

第65回制度設計専門会合 議事録

日時：令和3年10月1日 10：00～13：25

※オンラインにて開催

出席者：武田座長、岩船委員、圓尾委員、安藤委員、草薙委員、末岡委員、松田委員、松村委員、村上委員、山内委員、山口委員

(オブザーバーについては、委員等名簿をご確認ください)

○齋田総務課長 では、定刻となりましたので、ただいまより電力・ガス取引監視等委員会第65回制度設計専門会合を開催いたします。

私は、事務局総務課長の齋田でございます。よろしくお願いいたします。

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

本会合は、新型コロナウイルス感染症の感染機会を減らすための取組を講じることが求められている状況に鑑みまして、オンラインでの開催とし、傍聴者・随行者は受け付けないこととさせていただいております。なお、議事の模様はインターネットで同時中継を行っております。

初めに、本会合の構成員に変更がございましたので、御紹介をさせていただきます。資料2を御覧ください。

長らく本会合のメンバーとして御尽力いただきました稲垣委員が御退任されまして、今回より武田委員が座長に御就任されております。では、武田座長、一言御挨拶をいただきますよう、どうぞよろしくお願いいたします。

○武田座長 大阪大学の武田邦宣です。至らぬところも多々あろうかと存じますが、精いっぱい務めたいと存じますので、何とぞよろしくお願いいたします。

○齋田総務課長 ありがとうございました。

また、新しく専門委員として御就任いただいた方々を御紹介いたします。

まず、森・濱田松本法律事務所パートナー、末岡晶子様です。末岡委員より一言お願いいたします。

○末岡委員 末岡晶子と申します。どうぞよろしくお願いいたします。

○齋田総務課長 次に、阿部・井窪・片山法律事務所パートナー、松田世理奈様です。

松田委員より一言お願いいたします。

○松田委員 松田です。よろしくお願いいたします。

○齋田総務課長 そして、東京理科大学工学部電気工学科准教授、山口順之様です。山口委員より一言お願いいたします。

○山口委員 おはようございます。東京理科大学、山口順之です。よろしくお願いいたします。

○齋田総務課長 ありがとうございます。以後、よろしくお願いいたします。

また、本日は大橋委員は所用のため御欠席でございます。

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

○武田座長 本日の議題は、議事次第に記載した8つでございます。

議題(1)「2025年度向けのブラックスタート機能公募結果の検証について」に関し、事務局から説明をお願いいたします。

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

それでは、資料3のほうを御覧いただけますでしょうか。「2025年度向けブラックスタート機能公募の検証について」ということでございます。

2ページでございます。5月の第61回制度設計専門会合では、東京エリアの2025年度向けブラックスタート機能公募において、旧一電以外の応札案件が、「入札の条件である技術的検討が未了である」ことを理由に、入札価格が安価であるにも関わらず不落となった事案について報告を行いました。本件について、入札価格の適切性に加え、公募の公正性、技術的検討項目や必要なデータを事前に明示できないか等について調査を行ったので、その結果を報告するとともに、公募の改善策について御議論いただきたいものでございます。

こちら、3ページでございますが、5月のときにこの御報告をしていた資料でございますけれども、東京エリアのブラックスタート機能公募につきましては4か所公募していたわけですが、旧一電、旧一電以外からそれぞれ複数の電源がこの応札をしていたわけですが、それぞれの応札価格ということについては、旧一電からの平均入札価格は89億円、旧一電以外からの応札価格は39億円ということになっていたところでございます。このため、旧一電以外の平均入札価格については、入札価格では優位であったわけですが不落となった理由を調査したところ、「入札の条件である技術的検討が未了であるため」と

ということの回答であったというところを5月に御報告させていただいたものでございます。

4ページでございます。ブラックスタート機能公募の入札の条件及び落札案件の決定方法ということでございますが、ブラックスタート機能公募の入札の条件は、「契約電源等の機能」「契約電源等の運用」及び「技術的信頼性」を満たすこととし、入札時点で系統に連系することについての技術検討及びブラックスタート機能についての技術検討が完了していることが必要とされています。

落札案件の決定方法は、上記の入札の条件に適合しているかを一般送配電事業者が入札書を基に確認し、当該条件に適合した案件が募集量を上回る場合には、入札価格が安価なものから落札されることとなっております。以上のことは東京エリアの募集要綱に明記されているところでございます。

5ページのほうが東京エリアの募集要綱となっております。ただいま申し上げた事項というのが下線部の引かれている箇所ということになっております。

6ページでございますけれども、こちら、入札条件の適合有無の確認方法ということでございますが、落札案件の決定は入札書の内容を基に行われることから、各申請案件の入札書が、入札条件の適合有無を評価するのに適正なものとなっているかどうか調査をいたしました。その結果、入札の条件を満たしていることが入札書からは確認できない項目が以下のとおり確認されました。また、落札案件の入札書について、発電機の仕様等を記載する書類が未提出のものが一部確認されたところでございます。

7ページでございます。したがって、募集元である一般送配電事業者のほうに対して確認を行ったところ、以下のとおりであったということでございまして、まず、①「1. 契約電源等の機能」「3. 技術的信頼性」については、入札前に一般送配電事業者と応札予定事業者との間で行われる技術検討において、その内容を確認しているとのことであった。②「2. 契約電源等の運用」については、契約後の運用期間における要求及び留意事項であり、応札事業者が当該事項に応じる必要があることを認識の上、入札がなされることを前提に、契約時にその内容を合意するものであるため、落札評価時に確認するものではないということであった。③ブラックスタート機能を構成する一部の電源に対し書類が未提出であったことについては、当該電源はブラックスタート時に最初に起動するいわゆる種火電源であるため、試送電機能や調相機能などを有する電源と同様の詳細な設備情報の確認は不要とのことであったということでございますけれども、7ページの2ポツにございますとおり、募集要綱では、入札の条件に適合しているかどうかは落札案件の決定プ

ロセスの中で入札書を基に確認すると明記している点に対して、実態は乖離していることが判明したものでございます。

なお、今回不落となった事業者は、入札時点で技術検討が未了であったことから、次の段階の価格評価プロセスに移行できず、このため入札価格が落札案件よりも安価であったのに不落となったものでございます。

8ページでございますけれども、今回不落となった事業者からは、技術検討に対する課題として以下の点が挙げられておりまして、①として、事前にどのような技術的検討項目があるのかが一般送配電事業者から明示されないため、検討に向けた準備スケジュールが事前に計画できない。②技術的検討に必要なデータが都度指示されるため、計画的に対応することが困難ということで、これを受けて、一般送配電事業者に対して、技術検討の要件に適合した落札案件というのはどのように対応したのかということを確認したところ、過去から継続して落札している案件であり、既に過去の公募で技術検討の確認が済みであり、その後の状況変更もないことから、改めての確認は行っていないとのことでございました。

なお、今回不落となった案件も、技術検討が完了すれば、今後は上記と同様にその後の状況変更がなければ改めての確認は行わないとのことでございました。今回不落となった案件は、現時点では一般送配電事業者との技術検討が完了し、一部追加対応が発生しているとのことでございまして、当該対応が済めば入札の条件に適合することになるとのことでございます。

続きまして、9ページでございますけれども、募集要綱では技術検討で求められている内容が明らかになっていないことから、一般送配電事業者の確認を行ったところ、以下のとおりということで、9ページ記載のとおりということでございますが、また、これらの検討に要する期間を確認したところ、データがそろっている前提で最長でも6か月程度を要するとのことでございました。ブラックスタート機能公募の公募期間が約2か月ということであることから、公募開始時点で準備をしても既に間に合わない可能性が相当高く、こうしたことが新規応札事業者に対して明らかになっていないというところでもございます。

10ページ、1つ目の論点ということで、ブラックスタート機能の課題と改善策ということですが、今回の調査により、現在のブラックスタート機能公募については以下のような課題があることが判明したということで、これらは新規参入者にとっては大きな参入障壁

であると考えられるところでございます。したがって、これらの課題について、東京エリアに限らず全エリアにおいて次回公募に向け早急に改善することを一般送配電事業者に要請することとしてはどうかということ、具体的には10ページの下にあるように、募集要綱に記載の評価方法と実態の評価方法が乖離しているということについては、それを一致させること、また必要なスペック等があれば明記すること。次に、技術検討の内容及びそれに要する期間が募集要綱に明記されていないという点については、そういった期間を募集要綱に具体的に明記すること。募集期間が技術検討に要する期間を考慮したものとなっていない点につきましては、技術検討に要する期間を考慮した募集期間を設定すること。または、技術検討を要する期間を募集要綱に明記をし、応札予定者には募集開始前から事前に相談が必要であることを周知することといったような改善を一般送配電事業者に要請することとしてはどうかということでございます。

続きまして、11ページ、次の論点でございます。東京エリアの今回のブラックスタート機能公募の対応についてということでございます。今回の東京エリアの公募については、現行の評価プロセスにのっとりた結果であり、評価そのものは適切に行われていたとのことであれば、公募の安定性確保の観点からも結果は有効なものと評価し、公募の課題は次回以降改善するという対応も考えられる。しかしながら、他方で、今回判明した公募の課題を踏まえると、ブラックスタート機能公募そのものが競争を想定したものではなく、特定の電源ありきで、公募は形式的な手続にすぎないという疑念を持たれかねない面もあると考えられること。さらには、今回の公募が2025年度向け調達であるということ踏まれば、時間的猶予もあることも考えると、今回の公募結果は無効とし、再度公募を行うべきという考えもあり得るのではないかとということでございます。

なお、それぞれの対応案については以下のような論点が考えられるところ。こうした点を踏まえ、今回の公募結果についてどのように対応するのが適切と考えるかということでございます。

11ページの下、対応案と論点ということでそれぞれ記載をしておりますが、今回の公募結果を有効とし、本調査結果が判明した課題は次回の公募以降改善するという対応案につきまして、論点としては入札の条件を満たしていることが入札書から確認できない項目があることや、募集要綱上、技術検討項目の内容等が新規参入者に対して明確に示されていないなど、参加機会の公平性の確保や、最終的に需要家に負担させることとなる調達コストの透明性、適切性が確保されていないのではないかと。なお、応札事業者の入札価格を比

較すると、再公募においても同じ入札価格になるとは限りませんが、相当な調達コスト削減が期待される。こうしたことから、今回の公募結果については、そのままレベニューの算定上認めることは難しいのではないか、認めるべきではないのではないかといった論点がございませぬ。

今回の東京エリアの公募結果を無効とし、再度公募を行うという対応案につきましては、論点といたしましては、落札事業者とは既に対応済みであり、再公募により契約を破棄することになれば、訴訟リスク、違約金等が発生する可能性がある。対外的な意見募集プロセスを経て確定した募集要綱であり、再度公募をやり直すまでの瑕疵があったとまで言えるか。なお、意見募集時には技術検討内容の不明確さ等に関する意見はなかったとのこと。また、決まったこの結果というところというのを無効とし、再度公募を行うというような対応というのはブラックスタート機能公募の安定性を損なうことにはならないかといったような論点があるところでございます。

こうした論点も踏まえまして、今回の公募結果についてどのように対応するのが適切と考えるかという点について御審議いただきたいというふうに考えております。

以上、資料3についての事務局からの説明でございます。御審議のほど、どうぞ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した。

それでは、ただいまの説明について皆様から御質問、御発言いただきたく存じます。御発言のある方は、チャット欄に御発言を希望する旨を御記入願います。いかがでしょうか。

草薙委員、よろしく願います。

○草薙委員　　草薙でございます。ありがとうございます。事務局におかれて丁寧な問題をフォローしてくださり、感謝します。

私は、この件は、旧一電以外の者が事実上門前払いに遭い実質的に落札する可能性を奪われており、旧一電におかれては公募手続に漫然とした対応があり、その結果として自らも損失を被っておられると言わざるを得ないと思います。

3ページにございますように、本来もっと安く調達できたはずのブラックスタート機能の獲得を逃しておられるわけですから、このように旧一電のものを漫然と高い価格で調達しておられることについては、将来レベニューキャップの審査の際にも、本来必要のない余分な支出を自らされていると判定されてもやむを得ないと思います。まだ公募をやり直すだけの時間的余裕もあるということですので、やはりここは再度公募していただきたい

と思います。よろしく善処をお願いしたいところでございます。

それから、全エリアについて同様のことがないように、監視等委員会におかれて対応していただけるということが10ページにございます。これは問題点がかなり明確なので、このような形で引き続き丁寧な対応を全国レベルでお願いしたいというふうに願います。

以上であります。

○武田座長 どうもありがとうございます。それでは、山内委員、よろしくお願いいたします。

○山内委員 山内でございます。

この案件といいますか、この問題については、今、草薙さんと同じような意見を持っておりまして、まず、関東エリアのこの入札自体が、通常我々が考える入札の在り方からするとちょっと異常な点があるということでもあります。1つは書類が出ていなかったという問題もありますし、それから入札期間の問題もあります。そういったことを考えると、入札を再度やり直すというのが適切であるというふうに思っています。

私は、PPP案件等の公共入札というのを長く携わってまいりましたけれども、この案件については民民の契約ということですので必ずしも公共調達ということではないのですけれども、ただ、事の性格上、かなりそれに近いところがあって、PPP等の入札のやり方、公募の仕方、そういったものを参考にされて、改善策で求められていることがそれに近いところがあるのですけれども、公募入札の在り方をさらにもうちょっと調べていただいて、そしてその改善策を御検討いただきたいというふうに思います。

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、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。私も今の御意見と同趣旨でございますけれども、やはり今回、入札に当たって透明性が担保されていたとは言い難く、事実上、期間の点なども見ますと新規参入電源に関しては落札の可能性がなかったと、結果として見ればそういうことではなかったかと思えます。そうしますと、やはり公正な競争入札であったとはなかなか評価しがたいと思えますので、挙げていただきましたように安定性という観点ももちろん重要であると思うんですけれども、安定性も重視し過ぎとなりますとやり得ということになってしまうかと思えますので、今後類似の案件を抑止するという観点からも、今回はやり直していただいたほうがいいのではないかと思います。

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

○圓尾委員 ありがとうございます。私も結論は皆さんと一緒にです。10ページに事務局がまとめていただいたこの3つの問題点を見ると、とても正しく公募プロセスがなされたとは思えない状況だと思います。ですから、この結果をもってレベニューキャップの原価として申請されても到底認められるものではないと思いますし、2025年まで時間があるということです。もう一度、この3つの問題を解決した上で、正しく公募をやり直すのが一番よい方法ではないかと思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。村上委員、よろしく願いいたします。

○村上委員 どうもありがとうございます。私も今まで御発言された委員の皆様と同じく、賛成を表明いたします。1回目が駄目で、2回目の申請にもかかわらず、要件がちゃんと明示されていないというのは、ちょっと想像に苦しむようなことが発生していると感じました。これは電力自由化の趣旨にも反することだと思いますので、きちんと10ページにありますように仕組みを改善して、その上で再公募をしていただくというのがよいと考えます。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。末岡委員、よろしく願いいたします。

○末岡委員 ありがとうございます。ほかの委員と同趣旨ですので手短かにと思いますけれども、取引の安定性をより重視すべきというような特別の事情があるのであれば検討の余地はあるのかなと思いますけれども、スケジュール的にも間に合うということですし、プロセスをやり直していただくのが適切なのかなと思っております。よろしく願いいたします。

○武田座長 ありがとうございます。安藤委員、よろしく願いいたします。

○安藤委員 安藤です。よろしくお願ひします。

今までの皆さんの意見が全て同じ方向を向いているので、あえて、「悪魔の代弁者」として反対の立場から考えてみたいと思います。

今回の仕組みは、自社のグループ会社とか関連会社を優遇しているのではないかという疑念を持たれてはよくないというのは、私もそう思っています。ただし、様々な制度変更がこの電力・ガス業界である中で、全てで100点の対応ができなかったということについては一定の仕方がない面もあるのではないかとも思っています。気になっているのは、こ

の募集要綱を誰が定めたのかだけでなく、これを確認する過程があったのか、ないのかという点です。それによって、責任の程度が変わります。また少なくとも今後についてはまず、技術検討と入札プロセスの分離というのが重要かと思っています。入札時の、2か月だったなら2か月という期間とは切り離れた形で、技術検討の申請ができるということが重要かと思っています。

また、再公募をするかどうかについてですが、既存の契約を破棄してやり直すということについては、ここでお示しいただいたような弊害があるということも理解する必要があるかと思っています。今後、何らかのこういう公募のようなものに応じた結果として、事後的にやり直すことになったら、先ほどお話が出たように、入札での今回の金額を見たとでもう一度札を入れ直すわけですから、それによって、今回の話ではなく、今後新たに入札案件がある際に人々の行動が変わってしまう可能性もあるかと思っています。

別の観点ですが、技術検討というのは、1回やれば、要件が変わらない限り、それで追加のチェックは必要ないという話なのですが、この技術検討の費用を誰が負担するのかというところが気になっています。当然、技術検討を要望する側、必要とする側、このブラックスタートの発電機を持っている側が費用を負担するのが適切かと思うんですが、金額の規模感にもよりますけれども、既存のものについては既に検討済みであり、それは電力自由化の前に皆で負担したものだということを踏まえると、既存のものについても検討費用相当分の金額についてどういう手当をするのかというところをきっちり扱わないと、イコールフットィングの観点から不適切ではないかとも思っています。

以上です。

○武田座長　ありがとうございます。白銀オブザーバー、よろしく願いいたします。

○白銀オブザーバー　関西送配電、白銀でございます。ありがとうございます。

今回、公募結果につきまして検証をしていただいた上で、今後の改善に向けた論点・課題について整理をいただき、誠にありがとうございます。資料の10ページに記載いただいているこれらの点を大変重大な課題だと、各一般送配電事業者としても認識しており、次回公募に向けて募集要綱の改善や、事前に技術検討が必要であることについての周知方法について検討を進めているところであります。速やかに対応いたしまして、次回以降同様のことが発生しないよう努めてまいります。誠に申し訳ございません。

以上です。

○武田座長　ありがとうございました。

ほかは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、事務局から何かコメントはございますでしょうか。

○田中NW事業監視課長 活発な御議論、御検討ありがとうございます。いただいた御意見といたしましては、再公募すべきという御意見が多かったものというふうに理解しております。

なお、安藤委員のほうから御指摘のありました点、技術検討によってコスト負担に差異が生じては、今後におけるイコールフットィングは確保されないのではないかという点でございまして、確かに理論的には御指摘のとおりということであるかと思っております。ただ、他方、実務的に実際のところということで行きますと、技術検討に要するコストとしては、基本的には事務コスト的なものということで、具体的な算定というのはなかなか難しいところもあるのではないかとと思われること。また、金額的には、発電設備等に比べて必ずしも大きなものとはならないことが想定されるということから、価格競争においては大きな影響はないのではないかというふうには考えられるところではございます。ただ、いずれにしましても、今後の再公募や来年以降の公募に当たっては、そもそも技術検討の終了有無によって価格競争の別地帯に進めないといったことはないように、事務局としてもしっかりと対応を求めてまいりたいというふうには考えております。

東電PGから補足すべき点がございましたら、補足をよろしく願いいたします。

○田山オブザーバー 東電パワーグリッド、田山でございます。特段補足する点はございません。事務局の方のほうで今御説明いただいた内容で結構でございます。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、ブラックスタート機能公募の改善提案に対する大きな修正意見はなかったかと……

村上委員、すみません、どうぞ。よろしく願いいたします。

○村上委員 すみません、結論に入ろうとしているときに失礼いたしました。

今、関西送配電の白銀様からの御発言を伺ってちょっと疑問が出たのですが、今回は東京電力管内ということでの案件だったと思いますが、ほかのところではどうなのかを、これから調べるということでしょうか。謝られたので、もしかしたらほかのところにもそういう事案があるのかなということ、もし今分かっていることがあればお教えいただければと思います。

○田中NW事業監視課長 事務局でございます。今回の2025年度向けブラックスタート

機能公募については、事務局のほうで調べまして、ある意味こういった問題があるというふうに、特に問題があると思われた募集ということについては、今回の東京エリアのこの募集というのが問題であったということで今回取り上げさせていただいている次第でございます。もちろん、今後の再公募及びこれ以降のこの公募ということにつきましても、これから事務局のほうではしっかりと引き続き監視をしてみたいというふうに考えております。

○武田座長　ありがとうございます。

東電パワーグリッドの田山様、よろしくお願いたします。

○田山オブザーバー　東京電力パワーグリッドの田山でございます。今日は、この件に関しましてオブザーバーとして参加させていただいております。

まず、今回この議論状況の説明を聞いておまして、委員の多くの皆様から公募をやり直すべきという意見をいただきまして、その御指摘には当社としましても大変重く受け止めておまして、先ほど白銀オブザーバーのほうからありました10スライドにあるような、今後の公募の改善にはしっかり取り組んでまいりたいと思っております。

そして、11ページのほうの議論でございました公募をやり直すべきというところにつきましても、今後改めて検討してみたいと思っておりますが、論点のほうで整理していただいたような様々な課題があり、実務的には正直悩ましいところもあると思っております。今後になります、再公募も含め、どのような対応ができるのか、事務局をはじめ関係者に御相談させていただきながら、委細を含め早急に検討してみたいと思っております。

以上でございます。

○武田座長　ありがとうございました。

それでは、ブラックスタート機能公募の改善提案に対する大きな修正意見はなかったと思いますので、この方針で進めることにいたします。事務局におかれましては……

○安藤委員　すみません、安藤です。1点質問があるのですけれども、よろしいでしょうか。

○武田座長　どうぞ。

○安藤委員　11ページのところで、今回再公募をするという方針にした場合の論点として、訴訟リスク、違約金等が発生するということがあって、この点について質問がございます。

この違約金や訴訟リスクに関して、誰がこれを負担することになるのかということが気になっています。その負担の在り方によっては費用がかえってかかってしまうという可能性があるのかなのかというところが気になっているのですが、いかがでしょうか。

○田中NW事業監視課長 御指摘の点につきましては、先生御指摘のとおり、この訴訟リスク、違約金のところについては、これは東電P Gのほうが公募をしたものということ、東電P Gのほうが破棄をするという形になりますので、この落札事業者のほうから東電P Gのほうに対しての訴訟もしくは違約金というところが発生する可能性があるというところと理解しております。

他方で、今回応札のあったこの案件については、この平均入札価格というところに非常に大きな差額が見られるというところがございますので、そういった訴訟リスク、違約金等というところを見込んでも、この調達コスト削減ということが期待される場合には、この再公募というところをするかどうかということ、そこも含めて検討が行われる話ではないかというふうに理解をしております。

○佐藤事務局長 すみません、ちょっと事務局同士で恐縮なんですけれども、この場合、訴えられるのって東電R Pですね。東電P Gから東電R Pに訴えることになるんじゃないの。

○田中NW事業監視課長 逆です。

○佐藤事務局長 だから、東電R Pが東電P Gを訴えるんですよね。

○田中NW事業監視課長 そうです。

○佐藤事務局長 そうすると、東電ホールディングス自体で見たら利益って全くないとか、訴訟費用だけ東電ホールディングスがマイナスになるから、普通の東電ホールディングスの経営陣だったら、何でそんなばかなことをするのかって思うから、そもそも、これは普通に考えると、訴訟リスクって相当低いものと書かないとミスリーディングなのではないですか。

○田中NW事業監視課長 その点もそのとおり、そうであるというふうに考えております。

○佐藤事務局長 すみません、先生、そういうことであると思いますので、リスク自体は普通の案件と比べて相当低いと思います。それを前提で御議論いただければと思います。すみません、ちょっと。

○安藤委員 その件なんですけど、その東電の中での訴訟とはいえ、監督官庁はこの仕組

みについて確認するタイミングがあったのに、しなかったということですね。役所の側と
いいますか、例えばこの監視等委員会なども含めて、行政に対してその訴えが起こるとい
う可能性はないのでしょうか。

私が気にしているのは、私の職場のすぐ近くで、ル・サンク小石川後楽園というマンシ
ョンの事件がございまして、既にでき上がったマンションが確認検査の条件を満たさない
ということで、新たなルールに従わないといけないということで、最高裁まで争いました。
結果として、既にでき上がって、入居できる状態のマンションなのだけれども、これに入
居できません。これについて確認検査が不適切だったということで、ディベロッパー側が
監督官庁である東京都を今訴えています。こういうような事例もあって、東電の中の話な
のか、それとも外に出てくる話なのかというところが気になっていて発言しました。

○武田座長 どうもありがとうございました。それでは、白銀オブザーバーから補足が
あるということですので、お願いいたします。

○白銀オブザーバー 白銀でございます。今のやり取りではなく、その前の村上委員か
らの御質問に関する補足ですが、ほかの一般送配電事業者ではどのような事例があるか
ということについてですが、今回のような価格が反転するような事例はございません。一方
で、10ページを拝見いたしまして、新たな気付きとして、技術検討に要する期間がしっか
り募集要綱に記載されているのかという観点で、各一般送配電事業者が見て、やはりこれ
をしっかり受け止めてやるべきものであるという気付きをいただいたと認識してございま
す。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。松村委員、お願いいたします。

○松村委員 松村です。

まず、ほとんどの委員が今回の事務局の提案に賛成ということだったので、私も同じ発
言をしましたが、それを支持します。

それで、今訴訟のことを議論されていて、経済学者がこの点何か言うのは変な気はする
のですが、この件に関して、まず契約で損害賠償の条項があらかじめ入っていたのでしょ
うか。キャンセルしたときには幾ら払うという格好で書かれているのでしょうか。もしあ
らかじめ、損害賠償の予定に関する条項が入っていないとすると、一般にはこのキャンセ
ルによって発生した、相当な因果関係があり予見可能な損害を賠償することになると思
うのですが、先ほどの技術検討の経緯からしても、ある意味で継続なので、チェックしてい

ないということとコンシステントに説明できる膨大な損失が発生する事態が私には想像できません。もしそんな膨大な損害が発生するような新規の特殊な投資が必要で、それが無駄になり損害が発生したとすると、技術検討に関するそもそもの説明が、今回指摘された以上に、更に大きな問題があったのではないかという疑念が生じる。もし本当にそれなりに大きな額の損害賠償請求がなされた場合には、不当な扱いがなかったか、本当に中立的だったのか、更に踏み込んで調べる必要がある。

それから、今指摘された東電内、兄弟会社同士なので、という点です。仮に損害賠償金が託送原価に算入されることになったとすると、ネットでプラスになるので、それで、訴訟が絶対にあり得ないとは言えないとは思うものの、これは、損害賠償金がそもそも原価に入れるかどうかということ自体がまず議論になるところです。更にもし本当に訴訟が起こったら、今回の件は間違っただけというよりも、意図的にやっただけと誤認されかねない。私は普通に考えれば、事務局の御指摘のとおり訴訟のリスクはゼロではないけれど、それほど大きくはないと思っていました。でも、私は法律の専門家ではないので、間違っている可能性もかなりあると思います。

以上です。

○武田座長　ありがとうございます。

○田中NW事業監視課長　ちょっと1点だけ、事実関係として補足をさせていただきますと、この今回の調整力公募の契約の条項自体には、キャンセルした際に何か特定の金額を支払うといったような条項というものはございません。ちょっとファクトのみの補足ということでさせていただきました。

○武田座長　どうもありがとうございます。ほかはよろしいでしょうか。

ありがとうございます。それでは、ブラックスタート機能公募の改善提案のほうにつきましては、事務局から示された方針で進めることにいたしたいというふうに思います。

事務局におかれましては、一般送配電事業者へ、本日整理された公募の改善事項を踏まえ、次回のブラックスタート機能公募の実施に向けた準備を進めるべく要請するよう、よろしくをお願いします。

次に、2つ目の論点でありましたけれども、今回の東京エリアのブラックスタート機能公募の対応案についてでございますけれども、再公募すべきという意見が多かったと思います。仮に再公募を行わない場合には、当該ブラックスタート機能の調達コストについて、レベニューキャップの算定上、認めるべきではないということについて、多くの委員の先

生方の意見が一致していたというふうに思います。東京電力パワーグリッドからの発言もありましたけれども、その方針、その方向で検討を進めるよう、どうぞよろしく願います。

議題の(1)については以上となりますが、よろしいでしょうか。ありがとうございます。

それでは、議題(2)「2020年度冬季の需給ひっ迫を踏まえた調整力の調達・運用の改善等について」に関して、事務局から説明をお願いいたします。

○田中NW事業監視課長 事務局でございます。資料4のほうを御覧いただけますでしょうか。こちら、「2020年度冬季の需給ひっ迫を踏まえた調整力の調達・運用の改善等について」ということでございます。

2ページ目でございます。第63回制度設計専門会合、7月の会合では、昨冬の需給ひっ迫時に一般送配電事業者が旧一電と連携して行った需給ひっ迫対策の取組において、どのような情報共有が行われたかの調査結果を事務局から提示し、これについて、電気事業法に規定する情報の目的外提供の禁止に抵触するものではなかったことを御確認いただきました。

また、一般送配電事業者が、発電事業者が設定した燃料制約を超過して電源Ⅱに上げ指令を行ったケース（燃料の先使い）を基に、小売の供給力確保義務と一般送配電事業者の周波数維持義務との関係をどう考えるべきかという点についても御議論いただきました。

今回は、委員の皆様からいただいた御意見等を基に、以下の事項、1ポツ、2ポツについてさらに検討を深めたことや、需給ひっ迫時に一般送配電事業者が稼働要請を行った自家発の精算価格の考え方について検討を行ったことから、その内容について御議論いただきたいものでございます。

1. 需給ひっ迫時等緊急時の情報共有についてということでございます。こちらでございますけれども、先ほども申し上げたように、昨冬の需給ひっ迫時に一般送配電事業者と旧一電との間で需給状況等に関する情報共有がなされたことについて、需給バランスを確保する上で必要なものであり、行為規制上問題はなかったと認められることについて前回御確認いただいたところでした。この点について、需給ひっ迫時等緊急時の情報共有について、公的な見解の提示やルールの設定が望ましいとする御意見があったところでございます。当該御意見を踏まえ、需給ひっ迫時等緊急時の情報共有について整理を行い、「適正な電力取引についての指針」（適取G L）への記載内容について検討を行いましたので、御議論いただきたいというものでございます。

5 ページにつきましては、前回の資料というのを参考に載せております。

6 ページでございますが、需給ひっ迫時等緊急時の情報共有についてということで、情報の目的外提供の禁止の観点からの明確化ということでございます。

電気事業法においては、一般送配電事業者が、託送供給等の業務において知り得た情報を当該業務の目的以外のために提供することが禁止されております。前述のとおり、一般送配電事業者と旧一電との間で行われた情報共有については需給バランスを確保する上で必要なものであり、情報の目的外提供の禁止に抵触するものではなかったということでございます。

そこで、需給ひっ迫時等緊急時において、一般送配電事業者が特定の事業者に対し、安定供給の確保のために必要な情報提供を行うことは目的外提供の禁止の観点から問題ではない旨、適取G Lに記載することとしてはどうかということでございます。

続きまして、差別的取扱いの禁止の観点からの明確化ということでございます。

電気事業法においては、一般送配電事業者は、特定の事業者に対して不当に差別的な取扱いをすることが禁止されています。この点、一般送配電事業者が、旧一電と他の事業者とで、エリア需要や供給力の見通し等に関する情報の開示について不当に差を設けることは、差別的取扱いの禁止に抵触すると考えられるところです。

他方、需給ひっ迫時等緊急時においては、安定供給の確保のため迅速な対応が必要となるところ、情報共有の対象を広げることで、迅速な対応、ひいては安定供給が損なわれることはあってはならないところかと思われます。また、迅速な対応のために広く共有される情報については、例えば調整力の運用見通し等について一定の仮定を置いて算出する場合など、正確性を欠く場合もあると考えられるところ、そのような情報を広く公表することは混乱を招くおそれもあるのではないかと。

そこで、8 ページでございますけれども、一般送配電事業者が、情報提供の目的、情報の内容や正確性等を勘案し、特定の事業者に対して情報提供を行い、当該情報提供に合理性が認められる場合には差別的取扱いに抵触するものではないと考えられることから、その旨適取G Lに記載することとしてはどうかということでございます。また、例示として、需給ひっ迫時等緊急時において、安定供給を確保することを目的として、迅速に対応することが可能な事業者——旧一電に限らず、例えば、調整力契約者や自家発を有する小売電気事業者なども含まれるわけですが——に対し、連携のために必要な情報の共有を行うことは、差別的取扱いの禁止に抵触するものではない旨、適取G Lに記載することとしては

どうかということでございます。

なお、市場の公正性・透明性を確保する観点からは、一般送配電事業者から市場参加者に対して可能な限り公平に情報提供がなされることが肝要でありますので、前回、制度設計専門会合においても御確認いただいたように、燃料状況等の需給関連情報や発電関連情報の公開範囲の拡大については、資源エネルギー庁や関係機関と連携の上、引き続き制度整備を行っていくものでございます。

次のページは、前回制度設計専門会合における資料ということも参考に載せております。

次に、一般送配電事業者から旧一電への委託規制の観点からの明確化ということでございます。

こちらにつきましては、電気事業法においては、一般送配電事業者から旧一電に対する業務の委託については原則として禁止されているものの、「災害その他非常の場合」などには例外として認められており、「災害その他非常の場合」に該当する具体例というのは適取G Lに記載をされているところでございます。

昨冬の需給ひっ迫時に一般送配電事業者と旧一電との間で情報共有が行われ、自家発の増発要請や需要家への節電協力の依頼が連携して実施されたところ、当該連携行為は需給バランスを確保する上で必要なものであり、一般送配電事業者から旧一電への委託規制との関係においても問題となる行為ではなかったというところでございます。そこで、上記の連携行為が委託規制に抵触しないことを明確化するため、「災害その他非常の場合」に需給ひっ迫時も含まれる旨、適取G Lに記載することとしてはどうかということでございます。

11ページ、12ページ、13ページにつきましては、関係法令、適取G Lの参考部分というのを掲載させていただいております。

続きまして、「2.一般送配電事業者におけるkWh不足時の電源Ⅱの運用について」ということでございます。

15ページを御覧いただけますでしょうか。こちら、7月の制度設計専門会合では、昨冬のひっ迫時に一般送配電事業者が指令した電源Ⅱ火力の燃料先使いのケースを基に、小売事業者の供給力確保義務と一般送配電事業者の周波数維持義務との関係をどう考えるべきかを御議論いただいたところでございます。

15ページ下のような、委員の皆様からの御意見をいただいていたところでありまして、その皆様からの意見も踏まえると、需給ひっ迫時等の緊急時には一般送配電事業者の周波

数維持義務が優先されるべきと考えられるのではないかとこのところでございます。

上記の観点を踏まえ、一般送配電事業者におけるkWh不足時の電源Ⅱの運用について、次頁以降検討を行ったものでございます。

16ページ、こちら、7月の制度設計専門会合において、燃料制約のある電源Ⅱの指令に関して載せた資料ということで、今回も参考に載せさせていただいております。

17ページにつきましては、電源Ⅱへの燃料先使いの指令について、どのようなケースでなされたのかということ、こちらは3月の制度設計専門会合の資料で載せさせていただいた資料でございますが、こちらも参考に載せさせていただいております。

18ページでございますけれども、こちらも7月の前回の制度設計専門会合のときの資料ということで、燃料制約を超過して電源Ⅱへ上げ指令を行うということについては、現行の電源Ⅱの契約では、この点必ずしも明確化されていないということで前回お示しをいたしましたものでございます。

こちら19ページということでございますが、7月のときの会合の議論を踏まえれば、こうした燃料の先使いの指令の対応ということは、継続的なkWh不足による需給ひっ迫時に一般送配電事業者がエリアの周波数維持義務を履行するための必要な対応であったと言えるのではないかとこのところでございます。他方で、こうした対応は現在の電源Ⅱ契約上は明確にはなっていないということで、今後はkWh不足による需給ひっ迫が発生し、電源Ⅰが不足する場合などには、電源Ⅱ（火力）の燃料先使いの指令があり得ることを電源Ⅱ契約上、明確にしておくこととしてはどうかというものでございます。また、電源Ⅱ契約上、明確にするに当たり、整理が必要な運用方法等の課題については、関係機関と連携の上、今後さらに検討を進めていくこととしたいと考えております。

また、燃料先使い指令時の上げ調整単価については、機会費用を加味したkWh価格を設定するというのではないかとこのところでございます。また、電源Ⅱの燃料先使い指令は、先々のコマの市場供出にも影響を与える可能性があることから、一般送配電事業者が当該指令を実施した場合は、その実績を可能な限り速やかにホームページに公表することとしてはどうかというものでございます。

続きまして、20ページ、「3. 緊急時確保自家発の稼働要請に対する精算価格の考え方」ということでございます。

21ページでございますが、昨冬の需給ひっ迫では、一般送配電事業者は供給力確保の必要性から自家発保有者に対して自家発の稼働要請を行いました。緊急的な要請であった

ため、その精算価格については事後の協議となったケースもあったところでございます。需給ひっ迫時に一般送配電事業者が自家発に稼働要請を行うことは今後もあり得ると考えられることから、できるだけ透明性を確保しつつ、迅速に実施できるようにしておくことが望ましいと。したがって、あらかじめ運用面及び精算面の考え方を整備することが必要ではないかということでございます。

こうした中、資源エネルギー庁の基本政策小委員会では、一般送配電事業者が需給ひっ迫時に自家発を確保する際の具体的な手順や精算方法等について今後検討を行うことが整理され、費用精算のあり方については当委員会で検討を行うこととされました。今回、緊急時に稼働要請を行った自家発の精算面の考え方について検討を行ったので、御議論いただきたいということでございます。

なお、21ページの一番下に記載をしておりますが、自家発の精算価格は当事者間の協議で決定されるものであり、国が精算価格を決定する根拠となる規定があるわけではないことから、今回検討する精算価格は、当事者間で協議するに当たっての参考価格を示すものという位置付けということでございます。

22ページは、3月の制度設計専門会合でこちらの話も芽出しがされていたということでございます。

23ページについては、資源エネルギー庁の基本政策小委で、下のよう、監視委で精算の在り方について検討を行うこととしてはどうかというふうになっていたものでございます。

24ページでございます。緊急時確保自家発の精算に係る参考価格についてということでございますけれども、一般的に需給ひっ迫対策として自家発の稼働を要する局面というのは、電源Ⅰの稼働というのを指令しても、需給がなお十分に改善しない見通しとなる場合であるというふうに考えられるところでございます。したがって、この時点の電気の価値からすると、自家発は電源ⅠのkWh価格よりは高いことが考えられ、例えば2022年度以降の新たなインバランス料金制度におけるひっ迫時補正インバランス料金カーブにおいて、少なくともDの価格以上であることというのが仮定できるのではないかとこのところでございます。

25ページでございますけれども、前頁までのとおり、緊急時の自家発の精算価格については、一般送配電事業者と自家発との間で協議の上、決定されるべきものであるが、自家発の稼働を要する局面の電気の価値は、電源Ⅰ'のkWh価格よりも高いことが考えられる

ところでございます。したがって、当事者間における価格協議においては、需給ひっ迫時補正インバランス料金のDの価格以上の価格帯を参考価格とすることができると考えられるのではないかとということでございます。なお、自家発が稼働している時間帯のインバランス料金を精算価格の参考とする方法も、その時間帯の電気の価値を引用するという観点からは可能と考えられるところでございます。他方、この場合は、事前の価格協議時点では具体的な金額が明らかとはならないので、事後精算を前提とした調整となるところでございます。

26ページのほうは、参考といたしまして、緊急時自家発の供出量の算定方法や、一般送配電事業者とこの小売BGの精算ということについて記載をしておりますが、基本的に電源I'契約やERABガイドラインに記載された方法というのを準用する形にしてはどうかということでございます。

以上、資料4についての事務局の説明でございます。どうぞよろしく願いいたします。

○武田座長　　ありがとうございました。

それでは、ただいまの御説明について皆様から御質問・御発言いただきたく存じます。御発言のある方はチャット欄に御発言を希望される旨を御記入願います。いかがでございましょうか。松田委員、お願いいたします。

○松田委員　　ありがとうございます。今回の事務局からいただいた案について、基本的に異存はございません。

1点目について少し気になった点がございますので、発言できればと思います。1点目ですけれども、一般送配電事業者の行動としては、安定供給確保のためにこのような情報提供を行うということで、特段問題を感じないのですけれども、他方で、特定のほかの事業者、発電・小売ライセンスを持つ事業者に対して、このようなある種のインサイダー情報といいますか、需給に関して大きな意味のある情報を、非公表のものも含めて流すということなので、その受け取る側の事業者として、その情報をどのように使ってもいいのかと。つまり、自社が取引上有利になるために使ってもいいのかということところが少し気になっておりまして、その点を、もし必要がありましたら御検討いただければいいのではないかと思います。

以上です。

○武田座長　　ありがとうございます。それでは、九州電力の松本オブザーバー、お願いいたします。

○松本オブザーバー 需給ひっ迫時等緊急時の情報共有について発言させていただきます。

まずは、需給ひっ迫時等緊急時の情報共有について、第63回の私の意見に対し、法的な見解提示、それからルールの設定に関し、検討を進めていただいたことについて感謝申し上げます。今回の御提案についてはおおむね賛同するものです。その上で、需給ひっ迫時等緊急時の定義について1点申し上げたいと思います。

現在の適取GLへの記載では、需給ひっ迫時等緊急時の定義まではなされていないので、需給ひっ迫時等緊急時の判断というものが各TSOに委ねるような運用になると考えます。もともとこの緊急時というものは想定し得ないような事態もございますので、あえて判断基準を明確にしないことで柔軟な運用が可能になるなどの利点はあると思いますが、他方で、基準がない場合には各エリアでばらばらの運用になるということも考えられます。このため、現時点でこの需給ひっ迫時等緊急時の定義に関し、ある程度の判断基準のよりどころについて、例えばですが、国や広域機関等からの指示があった場合など、例示的な記載というのも検討いただけないかと考えてございます。また、国内だけでなく様々な事例がありますので、そういったものを検証しながら、判断基準を積み重ねていくということが肝要かと思えます。

それから、kWh不足時の電源Ⅱの燃料先使いにつきましては、丁寧な事業者ヒアリングをいただきましてありがとうございます。感謝しております。

発言は以上です。

○武田座長 ありがとうございます。松村委員、お願いいたします。

○松村委員 松村です。

今回の事務局の提案、全て妥当なものだと思います。支持します。

それで、念のための確認なのですが、最初の情報共有については、昨冬、実際に行われて、これは本当に合法的なのかどうかということが、ある意味で不安だという点は、事後検証をした結果として問題ないことが確認された。もちろん昨冬のような状況下で、昨冬行われたような情報共有であれば問題ないので、それをある意味で明確にするということだと思います。それは合理的だと思う。しかし昨冬も調べた結果として問題なかったということだったわけですね。今後は問題ないと書かれたら、もうその後調べることもないのか、確認とすると不安です。

先ほど松本オブザーバーからも御指摘があったのですが、そもそもこれって緊急事態に

当たるのかどうか、あるいは緊急事態としてそれが本当に必要なものだったのか、その後速やかに出せるものは出したのか、というようなことを検証することは必要だと思います。今回整理されたことによって、これは基本的にはルールに反しないことが明確になったのだけれども、このような事態が起こるのは極めて例外的な事態だと思いますので、実際に起こったときには、確かに問題なかったことをぜひとも監視等委員会で検証していただきたい。そうすると、ほかの方が御指摘になったような心配もかなり軽減すると思いました。

以上です。

○武田座長　ありがとうございます。それでは、すみません、委員を優先させていただきまして、山内委員、よろしく願いいたします。

○山内委員　山内でございます。すみません。

私も、今、最初の第1点目のところの論点なんですけれども、特にこういったやり方というのは基本的に、ほかの委員会だったかどこかでも申し上げましたけれども、特に緊急時については全体のマネジメントというんですかね、そういったものの重要性を御指摘申し上げたところでありまして、それに資するような考え方だというふうに思っています。その意味で支持をするし、全体的にも支持をするということなのですが、ただ、情報共有の話は、7ページ、8ページにありますけれども、不当なものでないという範囲内で考えるといいますか、そういうことだと思うんですけれども、これについては8ページのなお書きにありますけれども、基本的には情報共有をより広く公平にというところが重要でありまして、この辺を忘れてはならないというふうに思います。

その意味では、先ほどの松本さんの御発言の中で、どういうふうなところでその提言をするかということにも絡むんですけれども、やはり基本的には公平な扱い、市場参加者に対しての公平な扱いですね、これを基本として進めていただきたいという、この点だけ確認をさせていただきます。よろしく願いいたします。

○武田座長　ありがとうございます。それでは、圓尾委員、お願いいたします。

○圓尾委員　ありがとうございます。私もこれは全面的に賛成いたしますけれども、最初に松田委員がおっしゃったところは同じ懸念を持っています。つまり、情報を受け取った側が、これは自分だけが特別に知っている情報だと認識した上で、やってはいけないこと、やってもよいことを判断するのが大事なのだと思います。

そういう意味では、一般送配電事業者が、これは非対称になるけれども、需給安定のためにこの情報を特定の人に出さざるを得ないと判断したときに、一つは遅滞なく監視等委

員会に対してこういう情報提供を誰々にしましたと報告することと、それから、この情報は広く一般に出したのではなくてあなたに出したものですよと、受け取る側に認識してもらえるように伝えることが大事なのだと思います。そうすると、監視等委員会としても、その後ちゃんと監視をしなければいけないと認識できますし、情報を受け取った側も注意してその後の取引行動をやらなければいけないと認識できると思います。ですから、松本オブザーバーがおっしゃったように、何が緊急なのかを定義するののも一つの方法ですけれども、その判断を一般送配電事業者に任せて、その代わり、緊急だから非対称な情報提供をするときには、受け取る側、それから監視等委員会に遅滞なく伝えることでも担保できるのではないかと思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員 ありがとうございます。草薙でございます。

私も、いずれの提案にも賛成させていただきます。1点、20ページからの3つ目の論点のところでも申し述べます。緊急時確保自家発の稼働要請に対する精算価格の考え方のところでございます。

事務局資料によりますと、この「緊急時確保自家発」という言葉を大切に使われていて、緊急時自家発の精算に関わる参考価格として、需給ひっ迫時の補正インバランス料金のDの価格、すなわち45円/kWh以上の価格帯を参考価格と記されています。これはあくまでも参考価格であって、必ずこれ以上でなければならないというものでもないと理解しました。その意味で何ら問題ない設定であり、議論を開始することに資する妥当な価格であり、賛成したいと思います。

そもそもDの価格は、電源 I' 応札時に応札者が設定するkWhの上限の金額を参考にしたものであり、この45円/kWhには小売BGとの精算に用いられるネガワット調整金が含まれると考えるのが自然であります。そして、参考価格を45円/kWhとしますのは、稼働要請をするのは一般送配電事業者であり、一般送配電事業者が緊急時に自家発に稼働要請を行う場合の精算のための参考価格を算出したいということを出発点にしたことが23ページに示されているところであり、現場において混乱のない対応をしていただければと思います。

以上です。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、竹廣オブザーバー、お願いいたします。

○竹廣オブザーバー エネットの竹廣です。

資料について、1点御質問と1点コメントをさせていただきたいと思います。

まず質問ですけれども、7ページの需給ひっ迫時の情報共有についてでございますが、3ポツ目に、「需給ひっ迫時等緊急時に迅速な対応のために共有される情報は正確性を欠く場合があります、そのような情報を広く公表することは混乱を招くおそれもある」という記載がございます。これが具体的にはどういう情報を想定されておられるか御教示いただければと思っております。

なぜこれをお伺いしているかといいますと、現在広域機関さんのほうでkWh、すなわち燃料在庫を踏まえたひっ迫状況を前もって広く周知をする取組が進められているところです。同様に需給ひっ迫に関する情報につきましては、その正確性を追求するというよりも、いわゆる「おそれ」の情報も含めまして、一般送配電事業者から迅速かつ公平に共有されるべきだと考えています。

8ページに「特定の事業者に対して情報提供を行っても差別的取扱いに抵触しない」とあるわけなのですけれども、これに該当しない事業者目線で申しますと、この点についても少し理解しかねるところがございます。同じこの8ページの1ポツ目の括弧書きのところに「(旧一電に限らず、例えば、調整力契約者や自家発を有する小売電気事業等)」とございますけれども、昨冬においては一般送配電事業者さんの調整力契約がなくても、小売は非常事態の際にネガワット、いわゆる需要家様にDRの要請・協力というものをやって、数百万kWhのネガワットを生み出すこともやったところでございまして、旧一電の小売さんをはじめとする特定の事業者さんに限定すべき情報について、ぜひ具体的な事例に則した解説を加えていただければとお願いをするところでございます。

2点目ですが、26ページの緊急時確保自家発の供出量の算定方法についてでございます。これは少しテクニカルになりますけれども、小売事業者は自家発の炊き増しを事前に知らされなかった場合には、需要が減ったものと受け止めまして、その実績を見て翌日の需要計画を作成してしまいますので、自家発の供出量は小売事業者にとっては不足インバランスになってしまいます。この不足インバランス料金単価については、例えば昨冬でいいますと、コマによっては数百円になりましたが、ERABガイドラインのメガワット調整金相当で精算しますと、いわゆる小売電気料金単価等を引用した十数円とかいう水準になりますので、相当な乖離がございます。よって、小売が想定できない不測インバランスを出すトリガーにならないように、自家発の炊き増し行為ないしは供出量といったものが事前に小売に共有されるような整理をお願いしたいと考えます。

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、國松オブザーバー、お願いいたします。

○國松オブザーバー　日本卸電力取引所の國松でございます。

私のほうから申し上げたいのは、緊急時確保自家発の精算に関わる部分でございます、ここで何となく違和感があると思うのが、kWhで不足している、これが買い上げるのは一般送配電事業者、電源 I' に関しましては送配電事業者だと思っておりますけれども、この部分で買い上げるのは小売電気事業者が自ら買い上げて、足りている方はその部分で余る供給力を市場に出せばいい。それを出す中で、幾らで買うことができるかというところを見ていけばよしだと思いますし、足りない人は、取引所で買うのよりは自分のところの需要家の自家発を動かしてもらって取引所で買う。取引所で100円で買うのだったら、70円渡すから自分のところで発電してくださいというふうにしたほうがよいというような考え。そういったことで自家発というのはバランスされていくのではないかなと思ってございます。小売電気事業者においては、その需要場所・需要家が自家発を持っているか持っていないか、そこに対してどういうお願いをするかによって小売料金価格というのは変わっていきますし、そういったものがあるのかなど。あくまでも一般送配電事業者にお願いするのは I' というメカニズムの中で実施されるものであって、そういった準備がなく今冬は——今冬というか、今年の1月の高値は迎えましたけれども、今後に関しましてはそういう動き方をしていくべきなのではないかなと思っております。ですから、小売電気事業者はしっかりと需要家の持っている自家発を確認しながら、そこで需要家とともに経済合理的な活動を行っていくことでバランスを狙ったほうがよいのではないかなと思ってございます。

すみません、以上です。

○武田座長　ありがとうございます。松村委員、お願いいたします。

○松村委員　すみません、何度も申し訳ありません。ちょっとお2人の発言に違和感があったので、念のために確認させてください。

今回の緊急時の自家発の確保に関しては別の委員会でも整理はされていて、まず、小売とそもそも契約しているというところからひっぺがしてくることは念頭に置かれていないと思いでいました。つまり、そのようなケースは基本的に小売経由でやるということで、そういうものでないものを念頭に置いた対応だと、まず思っていました。

次に、45円というのはあくまでも参考という、それは全くそのとおりで、インバランス

料金で精算するとかということもあり得ると思うのですが、ここで考えなければいけないのは、本来は小売なりが市場で調達する、あるいは自家発を持っている人も、例えば仮に小売と契約していなかったとしても時間前市場で出すとか、そういうことをこれから志向していかなければいけない状況で、むやみに送配電が買くと、市場を壊しかねない。したがってこれが行われるのは本当に緊急時の限定的な状況になると理解しています。

その上で、精算価格が45円を下回るような、そんな、あんまり危機的な状況でないようなときにも、送配電部門がこういう形で買いに行くことを私はほとんど想定していなかった。相当限定的な事態であると理解している。先ほどの奇妙な発言は、この理解がちゃんとされた上でのものだったのか、疑問に思いました。これをあんまりむやみに発動されたら困るということは当然の前提として、発言させていただきました。

以上です。

○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、事務局からコメントはございますでしょうか。

○田中NW事業監視課長　事務局でございます。活発な御議論、どうもありがとうございました。幾つか御質問、コメントいただいた点について回答させていただきます。

竹廣オブザーバーのほうから御質問がありました7ページのところでございますけれども、こちら「正確性を欠く場合もあると考えられるところ」というところで記載をしておりますが、想定といたしましては、例えば調整力の運用の先々の見通しなど、一定の需要想定や不足インバランス量想定の下に算出されるわけでありますが、そうした不確定要素のある情報というのを公表したときに、小売電気事業者等がこれらの情報をどう受け止め行動するかということは様々であるため、市場等に混乱を招くおそれもあるのではないかと考えております。また、仮にこの情報公表によって小売事業者が損失を被った場合などには、一般送配電事業者のその責を求める可能性というのものもあるのではないかとこのところ考えているところでございます。

ただ、いずれにしましても、多くの皆様からこの御指摘をいただいたように、どのような、この昨冬の需給ひっ迫においてどのような情報共有が行われたかということについては監視委のほうで今回しっかりと確認したわけですが、今後はどのような情報共有が行われたかということにつきましては、監視委としてしっかりと引き続き確認をしていきたいというふうに考えているところでございます。

また、同じく竹廣オブザーバーのほうから御指摘のありました、自家発の精算のところ

に關しましてのところでございますが、こちら、26ページの下のところでございますように、御指摘のあったこの点については、小売B Gとの情報共有ということで、一般送配電事業者のほうは小売B Gの需要計画に影響を及ぼさないように、御指摘のこのインバランスの点というところに対する対応ということも含めて、自家発事業者に炊き増し要請を行うことについて、小売B Gにしっかりと情報共有を行うことが必要というふうに記載をさせていただいているところでございます。

また、國松オブザーバーのほうから御指摘のあった点、これは松村委員のほうからもそれについてのさらに御指摘というのがありました。こちらのエネ庁のほうの審議会におきまして、小売と契約のある自家発というところについては、これはあらかじめ自家発についてのリストというものを作り、そういう小売と契約のある自家発については小売のほうから呼びかけるということが原則であって、T S Oのほうから声をかける自家発というのは基本的に小売と契約のない自家発というところとするということで既に整理がなされているというふうに承知をしておりますので、そのような形で、かち合うことのないような形での対応というものが図られていくものというふうに考えているところでございます。

事務局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。よろしいでしょうか。

それでは、本件につきましては特に大きな異論はなかったと思いますので、まず検討事項1「需給ひっ迫時等緊急時の情報共有について」は、インサイダー取引でありますとか要件明確化等、本日委員の皆様から示された諸論点に留意しつつ、御確認いただいた内容を電力・ガス取引監視等委員会に報告しまして、経済産業大臣への建議など、ガイドラインの改正に向けた手続を進めていくようにいたします。

また、検討事項2「一般送配電事業者におけるkWh不足時の電源Ⅱの運用について」と検討事項3「緊急時確保自家発の稼働要請に対する精算価格の考え方」につきましては、本日いただきました御意見を踏まえて、次回以降検討を深めていくことにいたします。

事務局においては必要な準備をお願いいたします。

それでは、続きまして、議題(3)「2022年度からの新たなインバランス料金制度の今後の検証等について」、事務局から説明をお願いします。

○田中NW事業監視課長　それでは、資料5のほうを御覧いただけますでしょうか。

「2022年度からの新たなインバランス料金制度の今後の検証等について」ということでございます。

こちら、本日の議論、2ページでございます。2020年度冬季のスポット市場価格の高騰について、本会合で取りまとめた「2020年度冬季スポット市場価格の高騰について」では、今後検討すべき事項の一つとして、2022年度から導入する新インバランス料金が適当であることの検証が挙げられています。具体的には、以下の事項についての分析が挙げられているところでございまして、①として、需給ひっ迫時補正インバランス料金を昨冬のひっ迫期間に当てはめた場合にどのような値になるかを分析し、現行の案で適当であるかどうか分析を行うこと。②として、現行案の補正インバランス料金は、kWh不足の状況を十分に反映する仕組みとなっていない可能性があるため、上述の分析を踏まえ、これについて現行案のままでよいかどうか検討することということで、また、昨冬のひっ迫の検証において、調整電源の火力について燃料制約時の供給力の計上方法に各一般送配電事業者でばらつきがあることが判明したことから、補正料金算定インデックスの算定方法についても検証が必要であるということでございます。

また、これらの分析を行うに当たっては、現在、広域機関で検討が進められているkWh不足を反映する指標（kWh余力率）の状況を踏まえる必要があるところ、今回は、次回以降の分析に向けて、これまでの新インバランス料金制度の検討経緯等について整理を行ったので、御確認いただきたいというものでございます。また、新インバランス料金制度の卸電力市場価格補正の取扱いについても検討を行ったので、御議論いただきたいということでございます。

3ページでございますが、こちらは2022年度以降の新たなインバランス料金の考え方ということで、調整力のkWh価格というのを基本としつつ、この需給ひっ迫状況を踏まえ、インバランスの発生がもたらす停電リスク等の補正ということを行うというのを基本的な考え方としているものでございます。

4ページでございますが、繰り返しになりますけれども、2022年度以降のインバランス料金については、本専門会合で審議を重ね、以下のように調整力のkWhコストを基本としつつ、需給ひっ迫時には補正インバランス料金の式により算定することが適当の結論を得たものでございます。

続きまして、5ページでございますけれども、こちらは2月のときの資料ということでもございますが、補正インバランス料金におけるC及びDの設定ということに関しては、本会合において以下のような議論を基に決定したものであるということで、改めて振り返りということさせていただきますと、5ページにございますように、補正インバランス料金に

おけるDの設定については、確保済みの電源Ⅰ'のkWh価格を参考に45円としたところがございます。Cの設定につきましては、全国の電源Ⅰ'の応札額を基に、1回の発動でコスト回収した場合（1,900円）と複数回の発動でコスト回収した場合（600円）の2案を検討し、非合理的な負担とならない水準として600円を事務局提案といたしました。これについて、複数の委員から、御理解・御賛同の御意見をいただいた一方で、複数の委員及びオブザーバーから、Cの設定については一定程度の暫定的な措置を設けることを検討すべき等の御意見をいただいたものでございます。

上記の意見を踏まえ、さらに議論を重ねた結果、Cの設定については原則600円とし、制度開始の2022年度から2023年度までの2年間は、激変緩和として暫定的にCを200円とされたものでございます。暫定期間終了後は600円に変更することを原則としたわけですが、ただし、暫定措置期間中のインバランスの発生状況やインバランス料金の状況、リスク回避のための手段の整備状況などを確認した上で、必要に応じ、暫定的な措置の延長や段階的変更を検討することとしたものでございます。

6ページにつきましては、こちらは参考としてDの設定の資料というのを、制度設計専門会合の資料を載せております。

7ページ、こちらはCの設定をしたときの参考検討資料ということで、1,900円、600円のとときの資料というのを載せております。

8ページにつきましては、こちら200円ということで、この暫定的措置ということで設けたときの資料というのを参考に載せております。

9ページでございます。論点ということで、補正インバランス料金が電気の価値を反映した動きになっているかということでございますが、昨冬のスポット市場価格の高騰時には、電源Ⅰ'に加えて、自家発の稼働要請や電源Ⅱ火力の燃料先使いなどが行われていたということでございまして、これらは通常の調整力よりはコストが高いと考えられることから、これらが稼働していた時間帯にインバランス料金が上昇することは合理的なものと言える。他方で、一部の期間においては、電源Ⅰ'の稼働が少ないにもかかわらず、インバランス料金が高騰していた時間帯もあり、これらは調整力のコストや需給ひっ迫状況とは異なる動きをしていたとも考えられる。したがって、需給ひっ迫時の補正インバランス料金を昨冬のひっ迫期間に当てはめ、どのような値になるかを分析し、補正インバランス料金が電気の価値を反映した動きとなっているかどうか検証を今後行うこととしてはどうかというものでございます。

続きまして、10ページでございます。補正料金算定インデックスの設定についてということですが、需給ひっ迫時補正インバランス料金の算定諸元となる補正料金算定インデックスの設定につきましては、特に調整電源の水力の供給力の計上方法については、各社にばらつきがあったことから、料金算定の透明性などの観点から、設備の最大出力及び貯水量を踏まえた単純な式でコマごとの最大値を算定するという方法に統一したものでございます。

11ページでございますが、他方で、この3ポツにございますとおり、調整電源の火力については、起動並列している電源の最大出力を供給力として計上することとしたものの、昨冬のようなkWh不足による燃料制約が発生した場合の供給力の計上については、各社ばらつきがあることが判明したものでございます。したがって、昨冬のようなkWh不足が発生した場合には、補正料金算定インデックスはkWh不足の状況を十分に反映する仕組みとなっていない可能性もあることから、現在、広域機関で検討が進められているkWh余力率の考え方も参考に今後検証を行ってはどうかということでございます。

12ページでございますけれども、燃料制約のある火力発電については、燃料制約による出力低下を反映して供給力を計上している事業者もあれば、一時的に出力上昇が可能であるからなどの理由で燃料制約を考慮せずに供給力を計上している事業者もいるところでございます。

13ページは、こちら、kWh余力率に関する広域機関での検討資料というのを参考に掲載をさせていただいております。

14ページ、卸電力市場価格補正（P補正）についてでございます。

昨冬の需給ひっ迫では、スポット市場での売り切れ状態の継続により、高値買いが誘発され、スポット市場価格やインバランス料金がスパイラル的に上昇し、一部の期間では、調整力のコストや需給ひっ迫状況とは異なると考えられるような動きがあったと。2022年度から導入される新インバランス料金制度においては、スポット市場価格に関係なく実需給断面において需給調整に用いた調整力のコストや需給ひっ迫度合いからインバランス料金を算定する仕組みとなることから、昨冬のような事象は基本的には発生しないものと考えられるところでございます。

しかしながら、新インバランス料金制度には、需給調整市場（調整力kWh市場）が十分に理想的に機能していない可能性を考慮し、調整力kWh価格が必ずしもその時間帯における電気の価値を反映していないケースに備えて、系統不足時にはインバランス料金が市場

価格を下回らない（系統余剰時にはインバランス料金が市場価格を上回らない）ものとする卸電力市場補正（P補正）を設定しているものでございます。

そのP補正に関しては、15ページの上にあるとおり、系統不足時にインバランス料金が市場価格よりも低い場合というのは、系統利用者は市場調達を行わずにインバランスを出したほうが経済合理的となることから、需給一致のインセンティブが機能しなくなるといったことがないような予防的措置として設定をしたものということでございます。

ただ、他方で、この15ページの2ポツのところでございますように、P補正の算定方法は、時間前市場における取引の実需給に近い取引から異なる5取引の単純平均価格と定義をしています。このことから、昨冬のような需給ひっ迫状況等とは異なる動きの市場価格高騰が再度発生した場合には、P補正によりこうした市場価格を反映したインバランス料金が算出されることとなり、実需給における電気の価値を適切に反映したものとならなくなるおそれがございます。

3ポツでございますが、BGによる需給一致のインセンティブは、特に需給ひっ迫時において機能することが重要であり、需給ひっ迫時にはひっ迫時補正インバランス料金の仕組みにより、需給一致のインセンティブが確保されること、また、昨冬のひっ迫時に、この市場連動のインバランス料金により新電力等が受けた影響等というのを考慮すれば、P補正を廃止するのが適切と考えるがどうかということでございます。

なお、下にちょっと※で書いておりますように、新インバランス料金制度の開始後、系統不足時にインバランス料金が市場価格を下回る、P補正で想定していたような事象というのが本当にどの程度発生するのかということについては、その状況は注視をしていき、状況によっては必要に応じて必要な対応を検討することとしてはどうかということでございます。

16ページ以降につきましては、こちらは2022年度以降のインバランス料金の算定方法ということで、参考資料として載せさせていただいております。

17ページ以下につきましては、こちらはこれまでこの制度設計専門会合で御議論いただいていた新バランス料金に関する仕組みということなので、説明のほうは割愛をさせていただければというふうに思います。

資料5に関する事務局の説明は以上でございます。どうぞよろしく願いをいたします。

○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いて皆様から御質問・御発言いただきたく存じます。御

発言のある方は、チャット欄に御発言を希望される旨を御記入願います。いかがでしょうか。山内委員、お願いいたします。

○山内委員 この内容については特に大きな異論はないのですけれども、さっきの、最後のP補正のところなんですけれども、このインバランス料金の新しい制度は、これから導入して、まだやっていない、実施していない。それに改めるといふか、内容を変えるというお話なので、十分にこれはシミュレーションとかを検証して、要・不要を確認していただきたいということです。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。松村委員、お願いいたします。

○松村委員 松村です。

まず、事務局の資料の順番とは逆になって申し訳ないのですが、最後に出てきたP補正に関してです。これは具体的な提案が出てきているので賛否を言わなければいけないと思うのですが、P補正をやめるという事務局の提案を支持します。

そもそもP補正は、市場がちゃんと機能すれば不要なものだったという認識だったはずで、この資料にもそう正しく書かれていると思います。でも、これから始まる制度で本当にちゃんと機能するのかわからない。ちゃんと機能しない典型的な状況で、P補正があると、それによってよい方向に行くといふか、本来市場が機能したらそうなると思われる方向に是正できるという認識で、もしもの備えとしておいた。そういうような議論だったと思います。もし市場がうまく機能していれば、そもそも余分なものであるか、むしろ弊害をもたらす可能性のある制度と認識された上で、それでもあえてこの補正が提案された。

私の理解では、今回の事務局の提案は、昨冬の経験等も踏まえて考えると、このP補正があることによって、もし市場がうまく働かなかったとしたときにも良い方向に行くこともあるけれども、逆に悪い方向に行くこともそれなりにありそうだ、ということを経験して、必ずしもこれがあることによって、市場がうまく機能しなかったときの備えとして適切なものであるか疑問が出てきた。そもそもこれは、市場がうまく機能するということであれば、余分であるか弊害をもたらすものですから、追加の弊害まで考えれば、当初は導入しない。始まってみたらあつたほうがよかったという弊害が頻発して、逆の弊害はほとんど起きなかった、ということになったら、改めて導入を検討するという提案だと思います。私はとても合理的な提案だと思いますので、事務局の提案を支持します。資料で書か

れているとおり、再導入も念頭に置きながら、制度の出発点では入れる必要がないとの事務局の見解を支持します。

次に、前半のほう、ある意味ではより重い課題なのかもしれないのですが、これについて、私はそもそも議論の出発点にすごく違和感があります。昨冬の経験から、kWh不足が発生したときの需給ひっ迫状況に、これから始まるインバランス料金、補正の仕組みがうまく対応していないということが問題意識の出発点だと思うのですが、そもそもその問題意識が正しいのかどうかということすら、私はとても疑問に思っています。

まず、そのそもそも論として、この補正が出てきているわけですが、つまり需給がすごくひっ迫したときというのは、限界費用というものと、それから補正されたものというものの大きいほうというのでインバランス料金をつける。こういうことですが、これはそもそもkWの不足を前提とした。補正の部分は、例えば需給のひっ迫というか、予備率が物すごく小さくなるという状況、Aに近いような状況が頻発するならば、恐らくその後で容量市場でこんなに危機的な状況が頻発するようであれば、I'の積み増しが必要になってくる。その容量の調達量の増加が必要になってくるかもしれない。そういうことになったとすると、当然固定費もかかる。したがってインバランスをそういう危機的な状況のときに頻発させた、たくさん出した事業者は、将来そのようなコストの増加というのを促したことになるので、原因者負担ということで、設備コストまで負担、ある意味で上乗せした格好で負担してもらうのが正しいコストに対応している。そういう発想だったはず。I'を念頭に置くとすると、kWh不足にI'で対応するというのはとてつもなく筋の悪いやり方というか、kWhの不足というのが頻発した結果として、その結果として危機的な状況が起こったとして、I'を積み増しましょう、なんていう議論には本来ならないはず。I'というのは瞬間的な、あるいはせいぜい数時間というようなオーダーでkWが不足するというときにやるもの。例えばそれは蓄電池で対応することが仮にあったとすると、そこで放電したとすると、その後の時間帯でもう一度充電して次に備えるはず。kWhの不足に対しては全く役に立たない。そういうI'ばかりだと言っているのではないのですが、kWhの不足に関しては無力であるものが非常に多く入っている可能性の高いもので、kWh不足にI'で対応することは、合理的に計画する段階ではそもそも前提になっていないはずの、筋の極めて悪い方策。そうすると、この補正インバランスの話とは全く違う世界の話なので、これに無理矢理合わせようという発想自体に問題があると思います。この点についてはもう一度よく考えていただきたい。

この問題に関しては、一番重要なのは、恐らく燃料制約があるときに機会費用を含めて限界費用を計算し直すという、今別の文脈で進んでいる整理。これをちゃんとやると、燃料制約下ではこの青線の部分が上がって、つまり通常の限界費用の部分が合理的に上がって、それでインバランス料金が適切に上がることになるはず。この改革を真っ先にやるのが筋。だからこそ、燃料制約があるときの議論を先行させるべきだという議論が別の回で出てきたわけです。ここで対応すると考えるのがすごく自然で、茶色の線で対応するというようなことをむやみに考えるのは本当に筋がいいのかは、もう一度よくよく考えていただきたい。

さらに、いつも同じことを言っていますが、スライド12のところで、予備率の計算において不統一だというのがまずいというのはとてもよく分かるのですが、そもそも予備率というのは瞬間あるいは数時間という時間でkWが足りないときにどれぐらい対応できるのかを表した概念なのに、燃料制約、場合によっては2週間先に焚けるかどうかというようなことまで含めて考えて、出力を低下させているのを反映させるというのは、そもそもkWの考え方、予備率という考え方に反するのではないか。私、統一するのだとすれば、燃料制約については考慮しないと考えている会社のほうに統一するほうがよっぽどまともだと思います。もしこれが本当にkWhというので燃料制約、もちろん止まっているというのは反映しなければいけないのですけれども、出力を抑制しているものについて反映させるということをしたとすると、まず、今日整理した危機的な状況のときには、燃料制約で低下させているものもTSOの要請によって炊き増しをしてもらうことを正当化した整理と反するのではないか。それから、もしそういうのを反映したkWで予備率を計算していたら、後から検証したら、そのようなことが発動された結果として、予備率はマイナスなのに停電が起きなかったというようなことすら起こって、それはすごい混乱を招くのではないか。

いずれにせよ、これは間違ったメッセージを出す可能性は極めて高くなると思いますので、kWだけでは測れない危機的な状況があることを的確に伝える発想のほうが重要で、そこから著しく乖離した整理にならないことを強く願っております。

以上です。

○武田座長　ありがとうございます。ほかはいかがでございましょうか。よろしゅうございましょうか。

それでは、事務局から何かコメントはございますでしょうか。

○田中NW事業監視課長　御議論ありがとうございます。前段のところ、ひっ迫時補正

インバランス料金の在り方につきましては、本日の御議論も踏まえながら、今後さらに検討を進めていきたいというふうに考えております。

以上でございます。

○武田座長　　ありがとうございました。竹廣オブザーバー、お願いいたします。どうぞ。

○竹廣オブザーバー　　遅れて申し訳ございません。恐れ入ります。

11ページの補正料金算定インデックスの検証に関連しまして1点要望がございます。今回は4ページのインバランスのグラフで言うところの横軸についての検証ということかと思いましたが、横軸についての検証に加えて、ぜひ縦軸についても実態を踏まえまして、ぜひ再確認をいただきたいと考えております。これは以前も申し上げたことではございますけれども、特に定数Cにつきましては、5ページにこれまでの経緯がまとめられていますけれども、600円/kWhという単価は昨冬のひっ迫が起こる前の実績を基に算定された値と理解をしていますので、最新のDRの発動実績に応じた検証も必要と考えております。御検討いただければ幸いです。

以上でございます。

○武田座長　　ありがとうございます。國松オブザーバー、どうぞ。

○國松オブザーバー　　すみません、遅くなりまして。

私のほうから、市場価格補正のP値の撤廃に関してなのですが、ここに関しまして、4ページの、このインバランス料金制度のグラフ、こういったグラフがあるときに、取引会員、買わなければいけない小売電気事業者は必ず買わなければいけない、これだけの需要が出てしまうというときに、絶対買わなければいけない、としたときの価格は幾らで入札をしてくるのかというところだと思っております。最大600円になるということであれば、600円の買い価格で入れてくるのではないかなというように考えたときに、それも事業者が多くなれば600円で約定をしてしまう。ただ、蓋を開けてみたときの予備率が少なければ、インバランス料金のほうが安くなるというようなことでは行われると。供給力確保義務の考え方が今見直されておりますけれども、そちらと関連すると思うのですが、供給力をしっかり確保しようという形で努力をしたものと、そうでないものという言い方も何ですけれども、そうでないもので損得に差が出てしまうというのがやはり問題ではないかなと。取引所を利用して必死で買ったものというのが、ほかと比較して、そうでないものと比較して損をするようなことがないようなことは考えなければいけない。であれば、600円で買い入札をするのがおかしいということであると、この図で言うと次は45円

が見えてくる部分かと思っております。45円で買って置いて、買えなかったらそれはそれでしようがないというふうに認めるのであればそういうことかと思っておりますけれども、それで供給力確保という部分の努力をして認められるかどうかというところはポイントになってくるかと思っております。何にしましても、このインバランス料金というのは、これと見合いで供給力確保に対する姿勢というのは変わってくるものかとも思っておりますので、よろしくお願いたします。

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、先ほど事務局から説明がありましたように、前半の新インバランス料金制度の検証につきましては、本日御議論いただいたことを踏まえまして、引き続き議論したいということでございます。後段、新インバランス料金制度におけるP補正の廃止につきましては、明確な反対意見というものはなかったというふうに認識しておりますので、2020年4月に公表しました新インバランス料金制度の中間取りまとめにも反映するようにしたいというふうに思います。細かな文言については、座長に一任いただければと存じます。

事務局におきましては必要な準備をお願いしたいというふうに思います。ありがとうございました。

それでは、続きまして、議題(4)「発電側課金の詳細設計について」、事務局から御説明をお願いします。

○内田NW事業制度企画室長 説明させていただきます。私、ネットワーク室長の内田と申します。議題(4)と議題(5)につきまして、私のほうから説明をさせていただきます。

まず、議題(4)発電側課金の詳細設計につきまして説明をさせていただければと思っております。

資料のほうを御覧ください。3ページでございます。これまで発電側課金、この左側の項目、それから真ん中の論点というところで、kW課金のところにkWh課金を導入するだとか、割引制度の拡充、そういった論点につきまして、この2年程度の間で様々な議論を行ってございましたけれども、今回議論したいところにつきましては、この右側を見ていただきますと、課金の算定方法というところで、課金の単価設定に使用する想定値の考え方というところで、具体的に言いますと、広域が作成しております供給計画を使わせていただきたいというところが1つと、それから右下でございますけれども、具体的な転嫁の在り

方ということで、今回ガイドラインを、具体的な内容につきましてお諮りさせていただいた上で、実態把握ということで、アンケート、ヒアリングを通じ、しっかりとこれを行っていききたいというところが今回御説明させていただきたい点でございます。

次でございます。今申し上げましたとおり、①発電側課金の対象原価及び単価設定に使用する想定値、それから②適切な発電側課金の転嫁の担保方法というところでございます。

まず、単価設定でございますけれども、こちらにつきましては振り返りというところで、対象原価の算出方法というところで、発電側負担につきましては、上位系統の固定費掛ける想定発電kW、想定需要kW分の想定発電kWというものを算出した上で、この発電側課金の対象原価をkW原価とkWh原価で1対1にする。そういったことをこれまでの制度設計専門会合で議論してきたところでございますけれども、今回お諮りしたいというところは具体的にはこの赤枠のところでございます。想定発電のkW、それから想定発電のkWh、こちらにつきまして具体的に、次のページでございますけれども、このようなやり方でやらせていただきたいというところがこちらでございます。

お諮りしたいことの1点目は、この9ページに凝縮されております。1つが電力広域的運営推進機関が取りまとめている「供給計画」につきましては、今後10年間の需給見通し、発電所の開発や送電網の整備計画、エリアごとの国内発電所の設備容量、発電電力量等の計画値が記載されているというところで、想定発電のkWと想定発電kWhの設定に当たりましては、この供給計画を活用させていただきたいというところがお諮りしたいことの1点目でございます。

また、この供給計画に記載がされていない一部データというところで、この括弧の中でございますけれども、太陽光、風力を除く1,000kW未満電源の中間年度の想定発電kWや想定発電kWhのうちスポット取引分の連系線流出入量につきましては、こちらにつきましては供給計画に記載のあるデータと、記載のないものについては過去実績を用いて算出させていただきたいというところでございます。また、発電側課金の制度上、追加的に必要となる補正事項に関するデータ、例えば10kW未満のものにつきましては除外をすとか、そういった作業でございますけれども、こちらにつきましても過去実績等を用いて算出させていただきたいというのがお諮りしたいことでございまして、次のページ、10ページと書いているところでございますけれども、これにつきましては具体的な作業イメージを記載させていただいております。

供給計画の想定値に、不足データの追加というところで、先ほど御説明させていただき

ましたように1,000kW未満の電源のデータを追加であるとか、スポット市場取引分の連系線流出入量データの追加をします。そういった作業をした上で、この右側でございます、先ほどもまた触れましたけれども、課金対象外の10kW未満の控除をしますとか、課金対象外の一般送配電事業者所有の離島電源kWの控除をしますとか、そういった作業につきましても過去実績等を使わせていただきまして作業していきたいと、そういったことで考えておりますので、9ページに戻りますけれども、供給計画を活用させていただきたい。そこに記載のないものにつきましてもは過去実績を用いて補正をしていきたいというところがお諮りしたいことの1点目でございます。

また、供給計画のみならず、今広域でやられています電源等開発動向調査、この中でより精緻な情報が得られる場合には見直しを検討するというのも想定しているということでございます。

1点目の論点については以上でございます。

続きまして、転嫁の在り方につきましても続いて説明をさせていただければと思っております。資料16ページから御覧ください。

資料16ページからということございまして、これまで、まず3月2日の会合におきましては、アンケート・ヒアリングを通じた実態把握などをしっかり具体的にやっていきたいというところで議論をいただいたところでございますけれども、今回お諮りしたいところにつきましてもは、アンケート・ヒアリングを実施させていただくというところで、このページに実施のイメージを記載させていただいております。

お諮りしたいところといたしましては、アンケートの対象者につきましても、多くの声を拾うという観点から、高度化法達成計画の報告対象となっている小売電気事業者のみならず、新電力、太陽光といった発電事業者等を念頭に検討させていただきたいというところと、それから、相対契約の契約期間は多くが大体1年契約となっておりますものから、当該アンケート・ヒアリングにつきましても、制度導入後、当面の間は年に1回という形で実施をさせていただければと考えております。

アンケートの具体的なイメージでございますけれども、発電側課金を知っているか。それから、これは後ほど御説明させていただきますが、既存契約見直し指針を知っているか。それから、しっかりとこれは協議を行ったか。協議の際にどのような工夫が行われたか。それから、転嫁というのは実際に行われたかどうか。また、協議の際にトラブルは生じなかったか。そういった項目を具体的にアンケートに入れまして、ヒアリングまで実施させ

いただければというのが私どもが今想定しているところでございます。

次に、既存相対契約見直し指針として、このページ、次のページに骨子という形で入れさせていただいておりますけれども、これにつきましては資料として次のファイルでございまして、こちらで、発電側課金に関する既存相対契約見直し指針というものを今まとめさせていただいております。

全ての説明ということにはならず大変恐縮なんです、(資料6-2) 1ページのところで、これまでの経緯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、こちらの2ページでございまして、「発電側課金、託送料金の原価総額を変えないことを前提として導入するものであるため、発電者にとっては新たな費用負担となる一方で、小売電気事業者が負担する需要側の託送料金はその分減額されることとなる。したがって、発電者及び小売電気事業者の間で締結された既存の相対契約についても、事業者間の協議を通じて、適切に見直されることが望ましい。このため、本指針においては、事業者間の協議の円滑化を図る観点から、既存契約の見直し協議に際しての基本的な考え方を示すとともに、その考え方をベースとして、事業者が誠実かつ適切に協議を行うことを求めることとする」というふうに記載をさせていただいております。

次は、「契約見直しの必要性」というところでございまして、この最後のところでございまして、「発電者及び小売電気事業者は、発電側課金が導入されるまでの間に、既存契約の見直しに向けて、誠実かつ適切に協議を行うことが求められる」と記載させていただいて、基本的な考え方はそれまでの振り返りになりますので今回説明から割愛させていただきますけれども、4ポツ目というところで、こちらにつきましても、「電力・ガス取引監視等委員会におけるあっせん及び仲裁手続を利用することができる」という旨の記載をさせていただいております。この指針を発電側課金の制度導入までの間に普及啓発をさせていただいて、実際の、先ほど御説明させていただきましたアンケート、こちらのアンケート・ヒアリングを実施することによって実態の把握をしていくということで、転嫁の担保方法についてもしっかりと対応させていただきたいと考えております。

私からの説明は以上となります。

○武田座長 ありがとうございます。

それでは、ただいまの説明につきまして御質問・御発言いただきたく存じます。チャット欄に御記入をお願いいたします。いかがでございましょうか。松島オブザーバー、お願いいたします。

○松島オブザーバー 風力発電協会の松島でございます。

論点のどれに対してということではないのですが、全体に対して意見が2つ、それと質問を1つさせていただきたいと思っております。

意見の1つ目としましては、転嫁の円滑化に関して、3ページにありますように、既設FITに対する調整措置の具体的方法と、今後検討が必要と示されているということでございますけれども、その既存FITへの調整措置については、調達価格算定委員会など、他の委員会に委ねているというのが実態でございますが、その他委員会のこととせず、この制度設計専門会合の中でも引き続き、この取組について支障がないか見守っていただきたいというのが1つ目の意見でございます。

それと、意見の2つ目としましては、今日の論点としては挙げられておりませんが、割引制度が論じられておりますけれども、この先行きについて心配しております。今まで託送料金は原価を変えないことが前提であるということで、150円もしくは1,800円というのが今まで示されておりましたけれども、割引対象があるということは、割増地域が現れるということと理解しております。風力発電協会としてはその試算も自分なりにやってみたことがありますけれども、その負担が、割引があるというところとは対象に割増についてはkWhのコストに換算すると、例えば2円とか3円に影響することもあるというふうなことはあります。そういうこともあるので、非常にこの先行きを心配しております。どのような地域・エリアによって負担になるのかというところを、定量的な数字を持って論を進めていただかないと、最終的にでき上がったときにそんなはずではなかったということにならないように、定量感を持った審議をしていただきたいというふうに思っております。

風力発電の場合は、需要地と遠いところで行われるというのがもう周知の事実でございますので、それによってあまりにも託送料金の割増感が大きい場合、事業が実現しないということになると、再エネの主力電源化の取組に支障になるというふうなことと思っておりますので、心配でございます。

質問が最後でございますけれども、現在並行してエネ庁より、9月3日からエネルギー基本計画へのパブリックコメントが募集されております。今もホームページに載っておりますが、この中の第6次エネルギー基本計画案、95ページ、3,229行目というところに、発電側課金の円滑な導入に向けて、その導入の可否を含めて引き続き検討を進めるというふうに書いてございまして、ここだけ読むと、発電側課金の導入が決定していないという

ような誤解を生みかねないような文章だと思っております、私自身としましては発電側課金はもう既に導入が決定されているというふうに認識しておるのですが、これをどう解釈・理解すればよろしいのかというところが、御存じであれば教えていただきたいという質問でございます。

以上、風力発電協会からでございます。よろしく申し上げます。

○武田座長 ありがとうございます。それでは、白銀オブザーバー、お願いいたします。

○白銀オブザーバー ありがとうございます。白銀でございます。

今回、論点の1に関しまして、想定発電kW及びkWhの設定の方法につきまして詳細にお示しいただきましたこと、誠にありがとうございます。一般送配電事業者としまして、今回整理いただいた内容に基づきましてしっかりと算定業務を進めてまいりたいと思っております。引き続きどうぞよろしくお願いいたします。

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、加藤オブザーバー、お願いいたします。

○加藤(英)オブザーバー 電源開発の加藤でございます。

私からは、御質問と意見みたいなものですが、1つだけでございます。資料の、契約の見直し指針についてでございます。3ページの注釈の7番のところに、発電事業者が複数の小売電気事業者へ電気を供給している場合において、発電側課金の算定に必要な契約内容を示すことが考えられると、こういう記載がございます。当該の直接的な契約、当事者同士であれば問題はないかと思いますが、当事者以外に別の契約内容を開示する、第三者に契約を開示するようなことになるというのはちょっと考えにくいかなというように思っております。こちらの問題につきましては、相対先との契約kW・kWhに基づいて、相対取引分において発電側の負担の増分がいかほどなのか、ここが具体的に分かれば問題ないのではないかなと思っております。必ずしも「契約内容」という表現を使う必要はないのではないかなと思いましたが、事務局の方々に、もしかすると何らかの契約内容を示さなければならないような具体的なシーンと申しますか、問題点というのを想定されているのかとも思いましたので、この点について教えていただければ幸いです。

また、意見というもの何なんですけれども、こちらの場合は、こういう「契約内容」という表現を使わずに、注釈7番の前段の記載と平仄をそろえて、「発電側の増額想定分をどのように按分するかの考え方を示す」、こんなような記載にすることも一案ではないかなと思えます。

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、増川オブザーバー、お願いいたします。

○増川オブザーバー ありがとうございます。太陽光発電協会の増川でございます。私のほうからは、2点コメントさせていただければと思います。

1点目は、9～10ページの論点1、発電側課金の対象結果及び単価設定に使用する想定値に関してでございます。事務局案では、想定発電kWと想定発電kWhの設定に当たっては供給計画を使用することとしてはどうかというふうになってございますけれども、次のエネルギー基本計画の見通しも参考とするべきではないかというふうに考えます。新しい基本計画の案では、2030年度の導入目標は36～38%とされ、再エネの設備容量としては合計で200kWを超える可能性がございます。こうした状況下、従来の供給計画では、特に再エネの発電設備の容量kWについては、エネルギー基本計画と比べて過剰な見通しとならないことが少し懸念されます。したがって、供給計画の将来見通しがエネルギー基本計画の供給見通しをある程度踏まえたものになっているかどうかを確認するプロセスを、例えばですが10ページに記載されました補正作業に加えることを検討いただければと思います。

2つ目は、既存相対契約の見直しの指針でございますけれども、その案を御説明いただきありがとうございます。

1つは、発電側課金の割引の転嫁の考え方でございます。発電側課金の割引制度は立地誘導という目的があって導入されていると理解しておりますけれども、これは本来、発電事業者がそれを享受できるということになるべきだと思うんですけれども、このまま小売業者に割引分が転嫁に考慮されてしまうと、立地誘導という目的が果たせなくなってしまうのではないかと懸念されますので、発電側課金の割引の取扱いについても整理いただければと思います。

私のほうからは以上でございます。ありがとうございます。

○武田座長 ありがとうございます。ほか、いかがでございましょうか。よろしゅうございましょうか。

それでは、事務局から何かコメントはございますでしょうか。

○内田NW事業制度企画室長 お答えさせていただきます。

まず、順番は逆になりますけれども、転嫁のところ、御質問が1つということでしたので、情報開示というところではございましたが、これはまさに民衆の取引の中でやっていくという話になりますので、しっかり両者間で情報を共有して、転嫁がきちんとで

きるように協議をしていくことが重要と考えております。具体的に何か現時点で想定しているものがあるかということにつきましては、特に具体的にこういうシチュエーションをというふうに想定しているものではないというふうに今考えております。

それから、単価設定のところの御質問というところで、最初の御質問の調整費の議論につきましては、まさにおっしゃるように、ここの3ページで記載させていただきましたように詳細のほうでしっかり議論しているというところと考えております。

割引につきましては、これは一般送配電事業者とも協議をしながら、なるべく早くにも方針のほうを公表できるようにと考えております。

それから、パブコメの話をいただきましたけれども、電取といたしましても再エネ最優先の原則という形で、しっかりとこれは議論をしてまいるという形で考えております。

全体を通して、以上でございます。

○武田座長　　ありがとうございました。ほか、よろしいでしょうか。ありがとうございました。

そうしましたら、本件につきましては事務局の提案に異論等はなかったと存じますので、原則事務局案のとおり進めることにいたしまして、また、取りまとめの際に全体を通して御確認いただくということにしたいと思います。

事務局はこの方針で対応を進めていただきますようお願いいたします。

それでは、議題(5)「約款上の送電ロス率の扱いについて」に関して、事務局から説明をお願いいたします。

○内田NW事業制度企画室長　　御説明させていただきます。約款上の送電ロス率の扱いということで、資料7を御覧ください。

この議論でございますけれども、2019年の7月に一度議論させていただいております。その際に、今後スマートメーターの設置が完了し、新電力と旧一電小売での実績値の計算方法が統一化され、両者の公平性が担保されるまでの間は、過去3年間の実績値の平均値を用いて約款上のロス率を毎年改訂するということと、スマートメーター設置完了後の対応につきましては別途検討するとさせていただいていたところでございますけれども、今回、東電PGさんのスマートメーター設置が2020年度末ということで完了したことでありますので、この別途検討するといったことにつきまして、今後の約款ロス率の扱いについて改めて議論させていただきたいと考えております。

次のスライドは、前回2019年7月のときに対応の方向性として示させていただいたスラ

イドでございます。

3ページでございます。3ページの下段でございますけれども、約款に定められている送電ロス率ということで、このような形で各社定めていただいております。

今回、振り返りも含めて御説明させていただきますと、B Gの需要インバランスにつきましては、一般送配電事業者から通知される需要量の実績値と計画値の差分から算定される場所、スマートメーターの設置が完了するまでの間におきましては、新電力と旧一電小売との間で実績値の計算方法が異なっているということになります。新電力の需要量の実績値は、顧客の消費量と約款ロス率を用いて計算されていますけれども、約款ロス率が実績ロス率を上回っている場合には、以下のように新電力が損をして旧一電小売が得をするという状況が生じるというところで、具体的な計算方法はこちらでございます。

スマートメーター設置が完了した後はというところで、この左下の図を御覧ください。東京電力P Gさんで2020年度末、それから中部・関西で2022年度末、沖縄の2024年度末を除けば、その他事業者につきましては2023年度末にはスマートメーターの設置が完了するということを踏まえまして、これにより新電力と旧一電小売での実績値の計算方法が統一されると。その場合、全ての小売電気事業者が顧客の消費量と約款ロス率を用いて計算した実績値を基にインバランス料を算定することとなるため、公平性が確保されるということでございます。また、約款ロス率が実績ロス率を上回っている場合におきまして、仮に全ての小売電気事業者がインバランスを出さないよう電気を調達すると、約款ロス率と実績ロス率の差分だけ多めに電気を調達することとなります。その場合、系統全体では電気が余り、下げ調整指令が増加するため、一般送配電事業者の収入が増加するということとなります。

今回お話ししたいところは、このスライドの下から2つ、スマートメーターの設置を完了した事業者とまだ未設置の事業者につきましてということで、その方向性についてお話ししたいと思っております。説明をさせていただきます。

先ほど御説明しましたとおり、2024年度までには新電力と旧一電小売での実績値の計算方法が統一化され、両者の公平性が担保される見込みでございます。しかしながらでございますけれども、約款ロス率と実績ロス率の乖離幅につきましては、次のスライドを御覧ください。実際の約款ロス率と実績値のところ、これは乖離が生じざるを得ないというところでございます。これにつきましては、これまでの過去3年分の実績値の平均値を用いて約款ロス率を毎年度改訂したといったところでございますが、自然要因等の外生要

因、これによりまして年度毎に実績ロス率が大きく上下するという可能性自体は否定できないため、現状の約款ロス率の設定方法を現時点で見直す必要はないのではないかと考えております。

また、2023年度からレベニューキャップ制度が開始されることとなります。規制期間を設け、特定の費用については事後調整を行うという方向でこの中でも議論がされているというところがございますので、まず、この4つ目のポツでございますけれども、スマートメーターの設置が完了しました事業者につきましては、レベニューキャップ制度下における約款ロス率につきまして、規制期間の期初に約款ロス率を設定しまして、これに係る費用につきましては、期中の乖離により発生する変動分について、事後検証を行った上で必要に応じて翌期に調整することとさせていただきたいというところがお諮りしたいところでございます。

また、この期初時点でまだスマートメーターの設置が未完了の事業者につきましては、こちらにつきましては新電力と旧一電小売間の公平性が担保できていないという状況も鑑みまして、設置完了までの間につきましては引き続き過去3年分の実績値の平均値を用いて毎年改訂を行うこととしまして、設置完了以降の年度におきましては直近改訂値を残りの規制期間に用いる整理とさせていただきたいというところで、この下から2つの2点につきまして今回お諮りさせていただきたいと思っております。

私からは以上でございます。

ちなみに、次以降のページにつきましては参考資料という形で、レベニューキャップの考え方等を示させていただいているところがございます。

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、ただいまの御説明につきまして御質問・御発言の希望がありましたらチャットに御記入をお願いいたします。草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員　　草薙でございます。ありがとうございます。

資料7の6ページの事務局案に異存ございません。かなり制度的に前進するものと思い、歓迎したいと思っております。

1点コメントいたします。私は今回、東電PGだけ突出してスマートメーターの設置完了が早かったということだと理解いたしました。一時は他社のほうが、設置作業がスムーズだった時期もあったかと記憶しています。いずれにしましても、沖縄電力を除いて、

他社におかれてはまだ、2023年度末まで設置完了にはかかるといったところも多いということでありまして、本格的な見直しは全体的な設置完了を目途としていただくということが妥当なのだろうと思えますけれども、しかし、そのようになるまでかなり時間がかかるのだろうというのが率直な感想でございます。

私はかつて、この制度設計専門会合の場でも、少しでもスマートメーターの取替えを前倒しのできるように各社検討していただきたいと申したことがございましたけれども、今回の東電P Gのようなことがございますので、やはりスマートメーター設置未了の各社におかれましては、スマートメーターの設置計画を前倒しされるような御努力を期待申し上げたいと思っております。

以上であります。

○武田座長　ありがとうございます。そのほか、いかがでございましょうか。よろしゅうございましょうか。

ありがとうございます。それでは、本件につきましては異論がなかったと思えますので、事務局案のとおり進めることといたします。

事務局はこの方針で対応を進めていただくようお願いいたします。

続きまして、議題(6)「東京エリアにおけるグロス・ビディングの取扱いについて」に関して、最初にJ E R Aからプレゼン、続いて事務局からの説明とさせていただきますけれども、J E R Aからのプレゼンに入る前に、まず事務局から簡単に趣旨の説明をお願いいたします。

○迫田取引制度企画室長　取引制度企画室長の迫田でございます。

このたび、株式会社J E R Aから、東京エリアにおけるグロス・ビディングに関して重要な御提案がございましたので、専門会合の委員の皆様にご審議いただきたく、このような機会を設けさせていただきました。

それでは、J E R Aの野口様からお願いいたします。

○野口氏　株式会社J E R A最適化本部の野口でございます。本日はお時間を頂戴いたしまして、貴重なお時間をいただきましてありがとうございます。弊社からは、東京エリアにおけるグロス・ビディングの取扱いについて、資料に沿って御説明をさせていただきたいと思っております。

(資料8—1) ページ2をお願いいたします。燃料を輸入に頼る日本において、電力需給変動に対応する手段といたしましては、L N Gのスポット調達・転売がメインとなって

おります。改めて申しますと、その調達リードタイムは実需給の2～3か月程度前までとなっておりますので、LNG調達リードタイムが過ぎた後の追加供給力確保は実質的に困難なものとなっております。

昨冬の需給ひっ迫に係る検証の中で、燃料調達の在り方が論点の一つとなっておりますが、燃料調達から見た供給力確保のあるべき姿、言い換えれば電力取引の形態は大きく2つに分けられると考えております。まず、①燃料調達リードタイム前は、供給責任を負う小売事業者に加えまして、TSOがしかるべき供給力確保を実施し、発電事業者がそれに見合う燃料調達を行うこととなります。その後、②となりますけれども、燃料調達リードタイムが過ぎた後は、あらかじめ契約をいただいている分を除いた、臨時基地に貯蔵されている使用可能量と、LNG基地に向かっているLNG船の積み荷、いわゆる洋上在庫の既に確保できている量を使用価格相当で公平に供給力として提供することに限定されることとなります。

現在、弊社が締結しているPPAに関しまして、昨冬の需給ひっ迫を振り返ったときに、燃料調達判断が難しいポイントが3つあったと思っております。左下の表にまとめておりますけれども、まず1点目は、右側ポンチ絵でも(1)としてギャップを示しておりますけれども、旧一電小売需要とエリア需要の乖離が大きくなってきている点でございます。特に本件は東京エリアで顕著であると感じているところでございます。2点目としては、内外無差別モニタリングでも指摘されておりますけれども、PPA上、ゲートクローズ直前まで通告変更が可能となっております、燃料調達リードタイムと整合が取れていないということでございます。そして、3点目として、燃料市場や当社燃料在庫の詳細状況に知見のない旧一電小売がJEPXへの限界費用玉出しを行っております。このため、限界費用による玉出しが必ずしも需給ひっ迫のシグナル発信につながっていないのではないかとこのように考えているところでございます。

以上3点、PPAの論点として挙げさせていただきましたが、各論点の改善の余地があるというふうに考えているところでございますので、次のスライド以降でまた説明を続けさせていただきます。

ページ3をお願いいたします。こちらのページは、ただいま申し上げた燃料調達リードタイム前後でのkWh確保方法を改めて整理したものとなりますので、この場での説明は割愛させていただきます。

ページ4をお願いいたします。こちらのページでは、これまで申し上げましたあるべき

姿から、弊社が考える電力取引の将来像を整理したものとなります。3点説明をさせていただきます。

1点目は、需給ひっ迫を回避するための燃料調達と供給力の確保についてでございます。燃料調達リードタイムを考慮し、供給責任を負う小売事業者がしかるべき供給量を確保することに加えまして、エリアの安定供給確保に向けた需給変動対応力の一定量をTSOにも確保してもらおう。この両者が早期に両方コミットいただくことがポイントとなるというふうに思っております。このことで弊社は、LNGの既存の契約ですとかスポット契約に加えまして、LNGトレーディングを駆使することで、安定的に、かつ競争力のある燃料調達が達成できると考えてございます。特に昨冬の需給ひっ迫を経て、安定供給のためには小売BGが供給力を確保するだけではなく、TSOも確保するといった役割の整理、小売とTSOでの費用負担等も含む制度措置について検討が必要と考えております。TSOや国による安定供給に係るセーフティネットの中で我々が燃料調達をすると。電力取引が途切れることがないように、弊社としても最大限の対応をしていく所存でございます。

続いて、2点目、内外無差別性の向上についてでございます。先ほどの1点目は、燃料調達リードタイムが過ぎる前の小売/TSOによる供給力確保ということではございましたけれども、2点目につきましては燃料調達リードタイムが過ぎた後の需給変動対応力についてでございます。従前契約分を除いた国内洋上にある全て、既に確保できている量の範囲内ということになりますけれども、余力を公平に卸販売することで内外無差別性の向上に資する電力取引が可能と考えております。このような取引を実現させるためにも、小売間でのフェアな競争環境構築に向けて旧一電と新電力との非対称規制の改善が行われ、需給変動対応力に必要な費用は取引いただく全ての小売事業者の皆様の間で適正に負担されることが望ましいというふうに考えているところでございます。

最後、3点目として、市場活用についてでございます。1点目、2点目の取組を実施すると同時に、弊社としましては、電力市場全体の流動性の拡大、適切な価格指標の発信のために市場を積極的に活用していく所存でございます。

弊社は、アームズ・レングス取引を通じて全てのお客様にイコルフットの関係を構築してまいりたいと思っております。このためにも、市場を積極的に活用してまいりたいと考えているところでございます。しかしながら、電力システム全体として、価格低減、価格変動抑制のためには弊社だけが市場活用するだけでは不十分であり、各事業者が市場価格をシグナルとして経済合理的な活動をとることが大変重要であるというふうに考

えたところでございます。

繰り返しとなりますけれども、エネルギーの安定供給の確保、2点目として内外無差別性の向上及び3点目として市場の活性化、つまり市場の流動性への拡大、価格市場への発信、この3点が同時達成できることが弊社が考える電力取引の将来像となります。

次のスライド、ページ5をお願いいたします。ただいま御説明申し上げました電力取引の将来像に向け、JEPXを資源配分の最適な場とすべく、さらなる流動性確保方策を講じるには、資料右下に記載させていただいた現行制度とのミスマッチ解消が必要となります。しかしながら、このためには現行制度の見直しを伴う議論が必要となりますので、解消には相当の時間を要するものと思う一方、昨冬の需給ひっ迫に対する対策とするためには、冬までに取り得る取組を進めていきたいと、進めていかなければいけないというふうにご考えているところでございます。

リード文2つ目のポツに記載しておりますけれども、弊社独自の取組としまして、昨冬までは小売通告に依存した燃料調達・在庫運用を行っていたところがございますけれども、弊社独自の販売量の想定を行うとともに、燃料調達への対応を行うやり方についても見直しを行って、既に独自想定の中で実運用を今開始しているところでございます。

さらに、スポットを時間前市場の流動性向上に資するよう、東京エリアの取引の大宗を占める東電エナジーパートナー様とのPPAについても一部改定が必要というふうにご考えてございます。

次のスライドにて、東電EPとのPPA一部改定の方向性について説明を続けさせていただきたいと思っております。次のスライドをお願いいたします。現在のPPAから、資料に赤字で記載している2点の変更が必要というふうにご考えております。

具体的には、1点目としまして、ゲートクローズ直前まで変更が可能となっていた通告期限を、スポット市場応札前に前倒しをさせていただきたいというふうに思っています。

2点目は、通告期限前倒しに伴いまして、これまで東電EPが行っていたJEPX応札を弊社が行うことに変更いたします。現在、東電EPとの協議を終え、進めているところがございますけれども、東京エリアにおける制度的な条件が整い次第、早期に導入する方向で引き続き協議を進めてまいります。

今回の改定では燃料調達リードタイムに合わせた通告期限となっておりませんので、実際に燃料調達との好循環が実現できるのかという抜本的な改善までには至らないとの認識をさせていただきます。しかしながら、昨冬の需給ひっ迫により得られた知見を踏まえ、重ね

重ね申し上げますけれども、弊社が考える電力取引の将来像に対する大きな一歩目となる試行的な取組となると思っております。併せて、この取組が発電・小売間の役割分担の明確化、電力取引の透明性向上につながりまして、卸売条件の内外無差別性向上につながるものと考えておるところでございます。

次のスライド、ページ7をお願いいたします。最後に、表題にあるとおり、東電E PとのP P A一部改定に当たって、グロス・ビディングの休止についてお願い申し上げたいと存じます。P P Aの改定内容を踏まえつつ御説明申し上げたいと思います。

今回のP P A改定以降、弊社では、最経済メリットオーダーの実現に加えまして、経済合理的な行動として、「スポット市場への余剰電力の全量玉出し」「時間前市場への玉出し」並びに「余剰電力の全量玉出しに係るモニタリング」の3点を行うこととなります。また、東電E Pをはじめ、弊社と東京エリアで取引いただく小売事業者の皆様には、通告変更期限以降の需給変動に対しまして、市場を介した調整を行っていただくこととなると想定しております。このような取引形態の変化により、グロス・ビディング本来の目的である「市場の流動性の確保」「価格変動の抑制」及び「透明性の向上」は達成可能と考えております。逆の見方をすれば、今回のP P A改定以降、現行のグロス・ビディングの在り方が課題になるというふうに考えているところでございます。

具体的には、例えば東電E Pが継続してグロス・ビディングを行う場合、供給力が不足する場合、成り行き買いによる全量買い戻しを行わざるを得ず、限界費用に基づく入札が行われないことから、透明性の向上という本来の趣旨から外れていくことになろうかと思っております。また、弊社もグロス・ビディングを行うにはシステム改修が必要となり、すぐには実現することができません。

したがって、これまで御説明申し上げてきたような市場取引のあるべき姿に移行するに当たって、東京エリアにおけるグロス・ビディングの休止をお願い申し上げます。弊社といたしましては、本条件が整い次第、速やかに東電E PとのP P A一部改定を進める予定でございます。

長くなりましたが、弊社からの説明は以上となります。

○迫田取引制度企画室長　それでは、資料8—2に基づきまして、J E R Aからの提案につきまして事務局のほうから説明をさせていただきます。

今回J E R Aからの提案ですけれども、前回の専門会合における、「旧一電の取引の透明性をより高めるための新たな手段に移行することを前提として、当該手段が導入される

際に、併せて現在の形でのグロス・ビディングを廃止する」という方向性に、一般論としては沿うものと考えられると。これまでは、発販分社会社間の取引であったものの、東電E Pはゲートクローズまでの通告変更が可能であったため、J E R A電源運用の裁量はゲートクローズまで東電E Pが有しておりました。この点、今回の提案のように、発販分社会社間の取引であって、かつ東電E Pからの通告期限を前倒してスポット市場入札前に通告量を確定させること、かつ東電E Pによるグロス・ビディングを休止することで、スポット以降のJ E R A電源の運用裁量権を東電E PからJ E R Aに移管したうえで、スポット市場への玉出しを東電E PではなくJ E R Aが行うという取組は、発電・小売間の役割明確化、取引の透明性向上につながるものと考えられます。

また、グループ間取引の通告期限が前倒しされることによって、J E R Aの卸取引の通告変更権に係るグループ内外での取扱の差異が縮小し、卸売条件の内外無差別性に関して、より透明性・受容性が高まると考えられます。さらに東電E Pも、需給運用をJ E R Aへの通告変更に依存することなく、スポット市場や時間前市場を活用し、小売事業者としての経済合理的な判断に基づく取引を行うことがより一層期待されます。

このような構造的な対処により、取引の透明性、卸売の内外無差別性等に対する実質的な寄与が期待されることから、監視委としましてもJ E R Aの提案を受け入れることとしてはどうかと考えております。ただし、東電E Pによるグロス・ビディングの取りやめはあくまでも一時的な休止という位置付けとしつつ、当委員会はこの取組を注視し、かつ実施結果が取引の透明性向上など市場の健全な発展に資するものかについて検証を行うことが必要であると考えております。

なお、改定以降は、東電グループではこれまで東電E Pが受けていた市場取引に関する当局のモニタリングについて、J E R Aも対象に加えることを予定しております。

事務局からの説明は以上になります。御審議のほど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した。

それでは、ただいまの関係事業者のプレゼン、また事務局からの説明につきまして、御質問・御発言の御希望がございましたらチャットのほうに御記入をお願いいたします。松田委員、お願いいたします。

○松田委員　　ありがとうございます。この今回の事務局でおまとめいただいた内容について、異存はございません。今後、スポット市場についてはJ E R Aのほうで玉出しを行うということでございますけれども、J E R Aの持っている火力発電の電源のシェアから

しますと極めて市場支配的なプレーヤーであると思ひますし、恐らく価格を左右するよう
なポジションを取られるコマが多いのではないかというふうに思ひますので、監視委の事
務局のほうでモニタリングの徹底等をお願いできればと思ひております。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。それでは、草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員 草薙でございます。

私も、今回のJERAからの提案につきましては、マーケットオリエンティッドだとい
うことも踏まえて、しっかりと監視をしていただくという前提で賛意を表したいと思ひま
す。特に現行のグロス・ビディングでは限界があると見られておりました透明性を高める
入札行動に至ることが期待されますので、その点は評価したいと思ひております。

1点、希望ないし期待を申し述べます。JERAにおかれては、今回東電EPとのPP
Aを見直すとのことでもありますけれども、それならば中部電力ミライズとのPPAの見直
しも進めていただくべきことにならないかと思ひます。今回、両者をまとめて御提
案されていないことには何か事情もあるのかもしれないと思ひますけれども、タイムラ
グが出るとしても、JERAにおかれては中部電力ミライズとの関係についても御努力をい
ただいて、PPAに関して同様の結果を導いていただきたいと希望いたします。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。ほか、いかがでございましょうか。松本オブザー
バー、お願いいたします。

○松本オブザーバー 委員の後でもよろしいんですけれども、よろしいでしょうか。

○武田座長 はい、お願いいたします。

○松本オブザーバー 今回の提案につきまして、通告変更期限と、それから目的であり
ます透明性の向上と内外無差別性、この2点につきまして、発電事業者BGの立場で発言
いたします。JERA様から東京エリアにおけるグロス・ビディングの取扱いの提案につ
いて、同じ発電事業者として理解できますが、内容を詳しくは存じ上げておりませんので、
若干異なる部分もあるかと思ひます。その点で発言します。

1点目の通告期限に関しましては、JERA様の御提案は、現状の旧一電の小売に対し
ての供給力提供と、それから日々の需給調整サービスにつきまして、ゲートクローズ前ま
で行っている需給調整サービスを、今回、前述のスポット市場締切り前までに変更すると
いう、小売の通告期限のタイミングを前に持ってくるというふうによりPPAを変更するとい

うことで、スポット市場や時間前の玉出しというものが増えまして、卸販売の内外無差別性を向上するというふうなことで理解しました。

しかしながら、小売から発電への通告期限の前倒し、これが唯一無二の解ではないのではないかというふうに考えます。小売への需給調整サービスの通告期限についてはほかの考えもありますので、一例として紹介させていただきます。

その前にちょっと、まず背景を申します。九州では、再エネの導入が拡大の一途で、そのため火力の設備利用率で言いますと年々低下していきまして、LNGではもう既に30%を切っております。ベースロードと言われている石炭ももはやミドルになっているということで、そうしますと、アワーで稼げないため採算性が悪化していきまして、さらに今後も含めて再エネの増加の一途で、ベース的には卸市場価格も下落しているということで推移していくものだと思っています。需給調整市場の収入も期待するものの、依然としてやはり固定費の回収というのが発電事業の大きな経営課題となっておりまして、もちろん火力だけではなく、固定比率の高い揚水、原子力、地熱、水力というのも同じ課題があります。

このような背景もありまして、市場取引では十分な固定費回収に至らないリスクが極めて大きいというために、固定費回収は相対と卸に依存せざるを得ないというのが現状です。したがって、固定費を負担していただいているインセンティブとして、供給力の提供、それから日々の需給調整サービスは、固定費の支払い状況により濃淡をつけるということを考えております。イメージでお伝えしますと、例えばなんです、固定費を70%支払っていただける小売事業者にはゲートクローズの6時間前まで調整に応じるだとか、20%の場合は前日10時までに調整に応じると。こういったような固定費の負担割合によって需給調整の対応に差を設けるということも考えられます。これを我々発電事業者としては、社内小売に対してだけではなく、社外の小売様への卸売をする場合も全く同じような条件で対応するというを考えております。実際には対応体制とかシステムの整備とか、こういったところの検討も必要となります。我々としては、固定費を払っていただける小売事業者様が少しでも増えるようにしたいと考えており、それは社外でも全く構わないというふうに考えております。

次に、2点目のグロス・ビディングの透明性についてでございます。グロス・ビディングは、話題のように、余剰分の玉出しに加えて、社外取引の一部を取引所を介して売買する仕組みというものでした。期待された効果は3つほどあって、そのうちの1つが透明性の向上で、社内取引の一部が市場経由で行われるため、社内取引額が明確になって、社内

取引が透明化されると、こういう整理だったと思います。しかしながら、現行制度下では、市場経由だけではこの固定費回収というのは十分ではないということになりますので、相対契約に依存せざるを得ないというのが現状です。

J E R A様から御提案いただいた通告変更の前倒しで、確かに市場玉出しは増加するというふうに思いますが、社内取引の透明性の向上とは若干異なる面もあるのではないかと思います。社内取引といっても、結局は相対取引の一つであるため、それを完全に透明化するというのは競争上少し難しい話でありますし、社内取引の透明性向上というのは内外無差別に卸を行うということが重要で、そもそもの我々の旧一電のコミットでもあったはずだと思います。

であるならば、先ほど一例として述べました固定費負担に応じて需給調整サービスを行うということなど、様々な取組を準備して、その条件をきちんと整備して内外無差別に適応すると、こういったやり方があるべき姿に近く、かつ、安定供給にも資するやり方ではないかと考えます。つまり、イコールフィットで、旧一電の小売へも新電力様へも卸売をしていくというものです。

もちろん、以上の考えは弊社独自のもので、他社様ではまた別の考えがあるものと思います。ここで全体方針を決め切るのではなく、内外無差別の観点も含めて全体感を持って今後の検討を深めていただきたいと思います。

長くなりましたが、発言は以上です。

○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。松村委員、お願いいたします。

○松村委員 松村です。

まず、今回のJ E R Aの取組、それから、将来像まで含めて説明した、このJ E R Aの示した資料は、とても良いと思います。それから、御提案については歓迎すべきことだと思います。今回の提案はすごく合理的だというだけでなく、恐らくこのような明確に大きなビジョンを挙げた上で具体的な取組を提案することで、J E R Aの信頼性を大きく高めたのではないかと思います。事務局の対応も含めて、合理的な提案が出てきた。歓迎いたします。

それから、松本オブザーバーから御発言があり、それから恐らくほかの事業者もそう思っていると思いますが、このJ E R Aが提案したものが唯一の解か、という点については恐らく異論があるという、そういう指摘だと思います。自分たちは違うやり方で、同じよ

うに内外無差別をさらに推進する。あるいは透明化、市場の活性化、電力システム全体の効率化に資するような別のやり方を模索しますという宣言は、それはそれで否定するものではないし、今回出てきたJERAのやり方を全ての事業者に押し付けるということを今回決めるのでもないのは十分承知しています。ただ、松本オブザーバーがおっしゃったことは本当にもっともだったのか、あるいは、JERAのやり方をすると市場の活性化あるいは玉出しだとかというのも含めて、あるいは透明性というものも含めて著しく向上するのだけでも、自分たちのやり方をすると、本当はそうではない目的があって、それを隠すために、何か取り組んだふりをしているだけなのかは、今後のパフォーマンスを見ないと分からない。松本オブザーバーのおっしゃったことはもっともだと思い、尊重すべきだと思います、実際に九州電力あるいはほかの会社はどういうことをし、どういう結果をもたらしたのか、ということも含めて注視していく必要があるかと思っています。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。それでは、中野オブザーバー、お願いいたします。

○中野オブザーバー SBパワーの中野です。

前回のグロス・ビディングの議論を受けて、今後の見直しがどのようになされるのかと考えていたところでしたので、若干、東京エリアだけ先行して休止するというのは唐突のような感じも受けておりますけれども、少なくとも御提案があった内容等は、取引の透明性や無差別性は期待されるものでありますし、合理的であると感じました。透明性の向上や無差別性の確保は、今回の方法以外にもいろいろなやり方があると思いますので、ぜひ全体の議論も同時に進めていただきたいというふうに考えてございます。

我々事業者としては、今回の変更によってその担い手が変わろうとも、入札可能量といった考え方は変わらないと理解しています。むしろ、今回の変更によって市場に適切に売り札が出てくるということは期待しているところでございますので、ぜひその点も御考慮いただければと考えてございます。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。ほか、いかがでございましょうか。

○山内委員 よろしいですか。山内ですけれども。

○武田座長 はい、どうぞ。

○山内委員 今回のこの提案は、私も、さっき松村さんが言ったけれども、すばらしい

方向の提案だというふうに思っていて、よろしいかと思えます。

ただ、これでやることによって、もしかしたらリパーカッションが出るのかもしれないので、その辺については慎重に判断を——判断といいますか、確認をされる必要があるのかなと思えますけれども、基本的には望ましいものというふうに思っています。

以上です。

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

○佐藤事務局長　すみません、佐藤でございますけれども、松本オブザーバーがおっしゃったところにちょっと1点申し上げたいところがあって。

確かに非常に面白い提案をされて、通告変更権に関してある種の価格付けをすることと承りました。あと、松本さんがおっしゃっていたように、確かに通告変更権に関して自社も他社も同じ価格付けにするというのなら、それは途中でも松本さんがおっしゃっていたように内外無差別だということだとは思いますが。ただ、ちょっと途中で私がどうかと思ったのが1点あって、その価格付け、社内取引価格も含めて、ある程度やはりそれは明示をしない限り——松本さんとかは天下の九州電力だから嘘をつくとは思わないですけども、絶対この価格は社内価格と一緒にと言われても、その社内価格が出ていない限り、本当に信用していいのかなというのは、先ほど松村先生がおっしゃったように、今後のパフォーマンスをしっかりと見ますとコメントをされましたけれども、やっぱり100%信頼できるかどうかというところが分からないので、絶対にこれって内外無差別で、弊社は社内と社外を全く無差別にやって取扱いは変わりませんと言っても、客観的な数字がないとどうやって立証するのかというところはやっぱり問題が残るような感じがしまして、ぜひ今後議論を、社内でも電事連内でもしていただければというふうに思えます。

以上です。

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

それでは、本件につきましては、J E R Aの方針そのものには異論はなかったと思えますので、事務局案のとおり進めることといたします。

事務局はこの方針で対応を進めていただくようお願いいたします。

続いて、議題(7)「時間前市場等のあり方について」に関して、事務局から説明をお願いいたします。

○迫田取引制度企画室長　それでは、資料9に基づきまして、時間前市場等のあり方について御説明をさせていただきます。

現在、時間前市場につきましては、F I P制度の導入や再生可能エネルギーの増加等を見据えて、シングルプライスオークションの検討が進められているところでございます。前回、6月29日の専門会合では、発電機の起動特性の調査及び太陽光の予測誤差の分析を実施しまして、その結果を踏まえ、今後は三次調整力②の取引タイミングや発電・小売事業者の実務上の負担等も考慮して、時間前市場シングルプライスオークションの実施タイミングや頻度の検討を具体的に進めていくこととされました。

また、前回ですけれども、時間前市場の流動性向上に係る意義の整理や、デマンドレスポンスなどの柔軟性の高い調整力を考慮した検討を求める声も挙がったところでございまして、本日は時間前市場を取り巻く市場環境の変化を改めて整理させていただきました上で、三次調整力②との在り方や、時間前市場のシングルプライスオークションにおけるブロック入札の設計といった論点について御議論いただきたいと思っております。

7ページを御覧ください。かつて、時間前市場は、スポット市場の修正の場という位置付けでございましたが、これは再エネの大量導入を前提としておらず、導入当初は少ない調整ニーズを細かく合わせるニーズが大宗であったため、ザラバ取引が適当と整理されてきました。しかし、足元では再エネの導入が進んでおりまして、ザラバ市場だけでは十分な流動性が担保できない懸念が存在をしております。

また、自然変動電源の予測誤差に対応するためには、火力電源を追加的に起動する必要があるところ、再エネの導入拡大に伴いまして、時間前市場におけるブロック入札による火力電源の起動が必要とされるようになって考えられます。

さらに、2022年度からは新インバランス料金制度が開始することに伴いまして、インバランス精算でなく、時間前市場でゲートクローズまでの需給調整を行うインセンティブが増すことが想定されております。

なお、ドイツ、イギリスやフランスの欧州諸国及びEU大の結合市場におきましても、再エネの大量導入を背景として、「ブロック入札の導入容易性」「小規模事業者の利便性」等といった観点から時間前市場へのSPAの導入が始まっているところでございます。

こうした環境変化を踏まえまして、時間前市場に求められる役割に変化が生じていることから、シングルプライスオークションを導入すべきだと考えているところでございます。

8ページを御覧ください。時間前市場にシングルプライスオークションを導入した場合

に、入札がスポット市場と時間前市場で分散してしまい、スポット市場の流動性が失われてしまうのではないかという懸念の声が聞かれているところがございます。しかしながら、広域機関への計画提出が前日12時に設定されていることから、BGは前日10時に実施しているスポット市場で、計画値同時同量達成のために必要な取引を行うと考えられます。

また、時間前市場にSPAが導入された場合であったとしても、TSOによるFIT特例③の売り入札、小売によるFIT特例①余剰分の売り入札、間接オークションを目的とした入札、先渡しベースロード市場約定分の自動入札など、引き続きスポット市場を通して行われることと考えられるところがございます。

こうした状況を踏まえますと、時間前市場にSPAが導入される場合であったとしても、スポット市場は前日12時の計画提出に向けた取引の場として引き続き機能し、かつ他の制度・市場との兼ね合いから一定の流動性が確保されることでございますので、時間前市場はスポット市場時点からの再エネ予測誤差を含めた需給の変動や、スポット時点での売買入札残分や調達先未定分等の取引の場として機能すると考えられるのではないかということでございます。

続きまして、16ページを御覧ください。時間前市場と三次調整力②との在り方を考える際でございますけれども、現在、ゲートクローズ前の需給変動は供給能力確保義務に基づきBGが時間前市場で調整し、GCの後の需給変動は周波数維持義務に基づいてTSOが調整しているところでございますけれども、時間前市場の開場前に三次調整力②の開札が行われるということもございまして、調整力全体の最適化と供給能力確保義務のバランスも踏まえた全体設計が必要ではないかというふうに考えているところがございます。

17ページを御覧ください。三次調整力②との在り方を検討するに当たっての検討の視点ということで、4つほど視点を挙げさせていただいております。

まず、1つ目の視点が、スポット市場の実施時間でございます。現在、朝10時に実施されているスポット市場の実施時間は、これまでも変更されてきたものではございませんけれども、より精緻な再エネ発電量予測に基づいた入札を可能とするためには、スポット市場の実施時間を後ろ倒すといったことが考えられるのではないかということでございます。

視点の2ですが、三次調整力②と時間前市場の前後関係でございます。再エネの予測誤差は実需給に近いほど低減されるということから、より効率的な起動・発動とするためには、現在時間前市場の前に実施されております三次調整力②の実施時間を、時間前市場の後ろに移動するということが考えられるのではないかということでございます。

視点の3、FIT特例①の再通知でございます。TSOは前日朝6時にFIT特例①の再エネ発電量をBGに対して通知しておりまして、その時点の予測に基づいて三次調整力②の調達量を決定しているところでございますけれども、FIT特例①発電予測の見直しを行いました場合、BGに再通告を行って、BGが時間前市場で調整量を最適化するといったことも考えられるのではないかとということでございます。

視点の4、三次調整力②確保電源の時間前市場への入札でございます。限界費用の低い電源がΔkWとして確保され続ける場合、非効率が生じるということもございますので、効率的な電源の発動となるように三次調整力②で確保された電源の一部を時間前市場に入札することも考えられるのかということでございます。

今、視点を4つほど挙げさせていただきましたけれども、このほかに考慮する視点があるかどうかといったことについても御議論いただければというふうに考えておるところでございます。

19ページでございます。現在視点を4つ挙げさせていただきましたけれども、こうした視点を踏まえて、今後は選択肢の案を検討していきたいと思っております。これは、視点4つを前提とした上でのフローチャートという形で示させていただいておりますけれども、こうしたフローチャートを改めて検討した上で、次、20ページを御覧いただければと思いますけれども、現在は5案という形で選択肢を示させていただきました。本日の段階では視点について御議論いただきますので、これに加えて新たな視点が出てくればこの案は変更されるということになるので、本日においてはイメージということでございます。

また、こちらの視点のところでも御紹介させていただきましたけれども、本件につきましてはTSOや広域の実務といったところにも非常に影響を与える部分がございますし、三次調整力②の在り方についても検討を深める必要があるかと思っております。これらも同時に議論をした上で、改めて選択肢について御提示させていただきたいというふうに考えているところでございます。

26ページを御覧ください。時間前SPAの詳細設計についてでございます。再エネ導入の拡大を中心とした環境の変化から、時間前市場においても電源の追加起動を前提とした入札が必要となる可能性があることから、時間前市場の需給調整機能の強化がなされる仕組みが必要となります。そのため、時間前市場にシングルプライスオークションを導入するに当たっては、前述の三次調整力②との在り方に加えまして、時間前市場SPAにおけるブロック入札の在り方についても検討していくことが必要になります。

ブロック入札については、以下でお示しさせていただきました2つのような方向性が考えられるところがございます。1つ目の案としましては、スポット市場と同様に、ブロック入札も可能な形でシングルプライスオークションを導入する案。2つ目の案としましては、シングルプライスオークションをザラバ取引のオープニングセッションとして導入し、売れ残り札をザラバに残す案ということでございます。

また、28ページにもございますとおり、現在のスポット市場におけるブロック入札では、発電事業者は自社で市場価格を予想し、ブロック幅と高さを設定しておりますけれども、市場価格の予想が外れた場合にブロックが約定せずに、社会全体での最適な電源起動とならない場合が存在します。

また、29ページにPJMの“Three-Part Offer”を一つ例として記載させていただいているところがございますけれども、事業者がこのような形で入札の際に電源に係る諸元を登録するという事で、全体最適な起動・発令となるようなアルゴリズムを導入しているというような事例などがございます。こうした諸外国における制度も参照としながら検討を進めていくことが必要ではないかということでございます。

事務局からの説明は以上となります。御審議のほど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、ただいまの説明につきまして御質問・御発言の御希望がありましたらチャット欄に記入をお願いいたします。いかがでございましょうか。それでは、松本オブザーバー、お願いいたします。

○松本オブザーバー 九州電力の松本でございます。時間前市場の在り方につきまして、シングルプライスオークションの導入について、発電事業者BGの立場で発言いたします。

シングルプライスオークションの導入タイミングにつきましては、スライド19にありますとおり、現行の市場取引のタイムライン全般を見直すとなれば大きな影響があるため、体制とかシステム構築なども含め、実務への影響も考慮して検討を進めるべきとの記載をいただいております。

他方で、スライド23にFIT特例①再通知の例がありますが、仮に前日17時以降に再通知を実施した場合には、これは実務的には夜間帯に人手を確保した上で、再通知を踏まえた需給バランスの見直し、それから、それに伴う市場取引業務を実施する必要があります。事業者によっては大きな実務面の負担となるおそれがあります。

スライド19に記載のとおり、業務時間帯、それから回数もあるのでございますけれども、実務面

の影響というのも考慮した上で検討を行っていただければと思います。

また、FIT特例①再通知の例に関連しまして、仮に再通知を前日17時以降に後ろ倒した場合というふうなときには、スライド3にありますとおり、起動できる電源の割合というのが次第に低下することになりまして、シングルプライスオークションの導入の目的の一つでもあります、市場を通じた電源の起動台数の調整の観点にもそぐわないようなおそれが出てくると思います。

以上を踏まえまして、時間前市場へシングルプライスオークションを導入するのであれば、こういった事業者の実務面の負担とか、日々のタイムラインというかタイムスケジュールがうまくワークするように確認しながら導入の要否を検討すべきかと思っております。

発言は以上です。

○武田座長 ありがとうございます。それでは、委員を優先いたしまして、松村委員、お願いいたします。

○松村委員 松村です。

今回の資料ですが、私は今回の議題を超えて、とても重要な資料だと受け止めました。今回は、時間前市場でシングルプライスオークションというのを入れるという、そういうラインで、そうするといろいろなところに関連した改革、直接関連しているのは三次調整力②ですし、さらにスポットなども当然関係してくるということで、その言及というのがあるわけですが、私自身、今回いろいろ書かれた内容は、時間前市場でシングルプライスオークションを導入するかどうかということと独立に検討しなければいけない、物すごく重要な問題を多く含んでいると受け止めました。

具体的に例えば、参考として出された29ページのところでの“Three-Part Offer”に関してですが、これも資料で正しく書かれているとおり、今のスポット市場でもブロック入札が相当に悪さをしているというか、相当に不合理なことが起こっている、非効率的なことが起こっているということは、繰り返し指摘されている。これはその重要な解決策になり得る。仮にシングルプライスオークションを時間前市場に入れなかったとしても、スポット市場で当然やるべきことというか、検討すべきことだと思います。今回の資料は、エネルギーあるいは広域機関あるいは取引所も重く受け止めて、全体の改革にぜひ取り入れていただきたい。

それで、そういう大ごとをしないでシングルプライスオークションを入れるというので、実務だとかというのに関しても現行の制度を全部そのまま置いておいて、それで負担の小

さいようにとかという、そういうパッチワークを考えるのではなく、全体の設計というのを、これを機にもう一度考え直して、その望ましい全体の設計の中でこの時間前市場のシングルプライスオークションをどう位置付けたらいいのかという、そういう議論をする一資料はそうなっていると思いますが、そのほうがはるかに重要なことだと思います。今のルール、今の制度を前提として、それだと負担が重いかという、そういう議論に終始しないようにすべきだと思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。それでは、松島オブザーバー、お願いいたします。

○松島オブザーバー ありがとうございます。風力発電協会、松島でございます。意見を述べさせていただきます。

このシングルプライスオークションの実現の検討に向けては、再エネ予測誤差をどう見るかということが非常に重要かと思っておりますので、当協会としましては、この技術的側面、予測の技術側面もありますので、そういった情報提供も今後随時させていただきたいと思っておりますので、そのことを意見として述べさせていただくと同時に、このシングルプライスオークション導入に当たっては、新たなプレーヤー、小売事業者、アグリゲーターという言葉もこの頃出てきますが、そういった方々も参入してまいることを予想しながら、制度設計、導入検討についてはそういった方々の意見も実態を含めて聴取したほうがいいのではなかろうかと思っておりますので、さらなる調整をお願いし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、委員を優先いたしまして、岩船委員、お願いいたします。

○岩船委員 ありがとうございます。御説明ありがとうございます。先ほど松村委員がお話しになったことと少しだけ関連するのですけれども、必ず実務的な制約を考慮してほしい、これはできない可能性があるというお話が出てくるのですが、例えばヨーロッパなどでは、アメリカでもそうですけれども、実際、時間前のシングルプライスオークションというのは導入されているところも多々あるわけで、かなり、恐らくそういうところでは自動的な処理が進んでいると思うんです。その辺りのところも少し、実際どんなふうに行っているかというのを調べていただいて、日本のシステムを考える上でも、あまりそういうところはもしかしたら制約にならない可能性もありますので、そういう広い視点で見

ていただければなと思います。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。それでは、山内委員、お願いいたします。

○山内委員 ありがとうございます。さっき松村さんが言ったことと基本的に同じとか、全く同じ感想を持っていて、今回の議論なのだけれども、これは全体の電力市場の取引の在り方みたいなものに物すごく大きな影響を及ぼすし、それをどういう形に変えていくか分からないけれども、全体の改革につながるという話なので、私はその辺も頭に入れて、念頭に置いて議論を進めるべきだと思うし、非常に重要な議論だと思っています。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。それでは、國松オブザーバー、お願いいたします。

○國松オブザーバー 日本卸電力取引所の國松でございます。私のほうから何点か意見を申し述べたいと思います。

まず、資料の中で、7ページで、時間前市場を取り巻く市場環境の変化という形を挙げていただいております。再エネの大量導入を前提にしていなかったかどうかに関しまして言えば、全く前提としていないわけではない。今のところはこれが入っていないという事実があるだけであって。この「大量」をどの程度かという部分でございますけれども、諸外国、特に日本と制度が近いドイツで言えば、スポット市場の1割程度が時間前のザラバで取引をされていたというものでございます。現状、私どもの時間前の量というのはその10分の1に満たないわけですが、そういった面では今の10倍程度の取引量が入ってくるものであろうと考えて設計しているものだと認識しておりますし、どのぐらいの量が入ってくるのかという部分が必要かと思っております。

かつ、少ない調整ニーズを細かく合わせるのがという部分ですが、これが少ないかどうかというよりは、適時に合わせられるから、その変動というものはいつ起こるか分からない、変動が起きたときに合わせる、即時に約定がなされるという方法でザラバが適当とされたものであって、その辺りの誤認はあるのではなかろうかなと思っております。

何にしましても、時間前市場においてザラバの中で取引量が多く入ってくれば、それはその数秒、秒の違いで約定価格が大きく変わるというようなことは公平さの観点からよくないというもので、取引が集中した場合には板寄せ、シングルプライスオークションでございますけれども、そういったものを導入するというのは、これは取引の中では一般的に考えられることで、私どももそう思っております。そういう仕組みで考えていただき、

ここで変化というものが当たるのかなというところでございます。

それに対して、スポット市場との関係ということで、スポット市場の流動性が失われてしまう懸念というのを私ども挙げさせていただいております。資料の中では、以下は大丈夫だ、以下はスポットで引き続き残るんだから大丈夫だというような書かれぶりをしてございますが、挙げていただいております入札は全て価格を持たない入札になります。価格を持たない入札だけをシングルプライスオークションでどうやってやっていくのであろうかというところでありまして、なぜスポット市場がシングルプライスオークションなのかは、前日計画の締切りまでザラバでやっておいたとしても、皆さんが最終的にぎりぎりまで待って取引をする、そういったことが考えられることになるので、最初からシングルプライスオークションというのを入れているということでもあります。その中で、スポットのシングルプライスオークションというのはそういう理由であって、そうなりますと先ほどの導入も変わってくるのかなと思っております。

かつ、ここで電源の出現というもののためということで議論となっておりますが、前回の資料等でありましたけれども、では時間前市場のシングルプライスオークションを何時として考えているのかというところと言いますと、発電機の起動を考えますと前日の17時ということが色濃い提案だと思っておりますけれども、10時と17時に2つ同じような機能が存在することが果たしてどうなのかという部分、それで分散しないということは絶対あり得なくて、どちらかといえば私は後ろにずれ込むんだと思います。ただ、それはシングルプライスオークションの時間前をつくって後半にずれるというよりは、それって結局スポットを後ろ倒しにしたのと多分同義になってしまうことになろうと思っておりますので、そういった中で、全体の市場の設計ということで考えていくべきなのではなかろうかなと思っております。

もう一つ、今回のと併せて、私も別提案だと思っておりますブロック入札に関して、何点かの御指摘は頂戴しております。確かに望ましいもの、例えば“Three-Part Offer”ですね。29ページの“Three-Part Offer”とかというのが望ましいことではございますが、取引所が運転指示というか、この時間に約定しましたというのを出す条件で入札をしてくれる事業者がどの程度いるのか。分からない中で言うのも何ですけれども、そういった条件で私どもが約定時間を決められるというときに、入札価格はどうするのかとか、いろいろ問題はあろうかとも思っております。ただ、現在のブロック入札というのが非常に市場にとっては悪い影響を与えているのは事実でございますので、ブロック入札に関しま

しては取引所としてしっかり見直しをしていきたいという考えでございます。

戻りますが、時間前市場にシングルプライスオークションを入れるか入れないかという、それだけの判断ではなく、やはり全体市場を見ながら、どこで事業者がどうすることを想定してつくっていくのかという部分が大事かと思っております。さらなる検討をしていくこと、詳細な検討というか、その大きな絵の検討がまずは必要なのではなかろうかなど考えております。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。それでは、中野オブザーバー、お願いいたします。

○中野オブザーバー すみません、手短かに発言いたします。若干細かい話になってしまいますけれども、今日の議論を伺って、回数の議論には特に触れられていなかったように思います。今後シングルプライスオークションを設計される中で、複数回実施するという方法もあるように思っておりますので、必ずしもそれがいいとは申しませんが、議論はあっていいのではないかと考えています。

それから、スポット市場のタイミングの見直しですけれども、これはもう重々御承知のことだと思いますけれども、当然、後ろ倒しになればその分市場に出てくる量というのは減る可能性もありますので、その点は御配慮いただきたいということです。

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。よろしいでしょうか。

それでは、事務局から何かコメントはございますでしょうか。

○迫田取引制度企画室長 様々御指摘いただきましたけれども、やはり今回の話というのはシングルプライスオークションを時間前に導入するというだけでなく、全体論で御議論させていただきたいというふうに考えているところでございます。國松さんのほうからも御指摘をいただいた点はありますけれども、スポット市場と時間前市場の関係、こういったところも含めて引き続き議論をさせていただきたいというふうに考えているところでございます。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。本件につきましては、オブザーバーの方から実務的な御懸念も示されたところではありますけれども、委員の先生方からは特に強い御異論はなかったですし、むしろ大きな期待を示していただいたというふうに思いますので、

事務局案のとおり進めたいというふうに思います。

事務局におかれましてはその方針で対応を進めていただきますようお願いいたします。

最後になりますけれども、議題(8)「自主的取組・競争状態のモニタリング報告（令和3年4月～6月期）」につきまして、事務局から説明をお願いいたします。

○迫田取引制度企画室長　それでは、資料10に基づきまして、自主的取組・競争状態のモニタリング報告、定期報告になりますけれども、今回は令和3年4月から令和3年6月期の御報告をさせていただきます。

8ページを御覧ください。スポット市場の約定量でございます。当期間におけるスポット市場の約定量は717億kWhでございました。前年同時期対比では1.0倍となっております。

11ページを御覧ください。当期間におけるスポット市場のシステムプライスは、平均6.8円/kWhでございました。前年同期間の平均4.8円/kWhと比べて上昇しております。

12ページを御覧ください。スポット市場のエリアプライスでございます。各エリア共通して前年同期間の平均価格と比べて高値でございます。

15ページを御覧ください。当期間における時間前市場の約定量は、7.5億kWhでございました。同年同時期対比では0.6倍となっておりますけれども、同年同時期は主に2020年6月にスポット価格が相対的に安価であったことによる旧一電の経済差替えでの約定であるとか、スポット市場におけるシステムトラブルによる追加調達などが発生したことから、約定量が大きく増加しておりました。そのため、今年度は低くなっているということでございます。

18ページを御覧ください。時間前市場の平均約定価格でございますが、7.1円/kWhでございました。前年同期間の5.5円/kWhと比べまして上昇しております。

19ページを御覧ください。先渡市場取引における約定量・入札量の概況でございます。当四半期は、主に7月、8月の受渡し分の週間・月間商品が多く約定しているところでございます。

こちらにつきましては、20ページを御覧ください。先渡市場における取引、これまでは4月から6月は少なく、需要期である7月から9月に集中してございましたけれども、今年度は4月から6月に7月・8月の商品が取引をされておまして、4月～6月期の約定量としては過去最高となっております。

25ページを御覧ください。余剰電力の取引所への供出状況でございます。前年同期間と比較しまして、サンプルである特定日、3日間における入札可能量が減少しております。

29ページを御覧ください。旧一電の売り札の引上げ状況でございます。ゲートクローズ 1 時間前以降において札を残していない事業者は 3 社でございます。2 社におきましては、4 月からの需給調整市場の開場に伴いまして、システム対応の必要性が生じたことによりまして一時的に引上げ時間を早めていたということでございます。E 社におきましては、作業時間の見直しを行うことで引上げ時間を改善しておりました。引き続き各社の見直し状況をしっかりとモニタリングしていきたいと考えております。

37ページを御覧ください。J E P X の取引量でございます。2021年 6 月における日本の電力需要に対する J E P X 取引量でございますが、そちらの比率は 40.9% でございます。

43ページを御覧ください。J E P X スポット価格と燃料価格でございます。燃料価格の長期トレンドは、一般炭はほぼ横ばいで、L N G 及び C 重油は 2014 年をピークに下降して、2016 年以降上昇傾向となっております。L N G は 2019 年以降低下傾向にございますけれども、当四半期におきましては L N G 価格が上昇傾向にございます。J E P X のスポット価格の長期トレンドにつきましては、L N G や C 重油とほぼ同様の動きとなっているところでございますけれども、2019 年以降の低下の程度は一般炭及び L N G に比べて大きい状況でございます。他方で、足元の L N G 価格が上昇しているということもありますので、今後のスポット価格の状況についてもしっかりと注視をしていきたいというふうに考えているところでございます。

45ページを御覧ください。新電力のシェアでございます。2021年 6 月時点における総需要に占める新電力の割合は約 21.3% となっております。

50ページを御覧ください。スイッチングの動向ということで、規制料金メニューから自由料金メニューや新電力のスイッチングにつきましては、2021年 6 月時点で全国 43.0% となっております。

52ページを御覧ください。旧一般ガス事業者の相対取引の状況ということで、2021年 6 月末時点において、全国の都市ガスの小売供給量に対する 1 G / 2 G の相対卸供給量の割合は約 10% となっております。

53ページを御覧ください。スタートアップ卸の利用状況でございますが、前回の御報告から変更はございません。11 件となっております。

事務局からの説明は以上となります。

○武田座長 ありがとうございます。こちらは報告事項ですので、質問については後刻個別に事務局にお問合わせいただくことでお願いしたく存じますが、特に何かこ

ここで御発言されたい方はいらっしゃいますでしょうか。よろしいでしょうか。

ありがとうございました。本日予定していた議事は以上でございますので、議事進行を事務局にお返ししたいと思います。

○鶴田総務課長 長時間ありがとうございました。

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

それでは、第65回制度設計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——