

第4回制度設計・監視専門会合

日時：令和6年12月26日(木) 10:00～11:57

※オンラインにて開催

出席者：武田座長、岩船委員、松村委員、熱海専門委員、安藤専門委員、大橋専門委員、
二村専門委員、松田専門委員、山口専門委員

(オブザーバーについては、委員等名簿を御確認ください)

○田上総務課長 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4回制度設計・監視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
同時中継を行っています。

また、安藤委員、草薙委員、末岡委員は御欠席、山内委員は遅れての御参加の予定でご
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 年の瀬のお忙しいところ、誠にありがとうございます。

それでは、早速議事に入りたいと思います。本日の議題でございますけれども、議事次
第に記載した5つとなっております。

それでは、早速議題の1つ目から入りたいと思います。議題の1つ目は、「インバラン
ス料金制度の詳細設計等について」となっております。まずは事務局から御説明をよろし
くお願いいたします。

○黒田NW事業監視課長 ネットワーク事業監視課の黒田でございます。それでは、資
料3を御覧いただければと思います。

インバランス料金制度の詳細設計等についてということでございまして、前回の会合で
は、補正料金算定インデックス、長期間上限価格が継続した場合の措置、C値・D値の数
値等について検討したということでございますけれども、今回につきましては、今夏の広
域予備率低下時のBGの行動分析、補正料金算定インデックスの見直しの検討、2022年度

以降の需給状況等を基にしたインバランス料金の分析、長期間上限価格が継続した場合の措置の検討を行わせていただきまして、また2025年度の方針についても検討を行いましたので、これらの内容について御審議いただきたいということでございます。

それでは、順番に御説明させていただきますけれども、まず4ページのB Gの行動分析ということでございますが、前回会合において一部の委員の方から、C値・D値の引上げによってB Gにどういう行動変容を求めるのかといったような御意見がございました。それから前回、時間前市場についての分析もお示したところなのですが、価格だけではなく量も見必要があるという御意見があったということでございますので、今回、この夏の広域予備率低下時の事案を基に、時間前市場での入札状況やB Gのインバランスの発生状況についてさらに詳細に分析を行ったということでございます。

5ページは、前回お示した資料になっておりますけれども、7月8日の東京エリアにおいて午前中に広域予備率が低下をして、補正インバランスが発動したというコマがございました。こちらインバランス発生量なのですが、需要B G、特に旧一電側の需要B Gで一定の不足インバランスが出ていたということでございます。

こちらの状況を詳細に分析したのが7ページになっておりまして、需要B Gを需要規模別に区分いたしまして、その需要B Gがどれだけのインバランスを発生させていたか。この8時半～13時半までの11コマにおけるインバランス比率というものを示しているところであります。インバランス比率というのはインバランス量÷計画電力量、これは調達計画電力量ということで、階級区分別に整理をさせていただいているということでございます。

東京エリアの需要B G 278者ということでございまして、計画値0という事業者も70者以上あるということではあるのですが、それを含めて278者のうち、当該時間帯において20%以上の不足インバランス量を発生させていたB Gが23者ということでありまして、約8%存在していたということになります。その中には需要規模の大きいB Gも複数存在しているということでございまして、下の表を見ていただくと、例えば需要規模が10万kW～25万kWといった区分の事業者でも当該時間帯、11というのは平均なのでそれなりの量ということかと思いますが、50%以上の不足インバランス比率になっていた事業者もあったということでございますし、こちらは後で個別に御説明もいたしますけれども、一番左の区分、100%以上ということでして、計算式上は需要実績に対して調達計画の量が半分以下になると不足インバランス比率が100%を超えるということになりますので、こういった事業者も一部存在していたということが分かっているということでございます。

8 ページ以降は、時間前市場の行動分析ということでございまして、左下の図は、青がインバランス単価でオレンジが時間前市場の高値ということで、インバランス単価に比べて時間前市場の価格は上がっていなかったというのは、前回お示ししたとおりでございます。今回この後、量の分析もさせていただきますけれども、結果を先に申し上げますと、右下の分析結果というところを書いてあるとおり、全体的に一貫して同様の趨勢にあつて、売り入札残量が存在しないわけではなかったということで、かつコマ別の断面ごとには最低価格では20円台半ばぐらいの売り入札量が、札が一定量あったということなのですけれども、買い入札価格が上昇しなかったために約定はせずに、時間前市場の約定単価が上昇しなかったということかと思っています。

具体的に見ていきますけれども、これが7月8日時間前の札になっておりまして、11コマ分、この後出てくるのですけれども、表の見方としては、まず棒グラフのほうは、赤のほうが買い入札の残高量、黄色が売り入札の残高量ということになっています。折れ線グラフのほうは、青が買い入札の最高の入札単価、赤のほうが売り入札の最低の入札単価ということになっております。

例えば下の②の第19コマ、9時～9時半のコマを見ていただくと、これは広域予備率3.19%ということで、インバランス料金194円、今年の最高値をつけているコマになっておりますけれども、23時半以降辺り見ていただくと、売り入札残高としては300MWh/0.5Hとして、それなりにずっと出ていたということでありまして、売り入札の最低入札単価も20円台半ばぐらいでずっと出ていたということであつたのですけれども、これが買いの最高入札単価がそこまでたどり着かずに約定しなかったと。約定する場合、青の棒グラフが立つのですが、ほとんど立っていないというのが見てとれるということかと思ひます。

次のページへ行っていただいて、第21コマ、10時～10時半のコマを見ていただくと、これもインバランス料金190円ついているのですけれども、19時～22時までは800MWh/0.5Hの売り札が出ておりまして、22時半以降も継続的に300ぐらいは出ているのですけれども、ほぼ約定していないというような状況であります。この傾向はずっと続いていっているということで、午前中は総じて売り札は買い札よりも多く出ていたのですけれども、約定していない。買い札の単価が上がらなかったために約定していないという状況が見てとれるということでございます。

15ページまで行っていただいて、こちらは参考ということで、特定の需要BGの7月8日のインバランスの発生状況を示しております。先ほどインバランス比率の分析もいたし

ましたけれども、一番下の※で書いてありますけれども、7ページの分析においては、当該事業者は、7月8日の11コマにおけるインバランス比率が平均で10%以上ということなので、需要実績に対して調達計画が10%以下だったということになっております。この下、黄色の棒グラフが需要実績、青の折れ線が調達計画なのですけれども、午前中の広域予備率が低下した時間帯に調達が著しく低下していたというのが見てとれるということでございます。多くの不足インバランスを発生させていたということでもあります。

このB Gの計画の内訳を見たのが16ページでございますけれども、確認をいたしますと、3つ目のポツでございますけれども、当該コマではスポット市場での調達が行われていない。入札はした可能性はあるのですが約定していないということで、かつ時間前市場においても、12時半～13時半までのコマを除いて調達は行われていなかったと。また、相対での調達量も少量であったということが分かっております。

17ページが、実際にこのB Gが時間前市場でどういう入札行動をしたかということなのですけれども、まず前日17時に時間前市場が開場いたしますが、このときには東京のエリアプライスよりも低い16円～21円で買い入札を行ったけれども、補正インバランス料金が発動した時間帯ではいずれも約定しなかったということでもあります。

当該の相手、当日の9時台に当該時間帯のうち10時半以降のコマの買い入札価格を22円に引き上げたが、やはり約定せず、10時台には12時以降のコマの買い入札価格を45円に引き上げて、一部が約定。約定しなかったコマについては、11時台に12時半以降のコマの買い入札価格を55円に引き上げて約定したという行動になっております。

インバランス料金は、当日9時台には既に8時半のコマで132円になっている。これは逐次公開されていきますので、こういった実際のインバランス価格は情報が出ておりまして、10時台には9時台の2コマで190円を超えているということは把握可能な状況にあったということを踏まえますと、インバランス料金と大きく乖離した買い入札価格であったということではないかと思っております。

18ページでございますけれども、前回の会合でも一部指摘ありました広域予備率が低下をしていると。前日断面の広域予備率が大きく低下して、当日では追加供給対策が打たれるので回復しているという形で、広域予備率の信頼性が低いのでB G側も調達がしづらいのではないかとといったような指摘があったかというふうに思っております。

ただ一方で、広域予備率なのですけれども、広域機関の分析を載せておりますけれども、1ポツで書いてあるとおり、小売事業者の不足インバランスを発生させているということ

によって広域予備率が低下する要因となっているということで分析がありまして、東京エリアでは、一定期間においては36%、中部・関西エリアは50%のコマで、小売事業者の不足インバランスの影響で広域予備率が低下する要因になっているというような分析もあるということでございます。

19ページ、需要B Gの行動によって広域予備率が低下する理由ということでございますけれども、不足インバランスのそもそもの計算式は、右の図にあるように需要実績と調達計画の差分ということでございますが、まず1つのあり得る要因としては、需要実績に対して需要計画が過小に見積もられるということで、そこが低くなるというのが1つ。もう一つが、需要計画に対して調達計画が計画内不一致で十分調達ができずに、ここも差が広がるという形で不足インバランスが発生するということがあります。この調達計画が少なくなると、発電B G側の販売計画、さらには発電計画も過小となるということで、広域予備率に計上される供給力が小さくなって広域予備率が低い値となるというのが一つの要因としてあるという分析になります。

もっとも、当然広域予備率が下がる理由、B G側のことだけではございませんので、まず調整力側の需給調整市場の未達率が大きくて広域予備率に反映されないというような要因も当然ございますが、こちらについてはエネ庁、広域機関が対応して、需給調整市場での募集量を計上するというような対応を打たれるというふうに承知しておりますが、このような需要B G側の要因も一部あるということをお示ししたところであります。

20ページは、B Gの行動に関する分析のまとめとなっておりますけれども、今見たとおり、7月8日の東京エリアにおいては、時間前市場の売りと買いの入札状況の分析において、需給が厳しい時間帯においても売り札は一定量供出されていたけれども、買い入札価格が20円～25円にとどまったということで、十分な約定に至らなかったということであり

ます。

それから、当該時間帯には需要B G全体で一定の不足インバランスが発生しておりまして、かつ20%以上の不足インバランスを発生させている事業者も一定数存在していたということでありまして、一部の事業者では、需要予測が過小であるか需要計画に対する電力量の未調達の発生のいずれか、またはその両方が起きていたと考えられるということですし、こういった不足インバランスの発生は、翌日計画における広域予備率の低下の要因ともなり得るということでもあります。

結果として、需要B Gが需給が厳しい時間帯で計画内不一致を起こして、計画値同時同

量を遵守できない場合には、一般送配電事業者に対して追加的な需給調整コストを発生させるということになり、このように広域予備率が低下しインバランス料金が高値となった時間帯において、時間前市場の買い入れ価格が十分上昇しなかったこと等の状況を踏まえれば、現状のインバランス料金における同時同量達成インセンティブが不十分である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。

次に、2つ目の補正料金算定インデックスの見直しの検討の説明に移らせていただきます。

22ページで、前回までの議論と今回の検討内容ということでもありますけれども、補正料金算定インデックスの議論、前回もさせていただいて、23年度までは追加供給力対策の取扱いについては、追加供給対策なかりせばで表すことを基本としていたのですけれども、24年度以降は、補正料金算定インデックスは広域予備率で運用されるということになったということで、これによって一部需給逼迫時に補正インバランス料金が適切に上昇しないという事象が顕在化しているということでもあります。

このような問題意識を基に、補正料金算定インデックスの見直し案として、追加供給力対策なかりせばの指標とするということの検討をさせていただきましたが、ただ各一般送配電事業者が一律に控除できる追加供給力対策は限られていると。そのため、補正料金算定インデックスの変化に与える影響も限定的であるということが分かったということでもあります。

そこで、別案といたしまして、追加供給力対策のコストを補正インバランス料金の縦軸で調整をするという方法も検討させていただきましたが、コストの特定が必要な点が課題となっているということでございまして、こういった点を踏まえてさらに検討を行っているということでもあります。

23ページ以降は前回までの資料の再掲ですので、ここでは割愛をさせていただきまして、27ページでございまして、こちらは追加供給力対策のコスト、縦軸で検討するといったような場合の追加供給力対策のコストをどう整理できるかというところを一部整理したところでございまして、現状の精算単価やその考え方、留意事項を整理すると以下のとおりということでございまして、実コストが明確な対策、例えば揚水発電の運用切替えはV1、V2で精算とか、そういったようなものはそういう形なのですけれども、ただ最終的にインバランス料金で精算しているという対策も複数ございますので、こういった稼働実績を踏まえたコストの把握や発動時点における電気の価値を踏まえた整理が必要

ということかと思っています。

28ページ、追加供給力対策を調整力の限界的なkWh価格で反映する案ということでございますけれども、23年度までの追加供給力対策であった電源1「につきましては、そのkWh価格が調整力公募の入札価格の一部であり、あらかじめ把握可能ということで、インバランス料金には補正インバランス料金の仕組みではなくて、通常のインバランス料金の限界的費用として反映をしていたという経緯がございます。

また、計画停電時のインバランス料金につきましては、計画停電中はC値の調整力が稼働しているものとみなして、特に補正インバランス料金を使わずに、通常インバランス料金として、C値の価格として反映していたということになります。

こうした仕組みが、既存のインバランス単価中央算定システムに組み込まれているということでございますので、追加供給対策のコストをこうした通常インバランス料金に反映するというほうが、ロジックが確立しているためシステム改修が比較的行いやすいということで、かつ実際の追加供給力対策のコストを反映したものとなるというメリットがあるということかと思っております。

一方で、いずれにしても通常インバランス料金で反映する場合においても、追加供給力対策のコストの特定は必要という課題は引き続き存在をするということでございます。

ということでございまして、33ページで検討の方向性ということでございますけれども、繰り返しになりますが、先ほどの補正料金算定インデックスの定義を追加供給力対策なかりせばで見直そうとすると、控除可能な対策が限られており、補正料金算定インデックスの変化に与える影響も限定的であるということに加えまして、改めて送配電網協議会にヒアリングをしたところ、本件に対応するための一般送配電事業者の中給システム改修には2年～3年の期間を要するということでした、仮に中給システム改修で対応したとしても、その後の2020年代後半に運開予定の次期中給システムへの実装も要するということで、対応に長期間を要するということが判明しております。

代替案としては、追加供給力対策の補正インバランス料金の縦軸で調整するという方法と、本日、先ほど説明をした通常インバランス料金に反映する方法との2案がありまして、後者の通常インバランス料金のほうが、前例がありロジックが確立しているため、システム改修が比較的行いやすいというメリットがありますけれども、ただこの2案は、いずれも追加供給力対策のコストを特定する必要があるということであります。

以上を踏まえまして、補正料金算定インデックスの方向性としては、現状の広域予備率

による運用を続けることとし、追加供給力対策コストの反映については、通常インバランス料金で行う方向で今後検討を進めていくこととしてはどうかということでございます。

次に、3つ目のインバランス料金の分析ということでございまして、これまでC値・D値の検討を一定程度行ってきておりまして、いろいろな案があるということでありましてけれども、これを幾つかのケース、C値を例えば300円、400円、600円、D値を50円にした場合に、これを22年4月から24年11月までの需給状況や調整分の状況に当てはめた場合に、インバランス料金はどうなっていたかというような分析をエリアごとにさせていただいているということです。

分析2としては、これまで見た7月8日の東京エリアのような予備率が低下した事案に当てはめるとどうなるかということで分析を行っているということでありまして、真ん中辺りに※で書いてありますけど、これは全エリア出しているのですけれども、ちょっと多くなるので資料末尾に参考としてつけていまして、37ページ～42ページに東京エリア分だけ前につけているという状況であります。

まず、先に結論、分析の結果をお示しさせていただきますけれども、まず実績です。2022年度～2024年度の実績におきましては、インバランス料金が45円未満となったコマは、22年度は91%以上、23年度と24年度は99%以上ということなので、現行の制度、補正インバランス料金に切り替わった後の制度においては、高値のインバランス料金が発生したケースが限定的であるということがまず1つでございます。

D値に相当する45円以上のコマについては、22年度実績では125コマ～1,502コマということなのですが、比較的北海道、東北、東京の東側のエリアで多く発生していきまして、中部以西のエリアでは少な目ということになっております。23年度、24年度の実績では、そもそも45円以上のコマ発生は14コマ～104コマの発生にとどまっているということでありまして。

最高価格については、22年度～24年度までの実績で65.9円～200円ということで、需給要因によるC値相当の200円の発生は、22年度の東京エリア1コマのみという状況でございました。

4ポツ目のC値・D値を引き上げた試算においては、補正インバランス料金の傾きが大きくなるということなので、分布とかについては、コマ数についてはほとんど変化がないということと、中央値についてもほとんど変化がないということでありまして。最高価格は当然引き上がってきまして、C値を引き上げればその分最高価格は上がるということにな

ります。

特に各年度において最も45円以上の発生コマ数が多いのは東京エリアでございますので、そのケースを37ページ以降で御紹介させていただければと思います。まず22年度からですが、実績については左のグラフになっておりまして、この年は200円コマが1コマ発生をしております、45円以上は8.57%の1,502コマということでもあります。

ケース1ということで、右側、300円に引き上げたケースということになるのですが、こうすると最高価格300円が1コマ発生しますよということと、200円以上のコマが13コマ発生するということになるということでもあります。

38ページで、ケース2、ケース3ということでC値を400、600にすると、ケース2の場合は200円以上コマが17コマ発生をしてくる。ケース3の場合は28コマ発生してくる。これで割合にすると全体の0.16%ということでございますけれども、ケース3の場合は400円、500円以上のコマというのも一部発生をしているというようなことになるということでありました。

2023年度でございますけれども、最高値でも87.16円ということで比較的需給が落ち着いていて、インバランスがあまり上がらなかったという年になっております。この場合は、Cを300円に引き上げたとしても200円以上のコマは発生しませんし、ケース3の600円に引き上げたとしても、最高価格が199円ということで、200円以上のコマが発生しないというような状況になるということが分かっております。

2024年度でございますけれども、こちらは11月までのデータになりますけれども、現状、45円以上コマが104コマ、0.89%発生をしていると。最高値は、先ほど見た7月8日の194.1円という状況でございます。ケース1でCを300円に引き上げると、200円以上コマが13コマ発生をしてくるということ。ケース2、ケース3では、200円以上コマが17コマ、27コマそれぞれ発生をしてくるといったような状況になっているということでございます。

43ページ以降は、特定エリアの高値がついた日でインバランスがどのようになるかということで、左の先ほどから見ている例、7月8日の東京エリアを例にとると、当然平時の補正インバランス料金が適用されないコマの動きは変わらないのですが、適用されるコマの高さが高くなる。当たり前ののですが、そのような影響があるということでございます。こちらは4日分見ていますけれども、それぞれ同じ傾向になるということでございまして、次回以降、C値・D値の検討に入らせていただく際に、こういった影響も参照しながら検討させていただければと思っています。

4 ポツ目、長期間上限価格が継続した場合の措置の検討というところに移らせていただきますけれども、累積価格閾値制度ということでございまして、前回4つの論点をお示しさせていただいたところであります。1つ目は、閾値を超えた場合の上限価格、C値の引下げ価格をどの程度にすべきか。2つ目が、期間設定と累積価格の算定期間をどの程度とすべきか。3つ目が、閾値の設定として、C値の引下げのトリガーとなる指標・条件をどのようにすべきか。解除の要件として、指標がどのような状況になったら解除するかという、この4つの論点を本日検討させていただければと思っています。

48ページです。このような負担軽減措置が必要な状況について、まず整理をさせていただいておりますけれども、需要BGは、平時は自らの需要予測に基づいて必要な電力量を市場や相対等を通じて調達し、ゲートクローズまでに需要計画と調達計画を一致させたBG計画を広域機関に提出ということですが、大きな需給逼迫でインバランス料金が高騰すると、インバランスを回避するためにスポット時間前での買い入れを行っていくので、理論上はインバランス料金の下方近傍までスポット時間前市場価格が高騰するということになると思われます。

このような状況でスポット時間前市場で売り切れが発生してくるということになると、最終的にはDRで需要そのものを下げるといったような対応になってくるということかと思っておりますけれども、DRがきちんと行われるためには、補正インバランス料金の上限価格で一定のインセンティブを確保する必要もあるのですが、長期間DRの連続稼働には限界があるということで、このような長期間上限価格が続いた場合の負担軽減措置として累積価格閾値制度が必要と考えられるということでございます。

なお、直近で上記のような状況が生じたケースといたしましては、2020年度冬季のスポット市場価格高騰が挙げられるということなので、当時の状況を振り返り検討を行わせていただいているところでございます。

51ページで22年度冬季の需給逼迫とスポット市場高騰の概要を簡単にまとめさせていただいてまして、当時、私も電取委で取引制度企画室長をやっておりましたので、まさに対応をしていたものでございますけれども、当時の状況といたしましては、20年の12月中旬以降、スポット市場価格が高騰してきまして、1月に入って、1日の48コマ平均で100円を超える日が出てくると。1月13日には、48コマの平均の最高価格154円を記録したということであります。また1月15日には、1コマ当たりの過去最高251円の記録をしています。

高騰の原因としては、寒波に伴う電力需要の増加、LNGの燃料在庫の減少、燃料制約による火力発電機の停止・出力低下の発生、市場での売り切れに伴う買い入札価格のスパイラル的上昇等の複合的な要因であるという整理がなされておりまして、こうした状況を踏まえて、1月17日受渡し分以降については、インバランス料金の上限を200円とすると。当時、そもそもインバランス料金の算定方法は今と違っていただけなのですが、整理をしていた上限200円という措置を前倒しで導入をいたしまして、こういった措置ですとか燃料在庫の回復等によって、徐々に市場価格は落ち着きを取り戻していったというような事象でございます。

53ページ、スポット市場のシステムプライスの推移ということで、1日48コマ平均の推移なのですが、15年度以降ぐらいいからずっと平均10円ぐらい、高くても1日平均20円を超えるのは年に数コマぐらいだったのですが、21年1月に150円ということでスパイクしたという状況です。

54ページ、これがコマごとのシステムプライスの推移ということで、20年の12月中旬ぐらいいから50円を超えるようなコマがちょっとずつ出てきていて、年末年始で下がるかと思いきや、そこも下がらずに50円以上つけたりしてまして、1月6日からは100円を超えてきたと。右の表の一番右の欄に100円以上のコマ数、200円以上のコマ数つけていますけれども、1月6日から100円以上のコマが出始めまして、1月12日以降は200円以上のコマもどんどん出てきたということで、1月17日受渡し分で上限200円を設定して、そうすると一部200円に張りつく日が翌週は何回か出たのですけれども、その後、需給曲線の公開だったり、あとは燃料の回復だったりということで落ち着いたというのが現状です。

参考資料は時間の関係で飛ばさせていただいて、63ページで閾値を超えた場合の上限価格の論点に入らせていただきます。まず、C値を引き上げた前提で、一定の場合に引き下げるというその引下げ価格をどうするかというのがまず1つ目の論点なのですが、現状のC値は200円となっているということを踏まえれば、これ未満に引き下げる合理的な理由はないのではないかということでもありますし、一部のオブザーバーから前回コメントもありましたけれども、2つ目のポツに書いてありますC=200円というのは、まさに20年度の冬季スポット価格高騰時にセーフティーネット的に200円で導入したというような、そういう見方もできるのではないかとということでございまして、これを踏まえれば、累積価格閾値制度の閾値を超えた場合の上限価格は、C=200円とするのが合理的と考えるがどうかということでございます。

論点 2 つ目の期間設定でございまして、算定期間ですけれども、オーストラリアの制度では算定期間 7 日間と設定しておりますし、曜日変動の周期性を考慮すると、海外含む各電力制度は 7 日間という期間設定が一般的ではないかと。卸電力市場停止期間中のインバランス料金についても、市場停止直前または直前 1 週間のスポット市場価格を参照するとになっているということでございますので、算定期間については対象日の直前 7 日間としてはどうかと。こちら短期的なヘッジ手段である電力先物取引や先渡し市場の週間商品とも整合的ということでございます。

論点 3、65 ページでございまして、C 値引下げのトリガーとなる指標・条件をどうするかというところでございますが、こちらについては、本制度発動時の上限価格の引下げ水準が 200 円という案ということの整合性ですとか、電力市場における価格指標性を考慮すると以下の 2 つが考えられるかということで、1 つは、インバランス料金 200 円以上の発生コマ数、2 つ目が、スポット市場価格、システムブライズ 200 円以上の発生コマ数ということでございまして、こちらは、近年最も過酷な事象であった 20 年度冬季の状況を参考に検討するのが妥当ではないかということでございます。

まず、インバランスの分析でございまして、21 年 1 月にかなり高値のインバランスが発生してまして、1 月 7 日から 200 円以上のインバランスのコマが発生し始めて、1 月 14 日に前 7 日間で 136 コマということが発生と。その後、1 月 17 日の上限設定等もありピークアウトしていったというのが状況であります。

ただ 69 ページに書いてありますとおり、これは当時のインバランス料金を前提としたものでございまして、当時は補正インバランス料金がまだ入っていなかったということでありまして。当時の需給状況を現在の補正インバランス料金に当てはめると、予備率が比較的当時高かったということもあつたりしまして、予備率 3 % 未満となったコマが最大 2 コマしか発生しなかったとか、3 % ~ 5 % のコマも最大 10 コマということなので、インバランス料金 200 円というものを指標にするとあまり発動しないことになってしまうということで、なかなか参照にづらいということかと思っています。

ということで、2 つ目の案としてはスポット市場価格による分析ということでありまして、スポットについては、2021 年 1 月以降の 200 円以上のコマがどの程度発生したかを確認しております。1 月 12 日から 200 円以上のコマが発生をし始めまして、13 日、14 日ということでそれぞれ発生をしていって、14 日には 50 コマを超えていたと。18 日時点で累積 68 コマというのが、7 日間平均では最大でありまして、その後、インバランス料金上限設定

等もありピークアウトしていったということでございます。

こちらを基に検討をしたものが73ページでございまして、20年度冬季は1月12日から21日にかけて200円以上のコマが84コマあったと。1月17日の受渡し分のインバランス料金上限設定のときには66コマ発生していたということを基に、以下の3案が考えられるかということでお示ししております。

まず案1としては、200円以上のコマが累積50コマ以上、これは1月14日受渡し分ということで200円コマの発生3日目の取引後に該当するということでございますが、50コマですと7日間平均では1日7コマ、土日除く5日間ですと1日10コマということでありまして、平日に毎日10コマ（5時間）の200円コマの発生というのは、小売事業者にとっては大きな負担になるのではないかとということ。

案2の200円以上のコマが累積30コマ。こちら1月13日受渡し分取引後に該当をいたします。こちらですと、7日間で平均すると1日4コマ、土日を除くと6コマということで、過去の電源1の連続発動日数が最長4日～5日ということで、契約上の連続稼働時間3時間6コマであることですか、現在の発動指令電源では、これらの電力量が時間前市場等に売り入札されることを踏まえると、これらが出尽くしたタイミングで累積価格閾値制度が発動される閾値の設定ということであります。

案3が、200円以上のコマが累積15コマということですが、こちら1月12日の200円コマ発生初日の取引後に該当いたします。7日間で平均すると1日2コマ、土日除く5日間ですと平均3コマということでありまして、発動指令電源の連続稼働時間3時間に満たない状況でありますし、前回事象においては200円コマ発生初日に該当しますので、短期的な影響の範囲内にとどまるということであります。

以上を踏まえた76ページが事務局提案でございますけれども、インバランス料金は当時と制度が大きく異なっており、閾値設定の検討材料とするには難しい面があると。

一方でスポット市場価格の場合は、インバランスのように大きな制度変更は発生しておりませんので、検討材料として扱いやすいですし、また理論上は、インバランス料金がスポット市場価格の実質的な上限となっているということを踏まえれば、スポット市場価格で閾値を設定することに一定の合理性があるのではないかとということであります。

その上で、案1から3でございますが、現在の追加供給力対策との関係等踏まえると、案2のスポット市場・システムプライス200円以上のコマが累積30コマ以上発生が整合的じゃないかと考えるということで、こちらの方で当面まずは検討し、今後のインバラン

ス料金の動向等踏まえて、必要に応じて見直すこととしてはどうかということでもあります。

論点4の解除要件でございますが、こちらについては、解除して間もなく発動を繰り返すということは制度運用上不安定であるということもありますので、解除要件としては、対象日の直前7日間の200円以上の累積発生コマ数がゼロになった時点としてはどうかという案としておりまして、こちらをまとめると78ページになるということで、「すなわち」というところですが、対象日の直前7日間のスポット市場価格（システムプライス）が200円以上の累積発生コマ数が30コマに到達すると、翌日から補正インバランス料金の上限価格を200円とする。対象日の直前7日間の200円以上の累積発生コマ数がゼロになった時点で解除するという案が事務局提案でございますが、本日議論いただいて、それを踏まえて次回以降引き続き検討できればと思っております。

最後でございます、80ページで2025年度の運用の方向性ということでございますが、本年9月以降、補正インバランス料金のC値の暫定措置解除等の議論を行ってきておりますが、引き続きの検討が必要で一定の期間を要するところかなと思っております。

また、インバランス料金のC値の暫定措置解除等を行って、C値・D値の見直し、累積価格閾値制度の制度運用への反映のためには、実務的にはシステム改修等の所要の準備期間を要するというに加えて、託送料金算定規則の改定等の所要の規則変更も必要となるということです。25年4月からの制度運用開始は現時点では難しい面があるということでもあります。

したがって、25年度においては現在の暫定措置、C値200円、D値45円を継続することとし、C値・D値の見直し及び累積価格閾値制度の運用については、26年度からの実施を目指して検討を継続することとしてはどうかということで、検討をあと1年やるということではなくて、当然システム改修のリードタイム等を考えると、なるべく速やかに結論を出していきたいとは考えておりますが、適用時期としては26年度からとしてはどうかということでございます。

最後の「なお」というところですが、追加供給力対策コストのインバランス料金への反映につきましては、通常インバランス料金での反映を行う場合には、C値・D値の見直しの議論とは切り離して整理を行うことも可能でありますので、システム化に必要な期間等には留意をしつつ、可能な限り早期の実施を目指して検討を継続することとしてはどうかということでございます。

82ページ以降は各エリアのインバランス料金の実績・試算の参考ですが、説明は

割愛させていただきます。

私からは以上です。

○武田座長 詳細に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・御発言をいただきたいと思います。いつもどおり、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。指名させていただきます。

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。事務局におかれましては、詳細かつ非常に丁寧な御説明をどうもありがとうございました。背景も含めてよく理解することができたと思います。私からは、B G行動の分析の点と累積価格閾値制度について、少しコメントを申し上げます。

まず、B G行動の分析の点ですけれども、こちら也非常に丁寧に分析をいただいたと思っております。インバランスの発生ですとか不足が見込まれる場合の調達努力を怠ることに関しては、それが意図的なものか、あるいは何らかの過失によるものなのかということで、取るべき対応というのは変わってくるようにも思っております。過去にも需要計画について余りに不合理な乖離があるという事業者については指導がされていることもあると思いますので、意図的と認められるものがもしあれば、それについては委員会としても厳しく対応していくべきではないかと思っております。

今回のC値の引上げに関しては、インセンティブ、ディスインセンティブによって適切な取引行動というのに誘導するという施策になると思いますけれども、そもそもディスインセンティブを甘受すればそういう取引行動を取っていいかどうかという、ルールに対して従うというところに関しては、そこは仮にC値をどうする場合にも、インバランス料金を払えばいいでしょうという話ではないものがあると思うので、そこに関しては委員会としても厳しく指導していただきたいというふうに思っております。

2点目の累積価格閾値制度に関しましては、過剰なリスクを小売に負わせますと、せっかく自由化によって参入して事業を拡大してきていただいた電力会社にとっては、非常に事業拡大の意欲を削ぐことにつながってしまう可能性がありますし、さらなる競争の促進というものが妨げられてしまうのではないかと懸念しておりますので、今回のように適切なセーフティーネットを御検討いただくということは、非常に重要で適切なことだと思っております。

他方で、今申し上げましたとおり、小売側のリスクに配慮するということからしますと、実際に需給逼迫など稀頻度の事象に対して小売側が負う経済的なリスク、インパクトについて、それに見合った設計とすべきではないかと考えております。

今回のC値の引下げ価格に関して、200円というふうに御提案いただいています。こちらについては、理由としておっしゃるとおりだと思いますので、ひとまず200円とすることに関しては賛成いたしますが、以前の逼迫時についても同様に、実情に応じて市場においてどういう状態が起こるか、例えば多くの事業者が退出するような事態につながり得るか、市場にどの程度混乱が生じるかによって、場合によっては臨機応変に対応すべきこともあるかと思っておりますので、そういう将来の含みを持たせていただければと思っております。

次に、C値の発動のトリガーに関しても様々な御検討をいただき、大変ありがたいと思っております。こちらに関して、スポット市場を指標とするということに関しては、御説明のとおり合理的であると考えております。その場合に、200円以上のコマ数ということで提案をいただいています、これはC値が、例えば仮に300円なのか600円なのかによって小売側に与える経済的なインパクトというのは変わってくると思っておりますので、そこが決まらなないと、どうもコマ数では決まらないのではないかと考えております。つまり300円コマが累積で30コマというのと、500円コマが累積で30コマというのとでは、小売に与えるインパクトというのは変わってくるのではないかと考えておりますので、C値に対する考え方が固まりましたら、もう一度この論点に戻ってきまして、再度そのような対応で、きちんと小売側のリスクに対応できているかというところを考えていただいてもい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。

ほか、いかがでございましょうか。

岩船委員、よろしくお願いいたします。

○岩船委員 岩船です。私、この点に関しまして前回もいろいろと意見を述べさせていただきまして、今回、様々な資料を追加していただいたと思います。ありがとうございます。その上で、今日の資料に関して意見を述べたいと思います。

まず、最後のページだったと思うのですが、とりあえずは今の検討を続けて、25年度からの制度運用開始は難しい。でも、26年度からの実施を目指して検討を継続するというので、私は、この案には賛同したいと思います。

今回、あまりよくない例として15ページのB Gを出していただきましたけれども、結構規模の大きそうな事業者さんなのにこういうことが起こっているというのは非常にびっくりしたのですけれども、今回のC値の議論と以前の問題で、このB Gさんの行動がそもそも目に余るものではなかったのか。こういうB Gがあまりにも多くなるようであれば、当然対応は考えなきゃいけないと思うのですけれども、ここは、それぞれ当該このB Gさんの業務自体を改善するよう、電取委とか広域が指導・勧告を行うのがまずは前提かなと思いました。

なので、この不適切な行動がそのままインバランス料金の引上げの議論の資料に載っているのは、正直どうなのだろうという気も少しいたしました。もちろんこういうことが多いということであれば、当然C値の議論につながるとは思いますので、そのバランスは少し検討する必要があると思いました。

最終的に20ページのところで、広域予備率が低下した時間帯における時間前市場の売り買いの入札分析に関しては、需給が厳しい時間の売り札は出ていたけれども、買い札価格が20円～25円にとどまっていて、十分な約定に至っていないことが確認されたという1つ目のポツの記述はあるのですけれども、9ページ、10ページで見ると、だんだんには対応しているような折れ線にも見えなくもないわけで、つまり時間前市場でどんなふうに情報が、いつの時点でどういう情報が利用可能だったみたいなのが、仕組みが複雑で我々には分からないので、個別の事業者さんからいろいろな声が寄せられているという状況ですと。

なので、まずはそもそも時間前市場で、この線がビーツと引いてあるのですけれども、このコマの時点でどこまでの情報が、事業者がアベイラブルだったかとか、そういうような説明もぜひ欲しいなと思いますし、この資料に関して少し小売さんの声も聞くべきではないかというふうに私は思います。そもそも時間前市場に関して情報が足りないというような声もあるわけなので、今回に関しては、まずは小売さんのニーズに少し耳を傾け、シグナルが効くように私は努力すべきではないかと思います。平場でも、今回資料を丁寧にまとめていただきましたので、これに関して小売事業者さんの意見を聞くような機会も一度あってもいいのではないかと思います。

後半のほうの長時間上限価格が継続した場合の措置に関しても、ここは決めの問題で、やはり過去に起こった事例に基づいてこういうふうに設定するしかないと思うのですけれども、もう少し小売事業者さんの御意見を伺ってもいいかなと私は思いました。

なので、基本的に今回の整理には賛成ですし、広域予備率が当てにならなかったということもかなり言われていましたので、まずは供給側でできることを整えて、少し様子を見てはどうか。その上で、需要B Gの調達不足というのが続くようであれば、もちろん手は打つべきだと私も思います。

以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。

ほか、いかがでしょうか。オブザーバーの方も手を挙げていただければと思います。いかがでしょうか。

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。まず、今回議題として据えていただいているインバランス料金制度は、電力システムの根幹に関わる制度の一つであることを考えると、理論的な観点からのべき論と実務的な運用との齟齬とか、あるいは目線の違いとか、そういうことを丁寧に見ていくということは重要だと思いますし、その点で、今回の事務局のデータに基づいて丁寧に分析しながら対策を考えるという視点は、政策立案におけるE B P Mのあるべき姿として一つの模範例に近い姿を示していただいているのかなと思っています。

個別論点では、B Gの行動に関する分析は、そのインセンティブが効いていないという見方もできると思いますし、そうした方向での制度改正には賛成ではありますけれども、他方で、利潤ではなくて実務の慣性で動いてしまっているという、あまり合理的とはいえないかもしれませんが、合理性だけで実務が動いているわけでもないという点を明らかにしているのかもしれないと思います。

繰り返しますが、政策の方向性は私賛成なのですけれども、原因が何かというのは、もしかすると別の見方もあるかもしれない、それは岩船委員が今おっしゃった点に近いかもしれませんが、そうした点も多分あるのかなというふうには思いました。

あと、今回、ほかにも長期間上限価格が継続した場合とか論点いただいていますけれども、これを実務に移すに当たって、想定外の事象が起きないことを確認しながら進めていくという若干慎重な姿勢というのは、今回インバランス料金というのが重要な制度であるからこそ重要な視点なのかなと思っています。システムの検証も、即この日から全て完璧に変えるということもなかなか難しい点もあると思いますので、ある程度検証とそれを反映させる時間的猶予を設けながら、実務の意識が変わるのも明日の今日で変わるわけでは

なかなかないので、そうした時間的余裕とか、そういうものというのはしっかり設けることが重要だと思います。そういう時間を設けるからこそ、じっくり検討していくという姿勢も重要だと思っています。

いずれにしても、今回の事務局の論点の提起の仕方については、私、賛成しているものですので、コメントさせていただきました。

以上です。ありがとうございます。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、松村委員、よろしくお願いいたします。

○松村委員 松村です。発言します。

事務局の提案、非常に丁寧にいろいろなことを考えて、適切な提案をしていただいたと思います。全て支持します。

まず、先ほどから議論が相次いでいるインバランス料金の、上げることだけで全部問題が解決するのかなという点です。これを払えばインバランス出してもいいでしょうというほどの高いインバランス料金が、600円とか300円とかという議論をされているのだとすれば、そのような発想ではないということだと思います。本当に著しく不適切なものに対しては別途対応するということがあるからこそ、この程度のマイルドな提案、今後のことなのであまり先走ってはいけないのですが、600円とか300円とかというマイルドな提案になっているということだと思います。

その点はちゃんと認識する必要があるのだけれども、一方で、ひどい行動をとっている人のほうが、より大きな経済的な不利益をこうむる方向の改革を今提案していることは、理解する必要がある。仮に利潤動機で行動していなかったとして、それが利潤動機ではなく結果的に社会の利益になるということならいいのですけれども、逆に不利益を与えているということだとすると、今回の改革によってそのような感性に従った行動で社会的な費用をより増加させている事業者のほうが、より大きな経済的な負担を負う制度になるのは、それはそれでとても合理的な制度改革の方向だと思います。

別の点です。セーフティーネットというか価格高騰が続いたとき、スポット市場を参照にして一定の基準を超えたときには適用される上限価格を現行の200円とするという提案は、理屈として合理的だと思います。反論は難しい。私自身は、200円より下げる提案が出てくると思っていました。つまり、年に数十コマとかというオーダーで出てくるような比較的限定的なものが散発的に出てくるものに関しては、上限価格を引き上げる。バータ

一という言い方は変なのですが、そのかわり本当にひどい事態になったときには、今よりも価格を下げるとの提案が出てくるのかと思っていた。しかし以前、新電力から、上限のC値の設定の話とセーフティーネットの話は別の話、独立の話だという志の高い発言もいただいた。今さらそういう意図ではなかったなどという発言がこの後出てくるとは思えないので、そういう信頼性を損なうような議論は出てこないと思いますので、そうだとすると、ここを現行の上限価格より引き下げるのはもはや根拠がないと思います。

一方で、200円未満にする根拠はないと書かれると、200円よりも大きくなるという可能性もあるのだけれども、私は200円という水準はしばらく続く非常事態としては十分高い値段だと思っていますので、この200円という事務局の提案のとおりに進むことを期待しています。

次に、そもそも上限の話というのが今出てきているようなレベルだとすれば、それと独立に条件は設定できるのだと思うのですけれども、ある種本当に異常な事態というのが出てきたときだけ発動されるということを念頭に置かなければいけないと思います。一定の確率で起こり得る、本来備えておくべきある種の非常事態に対しても安易に発動されないようにすることは、とても重要だと思います。これだけ災害の多い国で、1つの発電所、複数の発電機がある大きなサイトが脱落して48時間止まる、でも48時間で復帰するというような事態は、例外的ではあるが普通に想定しておくべき事象で、その後1週間非常事態を宣言しなきゃいけないかということ、それはもともと備えておかなければいけない程度リスクだと思っています。

その程度のもので簡単に発動されないようにすることを考えると、スライド73の案2も合理的な日数の設定ではないか。案3だと、そういうような事態でも非常事態と認定されると思う。案2は、その意味でもかつて起こったことがあり、非常事態と必ずしも言うてはいけない事態に簡単にかからないということを考えれば、合理的な案だと思いました。

最後に、いつもいつもしつこく繰り返して申し訳ないのですが、ちゃんと何度も何度も説明していただいているので安心はしているのですが、そもそも本当に8%まで必ずいつでも戻さなければいけないのかという議論が、今回整理されたことによってうっちゃらかされないかということはとても心配しています。今回このような整理があったとしても、それは補完的にとても重要な論点だと思いますので、今後どこかでちゃんと議論が進むことを期待している。もしその議論が進まないとなると、それは原因者負担でコストを上げるべきという議論にどれぐらい正当性があるのかについては、もう一度ちゃんと考える必

要があると思いました。

以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。

ほか、いかがでございましょうか。

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 エネットの小鶴でございます。このたび膨大なデータを分析いただきまして、感謝いたします。

インバランス料金は、関係する事業者も多くて様々な市場とも関連しておりますので、数値ですとか事実に基づいた丁寧な分析と議論が必要で、今回御提案いただきました25年度も暫定措置を継続するという事務局の方針に賛同いたします。

その上で個々の論点を見ますと、例えばB Gの行動分析について、不足が発生した需要B Gの分析結果を基にインバランス料金を引き上げる方向性で検討を進めるように御提案しているように思いますけれども、先ほど先生のほうからもありましたけれども、インバランス料金を引き上げれば、この事業者が実際に期待どおりに行動を変えるのか、変えることが実際にできるのかというのは少し疑問が残ります。

17ページ、事例も出していただきましたけれども、この事業者、そもそも計画の精度ですとか個別に指導しなきゃいけないというのは議論の前提にあるとはしても、先ほど岩船先生からもありましたけど、後半の時間帯では応札価格を引き上げて買い応札をしております、同時同量達成に向けた努力をしていっているとも見えますし、また9ページ、時間前市場の分析を見ても、8時半～9時のコマ、ちょっと縮尺が小さくなって読み取りづらくなっていますけど、23時半以降に売り札が多くなっていたのですけれども、こういった時間に売り札が出たとして、実際すぐに事業者のほう買いの行動を起こすことができるのかとか、あと14ページを見ましても、こちら8時半～9時半のコマ辺りから買い入札の最高入札価格が上昇してしまっていて、一方で今でも多くの事業者、時間前市場の調達によって同時同量義務を果たすべく動いているとも言えるのではないかと、こういった見方もいたしました。

今回検証いただいています7月8日は月曜日でありまして、前営業日の金曜日時点でも広域予備率には余裕がありまして、需給逼迫警報が出ておらず、前日、日曜日のスポット市場も高騰していませんでした。その後、前日、日曜日のゲートクローズ時点で供給力提供通知が出ましたが、当時は広域予備率が実態よりも低く算定されていて、通知自

体が乱発されている状態でもありました。したがって、24時間の監視体制を持たない事業者にとっては、なかなか対応が難しかったのではないかと感じました。

今回分析を行った事業者と同じような行動を取る事業者がどの程度存在するのか不明ではございますけれども、インバランス料金を引き上げることが本当にその同時同量のインセンティブ向上につながるのか、もう少し深掘りした分析が必要ではないかと感じました。

あと、今回、特定の日に不足を出した需要B Gの分析のみ御提示いただきましたけれども、インバランス料金の引上げが発電B G側にもどのような影響を及ぼすのか分かりませんけれども、例えば高額なインバランス料金の支払いを恐れた発電事業者が保守的な発電計画を提出するといったことを促進しないかなど、メリット・デメリットを検証した上で方向性を丁寧に議論する必要があると思いました。

それから長期間上限価格が継続した場合の措置についても、多面的な御検討をいただきまして感謝いたします。今回、閾値を超えた上限価格を200円とするという御提案ですけれども、2020年度の冬季の需給逼迫の際、多くの小売事業者の経営が行き詰まったことも記憶に新しいところでありまして、200円という設定、これが長時間続く、すなわち累積のコマ数が大量に積み上がった場合にセーフティーネットとして十分機能するのか、こちらについても議論の余地があるのではないかと思います。この点についても、引き続き丁寧な検討・議論をお願いしたく存じます。

最後になりますけれども、その他の論点についてもですけれども、インバランス料金は、冒頭にも申したとおり、関係する事業者も多いのと様々な市場とも関連します。今回、2025年度は現在の暫定措置を継続し、2026年度からの実施を目指して検討を継続ということでしたので、この方向性の検討ですとか結論を今急ぐのではなくて、先ほど先生からもありましたけれども、一つ一つの論点ごとに数値ですとか事実に基づいた丁寧な分析や議論をお願いできればと思います。

長くなりましたが以上でございます。

○武田座長 どうもありがとうございます。

ほか、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お願いできますでしょうか。

○黒田NW事業監視課長 様々な御意見・コメントいただきまして、誠にありがとうございます。今後の検討に生かしていきたいと思います。

幾つか御回答というかコメントさせていただければと思いますけれども、まず、BGの行動分析のところで幾つかの御意見いただいています、15ページに掲げているような事業者が、今回の事案によって行動が変わるのかとか、そもそもどういう意図でやっていたのかみたいところは御指摘いただきましたので、15ページの事業者については、改めてどのような意図でこのようなことをやっていたのかというのは、事務局としても確認をしていきたいというふうに思っておりますけれども、その上で、あくまでこの15ページの会社は事業者の例としてお示しをしているものでありまして、マクロで見ても、7ページでお示しをしたように、一定の需要BGが不足インバランスを出しているという状況かと思っておりますし、9ページ以降の時間前市場について、これは十分な買い入札を出していたかとかいう、その評価はあるのかもしれませんが、こういったインバランス料金に対しては価格のつけ方だったり買い入札だったりというのが十分でなかったのではないかというのが現時点で考えていることではありますけれども、こういった点についても、引き続き御意見をいただきながら整理を進めていければというふうに思っているところでございます。

累積価格閾値制度についても様々な御意見をいただいたと思っております。おおむね事務局提案に御賛同いただける御意見が多かったのかなというふうに受け止めましたけれども、最後、小鶴オブザーバーから、こういった200円に引き下げた場合に、その価格が長期間続いた場合にセーフティーネットとして適切かどうかというような御意見もいただきました。そういう意味では、それは当然事象に応じて対応していくということになると思うのですが、私も21年1月にスポット市場の対応をしております、まずこういった事象が起こらないように、インバランス料金の算定方法も変わりましたし、いろいろな情報開示の需要曲線だったりHJKSだったりというものも措置をしてきているので、まずこういったものを起こさないようにしていくというのが大前提だと思っておりますが、実際そういうのが起こった場合にはどう対応していくかというところは、当然個々の事象に応じてやっていくということではありますけれども、まずは21年度の、それなりに過酷な状況だったという認識ではあります、そういった問題にも対応できるような形で、それを参考にしながら提案をさせていただいているということでございまして、それも踏まえて今後も、運用も状況に応じて検討しながらということで、まずは案としてお示しをさせていただいているということでございます。

こちらもし引き続き、松田委員からも言われたように、C値をどういうふうに引き上げた

場合にトリガー等もどうするかということの検討もありますので、そういったC値・D値をどうするかという検討も踏まえた上で、最終的にどうするかということの検討もさせていただければというふうに思っているところでございます。

その他、様々御意見もいただきましたので、今後、それを踏まえて次回以降も検討をさせていただきます。

私からは以上です。

○武田座長 どうもありがとうございました。活発に御議論いただきました。

それでは、本件につきましては、26年度適用を目指してさらに継続して検討するという事にしたいと思えます。事務局におかれましては、次回以降検討を進めるための御準備をよろしくお願いいたします。ありがとうございました。

それでは、続きまして、議題の2つ目と3つ目は併せて御報告申し上げたいと思えます。議題の2つ目は「需給調整市場の運用等について」、議題の3つ目は「発電側課金のアンケート等について」となっております。まずは、事務局から御説明をいただければと思えます。よろしくお願いいたします。

○黒田NW事業監視課長 それでは、2つの議題、いずれも報告事項でございますので、簡潔に御説明をさせていただきます。まず、「需給調整市場の運用等について」ということでございます。

12月中旬までの需給調整市場の動きでございますけれども、前日取引三次②でございますが、こちらにつきましては11月1日から、エリアごとの状況、余力活用コストとのバランスなどを考慮した新しい募集量削減の考え方が導入されたところでございまして、その影響もあつてか、平均約定単価は多くのエリアにおいて前月より低下をしているということでございます。

高値が続いていた北海道・九州エリアの最高約定価格につきましても、10月～11月にかけて低下が見られるということでございますし、全体の想定費用についても、例えば東京などは、10月は10.13億円だったのが11月は2.63億円に低下をしているというような状況でございます。

それから週間取引、一次～三次①の動きでございますけれども、11月の平均約定単価は多くのエリアで前月より低下をしているということでございますが、最高約定単価については、北海道・九州エリアについては上限価格に張りついている状況が継続しているということでございます。

想定費用については、九州エリアが9エリアで最も想定費用が高い状況ということではありますけれども、ここは一番下の(3)で書いてあるとおり、未使用の起動費が想定費用に入っておりますけれども、その一部はTSOに返還されるという点にも注意をする必要があるということでございます。

13ページ以降の各エリアの調達率の動向ということでございまして、東京・中部エリアについては、一次、二次の調達率が低い状況が続いております、ここも引き続き注視をしていきたいというふうに思っているところであります。

23ページ、余力活用に基づく起動指令、こちらも先ほどの東京、中部で起動指令が多い傾向が継続しているということでもあります。

以上が市場の動向でございまして、次にB種電源の固定費回収状況の報告ということでございまして、固定費回収状況、B種電源については3か月に1度報告をするということとなっております。

今回、協議済みのB種電源5件、電源3件、蓄電池VPP2件について、本年7月～9月までの固定費の回収状況の確認を行いまして、39～89%の回収率ということでございました。

固定費を回収した後の Δ kWのマージンについては、その年度は0.33円ということになっているということでもありますので、10月以降の回収状況についても引き続き確認を行っていきたいと思っております。

最後、29年度向けのブラックスタート機能公募に関する報告ということでございまして、こちらにつきましては、今般、29年度のブラックスタート機能公募が、12月23日から各一般送配電事業者による入札募集が開始されているということでございます。

29年度の募集要綱では、これまでの専門会合で報告させていただいたとおり、BS公募に応札することによって発生する逸失利益については支払うということで、BS公募に入札することによって、期待利潤だったり容量市場収入だったり減少が見込まれるということとは含むということになっています。

この期待利潤は、入札時点は応札事業者による実需給4年前の想定値となりますので、より正確に料金を算定するために、実際に参入する額については実需給年度の前年度に再算定するという事となっておりますけれども、ただ参加機会の公平性、コストの適切性、透明性の確保の観点から、入札時点での諸元で算定され、基本料金を上回らないものとされているということでございます。

こちらの需給調整市場関係の報告は以上となりまして、次に資料5に移っていただきまして、「発電側課金のアンケート等について」という御説明に移らせていただければと思います。

発電側課金が本年4月から導入されておりますけれども、発電事業者から発電料金の一部として小売事業者に転嫁されていくということが想定をされておりますので、こういった転嫁が適切に行われるために、転嫁ガイドラインの趣旨に沿った契約交渉等が行われているかを把握する観点から、アンケート・ヒアリングを当面の間は年1回実施することとされているということでございまして、今回、アンケート・ヒアリングを行いましたので、御報告をさせていただくということでございます。

5ページ、まずアンケートの実施概要でございまして、今回、発電・小売それぞれの属性の方々をピックアップしまして、合計145社にアンケート票を送付いたしまして、そのうち126社から回答をいただいていると。回収率87%ということでございます。

主なアンケート結果として、9ページに書いておりますけれども、アンケートした上で、未転嫁ですとかトラブルがあるといった事業者はヒアリングをするということで、こちら後で御説明いたします。内容については、10ページ以降でそれぞれ説明させていただければと思います。

まず、発電側課金の認知度ということで、発電側課金を知っているかという質問については、98%の事業者が知っているという回答でございました。2社が「いいえ」という回答であったのですが、こちら確認しましたら、エネルギーコンサルの会社2社でございまして、小規模小売に分類をされる事業者なのですが、この2社以外の124社につきましては、知っているという回答であったということでありまして、どこで知ったかという点については、国の審議会やホームページという回答が大半を占めているということであります。

11ページの転嫁ガイドラインの認知度、こちらについては、83%の事業者が知っているということだったということであります。

12ページは見直し協議の有無ということでございますが、相対契約を持つ事業者のうち見直しを行った事業者は7割程度ということでありましたけれども、見直しが行われなかった理由を聞いたところ、新規契約で見直しが不要といった回答が多く確認されたということでございます。

13ページ、発電・小売それぞれにどのように転嫁をされているか、転嫁の方法について

確認をしているということでございますけれども、一般送配電事業者が定める課金単価ですとか、発電事業者における発電側課金の実績額を踏まえた転嫁が行われているといったような回答があったということでございます。

14ページ、発電側課金の一部または全部が転嫁されなかったという回答をした事業者が2割程度あったということでありまして、これらの事業者については、実際に全てヒアリングをしているところでありまして、後ほど御紹介をさせていただきます。

それからトラブルが発生したというような回答をした事業者についても、2割未満、2割弱程度あったということでありまして、これらについても実際にヒアリングを実施しているということでございます。

16ページはヒアリングの実施概要ということで、先ほど一部または全部の転嫁が行われなかったですとか、協議に当たってトラブルが生じた、もしくは発電側課金の制度全般や手続について要望があるという回答があった39社に対して、個別にオンラインで30分～1時間程度かけてヒアリングを実施したということでございます。

まず17ページで、先ほどの一部または全部が転嫁されなかったという事業者のヒアリング結果でございますけれども、総じて卸取引の協議や価格設定の方法等踏まえて、双方合意の上、契約額を設定したということでございまして、我々、あれば問題だと思っていたような、発電が小売に転嫁を実施したくても小売側が転嫁に応じないといったような事案は確認されなかったということでございます。

具体的な声を一部御紹介いたしますと、例えば発電小売全体の契約の中で、容量市場等の他市場収益で発電側に十分な利益が上がっているの、発電側課金の全額を小売側に転嫁しないことで双方合意している事案ですとか、相対契約において発電から小売への売電価格が、コストベースではなくてプライスベースで契約、コストベースを上回るプライスベースでの契約事案もあって、トータルの仕上がりの中で課金を含めているといったような事案もありました。

下から2つ目で、卸電力市場の売電では、発電側課金を入札額に含めることが可能であると認識していなかったために、発電側課金分を含めた入札を行っていなかったというような声もありまして、こういった点は後半で周知の対応を図っているということでございます。

18ページに行ってくださいまして、今回のアンケートで協議に当たってトラブルが生じたとか、あとは手続等に要望があるという事業者についてのヒアリングの結果を載せてお

りますけれども、改善に向けた詳細な確認や検討が必要と考えられる課題が確認をされているということでもあります。

トラブルが生じた事例といたしましては、発電側課金を代理回収する発電契約者（小売事業者）が、回収先のごみ発電を持つ自治体の発電者から発電側課金の支払いに応じてもらえないといったような事案が一部確認をされたということでもあります。

要望については、例えば、発電側課金に関して契約書面に記載が必要となる項目についての説明資料や説明の仕方の支援があればありがたいですとか、検針日ごとのファイルがエクセルだったりCSVだったりという提供方法が一致されていないので、統一していただきたいというような意見。

それから、代理回収実施後にインボイス帳票を発電所の地点ごとに後追いで送付されているのだけれども、これを紙じゃなくて電子データで運用していただきたいとか、そういったような要望が幾つかあったということでもあります。

こういった対応が必要な事項といたしましては、先ほどのトラブルとしてあった一部の発電者における発電側課金未払いの問題、発電側課金の制度・転嫁に係る情報周知の改善、一般送配電事業者に対する手続の要望改善ということでございますので、この後のパートで対応を検討するものでございます。

まず21ページで、一部の発電者における発電側課金の未払いということで、先ほどのアンケートにあったとおり、一般送配電事業者の代理で発電側課金を回収している発電契約者、小売電気事業者の複数の事業者から、回収先のごみ発電を持つ自治体である発電者から発電側課金の支払いに応じていただけないケースがあるというような情報提供がありました。

情報については、当該自治体の発電者が行う余剰電力の売電に係る入札におきまして、仕様書上で発電側課金の取扱いが明確となっていなかったということで、入札の終了後に両者の間に認識そごが生じて調整が難航したと。一部、自治体の支払い義務のある発電側課金を当該発電契約者が肩代わり負担せざるを得ないような状況もできているということでもございました。

こちらに対する対応でございますけれども、ごみ発電を行う自治体が加盟する関連団体、ごみ焼却余熱有効利用促進市町村等連絡協議会ですとか全国都市清掃会議に御協力をいただきまして、制度趣旨及び本事案を踏まえた発電側課金の取扱いに係る留意点について、同団体経由で会員自治体に既に周知文を展開させていただいているということで、538自

治体をカバーしているということでもあります。

この周知に先立って、事務局においてごみ焼却余熱有効利用促進市町村等連絡協議会の全国各地区の幹事自治体が集まる幹事会に出席をさせていただいて、本事案及び当該周知文について事前に説明も行わせていただいているということで、こうした周知に努めているということでございます。

24ページにございますとおり、こちらは事務局から小売電気事業者全731社に対しまして、本事案を踏まえた発電側課金の取扱いに係る留意点について周知文を展開させていただいておりまして、発電側課金の制度趣旨・概要について御理解いただくとか、余剰電力の売却に係る入札参加に際しては、説明会等で入札主催者に質問等をいただくこと。また、当該売却に係る仕様書上での発電側課金の支払いの位置づけを明確にし、小売電気事業者及び発電者双方の認識に齟齬が生じないようにすること、といったような点を周知させていただいているところでございます。

次に、発電側課金の制度・転嫁に係る情報周知の改善についてということで、発電側課金に関する情報はいろいろな場所に分散をしていて、見つけづらい、分かりづらいというような御意見がありましたので、電取委のホームページに発電側課金に係る資料及びQ&Aに掲載されたページを新たに作成させていただいて、電力・ガス取引監視等委員会のホームページのトップから同ページに簡単にアクセスできるようバナー・リンクの掲載を実施したという状況でございます。

発電者への説明に使えるような既存の発電者向けの説明資料を御用意いただければありがたいというような御意見もいただきましたので、こちらにつきましても関係小売電気事業者、発電事業者及び一般送配電事業者と協力の上、当該説明資料を作成中でありまして、完成次第、電力・ガス取引監視等委員会及び各一般送配電事業者のホームページに掲載することとしたいということでございます。

これも先ほどアンケートで一部ありましたが、卸電力市場の売電価格に発電側課金を入札額に含めることが可能であると認識していなかったのが含めていなかったという事案が複数あったので、過去の専門会合で、卸電力市場を含めた各市場で発電側課金の入札額に含めることは可能であるというのは整理済みでございますので、同整理内容を監視委のホームページに掲載をすることで、改めて周知を行ったところでございます。

3点目は一般送配電事業者に対する手続の改善要望についてということでございまして、前出のアンケート・ヒアリングで、発電側課金に係る一般送配電事業者に対する手続の改

善要望が複数寄せられているということでございまして、この要望をまとめて送配電網協議会及び各一般送配電事業者に共有をさせていただいて、その回答を以下に掲載させていただいているということでございまして、一定の改善は可能とする回答が確認されたものもありますし、一方で、今後その実施の可否も含めて継続的に慎重な検討を行う必要があるという回答も確認されているということでございまして、例えば28ページ、今見られているページでありますと、発電契約者と買い取り要件との相殺可否を判定して一般送配電事業者の結果を返却する際に、一部のエリアでプルダウン選択となっていて、一件ずつ個別に手作業するのが負担なので、他エリアとそろえてもらえないかというような要望がありました。これについては一般送配電事業者を確認したところ、他エリアと形式をそろえるというような回答を得ている、このような形で掲載させていただいております。

29ページの先ほども少し紹介いたしました、検針日ごとのファイルがエクセルファイルで作成されているエリアとCSVで提供されているエリアがあつて、効率化の支障になっているので、例えばエクセルに統一できないかというような声もありました。

これについては、一般送配電事業者から各新電力にもヒアリングをさせていただいているということでもありますけれども、大規模な事業者は、対応データはRPAで処理するのでCSVを志向しており、小規模事業者ではエクセルを志向しているなど、事業者の立場によっても差異があるので、統一化するとしても今後慎重な検討が必要というような回答になっておりますけれども、その他の支払い手続等のこうしたような要望についても各一般送配電事業者に伝達をしておりますので、今後、継続的に詳細な確認・検討をいただくこととしていくところでございます。

最後、次年度のアンケート調査等ということでございますけれども、今回のアンケート・ヒアリング調査によって、発電が小売に転嫁を実施したくても、小売が転嫁に応じないといった事案は確認されなかったということでございますが、発電側課金制度の運用に当たって一定の課題も確認されたということでございますので、当該課題の状況については、次年度のアンケート調査等においても調査項目に加えるなど、引き続き状況の確認を行うこととしたいということでございます。

私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す。

それでは、ただいまの2つの報告につきまして、皆様から御質問・御発言いただきたいと思っております。どうぞよろしくお願いいたします。

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、丁寧にどうもありがとうございました。私からは、需給調整市場の運用等について、数字の見方を教えてください。

私が興味あるのは、結局、需給調整力というのは適切に確保できているのかということに興味がありまして、需給調整市場としては未達がそれなりにあるのだけれども、余剰活用契約で調達できているからいいのかもしれないということもあるのですけれども、11月からルールを変更したということで、これからのことはもうちょっとデータがたまってから議論しなきゃいけないと思うのですけれども、余剰活用契約というのは、私の理解が間違っていたら申し訳なのですけれども、そのときに余剰だったら調整力として本当に使えるものなのかどうかよく分からないところが私にはあるので、そういう面も含めて十分に足りているのかということが気になります。

価格が出てくるのは需給調整市場だと思うのですけれども、約定量も価格もどんどん下がってきているように見えるのですけど、調整力が世の中全体として余っているのだったら価格も下がって別にいいと思うのですけれども、再エネがどんどん増えていく中で、私は調整力というのはどんどん足りなくなるんじゃないのかなというふうに思っていたのですけれども、このように価格が下がっていくことは本当に適切なのかというのは、ちょっと興味があります。

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。

それでは、山本オブザーバー、よろしくお願いいたします。

○山本オブザーバー　ありがとうございます。送配電網協議会の山本でございます。

発電側課金のアンケート等について御指摘いただきましたとおり、統一ができていない部分があるという点や改善すべき点につきまして、複数の事業者様から貴重な御意見を頂戴しまして感謝申し上げます。

御要望いただいているものの中には、見直すことにより他の事業者様にとって利便性が悪化してしまうものや、見直す場合には一送各社の現行システムの根幹部分や各社の運用にまで手を入れなければならないものなど、短期間で対応することが難しいものがあるということも事実でございますけれども、御指摘いただいた利便性向上は重要な観点であると認識しています。

いずれにしても、事業者様の御意向を踏まえつつ、各社のシステム改修タイミングや費用対効果も考慮した上で、優先順位にも配慮しながら継続的に検討してまいりたいと考えてございます。

私からは以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。

ほかに、御質問・御意見ございませんでしょうか。よろしいでしょうか。どうもありがとうございました。

それでは、山口委員から御質問もありました。事務局からコメント・回答をよろしくお願いいたします。

○黒田NW事業監視課長 山口委員、御質問いただきましてありがとうございます。おっしゃっていただいたように非常に重要な点だと思っていまして、まず御指摘のとおり、三次調整力②につきましては、市場の募集量を削減してきているということでもありますので、単価も費用も下がっているという状況でございます。それに伴って市場での調達が減った分については、余力活用契約で各一般送配電事業者が調達をしているものと認識をしております。これによって何か現状、調整力が不足しているとか需給逼迫に対応できなくなっている、そのような事態が生じているということは、今のところはないのかなというふうに認識はしておりますけれども、ただ調整力の調達費用全体を見たときに、市場と余力活用トータルでどうなっているかというところは検証が必要かと思っておりますので、こちらはエネ庁とか広域機関とも連携をしながら検証して見ていく必要がある課題であると認識をしているということでございます。

私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、本件につきましては報告事項でございますので、以上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、議題の4つ目となります。議題の4つ目は、「内外無差別な卸売にかかる子会社の対象外電源」となっております。まずは、事務局から説明をよろしくお願いいたします。

○石井取引制度企画室長 本日御確認いただきたい内容についてですけれども、2ページ目でございます。少し経緯を振り返りますと、これまでの専門会合で内外無差別な卸売の対象電源として、原則、コミットメントの主体である旧一電及びJERAが保有する電

源と、それらの子会社が保有する電源というふうに整理をしてきたところです。

一方で、例外としてですけれども、子会社が自身で建設した電源であって、小売に用いる部分についてその規模が小さく、競争を歪曲するおそれが低い場合を例示してきました。そして先月の専門会合では、子会社の保有電源で内外無差別の対象外となり得る電源の調査・分析結果を踏まえまして、事務局として、対象外とする子会社電源の考え方とその類型を提示して御意見をいただいたというところでございます。

本日は、事務局として子会社の対象外電源の最終的な基準案と今後の運用について整理をいたしましたので、御確認いただきたいと思います。

3 ページ目です。今申し上げた経緯と大部分が重複しますので割愛しますが、4. のみ御覧いただければと思います。先月の第3回の専門会合では、対象外電源について、エリアの小売市場における競争を歪曲するおそれが低い電力量に限定して、エリア内の小売販売総電力量に対して僅少な場合、数%未満という形で提示をしたところです。

これについて委員やオブザーバーから、数%の具体的数値について、コンマ何桁まで精査すべきといった基準値を過大に設定すべきではないといった趣旨の御発言や、規模僅少ゆえに対象外となり得る電源であっても、小水力等の非化石価値を有する電源種が存在するといった御発言がありました。

その上で、4 ページ目でございます。これは第3回の専門会合でお示しをした子会社の対象外電源の類型と具体的基準について、その数値を入れ込む形でアップデートしたものになります。ここに示しております（ア）から（エ）を対象外電源としまして、特に（ウ）の部分ですけれども、第98回の専門会合以前から既存契約が存在するといった電源を経過措置電源としまして、旧一電等の全ての子会社で、これに該当する電源の発電電力量の合計値がエリア内の小売販売総電力量の1%未満の場合、これに対象外とするというふうにしています。

また、（エ）でございますけれども、規模が僅少であることから小売市場における競争を歪曲するおそれが低い電源としまして、エリア内の小売販売総電力量の1%未満であり、当該電源の出力が環境アセス法における第一種・第二種事業に該当しないものという形にしております。

そして6 ページ目でございます。この対象外電源の判断をどのように実施するのかというのがこの6 ページ目でございますけれども、対象内、対象外の予見性を確保することが事業者にとっても大事になりますが、この点については、資料に記載しておりますとおり、

広域機関によって公表されております年度別・エリア別の需要電力量を用いまして判断していくこととしています。

さらに上から2つ目の●を見ていただければと思いますけれども、ここにありますように、小売市場の競争を歪曲するおそれが低いと判断する根拠を電力量の割合で定めていることから、コミットメント主体の旧一電等の保有電源についても、4ページ目の（エ）のi及びiiですけれども、これに該当すれば内外無差別な卸売の対象外とすることを許容するとしています。

7ページ目でございます。こちらは本日整理をしました子会社の内外無差別な卸売の対象外電源について、いつのフォローアップから適用するかというものについてお示しをしたものです。具体的には、上から2つ目の●にありますように、2025年度の上半期に実施します第9回のフォローアップから除外することとしています。

そのほかにも、子会社の電源であっても内外無差別な卸売の対象となるものの情報について、どのように事務局に提出していただくかといったその方法などを記載しております。

8ページ目でございます。最後のスライドになりますけれども、本日お示しした子会社の対象外電源の類型は現時点での整理でありまして、様々な環境変化に応じまして適宜制度を見直していくという可能性があります。第3回の会合では、委員の皆様、オブザーバーの方々から、規模が僅少であっても価値の高い電源種が存在するなどの御意見もありました。こうした点については、例えば当該電源の新規確保に要するコストなどの困難性なども勘案しながら、今後確認していく必要があるのではと考えています。

また、ちょうど昨日開催されましたけれども、電ガ小委等では、市場環境整備の在り方などについても議論がなされております。こうした昨今の環境変化も踏まえながら、必要に応じて内外無差別な卸売に係る評価基準や対象電源の考え方について検討していきたい、そのように考えております。

以上でございます。

○武田座長 御説明ありがとうございました。

それでは、ただいまの説明につきまして、皆様から御質問・御発言をいただきたいと思っております。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ますでしょうか。

それでは、松田委員、よろしくお願いいたします。

○松田委員 御説明をありがとうございました。私からは、簡潔なコメント、1点だけ御質問を差し上げたいと思っております。

全体としては、事務局の御整理に特に異存はございません。最後の御説明にありました小規模の水力に関しても、発電に対する投資インセンティブを削がないという観点から、今回は、1%の規模は僅少なので取り除くということかと理解しております。

御質問に関しましては、スライドの4ページ目の今回案ですけれども、ここで小売販売総電力量の1%未満というところに※3がついていまして、※3としては、JERAについては、結果として東京エリア、中部エリアでそれぞれ2%未満が内外無差別の卸売の対象外となるということで注釈がついているのですけれども、この点について、もう少しだけ御説明を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した。

それでは、二村委員、よろしくお願いいたします。

○二村委員 ありがとうございます。私も、おおむね御提案いただいた内容でよろしいかと思います。

1点、質問です。今後見直しをしていくということになっておりましたけれども、その際に、どういう電源が対象・対象外の電源に該当すべきなのかということを、ある意味現場の方から発信いただくのもいいのではないかなと思っていまして、電力に関係する事業者の方からの申立てのような形で、これは対象にするべきではないかというようなことを申立てができるような形にしてはどうかと考えたのですが、そのようなことができるのか、あるいはあまり好ましくないのか、もし御意見あればいただきたいと思います。

以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。

ほか、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、御賛同いただいた上で御質問と御提案・御意見がございました。事務局のほうでコメントいただければと思います。

○石井取引制度企画室長 ありがとうございます。まず、松田委員から御質問・御指摘いただいた点でございますけれども、今投影しています4ページ目の※3、ここについては、JERAの部分については2エリアにまたがっているということと、東京電力と中部電力がそのエリアにそれぞれいるということから、ここは特殊事情があるということで2%という形にしているというものでございます。

二村委員から御指摘いただいた件でございますが、まずは直近足元の状況を見ますと、昨日もそうでしたけれども、電ガ小委で内外無差別の今後の在り方についての議論がなされているという状況です。その中では事業者の方、産業界の方の御意見といった声も上がっておりますので、そういった点も勘案しながら、今後どのように進めていくかということとは検討してまいりたいと思っています。

以上でございます。

○武田座長 どうもありがとうございました。

それでは、本件につきましては、事務局案をお認めいただいたということ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、議題の5つ目、最後となりますけれども、「自主的取組・競争状態のモニタリング報告（令和6年7月～9月期）」に関しまして、事務局から報告をよろしく願いいたします。

○石井取引制度企画室長 続きまして、資料7でございます。こちらは、四半期に1回整理をして報告をさせていただいておりますモニタリングレポートでございます。今回は7月～9月までの3か月間のデータについてでございますが、今回から、レポート全体を見渡しましてサマライズしたものを、前半に2つのスライドとしてつけております。時間も限られておりますので、このスライドを中心に御説明したいと思います。

まず今期は、スポット価格が30円以上に高騰したのが、昨年同時期8回であったのに対して29回ございました。通常は、限界費用メリットオーダーの観点から、西日本のほうが東日本よりも低価格となる傾向があるのですが、7月～8月は気温も上昇、限界費用の低い電源の停止、台風10号による燃料制約がありまして、西日本のほうが高い市況が続きました。他方で、9月になりますと厳しい残暑で高い需要が継続する中で、中地域の連系線作業による市場分断が重なりまして、東日本側の価格高騰が継続したという状況にあります。

こうした市場価格の推移ですとか市場分断の状況、今夏の市場価格高騰の背景については、12ページ以降に特集として掲載をしております。

また、約定価格について見てみますと、スポット市場の約定量は704億kWhと。これは前年同時期と同程度ですけれども、他方で時間前市場の約定量は21億kWhということで、昨年の同時期に比べて1.3倍になっております。この背景には、事業者の方々の声を踏まえ、容量市場で容量確保契約を締結した旧一電が、供給力提供通知を受けまして時間

前市場へ供出したことが要因の一つではないかというふうに考えております。

先物市場でございますけれども、先物市場について見ますと、約定量は206億kWhということで、昨年同時期の5倍というふうになっています。取引の大半を占めるのはEEXですけれども、取扱商品に変化はございませんが、取引参加企業の増加によるというところが大きいかと考えています。これら約定量に関するデータは、6ページ～23ページにございます。

また、小売でございますけれども、小売市場については、域外みなし小売とその関連会社による供給が約4%と。前年同時期から0.7ポイントの増となっております。特に中国エリアについては、他のエリアと比較して高い状況にありまして、その他新電力のシェアについても増加傾向にございます。新電力の増加傾向をお示ししているものも57ページ～61ページにございます。

簡単ではありますが、以上でございます。

○武田座長 どうもありがとうございます。

本議題につきましては報告事項でございますので、御質問等につきましては、後刻、個別にお問い合わせいただきたいと思いますと思いますが、あえてここで御発言の希望がございましたら、お知らせ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。

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

○田上総務課長 ありがとうございました。

本日の議事録につきましては、案ができ次第送付を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4回制度設計・監視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——