

電力市場の動向と監視の在り方について

(機会費用入札、スポット市場・ベースロード市場の動向)

新電力へのご説明資料

令和3年11月9日 (火)



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

第66回 制度設計専門会合における議論

- 第66回制度設計専門会合におけるご議論では、機会費用の恣意的な運用の懸念があるため、機会費用の考え方について、監視等委へ事前に提出することを求めるご意見が多くあった。
- また、機会費用により市場価格の急激な上昇を懸念する声も聞かれるところ、今までのスポット市場では売り切れて、スパイクが発生していたような場面であっても、機会費用が考慮されることで、追加的な売り入札がなされるようになり、結果として市場価格が合理化されるというご意見もあった。

第66回 制度設計専門会合（令和3年10月22日）における主なご意見

- まずは機会費用の入札の考え方を報告いただき、実際に反映した場合にはその都度報告いただくといった対応の方が良いかと思った。（草薙委員）
- （kWに限界のある場合の機会費用は）事前に十分に相談しもっともだということが認められて上乗せする将来の機会を奪うわけではないが、通常はないということは事業者の方にもきちんとご理解いただきたい。（松村委員）
- 機会費用をきちんと考えることによって、むやみに燃料制約があるので売れませんということを安直には認めないということを行っているので、むしろ価格が合理化するように思う。（松村委員）
- 事前相談、当局への報告や根拠の説明を受けて1度はそれで構わないと判断したとしても、事後的な検証の結果、見解が覆る可能性もある。（安藤委員）
- スポット価格が上昇するのは出し惜しみとも関係すると思うが、価格がちゃんと機能していれば需給がひっ迫する場合であっても需給そのものを表していることになると思う。ぜひ事業者へのヒアリングをしっかりと行っていただけたら。（山口委員）
- このやり方をこの冬から導入するにあたっては、非常に慎重に進めていただきたいと思っている。やはりこういう考え方でやった、と後で齟齬があると取り返しが付かなくなるので、各事業者での考え方にズレがないかは監視委の方で予めご確認いただき、場合によっては考え方のズレの補正もお願いしたい。（竹廣オブ）
- 事業者によって色々解釈はあるが、齟齬の関係は当然出るので実施の前に必ず説明会を行わせていただく。齟齬がない形で実施することはお約束させていただく。（佐藤事務局長）

(参考) 2020年度冬期に事業者より寄せられたご意見

- 2020年度冬期の価格高騰の際には、多くの新電力より、計画値同時同量達成のために、市場調達を試みたが、高値での買い入札をしても市場では約定せず、市場への売り入札の供出を求める強いご意見を多くいただいた。一方、水面下では相対取引が活発に行われていたとの声も聞かれているところ。
- また、発電事業者からも、深刻な燃料制約が発生するまで価格シグナルを発信する手段がなかったため、将来の相対価格等を参照し、価格シグナルを発信したいと求める声もあった。
- 今般の機会費用の導入により、発電事業者は相対取引の引き合い価格水準でスポット市場に追加的に入札するようになると考えられ、その結果として相対取引の交渉が困難な事業者であっても、市場調達ができるようになることが見込まれる。

2020年度冬期の価格高騰に際し、事業者からお伺いしたご意見

- 昨冬は、冬期に備えたい事業者からの相対契約の引き合いもある中で、深刻な燃料制約に至るまで余剰全量の限界費用入札を続けざるを得なかったため、価格シグナルの発信が重要だと考えている。(発電事業者)
- 市場価格高騰に伴い、買い落としが発生しており、結果として不足インバランスとなっている状況。日によっては、買い入札に対して、30%~60%が約定しなかった。(小売を専業とする新電力)
- 精一杯市場からの調達に取り組んでいるが、このレースについていけずに、調達未達となっていることにお詫びしたい。最大限計画値の調達をしていくよう努力する。(小売を専業とする新電力)
- 自社電源・相対でカバーしきれないピーク時間帯を買いにはいっているが、日に日にスポット価格が上がっていることもあり、買えていないところもある。スポットに釣られて時間前も高くなっており、全量きっちりとは調達しきれない時間が存在。(発電・小売の双方を行う新電力)
- 高値で入れても調達できないということが続いている。それにもかかわらず計画値同時同量を求められており、厳しい状況にある。(発電・小売の双方を行う新電力)

機会費用が考慮された入札価格設定による市場への影響 <総論>

- 旧一般電気事業者の入札における、機会費用の検討に際しては、新電力より、機会費用を考慮することによって市場価格が無限定に高騰するのではないかと懸念する声が聞かれた。
- そこで、機会費用を考慮した売り入札が行われた際の市場価格への影響について、論理的に考えられる全てのケースについて、整理を行う。
- ある事業者によって機会費用を考慮した売り入札が行われた場合、市場の状況は、その機会費用以上の価格の買い札・売り札の有無によって以下の4パターンに分類される。
 - － ① 売り手あり×買い手なし / ② 売り手なし×買い手なし / ③ 売り手あり×買い手あり / ④ 売り手なし×買い手あり
- 次頁以降では、通常時に10¥/kWhで入札している事業者に燃料制約が発生し、機会費用を考慮した限界費用の設定を行った結果、30¥/kWhで入札したケースを想定し、上記の各パターンにおける市場への影響を整理する。

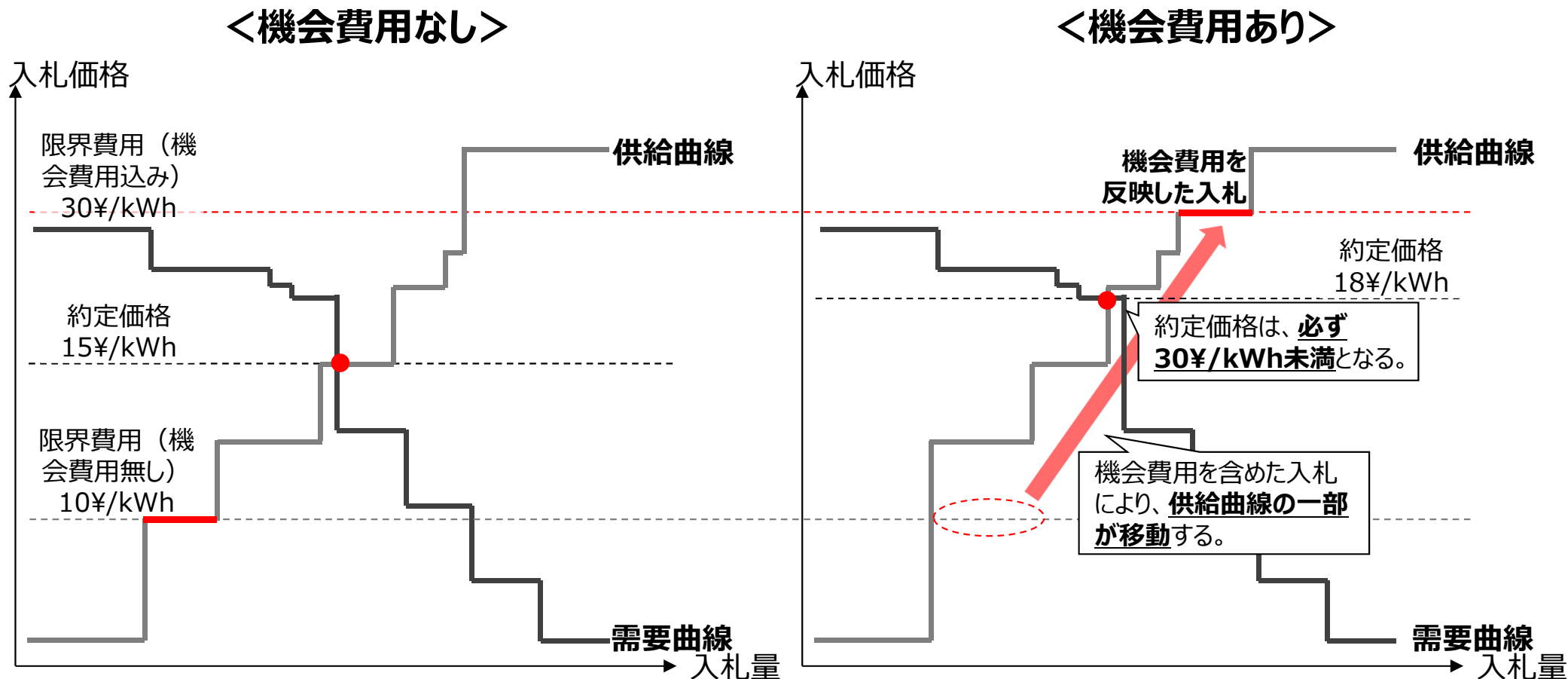
機会費用が考慮された入札価格設定による市場への影響

① <売り手あり×買い手なしの場合>

- 事業者が機会費用を反映した限界費用（30¥/kWh）で入札、30¥/kWhよりも高い価格での他の売り札があり、それより高い価格での買い手がない場合、**約定価格は必ず機会費用（※）を反映した限界費用未満**となる。

※ なお、機会費用の設定に当たっては、価格・量に関する客観的根拠及び非両立性が要求される（後述）。

売り手あり×買い手なしの場合の需給曲線



※ある事業者が、通常時10¥/kWhの電源について、30¥/kWhの機会費用を考慮した売り入札を行ったケースを想定。

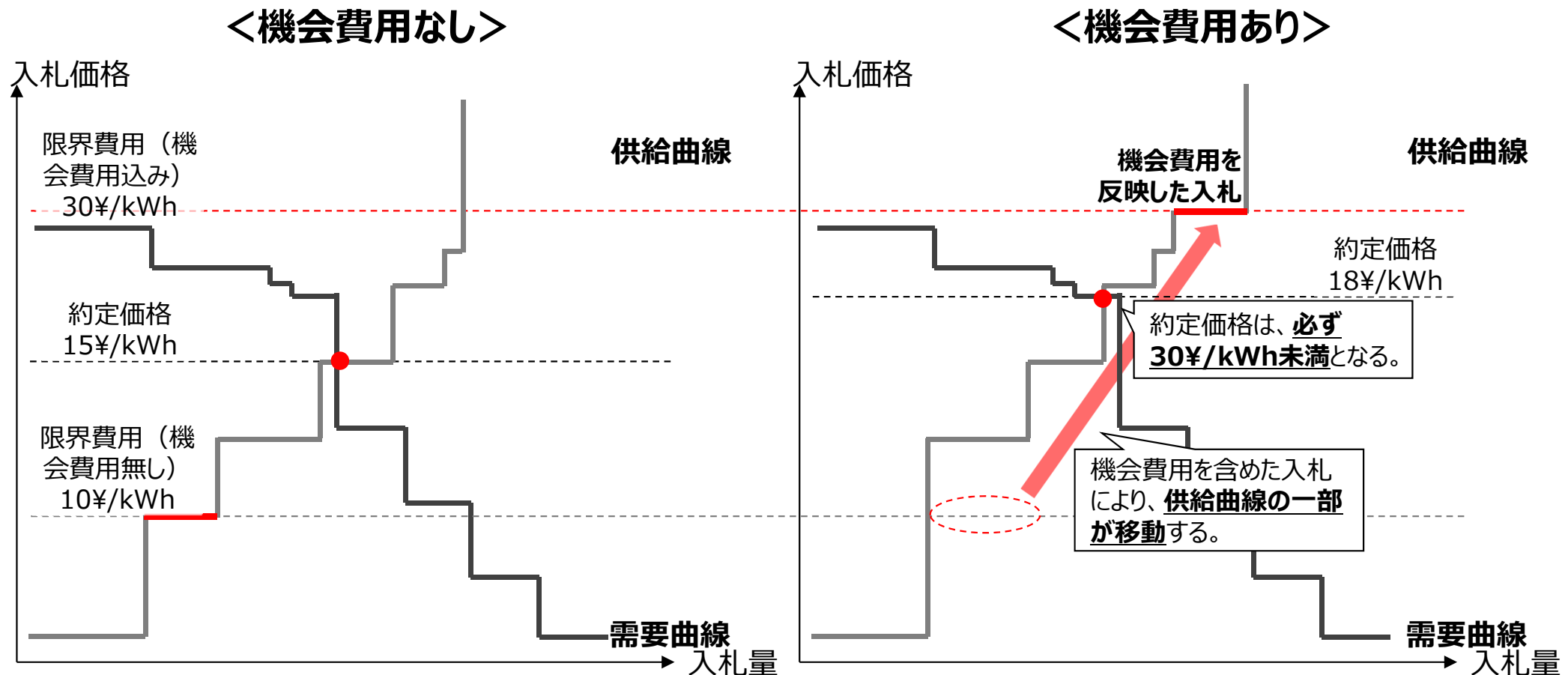
機会費用が考慮された入札価格設定による市場への影響

② <売り手なし×買い手なしの場合>

- 事業者が機会費用を反映した限界費用（30¥/kWh）で入札し、30¥/kWhよりも高い価格での他の売り札がない場合についても、前頁と同様に、それより高い価格での買い手がない場合、**約定価格は必ず機会費用（※）を反映した限界費用未満**となる。

※ なお、機会費用の設定に当たっては、価格・量に関する客観的根拠及び非両立性が要求される（後述）。

売り手なし×買い手なしの場合の需給曲線



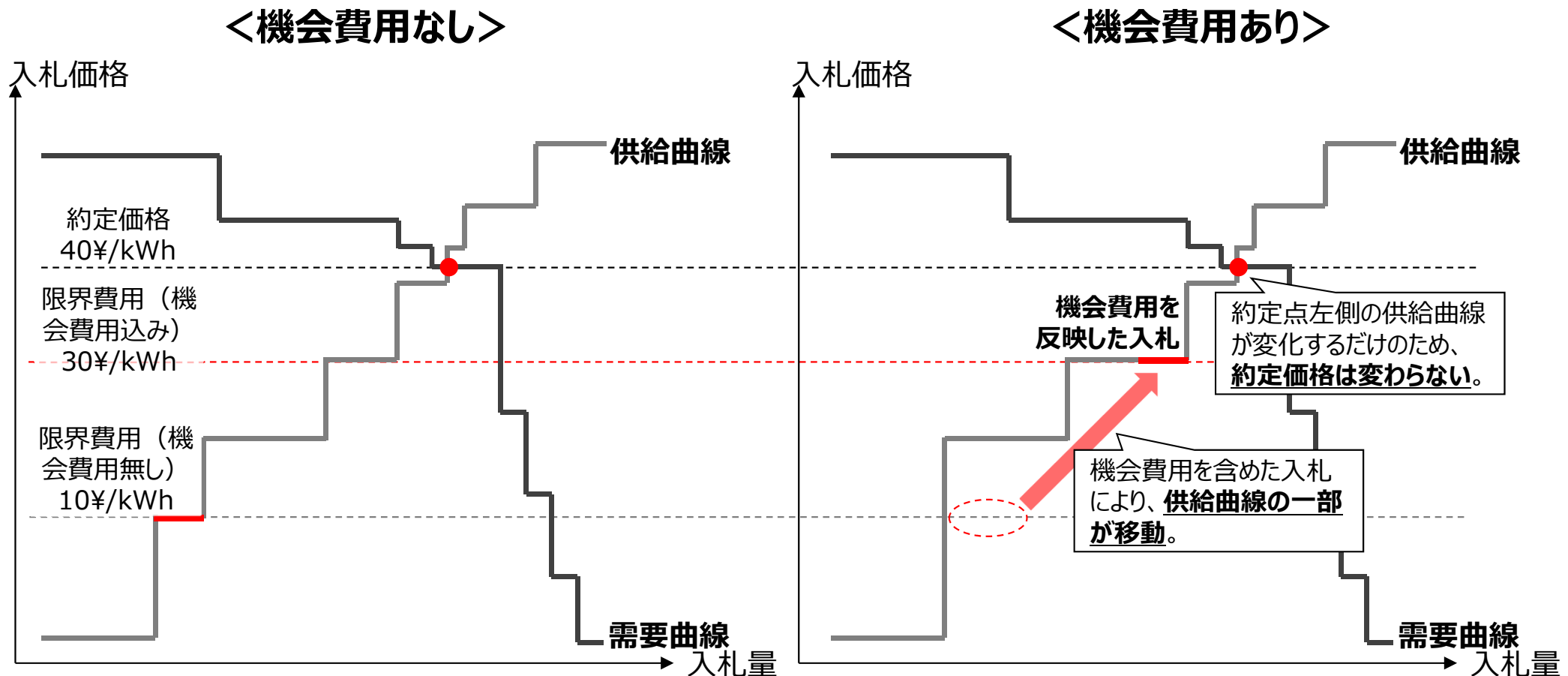
※ある事業者が、通常時10¥/kWhの電源について、30¥/kWhの機会費用を考慮した売り入札を行ったケースを想定。

機会費用が考慮された入札価格設定による市場への影響

③ <売り手あり×買い手ありの場合>

- 事業者が機会費用を反映した限界費用（30¥/kWh）で入札したものの、30¥/kWhよりも高い価格で他の売り札があり、かつそれよりも高い買い札がある場合、約定価格は30¥/kWhよりも高い売入札価格と買価格の交点で決定されるため、機会費用が考慮されなかった場合と比べて約定価格は変わりえない。

売り手あり×買い手ありの場合の需給曲線



※ある事業者が、通常時10¥/kWhの電源について、30¥/kWhの機会費用を考慮した売り入札を行ったケースを想定。

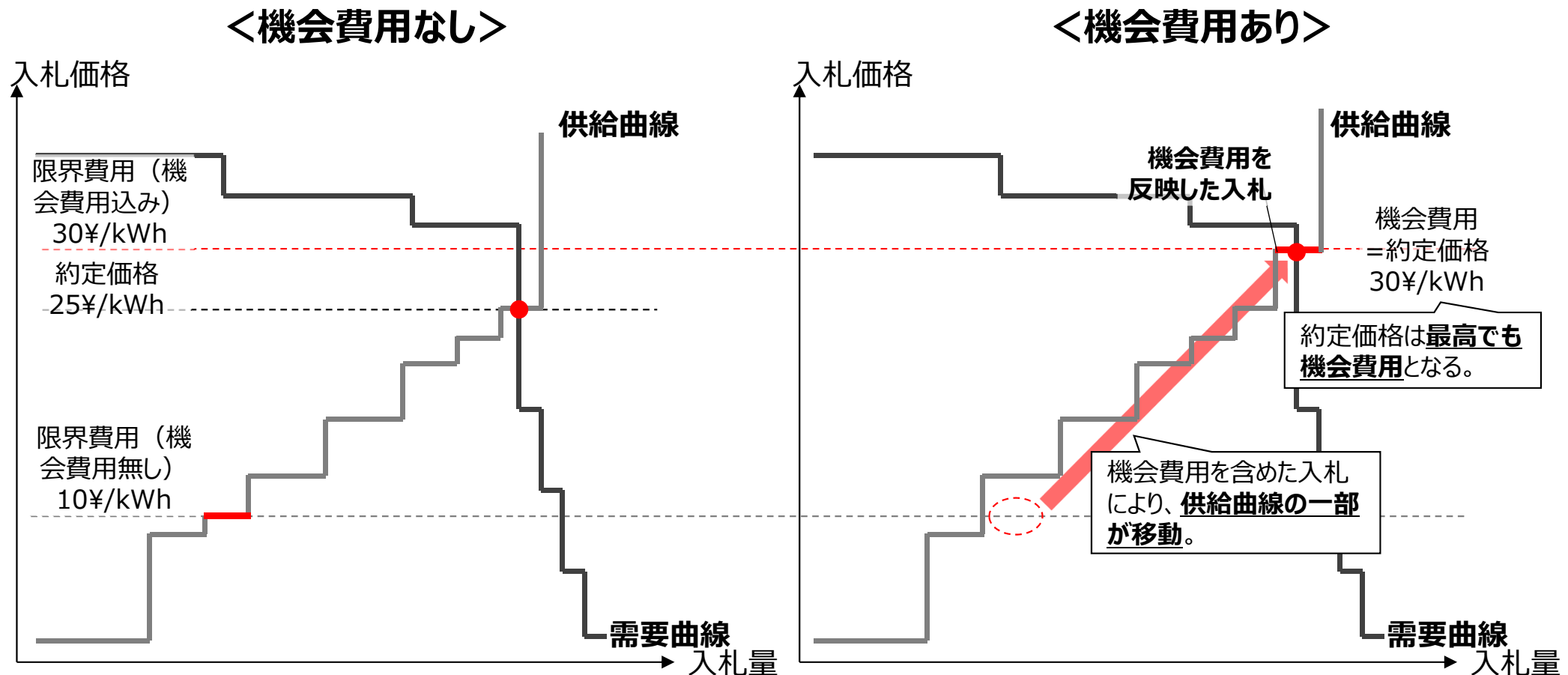
機会費用が考慮された入札価格設定による市場への影響

④ <売り手なし×買い手ありの場合>

- 事業者が機会費用を反映した限界費用（30¥/kWh）で入札し、この他に30¥/kWh以上の売り札が出なかったため、入札最高価格となり、かつ、30¥/kWh以上の買い入札があった場合であっても、**約定価格が機会費用（※）を反映した限界費用よりも高くなることはない。**

※ 機会費用の設定に当たっては、価格・量に関する客観的根拠及び非両立性が要求される（後述）。

売り手なし×買い手ありの場合の需給曲線



※ある事業者が、通常時10¥/kWhの電源について、30¥/kWhの機会費用を考慮した売り入札を行ったケースを想定。

機会費用による市場への影響 <まとめ>

- 以上の通り、論理上想定しうる全てのパターンにおいて、約定価格は機会費用（※）が反映された限界費用を超えることはない。なお、売り切れ時には、買い札の入札価格で約定価格が決定されるため、機会費用を反映した価格での入札による影響はない。

※ 機会費用の設定に当たっては、価格・量に関する客観的根拠及び非両立性が要求される（後述）。

- さらに、燃料制約が発生している、またはその恐れがある場面において、機会費用を反映した売り入札が認められることにより、発電事業者には限られた供給力(kWh)をスポット市場に優先的に入札するインセンティブが生じ、売り切れ事象の発生や継続を抑制する効果も期待される。
- なお、間接オークションやグロス・ビディングに際しては必ず約定する価格での売買入札が行われる。こうした点も考慮し、市場での売り切れ時などを中心に、高値の買い入札を用いた相場操縦の懸念がないかは、重点的に監視を行っていく。

今後の対応について

- 各事業者における機会費用が反映された入札価格の確認については、下記の通り、厳格な内容とすることを予定。
 - － 旧一般電気事業者が機会費用を考慮して入札を行う場合には、監視等委に対して、2週間前までに機会費用の考慮方法の提出を求める。
 - － 提出された機会費用の反映方法は、事務局において第66回制度設計専門会合資料および当日の議論に基づき、事務的に確認を実施する。なお、実際の運用状況に鑑みて、反映方法の見直しをはかることもありうる。
 - － また、第66回制度設計専門会合での整理の通り、実際に機会費用を反映した価格で入札した場合には、その入札価格・数量が適切であることの根拠の説明が求められる。また、今冬は運用初年度となるため、当面の間、機会費用を入札価格に反映した場合には直ちに監視等委に報告することとする。
 - － 上記を踏まえ、12月1日の運用開始に向けた今後のスケジュールについては、以下を想定。
 - ・ 11/1 、11/2 ：旧一般電気事業者・JERA向け説明会
 - ・ 11/9：新電力向け説明会（公開）
 - ・ 11/17まで：12/1から機会費用を入札する場合の、機会費用の考慮方法の提出〆切
 - ・ 11/18以降～：それ以降に機会費用入札を行う場合、開始の2週間前までの提出を求める
 - ・ 12/1～：運用開始、機会費用を入札価格に反映した場合には、直ちに監視等委に報告
- 本日は、機会費用を考慮した限界費用の趣旨について御説明したい。

1. 機会費用を考慮した限界費用の考え方

- **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**

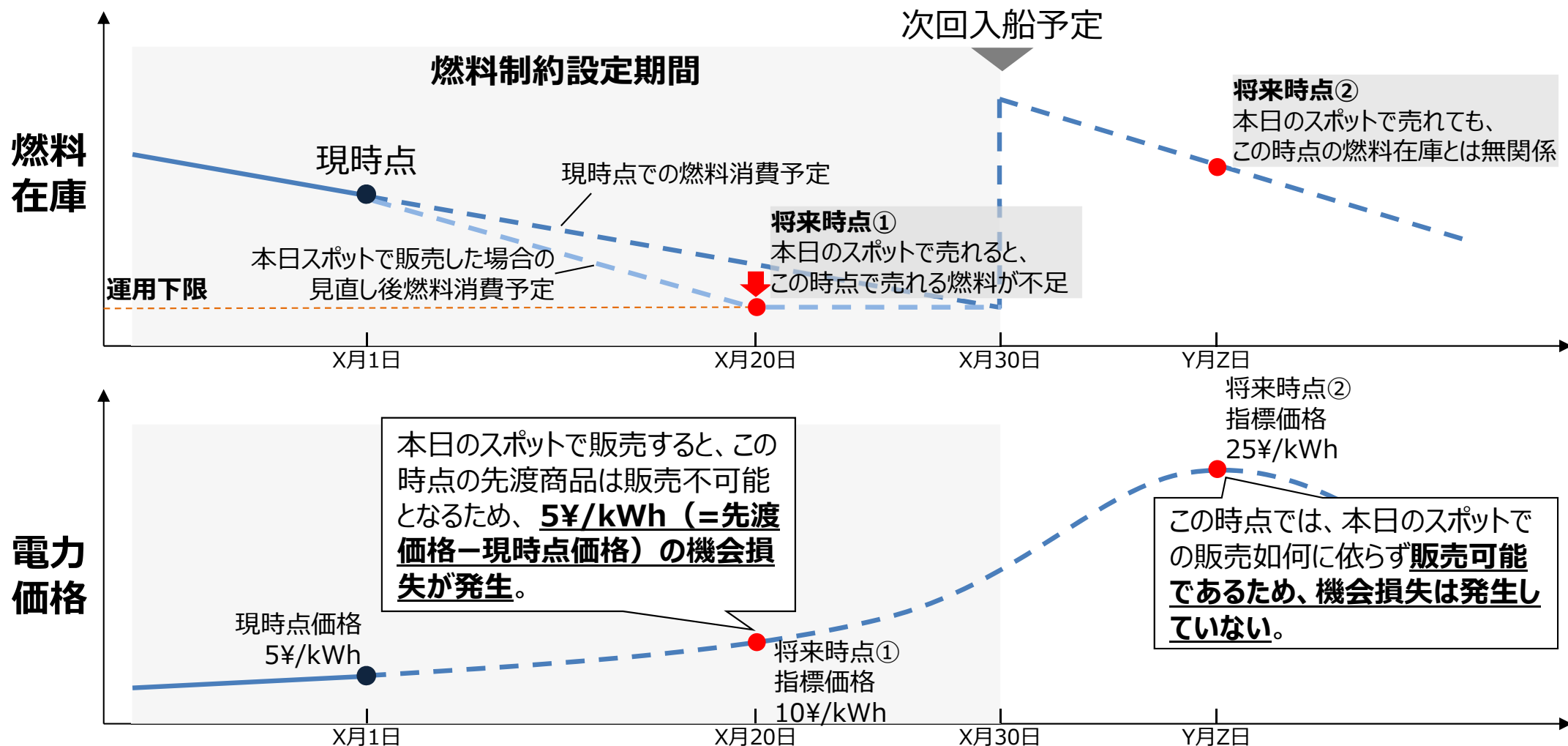
※ 例えば、先渡・先物・相対取引の取引電力量の規模がスポット市場での取引規模に比べて小さい場合には、スポット市場における入札量の全体につき先渡・先物の市場価格に基づく機会費用の上乗せを認めるのではなく、**約定が見込まれる規模の数量に限って上乗せが認められる**。

- 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。

1-2. 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。

1-3. 燃料制約発生時の機会費用反映の考え方の例

- 入札において考慮する機会費用は、非両立性が成立しており、かつそれが価格・数量の両面から客観的に確認可能であることが条件となる。※なお、転売により得られる収益を機会費用として想定するケース（JKMの時価等を参照する場合）については、資源エネルギー庁において今後議論予定。

燃料制約発生時における機会費用反映の考え方の例

	適切だと 考えられるケース①	適切だと 考えられるケース②	不適切だと 考えられるケース①	不適切だと 考えられるケース②
現在の状況	燃料制約が発生しており、 <u>次回入船が20日後</u> に予定されており、 次回入船以降は <u>燃料制約が解消</u> される見込み			
参照指標	<u>15日後</u> 受渡の <u>相対取引</u> の引き合い	<u>7日後</u> 受渡の <u>先渡市場</u> の買い入札	<u>7日後</u> のスポット市場の <u>価格予測情報サービス</u>	<u>30日後</u> 受渡の <u>先物市場</u> の買い入札
機会費用 入札の適正性 の評価	非両立性・確認可能性 の両方を満たしており、 <u>適切な機会費用</u>	非両立性・確認可能性 の両方を満たしており、 <u>適切な機会費用</u>	確認可能性の観点か ら、 <u>不適切な機会費用</u>	非両立性の観点から、 <u>不適切な機会費用</u>
非両立性	本日のスポットと当該の 取引の <u>両方への応札は</u> <u>不可能</u>	本日のスポットと当該の 札の <u>両方への応札は</u> <u>不可能</u>	本日のスポットと 7日後のスポットの <u>両方への応札は不可能</u>	本日のスポットと 当該の札の <u>両方に応札可能</u>
確認可能性	相対取引として、実際に その価格・数量での <u>取引機会が存在</u>	先渡市場で実際にその 価格・数量での <u>取引機会が存在</u>	実際にはその価格での <u>取引機会は存在しない</u>	先物市場で実際にその 価格・数量での <u>取引機会が存在</u>

1-4. 燃料制約発生時の機会費用反映の考え方の留意点

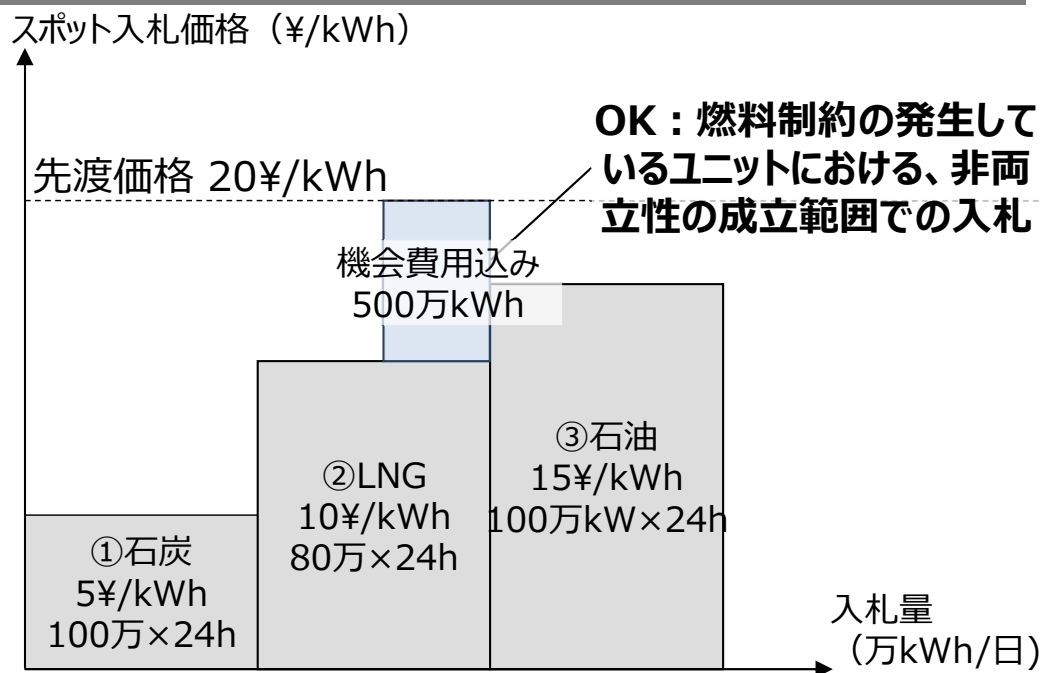
- 燃料制約の発生している電源において、非両立性の成立している数量のみに対して機会費用が発生していると考えられ、他の電源や他の機会での取引規模を超えて入札することは不適切。

燃料制約発生時の機会費用の入札量の考え方(例)

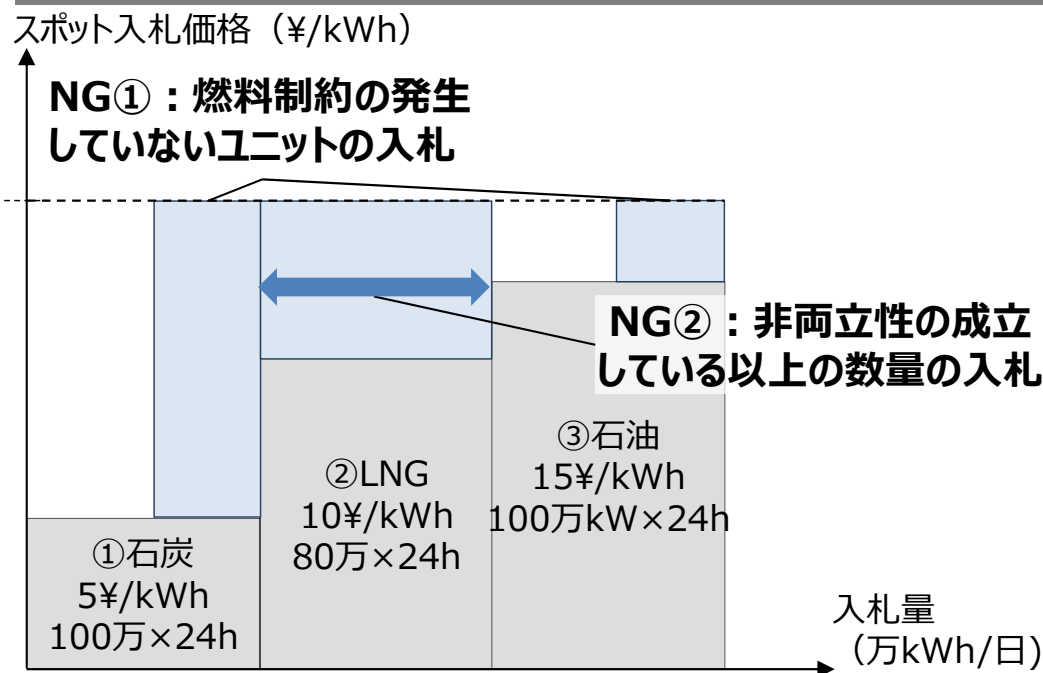
【前提条件】

- ✓ ①石炭火力（100万kW、5¥/kWh、燃料制約なし） ②LNG火力（100万kW、10¥/kWh、20日後まで20万kW/コマの燃料制約を設定） ③石油火力（100万kW、15¥/kWh、燃料制約なし）の3基の電源を保有しているケースを想定。
- ✓ 先渡市場において、**10日後引渡しの500万kWh、20¥/kWh**の買い入札が出ている。
- ⇒ この場合は、燃料制約の発生している**②LNG火力において500万kWh分の機会費用を考慮した入札をすることが適切**であり、**他の電源（①石炭火力や③石油火力）や500万kWhを超えた分の②LNG火力について入札するのは不適切**だと考えられる。

適切な機会費用の考慮の例



不適切な機会費用の考慮の例



2. 限界費用における燃料価格の考慮

- 当該価格・量での燃料の追加的な調達价格合理であると客観的に確認可能な場合、燃料の追加的な調達価格を考慮した上で入札することは、事業者の原価管理の考え方や燃料の需給状況を価格シグナルとして反映するという観点から許容される。

※ ただし、「燃料ガイドライン」なども参照しつつ旧一電の調達行動や転売行動を確認する。また、他により一般的で合理的な調達手段が他に存在する場合には、成立しない。

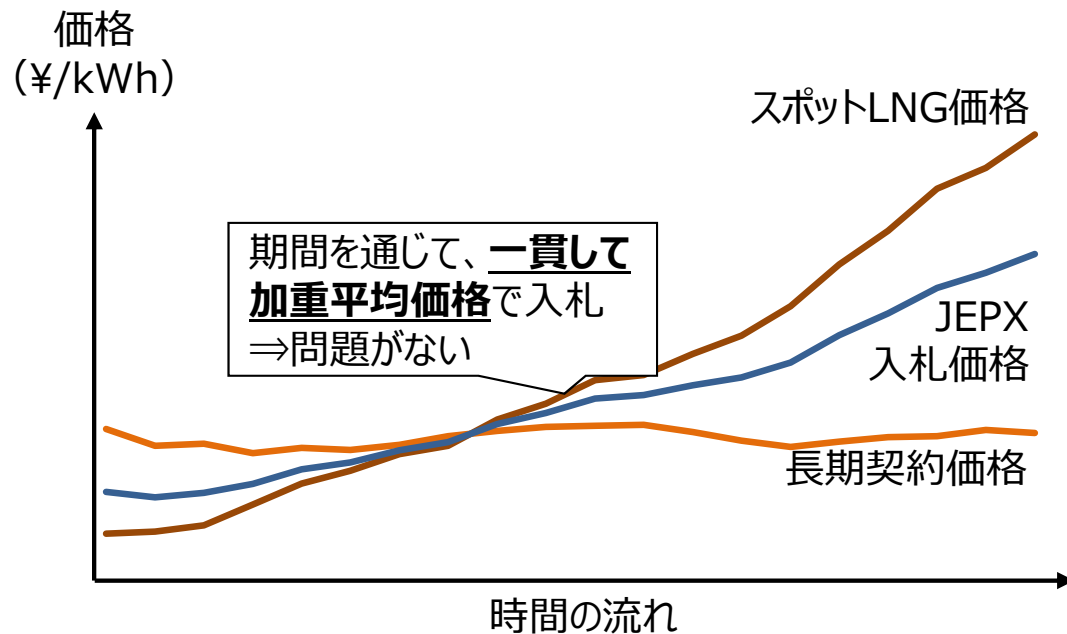
- ただし、事業者毎に会計上の在庫・原価の計算方法が異なるところ、**一貫性の保たれた計算が行われることが必要**。
- また、事業者が原価管理の考え方を変更し、入札価格に反映する場合には、その旨および開始時期について、開始1週間前までに各社HP等にて公開することが望ましい。加えて、**入札後は、直ちに事務局に報告し、説明すること**を求める。

2-2. 限界費用における燃料価格の考え方の例

- 限界費用における追加的な調達費用の考慮については、事業者毎に会計上の在庫・原価の計算方法が異なるところ、一貫性の保たれた計算が行われている限りは問題がないと考えられる。
- ただし、市況に応じて自社の限界費用の考え方を都度変えたり、常に市場価格変動リスクを加味した価格で入札しているにも関わらず、価格変動を改めて原価として参入するといった、ダブルスタンダードや市場価格変動の二重計上といった計算は認められないと考えられる。

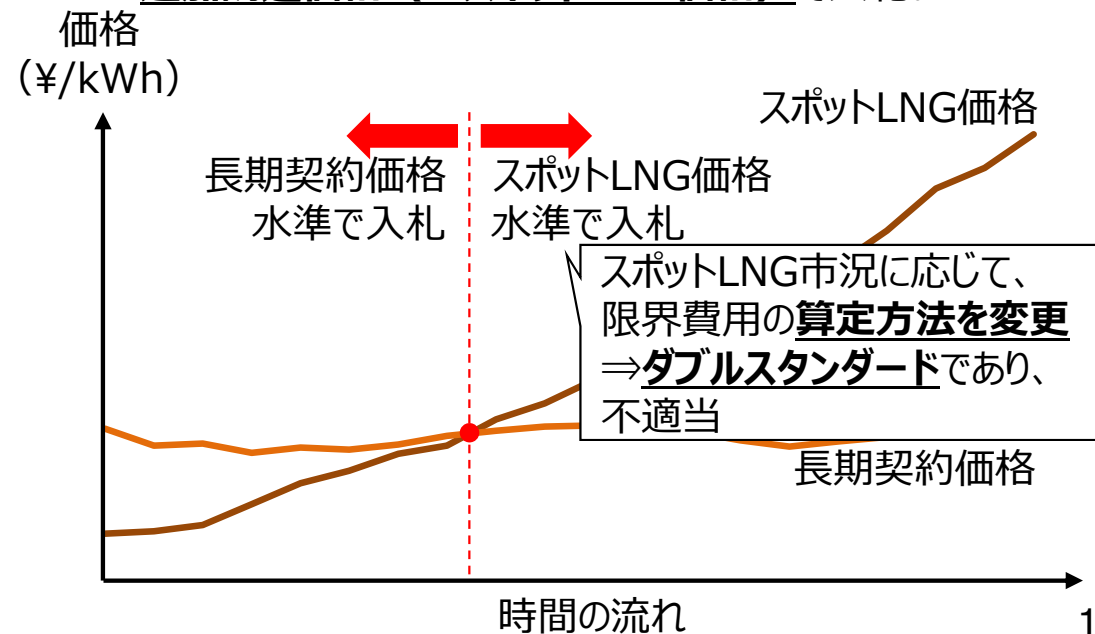
適切なスポット燃料価格の考慮の例

- ✓ 燃料調達は、卸・小売契約の期間に合わせ、長期契約とスポットLNG調達を組み合わせている。
- ✓ 電力市場への入札にあたっては、常に長期契約の余剰分とスポットLNG調達分の加重平均価格で入札。



不適切なスポット燃料価格の考慮の例

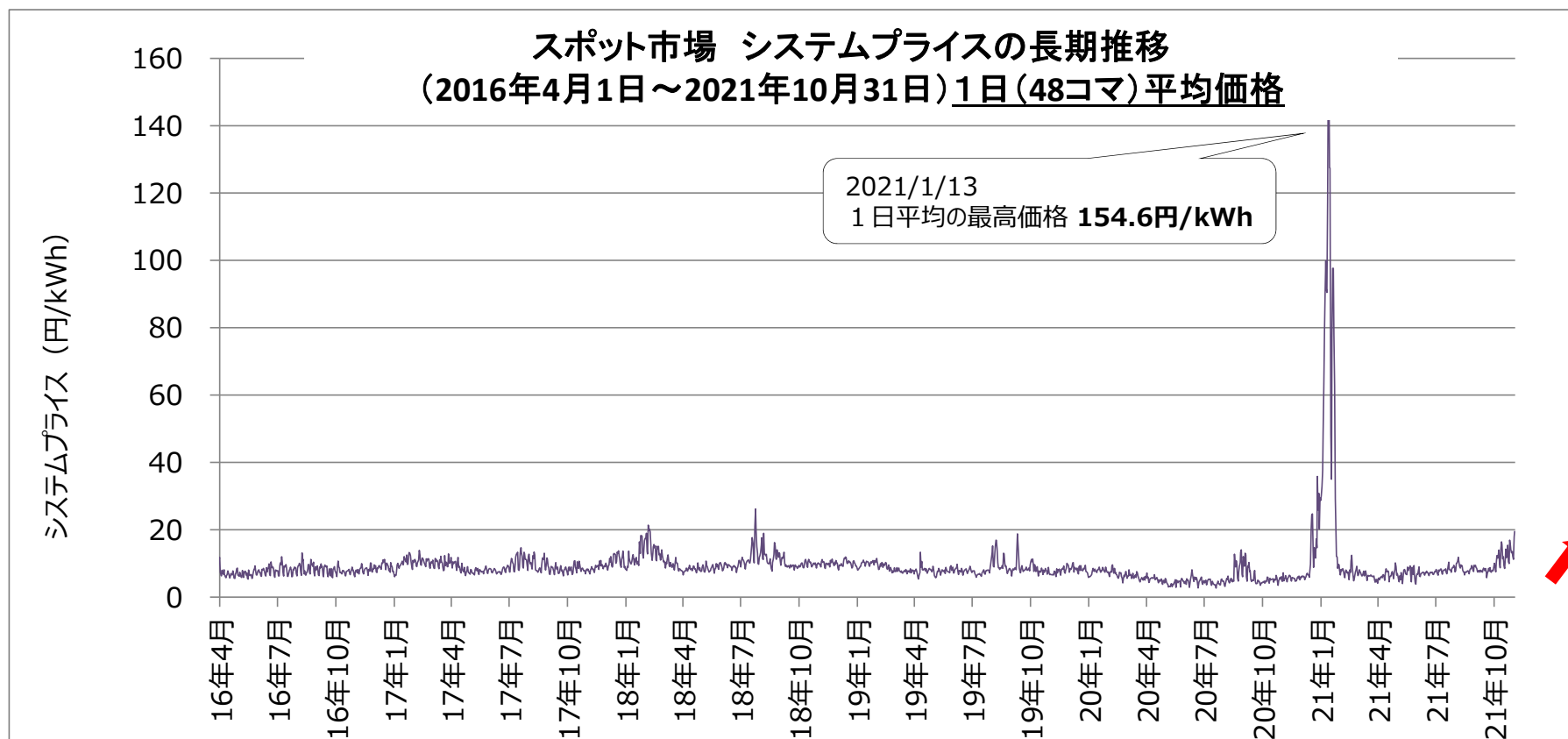
- ✓ 燃料調達は原則として長期契約で行っており、必要に応じてスポット市場から追加調達を実施。
- ✓ 電力市場への入札においては、スポットLNG価格が長期契約価格よりも低い場合は長期契約水準、高い場合は追加調達価格 (= スポットLNG価格)で入札。



(参考1) 足下のスポット市場の動向について

卸市場価格状況（スポット市場システムプライスの推移）

- 2021年1月13日には1日平均の最高価格154.6円/kWhを記録。
- 2021年度夏は高騰は発生せず、システムプライスの1日平均は5～15円/kWh程度で推移。



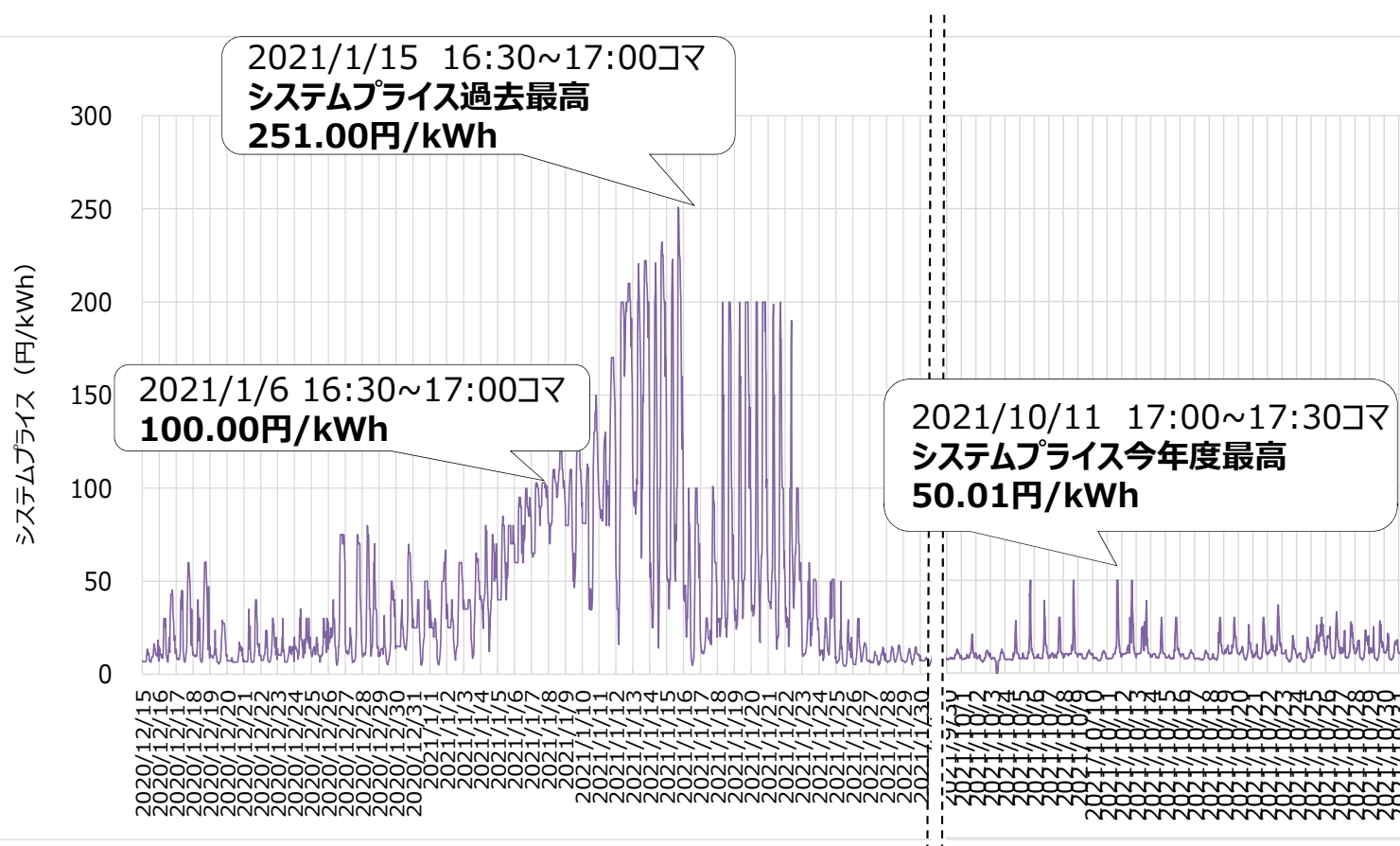
	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度 (~10月末時点)
システムプライス平均値	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.2	8.2
システムプライス最高値	55.0	44.6	44.9	40.0	50.0	75.0	60.0	251.0	50.1

※ JEPXデータより事務局にて作成。 単位：円/kWh

卸市場価格状況（システムプライス詳細）

- スポット市場のコマ毎のシステムプライスについては、**1月15日に過去最高値の251円/kWhを記録。**
- 10月5日においては、システムプライスが同日時点において**今年度最高の50円/kWh**となった。その後も、**1日1～4コマ程度50円/kWh水準のコマが発生。**

スポット市場 システムプライスの推移
(2020年12月15日～2021年10月20日)コマ毎価格



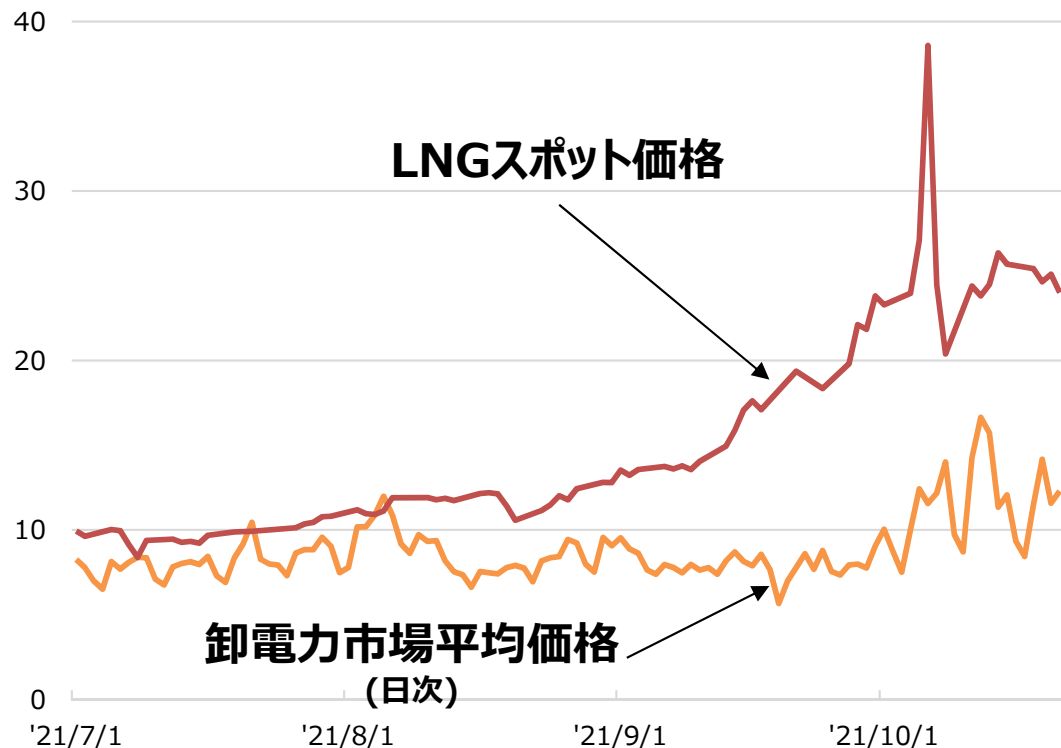
受渡日		システムプライス 1日平均価格	システムプライス 最高価格	50円以上コ マ数
2021/10/1	金	10.02	21.03	0
2021/10/2	土	8.81	12.20	0
2021/10/3	日	7.51	12.81	0
2021/10/4	月	9.94	28.25	0
2021/10/5	火	12.34	50.00	1
2021/10/6	水	11.53	39.05	0
2021/10/7	木	12.12	30.01	0
2021/10/8	金	13.93	50.00	1
2021/10/9	土	9.73	12.33	0
2021/10/10	日	8.70	12.00	0
2021/10/11	月	14.19	50.01	4
2021/10/12	火	16.41	50.00	1
2021/10/13	水	15.54	38.91	0
2021/10/14	木	11.37	30.00	0
2021/10/15	金	12.00	30.00	0
2021/10/16	土	9.38	12.38	0
2021/10/17	日	8.45	12.23	0
2021/10/18	月	11.40	30.01	0
2021/10/19	火	14.19	30.01	0
2021/10/20	水	11.69	26.07	0
2021/10/21	木	12.35	30.00	0
2021/10/22	金	15.45	36.70	0
2021/10/23	土	10.50	20.17	0
2021/10/24	日	9.95	19.34	0
2021/10/25	月	16.92	30.00	0
2021/10/26	火	15.38	32.87	0
2021/10/27	水	14.15	27.45	0
2021/10/28	木	13.17	23.05	0
2021/10/29	金	13.54	28.00	0
2021/10/30	土	12.12	21.42	0
2021/10/31	日	11.19	18.28	0

LNGスポット価格と卸電力市場価格

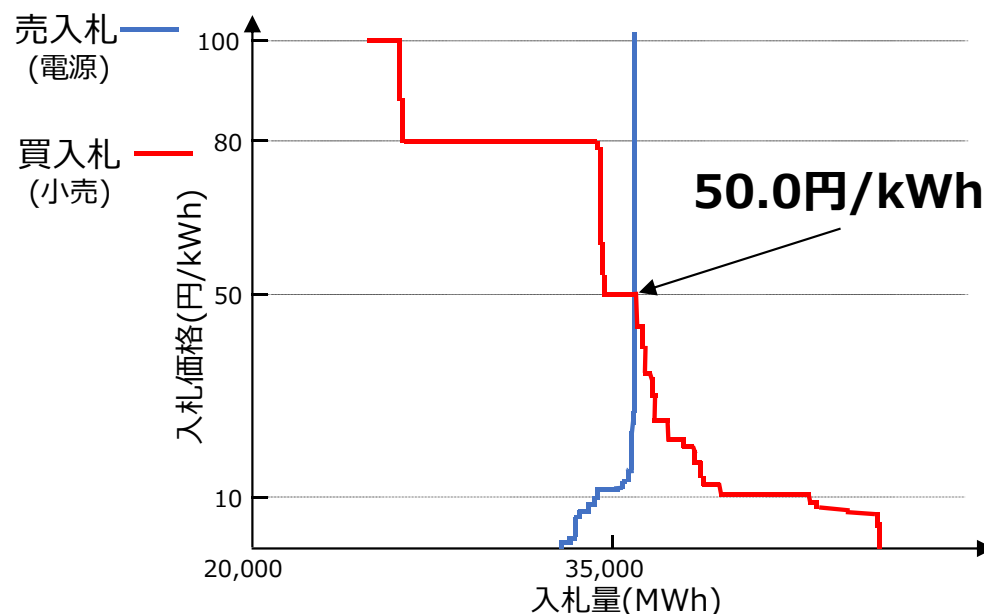
- LNGスポット価格が上昇傾向であった9月末時点においては、卸電力市場価格は横ばい。
- 10月に入ってから卸電力市場価格の平均価格が上昇しているが、高価格をつける時間帯においても、売り入札価格は上昇していない。一部エリアで高価格帯がついた時間帯においては、秋の低需要期にあわせて発電所の定期検査が行われ、供給力が限られていたなかで、季節外れの高温（30℃）となる地域もあり、需要が増加。さらに、買いそびれを避けるために高い価格での買い入札を行う買い手が増加し、価格の高騰につながった。

直近3か月間のLNGスポット価格と卸電力市場価格の比較

価格 (¥/kWh)



(参考) 一部エリアで高価格がついた時間帯の売買入札状況
2021年10月8日 16:00-16:30



※東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国エリア

売り入札量：1.0倍（前年同コマ比）

買い入札量：1.2倍（前年同コマ比）

10月8日最高気温（前日予報）：九州：30℃、四国・中国：28℃超

※ 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。LNGスポット価格はS&P Global Platts社のJKM指標に基づく

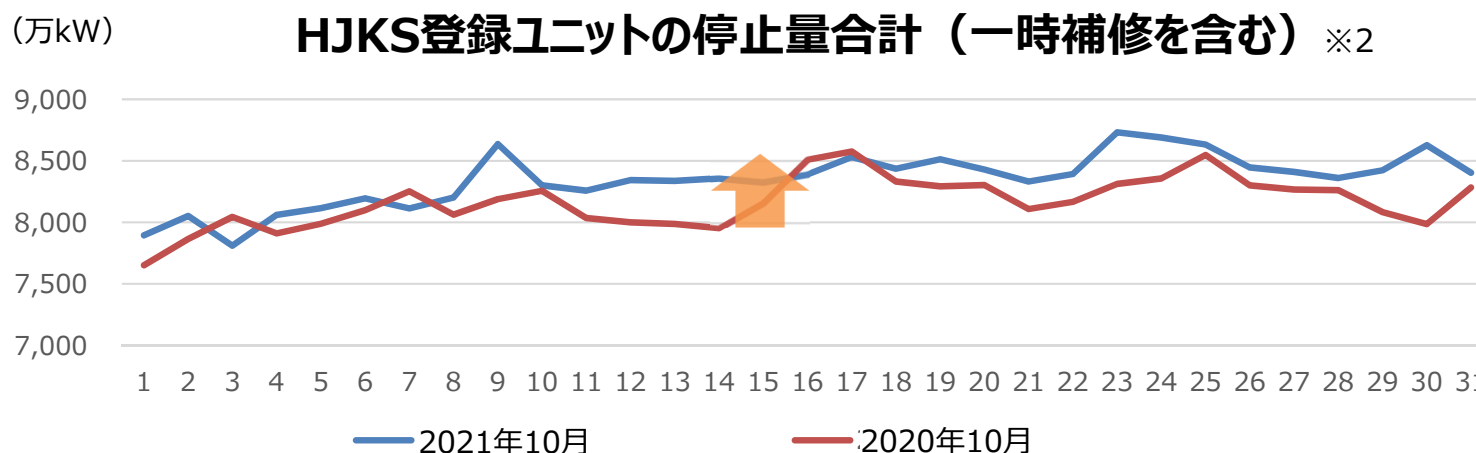
※ LNG価格 (¥/kWh) = (JKM価格 (\$/MMbtu) × 為替レート (¥/\$) × 単位換算係数 (MJ/MMbtu) + 燃料諸経費 (¥/MJ)) × 単位換算係数 (kWh/MJ) × 熱効率係数 × 所内変換効率係数

HJKS登録ユニットの停止状況の比較（今年10月、昨年10月）

- 10月中の定検による停止出力の総計（定検ユニットの総計）を比較したところ、昨年よりも今年の方が増加している。※ なお、一部の発電事業者では、9月予定の定検が10月にずれ込む事象が発生するなどしていた。
- 一時補修も含めた全体の停止状況を比較しても、昨年より今年の方が停止量が多い。

定検による停止出力の総計比較（2021年10月、2020年10月の比較）※1

	火力・水力発電停止出力	うち、火力発電停止出力	うち、水力発電停止出力
2021年10月	1,834万kW	1,652万kW	182万kW
2020年10月	1,249万kW	1,219万kW	30万kW



※ 1 は定検による停止のみを比較したもの。※ 2 は一時補修を含む停止量の合計を示しているため、※ 1 と※ 2 とで数値は一致しない。

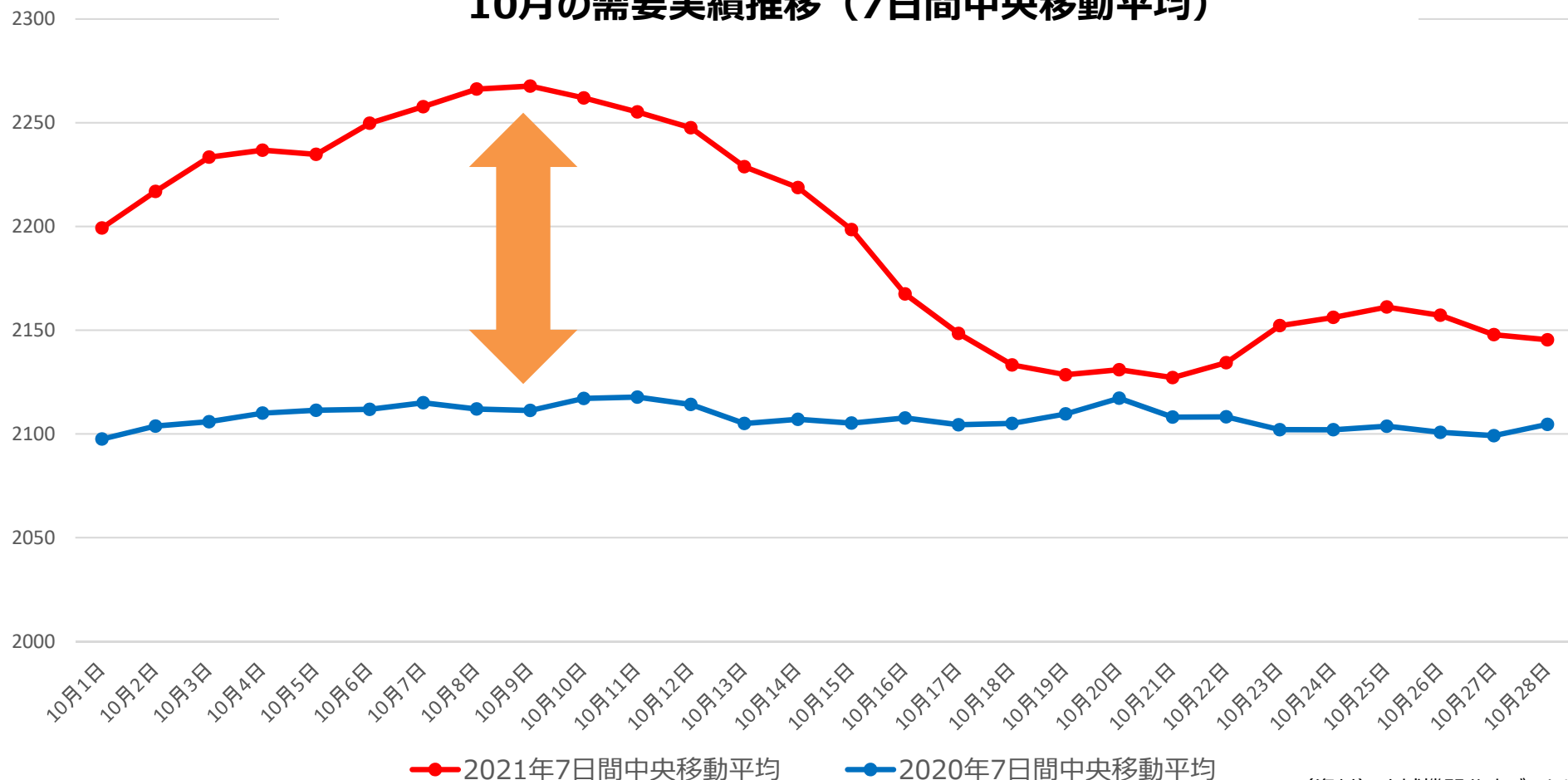
※ HJKS公表情報より停止情報を抽出し、事務局作成

10月の需要動向

- 昨年10月と今年10月の需要動向を比較すると、今年10月上旬において特に、季節外れの高気温等もあり昨年10月上旬と比較して全国的に大きく需要が増加していた。

(単位 : GWh)

10月の需要実績推移 (7日間中央移動平均)

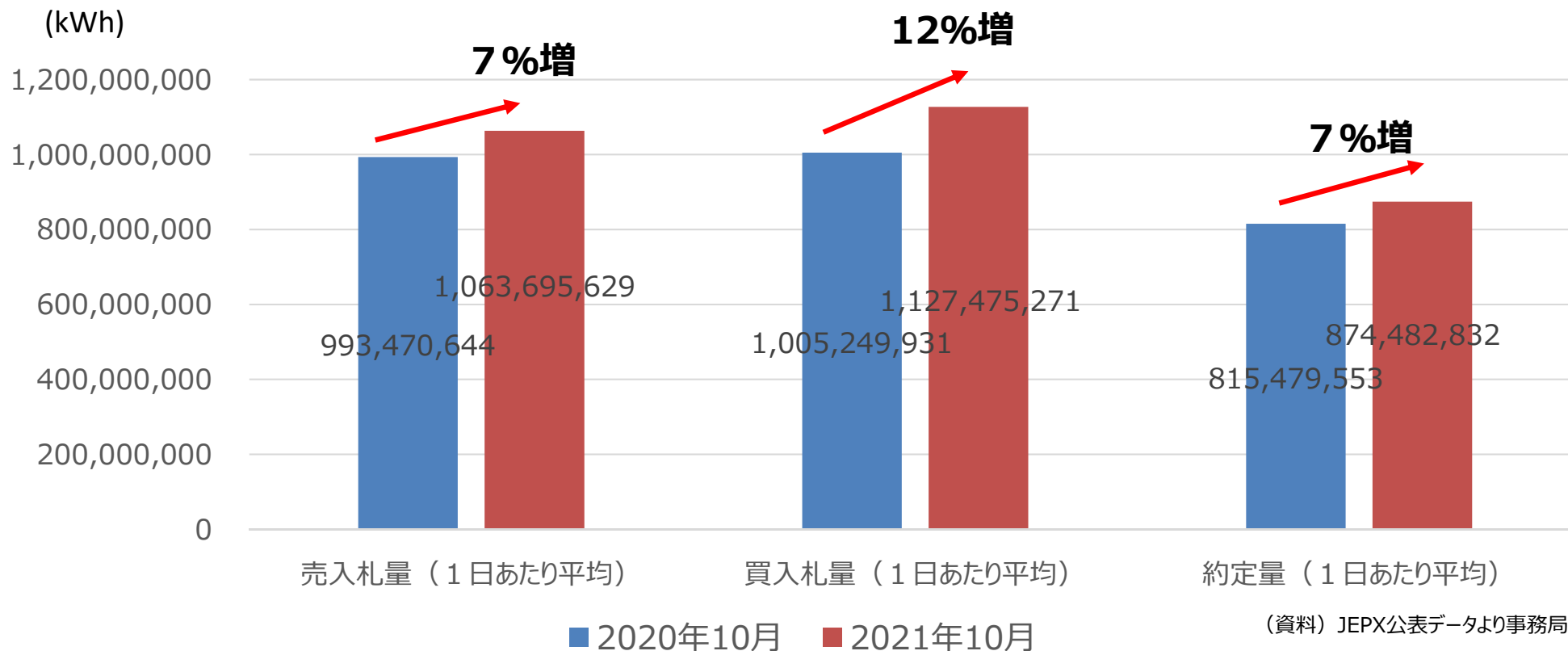


(資料) 広域機関公表データより作成
※沖縄エリアを除く全国分を合計

スポット市場への売買入札量の動向

- スポット市場への売買入札量の動向を見ると、昨年10月と今年10月を比較して売入札量が7%増加した一方で、前頁の需要増等もあり、買入札量は12%増とそれ以上に増加。
- 加えて、売り入札に占めるブロック入札量が増加し、実質的に約定可能な入札量が減少した結果、平均価格が高くなる傾向に。こうした傾向もあり、システムプライスの平均価格を見ると、昨年10月は5.0円/kWhであったところ、今年10月は12.1円/kWhに上昇している。

スポット市場における1日あたり平均売買入札量の比較

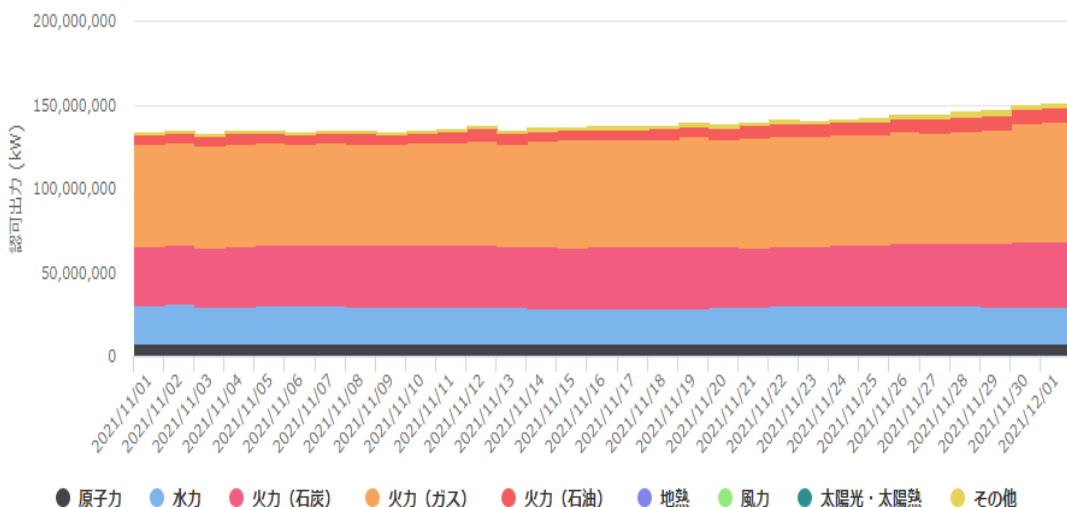


今後の供給力の見通しについて（HJKSにおいて公開）

- 発電機の計画停止・出力低下にかかる情報は、決定後速やかにHJKSに登録することとされている※1。同情報はHJKSのHPで入手可能であり、同情報を通じて、今後の供給力の見通しを得ることができる。 ※1 計画外停止についても発生後48時間以内の登録が必要。

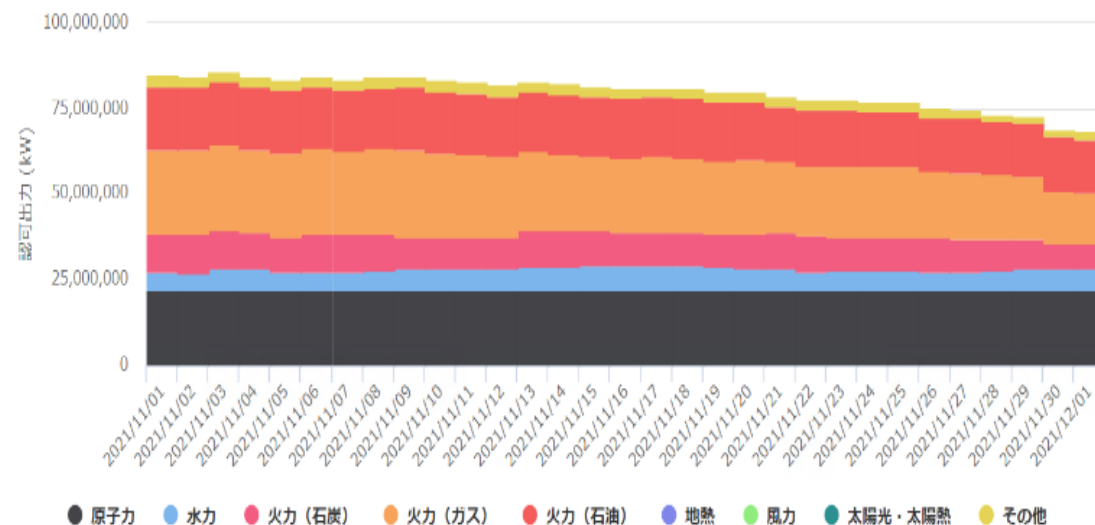
発電機の稼働状況（HJKS）

エリア：すべて



発電機の停止状況（HJKS）

エリア：すべて



・稼働状況、停止状況はHJKSに登録されているユニットのみとなります。
・出力低下情報は、稼働状況・停止状況のどちらにも含まれていません。

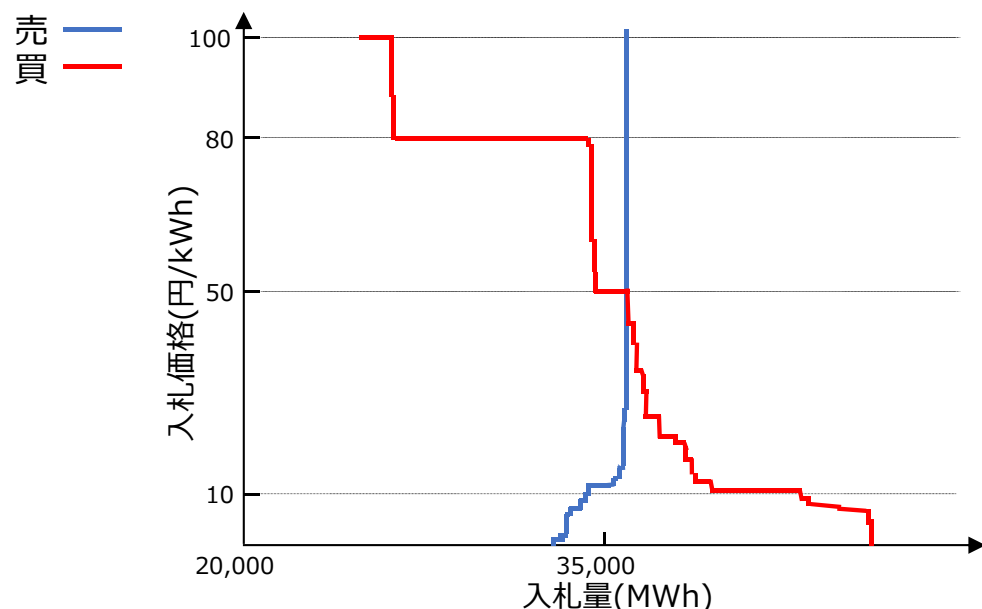
（出典）HJKSホームページ <https://hjks.jepx.or.jp/hjks/>

50円/kWhコマにおける価格決定のメカニズム

- 価格がスパイクしたコマにおいては、買い入札価格により約定価格が決定されていた（供給曲線が垂直）。価格の上昇は、売り入札の価格が上昇したためではなく、売り切れの発生と買い入札価格の上昇によるもの。売り入札価格に不自然な高値入札は見られていない。
- ※ 売り切れが発生し不足インバランスとなる状況では、スポット価格が高騰してもインバランス料金よりは安いことから、高騰コマにおいては限られた玉を奪い合う構造となったと考えられる。

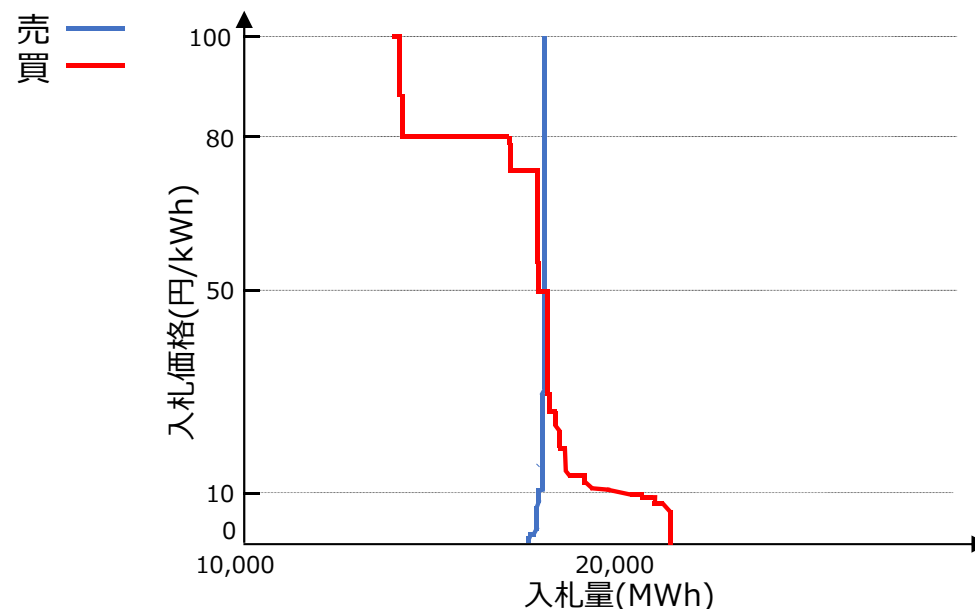
2021年10月8日 16:00-16:30

東北、東京、中部、北陸、関西、中国、四国エリアプライス：50.00円



2021年10月14日 6:00-6:30

中部、北陸、関西、中国、四国エリアプライス：50.00円



※ 0.01円部分の売り入札には、既存契約の自動入札分（ベースロード市場、先渡市場）、売りブロック約定分、再エネ、グロスビディング売り分等が含まれる。

※ 入札カーブには、約定ブロックは含まれるが、未約定ブロックは含まれない。

高値の売り札の約定量について

- 今般の価格上昇については、旧一電が燃料価格を反映し売り入札価格を引き上げているのではないかといった声も聞こえているところ。しかしながら、今秋、高値をつけたコマにおける売り札を見ると、新電力により供出された札によって価格が決定する事例も多くみられる。

※なお、市場支配力のないプライステイカーについては、自社の売り札引き上げによる相場操縦は成立しない。

- 10月中のエリアプライス20円/kWh以上を示したコマにおいて、約定された売り注文のうち最も高い価格の売り札を供出した事業者について確認したところ、全48コマ中24コマ（5割）が新電力であった。

	旧一電	新電力・その他	合計
売り約定札のうち最高価格となったコマ数総計	24	24	48

※ JEPXデータ（非公表）より事務局にて作成。

※ エリアプライス20円/kWh以上、売り注文価格20円/kWh以上で約定したコマを抽出して集計。

ブロック入札の約定率分析

- 事務局においては、価格スパイクが発生した日の入札可能量が全量市場供出されているかどうかを確認しているが、その際、ブロック入札により結果的に未約定となったものも「入札量」として計上されている。この結果、入札量自体には問題が見つからなかったとしても、そのほとんどがブロックにより行われ、当該ブロック入札の約定率が低い場合には、実質的に市場への売り惜しみに繋がっていた恐れがある。
- そこで、10月のブロック入札における各社の約定率を確認したところ、非常に低い傾向にある社が複数存在することが分かった。
- さらに、上記の事業者については、入札量全体（※）に占めるブロック入札の割合が高く、7社中5社が90%を超えている。
- 昨年同時期の大手発電事業者（旧一電、JERA、電源開発を含む）によるブロック入札の量を比較すると、売り入札量に占める割合は、70.3%から73.8%に増加しているものの、売りブロック入札の約定割合は、27.9%から24.7%に減少している。

		売り入札量全体 (GWh)	売りブロック入札 量 (GWh)	売りブロック約定 量 (GWh)	売りブロック約定 率 (%)	入札量全体に占 めるブロック入札 割合
総計	2021年	8,356.3	6168.1	1523.4	24.7%	73.8%
	(参考) 2020年	7,748.4	5444.5	1518.7	27.9%	70.3%

(※) グロス・ビディング向け、相対卸向け取引を除く

(※) 「総計」は、大手発電事業者（旧一電、JERA、電源開発）による売り入札の合計

(参考) ブロック入札の基本的な仕組み

- ブロック入札とは、複数のコマをまとめて入札する手法。2 時間以上の時間値を指定し、その時間を通じた価格、量を指定して入札を行う。
- ブロック入札は「全量約定の制約」があり、指定する時間帯を通じて入札量全量が約定する／しないのどちらかとなり、一部の量や時間帯だけが約定することはない。

ブロック入札の基本的な考え方と約定メカニズム

基本的な考え方

入
札
時

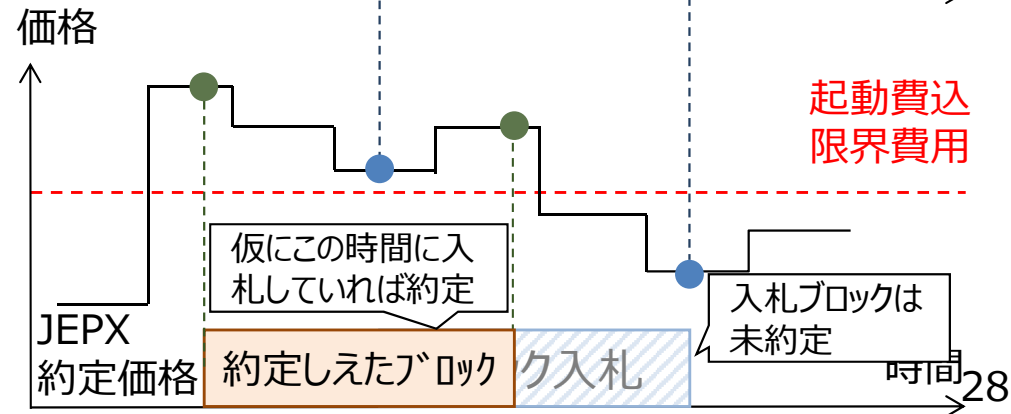
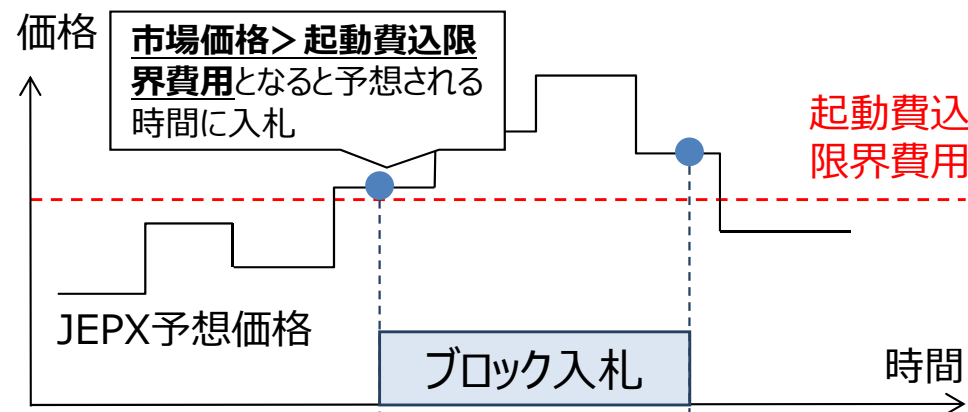
- ✓ BGは、ブロックの高さ（MW）と長さ（時間）を、電源の起動特性（最低運転時間、最低負荷）に応じてブロックの形状を決定し、起動費を含めた限界費用でブロック入札を行う。
- ✓ どの時間帯（コマ）に入札するかは、JEPXの市場価格の予想が、起動費を含めた限界費用を超過すると考えられる時間帯に入札することとなる。

約
定
時

- ✓ 市場価格がBGの予想から外れ、入札した時間帯の市場価格が入札価格を下回った場合、そのブロックは未約定となる。

※ なお、右の例では、入札ブロックは未約定となっているが、その電源が約定しうる時間帯が存在しており、その時間にその電源が非稼働となることで、電力システム全体として非効率が生じていることとなる。

イメージ図



1. ブロック入札の概要

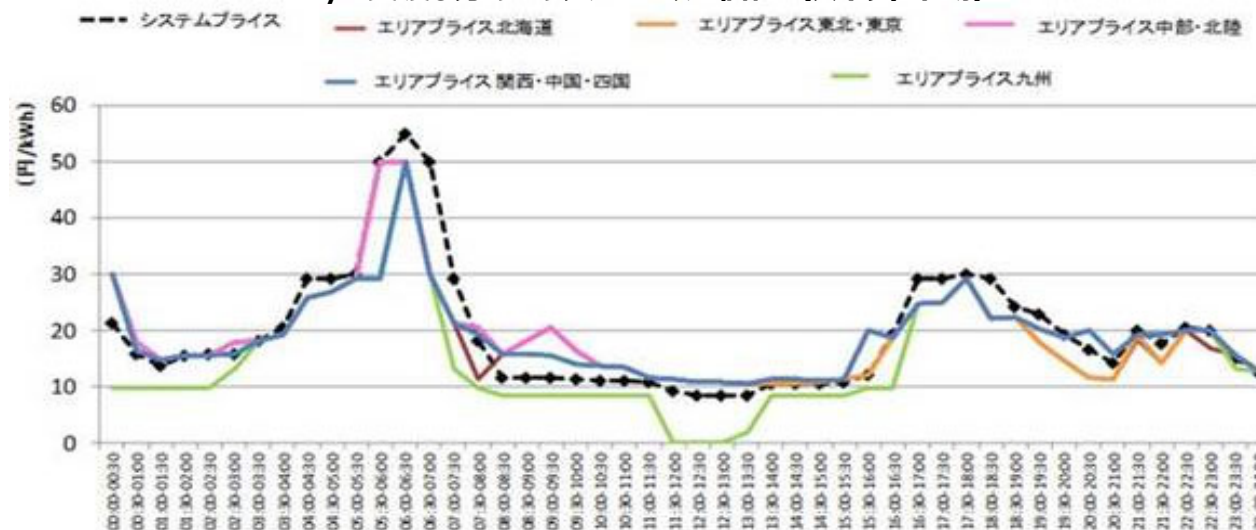
- 卸電力取引所のスポット市場において、現状、「30分」という取引単位が採用されている。このような状況において、発電事業者が電源を数時間以上稼働することを前提として、電気を取引所で売却しようとする場合、特定の30分だけ約定できなくなる（「歯抜け約定」※）リスクもあることから、売電事業者のリスク軽減を通じた卸市場活性化策として、複数コマを取引単位とする「ブロック入札」が導入された。具体的には、ブロック入札では、2時間以上の時間帯を指定し、時間帯毎の量、加重平均価格を指定して入札できる。

※ 例えば、連続するA～Cコマにおいて、Bコマに歯抜け約定が生じた場合、AコマからBコマで出力減少、BコマからCコマで出力増加が必要となるが、発電ユニットの出力調整能力の範囲を超えてしまうと、発電自体が困難となり、計画値同時同量が遵守できないこととなる。（仮にBコマで出力を維持すると発電事業者に損失が発生する。）

ブロック入札の悪影響の検証①

- 11/2のスポット市場においては、全国的に朝方に高騰が発生。売り切れにより買い入札価格で約定価格が決定していた。同11/2の入札実績を元に、ブロック入札がすべてコマ毎にバラで入札されていた場合を仮定し、シミュレーションを実施（次頁）。

11/2受渡し分のエリア別・コマ別価格（スポット市場）

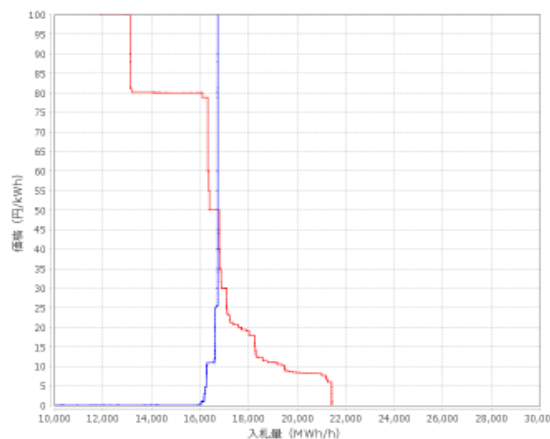


（資料）JEPX公表データより作成

高騰コマの需給曲線①

（11/2 5:30-6:00、北海道・東北・東京・中部・北陸エリア）

売：—
買：—

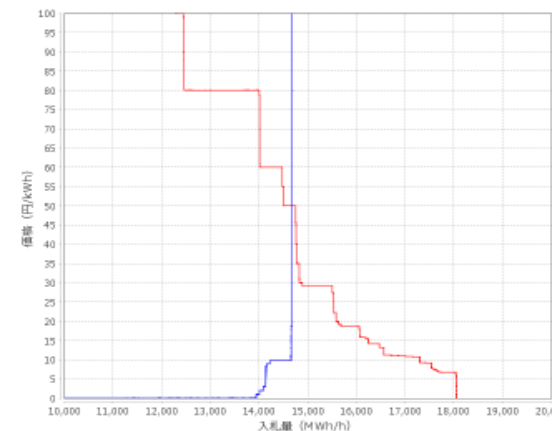


（資料）JEPX提供

高騰コマの需給曲線②

（11/2 6:00-6:30、関西・中国・九州エリア）

売：—
買：—

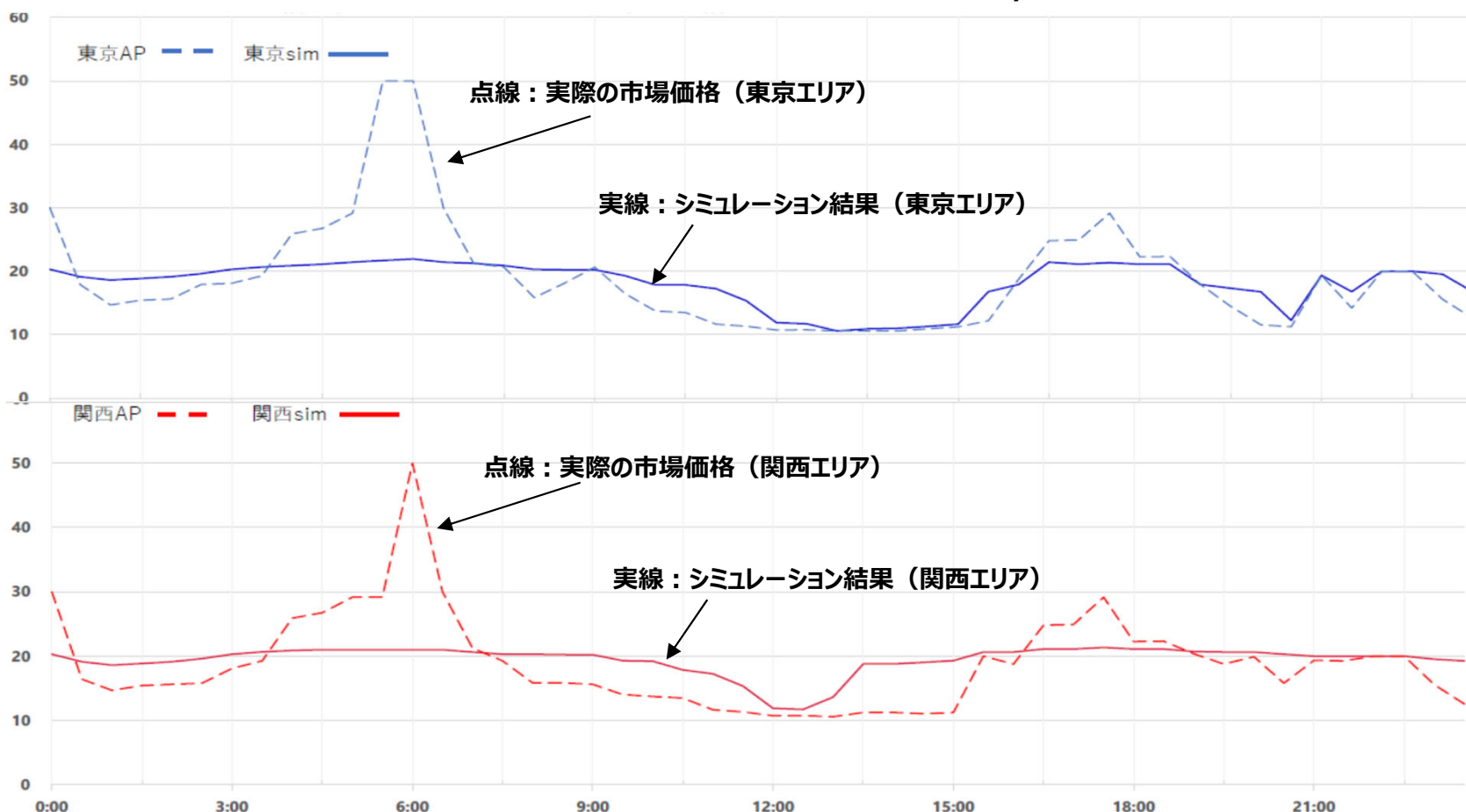


（資料）JEPX提供

ブロック入札の悪影響の検証②

- シミュレーションの結果、仮に全てのブロック入札がコマ毎にバラで入札されていたと仮定すると、11/2朝の高騰は発生せず、価格は概ね20円/kWh前後で推移していたと考えられる。
- ただし、本シミュレーションは、ブロックの約定結果に関わらずユニットは常に起動しており、ブロック内に未約定コマが出て（「歯抜け約定」しても）発電機の運用には支障が出ないという仮定に基づくもの。

ブロック入札分がコマ毎に入札されていたと仮定した場合の価格推移（11/2スポット市場受渡し分）

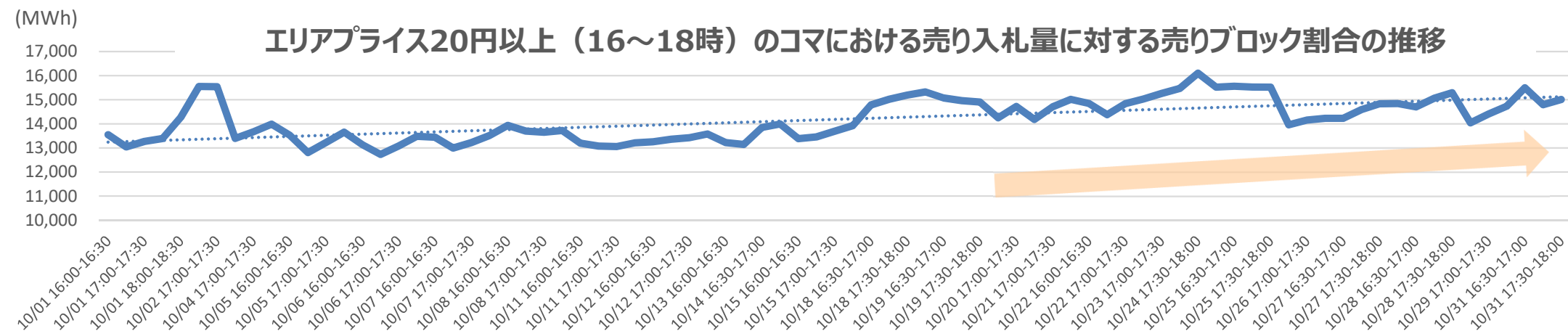
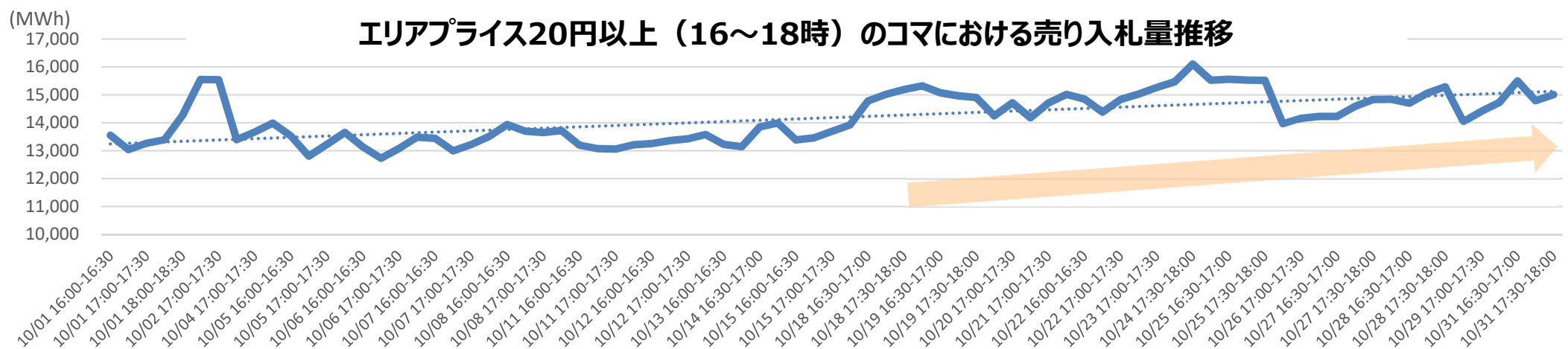


（※）ブロック入札は火力電源の起動等のため、複数コマ連続して約定することをブロック全体の約定の要件とするもの。本シミュレーションは、歯抜け約定したとしても、こうした火力電源の起動等にかかる運用上の支障は生じないと仮定したものであることには注意が必要。

（資料）JEPX提供

ピーク時間帯16～18時、エリアプライス20円以上での旧一電売り入札量の推移

- エリアプライス20円/kWhを記録したコマの中から16～18時に限定して、旧一電およびJERA、電源開発の売り入札量、売りブロック入札量を整理した。**全体の売り入札量は、ピーク時間帯に限定すると、10月後半にかけて増加傾向。**一方で、同時時間帯の**売りブロック入札量の占める割合についても、10月後半にかけて増加傾向**にあった。



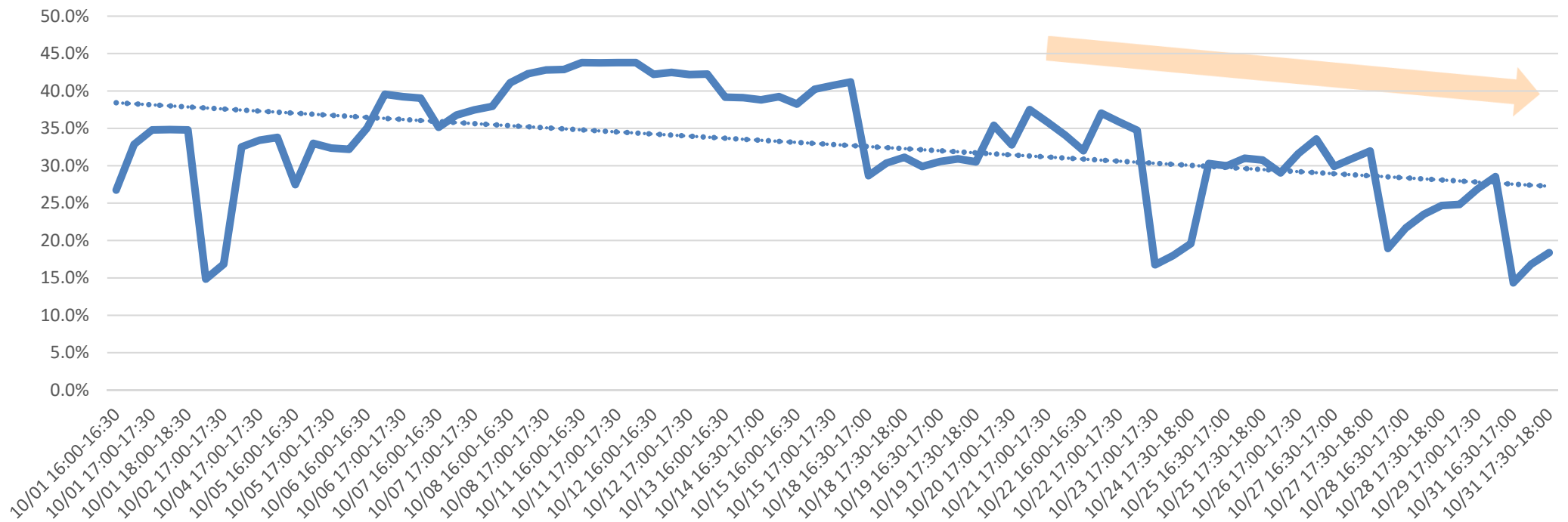
※ JEPXデータ（非公表）より事務局にて作成。

※ エリアプライス20円/kWh以上の16～18時のコマで約定したコマを抽出して集計。

ピーク時間帯16～18時、エリアプライス20円以上での旧一電売り入札量の推移

- 加えて同時期における売りブロック約定率の推移をみると、10月下旬にかけて減少傾向であった。

エリアプライス20円以上（16～18時）のコマにおける売りブロック約定割合



※ JEPXデータ（非公表）より事務局にて作成。

※ エリアプライス20円/kWh以上の16～18時のコマで約定したコマを抽出して集計。

10月に発生した価格スパイクの監視状況について

- 監視当委員会事務局においては、10月以降の価格スパイクを受け、旧一電およびJERAに対して価格高騰発生日における入札可能量に係る諸元の提出を依頼。
- それらの結果について、10/11、10/13、10/21、10/28、11/5に順次監視等委員会のホームページにおいて公開したところ。
- さらに、ブロック入札が約定価格に与えた影響等について詳細に分析を行うため、11/8（月）、旧一電およびJERAをはじめとした大手発電事業者に対して報告徴収を実施。
- 今後、同報告徴収の結果を踏まえ、さらなる検証を進めていくことを予定。

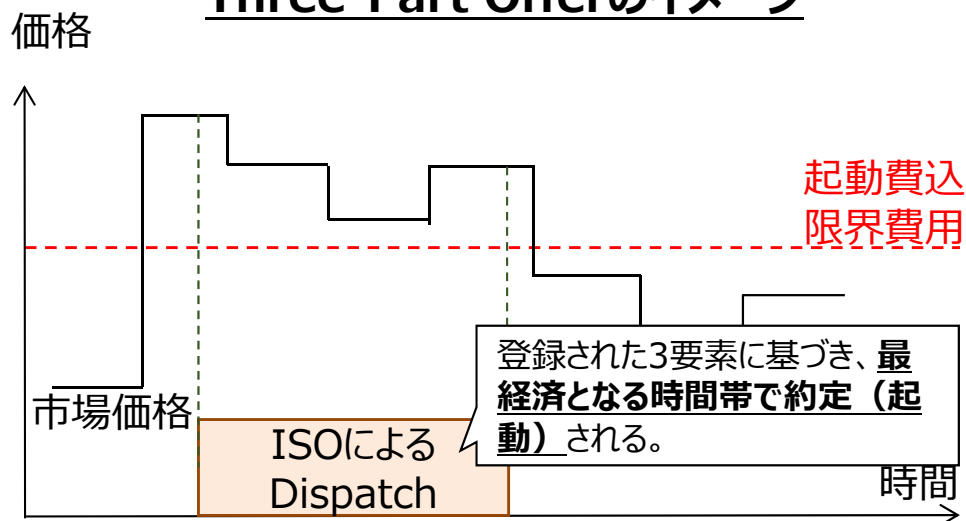
(参考) 諸外国におけるブロック入札について

- 米国PJMやERCOT等では、入札にあたり電源の①ユニット起動費 ②最低出力コスト ③限界費用カーブ の3要素を登録し、**全体最適な起動および電力供給となるようなアルゴリズムである“Three Part Offer”**が導入されている。
- 欧州EPEXでは、**ブロック入札に複数の条件を組み合わせることで、事業者が収益最大化可能な“Smart & Big Blocks”**が導入されている。

PJM・ERCOTにおける“Three-Part Offer”

- ✓ 発電事業者は、入札時に**①ユニット起動費 ②最低出力コスト ③限界費用カーブ**の3要素（Three-Part）を登録する。
- ✓ ISOは入札データを集約し、**社会的なコストが最適化される運用（＝発電事業者が最経済となる運用）**となるように、約定（起動）し、電源がディスパッチされる。

Three-Part Offerのイメージ



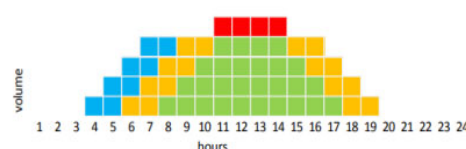
出所：各取引所HPより

EPEXにおける“Smart & Big Blocks”

- ✓ 通常のブロック入札に加え、複数種類のブロック入札を導入し、事業者はそれらを組み合わせて収益を最大化する。

種類	概要
Big blocks	従来のブロックよりも規模が大きく、最大1300MWまで対応可能なブロック。大規模な発電能力をカバーできる。
Loop blocks	双方が約定、あるいは未約定となる一対のブロック。買い・売りのブロックをまとめることで蓄電・放電に対応する。
Curtailable blocks	全量が約定あるいは未約定、もしくは取引事業者の定めた最低引受比率の部分のみ約定するブロック群。
Linked blocks	他ブロックの約定に依拠するブロック群。市場価格に対して多様な発電方式を提供することを可能にする。
Exclusive blocks	複数のパターンのブロックを想定し、最も収益性の高いタイミングで約定するブロック。

Linked Blockの例



Exclusive Blocksの例



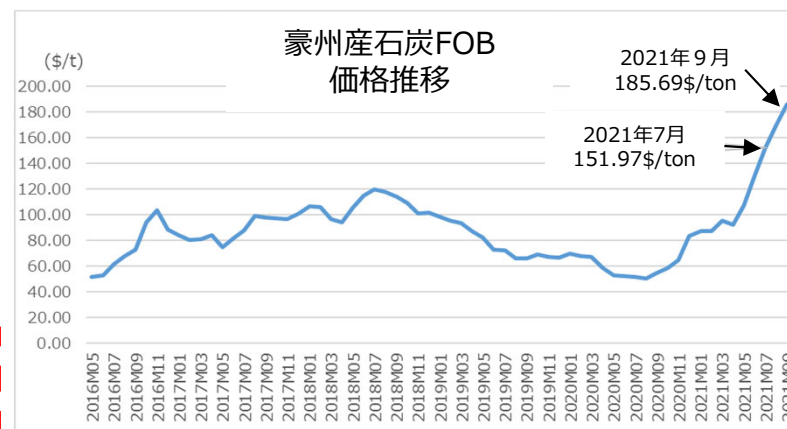
(参考2) BL市場オークション結果について

2022年度分ベースロード取引（第2回オークション）結果について

- 第2回オークションの約定量は、北海道市場で5.0MW（年間43,800MWh）、東日本市場で5.0MW（年間43,800MWh）、西日本市場で81.4MW（年間713,064MWh）であった。約定価格は、北海道市場で12.30円/kWh、東日本市場で12.16円/kWh、西日本市場で10.23円/kWhであった。
- **ベースロード供出価格には足元の燃料市況の上昇も織り込まれる**ところ、2021年度第1回オークションと比べ、**石炭価格のスポット価格が高騰**する中、**各社の供出上限価格における燃料価格も2～3割程度上昇**しており、**売り札平均価格も1円/kWh超上昇**した。一方で、**買い札平均価格の伸び幅は1円/kWh未満**であった。
- 買い手事業者については、昨冬のスポット価格の高騰や足元の燃料市況や電力先物市場の動向も踏まえ、ベースロード市場で受け渡しされる商品が年間固定価格である点も考慮した入札が望ましい。

2021年度第2回BL市場オークション結果

	約定量	約定価格		売り札平均価格※1	買い札平均価格※1
北海道	5.0 MW	12.30円/kWh	2021年度第1回オークション	11.61円/kWh	8.31円/kWh
東日本	5.0 MW	12.16円/kWh	2021年度第2回オークション	12.73円/kWh	9.08円/kWh
西日本	81.4 MW	10.23円/kWh	差額	+1.12円/kWh	+0.77円/kWh



※1：売り札平均価格及び買い札平均価格は、全エリアの注文量および注文価格の加重平均にて事務局作成。

**(参考3) 第66回制度設計専門会合
(令和3年10月22日開催) 資料抜粋**

1. 議論の対象の整理

- 機会費用の検討につき、前回は、燃料制約が生じている場合から検討すべき等のご意見をいただいた。
- 確かに、燃料制約発生時は機会費用の観点から整理を要する重要な場面。しかし、燃料制約発生時以外においても機会費用が発生することがあることを直ちに否定することはできないことから、ひとまずは燃料制約発生時以外のケースも視野に入れて検討してはどうか。
- 電力が希少になるケースとしては、(1) kWhに限界がある場合（例えば燃料制約発生時）のほか、(2) kWに限界がある場合（例えば広域の災害や事故などで稼働できる発電所に制約がある場合）も考えられる。これらの場合を含めて検討してはどうか。(※1)
(※1)また、平常時にも機会費用は存在すると主張する事業者もあり、この当否を含めて検討する観点からは、場合分けの整理としては、後記のとおり、(3)kWh、kWとも制約がない平常時も挙げておくことが考えられる。
- また、これらの論点につき、事業者へのヒアリングを行ったところ、関連する問題状況(※2)として、燃料(LNG)の需要・市況価格のスポット市場への反映に関する意見があった（LNGの市況価格が高い状況でLNG火力電源を稼働した場合の、燃料の追加的な調達価格をスポット市場の入札価格に反映すること等）。そこで、このようなケースについても併せて検討してはどうか。
(※2)後記のとおり、このケースは他の販売機会の喪失という状況とは問題状況がやや異なるため、理論的には機会費用とは一応別個の問題であるので、関連問題として検討すべきと考えられる。

(参考) 第62回専門会合での議論

- 前は、燃料制約が生じている場合を念頭に置いて議論するか、それに限らず議論するかという点についていくつかのご意見をいただいているところ。

(草薙委員)

- 機会費用を限界費用に含めるといったことに関しましては、今回の議論を開始した理由からしましても、燃料不足の場面に限定して考えていくというところから始めていただいたほうがよいのではないかと思います。
…(中略)…プライスメーカーである旧一電に、意図的に卸供給を絞り込むことの正当性を与えることにはならないということを確保していくにはどうすればいいのか。旧一電のコミットメントを維持していただくという観点からは、そういったことも重要な論点ではないかと思います。
その意味でこの議論は、燃料制約に限定するところからスタートして、機会費用の考え方をどのように導入するのか、しっかりとしたヒアリングを行っていただきたいと思います。

(松村委員)

- 機会費用はあらゆる局面で考えていくのだけれども、最初に、燃料制約下での機会費用をどう整理するのかから始めてほしいという点は、草薙委員と同意見です。〔佐藤事務局長の発言で〕通常は、その追加的な機会費用の部分はゼロですよということを言っていたので、安心はしたのですが、機会費用を無前提に入れていくと、どう悪用されるか分からないことを、私は相当心配しています。…(中略)…その意味で、機会費用の性格を明らかにするという意味では、ファーストステップとして燃料制約がある状況下で、これをどう考えるかを整理することから始めるのが合理的かと思いました。
例えばLNGのようなもので燃料制約が起こったとすれば、なぜ燃料制約が起こるような事態になったのかということ自体が当然問題になり、事後的には…(中略)…検証されると思います。その検証の過程で、入札も厳しく検証されると思いますので、そのような局面で合理的な機会費用を入れることの損失は相対的に小さく、社会的利益が相対的に大きいと思いますので、ここの整理から始めるべきかと思います。

(参考) 第62回専門会合での議論

(佐藤事務局長)

- 私は、機会費用を見るというのを、緊急時や平時で分ける必要はないと考えていまして、平常時は普通に市場から市場価格で買えるので、それ以外、わざわざ高く買う人は誰もいないので、平常時は単に機会費用がゼロになるだけなので、あえて分ける必要はないと思います。もちろん、異常時に機会費用以上に価格操縦をするのは、別途、違う文脈で問題があると思いますが、機会費用をどう見るかというのが全てであって、…(中略)…通常時は、機会費用は極めてゼロに近いのか、ゼロとしか見ようがないというところで、頭の整理は可能ではないかと思っております。
- 補足すると、基本的に機会費用をどう考えるかというのは、プライステイカーだったら、どういう値決めをするかというのが中心だと思います。つまり、プライステイカーだったら、通常時だったら、当然のことながら、何回も言っていますように、機会費用ゼロと見て、限界費用でしか出さないわけですね。今冬みたいなときは、相対契約とかで幾らでも高く売れるのに、限界費用で出すわけではないですね。そうすると、プライステイカーだったら、どういう場面で、どういう値段で売るかというのが基本的な考え方だと思います。

2. 機会費用 総論① ケースの場合分け

- 機会費用の考え方について、諸外国(欧州)では、「機会費用」は、取られなかったうちの最も価値のある選択肢の期待値などと定義され、他の時点での販売や他の市場での取引が例として挙げられている(次頁以下参照)。
- ここで「取られなかった」機会とされているとおり、機会費用を上乗せするには、そこで販売することにより他の販売機会が失われるという関係（非両立の関係）が必要と考えられる。
例. その日時にスポット市場で販売することで、
 - － 他市場（需給調整市場や時間前市場など）で売ることができない
 - － 他時点（翌日以降に行われるスポット市場入札）で売ることができない
- ここでいう他の販売機会につき、電気として売る場合については次の3つの場合に分けて検討することが考えられるのではないか。
 - (1) kWhに限界がある場合（例えば燃料制約発生時などリソースが十分でないとき(※)の、異なる時点の間でリソースの配分の問題）
 - (2) kWに限界がある場合（例えば広域の災害や事故などで稼働できる発電所に制約があり、同じ時点の電力供給の間で、どの市場・販売先にリソースを配分するかの問題）
 - (3) kWh、kWのいずれにも懸念がない平常時

(※)既に燃料制約が発動した場合の他、燃料を使用することにより近日中に燃料制約の発生が見込まれる場合もこれに準ずると考えられる。
- なお、上記(1)～(3)は他の販売機会につき電気として売ることを念頭に置いているが、このほか、他の販売機会として電気以外の形で売るケースもあり得る(例. LNGとしての転売、ガス卸取引での販売など)。

(参考) 前頁の分類図

機会費用：

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
(非両立の関係)

電気として売る機会

(1) kWhの限界
(異なるデリバリー時点の
販売の間でのリソース配分)

(想定される他の販売機会)

- ① 将来のスポット市場
- ② 将来の時間前市場
- ③ 相対契約

(2) kWの限界
(同じデリバリー時点の
販売の間でのリソース配分)

(想定される他の販売機会)

- ① 時間前市場
- ② 需給調整市場

電気以外として
売る機会

(想定される他の販売機会)

- ① 燃料のLNGを転売
- ② 都市ガスとして卸販売
など

(参考) 各社へのヒアリング状況① 旧一電の主な意見

<電気として売る機会>

(kWhの限界：燃料制約発生時、他の販売機会での期待収益を機会費用と見なすべきという意見)

- 燃料制約のある火力について、将来のスポット市場でより高く売れることが見込まれる場合は機会費用になる。至近類似日の過去の実績をもとに、一定の合理性のある機会費用として算定しうるのはではないか。
- 市場供出により相対向けの燃料を先使いしてしまった場合には、相対の引き合い価格が機会費用となるのではないか。

(kWhの限界：インバンス料金を機会費用と見なすべきという意見)

- 合理的に想定される限界的なkWhや翌日の需給状況を踏まえた補正インバンス料金を機会費用として認めるべきではないか。2022年度以降における新インバンス料金については、限界単価、補正料金インデックスの高い方がインバンス料金となる。発電事業者としては、調整力として出すことがより大きな収入が得られることとなる。
- kWh予備率にあわせて、ひっ迫の可能性が高まってきた段階でインバンス価格を機会費用にのせられないか。

<電気以外として売る機会>

(LNGスポット価格を機会費用と見なすべきという意見)

- LNGスポット価格が高価格となっているとき、当該価格指標を前提にkWh価格に直すのが一案。LNG価格が高価格となっている場合は、発電するよりも、LNGとして売った方が良い時は機会費用になる。
- 燃料価格が上がっている時には、燃料を使用することにより生じる追加調達にかかる費用を機会費用とみなすべき。ただし、燃料価格が下がった時には、機会費用は発生していないと考える。

(ガス卸価格を機会費用と見なすべきという意見)

- ガス卸事業を別途行っており、燃料制約はあっても余力はあるようなケースにおいてガスとして販売した方が収益が見込める場合がある。このとき、ガス卸価格が機会費用となるのではないか。

(参考) 各社へのヒアリング状況② 新電力の主な意見

(プライステイカーとしての行動)

- 燃料在庫が減少し、追加調達が必要となるケースにおいては、入札価格に追加調達費用を計上することが実際にある。こうした場合に、時価を発電効率で割り戻した燃料費まで上げることを検討中。
- 当社は通常時も制約時も限界費用で入札を行っている。燃料の性質によって裁定機会が存在すると認識するのが適当な場合とそうでない場合があるのではないかと感じる。
- 約定機会の最大化のため、燃料費については調達価格ベースで入札している。LNGが高騰しているものを取ってくれば価格に反映するが、そうでなければ別の価格設定は行わない。基本的に調達価格ベースで良いのではないかと考えている。
- 約定機会を最大化させるため、平時も高騰時も純粋な燃料費のみ計上している。売る手段もなければ貯蔵タンクもないため、LNGとしての転売収益は考えていない。
- 社内で検討した一定額で常時入札を行っている。燃料は基本的に長期契約のため、調達コストを踏まえた微調整は行っていない。自家消費がまかなえない場合には市場への供出を控えることがある。

- 前回の専門会合での議論で、**機会費用を無限定に入れることによる悪用への懸念が指摘**されており、事業者へのヒアリングにおいても、発電能力の大宗を有する旧一電が機会費用を加味した入札を行うことによる**価格吊り上げや相場操縦を懸念する意見**も見られた。
- 燃料不足時に市場参加者に対して価格シグナルを発するため機会費用の考え方を織り込んだ入札を認めることには一定の合理性がある一方、特に**シングルプライスオークションのスポット市場**については支配力による**相場操縦の抑止の観点も強く妥当するところ**。
- したがって、市場支配力を有する事業者による、スポット市場の入札価格への機会費用の上乗せを無限定に認めることは適切ではなく、事業者において機会費用を織り込んだ入札を行うにあたっては、次のような根拠を有するべきと考えられるのではないかな。
 - 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．市場価格の指標など）
 - ② **入札数量の妥当性の客観的根拠**（機会費用算定根拠の**取引の厚み・数量**など）
例えば、取引の厚みが薄い指標価格を元に機会費用を算定し、スポット市場においてそれと均衡性の取れない入札数量にそのまま機会費用を算入することは適切でない。
（例．取引数量の少ない時の先渡価格を参照する、時間前市場での一部コマの価格を参照してスポット市場の全時間帯の入札に加味する等）
- 市場価格が高騰した場合をはじめ必要がある場合には、監視委より機会費用を上乗せした入札を行った**旧一電に対して、その入札価格や数量が適切であることの根拠の説明を求める**こととしてはどうか(※)。
 - (※) 当該事業者において適切な根拠の説明ができない場合、相場操縦の問題となり得る。なお、多くの発電能力を有するという観点から旧一電に説明を求めることが主には想定されるものの、個別の状況により、旧一電以外の事業者に対して説明を求める可能性も排除されない。

3. kWhに限界がある場合（燃料制約発生時ほか）

- 諸外国の議論でも論じられているように、機会費用が生ずるケースの一つとして、**他時点での販売機会**がある(※1)。この場合、供給時点が異なるためkWの上限は問題とはならない。
(※1)想定される販売機会としては、①将来のスポット市場での販売、②将来の時間前市場での販売、③相対契約での販売などが考えられる。
- このため、他時点での販売機会が機会費用となる場合とは、リソースに限界があるために、**ある時点で発電することにより別の時点で発電できないトレードオフの関係**にあるといった、**時点の間での非両立の関係**（即ち、**kWhの限界**）が必要となるのではないか。
- **典型的には**、LNG火力電源につき**燃料制約が発生している場合**などにこのような関係が成立すると考えられる(※2)。（燃料制約発生時の機会費用の考え方は後出30頁で改めて検討。）
(※2)既に燃料制約が発動した場合の他、燃料を使用することにより近日中に燃料制約の発生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。
- 他方で、**燃料の残量に懸念がない状況**においては、両時点において発電をすることに支障がなく**異なる時点の販売が両立する**ため、**機会費用を算入する根拠が欠ける**ものと考えられるのではないか。したがって、**平常時も含めて常に機会費用が発生すると考えることは適当ではなく、機会費用の算入を考え得るのは、燃料の残量の懸念など非両立の根拠となる理由がある場合に限られる**のではないか。
- 燃料制約の場合以外に、kWhの限界による機会費用を認めるべき場合はあるか。（例えば、貯水式水力発電における残水量の問題も同様に考えられるか。）

4. kWに限界がある場合

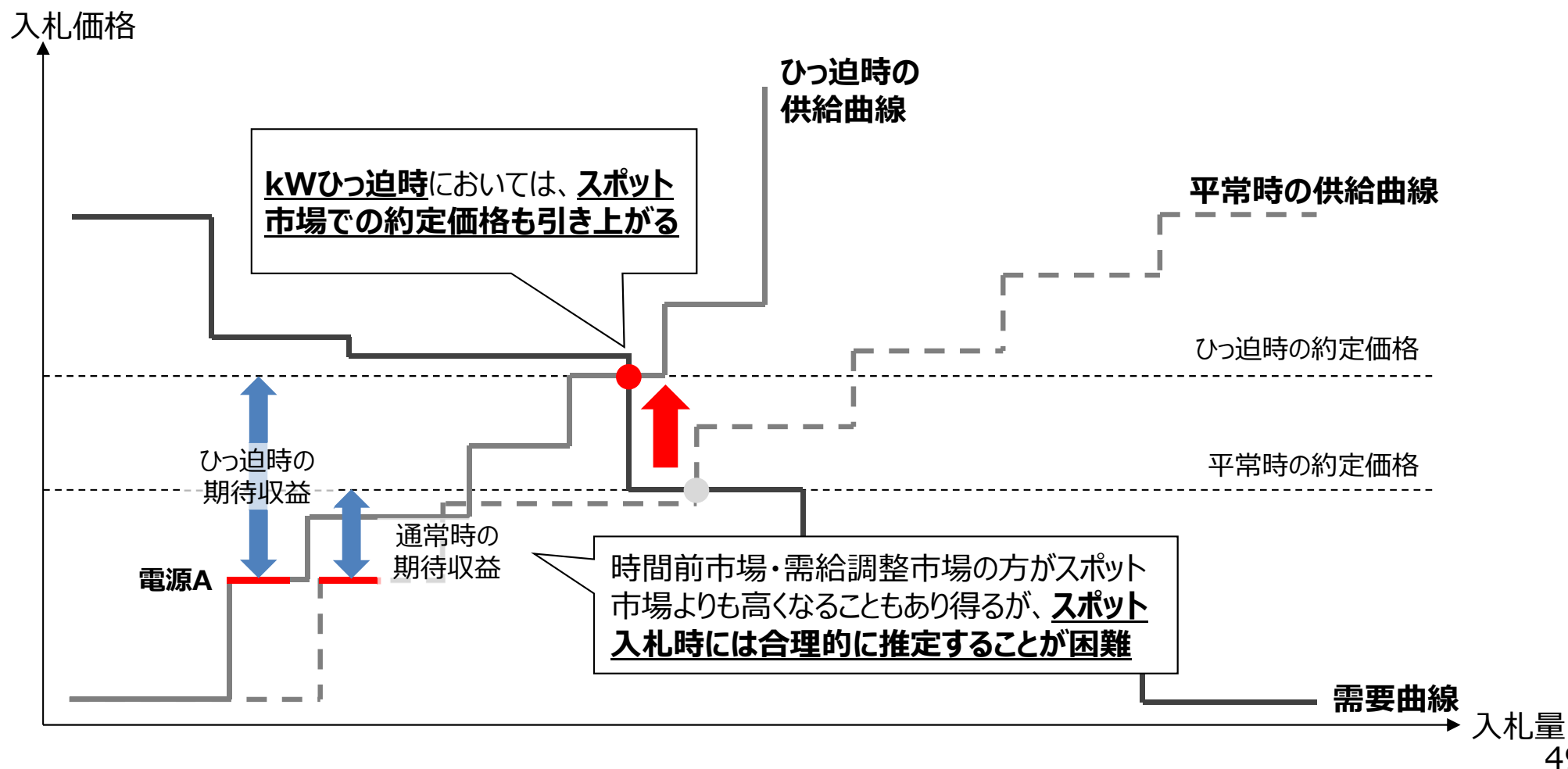
- 理論的には、kWhに限界がある場合のほか、同じデリバリー時点でのkWという観点からも、スポット市場の入札と他の取引機会(時間前市場、需給調整市場)が機会費用の関係(非両立の関係)に立つことがあり得る。
- その場合、機会費用が生じるにはスポット市場価格と他の機会(時間前市場、需給調整市場※)での価格に値差があることが必要である。一方、時間前市場や需給調整市場の価格が、一定以上の蓋然性をもって上昇すると考えられる場合には、スポット市場においても同様に需給が逼迫しているため、価格が上昇すると考えられる。
- そのため、時間前市場や需給調整市場の価格の方がスポット市場よりも高くなるという構造的な要因は存在しないことから、同じデリバリー時点でのkWという観点からは、機会費用は生じないと考えられるのではないかな。
- なお、各社へのヒアリングにおいては、kWhについての意見が大宗を占めていた。

(参考) kWに限界がある場合の市場価格の動きについて

第66回制度設計専門会合
(令和3年10月22日)
資料3より抜粋

- kWがひっ迫し、スポット市場の入札時点において、時間前市場や需給調整市場が高値となることが想定される場合には、スポット市場の約定価格も高値になると考えられるため、入札価格を高値にする合理的理由はないと考えられる。

平常時とひっ迫時のスポット市場価格について



5. その他（kWh・kWとも制約がない平常時、電力以外での販売）

- 以上の検討を踏まえると、kWh・kWともに懸念がない平常時については、機会費用が発生するとは考えにくいのではないかな。
- また、電気以外の形で売る機会（例．LNGとしての転売、ガス卸取引での販売）に基づく機会費用も考えられるが、これらの場合についても前提として非両立の関係が必要であること（例えば、LNGの残量に限りがあり、LNGとしての転売やガス卸取引での販売を行うと発電需要を満たすことに支障が生ずるという状況）や、機会費用を織り込んだ入札の価格や数量について客観的な根拠が必要であることは、前記と同様ではないかな。

6. ここまでの議論のまとめ

- 以上を踏まえると、機会費用の発生が考えられる典型的な状況として、まず、**燃料制約発生時については、機会費用の算入に関する考え方の検討が必要**と考えられる。
 - そこで、以下では、まずは**燃料制約発生時について整理検討**を行うこととしてはどうか。
- ※ 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。
 - ※ なお、上記の場合における機会費用の価格指標の考え方の一つとして、燃料転売により収益が見込まれるものの、燃料制約が発生するためにスポット市場向けの発電と非両立の関係となるケースなどが考えられるが、燃料の転売による期待収益を機会費用として織り込もうとする場合には、別途、**事前に当局に対して申し出を行うことを求め、その内容を確認すること**としてはどうか。ただし、**燃料転売のケースについては、「燃料ガイドライン」との関係もあるため、資源エネルギー庁において議論のうえ、その結果も踏まえて詳細を検討すること**としてはどうか。

7. 燃料制約発生時の機会費用の考え方について（その1）

- 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存在していると考えられるため、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のが適切であると考えられる。
- 燃料制約発生時において、市場参加者に対して価格シグナルを発するため、機会費用の考え方を織り込んだ入札を認めることには一定の必要性がある。
- 他方で、ヒアリングにおいても旧一電の入札行動による相場操縦を懸念する意見もみられるところ。特にシングルプライスオークションのスポット市場についてはこの観点が強く妥当するところであり、不適切な相場操縦行為を防ぐ必要から、旧一電による機会費用の算入を無限定に認めることは適切ではないのではないかな。
- この観点から、入札価格への上乗せを行う機会費用については、客観的な根拠（※1）を必要としてはどうか。また、価格と併せて数量についても客観的な妥当性（※2）を要求すべきか。
※1: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: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を認める等の考え方を取る必要はあるか
- なお、機会費用算定の根拠としては、客観性に加えて、前述の非両立の関係が成立していることが前提となることに留意が必要（※3）。
※3:例えば、現在は燃料制約が発生している一方で、1ヶ月後の入船によって十分な燃料在庫が確保される場合、1週間後に受け渡される先渡契約とスポット市場との間には非両立の関係が成立すると考えられるが、1ヶ月以上先に引き渡される先渡契約とは非両立ではないと考えられる

7. 燃料制約発生時の機会費用の考え方について（その2）

- 市場価格が高騰した場合などをはじめ、必要がある場合には、監視委より機会費用を上乗せした入札を行った旧一電に対して、その入札価格・数量が適切であることの根拠の説明を求めることとしてはどうか。
- なお、今冬は本取組の初年度となるため、当面の間、旧一電が機会費用の考え方を新たに採用し、入札価格に反映した場合には、直ちに当局に報告することを求めることとしてはどうか。

7. 燃料制約発生時の機会費用の考え方について（その3）

- また、事業者へのヒアリングにおいては、2022年度から導入される新インバランス制度におけるひっ迫時補正インバランス料金を機会費用として考慮したいという声があった。
- 実際に、計画発電量をゼロとしながら、実際の発電量を全て余剰インバランスとして精算をすれば、ひっ迫時補正インバランス料金にて収益を得られる。一方、インバランス料金は計画値同時同量を市場参加者に促すためのインセンティブとしての公的制度という側面を有していることを考慮すると、インバランス料金を基に機会費用とすることは不適切だと考えられるのではないかな。
- 以上を踏まえ、インバランス料金の予測との差額を加算して入札することや、客観的な指標（先渡・先物等）に拠らない将来のスポット市場の約定価格の予測との差額を加算して入札することは、スポット市場の入札において問題のない機会費用の算入とは必ずしも言えず、個別の状況に応じて相場操縦行為に当たる可能性はあるものと考えられる。
 - ※ スポット市場は需要曲線と供給曲線の交点により価格が形成される場であるため、売り入札者の安易な予測によって需要を織り込んだ入札をシングルプライスオークションの供給側の入札価格とすることは、相場操縦の観点からの懸念が残るものと考えられる。
 - ※ また、市場支配力を有さない事業者の場合、インバランス料金を予測した高値で入札しても、実際の需給の状況に余裕がある場合は約定機会を逃すこととなる。一方、市場支配力を有する事業者が、これを行行使して確実に約定を見込む行為は、相場操縦にあたると考えられる。

7. 燃料制約発生時の機会費用の考え方について（その4）

- 2020年度冬期のスポット価格高騰に際しては、直前まで通常の価格水準が継続していたところ、市場における売り切れの発生に伴い急激に価格が上昇した。当該期間とその前後において、事業者はそれぞれ相対取引を活発に行っていたとされるが、それら相対取引における取引情報は一般には公開されておらず、高騰期間中においても、市場を経由せず取引される量が相当程度存在していた。
- この点、市場高騰に際して、取引価格の上昇に応じて売り入札が市場に供出されることは、その時点での電気の価値に応じた適切な価格シグナルの発信という観点から、より望ましいものと考えられる。したがって、相対取引の引き合いを受けている札が市場に供出されるよう、相対取引の引き合い価格を機会費用の指標の一つとして認めることも考えられるのではないかな。
- ただし、相対取引に係る取引条件は非公開情報であることから、相互に示し合わせて意図的に高値の条件を提示し、それを機会費用に反映することで、相場を吊り上げるといった不公正取引の類型が考えられる。
- そのため、入札価格の監視にあたっては、当該入札を検討している旧一電に対して事前に買い手側からの提案書等の提出を要請し、その相対取引の引き合い価格が妥当なものであったのか、さらに事後的に確認する必要があると考えられるのではないかな。
 - ※ 例えば、2週間後引渡しの相対取引の引き合いがあり、その価格水準にてスポット市場に入札が行われた際に、事後的に当該期間の価格動向を確認し、その引き合い価格付近の一定の幅に収まっていれば、妥当であると考えることができる。
 - ※ ただし、実際にその価格を予測をしていたが、予想外の需給の変化によって、スポット市場の実績と相対取引での引き合い水準に乖離が生じる場合も考えうところ、妥当性の基準について、どのように考えるべきか。

(参考) 第62回専門会合での委員等のご意見

(松村委員)

- インバランス料金が高くなると予想されるので、そのようなときには高い入札価格という発想は、私には理解しかねます。この議論は、入札価格札で、実際につくシステム価格とは違うことをちゃんと認識しているのでしょうか、ということをもう一度整理していただきたい。

つまり、インバランス料金がすごく高くなることが予想され、インバランス料金の関係から、インバランスを決して出さないように、スポットでの調達のインセンティブが高まることになったとすると、例えば札入れが30円だったとしても、80円なり180円なりという価格で取引される可能性も出てくるし、本当にインバランス料金が高くなる蓋然性が高ければ、スポット市場でもそういう価格で落札される。ということは、そのようなときに事業者が勝手に、インバランス料金の関係からして、機会費用は190円だなどと判断し、その結果として、190円を出したら約定しなかったなどという電源が出てくるようなことは決して効率的なことではないと思います。

実際に、インバランス料金が高くなる、そのように需給が逼迫することを理由にして、入札価格を高くするというのは、私は理解しかねます。それは、燃料制約がある局面でというので集約するのであればまだ理解できますが、それ以外の理由で変な議論にならないようにすべきです。

(参考) 各社へのヒアリング状況 新電力の主な意見

(議論への意見・懸念)

- 旧一電の裁量の範囲内でできることが増えると、市場への影響を懸念。特に平常時においても機会費用の計上を認めるとなると支配的事業者の裁量が大きくなってしまわないか。慎重に議論いただきたい。
- 発電設備の大宗を旧一電とJERAが持っている中、平常時にも野放図に機会費用を計上できるようになることは懸念がある。
- 補正インバランス料金を機会費用として認める場合、補正インバランスが事前に高くなると分かていれば、スポット市場には高い価格で入札したり、売り惜しみをしたりするという事業者行動に繋がる恐れがある。燃料制約時の価格シグナルの必要性は理解するものの、補正インバランスを機会費用とする点については懸念を感じる。

8. 限界費用における燃料価格の考え方について（その1）

- 電力の卸・小売契約においても、燃料調達契約の契約期間と卸・小売契約の契約期間にギャップがある場合、消費される燃料の量に過不足が生じるリスクが発生。その際、卸・小売契約の期間に合うように燃料の調達契約を割当てて原価管理を行っている事業者も存在する。
- こうした原価管理を踏まえると、スポット市場への入札にあたって、長期契約の燃料の残分と、短期契約での追加的な調達分を組み合わせ、発電量で割り戻した価格が、限界費用に該当する場合があると考えられる。
- また、長期契約で調達した燃料を卸電力市場に入札する場合であっても、その燃料が消費されることで、将来的な需要に対応するために追加的な燃料調達を行う必要が生じるような時には、その追加調達分を考慮した原価管理が必要となる。
- 特に、直近では全世界的に資源価格が上昇しているところ。こうした市況も踏まえ、燃料不足が発生した場合には系統利用者の適切な行動を促す事が適當であることから、卸電力市場においても燃料の追加調達に対する価格シグナルが発せられることが望ましいのではないかと。
- 以上を踏まえ、当該価格・量での燃料の追加的な調達が合理的であると客観的に確認可能な場合、燃料の追加的な調達価格を考慮した上で入札することは、事業者の原価管理の考え方や燃料の需給状況を価格シグナルとして反映するという観点から、許容されるべきではないかと。

8. 限界費用における燃料価格の考え方について（その2）

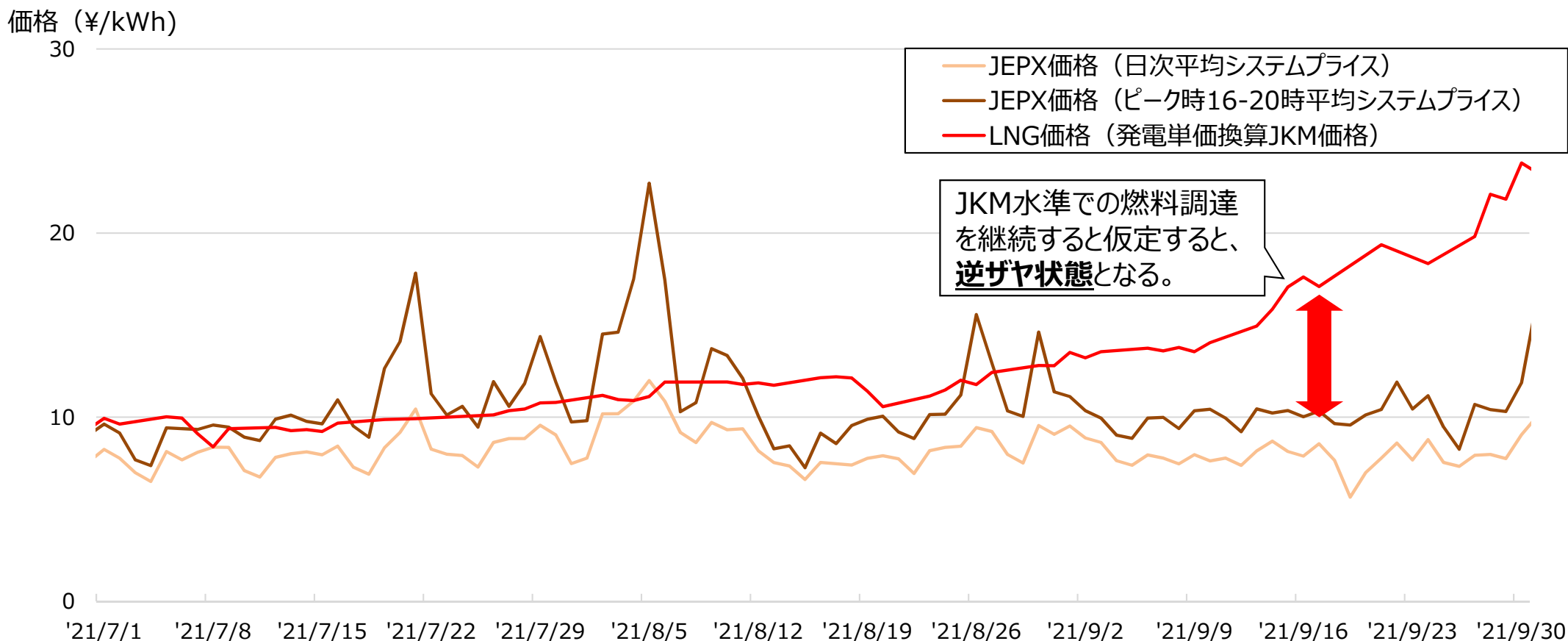
- ただし、前頁の考え方とする場合においては、相場操縦を目的に、事前に燃料調達を絞ったり、平時に転売したりすることにより不当に追加的な調達を発生させる行為を防止するため、「燃料ガイドライン」なども参照しつつ旧一電の調達行動や転売行動を確認することが適当だと考えられる。
- また、追加調達にあたり、より一般的で合理的な調達手段が他に存在する場合や、燃料を消費しても追加的な燃料調達の必要性が生じない場合においては、その価格・量での追加的な調達は合理的であると客観的に考えられないことから、前頁の考え方は成立しないと考えられるのではないかな。
- なお、今冬は本取組の初年度となるため、旧一電が前頁の考え方を新たに採用し、入札価格に反映した場合には、直ちに当委員会に報告し、事後的に説明することを求めることとしてはどうか。

(参考) LNG価格と電力スポット市場価格

第66回制度設計専門会合
(令和3年10月22日)
資料3より抜粋

- 9月末時点において、LNG価格が上昇傾向であったのに対し、電力市場価格は横ばいであった。
- 10月に入ってから、JEPX価格の平均価格も上昇しているが、20円以上の高価格をつける時間帯の殆どは、売り切れの発生により、買い入札価格で市場価格が決まったものであった。

直近3か月間のLNG価格と電力スポット市場価格の比較



※ 日次平均システムプライス、ピーク時16-20時平均システムプライスは、約定量 (kWh) をもとに加重平均価格を計算。

※ 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。

(参考) 入札価格の分布について

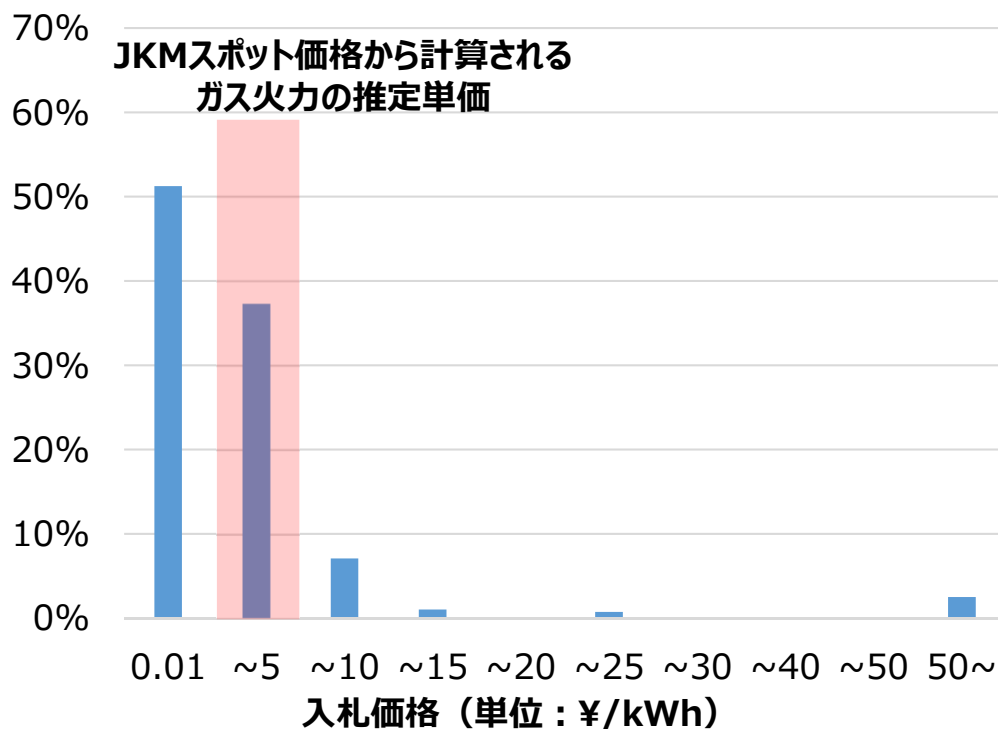
第66回制度設計専門会合
(令和3年10月22日)
資料3より抜粋

- 2020年9月と比較して2021年9月のJKM価格は5.3倍となったが、JEPXの売入札価格には入札価格帯の大幅な変化は見られない。

2020年9月の売入札価格分布

月間平均JKM価格：4.7 \$/MMbtu
推定ガス火力価格単価：3.5 ¥/kWh

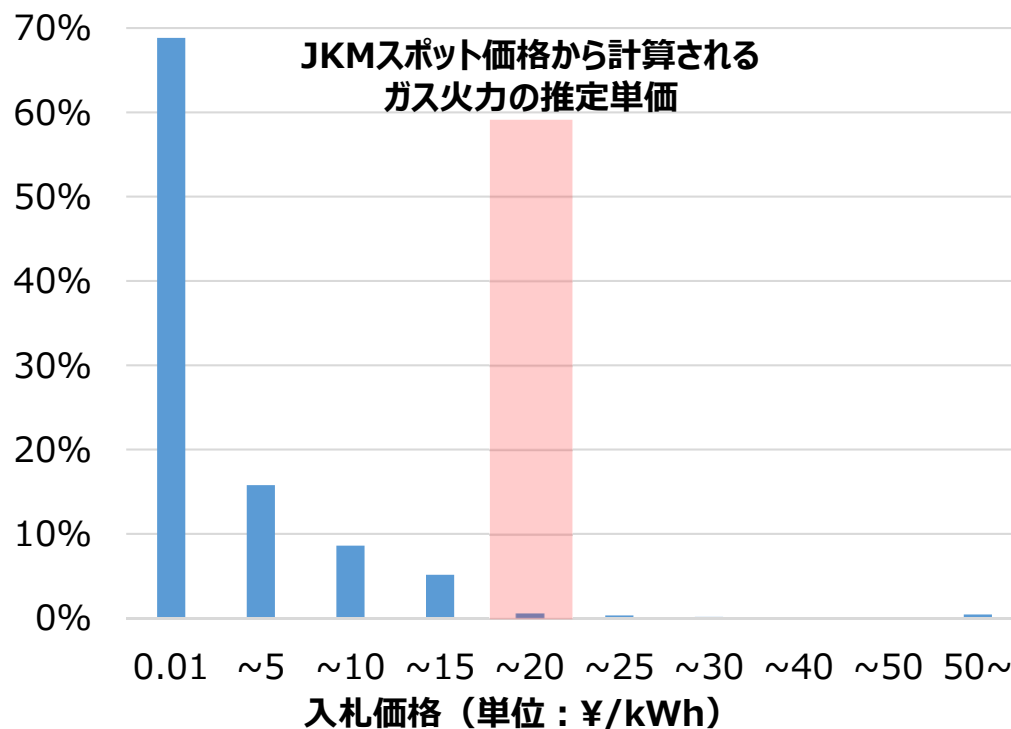
全売入札に占める割合



2021年9月の売入札価格分布

月間平均JKM価格：24.7 \$/MMbtu
推定ガス火力価格単価：17.2 ¥/kWh

全売入札に占める割合



※ それぞれ1ヶ月間の売り入札価格の累計を割合で示したものであり、kWhベースで計算。

※ 0.01円/kWhでの売り入札には、TSOによるFIT特例③入札や間接オークション、BGによるベースロード電源等を含む。

※ 通貨変換レートは9/30日時点の112.92¥/\$にて計算。

※ LNG価格はS&P Global Platts社のJKM指標に基づく。推定ガス火力価格単価は、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