

# スポット市場価格の動向等について

令和3年3月24日（水）



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

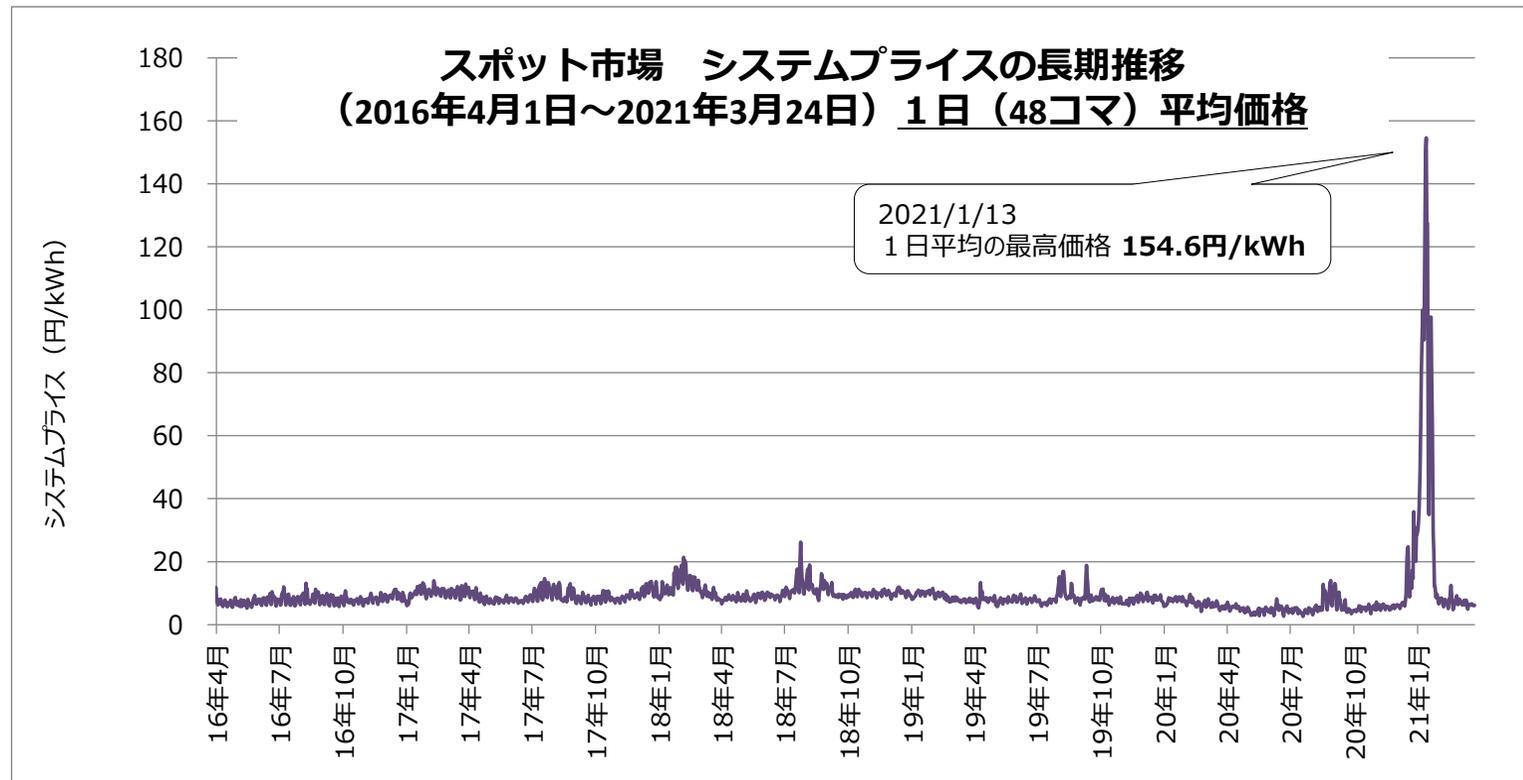
## 本日も議論いただきたいこと

- 今般のスポット市場価格の高騰について、監視等委員会では、旧一電（沖縄電力を除く9社）及びJERAに対して、毎日の売り入札の根拠データの提出やヒアリングを求めることに加え、各社への報告徴収（2月8日）や、これらの事業者に対する公開のヒアリング（2月25日）を行い、分析を進めてきたところ。
- 本日は、これまでの監視・分析結果を報告させていただくとともに、今般の事象を踏まえた今後の課題と対応の方向性について、ご議論いただきたい。

# **1-1. 今冬のスポット市場の高騰に関する 監視・分析状況の報告**

# 卸市場価格状況①（スポット市場システムプライスの推移）

- 2020年12月中旬以降、スポット市場価格が高騰。1月に入り、1日（48コマ）平均で100円/kWhを超える日も出ており、1月13日には1日平均の最高価格154.6円/kWhを記録。

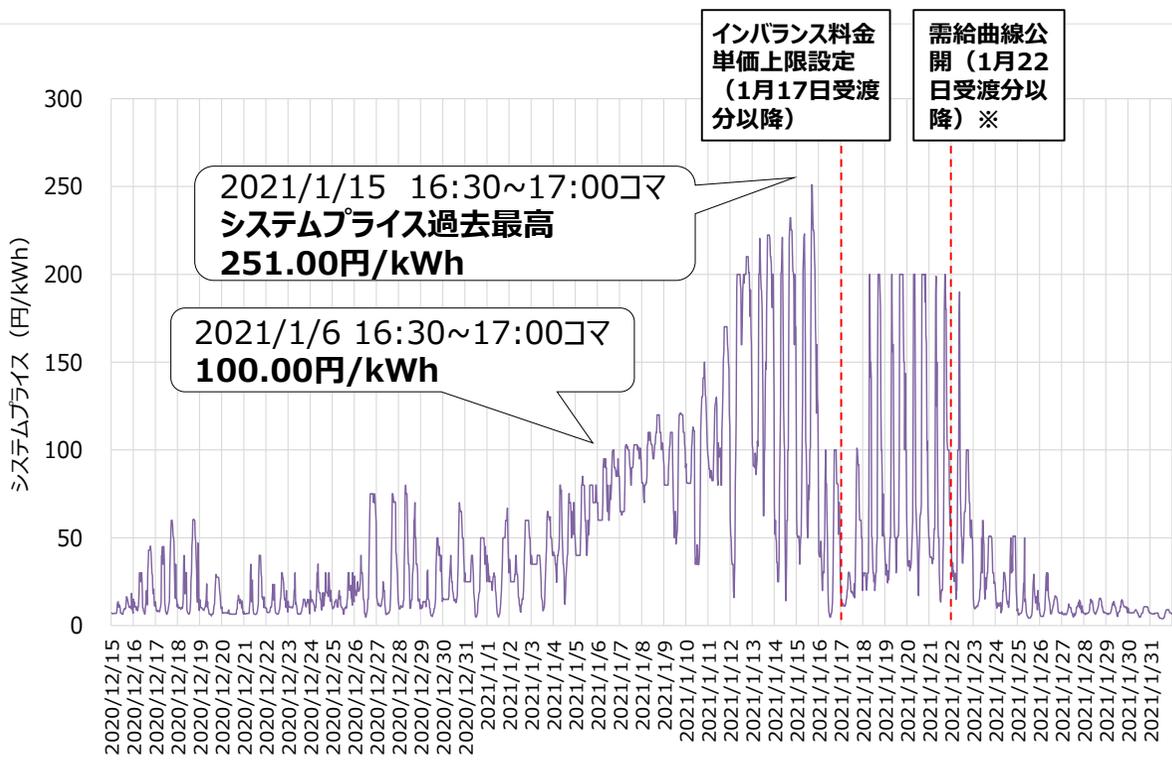


	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度 (~3/24)
システムプライス平均値	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.3
システムプライス最高値	55.0	44.6	44.9	40.0	50.0	75.0	60.0	251.0

# 卸市場価格状況② (システムプライス詳細)

- 2020年12月中旬以降、スポット市場価格が高騰。1月に入り、1日(48コマ)平均で100円/kWhを超える日も出て、1月13日には1日平均の最高価格154.6円/kWhを記録。

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1月31日) コマ毎価格



スポット市場 システムプライスの推移 (2021年1月1日～1月31日)

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	100円以上コマ数 (内、200円以上)
2021/1/1	30.15	66.84	0
2021/1/2	32.83	60.00	0
2021/1/3	37.66	65.00	0
2021/1/4	48.52	80.00	0
2021/1/5	62.41	85.00	0
2021/1/6	79.38	100.00	1 (0)
2021/1/7	89.82	103.01	22 (0)
2021/1/8	99.90	120.02	32 (0)
2021/1/9	91.69	121.00	22 (0)
2021/1/10	90.46	150.00	22 (0)
2021/1/11	117.39	170.20	29 (0)
2021/1/12	150.25	210.01	36 (19)
2021/1/13	154.57	222.30	37 (17)
2021/1/14	127.51	232.20	29 (16)
2021/1/15	127.40	251.00	28 (14)
2021/1/16	48.51	100.01	6 (0)
2021/1/17	34.97	101.01	2 (0)
2021/1/18	77.20	200.00	15 (2)
2021/1/19	97.62	200.00	22 (6)
2021/1/20	97.62	200.00	19 (8)
2021/1/21	77.90	200.00	17 (2)
2021/1/22	62.71	190.00	11 (0)
2021/1/23	29.14	60.00	0
2021/1/24	23.01	51.00	0
2021/1/25	12.08	50.00	0
2021/1/26	11.90	30.01	0
2021/1/27	8.56	14.60	0
2021/1/28	9.73	15.62	0
2021/1/29	9.53	14.73	0
2021/1/30	8.06	10.78	0
2021/1/31	6.57	9.11	0

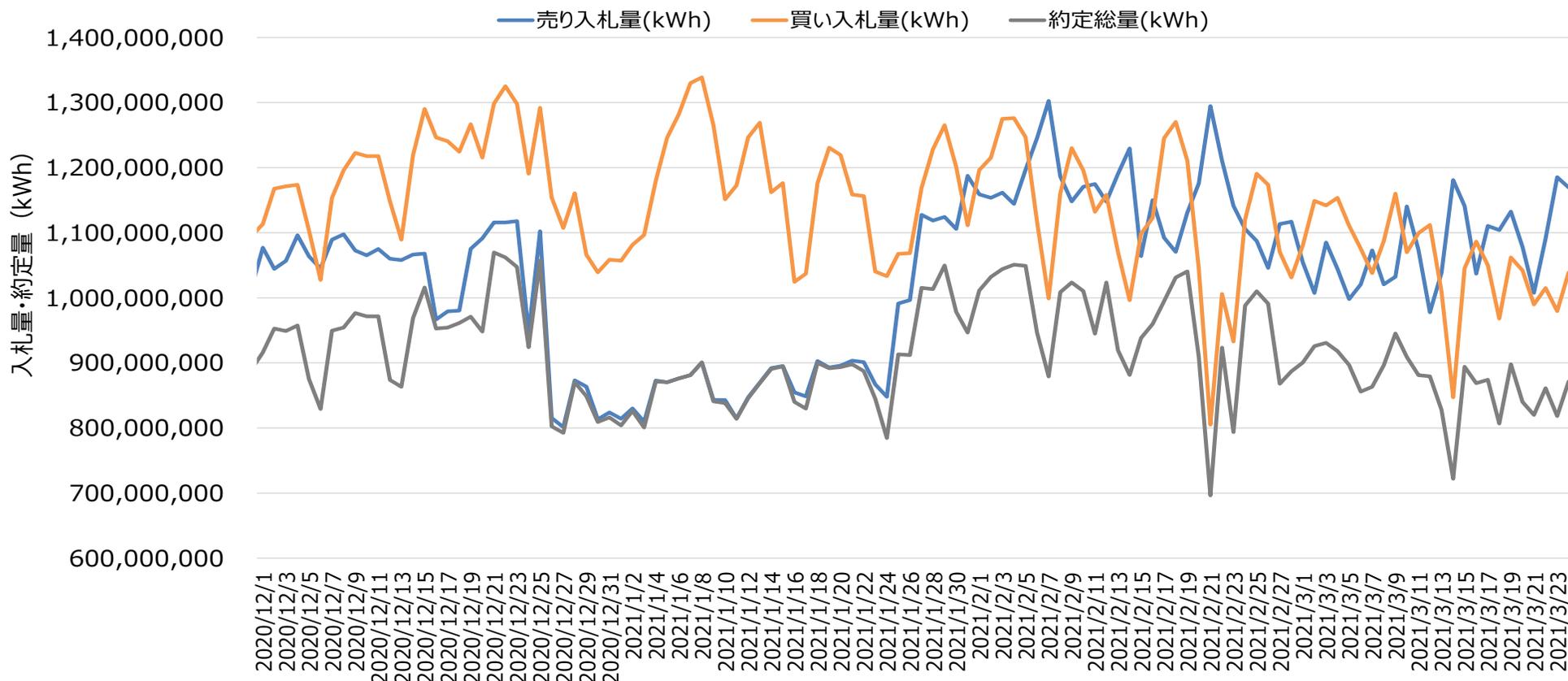
(資料) JEPX HPより事務局作成。

※ 需給曲線の公開は1月22日午後より開始。同時時間帯には既に1月23日分の取引は終了していたため、実際に影響があったのは1月24日受渡し分以降。

# スポット市場の売買入札量・約定量の状況

- 今冬のスポット価格の高騰は、12月下旬から1月下旬にかけて、売り入札の減少により売り切れ状態が継続して発生する中、スパイラル的に買い入札価格が上昇したこと等により発生。

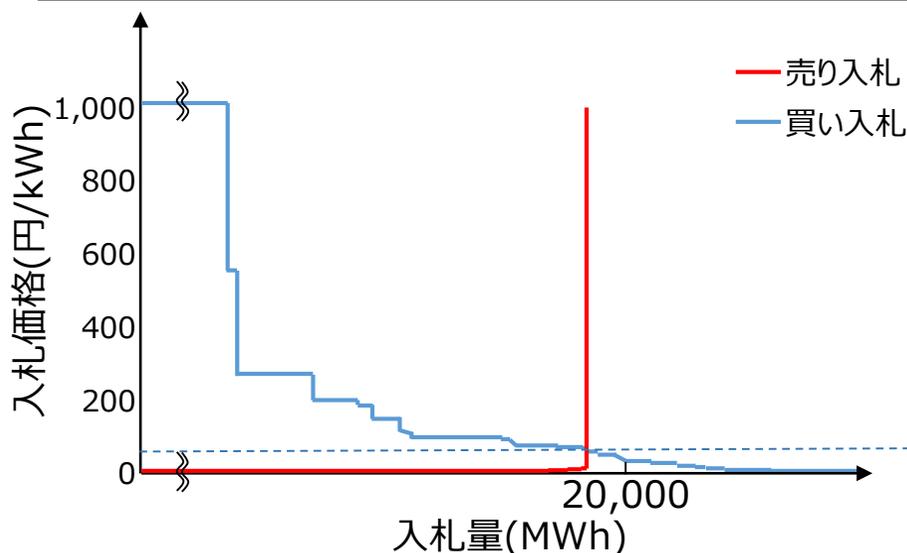
スポット市場の入札・約定量の推移  
(2020年12月1日～2021年3月24日)



# (参考) 今冬の価格高騰における価格上昇のメカニズム

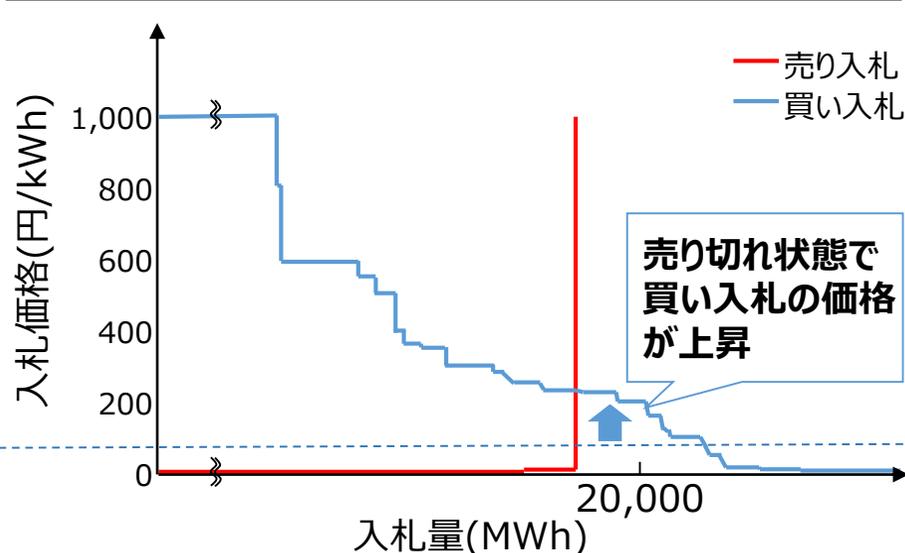
- 今冬の価格高騰期間において売り切れが発生していたコマでは、買い入札価格により約定価格が決定される状況となっていた。売り切れ状態が続く中、買い入札価格が徐々に上昇し、それによって約定価格も上昇。
- 売り切れが発生し不足インバランスとなる状況では、スポット価格が高騰してもインバランス料金よりは安いことから、限られた玉を奪い合う構造となり、スパイラル的な高騰が発生したと考えられる。

2020年12月28日 17:30-18:00



システムプライス：70.00円/kWh  
 約定量：18,745MWh  
 売り入札量：18,752MWh  
 買い入札量：26,011MWh

2021年1月14日 17:00-17:30



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

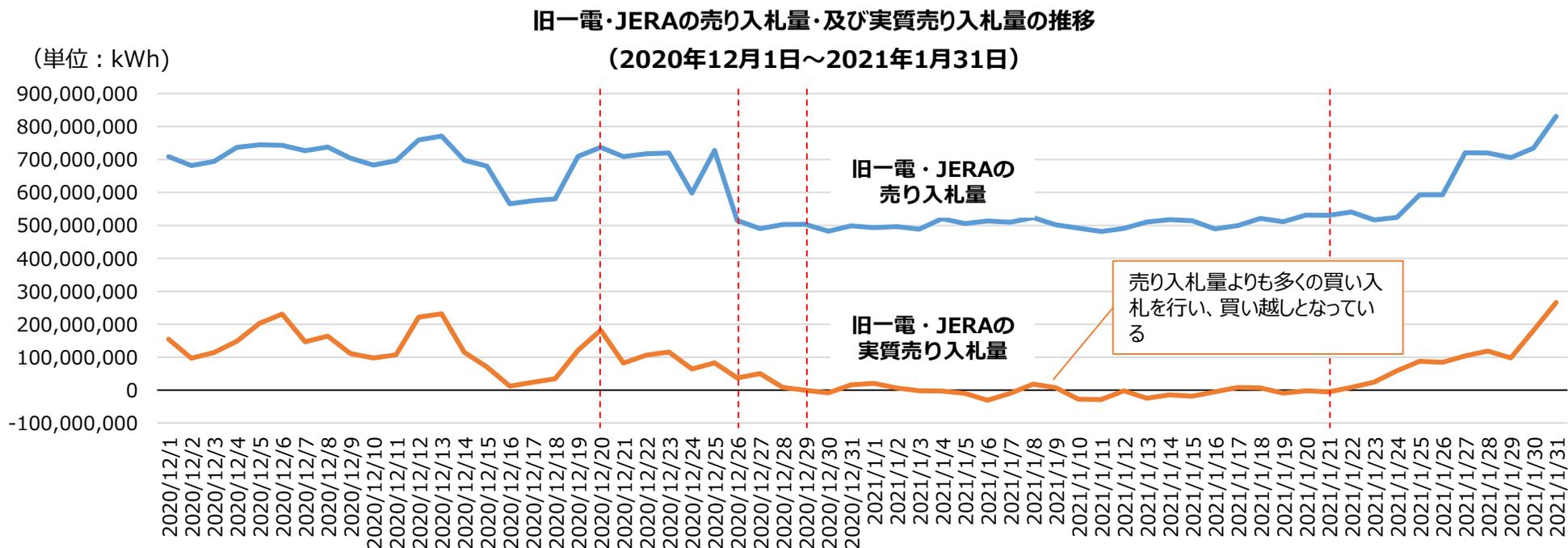
※ 入札量および価格の粒度については調整を実施。

※ 999円部分の買い入札には、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、グロスビディング高値買戻し分等が含まれる。

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。

# 旧一電・JERAの売り入札量の減少・買い約定量の増加

- スポット市場における主な売り手である旧一電・JERAの売り入札は12月26日頃から減少。
- 売り入札量にはグロスビディングも含まれていることから、実質の売り入札量の変化を分析するために、旧一電・JERAの売り入札量から買い約定量（他社からの購入分、間接オークション、グロスビディング等を含む）を控除した実質売り入札量\*の推移を見たところ、12月中旬頃から減少が始まっており、12月29日から1月21日までの間は、買い約定量が売り入札量を上回り、買越しとなっていた。



(資料) JEPX入札データより事務局作成。

\* 実質売り入札量は、ここでは、各日の売り入札総量から買い約定総量を控除したものとする

# スポット高騰にかかる旧一電・JERAの監視・分析の方法について

- 今般の価格高騰がスポット市場での売り切れにより発生した状況を踏まえ、電取委事務局では、旧一電各社（沖縄電力を除く9社。以下同じ）及びJERAの売買入札量の合理性等を中心として監視・分析を行った。
- 監視・分析にあたっては、以下のデータ及びヒアリング結果を基に、旧一電各社及びJERAの12月、1月の全日、全コマにおける取引行動を確認。
  - 旧一電各社及びJERAを対象とし、12月、1月の全日、全コマ分の入札可能量及びその決定諸元、燃料制約等にかかる報告徴収を求め（2月8日実施）、各社より提出を受けたデータ
  - 各社のJEPXにおける売買入札データ
  - HJKSへの登録データ
  - 上記の事業者に対する公開ヒアリング（2月25日開催）における各社の説明
- その上で、データを分析し、制度設計専門会合等にご報告の上、ご審議いただいた。
- なお、各種分析データ、公開ヒアリングの様様については、電力・ガス取引監視等委員会のホームページにおいて公開している。

# 旧一電・JERAへの監視・分析の内容

- 検証は、前頁に記載のとおり、旧一電各社及びJERAより提出された報告徴収データ、JEPX売買入札データ、HJKS登録データ、及び公開ヒアリングにおける各社からの説明を前提として実施。
- 12月、1月の全日・全コマを対象に、以下の①～⑥の検証項目について監視・分析を実施。
- 制度設計専門会合において、監視・分析の結果を報告し、ご議論いただいた。

## 【旧一電・JERAへの監視・分析の内容】

検証①：余剰電力の全量市場供出について

検証②：自社需要の見積もりの妥当性について

検証③：燃料制約の運用の妥当性について

検証④：買入札価格・量の妥当性について

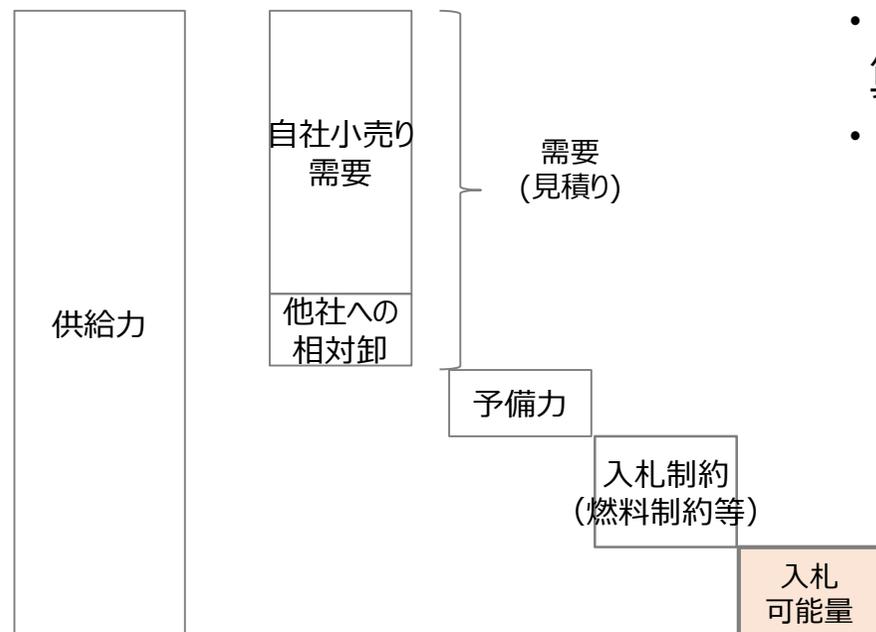
検証⑤：グロス・ビディングの実施方法について

検証⑥：発電情報公開システム（HJKS）への情報開示について

# 検証①：余剰電力の全量市場供出について

- 12月及び1月の全日（一日48コマ）について、旧一電及びJERAに対する報告徴収等により、売り入札の根拠となる諸元データ、及び実際の売買入札データを入手。
- 上記データについて、事業者ごと・日ごとの数値を全て公開し、審議会で検証。
- これにより、スポット市場入札時点の余剰電力の全量が市場に抛出されている（各社の入札可能量と、実際の売り入札量に齟齬がない）かどうかをデータで確認。

## 入札可能量の全体像



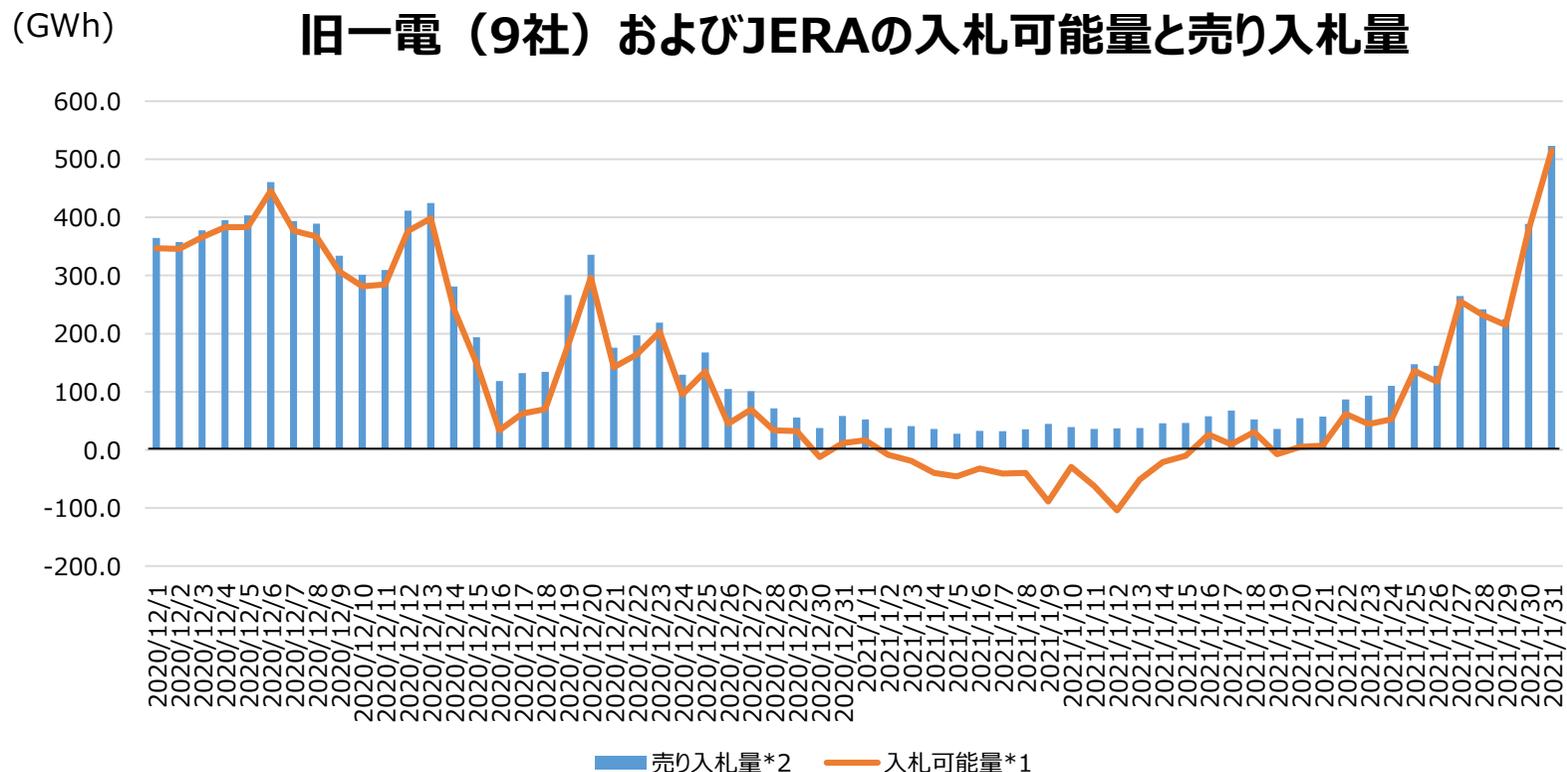
### 【監視の視点】

- ・ 各社の入札可能量が左図の考え方に基づいて適切に算出されているか。
- ・ 実際の売り入札量が入札可能量と整合しているか。

- ✓ 監視委より、各社に対して報告徴収を行い、12～1月の全てのコマにおける売入札の根拠データ等の提出を求めた。
- ✓ 12～1月の全日において、各社の入札可能量と、実際の売り入札量に齟齬がないかどうかを確認。

# 検証①：余剰電力の全量市場供出について

- 12月及び1月の全日（一日48コマ）について、旧一電及びJERAからの提出データにより各社の入札可能量※1と、実際の各社の売入札量※2の整合を分析したところ、スポット市場入札時点（前日10時時点）の余剰電力の全量が市場に供出されていたことが確認された。（各社の諸元データは別冊参照）



※1 入札可能量 = 「供給力」 - 「自社需要見積もり（他社卸分を含む）」 - 「入札制約」 - 「予備力（※3）」

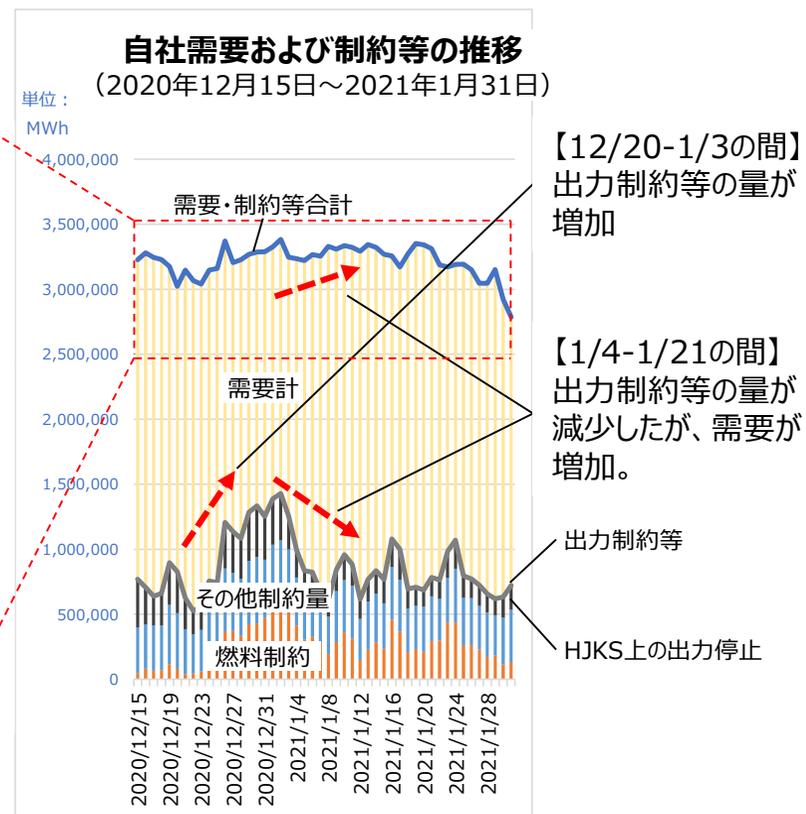
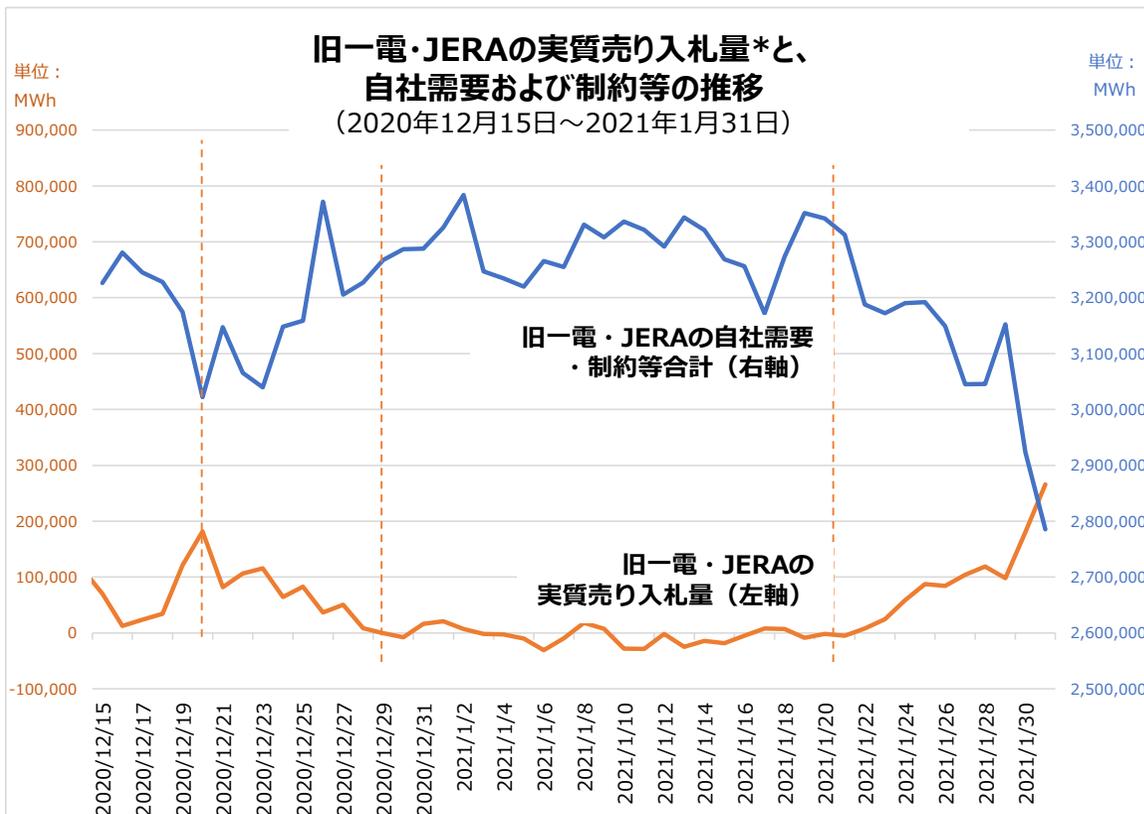
※2 売り入札のうち、既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したものの

※3 予備力については、過去の制度設計専門会合において、スポット市場入札時点においては、自社需要の1%を超える部分については市場供出を行うものと整理されている。

# 旧一電・JERAの自社需要の増加・燃料制約の増加

- 12月中旬～1月中下旬の間、旧一電・JERAの実質売り入札量が少ない傾向にあった。
- 各社からは、この要因について以下の説明があったところ、より詳細に分析を行った（検証②、③）。
  - ①この期間の前半は、主にLNG燃料制約等の発電機の出力制約等の増加、
  - ②後半は、主に自社需要（自社小売向け及び他社卸分）の増加

※出力制約等：定期修理等による停止と各種の要因による発電量の上限設定（制約）の合計値。今回は燃料制約が大きかった。（下図参照）



(資料) 各社提出データより事務局作成。

\* 実質売り入札量は、ここでは、各日の売り入札総量から買い約定総量を控除したものとす

# (参考) 各社に対する確認結果の概要

第57回制度設計専門会合（令和3年3月2日開催）資料5-1より抜粋

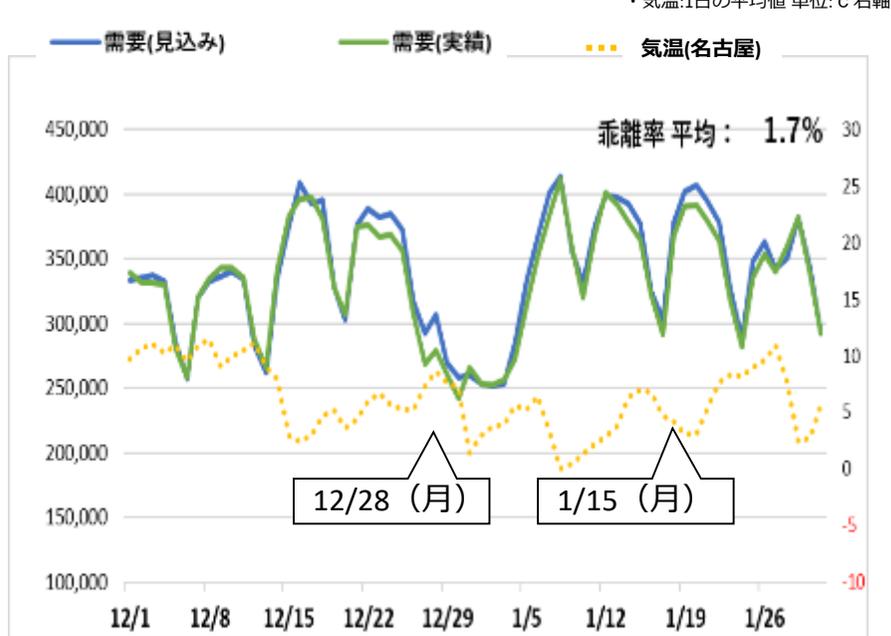
	北海道電力	東北電力	東京電力EP	中部電力ミライズ	JERA
<b>売り入札量減少の要因</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>12月後半以降、自社需要およびJEPXでの販売電力量が増加したことで、石油火力の燃料消費が早まり、石油火力の燃料制約が発生し、売り入札量が減少。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>寒波による需要増に加え、12月15日・1月9日・2月1日のLNG船入港遅れおよび1月1日～14日の期間におけるエリア内外への調整力供出により、当社のLNG火力の8割に燃料を供給する日本海エル・エヌ・ジー（日エル）のLNG在庫が運用下限を下回る状況が発生し、売り入札量が減少。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>需要増加と発電事業者による出力抑制（燃料制約等）により、売り入札量が減少し、買い約定量が増加。</li> <li>需要は、12月中旬以降、強い寒波の断続的流入により増加し、燃料制約は、12月24日から1月29日まで継続した。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>期間を通じて、グロスビディングとして毎コマ1,600MWの売り入札を実施。</li> <li>グロスビディングの売り入札が余力の量を上回る量となり、それを上回る量について、確実に買い戻せる価格での買い戻している。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>12月上旬は、東京エリアにおける相対契約に基づく当社販売権利の減少により、売り入札量が減少。</li> <li>12月中旬は、中部エリアにおいて相対需要の増加に伴う余力の減少により、売り入札量が減少。</li> <li>12月下旬～1月下旬は、中部エリアにおいて、燃料制約に伴う余力の減少により、売り入札量が減少。</li> </ul>
	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
<b>売り入札量減少の要因</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>期間を通じて一定の売り入札量を確保。</li> <li>1月12日～26日は需要の増加および市場価格の高騰によりグロスビディングを取り止めていたことに伴い売り入札量が減少（同時に買入札量も減少）。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>12月以降、LNG船の着岸遅延や、調整力供出増、濁水・電源トラブル等により燃料の消費が進んでいた中、大規模電源トラブルの発生や寒波による需要増に伴い、12月後半から1月前半まで実質的に売り入札できない期間が継続。</li> <li>グロスビディングの取りやめに伴い、12月後半以降減少。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>12月中旬から、寒波による需要増により売り入札可能量（間接オークションの供給力を見込んだ余力）が減少。</li> <li>12月下旬以降は、12月中旬からの寒波による需要増や電源のトラブル停止、濁水による水力発電の発電量減少により燃料在庫払底の可能性を認識したため、供給力確保や燃料在庫払底の解消を目的に燃料制約を実施。</li> <li>12月下旬～1月下旬にかけて、売り入札可能量はほとんどなかった。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>12月中旬にかけては、供給余力を活用した売り入札を実施。</li> <li>12月下旬から1月上旬にかけて、石油燃料の在庫減少に伴う燃料制約の実施、他社電源トラブル停止に伴う供給余力の減少等により、売り入札が減少。</li> <li>1/7以降の寒波対応で発電していた阿南3号が燃料不足で停止し、売り入札はほぼゼロに。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>12月中旬以降の寒波による自社需要及び市場売電量の増加に伴い、LNGの消費量が想定以上に増加し、12/26より燃料制約を実施。</li> <li>12/29の松浦2号トラブルに伴う出力抑制、年明けからの激しい寒波に加え、1/7の松島2号トラブル停止などにより、LNGの消費量が更に増加し、低在庫となったことから、発電余力がなくなり、1月末まで売り入札が減少。</li> </ul>

# 検証②：自社需要の見積りりの妥当性について

- 旧一電各社のスポット入札時点での**自社需要の見積もり**と、**需要実績との乖離**について、**各社提出データを公表**するとともに、**乖離が生じた理由について、公開ヒアリングで理由を聴取**。
- ヒアリングの結果、各社は、概ね**最新の気象予報**に加えて、**近日の気象類似日や事前の顧客への休業調査等**から需要計画を策定しており、結果として、**12月、1月の平均乖離率は1.1%**であり、**意図的にこれを過大にするといった行為は確認されなかった**。

## (例) 中部電力ミライズ

自社小売向け需要見込み、実績



「自社小売向け需要」：他社卸分は含まない。

「乖離率」：(需要見込み-需要実績)/需要実績、より算出。

「乖離率平均」：期間内需要見込みおよび実績の合計値に関して、上式より算出。

### 【中部電力による特定日の説明】

#### ■ 12月28日 (月)【スライド8 参照】

✓ 前週同曜日の**12/21の需要実績をベース**とし、**年末年始特殊期間**に当たることから、**顧客の休業調査**や**過去の年末年始の需要減少量**を考慮して計画していた。

✓ 朝方までの**降雨が少なく、気温低下影響が小さかった**ことに加えて、**天候の回復が早く推移**したことで需要が減少。

✓ **聞き取り調査により想定したよりも休業する顧客が増加**。

#### ■ 1月15日 (金)

✓ **低気温が継続していたことによる累積効果**から、**気象予測ほどの需要の緩みは無いと判断**。前々日実績並の需要および曜日補正を見込んで計画していた。

✓ **前日に気温が13°C程度まで上昇**したことから、**暖房需要が深夜帯より減少**。

### 【参考】12～1月の乖離率 (全社平均)

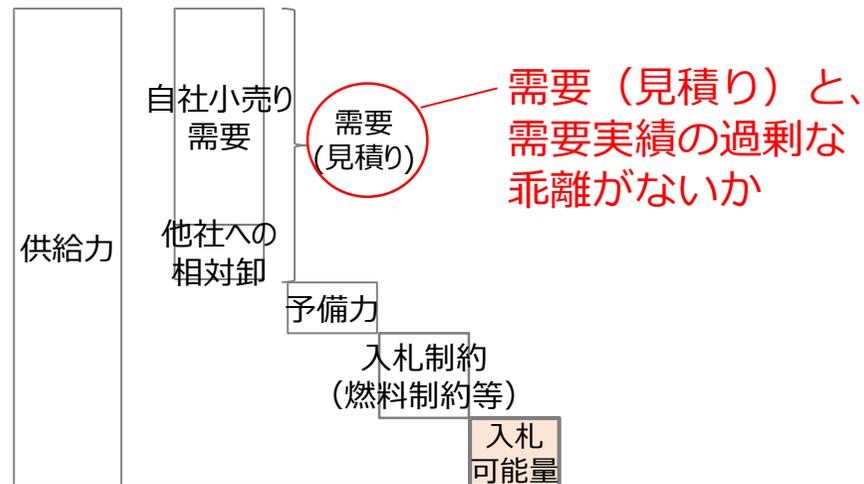
	需要 (見積み)	需要 (実績)	見積み - 実績	乖離率
上記期間平均	2,147,632	2,124,476	23,156	1.1%

	12/28	1/4	1/14	1/15	1/25
特定日における乖離率	7.2%	7.0%	2.9%	4.6%	5.4%

# (参考) 自社需要の見積もりの妥当性について

- 自社需要の見積もりと実績との乖離は平均では1.1%に収まっていたが、大きな乖離が見られた日については、監視等委員会事務局として、需要が過剰な見積もりにならないようより正確な予測に努めるよう、指導を行ったところ。

入札可能量、需要検証の全体像



需要 見積りと実績の比較

	需要 (見積り)	需要 (実績)	見積り - 実績	乖離率
2020年12月～1月 期間平均	2,147,632	2,124,476	23,156	1.1%
(参考) 2021年1月14日	2,130,346	2,073,194	57,152	2.8%

単位：MWh

※ 各社報告データ、電力広域的運営推進機構系統情報サービス需要実績より事務局作成。

- スポット価格が127円（一日平均）であった1/14については、需要見積もりが実績より比較的（旧一電全体で2.8%）多かったことから、その原因を追加的に聴取。
- 各社からは、前日までの需要実績と比して想定以上に需要が伸びなかったことや、太陽光発電の発電量が予測以上に伸びたとの説明があった。これを受け、監視等委員会事務局として、需要が過剰な見積もりにならないようより正確な予測に努めるよう、指導を行ったところ。

# (参考) 各社に対する確認結果の概要

第57回制度設計専門会合（令和3年3月2日開催）資料5-1より抜粋

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	中部電力ミライズ	JERA
<b>自社需要の増加理由</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>12月後半以降、気温の低下に伴う暖房需要の増加。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>12月中旬以降、寒波の影響により気温が前年、平年を下回る日が多かったことによる需要の増加。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>強い寒波により12月中旬以降、需要が急増。</li> <li>1月に入っても、寒波の断続的な流入により、需要は高止まりで推移。</li> <li>新型コロナウイルス感染拡大に伴う在宅率の高まりにより、主に家庭用向けで増加した影響もあり。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>12月中旬から1月中旬頃にかけて、平年よりも気温が低めに推移したことから空調設備の稼働が増加、想定需要を大きく上回る水準で推移。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>12月15日～1月15日にかけて厳寒気象に伴い、相对契約販売量が増加。</li> </ul>
<b>自社需要の見積り方法</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>想定対象日の気象予測を参考に、代表時間帯（深夜帯、昼間帯、点灯帯）3点の需要を想定。</li> <li>代表時間帯以外の時間帯については、気象予測と気象状況が類似している過去の需要実績を参照し想定。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>自社需要想定は、予測対象日の気温予想に対し、曜日差を考慮のうえ、類似する気温実績をもつ過去日を検索し、気温補正により算出。</li> <li>加えて、直近の需要動向や、天気および気象条件の連続性（一過性の気温上昇・低下、猛暑・厳寒が続く等）なども加味し、想定値を作成。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>過去実績と最新気象予報（9地点の需要比率を考慮した加重平均値）に基づき、需要予測システムにより想定。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>前々日17時までに最新の気象予測データや気象類似日のデータ、曜日差や工場の操業状況を加味して、24時間の需要カーブを作成。</li> <li>前日6時時点の気象予測を踏まえて修正を実施し、最終的な需要を想定。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>実需給月の3ヶ月前より当該月の電力需要を月単位で想定。</li> <li>また、当該月においては週間単位で需要を想定。</li> <li>需要は、相对契約に基づく客先からの通告値、余力の全量投入を前提とした場合のJEPX販売見通しの合計をベースに想定値を設定。</li> </ul>
<b>自社需要見積りについて、今冬は特別な対応をしたか</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>対応なし。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>対応なし。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>常時、システム上、至近実績をより強く反映する重みづけをしており、状況変化による予測誤差を少なくなるようにしている。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>例年、特別高圧の一定規模以上のお客さまに対して休業調査を行っており、今年も実施。</li> </ul>	-

# (参考) 各社に対する確認結果の概要

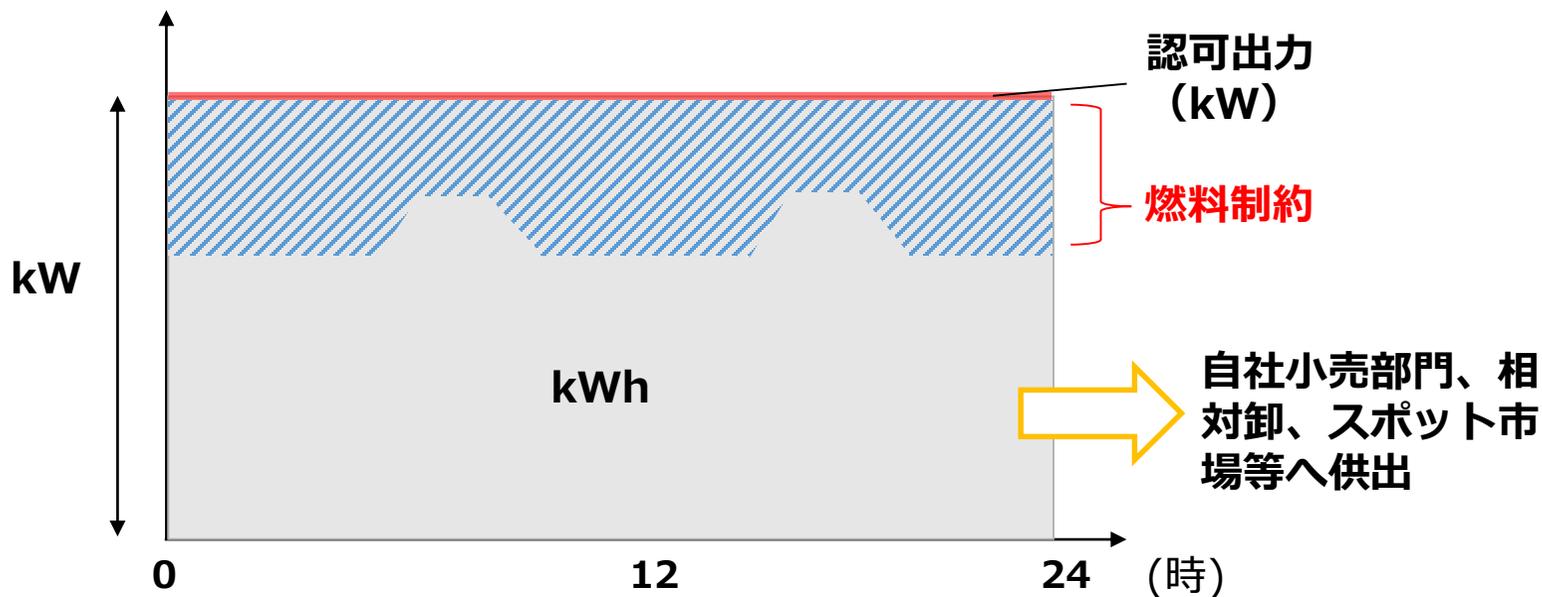
第57回制度設計専門会合（令和3年3月2日開催）資料5-1より抜粋

	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
<b>自社需要の増加理由</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>12月中旬以降、断続的な寒波の影響により需要が高めに推移。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>燃料調達時の計画と比較して、12月後半から寒波による低気温により、自社小売需要が増加</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>12月中旬以降、中国地方に寒気が流入し、気温が平年より大幅に下回ったため、小売需要が計画値より増加。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>寒波が襲来したことで、12月中旬および1/7～1/11に、自社需要が想定より増加。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>12月中旬以降の寒波等の影響により、12月中旬～1月中旬における自社需要が増加。</li> </ul>
<b>自社需要見積りの方</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>入札日前日の夕方および入札日当日の朝までに、それぞれ直近の天気予報をベースに実施。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>需要と気温の相関モデルを使い、予報気温から想定した最大需要想定値をもとに、気象条件等が予報と類似している日の需要カーブを参照して算出。</li> <li>過去実績とモデル算出結果との乖離傾向や、休祝日等の条件により補正して算出。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>直近の天気予報をもとに気温感応式（需要実績と気温実績を基に回帰分析を行い、気温1℃あたりの需要変動量を算出し、需要と気温の相関を近似した式）や過去の需要動向を参考にして算出。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>想定する該当日の気温、曜日、天候、太陽光発電等の条件について、過去の実績から類似している日を抽出。</li> <li>気温感応度や曜日等の条件により補正して算出。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>前日5時に最新の気象予報を取得し、ベースとなる過去実績の類似日を選定。</li> <li>午前や午後など、代表的なコマの需要実績を気温補正し、需要見込みを算出。</li> </ul>
<b>自社需要見積りについて、今冬は特別な対応をしたか</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>例年、大口需要家に対して休業調査を行っており、今年も実施。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>例年、大口需要家に対して休業調査を行っており、今年も実施。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>例年、大口需要家に対して休業調査を行っており、今年も実施。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>対応なし。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>例年、大口需要家に対して休業調査を行っており、今年も実施。今年は特に対象期間を長めに調査。</li> <li>また、需要予測式の気温感応度の項を実態に近づける修正を実施。</li> </ul>

## 検証③：燃料制約の実施の妥当性について

- 前述のとおり、12月中旬以降の旧一電等の売入札減少の要因として、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、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（燃料制約）という事象が生じていたとのことであった。
- このため、今般の事象においては、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、その運用の妥当性について、特に注力して調査を実施した。

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



# 検証③：燃料制約の実施の妥当性について

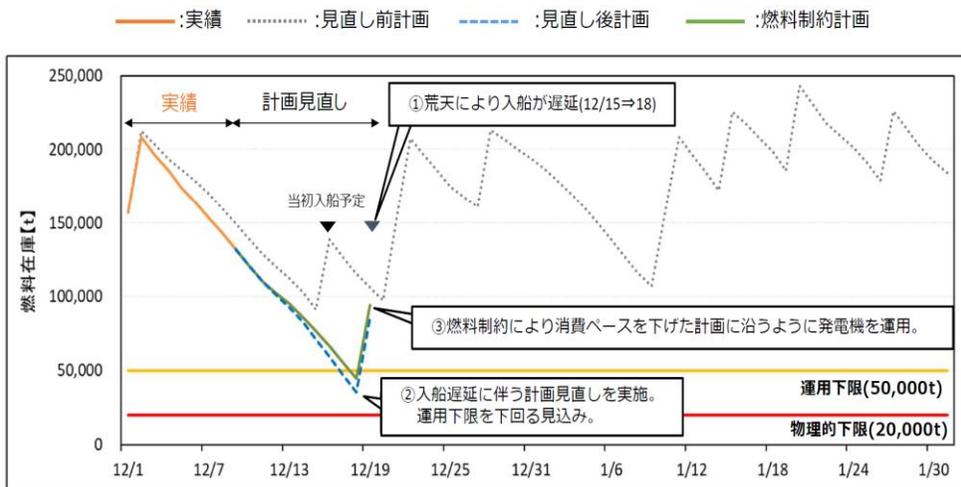
- 具体的には、公開ヒアリングにおいて、各社より、燃料制約を実施した際の諸元データ（在庫量・配船計画・需要見通し）を元に、実際の運用について説明を聴取。
- この結果、各社は、タンクの運用下限を設定し、在庫量・配船予定日・需要見通しを踏まえて、一定の考え方にに基づき燃料制約を実施していたことが確認された。

※なお、報告徴収データに基づき、各社の日ごとのLNG・石油の燃料制約量を公開している。

## 公開ヒアリングにおける各社からの説明（抜粋）

### ■東北電力・燃料制約設定の例（日本海LNG基地）

- 荒天のため、12/15入船予定のLNG船が12/18まで遅延する見込みとなった。
- 入船遅延を反映した受払計画を検討したところ、12/18に運用下限を下回る見込みとなった(約35,000トン)。
- このため、12/11～18の期間、消費ペースを下げた発電計画見直し(平均62,000MWh/日)を行った。



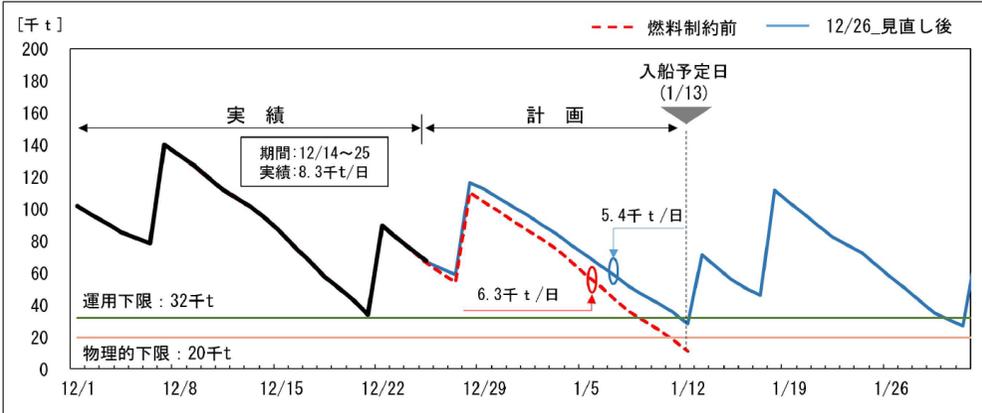
### ■九州電力・燃料制約設定の例（大分LNG基地）

#### 【情勢変化】

- 12月中旬以降の寒波襲来による自社需要及び市場売電量の増加に伴い、LNG消費量の実績が増加〔消費計画減↘〕

#### 【見直し概要】

- 入船予定日を踏まえ、物理的下限を下回らないように燃料制約を実施



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。

# (参考) 各社に対する確認結果の概要 (1/2)

	北海道電力	東北電力	JERA	北陸電力
<b>燃料計画の見直しサイクル</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>毎月20日頃、翌月分の燃料計画を見直し。</li> <li>その上で、計画の前提に変化が生じれば随時見直す。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>毎週火曜日、前週までの計画・実績の差異、および期先の見直しを確認。</li> <li>その上で、計画の前提に変化が生じれば随時見直す。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>毎月下旬に期先3か月分の計画見直しを実施。</li> <li>毎週金曜日、翌週分の需給計画・燃料計画の見直しを実施。</li> <li>その上で、計画の前提に変化が生じれば随時見直す。</li> </ul>	<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>その上で、計画の前提に変化があれば随時見直す。</li> </ul>
<b>LNG タンク下限の設定の考え方 および今冬の運用実績</b>	<p>（石狩湾新港基地）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○物理的下限 1.8万t</li> <li>○運用下限 5.2万t</li> <li>○運用下限の考え方</li> <li>・電源脱落リスク（消費量2週間分）</li> <li>・入船遅延リスク（消費量6日分）</li> </ul> <p>※今冬ではLNGの燃料制約は発生していない。</p>	<p>（日本海LNG新潟基地の例）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○物理的下限 2万t</li> <li>○運用下限 5万t</li> <li>○運用下限の考え方</li> <li>・入船遅延リスク（2日分）</li> </ul> <p>※なお、計画策定・運用にあたっては、需要の上振れリスクを考慮。</p> <p>今冬は、運用下限を一部下回る範囲で燃料制約量を設定。実際に運用下限を下回る水準での運用を実施。</p> <p>例：日L基地 1/10実績 3.4万t</p>	<p>（富津基地の例）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○物理的下限 6万t</li> <li>○運用下限 18万t</li> <li>○運用下限の考え方</li> <li>・基地に複数あるタンクの一部が払出不能になり、一部発電機停止(kW抑制)となるレベル(4万t→液位10万tを目安)</li> <li>・入船遅延リスク（消費量2日分相当）</li> </ul> <p>今冬は、運用下限を一部下回る範囲で燃料制約量を設定。実際に運用下限を下回る水準での運用を実施。</p> <p>例：富津基地 1/25実績 12.6万t</p>	<p>（富山新港LNG基地）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○物理的下限 0.5万t</li> <li>○運用下限 1.1万t</li> <li>○運用下限の考え方</li> <li>・入船遅延リスク（消費量3日分相当）</li> </ul> <p>今冬については、運用下限を下回らない範囲で燃料制約量を設定。実績上は、運用下限を下回る水準での運用が発生。</p> <p>例：1/13実績 0.9万t</p>
<b>12月～1月における燃料制約実施時期</b>	（LNG燃料制約なし）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・12/1～1/31(12/4,12/5除く)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・12/5～12/10</li> <li>・12/23～1/29</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・12/8～12/9</li> <li>・12/29～1/3</li> <li>・1/16</li> <li>・1/22～1/27</li> </ul>
<b>石油 タンク下限の設定の考え方 および今冬の運用実績</b>	<p>（伊達発電所の例）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○物理的下限 1.8万kℓ</li> </ul> <p>（※運用下限は、北電所有の石油機全体で、最大ユニット(70万kW)の脱落（2週間）を代替できる量を確保。）</p> <p>今冬では運用下限の引き下げを実施（上述の2週間→1週間分）し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。</p>	<p>（秋田火力発電所）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○物理的下限 2.85万kℓ（※タンクミキサ運転限界を含む）</li> <li>○運用下限 なし</li> </ul> <p>今冬は物理的下限の範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。</p>	（石油機なし）	<p>（福井基地の例）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○物理的下限 2.7万kℓ</li> <li>○運用下限 4.2万kℓ</li> <li>○運用下限の考え方</li> <li>・電源脱落リスク（250MW * 10日分相当）</li> </ul> <p>今冬では運用下限を引き下げを実施（4.2万→2.7万kℓ）し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。</p>
<b>12月～1月における燃料制約実施時期</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・12/27</li> <li>・12/30</li> <li>・1/1～1/17(1/12除く)</li> <li>・1/23～1/30</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・12/24～1/3(12/26,12/30.12/31除く)</li> <li>・1/7～1/31</li> </ul>	（石油機なし）	<ul style="list-style-type: none"> <li>・12/28～1/6</li> <li>・1/14～1/15</li> <li>・1/22～1/27</li> </ul>

# （参考）各社に対する確認結果の概要（2/2）

		関西電力	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>毎週木曜日に、翌週分の需給計画・燃料計画を見直し。</li> <li>その上で、計画の前提に変化が生じれば随時。</li> </ul>	<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>その上で、計画の前提に変化が生じれば随時。</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・燃料計画を見直し。</li> <li>その上で、至近の燃料消費実績を踏まえて計画を日々見直す。</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し。</li> <li>その上で、計画の前提に変化が生じれば随時。</li> </ul>
L N G	タンク下限の設定の考え方および今冬の運用実績	<p>（堺基地の例）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○物理的下限 2.9万t</li> <li>○運用下限 4.8万t（～12/18）5.9万t（12/19～）</li> <li>○運用下限の考え方</li> <li>・電源トラブルリスク（1.25億kWh相当）を考慮（～12/18まで）</li> <li>・入船遅延リスク（消費量2日）を考慮（12/19以降～）</li> </ul> <p>今冬は、運用下限を一部下回る範囲で燃料制約量を設定。実際に運用下限を下回る水準での運用を実施。 例：堺基地 12/17実績 3.1万t</p>	<p>（柳井基地の例）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○物理的下限 1.6万t</li> <li>○運用下限 4.2万t</li> <li>○運用下限の考え方</li> <li>・受入・輸入通関手続きに要する日数分の消費量（3日分）</li> <li>・入船遅延リスク（2日分）</li> </ul> <p>今冬については、運用下限の引き下げを実施（4.2万→3.2万t）し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。 例：柳井基地 1/18実績 3.3万t</p>	<p>（坂出LNG基地）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○物理的下限 0.4万t</li> <li>○運用下限 0.65万t</li> <li>○運用下限の考え方</li> <li>・自治体との公害防止協定上必要量（消費量2日分）</li> </ul> <p>今冬については、運用下限を下回らない範囲で燃料制約量を設定。実績上も、運用下限を下回っていない。</p>	<p>（大分LNG基地の例）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○物理的下限 2万t（※ポンプ運転限界のほか、入船受入期間（1日）相当の消費量（約1万t）を加味されている）</li> <li>○運用下限 3.2万t</li> <li>○運用下限の考え方</li> <li>・入船遅延や使用量変動を総合的に勘案したリスク（消費量1.5日）</li> </ul> <p>今冬については、運用下限の引き下げを実施（3.2万→2万t）し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。 例：大分LNG 1/13実績 1.9万t</p>
	12月～1月における燃料制約実施時期	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 12/5～1/27</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 12/26～1/31</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 12/1～1/31(1/15,1/24,1/27除く)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 12/26～1/31</li> </ul>
石 油	タンク下限の設定の考え方および今冬の運用実績	<p>（関電所有石油3基地合計）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○物理的下限 5.6万kl（※タンクミキサ運転限界や、一部基地の津波に抵抗するための重しも含む）</li> <li>○運用下限 10.4万kl</li> <li>○運用下限の考え方</li> <li>・3基地合計で電源トラブルリスク（2億kWh相当）を考慮。</li> </ul> <p>今冬では、運用下限を下回る範囲で燃料制約量を設定し、運用を実施。 例：1/8実績 8.4万kl</p>	<p>（下関基地の例）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○物理的下限 0.3万kl</li> <li>○運用下限 0.6万kl</li> <li>○運用下限の考え方</li> <li>・タンクミキサの運転可能範囲（液位低警報設定値含む）を考慮。</li> </ul> <p>今冬では運用下限の引き下げを実施（0.6→0.3万kl）し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。</p>	<p>（坂出石油基地の例）</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>○物理的下限 1.1万kl</li> <li>○運用下限 1.9万kl</li> <li>○運用下限の考え方</li> <li>・タンクミキサの運転可能範囲</li> </ul> <p>今冬では運用下限を引き下げを実施（1.9→1.5万kl）し、この範囲内で燃料制約量を設定し、運用を実施。</p>	<p>（石油機なし）</p>
	12月～1月における燃料制約実施時期	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 12/26～1/31</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 12/26～1/31</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>・ 12/26～1/27(1/1～1/3除く)</li> </ul>	<p>（石油機なし）</p>

# (参考) 各社に対する確認結果の概要

第57回制度設計専門会合（令和3年3月2日開催）資料5-1より抜粋

	北海道電力	東北電力	JERA	北陸電力
石油について、追加の調達により燃料制約を回避することができなかったのか。できなかったとすれば、具体的にどのような理由があったのか。	<ul style="list-style-type: none"> <li>自社内航船2隻を最大限活用して石油の追加調達を図ったが、燃料制約の回避までには至らなかった。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>今般の需給逼迫時においては想定以上に燃料油の消費が進み、確保していた支配船1隻でのピストン輸送を行ったが、在庫消費に燃料輸送が追いつかず(鹿川～秋田は往復1週間)、燃料制約が必要となった。</li> </ul>	(石油機なし)	<ul style="list-style-type: none"> <li>自社で内航船を保有しておらず、また、元売り等での配船調整が困難であった。</li> </ul>
	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
石油について、追加の調達により燃料制約を回避することができなかったのか。できなかったとすれば、具体的にどのような理由があったのか。	<ul style="list-style-type: none"> <li>確保していた内航船の輸送力を上回る消費が発生したため、追加のスポット傭船の確保を行うも、国内内航船隻数が限られており燃料制約を回避することができなかった。</li> <li>また、御坊1は超低硫黄原油を使っているが、国内流通量が限定的であったことも要因。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>内航船の輸送余力が少なく対応が困難だった。また、石油の需要が減少している関係で、元売（当社にとって輸送効率が高い近距離の出荷地）に十分な在庫がなかった。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>石油の需要が減少している関係で、緊急時に調達可能な量に限りがあったことや、自社で内航船を保有していないことから追加の調達が困難であった。</li> </ul>	(石油機なし)

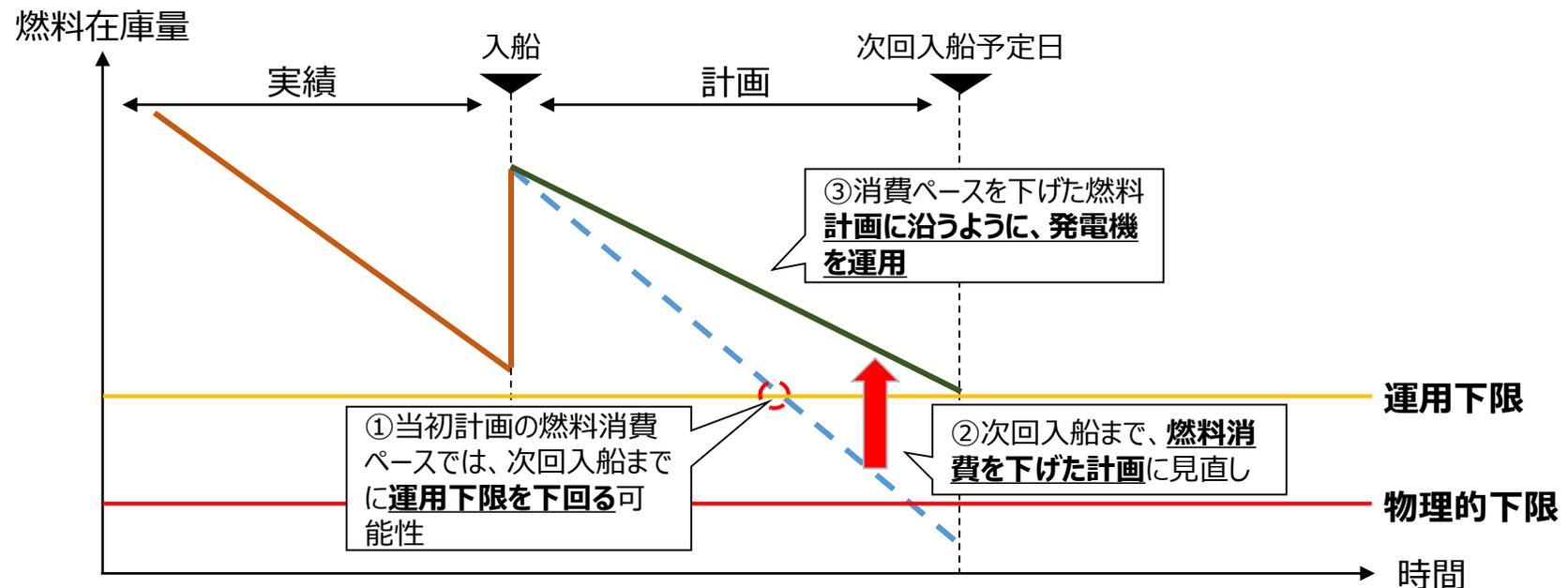
# (参考) LNG燃料制約の妥当性の確認内容

第57回制度設計専門会合（令和3年3月2日開催）資料5-1より抜粋

- 各社の燃料制約量の算定の考え方（計画見直しのタイミング、タンクの運用下限の考え方、燃料制約量の計算方法等）を聴取するとともに、①在庫量、②配船計画（受入量・受入タイミング）、③需要（払出）量の想定、を提出データで定量的に確認し、個別の燃料制約の設定に不合理な点がなかったか確認。

## 【各社からの説明（概要）】

- ✓ 各社は、定期的に（大きな状況変化があった場合は随時）燃料計画を見直し。通常の燃料消費ペースではタンク下限を下回るおそれがある場合には、燃料の消費ペースを下げるよう、一日当たりの発電電力量に上限を設定。
- ✓ 具体的には、足下の在庫量と、次回入船日までに維持すべき目標量（運用下限）との差分について、次回入船までの期間で除した値が、一日当たりで使用可能な燃料量の目安になる。



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。

# (参考) 今冬と過去同時期の燃料制約発生状況の比較

- 今冬の燃料制約の発生状況について、過去同時期の状況と比較するため、過去3年間において、冬期に燃料制約が発生していた2018年冬期のデータとの比較を行った※。

※ 過去に旧一電へのサンプル調査を実施し、データが参照可能であった2018年2月15日のデータと比較。

- 2018年2月にも、一部の事業者（東北、関西）においては今冬平均と同程度又はこれを超える量の燃料制約が発生していたが、事業者数は限定的であったため、今冬のような事象は発生しなかった。一方で今冬においては、全国的に燃料不足が波及し、多くの事業者で燃料制約が発生していた。

## 今冬と過去同時期(2018/2/15)の燃料制約量の比較

単位：MWh	北海道電力	東北電力	東電EP	中部電力/ 中部電力 ミライズ	JERA	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力	合計
<b>2018/2/15</b> (出力低下・停止計 計算値)*1	1,326	33,350	0	0	—	0	51,828	6,992	2,559	11,196	<b>107,251</b>
<b>今冬における1日あたり平均量</b> (出力低下・停止計 報告値)*2	3,863	41,817	— (JERA社 に計上)	— (JERA社 に計上)	113,609	1,817	35,521	12,392	6,329	36,158	<b>251,505</b>

\*1 出力低下分：モニタリングレポートの特定日について報告されたデータ（LNGおよび石油の合計量）

停止分：出力低下分が報告されていた事業者に関して、今冬の対象期間(2020/12/1~1/31)にHJKSへ登録されたLNGおよび石油火力の全停止情報の内、燃料制約が理由であるデータの割合(10%)を、当該特定日においてHJKSへ登録されたLNGおよび石油火力の停止量に乗じて算出(「kW」ベース。算出結果に「24(時間)」を乗じて「kWh」に換算。

\*2 報告徴収：対象期間（2020/12/1~2021/1/31）について報告されたデータ（LNGおよび石油の合計量。燃料制約による出力低下分および停止分が計上されている）

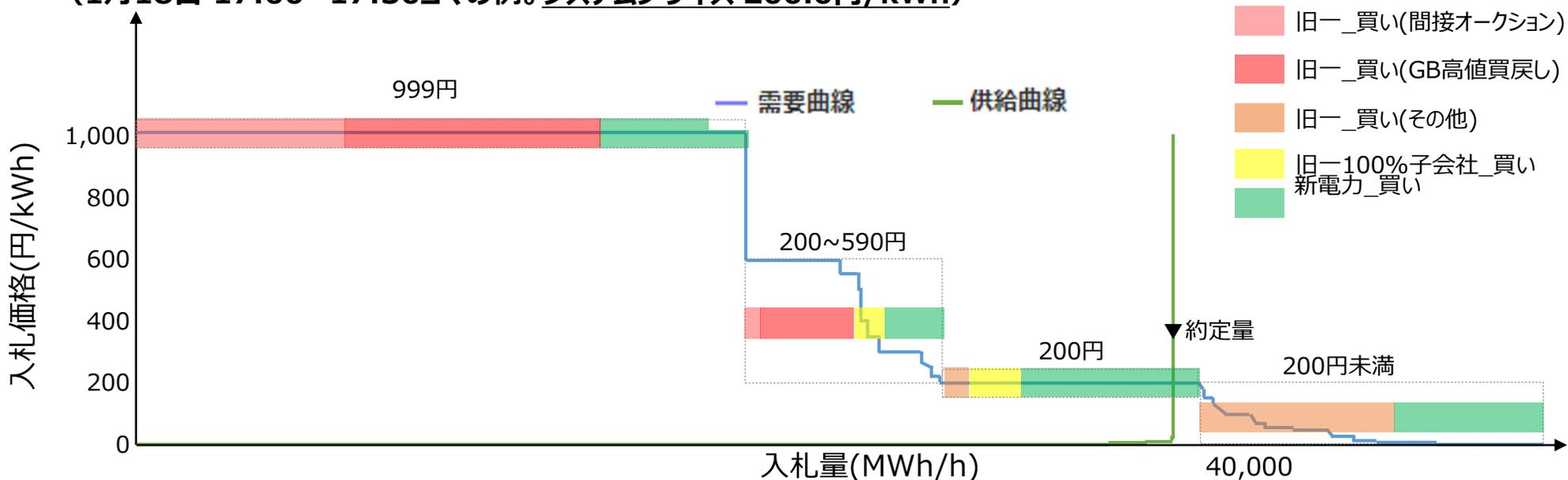
# 検証④：買入札価格・量の妥当性について

## (1) 買入札価格の分析

- 買入札価格の影響について分析するため、価格高騰時の需給曲線上における買入札の分布を見ると、旧一電、新電力の双方より999円など200円を超える高値の入札が行われていた。
- これについて、例えば、1/18の旧一電の200円超の買入札について確認したところ、全て間接オークション又はグロス・ビディングの高値買戻しであり、価格のつり上げを意図したものは確認されなかった。

### 【高騰時】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-

(1月18日 17:00~17:30コマの例。システムプライス 200.0円/kWh)



約定量：37,778MWh/h、 売り入札量：37,779MWh/h、 買入札量：51,662MWh/h

※ 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し分、間接オークション分等が含まれる。

※ 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、間接オークション分等が含まれる。26

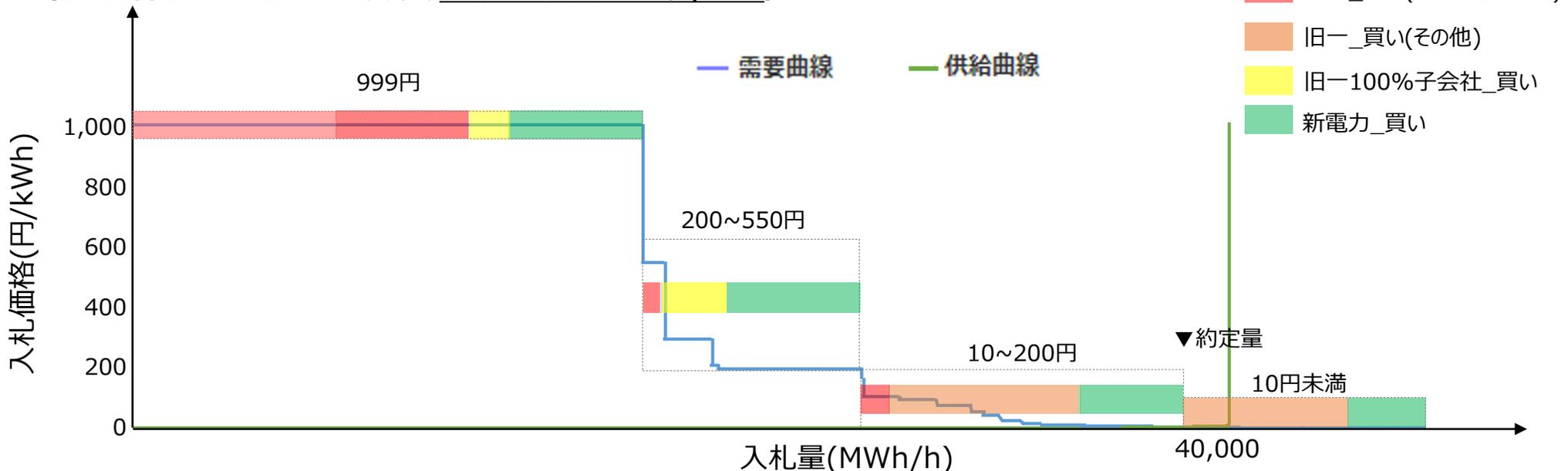
# 検証④：買入札価格・量の妥当性について

## (1) 買入札価格の分析

- 念のため、平時における買入札を分析したところ、高騰時とほぼ変わらない比率で旧一電・新電力両者による999円台の入札が行われている。これは、グロス・ビディングに加えて、間接オークションによる連系線利用などの目的で必ず約定させたいニーズがあるためと考えられる。
- これらの確認結果からは、旧一電の買入札価格が、価格高騰の要因となったとの事実は確認されなかった。

### 【平時】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-

(2月16日 17:00~17:30コマの例。システムプライス 10.0円/kWh)



約定量：39,262MWh/h、 売り入札量：44,050MWh/h、 買入札量：48,742MWh/h

※ 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し分、間接オークション分等が含まれる。

※ 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、間接オークション分等が含まれる。

# 検証④：買い入札価格・量の妥当性について

## (1) 買い入札量の分析

- 買い越しであった旧一電について、実質買い約定量と自社需要、入札可能量に乖離が見られる事業者についてヒアリングを実施したところ、以下の理由であったことが確認され、価格つり上げ等を目的とした行為は確認されなかった。
- 1月上旬以降、スポット価格が高騰したことにより一部買い約定ができず、時間前市場での買い入札等の実施により、入札可能量不足分に対応した。
- 一部事業者は、1日平均のスポット価格が高い日においても、一部スポット価格が低いコマが存在し、そういったコマで経済差し替えが発生したことにより、入札可能量の不足分以上に買い札が約定した。

	東北電力	東京電力EP	中部電力ミライズ	北陸電力	九州電力
実質買い約定量の増減が、自社小売需要（他社卸分）の動きと合っていない理由	1月前半は、市場価格高騰により必要量が調達できなかったため。	市場価格高騰により、必要量が調達できなかったため（1/1～24）。	1月前半は、市場価格高騰により、エリア外での小売需要に対して、スポットで調達することができなかった。 エリア外の小売需要については、不足分を時間前市場で調達。	平時から市況に応じて経済差し替えを行っているため、常に買い約定量が生じる。	1月中旬以降は、気温が上がり需要が落ち着いたこと、また補修停止中であった荻田新1号（石炭火力）を1/18に早期復旧、またLNGも1月後半で追加調達できたため。なお、1/24以降は松浦、他社石炭の復旧状況を踏まえ売り入札を再開。
	北海道電力	東北電力	北陸電力	中国電力	四国電力
入札可能量の不足分が実質買い約定量と一致しない理由	経済差し替えが起こるように限界費用相当での買い入札を実施しており、1日平均のスポット価格が高かった12月下旬、1月下旬においても、深夜帯等のエリアプライスが低いコマで、経済差し替えによる買い約定が発生。	12月中旬の入札可能量不足分を上回る買い約定量については、スポット市場価格が自社電源より安い場合に発生した経済差し替えによるもの。買い約定量が入札可能量不足分を下回ったのは、スポットでの買い落としによるもの。調達できなかった分は燃料制約を見直す運用で対応。	平時から市況に応じて経済差し替えを行っており、常に買い約定量が生じるため。	週間断面で設定した燃料制約量を、日々調整して達成するため、入札可能量の不足分を上回る買い入札を行った。  1月中旬に実質買い約定量が入札可能量の不足分を下回ることについては、買い入札を行ったが、結果として約定しなかったため。	12月、1月下旬については、主に太陽光が出ない夜間帯に発生した経済差し替えを実施。  買い約定量が入札可能量不足分を下回ったのは、スポットでの買い落としによるもの。調達できなかった分は燃料制約を見直す運用や揚水発電の運用で対応。

# (参考) 各社に対する確認結果の概要

第57回制度設計専門会合（令和3年3月2日開催）資料5-1より抜粋

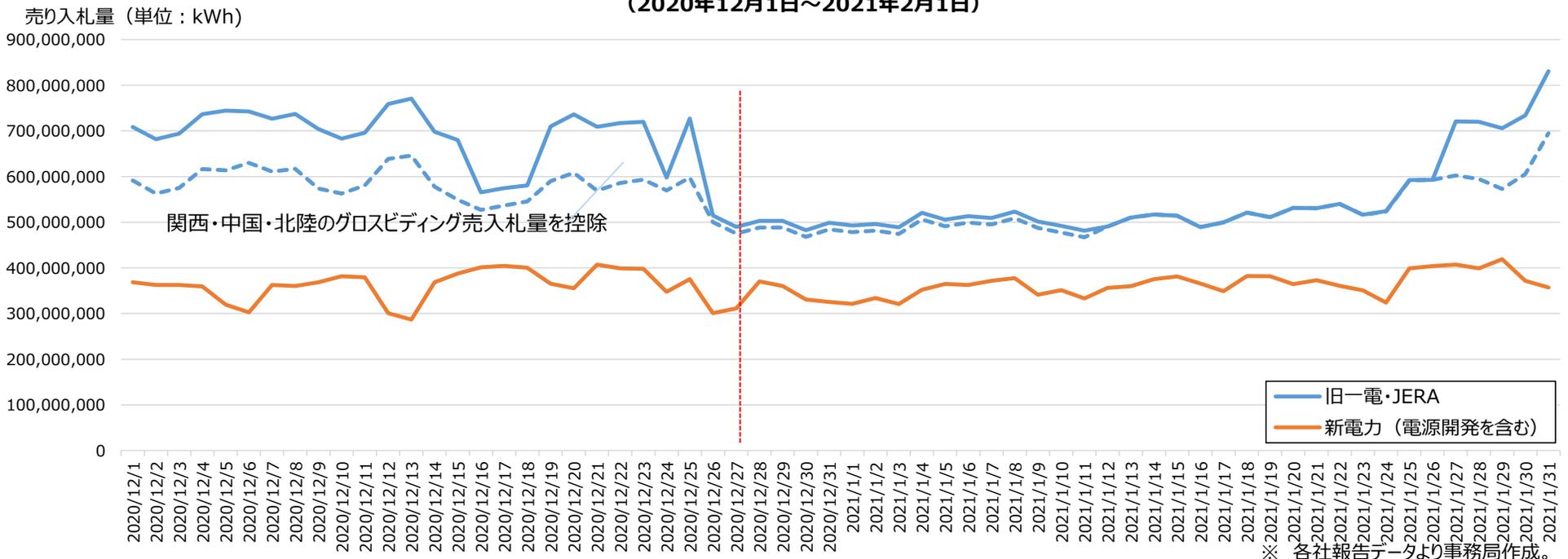
	北海道電力	東北電力	東京電力EP	中部電力ミライズ	JERA
<b>買い約定量の増加の要因</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>当社では買い約定量は増加していない。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>12月1日以降、3度の日エルの在庫枯渇リスクに直面した際に、発電停止回避のための施策の一環として、JEPXからの市場調達を実施し、買い約定量が増加。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>（上記に含む）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>他社（調達先の太宗を占める事業者）との電力受給契約において、受電量が一定範囲内に設定されている受電可能量の範囲に収まらない蓋然性が相当程度高まったため、受電可能量の範囲に収めることを目的として、12月下旬から1月中旬にかけてスポット市場での入札価格を変更したことから、一部の時間帯で買い約定が成立し、買い約定量が増加。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>買い約定量は増加していない。</li> </ul>
	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
<b>買い約定量の増加の要因</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>12/28までは敦賀2号（700MW）の補修により供給力が低下していたため、ほぼ供給余力はなく主に買入札を実施。</li> <li>1/7～8および1/18～21は寒波の影響により需要が増加したことから、供給力の積み増し（火力増出力、貯水池増発等）を実施および不足分の買入札を実施。</li> <li>また1月中旬以降、市況を踏まえた1日の中での火力制約設定や売買入札により市場価格が安価な時間帯を中心に買入札を実施。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>買い約定は、グロスビディングの取りやめに伴い、12月後半以降減少した。</li> <li>なお、間接オークションによる他社受電分の買約定量が常に一定程度存在するため、総じて、買約定量が売入札量を上回っている。</li> <li>燃料制約期間においては、追加燃料の調達を行いつつ、B/G供給力が不足する際は市場調達を実施。</li> <li>TSOの上げ調整力原資についても、調整力に係る付随契約に基づき市場調達を実施。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>価格の比較的安いピーク以外の時間帯で市場調達を行い、また、揚水発電も活用することにより、ピーク時間帯の買いを抑制し、価格高騰に拍車がかからないよう運用。</li> <li>安値売りや高値買いを伴うグロスビディングを中止する場合は、グロスビディングの売り入札量と買入札量を同量減らしている。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>1月中旬の阿南3号停止に伴い、供給力確保・燃料消費抑制を目的とした買入札が増加。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>年明けからの厳しい寒波に加え、石炭火力のトラブル停止などが重なったため、供給力が不足する断面においては、小売り電気事業者としての供給力確保義務の観点から、市場調達を実施し、買い約定量が増加。</li> </ul>

# 検証⑤：グロス・ビディングの実施方法について

- 12月下旬以降、旧一電・JERAの売り入札量が減少した要因の一つは、同時期から一部の旧一電が、自主的取り組みとして行っていたグロス・ビディング\*1による売買入札を取りやめていたこと。  
 (12月中旬以降では、関西電力、中国電力、北陸電力の3社が一定期間グロス・ビディングを取りやめ)
- これら3社は、グロス・ビディングの売り入札量と買い入札量を同程度に減らしており（次頁参照）、  
ネットの約定量水準は不変のため、約定価格への影響は極めて限定的と考えられる。

\*1 グロス・ビディングは、旧一電の自主的取組であり、市場で売り札と買い札の双方を入れ、自己約定が生じることによって市場の流動性を高める等の取組。売り札の約定が発生した際に自社供給力が不足する場合には、確実に買い戻せる価格での高値買い戻しが行われている。

スポット市場へ売り入札量の変遷  
 (2020年12月1日～2021年2月1日)

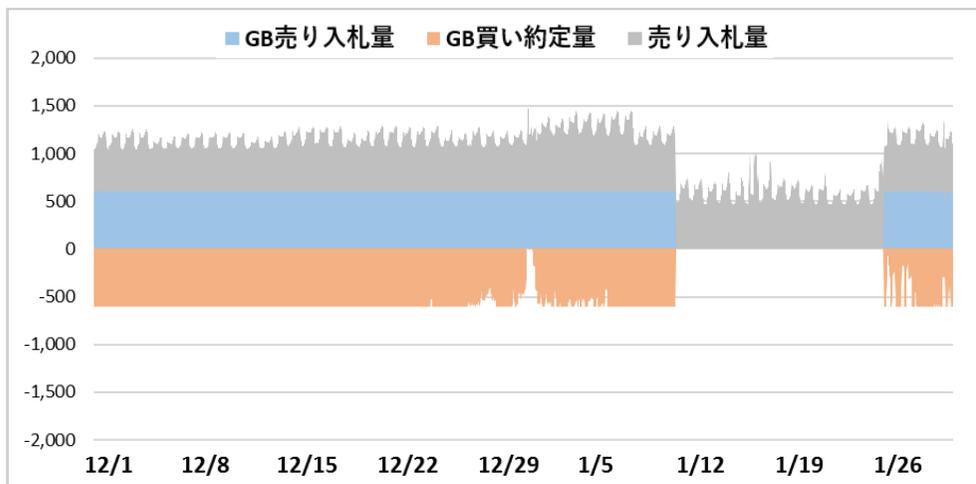


# (参考) 3社のグロス・ビディングの実施状況について

第57回制度設計専門会合（令和3年3月2日開催）資料5-1より抜粋

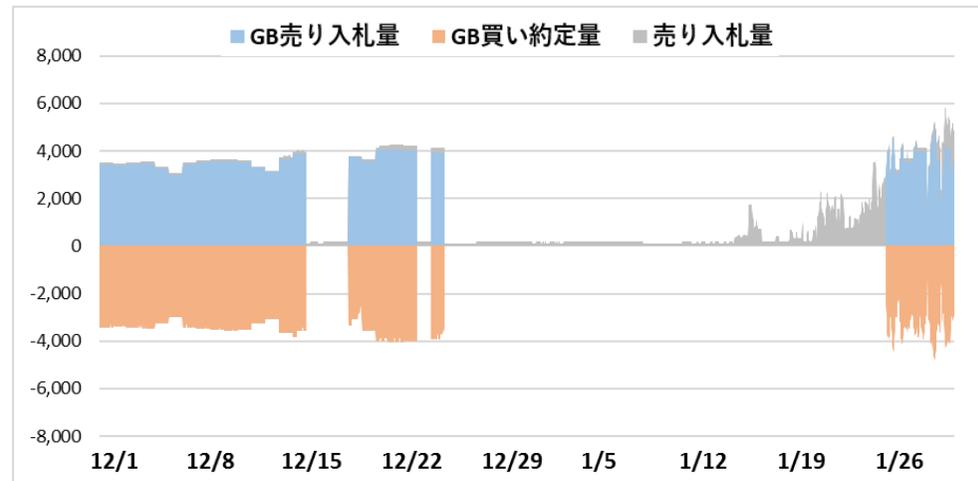
### 北陸電力：グロスビディングの入札量、約定量

単位:MWh/h



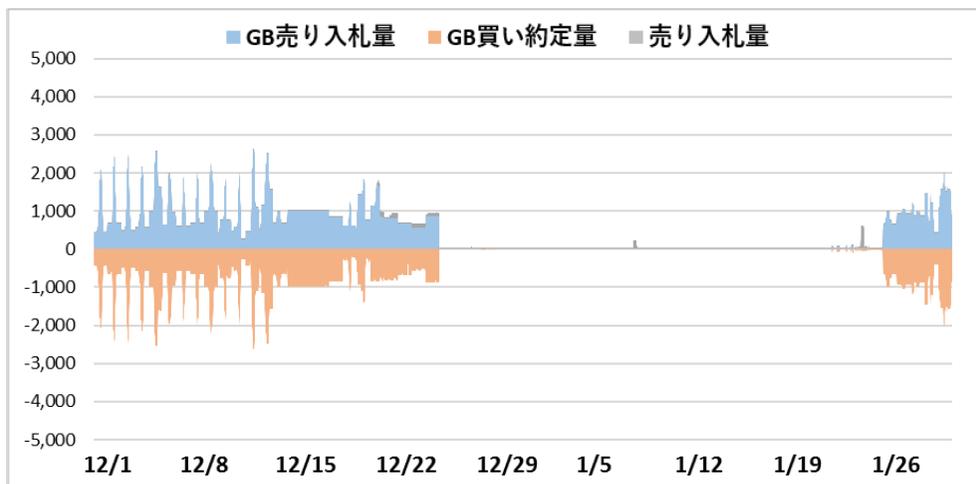
### 関西電力：グロスビディングの入札量、約定量

単位:MWh/h



### 中国電力：グロスビディングの入札量、約定量

単位:MWh/h



# (参考) 各社に対する確認結果の概要

第57回制度設計専門会合（令和3年3月2日開催）資料5-1より抜粋

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	中部電力ミライズ	JERA
<b>グロス・ビディングの考え方</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>グロスビディングについては、自主的取組で表明した「売り入札量全体で販売電力量の30%程度の入札」を目標として、売り入札量については売り入札可能量からブロック商品を控除した値とし、買い入札量（高値買い戻し量）については小売電気事業者として必要な供給力及び予備力を確保するように設定している。</li> <li>売り入札価格については、0.01円/kWhで設定しており、買い入札価格については、今冬の市場価格高騰を受け、必要な供給力及び予備力を確保することを目的に段階的に見直しを行っている。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>グロスビディング売りは全てのコマにおいて一定量を0.01円入札。買いは必要な供給力分は999円、それ以外は限界費用で入札。</li> <li>グロスビディングの量は、段差制約量（火力機などの負荷追従可能量）により設定される30分商品の最大量にて設定。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>グロスビディング（以下、GB）の取引目標（販売量の20%程度）に応じて売買ともに定量入札。</li> <li>価格は、売りは入札全量に対し確実に約定させる観点で設定、買いは限界費用ベースにて算定。</li> <li>なお、「供給力・GB売り入札量」が、弊社需要を下回る場合には、確実に買い戻せる価格で入札（GB高値買い戻）を実施。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>期間を通じて、グロスビディングとして毎コマ1,600MWの売り入札を実施。</li> <li>上記に対応し、需要および予備力1%までの必要供給力分は、高値での買い戻しを実施し、これを超える余力分について、限界費用ベースでの買い入札を実施することで、旧一般電気事業者の自主的取組みとしての余力の全量玉出しを遂行。</li> <li>グロスビディングの売り入札が余力の量を上回る量となっており、この余力を上回る量について、確実に買い戻せる価格での買い戻しを実施。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>（グロスビディング取引は実施していない）</li> </ul>
<b>グロスビディングを取りやめた場合の理由</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>継続して実施。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>継続して実施。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>継続して実施。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>継続して実施。</li> </ul>	—

# (参考) 各社に対する確認結果の概要

第57回制度設計専門会合（令和3年3月2日開催）資料5-1より抜粋

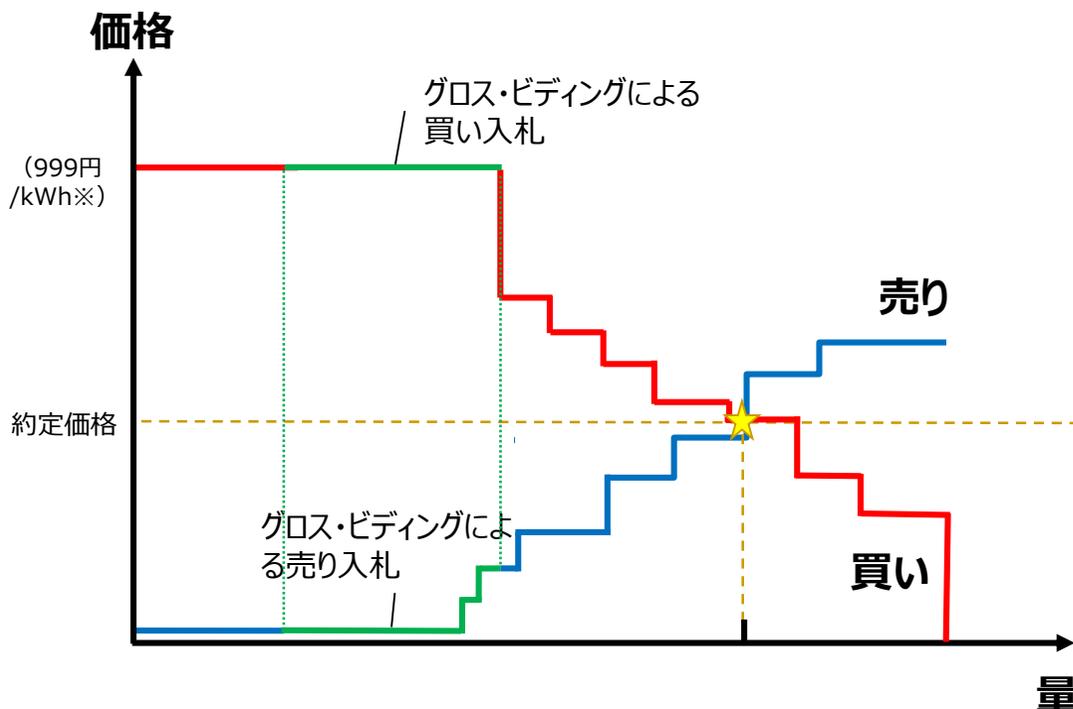
	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
<b>グロス・ビディングの考え方</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>取引量目標（早期に販売電力量の20～30%程度）を達成できるようグロスビディングを実施中。</li> <li>売買は同量を入札。</li> <li>買い入札価格は、自社供給力を超過する断面では、市場価格に応じて約定が可能と考えられる価格で入札。自社供給力の余力がある時間帯は買戻し対象電源の限界費用で入札。</li> <li>売り入札価格は売り入札対象電源の限界費用で入札。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>「年間販売電力量の20%程度」を目標に、売り入札については、約定量の増加に寄与するよう、システム上の最低価格にて入札。</li> <li>買い入札については、当該電源の限界費用に基づく価格で入札。</li> <li>必要な供給力を確保できない部分は、約定する蓋然性が高いと考える価格で入札。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>運転中余力を対象とした通常入札分と停止中電源から買入札するブロック入札分から構成。</li> <li>通常入札分は、上げまたは下げ調整力の各コマの最大値をその日のグロスビディングの量として決定、各コマの上げまたは下げ調整力の範囲内の入札価格は限界費用、それを超える部分は、高値買または安値売りとする。</li> <li>ブロック入札は、停止中電源をネットビディングで売った場合の入札量と同量を運転中の電源から安値で売り入札し、停止中電源の限界費用で買入札を行う。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>GBの売り入札については、卸電力活性化に係る自主的取組みの目標（売り約定量全体で販売電力量の3割程度の規模まで拡大）を勘案し、供給余力の如何に関わらず、常に一定量（300MW）を石炭火力の限界費用相当で市場に供出。</li> <li>GBの売り入札後も余力がある場合は限界費用で、不足が発生する場合は不足分を高値で買入札実施。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>自主的取組の目標である販売電力量の3割達成のため、最大340万kWの売買入札実施。</li> <li>売りの入札価格はベース電源である石炭価格相当にて、買いの入札価格は限界費用相当で入札。</li> <li>グロスビディング売り入札以上に供給余力がある場合、限界費用相当で供給余力の売り入札実施。</li> <li>グロスビディング売り入札量に対し自社供給力が不足する断面では、自社需給バランス上必要な量について確実に買い戻せる価格にて買い戻しを実施。全量買い戻しても供給力が不足する場合は追加で通常の買い入札を実施。</li> </ul>
<b>グロス・ビディングを取りやめた場合の理由</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>需要増加に伴い限界費用での買戻しができなくなった(高値で買い入札せざるを得ない)こと、および市場価格の更なる高騰により電源の経済的差し替えができなくなったことを踏まえ、グロスビディングを取りやめ（売り・買いとも同量を取り止め）</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>市場価格が不安定な中、買い約定しなければ大量の供給力不足に繋がる可能性があるため。</li> <li>また、需給ひっ迫に伴い、通常とは異なるハンド対応(※)の入札処理が生じ、グロスビディングのシステム処理との両立について検証を要したため。</li> <li>上記の検証について、具体的には、GBシステムは自動的に算出される結果を取り込む前提で設計されていたことから、ハンド補正したデータを取り込んで正確に作動させるための検証が不可欠であり、検証を実施した。</li> </ul> <p>※ハンド処理による補正とは、具体的には、kWh不足発生時の買い入札のコマ配分や、発電機余力に満たない売り入札の価値の高いコマへ配分であり、これらはシステム対応しておらずハンド処理が必要。</p>	<ul style="list-style-type: none"> <li>市場価格が暴落する虞がある日（特に、端境期の休祝日やGW、年末年始の特殊期間）は、買いのみの約定により供給力余剰が発生する虞があるため。</li> <li>市場価格が高騰（全国的に需給がひっ迫）することが予想される日は、グロスビディング売りに伴う供給力不足量を買戻せない虞があるため。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>継続して実施。</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>継続して実施。</li> </ul>

# (参考) グロス・ビディングにおける入札の考え方

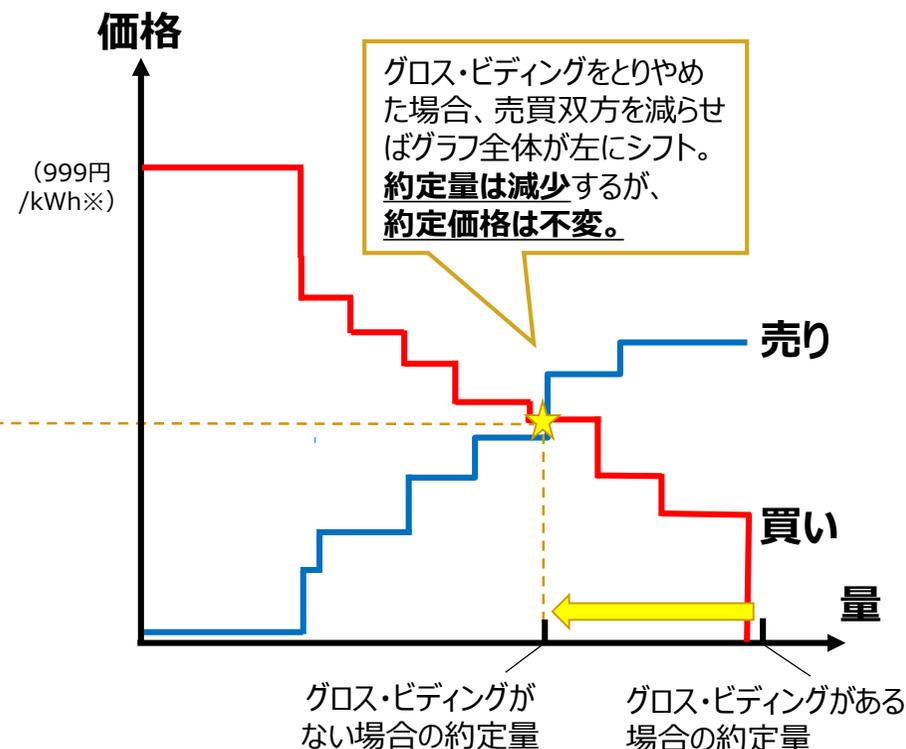
第57回制度設計専門会合（令和3年3月2日開催）資料5-1より抜粋

- グロス・ビディングとは、旧一電の自主的取組として、市場で売り札と買い札の双方を入れて自己約定を生じさせ、市場の流動性を高めるもの。
- グロス・ビディングについては、一部の事業者においては、自社需要に鑑み一定の売り余力があり、またこれを買戻すことができることを前提としてこれを行っている。

### グロスビディングが行われている場合の入札曲線



### グロスビディングが行われていない場合の入札曲線



※ 999円の買い入札には、グロスビディング高値買戻し分、間接オークション分、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等が含まれる。

## 検証⑥：発電情報公開システム（HJKS）への情報開示について

- 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※1に基づいて適切に行われていたかについて、公開ヒアリングでの確認や、報告徴収データとの整合性の確認※2を実施。
- 確認の結果、一部事業者の解釈誤りや人的ミスによる登録漏れ・登録の誤りの存在が確認されたが、それ以外では、現行のガイドラインに沿った開示が行われていた。（次頁参照）。

※1 電力適正取引ガイドラインにおいては、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。従来、10万kW以上の発電ユニットの「計画停止」及び「計画外停止」のみ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て、2020年10月に同ガイドラインの改定を行い、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も適時公表の対象とした。

※2 報告徴収にて回答された各社の実際の燃料制約量のうち、HJKSでの開示が行われていない部分について、その理由の確認作業を実施（「10万kW以上の出力低下が24時間以上継続」等の要件に該当していないこと等）。

# (参考) 各社に対する確認結果の概要

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	中部電力ミライズ	JERA
HJKSについて、適取GLに則り情報開示を行っていたか	<p>下記の登録漏れがあったが、それ以外はGLに沿って対応した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 伊達2号（石油）</li> <li>・ 対象期間：1/3 0:00~23:59</li> <li>・ 制約理由：燃料制約</li> <li>・ 最大制約量：339MW</li> <li>・ 原因：人的ミス</li> </ul>	<p>下記の登録漏れがあったが、それ以外はGLに沿って対応した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 東新潟火力1,3,4号（ガス）</li> <li>・ 対象期間：12/19 0:00~23:59</li> <li>・ 最大制約量：510MW</li> <li>・ 原因：人的ミス</li> <li>● 八戸火力5号（ガス）</li> <li>・ 対象期間：12/26 0:00 ~ 12/27 23:59</li> <li>・ 最大制約量：276MW</li> <li>・ 原因：人的ミス</li> </ul>	(非該当)	GLに沿って対応した。	GLに沿って対応した。
	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
HJKSについて、適取GLに則り情報開示を行っていたか	<p>下記の登録漏れがあったが、それ以外はGLに沿って対応した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 富山新港火力2号（石油・ガス混焼）</li> <li>・ 対象期間：1/16 0:00~23:59</li> <li>・ 制約理由：燃料制約</li> <li>・ 最大制約量：249MW</li> <li>・ 原因：人的ミス</li> </ul>	<p>下記の登録漏れがあったが、それ以外はGLに沿って対応した。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 相生1・3号（ガス）</li> <li>・ 対象期間：12/12 0:00 ~ 12/13 23:59</li> <li>・ 最大制約量： <ul style="list-style-type: none"> <li>1号：362MW</li> <li>3号：357MW</li> </ul> </li> <li>・ 原因：人的ミス</li> <li>● 相生3号（ガス）</li> <li>・ 対象期間：12/20 0:00 ~ 23:59</li> <li>・ 最大制約量：357MW</li> <li>・ 原因：人的ミス</li> </ul>	<p>適取GL解釈誤りにより、下記登録漏れがあった。</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>● 水島3号（ガス）</li> <li>・ 対象期間：12/30 22:00 ~ 1/4 5:29</li> <li>・ 最大制約量：323MW</li> <li>● 玉島1号（ガス）</li> <li>・ 対象期間：12/29 21:30 ~ 1/3 17:59</li> <li>・ 最大制約量：339MW</li> <li>● 柳井2号3軸（ガス）</li> <li>・ 対象期間：12/26 0:00 ~ 23:59</li> <li>・ 最大制約量：126MW</li> <li>● 玉島3号（石油）</li> <li>・ 対象期間； <ul style="list-style-type: none"> <li>・12/28 0:00 ~ 23:59、</li> <li>・12/30 3:00 ~ 1/4 16:59</li> </ul> </li> <li>・ 最大制約量：382MW</li> <li>● 下関2号（石油）</li> <li>・ 対象期間； <ul style="list-style-type: none"> <li>・12/27 4:00 ~ 12/28 16:29、</li> <li>・12/28 21:30 ~ 12/30 15:59、</li> <li>・12/30 22:30 ~ 1/4 16:29</li> </ul> </li> <li>・ 最大制約量：338MW</li> </ul>	GLに沿って対応した。	GLに沿って対応した。

# 中国電力に対するHJKS開示の確認結果について

- 中国電力では、12/26～1/4の期間において、発電ユニットの10万kW以上の出力低下が24時間以上継続していたにもかかわらず、HJKSには登録が行われていないケースが確認された。  
(上記期間以外の停止・出力低下はガイドラインに基づき開示が実施されていた。)
- この点、中国電力からは、以下のような説明があった。
  - ✓ 12/26～1/4の期間については、燃料消費抑制のために市場への供出を抑制していたものの、①調整力や自社需要には上限を設定していなかった、②具体的な見通しがあったわけではないが、TSOからの起動指令等があれば出力増を行う準備があり、24時間以上の低下が合理的に見込まれる「出力低下」の要件にあたらないと判断したため、HJKSに登録しなかった。
  - ✓ 上記以外の期間（例：1/10以降）は、調整力や自社需要に割り当てる分を含めて燃料制約による利用率の上限をかけており、HJKSに登録していた。
- この説明に対し、事務局より、TSOからの起動指令等の具体的な見通しがなかったことにより、適取GLで定める要件に照らし、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ている点を指摘し、厳正な指導を行った。
- 中国電力からは、適取GLの解釈に問題があったとして、今後の運用を改める旨の回答があった。
- なお、上記期間において、中国電力は取引所取引において大きく買い越しのポジションとなっており、むしろ市場価格の高騰による支払いを行う状況となっていた。

# 今冬の価格高騰に係るこれまでの監視・分析結果のまとめ①

- 前述の通り、今冬の価格高騰に際しては、売り入札の全てが約定する売り切れ状態となり、買い入札価格によって約定価格が決定されていた。
- そこで、スポット市場の売り札の大きな割合を占める旧一電及びJERAの実質的な売入札量について分析したところ、12月中旬から1月下旬にかけて、通常より少ない量となっていた。また、中には、買い約定量が増えた者もあった。こうしたことから、これらの事業者の売り入札量の減少及び買約定量の増加が、スポット市場において売り切れが継続した原因になっていたと考えられる。
- こうした状況踏まえ、9頁に示したデータやヒアリング結果等を前提として、旧一電及びJERAを対象とし、以下の①～⑥の検証項目について監視・分析を行った。

(検証①：余剰電力の全量市場供出について)

- 各社における実質的な売入札量の合理性を分析したところ、12月及び1月の全日（1日48コマ）において、各社の供給力や自社小売需要等から算出される入札可能量と、各社の売入札量には齟齬はない（スポット市場入札時点の余剰電力の全量が市場に供出されている）ことが確認された。
- さらに、この期間の売入札量の減少について、各社からは、寒波による自社小売需要及び他社相対卸供給の増加と、燃料制約によるLNG及び石油火力の出力抑制等によるものとの説明があった。

## 今冬の価格高騰に係るこれまでの監視・分析結果のまとめ②

(検証②：自社需要の見積りりの妥当性について)

- 入札可能量の計算に用いられた諸元のうち、**自社小売需要**については、ヒアリングの結果、各社は、概ね**最新の気象予報**に加えて、**近日の気象類似日や事前の顧客への休業調査等から需要計画を策定**しており、結果として、12月、1月の**平均乖離率は1.1%**であり、**意図的にこれを過大にするといった行為は確認されなかった。**

(検証③：燃料制約の実施の妥当性について)

- 燃料制約については、**タンクの運用下限を設定し、在庫量・配船予定日・需要見通しを踏まえて、一定の考え方に基づき燃料制約を実施**していたことが確認された。

なお、自社需要見積り、燃料制約以外の入札可能量の計算諸元については、以下の通り。

### 1) **供給力、出力停止等**

- 各社より提出された供給力の内訳（自社の設備容量・出力、他社受電分）及び出力停止等の内訳（出力停止・低下、電源 I・I'等）に基づき分析。各社の供給力変動については、①定期検査等による電源の停止・出力低下、②起動・停止時の起動カーブによる供給力減少、③水力・太陽光など再エネ電源の変動等が主な理由であるとの説明があった（詳細は別冊各社データ編参照）。

### 2) **その他制約**

- 「その他制約」について、揚水制約の数量及び算定方法、それ以外の制約の内訳（段差制約、供給力変動リスク等）及び変動理由の提出を受け、不合理な点は無いことを確認（詳細は別冊各社データ編参照）。

### 3) **予備力**

- スポット入札時点の予備力について、自社需要の1%相当以下で設定されていることが確認された。

## 今冬の価格高騰に係るこれまでの監視・分析結果のまとめ③

(検証④：買入札価格・量の妥当性について)

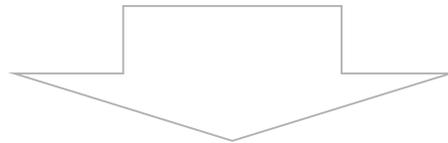
- 買入札価格及び量の妥当性については、旧一電の買入札価格・量が、価格高騰の要因となったとの事実は確認されなかった。

(検証⑤：グロス・ビディングの実施方法について)

- 12月下旬以降、3社（関西電力、中国電力、北陸電力）が、一定期間グロス・ビディングを取りやめていたが、売入札量と買入札量を同程度に減らしていることが確認された。したがって、約定価格への影響は極めて限定的であったと考えられる。

(検証⑥：発電情報公開システム（HJKS）への情報開示について)

- 停止・出力低下について、適切に発電情報公開システムへの情報開示が行われていたかについては、一部事業者の登録漏れが確認されたものの、それ以外では現行ガイドラインに沿った開示が行われていた。



これまでに入手したデータやヒアリング結果（詳細は9頁参照）を前提とした監視・分析によれば、昨年12月から今年1月までの期間、旧一般電気事業者（9社）及びJERAの取引に関して、相場を変動させることを目的とした売惜しみ等の問題となる行為は確認されなかった。

# 一般送配電事業者の調整力の運用等がスポット市場に与えた影響①

- 前回、この期間における一般送配電事業者の調整力の運用がスポット市場に与えた影響についてご議論いただき、大きな影響はなかったと評価いただいた。

## 1. この期間の調整力の稼働状況について

比較的多くの不足インバランスが発生していた1月8日について分析したところ、電源Ⅰが多く指令されていたが、それに加えて、電源Ⅰ'、各種電源のオーバーパワー、自家発なども調整力として活用されていた。また、電源Ⅱが多く指令されたエリアもあった。

この売り切れコマにおける電源Ⅱへの指令は、発電事業者が燃料制約として抑制した（売り入札しなかった）部分への指令であった。したがって、そのコマについては市場に影響は与えていなかったと考えられるが、翌日以降のスポット市場投入可能量には影響があったと考えられる。

これについて、以下①のケースについては、その影響は電源Ⅰに指令する場合よりむしろ小さかったと言え、②のケースについては、このコマの需給調整には不可欠の指令であったことから、致し方ないものと言える。

- ① 電源Ⅰが揚水発電であってその貯水量が十分でない場合に、電源Ⅰの代替として、電源Ⅱの火力を、発電事業者が設定した燃料制約の水準を超過して（燃料の先使いをして）指令するケース
- ② 電源Ⅰでは不足する場合に、電源Ⅱの火力を、発電事業者が設定した燃料制約の水準を超過して（燃料の先使いをして）指令するケース

こうしたことから、この期間の一般送配電事業者の調整力の運用によって、スポット市場への影響が拡大したといったことは確認できなかった。

# 一般送配電事業者の調整力の運用等がスポット市場に与えた影響②

- 前回、この期間における一般送配電事業者の調整力の運用がスポット市場に与えた影響についてご議論いただき、大きな影響はなかったと評価いただいた。

## 2. 電源Ⅱの事前予約について

この期間において、**四国送配電が12月15～17日、中部PGが12月21日に、太陽光等の予測外れによる不足インバランスに対応するため、電源Ⅱの事前予約を行っていた。**いずれも決められたルール通り実施されており、12月15日、21日分はスポット市場後の予約であり、12月16日、17日分はスポット市場前であったもののスポット市場の約定総量に占める予約量の割合は多くても0.4%程度であり、**市場取引への影響は限定的であったものと考えられる。**

**関西送配電からも電源Ⅱ事前予約実施の報告があったが、その詳細を確認したところ、発電事業者が燃料制約として売り入札しなかった部分を確保したものであり、通常の電源Ⅱ事前予約とは異なるもので、そのコマのスポット市場や時間前市場への影響はないと考えられた。**

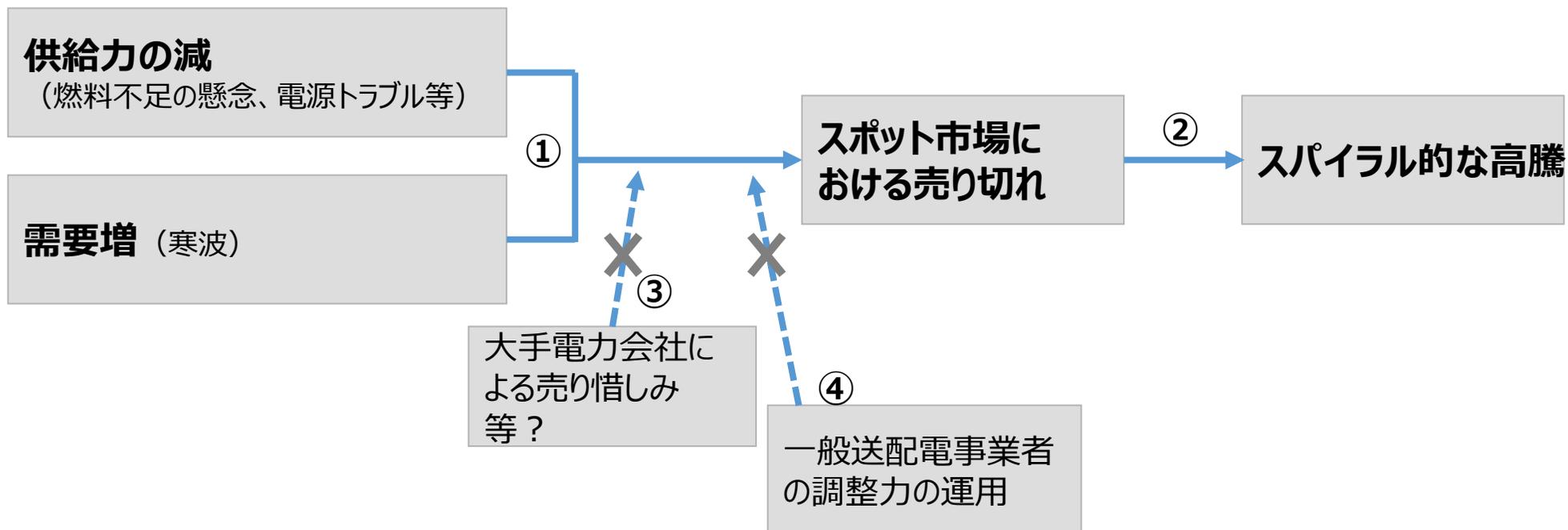
## 3. 一般送配電事業者のスポット市場及び時間前市場からの調達について

この期間において、**東京PG及び関西送配電が、電源Ⅰの揚水式発電所のポンプアップ原資を確保するため、調整力提供者（発電・小売）にスポット市場からの代理調達を依頼していた。**

この期間においてはエリア内の電源Ⅱに余力がなかったことから、一般送配電事業者が電源Ⅰである揚水のポンプアップのため、スポット市場や時間前市場を活用したkWh調達を依頼することは致し方ないものであり、また過去の審議会で整理された行動であり、問題となるものではなかったと考えられる。

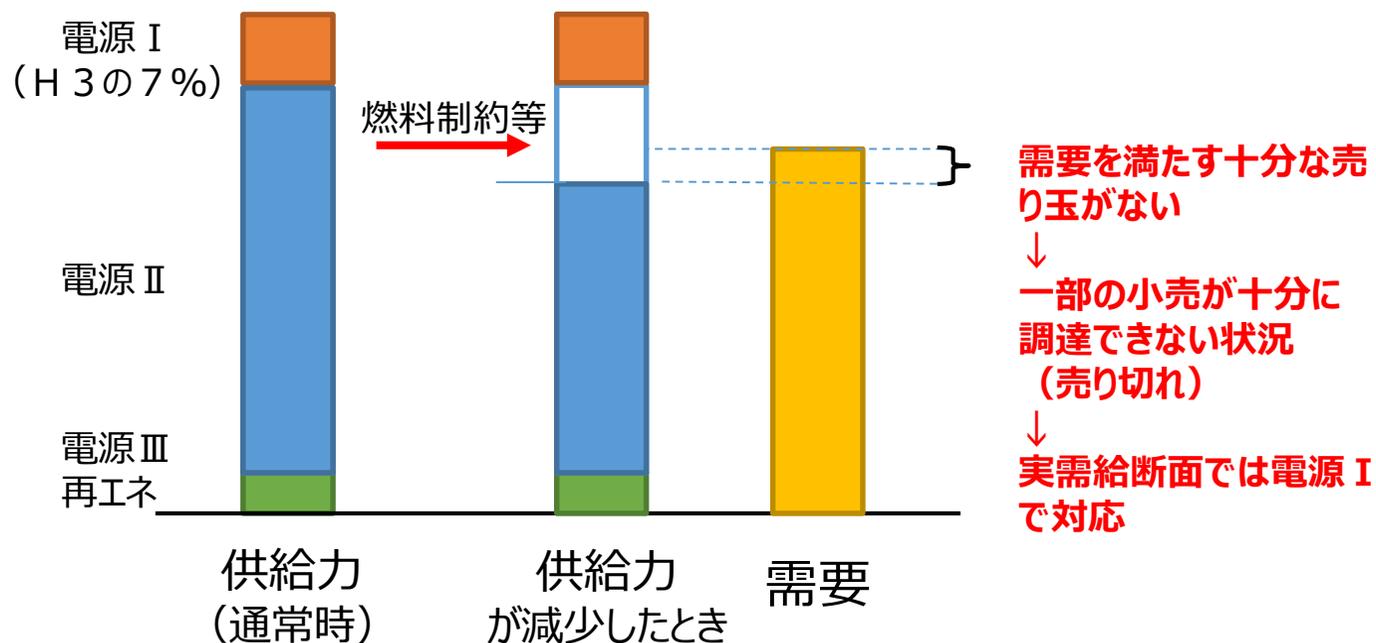
# 今冬のスポット市場における売り切れ及び価格高騰の要因について

- 前述までの分析のとおり、旧一電（9社）及びJERAにおいて、昨年12月から今年1月までの期間、相場を変動させることを目的とした売惜しみ等の問題となる行為は確認されなかった（③）。また、一般送配電事業者の調整力の運用がスポット市場に大きな影響を与えたことはなかったと評価された（④）。
- したがって、売り切れ状態の継続的な発生は、燃料不足の懸念等による供給力の減少と寒波による需要の増により、需給がタイトになったことによって起きたものと考えられる。（①）
- そして、限られた玉を奪い合う構造となり、高値買いが誘発され、それがさらなるスポット価格・インバランス価格の上昇をもたらすという、スパイラル的な上昇が発生したものと考えられる。（②）



# スポット市場において売り切れが継続したことについて

- 売り切れ状態が継続したことをもって、市場制度の欠陥であるといった指摘もあるが、何らかの理由により系統全体の供給力が減少し、一般送配電事業者が確保する電源Ⅰを除いた供給力が需要を下回った場合に、スポット市場が売り切れ状態となることはあり得ることである。
- 論点とすべきは、売り切れ状態であったコマを含めて、スポット市場価格の水準がどうであったかであり、売り切れの継続的発生をもつて制度に不備があったということにはならないと考えるが、どうか。



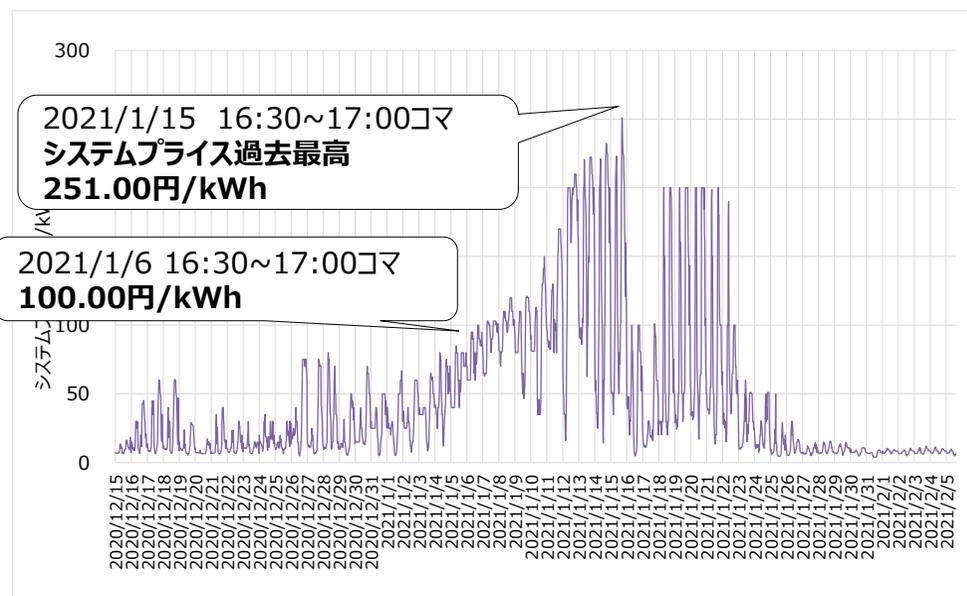
# 今冬のスポット価格の水準について

- 前述の通り、今冬におけるスポット価格の高騰は、売り切れ状態の継続により、限られた玉を奪い合う構造となり、高値買いが誘発され、それがさらなるスポット価格・インバランス価格の上昇をもたらすという、スパイラル的な上昇が発生したものと考えられる。
- この期間のスポット価格の水準については、以下のように評価されるのではないかな。

① 今回のスポット価格高騰時には、調整力として、電源Ⅰ'に加えて、自家発の稼働要請や、発電事業者が燃料制約として抑制していた電源Ⅱなども活用されていた。これらは通常の調整力よりは大きな費用を生じさせるとも考えられることから、スポット価格が上昇したことは合理的なものであったとも言えるのではないかな。

② 他方で、この期間のスポット価格の動きを見ると、市場における売りと買いが約定した結果であるものの、次ページ以降のように、調整力のコストや需給ひっ迫状況とは異なる動きをしていた面もあったと考えられるのではないかな。

(この期間のスポット価格の評価については引き続き分析が必要)



# 需給の状況とスポット価格の動き

- 需給状況のデータとスポット価格の動きを表にすると以下の通り。
- ひっ迫融通や電源 I' の稼働が少なくなった1月20日以降も200円近い水準となるなど、調整力のコストや需給状況と必ずしも合わない動きもあった。



※1月17日以降、インバランス料金の上限200円/kWhを措置。

# (参考) 需給の状況と、インバンス料金の推移 (12/1~1/31)

日付	電源 I 発電エリア	電力融通指示の回数	ピーク時予備率 (9エリア・当日予測)	システムプライス 最高価格 (円/kWh)	インバンス料金 最高価格 (円/kWh)
12/1(火)	-	0	15.2%	8.51	7.91
12/2(水)	-	0	13.9%	8.98	9.09
12/3(木)	-	0	15.0%	7.67	10.69
12/4(金)	-	0	14.0%	7.74	7.34
12/5(土)	-	0	14.9%	7.58	12.48
12/6(日)	-	0	20.2%	6.72	6.78
12/7(月)	-	0	16.2%	7.3	7.37
12/8(火)	-	0	15.1%	7.51	7.58
12/9(水)	-	0	13.5%	9.13	9.36
12/10(木)	-	0	18.7%	9.14	9.8
12/11(金)	-	0	20.2%	8.04	9.92
12/12(土)	-	0	18.1%	8.13	7.18
12/13(日)	-	0	22.1%	8.37	9.34
12/14(月)	-	0	12.1%	11.07	15.02
12/15(火)	関西、中国、四国、九州	5	8.4%	18.36	46.43
12/16(水)	関西、四国、中国	2	7.7%	45.26	50.15
12/17(木)	関西、中国、四国	0	7.0%	59.99	80.16
12/18(金)	-	0	13.1%	60.5	60.22
12/19(土)	-	0	13.6%	29.11	30.27
12/20(日)	-	0	14.7%	17.27	22.79
12/21(月)	-	0	15.2%	40	34.87
12/22(火)	-	0	16.8%	30.1	30.01
12/23(水)	-	0	16.4%	30	29.86
12/24(木)	-	0	14.3%	35.1	80.68
12/25(金)	-	0	11.8%	30.1	48.24
12/26(土)	関西	0	12.1%	75.1	99.77
12/27(日)	関西	2	13.8%	75.1	79.72
12/28(月)	関西	0	19.0%	80	75.35
12/29(火)	-	0	14.4%	50	50.98
12/30(水)	-	0	13.7%	69.99	99.6
12/31(木)	-	0	11.8%	50	79.92
1/1(金)	-	0	15.2%	66.84	100.25
1/2(土)	-	0	15.6%	60	80.01

日付	電源 I 発電エリア	電力融通指示の回数	ピーク時予備率 (9エリア・当日予測)	システムプライス 最高価格 (円/kWh)	インバンス料金 最高価格 (円/kWh)
1/3(日)	-	3	12.9%	65	100.31
1/4(月)	-	1	15.6%	80	80.58
1/5(火)	東北、東京、関西	2	11.5%	85	192.26
1/6(水)	北海道、東北、東京、関西、四国	6	9.8%	100	199.08
1/7(木)	北海道、東北、東京、北陸、関西、中国、四国	20	8.7%	103.01	424.6
1/8(金)	北海道、東北、東京、北陸、関西、中国、四国、九州	49	8.2%	120.02	489.16
1/9(土)	-	26	10.7%	121	201.21
1/10(日)	-	19	13.0%	150	201.03
1/11(月)	北海道	17	12.8%	170.2	511.3
1/12(火)	北海道、東北、東京、関西、中国	25	6.6%	210.01	506.16
1/13(水)	東京、関西、中国、九州	17	12.6%	222.3	360.21
1/14(木)	東京、関西、中国	7	17.6%	232.2	300.08
1/15(金)	東京、関西、中国	6	16.8%	251	291.27
1/16(土)	-	8	21.9%	100.01	100.22
1/17(日)	-	0	15.4%	101.01	181.16
1/18(月)	関西、中国	0	12.7%	200	200.03
1/19(火)	関西	0	8.2%	200	200.25
1/20(水)	関西	0	16.9%	200	200
1/21(木)	関西	0	16.2%	200	199.78
1/22(金)	関西	0	15.1%	190	99.87
1/23(土)	-	0	14.8%	60	199.31
1/24(日)	-	0	14.6%	51	69.6
1/25(月)	関西	0	23.5%	50	20.01
1/26(火)	関西	0	14.9%	30.01	29.86
1/27(水)	-	0	17.9%	14.6	10.4
1/28(木)	-	0	13.6%	15.62	19.98
1/29(金)	-	0	13.6%	14.73	13.85
1/30(土)	-	0	14.5%	10.78	10.78
1/31(日)	-	0	18.6%	9.11	10.61

## (参考) 電源 I 'の発動状況

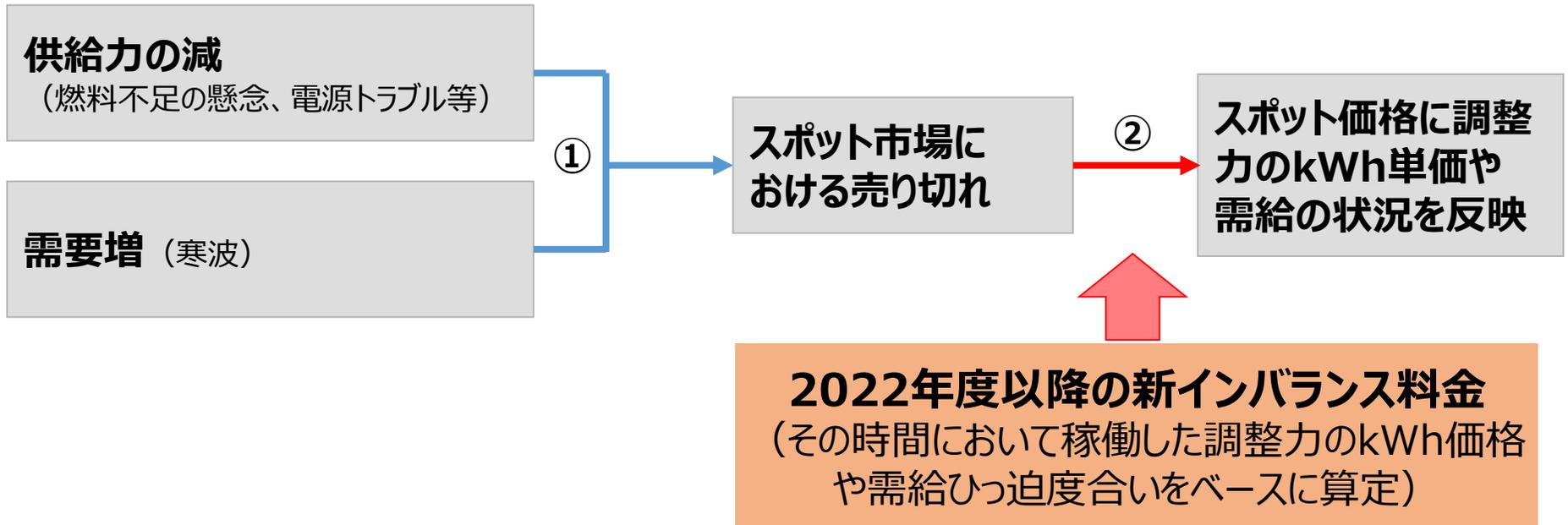
- 一般送配電事業者が需給ひっ迫時に活用する電源 I 'については、1月16日以降、その活用回数は限定的なものとなっていた。

日にち	北海道	東北	東京	中部※1	北陸	関西	中国	四国	九州
1月4日(月)	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1月5日(火)	—	9:30-19:30	17:00-20:00	—	—	9:30-11:30 17:00-20:00	—	—	—
1月6日(水)	16:30-22:00	9:00-20:00	17:00-20:00	—	—	16:00-19:00	—	17:00-20:00	—
1月7日(木)	9:00-24:00	15:30-20:00	17:00-20:00	—	15:00-21:00	9:00-20:00	9:00-19:00	17:00-20:00	—
1月8日(金)	0:00-11:00, 17:30-24:00	9:00-20:00	17:00-20:00	—	9:00-19:00	9:00-20:00	9:00-19:00	17:00-20:00	15:30-20:00
1月9日,10日	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1月11日(月)	2:00-8:00	—	—	—	—	—	—	—	—
1月12日(火)	17:00-23:30	9:00-20:00	17:00-20:00	—	—	9:00-20:00	9:00-19:00	—	—
1月13日(水)	—	—	17:00-20:00	—	—	9:00-20:00	9:00-19:00	—	16:00-20:00
1月14日(木)	—	—	17:00-20:00	—	—	9:00-12:00, 17:00-20:00	9:00-19:00	—	—
1月15日(金)	—	—	17:00-20:00	—	—	9:00-12:00	9:00-19:00	—	—
1月16日,17日	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1月18日(月)	—	—	—	—	—	9:00-12:00	9:00-19:00	—	—
1月19日~22日	—	—	—	—	—	16:00-19:00※2	—	—	—

※1 中部エリアは、冬期は電源 I 'を確保していない。 ※2 1/20は17時から20時、1/22は9時から12時まで稼働。

# 2022年度に導入される新インバランス料金の効果

- 前述のとおり、今冬においては、スポット価格やインバランス料金がスパイラル的に上昇し、一部において調整力のコストや需給ひっ迫状況とは異なる動きをしていた面もあった。
- 今後も需給がタイトになった場合には、スポット市場で売り切れ状態が起こりえることを考慮すると、こうした場合にもスポット価格が調整力のコストや需給ひっ迫状況を反映する仕組みが重要。
- 2022年度から導入される新インバランス料金制度は、そのコマで用いられた調整力のkWh単価や需給ひっ迫度合いをもとに決定される仕組みとなる。
- スポット価格もインバランス料金の水準に影響を受けることから、2022年度以降は、今冬のように売り切れ状態が継続した場合においても、スパイラル的な高騰は発生せず、需給の状況を離れて上昇することはなくなると考えられるが、どうか。



# 2022年度以降の新たなインバランス料金の考え方（とりまとめの概要）

- インバランス料金は、系統利用者の価格シグナルのベースとなるもの。したがって、
  - ① 実需給の電気の価値（電気を供給するコストや需給の状況）が適切にインバランス料金に反映されるようにするとともに、
  - ② その価格や需給状況に関する情報がタイムリーに公表されるようにする。

**インバランス料金**  
(その時間における電気の価値を反映)

タイムリーな情報発信

(補正)

**調整力のkWh価格**

インバランスを埋めるため用いられた調整力の限界的なkWh単価

※補助的施策として卸電力市場価格に基づく補正の仕組みを導入

**需給ひっ迫による停電リスク等のコスト**

その時間帯における需給ひっ迫状況を踏まえ、インバランスの発生がもたらす停電リスク等のコスト増

## 現状の市場関連制度についての評価

- 前述のとおり、今冬においては、スポット価格やインバンス料金がスパイラル的に上昇し、一部において調整力のコストや需給ひっ迫状況とは異なる動きをしていた面もあった。
- このように、現在の市場関連制度は完璧ではなかったとも言えるが、より望ましい仕組みへの改善はこれまでも検討が進められてきており、2022年度から新インバンス料金を導入することが予定されているなど、制度に不備があったというよりは、未完（完成途上）であったと考えられるのではないかと。
- こうしたことも踏まえて、今回の高騰に際しては、インバンス料金の上限200円を前倒しで導入するといった緊急的措置も講じているところ。
- なお、市場関連制度は全て規程等を通じて公表されており、また、改善に向けた議論は公開で行われている。市場制度は未完であるものの、事業者は現在の制度を前提として参入しており、この制度の下で、相対契約や先物市場の活用等、手間やコストをかけて事前に対策を講じていた事業者もいたことも踏まえれば、こうした対策を講じていなかった事業者のみに着目した遡及的救済を要する制度的不備があったとはいえないのではないかと。

# 売り切れ時もスポット価格が需給の状況を表すようにするための工夫

(2021年度まで)

- 2021年度までの現行のインバランス料金においては、今冬発生したように、売り切れ時にスパイラル的に価格が上昇する可能性があり、調整力のコストや需給ひっ迫状況と離れてスポット価格が上昇する可能性がある。
- これについては、資源エネルギー庁において対策の検討が進められているが、以下のような措置が考えられるのではないか。

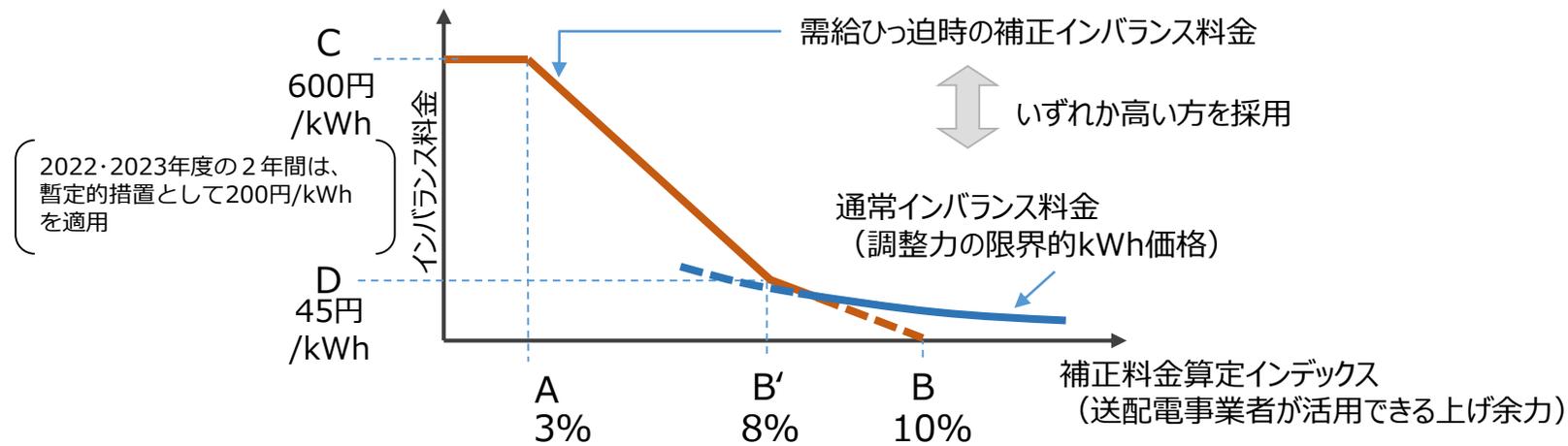
現行のインバランス料金制度における措置として考えられるもの：

2022年度以降の補正インバランス料金の考え方にに基づき、

「予備率に基づいて一定の適用条件を設けた上で、暫定的なインバランス料金の条件を設定」

といった措置を導入

## 新インバランス料金における需給ひっ迫時補正インバランス料金



# その他今後検討すべき課題

- 今冬のスポット価格高騰を通じて明らかになった課題のうち、以下の点について本日ご議論いただきたい

## 1. スポット市場等における適正な取引を確保するための情報公開の充実・改善

- 発電関連情報
- JEPXの需給曲線
- 一般送配電事業者が公表する予備率の算定のあり方

## 2. 市場支配力を有する事業者の相場操縦等を確実に防止する仕組み

### 1) スポット市場等への売り入札のあり方

- ① 相場操縦となる行為のさらなる明確化
- ② 自社需要予測の精緻化、燃料制約・揚水制約の運用基準の明確化
- ③ 燃料不足が懸念される場合における売り入札価格（限界費用）の考え方

### 2) 価格高騰時の監視・公表の仕組み

### 3) 内外無差別な卸売の実効性の確保、グロス・ビディングのあり方

## 3. 先物・先渡市場等のさらなる活用に向けた方策

(他に、検討すべき事項はあるか。)

## **2. 制度的課題の検討**

# その他今後検討すべき課題

- 今冬のスポット価格高騰を通じて明らかになった課題のうち、以下の点について本日ご議論いただきたい

## 1. スポット市場等における適正な取引を確保するための情報公開の充実・改善

- 発電関連情報 **←本日の議題（2-1）**
- JEPXの需給曲線
- 一般送配電事業者が公表する予備率の算定のあり方

## 2. 市場支配力を有する事業者の相場操縦等を確実に防止する仕組み

- 1) スポット市場等への売り入札のあり方 **←本日の議題（2-2）**
  - ① 相場操縦となる行為のさらなる明確化
  - ② 自社需要予測の精緻化、燃料制約・揚水制約の運用基準の明確化
  - ③ 燃料不足が懸念される場合における売り入札価格（限界費用）の考え方
- 2) 価格高騰時の監視・公表の仕組み
- 3) 内外無差別な卸売の実効性の確保、グロス・ビディングのあり方 **←本日の議題（2-3）**

## 3. 先物・先渡市場等のさらなる活用に向けた方策

**←本日の議題（資料4-1）**

（他に、検討すべき事項はあるか。）

## **2-1. 情報公開の充実（発電情報）**

# 情報公開の充実（発電情報）

- 市場参加者からのニーズを踏まえ、第55回制度設計専門会合（2月5日開催）において、発電所の稼働状況や稼働見通しといった、発電情報の公開について議論を開始。

第55回制度設計専門会合（令和3年2月5日開催）資料4より抜粋

- 新電力からは、発電所の稼働状況や燃料在庫及びその見通しなど、発電に関する情報を広く公開してほしいという要望があった。
- こうした声も鑑み、以下の点について、情報公開の在り方をどのように考えるか。
  - －発電所の稼働状況
  - －発電所の稼働見通し（燃料在庫状況、発電所の停止・出力低下の見通し等）

※この際、燃料調達実務への影響や、旧一電以外も含めた発電事業者の実務負担について考慮が必要。

- 市場の透明性、市場参加者の予見性の向上に向けて、発電に係る情報開示の在り方について今後、どのように検討を進めるべきか。

## 前回までの議論

- 前回の制度設計専門会合では、特に今冬の価格高騰化で必要性が高かった情報として、新電力オブザーバーより、**燃料制約や発電ユニットの停止・出力低下がいつまで続くのか、という見通し**が知りたかったとの声が挙がった。
- 発電所の停止・出力低下の見通しについては、我が国においては発電情報公開システム（HJKS）において開示されているところ、**まずはHJKSにおける情報開示につき、以下でご議論をいただきたい。**

### 第57回制度設計専門会合（令和3年3月2日開催）でのご意見

#### <発電情報の開示の必要性>

- 確かに情報公開の充実は重要だが、個別論点にこだわることなくもう少し大きくとらえ、市場の信頼をどう保護していくのかについて、JEPXが市場を担う指定機関として主体的に市場の信頼を獲得することが本来重要。（大橋委員）
- 発電情報の公開は重要。市場は情報がないと正しく動かないので、情報をどのように出すかが重要。**オブザーバーの方などから、現場の感覚で、どのような情報があれば有効なのか、伺いたい。**（山内委員）
- HJKSについて。12月末には燃料制約という想定がついたが、いつ解消するかはわからなかった。いつまで続くかの見通しがないまま買い続け、運転資金が持つのかどうか、毎日判断を迫られた。**出力停止・低下がいつまで続くかがわからない、というのが問題で、そこが一番知りたかった。**（エネット竹廣オブ）
- 燃料情報といってもどの程度抑制があるのか。kWに代わるkWhの予備率的な情報が正しく適切にタイムリーに出されるのであれば、我々の行動としては恐らく先物・先渡を考える、あるいは自らの需要を抑制することも考えられる。また、**制約がどこまで続くかの情報が仮にあれば、資金的な手当てという面では恐らく役に立つ**と考えられる。今回、旧一電は大体どのぐらいで収まるかという検討はあったのではないと思うが、少なくとも我々はそんなの全く分からないので、厚目に資金を手当てしたりということはしなければいけない。そういう意味では申し上げたような情報がタイムリーに出ていれば、我々としてできる行動はあると思う。（SBパワー 中野オブ）
- 発電情報は、欧米等でなされている情報公開も調査しつつ、どこまでをどのように開示していくか、事業者ともよく議論する必要があると思うが、個別の発電ユニットの情報がどこまで必要かわからない。（岩船委員）

# 発電情報公開システム（HJKS）における情報開示について

- 前回の制度設計専門会合において、HJKSの情報開示について、以下の論点を提示したところ、以下のような議論があった。
  - ① 開示の対象となる出力低下の要件が、10万KW以上の低下が24時間以上継続することが合理的に見込まれることとなっており、燃料制約を行う場合等に開示の対象外となるケースが生ずること
  - ② 理由の開示が任意となっていること

## （1）開示要件の関係

- HJKSについては、開示の対象外となっている部分が市場にダメージを与えた可能性があるのではないか。公開対象範囲を広げることができないか、検討すべき。（草薙委員）
- HJKSに実際に登録されていた量に対して、実際の燃料制約量を見ると、早い段階で燃料制約情報をキャッチできた可能性もある。一方で、欧州のREMITのように、開示対象を1コマ以上継続する場合とすると、旧一電だけでなく新電力も報告が負担となるため、どこまでやるかは検討が必要。（圓尾委員）

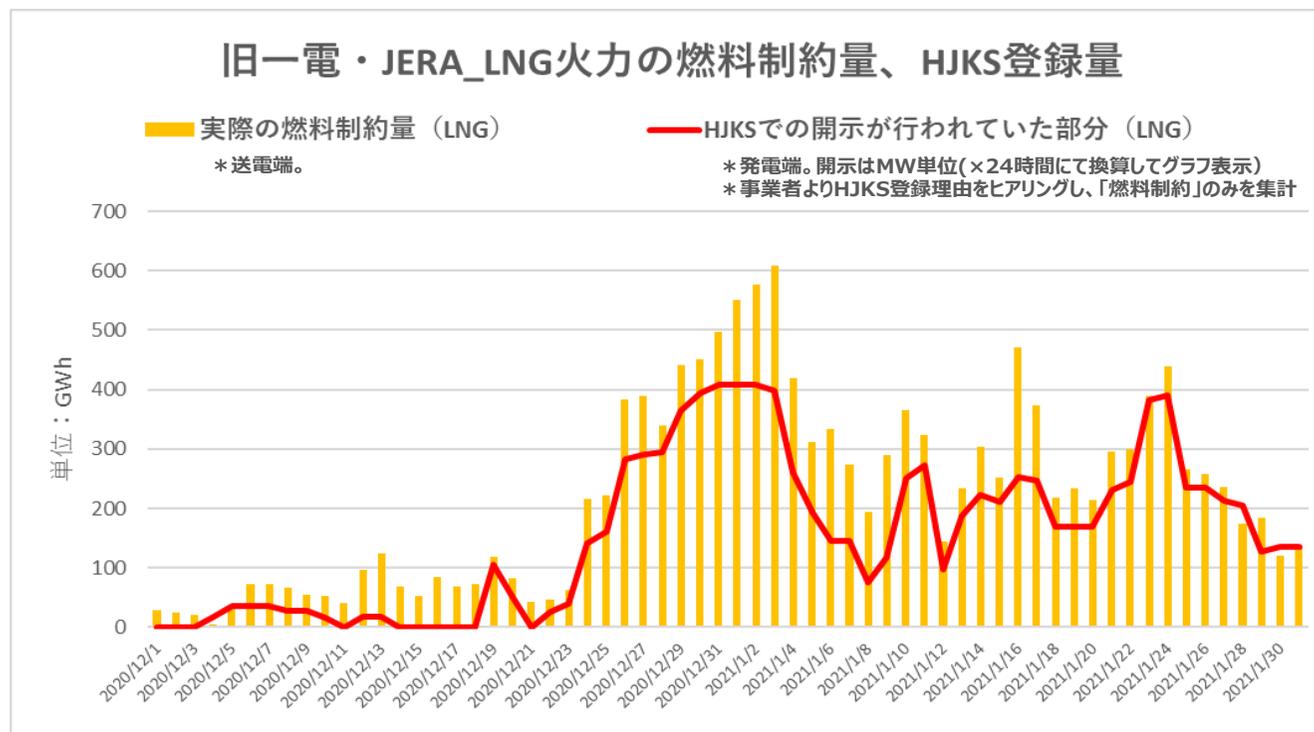
## （2）理由の開示関係

- HJKS上での理由の開示は積極的に考えるべき。これには、市場参加者の予見性の確保のほかに、支配的事業者の市場支配力の抑制という目的もあると思う。情報公開について消極的な理由として、上流調達の交渉力の話があるが、私はこれがどれほど大きいのか疑問。どれほどの懸念があるのか、確認していただきたい。（武田委員）
- HJKSの停止・出力低下の理由の開示について。予見性の観点からは、いつ停止・いつ復旧という期間の話が重要であって、出力低下・停止の理由そのものについて予見性の観点からはそこまで重要ではないのではないか。（九州電力松本オブ）

# HJKSにおける情報公開（開示の対象要件）

第57回制度設計専門会合（令和3年3月2日開催）資料5-1より抜粋

- 今冬に発生した燃料制約（LNG）のうち、一定程度はHJKSの開示の対象外となっていた。これは、HJKSの開示の対象となる出力低下は10万kW以上の低下が24時間以上継続することが合理的に見込まれることが要件であること等が理由と考えられる。
- 特に、今冬の価格高騰時において、各事業者は、市場への影響を抑えるため、朝夕のピーク時間帯にフル出力に近い水準で運転し、その他の時間帯で燃料制約を行うといった方策をとっており、上記の要件に該当しないケースがあったものと考えられる。



## (参考) HJKSにおける停止・出力低下の理由の開示

第57回制度設計専門会合（令和3年3月2日開催）資料5-1より抜粋

- HJKSの開示において、停止・出力低下の理由の記載は任意とされている。この経緯としては、過去の議論において、燃料制約といった情報が開示された場合、燃料の売り惜しみや価格の引き上げなど、上流の燃料調達交渉への悪影響の懸念が指摘されたためである（第46回制度設計専門会合資料等を参照）。
- 実態として、12月中旬以降のHJKSにおける停止及び出力低下の理由の開示状況を確認したところ、理由覧の記入率※2,3は約**37%**であった。

※2 12/11～1/22の間のHJKS登録を対象、停止・出力低下原因記入件数／全登録件数より算出。

※3 旧一電各社（沖縄電力を除く。東京電力及び中部電力については発電情報を公開しているJERAを対象）に燃料制約に関する理由の開示状況を調査したところ、8社中7社は、今冬の燃料制約について停止・出力低下の原因を記載しておらず、その理由としては調達コストの上昇に繋がり得るためと回答。一方で、四国電力は、足下においては、燃料制約が公知の事実となったことを考慮の上「要因を記載するよう運用を変更」と回答し、出力低下要因として燃料制約である旨を記載。

- 上記のように、HJKS上の停止・出力低下の理由が必ずしも明示されていないことから、市場参加者から、これが故障等によるものなのか、燃料制約によるものなのか、判断がつかず、電力調達の予見性に影響するといった指摘がある。

# HJKSにおける停止・出力低下の見通しの開示について

- これまでに見たとおり、新電力からは、燃料制約による停止・出力低下がいつまで続くかの見通しが非常に重要な情報であるとの意見があった。
- 一方で、事務局の調査の過程で、一部の事業者につき次のようなHJKSへの開示の運用の事例があったことが確認された。

## <JERAの例>

- 週間単位で燃料計画・需給計画の見直しを行っており、見直しの都度、具体的に決定されたものとしてHJKS上に情報開示を行う運用としていた。
- この際、期近で確度の高い情報を公開する観点から、ユニットの出力低下・停止として見込む期間を、週間単位の計画見直しと合わせて期近1週間までとしており、その先の期間についての情報は、1週間後の計画見直し時に洗い替えるという手順をとっていた。
- このような開示の場合、市場参加者側から見れば、直近1週間までの停止・低下の情報しか得ることができず、出力低下の解消時期の見通しを得ることが困難であったと考えられる。（なお、当該事業者はHJKS上で出力低下の理由の開示は行っていなかった。）

# 発電情報開示に関する課題の整理・今後の検討の方向性

## <HJKSについて>

- これまでのご議論を踏まえれば、現行のHJKSに係るルールには下記のような点が課題となるのではないかと。
  - ① 出力低下が24時間継続しないと見込まれる場合に、登録対象とならず、市場への影響の大きい燃料制約について開示を要しないケースが生ずること
  - ② 理由の開示が必須ではなく、市場参加者の予見性に影響すること
  - ③ 最終的な停止・出力低下の解消時期の見通しが開示されない場合、市場参加者において時期の見通しを持ってないこと
- 市場参加者からのニーズを踏まえれば、HJKSにおける開示範囲を可能な限り拡大することが望ましい。発電事業者（旧一電・JERAに加え、要件に該当する発電所を有する新電力も対象）の実務上の負担や、上流の燃料調達への影響には留意しつつ、HJKSにおける開示範囲の拡大について、引き続き検討していくこととしてはどうか。

## <その他の発電情報の開示について>

- 加えて、発電所の稼働状況・発電実績や燃料在庫の開示についても、引き続き検討が必要。特に、発電所の稼働状況や発電実績について、欧州ではTSO（ENTSO-E）が関連する情報を公開しているところ（次頁参照）、我が国において同様の取組を行う場合の実施主体や公開頻度など、実現に向けた課題について整理していくこととしてはどうか。

- 欧州では、情報公開に関するEU規則に基づき、ENTSO-EのHPにおいて、各発電所の稼働状況や発電実績に関する以下の情報が公開されている。

## ■ 発電量の予測に関する情報

- (a) 各エリアの、発電種別ごとの合計発電設備容量
- (b) 容量100 MW以上のユニットに関する以下の情報  
ユニット名、発電設備容量、所在地、接続電圧、入札ゾーン、発電種
- (c) 各エリアの、翌日の発電計画の合計値（コマ毎）
- (d) 各エリアの、翌日の風力および太陽光の予測発電量

## ■ 発電ユニットの停止に関する情報

- (a) 100 MW以上の計画停止等について、以下の情報
- (b) 100 MW以上の出力可能量の変化（計画外停止等）について、以下の情報  
ユニット名、所在地、入札ゾーン、発電設備容量（MW）、発電種別、本状況下での利用可能な容量、停止の理由、本状況の開始日時と終了予定日時

## ■ 発電実績に関する情報

- (a) 容量100MW以上の発電ユニットの実際の発電量（コマ毎、5日後に公表）
- (b) エリア毎・発電種ごとの発電量（コマ毎、1時間以内に公表）
- (c) エリア毎の風力及び太陽光の発電量（コマ毎、1時間以内に公表）
- (d) エリア毎の貯水型水力発電の週平均貯水率

## **2-2.スポット市場等への売り入札 及び監視のあり方**

# ① 相場操縦となる行為のさらなる明確化

- 相場操縦行為については、適正取引ガイドラインにおいて規程されており、「本来の需給関係では合理的に説明することができない水準の価格につり上げるため売惜しみをすること」といった行為は、電気事業法に基づく業務改善命令や業務改善勧告の対象となり得ることとされている。
- 今般の事象を踏まえ、燃料不足が生じた場合における相場操縦行為の考え方等、相場操縦となる行為のさらなる明確化を検討すべきではないか。
- また、過去の制度設計専門会合において、旧一電の自主的取組である、余剰電力の全量の限界費用ベースでの市場供出が適切に実施されている場合は、相場操縦に該当しない（セーフハーバー）との考え方を示しているところ、自主的取組の諸元となる算定方法の明確化も図るべきではないか（②で後述）。

## 公正取引委員会・経済産業省 適正な電力取引についての指針【抜粋】

### ③ 相場操縦

卸電力市場に対する信頼を確保する観点から、以下に掲げるような市場相場を人為的に操作する行為は、電気事業法に基づく業務改善命令や業務改善勧告の対象となり得る。

- 市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと

上記のうち、「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと」として問題となる具体的な行為には、以下のものがある。

- その他意図的に市場相場を変動させること（例えば、本来の需給関係では合理的に説明することができない水準の価格につり上げるため売惜しみをすること）

## （参考）

### （４）スポット市場における相場操縦規制の基本的な考え方

- 上述の議論を踏まえれば、プライスメーカーが価格支配力を行使して市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行し、かつ、その取引が市場相場を変動させることを目的として行われていると認められる場合には、相場操縦行為に該当することになると考えられる。
- 上記の要件に該当するか否かについては個々の事案ごとにあてはめを行って判断されるものである  
※が、一定の条件を満たす取引行動が**相場操縦に確実に該当しないことを明確化することは比較的容易にできる**のではないかと。（セーフハーバー）  
※ 関連して、本相場操縦規制に基づく業務改善勧告を行った先例事案である、東京電力EPによる閾値入札の事案においては、次頁のようなあてはめを行っている。
- すなわち、供給者が余剰電力の全量を限界費用で市場供出している場合は、**プライステイカーとしての経済合理的な行動を取っていることから、市場相場を変動させる目的を有しておらず、また、市場相場に重大な影響をもたらす取引を行っていないと考えられる。**したがって、**供給者がこうした取引行動を取っている場合には相場操縦行為には該当しないとみなしてよい**のではないかと。
- なお、旧一般電気事業者の自主的な取組として、スポット市場における限界費用ベースでの余剰電源の全量市場供出が行われているが、上述の考え方に照らし、この取組が適切に実施されている場合には、相場操縦行為には該当しないとみなせるのではないかと。

## ② 自社需要予測の精緻化、燃料制約・揚水制約の運用基準の明確化

- 旧一電各社は、自主的取組により余剰電力の全量を限界費用ベースでスポット市場に供出することとされているところ、その算定諸元となっている自社需要の予測の精緻化や、燃料制約・揚水制約の運用基準を明確化することにより、スポット入札の透明性を高めることが必要。

### ○ 自社需要予測の精緻化

- 各社がスポット入札時に予測する自社需要の見積もりと実績の乖離については、12月・1月の平均では約1%に収まっているものの、特定の日においては乖離が多く見られた。
- 各社の需要予測の精緻化を図る観点から、例えば、一定の事象が発生した場合（スポット市場価格が一定以上、又は予備率が一定以下になった場合等）において、見積もり値と実績値との比較を公表する仕組みを検討してはどうか。

### ○ 燃料制約・揚水制約の運用基準の明確化

- LNG・石油の燃料制約について、タンクの運用下限を設定する際のリスク評価の方法等について、明確な基準が定められておらず、今般の価格高騰時における各社の運用に、一部ばらつきが見られた。
- このため、各社のLNG基地の状況等の個別事情も考慮しつつ、旧一電等の燃料制約の運用基準について、明確化することが必要。また、揚水制約についても、どのような諸元を考慮し、どのように算定するかなどについて、考え方を整理し明確化を図ることが必要。
- 上記の点について、今後検討することとしてはどうか。

# 議論の振り返り（第57回制度設計専門会合でのご意見）

## <自社需要予測の精緻化について>

- そもそも気象庁などの気象予測精度に大きく依存するので、精緻化にも限界がある。各エリア・各小売電気事業者の需要家のポートフォリオも異なるし、太陽光の多寡やエアコンの普及率、特高需要等々需給を左右する要素について、エリア偏在がある。需要予測はBGとして重要なノウハウ。競争相手であるBG間でベストプラクティスを共有することは競争の観点からも疑問が残る。（九州電力 松本オブザーバー）
- 知的財産も含み、他社との連携にも支障を来すので、ベストプラの共有については、慎重に考えていただきたい。（中電ミライズ 木川オブザーバー）
- 需要予測のベストプラ共有は、**支配的事業者に対して、相場操縦を防ぐために検討**している。ノウハウと言うことは尊重するが、知的財産を理由に何も出さないというのは、余剰供出も自由にやらせてくれということにもなりかねず、それはおかしいと思うので、今後議論させていただきたい。（電取委 佐藤事務局長）

## <燃料制約・揚水制約の運用の透明化について>

- 燃料制約について。**運用下限を下回っている事業者もおられましたし、いろいろ工夫をされている**というところは見とれたと思っています。**一方で、対応に一定程度のばらつきもあったか**というふうに受け止めております。今後、最大限スポット市場への売り札を増やしていただけるように、**最適なタンクの運用を各事業者が行っていただけるよう、ぜひ今回のベストプラクティスといったようなものを横展開いただきたい**というふうに考えています。（エネット 竹廣オブザーバー）
- 燃料制約、揚水制約について。前回事業者からヒアリングをお伺いしたが、タンクの容量とか、タンクを1つしか持っていない日一電もあつたり、例えばJ E R Aでは多くのタンクを持っているなど。**企業によって大分ばらつきがあるので、運用の透明化というところに関して、何をどう統一するかということもある。また、統一をすれば本当に今後同じような状況があっても回避できるかということも含めて、どういうところを統一すべきかは、しっかりヒアリングや現状を把握した上で検討が必要**。（林委員）

### ③燃料不足が懸念される場合における売り入札価格（限界費用）の考え方

- 現状、スポット市場においては、旧一電の自主的取組により、余剰電力の全量が限界費用ベースで市場に供出されている。過去の審議会において、この取組は競争市場におけるプライステイカーとしての経済合理的な行動であり、この取り組みが適切に実施されている場合には、相場操縦行為には該当しないとの考え方が示されている。
- 一方で、燃料不足が懸念される場合においては、競争市場におけるプライステイカーであっても、機会費用を考慮した入札を行うことが経済合理的と考えられる。また、その時点での電気の価値を価格シグナルとして発信し、燃料不足の状況における系統利用者の適切な行動を促す観点からも、こうした機会費用の考え方を取り入れることが適当と考えられる。
- 上記を踏まえ、市場支配力のある事業者の相場操縦行為の抑止という観点に十分に留意しつつ、燃料不足が懸念される場合における旧一電の売り入札価格（限界費用）について、機会費用の考え方をどのように取り入れるべきかについて、今後、検討を行うこととしてはどうか。

#### 過去の議論の振り返り

<燃料不足が懸念される場合における売り入札価格（限界費用）の考え方>

- 限界費用という考え方に関して、今回のような燃料制約がある場合には、単純にガス代を限界費用と取るわけにはいなくなる。この限界費用の整理ももう一度必要になってくると思います。（1/19 基本政策小委 松村委員）
- 我が国におけるスポットマーケットの価格シグナルのメカニズムがゆがんでいて、今回燃料が不足するというシグナルをうまく発し切れなかったのではないかと。具体的には、限界費用で玉を出すということは、出す電気の限界費用であって、足りるか足りないか、要するに逼迫すれば機会費用も勘案すると価格は徐々に上がっていくので、そうすると石油とか自家発とかが市場に投入できるだけの時間的猶予があるのだと思いますけれども、そういうものが一切表れない市場に現在なっているのではないかと。しっかりシグナルとして働かせるような市場になれば、先物、先渡しも今以上に活用されるようになる。（2/5 制度設計専門会合 大橋委員）

## **2-3. 価格高騰時の監視・公表の仕組み**

# 価格高騰時の監視・公表の仕組み

- 今冬のスポット価格高騰に際して、監視等委員会事務局は、旧一電・JERAに対し、**①全日・全コマの入札可能量データの取得（1月中旬～）、②報告徴収の実施（2/8）、③公開ヒアリング（2/25）**等の監視を実施。**監視・分析の結果**については、**審議会等で随時報告・公表**したが、必ずしもタイムリーでなかった面もあった。
- 今後、価格高騰時に電取委員会が**よりタイムリーに情報発信を行うよう**、事業者からのデータ取得等に速やかに着手し、関連情報をタイムリーに発信する**監視・公表の仕組み**について、今後検討すべきではないか。

## 通常の監視（今冬の価格高騰前）

### <監視の内容>

- ・ 日々の入札状況のモニタリング
- ・ **旧一電の全量余剰供出の状況**について、**毎月1日分（特定日）のサンプル調査**
- ・ 上記に加えて、**価格高騰時**については、JEPXと係りし、特定コマの旧一電のスポット市場への全量余剰供出の状況を随時確認。

（例：昨年8月の高騰時）

### <結果の公表>

- ・ 特定日の全量余剰供出の状況等の調査結果について、**四半期モニタリングレポートにより開示（3～6ヶ月後）**

## 今冬の価格高騰時の監視

### <監視の内容>

- ・ **高騰コマのサンプル調査**（12月下旬～1月上旬）
- ・ **12月中旬以降の全日・全コマ調査**（1月中旬～）  
併せて、自社需要の実績データ（速報値）を取得し、見積もりとの乖離の確認を開始
- ・ **報告徴収によるデータ取得（2/8）**
- ・ **公開ヒアリング（2/25）**  
旧一電・JERAより、売買入札、自社需要、燃料制約、グロス・ビディング等についての詳細な説明

### <結果の公表>

- ・ 監視・分析結果について、**制度設計専門会合で随時報告（1/25、2/5、2/25、3/2）**
- ・ **公開ヒアリング（2/5）**において、各事業者から提出された資料や、事務局の分析データを全て公開

## 今後の監視

### <監視の内容>

- ・ 市場において一定の価格高騰が生じた場合に、**事業者からのデータ取得等に速やかに着手**
- ※スポット市場・時間前市場や、先行指標となる先渡・先物市場の価格が一定以上となった場合等

### <結果の公表>

- ・ 上記の監視に基づく分析結果について、**タイムリーに情報発信**
- 例）旧一電各社の自社需要見積もりと実績との乖離の状況等

## **2-4. 内外無差別な卸売の実効性の確保、グロス・ビディングのあり方**

# 旧一電の内外無差別な卸売について

- 旧一電各社は、スポット市場への入札において、自主的取組により、余剰電力の全量を限界費用ベースでの市場供出を実施している。具体的には、以下により算定される「入札可能量」相当量について、スポット市場に売り入札を行っている。

※ 「入札可能量」=「供給力」-「需要見積もり（自社小売分・他社卸分）」-「入札制約」-「予備力」

- 旧一電各社は、上記の自社小売分の需要見積もりについて、スポット入札時点での需要に応じて変動調整を行っているが※、スポット市場・相対卸を含めた新電力の調達機会を確保する観点からは、**旧一電の発電・小売間の社内・グループ内取引の透明性を確保**することが重要。

※ なお、**2月25日の公開ヒアリング**において、旧一電・JERAに対し、需要変動に柔軟に対応する変動数量契約についての質問を実施。各社からは、**グループ外の他社の求めに応じて変動数量契約を実施している、又は今後の求めに応じて対応する、との回答**があった。

- 上記に関して、昨年7月、旧一電各社に対して、**社内外の取引条件を合理的に判断し、内外無差別に卸売を行うことのコミットメント**を要請。これに対し、**各社より、コミットメントを行う旨の回答を受領**しているところ。特に、発小一体の各社からは、**2021年度からの運用開始に向け、社内取引価格の設定や業務プロセスの整備を進めると回答**を受けている。
- 上記のコミットメントや、公開ヒアリングでの回答を踏まえ、**今後、旧一電各社の内外無差別な卸売に関する実施状況を確認し、公表していく。**

# グロス・ビディングに関する指摘を踏まえた対応

- また、今般の価格高騰に関し、旧一電のグロス・ビディングのあり方についての議論があり、一部からは、現状のグロス・ビディングは透明性が確保されていないとの指摘があった。
- 現状のグロス・ビディングでは、各社の同一の担当者が、スポット入札時点での自社小売需要を認識した上で、売り札と買い札の双方を入札している（77頁参照）※1。

※1 このため、買い入札担当者は、売り入札の情報を知りうる状況にあるが、各社は、売買入札を限界費用ベース等で行っており、恣意性はないとの説明を実施。

- 上記の指摘も踏まえ、旧一電の内外無差別な卸売の確保をより実効的にするためには、今後のスポット市場への売り札については、原則として発電部門が行うこととして、透明化に向けた体制整備を図るべきではないか。こうした体制整備は、旧一電における発電利潤の最大化の確保や、相対卸や先物・先渡市場等の活用も含めた合理的なりスク管理にも資すると考えられるのではないかと※2。

※2 過去の審議会（第46回制度設計専門会合）においても、発電利潤を最大化する観点から、社外への卸供給や、スポット市場等への入札（グロス・ビディング含む）について、発電部門が自社小売部門から独立した意思決定の上で実施することが望ましいとの考え方が示されている（78頁参照）。

- 上記の議論を踏まえた上で、グロス・ビディングの在り方に関する見直しについても、次回以降引き続きご議論いただくこととしてはどうか。

# 旧一電の内外無差別な卸売、グロス・ビディングに関する議論

- グロス・ビディングはやはりやめるべきだと思います。これは大手の電力会社が大量の売りと買い、同時に入れるという行為で、流動性を高めるという目的でやられているということなのですが、実際には流動性には全く貢献していない。本来市場というのはリスクを取って買いと売りを入れる、真剣勝負の場であるはずなのですが、**ファイアウォールがない状態で、大手の小売部門、つまり本来買い手に当たる方が売りも入れている**。市場の常識からすると非常に危険な行為であると思いますので、これを機にぜひやめていただきたいと思います。(2/3 第4回再エネタスクフォース 川本委員)
- 平成24年、公正取引委員会は電力分野の実態調査を行い、「電力市場における競争の在り方について」という報告書を公表した。この報告書においては、旧一般電気事業者が新電力への電力供給を行うインセンティブを確保することができるようにと、**一般電気事業者の発電卸部門と小売部門を分離することについても提言している**。この報告書は全面自由化以前のものであり、現在では**旧一般電気事業者は、卸売における内外無差別についてコミットメントをし、社内、グループ内の契約のさらなる透明化を進め、電力・ガス取引等監視委員会においてもその監視を行っている**と認識しているので、**こういった取組の実効性が上がらない場合の制度改正に向けた議論の一助となれば**と思い、本日は平成24年の報告書について紹介した。(3/2 制度設計専門会合 公正取引委員会)
- 理論的に言えばグロスビディングによって市場に出てくる量が増えたからといって、流動性が高まることはない。グロスビディングは本来は無意味なもの。**グロスビディングを導入することで意識が変わり、小売と発電が別の主体として行動することに結びつけば、市場の流動性というのによい影響を与えることになるが、もともと大きな効果のあるものではなかった**ということはちゃんと考える必要がある。**ちゃんと小売と発電が別の主体として行動をするというのを達成するために、もっと透明性の高い形に切り替えていくように議論を変えるのか**というようなことは、**きちんと考える必要がある**。少なくとも市場の流動性や透明性については今冬の現象で十分だとは到底言えないということが明らかになり、なおかつ、発電と小売の不透明性の弊害というのがさらにクローズアップされた後で、これを単にやめるという選択ではなく、もっと前向きな改革につなげるべきなのではないかと思います。(3/2 制度設計専門会合 松村委員)
- 監視機関というのは入札行動については非常に重要なミッションを担っているわけですので、**グロスビディングを含めて一連の自主的取組についてもう一回見直すことは重要**なのかなと思います。(3/2 制度設計専門会合 大橋委員)

## (参考) グロス・ビディングの取引体制

- グロス・ビディングの社内取引体制については、旧一般電気事業者9社全てにおいて売買入札を同一担当者が実施しており、売買入札価格の情報遮断は行われていない。

	グロス・ビディングの入札担当	売買入札における情報遮断の有無
北海道電力	売買入札の担当者は同一 「需給運用取引センター」にて実施	<ul style="list-style-type: none"> <li>・買い入札担当者は売り入札情報を知り得る。</li> <li>・買い入札は供給力不足分は高値買戻しを行い、その他分は限界費用ベースで実施。</li> <li>・売り入札は確実に約定が見込まれる価格で実施。</li> </ul>
東北電力	売買入札の担当者は同一 「需給運用センター」にて実施	<ul style="list-style-type: none"> <li>・買い入札担当者は売り入札情報を知り得る。</li> <li>・買い入札は供給力不足分は高値買戻しを行い、その他分は限界費用ベースで実施。</li> <li>・売り入札は確実に約定が見込まれる価格で実施。</li> </ul>
東京電力EP	売買入札の担当者は同一 「運用部電力取引グループ」にて実施	<ul style="list-style-type: none"> <li>・買い入札担当者は売り入札情報を知り得る。</li> <li>・買い入札は供給力不足分は高値買戻しを行い、その他分は限界費用ベースで実施。</li> <li>・売り入札は確実に約定が見込まれる価格で実施。</li> </ul>
中部電力	売買入札の担当者は同一 「調達・需給本部」にて実施	<ul style="list-style-type: none"> <li>・買い入札担当者は売り入札情報を知り得る。</li> <li>・買い入札は供給力不足分は高値買戻しを行い、その他分は限界費用ベースで実施。</li> <li>・売り入札は確実に約定が見込まれる価格で実施。</li> </ul>
北陸電力	売買入札の担当者は同一 「需給運用・取引センター」にて実施	<ul style="list-style-type: none"> <li>・買い入札担当者は売り入札情報を知り得る。</li> <li>・買い入札は供給力不足分は高値買戻しを行い、その他分は限界費用ベースで実施。</li> <li>・売り入札は限界費用ベースで実施。</li> </ul>
関西電力	売買入札の担当者は同一 「需給運用グループ」にて実施	<ul style="list-style-type: none"> <li>・買い入札担当者は売り入札情報を知り得る。</li> <li>・買い入札は供給力不足分は高値買戻しを行い、その他分は限界費用ベースで実施。</li> <li>・売り入札は確実に約定が見込まれる価格で実施。</li> </ul>
中国電力	売買入札の担当者は同一 「需給・取引グループ」にて実施	<ul style="list-style-type: none"> <li>・買い入札担当者は売り入札情報を知り得る。</li> <li>・買い入札は供給力不足分は高値買戻しを行い、その他分は限界費用ベースで実施。</li> <li>・売り入札は限界費用ベースで実施。</li> </ul>
四国電力	売買入札の担当者は同一 「需給・取引センター」にて実施	<ul style="list-style-type: none"> <li>・買い入札担当者は売り入札情報を知り得る。</li> <li>・買い入札は供給力不足分は高値買戻しを行い、その他分は限界費用ベースで実施。</li> <li>・売り入札は限界費用ベースで実施。</li> </ul>
九州電力	売買入札の担当者は同一 「需給運用センター」にて実施	<ul style="list-style-type: none"> <li>・買い入札担当者は売り入札情報を知り得る。</li> <li>・買い入札は供給力不足分は高値買戻しを行い、その他分は限界費用ベースで実施。</li> <li>・売り入札は限界費用ベースで実施。</li> </ul>

## （参考）発電利潤最大化行動と卸売の内外無差別性の理論上の考え方①

- 発電から得られる利潤を最大化する行動※1、すなわち卸電力取引所市場、社外への相対卸取引、社内取引※2等の卸売先から、社内外問わず最も有利な条件で取引するという経済合理的な行動がとられていれば、おのずから卸売価格の社内外無差別性が確保され※3、電源アクセスのイコールフットイングが実現することになると考えられる。

※1 なお、ここでいう利潤とは、短期的な利潤のみを指すものではなく、中長期的な観点も含めた利潤を指す。

※2 発電事業と小売事業を分社化している会社については、グループ内の卸取引を指す。以下同じ。

※3 なお、卸売価格の社内外無差別性を実現するための方策としては、これ以外の方策も考えられる。

- こうした観点からは、旧一電における社外への卸供給の交渉※4や、スポット市場等への入札（グロスビディング含む）※5については、発電部門が、自社小売部門から独立した意思決定の上で実施することが望ましいと考えられる。

※4 社外への卸供給の交渉については、発電部門など小売事業の利益増大を目的としない部門が行うことが望ましいこと等を整理し、旧一般電気事業者に対し自主的な取組を進めるよう要請を行ったところ。（2019年8月）

※5 このような形で発電部門・小売部門の双方が独立してスポット市場等への入札を行った結果として自己約定が生じた場合、社内取引価格が市場を通じて形成されるため、社内取引価格の透明性が向上することとなる。

## (参考) 旧一電各社へのコミットメント等の要請

第50回制度設計専門会合（令和2年9月8日開催）資料6より抜粋

- これまでの制度設計専門会合での議論を踏まえ、以下のコミットメントを旧一電各社に要請（7／1）。
  - 第46回制度設計専門会合でも議論したとおり、「会社全体としての利益を最大化するためには、発電部門と小売部門のそれぞれが、中長期的な視点も含めて利潤最大化を目指して行動することが合理的なアプローチ」であることを踏まえ、
    - ① 中長期的な観点を含め、発電から得られる利潤を最大化するという考え方に基づき、社内外・グループ内外の取引条件を合理的に判断し、内外無差別に電力卸売を行うこと。
    - ② 小売について、社内(グループ内)取引価格や非化石証書の購入分をコストとして適切に認識した上で小売取引の条件や価格を設定し、営業活動等を行うこと。
- これと併せて、上記①及び②を確実に実施するための具体的な方策について、旧一電各社から監視等委員会への報告を求めたところ。
- 上記の要請については、各社に対し7月末までに回答を求めていたところであり、今回は各社からの回答内容について報告する。

## (参考) 各社からの回答 (概要)

(コミットメントについて)

- 全ての旧一電は、前頁の要請①②について、コミットメントを行うことを表明した。

(コミットメントを確実に実施するための具体的方策について)

- 発電・小売が一体の旧一電（8社）は、具体的な方策について、2021年度目途の運用開始に向けて、社内取引価格の設定や業務プロセスの整備に着手する、と回答した。また、「卸取引は小売部門から独立した組織で実施する」と回答した会社もあった。（なお、現状、発電・小売一体の旧一電のいずれも、卸供給の窓口は小売以外の部門（企画部門、需給部門等）に置いている状況）
- 発電・小売が分社化されている旧一電グループ（2グループ）は、要請についてはコミットメントを表明した上で「コミットメントを確実に実施するための具体的方策はすでに存在する」、「事業会社間の電力取引は電力受給契約に基づいており、発電・小売間の取引価格が存在する」と回答した。