

## 第80回制度設計専門会合

日時：令和4年12月22日(木) 12:00～14:40

※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、二村委員、松田委員、松村委員、山口委員

(オブザーバーについては、委員等名簿を御確認ください)

○田中総務課長      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80回制度設計専門会合を開催いたします。

私、総務課長の田中でございます。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対策のため、オンラインでの開催とし、傍聴者・随行者は受け付けないこととさせていただきます。

なお、議事の模様はインターネットで同時中継を行っています。

また、本日、山内委員は御欠席であり、末岡委員は13時前に御退室の予定でございます。

それでは、議事に入りたいと思います。以後の議事進行は武田座長にお願いいたしたく存じます。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。

それでは、議事に入りたいと思います。本日の議題は、議事次第に記載した6つでございます。

それでは、早速、議題1「2022年度冬季追加供給力公募（Kw公募）の必要量未達分調達結果の事後確認について」に関しまして、事務局から説明をお願いいたします。

○鍋島NW事業監視課長      それでは、ネットワーク事業監視課長から、資料3につきまして御説明いたします。数分後に経産省内の館内放送が流れるということなので、その際には説明を中断させていただきます。

本日報告する内容でございますが、2022年冬季追加供給力公募（kW公募）の関係です。これにつきましては、9月26日に本専門会合において御報告をいたしました。その際、東日本エリアの公募について必要量未達となったということについても御報告いたしました。

その後、随意契約による未達分の調達という運びになりまして、今回、当該未達分の調達契約について関係事業者から報告がありましたので、事務局としての事後確認の結果を御報告いたします。

5 ページ目を御覧いただければと思います。東日本エリアのkW公募の未達分については、25.1万kWでありました。これに対し、随意契約にて調達された案件は1件、追加調達量は52.6万kWでありました。容量単価は2万8,450円/kWでありまして、これは当初実施されたkW公募の最高落札価格の3万696円/kWを下回る水準になっております。当該随意契約案件は、当初kW公募時における応札価格が公募要綱の上限価格を上回っていたことから不落になったところですが、今回の随意契約時においては、契約金額のうち燃料費が当初kW公募時と比較して約60%減となったことから、契約価格は低下したものと考えております。

続きまして、9 ページ以降を御覧いただければと思います。当該案件は、当初のkW公募においてPivotal Supplierと整理される事業者と随意契約を結んだものでありますので、契約価格の考え方について確認を行いました。結論からすれば、費用項目及び燃料費の単価の考え方は合理的であったと考えております。少し説明を中断させていただきます。（経産省館内放送）それでは、説明を続けさせていただきます。

本案件につきましては、起動・確認運転・マストラン運転に係る燃料が必要という案件であります。このうち、次の10ページで、燃料費のうち単価についてまず確認いたしました。当該案件につきましては、8月の公募応札時点では落札の可否が不明であるということで、応札価格に燃料費変動リスクを算入しておりました。その後、今回未達分の調達を随意契約で行う整理になったということで、一般送配電事業者からまず購入意思の表明が行われ、その後、この発電事業者において燃料費単価を固定化した上で契約価格の決定を行いました。このため、燃料費については実費での契約が可能になったということで、燃料費変動リスクの織込みが不要になりました。また、燃料の市場価格が応札時時点から低下したということで、結果として燃料費の圧縮につながりました。当初のkW公募時の見積りに比べると60%程度下がっております。

23ページには、最近の天然ガス価格動向——すみません、23ではないですね。11ページです。すみません。11ページですけれども、最近の天然ガス価格動向について掲載しておりますけれども、8月の公募時点ですと60ドル/MMBtu辺りを動いていたのが、直近では40ドル/MMBtuを下回る水準まで下がってきていると。赤い線がこのLNGのスポット価格ということになります。

それで、12ページですけれども、当該案件につきまして、今度は燃料の必要量についての確認です。当該案件につきまして、事務局も現地に赴いて確認を今回も行ってきましたけれども、もともと補助蒸気を発生させるための燃料を計上するということでありました。その補助蒸気の用途について確認をしましたら、補助蒸気は高純度化した水を用いて、ボイラーの水圧試験、それからボイラー内の洗浄、起動、確認運転を行うために必要だという説明でありました。この作業には約2か月間必要であったということでありまして、この隣にあるユニットの最低出力分×2か月分の燃料分を随意契約の中で計上しているということであります。

13ページですが、加えて確認運転分の燃料の必要量も多くなっております。これにつきましては、ヒアリングをしたところ、長期計画停止以降、ものによっては短時間の再稼働を可能とする前提で保管するというものもあるのですが、このユニットについてはそういう保管をしていなかったため、不具合が発生する可能性のある箇所を特定することが難しく、1回の確認運転で不具合があった箇所を修繕した後で再度確認運転を行うといったことが必要となり、2回分の確認運転費用を計上したものであるという説明がありました。この発電所においては12月上旬に確認試験を行って、修繕等の処置を行った上で、12月下旬にもう一度確認運転を行うということにしております。ただし、不使用となった燃料費は一般送配電事業者に返還するという契約内容になっていると確認しております。

14ページですが、修繕費についても確認いたしました。当該案件は修繕費用が大きいのですけれども、先ほど申し上げたような短期間での再稼働を可能とする前提での保管状態ではなかったということで、設備の腐食などが進行していたことから大規模な分解点検が必要であったという説明を受けております。

16ページですけれども、契約内容に関して1点申し上げます。1月分のペナルティーについてですけれども、一般送配電事業者とこの発電事業者の交渉の中で、1月をペナルティー対象外にしているという報告を受けております。これについてヒアリングしたところ、もともと、繰り返し申し上げますけれども、短期間での再稼働を可能とする前提での保管状態ではなかったということで、現場のほうでは本格的な準備作業を10月末から行っているということであるのですが、応札あるいは契約締結時点で1月の活動指令への応動に不確実な点が残るという懸念があったという説明であります。現場においても1月の稼働に向けて最大限努力をするということではありますけれども、12月下旬に予定している2回目の確認試験の結果によって、1月の頭からの発動指令の応動が可能か判断されると

ということで、そういう不確実性があるので1月をペナルティーの対象外にしたという説明でありまして、これについてはやむを得ない対応であったと考えております。

ということで、18ページ目ですけれども、まとめといたしまして、今回のkW公募必要量未達の調達では、費用項目及び燃料費の単価を含む費用計上の考え方は合理的であったと事務局では考えておりますけれども、これについて御確認、御議論いただければ幸いです。

○武田座長      どうも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、御発言いただきたく存じます。御発言の御希望がある方は、チャット欄でお知らせいただければと思います。オブザーバーの方もあらかじめお知らせいただければと思います。

それでは、草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員      ありがとうございます。草薙でございます。事務局の丁寧な御説明に感謝します。

2022年度の冬季追加供給力のkW公募の必要量未達分調達結果の事後確認については、9ページから14ページぐらいまででしょうか、様々な観点から丁寧に見ていただいたことがよく分かったというふうに考えます。やはり20ページにありますような認識が非常に正しいと思っております、日本はこれからいわば厳寒期に入っていくわけですがけれども、想定以上に電力需要が上昇するということを考えておかなければならないという認識もございます。いずれにしても、厳しめの現状認識ということを持っておくことが重要であるということで、今回の分析の知見ということは貴重だと思っておりますので、こういう随意契約の分析ということを精緻化するという観点からも、このような経験をぜひ深めておいていただきたいと思います。

以上です。ありがとうございます。

○武田座長      どうも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。発言します。

まず、今回の事務局の整理は、必要なことをきちんとやっていただいた、妥当な結論を出していただいたと思います。調達側の対応も含めて、あるいは応札側の対応も含めて誠実な対応をしていただいた。今回の件に関しては全て支持します。

その上で、しかし、これ、結果的に燃料価格が低くなったので、結果オーライという点に関しては、私は懸念を持っています。

スライド10を見てください。スライド10を見れば、燃料価格が大幅に低下した後、その

結果としてすさまじく高い価格にならずに済んだということですが、逆に言えば、これはリスクを目いっぱい織り込んで、すごい価格になって、もし上限価格を相当に高く設定していたとしたら、そのことに気が付かないでそのまま応札され、実際には燃料価格は大幅に下がった結果として巨額の差益を生んだ結果になりかねなかった。そういう可能性のあるものだったと思います。私たちは、この点について大いに学ばなければいけないと思います。つまり、リスクをこういう格好で安直に織り込むと、好きなだけ織り込むと、費用はもうどこまでも高くなるか分からない。しかも、この場合のリスクの織込みは、この後議論する、あるいは前回議論したベースロード電源市場も同じですが、高い価格を設定し、もし価格が低くなっていたとすれば、例えば足元と同じ価格だったとすれば、それで巨額の差益が発生する。足元の価格より下がってくることになれば、更に巨額の利益が発生するということになります。前回のベースロード電源——ベースロード電源というのはそもそも、原子力発電所の未回収費用を託送料金で回収するなどというウルトラCの措置とセットで行われた改革で導入されたもので、かなり規制色が強いものであるのにもかかわらず、そのリスクの織込みは裁量があって当然だと。それに関してもし制約するのだったら、損失が出たら国が補填してくれるのかなどと脅すような発言が出てくる状況を鑑みれば、これは相当に深刻な問題だと思います。ベースロード電源市場の例でも繰り返し指摘していますが、価格を高く織り込んで、確かにそうなるという可能性はあるのだけれども、それで損失が出たら補填してくれるのかというのは、逆に言えば、消費者の側から見れば、では差益が出たら返してくれるのかというようなこと、それがまさに燃調という発想だと思うのですけれども、そのような燃調の発想を拒否しておいて、それであのようなことが出てくることは、今後もこれが繰り返される可能性が相当にあるのではないかと懸念しています。今回の例を取って、しかし、そうはいってもリスクがあるのは事実なので、この手の調達をするときには、その燃調のようなことを考えてやったほうがお互いWin-Winなのではないかということを強く示唆するものだと思います。今までも繰り返し言っていて、しかもこれの文脈でも私は同じことを今までも言ったつもりですが、もしこのリスクの織込みがすごい額になるとすれば、燃調のようなことを考えるべきではないかというのを、この文脈でも別の文脈でも繰り返し繰り返し言っています。今回の出てきた事例はまさにその必要性が高いことを示唆しているのではないか。その点については十分検討する価値があると思います。しつこいようですが、リスクがあるのは事実で、そのリスクをそのまま放置しておいたら応札してくれなくなるのは確かに事実ですが、それはリ

スクの織込みを認める、こういう格好ですごい額になるのを認める方がいいのか、燃調が  
いいのかを考える余地はあると思いました。

次に、ペナルティーに関してですが、これも妥当な整理だと思います。休止火力を立ち  
上げるのには様々なリスクがある。そのリスクがあるのに応札して下さったということ  
なので、そこに過大なリスクを与えてはいけないと思います。ほかの文脈で、あるいはこ  
の文脈でも、ほかの案件であればしゃくし定規にペナルティーが掛かるのに、ここだけ柔  
軟な対応をするのは不公平だと思われる方もいらっしゃるかもしれませんが、ここを厳し  
くすると、さっきと同様に、そのリスクの分を織り込んで相当に高い価格でないとやって  
いられなくなるということもあると思います。今回の件に限らず、休止火力を立ち上げる  
のはそれなりにリスクがあるので、今回のような柔軟な対応は合理的な局面が多く、その  
柔軟な対応の結果として合理的な価格で調達できることになる。消費者の利益にもなると  
思います。今回のようなことは、今回に限らず、休止火力の立ち上げを要する文脈では常  
に考えていただければと思いました。

以上です。

○武田座長      どうも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。

まず、今回御報告いただいた内容は適切な調達の結果なのではないかなと思いますし、  
草薙委員もおっしゃっていたと思いますが、大変丁寧に御覧いただいたなと思って、その  
点、御報告いただいて感謝申し上げます。

今回、この点から何を学ぶかというところは相当重要だと思います。今回の御発表で私  
が受け止めているのは、恐らくこの調達方式というのは、競争参加要件もあるのかもしれ  
ませんが、それを踏まえた、基本的には一般競争入札をされているというふうな感  
じではないかと思っています。

他方で、電源のように相当複雑で、あと特異性があるようなものについて、一般競争入  
札を紋切型で当てはめることが適当なのかどうかというのは相当考えるべきだと思います。  
発注者の効率化に関する知見とか、あるいは工夫を取り込んだ交渉型の調達方式というの  
はもう既に世の中で使われているところもあると思いますので、そうしたものもしっかり  
電取委として、品質とかあるいは設備の特異性とかを加味した、発注者の創意工夫を生か  
すような調達方式をしっかり勉強して進めていくということが今回の学びではないかなと  
思います。必ずしも随意契約をするということを学びにすべきではないと思ひまして、ど

ちらかというと交渉型の調達方式をほかで、例えばインフラ調達とかをやっているわけですが、そうしたものに相当近い調達内容でもありますので、そうしたことをしっかり学んでいくということが重要だというのが、私はここからの学びかなと思いました。ありがとうございます。

○武田座長      どうもありがとうございます。ほかにいかがでございましょうか。よろしいでしょうか。どうもありがとうございました。

それでは、事務局からコメントいただけますでしょうか。

○鍋島NW事業監視課長      特段ございませんけれども、大橋委員から御指摘のあったとおり、こうした随意契約のような案件とか、個別個別の発電所に着目した実態調査ということについては、より研究を深めていきたいというふうに考えております。

○武田座長      どうもありがとうございました。どうぞ、事務局長。

○新川事務局長      すみません、事務局長の新川でございます。松村委員から御指摘のところ、ベースロード市場に関する議論としてもまた後段で議論をさせていただきますので、よろしくお願いいたします。

○武田座長      どうもありがとうございます。

それでは、事務局による事後確認の内容については御支持を頂きましたし、また今後の制度設計の在り方につきまして御意見いただいたということにつきましては御礼を申し上げます。事務局案のとおり進めることといたしますので、この方針で手続を進めていただきますようお願いいたします。

それでは、続きまして議題2「東京エリアにおける2026年度向けブラックスタート機能公募について」に関しまして、事務局から説明をお願いいたします。

○鍋島NW事業監視課長      続きまして、資料4につきまして、これもネットワーク事業監視課のほうから御説明いたします。

2ページ目ですが、本日の議題ですけれども、これは2026年度向けのブラックスタート機能公募の関係ですが、第74回制度設計専門会合——これは本年6月の会合ですが、ここで報告を行ったところです。その後、東京エリアの落札事業者から辞退の申出があったと聞いております。このため、未達の可能性がある部分の調達方法について御議論いただき、また、この落札事業者の辞退理由について事務局から御報告いたします。

4ページ目ですけれども、まず、2026年度向けの公募、このうち東京エリアの調達について御説明します。

東京エリアのブラックスタート電源の公募は、エリアを4地区に分けて募集し、うち今回辞退があったのは1地区の案件についてです。東京電力パワーグリッドからは、当該辞退の申出を受けた旨、監視等委員会に報告がありました。併せて、未達となる可能性がある部分の調達を検討したいとの相談がございました。なお、当該案件については契約締結前であったことから、支払いなどは発生していないとの説明がありました。

公募調達に関する考え方によれば、こうした際には電源等の参加機会の公平性・コストの適切性・透明性の観点から、再公募をすることが望ましいとされております。他方で、当該地区においてはブラックスタート機能を有する電源が辞退案件のほかは1件のみということでありまして、期間中に新規参入を見込むことも困難と考えます。したがって、電源等の参加機会・公平性への配慮は特段不要と考えておりまして、当該他の1案件の繰上げ協議を基本に随意契約を認めてはどうかと考えております。なお、その際は、この前の議題でもありましたけれども、監視等委員会において契約価格及び相対交渉の内容等について極めて厳正に事後監視を行うということにしたいと考えております。

併せて、6ページ以下で落札案件の辞退理由について御説明いたします。

7ページ目ですけれども、この2026年度向けブラックスタート電源公募落札者のうち1社から、本年11月に辞退の書面が提出されたと聞いております。この当該事業者の辞退は、2026年度向け公募と2027年度向け公募とで募集要綱の要件変更があったことによると理解しております。参考1で、小さな字になりますけれども、その点について記載しております。

2段落目ですけれども、この事業者は、もともと2026年度向けブラックスタート公募で想定していた設備について今後投資が必要なので、複数年のブラックスタート公募による費用回収を想定していたところです。ところが、上のパラグラフに戻りまして、2027年度向け公募では募集要綱において予備機の追加が必要となった。これは、上の青い字の※のところに小さな字で書いてありますが、N-1発生時においても現状の復旧時間を損なわない旨の考え方を整理したことによるものですけれども、募集要綱において予備機の追加が必要となったと。加えて、容量市場収入相当額として、その回の専門会合でNet CONE相当額を控除するということとなったため、当該事業者としては、エリア内の競争事業者との関係で今後の落札可能性が著しく低下すると判断したということだと承知しております。

この後段の、容量市場収入相当額としてNet CONE相当額を控除するということが事業者の競争にどのような影響を与えるのかという点につきまして、これは事務局で考察を行っ



てみました。それが参考2ですけれども、ここでは複数事業者——事業者を2つと考えまして、1と2という事業者が公募で競争している場合、この容量市場収入相当分控除単価というのをa円といったときに、このa円の水準で——すみません、説明を中断します。

(経産省館内放送) 失礼しました。この容量市場収入相当分控除単価(a円)の水準次第で、落札事業者が変わり得るというのが事務局の改めての考察です。ちょっとその式はここに書いてありますが、次のページで図を作ってみました。

$c_1$ 、1の事業者——ちょっと書いていますが、水平軸が容量で、縦の軸が価格と御理解いただければと思います。1の事業者の容量は、 $c_1$ は比較的小さくて、この2の事業者の容量( $c_2$ )は比較的大きいといたします。kW当たりの単価で言いますと、1の事業者の $b_1$ のほうが高く、2の事業者の $b_2$ のほうが低いということにします。最終的にこの送配電事業者が払うコストというのは、容量市場のことを考えなければこの四角形で判断されまして、1の事業者の面積はこの水平ラインのところまで、上下のラインで言えば $b_1$ のところまでということ、こういう縦に細長い、上下に細長いもの。2の事業者は、むしろ横に長方形になっているものでありまして、面積で言えば、もともとは1の事業者のほうが小さいものです。

ここで、a円、これが容量市場相当額ということで、これを引き算しますということにしたときに、引き算すると、この送配電事業者が最終的に支払うものは、この青の部分になります。a円、この緑の線が、水準がかなり高かった場合には、2の事業者はもう全て控除済みということで、青の部分がなくなり、1の事業者は少し青の部分が残るので、どちらが落札するかというと、2の事業者が落札されます。逆に、この緑の線が低い水準に置かれると、もともとの四角形の面積がものを言うことになりまして、1の事業者の上下に細長いほうが面積が小さかったので、a円で多少引かれてもやはり大小関係は変わらず、1の事業者のほうが2の事業者より面積が小さいので落札されるということになります。

ということで、もともとのこの面積が違っていったときに、いろいろな、 $b_1$ 、 $b_2$ 、 $c_1$ 、 $c_2$ のあんばいによりまして、a円の価格の置き方次第でどちらの事業者が落札するかわ変わるというのが事務局の考察であります。

この点につきましては、6月に議論したときに、11ページになりますが、事務局としては若干説明を書いてはおります。このときは、いろいろな案の中から一番左の案①、Net CONEの価格ということで9,372円/kWを選択しましたけれども、その下の、一番下の発電事業者の影響というところ、2つ目のポツに、結果的に想定よりも約定価格が低かった場合

に「容量の大きいものを優遇した」と捉えられるリスクありと書いているわけでございます。こうしたことも書いておりますし、いろいろ比較いただいて案①を採択したということでもありますけれども、これはあくまで考察ですけれども、こういうことをきっかけに今回の辞退もあったのではないかというふうに考えております。

なお、12ページは、その当時の議論も若干紹介しております。当時も、容量市場の分を引かないというのはよくないと。引くという方法はいろいろあり得るというような御議論があったところです。

そういう考察は考察として、14ページですが、まとめといたしましては、この2026年向けの未達部分については随意契約で行うことを認めると。一方で、事後監視については監視等委員会において、契約価格及び相対交渉の内容について極めて厳正に事後監視を行うということにしたいと考えております。

説明は以上です。

○武田座長      どうも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発言の希望がありましたらチャット欄でお知らせください。いかがでしょうか。それでは、オブザーバーの加藤(英)様、お願いいたします。

○加藤(英)オブザーバー

今回、事業者が辞退に至ったケースというのは、既存のブラックスタート電源に対してkW容量が比較的小さい電源が新規参入するようなケースにおいて、容量市場収入相当としてあらかじめ差し引かれるべきNet CONE相当額が一定程度大きい場合には、新規参入者の入札額が小さくても落札できないことがあるということを御説明いただいた。また、その後、実際に容量市場価格が決定して、それがブラックスタート電源を決める際にあらかじめ控除したNet CONE相当額を下回る場合においては、新規参入電源を落札していた方が送電の負担が小さくなるという逆転現象が発生し得ることを説明いただいたが、こうしたことが今回辞退した事業者の主たる辞退理由と理解。こういうことが起こり得るのであれば、ブラックスタート電源の公募プロセスの中で、どの電源を落札すべきか評価を行うに当たっては、容量市場相当分の収益をあらかじめ差し引くというときに、Net CONEを使うことが果たして適当なのか、改めて検討の余地があるのではないかと考える。前回6月に検討いただいた際に、容量市場の過去実績は、トラックレコードとして参照するには記録が少なく適当ではないとされており、そのとおりと思う。ルールが見直され、2025年度向けに

降の容量市場の約定結果がある程度積みあがれば、この平均価格、過去平均というのをトラックレコードとして使うことも十分可能になると考える。けれども、それまでの間は、容量市場収入をあらかじめ控除しないで評価するといった、元の方法に戻すことも検討の余地としてはあるのではないか。

kW容量の差について、スライド9に各エリアの調達対象ユニット数が示されているが、これもエリア間でユニット数にある程度差がある理由や、予備機の必要性も含めて、ブラックスタート電源としてそもそも必要とされるユニット数やkW容量についても詳細な検討が必要ではないか。ぜひ事務局にて御検討いただきたい。

○武田座長      どうも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、今回Net CONEを差し引く、容量市場のコストの部分をもどの電源が落札するのかというのを決めるときに差し引くことの問題点やその影響を、今回、整理されたという認識は勘弁してください。これは、実際にこれを議論したときに、このようなことが起こることは十分考えた上で、実際にそういう効果があることは認識した上で、それでも案①がいいと選択したことは、もう一度考えていただきたい。それは、それなりに理由があつてそうしたということだと思います。

今言ったことと矛盾したことを言うようですが、私は、このスライド11のところで出てきている、そのときに案⑤を提案した張本人なので、今の発言はそのときの発言と矛盾していると取られるかもしれない。案⑤を提案したのは、それはそれなりに理由があつてしたわけですが、少なくとも今回整理されたのではなくて、そのときにはちゃんとこういう具体的な提案があり、その提案を聞いた上でそれでも各委員がこの提案を採用しないで現行案を選択したことを間違えないようにしていただきたい。制度設計のときに想定していなかったことが起こったのではない。この案①を皆さんが支持し、入れたときに、ちゃんと考えられていたことだったことは確認する必要があると思います。

次に、今回はこのNet CONEの部分に差し引く、容量市場の分を実際の支払いのときには差し引くだけでなく、落札を決めるときには全く差し引かないというのはいかにも変ではないかということでこういう整理になった。今回、焦点が当たっているところでないところで私は問題点がひょっとしたらあるのかもしれないと思いました。つまり、ブラックスタート電源に応募するために一定の投資が必要で、でもこの一定の投資は、この後何年間も落札できるだろうという見込みの下で投資するということなのに、それぞれ単年度ごと

に調達するということになると、その後落札できなくなると採算が合わなくなる。そういう問題が起こるということは、Net CONEを差し引くかどうかということと無関係に起こり得る問題だと思います。ひょっとしたら、他の地域で今まで競争性が全くなかったことの原因は、この単年度調達というところにあったのかもしれないことを気付かせてくれた事例なのかもしれない。本当にこれは単年度の調達がいいのか、あるいは応札するほうが、これを5年間固定してくれるのであればこんな値段で出せますとかというような提案をケースバイケースで柔軟に考える余地があるのではないかと思います。容量市場とは違って、これはかなり、落札されるものは限定される個別性の強い状況で、各事業者が落札できる量も1か0か、大きく振れる可能性のある市場なので、本当に今の調達の仕方がいいのかどうかを検討するよい機会になった事例だと私は思いました。

以上です。

○武田座長 どうも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。この11ページ目を使って議論したんだと思いますけれども、ただ、今回事務局で御発表いただいた7ページと8ページ目の分析は、ある意味相当、数式は使っていますが、分かりやすく説明していただいて、これはこれですごく意味があると思います。11ページ目で、どれだけの委員の人たちがこの7ページ目・8ページ目のことまで理解していたかというのは、多分そこはまだ模様ではないかなと思いますので、そういう意味では7ページ目・8ページ目でやっていただいた分析は私は評価していいと思いますし、すごく丁寧にやっていただいたことを感謝申し上げます。

加藤(英)オブザーバーもおっしゃっていましたが、こうしたことを踏まえて、改めてこの11ページ目の理解が深まった上で今後どう考えていくのかということ、振り返って考えるというきっかけを与えていただいた意味でも、大変意味のある資料だったのではないかと私は思っています。

以上です。ありがとうございます。

○武田座長 どうもありがとうございます。ほかにいかがでしょうか。それでは、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。今回、この容量市場の収入相当分の控除の方法で結果が変わったというお話だったんですけども、これはブラックスタート電源だったと思うんですけども、議論のときに少し申し上げたんですけども、先ほど松村委員からもお話がありましたように、ブラックスタート電源を担える電源自体ある程度限

られているのであれば、もう少し裁量の余地を増やして、4ページに整理があったと思うんですけれども、基本的には全て公募するというのが、公平、コストの適切性と透明性の観点から重要という話はあるとは思いますが、これだけ電源が限られているものであれば随意契約も認めて、最初からがいいのかどうかは分かりませんが、かつ、監視等委員会において事後監視を適切に行うというような方法を、もう最初から採るぐらいでもいいのではないかと気もしています。様々、公募を必ず経るべきということも、もう少し整理して考えられてもいいのではないかと思います。

以上です。

○武田座長      どうもありがとうございます。ほかにいかがでしょうか。よろしいでしょうか。どうもありがとうございました。

それでは、事務局から何かコメントはございますでしょうか。

○鍋島NW事業監視課長      ありがとうございます。今回様々な御指摘を、松村委員、大橋委員、岩船委員から頂きました。今後の監視の在り方などについて、いろいろと示唆を与えるものだと思います。ブラックスタート電源の公募は1年に1度ぐらいありますけれども、その前からも、今後についてどういうふうな形があり得るのか、また検討をしていきたいというふうに思います。

○武田座長      そうですね。大変貴重な御意見を頂きました。どうもありがとうございました。

本件について、随意契約の対応、また、厳正な事後監視を行うということにつきまして御異論ありませんでしたので、事務局の案のとおり進めさせていただきます。どうもありがとうございました。

それでは、次の議題に移りまして、議題3「発電側課金に係る検討について」に関しまして、事務局から説明をお願いいたします。

○鍋島NW事業監視課長      それでは、資料5につきまして、これもネットワーク事業監視課のほうから御説明いたします。

2ページ目ですけれども、発電側課金でございますが、系統を効率的に利用するとともに、再エネ導入拡大に向けた系統増強を効率的かつ確実に行うため、需要家とともに系統利用者である発電事業者の一部の負担を求め、より公平な費用負担とするものとして、これまでこの制度設計専門会合においても検討を進めてきたところと承知しております。

今般、資源エネルギー庁の電力・ガス基本政策小委員会などにおきまして、発電側課金

の円滑な導入に向けた議論・検討が行われまして、「関係審議会において検討を進め、2024年度に導入することとする」という方向性で整理をされております。他方で、この電力・ガス基本政策小委員会の報告書につきましては、今後パブリックコメントが実施される予定でありますので、本日時点で確定しているというものではありません。

一方で、こうした検討が進んでおりますので、発電側課金の導入に向けて、調整措置に応じた課金の扱いなどの詳細設計を本専門会合においても検討していければと考えております。本日は、資源エネルギー庁の審議会における検討内容を報告するとともに、調整措置を踏まえた課金の扱いについて御議論いただければと考えております。

3 ページ目以降で、発電側課金の概要について改めて簡単に御説明します。

4 ページ目ですけれども、発電側課金につきましては、この図にありますとおり、従来の現行の託送料金制度が基本的に小売事業者の側に100%課金するものだとしますと、発電側課金の導入というものは、この託送料金の一部につきまして発電側にも課金をするというものです。全体が100あったとしたら発電側に10程度を課金し、残りの90は小売側からの従来どおりの小売託送料金で回収すると。発電側に課したこの10のものについては発電側の売電価格に上乗せされるということになりますので、小売と発電間の発電費用については発電側課金の導入を踏まえて見直される。いずれにしても需要家には、小売の託送料金という形か、発電側の売電価格への上乗せという形かはともかく、全部が持つていくということで、需要家の負担は基本的には変わらないというものであります。

5 ページ目ですが、他方ででありますけれども、発電側課金が導入されるとどういうことが起き得るかということについて、これはイメージにしております。東北と東京エリアを例にしておりますけれども、今の託送料金ですと、例えば東北のところで系統増強費用が発生する。再エネが導入されて、何か新しい鉄塔を造る、送電線を造るといったことがあります。系統増強費用はエリア内の小売事業者には課される託送料金を通じて、この東北のエリア内の需要家で負担がなされるということになります。他方で、この東北エリアのうち例えば4分の1程度はエリア外に販売されているものでありまして、発電側課金が導入されたならば、この東北から電気を買っているエリア外の、例えば東京エリアの需要家は、その分が発電費用として上乗せされてきますので、間接的にこの東北エリアで行われた系統増強費用だとか送電線料金について、この東京エリアの需要家が一部負担するというようなことになります。

6 ページ目ですが、これまで2016年以降議論をしてきておりまして、制度設計専門会合

でも2016年以降議論してきました。2020年7月に一旦、当時の梶山経済産業大臣から発電側課金について見直しの指示がありまして、その後見直しを進めてきて、今般2020年12月、資源エネルギー庁の審議会において更に議論が進められたというものであります。

7ページ目ですが、発電側課金の課金方法は、当初は発電事業者の契約kWに応じて課金ということを検討しておりましたが、この課金方法について見直しが行われて、契約kWに加えて、このkWh、設備の利用状況も考慮した課金体系になりました。また、割引制度も拡充するということになりました。

8ページ、割引制度ですけれども、これは潮流改善に資するような電源投資を進めるといことで、基幹系等に与える影響に着目して割引を行ったり、特別高圧系等に与える影響に着目して割引を行ったりするということがもう既に議論されております。

9ページ以降ですけれども、調整措置について御報告します。調整措置というのは、基本的には既認定の固定価格買取再エネあるいはFeed-in Premiumの再エネの扱いであります。これにつきまして、今月開催された「再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会」におきまして議論がなされまして、結論としまして、そこに書いてあるとおり、既認定のFIT/FIP案件につきましては調達期間等が終了してから発電側課金の対象とすると。逆に言うと、調達期間内は発電側課金を停止するということでありますが、そうすると。また、新規のFIT/FIP案件については調達価格等の算定において考慮をします。非FIT/卒FITについては、事業者の創意工夫の促進及び円滑な転嫁の徹底を行うという整理がなされました。併せて、揚水発電・蓄電池を経由した際の発電側課金の負担に鑑み、ほかの電源との公平性の観点から揚水発電・蓄電池のkWh課金については免除すると整理されております。このうち、FIT/FIPの案件の課金を停止するというのは、調整案件として本日扱い等について御検討いただきたいものであります。

11ページは、この再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会の資料になります。

それから、14ページは、現在パブリックコメントに掛けられております、電力・ガス基本政策小委員会の中間取りまとめ（案）でございます。

16ページ以降は、この調整措置を踏まえた課金の扱いについてです。

まず、18ページを御覧いただければと思いますが、この既認定のFIT/FIP案件が、発電側課金が想定されていたkW・kWhの分で課金された場合、どれぐらいの負担額になっ

ていたかということが過去の審議会で整理されております。これが、認定量ベースでは1,170億円、導入量ベースでは約620億円と、このように試算されているところです。

なお、発電側課金は、全体においては送電部分について発電側と小売側で1対1に按分するというような整理がなされておまして、現在検討が並行して行われている収入見通しで言いますと、全体の託送料金4.7兆円弱の中の大体1割がそれに当たるというふうに過去議論されておりました。ですので、全体で言うと約5,000億円弱というのが発電側課金で発電事業者側に課せられる額の、総額の一つのイメージでございますが、このうちFIT/FIP案件がこうした金額であると試算されているところであります。

17ページに戻しまして、今回御議論あるいは事務局の方針を御確認いただきたいというのは、この既認定FIT/FIPに対して課金をしない——調達期間内に限ってのことでありますが、調達期間中は課金しないということにしたということを踏まえ、この部分を発電側課金においてどのように扱うかというところについて検討が必要となっております。

対応案としまして、需要側の託送料金で負担、あるいは発電側で他の電源で按分負担という2つの案が考えられますが、この既認定のFIT/FIPを調達期間が終了してから発電側課金の対象とするという措置については、円滑な導入を実現する上での調整措置を図る観点から、特別な措置を講じたというものだと考えております。こうした背景を考えれば、現在のスキームである需要側がこの託送料金で負担を続けるということがこの際適当ではないかと考えます。逆に、発電側で負担するとした場合には、ほかの電源への負担増が懸念されますので、電源間での競争により大きな影響を与えるおそれもあります。

ということで、今回、調達期間内の既認定FIT/FIP案件について課金しないということを踏まえ、当該部分の発電側課金の扱いとしては案①で進めてはどうかと考えております。これについてはインパクトも大きいので、今回御議論いただきまして、揚水発電・蓄電池のkWh課金を免除することを踏まえた課金の扱い、あるいはその他様々な発電側課金の詳細設計をめぐる課題については、今後この専門会合で検討させていただければと思っておりますが、本日はこの調整措置の部分について御議論を頂ければと考えております。

○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、御発言の希望がありましたら、チャット欄でお知らせください。オブザーバーの方も、あらかじめお知らせいただければと思います。それでは、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。この発電側課金の話は、非常に長い時間を掛けてやっとここまで来たということもあり、ここから速やかに導入していただきたいと思いますので、今の現状を考えると、この17ページにある案①でお進めいただくということでよいかと私も思います。とにかく早急な導入をよろしくお願いいたします。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。ほかにいかがでしょうか。それでは、石川オブザーバー、お願いいたします。

○石川オブザーバー 中部電力ミライズの石川でございます。まず、本日は発電側課金の議論を実施いただき、感謝申し上げます。

11スライドにあるとおり、資源エネルギー庁の審議会において、発電側課金の円滑な導入に向けて、既認定のFITとFIPについては調達期間等が終了してから発電側課金の対象にするということが提示されたところではあります。こういった要件が確定してきますと、小売事業者におきましても発電側課金の導入に伴いましてシステム改修などが必要になってきますので、それらに必要な期間を確保できるよう、残る詳細論点の整理を速やかに実施いただくよう、改めてお願いしたいと思います。

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。調整措置の扱いにつきまして、発電事業者BGの立場で発言いたします。

本来、ネットワーク設備は公共財でありまして、接続に対して公平な負担の下で利用すべきものであるというふうに考えますので、スライド4のほうに記載されているとおり、発電側課金の費用負担というものは、kW料金・kWh料金・電源種別によらず公平とすべき性質のものと考えます。一方で、御説明があったように、12月6日の再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会の議論においては、制度趣旨を踏まえつつ、将来像を見据えて発電側課金を早期に導入することも求められていることを理由に、既認定FIT/FIPは調達期間が終了してから発電側の課金対象とするということが整理されたと承知しております。

このため、17ページに御提案いただいたとおり、既認定のFIT/FIPから回収するはずであった費用については、案①の需要側の託送料金で負担することで今後の御検討を

進めて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。ほかにいかがでしょうか。よろしいでしょうか。どうもありがとうございました。

それでは、事務局からコメントございますでしょうか。

○鍋島NW事業監視課長      ありがとうございました。先ほど石川オブザーバーから指摘のあったとおり、残る論点についても速やかに、準備が整い次第、本会合で議論していただきたいと考えております。

○武田座長      どうもありがとうございました。

それでは、本件につきましては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きますようお願いいたします。

続きまして、議題の4に移りたいと思います。少々お待ちください。それでは、議題4「市場間相操縦の監視について」に関しまして、事務局から説明をお願いいたします。

○東取引制度企画室長      取引制度企画室長の東でございます。資料6に基づきまして、市場間相場操縦の監視について御説明させていただきます。

まず、本日御議論いただきたいことということの背景ですが、第41回の本専門会合において、TOCOMにおける電力先物の上場認可がされたことを受けて、市場間相場操縦ということについて御議論いただきまして、適取ガイドラインの中でも、その相場操縦の中に事例として、そういった市場間相場操縦というものの規制というのを明確化したところでございます。ここで言う「市場間」というのは、現物と先物市場にまたがって相場操縦行為を行うということを想定しております。そのときの御議論から3年以上経ちまして、国内外における電力先物取引の規模は拡大しているところでございます。こうした中で、先物の更なる活用も期待されるところであります。そうした中で並行して監視ということもしっかりやっていく必要があるんだろうというふうに考えております。その市場の信頼性を確保する、あるいは先物の活性化という観点からも監視を行う重要性が高まっているというふうに考えております。

一方で、その後の変化としまして、TOCOMに加えて国外の取引所での取引が増えるということが起きておりまして、必ずしも国内法が適用されない、あるいは取引情報の提出を義務付けることができない、難しいといった状況も出てきております。そうした中で、その不公正な取引を発見する端緒として、先物市場における、特に取引情報の取得の在り

方について、どうやってそういったデータを取って、そもそも監視に先立ってデータをどうやって収集していくかというところを御議論いただければというふうに考えてございます。

2 ページ目は、その適取ガイドラインの記載でありまして、あくまでここは現物市場での相場操縦行為の中に、こうした先物取引も使った上でといったことを事例として書いてございます。

次に、その先物取引の現状ということでございまして、先ほども少し申し上げましたが、TOCOMでの取引もさることながら、足元ではかなりEEXにおける取引が増えてきているというのが現状でございます。

9 ページ目にその概要を書いてございますが、実際には国内で、ブローカーが間に入る形で、マッチングを行った上で海外の取引所に登録されて、清算は海外の取引所で行われるという形になっておりまして、最終的にその取引所としては海外法人、海外において取引が行われるということになってございます。こちらは、そうしたTOCOM、EEX、それぞれ取引が増えている状況というのをお示ししております。

次に、市場間相場操縦、具体的にこういったものを念頭に置いているかということをお示ししております。

12 ページ目ですが、例えば一例としまして、この下に書いてありますように、あらかじめ先物で一定のポジションを持つておく。例えばこのケースでは、買いポジションを持つと。その上で、現物市場、スポット市場において、価格を変動させることを目的として、例えば高値の買いを入れる。これによってスポット価格が上昇した場合に、現物市場では仮に損をしたとしても先物市場で利益を得られるといったことも考えられまして、こういったことが行われないようにということで監視を行っていくということでございます。

具体的に、また海外における事例として、米国でFERCによる摘発事例として、まさにそういった行為が行われた事例があったということを14 ページでお示ししてございます。

その上で、最後、具体的にデータの取得についてどう考えていくかという点でございます。ここで16 ページ目で書いていますのは、市場間相場操縦の監視の実効性を高めるという観点からは、監視等委においてそういった先物取引情報をきちんと把握して、相場操縦を発見する端緒として用いることが望ましいのではないかと。こうやってしっかり監視を行うこと自体にも、そういった不正行為を抑止する働きもあるんだろうというふうに考えてございます。

17ページ目に、ではどうやってデータを取得していくかというときに、大きく考えると、取引所から取るという方法と事業者から取るという方法が考えられるんだろうと思っておりますが、どこでその先物取引が行われているかによって、少し場合分けして考えることが適当であろうと考えております。

まずは国内の取引所で、先ほどのTOCOMのように、国内の取引所につきましてはもと商品先物取引法に基づいて当局がきちんとウォッチをしまして、監視等委も当局経由で先物取引情報を入手することができますので、ここに関してはそれで情報は十分入手できているというふうに考えてございます。

次に、海外の取引所で取引が行われるケースについてですけれども、先ほど大宗はEEXで取引が行われているということを申し上げました。この点に関しては、今般監視等委員会のほうでEEXとの間でMOUを結びまして、EEXにおける先物情報というのは提供を受けるということとしたところでございます。こうしたことで、足元についてはかなりの部分をカバーできたというふうには考えておりますが、国外そのほかの取引所からも常にそういった情報が入手できるとは限らず、そういった取得が困難な場合には事業者からのデータ取得というのも考える必要があるんだろうというふうに考えております。

それから、最後に、いわゆるOTCと言われるような取引所の外で行われている取引につきましては、なかなかこういった形で一元的に情報を入手することができませんので、必要に応じて事業者から取得していくということが必要なんだろうというふうに考えてございます。

最後、18ページ目ですが、今後の対応としまして、前ページまでの整理を踏まえて、先ほどの2番目と3番目のケース、国外の取引所であって取引情報を取得できない場合、あるいは取引所外の取引については、個別に電気事業者に対して取引情報の報告を求めて、その実態を把握することとしてはどうかと考えてございます。

一方で、現行の先物取引量の規模ですとか、事業者の実務的な負担というのを考えまして、当面の間は一部の事業者に対してアドホックにといたしますか、必要に応じて報告徴収を行うということとしてはどうかと考えてございます。具体的には、あくまで現物市場の信頼性が失われてしまうということが一番の問題ですので、その現物市場における取引量が多い、つまりそこでの支配力がある事業者ですとか、あるいは実際に疑義のある取引を行っているとの情報提供があった場合などを主な対象として、取引情報を必要に応じて求めていくということを考えてはどうかということでございます。

いずれにしても、今後そうした監視を行っていく、あるいは市場先物取引の動向ですとかそういったものを踏まえて、随時必要に応じてこういったやり方については見直ししていくこととしてはどうか、このように考えてございます。

事務局からは以上でございます。

○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、御発言を頂きたく存じます。御発言のある方はチャット欄に御発言を希望される旨を御記入願います。それでは、草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員      ありがとうございます。市場間相場操縦の監視につきまして、現状を教えてくださいましてありがとうございました。この資料6の17ページ、3つ目のポツにあります監視等委員会とEEXとの間のMOUにつきましてコメントをさせていただきたいと思います。

これまでの監査等委員会をはじめ関係者の御努力に感謝いたします。日本において東京商品取引所とEEXのこの2つの市場を見たときに、どちらかの市場が利用者にとって制度上一方的に利用しやすい、例えば取引をしたときに後で問題になるとか調査が入るかもしれないといった懸念が少ないといったようなことというのは、おかしいのではないかと。要するに、現状はそれぞれの市場にて切磋琢磨をされているところなわけですね。そういう状況にあることに鑑みますと、やはりおかしいことであるように思われます。東京商品取引所を利用される場合に、商品先物取引法において事業者から取得する情報と同等のものをEEX側から取得するという方向性で、監視等委員会におかれて努めていただいたんだということがよく分かってありがたいことだというふうに思いますし、また、今後、例えばCMEも商品を上場される可能性があるというふうにも聞いておりますけれども、そのようなことになった場合にも、今回の御説明の趣旨に鑑みて、やはりEEXの場合と同じようにMOUにて対応いただくということが有益なのだろうというふうに思います。その意味でこのたびのMOUの成立を歓迎し、また、それでは十分ではないという御認識でいらっしゃることもよく分かりましたので、更なる創意工夫を凝らしていただいて、電力先物市場の健全な発展を望みたいと思います。

以上です。ありがとうございます。

○武田座長      ありがとうございます。それでは、二村委員、お願いいたします。

○二村委員      二村です。御指名ありがとうございます。

私、ちょっと詳しくはないので、大変素人な質問なんですけれども、御説明を伺いますと、監視をしたりする観点から言うと、国内での取引が増えたほうがいいように思ったのですが、そういう点から、国内での取引をもっと増やしていくとか、そちらにちゃんとシフトしていただくような施策として何かお考えなのかということをもう少し伺いたいということと、もし特段国内にこだわらずにいろいろなところで取引が行われたほうがいいのかということであればそのように教えていただければと思うんですが、その場合の理由をちょっと教えていただければというふうに思いました。よろしくお願いいたします。

○武田座長      どうもありがとうございます。後ほど御回答いただくということにいたしまして、松田委員、お願いいたします。

○松田委員      どうもありがとうございます。このたびの事務局の御説明ですとか御整理に異存ございません。市場間の不正取引についても監視していくためにEEXとMOUを締結していただいたということで、非常にすばらしい前進であると思いました。

EEX以外の取引などについては事業者からの情報を収集するというので、その方法としても暫定的に一部事業者からサンプル的に収集して様子を見ていくということで、違和感はありません。監視等委は電気事業法に基づく組織ですので、その権限や業務範囲には法的な観点から一定の概念や限界というものがあるとは思いますが、電力に関する市場や取引について全体の適切性や健全性を担保するためには、米国のFERCの、今回挙げていただいたような摘発事例を見ても、このような摘発を可能にするためにも、今後の事業環境の更なる変化に伴って、長い目で見て、より広い情報にアクセスできるような体制・制度になることが望ましいと思いました。

以上です。

○武田座長      ありがとうございます。それでは、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。この会議体であまり海外の機関についての言及がされることはないんですけれども、今回、現物市場の競争が健全に行われているかということ監視するために、海外での先物取引に関する情報をEEXから入手をできるような段取りにしていたという取組は大変すばらしいものだなというふうに思いました。

この論点に必ずしも関わる点ではないんですけれども、こうした点を機会にして、現物市場における監視の手法も、常に海外機関と情報交換なり意見交換をすることを通じて知見の向上をしていただくべきなんだろうというふうに思います。そうした姿が分かるような情報発信をしていただきたいと思いますし、また、この委員会でもそうした姿をぜひ共

有していただければというふうに思っています。

以上です。ありがとうございます。

○武田座長      どうもありがとうございます。それでは、安藤委員、お願いいたします。

○安藤委員      安藤です。

最後のページのところで、当面の間は一部の電気事業者に対して不定期に報告聴取を行うという話になっていますが、ここまでは結構だと思います。そして今後、先物市場がより発達したような場合には、情報が取れるようなTOCOMであったり、EEXですか、ここの取引については監視が必要ないが、それ以外の市場を使っていたり、また相対の取引の場合にはしっかり検査が入るなどという形になると、自然と電気事業者の側も監視が効いている市場を使ったほうが手間がかからないというほうになりますでしょうし、またほかの市場も、MOUを結んで適切に情報提供したほうが利用されやすいといった形になって、結果、望ましい方向になるのではと考えます。よって、当面は監視の費用の観点から報告徴収を不定期にということですが、場合によっては、監視が効いている市場を使っていない場合の検査はしっかり行うとしたほうが結果的に話が早いという可能性もあるので、今後の先物市場の利用形態などにも応じてですが、御検討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す。それでは、お待たせいたしました、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。市場間相場操縦の監視について、発電事業者BGの立場で発言いたします。

スライド3の黒丸の2つ目・3つ目の記載のとおりなんですが、スポット市場のボラティリティが高まる中で、先物取引の活性化というのが重要な取組であり、その中で電力・先物取引の活性化を阻害するような市場間相場操縦の監視の在り方については重要な論点であるというふうには我々でも考えてございます。

今回、その監視策の一つとしまして、スライド18の黒丸の1つ目・2つ目において、取引情報を取得できない国外取引所における電力先物取引及び取引所外における電力先物取引について、当面の間は一部の電気事業者に対して不定期に報告徴収を行うとの記載があります。電力先物取引は、現物を扱う電気事業者のみではなく、ほかの事業者やヘッジ目的あるいは投機目的などの様々な意図で参画するプレイヤーで構成されています。このため、一部の電気事業者のみを対象にしても効果的な相場操縦の抑止にはつながらないので

はというふうに懸念しております。実際に、パークレイズ事案とかドイチェバンクの事案など、電力会社以外の違反事例が多いというふうに認識してございます。

スライド18の黒丸3つ目には、「スポット市場における取引量の多い事業者や疑義のある取引を行っているとの第三者からの情報提供があった事業者等を監視の対象とする」という記載があります。一方で、スライド16を見ますと、このスライド16の2つ目ですか、「現物取引量に比して保有する先物ポジションが著しく大きい取引参加者が重点的に確認を行うことが考えられる」と、こういうふうに記載されてございます。これらを勘案しますと、効果的な監視という観点からは、対象の選定に当たっては、スポット市場での取引量の多さに加え、かつ先物取引量が多く、かつ先物の割合が大きい事業者を対象として絞るということも一案かと思いますので、ここら辺は慎重な検討をお願いしたいというところでございます。

それから、監視の対象は一部の電気事業者のみを対象とするのではなく、国外取引所や取引所外における電力先物取引量の多い事業者も対象とすることができないかなど、抑止効果がより発揮できるような監視の在り方について、海外の監視事例というものもあると思いますので、それを含め、更なる検討を深めていただきたいというふうにお願いします。

発言は以上です。

○武田座長      どうもありがとうございました。ほかにいかがでしょうか。よろしいでしょうか。どうもありがとうございました。

それでは、二村委員から御質問等ありましたので、コメントとともにお願いできればと思います。

○東取引制度企画室長      すみません、いろいろとコメント、御質問ありがとうございました。

ちょっと順にお答えというか、コメント等をお答えさせていただきますと、まず草薙委員から、CMEですとか海外であった場合もMOUにて対応するのが有益だという御指摘がありまして、おっしゃるとおり、まず取引所からそういった形で取れないかというのは、今後とも、そういうケースがあればしっかりやっていきたいと思えます。相手のある話なので、必ずできるということでもないかもしれませんが、まずそういったところは常に考えたいというふうに思います。

それから、二村委員から御質問ありました件で、国内の取引が増えたほうがいいのではないかとありますが、一義的にはこの市場、その運営者間の競争といいますか、ユー



ザーにとってこういったサービスが求められているか、あるいはこういったところが使い勝手がいいかといったところで、市場の運営者の間でも競争が行われているところでありまして、特に私ども監視等委員会という立場からしますと、どちらがどうということではなくて、一義的にはそれは事業者が選ぶ中で、それぞれの市場において不適正な取引が行われることがないように見ていくということなんだろうというふうに考えております。

それから、松田委員から御指摘のありました、より長い目で見たとときにしっかり情報が取れるようにというのは、これは引き続きぜひ取り組んでいきたいというふうに思っております。

それから、大橋委員から御指摘のありました海外機関との知見の共有ですとか、そういったものをしっかり取り組むべしということで、実は今回の議論に当たりまして、FERCですとかACERですとか、海外の機関とも意見交換しながら、実際にどういう実務をやっているのかというのを聞きながら議論をしてきたところではありますが、そういった中では、結構、守秘義務といいますか、なかなか外側に、どう監視しているというところは、当然なんですけれども言えないという話が多くございまして、私どもも実はFERCとのMOUというのものもあるんですが、その中でもなかなか外には、実際にこうやっているとということは何が見られているか分かってしまうということと裏表でもありまして、詳細がどこまで対外的に言えるかというのはあるんですけれども、引き続きそういった機会をよく作りながら、必要に応じて委員の皆様にも共有させていただくということではさせていただければというふうに思っております。

それから、安藤委員の御指摘の件は、非常にありがとうございます。おっしゃるとおりかなと思いますので、ぜひそういった、いいサイクルになっていくように取り組んでみたいというふうに思います。いずれにしましても、まずはここに書かせていただいたとおり、当面これで取り組ませていただいた上で、実際にそこで改善すべき点とかが出てきたら、そのときにしっかり取り組んでいきたいと思います。

最後に松本オブザーバーから御指摘のありました点についてですけれども、あくまで現物の電力市場というのが保護すべき対象というふうに思っています、そういう意味で、現物市場に影響を与え得る事業者という意味で、一例として現物での取引量の多いということを最後に書いています。一方で、御指摘のとおり、先物取引量が多いということも一つの大きな要件かなとは思っていますので、この辺りは御指摘のとおりですが、海外の事例なども見つつ、よりよい方法というのは常に模索していきたいというふうに思っております。

います。

以上でございます。

○武田座長      どうもありがとうございます。

本件につきましては特に御異論等はなかったと思いますので、事務局案のとおり進めることといたします。本件課題については、E E XとのMOU等、事務局において対応策の策定等の検討に尽力いただきまして感謝申し上げます。また、更なる施策について皆様から御意見等を頂きましたので、引き続きどうぞよろしくお願いいたします。

それでは、次の議題に移りまして、議題5「ベースロード市場に関する検討について」に関しまして、事務局から説明をお願いいたします。

○東取引制度企画室長      引き続きまして、資料7に基づきまして、ベースロード市場に関する検討について御説明させていただきます。

まず、2ページ目ですが、前回会合におきましてベースロード市場に関して御議論いただきました。背景として、今年度のオークションの中で燃料費の価格変動リスクが大きく積まれていると。そこに裁量の余地が大きいということで、今後の在り方について御議論いただいたところでございます。その後、資源エネルギー庁におきましても、ベースロード市場の制度趣旨も含めて、その商品の在り方など検討が進められているところではございます。本日は、そういった前回頂いた御指摘ですとか、その資源エネルギー庁における議論の状況も踏まえつつ、また引き続きこの論点について御議論いただきたいというふうに思っています。その際、直ちに足元で解決すべき課題と、今後の市場そのものの在り方ですとか、より大局的に見たときに制度がどうあるべきかとか、様々な課題があらうかと思うんですけれども、監視から出てきた問題意識ということを踏まえますと、まず燃料費のこの価格変動リスクについては直ちにに取り組むべき課題というふうに考えてございまして、今回は特にそこにフォーカスする形で御議論いただきたいというふうに考えてございます。

まず、前回の御議論の後、本年度の3回目のオークションが行われましたので、その結果について簡単に御報告させていただきます。

4ページ目、まずその約定量でございます。11月30日に第3回のオークションが行われました。約定量につきましては、1回目・2回目と比べると限定的というふうになっております。

それから、その価格水準ですが、約定価格につきましては全エリアで先物価格に近いよ

うな水準となりました。右側の表にございますが、北海道・東では30円内外、西日本では23.5円ということになってございます。一方で、売り札の平均価格を見ますと、依然として先物価格よりも高い水準で推移していると。逆に、買いの平均はそれに比べると低い水準で推移しているということで、まだなかなか出会わない状況が続いているということでございます。

それから、6ページ目で、各社の供出上限価格に織り込んでいる燃料費の部分、その燃料費の価格変動リスクをどう織り込んでいるかという点ですが、赤枠で囲っているところが第3回の数字でございまして、一番低かった事業者でトン当たり5万円弱、それに対して一番高かった事業者だと13万円強ということで、足元の現物価格と比べますと、一番高い事業者ではプラス122%、それから先物と比べますと一番高い事業者ではプラス179%ということで、依然として2倍以上から3倍近いような数字が織り込まれていると、そういった事業者もあったということでございます。そういう意味で、まだ問題の所在は変わっていないといえますか、前回御提示したような問題はやはり依然としてあるんだろうというふうに考えております。

その上で、そこについてどう対処するかということについて8ページ以降に書いてございます。

まず、前回の御議論をちょっと振り返らせていただきますと、事務局のほうからは3つ案をお示ししたところでした。そうした中で、前回の御議論では、燃料費調整制度のように燃料費を事後清算するようなスキームを支持する御意見が多かったかと思います。また、その際に制度設計を工夫することで、必ずしも市場の細分化をしなくても制度設計が可能ではないかといった御指摘も頂戴しました。一方で、現状のような固定価格の制度というものもメリットがあると。あるいは、そういう清算方式と固定価格をハイブリッドにすることもあるのではないかといった御意見も頂戴しました。それから、他方で、固定だとして、燃料費の変動リスクの見積りは本来事業者が行うべきだといった御指摘も頂戴しました。いずれにしても、内外無差別の確保は必須であるといった御意見も頂戴したかと思います。こうした御意見を踏まえて、リスクプレミアムによる問題というのを解消しつつ、その内外差別性ですとか、発電事業者による適切なリスクの織込みですとか、こういった様々な要請を同時に満たすということを考えると、燃料費調整制度のような、そういった一定の事後清算スキームを導入するというをまずは軸として検討を深めていってはどうかというふうに考えてございます。

次ページ以降、これは前回の参考で、前回の御意見を添付しております。

この11ページ以降は、ではどうやってそのスキームを考えていくかというところでございまして、まずここで書いているのは、ベースロード市場の作りを考えますと、ボラが大きいのは石炭でありまして、石炭価格を清算の対象とするのが自然なんだろうというふうに考えております。加えて、現行の規制料金の燃調のようなものを参考にしますと、一定の基準価格を設定して、その価格を織り込んだ形でオークションは行って、実際に受渡し年度になったところでその基準価額との差が出れば、それを事後的に清算するというのが基本的な考え方だろうと思います。その際に考えないといけないのは、では基準燃料価格をどういうふうに設定するか。その基準になる燃料価格をどう設定するかというところと、その調整する単価の算定方法ですね。価格が実際にずれた場合に、どういうふうにそれを調整していくのかという、この辺を考えていく必要があるんだろうというふうに考えております。

13ページ目ですが、まずそういう意味で、最初の論点としては、その基準価格をどう設定するかということでもあります。現行の燃調と同様に考えると、オークション直前3か月の全日本の通関統計価格とするのが、小売料金との親和性ですとか小売事業者による受容性といった観点からは考えられるのではないかとこのように思いますが、それ以外にも何か設定方法が考えられるかという点が一つ論点かと思っております。

それから、その調整単価のほうでございしますが、調整する際に参照する石炭価格というのも、当然基準価格と平仄を取ることが必要なのだらうと思っております。つまり、基準価格を全日本の通関統計にするのであれば、当然ずれた幅を見るのも同じ指標を見る必要があるのだらうと思っております。

その上で、次の論点として、事業者ごとに電源構成が異なっていて、石炭価格が動いたときの電気料金への、ベースロード市場に出す電気料金の影響が会社ごとに異なるわけですが、それぞれのそういった違いを反映した適切な係数、そういう中で適切な係数を設定して、その上で市場の細分化を避けるにはどんな工夫が考えられるのかというのが次の論点かと思っております。大きく方向性としては2つ考えられるかなと思っております。1つはエリアごとに共通の係数を設定するという考え方と、もう1つは事業者ごとに異なる係数を設計するというのが考えられるというふうに思っております。

次のページ以降、順に案①②と書いていまして、そのまず1つ目として、市場での取引商品を標準化するという観点からは、B Lのオークション、ベースロード市場のオークシ

ョンが開催されるエリアごと——今であれば3エリアですが——ごとに共通の係数を設計するということが考えられるのではないかとということで、例えばとして、各社の平均的な電源構成に基づく係数を設定することが考えられるのではないかと書いています。

一方で、3ポツ目に書いていますが、個々の発電事業者にとってみると、実際の電源構成とは異なる係数に基づいて事後清算が行われることとなるので、市況次第では、買い手も売り手も実際の燃料価格の変動とは異なる価格変動にさらされることとなるということがありまして、これが許容可能な範囲なのかということ。あるいは、仮にそれがなかなか難しいとして、平均との乖離に相当する分のプレミアムを限定的に織り込むといったことも考えられるのかどうかというところでございます。

それから、次のページ、2つ目の案、もう1つの案として、そういった、より燃料価格の変動に即した事後清算を行うという観点からは、事業者ごとに異なる係数を設定するという事も考えられるだろうと。ただし、その場合、市場の細分化、つまり9つとかにバラバラにしないためには、オークションの約定結果を踏まえて、どの売り手の係数がどの買い手に適用されることになるのかを明確化することが必要なだろうというふうに考えておりまして、例えばとして以下考えられるスキームを書いていますが、それぞれ各事業者がそれぞれの係数を設定した上で、オークションの約定結果を踏まえて、その約定した売り手の係数を事後清算に適用するということが考えられるのではないかと。例えば、どこかのエリアで3社売り手がいたとして、どこか1社だけ約定すれば、その事業者の設定した係数を後から適用すると。仮に2社以上の事業者の売り手が同時に約定した場合には、その買い約定量に応じて比例配分して、それぞれの係数を事後清算に適用するというやり方が考えられるのではないかと書いてあります。

この際、買い手にとってはオークション結果が分かるまでどういった係数が適用されるかが分からないという点をどう考えるかということも論点かと思います。例えば、オークション直後に確認した上で買いをキャンセルすることを可能にするということも考えられるかもしれません。一方で、キャンセルを可能にすると非常に高値で買いを、取りあえず買いを高値で入れて、約定した後に考えるといったような行動が出てくる可能性もありますので、こういった辺りをどういうふうに考えるかということでございます。

それから、ここはあくまで大きな考え方として、こういったように事業者ごとに異なる価格変動リスクにさらされる中で、どうやって事後的に清算するかということで、必ずしもこれに限らずとも、ほかにもスキームとしては考えられるのかどうかというところを書

いております。

それから、最後に、もう一つの論点として提示させていただいていますが、論点3としていますが、仮にこういった事後清算スキームを導入する場合に、全てのオークション、オークションは3回と任意の4回目がございますが、これ全てに導入するのか。あるいは、特定の回だけ事後清算としつつ、ほかの回は固定価格を維持するのか。前回御指摘いただいた、いわゆるハイブリッドのような形を採用するのかどうかというところでございます。

17ページ目ですが、まず素直にといいますか、単純に考えますと、全ての回において燃調を導入——燃調といいますか、そういった事後清算のスキームを入れるということは考えられるのではないかと。一方で、現行のスキームにおいても燃料先物を活用して調達費を固定化して、きちんと売れている売り手も存在するような中で、全ての回のオークションを事後清算に変更すると、その固定価格によるヘッジというベースロード市場のよさといいますか、特徴は失われてしまうことになるわけですが、その点をどう考えるかということでございます。

最後のページですが、そういった固定価格によるヘッジという選択肢も確保するという観点からは、固定価格によるオークションも残しながら、特定の回に、3回・4回の中で事後清算スキームを導入するということも選択肢になるのではないかと書いてございます。その際、仮にそういったやり方をすると、どの回にどうするのが適当かということをも2点目で書いています。時期的には7月、現行のルールですと7月・9月・11月と、それから任意の4回目が1月ということでありまして、当然後ろに行くほど実需給までの期間が短くなるので、その分変動リスクが小さくなっていくということがある中で、どこで固定、どこでそういった事後清算というのが適切かと。

それから、最後に、仮にこういったスキームを採用する場合には、固定価格で行う回については現状と同じようにといいますか、価格変動リスクの織り込みの問題が残るということになるわけですが、年間を通じて見た場合にそうではない、つまりコストベースでの売買機会も提供されるということに鑑みて、そちらの算定方法についても何か変更するところまでは必要ないのかどうか。そういうふうに考えられるかどうかということをも最後に書かせていただいております。

すみません、長くなりましたが、事務局からは以上でございます。

○武田座長      どうも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。それでは、松田委員、お願いいたします。

○松田委員     どうもありがとうございます。事務局におかれましては、燃料費の事後清算スキームについて更に詳細な検討を進めていただきましてありがとうございます。主に論点2を中心に意見を申し上げます。

スライド14以降の調整単価に関しての係数の設定ですけれども、現状ではエリアごと、事業者ごとの2つのパターンが考えられるのではないかとということで御整理をいただきました。いずれも一長一短の面があるかもしれませんが、案①エリアごとの設定ですと、程度の問題はあるかもしれませんが、やはり電源構成の違いによって大規模発電事業者の収支に与える影響は異なってくると思います。電源構成について、例えばなるべく石炭火力は廃止するように誘導したいというような政策的な意図が別途あれば別ですけれども、そのような意図がないのであれば、電源ポートフォリオのいかんによって発電事業者側の競争上の優劣が設けられてしまうというのは、少し不合理な面もあるかもしれないと思いました。そうすると案②の事業者ごとの設定が優れているようにも感じるのですけれども、ただ、実際の市場参加者のニーズですとか実務的なメリット・デメリットを丁寧に聞き取った上で、論点3の点も含めまして、市場参加者にとって最大限使いやすい設計にするのが重要であると思いました。売主側の係数に関しては、例えば事前に公表しておくということも考えられるのではないかと思います。この点、案②に関して、買い手のキャンセルに関する御懸念というのは、事務局の御示唆を頂いているとおりに思います。この点については、もし仮にこの点だけがボトルネックであるとするならば、事後キャンセルの可能性があると考える買い手は、その点をどこか中立的な管理機関か何かに、許容できない係数、この係数以上であればもうキャンセルするということであらかじめ登録しておくことなどによって、濫用的なキャンセルを防ぐ手だてはあるのかかもしれないと思いました。いずれにせよ市場参加者にとって最も使い勝手のいい設計にするべきかと思います。

あとは、今回の検討事項から外れてしまうので、ここからは余計な話になってしましますが、これだけ石炭が高いという市況からしますと、そもそも石炭火力はベースロードなのか、本当にベースロードにされているのかという疑問も少し湧いてきます。それと市場の構造が、設置の頃と比べて市場環境が大きく変わっていると思いますので、実態としてベース電源ではなくなっているにもかかわらず、当初の設定を維持することによりかえって市場や取引が錯雑するという面があるのであれば、改めてベースロードの範囲に立ち返ってみるのも一考の余地があるのではないかと思います。

以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。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。固定価格か事後清算かについて、1点コメントがあります。

まず、売り手がリスクを全て負う状況から買い手に完全に移すというのが合理的かということに当初疑問を持ちました。経済学的にはリスク許容度が高いほうがリスクを負う方が合理的と考えたりもするわけで、売り手にも買い手にも、企業規模であつたりリスク許容度に差があるだろうと考えたため、その意味でも、16ページにあるように②固定価格と事後清算の組合せというものは効果的かと当初考えました。

ただし、これをどのような順番で実施するのかというところに難しさがあるかとも思っています。例えば、固定価格を先に実施すると、売り手は初回から全量を出すことが求められていて、買い手は固定価格のときに買おうとする傾向があるでしょう。そうすると、実際には固定価格での取引ばかりになってしまい、事後清算というものがなかなか使われない。反対に、事後清算を先に実施すると買い手はほとんど現れず、結局は固定価格の回に購入されることにより、やはり事後清算はあまり利用されない。こんなことにならないかという懸念を持っています。場合によっては、一つの回の中でハイブリッドとして変動の半分を事後清算するような、リスクをシェアするような形が効果的かもしれないと感じています。これは固定と事後清算の両方を、3回または4回の間にやれば、それを買い手が組み合わせればよいというものとは違います。例えば、固定と事後清算の両方を3回・4回の中で組み合わせて実施するとは言っても、先に固定で買った分に合わせて、必要な分を後の事後清算で必要な量を買えるとは限らないといった面があるからです。

というわけで、まずはこの②がいいとは思いますが、これをどういう順番でやるのかによって、効果、特に事後清算というものが本当に活用できるのかというところに影響があると思いますので、ハイブリッドも併せて御検討いただければと考えています。

以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。それでは、二村委員、お願いいたします。

○二村委員 ありがとうございます。少し先走った中身になるかもしれませんが、今回の御説明を伺って、何らかの形でこの事後清算のスキームのようなものが導入されるとしたら、一種の燃料調整費のような形になるかと思います。その場合、その価格を最終的に消費者というか需要家のところにどう展開するのか、あるいは展開した場合に料金の表示



などをどのようにするのかということについての、ルールのようなものも必要なのではないかと思います。先のことにはなるかもしれませんが、今のうちに申し上げておきたいと思いました。

それともう一つ、ベースロードということで、先ほども御意見がありましたけれども、本来は安定的かつ安価に利用できるという想定だったと思います。もともとのベースロードの考え方からすると、この検討そのものがちょっと無理があるのではないか、と思いました。すみません、これは非常に感想的なことなのですが、申し上げておきたいと思います。

以上です。

○武田座長      どうも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、事務局の冒頭の整理、つまり今やらなければいけないことというのをまず議論するというので、つまり来年度のオークションをこのままの状態で突入してはいけない、だからそれに間に合うようにすぐにやるべきこととを整理したのだと思います。とても重要な点だと思いますので、まずその点に集中するのは合理的な発想だと思います。

次に、前回、案①、案②、案③という格好で出てきていた中で、案①が消えてしまっているように見えるのですが、私はそれに対してとても強い危機感を持っています。次の年度に今のまま突入しないことがとても重要な点。事務局かは案②に沿った、いわば燃調を付けるという案が整理されてきていて、こちらで行く、こちらがメインだというつもりで出していると思う。しかしこれも事業者の抵抗によって実現しない可能性だって十分ある。あるいはエネ庁が受け入れないということだって十分あり得る。にもかかわらず案①を安直に捨ててもいいのか。とても危機感を持っています。私は、ここで提案された燃調が導入できれば、導入して来年度に臨むということになれば、一定の改革がされて来年度に臨むことであれば、案①を引っ込めるのも一定の合理性があるかもしれないと思う。しかしもしそれが実現しなかったとすれば、もう案①で行くしかない。少なくとも監視等委員会は、ガイドラインでは裁量は一定程度認められているのだけれど、今後は先物価格を超えるような価格を織り込んだものは、積極的に売惜しみだと認定するときちんと言わなければいけないと思います。

もう一回言いますが、案②に沿った改革が仮に頓挫したとすれば、案①で担保するという強い意志がないと改革が進まないのではないかと懸念しています。前回も言いましたが、

先物価格の2倍なんていうのを織り込んでしまうことが実際ある。しかも、それを制約する、事業者の自由ではないかと制約するなんていうことをして、もし損失が発生したら国が補填してくれるのかなどというような発言まで飛び出すような事態。全く逆に、では先物の価格と同じような価格になった、あるいはそれよりも下がったということになったら、返してくれるのかというようなことについては一切ほっかむりした上で、あんな発言が出てくるということからすると、この案①と放棄してしまえば、もう何が起こるか分からない。ヨーロッパの石炭価格で言えば、2倍なんていうレベルではなくて、8倍になったケースだってあることを例に出して、あの理屈からすれば、その8倍なんていうのを平気で織り込んでくる事業者だった現れかねないことを考えれば、案①は安直に捨ててはいけないのではないか。案②に沿った改革ができなかったときは、それをやるべきだと思います。

次に、燃調という発想、調整という発想で出てきたものの中で、まずエリア統一という案が出てきています。前回、私が言ったのはその後のものに近いのですが、これはそれよりも優れたものだと思います。もしリスクプレミアムを織り込まないという格好で事業者が納得してくれればですが。エリア全体で統一の係数を定めたとして、そうすると当然各企業の係数、特に石炭比率の高い企業の係数はそれとずれることになり、一定のリスクが残ることになりますが、しかし、少なくとも今の固定価格の制度よりははるかにリスクが小さくなる。このリスクなら許容できるということを、もちろんリスクと言っても結果的には石炭価格が下がって利益が得られる可能性もあるということとセットで、上がってしまったときには利益が減る、あるいは損失が出るということだと思うのですけれども、そうは言っても今よりはかなりリスクが減るので、この案でも売り手が許容できるということであれば歓迎すべきことだと思います。もうこれでこの係数を設定するが、それでは買い手のほうがウェルカムではないということでこれが頓挫するのであれば、もうしようがないと思います。ただ、前回の松本オブザーバーの発言からして、発電事業者がこれを受け入れてくれるはずがないと思っている。とても難しいと思います。

それから、リスクは一定残るからリスクプレミアムは一定載せるというのは問題外。こんなことをしたら元の本阿弥。問題の本質は全く解決していないことになるので、もしそんなものを導入してエリア統一の係数を定めるという案だとすれば、はっきりと反対です。

次に、企業ごとに燃調の係数を設定するのは、統一のものができないとすればやむを得ないというか、あり得る案だと思います。この状況下でキャンセルを認めると、むやみに高い価格で応札しておいて後からキャンセルが頻発するという懸念に関しては、まず当然

係数はそれぞれ発表する。事前に発表し、こういう商品もあり、こういう商品もあり、こういう商品もあるという格好になると思います。その上で、先ほど御指摘を頂いた考え方はもっともだと思うのですけれども、この係数なら要らないということを事前に言うのもらうというのは一つの対応策だと思います。さらに、この市場では各事業者が買える量には制約があったはずで、制約があるとすると、これは応札したけれどキャンセルしたというのは、その数に入ると整理すれば、むやみにキャンセルすると自分の枠を使ってしまうことになるので、本当にこんな乱用が起こるのかについてはかなりの疑問を持っています。これは本当に心配して、これが理由でこれを諦めなければいけないとの主張がもしあるなら、かなり疑問の残る怪しい議論だと思います。

次に、全ての回で燃調を入れなければいけないのかという点に関して、前回私自身が、まず固定価格でオークションし、売れ残ったものは燃調付きに自動的に回るという仕組みに言及しました。強制のものでも年3回ある中で、それを全てでやったとすると合計で6回やることになる私の前回の提案より、今回の提案のほうがはるかに優れている。せっかく3回ある仕組みが既にあるのだから、むやみに複雑にしないで、その中で役割分担をしたらどうかという提案はより優れた提案だと思いますので、これも支持します。仮に第1回、あるいは第1回・第2回は固定で第3回は燃調付きということになったとして、安藤委員が御懸念のような固定ばかりで約定するということになったとしても、私は問題ないと思います。問題ないというのは、これ、そもそもの問題は、リスクを織り込み過ぎて価格が高くなり過ぎて、まともな価格で約定できないことが問題だったので、事務局が書いているとおり第3回のものがいわばアンカーになって、それで第1回目・第2回目で無茶な価格を付けてこない結果、それが約定するのであれば、つまり第3回目で燃調付きのものが供給される量が限定されるということはあったとしても、それが必ずしも望ましくないと考える必要はないと思います。燃調付きの商品を増やすのが目的なのではなく、今のままでは非常に低調な約定になってしまうことを問題にしていることを、私たちはもう一回考えなければいけないと思います。

その上で、ここの事務局の整理では、第3回目のところで燃調付きのものがあれば、前の回でも無茶な価格は付けないだろうとの整理。そうだとすると、ある種の規律というのは厳しく制約する必要はないかもしれないという整理が書かれているわけで、実際に私も前はそう言ったのですが、私は少なくとも、前回の松本オブザーバーの発言を聞いたら、もうとても心配になりました。本当にこれで機能するのだろうか。第1回目、第2回目で、

本当に無茶なことをしかねないという懸念があると思うので、規律不要だという整理で本当にいいのかについては、もう一度考える余地があると思いました。

以上です。

○武田座長 どうも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。前回に引き続いての御議論だと思って、ちょっと前回発言はしなかったんですけども、まず問題意識として、この燃料費の見積りというのは随分差があるということについて、これが合理的に説明できるのかどうかというところが問題の出発点だというふうに理解をしました。ただ、B L市場の約定価格とT O C O Mの先物価格を比較して云々ということが、約定価格に近い水準だったという、これは事実として記載されているんだと思いますけれども、この解釈を一体どう考えるのかというのはちょっと僕はまだよく分かっていなくて、T O C O Mを先物価格の指標性としてどこまで使えるのかということも含めて、ちょっとあまりここは重視すべき点ではないのかなというふうな感じがします。

他方で、これだけの単価の見積りの差があるものに対して、B L市場の燃料変動リスクをどう見積もるのかということについて、この規制市場の在り方としてどういうふうな価格を付けるのかという議論はすべきなんだということについては十分理解をしたつもりです。基本的に、あまり複雑にすることのメリットというのがどこまであるのかということの比較考慮の中で判断されるべきというのが多分大きな方針としてあるべきだと思います。

ちょっと僕はまだ論点3が十分ちょっと理解できていないところではあるんですけども、こうしたことが、例えば案②というのが何らかの形でさやが抜けるようなチャンスで、E E Xを含めて先物市場を使う中で何か抜けることがあるのかどうかというのは、ちょっとこの文章の記載だけでは私は十分よく分からないところがあるので、ちょっとこの辺りはしっかり、具体的な事例も含めて議論させていただくのが重要だなというふうに思っています。

以上です。ありがとうございます。

○武田座長 どうもありがとうございます。それでは、お待たせいたしました、まず竹廣オブザーバー、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、この短期間で解決を期待しておりました燃料費の価格変動リスクの点をこのように取り上げていただきまして、具体策を御提示いただいたことに感謝を申し上げたいと思

います。ありがとうございます。現在のベースロード市場における燃料価格の想定の実態ですとか結果を見ましたら、このままでは持続的な小売事業に資する量のベース電源の約定が期待できる状況にはございませんので、まずもって見直しは必須だというふうに考えておりまして、この局面においては燃料調整制度の導入というのが有効な方法だと考えています。その上で、論点2におけるエリアごとに共通の調整単価を設定する案①というのは、売り手にとっては恐らくリスクを消し去ることができずに、結果として現在と同じように過剰なプレミアムが載せられてしまう懸念も残りますので、事業者ごとに異なる係数を設定するというこの案②のほうが適当ではないかというふうに考えます。

また、案②の場合における、買い手がオークション後まで燃調係数が分からない点ということにつきましては、14ページに記載いただいたとおり、一定期間内でのキャンセルを許容いただくことで運用ができるかなというふうに、新電力としては、当社としては考えております。ただ、この際に事後清算される係数によっては、あるエリアでの小売価格でしか使えない価格になってしまう可能性もございますので、電源としての仕上がり価格が事後的に分かるという実態を考慮して、約定量を減じることができる裁量も加えていただければというふうに思いました。

なお、15ページの3ポツ目の、非常に高値で買いを入れる事業者行動につきましては、これは前回の議論にもありましたけれども、我々新電力から見ますと、相対交渉の価格にも今ベースロード市場の約定価格というのは非常に影響しているような状況ですので、こういう観点からも、まさに今日の、先ほどの議題の市場間相場操縦の疑義も含めて監視をいただければというふうに思います。

次に、論点3の固定価格を残すかどうかの点でございますけども、現状においては、ベースロード市場に対しては、固定価格でのヘッジニーズというよりも、小売に活用できる合理的な価格で、ベース電源といったようなものをより確度高く獲得したいというニーズのほうが強いというふうに、これは弊社以外も含めて思っているところが多いのではないかなというふうに思っています。応札準備ですとか、制度の複雑さの回避であったり、仮に一回一回のベースロード市場の機会でも2つのメニューを設けることで燃調つき商品の供出量が少なくなることによるデメリットなどがあるとするならば、燃調つき商品へ一本化していただく方向でよいのではないかというふうに考えました。

なお、固定価格によるヘッジニーズという意味では、むしろ夏とか冬の高需要期を中心とした、比較的短期間でのニーズのほうが高いものですから、その意味では全てをベース

ロード電源でフォローするというよりも、先渡しあるいは先物市場の充実、あるいは活性化という方向に試行していく方法もあるかというふうに思います。

その上で、もしハイブリッドも含めて固定価格の方法を少しでも残すということになるのであれば、これは先ほど松村先生が述べられたとおり、前回議論の案①はもはや必須だと考えていますので、その点も付け加えさせていただきたいと思います。

以上でございます。

○武田座長      どうもありがとうございました。それでは、松本オブザーバー、お願いします。

○松本オブザーバー      九州電力の松本でございます。燃料費の事後清算スキームの導入範囲に関して、発電事業者B Gの立場で発言いたします。

まず、前回案②の燃調制を入れる案については、別に反対したわけではなく、理論的にはあり得るとしながらも、実務的には各社の電源構成の違いなどから課題があるということを上申したところです。今回、具体的な案を提示いただいたことには感謝を申し上げます。その上で、発言が3つあります。

1点目は、基準石炭価格の期ずれリスクについてでございます。スライド13を御覧ください。ここでは燃料費の事後清算スキームについて、基準石炭価格はオークション直前の3か月の貿易統計価格とすること、また、受渡し年度において参照する石炭価格については基準石炭価格と平仄を取る必要との記載があります。調整単価の算定に当たっては、現行の燃料費調整制度と同様に3か月前の貿易統計、つまり、実際にはこの統計の遅れもありますので、N－1からN－5の前の指標となりますが、その場合、例えばですが、年度末にかけて石炭価格が上昇することが継続する局面におきましては、売り手側に費用回収漏れが生じ、逆に、価格下落が継続するという局面では買い手側に燃料費の調整が受けられない。こういった、売り手・買い手の双方に期ずれリスクが生じることになります。買い手・売り手双方にとっての期ずれリスクを回避するために、例えば受渡し月の貿易統計の単月値を参照して1か月単位で事後清算を速やかに行うなど、適切に燃料費清算を行うことができるスキームの検討をお願いしたいと思います。

2点目は、調整単価の算定方法についてでございます。スライド14においては、案①としてエリアごとに共通の係数を設定する方法を御提案いただいております。黒丸の3つ目に記載のとおり、個々の発電事業者にとっては実際の電源構成と異なる係数に基づいて清算が行われることとなり、回収不能となり、費用が発生することから、本案のみでは許容

できない発電事業者が少なからずあるのではないかと考えます。また、その対策として、スライド14では、平均との乖離に相当するだけのプレミアムを織り込む方法を御提案いただいております。この資料だけでは正確に私のほうが理解できているかどうかは分かりませんが、このプレミアムの織込みは現行の固定価格スキームに織り込む燃料変動リスクプレミアムと性質上の違いがあまりないこと、また、事業者ごとにプレミアムを設定するのであれば、スライド15の事業者ごとに異なる係数を設定することと実質的には同じであるとも考えられることから、案②の事業者ごとに異なる係数を設定するほうが望ましいのではないかと考えます。

3点目、買い側のキャンセル期限についてです。スライド15の黒丸の3つ目に記載のキャンセル権がありますが、これについては、買い手側のキャンセルのタイミング次第では売り手側の燃料確保に対するリスクが高まる可能性があること、それから、各社が並行して実施します相対卸売の供給可能量にも大きな影響を及ぼすということが考えられます。このため、キャンセルの可否というのは、例えばですけれどもベースロード市場で約定後1週間程度にするなど、限定的な期間とする必要があるのではないかと考えます。併せて、キャンセルありきでの買い入札を助長しないような制度設計の御検討をお願いしたいと思います。

我々としても燃料費のこの高騰というか、上昇リスク、変動リスクというのは、発電事業にとってあまりにも影響が大きいので、こういった燃調を入れる案についてはしっかり検討してまいりたいと思いますし、実際にそれがワークするように考えてまいりたいと思っています。

発言は以上です。

○武田座長      どうもありがとうございました。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      中野です。前回の議論を踏まえて、早速詳細かつ具体的な検討をしていただけて非常に感謝しております。

まず、今、議論になっている論点2の案①②の話ですけど、市場の参加者としては、案①の方が、ある程度事前に清算単価を推定できるということから、望ましいと思いますが、やはりプレミアムの載せ方次第というところもありますので、仮にプレミアムを載せるのであれば、これはしっかりとルール化していただかないと結局同じことになると思います。案②についても必ずしも反対するわけではございませんけれども、皆さん御指摘のとおり、

キャンセルについての一定のルールというのは、工夫していく必要があるかと思っております。論点3の全てのオークションを燃調付きにするか、そうでないかという話については、基本的には燃調があった方がいいとは思っています。一方で、価格固定については、例えば前回の案①で燃料先物価格を参照した固定というものであれば、燃調ありの価格と固定価格を組み合わせるというのも可能性としてはあってもいいと思っています。

それで、そもそも論になってしまいますが、先ほど二村先生もおっしゃいましたけれども、このベースロードの議論とでは少し変質しているような印象を受けています。やはり原理原則としては、内外無差別が担保されているかどうかだと思っています。これは前回の会合でも複数の先生方がおっしゃっていたところだと思います。この燃調のありなしによって大きく価格が変わってきているわけですが、仮に燃料の変動リスクの影響を排除したとしても、果たして今回のベースロード市場における電源の売り入札は社内取引単価と整合がとれた価格となっているのかについて、きっちり見ていただきたいと思っています。ベースロード市場は我々もずっと活用していますけれども、競争上も非常に重要な市場ですから、ぜひ事務局におかれては、技術的なところとともに、原理原則、内外無差別が担保されているかどうかということについて、ぜひ実態把握に努めていただきたいと思っています。

以上です。

○武田座長      どうもありがとうございました。それでは、國松オブザーバー、お願いいたします。

○國松オブザーバー      日本卸電力取引所の國松でございます。

前回のときも発言させていただきまして、また今回もになりますが、B Lの在り方を考えていくのがまず先、それでもできることはあるのではないかと考えているんですけれども、それでも来年度のオークションに間に合うようにできることを先にしておくということに関しましては私も賛同しているところでございます。

その中で、松田委員からありました石炭をベースロードから外すというのは、私はものすごく理にかなっているものだと思います。そもそもB L市場がなぜでき上がったのかのところで言えば、原子力の一般負担金の託送料金算入という中で、それとともに議論されてきた経緯があるとすれば、「B L」という名前が、「ベースロード」という名前はつきましたけれども、ここで対象としていたのは原子力発電だったと私は記憶してございます。ただ、原子力はそのとき動いていない状態でしたので、それを出せと言っても出せる



ものがないという状況下でした。その中で何を入れていけばいいのかというところで、石炭と水力というのが入って、「ベースロード電源」と言われているもので少し増やしたということですけれども、その当時の石炭の値段というのは安価で変わらずという状況下でありましたので「ベースロード」と名乗れることができたかもしれませんが、現在に関しては大きく値段が動きますし、そうなったときに石炭を無理やり入れておく必要があるのかなと、石炭火力を入れておく必要があるのかなとも思います。では、例えば石炭火力の量を外したときに、その抛出下限量、抛出量で現在の約定量を下回るぐらいの量になってしまうか否かというところについては、十分それでもワークするのではないかなというようには考えるところでございます。また、ベースロード電源、ベースロード市場で売った場合にベースロードの発電をしてはいけないかという、そういう決まりは全くなく、第3回の結果を今回出していただいておりますけれども、第3回の結果においても抛出義務者でない売りというものは一定程度あるわけだと思います。抛出義務者でないものが、もちろん売ってもいい。抛出義務者でないということは、大規模にベースロード電源を持たない者が売ってもいい市場ですから、単純にこれは電源の市場、電気の市場だと考えれば、その辺りというのはどう考えていくのかなという、もう少し自由にさせてもいいのかなというところは言えるというところで、今後、間近なところでやっていくという何案か出していただいておりますけれども、いずれの案もやはりものすごく複雑性が増すことになりますし、その複雑性が増すということは売り手・買い手にとってもやはり難しさが増すということであれば、私もやはり原理原則のところでは、前回の案①の部分の徹底化だとは思っております。実際に決めていた割合と実際に発電する際のものが違うというのは、石炭の割合が3割で計算していても、その受渡しの際に原子力で100%全部賄えましたということが起こり得るわけですから、そうなってくると、決まりごととしての燃料費単価の見積りルールというものを徹底化するということについては、まだ短期間でやっていけるのではないかなと思ってございます。

しかし、難しいというところで、燃料費調整制度の導入に関しましては、これを恐らくやるとなると本取引所において計算をしていかなければならないかと思いますが、非常に複雑な計算、またはキャンセルを受け付けるのであれば、その手続等に関しては複雑な業務手続というものが想定されます。また、またキャンセルが認められない形の係数設定においても、買い手にとってはそんなに高い値段になるんだったら買わなかったのにということについてどう応えていくのか。約束だからという形で求めて、果たしてこの市場とい

うものが当初の設計どおりで——当初の設計というか、目的どおりのことを果たせるのかどうかは疑問のところがございます。どういう形でやっていくのかというのはいろいろな案があるかと思いますが、私は反対申し上げましたが、B Lの市場間値差について市場間約定代金差額からの補填というのが言われました。市場間約定代金差額を使った燃料費の調整ということも検討できるのではないかと。買い手の価格は一定に置いて、売り手の燃料費のブレに関しまして市場間値差を使った調整を掛けるということもあり得るのではないかと。その際には、事業者ごとの燃料費調整の式というものはしっかりと精査しなければいけないということだと思います。そこの精査をどうしていくのか、自由に人に対して燃料費の調整をする必要はありませんから、そうなりますと、この13ページの論点①と論点②については、これは私、同じことだと思っていて、事業者ごとに異なる係数の設定が適して、その事業者がどういう基準価格を設定するかというのは、事業者が設定をして、それをしっかりと説明をしかるべき機関が受け、それを認定するという手続が必要になるんだと思います。論点①と②に関しましては事業者が自発的に説明をし、それが恐らく監視等委員会において確認を得て、その式の立ち方というものをを見ていくことになるのかと思います。

論点③に関しては、私はこれ、全て同じルールでやるべきではないのかなと思います。4回目は自由なので、この自由なところというのをこれまでどおり残して、1・2・3回目に関しましては入れるのであれば、先ほどの論点①②をクリアした形のもので3回をやるという形が適当かと思います。何にしましても、石炭火力というものをベースロードの計算の中に入れるか入れないかでこの問題点は大きく解決に向かうかもしれませんので、その検討はすべきなのではないかなと考えます。

以上です。

○武田座長      どうもありがとうございます。それでは、電源開発の加藤(英)オブザーバー、お願いいたします。

○加藤(英)オブザーバー      石炭火力発電所を多数保有する発電事業者としてコメントさせていただきます。

新たに相対契約の協議を行う場合、売り手と買い手の間でどのようにリスクをシェアするかが極めて重要であり、燃調の設定に当たっても、リスクの織込み方、水準等に応じて基準価格や調整係数を設定する、言わばオーダーメイドのような契約になるのが自然と考える。

ベースロード市場に今回燃調を基本条件として導入する場合も、売り手が制度的に供出することも踏まえると、各売り手が固有の燃調条件を設定できることが適切ではないか。エリア細分化も避けるべきであると考え、案②の方向で考えることが望ましいのではないか。なお、案②の場合、九州電力の松本オブザーバー御指摘のとおり、ベースロード市場では原価にかなり近い水準で入札されることにも鑑み、ひもづけされた買い手が売り手を特定できないよう匿名性の担保には配慮いただきたい。

論点③について、全てのオークションで燃調を付けることについては、そもそものベースロード市場商品の特色を鑑みると、かなりボラティリティが上がっている中で固定価格の意義を放棄することにもなるのではないか。先物の活用・拡大や、その他の市場商品も含めて、商品の多様性をどう考えるのか、改めて慎重な議論が必要ではないか。

○武田座長      どうもありがとうございました。全て御指名させていただきましたでしょうか。よろしいでしょうか。どうもありがとうございます。

多数、御質問、コメントを頂きました。事務局からよろしく願いいたします。

○東取引制度企画室長      ありがとうございます。非常に多岐にわたる御意見、コメントを頂戴しましてありがとうございます。改めて問題の設定の仕方、そもそもみたいな話も御指摘がありましたし、ある種、今、今回の出発点になっているような現状を所与として早急に改善できるのはどこなのかというところから、かなり外延のことも含めて、いろいろな御意見を頂戴したと思っております。改めて事務局の私どもの問題意識としてはやはり、特に監視等委員会の立場として監視を行っていく中で、市場がワークしない懸念があると。非常に高い価格が織り込まれることによって制度の元来の趣旨が果たされないのではないかというのが問題の出発点であります。そういう意味で、大橋先生から、ちょっとTOCOMの価格というのはどういう意味がということが御指摘ありましたけれども、そこもさることながら、どちらかといいますとやっぱりその次のページといいますか、6ページ目ですね。この燃料先物のほうに比してもものすごい価格で織り込んでいる、あるいは現物と比しても非常に高いという中で、なかなか現実的に約定し得ないような価格ばかりになってくると、もはや趣旨がとか対象がとか言う以前の問題として、全く市場として機能しなくなるのではないかということでもあります。そういう意味で、来年度のオークションに間に合うようにやることが重要だという御指摘も頂戴しましたが、そういったスピード感を持って、まず手当できるところをしっかりと組みたいというのが事務局の思いでございます。そうした中で、仮にどこにも行かないのであれば、案①みたいなところに戻

ることというか、そういった選択肢も残しておくべきだという御指摘を頂戴したのは、そこも受け止めて今後の検討を行っていきたいと思います。

それから、ちょっと個別のところになりますが、松田委員あるいはそのほか皆様から、ユーザーにとって使い勝手のいい制度にすべきだといったコメントですとか、あと、大橋先生からも、あまり複雑にすることのよしあしみたいなのを考える必要があるといった御意見を頂戴しまして、この辺は確かに、精緻にリスクヘッジを考えていくということと制度が複雑化していくことというのはトレードオフかなと思っていますので、この辺りを今後より詳細に考えていくに当たって、どこが現実的に許容され得るバランスなのかというのを考えていくのが大事なかなというふうに考えております。

それから、二村委員から質問といいますか、消費者・需要家に対して最終的にどういうふうに展開されていくのか、あるいはそこに関してのルールというのでも考えていく必要があるのではないかということで、ありがとうございます。最終需要家にどういった影響があるかという視点も常に大事だと思っています。実際にどういった制度になるかによっても当然変わってくると思いますし、どういった小売がここで調達して、どういった形で需要家にそれを転嫁するかわからないかというの、一義的には小売事業者の判断になってくるんだとは思いますが、そこに関しても小売がきちんとそういう説明を需要家に行っていくということが重要なんだろうというふうに思っております。どういった考え方でプライシングをしていて、どういったフォーミュラに基づいて価格が変動するのかということの説明がきちんと行われるというのがまず基本なんだろうというふうに思っております。

それから、各オプションにつきましてはいろいろな御意見を頂戴しまして、頂いた御指摘をよく咀嚼した上でそれぞれ考えていきたいというふうに思います。

事務局からは以上でございます。

○武田座長      どうもありがとうございました。活発に御議論いただき、ありがとうございました。事務局は本日の御議論を踏まえて更に検討を深めていただきますよう、お願いいたします。

それでは、最後の議題となります。議題6「自主的取組・競争状態のモニタリング報告（令和4年7月～9月期）」に関しまして、事務局から説明をお願いします。

○東取引制度企画室長      引き続きまして、資料8に基づきまして、定例の定期的なモニタリング報告をさせていただきます。大部ですので、なるべくかいつまんでと思います。

まず、2ページ目。7～9月の卸市場ないし小売市場の概要ということで、市場の指標

の概要をお示ししております。スポット市場、取引所取引ということで言いますと、ほぼ4割ということですが、前年同期比に比べますとスポットの売り買いともにやや減っていると。0.9倍ということになってございます。一方で、時間前市場の約定量というのは、全体のボリュームはまだ小さいんですけども、1.4倍ぐらいで大分増えていると。それから、グループ外への供給量、相対のところは若干減っている。それから、電力販売量総量はあまり変わらないですが、新電力の販売量がやや減っている。0.9倍というのが全体の絵となっております、昨年度同月に比べると新電力のシェアも若干下がっているというのが全体像となっております。

それで、5ページ目ですが、まずスポットでの売り入札量でございます。従前、「旧一電」と「その他」というふうにお示ししていたんですが、一送による売り札の量というのもちよっと今回から分けてお示ししていきまして、一番下のところが一送による売り札ということでありまして、それで分けて見ますと、旧一電の売り札が減っている。前年同期に比べて0.8倍、新電力等が1.1倍、TSOが1.2倍と、こんな形になっております。

それから、6ページ目。今度は買いの入札量のほうですが、こちらは送配電事業者というのは考えていませんので旧一と新電力ということですが、それぞれ0.9倍となっているということでございます。

それから、今度はスポット市場の売り約定量。先ほどの入札量ですが、約定量ベースで見ますと、前年同期比でやっぱり旧一が減って、新電力が増えて、TSOも増えてという形になっていきまして、こういうふうに一送分を除いてみますと、もうほぼほぼ売り約定量は旧一と新電力が、この1年半ぐらいですかね、ほぼ似たような量で推移しているということでもあります。

それから、今度は買い約定量のほうでございますが、こちら旧一は前年同期比で1.0倍に対して新電力が0.8倍ということでありまして、買いの量で言うと旧一電のほうが多いということでありまして、引き続き旧一般電気事業者が買い越すというような市況が続いているという状況でございます。

それから、12ページ目です。インバランス料金とエリアプライスの推移。インバランス料金とスポット価格の関係というのはどうなっているか。インバランス料金制度が今年度から変わったことを踏まえて、少しこういったデータも定点観測していきたいと思っております、こちらでまず平均だけで見ますと、7月で見るといづれもインバランス料金のほうがエリアプライスの平均値より高かったということで、月によって少しばらつきが出て

いますけれども、総じて言うとかいう関係になっているということでございます。

13ページ目以降、ちょっと各エリアごとにお示ししていますが、ちょっとここは割愛させていただきます。

それから、23ページ目ですが、市場分断の状況についてということで、7月～9月は特に中国九州の連系線の分断率が非常に高かったというのが見て取れます。こちらにあります、期間平均で8割以上ということになってございます。

それから、24ページ目、今度は時間前市場のほうでありまして、冒頭でも申し上げましたが、1.4倍ということで増加傾向になっております。時間前市場の売り約定量を見ますと、新電力の売り約定量が前年同期に比べて1.9倍と大きく伸びているということであります。逆に、時間前市場での買い手というので見ますと旧一電が1.9倍ということで、旧一電が買う量を増やしてしまっていて、こちらでも買い越すような形となってございます。

それから、29ページ、先渡し量は引き続き非常に微量なんですけれども、先物取引がかなり活発になっているというのをお示ししています。すみません、これは本来現物と先物を分けて記載すべきところを同じように積み上げてしまっていますので、すみません、今後修正いたしますが、お示ししたかったのは、先渡しはかなり限定的ですが、先物が相当増えてきているということでございます。

それから、30ページ目以降、31ページ目、この余剰電力、全量入札をきちんとやっているかという話で、いつもこれはサンプル的にお示ししているんですけれども、この期に関しては余剰全量のチェックをしている中で、かなり余剰全量入札が未達だった事案というのが見られました。いずれも事務的なミスですとか誤入札の類いだったというふうには考えておりますが、監視等委員会の親委員会のほうでそれぞれの事案につきまして御審議いただきまして、各事業者に対して文書指導等、業務改善指導というのを行ったところではございます。何か不正な取引がということではなかったんですが、一部こういったことが起きているということでございます。

それから、ちょっと進みまして44ページ目です。冒頭でお示した相対取引の状況ということでお示ししております。この線をプロットしているところがグループ外への相対卸供給ということで、大きなトレンドで見ると伸びてきていると。足元では横ばい、前年同期に比べると若干減っているといったような絵になっております。

それから、46ページ目です。少し中長期の推移ということでお示ししていますが、こちらはJEPXにおける調達割合ということで、長い目で見ますと大体今4割内外を行った

り来たりしているんですが、今回ちょっと試みとして、その中で間接オークションですとかグロス・ビディングの割合というのがどれぐらい入っているのかということで、足元、間接オークションの——ちょっとこれは捕捉に限界があるので、一定の条件つきではあるんですけども、各社のアカウントから推定して、間接オークションを行っているアカウントあるいはグロス・ビディングの高値買いと思われる約定量というものの割合を出していきまして、それを合わせると14%ぐらいがそういった取引になっているということでございます。

それから、48ページですが、これは中長期の分断の推移となっておりまして、中長期で見てもやはり中国九州の分断率というのが上がってきているというのが全体の大きな傾向かなというふうに思います。

それから、最後、小売になります。小売ですが、52ページです。小売の新電力のシェアということですが、2022年9月の時点では、総需要に占めるシェアが19.5%、高圧・特高が15%強なのに対して低圧については26.8%ということで、ちょっと見にくいですが、この真ん中のえんじ色といいますか、渋い赤色が全体の割合に対して、このオレンジのバーが低圧ということで、低圧は引き続き大きなトレンドとしてはかなり伸びている一方で、高圧・特高が減っている関係で、全体としては横ばいといいますか、伸び悩んだような姿になっているということでございます。

53ページはそれをエリア別に追い掛けているものでありまして、やはり引き続き東京・関西といったエリアを中心に新電力のシェアが高いという中で、全体の傾向としては似たような形。低圧は伸びているという中で、全体は少し伸びが鈍化しているというような形になっているかなと思います。

それから、55ページ目です。こちらは旧一電といいますか、みなし小売あるいはその関連会社のエリア外での供給の割合をお示ししているものでして、全体の平均ですと約5.4%ということになっておりまして、こちらもやはり東京エリアといった辺りの数字が大きくなっているということでございます。

駆け足になりましたが、私からは以上でございます。

○武田座長     どうもありがとうございました。こちらは報告事項でございますので、質問につきましては後刻、個別に事務局にお問合わせいただきたいと思いますけれども、特にここで御発言の御希望がありましたらお知らせいただければと思いますが、よろしいでしょうか。どうもありがとうございました。

それでは、本日予定しておりました議事は以上となりますので、議事進行を事務局にお返ししたいと思います。

○田中総務課長　　本日の議事録については、案ができ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80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——