

第 6 8 回制度設計専門会合

日時：令和3年12月21日 12：00～15：00

※オンラインにて開催

出席者：武田座長、岩船委員、圓尾委員、大橋委員、末岡委員、松田委員、松村委員、村上委員

(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 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68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・随行者は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、山内委員及び山口委員は所用のため御欠席となっております。

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 本日の議題は、議事次第に記載した6つでございます。

まず、議題(1)「2022年度からの新たなインバランス料金の検証等について」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 ネットワーク事業監視課長の田中でございます。よろしくお願いいたします。

それでは、資料3－1を御覧いただけますでしょうか。

こちら1ページ、「2022年度からの新たなインバランス料金制度の検証等について」ということになってございます。

2ページを御覧いただけますでしょうか。前回開合では、燃料不足が懸念される場合等におけるインバランス料金の設計について議論を行い、kWh需給ひっ迫時補正インバランス料金を導入することを整理したところでございます。今回は、2020年度冬季の需給ひっ

迫を新インバランス料金制度に当てはめた場合にどのような値になるかの検証を行ったので、その結果について報告するとともに、2020年4月に中間取りまとめを行って以降、前回までに整理された事項について、中間取りまとめに追加で反映すべく、その内容について御確認いただきたいというものでございます。

続きまして、3ページ、4ページを御覧いただきますと、こちら、補正インバランス料金が電気の価値を反映した動きになっているかということで、昨冬のスポット市場価格の高騰時には、電源Ⅰ'に加えて、自家発の稼働要請、電源Ⅱ火力の先使いなどが行われていたということで、これらは通常の調整力よりはコストが高いと考えられることから、これらが稼働していた時間帯にインバランス料金が上昇することは合理的なものと言える。他方で、一部の期間においては、電源Ⅰ'の稼働が少ないにもかかわらずインバランス料金が高騰していた時間帯もあり、これらは調整力コストやひっ迫状況とは異なる動きをしていたとも考えられる。したがって、需給ひっ迫時の補正インバランス料金を昨冬のひっ迫期間に当てはめ、どのような値になるか分析し、補正インバランス料金が電気の価値を反映した動きとなっているかどうかを検証するというところでございます。

5ページ、こちらに関しては参考として、需給ひっ迫時のインバランス料金の概要を載せております。

6ページでございますけれども、2020年12月1日から2021年1月31日までの各エリアの供給力と需要のデータを基に、広域的な「補正料金算定インデックス」を算出し、各コマの補正インバランス料金を試算いたしました。6ページの下、それぞれ、中部エリア、北陸、関西、四国エリア、九州エリアにおけるインデックスと補正インバランス料金ということになってございます。

7ページを御覧いただけますでしょうか。昨冬の需給対策の実施状況とインバランス料金・スポット価格の動きは、以下のとおりでございまして、補正インバランス料金の試算結果と比較すると、ひっ迫融通と電源Ⅰ'の複数エリア発動が重なった期間では、補正料金算定インデックスは10%未満に低下し、補正インバランス料金が上昇しているというところでございます。

続きまして、8ページでございますが、ひっ迫融通や電源Ⅰ'が発動していても、1エリアのみの場合は、広域エリアの供給力と需要を基に算出する補正料金算定インデックスは10%未満になるほどには低下せず、補正インバランス料金は発動しなかったというところでございます。

9 ページでございますけれども、今回の分析では、北海道、東北、東京では、補正料金算定インデックスが10%未満となるコマは発生しなかったということで、これは補正料金算定インデックス、kWのポテンシャルを評価する算定方法としておりまして、特に調整電源の水力については、設備の最大出力及び貯水量を踏まえた単純な式で供給力を決定しているため、従来の予備率計算で用いる調整電源の水力の供給力よりも高い数値が出るということで、このため、電源 I の調整電源が全て揚水発電である東京エリアにおいては、1 月上旬に燃料制約等による需給ひっ迫が発生していたにもかかわらず、主に東京、東北エリアで形成される広域ブロックで補正料金算定インデックスは、10%未満になるほどには低下しなかったということでございます。

10 ページでございますけれども、分析・まとめということで、広域エリアにおける需給データを基に算定する補正料金算定インデックスは、昨冬のように広域的に需給がひっ迫した際には、その数値は低下し、補正インバランス料金は上昇することが確認をされたということで、他方で、東京エリアのように調整電源に占める水力の割合が多く、かつ揚水の上池水量の維持、確保の対策を行っていたエリアでは、kWのポテンシャルを評価する補正料金算定インデックスの設定上、インデックスは10%未満になるほどには低下しないことが確認されたということで、このようなインバランス料金が十分に上昇しないケースでは、系統利用者に需給一致の行動を促すための適切な価格シグナルが出ないこととなるわけですが、このとき、調整力kWh価格に燃料不足懸念等による機会費用を加味することで通常インバランス料金の上昇に対応できればよいのですが、前回会合で議論したように、現状はスポット市場価格や調整力kWh価格に機会費用を全て反映できるようにはなっていないということで、このため、前回会合で整理したkWh補正インバランス料金が発動することで、インバランス料金は需給の状況に応じて上昇することとなるということで、以上を踏まえ、2022年度以降の新たなインバランス料金制度については、現在の整理のままとすることでよいかというものでございます。

11 ページは、前回開合の参考資料ということになってございます。

12 ページ、2020 年 4 月以降の整理事項に対する中間取りまとめへの反映についてということで、13 ページでございますが、新インバランス料金につきましては2020 年 4 月に中間取りまとめを行ったわけですが、その後、前回会合までに以下の事項について整理を行ったところ、これらの事項については資料 3－2 のとおり中間取りまとめに追加で反映することとしてはどうかということで、13 ページにありますように、沖縄エリアのインバラン

スであったり、卸電力市場補正（P補正）の廃止であったり、電源Ⅰ'の長時間発動であったり、kWh需給ひっ迫時補正インバランス料金といった内容があるところがございます。

14ページでございますけれども、こちら、kWh需給ひっ迫時補正インバランス料金について、前回会合において委員等から、kWh余力率の精度がまだ分かっていないので、知見が積み重なれば、発動基準3%についても柔軟に考えるべき等の御意見をいただいたということで、委員等からの御意見を踏まえ、中間取りまとめには以下の内容を記載することとしてはどうかということで、14ページ下のような形で記載することとしてはどうかというものでございます。

15ページ、今後のスケジュールということですが、2022年4月、制度開始に向けたスケジュールは以下のとおりということで、新インバランス料金制度の円滑な開始に向けて、この小売事業者等を対象に1月下旬と2月上旬を目途に説明会を開催することとしたいというものでございます。

こちらのほうは資料3-1なんでございますが、続きまして、資料3-2のほうを御確認いただければと思います。こちら、中間取りまとめにつきまして、その後議論が行われて整理がなされました事項について追加反映をするということで、まず、4ページの90行目のところで、電源Ⅲ抑制の扱いということに関して追記をいたしております。

また、7ページ163行目でございますが、kWh補正インバランス料金について追記をしているところでございます。

また、204行目、8ページですけれども、こちらはⅠ'の長時間発動に関して追記をいたしております。

また、244行目、10ページですけれども、こちらは沖縄の補正インバランス料金に関して追記をしております、11ページの253行目については、こちらはP補正の廃止に関して追記をしているということになっているところでございます。

その他、細かいところ、修正をしているというところでございます。

以上、資料3-1、3-2に関する事務局からの説明でございます。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す。

それでは、ただいまの説明について、皆様から御質問、御発言いただきたく存じます。御発言のある方は、チャット欄にお名前を御記入願います。

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。丁寧な御説明に感謝します。

2022年度からの新たなインバランス料金の検証等につきまして、原案に賛成させていただきます。その上で、2点コメントいたします。

まず、資料3-1の10スライド目で、「燃料制約等による需給ひっ迫が生じている場合に、kWh需給ひっ迫時補正インバランス料金が発動することで、インバランス料金は需給の状況に応じて上昇することとなる」という見通しがございますので、それを踏まえまして、2022年度以降の新たなインバランス料金制度については現在の整理で進めていただければよいと思っております。

そして、14スライド目のところで、「暫定措置期間中のkWh余力率に関する関係機関における詳細検討の状況等を踏まえ、必要に応じて見直しを検討する」という趣旨を書き加えていただき、感謝します。これは重要なことで、そもそもインバランス料金制度の在り方について問題が見つかれば適宜見直しをすることは当然であり、今後も運用を検証し、よりよいものに見直すこともあるということであろうと考えてございます。ありがとうございました。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

ほかはいかがでございましょうか。委員のほか、オブザーバーの方も含めまして、御発言の御希望があればお知らせください。

よろしいでしょうか。どうもありがとうございました。

事務局から何か追加でコメント等がありますか。

○田中NW事業監視課長 特にございません。

○武田座長 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なかったと思いますので、2022年度からの新たなインバランス料金制度については現在の整理のままとし、2020年4月以降に追加で整理された事項については、資料3-2のとおり中間取りまとめに反映することとしたいと思います。細かい文言の修正につきましては、座長である私に一任いただければと思います。

また、インバランス料金制度の説明会については、本日いただいた御意見を踏まえ、開催準備を進めることとしたいと思います。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。

続きまして、議題(2)「需給調整市場（三次調整力②）の運用状況について」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。

「需給調整市場（三次調整力②）の運用状況について」ということでございます。

2ページを御覧いただきますと、需給調整市場については4月から開始されたわけですが、今回は11月までの、この三次②の募集量・応札量、特に入札価格の分析について報告をするものでございます。

3ページ、4ページ、5ページ、6ページにつきましては、いつも載せている概要資料ということで、説明のほうは割愛をさせていただきます。

続きまして、8ページ、運用状況についてということで、9ページを御覧いただきますと、こちら2021年4月1日～11月30日の全国の募集量・応札量の状況は以下のとおりということでございまして、日によって募集量は増減してございますけれども、全国合計で見ると、8月以降、全体としてはおおむね応札量が募集量を上回っているというところでございます。

10ページでございますけれども、ブロック別の全国の募集量及び応札量の平均値は以下のとおりということでございまして、3～6ブロックにかけて募集量・応札量とも多い状況ということでございます。

11ページでございますけれども、エリア毎の募集量・応札量の状況に関しては以下のとおりということでございまして、4～7月と比較して9～10月は全体として応札量が増加傾向にありましたが、11月は東北、北陸、九州にて、募集量に比べて応札量が少ない状況も見られるということでございます。なお、11月時点での市場参加者数（応札会員数）は全国計で14者ということでございます。

続きまして、13ページ、入札価格の分析等についてということでございます。

14ページは飛ばしまして、15ページでございますが、今回価格の分析を行ったということでございまして、16ページに行っていただきますと、こちら、全約定取引の約定価格と約定量の関係は以下のとおりでございまして、約定価格0.1円以下の約定量は全体の2.8%、約定価格1円以下の約定量は56.0%、10円超となった約定量は4.6%ということでございまして、これまでの全約定取引の平均に関しては2.3円ということになってございます。

続きまして、17ページ、こちらはエリア別の約定価格ということでございまして、以下のとおりということでございます。

また、18ページも、こちらエリア毎の約定価格の状況、各エリアのデータということに

なっております。

19ページでございますけれども、こちら、需給調整市場においては、需給調整市場ガイドラインにおいて価格規律の考え方を整理してございまして、そこで入札事業者が実際にどのような考え方に基づき応札しているかヒアリングを行い、確認をいたしました。

20ページでございますけれども、具体的には、ガイドラインにおきまして、この20ページ下の様な形で、次の資料を満たすような形で入札をすることが望ましいということとなっております。ΔkW価格につきましては、当該電源等の逸失利益（機会費用）に一定額等を足したものであるということで、一定額については当該電源等の固定費回収のための合理的な額ということで、その合理的な額については電源等の固定費から他市場収益を引いた上で、想定年間約定ブロック数を割って、この算出をするということで整理をしていたものでございます。

21ページでございますけれども、こちら、旧一電等各社それぞれの入札価格の考え方を確認したところ、以下のとおりということでございます。こちら、下の表を御覧いただきますと、大半の会社はこのC社以下のように、ΔkW価格については逸失利益（機会費用）に固定費回収のための合理的な額をプラスしているわけですが、このA社というところについては、これは逸失利益（機会費用）＋マージンということで、固定費回収のための合理的な額というのは特に算出せず、固定費回収後のマージン相当額で対応しているということであったり、B社のように固定費回収のための合理的な額のみを計上していて、それについては相対契約による基本料金を固定費相当と考えているということでございます。

続きまして、22ページですけれども、入札価格の分析を行うに当たり、入札における「固定費回収のための合理的な額」「逸失利益（機会費用）」の内訳の提出を事業者に求め、確認を行いました。「固定費回収のための合理的な額」の分析に当たり、まず、各事業者へ固定費に含まれる科目を確認したところ、ガイドラインに沿った科目ということであり、問題はなかったということでございます。また、ある小売事業者は、発電事業者より相対で確保している電源を入札しておりまして、基本料金を固定費相当額として入札価格を設定していたということでございます。この設定については、基本料金は電源の稼働の有無にかかわらず発生するものであり、発電事業者の固定費と同様の性質を持つものであることから、合理的であると考えられるがどうかということでございます。

23ページでございますけれども、固定費回収のための合理的な額ということにつきましては、当年度分の固定費から、他市場収益を差し引いた額から算出をするということにし

ておりまして、確認をいたしましたところ、基本的にはスポット市場の約定可能性等を考慮して他市場収益を見込んでいるということでございました。一方、他市場で得られる収益を差し引いていない事業者というのが、後述いたしますが、見られたところでございます。

また、24ページですけれども、各電源における固定費回収のための合理的な額は、需給調整市場における想定年間約定ブロック数で除して算出をするわけですが、このブロック数、各事業者によって大きな差異がないか確認したところ、各事業者によって異なっていたことが分かったということで、想定年間約定ブロック数は年度初めに設定するものであることから、現時点において本年度に見込まれる実績約定ブロック数より大幅に多く見積もっていた事業者も見られ、それにより入札価格が相対的に低くなっており、固定費の回収額がかなり少なくなっている可能性があり得るといった事業者もいるところでございます。他方、想定年間約定ブロック数を小さく見積り、実績約定ブロック数が想定よりも多い場合は、 Δ kW当たりの固定費回収額が大きくなるということで、これについては固定費全体で過回収が発生していないか、監視を継続していく必要があるところでございます。

また、25ページですけれども、先ほど申し上げたように、ある事業者は、需給調整市場のみの想定年間約定ブロック数を算出せず、卸市場等全ての供出に際する想定年間稼働時間で除している。ただし、他市場からの収益は差し引いていないことにより、固定費回収のための合理的な額を算出しておりました。この事業者においては、三次調整力②の取引が初年度であるため、三次②のみの年間約定ブロックを想定できないため、上記の考え方で算出したとのことであったが、当委員会事務局より、これなら実績がございますので、実績を踏まえて算出を行うことを検討するよう要請をしたものでございます。

逸失利益・機会費用についてでございますが、こちらについては需給調整市場ガイドラインにおいて以下のように定められているわけですが、どのようなものを含めているか、分析を行ったものでございます。なお、三次②を入札するに当たって、 Δ kWを供出する方法は以下の2通りということで、こちら需給調整市場ガイドラインでも整理をしていたところでございますが、停止電源を起動並列し、最低出力までの発電量分だけスポット市場で約定した別の電源の出力を下げることで Δ を供出するケースということで、いわゆる持ち替えによる Δ kW供出ということでございますが、以下の(ア)(イ)の逸失利益（機会費用）が発生をするということで、電源の持ち替えを行わず、kWの余力で Δ を供出する場合というのは、卸電力価格の予想と限界費用との差額の逸失利益——こちら、(イ)というのが発

生をするというところでございます。

27ページでございますけれども、機会費用・逸失利益の分析を行ったところ、起動費や最低出力までの発電コストの機会費用の積み方に関して、検討すべき点が見られたということで、停止している電源を起動並列し、最低出力までの発電量分だけ、スポット市場で約定した別の電源の出力を下げることで Δ を供出するケース、持ち替えにおいては起動費が発生するというところで、同一の発電機の Δ を連続する複数のブロックに入札し、そのまま約定された場合、その発電機に係る起動費は1回分で済むところでございますが、しかし、連続するブロックへの入札において、それぞれのブロックに起動費を全額計上している事業者が複数存在していることが判明をしたということで、28ページでございますけれども、各ブロックに起動費を全額計上している事業者の入札行動は、歯抜け約定になった場合に、起動費の回収漏れが生じることから、起動費を確実に回収するため、こうした行動をとっているものと考えられるところでございます。一方、起動費の重複計上を行わずに、1回分の起動費を約定確率の高いブロックに傾斜配分する等の入札戦略をとって起動費回収を行っている事業者も存在をするということで、また、起動費だけではなくて、最低出力までの発電コストの機会費用においても、連続するブロックにおいて、そのコストを各ブロックに計上する類似事象が見られているところでございます。こうした起動費の重複計上は、複数のブロックを約定した場合は結果的に起動費の過剰回収となっているが、どのように考えるかということで、例えば傾斜配分のような入札行動というのをとるべきではないかとも考えられるのではないかとということでございます。また、広域機関においてブロック入札の導入について検討される予定であり、ブロック入札の導入に際しても、起動費や最低出力までの発電コストの機会費用について適切に計上するよう整理していくべきではないかとということでございます。

続きまして、30ページでございますけれども、三次② Δ kW調達費用の今後の見込みということでございます。三次②の市場調達費用は、本年4月～11月で約784億円ということで、その実績を踏まえた年間費用の見通しについては約1,100億円程度ということで見込まれているところでございます。

固定費回収において、本年度は取引開始初年度であることから、価格規律を基に抑制的に入札価格を設定していた事業者が、本年度の実績を踏まえ価格規律の範囲内で入札価格を設定した場合等において、固定費の考え方を見直せば、費用が増大する可能性があるということでございます。例えば、本年度の実績を踏まえ、想定年間約定ブロック数を実績

により近く見込んで入札価格を設定した結果、固定費の回収額が増大する場合ということであつたり、固定費回収後のマージン相当額で固定費回収を行っている事業者が、固定費回収のための合理的な額を算出し、 Δ kw価格に上乗せした場合といった場合が考えられるところでございます。その結果、次年度の三次②の年間費用は、本年度よりも数百億円程度増大する可能性があり得ると。

他方で、前述において提起した起動費、最低出力までの発電コストの機会費用における重複計上の問題というのが改善されれば、この分の費用として数百億円程度軽減されるのではないかとということでございまして、上記を踏まえ、次年度の三次②の年間費用は、取引状況や募集量等に多分に影響されるわけですが、およその見込みとしては約700億～1,300億円程度といったことになり得ると考えられるのではないかとということでございます。なお、2021年度のFIT交付金見込額は約170億円とされていたところでございます。次年度のFIT交付金の算出に当たっては、上記も参考として、資源エネルギー庁の再生可能エネルギー大量導入・ネットワーク小委員会において議論を進めていただきたいというところでございます。

31ページに関しましては、まとめということで、前のページまでの内容というのを改めてまとめているところでございます。

32ページ以下は参考資料ということで、御説明のほうは割愛をさせていただきたいと思っております。

以上、資料4に関する事務局からの御説明ということでございます。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、御質問、御発言の希望のある方はチャット欄にお名前を御記入いただきますよう、よろしくお願いいたします。いかがでございましょうか。

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。私からは1点質問がございます。

30ページのところで、5ポツ目のポツで、この三次調整力②の年間費用との比較という意味では、2021年度のFIT交付金見込額が約170億円という、この170億円というのがどういう数字で、どういう比較になり得るのかというのを少し御説明いただいてもよろしいでしょうか。よろしくお願いいたします。

○田中NW事業監視課長 事務局でございます。

F I T交付金の見込額自体を算定したのは資源エネルギー庁のほうではございますが、一応当方として認識をしている範囲でお答えをさせていただきますと、こちらのこの2021年度の見込額については、まだ三次②の市場が実際に稼働する前だったものですから、ある一定の過程において、シミュレーションにより算出をした値ということで決められたものというふうに承知をしております。

ただ、他方で、実際にこの2021年度の三次②のこの取引実績ということについては、この30ページの下の表のような形ということになっているというのが、この2021年のF I T交付金の額ということと、その実績値ということのそれぞれの関係というか、事実関係ということになっているというものでございます。

○岩船委員 すみません、よろしいですか。そのF I T交付金というのは、三次調整力②の見積額だったということですか。

○田中NW事業監視課長 そうということです。三次調整力②の額がどれぐらいになりそうかというのを、実績はないのでシミュレーションにより算出をして、昨年度の段階で決めたものというのがこの170億円ということです。三次②の見込額として決めたものということです。

○岩船委員 それに比べると大体5倍ぐらいになりそう——もう少しかなという感じだということではよろしいですか。

○田中NW事業監視課長 はい。で、実際の2021年度の見通しというのは、概算での1,122億円ということでございます。

○岩船委員 分かりました。まあ、ここはどうしてこんなに差がついたかとか、検討する余地があるということですね。もちろん、こちらのエネ庁のほうの議論かもしれませんが。承知いたしました。御体調の悪い中、ありがとうございました。

以上です。

○田中NW事業監視課長 お気遣い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、草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員 草薙でございます。

岩船委員からの御指摘もございましたけれども、三次調整力②の Δ kw調達費用というものが見込みの5倍にも膨れ上がっており、対応が必要であるという認識は共有すべきなの

だろうというふうに思います。

私としましては、28ページのところで、この同一の発電機の ΔkW を連続する複数のブロックに入札し、そのまま約定された場合に、その発電機に係る起動費は1回分で済むにもかかわらず、連続するブロックへの入札において、それぞれのブロックに起動費を全額計上している事業者が複数存在しているという部分、この点は大きな論点になり得ると思います。

歯抜けになった場合には起動し直す必要があるという理由でございますけれども、毎回起動費を全額計上するというのは、やはり過剰回収を前提としている行為と言わざるを得ないと思います。したがって、複数のブロックを約定するような場合は、傾斜配分のような方法を取るべきではないかと思います。起動費の重複計上を行わずに、1回分の起動費を約定確率の高いブロックに傾斜配分するといったことは、現段階で見られる優れた入札戦略だと思いますので、そのような例も参照して、未対応の事業者は善処をし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 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、その三次②の市場の厚みがまだまだ薄いということも問題としてあるのかなと思ってまして、この市場の厚みを増すための様々な市場制度を整備する取組というのを引き続きやっていただくことで入札行動が適正化されるということが、一つ本筋としては重要なのかなというふうに思っています。

他方で、その間において、三次調整力②の費用を適正化するための様々な追加的な努力というのは必要だと思っていて、今回、論点として起動費の重複の計上のお話をいただいたのだと思います。

傾斜配分というふうなお話もいただいておりますが、まず実態調査をしていただくのが重要なかなと思っています。過年度の実績とか、あるいは過去の状況と比較して、こうした入札行動というのが実態とあまりにもずれているということなのかどうかということをちょっとまず見ていただいた上で、事業者と対話をする必要があるのかなというふうに思います。

いずれにしても、市場は始まったばかりということで、事業者も慣れていないところも

あるかもしれませんが、ぜひこの辺りは効率的にできるように、短期的な対応と、あと中長期的な対応と、しっかり分けて取り組んでいくことが重要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 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。

それでは、まずスライド9あるいは10のところで、いつものように募集量と応札量の関係を出してくださっています。毎回同じことを言っていますが、募集量を応札量が上回ればよいというものではなくて、これ、上回っていたとしても、それがぎりぎりというようなことであれば競争性というのが担保できなくなるということ。大橋委員が正しく御指摘になったとおり、本来はいろいろな規制でやるのではなく、十分コンペティティブなマーケットになって規制が不要になるというのが長期的には望ましいということを考えれば、応札量が募集量を上回っているから大丈夫というふうには決して考えないようにお願いします。ただ、今回の資料は決してそういうふうにはなっていないということで、安心していきます。

次に、今のことと違う矛盾したことを言うようで申し訳ないのですが、スライド16のところで価格の水準が出てきています。これは、この後述べるような理由で不当に高くなっているという側面も一部あると思いますが、しかし、それにしても、それなりの価格水準になっているということで、遠い将来というのを見通せば、三次調整力②というのはDRが非常に得意な分野であるのではないかというふうに思っています。

今では絵空事です、例えば2050年とかというのを見据えれば、例えばグリーン水素で、電気分解で水素を生産しているという事業者が、急に再エネの出力が下がった、危機的な状況になったというときには、その出力を落としてもらうと。その出力を落とすというのは、まさに三次調整力②を供給するということだと思いますから、そういうようなことというのは普通に考えても普及してほしいものだと思います。

ただ、一方で、例えば広域機関の委員会では、そういう見方に対して、2050年を見ても全く非現実的だと、経済的には全くペイしない、つまり水素だとすれば、それはフルに、ずっと電気分解し続けるというのでないと事業モデルが成り立たないなどというような発言が電気のプロからも上がっているわけなのですけれども、そのようなメッセージという

のを出し続けると本当にDRが育たなくなってしまう。そういうのも全部広域機関に任せるとかというようなことではなく、経産省のほうでもそういう絵姿というのをちゃんと考える、昔ながらの電気の常識に染まっていない人たちというものの頭で考えるというようなことをしていかなないと、この三次調整力②というのは育ってこないのではないかということ、これを少し危惧しています。この価格水準というのを見れば、それなりにペイする市場だというようなことは十分メッセージとして伝わると思います。そのことが伝わると、とてもいいなというふうに思っています。

次、スライド27。既に御指摘がありましたが、その連続するブロックの入札において、それぞれのブロックに起動費を全額計上している事業者が複数存在しているということは、私にとってとてもショッキングなことでした。まさかこんなひどいことをしている事業者がいるなんて思ってもみなかったということで、これは、まず三次調整力②というだけではなくて、ひょっとしてスポットでも同じことをしていないですかということは、とても心配になっています。もしスポットで似たようなこと、起動費の重複計上というのを、今、「ブロック入札」という文脈でそれぞれのブロックに乗せているというようなことは問題になっているし、認識はされているのですが、これ、今ブロック入札ができないということは、全てのコマ、それぞれが最小のブロックになっているというふうに考えることもできるわけで、そのそれぞれに起動費を乗せるというのは、ずっと問題にされていたことというのをそれでも確信犯でやっちゃったという、そういうこと。別の市場でやっちゃったと、そういうことなので、相当に深刻な問題なのではないかというふうに思っています。

それで、事業者が複数存在していることが判明したなんだけれども、これは、本来は、もし支配的事業者がこんなことをしていたのだとすると、一体どの事業者がやっていたんだということは本来明らかにすべきではないかとすら私は思います。で、その後、いろいろな発言というのがあったとしても、そんなひどいことをしている事業者が言っていることなのねということは、国民は知る必要があるのではないかとすら思っています。

いずれにせよ、これが問題だということはもうかなり明らかで、なおかつ、今までというのでも私は許されることかどうかというのは少し微妙ですが、もし今後も続けるとすればもちろん大問題ということなので、仮に今回、その事業者名を出せないとしても、今後続けるのだとすると、それは罰則とかという意味ではなくて、私たちが知る必要があるという意味で、ぜひ事業者名を公開していただきたい。

さらに、その後、賦課金で払われる部分というのと実際にかかるであろうコストという

のに大きな乖離があるということなのですが、こんなひどいことがされて価格が吊り上げられたところに対して、本当に賦課金を負担している消費者というのが素直にここに出してもいいということに合意するのか。この議論がされたときに、こんなひどいことがされるということは念頭に置かれていたのかということは十分考える必要があるし、エネ庁のほうの議論でこれがひっくり返って、もう拋出ししないなんていうようなことになったって不思議がないぐらいの、相当にひどいことだというふうに思っています。これについては、もう明日からでも抜本的に改善していただきたいし、その点についてはきちんとウオッチしていただきたい。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、白銀オブザーバー、お願いいたします。

○白銀オブザーバー 関西送配電の白銀です。ありがとうございます。

まず、今回、起動費の重複計上の考え方などの取引会員の入札価格について分析を行っていただきましたことについて感謝申し上げます。引き続き入札行動をよく見ていただき、検証をしていただければと思います。

1点、30ページの記載内容について発言させていただきます。一般送配電事業者としては、市場設計に応じた適切な運営を通じた調整力の市場調達、そして再エネ予測誤差の改善などの調達量の削減が責務だと考えており、早期実現に努力してきたところであります。再エネ予測誤差については、国の研究会での成果を各社とも導入し、広域機関の試算と比較して、弊社では3割程度調達量を削減できる見通しとなっております。このような改善に努めながら広域的な市場を通じて調達してまいりましたが、結果的に全社での年間合計の調達費用は、資料にありますとおり、概算で約1,120億円、これに対してF I T交付金で賄われる金額は約170億円と、一般送配電事業者にとっての収支影響は非常に大きい状況でございます。弊社においても、この差分は約220億円と、非常にインパクトが大きな水準にあるというのが現状でございます。

そのため、次年度のF I T交付金の算定には注目しており、事業者の入札行動によりましては今後も調整力市場単価は大きく振れ得ることからも、F I T交付金の水準次第では収支へのインパクトが非常に大きくなると考えております。

これは別の場での議論だと思いますが、このような広域的な市場を通じて調達した結果の外生的な費用に関して、一般送配電事業者のリスクが適切なものとなりますよう、ぜひ

御議論いただく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。

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 九州電力の松本です。連続するブロックへの起動費の織込み方法に関しまして、発電事業者B Gの立場で発言いたします。

28ページの黒丸の4つ目に、起動費の織込み方法について、起動費の重複計上を回避する観点からは傾斜配分のような行動をとるべきとの記載があります。起動費の織込み方法につきましては、各社、各エリアによって需給の違いやユニット特性の違いなどがあり、様々な方法をとっていると考えております。ここで、傾斜配分におきましては、仮に未約定となるコマがあった場合は起動費の回収漏れのリスクがやはり残っており、当該発電事業者が自らの判断でそのリスクを取ったものと考えております。

また、問題になっています、御指摘があります重複計上による過回収分、これにつきましては、現在はいろいろなやり方があると思うんですけれども、翌月など、定期的に行っている Δ kWの入札価格見直しに適切に反映しているという点もあるというふうに理解しております。

傾斜配分というのは一つの方法であります、仮に入札行動として傾斜配分しか認められないということになりますと、起動費の回収漏れリスクに対する発電事業者の行動が過度に制限されることにつながってしまうということも懸念されるところでございます。そのため、市場の厚みを増すべきという根本的な御指摘もありましたけれども、発電事業者の入札インセンティブの確保という観点からは、起動費の重複計上という課題に対しまして、傾斜配分でも残る起動費回収漏れリスクを認識した上で、傾斜配分一択ではなく、幅広く望ましい取引行動につながる仕組みについて御議論いただければと思います。

また、今後の分析についても、事業者として協力してまいり所存でございます。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、村上委員、お願いいたします。

○村上委員 どうもありがとうございます。とてもテクニカルな議題で、なかなか理解がついていないところではあったのですが、今、大橋委員と松村委員の御発言を伺いまして、消費者としてもその御意見に賛同し、ぜひ実態調査の実施と、今後重複計上し

た事業者名の公表の方向で進めていただきたいと思います。

消費者としては、様々な市場があつて、それぞれを理解し、それが適正なのか、ちゃんと動いているのかということを見ていくことが非常に難しいので、こういうところで議論されていることが適時反映されていくことが大切だと思っておりますし、調査をしてその結果を分かりやすく説明いただくことが大切だと思っております。

今、九州電力の方から、過剰計上・回収されてしまった金額に関しては、事業者さんが適宜その翌月の金額に反映させていることもあるというようなこともお伺いしましたけれども、オープンにならないとそこが分からなかったりするので、どのようにしたらそれが把握できるのかということも併せてお教え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、事務局から何か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。様々な御意見、ありがとうございます。た。

一番議論の多かったのは起動費の重複計上というところでございますけれども、やはり重複計上するということが自体は、やはりこれは望ましいわけではないといった御意見が大半だったということかと思えます。他方で、この歯抜け約定による起動費等の未回収リスクといったところがあるという御意見や、また、この戦略として傾斜配分といったところ以外のやり方というところも含めて検討してほしいといった御意見もいただいたところでございます。

いずれにせよ、固定費を全て回収した上で起動費も重複計上しているといったことというふうになってしまいますと、それは過回収ということになってしまいますので、そういったことにならないように、こういった望ましい入札行動というやり方というのがあるのかというようなところについては、本日の御議論も踏まえ、次回以降引き続き議論をしてみたいと思っておりますのでございます。

なお、30ページのところの試算のところに関しましては、これは重複計上をなくした場合にはどれぐらいのインパクトになるのかというところで試算をした数字ということでございますので、次回以降、こういった入札行動が望ましいのかということは具体的にさらに検討してまいるわけですが、この30ページの数字自体は重複計上をなくした場合ということで仮定をしていますので、そこには変更はないであろうと、この数字に関して

はかなりそれなりに精緻に計算した上で出した数字ということでございますので、変更はないであろうというふうに考えているところでございます。

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した。

起動費の重複計上の懸念のほか、実態調査の必要性の御指摘もありましたけれども、本日いただいた御意見を踏まえまして、次回以降検討を深めていくことにいたします。事務局は、本日の議論を踏まえて必要な対応をお願いいたします。

それでは、議題(3)に移りたいと思います。「一般送配電事業者による2022年度向け調整力の公募調達結果等について」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5のほうを御覧いただけますでしょうか。

「一般送配電事業者による2022年度向け調整力の公募調達結果等について」ということでございます。

2ページを御覧いただきますと、こちら、一般送配電事業者が実施した2022年度向け調整力公募についての、その結果概要の御報告ということでございます。こちらの2ページのほうにも記載をしておりますが、後日、これは発電事業者等のアンケート結果に基づいて改善策の検討を行いまして要請をするということで、毎年年明けにやっておりますので、それはまた年明けに別途、今年も行わせていただく予定ということでございます。

3ページ、4ページ、こちら参考資料ということで、調整力の公募調達の概要と今後の制度の変更の見通しということでございます。

5ページ、こちらは調整力公募の概要と、この2022年度向け公募から改善された事項ということで、昨年度改善事項として提起をさせていただいた、この5ページの下の話というのが今年からは改善がなされているということでございます。

6ページでございますけれども、公募の調達量ということでございますが、この必要量の考え方については広域機関が検討いたしまして、各一般送配電事業者はそれに基づき公募により調達ということになっております。電源Ⅰの必要量に関しましては、昨年同様H3需要の7%を上限として算定ということでございまして、Ⅰ'の必要量に関しましては、昨年まではH1需要の103%からH3需要の108%を引いていたわけですが、今年からは広域機関において考え方が見直されまして、電源Ⅰ'の必要量、H3需要の3%ということで算定をされているところでございます。

7ページでございますけれども、こちら、2022年度向け調整力の公募結果ということで、

こちら、Ⅰ－aに関しましては、昨年度までは旧一電以外の事業者はなかったのですが、今回、旧一電以外の事業者による落札があったところでございます。Ⅰ－bについては、今回、旧一電以外の事業者による落札はなかったということで、落札電源の平均価格（kW 価格）は、前回よりも少し下降したということでございます。

8ページは地域別の相殺ということで、9ページでございますけれども、こちらⅠ'につきましては、旧一電以外の事業者からの応札に関しては前回より増加をしております、21%から24.7%ということで増加をしております。DRに関してもこちらは増加をしております、落札全体に占める割合というのは、これは前は41%と4割だったのですが、今回は63%と半分を超えているという形に、DRが半分を超えているという形になってございます。また、広域調達の割合というのも、落札に占める割合が11%から14%ということで増加をしまして、平均価格は全国平均で前回より下降したということになってございます。

10ページが全体のデータということで、11ページ、こちらは前回資料として、簡易指令システムの工事については、こちら前回改善策について御議論いただきまして、簡易指令システムの工事件数の20件から80件の上限の増加ということであったり、情報のトップページの掲載といったことがなされております。

12ページでございますけれども、前は簡易指令システムの工事申込が上限数に達して、安価で入札をしても不落となった事業者が発生をしてしまったわけですが、ただいま申し上げたような以下の改善策というのを行いまして、現在の改善状況といたしましては、前回の報告以降の申込件数は以下の表のとおりということで、受付した事業者全てに対応している状況ということになってございます。

電源Ⅱについてでございますけれども、電源Ⅱは前回同様、旧一般電気事業者以外の事業者から応募がありましたが、その量は限定的ということで、Ⅱ'は前回同様、応募がなかったということでございます。

15ページでございますけれども、今回の公募結果をまとめると以下のとおりということで、冒頭にもちょっと申し上げましたけれども、今後、前回と同様、アンケート、ヒアリング等を実施しまして、2022年度向け調整力の公募結果に関するさらに詳細な分析を行うことといたしまして、必要に応じ公募の改善を検討してまいりたいというふうに考えているところでございます。それについては年明けに改めて、また例年のように御報告をさせていただくということを予定しております。

資料5に関する事務局からの御説明、御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。

それでは、ただいまの説明について、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。いかがでございましょうか。

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。恐らく次回の詳細な御説明にあると思うんですけども、今回、特に電源Ⅰ'でDRが増えたというのは非常によいことだと思うんですけども、そのDRの内訳ですね。DRといっても、自家発と需要抑制とが両方セットになっていると思いますので、内訳の実態をぜひお示しいただきたいと思いました。

というのは、やはり自家発で対応するというのは恐らく火力ですので、クリーンな調整源ではないわけなので、望ましくは需要の抑制、需要の調整というのを、本来的な需要の抑制というのを引き出すべきと思われますので、その仕切りは重要かと思います。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。私は、この資料5の12番のスライドのところでコメントさせていただきます。

簡易指令システムの工事の件でございます。そもそも各サイクル20件程度の枠しかなかったことが分かり、急遽80件程度に拡大して事なきを得たという印象を持ちました。関係者の御努力に敬意を表させていただきます。一方で、表を見ますと、上限に近づくクールもあったということは重く見なければならないなというふうに考えます。数字の上がり方からも参入への関心が高くなっている可能性も感じられます。そして、第7、第8クールの結果は大丈夫か。また、来年も公募する機会がございますけれども大丈夫かという懸念は多少あるかと思います。したがって、現在の80件程度の枠をさらに拡大する必要があるのか、また、それは可能か、検討いただくべきではないかと思っております。

以上であります。ありがとうございます。

○武田座長 ありがとうございます。

ほか、いかがでございましょうか。

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。

○田中NW事業監視課長 事務局でございます。

岩船委員から御質問というか、コメントをいただきました。DRに関しての内訳ということでございますが、前回のこの年明けに分析をしたときも、DRの内訳に関して調査をいたしまして、その結果、去年は、たしか需要を抑制しているもののほうが多く、自家発電を炊き増したもののよりもそちらの割合のほうが多かったということで去年分析をいたしたわけですが、今年に関しても同様に、内訳に関しては調査をしてみたいというふうに考えているところでございます。

簡易指令システムのところに関しては、白銀オブザーバーのほうからもし何かお答え、コメントがあれば、ちょっとお願いしたいというふうには思いますけれども、よろしいでしょうか。

○武田座長 それでは、白銀オブザーバーの御回答を待つ前に、まず、松村委員が追加で御発言あるということですので、松村委員、お願いいたします。

○松村委員 すみません、チャットへの入力が遅れて誠に申し訳ありませんでした。質問ではないので、回答不要です。

問題提起と言うと変なのですが、スライド4。今回の議論でないということは十分分かっているのですが、これから三次調整力②が、もう2021年に始まり、①、②、さらに2024年以降は電源Ⅰという発想をやめてこう変わってくるということなのですが、もともと、その前のスライドでも書かれているとおり、電源Ⅰというのは上限7%ということがずっと維持されてきて、その電源Ⅰと、それから余力の活用電源、電源Ⅱというので対応するということだったはずですが。この7%を変えるということだとすると相当大きな議論で、本来は広域機関だけでなく、そういう技術的な問題だけでなく、もしそれを変えるとすれば、エネ庁あるいは監視等委員会でも一定の関心を持って議論しなければいけないと思うんですが、三次調整力②というのに関しては、電源Ⅰと三次調整力②を足したもののというのが、少なくとも余力活用、電源Ⅱというのに期待していなかった需要期、夏だとか冬だとかの調達量は合わせて7%ということでない、かつての上限7%議論というのを大きく修正した、三次調整力②というのをいれるとさくさに紛れて7を増やしたというふうに見られかねないと思います。この点は、エネ庁及び監視等委員会でもちゃんと関心を持って、この総量というのが少なくとも電源Ⅱの余力を当てにしていなかった需要期というので、三次調整力②と電源Ⅰ－a、Ⅰ－bというのを足したものが7%を超え、その結果としてスポット市場に出てくる玉が減ってくるというようなことがあるとすると、それをノ

一と言えという意味ではないのですけれども、一定の関心を持たなければいけないと思います。今後、三次調整力②の調達量という議論が出てきたときには、ぜひ経産省のほうでも関心を持っていただきたい。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、白銀オブザーバー、もし御説明等いただけるのであればお願いしたいのですが、いかがでございましょうか。

○白銀オブザーバー はい。白銀でございます。先ほどの音声が少し聞き取りづらかったため、御質問の内容を確認させていただきます。御質問は簡易指令システムの工事申込の見通しに関するもので宜しかったでしょうか。

○草薙委員 ごめんなさい、草薙でございます。発言してよろしいでしょうか。質問ということよりも……

○武田座長 少しお待ちいただけますでしょうか。

○田中NW事業監視課長 草薙委員から質問を出していただいた件かと思います。

○武田座長 ああ、なるほど。分かりました。申し訳ありません。それでは、草薙委員、よろしくお願いいたします。

○草薙委員 はい、承知いたしました。同じことを申し上げることになると思いますけれども、お許してください。

今出ております12番のスライドの件でございます。簡易指令システムの工事の件で、この表を見ておりますと、第6サイクルは67件と、80件程度の枠しかないのに随分迫ってきているという印象を持ちまして、第7サイクル、第8サイクルは大丈夫かと。また、来年も公募する予定だと思いますけれども、来年大丈夫なのかと。こういう懸念は多少あるかと思ひまして、それで、この80件程度の枠をさらに拡大する必要があるとお考えか、またそれは可能かということをお聞きしたいと思ひました。

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、白銀オブザーバー、いかがでございましょうか。

○白銀オブザーバー ありがとうございます。お時間をとらせてしまい申し訳ございません。

簡易指令システムにつきましては、まさに御指摘のとおり、申し込み件数をウオッチし

ながら、受付可能数の上限の見直し等、新たな方策が必要かどうかを都度御説明して、議論いただくことを考えております。具体的には、今回の第5、第6及び第7サイクルでの実績を踏まえて、4月から6月辺りに申し込みの見通しを御説明し、翌期に向けた対策が必要かどうか、御議論いただきたいと考えております。

以上でございます。

○武田座長 ありがとうございました。

○草薙委員 よく分かりました。ありがとうございました。

○武田座長 ありがとうございました。

本件は基本的に御報告ということでございますけれども、いただいた御意見等につきましては今後の検討に生かしていただきたい、事務局によって生かしていただきたいというふうに思います。ありがとうございました。

それでは、議題の(4)「小売市場重点モニタリングについて」に関し、事務局から説明をお願いいたします。

○池田取引監視課長 取引監視課の池田です。

資料6です。「小売市場重点モニタリング調査結果について」ということで、2ページです。小売市場重点モニタリングは、小売市場の競争状況を把握する観点から、モニタリング対象事業者の基準価格を下回る価格の小売契約について、ヒアリング等による重点的調査を実施するという取組であり、2019年下半期供給開始後から始まり、今回が4回目ということになります。

4ページです。モニタリング対象事業者は、旧一電及びその関連会社、並びに区域内のシェアが5%以上の新電力です。モニタリング基準価格は、経済合理性に乏しい可能性のある基準として、過去12か月分のエリアプライス平均値を下回るものとしております。対象となる案件ですが、小売入札結果及び競争者から情報提供された案件としております。

続きまして、小売市場の競争状況でございます。6ページから7ページは、旧一般電気事業者の域内シェアの推移で、全体としてもエリア毎で見ても引き続き減少傾向が続いており、8ページ、9ページは公共入札の落札状況で、平均落札単価は前回モニタリングから0.29円増、下位20%の平均落札単価は同じく0.26円減ですが、2018年以降の動きで見るとおおむね横ばいでございます。

他方、件数ベースでの旧一電のシェアは、全体が7ポイント増、下位20%が4ポイント減ですが、2018年以降の動きで見るとともに減少傾向となっております。

12ページからが今回の重点調査、ヒアリング結果の概要です。期間中の案件は、公共入札が2,457件、競争者からの申告が1件ありましたが、供給開始直前12か月間のエリアプライス平均値でスクリーニングをかけますと、モニタリング対象は公共入札が1,055件で申告案件が0となりました。前はエリアプライス以下の案件が0だったことに比べると大幅に増えていますが、年始のスポット市場価格高騰によりエリアプライス平均値が上昇したためだと考えております。

これをまとめたのが13ページでございまして、今回、九州電力について託送料金を除いた小売価格が可変費を下回った案件が1件確認されることとなりました。

この可変費を下回った1件についてのヒアリング結果は14ページのとおりでございまして、当該事案は見積りデータの入力ミスとチェック漏れに起因するものであり、特高・高圧の過去1年分の全契約について報告徴収も行いましたが、農事用電力を除き、電源可変費を下回る価格での契約は確認されませんでした。なお、九州電力に対しては、本日、再発防止のための指導を行いました。

次に、モニタリング基準価格、すなわち過去12か月間のエリアプライス平均値以下での受注が確認された、その他各社へのヒアリング結果ですが、対象の小売価格の価格設定に対する考え方を聴取したところ、電源可変費だけではなく固定費や販管費、利潤等にも言及した回答が多い結果となりました。また、小売価格がモニタリング基準価格を下回った理由については、基準価格がスポット市場価格の高騰により上昇した影響のほか、スポット市場価格の予測値と実際の価格の差で結果的に生じたとの回答がございました。

15ページは以上のまとめでございまして、今後の予定としては2021年下半期についても引き続き小売市場重点モニタリングを実施し、競争状況や価格形成について監視していきたいと考えてございます。

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。

それでは、ただいまの説明について、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、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。

御指摘がありましたように、13ページ、14ページに記載のあります、九州電力で小売価格が電源可変費を下回った案件につきまして、経緯並びに当社の受止めについて、九州電

力個社として発言いたします。

まずは、当該案件につきまして、当社の業務処理上のミスによりまして、結果的に可変費割れの事案が生じてしまいましたことを深くおわび申し上げます。その上で、本件の発生事象並びに経緯、原因について簡単に御説明いたします。

発生事象につきましては、ある公共入札案件の自家発補給契約分におきまして、極めて単純な料金算定誤りにより、可変費を下回る額で応札・受注となったものです。落札後、本店への報告の際にミスが判明しましたが、開札後であったため修正できず、契約に至ったというものでございます。

発生原因につきましては、料金算定手順の一つであります基本料金を算定する手順において生じた単純な作業の誤りによるものです。

監視等委員会事務局様からは、ほかにも可変費割れの案件がなかったかにつきまして、今回ミスのあった公共入札分だけでなく、全ての特別高圧、高圧契約を対象とした数万件に及ぶ全件調査の要請がありました。当社といたしましては、意図して可変費を下回るような価格提示するつもりは一切なかったため、これに応じまして、全てのデータをお示しし、対応させていただいた結果、同様の件は、報告にありますとおり、ほかにはなかったということを確認しております。

本事象は、競争相手を退出させるような意図があったものではありませんが、可変費割れでの供給は不当廉売を疑われかねないものでありまして、市場の競争秩序に与える影響が大きいということを認識しております。また、当社自身の利益を毀損することにもつながる点もありますので、今後同様のミスが生じないように再発防止に努めてまいります。

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、草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員 草薙でございます。

ただいま九州電力様から御説明をいただきましたけれども、電源可変費だけではなくて、固定費や販管費、利潤等にもちゃんと目配りをしつつ、価格をつくっていくというのが当然であり、また、当然そういう回答をされた者も多かったわけでありまして、電源可変費を下回ってしまうというのは、相当に安い価格で入札しているということになるはずでございます。これでは公共入札という重要な場面で新規参入者は正当に競争できないという

ことだと思えます。九州電力様におかれても、そのことは認識されているということと理解いたしました。

見積りデータの入力ミスとチェック漏れということにつきましても、どういうことが起こったのかという御説明をいただきましたけれども、こういったミスを二度と起こさないという決意もお聞きしましたので、ぜひ善処をお願いしたいと思っております。

それから、もう一点、スライドの12番なんですけれども、競争者からの申告が少ないというふうに私には思われるのですが、よほどの証拠でもないとは申告は難しいということなのかというふうに考えました。もしそうだとすると、少し申告のハードルを低くする方法がないか、これは長期的な課題になるかと思いますが、考えていただくべきことなのだろうと思いました。

以上であります。

○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。よろしいでしょうか。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せうでしょうか。

○池田取引監視課長 九州電力さんの御発言もありがとうございます。

また、草薙委員からの、申告のハードルが高いのではないかとこのところについてですけれども、特段私どもとしては申告についての条件というのは特段設けていないところがございます。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、事務局は、本日の議論を踏まえて引き続き小売市場のモニタリングをよろしくお願いいたします。

続きまして、議題(5)「スポット市場価格の動向等について②」に関し、事務局から説明をお願いいたしますが、少しお待ちください。説明者が交代します。

それでは、説明をよろしくお願いいたします。

○東取引制度企画室長 取引制度企画室長の東と申します。どうぞよろしくお願いいたします。

資料7「スポット市場価格の動向等について」という資料に従って御説明させていただきます。大きく5つパートが分かれております。ちょっと資料が非常に大部になってしまったので、なるべくポイントをかいつまんで御説明したいと思えます。

2ページ目です。これはまずイントロで、足元の市場動向でございます。11月にかけて

システムプライスが上がりましたが、12月にかけては少し低下傾向かなというふうに見ております。

3 ページ目でございます。高騰しているコマの発生状況ですが、こちら、この12月に入ってから50円以上になるようなコマは発生していないという状況でございます。

最初のパートで、この市況も見つつ、引き続き足元の売買入札の分析というのを行っておりますので、それについて御説明させていただきます。特に、やはり買い札の動向が少し気になっていまして、その点を少し重点を置きながら御説明したいと思います。

5 ページ目でございます。これは、11月22日に非常にスパイクを起こしたときのコマの分析です。買い札の分析でございます。機械的に価格帯を3つに分けて、どんな札が入ったかというのを見ております。グロス・ビディング及び間接オークションを除くと、80～200円の買い札というのがやはり非常に多くて、その内訳は65%が新電力、20%が旧一電、15%が旧一100%子会社というふうになっております。この図で言いますと、真ん中のところになります。こちらですね。

6 ページ目です。今度は、旧一般電気事業者と新電力に分けて買い入札価格の分析を行いました。10月以降、夕方のコマで毎日データを取ったところ、まず、こちら旧一電の買い入札を見ますと、徐々に価格水準が上昇しております。10月から12月にかけてですね。具体的には、パーセンタイルで20%～50%まで、10%刻みで幾らぐらいの札を入れているのかというのをここでは確認しておりまして、それが色分けされております。12月前半、中央値を、赤の部分を御覧いただきますと、大体20円台～30円台で徐々に上がってきている傾向が見て取れます。

7 ページでございますが、同様の分析を新電力でも行ったものになります。新電力の買い札を見ますと、10月～12月にかけてこの上昇傾向がより顕著です。各色のブロックが徐々に上に上がっていつているのがグラフで見て取れます。また、その絶対的な価格水準もかなり高い水準になっております。10月中旬以降、中央値は継続的にkWh当たり80円というふうになっていまして、こういった形で80円に非常にベタッと札が張り付くことで、売り札切れのときをはじめとして価格高騰を招きやすい構造、そういった要因になっているというふうに考えられます。

8 ページ目でございます。売り入札価格のほうも同様に分析を行いました。こちらは、赤いところは95%、パーセンタイルで言うと95%の価格を見ております。10月上旬には20円内外だったものが、足元では30円近くになる日もありまして、徐々に上がっている傾向

は見て取れますが、先ほどの買い札に比べると上昇幅は限定的かなというふうに見えます。

9ページ目でございます。これは燃料価格が高騰しているのと並行してシステムプライスが上がっているという図でございます。

10ページ目でございます。先ほどの80円での買い入札が非常に多いという状況を踏まえて、事業者にもその事情を確認してみると、やはりインバランス料金の上限値を考慮して、そういう札の入れ方が合理的なんだという回答を幾つかいただきました。一方で、実際に同じ期間でインバランス料金が実際にどれぐらいの価格だったのかというのを見ますと、80円に到達したケースというのはほとんどございませんでした。こういった状況を踏まえて、こうした80円ですとか、高値での買い札入札の合理性についてどう考えるのかというのが一つのポイントだと考えております。下の図は、先ほどのグラフに緑の点でインバランスの速報値を重ねたものになっております。

次のページでございます。これは御参考までに、この秋の10月、11月の実際のインバランス料金の速報値と確報値、全コマについて調べてプロットしてみたものでございます。実際に80円に達しているコマというのはほとんどなかったということでございます。

こちら、以下御参考ですが、12ページ目、現行のインバランス料金の算定方法です。御案内のとおり、主にスポット市場価格、約定価格を基準として決まることから、高値の買いが増えて、結果的に約定価格が高くなると、インバランス料金も高くなっていくという仕組みになっております。

それから、こちら御参考ですが、昨年、インバランスの速報値と確報値に相当開きがあったという御指摘も一部ありますので、今年の秋、どういうことが起きているかというのを確認したものです。御覧いただければ分かるのですが、今年の秋は最大でも17.6円、平均すると確報値のほうが1.21円低いということで、昨年の冬に比べますと相当この振れ幅は小さくなっております。

14ページ目です。その原因を分析している、原因の解説をしているものです。昨年の冬の確報値・速報値の大きな違いは大きく2つありまして、1つは重要B Gにおける計画内不一致と、もう一つは電源Ⅰ'ですとか電源Ⅲが使われた場合のカウントの仕方となっております。いずれにしても、この秋のように、そういった計画内不一致がどんどん出てしまったり、電源Ⅰ'・Ⅲがどんどん使われるというような状況ではない時期においては、こういった価格差は小幅になるだろうというふうに理解しております。

こちら最後に、先日、エネ庁の審議会のほうで整理されました小売の供給力確保義務に

ついてもつけさせていただいております。

以上が最初のパートになります。

それから、16ページ、2つ目のパートです。この秋の価格高騰を踏まえて、報告徴収を行いました結果の1つ目として、まずブロック入札の状況について報告させていただきます。

17ページです。まず、これはブロック入札導入の経緯のおさらいです。もともとは、「歯抜けリスク」があって売り出せないというものについて、しっかりそこも売り出してもらうんだという趣旨で導入されたものであります。その上で、2ポツにあります、卸電力市場の売り札を増やすという意味で一定の効果を上げてきたものだと理解しております。その上で、足元でどういうことが起きているかというのを調べましょうというのが今回のたてつけでございます。

ここは、ちょっとすみません、割愛させていただきまして、21ページです。ブロック入札の仕組みの、これもおさらいになりますが、基本的には4コマ以上、つまり2時間以上のコマで任意に指定する形でつくれるものでありまして、加重平均で約定・未約定の判定をするというつくりになっております。いずれにしても、まずそもそも、ブロック入札ではなくて通常入札を最大限行うというのが約定機会の最大化につながるものでありますし、ブロックを分割するなど、そういった工夫を凝らして約定機会を最大にすることが経済合理的というのが過去の審議会においても整理されてきたところでございます。

ちょっとこちらも割愛させていただきまして、24ページです。今回の報告徴収の概要です。10月1日～10月8日の全コマについて、沖縄電力を除く旧一電、それからJERA、電発についてデータを取っております。

25ページです。これがまず全体像になりますが、売り入札の全体に占めるブロック入札の割合と、その約定率を事業者ごとに見たものになります。御覧いただければ分かりますが、一部の事業者においては売り入札量全体に占めるブロック入札の割合が5割を超えている。高い。半分以上はブロック入札でありながら、約定率がほとんど0～10%ぐらいと。下のグラフで青枠で示しておりますが、低くなっている事業者もいれば、赤いほうですけども、ブロック入札の約定率が8割を超えているような事業者も見られるなど、事業者ごとに非常に大きな差が確認されました。そこで、どうしてそういったような差が出ているのかという観点から、実際に今回は「初期的な分析」と書いていますが、ちょっと全部はまだ分析し切れていないところがあるので、現時点までで分かったところを御議論いた

だきたいと思っております。

26ページです。まず大きく売り札を3類型に分けて考えております。A)と書いていますのは、通常のばら売り。B)と書いていますのは、ブロックのうち起動費が乗っかるものです。つまり、バランス停止しているもので、起動する、つまり起動費を載つけるブロック。C)として、既に起動することが予定されていて、起動費がかからないと。負荷を動かすだけなので起動費がかからないブロックというので、いわばブロックを便宜的に2種類というふうに分けて、今回はまずC)のほうですね、起動費がかかっていないほうというものから分析を行っております。

27ページです。こちらは、起動費を計上していないブロックについて、それに絞って同様に割合と約定率を確認したことになります。こちらやはり約定率は0%~99%と、非常に事業者ごとに大きな差があることが確認されました。

こちらは、ここから以下、起動費を計上していないブロックについてですけれども、全体の傾向として、まず価格と約定・未約定の関係というのを確認しました。当たり前といえども、約定したブロックというのは10円未満辺りに集中してまして、価格が高くなるほど約定量は減少していると。やはり価格というのが非常に大きな要因であるということが見て取れるかと思えます。

29ページです。その上で、ブロックの形の工夫というのが約定率にどれぐらい、どういう影響を及ぼすのかというのを見るべく、コマの長さでブロックの高さというのを確認しました。こちらがまず、29ページが駒の長さです。横軸にコマの長さを取っておりまして、4コマ~48コマ、2時間~24時間のブロックで、ちょっとごちゃごちゃして恐縮なのですが、丸が事業者の色を示してまして、幾つかの事業者について傾向を確認したところ、指定されるコマが少ない、つまり短いブロックほど約定率が高い傾向が出てきた事業者と、あまりブロックの長さに関係なく一貫して約定率が高いあるいは低い事業者というのが分かれたような結果となりました。

30ページです。こちらは、ブロックの高さですね。どれぐらいの高さのブロックをつくるかというのと、約定・未約定の関係を確認したところ、約定しているブロックのほうが見て高さが低いという傾向は見て取れるのかというふうに思います。

31ページです。実際にどのような——あとは、それぞれの事業者が具体的にどのような取組を行っているのかというのを見たところになります。こちらは、約定率が高い事業者にどんな工夫をしているのかと聞いたところで、説明のあった例を2つ紹介しております。

1つは、左側に書いてあるような市場価格の安い昼間の時間帯、再エネで市場価格が安い昼間の時間帯だけ分割するような形で、そこを上手に工夫して約定率を上げているといった例がありました。

事例②のほうは、1つのブロック当たりの入札量をやはり低く抑えることで、なるべく細かく分割することで約定機会を最大化しているというような話もございました。

32ページです。逆にこちらは、約定率が低い事業者において、どのようなことがあるのかと、どういった実態があるのかというのを伺った際に出てきた事例を2つ御紹介しています。

1つは、事例①のほうに書いていますが、実際のユニットとブロックが1対1で紐付いておらず、燃料も混在したユニット群が1つのブロックとして紐付けられていたと、こういった事例がございました。

また、事例の②ですが、先ほどのコマのつくり方、そういった約定率を高める工夫が見られない。あるいは、約定率が低いにもかかわらず、ブロックのつくり方の見直しがあまり行われていないなど、まだ改善の余地がありそうな事例も見受けられました。

これらを踏まえて、「初期的な分析」と申し上げましたが、今回の時点のまとめということで33ページです。冒頭、問題意識は、売り札の増加というのには貢献した一方で、実際の約定量という観点からはまだ改善の余地があるのではないかと。

2ポツ目ですが、先ほど申し上げたように、1つのブロックに複数のユニットを紐付けたようなブロック入札を行っている実態も確認されました。こうした点については、売りブロックと実際のユニットを1対1もしくは複数対1で紐付けることによって、各発電機の起動特性に即した入札を行うことが合理的なのではないかと。複数対1とここで書いていますのは、1つのユニットからたくさんのブロックをつくるのは別に問題は——問題ないといえますか、それは大いにあり得ると思うんですけども、ここで申し上げているのは、逆に複数のユニットから1つのブロックをつくるのはいかななものかということでございます。

それから、3点目です。これも先ほど申し上げたように、約定のなかなか工夫が見えない、あるいは考え方、アルゴリズムがなかなか変わっていないという事業者も見受けられましたが、本来やはり、ブロックの分割など、いろいろな工夫を凝らして約定機会を最大化することが経済合理的ですし、発電事業者の利潤最大化にもつながるものですので、改めて約定機会の最大化に向けた事業者の取組を促すべきではないかと。

最後のポツですが、こうした結果に鑑みて、事務局において、1つは、まずブロック入札の考え方やブロックのつくり方を見直し、約定機会の最大化に最大限取り組むことを各社に要請するとともに、そのフォローアップという観点から、各事業者における取組状況ですとか、ブロックの入札率・約定率を定期的に確認して公表していくこととすべきではないかということでございます。

34ページです。また併せて、J E P Xにおかれても、例えばこうした各エリアにおける入札量全体に占めるブロック入札の割合や、約定率についても公表していただくことが適当ではないかと。前回御議論いただいた需給曲線の崩壊という議論に関しまして、ブロック入札の実態が見えないんだという議論もございましたが、こういう形でブロック入札についても、需給曲線には見えてこないブロック入札についても可視化していくということが必要なのではないかと書かせていただいています。

また、最後のポツですが、過去の審議会においても、ブロック入札、その約定最大化のために、システムの改善が求められるという議論がございました。今回のヒアリングの中でも、事業者のほうからそういったシステムの高度化が必要なのではないかという声がございました。この点については、ちょっと現時点でシステムの改善というのがなかなか進んでいない状況について、まずJ E P Xさんに説明を求めることとしてはどうかということを書かせていただいております。

こちらが過去の審議会の論点でございます。

37ページです。ブロック入札については、先ほど申し上げたように、まだ全部ここで分析切れしていない部分もございますので、本日の御議論も踏まえてより詳細な分析を引き続き行っていきたいと考えております。その際、今回お示しできていない起動費が計上されているブロックですとか、買いブロックについても分析を行っていければというふうに考えております。

以上が報告徴収のブロックのパートになります。

次、3つ目のパートです。報告徴収の結果として、燃料制約の状況についてでございます。

39ページです。御案内のとおり、今年の秋、燃料制約が生じた会社が複数社ございました。これを踏まえて、各社における燃料制約の考え方や運用について確認を今回行ったものでございます。

41ページです。調査の対象となっているのは、今回の調査期間に燃料制約が現に発生し

た5者、北陸、関西、中国、四国、九州の5者になります。

42ページから44ページに、実際に燃料制約が生じた事業者と全ユニットを記載しております。

それで、すみません、48ページまで飛びますが、今回燃料制約、もちろん市場への最大限の玉出しを行っているかという観点から、燃料制約の運用が適切かというのを確認したわけですが、特に今回は会社、各事業者で前提となっているポイント、具体的にはここに書いているような①として、タンクの上下限の設定の考え方が合理的なものになっているかというのと、それから2番目として、実際に燃料制約の必要性を認識した後に、その入船日の調整ですとか、燃料の追加確保といった、それを軽減するための取組をどう行っていたかということ。それから、3点目として、そういった情報の適時開示をきちんと行っていたか、H J K Sへ登録を行っていたかという3点について確認しております。

まず、1点目のタンク上下限の設定の考え方の妥当性ですが、基本的にはタンクの運用に当たって各社上下限に関するリスクを考慮しておりまして、こういったリスクの設定というのは、当然各社の運用の実態ですとか、電源のポートフォリオですとか、燃料基地の所在地ですとか、様々な事情によって考え方が変わるので、基本的にその事業者の判断に委ねられておりまして、今回はどういう考え方に基づいて設定を行っているのかという点について確認を行いました。

51ページ、52ページに、各社の、5者のタンク上下限の考え方についてまとめて記載しております。ちょっと全て詳細に御紹介は難しいので、一部だけ御紹介させていただきますと、各社とも、まず、先ほど申し上げたようにそれぞれの考え方ですので、各者ごとに差異はありました。他方、きちんと一定の根拠に基づいて設定されているということも確認いただいた。

例えば、ここで1ページ目に出ています北陸・関西を例に取りますと、例えばLNGのほうですね。下線を引いてあるところがまさにそのリスクの考え方になっているのですが、入船遅延のリスクとして消費量、LNG消費量何日分を考慮するかと、こういった過去の、そういった入船遅延リスクの考え方、消費量3日分あるいは消費量1日分というふうに設定すると。また、その電源の運用として、ベースなのかミドルなのかということで、そのそれぞれの最大消費量の考え方も異なると。こういったことで、それぞれ個社個社の事情に応じた考え方でリスク設定をしているということを確認いたしました。また、燃料ガイドラインに基づいて、運用下限の考え方というのは各社ホームページに公表しているとい

うことも確認しております。

続きまして、53ページ、燃料制約の軽減のための取組ということでございます。こちら
も、まず、各社、日々燃料の消費状況ですとか入船見通しというのを計画をローリングさ
せながら、毎日その燃料制約の必要性があるのかというのを、あるいはその制約量がどれ
ぐらいなのかというのを毎日ローリングしながらアップデートしていているということ
は確認いたしました。

他方で、こちらやはり具体的にどういう対応をしてきたかというのは各社各様でござ
います。例えばですけれども、こちらの、すみません、この53ページと54ページにわた
って具体的な取組というのを書いてございますが、燃料制約の必要性を認識して、直ちに追
加調達を手配して何とか制約回避しました、あるいはそれを早く解消しましたといった御
説明もあれば、あるいはタンクの制約ですとか配船の制約、そういったものでなかなかそ
ういった対応が難しいと。タンクが1基しかないのも難しい、あるいは小ロットで、も
ともののロットが小さいので、小ロットで追加調達というのも難しいといった御回答もござ
いまして、こちらの対応も各社各様ということでございました。

最後に3点目として、H J K Sへの情報開示についてでございます。具体的には、ここ
に①、②と書いていますが、登録要件に合致する燃料制約というのが漏れなくH J K Sへ
登録されていたかという点と、タイムリーに情報開示がきちんと行われていたかと。燃料
制約の直前ですとか、極端な話、制約が発生した後に登録ということではなくて、ちゃん
とリードタイムを持って登録されていたかという点から確認しております。

それで、すみません、55ページですが、確認の結果、それぞれ、まず漏れなく、かつ速
やかに、実際に燃料制約が始まる1日前には各社ともH J K Sに登録していたということ
を確認されております。

58ページに、7このパートのまとめを書いております。先ほど申し上げた3点から確認
を行いました。その上で、各社のタンクの利用の上下限の設定について、不適切な設定が
あったと言えないと考えられるかと。あるいは、2点目ですが、燃料制約を軽減するた
めの取組について、各事業者がベストエフォートを尽くしていたのかということ。それから、
3点目ですが、情報開示についても特に問題はなかったと考えられるかという観点から御
確認いただければと思います。

下になお書きで書いておりますが、やはり昨年の経験も踏まえまして、需給のひっ迫を
防止するという観点から、市場への影響という観点から、燃料制約を発生させないよう、

各社の調達努力というのは期待されるところでございます。これに関連して、きちんと燃料の追加調達を行う適正なインセンティブを確保するといった観点から、限界費用の見直しの議論というのも前回までに整理いただいたところです。委員会としては、こうした各社の限界費用の考え方ですとか入札行動の監視と併せて、燃料調達の状況についても引き続き注視していきたいというふうに考えています。

すみません、4つ目のパートになります。今少し触れました限界費用の見直しについてでございます。前回までに御議論いただきまして、実際に運用する会社、適用する会社が出てきております。その御報告になります。

1 ポツ目にありますが、東北電力、J E R A、関西電力の各社が、順次限界費用の考え方を見直すということを表明し、監視等委員会のほうでその考え方を確認した上で実際に適用を始めております。下のグラフに、どのタイミングから、色がかかっているところから実際に各社考え方を變更して入札を行ったというのを示しております。現時点で市場価格への大きな影響は確認されていません。グラフでは21日渡し、本日渡しのところまでですが、実際、明日渡しの分についても確認いたしました、大きな価格変化は出ておりませんでした。それで、こちらについても引き続き各社の追加調達を促しながら、そういった売り切れによる極端なスパイクの発生というのをなるべく回避すべく、そういった効果を期待したいと思っております。

上の4 ポツですが、もう一つ限界費用に関連して、前回まで機会費用の活用という御議論もいただいたところですが、こちらについては、現時点ではまだこういった考え方を採用するという事業者は出てきておりません。こちらも併せて御報告させていただきます。

以下、参考ですのでちょっと割愛させていただきまして、すみません、最後の5番目のパートになります。こちらにつきましては予備率、でんき予報とかで翌日の予備率が世の中に公開されているのですけれども、そういう予備率が高い日においても、あるいは高い時期においても、市場での玉切れだったり価格高騰が起きてしまうのは何でなのかというような声が寄せられております。以前にエネ庁からも、予備率と市場への供出余力みたいなものの関係というのは、必ずしもそれがリンクするものではないというのは周知されているところなのですけれども、改めてそういう、そこにずれが生じ得るということと、その市場供出余力といったものを見る上で参考にすべき指標を少し考えられないかということで、ここで書かせていただいたこのパートを用意させていただいております。

66ページです。仮に、仮称ですが、市場供出余力率というものを考えるということをごここで御提案しております。予備力というのは、この供給力から需要を差し引いて出すわけですが、この中でも、すごく単純に考えれば電源Ⅰは市場には出てこないということとは確実なので、こういった電源Ⅰのようなものを考慮した供給力というのを考えて、それを市場供出余力の参考指標として使えないかということを考えております。

具体的にどんなケースを想定しているかといいますと、67ページです。こういった形で予備率を見ていきますと、このグラフで、終日10%強ぐらいあるような日なのですが、こういった日に、一番きつい時間帯でも予備率は10%ありますというふうに外向きには見えるわけですが、実際には揚水がベタッと張り付いていて、これが出てこないとなると、市場に出てくる玉というのは切れるような時間もあり得ると。こういったギャップをきちんと認識していただくために、電源Ⅰを控除したような数字を世の中に出していくということが考えられるのではないかと考えております。

68ページは、具体的に10月のある日に、東京エリアでの予備率、それからここで考えている市場供出余力と価格の関係というのを分析したものです。上の薄いブルーのラインが予備率で、終日10%以上あります。他方で、この濃い青いライン、下に行っているのが今回考えた市場供出余力、要は電源Ⅰを差し引くと実際にはこれぐらいになっておりまして。それときれいにひっくり返ったような形で、その市場供出余力が落ちている時間帯に市場価格が上がるというような現象が起きていたということを示しております。

69ページ以下、同様に市場供出余力の低い時間帯で価格高騰がたくさん発生していたという分析と、逆に、予備率が高くても価格高騰というのは結構発生していると。ここですと、15%以上のコマでも価格高騰の50%ぐらいが発生しているということで、その分析を行っております。

以下、71、72、73、74と、東西のエリアでそれぞれ同様の分析を行っております。

それで、すみません、75ページ、まとめのページですが、繰り返しになりますが、公表されている予備率と実際に市場に供出され得る電源の余力には差がありまして、そこを分かるような指標というのは、価格高騰に対して一定の予見性を与える上で有用な指標となり得るのではないかと。こうした問題意識から、今後、そうした指標の作成・公表というのを関係機関で検討していったらどうかということを書かせていただいております。

長くなりましたが、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、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。お願いいたします。

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。丁寧な御説明をいただきましてどうもありがとうございました。私のほうからは2点、コメントを申し上げたいと思います。

まず、1点目が、ブロック入札の件に関して、32ページ目かと思うんですけども、売りブロック入札の約定率が低い事業者の入札の実態ということで、詳細に御説明いただきました。このうち、1ポツ目の複数ユニットを紐付けるという点に関して、個人的には非常に疑問というか、どうしてこういうことがされているのかというのはなかなか分かりかねるところもありました。これは、システム上、仕様がこうなっているということのようなんですけれども、どうしてそのようなシステムにされたのかというのがやや疑問というのもありますし、場合によっては、これによって本来であればもしかしたら混在したユニットをkWhの余力分だけスポットにもう少し細かく出していれば、もっと低い価格で約定したというようなことがありましたら、それはやはり少し市場に与える影響としてもなかなか軽視すべきでないように思いますので、この点に関しては、もし必要であればさらに御確認いただいてもよいのかなというふうに思いました。少し懸念をいたしましたということでございます。

もう一つのコメントですけれども、これは最後の市場供出余力率に関してのところです。今回新たな指標ということで御提示いただきまして、より市場参加者にとって正確もしくは参考になる情報ということで、今回の御提案はとてもよいことだと思っております。ただ、あくまでこれもやはり参考値というか、完全に価格に連動したりですとか、そういう数字ではないと思いますので、市場参加者がまたこの数値によっていたずらに高価格入札などに走ることがないように、この数値、この指標が一体どういう計算式で、何を表すものなのかというところを、必ず公表する際に併せて表示していただくと誤解がなくていいのかなというふうに思いました。

以上です。

○武田座長 ありがとうございました。

それでは、安藤委員、お願いいたします。

○安藤委員 安藤です。よろしくお願いします。

私も、まずはブロック入札について。31ページ目と32ページ目で、約定率の高い事業者と低い事業者の取組が紹介されました。このことを踏まえて、もちろんブロック入札を行ったときに約定率が低かったということだけで一律に悪いこととも言い切れないわけで、起動費の回収等の観点から必要な範囲でブロック入札を行ったことで、結果的に約定率が低くなってしまう、こういうこともあり得るのかなとも思っています。しかし、今回このように手法の紹介があったということを踏まえて、ブロック入札の約定率が高い事業者の手法をぜひ低い事業者にはまねしていただきたいとも思っています。そのためには、どのような電源ではどのようなブロック入札のつくり方が合理的なのかということをパターン分けができるように、さらなる調査検討が必要であり、有益だと思っています。

それを踏まえて、合理的な理由なく約定率が低い手法を維持しているような場合には、売れないことで価格がつり上がる、そういう効果を狙っているのではないかと疑われても仕方がないのではないかと、そういうことも感じました。21ページ目のところで約定機会を上げることが経済合理的としています、それは市場支配力がない場合の話であることには注意が必要だと感じています。

続いて、61ページ目、市場供出予備率についてですね。これが、そもそも電源Ⅰを含めて予備力を考えていたということで、これが実態を表していないということで、新たな指標をつくりましょうというのは、話としては理解できるものの、そもそも予備力の指標の下で、予備力があるのに売り切れとか価格高騰があるということは、この電源Ⅰの使い方に問題がある、もったいない使い方をしているとも考えられないのかという疑念を持っています。市場供出余力率、これを考えるというのは当面の対策としては適切だと思いますが、その先として、使える発電能力を最大限有効活用できる方法に、今のこの電源Ⅰとか電源Ⅰ'とか、この割当て方ですね、これが望ましい形になっているのかということは、望ましい姿を追求するという観点から検討し続けることが必要かと思っています。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、岩船委員、お願いいたします。

○岩船委員 はい。すみません、発言させていただきます。

まず、スポット価格の件なのですけれども、10ページで、12月になって多少価格が収まってきたようではあるけれども、特に新電力さんに関して高値での買い入札が続いているという状況だということを、この図から理解しました。後ろのほうに、小売事業者の供給責

任の話が——供給能力確保義務ですか、これに関する見直しの話、運用の話というのが出てきたと思うんですけども、たとえ、もし玉切れのときは供給能力確保義務に違反したことにならないという整理がされたとしても、インバランス価格が高くなるかもしれないというおそれがある以上は、新電力さんが80円入札をやめる理由にはやっぱりならないだろうというふうに思われます。だから、供給責任はないと言われても結局インバランス費用は発生するわけなので、ではこれをやめていただくためにどうするかというと、前回議論のあったエリア別の需給曲線の開始、なるべくリアルタイムに近い段階でというのが必要ではないかと思われるのですが、その議論がどうなったのかというのをぜひ伺いたいなと思いました。私はやはり、エリア別の需給曲線を何らかの方法で開示して、新電力さんの高値入札の熱を下げる必要があるかと思われます。

次が、ブロック入札の件です。30ページのところで、確かに工夫している事業者さんと工夫していない事業者さんがいるのは分かりましたし、そこを監視して、何らかシステム改善が必要と、かなり大きな問題かもしれませんが、対応していただく必要はあると思います。ただ、根本的に、なぜ、あまりブロック入札を工夫しないで入札して未約定だったというので、発電事業者さんがそれをよしとしているのかというのが一つ大きな疑問でした。つまり、未約定した分というのはどこへ行っているのだろうと。発電設備が持っている限り、基本的には発電して売りたいのが発電事業者さんだと思うんですけども、未約定分は例えば電源Ⅱで低層からの指令で動くからいいとか思っているのか、結果としてどこに行っているんだろうというのをぜひ併せて調査していただきたいかなと思いました。根本的には、やはり発電して市場で売ろうというインセンティブが働くような仕組みが必要なのではないかと思われます。そのブロックの入れ方を工夫しろとか、そういう、いろいろな監視審査のほうから指令を出すことはできると思うし、それが必要だとは思いますが、監視で縛るというのは監視の負担も増えることですので、基本的には発電して市場で売る、そのためにブロック入札を工夫するというようなインセンティブが発電事業者さんにも働くように、そういうルールになるような方向性も検討すべきではないかと思います。さっき、ブロック入札はJEPXで公開していないみたいな話がありましたけれども、やはりここも併せて公開する必要があるかと思います。かつ、過去の制度設計専門会合でその議題が出ているのであれば、やはりJEPXさんのほうにどうなっているのか確認することは必要かなと思いました。

次が、61ページの、入札、入れ方を変えた結果のところなんですけれども、これ、入札

価格見直しの効果で、価格があまり変わっていなかったというのは分かったのですが、これは結果として、つまり売り入札量が増加したのかというようなことも併せてチェックしていただければいいかなというふうに思いました。

それとあと、最後のところですね、長くなりまして申し訳ないのですが、広域予備率と市場供出余力率の件ですが、そもそものでんき予報の数字の計算方法が、今統一に向けて動いているという話だったのですが、それ自体がやはり統一されていないと、そこから電源Ⅰの分を引くという市場供出余力率もぶれると思いますので、ぜひそこは計算方法をしっかり統一して、指標ですので、広域予備率はこうで、市場供出余力率はこうで、それぞれがどういうことを意味していますというのをしっかりプレーヤーの数々に御説明できるようにすべきかと思います。

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、この資料の一番最初に出てきた、買いが主導して価格を高騰させているのではないかという懸念に関して、具体的に資料をいろいろ出していただいたこと、感謝します。実際のインバランス料金というのが上がる可能性というのを考慮して高値で入れるというのは、一定の合理性はあるのかもしれないのだけれども、しかし、現実インバランス料金ってそこまで高騰していない状況でもこういうことが続いていますよと。様々な要因が考えられているのだけれども、それは過大に小売事業者というのが考えていないでしょうかということを改めて考えていただくという大きな情報になっているのではないかと思います。買い札というのをむやみに制限するということは合理的でないと思いますが、情報の提供によって自分たちが高値で入れた結果として自分たちの首を絞めるという状況が起こっているんだということで、それが本当に合理的かどうかというのはもう一度考えてみませんか、上限価格80円だから機械的に80円で入れるって、本当に合理的でしょうかということを問かけること自体はとても重要なことだと思います。これ、一回資料を出しただけではなかなか変わらないというようなことはあるのかもしれないのだけれども、情報提供という意味で、もし効果がなければ繰り返しこのような情報を出していただくということはとても有意義なことではないかというふうに思いました。

次に、ブロック入札に関してです。

まず、スライド25なのですが、売り入札量全体に占めるブロック入札の割合というのは、もう各社まちまちだということになります。これで、安藤委員が正しく御指摘になったのですが、ブロック入札約定率というのが高い低いという、この後の資料でも低い事業者に対するウオッチというのはいろいろ出てきているのですが、若干ミスリーディングではないかというふうに思います。売り入札量に占めるブロック入札の割合というのは異常に高いということをするれば、ブロックにしようがしまいが、約定したものというのがブロック入札の中に入っていて、それで約定率が高くなるという事業者が、そもそもブロックというのを厳選して、本来そうするのが合理的なものに絞り込んだ、でも、そうする電源というのはもう本当に限界的な電源になっていると。限界的な電源になっているから、約定というのは自然体で低くなるという事業者は非難されるというようなことがあるのは、とてもミスリーディングなのではないかと。私はそもそも論として、ブロック入札に占める割合というのはすごく高いというところも、少なくとも約定率が低いというのと同じぐらいか、あるいはもっと深刻に問題だと思っているので、この点、ここを低くした事業者というのが不利にならないようにということは十分配慮をお願いします。

ただ、そうはいっても、25スライドで見ると、一番低いところで34%。34%がすごく低く見えるというのは物すごく異常な事態だと思います。私、34%だって十分高いではないかというふうに思っているぐらいなので、そもそも、何でこんなに高い比率なのということについては十分検討していただきたいし、物すごく高い比率なのにもかかわらず、約定率が低いというようなところについては相当に問題があるのではないかというような、そういう両方を見た検討というのが必要になってくるのだらうと思います。

27スライドで、起動費を計上していないブロックについての分析というのをさせていただいたことは感謝します。ただ、これ、本命は起動費を計上しているほうのブロックでして、起動費を計上しているブロックというのは、細分化するということをするすると悪さをする可能性があるということは既に指摘されているわけで、逆に起動費を計上していないところが例えば細分化するとかというようなことが基本的に悪い影響がないというのは、それはもう理屈からして当然ということなのだろうと思います。ここの分析だけで、起動費を計上していないブロックというものの分析だけで一般論を決して引き出さないようにお願いします。本命は起動費を計上しているブロックだと。それから、その割合が小さいからといって軽視しないように。本当に限界的な電源のところで、それが入るか入らないかによって価格に大きく影響を与えるということは当然あり得るので、その割合が小さかったと

しても、とても大きな悪さをしているという可能性は十分あるので、その分析というのも引き続きお願いします。

次に、スライド32なのですが、この1つのブロックに複数のプラントが、さらに燃種が違うプラントまで一緒に紐付けていって、これ、どうなっているのか。まあ、技術的な理由は分からないではないんですが、幾つか推測はできるのですが、こんなどんぶり勘定で今までスポットで入札して、これで限界費用で入札していたと言っていたのかという、そもそも限界費用で応札・入札しているということが本当に正しいのかということを疑わせるようなものでもあると思います。これ、ブロックという文脈でとても問題だというのはそうなんです、ブロック入札していなかったとしても、こんなどんぶり勘定でやっているというのが、どれぐらい、どんな事業者であるのかということは、もう少し深掘りして示していただけないでしょうか。ブロックという文脈だけでなく。

さらに、これ、「売りブロック入札の約定率が低い事業者による入札の実態」と書いてあるのですけれども、これは約定率が高くてももちろん問題になりますので、つまり、もうほとんど全部ブロックにしているという事業者であれば当然問題になり得ますので、もう少し広く、変なことをしていないよねということは考えていただきたい。いずれにせよ、何でこんな不透明なことというのが広範に行われているのか、本当に限界的に1事例2事例あるとかという、そういうことではなく広く行われているのだとすると、この点についてはもう少し分析した上で、いろいろな情報を出していかなければならないのではないかなというふうに思いました。

スライド33のところの最後のボツのところなのですが、「こうした確認結果に鑑み……ブロック入札の約定率の低い事業者を中心に」という、ここは、さっき言った理由で異議があります。そうではなくて、ブロック入札の割合が高い事業者というのも同様に問題だということだと思いますので、ブロック入札の約定率の低い事業者だけでなく、そもそも入札率も考えてください。ただ、これ、最後のところに「ブロック入札率や約定率を定期的に確認し」と書いてあるので安心はしていますが、この点、ブロック入札による約定率が低いところだけに集中するということがないようにぜひお願いします。

次、スライド35の最後、③のところですが、私が前回、後ろ向きな発言ばかりするのではなくて、JEPXのほうでも対案は何かないんですか、考えてくださいということを言ったよりも、さらに具体的に、より進んだ形で要請をしているということだと思います。このような具体的で建設的な要請というのを事務局のほうからしていただいたこと、とて

も感謝します。JEPXのほうもこれを真摯に受け止めて改革というのを進めていただければと思います。

次、スライド60のところなのですが、この考え方、ある意味でスポットでの調達価格と
いうのを反映して限界費用を計算していくということ自体は合理的なやり方だということ
を以前からずっと私が言っているので、これに異議を唱えるというのはとっても変な気は
するのですが、先ほど指摘した、いろいろな電源を束ねてどんぶり勘定でしているという
事業者がこんなことをしていないですよねということは、さすがに確認してください。限
界費用というのを総精緻化するかと言いながら、そっちのほうはすごく何ていうかどん
ぶり勘定でしているというのは相当ちぐはぐだし、そんな不透明なことをしているところ
がこんなことをされたら、恐らく新電力とかというのは相当不安になるのではないかと
いうふうに思いますので、先ほどのどんぶり勘定をしている会社がどこの会社かというのが
明示されていないので何とも言えないのですが、これ、どんぶり勘定していない会社です
よねということは念のために確認し、もしそうであったとすれば、システムの対応という
のが必要だとすれば、すぐはできないとは思いますが、これ、極端なことを言えば、
来年の冬もまだそんなどんぶり勘定をしているというような会社は、もう来年の冬以降は
認めないなんていうようなことがあっても、あり得る対応なのではないかというふうに思
います。いずれにせよ、透明化ということはもう少し重く受け止めて各事業者に対応して
いただければと思いました。

次、スライド66。市場供出余力というのを予備力というのと別の指標で出してほしいと
いうことは、ずっと繰り返し言ってきたつもりです。具体的にこう動き出したということ
は高く評価します。もちろん、電源Ⅰを除くということもそうなのですが、昨冬のような
ケースで、燃料制約がある場合にはこの2つが乖離するというようなことは実際に起きま
した。インパクトとしてはそっちのほうが大きかったのだろうというふうに思います。こ
ういう点も考える必要がある。電源Ⅰを除くだけではないと思います。

それから、今はなくなっているとは思いますが、かつては、例えば緊急設置電源で、自
治体との協定の関係上、市場にそれで応札するということとはできないけれども、本当に
いざというときには動かせるという電源としてそういうものが存在していた。その頃から、
実際の余力とその予備力というのは大きく乖離していたということはもう既に知られて
いたと思います。このように常に知られている事象というのも余さず入れられるように
いうことを考えていただければと思います。

さらに、市場供出余力率というのが、市場がどれくらいタイトになるかということだとすると、今現在、足元では意味がないのかもしれませんが、例えば限界費用が190円の電源というのがあるから、だから余力率は高いですというふうに言われても、あんまり情報的な意味がなくなってくるかもしれないのだけれども、機会費用だとかを入れるだとかというようなこと、あるいはDRが発達してくるということがあったとすると、そういうことも出てくると思います。そうすると、例えば一定以下の価格で出てくる余力というのがどれくらいあるのかということの情報のほうが重要かもしれないということで、この点についても少し検討していただければと思います。

それから、最後に、安藤委員が御指摘になった、電源Ⅰというのが有効に使われていないのではないかという点は、この市場供出余力率という議論と独立に、ちゃんと議論する必要がある問題だと思います。電源Ⅰとして確保するという量というのが仮に7%あるとして、その7%全部が直近まで必要なかというようなことについては、例えばかつて、2011年よりも前の段階で、垂直一貫体制だったときでも、一定の予備力というのは確保はしていたのだけれども、スポット市場の断面で7%をはるかに下回るような予備力というものしかなかったという状況でも、追加調達しなかったという事例というのがあったはずで、これはESCJの記録というのをたどれば直ちに確認できると思います。そうすると、7%分というのをそのスポットの断面、あるいはひょっとしたら時間前の断面で本当にキープしなければいけないのか。その7%全部を出すというのは絶対に不可能だということは十分分かってはいますが、そのうちの一部というのは場合によっては出せるのではないかとすることは、ちゃんと考える必要があるのだらうと思います。その出せるという制度をつくることと、その出てきたものがどう運用されているのかというようなことについては、オール経産省でちゃんと検討しなければいけないのではないかとこのように思います。改めてそのような重要な提言が出てきたというわけですから、どこかが引き取って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す。

それでは、圓尾委員、お願いいたします。

○圓尾委員 圓尾です。私からは、2点申し上げたいと思います。

まず、1点目は、前回も議論になりましたエリアプライスの入札カーブについて、やはり早く公開すべきだろうと思っていますし、もちろんブロックの入札分は表現されないと

ということですが、今回のような分析を併せてお示しすることで全体像をクリアにしていくということが大事なんだと思います。

34ページの、前回のJEPXの國松オブザーバーの発言がありますけれども、ここでも事業者の声を聞きながら責任を持って情報公開をという御発言をいただいています。私も新電力の方、いろいろな方のお話を伺ってみると、やはりその入札カーブについては公開してもらいたいと。何が起きているのか知った上で行動を取りたいという希望が非常に多いし——多いしというか、もうそれしか聞けないような状況だと思います。ですから、JEPXのほうで事業者さんの声を聞いた結果、今どういような判断をされているかというのどこかできちんと御説明いただければというのが一つお願いします。

それから、2点目は55ページのところです。このインサイダーに絡んで適切な情報開示ができていのかどうかということが問われているのですけれども、私、正直、これだけだと何か、これで適切なのかどうなのかは判断しかねるなというふうに思っています。つまり、燃料制約が出ました、速やかに登録しましたというだけではなくて、本来であればずっと前段階で、ああ、これはほぼかなりの確率で燃料制約が起きるというように思ったときに、やはりその情報の重要性というのは一気に高まるタイミングでして、それがいつなのか、ここにあるような1日前とか2日前とかというのが適切なタイミングなのかというのが一つ、実務になっていないだけによく分からないなというのがあるのと、それから、そういう重要なタイミングはいつというのが分かったとして、例えばここにある5者の小売会社がそれをスイッチできる立場にあるのかどうか。スイッチできたとしたら、その後、例えばリスクヘッジをするような商行為を行っていないかというところも確認しなければいけないんだと思います。

ですから、もう一度整理して言いますと、燃料制約が起きる可能性が高いと推知できるようなタイミングがどのタイミングで、さらには、その後、小売会社がリスクヘッジするような商行為を行っていないかというところまでチェックして、初めて適切なインサイダーに対する対応ができていという判断ができるのではないかと思いますので、できればちょっと事務局のほうで、もう一段ここを踏み込んで整理をしていただければというふうに思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、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。

私は、スポット市場価格の動向等について、事務局の分析や事務局案に異存はございませんので、先ほどちらっとお見せいただいた15ページのスライドから1点コメントさせていただきたいと思います。

新電力の行動を考えましたときに、インバランス料金の上限の80円に張り付いて買い入札をされるという行動について、それがずっと続いていくということの心理的な側面を考えたときに、供給能力確保義務を果たしたいと。要するに、措置命令を避けたいという心理的な側面もあるのではないかというふうに考えました。ずっと80円に張り付いて買い入札をされますと、本来ある以上にスポット価格が高くなるということにつきましては、やはり問題をはらんでいるというふうに考えます。

その一方で、岩船先生の御指摘のように、供給能力確保義務が免除されようと、結局インバランス料金を支払うことになって、あまり関係がないという見方もあるかとは思いますが。エリア別の需給曲線を開示すべきだということには異存はございませんけれども、先ほど申しました心理的な側面ということを考えますと、この15ページにありますように、一定の場合には実質的に供給能力確保義務を免除されるという方向性が資源エネルギー庁から示されておりますので、そのように供給能力確保義務が実質的に免除される場合には、新電力におかれてどうしても落札せねばならないという心理的な負担が下がると思われるます。そのようなときには、新電力におかれても入札価格をしっかりと分析し、むやみに買い入札価格を80円とされるのではなくて、妥当と考える価格で入札いただけるようになれるのではないかと思います。こうした考えが新電力に浸透してまいりましたら、インバランス料金の上限值での入札というのは大きく減る可能性があると思いますので、監視等委員会におかれてもそのような周知活動をしていただくことも有益なのではないかと思えます。松村先生からも、何度も、80円は高過ぎませんかというメッセージを発するべきだというお話がございましたが、その点にも同意したいと思います。この15ページの資料はエネ庁の資料ということではありますけれども、監視等委員会におかれましても周知活動をしていただくということを検討いただきたいという趣旨でございます。

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　　すみません、失礼いたしました。

まず、ブロック入札に関してなのですが、今回数字を見せていただいて、これまでも示していただいたことはあったのかもしれませんが、例えば25ページ目あるいは27ページ目ですが、売り入札で占めるブロック入札の割合が比較的高いということが印象に残りました。でも、限界費用の考え方を見直しの中で、このブロック入札の割合というのは減ってくるのだろうというふうに期待はしていますが、他方で、例えば起動費の計上の有無がどういう判断で行われているのかとか、あるいは未約定のものというのはバランス停止しているのかとか、そういうところというのは若干気になる点でありますので、ブロック入札についてこれから検証されるというのは大変重要というか、私もちょっと理解できないところがあって、ぜひさらに情報を集めていただきたいなという思いでいます。それが1点です。

2点目は、余力率に関してですが、今回、市場供出余力率というものを新たに定義して、それについて価格との相関があるとかを調べていただいたわけですが、この余力率という観点で言うと、kWh余力率という考え方も出てきていて、若干いろいろな指標が出てくると混乱するなというところがあります。両者の関係というのは、多分公表の頻度、指標の作成の頻度が若干違うところもありますし、使っている情報も違うので、違うものだということなのだと思いますけれども、市場参加者を含めて混乱しないような形での整理というのは一定程度必要なのではないかなという感じはしています。

当座は以上です。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、委員の方は御発言いただいたと思いますので、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。

ブロック入札に係る報告徴収に関しまして、発電事業者B Gの立場で発言いたします。

33ページ記載の方向性についてですが、事業者としましても約定機会の最大化に向けまして引き続き努力してまいります。今回の分析並びに今後の検討に関して考慮していただきたい点がございます。

33ページの2ポツ目及び、それから3ポツ目は、ブロック入札の手法と約定率との関係に着目して、ブロック入札の改善が必要という結論が導き出されているものと認識しておりますが、このときに、当該事業者の限界費用と市況のギャップなど、こういったブロック入札の手法以外の要因ということで約定率が下がるということも十分あり得ます。した

がいまして、37ページにありますとおり、今後、より詳細な分析を実施されるということですので、こうした観点も踏まえた丁寧な検討をお願いしたいと思います。

発言は以上です。

○武田座長 ありがとうございました。

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。2点コメントさせていただきたいと思います。

1点目は、ブロック入札についてでございます。今回、事務局におかれまして本当に丁寧に調べていただきましたこと、感謝申し上げます。何度も話題になっています32ページですけれども、やはりこの事実には正直大変驚いたところでございます。約定率を高めて利潤最大化を提供するのが通常の企業行動だと思いますけれども、このような運用が続いていると株主への説明も困難でしょうし、国全体の供給力が有効に活用されていなかったということにもなるかと思います。33ページにまとめをいただいておりますけれども、約定率の低い事業者——これは先ほど松村先生の話で、約定率が低くない事業者においてもそうだと思いますけれども、約定機会の最大化に向けてぜひ、時間をかけるというよりは、この冬にぜひ間に合うように早急に取り組を進めていただきたいと思います。また、事務局におかれましては、さらなる継続調査と、その改善状況のフォローも含めて御対応をお願いしたいと思います。

それと、34ページの1ポツ目につきまして、エリア毎の需給曲線の公開のみならず、前回申し述べさせていただきましたけれども、ブロック入札のエリア毎の情報の公表につきましても記載をいただきましてありがとうございます。買い手としては、ブロック入札の未約定分についての情報公開を望んでいるわけです。これは、売り切れ状況から即80円入札といった行動を起こすのではなくて、買い手も自らの分析を通じて、高騰下におきましてもより合理的あるいは戦略的な入札行動が行えるように情報を活用していきたいという意図でございます。もちろん情報の公表に一定の配慮が必要なのだとは思いますが、ブロック入札の未約定量や価格の公開を要望いたします。

続いて、2点目ですけれども、こちら66ページで御提案いただきました市場供出余力率についてでございますが、この考え方自体は、小売にスポット価格の高騰の予見性を与える上で非常に有用な指標だと考えました。ぜひ指標の公表に向けまして御検討いただければ幸いです。

ここで1点御提案となりますけれども、この市場供出余力の算出に当たって、これは先

ほど安藤先生が御指摘いただいたことに通ずるかと思いますが、電源Ⅰを控除しているわけですが、そもそも論として、やっぱりこの電源Ⅰに余剰があれば市場へ供出いただくといったことに検討の余地がないかというふうに考えたところです。もちろん、現行のルールでは一般送配電事業者は市場取引ができませんし、事業者の法的な位置付けの整理も含めて、実現には相当な課題があると承知をしておりますけれども、一定の条件を整理した上で仮に電源Ⅰの余剰を供出いただくようにすれば、ひっ迫解消の一助となることも期待できるかと思います。この11月のような、需要はそれほど伸びていない端境期に、予備力が十分あるにもかかわらず、スポット市場の高騰が起こっているとすれば、一般送配電事業者が十分に確保できている電源Ⅰの余剰をスポットの供給に回すことで、今回のようなケースでのひっ迫が回避できるのではと考えたところです。24年度になれば調整力公募も廃止されますので、それまでの話ということになるのかもしれませんが、供給力不足が懸念されているのもまさにこの24年度までの期間ですので、一案として御提案した次第です。再エネにシフトする中で、従来の前提とは異なる事態が多分に生じてきておりますので、一つ御検討いただければ幸いです。

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、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。入札価格の推移とブロック入札についてコメントさせていただきます。

売買入札価格に関して、詳細に分析いただきありがとうございます。旧一般電気事業者と新電力に分けて整理いただいておりますが、これは言い換えれば供給力を実際の需要より多く保有しているかどうかの違いであると思います。供給力を十分に保有している事業者であれば、自社電源の発電単価との見合いで、安ければ市場から調達し、経済差替をすることが最も合理的であるため、それ以上高値で入札する必要ありません。一方、供給力が需要に満たない事業者はどうしても電源を買わなければならないため、インバランスを出さないように高値で入札する。これは、供給力を十分に保有していない事業者の立場からすればやむを得ないと思います。昨冬を経験し、インバランスを出したときのダメージを考えると、逆にそれ以外に、今私たちが考えられる合理性はなかなか見出せないというのが実態でございます。

市場供出余力については、kW予備率15%でも売切れが生じ得るということになりますと

ますます緊張してしまいますが、合理的な入札行動というのはどういったものが考えられるのか、我々もインバランスの仕組みを含めて検討いたしますけれども、是非とも勉強させていただきたいと考えています。

それから、10ページのところに、インバランス料金が実際に上限に達した例はほとんどないとありますが、これは結果論でして、それを我々があらかじめ想定できないということとは付言させていただきます。

最後に、ブロック入札ですが。こちらの実態についてまとめていただき、誠にありがとうございます。非常に分かりやすかったと思います。今回の分析の中で一生懸命能動的に工夫していらっしゃる事業者と、そうでない事業者がいるということを示していただきました。これは再三指摘が上がっていましたが、本来、経済合理的と考えれば約定率は上がると考えられます。もし約定の工夫をしていない事業者さんがいらっしゃれば工夫していただきたいですし、そうしない理由があるのであれば、それを確認していただいた上で約定率を上げるための対応を促していただきたいと考えています。

再三議論されていますけれども、比較的取り組みやすいところから即対応いただいて、引き続き分析・検証の上で、中期的に、システム対応を含めて、改善については是非とも前向きに検討いただきたいと切に願っています。

以上でございます。

○武田座長 ありがとうございます。

ほかはいかがでございましょうか。

複数の委員またはオブザーバーの方から、日本卸電力取引所の果たす役割の大きさについて御指摘があったところです。もしよろしければ、オブザーバーの國松さんより一言いただければありがたいのですが、いかがでございましょうか。

○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。

御指摘を頂戴している点、承知してございまして、特にブロックの見直しと入札価格の公開、そういったことかと思っております。

まず、エリア別の入札カーブの公開に関しましては、先日、私どもの運営委員会を開催させていただきました。その中で議論をしっかりとしていくというところ。まず用意しておりました価格感応度というものの公開、これはすぐにできますので、させていただく。その上で、かつ、分断したエリア別の入札カーブにつきましても公開に向けて用意はしてまいりたいと考えてはおります。ただ、これはシステムのやらなければなりませんので、

時間を要すると。現在のシステムプライスの入札カーブに関しては、外付けのシステムをつくり、それを公開しているわけですが、分断エリア別になりますと本体システムに手を入れなければいけないということが出ますので、お時間は頂戴するかと思いますけれども、急ぎ対応を考えていきたいと思っています。

ブロック入札の見直しに関しましては、この中で挙げていただいておりますスマートブロックに関しましては既に実現をしていることとなっております。今後実現できるものとしてはリンクドブロックという形が1つあるのかなと。このブロックが約定するのであれば、この入札をさらに追加するというやり方のリンクドブロック、この方式というのがあるというのは承知しております。それに関しまして、実際に用意は考えてまいりたいと思っています。

ブロック計算というのは非常にシステム負荷が高くなる。私どもの今のロジックの中では、最大限ブロックをうまく約定させるべく、平均価格、加重平均との価格との入札価格の見比べをしておりますので、繰り返し計算というものをブロックの個数分だけ、外すブロックを、一つずつブロックを外しながら繰り返し計算をしております。その回数は、現時点では200を超える繰り返し計算を実施しております。そうしますと、これ以上繰り返し計算が増えますと、約定計算に係る時間というものが一気に上がることが考えられますので、約定計算ロジックのハイパフォーマンス化、そういったものも併せながら用意していかなければいけないと考えておまして、約定計算ロジックというのが私どものスポット市場の中心になりますので、ここはミスがもちろんあってはいけませんし、止まってもならない、そういった肝のエンジン部分でございますから、そこに気を付けながら、そこを早期化、早くして、繰り返し計算をもっと早く実現できる方法、そういったことを研究してまいりたいと思っています。もちろん、現時点では、現在ありますAIの技術、そういったものの工夫を考えながら、約定するブロックとそうでないブロックの見きわめを何らかの形で、繰り返し計算をせずにできる方法はないか、そういったことの検討は行っております。そんなことは実施しておりますので、引き続き、決して後ろ向きというわけではないのでございますが、しっかりと皆様と議論してやってまいりたいと思っています。

分断エリア別の入札カーブの公開についても、望まれる事業者の方とその効果、それで何が行われるか、そういったことを議論しておりますので、今しばらくお待ちいただければと思います。そんな中で、まず実行できる価格感応度、これは公開を急ぎたいと思っています。

おります。

あと、挙がりましたブロック入札率に関しましては、早期に時間帯別でブロック入札の入札割合というものは出していきたいと思っております。また、売れ残りのブロック入札がどのくらいあるのかという量に関しては、現在、売り入札総量・買い入札総量を出してございます。売れ残りというのは、通常入札も含めておおよそ想定できますので、現時点でもある情報かと思っております。ただ、入札割合、ブロック入札の割合がどのくらい多いというのは市場価格を大きく変化させる要因になりますので、これはこの数字、この割合というのは出していき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。

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。

○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、御議論を頂戴しましてありがとうございます。ちょっと、逐一全部お答えはできないのですけれども、順番にパートごとに。

まず、最初の買い入札のところについては、引き続きこういった情報発信が大事だという御意見を頂戴しましたので、そこは引き続きしっかり分析するとともに、エネ庁の供給力確保義務も含めてしっかり、どういうやり方がいいのかという発信をしていきたいというふうに思います。

それから、2つ目のブロックのパートで、安藤委員、松村委員等々からも、必ずしも約定率そのものが問題ではないんだという御指摘というか、御確認をいただきまして、そこはすみません、資料の書き方がややファジーなところがあったかもしれません。あるいはミスリーディングなところがあったかもしれませんが、そこは認識しているつもりでおります。冒頭にも、必ずしも、価格ですとか、電源構成ですとか、あるいは分断ですとか――分断というか、連系線の空き容量とか、様々な要素によって左右されるので、一概に比較できないといったことも書いておりますし、あるいは価格の分析というのも、やっぱり価格で決まっている部分もあるのだらうということで、必ずしもブロックの形ですとか、それだけで約定率の善し悪し、それだけで判断されないというのは認識しております。その上で、今回に関しましては、高い低いというのを除いても、実際のやり方としていいなと思うものと、ちょっと疑問のあるものということで御紹介させていただきました。いずれにしても、繰り返しになりますが、まだ分析が十分できていない部分もございます

ので、次回以降も含めてまた改めて御紹介させていただきたいと思っております。

それから、燃料制約のところについて、圓尾委員からインサイダーの考え方というものの御指摘、ありがとうございました。現時点でちょっと、どこまで遡って、きちんとそういったことが把握できるかというのはあるとは思うものの、少しさらに考えてみたいと思います。

それから、限界費用のところで松村先生から、先ほどのブロックの入札コストで、そんな、ブロックのほうで曖昧な考え方をしている事業者がこういうことはしていないですよという御指摘がありました。ブロック入札のほうについては、ちょっと個社のお名前は今伏せさせていただいていますが、一般論としてといいますか、きちんとそこに関して齟齬がないように、ブロック入札の在り方あるいは限界費用の考え方というのを全体として見て、きちんと整合的な行動になるように、引き続ききちんと見ていきたいというふうに思います。

それから、最後に、市場への抛出余力という点で、こちらについてももう少し、電源 I だけではない、あるいは情報を出すときに、そもそもでんき予報の数字がそろっていない、あるいは混乱させないように等々御指摘いただきました。実務的にどういう形でやっていけるかというのは引き続きまた詰めていく必要があろうかと思っていますので、これからまた関係者とよく議論して方向性を出していき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した。

それでは、本件につい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ていきたいというふうに思います。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。また、國松オブザーバーよりコメントを頂戴しましたがけれども、事務局におかれましては、日本卸電力取引所へ、本日の議論を踏まえて対応を進め、適宜検討状況を報告するべく要請するようお願いいたします。

ありがとうございました。それでは、最後の議題となりますけれども、議題(6)「自主的取組・競争状態のモニタリング報告（令和3年7月～9月期）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 ありがとうございます。引き続き御説明させていただきます。定例で行っております四半期のモニタリングの御報告になります。ちょっとこちら也非常に大部になっておりまして、少しかいつまんで御説明させていただきます。

まず、資料3ページでございます。これが今回の御報告の要点となっております。

上から、JEPXにおける取引量、我が国電力需要に占める割合が9月時点で41.5%、前年同期比で1.1倍となっております。すみません、今回は7－9月期ですね、7月から9月の御報告になります。スポット市場の約定量は923億kWh、こちらも前年同期比で1.1倍と、過去のデータでは最大の約定量となっております。システムプライスの平均は8.2円。その間の時間前市場の約定量は10.7億kWh、前年同期比で若干減少しております。それから、先渡しにつきましては前年同期比で2.8倍とはなっていますが、約定量としては、億でそろえると0.1億円ぐらいということでしょうか——という量になっております。

また、相対取引の状況ですけれども、グループ外相対取引による供給量については47.9億kWhで、前年同期比2.2倍と、相対のボリュームが増えているということであります。

それから、小売の競争状況のほうですけれども、この期間の新電力の販売量というのは476億kWh、前年同期比で1.16倍となっております。また、新電力のシェア、全体では21.7%、前年同期は19.1%でしたので、新電力のシェアは増えていると。他方で、その中を分解してみますと、特高・高圧では20.3%と、足元6月時点から比べると若干下がっている一方、低圧については6月時点で22.8%から9月では24.5%と、低圧のシェアが伸びているというような形になっております。それから、新電力がそのスポット調達している比率ですけれども、実質的に買い越している量とグロス・ビディング等、行って来いのものを相殺した数字を見ると約4割ということで、ほぼ変わらないような水準で推移しているということでございます。これがサマリーになっております。

ちょっと、後ろが非常に大部ですので、関心に応じてざっと御確認いただければと思いますけれども、少しだけ、幾つかだけ御紹介しますと、7ページ目でございます。事業者区分別にスポット市場での買い入札と、全体としては売り買いともに札は増えているのですけれども、特に傾向として見ますと、新電力の買い札量が増えている。1.3倍となっているという傾向が出ております。

それから、10ページ目でございますが、同じように買い約定量というのを見ますと、新電力のほうは1.3倍と、新電力のほうの買いが旺盛になっているというのが見て取れます。

この辺はすみません、割愛させていただいて、同様に時間前につきましても、時間前市場、先ほども、ボリュームはやはりまだ小さいのですけれども、その中でも傾向として見ますと、旧一電の買い約定量が0.6倍に対して新電力の買い約定量が1.3倍という形で、新

電力の買いが強くなっているという傾向が見てうかがえます。

それから、26ページですけれども、今日も御紹介させていただいた燃料制約についても、各四半期ごとにフォローしておりまして、おおむね燃料制約量として見ますと、7－9月は昨年あるいは直近の各四半期と比べてもほぼ同じような水準で推移しております。これはまだ7－9の状況ではございます。

それから、35ページです。相対取引の状況であります。グループ外というところで見ても、グループ内も含めてもそうなのですが、かなり足元やはり増えてきている状況は見て取れます。旧一電からの相対取引の供給量の割合は8.86%、前年同期比1.6倍。グループ外への卸供給というのに絞って見ますと6.89%。これは新電力需要の31.7%に相当する量ということになってございます。

それから、42ページですが、冒頭でも御紹介させていただきました、実質の買越し量というところを見たものがこちらのグラフになっております。そもそものJEPXでの買い約定量が、電力需要に、販売電力量に占める割合というのは、単純に計算すると9割を超えるのですが、先ほども申し上げたような行って来いの部分を相殺すると4割程度というふうになっています。ちょっとすみません、この矢印がずれてしまっていて恐縮ですが。

あと、下のほうを見ていただきますと、やはりこの1年、常時バックアップによる調達量の比率というのが少しずつ増えてきていて、足元で2.4%となっているということがうかがえます。

それから、45ページで、今度は小売のほうでございます。先ほど申し上げたように、新電力のシェアというのが21.7%まで増えていると。低圧のほうが高くなっていると。他方で、ちょっとグラフの一番先っぽ、足元の辺で見ますと、少しグラフが下がってくるようにも見えていまして、今後もちょうとここはよく見ていく必要があるかなと思っています。エリア別で見ますと、引き続き北海道、東京、関西辺りで新電力の比率が高いと。それで、先ほど申し上げた、月別に見ると、少し足元下がってきている月もうかがえるかなという状況になっております。

それから、49ページですが、電力量単価で見ますと、ほぼ横ばいか、なだらかに右に下がってきているという感じでして、料金のほうも見ると大きな変化は出ていないというのが現状でございます。

それから、スイッチングについても、これは規制料金から自由料金メニューも含めてスイッチングレートですけれども、総じて右肩上がりになっていまして、9月時点で全国

44.1%。それから、これは新電力へのスイッチングのほうに絞って見たものですが、こちらも総じて右肩上がりで、足元で20.4%といったような状況にはなっております。

ざっとで恐縮ですが、以上、御報告とさせていただきます。

○武田座長 ありがとうございました。こちらは報告事項ですので、質問につきましてはい個別に事務局に問合わせいただくということをお願いしたく存じますが、特にこの場で何か御発言を御希望の方、いらっしゃいましたらお知らせください。よろしいでしょうか。

ありがとうございました。

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。

○麿田総務課長 長時間お疲れさまでした。本日の議事録につきましては、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申し上げます。

それでは、第68回制度設計専門会合はこれにて終了といたします。本日はどうもありがとうございました。

——了——