

スポット市場価格の動向等について

令和 3 年 2 月 17 日（水）

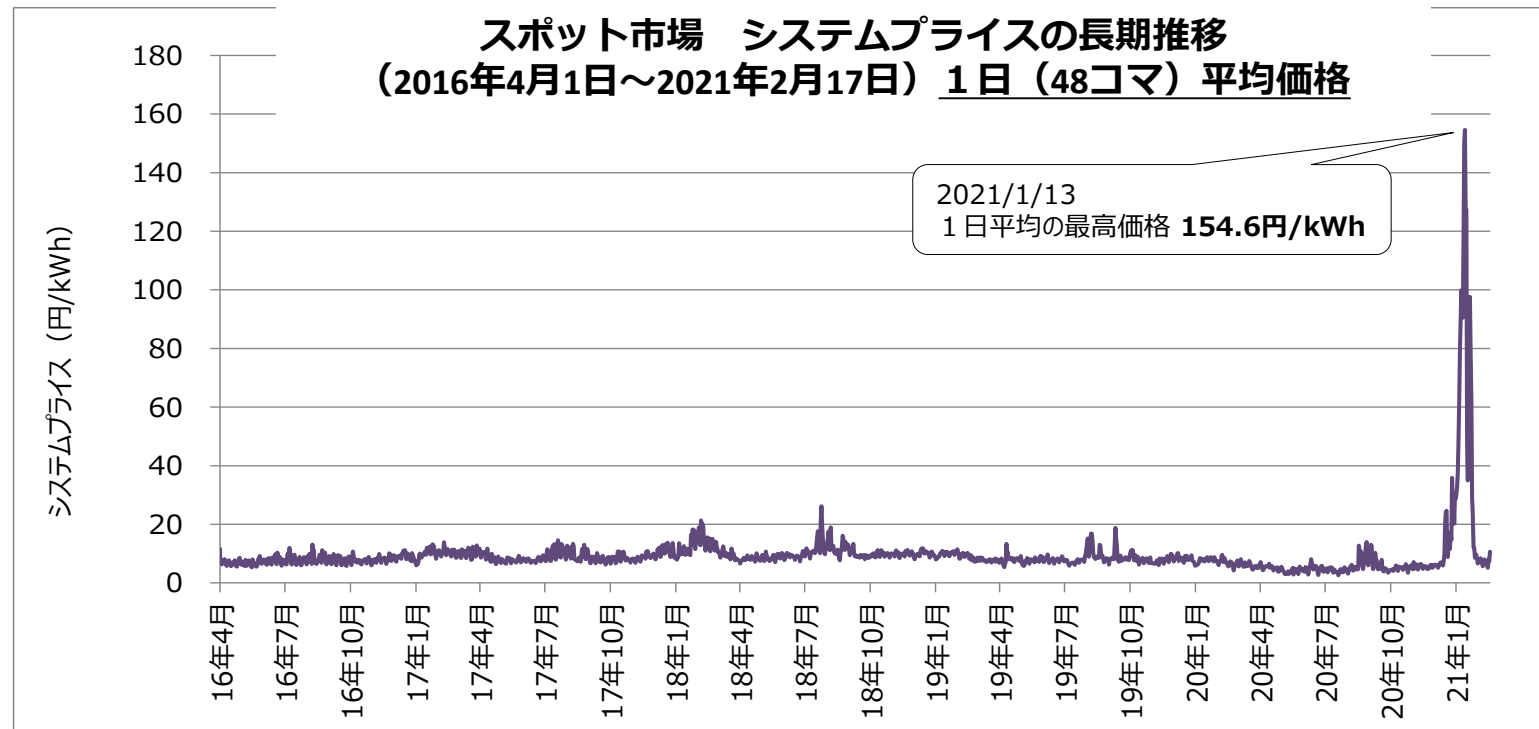


電力・ガス取引監視等委員会
Electricity and Gas Market Surveillance Commission

1.スポット市場の動向

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。
- この背景としては、寒波の到来に伴う電力需要の増加や、燃料在庫の減少に伴うLNG火力の出力低下、売り切れの発生による買い入札価格のスパイラル的上昇等の要因が考えられる。



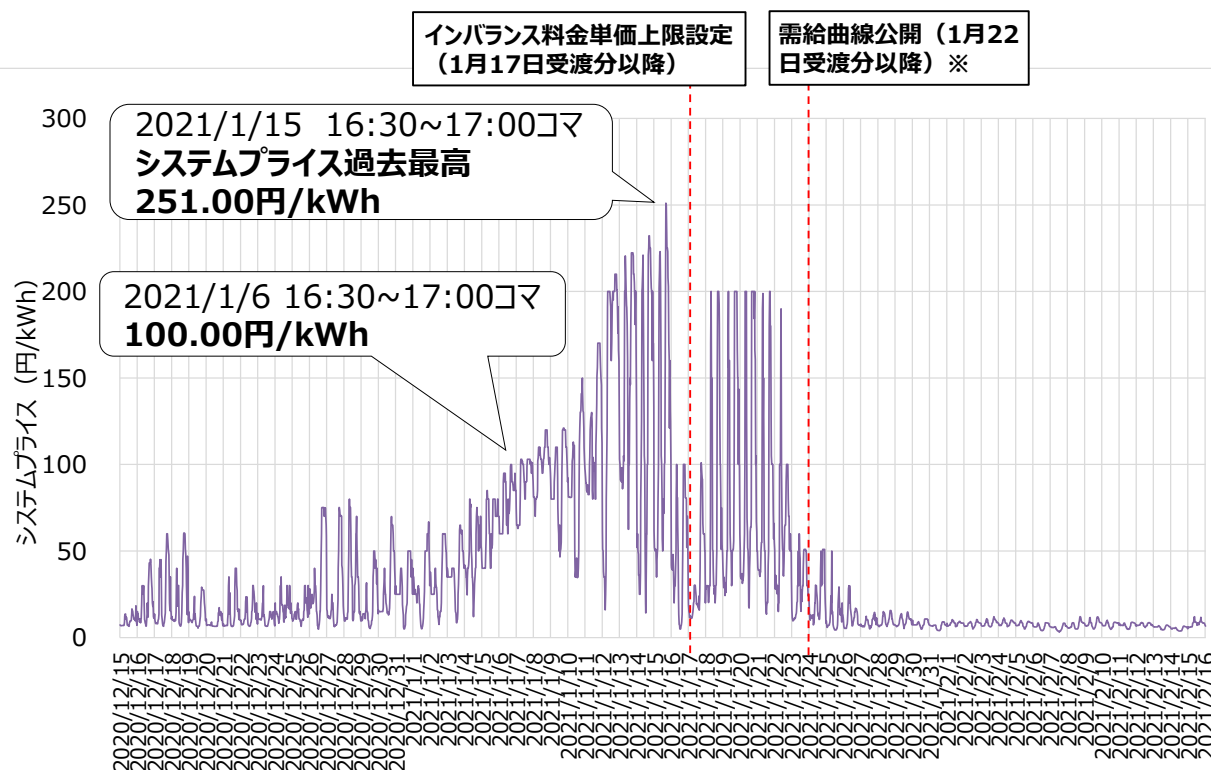
	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度 (~2/17)
システムプライス平均値	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.8
システムプライス最高値	55.0	44.6	44.9	40.0	50.0	75.0	60.0	251.0

卸市場価格状況②（システムプライス詳細）

- スポット市場のコマ毎のシステムプライスについては、1月15日に過去最高値の251円を記録。
- 1月17日以降、インバランス料金単価の上限を200円/kWhとする措置を導入。
- 1月下旬以降、スポット価格は概ね沈静化。

スポット市場 システムプライスの推移（2021年1月6日～2月17日）

スポット市場 システムプライスの推移 （2020年12月～2021年2月足下） コマ毎価格



受渡日		システムプライス 1日平均価格	システムプライス 最高価格	100円以上コマ数 (内、200円以上)
2021/1/6	水	79.38	100	1 (0)
2021/1/7	木	89.82	103.01	22 (0)
2021/1/8	金	99.9	120.02	32 (0)
2021/1/9	土	91.69	121	22 (0)
2021/1/10	日	90.46	150	22 (0)
2021/1/11	祝	117.39	170.2	29 (0)
2021/1/12	火	150.25	210.01	36 (19)
2021/1/13	水	154.57	222.3	37 (17)
2021/1/14	木	127.51	232.2	29 (16)
2021/1/15	金	127.4	251	28 (14)
2021/1/16	土	48.51	100.1	6 (0)
2021/1/17	日	34.97	101.1	2 (0)
2021/1/18	月	77.2	200	15 (2)
2021/1/19	火	97.62	200	22 (6)
2021/1/20	水	97.62	200	19 (8)
2021/1/21	木	77.9	200	17 (2)
2021/1/22	金	62.71	190	11 (0)
2021/1/23	土	29.14	60	0
2021/1/24	日	23.01	51	0
2021/1/25	月	12.08	50	0
2021/1/26	火	11.9	30.01	0
2021/1/27	水	8.56	14.6	0
2021/1/28	木	9.73	15.62	0
2021/1/29	金	9.53	14.73	0
2021/1/30	土	8.06	10.78	0
2021/1/31	日	6.57	9.11	0
2021/2/16	火	7.35	10.00	0
2021/2/17	水	10.69	27.53	0

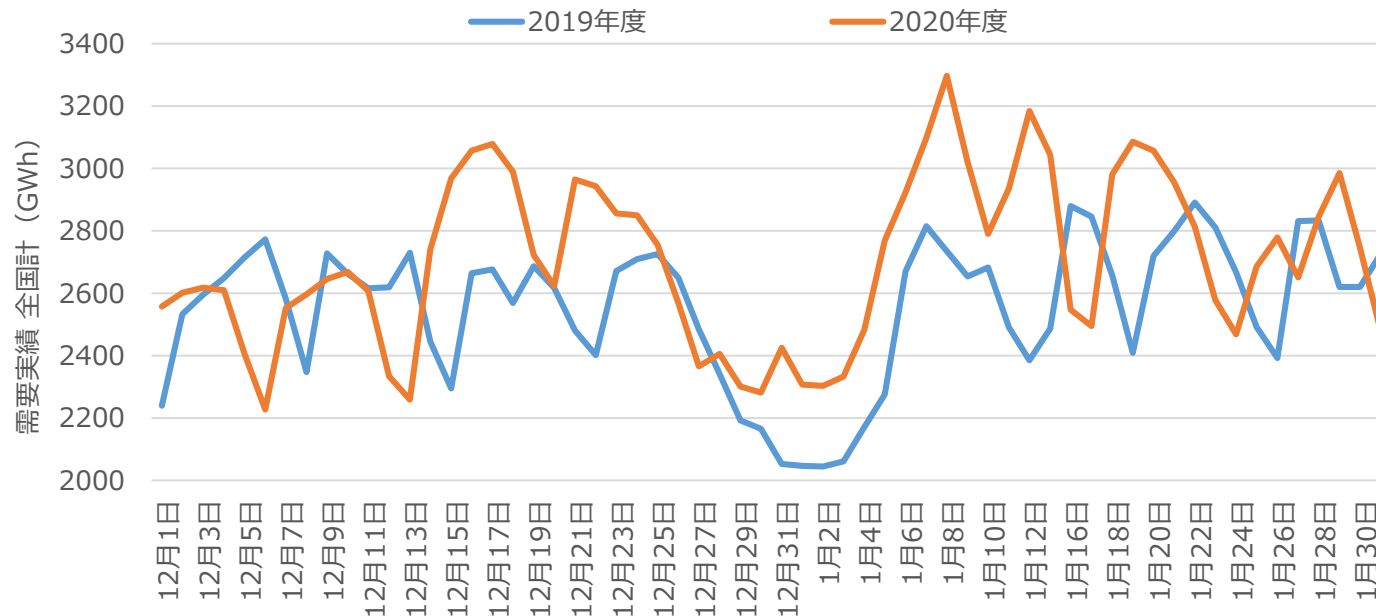
（資料）JEPX HPより事務局作成。

※ 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。

需要状況

- 寒波の到来に伴い、2020年12月後半の全国の電力需要は、前年度比で8%増。
- また、2021年1月（21日実績まで）の全国の電力需要は、前年度比で7.6%増。

需要実績 全国計（2020年12月1日～2021年1月31日）

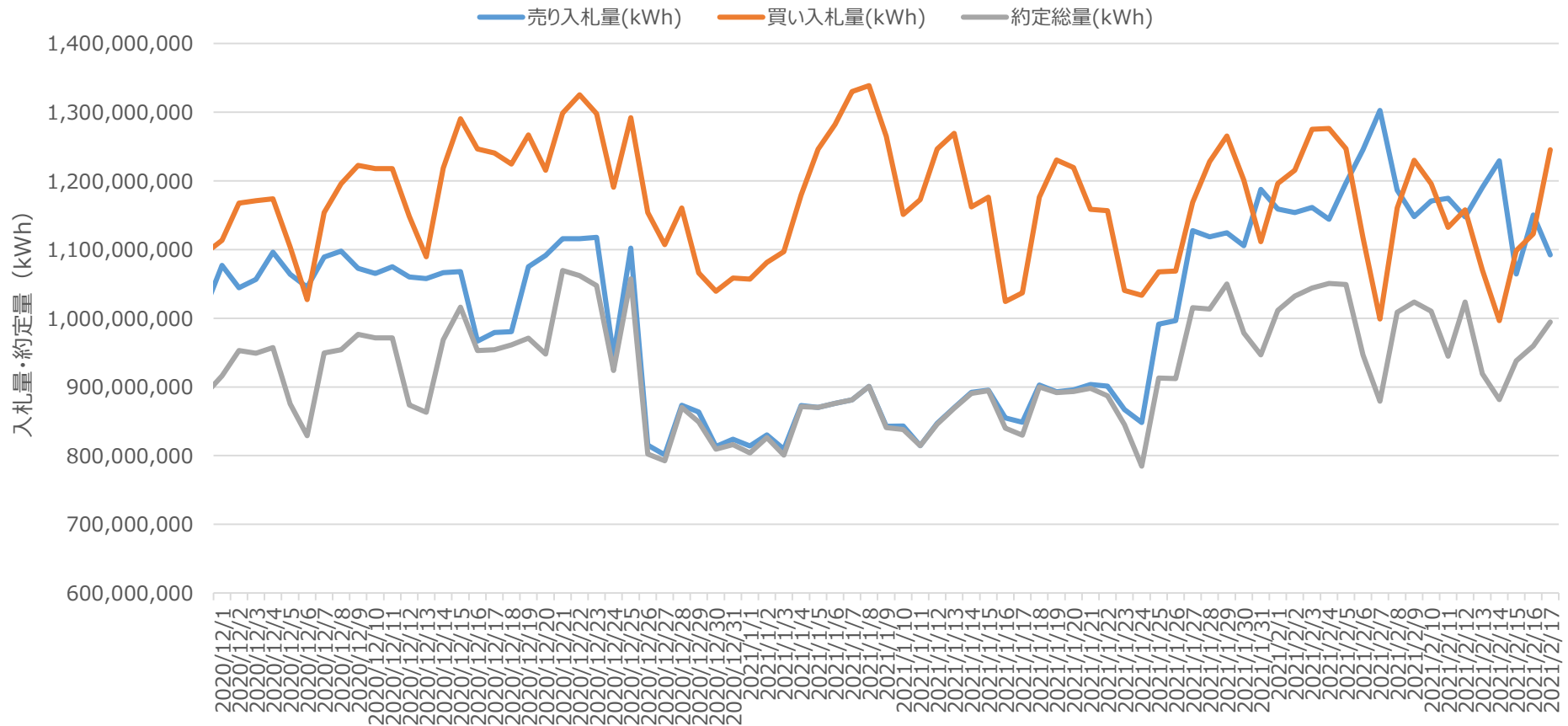


需要実績量 (単位 : GWh)	2019年度	2020年度	増減
12月前半	38,526	38,393	-0.3%
12月後半	40,087	43,189	+8%
1月	80,309	86,427	+7.6%

スポット市場の売買入札量・約定量の状況

- 12月下旬から1月中旬頃まで、売り入札のほぼ全量が約定する状況（売り切れ状態）が継続していた。

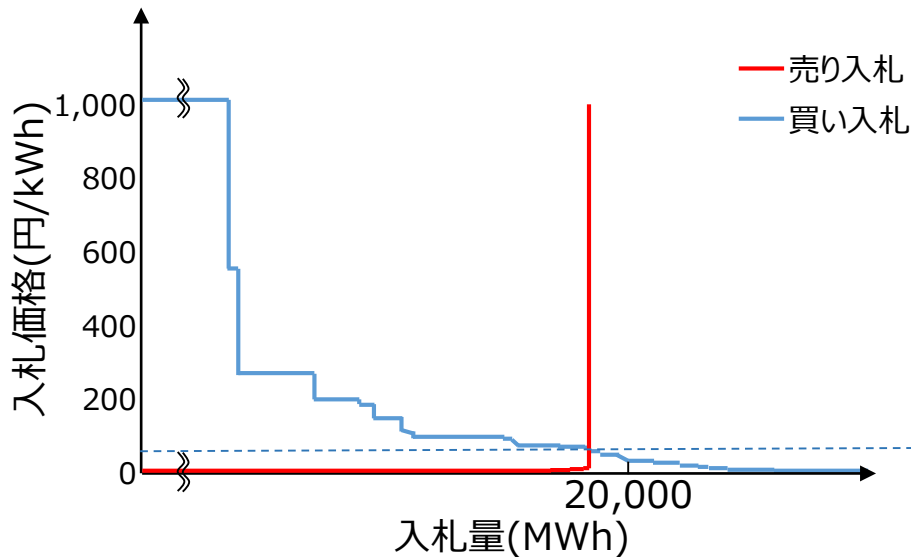
スポット市場の入札・約定量の推移
(2020年12月1日～2021年2月17日)



今冬の価格高騰における価格上昇のメカニズム

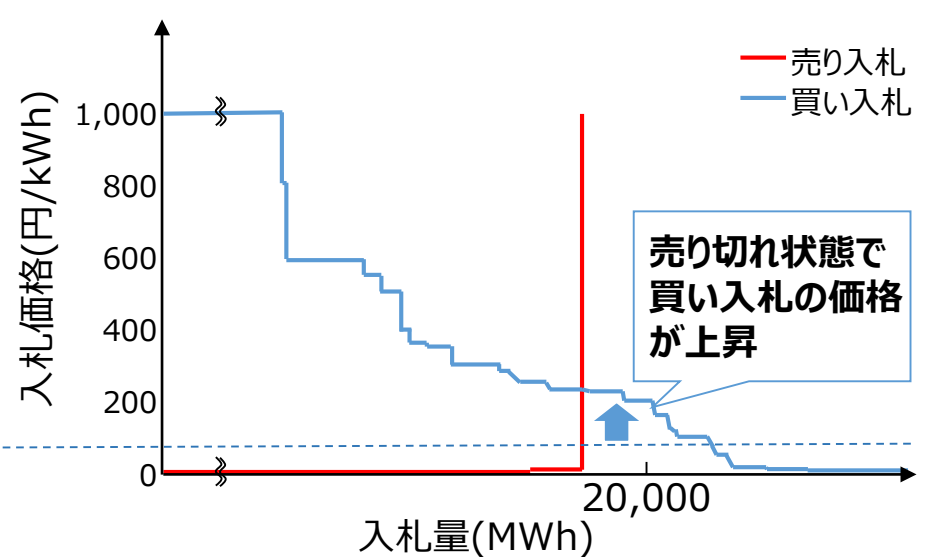
- 今冬の価格高騰期間においては、多くのコマで売り切れが発生し、買い入札価格により約定価格が決定されていた。（供給曲線が垂直）
- したがって、価格の上昇は、売り入札の価格が上昇したためではなく、売り切れの発生と買い入札価格の上昇によるもの。（売り入札価格に不自然な高値入札は見られていない。）
- 売り切れが発生し不足インバランスとなる状況では、スポット価格が高騰してもインバランス料金よりは安いことから、限られた玉を奪い合う構造となり、スパイラル的な高騰が発生したと考えられる。

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。

2.売り入札量についての各社からの説明

電取委事務局によるスポット取引の監視の状況について

- 今冬の卸電力市場スポット価格高騰を受け、電力・ガス取引監視等委員会事務局は、旧一電（沖縄電力を除く9社）の売り入札に関する監視を強化。
- 以下について、確認・分析を行っている。

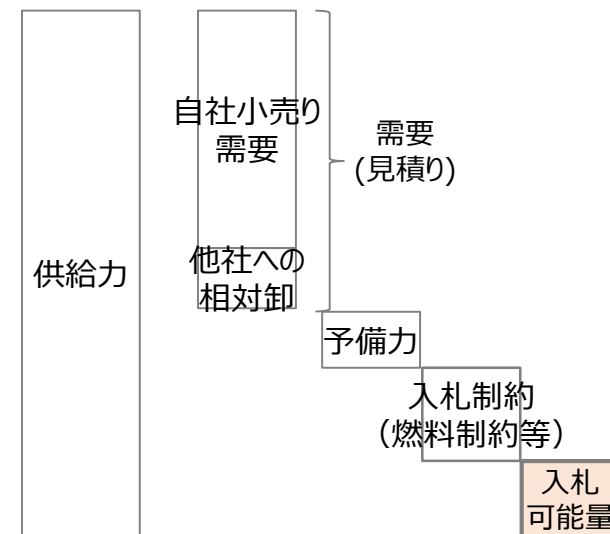
確認・分析のポイント

- ① 売り入札量は右図の考え方に基づいて判断しているか
- ② 入札制約（特に燃料制約）を過大に見積もっていないか
- ③ 入札制約の運用（時間帯ごとの配分）は合理的か
- ④ 予備力を過大に確保していないか
- ⑤ 需要の見積もりを過大に見積もっていないか
- ⑥ H J K S（発電情報公開システム）に適切に情報を登録しているか

確認・分析の方法

- ① 燃料制約等の考え方について調査票により調査
- ② 毎日売り入札量の根拠となるデータ提出を求め分析
- ③ サンプル的に電源ごとのデータなどより詳細なデータ提出を求め分析

入札可能量の全体像



(参考) 適正取引ガイドラインにおける記載ぶり

- 適正取引ガイドラインにおいて、「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」は、相場操縦として、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。

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

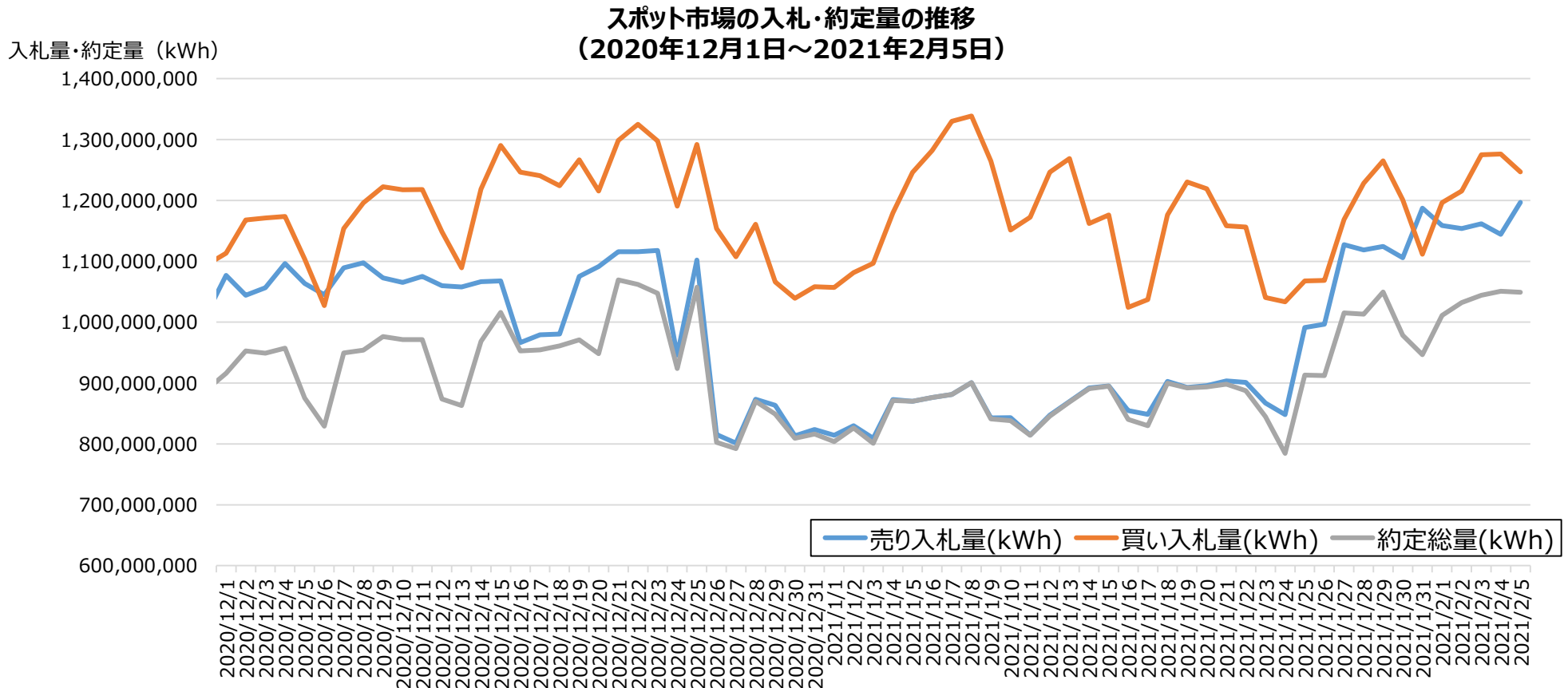
上記のうち、「市場相場を変動させることを目的として市場相場に重大な影響をもたらす取引を実行すること又は実行しないこと」として問題となる具体的な行為には、以下のものがある。

- 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）

スポット市場の売買入札量・約定量の状況①

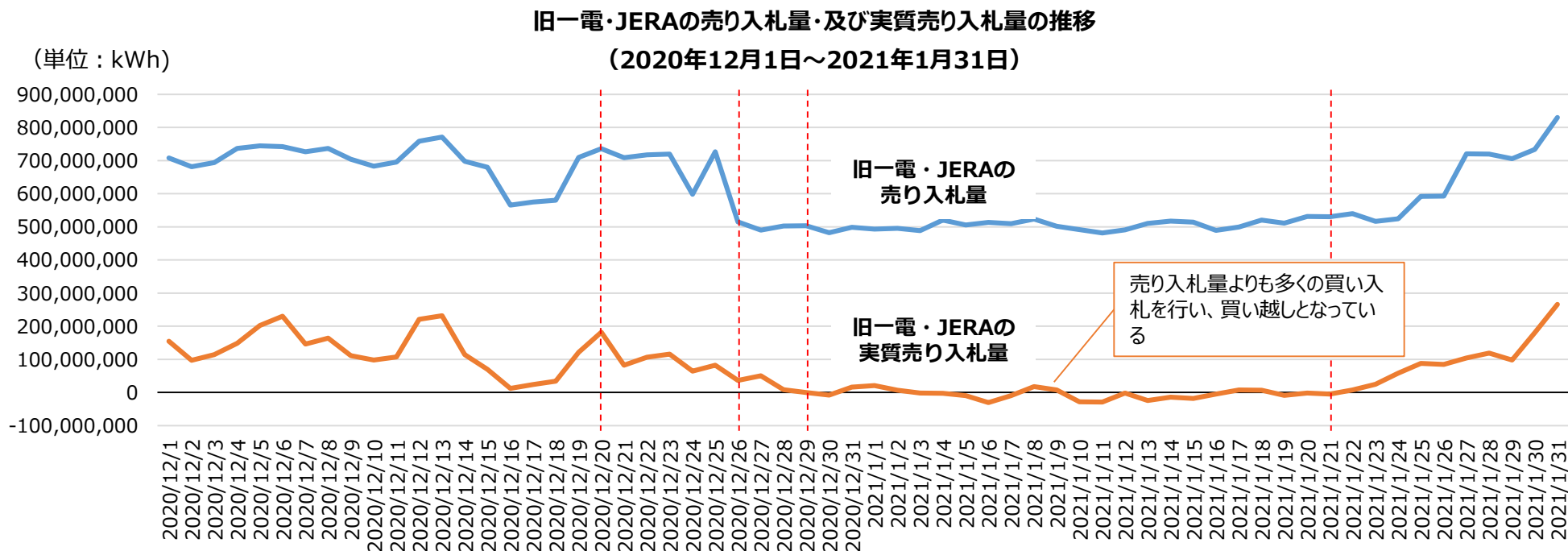
再掲

- 12月下旬から1月中旬頃まで、売り入札のほぼ全量が約定する状況（売り切れ状態）が継続していた。



スポット市場の売買入札量・約定量の状況②

- 事業者別の入札量を見ると、旧一電・JERAの売り入札は、12月26日頃から入札量が低下しており、前頁と同様の傾向を見せていた。
- しかしながら、それら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*の推移を見ると、12月20日頃からすでに減少傾向にあり、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。
- なお、グロスビディングを含めた旧一電の買い入札の状況についても引き続き確認・分析を行う。



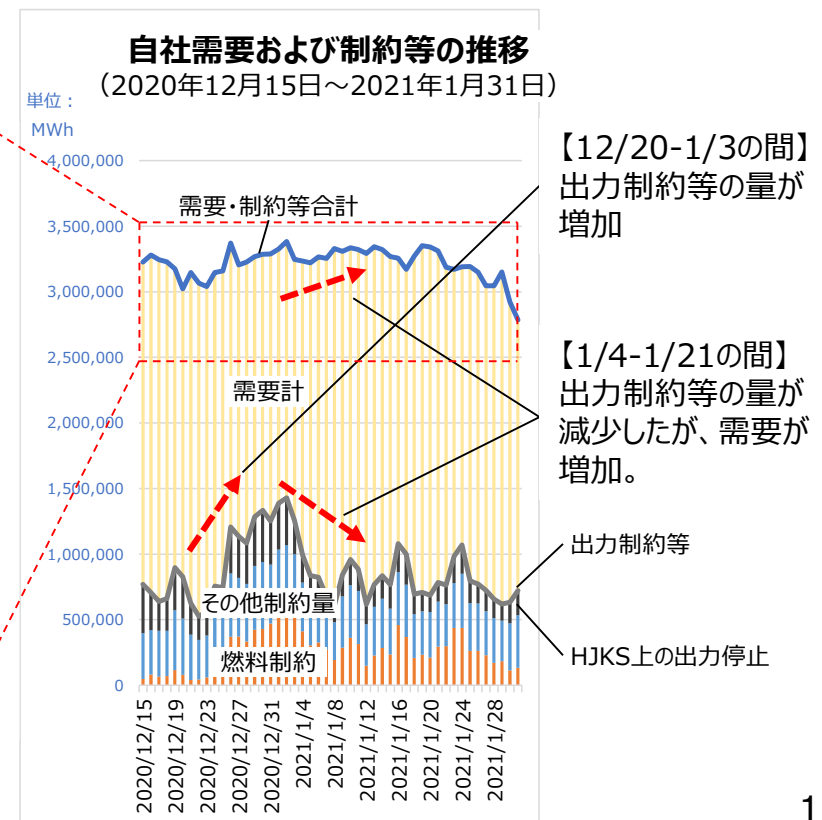
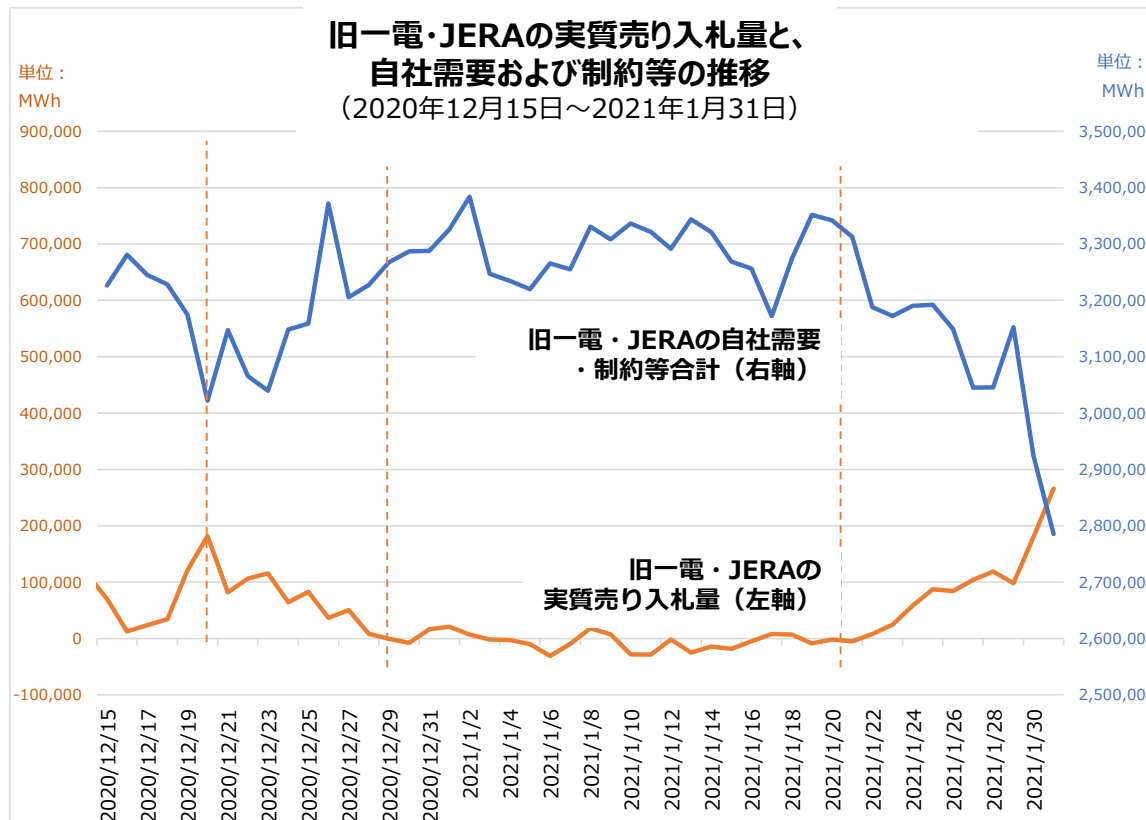
(資料) JEPX入札データより事務局作成。

* 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量を控除したものとする

スポット市場の売買入札量・約定量の状況③

- 前述のとおり、12月20日～1月21日の間、旧一電・JERAの実質売り入札量が減少していた。
- この要因については、
 - ①この期間の前半は、主に**発電機の実出力制約等の増加**、
 - ②後半は、主に**自社需要（自社小売向け及び他社卸分）の増加によるものである**との説明があった。

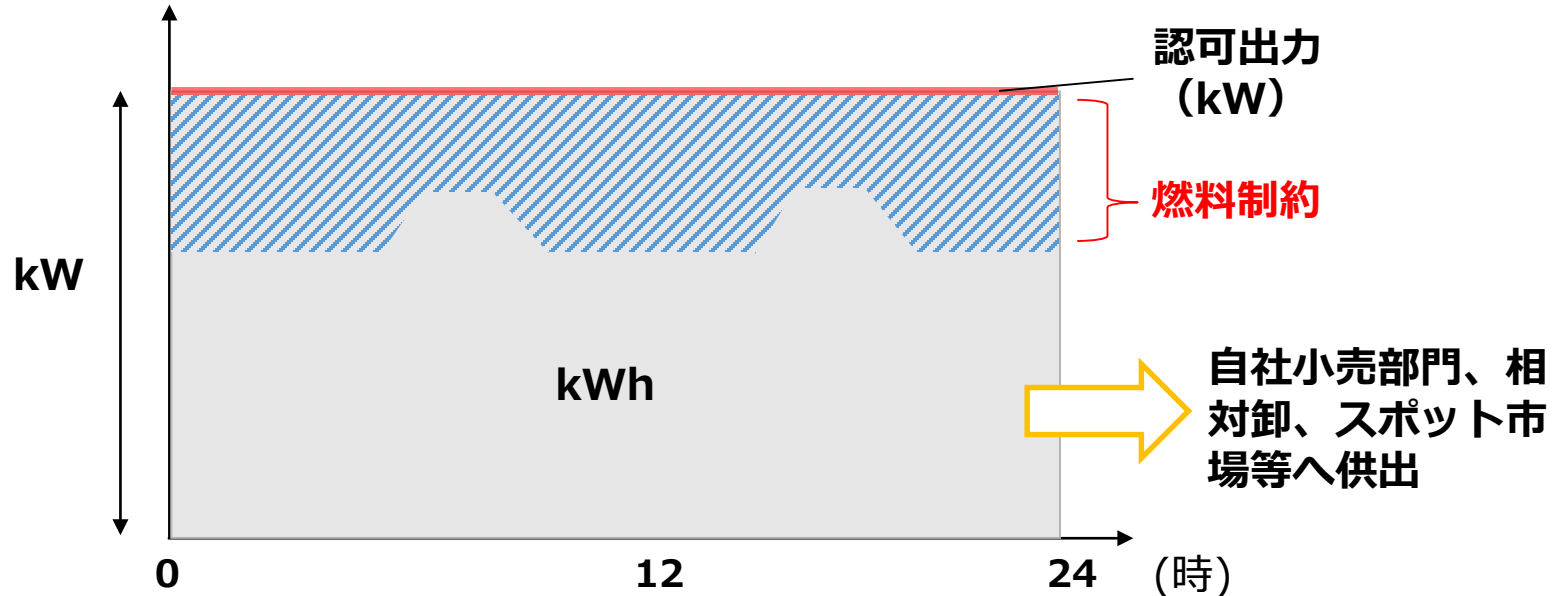
※出力制約等：定期修理等による停止と各種の要因による発電量の上限設定（制約）の合計値。今回は燃料制約が大きかった。（下図参照）



大手発電事業者の売り入札量の監視について

- 前述のとおり、12月下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行っているところ。

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

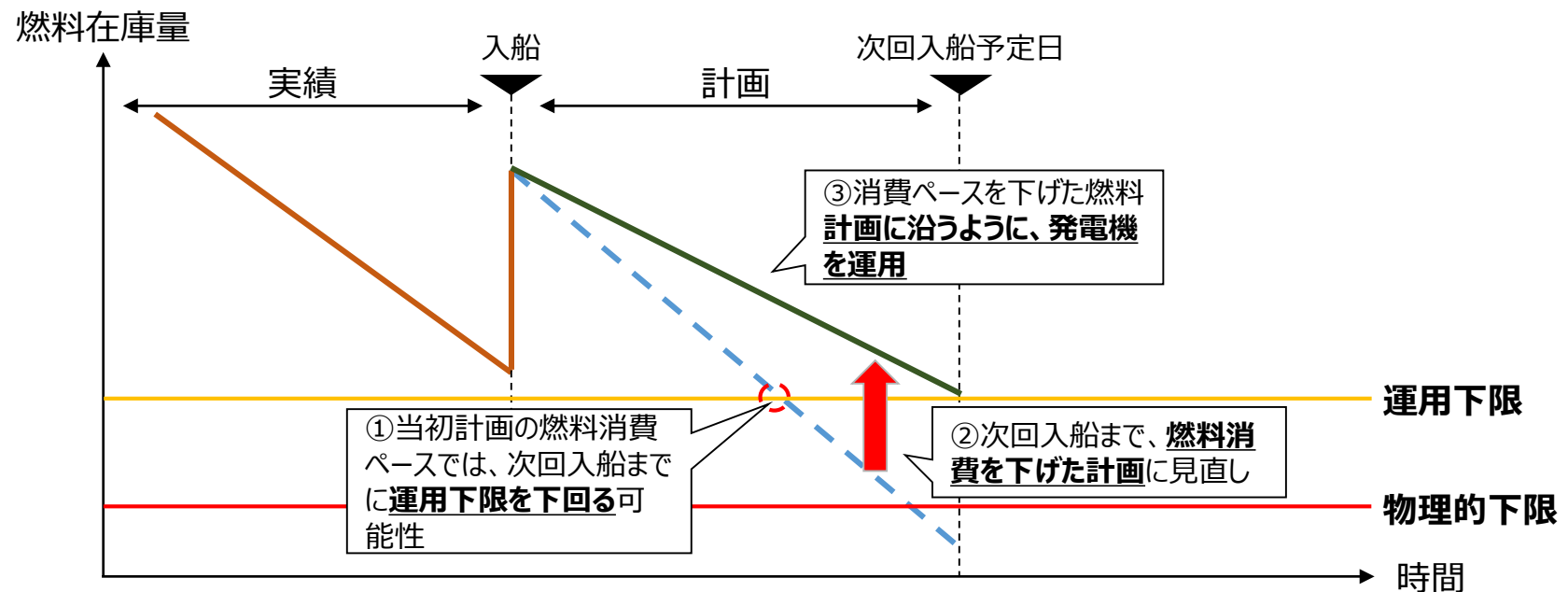


LNG燃料制約の妥当性の確認内容

- 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。

各社の燃料制約量等の確認結果について

- 今冬にLNG火力の燃料制約による出力制限を実施した7社についての確認結果は次頁のとおり。（一部事業者で12月中旬から、多くの事業者は12月下旬から燃料制約を実施していた。）
- 各社ともに、入船遅延リスク等を考慮したタンクの運用下限を設定し、タンクの在庫量、今後の配船予定、自社需要の見通し等から、一定の考え方に基づき燃料制約量を算定していることが確認された。（現時点において、問題となる行為は確認されていない。）
- なお、タンクの運用下限の設定におけるリスク評価の方法（入船遅延リスクの日数や使用量変動の考慮の有無）や、運用の詳細（逼迫時には運用下限を割り込んで物理下限で対応した社がある一方で、運用下限を下回らない範囲で対応した社もある）などについては、各社で一部ばらつきが見られた。

(参考) 各社に対する確認結果の概要

	A社	B社	C社
燃料計画（需給計画）の見直しタイミング	- 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。 - その上で、計画の前提に変化が生じれば随時見直す。	- 毎月下旬に期先3か月分の計画見直しを実施。 - 毎週金曜日、翌週分の需給計画・燃料計画の見直しを実施。 - その上で、計画の前提に変化が生じれば随時見直す。	- 毎月中旬に、翌月分の需給計画・燃料計画を見直し。 - その上で、計画の前提に変化があれば随時見直す。
タンク下限の設定の考え方・その他のリスクの考慮	- 入船遅延リスク（2日分）を考慮した運用下限を設定。 - 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。	- kW脱落回避のバッファを含めて入船遅延リスク（3日分）を考慮した運用下限を設定。 - 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。	- 入船遅延リスク（3日分）を考慮した運用下限を設定。 - 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。
需要想定の方法	最新の気象予測や直近の需要動向も踏まえ、需給計画を毎週木曜日に見直す。	最新の気象予測を踏まえ、週間および月間の需給計画をローリングで見直す。	最新の気象予測を踏まえ、需給計画を毎月見直す。
今冬において、燃料制約実施したタイミング	12月上旬から低在庫が続いたこと、また12月中旬に予定していた入船が遅延することとなり、TSOとの調整を経て、12月10日に計画を見直し、12月11日からの制約を決定。 1月上旬の入船遅延リスクを考慮し、12月18日に、12月19日からの制約を決定。 - 需要が引き続き高めに推移していること、また寒波により12月23日に、12月24日からの制約を決定。	12月下旬において、計画を上回る需要増が続き、TSOとの調整を経て、12月22日ごろから電源ごとに制約を決定。	定期見直しのタイミングではなかったが、計画を上回る需要増が続き、12月25日に計画を見直し、12月29日からの制約を決定。

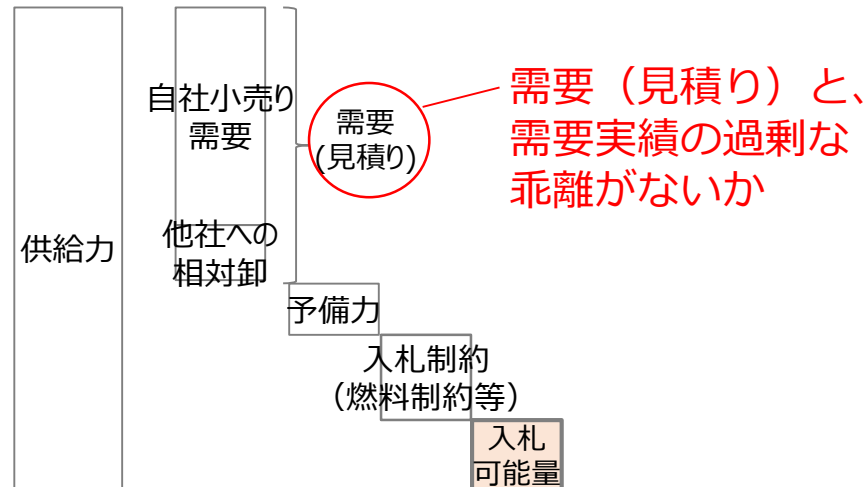
(参考) 各社に対する確認結果の概要

	D社	E社	F社	G社
燃料計画（需給計画）の見直しタイミング	- 毎週木曜日に、翌週分の需給計画・燃料計画を見直し。 - その上で、計画の前提に変化が生じれば随時見直す。	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回程度見直す。 - その上で、計画の前提に変化が生じれば随時見直す。	- 毎週木曜日に、翌1週間分の需給計画・燃料計画を見直す。 - 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。	- 毎月、翌3か月分の需給計画を策定。それに基づき燃料消費計画を策定し、燃料受入計画を見直す。 - その上で、計画の前提に変化が生じれば随時見直す。
タンク下限の設定の考え方・その他のリスクの考慮	- 入船遅延リスク（消費量1~2日）を考慮した運用下限を設定。 - 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。	- 入船遅延リスク（2~3日分）を考慮した運用下限を設定。 - 今冬については、運用下限を下回る範囲（物理的下限）に基づき燃料制約量を設定。 - 実際に運用下限を下回る水準での運用を実施。	- 公害防止協定上必要な量（消費量2日分）を考慮して運用下限を設定。 - 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。	- 入船遅延や使用量変動等を総合的に勘案したリスク（消費量1.5日~2日分）を考慮した運用下限を設定。 - 今冬については、運用下限を下回る範囲（物理的下限）に基づき燃料制約量を設定。 - 実際に運用下限を下回る水準での運用を実施。
需要想定の方法	最新の気象予測を踏まえ、需給計画を毎週木曜日に見直す。	最新の気象予測や販売計画を踏まえ、1か月分の需要を前々月の下旬頃に想定以降、前月中旬および当月上旬の2回程度見直す。	- 最新の気象予測を踏まえ、需給計画を毎週木曜日に見直す。 - その上で、至近の需要実績や気象予測を踏まえ計画を日々見直す。	広域機関の需要想定要領に則り、当年度の需要想定を実施。必要に応じ、各月の補正を実施。
今冬において、燃料制約実施したタイミング	12月12日頃に、水力の渇水等に伴いLNG燃料制約が発生。 12月下旬、寒波による計画以上の需要増や電源トラブルにより、TSOとの調整を経て、12月25日に計画を見直し、12月26日からの制約を決定。	12月中旬以降、寒波による需要増や電源トラブル、渇水により、燃料消費が増加し、燃料在庫払底の可能性を認識。 - 例年だと需要が下がる年末（12月26日）から、消費量抑制のための制約を決定。	1月初旬の寒波による計画以上の需要増や電源トラブルも踏まえ、1月10日に検討を開始し、TSOとの調整も経て、1月12日に計画を策定し、1月13日からの制約を決定。	12月中旬からの寒波到来に伴う自社需要及び市場売電量の増加に伴い、LNG消費量が想定以上に増加したため、12月18日から検討を開始し、12月24日に12月26日からの燃料制約を決定。以後、TSOとの調整を経ながら制約を実施。

(参考) 需要の見積もりについて

- 各社の自社小売等の需要の見積もりについては、その翌日に需要実績（速報値）の提出を求め、過大な需要見込みとなっていなかったかを確認している。

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月下旬平均 (12/15~31)	1,981,474	1,961,242	20,232	1.0%
2021年1月上旬平均 (1/1~1/15)	2,067,722	2,051,824	15,898	0.8%
上記期間平均	2,021,903	2,003,702	18,200	0.9%
(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。

今後の検証について

- これまでの監視に加えて、2月25日の制度設計専門会合において、旧一電等（沖縄電力を除く9社及びJERA）に対する公開のヒアリングを実施予定。
- 上記ヒアリングにおいて、各社より売り入札量の減少・買い約定量の増加の理由や、自社需要の想定やLNG燃料制約の設定等について、具体的なデータに基づく説明を求め、真相の究明を進めていく。

○ヒアリング対象：旧一般電気事業者（沖縄電力を除く9社）、JERA

○各社へのヒアリング予定項目

- ✓ 12月後半以降、売り札が減った場合の理由
- ✓ 12月後半以降、買い約定量が増えた場合の理由
- ✓ 12月後半以降、自社需要が増えた場合の理由
- ✓ 各社のスポット入札時の自社需要想定の見積もり方法、実績との乖離が大きかった場合の理由
- ✓ 各社のLNG燃料制約の算定方法（タンクの運用下限の設定方法、期間中の具体的な運用等）
- ✓ 燃料制約量の設定にあたり、市場への影響をどのように考慮したか
- ✓ 各社のグロス・ビディングの設定の考え方 等

※ヒアリングに際して、各社より、売買入札量・約定量、自社需要想定・実績、燃料制約を設定した際の根拠データ等の提出を求め、公表する。

3. 今後の政策的検討事項

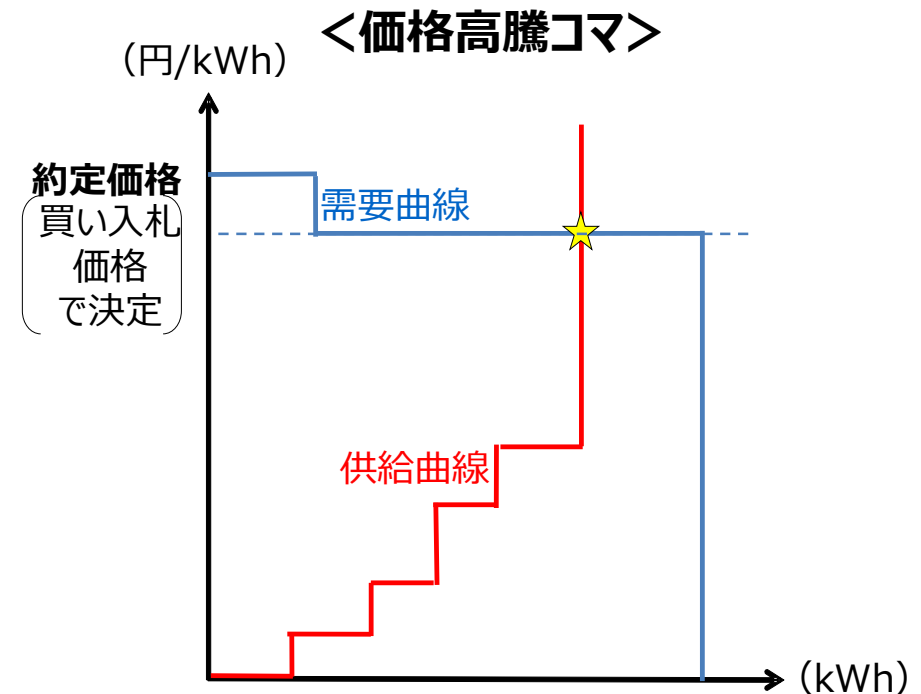
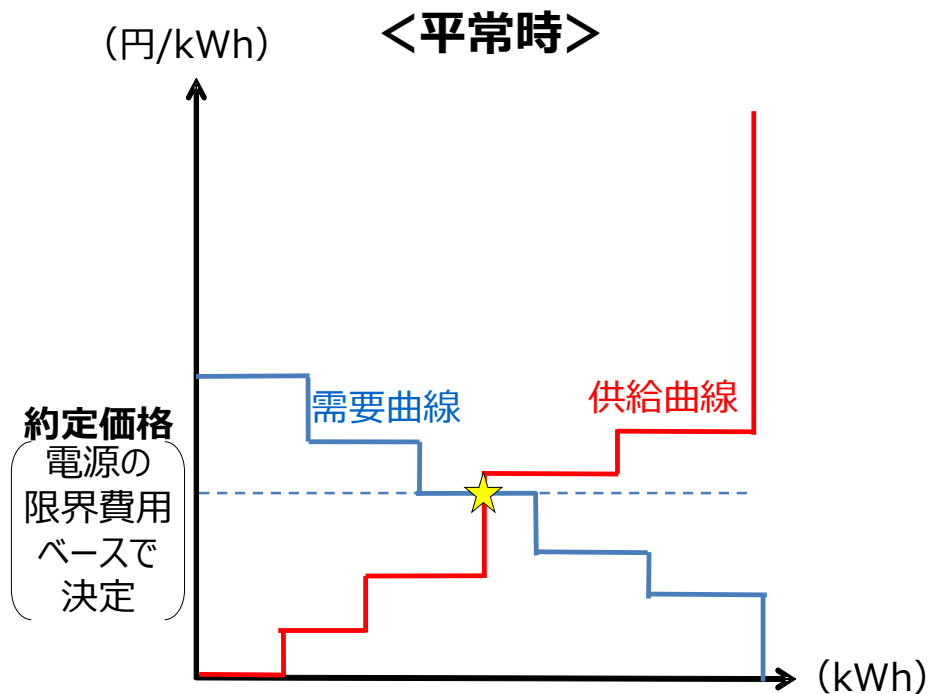
今後の政策的検討事項

- 今般のスポット市場価格の高騰事象を受けて、以下のような制度的課題について、制度設計専門会合で議論を開始しており、引き続き検討を進めていく。
- 以下のような制度的な課題について、検討していく。
 - － 情報開示の在り方
 - ・ JEPXの需給曲線（取引所における常時公開等）
 - ・ 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）
 - － 先物・先渡市場等のさらなる活用に向けた方策
 - － インバランス料金についての分析
 - － 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 等

**参考 第55回制度設計専門会合
(令和3年2月5日開催) からの抜粋資料**

(参考) JEPX需給曲線公開のニーズについて

- 今冬の価格高騰コマにおいては、供給量の不足により売り切れが発生することにより、買い入札価格により約定価格が決定。（供給曲線が垂直）
- 売り切れが発生し不足インバランスとなる状況では、価格が高騰してもインバランス料金よりは必ず安いことから、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。
- 市場参加者からは、こうした状況下において、前日の約定価格ぐらいしか入札時の判断材料がないことから、需給曲線を継続的に公開してほしいとの要望が寄せられていた。

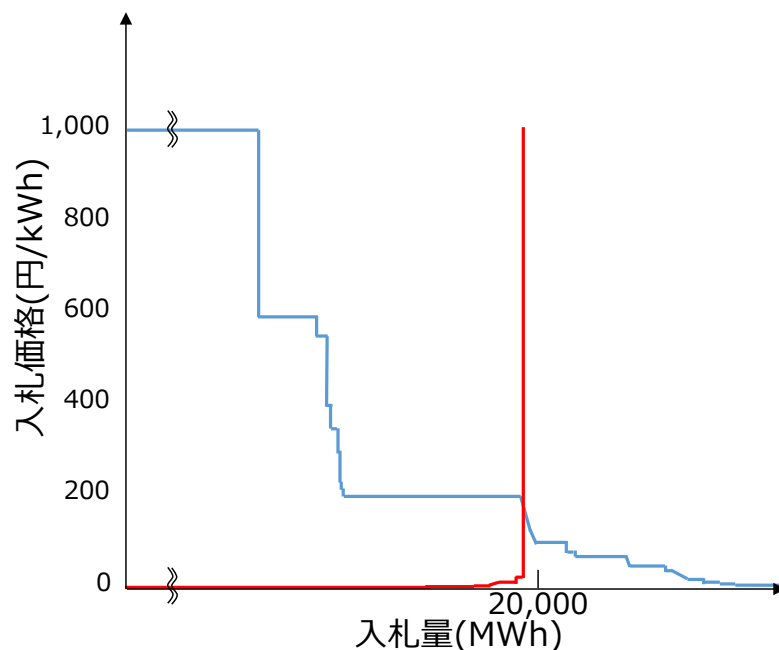


(参考) JEPX需給曲線の公開について

第55回制度設計専門会合 資料4 抜粋・一部改変

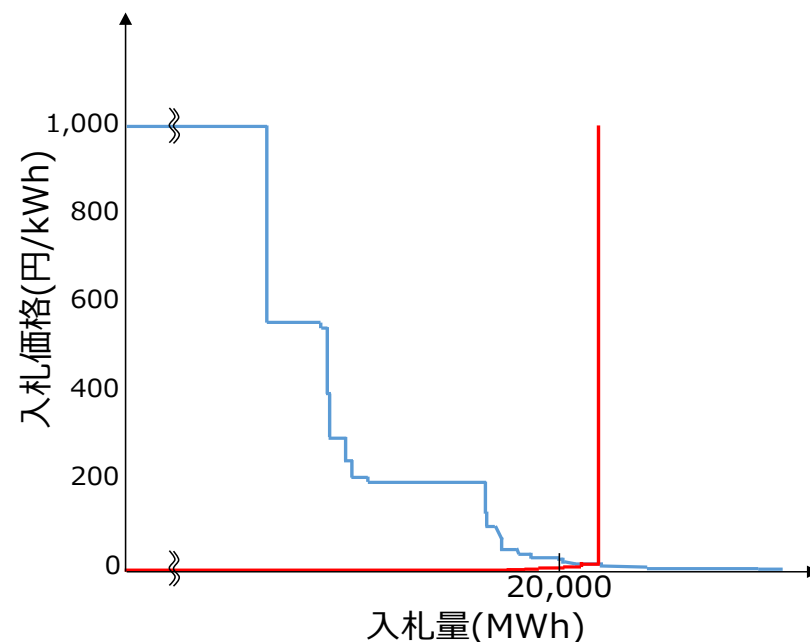
- こうした市場参加者からのニーズを受け、**1月22日（金）より当面の間**、監視等委員会において、**平日朝夕それぞれで最高価格をつけたコマにおけるJEPXの需給曲線**について、一定の加工を施した上で**継続的な公開**を開始。※受渡日当日（取引の翌日）に公表を実施。
- 公開前後の需要曲線を比較すると、公開後には**100～200円といった高値の買い入札が減少し、結果として約定価格も低下**したことが見てとれる。

2021年1月22日 9:00-9:30



システムプライス：190円/kWh
約定量：19,537 MWh
売り入札量：19,537 MWh
買い入札量：28,399 MWh

2021年1月28日 7:30-8:00



システムプライス：15.00 円/kWh
約定量：21,060 MWh
売り入札量：22,583 MWh
買い入札量：26,124 MWh

(参考) 諸外国における入札状況の公開状況

第55回制度設計専門会合 資料4 抜粋・一部改変

- 欧州のEPEX等においては、コマ毎の需給曲線・入札情報が取引後速やかに公開されている。
- なお、欧州各国の規制機関の連合であるNRA※¹のポジションペーパーでは、各国・地域の取引所（NEMO※²）は、前日市場における取引の4時間以内に匿名化された需給曲線を公開するべきであると整理されている。

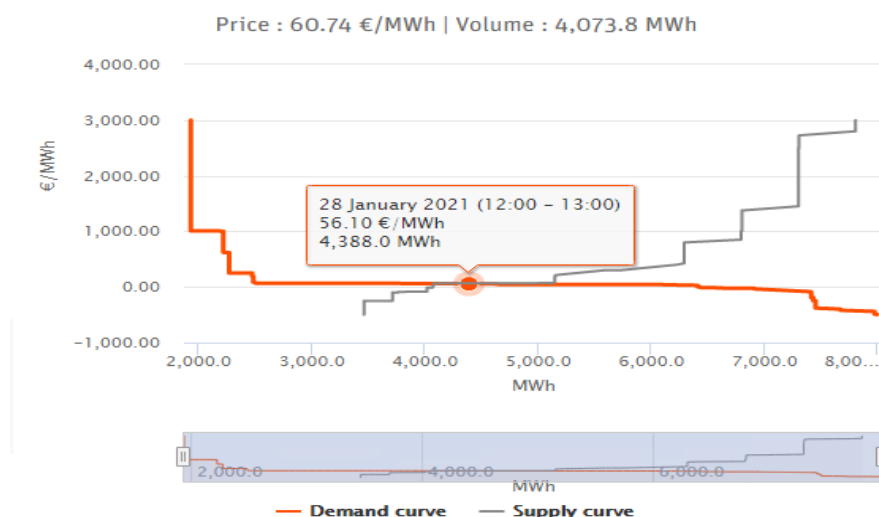
※¹ National Regulatory Authorities in Energy Europe ※² Nominated Electricity Market Operators

EPEXで公開されている需給曲線の例

00 01	01 02	02 03	03 04	04 05	05 06	06 07	07 08	08 09	09 10	10 11	11 12	12 13	13 14	14 15	15 16	16 17	17 18	18 19	19 20	20 21	21 22	22 23	23 24
----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------	----------

Auction > Day-Ahead > 60min > AT > 28 January 2021

Last update: 27 January 2021 (13:13:11 CET/CEST)



入札情報の公開状況の比較

諸外国電力市場（EPEX, Nord Pool）においては、需給曲線または需給曲線を作図するにあたってバックデータとなる入札情報（入札価格帯ごとの入札量）をコマ毎に公開。

	EPEX	Nord Pool	JEPX
コマ毎の入札量・価格情報の公開状況	実際の需給曲線を公開	入札量を価格帯別に公開（公開データより需給曲線を作図可能）	入札総量および約定価格のみ
公開タイミング	取引当日	取引当日	—

(参考) 需給曲線の公開にかかる今後の検討の方向性

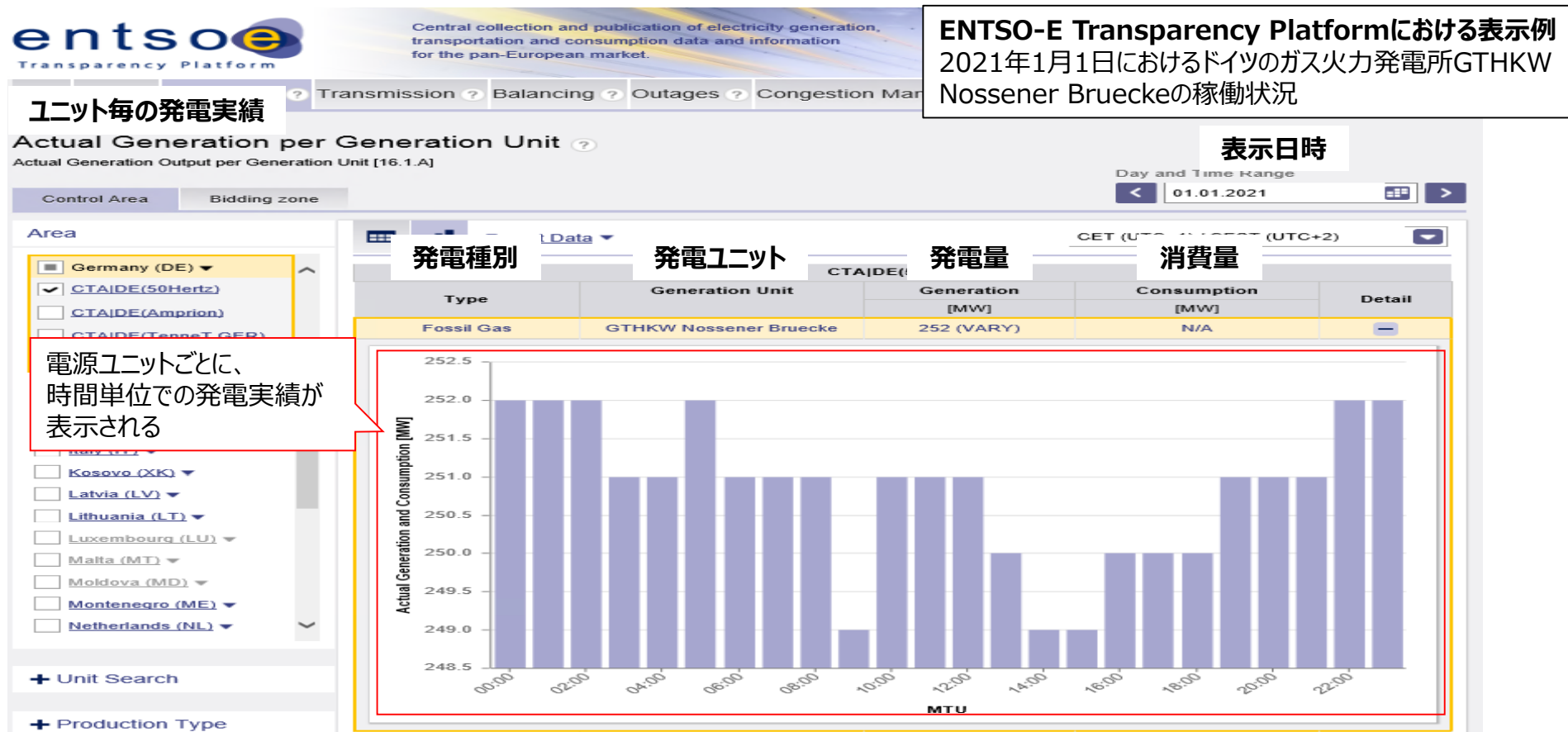
- 現時点では、売り切れによるスポット市場価格高騰が続いた中で、当面の間の措置として、監視等委員会が平日朝夕の最高価格を付けたコマにおけるJEPXの需給曲線の公開を実施している。
- こうしたJEPXの需給曲線の公開については、市場参加者からは常時実施を望む声強い。また、諸外国においても、取引所が取引後速やかに需給曲線を公開しているケースが多い。
- このため、我が国においても、市場参加者に適切な情報を公開する観点から、日本卸電力取引所が取引後に需給曲線を常時公開すること等、具体的な検討を進めることとしてはどうか。

- 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。

(参考) 海外事例

第55回制度設計専門会合 資料4 抜粋・一部改変

- 欧州では、情報公開に関するEU規則※に基づき、TSOが整備した情報プラットフォーム上で、各発電所の稼働状況・運転状況が公開されている。
- ENTSO-EのTransparency Platformにおいて、時間ごとのユニット別発電実績は、5日以内に公開されている。



(出典) <https://transparency.entsoe.eu/>

※Regulation on wholesale energy market integrity and transparency (REMIT, Regulation (EU) No 1227/2011)やTransparency Regulation (Regulation (EU) No 543/2013) では、市場参加者(market participants)・情報の一次保有者(primary owners of data)から取引所・TSOへの情報提供が規定されている。

(参考) HJKSにおける情報公開

- 発電情報公開システム（HJKS）において、10万kW以上等の一定の発電所の停止や出力低下 ※1 についてはユニット単位の停止・出力低下の情報（発電形式、認可出力、ユニット名等）が公開されている。なお、出力低下については、昨年10月の適正取引ガイドラインの改正により追加。

※1 10万kW以上の出力低下が24時間以上継続することが明らかに見込まれる場合

- なお、現行ガイドラインでは、停止・出力低下理由の開示は任意※2とされている。

※2 停止・出力低下の理由の記載が任意とされた経緯としては、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**（第46回制度設計専門会合資料等を参照）。

発電情報公開システム
HJKS

停止情報 ▼ 稼働・停止状況 ▼ ユニット情報 ▼

発電情報公開システム トップページ > 停止情報一覧

停止情報一覧

検索条件

エリア 発電事業者 発電所コード

発電所名

発電形式 ユニット名 停止区分

停止期間

検索

エリア	発電事業者	発電所コード	発電所名	発電形式	ユニット名	認可出力(kW)	停止区分	低下量(kW)	停止日時	復旧見
東北	電源開発	31003	電源開発奥只見発...	水力	1号機	120,000	計画停止		2021/01/30 09:00	い
九州	九州電力株...	95062	松浦発電所	火力(石炭)	2号機	1,000,000	計画停止		2021/01/26 00:00	い
北陸	北陸電力株...	52314	北陸電力 富山新港...	火力(石油)	2号機	500,000	出力低下	350,000	2021/01/25 00:00	い
北陸	北陸電力株...	52312	北陸電力 富山火力...	火力(石油)	4号機	250,000	出力低下	150,000	2021/01/13 00:00	い
北陸	北陸電力株...	51302	北陸電力 福井火力...	火力(石油)	三国1号機	250,000	出力低下	125,000	2021/01/22 00:00	い
東北	東北電力株...	2V402	東北電力東新潟火...	火力(ガス)	3-5号機...	137,000	計画停止		2021/01/28 12:20	い
東京	株式会社JERA	G8643	袖ヶ浦火力発電所...	火力(ガス)	袖ヶ浦3号	1,000,000	計画停止		2020/09/15 00:00	い
東京	株式会社JERA	G8583	富津火力発電所3...	火力(ガス)	富津3-2軸	380,000	計画停止		2021/01/08 00:00	い
四国	四国電力(株)	81104	四国電力 坂出発...	火力(ガス)	4号機	350,000	出力低下	227,500	2021/01/13 00:00	い
中国	中国電力株...	71137	下関発電所第2号機	火力(石油)	2号機	400,000	計画停止		2021/02/20 00:00	い

<発電情報公開システム（HJKS）>

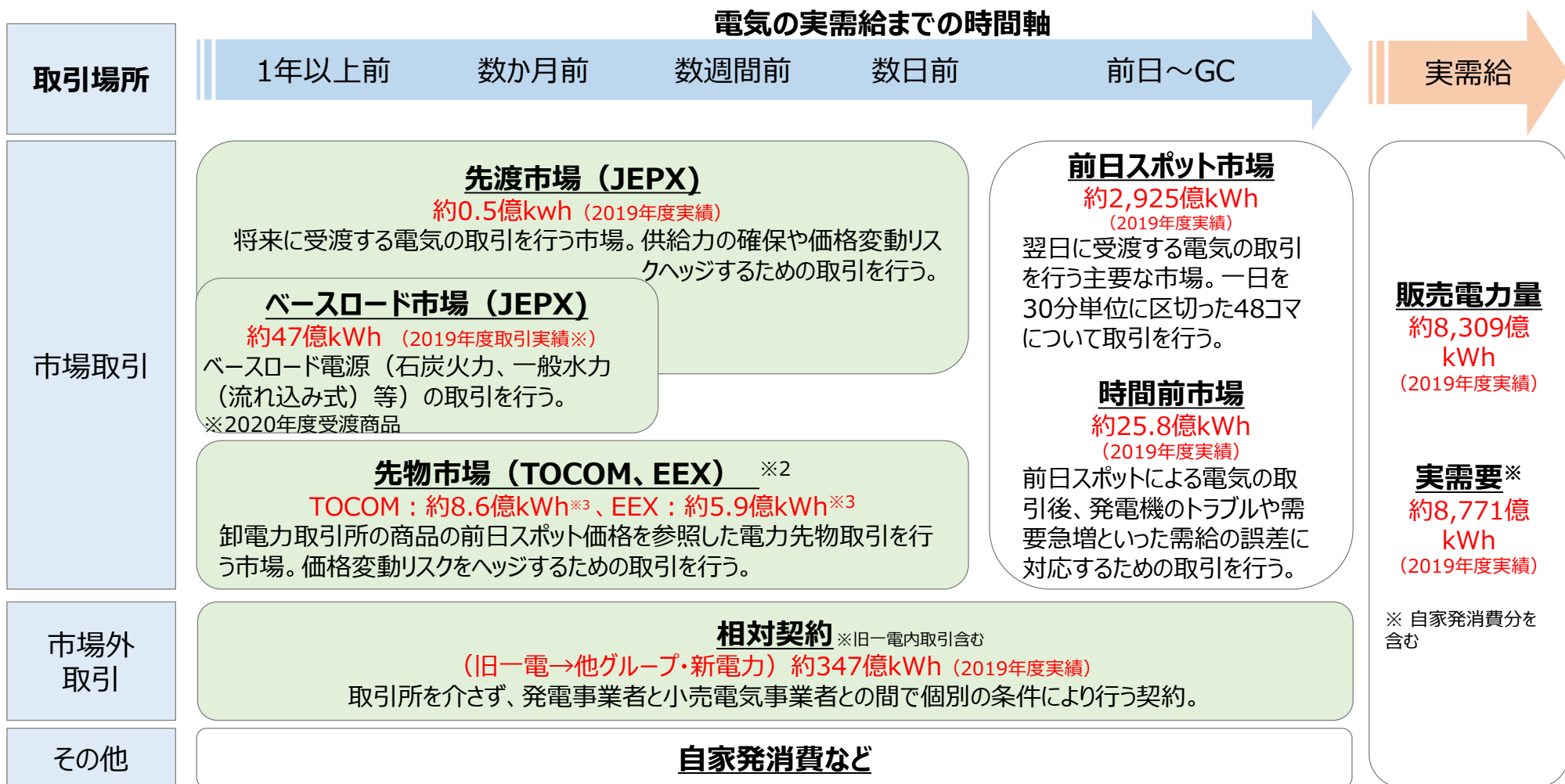
停止・出力低下情報の一覧が閲覧可能

復旧見通し	復旧予定日	停止原因	最終更新日時
あり	2021/01/31	作業に伴...	2021/01/28 13:45
あり	2021/01/28	補修作業	2021/01/28 13:39
あり	2021/01/28		2021/01/28 13:04
あり	2021/01/28		2021/01/28 13:04
あり	2021/01/28		2021/01/28 13:03
あり	2021/01/29	作業停止	2021/01/28 12:36
あり	2021/02/02	定期点検	2021/01/28 12:00
あり	2021/02/01		2021/01/28 11:06
あり	2021/01/28	燃料制約...	2021/01/27 19:22
あり	2021/02/28		2021/01/27 16:23

(参考) 電力調達方法の概況

第55回制度設計専門会合 資料4 抜粋・一部改変

- 電力調達の方法としては、前日から当日にかけて取引を行うスポット市場・時間前市場の他、相対取引、ベースロード市場、先渡市場、先物市場があり、各事業者はこうした手段を組み合わせて電源調達を行っている。



※1 関連する市場として、非化石価値取引市場、容量市場、需給調整市場があるが、本図には小売電気事業者の電力調達手段として利用されるもののみを記載

※2 先物市場は現物は扱わないが、電気事業者等に対して先行指標価格の形成機能と価格変動リスクのヘッジ機能を提供していることから、ここでは電力市場の一つとして記載。

※3 TOCOMについては2020年1月から2020年12月、EEXについては取引が開始された2020年5月から12月までの取引量を集計。

事前条件固定
可能な取引

(参考) 先渡・先物市場の取引量の推移

第55回制度設計専門会合 資料4 抜粋・一部改変

- 先渡市場、先物市場（TOCOM・EEX）における取引量は以下の通り推移。
- 今冬の高騰に際して、2020年12月、2021年1月は取引量が大きく増加している。

先渡・先物市場の月次取引量実績

(単位：MWh)

2020年	1月	2月	3月	4月	5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	合計	2019年度の 新電力販売電 力量に対する割 合
先渡	840	11,070	0	0	0	0	1,336	3,638	336	1,090	0	4,418	22,728	0.02%
TOCOM	144,241	19,782	34,586	36,732	45,901	111,052	46,968	28,656	55,822	92,663	53,344	191,192	860,939	0.67%
EEX	—	—	—	—	11,760	104,520	36	58,464	42,264	111,492	150,120	108,516	587,172	0.46%

2021年	1月※
先渡	10,908
TOCOM	113,160
EEX	915,540

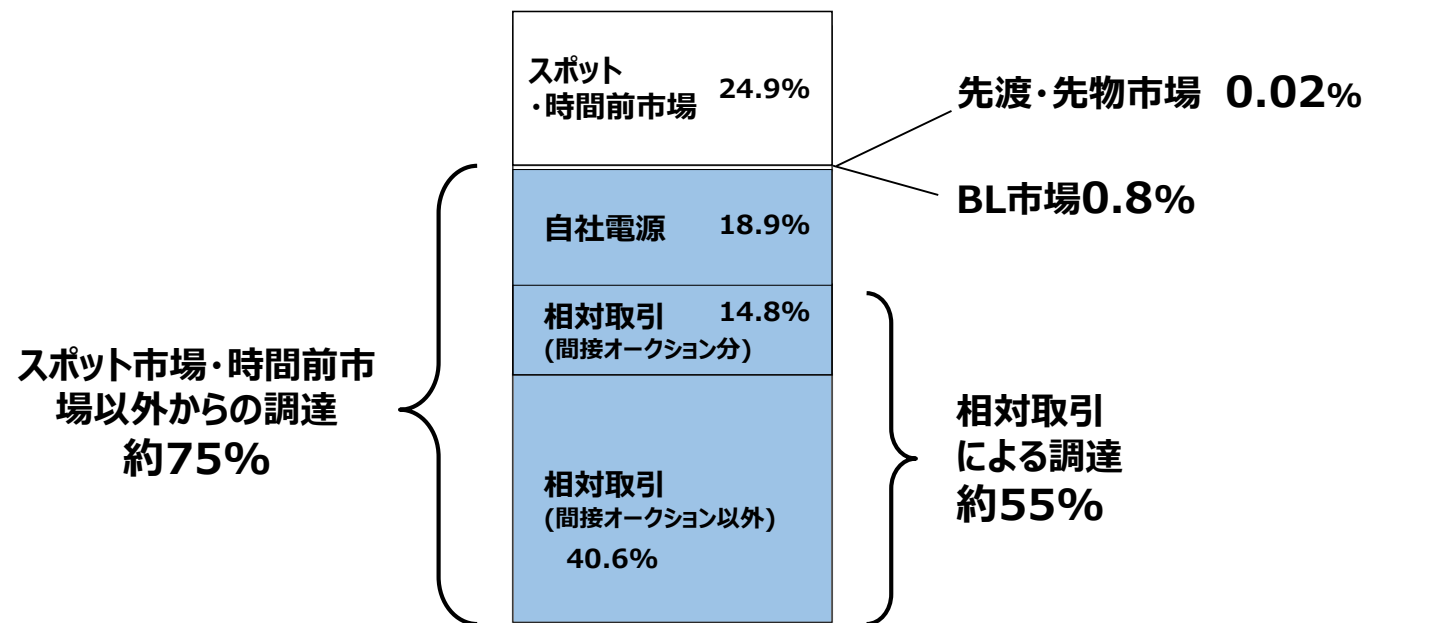
【出典】各取引所提供データより当局作成

※2021年1月の取引量は、先渡市場・TOCOMが1月31日まで、EEXが1月22日までの取引量。

(参考) 新電力の電源調達手段について

- 大手新電力の電源調達手段を確認したところ、相対取引による調達が全体の約55%を占めていた。これに自社電源やBL市場、先渡・先物市場を加えた約75%を事前に調達しており、スポット・時間前市場からの調達は約25%であった。
- 価格変動リスクをヘッジする事前調達的手段としては、自社電源を除くと相対取引が太宗を占めており、B L 市場や先渡・先物市場からの調達割合は極めて小さい状況。

新電力の調達手段の内訳¹ (計100%)



1: 2020年10月に電力・ガス取引監視等委員会新電力に対して行ったヒアリングに基づき作成。

・対象事業者: 18事業者 (2019年度販売電力量またはJEPX買い約定量上位10社および先渡し市場入札上位社から抽出)。

・対象調達量: 2020年度上期実績および下期見込み。

・(参考) 対象18事業者の販売電力量の合計は、全新電力の販売電力量の合計の約56%を占める (2019年度において)。

(参考) 欧州諸国との取引量比較

第55回制度設計専門会合 資料4 抜粋・一部改変

- 自由化で先行する欧州諸国では、相対取引や先渡・先物取引について、電力実需要以上の活発な取引が行われている。

欧州諸国と取引量の比較（19年度）

(単位：TWh)

8,000

6,000

4,000

2,000

0

需要 取引量

需要 取引量

需要 取引量

需要 取引量

需要 取引量

日本

ドイツ

フランス

イギリス

北欧
(+ Baltic)

■ 相対取引
(現物 + 金融)

■ 先渡・先物

■ 前日 + 当日
(スポット + 時間前)

(単位：TWh)

国内電力需要	831	524	449	301	400
前日（スポット）市場 + 当日（時間前）市場	295.1	280.1	120.9	168.4	397.3
先渡・先物市場 ^{*2}	0.3 ^{*1}	2,597.0	356.0	0.0	1,204.7
相対取引（現物・金融） ^{*2}	34.7 ^{*1}	4,757.4	635.4	844.2	203.3

*1：日本の相対取引については、旧一電が売り手となる現物相対取引のみ。また、先物取引はTOCOMにおける立会取引と立会外取引の合算値。

*2：ドイツ・フランス・北欧のデータは、市場における相対取引のクリアリング（立会外取引）の一部が先物取引と相対取引に重複計上されている。

【出所】出典：EEX Group Annual Report 2019, Nord Pool annual-report_2019, Integrated Report OMI Group 2019, Masdaq-Commodities-monthly-Report-2019, OMIE Annual Report 2019から、

電取委作成

(参考) 先渡・先物市場等の活用促進に向けた今後の対応の方向性

- 先渡・先物・BL市場などのヘッジ手段について、その利用拡大が進むよう、政策的に取り組むべき事項はあるか。
- 例えば、BL市場（2020年度引き渡し分）においては、スポット市場における年間約定量の約2割程度に当たる多くの売り札が出ており、前年度エリアプライスよりも低い価格で取引されていたにも関わらず、約定は一部に留まっていた。
- こうしたことを踏まえると、まずは、買い側がヘッジに向けた意識を高めていくことが重要であると考えられるのではないかと。新電力等の事業者がこうしたヘッジ手段を十分認識し、自社にとって最適なポートフォリオを構築し、電源調達をしていくことが期待されるのではないかと。
- なお、旧一電各社は、昨年7月、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等のコミットメントを実施しているが、これが着実に実行されることが重要。相対取引等がこのコミットメントに沿って行われているか、引き続き確認していく。

(参考) インバランス料金の動きに関する分析の必要性

第55回制度設計専門会合 資料4 抜粋・一部改変

- 前回会合では、今冬のスポット市場価格の高騰に対し、今後、スポット市場への入札状況等の情報開示のあり方について検討を行っていくことに加え、以下の状況について引き続き状況を注視し、監視等委員会としてなんらかの対応が必要か、検討する方針を示した。
- その際、委員等からは、現行インバランス料金制度が市場価格と連動していることの課題、2022年度以降のインバランス料金制度の前倒し適用を行うべきなどの意見があった。
- また、再生可能エネルギー規制総点検タスクフォースにおいても、インバランス料金が異例の高値であり、実際のインバランス調整の限界費用をはるかに上回っていると思われる旨の指摘がなされているところ。

注視すべき事項

2021年1月 第54回制度設計専門会合 資料6

- ✓ スポット価格やインバランス料金の動き（そのコマの電気の価値を反映するものであることが望ましい）
- ✓ 先渡市場、先物市場等の動き
- ✓ 需要側の反応（小売事業者からの働きかけ等）
- ✓ 供給側の反応（自家発電等）
- ✓ 一般送配電事業者のインバランス収支の状況

その他、検討すべき課題はあるか。

- インバランス料金は、実需給における過不足を精算する単価であり、価格シグナルのベースとなるものであることから、実需給の電気の価値を反映するものであるべき。
- 今後、今回の価格高騰時における調整力のkWhコストや需給状況（予備率等）について実績データを用いて分析を行い、以下について検討することとしたい。（その際、留意すべき点などあるか。）

今回の価格高騰時の状況をより詳細に分析

コマ毎の調整力のkWhコストや需給の状況（予備率など）とインバランス料金の動きについて実績値を用いて分析

- 可能であれば、燃料在庫の推移など燃料不足リスクとの関係も分析
- 2022年度以降のインバランス料金制度であれば、どのようなインバランス料金となっていたかを分析



1) 現行のインバランス料金制度についての検討

現行のインバランス料金制度について何らかの改善措置が必要か、システム改修等の実務面も考慮してどのような措置が可能か、を検討

2) 2022年度以降のインバランス料金制度（特にひっ迫時補正料金）についての検討

現在の制度設計で適当か確認

(参考) 今後の対応について

- 今般のスポット価格の高騰の要因は、実質的な売り入札の減少により売り切れ状態が継続して発生し、スパイラル的に買い入札価格が上昇したことであったと考えられる。
- 旧一電等の売り入札の減少については、主に、燃料制約の増加や自社小売部門向け供給の増加によるものであり、現時点で問題となる行為は確認されていないが、「徹底した真相究明を行うべき」との指摘もあることから、さらに詳細な分析を行うこととしたい。
- さらに、以下のような制度的な課題について、本日の議論を踏まえて、引き続き検討していく。
 - － 情報開示の在り方
 - － 先物・先渡市場等のさらなる活用に向けた方策
 - － インバランス料金についての分析
 - － 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
- その他、併せて検討すべき事項はあるか。