

## 第72回制度設計専門会合

日時：令和4年4月21日 10：00～13：00

※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）

○靄田総務課長      それでは、定刻となりましたので、ただいまより電力・ガス取引監視等委員会第72回制度設計専門会合を開催いたします。

私は、事務局総務課長の靄田です。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・随行者を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。

また、本日は大橋委員、山内委員は所用のため、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      おはようございます。本日の議題は、議事次第に記載した8つでございます。

それでは、議題1「発電側課金に係る検討について」に関し、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      ネットワーク事業制度企画室長の内田でございます。お手元の資料3を御覧ください。

2ページでございます。まずは、発電側課金に係る検討状況について御報告いたします。

発電側課金につきましては、①送配電網の効率的利用の促進並びに②送配電関連費の回収の確実性の担保及び公平な負担を制度趣旨として、新たな託送料金制度（レベニューキャップ制度）の導入に合わせ、2023年度からの導入を目指し、詳細設計を進めてまいりま

した。

その後、再エネの主力電源化や基幹送電線利用ルールの見直し方針が打ち出される等、電力業界を取り巻く環境は大きく変化いたしました。2021年10月に閣議決定されました第6次エネルギー基本計画におきましては、S＋3Eを大前提に再生可能エネルギーに最優先の原則で取り組むという方針の下、円滑な導入に向けて、導入の可否を含めて検討と、その記載ぶりを変更となったところでございます。

そうした情勢の変化を踏まえ、再生可能エネルギーに対する発電側課金の在り方や負担調整の在り方について改めて検討する必要があるとの趣旨の下、昨年12月に資源エネルギー庁にて開催された大量小委におきまして、発電側課金を含めた送配電関連の費用回収の在り方については、2024年度を念頭に、できる限りの早い実現に向けて、関係審議会等において検討を行い、2022年中に結論を得ることとされました。議論に際しましては、導入を前提に、これまで様々な制度設計を行ってきたところ、なぜ発電側課金の議論だけ先送りされているのか、早急に導入すべきではないかといった意見が多数上げられたところでございます。

こうした中、当委員会といたしましても、第6次エネルギー基本計画の方針と照らし合わせた上で、再エネ最優先の原則の下、発電側課金の円滑な導入に向けて、その導入意義や導入可否について、改めて整理を行いたいと考えております。

次、3ページでございます。発電側課金の導入趣旨につきましては、御参考まで、過去の資料を添付させていただいております。説明については割愛させていただきます。

4ページ、これまでの検討経緯でございます。2016年の検討開始より約6年間の経緯、議論を重ねてきましたが、一番下に記載のとおり、昨年12月、大量小委におきまして、発電側課金を含めた送配電関連の費用回収の在り方について、本年中に結論を得ることとなりました。

7ページまで参ります。2つ目の丸以降でございます。昨年10月に閣議決定されたエネルギー基本計画におきまして、発電側課金については、その円滑な導入に向けて、導入の可否を含めて引き続き検討を進めるとされました。

今後、エネルギー基本計画に基づき再エネ導入を加速化する中で、太陽光や風力等の再エネに新たな負担を求める発電側課金の円滑な導入に向けては、既設のFIT再エネ電源や、非FIT／卒FIT電源に対する発電側課金の在り方、負担調整の在り方等について、エネルギーを取り巻く情勢変化を踏まえて改めて整理を行う必要があると整理されました。

同時に、送配電網の増強費用等、再エネの導入拡大に伴い増大する送配電関連費用の安定的かつ確実な回収に向けて、再エネ賦課金を活用する新たな交付金制度を通じた費用回収と、レベニューキャップを通じた費用回収のあるべき姿について、改めて検討する必要があると整理されました。

2024年度を念頭に、できる限り早期の実現に向けて、上記諸課題について関係審議会等において検討を行い、2022年中を目途に結論を得ることとしてはどうかと大量少委の場で提示があったところでございます。

次の次のページになります。このページと最後のスライドにつきまして御説明をさせていただきます。9ページのスライドにつきましては、こうした状況を踏まえまして、第6次エネルギー基本計画の方針を踏まえた発電側課金の導入意義についての考え方を整理したものでございます。

再生可能エネルギーの最大限導入に向けた最優先の原則での取組が求められているところでございますけれども、発電側課金の制度趣旨につきましても、第6次エネ基における再エネ主力電源化に向けて、必要となる送電設備の増強や維持、運用を効率的かつ確実に進めるとともに、再エネを含めた電源による効率的な系統利用の促進に資するものであるから、再エネ最優先の原則を踏まえ、当専門会合としては、発電側課金を再エネの導入拡大に資する施策として検討するものであると考えております。

上記整理を踏まえますと、当専門会合としては、第6次エネ基において明記された発電側課金の円滑な導入の観点からも、太陽光発電や風力発電等といった一部電源については、発電側課金において一定程度の配慮を行うことも考えられるものの、発電側課金の制度趣旨、効果は現在のエネルギー政策の措置内容、方向性と整合的であると考えております。

次のスライドに参ります。発電側課金に係る今後の検討の在り方について整理したものでございます。

2つ目の丸でございます。当専門会合といたしましては、発電側課金は、先ほどのスライドにて述べましたように、制度の在り方については一定程度の配慮を行うことも考えられるものの、その制度趣旨、効果は現在のエネルギー政策とも整合的であり、発電側課金の導入意義はあると考えております。

さらに、2023年度より導入されるレベニューキャップ制度と連動しつつ、再生可能エネルギーの導入拡大に伴い増大する送配電関連費用の安定的かつ確実な回収という観点からも、エネルギー基本計画、ひいてはマスタープランの着実な実施に向けた費用回収の手段

としても、発電側課金の効果は期待できるとも考えられます。

当該整理を踏まえますと、引き続き関連審議会等におきまして、発電側課金を含めた送配電関連の費用回収の在り方に係る検討を進めていくことが妥当であると考えています。

以上、事務局として御報告させていただくとともに、委員の皆様の御意見を頂戴いたしまして当専門会合の考えを整理させていただければと思います。御審議のほど、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、ただいまの説明につきまして、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。

なお、本日欠席の山内委員より、事務局案について賛同であり、早期に発電側課金を導入すべき旨、コメントをいただいております。

それでは、チャット欄に御記入をお願いいたします。それでは、岩船委員、お願いいたします。

○岩船委員     御説明ありがとうございました。私も、この発電側課金の件に関しましては議論にずっと加わってまいりまして、この議論が今ストップしていることに非常に懸念を持っております。

基本政策小委のほうでも意見書を出させていただきましたが、本来セットであった、発電機の接続費用の一般負担上限の見直し？は行われたのに、発電側課金の議論だけ先送りされている状況が続いております。

やはり、このネットワーク費用を一般負担化するというやり方は、ある意味、強い反対意見が起こらないですし、特にこれから増加が期待される再エネに対するビハインドみたいな受け止め方もされているところがあり議論がしづらい面はあると思うのですけれども、御説明いただきましたように負担と受益のバランスをしっかりと適正化して、公平性の確保という点から、この発電側課金は重要だと思っております。

今後、電力需要は伸びない中、これからもローカル系統、基幹系統を含め大幅な系統増強が再エネ導入拡大のために見込まれておりますので、負担と受益の丁寧な議論をするためにも早急に発電側課金に関する議論をお進めいただきたいと思います。どうぞ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した。まず、委員の皆様の御発言を優先するというこ

とで、草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員　草薙です。ありがとうございます。私も岩船委員のお話に全く賛成でございます。事務局の御説明も丁寧でしたし全く異存ございません。思いますに、この資料にも書いてございますが、最後のほうに第6次エネ基の方針と照らし合わせた上で、再生可能エネルギー最優先の原則の下、発電側課金の円滑な導入に向けて、その導入意義や導入要否について改めて整理とのことですが、私はやはり、発電側課金の制度の導入は必要だと思います。

最近も東京電力と東北電力の各エリアで、今月のことでしたけれども、一部の再生可能エネルギー発電事業者を対象に、発電の一時的な停止を指示する出力制御が行われたところであります。他のエリアでも、このようなことは発生した経緯があり、発電容量に余裕のあるところに電源を立地いただくよう誘導することが、少なからず問題の解消に資することを理解される必要があると思います。

再生可能エネルギー発電が出力制御を受ける状況がある以上、早期に発電側課金を導入して、少しでも、このような状況が発生しにくくなる仕組みを導入されるべきであり、それが結局、より一層再生可能エネルギーの大量導入に資することとなり、発電事業者への恩恵として戻ってくると考えます。このことを付け加えたいと思います。

以上です。ありがとうございます。

○武田座長　ありがとうございます。それでは、松村委員、お願いいたします。

○松村委員　私も山内委員、岩船委員、草薙委員の御意見に全て賛成です。御指摘、全くそのとおりだと思います。それから、事務局案も、合理的に適切に出されていると思います。全面的に支持します。

スライド9で、発電側課金は再エネの導入拡大にも資する政策だという、そのように検討していくということですが、もう既に、今まで議論されていたものでも再エネの導入拡大にも資する政策だと私は確信しています。

このまま利害関係者が、ずるずると反対を続けて、ずるずると先延ばした結果、合理的な制度が導入されない事態になり、それを後から振り返れば非常に非効率的な電力システムになってしまった、高価格な電気になってしまったということになったときに、その原因の1つが、そのせいだとなれば、再エネに対する信頼を失うことになりかねない。そんなことになれば、再エネ推進の障害にもなりかねない。

この制度は、いろいろなところで効率化に資するもので、再エネの導入拡大にも資する

重要な政策だと思っていますので、ぜひ、この事務局案のとおり進んでいくことを期待しております。

以上です。

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

○圓尾委員      私も、この事務局案は全て、もっともな提案だと思いますし、委員の先生方がおっしゃったことも全て賛同いたします。これだけ議論を尽くしてきているわけですから、速やかに発電側課金は導入すべきだと思います。やはり再エネを大量に導入していかなければいけない、今までとネットワークの使われ方が変わってくる中で、いかに効率的な設備形成を促すかという観点で不可欠なものだと思いますので、一部の利害関係者というお話もありましたけれども、本当に反対する理由がないと思います。速やかに議論をさらに進めていっていただきたいと思います。

以上です。

○武田座長      ありがとうございます。それでは、末岡委員、お願いいたします。

○末岡委員      ありがとうございます。既に意見が出ているところと重なってしまうのですけれども、私も今までのほかの委員の御発言と同様、事務局案に賛成です。

2 ページでしたか、慎重な意見が別の委員会であったというところについて、どういうものだったのか、理由について教えていただきたいなと思います。

今後は、そうした料金が入ることを前提に発電事業に参入すると思いますので、導入を遅らせることの合理性が十分に理解できないところです。

また、フェアな料金制度は早期に導入すべきだと思いますし、もともと、この議論が始まる前から参入していたという事業者に対する激変緩和措置のようなものが需要であれば、それは開始時期にかかわらず検討すればいいと思いますので、事務局案に賛成で早期の実現をお願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した。それでは、一般社団法人日本風力発電協会の松島オブザーバー、お願いいたします。

○松島オブザーバー      発言の機会をいただき、ありがとうございます。日本風力発電協会の松島でございます。

風力発電協会からは、3つのポイントについて発言させていただきます。1つは総論的なこと、2つ目は既認定の扱いについて、3つ目は今後のこの検討の扱いについて発言さ

せていただきます。

1つ目、総論、総意でございますが、風力発電協会としましては発電側課金を含めた送配電の費用回収について承知しているものでございます。過去数年間にわたり制度設計してきたことをベースに、今後も制度設計を進めていただきたいと考えてございます。

2つ目は、既認定の案件でございます。風力発電協会は既認定のFIT電源の調整措置、そしてノンファーム電源への課金の扱いについて、これまで意見してまいりました。引き続き各審議会との歩調を合わせて検討を進めていただきたいと存じます。

3つ目は、今後の検討についてのお願いでございますが、再エネ最優先の原則の下でという整理には大いに賛成するものでございます。再エネを含めた電源による効率的な系統利用の促進に資することを確信いたしますが、系統の維持、増強の便益の最終的な受益者は国民であるというように考えることから、発電側課金を含めた送配電の費用回収の在り方については、電源の種による偏りがないような整理が必要と考えておりますので、よろしく願いいたします。

以上3点でございます。

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

○松本オブザーバー      ありがとうございます。九州電力の松本でございます。第6次エネ基との関連について、発電事業者BGの立場で発言いたします。

スライド9の黒丸4つ目に、第6次エネ基において、特殊性を持つ太陽光発電や風力発電といった一部発電について、発電側課金において一定程度の配慮を行うことも考えられるとの記載があります。この一定程度の配慮に関しましては、それが再エネ電源の負担を軽くして再エネ以外の電源と負担に差を設けるということではないと考えます。

弊社もグループ会社も含め再エネを多く保有しているわけでございますけれども、やはりネットワーク設備というものは公共財でありまして、接続に対して公平な負担の下で利用すべきものであると考えます。

したがいまして、発電側課金はkW料金、kWh料金、電源種別によらず公平とすべきと考えます。これまでいろいろな議論をしてまいりましたが、速やかに議論を進めていただきたいと思います。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した。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 関西送配電の白銀でございます。

発電側課金について、委員の皆様からも御発言をいただきましたが、受益に応じた費用負担の在り方や、電源の効率的な系統利用、そして、割引制度を組み合わせることにより立地誘導効果をもたらし、再生可能エネルギーの接続に伴う設備増強費用の抑制につながるという導入意義の下、制度設計専門会合において議論を進めてきたと認識しております。

一般送配電事業者としましても、これらの意義を踏まえて今後早急に発電側課金の導入に向けた整理がなされるよう検討に協力してまいりたいと思います。どうぞ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、太陽光発電協会の増川オブザーバー、お願いいたします。

○増川オブザーバー 太陽光発電協会の増川でございます。ありがとうございます。

私どもといたしましては、発電側課金の導入の趣旨につきまして十分理解し、その導入自体に反対するものではありません。しかしながら、既認定のFIT案件等に関しましては、一旦課金して、また後で調整するといったような手間は行政上の負担になるかもしれませんけれども、そういうことを回避するためにも、例えばですが、最初から課金しないといった選択肢も、ぜひ検討していただければと思います。

あと、発電側課金の負担のレベルですけれども、これはあくまでも試算ですが、全電源の平均で約0.5円というような試算もあります。一方、太陽光の場合は大体、1kWh当たり1円というように平均の倍程度の負担になるというように想定しております。

この1円とか0.5円というレベルですけれども、太陽光の場合、特にFITからの自立に向けて事業者はコスト低減を進めておりますが、1kWh当たり10円を切るようなレベルに今なっております、このような1円というのは負担としては非常に決して小さくないというのを御理解いただければと思います。

もちろん、発電側課金だけを見れば太陽光発電等で非常に、もしかして普及のブレーキになるということも懸念されるわけでありまして、制度全体としてどのような受益のバランスになるかということが重要だと考えております。

そういうことで、負担と受益のバランスを考慮しつつも、できるだけ太陽光発電の普及のブレーキになることがないように、発電側で増えた負担額が売電単価にスムーズに転化



ができるというような方法、それから、負担に見合った系統増強がローカル系統、それから配電系統を含めて実施されて系統制約の克服が迅速かつ着実に進むことが肝要だというように考えております。

以上でございます。どうもありがとうございます。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した。ほかにいかがでしょうか。よろしいでしょうか。  
——ありがとうございました。それでは、事務局からコメントございますでしょうか。

○内田NW事業制度企画室長      事務局でございます。事務局といたしましては、本日も皆様から、発電側課金をむしろ早く導入すべきだ、ちょっとスピードが遅いのではないかと、お叱りを受けたのではないかとというような認識でおります。

末岡委員から御質問がありました、慎重な意見はどういうものだったのかという話につきましても、今日御参加のオブザーバーの皆様の御発言と同じように、導入そのものには賛成なのだ、そこについては応援していくという中で、既設FITの扱いでございますとか、あとは再エネ普及促進に対して阻害とならないように、そういったところの制度設計で慎重なところをよろしくお願いいたしますといった御意見であったと理解しております。

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した。本件については委員の皆様から、可能な限り早期の発電側課金の導入を強く求めるという御意見が多く寄せられたところでありますので、事務局案のとおり、当専門会合の考えとして整理したいと思います。

なお、本日の議論結果を踏まえ、資源エネルギー庁の審議会においても、発電側課金を含めた送配電関連の費用回収の在り方の検討を進めていただきたいと思います。

ありがとうございました。それでは、議題2に移りたいと思います。少しお待ちください。

それでは、議題2「旧一般電気事業者のスポット市場における自主的取組について」に関し、事務局から説明をお願いいたします。

○東取引制度企画室長      スポット市場における自主的取組について、資料4に沿って御説明させていただきます。

もともと、スポット市場において、旧一般電気事業者が、余剰全量限界費用ベースで市場に球出しを行っているわけですが、これはあくまで自主的取組という形で行われてまいりまして、ガイドライン上の位置づけが明確でないということで、昨年6月の本会合においてきちんとガイドライン上の位置づけをしていくべきではないかという方向で御

議論をいただきました。

それを踏まえまして、具体的にどのようにガイドライン上に位置づけるのかというのと、そのときの対象事業者の考え方をどうするかという点について御議論いただければと思っています。

ここは参考で、今の適取ガイドラインの位置づけをお示ししていますが、4ページ目、現状は相場操縦に関する規制がございまして、ここに絡めて実際には監視を行っているということであります。

7ページ目でございます。これはまさに、前回御議論いただいた際に、需給調整市場における議論を参照しながら検討していけばよいのではないかというように御議論いただいております。需給調整市場に関しましては、大きく申しますと事後的措置としての相場操縦規制というもの。これは全事業者を対象にした法的措置というものに加えて、事前的措置として、具体的な入札に関する規律を設けて、それを遵守するよう要請するという2段階の建てつけになっておりまして、スポット市場で今回検討するに当たっても、同じように事後的措置と事前的措置という考え方を採用してはどうかということを考えております。

それで、実際にガイドライン化するに際して、記載する事項として御提案、ここで書かせていただいているのが3点ございます。9ページ目です。

まず1つ目、事後的措置に関して、先ほど申し上げたように適取ガイドラインに相場操縦規制の記載はありますので、既に規制は存在しまして、それに関してセーフハーバーという考え方がこれまでも整理されておりますので、このセーフハーバーの考え方をガイドライン上にきちんと書き込むこととしてはどうかということを書いております。

次に2点目ですが、先ほど申し上げた需給調整市場ガイドラインに倣う形ですね。事前的措置として具体的な入札規律の要請という点についても、ここで書かせていただいております。具体的には、2つ目のポツですが、市場支配力を有する可能性の高い事業者に対しては上乘せの事前的措置として、余剰全量限界費用で市場に供出するというのを要請することとしてはどうかと書かせていただいております。

それから、3点目。15ページですが、この余剰全量限界費用での球出しというのは、プライステイカーにとって経済合理的な行動であると考えられることから、先ほど申し上げた、支配力を有する可能性の高い事業者に限らず、全事業者にとって望ましい行為と考えられるので、望ましい行為においてもガイドライン上で記載することとしてはどうか。

この3点を書かせていただいております。

次に、17ページ目、対象事業者、つまり市場支配力を有する可能性の高い事業者の考え方について書いております。

ガイドラインに関して、規律に基づいて球出しすることを要請するというのに際しては、客観的な基準に基づいて対象者をきちんと整理する必要があるのではないかと考えております。ここでも需給調整市場を参考にして、エリア分断の頻度ですとか市場支配の観点から、そういった対象事業者を切り分けることとしてはどうかと。

最後のポツですが、具体的には、まず市場の地理的範囲を確認した上で、次に支配力を有する可能性の高い事業者の基準を整理するというステップを踏んではどうかと書いております。

まず、その地理的範囲ですけれども、18ページ目と19ページ目で、スポット市場における市場分断率のデータをお示ししております。18ページ目が直近のもの、19ページ目がもう少し長い経年でのデータを取ったものでして、こちらを御覧いただきますと、特に北海道・本州、それから東京・中部、中国・九州の間で一貫して分断の発生が高いというのが見て取れるかと思っています。

このことを踏まえまして、地理的に区分するのであれば、以下のとおり、北海道、東京・東北、九州以外の西日本、最後に九州という4エリアで区切るのが適当ではないかと考えております。また、こうした区分については市場分断率を見ながら随時、1年ごとに見直すこととしてはどうかと書かせていただいております。

次に、ではその上で対象事業者をどのように判定していくのかということですが、FERCにおいては市場シェア20%というのと、その事業者がピボタルかどうか、PSIという判定を行っておりまして、需給調整市場でも同じ考え方をしていますので、基本的には、これを参考にしながら考えていってはどうかと思っております。

下に4つ、具体的にこういう基準案としてはどうかと書いております。

1つ目は、まず潜在的な供給力をしっかり考えるという観点から、市場への売入札量ではなくて、どれだけの発電容量を持っているかということをもとに考える、そこを基準に見るべきではないかと。

2点目ですけれども、仮に発電設備そのものを持っていないとしても、発電事業者との長期固定的な相対契約などによって電源を確保している場合、実質的に大きな供給力を持つというように考えられますので、そうした契約によって確保している電源も同じ基準に

基づいて支配力を持っている可能性があるとして見るべきではないかと。

3点目ですが、スポット市場は取引規模も大きく、また、シングルプライスオークションということもあって、仮にですけれども、合理的に言ってない？といえますか、そうした行動に基づいて約定価格が決まった場合に、影響を及ぼす範囲がより大きいということで、より慎重に考えていくという観点から、まずはシェア10%とP S Iというのを取り入れて、その後、特に問題がなければ基準を20%へと見直すというように、例えばなのですけれども、こうした段階的な適用を。経過措置的といえますか、少し段階的な運用を考えてはどうかと。

最後に、先ほどと同様に、こうした事業者の範囲は毎年見直すこととしてはどうかというところを書かせていただいております。

それから、25ページ目。これはH J K Sに登録されている発電容量ベースで、先ほどの考え方に基づいて試算をしますと、エリアとして北海道、東、西、九州と分けた上で、こうした考え方を取ると10%を下回るというのは北陸、四国の2社。それから、10から20%の間は東北、中国の2社。残りの会社は20%を超えると。

P S Iの結果は、先ほどの20%までの4社に関してはピボタルではないという判定になる一方で、残りの5社についてはピボタルであるという。これはあくまで、契約部分は考慮していなくて、H J K Sに登録されている自社の発電容量だけに基づいて計算した結果になります。

それから、26ページ目。発電分離した事業者における小売部門の取扱いを書いております。基本的に対象事業者の考え方は、入札主体ごとに考えるのが適当なのではないかと。ただ、先ほど申し上げたとおり、自社で発電設備を持っていなくても実質的に電源を確保している場合には同じ基準に基づいて市場支配力を判定するべきではないかと。

なお、こうした考え方は、過去の業務改善勧告事例においてもまさに同じ考え方を取っておりまして、それと同様の考え方であるということをお示ししております。

それから、29ページですが、先ほど申し上げた段階的な適用ということで、2ポツ目ですが、具体的には、仮にこうした考え方を採用するとして、外れた、対象ではないとされた事業者について一定期間経過後に問題となる入札行動がなかったかというレビューを行いまして、特に問題がなければ先ほど申し上げたように20%へと見直す。

逆に、何か問題があるということになれば、市場シェアの基準を下げることも含めてまた見直す必要があると。こういった形で進めていけばどうかと書いております。

30ページ目ですが、今実際の監視の実務としまして、例えば足元で30円以上とコマが高騰した日にはコマごとに、全部のコマについて供給力から供出可能量、実際の市場供出量というのを合理的な、整合的な数字になっているかというのを事務局のほうでチェックしているわけですが、こうした市場支配力を有する可能性が高い事業者ではないと判定された場合には、こうした重点的な監視の対象から外していくことが適当なのではないかということを書いております。

それから、このパートの最後ですが、適取ガイドライン全体を見渡しますと、旧一般電気事業者という——区域において一般電気事業者であった発電事業者という表現がいろいろな箇所で使われておりまして、そこについてどう考えるかという点があるわけですが、今回の御議論に関しては、あくまでスポット市場における球出しについての対象を御議論していただき整理していくものでありまして、それ以外の箇所につきましては、それぞれの取引の性格ですとか、そこでの旧一電の市場支払い力、市場の影響力というのを勘案しながら、個別具体的に判断していくのではないかと考えております。

それから、最後に3点目、3つ目のパートで、ガイドライン化するに際して、余剰全量限界費用とは何だということを定義していかないといけないと思っております。これについては、これまでこの審議会で御議論いただいたことを、何か新しいことではなくて、これまでの整理をきちんと文字化していくということを書かせていただいています。

具体的には、余剰全量というときには、こういうことに基づいて考えていくということと、限界費用につきましては、既に御議論いただいたとおり燃料制約時には機会費用的な考え方もあり得る。それから、再調達価格を考慮した限界費用もあり得ると。こういった概念を反映させていくのが適当ではないかということを書かせていただいております。

長くなりましたが、私からは以上となります。

○武田座長     ありがとうございました。それでは、ただいまの説明につきまして、御質問、御発言の御希望がありましたら、チャット欄でお知らせください。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。事務局におかれましては、丁寧な御説明、どうもありがとうございました。

大きく3点ほどコメントを申し上げたいと思います。

今回の12スライド目でしょうか、要請という言葉が使われておりますけれども、要請という言葉自体が、法的な位置づけがそれほど明確ではないと思いますので、少し確認をさ

せていただければと思います。既に自主的取組ということで、その取組について表明されている事業者においては、現状で限界費用ベースでのスポット市場への余力の投入ということを行っていらっしゃると思いますし、恐らくその取組は、今回のことでそれをやめるという話ではないというように理解しておりますので、既に現状で行われていることについて、ここであえて要請という形を取ることにについての、目的ですとか趣旨のようなものについて確認できればと思っております。

既にされている行為ということですので、重ねて行政指導ということではないかと思しますので、今回の件については監視の運用の明確化、事前の監視について、対象事業者の範囲をこのとおりにする、明確化するということが個人的には理解しているのですが、そのような理解でよいのかどうかというところを確認させていただきたいと思っております。

2点目については、32スライド目で、市場支配力の高い事業者についての考え方を少し触れていらっしゃいますけれども、今回、スポット市場における、事前の監視の範囲の明確化、運用を今回改めて考えるということであれば、こちらについては特にはねることはないのかもしれませんが、今後、卸市場における市場支配力を考えるに当たって、全面自由化の頃と比べてまた別途の考慮をされるということになるのであれば、卸市場の構造、実態はどう変わったのかということについては、その際、丁寧に検証し、お示しいただきたいと考えております。

JEPXの取引量としてかなり増えていることは認識しておりますけれども、グロス・ビディングや、間接オークションによる量も、全体の増加という面でかなり大きいかと思しますので、個人的には単純に量を比較して、エリアまたぎの卸が活発になった、自由化の頃と比べて非常に活発になったとまでは、まだ目に見えて理解できていない気もしますので、今後この辺りも、もし触れることがあれば、その辺りは丁寧に検証していただきたいと思っております。

最後に、38スライド目についてですけれども、今回様々な点をガイドラインで明確化することについて、対応方針については賛成でございますが、機会費用も含めて限界費用の定義を明確化するに当たりましては、先日この場でも申し上げたと思っておりますけれども、機会費用を考慮に入れる場合には余剰電力の全量を投入するという、余力との関係でも、恐らく少し書きぶりが変わってくるように思います。個人的には、従来の、いわゆる余力の外的話であると理解しておりますので、その点も含めて文言の明確化ということで検討し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、松村委員、お願いいたします。

○松村委員      申し訳ありませんが、私は今回の事務局案に賛成しかねます。特に、例として出されたものに関してはとても賛成できません。

まず、事務局の説明でも強調されていたのですが、スポット市場が基幹的な市場だということとは十分に認識していただきたい。これは調整力市場だとか、時間前市場だとか、リアルタイムマーケットだとかというようなところの——基本的にはスポットマーケットをある種参照するというか、指標にするというか、そこでの裁定取引が働いて、そこで無茶な価格の動きだとかが出てくれば、ある程度監視できるという側面もある。つまり、スポット市場は相対取引も含めた多くの市場の参照先になり、裁定先になるととても重要な市場。他の市場のやり方を参照するのはいいと思いますが、同じやり方をするのが本当にいいのかという点は十分考えていただきたい。

まずスライド18のところですが、明らかに分断率が高い連系線があることは示していただいたのですが、明らかに高い市場だから、取りあえずこう分けたらどうかという案に関して、それ以外のところは分断率が低いと考えてもいいのかは、もう一度よくよく考えていただきたい。中部関西間の連系線にしても、あるいは中部北陸間の連系線にしても、例えば中部関西間だったら8月、12月はこんなに分断している。

いわゆる需要期で、調整力市場なら、例えば3次調整力①が調達される量は少なくなる時期なのでいいのかもしれませんが、スポットで言えば価格が一番高騰しやすい重要とき。そんな時期にこんなに高い率で分断するものを、本当に一体の市場と見てもよいのか、十分考えていただきたい。

分断に関して、月ごとで見ればそれなりに分断している、あるいは補修だとかが行われているようなときにはそれなりに分断するというようなところについても、本当に同じ市場とみなしてよいのか、すごく疑問に思っています。

次、スライド25のところ。これがもっと衝撃的だったのですが、もともとこの議論を始めたときに、説明は、自主的な取組として、旧一般電気事業者は余剰電力を限界費用で出している。これをガイドラインで明確に位置づける。したがって、今まで本当に自主的な取組としてきちんとやられていたところについては実質何も変わらない。実質は何も変わらないのだけれども、フォーマルに位置づけるということで、もし本当にやっていないところがあったとすれば、より厳しい規制になるという受け止めで支持してきたのに、ガイ

ドライン化するというどさくさに紛れて、2つの会社はまず外し、さらに2つの会社は一時的に見るけれども、その期間も当然今までどおり限界費用で出してくださいと思いますから、数年間見て、やはりちゃんと出してくれていましたね、だからもう監視から外しますという提案になっているように見える。

これでは、ガイドライン化したことによって、より明確化すると説明していたのにもかかわらず、実質も変えてしまうということなのではないか。そうでなくても危惧すべきことなのに、これだけ卸市場価格が高騰している局面で、あえてそういうメッセージを出す方がいいのか、すごく強く危惧しています。

事前規制、事前監視はしなくたって、望ましい行動として位置づけるわけだし、よっぽどおかしい行動をしていれば相場操縦としてちゃんと監視するから大丈夫だということも1つの説明にはなると思うのですけれども、これはもう明らかに、明確に旧一般電気事業者は2社外すという提案になっていて、もともとガイドライン化するという説明していたこととコンシステントなのか、大いに疑問に思っています。

スライド32にも少しは書いてあるのですが、旧一般電気事業者は特殊な会社だということとは十分に認識していただきたい。少なくとも、今問題になっている4社に関しては、子会社として送配電部門を持っている特殊な会社だということは十分認識していただきたい。子会社である送配電部門に関して、もちろん絶対にそんなことはしないし、広域機関等でも十分監視しているので、そのようなことがないことが前提にはなっているのだけれども、連系線を中心とした基幹送電線の補修計画等についても非常に大きな役割を果たし、市場分断をコントロールできる。そういう特殊な独占会社を子会社としている会社だということとは十分に認識していただきたい。

その上で、これは非常に重要な市場だから、基準は20%が原則なのだけれども、それを一旦10%というので何年間か見ますという経過措置に対して、私は対案を提案します。対案は、今回出されたような分析で市場を確定し、20%の基準で対象を確定するのをベースとして、経過措置として、それに追加してそれぞれの市場のサブセットというか、サブ市場をもう一度検討する。

連系線については、過去5年間で1度でも詰まったようなことがあったものについては一体市場にみなさないと言う発想で市場を確定し、仮にその狭く確定した市場で50%以上のシェアを持っている事業者は、今回提案されたメインの分析での対象事業者の基準に当てはまらなくても、暫定的に追加で事前監視の対象にする。暫定措置というのは、今まで



1回でも詰まった、過去5年間1度でも詰まった連系線については分離した市場とみなすという基準を徐々に変えていって、それでこの追加的なサブセットの監視で追加的に対象者となる事業者がいなくなるほどに基準が緩くなり、結果的に暫定措置から卒業していく。

最初の段階では0%から始めて、数年後、例えば3年後の見直しに際しては、これを各月ごとに分解して、それぞれ、一番分断率が大きかった月でも5%を超えなかったところは分断していないとみなす。更に数年後の見直しの際には、5%を10%、15%、20%と上げていって、市場の動向などを見ながらではあるとしても、最終的にサブセットの追加監視が不要になる形で、暫定措置を実質的になくしていくほうが、暫定的には取りあえず10%で見るなどという中途半端なやり方よりもずっとよいと思います。

同じことを繰り返して申し訳ないのですが、今まででも、例えば関西エリアに電源があるのと中部エリアに電源があるのは、本当に全く同じなのか、ということが大きな問題になっていたわけで、不安は、シェアが20%では大きすぎるということではないのではありませんか。スポット市場という基幹的な市場を見るときに、本当に、その2つのエリアに位置している電源を同じとみなしていいのか、という点については、もう少し慎重に見る必要があると思います。

以上です。

○武田座長      ありがとうございました。オブザーバーの方も含めまして、ほかに御発言いかがでしょうか。松本オブザーバー、お願いいたします。

○松本オブザーバー      九州電力の松本です。

適取ガイドラインの望ましい行為の位置づけに関しまして1点と、事前的措置における対象事業者の判定基準について、発電事業者B Gの立場で発言いたします。

まず1点目の、適取ガイドライン上での望ましい行為への位置づけについては、スライド15の黒丸の2つ目ですか、余剰電力全量の限界費用ベースでの市場供出は、プライステイカーにとって利益及び約定機会を最大化する経済合理的な行動であり、市場支配力を有する可能性の高い事業者に限らず、あらゆる事業者にとって、経済合理的な望ましい行為であるという記載があります。

このこと自体は、発電ユニットに経済性があって発電ユニットが存続されるという前提においては正しいと考えます。しかしながら、再エネの大量導入に伴う火力電源の設備利用率の低下という実態、それから燃料調達、入札における発電事業への規制が強化されるばかりだと、そもそもの発電ユニットの維持が難しくなってくるのではないかと考えてお

ります。

以前の審議会でも申し上げたことではございますけれども、設備利用率は低くとも、安定供給のために必要な電源はかなりあると考えられますので、発電事業者の行動を規制する観点だけではなく、別途そのような点を維持するための経済インセンティブを併せて議論していただくというようになりますと、発電事業者にとって魅力ある仕組みづくりとなりますので、そういった観点も含めて今後の制度設計を御検討いただきたいと思いますと考えます。

なお、自主的取組につきましては、平成28年11月の業務改善勧告以降は真摯に対応してきてまいりまして、相場操縦に該当する事例はなかったものと考えておりますので、このタイミングでの規制強化については、こちらとしては若干釈然としない点もありますが、そうした事業者の取組実績も踏まえて今後検討を進めていただきたいと思いますと思っております。

次に、2点目です。事前的措置における対象事業者の判定基準についてです。スライド22の、黒丸で言うと3つ目のところですね。市場シェアの基準値をまずは10%及びP S I基準とすることとし、その後、特に問題がなければシェア20%及びP S Iへと基準を見直すというような記載になっております。

今回、客観的な基準として引用している米国の市場において、シングルプライスオークションの下での約定価格が影響を及ぼす範囲がより広くなることを理由に、市場シェア10%を基準とした、そのような事例があるのか確認させていただきたいと思います。

もし米国においても同様な考えで市場シェア10%とした事例等がなく、今回、従来の監視対象であった九州エリアを対象とするために、取りあえず半分の10%にすることであれば、スライド17の黒丸の2つ目に記載のように、客観的な基準に基づいて設定すべきとの考え方に合致しないものではないかなと思います。

過剰な監視は、結果的に行政コストの増大にもつながるおそれがあるため、客観性の観点及び監視コストの削減の観点から、市場シェアの基準というのは海外事例等を踏まえて20%として、問題があれば当然変更するというのはあり得るということで、そのような選択肢もあるのではないかと考えます。

また、事業者としては適切な行動を取っていきますし、監視の対応は適切にしていまいる所存でありますけれども、市況、高騰時の入札データの公表についても、例えば現行の公表基準であります30円とかについては、新インバランス料金も踏まえた45円の見直しというのものもあるだろうし、あるいは、公表の要否についても、今回のガイドライン上の位置づけの議論とは異なりますけれども、今後併せて検討をお願いしたいと考えます。

発言は以上です。

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

○草薙委員      草薙です。私は1点、15ページの、望ましい行為への位置づけのところでコメントしたいと思います。

2つ目のポツで、先ほども松本オブザーバーがおっしゃったように、余剰電力全量での限界費用ベースでの市場供出は、プライステイカーにとって利益及び約定機会を最大化する経済合理的な行動であることから、市場支配力を有する可能性の高い事業者に限らず、あらゆる事業者にとって経済合理的な望ましい行為であると。

そして、3つ目のポツなのですけれども、全事業者を対象にした望ましい行為ということで、適取ガイドラインに記載するということになります。このことについてなのですけれども、全事業者を対象に、余剰電力全量の限界費用ベースでの市場供出が望ましいということ適正取引ガイドラインに記載するという事務局提案は大きな一歩を踏み出すものでございまして、それへの期待は大きいわけですが、その分、時間をかけて議論すべきところではないかと思えます。

と申しますのは、適正取引ガイドラインに規定する望ましい行為というのは、あくまで電力市場の競争促進の観点から望ましい行為を指しておりますところ、12ページに記載されますとおり市場支配力を有する可能性の高い事業者に対して規定することには極めて高い合理性があると考えられます。

その一方で、市場支配力のない事業者も含めて望ましい行為を、経済合理性の観点から適正取引ガイドラインに規定するというわけでありますので、まだ違和感をお持ちの方が多いただろうと思えます。

と申しますのも、適正取引ガイドラインに規定する望ましい行為というのは、事実上、やらなければならない行為とも認識されがちなものであり、規制当局の事後監視を受けるとなりますと、卸電力市場への供出を敬遠し、むしろ相対取引を志向することで、結果として卸電力市場の不活性化につながる可能性もあると思われまじし、そのように、適正取引ガイドラインに規定することで規制当局の監視コストが膨大になる可能性があるかと思えます。

さらに、限界費用での供出が約定する機会を最大化することに異論はないと思うのですが、新電力の電源運用上、その時点の余剰電力の全量を市場に供出するよりも、ほ

かの時点に供出したほうが約定価格が高くなると判断した場合、量と約定価格の掛け算の面積では、他の時点に供出したほうが利益の最大化につながる場合があって、その意味では、約定機会の最大化が必ずしも利益の最大化にならないと考えてこられた新電力の方々というのは多いと思うのです。

したがいまして、この辺り、方向性は正しいので、じっくりと時間をかけて御議論いただければと思っております、私は基本的には、適正取引ガイドラインにおいても余剰電力の全量を限界費用ベースで市場に供出している限りは相場操縦行為には該当しないという旨が明記されることによって、セーフハーバーを積極的に志向する事業者が現れ、しかも、それが旧一電だけではなくて全ての発電事業者に及んでいるということが理想に近づくことだと思っております。

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      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。

私ども取引所としましては、前から申し上げておりますとおり、市場の入札行為に何らかの規制をするというのはできる限り避けたほうがいいというスタンスは変わってございませんが、自主的取組をしっかりと明文化していくということにつきましては、それはそれで合理的ではないかと思っております。

ただ、そのやり方は非常に難しい問題だと思っております、先ほども出ましたけれども、実際売りだけを見てこれを判断するのかというと、それに対して、同一事業者でも買戻しという中で買いが入ってくる。その買いも見なければいけないと思っております。

その買いの理由は、1つにはグロス・ビディングの買いであったり、間接オークションの買いであったりするわけですが、このグロス・ビディングの買いと、特に間接オークションの買いというのが、非常におかしな影響を及ぼしているのではないかという思いもございます。この辺りもしっかり整備して、その後に売りだけを見れるようになれば一番分かりやすい形になるのではないかなと思っております。

グロス・ビディングに関しましては、前の前の回の中でも御議論いただいておりますけれども、一旦見直しをするということが上げられたと思っておりますので、今のような売って買ってというようなグロス・ビディングは全く意味がないということでございますから、まずは買戻しはやめるとか、間接オークションの買戻しに関しましても経過措置の金額が入るのだから、この価格で買うのだというようなことではなく、やはり自社電源と

の見合いの部分で買っていくというのがしかるべき話だと思いますので、そういったところも、しっかりと利用者と話をし、対話をし、入札を合理的にしていって中で考えていかなければいけないのかなと。

何にしましても、売りだけのところで見るというよりも、買いがかなり影響を及ぼしていると私どもは考えておりますので、そこをどう見ていくのがポイントになろうかと思っております。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。それでは、安藤委員、お願いいたします。

○安藤委員 安藤です。よろしくお願いします。

まず、自主的取組からガイドラインにというのは、私も以前から望ましい方向だと思っていましたので、この方向で検討が進んでいることを高く評価したいと思います。

その上で、29ページ目の対象事業者の判定基準といったところにおいて、先ほど九州電力の松本オブザーバーから御意見いただきましたが、アメリカで20%という数字は確かに参考にはなるものの、日本のこれまでの経緯等を考えて、客観的かつ適切に判断すべきだと思っております。本来は10%よりももっと低くてもよいけれども、行政コスト等を考えて10%及びP S I の判定という今のルールに、現時点で私は賛成します。

10%というのは恣意的に、数字に関係なく、この事業者は見る、この事業者は見ないというものとは違って、あくまでこれは客観的な数字に基づく基準だと思っております。

以上です。

○武田座長 ありがとうございます。ほか、いかがでございましょうか。よろしいでしょうか。——たくさんの御意見、御質問いただきました。海外事例等、すぐにお答えできないものもあるかと思いますけれども、事務局からコメントをいただければと思います。

○東取引制度企画室長 コメント、御指摘、いろいろありがとうございました。非常に貴重なもので、ぜひ考えさせていただきたいと思っております。

少し長くなるかもしれませんが、ちょっと順番に。まず松田委員から御指摘のあった、改めて要請という意味が何なのかということと、監視実務を整備するのということでしたが、ガイドライン化していくに当たって、まさに自主的な取組ということで、ガイドライン上、そういった球出しをするということがはっきりしていないものを明確にしにいくということが一義的な意味だと思っております。

その上で、そこに連動する形で監視の実務というものも考えていくべきではないかという

のを後ろのほうで、例えば高騰時の監視ですとか、ガイドライン上こういった人を上乗せ措置の対象だとするのであれば、そうでない人に対する監視の実務もそこに連動して変わってくるというのが合理的な考え方なのではないかと考えた次第です。

2点目のほかのところにはねるのかという点なのですけれども、資料でもお示ししたとおり、まず今回の議論の対象とさせていただいているのは……32ページですね。今回対象としているのは、あくまでスポット市場への球出しという箇所でありまして、それ以外のところについては、ここにも書きましたとおり、まさに御指摘のとおり、それぞれの市場の性格、取引の性格、あるいは市場の構造というのをよく見ながら別途考えていく必要があると思っております。

それから、3点目の機会費用というのは、従来の余力の外側でというのは、そのとおりだと思いますので、御指摘を踏まえて考えていきたいと思えます。

それから、松村委員から御指摘のありました、そもそも分断の考え方が甘いといえますか、需要期が十分に考えられていないのではないかと、月別に分けて考えるべきである、あるいは、もっと違う基準値を設けるべきではないかという点につきましては、いただいた御指摘も踏まえまして、具体的にどういう基準が考えられるかというのをもう少し検討していきたいと思えます。

それから、松本オブザーバーから御指摘のありました、10%という海外事例があるのかという点ですけれども、私どもが今把握している限りでは、そういった事例があるわけはありません。他方で、安藤委員から御指摘いただいたとおり、これが何か恣意的な数字かということ、まさに客観的な基準の数値としてお示ししているものでありまして、客観的でないということではないのではないかとと思っております。

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した。詳細に御回答いただいたと思えます。

それでは、この件につきましては、本日いただいた貴重な御意見を踏まえて、次回以降さらに検討を深めていきたいと思えます。事務局は必要な対応を進めていただきますよう、お願いいたします。

○東取引制度企画室長      ありがとうございます。

○武田座長      それでは、続きまして、議題3「スポット市場価格の動向等について」に関し、事務局から説明をお願いいたします。

○東取引制度企画室長      引き続きまして、資料5、スポット市場価格の動向等について、

こちらは御審議というよりは御報告させていただきたいと思います。

まず2ページ目、足元のスポットの状況ですけれども、4月に入ってシステムプライス、利益を見ますと、10円強から25円前後で推移しているという状況でございます。

3ページ目ですが、50円以上のコマが出ているかという、4月以降そういった物すごい高騰はしていないという状況でございます。

それから、4ページ目、既に御案内かとは思いますが、4月1日以降インバランス料金の算定方法が変わっております。

5ページ目ですが、これを受けまして、スポット市場価格とインバランス料金がこういった形で動いているのかというのをお示したものです。赤いほうが市場価格、青いほうがインバランスの料金になっていまして、ざっくり言うと連動しているといえますか、相関があるほうで、トータルで見ますと、平均で見ますとシステムプライスのほうが少し安い水準で推移しているというのが見て取れます。

6ページ目ですが、これは東京エリアのエリアプライスと、東京インバランス料金の比較をしたものとなっております。大きな傾向としては同じようなことが言えるのではないかと思います。

それから、これまでもずっと見てきた買入札の価格でございますが、8ページ目、旧一電の価格は燃料費がまだ引き続き高い中、30円台で推移していると。

それから、新電力のほうですけれども、インバランス料金が変わった4月1日以降も中央値は80円で引き続き推移しているということになっております。

10ページ目です。先ほどの買入札を少し違う見方をしているものでして、これは日々の買入札量の総量を価格帯ごとに色分けしていまして、ちょっと見にくくて恐縮ですが、特に見ていただきたいのは、この緑色のところが80円台の入札、青いところは200円台の入札になっていまして、先ほどの4月1日の新インバランス料金適用開始以降は、80円台の札はざっくり半分ぐらいに減っている一方で、200円台の札はやや増えているという傾向が出ているかなと思っております。

11ページ目ですが、こうした高値の買入札が続いていることについて、小売事業者には簡単なアンケートといいますか、調査を行ったところ、そもそもインバランス料金制度が変わって買入札価格の見直しを行っていかかという質問に対して、既に見直しをしたという事業者は少なく、今は様子を見ている、今後変更予定なのだとお答えいただいた事業者が大半でございました。

そういう意味で、先ほどの80円の入札も含めて、まだ入札行動を必ずしも見直していないということです。今後引き続きウオッチしていきながら、こういったところがどう変化するかというのをフォローしていきたいと思っております。

それから、売りのほうです。これは売り札価格の水準、95%のところで見えたものですが、引き続き30円台辺りで推移しています。一時期よりは少し低下しているものの高い水準であるという状況でございます。

それから、15ページ目は売り入札について、日々の総量を価格帯別に積み上げたグラフになっております。3月の前半に比べますと、3月中旬に地震があって供給力が下がったというのもありまして、その後、一部回復したものの、定検が今度は逆に増えてという形で供給力が減っているせいもありまして、売り札の総量が3月前半に比べると足元でもまだ下がっている、平均を取ると下がっているという状況でございます。

また、価格帯については、先ほどと同じ傾向ですが、3月中旬頃が一番高かった。この紫色というのは50円以上なのでございますけれども、そのところから、一時よりは下がってきているものの、依然として20円台、30円台という比較的高い水準で推移しているというか、そういった札が結構多いという状況が見て取れます。

16ページ目は、H J K Sに基づく、停止・出力低下、要は動いていないキャパシティをお示ししておりまして、先ほどの地震を境にちょっと上がって、また少し戻ってきたのですが、その後また増えているという状況。特に青いところですね。そういうのが見て取れます。

最後に、去年のスポットに比べると、冒頭申し上げたとおり10円から25円ぐらいということで、今月のシステムプライスは比較的高く推移してまして、その比較を行ったものになります。太陽光が多く出る日とそうでない日で価格がくっきり違いまして、10円台、20円台とかなり分かれてまして、こちらは晴れた日ですね。似たような気象条件の、去年4月の1日48コマの札の様子と、右側は今年の4月の晴れた日を比較したものです。

一番下の青いところは送配電で出している札、つまりF I Tの札。その上が、グロス・ビディングとか一定コイの札がありまして、そこから10円未満の札のゾーンがここになりますけれども、赤いのが約定ラインでして、去年は全て1日中、48コマ10円未満、1桁で約定しています。

一方で今年は、日中はそういう安い時間帯に買っているのですが、朝晩は比較的高い時間帯、高い札で約定しているというのを見て取れまして、先ほど申し上げたように



全体の売り札が少し減っているということと、やはり限界費用が上がって札の値段が上がっているというのが背景にあるかと思います。

最後のページは、同じことを曇った日で比較しているものでして、去年は48コマ全て1桁の価格帯で約定しているのに対して、今年は逆に全て10円、20円台ということで1日平均も高くなると。

足元、典型的なパターンとしましては、こうした形で曇ると20数円つくというような状況が続いているといったことでございます。

以上、事務局からの御報告でございます。

○武田座長     ありがとうございました。それでは、ただいまの説明につきまして御質問、御発言の希望がありましたら、チャット欄でお知らせください。いかがでしょうか。草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員     草薙です。ありがとうございます。丁寧な御報告に感謝します。

インバランス料金制度につきましては、スポット市場価格を基に算定する現行の方法を見直して、調整力のコストや需給逼迫の度合いに応じてインバランス料金を算定する新たな仕組みを今年度から導入して、もはやメルクマールは80円/kWhではなくなったはずなのですが、今回の御報告のように、新インバランス料金制度が適用されているにもかかわらず、新電力の買入札価格の中央値は継続的に80円/kWhで推移しているということで、まだ新制度が開始されて1か月もたっていないので、このことを云々するのは早過ぎるのかもしれませんが、80円/kWhでの買入札をずっと続けている事業者も一定数存在しているという現状は、今後を考える上で重要な要素だと思っております。

監視等委員会におかれて、こうした事業者がなぜそうされているのか理由を聴取していただいているということで、その御苦勞を多としたいと思います。これは非常に有意義なことだと思います。聴取を受けた方々の中には、入札価格の考え方を、まさに変更しようとしているところもあるということがうかがえ、まさに、今後見守る必要があると思いました。

特に、今般のインバランス料金制度変更による市場価格、インバランス料金への影響を注視し、今後の価格想定に取り入れる予定であるという回答があったということで、まさにそのようなことを監視等委員会が聴取されているということが重要だと思います。

と申しますのも、事業者は当局から事情を聞かれると、特にその部分に問題意識を持つということがあると思います。また、買入札価格の決定に当たり、インバランス料金、

気象予報、第三者機関が提供する予想市場価格を参照しているということが適切であるというサインを当局から、結果的に受けられることもあろうかと思います。

また、今後は需給曲線のCSVデータ、ユニット別での発電実績公開等が希望として上がっておられるとのことですが、そういったことが情報として広く知られること自体にも意味があると思っております。

このたびの報告に感謝します。以上です。

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

○中野オブザーバー      この件は私も何度かコメントさせていただいているので、今回も少しだけコメントさせていただきます。

事務局の丁寧な御説明、ありがとうございます。我々もアンケートを頂戴し回答させていただいていますけれども、高値での買い入札が足元で継続している要因については、4月が季節の変わり目であることと、新しいインバランス料金制度が導入されたことで様子見をしている事業者がおそらく多いからではないかと思っています。

一方で200円の買い入札価格というのは、我々もいかなものかと正直思っております。我々も含め新電力としてもきちっと勉強しなければいけないと改めて感じているところでございます。

4月頭というのはいろいろな要因で、市場価格がかなり高くなったところもあったと思いますが、今後は少し落ち着いてくるのではないかと期待しております。

以前も少し申し上げましたが、いろいろな角度から買いの価格を検討するときに、我々として1つ重要な要素としては、やはり予備率だと思っております。予備率が低下することに連動してインバランスのレートが上がってくるわけですから、入札の前のタイミングで何らかの形で、暫定でもいいのですけれども、翌日の予備率が公開されていると、さらに行動が変わるのではないかとと思っています。実現には運用上の負荷があるかと思いますが、引き続き御検討いただきたいと思いますと思っております。

以上です。

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

それでは、事務局からコメントでございますでしょうか。

○東取引制度企画室長      ありがとうございます。中野オブザーバーから御指摘いただい

た点につきましては受け止めて、参考にさせていただきたいと思います。

○武田座長      ありがとうございます。本件は基本的に御報告ということですので、特に御異論等はなかったと思います。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。議題4「2022年度における需給調整市場の事前的措置の対象とする事業者の範囲について」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      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6を御覧いただけますでしょうか。2022年度における需給調整市場の事前的措置の対象とする事業者の範囲についてということになってございます。

2ページを御覧いただきますと、2022年度における需給調整市場の事前的措置の対象とする事業者の範囲につきましては、前回の会合では地理的範囲の確定を行ったところがございます。今回は大きな市場支配力を有する蓋然性の評価を行い、事前的措置の対象とする事業者の範囲について検討を行いましたので、その内容について御議論いただきたいと思いますというものでございます。

2ページの下の子枠囲みが今回の議論となっております。

3ページでございますけれども、地理的範囲につきましては、前回、3ページのような形ということで北海道、東、西、九州としてはどうかということで御議論をいただいたところございました。

4ページは参考資料ということで、5ページでございます。調整力kWh市場における大きな市場支配力を有する蓋然性の評価ということで、こちらは5ページの右の子枠囲みにあるとおり、市場シェアとP S Iの両方の手法による分析を行ったところがございます。

6ページでございます。こちらのkWh市場につき、市場シェアの20%の閾値というところを昨年度から引き続き当てはめますと下記の赤枠のとおりとなるところがございます。

また7ページでございますけれども、P S I手法につきましては、需給逼迫時など活用できる調整力の数が少なくなる場合には、小規模な事業者であっても市場支配力を行使可能となることがあり得ることから、こうした局所的な市場支配力の蓋然性の有無を評価するというところございまして、今回設定した地理的範囲ごとに、広域予備率が低い順に上位20コマについて、広域運用調整力のP S Iを算出し、各事業者がピボタルであったかどうかの分析を行ったところ、この7ページの下のとおりということになってございます。

8 ページはピボタル・サプライヤー・インデックスの参考資料になってございます。

9 ページでございます。これらの結果を踏まえまして、調整力kWh市場における事前的措施の対象とする事業者の範囲ということでございますけれども、まず市場シェアが昨年度の事前的措施の適用基準20%以上である事業者については、事前的措施の適用対象と引き続きしてはどうかということでございます。

また、市場シェアが20%未満で、このP S I 分析においてもピボタルなコマが発生をしなかった事業者についても事前的措施の適用対象としなくてよいのではないかとということでございます。

最後でございますけれども、市場シェアが20%未満で、P S I 分析において1 コマだけピボタルであった事業者というのが2 者存在したわけですが、今後の事後監視において経過を追跡調査することを前提に、2021年度と同様に引き続き事前的措施の適用対象とはしないこととしてはどうかということでございます。

したがって、kWh市場というところで評価をした、この事前的措施の対象とする事業者の範囲については、下記の赤枠のとおりとなるのではないかとということでございます。

続きまして11ページでございます。こちらは調整力ΔkW市場における大きな市場支配力を有する蓋然性を評価ということでございますが、11ページにございますように調整力Δ市場においても市場シェアとP S I の両方の手法による分析を行ったものでございます。

11ページにございますように、分析結果を出した上で調整力kWh市場の事前的措施の対象ということをそろえることにするかどうか検討するという手順を踏んでおります。

12ページでございます。このΔ市場、三次②の市場につきまして、市場シェアの閾値20%を当てはめると12ページの下赤枠の範囲になってございます。

13ページ、Δ市場における事前的措施の対象とする範囲でございます。こちらでございますけれども、市場シェアが昨年度の事前的措施の適用対象基準20%以上である事業者については、事前的措施の適用対象としてはどうかということでございます。市場シェア20%未満の事業者に対するP S I 分析の評価については、※のところ書いているように、8月を境に競争環境が変化——応札量の増加、募集量の減少といったところが見られますので、8月以降で評価することが妥当ではないかとということでございます。

3 番目のポツにありますとおり、市場シェア20%未満で、その対象期間のP S I 分析において半分以上のブロックでピボタルであった事業者というのが、b エリアにつきましては2 者、c エリアは2 者存在したということでございますので、当該事業者は局所的に大

きな市場支配力を有する蓋然性が高いと考えられるのではないかとこのところでございます。したがって、事前的措施の対象としてはどうかということでございます。

また、市場シェアが20%未満で、8月以降の期間のP S I分析において半分未満のブロックでピボタルであった事業者については、相対的には大きな市場支配力を有する蓋然性は高くはないと考えられることから事前的措施の適用対象とはしないこととしてはどうかということございまして、ただ、事前的措施の適用対象とはしなくても事後監視において確認を継続することとしてはどうかということでございます。

14ページでございます。前頁の検討を踏まえ、 $\Delta$ kW市場における事前的措施の対象とする事業者の範囲については、この14ページの下枠囲いのような形になるということでございます。

なお、kWh市場における事前的措施の対象範囲と異なることから、両者をそろえるべきか、次のページ以降で検討を行ってございます。

15ページでございます。2021年度における需給調整市場の事前的措施の対象とする事業者の範囲の検討ということでは、以下に記載している理由から、調整力kWh市場と調整力 $\Delta$ kW市場の事前的措施の適用範囲は同一とすることと整理をしていたところでございます。

これらの理由によらないこととする状況変化は特段ないものと考えられるものですから、引き続き両市場の事前的措施の適用対象は同一とすることとどうかということございまして、また、適用対象をそろえるに当たっては、やはり現在の調整力 $\Delta$ kW市場が調達未達が発生するなど、まだ十分に競争的なものとはなっていないといったことも踏まえれば、保守的に適用対象をそろえることとしてはどうかということでございます。

具体的には15ページの下にあるような形で、どちらかに該当していれば対象としてはどうかということでございます。

16ページは、以前の制度設計専門会合で整理したように、同一にそろえるほうがよいのではないかとこのところでございます。

17ページがまとめでございまして、したがって、2022年度の需給調整市場（調整力kWh市場、調整力 $\Delta$ kW市場）における事前的措施の対象とする事業者の範囲については、下記の赤枠のとおりとすることとどうかということでございます。

なお、今回事前的措施の対象とならなかった事業者に対しても合理的でない価格設定が行われていないかどうかということについては、2021年度と同様に事後監視を継続していきたいと考えているところでございます。

以上、事務局からの説明でございます。御審議のほう、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でお知らせください。いかがでしょうか。オブザーバーの方もお知らせいただければと思います。——ありがとうございました。御異論がないということでございますけれども、追加で何かございますでしょうか。よろしいでしょうか。

○田中NW事業監視課長      大丈夫です。

○武田座長      ありがとうございます。そうしましたら、本件につきましては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きますよう、お願いいたします。

続きまして、議題5「一般送配電事業者による2021年度冬季追加供給kWh公募の実施結果等について」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      それでは、資料7を御覧いただけますでしょうか。一般送配電事業者による2021年度冬季追加供給kWh公募の実施結果等についてというタイトルになってございます。

2ページを御覧いただけますでしょうか。こちらは本日の内容の報告ということで、2021年度冬季の需給対策の1つとして、追加kWh公募が行われたところでございまして、追加kWhの提供期間及び精算が終了したことから、精算及びkWh事業者の市場供出の確認を行いましたので、結果を御報告するものでございます。

市場供出の方法及び精算の在り方につきましては、資源エネルギー庁の基本政策小委における議論におきまして、2ページの下のような形で整理がなされていたところでございます。

3ページ、4ページは資源エネルギー庁の基本政策小委における精算や市場供出の整理ということを参考に載せております。

5ページは公募結果ということで、1月のときの会合にも、これをお出ししておりましたが、合計落札額は約150億円になっていたところでございます。

6ページは公募の概要でございます。

7ページは精算がどのように行われたかということでございますが、まず、追加kWh公募における契約量の4.17億kWhにつきましては全量市場供出され、ペナルティーの対象とな

る事業者はいなかったということでございます。

7 ページの下にありますとおり、この市場供出で得られた収益が約97億円でございます。その9割がこの還元額ということでされておりました。還元額につきましては約88億円でございます。これは公募の調達額151億円に対して約58%が還元をされたことになってございます。

8 ページでございます。市場供出方法等の在り方の確認でございますが、まず1 ポツ、入札価格については、市場運用等の在り方の議論に基づきまして、一般的なLNGの限界費用価格10円以上ということになっていたことを確認しております。

2 ポツ、市場供出のタイミングにつきましては、kWh提供事業者の市場供出は必ずしも市場価格がより高い時間帯に行われていなかったというところでございまして、具体的に追加的に調査を行いました。

それにつきましては、まず9 ページでございますけれども、事業者Aについては青い線のところがスポット価格の変動でございますが、橙色のところで市場供出を行っていたというところになっているものでございます。

10ページについては事業者Bの市場供出でございますが、こちらは全期間、ほぼ供出をしているという状況になってございます。

事業者Cは、赤い線がそれぞれのタイミングで供出がされていたというところになってございます。

12ページでございます。以下のような形で供出されていたことを確認したのでございますが、kWh提供事業者に聴取をしたところ、具体的には以下のとおりでございます。事業者Aについては発電機の稼働を計画していなかった土日祝日を活用して入札を行ったということなので、ただいま御覧いただいたような出し方になっていたところでございます。

事業者Bにつきましては供出量が多いことから、契約している供出量を供出するためには対象期間を通じて供出する必要があった、入札を行う必要があったということでございます。

事業者Cについては、重負荷期で市場価格が高くなると想定される1月、2月前半で、契約量全量が供出できるように入札を実施したということでございます。

いずれの事業者についても、それなりに合理的な理由といいますか、範囲ということで市場供出のタイミングが決められていたのではないかとということで、基本的な市場供出方法等の在り方に基づく運用であったのではないかとということでございます。

13ページは各事業者への聴取結果を載せております。

14ページでございます。今後の公募実施に向けた検討課題というところでございますが、今回の追加kWh公募においては、一般送配電事業者及びkWh提供事業者への聞き取りにより事後確認を行ったところでございますけれども、今後、kWhの追加性や市場への影響等について、より詳細な分析を可能とするために、この募集要項等において追加kWh公募専用のJEPXのユーザアカウントの設置を規定することが望ましいのではないかとこのところでございます。

また、市場供出方法及び精算の在り方において、kWh提供事業者の市場入札価格を一般的なLNGの限界費用価格以上を基本とするとされていたところでございますけれども、下限値についてはLNGや電力の市況等を踏まえて今後検討していくといったことも考えられるのではないかとこのところでございます。

15ページはまとめということで、追加kWhの供出の運用については今回、市場供出方法等の在り方に照らして、問題となるとまで言うような点はなかったのではないかとこのところでございます。

次回の追加kWh公募の実施については未定でございますが、仮に実施する場合は、今回の検証結果及び過去に指摘された論点を踏まえ、効率的なkWhの公募調達が実施されるよう当委員会としても必要に応じて資源エネルギー庁と連携を図ってまいりたいというところでございます。

16ページは、1月のときにお示しをした今後の検討課題でございます。

以上、事務局からの本資料に関する御説明でございます。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きまして御質問、御発言の希望がありましたら、チャット欄でお知らせください。いかがでしょうか。オブザーバーの方も御記入ください。——よろしいでしょうか。ありがとうございました。事務局から追加でありませんね。

○田中NW事業監視課長     はい。

○武田座長     松村先生と岩船先生。松村委員、お願いいたします。

○松村委員     松村です。スライド12、その後のところもそうなのですが、事業者Bについては供出量も多いことから計画的に、均等に入札を行ったというので、これが不当であることは決してないと思います。ある意味で誠実な対応をしていただいたということでも



あると思います。

10円以上が示されていたので、10円で出すということなのですが、一方で、このような調達をしなければいけないということは、需給の逼迫もある程度予想されていた、懸念されていたという状況で、ずっと10円で出し続けるのが、ある意味で本当に効率的なのかどうかということからすると、若干疑問の余地はあると思います。

監視等委員会の監視の結果として問題ないとするのは全くそのとおりでよいと思いますし、事業者Bについても透明で、その意味で誠実に行動していただいたことについて感謝すべきだと思います。一方で制度設計として利益の9割は回収し、1割は事業者に残す。1割は事業者に残すのだから合理的に、効率的に発電所を動かす誘因があるのだという説明がほかの審議会でもしばしばされるのですが、やはりそれでは合理的な行動を促せないのではないかという問題を示唆した事例でもあると思います。

エネ庁はこの結果を受け止めて、今後の制度設計では10%利益を落とすのだからちゃんと効率的に運用されると安直に考えないで、インセンティブの設計をちゃんと考える契機にしていいただければと思いました。

以上です。

○武田座長      ありがとうございます。それでは、岩船委員、お願いいたします。

○岩船委員      私もインセンティブの設計はどうだったのかという点に疑問を持ちました。もちろん今回は不正なことがあったというわけではないのですが、量がたくさんあって、結局一律に市場に入れざるを得ないというのも当然理解できるのですけれども、そうすると、市場供出は市場価格がより高いときに行われることが望ましいということが、実現すること自体が難しくなるという考え方もあるわけなのです。

そう考えると、このインセンティブが必要だったのかとか、どのように聞いたのかというのは次回に向けて検討する必要があるかと思いました。

以上です。

○武田座長      ありがとうございます。それでは、事務局からコメントでございますでしょうか。

○田中NW事業監視課長      御指摘ありがとうございます。ただいいただいた御指摘も踏まえ、次回の公募に向けた検討というところで資源エネルギー庁とも連携を図ってまいりたいと思います。

○武田座長      ありがとうございます。本件につきましては、特に大きな御異論はなかつ

たと思いますので、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きますよう、お願いいたします。

それでは、続きまして議題6「東京エリアにおける2021年度冬季の追加供給力の公募実施結果等について」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      それでは、資料8を御覧いただけますでしょうか。東京エリアにおける2021年度冬季の追加供給力の公募実施結果等についてでございます。

2ページを御覧いただけますでしょうか。先ほどの資料7はkWh公募であったわけですが、こちらにつきましては東京エリアの追加のkW公募となっております。kW公募につきましても、こちら、調整力の提供期間及び精算業務が終了したところでございますので、当委員会において精算及びkWh提供事業者について確認を行ったところ、結果を御報告するものでございます。

募集要綱等の主な内容につきましては下のようになっておりまして、調整力発動指令に対して発動を行うということであったり、落札者が市場等の供出により利益を得た場合は、それを一般送配電事業者に還元をするといったようなことなどが規定をされていたところでございます。

3ページにつきましては資源エネルギー庁の基本政策小委員会における整理になってございます。

4ページは公募結果ということで、公募における合計落札額は約90億円ということで、落札件数については5件、1件電源でDR4件になっていたというところでございます。

5ページが公募の概要、6ページが、この精算についての確認でございます。精算結果について確認をしたところ、以下のとおりでございまして、まずは、発動指令に基づき発動された電力を時間前市場に供出して得た利益及び小売との相対契約で活用して得た利益というところにつきましては、6ページの下表にございますように3.7億円でございます。それが還元をされたということです。

発動指令外における市場供出により得られた利益は4.3億円ということで還元をされておりまして、発電指令量未達分についてもペナルティーとして還元をされておりますので、それが0.2億円。マストラン運転の市場供出によって得られた収益については26億円というところが還元をされてございますので、合計34億円、90億に対して約38%が東電PGに還元されたということでございます。

続きまして7ページでございます。募集要綱等に基づく運用となっていたかというところ

ろでございまして、調整力発動指令等への対応について確認を行ってございます。

まず1ポツですけれども、kW提供事業者の調整力発動指令への対応につきましては、案件AとBは小売電気事業者に相対契約で活用され、案件C、D、Eというのは市場供出を行い、約定しなかった分について調整力として活用されたということでございます。

後述いたしますが、案件BとDについては、調整力発動指令量に対して未達度合いが大きかったというところでございます。

2ポツでございまして、市場入札等の価格については、下記のとおり募集要綱等に基づいた入札価格であったことを確認いたしているところでございます。

続きまして、8ページでございまして。こちらは、先ほど申し上げたように発動指令に対して未達度合いが大きかった案件BとDについて追加調査を行ってございます。

案件BとDの未達度合いが大きかった主な理由ですけれども、年明けの稼働から自家発機が不調であったり、積雪のため系統からの解列を余儀なくされ対応できなかったというようなことでございました。

事前のアセスメントでリスクを把握できたかというところなのでございますが、こちら、送配電事業者から聴取したところ、DRの未達リスクにつきましては、設備トラブルや想定外の製品受注減少によるベースラインの低下等といったところが考えられるところ、事前に定量的に把握することは難しく、現時点では未達ペナルティーによる契約遵守インセンティブに頼らざるを得ないということでございました。

したがって、以上から案件BとDの未達度合いが大きかった理由自体は致し方ないものであったというようにも考えられ、未達度合いに応じたペナルティーが支払われていたことから、募集要綱等に照らして問題があるとまでは言えないところなのでございますけれども、ただ、他方でDRの補正に当たっては複数地点から組成するなど設備トラブル等による未達リスクの分散などが図られることが望ましいのではないかといたしております。

9ページでございまして。こちらは各案件それぞれの具体的な発動指令量と未達度合いでございまして、このBとDの未達度合いがかなり高くなっているというところでございます。

10ページのまとめでございまして。追加kW供出の運用については、募集要綱等に照らして問題となる点は認められなかったところではございますが、他方でDRの組成に当たっては、複数地点から組成するなど、設備トラブル等による未達リスクの分散などが

図られることが望ましいのではないかとこのところございまして、現在、資源エネルギー庁では、次回の追加供給力公募に向けた制度設計の検討が進められているところ、効率的な公募調達を実施されるよう、当委員会としても必要に応じて連携を図ってまいりたいと考えているところでございます。

以上、資料8に関しての事務局からの御説明でございます。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きまして皆様から御質問、御発言いただきたく存じます。御希望がありましたらチャット欄でお知らせください。いかがでしょうか。草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員      草薙です。丁寧な御説明ありがとうございました。事務局の分析、そして10ページにございますまとめの部分も異存ございません。

以下、10ページのところから、思うところを申し述べます。DRの組成に当たっては、複数地点から組成するなど、設備トラブル等による未達リスクの分散などが図られることが望ましいのではないかと総括されていますけれども、まさに、8ページのほうにもありましたが、そのとおりであると思っていまして、これを募集要綱において基本的な公募条件に入れていただくことはできないかと思いました。

追加公募で求められるkWが確保できないというのは、率直に申し上げて問題になることがあり得ると思います。落札者のことも含め分析いただいたのですけれども、当事者におかれて法的には問題がないということであるとしても、この状態は追加的公募調達の公益的な目的を達成できなくなることに直結しかねませんので、監視等委員会におかれましても、より適切な募集要綱における公募条件の設定を御指導いただくべきではないかと思います。

事務局からも示唆されておりますとおり、調査した結果、落札者により契約どおりに義務が履行され精算も終了しており、法的に問題がないということで終わらせず、より積極的な対応を当局におかれて進んでしていただくということがよいのではないかと考えました。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。ほかいかがでしょうか。岩船委員、お願いいたします。

○岩船委員      御説明ありがとうございました。私も、この、特にkW提供に関しては、次の夏と、この次の冬と、予備率が厳しい状況が想定されている中で、ここの確度を上げる

というのは非常に重要だろうなと思いました。ペナルティーを払って終わりということではない。もちろん、今回、ルール的にはこういう制限？になることは理解できるのですけれども、もう少し、この確度を上げるような工夫が必要ではないかと思いました。

特にDRのBとDについて未達度合いが9割というのは非常に残念な結果で、ここはもう少し改善する余地はないのか。通常の、追加ではないDRの場合は、恐らくこのような未達度合いにはならないと思われますので、その違いですとか、自家発と精算プロセス調整が、このDRには両方含まれていると思うのですけれども、精算プロセス等であればベースライン低下等の理由はある程度分かるのですが、前もって当たりをつけることができるのではないかと思います。

もちろん自家発に関しても、設備トラブル前にテストを丁寧にしておくとかということはあるかと思われますので、それぞれ別の理由があって今回の未達が起こったと思われますので、そこは少し深掘りして、丁寧に御議論いただければなと思いました。恐らく、こういう緊急的な追加調達となると、なかなか電源を増やすのは難しく、DRを何とか、リソースを確保するということが主になる可能性もありますので、来年度に向けて、ぜひその辺り、御検討いただければと思いました。

以上でございます。

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

○松村委員      まず、今回非常に高い未達率が出てきたというのは確かに残念なことだと思います。しかし、このようなことは、ある意味、不可避免的に起こると思っています。自家発の余剰で対応しようと思っていたら自家発がトラブルを起こすということは、普通の電源だって当然あり得る。それがたまたま、このときに起こってしまうということは当然あり得るし、ましてや、生産と紐づいているものであれば、もっと高い確率でいろいろなことが起きうると思います。

DRでも、仮に需要側の対応だったとしても、その日何らかのトラブルなどで休業しているというようなことがあったときに、追加的に減らせないのは当然のことで、100近い値が出てくることも十分あり得ると思います。

これも形式的には、例えば同じような案件を10件束ねて、その10件全部がということは通常ないと思うので、1つが倒れるとすると、10件束ねていれば表面上は未達率10%、ばらばらでやっていれば10件のうち1件だけが未達率100%という格好で出てくるのですが、これ10件束ねて応募した場合と10件ばらばらで応募した場合で、実質何も変わっていない

のにもかかわらず、10件束ねたほうは問題がなく、ばらばらにしたほうは問題があると大騒ぎするのも基本的におかしな話、束ねること自体で表面的に数値を下げるのではなく、実質的に行動が変わってその結果総計としても未達率が変わるような束ねでないと意味がないと思います。

今回問題がなかったということ、少なくとも法的に問題なかったという整理はある意味で妥当。未達率が非常に高いことを不必要に非難すると、結果として、手を挙げる事業者がいなくなってしまう、今後危機的な状況になったとしても集められなくなるという弊害があることを私たちは十分認識しなければいけないと思います。

したがって、インセンティブを高めるためにペナルティーで対応せざるを得ないということなのですが、この未達が一定程度出てくると、このペナルティーではインセンティブとしてまだ不十分なのではないか、もっと高いペナルティーにしなければならないのではないかとということになると、事業者にとってもリスクが増し、調達する側にとっても調達のハードルが上がることになるので、さっき言ったことと矛盾するようですが、それぞれの事業者は未達が起こると、この産業全体の発展に大きなマイナスになることは自覚していただいて、ペナルティーを払うリスクプラス、業界全体に対する悪影響ということも考えながら、できるだけ未達が起こらないように努力をしていただく必要があるし、それでも足りないということであれば、ペナルティーの変更、強化も考えざるを得なくなる。

それから、BとDが出てきて、その2つの未達率がすごく高いので目立たないのですが、案件Cも14%の未達率というのは、やはり少し高いと思います。こういうことも今後改善されることを期待しています。

以上です。

○武田座長      ありがとうございます。それでは、山口委員、お願いいたします。

○山口委員      山口です。御説明ありがとうございます。私もデマドレスポンスについて非常に興味があります。松村先生がおっしゃっていたように一件一件で未達が高い、低いということではなくてトータルでちゃんと達成できているかということが重要だと思います。

それをアグリゲーターのような、自分のところで束ねてちゃんと出せるのか、それとも発注した側というのですか、注文した側のほうで、全部束ねて達成できるのかどうかというのをこちら側でやらなければいけない、チェックしなければいけないのか。DRアグリゲーターの社会的な価値といいますか、DRを束ねるということの価値をどう考えるかと

ということだと思いますので、束ねて、ちゃんと未達にならないようにアグリゲーターが頑張るということも大切なと思います。

あともう一つは、DRはベースラインが結構重要だと思います。これはkWの提供ということで、需要を減らしてkWを稼ぐということだと思うのです。受注減少によってそもそも需要が減っていくということであれば、世の中に対しては需要が減っているということなので、それはそれでいいのですが、それが未達という計算になるということで、この目的に沿った——ベースラインのガイドラインはあると思うのですが、それとは別にやるかどうか検討が必要かもしれないのですが、kWを稼がなければいけないという趣旨に沿ったベースラインの考え方を考えてみるだとか、そういった、発電機とは違った需要の特性を考慮した設計といいますか、工法になっているといいかなと思いました。

以上です。

○武田座長      ありがとうございます。それでは、事務局からコメントがございますでしょうか。

○田中NW事業監視課長      御議論、御指摘ありがとうございます。今回の検証の結果、本日いただいた御議論も踏まえまして、次回公募に向けた検討というところはエネ庁のほうになされていくわけですが、当委員会としても連携を図ってまいりたいと考えております。

○武田座長      ありがとうございました。それでは、本件につきましては事務局案のとおり進めることといたします。

それでは、続きまして議題7「三次調整力①募集量の誤算定等について」に関しまして、電力広域的運営推進機関から御説明をお願いいたします。

○大山オブザーバー      電力広域的運営推進機関の大山でございます。最初に私から一言申し上げたいと思います。

4月より、三次調整力①の取引が開始されましたけれども、その募集量として、不適切な値が算出されていたことが判明いたしました。これは、広域機関が集約、加工したデータに誤りがあったことに起因するものでございます。関係各位には大変御迷惑をおかけし、申し訳ございませんでした。

詳細につきましては、担当の山次より報告いたします。よろしく申し上げます。

○電力広域的運営推進機関（山次）      そういたしましたら、本日、資料に基づきまして三次調整力①募集量の誤算定について、広域機関より報告いたします。

右肩 2 ページを御覧ください。先ほどありましたように、この 4 月から三次調整力①の取引が開始されたところをごさいます、これまで 5 回にわたっての取引が行われております。このうちの初回の 3 回、3 月 22 日、29 日、4 月の第 1 週というところ、受渡日としては 4 月 1 日から 15 日までの分におきまして不適切な募集であったというところが分かってございます。こちらについて本日御報告させていただきます。

2 ページの下側にありますとおり、本日の御説明に関しましては、この件の背景の部分と発生事象、また、そこからほかの影響を確認してまいったところと、今後の対応について御報告させていただきたいと思ひます。

右肩 3 ページを御覧ください。こちらが背景部分でございますけれども、三次調整力①の募集量の計算の仕方を書いてございます。これは、これまで需給調整市場検討小委等におきましてどのような算定式で計算していくかというところを述べたものでございまして、この中で赤枠で囲っている部分に BG 計画というものがございまして。こちらに関しましては需要実績から差し引いて、こういった計算をするといったようなところでございますけれども、この演算におきまして誤りがあったところでございます。

そもそもの、この算定式等におきましては、この後、右肩 4 ページ、5 ページにこれまでの議論の内容を書いてございますので、それを御参照いただければと思ひます。本日の御説明は省略させていただきます。

この BG 計画の扱いの部分ですけれども、右肩 6 ページを御覧ください。こちらに BG 計画の集約と加工の流れを書いてございます。小売電気事業者様から御提出いただきました BG 需要計画を広域機関で集約してございますけれども、ここにおきましてツールを用ひまして、ポンプ計画値などを減算処理するという過程がございまして。これを用ひて三次調整力①の募集量を決めていくことになるわけなのですけれども、このツールの内容及び運用において誤りがあったというところございました。

その内容を、この次の 7 ページで書いてございます。発電所に揚水動力、ポンプアップの原資を販売されている小売電気事業者様におかれましては、その需要分も計画の中で提出して下さることになっておりますけれども、この部分はインバランスで扱わないこととなりますので、三次調整力①のようなものの算出においては、この部分を控除する必要があります。ですので、広域機関において、このポンプ計画値を需要計画から控除してお渡しすることになってございました。この部分において誤りがあったというところがございます。



右肩 8 ページが、その誤りの内容というところで書いてございまして、関西エリアにおきましてこういった事象があったという事例を、このような形で書いております。

右肩 8 ページにありますように、図の一番左が B G 需要計画の総量というイメージでございまして、この時点では揚水動力分を含んでいるということになりますので、その分を差し引いて、揚水動力を除いた B G 需要計画を算出する必要があります。これと実績の差分が不足インバランスになるといったようなところが、本来と書いてあるところのイメージでございます。

今回、広域機関で用いた算出ツールにおきまして、この揚水動力分を誤って 2 回分減算してしまうということが起きてしまいました。プログラミングのミスでございます。それによりまして、この下の図にありますように揚水動力分を誤って 2 回分減算してしまったことになりますので、不足インバランスが過大に算出されるということが起きてしまったということでございます。

このような形で起きてしまいましたので、右肩 9 ページを御覧いただきたいのですけれども、募集量として過大になるということが生じました。右下の図ですね。この黄色い線が適切な募集量。本来だったら、この募集量でございましてけれども、これを超過して調達してしまったというところになります。

棒グラフは、実際の約定処理の中での調達量、4 月 1 日から 4 月 15 日分でございますけれども、水色の部分は適正募集量の中に収まったものでございます。濃い青の部分に関しては突き抜けてしまった、過大に調達してしまったものでございました。

この調達過大量、ここに書いてございますような式で計算したイメージとしましては、26% ぐらいの量の過大な調達をしてしまったというものでございました。一番大きいところでは 62 万  $\Delta$  kW でございます。

こうしたことを起こしてしまったというところでございまして、これを確認していく中で、右肩 10 ページですけれども、ほかのエリアでも同様な事象があるのではないかといたところまで確認してございます。

ほかのエリアに関しまして、関西エリアのほかにも中国地エリア、四国エリア、九州エリアでも、全く同じではないのですけれども、不適切事象があったことが見つかりました。今度は先ほどとは逆に、ポンプ計画値を控除していないケースであったり、本来控除すべきものを控除していないといったようなところが見つかったものでございます。

ほかのエリアに関しては、こういった不具合事案はなかったところでございますけれども

も、引き続き、こういったことがないように、しっかり見ていくということは進めてまいりたいと思っております。

ほかのエリアの事例を右肩11ページから書いてございます。まずは中国エリアと九州エリアのところですが、こちらでは、先ほどとは違いまして揚水動力分を引くのをしなかったというところではございました。こちらはツールそのものというよりは、ツール運用の問題でございまして、引くべきコードがうまく認識できなかったという運用上の問題でございました。

上を書いてある、揚水動力分、引くべきものを引けなかったということになります。今度は、先ほどとは逆にインバランスが少な目に算出されることとなりますので、募集量に関しても本来より小さく算出されることとなってしまったということではございました。

その実際の推移を右肩12ページに記載いたしました。こちら先ほどと同様に、黄色い線で適切な募集量と、棒で実際の調達量を書いてございます。今回は、適切な募集量より小さい募集量を出してしまったということになりますので、その募集量に関しては灰色の線で書いてございます。

中国エリアでは6%ぐらいの過小率でございましたので、比較的影響が小さかったところではございますけれども、九州エリアでは62%ということで非常に大きな募集過小率を生んでしまったところではございました。

こういった形で、中国エリア、九州エリアにおいても、こうした誤りを起こしてしまっただけで影響を与えてしまったところかなと認識でございます。こちらに関しては、こういった形で調整量が不足する、本来必要な募集量をかけていなかったということになりますので、安定供給に影響するおそれがあったところではありますけれども、現在においては電源Ⅱの余力の活用等がございまして、安定供給に支障が生じるような事象は生じていなかったということは確認できてございます。

右肩13ページでは、今度は四国エリアの事例を記載してございます。四国エリアでは、一般送配電事業者間融通のためのBG需要計画値という、本来控除すべきものを控除していなかったということでしたので、ものは違うのですが、方向性としては先ほどの九州エリア、中国エリアと同じ方向になってございます。すなわち、募集量は小さく算出される方向になったというところではございました。こちらは見つかったのがほかより少し遅かったこともありまして、4月1日から4月15日だけではなくて、その影響がもう一週出てしまうということになってございました。

4月22日までの影響を右肩14ページにまとめました。こちらは日数としては、ほかの3エリアよりも1週多く影響が出てしまうというところでございます。募集過小率は2%といったようなイメージでございます。

こちら先ほどと同様に、調整力は小さ目に募集したということもありますけれども、それによって安定供給に支障が生じるような事象は生じなかったというところでございます。

こちらは三次調整力①に関するところだったのですが、右肩15ページを御覧いただけたらと思います。同様のBG需要計画をほかに使っているところはないか後で確認いたしましたところ、三次調整力①だけではなくて、調整力公募におきましてこういったところを使っておりますので、こちらの確認をいたしました。

2021年度向け以降、調整力公募である電源I必要量の算出において、こうしたBG需要計画値を使っておりましたので、その確認結果でございます。

確認結果は右肩16ページに書いてございまして、今回起きたのと同様な事象が、当然ながら関西エリア、中国エリア、四国エリア、九州エリアそれぞれで生じる可能性があったところがございますけれども、ここに書いてありますとおり、いずれのエリアでも公募量に影響がなかったところを確認できてございます。

計算過程の途中においては数字の変動が生じるといったようなところもあったわけですが、最終的な公募における募集量には影響がなかったところは確認できておりますので、こういった形になってございます。

この辺りの確認結果につきましては、右肩17ページ、18ページ、19……22まで記載してございます。こういった形で調整力公募量には影響がなかったところを確認できているものでございます。

最終ページ、23ページになりますけれども、今回、こういった調整力必要量、募集量を算出する広域機関のツールの一部におきまして、プログラミングの誤りだったり、ツールの管理・運用の不備があったところございまして、私どもとして大変申し訳なく思っております。まずは、今回問題のあったツールも含めまして、こうしたプログラム等の誤りがないのか確認を進めてまいりますし、また、この事案の深掘り、なぜこのような事態を生じさせたのか分析を進めていきまして再発防止策の検討も行っていくということをしていってまいります。

また、途中で述べましたが、この誤算定の原因箇所につきましては是正処理を行

っておりますので、関西、中国、九州におきましては4月12日の4回目の約定処理から、四国エリアに関しましては19日の5回目の約定処理から解消されているというところを確認してございます。

改めまして、関係者の方々には多大な御迷惑をおかけしまして大変申し訳ございませんでした。私どもとして、本件を重く受け止めてございます。今後このような事態が生じないように再発防止に努めてまいりたいと思います。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。こちらは報告事項ということですがけれども、特に御質問、御発言の御希望がありましたらチャット欄でお知らせいただければと思います。いかがでしょうか。松村委員、お願いいたします。

○松村委員      白銀さんの後のほうがよかったのかもしれませんが、委員が先ということですので、発言させていただきます。今回の御報告、ありがとうございます。内容を理解して、そして今回の報告と関係ない発言でちょっと申し訳ないのですが、示されたスライド12、あるいは9もですが、下の九州のほう、三次調整力①の大幅な未達が発生しているように見えます。

これは、誤った募集量だったことが原因ですが、そこにも届いていない調達量になっているように見える。これは三次調整力②でも同じ問題が起こったのですが、三次調整力②の場合にはスポットの後に調達するものですがけれども、こちらはスポットよりも前に調達するものになります。そうすると、スポットに出せるようなものは本来的には三次調整力①に出せるので、ここが未達になるのは異常事態。三次調整力②が未達になることと比べものにならないぐらい深刻な事態という可能性もあります。

何でこんなことが起こってしまったのだろうか。始まったばかりだからということは当然あると思いますが、もしこれが続くようであれば早急に調べていただいて、商品性だとかに関して何か問題がなかったのか、三次調整力②で行った見直しと同じような形で、必要があれば広域機関のほうでも速やかに調査、検討していただければと思います。

それと真逆のことを言うようですが、一方で、このスライドでは最大99万も足りないということがあったのだけれども、それでも問題は起こっていませんでしたと。これはこれで報告としては受け入れるのですが、そうすると、もともとの募集量は過大なのではないの、という感想を持つ人が私以外にも当然出てくると思います。

このわずかな期間の結果論だけを見て過大だったと結論づけるのは明らかに間違いだと

思いますので、もっと慎重な検討が必要だというのは分かるのですが、これだけ未達でも十分やっているということは、やはりもともと必要な募集量が多過ぎたのではないかという点は頭に入れながら、先ほど言った検討をしていただければと思います。

週間で調達するものなので、スポット市場で与える影響は甚大ですので、この点、総合的に、早急に検討していただければと思いました。

以上です。

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

○白銀オブザーバー      白銀でございます。資料にもありましたように関西において三次調整力①の募集量が本来より多く算出されていた件について、対応状況を御説明させていただきます。

初めに、本来より大きく算出された不適切な募集量については、4月16日の受渡し分から適切な募集量にて調達しております。それに加えて、4月15日までの受渡し分のうち、本来より多く調達した、過剰調達分については協議させていただき、当該事業者にてできる限りの範囲において、ほかの市場等で活用いただくべく御尽力いただいております、一部再活用ができていると聞いております。この場を借りて御礼申し上げます。

先程、募集量に対し未達が発生していたにも関わらず問題が起きていないことから元々の調達量が過大でないかと、松村委員から発言がございました。調達量の適正性については今後、広域機関等と継続的に議論していくことになると思っておりますが、現在の調達量算定の考え方について申し上げますと、調達量を算出する上で3σの概念が入っており、稀頻度な事象でも系統の安定維持のために必要な調達量が算定されております。

先程申し上げました通り、この3σが適切かどうかは継続的に議論が必要と思っておりますが、電源脱落などの不測の事態が起きていなかった状況下で問題がなかったということをもって、元々の調達量が多過ぎるという議論ではないと思っております。

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した。それでは、山次様から何かコメントございますでしょうか。

○電力広域的運営推進機関（山次）      山次でございます。コメントありがとうございます。白銀様を含めていろいろな方に御迷惑をおかけしていたこと、改めて申し上げたいと思います。

松村委員から御指摘いただきました、広域機関で、今ちょっとあるのではないかと

うところ。おっしゃるとおり、今回この誤算定のところにフォーカスしてお話しさせていただきましたので、ほかのところについて論じていないというところで、そのとおりでございます。三次①が始まりましたところでございますので、これからいろいろな議論をしていくところでございます。

調達に関しましては、事業者様からもどんな形で動いているのかといったようなところ、ヒアリング等しながら動いていきますので、また今回ではない形で検討を進めてまいりたいと思ってございます。引き続き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、次の議題に移りたいと思います。最後の議題となりますけれども、議題8「最終保障供給料金の在り方について」に関して、事務局から説明をお願いいたします。

○田中NW事業監視課長     それでは、資料10を御覧いただけますでしょうか。最終保障供給料金の在り方についてということになってございます。

続きまして、2ページを御覧いただきたいと思います。前回、3月の制度設計専門会合において最終保障供給料金に係る課題について提示をさせていただいたところでございますけれども、本日も最終保障供給料金の在り方について引き続き御議論いただきたいと考えているところでございます。

では、3ページを御覧いただけますでしょうか。御議論のポイントでございますが、前回の専門会合において御確認をいただいたとおり、最終保障供給料金の在り方を検討するに当たっては、以下の点を考慮する必要があるということで、適正な価格形成や自由競争が阻害されないようにすること、また、需要家の負担が過度なものにならないことといったことであつたところでございます。

なお、沖縄エリアにおいては、こちらは市場がなく、最終保障供給料金と自由料金との逆転現象が生じていないことから、今回の検討の対象外とすることとしてはどうかというものでございます。

4ページでございます。こちらは前回の制度設計専門会合における資料ということで逆転が生じているといったようなことをお示ししていたところでございます。

5ページに関しても、適正な価格形成や自由競争が阻害されないよう適正化する必要があるのではないかということでございました。

6ページでございます。前回の制度設計専門会合における委員コメントについてでございます。前回の制度設計専門会合において安藤委員より、料金不払いにより小売電気事

業者との契約を解約された需要家について、最終保障供給の長期間契約にどう対応すべきか検討が必要ではないかとの御意見があったところでございます。この点、最終保障供給制度は、小売電気事業者と契約が締結できない需要家に対する一時的な供給というのを想定しておりまして、一般送配電事業者に供給義務を課するものでありますけれども、当該供給については、あくまで料金支払いがなされること、供給約款を遵守すること等が前提になっているところでございます。

なお、一般送配電事業者による料金の未払い者に対する供給停止ということについては、一般送配電事業者が需要家への配慮措置を検討した上で実施することが前提でございまして、監視委においても当該指針に基づき丁寧に対応するように指導をしているところでございます。

7ページは前回の資料でございまして、8ページは過去の審議会における資料ですが、生活的弱者への対応等については福祉部局等の対応が基本ということではありますが、一般送配電事業者のほうに対しても丁寧な対応を行っていくべきであるとされているところでございます。

続きまして、9ページ、足元の最終保障供給への申込みの状況でございます。こちらは、このような形になってございまして、本年3月以降は大きく増加をしている形になっているところでございます。

10ページ、検討に当たっての方針案の整理でございしますが、最終保障供給の料金の見直しの方向性については、大きく以下の方針案が考えられるのではないかとということでございまして、まず①として、標準メニューからの倍率を1.2倍から変更する案、②として長期間契約需要家の料金を段階的に割増する案、③としてインバランス料金や卸市場価格を反映する案ということでございまして、上記の案について次のページ以降、さらに検討を行ってございます。

11ページでございます。標準メニューからの倍率を1.2倍から変更する案（案①）でございしますが、最終保障供給料金と自由料金との逆転現象を是正するため、最終保障供給料金を標準メニューの1.2倍からより高い倍率に変更することが考えられるところでございまして、この場合、現行の最終保障供給料金と比して割高となることから、自由料金との逆転現象が生じる可能性は現状と比べると低くなるのではないかとこのところでございます。

他方、設定水準が現行と大きく変わらない場合は、最終保障供給料金と自由料金の逆転

現象は是正されない可能性があり、また、他方で、設定水準が高過ぎると、平常時は自由料金との価格差が大きくなり過ぎるため、需要家の過度の負担となりかねず、セーフティーネットとして適切ではないのではないかとということで、したがって、適切な倍率を具体的に設定するのが難しいのではないかとこのところでございます。

12ページでございます。こちらも前回、制度設計専門会合で御指摘いただいた案もございますけれども、最終保障供給は一時的なセーフティーネットとの位置づけということで、長期間契約を防止する観点から、長期間契約している需要家について料金を段階的に割増していくことが考えられるのではないかとということで、契約期間が長いほど標準メニューの1.5倍、2倍と割増するなどが考えられるわけです。

この点、長期間契約を防止する効果はあると思われるものの、他方で、需要家ごとに料金が異なることに加え、同一の需要家であっても毎月料金が変わることから、一般送配電事業者によるシステムの大幅な改修の必要性や、顧客管理、料金算定に係る実務負担の増加といった観点から、ちょっと実運用上、難しい点があるのではないかとこのところでございます。

また、案①と同様に、適切な倍率を具体的に設定するのが難しいのではないかとこのところでございます。

13ページ、案③につきましては、自由料金は市場の状況を勘案して料金設定されていると考えられるところ、最終保障供給料金についてもインバランス料金や卸市場価格といったものの平均実績を反映することで自由料金と一定程度連動し、自由料金との逆転現象を是正することが考えられるのではないかとということで、実際の市場価格高騰時には、インバランス料金や卸市場価格を加味した1 kWh当たりの料金のほうが、現行の最終保障供給料金よりも高くなっているところでございます。

他方、平時などは、インバランス料金や卸市場価格のほうが、現行の最終保障供給料金よりも安くなる可能性があることや、インバランス料金や卸市場価格などの最終保障供給料金への具体的な反映方法などについても検討が必要ではないかとこのところでございます。

14ページでございます。こちらは今年の3月のインバランス料金や卸市場価格を加味した1 kWh当たりの料金を最終保障供給料金と比較したものでございますが、こちらは、14ページの下表にあるとおり、右側の最終保障供給料金よりも、エリアプライスに託送料金を足したもののほうが高くなっているところでございます。



比較のため、3月実績の負荷率を用いて算定したものでございまして、実際の負担額は需要家の負荷率によって異なるといった点には留意が必要なところではございますが、こちらは、この比較をしております。

15ページでございます。こちらは4月ということで、3月実績の試算値と比べては——赤枠囲いの中との比較になっているのですが、依然として卸市場価格などのほうが高くなっているところではございます。

16ページでございます。足元のスポット市場の価格推移については、3月までは価格高騰し、卸取引市場の高騰が続いていたものの、4月に入っては落ち着きが少し見られるところでございます。

17ページでございます。前頁までの案をまとめると以下のとおりということで、本日の御議論を踏まえ、次回の制度設計専門会合においてさらに具体的に検討していくこととしたいというように考えているところでございます。

18ページ、19ページのほうは、これまで電取委に問合せ等を各所からいただいているところでもございますので、電取委で行っている対応などを御参考までに載せているものでございます。

以上、資料10に関しての事務局からの御説明でございます。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、チャット欄でお知らせください。いかがでしょうか。草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員     草薙です。丁寧な御説明と御提案、ありがとうございます。この資料の17ページのところから申し述べます。

最終保障供給料金の在り方につきましては、前回私は方針案②を1つの解として提示しました。ただ、最終保障供給料金は最低限必要とされるセーフティーネットであることから、このことにあまり労力をかけられないということは理解できます。そして、②案におけるデメリットは12ページの説明に詳しくございましたし、この説明は、現状ではそのとおりだろうというように思っております。

そこで、また17ページに戻りまして③案、インバランス料金or卸市場価格を反映する案は13ページの御説明からしましても有力だなと思っております。そこで若干確認したいと思います。電気事業法の文言にも関わってくるのですけれども、③でいきますとインバラ

ンス料金or卸市場価格を反映する案は、電気事業法に照らして料金が——文言上は定率または定額をもって明確に定められているべしという要請があると思うのです。それに反することにならないか。

もしそうであれば、これは経済産業大臣の変更命令を出して対応というような筋書きも用意されているのですが、今回はあえて③のインバランス料金or卸市場価格を反映ということを採用しつつも、経済産業大臣が変更命令を出されることは前提としておられないという位置づけでお考えなのか。

あわせて、本来の制度趣旨から外れる可能性はないか。このことを確認させていただければと思っております。

それから、もう一点、18ページのスライドは「参考」になっておりますが、これにつきましてコメントを申し上げます。卸電力市場価格高騰下の小売電気市場の状況と電取委の対応のところですが、現在、メディアの報道にもありますとおり多くの大手電力会社も新規申込みを停止しているところとなっています。

前回の専門会合で、電力供給の余力がなく契約を受けてしまったら損失が発生することを理由として新電力からスイッチする戻り需要の供給を旧一電が断られるということも独禁法上問題ないことが示されたと思っております。

ただ、更地に立った新規ビル、新築のビルなどの全くの新規の申込みとの関係性がどのような扱いになっているのかが完全には明確になっていないように思われます。新築ビルなどの新規需要は申込みを受け付けるという方針が旧一電にもしあるとすれば、同じ電力需給契約締結の申込みであるのに、戻り需要は断り新築ビルは断っていないということになりますため、このように扱いに差をつけることがあるとすれば独禁法上問題になる可能性が出てくるのではないかと。この辺り、実務を検証していただく必要があるのではないかと思います。

以上であります。

○武田座長      ありがとうございます。それでは、岩船委員、お願いいたします。

○岩船委員      御説明ありがとうございました。9ページの状況からも分かるように、やはり、最終保障供給料金の見直しというのは早急な対策が求められていると思います。

私は事務局案の③の市場価格参照というのに賛成したいと思います。月ごととかで固定されるのかとかという決め方は、先ほどの草薙委員からもあったように何らか考えなくてはいけないと思うのです。市場価格と連動して逆転が起こらない、少なくとも小売価格

と逆転が起こらない、あとは調達価格に対しても逆ざやにならないようなものをつくることによって、今相次ぐ小売事業者の撤退とともに需要家に非常に不安が広がっている状況ですので、この最終保障料金を見直すことで、それに連動して小売事業者も値段を上げやすくなる、それによって持続的に需要家を受け入れやすくなるというようなことが考えられますので、現在の混乱ぶりを見ると早急に対応していただきたいなと私は思いました。

このまま放置をして最終保障供給料金が安いままであると逆ざやになり、一層の負担が出て、託送料金へも影響する。つまり、国民が最終的に負担するということになりますので、早急な御対応をお願いいたします。

以上です。

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

○末岡委員      ありがとうございます。同様に17ページの料金設定案についてです。

1つ目の標準料金の倍率を確定するという案ですと、インバランス料金と最終保障料金？の逆転現象が生じる可能性は、完全には防げないというところがあると思います。案2が実務的に難しいということだと案3のバリエーションということになるかもしれませんが、実務的に対応可能なのであれば標準料金に倍率を掛けた金額とインバランス料金などを比較した上で、いずれか高いほうの金額とするという形で規定する案も検討対象になるのではないかと思いますので、その点、コメントさせていただきます。

以上です。

○武田座長      ありがとうございます。それでは、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。最終保障供給の役割は、小売電気事業者と契約が締結できなかった場合に一時的なセーフティーネットとして機能するためのものであり、あくまで一時的な避難措置との制度の趣旨を踏まえて、最終保障供給に過度に依存することにならないための見直しが重要と考えております。御提案のとおり早急に議論を進めていただきますよう、お願いいたします。

その上で、今回御提案いただいた案の①と③については、料金の逆転によって小売電気事業者からの適切な契約提案が妨げられることで、最終保障供給が増加することを防止する方策、②は一旦最終保障供給を選択した需要家が長期にわたり依存することを防止するための方策と認識いたしました。

どちらの観点も重要なものと感じますが、資料にありますとおり至近の申込みが急激に

増加しており、夏以降、安定供給のために確保した調整力についての懸念も考えられることから、まずは申込みの増加を抑制する観点から①、③の方策について早急に検討を進めることが望ましいと考えております。

一般送配電事業者としましても自由競争が阻害されることのないよう、ぜひとも早期に適正化を図ることができるよう、検討に協力してまいります。

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、松村委員、お願いいたします。

○松村委員      まず、スライド13のところで末岡委員が御指摘になった点は全く正しいと思います。

3番目のポツのことが問題になるとすれば、インバランス料金、あるいは卸市場価格を加味した料金を下限価格として設定し、従来のやり方がそれを下回るときにはそちらを適用すればこの問題は解決できるので、この問題を理由に変更を遅らせることのないように、速やかに対応をしていただければと思いました。

次に、3だとすると、インバランス料金なのか卸市場価格なのかという点に関して言うと、送配電部門が実際に電気を調達するコストはインバランス料金になっているので、そちらの収支は合わせやすいという観点からすればインバランス料金という発想は自然なように見えるのですが、そもそも、この制度は何なのかと考えると必ずしも自然ではない。基本的にはこれを選ばないことが前提で、セーフティーネットとして整備するということがそもそもの制度の趣旨だったはずです。

したがって、ここにずっと恒常的にとどまることを前提とし、恒常的にとどまるとすればどちらが合理的か、そんな発想をするのはそもそも根本的におかしいのではないか。

制度を早急に合理化して、ここにとどまらなくてもいいように、ちゃんと小売事業者から適正なオファーが得られるようにするよう、合理的な料金体系にするということが前提だとすれば、卸市場価格が高騰しているのにもかかわらず、この価格が低いということが問題なのであれば、卸市場価格連動にするのが直接の解決策になると思います。

消費者にもより見やすく、参加者も多く、その意味で流動性も高い卸市場価格のほうが、インバランス料金よりはより納得され、受け入れやすいのではないか。あるいは、小売事業者の調達価格を反映するということを考えれば、そのほうが自然だと思いました。

次に、もう検討されないから大丈夫だと思いますが、私は、案2は、長期契約、長期にとどまる人を段階的に上げていくというのはすごく筋の悪いやり方で、今後もこのような

ことが検討されるのは最後にしていただきたいと思っています。制度の設計として、これを選ばない制度設計をするのがそもそもの趣旨であって、長くとどまってしまうことがあったとすれば、かなりの可能性で、長くとどまることを強いられるようなことなのだと思います。こんな制度を設計してしまった人たちが、私たちも含めて非難されることがあっても、ここにとどまらざるを得ない消費者、需要家を非難するようなトーンが出てくるのは、そもそも根本的におかしいのではないかと思います。

さらに、これは、本当に長期にとどまるのが問題なのか。あるいは小売料金を見ながら戦略的に、こちらが安くなったときにはこちらに一瞬とどまって、小売料金のほうが安くなったらすぐにそっちに移る、頻繁に行き来する需要家のほうが問題なのかと言えば、私は後者のほうも同じように問題だと思います。

こんなこそくなやり方ではなく、ちゃんと3のようなやり方で対応するのがそもそも正しいやり方で、技術的に仮に2が可能だったとしても、私は2ではなく3を基軸にして考えるべきだと思います。

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。事務局の御説明にありますとおり、ほかの委員の方からも御指摘としてもう既に出ているところですが、自由料金との逆転現象というのは決して望ましくない行為でありますし、また、適正な原価を回収できないような価格で売り側で供給し続けるというのは望ましくないと思いますので、何らか現状を早めに打開しなければならないということに関しては大いに賛同するところであります。

他方で、先ほど電気事業法の観点から、先ほど草薙委員からも御指摘がありましたけれども、事業法では定率または定額ということで明確に定めている趣旨からしますと、需要家の目線からして、今回の市場リスクについて、小売事業者ではリスクを負い切れないとか、負いたくないということで皆様なかなか今は手が出ないところかと思います。

その点に関して、当然そのリスクを負えないということで全て需要家に転嫁してしまうということになりますと、電気事業者とはそもそも何のためにいるのかというところもありますし、需要家の何らか不利益ですとか、そもそも需要家に対して予測不可能な料金を与えてしまうということにもつながるように思いますので、個人的には、①という点についても、どこに決めるかというのは非常に難しいというのはおっしゃるとおりですが、少し捨て切れないようにも感じておりますので、ここで意見として申し述べさせてい

たきます。

○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      圓尾です。私も皆さんと考え方は大体一緒なので、簡単に1点だけなのですけれども、私も3がいいと思ってしまして、やはり逆転現象を解消することで解決するのが筋だろうと思います。

12ページ、②に対しての考え方で、このペーパーを見ると実務負担の増加といった観点から難しいのではないかなというような形での御指摘が書かれています。そうではなくて、システム開発に時間がかかるとか云々ではなくて、逆転現象を解決すれば、こうやって長期にとどまる人もいなくなるだろうということで②をやる必要がないというように私は理解していますので、③を賛同しますし、こちらをしっかりとっていけば②を今後検討する必要もないのではないかなと思いました。

以上です。

○武田座長      ありがとうございます。それでは、お待たせいたしました。オブザーバーの日本商工会議所の石井様、お願いいたします。

○石井オブザーバー      日本商工会議所の石井です。本日よりオブザーバーで参加させていただきます。よろしくお願いいたします。

私どもとしまして、燃料価格、電力市場価格の高騰を受け、一部の小売事業者が事業撤退に追い込まれる動きが出ているということ、また、それに伴い需要家が高額な契約を余儀なくされたり、契約締結自体を断られるケースが相当程度見られているということで、関係事業者、特に中小企業の事業活動への影響を憂慮しております。

また、最終保障供給を行う送配電事業者にとっても、調達費用が最終保障供給料金を上回ることで安定供給に支障が生じかねない可能性もあると承知しております。私どもとしまして、電力をはじめ、エネルギー事業で最も大切なことは、言うまでもなく安定供給、途切れることなく需要家にエネルギーが届けられることであると思っております。

そういった観点から、最終保障供給料金の在り方につきましては、需要家保護、送配電事業者の持続的経営、エネルギーの安定供給に支障が出ることをないよう検討を行っていただきたいと思います。

そうした意味では、今回3つの方針案を提示いただきましたが、指摘されている案1、案2の問題点も踏まえ、自由料金に連動する案3が相対的に合理的ではないかと考えています。

以上でございます。

○武田座長      ありがとうございます。それでは、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。

見直しの方向性について3案の御提示をいただきまして、私どもも、この中では案3が合理的かと思っております。その上で、ちょっと別の観点で、現在の最終保障料金が標準料金メニューの1.2倍に設定されているという、この点について、基準となっています標準料金メニューの水準自体が適切かという視点もあるのではないかと考えております。

足元では、とても現在の標準料金の水準では御提案できない状況になっているわけで、すなわち、需要家から見ると標準料金メニューを選択できない状況になっているわけでございます。

自由料金ではございますけれども、このように電気料金の水準に注目が集まっている状況下で、需要家に提案する際の事実上、1つの目線になっています標準料金メニューの価格水準や在り方、もう少し言いますと、需要家から見て標準料金メニューの価格水準の前提や標準料金が一体どういうことを意味しているのかということ、を、分かりやすくしておくことも重要かと思えます。

状況によっては電力各社の標準料金メニューが実態として今選択……今というよりは、これまでも選択あるいは活用されているかといった点を、ぜひ検証していただいて、見直しの検討材料にもしていただければというように考えたところです。御検討の1つに加えていただければと思いました。

以上でございます。

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

○中野オブザーバー      中野です。この件は、現場レベルのお話で恐縮ですが、1需要家としても、本当に混乱をしております。

今後の対応の方向性としては、先生方もおっしゃっていましたように、案3の方向なのかなと思いますけれども、本件で大事なものは、1日も早く対応を検討いただくということなのではないかと思っております。

契約更改というのは、これからも毎月出てまいりますし、燃料価格も高止まりするでしょうから、この混乱はしばらく続く可能性があると思っております。なるべく早く御対応いただければと思います。

もう一つ、この場での議論ではなく、エネ庁側の議論であるというのは承知しておりま

すけれども、これとほぼ同じことが、低圧でも起きています。これは燃料費調整の上限の問題ですけれども、低圧についても自由料金メニューへの移行というのをずっと進めてきたにも関わらず、上限の設定によって規制料金のほうが場合によっては安くなるため、自由料金メニューでは獲得ができなくなるという非常に深刻な事態に陥りつつございます。

ですので、今回は、最終保障約款の話でございますけれども、低圧でも同じような状況になっているということは御認識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、國松オブザーバー、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す。

この問題、恐らくかなり大きくて、私どもの取引所にもいろいろな声が聞こえてくるところでございますので、早めの解決をお願いしたいと思っております。

解決方策としましては、今皆様の御意見の中では案3でございますか。やはり最終保障供給において一般送配電がプラスもマイナスも起こさないようなことに注意する必要があるかと思っております。それに近いのは案3で、案3のうちのインバランス料金を見るのか、卸市場価格を見るのかというのは論点になろうかと思っております。

御意見でも出ましたように、インバランスという形で供給力を確保することを考えればインバランス料金を参照するのが論理的ではあるのかなとは思っております。また、私が申し上げたいのは、その価格に幾らの事務費を乗せるのかというところでございまして、例えば卸電力市場の価格と合わせるにしても、そういった小売料金メニューを展開している小売電気事業者が多いわけでございますが、そこで、事務手数料が安ければ最終保障供給のほう安いみたいな話になってしまいますので、それはそれでおかしいかなと。

一般送配電事業者様が本業とは違うところをやるので、やはり事務費料金の請求に係るところがかなり大きくなる、普通の小売電気事業者がやる場合には大きくなるものであって当然かと思えますし、また、取りっぱぐれというのはですか、未回収分の割合ももしかすると高めかもしれない。そういったものを織り込んだ事務手数料が乗ってくるのかなと思います。

その事務手数料的なものを高めに設定しなければ、小売電気事業者のメニューとどうしても当たってしまいますので、そこは注意が必要かと思っております。

以上です。

○武田座長      ありがとうございました。活発に御議論いただきまして、多数の御意見、



御質問をいただきましたけれども、事務局から御回答いただけますでしょうか。

○田中NW事業監視課長　御議論ありがとうございます。ただいま御議論いただきましたように、多くの皆様からの御意見といたしましては案3を軸に検討していくのではないかとといった御意見が多かったように思いますので、事務局としても、本日の御議論も踏まえ、この案3について、さらに具体的に検討してまいりたいと考えているところでございます。

また、草薙委員から幾つかいただいた御質問に関してお答えさせていただきますと、御指摘のとおり、この電気事業法において最終保障供給約款、料金のほうが定率、定額をもって明確に定められていることというようになっております。その点につきましては、現在、最終保障供給約款のほうに入っております燃調、燃料費調整制度の状況につきましても一定のフォーミュラに基づいて補正項といった形で定められているところでございますので、ある意味、同じような形で市場価格の反映を規定していくといったところは可能ではないかと考えているところでございます。

いずれにいたしましても、本日の御議論も踏まえ、どういう形で市場価格を反映する形にするのかというところについては、具体的に次回お示ししたいというように考えているところでございます。

また、変更命令につきましては、どのように変えるのか定めないと、これはいずれにせよ変えられないということでございますので、変更命令というのを前提とは現在考えていないところでございまして、したがって、この審議会において、この方針が定まりましたら一般送配電事業者のほうから届出がなされるといったことを想定しているところでございます。

同じく、草薙委員から御質問がありました、大手電力が申込みを停止しているところや、新築など、戻り需要との差という辺りにつきましては、担当の池田課長のほうからお答えをさせていただきたいと思いますので、池田課長、よろしくお願いいたします。

○池田取引監視課長　委員から御質問のいただいた、大手電力が新規契約の申込みを部分的に断っているということでございますけれども、独占禁止法的な視点というよりは、電力の適正の取引の観点から御説明申し上げますと、これについてはやはり事例によって考え方が異なるところでございまして、一概には申し上げられないというように考えるところでございます。

○佐藤事務局長　ちょっと補足しますと、事実関係がどうなっているかどうかという

ころから、きっちり調べまして、それに基づいて必要な措置はきちんと取りたいと思います。どれぐらいが再開していないか、こういった価格で契約されているかということも、まだまだ全然調べ切っていないところがありますので、まず事実関係の確認をさせていただければと思います。

○田中NW事業監視課長　さらに、幾つかいただいた御意見に対してお答えをさせていただきますと、標準メニューや規制料金、低圧といったところに関して、エネットの竹廣オブや、中野オブからコメントをいただいたところでございます。

標準メニューや規制料金のところに関しては、資源エネルギー庁のほうの審議会でも検討が行われているところかと思えますけれども、監視委のほうも連携してまいりたいと考えているところでございます。

○武田座長　どうもありがとうございました。それでは、本日の議論を踏まえて案3を中心に、次回以降さらに具体的に検討を深めていくということにいたします。事務局は必要な対応を進めていただきますよう、お願いいたします。

長時間にわたり、どうも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、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72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——