

# スポット市場価格の動向等について

## 第68回 制度設計専門会合 事務局提出資料

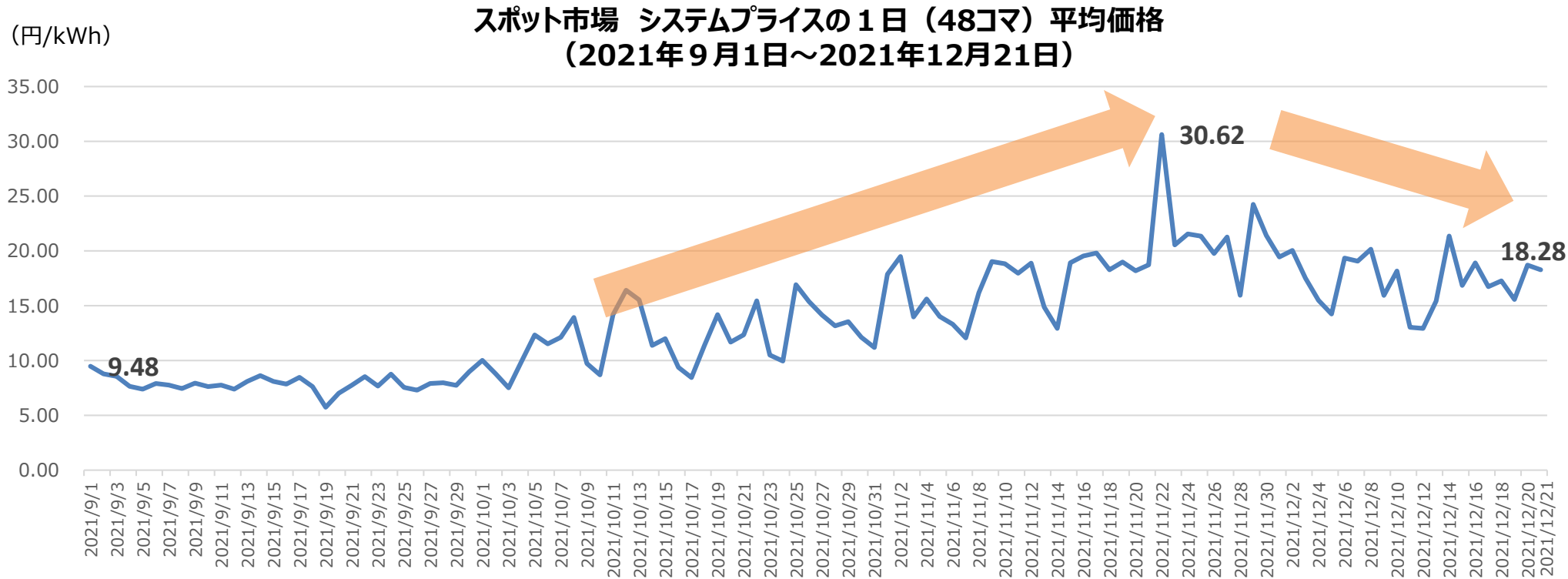
令和3年12月21日（火）



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は10月から11月下旬にかけて上昇傾向が続き、11月22日には1日の平均価格が30.62円/kWhとなるまで上昇したが、その後、**12月中旬にかけては低下傾向**。



## （参考）システムプライス平均値・最高値の長期推移

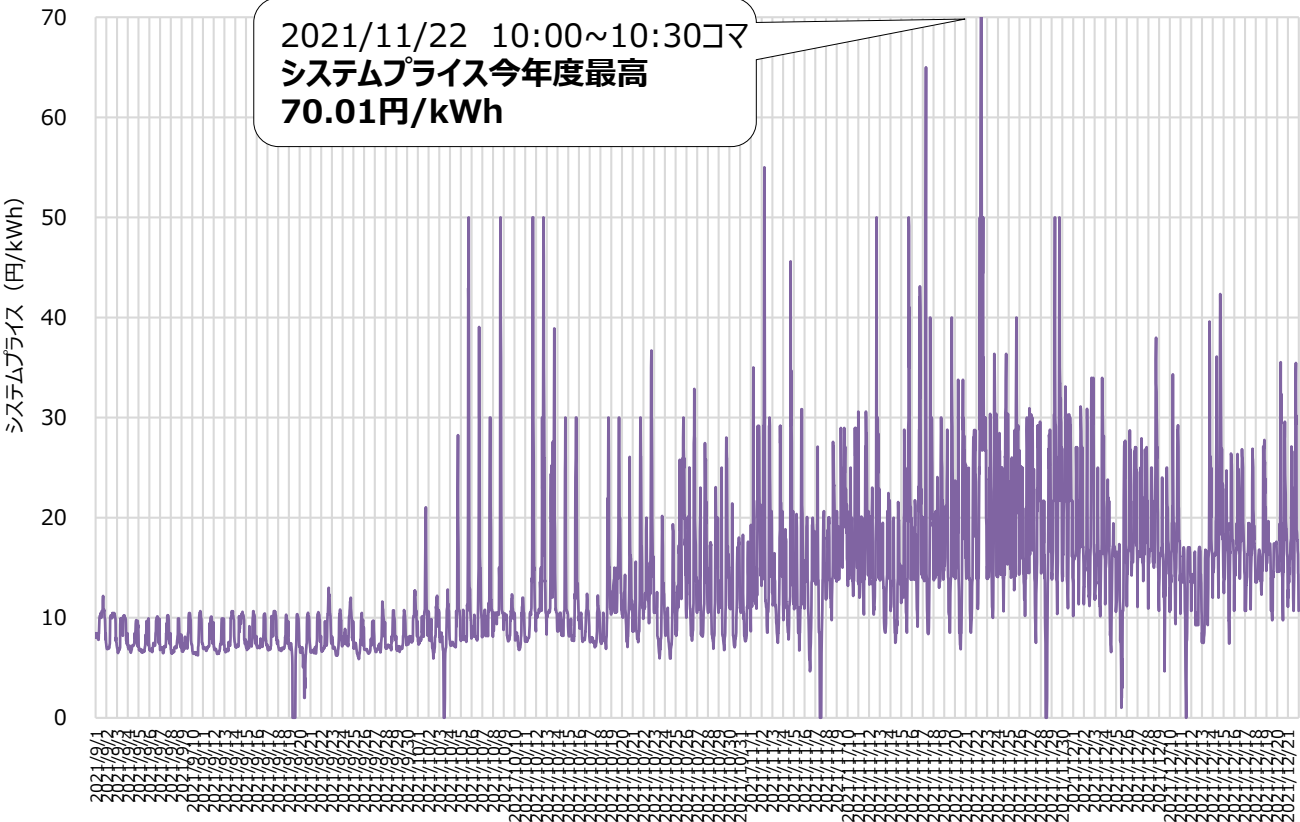
	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度	2021年度 (~12/21時点)
システムプライス平均値	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.2	10.0
システムプライス最高値	55.0	44.6	44.9	40.0	50.0	75.0	60.0	251.0	70.0

※ JEPXデータより事務局にて作成。 単位：円/kWh

# 卸市場価格状況（高騰コマの発生状況）

- 10月以降、1日1～9コマ程度50円/kWh水準のコマが発生。11月22日においては、システムプライスが今年度最高の70.01円/kWhとなった。
- 12月は、50円/kWh以上となるコマは発生していない。

スポット市場 システムプライスの推移  
(2021年9月1日～2021年12月21日) コマ毎価格



※ JEPXデータより事務局にて作成。

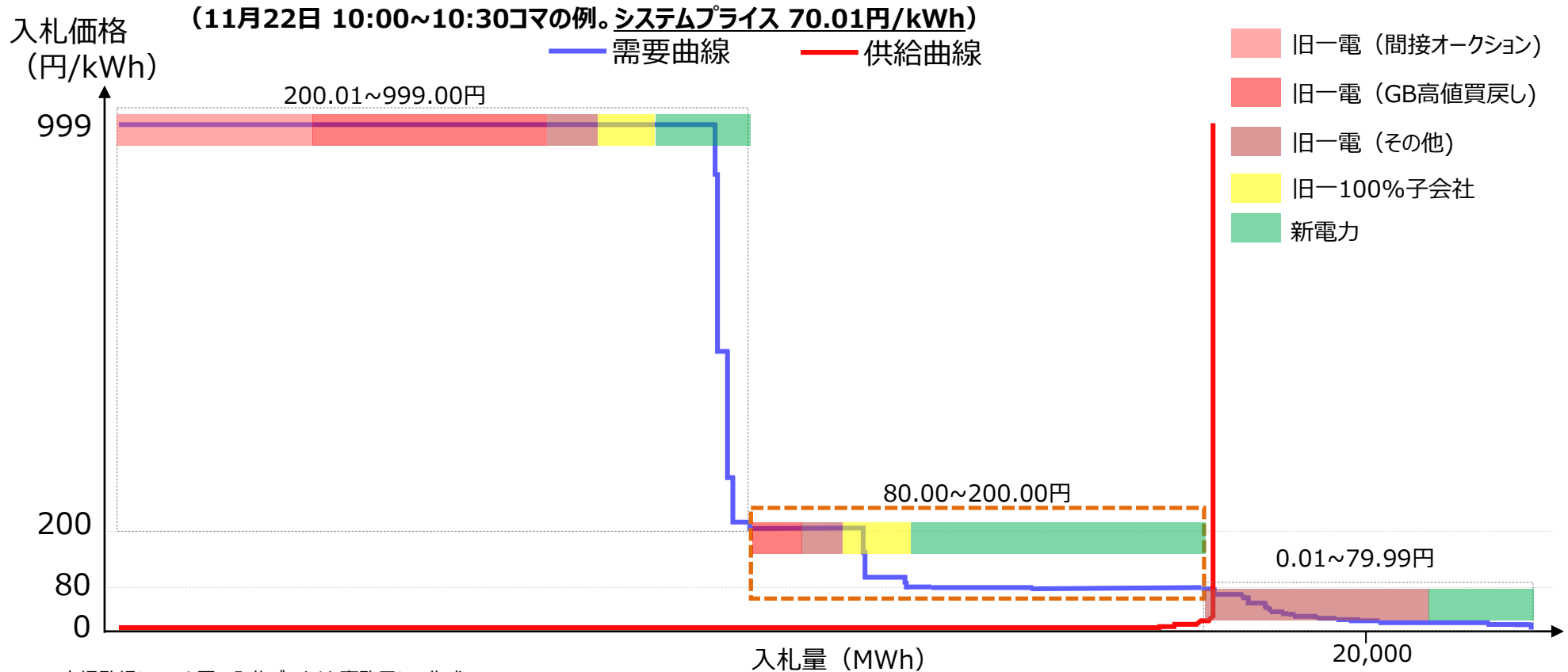
受渡日		システムプライス		50円以上コマ数
		1日平均価格	最高価格	
2021/11/21	日	18.73	28.76	0
2021/11/22	月	30.62	70.01	9
2021/11/23	火	20.55	36.36	0
2021/11/24	水	21.55	36.36	0
2021/11/25	木	21.35	40.00	0
2021/11/26	金	19.77	30.93	0
2021/11/27	土	21.27	30.32	0
2021/11/28	日	15.95	28.79	0
2021/11/29	月	24.25	50.00	2
2021/11/30	火	21.42	33.11	0
2021/12/1	水	19.44	31.11	0
2021/12/2	木	20.04	33.97	0
2021/12/3	金	17.52	33.97	0
2021/12/4	土	15.49	23.80	0
2021/12/5	日	14.25	27.69	0
2021/12/6	月	19.35	28.73	0
2021/12/7	火	19.07	27.93	0
2021/12/8	水	20.16	37.98	0
2021/12/9	木	15.94	25.00	0
2021/12/10	金	18.17	34.32	0
2021/12/11	土	13.03	17.03	0
2021/12/12	日	12.93	17.07	0
2021/12/13	月	15.43	39.59	0
2021/12/14	火	21.36	42.35	0
2021/12/15	水	16.85	26.40	0
2021/12/16	木	18.91	26.84	0
2021/12/17	金	16.74	26.89	0
2021/12/18	土	17.27	27.76	0
2021/12/19	日	15.57	19.66	0
2021/12/20	月	18.70	35.53	0
2021/12/21	火	18.28	35.45	0

# 1. 売買入札価格に関する分析

# 買入札価格の分布について

- システムプライス70.01円/kWhを記録した11/22の10:00～10:30のコマにおける買入札を分析すると、グロスビディング及び間接オークションを除けば80円～200円/kWhの買入札が多く、その65%は新電力、20%は旧一電、15%は旧一100%子会社によるものであった。

## 旧一電および新電力の買入札状況 -需給曲線における分布-



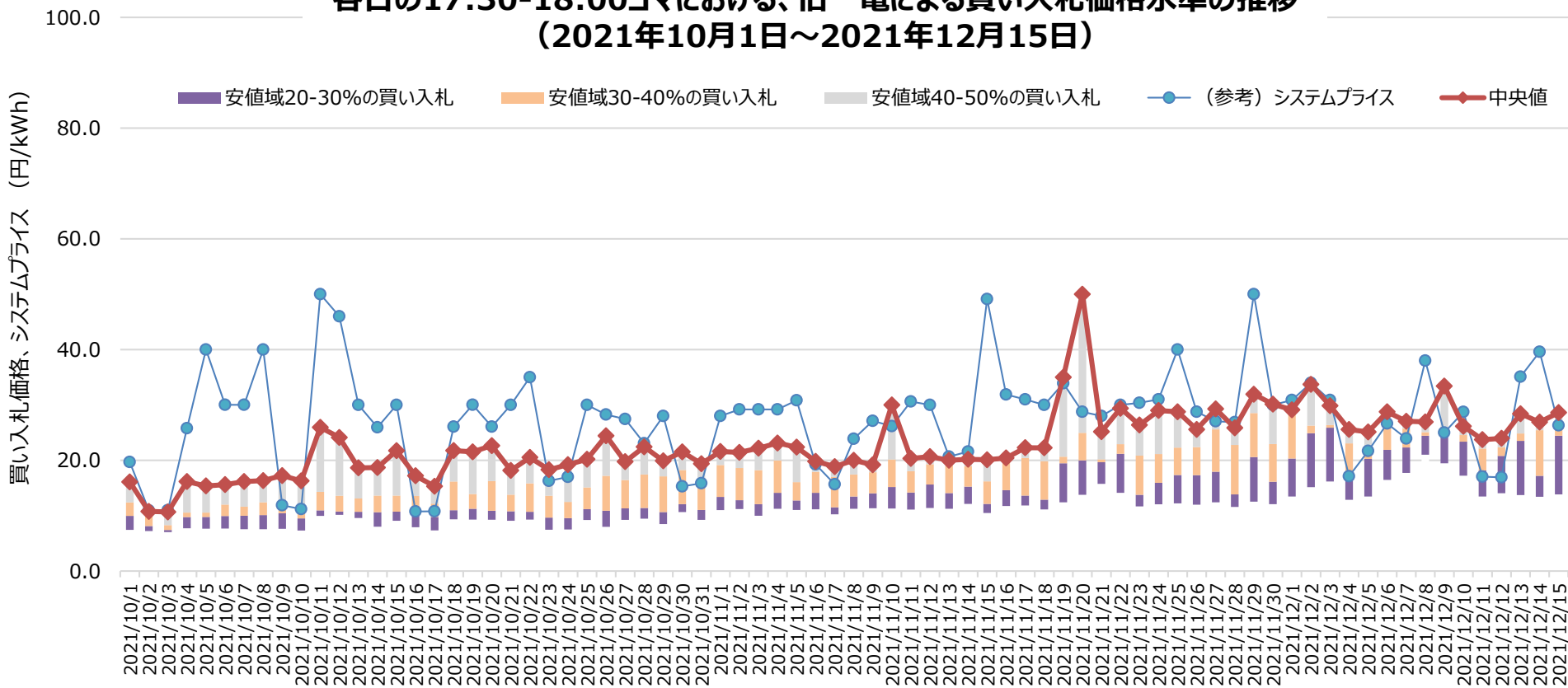
※ 市場監視システム買入札データより事務局にて作成。

※ 999円部分の買入札には、既存契約の自動入札分（ベースロード市場、先渡市場）、買いブロック約定分、グロスビディング買戻分、間接オークション分等が含まれる。

# 旧一電による買い入札価格の推移

- 今年10月以降の旧一電の買い入札価格を分析したところ、徐々に価格水準が上昇。
- 具体的には、旧一電の買い札を価格の低い順に並べた際、価格の低い方から20%、30%、40%、50%（中央値）の値を確認したところ、いずれも上昇傾向。12月前半の中央値は20～30円台/kWh。

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～2021年12月15日)



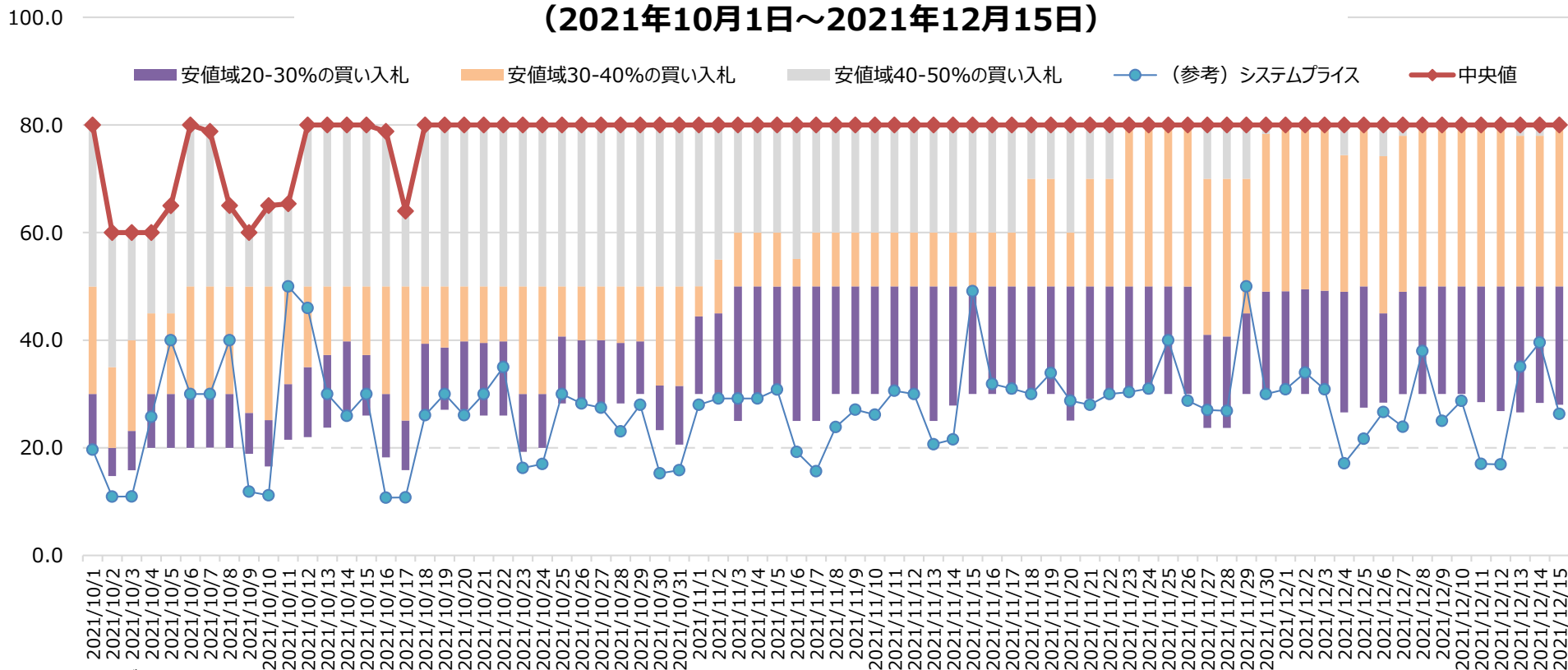
※ JEPX提供データより事務局にて作成。

※ 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。

# 新電力による買い入札価格の推移

- 同様に、今年10月以降の新電力の買い入札価格を分析したところ、上昇傾向がより顕著であり、価格水準も旧一電に比べかなり高い。10月中旬以降、中央値は継続的に80円/kWh。
- こうした新電力による買い入札価格の上昇が、売り札切れの発生時をはじめ、価格高騰を招く大きな要因となっていると考えられる。

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  
(2021年10月1日～2021年12月15日)



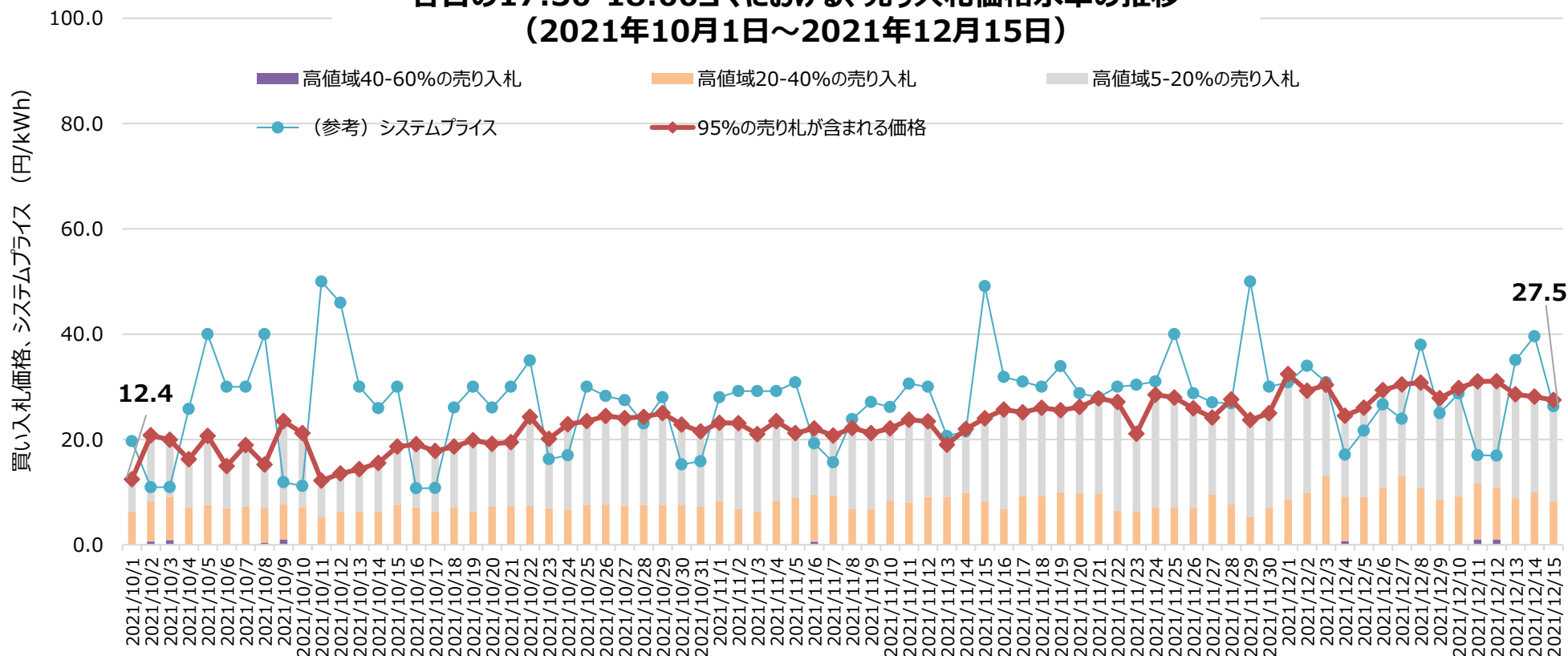
※ JEPX提供データより事務局にて作成。

※ 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。

# 売り入札価格の推移

- 同様に、今年10月以降の売り入札価格の水準を分析すると、上昇傾向にはあるが、買い入札価格に比べて上昇幅は限定的。
- 具体的には、売り入札の95%が含まれる価格帯を確認したところ、10月上旬には10～20円台/kWhであったところが、12月には20～30円台/kWhまで上昇。

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～2021年12月15日)



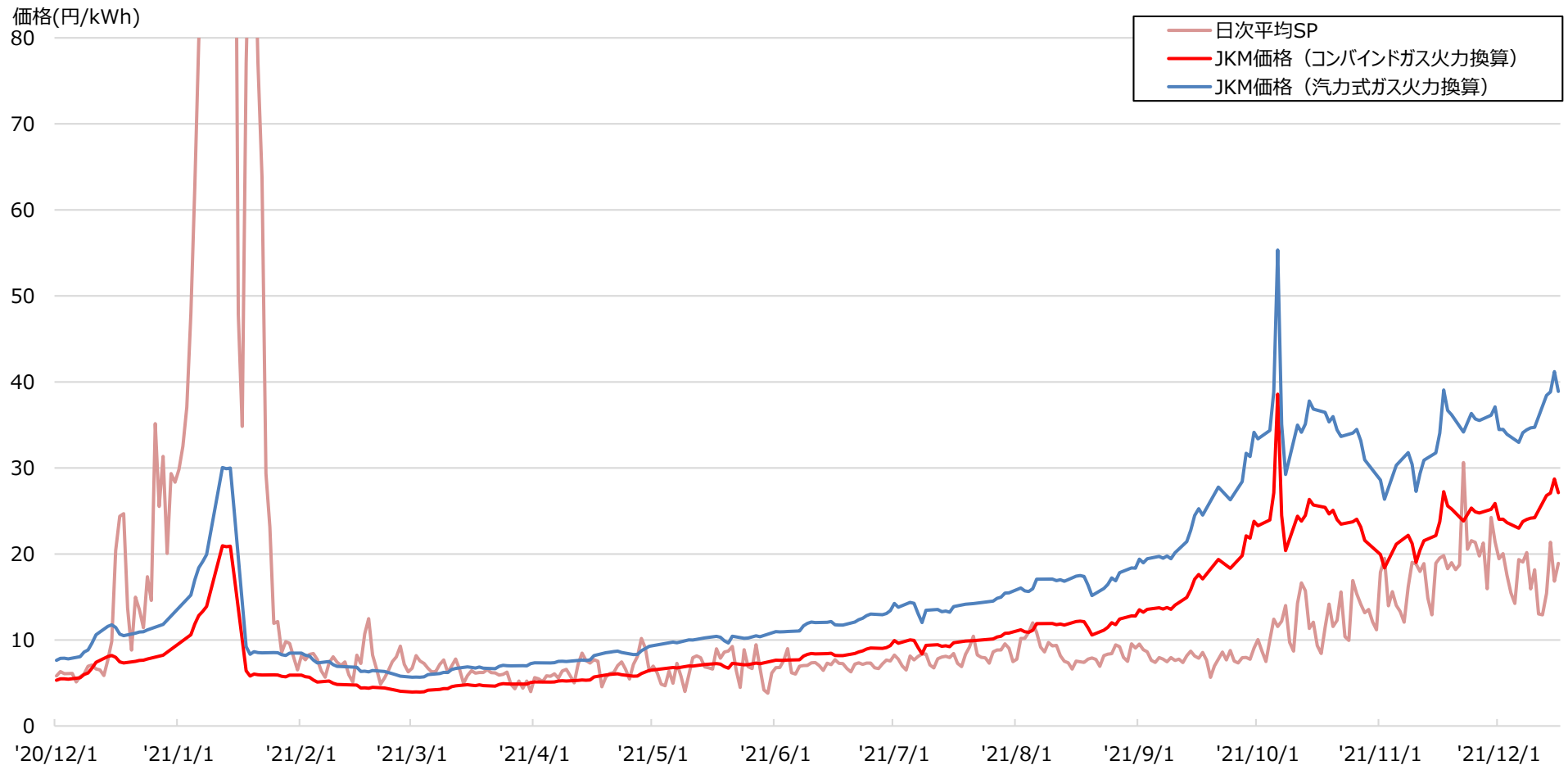
※ JEPX提供データより事務局にて作成。

※ 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価値域5-20%、20-40%、40-60%に当たる水準の推移を示したもの。



# (参考) LNG価格、スポット市場価格の推移

- LNG価格の水準を見ると、本年9月以降上昇傾向。



※ 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

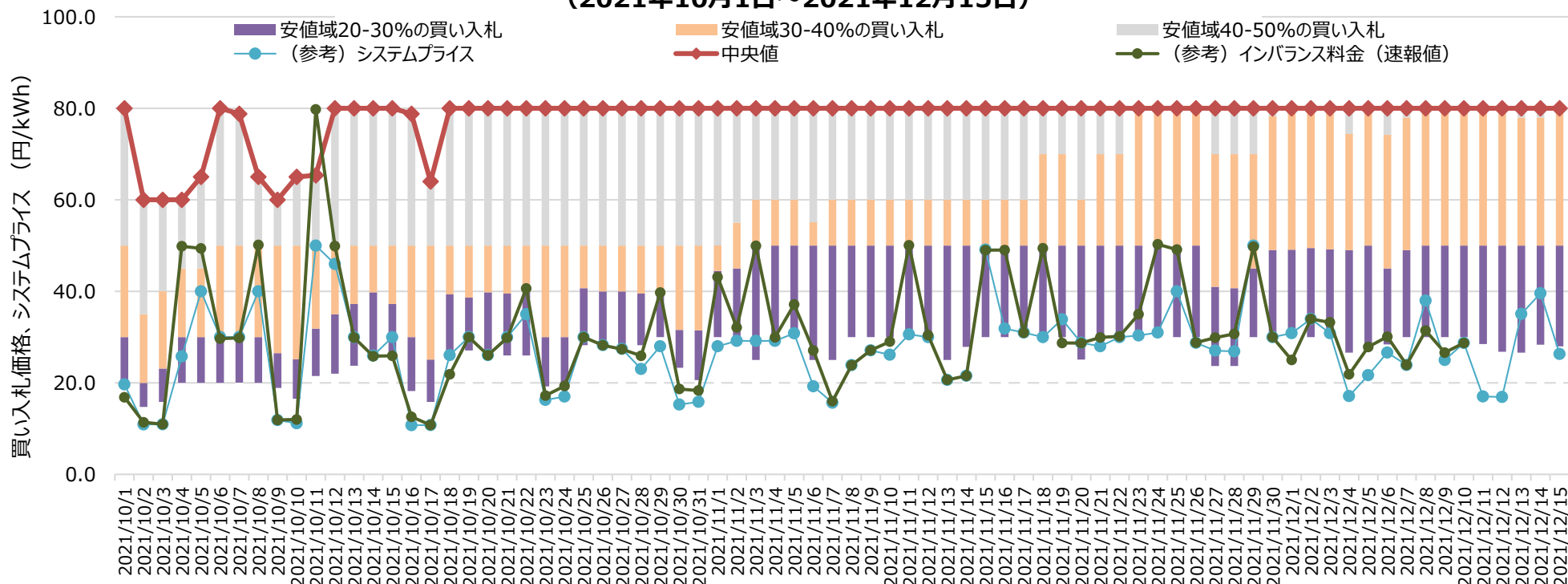
※ 為替レートはその日の最終時点における通貨レートを使用。

※ 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。

# 高値での買い入札の合理性について

- 80円/kWhでの買い入札を行っている新電力に理由をヒアリングしたところ、「インバランス料金の上限値（80円/kWh）を考慮した経済合理的な入札」との回答であった。
- 一方、同期間においてインバランス料金（速報値）が実際に上限に到達したケースは殆どなかった。この状況を踏まえ、高値での買い入札の合理性について、どう考えるべきか。

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  
(2021年10月1日～2021年12月15日)

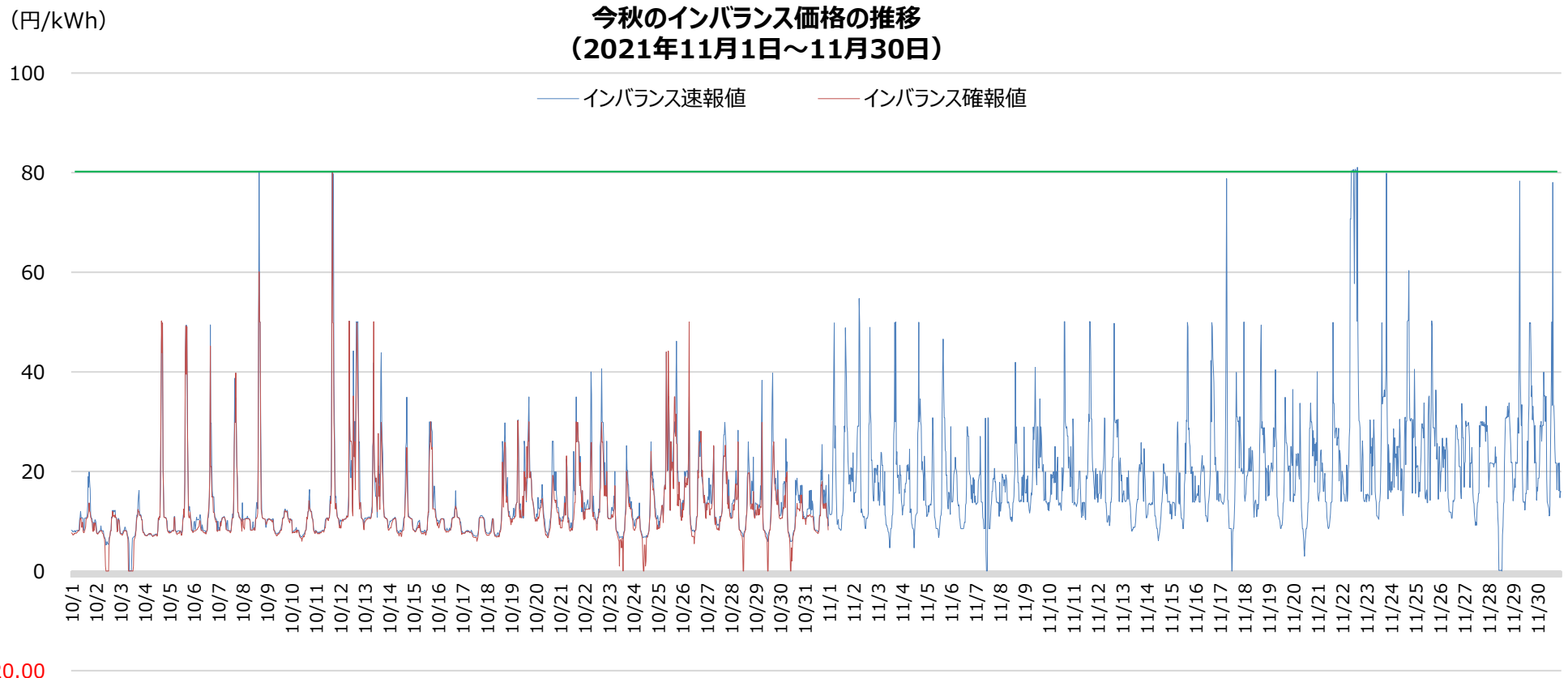


※ JEPX提供データより事務局にて作成。

※ 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。

# (参考) 今秋のインバランス価格

- 今秋（10/1～11/30）の全2,880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13コマ（10/8 1コマ、10/11 2コマ、11/22 10コマ、全体の0.5%）のみ。
- 確報値が公表されている10月について、確報値が80円/kWhを超えたのは1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10月分のみ記載。

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

# (参考) 現行インバランス料金の算定方法

- インバランス料金は、主にスポット市場価格を基準として決定されることから、高値のインバランス料金を警戒した高値の買い入札が増加し、その結果として約定価格が高くなった場合、かえって高いインバランス料金を招くこととなる点に留意が必要。

第9回制度設計WG(2014.10)  
事務局資料 一部抜粋

$$\text{インバランス精算単価} = \text{スポット市場価格と時間前市場価格の30分毎の加重平均値} \times \alpha + \beta + \kappa - \iota$$

$\alpha$  : 系統全体の需給状況に応じた調整項

$\beta$  : 地域ごとの市場価格差を反映する調整項 (精算月の全コマにおけるエリアプライスとシステムプライスの差分の中央値)

$\kappa, \iota$  : インセンティブ定数 (系統全体が不足の場合加算、余剰の場合減算)

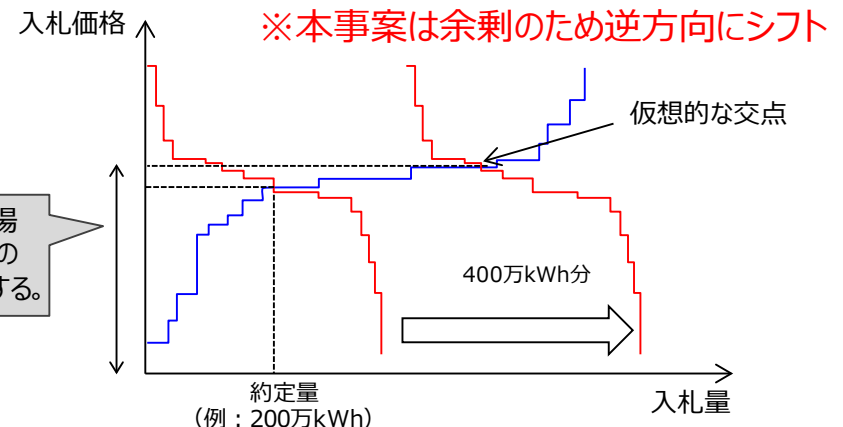
## スポット市場での入札曲線を利用した $\alpha$ の決定

- 実際に発生したインバランス相当量が仮にスポット市場で取引されていたと想定した上で、仮想的な入札曲線の交点を求め、市場価格から補正すべき加算・減算額を計算する方法を採用。
- これにより、系統全体で生じるインバランスの発生量が僅かである場合には、市場価格から大きく異なる料金でインバランス料金精算が行われることとなる。

※インバランス料金の算定にスポット市場価格を用いる際には、連系線制約による市場分断を行わずに算定することが適当 (地域間の差異については $\beta$ により調整するという考え方)。

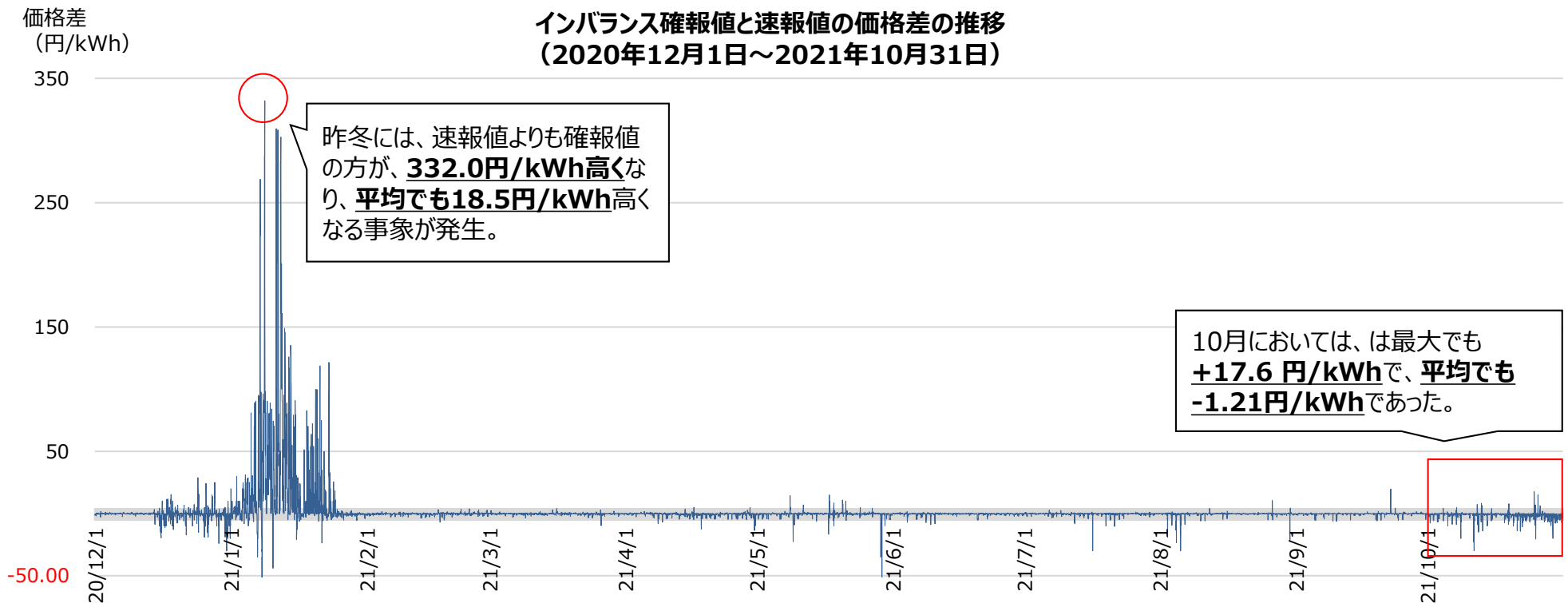
前日スポット市場  
価格に対するこの  
値の比率を $\alpha$ とする。

例：系統全体で不足インバランスが400万kWh  
発生した場合



# (参考) インバランス料金の速報値と確報値の比較

- 昨冬（2021年1月）の価格高騰時には、インバランス確報値と速報値の価格差は、最大で+332.0円/kWh（速報値156.5円/kWh→確報値488.5円/kWh）、平均+18.5円/kWhと大きな価格差が生まれた。
- 一方、今秋（2021年10月※）においては、最大でも+17.6円/kWh（26.6円/kWh→44.2円/kWh）、平均-1.21円/kWhであり、確報値と速報値の価格差は大幅に縮小。



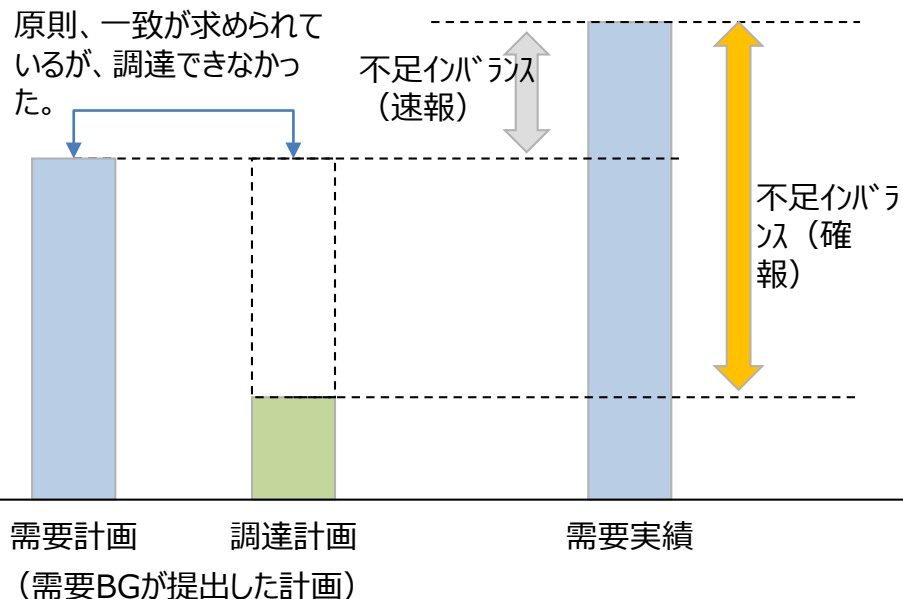
※ インバランス確報値は翌々月の第5営業日に公開されるため、JEPX公開データより、2021年10月末までのデータを確報値から速報値を差し引いて計算。

# (参考) 昨冬におけるインバランス料金の速報と確報の差異の原因

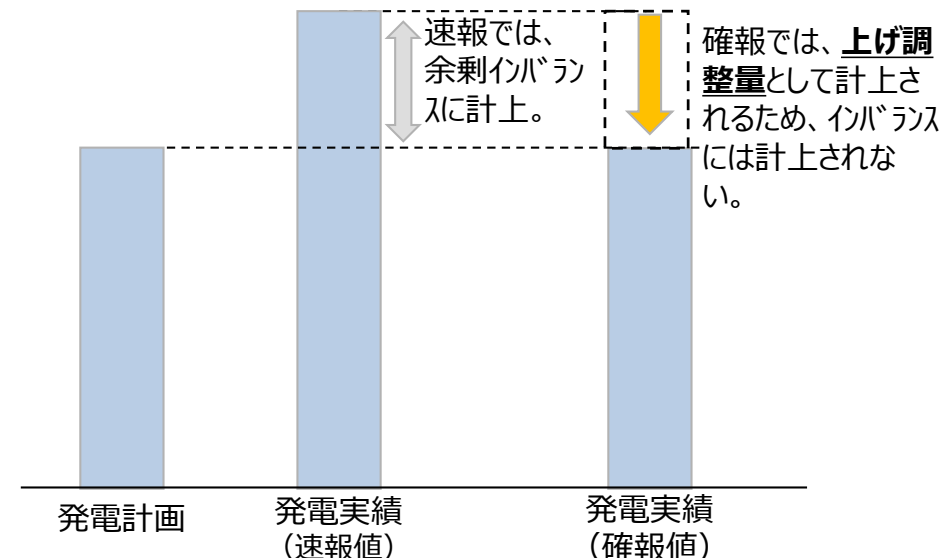
- 昨冬、インバランス料金の確報値が速報値より大幅になった原因としては、①需要BGにおける計画内不一致による不足インバランスの増加、②電源Ⅰ'・電源Ⅲの増発要請精算に係る余剰インバランスの減少等により、インバランス料金の算定に使われるインバランス量が速報値と確報値で大きく変化したことが挙げられている。
- 一方、今秋においては、計画内不一致や電源の増発要請が大量に生じるような状況ではなかったことから、速報値と確報値の価格差が小幅であったと考えられる。

第58回 制度設計専門会合（令和3年3月24日）資料3-1より抜粋・改変

## ① 需要BGにおける計画内不一致



## ② 電源Ⅰ'・電源Ⅲ増発要請



※上記ケースの電源Ⅰ'及び自家発は、逆潮する電源を指す。電源Ⅰ'のDRや逆潮しない自家発の稼働は、需要インバランスの速確差の下振れに影響する。

# 【まとめ】今後の供給能力確保義務の運用の考え方（案）

- 以上の整理を踏まえ、今後の供給能力確保義務については、以下の考え方を基本として、運用を行うこととしてはどうか。
- また、本運用において、問題が生じた場合には、速やかに再検討を行うこととしてはどうか。

## ●電気事業法

第二条の十二 小売電気事業者は、正当な理由がある場合を除き、その小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保しなければならない。

2 経済産業大臣は、小売電気事業者がその小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保していないため、電気の利用者の利益を阻害し、又は阻害するおそれがあると認めるときは、小売電気事業者に対し、当該電気の需要に応ずるために必要な供給能力の確保その他の必要な措置をとるべきことを命ずることができる。

## ●運用の考え方

- スポット市場に入札したにもかかわらず「スポット市場の売り切れが生じる」ことによりインバランスが発生する場合には、以下の条件を満たす場合、法第2条の12第1項の「正当な理由がある」と考えられる（セーフハーバー）。
  - ✓ 広域予備率（※1）が3%を越える場合であって、スポット市場において、ブロック入札の売れ残りを控除した後の売残量が0となる場合に、
  - ✓ スポット市場（※2）及び時間前市場において、小売電気事業者が市場調達を合理的に行おうとしているにもかかわらず（※3）、取引が成立しない場合であって、
  - ✓ 当該小売電気事業者が、事後的にインバランス料金の支払いを行う場合
    - （※1）2021年度は、当該インバランスを発生させた小売電気事業者のエリアの予備率
    - （※2）2021年度に限る
    - （※3）市場において買い応札を行わない、常に市場の約定価格と比較して著しく安価な価格で買い入札を続ける等でない場合
- なお、上記の条件に該当しない場合であっても、個別具体的な状況によって、供給能力確保義務違反とならない場合もあり、直ちに法第2条の12第2項の供給能力確保命令が発出される訳ではない。
- 他方、上記の条件に該当しない場合であって、小売電気事業者がその小売供給の相手方の電気の需要に応ずるために必要な供給能力を確保していないため、電気の利用者の利益を阻害し、又は阻害するおそれがあると認めるときは、措置命令の対象となり得る。

## **2. 報告徴収の結果について① (ブロック入札の状況)**



# ブロック入札導入の経緯

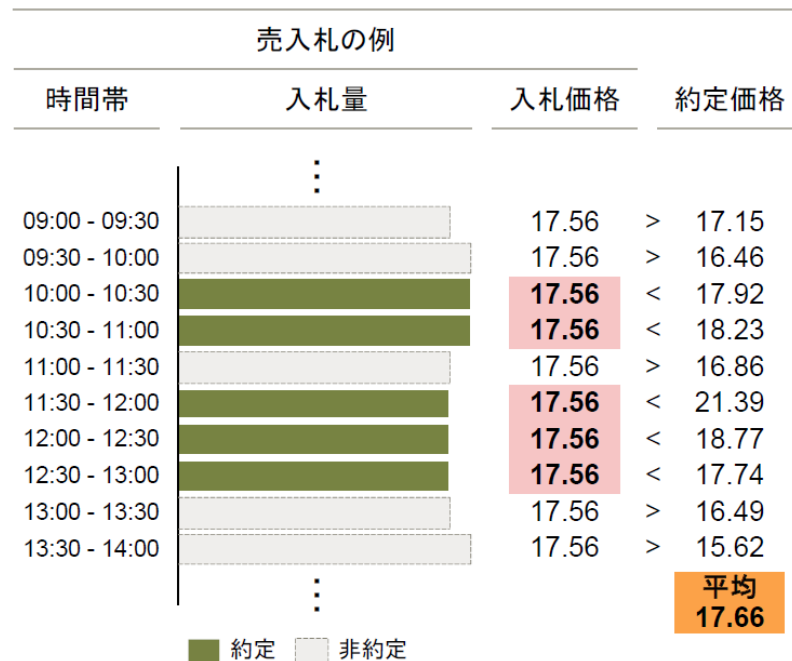
- 売りブロック入札は、特定の時間帯で売れ残りが発生する「歯抜けリスク」が大量の売り入札を行う際の阻害要因の1つであったことから、これを解消することで、**電源の最大限の市場投入を可能にするため**、2013年2月に導入されたもの。
- ブロック商品導入後、卸電力市場での売り入札量が倍増。ブロック入札によりバランス停止火力の起動が促されるなど、**卸電力市場活性化に一定の効果をもたらした**。
- さらに、第5回及び第6回制度設計専門会合（2016年3月及び4月）において卸電力市場の活性化に向けた期待として寄せられた声を踏まえ、売りブロック数の上限数廃止（2016年8月）及び買いブロック入札の導入（2017年6月）が、段階的に実施された。
- こうした取組も背景に、卸電力市場における取引量は年々増加し、足下では、電力需要に対するJEPX取引量の比率は約4割に上る水準となっている。

## 参考) JEPXにおけるブロック商品

9

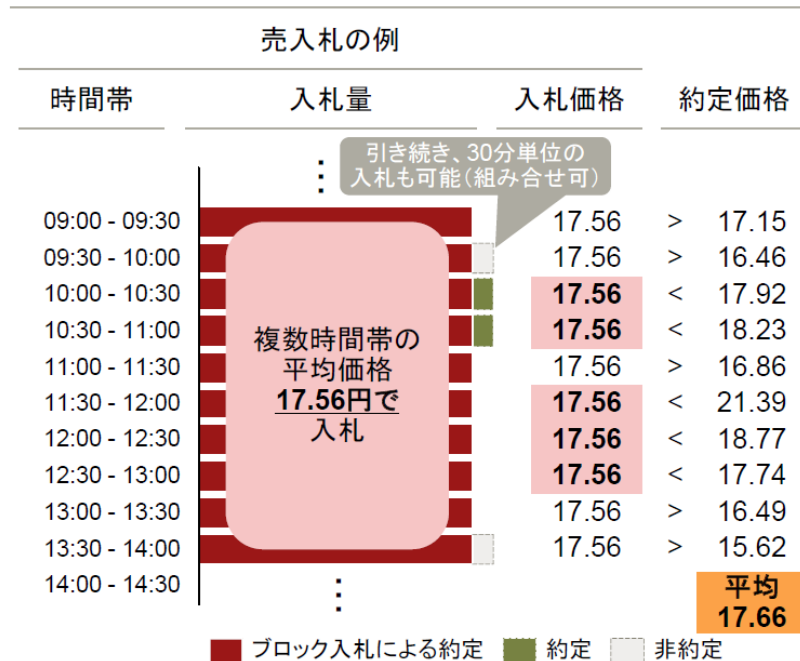
従来、特定の時間帯で売れ残りが発生する「歯抜けリスク」が大量の売入札を行う際の阻害要因の一つであったが、その解消のため複数時間(2時間以上、任意指定)をまとめて一つの商品とするブロック商品を本年2月26日よりJEPXにて導入

従来の30分単位の取引(イメージ)



30分単位の価格変動により、特定の時間帯で売れ残ってしまう「歯抜け約定」のリスクがある

本年2月より導入されたブロック商品(イメージ)



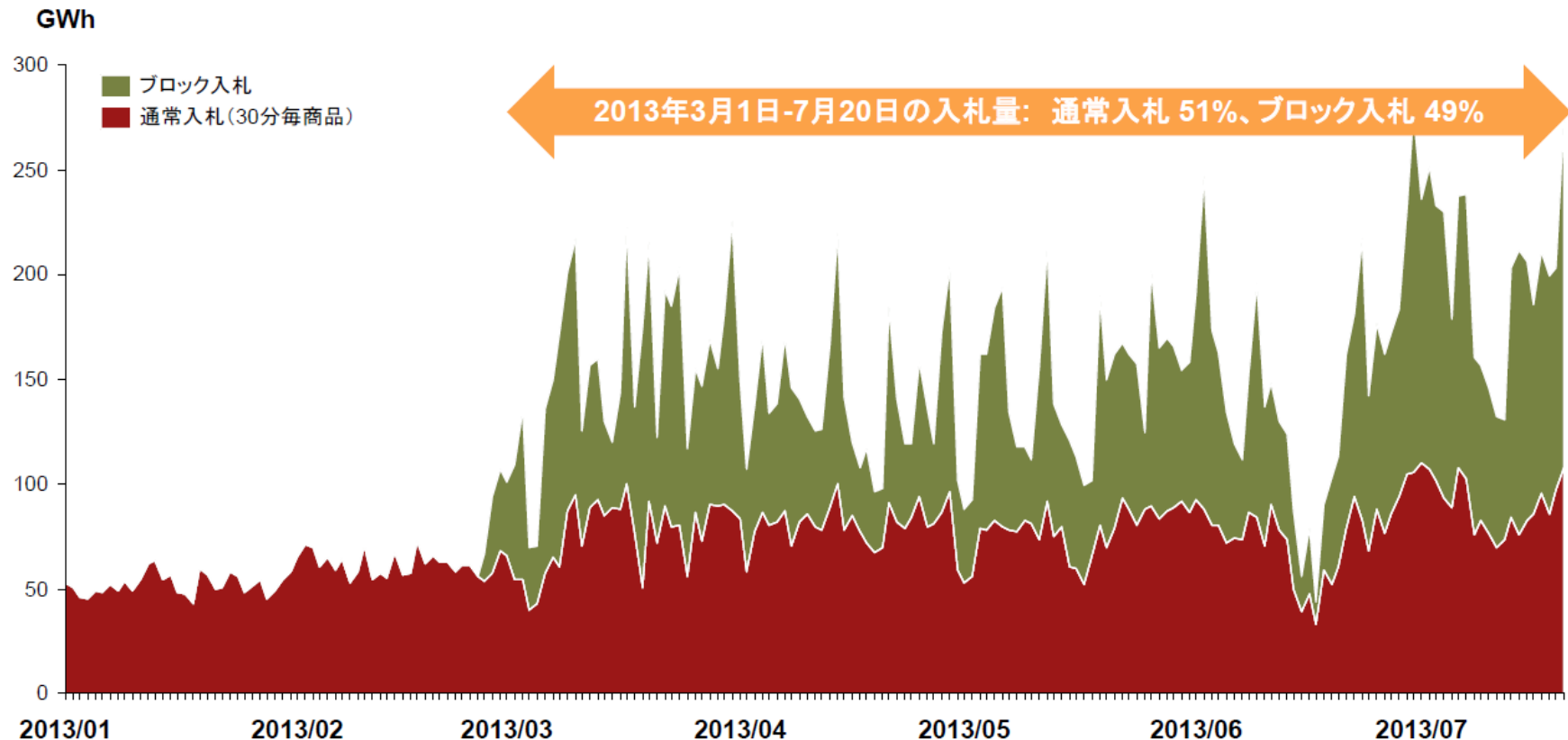
複数時間をまとめ、一定の時間帯についての電力供給を単一の商品とすることで、「歯抜け」の売れ残りリスクを回避(時間帯は2時間以上、30分単位で任意に指定可能)

## 参考) スポット市場におけるブロック商品導入の効果

8

ブロック商品が導入された2013年2月26日(引き渡し日)以降、ブロック商品での売入札が大幅に増加し、3月-6月の4ヶ月間では、ブロック商品での売入札量が半数以上となっており、ブロック商品の導入が卸市場活性化に一定の効果을あげていると考えられる

### スポット市場における日別売入札の内訳(2013年1月1日-7月20日)



## （参考1-2）ブロック入札のJEPXへの導入経緯

- 2013年2月、売電事業者のリスク軽減策として、複数の連続した商品（2時間以上）の売りブロック入札が卸電力取引所（JEPX）へ追加された。
- その後、第5回及び第6回制度設計専門会合（2016年3月及び4月）において、余剰電力の全量市場投入を行う日一般電気事業者が、卸電力取引を活性化させるためにJEPXに期待することとして、スポット市場における「売りブロック数の増加」及び「買いブロックの導入」に対するコメントが寄せられたことも踏まえ、JEPXへ段階的に追加された。

2013年2月25日（2月26日受渡日分）  
売りブロック入札を開始

2017年6月6日（6月7日受渡日分）  
買いブロック入札、スマートブロックを開始  
※スマートブロック：ブロック入札の時間帯毎の入札量を可変させる仕組み。

2016年8月2日（8月3日受渡日分）  
ブロック入札の上限数（5ブロック）を廃止  
※以降は取引会員からの利用申請に基づいたブロック数となる。

第8回制度設計専門会合資料より抜粋

### 売りブロック数の増加に係るコメント

- （略）限られたブロック商品数の中で余力の全量投入に近づけるためには、可能な限り長い時間のブロック商品による玉出しをする必要があります。その結果、売り入札量としては増加しますが、市況が当社の限界費用に見合わない時間帯にわたってブロック商品を出さなければならず、当該ブロックの約定の可能性は低くなってしまいます。（略）  
--- 中部電力
- 柔軟な入札ができるようにブロック数を増やしていただきたい。  
--- 北陸電力

### 買いブロックの導入に係るコメント

- （略）取引結果がいわゆる“歯抜け約定”では起動回避につながりません。従って確実な起動回避を可能とし、これによる高い経済効果を見越した限界費用ベースの価格での買い入札を行うためには、買い取引にもブロック商品が必要だと感じております。  
--- 中部電力
- 太陽光発電の導入がさらに進むと、点灯帯のみ発電機を並列するケースが増えると思われます。そのような発電機に代わる供給力を確実に市場から調達するために、買い入札の歯抜け約定を防止できる買いブロック入札の導入を検討していただきたいと考えています。  
--- 中国電力
- 今後とも取引所取引を積極的に活用していくとともに、買いブロック入札が導入されれば、買入札についてさらなる活用を図ってまいります。  
--- 四国電力

# ブロック入札の仕組み

- ブロック入札においては、複数時間（**2時間以上**、任意指定）をまとめて1つの商品とした上で、その時間を通じた価格、コマ毎の入札量を指定して入札が行われる。当該入札価格が指定時間帯のエリアプライス**加重平均**以下となる場合、約定する仕組み。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。
- したがって、**できるだけブロック入札ではなく通常入札を行うことが約定機会の最大化につながる経済合理的**行動であることは過去の審議会においても整理されてきたところ。また、ブロック入札を行う必要がある場合においては、**ブロックを分割するなどの工夫により約定機会を最大化することが経済合理的**となる。

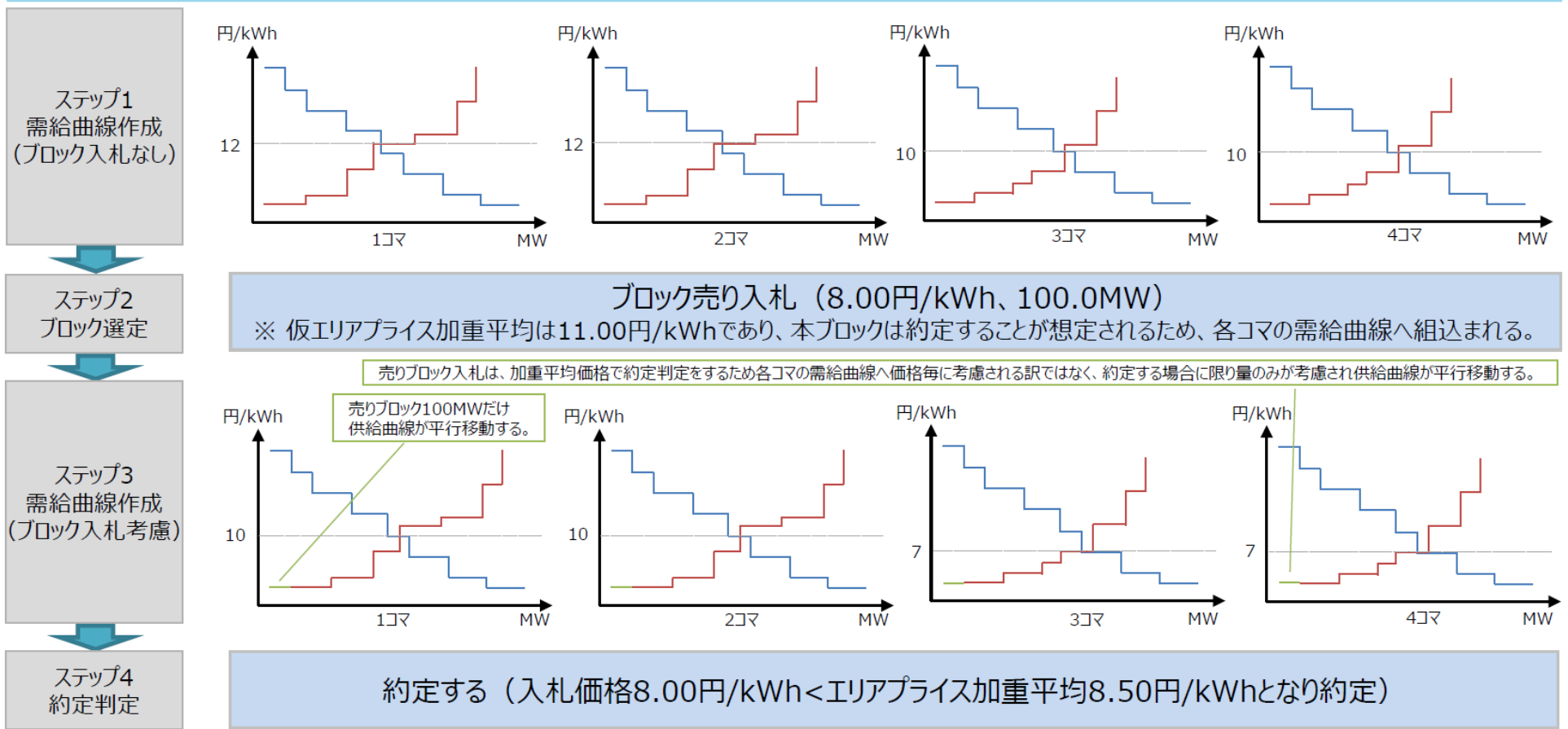
## 加重平均による約定可否の判定イメージ（4コマ分を指定して全コマ同量入札する場合）

	1コマ目	2コマ目	3コマ目	4コマ目
エリアプライス	10円/kWh	16円/kWh	18円/kWh	20円/kWh
エリアプライスの加重平均	16円/kWh			
入札価格	16円/kWh以上 → <b>約定する</b> / 16円/kWh未満 → <b>約定しない</b>			

※ JEPXにおける約定処理に際しては、各コマのエリアプライスはまずブロック入札を除外して計算されるため、ブロック入札分の売り入札を考慮した約定結果が結果的にブロック入札価格を上回るものの、除外して行われた計算では下回っているケースでは、処理上約定が行われないパラドックスが生じる場合がある（第36回 制度設計専門会合 資料5 参照）

# (参考1-4) 売りブロック入札の約定プロセス

- ブロック入札価格がエリアプライス加重平均以下となる場合に約定する。
  - ステップ1：ブロック入札がない状況で各コマの需給曲線を作成し、各コマの仮エリアプライスを決定する。
  - ステップ2：ブロック入札対象コマの仮エリアプライス加重平均以下のブロック入札を選定する。それ以外のブロック入札は、未約定となる。
  - ステップ3：ステップ2で選定されたブロック入札を各コマの需給曲線へ組み込み、各コマのエリアプライスを決定する。
  - ステップ4：ステップ3の結果、ブロック入札価格がブロック入札対象コマのエリアプライス加重平均以下となれば実際に約定となる。



※ 買いブロックにおいても売りと同じ考え方が変わるのみで同様の考え方となる。なお、説明の分かりやすさのため実際のJEPXの約定プロセスとは一部異なる。

## 3. ブロック入札に関する論点

### ① ブロック入札に関する基本的考え方

- 通常入札に加えブロック入札をも利用することによって、バランス停止火力などを対象とする経済合理的な売り入札が可能となった結果、売り入札量が増加し卸市場活性化に効果を発揮している面がある。一方で、ブロック入札は、それぞれの入札について約定率を低下させ、約定機会を損なう可能性があるほか、スポット市場全体としても、その過度な増加は、市場価格のボラティリティを高める等のデメリットも存在する。このような観点から、電力・ガス取引監視等委員会事務局や日本卸電力取引所においては、これまでも、ブロック入札の利用に関して、必要に応じて、市場参加者に対するヒアリングや指導、要請等を行ってきている。
- このような状況を踏まえ、卸電力取引所のスポット市場への入札に関して、改めて、考え方の明確化を図る必要があるのではないか。具体的には、通常入札が可能なおおいては、特段の合理的な理由がない限り、ブロック入札ではなく通常入札を行うことが約定機会の最大化につながる経済合理的な行動であると考えられるのではないかと\*。よって、自主的取組として余剰電力の全量市場投入を行っている旧一般電気事業者に対しては、特段の合理的な理由がない限り、通常入札を行うことを要請してはどうか。なお、この合理的理由として、バランス停止火力の入札や負荷変化追従可能量を超える部分について段差制約を考慮した歯抜け約定を防ぐ目的などが考えられる。

\* 経済合理性のない入札行動によって市場価格の人為的な変動がもたらされた場合には、相場操縦となる可能性がある。

### ② ブロック入札を実施する場合の事業者の経済合理的行動

- 上記の考え方の下に、ブロック入札を行う必要がある場合においては、各事業者において、ブロック入札を分割するなどにより約定機会の最大化を図ることは、経済合理的な行動と考えられる。

### ③ ブロック入札の約定最大化のためのJEPXシステムの改善

- ブロック入札が必要となる場合に、入札者において、ブロックの細分化等の努力を自主的に行っても、かえって、各ブロックへの起動費の重複計上による価格上昇を発生させるといった側面もあり、事業者サイドにおける自主的な努力には限界もある。
- このため、JEPXに対して、更なるブロック入札の約定の円滑化のための約定アルゴリズムの改善を要請してはどうか。具体的には、海外の事例などを参考にブロック入札について、起動費の重複計上を必要としない方法やパラドックスを減少させる方法などの入札方法を検討し、具体化することを要請してはどうか。例えば、海外事例を参考にリンクブロック\*<sup>1</sup>や削除可能ブロック\*<sup>2</sup>などのスマートブロックがJEPXの商品として追加されることが考えられるのではないかと。

\*<sup>1</sup> リンクブロック：ブロック入札間に親子関係を設定し、関連した約定を設定することが可能な商品。（参考3-1、3-2参照）

\*<sup>2</sup> 削除可能ブロック：ブロック入札に最小受入率を設定し、それに従って部分的に約定量が変動可能な商品。（参考3-2参照）

# 報告徴収の概要（ブロック入札部分）

- 前回の制度設計専門会合におけるご議論も踏まえ、以下の通り、報告徴収を実施。その上で、各社のブロック入札の実態について分析を行った。
- 本日は、その初期的な分析結果について、売りブロック入札を中心にご報告させていただきたい。
  - 報告徴収期間：2021年11月8日～11月30日
  - 調査対象取引：2021年10月1日～11月8日受渡分の全コマ
  - 対象事業者：旧一般電気事業者（沖縄電力を除く）及びJERA、電源開発

## ブロック入札の分析状況及び今後の対応について

第67回制度設計専門会合（令和3年11月26日開催）資料5より抜粋

- 監視等委員会事務局においては、本来市場を活性化することを目的として導入されているブロック入札が、今秋の事象においてはかえって約定結果に悪影響を与えた可能性を考慮し、その入札状況について速やかに整理・分析の上、結果を委員会に報告。その後直近の説明機会において公表した（前頁参照）。
- また、売りブロック入札についてはバランス停止火力の起動を可能にすることから市場の売り玉を増やす効果が期待される一方で、買いブロック入札は、起動回避を確実なものとするために導入されたところ、相対的に高い入札価格となっており、これが約定した場合には急に約定価格が上昇するなど市場への影響も考えられる。
- さらに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、ブロック入札をはじめ、入札可能量の算定根拠、ユニット毎の発電実績、LNG・石油等燃料に関する運用関連情報等も含め、合計51項目に渡る報告徴収を実施したところ。
- 同報告徴収の結果を踏まえ分析のうえ、分析結果について本会合に速やかに報告するとともに、対策案を提示することを予定。



# 各社の売りブロック入札実態

- 各社の売り入札量全体に占めるブロック入札の割合及びその約定率を見ると、下表の通り。
- 一部の事業者においては売り入札量全体に占めるブロック入札の割合が5割を超えていながらその約定率が0~10%台となっている一方で、ブロック入札の約定率が8割を超えている事業者も複数見られるなど、事業者ごとに大きな差が確認された。
- ブロック入札の割合や約定率は、各社の電源構成やエリア・時間帯ごとの約定価格、地域間連系線の空き容量をはじめ様々な要素によって左右されるため、一概に比較することは難しいものの、各社がそれぞれの所与の条件の中で合理的な考えに基づき、約定機会の最大化に取り組んでいるのか、確認する必要がある。
- そのため、今回はまず、なぜ入札割合や約定率が事業者ごとに大きく異なるのか、各社のブロック入札に関する考え方やブロックを作る際の工夫などを確認しつつ、初期的な分析を実施した。

	A社	B社	C社	D社	E社	F社	G社	H社	I社	J社
売り入札量全体に占めるブロック入札の割合	85%	63%	34%	97%	55%	94%	69%	45%	94%	44%
ブロック入札約定率	15%	7%	1%	58%	40%	99%	85%	74%	0%	96%

※1 報告徴収対象期間（10/1～11/8）における全てのブロック入札について確認。

※2 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ない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。

※3 売り入札量全体に占めるブロックの割合が5割以上かつ約定率が2割以下の事業者を青色、ブロック入札の約定率8割以上の事業者を赤色で着色している。

# 通常売り入札／売りブロック入札の基本類型

- 各社へのヒアリングによると、市場への売り入札は、基本的には以下の3類型で実施されている。
  - A) 通常入札としてコマ毎に実施する売り入札
  - B) バランス停止ユニットについて、起動・停止の判断を行うための売りブロック入札
  - C) すでに起動予定のユニットについて、負荷変化追従可能量を考慮した約定とするための売りブロック入札※
- 今回はまず、売りブロック入札の内、起動費が計上されず、相対的に約定率を高めやすいと考えられる上記C)の類型について分析を実施した。

※ 上記B)とC)は、ブロック入札の価格決定諸元として起動費を算定しているか否かで機械的に分類を行った。

※ 上記B)の入札には起動費が計上されるため、時間帯を短くするなどブロックを小さくすることによって単価が高くなるというトレードオフが生じることに留意が必要。

# 起動費を計上していないブロックの割合・約定率

- 起動費を計上していないブロックの割合・約定率は下表の通り。
- **起動費を計上していないブロックを対象を絞っても、約定率は0%～99%と事業者ごとに非常に大きな差があることが確認された。**

	A社	B社	C社	D社	E社	F社	G社	H社	I社	J社	各社計
ブロック入札量に占める 起動費の計上されていない ブロック (C) の割合	51%	84%	12%	66%	47%	100%	99%	98%	70%	100%	33%
起動費の計上されていない ブロック (C) の約定率	18%	6%	0%	82%	47%	99%	86%	74%	0%	96%	62%
起動費の計上されている ブロック (B) の約定率	11%	15%	1%	11%	34%	-	0%	47%	0%	-	44%

※ 1 報告徴収対象期間（10/1～11/8）におけるブロック入札に係る各社提出データに基づき計上。

※ 2 起動費の計上されていないブロックの約定率 2 割以下の事業者を青色、7 割以上の事業者を赤色で着色している。

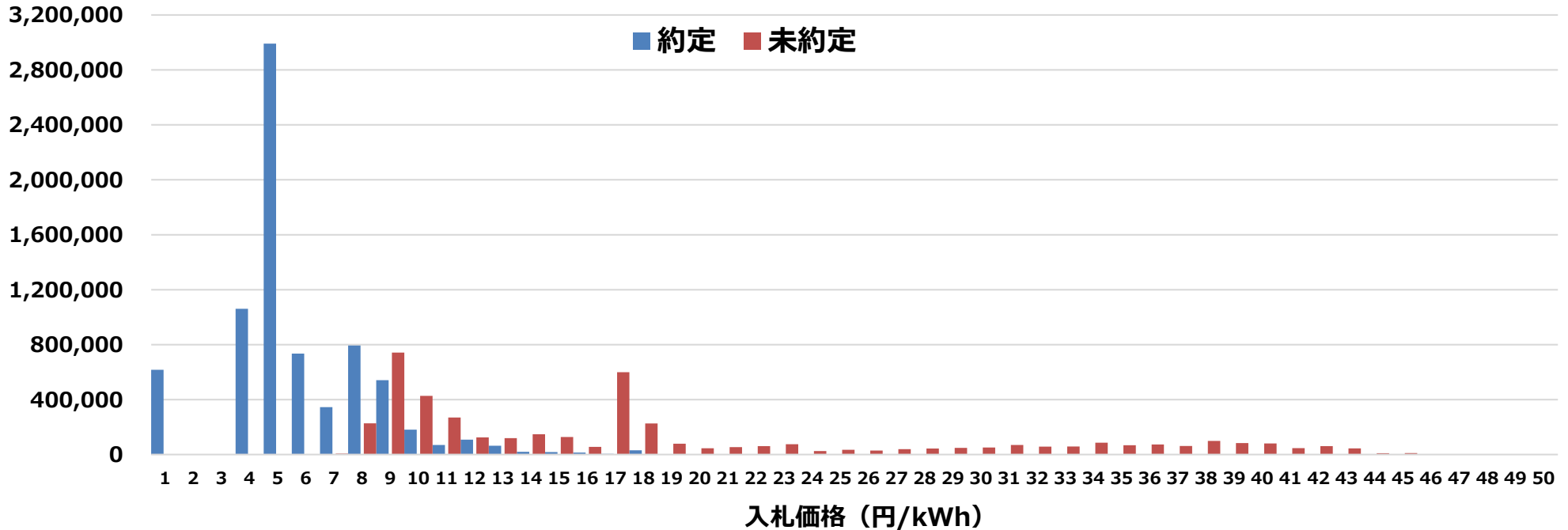
# 起動費を計上していないブロック入札の約定傾向

## ①ブロック入札の価格の分布

- 起動費を計上していないブロック入札について、価格水準と約定結果の関係を調べると、**約定したブロックは10円/kWh未満に集中し**、価格が高くなるほど約定量は減少する傾向が確認された。

約定／未約定 ブロック入札の価格帯別入札量（累計）の比較  
※起動費を計上していないブロック

入札量の合計（MWh）



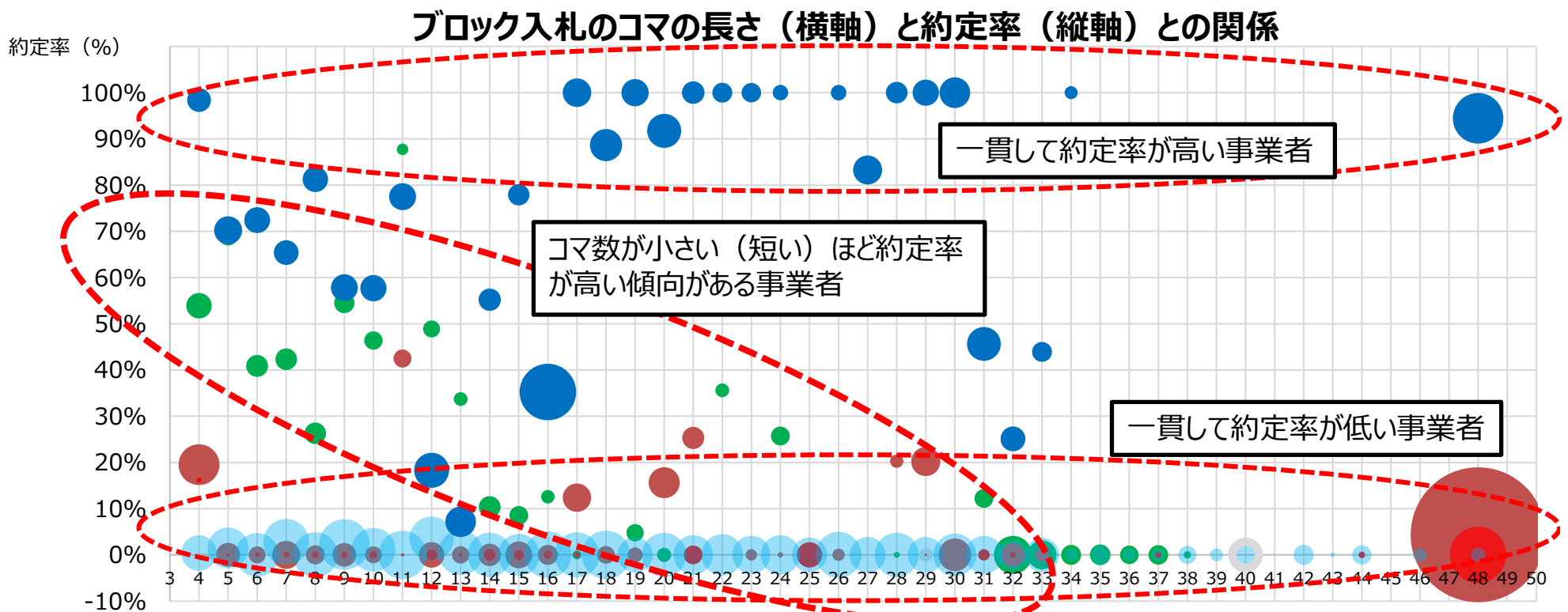
※ 報告徴収対象期間（10/1～11/8）における起動費を計上していないブロック入札について表示。

# 起動費を計上していないブロック入札の約定傾向

## ②ブロックコマ数（長さ）ごとの約定率

- 起動費を計上していないブロックについて、ブロック入札のコマ数（長さ）と約定結果の関係を調べると、①指定されるコマ数が少ない（指定される時間帯が短い）ブロックほど約定率が高い傾向がある事業者と、②指定されるコマ数に関わらず一貫して約定率が高い／低い事業者が確認された。

※入札者は、ブロック入札に際して4コマ（2時間）以上48コマ（24時間）以下の任意のコマ数を指定可能。



※ 報告徴収対象期間（10/1～11/8）における起動費を計上していないブロック入札について、代表的な5社の入札を抜粋して表示（色は社毎）。

※ 但し、入札価格(円/kWh)=0.01円の入札は除く。

※ 円の大きさは、入札電力量（MWh）の水準を表す。入札電力量(MWh)：入札の高さ(MWh/コマ)×コマ数

※ 約定率：起動費を計上していないブロック入札量全体に占める、約定ブロック入札可能量の割合

コマ数

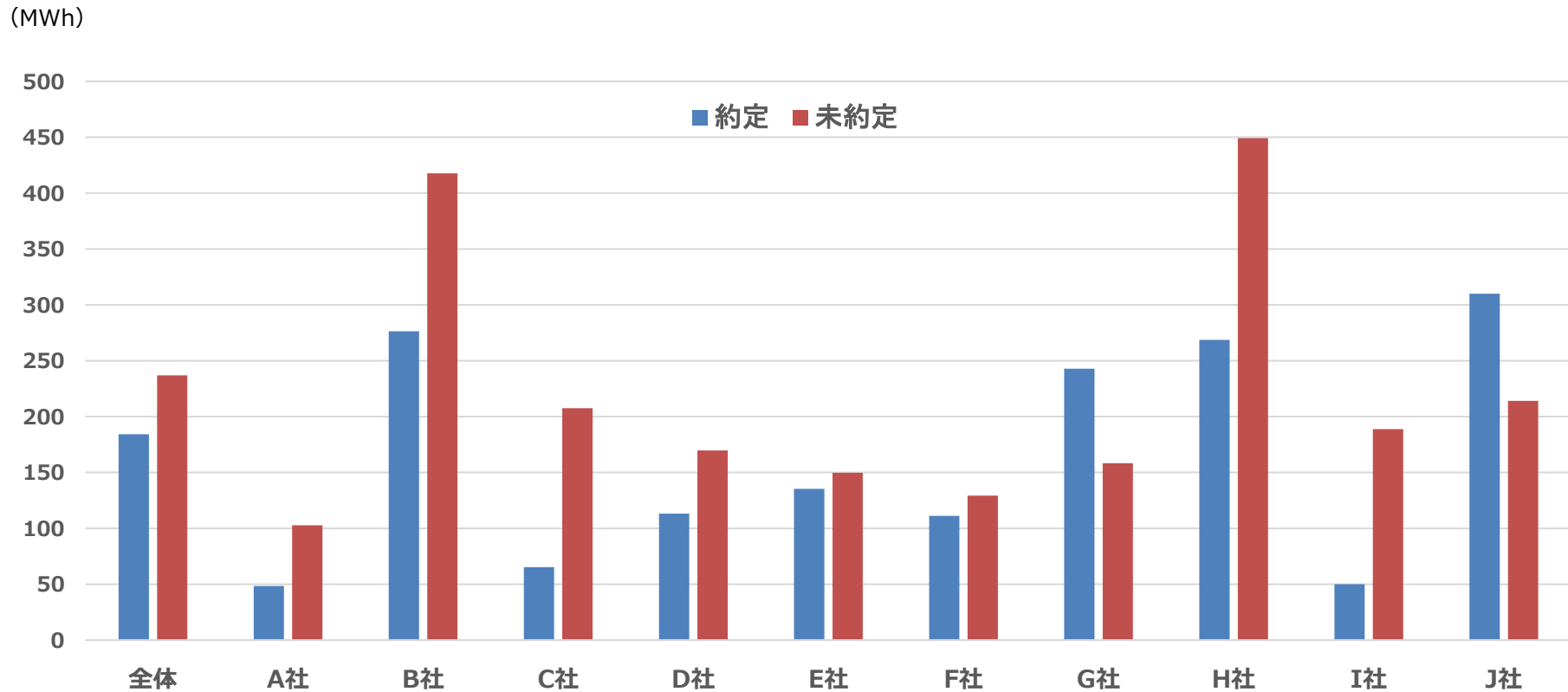
# 起動費を計上していないブロック入札の約定傾向

## ③ブロック入札量（高さ）の比較

- 起動費を計上していないブロック入札について、ブロック入札量（高さ）と約定結果の関係を調べると、約定したブロックの方が1つのブロック入札量が小さい（高さが低い）傾向が確認された。

### 約定／未約定 ブロック入札の高さ（1つのブロックのコマあたり平均入札量）の比較

※起動費を計上していないブロック入札の平均値



※ 報告徴収対象期間（10/1～11/8）における負荷追従ブロック入札について表示。但し、入札価格(円/kWh)=0.01円の入札は除く。

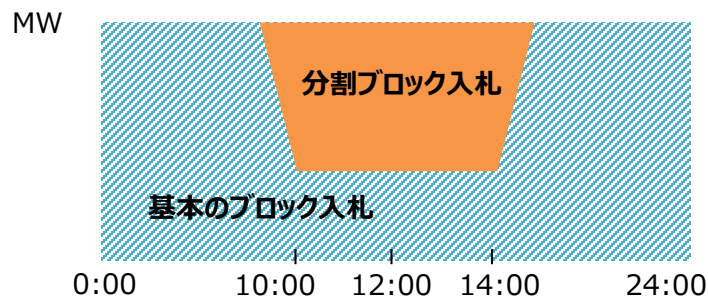
※ 約定率：起動費を計上していないブロック入札量全体に占める、約定ブロック入札可能量の割合

# 売りブロック入札の約定率が高い事業者による入札時の工夫

- 約定率の高い事業者においては、市場価格の安い昼間時間帯のみのブロックと、昼間時間帯の入札量を低く抑えたブロックとを分割して入札を行っている例があった。
- また、一つのユニットに紐付くブロックを複数に分割し、1ブロックあたりの入札量を低く抑えることで、約定機会を最大化している例があった。

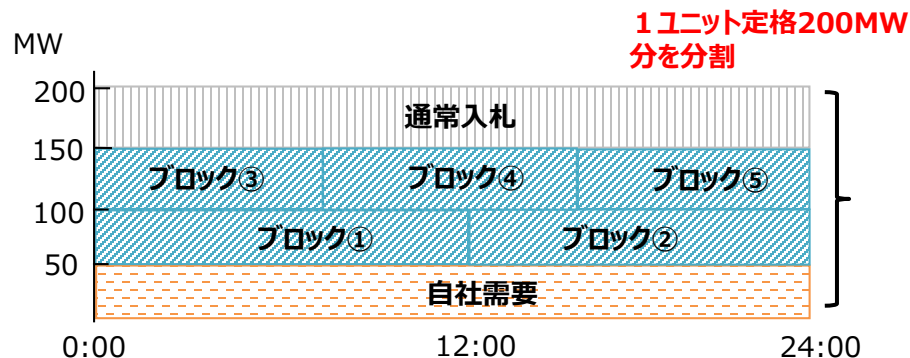
## 事例①

- ✓ 市場での約定価格が低くなる昼間時間帯についてブロックを分割すること等により、約定率を引き上げる工夫を行い、高いブロック約定率を継続的に維持しているケース。



## 事例②

- ✓ 1ブロックあたりの入札の量を50MW以下などの小さい単位に分割し、各ブロックの約定可能性を最大化し、同規模の電源を有する他社と比べ相対的に高い約定率となっているケース。



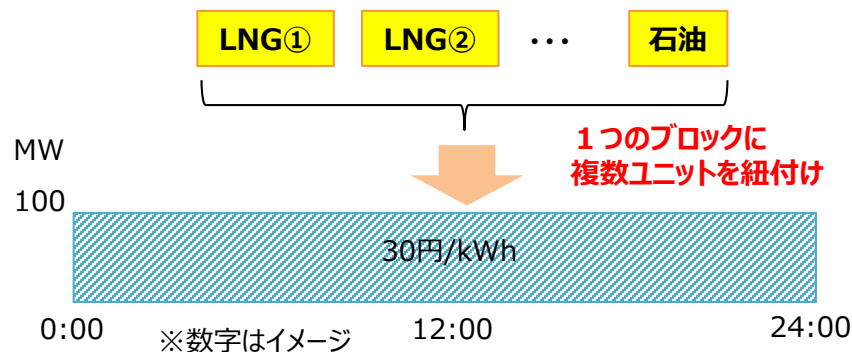
※数字はイメージ

# 売りブロック入札の約定率が低い事業者による入札の実態

- 一方で、約定率が極めて低い事業者においては、実際のユニットとブロックが1対1で紐付いておらず、燃料も混在したユニット群が1つのブロックと紐付けられていた事例も確認された。
- また、1つのブロックの入札量が多い、コマ数が多い（全48コマ等）等、約定率を高める工夫が見えない事例や、約定率が継続して低いにも関わらず長らくブロックの作り方の見直しが行われていない事例など、改善の余地がある事例が複数見られた。

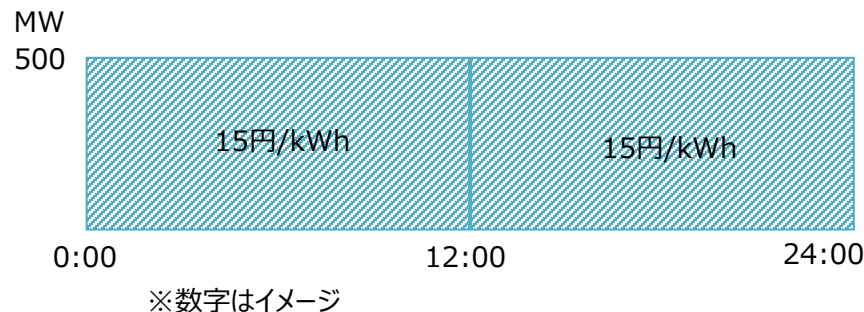
## 事例①

- ✓ 1ブロックにLNG、石油等の燃種の混在した複数ユニットを紐付けているケース。
- ✓ こうした事業者からは、入札に関するシステムの仕様による制約があるため、このような入札を行っているとの説明があった。現在、当該事業者の約定率は長期にわたって極めて低い水準で推移している状況。



## 事例②

- ✓ 1つのユニットに紐付いたブロックを長さ、高さの両面で分割する工夫を行わず、500MW、24コマずつなどの大きなブロックで入札を行い、結果として約定率が極めて低い水準で推移しているケース。
- ✓ こうした事業者の中には、継続的に未約定の状態が発生しているにも関わらず、1年に1度程度しかブロックの作り方の見直しを行っていない事業者も存在。





# ブロック入札にかかる報告徴収分析結果のまとめ①

- ブロック入札はもともと、卸電力市場の活性化を目的として導入されたものであるが、売り入札量の増大には貢献した一方で、実際の約定量の増加にはあまり貢献していないとすれば、その在り方を改善する余地があるのではないか。
- 今回の報告徴収により、約定率が極めて低くなっている一部の事業者において、1つのブロックに複数ユニットを紐付けたブロック入札を実施している実態が確認された。この点については、**売りブロックと実際のユニットを1対1（もしくは複数対1）で紐づけることにより、各発電機の起動特性に即した入札を行うことが経済合理的**ではないか。
- また、一部の事業者において、他事業者と比較して1ブロックあたりの入札量が多い、コマ数が多い（全48コマ等）等約定率を高める工夫が見えないまま約定率が極めて低くなっている、約定率が低いにも関わらずブロックを作る考え方やアルゴリズムをほとんど変更していない、といった実態も確認された。ブロックを分割するなどの工夫により約定機会を最大化することが経済合理的であることは過去の審議会においても整理されてきた通りであり、発電事業者の利潤最大化につながるものであることから、**約定機会の最大化に向けた事業者の取組を改めて促すべき**ではないか。
- こうした確認結果に鑑み、監視等委員会事務局においては、ブロック入札の約定率の低い事業者を中心に各事業者に対して、**①ブロック入札の考え方やブロックの作り方を見直し、約定機会の最大化に最大限取り組むことを要請する**とともに、**②その取組をフォローアップする観点から、各事業者における取組状況、ブロック入札率や約定率を定期的に確認し、公表していくこととすべき**ではないか。

## ブロック入札にかかる報告徴収分析結果のまとめ②

- また、日本卸電力取引所においても、前回ご議論いただいたエリアプライス需給曲線の公開（※1）に関連して価格感応度の公開が決定されたところ（※2）だが、これにあわせて、需給曲線からは見えてこないブロック入札の状況を可視化するため、例えば、各エリアにおける入札量全体に占めるブロック入札の割合や約定率について公表することが適当ではないか。

（※1）ただし、公表する場合においても、市場分断時等を踏まえ、一部事業者の入札行動が類推されることがないように配慮することが必要

（※2）於 JEPX 第3回運営委員会（2021年12月14日開催）

- なお、過去の審議会（第36回制度設計専門会合 資料5参照）においてブロック入札の約定最大化のためのシステムの改善が明確に求められていたところ、今回のヒアリングにおいて、事業者からも、卸電力市場におけるブロック入札のシステム高度化を求める声が複数聞かれた。日本卸電力取引所に対して、現時点で当該システム改善が実施されていない理由等について、説明を求めることとしてはどうか。

### <JEPXにおける情報公表についてのこれまでの議論>

- ✓ 足下の価格高騰について、入札カーブを公開して何が分かるのか分からない。入札カーブではブロック入札分は表現されないが、変なミスリードを生むのではないか。（中略）入札カーブありきになるのは遺憾。取引所で事業者の声を聞きながら、責任を持って情報公開をやらせていただきたい（第67回制度設計専門会合 JEPX国松オブザーバー発言）。

### <ブロック入札の高度化を求める声>

- ✓ 発電事業者側は需給曲線を知ることができないため、約定しやすいブロックの切り方を工夫しても限界がある。このようなブロック商品の問題について、市場運営者（JEPX）に検討をお願いしたい（旧一般電気事業者）。
- ✓ 現行のJEPXルールを前提とすると、各社が作成したブロックが実際の約定結果と完全に一致することは稀であり、ブロックの未約定が数多く発生するため、電力システム全体でのコスト増と発電事業者の逸失利益となっている（大手発電事業者）。
- ✓ ブロックの約定率向上のため、システムの柔軟化を進めてほしい（新電力）。
- ✓ 今のスポット市場でもブロック入札が相当に悪さをしているというか、相当に不合理なことが起こっている、非効率的なことが起こっているということは、繰り返し指摘されている。“Three-Part Offer”はその重要な解決策になり得る。仮にシングルプライスオークションを時間前市場に入れなかったとしても、スポット市場で当然やるべき、検討すべきこと（第65回制度設計専門会合 松村委員発言）。

### 3. ブロック入札に関する論点

#### ① ブロック入札に関する基本的考え方

- 通常入札に加えブロック入札をも利用することによって、バランス停止火力などを対象とする経済合理的な売り入札が可能となった結果、売り入札量が増加し卸市場活性化に効果を発揮している面がある。一方で、ブロック入札は、それぞれの入札について約定率を低下させ、約定機会を損なう可能性があるほか、スポット市場全体としても、その過度な増加は、市場価格のボラティリティを高める等のデメリットも存在する。このような観点から、電力・ガス取引監視等委員会事務局や日本卸電力取引所においては、これまでも、ブロック入札の利用に関して、必要に応じて、市場参加者に対するヒアリングや指導、要請等を行ってきた。
- このような状況を踏まえ、卸電力取引所のスポット市場への入札に関して、改めて、考え方の明確化を図る必要があるのではないか。具体的には、通常入札が可能な場合においては、特段の合理的な理由がない限り、ブロック入札ではなく通常入札を行うことが約定機会の最大化につながる経済合理的な行動であると考えられるのではないかと\*。よって、自主的取組として余剰電力の全量市場投入を行っている旧一般電気事業者に対しては、特段の合理的な理由がない限り、通常入札を行うことを要請してはどうか。なお、この合理的理由として、バランス停止火力の入札や負荷変化追従可能量を超える部分について段差制約を考慮した歯抜け約定を防ぐ目的などが考えられる。

\* 経済合理性のない入札行動によって市場価格の人為的な変動がもたらされた場合には、相場操縦となる可能性がある。

#### ② ブロック入札を実施する場合の事業者の経済合理的行動

- 上記の考え方の下に、ブロック入札を行う必要がある場合においては、各事業者において、ブロック入札を分割するなどにより約定機会の最大化を図ることは、経済合理的な行動と考えられる。

#### ③ ブロック入札の約定最大化のためのJEPXシステムの改善

- ブロック入札が必要となる場合に、入札者において、ブロックの細分化等の努力を自主的に行っても、かえって、各ブロックへの起動費の重複計上による価格上昇を発生させるといった側面もあり、事業者サイドにおける自主的な努力には限界もある。
- このため、JEPXに対して、更なるブロック入札の約定の円滑化のための約定アルゴリズムの改善を要請してはどうか。具体的には、海外の事例などを参考にブロック入札について、起動費の重複計上を必要としない方法やパラドックスを減少させる方法などの入札方法を検討し、具体化することを要請してはどうか。例えば、海外事例を参考にリンクブロック\*<sup>1</sup>や削除可能ブロック\*<sup>2</sup>などのスマートブロックがJEPXの商品として追加されることが考えられるのではないかと。

\*<sup>1</sup> リンクブロック：ブロック入札間に親子関係を設定し、関連した約定を設定することが可能な商品。（参考3-1、3-2参照）

\*<sup>2</sup> 削除可能ブロック：ブロック入札に最小受入率を設定し、それによって部分的に約定量の変動可能な商品。（参考3-2参照）

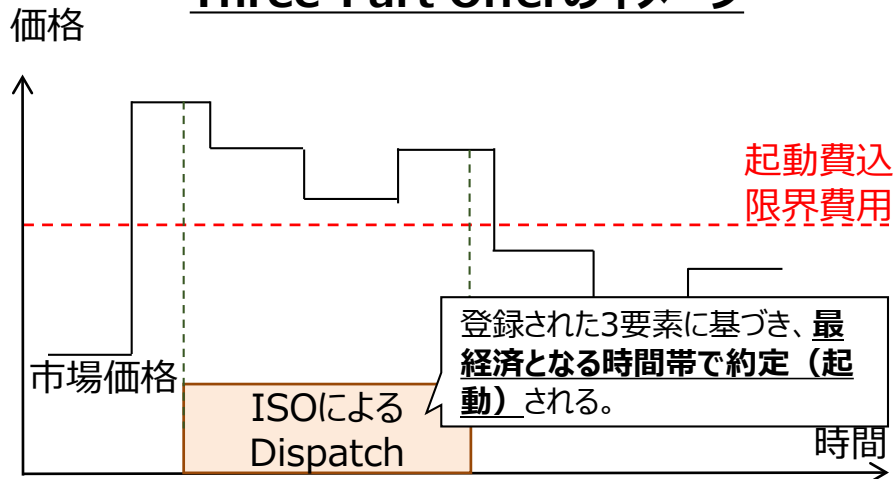
# （参考）諸外国におけるブロック入札について

- 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ることで収益を最大化する。

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。
Curtable 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



# ブロック入札にかかる報告徴収結果に関する今後の対応

- 各社のブロック入札の実態については、本日のご議論も踏まえて、より詳細な分析を引き続き実施していくことを予定。
- その際、今回は分析をお示ししていない、起動費が計上されている売りブロック入札や、買いブロック入札についても分析を行う予定。
- 前述の対応策（33頁、34頁参照）を行ったにも関わらず結果が出ない場合には、今回および今後実施予定の分析を踏まえ、必要に応じて、ブロック入札について抜本的な改善策を提案していくこととしたい。

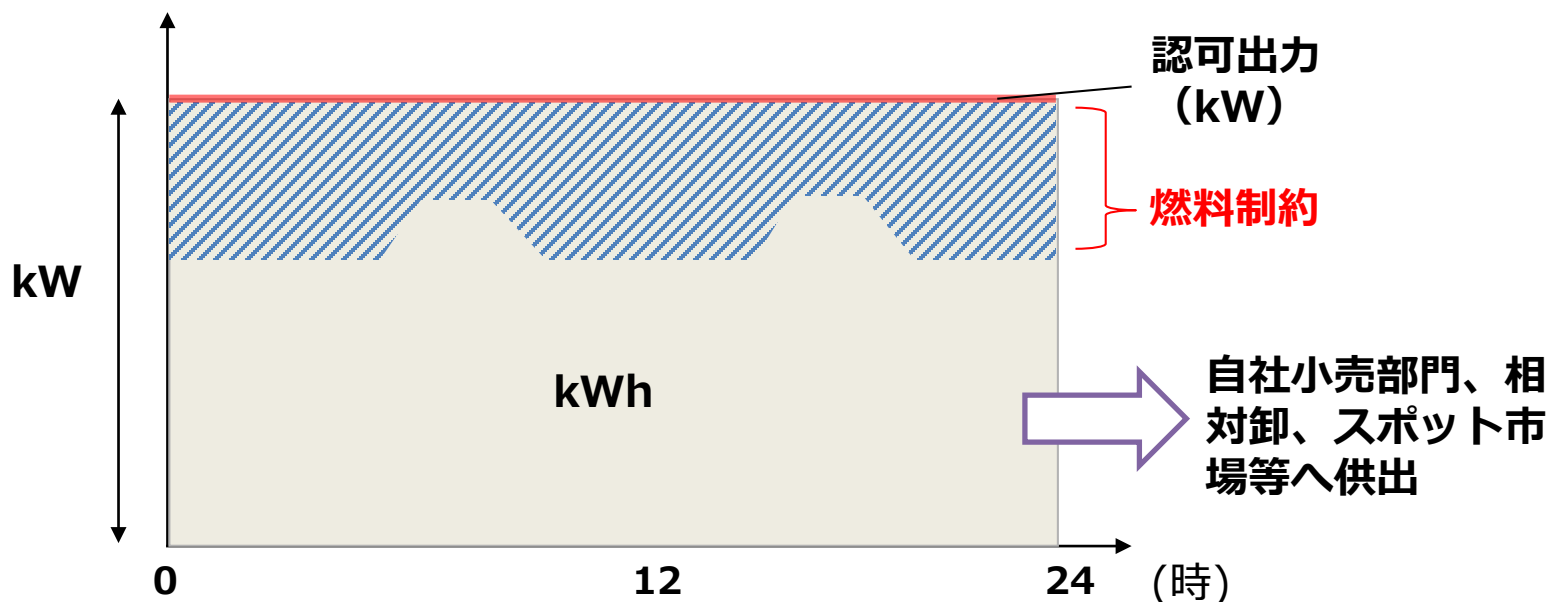
### **3. 報告徴収の結果について② (燃料制約の状況)**

# 燃料制約の運用の妥当性について

- 今秋、需要増や一部の発電所のトラブルによる停止により、一部の旧一電の火力発電所において、**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、売入札量の一部が減少。
- このため、**発電電力量（kWh）に影響を与える燃料制約の合理性を検証することが極めて重要**であり、各社における**燃料制約の考え方や運用について調査**を実施した。
- なお、エネ庁は本年10月25日に、**需給ひっ迫を予防するための発電用燃料に係るガイドライン（燃料GL）を策定・公表しており、これに沿った対応も求められる※点に留意**。

※GL上では、「当然ながら、備蓄のように、明らかに費用や余剰在庫の消費及び転売による損失が見込まれる水準の余剰在庫を持つことを求めるものではないが、必要以上の燃料在庫余力を持たない傾向の中でも、価格変動の過程に人為性が認められる場合など市場支配力の不当な行使がある場合には、「適正な電力取引についての指針」に規定する相場操縦行為に該当するため、消費量の変動可能性を踏まえた適正な在庫水準の確保および燃料調達への努力が求められる。」とされている。

発電機 1 ユニットにおける 1 日の発電容量（kW）と発電量（kWh）のイメージ



# (参考) 第41回基本政策小委 (11月18日) の議論

第41回電力・ガス基本政策小委 (令和3年11月18日開催) 資料3-1より抜粋

## 燃料制約の状況

- 11月5日に改定した電力適正取引ガイドラインでは、燃料制約を要因とした出力低下が生じた場合はHJKSに登録することとなったが、**11月前半、複数の電力会社において登録があった。**
- 燃料ガイドラインでは、**燃料制約を発生させないような調達努力**を求めるとともに、**需給変動が大きい高需要期**においては、LNG受払計画を適切に更新し、**変動に対応する適正な在庫量を確保することが望ましい**と整理しているところ、燃料制約が生じ始めている現状において、その**要因や状況を確認すべく、燃料制約登録事業者にヒアリングを実施。**なお、燃料制約等により市場への入札可能量が不当に売り惜しみされていないかについては、引き続き監視委において厳格に監視される。

### <燃料制約登録状況>

発電事業者	発電所	ユニット	燃種	登録日	認可出力 (kW)	低下量 (kW)	制約期間
北陸電力	富山新港	1号	LNG	11/10	424,700	246,000	11/13~11/15,11/20~11/22
中国電力	玉島	2号	石油	11/5	350,000	314,000	11/7~11/30
		3号			500,000	421,000	
		下関			2号	石油	
	玉島	1号	LNG	11/5	350,000	334,000	11/7~11/30
		水島	1号	LNG	11/5	285,000	106,000
	3号		340,000			306,000	
	柳井		1号	LNG	11/5	786,000	314,000
2号			594,000			421,000	
四国電力	阿南	3号	石油	11/4	450,000	293,000	11/6~11/30
	坂出	3号	石油	11/4	450,000	202,000	11/13~11/30
	坂出	1号	LNG	11/8	296,000	130,000	11/9~12/20
		4号			350,000	257,000	
九州電力	新大分	1号	LNG	11/10	720,000	374,000	11/11~11/26
		2号			690,000	345,000	
		3号			1,215,000	424,000	



# 調査の対象

- 燃料制約については、データの収集期間を10/1～11/26までとし、この期間において燃料制約が生じた事業者・ユニットを特定し、該当した事業者について確認を実施した。
  - 調査対象取引：2021年10月1日～11月26日受渡分の全コマ
  - 対象事業者：北陸電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力（5者）

## ブロック入札の分析状況及び今後の対応について

第67回制度設計専門会合（令和3年11月26日開催）資料5より抜粋

- 監視等委員会事務局においては、本来市場を活性化することを目的として導入されているブロック入札が、今秋の事象においてはかえって約定結果に悪影響を与えた可能性を考慮し、その入札状況について速やかに整理・分析の上、結果を委員会に報告。その後直近の説明機会において公表した（前頁参照）。
- また、売りブロック入札についてはバランス停止火力の起動を可能にすることから市場の売り玉を増やす効果が期待される一方で、買いブロック入札は、起動回避を確実なものとするために導入されたところ、相対的に高い入札価格となっており、これが約定した場合には急に約定価格が上昇するなど市場への影響も考えられる。
- さらに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、ブロック入札をはじめ、入札可能量の算定根拠、ユニット毎の発電実績、LNG・石油等燃料に関する運用関連情報等も含め、合計51項目に渡る報告徴収を実施したところ。
- 同報告徴収の結果を踏まえ分析のうえ、分析結果について本会合に速やかに報告するとともに、対策案を提示することを予定。

# 今秋に燃料制約が生じた事業者・ユニット（1 / 3）

- 燃料制約については、データの収集期間を～11/26分までとし、この期間において燃料制約が生じた事業者・ユニットを特定し、該当した事業者について確認を実施した。

事業者	発電所	ユニット	燃種	認可出力 (万kW)	HJKS 登録日	制約期間	出力低下量	
							(万kW) ※平均値	(万kWh) ※11/26までの制約量
北陸電力	富山新港	1号	LNG	42.47	11/5	11/6～11/8	24.64	1,145.3
					11/10	11/13～11/15 11/20～11/22	24.64	2,602.8
					11/25	11/27～11/29	24.64	データ対象期間外
中国電力	水島	1号	LNG	28.5	11/5	11/7～11/30	10.6	874.6
		3号	LNG	34.0	11/5	11/7～11/30	30.6	4,117.6
	玉島	1号	LNG	35.0	11/5	11/7～11/30	33.4	3,229.4
		2号	石油	35.0	11/5	11/7～11/30	31.4	1,306.4
		3号	石油	50.0	11/5	11/7～11/30	42.1	1,969.7
	柳井	1-1号	LNG	13.1	11/5	11/7～11/30	4.8	225.7
		1-2号	LNG	13.1	11/5	11/7～11/30	4.8	237.8
		1-3号	LNG	13.1	11/5	11/7～11/30	4.8	124.6
		1-4号	LNG	13.1	11/5	11/7～11/30	4.8	457.5
		1-5号	LNG	13.1	11/5	11/7～11/30	4.8	285.0
		1-6号	LNG	13.1	11/5	11/7～11/30	4.8	445.2
		2-1号	LNG	19.8	11/5	11/7～11/30	7.4	915.5
		2-2号	LNG	19.8	11/5	11/7～11/30	7.4	681.0
		2-3号	LNG	19.8	11/5	11/7～11/30	7.4	852.3
	下関	2号	石油	40.0	11/5	11/7～11/30	29.8	1,715.2

# 今秋に燃料制約が生じた事業者・ユニット（2 / 3）

事業者	発電所	ユニット	燃種	認可出力 (万kW)	HJKS 登録日	制約期間	出力低下量	
							(万kW) ※平均値	(万kWh) ※11/26までの制約量
関西電力	赤穂	2号	石油	56.8	登録要件 に該当せず	10/13	28.3	127.5
	御坊	1号	石油	57.6	登録要件 に該当せず	11/28	9.3	データ対象期間外
					11/29	11/30	38.0	データ対象期間外
	相生	1号	都市ガス	36.2	11/25※	11/24～11/30	35.0	717.2
		3号	都市ガス	36.2	11/25※	11/24～11/30	35.0	450.6
	姫路第一	6号	LNG	71.3	登録要件 に該当せず	10/17	46.0	551.4
	姫路第一GT	1号	LNG	3.27	登録要件 に該当せず	10/17	2.6	62.4
2号		LNG	3.27	登録要件 に該当せず	10/17	2.6	62.4	
四国電力	坂出	1号	LNG	29.6	11/8※	10/1～12/20	13.0	18,457.6
		2号	LNG	28.9	登録要件 に該当せず	10/1	10.5	146.8
					11/29	11/30～12/20	11.6	データ対象期間外
		3号	石油	45.0	10/21	10/23～11/5	28.7	7,785.9
					11/4	11/13～11/19	20.2	2,645.7
					11/19	11/22～12/1	22.9	1,473.1
		4号	LNG	35.0	11/8※	10/1～12/20	12/2～12/31	22.4
	25.7						23,373.9	
	阿南	3号	石油	45.0	11/4	11/6～11/20	29.3	7,776.0
					11/19	11/21～12/1	24.4	2,123.7
12/2～12/31						23.4	データ対象期間外	

※制約期間の途中にHJKS登録されているものは、制約期間の途中からHJKS登録基準に該当したものの。

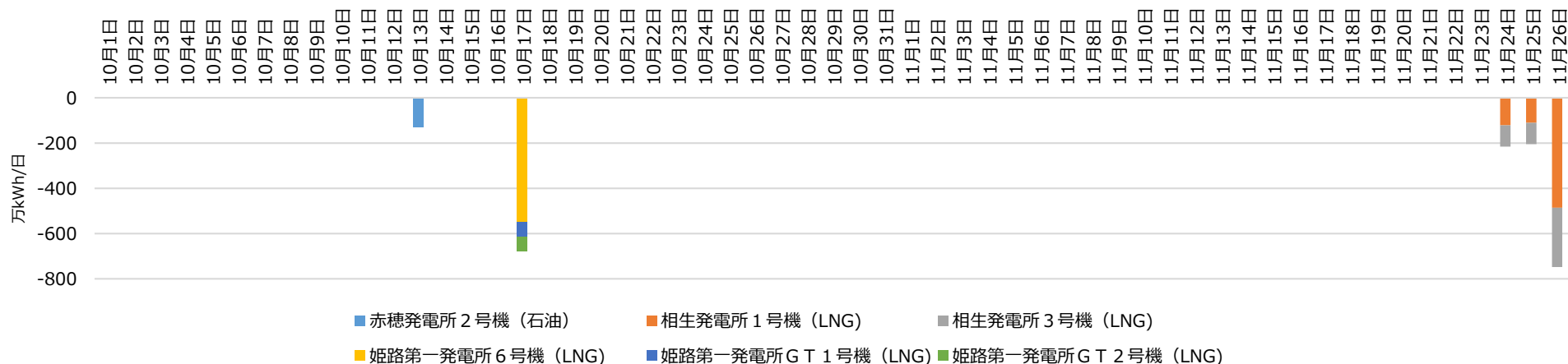
# 今秋に燃料制約が生じた事業者・ユニット（3 / 3）

事業者	発電所	ユニット	燃種	認可出力 (万kW)	HJKS 登録日	制約期間	出力低下量	
							(万kW) ※平均値	(万kWh) ※11/26までの制約量
九州電力	新大分	1号系1軸	LNG	12.0	11/10	11/11~11/26	6.7	3622.3
		1号系2軸	LNG	12.0	11/10	11/11~11/26	6.7	3766.4
		1号系3軸	LNG	12.0	11/10	11/11~11/26	6.7	1832.3
		1号系4軸	LNG	12.0	11/10	11/11~11/26	6.7	3725.8
		1号系5軸	LNG	12.0	11/10	11/11~11/26	6.7	3976.5
		1号系6軸	LNG	12.0	11/10	11/11~11/26	3.9	2528.8
		2号系1軸	LNG	23.0	11/10	11/11~11/12	12.7	642.6
		2号系2軸	LNG	23.0	11/10	11/11~11/26	8.7	3440.8
		2号系4軸	LNG	23.0	11/11	11/13~11/26	13.1	5338.1
		3号系1軸	LNG	24.5	11/10	11/11~11/26	10.6	3247.4
		3号系2軸	LNG	24.5	11/10	11/11~11/26	10.6	4021.8
		3号系3軸	LNG	24.5	11/10	11/11~11/26	10.6	4728.6
		3号系4軸	LNG	48.0	11/10	11/11~11/26	10.6	3513.7

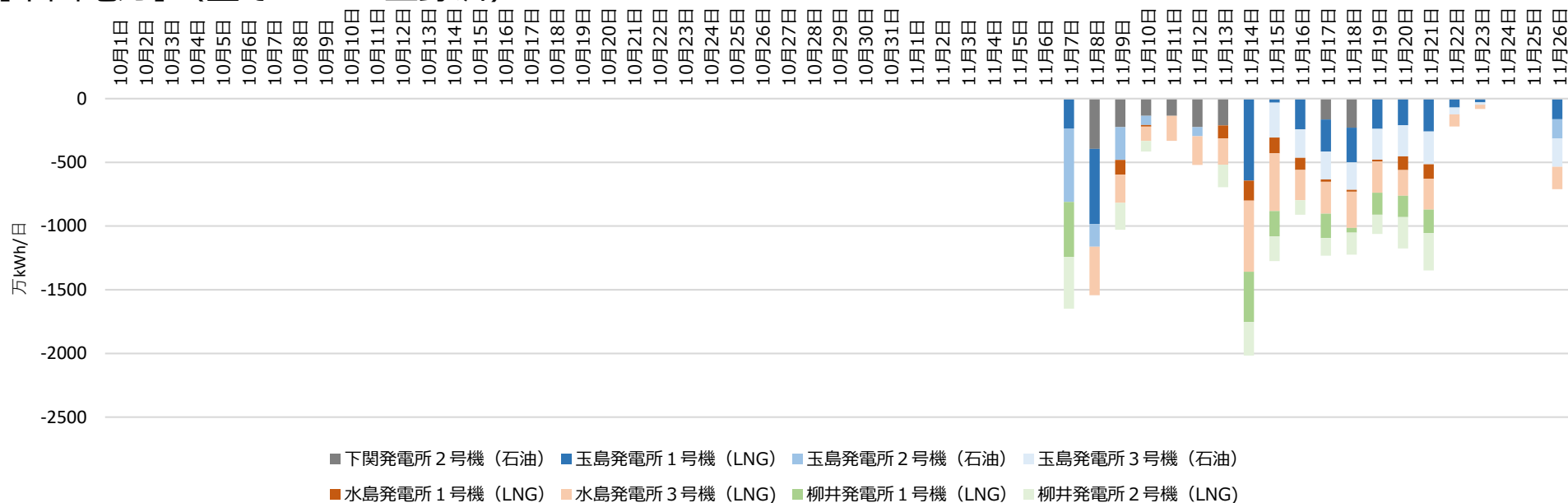
# (参考) 各社別・ユニット別の燃料制約量の推移 (～11月26日まで)

- 当該期間中において燃料制約を発生させた事業者の制約量の推移は下図の通り。

## 【関西電力】(要件に該当した11/26～30の燃料制約についてHJKSに登録済)

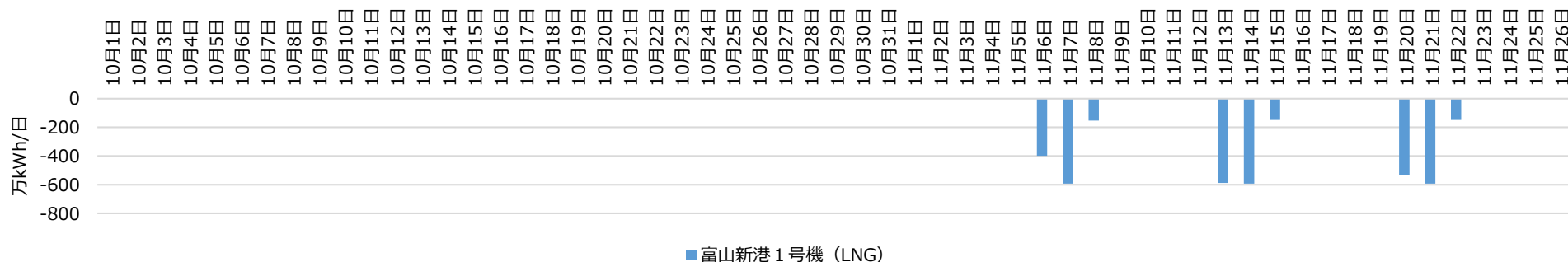


## 【中国電力】(全てHJKSへ登録済)



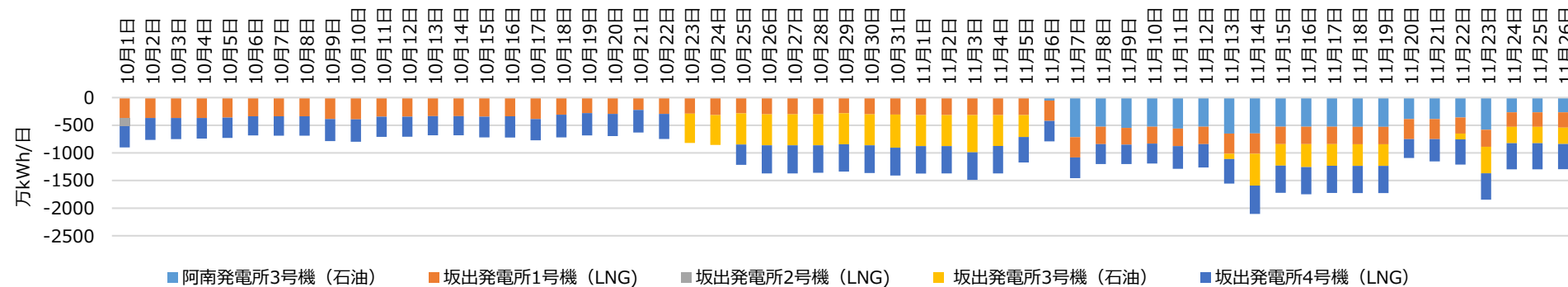
# (参考) 各社別・ユニット別の燃料制約量の推移 (～11月26日まで)

## 【北陸電力】 (全てHJKSへ登録済)



## 【四国電力】 (HJKS登録対象外の坂出2号機を除いて全てHJKSへ登録済※)

※坂出1号機、4号機については10月1日以降燃料制約が発生していたが、11月5日の適正取引ガイドライン変更に伴い、HJKSへ登録

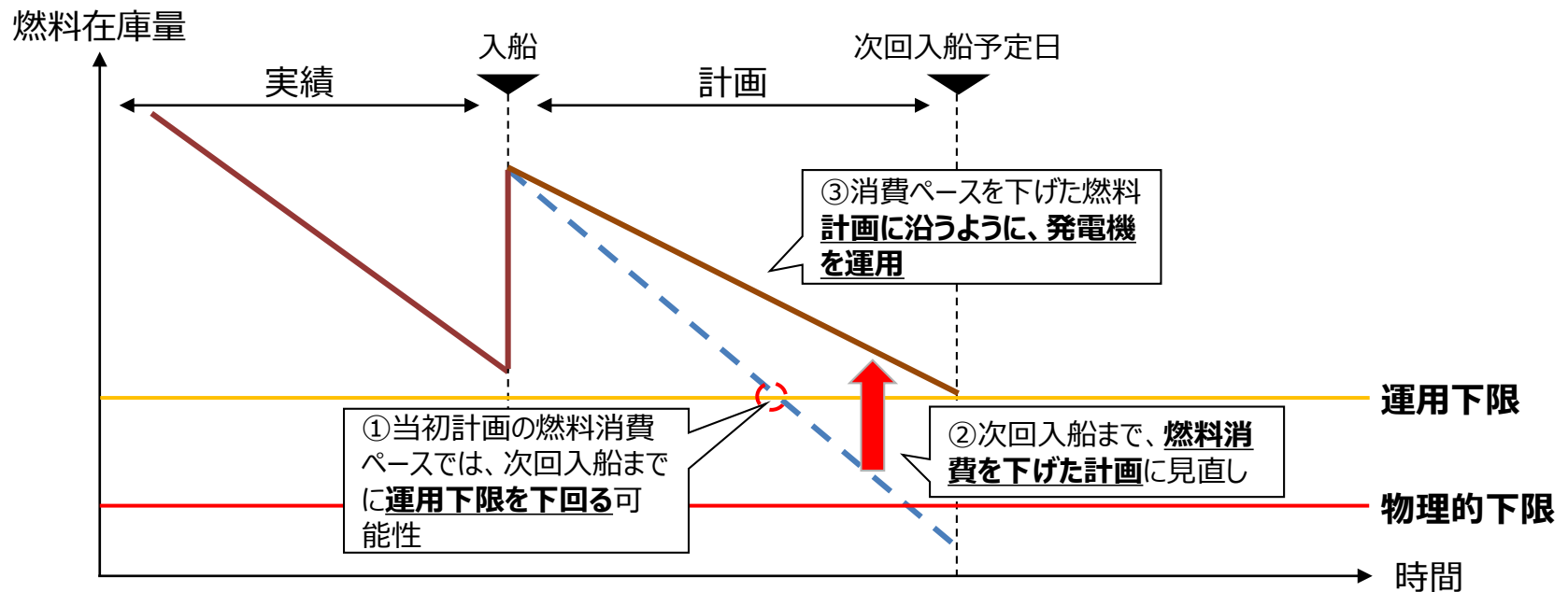


## 【九州電力】 (全てHJKSへ登録済)



# 燃料制約の妥当性の確認内容（1 / 2）

- 旧一電は、プライステイカーとしての経済合理的な行動として、余剰電力（kW）があれば、その全量を限界費用ベースでスポット市場に供出している。
- ここで、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。

## 燃料制約の妥当性の確認内容（2 / 2）

- このように、主要な変数は運用下限と次回入船日であるため、各社より、**燃料制約を実施した際の諸元データを元に、次の事項を中心に確認を実施した**；
  - ① **タンク上下限の設定の考え方**
  - ② **入船日の調整、燃料の追加確保といった燃料制約を軽減するための取組**
  - ③ **燃料制約に関する情報の適時開示に係る実施状況（HJKSへの登録状況）**

### 【参考】燃料GL上に規定されている望ましい行動（一部抜粋）

・在庫にあたって望まれる行動

LNG火力発電について、旧一般電気事業者等は出力ベースで約9割を保有しており市場支配力を保有する。そのような中で、特にそれらの事業者が相場操縦行為に該当しない行動をするためには、需給の逼迫を防止し、燃料制約を発生させないような調達努力が求められる。そのために各事業者は、特に需給変動が大きい高需要期において、LNG受払計画を適切に更新し、変動に対応しうる適正な在庫量を確保することが望ましい。

なお、タンク運用・在庫に関する望ましい行動については、事業者の保有するタンクの数や容量及び消費するLNG発電所により、その運用方法が異なる点に留意が必要である。例えば、**発電事業者によっては、タンク1基のみを保有しており、かつその容量がLNG外航船1隻分である場合、日常的な受入れはなく一定期間に1度の受入れにより運用するケースがある。そのような場合、運用に関して調整する余地は少ない。そのため、上記のタンク運用・在庫に関する望ましい行動については、特に複数タンクを保有し、頻繁なLNG調達を行っている事業者を対象として考えることが適切**である。

また、タンクの運用にあたって、各事業者は、一定のリスクを考慮し運用上限・下限を設定している。このような各社が置かれる事情を考慮した上で、自ら考え方を整理する形は適切である一方で、今後、国や広域機関において、燃料逼迫を予防する取組を行うにあたっては、各社における運用下限からの余力を踏まえて逼迫状況を判断していくこととなる。そのため、運用下限についての考え方を整理することが必要であり、本ガイドラインにおいて、**運用下限は、燃料制約発動ラインと一致するものであり、物理的下限に加え、入船遅延等、必要なリスクへの対応分を確保したものとす**。なお、各社における運用下限の考え方については、**透明性を担保するため、対外的に公表されることが望ましい**。

### 【参考】第41回電力・ガス基本政策小委員会（2021年11月18日）での議論

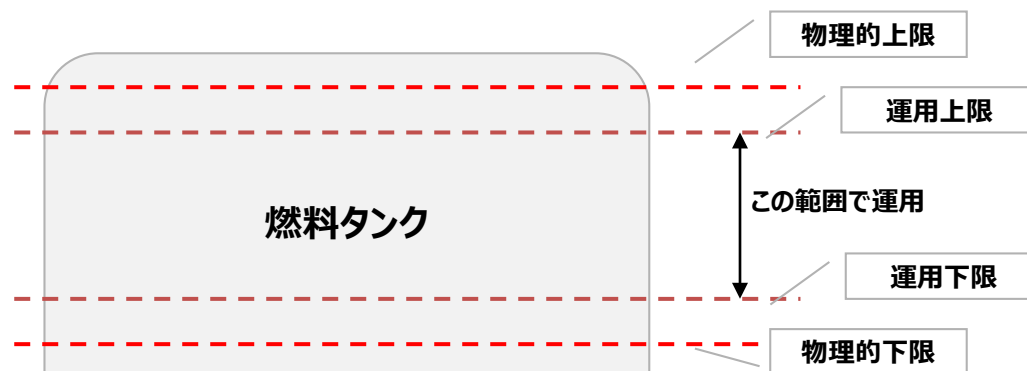
・燃料制約は減多に起きないことだということを前提に、監視等委による機会費用の議論も出てきたと理解している。もしも頻繁に起きるとのことなら、監視等委も含めてインテンシブに調べることが必要。ガイドラインも出来た以上、そのようなことが起きにくくなると理解していたのに、簡単に起きるとのことなら、前提が変わるはず。場合によっては深刻な問題。（松村委員）

・燃料制約の各社の状況について、**タンク1基の電力であっても、計画外停止で燃料消費が急激に進んだということがあれば、配船計画の変更も十分にあり得る**。配船計画の変更が困難、という理由だけでは、納得いかない。中国電力、九州電力など大きなところでは、なおさら疑問。不適切なことが行われたという風には思わないが、もう少し詳細に調査してほしい。（松村委員）



# ①タンク上下限の設定の考え方の妥当性

- 事業者は、燃料タンクの運用にあたって、上下限に関するリスクを考慮している。例えば、長期契約に基づき物理的にタンクに入らない量の燃料在庫が生じることが想定される場合、消費のための電源差し替えやLNG転売による損失のリスクがある。また、設備保安上のリスクや、電源の計画外停止や想定以上の需要増、入船の遅延による安定供給上のリスクも存在する。
- こうしたリスクに対応するため、事業者は、タンクの物理的な上下限に、想定されるリスク量を織り込んだ運用上の上下限を設定している。なお、運用上下限の設定においては、燃料基地の所在地や電源のポートフォリオ等、事業者毎に個別事情が存在するため、こうしたリスク量の織り込み方は事業者の判断にゆだねられているところ。
- このため、事業者に対し、運用上下限の設定の考え方について確認を実施した。
- なお、基本的には、燃料制約量に係る要素としては、前述の通り、直接には運用下限が考えられるが、運用上限に織り込むリスクを多く見積もることで、入船日の調整や追加の燃料調達が困難となり、燃料制約が長引くことも考えられるところ、運用上限についても確認を実施した。



## (参考) 各社の燃料タンクの運用仕様

- 各社は、機器・設備仕様上、燃料を汲み出すことができなくなる液位等の物理的下限の上に、電源脱落時、入船遅延等における焚き増しに備え、リスクに対応するための量を織り込んだ運用下限を設定している。このリスク量は、事業者の検討・判断によって決定されている。

事業者	基地名	燃料種別	タンク総量 (物理的上限)	運用上限	物理的下限	運用下限
北陸電力	富山新港火力発電所(LNG)	LNG	80,300	設定なし	4,800	11,000
北陸電力	富山新港火力発電所(石油)	石油	150,000	設定なし	39,900	69,900
北陸電力	富山火力発電所	石油	87,000	設定なし	14,300	29,300
北陸電力	福井火力発電所	石油	148,000	設定なし	27,300	42,300
関西電力	堺LNG基地	LNG	257,980	230,000	29,000	35,000~46,700
関西電力	姫路LNG基地	LNG	234,342	204,000	21,000	28,000~31,400
関西電力	相生発電所	都市ガス	—	—	—	—
関西電力	赤穂発電所	石油	90,000	設定なし	20,000	25,000
関西電力	御坊発電所	石油	60,000	設定なし	23,000	33,000
関西電力	御坊発電所(超低硫黄油 (LS油) )	LS油	60,000	設定なし	23,000	33,000
関西電力	関西国際空港エネルギーセンター	灯油	1,500	設定なし	250	設定なし
中国電力	柳井基地	LNG	207,000	194,000	16,000	42,000
中国電力	水島基地	LNG	145,000	133,000	11,000	24,000
中国電力	玉島発電所	石油	143,399	138,300	18,600	31,000
中国電力	下関発電所	石油	35,119	30,160	3,300	6,300
四国電力	坂出LNG基地	LNG	81,480	78,900	4,164	6,500
四国電力	坂出	石油	86,600	81,400	28,100	設定なし
四国電力	阿南	石油	73,800	66,420	15,600	設定なし
九州電力	北九州エル・エヌ・ジー	LNG	212,000	179,000	25,000	45,000
九州電力	大分エル・エヌ・ジー	LNG	211,000	196,000	20,000	32,000

※数値の単位は、LNGはトン、石油はキロリットル。

# 各社のタンク上下限の設定の考え方（1 / 2）

- 各社のタンク上下限は一定の根拠に基づき設定されているが、設定の考え方は各社で違いが見られた。
- 例えば、LNGタンク運用下限の設定において、北陸電力ではLNG機をベース電源運用としているためフル出力を前提とした設定、関西電力ではミドル電源運用のため稼働率も踏まえた設定となっていた。また、タンク1基運用では柔軟な運用が困難なことや、海象・気象、環境影響等、基地の立地地域特有の事情も見られた。
- なお、各社は燃料GLに基づき、運用下限の考え方をHP上に公表している。

	北陸電力	関西電力
LNG	<p><b>タンク</b> (富山新港LNG基地)</p> <p><b>下限の設定の考え方</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○物理的上限 8.0万トン</li> <li>○運用上限 設定なし</li> <li>・<u>タンク1基運用で計画配船・消費としているため設定なし</u></li> <li>○物理的下限 0.5万トン</li> <li>・<u>払出ポンプの運転限界</u></li> <li>○運用下限 1.1万トン</li> <li>・<u>入船遅延リスク（消費量3日分）を考慮</u></li> <li>・<u>消費量とは、最大出力が最も大きくなる冬期の最大消費量（ベース電源であるため）</u></li> <li>・<u>リスク日数は、過去実績を根拠に設定</u></li> <li>・<u>LNG船が基地に近づき、入船の確実性が高いと見込まれる場合には、運用下限を引き下げる対応も行う</u></li> </ul>	<p>(姫路LNG基地の例)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○物理的上限 23.4万トン</li> <li>○運用上限 20.4万トン</li> <li>・<u>LNG受入時に上限を超えないよう、1日分の消費量を物理的上限から控除</u></li> <li>○物理的下限 2.1万トン</li> <li>・<u>払出ポンプの運転限界</u></li> <li>○運用下限 3.1万トン（11月）</li> <li>・<u>入船遅延リスク（消費量1日分）を考慮</u></li> <li>・<u>消費量とは、各月の月間計画における最大消費量（ミドル電源であるため）</u></li> <li>・<u>リスク日数は、過去実績を踏まえつつ、過大・過小としないようにした</u>もの</li> </ul>
石油	<p><b>タンク</b> (石油3基地合計（富山、富山新港、福井）)</p> <p><b>下限の設定の考え方</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○物理的上限 38.5万kl</li> <li>○運用上限 設定なし</li> <li>○物理的下限 8.1万kl</li> <li>・<u>攪拌用ミキサーが運転できる液位</u></li> <li>○運用下限 14.1万kl</li> <li>・<u>3基地合計で電源脱落リスク（2億kWh相当）を考慮</u></li> <li>・<u>石炭火力（七尾1：50万kW、七尾2：70万kW、敦賀1：50万kW、敦賀2：70万kW）の単機の10日間の脱落を想定</u></li> <li>・<u>リスク日数は、復旧までにかかる期間の過去実績の平均を採用した</u>もの</li> </ul>	<p>(石油3基地合計（赤穂、御坊、御坊（LS油））)</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○物理的上限 20.4万kl</li> <li>○運用上限 設定なし</li> <li>○物理的下限 6.6万kl</li> <li>・<u>攪拌用ミキサーが運転できる液位</u></li> <li>・<u>御坊2基地では、消防法に基づき、津波に抵抗するための重しも含む</u></li> <li>○運用下限 11.4万kl</li> <li>・<u>3基地合計で電源脱落リスク（2億kWh相当）を考慮</u></li> <li>・<u>2億kWhは、60万kWのベース電源の2週間の脱落を想定</u></li> <li>・<u>リスク日数は、石油の内向船手配～燃料受入までに必要な期間（過去実績の最大値）</u></li> </ul>

# 各社のタンク上下限の設定の考え方（2 / 2）

	中国電力	四国電力	九州電力
L N G タンク 下限の 設定の 考え方	<p>（柳井基地の例）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○物理的上限 20.7万トン</li> <li>○運用上限 19.4万トン</li> <li>・LNG受入時の液位変動によるインターロック回避のための液位高さ分を考慮</li> <li>・発電所トラブル停止による消費減リスク対応幅（1万トン（2日分消費量））を考慮</li> <li>・1日あたり消費量は、<u>通年の平均値</u></li> <li>・2日分とした根拠は、<u>過去実績を踏まえたもの</u></li> <li>○物理的下限 1.6万トン</li> <li>・払出可能液位</li> <li>○運用下限 4.2万トン</li> <li>・<u>配船段階での計画遅れリスク（消費量2日分）</u>を考慮</li> <li>・<u>着栈遅れ・輸入通関遅れリスク（消費量3日分）</u>を考慮</li> <li>・1日あたり消費量は、<u>通年の平均値</u></li> <li>・リスク日数は、<u>過去実績を根拠に設定</u></li> </ul>	<p>（坂出LNG基地）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○物理的上限 8.1万トン</li> <li>○運用上限 7.9万トン</li> <li>・LNG受入時の液位変動によるインターロック回避のための液位高さ分、計器の誤差を考慮</li> <li>○物理的下限 0.4万トン</li> <li>・<u>払出ポンプの運転限界</u></li> <li>○運用下限 0.65万トン</li> <li>・<u>計器誤差、液位変動を考慮</u></li> <li>・さらに、<u>立地自治体との公害防止協定上、浮遊粒子状物質の値が基準値以上となった場合、同地区に設置の坂出發電所（石油）を停止し、坂出發電所（LNG）に持替える必要が生ずるため、これに備えた量を確保（消費量2日分）</u></li> <li>・2日分とされている根拠は、<u>公害防止協定による取り決め事項</u></li> <li>・1日あたりの消費量も、<u>公害防止協定による取り決め事項（浮遊粒子状物質削減の観点から設定されるもの）</u></li> </ul>	<p>（大分エル・エヌ・ジの例）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○物理的上限 21.1万トン</li> <li>○運用上限 19.6万トン</li> <li>・LNG受入時に上限を超えないよう、<u>カーゴ1隻分を物理的上限から控除</u>。</li> <li>○物理的下限 2万トン</li> <li>・<u>ポンプ運転限界のほかに、受入時の消費量（1日分）を加味</u></li> <li>○運用下限 3.2万トン</li> <li>・<u>入船遅延や使用量変動に対するリスク（消費量1.5日）</u>を考慮</li> <li>・1日あたり消費量は、<u>同基地に紐付く電源がミドル電源であることから、需給が最も厳しい時期における最大稼働率に基づき設定</u></li> <li>・リスク日数は、<u>入船遅延や使用量変動を総合的に勘案し設定</u></li> </ul>
石 油 タンク 下限の 設定の 考え方	<p>（玉島基地の例）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○物理的上限 14.3万kl</li> <li>○運用上限 13.8万kl</li> <li>・<u>警報発報液位から▲0.3メートル</u></li> <li>○物理的下限 2.3万kl</li> <li>・<u>払出ポンプの運転限界</u></li> <li>○運用下限 3.9万kl</li> <li>・<u>攪拌用ミキサーが運転できる液位に基づき設定</u></li> </ul>	<p>（阿南基地の例）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○物理的上限 7.4万kl</li> <li>○運用上限 6.6万kl</li> <li>・<u>地震時のスロッシングを考慮し設定</u></li> <li>○物理的下限 1.6万kl</li> <li>○運用下限 <u>物理的下限と同一</u></li> <li>・<u>攪拌用ミキサーが運転できる液位に基づき設定</u></li> </ul>	<p>（石油機なし）</p>

## ②燃料制約を軽減するための取組について（1 / 2）

- いずれの事業者も、日々燃料の消費状況や入船見通しについて確認を実施しており、**燃料制約の要否や制約量の見直しも、毎日検討**されている。
- 燃料制約を軽減するための**取組は各社各様**。燃料制約を認識して速やかに追加調達を行ったという回答もあった一方で、タンク1基運用の事業者では、年度計画時点で配船計画を決定しており、入船日の調整は困難といった回答や、LNG船の受入設備の制約により、小ロットでの燃料追加調達も困難といった回答もあった。

	北陸電力	関西電力
燃料計画の見直しサイクル	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 毎月中旬に、翌月分の需給計画・燃料計画を見直し。</li> <li>● スポット入札検討においては、ユニットの稼働実績等を踏まえ翌日の需給バランス検討に反映し、燃料計画見直し要否も同時に検討。計画と実績が乖離している場合は、燃料制約量の見直しを実施。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 毎週木曜日に、翌週分の需給計画・燃料計画を見直し。</li> <li>● また、スポット市場入札の検討を毎日実施しており、この際、前日までの稼働の実績を踏まえて、翌日以降の需給バランスを検討しているが、この検討において燃料制約の要否も検討することとなる。</li> <li>● その上で、計画の前提（入船予定の変更等）に変化が生じれば随時見直し。</li> </ul>
運用下限の引下げ・使込み	<ul style="list-style-type: none"> <li>● なし。運用下限に含むバッファに該当するリスクは顕在化していないと判断。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● なし。運用下限に含むバッファに該当するリスクは顕在化していないと判断。</li> </ul>
入船日の調整・燃料の追加調達	<ul style="list-style-type: none"> <li>● 重油については、10月頃から消費急増したため、10月に11、12、1月受入分を追加手配。また、11月にも12月受入分を追加手配。さらに、12月にも12月受入分を追加手配。</li> <li>● LNGについては、タンク1基での運用に加え、発電所への入港にあたってLNG船の高さ制限があることから柔軟な変更は困難。6万～8万tのLNG船を前提とした設備であり、それより小さい船型は着棧不可。 ※注）同社では12月もLNG機・石油機で燃料制約が発生している（LNG機はタンク一基運用のため通常から計画消費としている点に留意）。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● LNGについては、10/28に、LNGカーゴの追加調達を決定し、11/9受入のカーゴを1隻手配。さらに、10/29に、LNGカーゴの追加調達を決定し、11/17受入のカーゴを1隻追加調達した他、10月以降に、12月受入を10/29、11/3受入を11/1、12/1受入を11/4、2月受入を11/19へ各々前倒しするなどの配船調整を実施。</li> <li>● 10/12午前に、赤穂（石油）について、10/13以降の燃料制約の必要性を認識。並行して、10/12午後に、10/15受入の追加配船を手配し、10/14以降の燃料制約を回避。</li> <li>● 11/27に御坊1号（LS油）について、11/28以降の燃料制約の必要性を認識したものの、11/27稼働実績が計画よりも下回ったことから、11/29の燃料制約を回避。</li> <li>● また、11/26に、赤穂（石油）向けの内航船を御坊1号用配船へ変更し、御坊1号用燃料に積替え、11/29に、LS油性状の確認、受入れにより、12/1以降の燃料制約を回避。 ※注）同社では12月も石油機の燃料制約が発生している。</li> </ul>
定検見直し等	<ul style="list-style-type: none"> <li>● なし。停止作業ユニットは作業実施が不可避で調整や短縮は不可。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>● なし。停止作業等の期間の調整を既に行っており、これ以上の調整の余地なし。</li> </ul>

## ②燃料制約を軽減するための取組について（2 / 2）

	中国電力	四国電力	九州電力
燃料計画の見直しサイクル	<ul style="list-style-type: none"> <li>1か月分の需給計画・燃料計画を、前々月の下旬頃に策定以降、前月中旬および当月上旬の2回程度。</li> <li>また、スポット市場入札の検討を毎日実施しており、この際、前日までの稼働の実績を踏まえて、翌日以降の需給バランスを検討しているが、この検討において燃料制約の要否も検討することとなる。</li> <li>その上で、計画の前提（入船予定の変更等）に変化が生じれば随時見直し。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>毎週木曜日に、翌1週間分の需給計画・燃料計画を見直す。</li> <li>その上で、毎日、燃料消費量および燃料調達見通しについて情報を更新し管理しており、燃料制約の要否を検討している。また、燃料調達量の見通し等に大幅な変化がある場合には燃料制約の緩和等を検討している。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>毎月、翌3か月分の需給計画を策定。それに基づき燃料消費計画を策定し、燃料受入計画を見直す。</li> <li>その上で、毎日エンド（24時）時点で、タンクの残量や、日々の消費量を確認のうえ燃料制約の要否も検討しており、必要に応じて随時見直しを実施している。</li> </ul>
運用下限の引下げ・使込み	<ul style="list-style-type: none"> <li>なし。運用下限に含むバッファに該当するリスクは顕在化していないと判断。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>なし。運用下限に含むバッファに該当するリスクは顕在化していないと判断。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>なし。運用下限に含むバッファに該当するリスクは顕在化していないと判断。</li> </ul>
入船日の調整・燃料の追加調達	<ul style="list-style-type: none"> <li>11/5に下関（重油）、玉島（重油、LNG）、水島（LNG）、柳井（LNG）について燃料制約を認識。</li> <li>重油については、11月上旬から中旬にかけて追加調達の契約を実施し、2月までの期間について内航船での輸送力上限までの数量を確保。</li> <li>LNGについては、11月中旬に1月以降の追加調達や配船調整を実施し、発電余力の拡大に取り組んだ。</li> </ul> <p>※注）同社では12月も石油機で燃料制約が発生している。</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>重油について、10月に入りスポット価格が高値で推移し燃料消費が進んだため、10月使用分、11月使用分を追加手配。</li> <li>追加調達してもなお、消費ペースが高いままであることから、10/21に燃料制約の必要性を認識し、10/23から燃料制約を実施。その上で、11月使用分をさらに追加手配。</li> <li>LNGについては、タンク1基での運用に加え、坂出基地は潮流や漁業等の関係でLNG船の受入日が限定されるなどの制約により柔軟な変更は困難。6万～8万tのLNG船を前提とした設備であり、それより小さい船型は着棧不可。</li> </ul> <p>※注）同社では12月もLNG機・石油機で燃料制約が発生している（LNG機はタンク一基運用のため通常から計画消費としている点に留意）。</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>11/10に新大分（LNG）の燃料制約の必要性を認識し、11/11より制約を開始。</li> <li>11/19にLNG船一隻の追加調達を手配し、12/2に着棧・受入。</li> <li>11/2にLNG船一隻の入船日の前倒しを手配し、12/15予定のところ12/7に入船を前倒し。</li> <li>さらに11/11にLNG船一隻の入船日の前倒しの再手配を行い、12/7予定のところ12/4に入船を前倒し。</li> </ul>
定検見直し等	<ul style="list-style-type: none"> <li>10、11月に予定していた自社石炭電源の作業を冬季以降へ繰り延べ（新小野田：期間10/26～11/1。三隅：期間11/12）。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>なし。広域機関やエネ庁の要請により、冬季の需給逼迫を回避するため、停止作業等の期間の調整を既に行っていたため、これ以上の電源の稼働調整の余地はなかった。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>苅田新1号（石炭）、松浦2号（石炭）の停止期間を短縮（苅田：11/23←12/1、松浦：11/26←11/30）</li> <li>トラブル停止の苓北2号（石炭）の早期復旧に努め、7日間で復旧（11/14復旧）</li> </ul>

### ③ 発電情報公開システム（HJKS）への情報開示についての確認結果

- 卸電力市場の健全性と公正性を確保するためには、卸電力市場の価格に重大な影響を及ぼすインサイダー情報について、適時に公表を行うことが重要である。このため、発電情報公開システム（HJKS）での開示が電力適正取引ガイドライン上のルールに基づいて適切に行われていたかについて、報告徴収データとの整合性の確認を実施。
- 具体的には、HJKSの登録要件に合致しないものも含む、10/1～11/26の期間中全ての燃料制約データについて、①登録要件に合致する燃料制約が、漏れなくHJKSへ登録されているか、②HJKSへの登録がすみやかに実施されているか（燃料制約の直前や制約後となっていないか）について確認した。
- 確認の結果、①登録要件に合致する燃料制約は漏れなくHJKSに登録されており、また②HJKSへの登録もすみやかに実施されていた。

北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
<ul style="list-style-type: none"> <li>・燃料制約の開始を決定後、すみやかにHJKSへ登録されている。</li> <li>・HJKSは、燃料制約開始の1日前には登録をされている。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・燃料制約の開始を決定後、すみやかにHJKSへ登録されている。</li> <li>・HJKSは、燃料制約開始の1日前には登録をされている。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・燃料制約の開始を決定後、すみやかにHJKSへ登録されている。</li> <li>・HJKSは、燃料制約開始の2日前には登録をされている。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・燃料制約の開始を決定後、すみやかにHJKSへ登録されている。</li> <li>・HJKSは、燃料制約開始の1日前には登録をされている。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・燃料制約の開始を決定後、すみやかにHJKSへ登録されている。</li> <li>・HJKSは、燃料制約開始の1日前には登録をされている。</li> </ul>

※ 適正な電力取引についての指針（適取GL）においては、計画停止および計画外停止、出力低下が生じた場合には適時にHJKSに公表することとされている。かつては、10万kW以上の出力低下が24時間以上継続することが合理的に見込まれる場合がインサイダー情報として適時公表の対象となっていたところ、制度設計専門会合での議論を踏まえ、2021年11月5日に同GLの改定を行い、継続する24時間以内で240万kWh以上の出力低下が合理的に見込まれる場合が適時公表の対象とされた。

また、停止や出力低下の原因・理由（燃料制約等）について、かつては任意の登録とされていたところ、市場の価格形成への重要な要因となり得ることを踏まえ、2021年11月の同GLの改定以降、停止や出力低下の原因・理由のHJKSへの登録が義務化された。

## （参考）（i）HJKSの登録対象となる出力低下

- 前回のご議論では、**HJKSの登録対象となる出力低下の対象要件**について、これを「**継続する24時間以内で240万kWh以上の出力低下が合理的に見込まれる場合**」とすることは妥当であるというご意見をいただいたところ。
- この見直し案については、**2020年度冬期の価格高騰事象における燃料制約のカバー率が高いこと**や、事業者ヒアリングにおいても、**小規模事業者への影響は限定的、大手事業者もオペレーション上対応可能**であるとの回答が大宗であったことから、**当該見直し案を採用し、電力適正取引ガイドラインを改定する方針**で進めていくことが適当だと考えられる（※）。  
※本改定により、事業者は出力低下の合計値（kWh）により登録要否を判断することとなるが、実際のHJKSの登録に当たっては、出力低下量（kW）と停止日時及び復旧予定日を記載することとなる。
- なお、大手事業者からは、実務上、燃料制約を実施するかを判断する際には、その直前まで「**日常的な運用**」に該当するバランス停止等も含めて検討しており、登録の例外に該当するかどうかの判断が難しいといった意見が聞かれていることから、**電力適正取引ガイドラインにおける「日常的な運用」の趣旨・範囲を整理して具体化**してはどうか。（8・9頁参照）。

### 第61回 制度設計専門会合（令和3年5月31日）における委員からの主なご意見

- 登録要件変更のシミュレーションでは、「24時間以内で240万kWh以上の出力低下が合理的に見込まれる場合」としたケースで、**今冬のLNG燃料制約の発生量の97%**をカバー可能とのことで、**こちらを用いることが妥当**だと考えられる。（草薙委員）
- 今後、**24時間で240万kWhを登録する案**ということで、**こういう方向がいい**と思っている。（林委員）
- **市場取引に影響を与え得る出力低下の規模感**といったものに着眼した見直しという観点で、**有効なもの**だと理解。（竹廣オブ）

#### 登録のイメージ

出力低下量：40万kW  
 継続時間見込み：6時間  
 →当日中の低下予定として、低下量(kW)と復旧予定日を登録。

低下量(kW)	停止日時	復旧予定日	備考	
			最低出力低下量	最大出力低下量
400,000 kW	2021/8/1 17:00	2021/8/1	300,000 kW	500,000kW



# (参考) 今後の検討の方向性について (HJKS登録時の理由の開示)

- 現行の電力適正取引ガイドラインにおけるインサイダー情報の適時公表（HJKSでの公表）の規制においては、開示の対象となる停止や出力低下の公表にあたり、その原因・理由（例、燃料制約）の開示は必須ではなく任意とされている。
- しかし、今冬のスポット市場価格高騰事象を踏まえると、停止や出力低下に至る燃料不足という要因は、市場価格の形成に大きな影響を与える可能性を現に有する重要な情報であることを改めて考慮する必要があるのではないか。
- この点、前記と同様、一部の市場参加者（発電事業者など）のみが需給のひっ迫につながる可能性のある燃料不足の事実を認識して市場取引を行うことができる一方、他の市場参加者（小売電気事業者など）がその事実の情報を持たないまま市場取引を行うとすると、他の市場参加者が損失を被る中、一部の事業者が情報を有することに基づき利益を獲得できるといった状況が生じるおそれがあり、市場取引の公正性の観点からは懸念があると考えられるのではないか。
- 上記のような今冬の事象の経験を踏まえると、電力適正取引ガイドラインによるインサイダー情報の開示の規制において、市場の価格形成への重要な要因となり得ることを踏まえ、停止や出力低下の原因・理由についても開示を必要とすることについて検討することが適切ではないか。
- なお、燃料在庫の開示については、前述のとおり、資源エネルギー庁の電力・ガス基本政策小委員会の整理において、上流の燃料調達への影響の観点から、大手電力の月末在庫合計値の公表が進められている。加えて、燃料制約に伴い実際に停止・出力低下が発生した場合の情報開示については、上記のインサイダー情報開示規制の趣旨も踏まえた検討が必要と考えられるのではないか。

# 確認結果の総括

- 10/1～11/26の期間において燃料制約を実施した各社に対して、次の事項を中心に確認を実施。
  - ① タンク上下限の設定の考え方
  - ② 入船日の調整、燃料の追加確保といった燃料制約を軽減するための取組
  - ③ 燃料制約に関する情報の適時開示に係る実施状況（HJKSへの登録状況）
- ① 各社の燃料タンクの運用上下限について、不適切な設定があったとは言えないと考えられるか。
- ② 燃料制約を軽減するための取組について、事業者の置かれている状況は各社各様であり、取組の内容にも差が見られたところ、各事業者の行動はベストエフォートであったと考えられるか。

※事業者の調達行動にあたっては、電力自由化の進展やFIT再エネ導入の拡大により、市場競争が進展する中において、旧一般電気事業者等の燃料確保の予見性が低下している中、燃料調達は企業の競争力そのものであり、経済合理的な行動を過度に制約するのは好ましくないことを燃料GLにも明記していることに留意が必要。
- ③ HJKSへの登録について、燃料制約の実施の決定後速やかに登録されており、実際の制約開始まで少なくとも1日は空けられていたところ、特に問題はなかったと考えられるか。
- なお、卸売市場における市場支配力を有している事業者の行動が卸売市場へ及ぼす影響が大きいことを考慮すれば、需給のひっ迫を防止し、燃料制約を発生させないよう、LNGをはじめ各種燃料の調達努力が期待される。また、燃料制約を抑制・回避し、ひいてはスポット市場における売り札切れを抑制・回避することは、相場操縦を行っていないことを推認させる考慮要素の一つとなるものと考えられる。
- こうした中、燃料の追加調達を行う適正なインセンティブを確保する等の観点から、電力スポット市場への供出を行う際の限界費用を、追加的な調達価格を考慮した単価に見直すことも許容されると整理されたところ（次ページ以降で、各社の取組状況を詳述）。
- 監視等委員会としては、こうした各社の限界費用の考え方や電力スポット市場における入札行動の監視とあわせて、燃料の調達状況についても引き続き注視していく。

## **4. 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

- 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

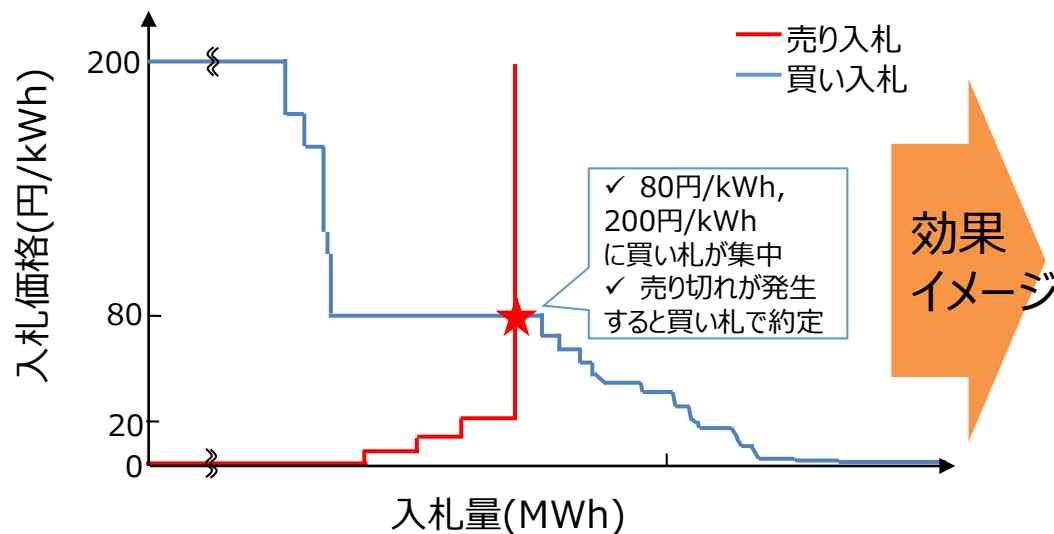
	単位： 円/kWh	12/1 (水)	12/2 (木)	12/3 (金)	12/4 (土)	12/5 (日)	12/6 (月)	12/7 (火)	12/8 (水)	12/9 (木)	12/10 (金)	12/11 (土)	12/12 (日)	12/13 (月)	12/14 (火)	12/15 (水)	12/16 (木)	12/17 (金)	12/18 (土)	12/19 (日)	12/20 (月)	12/21 (火)
システム プライス	平均価格	19.4	20.0	17.5	15.5	14.2	19.3	19.1	20.2	15.9	18.2	13.0	12.9	15.4	21.4	16.8	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。

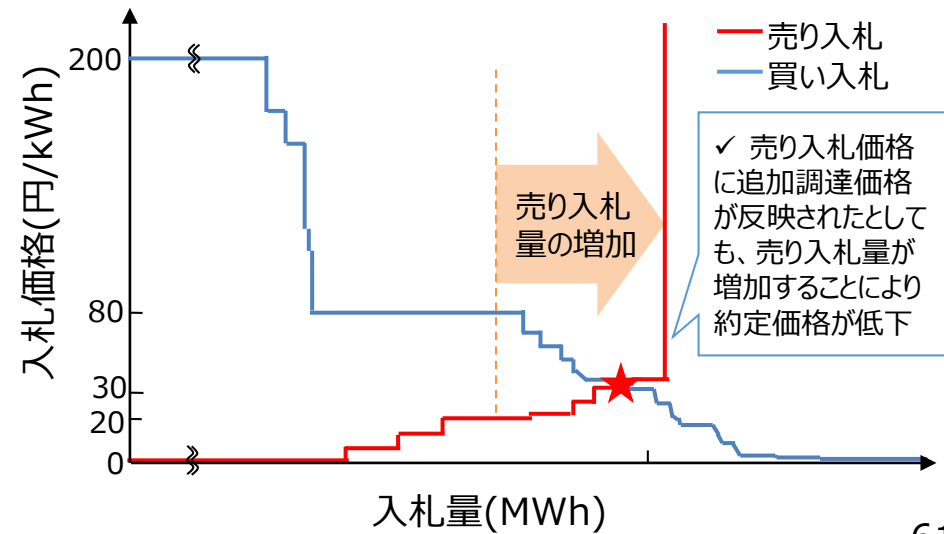
# (参考) スポット市場への入札価格見直しの効果について

- 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



# 限界費用における燃料価格の考え方

- これまで、限界費用での全量市場供出は旧一電の自主的取り組みとして位置づけられ、詳細な設定方法やその変更については、各社による一定の裁量に委ねられていたが、今般、従来の在り方を見直し、旧一電各社が限界費用の考え方を変更した場合には直ちに当事務局に報告することや、その旨および開始時期について1週間前までにHP等での公開を求めることとしたところ。
- 昨冬においては売り入札の全てが約定する売り切れ状態となり、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ていた。こうした事態をできる限り回避し、市場の機能を健全に保つことが最も肝要。
- 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容易になるため、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。なお、新たに再調達単価を考慮した単価に変更した事業者は、相場の状況に関わらず一貫して当該算定手法を用いることから、燃料相場下落時には、入札価格も当然下がる。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する。

2021年11月22日  
東北電力株式会社

日本卸電力取引所（JEPX）スポット市場への入札における  
限界費用の考え方について（11月22日更新）

当社は、一般社団法人 日本卸電力取引所（Japan Electric Power Exchange、略称 JEPX）スポット市場への入札価格に反映する限界費用<sup>※1</sup>の考え方を、11月24日以降、準備ができ次第以下のとおり変更致しますので、お知らせ致します。

JEPX スポット市場への入札

限界費用における燃料価格等の考え方（変更前・変更後）

変更前	変更後
長期契約やスポット調達等 調達済み加重平均価格	スポット調達等 追加的な調達を考慮した価格 <sup>※2</sup>

←市場供出価格の再調達価格を考慮した単価への見直しを行うこととした事業者の例。なお、限界費用を燃料スポット価格や先物価格を市場への供出価格とした事業者においては、原則として※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。加えて、燃料相場が下がったときに元の基準に戻すなどいたずらに本基準を変更することは認められない。

※原則外の事象として、不慮の事故や災害、天候の急変等の事象を想定。

# (参考) 昨冬において売り札切れとなったコマ数等の状況

第67回制度設計専門会合（令和3年11月26日）資料4より抜粋

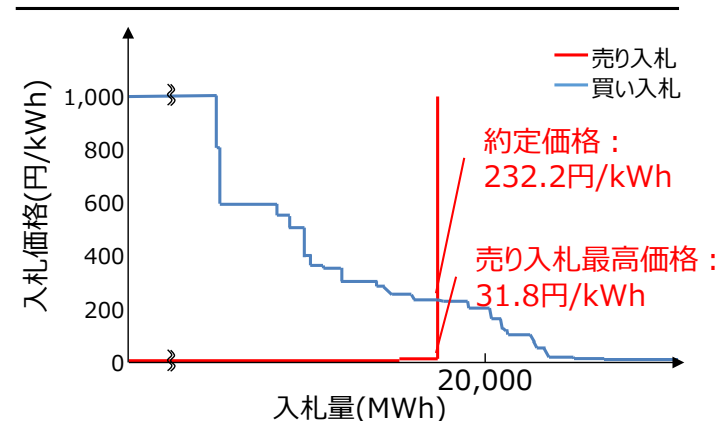
- 昨冬のスポット市場価格高騰に際しては、48コマ全てで売り切れが発生するなど深刻な売り玉不足が発生した。こうした売り玉不足の局面においては、約定価格は買い入札曲線によって決定されることとなり、高騰発生の引き金となる。市場におけるこうした売り切れの抑制は、市場からの調達を主体とする事業者にとっては死活問題。
- だからこそ、売り玉不足の発生をできるだけ抑制することを目的に、同高騰の検証以降、機会費用の検討、情報公開（JEPXにおける需要曲線公開、燃料制約等出力低下要因のHJKS登録等）等の議論を進めてきたところ。

第31回 電力・ガス基本政策小委  
(2021年3月10日) 資料5より抜粋

年月日	(参考) 売れ残り量 0のコマ数	売れ残り量 1%以下 コマ数	システムプライス 日平均	システムプライス 日最高価格	年月日	(参考) 売れ残り量 0のコマ数	売れ残り量 1%以下 コマ数	システムプライス 日平均	システムプライス 日最高価格
12/16	8	23	20.35	45.26	1/6	47	48	79.38	100
12/17	0	13	24.30	59.99	1/7	36	48	89.82	103.01
12/18	6	17	24.66	60.5	1/8	19	48	99.90	120.02
12/21	0	1	14.72	40	1/9	41	44	91.69	121
12/23	0	2	11.53	30	1/10	28	38	90.46	150
12/24	0	4	17.27	35.1	1/11	37	48	117.39	170.2
12/25	3	8	14.65	30.1	1/12	7	45	150.25	210.01
12/26	13	29	35.83	75.1	1/13	19	46	154.57	222.3
12/27	13	36	25.84	75.1	1/14	6	46	127.51	232.2
12/28	4	41	30.82	80	1/15	3	48	127.40	251
12/29	0	34	20.17	50	1/16	0	32	48.51	100.01
12/30	14	38	29.38	69.99	1/17	0	17	34.97	101.01
12/31	23	39	28.69	50	1/18	0	42	77.20	200
1/1	22	35	30.15	66.84	1/19	2	48	97.62	200
1/2	20	41	32.83	60	1/20	5	45	97.62	200
1/3	0	37	37.66	65	1/21	15	40	77.90	200
1/4	9	47	48.52	80	1/22	1	28	62.71	190
1/5	35	48	62.41	85	1/23	2	11	29.14	60

## 売り切れ発生時における需給曲線の例 (2021年1月14日 17:00-17:30)

※売り切れの発生により、買い入札曲線により約定価格が決定。売り入札は低い価格水準で出していたにもかかわらず、限られた玉を奪い合う構造となり、スパイラル的な高騰が発生した。



システムプライス：232.20円/kWh  
 約定量：18,508MWh、売り入札量：18,510MWh  
 買い入札量：25,545MWh

## **5. 売り切れ発生日における市場への供出 可能量に関する分析**



# 売り切れ発生日における市場への供出可能量に関する分析の背景

- 今秋の価格高騰において、「予備率（でんき予報）には余裕がある端境期にも関わらず、市場での売り切れ・価格高騰が発生しているのはなぜか」という声が寄せられている。なお、昨冬の価格高騰に際しても同様の声が寄せられた際には、資源エネルギー庁より予備率と市場への供出の関係について、周知された。
- また、監視等委員会事務局資料においてもHJKSや需要情報等から、本年10月において供給力が減少し、需要が増加していたことを示してきたところ。
- ここでは、TSOから受領したデータから、TSOが運転権を有する電源 I を除いた供給力をもとに、本年10月の市場供出余力率（仮称）を計算し、市場価格との関係を分析した。

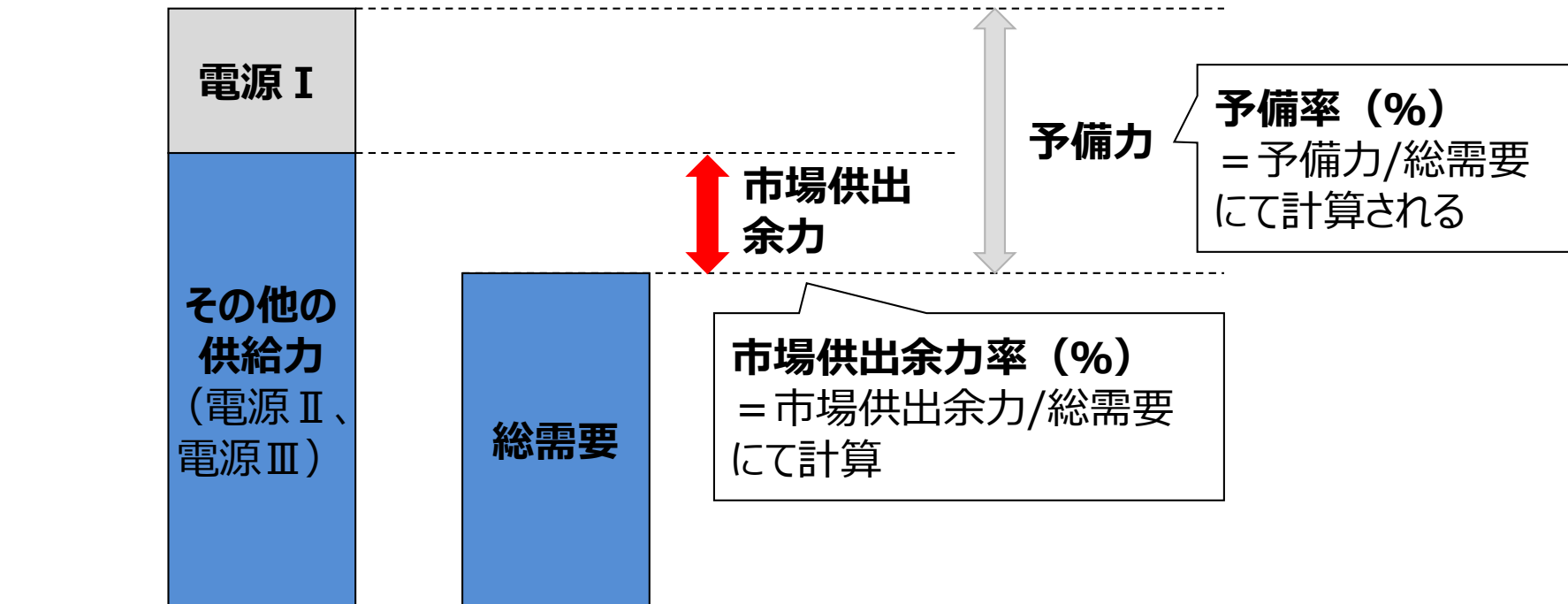
# 市場供出余力率（仮称）について

- 予備率は、供給力から需要を差し引いた予備力を需要で除することで計算されるが、供給力のうち、**電源Ⅰは市場に入札されない**※ため、**電源Ⅰを控除した供給力ベースの市場供出余力**を計算し、**需要で除した指標を市場供出余力率**として分析に利用した。

※市場供出余力率 = { (供給力 - 電源Ⅰ供給力) - 総需要 } / 総需要

※厳密に考えれば、電源Ⅰ'、自家発等の電源Ⅲの一部も市場には入札されないが、電源Ⅰ'は発動時のみ供給力にカウントされること、自家発についても平常時は系統売電量が僅少であると考えられることから、ここでは平常時から確実に市場に投入されない電源Ⅰのみを控除することとした。

## 予備力と市場供出余力の関係



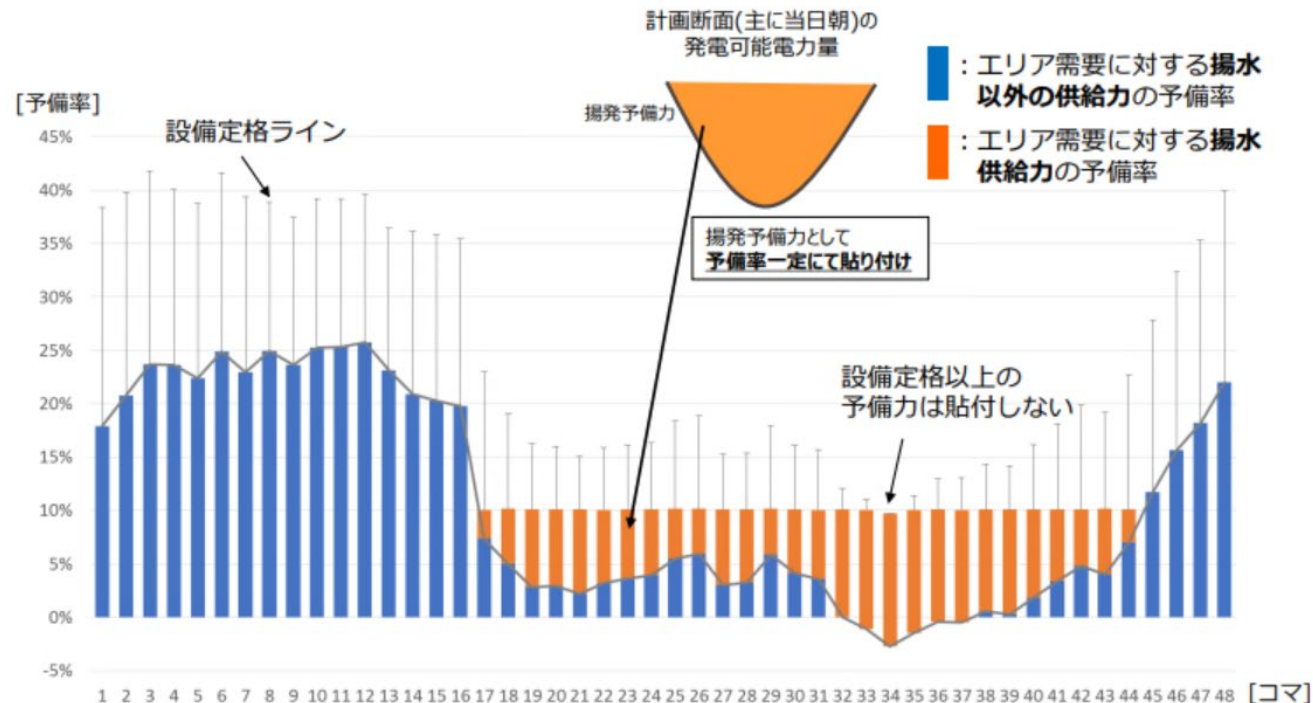
# (参考) 予備率における揚水の考慮方法について

- 現在公開されている予備率の計算では、電源 I や揚水の発動等の諸要素が仮定されているため、予備率は市場への供給余力とは必ずしも対応しない。

## 予備率一定の潜在計算イメージ

29

- ①揚水以外の供給予備率を算出 (図中青色)
- ②仕上がりの予備率が一定になるように上池貯水残を配分する。図は、主に当日朝計画時点。



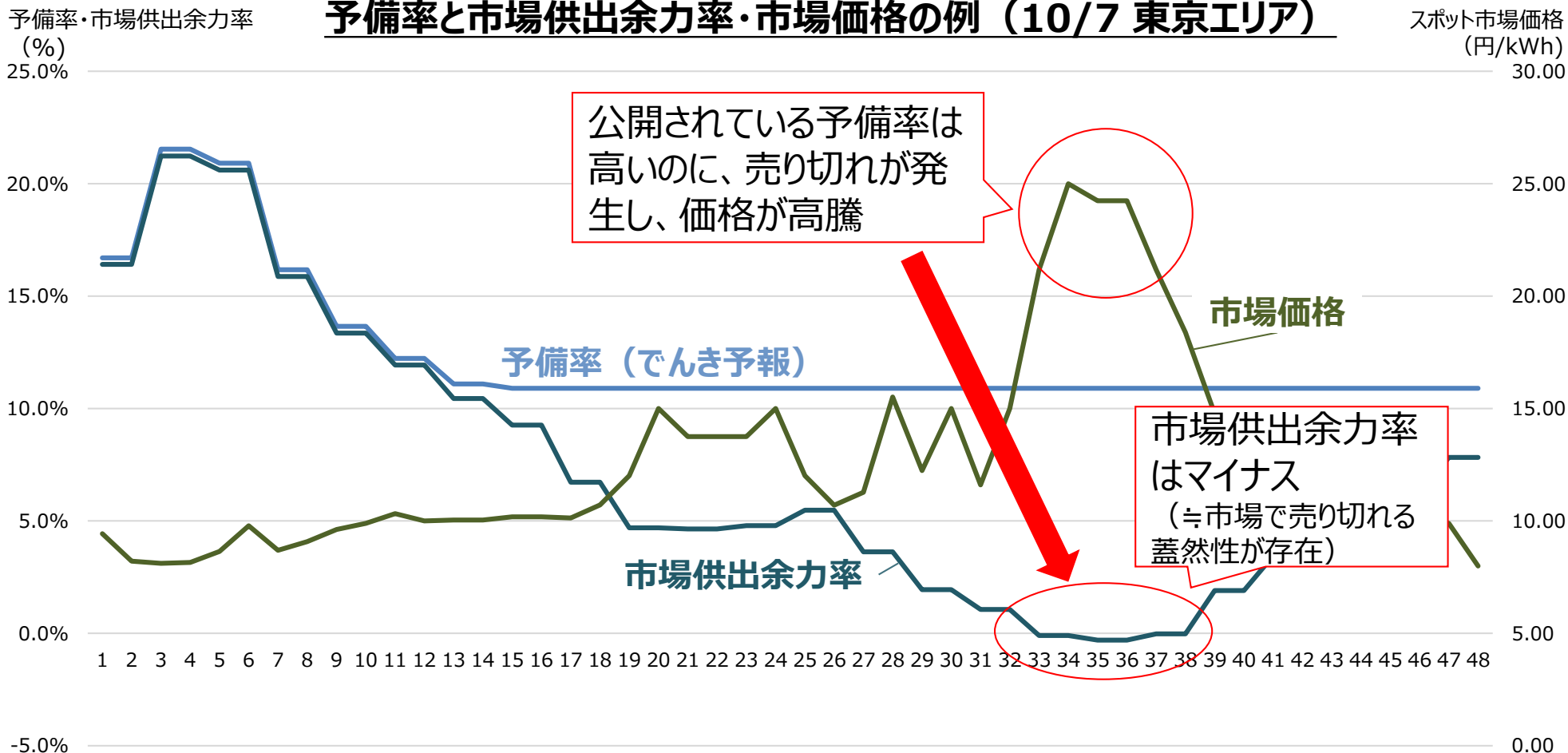
(出典) 第47回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 資料2 「広域予備率管理による需給運用について」  
※エリアによっては上図とは異なる計算方法を採用している事業者もあるが、広域予備率計算においては考え方が統一される見込み

# 市場価格と予備率・市場供出余力率の関係について

- 予備率が10%台である日においても、電源 I を控除した**市場供出余力率※はマイナスとなり、売り切れが発生する場合がある。**

※市場供出余力率 = { (供給力 - 電源 I 供給力) - 総需要 } / 総需要

## 予備率と市場供出余力率・市場価格の例 (10/7 東京エリア)



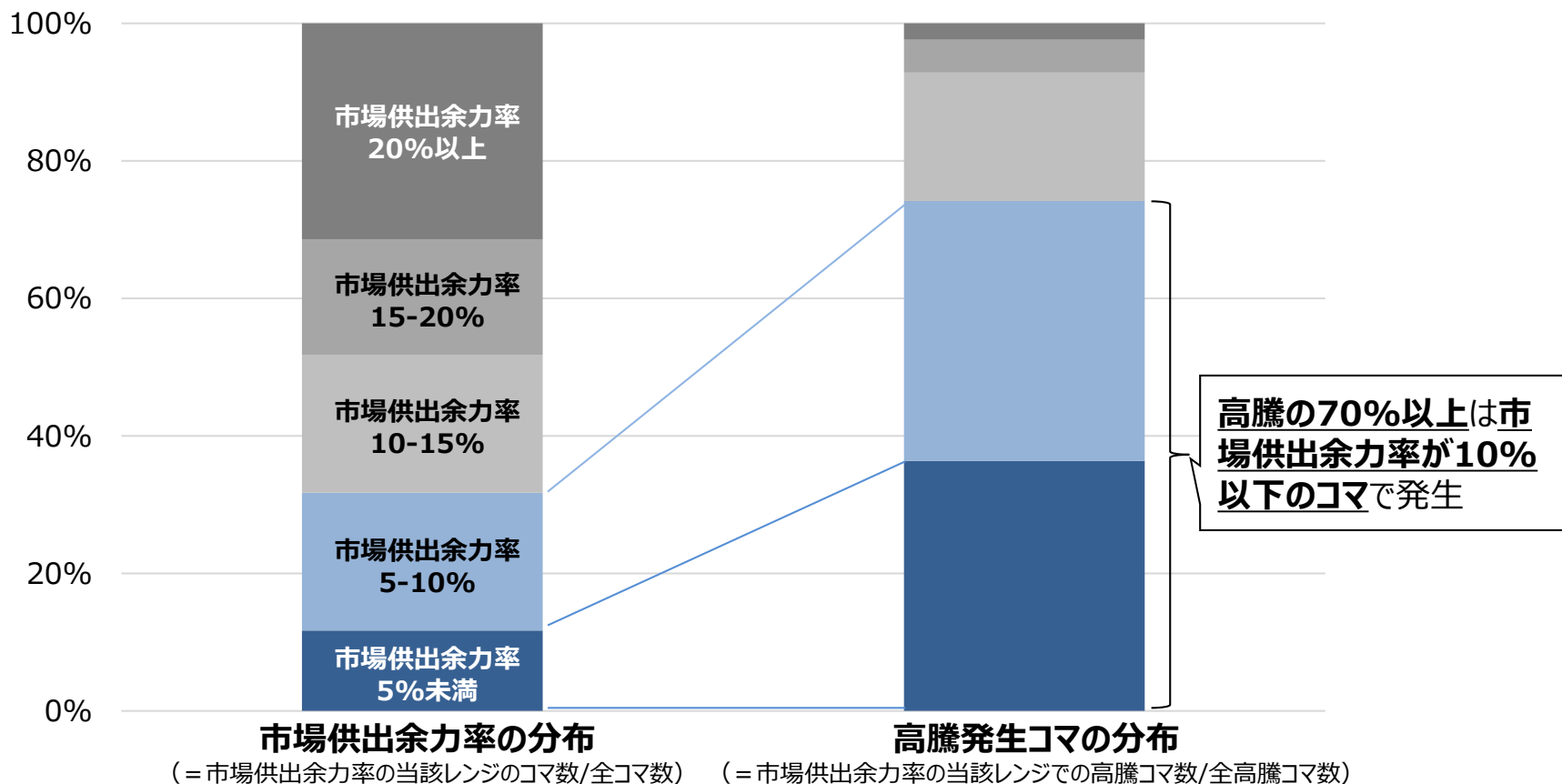
(出典) TSO提供データ、JEPX公開データより。

※エリアの市場供出余力率がマイナスとなった場合でも、再エネや自家発の発電量、分断の発生有無等によって、売り切れ発生有無は変化する。

# 市場供出余力率と市場価格の関係

- 高騰（30円/kWh以上）の70%以上が市場供出余力率10%以下のコマ（全コマの32%）で発生していた。なお、東京エリアでは、高騰の90%が市場供出余力率5%以下のコマで発生していた。

## 市場供出余力率と高騰コマの関係（全エリア合計・2021年10月分実績）

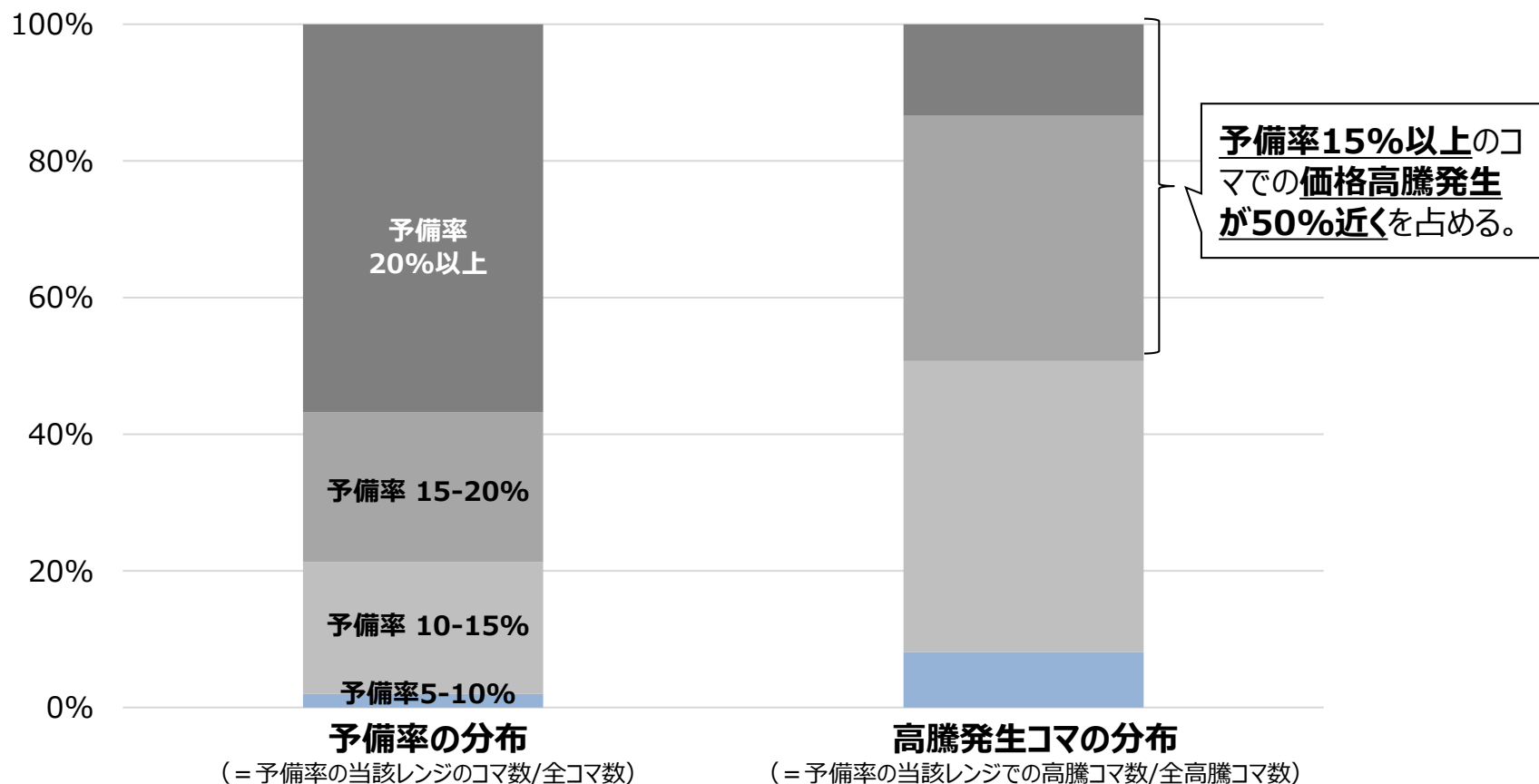


※エリアプライスが30円/kWhとなったコマを高騰コマと定義し、各エリアにおいてそれぞれの市場供出余力率レンジと価格高騰コマの発生状況を計算し、その全国平均を計算した。

## (参考) 予備率と市場価格の関係

- 同様の分析を予備率に関するところ、価格高騰の半数近くが予備率が15%以上あるコマで発生。

### 予備率と高騰コマの関係 (全エリア合計・2021年10月分実績)



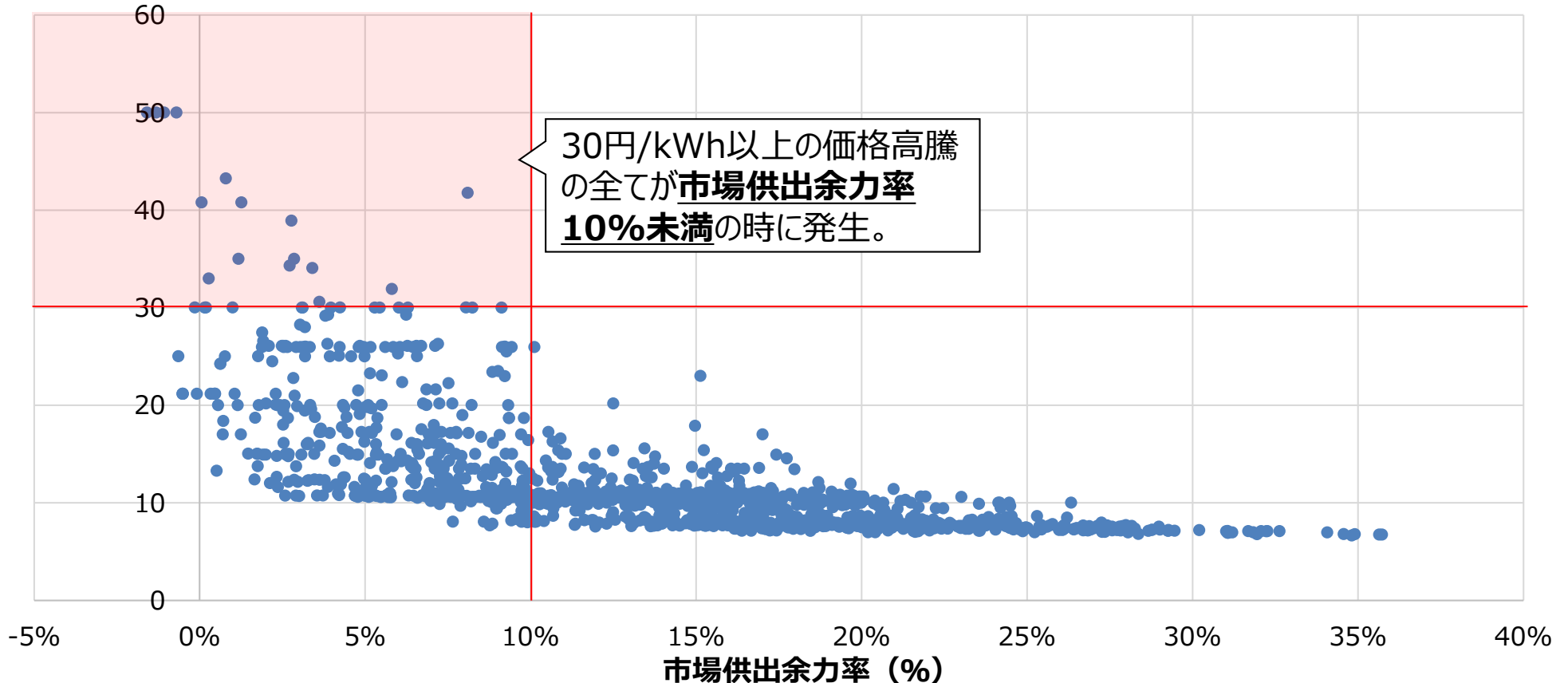
※エリアプライスが30¥/kWhとなったコマを高騰コマと定義し、各エリアにおいてそれぞれの市場供出余力率レンジと価格高騰コマの発生状況を計算し、その全国平均を計算した。

# 市場供出余力率と市場価格の関係（東エリア）

- 東エリア（東北・東京、コマによって北海道含む）において、2021年10月に30円/kWh以上を記録したコマは、全て市場供出余力率が10%未満であった。

## 市場供出余力率と市場価格の関係（東エリア）

市場価格（円/kWh）



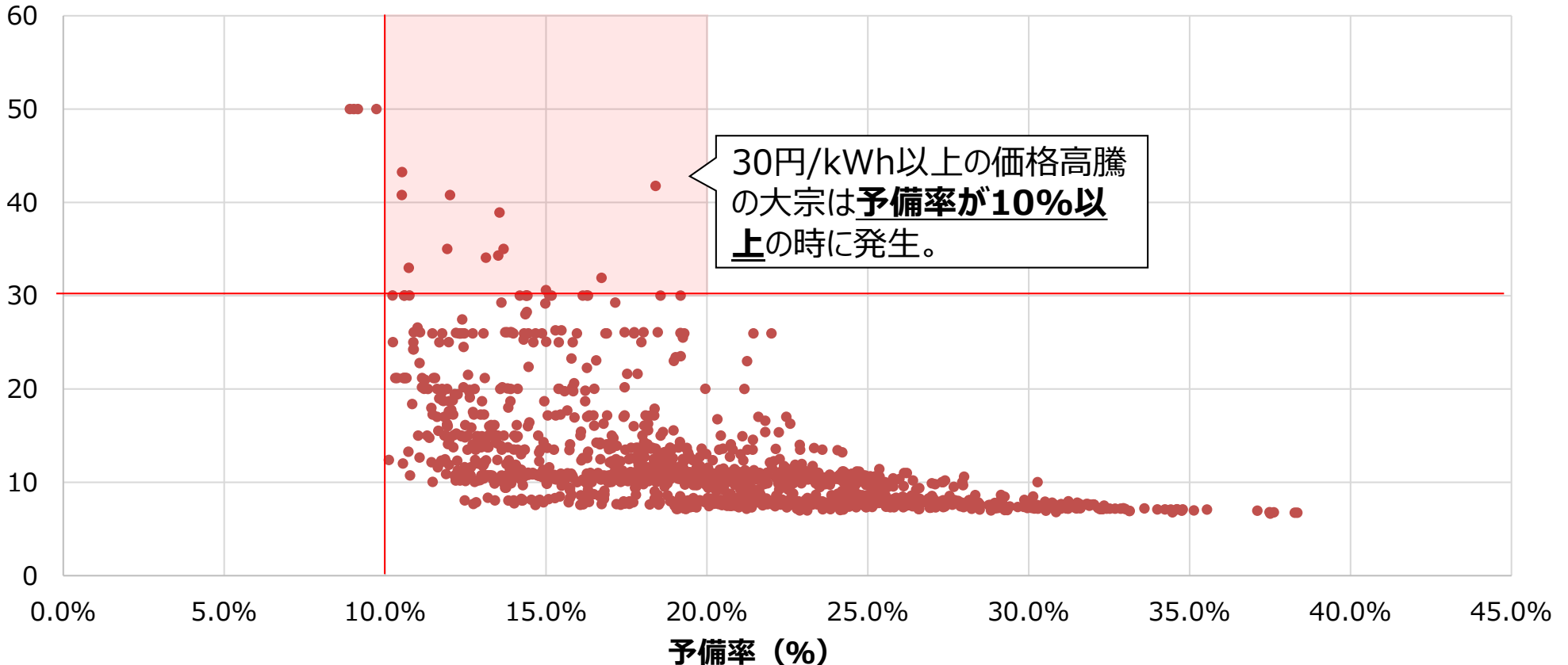
※東北・東京エリアが分断していないコマのみをプロット。市場供出余力率の計算にあたっては、北海道-東北の分断が生じていない場合は、北海道の諸元も含めて計算。

## (参考) 予備率と市場価格の関係 (東エリア)

- 東エリア (東北・東京、コマによって北海道含む) において、2021年10月に30円/kWh以上を記録したコマの大宗は、予備率が10%以上であった。

### 市場供出余力率と市場価格の関係 (東エリア)

市場価格 (円/kWh)



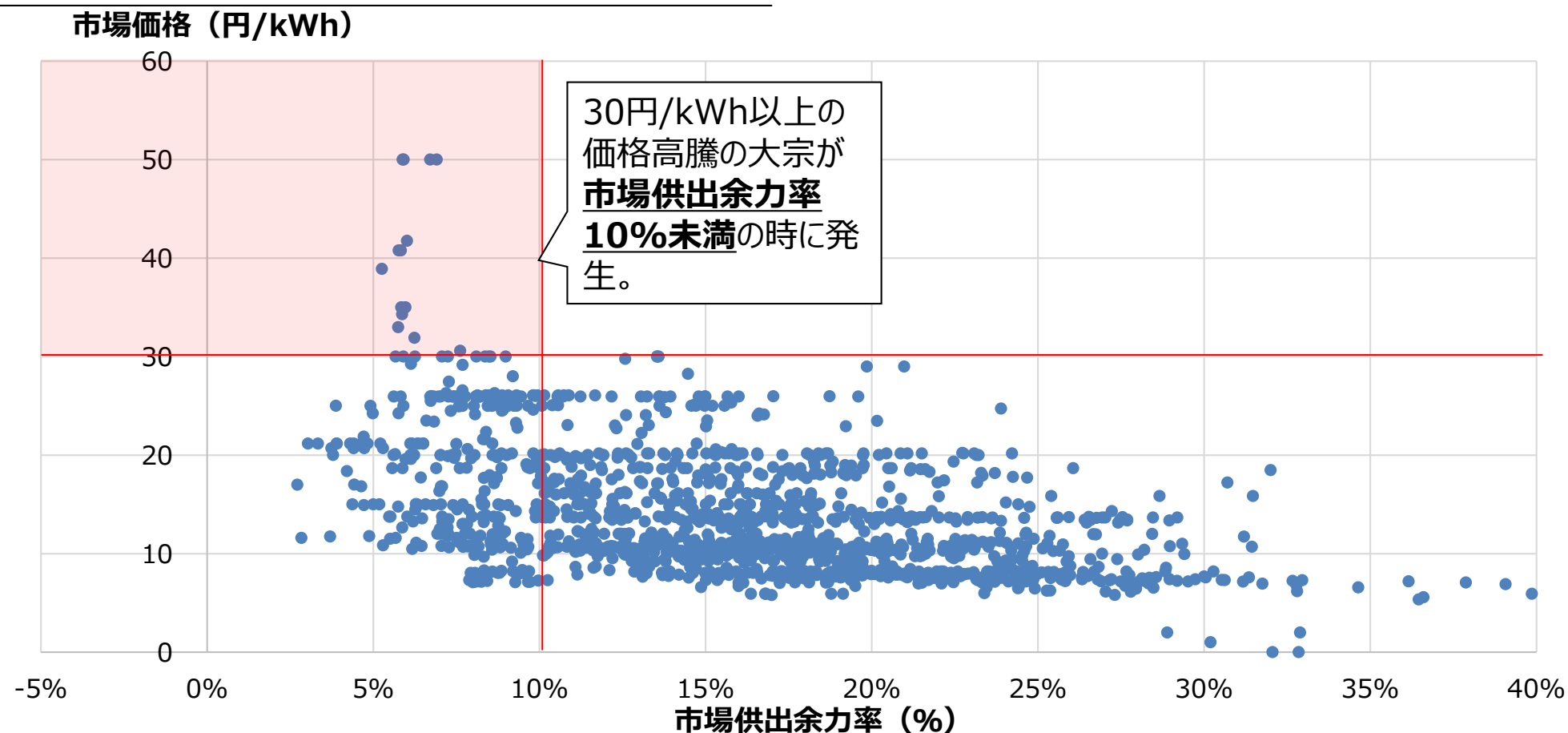
※東北・東京エリアが分断していないコマのみをプロット。市場供出余力率の計算にあたっては、北海道-東北の分断が生じていない場合は、北海道の諸元も含めて計算。



# 市場供出余力率と市場価格の関係（西エリア）

- 西エリア（中部・北陸・関西・四国・中国、コマによって九州含む）において、2021年10月に30円/kWh以上を記録したコマの大宗は、市場供出余力率が10%未満であった。

## 市場供出余力率と市場価格の関係（西エリア）



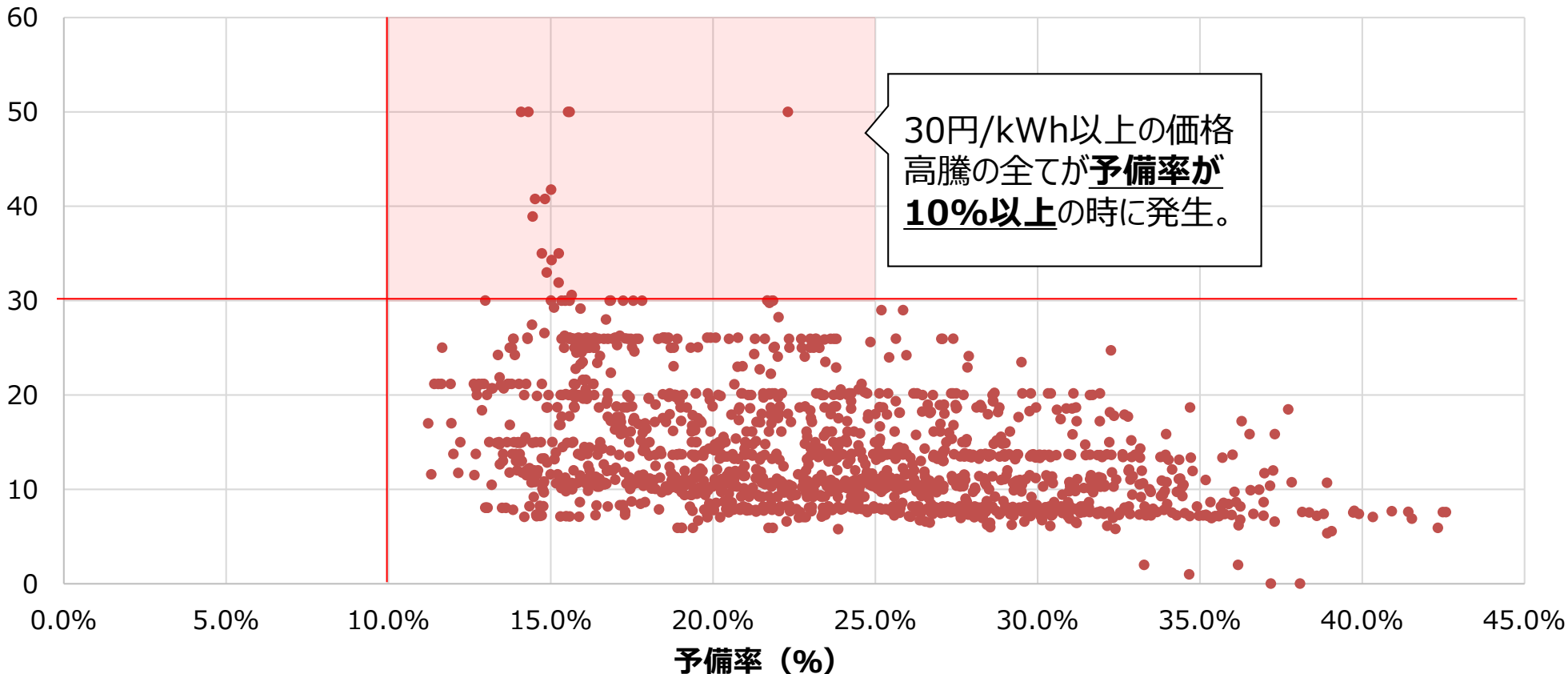
※市場供出余力率の計算にあたっては、九州の分断が生じていない場合は、九州の諸元も含めて計算。

## (参考) 予備率と市場価格の関係 (西エリア)

- 西エリア (中部・北陸・関西・四国・中国、コマによって九州含む) において、2021年10月に30円/kWh以上を記録したコマは全て、予備率が10%以上であった。

### 市場供出余力率と市場価格の関係 (西エリア)

市場価格 (円/kWh)



※東北・東京エリアが分断していないコマのみをプロット。市場供出余力率の計算にあたっては、北海道-東北の分断が生じていない場合は、北海道の諸元も含めて計算。

# 売り切れ発生日における市場への供出可能量に関する分析結果のまとめ

- 昨冬の資源エネルギー庁の周知の通り、公表されている予備率（でんき予報）と実際に市場に供出されうる電源の余力には差分があり、TSOが運用権を持つ電源 I 以外の供給力をベースに市場供出余力率を計算すると、公表されている予備率が10%以上であっても市場供出余力率がマイナスとなるような場合も存在する。
- 21年10月のデータ分析の結果、価格高騰の大宗（70%以上）はエリアの市場供出余力率が低い（10%未満）状態で発生していた。また、分断を考慮した市場価格との相関分析においても、価格高騰は市場供出余力の低いコマで集中的に発生していたことから、当該指標は価格高騰に対して一定の予見性を与える上で有用な指標であると考えられる。
- 今後、こうした指標の作成・公表に向けた対応について、関係機関にて検討を進めることとしてはどうか。