

○都築総務課長　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39回制度設計専門会合を開催いたしたいと思います。

委員の皆様方におかれましては、本日もご多忙のところ出席をいただきまして、まことにありがとうございます。

本日は、電気に関する議題について検討を行うことといたしたいと思っております。どうぞよろしくお願いいたします。

それでは、議事に入りたいと思います。以降の議事進行につきましては稲垣座長にお願いしたく存じます。どうぞよろしくお願いいたします。

○稲垣座長　皆さん、こんにちは。本日、議題は、議事次第に記載した4つでございます。15時30分の終了を予定しております。毎度重ねてのお願いで恐縮でございますが、資料の説明、個別のご発言については要点をコンパクトにお願いできればと思っております。議論の時間をできるだけ多く確保するために、どうぞご協力をお願いいたします。

なお、本日の議事の模様は、インターネットで同時中継も行っております。

それでは議事に入ります。最初の議題は、2021年度以降のインバランス料金制度でございます。まず事務局からのご説明をお願いいたします。よろしくお願いいたします。

○恒藤NW事業監視課長　資料3-1でございます。2021年以降のインバランス料金について、2月からこれまで3回議論をしまいましたが、その続きでございます。

3ページに、検討課題の一覧と本日ご議論いただくところを赤字で示してございます。赤で囲ってある一番上のところについては、本日、結論を得ていただきまして、一般送配電事業者における必要なシステム開発に進めるようにしていきたいと考えてございます。

まず、4ページから調整力のkWh価格をどのように引用するかについてでございます。

5ページ、前回まで議論した内容でございますが、インバランス料金には広域運用される調整力の限界的なkWh価格を引用するという方針におきまして、調整力の広域運用が15分単位で運用されるということで、30分こまの中に、前半15分と後半15分の限界価格があるところ、それをどう引用するかが継続議論になっていたところでございます。

2枚飛んで8ページをごらんください。8ページの左上の図、より具体的に示した図でございますが、2021年度からの調整力の広域運用は15分ごとに運用されるということで、30分こまの中に前半と後半の2つの限界価格がある。これをインバランス料金に反映させるときに、2つの高いほうをとるというA案と、加重平均をとるというB案がありまして、委員からも両方のご意見をいただいていたところでございます。

9ページ、論点を整理した図となっております。右側の送配電事業者が運用する広域調整力は15分単位、23年度からは5分単位で運用されるというところを、左側の30分単位で精算されるインバランスについて、右の価格をどのように左の料金に反映させるかという論点でございます。

これにつきまして、10ページから、事務局で改めて検討した結果をお示しをしております。まず、合理的な負担という観点で考えますと、インバランス料金は30分こま合計で1のインバランスを出した者が送配電事業者と精算する価格ですので、そのままで送配電事業者が限界的な1のインバランスを調整するのに要したコストを反映することが適当であろうと。その場合に、限界的な1のインバランスというのは30分こま全体カーブの上でそれに比例して発生したと考えるのが合理的であるということ、そして、各BGがこの30分の中のどの時間帯にインバランスを出したのかがメーターにはあらわれないということを踏まえまして、やはり30分における全ての時間帯の限界的な価格を反映させることが適当ではないかと考えてございます。

10ページの図に、23年度以降の5分ごとになった運用のケース、イメージを記載してございます。左の図のように、5分ごとに運用されたケースを考えますと、それぞれの限界価格は真ん中の図のようになる。この30分で限界的な1のインバランスというのはどこかの特定の5分で発生したと考えるのではなくて、この全体の発生状況と同じようなカーブで30分全体で発生したと考える、加重平均するのが合理的ではないかということでございます。

11ページの真ん中の図のように、全て同じ1のインバランスを出した小売がAからFまでいたという場合を考えてみますと、仮に5分ごとに計量、そして精算できるのでありますら、それぞれがインバランスを出した時間帯に応じて、左側の5分ごとの限界価格で精算すればいいということになるわけですが、実際には30分ごとの計量、メーターは30分ごとでございますので、いずれの小売も実績値は同じ1となり、また、前者が同じ料金で精算をするということになります。そうしますと、やはり全員が各5分の限界価格の加重平均で支払っていただくとするのが合理的ではないかと考えるところでございます。

飛んで13ページから価格シグナルの観点でございます。左上の図のように、調整力が稼働した場合、加重平均をとりますと14.3となるわけでございますが、この金額は、右側の図のように小売が不足を出さないように調達をした場合の価格と大体同じぐらいになるだろう。正確には電源の価格の刻みによって上下するということはあり得るわけでございますが、大体同じぐらいになるだろう。これに対して、最高価格の15円をとった場合には、下の図のケースと同じシグナルとなりますので、強過ぎるシグナルにならないだろうかという懸念もあるということでございまして、価格シグナルという面でも加重平均には一定の合理性があると考えるところでございます。

14ページには、同じように、余剰、あるいは下げ指令となったケースの図を示してございます。

それから、15ページは、こうしたケースも考えるという図を示してございます。左の図と右の図はいずれも発電実績、需要実績が同じケースでございますが、左の図は、エリアの需要計画が下にあった、低かったケースで、上げ調整をした場合。右の図は、エリアの需要計画が上にあったケースで、下げ調整をした場合でございますが、これらについてインバランス料金がどうなるかという試算値を下に書いててございます。加重平均で出しても、最高価格で出しても、左のケースのほうが高い料金になるわけでございますが、最高価格をとると、左と右のケースで価格にかなり差が出るということでございます。こういったケースを考えても加重平均のほうがよいのではないかと考えてございます。この点については以上でございます。

16ページには、参考といたしまして、前回議論した、上げと下げが両方あった場合の取り扱いについて、図を改めて載せてございます。

続きまして、18ページからが卸市場価格を用いた補正についてでございます。

1枚飛んでいただいて20ページでございますが、これについては、資源エネルギー庁の審議会におきまして、補助的な施策としてインバランス料金と卸市場価格の逆転が起きないように、卸市場価格を用いた補正を行うというのが適当であるという旨の方針が示されてございます。これについて、具体的に卸市場価格、20ページの図でありますとPと書いてあるところでございますが、これについてどの数字を引用するかというのは決める必要があるということでございます。

1枚飛んで22ページをごらんください。この補正に卸市場価格に何を用いるかということでございますが、過去の実績をみますと、スポット市場から時間前市場にかけて価格が

動くというケースが相当数存在いたします。22ページの下の図はエリアプライスが13円台だったケースがどうなったかを示してございますが、時間前市場で値段が上がったケースも下がったケースもあるということでございます。このように、前市場、スポット市場の後に何らかの状況変化があつて値段が動くも多いと考えられますので、実需給に近い取引ほど実情を反映していると考えられますことから、このインバランス料金の補正に用います卸市場価格としては、スポット価格ではなくて、時間前市場も含めて実需給に近い取引の価格を用いることが適当と考えられるわけでございます。

23ページでございますが、他方で、時間前市場はザラ場方式でございまして、取引ごとに価格がぶれるということもあるものですから、1つの取引で決めるということではなくて、一定量の平均をとったほうがいいだろうということで、事務局の案としては、実需給に近いものから、異なる事業者による5取引分の価格の平均値を用いることにしてはどうかと考えてございます。

飛んで25ページでございますが、市場分断があつたケースには、この補正についても分断されたエリアごとに計算することが適当と考えてございます。

それから、26ページ、この補正については卸市場における価格形成が適切に行われているということが前提となりますので、引き続きしっかりと監視をしていくことを念のため資料に記載してございます。

27ページは、今ご説明した内容のまとめでございます。

続きまして、29ページ、太陽光等の出力抑制が行われている場合の補正でございます。太陽光や風力の出力抑制が行われているこまにおける系統余剰の発生は、実質的に限界費用0の太陽光等を下げているとみなすことが適当と考えられますので、こうしたケースにおきましては、実際に稼働した調整力のkWh価格を引用するのではなく、インバランス料金を0円にするのが合理的と考えてございます。

続きまして、30ページからが需給逼迫時におけるインバランス料金についてでございます。

32ページでございます。需給逼迫時における不足インバランスは系統全体のリスクを増大させ、緊急的な供給力の追加確保といったコスト増につながるというものでございますので、こうしたコストをインバランス料金に反映させる仕組みを導入するとされているところでございます。

飛んで34ページでございますが、この具体的な方法としては、この図の赤線のように、横軸に上げ余力をとりまして、これが一定以下になると価格は上昇する仕組みにしてはどうか。

こういう直線にした上で、この具体的な数値については、これまでの運用から、黄色で書いたような数字があり得るのではないかというのを4月の会合においてお示しをさせていただいたところでございます。

35ページでございますが、今回、これにつきまして広域機関から提案がございました。後ほど佐藤オブザーバーから詳しくご説明いただくということにしておりますが、簡単に申し上げますと、Aは3%、Bは8~10%、Cは約1,900円というのが適当ではないか。そして、上げ余力については広域的な予備率が適当であろうというご提案でございます。

これを踏まえまして、事務局として改めて検討を行っております。まず36ページでございますが、Aについては、これ以上上げ余力を減らすことは許されないと考えられる水準ということでございますので、幅広く需要家等に痛みのある協力を求める対策を始めるタイミングが参考になるのではないだろうか。例えば、政府が需給逼迫警報を発令するという、予備率3%が参考になるのではないだろうかと考えてございます。

それから、飛んで39ページでございますが、Bでございます。Bは、上げ余力が不足するリスクに備えて、供給力を追加確保する必要性が発生し始めるという水準でございますので、通常では用いない供給力であります電源I'を発動するタイミングが参考になるのではないだろうかと考えてございます。

40ページにこれまでに電源I'が発動されたケースを表にしておりますが、それをみますと、左側のエリアの予備率では7%以下、右側の広域の予備率で見ますと10%以下で発動されているケースが多くなってございます。

これを踏まえまして、42ページでございますが、Bとしては電源I'を発動するタイミングとして、例えば、エリア予備率7%が多いけれども、2021年以降の調整力の広域運用を踏まえた考慮が必要ということが考えられるのではないかとしております。

それから、43ページでございます。縦軸のCでございますが、Cは、緊急的に供給力を1kWh確保するコストとして、市場に出ていない供給力を新たに確保するのに十分な価格として、新たにデマンドレスポンスを追加的に確保するコストから見積もることが考えられるのではないだろうか。1つの方法として、電源I'の応札額を参考にするということが考えられるのではないだろうか。参考までに、この43ページの下表に過去2年の応札価格から見積もった額を記載してございます。案1、案2と書いてありますが、応札の価格をみますと、年間何回発動すると仮定をするかが難しいところでございまして、案1は、年間の応札価格で1回発動すると仮定して計算したもの、案2は、公募時に示された想定発動回数が発動する

と仮定して計算した結果でございます。また、エリアによっても価格にばらつきがあるというところでございます。

また飛んでいただきまして46ページでございます。先ほどご説明しましたように、縦軸のCは、緊急的に供給力を追加で確保するというコストでございますが、実は、来年度から全てのエリアで電源I'を確保するという方針が資源エネルギー庁の審議会なり広域機関の委員会で示されているところでございます。これを踏まえますと、予備率が一定の水準に来るところまでは既に確保済みの電源I'で対応すると考えられますので、これを踏まえた直線にする必要があるのではないかと。具体的には、46ページの図であります。BからB'までは確保済みの電源I'で対応する区間、B'の時点でDのところまで上がる。これより予備率が小さくなりますと電源I'以外に新しく供給力を確保する必要が生じまして、Cに向けてコストが上昇すると考えるのが適当ではないだろうか。すなわち、電源I'が発生する地点がB、それから、電源I'の発動が確実となる水準がB'として線をつくるのがいいのではないかと考えるところでございます。

47ページに今ご説明した内容をまとめてございます。少し文字が多くなっておりますが、今後、この案をベースにしつつ、具体的な数値については検討を深めてまいりたいと考えてございます。

参考までに、48ページに、過去2年間、東日本、西日本で予備率が低下したときのこま数をまとめてございます。

それから、49ページ、実際これを導入するとした場合に、どの時点で上げ余力を算定するのかということでございますが、需給逼迫時のインバランス補正料金を適用する際には、バラシンググループがそれに対応するための時間的猶予があるべきと考えられますので、ゲートクローズ直後に一般送配電事業が予備率を予測し公表して、その値を逼迫時インバランス料金の算定に用いることが1案と考えてございます。

続きまして、52ページから需給調整関連費用の収支管理についてでございます。52ページに現在の仕組みをまとめてございますが、インバランス料金と託送料金とで回収することとになってございます。大きな変更は必要ないと考えてございますが、21年度から需給調整市場が創設され、インバランス料金制度を見直すということになってございますので、特に細かいところについて、このままでいいか、精査する必要があると考えてございます。

53ページ、大きな考え方としては、起因者が特定できる費用はその起因者が負担をする。特定できない費用は託送料金を通じて系統利用者全員で負担をするということを考えてござ

います。53ページの下に注で書いてございますけれども、今後、再エネのさらなる拡大によって、時間内変動等がふえ、コストがふえるということも懸念されますので、一般送配電事業の努力で低減することが難しい費用については、毎年確実に回収できるような仕組みが必要かと考えてございます。

54ページに、費用の種類ごとに考えられる回収の仕組みについて記載をしております。今後、これをベースに検討を深めてまいりたいと考えてございます。

資料3-1は以上でございます、これをベースにきょうご議論いただきたいと考えてございます。

それから、資料3-2をごらんください。3-2でございます。2021年度以降のインバランス料金については、きょうを入れてこれまで4回にわたって議論をしてきてございます。一旦これまでの議論の内容をまとめたものを作成したいと考えてございます。もともと、需給調整市場も含めまして制度全体は資源エネルギー庁の審議会で検討が進んでいるところ、このインバランス料金の詳細な部分については私ども監視等委員会で検討するとされたという経緯でございますので、ここでの検討状況を報告する必要がございます。あした資源エネルギー庁の委員会がございますので、その場で私から報告をしたいと考えてございます。

この3-2、基本的にはこれまでの議論の内容をそのまま記載したものとさせていただきます。きょうの議論も踏まえて加筆修正をいたしたいと思っております。ざっと目を通していただければ、これまでの議論が書いてございますが、内容のところ、先ほどご説明した需給逼迫時のインバランス料金のところなどは今後検討としてございますので、それについては今後引き続き検討するという書きぶりにしてさせていただきます。それ以外のところは、システム開発を始めるということもありますので、できれば一定の結論を出していただければと考えてございます。

事務局からは以上でございます。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、本日は電力広域的運営推進機関の佐藤オブザーバーからも資料の提出をいただいております。佐藤オブザーバー、ご説明をよろしく願いいたします。

○佐藤オブザーバー　　それでは、資料4で説明をさせていただきます。

まず、今、恒藤課長がご説明された資料であります、需給逼迫時のところも含めて基本的には賛成であります。ぜひこの路線を進めていただきたいと思います。

では、なぜ私からプレゼンテーションをするかということなのですが、数字に関しまして

は広域機関はかなり実務的なことをやっておりますので、今後の広域運用が始まるということもあって、数字に関しては幾つかぜひこの場でご説明させていただきたいところがあるのと、もう1つ、本日新たな記述が加わったところがあって、そこは今後の逼迫時の考え方に関して相当問題となり得ることもありましたので、それに関しても説明というか、私どもの立場を述べさせていただきたいと思います。

まず一番最初、2スライド目にありますが、今までいろんなところでしつこくいっているのですが、逼迫時にインバランス料金をきちんとしていただくということは、私ども、緊急時の需給調整も融通という形で責任を直接もっておりますので、極めて関心をもっているところであります。かつ、今後、容量メカニズムの市場管理者ということで、中長期的にも必要な発電設備の維持、新設ということを考えると、適切なインバランス料金が、特に逼迫時について、供給設備の今後の維持をするということでも非常に重要ということもあって極めて強い関心をもっておりますので、今回述べさせていただきたいと思います。

ざっと飛んで10スライド目をあけていただけますでしょうか。今後、2021年度以降何が起こるかということと、この需給逼迫時、何が変わってくるかということをおのち少し説明させていただきたいと思います。

10スライド目にあるのですが、今、調整力、TSOがもっている8%のうち7%ということになっているのですが、それでも大丈夫なのは、皆さんもご案内のように電源Ⅱがあって、今、これは予約制になっておりますが、電源Ⅰ以外にも電源Ⅱという形で実質的にTSOが使える電源が相当あるということで、これをうまく使うということで需給逼迫のときでも何とかかなるという形になっております。

ところが、先生方ご案内のように、21年度は必要なものを需給調整市場から $\Delta$ kWで買うということで、もうこれっきりという形に今後なっていくしますので、この $\Delta$ kWがなくなったら、TSOとして調整できる電源はもうないということになります。そうなりますと、広域運用というか、需給調整市場が入ることによって、よりBGの方に供給力をいかなる場合でももっていただかなきゃいけないという責任が強まると考えております。これが1つです。

次の11スライドなのですが、次は、調整力の広域運用をするということ、これもこの委員会でも何度かご議論いただきまして、調整力を広域に使っていく、調達する場合には50Hz、60Hzでほとんど一緒に運用していくということになります。今までは、エリアごとに需給逼迫があるということになると、先ほど恒藤課長からもありましたように、いろんな、融通ありますとか、警報が出るとか、場合によっては計画停電ということになるのですが、今後



はほぼ50Hz、60Hz、全域、全部で需給逼迫になる、全部でどうしようもなくなるという形になって、この後も説明させていただきますが、実質的には融通ということも、50Hzから60Hzにもっていくとか、たまにはあることは考えられますが、エリアごとじゃなくて、単位ごと、広域的に全ての調整力を管理していったメリットオーダー順に使うということになりますので、なくなったら終わりという状況に相当なります。こういったところで、先ほど恒藤課長がご説明いただいたような、逼迫時のインバランス料金の補正をどうすべきかということの説明させていただきたいと思います。

具体的に申し上げますと、17スライド、18スライド目であります。先ほど恒藤課長からイントロデュースしていただいたのですが、18スライド目にあるような実際の数字を当てはめるべきではないかというのが私どもの考えであります。具体的には、先ほどご説明があったように、②のAのところ、立ち上げの基準点、②のBのところ、上限価格の到達点、それと、③上限価格のところであります。補足的に調整力の参照価格と余剰収支の取り扱いについてもご説明をさせていただければと思います。

まず1つ、需給逼迫を示す指標についてということですが、需給逼迫時の度合いは何でみるかということなのですが、22スライド目です。予備力、予備率によってあらわされる。どこがないかということで3種類に分かれております。この場合のインバランス料金を算出する際の指標値については、調整力ではなくて、どこがもっているかということに関して、結局は予備力、予備率なので、予備力の水準として考えたらどうかという、これ定義のところですけども、提唱させていただいているところであります。

次のところですが、広域運用・広域調達が始まるとどのようになっていくかということですが、調整力の $\Delta$ kWが連系線の運用可能な範囲で広域調達された場合、調整力が各エリアに均等にあるとは限らないため、エリアごとの予備率には大小が生じます。このため、エリアごとの予備率では需給逼迫の度合いを判断することができませんので、広域的にみることで初めて予備率が十分にあるかどうかを判断できるということになります。もちろん、連系線に混雑が発生した場合は、その混雑が発生した連系線の両側では広域的な予備率に差が生じることになるため、混雑のない範囲での広域的な予備率をみる必要があるということでもあります。先ほども申しましたように、今後は、エリアではなくて、広域的にみていくということです。ということもあって、これも恒藤課長からありましたように、指標のところでも、広域的な予備率で、エリアにかわった概念のところ当てはめていただければということでもあります。そうすると、広域的な予備率でみるところで需給逼迫を何%とみればいい

かというのをこれから説明させていただきます。

27スライド以下であります。結論を申し上げます、8～10%でみればいいのではないかと  
いうことでもあります。今のところですが、まずご説明をさせていただきましたが、現在どう  
なっているか。先ほどちらっと申し上げましたが、もう一度、11スライド目をみていただ  
けますでしょうか。左のところです。今はエリアごとの予備率で管理となっております、今  
どうしているかという、Aエリアで5%ぐらいになったら需給逼迫ということでやってお  
ります。そうすると、今後も広域運用のところでも5%でみればいいじゃないかというのもあ  
るかもしれませんが、全体で5%となっているということは、今と比べて相当厳しい状況にな  
っているということです、5%から厳しいよということになると、時間的な余裕がなく  
て、手おくれとなってしまう可能性があると思っております。

あと、これは太陽光の議論のところ何度か紹介させていただきましたが、日本はシンプ  
ルガスタービンがほとんどないということで、立ち上げから実際に動くまでかなりの時間  
がかかることもあって、早目、早目に手を打たなければいけないということでもあります。そう  
なりますと、広域調達・広域運用、非常にいい試みだと思いますし、何としても21年度に回  
してやりたいと思っておりますが、そこで広域調達・広域運用が今までのエリアと同じ予  
備力でみてしまうと、大失敗になる可能性がある。つまり、広域運用により既に他エリアの  
余力を使い果たした状態のため、他エリアに余力が全くないという状況にならないように早  
目に手を打つことを考えると、8～10%が必要ではないかという気がいたします。

なぜ、気がするという、ちょっと弱気な言い方をしたかということなのですが、29スライ  
ド目をみていただけますでしょうか。今、私が申し上げましたのは、エリア内で確保してい  
る水準は5%より高い水準から対策を開始するとなっておりますが、そうすると、今の時点で  
エリアで5%だったら広域的な予備力はどれぐらいかということなのですが、後ろにいろい  
ろな数字を載せていただきましたが、今のところだと、エリアが5%ぐらいのときは、広域で  
みると大体6～10%ぐらい必要というのが、この後の31スライド目、33スライド目、35スライ  
ド目等の数字で書いております。

そうすると、今の水準だと6～10、それなのにどうして8～10で2%上乗せしているのだ  
ということなのですが、今申し上げましたように、今後は広域運用・広域調達ということで  
全ての調整力がメリットオーダー順に並べられ、非常に効率的にやっているのですが、むし  
ろ全て調整力はカウントされてしまったということになりますと、少なくともプラスアル  
ファ%、これまでの経験値だと2%ぐらい上乗せをしないと、これまでの広域的な予備力と同

じ予備力とみれないのではないかと感じておりました、ここは精査が必要と恒藤課長もおっしゃっていましたが、必要だと思いますが、プラスアルファ%を考えると、8～10%程度は必要なのではないかと提案をさせていただいているということでもあります。

次、変わりますが、インバランス料金が上限価格に到達する基準であります。ここはエリア単独のところからどう考えるかというところなのですが、43スライド目にあります。今、エリアの供給力3%を下回るというところで逼迫警報も出て、融通をやるということで、1%程度を下回る見込みのときは計画停電をやるということでもあります。こういったことを考えますと、広域運用ということにもなりますが、需給逼迫の警報の発令時点、具体的には、最大限の融通を受けるなど、できる限りの対策をしても、あるエリアの供給力が3%下回る水準となった時点では、少なくともインバランス料金は上限価格に達していることが基本になると考えます。広域調達・広域運用ということになると、3よりももっと右にあるべきであるという気もしますが、需給逼迫時のインバランス料金はこれまでと比べて上限が相当高くなるということも考えますと、需給逼迫時のインバランス料金の上限価格に達する水準は、低くとも3%、本来的には広域運用・調達になるとより右に行くべきだと思いますが、上限価格の水準を考えると、少なくとも3%ということで制度改正時は始めるべきではないかというのが私どもの考えであります。

次、3番目ですが、だったらインバランス料金の最大値がどこまであるのか、どうすべきかということで、600円と1,900円というご提案をいただいたわけですが、私どもとしましては1,900円にすべきではないかということでもあります。600円がどういうことかということなのですが、これまで恒藤課長からもご説明があったように、49スライド目にあります。発電事業者が本当に玉出しを行う水準、固定費を含んだコスト回収ができるかどうか、600円だと、最大限運転した場合の時間単価で十分回収できるかどうかということになると疑問があります。そうすると、より高い1,900円で、いろんな発電事業者の方がぎりぎりまで発電をしていただくことを考えると、1,900円にすべきではないかということでもあります。これがより大きな1,900円にすると、自家発とかDRといったリソースの玉出しも物すごく進んでいくことになると思います。

それで、50スライド目の4つ目のところですが、大きく【P】と書いてあります。ここは、きょうの資料をみるまでは当然Pがなかったのですが、きょうの資料をみさせていただいて、ここでいっていることは間違いになるかもしれないと思ひまして、赤線を引いて【P】にしました。

ちょっと説明をさせてください。まず1,900円になった場合は、卸電力取引所自体のトラブルの場合を除いて、今後は災害時など需給逼迫時においても可能な限り卸電力取引所の取引を停止しないことが、国とか広域機関からだけでなく、全ての系統利用者から望まれるようになると思っております。

なぜかといいますと、48スライド目にありますように、玉出しをしたりDRをしないと、いわんや、市場がとまってしまった場合とか、計画停電になるような需給逼迫のときに1,900円になっちゃうわけですから、そうならないように、なるべくこの斜めの右側にとまるように必死に努力する。市場が不全になればなるほどインバランス料金は極めて高くなるわけですから、これは国とか広域機関、あと國松さんのところが市場を開かせていこうというよりも、むしろ全ての市場参加者が、1,900円とかになったら大変なことになるので、とにかく市場が動いて、斜めの線にとどまるように何とかという自然な努力が相当図れると思っております。

ところが、ところがということもないですが、今後どういう結論になるかわかりませんが、先ほど恒藤課長が説明された資料のところで説明がございませんでしたが、47スライド目をみていただけますでしょうか。

○稲垣座長 47ページは、資料幾つの47ページですか。

○佐藤オブザーバー 資料3です。資料3の47スライド目の米印、「なお、災害時・市場停止時におけるインバランス料金のあり方については、別途検討を行う」、どうなるとも書いてないのですが、これが、例えば1,900円よりも低い場合、特にこれまでの実績等を含めて数十円にとどまったら、全ての市場参加者が、とにかく市場とまってくれとしかいわないと思うのですよね。つまり、動いていたら1,900円なのに、とまったら50円？に。そうすると、市場をあけないでくれと、究極のモラルハザードになる可能性も相当あるような感じもいたしまして。

あと、何より災害時にこれが適用されないということになりますと、災害のときにできるだけ市場をあけて、計画停電にならないようにするといったこともほとんどなくなるということで、どうなるとは書いてないのですが、47スライド目にある、災害時・市場停止時におけるインバランス料金のあり方がここに書いてあるものと全く違うことになった場合、今議論している需給逼迫時のインバランス料金の補正のカーブがどうなるか、ほとんど両立しなくなる可能性があるので、ここに関して別途検討を行うということで、きょうは検討はやらないのかもしれませんが、これ特段の配慮をしていただくように強くお願いをしたいと思

ております。

もとに戻りまして、55スライド目以下なのですが、調整力の価格の平均か、高いほうかというの、逼迫時に関してこのような新たな曲線があるわけですので、これは私どもも経験値ということでぜひお願いをしたいと思っております。

それと、最後のところなのですが、当然、補正的なカーブになりますとインバランスが余剰になる可能性があるわけでありまして。その余剰収支をどうするかということなのですが、この後議論されるかもしれませんが、60スライド目のところで、冒頭に私ども、今後は容量メカニズムの市場管理者になるという話もさせていただきましたが、収支に余剰が出た場合、今後、容量メカニズムが入って、全ての小売事業者の方に容量拋出金を払っていただくわけですが、その容量拋出金が少しでも安くなるように、この余剰収支というのを当てたらどうかということ。そうなりますと、需給逼迫時の不足インバランスを抑制するインセンティブになりますし、きちんとインバランスを発生させない方は容量拋出金が抑制することにもなりますので、こういったことを考えていただいたらどうかということでありまして。

長くなりましたが、私からは以上であります。

○稲垣座長　ありがとうございました。

それでは、委員の皆様、オブザーバーの皆様からのご意見を賜りたいと思います。14時20分をめどに進めたいと思います。どうぞよろしく申し上げます。札を立てていただいて。

では、野崎オブザーバー、お願いいたします。

○野崎オブザーバー　エネットの野崎と申します。今後よろしくお願いいたします。

1-2の卸電気市場価格を用いた補正についてというところと、あと、需給逼迫時のインバランス料金について、2点について意見をさせていただきます。

まず、市場価格を用いた補正につきましては、補正に当たって実需給に近い時点の取引価格を参照する、この考え方自体には賛成させていただきますけれども、例えば、23ページにありますように、時間前市場の5取引分だけということであれば、残念ながら、実際の取引実態とは乖離が生じるということを非常に危惧しております。時間前取引が最も活発に行われますのは前日の17時の開場直後となりますので、例えば、取引量の多いこの時間帯を含ませることによって納得感が得られるものと考えます。今後は、シングル・プライス・オークション等が導入されると状況が変わってくると思っておりますけれども、当面の間は、例えば、時間前取引の全部を含めてはいかがかなと考えておりますので、ぜひともご検討をお願いいたします。

それから、需給逼迫時におけるインバランス料金についてでございます。資料3の43ページの上限価格Cについて、これは多分、前々回の審議会で私の前任の谷口が申し上げたことなのですけれども、資料43ページの全国平均の低いほう、例えば600円であっても、現状のインバランス料金と比較いたしますと非常に高いレベルだと考えざるを得ません。この価格でございますと、たとえわずかなインバランスが生じた場合にも、収支に与える影響が非常に大きくなりますので、新規参入者に対する大きな負担になるということを危惧いたしております。その結果、新規参入者の経営体力が低下するような事態になりますと、電力自由化の目的の1つであります、需要家選択肢の拡大に対しても悪影響を及ぼすのではないかと考えております。

さらに、供給力を追加確保するための水準Bにつきまして、41ページにつきましては発動基準が3～5%と記述されているのに対しまして、42ページに記述されています、水準7%あるいは8～10%を逼迫コストに盛り込むということになりますと、これは少し過剰かなと考えております。これをするによりまして需給逼迫時のインバランス料金が適用される頻度そのものがふえてまいりまして、これもまた新規参入者への負担がさらにふえることになるのではないかと危惧しています。このようなことから、インバランス料金の価格設定や運用については、その設定方法の合理性ももちろん重要であると考えておりますけれども、それ以上に、個々の事業者の収支影響をみきわめて、市場全体のバランスをとることも大変重要であると考えておりますので、ぜひとも広域競争が健全に継続的に行われるように見直しをお願いできればと考えております。

以上でございます。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、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。2020年度以降のインバランス料金制度についての事務局案に異論はございません。特に、冒頭、事務局案として示されておりますインバランス料金の算定方法で加重平均を用いる案の採用につきましては、これまでの議論を踏まえて説得力を増したと思っております。賛成したいと思います。

その次の卸電力市場価格を用いた補正につきましては、資料3-1の23ページのところで、事務局としてご苦労があったところかなと思っております。一番下の赤字で「実需給に近いものから5取引の平均価格を補正に用いる」というところは初めて見るような表現でございます。この部分は事務局を悩ませた部分かなと思うのです。基本的に異なる事業者の5取

引分の価格の単純平均ですから、ある程度の合理性は担保できるかとは思いますが、5取引分となりますと1万kWhにも満たない電力量になる可能性が高うございます。そうなりますと大きくぶれることになりやすいのではないかと思います。一度やってみて、うまくいかどうかを確かめながら制度として定着させるべきかみきわめていただければいいのではないかなと思います。高い電源を用いることを想定して札を入れるということがありますので、その場合には価格は当然高くなりまして、その方がまた自然であると思います。そのことを念頭に置いていただきたいと思っております。

それから、資料3-1の47番のスライドで、佐藤オブザーバーから、災害時・市場停止時におけるインバランス料金のあり方については別途検討を行うということですが、これは市場をあけないでくれという、モラルハザードを誘発する可能性がある、念押しの議論をされていたわけでありまして、北海道のブラックアウトの経験から、フォース・マジュールのことを別立てでしっかりと考えておきたいという事務局の提案だろうと理解しておりますので、そこは整合的に理解をしていくということをお願いしたいと思っております。

それから、資料3-2の、文章の方なのでございますけれども、5ページ以下のところでコメントいたします。そもそも、インバランス料金の価格シグナル性を重視して、今後役に立っていくといった観点があったと思います。5ページ以下、135行目の「タイムリーな情報公表の詳細」という部分は非常に重要だと思っております。何度もタイムリーに情報を公表するという表現が出てまいります。

その意味で、6ページの159行目の表、たくさんの表をつけてくださっていますけれども、公表のタイミングがやはり気になります。公表のタイミングが遅くなりますと、まさに改革の意味が半減すると思います。ヨーロッパでは5分後といったスピード感で公表するようなものにつきまして、我が国で遅くとも50分後までにすればいいのだというようなことであれば、ちょっと物足りないのではないかと。しだかしまして、例えば、コマ終了後速やかに公表、遅くとも30分後までというような表現につきましても、30分後であれば許容されるという認識ではなくて、少しでもタイミングを繰り上げるという実務上の努力はしていただくべきではないかと思います。30分後となりますと、1コマ丸々過ぎてしまいますので、それでは物足りないのではないかと考える次第であります。

総じて、今回の事務局の提案は非常に高く評価したいと思っております。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございました。

松村委員、お願いいたします。

○松村委員　　まず、資料3のスライド23に関しては、私も草薙委員と同じような懸念をもっている。もう少し強い懸念をもっています。本当に大丈夫か。これだけ薄い市場だということと、量は小さな量でも出せるわけですね。ここでとんでもない価格で出すと操作できてしまう。でも、それを監視すればいいという反論に関しては、少なくともスポットよりは監視がはるかに難しいのは間違いない。スポットの場合にはシングルプライスなので、限界コストベースで出せといてもいいのかもしれないのだけれども、これはザラ場なので、限界費用で出していなかったらおかしい、という整理はおかしい。では、どの価格が適正なのかは結構難しい判断になる。だから、これは取引が薄くても監視で何とかするというのは難しいのではないか。本当に薄い市場で大丈夫かは懸念しています。

しかし、一方で、できるだけゲートクローズに近いところの価格をとるという考え方自体は間違っていないので、考え方自体を否定するものではないのですが、実効性を懸念しています。

次、スライド46、47、ずっと問題になっているところですが、Cのところでは1,900円も600円もそれなりに根拠があり、前は、小さくスタートしたらどうか、とりあえず出発点としては余り大きなものにしないほうがいいのではないかと申し上げました。しかし、広域機関からの説明にもあるとおり、大きな値もそれなりに根拠はあると思います。

ここでちょっと考えていただきたいことがある。ここを高くすると、支配的事業者に圧倒的に有利です。特定のエリアで複数の電源をもっているところと、1つしか電源をもっていないところを考えてください。1つしか電源をもっていないところが突然すごいインバランスを出した。それは、1つしかもってないけれども、それなりにでっかいものだったというような結果として、インバランスが相当高いところに一瞬来てしまったときに、複数の電源をもっているところは、多少余裕があればそれぞれで補うことも可能かもしれない。DRも圧倒的に困り込んでしまっている。旧一般電気事業者の小売部門だったら、それを使って対応することも可能かもしれない。しかし新規参入者にとってはとてつもなく大きなリスクを負うことになる。特に規模が小さいところ。

さらに、電源投資という観点からすると、規模の小さなところは、こんな大きなリスクがあることを前提としたファイナンスを考えなければいけないので、広域機関が最も重視している新規の投資がちゃんと起こるのかという点に関して、新規参入者がそれなりに大きな規模をもっていて、そのエリアに相当たくさん電源をもっているという事業者はいいと思う



のですけれども、そうでなければ、例えば、最初の電源を立てるハードルをかなり上げることになると思います。そういう効果もあることを念頭に置いた上で、それでも高くするメリットがあるので、それも含めて考えるということだと思いますが、ここを高くするのは、そういう大きなリスクがあることは重々考えていただきたい。

それから、発動のタイミング、Bのところですけども、電源I'を発動し始めるというのは、発動できる回数は相当あるわけですよ。相当あるうちの1回目や2回目は本当に危機といってもいいのか。年に1回分、2回分を危機といってもいいのかというのは議論の余地はある。ただ、回数に制限があるので、容量市場ができた後でも、まだ3回分残っているから大丈夫とか、そういう安直な議論をしちゃいけないのは十分わかっていますが、広域機関で出てきている全体の予備率が低かったところは本当にそこまですごい危機だったのか、もう一回考えてみる価値はあると思います。2017年のところで予備率がすごく低くなっているコマは例の中部電力の問題が起きたところですけども、あそこはある意味でプロである系統事業者ですら天候を物すごく読み間違えた、そのような特殊なところで、この件でそれを学んだわけですから、全く同じことは起きない。でも、それに備えなければいけないことは十分わかるのですけれども、そこに過度に引きずられるのが本当にいいのかは十分考えていただきたい。

次に、広域機関から正しく説明があったと思うのですが、市場停止したときに停止によって著しく有利になる人が出てくると、その結果として、むしろ停止させる圧力をかけるようになるのではないかと、そういう御懸念だと思います。ということは、全体でもしここを1,900円と定めたとしたら、停止しているようなときは1,900円か、それを超えるのは普通のはず。でも、それを本当に覚悟しているのですか。

東日本大震災のときに東京電力管内では市場をとめたわけですよ。市場をとめたのは正しかったと思うのですが、あれは、同時同量とかそういうことと関係なく、とにかくある電源は全て出してくださいという格好、それなりの高い値段で買い取りますからというようなことを、需要のほうも、発電能力にあわせるとかということではなくて、可能な節電もできるだけしてくださいという状況だった。余っている自家発電もとにかく買い上げたわけです。北海道のケースもある意味で似たケースだったと思います。

そのようなケースで、インバランス市場も閉じる、それから、スポット市場も閉じるというような状況のときに、例えば、もし北海道のケースだったら、北海道が自家発からかき集めた値段は1,900円をかなり超える値段で買い取る制度をつくるという提案だということ

す。北海道電力でも、もし2,000円で全部買い取るとして、本当に経営的に大丈夫だったのでしょうか。同じようなことがもし新電力に強いられることになったら、本当に甚大な影響になりませんか、ということはずひ考えていただきたい。

次に、スライド52のところです。インバランス料金でkWhのコスト、kWのコストとあるのですが、今まではマルチプライスで調達していて、平均費用に対応するようなインバランスをある意味で目指していた。だから、本来は収支均等するはずなのだけれども、実際には赤字になったという状況だったわけです。これからは限界費用に変えるということは必然的に黒字になるはずで、正しく調達し、正しく運用されていけば黒字になるはずで、したがって固定費は一定程度回収できるはずで、さらに、逼迫時にこういう制度を入れることになるわけですから、固定費、kWhのコストは相当に回収できるはずで、

したがって、それを最初から当て込んで、容量市場、例えば111調達するということであれば、そのうちの1とか2とかはインバランス収支からの黒字がそれに当たるはずだということで、最初から控除して小売に割り当てれば、小売のほうは二重負担だとかという不安は軽減されると思います。

広域機関の説明で、それに近いものがあったと思っているかもしれない。黒字がでたら返すといったのですが、私がずっと言っているのはそんなものではありません。最初から除くべきだと思っています。黒字があったら、などというルールにしたら、非効率的な調達をして、その黒字を減らす努力をすれば、負担を減らせる。同じ資本のもとにある供給者から高く買えば、それが減らせる。そんな歪んだインセンティブを与える必要はない。最初からちゃんと除いて、もし広域機関の提案の様な要素を入れるとすれば、それを超えるような黒字があったときには別途還元するとかということにしないと、規律は働かないと思います。だから、最初の段階で容量市場から控除する。この制度を入れるのであれば、1,900円などとするならなおさら、容量市場で相当に大きな量を控除してもらわないと新規参入者はとても納得できないと思います。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

ほかにご意見は。安藤委員、お願いいたします。

○安藤委員　　ありがとうございます。これまで複数の委員からあった補正のところ、資料3-1の23ページですが、時間前の5件の取引の平均というのはもう少し何か、戦略的な操作を除くことができるような、うまいやり方がないものか、ご検討いただきたいなと感じて

おります。5よりももうちょっと数をふやすというのもいいかもしれないし。というのは、非常に細かい取引をすることによって、価格を上げたり下げたりできてしまうのが問題なので、一定量の影響をみたいとしたら、例えば、単純に5件の価格の平均をとるだけじゃなくて、取引量でウェイトをつけた加重平均にしたら、ちっちゃい取引を一気にやったからといって、それが価格に与えられる影響は無視できる範囲になるであるとか、価格を無理やり操作しようとするのだったら、かなり大きい取引をしないとできないように、それが経済合理的でないように、干渉するというよりも、よほどほっといたらうまくできる仕組みのほうが効率的だと思いますので。

ほかに、例えば、前5件の平均か、または、トータルでどのぐらいの電気の取引量までさかのぼってその平均をとるであるとか、幾つかやり方はあると思うのです。いずれにせよ、量に関係なく、異なる事業者であれば5取引でいいとなったときには、小さい取引は最後に駆け込みでぼんぼんと入ったりする。とはいっても、この時間前市場というのは、そもそもの考え方として、ぎりぎりちょこっと調整するためのものなので、小さい取引をしているからおかしいともいえないと思いますので、このあたりご検討いただければと思っています。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

ほかにご意見は。下村オブザーバー、お願いします。

○下村オブザーバー　　オブザーバーとして失礼しています。

議論になっています資料3-1の47ページの災害時の扱いのところでございます。先ほど松村委員からあったのと同じようなことを申し上げてしまいますけれども、北海道の胆振東部地震の際は、9月6日から9月26日まで20日間スポット市場がとまりました。この間は供給力が需要を下回る見通しであるということであって、したがって適正な取引が行う見込みが低いということで市場が停止されたわけでございます。

今回の基準にそれを照らし合わせてみますと、予備率はマイナスになるのではないかと思います。すなわち、0%よりも少ないところになってくるかと思えます。仮に災害時もこれと同じような扱いとするということであると、それは市場停止時だけでなく、予備力がマイナスになりますと、そのときに市場があいていれば、インバランスが1,900円になるということが予見できるとすると、その近傍で市場の約定がするという可能性もあるのではないかなと考えられるところでございます。

先ほど佐藤オブザーバーからご説明のあったとおり、玉出し側の合理性を考えれば1,900

円というのも一定の合理性はあると考えられるわけでございますけれども、オブザーバーのエネット様からもありましたとおり、今度、小売事業者の事業の持続可能性を鑑みますと、20日間、1,900円でずっと市場が約定してしまうと、さすがにそれはいかなものかと思うところでございます。その点、資料3-1ではこうした考え方も1案と、また、災害時・市場停止時のあり方については別途検討を行うと整理されてございますけれども、その災害時の扱いとの連続性や整合性、あるいは事業の持続可能性といった観点から、数字を含む詳細についてはさらに引き続き慎重な検討が必要と考えます。

以上でございます。

○稲垣座長　ありがとうございます。

林委員、お願いいたします。

○林委員　ありがとうございました。事務局のとりまとめの資料の47ページと、佐藤オブザーバーからの説明も非常にわかりやすかったと思います。方向性としては、私、前回も価格シグナルという話を申し上げました。要は、需給が逼迫しているときに、金額は1,900円とか、高過ぎるというイメージもあるかもしれませんが、それなりの価格シグナルで、日本全体が本当に需給が逼迫しているよということが正しく——価格でしか需給調整できないので、そこでしかというわけではない、そこをしっかりと出すという意味では、47ページで全体としてのグラウンドデザイン的なものが出てきたので、右側のほうの加重平均とか云々というよりは、全体の流れで、ピンチになれば高くなるということがシグナルになれば、方向性としてはいいのではないかと考えています。

あと、佐藤オブザーバーから、資料4の10ページと11ページというのは非常に本質をついてわかりやすく、みやすいと思っています。ご承知のとおり、電気事業法で小売事業者はまず供給力確保義務があるということと、制度ががらっと変わりますので、ここを、私たち自身も多分全部把握してないぐらいの、レベルが難しくなっている中で、本当に慎重に議論していただききたいというのが1つ。

あと、資料4の11ページですけれども、これはエリアごとにそれぞれやっていて、ピンチで危ないとなって、みんなでどう融通するみたいに、左側、予備率を管理していて、最後、全エリアで5%だったのが、今後は広域的な予備率になると、一番上の何%かは別として、8とか10%が、いきなり5%になってしまう、こんな非常に難しい調整、システムのにも技術的にも本当にできるかというレベルだと、私は自分のシステムのいろんな研究をされていて思います。紙でみるとすぐできるように誤解しちゃうので、ここはぜひ慎重な議論をと思っています。

ます。

といいますのは、しっかり早目に準備するという意味での、ある程度の予備率のパーセントは本当に必要なもので、ここは確かに価格に跳ね返ってきて、それが高い、安いというのはあるのですけれども、日本全体が本当にピンチのときに、小売の方々が自分たちがもたない云々とかではなくて、それくらいオールジャパンでピンチなので、そこは、例えば多目に回収しても、それをまた送配電事業が戻すといっているのです、佐藤さんからの話、容量市場で戻すとか、その戻し方は別ですけれども、グラウンドデザイン的な仕組みはちゃんと本当に考えていただきたいと思います。

方向性としては、システムをつくる話もあるので、事務局の提示の方向でいいのですけれども、そのパーセンテージとか額は真剣に。日本全体の話と、個々の小売の負担の話ももちろんわかりますので、私は非常に懸念していますので、またよろしく願いいたします。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

　　国松オブザーバー、お願いいたします。

○国松オブザーバー　　ありがとうございます。取引所価格での下打ちでございます。資料3-1の23ページでございますが、5件という形でとっていただきました。これ、量の設定だと、量をつくることのほうが大手であれば簡単かもしれない。違う事業者と5件約定することの難しさという考え、5件なのか、10件なのか、いろいろありますけれども、そちらの考えで5件という形をお選びいただいたのだと思っております。取引を運営している者としても、このあたりは妥当ではないかなとは思っております。かつ、皆様からのご指摘のとおり、ここの部分で価格操作の監視は今よりもさらに増して重要になってくることは認識してございますが、量をつくるのよりも、件数つくるほうがやはり操作はしにくいものと認識しております。そこからの件数の提案をいただいているものと認識しておりますので、少しこのベースにブラッシュアップさせていただければと考えております。

ただ、1時間前ぎりぎりまで取引できるものと、できないものがあります。それは自動で計画申し込みのできる人は1時間前ぎりぎりまでできるのですが、手でやっている事業者はぎりぎりまでできません。そういうのを考えますと、例えば、1時間半以前のとかというので、少し平等性を考えるのも1つかなと思っております。1時間前に計画提出をしなければいけない、ぎりぎりだと間に合わないということが起こって、1時間半ぐらいから2時間前までには手を引く方が多うございます。そういうのも考える必要はあるのかなと思ってお

ります。

もう1点は、インバランス、今、1,900円、600円というのがございます。市場停止をしたほうがインバランス上有利になるので、そういった気持ちが出ないようにということをご配慮いただいているのは、まずはそのとおりかと思っております。1,900円、600円、どちらがどうというのは私どもの部分ではないのでコメントは差し控えますが、1,900円になれば、現在の私どもの市場の価格は999円までしか入りませんので、そうしますと、桁数を上げる必要はあるのかなと思っております。

また、私どもとしまして、これまで2回、東日本と北海道において市場停止をやむなくいたしました。その経緯も考えながら、今後なるべく停止せぬようということは考えていきたいと思っております。この停止せぬようにするときには、需要家が使ったら1,900円払わなきゃいけないのだとしたときに、小売電気事業者が需要家にどれだけ節電を要請できるか、そこが肝になると思います。ただ、気をつけなければいけないのは、病院とか、そういった必要量は絶対にある。この控除を考えれば、1,900円当てにいて需要家を説得できないのだとすれば、小売電気事業者が責を負うというか、経済的にもつというのは1つの考え方、DRのさらなる発展というか、需要抑制の部分がもう少し経済的に生きてくるのではないかなと考えております。価格によって需要をコントロールしてしまうという言い方になるのですけれども、その向きはあるのかなと思っております。そのためには取引所は停止せぬほうが望ましいというのはまさにそのとおりだと思っておりますので、さらに検討は取引所としても進めていきたいと考えております。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

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。今回、事務局のほうでシステムへの反映ということもスケジュールをご配慮いただきまして、とりまとめをいただきましたこと、ありがとうございます。

本日の議論で、まとめていただいたこの要件であるとか、先ほどから議論されている需給逼迫時のインバランス料金のカーブ等につきましても、ここでご承認を得られれば、それをシステムに落とし込むべく、送配電事業者はしっかり事務局とも相談しながら進めてまいりたいと思います。

その上で、先ほど佐藤オブザーバーから資料説明をいただきましたけれども、広域機関の

資料11ページのほうに、広域で予備力を管理する場合にこういうふうになるところがあるということ、非常にわかりやすくご説明いただいたと思っております。その意味では、従来と違いましてエリアごとで予備力を管理しているときに比べると、全国で管理して、全国で予備力が低下した場合には応援という概念はないということから、感覚的には裕度が小さくなる、同じ予備力のようにみえるけれども、信頼度は低くなるということかと考えております。今後、どのような影響があつて、どういう対応が必要なのか、我々にはこの辺十分に知見がございませんので、広域機関と協力して検討させていただければと思います。

以上でございます。

○稲垣座長　ありがとうございました。

中野オブザーバー、お願いいたします。

○中野オブザーバー　お話を伺っていて、小さい新電力の立場として出ていますので、一言申し上げないといけないかなと思っております。

ここにまとめていただいていることとか、委員の先生方がおっしゃっていること、いずれもごもつともで、方向性としては、細かいところは別として、もちろん異論ないわけですが、小さい新電力のことまで考えている場合じゃない、需給は逼迫しているのだから、というのは余りにも極端かなと思います。皆さん、500～600もある新電力に全て会われたことがありますかね。新電力というのは、1日に出入りのキャッシュフローがもつかもたないかぐらいで経営をしているわけですね。もちろん、需給逼迫することについては一定の責任があるし、やるべきことはきちっとやるのはもちろんのことなわけですけれども、一定の期間とか、全部が全部需給調整できるわけではありませんし、スモールスタートでやるというのは、全体的なことを考えれば、我々としてはぜひお願いしたいなと思うところです。

ですから、きちっとまとめていただいて、これがおかしいと申し上げているわけではないのですけれども、実態を把握した上で一つ一つ進めていただかないと、どこかで必ずほころびが出て、ばたばたということは十分あり得ると思っております。それは本当に実態を踏まえていらっしゃらないのかもしれないと思うようなご発言があるということは非常に気になります。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございました。

それでは、皆さんご発言……はい。

○辰巳委員　今のお話を聞いた結果なのですけれども、私の場合は最終の消費者であつて、

今のようなこういう議論が、私たちのところに、電気料金、託送料金なり発電料金なり、どこかでかかわってくるはずだと思うのですけれども、そのあたりがよくみえない。一般の家庭まではかかわってこないのかもしれませんが、そのあたりもよくわかってなくて。

今、形をきちっとつくっていかなくちゃいけないときに、変なことをいうとまたややこしくなるといけないのですけれども、コストのつくり方を上流側からずっと考えておられるように私にはみえてしまって。下流の側から、私たちの側、電気料金を払う側からみたとき、払っている電気料金の内訳はそこら辺と整合できるようなものがあるといいなと思ったりしたわけです。できる、できないはちょっと別にして。私なども自分が新電力さんを選んでいる関係から、そこがこういう形の中で大きな波にのまれてつぶれてしまったら困ると思って、応援したくて選んでいるわけで。自由化に乗っかって。そういう意味で、細やかなご配慮がみえるように、私たちにもちゃんと配慮していることがみえるように何かできないのかなというのが、意見というか、希望です。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、ご意見も大体出たようですので、事務局のほうからまた……佐藤オブザーバー。

○佐藤オブザーバー　　済みません。さまざまご提言とか反論、ご意見をいただいたので。特に数字のところはさらに詰めなくちゃいけないと思っております。これをタスクアウトされようが、されまいが、ぜひさらに精緻に分析をさせていただいて、この会合で、次回か、次々回にぜひご議論させていただければと思います。

あと、最初のほうでご発言されたエネットの野崎様、非常に感慨深いと思っております。なぜかという、エネットさんはインバランスを非常に出されない会社です。相当な逼迫時であっても、今まで市場が高騰されても相当買われているという実績があつて、その野崎さんが急にダメージを与えるというのは、私どもとしても相当考える必要があると思っておりますので、ぜひ詳しく教えていただければと思います。

そういったことも含めて、数値が決まらないと、先ほど白銀様がシステム設計を始めたいとおっしゃいましたが、細かいシステム設計ができなくなりますので、ぜひさらに精査をさせていただきたいと思っております。

以上です。

○稲垣座長　　それでは、事務局から。

○恒藤NW事業監視課長　　ありがとうございます。まず、今の需給逼迫時の料金のところ、



いろいろご意見をいただきました。特に大事なところは、市場を停止したとき、あるいは災害時のインバランス料金とのつなぎとといいますか、連続性、整合性を一緒に合わせて考える必要があるという点、それから、新電力、あるいはひいては需要家への影響も考えに入れながら検討を進めるべきであるというご意見、それ以外にも幾つかのご意見をいただきました。きょういただいたご意見も踏まえて、きょう、私ども事務局からお示した大きな考え方をベースにしながら、具体的な数字について、次回以降またこの場で議論をさせていただきたいと思っております。

それから、それ以外については、卸市場価格での補正のところ、考え方はこれでいいと思うのだけれどもと。異なる事業者の5件の取引の平均で本当にいいのかどうか、心配のところもあるよねというご意見を複数の委員からいただきました。考え方はこれにしつつ、過去のデータなどを精査して、本当に5件でいいのかどうかは再検討したいと考えてございます。

ほかのところも幾つかコメントがございましたが、おおむねそれ以外のところは事務局の提案で特に異論はなかったと考えてございますので、今いただいたところは、Wordのまとめの紙でも修正を反映いたしまして、これまでの議論のまとめという形でまとめさせていただきたいと思っております。

以上でございます。

○稲垣座長 安藤委員、どうぞ。

○安藤委員 今、恒藤課長からあったお話ですけれども、まず、それより手前の話を含めてなのですが、600円か1,900円かみたいな議論をするときに、取り過ぎたら戻せばいいみたいなことが先ほど考えとしてあったわけですが、そのタイムラグみたいなものはとても大事だと思うのですね。取り過ぎたものが1年後に戻ってきたって、その間につぶれてしまったらしょうがない。8~10%とか、1,900円とか、高目の数字でやるのだったら、過剰にとったものが、どのタイミングとしてインバランスとして支払わないといけないのかとか、それがもし過剰だったらどのくらいのタイミングで返ってくるのか、このあたりのこともセットで考えないと新電力の皆さんの安心感にはつながらないと思いますので、それを考えていただければというのが1点目。

2点目は、過去5件の取引について。23ページのところで、これまでの取引データをみて検証すると、今、恒藤課長はおっしゃいましたが、これまでの過去5件というのはまさに価格に反映しなかったときの取引データなので、これをみて、過去5件使っても大丈夫でしょといっても、これからルールが変わったもとの、人々が戦略的に動く可能性がある世界におい

での5件とは意味が違うということをご配慮いただければと思います。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

充実した議論だったと思います。そして、本日までの議論の中で、委員の皆様との間で大きな部分では一定の方向性が共有できたと思います。今後、この専門会合での議論を踏まえて、関係各方面に対して説明、さらには働きかけをしてみたいと思います。委員の皆様におかれましては、精力的にご議論いただきまして、本当にありがとうございました。

なお、本件については、本日、逼迫時の部分など、かなりテクニカルな要素も多々あり、今後対応を進めていく過程で細部において議論すべきこともあろうかと思えます。これらについては、本日までに委員各位からいただいたご意見、ご指摘を踏まえて、次回以降も議論を深めてみたいと思います。事務局においては対応をよろしく願いいたします。

それでは、次の議題に移りたいと思います。

次の議題は、電源Ⅰ'の広域的調達でございます。まず事務局からの説明を求めます。よろしく願いします。

○恒藤NW事業監視課長 電源Ⅰ'の広域的調達について、前回の続きでございます。

資料5の2ページをごらんください。前回の議論でございますが、本年秋に行います来年度向けの調整力の公募から電源Ⅰ'につきましましては広域的調達を行うという予定をしております。それに当たりまして、電源Ⅰ'向けに連系線を最大どれだけ確保するのかということについて、公募の前に決めておく必要があるということでございます。前回、2018年度の最低空容量を上限とするという案を事務局からお示しましたところ、それでは広域調達のメリットを十分に享受できない可能性があり、その広域調達のメリットと卸市場への影響を総合的に評価して決めるべきとのご意見をいただきました。

続きまして、資料5の3ページをごらんください。今回の公募からは、電源Ⅰ'につきましましては隣のエリアからも応札できるようにするということでございます。仮に隣のエリアの電源のほうが安くて、それと契約した場合には、それが確実に使えるよう連系線の枠を同じ量あけておくという運用が予定をされてございます。これを踏まえまして、公募の前に、それぞれの連系線について最大どれだけの量を電源Ⅰ'に使えることとするのかということ事前に決めておくということでございます。

4ページは前回事務局から提案させていただいたものでございます。2018年度において一度も使っていない部分、すなわち、最低空容量を上限にしてはどうかという提案をさせていた

だいたというものでございます。

6ページをごらんください。前回の議論を受けまして、広域機関において検討がなされまして、2018年度の実績をもとに広域調達のメリットと卸市場への影響評価をした結果、6ページの下につけてございます図の値が適当であるという結論が示されてございます。図の青い数字と赤い数字がございしますが、青い数字のところはフェンス潮流、すなわち迂回して流れるということも考慮すると、前回私どもから示した案よりも数字がふえるというところでございます。それから、赤い数字のところ、東北から東京への部分でございますが、これについては、これを確保すると何回か市場分断はするのだけれども、それよりも電源I'の広域調達のメリットが大きいということで、前回の案よりも数字がふえたという部分でございます。

この試算の詳細な内容については資料6に広域機関の資料を添付してございます。詳しくはそちらをみていただければと存じます。抜粋として、先ほどの資料5の7ページに、東北から東京向きの部分の資料の抜粋をつけてございます。資料5の7ページでございます。

7ページの左下にグラフがございしますが、このグラフの赤い線は、広域調達を行うことによって電源I'の調達費用が削減するというメリットの試算値でございます。横軸はエリア外から調達する量、縦軸はメリットの額になってございます。一定のところまではエリア外から調達することによってメリットは発生するというものでございまして、この赤線は、昨年の公募におけます応札価格から東京と東北の電源I'の価格差を予測して計算をされたものとなっております。

それから、7ページの左下の青い線は、連系線を確保することによってスポット市場の市場分断が起きることによるコスト、評価を線にあらわしてございまして、青い線のほうは2018年度の連系線の使用状況から分断回数とその量を予測いたしまして、分断した場合には、エリア内の高い電源を用いるという仮定をして評価をされたというものでございます。

このような評価を全ての連系線に行いまして、先ほどお示した6ページの図の数字が広域機関から示されたということでございます。

この6ページの数字は2018年の連系線の容量をベースにした数字でございましたので、2020年の最新の連系線の容量を当てはめると8ページのような数字になるということでございます。仮に広域機関の評価結果で今回公募をすると、このような上限値になるということでございます。

10ページをごらんください。広域機関の評価結果を踏まえた対応の案でございます。まず

10ページの1行目でございますが、広域機関におけます評価結果は、電源Ⅰ′をエリア外から調達することによるコスト削減効果と、それによって連系線容量を確保することによる市場分断の影響を、昨年度のデータから一定の仮定を置いて試算をして比較したものでありまして、一定の妥当性があると考えます。

2020年度についてはこの実施初年度でありまして、精緻な評価は難しいと考えられますので、この電源Ⅰ′向けの連系線確保量の上限については広域機関の値を用いるということにしてはどうかと考えてございます。

なお、実際の応札価格が今回の試算から大きく異なった場合には、電源Ⅰ′をエリア外から調達することによるコスト削減効果がこの試算から大幅に縮小するという可能性もゼロではございません。したがって、域外からの応札については、落札のメリットが連系線容量を確保することによるコスト増を上回ると評価されるのみ調達対象とするということにしてはどうかと考えてございます。その評価については広域機関の手法を用いて行うということにしてはどうかと考えてございます。

念のため、12ページにまとめを明確に記載してございます。2020年度向け電源Ⅰ′の調達について、隣接エリアの電源等と契約する場合には、それが確実に活用できるよう、それと同量の連系線容量を確保することとする。その上限は、広域機関から示された値（2020年度連系線運用容量考慮後）を用いる。

実際に広域調達を行った実際の落札者の選定においては、域外からの応札についてはそれを落札することによるコスト削減効果が連系線の容量を確保することによるコスト増を上回ると評価されるケースのみ落札をする。その手法については広域機関の手法による試算をする。

2021年以降については、今回やって得られるデータ等をもとに改めて広域調達の経済メリット等を評価し、確保量のあり方については改めて検討するということになってございます。

事務局からの説明は以上でございます。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

この議題については、広域機関から別途、資料6の提出をいただいております。この資料については質疑の中で必要に応じて取り上げていただくということで対応したいと思いますが、佐藤オブザーバー、いかがでしょうか。

○佐藤オブザーバー　　ほとんど説明していただきましたので、特段補足するものはありませんし、今回、恒藤課長がプレゼンしていただいたことに全面的に移行していただければあ

りがたいと思っております。

以上です。

○稲垣座長　それではそのように取り扱わせていただきます。

それでは、委員の皆様からのご意見を伺いたいと思います。どうぞよろしく申し上げます。

はい、岩舟委員、お願いします。

○岩舟委員　意見ではないのですが、前回、何らかシミュレーション等したほうがいいのではないかと申して、この短期間の間にきちんとご対応いただいたことに感謝したいと思います。この上限値の見直しで、実際に電源 I' の広域運用の可能性は高まりましたし、よりメリットが出るのではないかと考えられます。それを期待します。ありがとうございました。

○稲垣座長　ありがとうございます。

ほかにご意見は。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。私も今回のプレゼンで電源 I' の広域調達の可能性が大きく高まったと、大いに期待しております。

資料5の11番目のスライドは、参考資料ではございますけれども、2019年度向けの公募における電源 I' の募集条件というものが載っております。これをみて今後について考えるところがございますので、申し述べます。

ここで出ておりますさまざまな条件が、かなりばらついているというのが率直な感想でございます。各エリアで活動しておられますアグリゲーターなどからしますと、隣接エリアで公募がかかっているということがわかったのであれば、ぜひ応募してみたいとお考えになるのではないかと期待します。したがって、公募調達のエリア同士での状況を極力そろえるということは決して無意味ではないと思います。例えば、運転継続可能時間でも2時間から4時間までばらつきがございますけれども、逼迫の状況がエリアによってばらばらということで需要ピークの形が大分違うということからこのようになっているということだと思っております。けれども、将来的には全て3時間でそろえろとか、そんな形で応募する側も設計しやすいものを目指されるべきではないかと思っております。ますますこれが発展することを願っております。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございます。

ほかにご意見は。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。電源 I' のために連系線をとっておくというのは、とっておくことによって、スポット市場ないしは時間前市場が使えるなくなる部分が存在するかもしれないというところだと思っております。実際にこれだけであれば大丈夫というところでスタートされる場所に関してはそうかと思うのですが、振り返りのときには、どのぐらいの量を I' のために押さえておいたのか、押さえてなかったらスポット市場はどうなったのか、2020年度で私どもはしっかり計算をしまいたいと思っております。ですので、この I' のために押さえた量の通知を広域機関様から取引所のほうにいただいて、私どもはそれをもとにシミュレーションを回しながら、途中、途中でご報告申し上げていくという形をとらせていただければと思っております。それで2021年度をどうしていくのか、ご判断いただくという流れをつくっていただければと思います。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

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。ご審議いただきまして、今回整理していただきました内容を踏まえまして、2020年度から、今回から電源 I' の広域的調達という形で公募の手続を進めさせていただきます。改善すべき点等ありましたら、次年度以降に生かしていただきたいと思っておりますので、また検討に当たりましてはご協力をよろしくお願いいたします。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。よろしく申し上げます。

それでは、皆様のご議論、よろしいでしょうか。

では、事務局のほうから特にありませんか。

それでは、皆さんありがとうございます。これについては皆さんからご意見をいただきまして、本日の議論を踏まえて、引き続き来年度向けの調整力公募の準備を進めていただきたいと思っております。

それでは、議事を進めます。

自主的取り組み・競争状態のモニタリング報告、これは平成31年の1月～3月期です。及び公営電気時の契約見直しに関する実態調査について、まとめて扱いたいと思っております。まず事務局からの説明を求めます。よろしくお願いいたします。

○木尾取引制度企画室長 まず資料7でございます。これは定例的なものでございます。

3ヵ月に1回自主的取り組み・競争状態のモニタリングとしてご報告をしているものでございます。

まず3ページ目で要点をまとめさせていただいておりますので、基本的にはこちらのみで説明をさせていただきます。

まず取引所の状況であります。スポット市場については、当期間、対象期間は2019年1月～3月期でございますけれども、当期間の約定量は前年同時期比で3.3倍の697億kWhという形になってございまして、我が国の電力需要に占めるシェアは、JEPXにおける取引量で全体で31.5%という状況になってございます。

次に、電発電源の切り出しの状況でございます。北陸電力について、2019年4月から1万kWの切り出しを開始しており、九州電力についても、もともと1万でございましたけれども、プラス2万の切り出し増量を開始しているところでございます。

相対取引でございます。40ページのほうに詳しい図はつけさせていただいておりますけれども、かなり増加をしている状況でございます。相対取引による卸供給を行っていない旧一般電気事業者はもともと1社ございましたけれども、今は既になく、全社が相対取引による卸供給を行っている、そういう状況になっているということでございます。

競争の状況でございます。新電力の販売電力量は334億kWhでございまして、前年同時期比で1.1倍となっております。新電力のシェアでございますけれども、特高・高圧で16%、低圧で13%となっております。特高・高圧については2018年12月よりは若干減少がみられるという状況になってございます。

なお、新電力の販売電力シェアが高い地域としては、北海道、東京、関西が挙げられてございます。

この先のページでの説明は割愛させていただきます。

続きまして、資料8でございます。公営電気事業の契約見直しに関する今後の取り組みということでございます。

こちらについては2ページ目で若干詳しく目に説明をさせていただきます。これまで公営電気事業者が保有する発電所の多くは水力発電所でございますけれども、この多くは旧一般電気事業者との間で長期の随意契約が締結されてきてございます。地方自治法においては、自治体の所有する公営電源の契約は一般競争入札に付すということが原則とされているわけでございますし、これらが入札に付されることには、最終的にはもちろん当該自治体の判断によるものであるとは考えてございますけれども、政策的にも電力市場の競争の促進であると

か、卸電力取引の活性化といった観点から重要なものであると考えてございます。

こういうことを踏まえまして、2015年3月には、資源エネルギー庁においてガイドラインが策定をされて、公営電気事業者が契約の解消や見直しを行うための環境が整備されたところでございます。

一方で、ガイドラインの公表後4年たつわけでございますけれども、契約期間が切れた更新時に一般競争入札に移行した事例は2自治体——新潟県と熊本県であります——が存在するところでございますけれども、契約期間内に既存契約を解消した事例はなかったということでございます。注意書きにも書いてございますが、ガイドライン公表前も含めれば、契約期間が切れた更新時に一般競争入札に移行した自治体は、新潟、熊本、三重の3自治体でございまして、契約期間内に既存契約を解消した事例は東京都のみになってございます。

こういった実態に鑑みて、今後、自治体ごとに契約の見直しの状況であるとか、見直しに当たってボトルネックがあるのかないのかといったことについて、実態調査を行うこととしたいと考えてございます。その結果については公表するというのを考えてございます。

今後、まずは事務局において関係自治体の方々、あるいは旧一般電気事業者を対象としたヒアリングを行うことを考えてございます。本日、旧一般電気事業者の各社にもオブザーバーとして通常どおりご参加いただいておりますし、あわせて、本日については公営電気事業経営者会議の浅川事務局長にもご参加いただいているところでございますけれども、今後、実態調査を行う際にはぜひともご協力をお願いできればと考えてございます。

参考として、3ページ目、4ページ目に、地方公共団体の保有する電源との調達契約についての状況、及び競争入札の状況についてご紹介をさせていただいているところでございます。

事務局から以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、ただいまの説明について、委員、オブザーバーの皆様から質問、ご発言をお願いいたします。それでは、野崎オブザーバー、お願いいたします。

○野崎オブザーバー　　ありがとうございます。資料8の公営電気事業に関してなのですが、全体の規模がどれぐらいかという議論もございますけれども、私ども新電力にとっては、我々が安定調達をするという意味では非常に魅力的な電源だと考えております。また、水力が多いということもございまして、環境面においても、私どもがアクセスできることになると我々にとって非常に魅力的であるととらえておりますので、今回やっていただける調



査等を通じまして、公営電気事業の卸取引が活発化していくことを大変期待しておりますので、ぜひともよろしく願いいたします。

○稲垣座長　　ありがとうございます。

では、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。先ほどのエネット様のお話からも明らかだと思えますけれども、一般競争入札を導入して、高く落札してくださる新電力の方に取引の相手を切りかえるということは、財政難にあえいでおられる自治体にとっても、ぜひ採っていかれるべき方法だと思いますので、そのことをヒアリングの際にぜひ啓蒙していただきたいと私は思います。もちろん、ほかにもいろいろ方法はあると思ひまして、電発電源の切り出しという文脈の中で、一部、水力発電を切り出して、JEPXに玉出しをしてくださっているという例もあります。そういった形で卸取引の活性化に役立てていただくことも1つかと思います。いずれにしましても、不当に長期に及ぶ契約は望ましくなくて、契約の締結のチャンスが新電力にもあるべきだと思います。その観点も交えてぜひともヒアリング等を行っていただきたいと願います。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございます。

それでは、辰巳委員、お願いいたします。

○辰巳委員　　資料8の4ページ目のところをみせてもらっているのですが、要は、結果的に切り出されたのは3件あり、最大出力、右側に合計と書かれている17万5,250kWということですね。母数は幾らかがわからなくて、それがわかるように。上に書かれている、年間可能電力量81億というのが母数になるのですか。そのうちの17万ということになるのですか。そのあたり、どのぐらいの比率になるのかがわかればよいなと思って。

○稲垣座長　　それについては、木尾企画室長。

○木尾取引制度企画室長　　わかりにくくて失礼いたしました。4ページ目の公営電気事業設備概要というところにkWベースで書かせていただいておりますけれども、出力が247万kWに対して、切り出されたものが17.5ということになってございますので、大体7%ちょっとが切り出されているということでございます。

○辰巳委員　　わかりました。

○稲垣座長　　武田委員、お願いいたします。

○武田委員　　ありがとうございます。地方自治法の原則にもかかわらず、旧一電に対する

アンケートでは、地方公共団体からの申し入れ、相談がないという回答がほとんどであったということですので、この調査、またヒアリングを通して、地方公共団体に後押しをしていただければと思います。

○稲垣座長　ありがとうございます。

　　大方のご意見はもういいですかね。集約されているということで。

　　それでは、事務局からありますか。いいですか。

　　ありがとうございました。

　　それでは、公営電気事業の契約に関しては、事務局において実態調査にとりかかっていたくようお願いいたします。また、モニタリング報告については定期的に本専門会合で取り扱ってきておりますが、引き続き対応をお願いしたいと思います。

　　本日予定していた議事は以上でございます。

　　次回会合については、追って委員会事務局からご連絡申し上げます。

　　長時間ありがとうございました。それでは、39回制度設計専門会合はこれにて終了といたします。ありがとうございました。

——了——