

# 今冬のスポット価格高騰に関する電力・ガス 取引監視等委員会における分析について

〔 ※第58回制度設計専門会合（3月24日開催）資料3-2より、当日  
の御議論を踏まえて一部修正をおこなったもの 〕

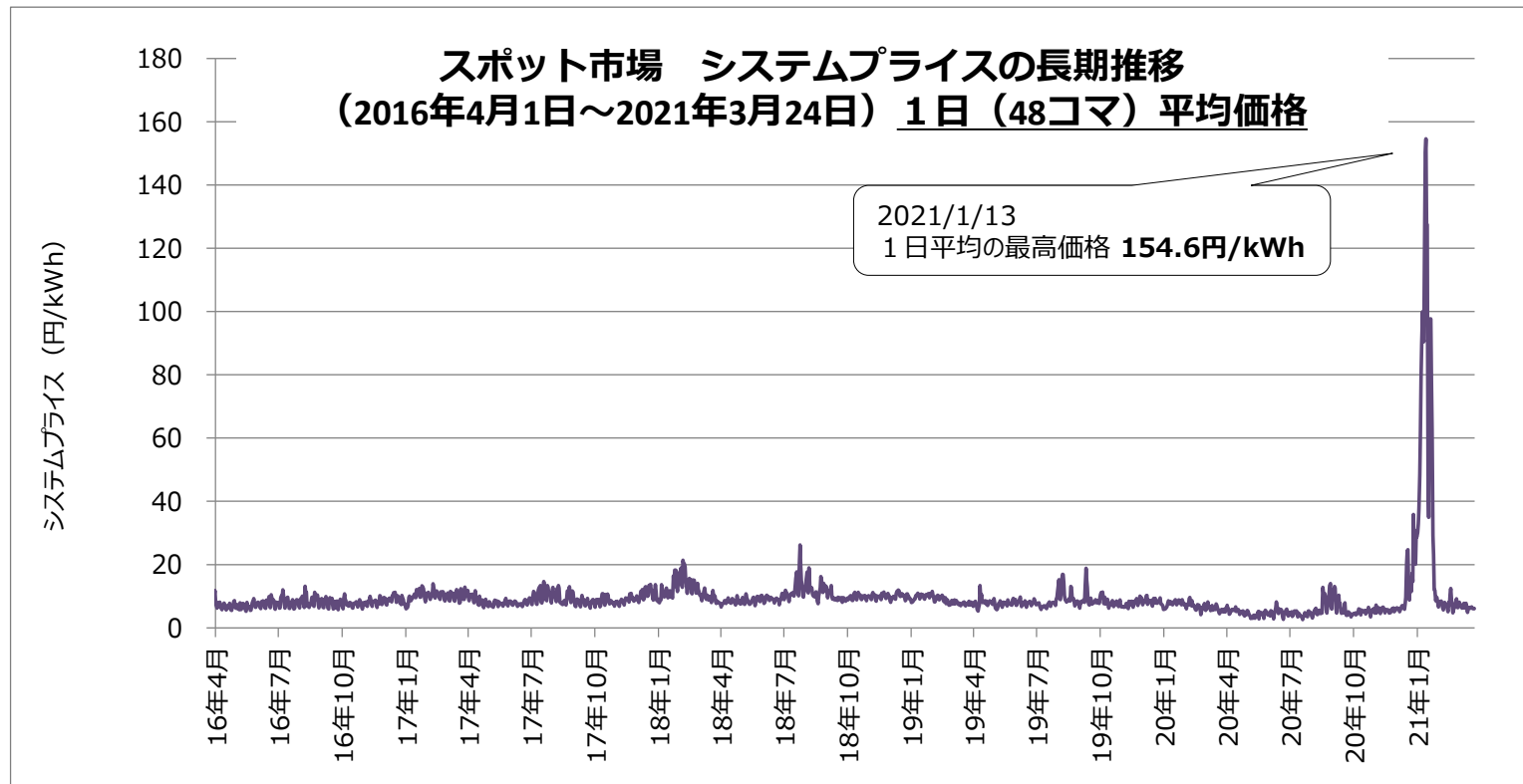
令和3年3月29日（月）



# **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。

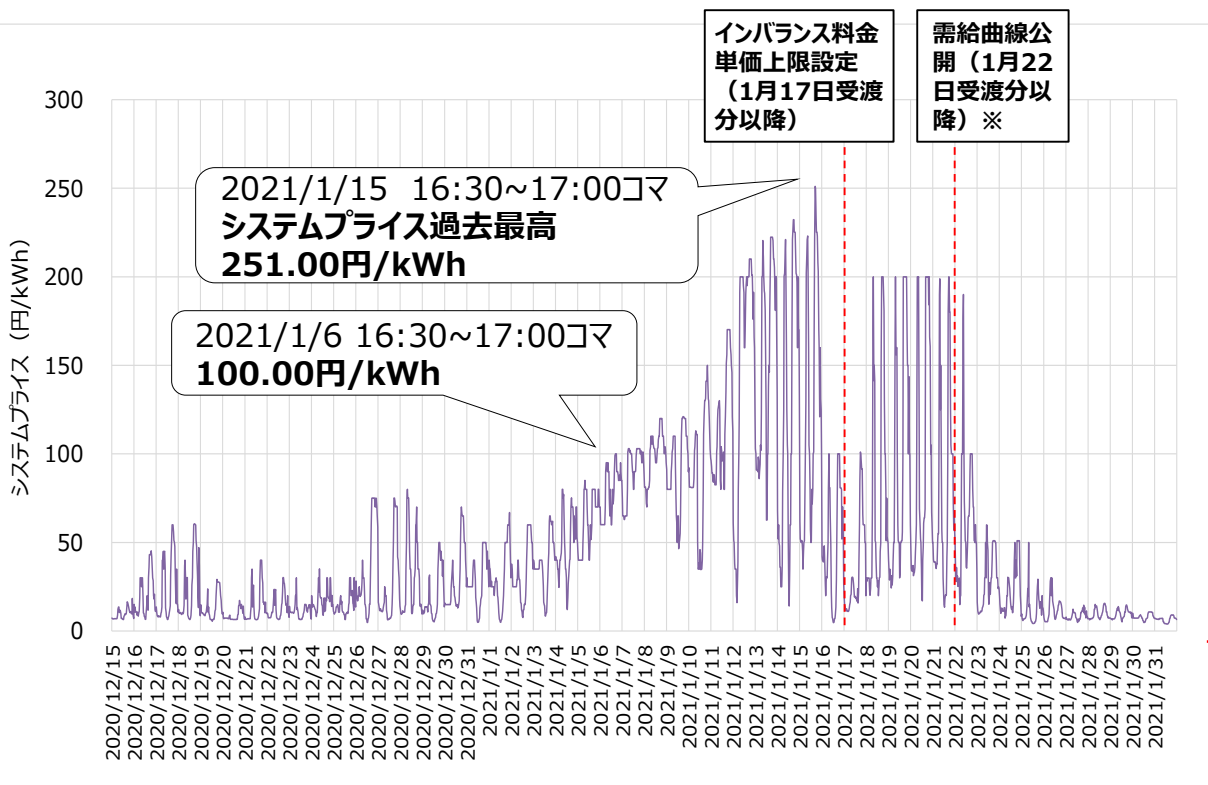


	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度 (~3/24)
システムプライス平均値	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.3
システムプライス最高値	55.0	44.6	44.9	40.0	50.0	75.0	60.0	251.0

# 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)

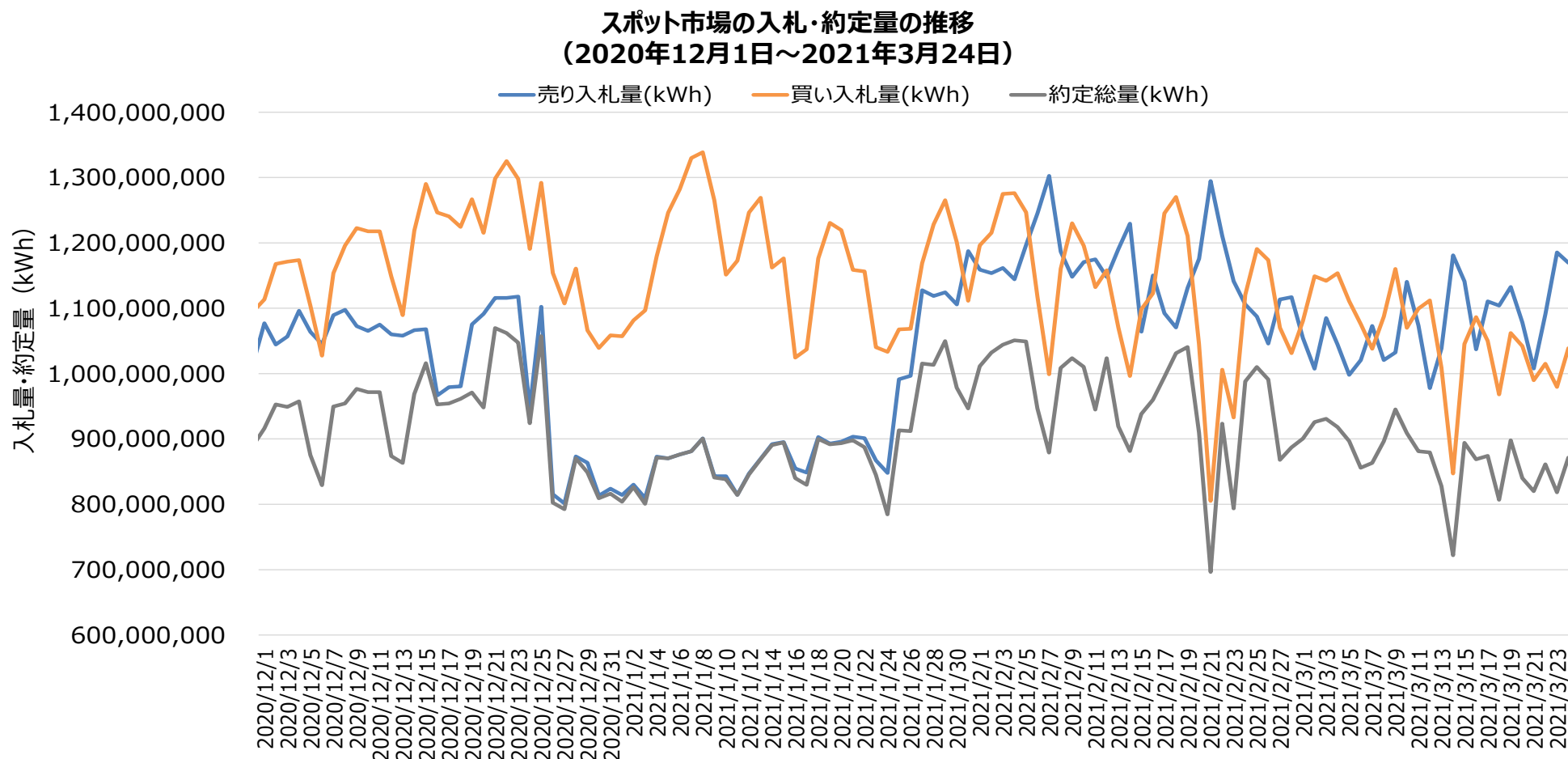
受渡日	システムプライス 1日平均価格	システムプライス 最高価格	100円以上コマ数 (内、200円以上)
2021/1/1	30.15	66.84	0
2021/1/2	32.83	60.00	0
2021/1/3	37.66	65.00	0
2021/1/4	48.52	80.00	0
2021/1/5	62.41	85.00	0
2021/1/6	79.38	100.00	1 (0)
2021/1/7	89.82	103.01	22 (0)
2021/1/8	99.90	120.02	32 (0)
2021/1/9	91.69	121.00	22 (0)
2021/1/10	90.46	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

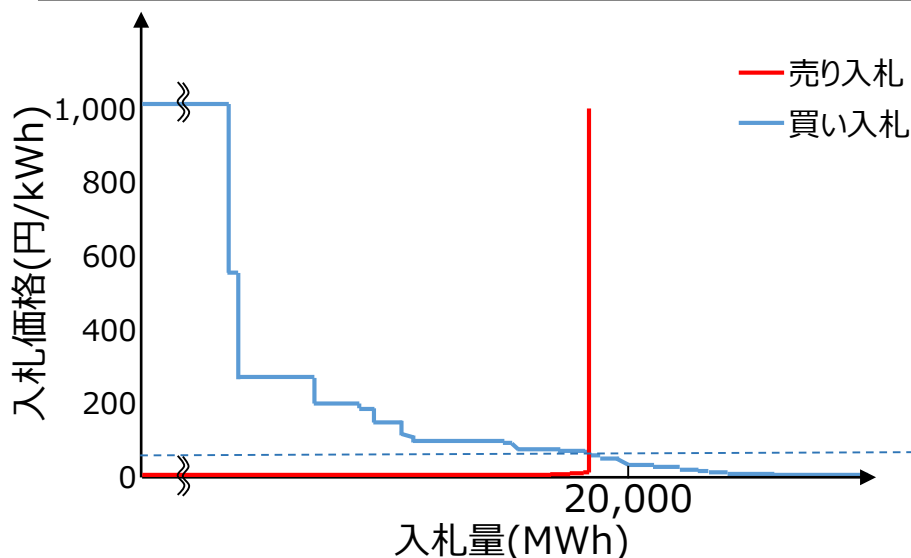
- 今冬のスポット価格の高騰は、12月下旬から1月下旬にかけて、売り入札の減少により売り切れ状態が継続して発生する中、スパイラル的に買い入札価格が上昇したこと等により発生。



# (参考) 今冬の価格高騰における価格上昇のメカニズム

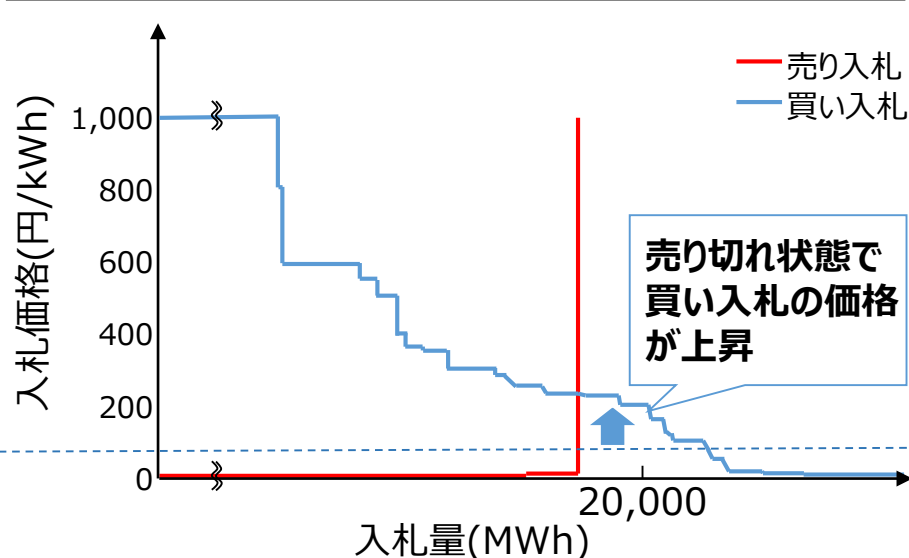
- 今冬の価格高騰期間において売り切れが発生していたコマでは、買い入札価格により約定価格が決定される状況となっていた。売り切れ状態が続く中、買い入札価格が徐々に上昇し、それによって約定価格も上昇。
- 売り切れが発生し不足インバランスとなる状況では、スポット価格が高騰してもインバランス料金よりは安いことから、限られた玉を奪い合う構造となり、スパイラル的な高騰が発生したと考えられる。

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

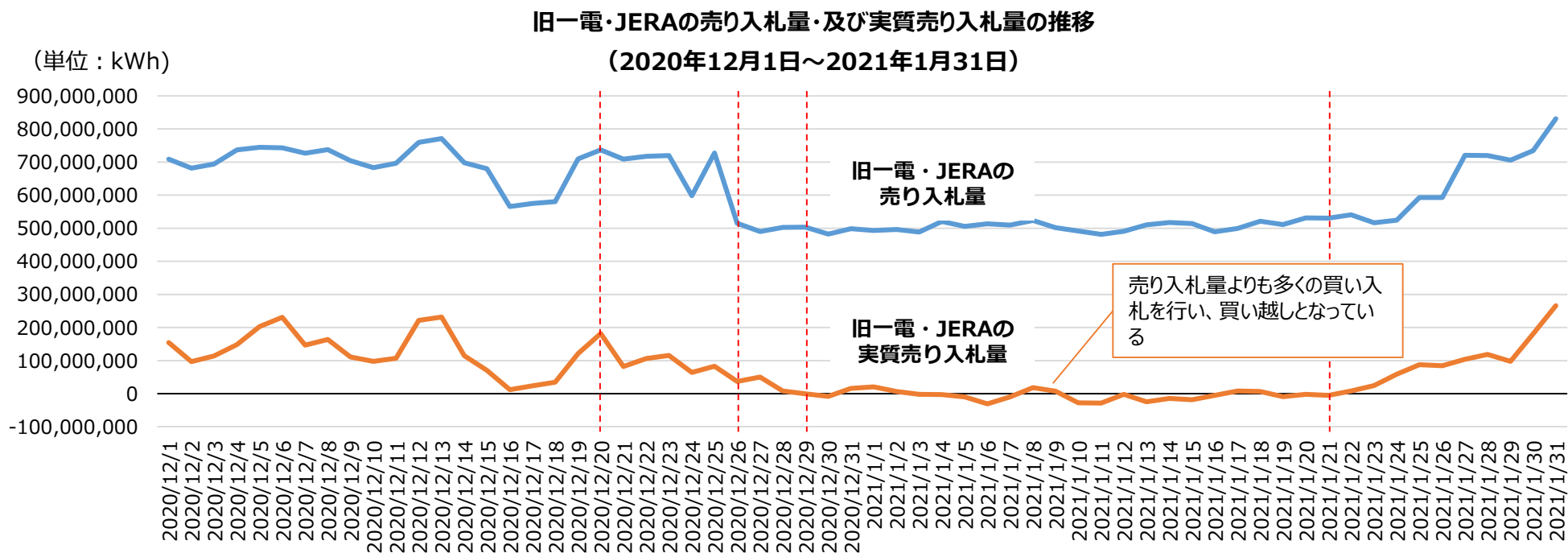
※ 入札量および価格の粒度については調整を実施。

※ 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

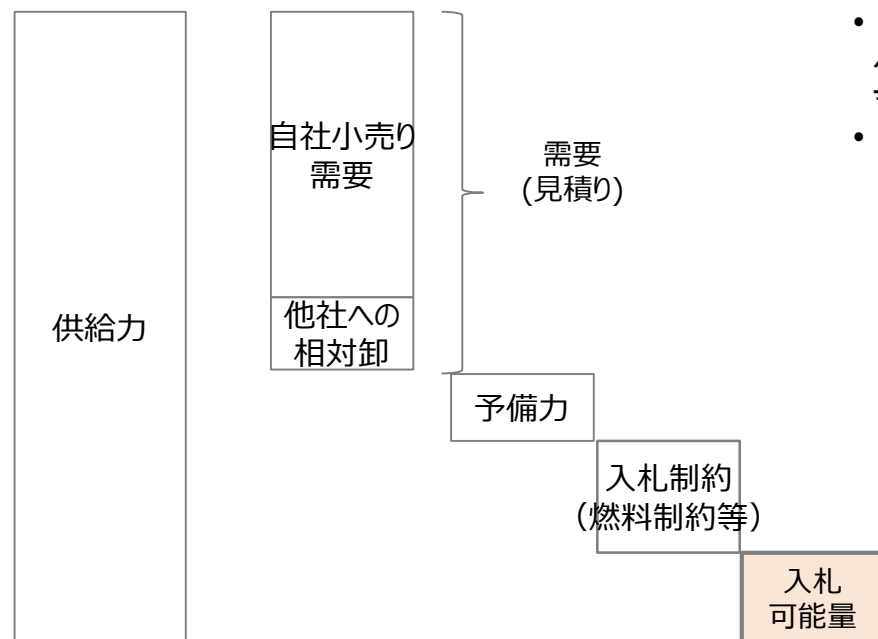
検証⑤：グロス・ビディングの実施方法について

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拋出されている（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



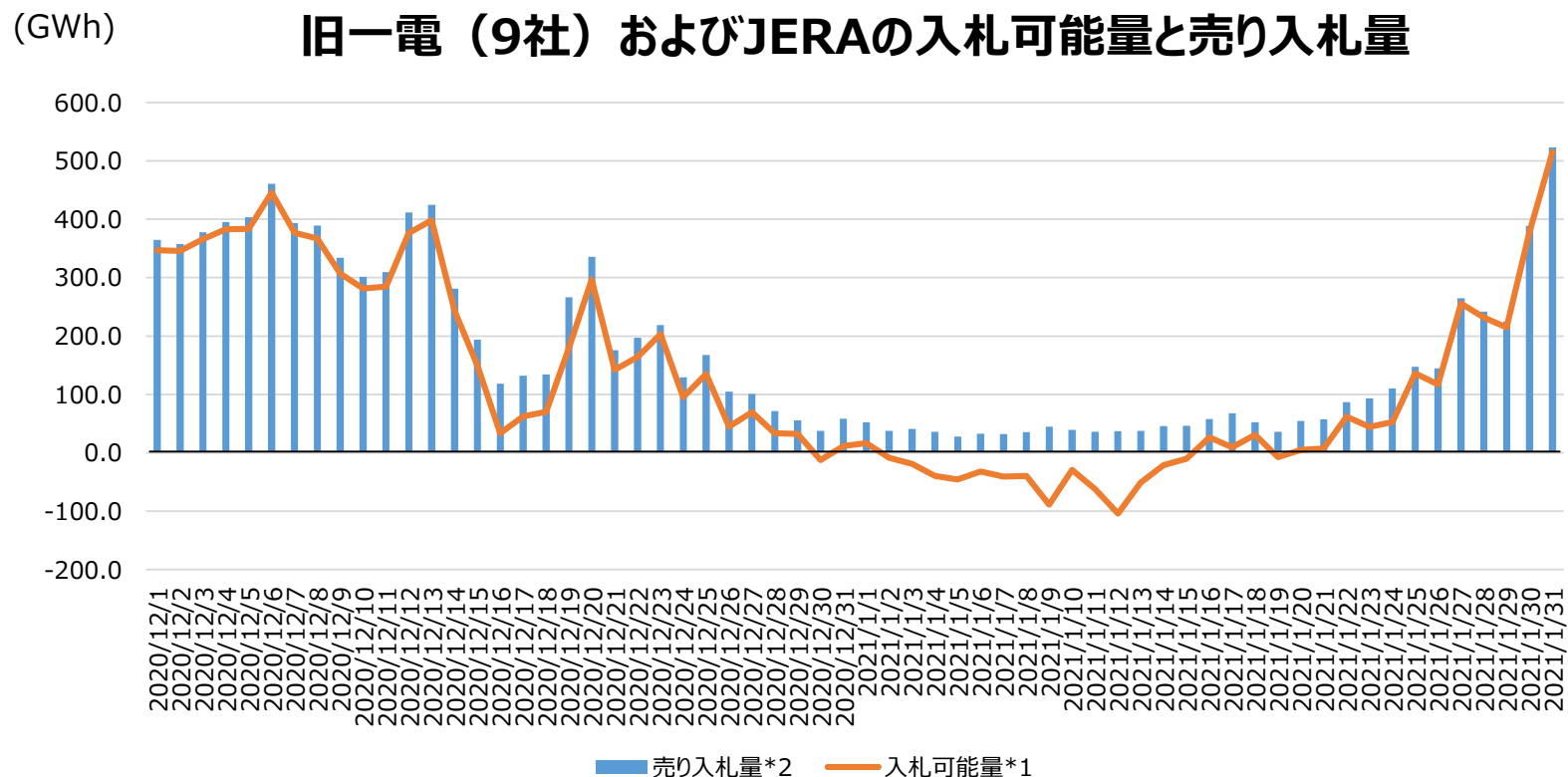
### 【監視の視点】

- ・ 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後段各社提出データ参照）



※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

※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。

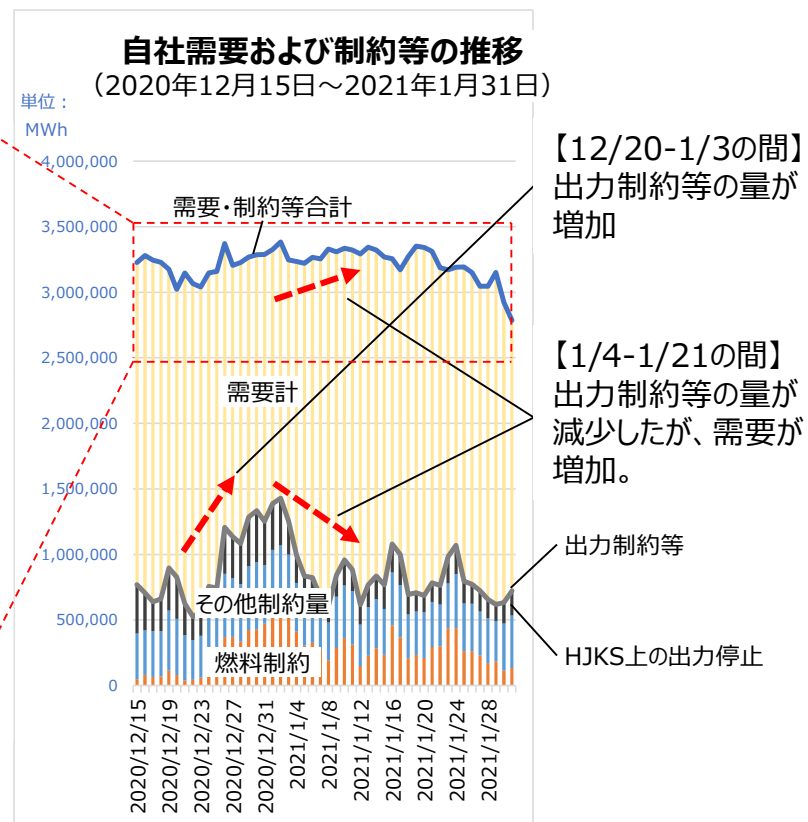
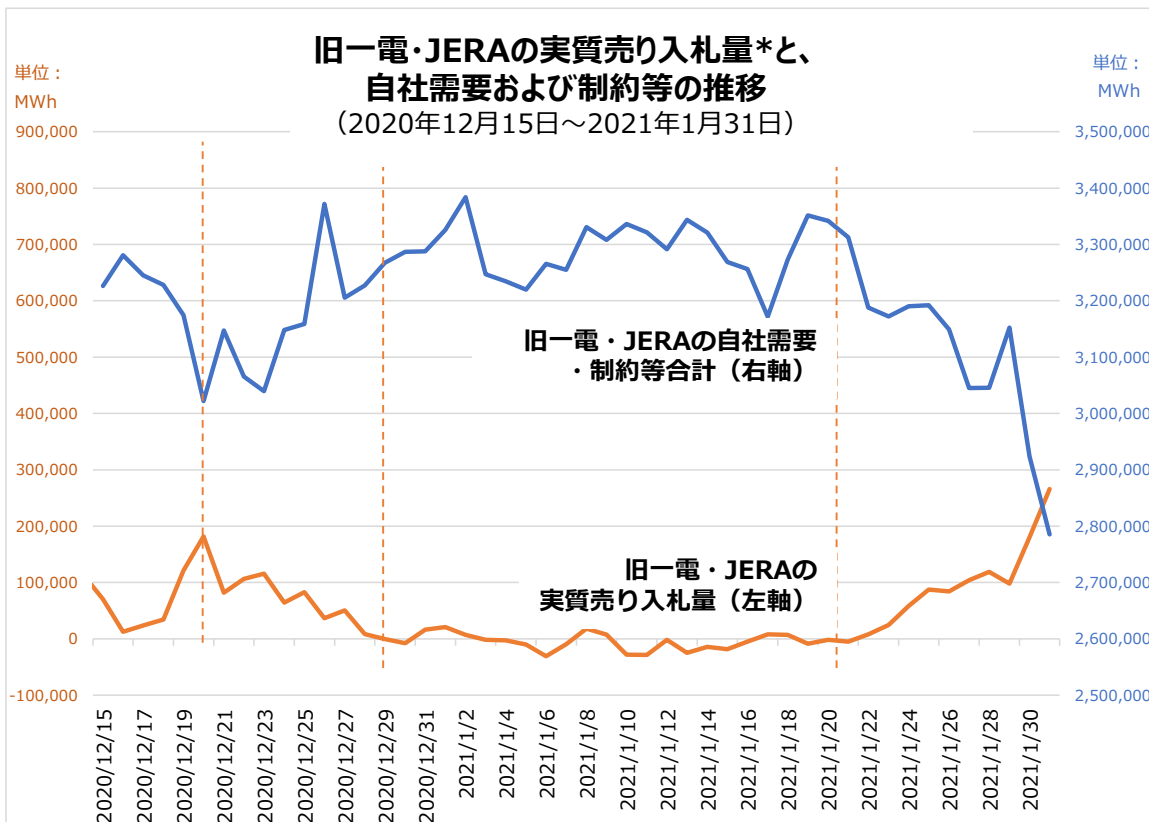
# 旧一電・JERAの自社需要の増加・燃料制約の増加

- 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>

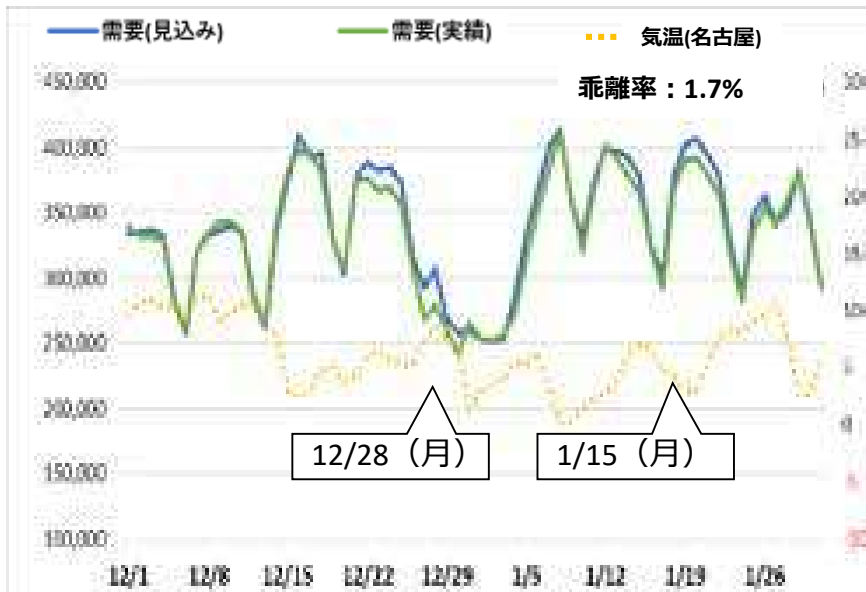
# 検証②：自社需要の見積もりの妥当性について

- 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、**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**。
- なお、12月及び1月における旧一電各社合計の**乖離率は+1.1%**であった。

## (例) 中部電力ミライズ

### 自社小売向け需要見込み、実績

・需要:1日の合計値 単位:MWh 左軸  
・気温:1日の平均値 単位:℃ 右軸



「自社小売向け需要」：他社卸分は含まない。

### 【中部電力による特定日の説明】

#### ■ 12月28日 (月)

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℃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 (旧一電各社)

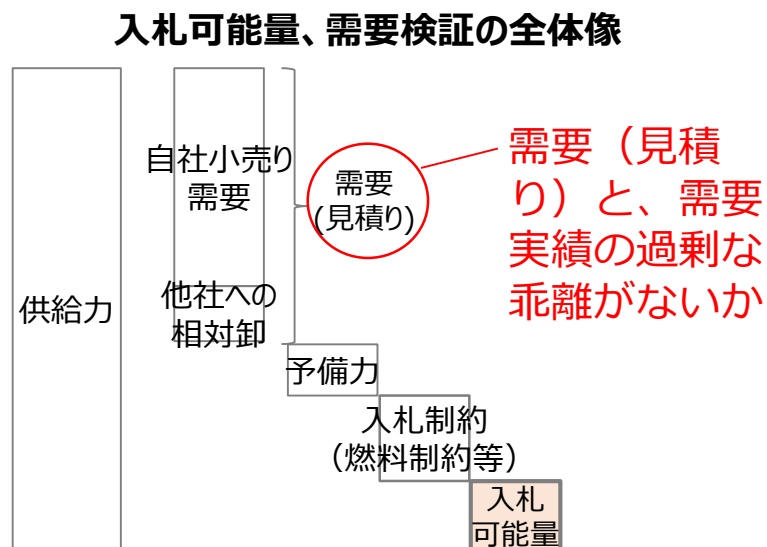
	需要 (見積り)	需要 (実績)	見積り - 実績	乖離率
2020年12月～1月平均	2,147,632	2,124,476	23,156	1.1%

※なお、**見積もりが実績を上回ったコマにおける乖離率は+3.9%** (期間内62日中38日間相当)、**見積もりが実績を下回ったコマにおける乖離率は-2.9%** (期間内62日中24日間相当)であった。

※「乖離率」：「需要見込み(期間内合計)-需要実績(期間内合計) / 需要実績(期間内合計)」より算出。14

# 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。



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 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

【参考】12～1月の特定日における乖離率

	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%

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。

※「乖離率」：「需要見込み(期間内合計)-需要実績(期間内合計) / 需要実績(期間内合計)」より算出。

- 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
自社需要の増加理由	<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、相対契約販売量が増加。</li> </ul>
自社需要の見積りの方法	<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、相対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>
自社需要見積りについて、今冬は特別な対応をしたか	<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

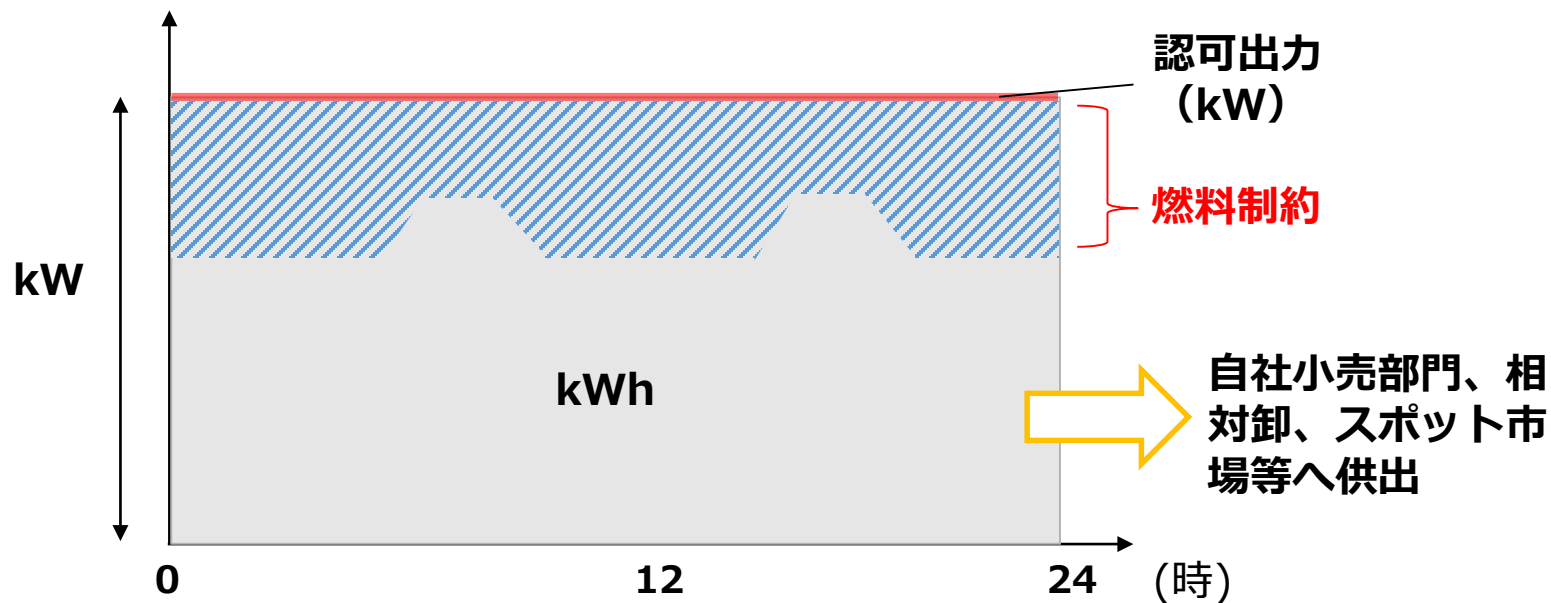
第57回制度設計専門会合（令和3年3月2日開催）資料5-1より抜粋

	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



※1 燃料制約とは、燃料調達量の増加・減少の影響により、発電所の発電計画に制約が発生するもの。

# 検証③：燃料制約の実施の妥当性について

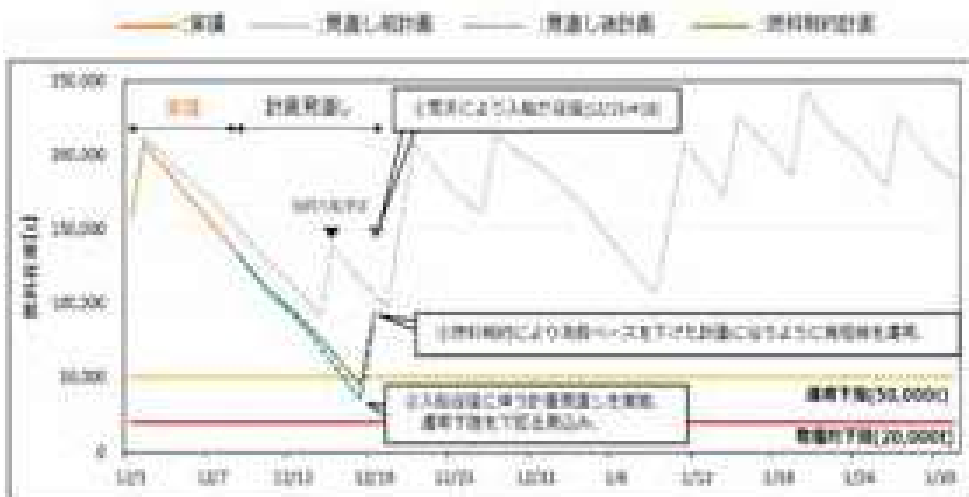
- 具体的には、公開ヒアリングにおいて、各社より、燃料制約を実施した際の諸元データ（在庫量・配船計画・需要見通し）を元に、実際の運用について説明を聴取。
- この結果、各社は、タンクの運用下限を設定し、在庫量・配船予定日・需要見通しを踏まえて、一定の考えに基づき燃料制約を実施していたことが確認された。

※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）

- 嵐のため、12/15入船予定のLNG船が12/18まで滞港する見込みとなった。
- 入船遅延を反映した修正計画を稼働したところ、12/19に運用下限を下回る見込みとなった(約15,000トン)。
- このため、12/11～19の期間、消費ペースを下げて発電計画稼働し(平均62,000MWh/日)を行った。



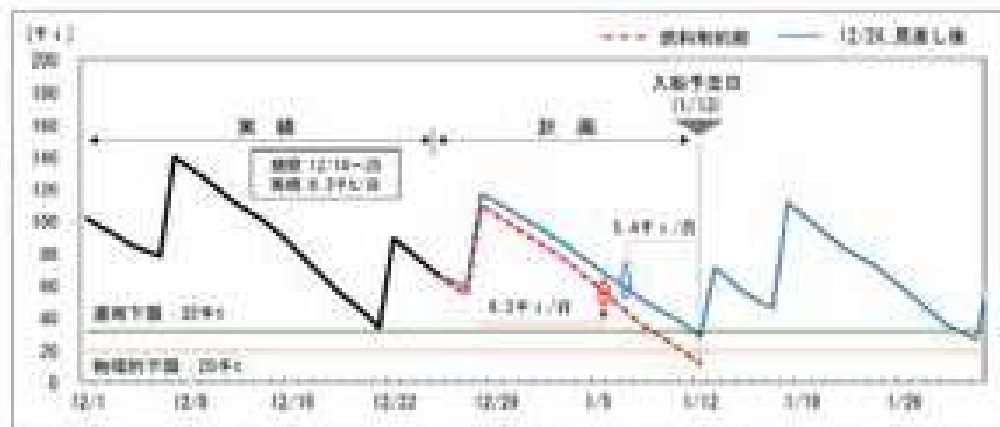
### ■九州電力・燃料制約設定の例（大分LNG基地）

#### 【情勢変化】

- 12月中旬以降の高波襲来による自社需要及び市場発電量の増加に伴い、LNG消費量の実績が増加（消費計画減へ）

#### 【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 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。 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。 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。 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 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> <li>（※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。）</li> </ul> <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)

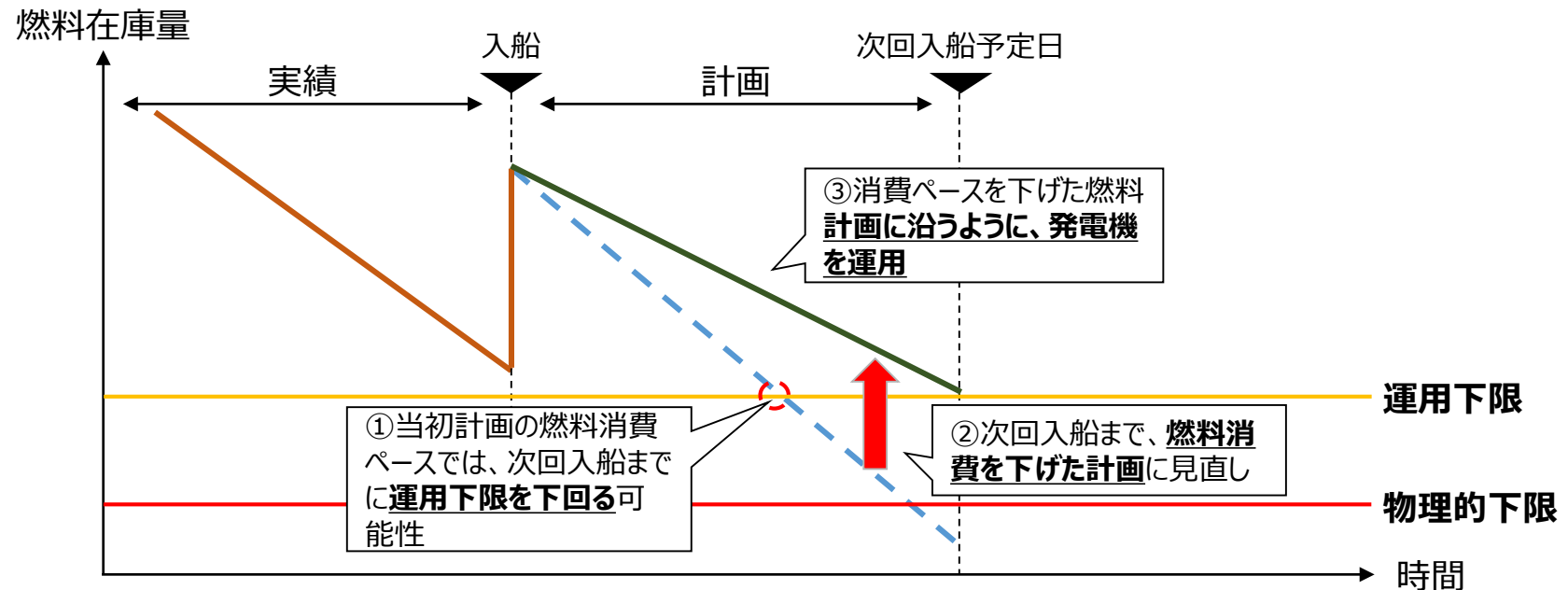
# (参考) LNG燃料制約の妥当性の確認内容

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）



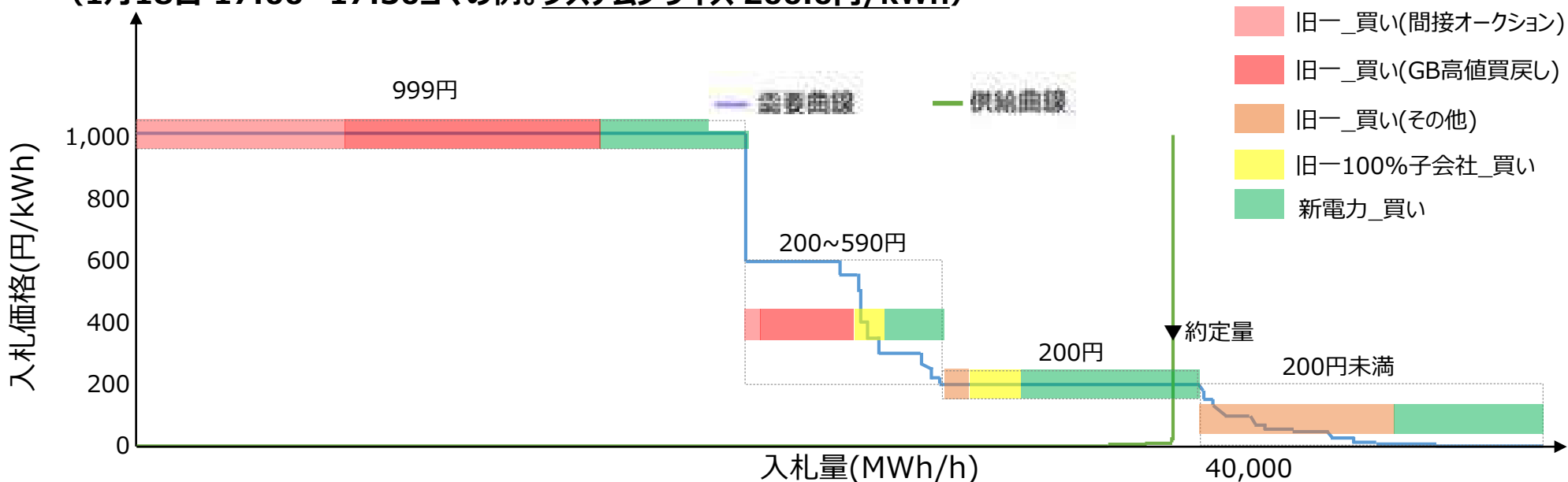
# 検証④：買入札価格・量の妥当性について

## (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。

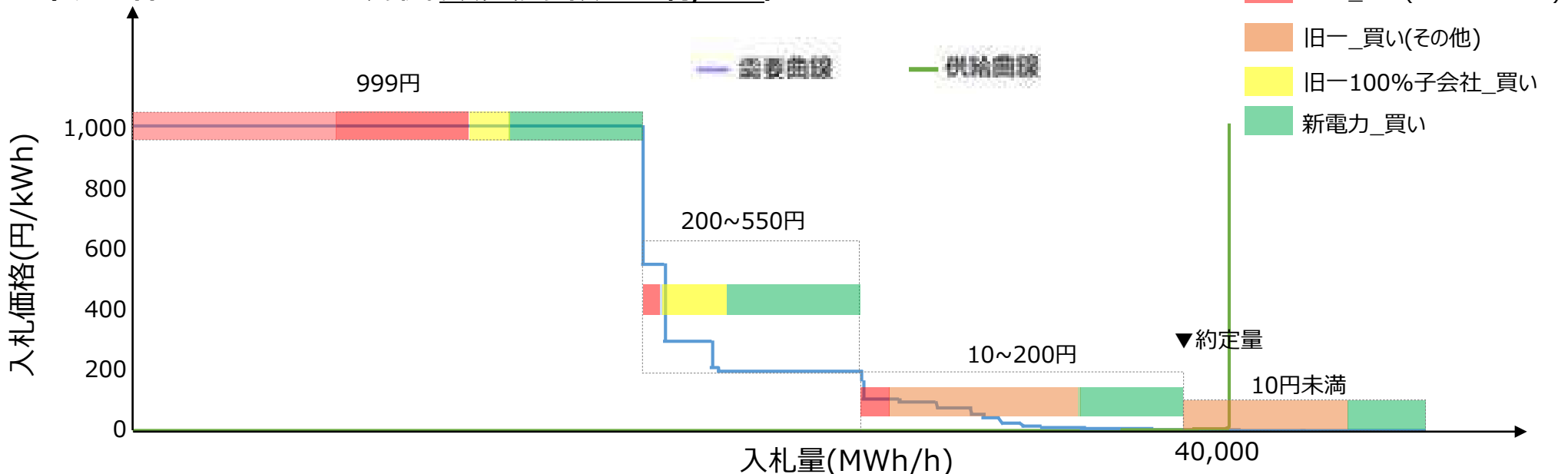
# 検証④： 買入札価格・量の妥当性について

## (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）、買入ブロック約定分、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

## (2) 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
<b>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</b>	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
<b>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</b>	経済差し替えが起こるよう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。

