

第5回制度設計・監視専門会合

日時：令和7年1月30日（金） 15：00～17：48

※オンラインにて開催

出席者：武田座長、岩船委員、松村委員、安藤専門委員、熱海専門委員、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5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におかれましては、御多忙のところ御参加いただきまして、誠にありがとうございます。

本会合は、オンラインでの開催としております。なお、議事の模様はインターネットで同時中継を行っています。

二村委員と山内委員は、遅れて入室される予定です。

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 おはようございます。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つとなっております。

それでは、早速、議題の1つ目から入りたいと思います。議題の1つ目は、「ガス小売事業者等に関する今後の対応について」となっております。事務局から説明をお願いいたします。

○下津取引監視課長 取引監視課長の下津でございます。では、ガス小売事業者等に関する今後の対応につきまして、右上資料3に基づきまして御説明をいたします。

本件でございますけれども、東邦瓦斯、中部電力ミライズが大口都市ガス需要家に係る入札等についての情報交換等を長期にわたって頻繁に行っていたということで、当委員会が昨年6月24日付で両社に対して業務改善命令を行うよう経済産業大臣に勧告をいたしまして、同勧告を受けて、昨年7月26日に経済産業大臣から業務改善命令が両社に出されたという件に関するものでございます。

本件に関しましては、1 ポツ目でございますけれども、昨年9月から1年間、4か月に1度の頻度で業務改善命令、業務改善指導に基づく報告を両社から受領して、我々としてもフォローアップをするということにしております。

昨年12月でございますけれども、その第1回目の報告が両社からございましたので、今日は、その内容の概要を御報告等させていただきたいということでございます。

フォローアップの視点でございますけれども、こちらは昨年9月の委員会資料でございますけれども、また同様の報告を当時の制度設計・監視専門会合で説明させていただいたものでございますけれども、今回はこの赤で囲んだ部分、社内ルール、体制整備、研修等について、中心的に確認をしたということでございます。

スライドは4枚目でございます。社内ルールや体制整備、運用の状況、運用見直しの状況の両社の概要をこちらにまとめております。いずれの事業者につきましても、外部人材を構成員の過半数に含む組織体を設けて、その長は外部人材となっていることを確認しております。

また、2 ポツ目でございますけれども、競合他社との接触ルール、基本的には事前申請、事後報告というルールでございますけれども、いずれの事業者も制定しておりまして、また適宜、実態に合わせてルールの改定等も進めている状況が確認できました。

例えばということで御紹介させていただきますと、改定例というところが真ん中から下のほうにございますが、例えば同一部署の同一機会の接触については、複数人まとめて申請を認めるとか、役職員による競合他社との懇親会について、通常の競合他社との接触の際に必要な申請に加えて、別の所定様式での申請が必要であることを明確化するという改定が行われていることが確認できました。

ちなみに懇親会の明確化についてでございますけれども、懇親会はカルテル等の違反リスクが特に高いという御認識の下、懇親会については、通常の申請書に加えて追加の別の様式も提出させているということでございまして、その別の様式には、懇親会の参加者の競合事業への関与の度合いですとか、その接触によって考え得る独禁法違反リスク等、そして、そのリスクを踏まえ、客観的に独禁法違反の疑義を持たれないと考える理由、そういうものを記載させるということでございました。

また、接触ルールの実効性確保のためということでございますけれども、キーワードでランダムにメールを抽出することによるモニタリングですとか、交際費データとの突合、こういったことも行っていることが確認できた次第でございます。

スライドは5枚目でございます。また、法令遵守の観点からの会議のモニタリングでございますけれども、いずれの事業者においても実施されていることを確認しております。

さらに社内リエンシー制度、社内通報制度でございますけれども、役職員の理解を深める活動を行っているということでございまして、具体的にはというところで記載させていただいておりますけれども、イントラネットに独占禁止法遵守専門サイトを立ち上げて、また社長からの全職員に対するトップメッセージの発出、メールマガジンによる周知等がなされていることを確認しております。

さらに、先ほどの専門サイトで、このような事例の相談があったとか、そういう事例を紹介することによって相談のハードルを下げる取組、こういうものも行っているということも確認できたところでございます。

スライドは、恐縮ですが9枚目まで行かせていただきます。こちら、教育・研修の実施計画、実施状況の確認結果をまとめております。いずれの事業者についても、独占禁止法、ガス事業法等の研修や教育を幅広く行っているということが確認できました。研修をやるというだけではなくて、研修の実効性を確保するための取組というものも確認できまして、例えば、参加者から事前に独占禁止法等に関する質問を募集し、当日、講師が個々の質問に回答等するというセミナー方式の採用でございますとか、また研修の対象に関係事業者も含めている、関係会社も含めているといったことが確認された次第でございます。

また、こちら、今回我々がフォローアップしている中で聞き取ったものでございますけれども、コンプライアンスのために自分の部署が関係する法令の最新情報を把握するために、法令改正情報提供サービスを導入したということも確認できた次第でございます。

今後でございますけれども、スライドは12枚目でございます。まず、今回フォローアップを通じて得られた気づきについては、適宜、事業者にフィードバックをしつつ、次回でございますけれども、本年5月頃を想定しておりますが、このスライドの赤で囲んだ部分、3線管理、第三者評価を中心的に確認していこうと思っております。こういう形でフォローアップを続けていきたいと考えている次第でございます。

以上が今回の報告でございます。

○武田座長 ありがとうございました。

それでは、ただいまの説明につきまして、皆様から御質問・御発言をいただきたく存じます。御発言の御希望がありましたら、チャット欄でお知らせいただければと思います。よろしく願いいたします。

それでは、中部電力ミライズの栗本様、よろしくお願いいたします。

○伊藤オブザーバー（栗本代理） 中部電力ミライズの栗本でございます。本日、伊藤の代理で出席をさせていただいております。よろしくお願いいたします。

このたびは、業務改善計画に対する取組状況につきましてフォローアップを実施いただきまして、ありがとうございました。今回のフォローアップの内容を踏まえまして、今後二度と独禁法違反を起こさず、また、そのような疑いを持たれることがないように、コンプライアンス遵守に向けた取組を継続的に実施していくとともに、今後のヒアリングにつきましても適切に対応してまいりたいと思っております。

私からの発言は以上でございます。

○武田座長 どうもありがとうございます。

ほか、いかがでございましょうか。よろしいでしょうか。

それでは、事務局から何かございますでしょうか。

○下津取引監視課長 特にございません。

○武田座長 それでは、本件につきましては以上となりますので、報告事項でございますので以上にさせていただきます。先ほど御報告がありましたように、第2回フォローアップが実施されまして、またこの場で報告がなされるというふうに承知しております。どうもありがとうございました。

それでは、次の議題に入りたいと思います。議題の2つ目は、「インバランス料金制度の詳細設計等について」となっております。こちらにつきまして、まず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、資料4に基づきまして説明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。

本日の議論でございますけれども、前回の会合では、今夏の広域予備率低下時のB Gの行動分析、補正料金算定インデックス見直しの検討、2022年度以降の需給状況等を基にしたインバランス料金の分析、及び長期間上限価格が継続した場合の措置の検討を行わせていただきました。

今回は、B Gへのヒアリング結果の報告、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検討を行わせていただきましたので、これらの内容について御審議・御議論をいただきたいということでございます。

まず、B Gへのヒアリング結果等ということでございますが、前々回の第3回の専門会合において、一部の委員から、C値・D値の引上げによりB Gにどのような行動変容を求めるのかという意見がありましたので、前回の会合において、2024年7月8日の東京エリアを対象にB Gの行動分析をさせていただきました。今回、同日の東京エリアにおいて、需要規模に比して比較的多くの不足インバランスを発生させた需要B Gを主な対象として、不足インバランスを発生させた経緯等について、複数事業者に対してヒアリングを行いましたので、その結果を御報告させていただきます。

5ページでございますけれども、不足インバランスを発生させた経緯・その後の対応ということでございます。まず、大きな不足インバランスを発生させた小売事業者にヒアリングを行いましたところ、7月8日は月曜日であったということで、前週の金曜日に約定方針が決定をした後、前日の日曜日にスポット市場の大量未約定が発生したのだけれども、土日は休日対応の体制になっていたということ。また、時間前市場は前年度以降の価格傾向を踏まえて、スポット市場より安い価格で入札するという定型的な対応で不落となっていたということで、月曜に事態を認識するという初動の遅れがあったということであります。また、当日は高騰を認識したのですけれども、時間前市場の入札価格引上げの意思決定に時間を要して判断が遅れたということから、結果的に大量の不足インバランスを発生させる結果となったということでございました。

また、ほかの事業者では、需要予測が外れたということですか、電源トラブルにより不足インバランスを発生させたというケースもありましたけれども、なお需要B Gと発電B Gの両方に所属している業者の中には、需要側のインバランスの影響を軽減するために、発電側で余剰のインバランスを出すことで対応といったような回答もあったということがあります。

今回の事象を受けて、各事業者では、スポット市場で多めに調達するですか、時間前市場の積極的な活用を検討するなど、様々な対応が取られているということも報告を受けております。

また、インバランス料金制度についての意見も併せて聞いたところ、本会合でのインバランス料金の議論、特にC値の引上げについては、C値が引き上げられれば、それに応じた経済合理的な行動を取っていくという意見が複数あったということでございますが、一方で、複数の事業者から経済合理的な行動を取るための情報公表の充実の要望があったということで、例えばインバランス料金の予測に資する情報ですか、時間前市場でのエリ

ア別の入札情報、発電情報公開システム（H J K S）の情報拡充、また、前日までの広域予備率の精度向上といったものがあったということでございます。

これを踏まえた事務局の所見ということでございますけれども、今回のヒアリングで、7月8日、東京エリアで不足インバランスを発生させた需要B Gへのヒアリングにおいて、需給逼迫が休日明けの月曜であったという曜日の巡り合わせが影響したという話ですとか、需要B Gと発電B Gの両方に属している事業者の中には、発電B G側で余剰インバランスを発生させる対応を行ったケースもあるということで、考慮すべき要因もあったということかと思っています。

一方で、多くの不足インバランスを発生した事業者の中には、スポット市場で多くの未約定が発生しながら、時間前市場で迅速かつ積極的な買い入札を行っていなかった事業者があったということも明らかにになっておりまして、実際、前回分析をお示ししたとおり、7月8日の当該需給逼迫の時間帯で平均20%以上の不足インバランスを発生させたB Gが約8%存在をしていたということ。また、需給が厳しい時間帯においても、時間前市場での売り札が一定程度供出はされていたものの、買い入札の価格が十分には上昇せず、約定には至らなかったという状況が確認されたということでございます。

こうした状況を踏まえれば、現状のインバランス料金における同時同量達成インセンティブは不十分であると考えられ、事業者の行動変容を合理的に促していくためには、インバランス料金制度による事前のインセンティブ強化が必要と考えられるのではないかとということでございます。

また、事業者が経済合理的な行動を取るためには、その前提となる情報公表の充実についても検討する必要があるのではないかとということでございまして、以上を踏まえまして、C値・D値の設計等の検討を行っているということでございます。

参考資料を割愛させていただきまして、16ページでございます。C値・D値についての議論ということでございますが、これまでの議論を踏まえたC値・D値の在り方というところでございます。補正インバランス料金の設計と暫定的な措置設定の経緯というところでございます。

補正インバランス料金は、需給逼迫時にインバランス料金が上昇する仕組みとすることで、需給逼迫時の不足インバランスの発生により生じる社会的コストをインバランス料金に反映をさせ、B Gに需給一致の行動をより強く促すだけでなく、時間前市場の価格が上昇し、DRや自家発など追加的な供給力を引き出す効果や、需要家が節電する効果が発現

することを期待して、2019年当時に制度設計されているということでございます。

また、Cの設定につきましては、現行200円につきましては激変緩和による暫定的な措置と位置づけて、2022年度からの制度開始以降導入をしているということでございますが、2019年の議論の際には、この導入期間は必要最小限の期間とするべきという整理となっておりまして、これはCの設定が実際の社会的コストよりも低い場合に、需給逼迫時においても時間前市場などの価格が十分に上昇しないこととなり、小売事業者によるDRなど新たな取組の普及が阻害される懸念があり、将来にわたってこうした状況を継続することは、需給バランス確保の効率化・円滑化を実現していく観点から望ましくないという整理の下、そういった措置となっていたというのが経緯でございます。

19ページでございますけれども、これまでの議論を踏まえたC値・D値の在り方ということでございます。これまで第1回から4回にわたって議論を重ねてまいりまして、その中で、委員、オブザーバー、様々な立場の事業者からの意見、またヒアリングもさせていただきまして、C値・D値の設定案や長期間上限価格が継続した場合のセーフティーネットの検討、インバランスの発生状況及びインバランス料金の状況や需給逼迫時における時間前市場での入札行動など各種分析の実施、BGへのヒアリングなど実施をさせていただいております。

長期間上限価格が継続するような状況に対しては、回避困難な不足インバランスの累積による経済的負担緩和の観点から、累積価格閾値制度を導入するということも議論をさせていただきました。

また、先ほど申し上げたとおりでございますけれども、実際の需給逼迫時の分析の結果等においては、現状のインバランス料金の同時同量達成インセンティブは不十分であり、BGの時間前市場等の行動変容を促すためには、インバランス料金制度における事前のインセンティブ強化が必要であるとの議論を行ったところでございます。

こうした状況が確認された一方で、BGが時間前市場での買い行動に至らない理由につきましては、広域予備率の情報の確度を指摘する声や、インバランス料金の予測が難しいといった声もございました。

この点、前日までの広域予備率の低下要因の一つである調整力の計上につきましては既に見直しが行われておりまして、1月から運用が開始されているということであります。また、もう一つの低下要因である需要BGの需要予測誤差や需要に応じた電力量の調達不足の影響につきましては、BGの行動変容それ自体が改善策ということでありまして、あ

る種因果性のジレンマ、鶏か卵かといったような問題が存在をするということでございます。こうした行動変容、自然な行動変容に期待をするということでは、広域予備率の改善がなお一層遅れ、容量市場のリクワイアメント発動など社会コストが増加する可能性もあるということでございます。

以上を踏まえれば、C値・D値については、2026年度よりこれを引き上げる方向での見直しを行うべきではないかということでございます。

21ページでございますが、まずD値の設定についてということでございます。D値は、確保済みの追加供給対策のコストを反映するという考え方によっておりまして、第3回制度設計・監視専門会合において、現状の確保済みの追加供給力対策のうち最もコストが高いと考えられる余力活用電源の追加起動のコストを反映して、50円程度とする案を示させていただいております。

他方で、補正料金算定インデックスの見直しについても議論させていただきまして、こうしたことも勘案すると、理論上考えられる選択肢としては、補正料金算定インデックスのみを見直す、D値の水準のみを見直す、両方見直すという選択肢があるということもお示しをさせていただきましたが、その後の第4回の制度設計・監視専門会合の議論におきまして、補正料金算定インデックスの見直しは行わないということを整理させていただいております。

以上の経緯を踏まえまして、補正料金算定インデックスの見直しを行わないのであれば、②のD値の水準のみを見直すということが現状取り得る選択肢となるわけでございますが、このD値を50円に引き上げるということについてどう考えるかということでございます。

C値の設定について、27ページでございます。C値は、緊急的に供給力を1kWh追加確保するコストとして、市場に出ていない供給力を新たに1kWh確保するために十分な価格ということでございます。これまでの議論を踏まえてC値の見直しを仮に行う場合、以下の3案が考えられるが、どう考えるかということについて議論いただきたいと思っております。案1が600円/kWh、案2が400円/kWh、案3が300円/kWhということで提示をさせていただきます。

案1の600円でございますが、これは2019年の中間とりまとめの整理にのっとった設定ということでございますけれども、ただし金額の設定は、2019年議論当時における電源1の価格を参考にしたものということでございます。

案2の400円につきましては、考え方としましては、過去の追加供給力公募のうち、直

近の2023年度公募における試算値が300円～400円であったということから、その価格帯の上限値を参考に提示をさせていただいてございます。

案3の300円につきましては、容量市場の約定価格の平均値、これは2024年の高いものは除外した上で、「25年度～27年度まで3年分の平均値253円にD＝45円を加算」を参考にしたものでありまして、第2回の会合でSBパワーのプレゼンでも、同社から300円という水準が提示をされているということでございます。

右側に、前回会合で分析をした東京エリアで、仮にこの水準を当てはめた場合の200円以上のコマがどれくらい発生していたかですとか、最高価格はどうなっていたかということも示させていただいておりますので、これを踏まえて御議論いただければと思っております。

次に、33ページ以降、長期間上限価格が継続した場合の措置ということでございますが、いわゆる累積価格閾値制度と呼ばせていただいているものでございます。こちらについては、前回の会合で具体案をお示しさせていただきまして、方向性については特に反対はなかったという理解でございます。一方で一部の委員から、この閾値設定、累積で何コマ以上発生をしたら発動するかとか、そういった閾値設定につきましては、C値の設定次第でも変わり得るのではないかという趣旨の意見もいただいたということでございまして、今回含めた今後のC値の設定の議論を踏まえまして、最終的な累積価格閾値制度の整理案についても確認・整理を行っていければというふうに考えてございます。

最後、4ポツの情報公表についてということでございますけれども、36ページでございまして、最初のパートで御紹介したとおり、今回実施したBGへのヒアリングにおいても、情報公表についての要望は複数あったということでありまして、例えば時間前市場の入札価格を判断する上でのインバランス料金の予測に資する情報ですとか、時間前市場のエリア別の入札情報。今、売り札がどのエリアで出ているかというのが分からない状況になっておりますので、買い側が買いに行っても、連系線の状況によっては買えないというようなことがあるということなので、このエリア別の入札情報をどうするかというような論点。さらにはHJKSの情報拡充、また前日までの広域予備率の精度向上などといった要望があったということでございまして、このようなインバランス料金や時間前市場等の情報公表の拡充についてどう考えるかということについても、ぜひ御議論をいただければというふうに思っているということでございます。

なお、3ポツでございますが、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り、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や調整力に関する情報など多岐にわたっており、その公表タイミングも多く情報がタイムリーに、実需給終了後30分以内などに公表されているということでございますし、また、補正インバランス料金については広域予備率が算定諸元となっているということでございまして、補正インバランス料金の予測精度は広域予備率の予測精度に依存するということになりますけれども、広域予備率の改善に向けた取組は、御説明したとおり、既に進められているということも申し添えさせていただきます。

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、本件につきまして御議論いただきたいと思います。ただいまの説明につきまして、御発言の希望がありましたら、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、松田委員、よろしくお願いいたします。

○松田委員 御説明をどうもありがとうございました。今回はB Gのヒアリング結果についても共有していただきまして、ありがとうございます。7月8日の件も詳細に御説明いただいたことは、実際の事業者の行動原理を読み解く上で非常に有用な情報の御提供であると思っております。

C値やD値を引き上げることによって、電力の事業環境や事業者が引き受けるリスクは相当程度変わってくると思いますので、事務局が従来から、方向性を決め打ちすることなく慎重にこの議題について検討を進めてくださっているのは非常に適切なアプローチであると感じております。

ちなみにスライド5には、需要の不足インバランスの影響を軽減するために発電の余剰インバランスを出したというような記載もありますけれども、これは需要と発電双方のB Gに属している事業者だからこそ取れる手段でして、そうではない新電力の行為ですと、インバランス料金を上げることによって事業上大きなリスクを負うことになる可能性があると思っております。

そうしますと、インバランス料金は上げれば上げるほど同時同量達成のインセンティブが高まって、それでよいことばかりというわけではないと思っております。上げることにより生じるデメリット、例えば新規参入や事業拡大が抑制されることによって、競争の減殺リスクですとか、比較的小規模な事業者が高額なインバランス料金によって、局面に

よっては直ちに倒産状態に追い込まれてしまうことなど、様々な社会的な不利益が考えられますので、その影響やプラスマイナスを考慮した上で、最適と考えられる水準を見極めて設定すべきなのだろうと思います。

また、7月8日の事象からも分かりますように、事業者の行動原理は必ずしも経済合理性に尽きるものではなく、当該行動時点での限定的な情報や不確実性を前提に、様々な要因によって引き起こされていると思っております。そういう意味で、結果論を強調して論じるべきではない事柄ではないかとも思っております。

また、経済合理性で動くのであれば、C値が200円であっても時間前で合理的な調達が行われるはずですから、C値が200円ではワークしないけれども600円ならば事態を改善できると、そう単純な話でもないかと思えます。

その上で、C値・D値をどうするかということですが、スライドの21にお示しいただきましたとおり、D値については、従来から確保済みの追加供給力対策のコストを反映するという考え方によっておりますので、今回の最もコストの高い電源を参照してD値を50円に改めるということは、従来の考えに整合的ですし、合理的であると考えております。

これに対してC値については、もう少し状況を見極めたほうがよいのではないかと考えております。つまり、従来は広域予備率の情報の精度に課題があって、それが事業者の調達行動に影響を与えていたと思われますところ、今月の広域予備率の情報提供の改善が行われたことを踏まえ、そのことによって事業者の調達行動にどのような変化があるのかという点もきちんと検証したほうがよいのではないかと思います。

また、7月8日の件のように個別の会社の認識不十分によって引き起こされたと見られる行動につきましては、このたび事務局にて適切な御指導をいただいたものと思っておりますので、これらの事業者の行動の変容についても、今後の適切なインバランス料金の水準を議論する上で判断材料になると思います。

また、需給がタイトになる際にはスポットで十分な売り札が出なかったり、時間前が売り切れたりということで、電源を持たない新電力にとっては、調達がそもそも困難な局面があり得ると思います。そのため、C値を引き上げるのであれば、電源調達やリスク回避手段が十分と言えるのかという点についても、いま一度検討いただきたいと考えております。

あとは、インバランス料金がはね上がると想定されるような場面で、発電側があえて抑

制的な計画とするような機械主義的な行動の誘引がないだろうかというところも気になってはおります。私自身が憂慮している事態の1つとしましては、先ほど申し上げましたとおり、中小規模の新電力、経済的な体力のない中小規模の新電力が破綻してしまったり事業撤退してしまうような事態が引き起こされてしまうのではないかと思います。このような事態がひと度起こされると、需要家にも迷惑がかかりますし、取り返しがつきませんので、引き続きC値については慎重かつ多角的な御検討をお願いできればと考えております。

最後に、スライド34の累積閾値制度の事務局の御提案について改めて御整理いただいて、ありがとうございます。この中で、閾値設定はシステムプライスによるとされておりますけれども、需給逼迫の要因として局地的な災害なども想定されることからしますと、エリアプライスとする余地も十分にあるのではないかと思います。御検討いただければと思います。

以上です。

○武田座長 詳細にどうもありがとうございます。

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。この資料4に基づきまして発言します。

今回、C値・D値の具体的な水準の議論をさせていただくわけですが、まずD値につきましては、資料4の21ページに、50円に引き上げることにについてどう考えるのかということでございますけれども、これにつきましては定量的な実績に基づいて導かれた数字だと思われます。合理的な水準だというふうに考えますので、賛成させていただきます。

次に、C値につきましては、19ページに記載されております、「現状のインバランス料金の同時同量達成インセンティブが不十分であり、B Gの時間前市場等の行動変容を促すためには、インバランス料金制度における事前のインセンティブ強化が必要である」という議論がかなり効いていて、27ページのスライドで、300円、400円、600円の3案を提示いただいたというふうに私は認識いたします。

この点につきまして、前々回の第3回の会合で私のほうから、C値やD値を引き上げることで、事業者に対して不足インバランスだけではなく余剰インバランスに対してどういう行動変容を与えるかということを指摘させていただいたのですが、これは特にC値を引き上げれば引き上げるほど需給逼迫時に事前計画を恣意的に低めに抑えて、余剰イ

ンバランスを高値で買い取ってもらうような行動を取るインセンティブを強めてしまう可能性もあるのではないかと考えたからでございます。

今回の資料でも、7月8日の件がただされました。東京エリアの需給逼迫時に大きな不足インバランスを出したB Gへのヒアリング結果を御報告いただきましたけれども、これまでの議論では、小売B Gに不足インバランスを出させないという議論が主に行われて、余剰インバランスの論点を含めてC値を引き上げることによるリスクやデメリットが十分に議論されていない印象を持っております。前回の会合で、2025年度については暫定措置を継続する方針が決まっており、多少の時間的余裕があるのではないかというふうに認識しておりますので、こうした余剰インバランスの部分についての議論を行った上でC値を引き上げることの妥当性や合理性を検証して、その結果、C値を引き上げるほうが望ましいと判断される場合には、それに基づきC値の具体的な水準を決定するという進め方が適切ではないかと考えます。私は前回欠席させていただいておりまして、議論を蒸し返す部分もあり恐縮でございますけれども、よろしくお願ひしたいと思っております。

それから34ページの部分ですけれども、長期間上限価格が継続した場合の措置、セーフティーネットのことなのですけれども、前回提示されたセーフティーネットの事務局案につきまして、方向性について特に反対はなかったとされておりますけれども、私、前回欠席でしたので、この場を借りて、事務局案に賛成なのですけれどもコメントをさせていただきたいというふうに思っております。

セーフティーネットの必要性につきましては、異論はないというふうに思っております。C値の設定とセットで検討すべきというふうに考えておりまして、もちろんそれには順番があるのかもしれないということも考えております。そのことを考えてみますと、C値の水準を先に決めてから、その後でセーフティーネットの水準を決めるというプロセスが考えられると思うのですけれども、一方、C値の水準よりも先にセーフティーネットの水準を200円と決めてしまうというのは、順序がちょっと逆ではないかというふうにも考えます。

なお、C値の水準について思いますに、2020年度冬季の需給逼迫で少なくない小売事業者が破綻に追い込まれましたことを考えますと、大規模災害等の発生時にセーフティーネットとして十分機能させるために、C値の水準と併せて適切なセーフティーネットの水準を議論するのが望ましいというふうに考えております。総じて今回の事務局案に賛成させていただきます。

以上です。ありがとうございます。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、岩船委員、よろしくお願いいたします。

○岩船委員 御説明ありがとうございました。私は、以前からこのC値の水準に関してコメントしてまいりました。そもそも今回、需給逼迫時の分析結果がもう済みのように言われているのですけれども、例えば7ページのところには、7月8日の東京エリアで、需給が厳しい時間帯での買い札20円～25円程度で十分な約定に至らなかったということが論議になっているわけなのですけれども、もっと実需給に近い段階では50円ぐらいまで上がっているところもあったので、ある意味少しこの理屈を通すために、都合のところだけピックアップしてないかというような、そういうところも少し検討すべきではないかと思います。

これは前にも申し上げましたけれども、私たちは実際に市場で運用しているわけではないので、時間前に事業者がどんな情報を基にどう動いたかというのはなかなか分からないわけなので、例えば事務局が分析した内容に関して、事業者側の解釈とか見解も聞く機会があるべきではないかと思います。なので、BG側の行動が不十分だったかということに関しては、このままでは私は判断材料が足りないのではないかと思います。判断材料が足りないまま、このような重要な決め事はできないのではないかと考えております。

5ページに、またいろいろなヒアリング等していただいて、7月8日の行動に関して、またインバランス料金制度に関して事業者さんから御意見いただいているようなのですが、例えばインバランス料金についての意見に関しては、1つ目のポツに、C値が引き上げられれば、それに応じた経済的・合理的な行動を取っていくという意見があったということであれば、具体的に何をするのか、そういうところをもうちょっと深く聞かせていただきたいなと私は思います。要するにC値を200円～400円とか引き上げて何が変わるのかというのが、今の時点では判断できないと思います。

ということで、私が意見として思うのは、まずは広域予備率に関して制度側で対応できることは今回やりましたと。まず、ここで正常化しましたと。もちろんBG側の行動も必要なけれども、まず制度側でできることはやりました。かつ36ページにあるような時間前市場に関するエリア別の入札情報を出すとか、そういうニーズに応えた上で、やれることをやった上で、今まだそんな需給は厳しくないの、次の夏、25年の夏の需給の厳しくなるときにBGがどんな行動をしたらろう、そういう観察をした上で、そこから議論を

すべきではないかと私は思います。

なので、27ページの案には正直、C値を今引き上げることが前提になっている議論には、私は賛同しませんし、私の選択肢はここにはありません。ということなので、もう少しここは議論が必要と。C値の議論が必要ない以上、長時間上限価格が継続した場合の措置に関しても、対小売と連動して議論されるべきではないかと思います。基本的には小売B Gの行動変容というのが重要なキーになるわけですが、もし行動変容につながらないでペナルティだけが強化されるというのは、それは社会公正的に望ましいこととは言えないと私は思います。どうぞ御検討をよろしくお願いいたします。

以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。

ほか、いかがでございましょうか。

松村委員、よろしくお願いいたします。

○松村委員 松村です。発言します。事務局の提案全て合理的だと思いますので、支持します。

その上で、C値に関しては案が3つ出てきているので、特定して言うべきだと思います。私は案3がいいと思います。案3の考え方が正しいことをこの場で決めるということではなく、もともと600円に上げると言っていた段階でも、今年度ではなくもっと前の段階で、安藤委員も御指摘になっていたと思いますが、仮に引き上げるとしても、一気に引き上げるのか刻むのかという問題提起がありました。刻むという御提案だと私は受け止めたのですが、その発想からしても、一挙に上げないで、まずここで様子を見るという点からも、一挙に2倍にするのではなく、この案の中では一番低い300円とし、これで十分機能することが確認されれば、そこで止めてもよいし、これでもまだ不十分だということであれば、さらに将来の引上げも考える。様子を見るためにも、300円がよいと思います。

引上げ自体に反対する、もう少し様子を見るべきだという意見が相次いでいますが、これが昨年度あるいは一昨年度に出てきたのならともかくとして、十分な観察の期間があったのにもかかわらず、まだそんなこと言っているのか。ちょっとあきれている。

行動変容に関しては、ずっと以前から指摘されているとおり、これが事実上の上限価格、スポット市場も含めた上限価格を形成し、その結果として、例えば本当に需給が逼迫したときにでもすごく高いコストの電源に当たるものが出てくるのを阻害するのではないかと。いうことは、ずっと懸念されているということ、まるで忘れたかのような議論が横行し

ているのに関しては、とても違和感を持っています。

200円よりも高いというものであったとしても、本当に需給が逼迫したときには出てほしいし、そのための準備をしてほしいというようなことを完全に忘れていてのではないかということ。これだけの期間があったのにもかかわらず、まだそんなこと言っているのかというようなことについては、少し考える必要があるのではないかというふうに思います。

行動変容に関しても、本当に効率的な行動というのを促すには、私は300円では全然足りないとは思っていますが、私の予想が外れて、これで十分効率的な行動が促されるという可能性も十分あるとは思いますが、したがって、しつこいようですが、これで様子を見る、しばらく様子を見るというのは合理的だと思います。

いずれにせよ、今後、まだ今需給が逼迫していないのだから、需給が逼迫してから、それで駄目だったらそこからゆるゆると考えて引上げを検討するなどという整理をしたら、問題が起こってから考えるという今までのことと同じじゃないか。それに備えて制度を整えなければいけないということに著しく反すると思います。

さらに実際問題としては、C値を上げて、とりあえず当面はあまり大きな影響はないのではないかと考えている。なぜかという、インバランス料金がそこに張りつくというのは本当に異常事態だけということだと思います。今のルールだと送配電部門が8%まである意味マストで戻すので、一旦8%に戻した上で、その後で何かとんでもないことが起こったときだけC値に近いインバランス料金が出てくるということ。本当に例外的な事態でないとインバランス料金がそこまでいかないという状況になっていて、その制度の下でも本当にそういう例外的な危機的な状況のときには、200円を超えるようなコストのものでも出てほしいということでこういう議論をしていることは、忘れてはならないと思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、山口委員、よろしくお願いいたします。

○山口委員 山口です。言おうと思っていたことは、松田委員にも結構御指摘いただいたので、ちょっと少ないのですが、草薙委員が、余剰インバランスを出してというようなことを懸念されているということで、私もその懸念は同感なので、そういうところをよく調べてからの意思決定というのは必要かなというふうに思います。

あと岩船委員から、B Gの行動が具体的に決まらないうと、結局行動変容しないので変わらないんじゃないかということで、そうなのかもしれないですけども、重要なことだというメッセージが、こういう緊急事態にはそれなりのコストがかかってしまうのだという重要なことというのが、まずメッセージとしてちゃんと伝わっていないと、B Gさんのほうも具体的に行動をどうするかということ、コストをかけて真剣に考えなくなってしまうんじゃないのかなということも懸念されて、とにかくそういうことをすると、体力のないというか、もしくは比較的弱いとか、規模が小さい会社がどんどん苦しんでいくから、競争環境がなくなっていつてしまつて困るから、C値を上げないということで言い続ければ、上がらないでそのまま済むのだというようなことになってしまうと、それは国全体の需給の問題として大きな問題になるので、重要なもので、C値は上げていかないとはいけないんじゃないかということは、私はそう思います。

松村委員がおっしゃられたように、300円でそんなに変わるのか分からないけれども、まずは少しずつということで、私もそういう方針で賛成です。実はちょっと岩船委員がおっしゃられたように、600がいいのか300がいいのか400がいいのかということの細かい数字、本当のところというのは私もまだよく分からないところもあつて、それなりの考え方もあるとは思つたんですけども、とにかくこれを上げていかないと需給として心配だと。松村委員もおっしゃられたように、今起きてないからいいんだというようなのは、全くそれは私も受け入れられないかなというふうに思つていて、頻度が多いか少ないかというのは、それはちょっと見ないと分からないですけども、低頻度のことだということは確かにそのとおりなので、重要なことであるということがちゃんとメッセージで伝わるように、少なくともそのまま据え置きという、上げないほうがいいんじゃないかということではないんじゃないのかなというふうに思つております。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

ほかに、いかがでございますか。

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。ほぼ議論の方向には同意なのですが、今後のC値の近傍のところでどれほど供給力があるのかということと、恐らく小売事業者が今後需給逼迫時にどれだけの収支上の影響があるのかというのは、多分関係しているのかなと思います。その部分では、私は見通しが必ずしも立っているわけではないんですけども、

そうした懸念もあるということは念頭に置くべきではあるとは思いますが。他方で、今回事務局に示していただいたようなヒアリング等の結果を踏まえて見たときに、C値を据え置くよりは上げていく方向で検討していくのだということについては、私はそこには同意かなというふうに思っています。

D値についても、今回の価格は適当かなというふうには思います。

以上です。ありがとうございます。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、岩船委員、よろしくお願いいたします。

○岩船委員 再度ありがとうございます。御意見いただきましたけど、私は、事業者の体力がそがれるからとかそういうことだけで今回の案に反対しているわけではなくて、最初にインバランスの制度、600円がむしろ出てきた頃から、今は大分容量市場も整備されて条件が変わってきているということも踏まえなくてはいけないのではないかな。要するに、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わけですね、既に。容量市場でちゃんとピーク需要に合った電源は本来確保されているはずであって、それとセットでインバランスの制度も考えなくてはいけないと思うのですけれども、インバランスのところだけを取り出すから、ここだけを頑張って守らせるような議論にどうしてもなっているところがそもそも、もうちょっと大きい枠組みで考えると、私は問題なのではないかとも思っています。なので、じゃインバランスの制度改革で何を期待するのですかと言ったら、時間前市場の行動変容だと言われたから、それが本当にそうなるのですかというところで、もう少し議論が必要ではないかと考えております。

この夏の状況を待ってからでは遅いというような御意見もありましたけれども、本来、容量市場がきちんとワークしていれば、電源としては足りているはずなので、供給としては足りているはずなので、確かにイレギュラーなことがあった場合にどうするかという話だとは思いますが、供給側の対策と需要側の対策と両方セットでもうちょっと深い議論が必要なのではないかということで、今回このような意見を言わせていただいた次第です。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

ほか、いかがでございましょうか。

それでは、小鶴オブザーバー、よろしくお願いいたします。

○小鶴オブザーバー エネットの小鶴でございます。少し長くなりますけれども、御発言させていただきます。

今回、同時同量インセンティブを高める目的でC値・D値を引き上げる方向で見直してはどうかということですが、インバランス料金ですとか時間前市場の予見性が高くなければ、事業者が不足回避の目的で時間前市場の入札価格を引き上げても、価格想定が外れて落札できず、不足を回避できないということもございます。予測が外れて落札できなかった事業者が、事後的な分析で十分な価格で入札していないと評価されて、同時同量を遵守していないためのインバランス料金を引き上げる必要があると結論づけてよいのかと。

今回、情報公表についても言及されましたけれども、現在の時間前市場というのはエリア別の入札情報は公開されておりません。価格引上げの方向性を決定する前に、まずはこの点について十分な議論が必要だと考えます。

また、予見性向上という意味では、広域予備率の信頼性の問題、我々も含めてこれまで多くの委員の皆様からも御指摘があつて、精度向上に向けた取組が検討されて、この1月から取組を開始したところでございますけれども、そういう意味では現時点では運用開始したばかりの段階というところでありまして、あと、この冬は比較的需給が穏やかな傾向にもあるというところで、この対策が十分かどうかということについては、まさに夏の実績も見てしっかり評価をした上で、引き続き慎重に見極めていく必要があるのではないかと認識をしております。

いずれにしても、同時同量のインセンティブ向上という意味では、予見性向上の取組がまず重要であつて、C値・D値を引き上げるか否かは取組の状況を見てから判断すべきではないかと考えております。

次に、BGの行動分析についてでございますけれども、今回も不足を出した需要BGに特化した分析になっております。前回も述べさせていただきましたけれども、インバランス料金の引上げが発電BG側にどのような影響を及ぼすのか。例えば高額なインバランス料金の支払いを恐れた発電事業者が、保守的な発電計画を提出することを促進しないかなど、価格引上げによるメリット・デメリットを双方の立場から幅広く検証する必要があると考えます。

この点は、前々回の会合でも多くの委員の先生からも御指摘があったところであり、C値を引き上げるべきか、引き上げるならば幾らにするかについては、双方の視点からバラ

ンスの取れた議論をした上で決定するべきだと考えます。

最後に、長期間上限価格が継続した場合の措置、セーフティーネットについてでございますけれども、34ページに、方向性について特に反対はなかったと記載されておりますけれども、当社は200円という価格に異論を唱えたつもりでおります。そのときも申し上げましたけれども、2020年度冬季に発生した事象を思い出しますと、当社もスポット市場で買いたくても買えない状況が発生、そして継続して、相当なインバランスを継続して発生せざるを得なくなって、結果として100億円を超えるような巨額な損失を計上せざるを得なくなったという苦い経験がございます。当社に限らずですけれども、当時の小売事業者が我々と同様に多大な影響を受けて事業撤退した事業者が多数いたことは記憶にも新しく、実際このようなことが起こったことを考えますと、インバランス料金の上限を200円とする現在の案で、果たしてセーフティーネットとしての機能を発揮できるかどうか疑問でございます。

この点について十分な定量的な評価や議論がないまま方向性を決めるには大きな疑問を感じておりまして、前回、委員の方からも、小売事業者の意見も聞いてはどうかといった御発言もありましたので、我々も複数の小売事業者と意見交換をいたしましたけれども、同様に強い懸念を示しておられました。当時の状況をまとめた2020年度冬季の電力需給逼迫市場確保等に係る検証（中間とりまとめ）にも記載ございますけれども、当時の議論でも複数の委員から、災害等で長期に逼迫が続いた場合、200円ではセーフティーネットにならないのではないかといった懸念の声が多く上がっておりました。5年も前のことでのような議論があったことについて、記憶が薄れているかもしれないけれども、実際に起こったことも踏まえますと、現在の案ではセーフティーネットとしての機能を十分に果たすことはできないのではないかと考えております。

セーフティーネットが発動される状況としては、主に大規模災害などが考えられますけれども、災害時には多くの発電所が被災し、小売事業者は相対取引も困難となって、スポット市場も売り切れが発生すれば、インバランスを発生せざるを得ない状況となってしまいます。相対契約でも大規模災害が理由であれば、発電所のほうがフォース・マジュール条項を発動することも想定されます。十分なセーフティーネットが整備されない場合、小売事業者に責がないにもかかわらず大きな損害が生じることが懸念されます。これは先ほどの容量市場のお話ともつながるかと思います。

それからC値を200円としても、小売価格の6～7倍程度の価格でございまして、小売

事業者の経営に甚大な影響や経営破綻が生じるなど、セーフティーネットとして十分に機能しないことは2020年度の例を見ても想像にかたくないのではないかと。このようなことを考えますと、例えばですけれども、電力市場制限発令時のC値がエリアプライスで100円とされていることなども参考としながら、そもそもセーフティーネットとは何を目的として策定するのか、改めて議論が必要ではないかと考えます。

最後、関連して1点、各論にちょっとなりますけれども、前回の案では、閾値設定としてシステムプライスが200円のコマ数を参照することになっておりますけれども、エリアプライスではなくてなぜシステムプライスを参照するのか。セーフティーネットが最も必要と考えられる災害時など、連系線が分断して特定エリアの価格が高騰することも十分考えられまして、意見交換をした事業者からも同様の指摘もございました。この点を踏まえれば、閾値設定はエリアプライスを参照すべきではないかと考えております。

長くなり申し訳ございません。以上でございます。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、中野オブザーバー、よろしくお願いいたします。

○中野オブザーバー 小鶴さんとちょっとかぶるところもありますが、私からも簡単にコメントいたします。

まず、C値を仮に引き上げるならということで、幾つか条件整備をしていただきたいということを以前プレゼンさせていただきました。事業者の同時同量のインセンティブについて幾つか御指摘いただいております、C値の絶対的な水準というのももちろん大事だと思います。しかし、以前事務局からお話がございましたが、結局インバランス価格に追加供給力対策が反映されるとBGの行動というのも変わっていくんじゃないかと考えています。

いずれにしても、先生方からも御意見がございましたので、引き続き御議論いただけたらと思っています。

最後に、情報公開ですけど、これも事業者から幾つか声が出ているというお話がございましたし、小鶴さんからもございましたが、私からは、実効性ということを考えて、長めの時間軸も考えていただきたいと思っていますので、そこだけお話しさせてください。

相対取引は、現場では需給見通しや気象条件がだんだん精緻化されてくる、1～2か月前に取引されることが非常に多いんですね。そこでは、その時期の需給バランスを見ながら調達するのですが、ただH J K Sの供給力が実需給の1～2週間前に結構大きく変動することがありまして、こうなるとなかなか供給力の見通しって立てにくくなってしまっ

ているんです。もちろん実際の発電所の運用が簡単ではないのは一応承知しているつもりなのですが、その辺りの情報をより予見性が高まるような形にいただけると、我々小売事業者の供給力確保への行動というのも変わってくるのではないかと考えています。前日とか当日の話ではございませんが、併せて御検討いただけますようお願いいたします。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、國松オブザーバー、よろしくお願いいたします。

○國松オブザーバー ありがとうございます。日本卸電力取引所の國松でございます。

2点ほどでございます。インバランスの制度に関係するところはあまりないかもしれませんが、まず21年1月の事象について小鶴さんから言及がありましたけれども、このとき災害は起こってなく、こうなつたと。災害が起こったときに関しては取引の停止。東日本大震災のときには東京エリアの取引の停止、北海道の胆振の地震のときには北海道エリアの取引の停止、それに伴ったインバランスというものが算定されてこなしてきているという認識を持っております。そうなりますと、どうなっていくのかというのは考えなければいけないのかなと思います。

これが手短に1点で、あと資料上、H J K Sと時間前市場に関しまして見直しの必要性というものが示されております。これが直接インバランスのためかと言われると、その部分は疑問ではございますが、しっかり見直していくということにつきましては、私どももしっかりとそこは、協力というか主体的に取り組ませていただきたいと。具体的には、時間前市場のエリア別の入札の表示でありますし、H J K Sに関しましては、今後になりますけれども、電力広域的運営推進機関さんとも協力しながら、より分かりやすいH J K Sの在り方というものについて議論し、それにつけて発展をしていきたいと思っております。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

ほか、委員の先生方、オブザーバーの皆様、御発言の希望ございませんでしょうか。よろしいでしょうか。——どうもありがとうございました。多数の御意見をいただきました。

事務局からコメントございますでしょうか。

○黒田NW事業監視課長 非常に活発な御議論をありがとうございました。様々な御意見をいただきましたので、本日の御意見を整理させていただいて、次回以降、引き続き議

論をさせていただければというふうに思っています。

C値の引上げについては、前提として検討すべきという点の複数御指摘もいただいています。余剰インバランスの関係ですとか発電側の行動といったようなところもあったと思います。そういったところは、引き続き整理をやっていければというふうに思っております。

岩船委員からの御質問で、5ページの「C値が引き上げられればそれに応じた経済合理的な行動を取っていく」というお話は、具体的に何を示しているのかというところがございましたので、ヒアリングの内容をもう少し申し上げますと、特にこの不足インバランスを発生させた事業者については、時間前市場にはそこまでの強い体制を取っておらず、基本的にはスポット市場マイナス幾らというような価格で入れていくという定型的な対応をやっているところがあったというところもありまして、そういった形で、これまでそこまでの需給逼迫はなかったということもあってそういう体制を取っていたのだけれども、インバランスが引き上がっていくということであれば、時間前市場の体制をとって取引をするということを強化する、そういったような意味でさっきいただいているところがあったということで書かせていただいているということでもあります。

行動変容のところはかなり議論があったということでもあります。当然それだけではなくて、インバランスの引上げの議論というのは全体の社会的コスト、特に緊急的に供給力を追加・確保するというコストとして、市場に出ていない供給力をどう確保するかというための価格という観点から2019年にも検討をいただき、200円というのは暫定的な措置ということで設定されているという認識ではありますけれども、そういった点も含めて今後引き続き、本日の議論も踏まえて丁寧に議論していければと思っております。

それから累積価格閾値制度についても幾つかコメントをいただきまして、小鶴オブザーバーから、災害の場合などにこれで十分なのかというような話もありましたが、ここは國松オブザーバーからもお話があったように、21年のケースについては、災害ではなくて需給逼迫が起こった場合にどうするかということだということなので、今回の制度についてもそもそもどういう場合を想定するかという点も、前提の整理というところは必要なのかなという気がいたしましたけれども、いずれにしましても、草薙委員からも、そもそもC値の水準を踏まえてどう考えるかというところもあると思うので、ここも引き続きC値の議論とも並行して行っていければと思っております。

それから情報公開の件について、オブザーバーの方々からも、時間前市場だったりHJ

K Sの情報拡充という点についてもコメントいただきまして、この点、國松オブザーバーからも、積極的・主体的にJEPXでも検討いただくという前向きな御発言もいただきましたので、JEPXや担当部局とも連携をして、速やかに検討できるよう調整をしていければというふうに思っております。

最後になりますけれども、本論点について、夏の需給逼迫ですとか、次の需給逼迫を待ってから議論をすべきではないかというお声もあり、それに対して反対の御意見もありということだったと思いますけれども、事務局としては、次の需給逼迫を待って検討していくとなると、実際決定してから導入するまでにシステム改修の期間だったり法規の改正だったりというところで、そのリードタイムもありますので、それを待っていると制度改正がどんどん後ろ倒しになってしまいますので、少なくとも検討は引き続き行わせていただければというふうに考えているところでございます。

いずれにしても、本日の御意見を踏まえまして、引き続き丁寧に議論していければと思います。ありがとうございました。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、事務局におかれましては、本日の議論を踏まえて引き続き検討を進めていただければと思います。

続きまして、議題3「需給調整市場の運用等について」と議題4「中部エリアにおける揚水随意契約について」につきましては、併せて御議論いただければと思います。議題4に関しましては、プレゼンターとして、中部電力パワーグリッド株式会社で副社長を務めていらっしゃいます下村公彦様にプレゼンいただくことになっております。

それでは、まず黒田課長より資料5について御説明いただければと思います。

○黒田NW事業監視課長 それでは、資料5「需給調整市場の運用等について」、御説明を差し上げたいと思います。

まず、1月中旬までの需給調整市場の動きということでございますけれども、3ページでございます。まず、三次②の動きということであります。こちらにつきましては、御案内のとおり、11月1日からはエリアごとの状況、余力活用コストとのバランスなど考慮した新しい募集量削減の考え方が導入されているということでございまして、12月の平均約定単価、想定量、約定量は、エリアごとに傾向が異なる部分もありますけれども、新しい考え方、多分11月以降は、多くのエリアにおいて10月以前と比して全体的に低下しているという状況が見てとれるということでございます。

8ページの週間取引につきましては、12月の約定単価はおおむね横ばい傾向ということでございます。北海道・九州エリアは、最高約定単価が上限単価に張りついている状況は継続しているということではあるのですが、想定費用が一番高い九州については減少の傾向にあるということが見てとれるところでございます。

調達率の動向、13ページ以降でございますが、これは後ろのほうで各エリアごとのデータを載せております。2ポツに書いてあるところなのですが、なお、第1回の専門会合等で御議論させていただいた、東京及び中部エリアの事前規制の対象となった発電事業者と小売事業者の週間取引の応札拡大に向けた取組の対応状況の件についてなのですが、当該発電事業者からは、2025年1月中旬までには遅くとも運用開始できる見込みという御報告をさせていただいておりましたけれども、今般、データ上は1月15日までなので反映はされていないのですが、1月18日以降の受渡し分の週間取引より応札が開始されていると。発電事業者と小売事業者の協議及びシステム改修等の準備が整ったということで、応札が開始されたということは確認をしてございますので、引き続き調達率の状況を注視していきたいと考えてございます。

25ページ以降の「中部エリアにおける一般送配電事業者による揚水発電の随意契約について」ということで、この後、中部電力パワーグリッドさんよりプレゼンをいただくこととしておりますけれども、経緯といたしましては、昨年6月に中部P Gより、こうした緊急的にブラックスタート機能契約のある揚水発電機の Δ kWを随意契約したいということで、監視等委員会で内容の確認を行って、これを認めるということとさせていただいて、その後、昨年11月には7月、8月の運用状況の御報告もさせていただいたということなのですが、この後、パワーグリッド様からは、秋の軽負荷期も含めた運用状況について御報告をいただくということでございますので、これも踏まえまして、次年度に向けた他の一般送配電事業者への横展開等についても御意見をいただければというふうに思っております。

私からは以上になります。

○武田座長 それでは、中部電力パワーグリッド株式会社・下村様、御発表をよろしくお願いいたします。

○下村プレゼンター それでは、中部電力パワーグリッドの下村でございます。私から、中部エリアにおける揚水随意契約について御報告をします。

まず、2ページ、本日の御説明内容ですが、内容につきましては説明の中で触れてまいりますので省きますけれども、最後のポツにありますように、本日、揚水随契の検討に至

った経緯を含めまして、契約の概要、運用実績、また課題等について報告をさせていただきます。

3 ページです。このグラフは、21年からの需給調整市場における単価と調節量の推移でございます。なお、単価につきましては、こちらの資料は1時間表記になっておりますので、御留意いただきたいと思います。

このグラフの特に折れ線の単価を見ていただきますと、大変大きく振れておりまして、こちらの確保費用の増嵩によって赤字決算に陥る年度もありました。24年度に全量市場取引が始まりまして、単価の高騰に加えまして調達未達が常態化することになりまして、これに危機感を持ちました。

4 ページで、一送の収支構造と確保費用の関係性を見たのですけれども、まず託送料金の新たな枠組みでありますレベニューキャップ制度につきましては、必要資金の確保とコストの効率化を両立させるねらいがあります。左の図のとおり、投資費用の最大限の抑制、これに努めることが一送の役割と言えます。右の図に当社のレベニューキャップ収入の見通しを円グラフでお示ししましたけれども、このような費目ごとに最大限のコスト効率化に取り組んでおりますけれども、調整力の確保費用を御覧いただきますと、調整力費用の影響がこの効率化の効果というものをのみ込んでしまうマグニチュードがあると言えます。この収支が大きく悪化しますと、投資抑制ということになりますと他の費目への悪影響も出るおそれがあり、ここで一送として、知見を生かして調整力の効率的な確保に取り組むべきと考えました。

5 ページで電源Ⅰを振り返ってみたいと思います。中部エリアの電源Ⅰの8割は揚水でありまして、水位管理も含めた運用管理を行ってございました。このとき、大きな問題は特に起きておりませんでした。このため、揚水の確保に改善余地があるのではと考えましたけれども、一送が揚水の過半を専有してしまいますと、現在、太陽光の増加によって収益の拡大がしておりますので、スポット取引との共存が課題と言えます。

6 ページで揚水の特性を考えますと、揚水のよいところは、左の図にありますように、発電、待機、ポンプ、どの運転モードにおきましても調整力を発揮できます。一方で、揚水は使った水を汲み上げるポンプ原資を必要としますので、kWh面の制約から計画的な事前確保が難しいと言えます。そこでT S Oが運用権を保有しまして、需給バランスに応じて最適な運転モードを使い分ける、これができれば調整機能を最大化できると考えました。右の図のように、運用の中でモードを使い分けるイメージとなります。

7 ページにありますように、着目したのは揚水のブラックスタート機能です。7 ページの機能については省きますけれども、8 ページで御覧いただきたいのですけれども、着目したのは、8 ページにございますように、T S Oが逸失利益を除く固定費を保証しているということです。

9 ページで、ブラックスタート揚水の費用構造を見ますと、中部エリアにおきましては揚水機のブラックスタート公募の落札電源となっておりまして、T S Oが相応の固定費を負担しておりますけれども、全運用権はB Gが保有し、T S Oには付与されていませんでした。下の図を御覧いただきたいのですが、B S機の固定費というものは、4 年前の緑枠と4 年後の市場部分運用で回収する赤枠がございますけれども、従来、緑枠を保証しておりましたけれども、これに加え赤枠の部分を実績ベースで追加で支払うということで、運用権を一部買い戻すことにしました。

10ページで具体的な精算スキームを設定します。2つ考えましたけれども、1つは逸失利益。揚水にはkWhの運用益と市場への売却益という2つのパターンがありますけれども、これらについて、逸失した利益を1 台当たりの収益実績に基づいて支払うというものです。もう一つは、下の図ですけれども、T S Oへ貸与したことによってスポット市場から代替調達したコストを支払う、この2つを考えました。

11ページ、12ページは、本日、時間の関係で説明は省きますけれども、この2 ページに関しましては、現状の仕組みの中でやり方を工夫したものとして御承知いただければと思います。

13ページを御覧ください。ここから実績について見ていきたいと思います。まず、13ページの稼働率ですが、下のグラフは23年、24年の稼働率の推移でして、青線がB Gの計画、赤線が実績です。下の帯にB G、T S O、それぞれの保有台数の変遷で見えてまいりますと、23年度はB G計画にT S Oの電源 I が加算されています。また、24年の4 月に運用主体がB Gとなりまして、稼働率が上がりました。ただ、この増加要因には、水位合わせのロスも含まれております。そして7 月から揚水随契が始まりまして、実績としてはメリットオーダーによって稼働減少となったことが見てとれます。このように揚水随契による貸与後も、全体の稼働率は前年度比で約2 倍程度に向上しておりまして、kWh市場と共存して効率的に Δ kWも確保できていると考えられます。

14ページで、1 日断面の実績の御説明をします。まず、左側の夏ですけれども、こちらは夜間ポンプして、夕方から発電するパターンになります。下の計画と実績差を見ますと、

メリットオーダーを踏まえてB G計画よりも揚水の稼働を抑制していることが分かります。また、右側の秋につきましては、昼間ポンプして夕方以降発電するパターンとなりますけれども、こちらはB G、T S Oの再エネの余剰を最大限活用している運用になっていることが分かります。

15ページでは、コスト面での確保を比較しました。まず、確保状況といたしましては、左の円グラフと右の表のようになりました。総合的な確保費用は1.87円となり、レベニューキャップの承認単価の2.25円を下回る水準でありまして、効率的に調整力を確保することができたと考えております。

16ページで、どのぐらい募集量が削減できたかということですが、随契によりまして募集量は6～7割程度に圧縮することができております。

17ページでございます。今回の取組を通じて、ポートフォリオということについて当社の考えを述べたいと思います。調整市場は、成分別で確実に調達できる仕組みでございますけれども、応札段階ではkWhを含む発電機態勢が確定できないということで、どうしてもリスクを織り込んだ単価や量になりやすいと言えます。また、余力活用は安価な面もあるのですが、ゲートクローズ後の権利でございますので、これ単体では最適とは言えないと思います。この点、揚水随契は最適な運転モードを選択できますので、市場や余力活用でカバーできない領域を補完することで、事前確保段階から実需給の一連の流れにおきまして、調達ポートフォリオというものを効率的に構築することができる。つまり下の円グラフにございますように、それぞれの特徴をバランスよく生かすことが大事と考えております。

18ページ、最後のまとめです。4ポツ目までは今まで説明してまいりましたので省きまして、最後の課題を述べたいと思います。今後の課題といたしましては、ブラックスタート機能分の固定費につきましては、T S Oが実質的に負っているということを踏まえまして、さらなる社会コスト低減につなげるには、複数年契約とか改めて運用権の在り方について検討することが必要ではないかと思っております。今後も揚水の最適活用に向けた検討を深めてまいりたいということを申し上げまして、御報告とさせていただきます。ありがとうございました。

○武田座長 下村様、どうもありがとうございました。

それでは、ただいまの2つ説明につきまして、皆様から御質問・御発言をいただきたいと思っております。御発言の希望がございましたら、チャット欄でお示しいただくようよろしく

お願いいたします。

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。御丁寧な説明をいただきました。ありがとうございます。

まず、事務局からの御説明でございまして、資料5に基づいて発言しますけれども、需給調整市場の運用等につきましては、私は過去何度か、東京エリアと中部エリアの特に一次調整力と二次調整力①につき、調達率が非常に芳しくない状況を懸念している旨指摘しておりましたが、今回の資料では、特に中部エリアの18ページのほうで、二次調整力②なども状況が芳しくないという状況が見てとれるように思われますところ、今回の資料では、13ページにおいて2つ目のポツの後半部分ですけれども、「今般、発電事業者と小売事業者との協議及びシステム改修等の準備が整い、1月18～24日受渡分の週間取引より、応札が開始されたことを確認した。」ということで、17～18ページの東京・中部エリアの調達率は、応札開始前の1月15日までの状況のため、資料上は反映されていないという説明がございまして、14ページにおきまして、東京及び中部エリアの発電事業者及び小売事業者の協議状況ということが詳しく説明されており、ゴシックのところですが、太字で書いておりますが、発電事業者と小売事業者との協議が進展し、契約見直しの方向性が整いつつある状況であること。もう一つ、「応札開始時期は、システム改修等の準備が必要となるが、遅くとも2025年1月中旬までには運用開始できる見込み」という資料をつけていただいている、リマインドがございます。

こういった丁寧な説明をしていただいて、事務局が真摯に対応していただいていること、そしてデータを丁寧に見せていただいていることがよく分かり、感謝したいと思います。こういう情報を基に、今後の改善状況に注目したいと思います。

そして、こういったアプローチの有効性というのは、25ページ以下の2つ目の論点である「中部エリアにおける一般送配電事業者による揚水発電の随意契約について」も妥当する部分になってくるということで、1つのエリアについて丁寧に見ていただくことで、ほかのエリアにも状況が芳しくないところがあるわけでございます。そこで、横展開に非常によい影響が出るということが期待できると思います。今回の中部電力パワーグリッド様のプレゼンにつきまして、他のエリアにも資するものがあると思いますので、今後、他のエリアにも注目できるというふうに思って感謝する次第であります。

以上です。よろしくお願いいたします。

○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。

岩船委員、よろしくお願いいたします。

○岩船委員 ありがとうございます。すみません、なぜか私、チャットに書き込めなくて、手挙げで失礼いたします。先ほどから失礼しています。

今回御紹介いただきました中部エリアさんの揚水随意契約の件は、非常にいい例として、私もぜひ横展開していただければと思っております。再エネがたくさん入ってきた時点で、一旦B Gさんがかなり、特に太陽光を吸って、今吐き出すという形で収益が拡大している中で、またT S Oさんに運用を任せるとするのはなかなか難しいところもあるかもしれませんが、今回御紹介いただいたような整理で、B GさんにとってもT S Oさんにとってもメリットになるのではないかと。しかも社会的には調整力のコストが下げられるということなので、非常に望ましいのではないかと思います。

私が注目したのは、17ページにもまとめがあったと思うのですが、調整力の調達ポートフォリオの構築ということかと思いますが、これは私、非常に重要なことだと思っていて、余力活用による分と、需給調整市場だけだとどうしても高くなるけれども、余力活用にさらに揚水の随意契約を組み合わせることで、全体のコストも下げられるというような視点がほかのところにも展開されてほしいなと思いました。

需給調整市場は新しいリソースも入ってくる可能性があるということで、一部は競争的に調整力を確保していくこと。今後火力が減っていくと考えると、それはそれで非常に重要だと思いますけれども、それだけだと、15ページにあるように、どうしても高くなってしまう可能性があるという中で、全体のコストを下げながら競争できる部分は残し、あとは効率的に活用できる揚水の随意契約みたいなものがうまく組み合わせることが、今後の日本の電力システムを考えていく上でも重要かと思いました。

揚水の随意契約の部分はないにしても、1番と③、余力活用の部分と需給調整市場のコストと量の関係というのは、ぜひほかのエリアですとか——これはどの範囲なのでしょう、複合ですかね、ぜひこの整理は常にしていただきたいと思います。需給調整市場のコストはある程度市場の情報を追えば見えるのですけれども、余力活用が幾らでどのくらい入ったかという情報というのはあまり整理されてないと思いますので、ぜひここは事務局の皆様をお願いしたいと思います。よろしくお願いします。

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、大山オブザーバー、よろしくお願いいたします。

○大山オブザーバー 広域機関の大山でございます。どうもありがとうございます。中部電力パワーグリッドの御発表についてコメントをさせていただきたいと思います。

揚水の随意契約につきましては、我々も以前の需給調整市場検討小委員会で整理していただいておりますけれども、調達手段多様化による価格均衡・低減が期待できることから、とてもよい取組であると考えておりまして、今回、実際に運用をされた実績等について御報告いただきまして、どうもありがとうございました。

一方、今後整理が必要と感じた点もありますので、3点コメントと1点質問させていただきたいと思います。

1点目のコメントですけれども、9ページの全固定費に相当する逸失利益という部分ですけれども、御発表の中でもちょっとあったかと思っておりますけれども、昨今、再エネが上位を目指して収益が拡大するなど、揚水のkWh運用益が固定費を上回ることもあり得ると思っております。その辺りのことからすると、調達費用が上がる可能性もあるかと思っておりますので、ちょっとコメントさせていただきました。

2点目ですけれども、11ページの水位管理に関する部分についてコメントいたします。調整力等委員会で広域予備率見直し検討におきまして、暫定的ではありますが、揚水BG運用から揚水TSO運用への切替えを広域予備率5%～8%に見直したところがあります。TSOが随意契約した揚水発電機に関しては、上記によらずに、これによらずに、TSOが運用権を持って揚水TSO運用になるのは違和感ございません。ただ、11ページの記載において、同じ揚水発電所の随意契約をしていない揚水発電機も含めてTSOが実水位を管理、すなわち揚水TSO運営になるというふうに見えますけれども、この点は今後整理が必要かと感じました。

同じくこのページで3つ目のコメントです。2ポツ目の随意契約前の実運用においては、TSOはBG指定水位24時時点で合わせる必要があるため、多くのロスが生じていたという点につきまして、先週の需給調整市場検討小委におきまして、 Δ kW取引や時間前取引といった各種取引とBGから指示されるゲートクローズ問題、余力活用の両立、最大化を図ることができる揚水運用による効率的な考え方を示させていただいたところがあります。これに準ずることで、ロスという部分はある程度解消されるものと考えておりますので、

この点についても今後整理する必要があるのではないかと思います。

最後に1点、質問になるのですが、14ページで左下の実績に関しまして、夜間帯はポンプ計画の抑制に伴う上げ調整、点灯帯は発電計画の抑制に伴う下げ調整が発生して、V1、V2の調整力活動費用もかかってくると思いますけれども、この点、資料でどこかに知らされていれば教えていただければと思います。

以上です。どうもありがとうございます。

○武田座長 ありがとうございます。

ほかはよろしいでしょうか。

それでは、まずは黒田課長よりコメントをいただきまして、その後、下村様にただいまの大山オブザーバーからの御質問等に御回答いただければというふうに思います。

まず、黒田課長、よろしくお願いいたします。

○黒田NW事業監視課長 分かりました。まず、中部電力パワーグリッドの下村様、プレゼンテーションいただきましてありがとうございました。他電力に非常に参考になる情報だったのではないかと思います。感謝申し上げます。

それから草薙委員から御指摘ありました東京・中部エリアの週間商品、こちら、我々としても引き続きこの両エリアの週間商品の状況を注視していきたいと思っております。ありがとうございます。

それから岩船委員から御指摘のあった、各エリアの市場の費用のみならず余力活用費用も含めた全体の調整力はどうなっているかというところについても、おっしゃるとおりでございます。我々も各エリアの調整力費用がどうなっているか、余力活用も含めてどうなっているかというところについては問題意識を持っておりますので、引き続きそちらも注視をしていきたいと思っております。ありがとうございます。

○武田座長 ありがとうございました。

それでは、よろしければ下村様、御回答等いただければと思います。

○下村プレゼンター もう一度、大山先生の質問の御確認ですが、左下の運用状況で、V1、V2は具体的にどうなっていたのかということでしょうか。

○武田座長 大山先生、いかがでしょうか。

○大山オブザーバー そういう費用をどういうふうにしているかということがどこかに書かれていればということです。

○武田座長 下村様、いかがでしょうか。

○下村プレゼンテーション　左下のこのグラフで言いますと、稼働実績のイメージを描いたものでして、実際にこのときのV1、V2というのはここには描かれておりません。費用については、結果になってしまうのですけれども、これをまとめた7月～11月まで、これが15スライドで結果としてお示ししてあるのですけれども、すみません、このときのV1、V2イメージというものは持ち合わせございません。答えになっていないところもあるかと思いますが。

○武田座長　ありがとうございます。大山オブザーバー、よろしいでしょうか。

○大山オブザーバー　また、こちらでも検討いたします。どうもありがとうございました。

○武田座長　ありがとうございます。

それでは、本件につきましては以上とさせていただきます。改めまして、下村様どうもありがとうございました。

それでは、続きまして、議題の5つ目となります「一次調整力～三次調整力①及び三次調整力②向けの連系線確保量について」となります。引き続き黒田課長、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について御説明差し上げます。こちら報告事項となっております。

報告の内容でございますけれども、御案内のとおり、需給調整市場は2021年度から三次調整力②、22年度から三次調整力①、24年度から全商品の取引が開始をされているということでございまして、この需給調整市場で広域調達された調整力が活用できるように、あらかじめ地域間連系線の容量を確保する必要がございまして、この確保量については、調整力を広域調達することによるメリットと、スポット・時間前市場へのエリア間取引の制限によるデメリットを考慮して、一定の上限を設定する。これを毎年度行っているということでございます。

今回、過去の整理に基づき、過年度の実績データを活用して、25年度に適用する一次調整力～三次①及び三次②向けの連系線確保量を算出したため、この算出結果を御報告するというものでございまして、なお、25年度の各商品の取引実績や潮流の状況等を見ながら、必要に応じて見直しを検討していくこととしたいということでございます。

連系線確保量の考え方は5ページのところに書いてございまして、下の図の左が週間計画時点での連系線の空き容量で、これを時系列的にどう行っていくかということでござい

ますが、まず前週の火曜15時時点で、週間商品一次から三次①が約定するので、この際に、 β としてスポット時間前市場向けに残す連系線容量を確保しておいて、その残りの部分で週間商品分を広域融通に充てると。まず β を確定していく。その後、前日12時にスポットが約定するタイミングでスポットの約定は終わり。その空き容量について、三次②に使う分と時間前に残しておく分というがあるので、時間前市場に残している部分を α として三次②の約定を行っていく。こういった形で設定して、 α と β を設定しているということでございます。

この α と β の上限値の設定、考え方。まず、 β のほうで書いてございますけれども、基本的には一次から三次①向けの連系線確保量を増加させると、調整力についての広域的な調達によるメリットが増加する。一方で、スポット時間前におけるエリア間の取引を制限することによるデメリットが増加をするということでございますので、このメリット・デメリットを合算して、メリットが最大になる点、社会便益が最大となる点を計算して、この時点での β を連系線からスポット時間前向けに残していく、残りを一次から三次①に使う、こういったような考え方でございます。

α についても基本的には同様でございます。三次②の広域調達によるコスト削減額と市場分断による時間前市場の調達費の増加額を検討して、両者の合計の最大値を評価して、社会コストが最小となるようにということで決定をしていくということでございます。

具体的には、かなり技術的なので詳細は省きますけれども、2024年度の実際の調整力のコストをエリアごとに、またコマごと、季節ごとに全部見直して、それを計算して、三次②の広域調達によるコスト削減額を計算する。これについて市場分断による時間前市場の調達額も計算をして、実際に α を1%~100%まで実施したらどこが対象かというのを全てのエリア、全てのコマでやっている、こういう計算をしているということでございます。

12ページ以降で計算結果を載せさせていただいております。まず β のほう、一次から三次①向けに確保する関連の β の計算になっております。これはエリアごと、季節、次のページにかけて4月~3月までということで、各エリアのブロック時間帯ごとの β の設定値を全て計算結果として載せさせていただいております。基本的には、例えば北海道から東北とか、東北から東京といった連系線、電気が流れる方向について、 β を極力100%に近いような形で安全面を確保しながらということで計算をしているというところで、この計算結果の御紹介でございます。

それから α 、三次調整力②向けのほうについても、基本的には同じような計算をしてお

りまして、この結果は17ページ、18ページなのですが、こちらMWの絶対値で記載をしておりますので、若干分かりづらいので、昨年度より増加した部分を緑色にして、 α が減少したものは赤色にしてということにしておりますけれども、計算結果としてはこのような形になっているということで御紹介でございます。

以上、御報告でございます。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、ただいまの説明につきまして、御質問等ございましたら、チャット欄でお知らせいただければと思います。いかがでしょうか。——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、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。ありがとうございました。

それでは、続きまして、議題の6番目でございます。「一般送配電事業者による非公開情報の情報漏えいに係る再発防止策の検討」に関しまして、黒田課長、よろしくお願いいたします。

○黒田NW事業監視課長 資料8でございます。こちらも報告事項となっております。

御報告の内容でございますけれども、東京電力パワーグリッド及び東京電力リニューアブルにおける非公開情報の漏えい事案について、昨年6月25日に開催された第98回制度設計専門会合におきまして、業務改善計画提出以降1年間、集中改善期間として監視委でモニタリングを実施するとしたところでございます。

また、11月の会合では、第1回のモニタリングとして、委員会において両社の社長との面談を実施した旨も御報告させていただいたところでございますが、本日は、第2回のモニタリングとして、委員会事務局で東電P Gに対しては現地ヒアリングを実施し、東電R Pに対してはオンラインヒアリングを実施したことから、その結果の御報告ということでございます。

日程は以下のとおりでございます。12月の中旬に、東電P Gにつきましては本社と神奈川総支社に現地ヒアリングを行っておりまして、東電R Pについては、指導対象ということなのでオンラインヒアリングを実施したということでございます。

ヒアリングの内容につきましては5ページ、6ページで記載をしております。まず法令遵守意識向上に係る取組として、経営層との対話・意見交換ですとか教育・研修、部署内の取組といった内容について、それぞれどのようなことが実施されているか、現場がど

う受け止めているか、そのようなことをヒアリングさせていただいてございます。

テーマ2として、3線管理に係る内部統制の整備・運用状況ということでございまして、こちらは第2線の活動状況や第3線の活動状況、リスク管理体制といった点について、実際どのような役割でどのようなことを実施しているかということヒアリングさせていただいたということでございます。

これを踏まえた事務局の所感ということで、7ページ以降に記載をさせていただいております。今回のヒアリングを通じて、両社において法令遵守意識の向上に係る取組、経営層による従業員との意見交換・対話、教育・研修などの実施状況ですとか、3線管理に係る内部統制の整備・運用状況などについて把握をすることができたと。

法令遵守意識向上に係る取組については、意見交換の実施、研修の充実、現業部署の日々の取組によって、従業員における行為規制に対する理解度の向上が図られている。また、従業員の法令遵守意識の向上が図られていること、さらには風通しのよい職場環境が構築されつつあること、といった一定の成果を確認されたということでもあります。

一方で研修については、行為規制に対する理解は深まったが、実務では判断に迷う場面があるので、より実務に基づいた研修があるといいと思ったという声が聞かれるなど、より従業員の要望に沿った研修の実施を検討すべきといった課題も確認できたところであります。

8ページで3線管理に係る内部統制の整備・運用状況については、体制の整備や行為規制に関するリスク抽出が進められていることといった一定の成果は確認されたところですが、一方で、第2線において、抽出したリスクを踏まえた具体的なモニタリングは今後実施予定となっていること。また、第1線が実施した行為規制遵守に係る自己評価について確認するとされていますけれども、確認に当たっては、ヒアリングや現地確認を組み合わせ、懐疑心を持って実施することが必要だと考えられると。

また、行為規制に関するリスクについては、業務面及びシステム面の双方から漏れの無い抽出・評価を行うため、引き続き、第2線が十分に関与しつつ抽出・評価を進めることが必要であると考えられるということでございます。

これを踏まえて、次回第3回のモニタリングでございまして、今後もヒアリング等を通じたモニタリングを実施していく予定ということでありまして、その際、前述した諸課題に係る改善状況、とりわけ3線管理に係る第2線モニタリングの実施状況やリスク管理におけるリスク抽出については、今後のモニタリングにおいても、機会を捉えて実効

的な取組がなされるかを確認する必要があるということで、委託先の管理ですとかITガバナンスといった両社から提出された業務改善計画に記載のある他の取組に関しても、3回以降のモニタリングで実施・改善状況を確認していくということを予定しております。

なお、10ページは11月に出した資料でございますけれども、最終的には2ポツに書いてあるとおり、1年間の集中改善期間にわたってモニタリングを実施して、最終的には両社の再発防止に向けた取組状況を点数化して評価をする予定とさせていただいております。

私からの報告は以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、ただいまの報告につきまして、御質問・御意見等ありましたら、お知らせいただければと思います。——御意見等ございませんでしょうか。よろしいでしょうか。どうもありがとうございます。

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す。

それでは、続きまして議題の7番目、「スポット市場への限界費用価格での供出が求められる対象事業者の考え方」につきまして、事務局から説明をよろしく願いいたします。

○石井取引制度企画室長 よろしく願いいたします。資料9でございます。

本日御議論いただきたい内容ですけれども、適取ガイドラインでは、余剰全量の限界費用入札を強く求められます市場支配力を有する可能性の高い事業者、以降、対象事業者と言いますけれども、これについては、そこに記載しておりますけれども、AまたはBの基準により判定することとしています。すなわち、本則では、月別の分断発生率が継続して高い連系線により4区分して得られております地理的範囲で、シェア20%を超える、または年間ピーク需要を満たすために当該供給者の供給力が不可欠、いわゆるピボタル・サプライヤー・インデックス、PSIの基準と、Bで示しております附則ですけれども、つまり経過措置に当たりますが、直近5年間で地域間の連系線の月別分断発生率が一定の値、5%を超える月がある場合には連系線は分断しているものとして、区分した地理的範囲で50%を超える発電容量を保有しているかといった基準になります。

昨年10月の専門会合では、この基準に基づきまして、2024年11月以降の1年間における対象事業者の案について御了承いただくとともに、昨今の市場区分を踏まえますと、本則が前提とする4区分が実態を反映しているとは言い難く、経過措置で設定した5%の一定値を上昇させたとしても、今申し上げた本則の基準に収斂しない可能性がありますことか

ら、この基準について一体的な見直しが必要ではないかといった御議論をいただきました。

今回は、この基準に関する具体的な見直し案について御意見をいただきたいと思います。よろしくお願いします。

3 ページ目でございます。こちらは前回の資料で、ページ番号を修正したものを参考としてつけております。3. に示しておりますように、検討に当たりましては、連系線の分断率はどの程度の期間を考慮すべきかといった話ですとか、分断率の閾値や超過月数の設定、市場画定の頻度、シェアやP S Iについて論点として例示をさせていただいたところでございます。

その上で、4 ページ目でございます。見直しに関する基本的な考え方です。1. は前回いただいた御意見です。その上で、昨今の市場分断率の変化について見てみますと、2. でございますが、南福光B T Bの工事や四国エリアの供給力の増加といったことに起因しております。このような分断率は、連系線の工事や需給状況などの変化など様々な要因によって数値が大きく変動することから、本則で示しております4市場を固定した市場区分というのは、その意義が薄れていると言えます。

したがって、本則においては、市場を固定するのではなくて、こうした連系線の分断率に係る性質を踏まえまして市場区分を見直していくことが必要というふうに考えています。

その上で、6 ページ目でございます。まず、現行の本則を画定した当時、重点的な監視の対象については、客観的な基準に基づき、相場操縦行為との関係性から、規制の必要性が高い事業者に限って対象とすべきとの考え方が示されまして、これを受けて、ほかのエリアと比べて分断発生率が継続して高い連系線をもって市場画定を行うことというふうになりました。そして当時の連系線の分断率の推移を踏まえまして、5年程度を連系線の構成の1周期と捉えまして、継続性を判断して、12か月移動平均単位で分断率がおおむね10%以上で推移する連系線について、分断率が高いものとして判断をしてきました。

そこで、今回の本則の見直しに当たりましては、現状の本則のように固定した市場区分を設定するのではなくて、今申し上げた考え方を踏まえまして、5年間に於いて年平均分断率が10%以上となる年が3年以上継続する場合には分断として扱うといった形で、考え方そのものを本則として定めることとしてはどうかと。これによって、その時点における市場分断状況を踏まえた市場画定が可能になると考えております。

続いて、7 ページ目でございます。今申し上げたように、本則を変えて直ちに適用しますと、対象事業者が大きく変化して市場に混乱を生じさせる懸念があります。そこで、段

階的に本則に移行するための経過措置を設定したいと考えております。現行の経過措置では、1か月平均の分断率が一定の値、今5%としています。それを超えている月が過去5年間で1回でも存在すれば、その連系線は分断しているものとして扱っています。つまり、過去5年間で1回でも閾値を超過すれば、その後5年にわたって分断として扱いますので、分断状況の継続性について考慮されていないことに加えまして、一時的な連系線の工事などの特異事象の影響を5年という中期にわたって受けることになり、市場分断を過度に考慮している可能性がございます。

こうした点を踏まえまして、経過措置を設定することで、円滑に本則案へ移行していくことがポイントになると考えております。具体的には、9ページ目に示す基準を満たしていることを前提としてですけれども、以下のように対応してはどうかと考えています。

まず、分断率が閾値を超える期間の継続性については、当初1年間として、後ほど出てきます基準を満たすことを前提に、1年ずつ増加させていく形にします。そして工事等の局所的な特異事象の影響を合理的な範囲に抑えるといったことを目的に、分断率の閾値を10%とした上で、同じく後述しますけれども、基準を満たすことを前提に、分断率の算出に当たり平均化する期間、これは現状、分断コマ数1か月の総コマ1,440コマで割っているわけですが、これを3か月間、6か月間、12か月間へと段階的に増加させていくことにしたいと思っています。

8ページ目でございます。この考え方を取り入れた場合の具体的なイメージですが、これは中国・四国連系線における判断例となりますけれども、まず1年目の部分でございます。仮に今が2023年だったとします。最初は現行の経過措置と同じで、月平均の分断率で見ます。その上で、閾値は10%として判断します。そうしますと、直近の2022年は7月が12.3%ですので、分断ありと判断されます。その上で、翌年の2024年になってみて、後ほど御説明する基準を満たしていればですけれども、次は3か月平均を取るとともに、継続性についても1年ではなくて2年で判断することになります。

そうなりますと、真ん中の表のとおりです。これを見ていただきますと、閾値10%を超える3か月間が連続して2年はないことから、分断なしというふうに判断されます。そして翌年の2025年になってみて、同じように、これは基準を満たしていればなのですが、次は6か月平均を取るとともに継続性についても3年間で判断することになります。

そうなりますと、この表のとおりでして、見ていただくと、直近の2024年の下半期6か月間については23.7%で10%を超えている。ただ、10%を超える6か月間が連続して3年

ないことから、ここでも分断なしと判断するということになります。これは一例でございます。

続いて、9ページ目でございます。平均化する期間を1か月単位から12か月単位へ拡大し、分断率の継続性を捉える期間についても、1年、2年、3年と拡大していきますと、エリアの拡大に伴いまして対象事業者が減少していく可能性があります。しかしながら、対象外の事業者であっても、価格つり上げを意図して売り惜しむ等をした場合には、相場操縦が成立する点については変わりありません。それから昨今の市場における不正事案を踏まえたと、市場における不正事案がないことを確認した上で、1か月単位から順に平均化する期間を拡大していくことですか、分断率の継続性を捉える期間を増加させていくことが必要ではないかと考えます。

そのため、先ほども申し上げましたとおり、1年ごとに制度設計・監視専門会合で市場画定、対象事業者の見直しを行うこととしたいと思います。具体的には、次のスライドで御説明する基準を満たしていることが確認できた場合に、平均化する期間を3か月、6か月、12か月と増加させるとともに、継続性を捉える期間についても、1年、2年、3年と増加させていくこととしてはどうかという案でございます。

それから3.にありますように、対象事業者については、スポット市場や時間前市場の約定価格がkWhで30円以上高騰した際の電取委の余剰電力データ提供や限界費用データを見直した際のデータの提供というのも求めていますけれども、対象事業者から外れた事業者であっても、監視による一定の牽制力を働かせるために、継続してサンプル調査を実施する必要があると、そのように考えております。

続きまして10ページ目でございます。こちらが基準です。まず、確認時点において対象事業者による相場操縦事案等の問題行為が認められないこと。例えば、業務改善勧告や命令を受けた事業者による再発防止策が完了してから1年以上経過しているといったことが必要です。

2点目は、対象事業者から外れる事業者が適取ガイドライン上の卸売分野における望ましい行為を実践していることが確認できること。例えば法令遵守体制の構築、内部的な取引監視体制の構築等になります。

そして3点目です。対象事業者から外れている事業者についても、先ほど申し上げたサンプル調査によって、市場価格を操作するための売り惜しみ等の問題行為が認められないこととしています。

さらに※を付してはいますが、見直しによって対象から外れる事業者による不正事案がスポット市場で発生したとしても、相対契約を含めた卸電力市場における電源アクセス性は担保されるべきといった観点から、確認時点において平均化する期間、継続性を捉える期間を増加させて市場範囲を画定した場合、仮に対象事業者から外れるといった事業者において、内外無差別な卸売が担保されていることといったものも要件とすべきかということ論点として提示しております。この点についても御意見賜れればと思っております。

続いて、11ページ目でございます。こちらは画定された市場において対象事業者かどうか、それを判定する際の基準の考え方でございます。現状、区分された各市場では、1.に示したシェアを用いた判定を行っています。つまり、本則ではシェア20%以上もしくはP S I としておりまして、経過措置ではシェア50%以上としています。経過措置が適用される状況下でも、本則の基準も勘案して判定をしています。

連系線の分断状況を踏まえて市場画定した上で対象事業者を決めるといったプロセスを取ることとか、米国の分析でも同じように供給力をベースとした考え方が用いられている点なども踏まえ、今回の見直しでは、この判定基準を見直す必要はないのではないかと考えております。

※1に記載しておりますが、若干本論から外れますけれども、端的に申し上げますと、内外無差別が確認された発電容量について、これまでこのシェアの算出に当たりましては、分母と分子を含めて算出をしてまいりましたけれども、電源アクセスの公平性が認められた内外無差別な電源については、二次卸分については考慮する必要がないと考えられることから、シェアの算定から除外することが適切と考えておりまして、そのように運用してまいりたいと考えています。

最後、12ページ目でございます。以上まとめますと、需給変動や系統の増強等により連系線の分断率は今後も大きな変化が生じる、そういったことを踏まえて、本則については固定的な4市場区分を前提とした考え方を見直して、5年間において年平均分断率が10%以上となる年が3年以上継続する場合には、分断として扱うというふうに整理したいと考えています。

また、経過措置では分断率を10%とした上で、先ほど申し上げた適切な基準を満たすことを前提に、分断率の平均値を算出する期間について、現状の1か月から3か月、6か月、12か月と増加させるとともに、分断の継続性を捉える期間についても、1年、2年、3年

と増加させていくこととしています。そして、その適切な基準を満たしているか否かについては、毎年、この会合で確認するとしています。

対象事業者の判定基準については、現行の考え方を維持しています。

こうした見直しによりまして、端的にはその時点における系統の分断状況等を適切に踏まえた市場画定が可能となり、柔軟かつ安定的な制度が実現し得ると、そのように考えております。

以上でございます。御意見を賜ればと存じます。よろしくお願いします。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、ただいまの説明につきまして、皆様から御質問・御発言をいただきたいと思っております。御発言の希望がございましたら、チャット欄でお知らせいただきますようよろしくお願いいたします。

それでは、松田委員、よろしくお願いいたします。

○松田委員 丁寧な御説明をどうもありがとうございました。私は、今回の事務局の案、提案の全体像について賛成しております。今回、競争状態を検討されるというところで、頻度の低い事象に引きずられて、それによって画定するのは不都合ではないかということかと思いましたので、その意味で一定程度継続性を考慮に入れるというお考えは、非常に妥当ではないかと思っております。

スライドの10に、市場画定（経過措置）の考え方というところで基準の案をお示しいただいております。この点に関しては競争状態、市場の画定をするという観点からすると、特定事業者のコンプライアンスなどの対応について、これを基準にするというのはやや奇妙にも思えるのですが、他方で、私自身はこの議題については、実質的には監視の軽重や効率化につながる話なのかというふうに理解しておりますので、そういった観点からは合理性があると理解できるのではないかと考えております。

また最後に、念のためというところではございますけれども、本件について根底となる原理原則を変更するものではないと理解しておりますので、今回の整理について事業者が誤解なく理解できるように適切に発信していただければと思っております。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

いかがでしょうか。

それでは、安藤委員、よろしくお願いいたします。

○安藤委員 安藤です。よろしくお願いします。

12ページにまとめていただいたのが最終的な御提案だと思うのですが、この市場画定のルールなどを例えば過去のデータに当てはめたときに、これまでのルールと判断結果がどう変わるのかといったことはチェックされたのかということは、少し気になりました。それによって、これまで不適切な分け方をしていたとか判断をしていたものが、この新しいルールの下だとより適切になるといったことも検証がされていれば、このような形で進めていくのが適切かと感じました。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、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。今回、スポット市場への限界費用、価格、供出ということで、既に市場支配力を有するという市場画定の定義の中で、その可能性が高い事業者に対する規制、対象事業者をどう選ぶかということについての御議論ということで、この考え方について今回御提案していただいた形で、柔軟かつ安定的とおっしゃっていますけれども、制度をこうした方向で見直していくという方向性については、よろしいんじゃないかと思っています。

他方で、9ページ目ぐらいにも記載していただいていますけれども、そもそも重要なのは、価格つり上げの意図がある下で、その意図の有無にかかわらず売り惜しみ等を行った場合、そうした相場操縦が成立しているような場合についてしっかり監視をしていくという、あるいは監視・摘発をしていくという点が恐らくすごく重要な点だと思います。

よって、その対象事業者以外に関しても、需給逼迫がある際における余剰電力データの提供等を求めるということについては、あるいは稼働状況について調べるということについては、私、しっかりやっていただくべきだと思いますし、この9ページ目には対象事業者外のその定義は書いてないのですが、10ページ目に「旧一電等のうち」と書いてあるところも、旧一電に必ずしも限る必要はないのではないかと思いますし、「等」と書いてあるから、基本的には旧一電以外の対象事業者外の事業者についてこうした監視をするということだと思いますけれども、そうしたことをしっかり事後的に見ていただくということはしっかり厚みを持ってやっていただければと思います。

また、対象事業者から外れる事業者についての内外無差別の扱いということについても、今後、内外無差別についても議論がなされると認識しておりますけれども、そうしたもの

の範囲の中で検討を進めていくべきというふうに思っています。

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。

いかがでしょうか。オブザーバーの方も、御発言の希望がございましたらお知らせいただければと思います。——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した。

それでは、安藤先生から御質問と申しますか御確認事項があったと思いますけれども、それを含めて事務局からコメント等あれば、よろしくお願いいたします。

○石井取引制度企画室長 どうもコメント等いただきまして、ありがとうございました。

まず、松田委員から御指摘いただいた内容ですけれども、事業者には誤解がないように適切に発信をとという御指摘をいただきました。しっかり御指摘を踏まえて対応してまいりたいと考えております。

それから安藤委員から、このルールを過去のデータに当てはめたときにどうだったのかという、検証チェックはしたのかという指摘ですけれども、検証については実施をしております。ただ他方で、今回の経過措置の案については、不適切事象があるかないかによって次のステップ、すなわち1か月平均、3か月平均、6か月平均というふうに増やしていくこと等がありまして、不適切事象の有無によっては変わってきますので、したがって、その不適切事象を捉えた精緻なシミュレーションかということ、そうはなっていないのですけれども、他方で連系線の分断率について、特に特異な事象を過度に捉えない形になっているかという点については、実現しているのではないかと思います。

具体的にそのエリアがどうなるのかとか、それに基づく対象事業者がどうなるかというのは、これは予断を与えることになりますので言及はいたしません、検証は進めております。

それから大橋委員から御指摘をいただいた点でございますけれども、対象外事業者についてもサンプル調査などを進めながら、しっかりと不適切事案がないかというものを監視していく点について、そのとおりだというふうに考えております。しっかり対応してまいりたいと思っていますし、あと現行のガイドラインにおきましても、プライスメーカーであれプライステイカーであれ、スポット市場において売り札を上げる事業者については、余剰電力の全量を限界費用に基づいた価格で入札することが望ましいというふうにされておりますので、この点も踏まえてしっかりと監視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した。

それでは、本件につきましては大きな方向性について御賛同いただいたということで、本日お示しした内容を基本に、引き続き検討を進めたいというふうに思います。どうもありがとうございました。

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

○田上総務課長 ありがとうございました。本日の議事録につきましては、案ができ次第送付をさせていただきますので、御確認のほどよろしく願いいたします。

それでは、第5回制度設計・監視専門会合はこれにて終了いたします。本日は、どうもありがとうございました。

——了——