資料９　別冊

2020 年度冬期スポット市場価格の高騰について

2021 年４月 28 日
電力・ガス取引監視等委員会
制度設計専門会合

序

2020 年 12 月から 2021 年１月にかけて、卸電力取引所（以下「JEPX」という。）スポット市場における取引価格が高騰する事象が発生した。

これを受けて、電力・ガス取引監視等委員会制度設計専門会合は、７回にわたり会合を開催し、事務局による調査結果の分析や関係各社からのヒアリングを行い、今冬[1]のスポット市場価格の高騰に関し、以下について分析・検討を進めてきた。本取りまとめは、その分析・検討の結果について報告するものである。

Ⅰ．市場支配力のある事業者の入札行動等において問題となる行為がなかったかどうか

Ⅱ．今冬のスポット市場価格の高騰が発生した期間において起きた事象と電力の適正な取引の確保を図る観点での評価

Ⅲ．今後検討すべき事項

[1] 本報告書において「今冬」と表記する際は、2020 年度冬期（2020 年 12 月～2021 年１月）を指すものとする。

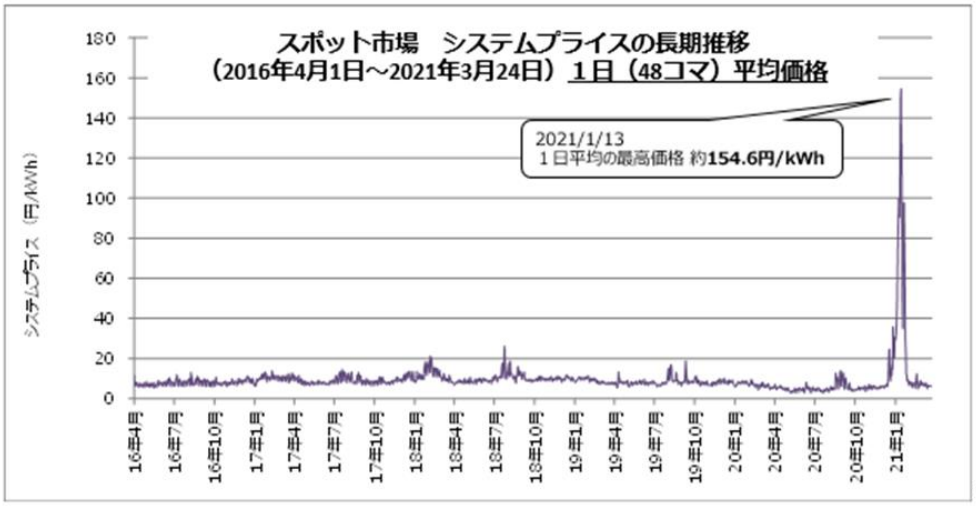
Ⅰ　市場支配力のある事業者の入札行動等において問題となる行為がなかったかどうか

１．スポット市場の動き

１）スポット市場価格の動き

今冬においては、JEPX のスポット市場価格が、2020 年 12 月中旬以降、平時よりも高い水準で推移した。2021 年１月以降、システムプライスの１日平均が 100 円/kWh を超える日も出るようになり、さらに、１月 13 日（水）には１日の平均価格が約 154.6 円/kWh となり、スポット市場の１日平均価格として最高を記録した（図Ⅰ-1、2）。

図Ⅰ-1 スポット市場システムプライスの長期推移

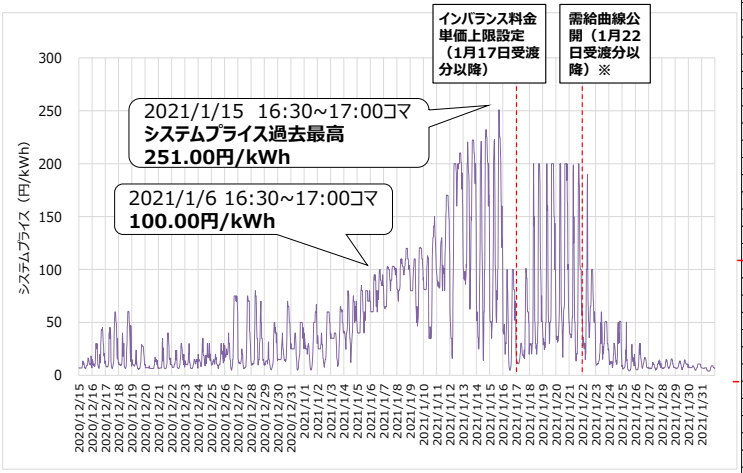


※ JEPXより事務局作成。

単位：円/kWh

	2013年度	2014年度	2015年度	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年度
システムプライス平均値	16.5	14.7	9.8	8.5	9.7	9.8	7.9	11.2
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

図Ⅰ-2 スポット市場価格（システムプライス）の推移



スポット市場　システムプライスの推移（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	祝	30.15	66.84	0
2021/1/2	祝	32.83	60.00	0
2021/1/3	祝	37.66	65.00	0
2021/1/4	月	48.52	80.00	0
2021/1/5	火	62.41	85.00	0
2021/1/6	水	79.38	100.00	1 (0)
2021/1/7	木	89.82	103.01	22 (0)
2021/1/8	金	99.90	120.02	32 (0)
2021/1/9	土	91.69	121.00	22 (0)
2021/1/10	日	90.46	150.00	22 (0)
2021/1/11	祝	117.39	170.20	29 (0)
2021/1/12	火	150.25	210.01	36 (19)
2021/1/13	水	154.57	222.30	37 (17)
2021/1/14	木	127.51	232.20	29 (16)
2021/1/15	金	127.40	251.00	28 (14)
2021/1/16	土	48.51	100.01	6 (0)
2021/1/17	日	34.97	101.01	2 (0)
2021/1/18	月	77.20	200.00	15 (2)
2021/1/19	火	97.62	200.00	22 (6)
2021/1/20	水	97.62	200.00	19 (8)
2021/1/21	木	77.90	200.00	17 (2)
2021/1/22	金	62.71	190.00	11 (0)
2021/1/23	土	29.14	60.00	0
2021/1/24	日	23.01	51.00	0
2021/1/25	月	12.08	50.00	0
2021/1/26	火	11.90	30.01	0
2021/1/27	水	8.56	14.60	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

合計　350（84）

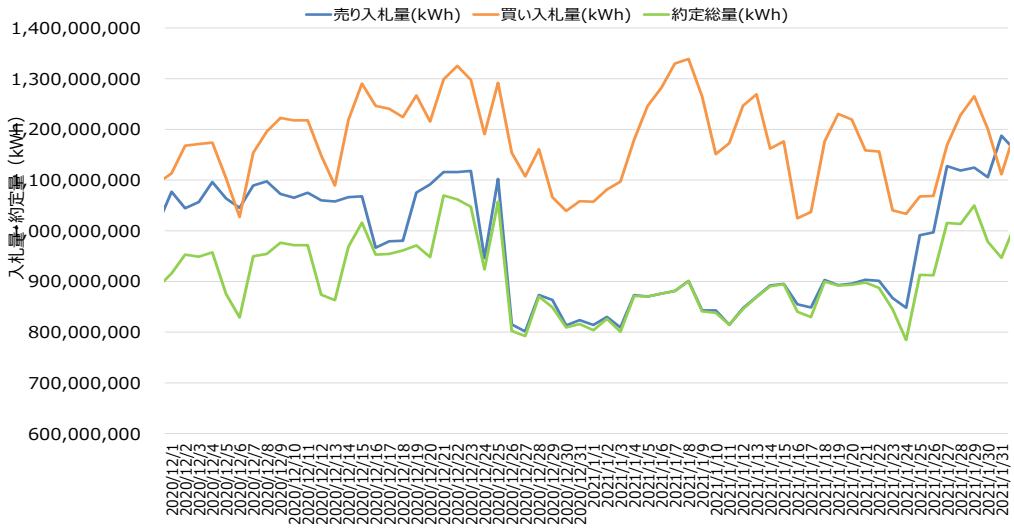
（資料）JEPX HPより事務局作成。
※ 需給曲線の公開は1月22日午後より開始。同時間帯には既に１月23日分の取引は終了していたため、実際に影響があったのは1月24日受渡し分以降。

１コマごとのスポット市場価格（システムプライス）の詳細を確認すると（図Ⅰ-2）、2021 年１月６日（水）の夕方（16:30-17:00）に 100 円/kWh を超えるコマがあらわれ、１月 15 日（金）にはコマごとの最高価格である 251.00 円/kWh を記録するなど、高い水準で推移した。その後、１月 17 日（日）受渡し分より、インバランス料金等単価の上限を 200 円/kWh とする措置を適用すると、コマ別の価格は 200 円/kWh 以下の水準で推移するようになり、需給曲線の公開の影響を受けた１月 24 日（日）受渡し分以降、さらに価格が低下した。その後、１月末にかけて、徐々に平時の水準に戻っていった。この期間、スポット市場価格が 100 円/kWh を超えたコマは、合計 350 コマにのぼった。

２）スポット市場における入札量及び約定量の動き

今冬においては、12 月下旬から１月下旬にかけて、スポット市場における売り入札の減少により売り切れ状態が継続して発生していた（図Ⅰ-3）。

図Ⅰ-3 スポット市場の入札・約定量の推移

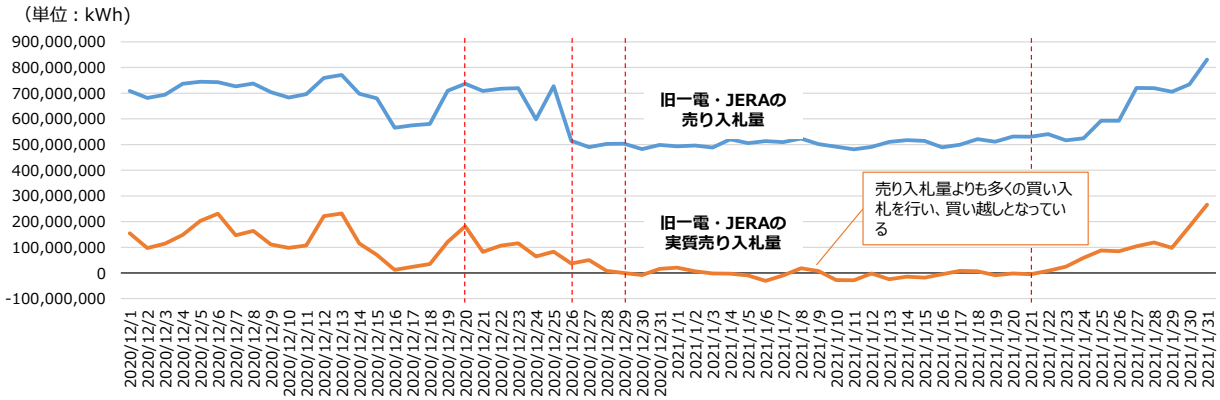


このように売り切れの発生していた時期について、スポット市場における主な売り手である旧一般電気事業者（沖縄電力株式会社を除く。以下「旧一電」という。）及び株式会社 JERA（以下「JERA」という。）の売り入札を確認すると、12 月中旬から徐々に減少し、12 月 26 日頃からさらに減少していた。また、旧一電及び JERA の実質売り入札量[2]の推移を見たところ、12 月中旬頃から減少が始まり、12 月 29 日から 1 月 21 日までの間、買い約定量が売り入札量を上回り、買越しとなっていた（図Ⅰ-4）。

以上の分析から、旧一電及び JERA の売り入札量の減少及び買い約定量の増加が、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。これを踏まえて、これらの事業者が、入札価格の引き上げや出し惜しみ等、市場相場を変動させることを目的とした問題となる取引を行っていなかったかどうかを中心として確認を行っていくこととした。

[2] ここでは、各日の売り入札総量から買い入札の約定総量を控除したものを「実質売り入札量」とする。

図Ⅰ-4 旧一電・JERA の売り入札量及び実質売り入札量の推移



２．調査対象

１）調査対象事業者

本監視・分析にかかる調査は、スポット市場における主な売り手である旧一電及び JERA を対象として実施した。

２）調査対象期間

スポット市場価格の推移に鑑み、2020 年 12 月～2021 年１月の２ヶ月間を調査対象とし、本報告書においても、主に当該２ヶ月間に関する記載を行っている。

３．調査方法

１）監視・分析に当たり前提としたデータ

監視・分析に当たっては、以下①～④のデータ及びヒアリング結果を基に、旧一電及び JERA の対象期間における全日、全コマの取引行動の確認を行った。

①旧一電及び 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、電気事業法に基づく報告徴収[3]により各社から提出を受けたデータ

②各社の JEPX における売買入札データ

③発電情報公開システム（以下「HJKS」という。）への登録データ

④対象事業者への公開ヒアリング（2021 年２月 25 日開催）における各社の説明

[3] 電気事業法に基づき、電力・ガス取引監視等委員会より２月８日付けで実施。

なお、各種分析データ、公開ヒアリングの模様については、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た。

２）検証項目

上記 3.１）のデータを前提とし、12 月、１月の全日・全コマを対象として、以下の６つの検証項目について監視・分析を実施した。

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：買い入札価格・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

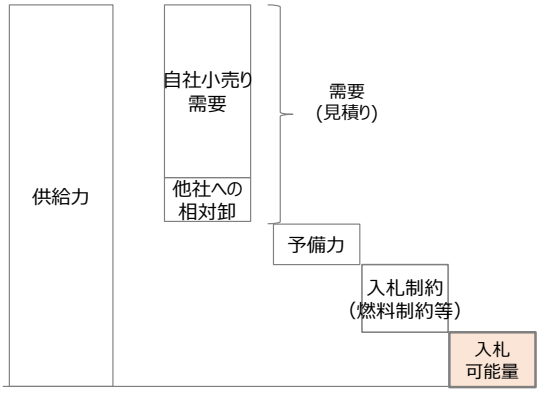
検証⑥：HJKS への情報開示について

４．各検証項目の監視・分析結果

１）検証①：余剰電力の全量市場供出について

旧一電は、自主的取組により、スポット市場入札時点での余剰電力の全量（入札可能量）（図Ⅰ-5 参照）を、限界費用ベースで市場に供出することとなっている。

図Ⅰ-5 入札可能量の考え方

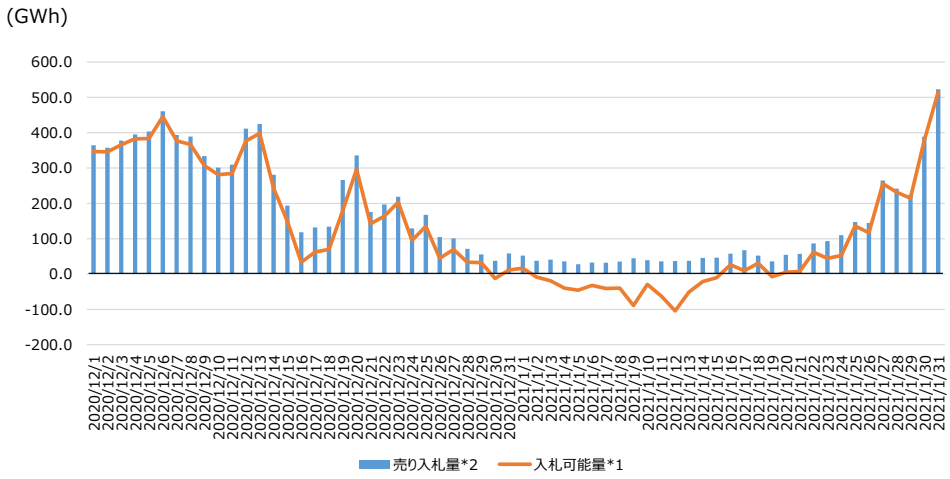


これを踏まえ、調査対象期間の全日・全コマについて、旧一電及び JERA への報告徴収に基づく、売り入札量の根拠となる諸元データ及び実際の JEPX 売買入札データにより、各社の入札可能量と実際の売り入札量に齟齬がないかを分析し、スポット市場入札

時点での余剰電力の全量が市場に供出されているかどうかを確認した。

その結果、対象期間中、各社の入札可能量と実際の各社の売り入札量は整合が取れており、スポット市場入札時点（前日午前 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（図Ⅰ-6）。なお、事業者ごと・日ごとの数値は電力・ガス取引監視等委員会のホームページにおいて全て公開の上、分析を行っている[4]。

図Ⅰ-6 旧一電及び JERA の入札可能量と売り入札量の推移



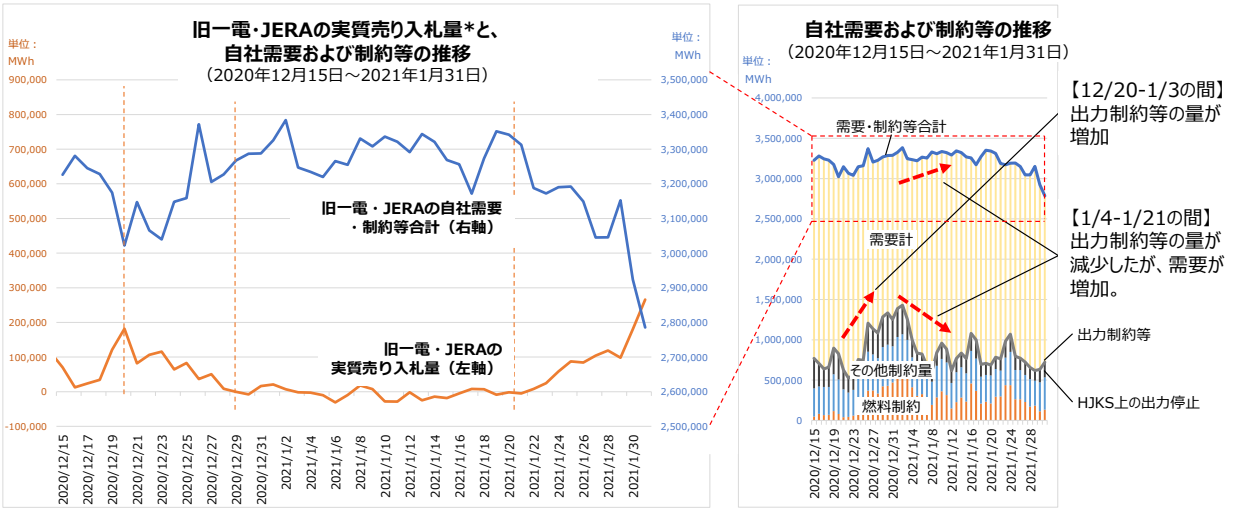
＊1　入札可能量＝「供給力」－「自社需要見積もり（他社卸分を含む）」－「入札制約」－「予備力（※3）」
＊2　売り入札のうち、既存契約等の特定の売り先が決まっているもの（グロス・ビディングの高値買い戻し分、間接オークションの売り入札分、先渡市場やBL市場の既約定分等）を控除したもの
＊3　予備力については、過去の制度設計専門会合において、スポット市場入札時点においては、自社需要の１%を超える部分については市場供出を行うものと整理されている。

また、調査対象期間中、特に 12 月中旬から 1 月中下旬にかけては、旧一電及び JERA の実質売り入札は平時よりも少ない水準で推移していた（図Ⅰ-7）。

各社からは、この要因について、ⅰ）この期間の前半は、主に LNG 燃料制約等によって生じる発電機の出力制約の増加によるもの[5]、ⅱ）後半は主に自社需要（自社小売向け及び他社卸分）の増加によるものとの説明があった（表Ⅰ-8）。このため、入札可能量を構成する諸元のうち、特に、自社需要見積りの妥当性と燃料制約の実施の妥当性について、詳細に検証を行った。（検証②、③）

[4] 各社の諸元データは別冊参考資料参照。
[5] 今冬の旧一電各社の燃料調達の状況については、資源エネルギー庁において調査・分析が行われ、電力・ガス基本政策小委員会に報告されていることから、本会合としては詳細な分析は行っていない。

図Ⅰ-7 旧一電・JERAの自社需要の増加・燃料制約の増加



（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る

表Ⅰ-8 売り入札減少の要因に関する各社の説明

	北海道電力	東北電力	東京電力EP	中部電力ミライズ	JERA
売り入札量減少の要因	・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。	・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。	・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。 ・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。	・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。 ・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、それを上回る量について、確実に買い戻せる価格での買戻している。	・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。 ・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。 ・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。

	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
売り入札量減少の要因	・期間を通じて一定の売り入札量を確保。 ・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入札量が減少（同時に買入札量も減少）。	・12月以降、LNG船の着桟遅延や、調整力供出増、渇水・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。 ・グロスビディングの取りやめに伴い、12月後半以降減少。	・12月中旬から、寒波による需要増により売入札可能量（間接オークションの供給力を見込んだ余力）が減少。 ・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、渇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。 ・12月下旬～1月下旬にかけ、売入札可能量はほとんどなかった。	・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。 ・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。 ・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。	・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。 ・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。

２）検証②：自社需要の見積りの妥当性について

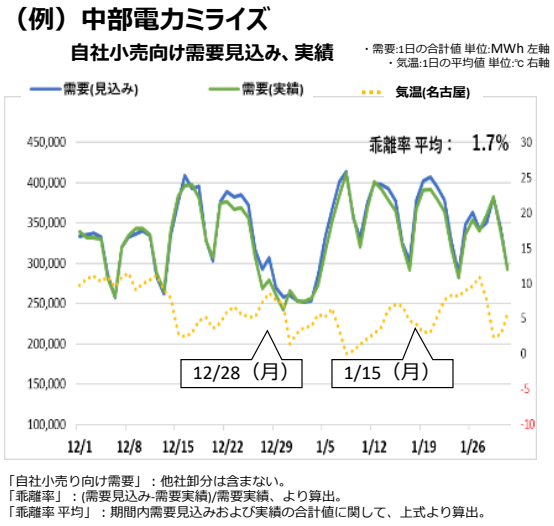
自社需要の見積りの妥当性については、旧一電各社のスポット市場入札時点での自社需要の見積りと、需要実績との乖離について、各社からデータの提出を受け、その結果を公表するとともに、乖離の生じた理由について、公開ヒアリングにおいて聴取を行っ

た。

その結果、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（図Ⅰ-9、表Ⅰ-10）、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[6]。

なお、自社需要の見積りと実績との乖離が比較的大きかった日については、電力・ガス取引監視等委員会事務局として、需要見積りが過剰とならないよう、より正確な予測に努めるよう旧一電に対し指導を行った[7]。

図Ⅰ-9 自社需要の見積りに関する各社取組の例



【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℃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（見積り）	需要（実績）	見積り - 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%

[6] 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%だった。

[7] スポット市場価格が 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、電力・ガス取引監視等委員会事務局として、需要が過剰な見積りにならないようより正確な予測に努めるよう、旧一電に対し指導を行ったところである。

表Ⅰ-10 自社需要の増加理由、見積り方法等に関する各社の説明

	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	・12月後半以降、気温の低下に伴う暖房需要の増加。	・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。	・強い寒波により12月中旬以降、需要が急増。 ・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。 ・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。	・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。	・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。
自社需要の見積もりの方法	・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。 ・代表時間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。	・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。 ・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。	・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。	・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。 ・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。	・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。 ・また、当該月においては週間単位で需要を想定。 ・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。
自社需要見積もりについて、今冬は特別な対応をしたか	・対応なし。	・対応なし。	・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。	・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。	-

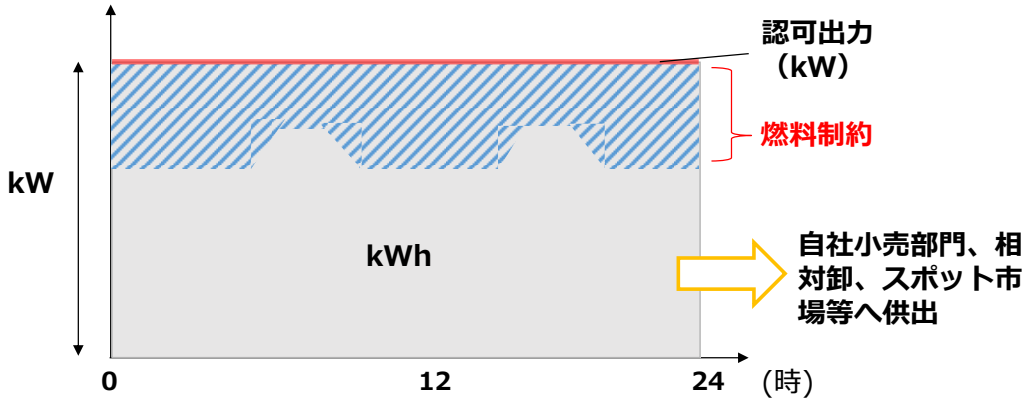
	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
自社需要の増加理由	・12月中旬以降、断続的な寒波の影響により需要が高めに推移。	・燃料調達時の計画と比較して、12月後半から寒波による低気温により、自社小売需要が増加	・12月中旬以降、中国地方に寒気が流入し、気温が平年より大幅に下回ったため、小売需要が計画値より増加。	・寒波が襲来したことで、12月中旬および1/7~1/11に、自社需要が想定より増加。	・12月中旬以降の寒波等の影響により、12月中旬~1月中旬における自社需要が増加。
自社需要見積もりの方法	・入札日前日の夕方および入札日当日の朝までに、それぞれ直近の天気予報をベースに実施。	・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。 ・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。	・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。	・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。 ・気温感応度や曜日等の条件により補正して算出。	・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。 ・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。
自社需要見積もりについて、今冬は特別な対応をしたか	・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。	・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。	・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。	・対応なし。	・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。 ・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。

3）検証③：燃料制約の運用の妥当性について

12 月中旬以降の旧一電等の売り入札減少の原因については、各社から、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得ず、発電容量（kW）に余力がある場合においても、発電電力量（kWh）について上限を設けざるを得ない、すなわち、燃料制約を実施せざるを得ないという事象が生じていたという説明があった（図Ⅰ-11 参照）。

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ると考え、各社における燃料制約の考え方や、運用の妥当性について、特に注力して調査を行った。

図Ⅰ-11 発電機１ユニットにおける１日の発電容量（kW）と発電電力量（kWh）のイメージ



具体的には、公開ヒアリングにおいて、各社から、燃料制約を実施した際の諸元データ（在庫量・配船計画・需要見通し等）を基にした実際の運用にかかる説明を聴取した[8]。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）を確認するとともに、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を分析した。

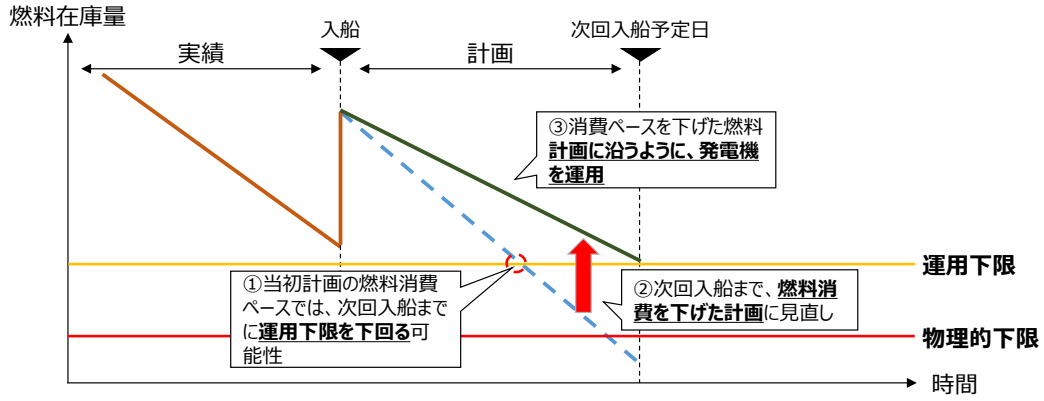
この結果、各社は、タンクの運用下限[9]を設定し、在庫量・配船予定日・需要見通しを踏まえて、一定の考え方に基づき燃料制約を実施していたことが確認された。

[8] なお、報告徴収データに基づく各社の日ごとの LNG・石油の燃料制約量を公開ヒアリング時の資料として併せて公開している。
電力・ガス取引監視等委員会ホームページ　第 56 回制度設計専門会合 資料 3-1
https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/056_03_01.pdf

[9] 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、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。また、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を指す。

図Ⅰ-12 燃料制約の妥当性の確認内容

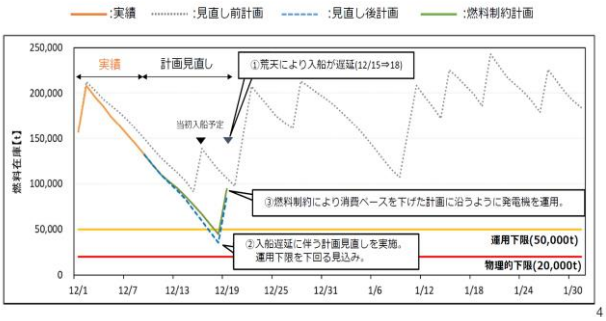
【各社からの説明（概要）】
- ✓ 各社は、定期的に（大きな状況変化があった場合は随時）燃料計画を見直し。通常の燃料消費ペースではタンク下限を下回るおそれがある場合には、燃料の消費ペースを下げるよう、一日当たりの発電電力量に上限を設定。
- ✓ 具体的には、足下の在庫量と、次回入船日までに維持すべき目標量（運用下限）との差分について、次回入船までの期間で除した値が、一日当たりで使用可能な燃料量の目安になる。



図Ⅰ-13 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）

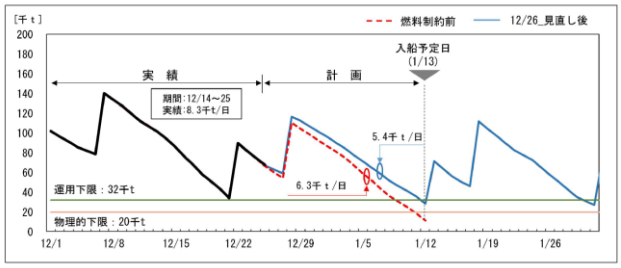
- 荒天のため，12/15入船予定のLNG船が12/18まで遅延する見込みとなった。
- 入船遅延を反映した受払計画を検討したところ，12/18に運用下限を下回る見込みとなった(約35,000トン)。
- このため，12/11～18の期間，消費ペースを下げた発電計画見直し(平均62,000MWh/日）を行った。



■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



表Ⅰ-14 燃料制約の実施に関する各社の説明

		北海道電力	東北電力	JERA	北陸電力
燃料計画の見直しサイクル		• 毎月20日頃、翌月分の燃料計画を見直し。 • その上で、計画の前提に変化が生じれば随時見直す。	• 毎週火曜日、前週までの計画・実績の差異、および期先の見通しを確認。 • 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。
LNG	タンク下限の設定の考え方および今冬の運用実績	（石狩湾新港基地） ○物理的下限　1.8万t ○運用下限　5.2万t ○運用下限の考え方 • 電源脱落リスク（消費量2週間分） • 入船遅延リスク（消費量6日分） ※今冬ではLNGの燃料制約は発生していない。	（日本海LNG新潟基地の例） ○物理的下限　2万t ○運用下限　5万t ○運用下限の考え方 • 入船遅延リスク（2日分） ※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。 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	（富津基地の例） ○物理的下限　6万t ○運用下限　18万t ○運用下限の考え方 • 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) • 入船遅延リスク（消費量2日分相当） 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	（富山新港LNG基地） ○物理的下限　0.5万t ○運用下限　1.1万t ○運用下限の考え方 • 入船遅延リスク（消費量3日分相当） 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
	12月～1月における燃料制約実施時期	（LNG燃料制約なし）	• 12/1~1/31(12/4,12/5除く)	• 12/5~12/10 • 12/23~1/29	• 12/8~12/9 • 12/29~1/3 • 1/16 • 1/22~1/27
石油	タンク下限の設定の考え方および今冬の運用実績	（伊達発電所の例） ○物理的下限　1.8万kℓ （※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。） 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。	（秋田火力発電所） ○物理的下限　2.85万kℓ（※タンクミキサ運転限界を含む） ○運用下限　なし 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。	（石油機なし）	（福井基地の例） ○物理的下限　2.7万kℓ ○運用下限　4.2万kℓ ○運用下限の考え方 • 電源脱落リスク（250MW＊10日分相当） 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。
	12月～1月における燃料制約実施時期	• 12/27 • 12/30 • 1/1~1/17(1/12除く) • 1/23~1/30	• 12/24~1/3(12/26,12/30.12/31除く) • 1/7~1/31	（石油機なし）	• 12/28~1/6 • 1/14~1/15 • 1/22~1/27

		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		• 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。	• 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。 • その上で、計画の前提に変化が生じれば随時。	• 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。
LNG	タンク下限の設定の考え方および今冬の運用実績	（堺基地の例） ○物理的下限　2.9万t ○運用下限　4.8万t（～12/18） 5.9万t（12/19～） ○運用下限の考え方 • 電源トラブルリスク（1.25億kWh相当）を考慮（～12/18まで） • 入船遅延リスク（消費量2日）を考慮（12/19以降～） 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	（柳井基地の例） ○物理的下限　1.6万t ○運用下限　4.2万t ○運用下限の考え方 • 受入・輸入通関手続きに要する日数分の消費量（3日分） • 入船遅延リスク（2日分） 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	（坂出LNG基地） ○物理的下限　0.4万t ○運用下限　0.65万t ○運用下限の考え方 • 自治体との公害防止協定上必要量（消費量2日分） 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。	（大分LNG基地の例） ○物理的下限　2万t（※ポンプ運転限界のほかに、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） ○運用下限　3.2万t ○運用下限の考え方 • 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） 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
	12月～1月における燃料制約実施時期	• 12/5~1/27	• 12/26~1/31	• 12/1~1/31(1/15,1/24,1/27除く)	• 12/26~1/31
石油	タンク下限の設定の考え方および今冬の運用実績	（関電所有石油3基地合計） ○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） ○運用下限　10.4万kℓ ○運用下限の考え方 • 3基地合計で電源トラブルリスク（2億kWh相当）を考慮。 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	（下関基地の例） ○物理的下限　0.3万kℓ ○運用下限　0.6万kℓ ○運用下限の考え方 • 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。 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。	（坂出石油基地の例） ○物理的下限　1.1万kℓ ○運用下限　1.9万kℓ ○運用下限の考え方 • タンクミキサの運転可能範囲 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。	（石油機なし）
	12月～1月における燃料制約実施時期	• 12/26~1/31	• 12/26~1/31	• 12/26~1/27(1/1~1/3除く)	（石油機なし）

４）検証④：買い入札価格・量の妥当性について

続いて、買い入札価格及び量の妥当性について分析を実施した。

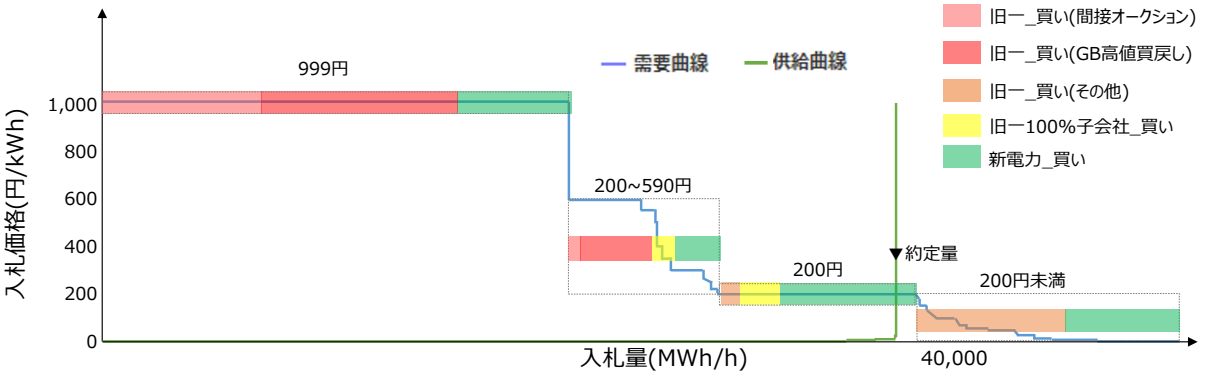
まず、買い入札の価格を確認するため、価格高騰時の需給曲線上における買い札の分布を見ると、旧一電、小売電気市場への新規参入者（以下「新電力」という。）の双方から 999 円など 200 円を超える高値の入札が行われていた。これについて、2021 年 1 月 18 日の需給曲線を例にとって旧一電の 200 円超の買い入札について確認したところ、全て間接オークション又はグロス・ビディングの高値買戻しであり、価格のつり上げを意図したものは確認されなかった（図Ⅰ-15）。

同様に、平時における買い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・新電力による 999 円台の入札が行われている（図Ⅰ-16）。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、旧一電の買い入札価格が、価格高騰の要因となったとの事実は確認されなかった。

図Ⅰ-15【高騰時】旧一電及び新電力の買い入札状況（需給曲線上における分布）

2021 年 1 月 18 日 17:00-17:30 コマの例　システムプライス 200.0 円/kWh

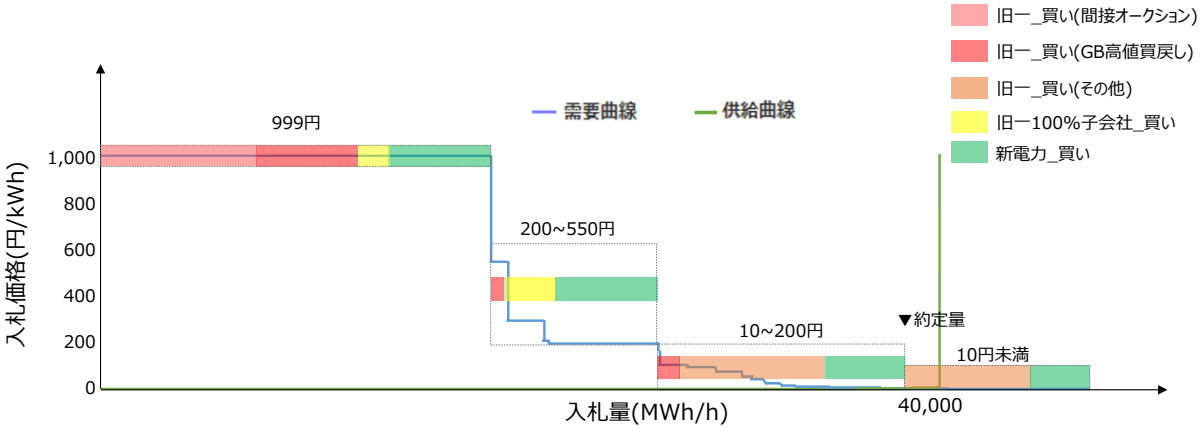


約定量：37,778MWh/h、 売り入札量：37,779MWh/h、 買い入札量：51,662MWh/h

※ 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。

図Ⅰ-16【平時】旧一電及び新電力の買い入札状況（需給曲線上における分布）

2021 年 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、 買い入札量：48,742MWh/h

※ 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。

また、買い越しの生じていた旧一電について、実質買い約定量[10]と自社需要、入札可能量に乖離が見られる理由をヒアリングしたところ、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見られなかった。

①1 月上旬以降、スポット市場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もの。

②一部事業者は、1 日平均のスポット市場価格が高い日においても、一部スポット市場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[11]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もの。

10 実質買い約定量とは、ここでは、旧一電によるグロス・ビディング及び間接オークション分を除いた、市場からの実質的な買い約定の量を指す。

11 経済差し替えとは、当該コマにおいて、自社電源の発動コストよりも、卸市場調達価格の方が安価な場合に、自社電源の発動を中止し、そのコマで必要な需要を卸市場からの調達により供給する行為。

表Ⅰ-17 実質買い約定量の増減が自社小売需要と合っていない理由、入札可能量の不足分が実質買い約定量と一致していない理由に関する各社の説明

	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苅田新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て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。

表Ⅰ-18 買い約定量増加の要因に関する各社の説明

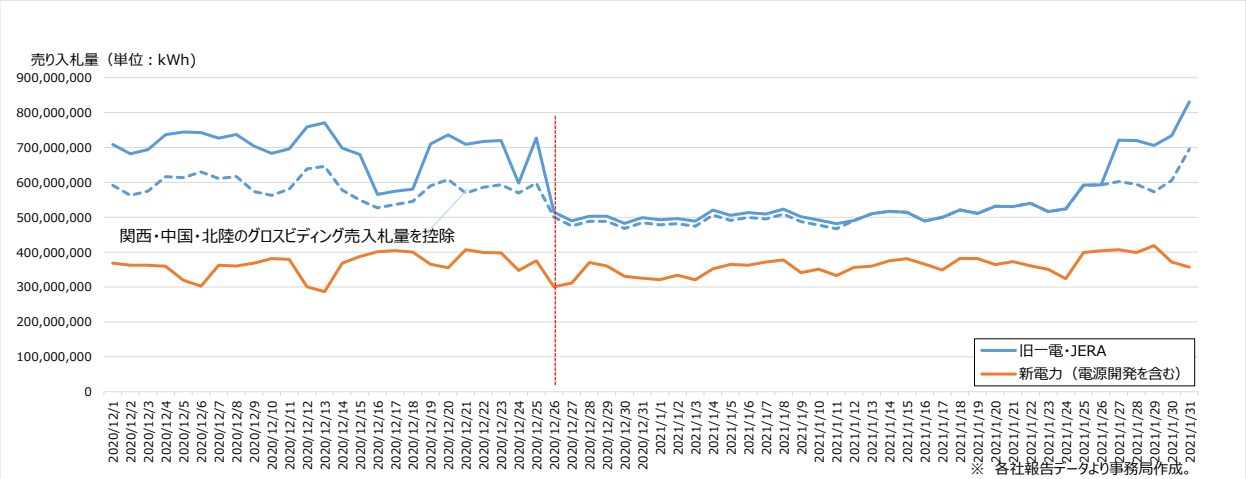
	北海道電力	東北電力	東京電力EP	中部電力ミライズ	JERA
買い約定量の増加の要因	・当社では買い約定量は増加していない。	・12月1日以降、3度の日エルの在庫枯渇リスクに直面した際に、発電停止回避のための施策の一環として、JEPXからの市場調達を実施し、買い約定量が増加。	・（上記に含む）	・他社（調達先の太宗を占める事業者）との電力受給契約において、受電量が一定範囲内に設定されている受電可能量の範囲に収まらない蓋然性が相当程度高まったため、受電可能量の範囲に収めることを目的として、12月下旬から1月中旬にかけてスポット市場での入札価格を変更したことから、一部の時間帯で買い約定が成立し、買い約定量が増加。	・買い約定量は増加していない。

	北陸電力	関西電力	中国電力	四国電力	九州電力
買い約定量の増加の要因	・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。 ・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い入札を実施。 ・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い入札を実施。	・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。 ・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。 ・燃料制約期間においては、追加燃料の調達を行いつつ、BG供給力が不足する際は市場調達を実施。 ・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。	・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。 ・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い入札量を同量減らしている。	・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い入札が増加。	・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。

５）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、旧一電及び JERA の売り入札量が減少した要因の一つとして、同時期から一部の旧一電が、自主的取組として行っていたグロス・ビディング[12]による売買入札を取りやめていたことも挙げられる。具体的には、12 月中旬以降、関西電力株式会社、中国電力株式会社、北陸電力株式会社の 3 社が一定期間グロス・ビディングを取りやめている。

図Ⅰ-19 スポット市場への売り入札量の変遷



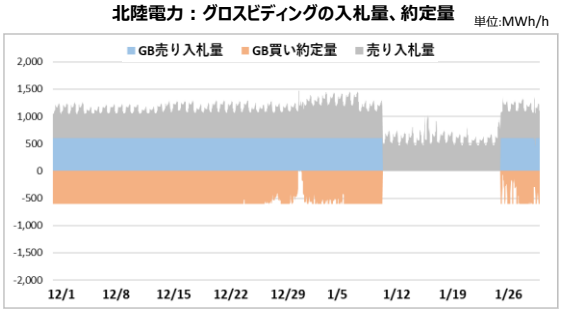
※各社報告データより事務局作成。

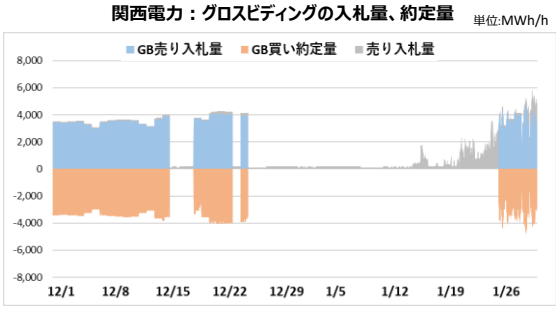
しかしながら、これら 3 社は、グロス・ビディングの売り入札量と買い入札量を同程度に減らしていたことから（図Ⅰ-20）、ネットの約定量水準は不変のため、約定価格への影響は極めて限定的であったと考えられる[13]。

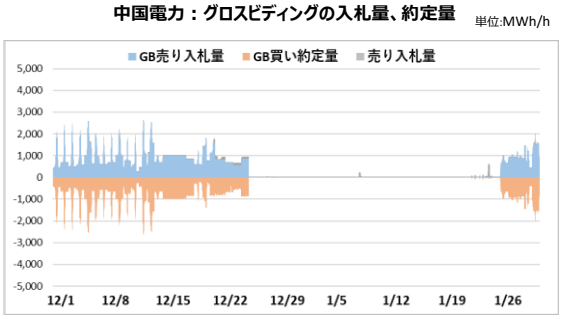
[12] グロス・ビディングは、旧一電の自主的取組であり、市場で売り札と買い札の双方を入れ、自己約定が生じることによって市場の流動性を高める等の取組。売り札の約定が発生した際に自社供給力が不足する場合には、確実に買い戻せる価格での高値買い戻しが行われている。

[13] なお、グロス・ビディングは、必要量を買い戻せることを前提として行われているため、必要量を買い戻せない恐れがあると考えた事業者がこれをとりやめたことが直ちに問題となるものではない。

図Ⅰ-20　3社のグロス・ビディングの実施状況について







６）検証⑥：HJKS への情報開示について

これらの事業者の HJKS における発電情報の開示が、「適正な電力取引についての指針」（以下「ガイドライン」という。）上のルール[14]に基づいて適切に行われていたかどうかについて、公開ヒアリングにおいてその実施状況を聴取するとともに、各社から提出されたデータと整合的かどうか確認し[15]、分析した。

[14]ガイドラインにおいては、計画停止及び計画外停止、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。

[15] 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）。

250　　その結果、一部事業者の解釈誤り[16]や人為的ミスによる登録漏れ・登録の誤りの存在
251　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。

252　　表Ⅰ-21 HJKS への登録状況に関する各社の説明

	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	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。 ● 伊達2号（石油） ・対象期間：1/3 0:00~23:59 ・制約理由：燃料制約 ・最大制約量：339MW ・原因：人的ミス	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。 ● 東新潟火力1,3,4号（ガス） ・対象期間：12/19 0:00~23:59 ・最大制約量：510MW ・原因：人的ミス ● 八戸火力5号（ガス） ・対象期間：12/26 0:00 ~ 12/27 23:59 ・最大制約量：276MW ・原因：人的ミス	（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	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。 ● 富山新港火力2号（石油・ガス混焼） ・対象期間：1/16 0:00~23:59 ・制約理由：燃料制約 ・最大制約量：249MW ・原因：人的ミス	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。 ● 相生1･3号（ガス） ・対象期間：12/12 0:00 ~ 12/13 23:59 ・最大制約量： 1号：362MW 3号：357MW ・原因：人的ミス ● 相生3号（ガス） ・対象期間：12/20 0:00 ~ 23:59 ・最大制約量：357MW ・原因：人的ミス	適取GL解釈誤りにより、下記登録漏れがあった。 ● 水島3号（ガス） ・対象期間：12/30 22:00 ~ 1/4 5:29 ・最大制約量：323MW ● 玉島1号（ガス） ・対象期間：12/29 21：30 ~ 1/3 17:59 ・最大制約量：339MW ● 柳井2号3軸（ガス） ・対象期間：12/26 0:00 ~ 23:59 ・最大制約量：126MW ● 玉島3号（石油） ・対象期間； ･12/28 0:00 ~ 23:59、 ･12/30 3:00 ~ 1/4 16:59 ・最大制約量：382MW ● 下関2号（石油） ・対象期間； ･12/27 4:00 ~ 12/28 16:29、 ･12/28 21:30 ~ 12/30 15:59、 ･12/30 22:30 ~ 1/4 16:29 ・最大制約量：338MW	GLに沿って対応した。	GLに沿って対応した。

253

16 中国電力株式会社では、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関わらず、HJKS には登録が行われていないケースが確認された。この点、中国電力からは、
1）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、一般送配電事業者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。
2）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。
との説明があった。この説明に対し、事務局からは、一般送配電事業者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、ガイドライン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、厳正な指導を実施。中国電力株式会社からは、ガイドライン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。

7）検証①～⑥の総括

前述のとおり、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い約定量の増加が、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。

以上の状況を踏まえ、３．１）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（すなわち、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。

（検証②：自社需要の見積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、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、各社とも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、以下のとおりの状況を確認している。

ア）供給力、出力停止等

各社から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）に基づき分析した。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（詳細は別冊各社参考資料参照)。

イ）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した（詳細は別冊各社参考資料参照)。

ウ）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。

（検証④：買い入札価格・量の妥当性について）

買い入札価格及び量の妥当性については、旧一電の買い入札価格・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（関西電力株式会社、中国電力株式会社、北陸電力株式会社）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： HJKS への情報開示について）

停止・出力低下について、適切に HJKS 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。

以上のとおり、これまでに入手した旧一電及び JERA からの提出データや公開ヒアリング結果（詳細は３．１）参照）を前提とした監視・分析によれば、2020 年 12 月から 2021 年１月までの期間、旧一電及び 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り惜しみ等の問題となる行為があったとの事実は確認されなかった。

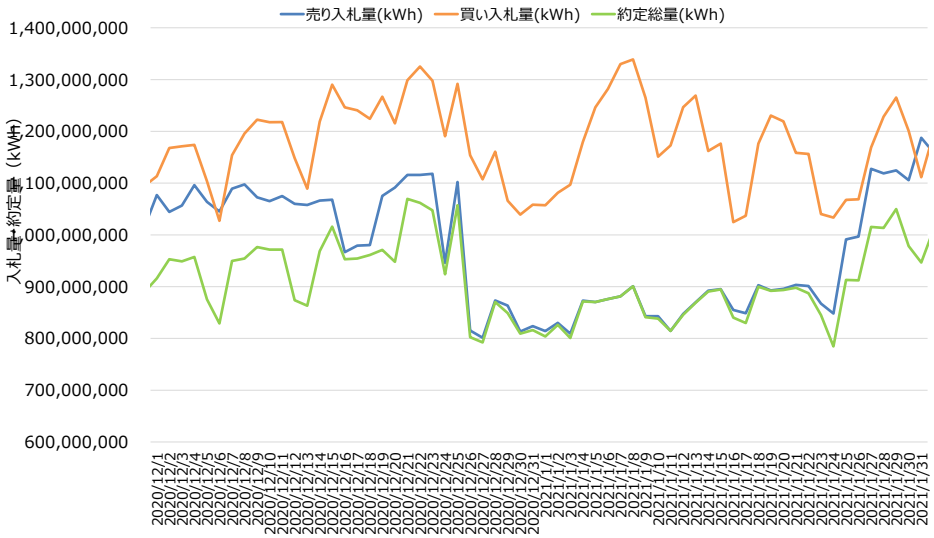
Ⅱ　2020 年度冬期のスポット市場価格の高騰が発生した期間において起きた事象と電力の適正な取引の確保を図る観点での評価

１．スポット市場価格が高騰した要因

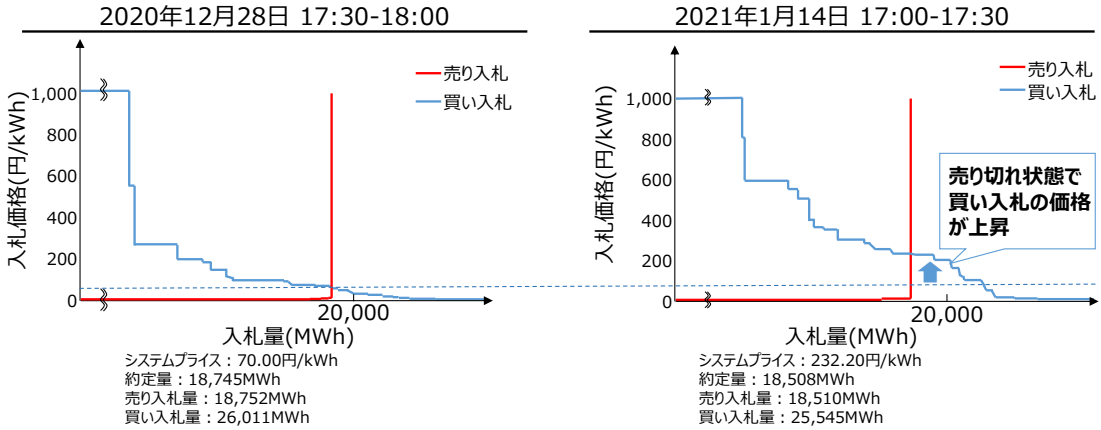
１）価格高騰のメカニズム

Ⅰにおいて確認したとおり、この期間の価格高騰コマにおいては、売り入札の全てが約定する売り切れ状態となり（図Ⅰ-3 参照）、買い入札価格によって約定価格が決定されていた。すなわち、今回の価格高騰の直接的な要因は、売り入札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であった（図Ⅱ-1）。

図Ⅰ-3 スポット市場の入札・約定量の推移【再掲】



図Ⅱ-1 今冬の価格高騰における価格上昇のメカニズム



※　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。

この間の推移をみると、エリアによって差はあるものの、概ね 12 月中旬から売り切れコマが発生し始め、特に、12 月 26 日から 1 月 22 日にかけて、多くのコマにおいて、売り切れ状態（売れ残り量が 1 %以下）となった（図Ⅱ-2)。この間、買い入札価格によって約定価格が決定される状況となっていたところ、12 月下旬ごろから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、 1 月 11 日には一日平均のスポットシステムプライスが 100 円を超える水準に至った（図Ⅱ-3)。

このように、今回のスポット市場価格の高騰は、①売り切れが継続して発生し買い入札価格で価格が決定される状況において、②買い入札価格が徐々に上昇したことが直接的な原因であったといえる。

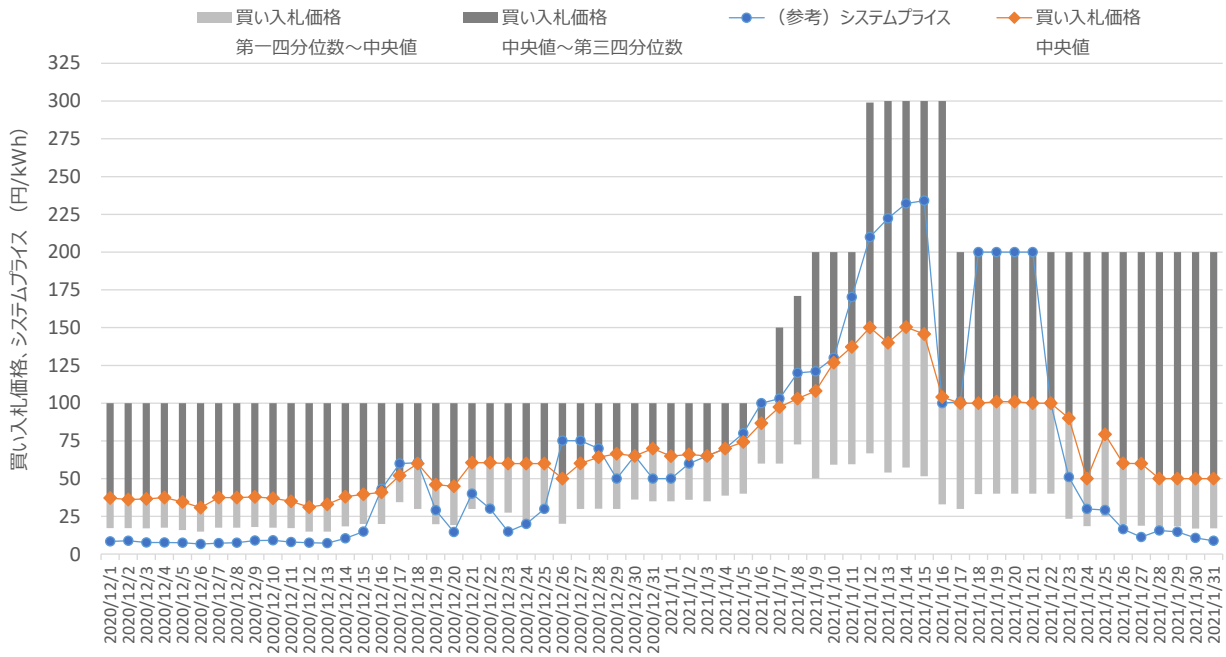
図Ⅱ-2 今冬において売り札切れとなったコマ数等の状況

受渡日		（参考）売れ残り量0のコマ数	売れ残り量1%以下のコマ数	システムプライス日平均	システムプライス日最高価格
12/1	火	0	0	5.8	8.5
12/2	水	0	0	6.3	9.0
12/3	木	0	0	6.1	7.7
12/4	金	0	0	6.1	7.7
12/5	土	0	0	6.1	7.6
12/6	日	0	0	5.1	6.7
12/7	月	0	0	5.7	7.3
12/8	火	0	0	6.0	7.5
12/9	水	0	0	6.9	9.1
12/10	木	0	0	7.0	9.1
12/11	金	0	0	6.6	8.0
12/12	土	0	0	6.5	8.1
12/13	日	0	0	5.9	8.4
12/14	月	0	0	7.5	11.1
12/15	火	0	0	9.7	18.4
12/16	水	8	23	20.4	45.3
12/17	木	0	13	24.3	60.0
12/18	金	6	17	24.7	60.5
12/19	土	0	0	13.7	29.1
12/20	日	0	0	8.8	17.3
12/21	月	0	1	14.7	40.0
12/22	火	0	0	13.4	30.1
12/23	水	0	2	11.5	30.0
12/24	木	0	4	17.3	35.1
12/25	金	3	8	14.7	30.1
12/26	土	13	29	35.8	75.1
12/27	日	13	36	25.8	75.1
12/28	月	4	42	30.8	80.0
12/29	火	0	34	20.2	50.0
12/30	水	14	38	29.4	70.0
12/31	木	23	39	28.7	50.0

受渡日		（参考）売れ残り量0のコマ数	売れ残り量1%以下のコマ数	システムプライス日平均	システムプライス日最高価格
1/1	祝	22	35	30.1	66.8
1/2	祝	20	41	32.8	60.0
1/3	祝	0	37	37.7	65.0
1/4	月	9	47	48.5	80.0
1/5	火	35	48	62.4	85.0
1/6	水	47	48	79.4	100.0
1/7	木	36	48	89.8	103.0
1/8	金	19	48	99.9	120.0
1/9	土	41	44	91.7	121.0
1/10	日	28	38	90.5	150.0
1/11	祝	37	48	117.4	170.2
1/12	火	7	45	150.3	210.0
1/13	水	19	46	154.6	222.3
1/14	木	6	46	127.5	232.2
1/15	金	3	48	127.4	251.0
1/16	土	0	32	48.5	100.0
1/17	日	0	17	35.0	101.0
1/18	月	0	42	77.2	200.0
1/19	火	2	48	97.6	200.0
1/20	水	5	45	97.6	200.0
1/21	木	15	40	77.9	200.0
1/22	金	1	28	62.7	190.0
1/23	土	2	11	29.1	60.0
1/24	日	0	0	23.0	51.0
1/25	月	0	0	12.1	50.0
1/26	火	0	0	11.9	30.0
1/27	水	0	0	8.6	14.6
1/28	木	0	0	9.7	15.6
1/29	金	0	0	9.5	14.7
1/30	土	0	0	8.1	10.8
1/31	日	0	0	6.6	9.1

図Ⅱ-3 今冬における買い入札価格の推移

（各日の 17:30-18:00 コマの第一四分位、中央値、第三四分位）[17]



2）買い入札価格が上昇した要因

この期間において買い入札価格が徐々に上昇した理由については、以下のように、インバランス料金がスポット市場価格を大きく上回る状況が継続的に発生したことを受けて、不足インバランスを避けたい小売事業者が売り切れ状態の中で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市場価格・インバランス料金の上昇をもたらすという、スパイラル的な高騰が発生したものと考えられる（図Ⅱ-1 参照）。

- 12 月 16 日から 17 日にかけて、インバランス料金（速報値）がスポット市場価格を 10 円以上上回るコマが数多く発生。その後、少し落ち着きを取り戻すが、12 月 30 日から再びインバランス料金がスポット市場価格を大きく上回るコマが多く発生するようになった（図Ⅱ-4 参照）。

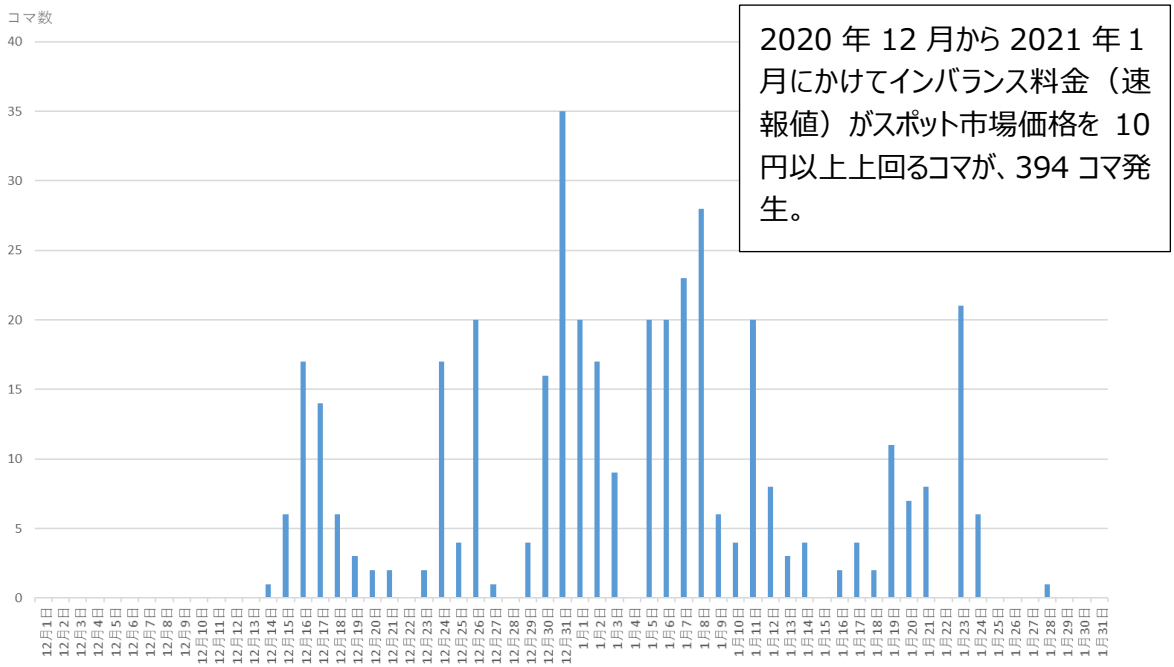
[17] 各日の 17:30-18:00 コマについて、買い札を価格の低い順に並べたとき、価格の低い方から 25%にあたる水準（第一四分位）、中央値、75%にあたる水準（第三四分位）の推移を記載したもの。高価格の買い札は 999 円、300 円などの水準に集中する傾向があるため（需給曲線参照）、第三四分位も 100 円、200 円、300 円などの値が継続する形で推移している。

・ このようなコマにおいて不足インバランスを発生させた場合には、スポット市場価格より高額なインバランス料金を支払うこととなる。
・ したがって、こうした状況をみた買いポジションの市場参加者は、できる限りスポット市場で十分な量を調達して不足インバランスを出さないよう、前日よりも高い価格で買い入札するという行動があったものと推察される。（スポット市場では売り切れ状態が発生していたことから、買い入札価格が十分に高くないと買いそびれる状況となっていた。）[18]

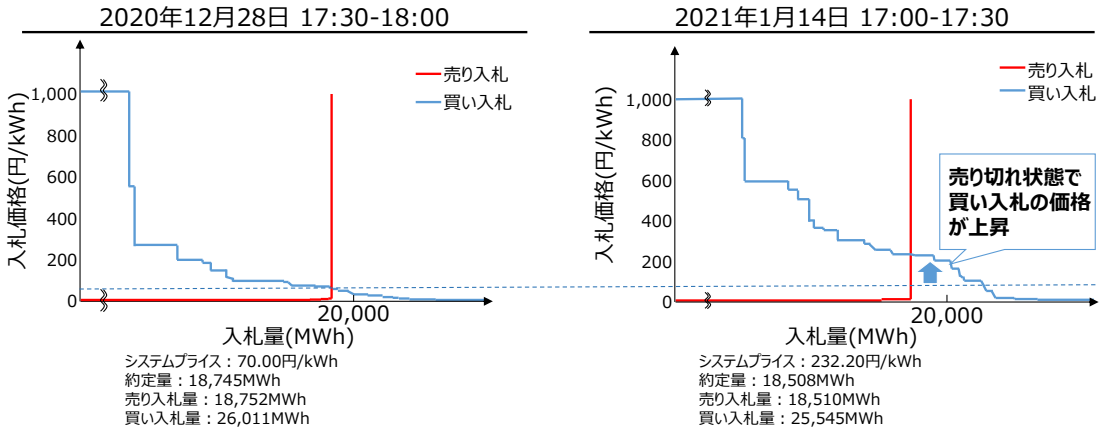
（注）
この期間においてインバランス料金がスポット市場価格を大きく上回る状況が多く発生した理由は以下のとおり。
・ スポット市場において売り切れ状態となったため、電源調達をスポット市場に依存する多くの新電力が不足インバランスとなり、系統全体が不足となるコマが多かった。
・ 現行、インバランス料金は、スポット市場の入札曲線から決定することとされており、エリアインバランス（系統全体のインバランス）が不足となったコマについては、スポット市場価格よりインバランス料金が高くなる仕組みとなっている。

[18] なお、第59回制度設計専門会合においては、「計画値同時同量を達成すべきという要請があったことも小売電気事業者の高値買いにつながったのではないか」という旨の指摘があった。今冬のように全国的に市場調達が困難となる中での供給能力確保義務の適用の在り方を含め、電力システム改革が進展する中での各電気事業者の責任・役割の在り方等について、資源エネルギー庁の審議会においても検討の必要性が指摘されているところであり、電力・ガス取引監視等委員会としては、その状況をフォローし、必要に応じて意見していくことが適当である。

図Ⅱ-4 インバランス料金単価（速報値）がスポット市場価格（システムプライス）を 10 円以上上回るコマ数



図Ⅱ-1 今冬の価格高騰における価格上昇のメカニズム【再掲】

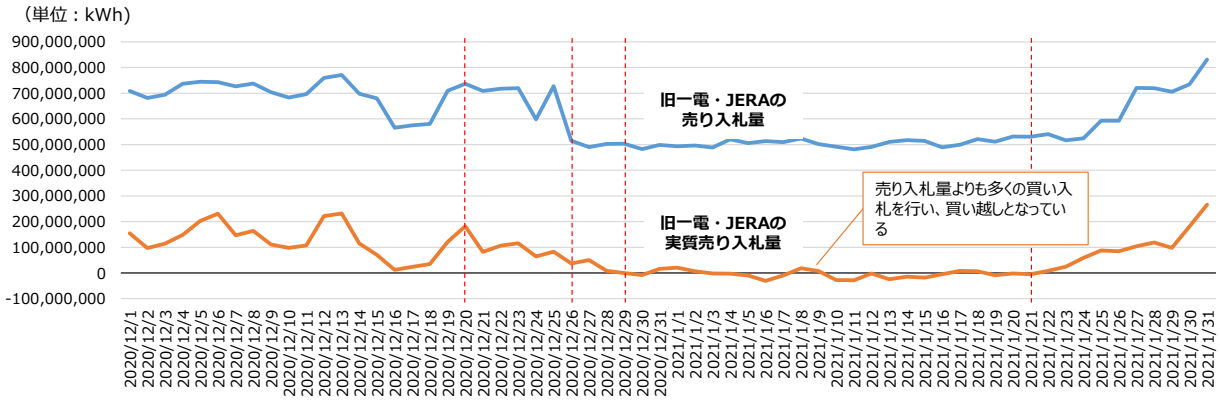


※ 入札量および価格の粒度については調整を実施。
※ 999円部分の買い入札には、既存契約の自動入札分（ベースロード市場、先渡市場）、買いブロック約定分、グロスビディング高値買戻し分等が含まれる。
0.01円部分の売り入札には、既存契約の自動入札分（ベースロード市場、先渡市場）、売りブロック約定分、再エネ、グロスビディング売り分等が含まれる。

２．売り切れが継続した理由

スポット市場において、12 月中旬から１月中下旬まで売り切れコマが継続した要因としては、通常時においては主な売り手である旧一電及び JERA の実質的な売入札量が通常より少ない量となり、中には買いポジションとなった者もあったことが挙げられる（図Ⅰ-4）。

図Ⅰ-4 旧一電・JERA の売り入札量及び実質売り入札量の推移【再掲】



旧一電及び JERA の売り入札量の減少等については、前述のとおり、以下が主な要因であった。

① 期間の前半については、主に LNG 燃料制約等によって生じる発電機の出力制約の増加

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

③ その他、石炭火力のトラブル等

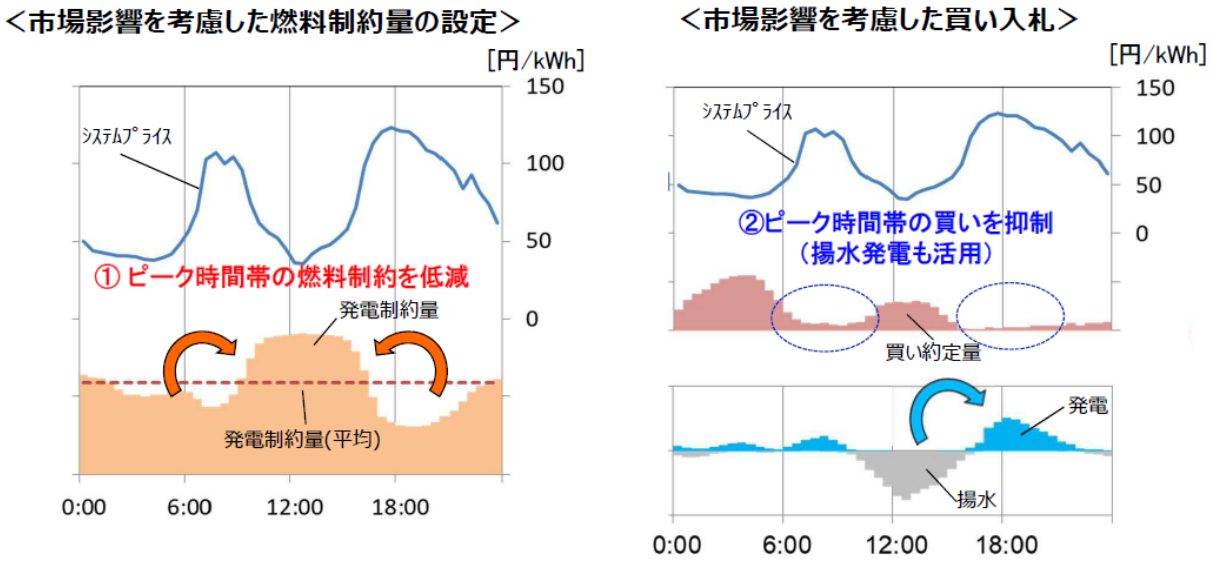
このように、燃料不足懸念及び需要増によって系統全体の需給がタイトになったことの影響が、余剰電力が取引されるスポット市場において売り切れが継続するという形で現れたものと考えられる。

注）需要が減少した日や時間帯においても売り切れが継続したことについて

今回の売り切れの継続は、需要が比較的少ない日や時間帯においても継続して発生していた。

これは、発電事業者の燃料制約の運用において、次の燃料到着まで持たせることが目的であることから、需要が大きい日や時間帯は制約を小さくし、需要が小さい日や時間帯においては制約を増やすことにより、市場への影響を考慮しつつ、燃料を節約する運用をしていたためである（図Ⅱ-5）。

図Ⅱ-5 時間帯毎の燃料制約量の設定の例（中国電力の例）



※ 集計期間：2020/12/26-2021/1/22 （システムプライスが日平均30円/kWh以上の期間）
※ 買い約定量 ： 間接オークション，ＢＬ・先渡し分は控除，売り買い約定量相殺後の値

３．売り切れが継続した期間における系統運用の状況

１）インバランスの発生状況

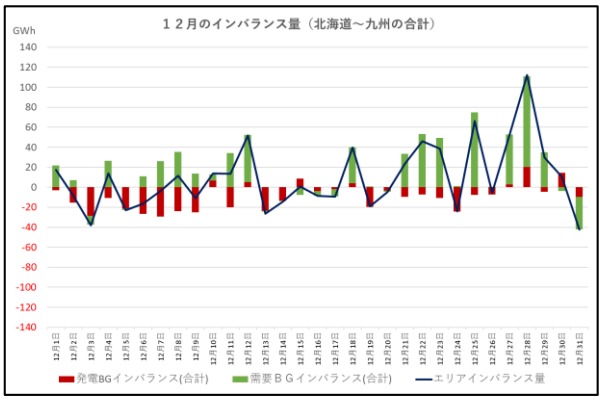
スポット市場において売り切れが継続していた期間のエリアインバランスの発生状況は、以下のとおりであった。

全国大でみると１月５日から 13 日まで多くの不足インバランスが発生したが、それ以外の期間は、余剰インバランスが発生した日の方が多かった。（平均すると、対Ｈ３需要比率で約 0.4%[19]であった。）

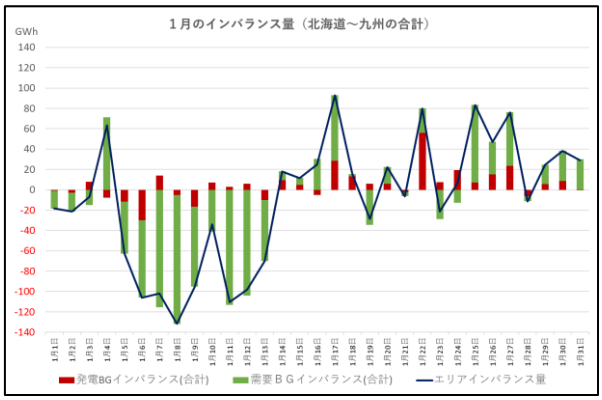
需要・発電それぞれのバランシンググループ（以下「BG」という。）別にみると、需要 BG のインバランス量の方が多く、１月５日から 13 日までにおいては、旧一電以外の BG に多くの不足インバランスが発生していた。また、発電 BG のインバランスの発生状況は、以下のとおりであった。発電 BG のインバランスは FIT を含め総じて少なかった。

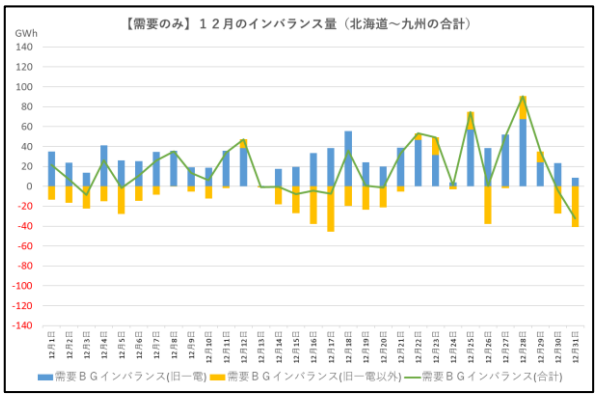
[19] 北海道から九州までの９エリアの H3 需要合計値の１／２の値に対する各エリアのコマごとの９エリアのインバランス量合計値の割合の平均

423 図Ⅱ-6 2020 年 12 月、2021 年 1 月のインバランス量

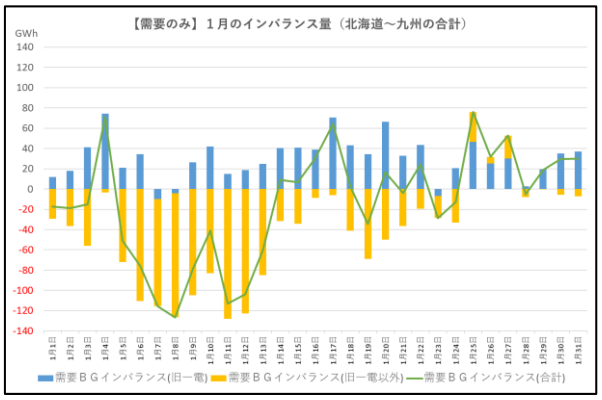


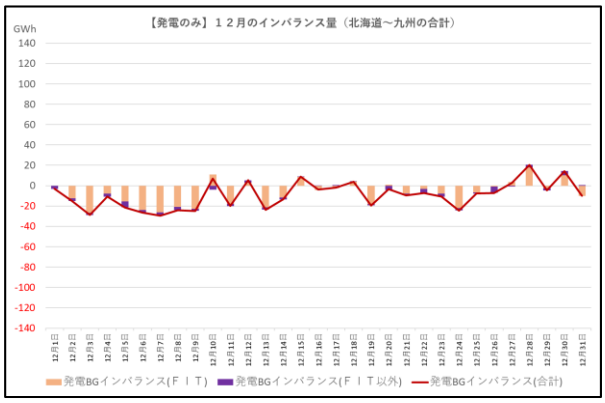
424



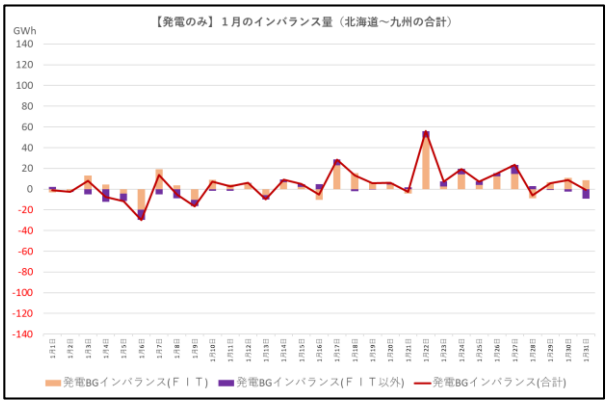


425





426



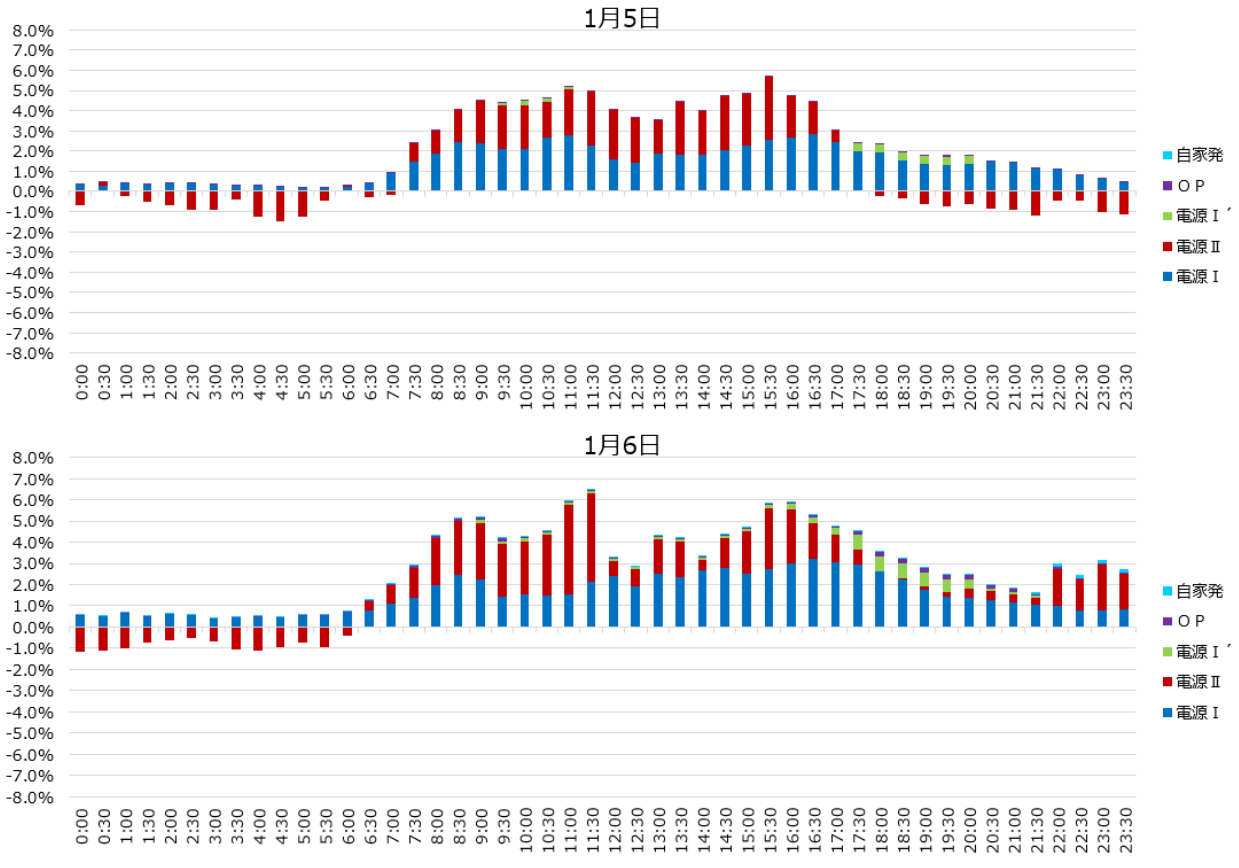
427

428

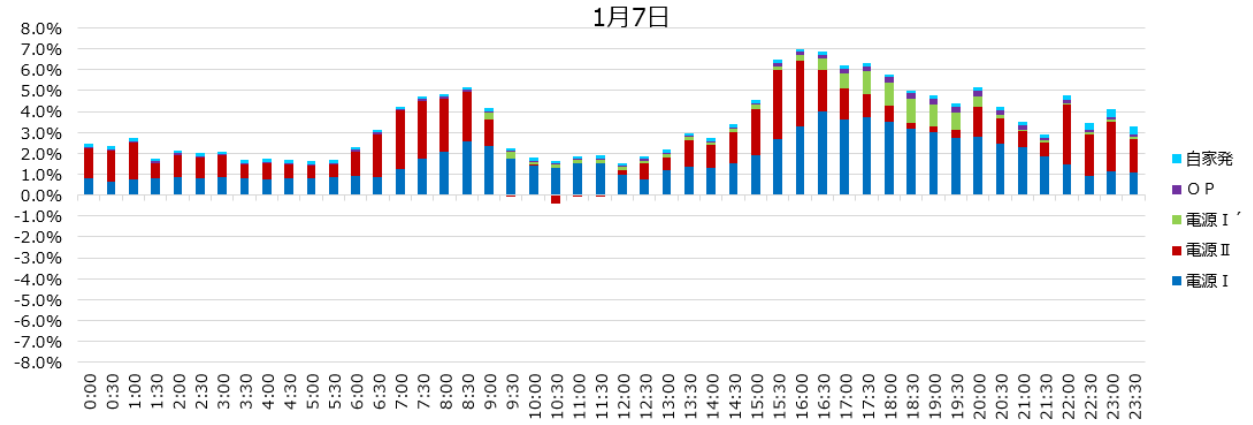
２）調整力の稼働状況

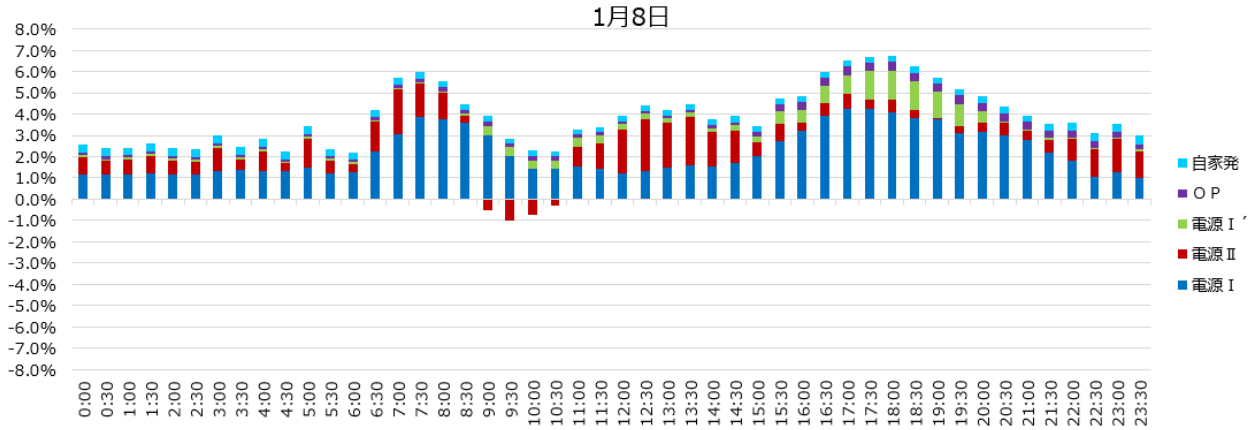
こうした時間帯の調整力の稼働状況がどうであったかを確認したところ、一般送配電事業者の専用電源である電源Ⅰが主に稼働していたが、それに加えて、多くの時間帯において、緊急的な供給力として電源Ⅰ’やオーバーパワー運転[20]、自家発電設備も活用されていた。また、発電事業者の電源の余力を一般送配電事業者が調整力として活用する電源Ⅱが、スポット市場で売り切れが多く発生していたにも関わらず、多くの時間帯で活用されていた。

図Ⅱ-7 調整力の稼働状況（2021 年１月５～13 日）

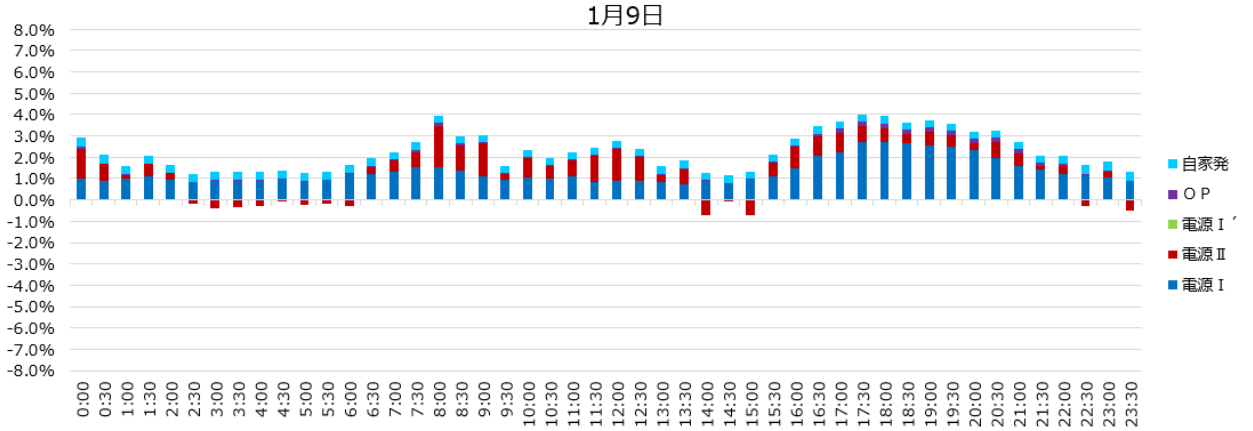


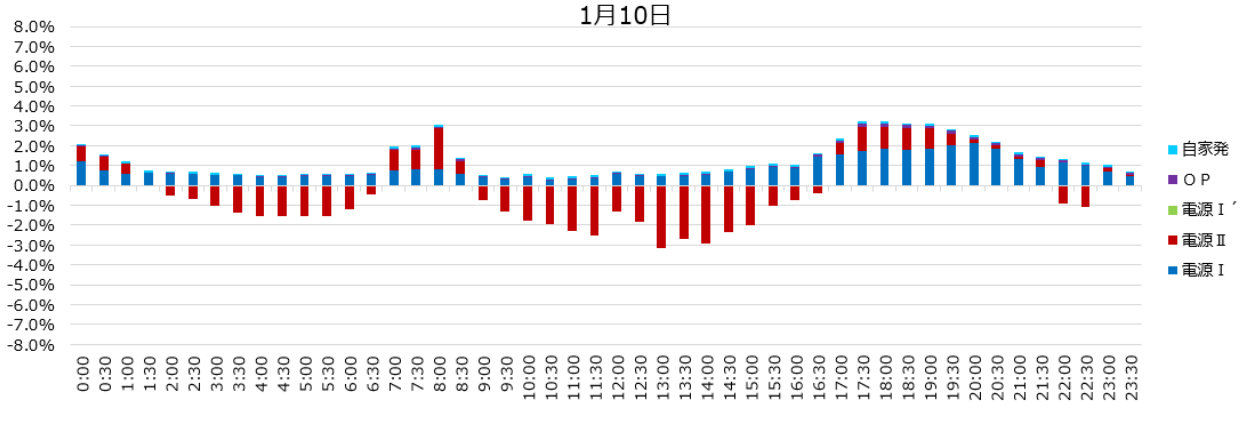
[20] 発電設備の定格出力値を超えた発電のこと。


1月7日
8.0%
7.0%
6.0%
5.0%
4.0%
3.0%
2.0%
1.0%
0.0%
-1.0%
-2.0%
-3.0%
-4.0%
-5.0%
-6.0%
-7.0%
-8.0%
0:00 0:30 1:00 1:30 2:00 2:30 3:00 3:30 4:00 4:30 5:00 5:30 6:00 6:30 7:00 7:30 8:00 8:30 9:00 9:30 10:00 10:30 11:00 11:30 12:00 12:30 13:00 13:30 14:00 14:30 15:00 15:30 16:00 16:30 17:00 17:30 18:00 18:30 19:00 19:30 20:00 20:30 21:00 21:30 22:00 22:30 23:00 23:30
自家発
ＯＰ
電源Ⅰ´
電源Ⅱ
電源Ⅰ

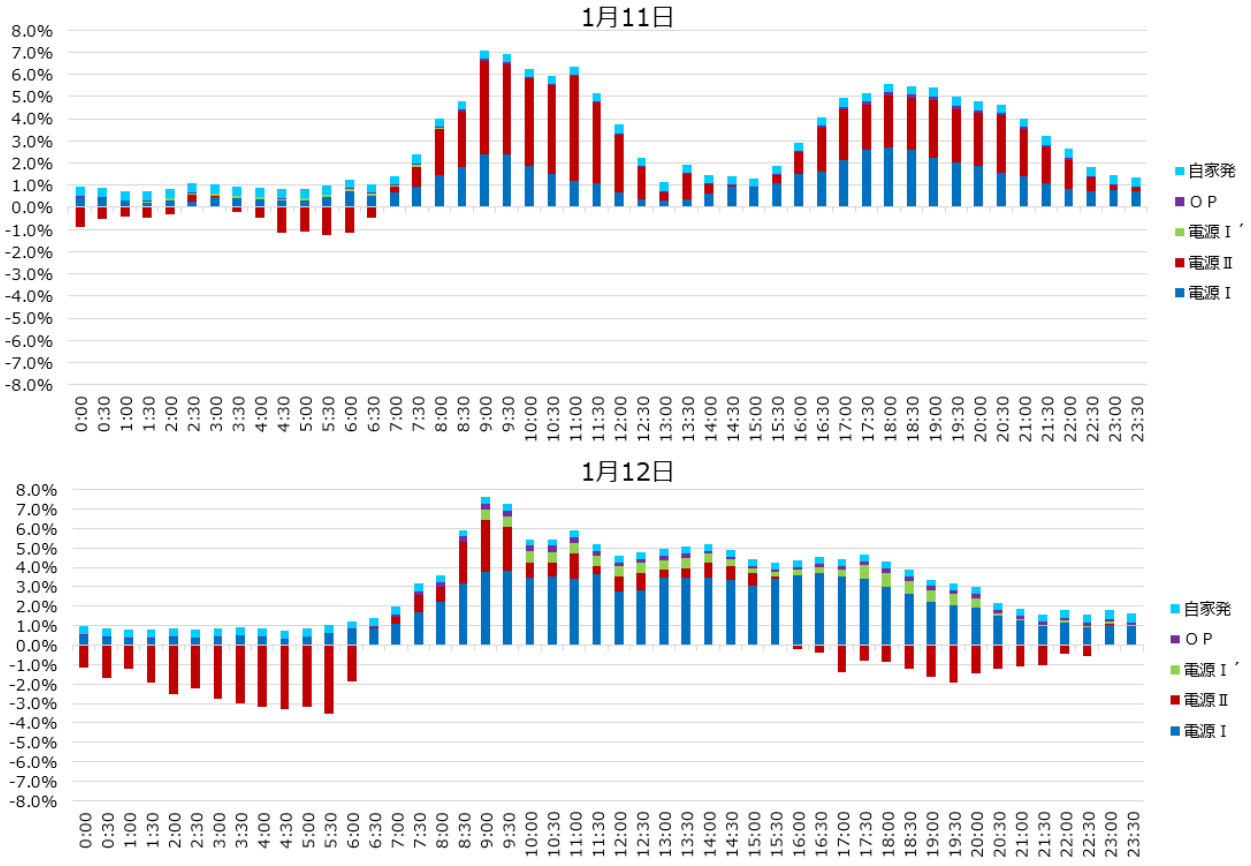

1月8日
8.0%
7.0%
6.0%
5.0%
4.0%
3.0%
2.0%
1.0%
0.0%
-1.0%
-2.0%
-3.0%
-4.0%
-5.0%
-6.0%
-7.0%
-8.0%
0:00 0:30 1:00 1:30 2:00 2:30 3:00 3:30 4:00 4:30 5:00 5:30 6:00 6:30 7:00 7:30 8:00 8:30 9:00 9:30 10:00 10:30 11:00 11:30 12:00 12:30 13:00 13:30 14:00 14:30 15:00 15:30 16:00 16:30 17:00 17:30 18:00 18:30 19:00 19:30 20:00 20:30 21:00 21:30 22:00 22:30 23:00 23:30
自家発
ＯＰ
電源Ⅰ´
電源Ⅱ
電源Ⅰ

438

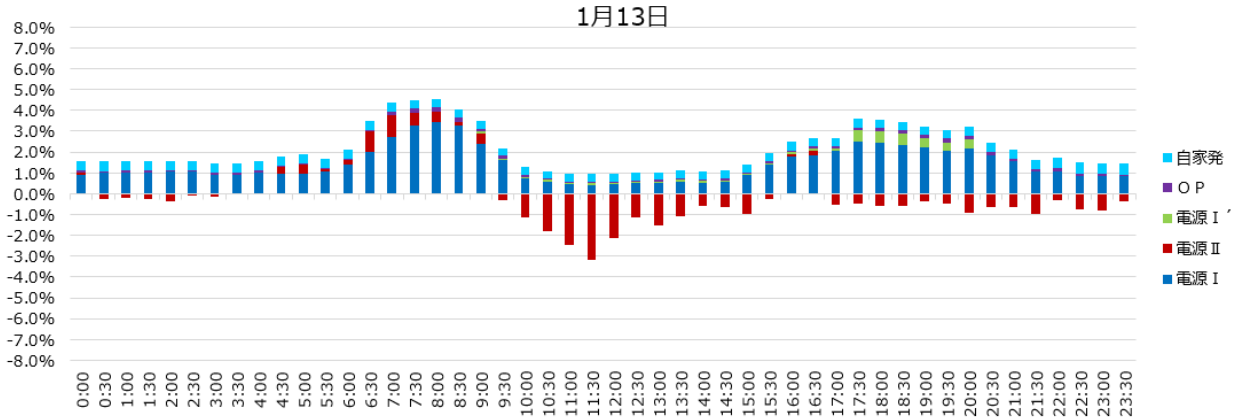

1月9日
8.0%
7.0%
6.0%
5.0%
4.0%
3.0%
2.0%
1.0%
0.0%
-1.0%
-2.0%
-3.0%
-4.0%
-5.0%
-6.0%
-7.0%
-8.0%
0:00 0:30 1:00 1:30 2:00 2:30 3:00 3:30 4:00 4:30 5:00 5:30 6:00 6:30 7:00 7:30 8:00 8:30 9:00 9:30 10:00 10:30 11:00 11:30 12:00 12:30 13:00 13:30 14:00 14:30 15:00 15:30 16:00 16:30 17:00 17:30 18:00 18:30 19:00 19:30 20:00 20:30 21:00 21:30 22:00 22:30 23:00 23:30
自家発
ＯＰ
電源Ⅰ´
電源Ⅱ
電源Ⅰ


1月10日
8.0%
7.0%
6.0%
5.0%
4.0%
3.0%
2.0%
1.0%
0.0%
-1.0%
-2.0%
-3.0%
-4.0%
-5.0%
-6.0%
-7.0%
-8.0%
0:00 0:30 1:00 1:30 2:00 2:30 3:00 3:30 4:00 4:30 5:00 5:30 6:00 6:30 7:00 7:30 8:00 8:30 9:00 9:30 10:00 10:30 11:00 11:30 12:00 12:30 13:00 13:30 14:00 14:30 15:00 15:30 16:00 16:30 17:00 17:30 18:00 18:30 19:00 19:30 20:00 20:30 21:00 21:30 22:00 22:30 23:00 23:30
自家発
ＯＰ
電源Ⅰ´
電源Ⅱ
電源Ⅰ

439



440



441

442

443 **参考１）スポット市場で売り切れが発生しているにも関わらずなぜ電源Ⅱが稼働できた**

444 **のか**

445 発電事業者が燃料不足懸念から発電電力量を抑制し、スポット市場において売り切れ

446 が発生していた状況では、電源Ⅱについても余力は限定的であった。このような状況に

447 おいても、一般送配電事業者が電源Ⅱに指令していたのは、以下のようなケースであっ

448 た。

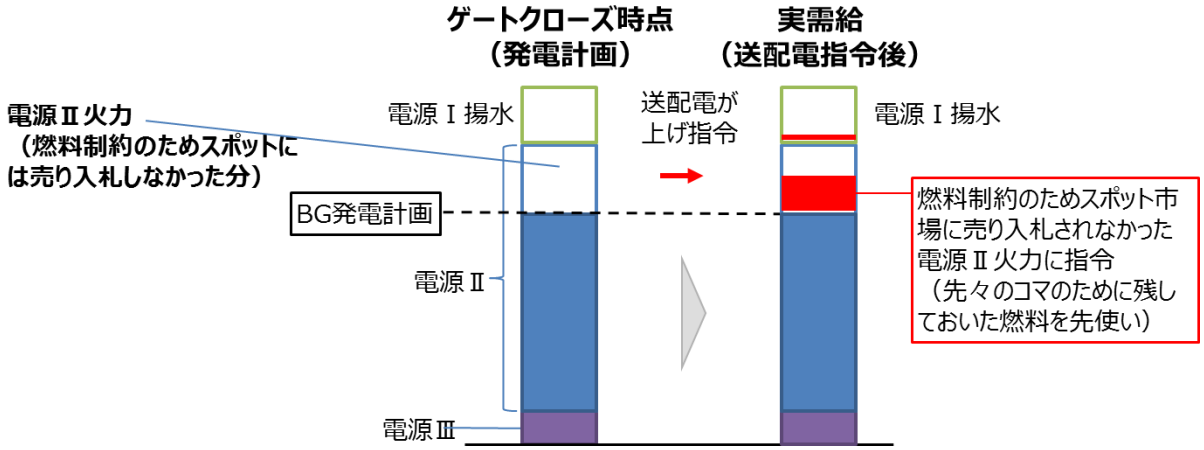
449

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の火力電源に、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の火力電源に、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

このように、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ため、売り切れコマであったにもかかわらず電源Ⅱが稼働していた。

図Ⅱ-8 上記①の指令のイメージ



このような電源Ⅱへの指令について、スポット市場への影響を分析した。

今回のような発電事業者が設定した燃料制約の水準を超過した（燃料の先使いをした）電源Ⅱへの火力電源の指令は、発電事業者が燃料制約のためにスポット市場に投入しなかった分への指令であることから、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。（スポット市場前の電源Ⅱ事前予約を除く。）

他方で、こうした指令は先々のコマのために確保しておいた燃料を消費することとなるため、翌日以降のスポット市場投入可能量に影響を与えたと考えられる。

これについて、上述①のケースについては、仮に電源Ⅱに指令せず電源Ⅰの揚水発電に指令した場合には、いずれ上池の水量を回復するための水のくみ上げ（ポンプアップ）が必要となり、揚水ロス[21]を考慮すると、先々のコマにおけるスポット市場投入可能量

[21] 揚水発電は、水のポンプアップから発電までの間に、ポンプ等の機器効率等の要因によりエネルギーロス（揚水ロス）が発生し、ポンプアップのために必要な電力に対し、発電時の出力は約３割程度ロスする。

はさらに減少したと考えられる。すなわち、先々のコマのスポット市場への影響は、電源Ⅰに指令する場合より、この電源Ⅱへの指令の方がむしろ小さかったと言える。[22]

また、上述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、その後のスポット市場投入可能量に影響があったとしても、致し方ないものと言える。

なお、関西送配電では、燃料制約の水準を超過した調整力の指令を電源Ⅱ事前予約の準用と称して実施し、その予約量については、ホームページ上で公表を行っていた。

参考２）一般送配電事業者のスポット市場等からの調達について

一般送配電事業者は、日本卸電力取引所の取引規程上、卸電力市場での電気の取引は基本的には認められておらず、FIT 送配電買取分の売り入札など、限られたケースでのみ市場取引が認められている。また、電源Ⅰの揚水発電のポンプアップを一般送配電事業者が行う契約となっている場合、通常は電源Ⅱの調整力を用いるが、エリア内の電源Ⅱの余力が減少しポンプアップが十分にできない場合には、調整力を提供する発電事業者又は小売事業者（以下「調整力提供者」という。）に対し時間前市場等を活用してエリア外から電気を調達しポンプアップすることを依頼することができることとされている。

12 月～１月において、一般送配電事業者が、スポット市場及び時間前市場からの調達を依頼したかどうかについて確認したところ、東京電力パワーグリッド株式会社及び関西電力送配電株式会社が、調整力提供者に代理調達を依頼していたことが確認された（これらの２者以外は未実施）。

調達量は、日ごとのスポット市場等の約定総量に占める割合が２%を超えたケースも２日あった。

[22] 電源Ⅰの揚水発電のポンプアップを発電事業者が行うこととされている契約の場合、①の電源Ⅱの稼働は、契約に基づく電源Ⅰ揚水のポンプアップを履行したこととして扱われる。

図Ⅱ-9 一般送配電事業者によるスポット市場等からの調達状況

日にち	TSOのスポット市場等からの調達量（GWh）	総約定量（GWh）	総約定量に占める割合
12月29日	0.5	871	0.05%
12月31日	0.3	824	0.03%
1月1日	0.6	813	0.07%
1月2日	0.6	832	0.07%
1月3日	17.1	807	2.12%
1月4日	13.9	888	1.56%
1月5日	6.9	886	0.78%
1月6日	2.4	885	0.27%
1月7日	7.6	892	0.85%
1月8日	12.8	916	1.39%
1月9日	8.2	854	0.96%
1月10日	21.1	855	2.47%
1月11日	4.1	834	0.49%

日にち	TSOのスポット市場等からの調達量（GWh）	総約定量（GWh）	総約定量に占める割合
1月12日	5.5	860	0.64%
1月13日	0.8	882	0.09%
1月14日	5.7	911	0.63%
1月15日	2.8	908	0.31%
1月16日	16.2	850	1.90%
1月17日	7.1	842	0.84%
1月18日	0.5	910	0.05%
1月19日	1.1	901	0.12%
1月20日	0.2	910	0.02%
1月21日	7.1	907	0.78%
1月22日	1.9	894	0.21%
1月23日	5.9	849	0.70%
1月24日	0.2	792	0.03%

スポット市場及び時間前市場からの調達を行った２者（東京電力パワーグリッド株式会社及び関西電力送配電株式会社）に説明を求めたところ、電源Ⅰの揚水発電の水量を確保するため、調整力提供者に依頼し、スポット市場等を活用してポンプアップ原資を調達したものとのことであった。

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の揚水発電のポンプアップのため、スポット市場等を活用した電気の調達を依頼することは致し方ないものであり、問題となるものではなかったと考えられる。

３）系統運用の全体像

上述の状況を踏まえると、この期間における系統運用は全体として以下のような状況であったと推察される。

① 多くの発電事業者において燃料不足となる懸念が発生。これらの事業者は、次の燃料到着まで在庫量を持たせるため、各日の発電電力量を一定以下に抑制することを決定。それにより、スポット市場への売り札が減少し、売り切れが発生。

② その結果、多くの新電力が需要に応じた量の電気を調達できなくなり、不足インバランスが発生。

③ これらの不足インバランスを解消するため、一般送配電事業者は調整力を用いて上げ調整を行う必要があった。電源Ⅱの余力が限定的であったため、主に電源Ⅰを活用していたが、電源Ⅰも次の燃料到着までの燃料枯渇リスクの懸念があったため、これを可能な限り軽減するため、以下のような工夫を組み合わせて対応していた。

【一般送配電事業者が行った需給対策】

i. 電源Ⅰ’の活用

ii. 電源Ⅱのオーバーパワー運転

iii. 緊急的に、電源Ⅲや自家発電設備の増発稼働を依頼

iv. 比較的余裕のある他のエリアの電源Ⅰを活用して融通受電

v. 発電事業者が燃料不足懸念から抑制していた電源Ⅱの火力電源を活用

vi. 揚水発電のポンプアップに必要な電気を市場から調達

今回の事象の特徴は、燃料不足が主要因の一つであったため、燃料到着までに燃料在庫が枯渇するリスクという観点では余力はなかったが、その瞬間だけ（あるいは数時間だけ）乗り切るという観点では十分に余力があったという状況が生じていた点にある。

したがって、その時点だけでみた発電余力（いわゆる kW）はどのコマもあったが、持続力（kWh）に懸念があったため、売り切れが継続し、一般送配電事業者の需給調整も困難を強いられていた。

４．電気の適正な取引の確保を図る観点の評価

１）売り切れが継続したことについて

今回の高騰に関して、kW に余裕があったにも関わらず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。しかしながら、燃料不足の懸念等により系統全体の実質的な供給力が減少し、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。

今冬においては、前述のとおり、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加により需給がタイトになり、売り切れ状態が継続的に発生した。もちろん、安定供給の観点から、そのような状況が長期間にわたって発生することは望ましいことではなく、そのようなことが再び発生しないよう、今回なぜそのようなことが生じたのかを分析し、必要な政策的対応をとることが求められる。これについては、資源エネルギー庁の電力・ガス基本政策小委員会において分析・検討が進められているところであり、市場機能という観点から電力・ガス取引監視等委員会としても積極的に検討し、必要に応じて資源エネルギー庁に対して意見していくことが適当である。

他方で、市場機能という観点では、論点とすべきは、スポット市場において売り切れ状態が継続的に発生したことではなく、売り切れ状態であったコマも含めて、スポット

市場価格の水準がどうであったかであると考えられる。こうした観点から、以下、分析を行った。

２）この期間のスポット市場価格の水準について

前述のとおり、今冬におけるスポット市場価格の高騰は、売り切れ状態の継続により、限られた電力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市場価格・インバランス料金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市場価格の水準が合理的なものであったかどうかを評価するにあたっては、それがそのコマにおける電気を供給するコストや需給の状況を表すものとなっていたかどうかという視点から評価すべきと考えられる。すなわち、そのコマにおいて追加的に１単位の電気を消費した場合の社会的なコストを反映する価格になっていたかどうかという視点で分析をすることが重要である。

これについて、今回のスポット市場価格の高騰時には、調整力として、電源Ⅰ’に加えて、自家発電設備の稼働要請や、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ものと考えられることから、これらが稼働していた時間帯における電気のコスト（燃料の先使いによる機会費用も含む。）は通常よりも高まっていたと考えられ、スポット市場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。[23]

他方で、この期間のスポット市場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、以下のように、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。

- 売り切れ状態は 12 月下旬から始まり、電源Ⅰ’の稼働は 1 月上旬から本格化していたが、スポット市場価格は尻上がりに上昇していたこと。

---

[23] これらの調整力は、以下のように、通常の調整力 kWh 単価よりもかなり高いと考えられる。こうしたことを考慮すると、スポット市場価格 200 円超という水準は、まったく不合理な水準とはいえないのではないかとも考えられる。

- 電源Ⅰ’の kWh 単価は平均で 45 円程度。また、自家発電設備を追加的に調達し稼働させるにはそれ以上の社会的コストが生じていると考えられる。
- 燃料制約のある電源Ⅱを稼働することは先々のコマにおける燃料枯渇のリスクを高めていたと考えられる。
- さらに、2022 年度に導入される新たなインバランス料金の需給ひっ迫時料金の議論においては、真にひっ迫した際のコストは 600 円/kWh と見積もられていた。

・ 電源Ⅰ’の稼働が少なくなった1月19日以降も、スポット市場価格は200円近い水準の日が1月22日まで続いていたこと。

3）2022年度に導入される新たなインバランス料金制度の効果

前述のとおり、今冬においては、スポット市場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発生することがあり得ることを考慮すると、こうした場合にもスポット市場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である。

この点、2022年度に導入される新たなインバランス料金制度においては、スポット市場価格に関係なく実需給断面において需給調整に用いた調整力のコストや需給ひっ迫度合いからインバランス料金を算定する仕組みとなる。すなわち、スポット市場価格の状況によらず、インバランス料金はそのコマにおける電気の価値を反映するようになる。

スポット市場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。

4）現状の市場関連制度についての評価と追加的対策の在り方

以上のとおり、現在の市場関連制度は完璧ではなかったともいえるが、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 年度から新たなインバランス料金制度を導入することが予定されているなど、今冬の事象は、段階的な制度改正の途上で生じたものであったと考えられる[24]。

こうしたことも踏まえて、今回の高騰に際しては、2022年度からの需給ひっ迫時のインバランス料金の上限200円/kWhを前倒しで導入するといった緊急的措置も講じられたところである。

現在の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も公開で行われてきており、事業者は現在の制度を理解した上で参入していると言える。また、相対取引や先物・先渡・ベースロード市場等といった手段を活用することでリス

[24] 諸外国の例を見ても、自由化による新規参入を進めながら、段階的に、より適切な市場の形成に向け、不断の見直しを行っていくことが一般的。

クを低減することは可能であったと考えられ、実際に、これらの制度を活用してコストをかけて事前に対策を講じていた事業者もいることを踏まえれば、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な救済を要する制度的な不備があったとまではいえないと考えられる。

他方で、今回のスポット市場価格の高騰は、１００円を超えるコマが３５０コマにものぼるなど長期間にわたって発生したものであったため、小売事業者にとって十分に事前の対策を講じることは必ずしも容易ではなかったと考えられ、事前に対策を講じていた事業者もあったものの、一部の小売事業者は大きな影響を受けたことは確かである。また、小売事業者の一部により提供されている市場連動型の電気料金メニューにおいては、今回のスポット市場価格の高騰は長期間にわたったものであったため、その小売電気料金が高くなる期間も長くなり、需要家が選択したものであったとはいえ、その影響が懸念された。

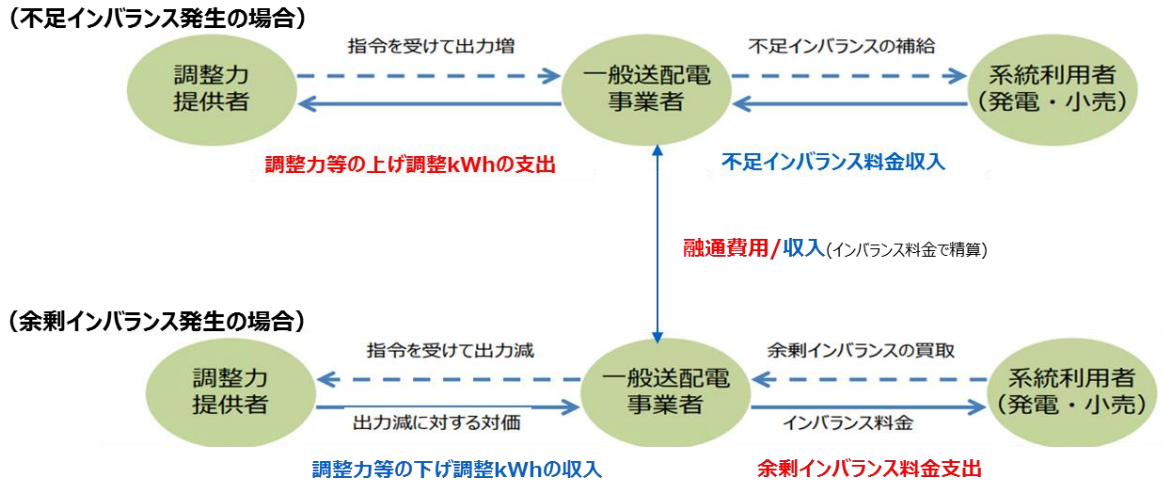
このため、小売事業者等のモラルハザードとならない範囲で、それらの需要家への影響を緩和にするための措置を講じることが適当であり、すでに、インバランス料金の分割払い等の措置が講じられているところである。

さらに、後述のとおり、今冬のスポット市場価格の高騰においてはインバランス料金も高騰したため、一般送配電事業者のインバランス収支に大きな黒字が発生した。これについては、後述のとおり、できる限り速やかに系統利用者に還元することが適当である。

５．一般送配電事業者のインバランス収支について

一般送配電事業者は、発電・小売事象者が発生させたインバランスを埋めるために要した調整力の kWh コストとインバランス料金の収入・支出を合算し、インバランス収支として管理している。

図Ⅱ-10 インバランス収支（インバランス・調整力の精算）の流れ



今冬のスポット市場価格の高騰期間を含む 2020 年 12 月～2021 年１月（２ヶ月間）の一般送配電事業者のインバランス収支は、現時点（2020 年４月）における推計としては、10 社計約 1,300 億円～1,400 億円の黒字となる見込みであるが、既に会社更生法の開始決定を受けた小売事業者もあるなど今後貸倒損が発生する可能性（約 200 億円）を勘案すると、1,100 億～1,200 億円規模の黒字となる見込みである。[25]（図Ⅱ-11）

なお、2016 年度の制度開始以降 2019 年度まで、一般送配電事業者 10 社のインバランス収支は累積赤字が積み上がっていた。これらと本年度１月までの収支を合算すると、2016 年度から 2021 年１月までのインバランス収支累積（10 社合計）は、370 億～460 億円規模の黒字となる見込みである。（図Ⅱ-12）

[25] １月分インバランス料金支払期日である４月５日に入金がなかったインバランス料金、分割払対象事業者については、４月５日までに入金があれば全額支払、４月５日までに入金がなければ全額不払と仮定し、これらを合算すると、約 200 億円の貸倒損が発生する可能性がある。なお、４月５日時点で一般送配電事業者に支払われていない１月分インバランス料金は 10 社合計で約 1,260 億円（支払期限日までの未入金額及び分割特措による支払期限日以前の金額の合計額（貸倒損発生の可能性として想定している 200 億円を含む））。

図Ⅱ-11 一般送配電事業者の需給ひっ迫対応に係るインバランス収支

（2020 年 12 月、2021 年 1 月試算値）

（億円）

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄	合計	貸倒損を勘案した収支
収支		**55.6**	**195.7**	**293.5 ～391.7**	**193.1**	**72.3**	**192.5**	**149.3**	**44.5**	**107.2**	**10.4**	**1,314.1 ～1,412.3**	**1,114,1 ～1,212.3**
収入	不足インバランス料金収入	168.9	469.8	1,407.8	585.3	129.4	908.5	433.5	174.8	449.1	27.6	4,754.5	4,554.5
	下げ調整kWh収入	12.5	21.9	31.7	27.4	8.5	20.4	22.9	11.6	24.1	0.5	181.3	
費用	地帯間購入電源料等	27.9	913.5	1,011.5	210.9	36.9	178.1	34.9	24.7	27.6	0.0	2,465.9	-
	余剰インバランス料金支出	119.9	324.5	879.5	308.4	59.7	234.9	192.8	104.6	318.8	15.2	2,558.3	-
	上げ調整kWh支出	24.5	24.4	284.5 ～382.7	236.3	15.7	315.2	21.2	19.4	23.1	2.4	966.7 ～1,064.8	-
	地帯間購入電源費等	9.2	860.6	895.3	85.6	27.1	364.4	127.9	42.6	51.7	-	2,464.4	-
	（参考）2019年営業収益	2,099.9	5,949.6	16,333.1	6,772.5	1,470.4	7,246.5	3,106.6	1,651.7	4,932.6	686.8	-	-

貸倒が発生すれば数値は減少

（出典）報告徴収回答を含む各社提出資料等により事務局作成。

（注１）託送収支計算規則インバランス収支計算書上の扱いが明らかでない「一般送配電事業者の代理で調整力契約事業者が卸電力市場から調達した電気に係る支出」「自家発の稼働要請に係る支出」「上げ調整力OP追加費用」「燃料制約超過分の上げ調整kWh支出」については、ひっ迫対応に必要であった費用として「上げ調整kWh支出」に算入した。

（注２）沖縄エリアにおいては需給ひっ迫は発生していないが、インバランス料金単価の算定にJEPXスポット価格を参照しているため、12月及び１月のインバランス収支が通常よりも大きくなっている。

図Ⅱ-12 2016 年度から 2021 年１月までのインバランス収支累積試算値

（億円）

	2016年度	2017年度	2018年度	2019年度	2020年4月～2021年11月	2020年12月～2021年1月	合計	貸倒損を勘案した収支累積
北海道電力NW	8.1	-27.9	-2.9	16.1	12.1	55.6	61.1	
東北電力NW	14.3	-14.7	-22.2	26.2	35.7	195.7	235.0	
東京電力PG	-409.4	-81.6	-15.7	-31.4	-23.9	293.5～391.7	-268.5～-170.3	
中部電力PG	-20.7	7.4	-2.2	18.8	23.0	193.1	219.4	
北陸電力送配電	-0.8	0.1	5.8	7.9	6.8	72.3	92.1	–
関西電力送配電	17.0	-91.9	-53.1	-29.7	-14.0	192.5	20.8	
中国電力NW	4.6	-28.2	-16.9	-4.6	17.9	149.3	122.0	
四国電力送配電	-4.2	-9.9	-17.7	-6.8	3.0	44.5	8.9	
九州電力送配電	34.3	-22.0	-28.0	-23.1	5.1	107.2	73.5	
沖縄電力	0.1	-2.6	-3.1	-2.9	-1.1	10.4	0.8	
１０社計	-356.8	-271.3	-155.9	-29.4	55.2	1,314.1 ～1,412.3	565.2～663.3	365.2～463.3

（出典）各社HP及び提出資料により事務局作成。

貸倒が発生すれば黒字額は減少。

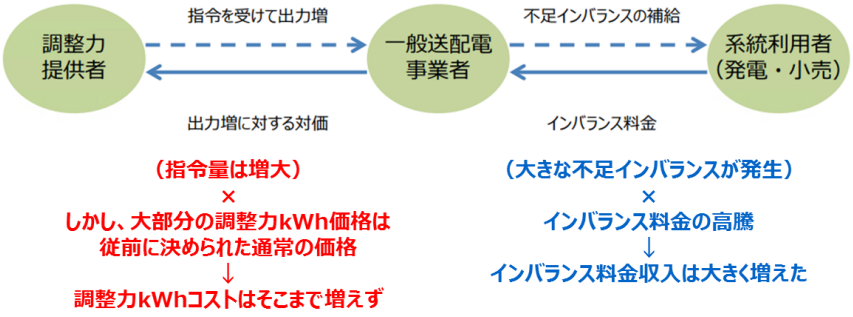
上述のように、今冬のスポット市場価格の高騰の期間における一般送配電事業者のインバランス収支は大きな黒字となる見通しであるが、その要因は以下と考えられる。

① １月上旬から中旬にかけて大きな不足インバランスが発生。また、この期間はスポット市場価格が高騰し、これに伴いインバランス料金も高騰したことにより大きな不足インバランス収入が発生した。

② 他方で、その不足インバランスを埋めるために用いた調整力（電源Ⅰ等）の大部分の kWh 価格は、燃料不足が懸念される状況にあったにもかかわらず、従前に決

められた通常時の価格（いわゆる限界費用ベース）であったため、調整力コストの上昇はそこまで大きくなかった。

図Ⅱ-13 インバランス収支に黒字が見込まれる要因



このように、今冬は、インバランス料金が調整力のコストや需給状況から離れて上昇した面が一部にあったこと、及び、調整力 kWh 価格がそのコマの需給状況を反映せず安価に据え置かれていたこと、といった要因により収入が費用を上回り、収支が黒字となった。

インバランス収支は、外生的な要因で決まり、一般送配電事業者の収支改善の努力が及ばないことから、制度導入当初から、収支に過不足が生じた場合には別途調整する仕組みを講じることが適当とされていたところであり、今冬の収支の黒字についても、その還元・調整の在り方について検討が必要となる。

これについて、本会合における議論では、一般送配電事業者 10 社のインバランス収支は累積赤字が積み上がっており、収支の過不足の還元・調整を検討する際には、今冬の黒字についてのみ評価するのではなく、過去の累積赤字も含めて検討するべきという意見が多かったが、他方で、これまでの累積赤字が発生した要因や今冬の黒字が発生した要因を踏まえると、過去の累積赤字と今冬の黒字を同一に扱うべきでないという意見も複数あった。また、インバランス収支の過不足については、例えば託送料金等により広く系統利用者に還元・調整するのが適当という意見が多かったが、今回、大きな影響を受けた事業者等が主に裨益するよう還元・調整を行うのが適当という意見も複数あった。こうしたことから、いずれについても、引き続き丁寧な議論が必要である。

インバランス収支の過不足の取扱いについては、資源エネルギー庁の電力・ガス基本政策小委員会において検討されることとなっており、本会合における議論も参考に検討

682　が進められるよう引き続き状況を注視していく。[26]

683

684

[26] なお、インバランス収支の取扱いについては、資源エネルギー庁の電力・ガス基本政策小委員会において、分割支払措置等の影響も考慮しつつ、収支相償の観点から、仮に大きな収支過不足が発生した場合にはその還元・調整等を検討する方向で議論が進められているところである。このため、本専門会合での議論についても、第 33 回電力・ガス基本政策小委員会（2021 年 4 月 20 日）に報告した。

Ⅲ．今後検討すべき事項

１．今冬の事象から得られた示唆

今冬のスポット市場価格の高騰においては、前述のとおり、相場を変動させることを目的とした売り惜しみ等の問題となる行為は確認されていない。しかしながら、多くの市場参加者から、市場取引の予見性を高めるための情報公開の充実を求める声があった。また、電源の大半を有する旧一般電気事業者やJERAによるスポット市場への売り入札の透明性の確保や、売り入札量に影響を及ぼす社内・グループ内取引についての内外無差別性の確保を徹底するべきとの指摘もあった。

競争と市場メカニズムを通じた効率的な電力システムを実現していく上で、市場の公正性・透明性に対する信頼は極めて重要である。したがって、市場の公正性・透明性をより一層高めるため、今回の事象を通じて浮き彫りになった課題を整理し、速やかに検討を加え、制度的・政策的対応を講じていくべきである。

また、前述したとおり、今冬のスポット市場価格の高騰においては、一部において、調整力のコストや需給ひっ迫状況と離れてスポット市場価格が上昇した局面があったと考えられる。

電力システムにおいて、スポット市場は以下のように大きな役割を担っており、公正性・透明性をより一層高めることに加えて、売り切れ時を含め、常にその時間帯における電気の価値（発電コストや需給ひっ迫の状況）の前日時点での評価を反映する価格形成が行われるよう、関連諸制度の運用改善等をしていくことが重要である。

（スポット市場の役割）

- 発電／小売間の円滑な卸取引を実現（小規模な事業者でも参加できる透明性の高い取引の場）
- 広域的な発電の効率化（広域メリットオーダー）を促進
- 地域間連系線の最適利用を促進
- 前日時点での価格シグナルの発信

また、これら以外にも、今回のスポット市場価格の高騰の事象を通じて、より望ましい市場関連制度の構築に向けた示唆がいくつか得られている。

これらを踏まえ、現時点において、速やかに検討すべきと考えられる課題及びその検討の方向性について、２．以降に記載した。

注）なお、今冬の事象からは、安定供給の確保のための制度の在り方についても多くの

示唆が得られているが、それらについては資源エネルギー庁の審議会で検討が進められているため、本取りまとめには記載をしていない。それらの中には、電力の取引に影響を及ぼすものをあることから、電力・ガス取引監視等委員会としてもその検討状況をフォローし、必要があれば意見することとしたい。

２．市場支配力を有する事業者の売り入札等の透明性を高める仕組み

今冬のスポット市場価格の高騰においては、前述のとおり、相場を変動させることを目的とした売り惜しみ等の問題となる行為は確認されていない。しかしながら、多くの市場参加者から、旧一般電気事業者やJERAによるスポット市場への売り入札の透明性の確保や、売り入札量に大きな影響を及ぼす社内・グループ内取引についての内外無差別性の確保を徹底するべきとの指摘もあった。

この背景には、発電分野においては、旧一般電気事業者やJERAが電源の大半を有しており、市場分断の発生状況も考慮すると、一部の事業者が高い市場シェアを有するケースが生じうる市場構造となっていることがある。

したがって、市場の公正性・透明性をさらに高めていくためには、市場支配力を有する発電事業者のスポット市場等における入札の透明性を高めること、また自社の小売部門を不当に優遇した卸売を行うことで小売市場の競争を歪曲しないことを確保し、また、それが透明性をもって示される仕組みを構築していくことが急務であると考えられる。

このため、以下について検討し、必要な措置を講じることが必要である。

１）旧一般電気事業者の内外無差別な卸取引の実効性の確保

卸電力市場の公正性・透明性を高め、また、小売電気市場における公正な競争をより確実に確保する観点からは、旧一般電気事業者が、自社及びグループ内の小売とそれ以外の小売とを差別せず内外無差別に卸売を行うことについて、その実効性・透明性を確保することが重要である。

これについて、電力・ガス取引監視等委員会は、2020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[27]。特に、発

[27] 内外無差別に卸売りを行うことの合理性については、コミットメントの要請に際して、制度設計専門会合の議論において、「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、中長期的な視点も踏まえて利潤最大化を目指

電部門と小売部門が一体となっている各社からは、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。

電力・ガス取引監視等委員会においては、各事業者のコミットメントや公開ヒアリングにおける回答を踏まえ、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、公表していくべきである。

また、今冬のスポット市場価格の高騰に関する議論も踏まえ、電力システムの基盤となる競争環境を整備する観点から、支配的事業者の発電・小売事業の在り方についての検討を進めるべきである。具体的には、旧一電の内外無差別な卸売の実効性を高め、社内・グループ内取引の透明性を確保するためのあらゆる課題について、総合的に検討していくことが必要である。

２）スポット市場への売り入札の透明性の向上等

①相場操縦となる行為のさらなる明確化

相場操縦行為に関してはガイドラインにおいてすでに一定の定めがあるものの、今冬の事象を踏まえ、燃料不足が生じた場合の相場操縦に当たる行為の例の追加を含め、相場操縦となる行為のさらなる明確化等に向けた検討を進める[28]。

②燃料制約及び揚水制約の運用基準の策定

現状、燃料不足懸念がある場合の LNG・石油発電所等の燃料制約の運用について明確な基準が定められていない。これについて、透明性を高め売り惜しみ等の問題となる行為をより確実に防止するため、燃料制約及び揚水制約の運用に係る統一的な基準の策定を検討する[29]。（その際、後述３．３）で記載する、「一般送配電事業者

して行動することが合理的アプローチ」であるとの整理を行っている（第 48 回制度設計専門会合資料３参照）。

[28] 今冬は、燃料不足が大きな要因の一つとなって長期にわたりスポット市場価格が高騰した。燃料調達については、発電事業者に法律に基づく義務等はなく、各社の経営判断に委ねられるものであるが、今後、発電事業者がスポット市場等の価格高騰を狙って意図的に燃料の調達を薄くし、これによりスポット市場価格の高騰等を生じさせたと認められる場合には、それは問題となる行為に当たると考えられる。

[29] なお、燃料の調達に関しては、資源エネルギー庁において別途、燃料ガイドラインの作成が検討されている。
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/denryoku_gas/denryoku_gas/pdf/032_06_00.pdf#page=8

による需給関連情報（予備率等）の公表の在り方」の見直しの方針も踏まえて検討。）

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。これについて、燃料不足が懸念される場合においては、プライステイカーとしても機会費用での入札が合理的な行動であり、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、燃料不足下における系統利用者の適切な行動を促すことが適当であることからも、機会費用での入札が適当であるともいえる。こうしたことから、機会費用の考え方に基づく具体的な入札の在り方について、検討を進める。（セーフハーバーとして明確化すること等を検討）

④自社需要予測の透明性向上

旧一電によるスポット入札時点での自社小売需要予測の透明性を高めるため、スポット市場価格の高騰時においては需要予測値と実績値を公表するなどの仕組みを検討する。

また、時間前市場における売入札の透明性を高めるため、旧一電各社の当日断面における需要予測の見直し及び時間前市場での入札の在り方について整理するなどの対応を検討する。

⑤グロス・ビディングの在り方の見直し

今般の価格高騰に関し、旧一電のグロス・ビディングについて、一部から、現状のグロス・ビディングは、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ため、透明性が確保されていないとの指摘があった。

上記の指摘も踏まえ、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など、旧一電の内外無差別な卸売の確保をより実効的にし、かつその透明性を高めるための仕組み[30]の構築に向けて、検討を進める。あわせて、グロス・ビディングの在り方について、その必要性を含め、検討する。

[30] 小売部門が契約に基づき受け取った供給力の余剰分について小売部門が販売するこ

３．情報開示の充実

スポット市場等の電力卸取引市場において、その公正性・透明性を確保し、また系統の状況等を反映した適切な価格形成が図られるようにしていくためには、市場参加者ができるだけ多くの関連情報にアクセスできるようにすることが重要である。

こうした観点から、これまでも、発電情報公開システム（HJKS）の整備など、関連情報が適時適切に公開される仕組みを整備してきたところであるが、今冬のスポット市場価格の高騰においては、多くの市場参加者から、公開されている情報が不十分で今何が起きているかわからない、公開されている情報と実態があっていない、今後の見通しが見えない、といった声が多くあったところである。

発電関連情報などスポット市場に関連する情報をどこまで公開するかについては、これらの情報が個社の経営情報に当たり得ること、またその公開が相場操縦を誘発するおそれがあることなどを考慮して決めてきたところであるが、今冬の事象を踏まえ、より公開する量を増やす方向で見直しを行うことが適当と考えられる。

具体的には、以下について、その情報公開の在り方を検討することが必要である。

１）発電関連情報の公開の充実

新電力から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要望があったことも踏まえ、市場の透明性、市場参加者の予見性向上に向けて発電に係る情報開示の在り方について引き続き検討を進める。

２）日本卸電力取引所（JEPX）の需給曲線の公開

JEPX スポット市場の需給曲線は市場参加者にとって有益な情報であり、制度設計専門会合においても、JEPX において継続的に公開すべきという意見が大勢を占めていたことを受けて、2021 年 2 月 27 日より、2020 年 12 月分以降全日・全コマの需給曲線（入札カーブ）の公開が開始されている。

とを妨げるものではない。

３）一般送配電事業者による需給関連情報（予備率等）の公表の在り方

今冬のスポット市場価格の高騰期間において、一般送配電事業者が「でんき予報」で公表する予備率が比較的高いにも関わらず、スポット市場では売り切れが発生していたコマがあった。

これは、一般送配電事業者における予備率の計算において、揚水発電の現実的な活用可能量や火力発電の燃料制約が十分に考慮されておらず、実際の上げ余力よりも予備率が大きく計算されていたことが要因であった。

より正確な情報を系統利用者に提供する観点から、一般送配電事業者は、予備率の計算方法について精査するなど、燃料（kWh）の余力の状況も含めて需給の状況がより適切に情報発信される仕組みを検討することが適当であると考えられる。これについては、資源エネルギー庁の電力・ガス基本政策小委員会においても、「各社ＨＰのでんき予報の情報拡充」として課題として位置づけられ、今後、資源エネルギー庁及び広域機関において検討が進められることとされていることから、その動きをフォローし、必要があれば電力・ガス取引監視等委員会からも意見を述べることが適当である。

４）価格高騰時における電力・ガス取引監視等委員会の監視及び情報提供の在り方

スポット市場等の価格高騰時に電力・ガス取引監視等委員会がよりタイムリーに情報発信を行うことができるよう、監視・公表の仕組みについて今後検討を進める。

４．調整力の調達・運用の改善

１）燃料不足が懸念される場合における調整力 kWh 価格の登録の在り方

本会合は、2019 年 12 月から 2020 年 12 月にかけて、2021 年度以降の需給調整市場の価格規律の在り方について検討し、経済産業大臣に建議したが、その中で、燃料制約のある火力電源の kWh 価格については、調整力提供者は機会費用で kWh 価格を登録することが適当であると整理した。

その機会費用を具体的にどのように算定するかについては、本会合においては詳細に議論をしていないところであるが、今冬のスポット市場価格の高騰を通じて、インバランス料金に引用される調整力 kWh 価格の重要性があらためて認識されたことを踏

まえ、各事業者における適正な価格での登録を促す観点から、その具体的な算定方法について考え方を整理することが適当である。[31]

２）自家発電設備に対する稼働要請の透明性の向上

今冬の需給ひっ迫において、一般送配電事業者は、供給力確保の必要性から自家発電設備保有者に対して稼働要請を行ったが、緊急的な要請であったため、その精算価格については事後の協議となったケースが多く見られた。また、今回稼働した自家発電設備の中には、電源Ⅰ’のリソースと重複しているものもあり、電源Ⅰ’の発動指令に対するペナルティやインバランス料金の精算において、事後的に調整が発生したケースもみられた。

需給ひっ迫時に一般送配電事業者が自家発電設備に稼働要請を行うことは今後もあり得ると考えられるが、できるだけ透明性を確保しつつ迅速に実施できるようにしておくことが望ましい。したがって、一般送配電事業者においては、緊急時における自家発電設備の稼働要請ついて、事前に契約をしておく、あるいは、約款等の規程類を整備など、その運用・精算に関するルールを整備することが適当である。

３）kWh 不足に対応するための調整力の確保についての検討

現在、一般送配電事業者は、夏期（７～９月）、冬期（12 月～２月）の厳気象期における供給力（kW）不足に対応するための調整力として電源Ⅰ’を公募で調達している。

電源Ⅰ’は、主にディマンドリスポンス（以下「DR」という。）や石油火力等であるが、今冬においては、燃料制約による継続的な kWh 不足に対応するため、一般送配電事業者は電源Ⅰ’を１日複数回及び連日発動の指令を行った。特に DR においては、１週目の対応は可能であったが、２週目については継続して指令に応動するのが難しいケースが見られた。

燃料制約等により電源が十分に稼働できない局面においては、DR は追加的な供給力確保の切り札となる。したがって、今冬の需給ひっ迫を踏まえ、継続的な kWh 不足に

[31] 今冬の需給ひっ迫期間においても、前述のとおり、一般送配電事業者は、燃料枯渇リスクに対応した調整力の運用として、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指令を行っていたが、この部分の指令については、その精算価格については事前の取り決めがなかったため、一般送配電事業者と発電事業者との事後的な協議により決定されたという例もあった。

対応するための調整力の確保についても検討することが適当と考えられる。これについては、広域機関においても検討が進められることとされていることから、その動きをフォローしつつ、検討していくことが適当である。

４）揚水発電のポンプアップの実施主体

現在、一般送配電事業者が調整力として活用する揚水発電について、上池への水のくみ上げ（ポンプアップ）は、一般送配電事業者が行うエリアと調整力提供者が行うエリアがある。前者は、今冬の需給ひっ迫において、燃料不足によりポンプアップに必要な電源Ⅱの火力電源の稼働が抑制されたため、調整力提供者を通じて卸電力市場からポンプアップに必要な電気を調達した。この対応自体はルールに則ったものであり、電源Ⅱに余力がなかったことから、致し方ないものであり問題となるものではなかったと考えられるが、今回の対応を踏まえ、揚水発電のポンプアップについて、どちらが行うのが適切か、議論する必要がある。

５．インバランス料金制度の改善

１）現行のインバランス料金制度の改善

前述したとおり、今冬のスポット市場価格の高騰においては、一部において、調整力のコストや需給ひっ迫状況と離れてスポット市場価格が上昇した局面があったと考えられるが、これは、現行のインバランス料金が、スポット市場の入札曲線をベースに決める仕組みとなっているため、スパイラル的な高騰が発生したためと考えられる。

この点、2022 年度以降の新インバランス料金制度においては、そのコマで用いられた調整力の kWh 価格や需給ひっ迫度合いをもとにインバランス料金が決定される仕組みとなり、スポット市場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スポット市場価格が上昇することはなくなる。

他方、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市場価格が上昇する可能性がある。

これへの対策については、資源エネルギー庁において、2022 年度以降の補正インバランス料金の考え方に基づき、「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上限を設定」する方向で、対策の検討が進められているところである。

2）2022 年度から導入する新インバランス料金が適当であることの検証

2022 年度から導入される新インバランス料金制度は、インバランス料金がそのコマの電気の価値を反映したものとなるよう、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。その新インバランス料金制度における需給ひっ迫時補正インバランス料金は、コマ毎の上げ余力を一定の方法で評価した「補正インバランス料金算定インデックス」を用いて計算することとされている。

前述のとおり、今回のような需給ひっ迫が仮に再度発生した場合に、インバランス料金が電気の価値を適切に反映した水準となることが重要であると考えられることから、この需給ひっ迫時補正インバランス料金を今回のひっ迫期間に当てはめた場合にどのような値になるかを分析し、現行の案で適当であるかどうか分析を行うことが必要である。

なお、現行案の需給ひっ迫時補正インバランス料金は、kWh 不足の状況を十分に反映する仕組みとなっていない可能性があり、前述の分析を踏まえ。これについて現行案のままで良いのかあるいは変更する必要があるかについて検討する必要がある。（その際、上述３．３）で記載した、「一般送配電事業者による需給関連情報（予備率等）の公表の在り方」の見直しの方針も踏まえて検討。）

６．市場機能の高度化（先物・先渡市場等の活性化）

今冬のスポット市場価格の高騰は、電力の調達に占める相対取引や先渡等の割合が小さく、スポット市場・時間前市場から調達する割合が大きかった小売事業者に、大きな影響があった。また、FIT 特定卸契約による調達の割合が大きかった小売事業者にも、その精算価格がスポット市場価格に連動することから、大きな影響があった。

今冬のスポット市場価格の高騰も踏まえると、今後は、各小売事業者が、それぞれの判断により、先物・先渡といったヘッジ手段も活用することにより、適当な水準にリスクを管理することが重要である。[32]

また、今冬のスポット市場価格の高騰の原因の一つは、LNG・石油燃料在庫が減少し、

[32] FIT 特定卸の価格変動についても、先物を活用すること等によってそのリスクをヘッジすることができる。

燃料不足の懸念が発生したことであった。他方で、過去には、LNG の在庫が過剰となったケースもあった。

発電事業者とすれば、電気の卸売りにおいて確定数量契約の割合が高くないため、必要となる燃料の量の予測が立てにくいという面もある。こうした燃料調達に係る難しさについても、先物・先渡の普及によって、数週間～数ヶ月後に供給すべき量の確度が高まれば、改善されると期待される。

このように、先物市場・先渡市場・ベースロード市場などは、小売事業者・発電事業者双方によってリスクを低減する有用な手段であり、またその普及は価格シグナルの発信など市場機能の高度化に寄与するものと考えられる。こうしたことから、これらの利用拡大が進むよう、政策的にどのような取組を行うべきかについて、引き続き検討を進める。

7．小売電気事業者における需要家への対応の在り方

1）市場連動型料金等の説明・情報提供の在り方

2016 年度の小売全面自由化により、電気料金に関する規制は原則撤廃され、小売電気事業者は自由に料金を設定して提供できるようになり、また、需要家はその中から自らの意思で選択できるようになった。

その後実際に、多くの事業者が小売電気事業に参入し、さまざまな料金メニューが提供されるようになっているが、その中には、スポット市場価格に連動して小売電気料金が変動する料金メニューもあり、一部の需要家はこうしたメニューを選択していた。

今冬のスポット市場価格が高騰した期間においては、こうした市場連動型料金メニューにおける小売電気料金は高額となったが、これについて、事前に十分な情報提供がなかったなどの需要家からの相談が電力・ガス取引監視等委員会にも多くあったところである。

こうしたことを踏まえ、小売事業者による需要家への説明・情報提供の状況について実態把握を行い、それを踏まえて指針の改定等の追加的な対策の必要性について検討を行う。[33]

[33] 電気事業法では、小売電気事業者が料金の算出方法について説明することが義務付けられており、「電力の小売営業に関する指針」においては、需要家の誤解を招く情報提供等が問題となる行為と整理されている。

２）スポット市場からの価格シグナルを踏まえた小売事業者による需要家への節電の働きかけの促進

今冬のスポット市場価格の高騰期間においては、小売電気事業者が需要家に対して消費電力量の抑制を依頼するといった動きも見られたが、その中には、節電量に応じて電気料金を割り引くといった独自の工夫を行った事業者もあった。

電力システム改革の一つの狙いは、価格シグナルを通じて需要抑制が行われる仕組みを実現していくことであったことを考慮すると、こうした取組をより一層普及していくことが重要である。

こうしたことを踏まえ、今冬においてどのような取組があったかを把握し、そのさらなる普及に向けた政策的対応について検討する。

（以上）

【2020 年度冬期スポット市場価格の高騰に関する制度設計専門会合開催実績】

第 54 回制度設計専門会合　2021 年１月 25 日開催

第 55 回制度設計専門会合　2021 年２月 5 日開催

第 56 回制度設計専門会合　2021 年２月 25 日開催（各社公開ヒアリング）

第 57 回制度設計専門会合　2021 年３月２日開催

第 58 回制度設計専門会合　2021 年３月 24 日開催

第 59 回制度設計専門会合　2021 年 4 月 16 日開催

第 60 回制度設計専門会合　2021 年 4 月 27 日開催

【制度設計専門会合の体制[34]】

（座長・委員）

稲垣 隆一	稲垣隆一法律事務所 弁護士

（委員）

林 泰弘	早稲田大学大学院 先進理工学研究科 教授
圓尾 雅則	ＳＭＢＣ日興証券株式会社 マネージング・ディレクター

（専門委員）

安藤 至大	日本大学 経済学部 教授
岩船 由美子	東京大学 生産技術研究所 特任教授
大橋 弘	東京大学公共政策大学院 院長
草薙 真一	兵庫県立大学 国際商経学部 教授
新川 麻	西村あさひ法律事務所 パートナー 弁護士
武田 邦宣	大阪大学大学院 法学研究科 教授
松村 敏弘	東京大学 社会科学研究所 教授
村上 千里	日本消費生活アドバイザー・コンサルタント・相談員協会 環境委員長
山内 弘隆	武蔵野大学経営学部 特任教授

[34] なお、オブザーバーとして、中部電力ミライズ株式会社、一般社団法人日本電力取引所、株式会社エネット、電力広域的運営推進機関、SB パワー、関西電力送配電株式会社、九州電力株式会社、公正取引委員会、消費者庁、資源エネルギー庁電力基盤整備課、電力産業・市場室が参加した。また、事務局は電力・ガス取引監視等委員会事務局が担当した。