

第71回制度設計専門会合

日時：令和4年3月24日 14：00～17：23

※オンラインにて開催

出席者：武田座長、岩船委員、圓尾委員、安藤委員、大橋委員、草薙委員、末岡委員、松田委員、松村委員、村上委員、山口委員

(オブザーバーについては、委員等名簿をご確認ください)

○靄田総務課長 それでは、定刻となりましたので、ただいまより電力・ガス取引監視等委員会第71回制度設計専門会合を開催いたします。

私は、事務局総務課長の靄田です。よろしくお願いいたします。

委員及びオブザーバーの皆様方におかれましては、御多忙のところ御参加いただきまして、誠にありがとうございます。

本会合は、新型コロナウイルス感染症の感染機会を減らすための取組を講じることが求められている状況に鑑みまして、オンラインでの開催とし、傍聴者・随行者を受け付けないこととさせていただいております。

なお、議事の模様はインターネットで同時中継を行っております。

また、本日は大橋委員が遅れての参加、山内委員は所用のため、御欠席でございます。

それでは、議事に入りたいと思います。以降の議事進行は、武田座長にお願いしたく存じます。よろしくお願いいたします。

○武田座長 本日もよろしくお願いいたします。

本日の議題は、議事次第に記載した7つでございます。

議題1「最終保障供給料金の在り方について」に関し、事務局から説明をお願いいたしますが、まず資料3－1について説明をお願いいたします。

○池田取引監視課長 資料3－1に沿って戻り需要に係る独占禁止法・電気事業法の解釈について、公正取引委員会と電力・ガス取引監視等委員会の合同でお示しすることとなりましたところ、双方を代表しまして取引監視課の池田から御報告いたします。

2ページ、まず今般、この解釈をお示しすることとした背景です。現状燃油価格高騰などを背景に、卸電力市場の価格や相対卸取引価格が高騰し、一部の新電力において特高・高圧部門からの事業撤退等が生じ始め、新電力と契約していた需要家が新たな契約先とし

て旧一電へ小売供給契約の締結を依頼する動き、いわゆる戻り需要が増加する動きが全国的に見られるようになってきております。一部の旧一電においては来年度のための供給力として確保していた供給力を上回る戻り需要が発生し、供給力を上回る戻り需要への供給を行う場合には、高止まりしている卸電力市場からの調達によって行う必要がございます。

しかし、高止まりしている卸電力市場価格と旧一電の標準メニューに基づいて供給した場合の料金が逆転する可能性も生じているのが今の状況です。このような場合、不当廉売規制の観点からは原価を適切に反映することが求められ、戻り需要については標準メニューよりも高い料金等により供給を行う必要が生じることとなります。

しかし、戻り需要に対して標準メニューよりも高い料金を適用することについては、適正取引ガイドラインでは５ページの抜粋のとおり、戻り需要を希望する需要家に対して不当に高い料金を適用することは需要家の取引先選択の自由を奪い、他の小売電気事業者の事業活動を困難にさせるおそれがあることから、独占禁止法上違法となるおそれがあると規定されており、このような対応が戻り需要に対する差別対価等に該当するのではないかと懸念も生じているところです。

このため、市場における適正な価格形成や自由競争が阻害されることのないよう、公正取引委員会と電力・ガス取引監視等委員会との共同で当該論点について独占禁止法上、電気事業法上の解釈をお示しすることとしたものです。

今般お示しする解釈については３ページのとおりです。来年度の供給のために事前に調達していた供給力に余力がなく、戻り需要に応じるためには追加的に卸電力市場等で調達せざるを得ないが、卸電力市場等からの追加的な調達では標準メニュー額、ないし最終保障供給約款の額で契約してしまうと不当廉売に該当してしまうおそれがある場合においては、供給力の確保を卸電力市場等からの追加的な調達により行うことを前提に標準メニューの額、さらには最終保障供給約款の額を上回る料金、または市場連動型の料金で小売供給契約を締結すること。もしくは、小売供給契約を締結しないこと自体は独占禁止法上及び電気事業法上問題ないという解釈を、ここに示させていただきます。

報告は以上でございます。

○武田座長 ありがとうございました。

こちらは法律の解釈について確認した内容の報告となりますので、質問については後刻個別に事務局にお問合せいただくことでお願いたく存じますが、よろしいでしょうか。――ありがとうございました。

それでは、続きまして、資料３－２につきまして、事務局から説明をお願いいたします。
○田中NW事業監視課長 ネットワーク事業監視課長の田中でございます。

それでは、資料３－２を御覧いただけますでしょうか。ただいま取引監視課長の池田のほうから、標準メニュー、最終保障よりも高い料金になることは想定される話であるということで話が合ったところでございますので、その前提の上で引き続き最終保障供給料金の在り方について、御議論いただければと思っております。

続きまして、２ページでございます。昨今、燃料価格高騰の影響を受けまして、小売電気事業者の事業撤退等の動きも見受けられるところ、需要家保護の仕組みの１つである最終保障供給に係る料金について、今後論点となり得る事項について提示させていただきたいというものでございます。

３ページでございますが、足元、燃料価格高騰等の影響による電源調達コストの増加により、新電力に事業撤退等の動きが見られ始めておりまして、今後も市場の高騰等継続すれば、事業採算性の悪化した小売事業者が事業撤退するケースも増加する可能性があるところでございます。

４ページ目でございますけれども、ただ他方で、このような状況下においても小売事業者と契約ができない需要家については、低圧需要であればみなし小売電気事業者に供給義務がありまして、特別高圧・高圧需要、主に事業者であればTSO、一般送配電事業者に最終保障義務という形で、供給義務が課されていることになってございます。

したがいまして、小売電気事業者が事業撤退等した場合においても需要家保護、停電が起きないという意味で安定供給は確保されているところでございます。このような安定供給確保の仕組みについては、電力の部分自由化というのが始まった平成12年の導入以後、震災後の電力システム改革においても維持されている。変わっていないところでございます。

特別高圧・高圧需要につきましては価格競争がより活発な分野であるところ、一送による最終保障供給に係る料金というのが適切な水準でない場合には、とりわけ自由競争における価格形成に影響を及ぼしたり、もしくは需要家の最終保障への過度な依存といった、制度趣旨にそぐわない行動を誘発したりといった問題が生じまして、電気事業の健全な発達の妨げとなるおそれがあるということでございます。

もっとも当該最終保障供給料金水準の考え方につきましては、部分自由化の開始以後、20年以上見直されてこなかったところでもございまして、そこで現状において当該料金が

適切なものと言えるか課題提示いたしまして、問題がある場合にはどのように対応すべきか、御議論いただきたいというものでございます。

続きまして、5ページでございます。最終保障供給の位置づけ及び料金についてということで、最終保障供給の利用主体としては小売電気事業者の事業撤退により契約切替を余儀なくされた需要家や、料金不払いにより契約を解約された需要家等が、あくまで一時的なセーフティーネットとして利用するといったことが想定されておりまして、需要家が最終保障供給に過度に依存するといったことは想定されておりませんし、したがって、一般送配電事業者が最終保障供給のための電源を自ら保有するといったことも、制度上想定されていないことになっております。

上記を踏まえまして、最終保障供給の料金メニューについては、みなし小売電気事業者が設定している標準的な料金メニューの約2割増しの料金ということで設定をされています。

市場価格高騰以前においては、特別高圧・高圧分野の自由料金については標準メニューを下回る料金が大半であったということで、したがって、標準料金メニューの2割増しである最終保障については、全ての需要家が最終保障として供給を受けられるといったものでありつつも、競争下においては割高な料金であるため、需要家が常時依存する水準ではなかったと考えられるところでございます。

6ページ、7ページは、これまでの審議会等における最終保障供給についての位置づけということでございます。

8ページは電事法上の規定でございまして、電事法上、一般送配電事業者は正当な理由がなければ最終保障供給を拒んではならないとされておりまして、電事法20条において変更命令付届出ということになっております。

9ページでございますが、前記のとおり、現行の最終保障供給約款においては標準メニューの約2割増しの料金というのが設定されておりまして、平常時においては自由料金は標準料金メニューを下回るものが大半であるため、最終保障供給料金が自由料金よりも相当割高となり、長期間契約する需要家というのは想定されていなかった。

しかし、燃料価格高騰下においては市場価格が高騰し、電源調達コストを料金に反映しようとする結果、一部の自由料金について標準メニューのみならず、その2割増しの料金である最終保障供給料金よりも割高となり、需要家が自由料金よりも価格の低い最終保障供給料金を選択するといった事象が起こりかねず、実際に最終保障供給への申込みという

のも増加しているところでございます。また、現状の市場価格を踏まえると、本年4月以降にさらなる申込み増加が起きることも予想されるということでございます。

このような状況下においては、本来セーフティーネットとして機能すべき最終保障供給について、需要家の長期間契約といった制度趣旨にそぐわない行動を誘発し、適正な価格形成や自由競争が阻害されるおそれがあり、喫緊に対応が必要ではないかということでございます。実際に一部の新電力側からも、自由競争が阻害されているといった懸念の声が寄せられているところでございます。

10ページでございますけれども、最終保障供給料金に係る課題への対応についてということで、最終保障供給料金については一般送配電事業者は届出により変更することができるものの、前記のとおり、当該最終保障供給の料金水準の考え方については過去見直されてこなかったことから、これについては本審議会において議論の上、当該料金の在り方を整理することとしてはどうかというものでございます。

また、料金の在り方を整理するに当たっては、需要家の最終保障供給の長期間契約といった制度趣旨にそぐわない行動を防止するほか、セーフティーネットという制度趣旨を損ねることがないように、最終保障供給を利用する需要家の負担が過度なものにならないことも考慮しつつ、適正な価格形成や自由競争が阻害されないよう、適正化することについて検討すべきではないかというところでございます。

私からの資料の説明は以上でございます。どうぞよろしくお願いいたします。

○武田座長 ありがとうございました。

それでは、ただいまの説明につきまして皆様から御質問、御発言をいただきたく存じます。御発言のある方は、チャット欄にその旨、御記入願います。いかがでしょうか。——オブザーバーの方も含めまして、御記入いただければと思います。——草薙委員、よろしくお願いいたします。

○草薙委員 草薙でございます。ありがとうございます。

最終保障供給料金の本来の運用の在り方と、それから現在見られる問題の存在というのは理解できるところでございます。

私は最終保障約款の料金を標準メニューと比較して、いきなり大きく上昇させることがこの制度に趣旨にかなうかというのと、そうではないと考えます。そもそも旧一般電気事業者の標準メニューと比較して、最終保障約款のメニューでは1.2倍と設定したことが、必ずしも妥当ではなかったということまでは言い切れないと思います。

また今回、仮に少しでも事態を好転させるべく標準料金メニューの1.5倍にしたとて、それだけでは今後の状況によっては根本的な解決とは言えなくなるということかと思います。

いずれにせよ、最終保障料金については小売事業者が破綻するなどした場合に、一旦適用になった最終保障約款から速やかに最終需要家は脱して新しく小売事業者を見つけて、電気の小売供給契約を締結していただくことが大前提でございます。このため、最終保障約款を長く適用されるほど最終保障供給料金は高くなるという設計があり得るのではないかと思います。すなわち、最終保障供給約款で長期間契約している需要家がいること自体が合理的ではありませんし、合理的ではない需要家に配慮することは否定されるべきであると思いますために、最初は標準料金の1.2倍、あるいは今回改めて1.5倍としましても、一定期間最終保障約款にとどまれば、そこから先は一定期間ごとにじりじりと最終保障料金を上げる。その上昇率とアッパーリミットを事前に決めておくことが1つの解決策ではないかと思います。

したがって、現在の制度をそのように整備し直すことがあり得るのではないかと考えました。

以上であります。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、白銀オブザーバー、お願いいたします。

○白銀オブザーバー 関西送配電・白銀です。ありがとうございます。

今回、事務局から御提案いただいたとおり最終保障供給は、あくまで需要家への電気の供給を途絶えさせないためのセーフティーネットであると理解しております。それが正しく機能するように、今後議論を進めていくという事務局の御提案に感謝申し上げます。

その上で需要家が最終保障供給に依存し続けることや、小売電気事業者間の自由競争が阻害される状況になることを避けるためには、一般送配電事業者ごとに最終保障供給料金の価格設定の考え方が異なることは望ましくないと考えておりますので、国が一定の考え方を示していただくなど具体的な方法について、今後御議論いただきますようお願いいたします。

私からは以上でございます。

○武田座長 ありがとうございます。

ほか、いかがでございましょうか。――安藤委員、お願いいたします。

○安藤委員 ありがとうございます。安藤です。よろしくお願いします。

5 ページ目のところで利用主体として想定されるものとして、①小売電気事業者の事業撤退・倒産等による場合というものは非常に分かりやすいかと思っ、この議論を聞いておりました。草薙先生がおっしゃるとおり一時的に最終保障供給に入ったとしても、速やかにほかに切り替えていくだろうと思われるわけですが、ここの②です。料金不払いにより小売電気事業者との契約を解約された場合、最終保障供給に入ったとして、その後どうなるのかということで、速やかにここから出ていきたいと思っても過去の不払いがあっ、なかなか契約ができないとか、資金的に厳しいとか、そのような理由で最終保障供給の契約にある程度長期間参加してしまう。そして、それが払えなくなってしまうようなパターンもあるのかということで、5 ページにある①のパターンだけでなく②の需要家です。こいう方々への対応として今回提案されている仕組み、または草薙先生が御提案いただいた期間によって逡増する形。どういものかふさわしいのかは、しっかり検討することが必要なのかなと感じております。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

ほか、いかがでしょうか。――よろしいでしょうか。

それでは、事務局からコメントはございますでしょうか。

○田中NW事業監視課長 事務局でございます。

御意見、御指摘、ありがとうございます。今回につきましてはこういった問題、課題が顕在化しているということで、最終保障供給料金については適正化していく必要があるのではないかと、芽出しをさせていただいたというものでございます。

したがいまして、本日いただいた御意見なども踏まえつつ、次回以降の制度設計専門会合におきまして、具体的にどのような形で最終保障供給約款料金を見直していくのか。いろいろなパターンはあり得るかなと思っ、1.2倍を1.5倍なりといった形に上げていく。もしくは標準メニューというものに連動する形ではなくて、インバランス料金、卸市場価格といった準拠したものにしていく。いろいろやり方、パターンがあり得るかと思っ、次回以降、どういったオプションがあり得るのかという案をお示しして、どういった形にしていくのがよいのか、ぜひ御議論いただきたいと考えているところでございます。

○武田座長 それでは、本日いただいた御意見も踏まえて次回以降、検討を深めていく

ことにいたします。事務局は必要な対応を進めていただくよう、お願いいたします。

それでは、議題2「北海道エリアにおける電圧調整機能の公募調達等について」に関し、事務局から説明をお願いいたします。

○田中NW事業監視課長 それでは、資料4のほうを御覧いただけますでしょうか。北海道エリアにおける電圧調整機能の公募調達等についてということでございます。

2ページ目を御覧いただけますでしょうか。本日の議論でございますけれども、電圧調整電源については特定地域立地電源の1つであり、近隣地域の電圧調整に特に大きな役割を果たす機能を有する電源でございます。

北海道エリアでは現在、電圧調整機能を有する電源について電源Ⅱ契約に基づき、その運用が行われているところでございますが、しかしながら、2021年度の運用において燃料制約により稼働指令に応じることが困難な事象が発生したことから、北電ネットワークではより確実に稼働指令に対する応動を確保するため、電圧調整電源を予約確保することを検討しております。今回は電圧調整電源の予約確保の在り方について、御議論いただきたいというものでございます。

また、東京エリアにおける2025年度向けブラックスタート機能公募について、以前の制度設計専門会合での議論を受けまして東電P Gでは再公募を実施したわけですが、その内容について本委員会事務局より行った指摘事項について報告するとともに、今後の対応について、御議論いただきたいというものでございます。

3ページ目、4ページ目でございますが、電圧調整機能につきましては無効電力を供給し、系統の電圧を適正に維持するといったものでございます。

5ページでございますが、北海道エリアの電圧調整電源につきましては、左側の図にあるように道央の基幹系統内の電圧調整を行うことで、苫小牧共同、伊達といった電源が稼働しているということで、もう1つは右側の図にありますとおり、北本連系設備の安定運転対策ということで知内という場所の設備が安定運転維持のため、稼働させているということでございます。

6ページですけれども、電圧調整電源は対象となる電源が限られることから、相対取引による調達を行うほうが効率的となる可能性があるということでございます。

他方で、調整力公募ガイドラインでは電圧調整電源のような特殊な電源についても、潜在的な応札者に対する公募実施の情報提供を通じて電源等の投資判断に関する情報を与えるという観点から、公募調達の方法で確保することが望ましいとされています。

7 ページですが、北海道エリアでは現在、調相設備の投資計画が検討されておりまして、将来的には電圧調整電源の予約確保は不要となる見通しでございますけれども、しかしながら、公募実施の意義には手続の透明性を確保するという点もあり、電圧調整電源の予約確保に係る費用負担が託送料金を通じた国民負担となることを踏まえれば、こうした特殊な電源の調達が行われていることを公募を通じて対外的に明らかにする意義も大きいのではないかとということでございまして、したがって、北海道エリアにおける電圧調整電源の調達については、公募により調達することとしてはどうかということでございます。

8 ページは公募の実施に当たり整理すべき事項ということですが、必要調達量については広域機関と北電ネットワークで協調して検討し、入札価格の考え方については本会合で検討することとしてはどうかということでございます。

また、公募調達に係る具体的な要件、細目等につきましては、調整力公募ガイドラインにのっとり北電ネットワークにおいて設定することとしてはどうかということで、スケジュールについては下記のとおりでございます。

9 ページは、まとめということでございます。

10 ページですが、東京エリアにおける2025年度向けブラックスタート機能の再公募についてということでございます。

11 ページですけれども、以前の制度設計専門会合において東京エリアの2025年度向けブラックスタート機能公募については、公募の公平性等が確保されなかったことから、多くの委員より再公募の実施をすべきではないかといった意見があり、東電P Gでは対応を検討しまして、2022年1月から3月までの期間で再公募を実施したところでございます。

再公募期間中、当委員会事務局において募集要綱を精査したところ入札価格の作成方法などについて一定の懸念があったため、東電P Gに対して指摘を行ったものでございます。

12 ページですけれども、ブラックスタート機能公募ではkW価値の二重取りを防止するため、ブラックスタート機能公募の支払額から容量市場の対価を控除する仕組みになっております。通常であれば、公募時点では容量市場の約定結果が判明していないことから入札価格から控除せず、落札後の契約段階で容量市場の対価を控除するということで、12ページの表の右側で、これが今回のB S公募でも、当初公募での方法ということになってございます。

しかし、今回の再公募時点では容量市場の約定結果が判明していることから、入札価格の段階から容量市場の対価を控除することで募集要綱が変更されたものでございます。

13ページですが、容量市場の約定価格が判明しているのであれば、入札価格の段階で容量市場の対価を控除するほうが確実により安価な電源を確保できるということで、内容としては妥当な変更であるのですが、他方で当初公募であれば採択されたものが再公募では落選するといったケースが生じ得る可能性もあり、今回の再公募、公募の公平性に疑義があり行うに至った経緯を踏まえると、競争結果に影響を与えるような変更は望ましくないという考え方もあり得るため、当委員会事務局から東電P Gに対して上記の懸念を伝えたものでございます。

14ページですけれども、当委員会事務局からの指摘を受けまして東電P Gでは、まず応札予定事業者に対して再公募の募集要綱を現状のままとすることでよいか確認を行ったところ、1社からは入札価格の考え方を当初公募の募集要綱の内容に戻すべきといった意見があったとのことでございます。

しかしながら、東電P Gでは検討の結果、調達費用が託送料金を通じた国民負担となることや、調整力公募ガイドラインではコスト面で優位な電源等を落札することが求められていることから、より安い電源を確保することが一般送配電事業者として望ましい行動であるといった判断から、募集要綱の変更は行わなかったものでございます。

なお、P Gからの報告では4系統の募集を行ったわけですが、そのうち1系統については容量市場の対価の控除タイミングにより落札候補順位が入れ替わるといった事象が発生しているということでございます。

15ページですが、調整力公募では通常募集要綱案について1か月程度の期間を設けて意見募集を行い、その結果を公表し、内容によっては募集要綱の見直しを行っています。今回の公募では入札価格の変更という競争上重要な変更を行ったにもかかわらず、意見募集は実施されていなかったということでございまして、その理由としては、東電P Gによる当初公募における既契約の解約協議に時間を要したこと。その上で2026年度向けブラックスタート機能公募までに再公募の落札決定まで行うスケジュールを想定した都合上、意見募集の実施期間を確保するのが難しかったということでございます。

ただし、意見募集はできなかったものの、公募開始の3日前に東電P Gから応札予定事業者に対して募集要綱と、その変更点の情報提供は行っていたということで、この時点では応札事業者から特に意見はなかったとのことでございます。

16ページでございますが、今回の東京エリアのブラックスタート機能再公募の対応についてということですが、東京エリアの再公募における入札価格の考え方の変更につ

いては、より安い電源を確実に確保する観点においては適切な対応と考えられるということで、また今回、競争が生じた募集系統では、当初公募よりも約30億円も落札予定価格が低下する見込みということでございます。

他方で、競争上重要な変更であったにもかかわらず、通常の公募であれば実施している募集要綱案の意見募集を実施しなかった点については手続上望ましい対応とは言えないのではないかとということで、また実際に落札事業者の決定に影響が生じている変更にもなっております。

現時点では公募は締め切られたものの、落札結果が未確定である状況を踏まえ、今回の事案に対する今後の対応としてはどう対応するのが適切と考えるか。当初公募時の入札価格の考え方に戻して再々公募を実施すべきなのか、どうなのかということでございます。

17ページですが、次回以降に向けた公募改善事項の検討についてということでございますが、今回の再公募、当初公募と異なり応札事業者の技術検討が完了した状態で実施されたことから、ブラックスタート機能公募で初めて価格競争が生じて、結果として当初公募よりも大幅に落札価格が低下するといった望ましいことが見込まれてございます。

今後も引き続き事業者間の競争に資する公募条件等の見直しを進めるべきであるわけですが、特に技術検討の要件が今回応札予定事業者にとっての参入障壁となっていたと考えられるということで、この点につきましては以前の制度設計専門会合においても課題として提起しまして、一般送配電事業者において不断の改善が進められているところでございますが、今後も不断の見直しが重要ではないかとということでございます。

18ページでございますが、またブラックスタート機能公募、発電所単位の箇所数で示されているわけですが、一送と応札事業者との間で行われる技術検討において決定されてございまして、過去に技術検討が済んでいる応札事業者、ブラックスタート機能公募が始まって以降、改めての技術検討は行われていないのですが、公募の公平性確保、さらなる価格低下の後押しとなることを踏まえると、ブラックスタート機能公募開始以降、改めての技術検討を実施していない事業者については、技術検討の実施の徹底を求めるべきではないかということでございます。

資料4に関しての事務局の説明は以上でございます。よろしくお願いいたします。

○武田座長 ありがとうございました。

それでは、ただいまの説明につきまして御質問、御発言の希望がある場合には、チャット欄に記入をお願いいたします。いかがでしょうか。——草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員　草薙です。ありがとうございます。

まず、北海道エリアにおける電圧調整機能の公募調達のほうでございますけれども、ほかに手を挙げるところの見込みがない状況にあって、7ページにありますように公募の形式で、とにかく透明性を高めようとしたことは十分に評価すべきことではないかと思えます。よって、これを支持したいと思います。

一方、10ページ以下の東電P Gの再公募のほうなのですけれども、この再公募の結果はより国民負担が減る形にはなりましたが、自社グループに有利なものともなっておりまして、そのような結果を見越して公募のルールを変え、かつゴールポストも動かしたように見えてしまい、透明性の観点から後味が悪い感じがいたします。より合理的なものへと公募のルールを変えることが好ましい場合もありますが、そのときには必ず意見募集、パブリックコメントといったことを実施していただいて所定の手続を踏み、透明性を確保する形で慎重に行わるようにしていただきたく、東電P Gにおかれては今後この種の公募の際には十分気をつけていただきたいと思います。

再々公募の可能性ということですが、そのように再々公募の時間的余裕が十分にあって、さらに国民負担が減りそうだというのであれば、しかるべき透明性確保の手続を踏んでやっていただく意味があると思いますが、さらに国民負担が減る結果を得られるなどの見込みが、それほどの根拠を持って示されているわけでもないように思われますので、私としては、東電P Gにおかれて今後の公募では17ページにありますような見直しのほか、合理性のみならず透明性の確保に向け最大限善処されるということであれば、そのことをもって監視等委員会としても、今回の再公募の結果を受け入れられるということにされてはいいかかと思っております。

以上であります。

○武田座長　ありがとうございます。

それでは、松田委員、お願いいたします。

○松田委員　ありがとうございます。事務局におかれましては丁寧な御説明を、どうもありがとうございました。

私も今お示しいただいているブラックスタート機能公募の件で1点、コメントを申し上げたいと思います。私も草薙委員とほぼ同じ意見でありまして、再々公募をするほどの社会的コストをかけて、法的安定性を害してまで再々公募をする必要はないと考えております。

他方で、プロセスの合理性、透明性という観点で十全ではなかったという点はあるかと思いますが、それはぜひ今後に生かしていただきたいと考えております。

あともう1点ですが、今回正味の金額といいますか、容量市場の分を引いた価格でしますとこのような結果になったということで、結果としてはブラックスタート機能の確保という観点では安く調達することになったということだと思うのですが、そうしますと、むしろ容量市場の分を引かない状態で競争するという、ある種デフォルトのやり方が正しいのかどうかという点で若干の疑問もありますので、ただ、これは容量の確保と容量市場とのタイミングの関係からどうしてもこうなってしまうということかもしれませんが、何らかの工夫によって改善できるような点、つまり正味でいって安くて競争的な電源を公募により確保できるのであれば、それはまた今後必要に応じて検討していくとよいのではないかと思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございました。

それでは、末岡委員、お願いいたします。

○末岡委員 ありがとうございます。

私も東京エリアの公募の件なのですが、再公募を実施することになった理由が当初の公募のプロセスの問題だったので、特に今回はプロセスの構成には万全を期すべきだったのではないかなと思っています。

その前提ですが、時間的制約から今回のルール変更についての意見募集を行わなかった御説明を受けたということなのなのですが、そのとおりと事務局においても確認されているか、御教示いただければと思います。

その上で、代替手段として個別の意見聴取を経て利益を加味する案を維持されたということなのなのですが、1社の反対意見の理由として挙げた点に合理性がなかったとか、反対意見が明らかにマイノリティーの意見だったというような、それで十分とするかは、そういった事情にもよるのではないかなと思います。

また、今申し上げたような点と今後の時間的制約があるかどうかという点を踏まえて、プロセスに関与された関係者の納得も得られそうであるという見込みであれば、結果的にはありますけれども、望ましいものになっていることをもってよしとするような整理も言えると思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございました。

それでは、村上委員、お願いいたします。

○村上委員 村上です。御説明、どうもありがとうございます。

私も同じく東京でのブラックスタートの件なのですけれども、今すでに3名の委員がおっしゃられた通り、プロセスに関しては同じように感じております。追加で2つほど分からないことがあったので、お教えいただければと思います。

まず、14ページの1つ目のポツで1社からは入札価格の考えを戻すべきだという意見があったと書いてあり、15ページの最後に応札予定事業者からの意見はなかったと書いています。私の理解が浅いのだと思うのですが、この2つが矛盾していないのでしょうか。もう少し御説明いただければと思います。

もう1点は、今回競争が入ったことで30億円も安く契約できたのは望ましいことだと思うのですけれども、同じ企業が同じ要件でこの短期間で30億円も安くなる入札ができるとなると、最初の入札の価格って一体何だったのだろうというように消費者としては不思議に思います。一回目は誠実な金額で応札してくださらなかったのではないかなというようなことも感じますので、何を見直してこんなに安くなったのか。もしそういうこともお教えいただければありがたいです。よろしくをお願いいたします。

○武田座長 ありがとうございます。回答は後ほどまとめてさせていただきます。

岩船委員、お願いいたします。

○岩船委員 御説明、ありがとうございました。

私は、前半の北海道の電圧調整電源の件について意見を述べさせていただきたいと思います。7ページで、今回明らかに1社しか入札がないだろうと考えられるのに、手続の透明性という観点から公募を実施するという事で賛成の意見もございましたが、私はどちらかといえば反対の意見を述べさせていただきたいと思います。

わざわざ調達するための取引のコストもかかりますし、これまで電源Ⅱのように不要であったコストがしっかり予約して使うようになると、相対取引等に比べてコストがかかってくると思います。そういう意味で、本来そこが一体に運用できれば必要なかったコストがかかっていることに対して不安があります。当然電源としての要件ですとか、相対取引の条件などに関しては監視委が監視を行うことで、無駄な費用がかからないようにすることはチェックできると思います。もちろん透明性を確保するのは非常に重要な視点だと思うのですけれども、その対価として不要なコストがかかっているのだと、それが託送費用

の上昇につながるのだという視点も忘れてはいけないのではないかと思います。ですので、今回、東京のように競争があつてコストが下がるようないい面はあると思うのですが、今後明らかに火力発電所はどんどん建っていくわけないですし、地方であれば恐らく1社しか対象がいない、競合が起こり得ないということは考えられますので、そのような場合、余りかたくなに公募実施が前提というように決め切らずに柔軟な対応をすることも、将来的なコストを抑えていく意味では重要ではないかと思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、松村委員、お願いいたします。

○松村委員 松村です。

私も後半のことにに関してだけです。私、正直、東電P Gの言い分は理解しかねます。これをする事によって、つまりやり方を変えたことによって託送料金で払うコストが節約できる。だからこちらというのは、理屈として相当変ではないかと思います。

変だというのは、ここで言っていることがピンポイントで間違っているということではなく、だとすれば、もしこれがすごく重要だと考えるなら、当初の公募の仕方が明らかに間違っていないか、ということ。当初の公募の仕方をすれば、全く同じ理由で本来ならより効率的なものが落札できず、非効率的なものが落札するやり方を、当たり前のように出しておきながら、この場でそんなことを言うのか、という点に関しては不満があります。

一方で、当初のほうが間違っていた。その意味で、まさに東電P Gの言い分というレベルでいうと、不適切であったのを直したというのをもう一回、より非効率的なものに戻せという格好で差し戻すのは非効率だと思いますので、今回の事務局の提案は支持します。しかし東電P Gは、こう言った以上、当初の公募を今後公募していくときには当然に改めるべきだと思うし、改めると思います。

まずタイミングという問題はあるわけですが、当初のやり方だとすると、容量市場価格がゼロ円のときだけ効率的になるわけで、明らかにバイアスのかかった選択になる。実際に幾らになるのか分からないようなもの。これからも公募あるいは入札でこの類のことがいろいろ出てくるとは思うのですが、入札時に価格が分からないのだからゼロ円と想定するのが本当に正しいのか。それとも実際にどうなるのか分からないのだけれども、取りあえずこれぐらいの値段になる。例えば前年の値段と同じになると想定してどちらが落札するのかは決め、実際の精算においては決まった価格を使うとか、いろいろなやり方があり得る

と思います。当初今回のようなやり方を漫然とやっておきながら、今になってこんなことを言うのは、余りにも無責任なのではないかと思います。公募のやり方、今回のケースもそうですが、ほかのものもしあるとすればもう一度、どのような条件が望ましいのかは真摯に考えていただきたい。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、竹廣オブザーバー、お願いいたします。

○竹廣オブザーバー 竹廣です。

1 件目の北海道エリアの公募調達のほうの話でございます。今公募をするかどうかといったところにつきましては、委員の方々から御意見があったところですけども、仮に公募をした場合です。ちょっと細かい点かもしれませんが、この電源が調整力として確保されることで市場への供出量が減ってしまうことがあるのであれば、それが懸念点かなと思いました。この調整力の確保によって仮に電源の持ち替え等が発生して余力が生じるのであれば、それは確実に市場に供出いただければと考えたところです。仮に公募することをございましたら公募の際に、そういった点も公募要領のほうに明記をいただければと思いました。御検討いただければと思います。

以上でございます。

○武田座長 ありがとうございました。

ほか、いかがでしょうか。——よろしいでしょうか。

それでは、事務局からコメントはございますでしょうか。

○田中NW事業監視課長 御質問と御意見をいただきましたので、まず御質問のほうからお答えさせていただきたいと思います。

まず末岡委員のほうから御質問のありました15ページのところで、東電P Gのほうが見募集する期間を確保することが難しかったということについて、事務局としてはどのように考えているかという御質問だったと思いますが、既契約の解約等に時間を要して再公募の開始が遅くなったことについては、そのとおりなのであらうと思っている一方で、2026年度、ブラックスタート機能公募自体はあくまで別の公募でありますので、その前までに再公募の落札決定までのスケジュールを想定する必要性は、必ずしも大きくはなかったのではないかなと考えているところでございます。

ただ、他方で4 ポツにあるとおり意見募集はできなかったものの、公募開始前にP Gの

ほうから応札予定事業者に対して募集要綱とその変更点の情報提供を行っていた点は、ある意味意見募集に代わる話として行っていた話であるのかなと思っているところでございます。

また同じく、この点に関連いたしまして村上委員のほうから、14ページのところでP Gが応札事業者を確認を行った話と、15ページの最後のポツのところで3日前の確認との関係ということでございますけれども、順番といたしましては、15ページのほうは公募開始前にP Gから応札事業者に対して募集要綱の変更点と情報提供を行ったということでございまして、その時点では応札事業者から意見はなかったということです。14ページのほうは意見募集ではなくて、再公募を行っている期間中に当委員会からの指摘を受けて改めてP Gから応札予定事業者を確認をしたところ、1社から入札価格の考え方を当初の募集要綱の内容に戻すべきという意見があったということで、それぞれ意見照会の連絡をした時点が違うところでございます。

なぜ回答が違ったのかということについては、そこは分かりかねるところではあるのですが、いずれにしても、こちらの14ページと15ページの違いはそれぞれの時点で照会を行ったものを、それぞれ記載しているところでございます。

あとは松田委員及び松村委員のほうから、そもそもデフォルトのところのやり方がどこまで正しいのかといった御指摘かと思います。今回の公募については取りあえずこのような形でということなのだろうと思いますが、次回のブラックスタート機能公募に向けて御指摘いただいたような点、どのように改善していけるのかということにつきまして、今後検討してまいりたいと考えております。

あと村上委員のほうからもう1つ御質問がありました、今の話にもちょっと関連してくるわけですが、最初の公募のときに比べて再公募のときの入札の札が下がったのは、どういうことなのだろうということでございますが、こちらに関しては、まさに競争の結果が現れて下がったということかと思えます。そこは競争状態がないとなかなか下がらないわけですが、競争があって今回下がったということでございますので、したがって、理由のところは、これは自由競争の世界なので事業者の競争上の判断になってくるかと思うのですが、いずれにしても、競争を確保する。競争に資する体制を整えるといったことが、重要な話かと思えますので、17ページにあるような形で技術検討等に係る問題については今後もしっかりと徹底を図っていくということで、対応していく話だと考えているところでございます。

あと、前段の北海道の電圧調整機能公募についてでございます。岩船委員のほうから、相対調達のほうがコストは効率的になる可能性もあるのではないかとこのところで御指摘をいただいたものでございます。調整力公募ガイドラインのほうでも、特定立地電源については相対が効率的になる可能性もあるというように、まさに書いているところなのでございますが、電圧調整電源については今回初めて行う公募でございますので、8ページにあるように必要調達量の考えとか、あと入札価格の考えといったところについて、ある程度広域機関なり監視委なりが関与する形で、透明性をもって決めることとしてはどうかと考えているところでございます。

したがって、そういう形で透明性をもって決めることによる、効率化の効果、必要性はある程度あるのではないかなと思っているところでございまして、公募にかける一定の事務コストは相対でやる場合に比べてある程度かかる部分はあろうかと思うのですけれども、実際に物理的に確保する電源自体については、そこは変わらないところでございますので、恐らく事務コスト的なものになりますと物すごく大きなコストという形にはならないのかなと、期待をしているところでございます。

したがいまして、ちょっと説明が長くなりましたけれども、8ページにあるように電圧調整電源ということで新たに整理する事項もあるものですから、今回については調整力公募という形で整理をしつつ、進めていくこととしてはどうかと考えているところでございます。

また、それに関しましてエネットの竹廣オブザーバーのほうから御指摘があった点。こういった電源について、余力のところは市場にも供出といったことも検討すべきといった点につきましては、今後入札価格の考え方その他というところを整理していく中で、その辺りも含めて検討してまいりたいと考えているところでございます。

一通りお答えさせていただいていると思いますけれども、事務局からは以上でございます。

○佐藤事務局長　　ちょっと追加でいいですか。事務局長の佐藤ですが、岩船先生がおっしゃった件で、今担当の田中課長が答えたように事務コストはいいと思うのですけれども。むしろ村上先生がおっしゃった件で何が言いたいかというと、どうしてこんなに価格が下がったのだというので、場合によっては、1社しか提供がないところはある意味だと、ちゃんと透明性がある入札で出したのではないかとこの価格構造というか、価格がチェックされなくて、入札という形式をうまく乗り越えたから、そうなるとその価格はもう透明

性をもった入札で募集したのだからオーケーって安易になり過ぎたら、それは問題なので。

さっき田中君が言ったように競争があるときは、まさに入札で競争になるから大丈夫ですが、特に地方みたいに1社しか提供がないところは、入札だから、これでよかった、透明性もある、というようには必ずしもならないケースが、事務費用というよりも、形式要件を満たして実質的には高くなる可能性は確かにあるような感じもしますので、今後より気をつけたいと思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございました。

1つ目の北海道エリアにおける電圧調整機能の公募調達につきましては、岩船先生から調達費用の懸念、また、ただいま事務局長からも御懸念があったわけでありますけれども、同時にガイドラインでは公募調達の方法で確保することが望ましいとされていますので、御指摘があった点に十分注意しつつ、さらに竹廣オブザーバーからありました公募の際の条件につきましても十分注意しつつ、事務局の御提案どおり進めるということで、いかがでございましょうか。もしそれでよいということでございましたら電力広域的運営推進機関、また北海道電力ネットワークにこの方針で対応を進めるよう伝えるとともに、必要な準備を事務局のほうでお願いいたします。

2つ目の東京エリアにおける2025年度向けのブラックスタート機能の再公募につきましては、やはりプロセスの透明性の重要性について御指摘がありましたし、また当初の公募条件を精査すべきではないかという重要な御指摘がありました。これら重要な御指摘を今後に生かしつつ、しかし、今回においては再々公募の実施までは不要という御意見が多かったと思いますので、事務局におかれましては東京電力パワーグリッドへ、本日の議論を踏まえて本件に対する対応を検討するよう、お伝えいただきたいと思います。

また、次回以降に向けた公募改善として技術検討の実施の徹底については、これは委員の皆様の賛同があったと思いますので、事務局案のとおりに進めることといたします。事務局におかれましては、この方針で対応を進めていただくよう、お願いいたします。

それでは、議題の3「2023年度からの新たな託送料金制度（レベニューキャップ制度）における調整力費用の算定方法等について」に関しまして、事務局から説明をお願いいたします。

○田中NW事業監視課長 それでは、資料5を御覧いただけますでしょうか。2023年度からの新たな託送料金制度（レベニューキャップ制度）における調整力費用の算定方法等

についてということでございます。

2 ページですけれども、2021年度から三次調整力②の取引が開始されまして、その確保費用見込額、約1,000億円となることが判明しております。今後順次開始される一次調整力から三次調整力①の確保費用についても相当な費用となることが見込まれ、費用低減のためのあらゆる方策が必要とされるところでございます。

一次調整力から三次①の調達原資は託送料金であり、レベニューキャップの運用開始に向けて一般送配電事業者からの申請、審査に向けた準備を現在行っているところでございます。調整力費用の審査・査定方法についても今後、料金制度専門会合において議論が進められる予定でございます。

今回は料金制度専門会合での議論に先立ち、これまで調整力に関する様々な論点について議論を行ってきた制度設計専門会合からの意見等を伝えるべく、調整力費用の算定方法と費用低減の方策について検討を行ったので、その内容について御報告するものでございます。

3 ページ、レベニューキャップ制度の全体像ということで、4 ページは新しい託送料金制度の全体像ということになってございます。

5 ページですが、収入上限を算定するに当たっては調整力費用も含めた事業計画の実施に必要な費用を見積もって、算定をするといったことになってございます。

6 ページにございますように、調整力費用につきましては事後的に確認、検証を行った上で、必要な調整を事後に行う費用ということで、料金制度専門会合において整理がなされているところでございます。

7 ページ、8 ページでございますけれども、8 ページですが、2021年度以降の調整力の調達・運用についてということで、図にありますとおり2021年度からは三次②が始まっております、2022年度には三次①、2024年度には一次から三次①といったところが始まる予定になっております。

9 ページは商品概要ということで、10 ページですけれども、調整力費用の全体像といたしましては、調整力費用＝必要量×調達単価ということで、必要量については広域機関の委員会で算出方法が整理されているところでございまして、調達単価については制度設計専門会合で入札価格の考え方を整理してきているところでございます。

11 ページ、必要量ということですが、12 ページを御覧いただきますと、需給調整市場の各商品の必要量については広域機関の委員会において必要量の算定方法に係る詳細

検討が既に進んでおりまして、各商品の必要量。同時に、その必要量の最大値が発生するわけではないことから、単一の電源等で複数商品への入札が可能な場合には、これを許容することとして、各商品の必要量の合計を低減させる工夫を行ってございます。このような最適化手法を複合約定ロジックとして組み入れることにより、必要量の最小化を図ることとしております。

以上を踏まえまして、一次調整力から三次調整力①までの必要量については、広域機関の複合約定ロジックの考え方にに基づき見積もることとしてどうかというものでございます。

13ページは参考でございまして、14ページも参考ということで、15ページも参考資料としてつけております。

16ページですけれども、これまで電源Ⅰの必要量については、エリアによってはH3需要の7%を超過する量を算定することもありましたが、年間を通じて一送が電源を専有することによる小売電気事業者の供給力確保への影響であったり、必要量に対する不足分、電源Ⅱを適切に活用することで対応できると考えられていたことから、電源Ⅰの調達量はH3需要の7%としていたものでございます。

2024年度以降は電源Ⅱが廃止となり、必要な調整力、需給調整市場を通じて確保することとされていることから、一次から三次①の調達量は、時間帯によっては電源Ⅰの調達量よりも増加することが見込まれるところでございます。

17ページ、他方で、2022年度から始まる新インバランス料金制度が価格シグナルとして適切に機能することで、調整力の必要量の低減が期待されることもあり、このため、需給調整市場における調整力の調達費用については約定価格だけでなく、実際の調達量についても事後的に、その状況を確認すべきではないかというものでございます。

18ページ以降でございますけれども、調達単価ですが、19ページ、一次から三次①までの調達単価については制度設計専門会合で整理された入札価格の考え方にに基づき算定することが妥当と考えられるところでございまして、次のページ以降、逸失利益（機会費用）や固定費回収のための合理的な額の見積り方法について検討を行ってございます。

20ページですが、需給調整市場ガイドラインでは、逸失利益（機会費用）を以下のとおり整理しているところでございます。

21ページですけれども、 Δ kW価格に計上する逸失利益は、発電事業者の週間計画時点での電源の発電余力を需給調整市場に供出した場合の Δ kW供出量分のスポット市場価格と限界費用の差額となるということで、この考え方を踏まえると、各コマのBG計画における

各電源の発電量と発電実績の差分は上げ調整力として運用された部分であるため、当該差分は ΔkW として確保され、運用されたものと考えられるのではないかとということで、したがって、逸失利益の計上については上げ調整力として運用された電源ごとの限界費用とスポット市場価格を考慮して、試算することとしてはどうかというものでございます。

22ページですが、起動費に関しましてですけれども、電源Ⅰ・Ⅱ契約では一送から起動指令が行われると、登録された起動費に基づき精算が行われるものでございまして、このとき、一般送配電事業者からの指令タイミングにより幾つかの精算パターンが発生するといったものでございます。

23ページですが、需給調整市場に応札する場合、現状の電源Ⅰ・Ⅱの運用を基に考えると以下のパターンに応じて、それぞれ起動費等の機会費用を ΔkW 価格に計上するものと考えられるところでございまして、したがって、電源Ⅰ・Ⅱの運用実績を以下のパターンに当てはめて、試算することとしてはどうかというものでございます。

24ページでございますが、 ΔkW 価格への逸失利益の計上方法のまとめということで、23ページまでの内容をまとめてございます。

続きまして、25ページですけれども、需給調整市場ガイドラインでは、固定費回収のための合理的な額の考え方を整理しているところでございます。

26ページですが、固定費の計上対象とする調整力の範囲についてということで、電源Ⅰに関してはH3需要の7%となっているのですが、2024年度以降、電源Ⅱが廃止となり、必要な調整力は需給調整市場を通じて確保することとされていることから、一次から三次①の調達量は、時間帯によっては電源Ⅰの調達量よりも増加することが見込まれるということです。その際に考慮すべき範囲については、前のページまでの方法で算出した逸失利益と起動費から各電源の仮の ΔkW 価格のメリットオーダーを作成しまして、一次から三次①の複合約定ロジックの考え方に基づく必要量分までとしてはどうかというものでございます。

27ページですが、電源等の固定費の算出方法については、電源Ⅰについては調整力公募の約定実績、電源Ⅱについては発電コストワーキングのデータを引用する形としてはどうかというものでございます。

28ページですけれども、他市場収益については控除するといったことが求められているわけですが、電源Ⅰ、容量市場、ブラックスタート機能公募については約定実績のデータを引用することとしてはどうか。他方で、スポット市場等からのkWh収益については電源

等の定格出力とB G計画値からB G計画分の稼働率の算出をしまして、これを固定費回収率と仮定して試算することとしてはどうかということでございます。

29ページですが、他市場収益のうち容量市場から得られる収益につきましては、2024年度が1万4,137円、2025年度が3,495円であるため、これを引用することとしてはどうかということで、2026年、2027年の約定価格の想定値については、容量市場の指標価格（Net CONE）を引用することとしてはどうかというものでございます。

30ページですけれども、このような形で算出してきたΔkW価格に計上する未回収固定費でございますが、ΔkW市場については未回収分の5割が回収されると想定してはどうかということでございます。

なお、需給調整市場の競争状況が時期によって異なることも想定されるため、約定確率を考慮した未回収固定費の設定については、さらに精査が必要ではないかというところでございます。

31ページは、固定費回収のための合理的な計上方法のまとめということになっております。

32ページは事務局提案のまとめということで、必要量については複合約定ロジックの考え方にに基づき試算ということで、調達単価については需給調整市場ガイドラインの考え方にに基づき、前のページまでの方法で逸失利益（機会費用）、固定費回収のための合理的な額を試算することとしてはどうかということで、以上の考え方を制度設計専門会合における整理とし、料金制度専門会合における調整力費用の審査・査定方法として提案することとしてはどうかというものでございます。

次、33ページ、34ページでございますが、調整力費用等の需給運用のさらなる費用低減に向けた検討ということですが、調整力費用の増加も見込まれる中、引き続き需給運用のさらなる費用低減に向けたあらゆる方策の検討が必要ではないかということで、例えば一送各社では現在、中給システムのリプレイスに向けた仕様統一の検討を行っておりまして、様々な機能といったことが想定されているわけですが、需給運用コストを低減することにつながるのではないかと期待がされるところでございます。

他方で、これら機能の実装が最大限効果を発揮するためには、一般送配電事業者による需給運用に係る制度面での追加的な整理が必要な面もあるのではないかとということで、34ページの下にあるような余力活用電源の運用方法の明確化であったり、電源Ⅲのオンライン指令機能の具備であったり、リクワイアメント発動のための電源等の価格情報の提供で

あつたりといった事項等について関係機関と連携し、より検討を深めていくべきではないかということでございます。

以下のページは参考ということでございます。

資料5に関する事務局からの説明は以上でございます。よろしくお願いいたします。

○武田座長 ありがとうございました。

それでは、ただいまの説明につきまして御質問、御発言の御希望がありましたら、チャット欄に御記入をお願いいたします。いかがでしょうか。——大橋委員、お願いいたします。

○大橋委員 ありがとうございます。今日遅れての参加となっていて、申し訳ございません。

今回、事務局にかなり丁寧な試算をいただいて、これ自体、大変な労力だったろうなと思います。収入の見通しについてはいろいろ予見できない事象も発生し得る中で、現在見通せる範囲において今回こうした形で、現時点での考え方として料金に織り込むという想定自体は、これでよろしいかなと思います。

ただ、これが最終的な費用回収額になるかということ、必ずしもそうはならないかなというところで考えると、やはり期中においてしっかり調整していただくこととセットで考えていくべきことだろうと思います。そうした立てつけになっていると思いますけれども、改めてそうした点はぜひ注意して、運用していただければということであります。

あと34ページ目に、今後検討を深めるべき事項をいただきました。電源Ⅲのオンライン指令も含めて、重要な論点だと思いますので、ぜひこの場、あるいはエネ庁の場を含めて、しっかり議論していただければと思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございました。

それでは、白銀オブザーバー、お願いいたします。

○白銀オブザーバー ありがとうございます。関西送配電・白銀でございます。

今回、調整力費用に関し、調達量および想定単価の考え方について整理をいただき、感謝申し上げます。

今回の事務局の案につきましては、需給調整市場における一次から三次①の調達がまだ開始されていない現時点において、一定の前提を置いた上で合理的と考えられる想定方法を整理いただいたと理解いたしました。一方、実際の市場の取引におきましては、そうし

た前提は様々に変わり得るため、上下のぶれ幅は非常に大きいと想像いたします。

先程、大橋委員から発言がありました、期中に費用の調整をする仕組みは料金制度専門会合の場でも御議論いただいております。最終的に負担される消費者の御理解を得られることが非常に重要だと考えておりますので、積極的かつ機動的に期中調整をする仕組みを整理いただくことを前提とした上で、本日整理いただいた想定方法も含めて、期初に織り込む水準はいかにあるべきかについて、料金制度専門会合の場でぜひ御議論いただきたいと思ひます。よろしくお願ひいたします。

私からは以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、松村委員、お願ひいたします。

○松村委員 松村です。

私は、申し訳ありませんが、丁寧の説明していただいた算定方法がこれでよいとは、にわかには言えませんが、少し懸念しています。もっと詳細を見ないと、いかんとも言ひ難い。固定費だとかの算定を具体的にどうするのかももっとはつきりしないと、正しいとか、正しくないとか言えないと思ひます。

まず私がとても不安に思っているのは、前のラウンドで岩船委員がした北電の電圧調整の調達の議論自体は、賛否はともかく理屈としてはおかしくないと思ひたのですが、その際にちらっと電源Ⅱについても言及したのを聞いて、とても不安に思っています。ああいうやり方をしたら、コストが上がるのは当たり前、と考えているのではないか。事務局も委員ももしそう考えているなら、監視等委員会全体でそういう発想になっていないかを、強く危惧しています。

まず、そもそも何で一次、二次①、②、三次①という格好で市場を整備してきたのかということをもう一度考えていただきたい。どうしてそういう方向に変えてきたのかという原点に立ち戻って、ちゃんと考えていただきたい。これはより効率的に調達することによって、今よりも効率化する。今まで電源Ⅰ、あとは電源Ⅱを使う。こういう雑駁なやり方をしていたのを、もっと効率的に、合理的にすることによって、コストを下げていくことも重要な改革の目的だったはずですが。電圧の件ではコストが上がる可能性を言及しただけなので合理的だとしても、どさくさに紛れて言及した電源Ⅱに関しては、こういうやり方に変えたら当然コストが上がるとの発想になっていないのかということをも、とても強く懸念しています。

実際に事務局が正しく説明したとおり、年間調達という格好ではなく週間調達という格好にし、しかもそれぞればらす格好にし、その結果として合理的に調達できるようになり、コストが下がる面はもちろんあるのは分かりますが、固定費の折り込み方を1つ間違えると、今までのものよりもはるかに高い額を織り込むことになりかねない。

なぜ今までこういうやり方をしてきたのか。なぜ電源Ⅰがピークのときの必要量で、それ以外のところは電源Ⅱに頼るようになっていたのかということ、そのような時期、オフピークのところで基本的に電源は余っているから。だからそのようなところでは必要だったとしても電源Ⅰでなくても調達できるということ。電源が余っていて、そのような格好でスポットの後でも十分調達できるのは、要するにそれだけ余っているということだから、そのようなところでまともに市場メカニズムが働けば、本来は固定費の回収などはそういう局面でするのではなく、もっと別のピークの高いとき基本的にされるもので、機会費用に対応するようなコストは当然いろいろな形で回収されることになるとしても、それを超えて行われる固定費回収の大半は、その局面で回収されないと考えるのが非常に自然な設計だと思います。

ところが、これを恣意的にこのぐらいの割合と整理して大きな額を織り込み、それでお墨つきを得たと価格支配力を持つ事業者が本当に市場ではそういう価格を平気でつけるつけ、結果的に電源Ⅰ、電源Ⅱという格好で制度を維持したよりもコストが高くなることになったとすれば、それは何のためにこの改革をしたのかということにもなりかねない。

本来は、そのような安直なやり方をずっと続けたとしたらこれぐらいのコストになったはずだということを、合理化された分だけ下回るか、少なくとも上回らない格好になっていないと、私はつじつまが合わないと思います。本当にこのやり方をしてそうなるのか、効率化のための改革だったのに、事前推計の段階ですらより非効率的になる査定をして、事業者の非効率的な行動にお墨付きを与えて、その非効率的な状況の実現を促してしまうのではないかという点を、すごく不安に思っています。

しつこいようですが、固定費の合理的な見積りになっているのかどうかということ。もちろん容量市場が入りますから、容量市場の分は下がって当然ということだと思います。合わせた負担は同じになって当然だと思いますが、その調整を除いた部分が上がる格好になっていないかどうかはきちんと見極めた上でないと、安直にはこれで正しいとは言えないと思います。もちろんこれは横置きでスタートする初年度ではなく、それ以降のところでは仮に電源Ⅰ・Ⅱというやり方をしていたとしても、7%ではもたない状況になったと

し、それに対応した金額が上がってくることは十分あり得ると思う。しかしなぜこういう改革をしたのかを考えるべき。改革の趣旨に反するような変な見積りをされないように十分注意する必要があると思います。

これは本当に一つ間違えると、送配電部門のコストは上がっているけれども、その分だけ親会社の収益に移し替える。親会社の利益が増えて、送配電のコストが増えて、送配電のコストが増えた部分は全部託送料金で上がるなんてことが起こりかねないし、実際にそれが疑われるようなことは今まで繰り返し起こってきたことは十分考えた上で、ここが安直な算定にならないように、もう少し見ないとこれでよいとは、にわかには言えません。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

ほか、いかがでしょうか。――よろしいでしょうか。

それでは、事務局からコメントはございますでしょうか。

○田中NW事業監視課長 事務局でございます。御指摘、御議論、ありがとうございます。

まず、大橋委員と白銀オブザーバーから御指摘のあった点でございますけれども、こちらの見積りに関しては、現時点におけるできる範囲の見積りということでございまして、実際の調整力の調達費用といったものは上下する可能性はあるものでございますので、したがって、料金制度専門会合における整理においても、6ページ目のところに記載がありますように事後的に確認・検証を行った上で、実際の費用に基づいて必要な調整を行う費用に分類しているものでございます。

あと松村委員のほうから御指摘のございました固定費回収のところについては、特にピークに対応するようなもの、季節といったところに関して、固定費の回収確率は違ってくる場所があるのではないかという御指摘かと理解をしております。その点につきまして、30ページの下のところにも記載しておりますように需給調整市場の競争状況、時期によって異なるといったことも想定されますので、その場合は固定費の回収割合、約定確率もきちっと考えた上で、設定していかなければならないと考えております。

したがって、今後料金制度専門会合におきまして審査・査定プロセスの中で、この辺りの数値というのは実際に出てくる形になるわけですが、その中で御指摘の点も含めてここはしっかりと精査、見ていく形にしたいと考えているところでございます。

○武田座長 ありがとうございました。

本件については、需給調整市場ガイドラインに沿った調達単価の基本的考え方を示していただいたと思いますけれども、いただいた御指摘を踏まえて、基本的に御説明いただいた方針で今後検討を進めていただくよう、お願いしたいと思います。

それでは、議題の4「2022年度における需給調整市場の事前的措置の対象とする事業者の範囲について」に関して、事務局から説明をお願いいたします。

○田中NW事業監視課長 事務局でございます。

資料6のほうを御覧いただけますでしょうか。2022年度における需給調整市場の事前的措置の対象とする事業者の範囲についてということでございます。

2ページでございますけれども、本日の議論ということで、前回会合では2022年度の需給調整市場における事前的措置の対象とする事業者の範囲の設定方法について以下のとおり事務局案を提示し、承認いただいたところでございます。今回この設定方法に基づき、事前的措置の対象とする事業者の範囲について検討を行ったものでございますけれども、まだ作業途中の部分のところも正直ございまして、ある意味経過報告に近いものになってございます。

3ページに関しては、事前的措置の対象とする事業者の範囲を決定するに当たり整理すべき事項ということで、前回会合の資料となっております。

4ページも前回会合の資料でございます。

5ページですけれども、調整力kWh市場における地理的範囲の検討についてはゲートクローズ時点の分担実績（2021年2月～2022年1月）と、調整力の広域運用の時点の分断実績（2021年9月9日～2022年1月）の両方を分析し、総合的に判断することとしたものでございます。

6ページがゲートクローズ時点の分断実績ということで、7ページが調整力の広域運用の時点の分断実績ということになってございます。

8ページでございますけれども、ただいまのようにゲートクローズ時点の分断発生割合を見ると、一部の作業停止の影響を除けば、総じて極端に分断発生割合が高くなっているところはない。

他方で、調整力の広域運用の時点では北海道－東北、東京－中部、中国－九州間の分断発生割合が高水準で推移しておりまして、調整力の広域運用に直接影響する分断発生割合を優先して考えれば、kWh市場における地理的範囲は以下のとおりとしては、北海道、東日本、西日本、九州といった形としてはどうかということでございます。

9 ページですけれども、調整力 Δ 市場における地理的範囲の検討でございますが、ゲートクローズ時点の分断実績と調整力の広域調達の時点の分断実績の両方を分析し、総合的に判断することとしたものでございまして、10 ページは先ほども掲載したゲートクローズ時点の分断実績ということで、極端に発生割合が高くなっているところはないということでございます、11 ページは調整力の広域調達の時点の分断実績でございます。こちらについては北海道ー東北、東京ー中部、中国ー九州、先ほどと似たような形ですが、分断発生割合が高水準で推移しているということでございます。

12 ページでございますけれども、したがいまして、Δ kW の取引に直接影響する調整力の広域調達時点の分断発生割合を優先して考えますと、調整力 Δ 市場における地理的範囲も以下のとおりということで、これも先ほどと同様に北海道、東日本、西日本、九州という形になるのではないかとということでございます。

13 ページですけれども、地理的範囲については以下のとおりでございます、先ほどもちょっと申し上げたのですが次回以降、当該地理的範囲において大きな市場支配力を有する蓋然性の評価を行い、事前的措置の対象とする事業者の範囲を決定したいと考えております。

なお、事前的措置の対象とする事業者の範囲の見直しが完了するまでの間は、引き続き現在の対象範囲を継続することとしたいがどうかということで、こちらは若干経過報告的な感じになってしまいましたけれども、事務局からの本資料に関する御説明は以上でございます。よろしくお願いいたします。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、ただいまの説明につきまして御質問、御発言の希望がありましたら、チャット欄にてお知らせください。いかがでしょうか。——オブザーバーの方も含めまして、お知らせいただければと思います。——岩船委員、お願いいたします。

○岩船委員 すみません、発言が遅れてしまったので、先ほどのことに関して申し上げてよろしいでしょうか。

○武田座長 承知しました。

○岩船委員 申し訳ありません。先ほどの需給調整市場の件で私の名前も御意見の中に出ましたので、一言だけ申し上げさせてください。

私は、三次調整力②の当初の見積りが大きく外れたように、これから2022年から始まる調整力市場もそれぞれ細分化された市場ですので、確かに市場メカニズムが理想的に働け

ば複合約定ロジックもきちんとワークすると思うのですけれども、それぞれ費用がかさんで、当初の予想よりも調整力のコストが大きく跳ね上がる可能性もあるのではないかと思います。もちろんそうならないようにいろいろな制度設計をしていくので、先ほどのルールを追っていても非常に難しいなと思っておりました。

ただ、そういう可能性があることは否定できませんし、私は確かに監視委の委員ですけれども、競争することが全てではないと思っております。安定供給あつての競争ですので、今決めつつあるルールに疑義を私自身が申し上げることが許されないというのであれば、監視委員だから許されないと言われてしまうようでは、正直言ってこれから意見が言いにくくなるなという懸念がございまして、申し上げさせていただきました。

繰り返しになりますけれども、理想的に働けば、確かに調整力がこれまでよりも効率的に運用され、費用が下がる可能性があるのは分かりますが、なかなかこれまでそううまくいってこなかったという経緯もあると思います。ですので、様々な面から、いろいろなリスクを考えながら制度は検討されていくべきかなと思います。これまでの方向性を必ず是として次の部分の議論をするのではなく、もう少し振り返りつつ、これで本当によかったのか、ここでの競争が本当に必要なのかというような視点も、私としては忘れないでいただきたいなと思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、いかがでしょうか。議題の4につきまして御質問等ございませんでしょうか。——よろしいでしょうか。追加で何かございますか。

○田中NW事業監視課長 議題4についてはございません。

ただいま岩船委員から御指摘があつた点、調整力費用のところに関しましても、こういった形でやっていくにしても、これから期中調整のところについてもきっちり事後検証という形で、今先生がおっしゃられた視点も踏まえて精査して取り組んでまいりたいと考えております。

○武田座長 ありがとうございました。

議題の4につきましては特に大きな御異論はなかったと思いますので、事務局案のとおり引き続き作業のほうをよろしくお願いいたします。

それでは、議題の5に移りたいと思います。議題の5「スポット市場価格の動向等について」に関し、事務局から説明をお願いいたします。

○東取引制度企画室長　取引制度企画室の東と申します。御説明させていただきます。

資料7、スポット市場価格の動向等についてということでございます。ちょっと大部です、なるべくかいつまんで御説明したいと思います。

2ページ目、足元のスポット価格の動向をお示ししております。3月上旬、供給力の減少、燃料価格高騰もあって価格が上がりました。また中旬以降は地震の影響もありまして、この冬最高の64円というのも記録しまして、まだ価格高騰が発生する日が続いております。

3ページ目、高騰した50円以上のコマが発生した日を記載しております。3月に入ってからですと3月8日、それから18日、22日、23日といった辺りで多くのコマで高騰が発生しております。

4ページ目です。地震の影響について特に確認したものになります。3月17日、受渡し。つまり地震発生前の日と、地震発生後の18日、22日分を比べますと総需要自体がかなり増えている。10%から15%ぐらい日本全体での電力需要が伸びた中で、売り入札が2割から3割近く減少、逆に買い入札が2割から3割近く増加したということで、非常にスポット市場がタイトになって価格が高騰したということでございます。

5ページ目、同じく地震発生後のスポット市場への入札可能量を確認したものになります。毎度確認しておりますウォーターフローになりますけれども、ここで見ますと自社需要等という自社小売向けの需要と、あるいは他社相対卸分です。ここが非常に大きく伸びたことによって、一番右側の入札可能量がぐっと縮んでほとんどなくなって、スポット市場での高騰が起きたことを確認しております。

11ページ目に飛びまして、買い札の状況でございます。これは毎度御報告しているものですが、旧一電の買い札の中央値を見たものになります。3月に入ってから燃料価格の高騰がありまして、特に3月上旬から中旬は旧一電の買い札も40円前後と高い価格で推移しまして、その後、低下しているという状況です。

12ページ目、新電力による買い札の状況です。中央値は引き続きずっと80円で推移している状況になっております。

13ページ目、前回、深夜、早朝だとどうなのだという御指摘もありましたので確認しましたが、これは深夜帯です。1時のコマにおいても夕方と変わらず、ずっと80円での入札が続いている状況がうかがえます。

14ページ目、同じく早朝の時間帯。5時半、6時のコマを確認しましたが、ここも同じように昨年の秋以降ずっと80円に張りついている状況でして、時間帯を問わず、こ

ういった入札が続いていることがうかがえます。

17ページ目です。先ほどの新電力による買い札の価格をさらに遡ってみると、どうなっていたのだろうというのを確認したものでございます。ぎゅっと詰まっていますが一番左側、2020年10月1日からの推移をプロットしたもので、赤いのが中央値になります。これを見ますと、昨冬の価格高騰以前は30円台ぐらい。せいぜい40円内外のところだったのが、昨冬の価格高騰を踏まえまして50円前後で推移するようになって、去年8月辺りから80円に中央値がつくようになりまして、その後はさらに80円の札が増えていっている。30～40%の買い札も80円に張りつくような状況になっているということでございます。

紫の線が売り札の総量なのですけれども、これを見ますと、売り札が物すごく多かった去年の夏は80円に張りついた中でも価格高騰はしていなかったのですが、秋以降は前年度並みに売り札が出ている中でも価格が高騰してしまっていて、やはり買い札による影響が大きく出ているのではないかと考えております。

18ページ目以降、数ページにわたって一定の仮定を置いた簡単なシミュレーションを行いました。どんなものかと申しますと、前回の御議論の中でも2月でも20円前後は高いという御指摘もありまして、売り入札、買い入札、それぞれが価格にどう影響しているのかという分析を行うために実施しました。

具体的にはここに書いていますけれども、2つやってみました。今年の2月1日のコマと2年前の同じ曜日です。2月4日のコマを取ってみまして、今年の買い曲線と2年前の売り曲線を掛け合わせる。逆に、今年の売り曲線と2年前の買い曲線を掛け合わせる。まだ高くなかった時代のものと掛け合わせることで、シミュレーションを実施しました。その際に総量はそうように、2年前の需給供給曲線を少し補正するという処理を行っております。

19ページ目ですが、実際の需給曲線と約定価格をお示した図になります。左側は2年前の2月4日の夕方のコマで、システムプライス9.32円。右側は今年2月1日の需給曲線で、システムプライス32.36円となっております。

それで20ページ目ですが、シミュレーションの結果です。左側で行っているのは買いカーブは今のままに、売りカーブを2年前のものに置き換えることをやってみて約定点を確認したところ29.13円となりまして、3円程度下落したことになります。一方で、右側で今度は買いのカーブを2年前のものに置き換えて、売りのカーブは今のままということとをしますと、17.5円近く約定価格が下落したということになりました。

21ページと22ページは、同様のことを深夜のコマでもやってみまして、左側は2年前の深夜のコマで6円程度、右側は今年の2月1日の深夜のコマで15.63円というものでして、これも同じようにシミュレーションをやってみまして、左側は売りのカーブを2年前のものに置き換えたケース。こちらは1円強下落したのみ。それに対して右側は買いのカーブを2年前のものに置き換えますと、6円強まで下落しましたというものでございます。一定の仮定を置いたシミュレーションではあるのですが、この結果としまして、買いのカーブを昔のものに置き換えると価格はかなり下がる一方で、売りのカーブを置き換えても余り変わらないということで、現在の買入札の構造が続く限り、市場価格が下落しにくい結果になっていることがうかがえるのではないかと考えております。

25ページ目以降は、今度は足元の売り入札価格のほうでございまして、3月に入ってから国際情勢を踏まえて燃料価格が相当上がっているのもありまして、これは上位5%の価格帯を見たものではございますけれども、特に3月上旬は40円から50円に近づくような水準まで上がりまして、足元は少し、またやや下がってきておりますけれども、特に3月上中旬ではかなりの高騰が見られました。

また、これは3月に入ってから売り入札総量を価格帯別に見たものでして、一番下のところが10円未満、次のところが10円から20円、20円から30円というように、一日の総量を積み上げた中で価格帯で示したものです。これを見ますと、1つ前のページと同じような傾向なのではございますけれども、3月上旬から中旬ぐらいにかけて非常に売り札が高くなっているのが確認されております。また、足元になって少し下がりつつあるものではございますけれども、逆に18日以降は地震の影響もあって供給力が減って、高さ自体が下がっているような状況があります。

28ページ以降、供給力の減少ということについて書いております。

29ページ目ですが、今年の冬、H J K Sに登録された発電所の停止量と出力低下量をプロットしたグラフになります。

青が停止の量でして、ここから見えますのは、まず3月1日を境に春期の定検に入ったユニットが増えまして、2月28日から3月1日のところでぐっと停止量が増えているということ。1,000万kW近くバーが上がっているのが確認できます。それから3月5日以降、燃料制約が幾つかの会社で出ていまして、燃料制約も背景に赤いところ、それ以外の出力低下も含めて赤と黄緑の部分が増えている。さらに3月中旬といいますか、後半に入ると、今度地震の影響でまた青いバーが上がっているということで、こうした供給力の減少がい

ろいろな形で出てきているのも市場価格高騰の背景になっているかなと考えております。

30ページ目以降は、先ほど申し上げた供給力減少の中で燃料制約について少し取り出して書かせていただいております。

2ポツ目に書いていますが、以前にこの審議会でも御議論いただきました限界費用の見直しというものを行った後で、燃料制約が生じた事業者についてどういうことが起きていたのかを特に確認する必要があるかと思ひまして、経緯等について聴取したものでございます。

31ページ目から32、33ページと、実際に燃料制約が生じた事業者・ユニットを全部書いております。青で色塗りされているところが限界費用の見直しを行った事業者燃種のユニットということになっております。

34、35ページ目で、発生理由を確認したところを記載してございます。3月初旬にJERA、関電、中国と3社出ているわけですけれども、共通して説明があったのは2月以降に低気温が続いたことなどもあって、思ったよりLNGガスの消費ペースが速かったということでございます。

そのうち、JERAにつきましては、もともとガス会社からのガス供給を受けて運転している発電所なので、そちらのガス供給のほうがボトルネックになったという説明がございました。

また、中国電力に関してはそもそもタンクを、他社との共同運用を行っておりまして、そちらのほうでの入船計画の変更があったこと。加えて、もともと漁業関係者との関係で港湾を利用できる日数に相当制約があったことなど、特殊要因もあったという御説明も伺っております。

ちょっと前後しますが、JERAの1月に関しては天候が悪かったため、入船が遅れて3日間、燃料制約が発生した。

最後、東北電力に関しましては先般の地震の影響で他の電源が止まって、LNG消費の増加が見込まれたので、実際に燃料制約の可能性が認識されたのですけれども、すぐに代替的な燃料調達といいますか、スワップを行うことで実際には物すごく短期間で、ほとんど影響が出ないうちに燃料制約は解消されたことを伺っております。

36ページ目ですが、こうしたことを踏まえて、もともと昨年の冬の市場価格高騰に際して、燃料制約から売り札が切れてしまうといったこともあってスパイクが生じていたということで、その回避にはかなり議論がなされてきて、限界費用の見直しといった議論も

あった中で、限界費用の見直しを行った後で燃料制約に至ったことについてどう考えるかを記載してございます。

2 ポツ目ですけれども、各事業者においても限界費用の見直しに際しては燃料制約の回避・低減につながる。そういうものに取り組むといていた中でこうしたことが起きていまして、各事業者に改めて燃料制約の回避に向けた最大限の努力を求めるべきではないかということ。

一方で3 ポツ目ですが、思ったより消費が進んだことが燃料制約の原因となっていることを鑑みると、今の考え方では燃料消費が下振れして余剰在庫リスクもある中で、燃料消費の上振れまで想定して燃料在庫を持つまでのインセンティブが事業者にないと思うこともできるのではないかと。この点をどう考えるべきかということです。

加えて、こちらにも以前に御議論いただきました機会費用を考慮した限界費用の考え方も適用できるのではないかと。今のところ使われていないということで、この点もどう考えるのか。

最後のポツですが、足元では、例えばタンク容量の制約などもあって一定以上、オペレーションの努力ではカバーできない部分もあるというお声もいただいているのですけれども、中長期的にはそうした制約の解消に向けた取組だったり、調達の在り方自体の見直しも必要なのではないかということを書かせていただいております。

最後に、39ページ目ですが市場価格高騰の分析ということで、今年2月までというのは、さんざん申し上げてきたように新電力による買い入れ価格が高止まりして、価格高騰を招きやすい構造になっていた中で、特に気温低下など需要が伸びた日に玉切れが起きて、スパイクが起きるのが最も典型的なパターンだったと思います。3月に入ってからさらに複合的な要因が重なっていると思っていまして、2番で書いています世界的に燃料価格がさらにもう一段高くなっている中で、売り入れ価格も上がっていた。特に前半にそういうことが起きていた。それから点検ですとか、燃料制約は前半の話。3月後半には地震による供給力の減少と、様々な原因が重なっていることがあったのではないかと。引き続きしっかり市場価格動向をウォッチしていきたいということを書いてございます。

駆け足ですが、私からは以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、ただいまの説明につきまして御質問、御発言の御希望がありましたら、チャット欄にてお知らせください。いかがでしょうか。——草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員　　草薙です。

スポット市場価格のかなり直近の動向まで含めて詳細な分析をしていただきまして、ありがとうございます。

今回多くの新電力におかれて、深夜、早朝の時間帯であろうと80円でずっと買い入札を入れ続けておられたという実態が明らかになり、かつ、そのような極端な入札行動が約定価格を相当程度押し上げる結果になっていることも示されたと考えております。しかも新電力も、かつての入札行動はここまで極端ではなかったことも併せて示されております。

今回の資料では、総じてこのような経緯を経てJEPXでの約定価格が高くなっていると見えます。燃料の市況、昨年1月の燃料制約に伴う需給逼迫の経験、インバランス上限価格の有無など、2年前と現在のそれぞれの状況、特に当事者のマインドは違っていることを留保するとしましても、新電力にとって数年前の入札行動のほうが合理的であった可能性はあり、新電力が不合理な入札行動を続けるままでは、電力調達方法が慢性的に不健全になる可能性が懸念されます。

今回の資料でも示されておりますが、今後需給がより逼迫し、JEPXでのスポット市場の約定価格はその影響が強く出ることが予想されますので、新電力におかれて、ますますしっかりと入札行動を取っていただきたいと願います。

また、事務局におかれて限界費用の考え方を変えた事業者について今回丁寧にフォローいただいて、感謝します。昨今の状況に鑑みて機会費用の考え方を限界費用の考え方に入れるかどうか、改めて検討していただくことの重要性が示されたと思っております。そのような方向性が望ましいのではないかと考えます。

事業者におかれて燃料調達にぜひ邁進していただきたいと思っておりますし、くれぐれも売り惜しみのないようにならなければならないと考えます。監視等委員会におかれましても、しっかりとこの点、監視していただきたいと考えます。

以上です。

○武田座長　　ありがとうございました。

それでは、松本オブザーバー、お願いいたします。

○松本オブザーバー　　ありがとうございます。九州電力の松本でございます。

燃料制約のさらなる回避策に関し、発電事業者、BGの立場で発言いたします。

事務局におかれましては、詳細な分析をありがとうございます。

現在、燃料調達に関してはかなり厳しい状況になっておりますが、今回の資料について

コメントいたします。スライド36ページの4つ目ですか。中長期的には、タンク容量等のオペレーション上の努力のみではコントロールできない制約の解消に向けた取組や、調達の在り方について見直し等を求めることが必要という記載があります。これらタンク容量などは事業者ごとの発電必要量、それから電源構成、燃料ポートフォリオ、それと調達リスクなどを勘案しまして、事業者ごとに経済合理性を追求し、最経済となるよう最適化されたものでありまして、経営の裁量の範疇であるというように認識しております。

燃料制約の回避に向けました対応の必要性というのは当然理解しますが、事業者の経済合理的な行動を規制する方向だけではなく、燃料を追加調達することに対する経済インセンティブを考慮するなどの発電事業者にとって魅力ある仕組みづくりについても、引き続き御検討いただきたいと考えます。

発言は以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、山口委員、お願いいたします。

○山口委員 山口です。

資料をまとめていただきまして、どうもありがとうございました。

買い入札の状況について、私、質問がございます。示していただいた結果については特に質問はないですけれども、小売新電力さんも、多分なるべく安く電力を調達したいと思っているのだらうと思います。80円で買いたくないと思うのですけれども、80円の札がたくさん出ているということで、80円で買いたいのだったら別ですけれども、ないとする、市場環境をちゃんと理解できていないのではないかなと思います。

JEPX様のほうでも需要曲線、供給曲線のデータを出していただいたりしておりますけれども、画像の形でグラフで出していただいている、グラフなので分かりやすいかなと思ったのですけれども、縦軸が非常に高い価格になっていて、細かいところはよく分からず。私は分からず、何か見せ方について改善。データ提供についての今後の展開とか、改善を行って、新電力様の意思決定に何か資するようなことがあってもいいのかなと思いました。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、松村委員、お願いいたします。

○松村委員 松村です。

いつも同じことを言って申し訳ないですけれども、今回の資料も、玉切れが起こっているときには買い札によって基本的に価格が決まる。仮に売り札の最高価格が30円だったとして、玉切れが起こっているということは、それよりも高い価格になるのですが、それが40円になるのか、50円になるのか、60円になるのか、80円になるのかは、もうひとえに買い札の入れ方に依存しますということ。現状では買い札が80円に張りつくような事業者が多くいる結果として、かなり高値の水準になっていることを、手を変え品を変えいろいろな形で示していただいて、この買い方が変わらないと高騰は収まらないことを示してくださったのだと思います。

一方で、事務局もずっと一貫して正しく説明していると思いますが、これは買い手が不合理なことをしているわけではない。市場メカニズムが分からなくてこういうことをしているわけではなく、これはシングルプライスなので、安く買いたいというのはもちろんそのようなのですけれども、80円に入れても、70円に入れても、60円に入れても、均衡価格が50円だったら50円で買えることになるので、安い価格で買いたいと思っているから安い札入れをするインセンティブはない。そもそもシングルプライスのオークションで買い手が価格支配力を持っていなければ自然な、ある意味で合理的な札入れだということ。もちろん違法なものでもない。したがって、監視等委員会では、何か強制的に80円に入れるのはやめさせるだとか、そのようなことはできないし、あるいは理論的に考えても、それは不合理だからやめるべきだと強く言うこともできず、自分で自分の首を絞めているのですよと。もう少しちゃんと考えたらどうでしょうかということを、手を変え品を変え、示す以上のことが難しい、ということなのだと思います。

不合理だという発言が相次いでいるのですが、既に繰り返し指摘しているとおりDRをうまく活用できていない、その点での能力の低さを反映した結果であることはあり得るのですけれども、それらを有効に使えないことを前提とすれば、必ずしも不合理な行動という整理に今までもなっていないし、そのような整理は理論的にも正しくないと思います。

もう繰り返し繰り返し、高騰の1つの原因。特に玉切れが起こっているようなところでは、買い札の入れ方で、自分で自分の首を絞めているのですよということも、今回のように丁寧に説明していく以上のことはとても難しいと思います。

一方で、これも繰り返し指摘していますが、そのような事態が起こることは玉切れになったときなので、そもそも玉切れがどうしてこんなに簡単に起きるのかということを解明し、不合理な理由で起こっているならそれを是正するのも重要な問題。もちろん事務局の

資料でも、そういうことにすごく関心を持ち丁寧に見ていただいているので問題ないのですが、玉切れが何でこんなに簡単に起きるのかも本質的な問題だということは、決して忘れてはならないと思います。

その上で出された問題は監視等委員会でも、それからエネ庁のほうでもずっと議論されていることだと思います。示されたような方向で、さらに整理が進む。不合理な玉切れが起きにくくなるような改革を、この事務局の案のように進めていただければと思いました。

その上でちょっと細かいことで申し訳ないですが、スライド35のところでJ E R Aの例が出ています。J E R Aの例をこのまま素直に読むと、そもそも21日に解消したということなので、目くじらを立てて余り言うてはいけな事例であるような気がするのですが、これを素直に読むと悪いのはガス事業者に見えます。卸供給をしているガス事業者がいて——これは東京ガスだと思うのですが、J E R Aが交渉に行って、もちろん契約があるわけですから、その契約をはみ出して使用することになると当然追加契約を結ぶ格好にならざるを得ない。追加契約という格好になると、東京ガスのほうも当然安い価格で売らない格好になって、負荷率制約を超える部分は別建ての契約で高い料金になることは自然体であり得るだろうし、そこでガスの調達のスポット価格に、ある種のペナルティーを乗せたような高い価格になることがあっても不思議はないような気がします。

そのような価格になり、もし限界費用で入札する格好になったとすると、従来の契約の下では燃料制約が発生してしまう量。従来の契約で対応出来る量を超える発電をするときには、当然高い限界費用に対応した売り札になる。その結果高い売り札になったから売れない。だから追加契約を結果的に使わないことも当然あり得ると思うのですが、いずれにせよ、そうなってれば燃料制約という格好にはならないはず。

そういう合理的な対応がなされず、何かこのままだと一方的にガス会社に拒否されたように見えて、燃料制約を引き起こしたのはガス会社の責任に見えてしまう。恐らくガス会社はガス会社で言い分があると思います。もしこれに応じたらガスの安定供給に支障が出るとか、そういう局面だったとすれば拒否するのは当然のことだと思うのですが、ちょっとこの説明だけでは、どういう事情によってこういうことになってしまったのかがよく分からない。価格の問題はともかくとして、なぜ合理的な交渉による解決ができなかったのか。それはガス会社。この表で見ればそう見えてしまうのですけれども、ガス会社が悪かったのか。あるいはJ E R Aの交渉の仕方が悪かったのか。今までの契約の単価でそのまま制約を解除してくれと、そんな非常識な交渉をして断られただけなのか。それとも今の

制度に問題があつて、高い調達価格に対応するような売り札を入れにくい構造になっているので、そもそもそのような契約がされなかったのか。何かいろいろなことを想像してしまうのですけれども、いずれにせよ、これだけではちょっとよく分からないし、今後こういうことが起こったときにもっと合理的な対応ができるほうが望ましいと思うので、なぜこうなってしまったのか。もっとうまくやれなかったのかという点については、どこかで検証、検討していただければと思いました。

以上です。

○武田座長 ありがとうございました。

それでは、山口委員、お願いいたします。

○山口委員 たびたび失礼します。

先ほどの買い入札、価格の分析のほうでまた話をしてしまうのですけれども、もし私の発言、間違えて言っていたら申し訳ないです。新電力の方は能力が低いとか、不合理だとか、私もそういうことを言っているわけではありませんので、もしそのように言っていたとしたら完全に私の間違いですので、すみませんでした。

結局価格がプライステイカーなので、幾らで出しても買わないからというのはそうかもしれないのですけれども、小売事業者であればデマンドレスポンスだとか、VPPですとか、あと自家発を持つですとか、本当に首が絞まらないようにいろいろな手段も取れるのではないかなと思ひまして、そういうことも考えれば入札価格もいろいろ変えられるのではないかなと思います。

あともう1つ、松村先生から、このように玉切れが頻発するのはというような、頻度について何か御発言があつたように思うのですけれども、私、不勉強なのですが、どれくらいの頻度であるべきだという議論はこれまでされていたのか、ちょっと分かりません。

ただ、市場参加者としては、頻度が多いと思えばそれだけたくさんの対策を取ればいいでしょうし、頻度が少なければそのときだけ我慢すればいいということになるのかなと思いますので、支配的な事業者が市場を操作するようなことはもちろん監視していかなければいけないと思うのです。玉切れの頻度についても各事業者さんでのいろいろなリスクに対する考え方もあると思いますので一概に、これはもう多いから駄目だということにはならないのではないかなと思いました。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、圓尾委員、お願いいたします。

○圓尾委員　36ページにまとめてある燃料制約について、一言だけ申し上げておきたいと思います。1ポツ目に書いてあるように限界費用の見直しを行った事業者に関しては、見直す前に比べるといろいろな費用を盛り込みやすい状況になったわけですから、頑張っていたいただきたいのはもちろん大前提としてあるのですが、一方でポツの3つ目に書いてあるとおり、とはいえ、需給が逆の状況になってLNGが余ったときに困るということまで解決するインセンティブにはなっていないと思うのです。ここが本質的な問題かなと思います。

去年、今年と足元はこういう状況になっていますけれども、数年前には逆にLNGを電力会社もガス会社も非常に余らせて、転売損のような形で収支的にもかなり大きな損を出した。そういうことから、積極的に調達に向かうのにヘジテイトしてしまうのも十分理解できるところです。ですから、最後のところに書いてあるように、例えば機会費用を考慮した限界費用の考え方の適用ですとか、まずはこういったことを積極的に考えて適用できないか議論していくことが大事だろうと思いますし、それでも十分なインセンティブが働かないときには、石油のように国としての備蓄をLNGで持つ方向で考えなければいけないと思っています。

以上です。

○武田座長　ありがとうございます。

それでは、大橋委員、お願いいたします。

○大橋委員　ありがとうございます。

私も燃料制約については、先ほど山口委員なり、圓尾委員がおっしゃった点とほぼ同じなのですが、限界費用の見直しを行ったからといって燃料制約が発生するはずがないということは、必ずしもないのかなと思います。需要も含めていろいろ不確実な要因がかなり多い中での企業の在庫の持ち方になると思いますが、そういう意味では国全体での燃料在庫という観点でいうと、やはり事業者だけに一義的に任せることは非常に難しいなと思います。

とりわけ39ページ目にもいただいておりますが、今後アワーについて、この冬に向けてしっかり確保できるのかというのは、かなり不透明感が漂っているのかなと思ひまして、政策として一定程度対応していくことも常に選択肢の中に入れていくことが重要ではないかと思っています。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、お待たせしました。中野オブザーバー、お願いいたします。

○中野オブザーバー 中野です。

まず買い手の行動についてですけれども、先ほど松村先生が非常に丁寧に解説をしてくださったので、皆さま共通の理解ができたのではないかなと思っております。

前回も同じようなことを申し上げましたけれども、80円の買入札が結果として価格高騰を招きやすい要因になっていることは事実としてあろうかと思います。もしかすると一部の新電力において、そのメカニズムを理解していない事業者もいるかもしれません。しかし、我々としては、この80円の買入札の行動というのは必ずしも非合理的とは思っておりません。インバランスを出さないために、買いそびれることはしたくないですし、ほかの代替の手段、先ほどDRというお話がありましたけれども、そういったものでは短期的には市場調達量をカバーすることが非常に難しい中で、80円ではなく、70円や60円の価格で買入札を行うインセンティブが見出せない実態があることはぜひとも御理解いただきたいと思います。

もう1週間ほどでインバランス料金制度が変わり、これによって恐らく市場の動きが少し変わってくると考えています。したがって、4月以降の動向を我々自身もしっかり注視して、どういったことができるかというのは、責任を持って対応していきたいと考えています。

それから限界費用のことですけれども、限界費用の見直しを行うことで燃料制約の発生がなくなるというご説明は、大橋先生がおっしゃったように、私自身もよく分からなかったのですが、いずれにしても、全く効果がなかったということでもないと思っていますので、引き続き量と価格、両面から評価いただきたいと思います。

それから燃料の必要量確保については、特に今の燃料価格高騰の状況を考えると、経済合理性から、需給の上振れを想定した在庫を持たないという判断があるのは、ある意味当然だと思っています。一方で、結果として、それが小売事業者や需要家に価格や停電リスクとして跳ね返ってくるのもまた事実です。燃料供給の余力が本当にぎりぎりになってしまうような状態や余力がなくなってしまうような状態を生じさせないようにするには、36ページにあるようなインセンティブを検討するという話もあるかもしれませんが、圓尾先生もおっしゃったように、誰が最終的に責任を持って供給力を確保するかといった議論が

今後必要になってくると強く思っています。

以上です。

○武田座長 ありがとうございました。

それでは、安藤委員、お願いいたします。

○安藤委員 ありがとうございます。

先ほど松村委員からあった話に近いですが、35ページのところ、燃料制約の発牛理由が説明されている点について、松村委員からは一番上のJ E R Aのケースについて、契約はどうなっていたのかという話が提起されました。

私はこれ以外の点についても、例えば中国電力の入港日制約などの話についても、休漁日に合わせて配船などを行っているという現状については理解できるのですが、さらに電力というものの重要性なども鑑みて、当事者間での積極的な交渉とかを通じて休漁日、月に2回しかない。その日にしか配船ができないというのが、何らか改善の余地がないのか等が気になっております。

というわけで、このページの今後の対応策というのが、基本的には需給予測の精緻化というものが並んでいるわけですが、それ以外に、もちろん様々な対価を払わないといけないことにつながるのかもしれませんが、関係者との間で適切な交渉が行われることで状況が改善する。条件が改善する。このようなことも今後の対応策に含まれてくるとよろしいかなと感じました。

以上です。

○武田座長 ありがとうございました。

お待たせしました。竹廣オブザーバー、お願いいたします。

○竹廣オブザーバー 竹廣です。ありがとうございます。

私も、もう先ほど中野オブザーバー、それから松村先生ほか委員の方々からも買い手の高値入札の件につきましては、御説明ないしはフォローがございましたので若干重複いたしますけれども、繰り返し議題に出されてきたレポートでもありますので、少しコメントさせていただければと思いました。

過去弊社からも、買い手入札の行動に対する適切な理解を促していただく観点からも、こういった情報開示自体は要望してきたところでございますが、インバランス料金が必ずスポット市場価格を上回る可能性が基本的には高い現在のルールにおいて、80円で入札すること自体には一定の合理性もあると思っています。弊社が必ずしもそういう形でやって

いるわけではないですが、いろいろな事業者の行動心理としては、そこに合理性はなくはないと思っています。

そういう意味では、なぜそういった入札行動を取るのかという点の深掘りが重要であることと、買い手の意識改革のみを期待するのではなくて、市場参加者が自社にとって最も経済合理的な行動を取りましたら、結果として限られた資源が最適配分されるような市場設計を目指すべきだと考えています。もう4月以降にインバランス料金ルールが変わるわけですが、この変更で状況が変化するかもしれませんが、申し上げたような市場の設計思想といったものを常に念頭に掲げて今度の制度設計、この議論を検討いただければと考えております。

以上です。

○武田座長 ありがとうございました。

ほか、いかがでございましょうか。——よろしいでしょうか。たくさん御意見をいただきました。事務局からコメントはございますでしょうか。

○東取引制度企画室長 いろいろと御質問、コメント、ありがとうございました。

まず山口委員から御質問とおっしゃっていたJEPXのカーブ、グラフの見せ方の改善などが考えられるのかということですが、先般御議論いただいたエリア別の需給曲線。情報開示をしっかりと進めていきますという点とセットで、JEPXのほうでグラフを見やすいものに変えていくことについても御検討いただいていると認識しております。私がお答えするよりも、もし國松さんがいらっしゃれば、國松さんから御説明いただいたほうがいいかもしれませんが、御質問に関して私の理解はそういうことでございます。

それから先に申し上げますと、松村先生、あるいは安藤先生から、燃料制約に関して現状でまだどうにかできる場所があるのではないかという御指摘を頂戴しまして、その点についてもしっかりと検証してほしいということでしたので、問題意識については事業者にも伝えた上で、まだ現状のオペレーションの中でもさらに頑張れる場所があるのかという点については確認して、議論していきたいと思っています。

一方で、インセンティブという観点から圓尾委員、あるいは中野オブザーバーから、インセンティブということも考えなければいけないのではないかという御指摘をいただきまして、その点については機会費用の活用のところも含めて、こちらも今後とも考えていきたいと思っています。

私からは以上です。

○武田座長 ありがとうございました。

本件については、いただいた御意見を踏まえて事務局案のとおり進めることといたします。事務局はこの方針で対応を進めていただくよう、お願いいたします。

それでは、続きまして、議題の6「旧一般電気事業者の不当な内部補助防止策コミットメント実効性確保に向けた取組について」に関して、事務局から説明をお願いいたします。

○東取引制度企画室長 資料8に基づきまして御説明させていただきます。

大きく2つのパートで構成されていまして、前半は来年度の相対卸を中心とした卸売がどういう状況になっているのかという現状についての御報告と問題提起ということと、それから後半はコミットメントに基づくフォローアップの今後の進め方について、御審議いただきたいということでございます。

まず前半ですけれども、3ページ目でございます。背景として、多くの新電力から私どものほうにも来年度の相対卸が出てこないといった、あるいは物すごく高いといったお声を頂戴しています。一方で、発電事業者側からは常時バックアップが増えている。あるいは相対卸の引き合いが殺到している中で、もう供給余力がありませんという話も頂戴して、実態がどういうことになっているのかをしっかりと確認したいということで、今回旧一電各社に、先月からなのですけれども調査票を送って実態のヒアリングを行ってきたものです。

最後のところを書いていますが、来年度の数値については今年1月、2月時点の数値なので、まだ見込みの暫定的な値でありますし、過年度と比べたときにも期中で結構、例えば今年度とか結ばれている短期の相対契約があったのですけれども、そういったものは含まれていない。暫定的な数値だということで御覧いただければと思います。

4ページ目以降で大手発電事業者の供給力が、簡単に言いますと社内・グループ内向けと社外・グループ外向けでどういう行き先になっているかを聞き取ったものをお示しています。左側がこれまでの過去2年度分の実績値、右側が来年度の見積値。先ほど申し上げたように1月、2月時点の暫定値ということになります。

この図でいいますと、青いところが社内・グループ内向け。そこから下側のほかの色になっているところが社外・グループ外向けでして、これを見ますと中向けは今年度と同じか、少し減る。外向けは今年度と同じか、やや増えるぐらいの数量になっている。これはkWで見たものでございます。

5 ページ目です。社外・グループ外向けの内数をお示ししたもので、内訳です。赤いところが相対の卸契約と呼ばれているもの、黄緑のところが常時バックアップ、紫のところがベースロード市場での取引ということになっております。これを見ますと常時バックアップが相当増えている。加えてベースロードの取引も少し増えていて、結果として相対卸の部分がやや食われているような形。トータルでは増えているのですが、内訳が結構変わっていることがうかがえます。

6 ページ目は、2 つ前のページ、社内向けと社外向けを同様に今度アワーで見たものでして、大きな傾向としては同じではないかと思っております。やや外向けが少し増えている内容になっております。

7 ページ目は、同じく kWh の内訳を見たものでして、これもざっくり言えば kW と同じような傾向と思っていまして、常時バックアップが大幅に増えているのがうかがえます。

9 ページ目、10 ページ目では、来年度の相対卸についてなかなか物が出てこないという話があったのですけれども、こういったスケジュール感で交渉していたのか。どういう順番にといいましょうか、交渉していたのかというところと、あと供給力がない事業者さんが結構いらっしゃったのですけれども、供給力が限られている中で、限られたパイをどういう考え方に基づいて配分していたのか、聞き取ったものを書いております。

それで 9 ページ目の箱書きのところですが、まずスケジュールに関していうと、ざっくり言いますと大きく一定の交渉期間を設けて、その中で各社のニーズを聞き取った上で対応しているという考え方と、2 つ目として先着順に社内外問わず、とにかく先に来た人から順番に順次交渉して、契約をしてきましたというのが大きくございました。

10 ページ目の箱書きのところですが、では数量が限られている中でどうやって分配しましたかというところにつきましては、大きく 3 つぐらいの類型がありまして、1 つは全部の買いたいというオファーといいますか、ニーズに対して一番条件のいいところから順番に決めていきましたという事業者もいれば、2 つ目ですが、契約実績がある事業者を優先して交渉、あるいは契約をしましたというところ、それから先ほどと同じですが先着順で、もうとにかく来た順にやってきましたといった考え方で、特に 2 番目です。実際に今年度の卸実績がある事業者から数量であったり、スケジュールとして、そっちから交渉を進めていったという事業者が多く見られたと理解しております。

11 ページ目です。少し話が飛ぶのですけれども、先ほど出てきたベースロード市場の活用状況ということで 1 ポツに書いていますが、総量でいえば 2021 年度、4 回のオークショ

ンで、売り札は大体新電力の年間販売量の半分ぐらい。49%相当の札が出ておりました。それに対して約定量は同じ新電力販売量の4%強ということで、まだまだ活用されていない状況かなと思います。

また、下のグラフを見ていただきますと約定価格もエリアとオークションの回にもよるのですけれども、10円未満のところから15円内外ぐらいまでのところで、何か物すごく高い価格でもないということかなと思っております。

12ページ目、13ページ目で前半の部分のまとめといいますか、論点を書かせていただいております。

ちょっと長くなりますが1ポツのところ、まさに先ほどデータでお示ししたとおりののですけれども、マクロで見るとkW、kWh両面で少なくとも今年度実績と同じか、むしろやや増えるぐらいが出る見込みとなっていて、何か物すごく発電事業者側が供給量を制限しているといったようには確認されないと思います。

一方で2ポツですが、ここでお示したのはあくまで2月時点の暫定的なものですし、マクロで前者の積み上げたものですので、今後しっかりフォローアップしていかないといけないかなと思っております。具体的には①として数量面で実質的に売り惜しみのようなことを行っていなかったかということと、②として価格面で不当に差別を行っていないかといった観点から、丁寧なフォローアップが必要ではないか。

特に3ポツですけれども、以下のような観点到留意することが必要ではないかということで、小売事業者とのコミュニケーションが適切に行われていたのか。

その下のポツですが、一部事業者においては自社小売への卸が先に決まった上で社外・グループ外と進んでいるように見えますが、これは果たして本当に内外無差別と言えるのか。

最後のポツですが、先ほど申し上げたように複数の事業者において、前年度に契約実績のある相手先を優先するという考え方が取られておりました。一般的にこうした継続的な取引関係を重視することは、どのようなビジネスでも当然考えられることだと思います。よって、そうした過去の取引実績に基づく取扱いの差をもって、直ちに内外無差別ではないというようには言えない。一方で、内外無差別であったとしても足元のように供給力が不足して、かつ燃料価格も高騰する。これまでとは全然違う断面において、取引実績のある事業者と新規に取引を行おうとする事業者との間で数量面、あるいは価格の面でも著しく卸条件に差がついてしまう場合において、それは適切と言えるかどうかという点は1つ

論点かなと思っております。

次のページですが、一方で小売事業者側を見ますと、数量、価格の両面において供給安定性を担保したいということ。出てこないと価格が上がるので困るということであれば、本来は複数年において取引契約を結ぶのも1つの望ましいオプションだということではないかと思っております。

この点に関して、翻って発電事業者においては社内外問わず複数年契約を設定する場合には、内外無差別に門戸が開かれていることが必要なのではないかと。

また、先ほどちょっとお示したベースロード市場における取引は増えてはいるものの、依然として限定的でして、小売事業者においてはベースロード市場のさらなる活用も含めて、いろいろなリスクヘッジの活用がより求められるのではないかということを書かせていただいております。この点はぜひ御議論いただきたいと思っております。

このページ以降、後段のコミットメントに基づくフォローアップの進め方についてということでございます。

15ページ目で経緯。これまでのおさらいになりますけれども、旧一電各社において内外無差別に卸売を行って、発電側の利潤最大化を目指すというコミットメントをいただいて、昨年4月から実際に移行することになっております。昨年6月と11月と2回、こちらの審議会においても実行状況をフォローアップ、結果を御報告して御審議いただいたところでして、その中でももっとしっかり取組を実効性のあるものに高めていくために、検討を継続していくべきことであつたと理解しております。

それを踏まえまして19ページ目ですけれども、これまでいただいた御指摘として大きく3つ。今回、論点として具体的な対応案について、御議論いただきたいと思っております。

1つは、前半の議論にも関わる場所ですけれども交渉スケジュール、あるいは交渉機会が内外無差別というときに、本当にそういったスケジュール感だったり、交渉機会は内外無差別に担保されているのかという点であります。端的には、無条件に社内・グループ内向けというのが優先されていることはないか。

2点目ですが、いわゆる変動数量契約といえますか、オプション性のある商品が、あるいは、そういった価値が内外無差別に設定されていない。その条件が内外無差別ではないという点でございます。

3点目が会社の体制ということで、小売部門から独立した部門が卸取引をやっていることは確認されておりますが、果たして発電部門と利害関係が一致しているかどうか分から

ないといった御指摘もいただいております。さらに、そういった体制の面で何が取り組めるのかという点についても、御議論いただきたいと思います。

22ページ目です。1点目の内外無差別な交渉機会の確保についてという点につきまして、1ポツ目に書いていますが、相対契約の交渉機会を内外無差別に確保するために以下のような取組を求めて、今後進捗状況を確認することとしてはどうかと考えております。

具体的には、相対卸売の交渉スケジュールを卸売を希望する事業者に内外無差別に示すこと。それで各社のニーズを聞き取った上で、各社との交渉を同じ時期に進める。まずは、来年度期初からの契約について取り組むこととしてはどうかと書いております。

また、監視委によるフォローアップに際しては、そうした交渉経緯が把握できる資料の提出を求めて、実施状況を確認することとしてはどうかと考えております。

2点目の内外無差別な卸条件の確保について、オプション性のある商品、オプション価値が内外無差別に提供されることを確保するために以下のような取組を求めて確認してはどうか。具体的には各社において卸標準メニュー、ひな形の作成・公表をしてもらってはどうか。少なくとも、通告変更権付のものとなないものと1つずつ、ひな形となるようなメニューをつくってもらう。通告変更の幅ですとかタイミング。そうしたオプションの詳細などを設定・公表して、実際それに沿って取引交渉を行ってもらうこととしてはどうかと書いております。

監視委によるフォローアップに際しては標準メニューと実績の乖離を確認して、どうしてそういった乖離が生まれたのか。特に契約価格などが大きく違う場合に、それを決めた大きな要因はどのようなものなのかを確認することとしてはどうかと書いております。

一番下のポツに書いていますが、もともと内外無差別性が確認された場合には常時バックアップを廃止していくことが適当だというように、エネ庁のほうにおいても、あとこちらの制度設計専門会合においても御議論いただいております。常時バックアップというのは、まさにオプション性のある商品そのものだと思っております。そうした検討を進める上でも、オプション価値に対して内外無差別な提供という点の確認は重要だと考えております。

24ページ目です。今のひな形を作成することに関しまして、発販分離を行っている事業者の扱いについて書かせていただいております。もともと内外無差別のコミットメントを行っているのは発電会社でありまして、ひな形の作成・公表を行う主体は必ずしも小売会社である必要はなく、発電会社で行うこととしてもよいのではないかと書いております。

2 ポツですが、一方で実態としては分社化後の小売会社はかなり卸をやっているのも事実でして、これまでのコミットメントに係るフォローアップに際しては小売も対象としてきたことを考えると、フォローアップ自体は小売会社についても引き続き進めるべきではないか。その上で、まさに卸売の実態が小売になくなって発電会社のほうに移っていることが確認されれば、小売会社をフォローアップの対象としないこととしてはどうかと考えております。

29ページ目です。長くなりましたが、最後の3点目の論点です。体制についてということで、内外無差別な卸売を担保する体制の確保のためでございまして、1つは、発販部門間で情報遮断というのをしっかりやってもらう。具体的には、まさに小売事業者間のイコールフットを考えたときに、発電部門から自社小売だけが何か競争上有利になるような情報を得ていないことを担保するために、情報遮断に関する社内規程の整備を求めているかどうか。それから社内取引についても、社外契約と比較可能な粒度で社内取引の条件をまとめた文書を作成することを求めているかどうか。

さらに、監視委によるフォローアップに際しては卸取引を担当する部門が組織上どのように位置づけられているかといった点も確認して、コミットメントの実効性の評価を行う際の考慮事項とすることとしてはどうかと書かせていただいております。

30ページ目、これが最後ですが、本日の御議論次第ではありますが、先ほど申し上げたように1つ目はスケジュールの明示と、それから内外無差別な交渉の実施、ひな形の作成・公表、情報遮断、社内取引の文書化等といった点について取組を求めていくこととして、今後こうした観点からフォローアップを行うこととして、それでもまたさらに何か課題があるということであれば、その改善を御議論いただくこととしてどうかということでございます。

長くなりましたが、以上、御審議いただければと思います。よろしくお願いします。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、ただいの説明につきまして御質問、御発言の希望があれば、チャット欄でお知らせください。いかがでしょうか。――松田委員、お願いいたします。

○松田委員 ありがとうございます。

今回の事務局の進め方について特に異論があるわけではないですけれども、1点、非常に疑問がありますので、ぜひ教えていただきたいところがございます、ベースロード市場に関して11スライド目に、たしか現在の活用状況についてお示しいただいていたかと思

うのですけれども、今回の資料を拝見する限りでは、出てはいるけれども多く売れ残っているという趣旨だと理解しております。価格としても、最近は卸市場の乱高下もありますので、こういう価格でヘッジできるのであればニーズもそれなりにあるようにも思っているのですけれども、ただ、余り活用されていないように見受けられますので、この点に関して、どういうところに原因があるのかというところが少し気になっております。

今回相対のところである種の標準化をしたりですとか、様々な面でまた工夫を検討されるということなのですが、このように既に場が立っているものがありますので、これが標準化された取引として利用、活用できるものとして用意されているにもかかわらず、利用されていないというのが少し気になっております。ニーズはあるけれども活用されていないということであれば、その原因が何なのか。制度的なボトルネック、例えば買い入札量に関して規制があると思いますけれども、それに関して、もしかしたら誤った認識が広まっているですとか。どういうところにボトルネックがあるか、もし今この段階でお分かりであれば教えていただければと思いますし、まだ今何か判明していることがないということであれば、今後どこかの段階でその辺りのフォローアップをお願いできればと思いました。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。御質問につきましては後ほど回答いただくということにしたいと思います。

それでは、草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員 草薙でございます。

今回のコミットメント実効性確保を示してくださっております詳細な資料に、感謝したいと思っております。この資料8から示唆されていることは、監視等委員会におかれて旧一電の内外無差別を実現できるよう、様々な側面から一層監視をする必要があるということだろうと率直に思っております。内外無差別での相対卸売契約について透明性が担保され、新電力の方々にある程度安心感もあるという状態に持っていただく必要があると考えております。旧一電が自社グループを結果的に優遇するような行為は避けていただくべきであり、監視等委員会におかれて合理的な方法にて、そのように監視体制を強化いただければと思っております。

また、旧一電側におかれましては、I社のように内外無差別性を強調しておられるところがありますし、資料の25ページに松本オブザーバーのお話として、固定費を負担してい

ただいているインセンティブとして、固定費の負担割合によって需給調整の対応に差を設けるといったことが紹介されていて、発電事業者としては社内小売に対してだけでなく、社外の小売様への卸売をする場合も全く同じような条件で対応することを考えていますという部分は、現行のグロスビディングを廃止することとも関連させた自社対応という観点からおっしゃった内容だったと記憶しておりますけれども、あらゆる場面で内外無差別性を旧一電が追求するという態度は評価されるべきことだと思っております。

なお、25ページにありますように常時バックアップを廃止することが国によって方向づけられているにもかかわらず、5ページに示されておりましたように、現状から見ますと、かなりその機運が遠のいたように思われます。ここは新電力におかれて、それぞれに常時バックアップへの依存度を減らす方向性を見出す必要があると考えますが、まさにそのような方向性を旧一電側が示してくださるべきだと思います。それをやってくださっているのか。オプション性の有無を含めて、監視等委員会がしっかりとチェックしてくださることが必要ではないかと思っております。

それから、23ページのひな形です。卸標準メニューのひな形ということについても、コメントさせていただきたいと思います。2つの標準的なものをつくっていただくほか、契約の締結に向けた取引の条件のみならず、交渉の方法を明示したような定式の存在ということが望ましいかと思いました。そのような形でひな形というものを幅広く捉えるべきではないかと思います。

新電力が相対卸の交渉に苦しむ状況が改善していない中、そのようなひな形を作成していただくということは喫緊の課題になったと思います。本来の業務が小売事業でいらっしゃる東京電力エナジーパートナーや、中部電力ミライズにおかれましても現に多くの卸供給を実施されておりますので、当面はそのひな形の対応をお願いすべきだと思っております。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

ほか、いかがでしょうか。――松本オブザーバー、お願いいたします。

○松本オブザーバー 九州電力の松本でございます。発電事業者、B Gの立場で発言いたします。

今回の調査結果及び、主にスライド30にて監視等委員会により整理いただきました交渉スケジュールの明示、それから卸標準メニューの作成・公表、それと発販間の情報遮断。

この3つにつきましてコメント及び意見を申し上げます。

まず、今回の調査においても不当な扱いはなかったと確認していただきましたが、今後とも内外無差別な卸販売については事業者の創意工夫を生かしつつ、しっかりと取り組んでまいりたいと思っております。

それからスライド30の3点に関する発言の前段の基本的な考え方としましては、小売事業者との相対契約とその交渉については、基本的には自由であるべきと考えてございます。発電事業者としては、現状の市場制度におきましては固定費回収の予見性の確保が非常に難しいという中で、それを支えているものが相対契約でありまして、その相対契約は燃料確保も含め、安定供給を支えているものというように認識してございます。

これら基本的考え方を踏まえた上で発言しますと、まず1点目の交渉スケジュールの明示です。実際の交渉の進捗というものが取引先全てで一律に進むことを強制されるものではないと考えてございます。それから自由環境におきまして売り側、買い側とも、各社の戦略に応じていろいろな創意工夫がありまして、それに取り組むインセンティブというのは確保されるべきだと考えてございます。

2点目の卸標準メニューにつきまして、内外無差別の観点からは希望する小売事業者への開示でも十分に目的を果たすのではないかと考えられまして、公表するか、開示にするかというのは一律に強制せず、内外無差別な取引機会を確保できているかを確認していただく方法も考えられるのではないかと考えています。

それから公表・開示する内容につきましては、これまた各社の創意工夫による様々な契約条件等も考えられますので、一律の内容には強制されないようなものにしていく必要があるのかなと考えております。

それから発販間の情報遮断についてということで3点目に書いてありますけれども、これについては、これまでも当然ながら他社小売への卸情報を自社小売に伝えるようなことは一切しておりませんが、今後内外無差別な卸売に関する情報は何かというのを整理して、対応してまいりたいと考えてございます。

それから最後になりますけれども、そもそも論として今足元で供給力不足になっている要因の1つとしまして、現在の市場制度において小売事業者の負担軽減を図る措置がかなり取られている一方で、発電事業者にはかなり厳しい制度となってきました。このため、発電事業に参加しますインセンティブがなくなってきました。発電事業の維持というものが困難になってきたということ。それから燃料調達リスクが非常に増大し

てきているのが実情でございます。引き続き事業者として内外無差別な卸売に向けた取組をしっかりと進めてまいります。安定供給を支える発電事業が今後とも魅力あるものになるようにといった方向の議論も、併せて深めていただきたいと考えてございます。

発言は以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、松村委員、お願いいたします。

○松村委員 松村です。

まず、この資料の最初の部分、新電力から悲鳴が上がっている状況に対応して、きちんと調べていただいた結果として、今年度になって急にすごくひどいことをしたということではない。外生的ないろいろな変化に対応して特別ひどいことをしたということでも、こういうことが起きることを丁寧に調べていただいたということだと私は理解しました。このような悲鳴が上がったのに対して迅速に対応してくださったことに、とても感謝します。それからこういうことをちゃんと見ることが信頼されれば、いろいろな意味での牽制なると思いますので、今回の対応、とても感謝します。

ただ、今回の出てきた結果の意味は来年度の契約で、極端に急にひどいことをしたわけではないけれども、今までひどかったものが今年度、外的な状況の変化の結果として顕在化したようなことなのかもしれないわけで、これで問題はなかったと理解しないようにお願いします。実際事務局の資料ではこの後、具体的な対応が丁寧に書かれているので、そのような意図ではないことは明らかですが、変に資料が曲解されないように、事務局の資料のとおり素直に解釈すべきだということで、発言させていただきました。

次に、スライド9及び10なのですが、まず個社名が書いていないのですけれども、これは何でだろう。書かれていないのは不当だから個社名を明らかにしてくれと要求しているわけではなくて、出さないのは1つの見識だと思うのですけれども、よっぽど後ろ暗いことがあるのか。ここで書いたことは正当だと思っていて、堂々と出しているのなら、何で個社名を隠さなければいけないか、という点が私にはちょっとよく理解できませんでした。実際にA社からK社まで、少なくとも1社あるいは複数社が後ろ暗いと思っているから、そういうことを要求したと勘ぐられかねない。本当に正当だと思っていて、なおかつ、深刻な経営情報が入っているように私には見えないのですけれども、もしそうだとすれば、個社名をやたらと隠そうとする体質自体に問題があるのではないかと、少し懸念します。

次に、ここで具体的に配分の考え方を書いてあるのですが、長年付き合っているところ

を優先に関してです。社内外問わず、そうしているとの説明。もちろん社内は長年の取引なのだから、必然的に最も長く取引しているところになるのだと思うのですが、社外のところでは長年取引しているところと取引していないところを区別しているだけであって、内外差別ではないという理屈は、必ずしも間違っているとは思いません。実際に普通のビジネスとして、長く付き合っている人を優遇することは広範に行われているので、それ自身がすごく問題があると考えるのは間違いだと思います。ただ、私はこの局面でそんな説明を素直に受け入れてはいけないのではないかと思います。

余りいい例えでないのかもしれませんが、男女差別がいけないと言われて、それは極力やめるという社会的な要請がある中で、男女差別はしていません。勤続年数の差別があるだけです。勤続年数が長い人を優遇しているのです。でも男性のほうが、圧倒的に勤続年数が長いから差別しているように見えるだけです。そのときに勤続年数の長い女性と勤続年数の短い女性の間の区別はあるけれども、男性と女性の区別ではありませんと強弁することは可能かもしれないのだけれども、現実にはそのようなことがあるときに、それって本当に素直に受け入れてもいいのか。単に男女の差別を正当化するために、それを糊塗するために言っているのではないかという疑いは当然にあると思います。

今回のケースでも、これが直ちにおかしいとは思わないけれども、単に自社を優遇するための口実として言っているのではないかというような疑いはそれなりにあると思いますので、このようないかにも怪しい考え方で配分している会社には、重点的に本当にフェアなことをしているのかを見るべきだと思います。

もう一回言いますが、I社のような明らかに分かりやすいやり方をしている会社でないところは、それ自身が頭から否定されるものではないとしても、怪しげなことをしているのかもしれないことは十分念頭に置いて議論すべきだし、別の文脈で全く同じことを言ったとしても、説得力のある会社と説得力のない会社が出てくることがある、そのような配分をしているところは説得力がないと思われても、それは仕方がないと思います。

この点についてはすぐに変えるのが仮に難しいとしても、これから交渉のスケジュールを明示し、それで全ての事業者に関内無差別で交渉の機会が与えられる。機会が均等になっていることをこれからアナウンスし、I社のようなやり方を取っていくことのハードルは、早くアナウンスすればするほど下がってくると思いますから、逆に言えばこのような配分の仕方が合理的だと言ってもらえるのは、今でも大きくはないと思いますが、どんどん説得力が下がってくると思います。この点については十分考えて、本当にフェアなやり

方になっているのかどうかは十分な関心をもって見ていかなければいけないと思います。

具体的な対策として、私は松本オブザーバーがおっしゃったことはもっともだと思います。最も重要な点は、機会が実質的に均等に与えられることであって、そのために交渉のスケジュールはアナウンスされるべきということ。アナウンスされた結果として、実質的に全ての人がやろうと思えば同じタイミングでちゃんと交渉ができるようにするのがとても重要なことだと思います。

一方で買い手のほうの都合で、もう少し後でないと交渉ができないような人が出てきて、その人がちゃんと示されたスケジュールでやろうと思えばやれるのだけれども、あえてやらない人が出てきたときに、それぞれの事業者でタイミングが異なることはもちろん全く問題はないと思います。

しつこいようですが、松本オブザーバーがおっしゃったとおり機会の均等は実質的に担保されていることが重要であり、それはスケジュールが明示されていなければ、秘密裏に行われれば、機会の均等は当然に保障できないので、スケジュールの公表が目的なのではなく、機会の均等を保障するためだということは常に考えていく必要もある。メニューの提示だとかも全く同じだと思います。

それで九州電力からは、以前からこういうやり方でフェアにやっていますということが言われています。そのやり方がぴったり監視等委員会の言ったことと一致していなくても、それは多くの人が見て確かに機会の均等になっている。フェアなやり方だということであれば、各社の自主性は当然に尊重されるべきだと思います。

しかし、その場合には、他の面で怪しげなことをしている点がいっぱいあったとすると、同じことを言ったとしても、どれぐらい信用されるのかということに差が出てくる。このことは常に頭に置いて、各社で工夫して様々な機会の均等を実効あらしめるようにするものが出てくることを、とても期待しています。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、中野オブザーバー、お願いいたします。

○中野オブザーバー 手短にします。

足元で起きていることは必ずしも、これは私どもの印象も入りますけれども、出し惜しみなど意図的なことではないと考えています。先生方と事務局のおかげで、従前よりはかなりフェアに取り扱っていただいていますので、買い手の側としてもしっかりと対応しな

ければいけないと思っています。例えば市場が安いときは市場を使い、高いときには相対を使うというのは幾ら何でも勝手なことであるのは承知しておりますし、燃料が不足し、市場価格が高騰しているような局面においては、希望通りの量が出てこなかったり、価格が高くなったりすることは、致し方ないと考えています。また、結果として事業者ごとに差があったりすることも、商慣習上あると思います。こちらに丁寧にいろいろ書いていただいて、こういう実態だと思いますけれども、買い手側もしっかりしていかなければいけないと、これを見て改めて思いました。

強いて言いますと、我々は中長期でしっかり事業を継続していきたいと考えておりますが、そのときに余りに先が不透明ですと継続性が危ぶまれ、心配にもなります。

中長期で事業を継続するためには、相対契約は非常に重要だと考えています。できれば期間や価格等々、多様な選択肢を設けていただけると、より我々としては事業の継続性というのが見えてくると考えております。これは相対契約だけではなく、リスクヘッジのときも同じようなことを申し上げておりますけれども、やはり選択肢があるというのが極めて大事だと考えております。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、竹廣オブザーバー、お願いいたします。

○竹廣オブザーバー 竹廣です。ありがとうございます。

まずは12ページから13ページに記載いただきました今後の対応、それから22ページ以降も内外無差別の実現に向けて、具体的な対応案についてまとめていただきました。全て賛同いたしたいと思います。まずはこのように踏み込んだ案を御提示いただきまして、感謝を申し上げたいと思います。

今年度、旧一電の各社様と交渉していく中で特にグループ外の、我々新電力みたいなところでは、グループ外の各社に対しての公平な御対応ということに配慮されている点を感じる局面が結構ございました。これは非常に大切なことだと思いましたが、今優先すべき課題といいますか、対応はあくまで内外無差別の観点での実効性の確保だと考えていますので、12ページにございますけれども数量面、それから価格面での内外無差別はもとより、後段にもまとめていただきました自社小売の卸が確定した後にグループ外に卸しているようなケースがないかといった交渉タイミングの内外無差別の観点で、ぜひ丁寧なフォローアップをお願いしたいと思います。

9 ページ、10 ページにありましたけれども、例えば J 社のような内容だけだと、やはり内外無差別の観点でいけばなかなか実態が分からないなと思ったところですので、フォローアップをいただければと思ったところです。

12 ページの一番下のポツのところに、契約実績の相手先を優先することは一般のビジネスにもありますがという話で、優先する理由が支払いに対する与信といったところでございます。もしも前払いにするような方法もありますし、実際そのような我々の実績もございますので、これは理由にはならないと考えますので、ぜひ現実的な方法でもって工夫をいただければと思っています。

次に、変動数量オプションの件です。これはもう弊社が過去から要望していた点でもありまして、ぜひ一歩前に進めていただくためにも、23 ページに記載いただいたような具体的な形で取組を進めていただければと思います。

最近、既存の常時 B U の契約について燃料調達の見通しが、この情勢下ですので理由だというように想定いたしますけれども、突然の契約の減量などを打診される事態を伺っています。もちろん契約条項にのっとりた対応であるかと存じますけれども、燃料調達面での課題から結果として供給力という観点のみならず、事実上の変動数量オプションを持つ常時 B U という電源を喪失する事態にもなっておりますので、制度的措置の常時バックアップとはいえ、このような状況に対する対応策も御検討に加えていただければと思います。

本日のような論点を踏まえましてら変動オプション要素がある小売の取引が同様に、自社グループの小売の取引が同様に抑制されているか。つまりはグループ外の取引が抑制される場合の内外無差別の観点での監視、あるいは評価といったものも併せてお願いできればと思います。

最後になりますけれども、今回の資料には特段触れられておりませんが、沖縄エリアに対する競争環境整備については、遡って 2018 年 2 月の本会合で報告がなされているところでございますけれども、4 年ほど経過をしております。沖縄エリアについても内外無差別の確保といった観点も含めて、ぜひフォローアップをお願いしたいと思っております。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

安藤委員、お願いいたします。

○安藤委員 ありがとうございます。

2点だけ、細かい点がございます。1点目は、10ページ目でしょうか。I社について、望ましい取組をしているというようなコメントが先ほどありました。配分の考え方として、社内外問わず条件のよいものから順に配分といっている条件のよいものというのが、例えば数量についてある程度まとめて取引することをとても優先して、数量が小さいところについては価格の条件がよくてもなかなか配分されないなどということがあると、それはそれで問題だと思いますので、条件のよいものという表現についても、その中身としてもっともらしいものかどうか、御確認いただきたいと感じたのが1点目です。

2点目は、既存の契約であったり、長期契約を優遇する。これまでの関係性を大事にする。それは電力などエネルギーにかかわらず、どんな分野でもよくあることだと。そういう御説明をいただきまして、それは全くそのとおりだと思っています。

しかし、それを優先してしまうと新電力に対する、また市場参加者全体に対するイコルフットィングの面で問題があるというのであったとすると、利潤最大化を損ねてもいいから内外無差別をもっと実現すべきというところまで踏み込んで言っているのかみたいな、もう少し議論の切り口といいますか、評価基準を明確にできたらということを感じたところであります。

ちょっと感想めいておりますが、以上です。

○武田座長 ありがとうございました。

それでは、木川オブザーバー、お願いいたします。

○木川オブザーバー ありがとうございます。

卸標準メニューの作成・公表に関しまして一言、発言させていただきます。スライド24のところにおきまして発販分離会社の場合、ひな形の作成・公表を行う主体は発電会社。我々の場合であれば中部電力、あるいはJ E R Aと認識しております。中部電力グループとしましては、そのように対応してまいりたいと思っております。

なお、小売会社である当社中部電力ミライズとしましては、卸販売を実施する場合には、今後とも適切に内外無差別な卸販売に努めてまいりたいと思っております。

以上でございます。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、ほか、よろしいでしょうか。

それでは、御質問もありました。事務局から御回答をお願いいたします。

○東取引制度企画室長 松田委員からベースロード市場をなぜ使われていないのかとい

うので、ちょっと別途の機会なのですけれども、小売事業者に何で使わないのですかと聞いたときにあったお答えとしては、1つは、そのときの小売価格目線といいましょうか。自分たちの持っている小売価格契約から逆算すると、当然販管費ですとか利益とかも入っていると思うのですが、逆算するとこれぐらいというラインで入札した結果、価格が合わなかったというようなお話があった。それから常時バックアップとの見合いで、常時バックアップのほうがいい条件で買える場合には、常時バックアップのほうを追求したいのでベースロードでは買わないといった話。あるいは燃料価格の見積り方の問題で、そこがどっちに振れるか分からない中、少し燃料価格が下がるリスクというのか。下がったときの高値づかみしてしまうリスクを考えて、なかなか買えなかったといったお声は伺っております。

いろいろなコメントをいただきまして、御指摘もたくさん頂戴しまして、そういったことを踏まえながら、しっかり今後も内外無差別という観点。あるいは、そうであったとしてもどうなのかといった観点も含めて、しっかり今後ともフォローアップしていきたいと思っております。

1点だけ、松本オブザーバーから御指摘のあった中で開示。つまり公開しなくても、目的は果たすのではないかという点につきましては、もしビジネスを行っていく上で何か具体的に問題になるようなことがあるということであれば、そういった合理的な御説明がなされる。していただきたいと思っておりますけれども、何かそういうものがないのだとすると、公開しない理由が余り考えられないのではないかなと思っております。特に本当に開示した、していない。事後的に確認する際にも、より透明性を高める意味でも外部からも明らかにきちんとやっていますということを担保する意味では、公開していただくことが非常に重要なのではないかなと考えております。

私からは以上です。

○佐藤事務局長　　ちょっと私からも補足をしますと、例の非化石市場。特に容メカができた後というのは、これも松本オブザーバーの発言ばかり、みんなリファーして恐縮なのですが、ほかの小売の方から相当なお金を集めて発電部門に渡すことを考えると、必ずしも今までと同じように、小売と発電の契約が自由であることはなくなると思います。どうしてもやりたいというのだったら非化石、特に容量市場から発電事業は退出していただくということでもしない限りは、ある一定の規制というか、ディシプリンは課せられるというのは、今はまだ始まっていないから違いますけれども、そこは明らかに変わること

を前提で議論していただきたいと思います。

そもそも発電事業が利益最大化を図るとか、特に容メカで小売から、それも市場に相当依存しておられるような新電力からなけなしの金を集めて発電事業にお渡しをして、発電事業の健全な発達に努めていただきたいと思っているのに、いわんや自社の小売に渡すなんていうのはとんでもないことなので不当な内部補助の防止策でやるとか、具体的な表現形である内外無差別をやっているわけですから、相当容量市場で容量拠出金を多くの新電力の方から払っていただくことになったときではディシプリンは相当変わると考えておりますので、それを前提にリファーしていただきたいと思っておりますし、我々もそれを念頭に置いて今後の取組をやろうかと思っておりますので、御理解いただければと思います。

以上です。

○武田座長 松本オブザーバー、追加で御発言でしょうか。どうぞ。

○松本オブザーバー 今の御発言に関してなのですけれども、卸標準メニューの公表に関しましては、いろいろなオプションのところどこまで出すかというのがあって、いろいろな創意工夫があって競合他社には見られたくないというのもございます。そういう面で開示というのは全然構わないですけれども、広くあまねくはいかがかという面があるということです。これについては、ちょっとまた事務局と具体的に御相談申し上げたいと思います。

それから佐藤事務局長のほうからありましたディシプリンが変わっているということですけれども、それは理解してございます。当然2020年7月末に、我々もコミットした後に新電力さんに相当な、卸相対どうですかということで我々は声かけをさせていただきました、そのときはどっちかというところほとんどのが門前払いで大分苦勞して、やっとここまでこぎ着けた。昨今の供給力不足だとか、燃料の高騰というのもあると思うのですが、そのようなところがあったということで、我々としても、そういうところに対して内外無差別に卸をやっていくことについては、当然そういう意味で義務をちゃんと果たしていこうという思いはあるということです。

あと固定費の払い方の量にもよると思います。要は100%払っていただけるということであると、当然ながらそれなりの情報提供もありますし、やはりデフォルトの容量市場だけというところ、そこは差があるのかなと考えていまして、なおかつ固定費も長期に買いますということであれば、そこは我々としても望むところなので、そういったところについては、そういう提案があれば我々も対応していきたいと思っておりますし、だからいろいろな

条件を踏まえて、その条件が各社によって違うかもしれませんが、内外無差別にきちんと対応していく。そういう考えでございます。

以上です。

○佐藤事務局長　　今、松本さんがおっしゃったことはよく分かるところもあって、むしろ内部補助は小売から発電に行って、発電から小売にもらったなんて冗談じゃないというなら、まさにそれを示していただければいいと思っております、逆でないかと多くの方が思っているし、どうなっているのだと思っているからこういう議論が進んでいるわけであって。確かに今おっしゃったように、むしろ長期契約というところで固定費を出して、逆に小売から発電のほうを支えて、内部補助は内部補助で逆だというのは、それはそれで相当議論が変わってくるわけなので、そこら辺に関してもある意味だと我々だけではなくて、まさしく広く外に示せば最初に申し上げたような変な誤解もなくなるわけですし、情報開示に逆に努めていただければという感じがしました。よろしくお願いします。

○武田座長　　ありがとうございました。

本件については各論について御意見がありましたけれども、事務局提案の対応方針に異論はなかったと思いますので、この方針で本日の議論を踏まえて対応いただくよう、よろしくお願いします。

それでは、最後です。これは報告事項になりますけれども、議題の7「自主的取組・競争状態のモニタリング報告」につきまして、事務局から説明をお願いいたします。

○東取引制度企画室長　　資料9に基づいて御説明します。

もう時間も時間ですし、なるべくかいつまんで4ページ目でございますが、主要な指標についてということで、まずそもそも昨年10月から12月のモニタリング報告でございます。スポット市場につきまして約定量は803億kWhということで、前年同期比で少し約定量は増えている。価格については15.9円ということで昨年から倍近く上がっている。東西市場分断率はかなり下がっていることになっております。それから時間前市場についても一定程度取引が増えている。一方で約定価格が上がっているということでして、総じて卸電力取引所での取引が販売電力量に占める割合は、大きくは変わっていないということでございます。

今申し上げた中で13ページですけれども、分断の状況につきまして、東西の分断は大きく減ってしまっていて、これはF Cが增強された関係で昨年同期に比べると大分下がっている。一方で九州のほうでの分断が大分増えているというのが、スポット市場に関連するところ

で大きく変わっているところかなと思います。

19ページ目に飛びますが、先渡し、先物の動向でございます。やや見えにくいのですけれども、下へ行きますと、前年同期に比べますと先渡市場の取引量は4分の1ぐらいまで減っております。これは札自体が減っている。一方で先物の取引はかなり増えておりまして、TOCOM、EEX。特にEEXの先物取引はかなり増えてきていまして、リスクヘッジの在り方が先物のほうに移ってきている動向がうかがえるところでございます。

それから大分飛びますけれども、32ページから33ページ、34ページと売り入札に占めるブロック入札の割合と約定率について、伏せ字にはなっていますが会社ごとにデータを月別で拾っております。もともとこちらの審議会で御議論いただいて、各社別のは定例的にフォローアップするとしたことにつきまして、このモニタリングレポートの中でフォローしていきたいと思っております。

こちらでいいますとF社とK社ですか。特に売りブロックの割合、青いバーが高い一方で、売りブロックの約定率、赤いバーが非常に低いという会社。特にFとKという会社が今の水準としては目立つのですけれども、これにつきましてはまさに本審議会での議論を踏まえて入札方法の見直しを要請しまして、既にF社については2月から見直し済み、K社についても今年中には見直すということを伺っております。

38ページですけれども、先ほどの議論にも関係しますが、ずっと経年でも旧一般電気事業者からの相対卸のボリューム、割合というのを確認しておりまして、これを長いヒストリーで見ますとこんな状況になっています。足元では昨年12月の時点で外向けが50億kW超で7.44%ということになっておりまして、新電力需要の3分の1ぐらいを占めることになっています。経年で見ますと、もちろん上がったり下がったりはあるのですけれども、大きなトレンドとしては徐々に増えてきている状況は見てとれます。

45ページでございます。新電力の調達はどこから来ているかというもので、単純にJEPXでの買い約定量を見ますと90%となっていますが、実質的に買い越している量で見ますと、35%ぐらいを市場調達しているということになっております。

それから一番下にありますけれども、常時バックアップによる調達が昨年12月時点で13%ということで、こちらもずっと歴史を見てみますと、下が潰れて見えにくいですが、2012年からグラフが始まっていますが、ずっと一定量あったものがここ数年間ほぼゼロに近づいた時期があって、昨年からは足元でぐっと増えてきている状況が見てとれまして、まさにこの前の議題で御確認いただいた点と整合的な数字となっております。

47ページ、48ページ、今度新電力のシェア。小売のほうのデータを経年で取っているものでして、長いトレンドで見ると当然増えてきているのは変わっていないですが、昨年後半ぐらいからやや頭打ちになるような兆候が出てきているかなと。10月から12月のデータですのでまだ足元のところまで反映されていませんが、といった状況が見てとれます。

48ページですが、エリア別に見ますと、引き続き北海道、東京、関西といったエリアの新電力シェアが高いということではありますが、それぞれこんな状況となっております。

最後に54ページ以降に、小売営業ガイドラインで望ましい行為とされている電源構成の開示状況といったものにつきまして、どれぐらい取り組まれているのか。小売事業者に対するアンケート調査を行った結果をお示ししています。昨年の10月から12月にかけて登録済みの小売事業者728社に対して調査をお願いしまして、565社から回答を回収したものでございます。

58ページに飛びますが、電源構成の開示状況ということにつきましては契約口数ベースで見ますと、需要家のうち94.7%について電源構成を開示済みと。事業者と契約していることになっておりまして、まさに望ましい行為として示されているわけですがけれども、かなりの程度カバーされていることになってございます。

かなり飛ばし飛ばしで恐縮ですが、以上、私からの報告でございます。

○武田座長 ありがとうございます。

こちらは報告事項ですので、質問につきましては後刻個別に事務局にお問合せいただきたいと思いますけれども、特にここで御発言を御希望の方はいらっしゃいますでしょうか。よろしいでしょうか。——ありがとうございました。

それでは、本日予定していた議事は以上でございますので、議事進行を事務局にお返ししたいと思います。

○蘆田総務課長 長時間、ありがとうございました。

本日の議事録につきましては、案が出来次第送付させていただきますので、御確認のほどよろしくお願いいたします。

それでは、第71回制度設計専門会合はこれにて終了といたします。本日はありがとうございました。

——了——