

2022年度冬季の追加電力量公募（kWh 公募）の運用結果の事後確認等について

第83回 制度設計専門会合
事務局提出資料

令和5年3月27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

- 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電力量公募（以下「kWh公募」という。）の提供期間（1月4日～2月28日）が終了した。
- kWh公募の精算結果及び運用結果について、事後確認の結果を報告する。

● kWh公募の議論等の経緯

第53回電力・ガス基本政策小委員会（9月15日）

- ・ 2022年度冬季 kWh 公募の実施を決定、募集量等について議論

（kWh公募スケジュール）

2022年10月19日	公募開始
2022年11月4日	公募締切
2022年11月8日	落札結果公表

1 - 1. kWh公募結果

- 募集量20億kWhに対し、応札量18.6億kWh、落札量18.6億kWhであった。
- 応札件数は6件、落札件数は6件（全てLNG火力）であった。
- 平均落札価格は約53.23円/kWhであり、今回の公募における合計落札額は、約989億円であった。
- 当該案件の追加性については、一般送配電事業者が、応札事業者に対し、応札事業者が燃料調達事業者等に追加的に燃料を注文する交渉を開始したことが分かるエビデンス等の提出を求め、確認した結果、全案件について追加性が認められた。
- なお、追加kWh公募専用JEPXユーザーアカウントを設置した/する予定の案件は、6件中4件。設置しない事業者に対して理由を聞き取ったところ自社システムの仕様によるものであった。

応札電力量・落札電力量

	件数	電力量 (kWh)
募集	-	20.0億
応札	6	18.6億
	電源	6
	DR	-
落札	6	18.6億
	電源	6
	DR	-

平均落札価格・最高落札価格

	2022年度冬季 (円/kWh)	(参考) 2022年度夏季 (円/kWh)	(参考) 2021年度冬季 (円/kWh)
平均落札価格	53.23	36.04	35.88
最高落札価格	58.11	36.95	37.61

(参考1) kWh公募の概要

- 2022年度冬季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	20億kWh（最大22億kWh）
提供期間	2023年1月4日から2023年2月28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80～99%を損益比率（※）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。 （※）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. kWh公募運用結果の事後確認について

2. まとめ（事務局の評価及び今後の公募実施に向けて）

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 6 件（いずれも電源）の契約量18.6億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1,099億円（※）に対し、還元額は約359億円(約33%)であった。
 - ✓ 託送費で回収されることとなるkWh公募費用は、約740億円となった（約39.9円/kWh）。
- （※）消費税・事業税相当額加味

kWh 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（※）	（参考） 一般送配電事業者の 追加kWh公募の 調達 額	還元率	（参考） 契約電力量 （億kWh）
6件計	362億円	359億円	1,099億円 （平均単価53.23円/kWh）	33%	18.6億kWh

※ 還元額は、市場へ応札し得られた収益の80～99%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
（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。 税込み（消費税，事業税相当額）。

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った。
 1. 市場供出のタイミング及び入札価格について
 - 募集要綱では、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20円/kWh以上の単価にて、売り入札をすることとしていたところ。
 - 必ずしも、市場価格がより高い時間帯に行われておらず、20円/kWh以上の単価で入札されていなかった。この理由についてkWh提供事業者に理由を聴取したところ、次項の①の回答があった。
 - また、事前に一般送配電事業者に提出があった供出計画と入札実績の相違があったが、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。
 2. 各案件における還元率は次項の②の通りであった。

(参考) kwh公募・募集要綱抜粋（市場供出に関する部分）

第5章 募集概要

2. (1) 運用要件

□ 市場への供出等の義務

(略)

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20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)

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	自社需要（小売事業者との相対含む）の余力を活用した。1月10日以降に20円/kWhでの入札では契約量の約定が達成できない推移となったため、1月15日以降入札価格の引き下げを実施した。
B	kWh公募入札時の市場供出計画（自社供給力の余力を活用）を基本として実施した。供出期間当初は、20円/kWhで入札し供出を開始したものの、未約定が続いたことを踏まえ、kWh公募分電力量の供出を優先に当時の市場価格を考慮の上、段階的に15円/kWhまで値下げを実施した。
C	自社需要（小売事業者との相対含む）の余力及びkWh公募対象電源のkWh発動外の余力を活用した。1月4日よりスポット市場価格が20円/kWhより低い推移傾向にあったことから1月6日より入札価格の引き下げを実施した。提供期間前半で未約定となった電力が計画値より多く、2月11日より入札量を増加した。
D	前日までの市場取引結果から、市場価格の高い時間帯（平日午後の時間帯）に発電して市場供出を行った。発電所の連続運転を確実にするため、必ず約定できる価格で入札した。
E	前日までの市場取引結果から、市場価格の高い時間帯（平日午後の時間帯）に発電して市場供出を行った。発電所の連続運転を確実にするため、必ず約定できる価格で入札した。
F	供出量および自社の供給力を踏まえ、日を通じて均等に供出するよう、また、供出期間の中で市場価格が高くなると想定される2月中旬頃までに供出が完了できるよう計画した。1月中旬までに複数日で市場価格（日平均）が20円/kWh未満となり未約定が継続したため、市場価格の実績を踏まえながら入札価格の引き下げを実施した。

（注）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）期間中のシステムプライス平均単価（単純平均）	（参考）システムプライスが20円/kWh以上であったコマ数
A	99%	-67.99%	16.75円/kWh	17.39円/kWh	891コマ/全2688コマ
B	99%	-65.3%	18.04円/kWh		
C	99%	-70.1%	16.99円/kWh		
D	99%	-54.4%	23.32円/kWh		
E	99%	-64.5%	20.63円/kWh		
F	99%	-52.02%	19.00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。

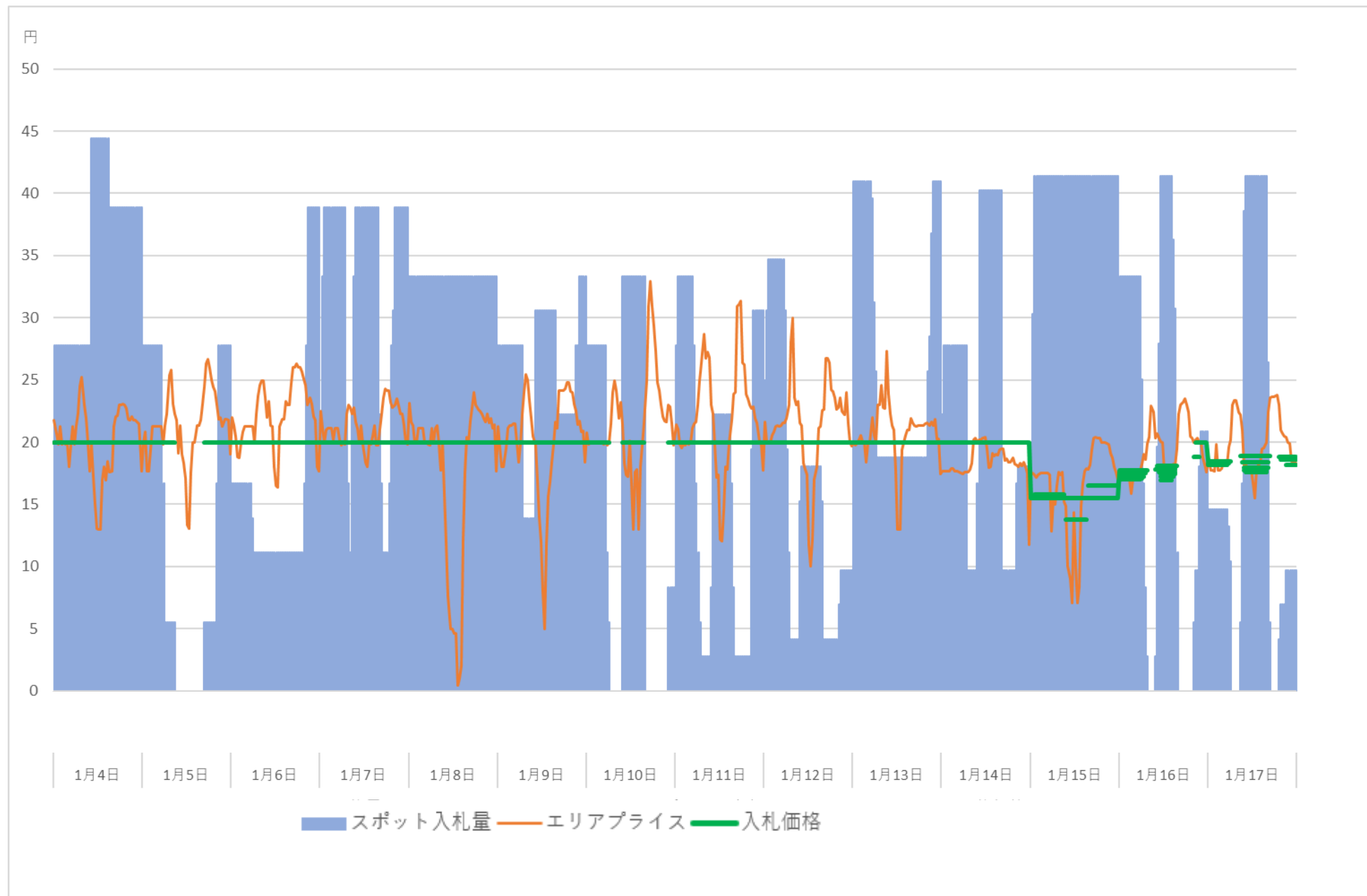
（注2）還元率は、損益比率に応じて決定。損益比率は右の通り。（市場供出等によって得られる収益 - 燃料等確保料金） / 燃料等確保料金。

(参考) k w h 公募募集要綱抜粋 (損益比率と還元率)

損益比率 _レ	還元率 _レ
0%以上 _レ	80% _レ
-5%以上～0%未満 _レ	81% _レ
-10%以上～-5%未満 _レ	82% _レ
-12.5%以上～-10%未満 _レ	83% _レ
-15%以上～-12.5%未満 _レ	84% _レ
-17.5%以上～-15%未満 _レ	85% _レ
-20%以上～-17.5%未満 _レ	86% _レ
-22.5%以上～-20%未満 _レ	87% _レ
-25%以上～-22.5%未満 _レ	88% _レ
-27.5%以上～-25%未満 _レ	89% _レ
-30%以上～-27.5%未満 _レ	90% _レ
-32.5%以上～-30%未満 _レ	91% _レ
-35%以上～-32.5%未満 _レ	92% _レ
-37.5%以上～-35%未満 _レ	93% _レ
-40%以上～-37.5%未満 _レ	94% _レ
-42.5%以上～-40%未満 _レ	95% _レ
-45%以上～-42.5%未満 _レ	96% _レ
-47.5%以上～-45%未満 _レ	97% _レ
-50%以上～-47.5%未満 _レ	98% _レ
-50%未満 _レ	99% _レ

案件	損益比率
A	-67.99%
B	-65.3%
C	-70.1%
D	-54.4%
E	-64.5%
F	-52.02%

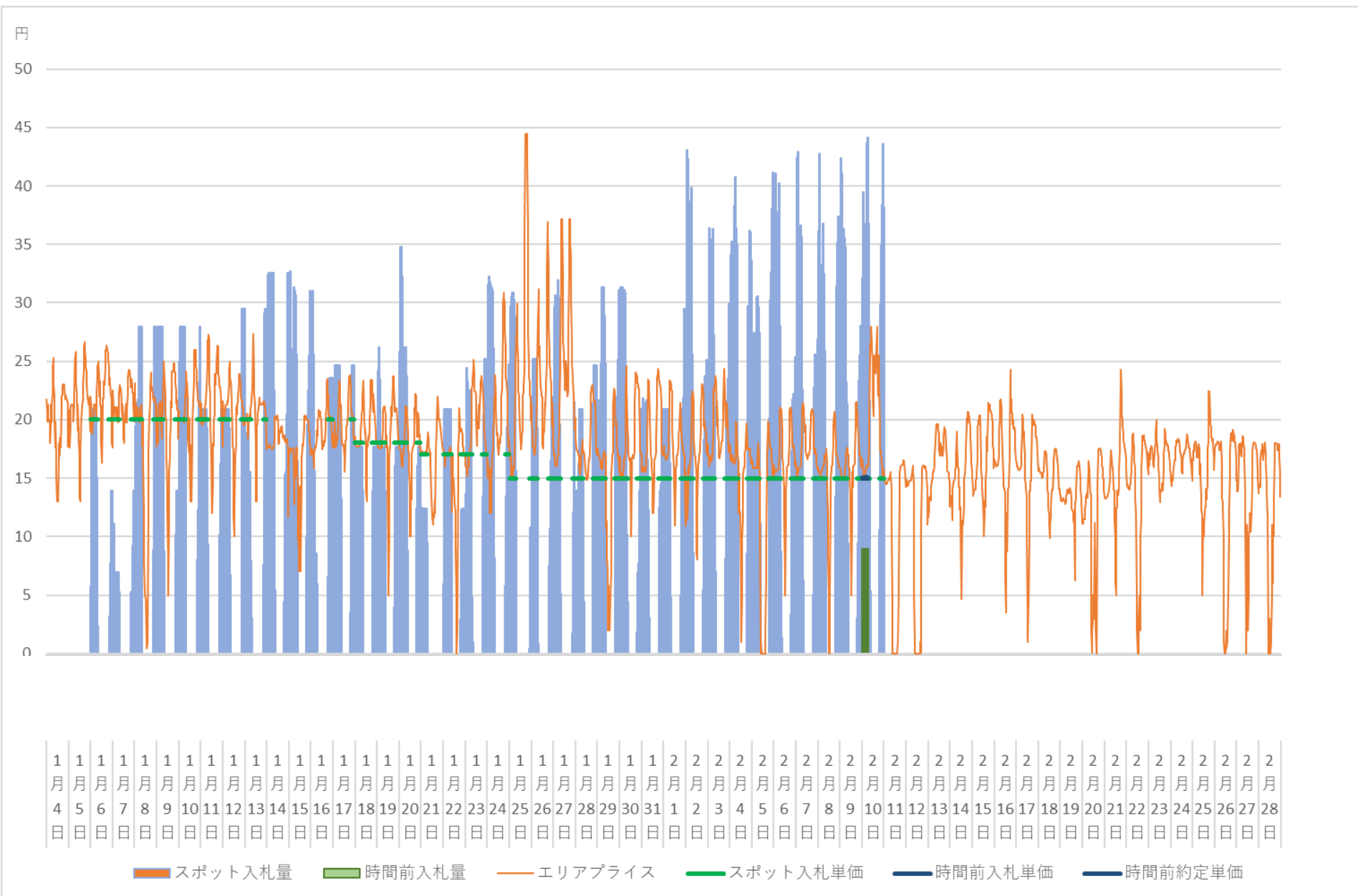
(参考) 案件Aの市場供出の動き② (20円/ kWhで供出していた期間)



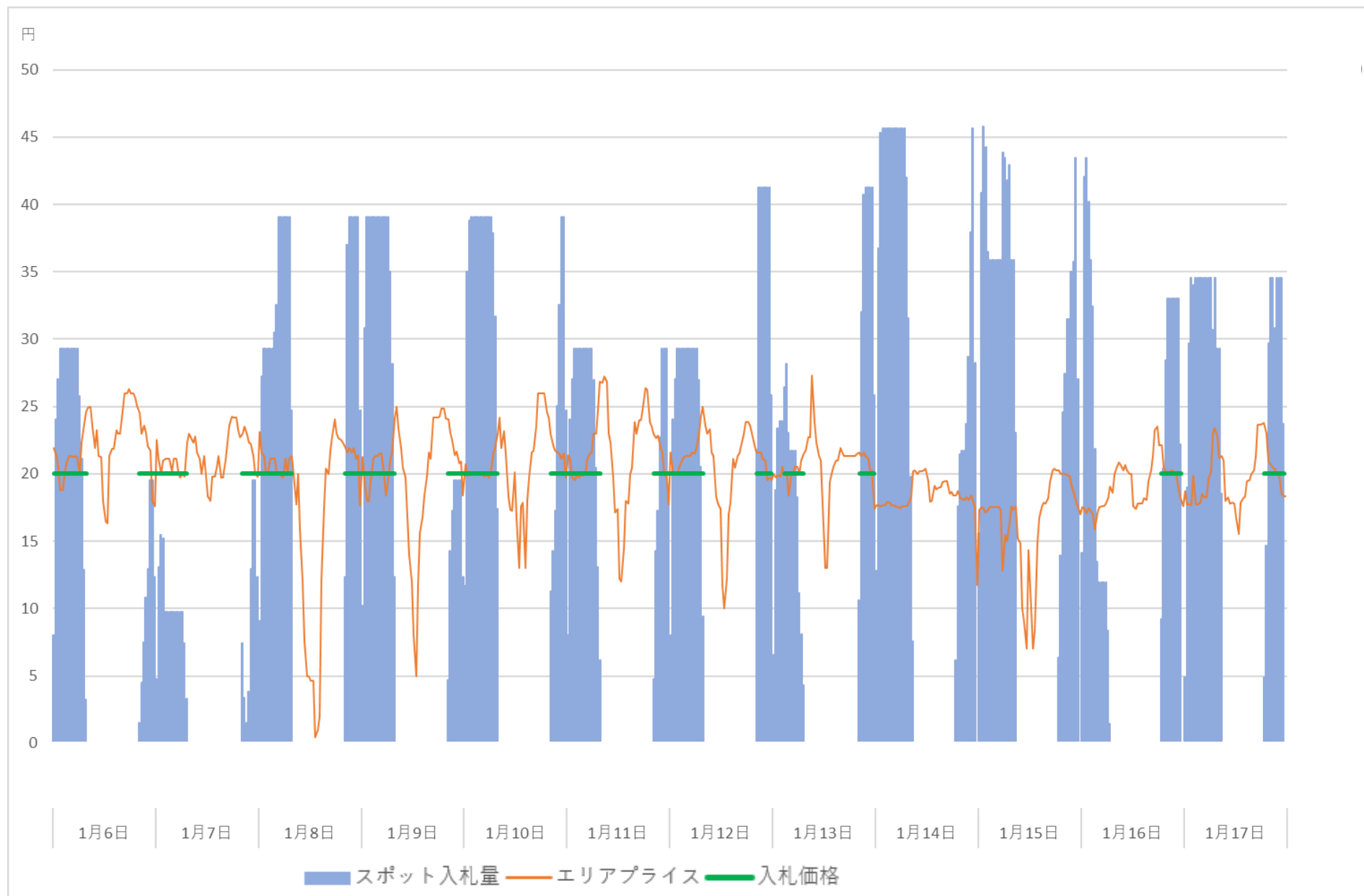
（参考） 案件Aの市場供出の動き③ （昨年度と比して需要が増加した期間（※）とその前後）



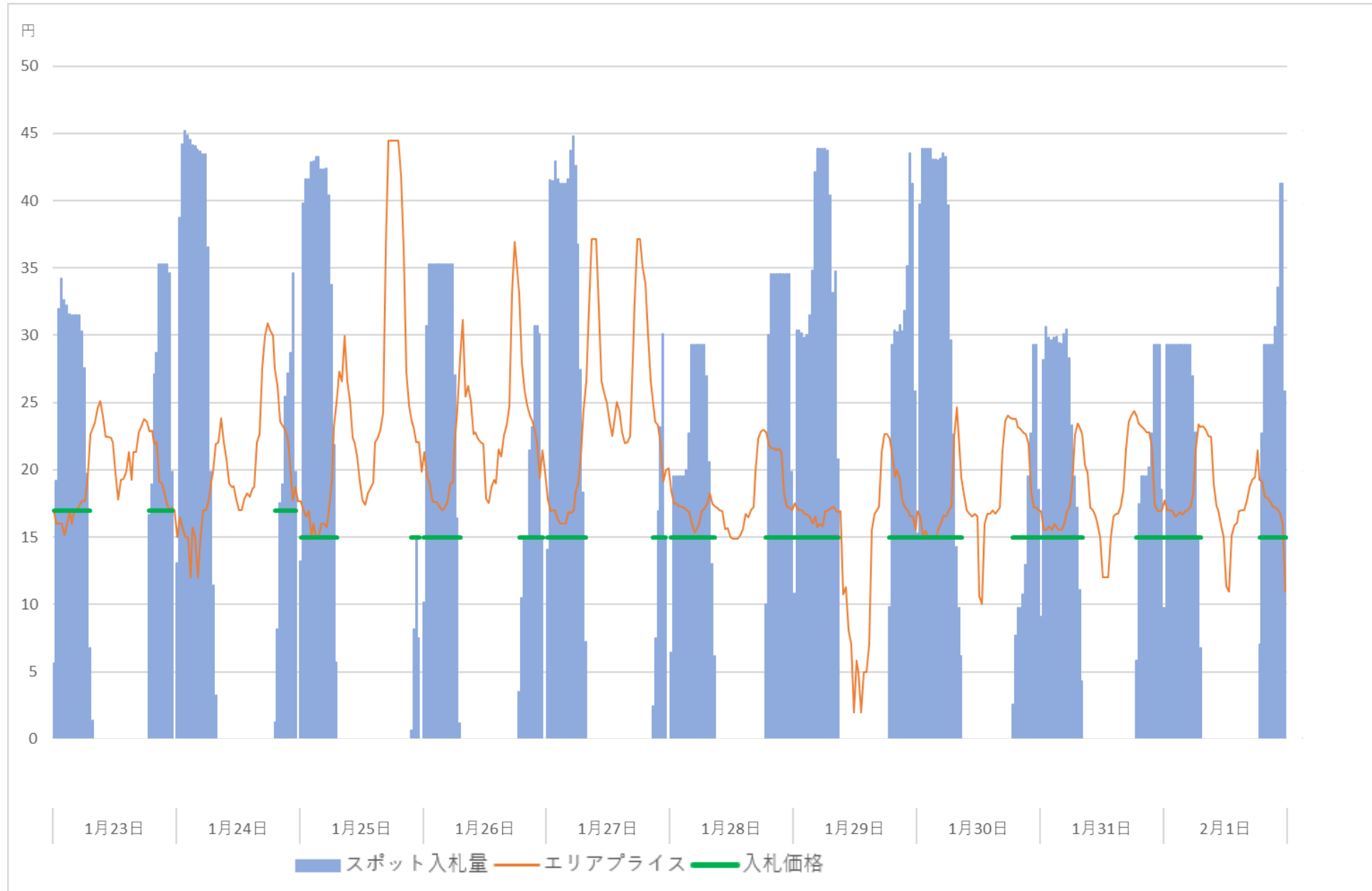
(参考) 案件Bの市場供出の動き① (全提供期間)



(参考) 案件Bの市場供出の動き② (20円/ kWhで供出していた期間)

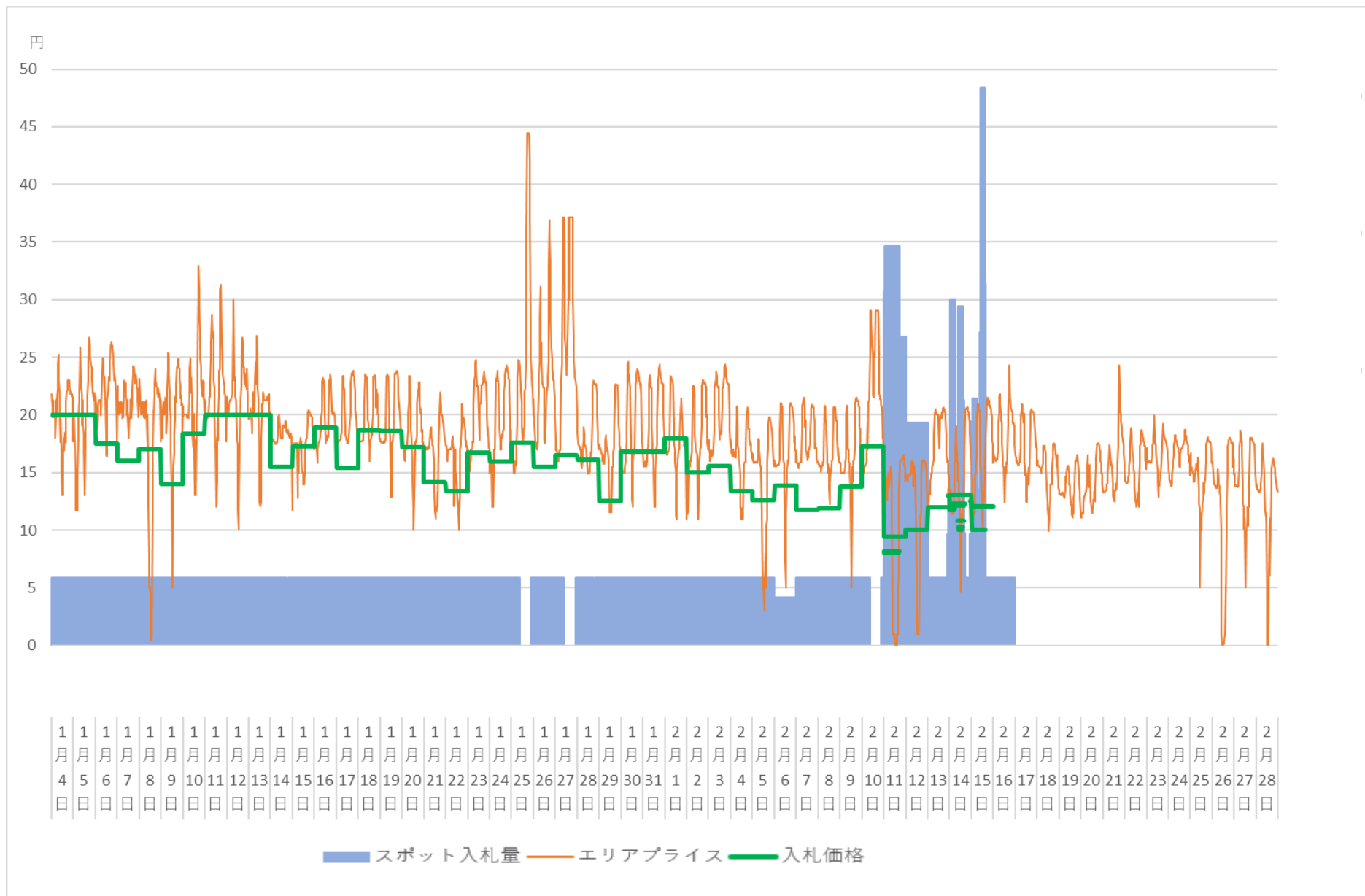


(参考) 案件Bの市場供出の動き③ (昨年度と比して需要が増加した期間 (※) とその前後)

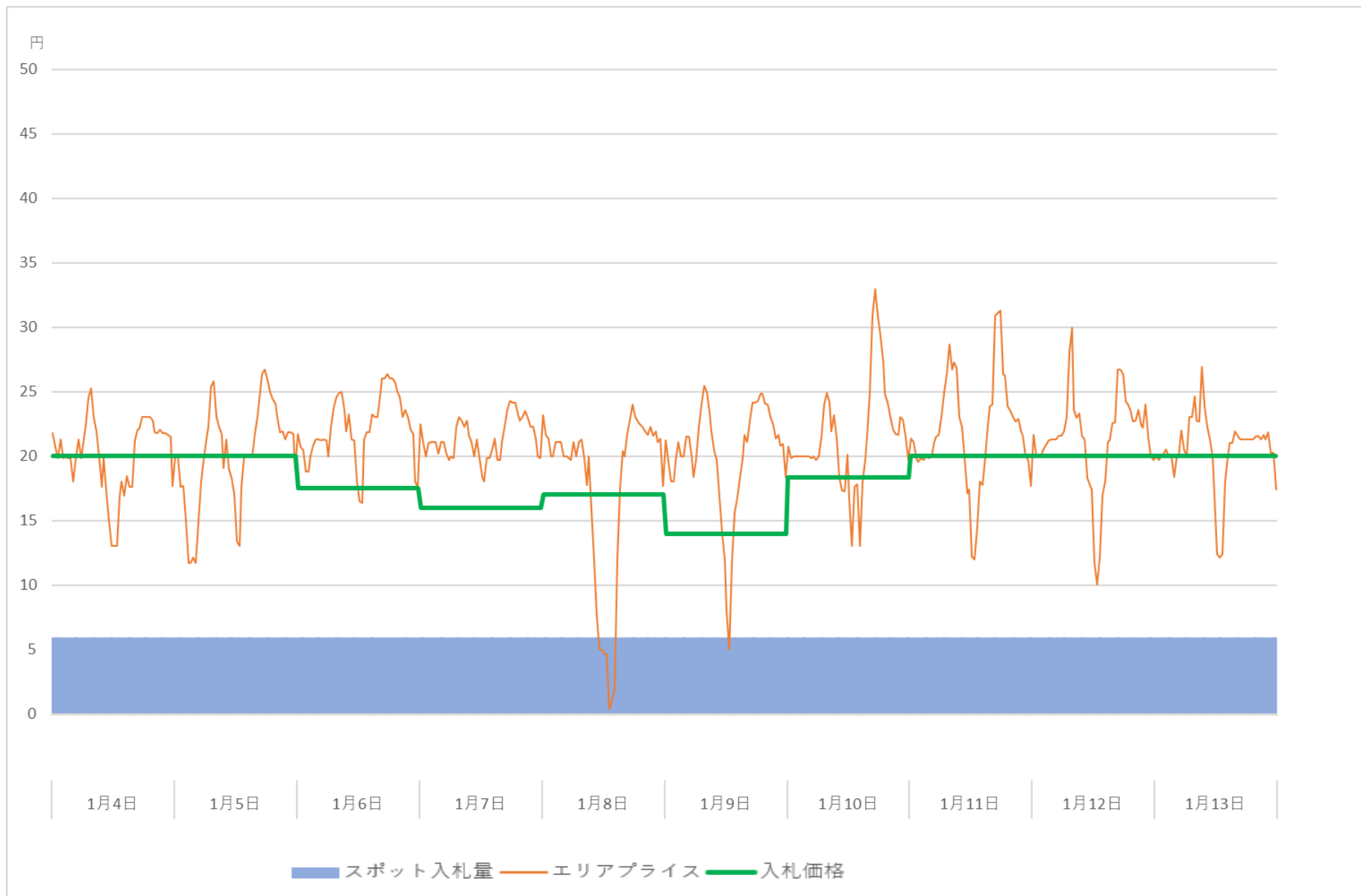


(※) 第59回電力・ガス基本政策小委員会 (2023年3月) 資料3 P4 参照

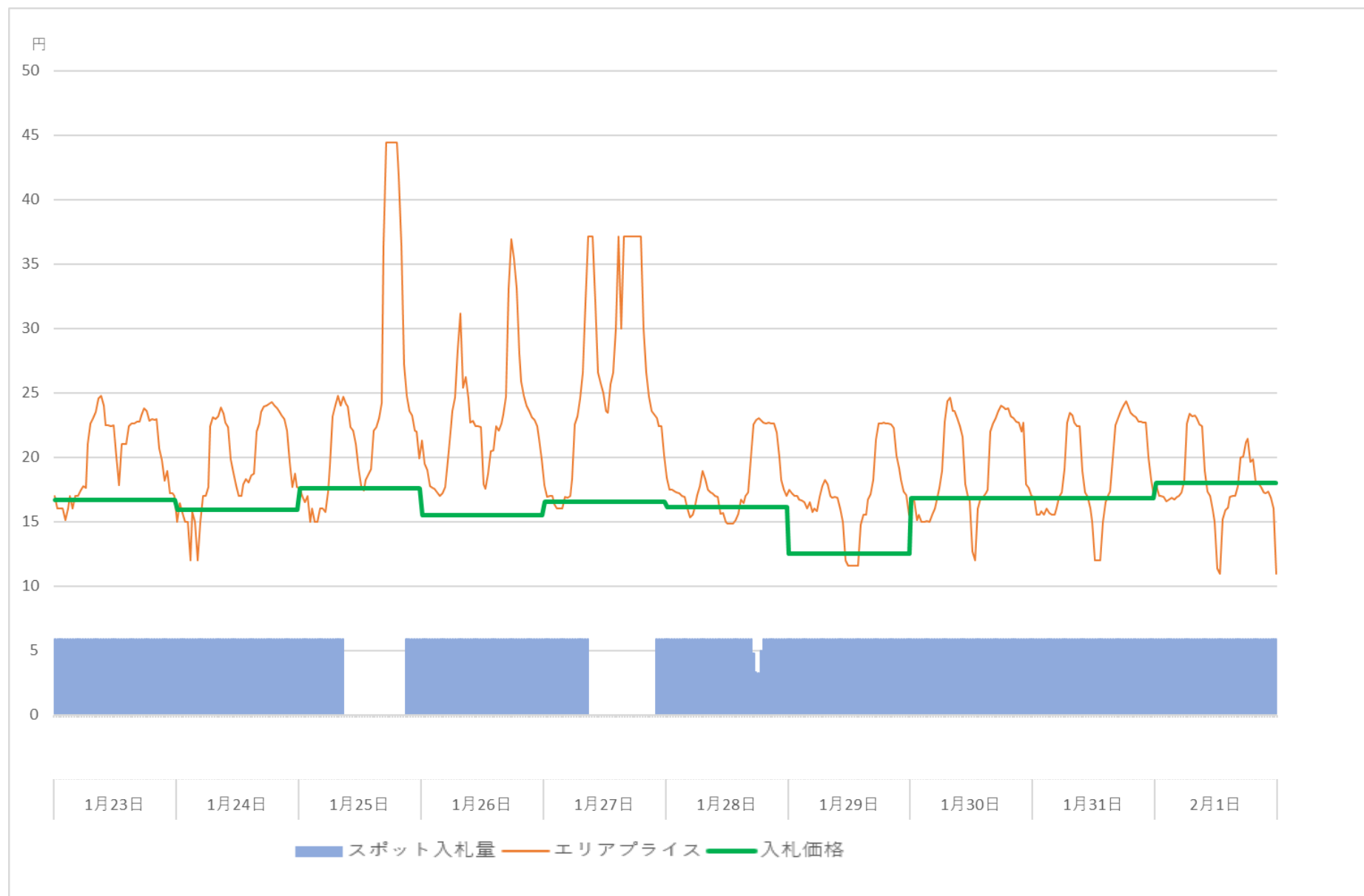
(参考) 案件Cの市場供出の動き① (全提供期間)



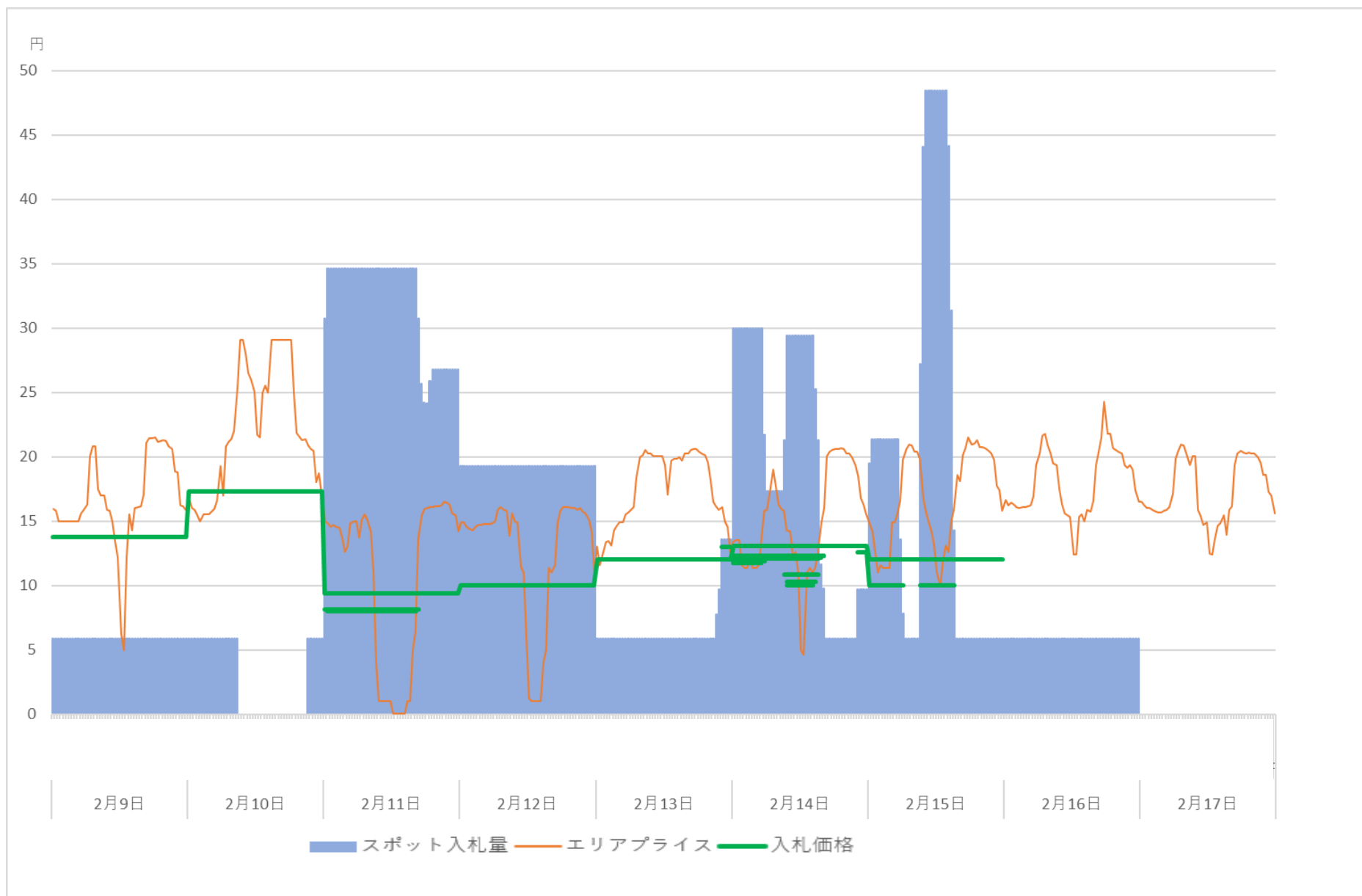
(参考) 案件Cの市場供出の動き② (20円/ kWhで供出していた期間)



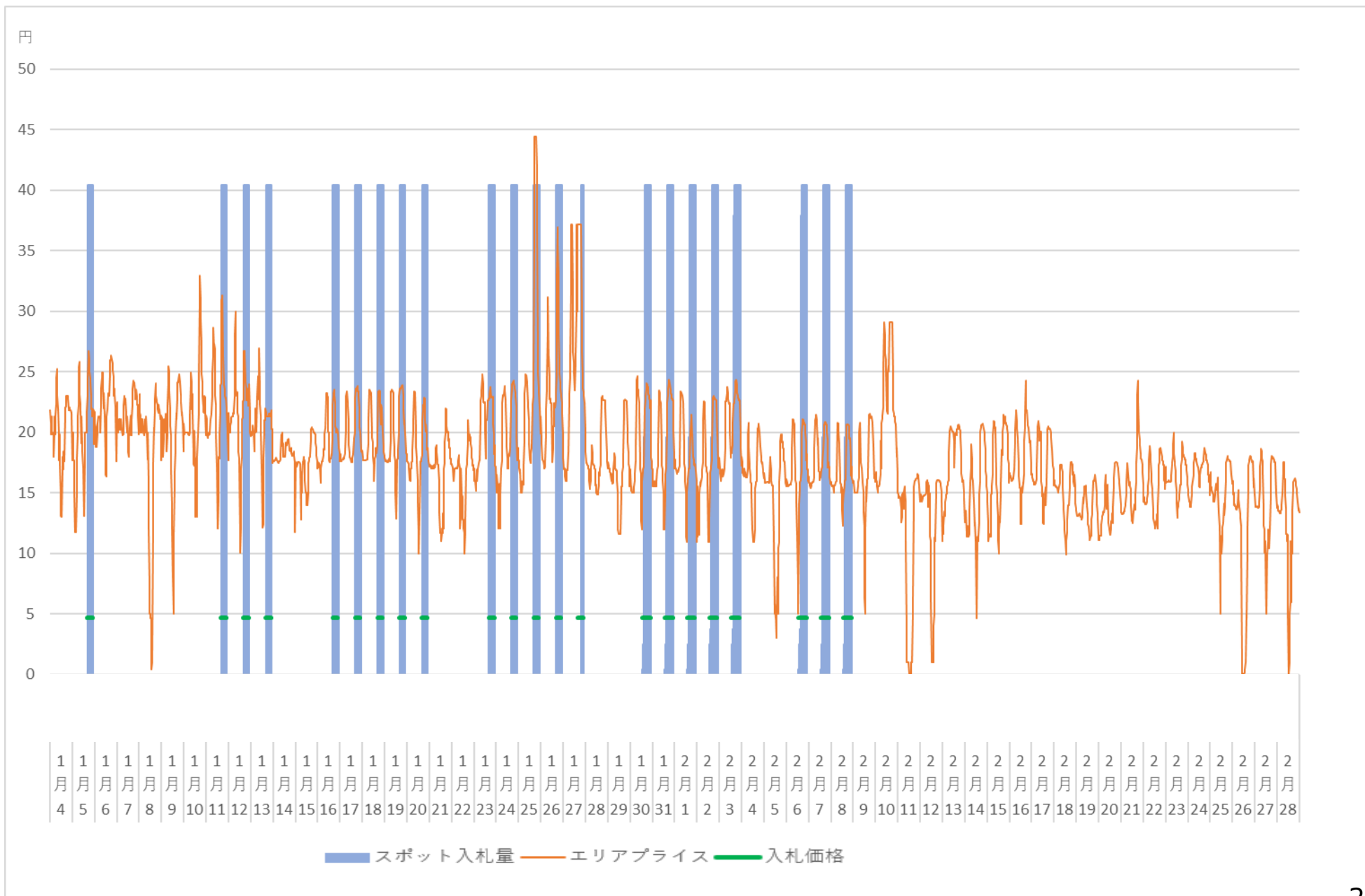
(参考) 案件Cの市場供出の動き③ (昨年度と比して需要が増加した期間(※)とその前後)



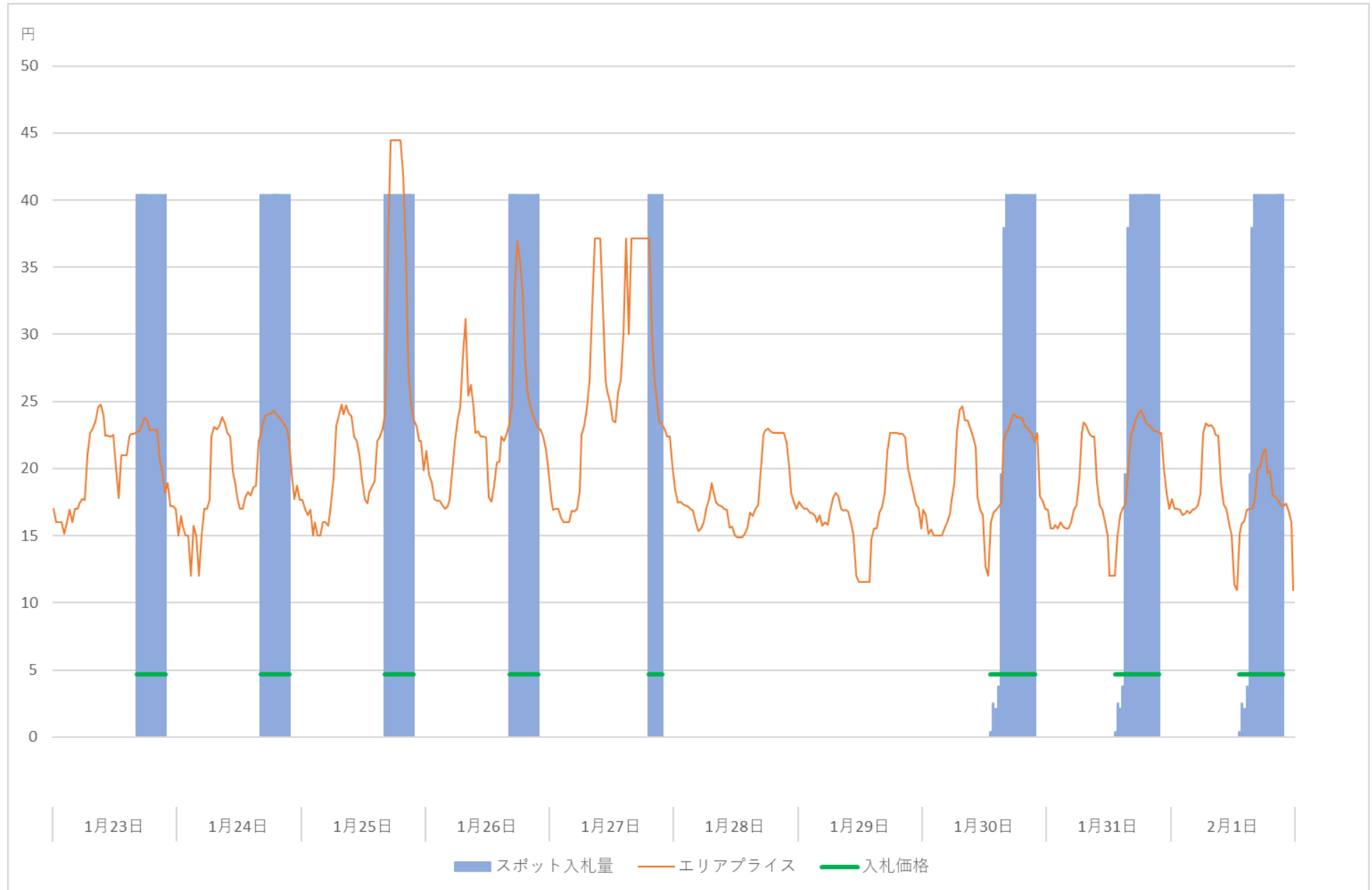
(参考) 案件Cの市場供出の動き④ (供出量が増加した期間とその前後)



(参考) 案件Dの市場供出の動き (全提供期間)

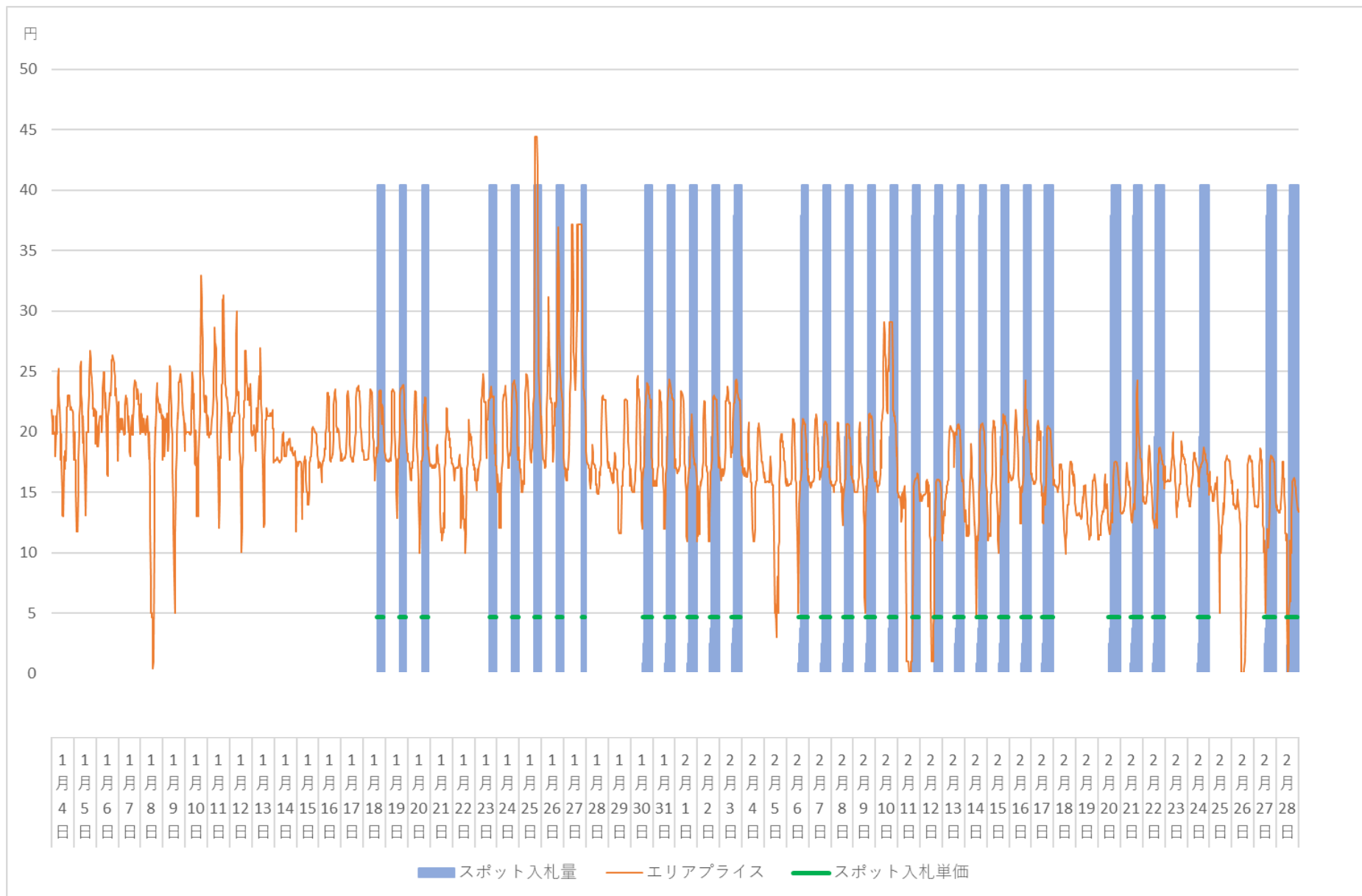


(参考) 案件Dの市場供出の動き② (昨年度と比して需要が増加した期間 (※) とその前後)

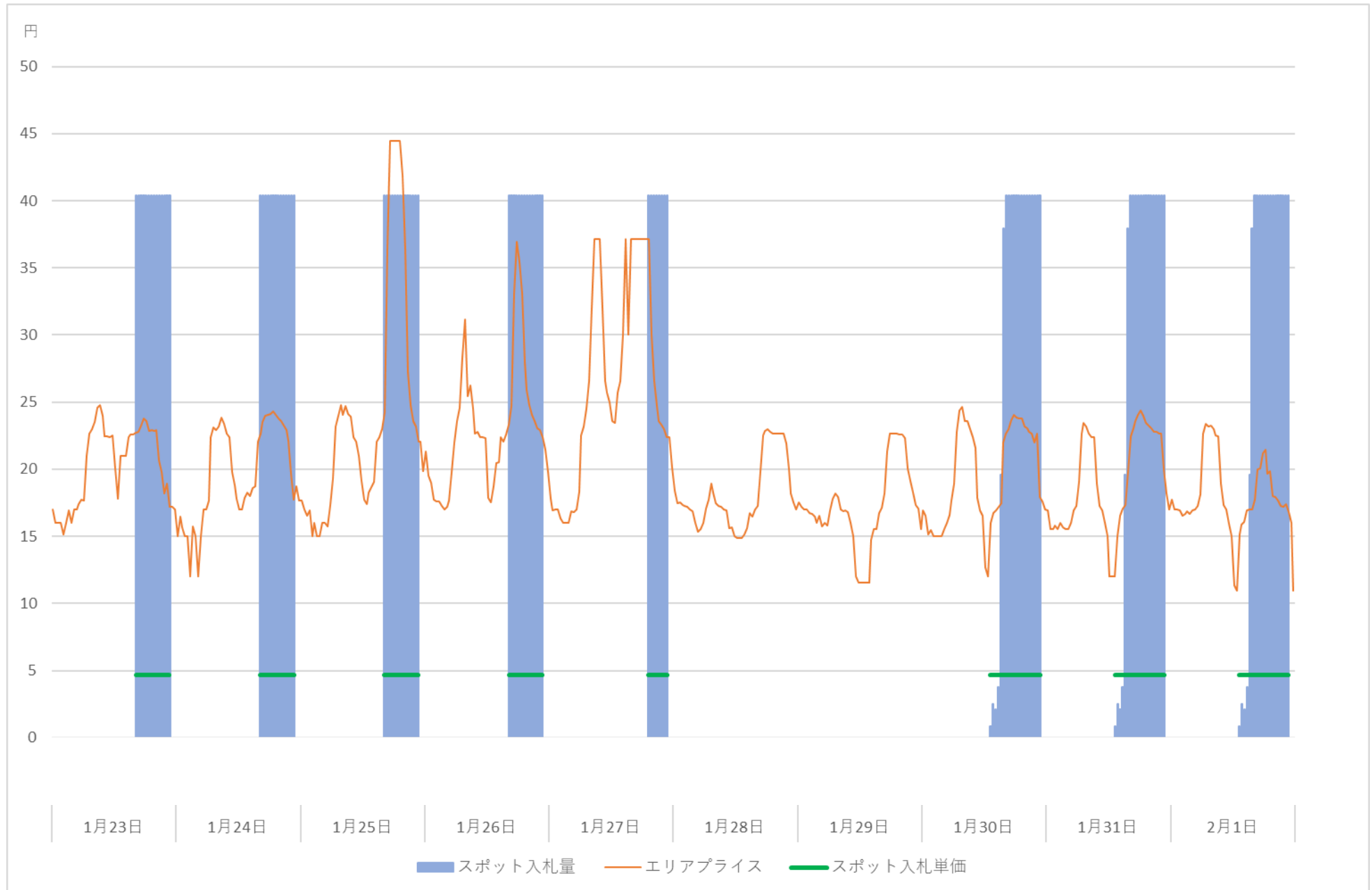


(※) 第59回電力・ガス基本政策小委員会 (2023年3月) 資料3 P4参照

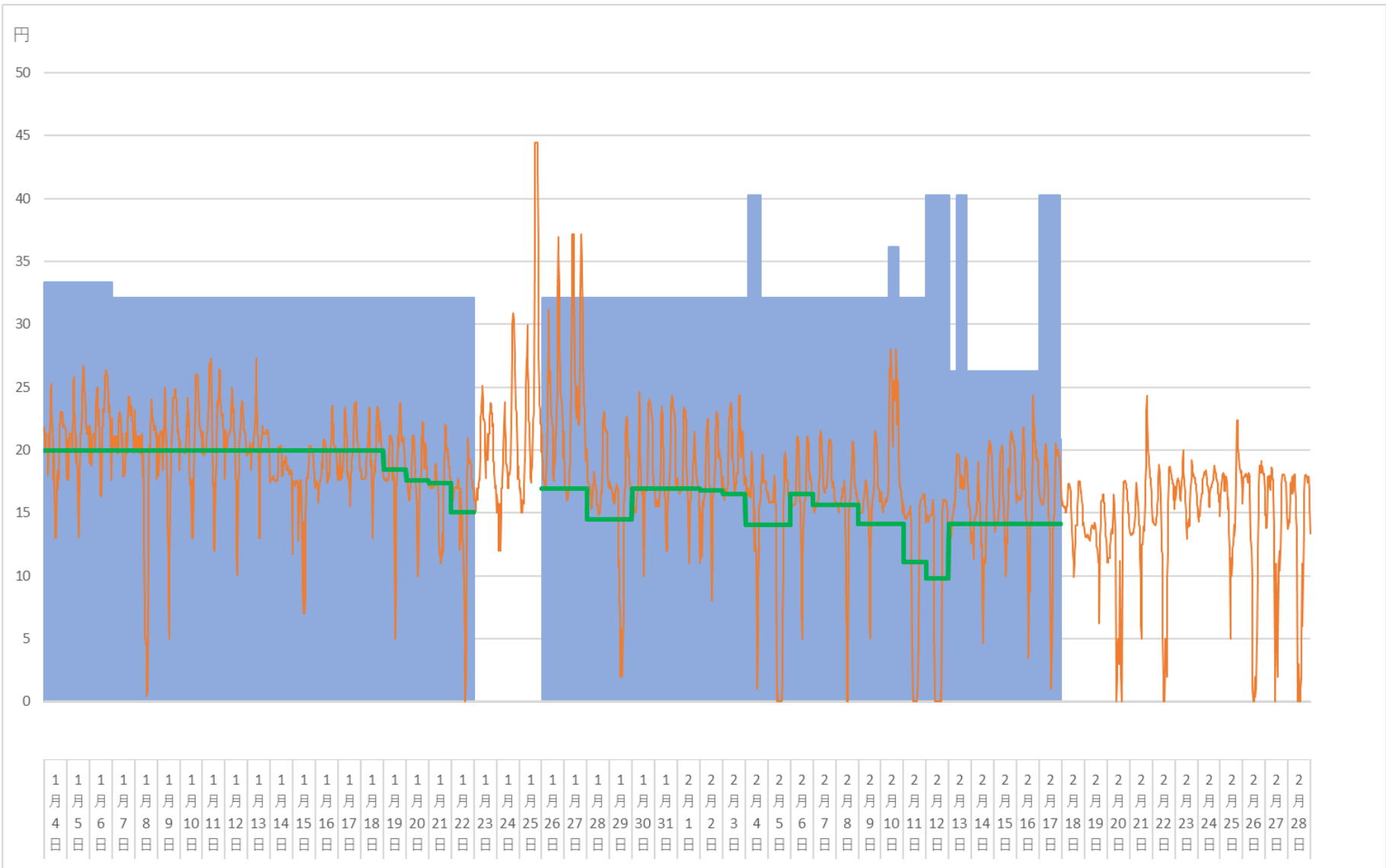
(参考) 案件Eの市場供出の動き① (全提供期間)



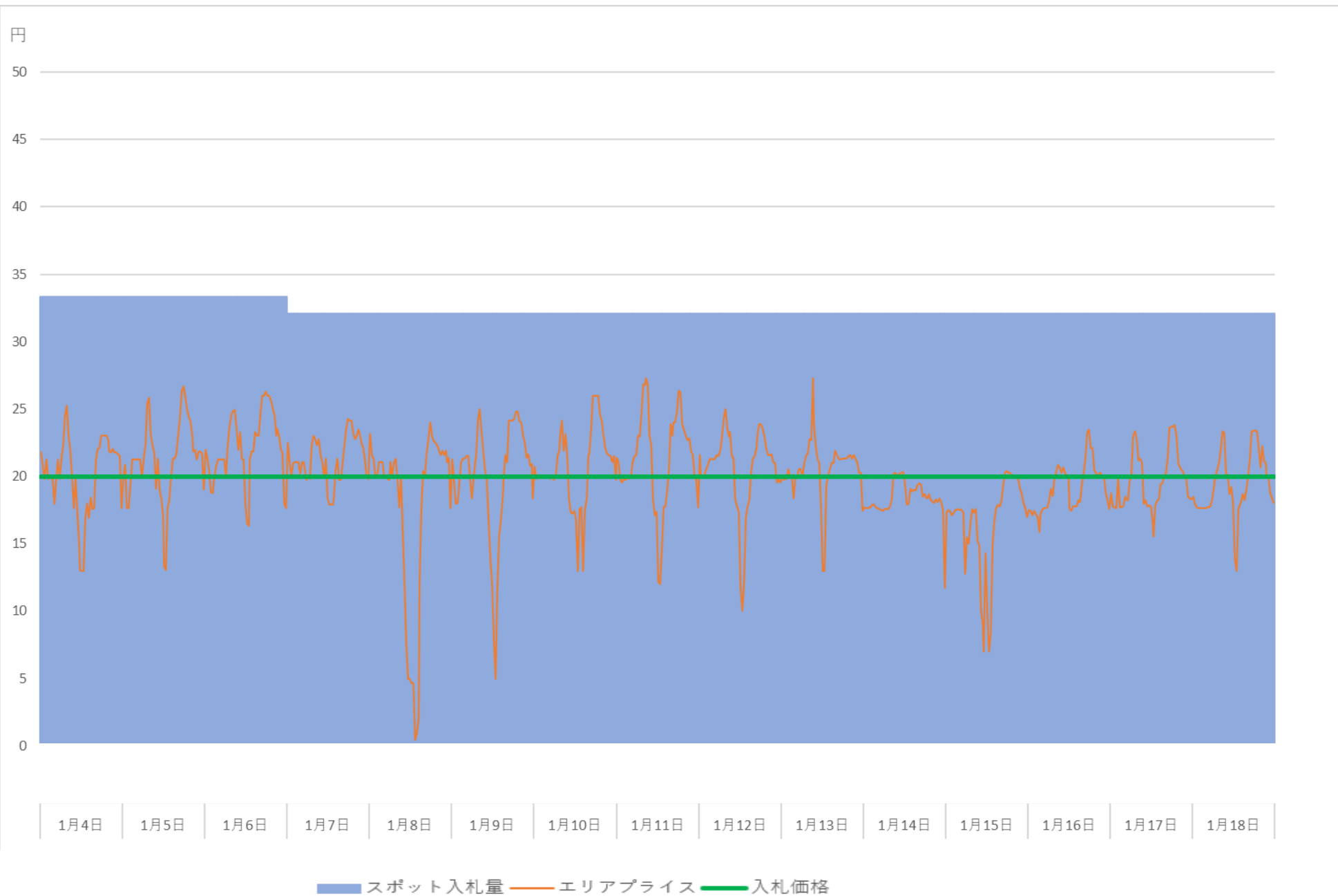
（参考） 案件Eの市場供出の動き②（昨年度と比して需要が増加した期間（※）とその前後）



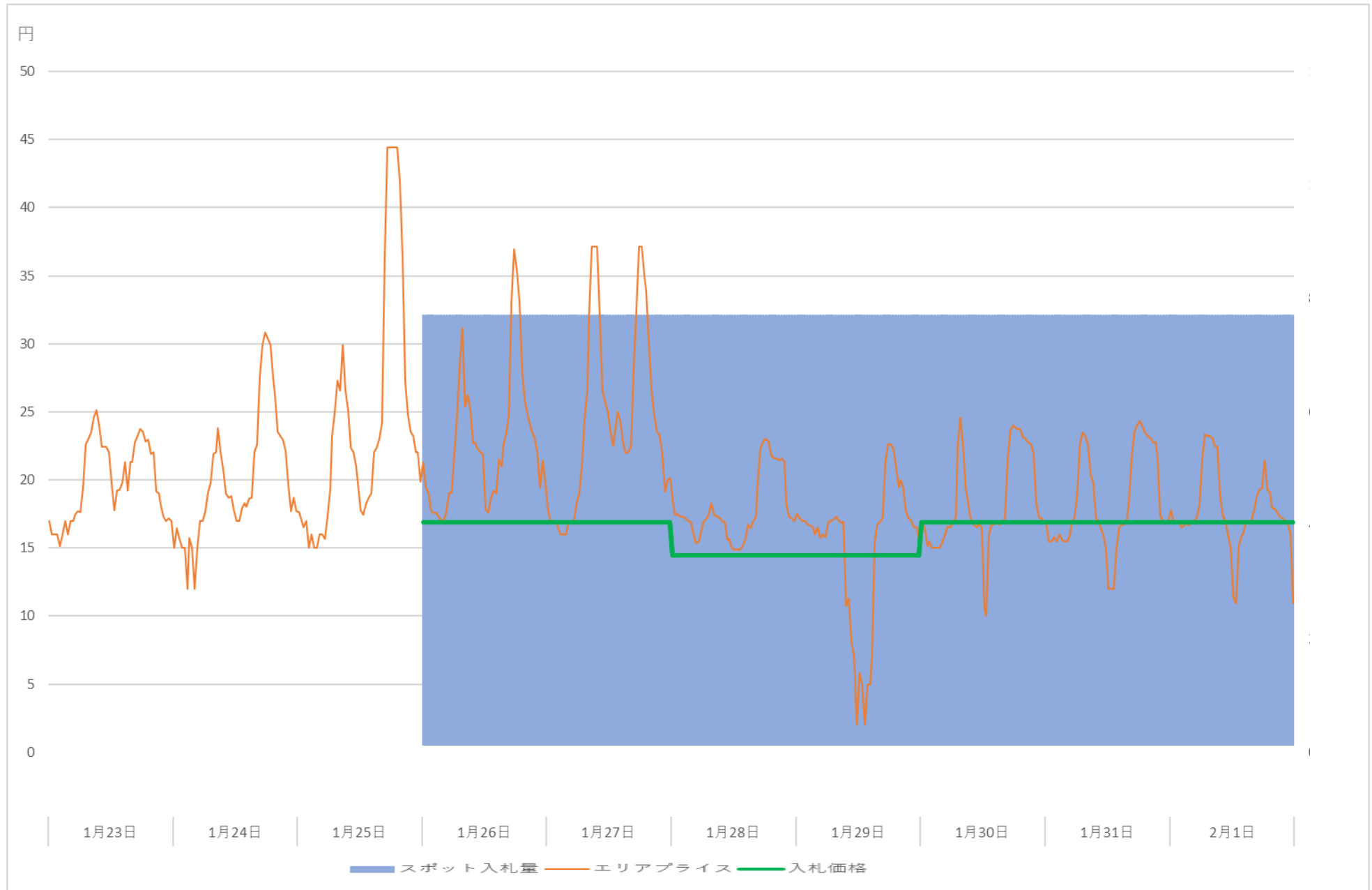
(参考) 案件Fの市場供出の動き① (全提供期間)



(参考) 案件Fの市場供出の動き② (20円/ kWhで供出していた期間)



(参考) 案件Fの市場供出の動き③ (昨年度と比して需要が増加した期間(※)とその前後)



【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%

1. kWh公募運用結果の事後確認について
2. **まとめ**（事務局の評価及び今後の公募実施に向けて）

2. まとめ①（事務局の評価）

- 今回のkWh公募の精算結果は、調達額約1,099億円に対し、還元額が約359億円、託送費で回収されるkWh費用は約740億円となった。
- 託送費で回収される費用の単価は、過去2回のkWh公募の精算結果と比して、39.9円と2倍以上であった（※）。（※）2022年度夏季 14円/kWh、2021年度冬季 15円/kWh
- これは、以下の要因によるものと考えられる。
 - kWh公募調達を決定した9月から落札者が決定された11月においては、ウクライナ情勢の見通しが不透明であり、また、LNGの先物市場の一つであるJKM価格は63～26ドル/mmbtu（※）で推移していたこと。
 - LNGの燃料単価の値動きの幅が大きい状態であり、それに基づき算定された燃料変動リスクがkWh公募の応札価格に織り込まれていたこと。
 - 一方で、1月～2月のJKMの価格は、20～14ドル/mmbtu（※）で推移しており事業者が織り込んだ11月時点の想定より燃料費が低くなったこと。電力卸市場価格が下落し、調達金額に対する還元率が低くなったこと。
- 公募要綱に従えば、kWh公募分の電力は20円/kWhで供出し約定することが望ましかったものの、提供期間中20円/kWh以上のコマは3割程度であり、kWh提供事業者にとっては、供出ができなかった際のペナルティを鑑みれば、公募要綱通りの市場供出は困難であったと考えられる。

（※）参照元：エネルギー・金属鉱物資源機構（JOGMEC）HP 天然ガス・LNG関連情報/月次レポート/天然ガス・LNG価格動向

（参考）kWh公募・募集要綱抜粋（ペナルティに関する部分）

第8章 契約条件

(7) 契約電力量未達時割戻料金

イ 契約者の燃料未調達や調達不足、または契約者の設備トラブルや計画外の補修等、属地TSOの責とならない事由により、提供期間において、(略) 追加供出実績電力量が、契約電力量に満たないときには、ロにより契約電力量未達時割戻料金を算定し、(略)燃料等確保料金から差し引く、または属地TSOが支払いを受けるものといたします。

ロ 契約電力量未達時割戻料金の算定式は以下のとおりといたします。

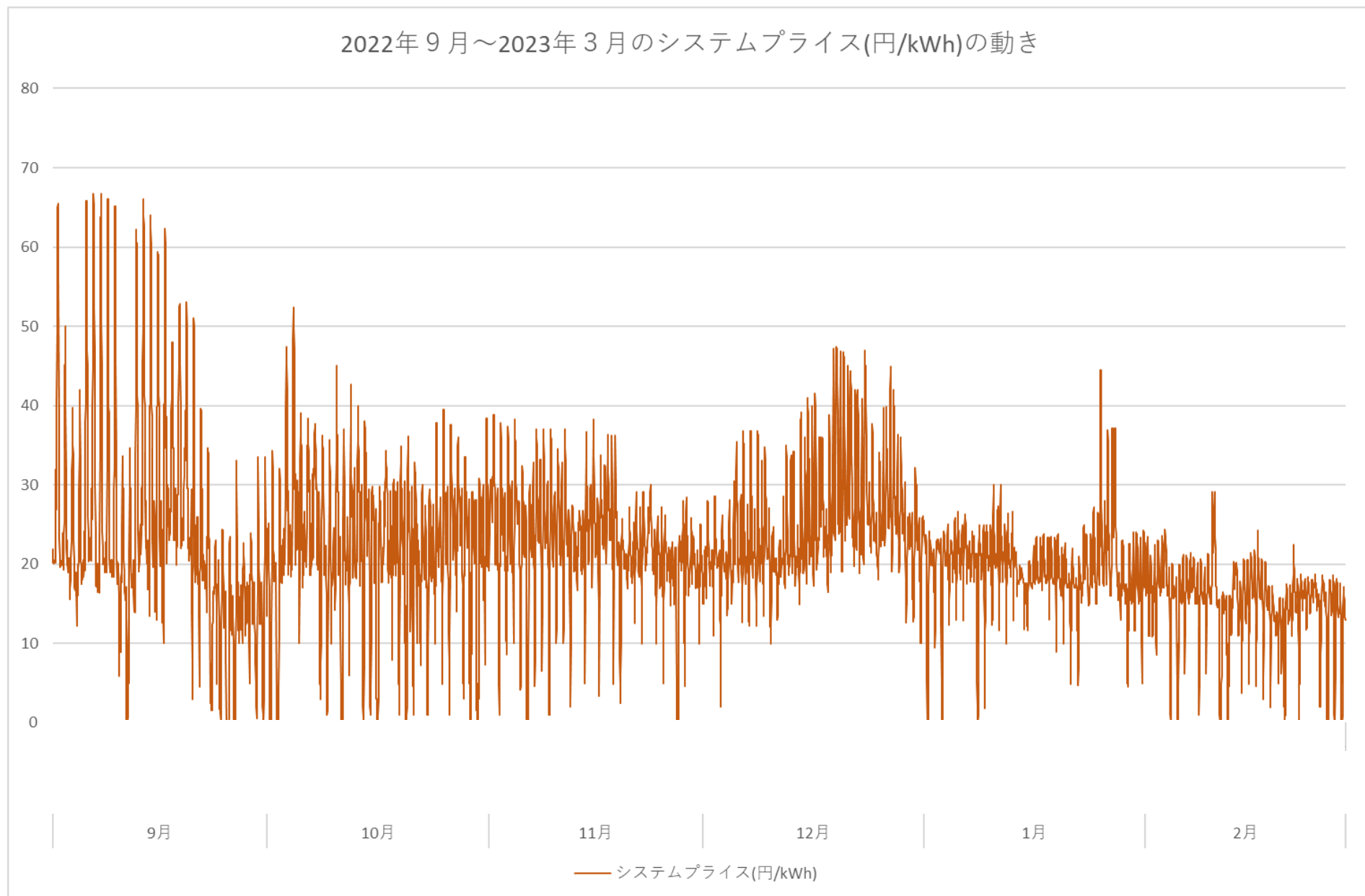
契約電力量未達時割戻料金 = (契約電力量 - 追加供出実績電力量) ÷ 契約電力量 × 燃料等確保料金 × 1.1

(参考) 燃料価格の推移



出典：エネルギー・金属鉱物資源機構（JOGMEC） HP

(参考) スポット市場のシステムプライスの推移



2. まとめ②（今後の公募実施に向けて）

- kWh公募の目的がウクライナ情勢等に起因する燃料不足リスクを回避するため社会的保険であることを鑑みれば、燃料不足回避の観点から、供出期間中に無理に全量供出するのではなく、提供事業者の経済合理的な判断などにより、事業者間における柔軟な協議等（※）を認めることとしてはどうか。（注）今後のkWh公募実施は未定。

（※）例：提供事業者の経済合理的な判断などにより、未供出分について一定水準でのTSO還元を保証した上で、供出期間以降の供出は事業者が任意の最適なタイミングで行なうことを認める等。なお、事業者間の協議の結果については、監視委にて事後確認を行うこととしたい。

- また、今後kWh公募が実施される場合には、第79回制度設計専門会合で提示した下記の取り組みを検討することが適当と考える。（注）今後のkWh公募実施は未定。

2022年11月25日
第79回制度設計専門会合 資料4

2. まとめ

- 今回のkWh公募では、価格規律の対象となる事業者の入札価格の考え方について確認を行ったが、合理的でないと言えないと考えられる。
- なお、費用圧縮の観点から、下記について行われることが適当と考える。
 - 公募スケジュールによって、応札価格に加味される変動リスクへの影響が少なくないことから、今後のkWh公募においてもスケジュール面での工夫は引き続き行うこと。
 - 公募開始時の市況にもよるが、例えば、実際の燃料調達価格と応札時に算入した燃料調達価格の乖離額を一定額精算する等も含め、最も合理的な方法を模索すること。

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 (※)	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 k W (最大80万 k W)	120万 k W (最大140万 k W)	103万kW (最大170万kW)	99万 k W (最大190万 k W)	3億kWh	10億kWh	20億kWh
契約量	63.1万 k W	135.7万 k W	77.9万kW (予定)	185.6万 k W (予定)	4.17億kWh	9.3億kWh	18.6億kWh
電源 最高単価	15, 530円/ k W	13, 718円/ k W	30, 696円/ k W	25, 557円/ k W	37.61円/kWh	36.95円/kWh	58.11円/kWh
DR 最高単価	2, 400円/ k W	10, 000円/ k W	10, 000円/ k W	10, 000円/ k W	—	—	—
平均単価	14, 400円/ k W	7, 761円/ k W	25, 972円/ k W	6, 810円/ k W	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/ k W	2, 811円/ k W	5, 795円/ k W	5, 960円/ k W	—	—	—
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	1,099億円
還元額	約34億円	約47億円	—	—	約88億円	208億円	359億円
還元率	38%	42%	—	—	約58%	62%	33%
託送回収額	約55億円 (約8,800円/ k W)	約65億円 (約4,800円/ k W)	—	—	約64億円 (約15円/kWh)	129億円 (約14円/kW h)	740億円 (約39.9円/kWh)
kW公募の託送回収費用 120億円				kWh公募の託送回収費用 933億円			

今回御報告

(※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：市場供出方法に関する議論

2022年4月 第48回電力・ガス基本政策小委員会
資料4-1

●2022年度冬季kWh公募

今後のスケジュール（kWh公募）（案）

2022年9月15日
第53回電力・ガス基本政策小委員会 資料3-2

- kWh公募の具体的な要件については、実施主体である一般送配電事業者において決定することとなるが、今後のスケジュールについては、応募を検討する事業者の準備期間や今冬に向けた燃料の追加調達のリードタイム等に配慮し、以下を基本として進めることとしてはどうか。
 - 9月15日 募集量・スケジュールの提示（本日）
 - 10月上旬以降 公募要綱の公表・入札募集開始
 - 11月上旬以降 落札者決定・契約協議
 - 1月4日 運用開始（予定）（～2月28日：提供期間）
- また、市場供出方法や精算方法、公募調達費用の費用回収方法や負担割合等、公募の枠組みについては、2022年夏季のkWh公募と同様としつつ、事業者の調達スケジュール等を勘案し、できるだけ早い時期に燃料の追加調達を実現するため、募集要綱の意見募集の省略、合理的な範囲での各手続の短縮を認めることとしてはどうか。
- なお、kWh公募については、調達量が増加すればコストも増加することを踏まえると、託送料金の仕組みを利用した調達コストに係る回収について、送配電関連の費用回収の在り方の検討も併せて進めていく必要がある。

●2022年度夏季kWh公募

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值について、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。

●2021年度冬季kWh公募

2021年10月 第40回電力・ガス基本政策小委員会
資料4-2

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：募集量に関する議論

●2022年度冬季kWh公募

募集量について (kWh公募)

資源エネルギー庁
2022年9月 第53回電力・ガス基本政策小委員会 資料3-2

- 5月以降、大手電力会社のLNG在庫は例年平均を上回る水準で推移しているところ。
- 一方、ウクライナ情勢の影響は継続しており、また、世界的なガスマーケットの不安定化等に伴う燃料調達リスクについても予断を許さない状況。
- このため、今冬の電力需給に万全を期す観点から、大幅な電力需要の増加リスク等への備えとして、一種の社会的保険として、9エリアの一般送配電事業者が共同でkWh公募を行うこととし、その際の募集量は今夏の2倍の20億kWh※1,2（最大募集量22億kWh）としてはどうか。
- ※1 高需要期の需要（約30億kWh/日）の60日分の1%（＝約18億kWh）を目安としつつ、冬季のLNG需要の約2日分に相当する量。
- ※2 LNG船4隻分に相当（約20億kWh）
- なお、公募の結果、仮に落札量が募集量に満たない場合であっても基本的に再公募は行わない一方、エネルギーを取り巻く情勢変化により燃料調達リスクが高まったときは、機動的に新たな公募を行うこととする。

【参考】物価・賃金・生活総合対策本部（2022年9月9日） 岸田内閣総理大臣発言（抜粋）

第2に、エネルギーです。ガソリン等の燃料油価格については、リッター当たり200円を超えていたガソリン価格を約170円に抑制してきました。足元の原油価格の水準を踏まえつつ、燃料油価格抑制のため措置を引き続き年内実施いたします。

また、エネルギーの供給力確保については、この冬に最大9基の原子力発電所の稼働を確保するとともに、その後を見据えて、設置許可済みの原発の再稼働に向け、国が前面に立って対応いたします。

更に、経済産業大臣においては、不測の事態に備えた追加的な燃料を確保する取組を進めるとともに、電力会社とガス事業者間でLNG（液化天然ガス）を融通できる枠組の創設、アジアLNGセキリティ強化策に早急に着手してください。



写真：首相官邸HP

●2021年度冬季kWh公募

(参考) 論点② 調達量

資源エネルギー庁
2021年10月 第40回電力・ガス基本政策小委員会 資料4-2

- 仮にkWh公募を行う場合の調達量については、前回の本小委員会において、社会費用最小化の観点から保守的に見積もることをお示しし、特段の異論はなかった。
- 今回の公募における具体的な調達量については、昨冬の需給ひっ迫時に一般送配電事業者間で行った一日当たりの電力融通量が約3,000万kWhであったことを踏まえ、その10日分に相当する約3億kWhとしてはどうか。
- これは、冬季の高需要期の一日当たりの電力需要量が30億kWh程度であることを踏まえ、10日分の電力需要の約1%に相当する。また、今回広域機関が行ったkWh需給検証に織り込まれていない大規模電源（100万kW）の脱落リスクとの関係では、これらの電源の2週間弱分の発電量に相当することとなる。

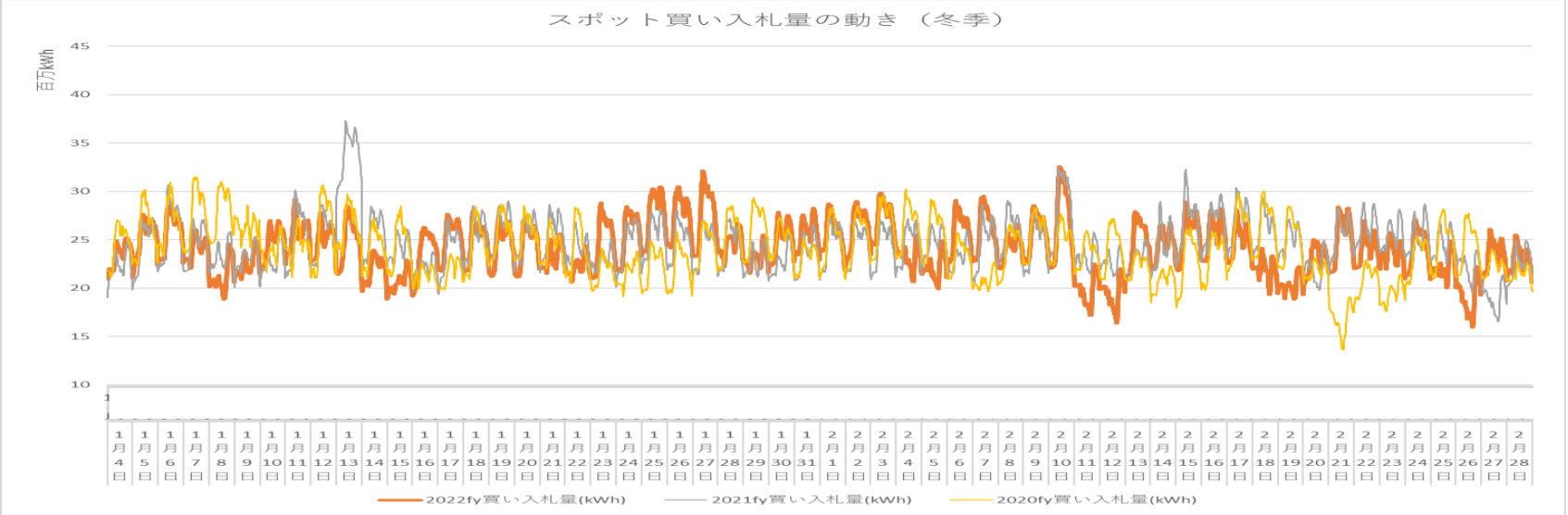
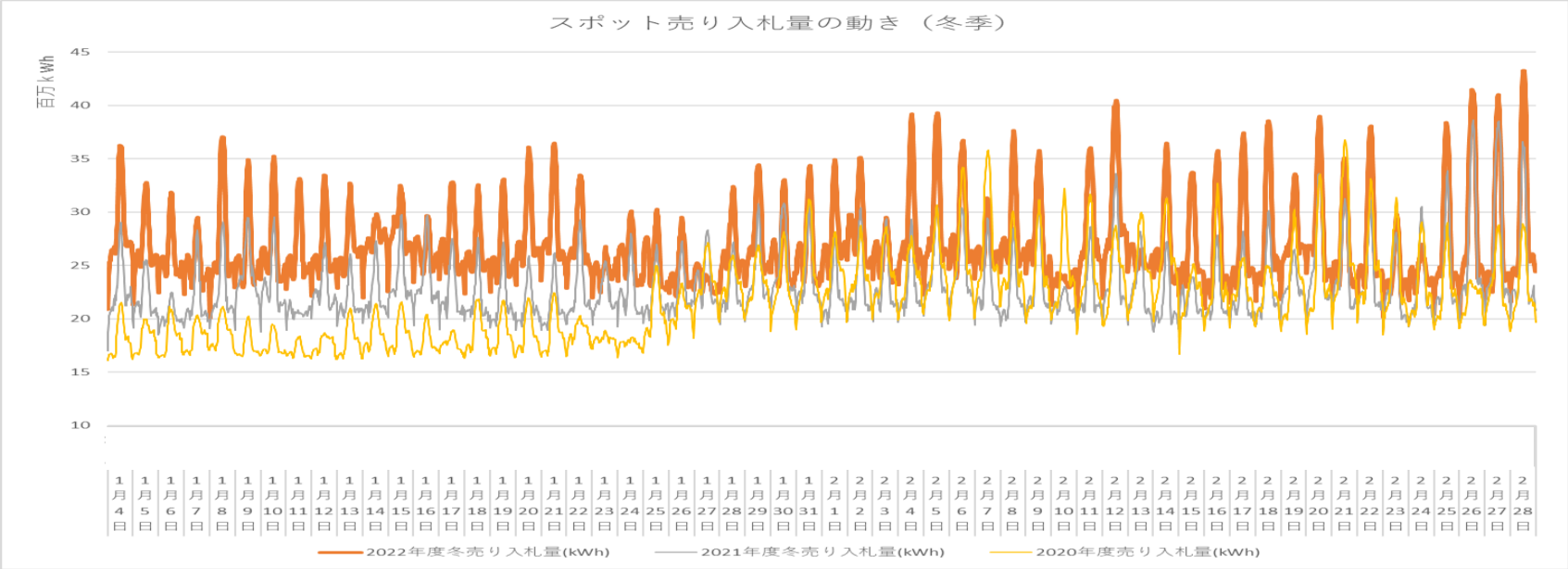
●2022年度夏季kWh公募における募集量に関する議論

資源エネルギー庁
2022年4月 第48回電力・ガス基本政策小委員会 資料4-1

論点① 募集量

- ウクライナ情勢が悪化し、今月8日には日本もロシア産石炭の輸入の段階的削減を表明した一方、国際的な燃料価格は引き続き高い水準で推移しており、燃料調達リスクがかつてないほど高まっている。
- こうした中で、大手電力会社のLNG在庫は、4月に入り増加傾向にあるが、引き続き過去5年平均を下回る水準にとどまっている。
- このため、発電事業者が燃料ガイドラインに沿って自ら行うべき燃料調達努力を損なわないよう留意しつつ、日本全体での燃料調達リスクを軽減する観点から、昨冬の募集量（3億kWh：冬季の高需要期の電力需要10日分の約1%）の2～3倍を、各事業者が自らの判断で行う燃料調達等とは別に、一種の社会的保険として、9エリアの一般送配電事業者が共同で調達することとしてはどうか。
- その際、前回のkWh公募について、標準的なLNG船の容量（1隻7万トン＝約5億kWh相当）と整合した募集量の設定を希望する意見があったことを踏まえることとし、標準的なLNG船2隻分に相当する10億kWhを募集することとしてはどうか。
- また、燃料の追加調達は船単位で行う事業者がいる実態も踏まえ、仮に募集量を超過する入札があった場合の許容量は、船1隻分（5億kWh）までとすることかどうか。
- なお、公募調達費用については、今回のkWh調達の趣旨に鑑み、公募対象期間（7・8月）中の各エリアの電力需要割合で負担することを基本としつつ、事業者間で決めることとしてはどうか。

参考：過年度のスポット売り入札量及び買い入札量の動き（1月4日～2月28日）



○発電用LNGの在庫推移

(単位：万トン)

	週末在庫量	前年同月末※		過去平均※
1/8 時点	249	1 月末	180	169
1/15 時点	263			
1/22 時点	270			
1/29 時点	253			
2/5 時点	230	2 月末	169	193
2/12 時点	250			
2/19 時点	232			
2/26 時点	240			
3/5 時点		3 月末	163	207
3/12 時点				
3/19 時点				
3/26 時点				
4/2 時点				

以降、需給状況に応じ更新

- ✓ 前年以前は週単位の調査を実施していないが、比較の参考として大手電力の前年同月・2017～2021 年度平均の月末在庫量を記載。
- ✓ 在庫量はデッド（物理的に汲み上げ不可な残量）を除く数量。

＜参考＞大手電力の発電用LNG 月末在庫推移と最新の週末在庫実績

