

第75回制度設計専門会合

日時：令和4年7月26日 10：00～12：45

※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、草薙委員、末岡委員、松田委員、松村委員、村上委員、山口委員

（オブザーバーについては、委員等名簿をご確認ください）

○田中総務課長 それでは、定刻となりましたので、ただいまより電力・ガス監視等委員会第75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、随行者を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。

初めに、事務局の構成員に変更がございましたので、御報告をさせていただきます。7月1日より電力・ガス取引監視等委員会事務局長として新川が就任しております。新川事務局長、一言御挨拶を頂きますようどうぞよろしくお願いいたします。

○新川事務局長 電力・ガス取引監視等委員会事務局長に就任いたしました新川と申します。よろしくお願いいたします。

4年前に総務課長をしておりまして、4年ぶりに委員会に帰ってきておりますが、資源エネルギー価格の高騰や為替の円安化、またカーボンニュートラルの政府の約束ということで、非常に環境は大きく変わっておりまして、厳しい時期での就任と自覚しております。皆様の御指導をあおぎながら、制度設計をしっかりとやっていきたいと思っておりますので、ぜひともよろしく御指導のほどお願い申し上げます。

○田中総務課長 ありがとうございました。また、総務課長としてこれまでNW事業監視課長をしておりました私、田中が就任しておりまして、NW事業監視課長として鍋島が就任しております。どうぞよろしくお願いいたします。

また、本日は大橋委員、山内委員は所用のため御欠席、山口委員は12時半頃御退出予定でございます。

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7つでございます。

それでは、早速議題の1、「スポット市場価格の動向等について」に関し事務局から説明をお願いいたします。

○東取引制度企画室長　　取引制度企画室長の東でございます。スポット市場の価格動向の報告からさせていただきます。資料3でございます。

まず2ページ目ですが、スポット市場のシステムプライスの動向です。6月末の需給逼迫注意報のあった時期、特に29日から7月1日の3日間、非常にシステムプライスが高くなりました。また、LNG価格の高騰を受けて、平均といいますか水準としても20円台という日が多く、高い水準で引き続き推移しております。国際的に見ますと、日本のスポット市場はまだおおむね欧州諸国よりも低い水準で推移しております。背景にはLNG始め国際的な燃料価格の高騰があるのかと思います。

それから5ページ目に、LNG価格の動向を受けた電源種別のといいますかコンベンショナルとコンバインドの価格帯を示しております。6月中旬以降、やはり相当価格がまた上がっているというのがうかがえます。

それから、6月末から7月上旬の価格高騰について少し掘り下げて確認しております。7ページ目です。まず、オレンジの曲線が買い札で青い曲線が売り札となっております、やはり気温が上がった中で需要が増えまして、この時期相当買い札が増えているというのがまず1つ見て取れます。

一方で特に高騰した3日間は、売り札もやや減っているということでございます。この点につきまして8ページでお示ししております、各社の供給力と自社小売、あるいは相対卸に先に売る分の推移、さらには結果的に入札可能量がどれだけあったかというのをお示ししております、これを見ますと上の3つが前の週に比べると、高騰した週では自社供給力は回復して少し増えていると。ただ、一方であらかじめ売約済みといいいましょか、自社小売向けと他社卸が更に増えているということで、結果として入札可能量が少し減ることが起きていまして、先ほど見たように売り札も少し減っているということになっております。

9ページでございますが、結果として、特にこの3日間においては、高騰した時間帯に

においては、ほとんど供給曲線が垂直になったところで買い札価格で約定価格が決まるという現象がまた生じております。

10 ページ目が東京エリアにおける需要曲線の推移を確認したものでございます。やはり日を追うごとに徐々にカーブそのものが右に右にと、需要全体が増えているということが1つと、特にインバランスの上限値である200円での買い入札価格が大幅に増えているということがうかがえます。結果として、東京エリアでは一部200円で約定するというこまも発生しております。

また、11 ページ目ですが、東京エリアにおけるスポット価格とインバランス料金の推移を確認したものでございます。スポット価格が高騰した時間帯、夕方の時間帯においては、インバランス料金が結果として低い水準となっていたという傾向が見て取れました。

それから、売り札と買い札以降、定点的に確認しているものでございます。13 ページ目、売り札の動向でございます。供給力が回復してきたことを受けて、7月以降は増加傾向にはありまして、量としてはかなり回復してきている。一方で、やはり燃料価格の高騰を受けまして、緑色が40円台の札なのですけれども、40円台の札がかなり増えてきておりまして、この辺も全体として見たときに価格高騰に影響していると思います。

それから15 ページ目も同じように売り札の価格水準を見ておりますが、上位5%の売り札の水準ということだと40円台から50円近い札が増えてきているというのがうかがえます。

最後に買い札の動向ですが、これもずっと継続的に見ているものですが、旧一電の買い札が17 ページでございます。こちらを見ますと、やはり燃料価格の高騰を受けて6月中下旬から同じように40円を超えるような水準が出てきている。

最後に、新電力の買い札でございます。ずっと中央値80円というのが続いていまして、一方4月以降、インバランス料金制度が変わったことに伴って、下のパーセントイルの価格が下がってきていて、6月中下旬ぐらいには一時期80円より下回るような傾向が見られたのですが、その後需給逼迫があったもので、また上がって、80円に戻っているといった状況でございます。

以上、市場価格の価格動向の御報告でございます。

○武田座長 ありがとうございました。それでは、ただいまの御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。いつものとおり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。いかがでございましょうか。オブザーバーの方もあらか

じめ御記入いただければと思います。よろしいでしょうか。——ありがとうございます。
また何かございましたら、後ほどお知らせいただければと思います。一旦議題 1 についてはこれで終了ということにさせていただきます。

それでは、議題 2 に移りまして、「常時バックアップの利用実態について」に関し、引き続き東室長から説明をお願いいたします。

○東取引制度企画室長 よろしく申し上げます。資料 4 でございます。

2 ページ目です。まず 73 回、今年 5 月の制度設計専門会合で常時バックアップの利用実態について、初期的な調査分析を御報告させていただきまして、そのときにスポット市場価格との値差を利用した裁定取引を目的として利用されている可能性があるのではないかということを御報告させていただきました。

前回の資料なので割愛させていただきますが、7 ページ目です。そのときの議論といたしまして、1 つは転売など制度趣旨にそぐわない利用が行われていないかというのを確認するために、個々の契約、利用状況などをしっかり詳細な実態調査が必要と整理されたところでございます。

加えて 2 ポツですが、そもそもの原因は価格の硬直性、常時バックアップの価格が変わっていないということなので、短期的には価格等をしっかり改定していくことが重要だといった御指摘や、いずれ常時バックアップは廃止していくという観点を強く打ち出すべきだといった御指摘を頂戴したところでございます。

これを踏まえて、今回まずは詳細な実態調査を行った結果を御報告した上で今後の進め方について御議論いただきたいと考えております。

8 ページ目以降、実態調査についてお示ししております。5 月の制度設計専門会合を踏まえまして、6 月上旬に報告徴収という形で、旧一般電気事業者 10 社から全ての常時バックアップの契約に関するデータを収集しました。

その上でまず前回もございました特定の事業者が使っている実態があるのではないかという点につきまして、改めて全国ベースでこういった利用実態になっているかを 9 ページ、10 ページでお示ししています。

9 ページ目は、kW ベースで見たときに上位 10 社が契約容量の約 65% を占めているということが分かったということをお示ししております。

また、10 ページ目は kWh で見たときに全国ベースで見たときに今度は上位 10 社で約 75% を占めているということが今回の調査で分かったということでございます。

その上で5%以上の割合を占めている上位8社につきまして、常時バックアップのアーの量とスポット市場への売り入札量の推移がどういった関係になっているかを今回確認いたしました。それを12ページ目と13ページ目でお示ししております。ここでは赤い折れ線グラフがスポットでの売り入札量を示しております。青いほうは常時バックアップの供給を受けたkWhの推移ということで、特に昨年冬、11月、12月以降に両方が増加している傾向が見られる会社が多かったということをお示ししております。A社のケースですと赤いほうはスポットの売り入札で、青いほうは常時バックアップということで、12月以降大幅に増えている。各社大なり小なりというところではあるのですが、相関があるケースが多かったということでございます。こちらで言いますと、ここでG社と書いていますが、1社についてはスポット市場での売り札に大きな変化が見られなかったもので、ここを除外して、7社について詳細に各社にヒアリングを行うという形で今回確認を進めました。

その結果について15ページ目以降でお示ししております。15ページ目は、期中であるにもかかわらず常時バックアップの契約容量が各社大きく増えていたわけですが、その理由について確認したところでございます。

各社ほぼ共通して1年半前の冬の価格高騰を受けて、スポット市場の依存度を減らしたいという中で、なるべく電源を固定化するというときに、相対の電源がなかなか出てこなかったと。そういう中で常時バックアップのkWを増設したという御説明がございました。

3点目ですが、ショートポジションをなるべく回避するために供給力を確保するというのは、小売としては合理的な行動なのではないかと考えております。一方で、一部ヒアリングした新電力の中には、常時バックアップのkWを大幅に増やした結果、相対、自社電源などを積み上げた供給力がピークの需要を上回っているというケースもございまして、必要量を超えて常時バックアップの契約容量を確保していたのではないかと見られるような事業者もございました。

16ページ目、17ページ目は常時バックアップのkWhが増えたことに伴ってといいますか、同じ時期にスポットの売り入札が増えている理由について確認したものでございます。全ての会社で共通してあった説明として、以下のような傾向が見られました。例えばある日のロードカーブを考えたときに、需要の高いピークの時間帯に合わせて供給力を積み上げていくと結果として需要が少ない時間帯、例えばここでは早朝とか深夜の時間帯においては、供給力がやや過多になると。その時間帯に余剰分を市場で売るため、ここでは

赤いところを常時バックアップとしてお示ししておりますけれども、常時バックアップをずっと同じ量を取った結果、余剰が出てくるので売りますということで、こっちのアワーが増えると同時に、スポット、売りのアワーも増えているのですといった御説明がありました。

また 17 ページ目ですが、基本的には同じような構造なのですけれども、さらに極端なケースとして、深夜の需要を上回る量についてずっと常時バックアップで供給を受けているというケースもありました。少なくとも 17 ページでお示ししているようなケースにおいては、受け取った電気の少なくとも一部は需要家に供給されていないということは明らかだと思います。この出っ張っている部分については需要家に供給されていないということで、元来新電力が需要家に電力供給を行うための卸供給という制度を考えると、制度趣旨にそぐわない利用が行われているということではないかと思います。

こうした実態を踏まえまして、今後に向けてということで、3 点記載させていただいております。19 ページ目です。先ほど確認したような制度趣旨にそぐわない利用が行われている実態が一部確認されたところであります。もともと適取ガイドラインにおいては、旧一電が正当な理由なく供給量を制限することなどが独禁法上問題となるおそれがあると規定されているわけですが、こうした制度趣旨にそぐわない利用を行う者が確認された場合において、制限することは問題があるとは言えないのではないかということを書かせていただいております。

また、常時バックアップ、事業者間の契約において目的外利用に該当するケースを明確化するということも有効なのではないかということをお示ししています。

それから 20 ページ目、2 点目ですが、利用実態を踏まえた対応が先ほどの点ですが、そもそも価格差が問題なのだと。短期的には価格をしっかりと改定していくことが重要といった御指摘も前回頂いたところでございます。この点につきまして、適取ガイドラインでは自己の小売料金に比べて高い料金であったり、自己の卸供給料金に比べて不当に高い料金が問題となるおそれがあると規定されておりまして、この点に関して今資源エネルギー庁の小売料金に関する議論の中でコストの変動をより適切に反映するため、標準メニューは定期的に見直すことも考えられると適取ガイドラインに追記する旨が整理されたところでございます。

こうしたことを踏まえると、当面の短期的な対応として標準メニューの定期的な見直しに合わせて、その見直しと整合的な形で常時バックアップの価格も適正化していくことが

合理的なのではないかということをお示ししております。

また、22 ページ、最後でございますが、常時バックアップの大きな方向性としては原則廃止を維持すると。他方で内外無差別性が担保できたところで、常時バックアップを廃止することが適当とこれまで整理されております。この点に関しては、オプション性のあるメニューへの内外無差別なアクセスの確保も含めて、旧一電の更なる取組が求められるところでございます。

他方で、この後資料5で御紹介しますが、現時点で23年に向けた準備はまだ検討中という回答にとどまっている旧一電も多いというところでございます。

こうした状況に鑑みると、旧一電が23年度以降の相対卸に向けた交渉を加速していくこと、その中で内外無差別な卸売のコミットメントの実効性を高めるという具体的な取組を示していくことが、こうした常時バックアップの廃止の検討という観点からも重要なのではないかとということをお示ししております。

事務局からの御説明は以上でございます。よろしく御指導のほどお願いいたします。

○武田座長 ありがとうございました。大変丁寧に調べていただいたと思いますけれども、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。御発言の御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、草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員 草薙でございます。御丁寧な説明に感謝します。

今回の事務局の説明でも示されたわけですが、需要を上回る常時バックアップの供給を受けることが、新電力が需要家に電力供給を行うための卸供給という常時バックアップの制度趣旨にそぐわないということになっているという場面をよく理解できたと思っております。

確かに資料4の13ページにあるように、G社でいきますとそもそもスポット売りが少ないという事業者もおられるわけですが、基本的に常時バックアップの供給量が需要を下回っていれば問題ないのだという意見があるということもあろうかと思えます。

そういう状況だとしても、この制度は廃止に向かっているのだという制度、これがメッセージとしてどこかで発せられるということも必要ではないかと思えます。現段階ではオプションを行使できて、裁定取引に使われると見られるほどに安価であって、非常に使い度がある制度だからこそ使われているのだという現状があって、そのようなものであるからこそ定期的に常時バックアップ料金を適正化していく改定が合理性を持つものだと

考えております。

同時に現在明確にしておいたほうがいいだろうと思われる点としまして、現行ルールを常時バックアップの最大契約規模（kW）を、高圧以上の場合に、需要増加分の3割とされているとしますと、「契約において目的外利用に該当するケースを明確化」するための当面の方策としては、最大契約規模（kW）自体を需要増加分の3割または当該小売事業者のベースロード需要のどちらか小さいほうとするといった形でルール変更するという考えもあり得るのではないかと思います。

ただし、お盆とかゴールデンウィークなどの電力需要の軽負荷時にはベースロード需要が減少することに留意が必要で、例えばベースロード市場における購入可能量は1日当たりの最低需要のうち年間18日の下位の需要を除いた需要量を基に設定されているとしますと、目的外利用の判定に当たっても配慮が必要と考えます。

このようなことを含め、何を目的外利用とするのかの当面の定義を事前に決めておくことも重要ではないかと思います。

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。それでは、松村委員、お願いいたします。

○松村委員 発言します。多分同じく19ページだと思うのですが、2番目に書かれていることの意味をはっきりさせる必要があると思います。この議論が出てきたのは恐らくスライド17及び16を見て、16のような状況であれば制度の趣旨に合っているということと言えるのかもしれないけれども、17だとさすがにまずいよねという事務局の認識なのだろうと思います。

それで、17のような事態を防ぐためには、私は繰り返し言っていますが、基本的には価格の問題だと思っているので、供出できるkWに限りがあり、したがって欲しい新電力でも取れないところが出てきている状況を考えたときに、17のような事業者を優先すべきか、価格の改定が間に合わない短期の間にどうするのかということは、本来は価格の問題だと思いますので積極的に支持はしませんが、そういう問題の建て方もあり得ると思います。

それに対する対応として、19の2で書かれているものの意味が仮に17のような状況になっていたとしても、常時バックアップのみで需要を超過している状況が発生するので、このときには仮にこのような契約をしていたとしても、超過分については引き取らないようにしなさいということを意味している。基本的に転売に回ってしまうようなものは要ら

ないと積極的に返せば問題ないけれども、そういうことをしている事業者がいたら、売手のほうはそのような事業者には売らない、あるいは売る量を制約することがあったとしても問題があるとは言えない、と言っているのだとすれば、その整理は、私はとても問題があると思います。

一方でkWが制約されているので、買いたい新電力が多くいて、誰に割り当てたらいいのかという問題を考えるときに、最低需要と常時バックアップで受け取れるkWの比率を見て、最低需要と常時バックアップの比率があまりにも高い人を抑制し、低い人、つまり16のようなタイプの人に優先的に割り当てて、17のようなタイプの人に優先的に割り当てないということを売手がしたとしても、制度として不当なことをしているわけではないことを明らかにしたというだけであれば、意味があると思います。

返せというようなこと、あるいは返すというようなことをしていれば引かからないということだったとすると、売手としては積極的に返してくれる。つまり17のようなパターンの人にたくさんkWを売ったほうがよりもうかるという構図をビルトインすることになると思います。目的はともかくそんなインセンティブを売手に与える制度が本当に正しいのでしょうかということは十分考えていただきたい。したがって2番目のポツは、そのようなときは返せではなく、最初のkWの割当ての段階でそのような情報を考慮し、17のようなタイプの人に薄く配分するということがあったとしても、不当とは見なさないというルールがインセンティブという観点から見たら正しいと思います。

転売が問題になっているから、更に制約を加えてさせないようにするというのではなく、そもそも転売のインセンティブが小さくなるようなことを考えるのが筋。私は思いますので、もし事務局の整理がそちらを意図している、つまり買った新電力に対してそういうときには積極的に転売しないで返せということを言っているのだとすれば、それは賛成しかねます。

さらに多分そういう問題は起きないと思いますが、返すということがあったときに、限界費用で入札しているので、今度は売手が市場に供出してくれることになるわけだから、流動性については基本的に変わらないと思うのですが、返すということがあったとすると、プラントの運用パターンが変わって、プラントの運用パターンが変わると起動費の乗り方が変わって、このまま引き取って市場に出してくれれば市場に出て流動性を供給するのに、返してしまうと出てこなくなるということは、まれな例だと思いますが、あり得ることだと思います。以前の回に起動費がばかみたいに乗っている入札が多くあったということ

もう一回よく思い出して、そのような運用が本当にいいのかということはよくよく考えた上で、これを運用すべきだと思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。ほかいかがでございましょうか。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。常時バックアップの利用実態について1点、発電事業者、BGの立場で発言いたします。

まずは事務局におかれましては、丁寧な調査ありがとうございます。スライド19の2ポツ目、常時バックアップの利用に関しまして制度趣旨にそぐわない利用を行う者が確認された場合において、当該社に対する常時バックアップの供給を制限するということは問題があるとは言えないとの記載があります。

また、今後の目的外利用を抑制する観点から、スライド19の3つ目の黒ポツにおきまして、個々の契約に供給の目的や目的外利用への対応が規定されておりまして、これらの契約において目的外利用に該当するケースを明確化すると記載のとおり、目的外利用に該当するケースの把握が重要になってくると考えております。

過去の審議会において整理されていますとおり、常時バックアップは自社調達できない供給力の不足分に充てるものであるということですから、スライド16の事例においても相対電源調達で不足する部分について需要を上回らないよう常時バックアップの受給量を減らすべきであり、需要を上回って供給を受けている分については、スライド17の事例同様に制度趣旨にそぐわない利用に該当すると考えております。

この目的外利用の実態については、今回の個別ヒアリングのように監視当局において需要を超過した常時バックアップの調達状況を確認するなどの対応を行わない限り、発電事業者においては新電力様の相対電源等の調達状況を含めた需給バランスの全容の把握は不可能でありますことから、このような裁定取引を検知することはできないと考えております。

したがって、旧一電と新電力との個社との間で締結する契約書において、転売などの目的外利用に該当するケースを明確化するだけでは、目的外利用の抑制を十分に期待できないのではないかと考えております。このため常時バックアップの目的外利用の事業者の確認、改善を行うための仕組みについて、例えば監視当局において常時バックアップの利用状況を定期的に確認の上、目的外利用の改善が見られないような事業者については、事業

者名の開示等を行うという検討も必要かと考えております。

なお、当社の事例で申せば、残念ながら供給力不足のため3月末あたりから常時バックアップの申込みに対してお断りするということが発生してございます。恒常的に発生する不足電力に与えるための電気を供給するという本来の目的で必要とされる小売事業者の方々が、どちらかというとヘッジ目的で利用されている一部の小売事業者の必要量を超える常時バックアップ確保行為によってはじかれているということが生じているのではないかという点も心配しております。

したがいまして、常時バックアップ本来の制度趣旨である新電力が需要家に電力供給を行うための不足分の卸供給に沿った利用となるような検討を深めていただきたいと考えております。御指摘のあった本来の価格の問題はあろうかと思えますけれども、そういう点も含めて、料金改定も含めて併せて検討していく必要があると考えてございます。

発言は以上です。

○武田座長 ありがとうございます。それでは、圓尾委員、お願いいたします。

○圓尾委員 圓尾です。1点だけです。常時バックアップの制度趣旨という観点で、事務局の説明では16ページのような使われ方は問題ないが、17だと逸脱しているのではないかという趣旨の御発言だったかと思うのです。私の理解は、今まさに松本オブザーバーがおっしゃったように、自社で調達しても足りないところを常時バックアップで埋めていくというのが本来の趣旨だったと思っています。ですから16ページのような使い方は、新電力から見れば企業の行動としては非常に正しい行動だと思うのですが、本当に制度的な趣旨に合っていると言えるのかと疑問になったので、この辺を整理してお答え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。ほかいかがでございましょうか。よろしいでしょうか。エネットの竹廣オブザーバー、お願いいたします。

○竹廣オブザーバー エネットの竹廣です。遅れまして失礼いたしました。

今回の利用実態の話とは少し異なるかもしれませんが、現在常時バックアップの契約にはベースロード市場での約定量を常時バックアップの契約量から減じるというルールになってございます。つまりオプション価値を持つBUを獲得しようとしますと、申し込もうとしますと、事前に行われる翌年度のBL市場の入札量を控え目にしておかないと申し込めないという事情があったと思っています。

ただ、B L市場で約定できなければ、リスクヘッジに備えるためにも常時バックアップを申し込んで対応するという状況に我々は置かれていたかと思っております。今後常時バックアップはオプション価値を持った新たな卸メニューへと置き換わっていくものと認識してございますけれども、オプション価値を持つ新たなメニューとベース電源のアクセス機会の公平性確保の下に作られたオプション価値を持っていないベースロード市場における約定量は、オプション価値のありなしも含めて商品性が大きく異なっていると考えてございます。

現在御検討いただいているオプション価値を持つ新たな卸メニューが導入される際には、ベースロード市場における約定量とオプション価値を持つ新たな卸メニューとの量の関係性を解消していただくように要望したいと考えております。

以上です。

○武田座長 ありがとうございました。ほかよろしいでしょうか。——それでは、事務局から何かコメント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。

まず、松村先生から御指摘の点、どういう考え方なのだという点なのですが、19 ページに供給量を制限するということにつきまして、kW の制限と書いておりまして、この趣旨はまさに最初の kW の割当てのところで制限すると。配分の仕方を考えるということございまして、御懸念されていたようなアワーを返すという考え方ではないということをご示ししているつもりでございます。

それから、松本オブザーバーから御指摘のありました点で、場合によっては監視当局で定期的に確認した上で社名の開示をということでございましたが、2 ポツの最初に書いてありますが、常時バックアップの利用方法自体についてガイドライン等に何か規定されているわけではございません。そうした中である種社名の開示という形で、新電力にとって不利益になるような行動なのだとすれば、現実的ではないのではないかと思います。

一方で利用実態がこうした今回の御議論を踏まえて、変わっていくのかどうかという点をしっかりフォローするという必要はあろうかと思いますので、監視当局で必要に応じて利用実態を我々で確認していくことはあろうかと思います。

それから圓尾委員から御指摘のありました点で、16 ページのケースをどう考えるのか。まず事務局の説明でこっちは問題ないけれども、17 が問題だという御説明だったということなのですが、正確に申し上げればこちらについては特に問題があるともないとも書い

てございません。これが本当に制度趣旨にそぐう使い方なのか、そぐわないものなのかというのは、いろいろな御見解があり得るのではないかと思います。電気に色がない中で常時バックアップが需要家に供されているのか供されていないのかという、そこは分からないというのが正直なところで、常時バックアップで取ったものを市場に出しているのか、違うものを差し替えて売っているのかというのはなかなか判別できないというのが正直なところです。これが1つです。

それからもう1つは、先ほどのkW、kWhの話にもあるのですが、ピークに合わせて電源を固定しに行くということ自体は、リスクヘッジの観点からむしろ小売事業者として当然の行動なのだろうと思ってしまして、その結果としてこういう出っ張ったり引っ込んだりしている部分があるという固定費も払っている中で、それを使うのがおかしいとまで言えるのかというところが論点なのかなと思っておりまして、そこが明確におかしいとまでは言えないのではないかと思います。ここでは特に明らかにそういった制度趣旨を逸脱した使い方だとは書いていないというのが正直なところでございます。

それから草薙委員から御指摘のありましたガイドライン上明確に書けないのかという点につきましては、更に考えてみたいと思います。

以上でございます。

○武田座長 どうもありがとうございます。御質問については御回答いただいたと思いますし、松村先生から頂きました御懸念につきましては、kWの場面であるということで御回答いただいたと思いますけれども、追加で松村先生から何か御異論等なければ、本件については事務局案のとおり進めたいと思います。よろしいでしょうか。

○松村委員 時間を取って申し訳ありません。今の事務局の回答で満足しました。つまり、これは売手のほうが引取量を減らしていないということを理由にして、kWを制限するというのを正当化したものではないということを今明確に言っていたので、売り手の方もそのような運用をしないようにということを確認させていただきます。

それから、もう一回よくよく考えていただきたいのですが、スライド16は事務局の説明は正しいと思っているのですが、もしこれが制度趣旨にそぐわないということ強く言うのだとすると、インセンティブとしては紫の調達を増やして、緑の調達を減らせば問題ないと整理されるのかということになったとすると、そもそもベースとして動かすのが望ましい電源の調達をあえてミドル化して、調整電源にして、その出力を抑えれば引き取れるのか、などという変なインセンティブを与えるのではないかと懸念します。ち

やんとそういうことまで考えた上での発言だったのかは、次回以降もしこの問題が出てくるのだとすると、もう一度よく考えた上で御発言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、本件につきましては特に大きな異論等なかったと思いますので、事務局案のとおり進めたいと思います。追加で松村先生から頂いた御意見は十分考慮していきたいと思います。事務局におかれましては、この方針で対応を進めていただきますようどうぞよろしくお願いいたします。

それでは、続きまして議題の3「、旧一般電気事業者の不当な内部補助防止策について」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 引き続きもう一点、いわゆる内外無差別の卸売のコミットメントに関して、資料5に基づいて御説明させていただきます。

2021年度から発電事業の最大化という観点で内外無差別の卸売を行うというコミットメントの移行期間といいますか実際の運用が始まっているところでございまして、昨年度もフォローアップを行い、今年度また新たに主に2022年度分の特に通年の相対卸契約についてコミットメントの履行、不履行状況を確認したということと、次年度以降からの契約に向けてスケジュールの明示ですとか内外無差別の交渉を行うといった取組を新たに取り組んでもらいたいということを3月に御議論いただきまして、その準備状況という、今年度の契約についてと来年度に向けた準備状況という2点について御報告させていただきます。

まず22年度の契約の状況ということでございます。大きく5つパートが分かれていますので、まず体制について大部ですのでかいつまんで御説明させていただきますが、卸売をどこがやっているかということで、従前から小売とは独立した部門で相対卸をやっているというのは確認済みだったわけですが、昨年度からの変分ということで申し上げますと、東北電力においてはカンパニー制が導入されまして、発電カンパニーと小売カンパニーで分けて、まさに発電側が卸を行うという体制が整ったということが大きな変化でございます。

それから2番目で契約の全体像でございます。情報量が多いのでかいつまんで交渉件数、それから成約件数のうちもともと過年度に取引実績のあった事業者との成約件数、前年度契約のなかった事業者との契約件数と分けて上段、下段で書いております。

それから、確定数量契約と変動数量契約の数、さらには今回から複数年契約というのを

どれぐらい結ばれているのかというのも確認しております。

11 ページ目にその中で少し特徴の出ていた点を幾つか記載しております。1つだけ御説明しますと、複数年契約につきましては、全ての事業者においてまだかなり限定的でありました。ここに関しては何社かの話を伺ったところ、提案はしているのだけれども、なかなか契約ニーズがないという声もあれば、逆に小売側から見てニーズはあったのだけれども、発電側からはそれをなかなか提示できなかったという御説明もありまして、双方の理由で必ずしも複数年の契約は進んでいないということでございました。

それから3番目に、各社の交渉スケジュールと供給力が限られる中である意味どう配分しているのかという考え方についてヒアリングを行いまして、12～14 ページにまとめてございます。

その中で特に事務局として気になった点を 15 ページ目以降に書いております。1つはスケジュールに関して、北海道電力では社内取引が社外取引よりも先に決まっていたということ。その結果、市況が変わりましたということで、社内外で取引価格に差がついていたということでございます。この点、同社からは外であっても先に交渉していた事業者もあったのだけれども、結果的に社内が先に確定しただけだという御説明でございました。この点についてこうした交渉機会が本当に内外無差別だったと言えるのかという点。

それから、J E R Aについてグループ内外で交渉の時期に違いが出る。その乖離があったために、グループ外の事業者の契約時期がかなり遅れた。3月になったということで、こうしたことがグループ外の小売事業者の事業の予見性を少し難しくしているのではないかと。こうした契約交渉、締結の時期をまだ早める余地があるのではないかとということを書いております。

それから、複数年契約についてであります。J E R Aに関しましては、もともとコミットメントの前からグループ内では複数年契約を締結しているため、まず複数年契約に基づく供給量が確定した後で、グループ外との交渉を行う。既存の複数年契約が優先されること自体が何か問題だということはないと考えますが、複数年契約だからということであれば、複数年契約自体へのアクセス機会が内外無差別であることが重要なのではないかと。この点につきまして、今月からグループ外の事業者との間でも複数年契約の交渉を開始しているという説明が同社からございました。こうした複数年契約へのアクセス機会が内外無差別に提供されていくのか今後注視していく必要があるのではないかとということを書いております。

次のページです。もう1つ、全体の傾向の中で北陸、関西、中国の3社につきましては、社外の相対卸契約に関して、前年度に実績のある相手を優先して交渉するという考え方が取られておりました。前回御議論いただいたときに少しお示ししましたが、一般的に継続的な取引関係を重視するということは、どのようなビジネスにおいても考えられるので、こうした過去の取引実績に基づく取扱いの差をもって、直ちにそれが問題だとは考えないのではないか。

他方で、結果的に卸条件に著しい差がついていないかというのは注視する必要があるのではないかという御議論でございました。この点、関電につきましては、契約実績のある相手先との交渉を優先した結果、売り切れたので新規の相対契約は実質ゼロであったということでございます。また、中国電力は同じようなやり方でやった結果、供給力が足りたので、新規の相対契約も締結して、特にそこに著しい差は確認されなかったと。

一方で北陸電力につきましては、取引実績のある事業者とそれ以外の事業者との間で、希望の聞き取りは同じ時期にやっていたにもかかわらず、交渉のタイミングを分けて、結果として双方で著しい価格差が生じていたと。この点について、同社からは交渉タイミングが変わったので、市況が変わったということであったのですが、価格の絶対値としてかなり大きな差が開いていまして、これが合理的な差別と言えるのかどうかという点を論点として書かせていただいております。

4番目に、社内外の取引価格の比較、確認をした結果をお示ししております。21年度の実績と22年度の見通しにつきましては、社内外での取引価格、平均で見たときにどちらが高い低いというのを確認しております、社内価格のほうが低くなっているケースをここでは赤字でお示ししております。北海道、中部ミライズ、JERA、北陸でそうしたことが見られたということでございまして、それぞれにつきましてどうしてそういったことが起きているかという説明について21ページで記載しております。詳細な説明はここでは割愛させていただきます。

それから22ページ、5番目のポイントとして、オプション価値の提供について内外無差別化という点でございまして、これも過去にもフォローアップでお示していたもののアップデートでございます。大きく通変の期限とアローアンスということについてお示ししています。変動数量契約の最終通告期限につきましては、これまで3社で内外無差別となっていたわけですが、さらに東北、関西、中国の3社で内外無差別に設定したということを確認しました。

また、アローアンスについても東北電力で新たに内外同じように設定したということでございまして、総じて各社の取組が徐々に前に進んできているということではないかと思えます。

25、26 ページに、そこについて引き続き設定に差がある事業者がなぜそういった差がまだ残っているのかという、そろっていないように見えるのはどうしてなのですかというのを伺った説明を書いてございます。多くの会社からは相手のいる話で、必ずしもそういったニーズがなかったという中で、ほかの価格であったりほかの条件にプライオリティが置かれた中で、必ずしもそういったニーズがなかったのもうなっていないという御説明が全体として多かったということでございます。

それから小売側への確認として、こうした社内卸価格を認識した上で、適切な小売価格が設定されているかという観点から、小売側に確認を行っております。端的には小売の平均価格と電力調達単価などが、どっちが高くてどっちが低くなっているかということでございます。21 年度の実績と 22 年度の見通しを確認しておりまして、21 年度実績では中国電力において小売のほうが高いということが起きておりました。また 22 年度見通しについては、四国電力において小売のほうが高いということが確認されました。赤字でお示しております。

この点につきまして、両者からの御説明は、まず中国電力に関しては自社内の卸だけではなくて、外部からの調達も当然電力調達単価に含まれておりまして、特に市場価格が高騰する中で、その影響で調達単価が期中で相当高くなったために、あるところから期中の第 2 四半期を超えたところから逆転したものだという御説明がありました。四国電力も同様に外部の電源調達が高くなっている。こうした中で値上げが一朝一夕にできるわけではないので、現時点では小売価格のほうが高い見通しとなっているといった御説明でございました。

この点につきまして、中国電力について、期中での調達費用の増加によるものであって、コミットメントを履行できていないと考えられないのではないか。他方で今後こういうことがずっと続くようであれば、それはどうなのかという点は出てこようかと思いますので、引き続き状況注視ということとしてはどうかと書いてございます。

四国電力につきましても、一律に急に小売料金の引上げが難しいという考え方に一定の合理性はあると考えられる一方で、ずっと小売価格が調達費用を下回る状況が続きますと、適切な価格設定なのか、あるいは競争の観点から適切なのかという問題は出てこようかと

思います。この点につきまして、四国につきましても引き続き小売の料金設定とその影響を見ていくことが必要ではないかということを書かせていただいております。

最後に 23 年度に向けた状況につきまして、大きく 3 つ、スケジュールをなるべく同じ時期に交渉するという話、それから卸メニュー、標準メニューを作ってもらってはどうかという話、内部の体制を整えていただきたいという 3 点を 3 月に御議論いただきました。

1 点目につきましては、半分ぐらいが交渉スケジュールを具体的に設定していますという一方で、半分ぐらいはまだ検討中ですということで、いずれも対外的に明示するということにはまだ至っていないということでございます。

標準メニューについても同じような状況かと思えます。

3 点目の社内の体制という点につきましては、情報遮断に関する社内規定を既に 5 社で整備したということと、少なくとも文書化まではしていなくても、何らかのスキームは設定していること、それから社内取引文書については、一体会社において全て存在することを事務局で確認いたしました。ただ文書の位置づけですとか粒度は各社各様という段階でございます。

最後でございますが、こうした状況を踏まえて今後についてということですが、先ほど申し上げた 1 点目、2 点目についてはまだ取組が進んでいない事業者も多く、対外的に何らか示されているものはないということとして、一方で一部の新電力からは早く来年度の相対交渉を相談したいのだけれども、なかなかスケジュールを示してもらえないといった声も我々には届けられているところでございます。こうした中で次年度以降の相対に向けた交渉を加速していくことが重要ではないかということで、事務局におきましてはこうした交渉が具体的に伸展した時点で、また改めてフォローアップを行うこととして、それを御報告したいと考えております。

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 ありがとうございます。こちらも丁寧に調べていただきました。

それでは、ただいまの説明につきまして御質問、御発言の御希望がありましたら、チャット欄でお知らせください。いかがでしょうか。オブザーバーの方も含めてお知らせいただければと思います。ここはたくさん御意見があるかなと思っていたのですけれども。松村委員、お願いいたします。

○松村委員 まず事務局の対応、問題点の指摘と対応について全て適切だと思いますので支持します。この方向で進んでいただければと思います。

具体的にスライド 19 で、いつもこの報告があるたびに同じことを言って申し訳ないのですが、社内取引価格が社外卸平均価格を下回っていれば問題、上回っていれば問題ないということではないということは、この後の説明でもちゃんと認識されているから大丈夫だと思いますが、念のため繰り返させてください。

社内取引価格が仮に高かったとしても、条件が違ふということであれば不当であり得る。それが条件とかを考えても正当だということを一歩端的に示すのは、機会が均等で、内外で同じ条件で交渉できる、同じ条件で取引できる。全体の結果こうなったのだことを示すというのが一番の近道だと思いますので、その方向で進んでいただければと思います。

同じような図なのですが、31 スライドでまず電力調達単価プラス非化石証書調達単価なのですけれども、これは本来は非化石の市場価格で見て、小売単価と比べるということもしなければいけないのではないかと思います。何度も同じことを言っていますが、小売部門にとってみれば、市場価格は機会費用になっているはずで、したがって自社の調達であろうと市場調達であろうと、本来のコストは市場価格になっているはずだと思います。

とはいっても、実際に市場価格が高騰する局面において、高騰が予想される前に結んだ契約、自社の発電部門との卸契約ということもあるでしょうし、小売契約、買手との結んだ契約もあると思いますが、それは高騰することが予想される前に結んだものをベースにして価格が決まっていて、その後高騰したからインコンシステントになったというのはおかしいことではないと整理するのは正当だと思います。

したがって、スライド 32 で赤字が2ヵ所出てきていますが、それ自体に問題はない、あり得ることだと整理してあることは正しいと思いますし、今後もそうすべきだと思うのですが、時期のずれという問題を除けば、本来は市場価格をベースにした調達価格を小売価格が下回っているとすると、不当な内部補助があったのかもしれない。内外無差別がなかったのかもしれないし、あるいは小売の価格に問題があるのかもしれない。どっちの問題なのか分からないのだけれども、いずれにせよ何か問題があるということを疑わせる指標になると思いますので、この点は相対契約での調達単価だけではなく、市場価格と比べることを必ずすべきだと思います。

中国、四国の説明では、市場からの調達の部分で予想外に高騰するということがあり、それに対して小売価格は決まってしまう。それは全く合理的なことだと思いますし、ほかのところでも潜在的にあり得ると思いますが、そういうことがあり得るということは十分頭に入れた上で、電力調達単価は本来市場価格でも見て、合理的かどうかというのも

見ていかなければいけないのだと思います。

今市場価格はすごく高騰しているという局面で、これに力を入れてやるべきなのかということについては議論の余地はあると思いますが、少なくとも将来的にはそのような発想で調べることも必要になってくると思います。

次にスライド 40 のところなのですが、おおむね対応していただいているということはとても安心しました。しかし、事務局の説明でもあったとおり、粒度というのは様々だということなのですけれども、ぜひ旧一般電気事業者の方には恥ずかしくないようなちゃんとした文書を作っていただきたい。社内取引価格で単価幾らと書くだけなんてそんな雑駁なものを作っているところは絶対にならないと思うのですが、外に向けて見せるものではないというのは十分分かっていますが、仮に出たとしても、恥ずかしくないようなものをぜひ作っていただきたい。

実際に外に出るということはないと思いますが、外に出るということがあったとしても恥ずかしくないようなちゃんとしたものが作られているということが、ある種の不当な内部補助がないかどうかということを検証するための重要なピースになるはず。そこをいいかげんに作っているということがあって、それが内外無差別でちゃんとやっていますと幾ら説明したって全く説得力がないと思いますので、ここについては相当厳格な恥ずかしくないものをぜひ作っていただきたい。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。それでは、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。まず大変丁寧に取組状況をモニタリングいただきまして、ありがとうございました。

1 点、次年度以降の卸売の交渉の点でコメントさせていただきたいと思います。直近の旧一般電気事業者さんとの相対交渉の場におきましては、内外というよりもむしろほかの新電力各社との機会公平性の観点から交渉に応じられないと言われる声が旧一般電気事業者の御担当の方からよく聞かれます。これは外外無差別という表現で呼ばれておられましたけれども、外外無差別によって次年度、単年度の契約交渉のみではなく、きょうも出てきましたが、複数年の契約、例えば我々が固定費の一部を負担して長期で契約をさせていただくといった相談に対しても、やはり機会公平性を気にされて交渉をちゅうちょされて、実際話が進まないということが交渉現場では実際に起こっております。

希望する契約の期間ですとか契約料ですとかパターンですとか価格もそうですけれども、

新電力側の各社の経営方針ですとか今持っている電源のポートフォリオによって大きく変わってくるものですので、つまりメニュー化になじまないものだとは認識しておりますが、小売電気事業者のリスクヘッジが叫ばれる中で、事業者が知恵を絞ってリスクも判断して、中期的な電源獲得、あるいは事業計画に取り組もうとしている手段が狭められかねない状況だと考えております。

これは旧一般電気事業者様にとっても、エリアの自社需要規模から考えると、発電所の退出判断をせざるを得ないところ、価値ある検討になる可能性もございますし、国全体の需給全般を考えましても意義のあることだと考えております。

そういった意味で、旧一般電気事業者様から見た社外、つまりある新電力と創意工夫ある検討であったり、中期的な個別の相対交渉をグループ内の小売に先んじて行うことであったり、ある新電力との個別交渉を開始するということは、決して今進めていただいております内外無差別の趣旨に反するものではないということを確認させていただければと思ったところでございます。

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、草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員 草薙でございます。丁寧な御説明に感謝します。

この資料の 12 ページから 16 ページで 2022 年度向けの相対卸契約に関する交渉スケジュールと配分の考え方について、丁寧に社外の相対卸契約の関係を整理してくださっており、感謝します。

今後の検討のことですけれども、常時バックアップの契約量の配分との関係についてどうということになるのかということをもた整理、検討いただくということが有益ではないかと思えます。例えば 11 ページに関西電力の記載で、「その時点で供給力を超える状況であったため」という記載がございますけれども、そうであれば 22 年度安定的に J E P X の余剰電力販売ができにくくなるということであるとも考えられますが、これはあくまでもその時点での記載でありますので、本当に出せていた供給力とは異なっており、保守的な供給力という見方での交渉ということもあったりして、それで余った分を J E P X にて売ることもあるのかもしれず、そうであれば事後的な評価ということも可能になってくるのだろーと思えますので、22 年度の相対卸協議の配分結果と 22 年度の J E P X への実際の売り入札量の関係を事後的に確認いただくということも有益ではないかと思いました。

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。よろしいでしょうか。——ありがとうございます。それでは、事務局から何かコメント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。松村委員、草薙委員御指摘の点につきましては、今後の検討に際して考えさせていただきたいと思います。

それから竹廣オブザーバーから御確認のありました点につきまして、外外という説明があるということでしたけれども、やや言葉遊びみたいになっているかもしれませんが、あくまで内外無差別というのが我々が今コミットメントに即してフォローアップしているところでありまして、外外無差別だと言っていないというのが1つです。

それから、先ほどスケジュールを分けている事業者のところでも少し出てきましたが、例えば過去の取引実績、与信でしょうか、一定の合理的な理由があつて、取扱いに差が生じるということをも否定しているわけではございません。いろいろな改定が要る中で、例えばそういった取引実績、ビジネス関係に基づいて、そこで取扱いに差が生じるということは、必ずしも一事をもって内外差別だとは言えないとここでお示ししているとおりでございます。

また複数年契約につきましても、先ほどJERAのところでも出てきましたが、ある種複数年契約に基づく量が先にプロテクトされるといいますか、そこが確保される、確定されるというのは自然な考え方だと思いますので、複数年契約、あるいは単年度契約が必ずしも全てが同列でということを申し上げているわけではなくて、複数年契約の交渉が先に行われて、そこでの無差別性は問題となってくるわけですが、複数年契約があるのだからということで、単年度供給量が変わってくるというのは自然なことだと思いますので、そこも何らこうした考え方に反するものではないと考えております。

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、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。事務局におかれましては、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。

それでは、次の議題に移りたいと思いますけれども、説明者の交代がありますので少しおまちください。

それでは、議題4、「新インバランス料金の状況等について」に関し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 NW事業監視課長の鍋島でございます。資料6につきまして御説明をさせていただきます。

2ページ目でございますけれども、本日の議論ですが、2022年4月から新インバランス料金制度が運用開始されております。本日は5月16日から7月15日のインバランス状況についてまず御説明させていただきます。続いてこの期間中に発生いたしましたインバランス料金の情報公開の誤りの報告を行いまして、最後に広域需給調整システムの試験運用中のインバランス料金の算定について御説明いたします。

まず最初に、インバランス料金の状況についてです。5月16日から7月15日までのインバランス料金の概況を表にまとめております。インバランス料金の最高価格は東京エリアの200円/kWhでございました。ほかのエリアにおきましては、85.61円/kWhから128.69円/kWhという価格が最高価格でございました。いずれも6月27日から7月1日の東京エリアの需給逼迫期間中に発生したものです。

この間、補正インバランス料金は、東京エリアで28コマ、ほかの5エリアにおいて1～6コマ発生しております。

また、再エネ出力抑制時のインバランス料金0円の適用につきましては、沖縄除く全エリアで発生しております。

5ページは、2022年度以降のインバランス料金制度の概要でございますけれども、補正料金算定インデックスが8%を割り込み始めますと、補正インバランス料金が適用されて、インバランス料金が高くなっていきます。2022年度から2023年度までの2年間につきましては、暫定的措置として200円/kWhを最高値として適用することになっております。

6ページ目ですけれども、6月27日からの東京電力管内を中心とする需給逼迫につきまして、背景、要因を掲げております。背景、要因といたしましては、まず需要の大幅な増大があったこと、それから発電所の計画的な補修点検があったことが挙げられます。

具体的に申し上げますと、東京エリアにおきましては6月におきまして異例なほどの高い水準の需要がありました。実際の最大需要電力は5,254万kWとなっておりまして、東日本大震災以降の6月の最大需要電力としては、500万kW程度高い異例の水準でございました。

8ページ目は、全国の火力発電所の月別の補修量分布を示しております。6月におきましては夏に備えて10%程度の火力発電所が補修を行っていたと報告されております。

9 ページ目に 6 月 27 日から 7 月 1 日の東京エリアの需給逼迫について分析を掲載しております。読み上げますが、先ほど申し上げたとおり、6 月にしては異例の暑さによって需要が大幅に増加したこと、7・8 月に向けた発電所の計画的な補修点検の実施があったことなどから、東京エリアの需給が逼迫した結果、同期間中においては補正インバランス料金が適用されたコマが 28 コマありました。そのうち 200 円／kWh に達したコマが 1 コマございました。

補正インバランス料金が適用されたコマにおきましては、下にもグラフをつけておりますけれども、オレンジのスポット市場価格よりも青で示されたインバランス料金のほうが大幅に高くなっております。一方で、オレンジのスポット市場価格が 200 円をつけたコマにおきまして、青のインバランス料金がオレンジの線を大幅に下回る状況もございました。これは、インバランス料金側がどうというよりは、スポット市場の入札におきまして 200 円など高価格帯での買い札が増加していたことを反映していると考えております。

補正インバランス料金が適用されたコマにおきまして、余剰インバランスが発生した時間帯が存在します。下のグラフにおきましては、黄緑で色をつけた帯の部分でございますけれども、この時間帯に起きたこととしましては、補正インバランス料金はゲートクローズ後速やかに公表されるので、補正インバランス料金を踏まえて、実需給までの間に不足インバランス量を解消するインセンティブが生じたことも背景にあると考えております。

10 ページは、東京エリアの補正料金算定インデックスにつきまして、6 月 27 日から 7 月 1 日までの状況を示したものです。特に後半の 29 日から 7 月 1 日にかけては、補正料金算定インデックスが 8 % のラインを割り込むケースが出てきていまして、これが朝型の 9 時半頃に低くなる傾向がございます。特に 7 月 1 日は補正料金算定インデックスが 8 % を大きく割り込んでおります。

この背景につきまして少し考察を加えてみましたけれども、まず揚水発電所の運転の計画ですが、前日に判断した供給力の予備率が青だとしますと、揚水発電所は日中の予備率がほぼ同じになるように計画値として張りつけていきます。こういう運転計画を前日に立てておりまして、一方で 12 ページですけれども、当日になって揚水発電所の水が不足する、あるいは想定よりも多く残っているという場合には、その都度再計算を行いまして、その時間以降の運転計画を見直していきます。そういうことによって予備率を再計算することになっております。

13 ページ目ですけれども、東京エリアの揚水発電計画と揚水発電の実績についてお示

しております。青の線が前日の計画になっております。赤が実際の揚水発電の実績になっておりますけれども、この期間中におきましては、前日計画と比較いたしまして揚水発電の実績が少なかったという結果になっておりまして、その背景としてはほかのエリアからの電力融通、あるいは需要家の節電が功を奏したものと考えております。

こうしたこともありまして、東京エリアの前日時点での予備率とゲートクローズ時点での予備率を比較いたしますと、前日時点では青の線ということで日中は同じように予備率が厳しいという状況でありまして、実際赤のゲートクローズ時点での予備率も朝の時点では厳しいという計算になっていたわけですが、日中にかけて融通であったり節電が効果を発揮した結果、夜にかけて予備率に余裕が生まれたという状況であったと認識しております。という点がこの期間中のインバランス料金、あるいは予備率の状況として分析した結果でございます。

15 ページ以降は、各エリアのインバランス料金の推移につきまして資料を掲載しております。説明は割愛させていただきまして、45 ページ目に移ります。今後の分析に向けてということで、今回は東京エリアの需給逼迫時のインバランス料金、広域予備率及び補正料金算定インデックスの関係を中心に分析を行いました。その際、揚水発電の動き方等々については御説明したとおりでございます。ただ、本日御説明した内容は、一定の条件下で生じた事象でございまして、常に例えば融通があったり節電があったりして、午後に予備率が緩和するというものではないという点については留意が必要だと考えております。

なお、補正料金算定インデックスと広域予備率につきましては、2024 年度から一本化を目指すこととしております。引き続き広域予備率、補正料金算定インデックスとインバランス料金の関係につきまして分析を深めていくこととしたいと考えております。

続きまして、本日の説明の2番目、インバランス料金の情報の公開の誤りの報告について御説明いたします。

47 ページ目ですけれども、今回御報告する期間、特に6月ですが、インバランス料金の情報公表の誤りが複数発生いたしました。表にまとめておりますけれども、具体的に3件発生しております。特にナンバー3の事案につきましては、6月28日に発生しまして、インバランス料金が誤算定の結果200円／kWhとして公表されました。正しい値との間で約150円／kWhもの誤差が生じた事案でございます。

このインバランス料金については、誤りに気がつき、適切な価格に修正したので、事業

者間の精算に影響が生じることはありません。一方でタイムリーな情報公表の観点から価格シグナルが適切に正しく発せられなかったことは不適切であったと考えております。

48 ページは、関係事業者から報告を受けている内容を掲載しておりますけれども、今後の対応ということで下の箱に書いておりますが、本事案における詳細な原因調査や再発防止策等につきましては、電力・ガス取引監視等委員会の本委員会において検証し必要な対応を行っていただくこととしたいとさせていただきたいと考えております。

49 ページ目以降は、本日 3 番目に御説明する広域需給調整システムの試験運用中のインバランス料金の算定についてです。

現在、インバランス料金につきましては、広域需給調整システム（K J C）を用いて算定しておりますけれども、K J C が改修予定になります。3 月 6 日から 3 月 12 日の改修期間中、切替え運用試験実施中につきましては、システムトラブルが発生し、インバランス料金に調整力の限界的な k W h 価格を適切に算定して反映するということができない可能性があるという報告を受けております。

このため御提案でございますけれども、上記の期間におけるインバランス料金につきましては、K J C によらず算定可能であり、システム内で 7 月から参考値として各コマごとに計算を開始している卸市場価格 P を代替措置として適用することとしてはどうかというのが御提案でございます。

卸市場価格 P とは何かということですが、※ 1 に小さな字で書いてございますが、時間前市場における取引の実需給に近い取引から異なる 5 事業者による 5 取引の単純平均価格を算定して、卸市場価格 P とするものでございます。これを代替措置としてインバランス料金をこの期間中適用してはどうかというのが御提案の内容になります。

51 ページ目以降は、関連する資料を付けておりますけれども、説明は割愛いたします。

私からの説明は以上になります。

○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、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。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。インバランス価格が適正に出されることは、市場に参加する人の行動に大きな影響を与えますと思いますので、重要な点かと思って伺っておりました。

今回、朝方に極端に高いインバランス価格が生じたことに関してなのですが、こ

れ自体をどのぐらい回避すべきなのかということ自体が議論の余地があると思うのですが、例えば 11 ページの計画段階での揚水の予備率の張りつけ方によって何らか防ぐことができる可能性はないのかというのを伺いたいと思いました。もしできるのであれば、この工夫も 1 つあり得ると思いました。

45 ページで最後に補正料金算定インデックスと広域予備率は、24 年度から一本化を目指すという一番下のポツがあると思うのですが、何で 24 年度から。システム対応とかの問題ですか。そこは教えていただきたいと思います。もしここが一本化されることで何らか直感に合わないようなインバランス料金の発生が防げるのであれば、ここはなるべく早目に対応したほうがいいのかなと思います。

かつもう一点伺いたいのは、ここを見直すことによって朝方だけインバランス料金が高かった事象を防ぐことが可能なかどうかを教え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。御質問につきましては、後ほどまとめてお答えいただくことにしたいと思います。

それでは、松村委員、お願いいたします。

○松村委員 松村です。今話題に出た朝型のインバランス料金の高騰というか逼迫のことで、もう少し前の段階でよく分からなかったというか、今回の資料に当惑してしまった点があるのです。

スライド 13 なのですが、事前説明のことを言っではいけないような気もするのですが、事前説明で伺ったときの資料では、これよりももっと詳細な情報が書かれているものを見せていただきました。それを見て揚水の変な運用をしているように見えて、もう少しちゃんと説明してくださいと質問したつもりだったら、より情報価値の低い図に差し替わってしまって、私が要望したのと真逆の方向で当惑しているのです。

情報として落ちてしまっている部分は何なのかと言うと、もともとは消費電力のパターンがこうなっていたというのも同時に示してくれていたのと、もう 1 つはこの図では揚水発電実績で実際に汲み上げているところは全部べたっとゼロになっているのですが、汲み上げのほうでマイナスの発電量もを見せていただいていた。それで非常に不思議な動きをしていたのを丸めて発電していないのだからゼロにしているの、何か妙な運用に見えるという点がこれではうまく伝えられない。

ちょっと発言が難しいのですが、昨今のような、あるいは 6 月 27 日から 7 月 1

日のような緊迫した事態ではなくても、朝方、オフィスが立ち上がる時間帯は昔から急激に需要が立ち上がるので、運用にはかなり緊張を強いられる時間帯だったと認識しています。したがって、もし本当に自由に対応ができるのだとすれば、水の汲み上げは基本的にその前までに終えていて、ある意味で万全の体制で臨みたいと思うような時間帯だったのではないかと。何でそんな時間帯に水を汲み上げているのだろうとまず不思議に思った。

でも、それは愚かな疑問かもしれない。つまりその前の深夜帯で当然たくさん汲み上げたかったのだけれども、それで池が満水にできなかった。だから9時とか場合によっては10時とかまで汲み上げざるを得なかったというのは、1つの分かりやすい説明であると思う。もしそうだとするといろいろな可能性が考えられるのですが、連系線、とりわけFCは24時間深夜帯も含めて完全に詰まっていて、連系線の内側の動かせる発電所は全部深夜帯も含めて24時間ずっと動かさず放しだったのだけれども、それでも汲み上げ原資が足りなくて朝まで掛かってしまったという類いのことが分かるようなデータを少し付加してくれないかというお願いだったのがこんなになってしまって、これだけでは揚水の運用に対する疑問が深まることはあっても、減ることはありません。これで納得しろと言っても困ってしまう。

細かい運用のことが監視等委員会のこの文脈で話すことか、と思われるかもしれないのですが、この担当ではないのかもしれないのですけれども、揚水の運用はどうしたらいいのかという点は別の専門会合でも議論してきた。あるいはそれと直結するインバランス料金はどのようなものが望ましいのかずっと議論している。もし今の現行の制度で合理的に揚水が動かせないということなら、ルールはどう変えなければいけないのか、ということまで考えなければいけなくなる。でも、一方でこのような逼迫注意報が出ているような状況においては、予測外れというのは当然あると思いますが、ある意味で望ましい運用ができていたので、制度的な問題はこの局面ではなかったのなら、その点明らかにする必要があります。

すみませんが、今回出された資料、事前説明で出された資料ですら不十分だと思ったのに、それよりも減ってしまった資料では、運用は適切に行われたのだと思うのだけれども、完全に腹落ちしない状況なので、もう少し何が起こったのか、どんな運用をしていたのかを詳しく説明した資料を頂くことはできないのでしょうか。

その上でもし仮に東京電力から制度の制約から本当はやりたいと思っていた運用ができなかったのだけれども、こう変わればもっとこの局面でうまく対応できたということがあ

るなら、制度的な対応の端緒になると思いますので、もしそのようなことがあるのであれば、併せて東京電力からヒアリングするか、あるいは資料を出していただくことはできないでしょうか。早朝のオフィスの立ち上がりの時間帯で高騰するのが恒常的に起こるのだとすれば、構造的に不可避免的に起こるのであるならば、市場参加者もそれに備えなければいけないということになると思います。もう少し分かるようなデータを出していただけないかというお願いです。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。委員の先生方で御発言の御希望ございませんでしょうか。よろしいでしょうか。——それでは、オブザーバーの方に御発言いただきたいのですけれども、申し訳ありません。私の不手際で現在 20 分程度押しておりまして、オブザーバーの皆様におかれましては、御質問、御意見等手短にお願いできれば大変ありがたく存じます。

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 ありがとうございます。関西送配電・白銀です。

今回の資料 47 ページにインバランス料金に関する誤った情報を公表したことについて御記載いただきました。御記載いただいたとおり、前回 5 月の御報告に引き続き、関西エリアを含め、誤った価格情報を再度公表してしまったこと、また、需給が逼迫している状況でインバランス料金単価を価格シグナルとして正しく発せられなかったことについて、大変申し訳なく、お詫び申し上げます。

47 ページのNo. 2 の事案は原因調査中となっておりますが、ログが数日しか残らないという仕様になっており、原因の特定が難しいため、現時点においても、プログラム上で不具合の再現ができておりません。現在制作ベンダーと共同で原因特定に向けて調査を継続しております。

No. 3 の事案につきまして、非常に大きな誤りを発生させてしまいました。申し訳ございません。こちらについては、プログラムの誤りが原因であることを既に特定しており、プログラム改修を完了しております。市場取引者の皆様にとって重要な情報において、このような事案を複数発生させてしまったことを改めて反省し、お受けしました御指導については真摯に受け止め、再発防止対策を検討してまいります。

私から以上でございます。

○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。ありがとうございます。

今日の最初の議題と今のインバランスの議題と合わせる形でコメントさせてください。事業者として、とりわけ6月末に直面したことと、そこで見えた課題についてお話ししたいと思います。

まずインバランス料金ですけれども、4月から新しい制度になりまして、その価格がタイムリーに分かるようになったこと、また市場価格が高騰しても調整力の実コストや補正カーブが反映されることで、インバランス料金自体が上昇し続けるようなことはなくなったのではないかと考えています。この点は、我々にとっては非常に良い面であると感じております。

一方、買いを入れる事業者という目線で見ますと、前から申し上げているのですけれども、極めて重要な指標である予備率がどう動くのかを知る手段がなかなかないという課題を、改めて6月末に感じました。

6月末の需給逼迫において、市場参加者の視点では、少なくとも入札段階では翌日のコマごとの予備率は分かりません。したがって、夕方にかけて予備率が3%あるいはそれに満たないという予想をするしかなく、インバランス料金が200円に近くなるだろうと判断して、市場で確実に電源を確保するために、どうしても高値で入札せざるを得ないという状況でした。

しかし、実際は先ほど説明があったように、時間を追うごとに様々な対策が取られていまして、これは当然需給面でいいことなのですけれども、予備率がどんどん改善し、結果として朝に一番インバランス料金が高くなり、夕方にかけて市場価格とインバランス料金の逆転現象が起きるということになりました。

申し上げたとおり、前日10時のスポット市場の入札段階に加えて、我々には予備率がどのように改善していくのかがほぼ見えない中で入札価格を決める必要があり、また、時間前市場でもどのように行動していいか判断つきませんでした。加えて、我々も多少なりともDRを実施しますが、DRの発動のタイミングが非常に難しく、正直混乱したというのが実態でございます。

資源エネルギー庁の基本政策小委でも東京電力パワーグリッドさんがプレゼンされていましたが、今回の需給逼迫を踏まえて、見通しの精度向上や情報発信について課題として挙げられておりました。市場参加者の目線で申し上げますと、入札前コマごとの予備率が公表されるとか、先ほどの揚水の話も同じだと思いますけれども、発動条件などにつ

いて、もう少し情報があれば、つまり適時適切な情報発信があれば、より予見性が高まって、我々の入札行動も適切なものになっていくと考えております。

これはどの場で議論するかということもあると思いますが、監視等委の皆様も資源エネルギー庁と連携して、是非ともフォローしていただきたいと思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。それでは、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。

インバランス料金の誤算定に関しまして、今回の説明の資料3で説明いただいたときにも発言しようか迷ったのですけれども、200円が調整力の限界的kWh価格でついたというのは非常に大きく市場に影響を与えていると思います。その影響がどうであったのかということは、市場の監視でもしっかりしなければならないかと思っていたのですけれども、その辺りはあまり言及がなかったものですから発言させていただいております。

また市場に与えたものとしましては、今回から始まりました需給逼迫注意報に関しましても、あれが市場に与える影響は非常に強いものであって、どこの時間帯が厳しくなるという発言をされた。その部分でやはりどうしても市場価格が高騰すべきなのかもしれませんけれども、そういう動きがあります。

市場の監視という見方でも、私どももそこは一生懸命分析しようとしてございますけれども、監視等委員会の市場監視でもこの問題はかなり影響を与えているものと思います。28日に200円をつけて、29日から200円の入札が増えているのは厳然たる事実でございます。その200円の入札はおかしいものでは決してなくて、そういった影響を与えていますので、価格シグナルが正しく発せられなかったことが不適切かと。そうではなくて、市場をゆがめたぐらいの間違いだということだと思いますので、そこはしっかりと検証が必要かと思っております。私どもも検証にはしっかり協力してまいりたいと思っております。

また、本日挙げられておりますシステム改修の際のP値に関しましては、私どもも適切に対応させていただいて、間違えずデータを送信できるように準備を進めてまいり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。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でございますでしょうか。

○鍋島NW事業監視課長 御指摘ありがとうございます。何点か御指摘を頂いており

ます。

岩船委員から御指摘のありました補正料金算定インデックス若しくは広域予備率の関係でございます。24 年度から一本化を目指すということになっておりますけれども、システム対応の面もございますが、この両者の数値の妥当性についても 24 年度までの間検討をするということになると思います。

両者で例えば広域予備率の場合であると、大幅に朝型の予備率が下がるという事象について違いはあるのかという点でございますが、2つの数値を比べているものですが、6月27、28 については若干違いがございます。広域予備率のほうがむしろ朝型は需給が厳しいという数字になっております。この2つは算定の仕方が微妙に違いますので、数値の特性で若干違う数値を示しておりますが、ただ本質的には大きな違いはないものですので、朝型に需給が厳しくなるということについては両者で大きな違いはないものと考えております。

その上で松村委員から御指摘のありました点でございますけれども、委員の皆様方あるいは関係者のオブザーバーの皆様にも随時準備の過程で御説明させていただいているところもございます。こちらの資料におきまして揚水につきましてデータを掲載していたところ、御指摘を踏まえまして事務局の側ではこちらのほうが分かりやすいかと思って資料を差し替えたところでございますけれども、かえって混乱を招いてしまったように思います。改めましてデータをそろえましてお示ししたいと考えております。

ほかにも御指摘いただいておりますけれども、國松オブザーバーから御指摘のあった誤算定の問題につきましては、方針について御説明いたしましたとおり、監視等委員会の本委員会におきまして詳細に原因調査、再発防止策について検証し、必要な対策を行っていただくことにしたいと考えております。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。それでは、ただいま課長からも回答ありましたように、本日頂いた御意見を踏まえて次回以降更に検討を深めていきたいということにいたします。事務局におかれましては必要な対応を進めていただきますようお願いいたします。

それでは、少々急ぎまして議題5、「2022 年度夏季の追加供給力公募（kW公募）及び追加電力量公募（kWh公募）の調達結果の事後確認について」に関し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7について御説明させていただきます。時間

も押しているということで、少しコンパクトに御説明させていただきます。

本日の報告の内容でございますけれども、電力需給対策の1つとして、kW公募及びkWh公募が実施されました。この公募の落札結果につきましては、既に6月20日に決定、公表されておりますけれども、監視等委員会事務局におきましても事後確認を行いましたので、その内容を御報告いたします。

kW公募及びkWh公募の概要でございますけれども、kW公募につきまして募集量は120万kW、kWh公募につきまして募集量は10億kWhでございました。

6ページはkW公募の概要でございます。

7ページに結果を掲載しております。募集量120万kWに対しまして応札量145万kW、落札量135万kWでございました。応札件数は9件で、落札件数は6件でございました。小さな字で書いてございますけれども、電源3件が不落となっております。不落と判断した理由につきましては、小売事業者の供給力として見込まれていた発電機がございまして、その同一地点内で需要を抑制して、発電機から系統への逆潮流を増加させるという趣旨の応札でありましたが、一般送配電事業者として追加性が確認できないと判断したものでございます。

不落の別の案件としては、提供期間の追加供給力の供出が現実的でなかったということで不落になったものもございましたけれども、先ほど申し上げた前者のケースにつきましては、継続的にこういう案件で一般送配電事業者として追加性を認めるケースがあり得るのかといった点につきまして、継続的に確認を行いたいと考えております。

説明を続けさせていただきますと、kW公募に関しまして平均落札額は7,761円でございます、冬の公募時の平均価格を下回りました。最高落札価格は1万3,718円／kWでございました。

電源の中にマストラン運転を要する電源がございます。そうした電源のマストラン費用を除いた平均落札価格も計算してございますが、その価格は2,811円／kWでございまして、これは、2021年冬季の価格に比べて値上がりしておりますけれども、著しく高くなかったと評価しております。

続きまして8ページですけれども、今回の公募ではPivotal Supplierという事業者がなかりせば募集要領が満たすことができないという事業者の入札がございました。Pivotal Supplierの入札価格の考え方については、事務局において聴取しております。固定費につきましては、減価償却費、燃料基地運営費のいずれも計上されていなかったこ

とを確認済みです。燃料費につきましては、燃料先物市場価格を基に計上していたと確認しております。

今回 Pivotal Supplier でない事業者の入札価格の考え方についても聴取を行いました。DR の案件につきましては、前回の kW 公募の最高落札価格等を考慮し価格を決定したということでございました。

電源案件につきましては、基本的に原価に基づいて入札しているということでございますので、併せて御報告いたします。

続きまして 15 ページ以降の kWh 公募の結果の事後確認についても御説明いたします。

16 ページは kWh 公募の概要でございます。

17 ページが結果でございます。募集量 10 億 kWh に対しまして、応札量 9.3 億 kWh でございました。応札件数 4 件で全て落札しております。平均落札価格は 36.04 円 / kWh でございました。

入札価格につきまして、札入れの考え方等について確認を行っております。札入れの価格につきましては、燃料費、人件費等を積み上げて札入れをしているということでございますが、実際は大半が燃料になっております。燃料費の算定方法につきましては、市場価格、直近為替レート及び価格変動リスク等に基づいております。合理的に想定可能な費用相当額であり、特に問題となる点はなかったと考えております。

19 ページですけれども、以前 kWh 公募に応札し落札される方につきましては、専用の JEPX ユーザーアカウントを設置することが望ましい旨提示しておりますが、実際には 4 件中 2 件しか専用アカウントを設置しないということでありました。この理由については、自社システムの仕様によるというものと聞いております。こういうことですが、いずれにしてもこの 2 件も含めまして追加 kWh 供出については、聞き取りによってどういう形で追加 kWh の供出を行ったと言えるのかというところについてはよく確認していきたいと考えております。

22 ページ以下にまとめを掲載しておりますけれども、まとめといたしまして kW 公募及び kWh 公募におきまして、価格規律の対象となる事業者の入札価格の考え方について確認を行いまして、特に問題となる点はなかったと評価しております。一方、途中で御説明しましたけれども、今回 kW 公募におきまして不落となった件がございました。この点に関しまして一般送配電事業者の供給力の追加性の判断の可否が議論になると思いますけれども、この点については継続的に確認を行うことにしたいと考えております。

継続的に確認を行うということの趣旨でございますけれども、先般の資源エネルギー庁の審議会におきましても、冬季に向けては追加供給力公募等を通じてあらゆる電源を最大限活用するという事で、需給対策が議論されております。こうしたkW公募、kWh公募につきましては、適切なタイミングで実施するという事になっておりますので、検証につきましてはこうした需給対策のスケジュールに影響を与えるということにすべきでないと思っておりますので、一方でこの論点についてはきちんと検証するという事から、スケジュールに影響を与えないということを前提にきちんと確認を行ってまいりたいと考えております。

いずれにしても3番目のポツですが、次回実施される公募につきましても効率的、効果的に実施されるよう当委員会としても必要に応じて関係当局と連携を図ってまいりたいと考えております。

以上です。

○武田座長 ありがとうございました。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。いかがでしょうか。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。最後のページの2つ目のポツですがけれども、詳細が分からないところもあるかもしれませんが、発電設備を持っているのと自家発電なのかどうなのか分からないのですけれども、需要の抑制というのは別々に切り出して考えていいと思いますので、メーターさえ2つ用意しておけば、当日の需要抑制はDRとしてしっかりカウントしてあげるようなことが重要ではないかと思いました。恐らくここは需要家さんの需要規模も多いと思いますので、DRとして非常にポテンシャルのある可能性もありますので、ぜひここは基本的に救う方向でかつ冬に向けていいリソースになるよう御検討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。ほかいかがでしょうか。松村委員、お願いいたします。

○松村委員 松村です。ありがとうございます。事務局の説明よく分かりました。ありがとうございます。kWhの公募に関してリスクの見込みについては、必ずしもよく理解できていなかった。つまり仕組みがかなり複雑で、得られた利益を返すという格好、一方でお金はもらうのだけれども、得られた利益を返すという格好になっている下での価格

変動リスクって一体何なのかということは、本当は考える必要があるとは思いますが、今回の入札の場合にはその期間が非常に限定的なので、リスクとして織り込まれる量はそもそも非常に限定的になっており、それを議論する実利がないので、問題なかったという整理で問題ないと思う。しかし今回このような計算の仕方にお墨つきが与えられたと取られるととても困る。

経産省の中ではこれよりもはるかに大きなインパクトを与えるような入札がこれから控えていて、そこでも同じようにある種の利益を返すという仕組みが組み込まれている。そのような制度の下での調達価格のリスクは一体何なのかということは考える余地があり、ここで認められたという先例があるのだから、そちらでも当然認められると思わないように、そこにお墨つきを与えたのではないという点だけ確認させてください。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。ほかいかがでしょうか。よろしいでしょうか。
——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ございますでしょうか。

○鍋島NW事業監視課長 御指摘ありがとうございます。

岩船委員の御指摘につきましては、継続的に確認を行ってまいります。

松村委員御指摘の価格の価格変動リスクに関しましては、御指摘ありがとうございます。今回につきましては事後確認ということですので、その後の燃料価格の動向なども踏まえて総合的に検証することができました。そういうこともありましたけれども、御指摘のとおり価格変動リスクの確認の方法につきましては、引き続き事務局でも考え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、本件につきましては特に大きな御異論等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。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。どうもありがとうございました。

それでは、次の議題に移りたいと思います。それでは、議題6、「小売電気事業者に関する最近の動向及び今後の対応について」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 資料8を御覧ください。

2 ページ目、本日の議論です。足元の状況として小売電気事業者による事業の休止、廃止が増加している状況でございます。小売電気事業者による事業の休廃止に関しましては、

小売電気事業は自由化されており、競争の結果としての市場淘汰等は当然起こり得ることを前提に、仮に小売電気事業者が倒産、退出しても、一般送配電事業者からの送電が直ちに停止することはない等の仕組みとすることによって、需要家保護を図ることとしております。このため小売登録要件には経理的基礎を求めておりませんし、国による財務経理状況の事後監査も予定していないのが現行制度となっております。

さはさりながら小売電気事業者が突然事業を休廃止することとなれば、需要家にとっては新たな契約先を探すための時間的余裕が与えられないまま放り出されることとなり、需要家の利益が害されることとなりますし、インバランス料金、託送料金等の未払いを残したまま撤退すれば、広く需要家全体に負担が回されることとなり、社会的負担が増大することとなります。

このようなことから、本日の会合をキックオフとして、小売電気事業に係る需要家保護や社会的負担の抑制の観点から検討すべき事項について御議論いただきたいというのがこの議題の趣旨でございます。

2 ページからは現状の御説明です。小売電気事業者の登録件数はこれまで一貫して増加傾向にありましたが、2022 年に入って減少に転じております。このグラフは新規登録と休廃止を差し引いたものになりますので、休廃止の件数はもっと多く、3 ページのとおり事業の休廃止の件数は増加傾向にございます。

小売の撤退、倒産は需要家の混乱にもつながっており、それを示したのが5 ページのグラフでございます。事務局においては需要家からの相談の窓口を開設しておりますが、2022 年3 月頃から新電力の倒産や特別高圧、高圧の一部撤退の影響もあり、急増することとなりました。

6 ページ、こうした小売電気事業者の撤退、倒産は国民的負担増加にもつながっており、託送契約について小売電気事業者によるインバランス料金や託送料金の未払いが続く事例が散見され、その未納額は2020 年4 月から2022 年4 月までの2 年間で約450 億円に上る状況となっております。

一般送配電事業者は、小売電気事業者との託送契約について、インバランス料金等の未払いを理由として解約する運用を行っていますが、インバランスの発生からインバランス料金の支払期限到来まで3 ヶ月程度のタイムラグがございますので、大規模なインバランスになるほど支払期限までの間に金額が膨らんでしまい、一送における当該料金の未収リスクが増大し、最終的には託送料金という形で広く需要家の負担を招くことが懸念される

ところでございます。

7 ページから 8 ページは、電ガ小委でも同様の議論が行われているということでございます。まして、事務局といたしましてもこの制度設計専門会合で御議論いただいた結果につきまして、監視等委員会の事務局として電ガ小委に報告するとともに、監視等委員会で御判断いただきたいと考えてございます。

9 ページが今後の方向性でございます。以上申し上げたとおり、需要家の保護や社会的負担の抑制をいかに図るかが重要であると考えられ、その手段として考えられるのがスライド中ほどに列挙させていただいた①から③－2 の 4 項目となりまして、①として小売登録審査において現行制度上、供給能力の確保の状況と電気の利用者の利益の保護の状況のみが審査基準となっており、経理的状況については審査基準となっていないところ、今後は市場リスク等の分析や必要な対策の実施を求めるようにすることについてはどうか。

②としまして、現行制度上、登録後の事業者の事業継続性についてはフォローする仕組みにはなっていないところ、今後小売電気事業者が自らの事業の持続可能性を定期的に確認するとともに、その確認状況について国が適切にモニタリングするようにすることについてはどうか。

③－1 として、小売電気事業から撤退する場合に、十分な周知期間を確保することなど需要家に丁寧な対応を取るよう、小売営業ガイドライン等を通じて小売電気事業者に求めるようにしてはどうか。この点については、今も個別事案に接する都度丁寧な需要家対応を指導するところではございますが、その際によりどころとなる小売営業ガイドラインについては、周知期間が 15 日で足りるかなっていることなど、需要家保護の観点から必ずしも十分でない点が見られるため、ガイドラインの改正も含めての検討という趣旨でございます。

③－2 として、インバランス料金や託送料金の大規模な未払い等を防止し、社会的負担の抑制を図る観点から、一般送配電事業者による適切な解約に向けた運用の整理等を行うこととしてはどうか。

以上のような点につきまして、今秋中をめどに検討を進めてはどうかと考えるところでございます。海外のストレステストに関する取組状況についても、今後更に調査を進める予定でございます。

説明は以上でございます。

○武田座長 ありがとうございます。丁寧に説明いただきました。

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。いかがでしょうか。草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員　草薙でございます。この議題における事務局案の御提案、全く異存ございません。丁寧な御説明に感謝します。

今後の対応については、今日はキックオフということかと思しますので、特に要望させていただきたい部分につきまして申し述べます。

資料８の９ページでありますけれども、②でこういう記載がございます。「小売電気事業者が自らの事業の持続可能性を定期的に確認すること、またその確認状況について国が適切にモニタリングすること」、この文言でございますけれども、ちょっと難しいなと思ひまして、どのような内容の確認を各社どう取るのかということが周知されねばならないわけですが、そこをいかに具体的に分かりやすくするのかということをまず感じました。

そして対象事業者をどうするのかということなのではけれども、全部なのか一部なのかということも気になるところでございました。ここで言う「適切にモニタリング」という国の役割の部分なのではけれども、こちらにつきましても内容や手法が重要だと思っております。

仮に全部の電気小売事業者を対象にしてモニタリングしていくという場合、行政コストも非常に大きくなると考えられまして、それで大丈夫か、慎重な検討が必要なのではないかと考えます。

一方、一部の小売事業者のみという場合、一部を取り出すことの合理性と適切にモニタリングするというのはどういうことなのかということを考える必要があるのだろうと思ひました。

さらに、③－２でございますけれども、「インバランス料金や託送料金の大規模な未払い等を防止し、社会的負担の抑制を図る観点から、一般送配電事業者による適切な解約に向けた適用の整理等を行うこと」ということでございます。ここにおきまして解約の基準とかタイミングについて決めておきませんと、よほどのことでなければ現状では解約ということが起こりにくいということだと思っております。すなわち後で確実に一般送配電事業者は託送料金で回収できるということであれば、解約のリスクを負うインセンティブはないということではないかと思ひます。

私は、ＴＳＯが大きな問題を抱える小売事業者にいわば引導を渡すべしという法制度の趣旨を踏まえて、要件とか手続というものをしっかり定めて、ＴＳＯにこの点での一定の

役割を担っていただくことがよいのではないかと考えております。

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。松田委員、御発言御希望でしょうか。

○松田委員 どうもありがとうございます。手短にコメント申し上げます。

今回、新電力など撤退される方もあるということでデータを見せていただきました。ありがとうございます。参入のときには予測し難い場面が昨今続いていると思いますので、撤退や倒産などもある程度やむを得ないところであると認識しております。

また、託送料金の回収サイトからしなくても、託送料金の回収が困難な場面があるということで、この点に関しましては本当に解消するのであれば、保証金なり何らかの保険的な仕組みを採用しない限りは、やはり我が国の現行の倒産法制からしますと、このような未収が生じてしまうところもやむを得ない点があると考えております。

とは言いつつも、今回事務局に御整理いただきましたとおり、例えばキャッシュアウト直前になって経営破綻するのではなく、もっと早目に事業のリスクというものを分析いたしまして、各事業者ごとに早目に動けば、例えば事業譲渡ですとか自力再建の可能性も含めて取り得る手段はあると思いますので、早目に小売事業者に事業に対する認識を促していくという今回の検討の方向性自体支持したいと思います。

私からは以上です。

○武田座長 ありがとうございました。村上委員、お願いいたします。

○村上委員 ありがとうございます。小売事業者の撤退増加に伴って、需要家保護とインバランス料金や託送料金の未回収問題への対応について検討の方向性をお示しいただいてありがとうございました。

9ページに示されている論点は、いずれも必要なことだと思います。とりわけ消費者の立場からは、①の小売事業者の登録審査の段階でしっかりと事業者さんに担っていただけるようなルールを設けていただくことが大切ではないかと思いました。

そしてもう1つは、既に認可を受けて事業を実施している事業者に関しては、3-①にあるような小売ガイドラインに記載していただくことも重要だと思うのですが、自分が契約している事業者さんがそれを守ってくれるちゃんとした事業者なのかどうか消費者が判断できる情報が提供されることが必要だと思っています。小売ガイドラインにいろいろなルールが記載されているわけですが、望ましい行為も含めてしっかり遵守している事

業者とそうでない事業者が消費者にも一目瞭然で分かるように表示する方法についても併せて検討していただけるとありがたいと思います。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した。ほかいかがでしょうか。よろしいでしょうか。末岡委員、お願いいたします。

○末岡委員 ありがとうございます。インバランス料金の未払いの点ですけれども、今までの委員の御発言にあるように、一定の期間の督促などに対応しても解消できないような場合には解約をするとどこまで言うかというところはあると思いますが、不良債権の管理のような形で一定の誘導するようなルールがあってもいいのかなと思います。

また、参入障壁にならないようにというところとのバランスはあると思いますが、やはり突然の撤退ということがないように、小売事業者の財務状況のモニタリングをするという方向性についても賛成です。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。岩船委員、よろしくお願いいたします。

○岩船委員 ありがとうございます。私は、9 ページで先ほど草薙委員からもあったのですけれども、国が小売電気事業者に対して適切にモニタリングするという部分、700 社もいることもあり、どの程度モニタリングに負荷をかけるのかという問題があるかと思いました。

小売事業者の撤退というのは、例えば電気が来なくなるとか決定的なダメージではないと思うのです。もちろん次の事業者を探さなくてはいけないということはあると思うのですけれども、というようなレベルの問題に関してどこまで厳しくモニタリングしなければいけないかというのは、そのバランスは考えるべきではないかと思います。例えば預託金の制度とかここにありますようなストレステスト等で、できれば小売登録の審査時、入り口の管理で適切な事業者の小売を担ってもらおうようにするというなるべく簡易的なルールを設けるほうが私は好ましいのではないかと思います。でないと監視しなければならないことばかりどんどん増えていってきりがないのでという気がしております。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。それでは、竹廣オブザーバー、お願いいたします。

○竹廣オブザーバー ありがとうございます。先ほど草薙先生、それから今、岩船先生がおっしゃられたことと関連しますけれども、9 ページの②について 700 を超える新電力

全てに対してこれを実施するとなりますと、かなり行政コストもかかることが想定されますし、そういう意味ではこれまでに経営破綻、あるいは撤退された事業者の特性みたいなものを分析していただいて、その結果を踏まえて類似した兆候が見られる事業者を対象を絞り込むですとか、少し効率的かつ実効性のある実施方法を検討いただければ幸いだと思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。それでは、中野オブザーバー、お願いいたします。

○中野オブザーバー 事務局が出された方向性について大きな異論はないのですけれども、方向性の②については委員の皆さんがおっしゃっているとおりかと思います。

①は登録審査時のことと書いてありますが、市場リスク等の分析や必要な対策の実施を求めることという記載がございます。今、事業者撤退ということではいろいろな御指摘があるかと思いますけれども、足元では、こちらにいらっしゃる皆様も含めて想定できなかったような事象が次々と起きているわけで、その中で、実態として、市場リスクの分析と必要な対策ができるような環境にあるのかということは、並行してしっかりと検討していただきたいと考えております。つまり、先ほどの予備率やインバランス料金の話も同じですけれども、市場に余りにも予見性がないとことで撤退せざるを得ないという要因もあるのだと思うのです。予見性がないということは、リスク量が算定できないということで、仮にリスク量が物すごくあったときに、その対策の手立てが果たして今の市場設計においてあるのだろうか和我々も含めて思っているわけです。

したがって、ストレステストやモニタリングは結構なのですけれども、やはり根本的に市場設計を随時見直していただかないと、当然のことながら事業として見た場合に成り立たなくなってしまう。撤退の仕方に問題があるというのは御指摘のとおりだと思いますが、このような状況が続くと、どんどん撤退を考える事業者が増えてくると思いますので、当然御承知のことだと思いますけれども、併せて検討していただきたいと思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。それでは、圓尾委員、お願いいたします。

○圓尾委員 圓尾です。私の言わんとすることは多くの皆さんと一緒になのです。何を解決すべき問題と捉えるかをきちっと整理してから議論を始めるべきだと思います。最初に書いてあるように、事業者の休廃止が増加しているので需要家保護を図る必要があるとい

う文面ですが、池田課長からきちっと説明していただいたように、もともと廃止、休止があったとしても、一送から電気を供給してもらえるとという需要家保護は取られていますし、そういう意味では池田課長が問題点としておっしゃった次の事業者を選択する時間がないことが問題なのかなと思いました。であれば、岩船先生もおっしゃったように、私はそんなに大きな問題ではないと思いますし、むしろ次に書いてあるインバランス料金や託送料金の未払いをどう回収するかという方に焦点を当てるべきだと思います。もし他にも需要家保護という観点で問題点が具体的にあれば教えていただきたいと思います。

確かに選択の時間がないのは問題かもしれませんが、苦しい立場に立った事業者さんがぎりぎりまでいろいろな努力をされて、それでもだめだったというのは事業としてよくあることだと思います。時間がないケースが全くないというわけにはいかないと思います。

それからストレステストをやるのも必要なことかもしれませんが、例えばこの会社がまづい状況になっているよということがもし国からアナウンスされたら、最後までいろいろな努力をされている会社さんにとどめを刺すことになりかねないと思います。ですから、その辺のさじかげんも非常に難しいと思います。インバランス料金や託送料金の未払いの回収ということであれば、会社の需要家規模に応じて一定の金額を積むような制度であったり、そういうことを考えることで解決する方向が望ましいのではないかと思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。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。

私から9ページに関してでございます。圓尾委員がおっしゃられたとおりの部分を私も思っておりまして、小売電気事業者をいろいろ見たところでやむなしのことは多いかと思っております。視点を変えればやはりお金の部分の未払い、特に託送料金とここでは挙がっておりませんが、再エネ賦課金に関しましては需要家から預かったものを払わないということになりますので、インバランス料金は小売電気事業者が事業者として受けている料金だと考えれば事業者のほうなのですが、託送料金と再エネ賦課金に関しましては需要家から預かっているはずでございますので、それが払われないというのはやはりお金の流れとして違和感を感じて、そこの法整備ができないかなと考えているところでございます。

また、お金を預かる事業者としましては、小売電気事業者とお金をやりとりしている事業者としては、一般送配さんと再エネ賦課金の徴収であります広域機関さんと私どもで

ございますので、この3者は適切に情報交換できるようなメカニズム、未払い等の情報交換をしっかりとやっていきながら、3者で協力できるような仕組みを作っていくことが必要ではないかということは提案申し上げているのですけれども、その検討を進めていきたいと思っております。

以上でございます。

○武田座長 ありがとうございます。では、山口委員、お願いいたします。

○山口委員 山口です。どうもありがとうございます。

大方ほかの委員の方々におっしゃっていただいたことと私も一緒に、國松オブザーバーにも言われてしまったように、私も再エネ賦課金が非常に気になっております。インバランス料金、託送料金、再エネ賦課金、社会的な問題で事業が苦しくなった小売事業者と需要家の関係だけではなくて、全体的に広まるものですので、深く議論する必要があるかなと思いました。

以上でございます。

○武田座長 ありがとうございます。よろしいでしょうか。多くの貴重な御意見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。

○池田取引監視課長 様々な御意見、御指摘どうもありがとうございました。今頂いた点を踏まえまして、引き続き検討していきたいと思っております。

○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、特に大きな御異論はなかったと思っておりますので、本日頂きました貴重な御意見を踏まえまして、事務局案を基礎に進めるということに致します。事務局におかれましては、この方針で対応を進めていただきますようお願いいたします。どうもありがとうございました。

それでは、続きまして最後の議題となりますけれども、議題7、「小売市場重点モニタリング及び需給調整契約調査の結果について」事務局から説明をお願いいたします。

○池田取引監視課長 資料9を御覧ください。小売市場重点モニタリングと需給調整契約調査のそれぞれの独立した案件ではございますが、小売電気市場における不当廉売に関する監視をテーマとしている時点で共通しておりますので、まとめて御説明させていただきます。

3ページを御覧ください。小売市場重点モニタリングの調査結果です。小売市場重点モニタリングとは、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

価格を下回る価格での小売契約についてヒアリング等による重点的な調査を実施するという取組でございまして、今回は5回目、2021 年下半期供給開始分の報告結果となります。

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ヵ月間のエリアプライス平均値としております。

対象となる案件は、公共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。

小売市場の競争状況ですが、5ページから6ページは旧一般電気事業者の域内シェアの推移で、2021 年12月までは全体としてもまたエリアごとで見ても引き続き減少傾向が続いております。なお、年明け以降の推移につきましては、次回モニタリングで明らかになる予定でございます。

7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1.95円増と値上がり傾向が顕著となっております。

8ページは、全国の公共入札におけるシェアの概況です。旧一般電気事業者の件数ベースの落札シェアは、今期プラス10ポイントの大幅な増となりまして、2018年と同じ水準に回帰する結果となりました。先ほど5ページから6ページで紹介したkWhベースの域内シェアとは逆の動きになっております。

11ページからが今回の重点調査、要はヒアリング調査の結果でございます。期間中の案件は公共入札が1,471件、競争者からの申告が26件ありましたが、供給開始直前12ヵ月間のエリアプライス平均値でスクリーニングを掛けますと、モニタリング対象は501件、うち競争者からの申告は23件となります。

12ページ、モニタリング対象501件を地域分布で見ますと、北海道、沖縄を除く全エリアに分布し、対象事業者は旧一般電気事業者13社と新電力1社に及んだものの、11ページに戻りましてこれらについてヒアリング調査を行った結果、経済合理性を欠く価格設定が行われていた案件、すなわち託送料金を除いた小売価格が電源可変費を下回る案件は確認されませんでした。

13ページは以上のまとめでございまして、今後の予定としましては2022 年上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、これまでの調査を踏まえ、例えば任意抽出による確認を行うなど、重点的、効率的な監視業務を行ってまいりたいと考えております。

小売市場重点モニタリングは以上でございまして、続いて需給調整契約の調査結果でござい

ざいます。

需給調整契約には随時調整契約と計画調整契約の２種類あり、需給逼迫時に旧一電からの指示等に基づき、電力の使用を抑制するのが随意調整契約、事前の合意で電気の使用を計画的に削減するのが計画調整契約です。このうち一部で問題視されているのは随時調整契約であり、16 ページのとおり随時調整契約とは言いつつも、意図的に発動しないままDRリソースを囲い込んでいるのではないかと。さらには事実上の値下げになっていて、新規事業者のフェアな行動が阻害されているのではないかとということが本年２月の再エネタスクフォースで指摘されました。

これを受け 17 ページのとおり、規制改革実施計画では需給調整契約の発動実績、料金割引の水準等について調査し、結果を公表するとともに、調査の結果、発動を前提とした運用がなされていない場合は、そのような契約は需給抑制とは無関係な付帯契約であることをガイドライン等に明記することも選択肢の１つとして検討し、必要な措置を講じることとされました。

18 ページでございます。以上申し上げた経緯により、調査対象事業者は旧一電の小売部門、発電部門、JERA、電源開発とし、調査対象契約は随時調整契約を対象といたしました。

その調査結果が 19 ページの表となります。この表は旧一電みなし小売の個社別に直近３カ年の契約状況の推移、減少要因、契約が残っている理由、発動しない場合はその理由をまとめたものです。発電部門では需給調整契約が確認されなかったため、この表は全て小売部門についてまとめたものとなっております。

需給調整契約のボリュームですが、６年前には 456 万kW分あったものが、その 10 分の１、43.8 万kWまで減少しております。昨今特に需給がタイトな東北・東京エリアに関しては、全て需給調整契約は解消済みとなっております。

契約の減少の理由については、各社とも調整力公募の開始に伴って電源Ⅰ'に移行したためだとしております。なお、契約が残存している理由については、相手方の理解が得られず交渉に難航している、あるいは交渉に時間をかけているといった回答やDR契約として実際に活用しているからといった回答が目立っております。

直近２年間の発動実績につきましては、表の下段のとおり、需給調整契約が残っているところについては、相応の発動実績が確認されました。発動実績がなかったところも自エリアで発動要件を満たすような需給逼迫が発生しなかったですとか、調整力設備の稼働が

ないことを事前に把握していた。あるいは前日の抑制に応じたことによる生産振替で応動が困難といった事情によるものであり、応動を拒んだ相手に対しては需給調整契約を解約したという例もあり、意図的に需給調整契約を発動しなかったという例は確認されませんでした。

これが回答状況についての詳細でございます。

続きまして 21 ページ、価格水準については、需給調整契約による割引適用後の小売価格の水準が電源可変費を下回った契約は確認されませんでした。

22 ページがまとめでございます。需給調整契約については6年間で10分の1に減少するなど解消に向かってございまして、残っている契約については意図的に発動していないと考えられる事案や電源可変費を下回るような水準の割引を行っている事案というのは確認されませんでした。

また、規制改革を踏まえた対応についても、同計画で懸念されたような結果にはならなかったことから、ガイドライン改定と追加の対応は不要と考えてございます。

説明は以上でございます。

○武田座長 ありがとうございます。丁寧に調査いただきました。

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もしくは手を挙げていただければ御指名しますので、よろしくお願いいたします。いかがでしょうか。松村委員、お願いいたします。

○松村委員 まずいつも同じことを言って申し訳ないのですけれども、電源可変費と価格の関係で、電源可変費を下回るものがなかったということを調べていただいたことはとてもありがたいし、その点を明記することはとても大事なことだと思いますが、電源可変費を上回っていれば問題ないということではないということ、先ほどのラウンドで申し上げたとおりです。だから問題なかったということではなく、そこまでひどい問題はなかったということ。この議論が出てくるたびに同じことを言って申し訳ないのですけれども、念のために発言させていただきました。

次に規制改革会議からの打ち返しの部分、合理的な回答というかきちんとした調査と合理的な回答をしていただいたと思っています。これに関しては確かに要求されたことはかつての契約をそのまま引きずり抱え込んでいないかということで、そのような問題は基本的にないという回答はこれでいいと思うのですが、かつての契約を新たにDRに置き換えて、DRとして需要家を囲い込んだのだけれども、需給が逼迫しているところでもほとん

ど発動しなくて、結局抱え込んでいる。本来はDRの資源として使い、需給の緩和だとか市場価格の過度な逼迫が抑えられるような市場に流動性を供給できる資源を囲い込んでおきながら、有効に利用していないのではないかという懸念は、今回の要求に限らないと思います。

小売部門がそのようなDRを囲い込み、発動させないということをすれば、卸市場価格は高騰し、卸市場価格が高騰すれば、小売部門は首を絞めることになりますが、同じ資本の下で支配的な発電事業を持っている事業者の場合には、トータルとしては発動しないで市場価格を高騰させるほうが、利益が大きいことは起こり得る。監視等委員会としては引き続き、希少なDRの資源が有効に使われているのか、囲い込んでいないのかということ、どこかのタイミングでまた見ていただければ、と思いました。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。ほかいかがでございましょうか。中野オブザーバー、お願いいたします。

○中野オブザーバー 冒頭に、旧一般電気事業者の域内シェアの推移があって、減少傾向にありますと御報告いただきました。ただここは皆さんも想像されているとおり、今回のモニタリング対象期間以降のところではシェアは下げ止まりしていくのではないかと、あるいは逆転するということもあるのではないかと思います。

また、ここでの御説明というのは、特高とか高压の大口のお客様を中心になされているわけですが、少し前にも申し上げたとおり、似たようなことは低压の家庭用でも起きる、あるいは今後更に顕在化してくると思っています。規制料金は燃調に上限があります。電力システム改革、電力自由化の大きな方向性の一つとして規制料金から自由メニューに移行するということがあると考えておりますが、規制料金に上限があることで、最も安い料金となって実質的に競争ができないという状況が起きつつあるということです。

資源エネルギー庁の基本政策小委でも、規制料金については今後議論と整理されていますけれども、ほとんどの先生方は規制料金の問題点も御指摘されていますし、今年4月のこの場でも私は申し上げており、事務局からも資源エネルギー庁と連携していくとコメントを頂戴していますので、是非とも低压・家庭用についても、競争環境という視点でこのような場で取り上げていただきたいと思いますと考えています。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。そのほかに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、事務局から何かコメントございますでしょうか。

○池田取引監視課長　　まず電源可変費を上回ってさえいればいいのだという誤解を招くことがないような打ち出し方には気をつけていきたいと思います。

また、希少なDRを囲い込んでいないか、どこかで見ていただきたい、あるいは規制部門についても見ていただきたいというところについても御要望として承りたいと思います。
ありがとうございました。

○武田座長　　どうもありがとうございました。事務局は本日の議論を踏まえて、引き続き御対応をよろしくお願いいたします。

それでは、本日予定していた議事は以上でございます。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　　事務局でございます。

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

それでは、第 75 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——