

2022年度冬季の追加供給力公募（kW 公募）の運用結果の事後確認等について

第84回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和5年4月25日（火）



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

- 2022年度冬季の需給対策の一つとして、資源エネルギー庁の電力・ガス基本政策小委員会にて実施が決定された追加供給力公募（以下「kW公募」という。）の提供期間（1月4日～2月28日）及び精算が終了した。
- 今回は、2022年度冬季 kW公募の運用について、事後確認の結果を報告する。

● kW公募の議論の経緯等

2022年 6月30日	2022年度冬季 kW公募の実施を決定、募集対象・要件、市場供出の方法、費用負担の考え方について議論 (第51回電力・ガス基本政策小委員会)
2022年 8月 9日	公募開始
2022年 8月23日	公募締切
2022年 9月 1日	落札結果公表
2022年 9月26日	公募結果について報告（第77回制度設計専門会合）
2022年12月22日	未達分の調達契約について報告（第80回制度設計専門会合）
2023年 1月30日	精算時の課題について整理（第81回制度設計専門会合）

2022年度冬季の電力需給見通し

- 電源の補修計画の変更や、kW公募の落札結果等を反映したH1需要に対する予備率※は、1月は東北、東京エリアで4.1%、中西6エリアで4.8%。2月は東北、東京エリア4.9%となった。
- 安定供給に最低限必要な予備率3%を確保することができるものの、依然として厳しい見通し。

<6月時点>

厳気象H1需要に対する予備率

<現時点>

	12月	1月	2月	3月
北海道	12.6%	6.0%	6.1%	12.3%
東北	7.8%	1.5% (103)	1.6% (95)	
東京				
中部	5.5%	1.9% (99)	3.4%	10.1%
北陸				
関西				
中国				
四国				
九州				
沖縄	45.4%	39.1%	40.8%	65.3%

	12月	1月	2月	3月
北海道	14.4%	7.9%	8.1%	12.1%
東北	9.2%	4.1%	4.9%	11.5%
東京				
中部	7.3%	4.8%	6.4%	
北陸				
関西				
中国				
四国				
九州	6.4%			11.3%
沖縄	44.5%	33.1%	34.4%	56.6%

注：()内は3%に対する不足量 単位：【万kW】

(出典) 左図：第74回（2022年6月28日）調整力及び需給バランス評価等に関する委員会資料

右図：第53回（2022年9月15日）電力・ガス基本政策小委員会資料3-1

※p41で御議論いただく、電力広域的運営推進機関によって示された予備率のうち、kW公募で非落札となった電源を含んだ予備率

(参考) kW公募の概要

2022年9月26日
第77回制度設計専門会合 資料 4

- 2022年度冬季 kW公募概要は以下のとおり。

公募の概要

	東日本エリア（東北・東京）	西日本エリア（中部・北陸・関西・中国・四国・九州）
対象設備等	東北・東京エリア管内の電源及びDR。 供給力は、供給計画に計上されていないものが対象。	中部～九州エリア管内の電源及びDR。 供給力は、供給計画に計上されていないものが対象。
募集容量	103万kW（最大170万kWまで超過落札を許容）	99万 kW（最大190万 kWまで超過落札を許容）
提供期間	2023年1月4日～2月28日の土日祝日を除く9時～20時	
最低入札容量	1,000kW	
応動時間	3 時間以内	
運転継続時間	1 日 1 回発動の場合は、原則、5 時間以上／回 1 日 2 回以上発動の場合は、原則、3 時間以上／回	
発動回数	1 日 1 回発動の場合は、6 回。 1 日 2 回以上発動の場合は、12回。	
運用方法	・ 広域予備率8%未満を基本に発動指令を3 時間前までに行う。 ・ 発動指令に基づき、電源等は時間前市場等に応札（発動指令時以外の自主的な応札も可）。ただし、DRで市場入札が困難な場合は、小売電気事業者の供給力とし時間前市場等への供出等に用いることにより代替可能。 ・ 市場に応札し未約定となった場合は、一般送配電事業者の調整力として活用される。	
落札評価方法	落札評価は、電源 I' と同様の考え方として、kW価格とkWh価格の総合評価を実施。電源において、マストラン運転が必要となる場合は、その費用をkW価格に含める。	
その他	落札上限価格（非公表）あり。 落札事業者は、発動指令等に伴い市場へ応札し得られた利益を一般送配電事業者へ還元する。 公募費用は、託送料金の仕組みを利用して需要家から回収する。	

1-1. kW公募の結果①（東日本エリア_東北・東京）

- 募集量103万kW（最大170万kW）に対し、応札量130.5万kW（うちDR1.1万kW）、落札量77.9万kW（うちDR1.1万kW）であった。応札件数は9件（うち、DR 5件）、落札件数は8件（うちDR 5件）であった。
 - 電源1件が不落となった。一般送配電事業者が不落と判断した理由：応札価格が上限価格を上回っていた。
 - DR落札5件中4件は、1需要家地点、1件は、3需要家地点であった。
- 平均落札価格は25,972円/kW（電源平均26,214円/kW、DR平均8,408円/kW）であった。
- 最高落札価格は30,696円/kW（電源最高30,696円/kW、DR最高10,000円/kW）であった。
- なお、電源の中にはマストラン運転を要するものがあり、そうした電源のマストラン費用（燃料費）を除いて加重平均を計算した場合の平均落札価格は5,795円/kWであった。
- 今回の公募における合計落札額は、約202億円であった。

応札容量・落札容量 募集量103万kW（最大170万kW）

	応札件数	応札容量 (万kW)	落札件数	落札容量 (万kW)
合計	9	130.5	8	77.9
電源	4	129.4	3	76.8
DR	5	1.1	5	1.1

平均落札価格・最高落札価格

	平均落札価格 (円/kW)	最高落札価格 (円/kW)	(参考) 過去の平均落札価格 (円/kW)	
			2022年夏季 (東北～九州) (募集量120万kW)	2021年冬季(東京) (募集量80万kW)
全体	25,972	30,696	7,761	14,440
全体 (マストラン除く)	5,795	—	2,811	2,284
電源	26,214	30,696	7,754	15,530
DR	8,408	10,000	10,000	2,323

1-1. kW公募の結果②（西日本エリア_中部～九州）

- 募集量99万kW（最大190万kW）に対し、応札量185.6万kW（うちDR8.9万kW）、落札量185.6万kW（うちDR8.9万kW）であった。応札件数は12件（うち、DR 7 件）、落札件数は12件（うちDR7件）であった。
 - － DR落札 7 件中 5 件は、1 需要家地点、2 件は、複数需要家地点（4 地点、41地点）であった。
- 平均落札価格は6,810円/kW（電源平均6,670円/kW、DR平均9,604円/kW）であった。
- 最高落札価格は25,557円/kW（電源最高25,557円/ kW、DR最高10,000円/ kW）であった。
- なお、電源の中にはマストラン運転を要するものがあり、そうした電源のマストラン費用（燃料費）を除いて加重平均を計算した場合の平均落札価格は5,960円/kWであった。
- 今回の公募における合計落札額は、約126億円であった。

応札容量・落札容量 募集量99万 kW（最大190万 kW）

	応札件数	応札容量 (万kW)	落札件数	落札容量 (万 kW)
合計	12	185.6	12	185.6
電源	5	176.7	5	176.7
DR	7	8.9	7	8.9

平均落札価格・最高落札価格

	平均落札価格 (円/kw)	最高落札価格 (円/kw)	(参考) 過去の平均落札価格 (円/ kW)	
			2022年夏季 (東北～九州) (募集量120万 kW)	2021年冬季(東京) (募集量80万 kW)
全体	6,810	25,557	7,761	14,440
全体 (マストラン除く)	5,960	—	2,811	2,284
電源	6,670	25,557	7,754	15,530
DR	9,604	10,000	10,000	2,323

2-1. kW公募未達分調達結果（量・単価）について

- 東日本エリアのkW公募必要量未達分25.1万kW（最大92.1万kWまで落札可能）に対し、随意契約にて調達された案件は1件、追加調達量は52.6万kW、容量単価28,450円/kWであった（調達額約150億円）。
- 上記の容量単価は、当初実施された東日本エリアのkW公募（以下「当初kW公募」という。）の平均落札価格25,972円/kW及び最高落札価格30,696円/kWと同等の価格。
- なお、当該随意契約案件（以下「当該案件」という。）は、当初kW公募時における応札価格が、公募要綱の上限価格（非公表）を上回っていたことから不落となったところ。
- 今回の随意契約時においては、契約金額のうち燃料費が、当初kW公募時と比して約60%減となったことから、契約価格が低下したと考えられる。

1 - 1. 精算結果①（東日本エリア_東北・東京）

- 一般送配電事業者に対し、kW公募の精算結果について聞き取りを行い、下記を確認した。
- ✓ kW公募の契約案件9件^(※1)について、発動指令に基づき発動された電力を市場に供出して得た利益が還元された。
- ✓ 発動指令外における市場供出により得られた利益、及び、マストラン運転の市場供出で得た収益は全額還元された。
- ✓ 発動指令量未達分については、ペナルティとして還元された。
- ✓ kW公募の調達額等約339億円^(※2)に対し、還元額は約88億円(約26%)^(※3)であった。

(※1) 追加調達（随意契約）をした案件含む。

(※2) 調整力活用分（市場供出で不落となったkWh分）の買取費用及び事業税等を含み、不要となった起動費・確認運転費を控除。

(※3) うちマストラン供出等による市場収入還元額は、86.7億円。マストラン運転分燃料費を除く調達価格は123億円、任意供出・マストラン運転分を除く還元額は1.2億円（1.04%）。

(参考) 託送費用で回収される額は約247億円（約1.9万円/kW）

kW公募の精算結果

項目	市場供出等で得た利益 (還元額) ※1 a	発動指令 未達分ペナルティ b	(参考) 調達価格等 ※1 c	(参考) 還元率 a/(c-b)	(参考) 契約容量	託送回収
9 案件合計	88億円 (※2)	3.6億円	339億円	26%	130.5万 kW	247億円
マストラン等を除く	1.2億円 (※3)	3.6億円	123億円 (※4)	1.04%	—	—

※1 調整力活用分（市場供出で不落となったkWh分）の買取費用及び事業税等を含み、不要となった起動費・確認運転費を控除。

※2 任意供出分及びマストラン運転分を含む。なお、任意供出分は、kWh公募で活用されており、kWh公募の還元額控除後の利益がkW公募に基づき還元された。

※3 任意供出・マストラン運転分を除く還元額

※4 マストラン運転に要する燃料費を控除した調達価格（確認運転・起動費は含む。）

1－1．精算結果②（西日本エリア_中部～九州）

- 一般送配電事業者に対し、kW公募の精算結果について聞き取りを行い、下記を確認した。
- ✓ kW公募の契約案件12件について、発動指令に基づき発動された電力を市場に供出して得た利益が還元された（12件（185.6万kW）のうち8件（31万kW）は発動指令がなかった）。
- ✓ 発動指令外における市場供出により得られた利益は全額還元された。
- ✓ 発動指令量未達分については、ペナルティとして還元された。
- ✓ kW公募の調達額等約102億円^{（※1）}に対し、還元額は約1,400万円（約0.14%）であった。

（※）調整力活用分（市場供出で不落となったkWh分）の買取費用及び事業税等を含み、不要となった起動費・確認運転費を控除。

（参考）託送費用で回収される額は約100億円（約7,600円/kW）

kW公募の精算結果

項目	市場供出等で得た利益（還元額） a	発動指令未達分ペナルティ b	（参考）調達価格等 ※ c	（参考）還元率 a/(c-b)	（参考）契約容量	託送回収
12案件合計 （億円）	約1,400万円	1.3億円	102億円	0.14%	185.6万kW	100億円

※ 調整力活用分（市場供出で不落となったkWh分）の買取費用及び事業税等を含み、不要となった起動費・確認運転費を控除。

1－2． kW公募の入札価格に含まれた燃料費の扱い等について

- 第81回制度設計専門会合（2023年1月）において、今回のkW公募の入札価格に含まれた燃料費（変動リスク考慮後）について、関係事業者に対し、公募要綱に基づき、実際に要した費用を内訳（燃料については量及び単価を含む。）とともに属地の一般送配電事業者に提示し、入札時における容量価格の算定と乖離が生じた場合には、実際に要した費用に基づき精算協議を行うことを求めたところ。
- 今回のkW公募の入札価格に含まれた燃料費（変動リスク考慮後）については、実際に要した費用に基づいて精算されたことを確認した。
- また、入札価格に誤って起動費が織り込まれた案件についても、精算されたことを確認した。

1 - 3. 対応について

- 過去 3 回の k W 公募の入札結果においては、「不合理な価格設定を抑制しつつ、稼働に要するコスト等については、適切に回収されるようなものであるべき。」という過去の審議会の整理に基づき、燃料費の算出方法について、燃料費は入札時点では不確定要素であることから、燃料価格の上方変動リスクを含めることを認めてきたところ。
- 一方で、「実際に要した費用」についての k W 公募の精算が論点になっているところ、燃料価格の変動値差で得た利益を「稼働に要するコスト」であると見なすことは、k W 公募の費用が託送回収され、最終的に電気の利用者に転嫁されることを鑑みれば、適切と言い切れないのではないかな。
- また、今回の k W 公募において、約定単価が高値であった案件の契約単価が安値となる場合であれば、安値となる理由を確認した上で、約定単価と異なる金額での契約を認めることは、k W 公募が電力の安定供給を目的として実施されたこと及び費用負担者が国民であることを鑑みれば、許容されるのではないかな（※）。
- 以上から、本件の関係事業者に対して、要綱に基づいて、実際に要した費用について、内訳（燃料については量及び単価を含む。）とともに属地 TSO に提示し、入札時における容量価格の算定との乖離が生じた場合には、実際に要した費用に基づいた精算協議を求めることとしたい。
- なお、精算協議の結果について、電力・ガス取引監視等委員会への報告を求めることとしたい。

（※）仮に、約定単価が安値であった案件の契約単価が高値となる場合は、他の応札案件との関係から単価を補正することは基本的には不適切であり、その扱いについては慎重な検討が必要となると考えられる。

入札価格の考え方の評価

	事業者の考え方	事務局としての評価
固定費について	第63回制度設計専門会合で整理された費目（人件費、設備工事費（修繕等）、廃棄物処理費、消耗品費、委託費等）を計上。	<ul style="list-style-type: none"> ・本会合で整理された費目が計上されていた。 ・費用は、今回の追加供給力の供出に必要な範囲のみ計上されていた。 ・なお、<u>減価償却費、燃料基地運営費のいずれの費用も計上されていなかった。</u>
燃料費について	<ul style="list-style-type: none"> ・起動・確認運転・マストラン運転にかかる燃料分を入札時点における燃料先物市場価格等を基に変動リスクを織り込み計上。 ・マストラン運転が必要となる電源について、<u>本来必要とされない起動費について織り込んでいたことが入札後に発覚（約2.4億円）。これについては、一般送配電事業者との契約書にて精算を予定。</u> 	<ul style="list-style-type: none"> ・燃料費は入札時点では不確定要素であり、燃料先物市場価格等を基に変動リスクを織り込み計上することは合理的と考える。 ・<u>本来不要であった起動費を、一般送配電事業者と契約書等で精算することについて、適切に行われたか事後監視を行うこととしたい。</u>

（※）

Pivotal Supplierは、その電源がなければ募集容量を満たすことができない存在である事業者のことをいい、当該事業者は、高値入札を行っても確実に落札される（価格支配力を有する）ことから、入札価格のルール設定及び監視が必要となるとして、第63回制度設計専門会合にて入札の考え方が整理された。今回の公募では、東日本エリア・西日本エリアとも、募集容量に対し、1事業者の電源の応札容量合計が募集容量を満たす一方、規模の小さい自家発やDRは、すべて合計しても募集容量に達さなかった。以上から、応札量合計が募集容量を満たす事業者をPivotal Supplierとした。

1－3．運用結果①（東日本）

- 一般送配電事業者に対して、各案件の対応について事後確認を行った結果は以下のとおりであった。
 1. 発動指令への対応について
 - ✓ 発動指令があった案件 9 件のうち 3 件については、未達度合が約30～50%と他案件と比して高かった。
 - ・ 当該案件中 1 件は、電源の供出であり設備トラブルによる未達であった。
 - ・ 当該案件中 2 件は、需要抑制を行うDRであり、需要地点は 1 つであった。設備不具合、生産調整による未達であった。
 - 2. 市場入札について
 - ✓ 発動指令に対して応動した電力は市場へ供出することとなっていたところ、各案件とも全量（※）市場への供出を行っていた。（※）未達分除く
 - ✓ 市場入札は、「エリアプライス」と「調整力の登録kWh 価格」の高い方で行われており、徒に高値入札が行われた、ということはない。
 - ✓ 市場で不落となった電力については、調整力として活用され、通常の調整力と同様に登録kWh価格で精算された。
 - 3. マストランを必要とする電源について
 - ✓ マストラン分の運転による電力は、契約期間中、全コマ全量約定した。





発動指令量とkW提供事業者の実績計測値、市場入札量等（東日本エリア_3960万kWh発動）

	契約量	発動指令の時間帯	発動指令量 合計（kWh）	実績計測値 合計（kWh）	未達度合（ペナル ティの対象。単純平 均）	発動指令量のうち市場約 定量合計（kWh）	実績計測値のうち 調整力活用分合計 （kWh）
案件A （電源）	574000kW	1/25 9:00-21:00(12h) 1/27 9:00-22:00(13h) 2/10 9:00-21:00(12h)	21,238,000	21,177,372	0.35%	18,340,900	14,420
案件B （電源）	526000kW	1/25 9:00-20:00(11h) 1/27 9:00-22:00(13h) 2/10 9:00-16:00(7h)	16,306,000	17,167,544	0.10%	1,385,050	15,782,494
案件C （電源）	97000kW	1/27 14:00-19:00(5h) 2/10 9:00-14:00(5h)	970,000	974,880	0.00%	679,000	295,880
案件D （電源）	97000kW	1/27 14:00-19:00(5h) 2/10 9:00-14:00(5h)	970,000	483,723	50.13% ※ 1	337,498	146,892
案件E （DR）	2800kW	1/27 14:00-19:00(5h) 2/10 9:00-14:00(5h)	28,000	28,834	1.69%	※ 4	※ 4
案件 F （DR）	1250kW	1/27 14:00-19:00(5h) 2/10 9:00-14:00(5h)	12,500	8,690	31.45% ※ 2	7,150	3,163
案件G （DR）	2000kW	1/27 14:00-19:00(5h) 2/10 9:00-14:00(5h)	20,000	31,924	0.67%	13,050	19,007
案件H （DR）	3500kW	1/27 14:00-19:00(5h) 2/10 9:00-14:00(5h)	35,000	56,743	0.00%	20,850	35,893
案件I （DR）	1000kW	1/25 15:00-20:00(5h) 1/27 15:00-20:00(5h) 2/10 15:00-20:00(5h)	15,000	14,833	34.6% ※ 3	8,700	6,857

※ 1 設備トラブルによる未達。 ※ 2 生産調整による未達。 ※ 3 降雪による設備不具合による未達。
※ 4 市場に供出せず、小売事業者の供給力とする案件であった（公募要綱第 5 章 2.（1）トなお書き。）

マストラン供出量

	案件A（kWh）	案件B（kWh）
マストラン供出量	109,218,950	226,149,450

1－3．運用結果②（西日本）

- 一般送配電事業者に対して、各案件の対応について事後確認を行った結果は以下のとおりであった。

1. 発動指令への対応について

- ✓ 契約量185.6万kWのうち、約155万kW稼働した。
- ✓ 落札案件12件中8件（31万kW）については、発動指令がなかった。
- ✓ 発動指令があった案件4件のうち1件については、未達度合が約33%と他案件と比して高かった。
- 当該案件は、電源（※）の供出であり、生産調整不調等による未達であった。

（※）同じ敷地内等に需要設備を持つ発電所

2. 市場入札について

- ✓ 発動指令に対して応動した電力は市場へ供出することとなっていたところ、各案件とも全量（※）市場への供出を行っていた。（※）未達分除く
- ✓ 市場入札は、基本的に「エリアプライス」と「調整力の登録kWh 価格」の高い方で行われており、徒に高値入札が行われた、ということはない。
- ✓ 市場で不落となった電力については、調整力として活用され、通常の調整力と同様に登録kWh 価格で精算された。



発動指令量とkW提供事業者の実績計測値、市場入札量等（西日本エリア_2250万kWh発動）

	エリア (契約量)	発動指令の時間帯	発動指令量 合計 (kWh)	実績計測値 合計 (kWh)	未達度合（ペナル ティの対象。単純 平均）	発動指令量のうち市場約 定量合計 (kWh)	実績計測値のうち 調整力活用分合計 (kWh)
案件A (電源)	678000kW	1/25 9:30-22:30(13h) 1/27 4:00-16:30(12.5h)	10,131,000	9,828,258	※ 1	2,244,500※ 2	7,618,241
案件B (電源)	812000kW	1/27 3:00-23:00(20h)	11,769,000	9,223,754	※ 1	262,350※ 2	10,753,232
案件C (DR)	1000kW	1/25 15:00-20:00(5h) 1/27 9:00-14:00(5h)	10,000	14,783	0.00%	5,500	9,283
案件D (電源)	55000kW	1/25 15:00-20:00(5h) 1/27 9:00-14:00(5h)	550,000	421,500	33.45% ※3	208,000	213,500

※ 1 発動指令量と比して実績計測値が少なくなっているところ、これは、追加kW契約と併せて締結された電源Ⅱ契約に基づく「下げ調整指令」によるものであることからペナルティ算定の対象外。なお、契約電源に設備不良等がある場合の未達についてはペナルティ対象となる。

※ 2 電源Ⅱ契約に基づき、発動指令後に下げ指令を行ったことにより発動指令量と実績計測値と差が生じた。下げ指令に基づく未達部分はペナルティの対象外。なお、電源Ⅱ契約に伴って発生する、市場供出収益と発動に要した実燃料費の差額は、kW提供事業者の損失とならないよう実費精算。

※ 3 生産調整等による未達。

2. まとめ（事務局の評価及び今後について）

- 今回のkW公募の精算及び運用について、特に問題となる点はなかったと考えられる。
（還元率の低下について）
- 公募精算結果は、調達額約440億円（※1）に対し、還元額が約88億円、ペナルティ戻し分が約4.8億円、託送費で回収されるkW費用は約347億円となった。
（※1）調整力活用分（市場供出で不落となったkWh分）の買取費用及び事業税等を含み、不要となった起動費・確認運転費を控除。
- 還元率は東日本で26%（マストラン等を除くと1.04%）、西日本で0.14%と、過去2回のkW公募と比して低下した（※2）。
（※2）2022年度夏季 42%（マストラン等を除く_20%）、2021年度冬季 38%（マストラン等を除く_29%）
- これは、以下の要因によるものと考えられるが、kW公募は、保険的位置づけであること等を踏まえれば致し方ない結果と考えられる。
- 調達量及び調達額（※3）が過去2回と比して高かった。（マストラン燃料費を控除した額においても高かった。）（※3）2022年度冬季：289万kW、436億円。2022年度夏季：136万kW、112億円。2021年度冬季：64万kW、89億円。
- 調達量に対する発動量（※4）が、過去2回と比して低かった。（※4）2022年度冬季：0.6億kWh。2022年度夏季：1.4億kWh。2021年度冬季：0.5億kWh。
- 「市場約定単価＞kW提供事業者の調整力登録単価（調整力kWh単価）」となるコマの割合（※5）が、過去2回と比して少なく、還元単価が小さかった（※6）。（※5）2022年度冬季：27%。2022年度夏季：71%。2021年度冬季：58%。（※6）還元単価の平均 2022年度冬季：7.8円/kWh。2022年度夏季：39.2円/kWh。2021年度冬季：32.1円/kWh。



(未達度合が高かった案件について)

- 今回の公募では、電源・DRともに未達度合の高い（30%～50%）案件があったところ。
- 未達度合の改善に向けて、第72回及び78回制度設計専門会合にて指摘した内容が、関係事業者により引き続き取り組まれることが望ましいと考える。

1－3．今後の公募実施に向けて

2022年10月25日
第78回制度設計専門会合 資料5

- 実施方法及び費用の最小化について
 - 今回の公募では、kWの提供期間中（7月1日～8月31日）に、落札案件の属地エリアにおいて広域予備率8%未満（発動指令の要件）とならなかったことから、結果として活用されなかった案件が2件あった。
 - kW公募は、保険的位置づけであることや、調達した案件の大部分が実際に発動していたこと等を踏まえれば、特段の問題があるとは考えられないものの、kW公募の募集エリア及び募集量等を決定する際には、工夫の余地がないか引き続き検討することが望ましいと考えられる。
- 運用方法の改善について
 - 今回の公募では、継続的な設備不具合に起因した未達度合の高い案件があったところ。
 - 関係事業者による未達度合改善の取り組みが図られることが望ましいのではないか（事前確認の強化、設備修繕、契約変更等）。

まとめ

2022年4月21日
第72回制度設計専門会合 資料8

- 追加kW供出の運用については、募集要綱等に照らして問題となる点は認められなかった。
- 他方で、DRの組成にあたっては、複数地点から組成するなど、設備トラブル等による未達リスクの分散などが図られることが望ましいのではないかと考える。
- 現在、資源エネルギー庁では、次回の追加供給力公募に向けた制度設計の検討が進められているところ、効率的な供給力の公募調達が実施されるよう、当委員会としても必要に応じて連携を図ってまいりたい。

(参考) 期間中のシステムプライス平均価格等

	調達量	発動量	マストラン・任意 供出量	kW提供事業者の 申し出単価平均 (※ 1)	発動指令があったコマのう ち、還元があったコマ数	還元単価の平均
2022年度冬 (東西合計)	289万kW	0.6億kWh	3.4億kWh	32.8円/kWh	114/417コマ(27%)	7.8円/kWh
2022年度夏 (東北～九州)	136万kW	1.4 億kWh	1.4億kWh	54.3円/kWh	228/319コマ(71%)	39.2円/kWh
2021年度冬 (東京エリア)	64万kW	0.5億kWh	2.9億kWh	32.6円/kWh	159/273コマ(58%)	32.1円/kWh

(※ 1) 発動指令があったコマの申し出単価の単純平均。発動指令があった電源のうち、調整力利用されたコマの申し出単価のみ採取している案件については調整力利用されたコマの申し出単価の単純平均。

(参考) 調達額及び還元額等

	調達額 (ペナルティ控除済)	うちマストラン燃料費	還元額	マストラン任意供出を除く還 元額	還元率 (括弧内マストラン・任意供出除く)
2022年度冬 (東西合計)	436億円	216億円	88億円	1.4億円	20% (0.6%)
2022年度夏 (東北～九州)	112億円	67億円	47億円	8.9億円	42% (20%)
2021年度冬 (東京エリア)	89億円	77億円 (※)	34億円	3.7億円	38% (29%)

※ 2021年度については、起動費・確認運転費含む

参考：2021年度冬季以降の追加kW・kWh公募の精算結果

	kW公募				kWh公募		
	2021年度冬 (東京)	2022年度夏 (北海道～九州)	2022年度冬 東日本(※2)	2022年度冬 西日本	2021年度冬 (北海道～九州)	2022年度夏 (北海道～九州)	2022年度冬 (北海道～九州)
募集量	55万 kW (最大80万 kW)	120万 kW (最大140万 kW)	103万kW (最大170万kW)	99万 kW (最大190万 kW)	3億kWh	10億kWh	20億kWh
契約量	63.1万 kW	135.7万 kW	103.5万kW	185.6万 kW	4.17億kWh	9.3億kWh	18.6億kWh
電源 最高単価	15, 530円/ kW	13, 718円/ kW	30, 696円/ kW	25, 557円/ kW	37.61円/kWh	36.95円/kWh	58.11円/kWh
DR 最高単価	2, 400円/ kW	10, 000円/ kW	10, 000円/ kW	10, 000円/ kW	—	—	—
平均単価	14, 400円/ kW	7, 761円/ kW	25, 972円/ kW	6, 810円/ kW	35.88円/kWh	36.04円/kWh	53.23円/kWh
平均単価 マストラン除く	2, 284円/ kW	2, 811円/ kW	5, 795円/ kW	5, 960円/	—	—	—
調達額	約89億円 (※1)	約112億円 (※1)	約335億円 (※1)	約101億円 (※1)	約151億円	337億円	1,099億円
還元額	約34億円	約47億円	約88億円	約0.14億円	約88億円	208億円	359億円
還元率	38%	42%	26%	0.14%	約58%	62%	33%
託送回収額	約55億円 (約8,800円/ kW)	約65億円 (約4,800円/ kW)	約247億円 (約19,000円/ kW)	約100億円 (約7,600円/ kW)	約64億円 (約15円/kWh)	129億円 (約14円/kWh)	740億円 (約39.9円/kWh)
kW公募の託送回収費用 約467億円				kWh公募の託送回収費用 約933億円			

(※1) 調整力活用分(市場供出で不落地となった分)の買取費用及び事業税を含み、不要となった起動費・確認運転費分及びペナルティ戻し分を控除。

(※2) 公募未達分は、『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』に基づき調達された。なお、数値は、追加調達(随意契約)をした案件含む。

【参考】電力需要実績の変化率【気象補正無、速報値】

- 昨冬と比較し、12月下旬以降の電力需要実績は概ね減少傾向。
- 日本列島に強い寒気が流れ込んだ1月末（25日～31日）は全エリアで電力需要が増加した。

＜昨年度から今年度の電力需要実績の変化率＞

12月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア計
1日～7日	8%	2%	0%	-5%	-5%	-3%	-3%	-2%	-3%	3%	-2%
8日～14日	8%	1%	-3%	-2%	-1%	-1%	0%	2%	0%	1%	-1%
15日～21日	5%	5%	-1%	2%	4%	6%	5%	10%	6%	1%	3%
22日～28日	-8%	-8%	-2%	-1%	-1%	2%	3%	6%	5%	1%	-1%
29日～31日	-8%	-9%	-9%	-10%	-13%	-6%	-9%	-6%	-3%	0%	-8%
月合計	2%	-1%	-2%	-2%	-2%	0%	0%	3%	2%	1%	-1%
1月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア計
1日～3日	-9%	-8%	-10%	-11%	-13%	-7%	-8%	-6%	-3%	-1%	-9%
4日～10日	-5%	-7%	-10%	-9%	-7%	-6%	-3%	-2%	-3%	1%	-7%
11日～17日	-3%	-13%	-8%	-12%	-17%	-12%	-13%	-11%	-16%	-5%	-11%
18日～24日	4%	-6%	-9%	-10%	-14%	-9%	-6%	-4%	-1%	-2%	-7%
25日～31日	5%	6%	3%	6%	8%	6%	7%	10%	14%	8%	6%
月合計	-1%	-5%	-6%	-7%	-8%	-5%	-4%	-2%	-2%	0%	-5%
2月	北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	10エリア計
1日～7日	0%	-8%	-9%	-7%	-10%	-5%	-7%	-3%	-8%	-4%	-7%
8日～14日	2%	-3%	-10%	-9%	-7%	-6%	-8%	-5%	-7%	1%	-7%
15日～20日	-1%	-6%	-10%	-8%	-11%	-7%	-14%	-9%	-15%	-8%	-9%
月合計※	0%	-9%	-11%	-10%	-12%	-7%	-8%	-5%	-8%	-4%	-9%

参考：過去のkW公募提供期間のシステムプライスの動き

(冬季：1月4日～2月28日、夏季：7月1日～8月31日)

