

スポット市場価格の動向等について

第71回 制度設計専門会合 事務局提出資料

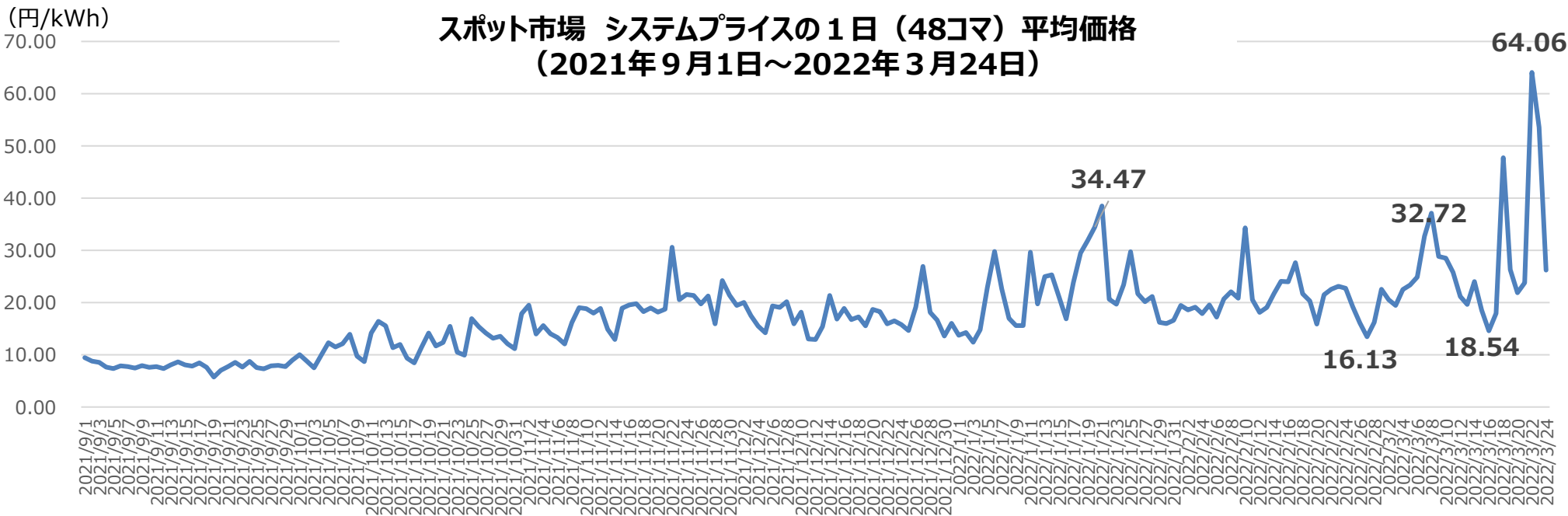
令和4年3月24日（木）



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

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1月下旬から2月下旬にかけては低下傾向となっていたものの、3月上旬には、定期検査や燃料制約による供給力の減少や燃料価格高騰等を背景に再び上昇していた。
- **3月中旬からは低下傾向**に転じていたが、3月16日夜に発生した福島県沖を震源とする地震の影響により複数の発電所が停止した影響もあり、**3月22日受渡し分のシステムプライス1日平均価格は今年最高となる64.06円/kWhを記録した。**



（参考）システムプライス平均値・最高値の長期推移

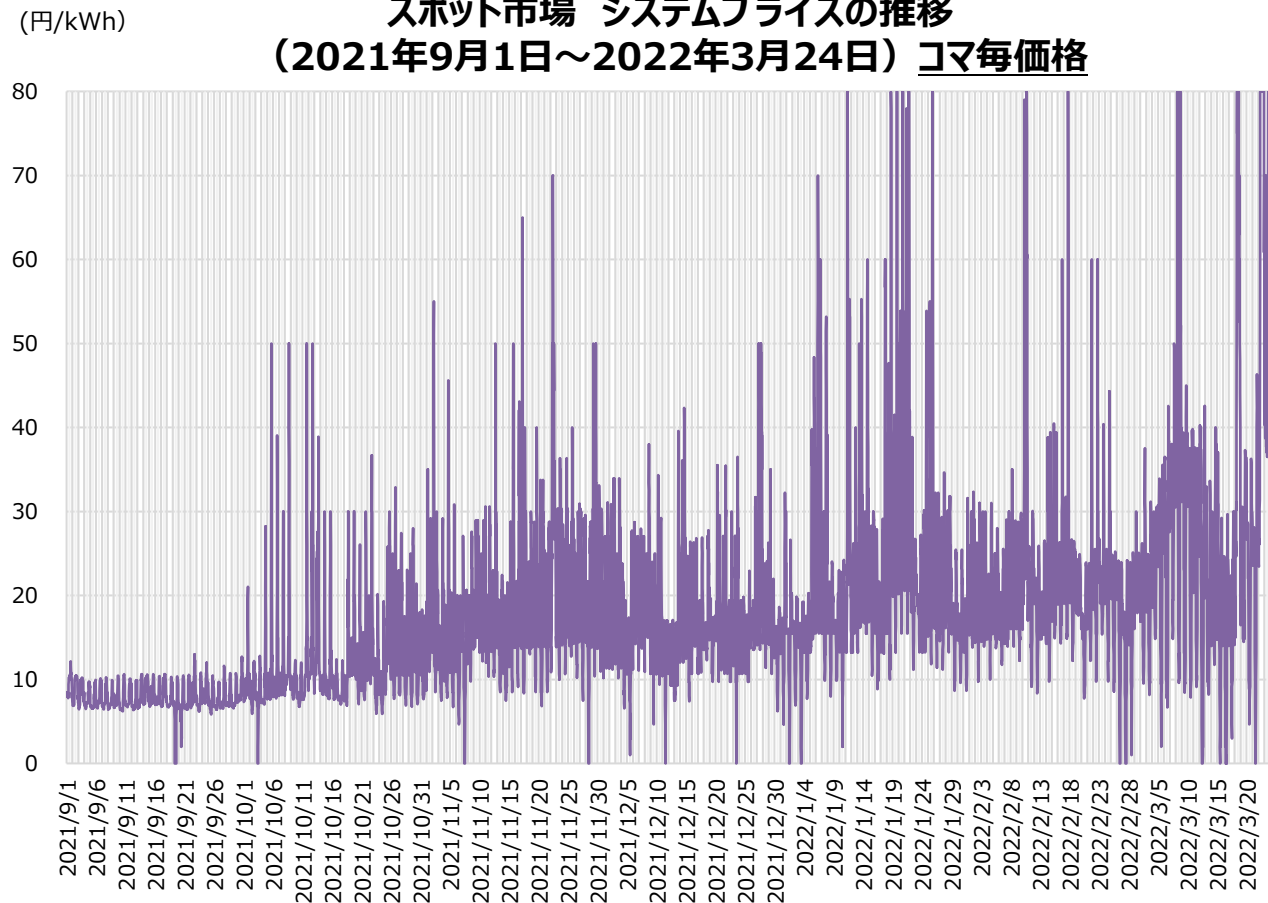
	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度 (～3/24時点)
システムプライス平均値	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.2	13.3
システムプライス最高値	55.0	44.6	44.9	40.0	50.0	75.0	60.0	251.0	80.0

※ JEPX公表データより事務局にて作成。

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、1月には1日最大15コマ、合計91コマ発生。2月には1日最大10コマ、合計18コマ発生した。2月下旬から3月初頭にかけては50円/kWh以上の高騰コマは発生していなかったものの、定期検査等による供給力の減少や燃料価格の高騰を背景に、3/8には9コマ発生。
- また、3/18、22、23受渡し分では、3/16夜に発生した福島県沖を震源とする地震により複数の発電所が停止した影響もあり、20コマ以上の高騰コマ（50円/kWh以上のコマ）が発生した。

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3月24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	
2022/2/23	水	23.12	40.39	0
2022/2/24	木	22.73	44.30	0
2022/2/25	金	19.26	25.22	0
2022/2/26	土	16.13	24.12	0
2022/2/27	日	13.47	24.17	0
2022/2/28	月	16.22	25.12	0
2022/3/1	火	22.56	30.00	0
2022/3/2	水	20.54	37.52	0
2022/3/3	木	19.47	31.19	0
2022/3/4	金	22.53	30.52	0
2022/3/5	土	23.36	35.55	0
2022/3/6	日	24.89	42.55	0
2022/3/7	月	32.72	50.00	1
2022/3/8	火	37.12	80.00	9
2022/3/9	水	28.83	45.00	0
2022/3/10	木	28.51	39.80	0
2022/3/11	金	25.82	37.59	0
2022/3/12	土	21.20	42.55	0
2022/3/13	日	19.67	33.64	0
2022/3/14	月	24.02	40.00	0
2022/3/15	火	18.54	37.05	0
2022/3/16	水	14.61	29.64	0
2022/3/17	木	17.94	30.00	0
2022/3/18	金	47.75	80.00	26
2022/3/19	土	26.32	37.32	0
2022/3/20	日	21.88	36.26	0
2022/3/21	月	23.82	46.32	0
2022/3/22	火	64.06	80.00	34
2022/3/23	水	53.56	80.00	20
2022/3/24	木	26.24	39.52	0

(参考) 3/16福島県沖を震源とする地震を受けた状況

- 3月16日夜に発生した福島県沖を震源とする地震の影響を受けて、東北エリアで計473.5万kW、東京エリアで計174.4万kWの計画外停止が発生（3月18日時点）。
- 気温低下による需要の大幅な増加も相まって、3月18日、3月22日受渡し分のスポット市場取引においては、地震発生前の3月17日比で売り入札量は約2～3割減、買い入札量は約2～3割増となり、価格が高騰。

電力需要実績、市場への売買入札量・約定量の変化（2022/3/17、3/18、3/22）

	3月17日受渡し分（地震発生前）	3月18日受渡し分	3月22日受渡し分
電力需要実績（千kWh）	2,303,400	2,569,300（+11.5%）	2,649,100（+15.0%）
売り入札量（千kWh）	1,112,456	862,164（-22.5%）	813,878（-26.8%）
買い入札量（千kWh）	999,985	1,198,477（+19.8%）	1,292,630（+29.3%）
約定量（千kWh）	877,951	825,714（-5.9%）	796,923（-9.2%）
システムプライス平均（円/kWh）	17.94	47.75	64.06

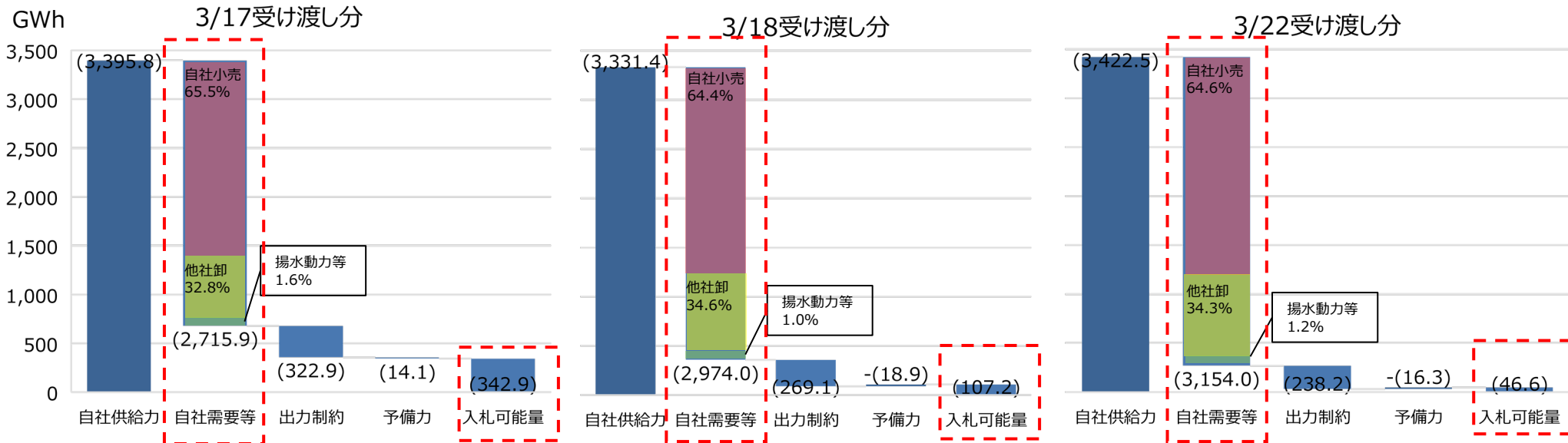
地震の影響による発電所の停止状況（2022/3/18時点）

エリア	発電事業者	発電所名	燃種	ユニット名	認可出力（万KW）	停止日時	復旧（予定）日
東北エリア	東北電力株式会社	新仙台火力発電所	LNG	3－1号機	52.3	2022/3/16	未定
			LNG	3－2号機	52.3	2022/3/16	2022/3/17
		原町火力発電所	石炭	1号機	100.0	2022/3/16	未定
	相馬共同火力発電株式会社	新地火力発電所	石炭	1号機	100.0	2022/3/16	未定
	相馬エネルギーパーク合同会社	相馬石炭・バイオマス発電所	石炭	単独	11.2	2022/3/16	未定
	福島ガス発電株式会社	福島天然ガス発電所	LNG	1号機	59.0	2022/3/16	2022/3/19
	福島ガス発電株式会社	福島天然ガス発電所	LNG	2号機	59.0	2022/3/16	2022/3/19
	日本製鉄株式会社	釜石火力発電所	石炭	単独	13.6	2022/3/16	2022/3/18
	日本製紙石巻エネルギーセンター	石巻雲雀野発電所	石炭	1号機	14.9	2022/3/16	2022/3/20
	仙台パワーステーション株式会社	仙台パワーステーション	石炭	単独	11.2	2022/3/16	未定
					計 473.5		
東京エリア	株式会社JERA	広野火力発電所	石炭	5号機	60.0	2022/3/16	2022/3/18
			石炭	6号機	60.0	2022/3/16	未定
	ENEOS株式会社	根岸 ガス化複合発電所	石油	単独	43.1	2022/3/16	2022/3/17
	日立造船株式会社	茨城工場第一発電所	LNG	3号機	11.2	2022/3/16	2022/3/17
					計 174.4		

(参考) 福島県沖を震源とする地震前後のスポット市場への入札可能量の比較

- 3月17日（地震発生前）、18日（地震発生後）、22日（電力需給逼迫警報の発令日）受渡し分の手大発電事業者におけるスポット市場への入札可能量を確認したところ、気温低下による電力需要の大幅な増加を背景として、自社需要等（自社小売向け及び他社卸分等）が増加したことで、入札可能量が大幅に減少していることが確認された。

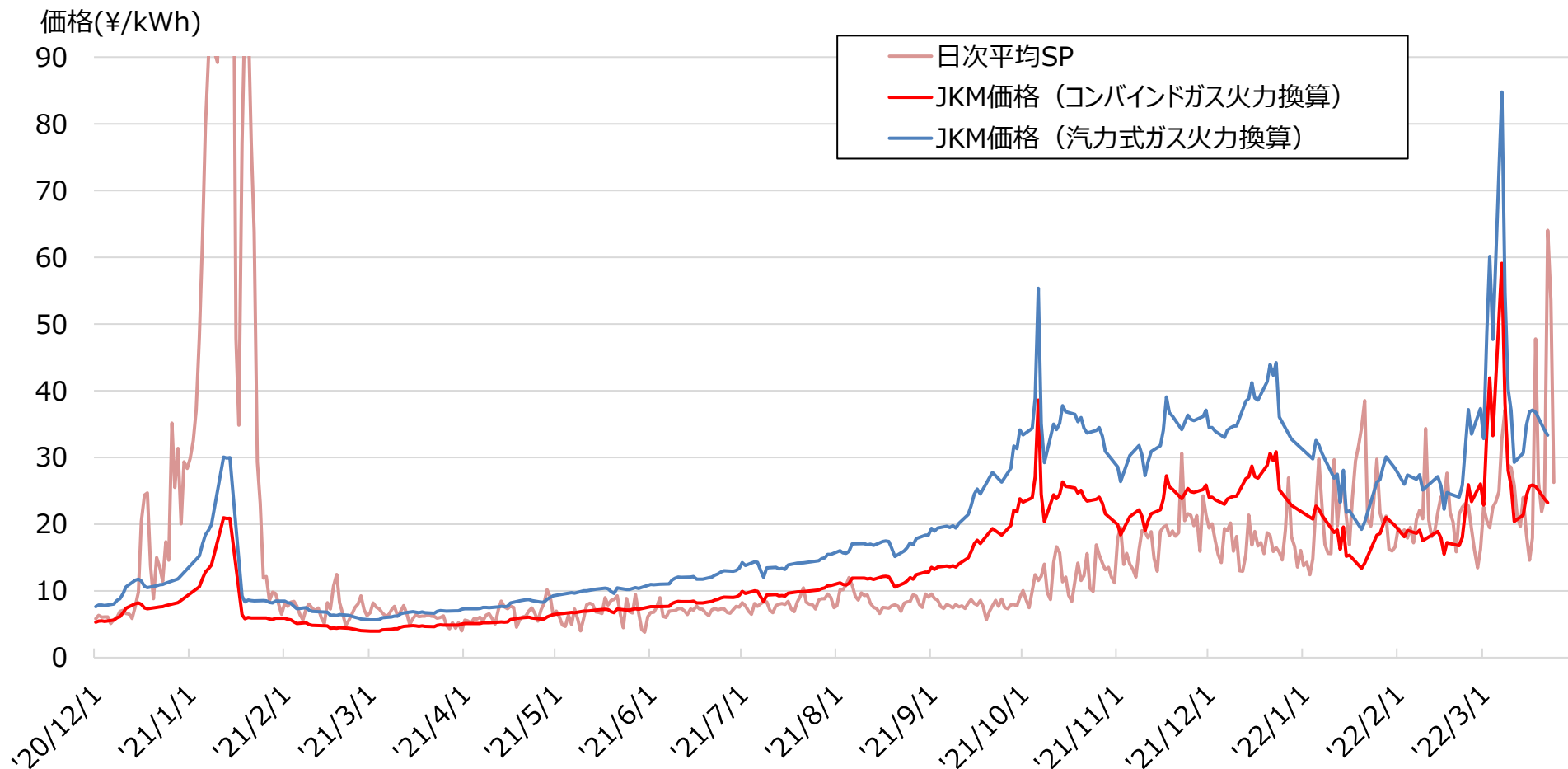
1日あたりの入札可能量と諸元 (2022/3/17,3/18,3/22受渡し分)



- ※ 対象事業者は、旧一般電気事業者（沖縄電力を除く）及びJERA。
- ※ 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。

(参考) LNG価格、スポット市場価格の推移

- LNG価格は、昨年9月以降上昇基調。昨年12月下旬以降は一時低下傾向も見られたものの、ウクライナ情勢を背景に3月上旬に急騰。3月中旬以降は再び下落に転じている。



※ 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。

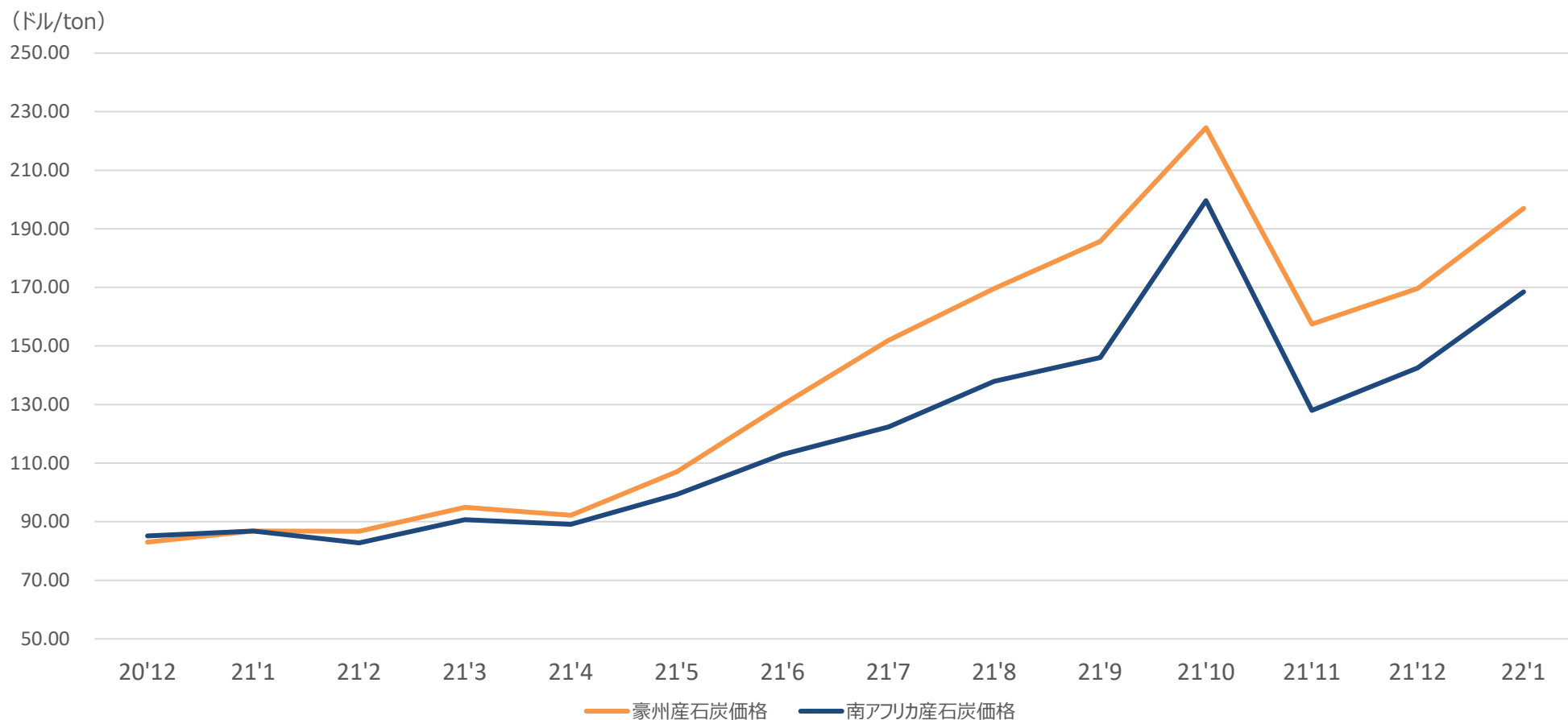
LNG価格 (¥/kWh) = (JKM価格 (\$/MMbtu) × 為替レート (¥/\$) × 単位換算係数 (MJ/MMbtu) + 燃料諸経費 (¥/MJ)) × 単位換算係数 (kWh/MJ) × 熱効率係数 × 所内変換効率係数

※ 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。

(参考) 石炭マーケット価格

- 石炭価格は昨年4月以降上昇基調。
- また、足下では供給がタイトな中、ロシア軍によるウクライナ侵攻を受け、石炭価格は上昇。市場にはロシアからの供給減少懸念が生じ、一部先物価格では3月2日に446ドルを記録した。



(参考) 原油マーケット価格

- 2月下旬以降、ウクライナ情勢の緊迫化によって原油価格は急騰。

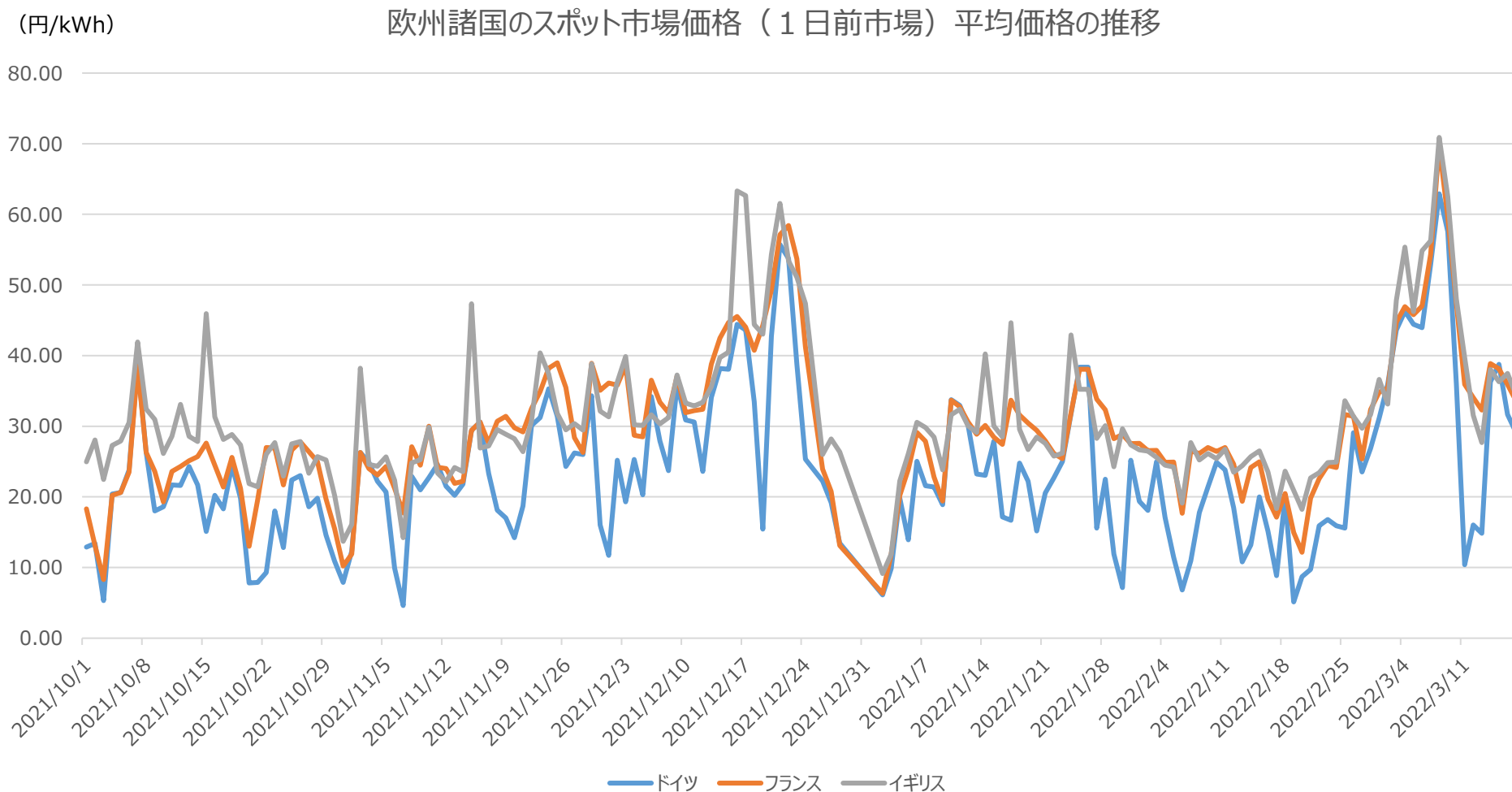
(ドル/バレル)



※CMEデータより事務局にて作成（休場日は除く）

(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。
- 足下では、最高で60円～70円/kWhを記録。



※ 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）

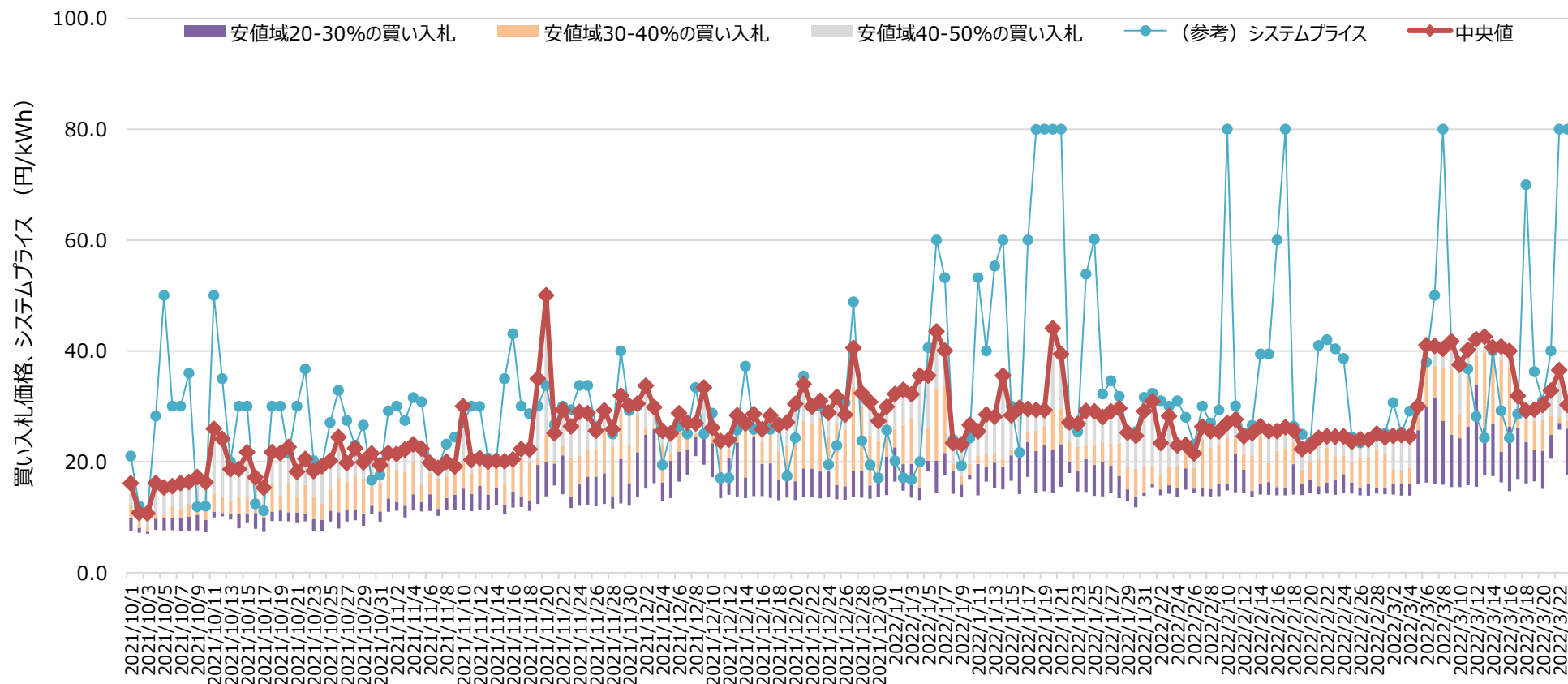
※ イギリスについては1GBP=153.81円、ドイツ・フランスについては1€=129円で換算

（１） 買入札の状況

旧一電による買い入札価格の推移（夕方時間帯）

- **旧一電の買い入札価格の中央値**は、1月下旬以降低下傾向であったものの、3月上旬中旬は、**燃料価格の高騰を受けて再び上昇**し、40円/kWh前後の高い水準で推移。その後、足下にかけて、旧一電による買い入札価格の水準は再び低下している。

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3月23日)



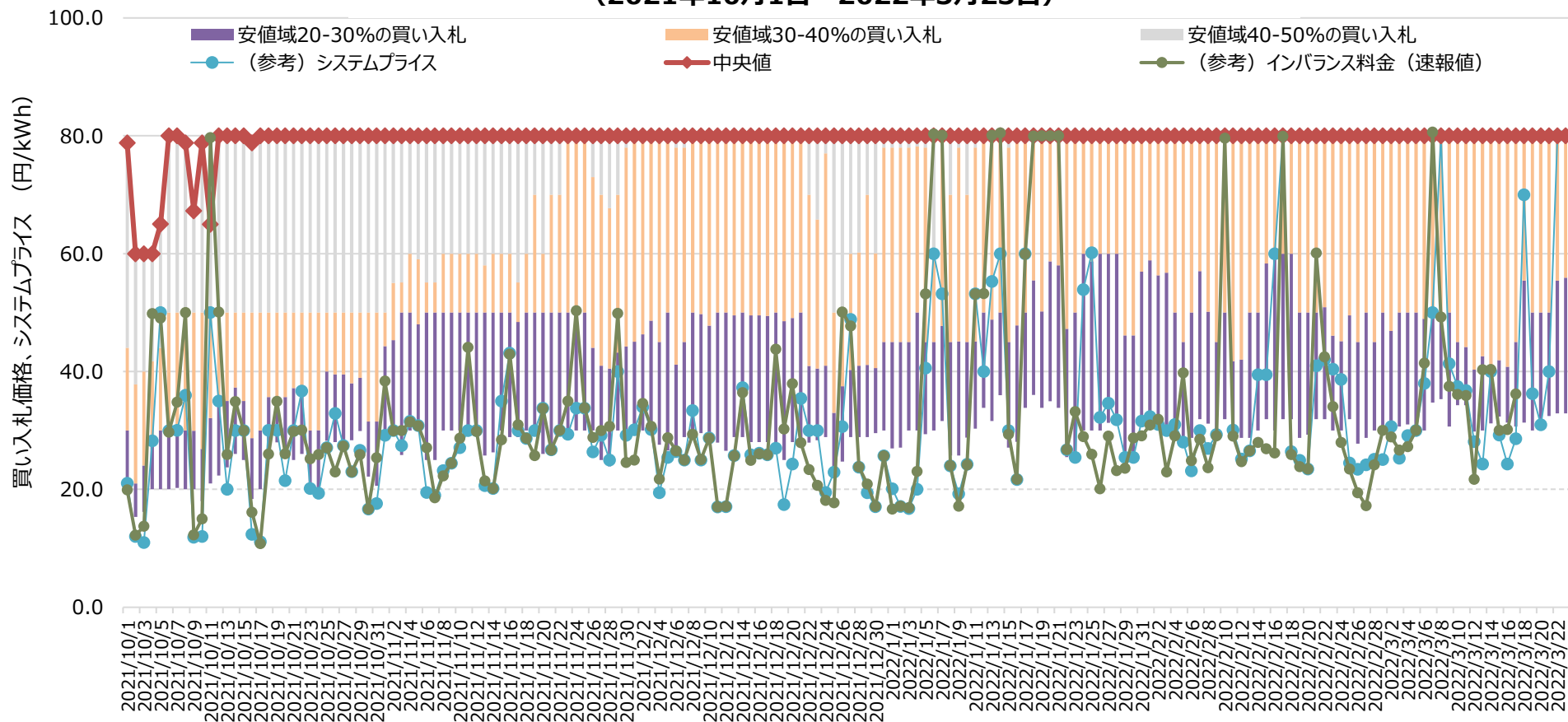
※ JEPX提供データ(非公開)より事務局にて作成。

※ 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の。

新電力による買入札価格の推移（夕方時間帯）

- 新電力の買入札価格の中央値は、継続的に80円/kWhで推移。
- こうした高値での買入札は、引き続き、価格高騰を招きやすい構造的要因となっている。

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3月23日)



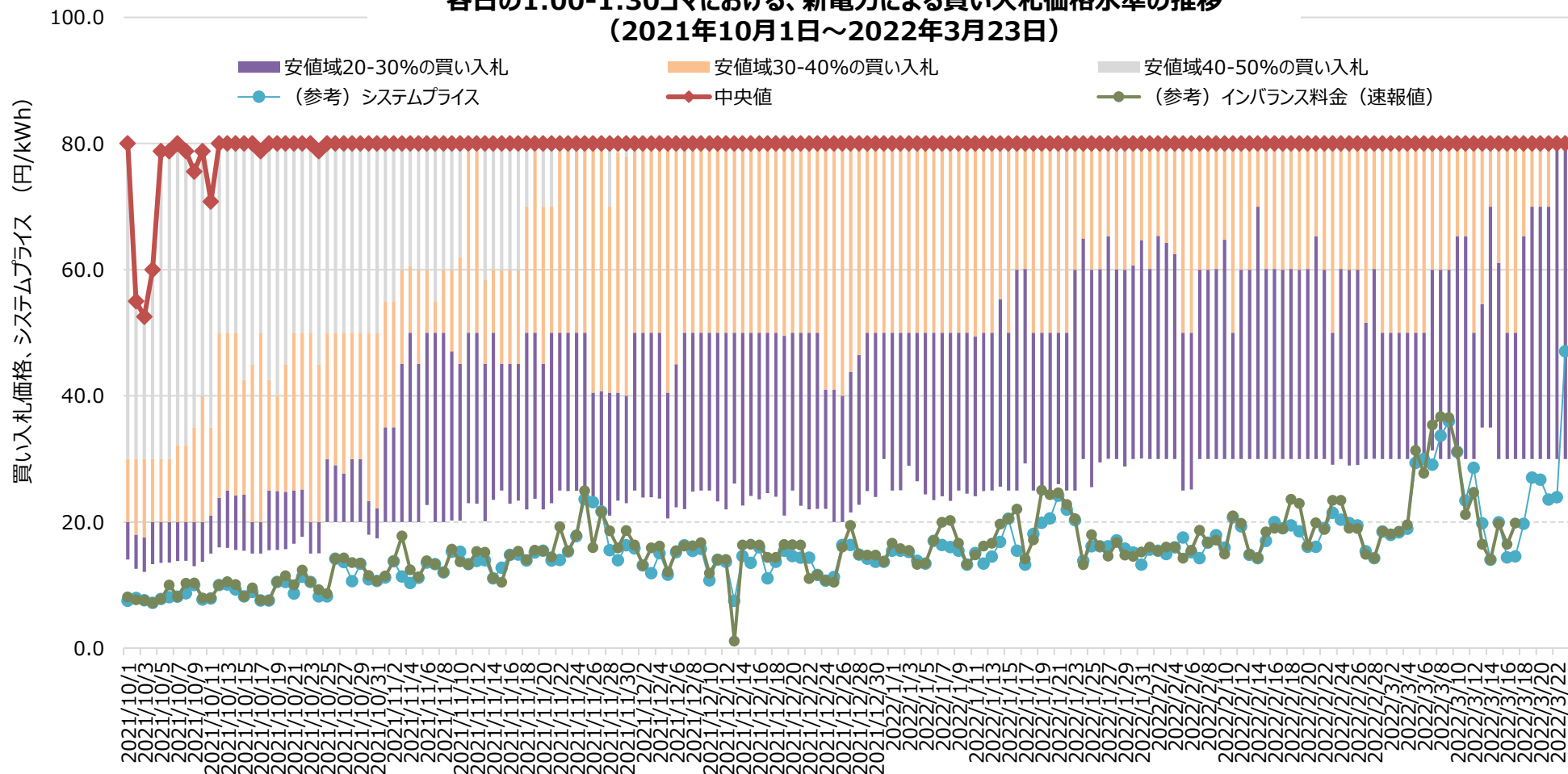
※ JEPX提供データ(非公開)より事務局にて作成。

※ 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（深夜時間帯）

- 前回のご指摘を踏まえ、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深夜時間帯の新電力の買入札価格水準を確認。その結果、新電力の買入札価格の中央値は、**深夜1時のコマにおいてもなお、10月下旬以降継続的に80円/kWhで推移**している。

各日の1:00-1:30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3月23日)



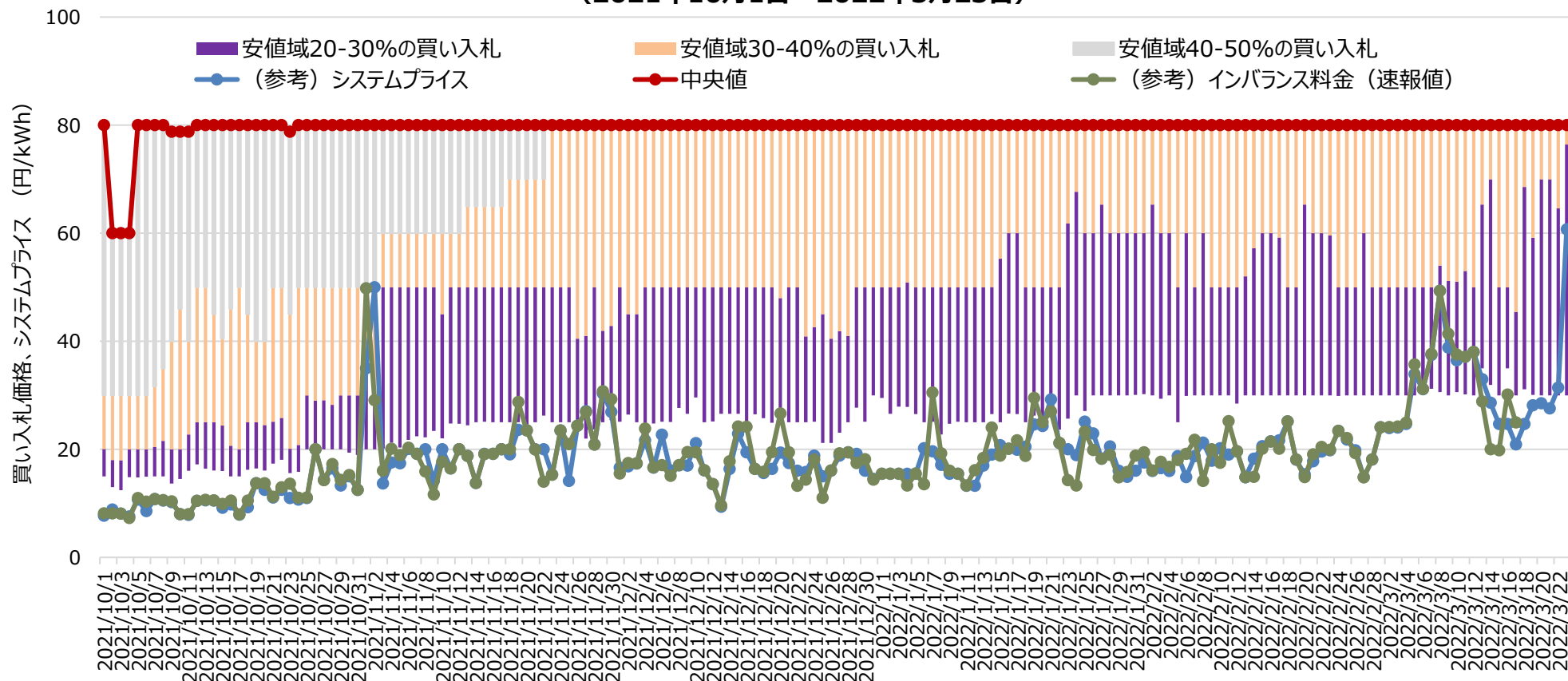
※ JEPX提供データ(非公開)より事務局にて作成。

※ 各日の1:00-1:30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。

新電力による買入札価格の推移（早朝時間帯）

- 前回のご指摘を踏まえ、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早朝時間帯の新電力の買入札価格水準を確認。その結果、新電力の買入札価格の中央値は、**早朝5時半のコマにおいてもなお、10月下旬以降継続的に80円/kWhで推移**している。

各日の5:30-6:00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3月23日)

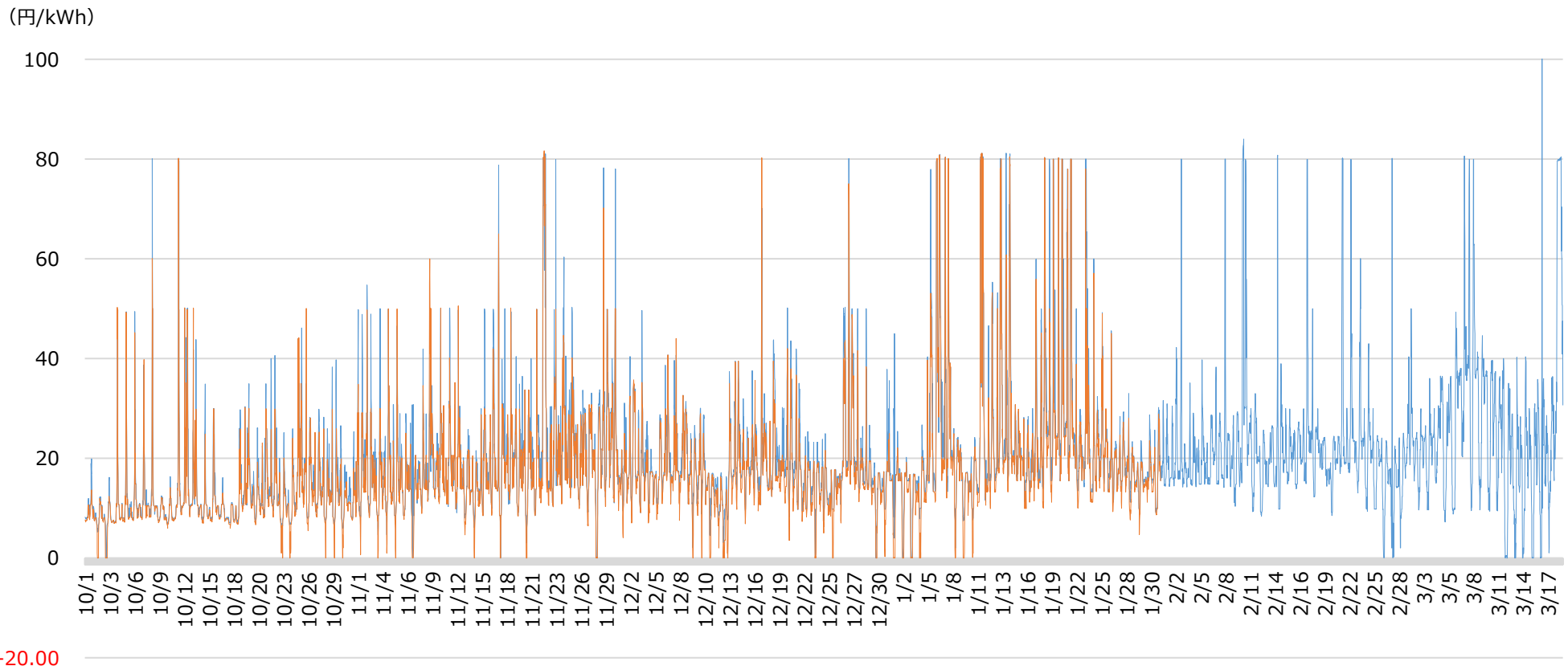


※ JEPX提供データ(非公開)より事務局にて作成。

※ 各日の5:30-6:00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の。

(参考) インバランス価格の推移

- 2021/10/1～2022/3/18の全8,112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%（84コマ）のみ。
- 確報値が公表されている2021年10月～2022年1月について、確報値が80円/kWhを超えたのは46コマのみ。



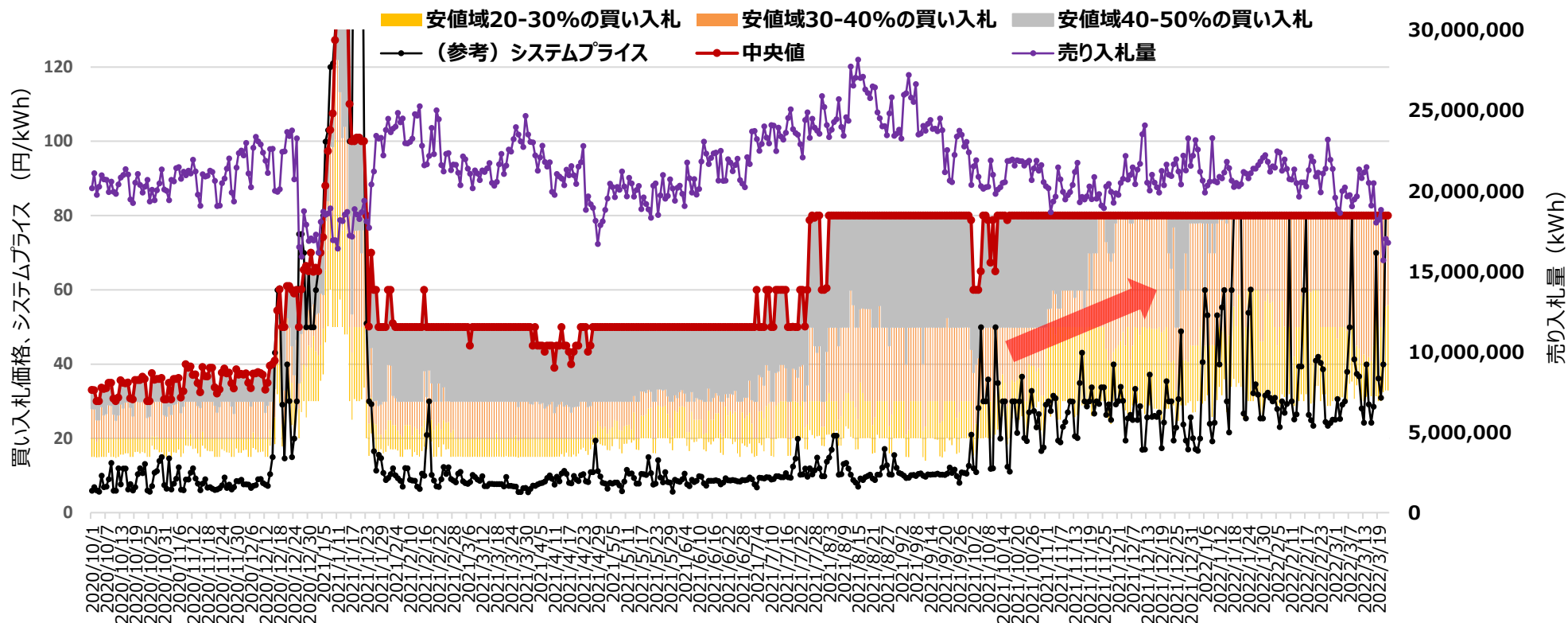
※ インバランス確報値は翌々月の第5営業日に公開されるため、確報値は2021年10月～2022年1月のみ記載。
※ 速報値、確報値の段階では80円/kWhを超える場合があるが、最後の精算段階で80円/kWhの上限値が適用される。

（２） 売買入札価格の約定価格への 影響の検証

売り入札量と新電力による買い入札価格の推移（長期）

- 新電力の買い入札価格の中央値は、昨年8月以降、継続的に80円/kWhで推移。
- 昨年8～9月においては売り入札量が著しく多かったため市場価格は低く推移しているものの、昨年10月以降、昨年度と同程度の売り入札量がある時期でも価格が高騰しており、新電力による買い入札価格が市場価格高騰の大きな原因となっていることが伺える。

各日の17:30-18:00コマにおける、新電力による買い入札価格水準の推移
(2020年10月1日～2022年3月23日)



※ JEPX提供データ(非公開)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だ。

売買入札価格の約定価格への影響に関する検証

- 前回の御指摘を踏まえ、2月の市場価格が20円前後と例年より高い水準で推移した要因として、売り入札、買い入札の価格の影響について分析するため、本年2月のとあるコマの需要曲線、供給曲線を、価格の低かった2年前のものと置き換えてシミュレーションを行った。

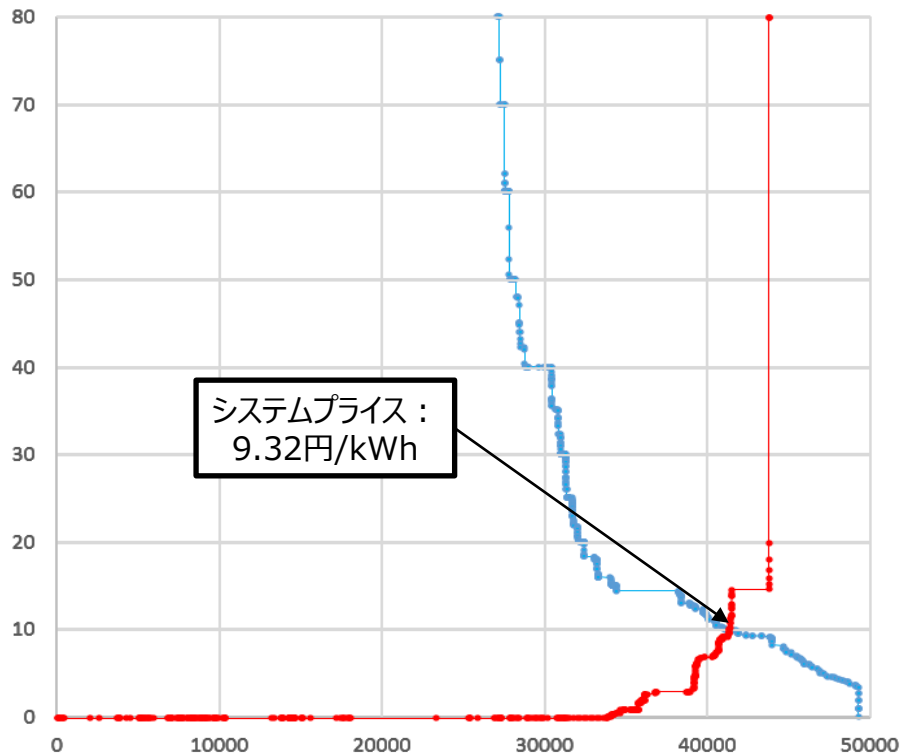
＜検証方法＞

- ✓ 2022年2月1日及び2020年2月4日（同じ第1火曜日）の夕方（17:30～18:00）のコマ、深夜（01:00～01:30）のコマを対象として、①2022年の需要曲線（買い）×2020年の供給曲線（売り）、②2022年の供給曲線（売り）×2020年の需要曲線（買い）、それぞれのパターンについてシミュレーションを実施。
- ✓ 今年と2年前のコマでは、需要・供給の総量が異なるため、シミュレーションに際しては、需要・供給の総量が2022年の数値に揃うように、2020年の需要・供給曲線を補正。（例えば、「2022年売り×2020年買い」の試算を行う際には、2020年買いの総量が2022年買いの総量に等しくなるように補正。その際、1つ1つすべての価格帯の入札量をプロラタに補正。）
- ✓ ブロック入札については、約定したブロック入札は曲線上に残すが、未約定ブロック入札は除外。売りブロック入札の注文価格は0.01円/kWhと置き換えて供給曲線上の左端に集約、買いブロック入札の注文価格は、999円/kWhと置き換えて、需要曲線上の左端に集約した。また、注文価格がないものに関しても売りであれば0.01円/kWh、買いであれば999円/kWhを付与して、それぞれの曲線上の左端に集約した。

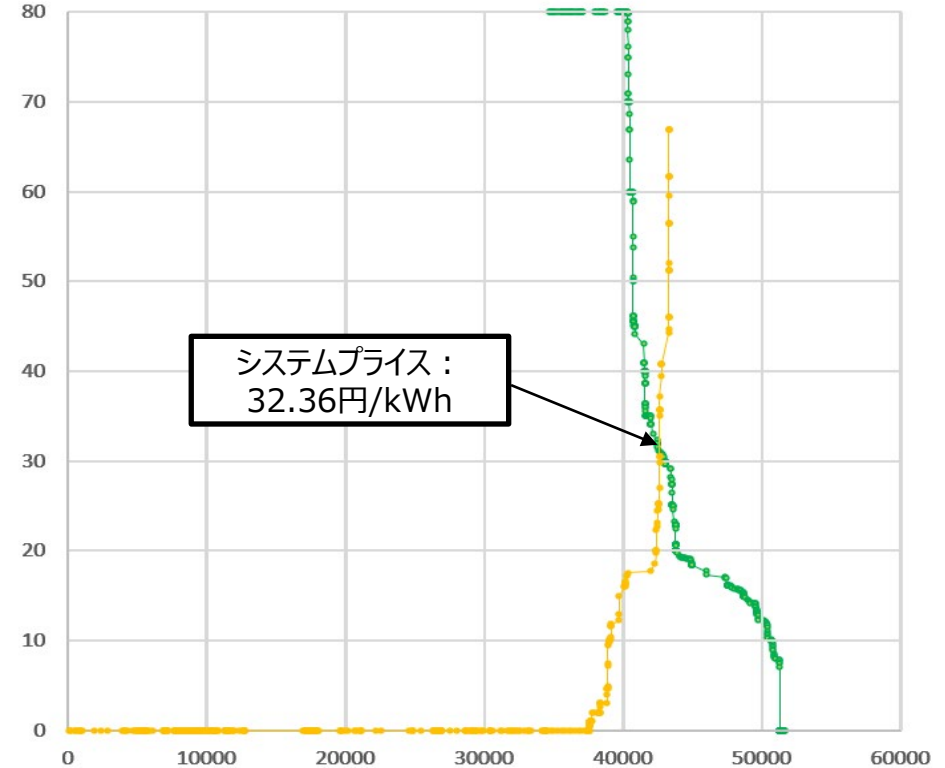
実際の需給曲線と約定価格（夕方時間帯）

- 2020年2月4日、2022年2月1日それぞれ17:30～18:00コマにおける需給曲線は下図のとおり。
- 約定価格は、2020年は9.32円/kWh、2022年は32.36円/kWhであった。

2020/2/4（17:30-18:00コマ）の需給曲線



2022/2/1（17:30-18:00コマ）の需給曲線

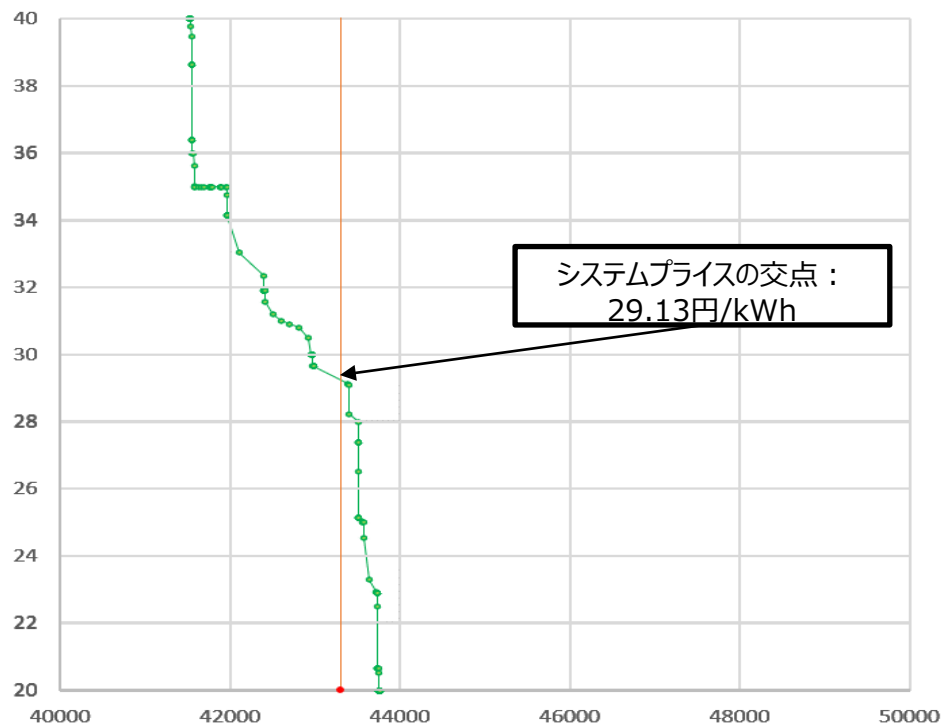


※ 需給曲線には、約定したブロック入札は曲線に残すが、未約定ブロック入札は除外。売りブロック入札の注文価格は0.01円/kWhと置き換えて供給曲線上の左端に集約、買いブロック入札の注文価格は、999円/kWhと置き換えて、需要曲線上の左端に集約した。また、注文価格がないものに関しても売りであれば0円/kWh、買いであれば999円/kWhを付与して、それぞれの曲線上の左端に集約した。
※2022年の需要曲線が、2020年の需要曲線に置き換わることを表現するため、2020年の総需要量を2022年の総需要量と等しくなるように変換。同様に、2022年の供給曲線が、2020年の供給曲線に置き換わることを表現するために、2020年の総供給量を2022年の総供給量と等しくなるように変換している。

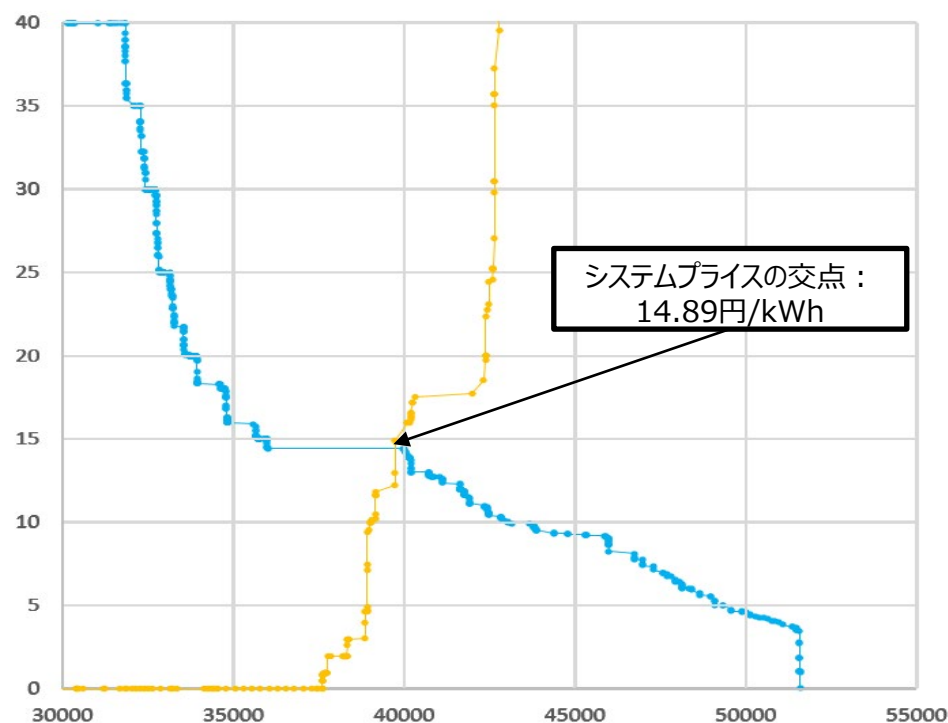
シミュレーション①（夕方時間帯）

- 「2020年売り×2022年買い」のシミュレーション結果は29.13円/kWh。売り札を2年前のものに置き換えても約定価格は3.23円/kWh下落したのみ。
- 一方、「2022年売り×2020年買い」のシミュレーション結果は14.89円/kWh。買い札を2年前のものに置き換えることで約定価格は17.47円/kWh下落。

2020/2/4の供給曲線に2022/2/1の需要曲線を
組み合わせた約定点イメージ（ともに17:30-18:00コマ）



2020/2/4の需要曲線に2022/2/1の供給曲線を
組み合わせた約定点イメージ（ともに17:30-18:00コマ）

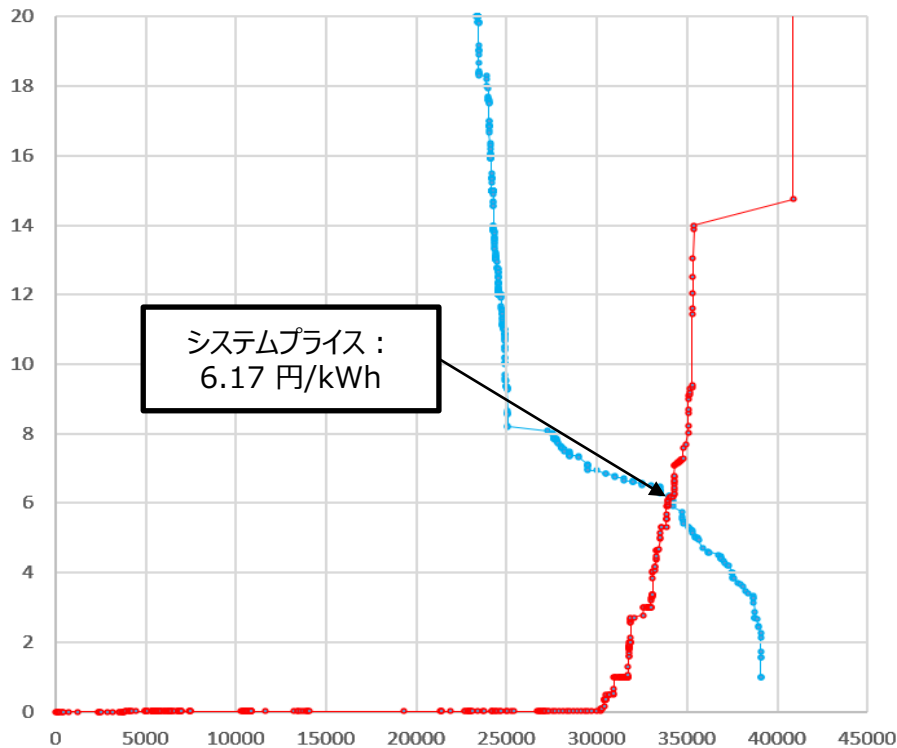


※ 需給曲線には、約定したブロック入札は曲線上に残すが、未約定ブロック入札は除外。売りブロック入札の注文価格は0.01円/kWhと置き換えて供給曲線上の左端に集約、買いブロック入札の注文価格は、999円/kWhと置き換えて、需要曲線上の左端に集約した。また、注文価格がないものに関しても売りであれば0円/kWh、買いであれば999円/kWhを付与して、それぞれの曲線上の左端に集約した。
※2022年の需要曲線が、2020年の需要曲線に置き換わることを表現するため、2020年の総需要量を2022年の総需要量と等しくなるように変換。同様に、2022年の供給曲線が、2020年の供給曲線に置き換わることを表現するために、2020年の総供給量を2022年の総供給量と等しくなるように変換している。

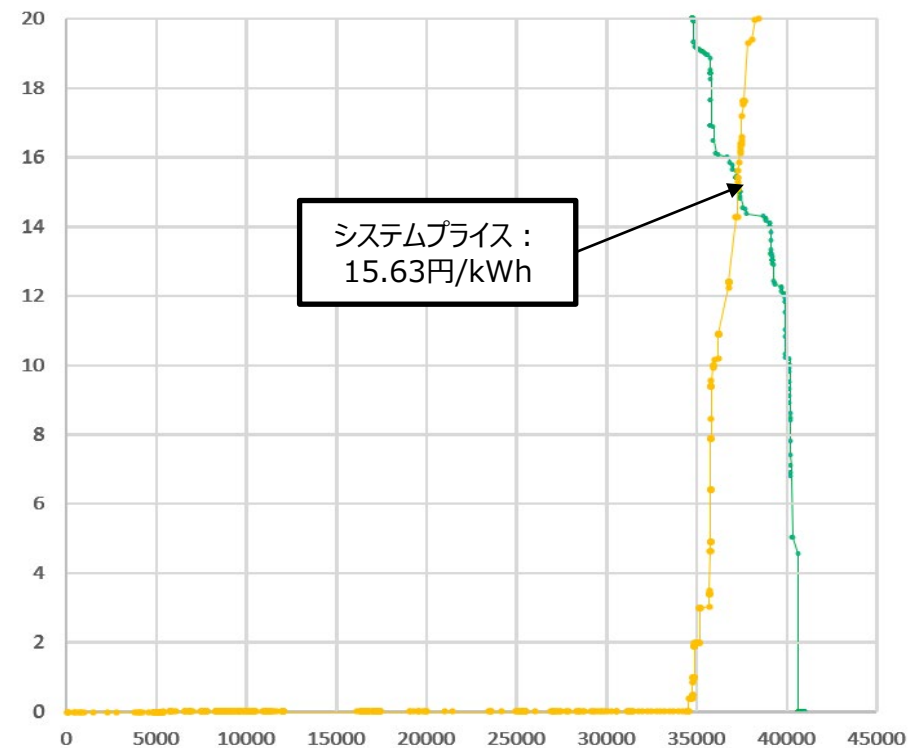
実際の需給曲線と約定価格（深夜時間帯）

- 2020年2月4日、2022年2月1日それぞれ01:00～01:30コマにおける需給曲線は下図のとおり。
- 約定価格は、2020年は6.17円/kWh、2022年は15.63円/kWhであった。

2020/2/4（1:00-1:30コマ）の需給曲線



2022/2/1（1:00-1:30コマ）の需給曲線

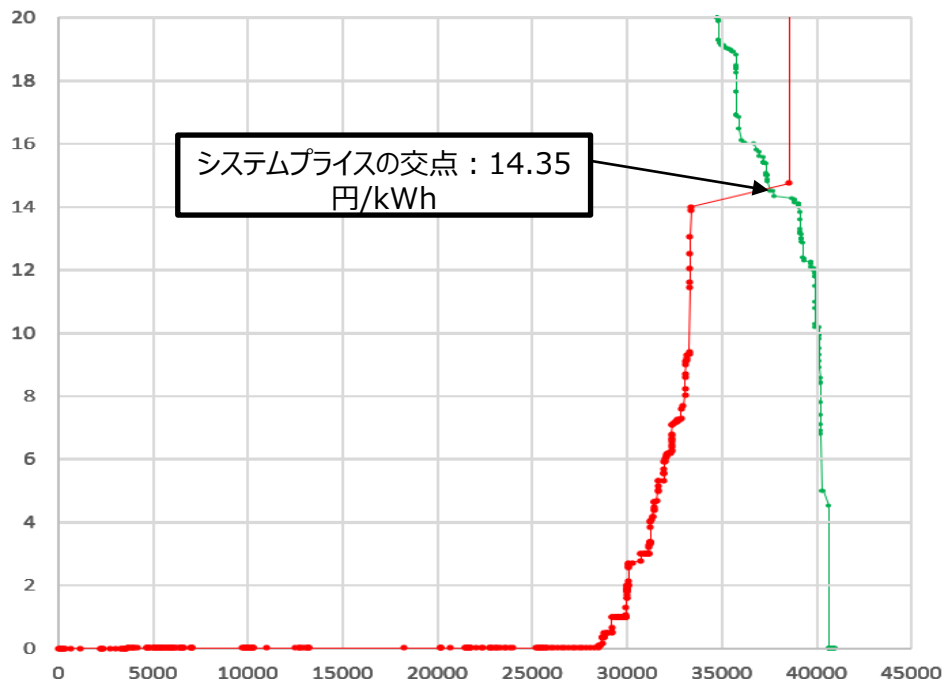


※ 需給曲線には、約定したブロック入札は曲線に残すが、未約定ブロック入札は除外。売りブロック入札の注文価格は0.01円/kWhと置き換えて供給曲線上の左端に集約、買いブロック入札の注文価格は、999円/kWhと置き換えて、需要曲線上の左端に集約した。また、注文価格がないものに関しても売りであれば0円/kWh、買いであれば999円/kWhを付与して、それぞれの曲線上の左端に集約した。
※2022年の需要曲線が、2020年の需要曲線に置き換わることを表現するため、2020年の総需要量を2022年の総需要量と等しくなるように変換。同様に、2022年の供給曲線が、2020年の供給曲線に置き換わることを表現するために、2020年の総供給量を2022年の総供給量と等しくなるように変換している。

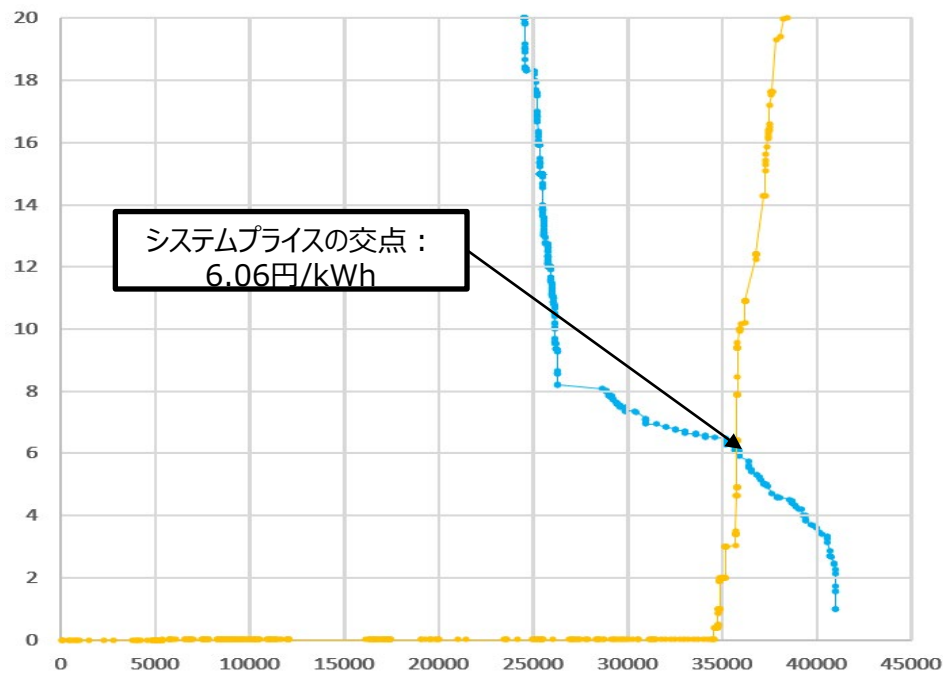
シミュレーション②（深夜時間帯）

- 「2020年売り×2022年買い」のシミュレーション結果は14.35円/kWh。売り札を2年前のものに置き換えても約定価格は1.28円/kWh下落したのみ。
- 一方、「2022年売り×2020年買い」のシミュレーション結果は6.06円/kWh。買い札を2年前のものに置き換えることで約定価格は9.57円/kWh下落。

2020/2/4の供給曲線に2022/2/1の需要曲線を
組み合わせた約定点イメージ（ともに1:00-1:30コマ）



2020/2/4の需要曲線に2022/2/1の供給曲線を
組み合わせた約定点イメージ（ともに1:00-1:30コマ）



※ 需給曲線には、約定したブロック入札は曲線上に残すが、未約定ブロック入札は除外。売りブロック入札の注文価格は0.01円/kWhと置き換えて供給曲線上の左端に集約、買いブロック入札の注文価格は、999円/kWhと置き換えて、需要曲線上の左端に集約した。また、注文価格がないものに関しても売りであれば0円/kWh、買いであれば999円/kWhを付与して、それぞれの曲線上の左端に集約した。

※2022年の需要曲線が、2020年の需要曲線に置き換わることを表現するため、2020年の総需要量を2022年の総需要量と等しくなるように変換。同様に、2022年の供給曲線が、2020年の供給曲線に置き換わることを表現するために、2020年の総供給量を2022年の総供給量と等しくなるように変換している。

検証結果

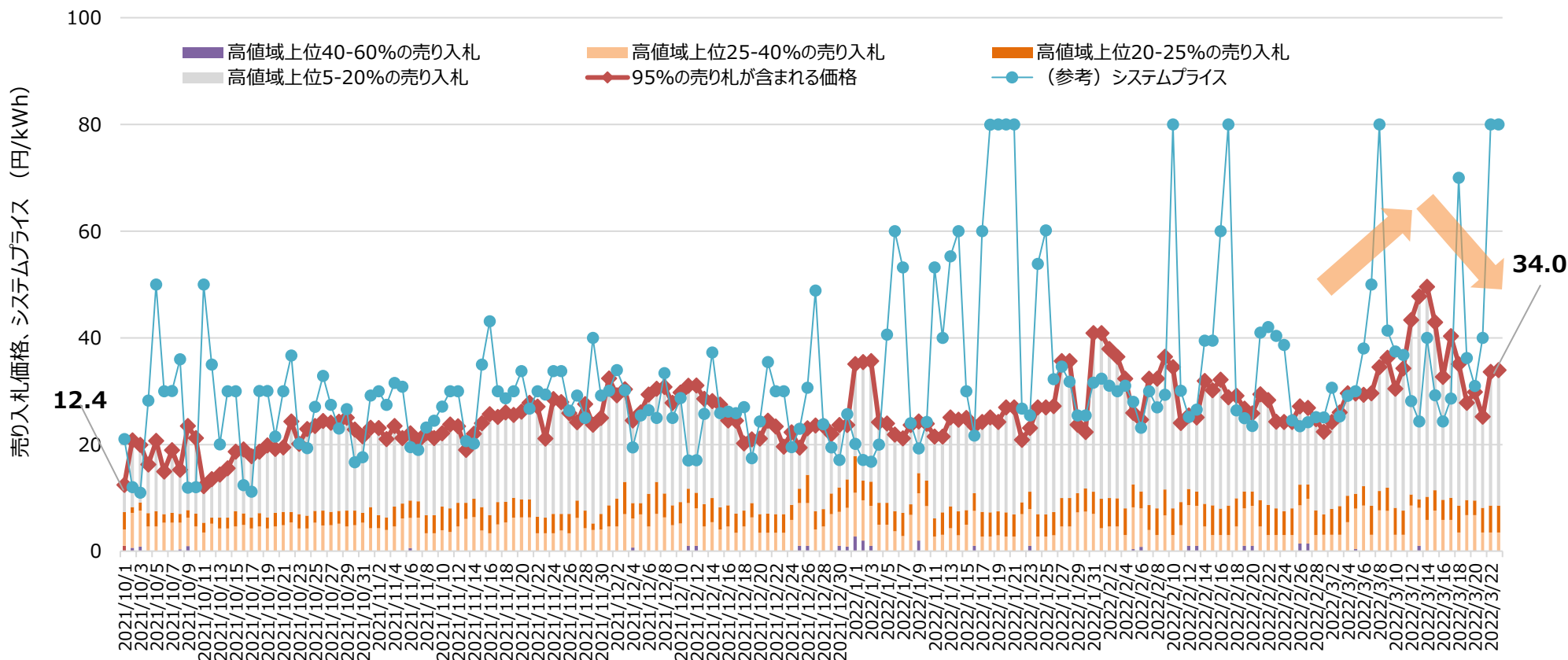
- シミュレーションの結果、「2020年の供給曲線（売り）×2022年の需要曲線（買い）」の試算結果が、2022年の実際の約定価格とあまり変わらない水準（夕方で約29円/kWh、深夜で約14円/kWh）となった。一方で、「2022年の供給曲線（売り）×2020年の需要曲線（買い）」の試算結果は、2022年の実際の約定価格を大幅に下回る水準（夕方で約15円/kWh、深夜で約6円/kWh）となった。
- このことから、現在の買い入札の構造が続く限り、市場価格が下落しにくいことが伺える結果となった。

（３） 売り札の状況

売り入札価格の推移

- 売り入札価格の上位5%の水準を見ると、3月に入って燃料価格の急騰を背景に、大幅に上昇。3月上旬以降は40円/kWhを超える水準で推移したものの、足下にかけては再び低下している。

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3月23日)



※ JEPX提供データ(非公開)より事務局にて作成。

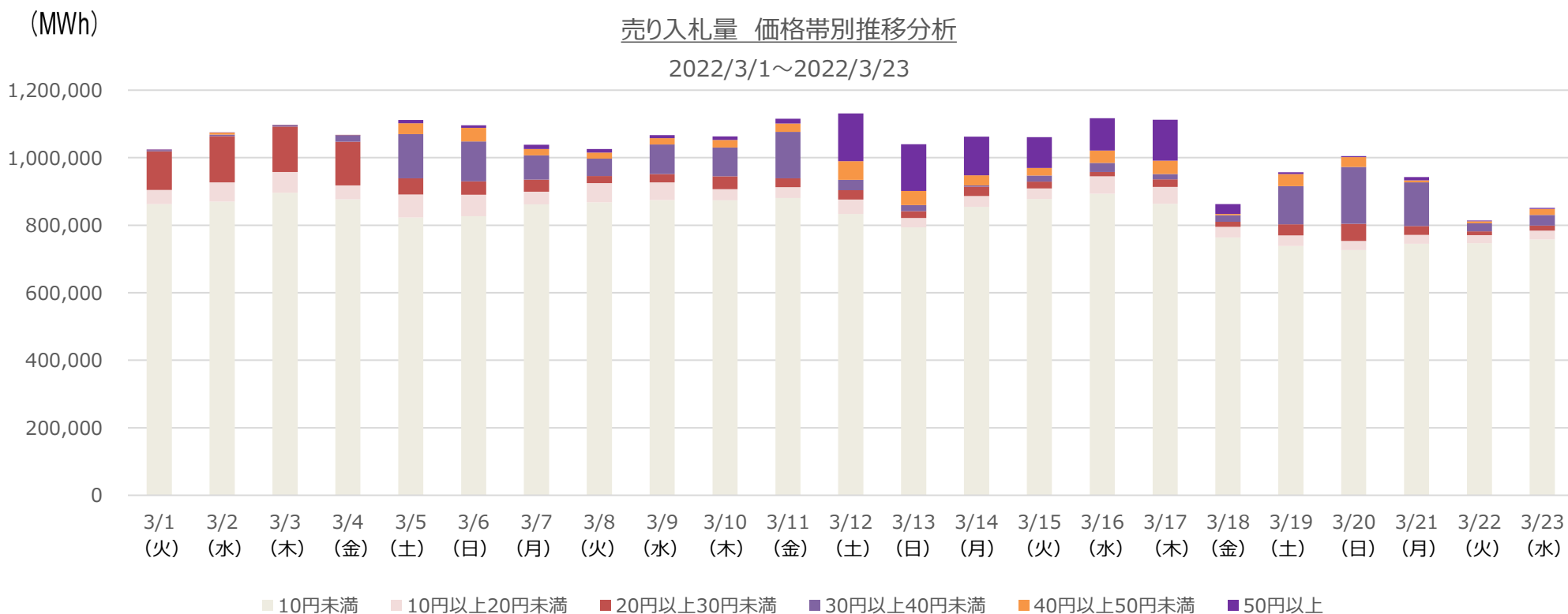
※ 各日の17:30-18:00コマについて、売り札を価格の高い順に並べたとき、価格の高い方から高値域5-20%、20-25%、25-40%、40-60%に当たる水準の推移を示したもの。

※ 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、その大半が新電力であった。

※ 3月以降における40円/kWh以上の売り入札主体は、その大半が旧一電であった。

売り入札価格水準別の売り入札量の推移

- 3月上旬以降、国際的な燃料価格の急騰を背景に、売り入札価格の水準が上昇したものの、足下ではやや低下傾向。
- 3月18日受渡し分以降、3月16日夜に発生した福島県沖を震源とする地震や気温低下による需要の大幅な増加等により、売り入札量が減少している。

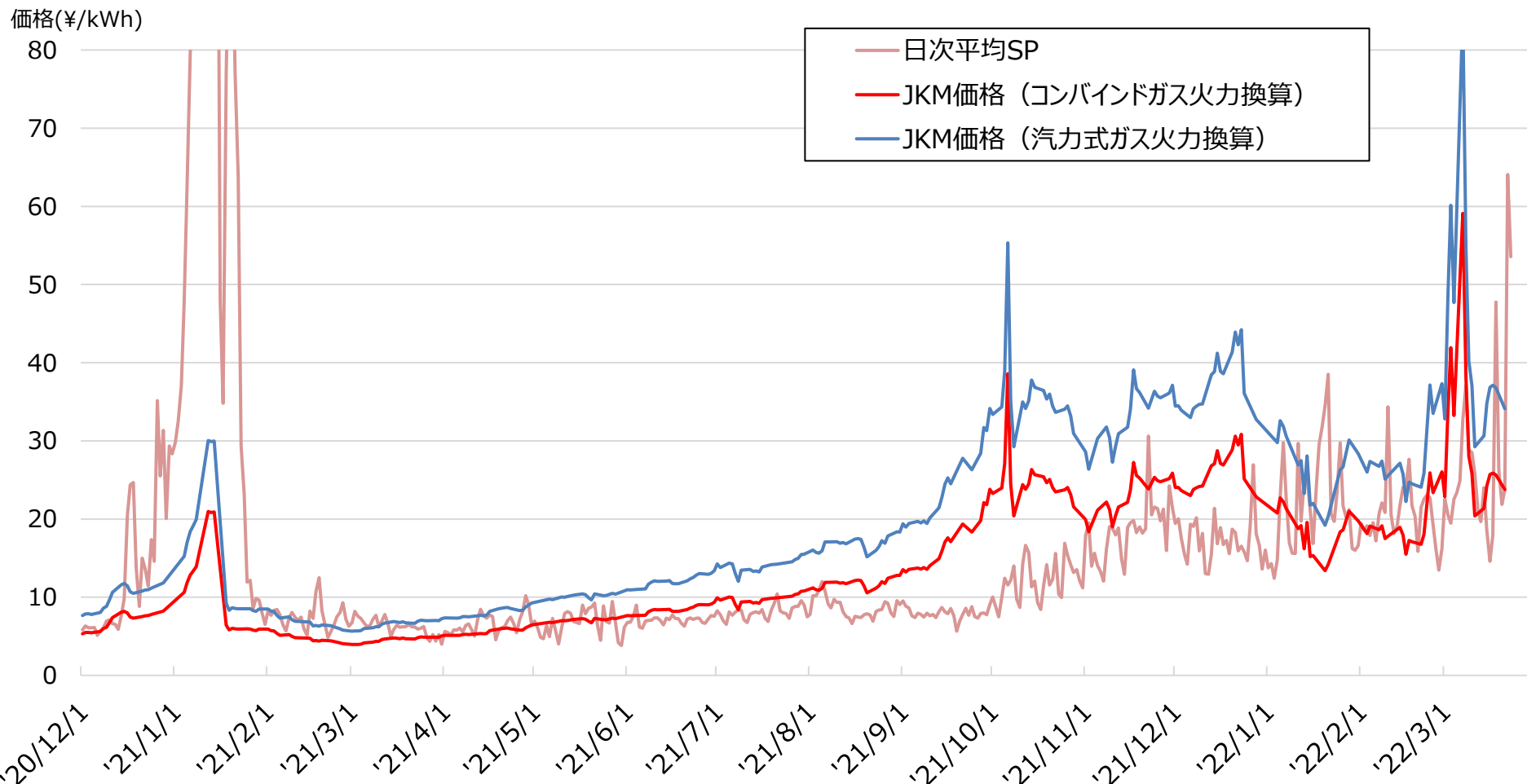


※ 全事業者の全売り札を対象として集計。

※ 0.01円/kWhから9.99円までを10円未満として、以下、10円/kWh刻みの区分にて売り入札量を集計。

(参考) LNG価格、スポット市場価格の推移 (再掲)

- LNG価格は、昨年9月以降上昇基調。昨年12月下旬以降は一時低下傾向も見られたものの、ウクライナ情勢を背景に3月上旬に急騰。3月中旬以降は再び下落に転じている。



※ 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

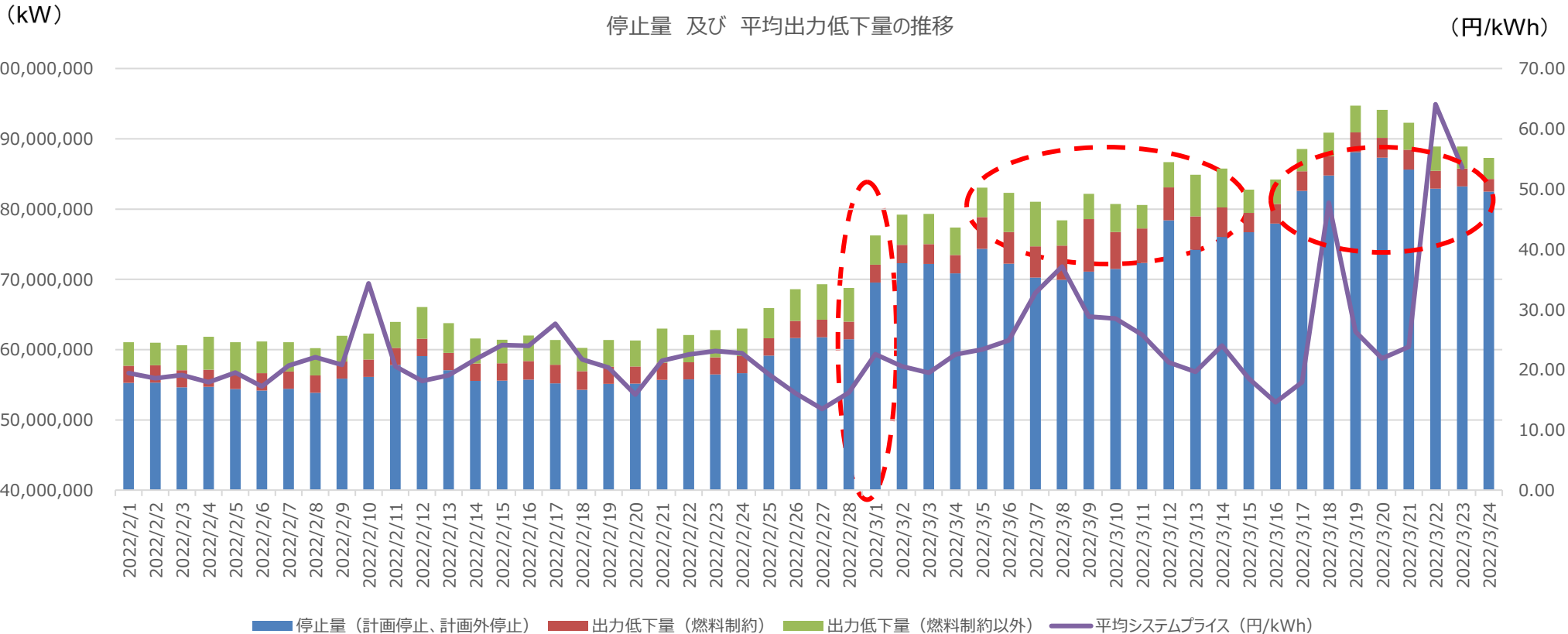
※ 為替レートはその日の最終時点における通貨レートを使用。

※ 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。

（４）供給力の減少について （定検、燃料制約の発生状況について）

今冬の停止・出力低下の状況について

- HJKSに登録された2月、3月の発電所停止量・出力低下量の推移を見ると下図の通り（全国集計値）。3月1日を境に、春期の定期検査開始に伴う停止が増加している。
- また、3月5日以降、出力低下（特に燃料制約）が増加し、供給力が追加的に減少。3月16日の福島県沖を震源とする地震発生を受けて、停止量がさらに増加した。これらは、3月に市場価格が高騰した要因となっている。



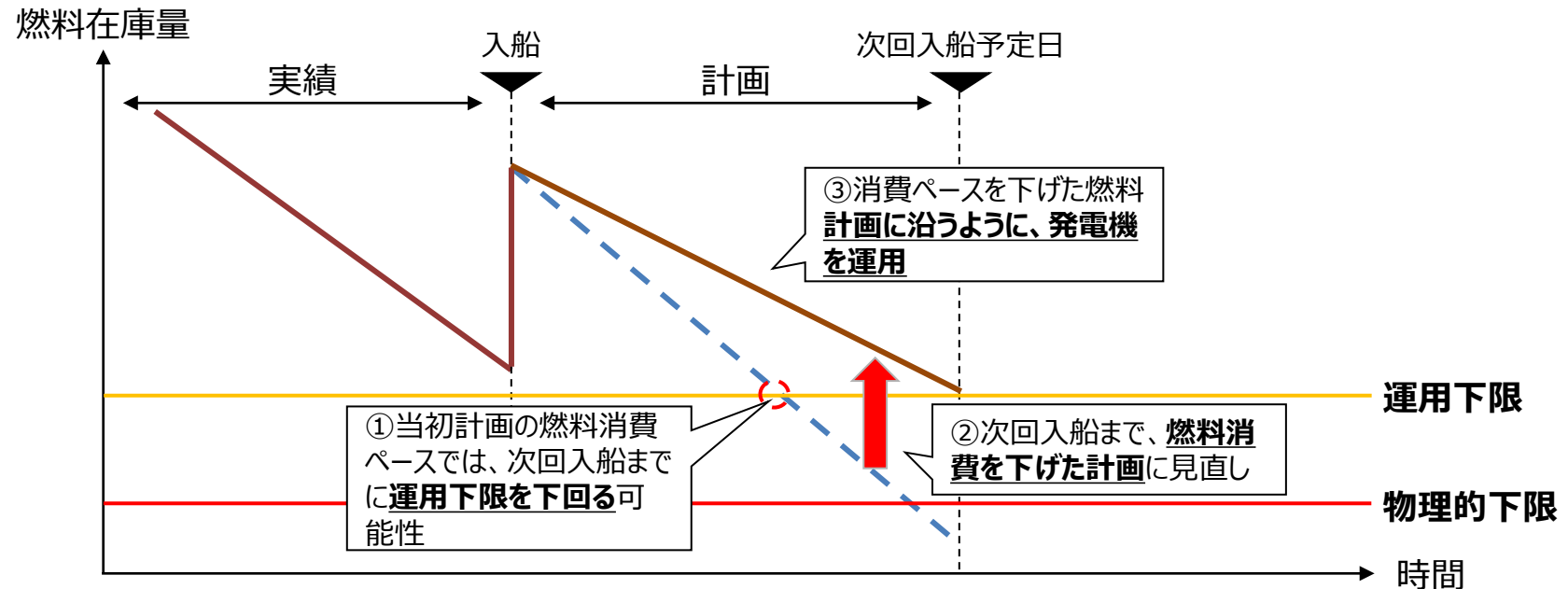
※ HJKS公開データより事務局にて作成（2022/3/22時点）

※ 計画停止、計画外停止の和である停止量に、燃料制約による平均出力低下量、燃料制約以外の平均出力低下量を日別に出した。

今冬の燃料制約発生状況について

- 本年1～3月の間に、北海道電力、東北電力、JERA、関西電力、北陸電力、中国電力、四国電力、九州電力において燃料制約が発生している。（詳細は次頁以降）
- その中でも、特に限界費用の見直しを行った後に燃料制約が発生させた事業者については、不当な売り惜しみに該当しないかという観点から、燃料制約発生に至る経緯等について聴取した。

- ✓ スポット市場時点で定格kWに対して空きがあったとしても、**LNG・石油燃料在庫の減少等**により燃料を節約せざるをえず、**燃料制約**（発電容量（kW）に余力があっても、発電電力量（kWh）に上限を設けるもの）が生じ、一定程度下げた出力での運転が必要となる。
- ✓ **必要な燃料制約量は、現在のタンクレベルから運用下限を差し引いた、使えるタンク残量を、次回入船予定日までの期間で除することで求まる使用可能量と、発電能力の差分**となる。



運用下限とは：電源脱落リスク、入船遅延リスクや他社共同利用における制約、また公害協定上の制約等により、数日分の消費量に相当する量をバッファとして確保しておくもの。
物理的下限とは：ポンプやタンク内部構造の都合により、これを下回ると燃料のくみ上げができなくなる液位。

今冬に燃料制約が生じた事業者・ユニット（１／３）

- 今冬（１～３月）において燃料制約が生じた事業者・ユニットは以下の通り。

限界費用の見直しを行った事業者の、見直し対象燃種における燃料制約

事業者	発電所名	燃種	ユニット名	認可出力（万kW）	低下量（万kW）	停止日時	復旧（予定）日
北海道電力	知内発電所	石油	１号機	35.0	17.5	2022/3/9	2022/3/23
			２号機	35.0	17.5	2022/3/17	2022/3/23
	伊達発電所	石油	１号機	35.0	17.5	2022/3/9	2022/3/23
			２号機	35.0	17.5	2022/3/9	2022/3/23
	苫小牧発電所	石油		25.0	12.5	2022/3/9	2022/3/23
東北電力	秋田火力発電所	石油	４号機	60.0	34.0	2022/1/15	2022/1/17
						2022/1/22	2022/1/24
	東新潟火力発電所	LNG	１号機	60.0	45.0	※3/18スポット入札時点(3/19受渡分)では燃料制約を加味した応札を実施したが、その後に他社との調達船スワップが成立したため、3/19実需給時点では燃料制約を解除。	
			３－１号機（GT）	13.7	13.7		
			３－１号機（ST）	20.3	20.3		
			３－２号機（GT）	13.7	13.7		
			３－２号機（ST）	20.3	10.4		
			３－３号機（GT）	13.7	13.7		
			３－４号機（GT）	13.7	7.0		
			３－５号機（GT）	13.7	7.0		
			３－６号機（GT）	13.7	7.0		
			４－１号機（GT）	29.9	10.6		
			４－１号機（ST）	28.0	9.9		
			４－２号機（GT）	29.9	10.6		
			４－２号機（ST）	29.5	10.6		
			４－３号機（GT）	29.5	10.6		
			４－４号機（GT）	29.5	10.6		
JERA	上越火力発電所	LNG	１－１号機	59.5	17.5	2022/1/16	2022/1/19
			１－２号機	59.5	30.3	2022/1/16	2022/1/19
			２－１号機	59.5	30.4	2022/1/16	2022/1/19
			２－２号機	59.5	17.7	2022/1/16	2022/1/19
	広野火力発電所	石炭	５号機	60.0	42.0	2022/1/19	2022/1/23
					60.0	2022/1/21	2022/1/23
			６号機	60.0	42.0	2022/1/19	2022/1/20
					60.0	2022/1/20	2022/1/23
	鹿島火力発電所	LNG	７－１軸	42.0	11.4	2022/3/1	2022/3/4
					42.0	2022/3/5	2022/3/7
					11.1	2022/3/7	2022/3/11
					42.0	2022/3/12	2022/3/13
			７－２軸	42.0	11.4	2022/3/1	2022/3/4
					17.5	2022/3/5	2022/3/6
					11.4	2022/3/7	2022/3/11
					17.5	2022/3/12	2022/3/13
			７－３軸	42.0	11.2	2022/3/1	2022/3/4
					42.0	2022/3/6	2022/3/7
					11.1	2022/3/7	2022/3/11
					42.0	2022/3/12	2022/3/13

今冬に燃料制約が生じた事業者・ユニット（２／３）

限界費用の見直しを行った事業者の、見直し対象燃種における燃料制約

事業者	発電所名	燃種	ユニット名	認可出力（万kW）	低下量（万kW）	停止日時	復旧（予定）日
北陸電力	富山新港火力発電所	石油	2号機	50.0	29.9	2022/1/1	2022/1/31
					31.0	2022/2/1	2022/2/28
					50.0	2022/3/4	2022/3/24
	富山火力発電所	石油	4号機	25.0	12.5	2022/2/19	2022/2/19
					25.0	2022/2/20	2022/2/21
					25.0	2022/2/26	2022/3/1
					25.0	2022/3/2	2022/3/3
					25.0	2022/3/5	2022/3/6
					1.6	2022/3/7	2022/3/8
					25.0	2022/3/9	2022/3/16
					25.0	2022/3/16	2022/3/18
					25.0	2022/3/18	2022/3/23
	福井火力発電所	石油	1号機	25.0	15.0	2022/2/19	2022/2/19
					25.0	2022/2/20	2022/2/21
					25.0	2022/2/26	2022/3/7
					3.0	2022/3/8	2022/3/10
					25.0	2022/3/11	2022/3/17
					25.0	2022/3/17	2022/3/31
関西電力	堺港発電所	LNG	1号機	40.0	21.0	2022/3/5	2022/3/9
			2号機	40.0	21.0	2022/3/5	2022/3/9
			3号機	40.0	21.0	2022/3/5	2022/3/9
			4号機	40.0	21.0	2022/3/5	2022/3/9
			5号機	40.0	21.0	2022/3/5	2022/3/9
	南港発電所	LNG	1号機	60.0	49.5	2022/3/5	2022/3/9
			3号機	60.0	49.5	2022/3/5	2022/3/9
	御坊発電所	石油	1号機	60.0	55.0	2022/1/5	2022/1/28
					50.0	2022/1/29	2022/3/1
			3号機	60.0	57.8	2022/3/2	2022/4/30
					18.5	2022/1/5	2022/1/28
	赤穂発電所	石油	1号機	60.0	18.5	2022/1/5	2022/1/28
			2号機	60.0	18.5	2022/1/5	2022/1/28

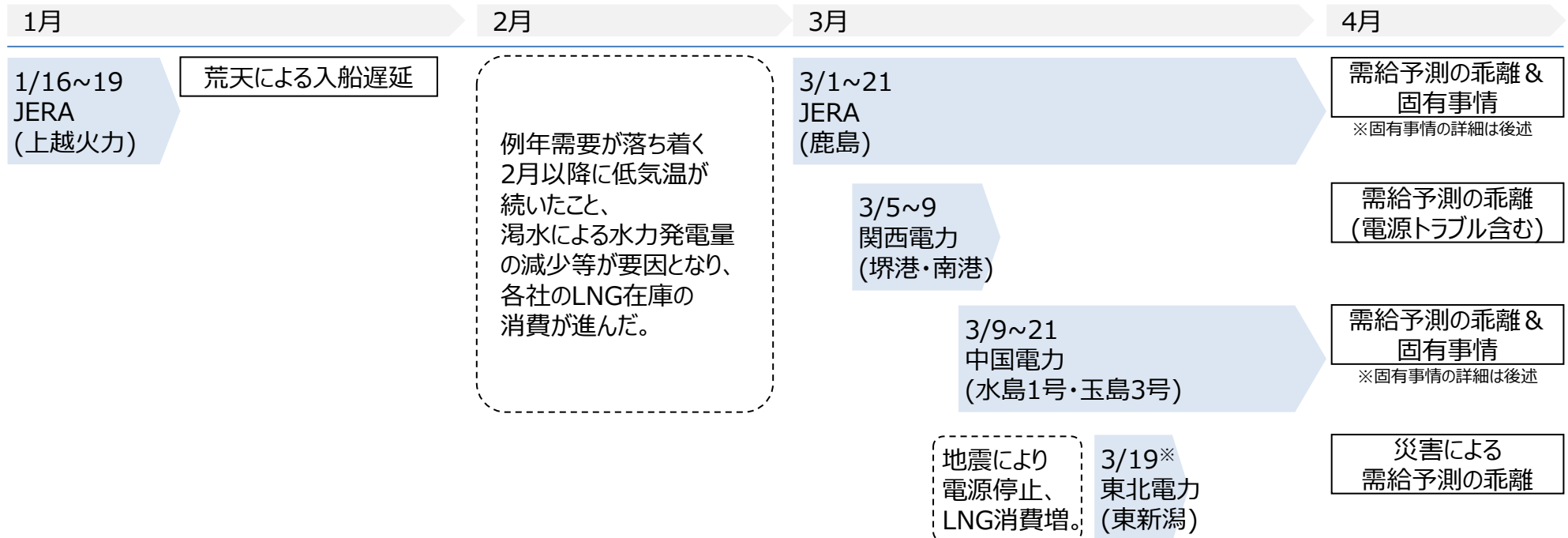
今冬に燃料制約が生じた事業者・ユニット（3 / 3）

限界費用の見直しを行った事業者の、見直し対象燃種における燃料制約

事業者	発電所名	燃種	ユニット名	認可出力（万kW）	低下量（万kW）	停止日時	復旧（予定）日
中国電力	玉島発電所	LNG	1号機	35.0	26.0	2022/3/9	2022/3/21
		石油	2号機	35.0	26.6	2022/1/22	2022/2/26
					21.2	2022/2/27	2022/3/31
			3号機	50.0	38.0	2022/1/22	2022/2/26
	44.6	2022/2/27			2022/3/31		
	下関発電所	石油	2号機	40.0	31.0	2022/1/25	2022/2/26
					36.4	2022/2/27	2022/3/13
	水島発電所	LNG	3号機	34.0	28.4	2022/3/9	2022/3/16
四国電力	坂出発電所	LNG	1号機	29.6	29.6	2022/3/11	2022/3/31
			2号機	28.9	11.6	2022/3/11	2022/3/31
			4号機	35.0	23.5	2022/3/11	2022/3/31
	阿南発電所	石油	3号機	45.0	20.3	2022/1/7	2022/1/21
九州電力	新大分発電所	LNG	1号系列第1軸	12.0	10.1	2022/3/9	2022/3/14
			1号系列第2軸	12.0	10.1	2022/3/9	2022/3/14
			1号系列第3軸	12.0	10.1	2022/3/9	2022/3/14
			1号系列第4軸	12.0	5.5	2022/3/9	2022/3/14
			1号系列第5軸	12.0	10.4	2022/3/9	2022/3/14
			1号系列第6軸	12.0	10.4	2022/3/9	2022/3/14
			2号系列第3軸	23.0	14.1	2022/3/9	2022/3/14
			2号系列第4軸	23.0	14.5	2022/3/9	2022/3/14
			3号系列第1軸	24.5	13.7	2022/3/9	2022/3/14
			3号系列第2軸	24.5	13.7	2022/3/9	2022/3/14
			3号系列第3軸	24.5	13.7	2022/3/9	2022/3/14
			3号系列第4軸	50.0	13.7	2022/3/9	2022/3/14

限界費用の見直しを実施した事業者による燃料制約の発生理由（1/2）

- 燃料制約の発生理由についてヒアリングを行った結果、3月初旬に発生した3社からは、共通して例年需要が落ち着くはずの2月以降に低気温が続いたことなどが契機であったという説明があった。
- うち2社（JERA、中国電力）については、事業者固有の燃料調達・貯蔵運用上の制約が重なったため、やむを得ず燃料制約に至ったという説明があった。
- また、3月中旬に発生した1社（東北電力）は、福島県沖を震源とする地震発生により電源が停止した影響でLNG火力の出力が増加したことが原因となり燃料制約に至ったという説明があった。



※東北電力は3/18スポット入札時点(3/19受渡分)では燃料制約を加味した応札を実施したが、その後に他社との調達船スワップが成立したため、3/19実需給時点では燃料制約を解除。

限界費用の見直しを実施した事業者による燃料制約の発生理由（2/2）

	発生理由（事業者固有の制約等を含む）	今後の対応策	（参考：時系列経緯）
3/1～21 JERA （鹿島）	<p>需給予測の乖離 例年需要が落ち着く2月以降に低気温が続いたこと、渇水による水力発電の減少等が要因となり、各社のLNG在庫の消費が進んだ。</p> <p>ガス小売事業者との契約による負荷率制約 ガス小売事業者との間で年間・冬季の使用量に関する負荷率の制約条件が定められている。使用量の変動によって、負荷率の低下が見込まれるため、稼働の制約を行った。</p>	<p>・需給予測の精緻化</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 1月末の既存計画では、ガス小売事業者との間で契約した負荷率は、定められた基準を満たす見込み。 ✓ 2月初旬、既存計画を上回る需要増により、徐々に負荷率が低下。 ✓ 2月下旬、負荷率が基準を下回る見込みとなる。燃料制約を登録。
3/5～9 関西電力 （堺港・南港）	<p>（－）</p>	<p>・需給予測の精緻化 ・配船調整 ・緊急的な追加調達</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 1月末の既存計画では、LNG在庫は必要水準を確保。 ✓ 2月初旬以降、低気温、渇水に加えて、電源トラブルが発生したことにより、徐々にLNG在庫水準が低下。 ✓ 2月初旬以降、配船の前倒しや追加調達検討を継続的にを行い、燃料制約期間を短縮するも、制約回避には至らず。燃料制約を登録。
3/9～21 中国電力 （水島3号・玉島1号）	<p>共同運用先による計画変更 当該基地の共同運用先による調達船の配船日後ろ倒し・数量減少が発生した。</p> <p>入港日制約 月2回程度の休漁日にあわせて配船を行っているため、柔軟な配船調整や追加調達ができなかった。</p>	<p>・需給予測の精緻化</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 1月末の既存計画では、LNG在庫は適正水準で推移する見込み。 ✓ 2月初旬、予め計画していた共同運用先の配船日後ろ倒しが決定。 ✓ 2月中旬以降、既存計画を上回る需要増や渇水の影響により、徐々にLNG在庫水準が低下。 ✓ 3月上旬、運用下限を下げる措置を行ったものの物理的下限を割る見込み。燃料制約を登録。
3/19※ 東北電力 （東新潟）	<p>災害による需給予測の乖離 地震により稼働予定だった他電源が停止したことで、LNGの出力が増加した。</p>	<p>（災害を加味した対応に限界はあるものの） ・平常時の需給予測の精緻化と在庫管理 ・配船調整 ・緊急的な追加調達</p>	<ul style="list-style-type: none"> ✓ 3/16、福島県沖を震源とする地震発生 ✓ 3/17、地震による電源停止を踏まえてLNG消費計画を見直し、3/19～4/5燃料制約を登録 ✓ 3/18、他社との調達船スワップが成立したことで3月下旬の在庫水準は確保見込みとなり、燃料制約を解除。

※東北電力は3/18スポット入札時点(3/19受渡分)では燃料制約を加味した応札を実施したが、その後に他社との調達船スワップが成立したため、3/19実需給時点では燃料制約を解除。

燃料制約の発生のさらなる回避に向けて（案）

- 限界費用の見直しを行った事業者においては、燃料の追加調達インセンティブが確保され、原則として（※不慮の事故や災害、天候の急変等の事象を想定）燃料制約が発生する事態は想定されないものと考えられる中、JERA、関西電力、中国電力、東北電力の4社は、限界費用の見直しを行った燃種において燃料制約に至った。
- 各事業者においても、限界費用の見直しに際して、「燃料制約や需給ひっ迫の回避・低減に寄与する」という趣旨の発表を行っているところであり、**各事業者にはあらためて燃料制約の回避に向けた最大限の努力を求める**ことが必要ではないか。
- 一方で、需給予測（燃料消費見込み）の乖離が燃料制約の原因となっていることに鑑みれば、現行の限界費用の考え方では、**燃料消費が下振れするリスクもある中で、燃料消費の上振れを想定した燃料在庫を持つまでのインセンティブが事業者にはない**ことも考えられる。この点をどう考えるべきか。燃料制約の発生が見込まれる場合においては、第66回・第67回制度設計専門会合（令和3年10月22日、11月26日）において御議論いただいた**機会費用を考慮した限界費用の考え方を適用すること**も考えられるのではないか。
- また、タンク容量の制約などオペレーション上の努力のみではコントロールできない調達・貯蔵上の制約も燃料制約の要因となっていることに鑑みれば、**中長期的には、そうした制約の解消に向けた取組や調達のあり方**の見直し等が必要ではないか。

機会費用を考慮した限界費用の考え方

2021年度冬季に向けた小売電気事業者向け勉強会（令和3年11月9日）
資料3-1より抜粋

- kWhに限界がある燃料制約の発生時（※）には、スポット市場とは異なる時点の間における燃料の配分による機会が発生していると考えられるため、こうした場合における入札に際しては、市場支配力のある事業者であっても、先物・先渡市場、相対取引といった未来における電力取引の機会費用を考慮することも可能。

※ ここでいう燃料制約発生時には、既に燃料制約が発動した場合の他、燃料の消費状況を踏まえると、追加的に調達した燃料が手元に届くまでの間に燃料制約が発生することが見込まれる場合もこれに準じて非両立の関係が成り立ち得ると考えられる。

- 一方で、不適切な相場操縦行為を防ぐ観点から、機会費用の算入を無限定に認めることは適切ではない。従って、以下の2点から、客観的な根拠が必要。

① 価格につき、算入する機会費用の金額についての客観的な算定根拠

※ 例えば、将来の電力価格については先渡や先物市場の価格、相対取引の引き合い価格といった各種の指標価格、燃料としてのLNGの転売についてはLNGの市場価格など。

② 入札量の妥当性の客観的根拠

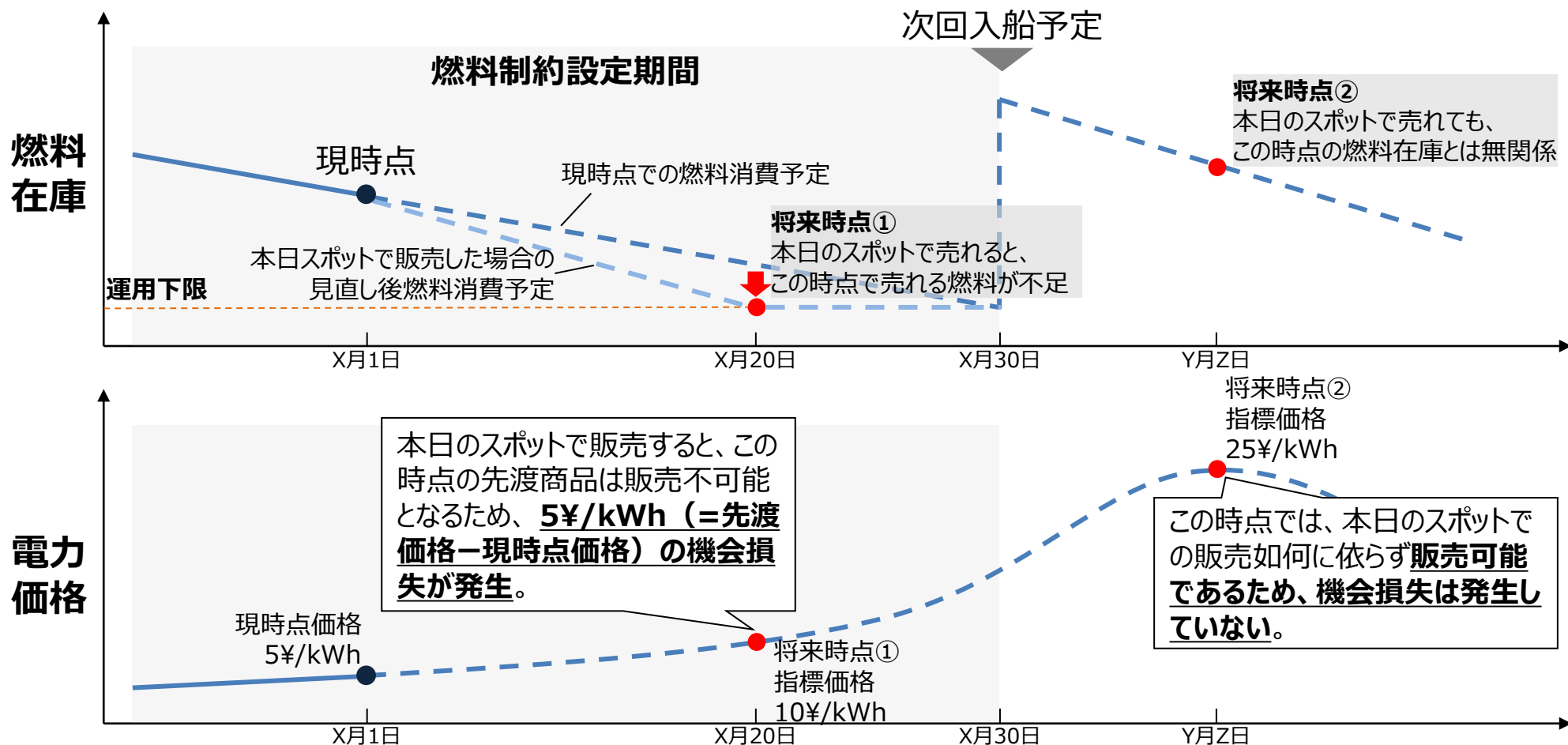
※ 例えば、先渡・先物・相対取引の取引電力量の規模がスポット市場での取引規模に比べて小さい場合には、スポット市場における入札量の全体につき先渡・先物の市場価格に基づく機会費用の上乗せを認めるのではなく、約定が見込まれる規模の数量に限って上乗せが認められる。

- 機会費用の算定の根拠としては、客観性に加えて、非両立の関係が成立していることが前提となる。

非両立性について

- 非両立性とは、「その日時にスポット市場で売れると他の販売機会で売れないという関係」を指すため、燃料制約の解消後における先物価格等の指標価格を参照するのは不適切だと考えられる。

非両立性のイメージ図（現時点のスポット市場で販売する場合）



※ 指標価格としては、先物・先渡市場のフォワードカーブや相対取引の引き合い価格等が考えられる。

まとめ

- 今冬における2月までの価格高騰は、1) 新電力による買い入札価格が高止まりし、価格高騰を招きやすい市場構造となっていた中で、2) 積雪や気温低下等により需要が増加しスポット市場の需給が逼迫したことが主な原因と考えられる。
- 一方で、3月の価格高騰は、1) 引き続き買い入札価格が高止まりしていることに加え、2) 世界的な燃料価格の急騰に伴う売り入札価格水準の上昇、3) 春の定期検査や燃料制約、さらには地震による供給力の減少が重なった中で、4) 気温低下等により需要が増加しスポット市場の需給が逼迫したことが主な原因と考えられる。
- 世界的な情勢を踏まえると、燃料調達について、今後も予断を許さない状況。現時点で価格つり上げ等の問題となる行為は確認されていないが、引き続き市場価格動向を注視するとともに、売り惜しみなどの相場操縦行為が行われることのないよう、厳格な監視を実施していく必要がある。