

第6回制度設計・監視専門会合

日時：令和7年2月28日15:00～17:04

※オンラインにて開催

出席者：武田座長、松村委員、熱海専門委員、安藤専門委員、大橋専門委員、草薙専門委員、末岡専門委員、二村専門委員、松田専門委員、山内専門委員、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6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おります。

また、岩船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7つでございます。いずれも重要なものでございますので、早速、議題の1つ目から入っていきたいと思います。

議題の1つ目は、「内外無差別な卸売等のコミットメントに基づく評価の考え方（案）に関する意見公募手続の結果について」となっておりまして、資料3に基づき、石井室長より説明をお願いできればと存じます。よろしくお願いいたします。

○石井取引制度企画室長　よろしくお願いいたします。

早速ですが、2ページ目でございます。今回御確認いただきたい内容ですが、昨年10月のこの専門会合で、これまでの専門会合で整理いただいた、内外無差別な卸売に関する議論を整理しとりまとめた文書、これは過去の専門会合の場で委員の皆様にも、御確認いただいてセットしてきたものですが、要すれば、がっちゃんこしたもののですが、これについて御確認いただき、案としてセットいたしました。その案について委員会に諮った上で、昨年10月末から約1か月間、パブコメを実施したところです。

提出いただいた御意見は26件ありまして、そのうち7件はパブコメ対象の文書とはもとより無関係なもの、残る19件については、今申し上げましたとおり、本とりまとめがこれまでの専門会合の議論を整理するといった趣旨であることに鑑みて、直接的な意見ではないものでございました。したがって、この案で本専門会合としてはセットし、委員会に付議したいと考えております。

資料3-1をつけてございます。寄せられた御意見はこの資料3-1ですけれども、簡単に触れさせていただきますと、特に複数の御意見をいただいたものを中心にとっておりますが、例えば10ページ目にありますように、交渉スケジュールに関する御意見ですとか、13ページにありますように、調達価格の小売価格への反映といったものになります。

例えば、10ページのところでございますけれども、交渉スケジュールについては、内外無差別的に交渉スケジュールが設定されていたとしても、募集期間が十分ではない、10営業日でもなお短いといった御意見などをいただいております。

これについては、毎回のフォローアップで引き続き確認をしていくことになっていきますけれども、公共入札の入札公告の基準などに鑑みまして、専門会合で設定した期間をベースに決定するものの、10営業日以上を検討期間が設けられていれば必ず担保されるといったものではなくて、実績に内外無差別であると評価できることが重要であると考えております。

それから、13ページ目でございますけれども、小売価格への反映については、小売価格について全電圧の加重平均単価ではなくて、電圧別などで評価してほしいといった御意見をいただいております。

今回のとりまとめは、あくまでこれまでの専門会合でセットされてきたものを整理したものでありますけれども、パブコメにかけた対象文書の最後、とりまとめの終わりのところにも記載しておりますが、電気事業を取り巻く様々な状況変化に応じて、必要があれば所要の検討を行った上で、評価の考え方を見直していくとしています。

加えて、先般の専門会合でも、子会社が保有する電源のうち、内外無差別の卸売取引の対象外とするものについても御議論いただきました。この後の議題でも、エリア内供給制限について御議論いただきますけれども、こうした点も踏まえまして、今後も旧一電等の内外無差別な卸売について、引き続きフォローアップを行うとともに、評価の考え方についても必要があれば所要の検討を行った上で、見直してまいりたいと考えております。

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。

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えます。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。よろしくお願いいたします。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、パブコメを踏まえまして対応案について御賛同いただきましたので、事務局案のとおり、次回以降の電力・ガス取引監視等委員会に付議することといたします。事務局は、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2つ目となります。「内外無差別な卸売におけるエリア内限定供給について」となっております。引き続き、資料4に基づき、石井室長より御報告をよろしくお願いいたします。

○石井取引制度企画室長 承知しました。

続いて、御議論いただきたい内容でございます。昨年12月に開催されました電ガ小委で、新たな課題、ニーズへの対応として、社内外無差別に反しない限りにおいて、卸取引の一定量、標準メニューによる卸売の場合は卸売総量の5割まで、かつ、電源を特定した卸売の場合は当該電源の卸売量の2割までは、エリア制限等の条件を付与することを認めるとしてはどうかといった提案がなされました。

この議論を受けまして、内外無差別な卸売取引に関する評価を所掌しております電取委において、エリア内限定供給の取扱いについて、具体的な考え方を検討していく必要がございます。本日は、この考え方や事後のフォローアップの方向性について御議論いただきたいと考えております。

3ページ目でございます。今申し上げましたように、電ガ小委で5割、2割の話がなされましたが、次のスライドでお示ししますけれども、こうしたエリア内供給制限を設ける場合、その設定値と当該エリアの新電力シェアの大小関係によりましては、内外無差別上の懸念が生じる蓋然性が変化するものと考えております。例えば、新電力シェア以上にエリア内供給制限を設定して、相対交渉で販売した場合、新電力シェアを超えた部分については、実質的に旧一電等の自社小売のみが購入可能となって、新電力よりも有利な状況で交渉できるといった状況になり得ます。このため、エリア内供給制限を設定するとしても、その多寡によっては内外無差別に係る評価について軽重を設けるといった措置が必要ではないかと考えております。

また、相対卸については、3ポツに示しておりますけれども、主に①から④の4つの販

売方法があります。この点を踏まえまして、精査する必要があると考えております。

4 ページ目でございます。これは、おのおのの販売方法について、エリア内供給制限の設定値を新電力シェア以下とした場合、新電力シェア以上とした場合の懸念点について記載したものでございます。

まず、左3つのブローカー制、入札制、相対交渉については、新電力シェア以下であれば懸念はないと。その一方で、新電力シェア以上の場合は、記載しておりますように、懸念が生じます。例えばブローカー制であれば、売れ残りについて、事後的に価格を下げるような販売方法を取る場合、圧倒的な需要量を持つ自社小売は安価に購入可能となります。また、一番右の一律価格で販売する場合は、新電力シェア以下、以上にかかわらず、購入希望量をプロラタで配分する場合は、募集量によりましては実質的に自社小売に有利となる場合があります。

ただ、いずれの販売方法も、懸念が生じる場合であっても、その下に対応例として記載しておりますけれども、こうした措置が取られていれば、実質的に自社小売に有利な条件にはならないものと考えております。

5 ページ目でございます。したがって、今申し上げたエリア内限定供給に係る懸念を踏まえますと、エリア内供給制限を付した電力量が新電力シェア以下の場合、厳密には当該エリアにおける前年度ないしは前々年度の新電力の販売量以下の場合ですけれども、一律価格で販売する場合を除きまして、エリア内供給制限を付与したこと自体について内外無差別上の観点からの問題はないと、つまり、セーフハーバーとして扱ってはどうかと考えております。

それ以外の場合については、発電事業者の工夫次第で内外無差別上の問題を生じないケースもありまして、したがって、事後のフォローアップを充実させて、その中で事業者の説明や証憑類の提出を求めて、販売方法の適切性について確認することとしてはどうかと考えております。

その上で、事後のフォローアップの方向性や確認プロセス等をお示ししたものが6 ページ目でございます。

まず、その表にありますように、新電力シェア以下の場合は、ブローカー制から相対交渉まではセーフハーバーとして問題なしと。他方、それ以外の△としているところにつきましては、事後のフォローアップにおいて販売方法の適切性について事業者から説明を求めることとなりますけれども、下の方にございますが、現行の確認項目に対しまして、赤

字下線を付したプロセスを追加で実施していくものと考えております。例えばブローカー制であれば、取引ログ等の開示を電取委として求めたり、一律価格であれば、購入希望量の上限の設定有無などを確認することになると考えております。

続きまして、7ページ目でございます。これまで御説明した内容を踏まえまして、今の評価基準の改定案を示したものが、このページと次の8ページ目となります。

まず、現行の確認項目15では、エリア内での供給を前提とした条件がある場合、内外無差別となっているか、実質的に自社小売に有利な条件となっていないかを確認することとしまして、社内外の卸契約ともにエリア内供給を前提とした条件がなければ◎と評価するようにしています。

さらに、エリア内供給制限を設けている場合であっても、社外との卸契約について合理性なくエリア内供給制限を設けているものについては×とし、それ以外については○と評価することとしています。

これを、今回、右のように改定したいと考えています。例えば◎については、社内外の卸契約ともにエリア内供給を前提とした条件がない、または、社内外の卸契約ともにエリア内供給を前提とした条件があったとしても、その条件が実質的に自社小売に有利となっていないとしています。

続けて、8ページ目でございます。評価に当たっての留意事項ですが、右側の改定案に赤字追記していますように、先ほど御説明しましたとおり、一律価格で販売するケースを除いて、新電力シェア以下かシェア以上かで扱いが変わります。そして、一番下ですけれども、電ガ小委で整理されている内容を記載しております。

9ページ目でございます。今申し上げましたような案で進めていきますと、1つ論点が生じまして、それは、同一エリアにおいてコミットメントを行う旧一電等が複数存在する場合、当該旧一電等にとってセーフハーバーとなる相対卸の販売電力量について、新電力の販売量を基に、いかに按分して設定すべきか、といったものです。

この点については、当該エリアにおける前年度、もしくは前々年度の新電力の販売量を各社の公表済卸販売電力の比率で按分して算出することとしてはどうかという案です。

具体的なイメージは、10ページ目になります。その下に表がございますけれども、X社は2つのエリア、A・Bに対して卸している事業者、Y社はAエリア、Z社はBエリアですけれども、X社のAエリア、Bエリアそれぞれへの卸売分を、それぞれのエリアの小売販売電力量を用いて按分して算出します。その上で、X社のAエリアにおけるセーフハー

バーは、X社のAエリアへの卸分とY社の卸販売電力量をベースに按分するといった考え
方です。

これはあくまで例示でありまして、事後のフォローアップの際、該当する旧一電等に対
しては、その値の合理性について説明を求めることとします。また、算定に用いる情報に
ついては、電力取引報ですとか監視委で公表しておりますモニタリングレポートといった
公表されている値を用いることとします。

11ページ目でございます。最後に今後の進め方ですけれども、本日御意見をいただきま
して、その御意見を踏まえまして、次回以降の専門会合において、つい先ほど、パブコメ
結果を御説明して、一旦セットさせていただいた内外無差別な卸売等のコミットメントに
基づく評価の考え方の改定案を、その後、提示して、御確認いただきたいと。そういうプ
ロセスで進めてまいりたいと考えております。

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。

それでは、ただいまの説明につきまして御質問、御意見がございましたら、チャット欄
で御発言の希望をお知らせいただければと思います。よろしくお願いいたします。

まずは委員の先生方の御意見をお待ちしたいと思います。委員の先生方、御発言の希望
はございませんでしょうか。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、内外無差別について議題として本日取り上
げられている点、いろいろ御検討いただいて、ありがとうございます。幾つか気づ
いた点を申し上げます。

1つは、今回、観点のFということで、エリア内限定供給についてお示しいただいてい
るわけですが、販売方法の適切性という、本来、内外無差別というのは、その取引契約の
在り方が、自社の内側と外側で同等であるということがそもそも前提であって、それは契
約条件、これは価格も含むものだと思っていますが、今回の量について閾値が置かれてい
るのですが、そもそも内外無差別と量というのはそれほど関連したものではないのかなと
思っています。具体的には、新電力のシェアの多寡というものがありますけれども、卸取
引の量が新電力のシェアと比較してどうあるかということと、内外無差別が販売方法とし
て適切性を担保しているかというのは、本来関係が乏しい話だと思っています。

そういう意味でいうと、販売方法の適切性と今日の話は切り分けたほうがいいのではな
いかと思っています。それが1点目です。

2点目は、今回のFの評価基準の改定案でいただいた点、7ページ目ですけれども、改定案においては◎があるわけですが、この◎は当然として、この○についてなのですけれども、実質的に自社小売に有利な条件となる合理的な理由がある場合は、その自社小売に有利な条件で供給せざるを得ないということなので、事実上、内外無差別をやろうと思ってもできない合理的な理由があるということですから、これは◎になるのではないかと思います。○は、そもそも◎になるという形で、そういう意味でいうと、◎と×しかないのではないかというのが、この評価案について私が感じる点です。

3点目ですけれども、今回評価のFについていただきましたが、全体として評価のAからNまであったと思いますけれども、全体を通じて内外無差別については一旦見直しの確認をしていただく必要があるのかなと思っています。

以上です。ありがとうございます。

○武田座長 ありがとうございます。ほかいかがでございましょうか。それでは、公正取引委員会様より、よろしくお願いいたします。

○福田オブザーバー 公正取引委員会調整課長の福田と申します。よろしくお願いいたします。本件について一言申し上げさせていただきたいと存じます。

本件は、社内外取引の無差別に反しない限りにおいて、卸取引の一定量についてエリア制限などの条件を付与することを認めることにつきまして、電力・ガス取引監視等委員会様から内外無差別に係る評価の考え方の御提案がなされたものと承知しております。

また、公正取引委員会のほうでは、経済産業省さんと共同で、適正な電力取引についての指針の改定を適時行っておりまして、昨年11月には、旧一般電気事業者等がほかの小売電気事業者との相対契約の中で、取引制限条件を設定することについて、独占禁止法上の考え方を示すための改定を行いました。

同指針で示した独占禁止法上の考え方のうち、エリア内限定供給、すなわち旧一般電気事業者等がほかの小売電気事業者に対し、自社エリア外への供給を制限する条件を設定することにつきましては、それ自体が直ちに独占禁止法上問題となるものではございません。

一方で、当該条件を設定することで、小売電気事業者が排除される、または小売電気事業者の取引機会が減少するような状態をもたらすおそれが生じる場合、一般的に言われております市場閉鎖効果が生じる場合には、独占禁止法上問題となるものと整理しております。

市場閉鎖効果につきましては、取引の対象、地域、対応等に応じて、当該行為に係る取

引及びそれにより影響を受ける範囲を検討した上で、行為者の市場における地位、取引先、事業者の事業活動に及ぼす影響等を総合的に考慮して、個別事案に応じて判断するものでございます。

例えば、新電力がエリア内限定供給の条件が設定されていない電力を、旧一般電気事業者等から十分に調達することが困難になるなどの事情が生じるか否か、あるいは、そのような事情が生じた場合に、新電力の事業活動にどのような影響が生じるかといった観点を踏まえて判断することとなりますので、電力・ガス取引監視等委員会様から本日御説明があった内外無差別に係る評価とは判断の枠組みが異なっております。

このため、旧一般電気事業者等の皆様におかれましては、エリア内限定供給条件を設定するに当たって、独占禁止法上の懸念が生じるといったおそれがある場合には、当委員会の経済取引局取引部相談指導室のほうに事前に御相談いただければと思います。

以上になります。よろしくお願いします。

○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。事務局の整理は合理的だと思いますので、支持します。

まず、委員から、新電力のシェアで頭を整理するとの事務局案に対して、それと内外無差別が関係ないという議論が飛び出してきたのですが、これについては、エネ庁の会議でもちゃんと理由は説明されていると思います。関係ないというのであれば、その理屈のどこがおかしいのかをちゃんと言っていたかないと、理解に苦しみます。

具体的に言うと、例えば新電力のマーケットシェアが2割しかない状況で、エリア限定が5割で設定されたとすれば、その2割のシェアを急激に伸ばすということが予想されていれば別なのですが、5割分、エリア限定がされていて、旧一以外のところは2割分しか最大でも買う需要がないという状況下だったとすると、残り3割は事実上、旧一般電気事業者の小売部門しか買えない状況になる。ここから、ある種、実質的に内外無差別になっていない、そこしか買えないというのはサブスタンシャルな量残るというような状況になるのは、実質的に内外無差別でない可能性がある可能性も考えられて、それでこういう整理になっているのだろうと思います。

私自身は、それはそれでちゃんと理由はある。それを超えていたら、それでどんな理由があってもアウトにするとの整理になっているなら別ですが、そういうところについて重点的に見るのは、とても合理的な整理だと思います。したがって、私は、事務局の

整理が、理屈として正しいと思います。

次に、今回丁寧に、ブローカー制、入札制、いろいろな実際にやるやり方に応じて書かれているわけですが、この売り方も売り手が決められると思います。その上で、新電力のマーケットシェアを下回るようなエリア限定だったとしても、一律価格だと問題になり得て、事後的に見られるという整理をしてしまうと、このメッセージが、一律価格はある意味望ましくないというメッセージになってしまわないかと懸念しています。

丁寧な説明があったと思うのですが、例えば対応例として、募集量を超えるようなプロラタで配分し、なおかつ募集量を超えるような購入希望は認めないということをすれば、その懸念が大きく後退するということなのですが、例えば募集量というか売の量の上限が100というときに、そもそも一律価格だからといって100を超えるようなオーダーを出すということ自体、すごく変だし、プロラタでやるとしても、募集量が100だとすると、100を超えた注文の部分は考慮しなくて、100とみなして、プロラタをやれば、ここで書かれたような懸念は解決するはずで、比較的簡単なやり方で解消するやり方はあると思います。

そうすると、一律価格がいいと言っているわけではないのですけれども、一律価格は大きなデメリットもあるわけですが、一方で、一番透明性が高いとも言えるもので、これが今回の整理によって実質的に事業者から選ばれなくなってしまうというか、排除されてしまうということになるのはまずいと思います。これは一律価格に対してとてもネガティブなメッセージを発しているのではないということは確認しなければいけないと思ったので、もちろん事務局の説明はそうなっていると思いますが、念のために発言しました。

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。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 内外無差別の視点から少し離れる意見になってしまうかもしれませんが、エリア内限定供給が広域でサービスを展開する事業者や競争環境に与える影響の観点も含めて少し御発言させていただきます。

今回の議論は、年末の電ガ小委での議論を受けての議論と認識しておりますけれども、その際には委員の先生から、卸売取引に条件設定する目的ですとか取引条件を設定することによる電源としての使い勝手に関する御指摘があったと認識しております。

その上で、例えば経済合理性の観点で考えますと、発電部門としましては、エリアを限定せずに販売したほうが取引条件としてはシンプルであって、購入希望者も増加して、価

格も高く販売できるのではないかと考えますけれども、それにもかかわらずエリアを限定して販売するというのは、電ガ小委でも議論があったように、価格以外の別の目的が存在しているのではないかと考えます。

自社グループのみに有利に販売する目的ではなくて、安価になったとしても、エリアを限定して販売するには、それなりの理由や目的があると思いますので、まずはその確認が必要ではないかと考えます。

その上で、エリアを制限して販売した電源と、エリアを制限せずに販売した電源の価格や電源種別、それから入札回数の大小ですとか、入札期間の長短など、入札条件に差が生じていないか、条件設定の前提となる諸元のチェックですとか、実際の入札条件を詳細に確認する必要があるのではないかと考えております。

また、エリア限定にした電源の卸売先に、実際に電力の卸売が行われたかどうか、目的どおりの利用がされているかといった事後の実績検証を行って、結果として、自社グループ内で有利な条件に利用されていないか、広域でサービスを展開する事業者が購入することの阻害要因になっていないか、そういった厳格な検証も必要ではないかと考えました。

以上でございます。

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

どうもありがとうございます。それでは、事務局からコメントをいただければと思います。

○石井取引制度企画室長 どうもありがとうございます。まず、大橋委員からいただいたコメントですけれども、本日、皆様からいただいた御意見も踏まえまして、次回以降、改定案をお示ししていくということにしておりますけれども、量によらず、社内外で内外無差別が大事というのはそのとおりでございます。その上で、内外無差別に係る懸念の蓋然性が新電力シェア以下と新電力シェア以上で異なると考えておりまして、その観点から、監視の軽重について、すなわち差異をしっかりと設けていく必要があるのではないかとということでございます。

それから、確認項目の15番のところで、○の話がありましたけれども、○については、想定されていないものを拾えるようにといった趣旨でもございますが、どのようなものが当たるのかという事例として、今ぱっとお答えするものがございませんので、考えてまいりたいと思っております。

それから、議題1でもお話をしましたとおり、子会社保有電源の話も含めて、他の評価

項目がございますので、今後、確認項目の全体像ということを改めて改定する際ですけれども、お示ししていきたいと考えています。

それから、松村委員からコメントいただきまして、どうもありがとうございます。御指摘いただきましたように、一律価格でありまして、対応例、これはあくまで例示でございます。最終的には、事業者の創意工夫といったものがあるかと思っておりますけれども、一律価格の場合であったとしても、新電力シェア以上、以下にかかわらず、内外無差別な卸売ということが十分対応可能ではないかと我々としては考えております。この点については、事後監視の中でしっかりと見ていくということだと思っています。

それから、小鶴オブザーバーからいただいた御意見ですけれども、自社エリア、つまりエリア内限定といったものが、こういった形で設定されたのか、その背景については、申し訳ありません、電ガ小委の中での議論となりますけれども、エネルギー政策の観点から出てきているものと捉えております。その上で、入札条件など細かい条件についても、確認項目15のみならず、他の項目、全部で約30項目ございますので、その事後監視の中でしっかりと見ていく、フォローアップの中で見ていくということだと考えてございます。

簡単ではありますが、以上でございます。

○武田座長 ありがとうございます。それでは、事務局長、どうぞ。

○新川事務局長 事務局長の新川でございます。

公正取引委員会、福田課長、コメントありがとうございました。参考にしながら、対応させていただきたいと思います。

以上でございます。

○武田座長 ありがとうございます。それでは、先ほど御発言ありましたように、本日はいただいた御意見を基に考え方の改定プロセスを進めていきたいと思いますので、事務局におかれましては、そのように進めていただきますよう、よろしくお願いいたします。ありがとうございます。

それでは、続きまして、議題の3つ目となります。「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。資料5に基づき、黒田課長より御説明いただければと思います。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、説明をさせていただきます。「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す。

2ページでございますけれども、本議題につきましては、これまで9月以降、5回にわ

たって議論を行ってきてございます。前回の会合では、B Gへのヒアリング結果の御報告ですとか、補正インバランス料金C値・D値及び累積価格閾値制度並びにインバランス料金の予測に資する情報公表について議論を行い、委員等から様々な御意見をいただいたということでございます。

今回、前回いただいた意見等を受けた論点の整理と、その中の一部論点についての考察を行わせていただいております。また、需給逼迫におけるB Gの余剰インバランスの発生状況の分析ですとか、発電事業者へのヒアリングの実施、それからインバランス料金の情報公表の拡充等について検討を行っておりますので、これらの内容について御議論いただければと思っております。

4 ページが、前回様々な御意見をいただいた論点を分類したものということで、大きく5 つあったかと思っております。1 つはC 値の見直し、2 つ目が、C 値引上げにより需給逼迫時に保守的な発電計画を作成して、実需給で余剰インバランスを発生させる事業者がいるのではないかという点、3 つ目がD 値の見直し、4 つ目が累積価格閾値制度、5 つ目がインバランス料金制度と容量市場との関係ということです。このうち、本日は、2 と5 について検討を行わせていただいているということでございます。

次のページ以降、それぞれの論点について、前回御意見いただいたところを載せさせていただいております。本日御議論いただく、まず論点2 については7 ページでございますけれども、C 値引上げによって、意図的に需給逼迫時に発電計画を低めに抑えて、余剰インバランスを高値で買い取ってもらうような事業者がいるのではないか。そういうインセンティブを強めてしまうのではないかという点について、複数の委員から御意見をいただいたということでございます。

それから、論点5 のインバランス料金制度と容量市場との関係という点につきましても、10 ページでございますけれども、委員から、インバランスだけで需給の問題を解決するわけではないと。容量市場できちんとピーク需要に合った電源は確保されているはずなので、それとセットでインバランスの制度も考えるべきではないかといった御指摘もありましたので、この関係を改めて整理させていただいているということでございます。

それでは、11 ページ以降で、需給逼迫時の保守的な発電計画の作成等についてという点についての御説明に入らせていただければと思います。

まず、11 ページは、もう皆様には釈迦に説法でございますけれども、発電計画についてということでございます。下に前日以降のスポット市場約定後の計画提出から実需給まで

の流れというものを図で示させていただいてまして、発電事業者、小売事業者、それぞれがスポット市場との取引後に、発電事業者であれば発電販売計画、小売事業者であれば需要調達計画を策定し、その後の時間前市場等の取引に合わせて計画の変更を行って、ゲートクローズ時点で計画を確定させると。このときに発電計画と販売計画、需要計画と調達計画は原則一致が求められているということでありまして、ゲートクローズ後は、一般送配電事業者が計画と実績の差をインバランスとして、調整力を用いて調整し、精算するという流れになっているということでございます。

この中で、保守的な発電計画とは何かということでございますけれども、2ポツにあるとおり、基本的に、発電事業者は販売した量の販売計画に応じた発電計画を策定し、これに対して確実な発電を行うことを行っているということございまして、販売計画の内訳としては、主に相対契約分とスポット市場等の市場での販売分ということになるかと思っております。

これらのうち相対契約分につきましては、あらかじめ契約をしている分に基づいて顧客への電力供給を行うということでございますので、需給逼迫時に保守的な発電計画を計画する余地はないものと考えられるということでもあります。

一方で、スポット市場等への販売分については、入札義務が課されている部分を除けば発電事業者は管理可能でありますので、したがって、需給逼迫時の保守的な発電計画とは、基本的には、発電事業者がスポット市場等への販売を抑制することを意味すると考えられるのではないかとございまして。

その前提で、13ページでございますが、発電事業者が需給逼迫時にスポット市場等への販売抑制が可能かどうかという点の考察となります。

まず、旧一電・J E R Aの場合でございますけれども、これにつきましては、適取ガイドラインで、スポット市場において市場支配力を有する可能性の高い事業者については、余剰電力の全量を限界費用に基づく価格で入札することが強く求められると規定がございますので、この適取ガイドライン上の市場支配力を有する可能性の高い事業者に該当する旧一電・J E R Aについては、規律上、スポット市場での販売抑制は困難であると考えられます。

これに加えて、旧一電やJ E R Aが保有する多くの電源については容量市場において収入を得ておりまして、こうした電源については、需給逼迫時には、容量市場のリクワイアメントにより、時間前市場等への入札が求められると。さらに、余力活用契約を締結して

いる電源については、ゲートクローズ後の発電余力は一般送配電事業者から調整力として上げ指令されれば、V1 価格、限界費用+10%以内で精算させるということでございますので、こうした電源については、意図的に余剰インバランスを発生させ収益を得ることも困難であると考えられるということでございます。

以上のように、旧一電・JERAについては、保守的な発電計画を作成して、実需給で意図的に余剰インバランスで利益を得るといようなことは難しいと考えられるということでございますが、適取ガイドライン上の市場支配力を有する可能性の高い事業者に該当しない新電力等についても、まず容量市場で収入を得ている電源については、容量市場のリクワイアメントや余力活用契約を締結していることにより、需給逼迫時のインバランス料金が高い時間帯において、意図的に余剰インバランスを発生させ収益を得ることも困難であると考えられると。

一方で、新電力等が保有する電源のうち、容量市場で収入を得ていない電源については、スポット市場等への販売抑制が可能であり、理論上、保守的な発電計画をつくることができると考えられるということでございますが、このような電源は量としてはそれほど多くない、限定的であると考えられますので、仮にこうした電源において何らかの問題が発生する場合には、事後の監視において、インバランスの発生状況を監視するなどして対応していくことになると考えられるということでございます。

15ページについては、この件について実際に発電事業者ヒアリングをした結果を載せております。

1つ目のポツは、旧一電等にヒアリングを行ったものでございまして、これは先ほどの旧一電・JERAについてというところで御説明したような内容の回答があったということでございます。

2ポツのほうですが、同様に新電力にもヒアリングを行っておりまして、その中では、例えば、需給逼迫が予測される局面では、不足インバランス回避の観点でスポット市場価格よりもインバランス料金のほうが高いとなる場合には、スポット市場に売り入札を行わずに余剰インバランスを出すということが考えられるというような回答が一部あった一方で、別の新電力からは、スポット市場で売り惜しみを行って、意図的に余剰インバランスを発生させて収益を得るというのはモラルハザードであり問題であるという認識なので、こういう行為は現状のC値200円でも生じ得るものではあるけれども、やらない事業者は600円でもやらないというようなことです。C値と保守的な発電計画の因果関係ではない

のではないかなというような回答もあったということでございます。

16ページは、以前出したものでございますが、7月8日の東京エリアで発電BGの状況の確認ということで、左側は旧一電・JERA、右側がそれ以外の事業者でございまして、オレンジが余剰インバランスでございます。旧一電・JERA以外のほうで、逼迫時に余剰インバランスが多く出ているのですけれども、これは追加供給力対策として、安定電源への電気の供給指示が発出されていたことによるものと推察されるところであります。

今回、17ページの分析を新たに追加しておりまして、昨年7月8日の東京エリアにおける発電BGのインバランス比率の度数分布表をつけさせていただいております。2つ目のポツになりますけれども、東京エリアの発電BG412者のうち、当該時間帯で20%以上の余剰インバランスを発生させていたBGが約18%存在しているということが確認されているのですけれども、これらのBGのインバランス要因を確認したところ、先ほど申し上げた一般送配電事業者からの供給指示によるものですとか、これは前回も需要BG側の行動として御紹介したところではありますが、需要BGと発電BGの両方に所属している事業者が、需要側の不足インバランスの影響を軽減するために、発電側で余剰インバランスを出したケースであったということでございます。

次に、18ページ以降は、インバランス料金制度と容量市場との関係という論点になります。

18ページは、需給逼迫対応の基本的な考え方ということでございまして、2024年度以降、容量市場開設以降で、広域予備率が8%未満となる場合には、容量市場の需給逼迫時のリクワイアメントによる市場応札の増加や、インバランス料金が高騰することによる自発的な同時同量の達成を促す仕組みで対応することとされておりまして、すなわち、発電事業者には、容量市場のリクワイアメントにより供給力を供出させ、小売事業者には、インバランス料金制度により事業計画を精緻化させ、需要に応じた供給力の調達を促すという、供給側、需要側の両輪での対応を期待した制度設計になっているということでありまして、こちらの考え方は、現在の補正インバランス料金制度の検討がされていた2019年時点で、既に議論がされていたものであります。下に資料も抜粋しておりますが、これは2019年8月の資料として抜粋をしているものでございます。

21ページに行っていただきまして、容量市場での供給力の確保量についてということでございます。前のページまでのとおり、需給逼迫時には容量市場のリクワイアメントによって、発電事業者に対して必要な供給力を供出させることとなっております。

この供給力の確保量については、実需給年度の4年前に実施される容量市場の約定処理、メインオークションで決定されるということですが、3ポツにある目標の調達量については、最新の供給計画における実需給年度の全国H3需要に偶発的な需要変動対応分、これは例えば電源の計画外停止ですとか需要の変動分です。それから持続的需要変動対応分というのは、景気の変動によるものといったものです。さらには厳気象対応分、稀頻度リスク対応分、追加設備量など、いろいろなケースを想定して加算したものとして設定されているということであります。

また、メインオークション実施後の想定需要や供給量の変化を踏まえて、必要に応じて実需給年度の1年前に追加オークションも実施されるという仕組みになっております。

このように、容量市場を通じて需給安定上、必要な量の供給力が基本的に確保される仕組みとなっていることから、これらが安定的に稼働し、発電事業者、小売事業者、一般送配電事業者の各プレーヤーが適切に行動していれば、想定外の事象等が発生しない限り、広域予備率は安定的な水準を維持して、補正インバランス料金が上昇することはないと考えられるところでございます。

一方で、電源トラブル等によって容量市場で確保した電源が稼働しない場合ですとか、小売事業者の需給予測が大外れをするといったケースで、本来必要な電源の稼働があらかじめ確保されない場合など例外的な事象が発生することもあり得ると。その場合、供給力が不足または需要が増加するため一時的に広域予備率が低下しますが、一般送配電事業者による追加供給力対策が発動するため、一般的には、一定期間後に広域予備率は回復し、インバランス料金の上昇は一時的なものとなると考えられるということでございます。

広域予備率が3%に近いような低い水準においては、一般送配電事業者があらゆる各種の追加供給力対策を行うこととなりますけれども、こうした措置を行ってもなお、広域予備率が改善せず供出可能な供給力が出尽くしたというような場合には、かなりの稀頻度であることが想定されますけれども、容量市場では確保されていない新たな供給力を供出させることが必要となり、そのインセンティブがC値ということかと考えております。

また、広域予備率が低い水準での追加供給力対策中に、系統利用者が適切な需給一致の行動を取らなければ、一般送配電事業者による追加供給力対策のコストがかえって膨らむこととなりますため、系統利用者には需給状況を踏まえた同時同量インセンティブを与えることが必要と。

すなわち、インバランス料金制度の役割は、容量市場において必要な供給力が確保されていることを前提とした上で、需給が極めて厳しい状況においては、補正インバランス料金を通じて、容量市場で確保されていない新たな供給力の供出のインセンティブを与えるとともに、系統利用者に需給状況を踏まえた同時同量インセンティブを与えることを求めるものであると考えられるということで整理をさせていただいております、こちらは容量市場の開設前から同じ考え方であると考えております。

次に、情報公表についてというところで、簡単に御説明させていただきます。

25ページでございますけれども、インバランス料金等の情報公表に係る拡充の検討ということで、前回の会合でB Gへのヒアリングで出てきた情報公表の拡充の要望について御紹介しております、委員、オブザーバーからも時間前市場でのエリア別の入札情報ですとか、H J K Sの情報拡充などの必要性について、御意見をいただいたところでございます。こうした情報拡充については、日本卸電力取引所などの関係機関等と検討を進めていくこととしたいと考えております。

また、現在のインバランス料金に係る関連情報公表については、一般送配電事業者、送配電網協議会、電力広域的運営推進機関の努力によって、インバランス料金の情報だけでなく、系統の需給に関する情報ですとか調整力に関する情報など多岐にわたっておりまして、その公表タイミングも多くの情報が、実需給終了後30分以内などタイムリーに公表されているということでございますけれども、今後、このようなインバランス料金に係る関連情報についても検証を行って、必要に応じて情報開示の改善を検討することとしてはどうかと考えているところでございます。

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、本件につきましては、御欠席の岩船委員より意見書が提出されておりますので、事務局より読み上げをお願いできればと思いますが、よろしいでしょうか。

○田上総務課長 事務局のほうから岩船委員からいただいております意見書を読み上げさせていただきます。

資料5に関して、C値の引上げがもたらす副作用については、慎重に検討していただきたい。

ページ14、15。余力活用契約を有する支配力のある旧一電系の電源が、保守的な電源計画ができないというのは理解できるが、余力活用契約を全ての電源が結んでいるわけでは

ないのではないか。そのような調整できない電源の比率はどのくらいか。そういう電源に関しては、保守的な電源計画により、C値の引上げによって高額な余剰インバランスで収益増が狙える可能性は当然出てくる。C値の引上げがそういう行動を誘発するリスクを増やすということは認識される必要があるし、そこをしっかりと監視する必要がある。

ただ、本来の保守的な計画なのか、意図のある計画なのかは、判断が難しい可能性もある。難しいからこそ、ある程度C値はフィージブルな水準に収めておく必要があるのではないか。

21ページに関してです。想定外な事象が発生しない限り、広域予備率は安定的な水準を維持し、補正インバランス料金は上昇しないという記載があるが、C値の引上げは、広域予備率3%以下のときだけではなく、3から8%のときの値にも影響し、補正インバランス料金は上昇する。前の夏にも広域予備率はその範囲には入っていると思う。その結果、市場調達の需要側の行動も変わり、スポット価格にも影響するので、インパクトが限定的とは言えないのではないか。

これまで過去数回、同時同量を維持するための時間前市場におけるBGの行動変容を期待するという趣旨の下、説明があったが、事務局のこれまでの整理は、200円では不足だったということに対する説明としては十分に納得できるものではなかった。

もちろん、C値を上げれば、容量市場では確保されていない新たな供給力というものが出てくる可能性を完全に否定することはできないので、ここは水かけ論にはなるが、1万円/kW年で実装できるDRはあっても、300円/kWhで実装できるDRが本当にあるのか疑問が残る。DRポテンシャルに関しても、もう少し精査が必要ではないか。

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、参加者の皆様に御議論いただきたいと思います。御質問、御意見ございましたら、チャット欄で発言希望をお知らせいただければと思います。それでは、草薙委員、よろしくお願いいたします。

○草薙委員 草薙でございます。御説明ありがとうございます。

前回の専門会合で、私も含めまして複数の委員から御指摘がありました、C値引上げによって需給逼迫時に保守的な発電計画を作成して、実需給で余剰インバランスを発生させるのではないかとこの論点につきまして、今回事務局から非常に丁寧な考察をいただいたことに厚く御礼申し上げます。その上で幾つか意見を述べさせていただきます。

まず、この資料5の15ページで、旧一電等のヒアリング結果にて、余力活用契約を締結

しているので、高額なインバランス料金でもうかることにはならないとの御説明まで理解いたしました。今回の説明、全て合理的だと考えます。

なお、先ほどの岩船委員からの御指摘にも関連するのかなと思いますけれども、広域機関による容量市場の約定結果の公表資料では、調整機能のない電源、つまり余力活用契約を締結していない電源も少なからずあることが示されているところでございます。そのことを勘案しますと、旧一電・JERA等の大規模事業者については全て余力活用契約があるから恣意的な運用ができないと言い切ってもいいのかどうか、引き続き、定量的な精査が必要ではないかと考えます。

そして、より重要な点としまして、この15ページの2つ目のボツなのですけれども、やはり事業者はモラルハザードを起こしてはならないという意識は持ちつつも、利潤追求のメンタリティーのはざまに陥るということがあろうかと思います。すなわち、今回の事務局の考察で、一部の調整機能がない電源を持つ新電力などについては、こうした行動を取ることが可能です。少なくとも、それを発電事業者の目線で見ようとした場合に、インバランス料金が上がることは、その分、トラブル時には不足インバランスのリスクも高まることを考えますと、論理的には、保守的な発電計画を出したくなり、その傾向はC値を引き上げれば引き上げるほど顕著になるということもあり得るのではないかとわれ、明らかに恣意的な運用も含め、様々な事情に考察をするということが必要なのではないかと考えられます。その意味でも、監視等委員会に寄せられる期待は非常に大きなものがあるのではないかと考えます。

今回は、需給逼迫時の保守的な発電計画の作成について考察をいただき感謝しております。C値を引き上げることのメリットとデメリットをより精査した上で、引き続きしっかりと根拠を持ってC値の適切な水準を議論することが非常に重要だと考えます。その意味において、次回以降もC値を引き上げることについて、なお事業者から意見を求めるといったプロセスがあってもいいのかもしれないと考えます。いずれにしても、今回の資料は非常に有益であり、改めて事務局に感謝申し上げます。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。それでは、松田委員、よろしく願いいたします。

○松田委員 ありがとうございました。草薙委員がおっしゃっていたこととちょっと重なる部分もあるのですけれども、端的にコメントを申し上げたいと思います。

今回、保守的な発電計画の作成の点も含めて、事務局におかれましては、前回会合でい

ろいろあった指摘について御回答いただき、大変ありがとうございます。インバランス料金の引上げに関しては、小売の事業に大きな影響を与える事項であると思いますし、事業者も非常に関心事項であると思いますので、今回のように懸念がないかということを丁寧に確認していただいたということは、非常にいいことだと思っております。

14スライド目で、先ほど草薙委員のおっしゃったこととも重なるのですけれども、理屈としては、保守的な計画によって不当な利益を得る電源は量として限られているのではないかと、そういう意味で、マーケットに大きな悪影響を与えることはないという趣旨で御整理いただいたものと理解しております。

他方で、発電事業者からしますと、どこでどのようにマネタイズするかという点は、現在、多くの市場取引の場がある中で、そこはもちろん経済合理性に基づく自主的な経営判断に委ねられているのだと思います。何がどこまで許されているかという点については、必ずしも明らかではないのではないかと思います。

15スライド目には、モラルハザードという御指摘もありますけれども、今後、多様なプレーヤーによってますます発電市場が活性化するとしますと、個社レベルでの経済合理性とモラルの板挟みになった場合に、モラルだけに頼っていて本当に大丈夫かという局面も出てくるかもしれませんので、その点は将来の課題かもしれませんけれども、今後も注視していただけたらと思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。それでは、続きまして、山口委員、よろしく願いいたします。

○山口委員 山口です。論点2について、非常に分かりやすく整理していただきまして、どうもありがとうございました。とてもよく分かりました。

それで、問題になるのは、スポット市場での余剰全量供出義務がないような電源がということかと思いますが、その部分は、岩船先生も御指摘いただいたように、どれくらいそういう電源があるのかというのを数字を確認して、程度を確認すればよいのかなと思いました。

あと、C値が適用されるような需給逼迫時というものがそんなに頻繁に、毎月のようにとか毎週のように起きるものではないと思うので、程度問題かと思うのですけれども、頻度が低ければ、常に出力を押さえ込んでというか、保守的な発電計画を立てることによって売り電できなくなるというようなデメリットもあると思いますので、これは余剰全量供

出義務がどれくらい、義務がかかっていない電源がどれくらいあるのかというのを確認した上で、事後監視が十分に利くのであれば、それで実質的には問題ないのではないかと思います。

また、松田委員からモラルハザードに頼るのとはということについて、私もそういうことに頼って制度をつくるというのはちょっともう一歩かなという気もするのですが、実際どれくらいの量かという程度問題でもあるかと思いますので、私は現在のこのような整理でそんなに問題、モラルハザードに頼り過ぎているというほどでもないのかなとは思っております。

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 小鶴でございます。前回の議論も踏まえて、各論点について丁寧に分析いただきまして、感謝申し上げます。

今回の分析で、C値を上げることで、例えば14ページに記載がありますような、容量市場で収入を得ていない電源については、保守的な発電計画をつくることも可能といった側面もあることが理解はできました。その上で2点コメントさせていただきます。

まず情報公開についてでございますけれども、時間前市場の情報公開の拡充については、JEPX様とも連携されて検討を進めていくということで、感謝申し上げます。時間前市場のエリア別情報の開示は、予見性の向上ですとか、同時同量を遵守するという意味で、非常に重要と考えております。具体的にどのようなスケジュールでこういった検討を進めていくかを明らかにしていただいて、速やかにエリア別情報を開示していただくことを希望いたします。

予見性向上という意味では、これまでもお話しさせていただいています広域予備率の改善も非常に重要でございますので、こちらについても現在の対策で十分かつ適切か、今夏の状況を含めて結果の振り返りと対策の妥当性について検証をお願いできればと思います。

それから、累積価格閾値制度、いわゆるセーフティーネットについては次回以降に詳細論点が提示されて、議論されると認識いたしましたけれども、前回も述べましたとおり、2020年冬の新電力の状況を見ますと、インバランス価格の上限が200円では、それが継続してしまえば、セーフティーネットとしては機能しないものと考えております。

災害等によって多くの発電所が停止した場合ですとか、それから燃料制約で発電所を停

止せざるを得ない場合など、十分な供給力が確保できない状況では、小売事業者の責によらず、大規模な損害が生じるということが明らかでございますので、次回以降の議論においては、災害時などの取扱いについて例えば分けて整理するなど、十分な検討をお願いできればと存じます。

以上でございます。

○武田座長 ありがとうございます。それでは、松村委員、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。

インバランス料金を市場支配力、価格支配力を行使して引き上げるという懸念があるのではないかという問題点に関して、懇切丁寧な説明をしていただいて、ありがとうございます。

大部分はそうではないけれども、一定程度はその可能性が残るという点について、さらに今回も議論があったわけですが、まず、私たちがちゃんと認識しなければいけないのは、保守的な計画によってインバランス料金を引き上げることが可能な電源があり、しかも、それが非常に深刻な問題であるとするならば、それはC値を引き上げなくたって同じ問題が起こっているのではないかということ。

もちろんC値を引き上げれば、その被害の程度が大きくなる、インセンティブが高くなることは確かにそうなのですけれども、今だって十分インセンティブがあるのではないのでしょうか。上限に引っかかるような価格なんて、今でもめったに起こっていないということは、上限が200円だから十分に抑えられているということではなく、もしその懸念が本当だとするならば、今でも相当深刻な問題が起こっていることを示唆しているのではないのでしょうか。

もしそうだとすれば、C値を引き上げる、引き上げないということと独立に、インバランス市場はちゃんと市場支配力を行使するようなことが行われていないのかということについて、普段からそういうことを懸念している人は、この問題と独立に、当然に頻繁に発言し、頻繁に懸念を表明し、さらにどうやって対応したらいいのかというような議論をしてしかなるべきだと思うのですが、なぜこの局面だけで急に出てくるのかよく分かりません。

さらに、確かに御指摘のとおりインバランス料金はスポット市場にも影響を与えます。スポット市場の価格はこれによって上がる可能性がないとは言えないというのは、確かにそのとおり。それで、そのスポット市場での市場支配力の行使が、その限界費用での玉出しということが全ての事業者にとってカバーされているわけではないので、原理的にあり

得るというのは分かる。それは現状でも全く同じ理屈で起こり得ることということになります。

ところが、この懸念を繰り返し表明している委員が、別の文脈では、スポット市場の価格は低過ぎるのではないか、これでは固定費が回収できないのではないかということをやっと繰り返し言ってきたとすれば、そんな人がこの局面では、引上げというか、市場支配力を行使するということは十分懸念があると言ったら、その人の頭の中でのいろいろなものがコンシステントに整理されていないのではないかと疑われかねないと思います。

この問題で、本当にこれが物すごく深刻だというならば、そのC値の引上げと独立に対処しなければいけないことだし、スポット市場が現行でも高過ぎるのではないかというようなことの懸念にもっと注意を払うべきだと思います。

私自身は、懸念がないとは言わないので、事後的なモニタリング、監視はとても重要だということは同意しますが、現時点ですごく深刻なマニピュレーションが起こっているとは思っていないので、私自身がそう思っているということではないのですが、これを殊さら強調する人の議論？がコンシステントかどうかについては、ちょっと疑っています。

以上です。

○武田座長 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す。それでは、事務局からコメントをいただけますでしょうか。

○黒田NW事業監視課長 本日も闊達な御議論をいただきまして、誠にありがとうございます。

まず、岩船委員の意見書、それから草薙委員からも御指摘があった、余力活用契約を結んでいない電源については保守的な発電計画の可能性があるという点についてですけれども、これは先ほども御説明をしたとおり、まず旧一電・JERAの電源については、余力活用契約の有無にかかわらず、スポット市場入札の時点で余剰全量を限界費用で入札することになっているので、この指摘は当たらないと考えているということであります。

旧一電・JERA以外の新電力等のうち、容量市場で収入を得てないような電源については、御指摘のようなケースが理論上あるということであって、それが本当にどれぐらいなのかみたいなお話とかもあったところでもありますけれども、今、松村委員からおっしゃっていただいたように、基本的には、まさにそういう市場支配力を有する可能性の高い

事業者というところを適取ガイドラインで指定して網をかけているという状況ではある中で、そういった以外の事業者による何らかのマニピュレーションが起こっているというような認識は持っていないところではあるのですが、ただ、委員の方々からお話あったとおり、仮にC値を上げるということになると、そういったインセンティブという意味では高まると。これは発電事業者だけではなくて、小売事業者も同様だと思いますけれども、そういった御指摘な計画をつくってというところのインセンティブが相対的に高まるという点はあるかなとは思っておりますので、この点については、現在もそうなのだと思いますけれども、仮にC値を上げる場合には、より一層、事後監視のほうできちんとそういう行動をモニタリング監視を行って、不適切な行動がないかということをチェックしていきたいと考えている次第でございます。

それから、その他の御意見の中では、小鶴オブザーバーから、時間前市場のエリア別の開示の件についてコメントいただきまして、こちらについてはJEPXとも連携をしながら、どういった形で進められるかという点を引き続き整理してまいりたいと思っております。

それから、C値の水準、セーフティーネットについては、次回以降の会で議論いただければと思っておりますけれども、小鶴オブザーバーから本日いただいたような御意見も踏まえまして、どういった形で考えるのかというところを改めて整理をしていければと思っております。

それから、岩船委員の意見書のコメントで、DRのポテンシャルのお話もありましたけれども、こちらについては、昨年10月の専門会合においてE-Flowの川口様よりプレゼンテーションをいただきまして、その中で、DRには大きなポテンシャルがあり、C値、D値を見直すことで時間外市場の活性化が図られれば、結果としてDRの市場活用が増えるというお考えもお示しいただいているという理解をしておりますので、C値の水準、次回以降議論するときには、こうしたDRの促進効果も踏まえて改めて御議論いただければと考えております。

私からは以上になります。

○武田座長 どうもありがとうございました。それでは、本件につきましては、本日の議論を踏まえて引き続き検討を進めていきたいと思っております。

それでは、続きまして、議題4番目となります。議題の4番目は「2025年度における需給調整市場の事前的措置の対象とする事業者の範囲について」となっておりまして、こち

らにつきまして資料6に基づき、黒田課長、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 それでは、資料6を御覧ください。「2025年度における需給調整市場の事前的措置の対象事業者の範囲について」ということでございます。こちらは毎年度議論させていただいているものを、2025年度どうするかという議論になります。

2ページは、本議論の基本的な考え方という部分でございますけれども、2021年度より需給調整市場を開始しておりまして、その適正な取引を確保する観点から、当分の間は業務改善命令、業務改善勧告といった事後的な措置に加えて、上乘せの措置として市場支配力を有する蓋然性の高い事業者については、一定の規範に基づいて入札を行うことを要請する事前的措置を講じることとされているということでもあります。

今回、2025年度の事前的措置の対象事業者を決定するに当たって、地理的範囲の画定、大きな市場支配力を有する蓋然性の評価を行って、事前的措置の対象とする事業者の範囲について検討を行いましたので、その内容について御議論いただきたいというものでございます。

その後は、需給調整ガイドラインの抜粋が続くので割愛しますが、大きく、事前的措置の対象になるとどういった影響があるか。一番大きな影響としては、5ページのところでありまして、調整力ΔkW市場への入札の価格のところで、基本的には枠で囲ってある一定額0.33円/ΔkW市場・30分という水準で入れていただく、これはA種電源の場合そうなるのですが、または電力・ガス取引監視等委員会事務局との協議を経て決定した額、いわゆるB種電源として登録をするというものとなっております、事前的措置の対象の事業者については、B種の電取委事務局との協議が必要になってくるところが、大きな影響があるところということでございます。

10ページ以降、地理的範囲の画定から入らせていただきたいと思います。

こちらは、昨年度までと同様の方法で評価をしているということになってございますけれども、まず、地理的範囲の画定方法というところで、直近1年間の商品別の地域間連系線の分断状況、実績に着目しまして、分断率が20%を超えている場合は分断されていると判断して、市場画定するということをやっていると。これはΔの週間取引、前日取引、それから調整力kWh市場、それぞれで昨年の1月から12月の実データを用いて行っているということでございます。

その結果が13ページ以降でして、まず、Δの週間商品のところからですが、赤で囲ってある部分が分断されたエリアという判定になっておりまして、6エリア、上の2つ

目のボツにあるとおり、北海道、東北、東京、中部、それから北陸・関西・中国・四国の1エリアと九州、この6エリアとなるということです。関西－四国はこれだけ見ると分断率が20%を超えているのですけれども、これは中国エリアを経由して取引可能ということで、ここは分断していないという判定となり、この6エリアになるということでもあります。

次に、三次②、前日商品については、同様の方法で行って7エリア、先ほどに加えて四国が単独エリアになるということで、7エリアという判定になります。

15ページは、調整力 Δ kW市場なのですが、これは週間市場と同様の6エリアが市場画定されるエリアということになりまして、昨年度からの比較という意味では、16ページになってございます。週間商品については、昨年と同じ6エリアということになっておりまして、前日の三次②については、昨年5エリアだったところが、今回、東北と東京がそれぞれ分かれるということと、四国が分かれるということで、7エリアになっていると。調整力kWhについては5から6、東北と東京が分かれるという結果になっているということでございます。

17ページ以降は、そういう意味では参考になりますので、補足的な考察ということなので、簡単に御説明いたしますけれども、今言ったように、連系線の分断によって見ているわけですが、仮に連系線に空きがある場合でも、実際には Δ kW市場において隣接エリアでの調整力不足によって、実質的に広域融通ができないというような場合があって、機能的には市場が分断されていると同じになるケースがあるということでございます。こうした場合は、実際のデータを見てみたということで、18ページの③の連系線空容量がないところ、先ほどの市場画定に使った部分なのですが、これに加えて②の、連系線の空容量はあるが、自エリアの募集量が100%充足されておらず、他エリアに送電可能な調整力がないというケースも踏まえるとどうなるかという検証も補足的に行わせていただいております。その結果が29ページとなっております。

仮にその方法で20%基準で見ると、 Δ の週間商品については全エリアが分断ということになるのと、前日三次②についても、関西－中国を除いた8エリアで地理的範囲を画定するというケースになるということなので、こうやって見ると、より市場が細分化されて画定されるということになるのですが、今回は従前どおり、③の連系線空容量なしということで、次のページ以降の評価を行っているということでございます。

次に、30ページ以降、大きな市場支配力を有する蓋然性の評価基準というところに移らせていただきます。

こちらとも昨年度と同じ評価手法を用いさせていただいております、実際には、各市場商品ごとに、市場シェア、これは20%以上かどうかという点と、P S I、ピボタル・サプライヤー・インデックスの手法を用いまして、2つの算定手法で判断しているということでございます。

ピボタル・サプライヤー・インデックスはどういうものかということを簡単におさらいですけれども、需要を満たすために、ある発電事業者の供給力が不可欠かどうかを試算するというところでございまして、例えば下の図で、X社がピボタルかどうかという算定をした場合に、そのX社以外の電源のkWでそのエリアの調整力を満たせるかどうか。左の場合は満たせるので、X社はピボタルではないという判定になるのですが、右の場合は、X社がいないとエリアの調整力を満たせないで、X社はピボタルになると。そのような算定手法でございます。

こちらを用いてそれぞれの商品、市場で評価をしているというのが34ページ以降になってございます。

まず、調整力 Δ kW市場の週間商品についてでございます。これは先ほどの6エリアにおいて、それぞれ各商品別のブロック単位、3時間単位で取引を実際に見まして、総入札量合計に対する各事業者の入札量割合を算定すると、右のと通りの算定状況になるということございまして、おおむね各エリアの旧一電・J E R Aが該当してくるという結果になっているということでございます。

次に、 Δ の前日商品でございますけれども、こちらも同様の手法で行いまして、各エリアの一部の旧一電・J E R Aが対象になっているという結果でございます。

次に、 Δ kW市場のP S Iの週間商品についての分析になります。こちらは、地理的範囲ごとに、昨年1月から12月までの期間において、調整力募集量が多い順に各月3ブロックずつ、計36ブロックを抜き出しまして、各事業者の商品別にブロックの調整力募集量を満たすための各事業者の応札量により判定して、そのうち半数、18ブロック以上でピボタルになった商品を含む事業者をピックアップしているということございまして、こちらは旧一電に加えまして、東京エリアでの東京ガス、西エリアの大阪ガスが対象になっているということでございます。

同様に、 Δ の前日商品のP S Iの算定結果が37ページでございますけれども、こちら旧一電・J E R Aに加えまして、東京エリアのM C R E、中部エリアのエナリスが対象になっているということでございます。

最後の調整力kWh市場の市場シェアでございますけれども、こちらは実際、地理的範囲に基づきまして、昨年入札された一次から三次②の電源、蓄電池の発電及び放電容量に基づく市場シェアということで算定しておりまして、こちらは各エリアの旧一電・J E R A が対象になっているという形です。

39ページがそのP S Iでございますけれども、こちらは旧一電・J E R Aに加えて、東京エリアにおいてM C R E、東芝E S S、エナリス、東京ガスが対象になっているということでございます。

各分析結果をまとめたのが40ページということで、どの市場商品でどの会社が該当したかというところを表にしたものでございます。

次に、事前的措施の対象とする事業者の範囲についてということでございます。

こちらは、調整力 Δ kW市場と調整力kWh市場の事前的措施の適用対象についてということでございますけれども、これまでは、両市場の事前的措施の対象とする事業者については、両市場が相互に関連した市場であるということから、両市場の事前的措施の適用対象は同一とされてきたということであります。さらに適用対象のそろえ方としては、いずれかの市場で事前的措施の適用対象となれば、両市場で事前的措施の適用対象とするとしてきております。ガイドラインにおいてもそのように記載がされているということでございます。

一番下のポツでございますけれども、現状の調整力 Δ kW市場では、市場参加者が増えてくるものの、完全な競争状態に至っていないことを踏まえると、これまでの適用対象の設定方法を変更する特段の状況変化はないと考えられるということで、両市場の事前的措施の適用対象の設定方法は、いずれかの市場で該当した場合には適用対象とするという、従来からの整理と同様とすることとしてはどうかということでございます。

45ページが、前年度の対象事業者との比較で、赤枠が今回新規対象となった事業者、青枠が今回対象外となっている事業者ということでございます。先ほどの一部繰り返しになりますけれども、東京エリアでは昨年に加えて東電R P、M C R E、東京ガス、東芝E S S、エナリスが新たに追加になっております。中部エリアでは、電源開発が対象から外れておりまして、エナリスが新たに対象に加わっております。四国エリアで、電源開発が対象から外れているという状況でございます。

46ページが、その昨年度との比較という意味でのまとめになっていまして、新規対象の5事業者は、先ほど御説明したとおりの市場商品で該当してきているというところでござ

ございます。電源開発は、下にあるポツでございますけれども、下記要因で対象外となったということで、中部につきましては、応札事業者の変更により対象から外れているということ。四国なのですが、四国にある電源開発の発電所がトラブル等による長期計画外停止となっていること等によるものということでございます。四国エリアの長期計画外停止となった上記発電所なのですけれども、これは2025年より正常稼働が予定されているということ、さらに、仮に2024年に正常稼働がされていた場合には、閾値の20%を超える市場シェア率を有するということが当方の試算によって確認されているということでございます。このため、四国エリアにおいて、同社を事前的措置の対象事業者とするべきかについての御議論をいただきたいと考えております。

なお、来年度以降についても、発電所等の長期計画外停止により、事前的措置の対象とする事業者の範囲から除外された事業者に関しては、長期計画外停止がなかったらどのような結果となっていたかを踏まえて判定することとしてはどうかということも加えさせていただきます。

最後のページになりますけれども、2025年度の事前的措置の対象とする事業者の範囲でございますが、いずれかの市場で市場シェアまたはP S Iで判定された事業者に加えて、計画どおりの運転がなされていれば、本来対象とされていた電源開発（四国エリア）を加えた17事業者、地理別でいうと20事業者を対象とすることとしてはどうかということでございます。

なお、市場シェアが20%を超えていなくても比較的高いシェアを有している事業者や分析対象コマの中で特定のコマにおいてピボタルとなる事業者も存在するため、事前的措置の適用対象に該当しないものの、そうした事業者の存在を念頭に事後監視を行うこととしたいと考えております。

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す。

それでは、御議論いただきたいと思いますので、御質問、御発言がありましたらお知らせいただければと思います。それでは、松田委員、よろしくお願いいたします。

○松田委員 どうもありがとうございました。従来の基準に基づいて当てはめていただいたものと理解しておりまして、結論も含めて事務局案には異存ございません。

今回、隣接エリアの調整力の状況も含めて実質的な分断を検討するということを行っていただき、非常に有益な視点だと思いますし、今後もぜひ継続していただけたらと思いま

した。

47スライド目に結論がありまして、結論部分もちろん異論ないのですけれども、1点だけコメントさせていただければと思います。

今回、電源開発が四国でトラブルによって長期計画外停止になった点について、そのようなイレギュラーな事象は考慮せずに、従来の基準のある種の例外として扱って、四国で電源開発も事前規制の対象に含めるということを御整理いただいたのだと思います。

この点は、前回の会合で、スポットの市場支配的事業者の検討に当たって、一定の継続性を考慮して、稀頻度の事象、イレギュラーな事態に振り回されないように整理されたことからしますと、そのような考え方と足並みがそろっているようにも思いますので、そのような観点からも、今回の事務局の結論には異論ございません。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。ほかいかがでしょうか。御発言の御希望ございませんでしょうか。それでは、末岡委員、よろしくお願いいたします。

○末岡委員 ありがとうございます。今の松田委員とちょっと別の視点にはなってしまうのですけれども、46ページの末尾の記載につきまして、24年度に例外的な事象があったことと、その事象がなければ数値を満たしていたということを御確認いただいたことは理解いたしましたが、結果的に24年度の数値基準を踏まえると事前的措置の対象にならない事業者については、シンプルに対象から外して、実際に25年度において例外的な事象が起これなければ対象に復活するという形で取り扱うのが、一定の基準を設けている趣旨からすると、自然なのではないかという気もいたしますので、コメントさせていただきます。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。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。私は事務局で整理していただいた結論でよいと思います。最後のページにありました対象の事業者についてですが、この制度の趣旨である需給調整市場の適正な取引を確保することから考えると、やはり大きな影響力を持つということが分かっている事業者については、対象にすべきだと思います。

そういう意味で、47ページの整理していただいた内容でよいかと考えました。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。それでは、事務局からコメントをよろしくお願いいたします。

○黒田NW事業監視課長 コメントいただいた委員の皆様、ありがとうございます。

電源開発については、対象とすべきという考え方と、シンプルに今回は外してという御意見もあったところではありますが、我々事務局としては、二村委員もおっしゃっていただいたとおり、本事的措置の対象の趣旨を踏まえれば、市場で影響力を有する蓋然性の高い事業者については、一定の上乗せの規制を講じるという趣旨でございますし、あと、実際、24年度の計画外停止というものが例外的な事象であって、25年度は正常に稼働することでもあるので、ここは対象として運用させていただければとは考えているところでございます。

また、松田委員からもあったとおり、引き続き、需給調整市場についても様々な制度的な見直しも行っている部分もありますので、調整力の算定、動向につきましても引き続きウオッチをして、今後とも引き続き適切に対応していければと考えているところでございます。

私からは以上でございます。

○武田座長 ありがとうございます。末岡先生のほうで特に御異論等なければ、事務局案で進めたいと思いますけれども、末岡先生、特によろしいでしょうか。

○末岡委員 ありがとうございます。そういう視点も持っていただければと思ったところですので、結論について異存ございません。

○武田座長 どうもありがとうございます。それでは、事務局案をお認めいただいたと扱わせていただきます。どうもありがとうございました。

それでは、議題の5番目に進みたいと思います。議題の5番目は、「発電側課金の状況について」となっておりまして、資料7に基づき、引き続き、黒田課長、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 それでは、資料7-1を御覧いただければと思います。

発電側課金は、御案内のとおり、小売事業者が負担していた送配電設備の維持・拡充に必要な費用について、系統利用者である発電事業者にも一部の負担を求めて、より公平な費用負担とするというものでありまして、こちらは24年4月から導入されているということとであります。

本日は、この発電側課金に係る制度運用の状況といたしまして、まず①として、発電側課金の中間とりまとめの改定について御審議いただくとともに、②として、一般送配電事業者に対する手続の改善要望について御報告を行うものでございます。

まず、中間とりまとめの改定についてということでございますけれども、発電側課金は、2016年より制度の詳細設計に関して議論・検討を続けていたということでございまして、その検討結果を踏まえまして、2023年4月に中間とりまとめを公表いたしまして、24年4月に導入されたということでございます。

この中間とりまとめの以降、発電側課金に関しては以下の内容が追加で整理をされているということでございまして、下の表にありますとおり、各市場・取引における発電側課金の転嫁ですとか、発電併設蓄電池における発電側課金の扱い、それから、発電側課金における制限中止割引の廃止、さらには、発電側課金における災害時の特別な措置というのが、専門会合なり監視等委員会で整理されているということでございまして、この追加整理の内容に関して、中間とりまとめに追加で反映及び改定を行うべく、その内容について御確認をいただきたいということでございます。

まず、5ページが、発電併設蓄電池における発電側課金の扱いということでございます。こちらは第86回の制度設計専門会合、23年6月で整理をされたところございまして、具体的には、発電併設蓄電池の発電側課金については、kW課金については、他の電源と同様の課金対象とし、kWhの課金については、蓄電池の系統からの引き込み分以外が課金対象とするといった、課金方法を明確化する整理がされているということであります。

それから、6ページの制限中止割引の廃止については、第100回の制度設計専門会合、24年8月に整理をしたというものでございますけれども、需要側の措置と併せて、発電側課金における制限中止割引についても、24年度末をもって廃止することと整理をされているということでございます。

さらに、7ページでございますけれども、発電側課金における災害時の特別な措置ということでございます。こちらは今年1月の委員会で整理をしたものでございますけれども、制限中止割引が実質的に災害時における被災者の負担軽減策として機能してきたという実態等を考慮しまして、同等の仕組みを備えた代替措置として、需要側と同様に災害時の特別な措置を託送供給等約款に備えることについて確認されたということでございます。

さらに、8ページでございますけれども、各市場・取引における発電側課金の転嫁ということでございます。発電側課金においては、発電事業者が発電費用の一部として適切に転嫁できなければ、制度変更に伴う費用負担を発電側で一方的に負うことになってしまうということになりますので、第86回の制度設計専門会合において、各市場・取引において発電側課金を転嫁する際の扱いを明確化したもの。応札価格に織り込むことが可能といっ

たようなことを整理しているということでもあります。

以上の追加整理があったことを踏まえて、発電側課金の各関係事業者への適切な制度周知の観点から、資料7-2、7-3のとおり、発電側課金の導入について中間とりまとめを改定することとしたいということでありまして、7-2はパワーポイントの概要版、7-3が文章になっているのですが、先ほど申し上げた内容を反映させていただいているということでございます。なお、改定に当たっては、所要のパブリックコメントを実施したいということでございます。

改定した中間とりまとめについては、改定後速やかに電力・ガス取引監視等委員会の発電側課金制度に係るホームページで公表・掲載し、制度周知等に活用していくこととしたいということでございます。

次に、一般送配電事業者に対する手続の改善要望ということでございます。

こちらは、昨年12月の専門会合において、発電側課金のアンケート、ヒアリングで、一般送配電事業者に対する手続の改善要望について確認されている内容を御報告したところでございます。これにつきましては、送配電網協議会及び各一般送配電事業者で検討を進めていただいております。今回改めて進捗状況について確認したところの結果を載せさせていただいております。

既に対応が完了した事項ですとか、対応可能時期の目途が整理されるなど一定の検討が進んだ事項も確認されておりますので、今後も、改善要望の進捗状況について、確認を継続していきたいと考えております。

具体的には、11ページの箱の上のほう、関連データの計算結果明細一覧のファイルで、例えば遡及案件があった場合に、金額が合わないといったようなことがあったのですけれども、こちらは実際に既に整合性が取れるように、該当の一般送配電事業者での対応が完了しているということですか、インボイス帳票について電子データで送付してほしいという件については、該当の一般送配電事業者は27年度目途で対応するといったことを回答いただいているということでもあります。

それから、12ページでございますけれども、検針日ごとのエクセルファイルについて、一部のエリアではCSVファイルでの提供になっているので、ファイル形式をエクセル等に統一できないかといった要望もあったのですが、こちらについては、一般送配電事業者において、各新電力からの要望を踏まえて、中長期的にはCSVとエクセルファイル形式の双方に対応するシステム改修をすることが望ましいということではありますが、そ

の対応の可否も含めて、早期に検討を進めていくと。当面の対応として、各一般送配電事業者において、文字化けの解消方法やCSVとエクセルの相互の変換方法に係る説明資料の提示など、丁寧な支援を早期に実施するということでございまして、こうした対応でかなり対応できる部分があるということも聞いているところであります。

あとは、15ページ、参考でございますけれども、前回12月の会合であった、発電契約者、小売電気事業者の方は、発電者への説明に使えるような資料を用意いただきたいということについては、既に作成してホームページに掲載するといった対応も行っているということで、報告させていただきます。

私からは以上になります。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、ただいまの説明につきまして、御質問、御意見ありましたら、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。御質問等ございませんでしょうか。

どうもありがとうございました。それでは、本件につきましては、事務局案のとおり進めることにいたします。

また、発電側課金の導入について中間とりまとめの改定に関しましては、今後、パブリックコメントを実施することにいたします。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、よろしくお願いいたします。

それでは、議題の6と7を併せて御議論いただきたいと思います。議題の6は「需給調整市場の運用等について」となっております。また、議題の7は「沖縄エリアの2025年度向け調整力公募結果の事後確認について」となっております。2つ併せて、資料8、9に基づき、事務局から説明を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、まず、資料8を御覧ください。「需給調整市場の運用等について」ということで、まず、毎回行っております市場の動向についての御説明から入らせていただきたいと思います。

前日取引、三次②の動きでございます。こちらにつきましては、昨年11月以降、募集量の削減が行われている関係で、多くのエリアにおいて平均約定単価、想定費用は低下の傾向にあるということでございます。特に1月の東京エリアについては、約定量が大きく増加している一方で、想定費用は減少しているということでございまして、こちらが5ページのところです。想定費用が減少していますが、約定量は増加しているということでございまして、高値のリソースの約定機会が少なくなったこと等が要因と考えているところで

ございます。

次に週間取引、一次～三次①の動きでございます。こちらについては、平均約定単価、想定費用の動向はエリアによって異なっておりますけれども、東北・関西エリアにおいては微増に傾向にあると。1月においても、北海道・九州エリアの最高約定単価は、上限価格に張り付いている状況が継続ということで、引き続きウオッチしていきたいと思っております。

それから、調達率の動向でございます。前回会合でも御報告させていただいたとおり、東京及び中部エリア1につきましては1月18日～24日受渡し分の取引より事業者の応札が開始されているということで、引き続き調達率の状況を注視していくということでございまして、具体的には、16ページの、一次、二次①、東京エリアの調達が出ているということと、中部エリアも、日ごとによって出ている日、出ていない日がありますけれども、調達が出ているということが確認されているところでございます。

以上が市場の動向でございます。

次に、調整力kWh市場におけるV1 V2 スプレッドのフォローアップ調査の状況報告ということでございます。

25ページでございますけれども、需給調整市場ガイドラインでは、調整力kWh市場の上げ調整価格V1と下げ調整価格V2については、各リソースの限界費用に一定額、限界費用×10%を上乗せした金額の範囲内で登録とされておりますので、すなわちV1 V2のスプレッドが20%以内になると考えられるところでございますが、昨年9月の専門会合でも御報告したとおり、同一出力帯におけるV1とV2で限界費用の設定方法に相違がある事業者が一部いたということでありまして、その会合で、同一出力帯におけるV1 V2の限界費用は一致させるということを明確化したところでございます。

今回、この整理以降のフォローアップ調査を需給調整市場システムに登録されている全てのリソースを対象に行ったところ、一部、V1とV2のスプレッドが20%を超過している事案が確認されたので、報告するものということでございます。

参考資料を飛ばしまして、29ページでございます。事案の概要ということで、今回のフォローアップ調査でA社、新電力なのですがけれども、この火力発電所において、V1とV2のスプレッドが20%を超過していることが判明したため、個別調査をいたしました。その結果、同一出力帯におけるV1とV2の限界費用が一致していないことが判明したのですけれども、その理由について確認したところ、当該発電所はA社と別の新電力のB社が

一定の按分比率で電力の割り当てを受けておりまして、その範囲内で需給調整市場にも応札を行っていたということです。A社とB社それぞれ燃料調達をやっているので、限界費用が異なっていることに加えて、それぞれV1V2を設定しているということ、それに加えて、それぞれが設定したV1V2について、システム上は小さいものから大きいものを登録する必要があるということなので、それぞれのV1V2を集約した上で並び替えを行って登録するということをしていたため、同一出力帯におけるV1とV2の限界費用が一致しないという状況になっていたということが確認されております。

これにつきましては、結果的に出力帯ごとのV1V2スプレッドが20%を超過して、過剰に収入を得ることが可能なケースも起こり得ると。さらに、当該発電所のV1V2が調整力の限界的なkWh価格となれば、インバランス料金にも影響を与えることとなるということでございまして、本件については、例えば以下のようなほかの登録方法もあるということで、下を書いてあるとおり、各社の限界費用を出力帯ごとに一定の比率で加重平均することなどによって、両社で1つの限界費用を算出するということもできるものですから、A社に対して見直しを促しているということでございまして、実際にA社においては、見直しのためのシステム改修が完了して、既にV1とV2のスプレッドが20%以内になるように、価格登録を開始しているということで報告を受けてございます。

なお、今回の調査においてV1とV2のスプレッドが20%を超過している事案が確認されたほかの事業者についても、状況の確認を実施しておりまして、一部の事業者については、システム改修後、既に見直し対応が完了していることを確認しているところでございます。

最後、3. といたしまして、B種電源の固定費回収状況の報告でございます。

33ページでございますが、こちらでも定期的に行っているものですが、B種電源については固定費の回収状況を3か月に1回、監視等委員会事務局に報告することとされております。

今回、今年度で協議済みのB種電源7件、電源3件と蓄電池VPP4件、事業者では2社について、昨年12月までの固定費回収状況の確認を行ったところ、45～97%の回収率ということであります。

なお、一部の電源は、25年3月末までに当年度分の固定費回収に必要な額を回収できる見込みが立ったということで、12月中旬より入札価格の算定について一定額＝0.33円ということ、いわゆるA種電源として応札しているという報告があったということでござい

して、引き続き、1から3月の回収状況についても確認を行っていきたいと考えております。

以上が資料8になります。

続けて、資料9の「沖縄エリアの2025年度向け調整力公募結果の事後確認について」、御説明をさせていただきたいと思います。

沖縄エリアにつきましては、調整力公募が残されているということで、需給調整市場がないので調整力公募を引き続き実施しておりまして、沖縄エリアの一般送配電事業者が実施をした2025年度向け調整力公募について、確認結果を御報告するものでございます。

公募期間としては、昨年9月から10月、落札者の決定が12月ということで、電源Ⅰ-a、Ⅰ-b、電源Ⅰ'については、必要量は以下のとおりとなっております。

調整力公募は沖縄だけでございますので、改めて確認でございますけれども、電源Ⅰについては、一般送配電事業者が必要量を明示して募集して、落札した事業者にもまずkW価格を支払うと。さらには、運用段階で調整指令を出した場合は、指令量に応じてkWh価格も支払うというものでございます。

ゲートクローズ後の余力を活用する電源Ⅱについては、必要量を明示せずに募集して契約しておりまして、調整指令を出した場合に、そのkWh価格のみを支払うということで、kW価格は支払わないという整理になっているということでございます。

あと、沖縄エリアの必要量については、昨年6月の広域機関の委員会において決定されているということでございます。

5ページが、今回のⅠ-a、Ⅰ-bの調達結果ということで、まず、旧一電（発電部門）以外の事業者による応札はなかったということ。それから、落札案件の平均価格はkW当たり2万6,985円ということで、前回より342円低下しました。また、調達費用についても54.8億円で、前回より低下しているということでございます。

落札事業者に対して、電源Ⅰの応札の考え方、電源の選定だったりkW価格設定の考え方を聴取したものを載せておりますが、いずれも昨年と同様ということでございまして、電源選定については、固定費の安価な電源をBG用に確保した上で、公募された設備要件に合致する電源からkWh単価の高い順及び運用性を考慮して応札と。ブラックスタート機能電源については、少なくとも最低出力分の固定費を確保する必要があるという考え方で、Ⅰ-bとして応札しているということであります。

また、kW価格の設定の考え方については、電源等に係る固定費の計画値に事業報酬を上

乗せして算定ということでございました。

次に、電源Ⅰです。こちらは猛暑対応の電源ということになりますけれども、こちらでも旧一電（発電部門）以外の事業者による応札はなかった。また、DRの応札もなかったということでございます。落札案件のkW平均単価は4,674円/kWであり、前回より564円上昇ということ、調達費用も若干上昇ということでございます。

こちらについても、落札事業者に考え方を聴取しております。電源Ⅰ選定の考え方としては、昨年と同様でございまして、電源Ⅰとして選定した電源を除いて、かつ公募された設備要件に合致する電源からkWh単価の高い順及び運用性を考慮して応札ということでございます。

kW価格設定の考え方でございます。基本的には、電源等に係る固定費の計画値に事業報酬を上乗せして算定ということでございますが、昨年度と比してkW平均価格が増となった主な理由については、電源Ⅰの提供時間において送配電からの指令による厳気象対応調整力を確実に提供するためには提供時間以外の時間帯も維持することが必要であるため、この提供期間、6月から9月における当該電源の維持・管理に必要な費用を計上したためという説明がございました。

次に、電源Ⅱの調達結果でございますけれども、こちらは応募数が15件、約202.6万kWということで、前回と同等ということでございまして、旧一電以外の電源、旧一電以外の主体による応募件数、量については前回と同等であったということでございます。

最後でございますけれども、2025年度向けの沖縄エリアの調整力公募結果について確認を行ったところ、問題となる点はなかったということで、度年度も同様に、電力・ガス取引監視等委員会において監視を行っていくということでございます。

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す。

それでは、ただいまの2つの御説明につきまして、御質問、御意見がありましたら、チャット欄でお知らせいただければと思います。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した。

資料8の需給調整市場なのですが、調達率が100%のところもあれば、そうでないところもありますということで、気になってはいるのですが、一方で、余剰活用契約があって、そっちを優先しているのかもしれないということもあると思うのですが、

そこで、余剰活用契約の契約する内容と需給調整市場の商品というのは、平常時はそれなりにかぶっているところもあるのですが、緊急時で追加起動が可能だとか、ちょっと違うところもあると思うのです。なので、この調達率が100%を満たしていないのはそれはそれでいいのかもしれないけれども、この結果をどのように解釈すべきなのかというのは、ちょっとよく分からないので、事務局の見解を教えてくださいと思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。ほかいかがでしょうか。それでは、松田委員、よろしく願いいたします。

○松田委員 ありがとうございました。私からは1点だけ、簡単な質問になるのですが、私も需給調整市場の運用についてというスライドのほうで、29スライド目で、A社という新電力においてスプレッド20%超過という点が今回確認されているということで御報告いただいたのですが、A社はスプレッド20%超過ということについて、そういうことがないようにするという整理を御存じではなくて、このようなことを続けていらっしまったのか、それとも何か別の理屈でもって、これは許容されるはずだということでやっていらっしまったのかということについては、背景としてどのようなものかなと思ひまして、お伺いできればと思います。

以上です。

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

それでは、山口先生、松田先生から2つ、補足の説明をいただきたいということでございましたので、対応をお願いできればと思います。

○黒田NW事業監視課長 分かりました。ありがとうございます。

まず、松田委員の御質問のほうからなのですが、A社については、昨年9月に整理したスプレッド20%以内にしなければいけないというルールは認識していたということでございます。ただ、この需給調整市場のシステムの登録上、費用の登録が低いものから高いものに単純に増加させるようにしか登録ができないので、かつA社とB社そもそも、先ほど申し上げたとおり、限界費用が違って、それぞれのV1V2をつくっている関係上、もうそのようにするしかないという判断で、このような登録になっていたということでございます。

一方で、今回、事務局のこういった指摘をしたことで認識はして、実際、単一の出力帯については限界費用を用いるという形でシステム改修を完了して、登録を開始したという

ことでございます。

それから、山口委員の御質問は、なかなか難しい御質問なのですが、まず、調達率が100%になっていないエリアがあるといえますか、多いということではありますが、ただ、基本的にこういったエリアにおいて実需給の断面で調整力が足りないというような問題は起こっていませんので、この足りない分については余力活用なりで手当てはされているということはファクトとしてはあるのかなと思っています。

あとは、この市場調達と余力活用以外にも、例えば中部エリアなどは、これも先般の専門会合で御報告しているとおり、揚水発電について随意契約をしていると。それについては、そもそも募集量の分母から削除しているということでもありますので、その分は当然この外数として調整力としては計上されて、それも使いながら運用しているということでございます。

実際にそういった基本的には市場と余力活用、あと揚水随契とかそういったものを組み合わせて、一般送配電事業者が調整力を確保して運用しているという状況になっていると。かつ調整力不足といったものは起こっていないという状況ではありまして、あとはこのコストがどうなっているかというところについては、我々監視等委員会としても見ていく必要があると。要は市場調達だけではなくて、余力も含めたトータルのコストがどうなっているかというところは見えていかなければいけないと思っております、これについてはレベニューキャップのほうでも期中評価を毎年度やっている中で、24年度の評価も25年度に実施していくのですけれども、その中でも、実際、調整力全体としてのコストがどうなっているのかというのは、各エリアで見ていくことになろうとは思っております。

ちょっとお答えになっているかどうか分かりませんが、私からは以上になります。

○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報告事項となりますので、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。

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。

○田上総務課長 ありがとうございます。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6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—