

2022年度夏季の追加供給力公募（kW 公募）及び追加電力量公募（kWh公 募）の運用結果の事後確認等について

第78回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和4年10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年度夏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。）及び追加電力量公募（以下「kWh公募」という。）の提供期間（7月1日～8月31日）及び精算が終了した。
- 今回は、2022年夏季 kW公募及びkWh公募の精算及び運用について、事後確認の結果を報告する。

kW公募及びkWh公募の議論の経緯

第46回電力・ガス基本政策小委員会（3月25日）

- ・ 2022年度夏季 kW公募の実施を決定

第47回電力・ガス基本政策小委員会（4月12日）

- ・ 2022年度夏季 kW公募の詳細（実施主体、落札決定方法）について議論
- ・ 2022年度夏季 kWh公募の実施を決定

第48回電力・ガス基本政策小委員会（4月26日）

- ・ 2022年度夏季 kW公募の詳細（募集量・市場供出方法等）について議論
- ・ 2022年度夏季 kWh公募の詳細（募集量・市場供出方法等）について議論

第49回電力・ガス基本政策小委員会（5月17日）

- ・ 2022年度夏季 kW公募及びkWh公募の概要について前回までの議論を経て実施方法を整理

kW公募及びkWh公募スケジュール

2022年 5月20日	公募開始
2022年 6月 3日	締め切り
2022年 6月20日	決定通知
2022年 7月 1日	提供期間
～ 8月 3 1日	

【参考】2022年度の電力需給の見通し

2022年4月
第48回電力・ガス基本政策小委員会 資料4-1

- 夏季は、7月の東北・東京・中部エリアにおいて3.1%と非常に厳しい見通し。
- 冬季は、1月、2月に全7エリアで安定供給に必要な予備率3%を確保できず、東京エリアは特に厳しい見通し。

厳気象H1需要に対する予備率

<夏季>

	7月	8月	9月
北海道	21.4%	12.5%	23.3%
東北	3.1%	4.9%	6.1%
東京			
中部			
北陸			
関西			
中国			
四国	5.0%		
九州			
沖縄	31.6%	34.3%	31.3%

<冬季>

	12月	1月	2月	3月
北海道	12.6%	6.0%	6.1%	10.3%
東北	6.9%	3.2%	3.4%	
東京		▲1.7%	▲1.5%	
中部	5.4%	2.2%	2.5%	
北陸				
関西				
中国				
四国				
九州	4.6%			
沖縄	56.4%	42.0%	43.6%	69.3%

(参考) kW公募の概要

2022年7月 第75回制度設計専門会合 資料5
一部改変

- 2022年夏季 kW公募概要は以下のとおり。

公募の概要

	内容
対象設備等	東北～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	120万kW（最大140万kWまで超過落札を許容）
提供期間	2022年7月1日～8月31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	<ul style="list-style-type: none">・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	<ul style="list-style-type: none">・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。

(参考) kWh公募の概要

2022年7月 第75回制度設計専門会合 資料5
一部改変

- 2022年夏季kWh公募の概要は以下のとおり。

公募の概要

	内容
実施主体	沖縄除く一般送配電事業者9社による共同調達
対象エリア	沖縄除く9エリア（北海道～九州）
募集電力量	10億kWh（最大14億kWhに収まる範囲）
提供期間	2022年7月1日から2022年8月31日まで
対象設備等	電源及びDR。供出するkWhは、電源においては燃料の調達計画をベースに、DRにおいては過去の需要計画をベースに、追加性が確認できるものが対象。
最低入札電力量	発電設備等による供出の場合は120万kWh以上。負荷設備等による供出（DR）の場合は24万kWh以上。
運用方法	発電事業者等は、提供期間の間に契約電力量の全量をスポット市場又は時間前市場に売り入札を行う。市場供出のタイミングは発電事業者等で判断するが、市場価格がより高い時間帯かつ原則として落札されたkWhの限界費用以上の価格で売り入札を行う。
落札評価方法	入札されたkWh価格の安価な順から落札。
その他	市場へ応札し得られた収益の85～95%を損益比率（※1）に応じて一般送配電事業者に還元する。 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）損益比率＝（市場供出等によって得られる収益－燃料等確保料金）／燃料等確保料金

- 1. kW公募運用結果の事後確認について**
2. kWh公募運用結果の事後確認について
3. まとめ

1－1．精算結果

- 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公募の落札案件 6 件について、それぞれ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。（落札案件 6 件中 2 件については、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、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112億円（※1）に対し、還元額は約47億円（約42%）であった。

（※1）調整力活用分（市場供出で不落となった分）の買取費用及び事業税を含み、ペナルティによる戻し分を控除後、端数処理（四捨五入）。

（参考）託送費用で回収される額は約65億円（約4,800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※2 c	(参考)還元率 a/(c-b)	(参考) 契約容量
6案件合計 (億円)	47億円	5億円	116億円	42%	135.7万kW


※1 任意供出分及びマストラン運転分を含む（約38億円）。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。

※2 調整力活用分（市場供出で不落となった分）の費用及び事業税を含む

1－2．運用結果

- 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下記のとおりであった。
 1. 発動指令への対応について
 - ✓ 落札案件 6 件中 2 件については、発動指令がなかった。
 - ✓ 発動指令があった案件 4 件のうち 3 件については、未達度合が 1 %以下であったが、1 件は未達度合が約26%と他案件と比して高かった。
 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、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。
 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。



- 
- 前項「1. 発動指令への対応について」にて記載した、発動指令量に対して未達度合が大きかった案件について、追加的調査を行ったところ、以下を確認した。

1. 未達度合が大きかった主な理由

- ✓ 1 回目発動指令（未達度合100%）：発電機トラブル（運転準備中に復水器の水配管より漏水を確認）
- ✓ 2 回目以降（未達度合7.3%）：
- 発電機の自動制御（熱制約等が起因）により出力が制限されていた。
- 落札事業者は精算時まで当該事象について把握していなかった。把握していなかった理由について、当該発電設備は、他社からの譲渡後日が浅く、運用面で不慣れであった旨、落札事業者から説明があった。
- 当該発電機は、中央給電指令所側で発電出力をリアルタイムで把握できる機能がなく、一般送配電事業者側でも当該事象について契約期間中に把握していなかった（実測計量値の取得日が翌月 5 営業日であり、その時点では既に 8 月の発動指令は終了していた）。

以上から、当該案件について未達度合が大きかった理由は致し方ないものであったと考えられ、未達度合に応じたペナルティが支払われていたことから、募集要綱等に照らして問題があるものではない。

一方で、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と（事前確認の強化、設備修繕、契約変更等）。

発動指令量とkW提供事業者の実績計測値、市場入札量等

	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)	東日本 (約57万 kW)	6/30 14:00-24:00 7/1 00:00-24:00 7/11 15:00-19:30 8/1 09:00-22:00 8/2 08:00-24:00 8/3 00:00-22:00 8/9 13:00-23:00 8/10 13:00-23:00	57,113,000 (6/30_5,740,000)	57,045,587 (6/30_4,180,207)	0.14%	33,109,900 (6/30_1,123,038)	23,935,687 (6/30_3,538,480)
案件B (電源)	東日本 (約10万 kW)	7/1 14:00-19:00 7/11 15:00-20:00 8/1 15:00-20:00 8/2 15:00-20:00 8/3 15:00-20:00	2,513,750	1,863,648	25.86%	2,006,998	0
案件C (DR_ 自家発)	東日本 (約2千 kW)	7/1 14:00-19:00 7/11 15:00-20:00 8/1 15:00-20:00 8/2 15:00-20:00 8/3 15:00-20:00	50,000	52,776	0.04%	43,000	9,776
案件D (電源)	西日本 (約68万 kW)	8/2 15:00-20:00 8/3 14:30-19:30	6,780,000	6,561,378	0%	3,448,450	3,242,187
案件E (DR)	西日本 (約2千 kW)	発動なし	-	-	-	-	-
案件F (DR)	西日本 (約2千 kW)	発動なし	-	-	-	-	-

(注) 案件A (電源) について、6/30は提供期間外であったことから、当該未達についてはペナルティ対象外。
(注) 案件B (電源) について、市場約定量と実績計測値の差は、市場のゲートクローズ時点の計画通りに発電できなかったこと等に起因。
(注) 案件D (電源) は、kW公募の契約の際に、電源Ⅱ 契約を行った。発動指令後に電源Ⅱ 契約に基づく下げ指令 (周波数維持、持替等) 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ており、下げ指令に基づく未達部分はペナルティの対象外。

マストラン供出量及び任意供出量

	マストラン供出量 (kWh)	任意供出 (kWh) ※ 1
案件A(電源)	118,659,088	26,116,700

※ 1 任意供出分は、追加kWh公募で活用され、収益の一部が損益比率によって決定された還元率に基づき還元され、kW公募では、kWh公募の還元額を差し引いた後の利益が還元された。

1 - 3. 今後の公募実施に向けて

- 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）。

(参考)

【参考】2022年度冬季の電力需給見通し

第51回電力・ガス基本政策小委員会
(2022年6月30日) 資料3-1 一部修正

- 3月の福島沖地震で被災した新地火力1号が年内に復旧する見通しとなり、マイナスだった東京の予備率は1%台半ばに改善。しかしながら、北海道と沖縄を除く全国8エリアで、依然として安定供給に必要な予備率3%を確保できていない状況。
- このため、冬季に向けて供給力を最大限確保するべく、予備率3%に不足する分に加え、予備率1%に相当する電源を、公募により追加的に確保する予定（募集量：東北・東京エリア170万kW、中西6エリア190万kW）。

<5月時点>

10年に一度の厳寒を想定した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%	10.0%
東北	7.8%	3.2%	3.4%	9.4%
東京		▲0.6%	▲0.5%	
中部	4.3%	1.3%	2.8%	
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	12.6%	6.0%	6.1%	12.3%
東北	7.8%	1.5%	1.6%	
東京		(103)	(95)	10.1%
中部	5.5%	1.9%	3.4%	
北陸				
関西				
中国				
四国				
九州				
沖縄	45.4%	39.1%	40.8%	65.3%

(出典) 電力広域的運営推進機関

※()内は3%に対する不足量 単位:【万kW】

1. kW公募運用結果の事後確認について
- 2. kWh公募運用結果の事後確認について**
3. まとめ

2－1．精算結果

- 一般送配電事業者に対し、kWh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。
- ✓ kWh公募の落札案件 4 件（いずれも電源）の契約量9.3億kWhは、全量市場供出・約定され、ペナルティの対象となる事業者はいなかった。
- ✓ kWh公募の調達額約337億円に対し、還元額は約208億円(約62%)であった。

※託送費で回収される額は約129億円（約14円/kWh）。

k W h 公 募 の 精 算 結 果

	kWh提供事業者が 市場供出で得た収益	一般送配電事業者へ の還元額（※1）	（参考） 一般送配電事業者の 追加kWh公募の 調達 額（※2）	還元率	（参考） 契約電力量 （億kWh）
4 件 計	232億円	208億円	337億円	62%	9.3億kWh

（注）一般送配電事業者の提出資料により、電力・ガス取引監視等委員会事務局にて作成。

※ 1 調達額は、応札額に事業税相当額を加味したもの。

※ 2 還元額は、市場へ応札し得られた収益の85～95%を損益比率に応じて決定される。損益比率 = （市場供出等によって得られる収益 - 燃料等確保料金） / 燃料等確保料金

2-2. 運用結果

- 一般送配電事業者に対し、kWh提供事業者の市場供出について事後確認を行った結果は下記のとおりであり、特段問題となる運用はなかったと考えられる。

1. 入札価格について

- ✓ 市場への入札価格については、第48回電力・ガス基本政策小委員会にて18円/kWh以上を基準にすることが適当とされたところ。落札案件4件中3件については、18円/kWhで入札を行っていた。1件は、17～18円/kWhで入札していたが、17円/kWhで入札した理由は下記の通りであり、kWh公募要綱に基づき合理的な範囲内のものと考えられる。

(回答) 18円/kWhでの入札で複数回未約定となったことから、市場価格の動向を考慮のうえ、17円/kWhまで値下げを行った。

(参考) kWh公募・募集要綱抜粋

第5章 募集概要

2. (1) 運用要件

□ 市場への供出等の義務

(略)

第48回電力・ガス基本政策小委員会における議論を踏まえ、売り入札を行なう場合は社会的コスト最小化の観点から、市場価格がより高い時間帯に、かつ原則として現在のLNGの市場価格水準を元にした価格(20円/kWh)より一定程度低い18円/kWh以上の単価にて、売り入札をしていただきます。ただし、提供期間内に契約電力量の全量が約定できないおそれがある場合は、合理的な範囲で売り入札単価を調整することができるものとします。(略)



2-2. 運用結果



3. 市場供出のタイミングについて

- ✓ kWh提供事業者の市場供出は、第40回電力・ガス基本政策小委員会にて、市場供出のタイミングは落札者が決めることを認めた上で、市場価格がより高いタイミングで行われることが望ましいとされていたところ、必ずしも市場価格がより高い時間帯に行われていなかった。
- ✓ 各案件における市場供出の考え方は次項①の通りであり、合理的な範囲で市場供出のタイミングが決められてたと考えられる。また、各案件において、事前に一般送配電事業者へ提出があった供出計画と入札実績の相違は、発電機の不調、自社需要の増加による供給余力の不足、市場供出したものの未約定となったことが起因していたことを確認した。

4. 還元率について

- ✓ 各案件における還元率は次項②の通りであった。

kWh提供事業者の市場供出

①市場供出のタイミングについて

案件	市場供出の考え方
A	7月に発電機の補修が延長となったことから、当初想定していた市場供出が進まなかった。8月前半に供出量の確保を優先し、自社需要が低い朝方夜中に入札を実施。8月後半は市場価格が高くなると想定される平日に入札を実施。
B	休日・夜間等のkW余力を活用して入札。入札時間帯は、当初の市場供出計画の通りkW余力のある原則0～8時に行った。
C	応札時点の既設電源の余力に応じて入札を計画的に実施。
D	既設電源の余力及びkW公募電源の余力を活用して入札を実施。計画実績差は、市場未約定等の影響によるもの。

(注) 一般送配電事業者及び落札事業者への聞き取りにより、事務局にて作成。

②還元率について

	一般送配電事業者への還元率	損益比率	(参考) 約定平均単価	(参考) 属地エリアの平均約定単価 (単純平均)
A	85%	-15.2%	24.95円/kWh	24.16円/kWh
B	95%	-46.9%	17.81円/kWh	24.17円/kWh
C	94%	-39.8%	22.26円/kWh	25.83円/kWh
D	87%	-21.6%	28.77円/kWh	30.8円/kWh

(注1) JEPX取引データ及び一般送配電事業者への聞き取りにより、事務局にて作成。

(注2) 還元率は、損益比率に応じて決定。損益比率は右の通り。(市場供出等によって得られる収益-燃料等確保料金)/燃料等確保料金。

(参考) kWh公募の調達額約336億円に対し、還元額は約208億円(調達額の約62%)であったところ、仮に還元率を一律90%(2021年冬季kWh公募時のもの)とした場合は、還元額は209億円であった。

(参考) kwh公募募集要綱抜粋 (損益比率と還元率)

損益比率＝（追加供出実績電力量 × 提供期間を通じた、契約設備等を用いた
卸電力取引市場における売り入札に係る30分ごとの約定単価の加重
平均※－燃料等確保料金）÷ 燃料等確保料金

※ 第22条の定めによらず、税抜き売り約定総額を、売り約定総量で除して得られ
る単価（銭未満四捨五入）

損益比率	還元率
0%以上	80%
-5%以上～0%未満	81%
-10%以上～-5%未満	82%
-12.5%以上～-10%未満	83%
-15%以上～-12.5%未満	84%
-17.5%以上～-15%未満	85%
-20%以上～-17.5%未満	86%
-22.5%以上～-20%未満	87%
-25%以上～-22.5%未満	88%
-27.5%以上～-25%未満	89%
-30%以上～-27.5%未満	90%
-32.5%以上～-30%未満	91%
-35%以上～-32.5%未満	92%
-37.5%以上～-35%未満	93%
-40%以上～-37.5%未満	94%
-40%未満	95%

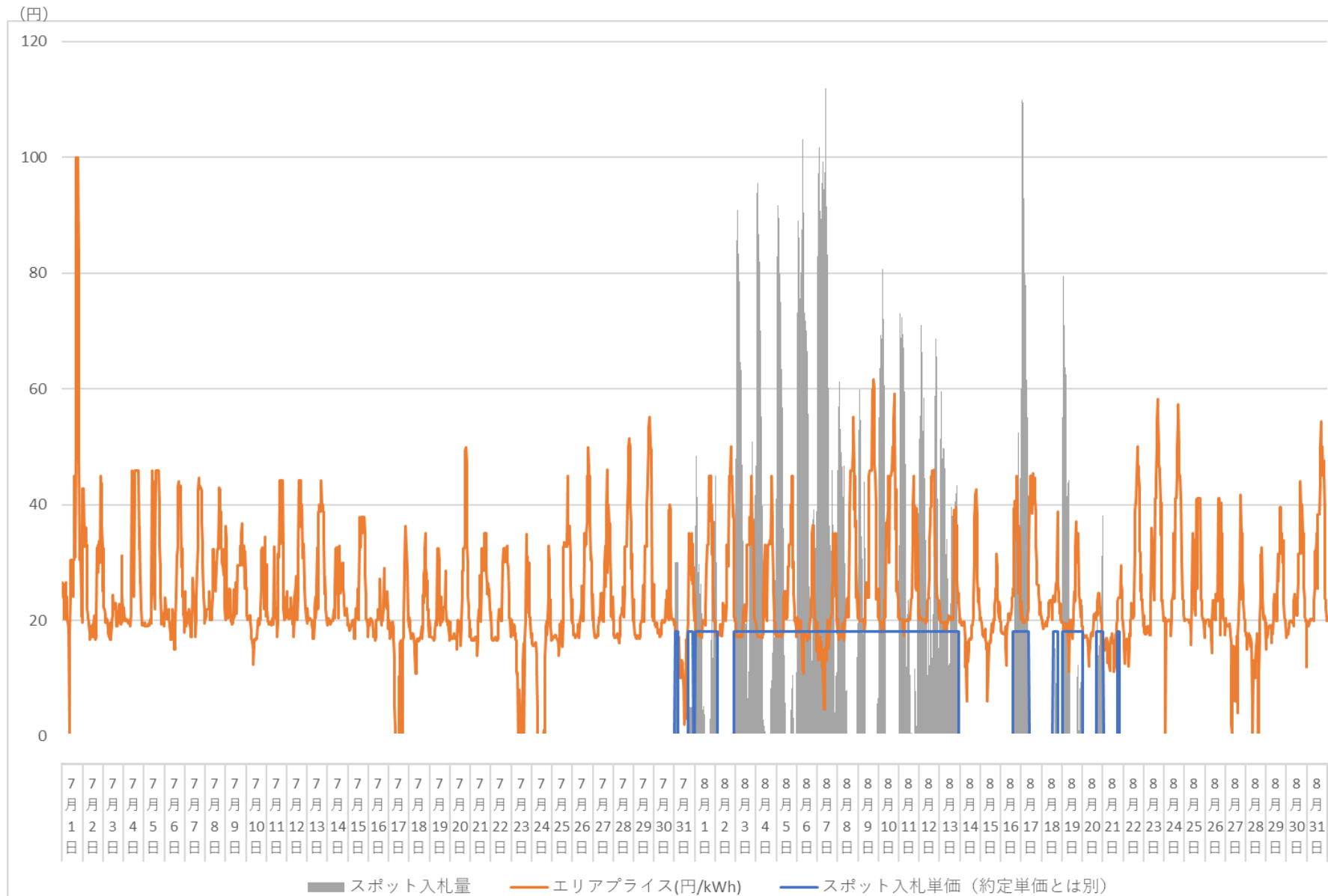
案件A -15.2%

案件D -21.6%

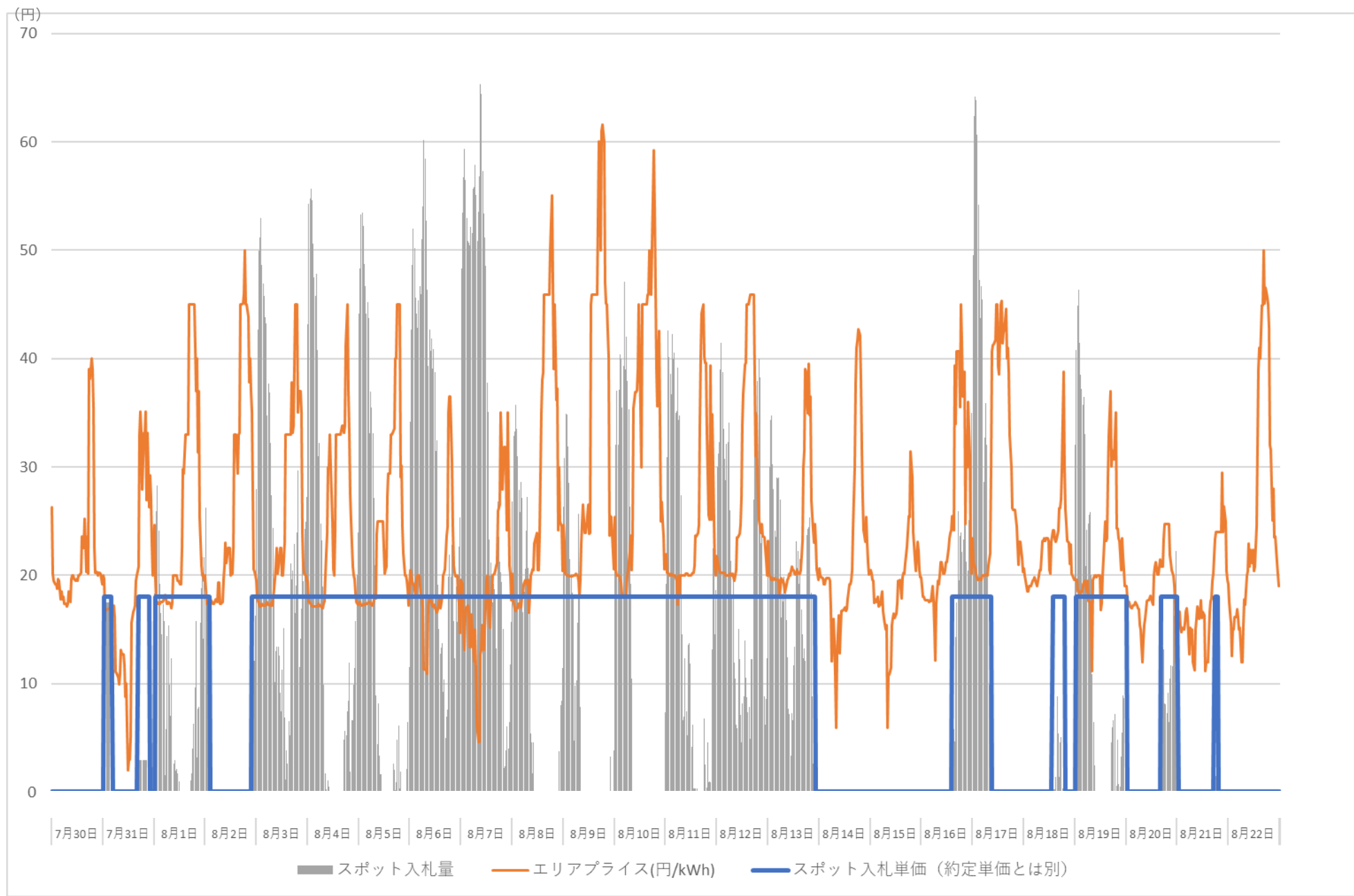
案件C -39.8%

案件B -46.9%

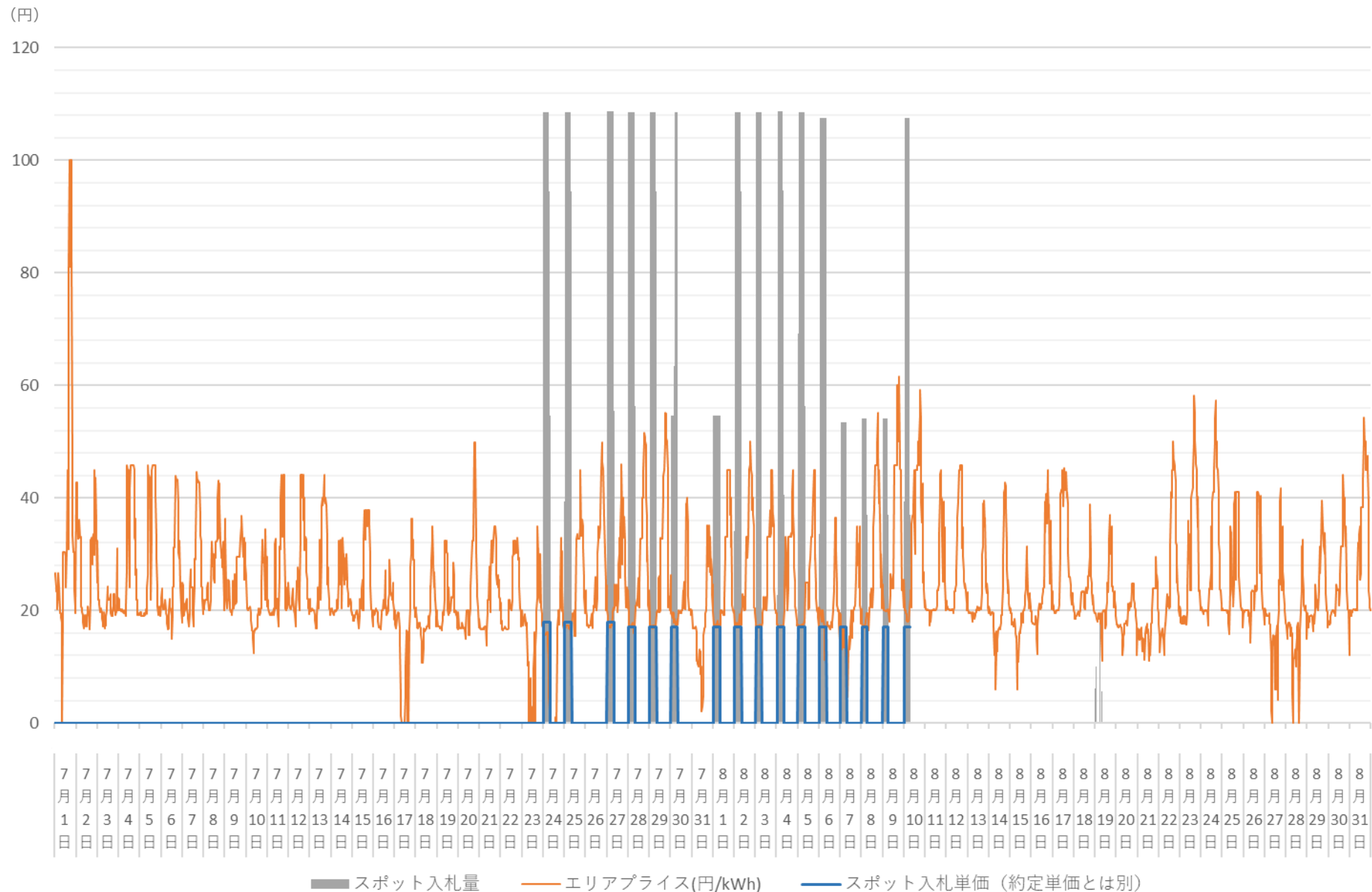
（参考） 案件Aの市場供出の動き



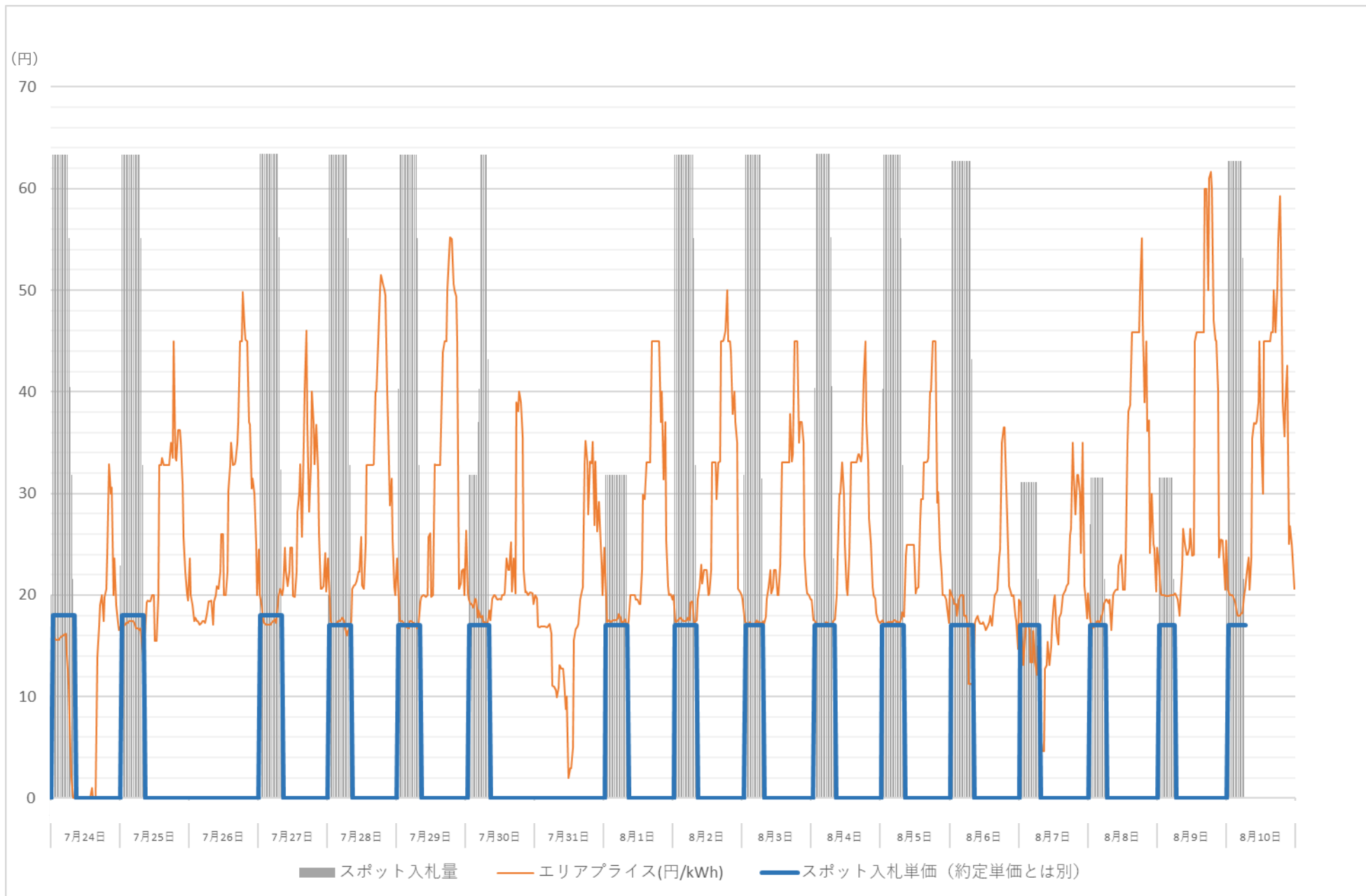
(参考) 案件Aの市場供出の動き (継続して供出のあった期間)



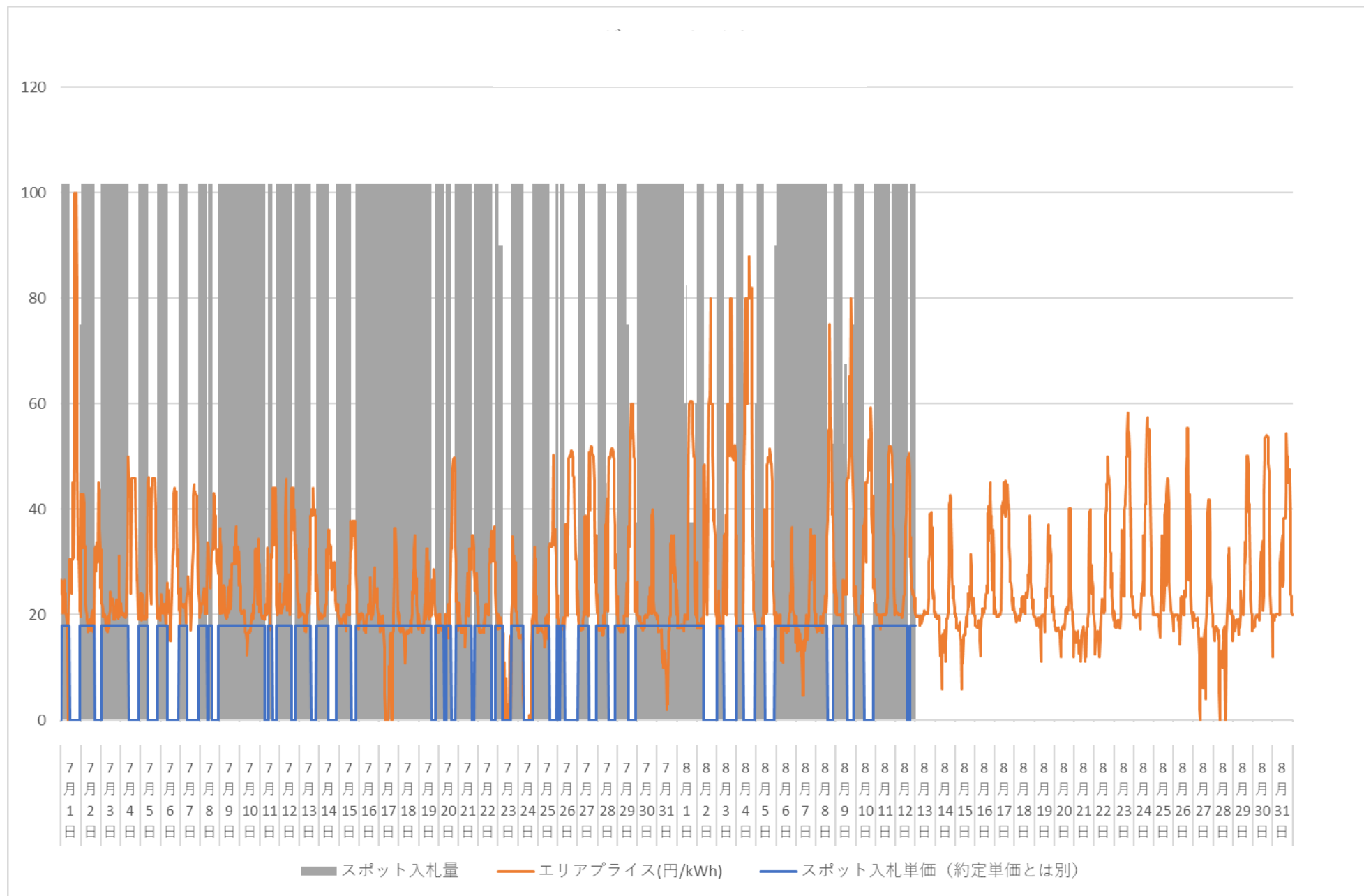
(参考) 案件Bの市場供出の動き



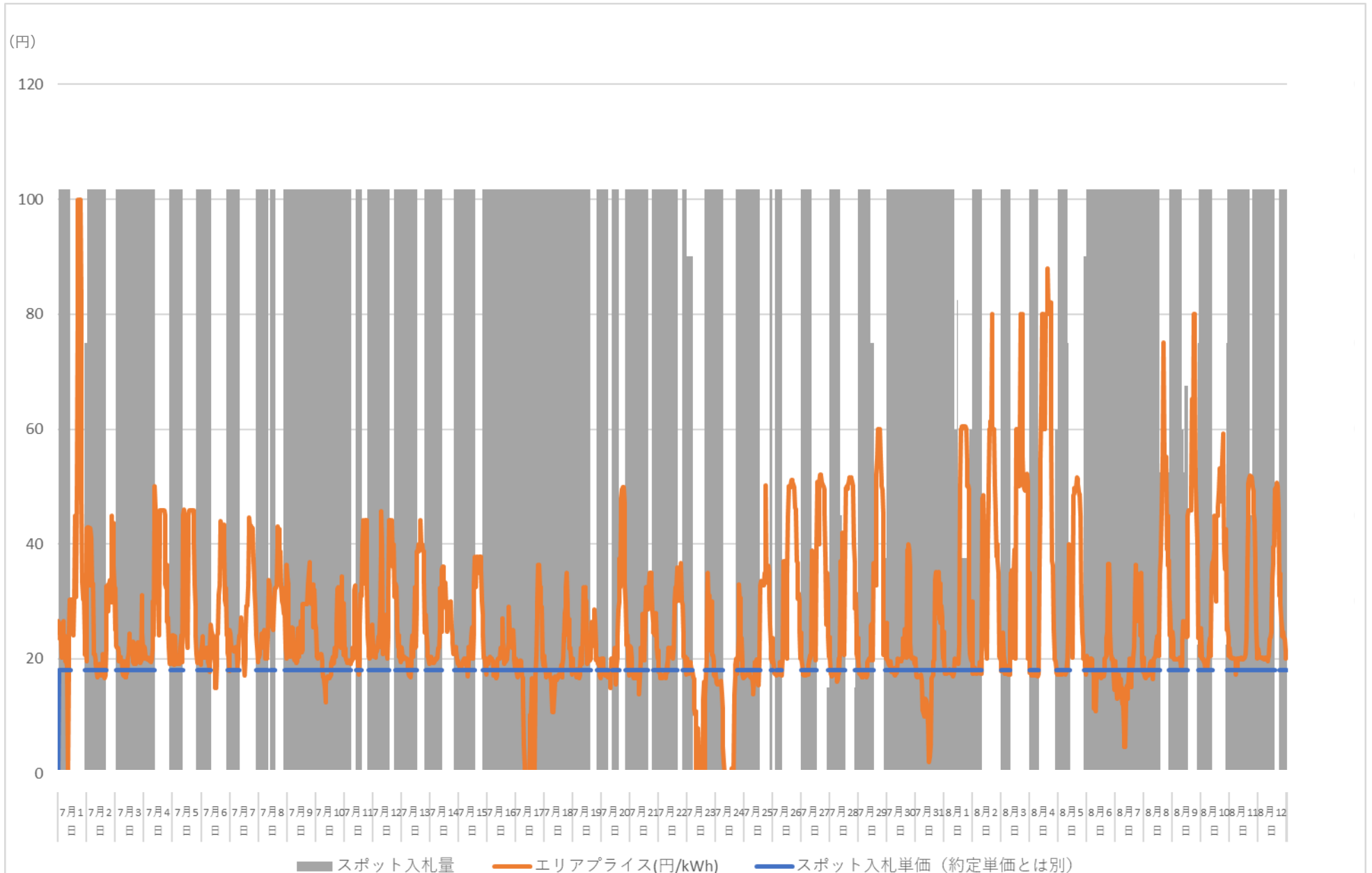
(参考) 案件Bの市場供出の動き (継続して供出のあった期間)



(参考) 案件Cの市場供出の動き



(参考) 案件Cの市場供出の動き (継続して供出のあった期間)



(円)

250

200

150

100

50

0

7月1日 7月2日 7月3日 7月4日 7月5日 7月6日 7月7日 7月8日 7月9日 7月10日 7月11日 7月12日 7月13日 7月14日 7月15日 7月16日 7月17日 7月18日 7月19日 7月20日 7月21日 7月22日 7月23日 7月24日 7月25日 7月26日 7月27日 7月28日 7月29日 7月30日 7月31日 8月1日 8月2日 8月3日 8月4日 8月5日 8月6日 8月7日 8月8日 8月9日 8月10日 8月11日 8月12日 8月13日 8月14日 8月15日 8月16日 8月17日 8月18日 8月19日 8月20日 8月21日 8月22日 8月23日 8月24日 8月25日 8月26日 8月27日 8月28日 8月29日 8月30日 8月31日

■ スポット入札量 — エリアプライス(円/kWh) — スポット入札単価 (約定単価とは別)

(参考) 追加確認

- kWh公募にて調達した電力（以下「kWh公募電力」という。）については、自社需要を本来より低く見積もり、kWh公募電力を自社需要に充当する運用が可能となるおそれがあるところ。今回の落札案件のうち、旧一般電気事業者によるものについて下記確認を行った。

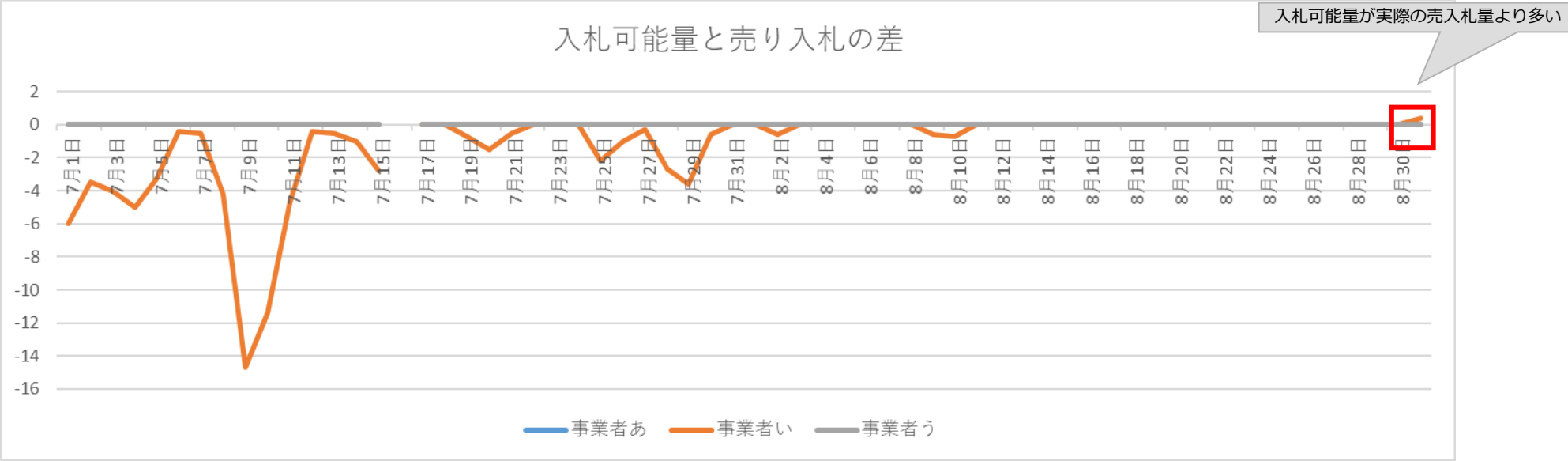
(確認の前提)

- ・ 旧一般電気事業者は、電力・ガス取引監視等委員会に対し、日々、入札可能量と売り入札量、供給力、出力制約、自社需要見込み、他社卸見込みを提出している。
- ・ 旧一般電気事業者は、供給余力について、全量市場投入することが求められてるところ。仮に自社需要を本来より低く見積もったとしても、それにより生じた供給余力を市場投入することとなる。
- ・ また、旧一般電気事業者の自社需要等は基本的にグロスバイディングにより調達されていると考えられることから（0.01円/kWh）、故意に自社需要等を低く見積もり自社需要分の電力の一部をスポット市場で調達することは考えにくい。
- ・ その上で、供給余力が全量市場投入されていれば、kWh公募の運用として特段問題となる点はないと考えられる（供給余力分の電力量については、事業者の判断で、通常のスポット入札分と、kWh公募電力分に分けて入札される。）

(確認結果)

- kWh公募提供期間中に、kWh公募案件を持つ旧一般電気事業者の供給余力の市場投入状況について、入札可能量が実際の売入札量より多い日が1案件について1日確認された。当該事業者からは、入札オペレーションのミスによるものである旨説明があり、また、当該日には、kWh公募契約量は全量市場供出済みであったことから、kWh公募の運用に影響はなかったもの考えられる。

(参考) 旧一般電気事業者の供給余力の市場供出状況



(※) 事業者提出データ（公表値）をもとに、事務局にて作成。

2－3．今後の公募実施に向けて

- kWh公募案件の市場供出は、市場から電気を調達する小売事業者からすると市場価格がより高いタイミングに行われることが望ましいことから、落札事業者へのインセンティブとして損益比率（※1）に応じた還元率が設定されたところ。
- 今回の運用結果では、損益比率が悪く一般送配電事業者への還元率が高くなった案件が存在した。
- 落札事業者が市場価格がより高いタイミングに市場供出を行うことへのインセンティブ設計については引き続き工夫を検討することが適当と考えられる。
- なお、今回の公募においては、還元率の上限が95%であったところ、次回実施される2022年度冬季kWh公募においては、還元率の上限は99%と変更された（※2）。

※1 損益比率 = (市場供出等によって得られる収益 - 燃料等確保料金) / 燃料等確保料金

※2 市場価格がより高いタイミングに入札を行わなかった事業者について、今回と比して一般送配電事業者への還元率が高くなる可能性がある。

論点② 市場供出方法

- 昨年実施した公募において、kWh提供事業者の市場入札価格については、一般的なLNGの限界費用価格（10円/kWh）以上を基本とすることとした。
- 第69回制度設計専門会合（2022年4月21日）において、市場供出はルールどおり実施されていた一方、市場入札価格の下限値について、LNGや電力の市況等を踏まえて検討すべきではないかとの指摘があった。
- このため、足元の市況等を踏まえ、現在のLNGの市場価格水準を元にした価格（kWh当たり20円台）よりは一定程度低い、たとえば18円/kWh以上を基本とすることとしてはどうか。
- また、応札事業者への一律でのインセンティブ引き上げは、最終的に需要家負担の増加につながることから、社会費用最小化の観点からは望ましいものとは言えない一方、応札事業者の合理的な入札行動を促す観点から、kWh応札価格に対する還元率に差を設け、事業者インセンティブに差を設ける仕組みとしてはどうか。
- 具体的には、例えば、事業者収入は、前回は全事業者の市場売電価格の10%としたところ、市場売電価格とkWh応札価格の損益比率に応じて、昨冬のkWh公募の事例を参考にしつつ、5%～20%の範囲内でインセンティブに差を設ける形としてはどうか。
- また、供出実績の確認をしやすくする観点から、落札事業者には、JEPXのアカウント区分を分けるなどの工夫が期待される。

論点④ 市場供出方法及び精算の在り方（1 / 2）

（市場供出方法）

- kWh公募により調達した電源等の市場供出方法については、前回の本小委員会において、一定のルールをあらかじめどのように定めるかが重要、との御意見をいただいた。
- 具体的な市場供出のタイミングについては、①落札事業者が決める、②一般送配電事業者が指示する、の2つが考えられるが、供出時にはkWの余力（増出力可能であること）が必要であること、また、kWh公募の目的に鑑み、**必ずしも需給ひっ迫時に市場供出する必要はないことから、現行の市場供出ルール（※）に則った上で、落札事業者が供出のタイミングを決めること**としてはどうか。※限界費用での余剰電力の全量市場供出等
- また、社会コスト最小化の観点からは、kWh公募により調達した電源等を市場価格が低いときに供出することは避ける必要がある（調達コストの未回収分が増加し、需要家負担が増加するため）。更に、LNG等の燃料不足回避の観点からは、LNG火力の稼働が多くなるときに供出するのが望ましい。したが、卸電力市場への応札価格については、**一般的なLNGの限界費用価格(10円/kWh)以上を基本**としつつ、応札事業者の事情に応じた柔軟な対応を認めることとしてはどうか。

＜参考＞ 冬季1・2月において、システムプライスが10円/kWhを超えたコマ

2020年度 1,362コマ（48.1%）、2019年度 118コマ（4.1%）、
2018年度 1,147コマ（40.5%）、2017年度 2,044コマ（72.2%）

※1コマ=30分（1日48コマ）

論点④ 市場供出方法及び精算の在り方（2 / 2）

（精算の在り方）

- 具体的な市場供出のタイミングは、**落札事業者があらかじめ一般送配電事業者に対して通知**することとし、その通知量の約定結果を元に、事後的に約定実績に照らして精算を行うこととしてはどうか。また、精算時、市場での約定実績を確認する必要があるため、落札事業者に対し、通常の発電・在庫情報とは分けて管理することを求めている（例：JEPXアカウントの区分を分ける）。

＜通知内容の例＞

- ・対象期間を通じ、特定の時間帯（ex. 平日10-18時）に各コマ〇万kW、計〇kWhを供出
- ・対象期間中の特定の時期（ex. 1月第4週）に各コマ〇万kW、計〇kWhを供出
- ・翌日各コマ〇万kW、計〇kWhを供出 ※前日スポット市場への入札前に通知
- ただし、落札事業者が恣意的に市場供出時期を定め、**徒に市場価格の低いときに市場供出を行うことは避ける必要**がある。また、市場から電気を調達する小売電気事業者からすると、**市場供出は市場価格がより高いときに行われることが望ましい**。
- このため、市場価格が相対的に高いときに市場供出するインセンティブを付与する観点から、市場での売却収入は原則として一般送配電事業者に還付することとしつつ、その**収入の一定比率（例えば1割）を落札事業者が得られる**こととしてはどうか。

1. kW公募運用結果の事後確認について
2. kWh公募運用結果の事後確認について
- 3. まとめ**

3. まとめ

- 今回のkW公募及びkWh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。
- 一方で、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と（事前確認の強化、設備修繕、契約変更等）。
- また、2023年1月～2月に運用される冬季kW公募及びkWh公募の公募要綱等は、今回と比して一部改善・変更がなされているところ、その効果についても事後確認を行ってまいりたい。

参考：2021年度冬季及び2022年度夏季の追加kW・kWh公募の精算結果

- これまでに実施されたkW公募における託送回収額は計約119億円、kWh公募における託送回収額は計約192億円（kW公募・kWh公募計約311億円）。

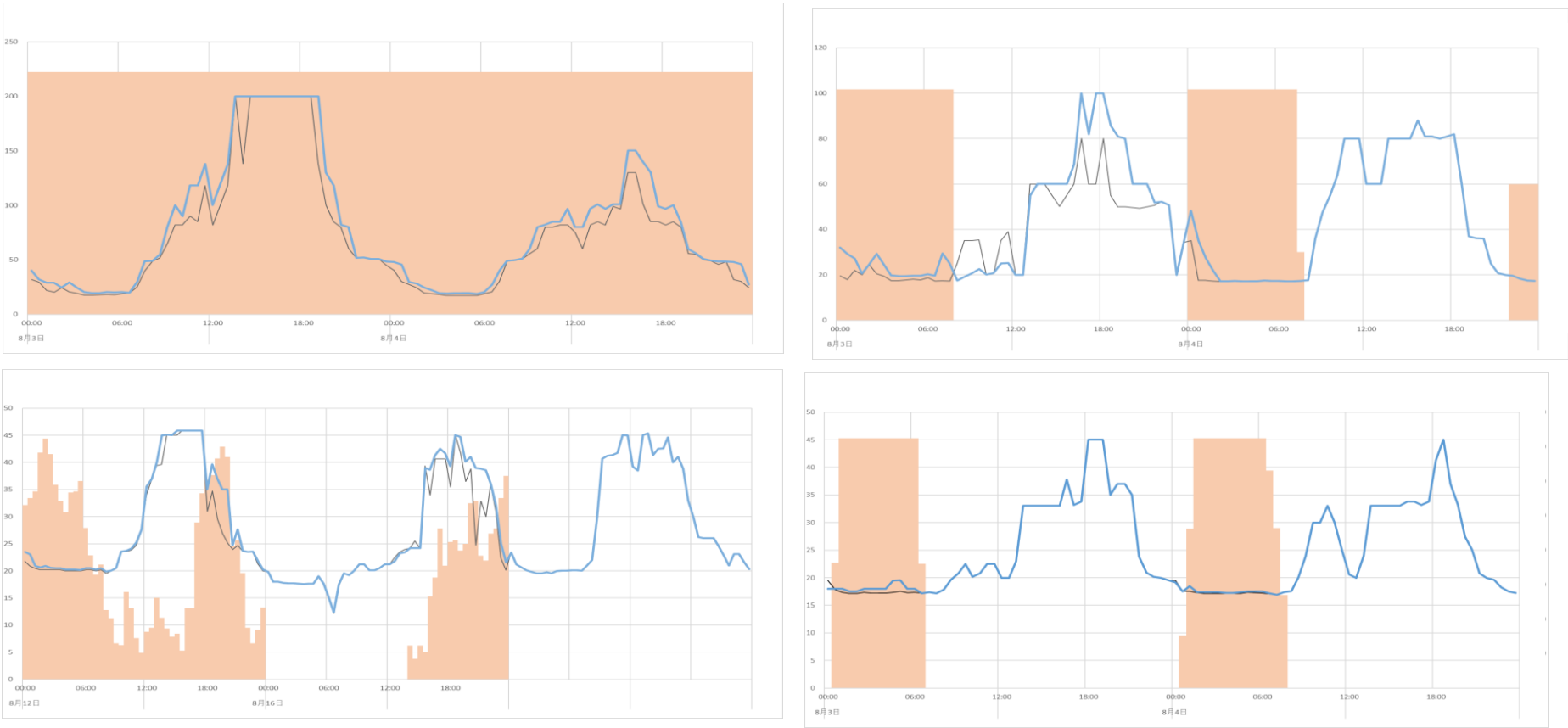
	kW公募 <small>今回御報告</small>				kWh公募 <small>今回御報告</small>	
	2021年度冬 (東京)	2022年度夏 (北海道～九州)	2022年度冬 東日本 (※)	2022年度冬 西日本	2021年度冬 (北海道～九州)	2022年度夏 (北海道～九州)
募集量	55万 kW (最大80万 kW)	120万 kW (最大140万 kW)	103万kW (最大170万kW)	99万 kW (最大190万 kW)	3億kWh	10億kWh
契約量	63.1万 kW	135.7万 kW	77.9万kW (予定)	185.6万 kW (予定)	4.17億kWh	9.3億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
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
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/ kW	—	—
調達額	約89億円	約112億円 (※1)	202億円	126億円	約151億円	337億円
還元額	約34億円	約47億円	—	—	約88億円	208億円
還元率	38%	42%	—	—	約58%	62%
託送回収額	約55億円 (約8,800円/ kW)	約65億円 (約4,800円/ kW)	—	—	約64億円 (約15円/kWh)	129億円 (約14円/kWh)

(※1) 調整力活用分費用含む。ペナルティ分戻し控除後端数処理（四捨五入）。

(※2) 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』に基づき調達される。

参考：市場への影響

- kW公募及びkWh公募案件が、スポット市場に与えた影響を確認するために、一部の日において「仮にkW公募及びkWh公募案件の入札がなかった場合」の市場価格について、シミュレーションを行った。



(注) JEPXにて、コマ単位にkW公募及びkWh公募案件の入札量を控除した売入札曲線から、仮の市場価格を作成。
(注) kW公募及びkWh公募案件の入札が他のブロック入札の落札結果に影響した場合、供出した時間以外のコマで価格が「仮にkWh公募案件の入札がなかった場合」と比して上がるケースがあることを確認した。

凡例	—	シミュレーション値（kW公募・kWh公募なかりせば）
	—	実際のエリアプライス
	■	kW公募・kWh公募案件の供出量