

今年度実施する調整力の公募調達等について

第 6 1 回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和 3 年 5 月 3 1 日 (月)



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

- 2021年度向けの調整力公募については、第58回制度設計専門会合（2021年3月24日）において、結果報告を行った。
- 今回は、公募結果の分析、旧一電（発電・小売部門）の電源 I 及び電源 I' 応札の考え方についての聴取、公募に関する発電・小売事業者及びDR事業者を対象としたアンケートの実施結果を報告するとともに、2022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。

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）
- 2019年 5月～ 発電事業者等へのアンケート調査等に基づき、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4回公募調達の実施（2020年度向け）
- 2020年 5月～ 発電事業者等へのアンケート調査等に基づき、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5回公募調達の実施（2021年度向け）

今後のスケジュール（予定）

- 2021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6回公募調達の実施（2022年度向け）

(参考) 調整力の公募調達の概要

- 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 (GC) 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。

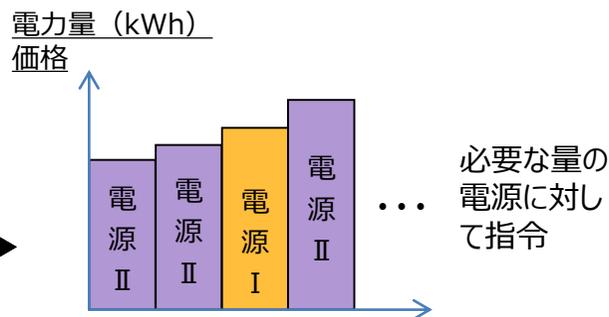
電源 I の入札・契約

- 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

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 GC までに、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

参考：今後の調整力の調達・運用制度の変更の見通し

- 調整力の調達については、2021年度から需給調整市場が開設し、三次調整力②の広域調達が開始され、その後順次に広域調達の対象が拡大される予定。
 - 三次調整力②は、毎日12時～14時に入札を実施し、翌日分の必要な調整力を調達。三次調整力②以外は、週一回入札を実施。
 - 調整力公募による電源 I、II の調達は、2023年度まで継続。
- 調整力の運用については、2021年度から、実需給の前に予測されたインバランス（2021,2022は15分毎、2023以降は5分毎）に対して、9 エリアの広域メリットオーダーに基づく調整力の広域運用が開始される。

	2020年度	2021年度	2022・2023年度	2024年度以降
予約電源の調達 (kW又はΔkWコストが発生する電源) ※白色はエリア内の調達、 橙色は市場での広域調達	電源 I - a	電源 I - a	電源 I - a	一次調整力
	電源 I - b	電源 I - b	電源 I - b	二次調整力①
			三次調整力①	二次調整力②
余力電源の活用	電源 II	電源 II	電源 II	三次調整力①
			三次調整力②	三次調整力②
				余力活用電源

2020年度までは、基本的には各エリアで調整力kWhを運用。

2021年度以降は、連系線容量の範囲内で9エリアの広域メリットオーダーで運用。2021,2022は15分毎の予測インバランス量、2023以降は5分毎の予測インバランス量まで広域運用で対応。(緑枠)

2021年度向け調整力公募の概要（要件等）

	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：45分以内 ・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

2021年度向け公募から改善された事項

項目	改善された内容	前回までの取り扱い
電源 I' の募集要件の統一	電源 I' について、広域調達を通じた更なる競争促進を図るため、契約期間、年間発動回数、運転継続時間等のエリア間で異なる募集要件を統一化した。	一部のエリアでは、契約期間が夏季のみであるなど募集条件が異なる部分があった。
電源 I' の他市場での活用について	夏季（7月～9月）冬季（12月～2月）の重負荷期間を除き、他市場への応札等を可能とすることとした。	電源 I' として契約した電源等は、一般送配電事業者の了解なしに、他市場への応札等を行うことを契約上禁止されていた。

1. 2021年度向け電源Ⅰ'公募結果の分析

2021年度向け調整力の公募結果（電源 I'）

2021年3月 第58回制度設計専門会合 資料6-1

- 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容量及び落札容量は前回より増加した。また、応札容量及び落札容量全体に占める割合も前回より増加した。

応札容量：98.8万kW（128件） → 252.1万kW（294件）、応札全体に占める割合：16% → 30.8%（kWベース）
 落札容量：29.5万kW（46件） → 91.9万kW（106件）、落札全体に占める割合：7% → 21.5%（kWベース）

- ディマンドリスポンス（DR）の応札容量及び落札容量は前回より増加した。また、応札容量及び落札容量全体に占める割合も前回より増加した。

応札容量：198.7万kW（134件） → 321.4万kW（261件）、応札全体に占める割合：32% → 39%（kWベース）
 落札容量：128.9万kW（50件） → 175.9万kW（100件）、落札全体に占める割合：30% → 41%（kWベース）

- 広域調達に応札容量及び落札容量は前回より増加した。また、応札容量及び落札容量全体に占める割合も前回より増加した。

応札容量：114.1万kW（80件） → 259.0万kW（180件）、応札全体に占める割合：18% → 32%（kWベース）
 落札容量：27.4万kW（18件） → 48.2万kW（18件）、落札全体に占める割合：6% → 11%（kWベース）

- 平均価格は、全国平均で前回より下降した。

応札容量・落札容量

	2019年度		2020年度		2021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	-	199.1	-	428.7	-	423.4	-	▲ 5.3
応札容量	56	206.3	207	619.5	371	819.7	164	200.2
電源	9	107.5	73	420.8	110	498.2	37	77.5
DR	47	98.8	134	198.7	261	321.4	127	122.7
落札容量	50	194.3	91	426.5	152	427.3	61	0.8
電源	8	105.0	41	297.7	52	251.4	11	▲ 46.2
DR	42	89.3	50	128.9	100	175.9	50	47.0

旧一電以外（応札主体が旧一電以外のもの）

応札容量	41	38.0	128	98.8	294	252.1	166	153.3
落札容量	35	34.2	46	29.5	106	91.9	60	62.5

平均価格（円/kW）

	2019年度	2020年度	2021年度	対前年度
合計	5,275	5,941	4,892	▲ 1,048
電源	6,261	6,302	5,297	▲ 1,005
DR	4,115	5,106	4,313	▲ 793

※ 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。

※ 2021年度広域的調達結果

応札：259.0万kW（180件）
 落札：48.2万kW（18件）

2021年度向け調整力の公募結果（電源 I'）

2021年3月 第58回制度設計専門会合 資料6-1 一部修正

	北海道			東北			東京			中部			北陸		
	2020年度	2021年度	増減	2020年度	2021年度	増減	2020年度	2021年度	増減	2020年度	2021年度	増減	2020年度	2021年度	増減
募集容量(万kW)	77.0	74.2	▲ 2.8	26.2	47.9	21.7	70.4	73.1	2.7	44.9	46.5	1.6	5.0	5.6	0.6
応札容量(万kW)	9件 77.2	12件 76.1	3件 ▲ 1.1	24件 48.4	38件 132.7	14件 84.3	26件 89.9	36件 128.8	10件 38.9	12件 100.1	52件 109.7	40件 9.5	16件 20.0	4件 5.9	▲12件 ▲ 14.1
エリア外応札分	-	-	-	5件 18.2	19件 73.1	14件 54.9	2件 2.1	6件 9.2	4件 7.1	4件 38.8	32件 51.3	28件 12.5	13件 14.8	-	▲13件 ▲ 14.8
落札容量(万kW)	8件 77.0	12件 74.2	4件 ▲ 2.8	17件 26.2	18件 47.9	1件 21.7	19件 70.4	12件 73.1	▲7件 2.7	5件 44.9	17件 53.0	12件 8.1	1件 5.0	2件 5.6	1件 0.6
エリア外落札分	-	-	-	-	2件	2件	2件	1件	▲1件	1件	3件	2件	-	-	-
評価用価格※ エリア最高(円/kW)	13,543	11,535	▲ 2,008	3,676	4,368	692	8,785	5,453	▲ 3,332	3,073	5,137	2,064	1,746	1,868	122
評価用価格※ エリア平均(円/kW)	10,218	7,964	▲ 2,254	3,585	3,671	86	6,795	5,019	▲ 1,776	2,413	4,592	2,179	1,746	1,868	122
kW価格 エリア平均(円/kW)	10,025	7,607	▲ 2,418	3,354	3,540	186	6,486	4,727	▲ 1,759	2,250	4,227	1,977	1,646	1,795	149
ペナルティ対象期間	12/1~2/28	7/1~9/30 12/1~2/28		7/16~9/20 12/16~2/20	7/1~9/30 12/1~2/28		7/1~9/30 12/1~2/28			7/1~9/30 12/1~2/28			7/1~9/30 12/1~2/28	7/1~9/30 12/1~2/28	
運転継続可能時間	3時間	3時間		4時間	3時間		3時間			2時間	3時間		2時間	3時間	
想定発動回数	1.8回	3.6回		3.6回			3.6回			1.8回	3.6回		3.6回	3.6回	

	関西			中国			四国			九州			沖縄		
	2020年度	2021年度	増減	2020年度	2021年度	増減	2020年度	2021年度	増減	2020年度	2021年度	増減	2020年度	2021年度	増減
募集容量(万kW)	122.6	82.7	▲ 39.9	10.6	26.7	16.1	12.2	7.2	▲ 5.0	49.7	48.9	▲ 0.8	10.1	10.6	0.5
応札容量(万kW)	41件 147.8	74件 141.9	33件 ▲ 6.0	19件 23.4	46件 79.8	27件 56.3	23件 26.1	58件 43.9	35件 17.8	34件 76.4	48件 90.4	14件 13.9	3件 10.1	3件 10.6	- 0.5
エリア外応札分	18件 12.5	35件 39.1	17件 26.6	10件 8.8	30件 42.9	20件 34.2	18件 13.1	47件 33.0	29件 19.9	10件 6.0	14件 10.9	4件 5.0	-	-	-
落札容量(万kW)	15件 120.4	49件 80.1	34件 ▲ 40.3	2件 10.6	6件 26.8	4件 16.2	17件 12.2	6件 7.2	▲11件 ▲ 5.0	4件 49.7	28件 48.9	24件 ▲ 0.8	3件 10.1	3件 10.6	- 0.5
エリア外落札分	3件 1.2	14件 10.1	11件 8.9	-	-	-	12件 7.0	-	▲12件 ▲ 7.0	-	-	-	-	-	-
評価用価格※ エリア最高(円/kW)	6,001	5,805	▲ 196	5,516	5,205	▲ 311	8,176	3,658	▲ 4,518	5,422	4,377	▲ 1,045	7,963	3,421	▲ 4,542
評価用価格※ エリア平均(円/kW)	5,812	5,260	▲ 552	5,504	4,273	▲ 1,231	6,427	3,575	▲ 2,852	4,864	4,137	▲ 727	6,935	3,051	▲ 3,884
kW価格 エリア平均(円/kW)	5,630	5,173	▲ 458	5,216	4,071	▲ 1,144	6,286	3,394	▲ 2,892	4,636	4,000	▲ 636	6,698	2,834	▲ 3,864
ペナルティ対象期間	4/1~3/31	7/1~9/30 12/1~2/28		7/1~9/30 12/1~2/28			7/1~9/30 12/1~2/28			7/1~9/30 12/1~2/28			6/1~9/30		
運転継続可能時間	3時間			4時間	3時間		3時間			4時間	3時間		3時間		
想定発動回数	3.6回			3.6回	3.6回		3.6回			3.6回			2.4回		

※ 評価用最高価格、平均価格は、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。）と評価用kWh価格（上限kWh価格×想定発動回数×運転継続可能時間）の合計金額による。

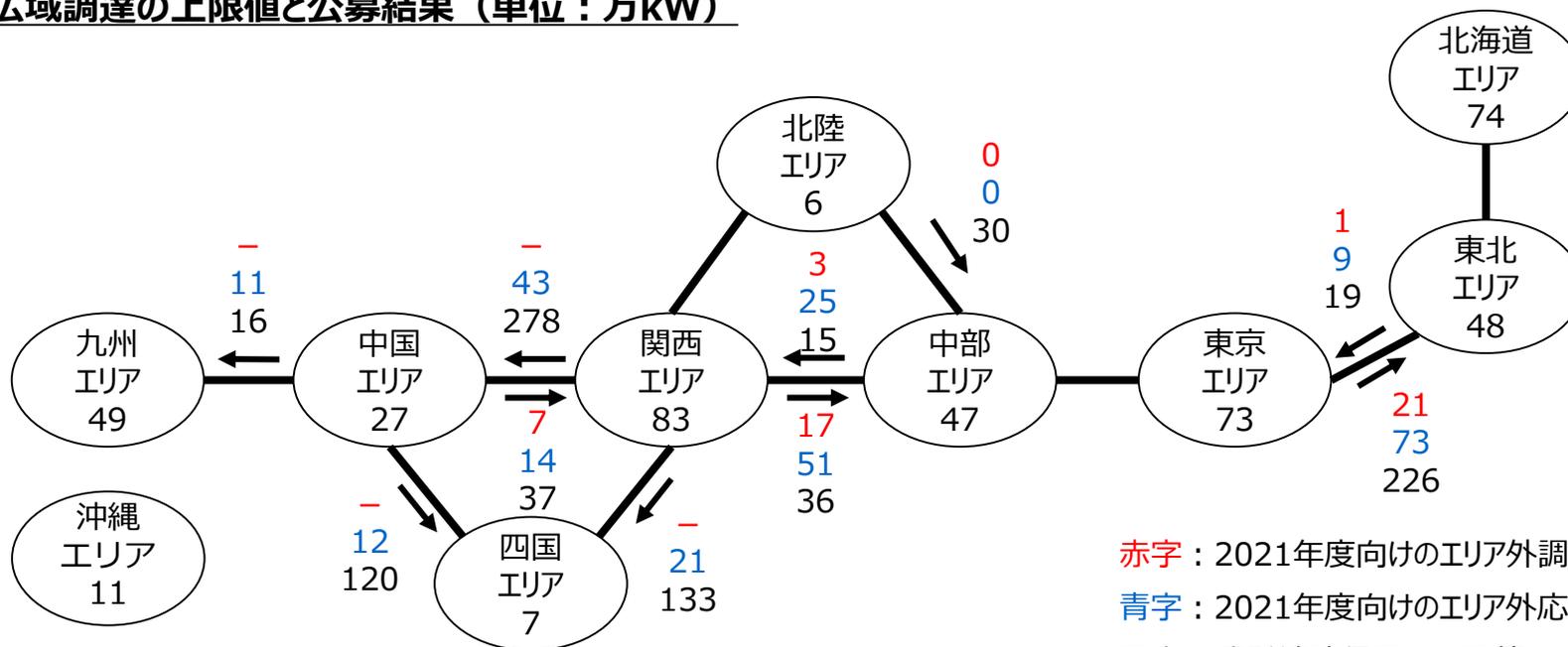
電源 I 'の公募結果について（総評）

- 電源 I 'については、2 回目となる広域調達の実施や募集要件の統一などにより競争が進み、旧一電以外の事業者の落札容量やDRを活用した落札容量が増加し、平均価格（kW価格）も前回より下降した。
- 他方、エリア別にみると、中部エリアでは平均価格及び最高価格が上昇したが、今回から新たに冬期間も電源 I 'を確保したことによるものと考えられる。
- なお、北海道も今回から夏期間の電源 I 'の確保を始めたが、平均価格及び最高価格は下降した。この点について、新規事業者が低価格で応札を行ったこと等により平均価格が下降したことや、前回公募で最高価格となった電源の応札が今回はなかったことが考えられる。
- 以上、今回の公募では、これまでの制度見直し等の成果が一定程度発現したものと考えられるが、電源 I 'の運用については、昨冬の需給ひっ迫を踏まえた新たな課題が浮き彫りになった。そこでこれらの課題を踏まえた改善策について、24頁以降検討を行った。

電源 I 'の広域調達の公募結果及びコスト削減効果

- 今回の公募における電源 I 'の広域調達の上限値と調達量実績は以下のとおり。
- 電源 I 'の広域調達によるコスト削減効果は全国で約 8 億円であった（電源 I 'の契約総額は約206億円）。

電源 I 'の広域調達の上限値と公募結果（単位：万kW）



赤字：2021年度向けのエリア外調達量（公募結果）
 青字：2021年度向けのエリア外応札量
 黒字：連系線確保量の上限値
 円内数値：2021年度向け電源 I '募集量

電源 I 'の広域調達によるコスト削減効果

	東北	東京	中部	関西	合計
エリア外調達量（万kW）	21	1	17	10	48
コスト削減効果（億円）	2	0	4	2	8

前回 （2020年度向け）合計
27
6

コスト削減効果は、実際の調達金額合計と、エリア外調達電源をエリア内の非落札電源と差し替えた場合の調達金額合計との差により算出。

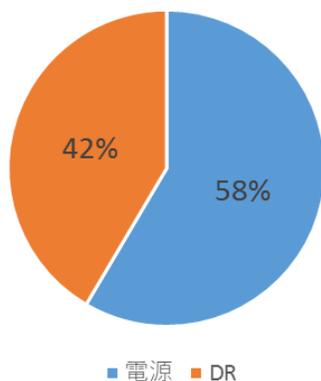
DRの内訳について

- 今回の公募におけるDRの内訳については、以下のとおり。
- 電源 I 'の調達量全体に占めるDRの割合は、約 4 割。また、DRのリソースの内訳としては、工場ラインの一部停止等の需要抑制が約 8 割、自家発等の稼働（逆潮無し）が約 2 割弱であった。また、若干ではあるが蓄電池もあった。
- 今秋に実施する2022年度向け公募では、逆潮流アグリゲーションの参入が可能となるため、多様なリソースの組み合わせによる応札が期待される。

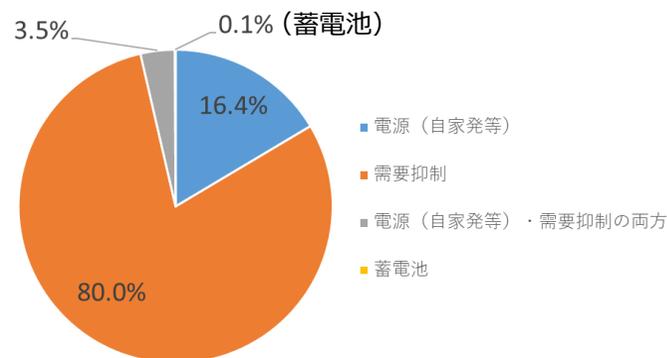
電源 I 'の調達量の内訳及びDRのリソースの内訳

電源 I 'の調達量：427万kW
うち電源：251万kW
うちDR：176万kW

電源 I 'の調達量の内訳



DRのリソースの内訳



2021年度向け電源 I '公募結果を受けたC及びDの価格の検証

- 2021年度向け調整力公募の落札結果から、電源 I 'の調達価格を基にひつ迫時補正インバランス料金のC及びDの価格を再計算したところ、Cの価格は約490円/kWh（複数回発動を前提とした場合）、Dの価格は約37円/kWhと算出された。
- 2回目となる広域調達の実施や募集要件の統一などの制度見直しにより応札量が増加し競争が進んだことから、落札電源等の最高価格や平均価格が低下し、それに伴いCの価格も低下したものと考えられる。
- 昨冬のスポット価格高騰の分析・検討の取りまとめにおいて、2022年度からの新たなインバランス料金制度について、現行の制度設計のままで良いのかあるいは変更する必要があるかについて検討を行うこととしていることから、今回のC及びDの価格の検証結果も踏まえ、検討を進めていきたい。

調整力公募結果から見積もったC及びDの設定について

	円/kWh	
年度	Cの価格※	Dの価格
2018年度向け	626	41
2019年度向け	629	45
2020年度向け	749	33
2021年度向け	488	37

※電源 I 'の複数回発動を前提とした場合

(参考) 2022年度以降のインバランス料金制度について

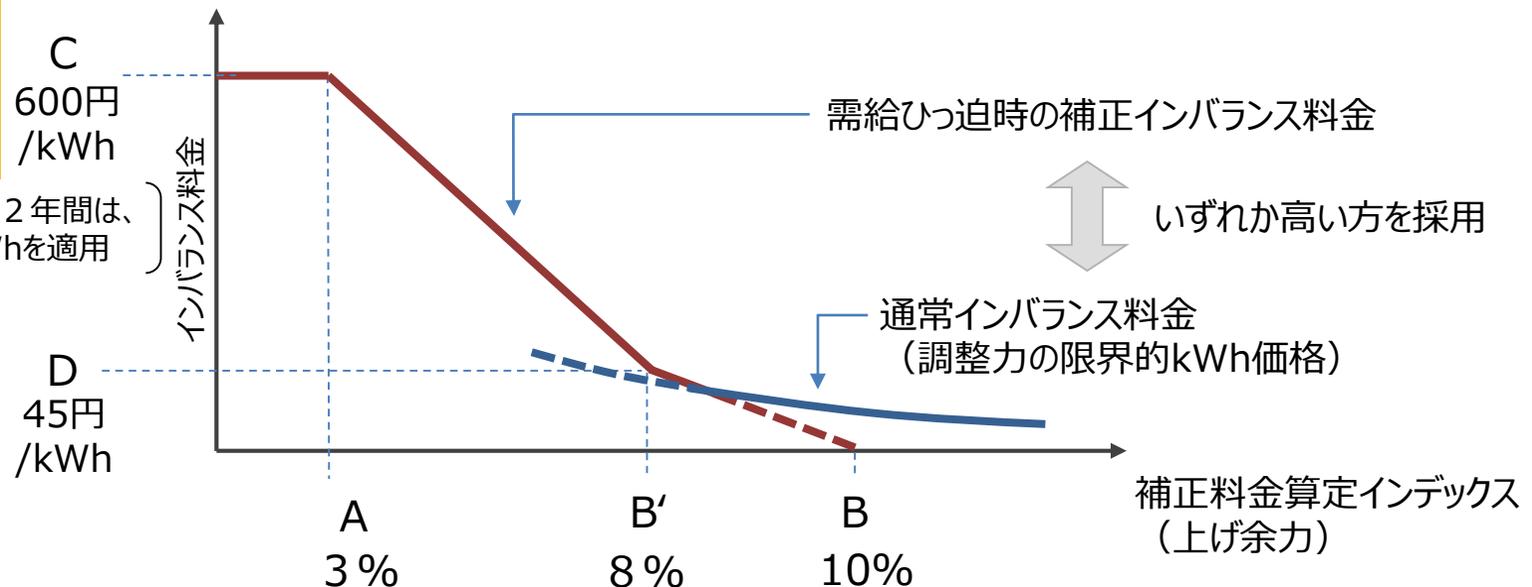
- インバランス料金は、実需給の電気の価値（電気を供給するコストや需給の状況）が適切に反映するものであることが望ましいことから、2022年度以降のインバランス料金については、本専門会合で審議を重ね、以下のように、調整力のkWhコストを基本としつつ、需給ひっ迫時には補正インバランス料金の式により算定することが適当との結論を得た。

2022年度以降のインバランス料金制度

緊急的に供給力を1kWh追加確保するコストとして、市場に出ていない供給力を新たに1kWh確保するために十分な価格として、新たにDRを追加的に確保するのに必要な価格。

〔2022年度から2023年度までの2年間は、暫定的措置として200円/kWhを適用〕

確保済みの電源I'のkWh価格を参考に決定。



政府が需給ひっ迫警報を発令する水準を参考に決定。

電源I'を発動が確実となる水準を参考に決定。

電源I'を発動し始めるタイミングを参考に決定。

旧一電（発電・小売部門）の電源 I '応札の考え方の評価

- 今回の公募において、旧一電（発電・小売部門）がどのような考え方で電源 I 'に応札したか等を各社から聴取した。
- 電源 I 'に応札する電源の選定の考え方、及びkW価格設定の考え方は、各社で概ね同様であり、回答のとおり応札が行われている限りは、現時点では、特に問題となる点はないと評価できる。

①電源 I '選定の考え方

各社の考え方

kWh単価が高く、発電・小売部門として利用頻度が低いと見込まれる電源から応札



事務局としての評価

小売向けに活用する可能性が低く、電源 I への応札を除き、電源 I 'となった場合の逸失利益が小さい電源から電源 I 'に応札するという考え方であり、特に問題となる点はないのではないか。

(注)事務局において、各社が実際に応札した電源のリストを入手し、各社が回答した考え方と整合していることを確認済み。

②kW価格設定の考え方

各社の考え方

電源は、固定費（人件費、修繕費、公租公課、減価償却費、その他費用）に事業報酬相当額を乗せた金額を基に、電源 I 'の稼働期間を考慮して算定。

DRは、前年度までの落札金額等を参考に必要経費、需要家への報酬等を考慮して算定。



事務局としての評価

電源について、コストベースで入札価格を設定すること、DRについて、前年度の落札金額等を参考に入札価格を設定することは、特に問題となる点はないのではないか。

2. 2021年度向け電源Ⅰ公募結果の分析

2021年度向け調整力の公募結果（電源 I -a及び I -b）

2021年3月 第58回制度設計専門会合 資料6-1

- 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 : 1.8%

- 落札電源の平均価格（kW価格）は、前回よりもやや下降した。

全国平均価格 12,111円/kW → 11,852 円/kW

応札容量・落札容量（万kW）

		2020年度	2021年度	増減
電源 I -a	募集容量	982.4	982.5	0.1
	応札容量	998.9	999.4	0.5
	旧一電以外	-	-	-
	落札容量	982.4	983.2	0.7
	旧一電以外	-	-	-
電源 I -b	募集容量	156.0	125.5	▲30.5
	応札容量	164.5	137.0	▲27.5
	旧一電以外	2.2	2.3	0.1
	落札容量	158.2	127.9	▲30.3
	旧一電以外	2.2	2.3	0.1
合計	募集容量	1,138.4	1,108.0	▲30.4
	応札容量	1,163.4	1,136.4	▲27.0
	旧一電以外	2.2	2.3	0.1
	落札容量	1,140.7	1,111.1	▲29.6
	旧一電以外	2.2	2.3	0.1

平均価格（円/kW）

	2020年度	2021年度	増減
電源 I -a	12,297	11,909	▲ 388
電源 I -b	10,961	11,414	453
合計	12,111	11,852	▲ 259

※ 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

2021年度向け調整力の公募結果（電源 I -a及び I -b）

2021年3月 第58回制度設計専門会合 資料6-1

容量：万kW

価格：円/kW

		北海道			東北			東京			中部			北陸		
		2020年度	2021年度	増減												
電源 I -a	募集容量	35.0	34.8	▲0.2	95.8	95.3	▲0.5	274.8	272.9	▲1.9	174.4	173.2	▲1.2	30.5	34.0	3.5
	応札容量	36.1	34.8	▲1.3	95.8	95.3	▲0.5	274.8	272.9	▲1.9	189.7	189.8	0.1	30.5	34.0	3.5
	落札容量	35.0	34.8	▲0.2	95.8	95.3	▲0.5	274.8	272.9	▲1.9	174.4	173.6	▲0.8	30.5	34.0	3.5
	※最高価格	39,772	36,495	▲3,277	42,357	49,569	7,212	11,660	12,591	931	9,724	8,358	▲1,366	33,791	34,026	235
	※平均価格	35,288	33,325	▲1,963	10,621	10,745	124	11,660	12,591	931	8,115	6,642	▲1,473	15,868	18,026	2,158
電源 I -b	募集容量	募集無し			募集無し			95.1	68.1	▲27.0	募集無し			5.0	1.0	▲4.0
	応札容量	募集無し			募集無し			101.3	77.2	▲24.1	募集無し			5.0	1.0	▲4.0
	落札容量	募集無し			募集無し			95.1	68.1	▲27.0	募集無し			5.0	1.0	▲4.0
	※最高価格	募集無し			募集無し			11,660	12,591	931	募集無し			26,228	14,051	▲12,177
	※平均価格	募集無し			募集無し			11,660	12,587	927	募集無し			18,812	14,051	▲4,761
		関西			中国			四国			九州			沖縄		
		2020年度	2021年度	増減												
電源 I -a	募集容量	152.3	154.5	2.2	73.5	73.5	-	35.2	34.8	▲0.4	105.2	103.8	▲1.4	5.7	5.7	-
	応札容量	152.3	154.8	2.5	73.5	73.5	-	35.3	34.8	▲0.5	105.2	103.8	▲1.4	5.7	5.7	-
	落札容量	152.3	154.8	2.5	73.5	73.5	-	35.2	34.8	▲0.4	105.2	103.8	▲1.4	5.7	5.7	-
	※最高価格	11,335	12,094	759	18,046	23,263	5,217	20,181	18,038	▲2,143	16,964	14,707	▲2,257	30,015	28,530	▲1,485
	※平均価格	9,209	9,791	582	13,710	12,024	▲1,686	13,769	8,754	▲5,015	16,096	14,359	▲1,737	23,885	22,551	▲1,334
電源 I -b	募集容量	31.5	32.0	0.5	募集無し			募集無し			募集無し			24.4	24.4	-
	応札容量	33.7	34.4	0.6	募集無し			募集無し			募集無し			24.4	24.4	-
	落札容量	33.7	34.4	0.6	募集無し			募集無し			募集無し			24.4	24.4	-
	※最高価格	8,914	11,059	2,145	募集無し			募集無し			募集無し			12,813	12,512	▲301
	※平均価格	8,858	9,890	1,032	募集無し			募集無し			募集無し			9,532	10,178	646

※ 最高価格、平均価格は評価用のkW価格であり、運転継続可能時間、年間停止計画日数、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入札価格にマイナスの評価が反映されている。

電源 I の公募結果について（総評）

- 第58回制度設計専門会合で報告したとおり、電源 I -a及び I -bは、過年度と同様、旧一電（発電・小売部門）以外の事業者による応札及び落札は、非常に少なく、特筆すべき動きはなかった。
- 各エリアの落札電源の平均価格（kW価格）は、過年度の推移で比較すると、ほぼ横ばいであったが、比較的落札容量の多い中部、九州エリアでの価格低下が、全体の平均価格低下に寄与したものと考えられる。また、四国エリアでは平均価格が約 5 千円低下した。
- この点について、各社に確認したところ、落札された電源は昨年度から大きく変わっていないが、償却等により応札価格が全般的に低下したとのことであった。

電源 I の応札容量、落札容量、平均価格の推移

容量：万kW、価格：円/kW

	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度
応札容量	1,162.3	1,240.7	1,185.0	1,163.4	1,136.4
うち旧一電以外	1.0	1.4	2.2	2.2	2.3
落札容量	1,136.3	1,129.8	1,143.8	1,140.7	1,111.1
うち旧一電以外	-	1.4	1.4	2.2	2.3
平均価格	12,855	12,069	11,564	12,111	11,852

電源 I の平均価格

価格：円/kW

	2019年度	2020年度
中部	8,115	6,642
四国	13,769	8,754
九州	16,096	14,359

旧一電（発電・小売部門）の電源 I 応札の考え方の評価

- 今回の公募において、旧一電（発電・小売部門）がどのような考え方で電源 I に応札したか等を各社から聴取した。
- 電源 I に応札する電源の選定の考え方、及びkW価格設定の考え方は、各社で概ね同様であり、昨年度からの特段の変化はなく、回答のとおり応札が行われている限りは、現時点では、特に問題となる点はないと評価できる。

①電源 I 選定の考え方

各社の考え方

kWh単価が高く、発電・小売部門として利用頻度が低いと見込まれる電源から応札

↓

事務局としての評価

小売向けに活用する可能性が低く、電源 I となった場合の逸失利益が小さい電源から電源 I に応札するという考え方であり、特に問題となる点はないのではないか。

(注)事務局において、各社が実際に応札した電源のリストを入手し、各社が回答した考え方と整合していることを確認済み。

②kW価格設定の考え方

各社の考え方

固定費（人件費、修繕費、公租公課、減価償却費、その他費用）に事業報酬相当額を乗せて算定

↓

事務局としての評価

コストベースで入札価格を設定することは、特に問題となる点はないのではないか。

3. 調整力公募に関するアンケート実施結果

アンケート概要

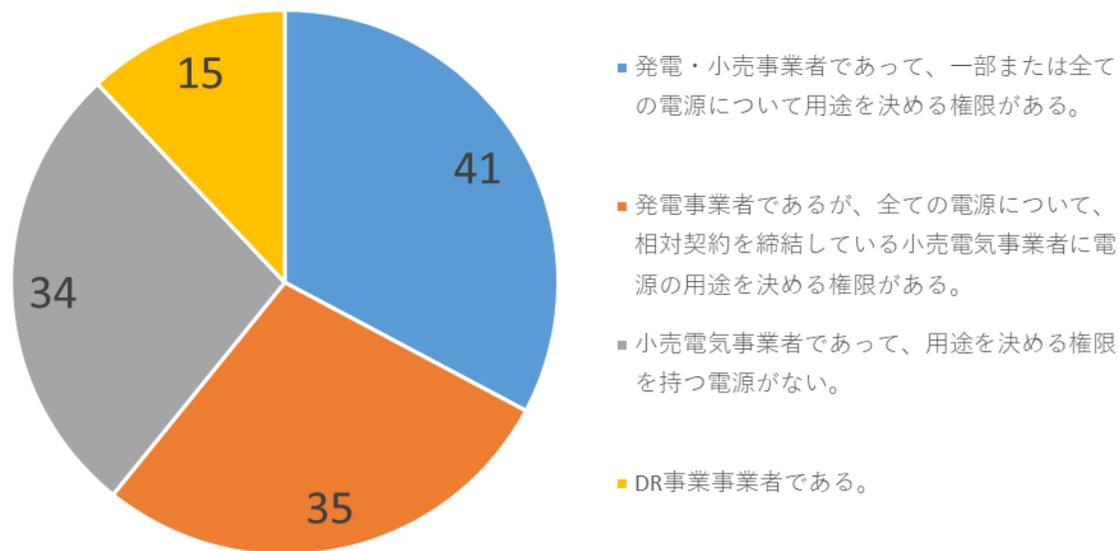
- 調整力の分野における新規参入促進に向けた方策を検討するため、今年度もアンケート調査を実施した。

- 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
令和3年5月10日～令和3年5月20日
- 調査対象
 - ・小売電気事業者：129社
(2020年度上期の供給量が0.5億kWh以上の小売電気事業者)
 - ・発電事業者：75社
(2021年度供給計画において、2021年度末時点の電源構成に基づく火力発電出力合計が10万kW以上の発電事業者)
 - ・DR事業者：33社
(DR推進協議会参加事業者及び令和2年度VPP実証参加事業者等)
- 調査内容
 - ・応札の有無、各電源区分について改善が望ましい点 等
- 回答数
123社 (回答率：約52%)

アンケート結果概要（アンケート回答者の属性）

- アンケート回答者のうち、発電・小売については、その多くが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。
- DR事業者については、15社から回答があったが、調整力公募に応札した事業者は11社であった。

アンケート回答者の属性 123社



※一事業者で属性の重複があるため、各属性の合計（125社）はアンケート回答者の合計（123社）に一致しない。

アンケート結果概要（改善要望事項）

- 改善を望む点として、昨冬の需給ひっ迫を踏まえた電源 I' の運用の見直しや、簡易指令システムの工事申込の改善に関する意見が多く寄せられた。
- また、昨冬の需給ひっ迫を踏まえた調整力全般に関する意見も寄せられた。

	主な意見概要
電源 I' の運用等に関する意見 【46件】	ペナルティの見直し（発動指令電源と同様のルールとして欲しい、連日発動時のペナルティの緩和 等）
	簡易指令システムの工事申込の見直し（申込件数の増加、わかりやすい情報提供 等）
	契約回数（夏季・冬季：12回）を超過した追加発動時のkWh価格の設定（入札時の上限kWh価格によらない価格設定）
	各社の入札書等の様式の統一
昨冬の需給ひっ迫を踏まえた調整力全般に関する意見 【29件】	kWh不足時のDRの連日発動におけるルール設定
	一般送配電事業者からの自家発等への増発指令に対する運用ルールの整備（増発指令対象から電源 I' のリソースを控除すべき）
	kWh不足に対応した調整力の新商品（DR専用枠）の設定
	電源 II の燃料制約を超過した指令に関するkWh価格の設定方法（機会費用を踏まえた価格設定の整理）
	kWh不足時の調整力kWh市場における予約電源（電源 I 等）のkWh価格について、長時間応動に対応したインセンティブを検討できないか。

※ 簡易指令システムの工事申込の見直しについては、一般送配電事業者において現在改善着手中。

4. 2022年度向け調整力公募の改善について

2022年度向け調整力公募の改善について

- 2021年度向け調整力公募は、電源 I 'については、2 回目となる広域調達の実施や募集要件の統一などにより競争が進み、旧一電以外の事業者の落札容量やDRを活用した落札容量が増加し、平均価格（kW価格）も前回より下降した。
- 他方で、昨冬の需給ひっ迫を通じて、検討すべき課題が浮き彫りになったことや今回及び過去のアンケートでの要望、電力広域的運営推進機関（以下「広域機関」という。）での議論の状況を踏まえ、以下の点について、2022年度向け公募に向けた改善を行うこととしてはどうか（詳細は次頁以降）。

2022年度向け調整力公募に向けた改善事項

- 電源 I 'の想定発動回数の見直し
- 電源 I 'のペナルティの見直し
- 簡易指令システムの適用対象の拡充について
- 簡易指令システムの工事申込（工事施工件数上限の増加等）の見直し（現在、一般送配電事業者において対応中）

改善事項①：電源 I' の想定発動回数の見直し

- 電源 I' は、夏季・冬季の需給の厳しい期間において、供給予備力の不足が発生した（あるいは発生が見込まれる）際に一般送配電事業者により発動指令※が行われ、現在、その想定発動回数は、年間3.6回を見込んで募集が行われている（契約上の発動回数は最大12回）。
 - 電源 I' の落札事業者の評価では、年間3.6回を基にした評価点の算出が行われている。
- 他方、昨冬の需給ひっ迫対応では、多くのエリアで想定発動回数を超える発動指令が行われ、一部の電源 I' 契約事業者においては、赤字が発生したとの声も聞いている。
- 事業者の入札価格の検討やDRに協力する需要家の獲得において、想定発動回数も考慮されているとの声があることや、2022年度からは広域予備率 8 % を基準に発動指令が行われることを踏まえると、次回公募に向けて、想定発動回数のあり方について検討する必要がある。

※一般送配電事業者が厳気象対応のために確保している電源 I' の発動条件は、各社概ねエリアの予備率が 3 % ~ 5 % 未満となるおそれがある場合とされている。

(参考) 現行の電源 I 'の想定発動回数の考え方について

- 現行の電源 I 'の想定発動回数については、第23回制度設計専門会合（2017年10月）において整理が行われたもの。
- 当時の議論では、想定発動回数については本来、過去の発動実績等から設定することが望ましいと考えたものの、十分な実績がなかったため、一般送配電事業者による一定の仮定をおいた推計により期待値を算出し、想定発動回数は、年間3.6回とされた。

電源 I 'の想定発動回数の考え方について

4

2017年10月 第23回制度設計専門会合 資料4-1（電気事業連合会）

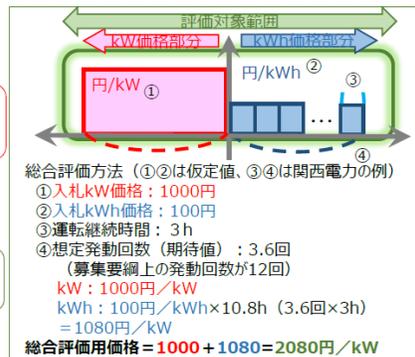
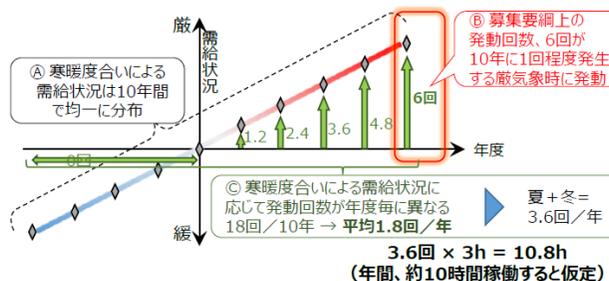
➤ kW価格とkWh価格の総合評価にあたり、電源 I 'の想定発動回数については、入札に関する事項であり、一般送配電事業者があらかじめ設定し、募集要綱へ明記することから、その考え方について整理しました。

<考え方>

- ✓ 想定発動回数については本来、過去の発動実績等から設定することが望ましいと考えますが、昨年度から電源 I 'を公募開始、実運用期間が半年程度であり十分な実績がないため、気象要因における需給状況をもとに、10年間での平均的な電源 I 'の発動回数を一定の仮定のもと算出した期待値とします。
- ✓ 具体的には、以下の仮定のもと算出した、10年間の平均値相当で想定発動回数を設定します。
 - ① 10年間における寒暖度合いによる需給状況はそれぞれ均一に分布する。
 - ② 募集要綱上の発動回数が10年に1回程度発生する厳気象時に発動されると想定する。
 - ③ 寒暖度合いによる需給状況に応じて発動回数が年度毎に異なる。

○想定発動回数の算出イメージ（関西電力の例）

10年間の寒暖度合いによる需給状況（夏季または冬季の想定）



(参考) 今冬のスポット価格高騰期間における電源 I' の発動状況

2021年3月 第58回制度設計
 専門会合 資料3-1

日にち	北海道	東北	東京	中部※1	北陸	関西	中国	四国	九州
1月4日(月)	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1月5日(火)	—	9:30-19:30	17:00-20:00	—	—	9:30-11:30 17:00-20:00	—	—	—
1月6日(水)	16:30-22:00	9:00-20:00	17:00-20:00	—	—	16:00-19:00	—	17:00-20:00	—
1月7日(木)	9:00-24:00	15:30-20:00	17:00-20:00	—	15:00-21:00	9:00-20:00	9:00-19:00	17:00-20:00	—
1月8日(金)	0:00-11:00, 17:30-24:00	9:00-20:00	17:00-20:00	—	9:00-19:00	9:00-20:00	9:00-19:00	17:00-20:00	15:30-20:00
1月9日,10日	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1月11日(月)	2:00-8:00	—	—	—	—	—	—	—	—
1月12日(火)	17:00-23:30	9:00-20:00	17:00-20:00	—	—	9:00-20:00	9:00-19:00	—	—
1月13日(水)	—	—	17:00-20:00	—	—	9:00-20:00	9:00-19:00	—	16:00-20:00
1月14日(木)	—	—	17:00-20:00	—	—	9:00-12:00, 17:00-20:00	9:00-19:00	—	—
1月15日(金)	—	—	17:00-20:00	—	—	9:00-12:00	9:00-19:00	—	—
1月16日,17日	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1月18日(月)	—	—	—	—	—	9:00-12:00	9:00-19:00	—	—
1月19日~22日	—	—	—	—	—	16:00-19:00※2	—	—	—

※1 中部エリアは、冬期は電源 I' を確保していない。

※2 1/20は17時から20時、1/22は9時から12時まで稼働。

改善事項①：2022年度公募に向けた電源 I' の想定発動回数について

- 2022年度以降の電源 I' の発動基準については、広域機関の議論において、これまでのエリアの需給状況に応じた発動指令に代わり、広域予備率 8 %を下回ると見込まれる場合にその発動指令が行われるものと整理されている。
- これは過去の発動実績を基に、発動回数が電源 I' の契約上定める年間最大12回となるような広域予備率を算出し、それを発動基準としたもの。このため、広域予備率をもとに電源 I' を発動する場合には、年間最大12回発動することが想定されている。
- 他方で、現行の想定発動回数3.6回は、年間発動回数の期待値（平均値）であることを踏まえると、今後、至近の実績を踏まえた年間発動回数の期待値を算出し、次回公募に向けて想定発動回数を見直すこととしてはどうか。

発動指令電源の運用（1）

30

- 発動指令電源のリクワイアメント（発動回数は年間12回まで）を踏まえると、比較的高めの予備率で発動指令電源を発動した場合、年間途中で発動回数が足りなくなる可能性がある。そのため、過去実績の予備率から発動の判定基準値となる予備率を検討してはどうか。
- 至近3か年（2016～2018年度）では、広域的な予備率が6%以下の日はなく、7%以下は年間最大4日間（5コマ）、8%以下は年間最大8日間（18コマ）と、予備率増加に伴い、加速度的に日数（30分コマ数）は増加している。
- 発動指令電源の発動回数を年間12回以下とするためには、全ての稼働可能な計画となっている電源等（バランス停止機）が起動していることを前提に、広域的な予備率8%未満と見込まれる場合を判定基準値としてはどうか。

○至近3か年（2016～2018年度）の予備率実績（電源 I' 除く） 単位：日（ ）の数字は30分コマ数

広域的な予備率	2016年 (4・5月除く)	2017年	2018年	年間最大	3か年平均
6%以下	0	0	0	0	0
7%以下	0	0	4 (5)	4 (5)	1.3 (1.7)
8%以下	0	2 (5)	8 (18)	8 (18)	3.3 (7.7)
9%以下	3 (5)	11 (35)	16 (55)	16 (55)	10 (31.7)
10%以下	10 (24)	28 (115)	20 (118)	28 (118)	19.3 (85.7)

電力広域的運営推進機関
2019年8月 第42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

2016年度から2018年度までの実績では、2022年度以降の電源 I' の発動基準（広域予備率が8%以下）に基づく、年間発動回数の平均は3.3日であった。

改善事項②：電源 I' のペナルティの見直しについて

- 昨冬の需給ひっ迫対応では、電源 I' は、1 日複数回及び連日発動があったが、このような連続的な発動指令に対し、完璧に応動することができずにペナルティを発生せざるを得ない DR 事業者が存在した。
- 現行のペナルティ制度では、発動指令に対し 90% 以上の応動（10% 以下の未達）ができれば未達率に応じたペナルティが発生し、90% 未満の応動では、未達率 100% と評価されペナルティが発生する。
- 例えば、応動が 90% と 89% では、系統に対する貢献として大きな差異がないことや、昨冬のような継続的な kWh 不足下において、90% に届かないまでも供出可能な限り DR を行い、需給に貢献していることを踏まえれば、達成度合いに応じたペナルティ設定の方が公平性の観点で適切ではないか。
- この点については、DR 事業者からも改善要望の意見が寄せられており、ペナルティ設定の見直しによって、DR に協力する需要家の獲得にも影響するといった声がある。
- また、2024 年度から電源 I' に代わり新たに運用開始される発動指令電源は、発動指令に対する達成度合いに応じたペナルティが設定されることとなっている。したがって、電源 I' のペナルティについても、発動指令電源と同様の考え方によるペナルティ設定とするよう一般送配電事業者において、2022 年度から契約内容を見直すこととしてはどうか。

改善事項③：簡易指令システムの適用対象の拡充について

- 2019年4月から5月にかけて実施した調整力公募のアンケートで、「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。」といった意見があり、これについて資源エネルギー庁及び一般送配電事業者において、三次調整力①について簡易指令システムが活用可能か実証試験を行ってきた。
- 今般、送配電網協議会及び一般送配電事業者から、2022年度からの三次調整力①への簡易指令システムの対応が可能となったことを踏まえ、三次調整力①と同じ応動時間15分である電源Ⅰ－b及びⅡ－bについても、一部のエリアにおいて、簡易指令システムの対応が可能となるとの報告があった。（詳細は、資料5－3を参照）
 - 対応可能エリア：（上げ下げ対応可能）関西、中国（上げのみ対応可能）東北、東京、中部、四国、沖縄
- 事務局としては、応札機会の拡充に一定程度貢献することが期待されることから、次回公募からこれらのエリアについて、簡易指令システムによる電源Ⅰ－b及びⅡ－bの応札を可能とすることとしたいがどうか。
 - なお、2021年度向け調整力公募において、電源Ⅰ－bの募集を行ったエリアは、東京、関西、北陸、沖縄のみ。

5. 電源 I 'の必要量の算出方法の変更に伴う 広域調達への影響について

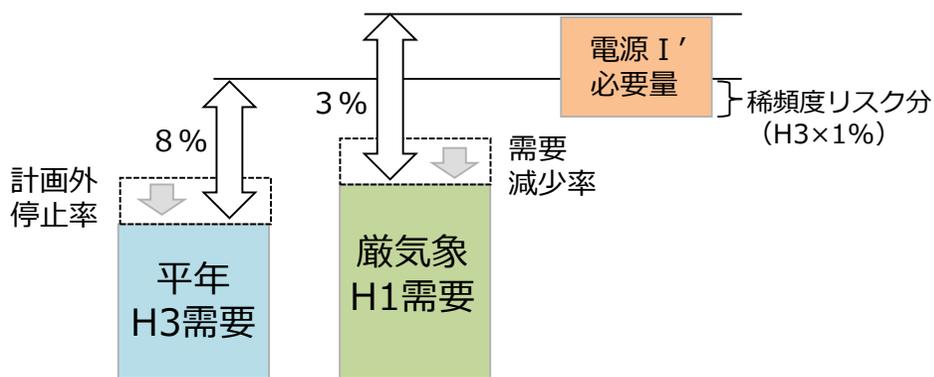
2022年度以降の電源 I 'の必要量について

- 広域機関の第60回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（2021年4月）において、電源 I 'の必要量について議論が行われた。
- 電源 I 'の必要量は、これまで各エリアのH3需要及びH1需要を踏まえてエリア毎に算定されていたが、今後は、発動指令電源と同様に供給信頼度を満たす範囲で全国（9エリア計）で3%とし、各エリアでH3需要の3%を確保することとなった。

電源 I 'の必要量

【2021年度の必要量】

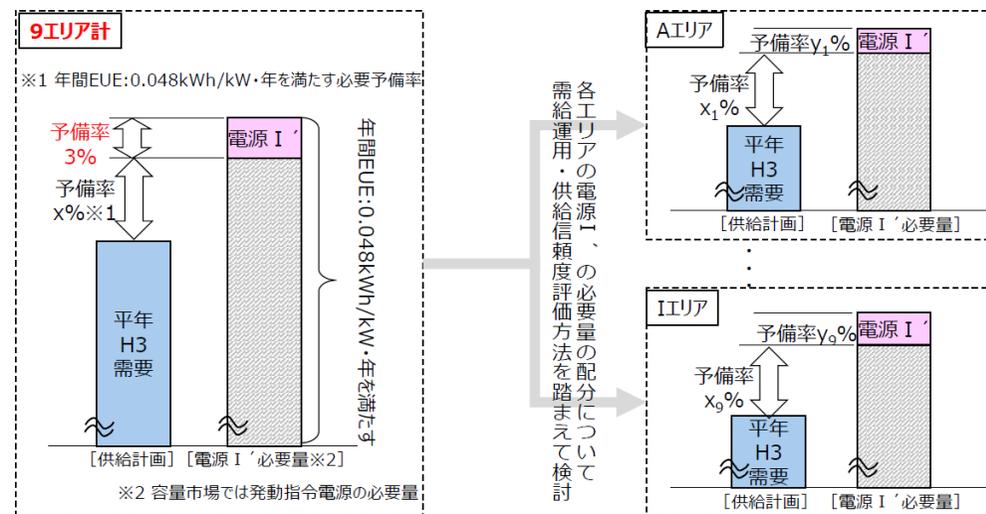
H1需要の103% × (1 - 需要減少率) - H3需要の108% × (1 - 計画外停止率) + 稀頻度リスク分



需要減少率：最大需要発生時の不等時性を考慮
 計画外停止率：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（火力発電の2.6%）

【2022年度以降の必要量】

電源 I 'の必要量を供給信頼度（年間EUE基準）を満たす範囲で全国で3%とし、各エリアでH3需要の3%を確保

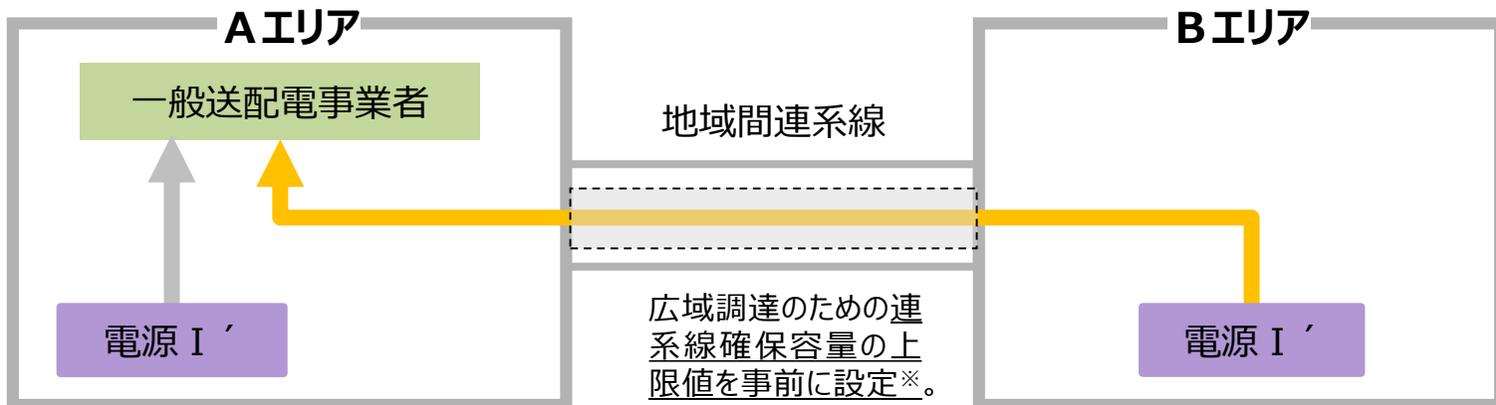


出典：電力広域的運営推進機関 2021年4月
 第60回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4

2022年度以降の電源 I' の広域調達における地域間連系線の確保容量について

- 今回の変更において、電源 I' の広域調達については、公募前に事前に連系線容量の上限値を設定するのではなく、落札評価プロセスにおいて、供給信頼度を算出し、この信頼度を満たす範囲で広域調達を行うこととされた。

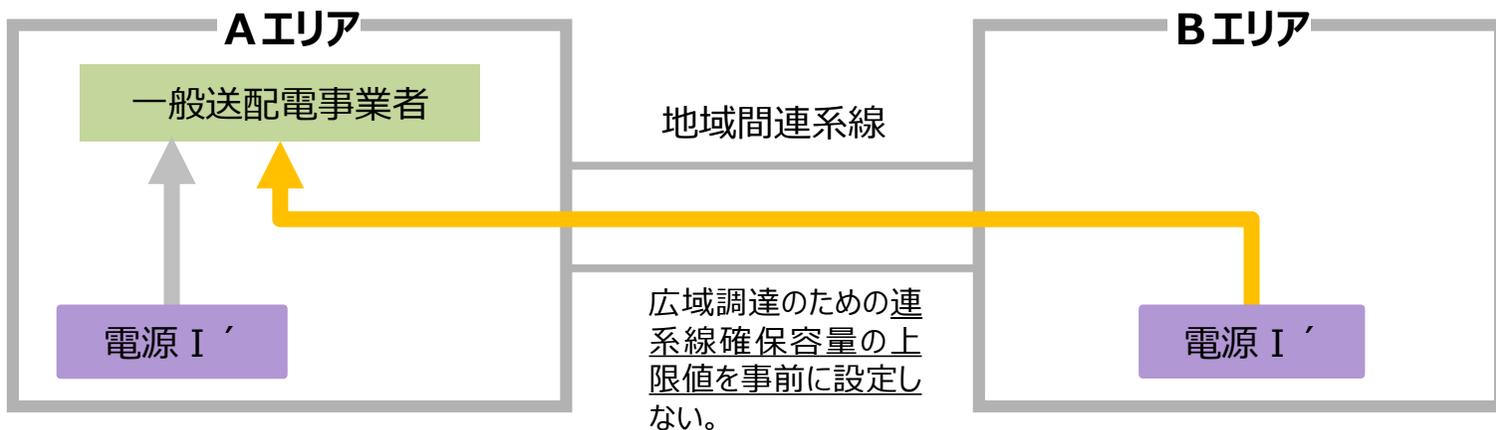
2021年度向け公募まで



域外からの応札案件については、域内の応札案件よりも優位な価格であれば、事前に設定した連系線確保容量の上限値の範囲内で落札。

※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を電源 I' 向けの連系線確保容量の上限値に設定

2022年度向け公募から（今秋実施）



連系線確保容量の上限値を設定せず、域内外の応札案件全体で、調達価格が最も安価となる落札パターンをもとに、広域機関において供給信頼度評価を実施。当該パターンが供給信頼度を満たせば落札となる。満たさない場合は、調達価格が次に安価となる落札パターンで供給信頼度評価を実施（以後繰り返し）。

(参考) 電源 I 'のエリア外調達における連系線容量の確保について

電源 I 'のエリア外調達における連系線容量の確保について

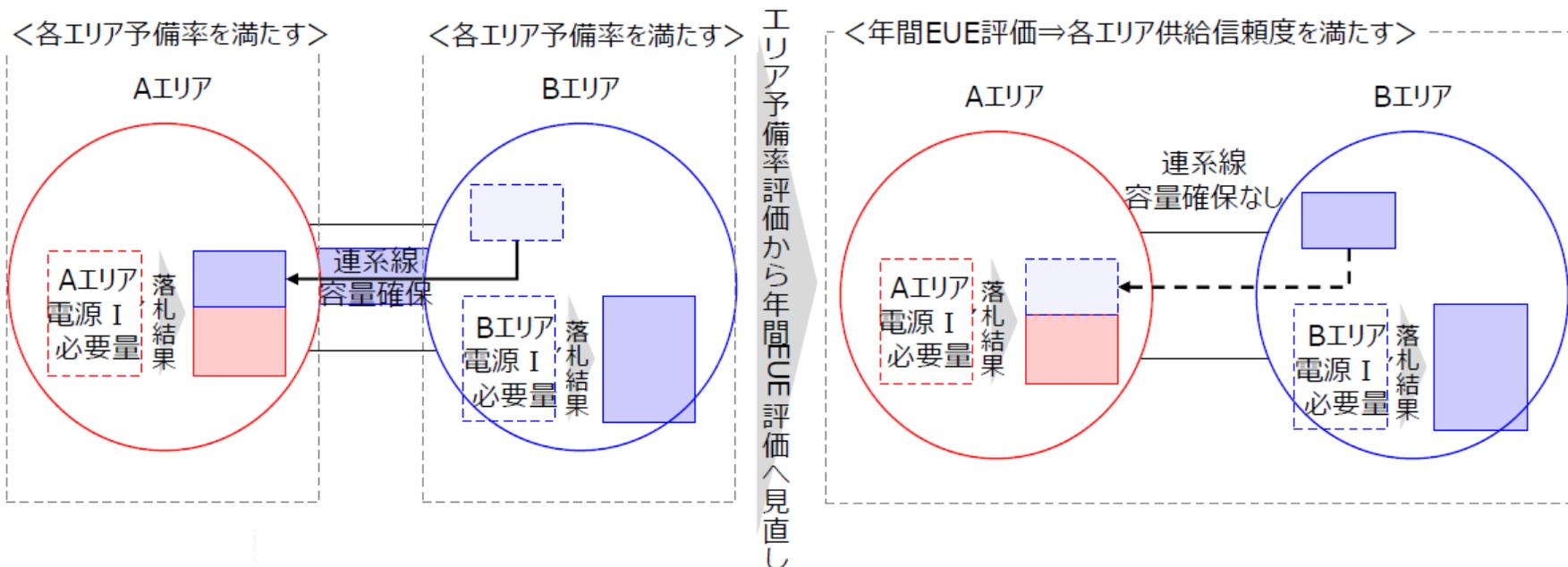
検討の方向性

全体の電源 I 'の必要量をどう考えるか

13

各エリアの電源 I 'の必要量をどう考えるか

- これまで、供給信頼度評価は、各エリアのピーク時の予備率を評価していたことから、電源 I 'をエリア外(隣接エリアから)調達する場合は、連系線の容量(マージン)を確保することが必要であった。(左下図のイメージ)
- 他方で、今後の供給信頼度評価は、各エリアの予備率評価から年間EUE評価へ見直しとなり、年間EUE評価では、連系線制約を考慮して、各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たすことを確認することとなる。したがって、**各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たす範囲で、各エリアにて電源 I 'をエリア外調達することとなるため、容量市場の約定処理と同様に、連系線の容量(マージン)を確保する必要はない。**(右下図のイメージ)
- **したがって、9エリア計の電源 I 'の必要量3%を、各エリアの年間EUEが供給信頼度を満たす範囲で、各エリアにどのように配分しても、連系線の空き容量が減少する等の影響は生じない**と考えられる。



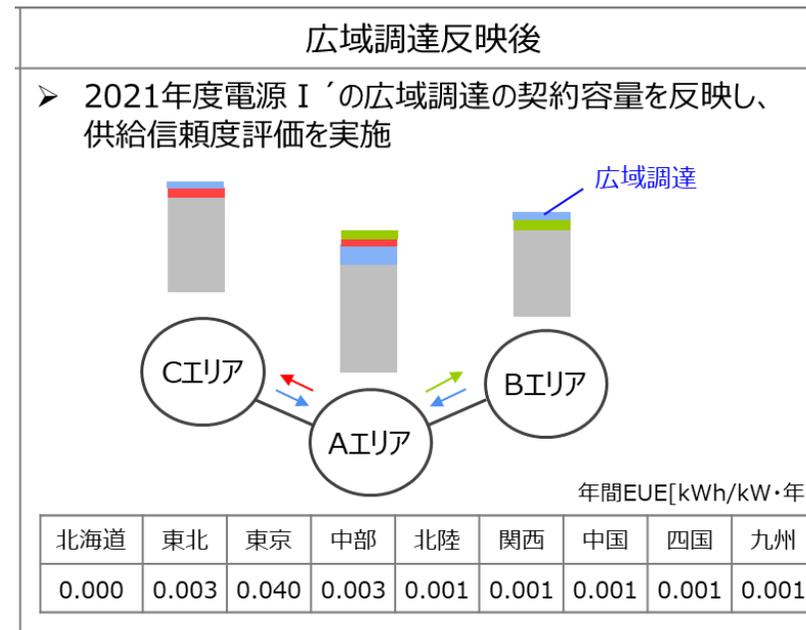
電源 I 'の必要量の算出方法の変更に伴う広域調達への影響について

- 今回の変更は、これまで広域調達の浸透によって、調整力公募の競争が促進されていったことを踏まえれば、事前に広域調達のための連系線確保容量の上限値が明示されないことは、事業者の入札戦略に影響を及ぼす可能性がある。
- そこで、今回の変更が、電源 I 'の公募、特に広域調達にどのような影響を与えるかについて、広域機関に確認したところ、次頁のとおり昨秋に実施した2021年度向け公募における広域調達の契約量を上回る広域調達が可能な見通しを得ているとのことであった。
- したがって、今回の変更は、供給信頼度の観点および連系線容量の有効活用の観点から合理的な調達方法と考えるがどうか。
 - なお、落札評価プロセスの変更により、落札結果の公表時期は、これまでより1週間程度遅れる見通しとなるとのこと。
 - いずれにしても制度上大きな変更となることから、一般送配電事業者においては、入札参加希望者に対し丁寧なコミュニケーションをとることが必要。

(参考) 電源 I 'の広域調達の落札評価プロセス変更の影響について

- 今回の変更が、電源 I 'の公募、特に広域調達にどのような影響を与えるかについて、広域機関において2021年供給計画第2年度の需給バランスをもとに、2021年度電源 I 'の広域調達の契約量を反映し、供給信頼度評価を行った。
- その結果、供給信頼度※を満たすことが可能であり、今年度の広域調達の契約量を上回る広域調達が可能な見通しを得ている。

広域機関による供給信頼度評価の結果



年間EUE基準 (0.048kWh/kW・年) の範囲内であるため、今年度を上回る広域調達も可能

※ 年間EUE基準(0.048kWh/kW・年)以下であれば、供給信頼度を満たすこととなる。

6. 昨冬の需給ひっ迫を踏まえた調整力に関する課題の検討について

昨冬の需給ひっ迫を踏まえた調整力に関する課題の検討について

- 昨冬の需給ひっ迫を通じ、調整力の運用についても、運用を明確化すべき点など、いくつかの課題が浮き彫りになった。
- 今回、継続的なkWh不足に対応するための調整力の確保について、広域機関及び資源エネルギー庁での議論を踏まえ検討を行った。

今冬の需給ひっ迫対応を通じて浮き彫りになった検討課題の例

2021年3月 第58回制度設計専門会合 資料6-1

- 継続的なkWh不足に対して電源Ⅰ、電源Ⅰ'の量が不足
 - 電源Ⅰは、燃料制約による継続的なkWh不足に対して、その活用が限定的となる時間帯があった（例えば、電源Ⅰの電源種別割合が大きい揚水発電では、先々のコマで調整力が不足しないよう揚水発電の稼働をおさえ、燃料制約のある電源Ⅱの指令が行われた）。
 - 電源Ⅰ'のDRは1日複数回及び連日発動があったが、継続的なkWh不足に対して応動し続けるのは難しい面がある。燃料制約等で継続的なkWh不足が発生した際の別途の措置を設定すべきではないか。
- 燃料制約の水準を超過した電源Ⅱの稼働に対する精算価格（kWh価格）
 - 需給調整市場の価格規律の議論では、「機会費用を含む限界費用」を基本的な考え方とし、逸失利益や代替電源の稼働コスト等を例示したが、今回の事象を踏まえより具体的に議論する必要があるのではないか。
- 緊急時確保自家発の稼働要請に対する運用・精算ルール
 - 一般送配電事業者は、緊急的な供給力確保の必要性から自家発保有者に対し、急遽、稼働要請を行ったが、その精算については事後に協議が行われている。また、今回稼働した自家発の中には、電源Ⅰ'のリソースと重複しているものもあり、電源Ⅰ'の発動指令に対するペナルティやインバランス料金の精算において事後調整が発生している。緊急時の自家発の稼働要請に対する約款等の規程類の整備を含めた運用・精算ルールの検討が必要ではないか。
- 揚水発電のポンプアップの実施主体
 - 揚水発電のポンプアップは、一般送配電事業者が行うエリアと調整力契約事業者が行うエリアがあるが、前者においては、今冬の需給ひっ迫にてポンプアップ原資の不足により卸電力市場からの調達を行った。今回の対応も踏まえ、揚水発電のポンプアップについてどちらが行うのが適切か議論すべきではないか。

広域機関の昨冬の需給ひっ迫を踏まえた調整力確保の検討状況

- 広域機関では、昨冬の需給ひっ迫を踏まえ、kWh不足に対応するための調整力確保について、2021年4月の調整力及び需給バランス評価等に関する委員会において、電源Ⅰ及び電源Ⅰ'における運転継続時間の長時間化、電源Ⅱの燃料先使いの運用について予め募集要綱等に明記すること等について検討を行っている。

まとめ：一般送配電事業者がkWh不足の需給ひっ迫に対応するための供給力の整理・検討の方向性 25

電力広域的運営推進機関
2021年4月 第60回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4

- 前述のとおり、一般送配電事業者がkWh不足の需給ひっ迫に対応するための供給力について、現状の不足インバランス対応の調整力をもとに、その方向性を整理・検討した。
- 2022年度向け調整力公募としては、**電源Ⅰおよび電源Ⅰ'における長時間の継続時間の依頼について検討**することとしてはどうか。また、**電源Ⅱにおける燃料先使い運用の電源Ⅱ募集要綱への反映を検討**することとしてはどうか。そして、その他の調整力については、それぞれの課題について継続検討することとしてはどうか。
- なお、電源Ⅰおよび電源Ⅰ'において長時間の継続時間を依頼することの具体的な実施方法については次ページにて整理する。

<一般送配電事業者が需給ひっ迫時に対応するための供給力の整理・検討>

対応手段	調整力公募			需給調整市場	追加供給力対策
	(1)電源Ⅰ	(2)電源Ⅱ	(3)電源Ⅰ'	(4)三次調整力①等	(5)自家発電き増し等
kWh不足 対応策案	継続時間の長時間化	調達量増加	継続時間の長時間化	調達量増加	焚き増し量増加
課題	調整力公募として過度な要件となることから事業者の受容性を確認しつつ調達することが必要	kWh不足時は電源Ⅱ余力が減少していた	自家発提供事業者の受容性はあるものの、DR事業者の受容性を確認しつつ調達することが必要	kWh不足時は需給調整市場の売り応札量が減少するリスクがある	一般送配電事業者が調整力としての調達量を増やすことは小売電気事業者の供給力確保の妨げとなる
対応の 方向性	事業者の受容性を確認しつつ長時間の継続時間を依頼する (具体的な実施方法は次ページに整理)	燃料先使い運用の検討と2022年度電源Ⅱ募集要綱への反映。 なお、市場供出の妨げとならないように留意	事業者の受容性を確認しつつ長時間の継続時間を依頼する (具体的な実施方法は次ページに整理)	市場応札量不足を解消する仕組みを継続検討	ひっ迫時に適切な卸電力市場価格のもと、自主的に焚き増しが実施されるような仕組みについて継続検討

広域機関における電源 I 'の運転継続時間の長時間化の検討について

- 前頁の検討のうち、電源 I 'については、kWh不足に対応するための調整力確保にあたり、その運用要件として以下の案を一例として検討を行っている。

電力広域的運営推進機関
2021年4月 第60回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会
資料4 一部修正

要件	電源 I '	電源 I 'における長時間の継続時間の依頼
継続時間	3時間	24時間×6日間（連続発動）
発動回数	年間12回	年間1回 (発動した場合は年間の発動回数の4回程度として評価)
応動時間	3時間	1週間程度(例;6日間)
その他	—	<ul style="list-style-type: none"> • 3時間対応と長時間対応とでkWh価格は異なる。 • 長時間発動は、kWh不足の需給ひっ迫対応であることから、そのkWh価格については需給ひっ迫時のインバランス料金とすることも考えられる。今後、kWh不足の需給ひっ迫時における電源 I 'の長時間発動の運用について検討し、その検討結果を踏まえて、整理することとする。

広域機関における電源 I 'の運転継続時間の長時間化の実施方法比較について

- 電源 I 'の運転継続時間の長時間化の実施方法として、広域機関では以下の4案が検討され、当面は案A（可能な範囲の協力依頼）にて対応することとされた。

電源 I 'の長時間の継続時間を依頼することの実施方法比較

26

電力広域的運営推進機関
2021年4月 第60回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料4

- 電源 I 'の長時間の継続時間を依頼するにあたり、その具体的な実施方法について、案A～Dの4案を検討し、需給ひっ迫リスク対応の蓋然性、調達費用、小売の供給力確保への影響などの観点から比較整理した。
- 今冬のkWh不足を踏まえ、今後、**kWhバランスのモニタリング等**について整備していくことから、その**新しい取り組みの効果等について確認しつつ、当面は案A(可能な範囲の協力依頼)にて対応することとし、抜本的な対策の必要性が生じた場合に、改めて各案を比較検討すること**としてはどうか。また、**来冬に向けても可能な範囲で協力依頼**することとしてはどうか。

実施方法案	案A 可能な範囲の協力依頼	案B 公募の追加オプション	案C 公募の新たな商品 (電源 I 'の機能追加)	案D 公募の新たな商品 (kWh対応特化商品)
概要	電源 I 'の契約交渉において、kWh不足対応への可能な範囲での協力を依頼する(公募要綱に記載)	電源 I '公募において長時間の継続時間の対応を追加オプションとし、落札時の評価点に加算する	電源 I 'の要件を一部見直した新たな商品(例えば、電源 I '-xなど)として必要量を調達する	これまでのkWを調達していた調整力公募に対し、kWh対応に特化した新たな商品として必要量を調達する
メリット	<ul style="list-style-type: none"> 調整力費用が殆ど増加しない 一送が調達する調整力は増加しない(小売の供給力確保への影響は小さい) 	<ul style="list-style-type: none"> 電源 I 'のkW対応にkWh不足対応を加えた調整力を調達することができる 一送が調達する調整力は増加しない(小売の供給力確保への影響は小さい) 	<ul style="list-style-type: none"> 電源 I 'のkW対応にkWh不足対応を加えた調整力を調達することができる 一送が調達する調整力は増加しない(小売の供給力確保への影響は小さい) 	<ul style="list-style-type: none"> kWh対応という目的のみに沿った調整力を調達することができる これまで電源 I 'に参画していなかった新たなリソースを発掘できる可能性がある
デメリット	<ul style="list-style-type: none"> 需給ひっ迫時のリスク対応としての蓋然性が低い →kWhモニタリングなどの取り組みにより需給ひっ迫リスクが軽減される効果が得られることも考えられるか 	<ul style="list-style-type: none"> 追加オプションに係る落札状況が分かりにくい(需要家にメリットが伝わりにくい) 評価点の大小が事業者のインセンティブに影響する 調整力費用が増加する(評価点の影響を受ける) 	<ul style="list-style-type: none"> 電源 I 'に参画する事業者に限定した商品(寡占市場)となることから約定価格が高額となる可能性がある(調整力費用が増加する) 	<ul style="list-style-type: none"> 電源 I 'と同一リソースであることを許容しない場合、一送が調達する調整力が増加することとなる(小売の供給力確保への影響の可能性あり) 事業者の受容性が不明(状況によっては寡占市場となり、調整力費用が増加)

(参考) 2021年度冬季に向けた供給力確保策について①

- 前頁までの広域機関での議論の後、資源エネルギー庁電力・ガス基本政策小委員会（2021年5月）では、2022年2月の東京エリアの需給見通しが予備率3%の水準を下回ることを踏まえ、追加的な供給力の確保策について検討が行われた。

資源エネルギー庁
2021年5月 第35回電力・ガス基本
政策小委員会 資料3-1

追加的な供給力確保策と費用負担の在り方

- 今年の冬に向けた追加的な供給力の確保策としては、①発電所の補修点検時期の更なる調整、②現時点で供給力にカウントされていない自家発電等の精査及び供給要請、③休止中の電源の稼働要請、が考えられる。
- 他方、上記①～③は、いずれも追加的な費用を要する可能性があり（特に③）、届出制の下、事業の実施そのものが自由化されている発電分野において、安定供給確保を理由として発電事業者に追加的な費用負担を求めることは合理性を欠く。
- したがって、追加的な供給力確保策を検討するに当たっては、その費用をだれが負担するかを明確にする必要がある。
- この点、今回顕在化している供給力不足の主な要因は、電気事業法上、自らの需要に応じた供給力を確保する義務を負う小売電気事業者において、現時点において必ずしも十分な供給力を確保できていないことにある。
- このため、今後、仮に供給力の確保に向けた追加的な対策を講じる場合には、それに要する費用については、小売電気事業者が公平に負担することを基本としてはどうか。
※費用負担の方法としては、①託送料金を通じて将来にわたって行う場合と、②直接に行う場合（容量市場の拠出金と同様の方法や調達エリア内の小売電気事業者に請求する方法など）があり得る。

(参考) 2021年度冬季に向けた供給力確保策について②

- 追加的な供給力の確保策のうち、「③休止中の電源の稼働要請」を求める方法については、調整力公募を基本として検討することとされた。

休止中の電源の稼働を求める方策

- 休止中の電源に稼働を求める方法としては、現行制度上、以下の3つが考えられる。
 - ①特別調達電源 →小売電気事業者の負担の下、一般送配電事業者が募集
 - ②調整力公募 →託送料金回収を前提に、一般送配電事業者が募集
 - ③電源入札 →託送料金回収を前提に、広域機関が募集
- このうち、電源入札は、実施主体が全国的な需給安定化の役割を担う広域機関であり、同機関の実施する入札は安定供給確保のための最後の手段であるべきことを踏まえると、まずは上記①②を追求することとしてはどうか。
- また、特別調達電源（①）と調整力公募（②）は、いずれも募集主体が一般送配電事業者である点が共通する一方、毎年行われる調整力公募と異なり、特別調達電源についても電源入札同様過去に例がなく、またその具体的な制度設計において、小売電気事業者からの費用回収方法など、詰めるべき点が少なからずある。
- このため、小売事業者からの費用回収方法の検討を進めつつ、今冬に向けた追加的な供給力確保策としては、暫定的な対応として、調整力公募を基本として検討を深めていくこととしてはどうか。
- また、仮に実施する場合の費用負担のあり方については、今後検討することとしてはどうか。
- なお、仮に供給力の確保に向けた追加的な対策を講じる場合には、小売電気事業者が追加供給力を有効に活用できるよう、その市場供出の在り方について検討してはどうか。また、追加的な供給力確保費用の妥当性を担保するため、電力・ガス取引等監視委員会が必要な確認を行うこととしてはどうか。

資源エネルギー庁
2021年5月 第35回電力・ガス基本
政策小委員会 資料3-1

※調整力公募・・・本資料においては募集対象に電源とDRの両方を含むことを想定している。

継続的なkWh不足に対応するための調整力の調達のあり方について

- 広域機関で検討されている電源 I 'の運転継続時間の長時間化について、当面は案A（可能な範囲の協力依頼）にて対応することとされた。また、資源エネルギー庁において来冬のkW不足に対応する供給力対策として、休止中の電源の稼働要請を行う議論が進められている。
- そのような検討状況を踏まえると、継続的なkWh不足に対応するための対策については、更に検討を深める余地があるのではないか。
- 例えば、広域機関で検討された電源 I 'の案Aであれば、休止中の電源の再稼働に限らない新たなDRの参入などのリソースの掘り起こしにつながることも考えられる。
- したがって、当委員会事務局としても、継続的なkWh不足に対応するための調整力について、広域機関で議論された実施方法案や運用要件を基に検討を行った。

継続的なkWh不足に対応するための調整力の調達について

- 当委員会事務局としては、継続的なkWh不足に対応するための調整力の調達については、以下の基本的な観点に基づき検討すべきではないかと考えるがどうか。
- 今後、広域機関とも連携し、検討を進めていきたい。

継続的なkWh不足に対応するための調整力の調達の基本的な観点

- 一般送配電事業者が継続的なkWh不足に対応するための調整力をどの程度まで調達すべきか（小売事業者の供給力調達への影響にも留意）。
- 仮に一般送配電事業者が調達する場合、電源 I' は、短時間のkW不足に対応するための調整力であり、昨冬のような継続的なkWh不足に対応するための調整力とは商品性質が異なる。このため、電源 I' とは区分し、新商品とすることもありえるのではないか。
 - 新商品として設計する際は、広域機関で整理された案 A（可能な範囲の協力依頼）の運用要件等との整合性も踏まえ、当該案を基本として検討すべきではないか。

(参考) 継続的なkWh不足に対応するための調整力の商品設計について

- 仮に一般送配電事業者が新商品として調整力を確保する場合、例えば、以下のような案が考えられるのではないか。

継続的なkWh不足に対応するための調整力の商品設計 (案)

- 案1：事前にkWを確保
 - 昨冬のようなLNGの不足による継続的なkWh不足は、電源I'と比べてもその発動機会は相当な稀頻度であると考えられる。そのような中においても、稼働の実効性を確保するため一定量は確実に調達すべきという考え方にたてば、一定量については、kWh料金を払い確保するという方法もありえるのではないか（kWh料金を払う以上、応動できない場合はペナルティが発生）。
 - また、評価方法については、電源I'のようにkW価値とkWh価値の総合評価とし、電源I'の公募の後に募集を行い、電源I'に採択されたユニットも重複して契約できるようにする。
 - 案2：事前にkWを確保せず、指令に応じて発動した電力量の価格（kWh価格）で精算
 - 今回のような稀頻度の事象に対し、事前にどの程度調整力を確保しておくべきか想定するのは困難な面がある。また、応動時間（発動指令が出るタイミング）が、実需給3時間前である電源I'と異なり、1週間前程度であればそれほどの即応性を要しない。これらの点を踏まえると、その評価は、kW価値とkWh価値で評価するのではなく、kWh価値のみで評価、精算を行うという方法もありえるのではないか（この場合、電源IIのように公募ではなく登録という形になる）。
 - kWh価値で評価するに当たっては、24時間×6日間の操業停止等による機会費用を反映した価格を予め設定すべきではないか。また、調達時期は、継続的なkWh不足に対応するための調整力がおそらく希少であることを踏まえると、アグリゲーターが有望リソースとして発掘したものをすぐに契約に結びつけられるよう通常の調整力公募のように一定期間内で募集を行うのではなく、可能限り随時募集を受け付ける方が望ましいのではないか。
- ※ なお、これらは調整力として稼働することから、そのkWh料金の費用回収はインバランス料金で回収することとなる。

7. 2025年度向けのブラックスタート機能公募 結果について

2025年度向けのブラックスタート機能公募結果について

- 一般送配電事業者が2021年度に実施する2025年度向けのブラックスタート機能公募について、5月上旬に落札案件が決定した。
- エリア大の停電対応の機能については、前回公募よりも応札・落札箇所数は増加したものの、平均落札価格及び最高落札価格は低下した。
- なお、前回公募と同様に落札は全て旧一電であり、旧一電以外からの応札は東京エリアのみであった。

2025年度向けのブラックスタート機能公募結果

募集・応札・落札箇所数

	合計	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
エリア大の停電対応の機能	29 (32)	7	3	4 (7)	2	2	3	2	2	4
特定地域の停電対応の機能	19 (19)	9	4	－	5	－	1	－	－	－

落札価格 (億円/箇所)

全国平均	全国最高
27.7	167.1
0.4	6.6

() 内は応札数：東京エリアの、エリア大の停電対応の機能の公募のうち、旧一電以外からの応札は3箇所あり、落札は0箇所であった。

(参考) 2024年度向けのブラックスタート機能公募結果

	合計	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
エリア大の停電対応の機能	28 (30)	7	3	4 (6)	2	2	3	2	1	4
特定地域の停電対応の機能	21 (21)	10	4	－	5	－	1	－	1	－

全国平均	全国最高
32.2	177.1
0.4	6.9

() 内は応札数：東京エリアの、エリア大の停電対応の機能の公募のうち、旧一電以外からの応札は2箇所あり、落札は0箇所であった。

※ ブラックスタート機能とは、ブラックアウトの状態から、外部電源より発電された電気を受電することなく、停電解消のための発電を行うための機能をいう。

※ 容量市場創設後（2024年度以降）に必要なブラックスタート機能は、容量市場におけるkW価値の調達時期（kW価値を受け渡す4年前）と同時期に年間公募で調達することとされていた。

旧一電以外の事業者が不落となった理由

- 前頁のとおり、東京エリアにおいて旧一電以外の事業者からの応札があったものの全て不落となった。
- 速報段階の情報で確認したところ、東京エリアの不落となった旧一電以外の平均入札価格は、同エリアの平均落札価格よりも低かった。このため、入札価格では優位でありながら不落となった理由を調査したところ、「入札の条件である技術的検討が未了であるため」との回答を東京電力PGから得た。
- また、不落となった応札事業者にヒアリングをしたところ、ブラックスタート機能公募の課題として以下の点があげられた。
- 今後、事務局において、入札価格の適切性に加え、公募の公正性について問題がなかったか、技術的検討項目や必要なデータを事前に明示できないか等について調査を行うこととしたい。

東京エリアの入札価格と落札価格について

区分	平均入札価格	平均落札価格
旧一電	89.1	89.1
旧一電以外	39.0	—

ブラックスタート機能公募の課題（応札事業者へのヒアリングより）

- 事前にどのような技術的検討項目があるのかが一般送配電事業者から明示されないため、検討に向けた準備スケジュールを事前に計画できない。
- 技術的検討に必要なデータが、都度指示されるため、計画的に対応することが困難。

※なお、一般送配電事業者が公募前に実施する募集要綱の意見募集においては、上記課題のような意見は出ていなかったとのことであった。