

第62回制度設計専門会合 議事録

日時：令和3年6月29日 13：00～15：59

※オンラインにて開催

出席者：稲垣座長、林委員、圓尾委員、安藤委員、岩船委員、大橋委員、草薙委員、武田委員、松村委員、村上委員、山内委員

(オブザーバーについては、委員等名簿をご確認ください)

○恒藤総務課長 事務局でございます。

それでは、定刻となりましたので、ただいまより、電力・ガス取引監視等委員会第62回制度設計専門会合を開催いたします。

本日も、委員及びオブザーバーの皆様方、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。

本日の会合も、傍聴者、随行者を受け付けず、オンラインでの開催とし、インターネットで同時中継を行ってございます。

それでは、議事に入ります。

いつも議事進行いただく稲垣座長、よろしく願いいたします。

○稲垣座長 皆さん、こんにちは。

本日の議題は、議事次第に記載した8つでございます。議題が甚だ多うございます。

議題1について、事務局から説明をお願いいたします。

○恒藤総務課長 資料3-1でございます。

2ページ目を御覧ください。

本会合におきましては、この1月のスポット価格の高騰について分析を行い、今後の課題等を整理し、4月末に報告書を取りまとめたところでございますが、それにつきまして、資源エネルギー庁の取りまとめと併せまして、4月30日から5月29日までの間、パブリックコメントを行いました。

その結果、当方の報告書に関連する意見が60件ございました。

詳細は、別資料の資料3-3に添付してございますが、これら頂いた意見を踏まえまして、2ページの下に書いてある2件について、報告書を修正するとともに、その他の意見につきましては、今後の検討の参考としてまいりたいと考えてございます。

報告書の修正点は、2ページに記載しています2点でございますが、1点目は、グロス・ビディングをやめていた事業者が幾つかありましたが、その理由について、各社からの説明があった内容を具体的に記載するという点が1点目。

2点目は、大手発電事業者の内外無差別の卸売の実効性を確保するために、これから検討を進めることとしているわけでございますが、その検討においては、会計分離や発電分離等の構造的な措置も視野に入れて検討することを明記するという修正でございます。

この後、3ページから、頂いた意見の主なものを載せてございます。

まず、3ページ上から、12番は、先ほど申し上げましたグロス・ビディングについての意見でございます。

その下、68番と55番は、内外無差別の卸売を実現していくべきという御意見でございます。

4ページでございますが、この3つは、スポット市場への玉出しについての意見でございますが、まず、31番については、限界費用ベースでの入札について、例外を認めることについては慎重であるべきという御意見。

44番は、旧一般電気事業者の自社需要の予測精度を高めるための対策を行うべき、それから、容量市場において固定費を回収できる前提であれば、限界費用ベースで全量を供出するように義務づけるべきという意見でございます。

17番は、現在の限界費用入札について、競争公平性の観点を踏まえ、改めて考え方を整理した上で、その在り方について検討すべきという意見でございます。

5ページ目に載せておりますのは、発電情報の公開についての御意見でございます。

38番は、H J K Sにおいて出力低下の事由を開示義務化する等の対応が望ましいと。ただ、個社の燃料情報は競争情報そのものであり、公表は慎重に検討すべきという御意見。

それから、38番は、揚水発電など、一般送配電事業者が稼働調整をする電源について、稼働想定を開示する方法を検討すべきという御意見でございます。

6ページの一番上も発電情報公開についての御意見でございますが、この冬は、スポット市場入札締切り直前にH J K S情報が更新される例があったが、適切なタイミングでの情報公開が行われる仕組みの整備をすべきという御意見でございます。

6ページの下2つ、44と41は、2022年度以降のインバランス料金について、今の案で適当なのか、慎重に検証・検討すべきという御意見でございます。

主な意見を御紹介いたしました。早速、本日、この後の議題から、これらの意見も参

考にしながら、検討を深めていきたいと考えてございます。

以上、スポット市場高騰についての当方の報告書に対しますパブリックコメントの結果の報告と、これについての対応方針でございます。

以上でございます。

○稲垣座長　　ただいまの事務局からの対応方針について、何か御意見がございますでしょうか。御発言の方は、Skypeのチャットに御記載ください。

では、よろしければ、頂いた御意見を参考にしつつ、早速、諸論点の検討に入ることとしたいと思います。

それでは、議題2に入ります。

事務局から説明をお願いいたします。

○黒田取引制度企画室長　　取引制度企画室長の黒田でございます。

それでは、資料4ですが、「旧一般電気事業者の不当な内部補助防止策について」を説明させていただければと思います。こちらは、先ほどのパブリックコメントでも御意見を頂いていた点でございます。

まず、2ページでございますが、旧一般電気事業者の発電部門から小売部門への不当な内部補助を防止するという観点での検討を昨年来行っておりまして、昨年7月には、旧一電各社に対し、内外無差別に卸売を行うこと等のコミットメントを要請し、各社より、コミットメントを行うという回答を頂いているということでもあります。

中でも、発電・小売が一体の旧一電については、具体的な方策について、2021年度目途の運用開始に向けて、社内取引価格を設定する、また、業務プロセスを整備するといった回答を頂いておりましたので、今般、このコミットメントに関する実施状況について確認し、その内容を報告させていただきたいと思っております。

また、小売市場重点モニタリングについても、昨年7月から12月分のモニタリング結果を報告させていただきたいと思っております。

6ページを御覧ください。

まず、各社への確認の内容になります。

主な確認事項としまして、卸売関連は、内外無差別な卸売の体制、社外相対卸取引の件数、先渡・先物市場の活用状況、社内外・グループ内外の卸売の取引条件の比較でございます。

小売関連では、社内取引価格と小売平均価格の比較等を実施してございます。

順に御説明いたします。

まず、卸売関連で、11ページを御覧ください。

内外無差別な卸売の体制についてでございますが、各社へのヒアリングの結果、相對卸を担当する窓口は、いずれの社も小売部門から独立した部門に設置されていることを確認してございます。

また、各社から、社内取引価格の決定方法、体制・管理方法について聞いておりますが、回答といたしまして、内外無差別な卸売を担保する仕組みとして、卸売の状況を定期的に確認するスキームを設置しているといった説明がありました。

詳細については、14ページまで、各社分を書いております。

次に、15ページでございますが、社外相對卸取引の契約の状況でございます。これは、2021年度分の取引につきまして、5月末時点での状況を記してございます。

各社ごとに、交渉件数、成約件数、確定数量契約、変動数量契約の別と内訳を書かせていただいております。あと、各社、括弧があります。上段、下段とあって、下段のほうに括弧がありますが、そちらは期中相對ということで、1年間分に限らず、夏場だけや冬場だけといった契約を含めた件数を内数として記載してございます。

見ていただきますと、各社、年度契約、期中契約を含めて一定の交渉を実施し、また、成約も一定程度出ているということでございます。

確定数量、変動数量の別につきまして、各社ごとに違いますが、確定数量のほうが多いという会社が多くございますが、一部の、例えば東北や東電EPなどについては、変動数量のほうが多いという会社もございます。

それから、各社とも、条件面や価格指標等に照らし、経済合理的な条件であれば、期中での相對取引にも応じるという回答をしてございます。

次に、16ページでございますが、先渡・先物市場の活用状況ということでございます。

左の欄が先渡市場でございますが、こちらは各社の取組にばらつきがございまして、例えば、中部ミライズ、関西電力、九州電力につきましては、次の夏・冬も含めて今年度末まで、売り入札を先渡市場で実施しているという会社もございまして、他方で、先渡市場への売り入札は実施していないという会社も一部ございます。

先物市場につきましては、東北電力のグループ会社が唯一、売り入札を実施しているということがございましたが、ほかの会社は売り入札は実施しておらず、ヘッジ会計の適用等がネックになっているといった回答でございました。

次に、17ページでございますが、こちらは卸売の内外無差別の価格条件の確認ということでございます。

価格の部分は、各社から、具体的な単価は競争情報に当たるので、公表を控えていただきたいといった回答でございましたので、社内取引価格と社外相対卸平均価格の大小関係を各社ごとに書いてございます。

また、右側の変動数量契約における通告変更権の設定ということでございますが、こちらは条件面でございます、通告期限は、いつまで変更ができるか、アローアンスは、どの幅で変更できるかというのを、社内・社外それぞれで記載しているというものでございます。

詳細については、18ページで分析の結果を御説明いたします。

まず、18ページの1ポツでございますが、卸売の平均単価につきましては、東電E P、J E R A——J E R Aは東・西それぞれ卸売をしていますが、西エリアで、この2社を除いて、社外・グループ外の取引価格の平均水準が、社内・グループ内の取引水準に比べて低くなっていたということございました。

この2社でございますが、まず、東電E Pにつきましては、グループ内外で統一的な卸価格設定の方法、kW価値とkWh価値の2部料金のような形を取っており、グループ内の受電電力量が相対的に多いといった差異によって、結果として平均単価が低くなっているという説明でございました。

J E R Aの西エリアにつきましては、グループ内の小売との取引と比較して、グループ外への卸売については、夏・冬の需要期の供給量が相対的に多い取引となっており、利用率を加味した比較を行ったところ、グループ内取引価格がグループ外取引価格を上回る水準であるということで、条件を合わせれば、グループ内のほうが高上乘せになるという説明がございました。

他方で、4ポツでございますが、卸売の条件面では、特に変動数量契約の通告変更権の設定におきまして、社内・グループ内の取引については、供給余力の範囲内で変動可能とするもの、また、計画の通告期限がゲートクローズ直前までとなっているものがあるなど、社外・グループ外向けの条件との差異が存在する。社内・グループ内向けのほうが、より直近まで変動できるといった例がありました。

ただしということで※の3を書いてございまして、基本的に、旧一電の社内・グループ内取引につきましては、小売部門は、足元のスポット価格にかかわらず、自社の需要見込

みの変動分については、自社の発電部門から卸すという取決めとなっているということで、小売側が市況に応じて数量を変更できる一般的な変動数量契約とは異なるといった説明も受けてございます。

固定費との関係は、次のページで御説明させていただきます。

19ページに、JERAと東電EP・中部ミライズの卸契約について記載してございます。

JERAとこの両方については、PPA、契約が結ばれているということでございますが、この状況を確認いたしましたところ、東電EP、中部ミライズとのPPAについては、東電EP及び中部ミライズが、対象となる電源の固定費の全額プラス従量料金を負担するという契約となっており、東電EP、中部ミライズの通告変更の上限については、これらのPPA対象電源のkWの範囲内で行われることとなっているということでもあります。

上記の契約の対象となる電源は、両小売事業者のシェアがエリアで減少していることを反映し、年々低下傾向にありまして、今、JERAは、この需要減少分について、新規の相対供給等を模索したものの、これらの電源の稼働による利益を見込むことはできておらず、結果として、両エリアにおいて登録する供給力が減少といった説明を受けてございます。

次に、小売の状況でございます。こちらは21ページ以降に書いてあるのですが、何を見ているかということ、これは、ちょっと戻りまして、9ページで御説明いたします。

こちらの下にイメージ図がございまして、左側の電気の社内取引価格と、小売部門が認識する非化石価値のコストの合計が、小売平均価格（託送費を除く）よりも下回っていることを確認しておりまして、これが逆になっていると、何らかの補填があるのではないかと疑われるということなので、そうでないことを確認することをやっております。

21ページに戻りまして、今の確認が一番右の欄になっているのですが、22ページにかけて、各社とも、小売平均単価のほうが、電力調達単価と非化石証書の外部調達単価の和よりも大きいことを確認してございます。

また、小売販売の平均価格が社内取引価格等を下回らないことの担保については、四半期ごとなど一定の期間ごとに確認する仕組みとしているという回答が多かったということでございます。

次に、24ページ以降で、小売市場重点モニタリングの結果について御報告申し上げます。

小売市場重点モニタリングにつきましては、モニタリング基準——エリアプライスですが、これを下回る小売契約について、ヒアリング等によって重点的な調査を実施するとい

うものでありまして、今回は第3回ということで、昨年7月から12月の契約についての結果の御報告になります。

27ページを御覧いただければと思いますが、まずは小売市場の動向でございますけれども、左上の全体というところで、旧一電の域内シェアは全体として減少しているということでありまして、各エリアの旧一電ベースで見ても、同じ傾向が見てとれるということが28ページにかけてでございます。

29ページは、公共入札の分析でございますが、今回の期間については、平均落札単価は前回に比べ値下がりをしている。15.57円から14.94円ということでございます。

31ページの旧一般電気事業者の落札比率、件数ベースのシェアでございますが、こちらも前回と比べて46%から32%に低下しているということでございます。

33ページですが、今回、個別の契約で、公共入札が約1,000件、申告が1件あったのですが、それぞれ精査したところ、個別の契約がエリアプライス平均以下である契約は確認されていないということでございます。

35ページ以降が今回の確認の総括でございます。

まず、①の旧一電各社の相対卸・先渡・先物市場の活用ということでございまして、今回確認いたしまして、相対卸の部門は、小売から独立した部門について実施し、年度期間中も含めて相対取引を受け付けるなど、体制を整備・運用しているということでございますが、他方で、先渡市場の利用状況については、売り入札を実施している会社とそうでない会社で対応が分かれています。また、先物市場の利用状況については、一部のグループ会社を除き、売り入札を実施していないということでございます。

今年度の夏期・冬期は厳しい需給見通しを示されているところ、旧一電においては、相対卸（期中相対を含む）や先渡・先物市場の活用に積極的に取り組むべきということで、特に、5月までの時点で、今年度の夏期・冬期まで含めて、先渡市場での売り入札を実施している事業者は、中部ミライズ、関西電力、九州電力の3社のみでございますので、その他の事業者についても、早急に対応を実施すべきと考えられるということでございます。

また、旧一電各社は卸窓口の体制整備を行っているところ、新電力におきましても、積極的にヘッジ手法の活用に向けた検討を実施すべきということで、36ページに具体的な窓口も記載させていただいておりますので、ぜひ連絡等取っていただければと思っております。

37ページでございますが、社内外・グループ内外の取引条件・価格ということでござい

ます。

今回の確認では、合理的な理由なく、社内・グループ内の取引価格が、社外・グループ外取引価格の平均水準より低くなっている事例は確認されていないということですが、他方で、卸売の条件面では、特に変動数量契約の通告変更権の設定において、社外・グループ外向け取引との差異が存在する例があったということでもあります。

こうした変動数量契約の通告変更権等の価値については、必ずしも明確に定量化されておらず、内外の取引条件・価格が十分に比較できないケースが見られたということをごさいます。こうした状況を踏まえれば、旧一電各社に対し、こうした卸売条件の定量化を含め、社内外・グループ内外の取引条件・価格が内外無差別であることについての合理的な説明を求めていくことが引き続き必要であると考えてございます。

38ページで、各社の取組が外部から確認できる仕組みということをごさいます。今回のプロセスでは、監視等委員会事務局が、各社の取引単価や個別の条件について、データの提出・説明を受け、確認を行ったということをごさいます。他方で、公表資料の作成に当たっては、社内外の平均単価や具体的な算定方法は経営情報であるため、開示できないという主張が各社よりなされたため、この大小関係や一定の考え方を資料に記載するにとどめているということをごさいます。今後、各社の内外無差別な卸売に関する情報公開の在り方については、何が秘匿を要する経営情報に該当するかの考え方の整理を含め、引き続き検討が必要と考えられるということで、例えば、社内取引価格の見える化を図る観点からは、発電部門・小売部門が、社内取引を認識した上で部門別収支（管理会計）を実施し、これを公表する仕組みとすることなども検討に値するかということをごさいます。

最後、39ページですが、監視等委員会事務局として、旧一電各社の内外無差別な卸売のコミットメントの実施状況を引き続き注視していきたいということと、加えて、今般の確認結果を踏まえて、引き続き課題を整理し、旧一電の内外無差別な卸売の実効性を高め、かつ取組状況を外部から確認できるための仕組みについて検討していくこととしてはどうかということ、下の4月の資料にもありますとおり、売り入札の体制、会計分離、発電分離等も含めて、あらゆる課題について、総合的に検討していきたいと考えてございます。

以上でございます。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、ただいまの事務局からの説明について、皆様から御質問、御意見を賜りたいと思います。御発言のある方は、Skypeのチャット機能を御利用ください。どうぞ。

草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員　草薙でございます。ありがとうございます。

ヒアリングの結果を詳しく教えていただいて感謝します。

資料4の旧一般電気事業者の不当な内部補助防止策につきましての事務局案には異存がございませんので、現状において気をつけなければならないのではないかとと思われる部分につきまして、2点申し述べます。

スライド16の表の右側の先物取引のところでございますが、売り入札を実施していないところが圧倒的に多いわけでございます。多くの旧一般電気事業者の方々は、まだ先物取引の研究をされているところというところかなと思うのですが、先物取引の活用について、しっかりと準備していただいて、そして、これは先渡市場も含めてのことですけれども、リスクヘッジに関して、人材がいないとか、ノウハウがないといったボトルネックが早期に解消されることを願います。

このリスクヘッジにつきましての啓蒙活動の必要性はかねてから申しておりますが、経済産業省のホームページを閲覧しましても、新電力向け、そして、別途、全ての小売電気事業者向けにも、今月は勉強会を開かれて、先物取引をはじめとするリスクヘッジの重要性を市場参加者に認識していただいて、その活用方法についても啓蒙に努めてくださっていることが分かります。また、そのことの報道にも接しているところでありまして、そのような啓蒙活動の努力を多としたいと思っております。

そのようなことの結果として、例えば、先物取引の利用等に向けてのハードルが下がることが望ましい方向だと考えられますので、引き続きましての御努力をお願い申し上げたいと思っております。こういったことで、やがては、売り入札も買い入札も実施されて当然だということまで、先物取引市場を持っていていただきたいと思っておりますのでございます。それが1点目でございます。

もう一点、17ページのほうでございますが、社内取引価格<社外相対卸平均価格となっている事業者につきましては、一応合理的な理由があるのかということについて、今回、ヒアリング結果をお示しくださいませはいたしますけれども、100%合理的であることが明らかになっているとまでは言えないのではないかと思います。自社グループに有利なグループ内外一致の統一的な卸価格設定の方法になっていては、問題があるという前提で、今後しばらく様子を見て、自社グループに一方向的に有利な状況になっていないことを確認いただくべきだろうと思っております。その意味で、今後も丁寧な検討をお願いしたいと思っております。

す。

以上であります。ありがとうございます。

○稲垣座長　　ありがとうございます。

それでは、ほかの委員の方、いかがでしょうか。

中野オブザーバー、お願いいたします。

○中野オブザーバー　　まず、事務局のこうした御尽力、また、旧一般電気事業者の皆様
に、内外無差別に対して前向きに取り組んでいただきまして大変感謝しております。

私は、この点は数年前から申し上げておりますが、そのときと比べますと、旧一般電気
事業者の皆様とも随分お話をさせていただけるようになってきたと実感しております。あ
りがありがとうございます。

本日の内容について、少しだけコメントいたしますと、社内外の取引形態や取引条件が
異なる事例もあるということでした。例えば新電力ですと、ベースやミドルといった決ま
った形での取引が多いのではないかと想像できます。したがって、価格面で社外のほうが
安くなるというのはあるのだろうなと思いました。

このことについては、そもそも取引条件が異なること自体が内外無差別になるかどうか
という点と、条件が異なれば、価格が変わって当たり前なのですが、条件が異なる状態
あるならば、では、どういう方法で無差別と評価するのかという点、この2点を引き続き
検証・評価いただければと考えております。

以上でございます。

○稲垣座長　　構造的な問題、ありがとうございます。

それでは、松村委員、お願いいたします。

○松村委員　　松村です。発言します。

まず、今回事務局から出てきた方針を支持します。この方向で整理していただい
て、さらに内外無差別が進むことをとても願っております。

今、中野オブザーバーからもあったのですが、条件が違えば、価格が違うのは当然なの
ですけれども、私自身が認識している内外無差別は、旧一般電気事業者の小売部門と同じ
条件で取引してくれと言われたら応じるといったこと。結果的に、いろいろな契約条件ご
とに価格体系が変わることがあったとしても、新規参入者が選ばうと思えば選べる状況に
なっている。小さなロットだから、同じ条件で売れないといったことになっていないこと
を確認するのが一番重要なことかと思えます。ピークやミドルだけ取引のニーズがあると

いう結果として、価格が高くなるということだとしても、ベースも含めて取引したい、同じような条件で取引したいということがあったときに、それに応じてもらえることが確保されている状況が究極の内外無差別だと思っています。

さて、その上で、スライド18のところの脚注3が私にはよく理解できませんでした。ここで書かれているものがもし、旧一般電気事業者の契約は、単純な電気の受渡しだけでなく、ある種の差金決済のような側面も含んでいる、ある種の価格固定といった側面も含んでいるということだとすると、スポット市場の価格が相対的に安くなっていた、年初の予想に比べて安くなっていたというときであれば、小売が結果的に不利になり、逆に高くなっているところだと小売が有利になるという状況下で、そういう差金決済的な要素を含まない契約と比べて大小が出てくるということであれば、理解できます。

しかし、これは、新電力のほうは市況に応じて数量を変更することができるけれども、旧一般電気事業者のほうは自社の変動分だけということなのですが、もしこれが本当に正しいとすると、旧一般電気事業者の発電部門もスポット市場を使うことは可能なわけで、限界費用で価格を入れることになっているから、もちろん、それも可能だということで、実際の販売価格、従量料金に当たる部分はその価格よりも低いという状況で、市況に応じて減らすということはある得ないので、それよりも高いときだけ、市況に応じて変動するということとの差が生じるのだと思います。

ということは、実際についている市場の価格がいわば変動費というか、限界費用を下回っている状況でもちゃんと買ってくれるという意味では発電に有利になっていて、小売に不利になっているから、その分、価格は有利になるという理屈のように見える。このような変な契約にすることによって、基本的に限界費用が高くて、本来は動かさないほうが社会的に効率的な電源を動かすのに貢献しているということ。旧一般電気事業者の小売部門は、電力市場の非効率性を増し、最終的には国金負担を増やすために何か変な負担をしていて、その結果として条件をよくするというのは何なのだ、全く訳が分からない。ここで言っていることは一体何なのかをもう少しはっきりしてくれないと、私にはこんな珍妙な説明はとても受け入れられません。ただ、差金決済的な側面があるという指摘であれば、その説明を受け入れます。

次に、38ページ以降のところ、情報の開示で、それは経営情報に当たるという議論ですが、これはもっともで、相当詳細な契約条項になっているはずなので、それが経営情報である可能性はあるので、この点は今後、相当慎重に議論していくことになるのだろうと

思います。

でも、こういうことを言う以上、これを開示したら、経営情報が外に漏れていってしまうというぐらい、ちゃんとした契約書が内々取引でも作られているのですよね、ということを確認してください。最終的には、本当に内外無差別になっているかどうかは誰かが確認しなければいけないので、監視等委員会なりが確認することになると思いますが、秘密保持契約を結んだ人を見て、あまりにも粗雑な契約で、これのどこが経営情報なのだとあきれられるようなケースが今後出てくると、その後、経営情報だから出せないという議論は説得力をどんどん失ってくると思います。私は、実際、既にこのような事例はあると思っている。いろいろな文脈で、経営情報だから出せないという情報を、限定的な人が、公表しないということ、口外しないということを目にして見て、何でこれが経営情報なのだ、あまりにしょうもない契約で外部に知られるのが恥ずかしかっただけではないか、と思うような、あきれられるような事例がもし今まであったとするならば、それであきれ返って、旧一般電気事業者の経営情報だから出せないという議論に聞く耳を貸さなくなっている可能性だってあることは十分考えていただきたい。このようなことを言った以上、相当厳格な、ちゃんとした契約が作られているということを再度確認していただきたい。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、九州電力・松本オブザーバー、お願いいたします。

○松本オブザーバー　九州電力の松本です。発電事業者B Gの立場で発言いたします。

不当な内部補助防止策については、各社が昨年7月末にコミットメントして以来、各社の取組については、今回まとめていただき、引き続き確認・検討がなされていくものと認識しております。

社外卸については、発電事業者としまして積極的に進めているところであり、当社としましても、8月以降は、100社を超える新電力さんにお声がけをさせていただいて、応じていただいたところについては本当にお礼を申し上げます。

取引条件等は必ずしも定量化がなされていないという御指摘があるのですが、それは今後も継続して整備していきたいと考えております。

さて、発電事業全体を俯瞰しますと、カーボンニュートラルを進めるために、今後、さらなる再エネ拡大が見込まれているところなのですが、再エネ以外の発電事業に関しましては、投資や維持が難しくなってきていると強く感じているところでございます。これは

当社だけでなく、経団連が3月16日に公表しました「電力システムの再構築に関する第二次提言」というのがありまして、その中でも、旧一般電気事業者の発電事業者か否かを問わず、現行制度下での発電事業の持続可能性については疑義があるといった指摘がなされております。

その背景の一つとして、これまでの制度設計は、小売側の新参入者目線に重きを置いて進められていったかなということで、発電事業に関しては、規制強化の方向が強く出ておりまして、発電事業は魅力のない厳しい事業になってしまっているのではないかと、事業者として考えております。

以前にも申し上げましたが、今後、制度全般の検討に当たっては、電力システム改革の前提であります安定供給の側面、発電事業の健全な維持、発電事業へ新参入のインセンティブ等の点からも、必要な供給力については、固定費が適切に回収可能となるような制度を御検討いただきたいと考えております。これについては、監視等委員会に限らず、エネ調様にもお願いしたいと考えております。こうした制度ならば、発電事業者の内外無差別の行動はより進むものと考えております。

発言は以上です。

○稲垣座長　ありがとうございました。

それでは、竹廣オブザーバー、お願いいたします。

○竹廣オブザーバー　竹廣です。ありがとうございます。

今回、このテーマで、実に踏み込んだ調査をしていただきまして、お礼を申し上げます。

これは、先ほどS Bパワーの中野さんがおっしゃられたこととほぼ同義ですが、37ページにございました取引条件に関してですが、変動数量契約と確定数量契約では、商品としての価値が大きく異なりますので、通告変更権のオプション価値を定量的に把握できないと、厳密な内外の差別の評価ができないと考えています。この変更権の価値を定量化していただくよう、御検討をお願いできればと思います。

そういう状況下ですが、我々も、これも中野さんからありましたが、数年前に旧一般電気事業者の方々と卸の交渉をさせていただき状況とはかなり変わってきたなと思っていて、いろいろな交渉が進むようになったとも思っています。

一方で、16ページにありました先渡・先物市場の活用状況ですが、今回、売り入札があったか、なかったかといった観点での監視となっていますが、実際、その市場の状況としては、その玉も出てきておりますし、価格の開きも大きいというのが実情でございます。

今後は、量や価格についても見ていただくようなことも含めて御検討いただきたいと思っ
ていまして、これは買手側の価格にも問題がある部分があるかもしれませんが、売る側の
立場でも、利潤最大化の観点でいえば、こうした市場も重要な販売手段だと思いますので、
35ページの総括に記載いただきましたとおり、ぜひ積極的な売り入札をお願いしたいです
し、売り入札が進むようなモニタリングといたしますか、評価・分析といったところをお願
いしたいと思います。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

ほかに御発言はいかがですか。

それでは、事務局からコメントをお願いします。

○黒田取引制度企画室長 様々な御議論ありがとうございました。頂いた御意見、御指
摘を踏まえて、今後も引き続き、内外無差別性の確認・検証を実施していきたいと思っ
ております。

また、最後のページにもありますとおり、今後の対応についても今後検討していきたい
と思っております。

以上です。

○稲垣座長 それでは、事務局においては、本日、委員の皆様から頂いた御意見を踏ま
えつつ、さらに詳細な分析・検討を進めるようにお願いいたします。

次の議題に参ります。議題3について、事務局から説明をお願いいたします。

○黒田取引制度企画室長 それでは、引き続き、資料5の「旧一般電気事業者のスポッ
ト市場における自主的取組について」の御説明を差し上げたいと思います。こちらもパブ
リックコメントでも意見を頂いていた部分になります。

現状、旧一電は、スポット市場において、余剰電力の全量を限界費用ベースで市場に供
出しておりまして、こちらについては、もともとは卸電力取引所の取引活性化の観点から
開始されたものでございますが、実質的に市場支配力による相場操縦行為を防止する方策
としても機能しているということでございます。ただ、これはあくまで旧一電の自主的取
組でございます、ガイドライン上の位置づけは明確ではないということでもあります。

また、3ポツにあるとおり、この冬のスポット高騰の検証で指摘された一つとして、そ
の時点での電気の価値を反映した適切なシグナルが発せられているかという観点ござい
まして、燃料不足時の価格シグナルの発信のために、機会費用を踏まえた入札についての

検討の必要性も指摘されたということでもありますので、こうした点を踏まえて、こちらの自主的取組の今後の検討の方向性について議論いただきたいというものでございます。

また、これと併せて、当面、足元の価格高騰時の監視・公表の仕組みについても御議論を頂きたいと思っております。

それでは、5ページに行ってくださいまして、現状の整理でございます。

余剰電源の限界費用ベースでの全量供出につきましては、2012年から2013年にかけての電力システム改革専門委員会で議論されたということで、当時、卸電力取引所の取引量が全需要の1%程度と非常に少ない状況でございましたので、この活性化をするための方策として、自主的取組がスタートしているということでございます。

この点は、その後、様々な取組もございまして、現在では、卸電力取引所の取引は拡大・活性化し、足元では国内需要の4割程度を占めるということになってございます。

他方で、ガイドライン上の位置づけが明確でないというのは先ほど申し上げたとおりです。

それに加えて、関連する規律として、相場操縦規制が適取ガイドラインに2016年に入っておりまして、この相場操縦規制とこの自主的取組の関係については、本専門会合でもこれまで議論いただいているところでございます。

具体的には、一番下の③というところに書いてありますが、限界費用での余剰電源の全量供出につきましては、プライステイカーとして、シングルプライスオークション下での経済合理的な行動であるということで、この自主的取組が適切に行われれば、これは相場操縦に当たらないというセーフハーバーとして整理いただいているということでございます。

というのが現状でございまして、参考を飛ばして、17ページまで行っていただければと思います。

今後の検討すべき論点ですが、現状では、旧一電の自主的取組という位置づけで、ガイドライン上の位置づけは明確でないので、電力適正取引ガイドライン上での位置づけを明確化する方向で検討してはどうかということでございます。

次のポツで、その際には、前記のように、検討当時と比べて、市場の流動性は高まっているという前提状況の変化があること、他方で、支配力の行使による相場操縦行為の規制の必要性は引き続き存在することを踏まえて検討すべきではないかということでもあります。

3ポツですが、相場操縦行為としては、量の出し惜しみというパターンと価格のつり上

げというパターン、両方ございますので、それを踏まえると、以下の点を検討すべきではないかということで、まず、入札量をどのように規律するか。現行の余剰全量に該当する部分でございます。それから、入札価格をどう規律するか。これは現行の限界費用ベースに相当するものでございます。また、ガイドライン上の整理をどう位置づけるかということでございます。順に御説明をさせていただきます。

18ページでございますが、まず、入札量でございますけれども、この冬のスポット高騰では、売り切れが高騰の一要因になったことを踏まえ、売り惜しみを適切に防止する観点からは、引き続き、支配力のある事業者に対しては、余剰全量の市場供出を求めることが必要ではないかということをも書かせていただいております。その際には、例えば次のような論点をどう考えるかということの整理が必要かと思っております。

まず、市場支配力のある事業者の範囲をどう整理するか。それから、余剰全量の定義をどう明確化するか。

現行では、下の図にあるとおり、供給力から需要と予備力という形で、入札制約、入札可能量を出して、これが出ているかというのを見ていますが、これまで整理いただいた、このような考え方を踏まえて、各概念の明確化の検討が必要ではないかということでございます。

19ページ、価格の観点でございますが、こちらについては、先ほど申し上げた適切な価格シグナルを発出することにどう対応するかということで、まずは限界費用の定義を明確化するとともに、これに機会費用の考え方を反映する方向で、詳細な検討を進めてはどうかということでございます。

この点については、諸外国（欧州）においては、限界費用に機会費用を含める考え方があることが確認されておまして、そこでは、機会費用は、取られなかったうちの最も価値のある選択肢の期待値などと定義されておまして、ほかの時点やほかの市場での取引が例として挙げられているということでもあります。

これを踏まえ、24ページでございますが、今後、限界費用に機会費用の考え方を反映することについて、どう整理するか。

例えば、次のようなケースの、スポット市場への供出価格について、どう考えるかということで、例示をさせていただきます。

まず、①として、需給が逼迫して、補正インバランス料金が低い価格になると合理的に見込まれるケース。予備力が少なくなっている場合には、補正インバランスでインバラン

が高くなるといった仕組みになりますが、このようなケースでどうかというのが1点。

2つ目が、燃料制約のある火力等について、明日の発電量を減らして、1週間後の発電量を増やしたほうが大きな収入が見込まれるケース。例えば、1週間後の先渡や先物の指標価格が高価格となっているといったケースでどうか。

3点目は、足元でLNGのスポット価格水準が高価格となっており、LNGとして転売したほうが大きな収入が見込まれるケースといった点もあるかと思えます。

こういったもの以外も含めて、機会費用として考えられるケースを、事業者のヒアリングを通じて検討してはどうかということでございます。

それから、このようなケースにおいて、特に燃料不足が見込まれない場合と、近い将来に燃料不足が見込まれる場合とで、考え方に違いは生ずるかという点、また、不適切な相場操縦行為を予防する観点からは、事業者による無限定な機会費用の想定や算出を防ぐための考え方の整理も必要ではないかということでございます。

次に、25ページでございます。ガイドライン上の位置づけ方でございます。

こちらについては、2ポツのところ、昨年度、本専門会合で別途行っていただいた需給調整市場の価格規律に関する議論では、旧一電の全社を対象に同じ規律とするのではなく、エリアの分断の頻度や市場シェアの観点から、市場支配力を有する事業者とそれ以外の事業者に分けて、全事業者に対する事後規律、及び支配力を有する事業者に対する上乗せの事前規律という形で整理を頂いたということもございまして、こういった点も参考にしつつ、例えば、支配力の有無に応じて、事前規律、事後規律に分けて適用される規制の在り方を検討することも考えられるかということでございます。

というのが今後の検討の視点に関する論点でございますが、これに加えて、28ページ以降で、当面の価格高騰時における監視・公表の仕組みについても御議論いただければと思います。

足元の対応といたしましては、価格高騰時における出し惜しみ等の問題となる行為についての適切な監視が引き続き必要であるということございまして、昨冬の状況を踏まえた検討においては、旧一電の自社需要予測の精緻化の必要性や、価格高騰時に電取委がよりタイムリーに情報発信を行う監視・公表の仕組みの必要性について議論を頂いていたということでございます。

これを踏まえまして、今後、卸電力市場における価格が一定以上になった場合には、当面の対応といたしまして、電取委が、旧一電各社より、スポット市場への売り入札が適切

に行われていることのデータ提出を求め確認するとともに、各社の自社需要見積り及び需要実績に関するデータについて、以下の方法でタイムリーに公表してはどうかということでもあります。

まず、公表対象のコマなのですが、スポット市場のシステムプライスまたはエリアプライスまたは時間前市場のコマの平均価格のいずれかが30円以上になった場合という基準値を提案しておりまして、この30円は、過去2年で1,300コマほど発生しておりますが、9割超のコマで売り切れが発生し、買い入札価格で価格が決定されている。このため、こうした基準に該当するコマでは、特に売り入札量に関する監視の蓋然性が高まっていると考えられるため、まずはこの基準にしてはどうかということでもあります。

公表対象の事業者としましては、システムプライスまたは時間前市場、全国の場合は旧一電全社、エリアプライスの基準に該当する場合は当該エリアの旧一電としてはどうか。

さらに、公表のタイミングといたしましては、発生の翌週を目途に、監視等委員会のホームページにて実施してはどうかということで、こうした監視・公表の方法については、運用状況を踏まえて、随時見直しを検討することとしてはどうかということでございます。

以上を踏まえまして、今後の進め方でございますが、前半の自主的取組の見直し及び機会費用の論点については、この後、御議論いただき、引き続き検討を進めてはどうか。

後半の監視・公表の仕組みについては、本日御確認いただいた方針で対応を行うこととしたいということでございます。

説明は以上になります。

○稲垣座長 ありがとうございました。

それでは、皆様から御意見を賜りたいと思います。今後の方針に重要な御意見を頂くこととなります。どうぞよろしく申し上げます。

草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員 草薙でございます。ありがとうございます。

事務局の構成に異論はございません。

1点、コメントをさせていただきたいと思います。

資料5の19ページのところでございますが、限界費用に機会費用の要素を含めていくという考え方は、諸外国の例を見ても、あり得るのだろうと考えます。特に欧州では、そもそもそれが当然のようであって、利潤を追求する上で、出口をより高く売る、ないし融通するといった企業活動においては、電力とガスがビジネスとして融合しているといった状

況かと思われまますので、機会費用を取り込む考え方は合理的なのではないかと思ひます。

※のところでございますが、日本でも、※のような状況にはあるものの、今年1月の燃料不足のときに、LNGのスポット市場の値段を参照しながら精算を行うことが合理的だと見られたことがあったと聞いておひまして、限界費用に機会費用の要素を入れるような場面が妥当なこともあり得るだろうと、私も認識しているところでございます。

しかし、機会費用を限界費用に含めるといったことに関しましては、今回の議論を開始した理由からしましても、燃料不足の場面に限定して考えていくというところから始めていただいたほうがよいのではないかと思ひます。

例えば、資料5の24ページでありますが、プライスメーカーである旧一電に、意図的に卸供給を絞り込むことの正当性を与えることにはならないということを確認していくにはどうすればいいのか。旧一電のコミットメントを維持していただくという観点からは、そういったことも重要な論点ではないかと思ひます。

その意味でこの議論は、燃料制約に限定するところからスタートして、機会費用の考え方をどのように導入するのか、しっかりとしたヒアリングを行っていただきたいと思ひます。

なお、この資料の1ページのところで思ったのですが、今年の夏・冬、それから、特に今言われているのは、冬の需給逼迫が懸念されているというところでございますので、「今冬」という表現でございますが、今年1月の需給逼迫のことを指していることは当然であって、それがまだ多いわけです。けれども、年度も改まって、今冬というと、今年12月以降のことを指すというイメージかと思ひておひますので、2020年度冬期という表現——資料6-1などはそのようになっておひますし、今回の議論は全く誤解を招く要素がありませんので、何の問題もないのですが——、今後議論を進めていく上で、使い分けという部分が出てくるのかなという印象を持ておひます。

以上であります。ありがとうございます。

○稲垣座長　　ありがとうございます。

○佐藤事務局長　　すみません。私からちょっと。

○稲垣座長　　では、佐藤事務局長、どうぞ。

○佐藤事務局長　　すみません。今、草薙先生からコメントがあつて、私も、今のコメントについて、コメントさせていただきたいと思ひます。

まず、欧州で利潤最大化を考えるから、限界費用でプラス機会費用を見るというのは、

私は考え方がちょっと違うと思っていて、スライド13をちょっと見ていただけますでしょうか。

これは過去に使ったスライドなのですが、欧州だろうが、アメリカだろうが、日本だろうが、アフリカだろうが、プライステイカーである限りは、13ページで示させていただいたように、限界費用で出すのが一番約定するし、利益最大化になることを示していて、機会費用がゼロでない場合は、もちろん、プライステイカーも機会費用を出しますが、その次の議論にも関係するのですが、私は、機会費用を見るというのを、緊急時や平時で分ける必要はないと考えていて、平常時は普通に市場から市場価格で買えるので、それ以外、わざわざ高く買う人は誰もいないので、平常時は単に機会費用がゼロになるだけなので、あえて分ける必要はないと思います。もちろん、異常時に機会費用以上に価格操縦をするのは、別途、違う文脈で問題があると思いますが、機会費用をどう見るかというのが全てであって、通常時であったら、機会費用は、0.1とかあるかもしれませんが、原則、ゼロで見て、危機時に機会費用は幾らかというのは、実例等を踏まえて、そこは相当丁寧に見ていく必要があると思いますが、見ていけばいいのではないかという感じがします。その意味では、私ども事務局の書きぶりが混乱を招いたかもしれませんが、通常時は、機会費用は極めてゼロに近いが、ゼロとしか見ようがないわけでありますから、というところで、デマケというか、頭の整理は可能ではないかと思っております。

以上です。

○稲垣座長　それでは、松村委員、お願いいたします。

○松村委員　松村です。発言します。

まず、限界費用での入札は、ガイドラインに適切に位置づけていくということについては、既にその案が出たときから申し上げましたが、強く支持します。この方向で進んでいただければと思います。

いろいろ難しい問題があるということは、確かにそのとおりなのですが、逆に言えば、自主規制のときだって、その定義は当然必要だったわけで、その定義がちゃんとされていないのに、自主規制が機能するなどということはほぼあり得ないので、今まで自主規制が機能していたとすれば、ちゃんと乗り越えられるものだと思います。

次に、今の機会費用に関してなのですが、実は私も草薙委員と同意見です。同意見だというのは、機会費用はあらゆる局面で考えていくのだけれども、最初に、燃料制約下での機会費用をどう整理するのかから始めてほしいという点は、草薙委員と同意見です。

これは、今の佐藤さんの御発言で、通常は、その追加的な機会費用の部分はゼロですよ
ねということをお願いしたので、安心はしたのですが、機会費用を無前提に入れて
いくと、どう悪用されるか分からないことを、私は相当心配しています。今まででも、例
えば段差制約とか、いろいろな制約が不透明な入札の温床になっていなかったかどうかと
いったことについて、長いことずっと議論になった。これよりもはるかに大きな問題とい
うか、機会費用と説明をすれば、どんな高い価格の入札だって正当化できてしまうのでは
ないかということをおそれています。その意味で、機会費用の性格を明らかにするという意
味では、ファーストステップとして燃料制約がある状況下で、これをどう考えるかを整理
することから始めるのが合理的かと思いました。

ダム式の水力のようなものを除いて、例えばLNGのようなもので燃料制約が起こった
とすれば、なぜ燃料制約が起こるような事態になったのかということ自体が当然問題にな
り、事後的には、なぜそんな事態を招いたのか、調達が薄過ぎたのではないかといいたこ
とが検証されると思います。その検証の過程で、入札も厳しく検証されると思いますので、
そのような局面で合理的な機会費用を入れることの損失は相対的に小さく、社会的利益が
相対的に大きいと思いますので、ここの整理から始めるべきかと思います。

そのときに、老朽化した石油火力よりも、さらにLNGを温存したいという状況があっ
たとすれば、それよりも高い価格になるのはある意味で当然。将来をにらんだ価格が形成
されると思いますが、機会費用を考えた結果として、通常よりも高くなるのが受け入れ
やすい局面だと思いますので、この整理からお願いしたい。

インバランス料金が高くなると予想されるので、そのようなときには高い入札価格とい
う発想は、私には理解しかねます。ここの議論は、入札価格札で、実際につくシステム価
格とは違うことをちゃんと認識しているのでしょうか、ということをもう一度、頭で整理し
ていただきたい。つまり、インバランス料金がすごく高くなることが予想され、インバラ
ンス料金の関係から、インバランスを決して出さないように、スポットでの調達のインセ
ンティブが高まることになったとすると、例えば札入れが30円だったとしても、80円なり
180円なりという価格で取引される可能性も出てくるし、本当にインバランス料金が高く
なる蓋然性が高ければ、スポット市場でもそういう価格で落札される。ということは、そ
のようなときに事業者が勝手に、インバランス料金の関係からして、機会費用は190円だ
などと判断し、その結果として、190円で出したら約定しなかったなどという電源が出て
くるようなことは決して効率的なことではないと思います。実際に、インバランス料金が

高くなる、そのように需給が逼迫することを理由にして、入札価格を高くするというのは、私は理解しかねます。それは、燃料制約がある局面でというので集約するのであればまだ理解できますが、それ以外の理由で変な議論にならないようにすべきです。

以上です。

○佐藤事務局長 すみません。

○稲垣座長 では、佐藤事務局長、もう一度お願いします。

○佐藤事務局長 今、両先生のお話を聞いて、24ページに書きましたが、機会費用は、今後、事業者のヒアリング等で決めていくというので、先ほどの松村先生の御指摘であったように、結局は、機会費用はこういうことを考えますというのをお見せして、その場合、平常時も含むのか、今、松村先生と草薙先生がおっしゃったように、今冬のようなLNG制約があるときか、機会費用はこんなものがあるというのをお示した上で今冬に限るのか、通常時も入れるのかというのを議論させていただきたいと思います。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、ほかの委員の方、いかがでしょうか。

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。私も価格についてコメントさせてください。

そのときの需給状況によって、電気の価値は当然変わるわけで、そこに機会費用の考え方をに入れて、価格に反映するというのは必要だろうと考えます。

ただ、私は、正直、LNGのマーケットなどはあまり詳しくないので分からないのですが、例えば、24ページの例示③のところに転売とありまして、これは確かに機会損失だと理解できないこともないのですけれども、例えば、これは日本と関係なく、アジアのほかの国で需要が急増して、LNGのスポットマーケットが上がるというケースもあるのではないかなと思ったりしまして、そうすると、国内の需給状況によらず、国内のスポット市場も上がると読めてしまうようにも、今ここで思っているのですね。これは私の理解が足りないのかもしれませんが、今、御議論があったように、このあたりは先生方に慎重に御議論いただきたいなと考えています。

そういう意味では、私も、燃料制約下というのが、一つのスタートとしてはいいのではないかなと思ったのですが、これらの点も含めて、資料にありましたように、無限定な機会費用の想定がないような仕組みは当然入れていただけたらと思っておりますけれども、十分御議論いただきたいなと考えています。

以上です。

○佐藤事務局長　すみません。もうちょっと補足すると、基本的に機会費用をどう考えるかというのは、プライステイカーだったら、どういう値決めをするかというのが中心だと思います。つまり、プライステイカーだったら、通常時だったら、当然のことながら、何回も言っていますように、機会費用ゼロと見て、限界費用でしか出さないわけですね。今冬みたいなときは、相対契約とかで幾らでも高く売れるのに、限界費用で出すわけではないですね。そうになると、プライステイカーだったら、どういう場面で、どういう値段で売れるかというのが基本的な考え方だと思います。

○稲垣座長　さて、皆さん、いかがでしょうか。

よろしいですかね。

それでは、事務局からコメントをお願いします。

○黒田取引制度企画室長　ありがとうございました。頂いた御意見を踏まえまして、今後検討を深めていきたいと思っております。

○稲垣座長　それでは、本件については、本日頂いた意見を踏まえて、次回以降、検討を深めていくことにいたします。概念と場面、さらに詳細に御検討をお願いいたします。

それでは、次の議題に参ります。議題4について、事務局から説明をお願いいたします。

○田中NW事業監視課長　ネットワーク事業監視課の田中でございます。よろしくお願いいたします。

それでは、資料6-1「2020年度冬季の需給ひっ迫を踏まえた調整力の調達・運用の改善等について」ということでございます。

2ページでございますが、2020年度冬季の需給逼迫を通じまして、調整力の調達・運用について、運用を明確化すべき点など、幾つかの課題が浮き彫りになったことから、2ページの下にある項目について、今回、御検討いただくものでございます。

まず、3ページ、「燃料不足が懸念される場合（燃料制約時等）における調整力kWh価格の機会費用の考え方」ということで、まさに先ほどの資料におきまして御議論を頂いていましたが、今回、こちらの資料のほうでは、少し深掘りをして検討させていただく形にしております。前のほうのスポット市場における議論とこちらの需給調整市場は、シングルプライス、マルチプライスという違いなどは若干ございますが、議論に関しては、整合性を取って深めていきたいと考えているところでございます。

まず、4ページでございます。こちらは、今年の2020年度冬季の振り返りということで

ございますが、2020年度冬季は、多くの発電事業者において、火力発電が燃料不足となる懸念が発生し、発電量を一定以下に抑制する運用が行われたということで、そういった燃料制約期間中、一般送配電事業者からは、発電事業者が燃料制約として抑制していた電源Ⅱの火力電源に対して、燃料制約を超過した稼働指令が行われまして、このような調整力の稼働指令等は、燃料の先使いとして先々の時間帯で発電できなくなることから、調整力のkWh価格の精算においては、一部のエリアでは事後協議により機会費用を加味した精算が行われたということでございます。

5 ページでございますが、2021年度、昨年度の需給調整市場の価格規律の在り方の議論では、限界費用が明確でない電源等の限界費用につきまして、機会費用も含めた限界費用を基本的な考え方とすることで整理いたしまして、2020年度冬季の事象を踏まえ、各事業者における適正な価格での登録を促す観点から、燃料不足が懸念される場合の登録kWh価格について、その算定方法の考え方を検討したものでございます。

5 ページの真ん中にあるような形の需給調整市場ガイドラインの中で、燃料制約のある火力電源等に関して、機会費用を含めた限界費用という考え方をしているかどうかということで整理をしていたところでございます。

6 ページは、3月での制度設計専門会合の資料でございますが、燃料制約時のkWh価格に関して、芽出しをさせていただいていたところでございます。

7 ページは、燃料制約時の機会費用の考え方ということでございますが、7 ページのところで書いておりますとおり、1つは、代替電源の限界費用といったことが考えられるということで、ほかにも、先々の時間帯における市場価格といったことが考えられるのではないかとございまして。

8 ページでございますが、では、どういった期間を、機会費用として考える場合の期間として考えていくかということにつきましては、一つの考え方として、8 ページの下にあるような形で、機会費用を算出する際の期間については、燃料制約の開始の日から次の入船日までのスポット市場等の価格を基に見積もるといったことが考えられるのではないかとございまして。

次の9 ページ以下で、この具体的な算出方法の例ということで、幾つか出させていただいております。

例1 といまして、過去の市場価格を基に将来の市場価格を推計するというところで、9 ページの下のグラフのところにありますとおり、例えば、過去の燃料制約が発生した期

間におけるコマごとのスポット市場価格の上位Xコマの平均値を基に算出するのも一案ではないかということでございます。

例2といたしましては、先渡・先物市場の価格につきましては、現時点における将来のスポット市場価格等の指標となることから、入札量が十分にあれば、これを基に機会費用を算出するのも一案ではないかということでございます。

例3といたしましては、週間の広域予備率というところが、この算定を公表する方向で、広域機関において検討が進められているものですから、この週間の広域予備率を基に先々の補正インバランス料金を推計して、それを参照するのも一案ではないかということでございます。

まとめということでございますが、今回、機会費用の算出方法、市場価格の推計方法について、現時点で考えられるものを例示したということでございます。

これら以外の算出方法も十分に考えられることから、本日の議論を踏まえ、引き続き検討を深めることとしたいと考えております。

続きまして、14ページ、2.の「2022年度向け調整力公募における電源I'の想定発動回数について」ということでございます。

15ページでございますが、前回会合では、電源I'の想定発動回数については、至近の実績を踏まえた年間発動回数の期待値を算出しまして、次回公募に向けて想定発動回数を見直すこととしたものでございます。

16ページは、前回での資料ということでございますが、17ページを御覧いただきますと、電源I'が運用されてきました2016年度から2020年度までの実績を確認したところ、電源I'の発動基準となる広域予備率が8%以下となるのは5か年平均で5.4日ということでしたが、他方で、想定発動回数を至近の運用実績に基づき見直すこととしたことを踏まえますと、運用実績が極端に少ない2016年は除いてもよいのではないかということで、したがって、2017年から2020年度までの4か年の平均7日を基に、想定発動回数7回とすることとしてはどうかというものでございます。

以上、資料6-1に関する事務局からの説明でございます。よろしく願いいたします。

○稲垣座長　ありがとうございました。

それでは、この議題については、一般送配電事業者からも説明がございますので、白銀オブザーバー、どうぞよろしく願いいたします。

○白銀オブザーバー　関西電力送配電・白銀でございます。

それでは、資料6-2、簡易指令システムの接続工事に関する今後の対応について、2ページを御覧ください。

前回の本会合で、この内容につきまして御説明いたしましたところ、委員から、ここに記載のような御意見を頂いておりまして、改めて御議論いただくということになってございます。

本日、2ページの下半分に記載しました、少し再整理いたしました内容、主に3つの観点につきまして、御確認、御意見を頂ければと思っております。

下に書いております矢尻の1つ目です。

まず、接続工事の受付可能上限につきましては、工事受付80件/サイクルであるのに対して、アンケートを踏まえた工事申込みの見通しは最大でも40件でありますことから、受付可能上限拡大のさらなる対策は不要と考えておりますが、これでよいかどうか。

2つ目の矢尻、簡易指令システムの仕様上、制御可能な上限数は500接続であるのに対して、アンケートを踏まえた累計接続数の見通しは、時期未定という回答も含めた最大見通しで248接続であることから、接続上限数について、当面拡大せず、現システムで運用したいと考えておりますが、これでよいかどうか。

3つ目の矢尻です。今後も、調整力公募の手続を開始する前の年度初めのタイミングで毎年度アンケートを実施することといたしまして、例えば、接続工事の申込数に大きな増加が見込まれるような場合、システム構築に要する期間、一般的に2年程度先において、累積接続数が500接続を超えるような見通しとなりましたら、システムリプレース等の対策を検討するとともに、そのような状況では、接続工事の申込数がさらに増加することも考えられますので、リプレースを検討する上においては、受付可能上限が拡大できるような対策案、前回説明いたしました案2のようなものも含めて検討するなど、申込みの見通しの中身を踏まえて、本会合で御報告の上、対策の可否を御審議いただきたいと考えておりますが、この方向でよいかどうか。

なお、接続上限数の500という数字を拡大するためには、今説明いたしましたように、システムのリプレースが必要となってまいります。その観点から、例えば、中給システムのようなほかのシステムのリプレースに合わせて計画的に実施するといったことも今後検討してまいります予定でございます。

資料3ページ以降は、参考としまして前回の資料をつけてございます。必要に応じてそこも参照いただきながら、今述べました3つの観点について、主に御意見を賜ればと思

っております。

私から以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、事務局及びただいまの送配電網協議会からの御意見を踏まえて、皆さん、御意見をお願いいたします。

林委員、お願いいたします。

○林委員　　林でございます。

まず、資料6-1のほうでございますが、事務局からいろいろな案を、今後の対応に向けて出していただいて、ありがとうございました。このように、まず案を出していかないと、なかなか議論も難しいということもあると思いますし、今、3つの案ですか、出しているような気がするのですが、どれがいいかにつきましては、また今後いろいろ議論していかないとということがあると思いますけれども、まず、こういうところを展開していくことで、皆さんの意見を集めてやっていくということで、正しい方向だと思います。

あと、最後のページですか、多分、資料6-1の17ページで、電源Iの想定発動回数をどうするかということでございますが、こちらも、そのエビデンスというか、実績に基づいて、4か年平均7日を基に7回とするということで、そういう方向になるということで、こちらも支持したいと思います。

あと、先ほど送配電網協議会から御説明がありました、御丁寧な御対応、どうもありがとうございました。

簡単に言うと、接続工事などがたくさんあった場合に、今も十分取っているということで、現システムでいいと思うのですが、もしそれがさらに増えるような状況があった場合は、1年間ですぐ対応できるという案1みたいなものをまずやって、それでもシステム改修まで必要だったら案2といったことで展開して、この制度設計専門会合にその動向をまず見せて、その中で間に合うように対応するということの御理解ということで承知いたしました。この方向で審議したいと思います。

以上です。ありがとうございました。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、ほかの委員の方、いかがでしょうか。

松本オブザーバー、お願いいたします。

○松本オブザーバー 発電事業者BGの立場で発言いたします。

2020年度冬季の需給逼迫を踏まえた燃料制約等の調整力kWh価格の機会費用について御検討いただき、ありがとうございます。現時点で考えられる例示を頂いており、今後もより実態に即して検討がなされていくものと理解しておりまして、発電事業者としても御協力申し上げていきたいと思っています。

さて、スライドの7ページで、燃料制約時に発生する機会費用の例が3点挙げられています。

電源Ⅱの供出においては、燃料を追加調達しなければならないリスクも考える必要があると思ひまして、その追加調達コストについても、何らかの形で適正に精算される仕組みが必要ではないかと考えております。追加調達を行う際には、船1隻分を調達した場合など、燃料余剰リスクもあるため、安定供給に真摯に取り組んだ事業者が損をしてしまうことがないように、こういった点も踏まえて、燃料制約時等の精算について、引き続き検討をお願いしたいと考えております。

事例を少し詳しく申し上げますと、今冬の需給逼迫では、弊社はLNGを、当時高かった価格で1隻分、追加調達しました。本来だったら半分くらいの調達でよかったですでしょうが、そういうわけにもいかず、1隻という形でしか対応できません。その後、需給逼迫の緩和あるいは石炭火力の復旧がありまして、卸価格は落ち着きまして、機会費用と申しますか、高いLNG価格を入れた形ででは落札はできませんで、1隻分のLNG調達コストの回収は結果的に難しかったというのがございます。このように、安定供給に必死に取り組んでも報われない実態があるのを考慮いただき、そういった検討に加えていただければと思います。

発言は以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、岩船委員、お願いいたします。

○岩船委員 ありがとうございます。今、松本オブザーバーからおっしゃられたような損失分を、前もって機会費用に反映するのはすごく難しいなと思って今伺っていました。すみません。感想でした。

私が申し上げたかったのは、先ほどの議論を伺っておりまして、6-1のほうは調整力の価格、機会費用の議論ですが、例えば、8ページ、9ページ、例1、例2、例3のような方法は、先ほどのスポット価格の機会費用の話ともかなりリンクする話だと思いますの

で、事務局の方からもそのような御説明があったと思うのですが、そこは整合が取れる形で進めていただければなと思いました。

先ほども議論にきちんとついていけない気がして、発言を控えてしまったのですが、先ほど佐藤事務局長から御説明があったように、もし平常時に限界費用で入れるのが事業者にとっても合理的だということであれば、そこにわざわざ制約をつける必要もないわけで、制約だらけではなくて、市場での合理的な事業者の行動がなるべく担保されるような仕組みをどう維持するかというのがきっと理想だと思いますので、そういう意味で、もちろん燃料制約期間中は、機会費用を、例えばアッパーナリをどう設定するかというのは非常に重要だと思うのですが、なるべく市場の神の見えざる手がうまく働くように制度を設計していただければいいかなと思いました。制約はなるべくミニマムにさせていただくのがいいかなと思いました。

以上です。

○佐藤事務局長　すみません。

○稲垣座長　どうぞ。

○佐藤事務局長　今の岩船先生のコメントに対するコメントなのですが、当然、制約がなければならないほどいいのですが、日本のスポット市場に関しましては、特に分断したときは、明らかにプライステイカーではないので、限界費用で出すのが最大利益となるのは、何度も申し上げたように、プライステイカーであるときなので、プライスメーカーの場合は、限界費用で出すのは全然利潤最大化にならないので、プライスメーカーであるときは、何らかのコントロールというか、制約を置くのは絶対必要だと思います。その意味では、需給調整市場のほうがスポット市場よりも、プライステイカーというよりも、これは市場参加者が少ないので、プライスメーカーになる可能性が多いので、それも念頭に置いて制度設計をすることが必要ではないかと思います。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございました。

○岩船委員　ありがとうございます。

○稲垣座長　ほかの委員の方、いかがでしょうか。

安藤委員、お願いいたします。

○安藤委員　安藤です。よろしく申し上げます。

非常に細かくて、つまらない話なのですが、今の資料と、これの1個前の資料、資料5

でも共通しての話なのですけれども、「機会費用」という言葉をどういう意味で使っているのかということを一応明確にしておいたほうがよろしいのかなとも思っています。今回議論されている委員の先生方、皆さんの共通認識として、会計上の費用等に機会費用を加えてトータルな費用になるような見えにくい費用のことを機会費用と呼んでいる。日本の教科書では、こういう定義をしていることも結構あるのですが、世界的に多い教科書、例えば、最近だったらクルーグマン・ウェルス、あと、ヴァリアンもそうですね。一般的な教科書では、見えにくい費用も全部足した全体を機会費用と呼んでいて、このあたりは、どういう教科書で勉強したかによって、この機会費用を考慮すべきだみたいな話をおっしゃったときに、どの部分を指しているのかということは誤解を招きかねないかもしれない。今回の市場とか、発言を聞いている限り大丈夫なのですが、このあたりは複数の使い方がある用語なので、そこだけ、ちょっと注意したほうがいいかなというのは感想として感じました。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございます。

それでは、ほかの委員の先生方、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。松本オブザーバーの発言に関して発言します。

岩船委員が御指摘になったとおりでと思います。そのような問題があるということは理解しましたが、そのときに機会費用を考えて入札したら、問題はもっとひどいことになったはず。つまり、売れ残りを増やしたということになるはずなので、今の松本オブザーバーの議論は、基本的に機会費用の議論とは全く関係ない話です。

ただ、御指摘になった点はとても重要な点で、安定供給のために厚めにLNGを調達すると、結果的に安値で処分せざるを得なくなるという事態が出てくる可能性があることは、燃料制約が結果的に発生しなかったときでも起こり得ることなので、これについては機会費用の議論とは切り離して検討されるべき。恐らくエネ調の議論になるのだろうと思うのですが、そちらできちんと議論すべきかと思いました。

以上です。

○稲垣座長　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　私は発動回数のほうのコメントですが、よろしいでしょうか。

○稲垣座長　　どうぞ。

○中野オブザーバー　　先ほど発動回数の見直しの御説明を頂きましたが、今後も、あまり頻繁に変更するのは好ましいと思いませんけれども、4、5年前と比べて需給状況が、例えば太陽光がかなり増加しているという状況で、変わっておりますので、参照する年度を定期的に見直していただきたいと思います。そうすると、実態とのギャップがより少なくなるのではないかと考えております。

以上でございます。

○稲垣座長　　ありがとうございます。

では、大橋委員、お願いいたします。

○大橋委員　　ありがとうございます。

この資料と、前回の資料とも併せてかもしれませんが、まず、松本オブザーバーがおっしゃった点は重要だと思ったのですけれども、それは加味されているのではないかと思います。つまり、LNGのコストが高くなれば、それは発電コストにも入ってくるし、資料の7ページ目に頂いている3つの機会費用をそれぞれ上げていることになっているので、一応適正に価格づけできれば回収できるだろうなと思いました。私の理解が間違っていたら大変申し訳ございませんが、そのような受け止めをしました。

今回のこの機会費用の考え方は、どのような競争に対する世界観をお持ちかということに大きく関わるのだと思っていまして、事務局長にすごく分かりやすくご説明していただいたのですが、基本的に完全競争の世界をデフォルトとするといったことで考えられている方と、場合によると、そうでない方もいるかもしれなくて、そのあたりの世界観のすり合わせは重要だなと思いました。

前の資料には、相場操縦に対する規律も入っているということなので、それにさらに上乘せで、これは完全競争という世界観の中で入れていくということに関して、その合意をしっかりと取ることが重要だろうということだと思います。

今回頂いた機会費用のこのページの考え方自体は、私はこれでいいのではないかなと思っていますので、議論はこれを中心にしてやっていただくのがよろしいのかなと思いました。

以上です。ありがとうございます。

○稲垣座長　　ありがとうございます。

ほかに委員の方、いかがでしょうか。

○佐藤事務局長　　すみません。

○稲垣座長　　どうぞ。

○佐藤事務局長　　私、違ったことを言ったような気がする。確かに大橋先生のおっしゃるように、7ページだけ見ると、これはさっきの資料6-1とちょっと違うような感じがする。

何が言いたいかという、私がさっき説明した場合だと、例えば、松本さんが御指摘のケースは、プライステイカーだったら、どう考えても限界費用で出さないと損してしまうので、限界費用で出すとしか考えられないのですが、大橋先生の御指摘のように、7ページの図式を見ると、プライステイカーというよりも、何らかの逸失利益を考える場合はいいという例を出しているの、整理が必要だと思いますので、ちょっと考えさせていただけますか。すみません。

○大橋委員　　どうもありがとうございます。

○稲垣座長　　ありがとうございます。

では、あと、皆さん、よろしいですかね。

それでは、事務局からコメントをお願いします。

○田中NW事業監視課長　　活発な御議論ありがとうございました。本日頂いた皆様のコメントを踏まえ、kWh価格の機会費用の考え方のところについては引き続き検討してまいりたいと思います。

○稲垣座長　　それでは、今日の議論ありがとうございます。

まず、電源Iの想定発動回数の見直しについては、皆さん、事務局の案に御異議ないようですので、これについては、この方針で進めさせていただきたいと思います。

それから、これについては、一般送配電事業者におかれては、調整力公募の募集要項への反映をどうぞ進めていただきますようお願いいたします。

また、概念とその市場に関する競争の世界観も踏まえて、事務局のほうでも、皆さんの議論が可能な環境をきちっとつくっていただきますように、どうぞよろしく願います。

それでは、次の議題に行きたいと思います。時間前市場等のあり方について、事務局からお願いします。

○黒田取引制度企画室長　　黒田でございます。

それでは、資料7「時間前市場等のあり方について」について御説明いたします。

2ページでございますが、時間前市場につきましては、現状は、スポット市場の取引の1%弱ということで、取引は非常に少ないのですけれども、来年度のF I P制度の導入や再エネの増加等を見据えて、時間前市場の在り方の検討が必要となっているということでございます。

昨年10月の専門会合においても、時間前市場の在り方について御議論いただきまして、その結果、発電機の起動特性や再エネ予測のタイミング等を踏まえ、時間前市場におけるシングルプライスオークションの導入やそのタイミング・頻度について検討するとされてございます。

こちらにつきましては、4ページを御覧いただいて、このトレードオフというところで、現状、真ん中の前日の17時に時間前市場を開場しておりますが、この後、SPAを入れるとして、タイミングが早いほうは、上の電気については多く起動できる。他方で、タイミングが遅いほうは、より最新の気象予測の反映ができるということでございますので、このトレードオフをどう考えるかということでございまして、この点については、実態の調査を踏まえて検討すべきということでございますので、本日は、こういった実態の調査の結果を御報告させていただき、検討を進めさせていただければということでございます。

9ページまで飛んでいただきまして、まず、発電機の起動特性についてでございます。

調査の概要につきましてはですが、時間前SPAに入札し得る停止電源の起動には一定のリードタイムが必要ということで、電源種ごとに起動指令から定格出力に達するまでの起動特性を調査してございます。

具体的には、旧一電、J E R A、電源開発を対象に、水力、火力の全ユニットについて、ユニットごとの発電機の停止モードに応じた起動特性データの提出を依頼し、分析してございます。

この停止モードというのは、下の分析内容のところにあります。日次停止の場合、8時間停止している。週末停止の場合、土日の48時間の停止、定期検査等の場合は72時間以上ということで、どれぐらい停止していたかによって定格出力までの時間が変わりますので、それを調べているところでございます。

その結果が11ページでございまして、この表の見方でございますが、一番左の欄に石油・ガス火力計と石炭火力、水力・揚水とございますけれども、水力・揚水については、起動すればすぐに定格まで持っていけるということでございます。石炭については一定の時間がかかるのですが、こちらはベースの電源ですので、限界費用も低く、基本的にずっと

と動いているということでもございますので、今回の調整力の分析からは外して、石油とガスについてのデータで整理をしております。

その結果が一番上の欄、石油・ガス火力計というところではありますが、こちらで見ていただくと、起動指令から12時間あれば、7割ぐらいの電源は起動可能ということでありまして、18時間あれば、9割が定格まで起動可能ということが結果として出てございます。

次に、12ページが太陽光の予測誤差の分析ということで、こちらにつきましては、太陽光の発電量は、実需給断面までは正確に予測できず、予測と実績の差分（予測誤差）が生じるが、予測タイミングが実需給に近づくほど、この差は小さくなるということがございますので、SPA実施時点での太陽光の予測誤差が、スポット入札時点での予測誤差と比較して、どれぐらい低減されるかということ进行分析しております。

利用データは、昨年度、2020年度のデータを用いまして、前日6時のFIT①の通知時点から、15時、21時、当日3時まで、どれぐらい改善するかということを見ておりまして、導入効果が特に大きいと考えられる予測誤差の大きい日の上位5日間を抽出して分析しております。

その結果が13ページでございまして、左の全国というところで見いただくと、前日6時の誤差は、前日15時では最大54%改善する。21時で66%、当日3時で67%という結果が出てございます。

この2つを合計したものが15ページでございまして、起動指令タイミングと需給タイミングでどれぐらいの電源が起動し、かつ誤差がどれぐらい改善したかということがございます。

例えば、一番上の前日17時、現状の時間前市場開場時に出た場合には、需給のタイミングで、当日12時あたりが太陽光の発電も一番多くなる時間でございますが、リードタイムとしては19時間あるので、起動電源という意味では、90%稼働できる。他方で、最大予測誤差の改善については、54%対応できるということでもあります。これが前日21時になりますと、起動できる電源は79%で、予測誤差は66%となります。当日3時だと64%、67%ということございまして、ビジュアルで整理すると、17ページのような形で、オレンジの起動可能電源は右肩下がりになるのですが、緑の予測誤差は上がっていくということで、このトレードオフを踏まえながら、SPAの頻度・タイミングを検討しているということでございます。

18ページ以降は、「諸外国における時間前市場の実態について」ということござい

す。

19ページは、欧州諸国の前日市場、当日市場の状況でございますが、ドイツ、イギリス、スペイン、フランス、北欧という国でまとめてございます。

各国とも、まず、一番上のスポット市場については、前日12時あたりを締切りに、SPAで実施するというところでございます。

その次の欄の時間前市場ザラバも各国で導入されているということでございまして、一番下の時間前市場SPAについては、北欧は導入なしなのですが、それ以外の国は導入をしているということで、時間前でザラバとSPAが併設されている。フランスも、最近までなかったのですが、2020年に導入されたということでございます。

21ページは、参考に、スポット市場と時間前市場の取引割合の各国比較でございまして、これは2019年時点の数字でございますが、ドイツ、イギリス、スペイン、当時、SPAが導入されていた国のほうが、フランス、北欧といった未導入だった国よりも、時間前市場、青の割合が高くなっているのが見てとれるということでございます。

ちなみに、日本は1%弱ということで、この中では一番低い割合になっているということでございます。

23ページは、今後の検討の視点ということでございまして、時間前市場の制度検討を行うに当たっては、以下の視点も含めて検討を進めてはどうかということであります。

まずは、2022年度よりFIT制度が導入されるということで、今後、時間前市場で発電の調整ニーズが拡大することが見込まれるということでございます。

2点目ですが、時間前市場はザラバであるということで、新たな電源の起動を前提とした売り入札はなかなか難しいということがございます。1コマだけ歯抜けで約定しても起動できないというのがありますので、そういう意味では、ブロック入札が導入可能なシングルブライズオークションを時間前市場に入れることで、市場を通じて火力電源の起動台数が調整される仕組みとしていくことが重要ではないかということであります。

SPA導入に当たっては、先ほど見ましたような太陽光予測誤差と起動特性のトレードオフを考慮し、最適なタイミング・頻度を検討すべきではないかということでございます。

また、※で書いてあります時間前市場と三次調整力②のタイミングの問題がございましたら、次のページで説明いたします。

さらにとということで、こうした検討と併せて、スポット市場の取引タイミング（前日10時）やFITインバランス特例①の通知時間（前日6時）について、検討を加えることも

考えられるかということでございます。

また、これらの検討に当たっては、発電・小売事業者の実務上の負担等も考慮することが必要ではないかということでもあります。

最後に、25ページで、時間前市場と三次調整力②の調達との関係ということでございますが、現状、一番下のタイムラインで、前日10時にスポットの入札があり、前日15時に三次調整力②の開札、17時に時間前市場開場ということでございますけれども、三次調整力②の開札が時間前市場よりも前に来ることを前提としますと、青箱の2つ目のポツのような懸念が考えられるかということで、需給調整市場で調整力を確保することで、時間前市場に十分な売り玉が出てこない可能性や、需給調整市場と時間前市場の両方で調達が行えることで、火力の起動台数が過大になる可能性があるということですので、例えば、以下の点を検討すべきかということで、三次調整力②の実施タイミングを時間前SPAの後に移動することとか、実施タイミングに変更を加えない場合については、需給調整市場で確保された調整力分について、実需給に近づき余剰が発生した場合に、時間前市場に入札できるようにすること等を検討すべきかということでございます。

説明は以上になります。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、ただいまの報告に対する御意見などを頂きたいと思います。スライド24ページなどが検討の視点として示されております。

草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員 ありがとうございます。草薙でございます。

時間前市場等の在り方につきましても、事務局案に賛成させていただきます。

特に24ページのことでございますが、24ページを見ますと、私は、真ん中あたりにございます事務局案をぜひお願いしたいと思います。時間前市場にSPAを導入する場合には、太陽光の予測誤差は実需給に近くなるほど小さくなる。そして、起動が間に合う火力電源は実需給に近くなるほど減少する。そのトレードオフを考慮し、最適なタイミングとすることが重要で、時間前市場におけるSPAの実施タイミングや頻度の検討を具体的に進めていくということは、時間前市場の活性化のためにも、ぜひともお願いしたいところ思っております。

そのページの一番下のところでございますが、最後の行に「これらの検討に当たっては、発電・小売事業者の実務上の負担等も考慮することが必要か。」という記述がございます。

これはいろいろな意味に取れますが、私としては、そもそも、実務上、24時間、いつでも入札に対応できて、ルールさえ決めてもらえればいつでもいいと言われる事業者もおられる一方で、深夜・早朝の入札にはとても対応できないと言われる事業者もおられるのではないかという気がしております、そのあたりも確かめていただいたらよろしいのではないかと考えております。

なお、個人的には、例えばでございますが、実需給に近づくほど、太陽光の予測誤差が改善されるということではあります、その割には、当日3時と前日21時の予測精度を比較して、前日21時でも十分優れているし、起動可能な火力発電に関しましては、前日21時のほうが明らかに多くなっていることからすると、総合的に見て、午前3時よりは前日21時のほうが優れたタイミングだと読めるのではないかと、15ページから17ページのところから感じまして、先ほどの事務局案はそのことを含意しておられるのかなとは思いますが、これは一例にすぎず、時間前市場の活性化のために、いろいろとハードルがあると思いますので、様々な検討を引き続きお願いしたいと考えております。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

岩船委員、お願いいたします。

○岩船委員 ありがとうございます。17ページに出ているようなデータを取っていただいて、大変参考になります。

私も草薙委員と同じような意見を持ったのですが、今後の調整力を考えた場合に、当面、火力でやるというのは分かるのですけれども、火力はある程度起動停止時間がありますので、そこを考慮しなければいけないわけですが、例えば、もっと柔軟なDRが入ってくることも十分考えられますので、そのあたりも念頭に入れた制度設計をお願いしたいかなと思います。

そういう意味で、例えば、北欧等では、イントラデイで、給湯器のDRみたいなものもしっかり活用されているという話も聞いておりますので、そのあたりももう少し調査していただいて、検討に加えていただければなと思います。今、日本では、欧州のような、すぐ立ち上がるガスタービンみたいなものがないわけで、前提として、そこが大きく違うというのは理解しているつもりなのですが、先々、調整力もクリーンになっていくことを考えますと、そういう視点も重要かなと思いました。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございます。

ほかに委員の皆さん、いかがでしょうか。

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　　エネットの竹廣です。

24ページで、実務上の負担について触れていただきましたが、この点で少しコメントさせていただきたいと思います。

いろいろな検討の観点があるかと思いますが、実務の観点で言いますと、全体としては、市場への入札業務がなるべく日中の勤務時間内に収まるような設計を期待したいところです。例えば、時間前市場の開場は前日の17時ということですが、これを少し前倒しして、開場と同時にシングルプライスオークションを行っていただく。あるいは、当日の午前中にシングルプライスオークションを行うのであれば、例えば午前10時頃にしていただいで、業務がふくそうしないように、スポットの締切りを少し後ろ倒しにして12時にするといった対応も考えられるかと思いました。取引を担当する社員と取引以外の業務に従事する社員のビジネスアワーの整合がなるべく取れますよう、ぜひ全体を見て御検討いただければと思います。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、続いて、松本オブザーバー、お願いいたします。

○松本オブザーバー　　九州電力の松本です。発電事業者B Gの立場で発言いたします。

時間前市場につきましては、事業者としても活用ニーズがありますので、活性化に向けた事業者としての取組について真摯に検討し、適切に対応してまいりたいと思います。その上で、意見を少し述べさせていただきます。

現在の時間前市場を導入する際には、ザラバとシングルプライスオークションが比較検討された結果、実需給直前でも需給調整の手段として活用しやすいザラバが採用され、両方式が併設された場合に弊害が生じる、つまり、ザラバに札が出にくくなると評価されて、両方式を併設しないとの結論に至ったと認識してございます。

事業者としましては、実務面を申し上げますと、これまでは、残り時間と発電機の状況を見ながらザラバ入札をしていたところ、シングルプライスオークションが導入されますと、調整力三次②の決定時刻、発電計画への修正反映、さらには、ザラバ取引への準備の時間などを考慮する必要があります。これまで以上に複雑なオペレーションが必要となります

場合については、ザラバには札を出しづらくなるのではないかと懸念しております。

それから、シングルプライスオークションへの対応では、追加コストがどの程度発生するのかというのを危惧しておりまして、業務量増加に加えまして、対応するシステムコスト等もある程度の規模になることも考えられますので、もしもシングルプライスオークションを導入するならば、竹廣オブザーバーが言われましたとおり、うまくワークさせるためには、負担の少ないやり方についても検討をお願いしたいと思います。

発言は以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、武田委員、お願いいたします。

○武田委員 ありがとうございます。ただいま松本オブザーバーの御意見にありましたように、ザラバが望ましいということはあると思います。トレーダーとしては、価格のボラティリティーの高さを、利益獲得の機会と捉えて、積極的にそこで利益を獲得したいということで、ザラバが望ましいということもありません。特に実務に近い方の御意見は重要でありまして、それらを踏まえて、引き続き考えていきたいのですが、他方、ザラバでありますと、札入れについて、限界費用ないし可変費用での入札は必ずしも合理的ではないと思うのです。そうしますと、ザラバですと、価格発見機能が発揮されず、効率的な取引が実現されないということがあつた。また、重要な視点として、競争的な価格、競争的なベンチマークを特定し難い。それによってモニタリングの費用が増大するということがあり得る。

以上はシングルプライスオークションを支持する一つの理由になり得ますが、繰り返してありますが、ザラバにはザラバのメリットがありますので、継続して考慮すべきだと思います。しかし、モニタリングの費用は、J P Xや監視等委員会の負担に直結しますので、その点は今後継続して考慮する必要があると思います。

以上です。

○稲垣座長 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。現在、時間前を運営している取引所の立場で発言させていただきます。

前にも、時間前のシングルプライスオークションの導入に関しましては、取引の集中を見て決定すべきである旨を発言させていただいております。現時点、17時の開場から1時

間前のゲートクローズまで、17時の時点での取引の集中は多少見られるものの、最初からそれほどシングルプライスオークションが必要な状況にはないと認識してございます。

私どもとしましては、時間前市場は、調整をする市場であって、価格市場であったり、活性化、取引量の増大といったものを望むべき市場ではないという認識を持ってございます。主体的に調整がしやすいというのは、ザラバが一番適しているのではないかと考えております。夜間でも、調整すれば、それだけ経済的に有利に運ぶのであれば、恐らく事業者はその時間でも入札はされますし、そこで休まれる方がいれば、それはそれで明け方にザラバで入札して、条件的には不利になる可能性もあるかと思いますが、そういったことが自由にできる場所だと思っています。

火力の発電機の起動に関して議論になっておりますが、再生可能エネルギー、太陽光や風力などを今後、事業者が予測することになれば、不足だけではなく、恐らく余剰のほうを予測する。下のほうで予測する事業者と高いところで予測する事業者、それぞれいろいろ特色が出ようかと思えます。そうしますと、火力は必ず起動するのを考えながらやるのかというのは議論になるでしょうし、また、現在、前日の10時に実施しておりますスポット取引のときにブロックが入っているのですね。17時に、例えば時間前のシングルプライスオークションが入って、ここでもう一回、火力電源の起動をするような大きなずれは起こるものなのかどうかもよく考えなければならないと思っております。

また、海外事例を挙げていただいております。特に注目すべきは、私はドイツだと思っているのですが、ドイツに関しまして、なぜシングルプライスオークションが必要になったのかは、表にまとめていただいたところを見れば明らかかと思えます。時間前によって、日本で30分同時同量のところを、調整力をなるべく減少させるために、現在、ドイツにおいては15分での同時同量を実現しております。スポットのほうにおいては、15分単位の取引がなく、時間前で15分単位の調整がかかる。

昔はスポット取引が1メガワットでして、時間前が0.1で調整ができる時代がございました。そのときは、17時の時間前の開場に0.1の調整をする事業者が多く入ったのは事実です。このときの取引は17時に集中しました。ドイツでも同じような事象が発生しているものと推測しております。

ずれがあれば、そういった調整の集中はあるわけですが、現在の設計において、30分の0.1メガワットは、スポット取引、時間前取引、共通してございますので、それほどの集中はない。

時間前開場で何が起こるかという、締切りが17時の間に起こった何かの変化の分、それがどの程度集中を招くぐらいの取引があるかというのはよく見なければいけないと考えております。

すみません。長くなりましたが、シングルプライスオークションがあれば、事業者の混乱を招く可能性もあろうかと思えます。十分に配慮しながら検討を進めたいと思えますし、私ども取引所でも、これは主体的に検討していかなければいけない事項と思っております。

以上です。

○佐藤事務局長　すみません。國松さんにちょっと質問。

○稲垣座長　どうぞ。

○佐藤事務局長　すみません。國松オブザーバーに質問なのですが、分かり切ったことで恐縮なのですが、今回、この資料を出させていただいたのは、釈迦に説法はわかっているのですが、2ページに書かせていただいたように、國松さんがおっしゃったように、当初はほとんど火力電源を念頭に置いて、スポット市場で計画需要量を達成して、スポット市場で足りない分はきちんと買ってもらうというのが大原則で始めて、今でもそうだと思うのですが、2ページで書いたように、とはいっても、F I P制度の導入や再生可能エネルギーの増加は、当初の制度設計時には考えられなかったような増大があって、火力だと、それが突然変わって、うんと出るよりは出力しなくなることのほうが問題だと思うのですが、それが相当頻発しているという状況を踏まえて、時間前市場をより使うしかないだろうということで、現実のニーズに迫られて考えているという背景があるということで、よく御存じと思いますが、そういう状況下で考えても、やはり今おっしゃったようなことなのですかね。やはりそこなのですね。火力電源だったら、本当にスポット中心でいいということだと思いますが、実際、火力電源よりもはるかに出力しなくなる可能性があるものが増えていて、今後どんどん増えるという状況でいいかどうかといところなので、そこに関して、もう一回、見解をお伺いしたいと思います。

○稲垣座長　國松さん、いかがですか。

○國松オブザーバー　ありがとうございます。F I Pの導入で、事業者の予測がどういう形で進展するのか。現在のF I Tに関しては、一般送配電事業者の方が予測されているので、一様の予測かと思うのですが、F I Tを事業者が予測するときには、上で予測する事業者と下で予測する事業者、平均を取る事業者、いろいろなものがあって、その予測の仕方も各事業者のそれぞれ腕の見せどころというか、その特色を出してくると思ってござ

います。そうしますと、上で予測している事業者、下で予測している事業者、予測の仕方はそれぞれの違いがあるので、一概に違いがボーンと出るかというのは分かりにくいのかなと思ってございます。実際にまだF I Pが入っていないので、再生可能エネルギーの予測誤差がまだ見えてきていないのですが、F I Pも徐々に入ってくるものと認識しておりますので、その状況を把握した後に、時間は十分にあるのかなとも思ってございます。

例えば、F I Tの三次調整力②、三次調整力F I Tが時間前で応札をすることになったとした場合は、かなり大量の買いが入ることが想定できましたので、その利用においてシングルプライスオークションはあったのかもしれないと私は思っております。

ただ、F I Tの調整に関しましては、現在、調整力市場という形で実現されておりますので、時間前のほうには入ってきていないとすれば、F I Pの導入ももう少し見る必要があるのではないかなと私は思っております。

○稲垣座長 ありがとうございます。いずれにしても、時代の変化、また、状況の変化、その事実に基づく検討の必要性ということで、今、議論を進めております。

松村委員、お願いいたします。

○松村委員 松村です。発言します。

まず、議論のそもそもの背景に関する認識が、九州電力の松本さんも取引所の國松さんも甘いのではないかと、改革の当事者としての自覚に欠けるのではないかと思っています。正直、聞いていて、そんな認識で設計されていたのか、こんな人たちに任せていたら抜本的な改革は不可能ではないか、と思った人も多いのではないかと思います。

これはそもそも、変動再エネが大量に増えてきて、誰がその予測誤差を調整するのがいいのかという議論の過程で、主に送配電部門が最終的にリアルタイムマーケットで調整するのがいいのか、あるいは、もっと早いタイミングで分かるのであれば、時間前も使ってやっていくのがいいのかという議論の結果、時間前を使ってやっていく、BGにその調整を寄せて、それに対応してもらおうという方向に制度を大きく変えたほうがいい、そのほうが予測精度を高めるというインセンティブ、あるいは、いろいろな意味で調整するインセンティブも高まるので、いいのではないかと意見が強まった。そういう方向で議論が進んでいくときに、いつもネックになるのは、BGが変動再エネの調整を引き受けるとしたとしても、小さな事業者であれば、市場に頼るということになるのだけれども、それができるほどに時間前市場は発達していないのではないかと。時間前市場の市場が薄過ぎるのではないかとということがずっと問題になっている。それが弊害になっている。これから本当に

調整主体、責任を移したときに、どんな問題が起こるのかということも多く事業者が不安に感じている。それが原因で参入が止まってしまったらどうするのだといったことをみんな真剣に考えている。だから、時間前市場はすごく重要だということが議論の当然の前提になっている。今の状況では全く足りないということが前提となっている。だからこういう提案がされてきているのだということに関する認識が甘いのではないか。

そもそも、九州電力をはじめとして、多くの旧一般電気事業者、電源を大量に押さえている一般電気事業者がもっとたくさん出してくれて、それで流動性がすごく高まっているということであれば、シングルプライスオークションをどうしても入れなければいけないといった議論をするまでもなく、これで安心できるということになったはず。途中でも指摘されていましたが、例えば歯抜け約定などの問題があるということだとすれば、支配的な事業者から、このように市場を変えてくれれば、ザラバだって、ブロックのような形で売ることは不可能ということはないと思うので、そういう格好で市場を変えてくれれば、私たちはもっと対応できますということ、理事も出している旧一般電気事業者が指摘し、取引所のほうもそれを積極的に受け入れて、あるいは取引所のほうが積極的にそういうことを考えて市場を改革し、ザラバで十分な流動性があると認識されていれば、そもそも、システムプライスでの取引をどうしても入れろ、などという議論にはならなかった。

それに対して、消極的な意見を多数出していただくのは構わないのですが、そうであれば、対案として、そのような不安に対して、こういうやり方で対応しますということを示さないと、これからの制度設計ではとても受け入れられない、支配的事業者も取引所関係者も、安直な発言をする前に、当事者としても自覚を持っていただきたい。旧一般電気事業者からも取引所からも、ザラバを維持したままで十分に流動性のある効率的な時間前市場になって、そういう受け皿に十分なり得るような改革の提案が出てくることを期待しています。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございます。

ほかに御意見いかがですか。

よろしいですか。

それでは、事務局からコメントをお願いいたします。

○黒田取引制度企画室長　活発な御意見ありがとうございました。頂いた視点を踏まえて、今後とも分析・検討を進めていきたいと思っております。ありがとうございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。それでは、検討をよろしく願いいたします。

それでは、議題6について、事務局から説明をお願いいたします。

○田中NW事業監視課長 ネットワーク事業監視課の田中でございます。よろしくお願いいたします。

それでは、資料8「需給調整市場（三次調整力②）の運用状況について」を御覧いただけますでしょうか。

先ほど資料7で、三次調整力②も少し関連して、大きな議論がなされましたが、資料8のほうにつきましては、現状の需給調整市場の状況に関して、前回に引き続き、改めて分析・御報告をするといったものでございます。

2ページを御覧いただけますでしょうか。

2021年4月1日に需給調整市場三次②の取引が開始されておりまして、前回の本会合におきまして、5月中旬までの需給調整市場（三次②）の募集量・応札量等の状況や、幾つかのエリアで応札量が少ないことの分析等を行ったものでございます。

また、連系線の活用状況についても分析を行いまして、連系線容量の時間前市場向けと三次②向けの配分の見直しを決定したところでございます。

今回は、その後、6月中旬までの三次②の募集量・応札量や連系線の活用状況について御報告をするものでございます。

3ページ、4ページ、5ページ、6ページは参考資料となっております、7ページ以降、この運用状況についてということでございます。

8ページでございますが、こちらは4月1日から6月16日までの全国の募集・応札状況ということで、全体としては、応札量は増加傾向にあるということでございます。

9ページは、ブロック別ということでございます。

10ページでございますが、下のグラフを御覧いただきますと、4月から5月においては、募集量に比べて応札量が、東北、中部、北陸、中国については少なかつたわけですが、特に中部、北陸、中国については、応札量の増加が、右の6月に関しては見られるところでございます。東北については、依然として応札量が募集量を下回る状況が続いているところでございます。

なお、前回会合において、東北電力のほうからは、2月の地震により、一時的に供給量が少なくなっている等の説明などがあつたところでございます。

続きまして、11ページでございます。11ページは、エリアごとの調達不足の発生状況の

4月、5月の分ということでございまして、こちらの調達不足率というところに比べ、12ページは、6月以降のこの状況ということになっているわけですが、先ほど申し上げたような応札量の増加ということや、6月以降の連系線の枠取り量の見直し後は、調達不足は大きく減少しているといったところが見てとれるところかと思えます。

続きまして、13ページは、エリアごとの約定価格の状況ということですが、5月までと6月以降を比較しますと、依然として北海道の価格は高いのですが、北海道の平均約定価格・最高約定価格は大きく下落しております。ほかのエリアについては、一部エリアでは約定価格が若干上昇しているところでございます。

14ページ、まとめということでございまして、5月下旬以降、応札量が増加傾向にあるということございまして、6月における調達不足量の発生状況は、それ以前に比べて大きく減少しているということで、これにつきましては、応札量が増加したこと及び連系線の配分量を見直したことが影響しているのではないかと考えられるところでございます。

15ページ以下、2. 三次調整力②向け連系線確保量の見直しということでございまして、16ページでございますが、連系線容量の配分見直し後、6月2日以降の市場分断状況を分析したところ、三次②の市場分断は、多くの連系線で減少しております。また、三次②への配分が要因で、時間前市場が分断したのは1コマのみということになってございます。

見直し後の状況につきましては、現時点では6月2日から17日という短期間の実績しか確認できていないことから、今回は時間前向け連系線確保量 α を見直さず、もう少し状況を見ることとしてはどうかということでございます。

18ページ、今後の対応ということでございますが、需給調整市場（三次②）について、公正に取引が行われ、適切に機能しているか、また、FIT太陽光予測外れに効率的に対応する仕組みとなっているかという観点から、引き続き、19ページに記載のような点について分析していくこととしたいと考えております。

また、商品ブロックの見直し等、応札量を増加させるための市場ルールの改善等については、広域機関を中心に検討が行われることとされておりますが、上述の分析から得られる示唆を広域機関に提供するなど、その検討に協力していくこととしたいということで考えております。

資料8に関する事務局からの説明は以上でございます。よろしく願いいたします。

○稲垣座長 ありがとうございます。

資料16ページ、時間前向け連系線確保量の見直しは、もう少し状況を見ようと。それか

ら、19ページ、「今後の対応について」ということで、基本的に報告ですが、皆さん、コメントはいかがですか。皆さんから御意見を頂きたいと思います。

林委員、お願いいたします。

○林委員 林でございます。

三次調整力②の話で、当然、その期間は短いのですが、前回の会合を踏まえて、タイムリーに、適宜、こういうエビデンスを出していくのは非常に重要だと思っています。これからもこのように、まず、分析の結果を出していきながら、もし課題があれば、三次調整力②が正しく取引されているか等も含めて、あと、F I Tの予測価格に対応する仕組みがしっかりできるかということも考えていくと、こういうことは非常に大事だと思いますので、定期的に、ぜひ引き続きということと、場合によっては、どう対策するかということをご案として出していくということだと思います。ありがとうございました。

○稲垣座長 ありがとうございます。

では、松村委員、お願いいたします。

○松村委員 松村です。発言します。

事務局の整理は全て合理的だと思いますので支持します。

その上で、最後のスライド19の「今後の対応について」というところで、商品ブロックについて出てきています。商品ブロックについては、もう既に問題が明らかになっていて、供給余力が一番小さく、必要量も小さい時間帯と、両者が大きい時間帯の2つが同じブロックに入っている結果として、供給量を制約していることは既に明らかになっているので、これについては一刻も早く見直していただきたい。この整理以上のことは監視等委員会では無理なのは十分分かっていきます。「広域機関を中心に検討が行われることとされているが」ということなのですが、広域機関にはぜひ早急に、一日も早く見直しをしていただきたい。

問題は、前回も指摘しましたが、不足があるということだけではなくて、仮に応札量が必要量を若干上回る程度であれば、競争性は十分担保されていないということでもあるので、不足が解消されれば問題は解決したということではありません。そういう観点からも、商品ブロックの見直しは不可避だと思います。早急に検討をお願いいたします。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

皆さん、いかがですか。

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。

今後の対応について整理いただきまして、ありがとうございます。内容に賛同したいと思います。

特に調達量の適切性につきましてもぜひ見ていただきたいと思いますのと、応札価格の状況については、kWの価格だけでなく、kWhの価格も含めて、仕上がりの価格が高過ぎることがないかといった観点でも見ていただきたいと思います。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、皆さん、いかがですか。

よろしいですか。

では、事務局からコメントをお願いいたします。

○田中NW事業監視課長 御議論ありがとうございます。本日の御指摘、御議論を踏まえまして、引き続き、分析・検討等を進めてまいりたいと思います。

○稲垣座長 ありがとうございました。

それでは、議題7「再給電方式における費用負担等のあり方について」、事務局から説明をお願いします。

○恒藤総務課長 事務局・総務課の恒藤でございます。

資料9を御覧ください。

再給電方式における費用負担等の在り方につきましては、過去3回議論いたしまして、再給電によって一般送配電事業者に発生する費用については、一般負担として託送料金で回収するというところで整理をしたところでございます。

今回は、幾つか関連して整理をしておかなければいけない論点について、御審議を頂きたく存じます。

3ページからは、これまでの議論と再給電の仕組みについて、何枚か参考資料をつけてございます。

また、7ページと8ページには、東京エリア及び北海道エリアにおいて、ノンファーム接続のエリアはどこかという概念図をつけてございます。これらを参考にしながら御議論いただければと存じます。

10ページからは、1つ目の論点でございますが、混雑地域における下げ指令の精算価格

についてでございます。

再給電の仕組みにおきましては、一般送配電事業者は混雑系統内の電源に対して下げ指令を出し、混雑系統外の電源に同量の上げ指令を出して混雑を解消いたします。

この混雑エリアの下げ指令については、資源エネルギー庁の審議会において、10ページの下のような順番で行くと整理されているところでございますが、多くの下げ指令は、このうちの1.の電源Ⅰ・Ⅱと2.の電源Ⅲで対応することになると考えられるわけでございます。これについて、再給電による混雑処理が効率的に、すなわち社会全体としてのコストが最小となる形で実施されるようにするためには、ここに書いています①及び②、すなわち①下げ指令に応じた際の精算価格、いわゆるkWh価格がコストベースで登録されること、②一般送配電事業者が、そのkWh価格の高いものから下げ指令を行うことが重要となるわけでございます。そうしますと、①の混雑エリアの電源が下げ指令価格をコストベースで登録するようにするにはどうしたらいいかという点が論点になるわけでございます。

12ページでございますが、これについて、仮に混雑エリアにおいて電源間の競争が十分であれば、特に規制等をやらなくても、競争を通じてコストベースでのkWh価格の登録が促されると考えられるわけでございますが、実際には、混雑エリアにおいては、電源の数が少なく、十分に競争的でないケースが多いと考えられますので、下げkWh価格がコストベースで登録されるよう、何らかの規律づけが必要になると考えられるわけでございます。

13ページでございますが、この再給電と同じ仕組みであります調整力のkWh価格につきましては、この専門会合におきまして需給調整市場ガイドラインを整理しておりまして、その中で、大きな市場支配力を有する事業者については、事前的措置として、13ページ4行目に書いてあります式を満たすように、kWh価格を登録するよう要請すると整理いたしました。

再給電の対象となる混雑地域においては、下げ指令の対象となる電源が比較的少なく、競争が限定的なケースが多いと考えられますので、混雑地域の下げ指令の対象となる電源全てに対して、この式により下げkWh価格を登録するよう、同じように要請することが適当ではないかと考えております。

このような取扱いでよろしいかどうか御審議いただければと思います。

なお、混雑地域におけますシェアが極めて小さい電源があった場合にも、同様に要請をするということでもいいかどうかというのが論点でございます。それについても、念のため、御確認いただきたいと存じます。

また、将来的には、例えば、容量確保契約を締結している電源については、下げkWh価格を「限界費用ー一定額」以上で登録することをそのリクワイアメントなどにするようなことも考えられるのではないかと考えております。

なお、この限界費用でございますが、電源の中には、一旦出力を下げると、再立ち上げ等に大きなコストが発生するものもありまして、これらについては、下げkWh価格にそのコストを考慮することが合理的と考えられます。様々なケースがあると考えられることから、こういった電源があった場合には、個別に整理することとしたいと考えてございます。

15ページでございますが、混雑エリア内のできるだけ多くの電源に下げ指令を受けていただくようにしていくことが重要と考えられます。

現状、電源Ⅰ及びⅡについては、調整力の契約に基づいて、下げ指令ができるということでございますが、電源Ⅲについては、再給電のために指令できることが明確化されていないということでございますし、また、オンライン化も課題となっております。

したがいまして、混雑地域の電源Ⅲについては、オンライン化を促進するとともに、再給電の際に下げ指令を出すことができることを明確化するため、託送供給等約款に明記する、あるいは別途の契約を締結するといった工夫を進めていきたいと考えております。

また、15ページの一番下ですが、混雑地域で上げDRを募集して、電源の下げkWh価格よりも高い値段を払っていただけるようなものがあれば、それを先に指令するというのも今後検討してはどうかと考えております。

18ページ目、2つ目の論点でございます。新たな託送料金制度において、再給電費用の取扱いをどうするかということでございます。

再給電によって一般送配電事業者が発生する費用は、一般負担として、託送料金を通じて回収するという整理いたしました。2023年度より導入される新託送料金制度、いわゆるレベニューキャップ制度において、具体的にどのような仕組みにするかということ整理する必要がございます。

これについては、18ページ真ん中に記載した再給電費用の特徴、すなわち、①一般送配電事業者の努力によって費用を削減することが難しい、②事前にその費用の規模を見積もることが難しいという特徴を踏まえ、この費用については、実際に発生した費用は、事後的、例えば翌期などに託送料金に上乗せして回収する仕組みとするのが適当と考えられるところでございます。

この旨を、託送料金制度の制度設計を行っております料金制度専門会合に伝えまして、

この方向で具体的な制度設計を進めていくことにしたいと考えてございます。

飛んで、23ページでございます。

最後の論点でございますが、今申し上げましたとおり、一般送配電事業者が再給電の費用を適切に回収するためには、その費用を、インバランス対応に要した費用など、ほかの費用とは区分して管理することが必要となるわけでございます。

再給電で行います非混雑地域の上げ指令は、混雑対応だけではなくて、時間内変動対応やインバランス対応にも用いられますので、上げ指令から混雑対応分の切り分けが必要となるわけでございます。これについては、23ページの真ん中以下に書いてあります式によって計算するというので、とりあえず始めてはどうかと考えてございます。

混雑対応の上げ指令の費用については、再給電の指令電力量×上げ指令の単価でまず計算をする。その上げ指令の電力量については、混雑地域における下げ指令量と同量であったという考え方で、下げ指令の量をそのまま使う。

それから、上げ指令の単価につきましては、上げ指令は、時間内変動対応、インバランス対応、混雑対応と3つ混ざっているわけでございますが、いずれも同じ単価と考えまして、実際、上げ指令が出た調整力の加重平均単価を使うことにして、23ページの真ん中にあります掛け算で計算することにしようかと考えてございます。

ただ、実務上の課題があるのかどうかということをご精査いたしまして、必要があれば見直しをすることにしたいと考えてございます。

以上、再給電の費用関係で残された論点について、事務局の対応案でございます。このような方針で進めてよろしいかどうか、御審議のほど、よろしく願いいたします。

○稲垣座長 ありがとうございます

それでは、スライド13ページ、15ページ、18ページ、23ページに掲げられた論点について、皆様から御意見を賜りたいと思います。どうぞよろしくお願い致します。

林委員、お願いいたします。

○林委員 再給電の下げ指令の価格で、おっしゃるとおり、混雑があるエリアで、電源がたくさんないときはルールメイキングしなければいけないということで、まさにこの会でやるべき案件だと思っております。

説明、ありがとうございます。

まず、13ページの話ですが、なるべく登録してできるように、しっかり価格を規律するというので、私としては、この方向性でいいのではないかと考えています。

ただ、一番最後が特に大事だと思っておりますが、規律を整えて一つのルールにしてしまうと、電源の中には必ずいろいろなものがあるので、そこは、ここでも提案がありますけれども、必要に応じて本会合で審議していくということでもありますので、大きな方向性としては何らかの形で示さなければいけないと思っておりますので、基本方針はこれに合意したいと思っております。

15ページは、まさにおっしゃるとおりだと思っておりますが、電源Ⅲについて、できるだけ多くの電源に入ってもらおうということで、やはりこのオンライン化は大事なのではないかと考えています。

特筆すべきは、これからインバランスの発生がありますが、今後、配電レベルなどでも混雑がローカルにある場合、DRの話が一番下にありますがけれども、こういったものもしっかりできるようにして、先に、例えば、混雑が配電レベルで発生する 때가あつたりもしますので、こういうところの対応もしっかりやっていくということは非常に賛同したいと思います。

18ページの論点2のレベニューキャップとの連動につきましても賛同します。この会合にしっかり出していただきまして、そちらでまたしっかり議論というか、承認していただければと思いますので、方向性としてはいいと思います。

最後、23ページ、多分これが一番マニアックになるかもしれないのですが、これは逆にシンプルに、しっかりルールをつくるということで、今回、事務局のほうでいろいろ頭を悩ませてもらったのだと思いますけれども、簡単に言うと、左側の下げ指令のほうの量をベースに、それと同じ量の上げ指令があるということから、その整合性を取りながら、上げ指令の中に、御説明があつたとおり、混雑だつたり、インバランスであつたり、変動対応がいろいろある中で、やはり統一の価格でまず進めるということだと思っております。

特に大事だと思っておりますのは、2つ目のポツの最後の括弧書きです。実務上の課題や運用状況を見て、必要があれば見直しということで、そういう展開であれば、この方向に賛同したいと思います。

ちょっと駆け足ですが、ありがとうございました。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございました。

それでは、皆様、いかがでしょうか。

それでは、広域機関の都築オブザーバー、お願いいたします。

○都築オブザーバー 広域機関の都築でございます。よろしくお願いいたします。

スライドの13について、一言だけコメントを申し上げたいと思います。

この資料の真ん中やや下のところ、コラムで言うと2つ目のところなのですが、容量市場で落札した電源にひもをつけるという議論が将来的な議論としてあるかと思えます。母集団の設定として一定の判断があるのではないかといったことは想像いたしますが、他方で、容量市場にひもづけることで、容量市場に参加すると、市場の外にまでリクワイアメントが発生することにもなるのだとすると、これはkWの市場への参加というところに対する影響も生ずる可能性があるのでは、その点についてのケアが必要かなと思っています。この点は、今回の議論のきっかけとして、資料に記載があるのだと思いますので、今後議論していくときには、運用のところも含めて論点があると思いますので、ぜひ、よく議論させていただければと思います。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、皆さん、よろしいですか。

では、事務局からコメントをお願いします。

○恒藤総務課長 頂いたコメントを踏まえまして、この方向で進めてまいりたいと思います。

○稲垣座長 本件については、特に御異論なく、林委員からも御賛同の御意見がありましたので、この方針でどうぞ進めてください。

それでは、議題8について、事務局から説明をお願いいたします。

○黒田取引制度企画室長 黒田でございます。

それでは、資料10「自主的取組・競争状態のモニタリング報告」について御説明いたします。

今回の御報告については、今年の1～3月期が報告の対象となっております。主要なスライドを中心に御説明させていただければと思います。

まず、取引所取引の状況について、8ページを御覧ください。

スポット市場の状況でございますが、御案内のとおり、今回の期間は、スポット市場価格の高騰時期と重なっております。1月は約定量の低下が見られますが、その後回復していき、期間約定量については、前年同期比では1.1倍となっております。

また、スポット市場の価格については、11ページでございますが、3か月平均では26.2

円という高い水準になりました。1月15日には、過去最高の251円という価格をつけてございます。

なお、昨年度同期の今年の分析については、本日の資料3-2にもございます報告書を御参照いただければと思います。

次に、時間前市場でございまして、15ページでございまして、期間の約定量は8.2億kWhということで、前年同期比の1.1倍となっております。

18ページ、価格につきましては、スポット価格の高騰に伴いまして、時間前の期間平均も28.9円と高くなってございまして、こちらも1月13日に過去最高の249円という水準になってございます。

次に、先渡市場でございまして、19ページでございまして、当該期間の約定実績は1,468万kWhということでございまして、なお、同期間の先物取引についてですが、TOCOMが3.3kWh、EEXが23.26kWhということで、比べると先渡は少なくなっております。

20ページ以降に先渡取引の価格・量の詳細を載せてございます。

20ページは東京商品でございまして、上段が価格、下段が入札量ということになっております。

この期間で約定が生じたのは1月第5週のみで、約定したのは2月の週間商品ということとなります。

1月の高騰期に約定が発生していないのはなぜかということですが、左の下を見ていただくと、売りと買い、それぞれありますが、色が違うのが見てとれると思うのですが、1月に売りが出ていたのは4～6月の商品が大宗でありまして、売買の商品がマッチしなかったということがございます。

21ページは関西商品の状況です。相対的には、こちらのほうが活発に取引がされておまして、10件、約定が出ているということがございます。

ちなみに、前の議題で、先渡市場の価格分析についての御要望も頂いたところですが、こちらで、例えば3月の取引分、上段のところを見ていただくと、売買の希望価格がマッチしていないということを書いてございまして、左の売りの価格が10円ぐらいでついている中で、買いは5円とか、それ以下ぐらいですか、かなり低い価格で入っていたということもございまして、このような状況であるということが見てとれるところでございます。

次に、旧一電の取組状況でございまして、24ページで、入札可能量の分析でございまして、今回の1-3月の入札可能量が供給力に占める割合は8.2%ということで、前年同期と比

べると低下してございますが、今回、こちらの分析は、各月1日のサンプル調査で実施していきまして、今回のサンプルの中に、入札可能量が極めて少なかった1月15日、価格が高騰した日が含まれていることが影響していると考えられます。

それから、時間前市場ですが、28ページを御覧いただいて、売り札をゲートクローズ前に引き上げているという指摘を以前して、そのモニタリングの状況でございますけれども、こちらについては、下の各社のうち、赤の点線で囲われているところがある会社が、1時間前以内に札を引き上げている会社ということで、前回、これが5社あったのが、3社に減っている。要は、札を残している会社は、4社から6社に増加しているという状況でございます。この会社に改善理由を確認したところ、業務フローの見直し、また、S M整備を実施して改善をしているという回答がありまして、こういった点は引き続きモニタリングをしていきたいと思っております。

36ページで、中長期取引の推移でございますが、3月時点での需要に対するJ E P X取引量は38.5%という水準でございます。

44ページでございますが、小売のシェアにつきましては、総需要に占める新電力シェアは19.5%という水準でございます。

51ページは、一昨年の4月に明確化した電気の経過措置料金規制解除基準に係る状況の御報告になります。

消費者の認知状況は以下のとおりございまして、スイッチングの割合も着実に増加しているという状況でございます。

52ページで、競争圧力という項目で、シェア5%程度以上の有力で独立した競争者が2者以上存在するかという点がございまして、その状況でございますが、現時点で、旧一電以外に、エリアシェア5%を有する他社が存在するのは東京・関西の2エリアのみという状況ございまして、2者以上という要件に該当するエリアはまだないという状況でございます。

最後、ガスの卸の状況ございまして、こちらは、ガスの大手3社の経過措置料金解除の議論の際に、今後、ガス卸の状況をモニタリングしていくということを申し上げておきまして、こちらの情報を今回のレポートから追加してございます。

53ページですが、1G、2Gの9社、東京、大阪、東邦、北海道、仙台市、静岡、広島、西部、日本という9社でございますけれども、この9社からの卸の状況ございまして、青の部分が3G、4Gということで、ほかの事業者から卸を受けて、自社の導管で供給す

る旧一ガス、京葉瓦斯といった会社であります、その割合が約7%という水準でありまして、いわゆる新規参入者向けの卸は全体の0.7%という水準であったということでございます。

最後でございますが、54ページです。スタートアップ卸の状況でございます、こちらは資源エネルギー庁のガス事業制度検討ワーキンググループの資料からの抜粋でございますが、契約締結は現状11件という状況でございます、こうしたデータについても、今後、定期的にモニタリングをしていきたいと考えてございます。

報告は以上になります。

○稲垣座長 ありがとうございます。本件は報告事項でございます。質問については、個別に事務局にお問合せいただくようお願いいたしたく存じます。

ただ、特に何か御発言を求められる方がおられれば伺いしたいと思いますが、いかがでしょうか。

ありがとうございます。それでは、事務局においては、どうぞよろしくお願いたします。

本日予定していた議事は以上でございます。皆さん、御協力ありがとうございました。議事進行を事務局にお返しいたします。

○恒藤総務課長 本日は、長時間にわたり、どうもありがとうございました。

議事録につきましては、案ができ次第、送付させていただきますので、御確認のほど、よろしくお願いたします。

それでは、第62回制度設計専門会合はこれにて終了といたします。

どうもありがとうございました。

——了——