

今年度実施する調整力の公募調達について

第38回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和元年5月31日（金）



電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

本日の報告の内容

- 2019年度向けの調整力公募については、3年連続で旧一電（発電・小売部門）以外による応札、落札が少なかった。
- こうしたことを踏まえ、発電事業者、小売事業者、DR事業者に対して、現在の公募調達においてどのようなネックがあるのか等についてアンケート調査を実施した。その結果及び2020年度向けの調整力公募の改善の具体策について御議論いただきたい。
- また、電源 I 'の広域的調達について御議論いただきたい。

公募調達に関するこれまでの経緯

2016年 7月 「一般送配電事業者が行う公募調達に係る考え方」を本会合にて取り纏め
10月～ 第1回公募調達の実施（2017年度向け）

2017年 4月～ 発電事業者等へのアンケート調査に基づき、改善策の検討を要請。一般送配電事業者による公募の改善。
10月～ 第2回公募調達の実施（2018年度向け）

2018年 5月～ 発電事業者等へのアンケート調査に基づき、改善策の検討を要請。一般送配電事業者による公募の改善。
9月～ 第3回公募調達の実施（2019年度向け）

今後のスケジュール（予定）

2019年 7月～ 公募要綱案の意見募集
8月～ 公募要綱案の確定
9月～ 第4回公募調達の実施（2020年度向け）

調整力の公募調達概要

- 電源 I については、一般送配電事業者がその必要量を明示して募集し、落札した事業者に対して、その契約容量に応じた kW 価格を支払う。また、運用段階で調整指令を出した場合には、その指令量に応じた kWh 価格を支払う。
- 小売電源のゲートクローズ後の余力を活用する電源 II については、必要量を明示せず募集して契約。運用段階で調整指令を出した場合に、その指令量に応じた kWh 価格を支払う。kW 価格は支払わない。

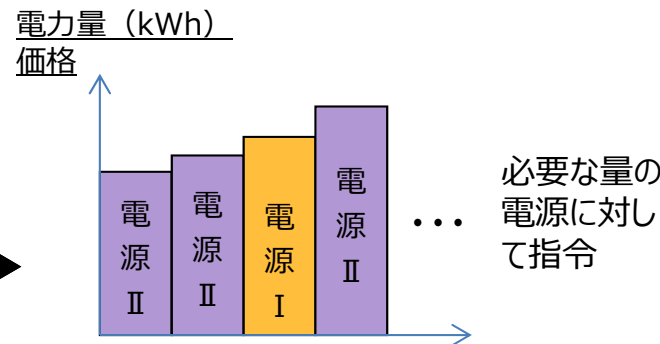
電源 I の入札・契約

- 電源 I : 一般送配電事業者が調整力専用として常時確保する電源等
- 入札者は、ユニットを特定した上で容量 (kW) 単位で入札
- 原則、容量(kW)価格の低いものから落札
- 定期検査実施時期等の調整

電源 II の募集・契約

- 電源 II : 小売電源のゲートクローズ後の余力を活用する電源等
- 容量 (kW) 価格の支払いは発生しないため、募集時に kW 価格は考慮されない
- 要件を満たしているかを確認してユニットを特定するのみ

電源 I、II の実運用



一般送配電事業者は電源 I と II の中から電力量 (kWh) 価格の低い順に指令 (メリットオーダー)

(調整力提供者は毎週、各ユニットの電力量 (kWh) 価格を登録)

電源 I の費用精算

- 落札時に決定した、容量 (kW) 価格を受け取る
- 指令に応じて発電した電力量に応じて、電力量 (kWh) 価格で費用精算
- 発電不調等があった場合のペナルティを精算

電源 II の費用精算

- 指令に応じて発電した電力量に応じて、電力量 (kWh) 価格で費用精算

2019年度向け調整力公募概要

2019年4月 第37回制度設計専門会合
事務局資料

	周波数制御用	需給バランス調整用	
	ハイスペック・高速発動	ロースペック・低速発動	
電源 I	【I-a】 ・発動時間：5分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	【I-b】 ・発動時間：15分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	【I'】 ・発動時間：3時間以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・簡易指令システムで指令 ・最低容量：0.1万kW
電源 II	【II-a】 ・発動時間：5分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）あり ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	【II-b】 ・発動時間：15分以内 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・専用線オンラインで指令・制御可 ・最低容量：0.5万kW	【II'】 ・発動時間：1時間未満 ・周波数制御機能（GF・LFC）なし ・簡易指令システムで指令 ・最低容量：0.1万kW

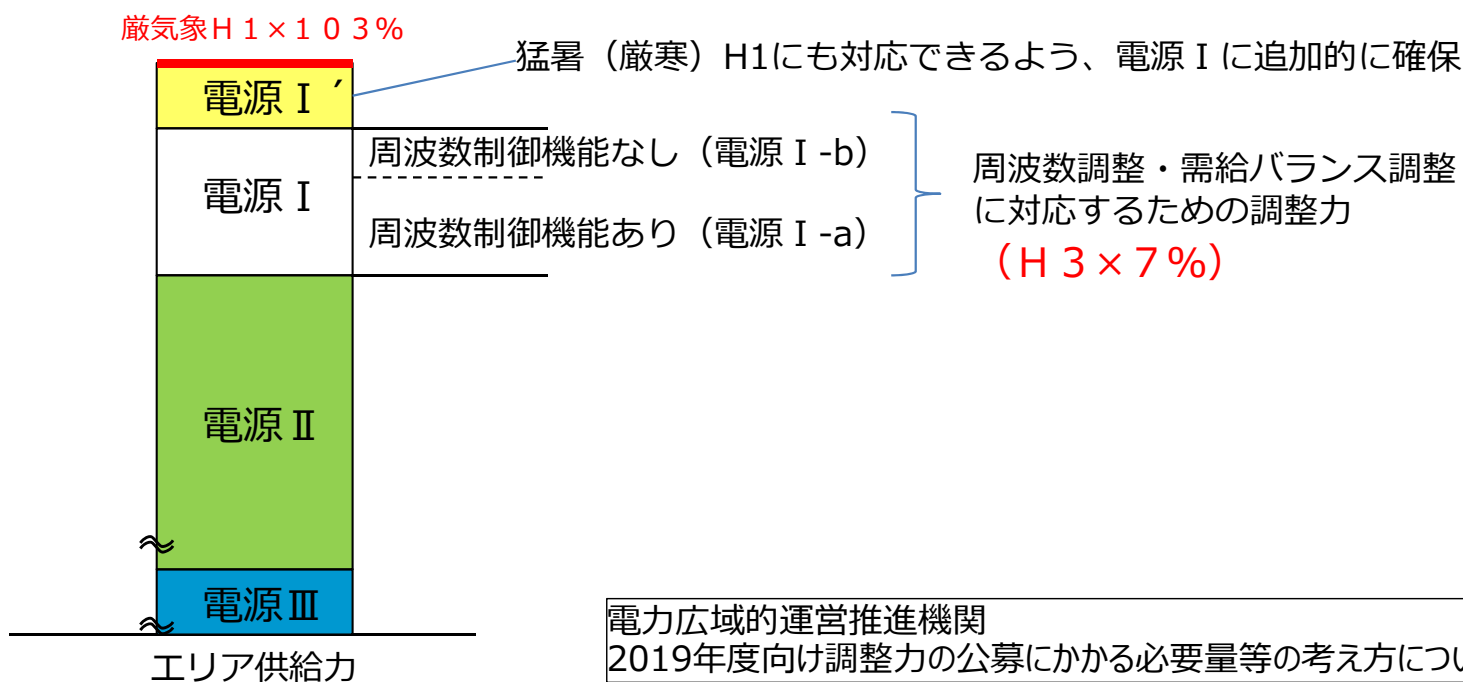
今回の公募において改善された事項

項目	改善された内容	前回までの取り扱い
最低容量の引き下げ	最低容量を引き下げ、全社統一。 <電源 I -a、I -b、II -a、II -b> 全社0.5万kW <電源 I'、II'> 全社0.1万kW	<電源 I -a、I -b、II -a、II -b> 0.5万kW～1.25万kW <電源 I'> 全社0.1万kW <電源 II'> 0.5万kW～1万kW
公募スケジュールを前倒し、入札募集期間を長期化	9月初旬募集開始、入札募集期間2か月。	10月上旬募集開始、入札募集期間1か月。
電源 I' のペナルティ水準の緩和	調整指令量に対する稼働量の未達率に応じたペナルティ水準とし、全社統一。	一部エリアにおいて、未達率に関わらず一律のペナルティ水準。
応札後にDR需要家重複が判明した場合への対応	DR需要家の重複が判明した時点で、一般送配電事業者は当該応札者に連絡し、5営業日の間に再確認することを可能とする。需要家が抜けた応札については、当該需要家分を応札容量から除いて評価。	重複需要家を需要家リストから除外。応札容量を満たさなくなる場合は、当該応札全体を無効とする。

2019年度向け調整力公募概要（募集量）

2019年4月 第37回制度設計専門会合
事務局資料

- 前回と同様、広域機関において、電源 I の必要量はH3需要の7%、電源 I 'の必要量はH1需要の103%がH3需要の108%を上回る量と算定され、各一般送配電事業者はそれに基づいて電源 I および電源 I 'を公募により調達している。



※電源ごとの募集量

(万kW)

	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計
電源 I a	35.0	91.8	300.0	148.3	33.0	143.0	72.5	33.8	102.4	5.7	965.5
電源 I b	-	4.2	74.0	24.7	2.5	42.0	-	1.5	-	24.4	173.3
電源 I'	-	15.0	30.0	27.7	-	101.0	-	-	25.4	-	199.1

注) 電源 II (II a、II b、II') については、容量の上限を設けずに募集。(応募された電源が要件を満たしていれば契約する。)

2019年度向け調整力の公募結果（電源 I -a及び I -b）

2019年4月 第37回制度設計専門会合事務局資料一部改変

- 電源 I -aについては、前回と同様、旧一電（発電・小売部門）以外からの応札はなかった。
- 電源 I -bについては、前回と同様、旧一電（発電・小売部門）以外の事業者による落札があったが、その量は限定的なものであった。

旧一電（発電・小売部門）以外の事業者による落札の比率 I-a : 0%、I-b : 0.8%

- 落札電源の平均価格（kW価格）は、いくつか上昇したエリアもあったが、全国平均では下落した。

全国平均価格 I-a : 12,155 → 11,808 円/kW、I-b : 11,346 → 10,214 円/kW

応札容量・落札容量（万kW）

		2018年度	2019年度	増減
電源 I -a	募集容量	1,004.5	965.5	▲39.0
	応札容量	1,081.9	1,001.2	▲80.7
	旧一電以外	-	-	-
	落札容量	1,008.9	969.1	▲39.8
	旧一電以外	-	-	-
電源 I -b	募集容量	123.7	173.3	49.6
	応札容量	158.8	183.8	25.0
	旧一電以外	1.4	2.2	0.8
	落札容量	120.8	174.7	53.9
	旧一電以外	1.4	1.4	-
合計	募集容量	1,128.2	1,138.8	10.6
	応札容量	1,240.7	1,185.0	▲55.8
	旧一電以外	1.4	2.2	0.8
	落札容量	1,129.8	1,143.8	14.0
	旧一電以外	1.4	1.4	-

平均価格（円/kW）

	2018年度	2019年度	増減
電源 I -a	12,155	11,808	▲ 347
電源 I -b	11,346	10,214	▲ 1,133
合計	12,069	11,564	▲ 504

※ 平均価格は落札された電源等の契約額の合計を落札容量の合計で除した加重平均として、委員会事務局が算定

※ 「旧一電以外」：応札主体が旧一電以外のもの

2019年度向け調整力の公募結果（電源I'）

- 電源I'については、旧一電（発電・小売部門）以外の事業者からの応札及び落札は前回より減少した。

旧一電（発電・小売部門）以外の事業者による落札容量：2017年度27.1万kW → 2018年度36.8万kW → 2019年度34.2万kW

- デマンドレスポンス（DR）を活用したものは、落札件数は増加したものの、応札容量及び落札容量は前回より約1割減少した。契約総額は約37億円（前回約35億円）。

DRを活用した落札容量：2017年度95.8万kW(36件) → 2018年度96.1万kW(39件) → 2019年度89.3万kW(42件)

- 電源、DRとも、平均契約価格（kW価格）は前回より上昇した。

応札容量・落札容量

	2017年度		2018年度		2019年度		対前年度	
	件数	容量 (万kW)	件数	容量 (万kW)	件数	容量 (万kW)	件数	容量 (万kW)
募集容量	-	132.7	-	132.2	-	199.1	-	66.9
応札容量	63	165.4	55	175.4	56	206.3	1	30.9
電源	6	54.2	7	59.3	9	107.5	2	48.2
DR	57	111.2	48	116.1	47	98.8	▲ 1	▲ 17.3
落札容量	41	132.0	46	132.2	50	194.3	4	62.1
電源	5	36.2	7	36.1	8	105.0	1	68.8
DR	36	95.8	39	96.1	42	89.3	3	▲ 6.7

旧一電以外

応札容量	43	40.3	46	50.4	41	38.0	▲ 5	▲ 12.5
落札容量	22	27.1	37	36.8	35	34.2	▲ 2	▲ 2.6

※ 「旧一電以外」：応札主体が旧一電以外のもの

平均価格（円/kW）

	2017年度	2018年度	2019年度	対前年度
合計	4,415	4,047	5,275	1,227
電源	6,165	5,210	6,261	1,050
DR	3,753	3,609	4,115	506

※ 平均価格は落札された電源等の契約額の合計を落札容量の合計で除した加重平均として、委員会事務局が算定。

2019年度向け調整力の公募結果（電源Ⅰ'）

2019年4月 第37回制度設計専門会合
事務局資料一部改変

	東北			東京			中部			関西			九州		
	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減
募集容量(万kW)	8.2	15.0	6.8	34.0	30.0	▲ 4.0	31.2	27.7	▲ 3.5	27.0	101.0	74.0	31.8	25.4	▲ 6.4
応札容量(万kW)	3件 10.5	6件 17.8	3件 7.3	12件 40.1	12件 36.1	- ▲ 4.0	3件 31.5	4件 30.2	1件 ▲ 1.4	18件 54.4	15件 96.5	▲ 3件 42.1	19件 38.9	19件 25.7	- ▲ 13.2
落札容量(万kW)	3件 8.2	4件 15.0	1件 6.8	11件 34.0	11件 29.7	- ▲ 4.3	3件 31.2	3件 27.7	- ▲ 3.5	15件 27.0	15件 96.5	- 69.5	14件 31.8	17件 25.4	3件 ▲ 6.4
評価用最高価格(円/kW)※	1,088	2,615	1,526	5,518	5,954	437	3,162	3,198	36	5,106	8,358	3,252	16,645	10,819	▲ 5,826
評価用平均価格(円/kW)※ (加重平均)	1,016	2,494	1,478	5,138	5,743	605	2,279	2,208	▲ 70	3,818	6,893	3,075	6,607	5,850	▲ 757
平均価格(円/kW) (加重平均)	880	2,243	1,363	4,751	5,358	607	2,118	2,012	▲ 106	3,633	6,571	2,937	6,356	5,602	▲ 754
契約期間	7/16 ~9/20	7/16~ 9/20 12/16~ 2/20		7/1 ~3/31	4/1 ~3/31		7/1 ~9/30	7/1 ~9/30		7/1 ~3/31	4/1 ~3/31 (7/1 ~3/31)		7/1 ~3/31	4/1 ~3/31	

()内は追加募集分

※評価用最高価格、平均価格は評価用kW価格と評価用kWh価格の合計金額による。

評価用kW価格： 運転継続可能時間、調整力提供可能時間数について、公募要領で求める原則的な要件に満たない場合にマイナスの評価が反映される。

評価用kWh価格： 上限kWh価格×想定発動回数×運転継続可能時間

	東北	東京	中部	関西	九州
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

※関西エリアの追加公募について

調整力の募集容量は広域機関が示す考え方にに基づき、2018年1月に公表された供給計画の想定需要等から算出しているが、昨夏の需要実績は当該想定需要では考慮されていないため、当初の募集容量には反映されていなかった。関西エリアでは、次年度の想定需要が著しく増加したことにより、広域機関における調整力の公募にかかる必要量等の考え方の改訂（2018年9月12日）に基づき、募集容量の変更および追加公募を実施した。

※前回公表値の訂正について

第37回制度設計専門会合（2019年4月25日）資料5「一般送配電事業者による2019年度向け調整力の公募調達結果等について」における、評価用平均価格の公表値に誤りがありましたので、以下のとおり訂正いたします。

	東北			東京			中部			関西			九州		
	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減
(訂正前) 評価用平均価格(円/kW)	1,016	2,494	1,478	5,138	5,743	605	2,279	2,208	▲ 70	3,717	4,342	625	6,607	5,850	▲ 757
(訂正後) 評価用平均価格(円/kW)	1,016	2,494	1,478	5,138	5,743	605	2,279	2,208	▲ 70	3,818	6,893	3,075	6,607	5,850	▲ 757

2019年度向け調整力の公募結果（電源Ⅱ）

2019年4月 第37回制度設計専門会合
事務局資料

- 電源Ⅱ-a及び電源Ⅱ-bについては、前回と同様、旧一電（発電・小売部門）以外の事業者から応募があったが、その量は限定的なものであった。
- 電源Ⅱ'については、前回と同様、応募がなかった。

	2018年度	2019年度	増減
電源Ⅱ-a (万kW)	402件 13,920.4	397件 13,721.4	▲5件 ▲199.0
旧一電以外 (電源等所有者)	33件 865.9	32件 864.0	▲1件 ▲1.9
旧一電以外 (応札主体)	2件 28.2	2件 28.2	－ －
電源Ⅱ-b (万kW)	14件 375.2	14件 346.6	－ ▲28.5
旧一電以外 (電源等所有者)	1件 1.4	1件 1.4	－ －
旧一電以外 (応札主体)	1件 1.4	1件 1.4	－ －
電源Ⅱ' (万kW)	－	－	－
旧一電以外 (電源等所有者)	－	－	－
旧一電以外 (応札主体)	－	－	－
合計 (万kW)	416件 14,295.6	411件 14,068.1	▲5件 ▲227.5
旧一電以外 (電源等所有者)	34件 867.3	33件 865.4	▲1件 ▲1.9
旧一電以外 (応札主体)	3件 29.6	3件 29.6	－ －

※2018年12月末日時点
電源Ⅱについては、今後追加的な応募、退出があり得る。

1. アンケートを踏まえた公募の改善について

2. 電源 I' の広域的調達について

アンケート概要

- 2019年度向けの調整力公募は、3年連続で旧一電（発電・小売部門）以外による応札・落札が少なかったことを踏まえ、新規参入促進に向けた方策を検討するため、アンケート調査を実施した。

○目的

調整力の分野における新規参入の促進方策の検討や需給調整市場についての検討に繋げる

○実施期間

平成31年4月22日～令和元年5月10日

○調査対象

- ・小売電気事業者：103社
（平成30年度上期の供給量が0.6億kWh以上の事業者）
- ・発電事業者：68社
（平成30年度供給計画における平成30年度末時点の発電出力合計が10万kW以上の事業者）
- ・DR事業者：24社
（DR推進協議会参加事業者及び平成28～30年度VPP実証参加事業者）

○調査内容

- ・応札の有無、応札しなかった場合はその理由、各電源区分について改善が望ましい点 等

○回答数

110社（回答率：約56%）

アンケート結果概要（発電、小売事業者の応札不参加理由）

- 旧一電以外の発電・小売の多くは、応札可能な電源を有していないか、有していても小売向けの供給を優先しているため調整力公募に応札していないという回答であった。
- それ以外では、I -a,b及びII -a,bについては、専用線オンライン設備がネックという意見が多く見られた。

アンケート回答者数 (旧一電以外の発電・小売)	88
発電事業者であるが電源用途 について決定権がない	31
小売事業者であって電源用途 について決定権がない	35
電源用途について 決定権がある	22



電源用途について決定権がある22社の回答

	I -a	I -b	I'	II -a	II -b	II'
応札した	0	1	2	0	0	0
応札していない	22	21	20	22	22	22
小売向けの供給を優先しており調整力の提供は困難であるため	14	14	13			
オンライン設備	15	15		16	16	
簡易指令システム						12
周波数調整機能	12			12		
応動時間	8	6		9	7	
出力変化速度	7	4		8	7	
継続時間			1			2
最低容量が大きすぎる	3	4	0	2	3	0
提供期間が長く、期間中に常時調整力を提供する余力が無い	3	4	0	3	4	1
公募期間が短い	0	1	0	0	1	0
その他	6	5	7	8	8	10

(参考) アンケート結果 (発電、小売事業者の応札不参加理由)

電源Ⅰ'及びⅡ'に応札しなかった理由「その他」の記載内容

電源Ⅰ'に応札しなかった理由「その他」	電源Ⅱ'に応札しなかった理由「その他」
<ul style="list-style-type: none">• 対応可能かどうかについて検討が完了していないため• 当社発電所が実証試験設備のため• 対応可能な契約を有していない• 発電電力は他の事業者に全量引き渡しているため• 余力がない• I - b へ入札を行った。• 契約期間が短いため、年間収益が少なくなり、応札メリットが確保できないと判断した• 当社電源のエリアにおいて、電源Ⅰ'の募集が無かった	<ul style="list-style-type: none">• 対応可能かどうかについて検討が完了していないため。• 当社発電所が実証試験設備のため。• 対応可能な契約を有していない• 発電電力は他の事業者に全量引き渡しているため• ゲートクローズ後に余力が発生しない• 小売向け供給を優先• Ⅱは変動費のみで売上の見込みが立たないため• kWh報酬のみではペイするのが困難• 待機コストが回収できないため、供給力として利用する場合と比較し経済的に成立しがたい• 従量料金のみでの料金設定であり、現状では事業性を成り立たせることが難しいため• 中央給電指令システムとのオンライン設備がないため

アンケート結果概要（DR事業者の応札不参加理由）

- DR事業者からは、電源Ⅰ'に応札しなかった理由として、提供できる調整力が公募最低容量に満たない、事業化検討段階である、等の回答があった。
- 電源Ⅱ'については、kWh収入だけではビジネスが成立しないことから応札を検討していないという理由が多かった。

※ 電源Ⅱ'は現時点で応札がない

回答があったDR事業者 13社の応札状況

	Ⅰ'	Ⅱ'
応札した	8	0
応札していない	5	13

応札しなかった理由の主な回答

電源Ⅰ'について

- ・ アライアンスを組んだ小売が入札した
- ・ 提供できる調整力合計が公募最低容量に満たないため
- ・ 当社の現状を踏まえて時期尚早と判断した
- ・ 事業化検討段階である
- ・ 需要規模に比して調整可能な容量が小さい需要家など、現行制度では困難 等

電源Ⅱ'について

- ・ kWh収入がないため、経済性が成立しない
- ・ kWh収入に対して、ネガワット調整金費用が占める割合が高いため
- ・ 提供できる調整力合計が公募最低容量に満たないため 等

アンケート結果概要（改善要望事項）

- 改善を望む点として、募集要件に関しては、DRの商品細分化、一日複数回発動の回避、簡易指令システムの適用対象の拡充等について意見が寄せられた。

	意見概要
募集要件に関する意見 【20件】	需要家のDRへの参加拡大のため、電源I'の発動の基準を1商品につき1つに限定し、発動の透明性を高めて欲しい。（発動の基準が一つに明確化され透明性が高まれば、需要家のDRへの参加拡大が期待できる。）
	一日複数回発動はDRには厳しい。一日1回発動に限定した商品も検討してほしい。
	時間帯を指定した入札が可能になると、DRが参加しやすくなる。
	ネガワットとポジワットを組み合わせることを許容してほしい。
	継続時間の短縮、公募の最低容量の引き下げ。
	電源I'を通年調達にしてほしい。
	厳気象月以外の発動についてインセンティブを付与してほしい。
	DRのポテンシャルは全国大で見込めるリソースであり、全国大での調達を検討していただきたい。
	簡易指令システムの適用対象を電源I'以外にも広げることで、多様な参入が期待できるのではないか。

アンケート結果概要（改善要望事項）

- 改善を望む点として、情報公表、DRの需要家確保、ペナルティ、スケジュール等について意見が寄せられた。

	意見概要
情報公表に関する意見【3件】	需要家募集活動における提案内容を検討するため、早めに要綱案を提示していただきたい
	募集要綱、契約書について各社の内容がバラバラで調達側・応札側双方の作業負担が大きいため、一元化できる部分は一元化してほしい。
	調達量の算定式を全て詳細に公開し、落札結果については、落札者の匿名性を担保した上でより詳細な落札結果の公表をご検討いただきたい。
DRの需要家確保に関する意見【2件】	DRの需要家が重複した場合は、入札案件全体を無効にするのではなく、その需要家のみ失格対象として控除して取り扱ってほしい。
	需要家リスト提出を落札後にしてほしい。
ペナルティに関する意見【1件】	同日2回以上発動時及び連日発動時の要件の緩和・ペナルティの緩和
発動試験に関する意見【1件】	発動試験の実施時期について、既存需要家については前年度契約の厳気象期間である12～2月の発動試験が困難。新規需要家については、DR契約が未締結のまま発動試験を行うことが困難。
小売事業者との調整に関する意見【2件】	ネガワット調整金の精算にあたり、アグリゲータ事業者と小売事業者間の直接協議が不要となるスキームを検討してほしい。

2019年度向け調整力公募結果に関するヒアリング結果

- 2019年度向け調整力公募結果を基に、特にDRについてヒアリングを実施したところ、一日複数回発動に関する意見などがあった。

【募集要件について】

- ✓ (DRの一日複数回発動について) 本来、厳気象対応への対応が目的であることから連日発動は理解。他方、一日複数回発動については、工場等のリソースの特性により機械設備の立ち上げ及び停止に一定時間要するものがあり、午前と午後に発動すると、その日は操業をあきらめざるを得なくなる。DRは調整力としての機動性が抜群であり、せっかくDRの認知が広まってきたところなので、持続可能な制度となるよう改善を希望。
- ✓ (DRの一日複数回発動について) 発電機と蓄電池であれば燃料と蓄電残容量があれば一日複数回発動でも対応可能。生産調整をリソースとしているところは確かに厳しい。一日複数回発動と一日1回発動で価格に差異を設けて商品を分ければ良いのではないか。商品の差別化が評価の仕組みとなる。
- ✓ ネガワットとポジワットの組み合わせについて検討いただきたい。ネガワットの負荷が無いときにポジワットで対応できると幅が広がる。
- ✓ (発動基準の明確化について) アグリゲーターが需要家とどうコミュニケーションを取っているかという点もある。最初に発動の内容を正しく説明することが重要。

【発動試験の実施時期について】

- ✓ 12～2月に発動試験を実施するのは厳しいところもある。
- ✓ 前年度に発動実績のある需要家については発動試験を省略するなどしてもよいのではないか。新たな需要家については発動試験の実施は必要。

【公募最低容量の引き下げについて】

- ✓ 低圧の需要家を集めているところでは最低容量の更なる引下げを希望するところはあるかもしれない。他方、これ以上引き下げても、事務コストの増加や実効性が担保できないといった可能性もある。

【ペナルティの緩和について】

- ✓ これ以上のペナルティの緩和はモラルハザードの懸念あり。
- ✓ 連日発動の場合には、達成分を控除した未達分のペナルティ対策も考慮してもらいたい。

【公募要綱案の早期提示について】

- ✓ 本来、需要家の獲得は通年で営業を行うもの。公募要綱案を見てから動き出すようでは遅い。

改善要望に対する検討状況

- 今回のアンケート等で寄せられた改善要望のうち、一般送配電事業者において既に検討を行っているものは以下のとおり。一般送配電事業者においてできるだけ速やかに検討が進むよう、状況を注視していく。

	検討項目	一般送配電事業者における対応状況
募集要件に関する意見	公募の最低容量の引き下げ	2019年度向け公募から最低容量を引下げ（4ページ）
	電源 I 'を通年調達にしてほしい。	調達の際に夏季・冬季以外の期間も可能な限り発動に応じてもらうことを求める方向で検討中。
	DRのポテンシャルは全国大で見込めるリソースであり、全国大での調達を検討していただきたい。	2020年度向け公募から電源 I 'の広域調達を検討中。
	簡易指令システムの適用対象の拡充	資源エネルギー庁が、電源 I - b について簡易指令システムが活用可能か実証試験中。
公募要領等の公表に関する意見	早めの要綱案の提示	2019年度向け公募から公募スケジュールを1ヶ月前倒し（4ページ）
	募集要綱、契約書の一元化	引き続き募集要綱等の随時見直しを行い、可能な範囲で一元化を図っていく。
	調達量の算定式を全て詳細に公開し、落札結果については、落札者の匿名性を担保した上でより詳細な落札結果の公表をご検討いただきたい。	情報公表については、入札参加機会の拡大に資するよう可能な範囲で見直しを行っていく。
DRの需要家確保に関する意見	DRの需要家が重複する場合は、その需要家のみ失格対象としてほしい	2019年度向け公募から需要家が抜けた応札については、当該需要家分を応札容量から除いて評価（4ページ）
ペナルティに関する意見	DRの発動指令に対するペナルティの緩和	2019年度向け公募から電源 I 'について、調整指令量に対する稼働量の未達率に応じたペナルティ水準に改正（4ページ）
スケジュールに関する意見	需要家募集活動における提案内容を検討するため、早めに要綱案を提示していただきたい	2019年度向け公募から募集開始時期を1ヶ月前倒し（4ページ）

電源 I 'の応札増に向けた取組の重要性

- 本秋の公募から、稀頻度リスク対応分も電源 I 'の必要量に加えることとされ、電源 I 'の調達量の増加が予定されている。
- 調達コストの増大をできるだけ抑制する観点から、今回のアンケートで出された意見も参考に、DR等の応札増に向けた工夫をできるだけ講じていこう一般送配電事業者に要請してはどうか。

電力広域的運営推進機関
2019年4月26日 第6回電力レジリエンス等に関する小委員会 資料

確保すべき必要供給力について

- 前回、厳気象対応(平成H3需要の110%)については、国の「需給検証委員会」が発足した2012年以降、需給検証等により評価してきた供給信頼度レベルであり、今後も維持すべきと整理した。
- 稀頻度リスク分の検討にあたっては、以下の点に留意することが必要である。
 - 現行の需給検証においては、厳気象対応および稀頻度リスク分の供給力が確保されていることを確認しており、稀頻度リスク分含めた当該供給力が現状の供給信頼度レベルと考えられること。
 - 平成30年北海道胆振東部地震を始めとした一連の災害によって、大規模停電等、電力供給に大きな被害が発生したことを踏まえて、レジリエンスの高い電力インフラ・システムを構築するための課題や対策を検討していること。その中で、稀頻度リスク分を確保することにより、9エリア合計の年間停電量EUEを約1/2に減少させる効果を得られることは、レジリエンスの強化となると考えられること。
- 以上のことから、現状の供給信頼度レベルの維持および電力インフラにおけるレジリエンスの重要性（電力政策における安定供給の重要性）の観点から、厳気象対応および稀頻度リスク分を考慮した必要供給力「平成H3需要の111%(約116%※)」を確保することとしてはどうか。
- 厳気象対応および稀頻度リスク分は、発動指令電源としてDR等が参加することにより、効率的な供給力確保が期待できるため、発動指令電源の確保量（必要供給力の内数）に反映することとしてはどうか。
※容量市場導入前は、調整力公募の電源 I 'の必要量に反映することとしてはどうか。
- なお、費用負担の観点から調達量を最小限とすべきという意見を踏まえ、容量市場開設後は、初回オークション時に設定する目標調達量を基準に、確率論的供給予備力算定手法（EUE算定）により供給信頼度を評価することで、調達量について不断の見直しを図ることとしたい。
- また、稀頻度リスク分（平成H3需要の1%）の費用負担については、後述（P18スライド以降）にて整理しているところ。

※（ ）内は、計画停止を踏まえた追加設備量（約5%）を含む数値

DRによる応札増に向けて考えられる方策（電源 I' の商品細分化等の工夫）

- 複数のDR事業者から、電源 I' の発動回数を一日 1 回に限定すると需要家の理解が得やすく、DRへの参加拡大が進みやすくなる等の意見があった。
- DRへの需要家の参加を増やし、ひいては電源 I' の調達コストの低減を図る観点から、調達量の一部については、発動回数を一日 1 回とするなどの工夫も検討してはどうか。

アンケート・ヒアリングで出された主な意見

- ✓ 一日複数回発動はDRには厳しい。一日 1 回発動に限定した商品も検討してほしい。
- ✓ 時間帯を指定した入札が可能になると、DRが参加しやすくなる。
- ✓ 需要家のDRへの参加拡大のため、電源 I' の発動の基準を 1 商品につき 1 つに限定し、発動の透明性を高めて欲しい。（発動の基準が一つに明確化され透明性が高まれば、需要家のDRへの参加拡大が期待できる。）
- ✓ DRについて、ネガワットとポジワットを組み合わせることを許容してほしい。



電源 I' の調達量の一部について、発動回数を一日 1 回とするあるいは 2 回目以降についてはペナルティを緩和するなどの需要家が参加しやすい条件とするといった工夫（短期的にできること、中長期的にできること）が考えられるのではないかと。

電源 I 'の活用

56

- これまで述べてきたように電源 I 'はアデカシーの観点から確保しているものではあるが、要件として発動回数や継続時間の制約が設けられている一方で、指令から3時間以内に発動可能であることを求めており、バランス停止した発電機の起動が間に合わないようなタイミングでも発動できるといった特徴がある。
- 必要量は猛暑や厳寒といった状況に対応できるように評価するものの、発動をそのような状況に限定しているものではなく、天候急変などにより大きな変動が生じた場合の需要予測誤差や再エネ予測誤差に対応するために活用できるものである。
- 第36回の本委員会（2019年2月19日）における中部エリアの需給ひっ迫時の需給状況の分析の中においても、3時間程度前に発動を判断できる需給状況に対しては、電源 II 運用の補完的な対応として、電源 I 'のDRなどを活用することも考えられるのではないかと整理した。
- これまで猛暑・厳寒時に活用することを主目的として、調整力の調達期間を限定して、夏季のみ、あるいは夏季・冬季のみ活用する契約としていた電源 I 'について、調達の際に年間を通じて可能な限り発動に応じるように求めていくことでどうか。

【第36回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2019年2月19日）議事録抜粋】

『出来る限り年間で対応できる、春や秋でも有り得るのは、確かにその通りで、予想外れや太陽光発電の出力予測外れに対して電源 I 'で対応できることはあると思う。出来る限りと記載してあるので大丈夫だとは思いますが、供給力として見込む形にして年間いつでも発動できる形とするのが良いのか、あるいは夏と冬に限定し、春や秋に発動する場合には、例えばkWh価格で割増して回数の枠外で発動できるような契約を予め締結しておく等、様々な方法があると思うので、1つに決め打ちせず、どのような方法が、一番コストが低く、かつ供給安定に資するのかを考えていく必要があると思う。』（松村委員）

DRによる応札増に向けて考えられる方策（発動試験の共通化）

- 落札した事業者が入札時に提示した容量（kW）を供出できるかを確認するため、一部の送配電事業者は発動試験を実施している。
- 後述のとおり、今秋の公募から電源 I 'は広域調達することが予定されていることから、全エリアで統一的な方法による発動試験を実施することが望ましいのではないか。
- その際、DRに参加する需要家に過度な負担とならないよう、発動試験の実施方法や時期等を考慮することが重要。

発動試験について

契約申込された電源 I 'の調整力供出能力・性能を把握する為、契約開始前に、契約申込者の負担において、調整力発動試験を実施。

ただし、アグリゲータの運転実績等をもって、調整力供出能力・性能の把握が可能な場合、一般送配電事業者の判断において、調整力発動試験を省略可能。

また、契約申込者がエビデンスによって調整力供出能力・性能を示すことを申し出、一般送配電事業者が認める場合、当該エビデンスをもって、調整力発動試験を省略可能。

アンケート・ヒアリングで出された意見

- ✓ 既存需要家については発動試験を前年度契約に基づいた指令と連続することの無いようにして欲しい。新規需要家については、DR契約が未締結のまま発動試験を行うことが困難。

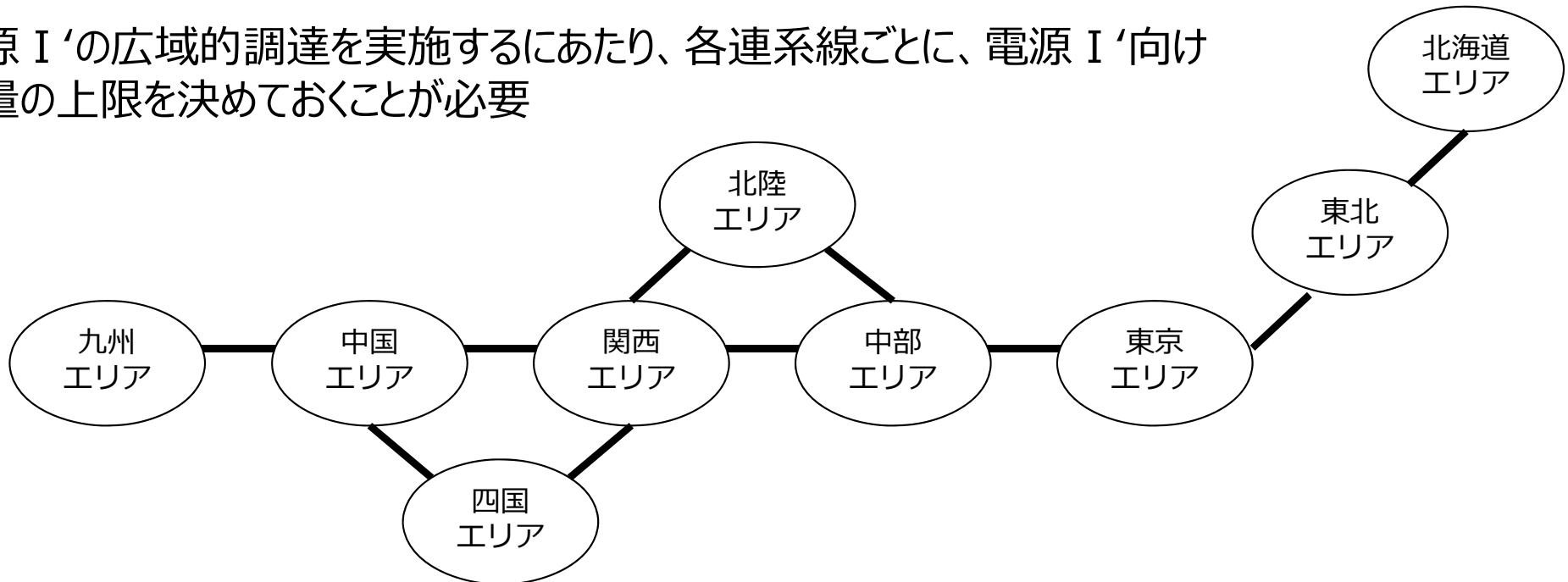
1. アンケートを踏まえた公募の改善について

2. **調整力の広域的調達について**

電源 I 'の広域的調達について

- 一般送配電事業者による調整力の調達については、これまでそれぞれエリア内から調達しているところ、コスト合理化の観点からは、広域的に調達することが望ましい。
- これについて、一般送配電事業者及び広域機関において検討が進められ、電源 I 'について、今秋実施する2020年度向け公募から、隣接するエリアからの応札も可能とする旨の提案があった。〔参考資料 1〕
- これを実施するに当たり、隣接エリアから調達した電源 I '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、その上限をどのように設定するか、公募前に決めておく必要がある。

電源 I 'の広域的調達を実施するにあたり、各連系線ごとに、電源 I '向け容量の上限を決めておくことが必要



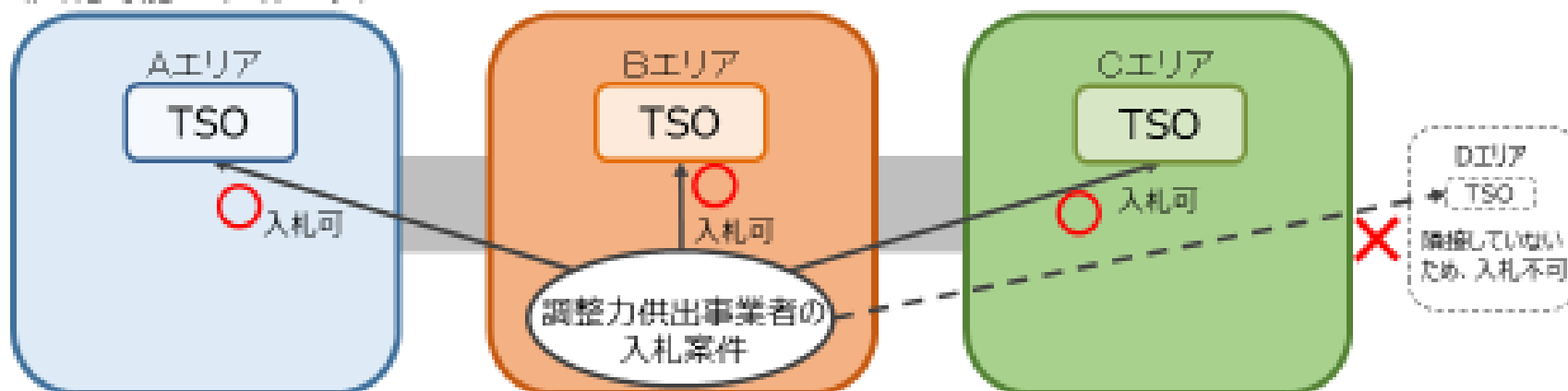
(参考) 一般送配電事業者及び広域機関における検討結果 (参考資料 1 抜粋)

「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>



(参考) これまでの経緯

- 過去、制度設計専門会合は、調整力の調達コストの低減を図る観点から、調整力の広域的な調達の重要性を指摘してきた。

これまでの経緯

2016年10月17日 調整力の公募調達の実施方法等を定めた「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」を公表。当該資料にて「調整力の募集対象地域については、各一般送配電事業者の供給区域に限定せず、供給区域外も含めて広く募集することが望ましい。」と提示。

「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 経済産業省）」抜粋

4. 公募調達実施時

.....

(8) 募集対象地域

「公募調整力についても広域メリットオーダーが行われることで、調整力の調達をより一層コスト効率的なものとなる可能性がある。このため、募集対象地域については、各一般送配電事業者の供給区域に限定せず、供給区域外も含めて広く募集することが望ましいと考えられるが、調整力についても広域メリットオーダーを可能とするためには、地域間連系線の利用ルールの見直し等の対応が必要となる。このため、まずは、募集対象地域は各一般送配電事業者の供給区域とするものの、資源エネルギー庁、広域機関及び委員会において、早急に地域間連系線の利用ルールの見直し等を行い、その結果を踏まえて供給区域外も含めて募集対象地域が設定されることが望ましいと考えられる。」

2017年3月31日 第16回制度設計専門会合において、今後の調整力公募の改善事項として、コスト合理化の観点からの調整力のエリア外調達について、広域機関に検討を要請。

電源 I' の広域的調達の効果

- 前回の調達（2019年度向け）においては、エリアによって平均価格に大きな差があったことを踏まえると、隣接するエリアまで調達エリアを拡大することで、調整力の調達コスト低減の効果が期待される。

2019年度向け調整力の公募結果（電源 I'）

2019年4月 第37回制度設計専門会合
事務局資料一部改変

	東北			東京			中部			関西			九州		
	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減	2018年度	2019年度	増減
募集容量(万kW)	8.2	15.0	6.8	34.0	30.0	▲ 4.0	31.2	27.7	▲ 3.5	27.0	101.0	74.0	31.8	25.4	▲ 6.4
応札容量(万kW)	3件 10.5	6件 17.8	3件 7.3	12件 40.1	12件 36.1	- ▲ 4.0	3件 31.5	4件 30.2	1件 ▲ 1.4	18件 54.4	15件 96.5	▲3件 42.1	19件 38.9	19件 25.7	- ▲ 13.2
落札容量(万kW)	3件 8.2	4件 15.0	1件 6.8	11件 34.0	11件 29.7	- ▲ 4.3	3件 31.2	3件 27.7	- ▲ 3.5	15件 27.0	15件 96.5	- 69.5	14件 31.8	17件 25.4	3件 ▲ 6.4
評価用最高価格(円/kW)※	1,088	2,615	1,526	5,518	5,954	437	3,162	3,198	36	5,106	8,358	3,252	16,645	10,819	▲ 5,826
評価用平均価格(円/kW)※ (加重平均)	1,016	2,494	1,478	5,138	5,743	605	2,279	2,208	▲ 70	3,818	6,893	3,075	6,607	5,850	▲ 757
平均価格(円/kW) (加重平均)	880	2,243	1,363	4,751	5,358	607	2,118	2,012	▲ 106	3,633	6,571	2,937	6,356	5,602	▲ 754
契約期間	7/16 ~9/20	7/16~ 9/20 12/16~ 2/20		7/1 ~3/31	4/1 ~3/31		7/1 ~9/30	7/1 ~9/30		7/1 ~3/31	4/1 ~3/31 (7/1 ~3/31)		7/1 ~3/31	4/1 ~3/31	

()内は追加募集分

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。



連系線の容量確保による卸市場への影響

- 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]

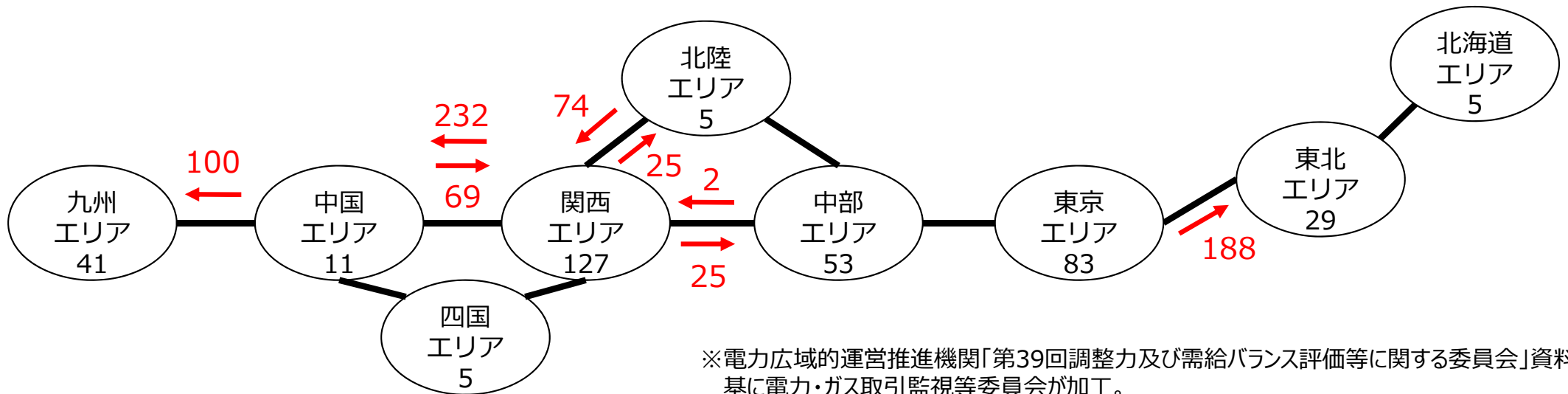
連系線	方向	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月
北海道本州間 連系設備	北海道⇒東北	45.4	29.2	42.4	0.0	0.0	0.0	35.0	30.0	53.6	53.6	52.7	42.6
	東北⇒北海道	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
東北東京間 連系線	東北⇒東京	0.0	18.2	0.0	5.2	0.0	0.7	61.4	101.3	24.0	94.9	2.0	0.0
	東京⇒東北	208.5	207.8	220.4	228.9	269.7	194.5	166.3	172.5	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

連系線確保量の上限値（案）

- 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。）



※電力広域的運営推進機関「第39回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会」資料を基に電力・ガス取引監視等委員会が加工。

(参考) 2017年度の地域間連系線の最小空容量実績

● 2017年7月～9月、12月～2018年2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				0.8	0.0	19.7			39.1	0.0	0.0	
	東北⇒北海道				0.0	0.0	0.0			0.0	0.0	0.0	
東北東京間 連系線	東北⇒東京				35.5	50.8	64.5			152.4	66.3	0.0	
	東京⇒東北				240.0	282.6	203.6			152.1	187.6	198.8	
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	
	中部⇒東京				0.0	0.0	0.0			18.1	0.0	0.0	
中部関西間 連系設備	中部⇒関西				67.4	87.6	48.4			0.0	1.8	0.0	
	関西⇒中部				79.7	97.4	116.8			147.3	196.5	130.6	
中部北陸間 連系線	中部⇒北陸				10.9	19.6	0.0			0.0	0.0	0.0	
	北陸⇒中部				30.0	30.0	0.0			30.0	30.0	34.5	
北陸関西間 連系線	北陸⇒関西				98.7	62.7	67.5			105.3	95.5	99.6	
	関西⇒北陸				83.5	81.7	71.3			61.1	90.7	94.2	
関西中国間 連系設備	関西⇒中国				276.0	368.4	306.7			194.9	242.1	207.9	
	中国⇒関西				0.0	3.3	33.6			96.5	150.1	85.2	
関西四国間 連系線	関西⇒四国				110.8	29.7	110.8			57.1	110.8	56.8	
	四国⇒関西				0.0	7.8	0.0			7.8	7.8	3.9	
中国四国間 連系線	中国⇒四国				73.4	102.8	105.7			71.1	54.5	48.7	
	四国⇒中国				5.8	0.0	0.0			22.2	35.5	21.4	
中国九州間 連系線	中国⇒九州				108.5	135.6	55.5			70.0	113.2	102.2	
	九州⇒中国				0.0	0.0	13.6			0.0	0.0	0.0	