

第93回制度設計専門会合

日時：令和6年1月30日（火） 15：00～16：16

※オンラインにて開催

出席者：武田座長、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 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93回制度設計専門会合を開催いたします。

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。

本会合はオンラインでの開催としております。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、岩船委員、山内委員は御欠席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。

以降の議事進行は武田座長にお願いしたく存じます。よろしくお願いいたします。

○武田座長 本日もよろしくお願いいたします。本日の議題は、議事次第に記載した4つでございます。それでは、早速議事に進みたいと思います。議題の1つ目は、「ブラックスタート必要kW・kWh確保に伴う既契約の再協議結果の事後確認について」でございます。まずは、こちらにつきまして、鍋島課長より説明をよろしくお願いいたします。

○鍋島NW事業監視課長 それでは、資料3につきまして御説明いたします。

まず2ページ目ですけれども、本件、ブラックスタート電源に関わるものです。特に揚水発電に関係するものでありまして、揚水発電につきましては2024年度以降、今まで一般送配電事業者が事実上の運用を行っていたところ、今後はBG、小売事業者・発電事業者のほうで運用をしていくことになります。こうした運用変更に伴いまして、揚水発電においてブラックスタート電源に使う際に必要となる常時確保すべきkW・kWh、いわゆる上池の水の量を明確化し、これを発電事業者に通知することになりました。

こうした結果、揚水発電の全ての水を使うということができないことになる。ブラックスタート用に一定の水を残すということになりましたので、容量市場に応札しているよう

な揚水発電においては、重複した部分についてどうするかということが議論になりまして、結論としては、上池の水の量として保持する部分については容量市場のほうから退出するということになりました。そうなりますと、容量市場からの収入が減ることになりまして、昨年10月の会合においてもこういう案件がある旨御報告いたしまして、その際、当事者間で費用負担について真摯に協議することを求めるところです。その後、協議を行っていたエリアから協議状況について報告がありましたので、それについて御報告いたします。

4 ページ目ですけれども、5つのエリアにおきまして協議中であると聞いております。東京、中部、関西、中国、九州です。それぞれ協議の状況が違っておりまして、一般送配電事業者が全額追加負担する方向で協議中という会社もあれば、まだ方向性が出ていない、追加負担の在り方について社内検討中と回答されるエリアもありました。

5 ページ目ですけれども、まず重複していた部分の量については、各一般送配電事業者でシミュレーションを行うなどして適切性を確認していると。これは技術的なことなので、それぞれのエリアで適切に確認を行っております。

6 ページ目ですけれども、仮に容量市場からの退出部分を一般送配電事業者が追加負担するとしたならば、契約上はどうなるのかということですが、これは公募要綱の文言、それから標準契約書においても、「本契約等により難い特別な事項については、その都度甲乙誠意をもって協議のうえ定めるものとする。」などという条項がありますので、それに基づいて協議をしているということでもあります。

7 ページ目ですけれども、5 エリアのうち一般送配電事業者が全額追加負担する方向で協議中としている送配電事業者からは、このページに書いてあるようなことを聞いております。これらのエリアにおいては、ブラックスタート電源の容量市場退出部分について減収分を一般送配電事業者が負担しなければ、一送としてブラックスタート機能を確保できないおそれがある。こうした上池の水の量のような必要kW・kWhについては、広域機関で整理されるまで実質的に整理されていなかったもので、事前には十分に認識合わせができていなかったものなので、これをBG側、小売事業者・発電事業者側に負担させることは、価格規律や基本料金の考え方に基づき適切でないと考えたのであると、こういうふうに回答される一般送配電事業者もあります。

一方で、8 ページ目ですけれども、協議が整っていないエリアにおいては、一般送配電事業者側では、もともとのブラックスタート公募要綱の中に、「ブラックスタート機能に

については、あらかじめ定める補修停止等の期間を除き、常時使用可能な状態であることが必要」ときちんとして書いてあるのであるということで、そう書いてありながら重複部分があったということで、その部分について一般送配電事業者として支払う合理性があるかどうか、事実関係や法務面での確認等を行って、その上で協議を進めていくんですと、そう答えている一般送配電事業者もあります。このエリアにおいては、ブラックスタート電源の既契約者、小売・発電事業者側においては、そもそもこれまでも供給計画等においてブラックスタート電源、揚水発電においては上池の水の量も含めて供給力として扱われていたということなので、それに従って容量市場に入札したまでというような話もありまして、このエリアにおいては、それぞれの事業者において主張がまだ違っているというか開きがあるということです。

10ページに書いてありますのは、以前、本制度設計専門会合におきまして御報告した話なんですけれども、東京エリアにおきましては、現在協議中の事業者以外の事業者から応札があって、その事業者が結局辞退したという案件がありました。その事業者が辞退した後でこういう事案が起きているわけなんですけれども、これについてどういうふうな関係になっているのかということについて、東京エリアの東電パワーグリッドに質問いたしました。

まず、この公募については募集要綱上、容量市場収入相当額を考慮していないということなので、形式的には公募結果に影響しないと。実質的に何らかの競争に影響が及ぶ可能性は否定できないけれども、3ポツ目ですけれども、この辞退された事業者においては、2026年度向け公募において、落札をもらもろのさらに次年度以降のことも考えて辞退されたものですということで、確たることをはっきりと言うわけにはいかないものの、影響があったということもできないというような回答でありました。

11ページですが、その辞退された方の案件はさておきですけれども、事務局の評価といたしまして、現在の状況ですけれども、当事者間でこうした事案について協議していただいているということは妥当だと考えておりますし、2ポツ目に書いてあるような、ブラックスタート電源の確保が不可欠であって、ほかに代替電源も調達できないのであれば、真摯に協議して、TSOとして追加負担額を必要な費用に限定して支払うということがあったとしても、その行為自体が市場競争に悪影響を及ぼすものとは考えていないところです。

2ポツ①、②、③のうちの①、②については、確認されていてあまり大きな論点ではな

いんですけれども、③の真摯に協議をして必要な費用に限定しているというところについては、それぞれ経緯などを踏まえながら、それぞれの事業者で確認したり交渉したりするということだと理解しておりまして、負担額の適切性につきまして、こういう負担額でないといけない、こういう負担額であるとおかしいということはなかなか言えないと思っております。それぞれ的事案ごとに経緯や協議結果を踏まえて行う必要があると考えております。

そのように考えているんですが、ただ一方で、いつまでも協議していいかといいますと、容量市場のほうも準備が進んでおりまして、いろいろな容量確保、契約金額の決定だとか容量拋出金の決定であるとかそういうことをしていかなければいけないので、もろもろ考えると、当事者は24年2月21日までに結論を得ることが必要と広域機関等からも聞いておりまして、その旨努力していただきたいと考えております。

最後のところはなお書きですけれども、ブラックスタート機能の確保費用については、レベニューキャップの制御不能費用であります。事後調整の対象費用であるということですので、対象費用になるかならないか、事後調整されるかどうかということについては料金制度専門会合で検証されるということでありまして、検証されて妥当と認められれば、収入の見通しは託送料金に反映されると。最後の5つ目は、何か新しいことを言っているわけではなくて、確認までに書いてあるところです。

12ページ、これは全く違う案件ですけれども、以前のこの制度設計専門会合で、価格付けがやや違和感があるとされた事案というのがありまして、この事案においては、揚水発電の発電部門に、水位「0」まで水を使用したとして期待利潤を算定していたというような案件でしたけれども、これについては適切にシミュレーションを行って再算定をしている、あるいは、再算定をする見込みということでありまして、適切に進んでいる旨御報告いたします。ということで、あとは参考資料となります。

事務局からの説明は以上となります。

○武田座長 どうもありがとうございました。

それでは、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。御発言の希望がございましたら、チャット欄でお知らせいただければと思います。いかがでしょうか。

それでは、草薙委員、よろしくお願いいたします。

○草薙委員 草薙です。御丁寧な説明に感謝します。11ページのスライドの事務局の

評価に異存ございません。1点コメントをさせていただきます。

まず、ブラックスタート必要kW・kWhを確保することの必要性につきましては、十分理解されるところであります。その必要に合致し、かつ競争促進に資するものになっていればよいというふうに考えます。

そこで、資料11ページの2つ目のポツですけれども、「③真摯に協議し、TSOとして追加負担額をBS確保のために必要な費用に限定し」、市場競争に悪影響を及ぼすことがないことを確認しつつ、4つ目のポツにありますように、「電力広域的運営推進機関が行う準備期間を考慮し、当事者は2024年2月21日までに結論を得るべく努力すべき」という結論は、極めて妥当かつ合理的であると思います。ここでは2月21日までに結論を見ることができ、もうあまり日数がありませんけれども、もしまだ結論が見えていないのであれば、急ぎながらもじっくりと協議され、その中で最終的な結論を出されるよう、当事者らに真摯な対応を求めたいと思います。

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、続きまして松田委員、よろしくお願いいたします。

○松田委員 どうもありがとうございます。私も、草薙委員のおっしゃっていた11スライド目について少しコメント申し上げたいと思います。

2ポツ目の③のところで、「TSOとして追加負担額をBS確保のために必要な費用に限定したといえること」が必要であるということで、総論としてこの事務局の御整理のとおりかと思っております。その上で、恐らく今協議としてどういうところでスタックしているかという、まさにこのBS確保のために必要な費用というのがどこまでなのか、具体的にはどういうところまでなのかというところで、場合によっては少し考え方が変わっているところもあるかもしれないと思っております。現在の電源の運用の仕方ですとか、どこの市場でどうやって回収するかという点については、少し複雑になってきている面があるというところは否めないと思っております。

ブラックスタート電源についても、様々な事象を踏まえて、数次にわたり最低費用ですとか控除すべき費用など考え方を少しずつブラッシュアップさせてきた経緯もあると理解しております。そのような経緯がある中での話ですので、今回の容量市場の退出やそれに伴う費用負担についても、どの事業者が悪かったですとか、もしくは、今となってみればそういう対応は結果的にはおかしかったというような議論の仕方は、適切ではないように思

っております。あくまでもこの議論において軸としては、ブラックスタート電源を必要なときに確保しておく、リザーブしておくために必要な費用として正当な補償をすべきであると、その正当な補償を超えてはならないし、正当な補償を下回るのも、またそれがかえってよくないのだろうと思っております。

そこで、正当な補償というものをどう考えるかというところだと思うんですけども、市場相場ですとか各種制度との関係で整合的でバランスの取れたものである必要があるのではないかと思いますし、また従来のブラックスタート電源における考え方のブラッシュアップもありますので、そういうものも含めた上で適切なものとして確定させていくべきではないかと思っております。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

ほかにいかがでございましょうか。オブザーバーの方も、御発言の希望がありましたら挙手いただければと思います。——よろしいでしょうか。どうもありがとうございました。

お二人の先生から賛成の意見でありましたけれども、何かございますか。

○鍋島NW事業監視課長 特にありませんので、事業者の協議状況を引き続き確認していきたいと思います。2月21日までに結論が得られるように、事務局からも促したいと思います。

○武田座長 ありがとうございました。

それでは、議題1につきましては、いずれにつきましても御了承いただいたということにさせていただきます。

それでは、続きまして議題の2つ目となります。議題の2つ目は「インバランス料金等について」でございます。引き続き、鍋島課長より御説明いただければと思います。

○鍋島NW事業監視課長 それでは、資料4につきまして御説明いたします。

本日御報告いたしますのは、本年1月7日に北海道エリアにおいて、インバランス料金単価が200円／kWhになったということであります。これにつきまして事業者ヒアリングを行いましたので、御報告させていただきます。併せて、3ポツですけれども、11月になりますけれども、料金制度専門会合におきまして託送料金の期中調整について議論をしていた際に、インバランス収支に関しまして議論がありましたので、その内容を制度設計専門会合のほうにも御報告させていただきます。

まず最初、3ページ以降ですが、インバランス料金単価の動向等についてです。

4 ページは、1 月 7 日の北海道エリアのインバランス料金単価です。12時半から13時のコマにおきまして、インバランス料金単価がはね上がりまして200円／kWhになっております。この要因につきまして北海道電力ネットワークに確認したところ、このコマにおいては、上げ調整単価（V 1 単価）の登録単価が200円／kWhとなる蓄電池が発動指令を受けていたと。そして、その蓄電池が限界的な電源となっていたということであります。

5 ページですけれども、この蓄電池事業者は、規模等々を考えますといわゆる大きな市場支配力を有する事業者ではないのですけれども、需給調整市場ガイドラインにおきましては、市場支配力にかかわらず全ての事業者について、kWhの登録価格については限界費用または市場価格以下とすることが適当としております。ということで、この事業者もΔkWについてはそうではないのですが、kWhの価格については価格規律の対象となりますので、値付けの考え方について確認を行いました。

6 ページが、その蓄電池事業者からの回答であります。この蓄電池事業者は、小売電気事業者と需給契約を行いながら需給調整市場に参入しております。小売事業者との契約では、充電する電気について、前日10時以降に行われる充電については、計画変更となってインバランス料金単価で精算するという事になっていました。これは小売事業者と蓄電池事業者の間でそういうふうな契約になっていて、10時までだったらスポット市場などで電気が調達できるのだけれども、その入札受付が終わった後に充電するのはインバランス扱いと、こういうことになっていたのだということです。

1 月 7 日の200円／kWhの価格となった前日ですけれども、1 月 6 日についても需給調整市場で幾つか約定がされていて、その約定された蓄電池が全て発動されると、放電してしまっただけで充電量が足りなくなるといって、需給調整市場で約定されて発動されている合間に急遽充電を行ったということで、2 ポツで言っているところの10時以降に行われる充電を行ったと。その上で、インバランス料金単価の予想は難しいので、損失リスクを排除するために当日のkWh価格は200円／kWhとして登録していたものであると、そして実際に発動されていたと、こういうことでした。

小さい※3で書いてありますけれども、こうしたことで発動されていても、常に200円／kWhが限界的な調整力とはならず、それはエリア全体で上げ指令になっているか下げ指令になっているかとか、そういうことも関係します。このときはエリア全体が上げ指令で、かつこの蓄電池は限界的な調整力になっていたというものです。

7 ページ目で、事務局の評価について書いてあります。蓄電池事業者が200円として

200円を上げ調整単価として登録していたのは、今申し上げたような経緯があったと聞いております。

3 ポツ目ですけれども、J P Xのようなシングルプライスオークションの場合ですと、よく分からないので、リスク回避ということで200円／kWhということで応札しても、その時々の方々の市場の需給で適切な水準に約定価格は決まります。

一方で需給調整市場のkWh価格の場合は、200／kWhということで登録して、それで発動されたらkWh当たり200円が払われるという仕組みになっております。当日の状況を考えても、200円／kWhというのは前日市場や時間前市場の実勢価格と著しい乖離がありました。また、需給調整市場ガイドラインは、全ての事業者について、登録kWh価格は限界費用または市場価格以下とすることが適当としています。ということで、同様の状況が継続する場合は、さらに状況を精査することとしたと考えております。

また、望ましい方向性としては、限界費用がインバランス料金単価となるということであっても、インバランス料金単価の予測を行うようにしていただいたほうがよいと考えております。

最後のポツに書いてありますのは、今回は蓄電池の充電についてインバランス扱いということになってはいますが、こういう計画変更分も含めてきちんとB Gのほうで需給計画に含めていただくということが、計画値同時同量の観点からもよいと考えております。

その次の8 ページは、今度はΔkWの価格でありますけれども、三次①につきまして灰色の線が九州、青い線が北海道ですけれども、一部期間におきまして高騰している場合があります。こうした高騰しているケースにおきまして、11月以降新たに参入した蓄電池事業者の影響も含まれると考えております。ただ、先ほどもちらっと申し上げたとおり、価格規律については現状のガイドラインにおいては、ΔkWについて、大きな市場支配力を有する事業者のみに要請されるということになっておりまして、それ以外の事業者については望ましい行動をとるという位置づけになっています。

次の9 ページは三次②の動きですが、これも一部エリアにおきまして価格が高騰しているケースがあります。

10ページですが、念のためということで蓄電池事業者のΔkWの値付けの考え方についても伺いましたけれども、需給調整市場ガイドラインに沿った方法を取っておりますという回答がありまして、固定費回収のための合理的な額という算定方法を参考に価格設定を行っておりますということで、これは現行の需給調整市場ガイドラインでありますの

でこれもまた今後改正されますけれども、現行のガイドラインに沿って価格設定を行ったんだという回答をいただいております。以上が北海道エリアの状況等です。

11ページ以降は、料金制度専門会合で議論された内容について簡単に御紹介いたします。

12ページですけれども、12月に開かれた料金制度専門会合におきまして、昨年度、22年度の一般送配電事業者のインバランス収支について議論がありました。一部の会社につきましてインバランス収支が赤字になっているというようなことがありまして、ここでいう赤い線で囲っている1つ上のラインですけど、インバランス収支のところが、関西や九州、北海道においてマイナスになっているということで分析を行いました。

13ページはインバランス料金の仕組みですけれども、14ページでインバランス料金単価の決定方法についてより詳細に考えますと、広域運用調整力のkWh単価を参照してインバランス料金単価は決まります。これは実需給の20分前に予測されたインバランスに対しましていろいろな演算を行いまして、どの電源を動かすということを決めてkWh単価をつくります。ただ実需給20分前までに予想できなかったインバランスに関しては、自エリアの調整力で対応することになるということで、広域運用調整力のkWh単価と自エリアの直前で使った調整力の単価で乖離が生じるということが、このインバランス収支の赤字額ないしは黒字額の背景になっていると考えております。

15ページですが、特にV1単価（上げ調整力単価）と下げ調整力単価というところには違いがありますので、特にエリアのインバランス量について、直前まで上げ調整だと考えていたのが実際には下げ調整だったとか、そういう場合には乖離が生じる蓋然性が高くなります。

16ページは3エリアについて状況を聞いたものでありまして、北海道と関西につきましては、直前の20分前以降に指令を行った電源につきまして、広域的な調整力の価格と自エリアの調整力の価格に乖離があったんだと、そういう回答をいただきましたし、九州送配電からは、20分前までに予測されていたエリアインバランス量が余剰だったのに直前に不足になったとか、そういう場合に乖離が発生したんだと、そういう御説明をいただいております。

17ページですが、本件につきましては、インバランス料金制度上、様々なインプリケーションのある話だと考えておりまして、こういう収支欠損が生じているということでありまして、インバランス料金制度上の課題がないかについて、これは料金制度専門会合と

いうよりは制度設計専門会合で議論させていただければと考えております。まだ事務局の準備ができておりませんので、次回以降の会合において検討を進めていきたいと思っておりますけれども、まずこういう背景の御紹介ということで御説明させていただきました。

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、ただいまの御説明につきまして御質問・御意見等ありましたら、チャット欄でその希望をお知らせいただければと思います。いかがでございましょうか。

それでは、草薙委員、よろしくお願いいたします。

○草薙委員 草薙です。御説明ありがとうございます。大きな異論はございませんでした。少しコメントがございます。

7ページのスライドなのですが、北海道で蓄電池事業者の行動によってインバランス料金単価が200円/kWhをつけたということにつきまして、5つ目のポツで、限界費用がインバランス料金単価となる運用を行う場合、インバランス料金単価の予測を行うことを求めることとしてはどうか、という事務局案がされているわけでございます。この問題というのは、蓄電池事業者がどのようなリスク回避の戦略を持って行動している状態であれば適切と見ることができるのかという問題でもありますし、そもそもインバランス料金をどのように正確に予測していただくのかという問題でもあろうかと思えます。

いずれにせよ、あまり急に縛りをきつくるようなことになると、今後の事業者の蓄電池事業への参入意欲にも悪影響を与えることが懸念されます。今回は非常に限られたコマだけの問題のようでございます。したがって、現時点においては、さらに検討を深めるきっかけとするという意味で、まずは事業者が蓄電池の充電・放電の行動も含め、どのような戦略を持ってリスク回避の行動をしているのかという、そういう問題意識を持って、インバランス料金単価の予測の状況を注視するということを中心にしていただくということでよいのではないかというふうに感じました。

それから17ページのところなのですが、今後の検討内容に賛成いたします。ここは、インバランス料金の制度上の課題を洗い出す地道な作業が必要だと見ております。2022年度のインバランス収支は、17ページの2つ目のポツで、10社中6社で収支欠損が生じたのであり、大きな収支欠損のものは、先ほど事務局から御説明がありましたけれども、12ページのスライドによりますと、北海道、中部、北陸、関西、九州、そして沖縄がそれらに該当するわけであります。これは確かに理想からかけ離れている事態ともいえ、解

決に向けた模索が必要なのだろうと思います。ここは、しっかりとインバランス料金の制度上の問題点を探し出すというところから始めるべきというふうに思っております。

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。

ほかにいかがでございますか。いかがでしょう。

それでは、小鶴オブザーバー、よろしくお願いいたします。

○小鶴オブザーバー 御説明ありがとうございます。今回発生しました事象を踏まえて、限界費用がインバランス料金単価となる運用を行う場合、インバランス料金単価の予測を行うことを求めることとしてはどうかということですが、インバランス料金単価の予測の妥当性については、御検証される予定かどうかなかなか難しいので、検証も難しいのではないかと懸念、憂慮したところでございます。

今回の事象につきましては、実際に経済的負担も発生していることも考えますと、同様な状況が続くようであれば、ガイドラインの改定も含めて、さらなる対策の強化ですとか規律も必要ではないかと現時点では考えております。

私からは以上となります。

○武田座長 ありがとうございます。

続きまして、國松オブザーバー、よろしくお願いいたします。

○國松オブザーバー ありがとうございます。日本卸電力取引所の國松でございます。私もこの件について、別な市場ですけれども運営している立場からお話しさせていただきますと、シングルバイヤーの市場というのは市場かと言われると、なかなか市場ではないところがあるのかなと。9社による共同購入のサイトという位置づけであれば納得する。それが市場という名前でやられているので、非常に何か違和感を感じています。この価格だったら買わなければいいのにということができないというのも、共同購入という仕組みからすればおかしい話になってくるのかなと思います。

具体的にこの事業者の方の行動で、現在の中で言うと、インバランス料金で、限界費用がインバランス料金になるということは、何の計画もなしにするということをそもそも許すのでしたっけという話で、下のところになお書きで書いてありますとおり、インバランスであることを前提とした設計を許していて、系統の安定とかに関してはどうなるんだろうかというところは非常に疑問です。ですから限界費用というのは、あくまでも時間前市場で買うというのであれば私は理解できるんですけれども、インバランス料金でやるとい

うのはそもそもおかしいのではないか。

そういう面では、回答でありました、6 ページ目の回答の3 ポツ目の、もともと不足するというのが見込まれているのに売っていたということ、またここも理解できない部分ですね。この文章から感じるところで言えば、 ΔkW ではお金は取れるけど、多分来ないだろうからねというような運転をされているんじゃないかなというように感じます。だから、これも言い訳にはならないのかなと思っております。

何にしましても、蓄電池の拡充は非常に大事な事象でありますけれども、こういう形で利益を得るというのは、システムの安定的なところで言えばいかなものなのかなと思いますし、また経済的にも200円という値がついて、それによってその200円を払わなければいけない小売電気事業者も出るわけですから、この部分にはもう少し事業者に厳しくいくべきではな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す。

それでは、続きまして松村委員、よろしく願いいたします。

○松村委員 松村です。発言します。今回の蓄電事業者のつけた200円に関して、V 1 単価が200円になること自体はあり得ると思う。しかし今回の件はいろいろな意味でとても残念だし、制度上大きな問題があった可能性を示唆していると思います。いろいろな意味で、精査して今後の制度設計に活かすべきだと思います。

まず、今回このようなことが起こったことを踏まえると、インバランス料金の上限価格を200円から引き上げる議論がとても難しくなったと思います。恐らくもしインバランス料金の上限価格が600円になっていたら、この事業者は600円で入れたのですよね。実際、600円がついてしまったのですよね。そんなことが、こんな事業者が実質的にマージナルな供給者になる可能性があることを考えれば、恐ろしくてより高い上限価格の導入はとても難しくなったと思います。制度設計がとても難しくなった。社会的に見てとても大きな迷惑をかけた可能性があることは、十分自覚していただきたい。

次に、200円というのは、上限価格。充電する時間帯でインバランス料金が200円になる時間帯で、それで放電する時間帯も200円を付けるのが妥当だとすると、予想されるインバランス料金が200円だとすると、この蓄電事業者はある意味で需給の安定という点では、確実にそうだとは言わないけれども、ほとんど役立たずだということを示していると思います。そんな需給が逼迫しているときに充電して更に需給を逼迫させ、別の同じく需

給が逼迫している時間帯に一定のロスが発生させた上で放電して緩和してくれるわけですよ。上限に達する時間帯に充電することを予想しているということなので、蓄電池は調整力としては全く役立たずではないか。少なくともこの事業者はそうなのではないかという疑いを持たせてしまったと思います。本当に合理的だったのかは、今回の説明だけでは私は納得していません。

さらに國松さんが正しく説明されたと思うのですが、仮に契約でインバランス料金で精算することになっていたとしても、時間前市場とかを使うとかは考えなかったのだろうかというようなこと。時間前市場で調達しようと思って、もしやったとすればできたであろう価格が、本来の限界費用としては上限になるのではないか。本当に今回のものは過大でなかったのかという点については、精査が足りないとの疑いを持っています。

インバランス料金を正しく予想するというだけでなく、そもそもそんな契約が本当に合理的なのでしょうかということ、あるいはそんな調達の仕方が本当に合理的なのかというところにも踏み込まなければいけないと思います。それは干渉のし過ぎだということを言われるかもしれないのだけれども、私たちは蓄電池を使った市場への参入をととてもとても期待している。そのときに、非常に安直なビジネスモデルで社会的に貢献しないで、制度の隙間だけを突く事業者がどんどん入ってくることになったとすると、長期的にその発展に資することはないと思います。真っ当なビジネスモデルで入ってくる事業者を大切に育てたいと思っているという観点からすると、いろいろな意味で疑問がつく事例だったと思います。この点については、精査して今後の制度設計を考えていかなければいけないと思います。

さらに、ひょっとして今回起こった問題に関しては、マルチプライスが悪さをしているのかもしれない。V1、V2のところマルチプライスになっていることが悪さをしているのかもしれないということは、頭の隅に入れておく価値はあると思います。

一般論として調達市場を考えると、 ΔkW で幾らでビットするというものと、実際に発動されたときにどれぐらいコストのかかるものなのかというのは、本来、両方考えて落札を決めるべきですが、仕組みからして決めるタイミングがずれているので、総合的に判断することがかつての電源I'のような格好でやるのがとても難しい。

ここで仮にシングルプライスになっていたとすると、そんなことをしたら全ての単価が200円になってしまい、そんなこと言うなんて気でも狂っていると思われるのかもしれないのですけれども、もし仮にシングルプライスになっていたとしたら、全ての電源が高い単

価の恩恵をこうむることになる。そうすると、そこで収益が得られることを前提として、 ΔkW に関してもビットすることになる。そうすると、そこで大きな収益が得られるところと、本当に限界費用が200円というようなある種非常に非効率的な電源があるとする、その織り込みが変わってくるので、自然に総合費用が低いものが落札されることに長期的にはなるはずです。もちろん十分競争的な市場になっていなければ絵に描いた餅ですが、そういう効果まであることを私たちは十分考えなければいけないと思います。

今、同時市場改革が議論されていて、いろいろな制度が大きく変わる可能性がある中で、今回起こった事象は一体何が問題だったのかということ、インバランス料金を正しく予想するだけで解決する問題なのだろうかということについては、十分考えていかなければいけないと思います。

次に、現行、足元でインバランス料金に対して大きな赤字が発生しているケースがあり、それはかなりの程度やむを得ない部分もあり、さらにひょっとしたら制度の問題でそうなっていることもあるのかと思います。そうすると、ここで得られた知識は同時市場改革にも生かさなければいけないし、同時市場が立ち上がるまでの間の改革にも生かさなければいけないし、料金で手当てしなければいけない面もある。つまり料金制度専門会合だけの手に負える問題なのかを常に考える必要がある。もちろんここで議論するのは当然のことだとしても、料金専門会合あるいはエネ庁のほうでも引き取らなければいけないことがあると思います。料金のほうで議論する状況では——そこも整理した上で、どういうレベルで対応しなければいけないのかを今後詰めていかなければいけないと思いました。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

ほかにいかがでございましょうか。

それでは、大橋委員、よろしくお願いいたします。

○大橋委員 ありがとうございます。後段については、問題意識は共有いたしますので、検討を進めていただければと思っています。前段についても、ほかの委員おっしゃる点、私もそのように思います。

まず、市場収益が大きいかどうかということにかかわらず、小さい事業者でも、その価格に対して限界的な事業者であれば影響を与え得るということがあるときに、そうした事業者の価格監視というものをどう考えていくのかという点というのは、相当重要だと思います。このケースはインバランス料金の話をしているので、ある意味ガイドラインに照ら

してみたときに、問題があるのであれば、私はその価格で精算するようにすることもいいのではないかというふうに思いますけれども、料金単価の予測を求めることとしたらどうかという点は相当迂遠じゃないかなと思っていて、もう少し踏み込んだ検討をやられてよろしいんじゃないかなというふうに考えています。

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等ございますでしょうか。

○鍋島NW事業監視課長 様々な御意見、ありがとうございました。事務局といたしましては、こういう事案がありましたと御報告をするとともに、今後の動きとしては、まずは状況を精査する、草薙委員からも御指摘のあった注視をするというところかとは思っております。

インバランス料金の予測を行うことを求めることとしてはどうかと書いてありますけれども、これについては先ほど来様々な御指摘があったところで、小鶴オブザーバーからは、インバランス料金単価は規律性があるのか、適切なインバランス料金の単価はあるのかという話もありましたし、大橋委員からの御指摘があったような、料金単価の予測にとどまらないのではないかというような話、それから國松オブザーバーや松村委員からもあったような、そもそも時間前市場などできちんと買うような仕組みはないのかと、いろいろな見方があると思いますし、確かにインバランス料金単価の予測だけではないのだろうとは思いますが。

今回様々な御指摘をいただきまして、そういうことも含めて状況を精査し、また本件について進展等ございましたら、報告させていただくなり、また御議論いただ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。

ただいま御回答ありましたように、今回の事象につきましては厳しい御意見を複数いただきましたけれども、少なくとも同様の状況が継続する場合には、さらに精査をするということでございます。また、制度の問題として本会合等で検討していくことについては御同意をいただいたと思いますので、そのように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、続きまして議題の3つ目に移りたいと思います。議題の3つ目は「長期の卸取引に係る内外無差別な卸売の評価について」でございます。まず、こちらにつきまして東室長より御説明いただければと思います。

○東取引制度企画室長 ありがとうございます。取引制度企画室長の東でございます。資料5に基づいて御説明させていただきます。

資料は、2ページに目次ございますが、大きく2部構成になっておりまして、前段で内外無差別な卸売におけるオフサイトP P Aの考え方についてということでございます。後段で、J E R Aの長期卸の2回目の販売結果の事後評価ということをお議論いただければと思っています。

まず3ページ目、前段の話でございます。9月に本専門会合で長期の卸売の評価基準というのを御議論いただきました。今後長期の取引が増えるだろうという中で、こういった項目に従って内外無差別性を今後チェックしていくのかというのを御議論いただきました。その際に、いわゆる再エネ等のコーポレートP P Aについては、今標準メニューとかで行われている卸売と大分取引形態が異なるので、同じ基準では評価しないというふうに整理されたところでございます。ただその際に、じゃ具体的にどういう基準で評価されるかという点は具体的には御議論いただかなかったわけですが、その点について事業者のほうから、より具体的に示してもらいたいという意見が寄せられたことを踏まえまして、オフサイトP P Aの実態を踏まえながら考え方というのを整理いただきたいということでございます。1点だけ、申し訳ないですけど、前回「フィジカルP P A」という表現をしていたんですけども、今回は「オフサイトP P A」という表現で統一させていただいております。中段のところに太字で書いていますけれども、「小売電気事業者を介して需要家が特定の再エネ電源等から電気の供給を受ける」という契約形態を想定しております。

4ページ目でございます。大きな考え方を書いておりまして、順に行きますと、まず近年、需要家主導による再エネ設備の導入というのが行われまして、需要家の再エネ電気へのニーズの高まりからそういった取引形態というのが増えているというふうに理解しております。こういった場合、需要家側が主導する形で再エネ発電設備の導入が行われる場合というのは、当該発電設備というのは、その需要家に供給するための電源だというふうにも考えられまして、広く小売事業者によるアクセスの公平性を確保するという議論がなじみにくいのではないかと、従前のいわゆる内外無差別の考え方というのとはちょっと異なるのではないかと考えております。

一方で、旧一電が保有している再エネ等、自社だったりグループ内小売にのみ有利に売る、有利にアクセスできるということになれば競争をゆがめる懸念は残るということで、こうしたことを踏まえて、どういうケースであれば内外無差別性という観点から問題がないのか、新設電源と既設電源で分けてここでは考えたいというふうに思います。

6 ページ目ですけれども、オフサイト P P A に伴って新設される電源のケースというのをまず書いております。オフサイト P P A の案件組成に当たって電源を新設する、その電源投資を長期の P P A を通じて需要家が負担するというような場合においては、その電源が需要家のニーズによって建設されたことが明確でありまして、電源アクセスの公平性というのを必ずしも求められるとは考えられないので、内外無差別な卸売の対象外と整理していいのではないかとというふうに考えております。

注釈のところで書いていますのは、これは必ずしも 1 つの電源に 1 つの需要家ということではなくて、複数の電源であったり複数の需要家というのがひも付けられている場合でも同様の考え方でよいのではないかとということをお示ししております。

8 ページ目のほうは、今度既設の電源の場合です。具体的には一般電気事業者が保有する水力発電などが多くなるんだと思いますけれども、既設の電源を用いた長期 P P A という場合には、内外無差別の卸売が求められる供給力のうち、一部を切り出して販売することになりますので、やり方によっては内外無差別な卸売のコミットメントの趣旨を没却する懸念もあるので、先ほど申し上げたような新設で特定の需要家が引き取るというケースとはちょっと異なって、より丁寧な確認が必要なのではないかと考えております。

大きな考え方としては、発電側利潤最大化の観点から内外無差別に卸すということに尽きるわけですが、具体的には 3 ポツのところでは 4 つ書いていますけれども、こういった観点から確認してはどうかと考えております。1 つは、交渉機会が内外無差別にあることということで、オフサイト P P A を発電部門として契約に応じる考えがあるのであれば、そういったことを発電部門、どこが問い合わせ先かというのを公表すること。例えばそういったことが考えられるのではないかと。

2 つ目として、自社だったりグループ内小売に有利な条件で卸売を行わないということで、例えば長期の標準メニューの価格を不当に下回るような価格で卸売を行わないこと。

3 点目として、自社あるいはグループ内小売に優先的に卸売を行わないことということで、発電部門が小売事業者を選定するような場合には、卸価格であったり合理的な基準に基づいて選定すること。

それから発電・小売間で情報遮断を行っていること。こうした観点から、既設電源の場合には内外無差別に卸売を行っているのかというのを確認することとしてはどうかということでございます。

9 ページ目以降、後段の全く違うテーマであります、J E R Aによる長期P P Aの2 回目の事後評価ということでございます。

10ページ目に、本日御議論いただきたい内容を示しております。もともとJ E R Aにおいては、26年度以降の長期商品を23年度中に、今年度中に3 回に分けて販売を行うということとされております。ほかの会社は、1 年ごとに徐々に長期の割合を増やしながら、3 年ぐらいかけて販売量を増やすという考え方ですけれども、J E R Aにおいては今年度中に3 回ということですので、随時そのラウンドが終わるたびにここで事後評価をしていただくというふうに整理しておりまして、今回、その2 回目が終わったので、2 回目の事後評価を行っていただきたいということでございます。

ちょっと飛びまして14ページ目に、1 回目のところからの主な変更点というのを示しております。基本的な大きな構えとしては同じなんですけれども、何が変わったかというのを示していきまして、一番大きな変更点は1 番のところなんですけれども、販売可能量の上限の解除というのを行いました。これは1 回目の事後評価のときに、販売量にキャップがかかっているということで、これが適切ではないということで、前回の事後評価の際にはその点が不十分だという評価がされたわけなんですけれども、前回のそういった御指摘も踏まえて、今回は販売量基準というのを解除しました。キャップはかけないということであります。それに伴って与信枠の設定をしていますが、信用補完措置も手当てしているということ。それから最低購入単位を小さくしたといったような形で卸売方法の変更をしているということでございます。

こうしたことを踏まえまして、12ページ目ですけれども、今回の評価のサマリーというのを示しております。厳密には、下に書いてあるような項目に沿ってチェックしているわけなんですけれども、総合的な評価としては、前回ひっかかっていた販売量上限というのが撤廃されたということで、今回の卸売は内外無差別に行われたと評価できるのではないかと事務局としては考えてございます。

一方で、2 番目のポツですけれども、1 回目の販売では内外無差別だったとは評価されなかったということでありまして、3 回通じたトータルの評価というのは、いずれにしても3 回目が終わったところで総合的に評価をすると。2 ラウンド目、単体としては無差別

に行われたと評価できるのではないかと。一方で、3回通じた総合評価というのはまた別途必要だというふうに考えてございます。

事務局からは以上であります。

○武田座長 どうもありがとうございました。

それでは、ただいまの説明につきまして、御質問でありましたり御意見がございましたら、チャット欄でその希望をお伝えいただければと思います。いかがでございましょうか。いかがでしょう。

それでは、山口委員、よろしくお願いいたします。

○山口委員 山口です。御説明どうもありがとうございます。発言が全然なかったので、私はこの事務局の御説明、整理で大変納得できると思いますので、このとおりでよろしいかと思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

ほかにいかがでしょうか。具体的に既設電源について評価の視点ですね。

それでは、安藤委員、よろしくお願いいたします。

○安藤委員 安藤です。よろしくお願いします。8ページにある既設電源の場合、下に4つ➤がありまして、以下の観点から確認を行うと。内外無差別性の確認の項目が挙げられておりますが、これはあくまで例示にすぎなくて、ほかにもいろいろ考えるべきことはあるんじゃないかとは感じたところです。

例えば交渉機会が内外無差別にあるとはいっても、その検討に必要な情報提供みたいなものが自社・グループ内には適切に情報が行き、外には情報が全く行かないなどという状況だと、1つ目にあるように、ウェブサイト上に問い合わせ先があったとしても、実際問題検討できないということになってしまっただけでは意味がないかというふうにも感じますので、ここに4つ挙げられているのはあくまで具体的な検討事項の例であって、実際には総合的に実態を見て分析が進められるのかなと期待しております。

私からは以上です。

○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。

それでは、松田委員、よろしくお願いいたします。

○松田委員 ありがとうございます。私も今回の事務局の資料について、対応について

特に異存ございません。

先ほど安藤委員からも御指摘のあったところですが、まさにこの映されているスライドですね、既設電源の場合ということで、既設電源についてはオフサイトP P Aに関しても卸売の内外無差別性を見ていくということなんですけれども、先ほどまさに安藤委員からも御指摘のありましたとおり、あまり形式的に見るべきではなくて、例えばそもそもそういう引き合いですとか需要家ニーズの掘り起こしですとか、そういうものを誰がやったかという話もあるかもしれませんので、その辺りも加味して、実質的に見て内外無差別、特定の小売事業者にばかりやっていないかとか、そういうところを見ていくべきのかなというふうには思いました。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、続きまして國松オブザーバー、よろしくお願いいたします。

○國松オブザーバー 取引所の國松でございます。非化石価値取引を行っているところで、どうしても気になったものですから。8ページ目の既設電源の場合についてなんですけれども、既設電源って旧一般電気事業者が保有する既設電源の話だとすると、高度化法上で義務づけられている量というのがあって、それを他社に求められてしまうと、目標設定のところにも影響があるのは、そうかなと、そこは気にしなければいけない点かなと思います。

また、既設電源にアクセスをしていくという中で、どういうアクセスをしていくのか。一番効率のよい年のたっている水力、この水力が欲しいというふうに言ってきたときに、それをどういう価格で売らなければいけないのかというのは難しいのかなと思います。卸の内外無差別というところでは、それらグループになっている中で価格を決め、やっている。ある発電所だけを指定してきたときの価格というのは何に基づいて決めていけばいいのかというのは――ですから戦略の意義、旧一電にとって一番稼ぎ頭だけを狙い撃ちされた場合に、それでも受けなければいけないのかというのは、その価格というのは難しくなるのかなとは思っております。

また、既設電源のオフサイトP P Aというもののニーズがどの程度あるか。特に旧一電が持っているような大型の発電所についてどの程度あるのかというのは、いろいろ調べなければ出てこないのかなと思っております。新設に関しましては、もっともかと思っております。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

ほか、いかがでございましょうか。よろしいでしょうか。——ありがとうございます。

それでは、事務局からコメント等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した。安藤委員、松田委員から御指摘の点につきましては、おっしゃるとおりだと思っております。どこまでいっても事後評価の世界だと思っていまして、最終的には総合的に見てということだと思っております。

特にこういうコーポレートP P A、オフサイトP P A、これまで聞いている限りではかなりオーダーメードで案件が組成されていくというパターンが多いので、どうしても個々のケースによって違いも出てくるのかなと思っておりますが、そういう意味で大きな視点としてこういう観点から見ていきたいということでありまして、実態としては事後評価の中でしっかり確認してまいりたいというふうに思っております。

それから國松オブザーバーの御指摘の点で、水力を例えば切り出して買いたいというときに受けなきゃいけないのかという点については、そこはまさに経営上のといいますか、各社の判断だというふうには思っております。どういう価格かというのも、もちろん交渉の中で決まっていくと思います。あくまでここで求めているのは、その際に内外無差別にということですので、自社だったりグループ内の小売にのみ有利な条件で卸すということはないということ。

それから、ここの8ページの2番目で書いていますけれども、ほかのものと標準メニューみたいなもの、特に電源を指定せずに売ったほうが高いんだとすると、なぜわざわざ分けて売る必要があるのかという点はやはり疑問が出てくるので、そういう意味で不当に下回る、もちろん合理的な理由があれば、それは考えられることだと思いますけれども、特段の合理的な理由がなくそっちより安く売っていると、なぜわざわざ安く切り出して売ることにはなるのかなと思っております。

また、ニーズということについては、我々もまさにニーズがあるという話を聞いて、こういった今整理、御議論をいただいているところですので、ニーズは実際に世の中にあるというふうには認識しております。

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す。

それでは、前段につきましては新設と既設に分けて評価すると。既設については、4つ

の主たる要素に従って総合的に評価するという事でまとまりました。実践段階についての課題については、國松オブザーバーより貴重な御意見をいただいたと思います。

2つ目の事後評価につきましては御意見等ございませんでしたので、御承認いただいたと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、最後の議題となりますけれども、議題の4つ目、「発電実績の公開について」に関しまして、引き続き東室長より説明をよろしくお願いいたします。

○東取引制度企画室長 ありがとうございます。資料に基づきまして東から御説明させていただきます。

発電実績の公開ということでありまして、まず2ページです。これまでもこちらについては本専門会合で何度か御議論いただきまして、ガイドラインの改定ですとか省令改正ということを行ってまいりました。システム上の準備が整いつつありまして、3月末から実際に公開を開始することを今予定しております。それに先立って最終的に公開の意思確認をしましたので、その最新の状況というのを御報告させていただきたいというふうに思っております。

まず、4ページ目でございます。これはおさらいも兼ねてですけれども、これまで御議論いただきまして、H J K S登録対象の10万kW以上のユニットについてまず対象とする。公開するものは、ユニットごと・30分コマごとの発電量を公表するということであります。

ガイドライン上は、発電事業者が望ましい行為とされておりまして、同意を得た上で公開すると。公開に際しては、各発電事業者が一義的な情報の当然保有者なんですけれども、実際には各T S Oにおいて集積・加工した上で、T S Oのウェブサイトで公開する。それから一覧性を確保するという観点で、全国分を広域機関で公表するという形を取ることとしております。

公開のタイミングですけれども、もともと実需給後5日以内の公開というのを求めるということにしていたんですけれども、実際にシステムの準備をしていく中で、実需給の翌日には公開できそうだということで、前倒ししたいということを思っております。具体的には、各T S Oで翌日15時に前日の48コマ分、同じく広域機関では15時半に前日分を公開するということを予定しております。

5ページ目以降はこれまでの取組の参考でつけておりますので、飛ばさせていただきます。

12ページに行きまして、これが今回各社に公開の意思確認を行った結果でございます。

対象ユニットは全部で539ユニット、約2億1,000万kWでございまして、そのうち出力認可ベースで95%以上のユニットについて公開するとの回答が得られました。旧一般電気事業者、J E R A及び電源開発のユニットにつきましては、全ユニットについて公開すると回答を得たところでございます。

14ページ目は、逆に公開しないと回答したユニットの公開しない理由を確認した結果となつてございます。32ユニットについて公開しないとの回答をいただきまして、大きく理由は2種類、2パターンございます。下に書いていますけれども、1つは電気事業以外の生産プロセスで発生する副生ガスを利用しているなどの理由で、出なりでガスを使うので発電以外の生産操業状況が推定されてしまう懸念があると。発電状況を見ると本業の操業状況が分かってしまうので、御容赦いただきたいといったケース。それから技術開発中の実証発電設備であつて、どれぐらいのパターンで動いているかとか、そういった技術上の理由、そういうものをオープンにしないという観点から公表を控えたいという、こういった2種類の回答がございました。それぞれ過去にも御議論いただきましたけど、こういった理由というのは一定の合理性があるのだらうと思つておりまして、直ちに公開を求めなくてもよいのではないかというふうに考えてございます。

15ページ目に、具体的に公開しないと回答があつたユニットの一覧をおつけしております。主に、先ほど申し上げたように副生ガスを利用しているようなケースですとか、実証中のユニットというのが公開しないとの回答のあつたユニットとなつてございます。

最後に、今後のスケジュールについて18ページ目に書いております。先ほど申し上げた3月末、具体的には3月26日から公開開始を予定しております。今、各T S Oと広域機関においてシステムの構築、テストを実施中ということでございまして、3月末に公開開始を予定しております。

19ページ目、最後ですけれども、今後、そもそも新設の電源であつたり休廃止の電源であつたり、当然増減があると思ひますけれども、そこは適宜対応していきたいと、経産省のほうで随時意思確認した上で、足したり引いたりということをやっていきたいということを書いてございます

事務局からは以上でございまして。

○武田座長 どうもありがとうございます。

本議題は報告事項でございまして、質問につきましては後刻、個別にお問い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希望等ございますでしょうか。よろ

しいでしょうか。——どうもありがとうございます。

本会合の成果が動き出すということで、先生方の御議論の成果の一つであるというふうに思います。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。

○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93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——