

スポット市場価格の動向等について

第70回 制度設計専門会合 事務局提出資料

令和4年2月18日（金）

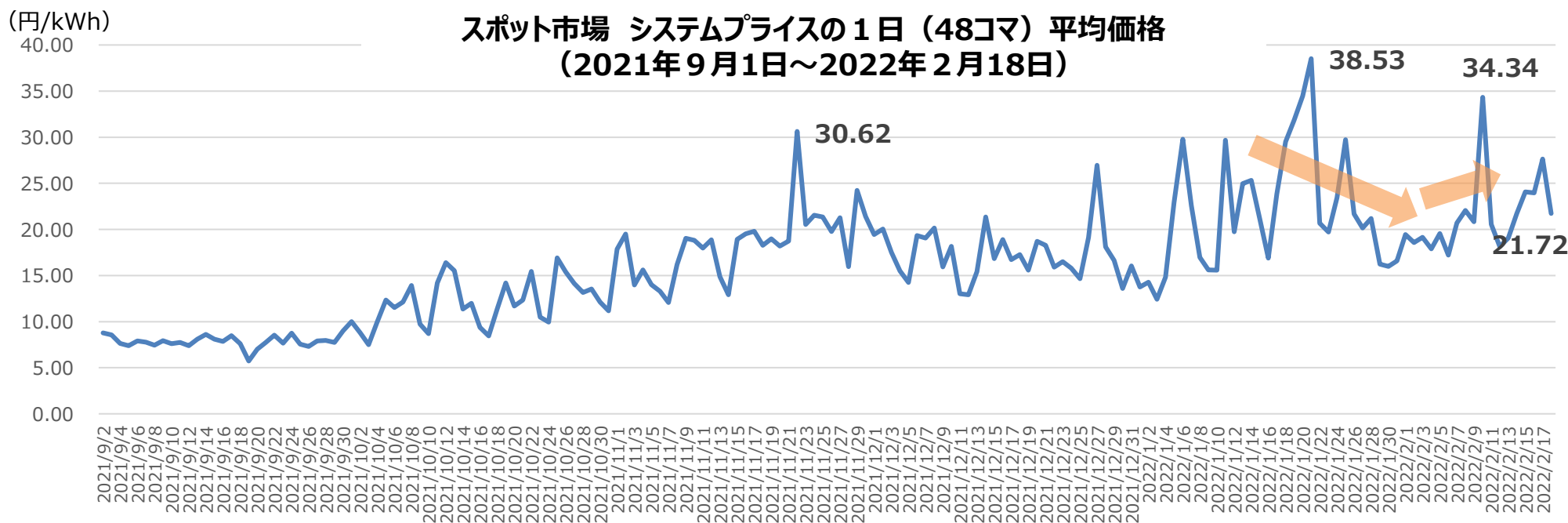


電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

1. スポット市場価格の動向

卸市場価格状況（スポット市場システムプライスの推移）

- スポット市場システムプライス平均価格は昨年10月から11月、本年1月上中旬には上昇傾向が続いていたものの、1月下旬から2月初旬にかけては低下傾向となっていた。
- しかしながら、2月10日以降、積雪予報等を背景に再び上昇。足下ではやや落ち着きも見られるものの、昨年9月までの価格と比べても、引き続き高い水準で推移している。



(参考) システムプライス平均値・最高値の長期推移

	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度 (~2/18時点)
システムプライス平均値	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.2	12.1
システムプライス最高値	55.0	44.6	44.9	40.0	50.0	75.0	60.0	251.0	80.0

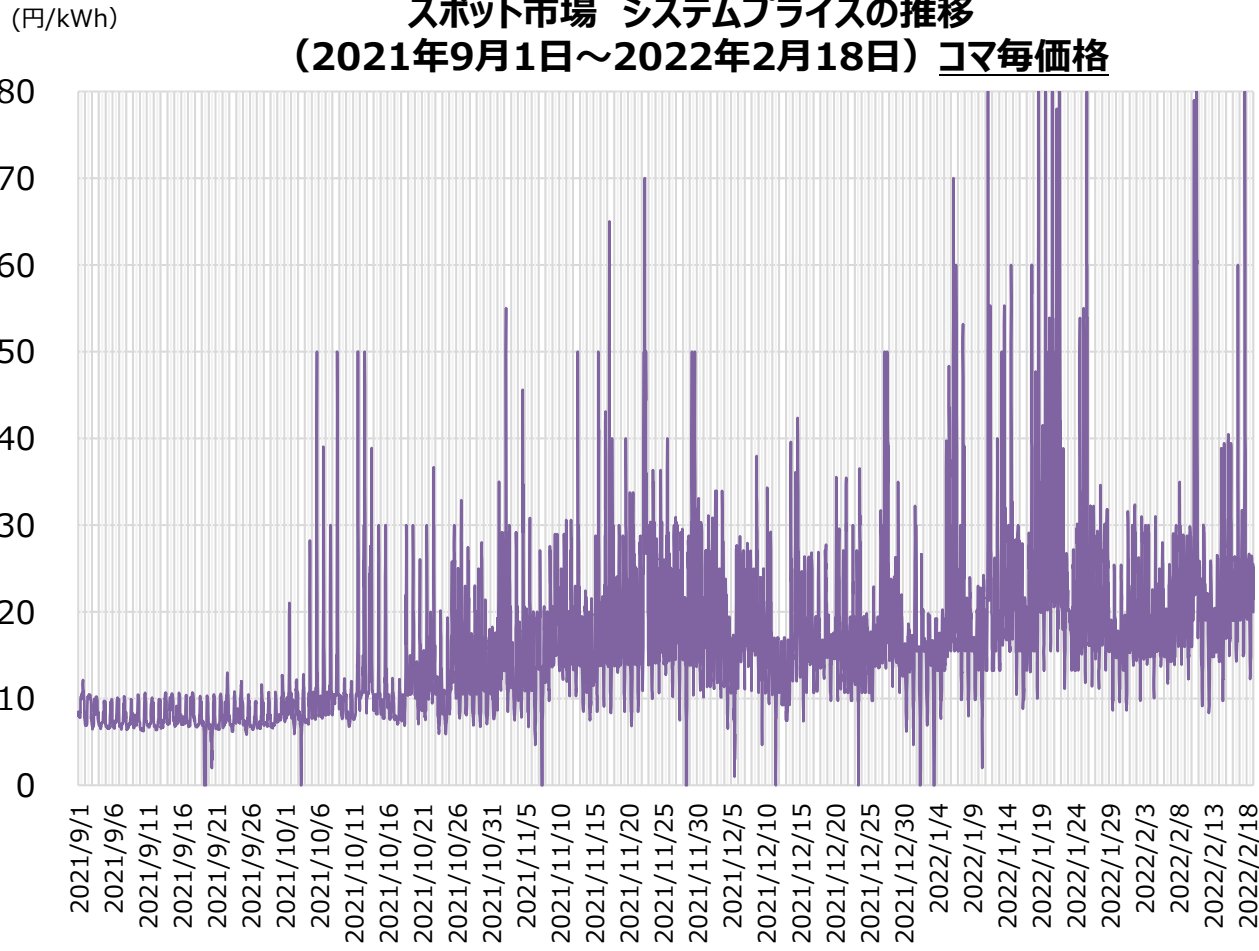
※ JEPX公表データより事務局にて作成。

単位：円/kWh 3

卸市場価格状況（高騰コマの発生状況）

- 50円/kWh以上の高騰コマは、10月～11月には1日最大9コマ、合計25コマ発生。12月には1日最大2コマ、合計2コマまで減少したものの、1月には1日最大15コマ、合計91コマ発生した。
- 2月初旬は50円/kWh以上の高騰コマは発生していなかったものの、2/10には東京エリアにおける積雪予報もあり10コマ発生。その後も2/16には2コマ、2/17には4コマ発生している。

スポット市場 システムプライスの推移
(2021年9月1日～2022年2月18日) コマ毎価格

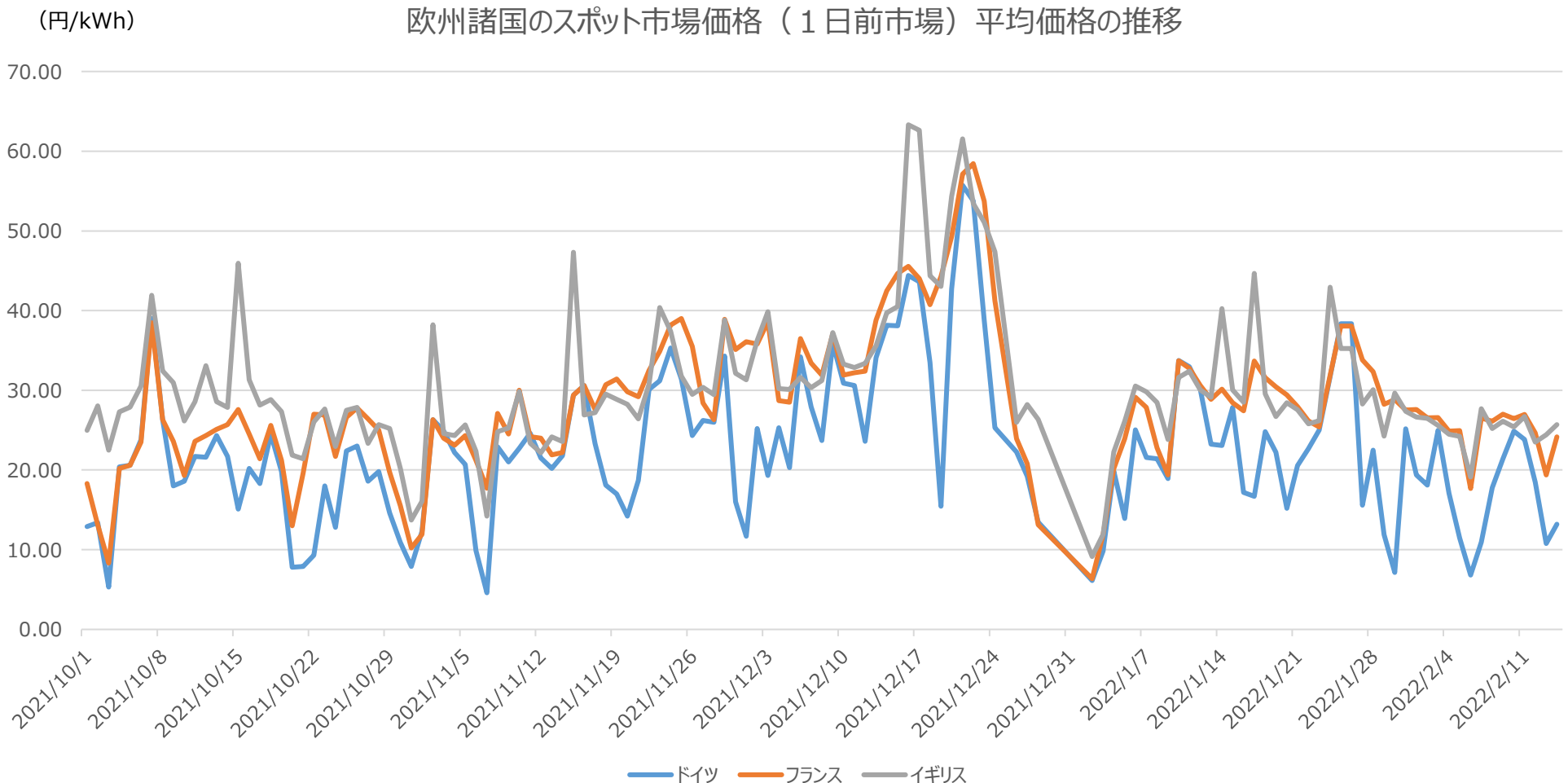


受渡日	システムプライス		50円以上コマ数
	1日平均価格	最高価格	
2022/1/15	土 21.14	30.00	0
2022/1/16	日 16.88	27.90	0
2022/1/17	月 23.86	60.00	5
2022/1/18	火 29.52	79.97	6
2022/1/19	水 31.85	80.00	7
2022/1/20	木 34.47	80.00	10
2022/1/21	金 38.53	80.00	15
2022/1/22	土 20.67	38.86	0
2022/1/23	日 19.71	27.20	0
2022/1/24	月 23.43	53.88	4
2022/1/25	火 29.74	79.99	11
2022/1/26	水 21.68	32.23	0
2022/1/27	木 20.17	34.63	0
2022/1/28	金 21.19	31.80	0
2022/1/29	土 16.24	25.44	0
2022/1/30	日 16.00	25.44	0
2022/1/31	月 16.58	31.60	0
2022/2/1	火 19.44	32.36	0
2022/2/2	水 18.58	31.01	0
2022/2/3	木 19.14	30.00	0
2022/2/4	金 17.91	31.01	0
2022/2/5	土 19.55	28.00	0
2022/2/6	日 17.21	25.52	0
2022/2/7	月 20.69	30.00	0
2022/2/8	火 22.06	35.00	0
2022/2/9	水 20.83	29.85	0
2022/2/10	木 34.34	80.00	10
2022/2/11	金 20.56	30.06	0
2022/2/12	土 18.14	25.91	0
2022/2/13	日 19.07	26.53	0
2022/2/14	月 21.73	39.45	0
2022/2/15	火 24.08	40.48	0
2022/2/16	水 23.97	60.00	2
2022/2/17	木 27.65	79.99	4
2022/2/18	金 21.72	26.67	0

※ JEPXデータより事務局にて作成。

(参考) 欧州におけるスポット市場価格の推移

- 国際的な燃料価格の高騰を背景に、昨秋以降、欧州でもスポット市場価格が高騰。



※ ENTSO-E Transparency Platform、Nord Poolのホームページより事務局作成（休場日を除く）

※ イギリスについては1GBP=153.81円、ドイツ・フランスについては1€=129円で換算

昨年 1 月と今年 1 月のスポット市場価格等の比較

- 昨年1月と比べると、今年1月のスポット市場価格（システムプライス平均値）は大幅に下落（63.07円/kWh→21.94円/kWh）。
- 昨年に比べ、電力需要がさらに伸びたにも関わらず、1 日あたりの売り入札量が約2割増加（+176GWh）した結果、売り切れコマ数が7割以上減少したことが大きく価格高騰を抑制した大きな要因の 1 つ※と考えられる。

※需要側の観点からは、インバランス料金の上限の見直しが、買い入札価格の水準を抑制したことが大きな要因と考えられる。

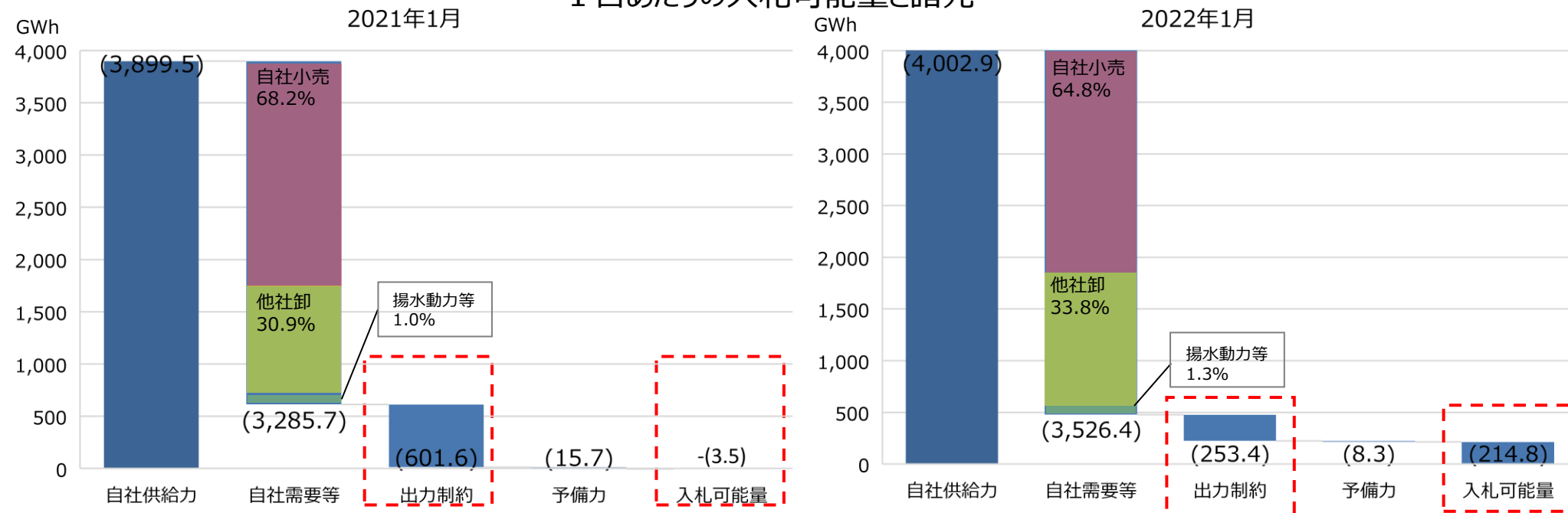
昨年 1 月、今年 1 月の比較
需要実績・売買入札・約定量（1日当たり平均）、売り切れコマ数（総数）

	2021年1月	2022年1月	増減
システムプライス平均値	63.07円/kWh	21.94円/kWh	▲41.13円/kWh
システムプライス最高値	251.00円/kWh	80.00円/kWh	▲171.00円/kWh
需要実績（1日あたり）	2,788 GWh	2,836 GWh	+48 GWh
売り入札量（1日あたり）	917 GWh	1,093 GWh	+176 GWh
買い入札量（1日あたり）	1,169 GWh	1,166 GWh	▲3 GWh
約定総量（1日あたり）	885 GWh	960 GWh	+75 GWh
売り切れコマ数（総数）	354 コマ	96 コマ	▲258 コマ

昨年1月と今年1月のスポット市場への入札可能量の比較

- 昨年1月と今年1月の大手発電事業者における1日あたりのスポット市場への入札可能量を比較すると、自社需要等（自社小売向け及び他社卸分等）が増加（+240.7GWh）した中でも、**出力制約（燃料制約等）が大幅に減少（▲348.2GWh）したことで、入札可能量が大幅に増加（+218.3GWh）。**
- 昨冬の経験を踏まえて、**燃料制約の回避等に取り組んできた結果、スポット市場への入札可能量が大幅に改善し、価格高騰の抑制に貢献したものと考えられる。**

1日あたりの入札可能量と諸元



※ 対象事業者は、旧一般電気事業者（沖縄電力を除く）及びJERA。
 ※ システムプライスが30円以上のコマがある日を対象に、日毎に各社の電力量を合計した上で、月単位で平均を算出。
 ※ 2021年は、報告徴収データを元に作成。2022年は、価格高騰時のHP公開用データを元に作成。
 ※ 他社卸は、JERAによるグループ内卸を含む。

今冬のスポット市場価格の高騰・低下とその要因分析

- 今冬において、スポット市場価格が高騰した1月第3週の平日と、その後価格が低下した2月第1週の平日について、総需要やスポット市場における売買状況を比較すると下表の通り。
- 価格が高騰した1月第3週に比べて、価格が低下した2月第1週では、**電力需要が低下し、売り入札量が増加**した結果、**売り切れコマ数が大幅に減少**したことが確認された。

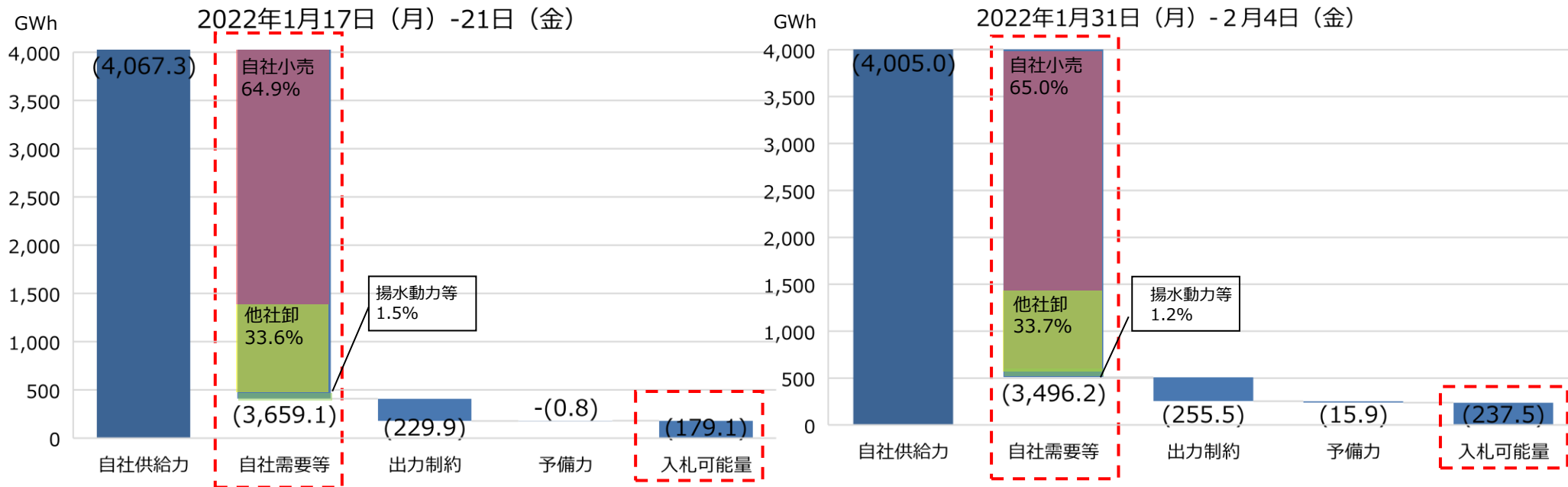
1月17日週と1月31日週の比較
需要実績・売買入札・約定量（1日当たり平均）、売り切れコマ数（総数）

	1月第3週平日 1/17(月)-21(金)	2月第1週平日 1/31(月)-2/4(金)	増減
システムプライス平均値	31.65 円/kWh	18.33 円/kWh	▲13.32 円/kWh
システムプライス最高値	80.00 円/kWh	32.36 円/kWh	▲47.64 円/kWh
電力需要実績（1日あたり）	3114.0 GWh	2991.6 GWh	▲122.4 GWh
売り入札量（1日あたり）	1040.5 GWh	1108.5 GWh	+68.0 GWh
買い入札量（1日あたり）	1209.3 GWh	1168.5 GWh	▲40.8 GWh
約定総量（1日あたり）	991.3 GWh	1000.2 GWh	+8.9 GWh
売り切れコマ数（総数）	43コマ	0コマ	▲43 コマ

高騰時と低下時におけるスポット市場への入札可能量の比較

- 1月17日週の平日（SP平均31.65円）と1月31日週の平日（SP平均18.33円）の大手発電事業者における1日あたりのスポット市場への入札可能量を比較すると、**自社需要等（自社小売向け及び他社卸分等）が5%弱減少（▲162.9GWh）**したことで、**入札可能量が大幅に増加（+58.4GWh）**。
- この背景には、前頁で確認した**総需要の減少（▲122.4GWh）**があると考えられる。

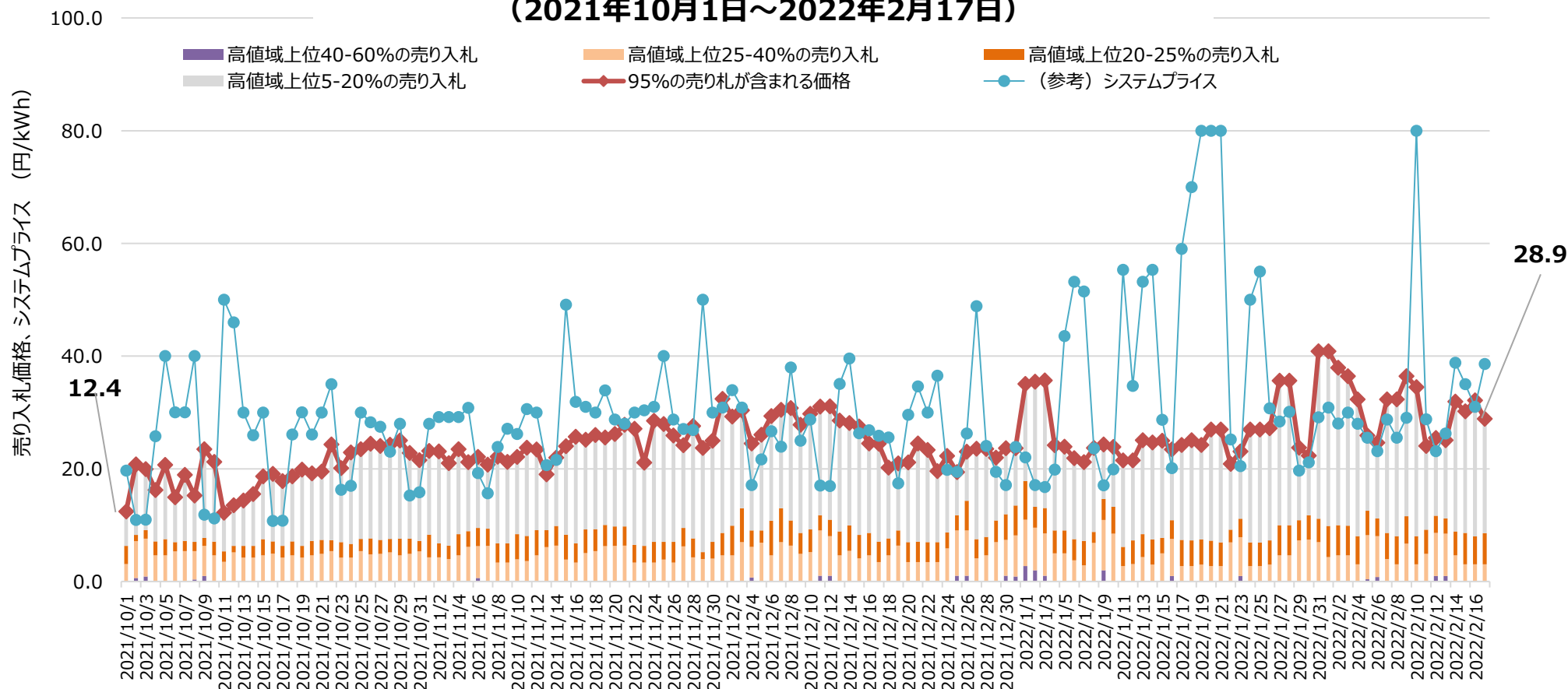
1日あたりの入札可能量と諸元



売り入札価格の推移

- 売り入札価格の上位5%の水準は、20円台～40円台/kWhで推移。
- この売り入札価格とシステムプライスに相関はほぼなく、売り入札価格によって約定価格が大きく変わる市場とはなっていないことを示唆していると考えられる。

各日の17:30-18:00コマにおける、売り入札価格水準の推移
(2021年10月1日～2022年2月17日)



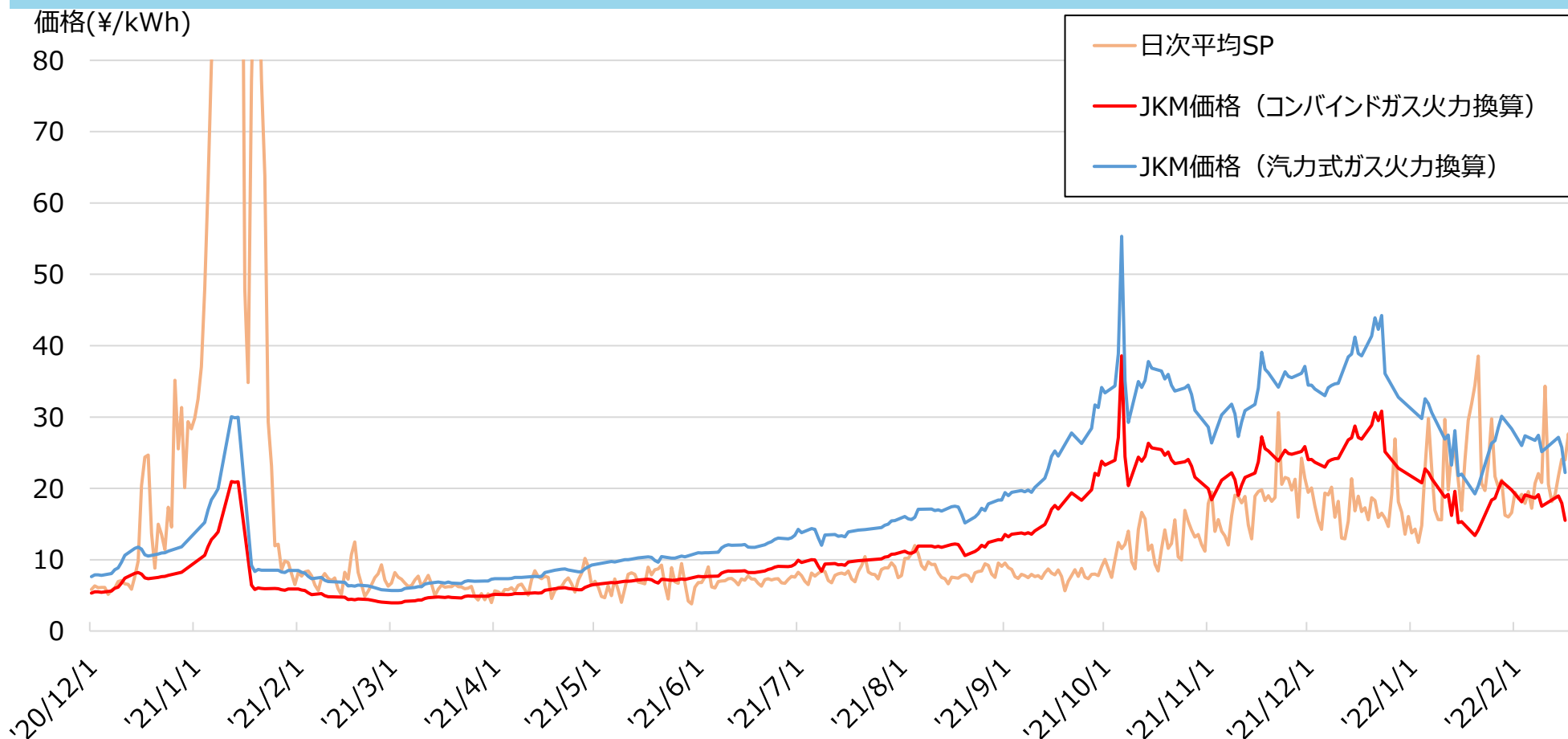
※ JEPX提供データより事務局にて作成。

※ 各日の17:30-18:00コマについて、売り札を価格の高い順に並べたとき、価格の高い方から高値域5-20%、20-25%、25-40%、40-60%に当たる水準の推移を示したものの。

※ 1/31-2/1にかけて上位5%水準が40円/kWhまで上昇しているが、40円/kWh以上の売り入札を実施している主体を確認した結果、その太宗が新電力であった。

(参考) LNG価格、スポット市場価格の推移

- LNG価格は、昨年9月以降大幅に上昇。昨年12月下旬以降は低下傾向にあるものの、**依然として高い水準**。



※ LNG価格（発電単価換算）はS&P Global Platts社JKM指標から「発電コスト検証ワーキンググループ 令和3年9月報告書」の諸元に基づき、以下の方法で計算。

LNG価格 (¥/kWh) = (JKM価格 (\$/MMBtu) × 為替レート (¥/\$) × 単位換算係数 (MJ/MMBtu) + 燃料諸経費 (¥/MJ)) × 単位換算係数 (kWh/MJ) × 熱効率係数 × 所内変換効率係数

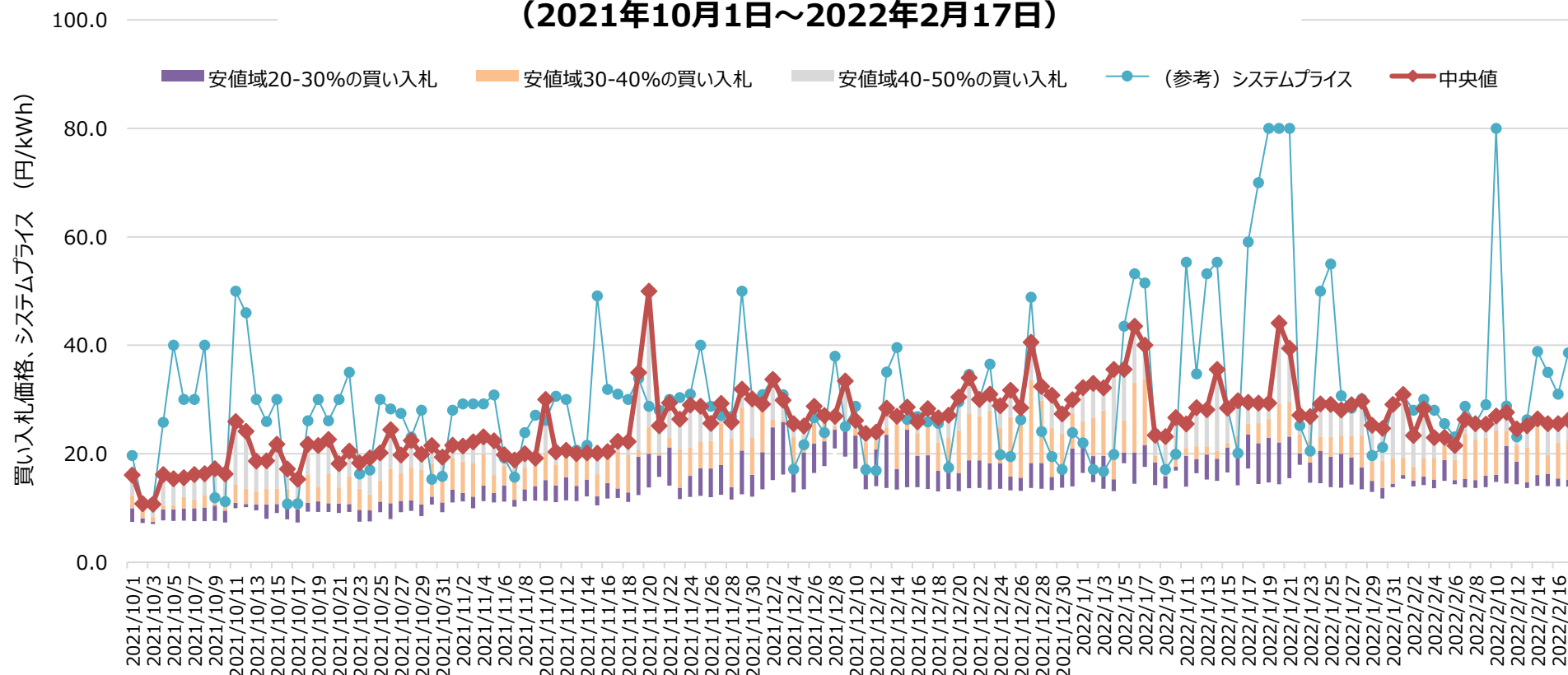
※ 為替レートはその日の最終時点における通貨レートを使用。

※ 汽力式ガス火力の熱効率は38%、コンバインド式ガス火力の熱効率は54.5%として計算。

旧一電による買い入札価格の推移

- 旧一電の買い入札価格の中央値は、年末から年始にかけて30円台～40円台/kWhとなる日も生じるなど高い価格帯で推移していたが、1月下旬以降は低下傾向。
- これは、燃料価格の落ち着きを背景に、経済差替の対象となる電源の限界費用が見直されたため、と考えられる。

各日の17:30-18:00コマにおける、旧一電による買い入札価格水準の推移
(2021年10月1日～2022年2月17日)



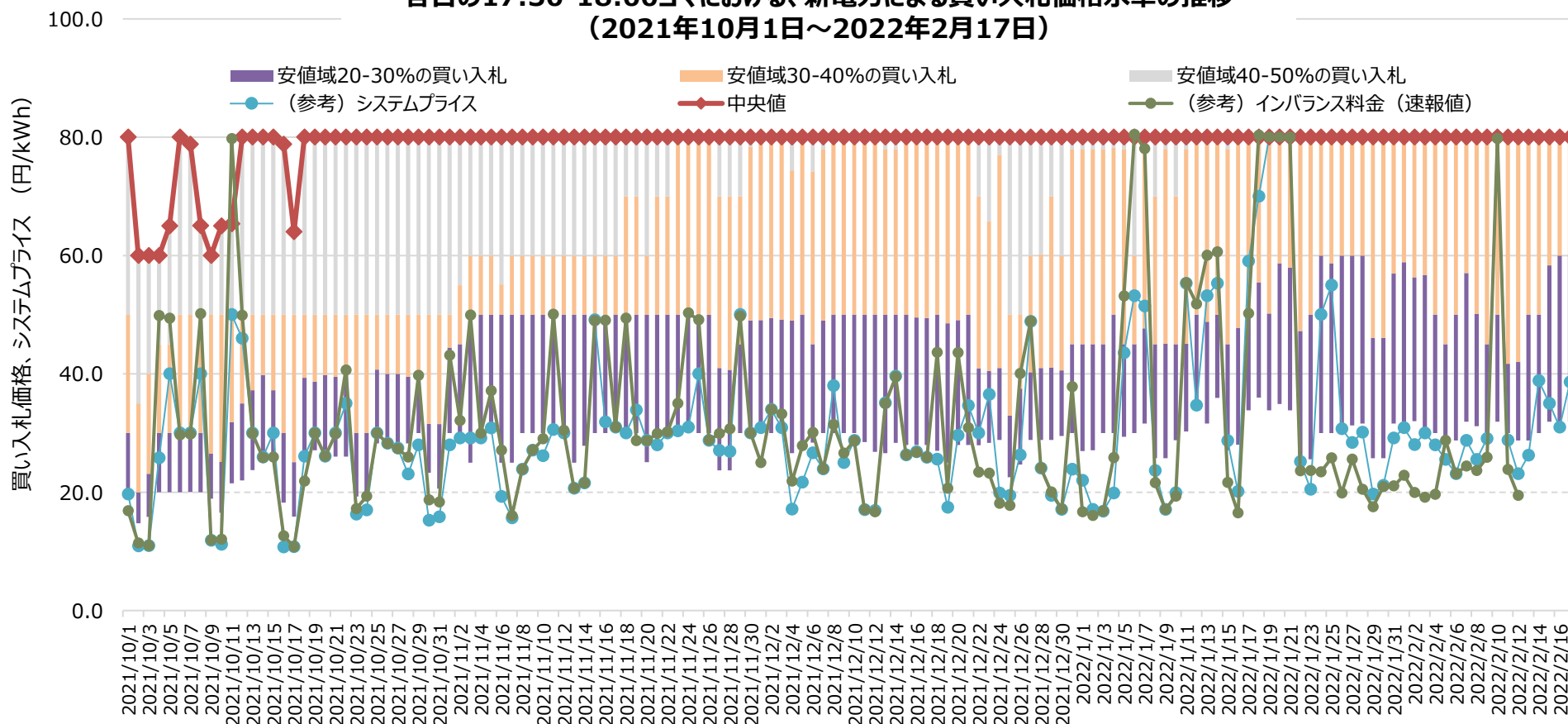
※ JEPX提供データより事務局にて作成。

※ 各日の17:30-18:00コマについて、旧一電の買い札を価格の低い順に並べたとき、価格の低い方から安値域20-30%、30-40%、40-50%、中央値に当たる水準の推移を示したもの。

新電力による買入札価格の推移

- 新電力の買入札価格の中央値は、継続的に80円/kWhで推移。1月中旬以降は安値域30%の価格が60円/kWhに近づく日もあり、買入札価格は引き続き高い水準。
- こうした高値での買入札が、引き続き価格高騰を招きやすい大きな要因と考えられる。なお、インバランス料金（速報値）が実際に80円/kWhに到達したケースは引き続き限定的。

各日の17:30-18:00コマにおける、新電力による買入札価格水準の推移
(2021年10月1日～2022年2月17日)



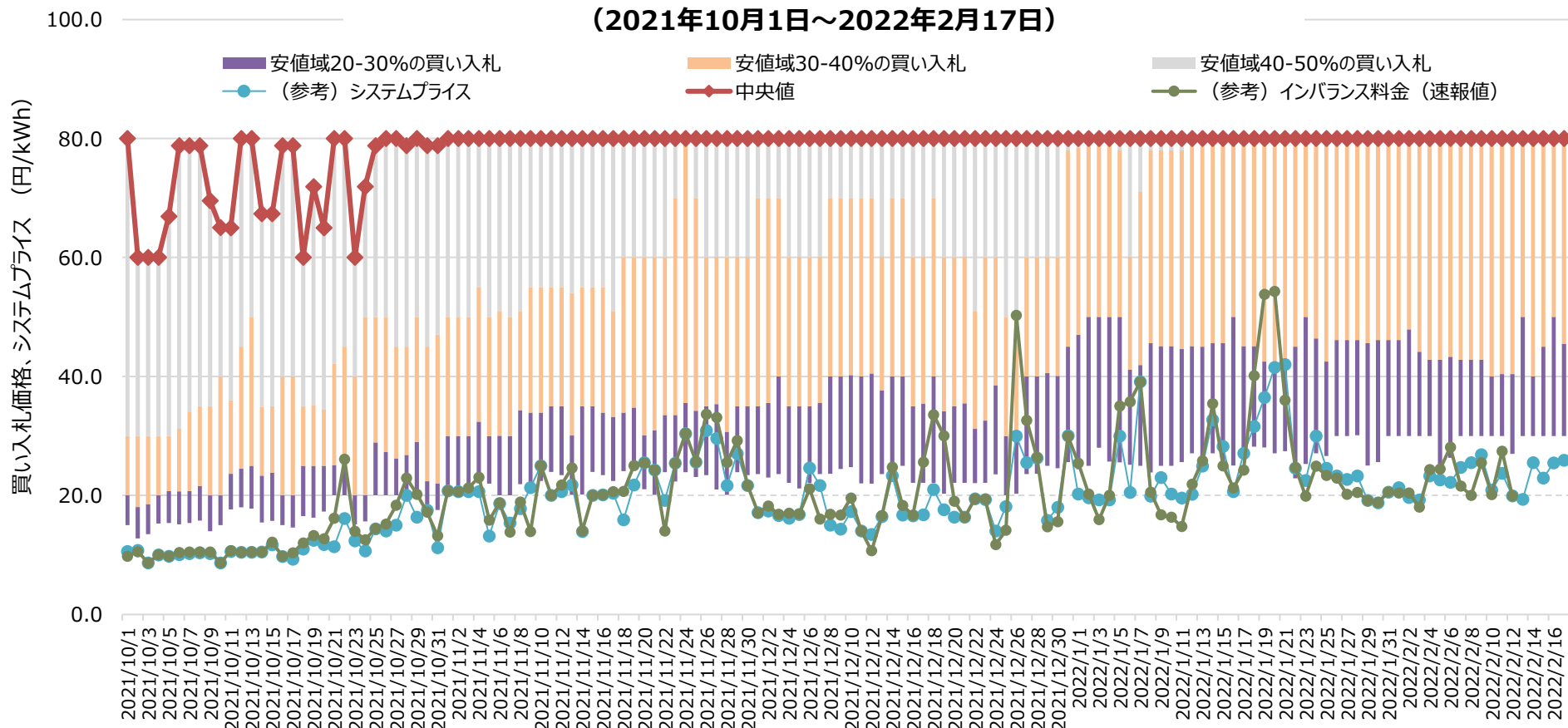
※ JEPX提供データより事務局にて作成。

※ 各日の17:30-18:00コマについて、新電力の買入札を価格の低い順に並べたとき、価格の低い方から安値域20-30%、30-40%、40-50%、中央値に当たる水準の推移を示したもの。

新電力による買入札価格の推移（夜間）

- 一般的に電力需要が下がり、相対的に価格が低く推移する夜間においても新電力の買入札価格の中央値は、10月下旬以降継続的に80円/kWhで推移している。

各日の22:00-22:30コマにおける、新電力による買入札価格水準の推移
(2021年10月1日～2022年2月17日)



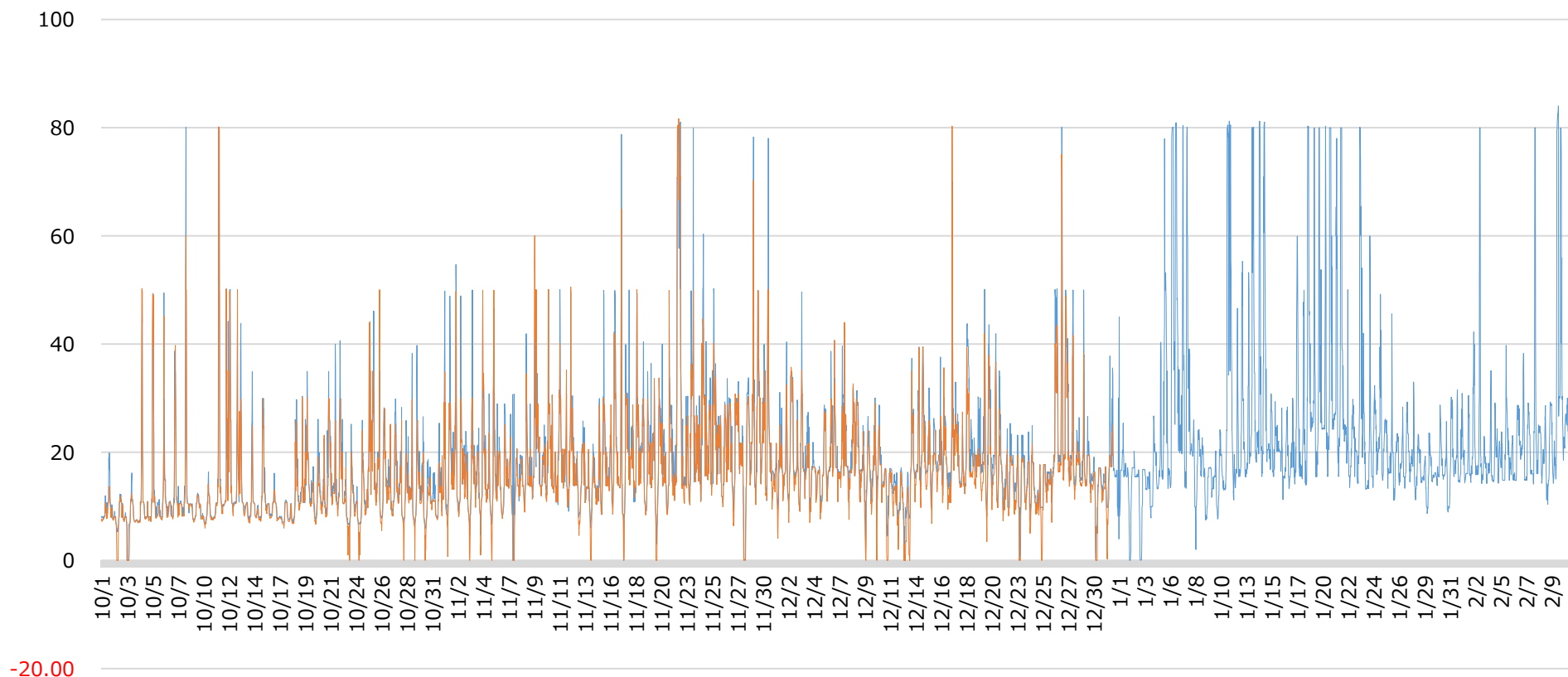
※ JEPX提供データより事務局にて作成。

※ 各日の22:00-22:30コマについて、新電力の買入札を価格の低い順に並べたとき、価格の低い方から安値域20-30%、30-40%、40-50%、中央値に当たる水準の推移を示したもの。

(参考) インバランス価格の推移

- 2021/10/1～2022/2/11の全6,432コマにおいて、インバランス料金の速報値が80円/kWhに達したのは全体の1.0%（67コマ）のみ。
- 確報値が公表されている10～12月について、確報値が80円/kWhを超えたのは12コマのみ。

(円/kWh)



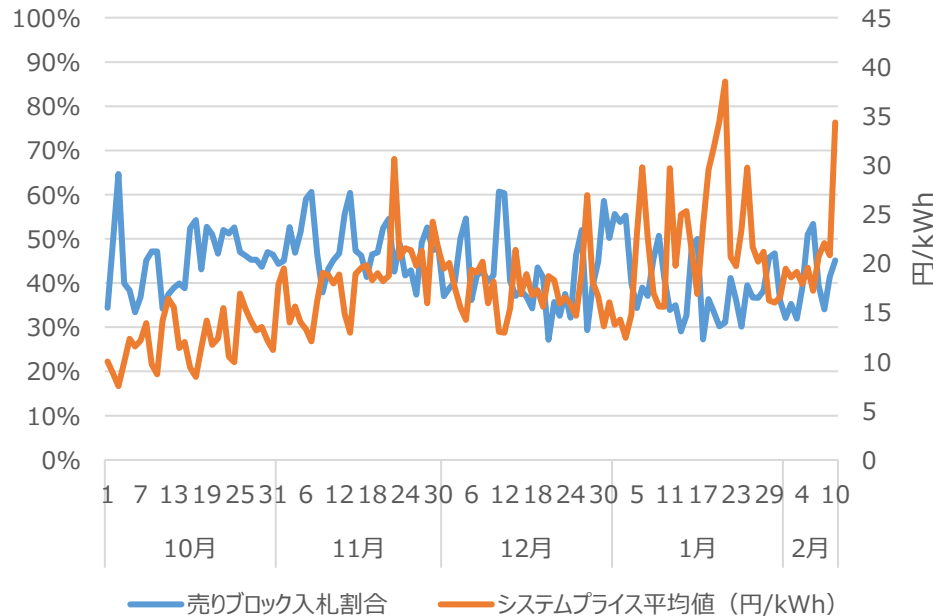
※ インバランス確報値は翌々月の第5営業日に公開されるため、確報値は10～12月分のみ記載。

※ 速報値、確報値の段階では80円/kWhを超える場合があるが、最後の精算段階で80円/kWhの上限値が適用される。

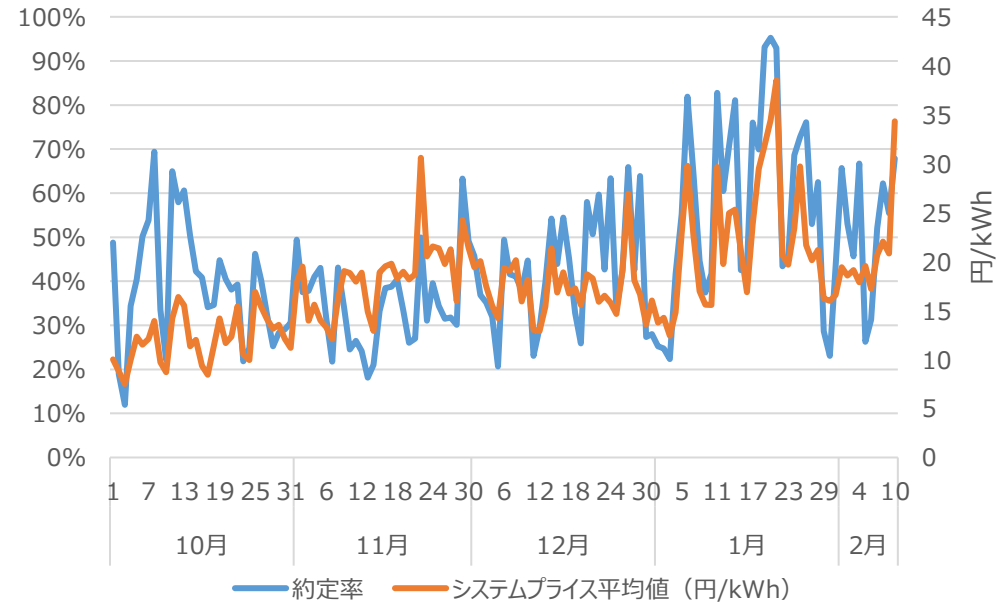
スポット市場価格とブロック入札割合・約定率の推移

- 前回（第69回制度設計専門会合）に引き続き、大手発電事業者の売り入札に占める売りブロック入札の割合は、スポット価格が上がる日には低くなり、スポット価格が下がる日には高くなる傾向が見られる。また、この約定率は、スポット価格が上がる日には高くなり、スポット価格が下がる日には低くなる傾向が見られる。
- こうしたことから、売り入札全体に占めるブロック入札の割合が高まり、それが約定しないことが主要因となつて、市場価格の高騰が発生しているとは考えられない。むしろ、市場価格の高騰時には売りブロック入札も約定率が高まり、供給力として貢献していることがうかがえる。

システムプライス平均値と売りブロック入札割合



システムプライス平均値と売りブロック約定率



※JEPX取引データ（一部非公開）より事務局作成。旧一電、JERAおよび電源開発における2020年度と2021年度の10/1～2/10までの取引を対象として集計。

※ブロック入札比率としては、実質売り入札量（a）に対して、売り先が決まっている実質ブロック入札量（b）の割合を計算。

（a）実質売り入札量 = 全売り入札量 - グロス・ビディング高値買い戻し量 - 間接オークション売り入札量

（b）実質ブロック入札量 = 通常ブロック入札量（間接オークション、グロス・ビディングを除く） + グロス・ビディング実質売りブロック量（*）

（*）グロス・ビディング実質売りブロック量 = グロス・ビディング売りブロック量 - グロス・ビディング高値買い戻し量。マイナスとなる場合はゼロとしてカウント。

※ブロック約定割合は、（b）実質ブロック入札量に対して、実質ブロック約定量（c）の割合を計算。

（c）実質ブロック約定量 = 通常ブロック約定量（間接オークション、グロス・ビディングを除く） + グロス・ビディング実質売りブロック約定量（**）

（**）グロス・ビディング実質売りブロック約定量 = グロス・ビディング売りブロック約定量 - グロス・ビディング高値買い戻し約定量。マイナスとなる場合はゼロとしてカウント。

2. 一部事業者における限界費用見直しの状況について

各社による限界費用の見直し状況について

- 第68回制度設計専門会合（令和3年12月21日開催）で御報告した東北電力、JERA、関西電力に加え、中国電力においても同社ホームページで限界費用の考え方の見直しが表明された。同社における新たな限界費用の考え方が相場操縦に当たらないかといった観点から監視等委員会事務局において確認した上で、1月下旬以降、新しい考え方に基づく限界費用が適用されている。
- 中国エリアプライスは概ねシステムプライスと同様に推移しており、現時点で市場価格への大きな影響は確認されていない。監視等委員会事務局においては、入札価格・量の両面で、引き続き厳格に監視を実施していく。
- なお、第66回、67回制度設計専門会合にてご議論いただいた機会費用を考慮した限界費用の考え方については、現時点で採用している事業者はいない。

中国電力による限界費用の見直し反映と足下の価格状況

	単位： 円/kWh	1/20 (木)	1/21 (金)	1/22 (土)	1/23 (日)	1/24 (月)	1/25 (火)	1/26 (水)	1/27 (木)	1/28 (金)	1/29 (土)	1/30 (日)	1/31 (月)	2/1 (火)	2/2 (水)	2/3 (木)	2/4 (金)	2/5 (土)	2/6 (日)	2/7 (月)	2/8 (火)	2/9 (水)	2/10 (木)	2/11 (金)	2/12 (土)	2/13 (日)	2/14 (月)	2/15 (火)	2/16 (水)	2/17 (木)	2/18 (金)
システム プライス	平均価格	34.5	38.5	20.7	19.7	23.4	29.7	21.7	20.2	21.2	16.2	16.0	16.6	19.4	18.6	19.1	17.9	19.5	17.2	20.7	22.1	20.8	34.3	20.6	18.1	19.1	21.7	24.1	24.0	27.7	21.7
	最高価格	80.0	80.0	38.9	27.2	53.9	80.0	32.2	34.6	31.8	25.4	25.4	31.6	32.4	31.0	30.0	31.0	28.0	25.5	30.0	35.0	29.9	80.0	30.1	26.0	26.5	39.5	40.5	60.0	80.0	26.7
中国エリ アプライス	平均価格	36.2	41.2	23.3	21.0	23.9	31.1	23.3	21.8	22.2	17.7	17.7	18.5	20.3	19.1	19.4	18.7	20.2	18.9	21.5	22.1	21.3	23.3	20.4	18.9	20.7	22.3	25.0	24.4	28.7	23.4
	最高価格	80.0	80.0	41.5	27.2	53.9	70.0	32.2	34.6	31.8	25.4	26.7	30.3	32.4	31.0	30.0	30.9	26.9	25.5	29.8	30.2	29.1	46.9	29.5	25.6	26.6	38.8	40.5	60.0	80.0	27.4

※ 各社による限界費用の見直しが反映された後の約定価格は黄色着色部分。

各社による限界費用の見直し状況について

- 11月下旬以降、東北電力、JERA、関西電力が順次各社のホームページにおいて限界費用の考え方の見直しを表明。各社における新たな限界費用の考え方が相場操縦に当たらないかといった観点から監視委において確認した上で、**12月上旬以降、確認の完了した社より順次、新しい限界費用を適用。**
- 12月上旬のスポット市場価格は11月の水準と比較して低位で推移しており、**現時点で市場価格への大きな影響は確認されていない。**スポット市場への供出価格を追加的な調達価格を考慮した単価に見直した事業者については、燃料の追加調達がより合理的になるため、これを許容することにより、**各社の追加調達を促し、売り切れによる極端な価格スパイクを抑制**する効果が期待される。
- 監視等委員会事務局においても、入札価格・量の両面で、引き続き厳格に監視を実施していく。
- なお、第66回、67回制度設計専門会合にてご議論いただいた機会費用を考慮した限界費用の考え方については、現時点で採用している事業者はいない。

各社による限界費用の見直し反映と足下の価格状況

	単位： 円/kWh	12/1 (水)	12/2 (木)	12/3 (金)	12/4 (土)	12/5 (日)	12/6 (月)	12/7 (火)	12/8 (水)	12/9 (木)	12/10 (金)	12/11 (土)	12/12 (日)	12/13 (月)	12/14 (火)	12/15 (水)	12/16 (木)	12/17 (金)	12/18 (土)	12/19 (日)	12/20 (月)	12/21 (火)
システム プライス	平均価格	19.4	20.0	17.5	15.5	14.2	19.3	19.1	20.2	15.9	18.2	13.0	12.9	15.4	21.4	16.8	18.9	16.7	17.3	15.6	18.7	18.3
	最高価格	31.1	34.0	34.0	23.8	27.7	28.7	27.9	38.0	25.0	34.3	17.0	17.1	39.6	42.4	26.4	26.8	26.9	27.8	19.7	35.5	35.5
東北エリ アプライ ス	平均価格	16.7	16.3	13.8	14.3	14.3	18.1	19.9	21.3	15.8	17.1	12.6	13.0	13.7	19.0	14.7	16.9	16.9	16.6	16.2	19.4	18.2
	最高価格	28.3	30.0	17.0	17.1	28.7	39.6	34.7	33.3	26.5	35.6	17.0	17.1	35.2	40.0	27.2	25.0	26.3	27.0	22.9	35.5	35.1
東京エリ アプライ ス	平均価格	18.4	17.6	14.8	14.3	14.3	19.0	20.3	26.0	16.5	19.5	12.9	13.0	15.6	22.2	17.3	18.6	17.1	16.6	16.2	19.4	18.5
	最高価格	31.2	30.9	17.0	17.1	28.7	39.6	34.7	50.0	26.5	35.6	17.0	17.1	35.2	40.0	28.0	29.8	26.3	27.0	22.9	35.5	35.1
関西エリ アプライ ス	平均価格	19.6	20.6	19.4	17.2	16.3	19.1	19.0	17.5	17.3	17.2	14.0	12.9	16.3	21.1	18.2	17.9	17.0	19.3	16.2	18.9	16.5
	最高価格	35.0	35.9	44.1	25.0	28.7	28.7	28.5	30.0	26.6	28.7	25.0	17.2	39.6	40.0	28.0	25.9	26.9	39.6	22.9	35.5	28.0

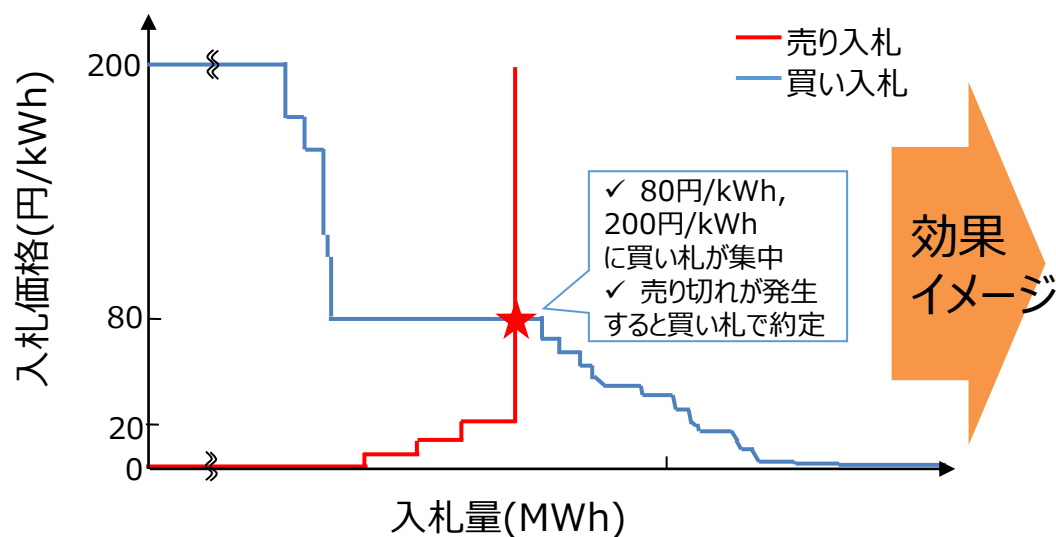
※ 各社による限界費用の見直しが反映された後の約定価格は黄色着色部分。

(参考) スポット市場への入札価格見直しの効果について

第68回制度設計専門会合（令和3年12月21日開催）資料7より抜粋

- 昨冬においては、複数の事業者において燃料制約が発生する中で、売り入札の全てが約定する売り切れ状態が継続となり、不足インバランスを避けたい事業者が売り切れ状態の中で限られた玉を奪い合うスパイラル的高騰が発生した。今冬においても、インバランス料金の支払いを避けるため、80円/kWhや200円/kWhの価格帯での買い入札が増加している。
- スポット市場への供出価格を在庫単価から追加的な調達価格を考慮した単価に見直した事業者については、燃料の追加調達がより合理的になるため、これを許容することにより、事業者の原価管理の考え方や燃料の需給状況が価格シグナルとして反映され、各社の追加調達を促す効果があると考えられる。
- この取組を通じて、各社が燃料制約が発生させず、追加調達を積極的に行うことにより、売り入札量が増加し、売り切れによる価格スパイクの発生を抑制する効果が期待される。

今冬想定される価格高騰コマのイメージ



限界費用が見直された後の需給曲線

