

第15回制度設計・監視専門会合

日時：令和7年11月21日(水) 15:00～17:43

※オンラインにて開催

出席者： 武田座長、岩船委員、松村委員、村松委員、熱海専門委員、五十川専門委員、大橋専門委員、北野専門委員、草薙専門委員、曾我専門委員、原専門委員、松田専門委員、山口専門委員

(オブザーバーについては、委員等名簿を御確認ください)

○田上総務課長 定刻となりましたので、ただいまより、電力・ガス取引監視等委員会第15回制度設計・監視専門会合を開催いたします。

委員及びオブザーバーの皆様方におかれましては、御多忙のところ御参加いただきまして、誠にありがとうございます。

本今回は、オンラインでの中継としております。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。

それでは、議事に入りたいと思います。以降の議事進行は武田座長にお願いしたく存じます。よろしくお願いいたします。

○武田座長 本日もよろしくお願いいたします。本日の議題でございますけれども、議事次第に記載しております9つとなっております。

それでは、早速、議題の1つ目、すなわち「沖縄電力の高圧部門の料金規制解除に伴う『特別な事後監視』の詳細設計について」に関しまして、資料3でございます、高橋室長より御説明をよろしくお願いいたします。

○高橋総合監査室長 総合監査室の高橋でございます。資料3を御覧ください。私のほうから、「沖縄電力の高圧部門の料金規制解除に伴う『特別な事後監視』の詳細設計について」御説明させていただきます。

スライド2になります。まず、経緯等でございますけれども、第86回電力・ガス基本政策小委員会で、沖縄エリアの現状と高圧部門における規制のあり方が議論なされまして、その議論の結果、2025年3月10日付で経済産業大臣から電力・ガス取引監視等委員会のほうに意見聴取がなされました。

どういうふうに整理されたかというのは、下を書いてあります1つ目のチェックでござ

いますけれども、沖縄エリアにおける新電力のシェアは、高圧部門で12.2%に達し、本土と比較しても遜色ない水準に達しているということで、こうした現状に鑑みれば、本土と同様に沖縄エリアの高圧部門における料金規制等を解除しても差し支えないのではないかとということと、もう一つ、他方で高圧部門の料金規制等の解除に当たっては、小売料金の合理的ではない値上げが行われていないか確認するなど、先行してガス事業のほうでも特別事後監視をやっていますけれども、需要家保護の観点から必要な措置を講ずることが適当と考えられると。そのため、電力・ガス取引監視等委員会に対して、沖縄エリアの高圧部分の料金規制等の解除を行うことに関する懸念の有無と、解除を行う場合にはどのような措置を講ずることが必要かということをお聞きすることとしてはどうかということが整理されました。

当委員会では、この意見聴取に対し第564回の委員会で、沖縄電力の高圧部門の料金規制等を解除することは差し支えないというふうに考えるということと、料金規制等の解除がされた後3年間は、高圧部門の小売料金の水準が合理的でない値上げが行われないう、特別な事後監視を実施するということが決議されまして、経済産業大臣へ回答したというところでございます。また、その際には、特別な事後監視の詳細設計については、本会合にて検討するということとしております。

そして第87回の電ガ小委において、沖縄電力の高圧部門の料金規制の解除は2026年4月1日を目途に解除するということが決定されまして、今年の10月15日付で関係する省令のほうが公布されたということでございます。

つきましては、本日は、沖縄電力の高圧部門における特別な事後監視の方法について御審議いただきたいというものでございます。

スライド3は、第86回の電ガ小委のスライドを参考までにお付けし、スライド4では、関係省令の改正を御紹介させていただいています。

スライド5を御覧ください。沖縄電力の特別な事後監視の方法の案を書いております。沖縄電力が同社のホームページにおいて、主な料金メニューにおける支払額という4つの高圧部門のメニューを対象として、これらの料金推移を確認していくこととしてはどうかという案でございます。

具体的には、これらメニューの料金改定が行われた場合には、その変動を確認していく、合理的でない値上げを行っていないかどうかを確認していくということと考えておりますので、御審議いただければと思います。

これら4つのメニューですけれども、下の一覧表に書いておりまして、沖縄電力が今年11月7日に、標準的な電気供給条件において定めているメニューということで、高圧部門の500kW未満では、業務用電力というメニューと高圧電力Aというメニュー、それから高圧の500kW以上では、こちらも業務用電力と高圧電力Bというメニューでございます。それぞれの料金水準は、右の赤線で囲っている金額になります。

なお、全体的なメニューの99%がこれら4つのメニューで網羅されているということで、この4つのメニューの推移を確認していけば十分ではないかというふうに考えている次第でございます。

私の説明は以上になります。御審議よろしくをお願いいたします。

○武田座長 ありがとうございます。5ページにある特別な事後監視の方法（案）について御説明いただきました。

それでは、ただいまの説明につきまして、御質問でありましたり御意見があれば、よろしくをお願いいたします。御発言の希望をチャット欄でお知らせいただければ、当方より指名させていただきます。よろしくをお願いいたします。いかがでしょうか。

特に御異論等ないものとさせていただければと思いますが、よろしいでしょうか。どうもありがとうございました。

それでは、本議題につきましては、事務局案をお認めいただいたもの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、2つ目の議題に移りたいと思います。2つ目の議題でございますけれども、こちらは「内外無差別な卸売の実施に向けた取組状況について」となっております。資料4に基づきまして、石井室長より御説明をよろしくお願いいたします。

○石井取引制度企画室長 よろしくお願いいたします。「内外無差別な卸売の実施に向けた取組状況について」でございます。

2ページ目に移らせていただきます。本日御議論いただきたい内容でございますけれども、まず小売市場における競争を歪曲するような不当な内部補助の防止、それから電源アクセスのイコール・フットィングの担保を目的に、電取委では、旧一電等による内外無差別な卸売等のコミットメントに基づきまして、年に2回、各社の取組をフォローアップしています。

今年の6月には、昨年度締結された、今年度以降を契約期間とする単年と長期、それから昨年度に締結された期中卸を中心に評価を行いました。その際、今年度以降に向けて、

各社に対してさらなる取組を求める、ないしは期待することを整理して示したところでございます。

年2回のフォローアップの2回目に当たる今回は、現在、各社で来年度以降受け渡しの卸商品についてプロセスが進んでいますので、その各社の取組状況について中間的な確認をいただくというものでございます。

3ページ目飛ばさせていただいて、4ページ目でございます。この資料は、各社の交渉に向けた動きとして、交渉スケジュール、制約条件などの商品概要を整理したものでございまして、それらの詳細は10ページ目になりますけれども、ここではその概要について、特に前回のフォローアップで指摘した事項について、対応状況に触れながら御説明したいと思います。

今投影しておりますのが、今年6月のフォローアップの資料でございますけれども、今回のフォローアップで状況を確認すべき関連箇所には青線を付しております。その他の箇所については、実際の取組等の実績をもって確認すべき箇所となります。

まず、総論的なお話としまして、④というふうに付しておりますけれども、東京・中部エリアについては、グループ内にコミットメント以前からの既存の長期契約が存在するため、現時点で内外無差別が担保されているとは評価できないというふうにしていました。

また、⑤ですけれども、東北エリアについては、エリア需要による購入量の上限が設定されておりまして、実質的に自社小売に有利な条件での卸売と考えられることから、内外無差別な卸売が担保されているとは評価できないというふうにしております。

5ページ目、ここからは各論でございますけれども、同様に先ほど⑥の続きになりますけれども、したがって、上限をここにありますように設定されておりますけれども、これを緩和することが求められるというふうにしております。

そして下のところ、⑦でございますけれども、東電ホールディングス、東電リニューアブルパワーについては、与信補完手段の選択肢が第三者保証のみであり、前払いや当事者による保証金等、その他の選択肢を増やすことを期待するというふうにしております。

さらに⑧でございます。6ページ目でございます。旧一電等各社に対して、スケジュール周知に係る取組を強化することを期待すると。例えばということで、多くの新電力からも寄せられておりますように、事前に年度を通した卸販売に係るスケジュールの全体像を提示する。卸商品の購入を検討する小売事業者のうち情報共有を希望する者に対して、スケジュール公表時にメールにて通知されるよう、仕組みを整備するというものでござい

す。

最後、⑥でございますけれども、ブローカー制で社内外・グループ内外を問わず販売する場合ですけれども、全てのブローカーに関する情報や販売スケジュールについて、内外無差別に公表・周知することを期待するというふうに前回しておりました。

その上で、これら指摘事項に対する各社の対応状況でございます。7ページ目でございます。まず2. 御覧いただければと思いますけれども、先ほどの④についてでございますけれども、東京エリア、中部エリアでは、コミットメント以前からのグループ内小売との既存長期契約が存在するといった理由から、グループ小売向けに電源を確保していると評価がなされました。この点について東電ホールディングスとリニューアブルパワー、26年度受渡し分について、グループ小売向けに電源を確保せず、グループ内外の小売を販売対象とした単年卸商品を入札にて販売予定でございます。こちらも同様になります。

続いて⑤についてですけれども、これは3. でございます。東北エリアでは、昨年度販売していた商品については購入量上限を付されておりましたけれども、25年度中に販売する26年度受渡し分の単年卸については、撤廃予定ということでございます。

その他、4、5、6というふうに示しておりますけれども、いずれの論点についても対応がなされている状況でございます。

最後、1. に戻りますけれども、25年度中に交渉契約締結予定の卸について、販売方法を変更する予定の事業者については、次回フォローアップで重点的に確認を行ってまいります。

8ページ目です。第9回フォローアップ時に新電力に対して実施したアンケートでは、特にスケジュールの周知について取組強化に対する期待が多く寄せられておりましたので、スケジュール周知に関する取組状況をまとめた表になっております。いずれも、御覧いただきますと、内外無差別の評価の考え方を超えた前向きな対応を捉えている会社というところがございます。

最後、9ページ目でございます。今後の進め方ですけれども、旧一電等による卸売が実際にどのように行われたかを事後的に確認する必要がありますので、各社の交渉契約が終わり次第ですけれども、次のフォローアップを実施したいと思っております。

具体的には、来年度の上半期に第11回のフォローアップを実施して、今年度中に締結された単年度卸、それから長期卸、期中卸を中心に評価を行っ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 ありがとうございます。前回のフォローアップに関わる各社の対応状況等について御説明いただきましたけれども、ただいまの説明につきまして、御質問でありましたり御意見があれば、よろしくお願いいたします。いかがでしょうか。

それでは、大橋委員、よろしくお願いいたします。

○大橋委員 ありがとうございます。私が理解した限りですが、これまで内外無差別のフォローアップでは、東京電力と東北電力が内外無差別の担保がされていなかったということでしたけれども、26年度以降担保されるとなると、旧一般電気事業者全社が事実上内外無差別担保されたという形になるのかなと思っています。仮にそうした状態になったとすると、現在、フォローアップ年2回やられていますと理解していますが、この頻度というのはちょっとずつ下げていくことで、なるだけ業務負荷というのは下げられるのかなというふうにも思います。隔年なり3年に1回というふうな感じでもいいのかなと思いますが、そうしたことも将来的にはしっかり検討していく必要があるのかなと思いました。

以上です。ありがとうございます。

○武田座長 ありがとうございます。

ほか、いかがでしょうか。

それでは、草薙委員、よろしくお願いいたします。

○草薙委員 草薙です。御丁寧な御説明に感謝いたします。

この資料につきまして何ら異論はないのですが、参考でつけてくださっている部分が非常に重厚で、少し興味を持ったので御説明いただきたいと思うのですが、資料4の最後の37ページのスライドが一番分かりやすいかと思うのですが、常時バックアップサービスの取りやめにつきまして状況を示していただいた表、ありがとうございます。この表からお伺いします。

この表によると、問合せがあれば説明という会社がございまして。2026年度の常時バックアップを行わないということを決定しておられるものの、ホームページでは公表されず、問合せがあれば個別に説明されるという会社が、北海道電力さん、九州電力さん、沖縄電力さんとあるわけです。

沖縄電力さんの方針が示唆的ですが、各社あえてホームページで公表せずそのようにされているというのは、単にサービスを提供しないというふうにホームページで公表することよりも、26年度はサービスを提供しないことにつき事情を御説明されるとともに、

エリアの事情も踏まえて、27年度以降のサービスの可能性というようなことも個別の説明の中で情報提供をされる、そういった余地を残されたいというお考えもお持ちなのかなというふうにも思ったのですけれども、その理解で合っているでしょうか。

以上、質問させてください。ありがとうございます。

○武田座長 ありがとうございます。

ほかに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。ありがとうございます。

大橋先生から御提案、草薙先生からは常時バックアップに関しての御質問でございますけれども、事務局からコメント等いただければと思います。よろしく願いいたします。

○石井取引制度企画室長 どうもありがとうございます。

まず、大橋委員からいただきましたコメント・御質問についてですけれども、26年度向けという意味では、全社のグループ内小売向けの電源の確保の状況が解除されたというわけではございませんで、一部のエリアについては引き続き既存契約が残っているといった理由から、少なくとも直ちにフォローアップの回数が減るということにはならないと思っています。

ただ他方で、将来的には、エネルギー政策をめぐる環境ですとかそういったものの変化を踏まえて、この内外無差別の基準については、必要があれば見直していくということにしておりますので、その一環でフォローアップの頻度についても変わっていくということはある得ると思っています。

あと、草薙委員から御質問いただいた件なのですけれども、今投影しております37ページについてでございますが、ここの北海道ですとか九州ですとか沖縄のところ、問合せがあれば個別に説明というところについては、前回のフォローアップでも同じように整理し提示しているところでございます。

ただ、ここについては、事業者はその意図ですとか真意を深く聞いておらないというところでございますので、次回フォローアップのときには、ここの背景についても御説明できるように準備したいと思います。

以上でございます。

○武田座長 ありがとうございました。

それでは、各社の対応状況について御確認いただき、また9ページの今後の進め方についても、御了承いただいたと扱いたいと思います。どうもありがとうございました。

それでは、議題の3つ目となります。議題の3つ目は、『長期脱炭素電源オークションガイドライン』の改定の方向性について」となっております。こちらにつきまして、資料5に基づき、引き続き石井室長より御説明いただければと存じます。よろしくお願いいたします。

○石井取引制度企画室長 承知しました。長期脱炭素電源オークション、長いのでこの後は長期AXというふうに略させていただきますけれども、そのガイドラインの改定の方向性について御説明をいたします。

2ページ目でございます。本件は、今年3月に開催しました第7回のこの専門会合で、長期AXの他市場収益の監視に関する検討会を立ち上げる旨御説明をいたしましたけれども、今回はその結果を御報告するとともに、その結果を踏まえまして、長期AXのガイドライン改定の方向性をお示しするというものでございます。

1つ目のポツに記載のとおりですけれども、長期AXでは、落札事業者は実際の他市場収益の約9割をOCCTOに還付することとされています。電取委は、その額を意図的に低く設定することを回避するために、各落札事業者の他市場収益を監視することとしております。

2つ目のポツでございますけれども、これは今申し上げたとおりですけれども、草薙委員に座長を務めていただきまして、また村松委員にも委員として御参画いただいて、さらに料金専門会合の関口委員にも委員として御参加いただく形で、今年の5月から7月にかけて検討会を開催し、その結果を取りまとめたというところでございます。

その内容について簡単に御説明をさせていただきますと、資料5-1のほうでございますけれども、検討会の目的は、ここにありますとおり、端的には長期脱炭素電源オークションでは、不明確な点はより明確にしたということと、落札事業者が還付までのプロセスについて整理をしたということになります。

他市場収入といった場合、落札業者は、市場で売るか相対契約で売るかということで収入を得るわけですが、相対契約の場合は、市場価格規律か無差別規律を満たす必要がございます。これはガイドラインで求められております。

市場価格規律の場合は、ガイドラインで市場価格の水準に比して不当に低くない水準であることを求めていますけれども、ここでは、この水準以下の価格を認める場合の考え方を整理しております。

8ページ目でございますけれども、無差別規律の監視方針でございますが、落札事業者

が社内・グループ内の小売部門含めて販売する場合は、過去の専門会合で整理いただいたとおりですけれども、内外無差別な卸売等のコミットメントに基づく評価方針を基に判断することとしておりますけれども、9ページ目、ここに記載のとおりですけれども、社外・グループ外の小売に販売する場合の評価の考え方について、このように整理をしております。

13ページ目でございます。可変費として認めるべき費目の例についてでございますけれども、一昨年の制度検討作業部会の中間取りまとめを踏まえまして、こちらに示しておりますが、これらの監視方針について、次のスライド14ページ目でございます。

具体的に、当然可変費全体監視対象でございますけれども、その中でも、燃料費に加えまして可変費に占める割合が大きい順に、約9割に達するまでの費目の確認の仕方と、それ以外の確認の仕方について、強弱をつけてみていくという整理をしております。

16ページ目でございます。ほかにも監視結果の通知に関するフローですけれども、ここには異議申立てのプロセスを含めた他市場収益の監視に関するフローということにしておりますが、17ページ目でございます。

相対契約に係る規律の監視に係るフローとしまして、今のガイドラインでは不明確な点がございしますので、それを明確にするという趣旨で、次のスライドでございますけれども、こちらにお示ししておりますこのフローに基づいて、事業者からは他市場収益の還付額に関係する書類を提出していただきながら、監視等委のほうで確認をし、という形で進めていくことにしております。

こちらでは、監視等委に対して証憑類が提出されない場合の措置について、これはガイドラインにもともと記載があるのですけれども、それを基に改めて記載をしております。

詳細については割愛いたしますけれども、今申し上げました内容を踏まえました建議案が資料5-2です。その内容を踏まえた現行の長期AXガイドラインの改定案、見え消しているものですが、こちらをおつけしております。

以上でございます。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、御検討をいただきたいのですけれども、その前提といたしまして、ただいま資料5-1でおまとめいただきましたけれども、検討会の取りまとめがございまして。こちらの検討会の座長をお務めいただきました草薙議員と、また検討会の委員をお務めいただきまして村松委員から、それぞれコメントをいただければと思いますけれども、いかがで

ございましょうか。

まず草薙委員、いかがでしょうか。

○草薙委員 ありがとうございます。検討会の座長を務めました草薙です。

検討会の趣旨は、先ほど事務局からも説明がありましたが、長期脱炭素電源オークションの落札事業者が意図的に還付を回避していないかを確認することが重要です。このため、オークションのガイドラインで整理されていない点や考え方をより明確にすべき点について、本専門会合の委員でもある村松委員、料金制度専門会合の委員でもある関口委員に御参加いただき、検討を進めてまいりました。

検討会では、他市場収益が適切に還付されていることをいかに監視していくか。また、監視方法が落札事業者の実務に照らして可能かといった視点から、委員の皆様に忌憚なく御議論いただきました。

例えば無差別規律を適用した場合、内外無差別な卸売の基準を活用することになります。新電力にとっては、その基準に不慣れである点を考慮する必要があるといった御意見があり、オークション参加事業者向けの説明会やホームページを通じて丁寧な説明・周知を行うなど、具体的な方向性を整理しました。

2023年に第1回オークションが開催されましたので、実際の他市場収益の還付に関する監視は数年後から開始する見込みです。実際の監視が始まった後も、様々な論点が生じ得ると思います。このため、今回、検討会は一旦取りまとめを行ったものの、閉じることなく、こうした論点について、落札事業者の実務等を踏まえて随時検討を行っていくこととしています。

他市場収益の還付は国民負担の軽減につながるものであり、その監視を適切に実施することは非常に重要です。座長の私としましても、制度設計・監視専門会合の委員の皆様の御理解・御協力を賜れば幸いです。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、続きまして、もしよろしければ村松委員、御発言いただければと思います。

○村松委員 ありがとうございます。検討会の委員を務めさせていただきました村松でございます。

こちらの検討会、特に論点といたしまして、落札事業者による他市場収益の還付は、長期脱炭素電源確保に要するコストをいかに軽減していくか、最終的には国民負担の軽減とい

った形になるのですけれども、その観点からも非常に関心を集める内容です。ですので、その監視が監視等委の立場から適切に行われることが非常に重要であるという考えを持ちまして、参加させていただきました。

ただ、参加されている落札事業者は、電力の販売取引や調達項目、調達コストの発生状態、それぞれ異なる取引を行うことが考えられますので、監視方法は特定の取引のみを想定したのではなく、それぞれの市場参加者間で不公平な扱いとならないように、うまく考えながら検討するという点を意識して参加させていただきました。

例えば、もう既に御説明ありましたように、他市場収入について市場価格規律と無差別規律、こちら御用意いただいておりますが、いずれか合理的なほうを採用するときに、両者間で不公平が生じないように、市場価格規律がうまく適合しない、無差別規律しか取り入れない、その逆もありますけれども、そういった観点での不公平が生じないようにといった点を注意して議論させていただきました。

今回、一旦検討会の取りまとめという形でお出ししましたけれども、今後、監視が開始する前はもとより、監視開始後も落札事業者の実態、多様で複雑な取引を踏まえて、追加的な論点というのは出てくるものと考えられます。今後に出てくる論点についても、市場参加者間で不公平な取扱いにならないように、こういった視点を踏まえながら、特に事業者の声もきちんと聞きつつ適切な監視となるように、引き続き検討していく必要があると考えております。

先ほどお話ありましたように、検討会自体は1回やっておしまいということではなく、随時検討を行っていくとされております。今回は、現時点で想定される内容を踏まえ取りまとめがなされたものです。今後の議論もございますけれども、皆様の御理解・御協力、今後の議論におかれても賜れば幸いです。

以上です。

○武田座長 両先生、どうもありがとうございます。

それでは、委員の皆様から、御質問・御意見をいただきたく存じます。どうぞよろしくお願いいたします。

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。今後の実務的な点についてのコメントということだと思うのですが、長期脱炭素オークションについては、OCCTOが精算行為を行うというふうに理解しているのですが、精算行為を還付も含めて行う場合には、落札事業者から

可変費ですとか他市場収益とか、そうしたもののエビデンスをもらうはずだと思っています。

このエビデンスが証憑なのかどうか。もし証憑だとすると、OCCTOに提出した証憑を改めてまた監視委にも提出するのかどうか。仮に証憑ではなく、精算可能なデータということであれば、監視委は証憑まで求めるのかどうか。OCCTOに何を提出するのか分からないので、十分理解してないのですが、なるべく事務負担というのは軽減されるべきだとは思っていますので、そうした観点も加味して、今後、運用のほう考えていただければと思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、続きまして松田委員、よろしくお願いいたします。

○松田委員 ありがとうございます。私は、内容について特段異論はないのですが、スライド16の手續に関して、念のため理解を確認させていただきたいと思っております。

今回、監視結果の通知に係るフローということで、新たに通知と、あと通知を踏まえた上で異議申立てということで、事業者側の意見をよく聞いた上で確定するというフローをお考えということです。このように慎重に検討して確定していただくというのは、非常に重要なことと思っております。

他方で、ちょっと「異議申立て」という言葉のニュアンスに含まれるものを理解できていないのかもしれませんが、あくまで監視結果の通知に係る流れというのは、事実上の行為、つまり行政法上に位置づけられる行為というわけではなくて、事実上の行為であるというふうに理解しておりますが、そのような理解で誤りがないのかということです。

そうであった場合には、落札事業者が、最終的にどうしてもちょっと納得がいかないことがあるという場合に、どういう手段を取れるのかという話にもなると思いますので、その点を前提に、今回のフローというのは行政法上の関係でどういうふうにお考えかというところを教えていただければと思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、続きまして五十川委員、よろしくお願いいたします。

○五十川委員 御説明いただき、ありがとうございます。改定の内容については、特に異論ありません。検討会の内容を反映いただいたものと理解しました。

1点、資料5－1における論点4と5、監視結果の通知に係るフローについてコメントします。こちらフロー自体については異論ないのですが、この監視の結果や異議申立ての件数、これが一般に情報として開示されるのか。されるとすれば、こういった形かという点について気になっています。

それは監視の仕組みが適切に機能しているかの確認の意味もありますが、事業者視点からしても、他市場収益や相対契約に関わる規律がどのように監視され判断されるのかという情報は、事業の予見可能性の面から有用ではないかと思っています。もちろん、監視の結果は個社情報ですのでアグリゲートして集約した情報ということになると思いますが、監視の仕組みを運用していく中で、その結果をどこでどのようにオープンにするのかという点は、どこかで考える必要があるように思いました。

私からは以上です。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、松村委員、よろしくお願いいたします。

○松村委員 松村です。事務局案は合理的に整理していただいたと思います。支持します。

念のため確認したい点があります。先ほど補足的に村松委員が御説明になった点が、私には理解できなかったもので、念のために確認させていただけないでしょうか。

市場価格規律での監視と、内外無差別への監視に関して公平性をおっしゃり、しかも、その元になった検討会では、その観点で議論したと言われたのでちょっと困惑しています。私の理解では、売り手のほうは、無差別規律に基づいて売るか、あるいは市場規律に基づいて売るかは、基本的には選択可能だと思っていました。だから、どちらが有利、どちらが不利とかで不公平ってどういうことがよく分かりませんでした。

具体的に言うと、例えば、このタイプの電源で出す電気はこういう特性があるので、市場価格よりも少しディスカウントしないと売れないということが仮にあったとします。内外無差別の規律に従って、そうでなければいけないと言うつもりはないのですが、例えば入札のような格好で買い手を募って、実際の札入れ価格に従って意味売るわけですが、その出てきた価格が、市場で予想されるものよりも少しディスカウントしたところでしか売らなかった。

それは、こういう合理的な理由があるので、こういうことになることはある程度予想されるし、実際そうなったと出てきたときに、全く内外無差別で売られているかどうかは確認

するけれど、内外無差別で売られていて、その結果として買い手の指値で少し低くなったということがあったとしても、もちろんこれは不当に低い価格で売っていたとは見なされないと、私は理解しています。

これが市場価格規律のカテゴリーで、つまり極端なことを言うと、自社の小売部門に初めから売るということを決めていて、ある種の参照される、予想される価格よりも、それに対応するぐらい低い価格をあらかじめ定めて、何でそうしたのですかと言うと、自社の小売部門がこういう特性だから、安くないと買えませんと言われたのでこうしましたというのだと、私は、今回のガイドラインでは、基本的にはそれは認められないと理解しています。

買い手が特定されていて、その買い手が何か言ったら、それに応じて売りますというのでは、市場監視の意味はほぼなくなってしまう。もちろんそんなことは安直に認めない。安直に認めないことは、スライド7のところで割引に関して相当限定的な例というのが例示されているということからもうかがえ、相当ちゃんとした根拠のあるものでないと駄目というような方針が出されているのだと思います。しかし、これは仮に内外無差別で売ったとして、結果的に同じ価格になった、市場価格規律で出したら認められないのは不公平だ、不公正だと言われても困る。

そこで、不公平だと思うなら、誰でも内外無差別な格好で売るということは原理的には可能なので、内外無差別の規律なら認められるけれども、市場価格規律でそれを通すというのなら、一定のエビデンスが積み重なった後でないと駄目ですと整理するのは、私は合理的な整理だと思うし、それが不公平だと思いません。事業者が基本的には内外無差別規律を選べることを考えれば、ない外務佐月の方が結果的に有利になっても不公平、不公正とは言えないと思います。2つの規律を公平性という観点で見るのは、私は違和感を覚えています。

いずれにせよ、このスライドで書かれているとおり、市場価格規律の場合には相当厳しく見るということが一旦出されていて、その後いろいろな形でエビデンスが積み重なってくれば、その合理性が認められる範囲というのが広がってくる。今後広がってくることはあると思うのですが、むやみやたらに広げないということが、スライド7では明確に書かれていると私は理解しています。

一方で、内外無差別規律であれば、内外無差別に関してきちんとピン止めされていれば、その結果として、結果的にディスカウントになったとしても、認められる余地は十分にあ

と思っています。

この理解が間違っていたら、事務局の方ほうから訂正と、どのような運用なのかという再説明をお願いします。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

ほかに御発言の希望ございませんでしょうか、オブザーバーの方も含めて。よろしゅうございますでしょうか。

それでは、検討会での両規律に係る議論の御確認のほか、特に手続について質問・御意見が多かったと存じますけれども、事務局から御回答いただければと思います。よろしくお願ひいたします。

○石井取引制度監視室長 どうもありがとうございます。ちょっと順不同になってしまうかもしれませんが、まず松田委員から御指摘いただいた件でございますけれども、こちら御認識のとおりでございますして、他市場収益の監視結果の通知は行政不服審査法に基づくプロセスとは無関係でございますして、任意に事業者の異議を受け付けるというプロセスとして設定をしております。

それから五十川委員から御指摘をいただいた件でございますけれども、他市場収益が発生して還付するというプロセスにまだ入っておりません。これから実際の監視が始まります。実際に運用してまいりますと、いろいろと課題が見えてくるはずだと思っております。先ほど座長を務めていただきました草薙委員からもお話ありましたように、実際に回しながら、必要な課題が出てくればそれについて検討していくということだと思っております。

事業者にとっても予見性を高めていくということは極めて重要だと思いますので、検討会の中で、こういった形で公表していくといいのかというのは、今後考えていく必要があるかなというふうに考えております。

それから大橋委員からいただいたお話ですけれども、今日の資料の取りまとめの27ページになるのですが、これは長期A Xのガイドラインを一部抜粋しているものでございますが、実際に他市場収益を監視して、還付額の根拠となる基礎となる額を見るのはOCCT0ではなくて電取委というふうにされております。

したがいまして、OCCT0のほうで還付の根拠となる他市場収益を算出するとか確認するのではなくて、電取委のほうで確認をするということになっておりますので、それを前提

としたフローになってございます。

最後、松村委員から御指摘をいただいた件でございます。松村委員の御認識のとおりでございます。市場価格規律と無差別規律は選択可能であります。市場価格規律では市場価格水準以上で販売することを求めていますけれども、実際に割り引くとかそういったことについては限定的な範囲で認めるということにしております。先ほどいただいた御説明、御認識のとおりということでございます。

以上でございます。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、ガイドラインの改定内容については御承認をいただいたと思いますので、この後、委員会に付議いたしまして、その後、経産大臣に建議するという手続に進みたいと思います。どうもありがとうございました。

それでは、次の議題に移りたいと思います。次の議題でございますけれども、こちらは議題の4つ目となりまして、「時間前市場におけるエリア別表示とインバランス料金制度の改正時期について」となっております。こちらは、資料6に基づきまして、引き続き石井室長と、また黒田課長より御説明をいただきたいと思います。よろしくお願いいたします。

○石井取引制度企画室長 よろしく申し上げます。「時間外市場におけるエリア別表示とインバランス料金制度の改正時期について」御説明をいたします。

これまでの経緯でございますけれども、昨年11月に開催しました第3回の専門会合における委員の御意見を踏まえまして、今年1月の第5回の専門会合で、昨年7月の東京エリアで需要規模に比して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、経緯や料金制度に関するヒアリングを実施しました。

そのヒアリングでは、複数の事業者から経済合理的な行動を取る上で必要な情報公表に係る要望がございまして、その1つに、時間前市場のエリア別の入札情報を表示することの意見がございました。この背景には、現状、売り札がどのエリアから出ているものかが示されない仕様であって、連系線の分断が原因となって結果的に約定しないといった場合があるというふうに考えられます。

このため、今年3月の第7回の専門会合で、来年4月に実施されますJEPXによる時間前市場システムの更新に合わせて、エリアに係る情報の公表を行う方向で検討を進めることとなりました。

こちらが、今御説明しました第7回の資料です。下のほうに旧一電等へのヒアリング結果がございますが、エリア別の情報が出ても気にならないという御意見もあれば、一方で、これは分断しやすいエリアで発電事業者も少ない地域であれば特になのですけれども、自社の価格が明らかになる限界費用に近い価格で入札することもあることから、原料に係る交渉を含めて不利に働くことがあると、そういった御意見も聞かれました。

その上で、エリア別表示の考え方とその時期についてでございます。まず1ポツは、今お話ししましたとおり、エリアの表示の仕方次第では懸念もありますことから、2ポツですけれども、事務局のほうで旧一電等と表示するエリアの分割方法について、連系線の分断状況も踏まえながら調整を行いました。その結果、そこに記載のと通りの5つのエリア別表示にしたいと考えております。

3ポツですけれども、もともとこのエリア別表示は、先ほど申し上げましたように、来年4月のJEPXのシステム更新に合わせて行う予定でしたけれども、このシステムの更新に対して複数の事業者から、自社システムをこの更新時期までに適合させることが困難であり、9月末まで延期してほしいとの声が寄せられております。

このため、4ポツですけれども、JEPXに対しては、新時間前市場システムの運用開始を来年10月1日とすることを求めるとともに、旧一電等に対しては、確実に同システムの対応が完了するよう求めることにしたいと、そのように考えております。

この点については、この後、5ページ目のスライドについて黒田ネットワーク監視課長から説明いただいた後に、①についてはJEPXさん、②については電事連さんから順にコメントいただければと思います。

○黒田NW事業監視課長 それでは、5ページにつきまして、ネットワーク事業監視課の黒田から御説明させていただきます。

インバランス料金制度の改正時期についてということでございますけれども、補正インバランス料金の上限価格を300円/kWhに引き上げるなどのインバランス料金制度の改正につきましては、本専門会合で御議論いただいた上で、2026年4月1日からを予定していたということでございます。

一方で、先ほども説明あったとおり、旧一電等の事業者による新時間前市場システムへの対応が完了しないままインバランス料金制度の改正を予定どおり実施した場合、新電力には、時間前市場のエリア別情報公表は実現していない状況でインバランス対応を求めることとなるということで、こうした状況では、特に2026年夏の高需要期の対応を求めるこ

とは難しい面があると考えられるということでございまして、したがって、インバランス料金制度の改正時期についても2026年10月1日からとしたいと考えるが、どうかということでございます。

私からは以上です。

○武田座長 ありがとうございました。

それでは、J E P X、また旧一電等にそれぞれ要望がございますので、まずJ E P Xの國松様、よろしければコメントいただければと存じます。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。本日いただきました御要望を受けて、私どもとしましては、それに対応させていただきたいと思っております。

一言この際、このときに申し上げたいのが、今回、来年の4月1日をねらって、私どももかなりチャレンジングなところで開発を進めてきました。また、この厳しい開発で、それに対応いただいた事業者も多々おります。その方々に対しては、ある意味裏切る形になってしまったというか、努力いただいたのが、結局6か月の後ろ倒しということになれば、今までの努力は何なのだというようなお気持ちにさせてしまうことについては、おわび申し上げますし、また、4月1日というのがチャレンジングであるのは、私どもも、それに対応する事業所さんでもございますけれども、もう少しいいやり方等々を工夫できることはなかったかということは考えてまいりたいと思っております。何にしましても、10月1日に対応させていただきたいと思っております。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、続きまして電事連の高野様、もしよろしければコメントいただきたいのですが、

○高野オブザーバー 電気事業連合会の高野でございます。このたびはJ E P X時間前システム更改について、事業者による対応状況を考慮の上、運開時期を2026年10月まで半年延期いただき、感謝申し上げます。

弊会会員事業者に確認いたしましたところ、2026年10月であれば、全ての事業者が対応可能であるとのことでありました。弊社といたしましても、新たな運開時期には確実に間に合うよう、各事業者に対し準備状況の確認などを適切に行っていまいりたいと考えております。

なお、今回のJEPX時間前システム更改については、当初のスケジュールでは、仕様公開から運開までの期間が1年未満と、極めてタイトな設定であったものと認識しております。至近においては、需給調整市場やコネクト・アンド・マネージなど各種制度変更への対応などもあり、各事業者ともシステム改修が輻輳・複雑化しているような状況にございます。

スポット市場も含め今後のシステム更改におかれましては、あらかじめ事業者の状況を丁寧に御確認いただき、事業者が対応可能なスケジュールの設定と適時適切な情報提供の下、より丁寧に進めていただけますとありがたいというふうに考えてございます。御配慮のほど、どうぞよろしくお願いいたします。

私からは以上でございます。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、委員・オブザーバーの皆様の御質問・御意見をいただきたいと存じます。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 御説明ありがとうございました。今回の4スライド目で、5エリアに分割して表示するという御提案いただいております。もともとは、市場参加者から経済合理的な行動を取る上で必要な情報を公表して欲しいというリクエストがあって、今回の御検討をいただいたものと理解しております。

旧一電などいろいろ御懸念がある具体的な事業者に関しては、しっかり意見を聞いて調整されたということは理解したのですが、ほかの市場参加者、もともとこういう情報の公表を求めていらっしゃったような事業者にもヒアリング、御意見を聞いていただいた結果、この5エリアで、当初の情報公表のリクエストを満たしているという御判断だということでしょうか。ちょっとほかの事業者がどういう意見を述べているか分からなかったもので、その辺り少しお伺いできればと思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、続きまして岩船委員、よろしくお願いいたします。

○岩船委員 岩船です。御説明ありがとうございました。システムの更新が遅れてしまうのは物理的な理由だと思いますので、仕方ないかなと思いました。

私も懸念として、今、松田委員からあった件、もともと市場の透明性、市場参加者の予

見性の向上ということでエリア別の表示というストーリーになったはずですので、それが参加事業者さんのニーズに応えることになるのかという視点は重要ではないかと思いました。

もう既に発電実績等の公開は、10万kW以上全てやるとか、かなり思い切って対策をこれまでも取ってきていると思いますので、過去の施策との整合性みたいなことも考えて、そうなると、この時間前市場のものが違うのであれば違うという理由を、5ブロックにしなければならない理由というのを、もっときちんと整理して説明する必要があるのではないかと思います。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、草薙委員、よろしくお願いいたします。

○草薙委員 草薙です。御説明ありがとうございました。私も、5ブロックのことにつきまして思うところをコメントさせていただいて、最後にシステム改修につきまして質問させていただきます。

御説明にもありましたように、現状、時間前市場では、売り札がどのエリアから出ているのかということが示されない仕様になっていて、事業者の経済合理的な行動を取る上で必要な情報公表の観点から、売り札のエリア別表示の見直しは時機を得た対応であると思います、この点、感謝します。

今回お示しいただいた5エリアに分割して表示するという案の妥当性につきましては、例えば4ページの1つ目のポツで、「限界費用や燃料価格が推測」とありますけれども、そもそも時間前市場は限界費用での入札を義務づけられているものではないと認識しております。そして、実際に3ページの下のアリリング結果を見ますと、複数の旧一電さんから、限界費用が明らかになるわけではないという回答も見受けられます。

また、4ページ1.に、「入札した旧一電が特定され」という記載がありますが、定期的に御報告いただいているモニタリング報告の資料では、時間前市場には旧一電さん以外の事業者の売り入札も多いというデータも見受けられますので、入札した旧一電が特定されるというのも、そのような場合ばかりなのかという若干の疑問が残るところであります。

また、分割の仕方、すなわちエリアの区切り方につきましては、事業者の経済合理的な行動を取る上で必要な情報公表という目的に立ち返りまして、旧一電の供給エリアごとに分割で表示することも含めて、システム改修のこともありますけれども、もし時間に余裕があるならば、もう少し議論を深めてもいいのかもしれないと感じた次第です。

以上はコメントです。

あと、システム改修に関連して質問させていただきます。こういったエリア別表示につきましては、今回の変更で売り札のみならず買い札の分析も可能になるべきだと思うのですが、買い札の表示の対応も売り札の表示の対応も同じ形で行っていただけるというふうに考えてよいのでしょうか、この点をお伺いいたします。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、続きまして村松委員、よろしくお願いいたします。

○村松委員 村松です。発言させていただきます。

今までの委員の方におっしゃったとおり、5ブロックに分割する点について、旧一電等の御意見をお伺いした上で反映していると思いますが、その他の事業者、新電力の方々、こちらについては売り・買いともに市場参加があるものと思いますので、そちらの意見はどのようなものだったのか、聞いていらっしゃるのかといった点も含めてお伺いできればと思っております。もしかしたら、システム改修の負荷のことも考えて5ブロックにしたのだろうかと考えはしたのですが、ちょっとそこはよく分からなかったので、お伺いできればと思っております。

もう一つ、今日、JEPX・國松様も御出席されており、ご発言の中で、システム改修で来年4月1日はとてもチャレンジングだったというお話。それが半年延びただけでも、JEPXでのシステム開発並びに事業者でのシステム対応というのはタイトなスケジュールと理解しております。

やはりJEPXからの資料の公表であったり事業者からの質問対応であったり、こういったものを適切に行うことで、10月1日のカットオーバーにきちんとした形での立ち上げが可能になってくると考えておりますので、この辺りは、重ねてのお願いになってしまいますが、JEPXからの御対応をぜひよろしくお願いいたしますと思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。ございます。

それでは、松村委員、よろしくお願いいたします。

○松村委員 松村です。発言します。事務局の案、合理的な案を示してくださったと思います。支持します。

それで、支持しますと言っておきながらおかしいことを言うようですが、私は上限価格の

引上げが10月に延びるのは少し残念です。システム対応の結果として時間前市場の対応が10月まで延びることに対して非難しているわけではない、これはやむを得ないことだと思います。

この遅れを所与としたとしても、時間前市場が半年後には改善されるということが分かっているのに、どうしてインバランス料金の引上げは予定どおり4月にはできないのか。しかも、この夏は相当需給が逼迫する懸念というのが出されていて、ある種の高価格による対応も期待される状況下で上限価格引き上げを延期するのは、とても残念。残念に思いますが、しかし議論の経緯を考えれば、時期をそろえるのはそれなりに理屈のある話だと思いますので、消極的にはありますが、支持します。

今回の議論と関係ないことを言うようで申し訳ないのですが、もう一度よくよく考えてもらいたい点があります。インバランス料金が高くなることが予想されれば、時間前市場できちんと対応しインバランスを出さないようにするということが重要で、そうであれば、時間前市場は使い勝手がよくなければいけないというのは、それはそれで一つの理屈だと思います。

しかし、最近、全く別の文脈で妙なことを言う人が出てきてしまって当惑している。ゲートクローズまでにちゃんとそろえればいいので、例えばスポットの時点でも、必要な量は全部確保しておく必要はなく、時間前市場を当てにしてスポット時点では少なめに調達しておくことは合法的なのだ、だからスポットで必要な量というのを完全に調達しなくても何の問題もないなどと言うような人が出てきていて、私はとても当惑しています。

もともと制度を設計した、スポット市場を作り時間前市場を作るときに強くあった議論は、スポットでちゃんと調達しなくて時間前のほうで調達すればいいやというので、そちらに調達をずらすということをされると、いろいろなシステムだとかの負荷がすごくかかるので、そういうことになったら安定供給上もいろいろな問題が生じかねない。だから、必要な量は基本的にスポットマーケットで調達し、しかしスポット後でも、その後で電源が倒れるということもあるし、その時点では予想できなかった需要の急増だとか急減だとかということも十分あり得る。

したがって、もちろん時間前市場はとても重要なんだけど、本来は予想される需要に合わせるようにスポット市場で調達しておくというのが原則だということを確認し、そこからの大きな逸脱行動がないということであれば、時間前市場をわざわざ使いにくくする必要はないので、できるだけ使いやすくすることは当然あり得る。そこから逸脱する

ようなことが起こり、時間前市場での調達を当てにして、スポットでちゃんと調達しないなどというようなことが起こるならば、端的に言うとも手数料を上げるということなのかもしれませんが、いずれにせよ、時間前市場の使い勝手をあまりよくしてはいけないのではないかという議論が、制度設計の一番最初の段階でなされたということをもう一度思い出していただきたい。

それで、現在の買い手の行動は、本当にそのときに整理されたものに即したものになっているのかどうかということは、ちゃんと確認する価値があると思います。例えば需給が逼迫しがちな時期は、スポットでの調達が需要に対して過小になる。結果的に予想外に需要が大きくなって過小になるというのは、それは全くしょうがないことですが、ちゃんとそろえているのであれば、需要が予想外に伸びるということも減るということもあるわけだから、ある種逼迫期というか、夏とか冬とかでも過小に調達しちゃったということも過剰に調達しちゃったということも、どっちも対称的に出てくるのは自然な姿だと思います。

でも、現実の一部の新電力では、需要が大きいときには過小に調達し、需要が少ないとき、低負荷期には過大に調達しているという、何かそういうストラテジックな行動によって、時間前市場にわざと依存せざるを得ないポジションとして最初から取った上で、それで、時間前市場は使い勝手が悪い、だからインバランス料金が無体になってもらったら困るということを言っているのだとすると、説得力が全くないと思います。

今回の件でも、半年延ばさなければというようなことも、それは合理的な要求だとは思いますが、本当にそういうことを言う資格のある人たちなのかということについては、今後このようなことが繰り返されるのだとすると、きちんと確認する価値はあると思います。ある種のきちんとした行動を取っていて、本当にスポット市場後のやむを得ない突発的なことに対応するために、売り手のほうなら売れ残った分を売るだとかというような、そういうようなことのために使われているという、本来の目的で使われているということを前提とし、少しでも時間前市場の使い勝手をよくしようという議論はとても意味があると思いますが、そういうところから逸脱しているとしたら、本当はまずいことをしているのかもしれないということは、ちゃんと認識する必要があると思います。

今後、あらゆる問題で時間前市場のことが議論されることになったときには、この点については、再度確認する価値があると思いました。

以上です。

○武田座も ありがとうございます。

それでは、お待たせいたしました、小鶴様、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。御説明ありがとうございました。

何人かの先生がおっしゃいましたけれども、5ブロック化について、ブロックをする価値もあるかもしれませんけれども、小売事業者がエリア別で需給の一致が求められていることですか、北海道とか九州のように単独エリアの解禁を容認している事業者もいらっしゃるということを踏まえると、全エリアでエリア別表示がされるほうが望ましいのではないかと考えます。

今回、もし5エリアで開始するとなったとしても、その後も引き続き9エリアでの表示に向けた検討を継続していただければと思います。

以上でございます。

○武田座長 ありがとうございます。

ほか、よろしいでしょうか。ありがとうございました。活発に御議論いただいて、ありがとうございました。

5エリア等について質問・御意見ありましたので、よろしくお願いいたします。

○石井取引制度企画室長 まず、5エリア表示のところについてですが、私のほうからコメントさせていただきます。

多くの方が同じ趣旨の御質問だったと思いますので、1度にお話しできればと思いますが、今回は今の特に連系線の分断状況を踏まえまして、そのエリアの分断状況と、当該エリアの中で実質売り札を出しておられる事業者の方が特に少ないエリアについては、実際に時間前市場においては、入札する価格についての規定というものはありませんけれども、実態として限界費用に近い値で入れているということも多々ございますので、それが明らかになることによって競争上の不利な立場に追いやられてしまう可能性があることから、今回このようなエリア別表示にしております。

ただ、最後オブザーバーの方から御指摘いただきましたように、今の連系線分断状況、発電事業者の状況を踏まえて現在5エリアにしておりますので、未来永劫このままかということについていうと、その点については、今後検討の余地が全くないということではないというふうに理解しております。

以上でございます。

○武田座長 ありがとうございます。よろしいでしょうか。

それでは、5エリア分断の趣旨についても、ただいま御説明いただきましたし、本件に

ついて、全体として大きな反対意見というものはなかったと思いますので、事務局案のとおり進めさせていただければと思います。いただきました御意見につきましては、今後、十分参酌したいと思います。

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。どうもありがとうございます。

続きまして、議題の5つ目となります。議題の5つ目でございますけれども、こちらは、「2026年度以降の需給調整市場の監視及び価格規律のあり方について」となっておりまして、資料7に基づき、黒田課長より、まず御説明いただければと思います。よろしくお願いいたします。

○黒田NW事業監視課長 それでは、資料7を御覧ください。「2026年度以降の需給調整市場の監視及び価格規律のあり方について」ということでございます。

前回の会合では、需給調整市場についての振り返りを行った上で、これまでのB種電源協議や事後監視の課題を踏まえまして、2026年度以降のB種電源協議の廃止及びΔkW価格の考え方の整理、事後的措置を規定する枠組みの見直しについて整理を行わせていただきました。

今回は、ΔkW価格の考え方の整理について、その詳細を検討いたしましたので、内容について御議論いただければと思っております。

4ページでございまして、ΔkW価格の考え方の整理でございますが、具体的には、以下の論点1、論点2について検討を行っています。

まず、論点1としまして、一定額の考え方の整理でございまして、固定費回収のための合理的な額の考え方。こちらは今年度までのB種電源協議を踏まえた整理をさせていただいておりまして、具体的には、①当年度分の固定費の考え方、②他市場収益の考え方、③想定約定量の考え方といった論点となっております。

論点2といたしまして、2026年度以降の全商品前日取引化に伴う遺失利益(機会費用)の考え方の見直しということでございまして、①逸失利益(機会費用)の考え方、②起動費等の計上方法、③起動供出が1日に複数回発生する場合の直通開発学童期以起動費等の計上方法、④振替損の取扱いということでございまして、順に御説明をさせていただきます。

6ページを御覧ください。まず、論点1の一定額の考え方の整理でございます。前回会合で整理したとおり、応札事業者が価格規律を遵守した価格設定を円滑に行えるよう、固定費回収のための合理的な額の考え方については、これまでよりも可能な限り詳細かつ明

確に示すこととすると整理させていただいております。

その内容について、今年度までのB種電源協議等の整理も踏まえまして、以下の項目について検討を行っております。

なお、固定費回収のための合理的な額の考え方は、それを遵守している限りにおいては、確実に業務改善命令等の対象とならない（つまりセーフハーバーとなる）一定額の考え方であることを踏まえて検討を行う必要があるということでございます。

次のページでございまして、まず、当年度分の固定費の考え方のa. 法人税ということでございますが、B種電源協議において、当年度分の固定費に法人税を計上している例が見られましたが、法人税は法人の所得（利益）に対して課税される税金であり、事業を行うに当たって直接的な費用的性質を有するものではないことから、固定費として計上しないことが合理的と考えられるということでございます。

次に、b. としてアグリゲーターに係る費用でございますが、アグリゲーターとリソース所有者の間では、一般的にメリットシェアという形で収益を案分しているケースが多いと。B種電源協議では、電源等の固定費にアグリゲーターのメリットシェア分を加算して一定額を算定する事例が見られました。このため、メリットシェアの明細を確認して、需給調整市場の参入や応札に必要なアグリゲーターに係る費用を確認して計上していたということでございます。

当年度分の固定費の考え方においては、電源等に係る固定費を特定しにいくものであることから、需給調整市場の参入や応札に必要なアグリゲーターに係る費用（人件費、システム費用等）についても、固定費を特定して計上することが望ましいと考えられるということでございます。

次に、8 ページ、容量拠出金でございます。前回会合で報告したB種電源協議結果において、当年度分の固定費に容量拠出金を計上している事例が見られましたが、以下の観点から、計上しないことが合理的と考えられるということございまして、容量拠出金は、容量市場において発電事業者に対して支払われる供給力の対価の原資であり、その費用負担者は、一般送配電事業者、配電事業者、小売事業者と定められ、小売事業者にとっては、容量拠出金の支払いをもって、電気事業法で定める供給力確保義務を履行したものと整理されていること。

また、B種電源は、電源等の当年度分の固定費回収のための合理的な額を対象としたものであり、小売電気事業者の容量拠出金の費用は想定していない。加えて、アグリゲータ

一が小売事業者というケースもあるが、容量拋出金は需給調整市場に応札するために要する費用とは言えないことということでございます。

次に、10ページ、②他市場収益の考え方（容量市場収入の取扱い）というところでございます。発電投資は、原則として市場取引または相対取引の中で回収されていく仕組みということですが、これら投資回収の予見性は、従来の総括原価方式下の状況と比較すると、低下すると考えられます。

このため、容量市場は単に卸電力市場等に供給力の確保・調整機能を委ねるものではなく、一定の投資回収の予見性を確保することによって、電源の新陳代謝が市場原理を通じて適切に行われ、より効率的に中長期的に必要な供給力・調整力が確保されることを目的に導入されているものであります。

また、これまでの整理においても、国全体に必要なkW価値は全て容量市場で取り引きすることとして、その上で一般送配電事業者が必要とするΔkW価値は全て需給調整市場で取引することが考えられるという整理もされているとおり、基本的には、安定供給に必要な供給力は容量市場で確保され、そこで得られる容量市場収入を電源等の固定費に充てることが想定されていると考えられております。

加えて、B種電源を導入した当時の議論においても、容量収入がある前提で、それでも未回収固定費が発生する電源については、B種電源としてA種電源よりも追加的なインセンティブを与えることと整理をしております。

しかし、これまでのB種電源協議では、容量市場に応札しない電源等が複数見られておりまして、こうした電源等が容量市場に応札がない理由は、主に以下の3点ということでございます。①新規に運開したため、追加オークションを含めて、容量市場に応札できなかった。②発電設備の老朽化により、容量市場のリクワイアメントへの対応に懸念がある。③中長期的な事業継続が見通せないといったケースでございます。

上記の理由のうち①については、比較的短期間で運開できる蓄電池が大半でありましたが、これらは事業者の応札意思に関係なく、容量市場に応札することが時間的にできないものであることから、配慮が必要と考えられるということでありました。また、将来的には容量市場に応札することが期待される電源等でもあるということとして、①の電源等について容量市場収入の控除を求めた場合、調達率の低い一次調整力として有用な蓄電池の需給調整市場への応札インセンティブを極端に損なう可能性もあることから、このような電源等は容量市場収入を控除しないことを認めることとしてはどうかということでござい

ます。

他方、②や③のケースについては、容量市場への応札機会はあったにもかかわらず、事業者の判断において応札を見送っているということでございまして、また、こうした電源等は老朽電源であることが多く、減価償却が進んでいても修繕費が大きい傾向にあり、さらに修繕費を含む当年度分の固定費を基本的に需給調整市場のみで回収することを前提としているため、一定額が上昇する傾向にあるということでありまして、本来、このような電源等は、平常時に加えて需給逼迫時等において、供給力・調整力としての機能が発揮されることが期待されるため、容量市場に応札することが望ましい。

こうした状況を踏まえれば、②、③のような電源等については、当面の間、容量市場への応札有無にかかわらず、容量市場収入が得られる前提で他市場収益として控除することとしてはどうか。なお、B種電源協議では確認できませんでしたけれども、容量市場に応札したが約定しなかった電源等も想定されることから、こうした電源等については、①と同様に、容量市場収入を考慮しないことを認めることとしてはどうかと考えてございます。

具体的な算定方法としては、容量市場収入＝約定価格×容量市場における期待容量といったような形で算定してはどうかと考えております。

次に、13ページ、想定約定量の考え方でございます。前回会合でも御報告したとおり、 ΔkW 価格における一定額は、固定費回収の上限額を想定約定量で除することで算定されることから、分母の想定約定量の考え方次第で相当恣意的に価格水準がコントロール可能となる。つまり、事業者自らセーフハーバーを設定することが可能となるといった点がございまして。

このため、一定額の算定における分母の考え方について、以下2案を基に検討を行っておりまして、まず案1について、想定約定量ではなく、想定応札量を用いる（固定費回収の上限額÷想定応札量で一定額を算定）するということでございまして、この想定応札量につきましては、定期検査や燃料制約等による停止期間や蓄電池の充放電制約等を考慮して、当年度に応札することが可能な ΔkW を基に、応札事業者が当該電源の運転パターンや過去実績等を踏まえて算定するというものでございます。

案2としまして、想定応札量に、一定の方法で算定した想定約定率を掛け合わせて想定約定量を算定するといった方法でございます。

まず、 ΔkW 価格における逸失利益は、応札することによって発生するものであることから、事業者は自らの応札量に応じて算定をしておりますが、一定額についてはほとんど

の事業者が想定約定量に応じて算定を行っている。このため、一つの Δ kW価格を構成する要素であるにもかかわらず、考え方が整合していない面がございます。

また、案2の場合、過去の平均的な約定実績等を用いて想定約定率を設定することが考えられるのですけれども、約定率はエリアや商品によっても異なることや、2026年度からの全商品前日取引化による取引環境の変化も考慮すると、直ちに全社共通の合理的な想定約定率を設定することは困難でありまして、また、エリアごとの設定も合理的とはいえないと考えております。

さらに、現在、旧一般電気事業者や一部の新電力を中心に、案1の方法で想定応札量を用いて、つまり想定約定率100%と想定して想定約定量を算定している事業者もいることから、案2とした場合、全体の調整力費用の増加につながる可能性もあると考えております。

資料には書いてないのですけれども、例えば今回のB種電源協議においても、70円以上等の高値で入札した場合の実績を基に、想定約定率を5%未満で設定をしようとした事業者もありました。実際の協議では、こうしたケースにおいても事業者と協議を行って調整を実施していたのですけれども、仮にこのような設定方法を無制限に許すと、どんどん一定額は高くなっていくおそれがあるのではないかと考えてございます。

資料戻りまして4ポツ目、また、未回収固定費の回収可能性の観点では、 Δ kW価格市場では、 Δ kW価格における逸失利益で市場収入との差額は得られるため、卸電力市場で回収すべき固定費についても一定程度回収できる仕組みとなっており、加えて、本来未回収固定費は稼働に応じて得られる調整力kWh収益も含めて回収していくものと考えことから、一定額だけをもって回収する必要はないと考えておりまして、以上を踏まえて、一定額の算定における分母の考え方については、当面の間は案1として、市場の状況を踏まえて、必要に応じて想定約定率の設定を検討していくことが望ましいと考えられるが、どうかと。

なお、想定応札量を用いる場合は、応札事業者は固定費回収を進めるために、過去実績等に比してより積極的に需給調整市場に応札することも見込まれるところでありまして、この結果として、需給調整市場の応札量の増加にもつながると考えられるということでございます。

次に、大きな論点の2、逸失利益（機会費用）の考え方の見直しということでございます。①逸失利益（機会費用）の考え方でございますけれども、需給調整市場ガイドライン

では、 $\Delta k W$ 価格の逸失利益（機会費用）の算定に用いる卸電力市場価格（予想）については、週間商品の場合はスポット市場価格の想定価格、前日商品の場合は時間前市場価格の想定価格を用いることとされております。

一方で、26年度以降は全商品が前日取引化となるということで、週間商品がなくなることですので、現在の週間商品である一次～三次①についても、時間前市場価格の想定価格を用いることとしてはどうかということでございます。

次に、起動費等の計上方法でございます。需給調整市場ガイドラインでは、 $\Delta k W$ 価格の機会費用に計上する起動費等は1回分とされております。

しかし、全商品前日取引化となる2026年度以降は、複合市場と三次②の市場は同一タイミングで取引が行われるということで、同一リソースをそれぞれの市場に振り分けて入札する場合に、起動費等をどのように計上するかが論点となります。

この点、起動費等の計上方法は、複合市場・三次②市場の両方においてメリットオーダーを確保する観点から、それぞれの入札価格に起動費等が計上されていることが望ましいということで、全商品前日取引化となる2026年度以降は、複合市場・三次②市場に1回分の起動費等を案分して計上することとしてはどうかと考えております。

一方で、市場調達におけるメリットオーダーの確保という観点からは、1回分を案分ではなくて、複合市場・三次②市場それぞれに1回分の起動費等を計上するという考え方もありますけれども、この点、事業者ヒアリングしたところ、事後精算業務が煩雑かつ膨大になるということを懸念する声が多くあったということに加えて、一部の応札事業者の中には、現在の需給調整ガイドラインを前提に、外部の起動費を案分するという方法で既にシステム改修を進めているものもいるということでございますので、複合市場・三次②それぞれに1回分の起動費等を計上することを求めた場合に、応札商品をどちらか一方に限定すると応札量の減少につながる懸念もあるということでしたので、2026年度以降は、複合市場・三次②市場に1回分の起動費等を案分して計上することとしたいと考えております。

次に、③起動供出が1日に複数回発生する場合の起動費等の計上方法ということでございまして、需給調整市場ガイドラインでは、起動費等の入札価格への反映は1回分までとされておりますけれども、起動供出が1日に複数回発生する場合の起動費等の取扱いについて、事業者から相談があったということでございます。

具体的には、以下の2ケースが考えられるということで、こういったケースは需給状況

等によっては想定されるものであることから、以下のケースに限り、起動費等の複数回分を認めることとしてはどうかと考えておりまして、具体的には、ケース1、下げ代不足時ということで、調整力提供事業者が、太陽光出力が大きく、残余需要が少なくなる時間帯に、自身の同時同量を確保するために、限界費用の高い発電機の停止等で対応しているのですけれども、仮に停止予定であった発電機を起動して需給調整市場に応札する場合、その発電機の最低出力分を自身の別の発電機を抑制（持ち下げ）することで確保する必要があると。

一方で、前日計画段階でBGバランスに下げ代が不足している状態では、当該時間帯は起動供出することができませんので、こうした場合に、その前後の時間帯で需給調整市場に応札をする場合には、調整力提供者は2回起動することが確実となるということでございます。

また、ケース2として、系統作業時等による抑制ということで、系統作業等による一時的な線路停止や出力抑制があった場合、当該抑制時間帯は確実に発電を停止しておくことから、起動供出ができないといったケースがあるということでございます。

最後になりますが、④振替損の取扱いということで、2026年度からの全商品前日取引化では、需給調整市場の全商品がスポット市場後の取引となるということで、限界費用の安い電源はスポット市場で先取りされて、起動済み電源の余力によるΔkW供出が減少する可能性があると。

こうした中で、応札事業者が需給調整市場への応札量を増やす手段としては、以下の2つがあるということで、1つは、停止予定であった電源の追加起動による持下げ供出。こちらは需給調整市場ガイドラインで、ΔkW価格の考え方は整備済みでございます。

今回整理いただきたいのが②のほうでして、起動済み電源の余力の範囲での持ち替え供出ということでありまして、こちらを行う場合、設備的な制約から、余力全てをΔkWとして供出できるとは限らないので、起動済み電源の余力の範囲で持ち替えを行い、広く薄くΔkWを供出することで、一次調整力や二次調整力①といった高速商品の応札量を増やすことは可能となるということでございます。

起動済み電源の余力の範囲で持ち替え供出を使う場合、限界費用の高い電源と限界費用の安い電源の持ち替え費用（振替損）が発生する可能性がありますので、このため、持ち替え機のΔkW価格の算定に当たっては、以下のとおり、振替損を考慮したΔkW価格とすることが合理的と考えるが、どうかということでございます。

長くなりましたけれども、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。前回の議論を基に、2つの論点について事務局案をお示しいたしました。

それでは、ただいまの説明につきまして、委員・オブザーバーの皆様から御質問・御意見があれば、よろしくお願いいたします。

それでは、曾我委員、よろしくお願いいたします。

○曾我委員 曾我でございます。2点、私からございまして、資料7のまず10ページです。こちら、他市場収益の考え方における容量市場収入の取扱いについてということで、②番の老朽化によってリクワイアメント等への対応に懸念があるという事案についてでございます。仮に容量市場のリクワイアメントを充足できなかった場合には、経済的ペナルティなどのペナルティの発生の可能性があるということで、場合によっては、経済合理性の観点から事業者に過度な負担を強いる可能性があると思っております。③番の中長期的な事業継続が見通せないという点については、事情によってと思っております、一律に取扱うというよりも、原則と例外どうするかという点はあるかとは思いますが、いずれにしても、客観的に合理的な事情、理由がある場合には考慮しないことを認めるということとを許容する必要があるのではないかという点で、何とか柔軟な対応ができないかということをお提案させていただければと思います。

2つ目が、この後の13ページ、想定約定量の考え方についてでございます。理論的に言えば、想定応札量ではなく想定約定量のほうがより適切な対応という理解でございまして、そこが議論の出発になると思っております。

14ページには、想定応札量を想定約定量100%という前提で用いているものも、旧一電、新電力などにもいらっしゃるということのようなのですけれども、ケース・バイ・ケースかなと思っております、電源によっては、特に新規リソースなどでは難しい場合もあり得るように思っております。

また、14ページのなお書き最後の部分ですが、需給調整市場の応札量の増加にもつながるという点につきましては、現在、他の審議会などでも議論されている募集量削減の話と、もしかしたら整合していないのではないかという印象も受けておるところでございます。

以上を踏まえまして、こちらでも個別ケースごとで、第1案と第2案の折衷的な考え方かもしれないけれども、想定約定量の定め方に客観的な合理性があればよいという考え方が取れないのかという点について、改めて検討いただいたほうがよいかなと思っております。

す。

また、いずれにしても、募集量削減の議論も踏まえる必要もあると思われますし、関係事業者などからも必要に応じてヒアリングをしていただくなどしまして、もう少し丁寧に議論したほうがよい論点なのではないかなと思いました次第でございます。

私からは以上となります。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、続きまして北野委員、よろしくお願いいたします。

○北野委員 北野です。丁寧に説明いただき、ありがとうございました。

17ページの案分のところについて伺わせてください。案分して計上するという場合に、例えば複合と三次両方出した場合には、片方約定して片方約定しなかった場合には、約定しなかった分の起動費については事後精算するという形になると思うのですが、その案分の仕方について、場合によっては、高価格で約定可能な商品に起動費を乗せて、そうでないほうに起動費を乗せないで入札するという形を取れば、全商品落札されて市場で起動費が回収できるという状況もあり得るのかなと思いました。つまり、案分の仕方、資料にあるように応札量比率に応じて案分するという形がいいのか、あるいは、ある程度事業者を選択の余地を残したほうがいいのかという点は、議論の余地があるのかなと思いました。

もちろん、この※1のところにあるように、約定しやすい商品一定額で、そうでないほうも少しで、全部起動費に乘せているみたいな行動が出てきてしまうと問題なのですけれども、必ずしも応札量比率というのが望ましいとは言えないのかなと思いました。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、続きまして松田委員、よろしくお願いいたします。

○松田委員 御説明、どうもありがとうございます。私は、論点1の③想定約定量の考え方について御意見申し上げたいと思います。

今回、案1と案2の2つをお示しいただきまして、事務局の提案として案1ということですが、先ほども少し曾我委員から御指摘あったように、募集量の削減の話もありますし、そもそも想定応札量が全量約定するという状況は、理屈としては前提としたいのではないかと考えております。想定応札量を基に算出することで、他市場収益を現実よりも明らかに多く見積もることになってしまいますと、需給調整市場における固定費回収の考え方が根本的に変わってしまうのではないかと、少し危惧しております。

今回の論点は、ガイドライン上示される上限価格に関する考え方ということで、上限価格の設定が固定費回収との関係で明らかに不十分というメッセージとして市場参加者に受けとめられた場合には、需給調整市場に応札するメリットが小さいと考えられてしまって、それによって市場の活性化や、それによるさらなる競争の促進も望めないのではないかと考えております。また、調整電源に対する新規投資は、ファイナンスとの関係でも悪影響があり得るのかもしれないと懸念しております。

さらに、想定応札量を基準とすることで、電源保有者間の競争に不公正が生じないのかという点も気になっております。つまり、既設電源も含めて多くの電源を持っている大規模な事業者であれば、案1でも全体の収支として十分にのみ込めるのかもしれませんが、旧一電以外の新規参入者や蓄電池など新しい電源に投資しようとする事業者に対しては、事業計画や収支における相対的にネガティブなインパクトが大きいのではないかと懸念しております。

発電事業者、卸売事業者間の競争という観点からも、新規参入者等の事業者の意見は丁寧に聞いていただき、競争上不利益がないかなど慎重に御検討いただくべき論点ではないかと思っております。

ただ、今申し上げた点について、今回の議論のポイントはあくまでセーフハーバーの設定であるということで、仮にこの価格を超えた場合にでも、当該事業者が事務局に対して、想定される他市場収益についてファクトベースで合理的な説明を行って、個別に理解を得られるのであれば問題行為とみなさないということであれば、懸念としては小さくなると思っております。

そのような理解で正しければ、そのようにきちんと市場参加者に適切なメッセージとして伝えていただき、誤解のないようにしていただけたらと思っております。よろしくお願いいたします。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、五十川委員、よろしくお願いいたします。

○五十川委員 御説明ありがとうございます。ほかの委員の発言とかぶる部分もありますが、3点コメントさせていただきます。

1点は、10ページ、11ページ、容量市場収入の取扱いについてです。ここでの②と③の電源について、容量市場への応札がなかったとしても、容量市場収入が得られる前提で他市場収益として控除するという案になっています。

仮想的に新たに収益を計算して割り引くというのは、かなり特殊な処理であるという印象を受けました。容量市場に応札するインセンティブをつけたいということだと理解しますが、こういった扱いが本当に必要なのかという点で、やや疑問に思っています。

仮にこういったものがなくても、容量市場収入がない場合、一定額はかなり高値となり、結局のところ約定しない、それでもって容量市場に応札するインセンティブが確保されるということにはならないでしょうか。こういった取扱いがなければ、②や③の入札が需給調整市場で悪さをするということであれば、もう少しその辺りを御教示いただければ助かります。

2点目は14ページ、想定約定量の考え方についてです。資料にも「約定率はエリアや商品によっても異なる」という記載もありますが、そうだとすると、想定応札量を用いるのは一律に想定約定率100%と想定することに対応しますので、この点を正当化するロジックというのはなかなか難しいように思っています。現時点で特段対案があるわけではないですし、反対ということではないのですが、いずれにせよ、今後も適宜考えていく必要があると思っています。

3点目は、17ページの起動費の計上に関してです。複合市場・三次②市場に1回分の起動費等を案分して計上するというのが案として提示されています。これに関して、何かロジックがあるのかという点が気になっています。

その下にありますように、メリットオーダーの観点からは、案分ではなく、それぞれにそのまま計上するというのが理にかなっているように思います。事後精算業務が膨大だから不可能ということならどうしようもないのですが、この点が約定結果をゆがませることがないか気になっています。あまりその点の悪影響は大きくないという認識でよいでしょうか、その点だけ伺えればと思います。

私からは以上です。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、草薙委員、よろしくお願いいたします。

○草薙委員 草薙です。丁寧な御説明に感謝します。私も他の委員とかぶる部分がございますけれども、論点1につきまして発言させていただきたいと思います。

6ページに示されております一定額の考え方のうち、②の他市場収益の考え方と、③の想定約定量の考え方についてコメントさせていただきます。

まず、②の他市場収益の考え方についてです。今回の事務局提案としての資料10ページ

の一番下に記載されております3つのケースのうち①について、容量市場収入を控除しないことを認めるという案に賛同いたしますが、②及び③につきまして、容量市場への応札有無にかかわらず、容量市場収入が得られる前提で他市場収益として控除するという案につきましては、そもそも②及び③の電源におかれては、4年後が見通せないから応札できないなどといった判断をされたと思いますので、実際には容量市場への応札を求めることは現実的ではないというふうに思いますし、このような対応をすることによって既存の老朽電源が維持されず、早期退出を促してしまい、安定供給の確保に支障が生じるということが危惧されると思います。

別の議題にはなりますし、先ほど松村委員からも言及がございましたが、来年の夏は東京エリアで需給が厳しくなることが想定され、その後も電力需給は予断を許さない状況とも認識しておりますので、①の電源と同様に、容量市場収入を考慮しないとすることも含めて、もし時間的余裕があるようでしたら、御検討いただいたほうがよいのではないかと感じました。

次に、③の想定約定量の考え方についてです。資料13ページに、想定応札量を用いる案1と、これまで同様に想定約定量を用いる案2が示されており、事務局としては、案1の想定応札量を用いる案を提示いただいたと認識しております。

これにつきまして、当面の間はという留保がございますものの、資料の14ページの3つ目のボツに御記載いただいているとおり、想定応札量を用いるということは、想定約定率を100%と想定して応札することになりますので、市場参加者にとって、容量市場など他市場収益分を除いた年間の固定費を回収できない懸念が高まる可能性があるのではないかと想像します。

また、資料の14ページの一番下に、案1にすることで「需給調整市場の応札量の増加にも繋がる」という記載がございます。しかし、その一方で足元では、先ほどほかの委員から言及ございましたけれども、需給調整市場募集量自体が減少傾向にあると認識しておりますので、案1にすることで、事業者の需給調整市場への参入意欲が減退し、中長期的に調整力の確保にも影響を与えないか、若干懸念されます。

もしまだ時間的余裕があるようでしたら、こうした観点も踏まえて、この論点の扱いについては、さらに市場に参加する事業者にヒアリングをいただくことも含め、引き続きの御検討をお願いしたいと考えます。

以上です。

○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 岩船です。今、ほかの委員からあった御意見、ごもっともだと思いました。あまりガチガチにすると、市場自体を毀損しかねないと私は思います。合理的というには少し厳し過ぎる整理が多かったように思いますので、ぜひ事業者さんの御意見を聞いていただきたい。調整力を出すのは既存の火力ばかりではなく、蓄電池等の事業者さんもしっかり御意見を聞いていただきたい。

本来は、市場がきちんとワークすれば、高い値付けしたものは落札できない、それがあべき姿で、そういう需給のバランスを取るのがあるべき姿だと思いますので、そのために一定額の考え方をあまりにも厳しい考え方で整理してしまうというのは、本来の市場が目指す方向とも少し違うかなと思いました。よろしくお願いいたします。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、松木オブザーバー、よろしくお願いいたします。

○松木オブザーバー ありがとうございます。九州電力の松木でございます。私のほうからは、B種電源の価格規律のあり方につきまして、今後に向けてということにはなりますが、コメントをさせていただきます。

B種電源の価格規律のあり方につきまして、今回御提示いただきました事務局案につきましては、従来、事業者によって異なっていた考え方について、事例を踏まえて明確化するもので、現行の価格規律の考え方に基づいて整理されたものと承知しております。

現行の価格規律におけるB種電源の固定費回収の合理的な額のうち、事業報酬の扱いにつきましては、先般第89回の制度設計専門会合で、競争が十分働いていない状況におきましては、無用に価格がつり上げられないようにすべきといった趣旨の御意見があったことも踏まえつつ、翌90回の専門会合で、B種電源に事業報酬は考慮しないとする方向性が示されたものと認識しております。

他方、前回の専門会合では、募集量削減や上限価格の設定などの取組により、足元では不合理な費用が計上されたりリソースは約定しがたい状況となっており、競争的な状況が進展する傾向にあることが示されたと認識しております。

つきましては、B種電源に関する事業報酬の扱いを含めた固定費回収の合理的な考え方について、今後に向けてということにはなりますが、需給調整市場の競争動向など市場の

進展状況に応じて、調整電源のインセンティブや、蓄電池DR等の新規リソースの市場参入促進の観点等も踏まえ、必要に応じて御検討いただきたいと考えております。

私からの発言は以上でございます。

○武田座長 ありがとうございます。

続いて、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 一定額の考え方について、コメントとなりますけれども、まさにP14に記載がございますけれども、案2とした場合、全体の調整力費用の増加につながる可能性もあるということは理解いたします。

一方で市場活性化という視点で見ますと、案1としますと、応札事業者の立場からは固定費を回収できない懸念が高まり、応札を控える事業者が増えてしまうのではないかと懸念いたしました。

市場を活性化させ、全体の調整力費用を低減させていくという観点から、応札事業者の御意見をもう少し聞いた上で、どのような対策がよいか検討を深めていただくのもいいのではないかと思います。

以上でございます。

○武田座長 ありがとうございます。

ほか、いかがでしょうか。よろしいでしょうか。ありがとうございます。様々な御意見いただきました。

それでは、事務局からよろしくお願いします。

○黒田NW事業監視課長 様々な御意見・コメントいただきまして、ありがとうございます。共通の論点かと思いますので、順に御説明させていただきますが、まず10ページの他市場収益の考え方というところでございます。②、③が、応札機会があったにもかかわらず事業者判断を見送ったものについて、容量市場収入を控除するかどうかというところでございますけれども、こういった事業者について、容量市場収入の応札機会があったにもかかわらず、それをしなかったものを他市場収入、その全ての費用を需給調整市場の費用に乗せるということにしていると、需給調整市場の応札価格が上がってしまうという問題があるということでございます。我々として具体的に、こういった形で容量市場に入札はできなかったというようなことだけれども、需給調整市場に入札する必要があるというような合理的な説明については、B種電源協議の中では確認できていないのですけれども、今後、当面こういった形で26年度からやらせていただいた上で、具体的にこういった

懸念があるということがあれば、また今後の需給調整市場の制度面等も考慮した上で検討していきたいというふうに考えております。

それから想定約定量、想定応札量に想定約定率を掛け合わせるかといった点についても、コメントを複数いただいたと思っております。こちらにつきましては、事務局の考えとしては、先ほども少し例を申し上げたとおり、非常に高値の入札価格を前提とした低い約定率といったものを設定してくる事業者がいると。事業者の判断ということにすると、そういった事業者が複数出てきていたというのが実際のところでございますし、あと14ページの4ポツで書かせていただいているとおり、卸電力市場で回収すべき固定費について、逸失利益と市場収入との差額で得られるという点で、一定程度回収できる仕組みとなっているといった点もあるということを考えますと、今回はこの想定応札量という形で、まず26年度からはやらせていただくということにさせていただきたいと思っておりますが、ただ松田委員にもおっしゃっていただいたとおり、こちらはセーフハーバーについての議論ということではありますので、その前提の中で、26年度からこの想定応札量という形でやらせていただいた上で、また市場の状況等も踏まえまして、必要に応じて想定約定率を設定するといったことも含めて検討していくということとさせていただきたいというふうに考えております。

それから起動費の計上方法、17ページのところで挙げさせていただいている論点。前日市場化に伴って、これまでの複合と三次②のこういった形で案分して計上するかと、ここに規律があるかというところではありますが、17ページの※3に書いてあるとおり、1回分の起動費等は、各市場への応札量比率に応じて案分する等、合理的な方法で案分計上するといったことが基本的な考え方でございますので、どちらか約定しやすいほうに起動費を乗せて全部起動費を回収するといったことが、合理的でない方法で案分をしているということであれば、それは事後監視のほうで対応していきたいというふうに思っております。

その対応のコストという点については、このページの3ポツで書かせていただいておりますけれども、複合・三次②それぞれに1回ずつ機動費計上するという考え方だと、かなり事務コストが大きいということで一般送配電事業者、応札事業者からお声をいただいているということでございますので、今回示させていただいている案として提案させていただいたということでございます。

いずれにしても、26年度以降の前日取引化以降の状況も踏まえながら、今回の案については引き続き検証しながら、需給調整市場の価格規律のあり方について検討をしてい

きたいと思っております。

私からは以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

慎重な御意見、また、より広く意見を拾うべきであるという御意見をいただきましたが、ただいま事務局から御説明があったとおり、まずは本考え方で進めさせていただきまして、並行してしっかりと検証を行い、また広く意見をいただきながら、さらに制度を精緻化させていくというような形でお認めいただければと思いますけれども、いかがでございましょうか。——よろしゅうございますでしょうか。ありがとうございます。

それでは、本件は、事務局から御提案しました内容でまず進めさせていただければと思います。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6番目となります。こちらは「需給調整市場の運用等について」となっておりまして、資料8に基づき、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8を御覧ください。

11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。

まず、三次②ですけれども、10月の平均単価は、関西、中国を除いたエリアで、前月比で低下ということでございまして、最高約定単価は東北で195円、関西、九州で197円となっています。

8ページ、週間商品でございますけれども、こちらにつきましては、北海道、東京、中部、関西、九州で平均単価が上昇ということでございます。

また、想定費用でございますけれども、東北、中部、北陸を除いたエリアで減少ということで、特に東京エリアについては、10月11日に実需給分から揚水随契の締結に伴う募集量の見直しが行われたということもありまして、想定費用、約定量ともに減少に転じております。また、東北エリアでございますが、随意契約を結んでいる揚水発電機が9月から10月下旬まで計画停止していたこと等で募集量が増加をしているということで、その結果、想定費用や約定量が増加をしているということになっておりまして、10ページに具体的な費用についてデータを載せております。

それから13ページ、各エリアの募集量・応札量・調達率の動向ということでございまして、一次調整力は依然として未達が多い状況です。

複合の動向は様々でございますが、直近で多くのエリアで応札量が募集量を超過してい

る状況に、競争が一定程度進む方向になっているということでもあります。東京エリアについては、10月11日分から、先ほど申し上げたとおり、揚水発電の随意契約の締結に伴う募集量の見直しが行われており、募集量が減少しておりますけれども、応札量の減少は見られてないということでもあります。また東北エリアでは、先ほど申し上げたとおり、揚水機の停止等によって募集量が増加をしているということでもあります。

また、4ポツで書いておりますけれども、調達率の動向を注視していく中で、応札事業者が応札時に設定する最小約定希望量（約定可能な最低ΔkW）を起因とした過調達が発生をしているということが分かっておりまして、現在、最小約定希望量の設定の考え方については明示的に整理されておられませんので、応札事業者に最小約定希望量の考え方についてヒアリングを実施しております。これも踏まえまして、必要に応じて本会合において御議論いただくこととしたいと考えております。

14ページ以降で、募集量・応札量・調達率の動向を載せておりまして、16ページ、東京エリアも、一番下の複合を見ていただくと、足元ではオレンジの応札量が青の募集量を上回る形になってきているということでございます。

25ページ以降はB種電源協議の結果の御報告でございまして、調整が整ったものから報告をしておりますけれども、今回は、協議が整った1社1件についての御報告ということになります。

28ページでございますが、固定費、他市場収益の考え方ですけれども、まず固定費の内訳については新規の蓄電池投資の案件でありますので、蓄電池投資額に対する減価償却費でありまして、その他システム費用、人件費等の費目で構成と。また、適切に期間案分された固定費が計上されているということを確認しております。

他市場収益については見込んでいないということで、容量市場収入については今年度から新規運開したリソースでありまして、メインオークション、追加オークションともに時間的に参入できていないといった理由で、他市場収益は見込んでいないということでした。

29ページ、こちらは供出可能量についてでございますが、想定約定率については一次調整力を対象としているので、100%の前提で計算ということでございます。

また、所有する他電源等ということですが、対象電源とその他電源で適切に案分されており、また、その他の電源と別管理されているということでございます。

30ページの、1.64円を超える案件についての個別の精査を行ったということ。それから

協議事項についての対応をする方向であるということの報告も受けておりまして、32ページ目、まとめでございますけれども、今回の協議が整ったB種電源1社1件については、一定額の算定諸元、考え方について確認を行っており、合理的な説明できない固定費等については適切な修正が行われたことを確認し、算定諸元も含めて制度設計の趣旨に反する事実は見受けられず、今回協議があった事業者からのB種電源1社1件について、監視等委員会事務局で確認した値を一定額としたと。

なお、今回御報告した案件以外についても、協議が整い次第、次回以降の本会合において御報告させていただきたいと考えております。

私からは以上になります。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、御説明いただきました需給調整市場の動き、またB種電源協議の内容について御質問・御意見があれば、よろしくお願いいたします。いかがでしょうか。——よろしいでしょうか。

それでは、ありがとうございます。いずれにつきましても御確認・御了承いただいたものとさせていただきます。どうもありがとうございました。

それでは、議題の7つ目となります。こちらは、「東京エリアにおける2026年度夏季の追加供給力の確保に向けた公募について」となっております。資料9になります。資料9に基づき、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9「東京エリアにおける2026年度夏季の追加供給力の確保に向けた公募について」ということでございます。

10月31日の資源エネルギー庁第3回次世代電力ガス基盤構築小委におきまして、2026年度の需給見通しの速報値が示され、東京エリアにおいては2026年8月の最終予備率が0.9%と、非常に厳しい見通しであるということが判明をしております。

この見通しを受けて同委員会では、2026年度の夏季に向けて、東京エリアにおいて直近2023年度夏季の対応を参考にして、速やかに120万kWの追加供給力公募を実施することが決定をされました。

今後、公募が実施された際には、これまで同様に、入札価格の妥当性等については監視等委員会事務局が監視を行うこととなりますが、24年度以降、調整力公募の廃止、容量市場の契約履行開始など、2023年度当時とは異なる状況変化もあるところでございますので、23年度夏季のkW公募を参考にしつつ、状況変化を踏まえたkW公募の実施に係る検討事

項を洗い出し、その対応方針について検討を行ったことから、内容について御議論いただきたいということでございます。

5 ページを御確認ください。今回のkW公募では、東京エリアにおいて直近23年度夏季に実施されたkW公募を参考にすることとされておりますが、先ほど申し上げたとおり、当時からの状況変化として、24年度以降、調整力公募の廃止、容量市場の運用開始などが生じております。

本来、kW公募は24年度からの容量市場における運用開始までの過渡期において、顕在化した供給力不足を充足するために、一般送配電事業者が小売電気事業者に代わり調整力公募の手法を準用し、調達する仕組みであったということですが、26年度は、発電所の長期募集停止や休止等を重ねることによって、東京エリアでは夏季の電力需給が非常に厳しい見通しとなることから、今回、緊急的にkW公募を実施するものでございます。

したがって、5 ポツでございますけれども、一般送配電事業者にとっては、今回のkW公募は突発的に発生した業務であり、基本的には今後も継続的に実施されるものではないということに留意をする必要があるということでございますが、これを踏まえまして、以下4つの論点について検討しております。①として対象設備等、②運用方法（発動要件）、③運用方法（市場供出方法及び市場供出価格）、④落札者決定方法ということでございます。

まず、①の対象設備等の追加性の確認ということでございまして、23年度の公募の要件において、対象設備等については、23年度供給計画に供給力の提供期間中計上されていないこと。また、契約設備が発電設備である場合は、追加供給力契約を締結しない限り、提供期間中に運転を行わない見通しであったことを合理的に説明できること、などといった追加性の要件が設定をされていたということでございます。

このうち①の観点については、広域機関が供給計画と容量市場の約定有無の情報を有しておりますので、今回の公募分についても、広域機関が供給計画に計上されていないことの確認及び容量市場で約定されていないことの確認を行うとすることとしたいと思っております。

また、②の観点については、現在、運開に向けて準備を進めている新設の電源等は、現時点で2026年度供給計画に計上されないものであっても、運開すればスポット市場や需給調整市場等に応札される予定のものについては、あえてkW公募で確保するまでもなく、供給力や調整力として需給に貢献すると考えられるため、基本的には追加性の要件を満た

さないと考えられるのではないかと考えてございます。

なお、kW公募が実施されることを理由として、当初の運開時期を前倒しするといったケースもあり得ますけれども、今回の追加性の確認において、提供期間中に運転を行わない見通しであることの合理性の確認を厳格に実施すべきと考えております。

次に、8ページの発動要件でございますけれども、2023年度公募の運用要件では、発動指令は、前々日夕方、前日夕方、または当日朝の段階で、広域予備率8%、またはエリア予備率5%を下回ることが見込まれるときに行うとされております。これはkW公募の制度設計を調整力公募の電源Ⅰ'を参考にしていたことによるものであったということであります。

現在の発動指令電源の発動要件は、広域予備率5%を下回ることが見込まれるときに行うとされておまして、kW公募で調達した電源等よりも発動要件は厳しいものとなっておりますので、kW公募が、発動指令電源を含む既存の供給力では不足するため実施していることを踏まえれば、発動要件は少なくとも発動指令電源と同じ要件とすべきと考えるが、どうかということでございます。

次に、9ページでございます。市場供出方法及び市場供出価格ということでございますが、23年度公募の運用要件では、供給力の提供事業者は、原則として、契約設備をスポット市場または時間前市場に売り入札を行い、当該入札に係る約定により得られる利益を一般送配電事業者に還元するとされておまして、※で書いてありますとおり、一般送配電事業者の命令により市場供出を行う場合は収益を全額還元、供給力提供事業者の任意により行う場合は収益の9割を還元としておりました。

これは、kW公募が小売電気事業者の供給力を調達するものであり、一般送配電事業者が確保した電源等を、市場取引を通じて小売電気事業者が公平にアクセスできるよう配慮したことによるものでありました。

24年度以降、電源Ⅱは廃止され、余力活用電源の仕組みが導入されました。また、需給調整市場全商品取扱い開始となり、さらに2026年度からは、全商品がスポット市場取引後かつ時間前市場取引前に取引されることとなっております。

こうした状況変化を踏まえれば、スポット市場及び時間前市場への入札後に余力があれば、引き続き一般送配電事業者は余力活用電源として指令可能とすることが整合的であり、また、供給力提供事業者が一般送配電事業者の指令によらず、任意に市場供出を行う場合は、収益機会確保の観点から、スポット市場及び時間前市場のみならず、需給調整市場に

も応札可能とすることとしてはどうかと考えてございます。

次に、検討事項④落札者の決定方法ということで、まず、これまでの経緯でございます。これまでのkW公募では、不測の事態に備えて、一種の社会保険という考え方の下で公募を実施してきており、募集量については、最小募集量と最大募集量を設定しておりました。

このため、23年度の夏季kW公募より前の公募では、落札者の決定方法は、最大募集量を上限に応札価格の安価な案件から落札をしていたということでございます。

他方で、23年度の夏季kW公募の落札者の決定方法は、応札価格を安価に並べたリストを基に、最小募集量を下回らない範囲で、最も安価に必要な量を確保する組合わせの案件を落札するという選定方法でありまして、この選定方式の場合は、設備容量の大きい電源で確保するのが最も安価な調達となった場合、当該電源よりも安価な札が、場合によっては約定しなくなるというものでございます。

今回の公募における落札者の決定方法の考え方について、次ページ以降、検討を行っております。

14ページでございますけれども、今回のkW公募では、募集量は120万kWとされておりまして、これまでの公募のように、最小募集量と最大募集が設定されておりません。このため、120万kWを充足する前提で、23年度夏季公募より前の公募での落札決定方法（左側）と23年度夏季公募での落札決定方法、右側の図を整理すると以下のイメージとなっております。左の23年度以前の方法であれば、①から④までが落札されるということでございまして、④を落札することによって30の超過落札が発生するというものでございます。一方で23年度の方法でやると、右側ですので、④、①、②が落札されまして、④より安価な③が不落になるということでございます。

15ページでございますけれども、今回採用する方法の検討ということで、今回のkW公募では、募集量は安定供給に最低必要な予備率3%を確保する観点から、120万kWとされておりまして、また、資源エネルギー庁や一般送配電事業者による応札見込みとしては、単機で100万kWを超える応札はないということでございますので、DRの参入余地は一定程度あると考えてございます。ちなみに23年度の夏季公募では、募集量は30万kWでございました。

また、過去にkW公募におけるスポット市場等での費用回収率は0.14%～42%にとどまっております。結果的に費用の多くは託送料金を通じた回収となり、公募実施エリア内の需要家の負担増となっております。

さらに、今回のkW公募は緊急的に実施するものでありまして、今後、短期の追加供給力調達のあり方については、資源エネルギー庁において、広域機関の協力を得ながら早急に検討を開始することとされております。

以上を踏まえますと、今回の落札者の決定方法については、費用最小化の原則を遵守し、2023年度夏季kW公募と同様に、必要量を最経済な組合わせで決定する方法とすることによいのではないかと考えておりまして、ただし本論点の懸念は、大規模電源が部分落札を許容できれば改善をするということでもございますので、一般送配電事業者においては、応札事業者に対し可能な限り部分落札を許容できる余地がないか調整することが望ましいのではないかと考えております。

17ページ、事務局提案のまとめということでございますけれども、今回の提案をまとめますと、以下の表のとおりとなっております。提案内容に問題なければ、一般送配電事業者には、速やかに公募実施に向けた準備を進めるよう求めることとしたいということで、以下に書いてあるスケジュールに沿って準備を進めるように求めることとしたいと考えてございます。

私からの説明は以上になります。

○武田座長 ありがとうございます。26年の夏季kW公募に係る4つの論点について事務局案をお示しいただきましたので、御質問・御意見があれば、どうぞよろしくお願いいたします。いかがでしょうか。よろしいでしょうか。

それでは、山口委員、よろしくお願いいたします。

○山口委員 山口です。御説明、どうもありがとうございました。

スライド15の最後の箇条書きの太字になってないところなのですけれども、「ただし、本論点の懸念は、大規模電源が部分落札を許容できれば改善する」というところなのですけれども、これは、何か見込みといいますか、工夫をするとどうにかなるようなものなのか、それとも、何か物理的な機械的なものといいますか、電源としてのモノとしての制約が強過ぎて、そもそも難しいものなのか。その辺りの感触をお聞かせいただければと思います。もう物理的に無理なものならしょうがないというふうに考えるのか、それとも無理なものを——どのように考えるかも分からないのですけれども、教えていただければと思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

ほか、よろしいでしょうか。

それでは、事務局からよろしくお願いいたします。

○黒田NW事業監視課長　山口委員、ありがとうございます。本件はまだ公募前でございますので、確定的なことは申し上げられないのですけれども、理論上は、14ページの図にあるところ、右側の90というような例えば電源があったときに、ここへ部分約定することができれば③も入ってくる余地があるといったことになるわけですが、当然応札をする電源の運用パターンであったり発電機の特性等を踏まえて、そういったことができるかどうかといったところ。コストの回収の観点からすると、発電事業者側からすると、当然経済性が下がることになるということではあると思いますが、そういったところの調整の余地があるようであれば、そこは最大限追求をしながら調整をしていくといったことではないかと考えているところでございます。

私からは以上になります。

○武田座長　ありがとうございました。

どうぞ。

○山口委員　山口です。御回答、どうもありがとうございました。よく分かりましたと言いつつも、まだちょっと分かりませんといえますか、ちょっと素人っぽいコメントになってしまうのですけれども、これは市場監視をしているといえますか、そういう中でこれはとても大きい電源が、取引というか契約をある程度自由にできてしまうという意味ではしょうがないのかもしれないのですけれども、どうにかならないかなというふうに考えますが、こうなると、結局大きい電源を持っているところがとても有利。でも、これはもちろん追加公募ですので、そもそも電源がないという中での追加公募なのではしょうがないと思うのですけれども、そういう公募が大き過ぎて受け入れざるを得ないみたいな形になっていると、ちょっと不安が残るといえますか、釈然としないところもあるのだなというふうに思いましたので質問させていただきました。どうもありがとうございました。

○武田座長　山口先生、貴重な御意見ありがとうございます。

それでは、本件につきましては、提案内容に御異論ございませんでしたので、一般送配電事業者に、採用に向けて公募実施が行われるよう、準備を進めるように手配したいと思っております。どうもありがとうございました。

それでは、続きまして、議題の8番目となります。こちらは「インバランス料金単価の誤算定等に係る報告について」となっておりまして、資料10に基づき、引き続きですけれ

どもよろしく願いいたします。

○黒田NW事業監視課長 それでは、資料10でございます。「インバランス料金単価の誤算定等に係る報告について」ということでございます。

インバランス料金単価、御案内のとおり、電気の価格シグナルのベースとなることが期待されており、卸電力市場における重要な指標の一つとなっているということでございますけれども、2ポツ以降に書いてあるとおり、2022年の新インバランス料金制度以降、インバランス料金単価の誤算定が継続して発生しているということでありまして、23年及び24年に、送配協、一送各社が取組等を報告し、監視等委事務局がその内容を確認するという形の会合（一送会合と呼んでおりますけれども）において、料金単価の誤算定の発生件数、事案の概要及び再発防止のため、一送各社の取組について進捗状況等確認を行っていたところでございます。

24年の会合の内容については、昨年11月の第3回制度設計・監視専門会合で御報告させていただいておりまして、今後の対応として、2025年中を目途に、送配協を中心とした横断的な取組及び一送各社の取組に関する進捗状況を確認し、報告することとさせていただいております。

上記を踏まえまして、本年10月14日に第3回の一送会合を開催いたしまして、送配協によるベストプラクティスの横展開の状況や、一送各社の取組の進捗状況等の確認を行ったので、その概要を御報告させていただくものでございます。

5ページを御覧ください。今年度実施した一送会合の概要ということでございまして、送配協、一送各社から、以下の進捗状況の確認を実施しました。

送配協からは、前回の一送会合以降に発生した料金単価の誤算定の概要、原因分析、再発防止策及び、前回6つのベストプラクティスを報告いただいておりますが、それがどう展開しているかといった成果を御報告いただきました。

また、一送各社からは、料金単価の誤算定事案の概要と再発防止策の実施状況の報告ということでいただいております。

ポイントは以下の1から4ということで示しておりますけれども、まず、誤算定の発生件数の影響コマ数、こちらは6ページに図もつけておりますけれども、インバランス誤算定の発生件数は、24年10月から25年9月までの前回の一送会合以降の期間では、月1.3件となっておりまして、減少傾向にあると。また、影響コマ数についても、月656コマということで、3つの期間比べますと減少してきているということでありまして、早期発見等

による影響の低減等の効果が出ているものと考えております。

5 ページの2 ポツでございますけれども、ベストプラクティスの共有と一送各社の対応ということでございますが、昨年度設定をした6 つのベストプラクティスについて、一送各社の状況に応じて追加的な対策として取り入れ、全社ベースで再発防止を図っているということでございました。

事務局において、送配協及び一送でベストプラクティスを選定して、送配協及び一送全社で共有していること。また、各社において、個別の状況も踏まえて可能な取組を実施していること。一送等で制度変更に伴い必要なシステム改修と改修時のリスクを抽出し、共有していること等を確認しております。

また、3 つ目として、新たな事象に対応したベストプラクティスの見直し。先ほどの6 つのベストプラクティスというのがあるのですが、今回の期間で、システム改修の作業中に生じたバンダー作業等に起因した事象が発生したということがありまして、バンダーを含む作業関係者における事前協議を実施していない改修等は行わないといったことで、事案に対応したベストプラクティスの追記を行っているということを確認しております。

それから4 として、料金単価の誤算定リスクのあるシステム改修への対応。前回の一送会合で、制度変更に伴うシステム改修に伴った誤算定事案が起きやすいというような話がありまして、今後の制度変更、25年度であれば例えば翌々日計画48点化、26年度であれば需給調整市場における全商品前日取引化といった制度変更がございますので、これに係るシステム改修時に起こる可能性のあるリスクの抽出と共有を一送全体で行っているということも確認をしているところでございます。

6 ページは、先ほど申し上げた件数、減少傾向にあるということ。

8 ページは、6 つのベストプラクティス、これを各社でどう展開しているかといったような資料。これは一送会合で全て御報告いただいたものになります。

9 ページは、ベストプラクティスの一つでもあるのですが、万一異常が発生した場合にエラー検知できる仕組みの追加や極小化する取組といったもので、やはり全てが自動化できるわけではないので、ヒューマンエラー等で一定のエラーが発生してしまうということがあり得るのですが、そういった場合に、例えば翌日だったり当日のうちに検知をすることによって、影響を極小化するというような取組が進められているということでございました。

10ページは、エラーが発生したときの対応フローの整理や対応訓練の実施、こういったことも共有がされているということでもあります。

12ページ、こちらは、先ほども説明した誤算定リスクのあるシステム改修を認識して対応をしていくといったような内容です。

13ページ、この赤字の部分がベストプラクティスの追記ということでありまして、もともとあるベストプラクティスについて、赤のところを今回、新たな事案を基に追記をするといったこともやっているということでございます。

14ページで、一送会合の中で送配協に御報告をいただいた今後の対応ということでありまうけれども、4つ目の丸に書いてあるとおり、ベストプラクティスを展開して1年経過をしたということですので、まだまだ地道な取組の継続が重要であるということですので、引き続き、一送全体の取組として勉強会等の教育を継続する。また、ベストプラクティスや再発防止の対策を継続して、PDCAを回して次年度も計画的に取り組んでいくといった報告をいただいたところでございます。

最後、事務局の今後の対応ということでございますけれども、今年度の一送会合において、送配協及び一送各社において、継続的に取組が進捗していることは確認ができました。

昨年の一送会合以降の事案の発生状況については、料金単価の誤算定事案が減少傾向にあること、また、発生した事案の早期発見等により影響コマ数も減少していることを確認しました。一送全体で取り組んできたベストプラクティスの共有と、これを基に実施した一送各社の取組が一定程度機能していると考えられるところでございます。

これに加えて一送全体では、今後の制度変更に伴うシステム改修により支障が生じる可能性のある点なども共有しておりますし、新規事案に基づいたベストプラクティスの追加など、PDCAを回して料金単価の誤算定事案の低減に向けて継続して取り組むこととしております。

これら踏まえますと、今後も料金単価の誤算定事案の減少や影響の軽減に一定の効果が期待できると考えられることから、引き続き、送配協及び一送各社が料金単価の誤算定問題に取り組むことを前提に、監視等委員会事務局が確認する形で開催をしてきた一送会合は、今回で終了することとしたいと考えておりまして、なお、インバランスの誤請求・請求遅延の状況については、レベニューキャップ制度の目標計画の1項目ともなっておりますので、料金制度専門会合における期中評価で、これまでもやっておりますけれども、引き続き毎年度の実績値の確認を行っていきたいと考えております。

私からの説明は以上になります。

○武田座長 ありがとうございます。

本件につきましては、もしよろしければ送配電網協議会の山本様から御発言いただければと思いますけれども、山本様、いかがでございましょうか。

○山本オブザーバー 送配電網協議会・山本でございます。発言の機会をいただきまして、ありがとうございます。

インバランス料金単価の誤算定につきましては、昨年からベストプラクティスを設定しまして、一般送配電事業者全体で誤算定の低減に向けて取り組んできました。誤算定発生件数は減少傾向でありまして、再精算を伴う影響コマ数も低減しております。取組の効果が一定程度現れているものと考えております。

御紹介ありましたけれども、取組の例を9ページ以降に挙げていただいておりますが、導入例1のように、インバランス料金単価に関する情報をダッシュボードで表示して、迅速に検知できるような仕組みを構築したり、11ページの導入例3のように、運用者の手入力による誤算定を防止するために、手入力に特化したマニュアルを整備する取組などを行っております。

制度変更などに伴うシステム改修の開発に当たっては、システム連携が多岐にわたることもありまして、手入力処理等せざるを得ない部分も多くあります。したがって、ヒューマンエラーのリスクに対して一般送配電事業者各社が工夫して、運用対策によって誤算定防止に取り組んでいるところであります。

一方で、誤算定事案で新たな事象が発生した際には、ベストプラクティスに不足していた部分を追加するという取組をしております。改善したベストプラクティスを展開して、システムに関わる設計や作業においてベンダーとも協力して、より一層コミュニケーションを深めつつ、誤算定防止のさらなる低減に取り組んでまいります。

インバランス料金単価は卸電力市場における重要な指標の一つでありまして、誤算定を発生させてしまうと事業者様に御迷惑をおかけすることをしっかり認識の上、引き続き誤算定防止に向けて、一般送配電事業者全体の取組が陳腐化しないように継続してまいりたいと思います。

私からは以上です。ありがとうございました。

○武田座長 ありがとうございました。

それでは、本議題につきまして御質問・御意見があれば、よろしく願います。

よろしいでしょうか。

それでは、原委員、よろしくお願いいたします。

○原委員 ありがとうございます。御報告をありがとうございました。

このような算定ミスというかインバランス料金の誤算定といったことについては、なかなか一般の消費者・需要家には電気料金などへの直接の影響はないと思われますけれども、特に事業者間の取引ということですのでそのように理解をしておりますが、全国規模で影響があるという点では、大変重要なことと思っております。

電力市場における信頼性とか透明性に関わってくる問題かと思いましたので、今回の御報告のとおり、一送各社の御協力の下でしっかりとした改善策、対策を考えていただいたことは、大変よかったと思えました。今後も、このようなベストプラクティスの展開を進めていただければと思っております。最後の今後の対応については、賛成いたします。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、続きまして村松委員、よろしくお願いいたします。

○村松委員 御説明ありがとうございました。誤算定については、繰り返し発生することを問題視する御意見もあるかもしれませんが、原因をきちんと分析されて、しかるべき対応策を取っている。しかもTSOの間で横展開されて、ベストプラクティスがきちんと導入されるようにというお取組をしているので、お伺いした限りでは、もう取り得ることを最大限実行済みという感想を私のほうでは持ちました。

もちろん、DXを活用してもっと突っ込んだやり方もあるとは思いますが、費用対効果や、また、個別個別のハンド対応というのが原因とお伺いいたしますと、今やっているのが最善の策ではと考えます。非常に地道な活動で、なかなか大変なところだと思いますけれども、これを継続していただいて、少しでも件数を減らす方向で引き続き御尽力いただければと思います。どうもありがとうございます。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

ほか、いかがでしょうか。よろしいでしょうか。ありがとうございました。

事務局から。

○黒田NW事業監視課長 原委員、村松委員、コメントをいただきましてありがとうございます。おっしゃるとおり、件数がゼロになるといったことになれば一番いいわけでご

ございますけれども、システム改修も制度変更に伴って毎年のように発生をしていく中で、完全に自動化できない部分が出てくる。そういったハンド処理のところについては、ミス、ヒューマンエラー等によって発生をしてしまうということはあるところではあるのですが、迅速に処理をすれば再精算にいかずに済む、影響も極小化できるといったこともありますので、そういったことで送配電網協議会、各一般送配電事業者の方々に取り組んでいただいて、ベストプラクティスの共有化を図りながら取り組んでいただいているということかと思っておりますので、引き続きこういった取組を継続していただくということかと思えますし、我々事務局としては、料金制度専門会合のほうで、引き続き毎年度の実績値の確認は行っていきたいと考えております。ありがとうございます。

○武田座長 期待の言葉もありましたけれども、山本オブザーバー、コメントございますでしょうか。

○山本オブザーバー ありがとうございます。コメントいただきまして、ありがとうございました。

全てシステムで対応できればいいのですけれども、なかなかそうもいかず苦労しているところもありますけれども、一定程度の取組の形はできているのかなというふうに思っておりますので、引き続きレベルを上げるべくやっていきたいと思えます。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。

一送各社、継続した努力をお願いしたいと思います。本件は報告事項でございますので、以上とさせていただきます。

それでは、最後の議題となります。最後の議題は、9番目「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」となっておりまして、資料11に基づき、黒田課長、御説明よろしく申し上げます。

○黒田NW事業監視課長 それでは、資料11に基づいて御説明をさせていただきます。

一般送配電事業者における非公開情報の漏えい事案の関係でございまして、第11回の7月25日の専門会合におきまして、業務改善勧告を実施した北海道電力ネットワーク株式会社及び北海道電力株式会社の内部統制の強化に向けた取組について、事務局としてモニタリングを実施していくということを御報告させていただいたところでございます。

今回、集中改善期間における第1回のモニタリングといたしまして、電力・ガス取引監視等委員会において、両社の社長との面談を実施したことから、その概要を御報告させて

いただくものでございます。

3 ページにその内容を整理しておりますが、両社社長による決意表明ということでございます。

北海道ネットワークからは、従業員個々の行為規制に係る意識及び行動の改革を図っていくと。従業員の意識改革については、社長自ら社内の全事業所を訪問中であり、従業員に取組の重要性を訴え、しっかり再発防止対策を推進していくといった表明をいただいております。

また、非公開情報の取扱いの厳格化に向けて、非公開情報を社外へ提供する場合のルールや情報共有ツールの取扱いを規定したマニュアルの改正・制定を実施していくということです。

それからシステム総点検とその改修については、対象となる範囲をしっかりとマニュアルに明確化をして、システム改修をしっかりと実施していくと。

さらに、新たな専門組織、行為規制遵守推進グループを設置し、内部統制を強化していくといったような御報告をいただいたところでございます。

また、北海道電力につきましても、業務改善計画の取組について、その全てに着手をしているということで、意識改革、三線管理を基本とした体制の強化が重要と認識をしており、社長としてリーダーシップを発揮し、意識改革を図り、全社一丸となって進めていくといった表明をいただいております。

また、意識改革については、社長メッセージの発信、その浸透を確認するためのアンケートの実施に加えて、現在、本店各部・事業所を訪問し、本事案の深刻さや行為規制遵守の必要性・重要性などを伝える訓示を実施しているということで、今後も納得するまで意識が浸透するよう働きかけていくということでございました。

三線管理においては、公益性に特化したリスク管理が不十分であったという反省の下で、リスクを自分事として認識すべき第1線を中心にリスク管理を強化すると。第1線自らがリスクの想定シナリオを洗い出し、統制を確認し、業務マニュアル等に定めて教育研修に定着させていくと。

行為規制遵守委員会の下で、第2線と連携して作業を進め、その状況について社長が委員長である企業倫理委員会や取締役会において確実に確認、評価をしていくといった御報告をいただいたところでございます。

今後のモニタリングについてということでございますけれども、今後は両者の内部統制

の強化状況について、実地確認やヒアリング等を通じてモニタリングをしていきたいと考えております。

原則として、昨年度処分対象事業者に対して実施したモニタリングの手法、内容等を踏襲いたしまして、1年間の集中改善期間にわたりモニタリングをしていく。全4回のモニタリングということで昨年は実施をしておりますので、それを踏まえていきたいと思っております。

また集中改善期間の最後には、両社の再発防止に向けた取組状況を点数化して評価する予定でございます。

モニタリングの際には、両社の社長から説明がなされた内部統制及び再発防止策について、実際に機能しているか、効果が上がっているかといった点についても確認をしていくということで予定をしております。

なお、当モニタリングの対象となっていない事業者についても、前回モニタリングにおいて論点となった点を中心として、年1回程度のオンラインヒアリングによるモニタリングを実施する予定ということでございまして、対象としては、集中改善期間終了した16社プラス東京電力エナジーパートナー及び北陸電力の18社を対象に実施していきたいと考えております。

5ページは、前回のモニタリングの概要で、参考資料でございます。

私からは以上になります。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、両社社長の面談の内容でありまして、今後のモニタリングの方針等につきまして、御意見・御質問があればよろしくお願いいたします。

それでは、熱海委員、よろしくをお願いいたします。

○熱海委員 私からは、情報セキュリティという観点からちょっと意見を述べさせていただきます。

お話の中で非常によい取組だなと思うところは、社長が自ら率先していろいろなところに関わっていくという、いわゆるコミュニケーションを重要視するというのが、非常に取組としては評価がいいなというふうに思います。

あと、できれば情報セキュリティの事故、こういったものを起こしにくい、起こさない取組ということも大事なのですけれども、事故が起きているのを見つけやすい環境・体制、こういったものに注力を注いでいただくというところ。

それから三線の管理というところも、やはり生きている三線の管理、こういったものが将来生きると思いますので、ぜひこの辺を自らヒヤリハットというような形でいろいろなところでお話をするとか、そういうことも今後なさっていくのもいいのかなというふうに思いました。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

ほか、いかがでしょうか。よろしいでしょうか。

それでは、原委員、よろしくお願いいたします。

○原委員 御報告ありがとうございます。情報漏えいの課題、なかなかこういった問題がなくなるということには憂慮いたしております。このような件については、たびたび同じようなことを申し上げておりますけれども、今回のネットワークさんのモニタリング結果につきましては、トップである社長の決意表明があったということでした。抜本的な解決に向けて、ぜひその決意を社内にしっかりと浸透させていただくとともに、くれぐれも隠蔽というようなことが起こらないことを願っております。引き続き再発防止に努めていただければと願っております。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。

ほか、いかがでしょうか。よろしいでしょうか。

それでは、貴重な御提案があったと思いますけれども、事務局からコメントをよろしくお願いいたします。

○黒田NW事業監視課長 熱海委員、原委員、コメントいただきましてありがとうございます。

熱海委員からいただいた、何かミス、事故を見つけやすい環境ですとか三線管理といった重要な視点をいただきましたので、今後のモニタリングでそういった点も確認をしていきたいと思っておりますし、また原委員からいただいた、トップの決意表明で再発防止が徹底されるようにということで、我々もきちんとモニタリングをして、同じような事案が生じないようにしっかりと対応していきたいと思っております。

以上になります。

○武田座長 ありがとうございました。

本件については報告事項でございますので、以上とさせていただきます。ありがとうございます。

ございました。

本日は、長時間にわたり、どうもありがとうございました。予定していた議事は以上でございしますので、進行を事務局にお返ししたいと思います。

○田上総務課長 本日は、長時間にわたりまして御審議いただき、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15回制度設計・監視専門会合はこれにて終了といたします。本日は、ありがとうございました。

——了——