

第58回制度設計専門会合 議事録

日時：令和3年3月24日 13：00～16：25

※オンラインにて開催

出席者：稲垣座長、林委員、圓尾委員、安藤委員、岩船委員、新川委員、武田委員、村上委員、松村委員、山内委員

(オブザーバーについては、委員等名簿をご確認ください)

○恒藤総務課長　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58回の制度設計専門会合を開催いたします。

委員及びオブザーバーの皆様方、本日も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ずることが求められておりますので、オンラインでの開催とし、また、議事の模様はインターネットで同時中継を行ってございます。

本日は、大橋委員、草薙委員は所用のため御欠席でございます。

それでは、議事に入りたいと存じます。以降の議事進行は稲垣座長、よろしく願いいたします。

○稲垣座長　皆さん、こんにちは。本日の議題は、議事次第に記載した4つでございます。

それでは、まず最初に「スポット市場価格の動向等について」、事務局から説明をお願いいたします。

○恒藤総務課長　総務課の恒藤でございます。資料3-1でございます。「スポット価格高騰期間におけるインバランス料金等の分析について」でございます。

1枚めくっていただいて2ページでございます。3月5日に1月のインバランス料金の確報値が公表されましたが、2ページの図のとおり、特に1月6日ごろから14日ごろにかけて、事前に公表されていた速報値から比べて確報値が大きく上振れしたというケースがございました。要すれば、速報値がかなり実際の値よりも低く出ているというケースがあったということでございましたので、なぜこのようなことが発生したのか、その要因について分析を行ったというものでございます。

1枚飛んで4ページでございます。インバランス料金の算定方法は、電気事業法の省令でございます託送料金算定規則に規定がされてございます。

5ページでございますが、その算定プロセスと各機関におけます役割につきましては過去の審議会で整理がなされ、広域機関の送配電等業務指針などにおいて規定がされているところでございます。

5ページの下の注に記載をしてございますが、念のため、このプロセスに関与いたします一般送配電事業者、広域機関、JEPXに対しまして、この1月の確報値の算定においてルールどおり算定していたかどうか確認をしたところ、全ての者から適切に実施していたという旨の回答を得ているところでございます。

6ページでございますが、他方、速報値につきましては省令などに定めはなく、過去の審議会の議論に基づいて、関係機関の協力により算定・公表が行われているというものでございます。

7ページからは、今回事務局による分析の結果でございます。現行インバランス料金は、小さな字で式が書いてございますが、スポット価格に α というのを掛けて算定するという仕組みになっておりますが、この α は、日本全体のエリアインバランスの量から決定をするということとなっております。この1月の速報値におきましては、この図のとおり、エリアインバランスの不足が確報よりも小さく見積もられていたということでございまして、これが原因となっていたということでございます。

飛んで10ページでございますが、このエリアインバランスの算定でございますが、速報段階では実需給の5日後に公表するということから、その時点で入手可能なデータを用いて算定を行うということになってございます。速報値と確報値で何が違うのかという主な点は、この記載しております3点でございまして、これらが今回の速報値の大きなずれの要因になっていると思われるところでございます。

では、その速報値のずれが需要インバランスの見積もりにあったのか、あるいは発電インバランスの見積もりにあったのかということについて分析を行ったところ、日にもよりますが、いずれにおいても差が発生していたということでございました。

12ページ、このうちの需要インバランスについてでございますが、速報値と確報値の違い。需要インバランスの確報値におきましては、需要BGに調達不足があった場合、それがちゃんとインバランスに含まれるようBGの需要計画を調達計画に合わせた形で、そこから実際の需要実績との差を見るということでインバランスの計算をするということにな

るわけですが、計画内不一致と呼んでおりますけれども、この計画内不一致の確認・修正には時間がかかりますので、速報値段階では、需要計画はみんな差がないものとして需要計画をベースに不足インバランスを出すということで、調達不足分がインバランスに含まれないと、そこの中で含まれないということになってございます。この冬の需給逼迫期間におきましては、必要量の電気を調達できず、広域機関に提出をされました需要計画と調達計画が一致しなかったケースが多かったのではないかと思われ、これが要因になっていた可能性があるということでございます。

これについて、より詳細に見るために、実際に需要BGから出された計画を見たところ、13ページのように、実際に多くのBGにおいて計画内不一致があったということを確認いたしました。すなわち、この冬の需給逼迫時におきましては、スポット市場の売り切れで十分な調達ができなかったといったケースが多かったため、このようなことが多く発生していたものというふうに思われるところでございます。

ちなみに、過去においても同じようなことがあったのかというのを少し分析してございます。売り切れかつ系統不足であったコマを抽出いたしました。そのうち確報値と速報値の比が1.2を超えたものを見てみますと、かなりの割合で売り切れのケースでは確報と速報が大きな差が出るというケースが実際に発生しておりまして、このようなことから、こういう売り切れのケースには需要BGの計画内不一致が多く発生し、それによって速報値が小さめに出るというメカニズムが起きているということが推測されるところでございます。

15ページは発電インバランスにおける速報と確報の差についての分析でございますが、この冬は、一般送配電事業者が電源1'の指令、さらには電源Ⅲや自家発での増発要請というのを多く行ってございました。これらについては、送配電の要請などに基づいて行われるというものでインバランスではないのですが、速報値においてはタイムリーに計量等を行うということが難しいといった面から、多くの一般送配電事業者において、この分については速報段階では余剰インバランスとして計上がされてございます。

今、音が聞こえなくなっておりますので、一旦、説明を止めさせていただきます。

では、戻って、15ページの冒頭から説明させていただきます。

発電インバランスにおけます速報と確報の差についてでございますが、この1月は、一般送配電事業者が電源1'への指令あるいは電源Ⅲ、あるいは自家発への増発要請といったことを多く行ってございました。これについては、送配電からの指令、要請に基づいて

増発したものでございますのでインバランスではないのですが、速報段階におきましてはタイムリーな計量は難しいなどといった要因から、多くの送配電事業者におきまして、この部分は余剰インバランスとして扱われてございます。今回、その差がこの1月の速報値と確報値の大きなずれの要因になっていたと考えられるところでございます。

16ページが、送配電の要請を受けて稼働した自家発の量のグラフでございます。

17ページが、電源1'の稼働状況をまとめたものでございます。

ということで、今回の分析のまとめが18ページでございますが、今申し上げましたような2つの要因が大きかったのではないかとこのように考えてございます。

なお、今回の事象を踏まえまして、速報値の正確性を高める、あるいはその速報値のずれの予見性を高めるといった工夫を講ずるといことも考えられるところでございますが、これについては、2022年度以降はインバランス料金の算定においてエリアインバランスの量は用いなくなるということを踏まえますと、システム改修等のコストが発生しない範囲で検討してはどうかというふうに考えてございます。

以上、当方による分析結果の御報告でございます。何か今後の対応等についてアドバイスがあれば、ちょうだいいたしたいというふうに考えてございます。

続きまして、もう一つの資料、3-2について黒田から説明をいたします。

○黒田取引制度企画室長 取引制度企画室の黒田でございます。それでは、3-2に基づいて御説明させていただければと思います。

「スポット市場価格の動向等について」ということで、2ページを御覧いただきまして、本日この資料で御議論いただきたいことについては大きく2点ございまして、1つ目はこれまでの監視・分析結果の御報告、2つ目は今般の事象を踏まえた今後の課題と対応の方向性について御議論いただきたいというものでございます。

3ページ以降が、まず監視・分析の状況の御報告ということでございまして、これまで3月2日の回にもかなり包括的に御説明させていただいたのですけれども、今回、全体を振り返って、これまで監視・分析した内容を盛り込んでいるというところでございます。

4ページ、5ページがシステムプライスの詳細ということですが、これまで御説明をしてきたものと同様ということでございます。

6ページでスポット市場の売買入札量・約定量の状況でございますけれども、ここにありますとおり、12月下旬から1月下旬にかけて売り入札の減少により売切れが発生、その中でスパイラル的に買い入札価格が上昇したということでございます。

7ページが価格上昇のメカニズムということで、買い入札価格が上昇したというところ
でございます。

8ページが、旧一電・J E R Aの売り入札量の減少ということで、この12月下旬以降の
売り入札については、旧一電・J E R Aの売り入札量が減少していたということでござい
ますので、今回、9ページでスポット高騰に係る監視・分析の方法についてまとめてござ
いますけれども、旧一電（沖縄を除く9社）及びJ E R Aの売買入札量の合理性等を中心
として監視・分析を行ってきているということでございます。具体的には、旧一電・J E
R Aの12月、1月の全日、全コマの取引コードを確認しております、報告徴収により聴
取したデータですとかJ E P Xの売買データ、H J K Sへの登録データ、2月25日の開催
公開ヒアリングといったような手法で監視を分析してきているということでございます。

10ページが監視・分析の内容で、大きく検証項目6点についてということでございます。
1つ目が余剰電力の全量市場供出、2つ目が自社需要の見積もり、3つ目が燃料制約、4
つ目が買い入札価格・量の妥当性、5つ目がグロス・ビディング、6つ目がH J K Sへの
情報開示ということでございまして、順に御説明させていただきます。

11ページが余剰電力の全量供出ということでございまして、こちらにつきましては旧一
電・J E R Aに対する報告徴収等によりまして、売り入札の根拠となる諸元のデータ及び
実際の売買入札データを入手してございます。これによりまして、スポット市場入札時点
の余剰電力の全量が市場に供出されているかどうかということを確認をいたして
おりまして、この結果として、12ページでございまして、12月及び1月の全日、1
日48コマにおきまして、スポット入札時点での余剰電力の全量が供出されていたとい
うことを確認しているということでございます。各社の諸元データは別冊に記載してござい
ます。

15ページが自社需要の見積もりの妥当性ということでありまして、データについては全
て報告徴収でとった上で、公開ヒアリングで乖離が生じた日の理由についても聴取をして
ございます。この結果といたしまして、各社のおおむね最新の気象予報に加えて、近日の気
象類似日ですとか事前の顧客への休業調査等から需要計画を策定しているということで、
結果として、12月、1月トータルで乖離率は1%ちょっとということでありまして、意図
的にこれを過大にするといった行為は確認されなかったということでございます。

19ページ以降が燃料制約の実施の妥当性ということでございまして、今般の売り入札量
の減少におきましては、L N G、石油の燃料在庫の減少に伴う発電抑制。kWは余力があっ

ても、発電電力量kWhに上限を設けるといった事情が生じていたということでございます。

この点について、20ページで、公開ヒアリングで各社より燃料制約を実施した際の諸元のデータ、在庫量、配船計画、需要見通し等を基に実際の運用について説明を聴取したということでございます。この結果として、各社はタンクの運用下限を設定し、在庫量、配船予定日、需要見通し等踏まえ、一定の考え方に基づいて燃料制約を実施していたということが確認をされてございます。

25ページなのですが、こちらは、この冬と過去の同時期の燃料制約の発生状況の比較をしているものでございます。過去の3年間で冬季に燃料制約が発生したのが2018年冬季ということでございまして、こちらとの比較でございます。2018年2月の燃料制約データとこの冬の12月、1月の平均値というものを比べた表を下に載せておりますけれども、2018年2月は、事業者別で見ると、関西電力ですとか東北電力においてはこの冬と同程度の燃料制約が発生をしていたという事業者もありましたが、事業者数自体は全体として限定的であったということでございます。一方で、この冬は全国的に燃料制約が発生をしているということでございまして、トータルの燃料制約量というのはこの冬のほうが大きくなっていったという分析結果の御報告でございます。

26ページが、検証④ということで、買入札価格・量の妥当性ということでございます。下のグラフでは、1月18日、システムプライスが200円をつけたコマの分析をさせていただきます。買入札につきましては、ピンクが旧一電の間接オークション、赤が旧一電のグロス・ビディングの高値買い戻し、緑が新電力の買いということになってございまして、999円ですとか200円から590円の価格帯にピンクや赤が入っているわけですが、これらにつきましては、200円超の買入札については、全て旧一電は間接オークションまたはグロス・ビディングの高値買い戻しということでございまして、価格のつり上げを意図したものは確認されなかったということでございます。

また、念のため、27ページでシステムプライスが10円になったコマの買入札の需要曲線の確認をしたのですが、これは高騰時とほぼ変わらない比率で、旧一電、新電力両者による990円台の入札が行われているといった状況でございまして、これはグロス・ビディングや間接オークションの目的での入札であると考えられるところでございまして、これらの確認結果からも、旧一電の買入札価格が高騰の要因となったとの事実は確認されなかったということでございます。

28ページ、買入札量の分析でございまして、こちらは入札可能量ですとか自社需要と

の関係を見てございまして、買い越しであった旧一電は、基本的には買い約定量というのは自社需要が多くなっているコマでしたり、もしくは入札可能量が少なくなっているコマで見られることが想定をされるのですけれども、これが必ずしも一致していないコマについては、どのような理由であったかということを追加的に聴取しているということですが、その結果として、例えばスポット価格が高騰して、そもそも入札したけれども買い約定ができずに時間前市場で調達をしたといったような理由ですとか、もしくは1日の平均スポット価格が高い日においても、夜とかもしくは昼間の時間帯は一部価格が低いコマが存在し、そういったコマでは経済差し替えの買いが約定したことによって、入札可能量と必ずしも整合していないといったような説明を受けておりまして、これらの説明からは、価格つり上げ等を目的とした行為というものは確認されていないということでございます。

30ページ、検証⑤でグロス・ビディングの実施方法ということで、こちらは前回お示したとおりでございますけれども、12月下旬以降、関西電力、中国電力、北陸電力の3社が一定期間グロス・ビディングを取りやめていた期間があったということですが、これらの理由につきましては、供給力が不足していたこと、市況の状況で高値での買い戻しができなくなる可能性があったことといったものでございまして、また、これら3社はグロス・ビディングの売り入札と買い入札量を同程度に減らしておりまして、ネットの約定量水準は不変のため、約定価格への影響は極めて限定的と考えられるということでございます。

6つ目、最後でございますが、35ページ、H J K S への情報開示ということでございまして、H J K S（発電情報公開システム）への開示が適取ガイドラインのルールに基づいて行われていたかということを確認しております。確認の結果、2つ目のポツですけれども、一部の事業者で解釈の誤りや人的ミスによる登録漏れ、登録の誤りの存在を確認されましたが、それ以外では現行のガイドラインに沿った開示が行われていたということでございます。

具体的には36ページで、こちらの北海道電力、東北電力、北陸電力、関西電力の4社につきましては、人的なミス、ケアレスミスで登録漏れが一部ありましたという報告を受けてございます。

中国電力なのでございますけれども、ここに記載している分につきましては解釈誤りによる登録漏れということございまして、37ページに記載をしております。中国電力では、12月

26日から1月4日の期間において発電ユニットの10万kW以上の出力低下が24時間以上継続したにもかかわらず、H J K Sに登録が行われていないというケースが確認をされてございます。この点について説明を求めたところ、この期間については市場への供出の抑制があったものの、調整力や自社需要に上限を設定しておらず、また、T S Oからの起動指令等があれば出力増を行う準備があったということなので、場合によっては出力低下の量を少なくするというで24時間の継続が合理的に見込まれないと判断し、H J K Sに登録をしなかったという説明でございます。その他の期間は、実際に利用率の上限等をかけていたため、H J K Sに登録をしていたという説明を受けてございます。

この説明に対しては、事務局からは、T S Oからの起動指令等の具体的な見通しがなかったのであれば、適取ガイドラインの定める要件に照らして、それに合致するとも考えられるので、この点については開示すべきであったのではないかとこの指導を行い、中国電力からは、解釈に誤りがあった、問題があったとして、今後の運用を改めると回答があったというところでございます。なお、上記期間において中国電力は、取引所取引において大きく買い越しのポジションとなっておりまして、むしろ市場価格の高騰による支払いを行う状況となっていたということでもございました。

以上の監視・分析の結果を踏まえまして、まとめというのを38ページから40ページで書いてございます。これまで申し上げたような内容を書いている部分でございますが、前述のとおり、今冬の価格高騰に際しては売り入札の全てが約定する売り切れとなり、買い入札価格によって約定価格が決定と。この点、旧一電・J E R Aへの売り入札の分析等を行い、12月中旬から1月下旬にかけて通常より少ない量となっていたといったことを踏まえて、これまでに示した分析の手法により監視・分析を行っています。

①から⑥の検証結果については、先ほど御説明したようなことを述べさせていただいてございまして、結論といたしましては40ページ、矢印の下の部分でございますが、これまでに入手したデータやヒアリング結果（詳細は9頁参照）を前提とした監視・分析によれば、昨年12月から今年1月までの期間、旧一般電気事業者9社及びJ E R Aの取引に関して、相場を変動させることを目的とした売り惜しみ等の問題となる行為は確認されなかったということでもございます。

41ページ以降で、一般送配電事業者の調整力の運用等がスポット市場に与えた影響ということでございまして、前回の専門会合において、一般送配電事業者の調整力の運用がスポット市場に与えた影響について御議論をいただき、大きな影響はなかったと評価をいた

だいているところがございます。

41ページでは、この期間の電源への指令等について議論をいただきまして、揚水発電の貯水量が十分でない場合ですとか、そもそも電源Ⅰで確保した分では足りない場合に電源Ⅱの火力を指令したといったようなケースがありましたが、これは需給調整には不可欠の指示であったといったことから必要なものであって、これによってスポット市場への影響が拡大したといったことは確認できなかったということでございます。

42ページの電源Ⅱの事前予約ですとか、一般送配電事業者からの依頼によるスポット市場からの代理調達といった点につきましても、過去の審議会等で定められた方法で実施されておりまして、問題となるものではなかったということでございます。

43ページは、これまで見たとおり、旧一電・JERAですとか一般送配電事業者の運用に問題は確認されなかったということであれば、では、今回のスポットの売切れ高騰の要因は何だったのかということを検証している部分でございます。下の図にありますとおり、①のところで、今回の売り入札の減少につきましては、供給力の減少、燃料不足の懸念、電源トラブル等ですとか寒波による需要増といったもので引き起こされておりまして、③や④、売り惜しみや調整力の運用についての影響というものは、問題となる行為は確認されていないということでございます。なので、この①によってスポット市場における売切れが発生をし、②の、高値、限られた玉を奪い合う構造となった中でスパイラル的に価格が高騰したということだと考えてございます。

44ページで、売切れ状態が継続したことをもって市場制度の欠陥ではないかといった指摘も一部にございますけれども、これにつきましては、何らかの理由によって系統全体の供給力が減少して、下の図で言うと一般送配電事業者が確保する電源Ⅰ、オレンジの部分を除いた供給力が右の黄色の需要を下回る場合には、スポット市場で売切れ状態となるということはあることであるということでございます。論点とすべきは、売切れ状態であったコマを含めてスポット市場価格の水準がどうであったかということであり、売切れの継続的発生をもって制度に不備があったということにはならないと考えるが、どうかということでございます。

45ページで、では、今冬のスポット価格の水準がどうだったかという評価の部分でございますけれども、今回のスポット価格の高騰は、これまで述べたとおり、売切れ状態の継続によって限られた玉を奪い合う構造となり、高値買いが誘発され、それがさらなるスポット価格・インバランス価格の上昇をもたらすというスパイラル的な上昇が発生したとい

うことで、この価格水準の評価でございますけれども、①今回の価格高騰時には、調整力として、電源Ⅰに加え、自家発の稼働要請や発電事業者が燃料制約として抑制した電源Ⅱなども活用されていたと。これらは通常の調整力よりは大きな費用を生じさせるとも考えられることから、スポット価格が上昇したことについては合理的なものと考えられるのではないかという点が1点です。

②他方でということで、この期間のスポット価格の動きを見ると、市場における約定の結果ではあるものの、次ページ以降で見ると、調整力のコストや需給逼迫状況とは異なる動きをしていた面もあったと考えられるのではないかということで、この期間のスポット価格の評価については引き続き分析が必要ということでございます。

46ページで、この需給の状況とスポット価格の動きでございますけれども、下の図を見ていただくと、電力の融通指示というのは1月16日まで行われていたということで、黄色の電源Ⅰ'の稼働もあるのですが、1月19日以降は電源Ⅰ'の稼働は関西エリアのみということでございますが、1月20日以降も200円近い水準とスポット価格はなっていたというところで、このあたりが調整力のコスト需給状況と必ずしも合わない動きだったのではないかという部分でございます。

49ページでございますけれども、このように一部、今冬においてスポット価格やインバランス料金が調整力のコストや需給逼迫とは異なる動きをしていた面があったということでございますが、この点については、3ポツの2022年度から導入される新インバランス料金の下では、そのコマで用いられた調整力のkWh単価や需給逼迫度合いを基に決定される仕組みとなりますので、スポット価格やインバランス料金の水準に影響を受けることから、2022年度以降は、今冬のように売切れ状態が継続した場合においてもスパイラル的な高騰は発生せず、需給の状況を離れて上昇することはなくなると考えられるが、どうかということでございます。

51ページでございますけれども、現状の市場関連制度についての評価ということでございます。繰り返しになりますが、前述のとおり、今冬においてスポット価格やインバランス料金がスパイラル的に上昇し、一部、調整力のコストや需給逼迫状況と異なる動きをしていた面があったということで、このように現在の市場関連制度は完璧ではなかったとも言えるが、より望ましい仕組みへの改善は検討が進められている。実際に2020年度からは新インバランス料金を導入することが予定されているということで、制度に不備があったというよりは、未完、完成途上であったと考えられるのではないかということでござい

す。また、こうしたことも踏まえて今回の高騰に際しては、インバランス料金の上限200円を前倒しで導入するといった緊急的措置も講じているところでございます。

なお、市場関連制度は全て規程等を通じ公表されており、また改善に向けた議論は公開で行われています。市場制度は未完であるものの、事業者は現在の制度を前提として参入しており、この制度の下で相対契約や先物市場の活用等、手間やコストをかけて事前対策を講じていた事業者もいたということも踏まえれば、こうした対策を講じていなかった事業者のみに着目した遡及的救済を要する制度的不備があったとは言えないのではないかとこのことでございます。

52ページですが、2022年度以降はという説明もいたしました。2021年度までの現行のインバランス料金においては、今冬のように調整力のコスト等離れてスポット価格が上昇する可能性がございますので、ここについては資源エネルギー庁においても対策の検討が進められており、以下のような措置が考えられるのではないかとこのこと、下にありますとおり、2022年度以降の補正インバランス料金の考え方に基づいて、予備率に基づいて一定の適用条件を設け、暫定的なインバランス料金の条件を設定といった措置が考えられるのではないかとこのことでございます。

というのが現状の監視・分析及び評価というところでございますが、53ページ以降で、今回のスポット高騰を通じて明らかになった課題についても検討が必要であり、本日も御議論いただきたいというところでございます。大きく3点でございます。1. で情報公開の充実・改善、2. で相場操縦等を確実に防止する仕組み、3. で先物・先渡市場等のさらなる活用に向けた方策ということでございます。こちらについて順次、本日の議題として挙げさせていただいている分を御説明させていただければと思っております。3. の先物・先渡の活用については、議題を分けて議論させていただければと思っております。

まず、56ページ以降で情報公開の充実（発電情報）というところでございますけれども、発電情報の開示につきましては、2月5日以降、本専門会合でも御議論いただいております。大きく稼働状況及び稼働の見通し、燃料在庫ですとか発電所の停止・低下の見通しという点がございまして。前回の専門会合で、特にどういう情報が必要だったのかといった御議論もいただきまして、新電力オブザーバーからは、燃料制約や発電ユニットの停止・出力低下はいつまで続くのかという見通しが知りたかったという声が上がったということでございます。こうした情報はH J K Sで開示されておりますので、まずはH J K Sにおける開示の御議論をいただきたいということでございます。

59ページ、前回の御議論で事務局から2点問題提起させていただいております、1つは定義の問題。10万kW24時間継続という点が、今回の燃料制約においては、ピーク時間帯にはフル出力で稼働するといったこともあって定義にはまらないケースがあったのではないかとといったような点が1点でございます。②が、理由の開示が任意となっているということでございまして、こちらにつきましては上流の燃料調達交渉への悪影響の懸念といった点が指摘されているということでありまして、この点については、前回もその是非について御議論いただいていたということでございます。

これに加えまして、62ページですけれども、H J K Sにおける出力低下・停止の見通しということで、先ほどもあったとおり、新電力からは、いつまで停止・低下が続くかという見通しが重要であるという意見があったところなのですけれども、今回の調査で一部、以下のような事例がありましたということで、J E R Aの例を挙げさせていただいております。J E R Aにおきましては、週間の単位で燃料計画・需給計画の見直しを行っておりまして、見直しの都度、具体的に決定されたものとしてH J K Sへの開示を行うという運用となっております。この際、確度の高い情報公開する観点から、開示する期間を週間単位の計画と合わせて1週間分を開示するというをやっております、その先の期間については、1週間後に洗い替えるということをやっていたと。1週間ごとに洗い替えて、停止・低下の期間を延ばしていくといったような運用をとっていたということでございます。

現行のガイドラインに何か直接違反するというようなことではないということかとは思いますが、このような開示の場合に、市場参加者側から見ると、直近1週間までの停止・低下の情報しか得ることができず、出力低下の解消時期の見通しを得ることは困難だったのではないかとということでもあります。なお、J E R Aは出力低下の理由の開示も行っていないということがございますので、こうした点も踏まえて、どう見通しを高めていくかという点が課題かと考えてございます。

以上を踏まえまして、63ページで発電情報開示に関する今後の検討の方向性でございますけれども、まず、これまで見たような定義の問題、理由の問題、見通しの問題といった点がございまして、H J K Sにおける開示範囲を可能な限り拡大することが望ましく、発電事業者、これは旧一電・J E R A以外の10万kW以上の発電所を有する新電力も対象になりますが、実務上の負担ですとか上流の燃料調達への影響には留意しつつ、H J K Sにおける開示範囲の拡大をどう図っていくかという点について、引き続き検討して

いくこととしてはどうかということでございます。

これに加えて、H J K S以外の発電所の稼働状況、発電実績や燃料在庫の開示につきましても引き続き検討が必要でありまして、特に発電所の稼働状況、発電実績については、欧州ではT S Oが関連する情報公開をしているところ、我が国において同様の取組を行う場合の実施主体や公開頻度などについても、実現に向けた課題を今後検討、整理していくこととしてはどうかということでございます。

65ページ以降が、スポット市場等への売り入札及び監視のあり方ということでございます。まず①で、相場操縦となる行為のさらなる明確化ということで、相場操縦行為は現行の適取ガイドラインでも一定の規定があるということでございますが、今般の事象を踏まえまして、燃料不足が生じた場合における相場操縦行為の考え方など、さらなる明確化を検討すべきではないかという点と、また、過去の制度設計専門会合で、旧一電の自主的取組である余剰電力の全量限界費用ベースでの市場供出ということが適正に実施されれば、これは相場水準に該当しないという考え方も示されているところ、この自主的取組の諸元となる算定方法の明確化も図るべきではないかという点でございます。

先ほどの点が、68ページの自社需要予測の精緻化、燃料制約・揚水制約の運用基準の明確化という部分でございます。こちらは前回の専門会合でも御議論いただきましたけれども、自社需要の予測の精緻化につきましては、一部、特定の日で乖離が多く見られた日もあったということも踏まえまして、今後各社の需要予測の精緻化を図る観点から、例えば一定の事象が発生した場合、例えばスポット市場価格が一定以上になる、または予備率が一定以下になるといった場合において、見積もり値と実績値との比較を公表する仕組みなどを検討してはどうかというのが1点でございます。

それから、燃料制約・揚水制約の運用基準の明確化という点につきましては、今般の燃料制約の運用において、タンクの運用下限に入船遅延リスクをどう見積もるかとか、そういった点を含めてリスク評価の方法について明確な基準が定められておらず、各社の運用に一部ばらつきが見られたということもございます。こうした点については、L N G基地の状況等の個別事情も考慮しつつ、旧一電等の燃料制約の運用基準について明確化することが必要ではないかと。また揚水制約についても、諸元の考慮ですとか算定の方法について考え方を整理して、明確化を図ることが必要ではないかということでございます。

70ページ③の、燃料不足が懸念される場合における売り入札価格（限界費用）の考え方ということもございますけれども、これにつきましては、先ほども出てきた旧一電の自主

的取組による余剰電力の全量限界費用ベースでの市場供出ということですが、これにつきましては過去の審議会で、競争市場におけるプライステイカーとして経済合理的な行動であるので、これが適正に実施されれば相場操縦に該当しないという考え方を整理させていただいております。

一方で、今回のような燃料不足が懸念される場合は、プライステイカーであっても機会費用を考慮した入札を行うことは経済合理的であると考えられますし、また、その時点で電気の価値を価格シグナルで発信するという観点からも、こうした機会費用の考え方を取り入れることは適当と考えられるのではないかとということでございまして、これも踏まえて、当然のことながら市場支配力のある事業者の相場操縦行為の抑止という観点には十分に留意しつつ、燃料不足が懸念される場合における旧一電の売り入札価格、限界費用について、機会費用の考え方をどう取り入れるかという点について今後検討を行ってはどうかということでございます。

71ページ以降が価格高騰時の監視・公表の仕組みというテーマでございまして、72ページで、今回スポット価格高騰に関しては、監視等委員会事務局として監視を徐々に強化して実施をいたしまして、最終的には全コマのデータを取得し、報告徴収を実施して公開ヒアリングも実施したということで、かなり包括的に監視をしたということでございますけれども、監視・分析の結果の公表については、随時、審議会等で報告をしたものの、必ずしもタイムリーでなかった面もあったということでございます。今後、価格高騰時に電取事務局がよりタイムリーに監視、情報発信を行うよう、事業者からのデータ取得に速やかに着手し、関連情報をタイムリーに発信する監視・公表の仕組みについて今後検討すべきではないかということで、72ページの右下の箱にありますとおり、例えばスポット市場価格が一定価格以上になるといった事象が生じた場合に、速やかにデータを取得し、また結果についても、先ほどもありましたが、自社需要見積もりと実績との乖離の状況等をタイムリーに発信するなどの仕組みを今後検討すべきではないかということでございます。

この資料の最後になりますけれども、内外無差別な卸売の実効性の確保、グロス・ビディングのあり方ということでございます。

この点について、まず内外無差別な卸売につきましては、今回、旧一電各社が入札可能量の算定において、自社需要の見積もり等を控除した上で算定をするということも踏まえますと、2ポツの2行目でございますが、スポット市場・相対卸を含めた新電力の調達機会を確保する観点からは、旧一電の発電・小売間の社内・グループ内取引の透明性を確保

することが重要ということでございまして、この点につきましては昨年7月に、内外無差別に卸売を行うということのコミットメントを要請し、コミットメントを行うという回答を受領しているところでございます。また、2021年度、4月からですけれども、この運用開始に向けて、社内取引価格の設定や業務プロセスの整備を進めるという回答も受けてございますので、今後、各社の取組状況を確認し、公表していきたいと考えてございます。

これに加えましてグロス・ビディングについて、今回の価格高騰に関し、このあり方についての議論もございまして、一部からは、現状のグロス・ビディングでは透明性は確保されていないという指摘もいただいております。現状のグロス・ビディングでは、各社の同一の担当者が、スポット入札時点での自社小売需要を認識した上で売り札と買い札の双方を入札しているという状況でございまして、この点、上記の指摘も踏まえまして、今後、旧一電の内外無差別な卸売の確保をより実効的にするためには、今後のスポット市場への売り入札については原則として発電部門が行うこととして、透明化に向けた体制整備を図るべきではないかと。こうした体制整備は、旧一電における発電利潤の最大化の確保や相対卸、先物・先渡市場の活用も含めた合理的なリスク管理にも資すると考えられるのではないかとということでございます。この議論を踏まえた上で、グロス・ビディングのあり方に関する見直しについても、次回以降、引き続き御議論いただくこととしてはどうかということでございます。

長くなりましたが、私からは以上になります。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

お二人の発表があったわけですが、相当に詳しく分析をして、そして今後の課題ということまで含めた事務局からの報告があったわけですが、ここで、皆さんから御質問、御意見を賜りたく存じます。どうぞお願いいたします。

それでは、武田委員お願いいたします。

○武田委員　　順番として、資料3-2からお話しさせていただいてもよろしいでしょうか。

○稲垣座長　　どうぞ。

○武田委員　　資料3-2につきまして数点申し上げます。まず、51ページにあります「遡及的な救済を要する制度的不備があったとはいえない」という結論に賛成いたします。

2点目ですけれども、63ページに発電情報の開示に関する課題の整理が書いてありますけれども、ここで書かれておりますように、特に欧州等を見て積極的に開示の方向で制度

を考えていくということについて、賛成したいと思います。

3点目、最後なのですけれども、相場操縦の考え方についてです。今回の検討を通して、相場操縦の規制というのは難しいし手間がかかるなということを確認いたしました。現在、我が国の制度ではセーフハーバーだけが設けられているのですけれども、欧州のレミット等では、発電調整があれば、当事会社から正当化事由が示されない限り相場操縦に当たるというような推定ルールが設けられていると思います。もちろん、この欧州の制度も認識した上でこれを我が国は採用しなかったわけなのですが、今回、報告徴収だけで十分という考え方もありましょうが、需要予測の共有でありますとか稼働状況の情報公開等に消極的にも見える考え方が示されているように思いますけれども、それを一気に変えることになる取組として、欧州のような推定則を設けるということも一つ方策ではないかなというふうに思いました。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、村上委員お願いいたします。

○村上委員 どうもありがとうございます。大量の資料だったので、ちゃんと理解し切れていないところもあるかと思うのですが、2点、意見を申したいと思います。

資料3-2についてですが、1点目、スポット市場価格高騰の要因の中に、前回私から質問させていただいた、「LNGの調達を控え過ぎていたのではないか」という疑問についての回答の有無を事前に事務局に伺ったところ、3月10日のエネ庁の基本小委において、「各社は自社の経営戦略に基づいて個別に燃料調達をしており、在庫余剰を出さぬよう最適な燃料調達を実施していた」という報告文章を紹介いただきました。しかしこれが最適な量だったのかというのはどのようにしたら分かるのかという点について知りたいと思います。

これは調達量の計画ミス、つまり在庫を出さないために調達が足りなかったのではないかという疑問があるから聞いています。ラ・ニーニャの予測もされている中で本当にちゃんと調達できていたのかということ、例えば2年前との量の比較というような形でできるのではないかと、ということを改めてお伺いしたいと思います。

それから、51ページの現状の市場制度についての評価のページで、今、武田委員が賛同された4点目についてなのですが、私はちょっと違和感を感じます。制度の欠陥はなかったということなのですが、制度は未熟だったということが書かれてあるわけで、その未

熟さゆえに起こったことであり、かつ世界でも類を見ない高騰の長期化であったということ、そして誰もが予測していなかった状況であることなどを踏まえると、電力自由化の担い手が受けた不利益に関して、適及的な軽減措置というのを行うことは妥当ではないかと思えます。リスクヘッジをしていた事業者でも大きなインパクトを受けているとも聞いており、今回はリスクヘッジをしていた、していなかったにかかわらず、市場高騰によって不相応に受けた利益を、広く不利益を受けた事業者に還元されるというのがよいのではないかというふうに考えます。

その方法としては、50ページのところで紹介されていた2022年度以降の補正の方法を適及的に適用して、インバランス料金を抑えるとともに市場取引価格もそれも合わせていくというような方法が考えられるのではないかと思いました。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、ほかに委員の方ございませんでしょうか。

安藤委員、お願いいたします。

○安藤委員 安藤です。よろしく申し上げます。資料3-2の40ページのところで、グロス・ビディングを取りやめたということの持つ効果について、分からなかったので質問させてください。約定価格への影響は極めて限定的としているわけですが、市場に売り買いが両方出てこないということで価格に影響はないということなのでしょうけれども、他社から見て、ほかの例えば新電力さんから見て、現在の売り買いなどがグロス・ビディングあってのものなのか、ないものなのかというのは、何か判断に影響があるのかないのかということが気になりました。これは新電力の方など、ほかのプレイヤーに御意見を聞きたいと思うポイントです。

次に、63ページのところでH J K Sにおける情報開示についてですが、10万kW以上24時間というだけではなく、規模が大きければ、より短時間でも公開すべきではないかと思えます。例えば、仮にですけれども、10万kWではなく2倍の20万kWであったら12時間でも公開するとか、市場に与えるインパクトに応じて公表するかどうかを決めるべきかと感じております。

あと75ページのところで、現状のグロス・ビディングは透明性が確保されていないという指摘を受けて、売り買いを同じ人が担当しているというのを別の人にするということが解決策として書いてあるわけですが、別の人が担当して情報遮断をしたら透明性が高まる

のか。誰にとっての透明性が高まるのかというのがよく分からないので、売りは発電部門という切り分けをすることというのは、透明性を高めることが目的ではないのではないかと感じております。何のために切り分けを行うのか、求めるのかということを確認に整理したほうがよろしいかと考えました。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、新川委員お願いいたします。

○新川委員 新川です。何点かありますけれども、資料3-2について申し上げます。

まず、38ページから40ページにまとめてある検討のポイントにつきましては、その前のほうで提示されている資料、前回まで行われたヒアリングとかを踏まえて、ああいう流れでの考え方、整理でよいのではないかと思いました。したがって、相場の変動を目的とした売り惜しみ等問題となるような行為というのはなかったという結論だと思いますけれども、その点については、事務局資料を見る限りはそのように考えられるのではないかとこのように思います。

それを踏まえて、43ページと44ページでまとめている内容につきましても異論はないところでございますし、51ページにある遡及的救済の要否につきましても、ないという結論でよいかなと思って拝見しております。以上は1点目です。

次が発電情報開示の問題、67ページになりますけれども、今の出力低下、10万kW以上の低下が24時間以上継続することが見込まれるときだけ開示するという形だと、確かに58ページにあるみたいに、燃料制約で昼間は制約し、朝たくさん出していくというふうにすると、24時間継続しないので開示から漏れていってしまうという。そのプラクティスを前提にすると、今の基準だと不十分だというのはそのとおりだと思います。

したがって、開示範囲を広げたほうが良いと思うのですが、ここをどう開示していくかというのは非常に難しいところで、欧州の例に載っている、出力低下が見込まれる開始の日時、いついつの何時までの間停止が見込まれる可能性がありますというのを開示しているという意味なのだと思いますけれども、こういったものが分かれば燃料制約ですと書かなくてもよいのか、そのあたり、もうちょっと論点を詰めて開示の拡張をする必要があると思うので、どういうふうにして開示を拡大していくかというところはさらに検討する必要があるかなというふうに思いました。

次は相場操縦です。相場操縦の部分ですけれども、何が相場操縦になるかというのは株

式市場においても難しい問題で、相場に影響する可能性があることの認識というのは、今回みたいに売りが少なく買って多いところでは、何らかの買いのアクションをすればそれは相場に影響するのは決まっています、相場に影響する認識があれば相場操縦だというふうに考えてしまうのはおかしいのだと思うのです。そういうふうにすると正当な経済行為まで制約されてしまうので、そういった考え方ではないと思っています。なので、相場操縦ってどういうものが当たるのかというのは、書こうとするとなかなか難しく、なかなか文言にし難く、諸般の事情でケース・バイ・ケースに考えていくしかないような問題であるのは、株式市場と同様、電気の市場も同様でもないかなというふうには思いました。

その上で、セーフハーバーというのを設けたらどうかというサゼスチョンなのだと理解しましたけれども、全量を限界費用で入れている限り、その行動の範囲内である限りはセーフハーバーに当たるという考え方、それはそれで限界費用で入れているのだったらそういうことになると思いますけれども、そこで全量というものは何なのかというところに自社需要の見積もりという各社の判断が入ってくるので、裁量的な、そこが正当に行われていて初めて、全量かつ限界費用であればセーフハーバーという考え方が成り立つわけですから、ここで御指摘されているとおり、68ページの自社予測の仕方が公正、正当に行われていることが非常に重要で、そこを精度高めるために実績値と予測値というのを仮に出していくという考え方は一理あって、合理的なものではないかなと思っています。それが相場操縦です。

最後はグロス・ビディングです。75ページ、グロス・ビディングですけれども、グロス・ビディングについては、当初グロス・ビディングを入れたときからあった話ですけれども、例えばイギリスなどでは、グロス・ビディングって発電部門は発電部門の利益最大化のために市場を利用し、小売自体では小売の安いときにうまく調達していくということで市場から調達すると。このように行動しようと思うと、同じ会社の中でやっているときであっても、売りと買いというのは違う人がやって情報遮断を講じないと、コーディネートしてやっていたら余り意味がないのだと思うので、分けるという考え方が妥当なのだと思うのです。

ただ、その考え方のベースにあるのは、価格が限界費用でフィックスされるなんていう考え方は恐らくイギリスなどはとられてないのではないかなと思うのですけれども、発電は発電事業収益を最大化するためにいい価格で売りを入れるわけで、小売自体は自分たちに

有利になるような価格で買うわけで、それが市場を通じて行われているわけだから、価格が幾らでなきゃいけないなんていう規定は入っていないのだと思うのですね。なので、分離して透明化を図るといっているのであれば、プライスを幾らにするかというところとセットで議論されてしかるべきではないかなというふうに思いました。もしそこがそうやって変わってしまうとすると、先ほどの相場操縦のところのセーフハーバーに当然影響するわけなので、発電にリンクする話ですから、こういった形で——そもそもグロス・ビディングを残すのかということ。残すのであれば、こういった形で残すのかということを一たび、今回議論するのであれば、プライスのところも合わせて議論する必要があるのではないかなというふうに考えております。

長くなりまして恐縮ですが、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 松村です。資料3-2について申し上げます。

まず、細かい点の前に大きな点として、市場監視、相場操縦について監視してきたという点に関して、恐らく結論としては、現時点まででも相場操縦と言える行為はなかったという結果なのだと思います。これに関して、他の委員会も含めて奇妙な引用がされることがあるので、その懸念も含めて申し上げます。

私はその結論、黒と言えるような行動はなかったというのはそのとおりだと思うのですが、疑わしい行動が全くなかったとは思っていません。疑問に思っている点は幾つかあります。さらに、今冬の経験を踏まえてもし今年と同じことを将来もやったら、私は黒と言うべきだと思っています。この点は、先ほど村上委員が御指摘になった点とも関連しています。今冬の特異な事象は、LNGの調達不調によってkWhの不足が起こり、したがって、それが長期にわたる市場価格の高騰をもたらした。このようなことがあり得ることを、ここまで大規模に起こり得るということを、多くの人が予想していなかった。私も含めて予想していなかった。したがって電力事業者も予想していなかったとしても、それを不当と言うことはできないとしても、今回このような経験があったわけですから、事業者がLNGの調達を薄めにしておけば、少なくとも宝くじに当たるよりははるかに高い確率で市場を高騰させて、ぼろもうけできる可能性があることが明らかになった。これが明らかになった後の調達行動への判断と、それ以前の行動への判断は異なって当然。

既に明らかになっているように、広域機関はkWhに関しては危機的な状況だとは認めて

いない、否定している。しかし出された情報を客観的に見れば、今後1年間の燃料調達に関して、地域のネットワーク部門が予想しているエリア需要の中位推計、猛暑とか厳寒だとかを想定しない中位推計の需要ですら、kWhが満たせないくらいの調達しか計画していないのではないかと疑わせる調達計画が既に出ているわけです。この状況で、また漫然と今までと同じような、今年度と同じような調達行動で問題なしとは言えません。タンクの容量が小さいところが、船が着いたときには上限まで行っているとか、そういう運用をしているところはこれ以上追加調達しようがないので、そのようなケースでは、同じことが起こってもう一度精査されても、問題なしと言われると思います。しかしタンクの容量を余しているところが今年度と同じような漫然とした調達を行えば、一定の確率で起こる不測の事態につけ込んで価格を上げようと意図して、わざと今まで同様少なめに調達したのではないか、という疑いは濃厚だと思います。

したがって、今年度と同じ行動が来年度もとられたときは、これは問題ないとされるという先例なのではなく、今回は黒とは言えない、という判断だという点は、はっきりさせるべきだと思います。

次に、具体的に申し上げます。まず、資料3-2の15ページを見てください。この15ページで、乖離率平均1.7%だとか、あるいは全社平均だと1.1%と書いてあるのですが、この乖離率の定義は、需要の予測と実績をこの期間全体でとって、その差をとって乖離を見ているのでしょうか。もしそうだとすると、これの平均乖離率が1.1%というのは、物すごくミスリーディングだと思います。

実際に予想と実績が外れるのは当たり前のことなので、どんなプロがやったって当然に外れます。だから、過大に見積もってしまったときも過少に見積もったときもあって、1か月のうちの20日間を1%過剰に見積もり、10日間を1%過少に見積もり、全体にならした全体の需要と全体の実績、見積もりと全体の実績を見ると、プラスとマイナスがキャンセルして0.3%になりましたというのを平均乖離率0.3%というのは、とてもミスリーディングだと思います。ずっと1%外しているわけですから、当然乖離率は1%という認識が正しく、しかも、ならしたものがこれだけあるということは、平均的に見て過剰に予想したということで、かなり問題なのではないか。更にこの定義でこれだけ高い乖離率というのは、プロとしてかなり恥ずかしいのではないか。

しつこいようですが、予想が外れることは当然として、でも、この定義で、プラスとマイナスをキャンセルした上で平均的に1%も外しているということだとすると、これを小

さいから問題ないと安直に言ってもいいのか。あるいは、もしそれがそういう意味での1.7%だったとすると、中部電力の値を大きな値ではありませんでしたと安直に言ってもいいのか、相当に疑問に思っています。しかし、これで意図的に需要を高く見積もった結果として価格をつり上げようとしたというほどの大きさではないとの委員会の判断はありえるとしても、もしそう計算しているのだとすると、見せ方も判断も相当に甘いといわざるをえない。

次、30ページを見てください。これは安藤委員もおっしゃったのですが、グロス・ビディングの売り入札量と買い入札量を同程度に減らしており、ネットの約定量は不変のため、約定価格への影響は極めて限定的。もちろん、全く同じようだったら当然影響ないわけですから、それは正しいのですが、こんなことを強調するのだったら、この理屈ではグロス・ビディングってそもそも無意味ですよねと言っているわけで、何のために監視等委員会があんなに力を入れてこれを導入したのか、ということになる。

これは安藤委員も正しく御指摘になったとおり、取引量は大きく変わるわけですから、取引量が変わったのを見て、それがグロス・ビディングを取りやめたせいなのか、ほかの要因があるのかというのは、取りやめた本人以外は分からない。こういう点はとても不透明だということでも不満が出ているわけで、実際に不透明だという指摘が出ているわけで、影響は限定的だったから問題ないって本当に安直に言ってもいいのかは十分考えていただきたい。もともとグロス・ビディングを入れる目的が何だったのか、ということすら疑われかねないと思います。正しいことが書かれている、価格への影響は限定的だったということは正しいのですが、本当にそれで問題なかったと言ってしまっているのかに関しては疑問が残っています。

次、37ページ以下のところで中国電力の確認結果について出ているのですが、私、この「なお、上記期間において」というのはどういうつもりで書いたのかよく分かりませんでした。一般に停止の情報を仮に出さなかったとして、でも買いポジションだったら問題ないという意図でしょうか。情報を出さなかったとすれば、価格は上がる方向に動くと考えられるのでしょうか、下がる方向に動くと考えられるのでしょうか。もし情報がないときよりもあったときのほうが価格は上がると考えるのだとすれば、「なお」と書いてあるのは大問題。この注意書きで書かれた事実があるなら、もっと詳しく調べてもらわないと困る。下がるという認識なら、それは本当に正しいのでしょうか。私は両方の効果があると思うので、あらかじめこの情報があれば、いろいろな対策がとられて高騰が防がれたと考えれば下が

るという方向かもしれませんが、供給量が不足するという情報が追加的に出てくれば、価格が上がる方向に動くことだって十分あり得るわけで、このなお書きは一体どういうつもりで書いたのかは、私は理解できませんでした。

次、これと関連して、情報開示について具体的な提案が出ていて、それに対する具体的な意見もいろいろ承りました。違うことを言うようで申しわけないのですが、今冬の経験を踏まえれば、kWh不足、しかもそれが燃料制約というものによるものだとすると、ここで議論されている情報開示のほかに的確な情報開示があれば、ひょっとしたら問題は軽減されるかもしれない。

具体的に言うと、全社のLNGの調達計画と全社分の、大きな発電事業者だけでいいと思うのですが、大手発電事業者、LNG基地を持っていてLNGを輸入しているような事業者のタンクの容量と調達計画はつくられているはず。随時変更されているとは思いますが、それをどこかが集約して、個社データはさすがに出すのは難しいと思いますが、日本全国で発電用の調達計画と在庫状況、タンクの状況の情報がタイムリーに開示されていれば、燃料が少なくなってきて危なくなる可能性が出てくるとかということがかなり明らかになる。そのような情報が出てくるのだとすると、今回新たに手当てしなければいけない仕組みの役割は相対的に下がると思うのですが、そちらが不十分だということだとすると、相当に厳しい開示をしないと十分な情報とはならない。他の情報開示がどれぐらい充実するのかということと合わせて考える必要があると思いました。

次に、グロス・ビディングの改革について。これも安藤委員が御指摘になったのですが、不透明だというのはもう既に先ほど説明したとおりです。不透明だからやめろという意見も出てきていると思います。不透明だからやめろという、そういう後ろ向きの提案ではなく、恐らくその背後にあるのは、別の手段を考へろということなのだろうと思う。一番極端なやり方だとすると、グロス・ビディングなんて中途半端なことはやめて、発電事業者の供給能力が集中しているのが問題なのであれば、強制的な発電所売却だとかという水平分離を考へるとか、あるいはそこまで極端なことを言わなくても、グロス・ビディングよりは透明性が少しは高いであろう強制プールに移行せよとか、そういうようなことも背後に考へているのではないか。そうでなければ、単に後ろ向きの提案ということになるが、そうではないはず。

ただ私自身は、そんな状況に行く前にやるべきことがあると思っていて、今回発販がそれぞれ入札するとの提案が、今回、具体的に事務局から出てきたということだと思います。

それは、売りと買いの部門を応札段階で分けよということなのだろうと思います。グロス・ビディングに対応するものは売りと買いを分けよということであって、このような提案は、既に説明したもっと強い規制ではなく、グロス・ビディングをそちらに変えることによって、透明性を高めるという効果は限定的かもしれないけれども、そもそもその意味に疑問を持たれているグロス・ビディングを前向きに改革していくという提案だと思います。

私、新川委員の御意見ちょっとよく分からなかった。限界費用で出せとかというのは、確かにグロス・ビディングでも意識して出すということはあるのですけれども、限界費用で出せて厳しい規制がかかっているのは基本的に余剰電力のことであって、グロス・ビディングのほうについては、買いのことが999円が出ているということがあったとしても、余剰並みに厳しく監視されているわけではないということはちゃんと御認識の上で御発言になっているのが分からなかったので、その点については確認の上で、もし本当にその意見を入れるのだとすれば考えていただきたい。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

では、松本オブザーバーお願いいたします。

○松本オブザーバー　九州電力の松本です。主に資料3-2のほうについてお話しします。

今般の需給逼迫の非常事態時におけるスポット市場の価格の動向等についてということで、今後の制度的課題が示されたものと理解をしております、その中でさらなる内外無差別対応について、発3一体体制であります会社のBGの立場で発言させていただきます。

今冬の需給逼迫に関連づける形で発3一体が問題視されている流れがありますが、発3の社内取引が原因で需給逼迫に至ったとの因果関係は、少なくとも認められていないものだと認識しております。我々としては、むしろ発3一体体制があったことや、そういうマインドが残っていたことで、ぎりぎり安定供給が保たれたのではないかというふうに考えております。

また、スライド27、検証④、買入札価格の妥当性におきましては、旧一電のグロス・ビディングによる買入札が価格高騰の要因になったとの事実は確認されていないというふうに整理されております。しかしながら、一方で今回のこの資料、ページ75においては、黒丸の3つ目の「今後のスポット市場への売り札については、原則として発電部門が行う

こととして、透明化に向けた体制整備を図るべき」との御提案がございますけれども、これら入札箇所を発電と小売に区分するという意図しているということであれば、需給逼迫におけるスポット市場価格への高騰の対策は少し異なる論点でありまして、少々飛躍しているのではないかと感じます。入札箇所を別にしたとしても、今回のような事象が発生した場合、価格高騰は解消されないのではないかと思いますし、需給逼迫における課題とは分けて議論、整理すべきだと考えます。

最初のほうにアジェンダがありましたけれども、今般の事象を踏まえた今後の課題ということでは、ちょっと外れているのかなと思います。もしグロス・ビディングのやり方について何か問題があるのであれば、今までの議論にあったように、目的がよく分からなかったグロス・ビディングについては一旦取りやめるということも一案であるかというふうに考えております。

仮に入札箇所を別々にした場合なのですが、体制見直し、システム構築等に多大なコスト、ある程度の準備期間が必要であることも想定されます。さらに実務上の懸念点を申し上げますと、小売部門の観点では、各社の個別の契約内容にもよりますが、契約した供給力が余る場合に市場で売るということも当然ございます。小売部門が買入れ側のみで売り側ができないということであれば、需要が低い場合において契約した供給力の余剰分を売れないということになりまして、そもそも余剰分を全量市場に出すという自主的取組の方針から外れてしまいます。このような観点から、小売部門にも売り側を認めるべきです。

また、発電部門においても同じようなことが言えまして、取り決めた供給力を確保し小売部門に渡すというBGとしての責任を果たすために、自社電源で不足する場合には買い側も必要となる場合もあります。つまり、こういった実態を踏まえて、きちんとワークするような仕組みにする必要があるというふうに考えます。

それから、そもそも内外無差別についてなのですが、これは社内取引価格の設定等の自主的取組を2021年度から本格的に開始するということによりましてコミットしております。その実効性につきましては、小売市場重点モニタリングの中で評価されていくものと認識しておりまして、実効性の評価がなされていない現段階において、さらなる要請に対しては簡単には応じられないというふうに考えております。

次に、小売事業者の行動についてでございます。前回まで、旧一電の小売・発電部門なのですが、旧一電のほうに対していろいろなヒアリング、研修がなされてまいりました。問題となる行動は確認されなかったものの、取り組むべき課題も明らかになったと

いうふうに認識しております。しかしながら、一方で需給逼迫を回避する観点からは、もう一つの当事者群であります新電力の需要側の行動分析も必要になるのではないかと思います。新電力の小売事業者が今冬に向けて需要をどういうふうに想定していたのか、それに対する変動リスクを踏まえた供給力確保をどのように考えていたのか。さらには、需給逼迫時に小売としての供給義務をどのように考えて、どのような行動をとったのかについても検証を行うことが必要ではないかと思っております。もちろん、この会合に御出席の新電力の方々は立派な行動をされているというふうに思っております。こういった検証があれば、今回の需給逼迫の新電力の電源調達を含む課題というものが明らかになるとともに、我々発電事業者としても、新電力への内外無差別な社外卸というのを実施していくに当たり、どのようなアプローチがお互い有効なのかというのを考える上で有用なものになるというふうに考えております。

最後に、いろいろなところ書いています発電利潤を最大化する観点から、社外への卸やスポット市場等への入札を発電部門が自社小売部門から独立した意思決定の上で実施すべきという記載が、今回の資料だけでも78ページのほか3つぐらいあります。これについて、今回の需給逼迫を踏まえた上で発言させていただきますと、発電事業の最大利潤を目指せというふうな御指摘がありまして、この御指摘のように、本当に発電を分離しまして発電事業だけの最大利潤を考えたならば、採算性が悪く燃料を使い切って停止していたような発電ユニットを立ち上げたりとか、設備にダメージを与えるオーバーパワー運転の継続だとか、機器が壊れたまま出力を落として発電の継続といったところは行わないような形になるのではないかとこのように想定できます。小売との一体の体制、あるいは分離された会社においても、まだそういうマインドが残っていたからこそ無理な運転をして安定供給を支えたのが実態ではないかというふうに当事者としては思います。

つまり、市場の透明性を高めたり公平性を追求するのは当然ですが、一方で新たな規制を課す場合には、今回の反省も含めて、安定供給の視点というものをチェック項目としてしっかり加えるべきはないかと思います。ページで言うと70のところにありますけど、燃料不足が懸念される場合には、限界費用について機会費用を考慮するというふうなことを考えておられますけれども、こういったところはこの視点に立っているのではないかとこのように評価いたします。現時点では制度が未完でありますから、発電事業としても、再エネ以外の事業につきましては今後不安しかございませんで、採算性悪化の一途で、休止により供給力が減っていくのではないかとこのように強い危機感を持っております。今

回の御提案が、本当に今回のようなkWh不足型の需給逼迫時の安定供給、市場の安定化に寄与するのか、影響を与えないかという点も含め、慎重に検討を進めるべきと思います。

それから発電情報の開示につきましては、上流の燃料調達への影響の留意とかLNG基地の個別の事情に配慮するという事も記載してございますので、引き続き前向きに取り組んでまいりたいと思います。

発言は以上です。

○稲垣座長 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。詳細な分析とこれまでの取りまとめの報告という形だったかと思いました。大変ありがとうございます。たくさんの論点がございますが、触れられなかった点を中心に3点ほど申し述べさせていただきたいと思います。

資料3-2の今後のインバランス料金に関する点で、2021年度と22年度以降のそれぞれにつきましてコメントを申し上げます。まず、52ページのところで2021年度についてですが、暫定的なインバランス料金の措置の導入につきまして記載いただきました。ありがとうございます。これは先般からほかの審議会の場でもお願いをさせていただいた点でもございまして、大変ありがとうございます。今後の事業運営ないしは事業継続の見通しを立てる上で非常に重要な点ですので、資源エネルギー庁さんとの御検討をぜひ進めていただきまして、早期の導入をお願いしたいというふうに考えています。

続いて、2022年度以降のインバランス料金についてですが、この同じく52ページの逼迫補正カーブの定数のCの600円についてでございますけれども、2019年度の電源I'の公募結果に基づいて算出されたものだというふうに理解をしています。このときのDRの発動回数が1.8回から3.6回だというふうに想定されてございました。48ページによりましたら、今冬の需給逼迫時の電源I'は、多いところで10回以上も発動されていた状況ですので、実態に即した発動回数を用いましたら、このCという600円という値は大きく変わると思われまして、実際、中間取りまとめにおいては、インバランスの発生状況に応じて措置を見直すといったような記載もあったというふうに記憶しています。また、全国大での今回のような長期の需給逼迫という、これだけ大きな事象が起こったわけですので、制度の検証を行っていただきたいというふうに考えています。制度と実態が大きく乖離することがないよう、この定数Cの見直しについても今後の検討課題としていただけましたらというふうに考えます。

もう一点、これも2022年度以降のインバランス料金に対してでございますが、スパイクではなくて、今回生じたような長期間にわたる売切れ事態ということへの検討というのは必要ではないかというふうに考えています。49ページあたりにスポット市場における売切れについての説明がございますけれども、今回の継続的な売切れの事態というのは、燃料不足等が中心となって発生したものだというふうに思いますが、典型的には災害ですとかパンデミックとか、こういった予期せぬ事態をトリガーとして、長期間の例えば電源トラブルといったようなことにもつながりかねないというか、起こり得るものだというふうに考えています。そういった場合に、引き続き市場メカニズムに委ねるべきなのかということとは御検討いただきたいというふうに考えていまして、このような災害のような継続して売切れが発生する場合のインバランス料金のあり方ということについては、計画停電ですとかブラックアウトのときに一定の金額にするという項目はございましたが、典型的なそういう事態ではない場合においてもこういう事態というのは発生し得るものだというふうに考えますので、これについても今後の検討項目に加えていただきたいというふうに考えた次第です。

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、國松オブザーバーお願いいたします。

○國松オブザーバー　　取引所の國松でございます。ありがとうございます。私のほうから、まず7ページ目で気になった点がございまして、それを申し上げつつ行きたいと思うのですが、参考資料ではございますけれども、高値になったのが、スパイラル的な買いの争いになって高値になったというのはそのとおりでございますけれども、そのときの理由が、インバランス料金より安いから買っていたと。実のところはこういうお気持ちかもしれませんけれども、今の中で言えば、供給力確保ということを小売電気事業者がしっかり行おうとした結果であって、安いから高いからで買い争っていたものではないと思っています。

そうしますと、今後の世界で調整力市場ができたときの世界のお話、49ページのところで少し触れられておりますけれども、スポット市場が高くなったときにはあえて買わずに、市場のほうに調整力が出てきて、それでインバランスを受けた、それによって買い争いではないところで値が決まるということが起こると思われま。要は、売りの一番高いところ、DRも含めてだと思っておりますけれども、その価格で決まるということになって、こ

んなに高値にはならないのではないかとということが考えられるわけですが、このやり方というのは、考え方としては強制プール、PGMの形、それに近いのかなど。電源を並べていって、ここまでの需要があるからここまでという形で切って、それを小売電気事業者負担という形にするやり方でございます。

これも私、制度としては完成された制度だと思っておりますけれども、では、本邦で今採用しております任意の市場利用に基づいたので何が一番大事になってくるかといいますと、供給力を小売電気事業者が確保していく、その中で成り立っている。ドイツ、北欧を見ても、小売電気事業者の供給力確保というのはしっかり行われているという認識です。市場を通じてもそうですけれども、取れなかった分に関しては自社の需要の低減、そういったものに努めて、極力自社でバランスをとっていく。インバランスに頼るといような考え方は、任意の市場でそれを持ってしまうと、本当に市場崩壊というものになってしまうのかなと思っております。そういった根幹の部分にも関わるところがあるかもしれませんが、しっかりと議論をして、よい市場というものを作っていくべきではないかなと思っております。

私の考えでは、本邦、日本はヨーロッパ型の小売電気事業者が供給力確保の責任を持っている。その責任というのは、取れなかったらしようがないではなくて、取れる、供給力を確保できるであろう需要しか取ってはいけない世界なのだと思います。それよりも取ってしまった場合には、需要家に物すごくお願いをして需要低減をしなければいけない。そういう世界でこの市場が成り立っていると考えておりますが、急激な自由化の高まりによってそのあたりの意識が、人それぞれ意識違うかもしれませんが、市場設計はそういったところにあるのかなと思います。

そうしますと今冬の問題点というのは、需給が逼迫した、供給力が非常に少なくなってしまった、kWhの燃料部分で少なくなってしまったのが原因、ニュース等で報道されておりましたけれども、旧一般電気事業者におかれましては、高圧発電車まで出動させて、どうかこうにかぎりぎりをつないだ。このときに、全土として節電要請ないしはそういったものの必要は本当になかったのかどうかというのは、なかったからこうなったわけですが、もう一度考えてみる必要があるのではないかと。また、効率的な利用をお願いはしたというのは私も見ておりますけれども、その効率的な利用というのが具体的ではなかったのも反省すべきで、このような需要を抑えなければいけないということを、みんなが需要を抑えればどうにかもつということは、さらに進めていかなければいけない。それは、

例えば効率的な利用といったときに、広告等の電気に関しては消灯をお願いするとかというのも一つだと思いますし、それでもある程度の量は効いてくる。そういったことを考えていく必要はあるのかなど。

先ほど松村先生からもありましたけれども、この件に関しましては広域機関様のほうでしっかりと考えていっていただけることかと思っておりますが、今回の市場がこうなった原因は、あくまで需給のバランスを、「正しく」という表現がいいか分かりませんが、表現したのは市場であって、その中では、特に市場だけをどうにかしようという力はなかったというのを今回お示しいただいたのかなと思っております。

あと、今後のことに関しましては、グロス・ビディングとか余剰の限界費用玉出しとか、そういったところの見直しを検討していくということに関しましては、私どもも賛成でございます、検討にぜひ加えていただきたいと思っております。取引所としましては、取引会員に何らかの規制はかけるべきではないという考え方は持っております。自由に経済合理性に基づいて各人が利益最大をねらって活動することによって、最大の経済効率が実現できるようになると思っております。そういったところでは、グロス・ビディングのやり方というのも見直す必要もあろうかとは思っておりますし、限界費用というものの定義等も踏まえると、いろいろ考えていかなければいけないところもあると思っております。私どももしっかり勉強して、検討でいい点を入れるようにしていき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。

それでは、中野オブザーバーお願いいたします。

○中野オブザーバー SBパワーの中野です。ありがとうございます。幾つか申し上げさせていただきます。まず、資料3-1についてでございます。インバランスの速報と確報の差について分析をしていただきまして、本当にありがとうございます。非常によく理解できました。事業者の立場で申し上げますと、とりわけ期末だったということもあって、この大きな差、ある程度私どもも想定していましたが、それ以上に上振れしたものですから、対応に苦労いたしました。もちろん、新たなインバランス料金制度まであと1年少しでございますので、システム改修までしていただくような話でないのは理解しております。ただ、やれることは恐らくあるのではないかと考えております。今日のご説明で原因もはっきりしていますので、私どもでできることはもちろん対応していきたいと思っておりますけれども、速報値の精緻化というものに対して何らかの対応をいただけたらなど

思っております。

2つ目、資料3-2の議題につきまして、情報公開についても今日御議論いただいたとおりだと考えてございますけれども、一定の予見性があれば、私どももリスクテイクの手段を考えることができますので、前回申し上げたとおり大変重要な要素であると考えてございます。

それから2022年度以降のインバランス料金制度について、基本的に竹廣さんがおっしゃられたこととほぼ同じでございますけれども、従前から申し上げておりますように、需給の逼迫に対してはある程度スパイクする仕組みというのは、これは必要だと考えてございます。ただ、これも何度も申し上げますけれども、今冬の状況というのは、当然これまで議論していた前提とは異なっていたと思います。竹廣さんもまさにおっしゃいましたけど、電源I'の発動時間というのも、もともと議論されていた想定とは違うと思いますので、ここはもう少し丁寧な議論や検討が必要になってくるであろうと感じているところでございます。

最後ですが、インバランス収支については余り言及がないというか、この場で議論する話ではないのかもしれませんが、これは基本政策小委のほうでも言われていますけれども、大きな収支の過不足が発生した場合には還元などの対応を検討するという事になっていると思いますので、今冬のインバランス収支の結果についても、ぜひ検証いただきたいと考えているところでございます。

私からは以上でございます。ありがとうございます。

○稲垣座長　ありがとうございます。

ほかに御意見いかがでしょうか。

では、新川委員、先ほど村松委員からの問いがあったのですが、簡単に、もし差し支えなければどうぞ。

○新川委員　買いのほうは自由に設定できるというのは、今回の資料でも999円ってありますし、相場操縦で申し上げたとおり買いについては、旧一電さんが買いを999で入れれば相場に影響するでしょうから、ということで認識しております。ただ認識として、それはそうであったとしても、売りのところを全量、限界費用というところについても合わせて、グロス・ビディングのところ売りと買い、部門を分けるということを考えるのであれば、合わせて検討する価値があるのではないかと引き続き思っています。

特に、先ほどおもしろいなと思って伺っていたのは、確かに小売の部門であっても、

専ら買うだけではなくて市場に出すということは確かにあるはずなので、そういった意味でも、そのとき価格は果たして限界費用なのですか、同じ会社ですからね、といったあたりも含めてもう一度、グロス・ビディングを意味のあるものとして残すのであれば、こういったふうに考えるのがよいかは整理してみる必要があるのではないかなとは思っています。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、ほかに、皆さんいかがでしょうか。

それでは、事務局のほうからお願いします。

○黒田取引制度企画室長　　非常にさまざまな御意見、御指摘をいただきまして、誠にありがとうございました。非常に多岐にわたったので、私もすぐに把握し切れていない部分もあるのですけれども、いただいた御指摘につきましては、今後の監視・検証及び制度検討に生かして取り入れさせていただきたいと考えてございます。

1点、グロス・ビディングについてさまざまな御指摘をいただいております、30ページのまとめの、グロス・ビディングを取りやめていた事業者がいて、それはネットの約定量水準が不変のため影響は極めて限定的だと、だからいいのかということ、それはそういうことではなくて、当然、まさに今回御指摘いただいた透明性が欠けていたのではないかとといったような観点で今後検証すべきところがあるということで、課題も指摘させていただいているところでございます。そういう意味では、内外無差別を図っていくという観点、取引の透明性を高めていくという観点から、今回、発電部門が原則売り入札をするべきではないかといった提案もさせていただきまして御意見もいただきましたので、今後議論させていただきたいと思っておりますし、松本オブザーバーからいただいた、電力事業者の実態もよく把握してという点もごもっともだと思いますので、そういった点もよく教えていただきながら今後検討していきたいと思っております。

以上です。

○稲垣座長　　本日は、さまざまな御意見をいただきました。分析の視点、論点の捉え方については、これまでの議論を集約して、鮮明にする形でよく整理がなされたと。それについて皆様から賛同の御意見、さらに深めよという御示唆、御意見をいただきましたので、これについてはそれを踏まえながら、今回の高騰について実際何が起きたのか、今後の課題は中長期含めて何かということについて、今後深めていきたいと思っております。ただ本会合

として、これは社会的注目を浴びていますので、分析を一旦まとめていく方向で検討して
いてもらいたいとも思います。ということで、事務局におかれましては、今日の御意見、
御指摘を踏まえて、基本的な視点については御評価いただいたとっておりますので、本
会合としての分析を取りまとめていくということで作業を進めて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。

それでは、次の議題に行きたいと思います。「先物・先渡市場等の活用について」でご
ざいます。これについては、最初に事務局から説明をいただき、その次に関係2業者から
のプレゼンテーションをいただきます。

まずは、事務局から説明をお願いいたします。

○黒田取引制度企画室長　それでは、資料4-1について御説明させていただければと
思います。「先物・先渡市場等の活用について」ということをございます。

こちら、これまでの専門会合においても御議論をいただいてきておまして、先物・先
渡・ベースロード市場等のいわゆるヘッジ手段をどう活用していくかということについて
御議論いただいております。これまでの御意見では、先物・先渡の活用について啓蒙活
動といったものを政策に取り込むべきではないかと。新電力の方に、こういったような事
象、スパイクも生じ得るという中で、こういうヘッジ手段をどう活用していけるかとい
った情報提供も重要なのではないかという趣旨の御指摘もいただいているということだと認
識をしております。

ということも踏まえて、本日は、先物市場につきまして東京商品取引所（TOCOM）
及びEuropean Energy Exchange（EEX）の方にお越しをいただいております、以下の
先物市場の概要ですとか今冬の取引、取引に向けた課題といった点について御説明をいた
だいた上で、先物・先渡、BL市場も含めたヘッジ手段について、利用拡大が進むようど
のような取組を行うべきかを御議論いただきたいと思いますということをございます。

また、今回の高騰を踏まえまして、電取事務局としても相対取引や先物・先渡市場のヘ
ッジ取引の状況、ニーズについて、JEPX・TOCOM・EEXとも連携をさせていただ
いて、全会員を対象としたような事業者への実態調査を実施していきたいと思ってい
ますし、先渡市場については、こういった取引ニーズも踏まえまして商品設計。例えば
夏冬の3か月商品をシングルプライスオークションで導入するとか、1年ものであればベ
ースロード市場で購入ができるわけですけれども、夏冬の足りない分をこうしたシングル
プライスオークションを入れていくといったような、これは一案でございますが、こうい

った点も含めて今後検討していきたいというようなことを考えてございます。

私からは以上になります。

○稲垣座長　それでは、次に、先物市場関係業者からプレゼンテーションをいただきたいと思えます。

それでは、最初に東京商品取引所の石崎社長、どうぞよろしくお願いいたします。

○石崎説明者　東京商品取引所の石崎でございます。本日は、制度設計専門会合にお招きをいただきましてありがとうございます。私からは、TOCOMの電力先物市場の現状及び取組について御紹介をさせていただきます。

資料の2ページ目を御覧ください。まず、私自身の経験を申しますと、経産省の商品担当課長として2011年から14年、電力自由化に合わせて金や石油のような有体物しか扱えなかった商品先物取引法を改正し、電気を扱えるようにしました。ただ、当時はスポットマーケット自体が発電電力量の1%強ということで、なかなか電力先物のようなマネーゲーム、投機的なものを入れて大丈夫かという議論もありまして、それから10年たちましたが、本日のような公式の場で御議論いただくということで大変に感謝しております。

それでは、説明させていただきます。TOCOMでございますけれども、2019年に電力先物を試験上場いたしました。その翌月、総合取引所構想に基づきJPEXグループに加わりまして、財務基盤の強固な日本証券クリアリング機構が電力のクリアリングを引き受けることになりました。TOCOM自体は、原油、石油製品や電力などのエネルギーに特化した取引所となっておりますが、電力と発電用燃料をワンストップで取引できる総合エネルギー市場として、さらにLNGの上場に向けての準備も進めているところでございます。ページをおめくりいただきたいと思えます。

続いて、TOCOM電力先物市場の特徴と利用のメリットについて御紹介をさせていただきます。TOCOMは、商品先物取引法に基づき認可を受けた公設市場として、経産省の監督の下で、公正適正な取引の確保、委託者保護の仕組みを整備いたしております。TOCOMの商品設計は下に書いておりますが、基本的にはJPEXに合わせております。100kWhと小口化しておりまして、取引の方法も取引所によるスクリーンで行う立会取引のほか、取引所外で約定したOTC取引にクリアリングをかける立会外取引、その両方を提供しております。それから、取引する際に預託が必要な証拠金についても、円貨のほか有価証券や銀行保証も利用可能にするなど、新規の参加者にも配慮した市場設計にしております。それから、先ほど申しましたLNGも上場ということで、電力先物と組み合わせて

発電マージンを固定化することを可能としたいと考えています。さらにページをおめくりください。

TOCOMの市場の取引は、昨年10月に約2億kWhと上場来の最高を記録するなど、全体的に増加傾向にあります。参加者について見ますと、右のグラフにございますが、上場当初13社でございますが、現在では約64社まで増加しております。構成で見ただけで分かりますように、比較的大きな国内のいわゆる新電力上位40社に入るところが15社程度、中小規模の新電力等が35社、国内電気事業者が大体75%、それから海外電力トレーダーなどが参加しております。国内電気事業の取引が中心のマーケットということで、取引は国内需給に基づくバランスのとれたものとなっております。

それから、今冬のJEPXの高騰によりましてヘッジに対する意識が非常に強まっております、電力会社からのお問い合わせも非常に増加しております、直近でも10社程度が新たに口座を開設準備中であります。また具体的には、そこに書いてありますとおり、先物取引が初めての会社が多いということで、まずは小ロットで、なれるに従って徐々にポジションを増やしていく、そんな傾向がございます。JEPXで調達する側である新電力は買いヘッジが多い、売り方側は電源を有する新電力ですとか海外トレーダーなどがなっております。上場約1年半経過しまして、当初は年長ヘッジといいますか、2か月ほど先の契約を短月単位で小さく取引するというケースが多かったのですが、最近になってきますと、計画的なヘッジということで、立会外取引を用いて、高さ5MW、10MWの大きいロット、複数限月、長期物の利用の動きが活発化しております。ただし、期またぎに関しましては、ヘッジ会計という問題が一つの障害となっております。

5ページ目を御参照ください。これは具体的な利活用の方法でございますので、簡単に見ていただきますと、オーソドックスな価格変動リスクのヘッジのほかに、左上にあります電力フォワードカーブの提供、これが一つの先行指標としての提供。それから左下にありますように、最近では東西の電力先物を組み合わせた市場間の値差のヘッジですとか、ベースロード市場の取引終了後の12月に次年度物の過不足調整ですとか、間接送電権市場の補完ですとか、そういったようなものも見られるようになっております。右上でございますが、具体的には後ろの資料についておりますけれども、JEPXのスポット価格連動である回避可能費用のヘッジ、これを再生可能エネルギーについても電力先物に利用しようというような動きもございます。

6ページ目を御覧ください。これが取引拡大に向けた取組でございます。上段が利便性

の向上でございます。クリアリングハウスの信用強化ですとか、マーケットメーカー制度の導入、電力先物スクールのような教育活動、こういった市場振興策を講じております。それだけではなくて、下段、公正取引の確保とございますが、市場参加者が安心して取引に参加できる環境を整えるために、相場操縦などの不公正取引ですとかインサイダー取引を防止、公正な取引を確保するためのルール整備、市場監視を行っております。

政策当局に対しては、法令で定められました日々の取引報告に加えまして、不公正取引やインサイダー取引の分についても調査を行い、かなり詳細なレポートを提出させていただいております。特にインサイダー取引につきましては、もともと商品先物市場にはそういった考え方がなかったのですが、今般、電力先物を上場するということで導入しております。最近では、適取ガイドラインと平仄を合わせる形で、出力低下情報などもインサイダー情報に係る重要事実を追加をしております。いずれにいたしましても、スポットマーケットと先物マーケットをまたぐ不公正な取引というのをこれからも防止をしていきたいと考えております。

7ページをお願いします。この冬の取引状況について御説明をいたします。記載しておりますとおり、今冬は厳冬予測を受けまして、12月に入ってから、左に12月のグラフがございまして、取引が活性化いたしました。過去最高の取引高ということで、前年の同月比で言うと約11倍ということになっております。1月は、御承知のと通りのJEPX市場の高騰による混乱もあってか、参加者が大分足元の対応に追われたということもございまして、前年度比で大体2割の減となっております。2月は、先ほど申し上げましたとおり、もともと期またぎのヘッジ会計に関する問題がありまして、昨年も取引が限定的ではあったのですが、今年は、数字上で言いますと昨年比では4.7倍程度になっております。この3か月間の取引概要は表のとおりでございますが、やはり取引の中心は東ベースロードでございまして、実需家の比率が大体8割ぐらい、国内比率が8割ぐらいということで、国外電気事業者主体のマーケットとなっております。また、この3か月間の不公正取引、インサイダー取引についても疑わしい取引はないということで、その旨を政策当局にも御報告をさせていただいております。ページをおめくりください。

1月のJEPXスポット高騰に対するTOCOMの対応について御説明をいたします。先物市場では、委託者保護と市場の濫用を防止としまして、建て玉制限ですとかサーキットブレーカーですとか、こういった導入を求められております。値幅制限に関しましては、先物価格の過度な変動スポット価格、要するに先が減を上回って減を振り回さない、そう

いったことを懸念するようなこともありましたものですから、試験上場を開始するときに清算値段の変動幅を政策当局と調整しまして、前日比10%という制限を設定しました。この10%というのは、内外の電力先物価格の分析を通じて大体99%の価格変動をカバーできるといふ水準でございます。

グラフを見ていただきますように、12月中旬以降、JEPXで断続的にスパイクが発生しまして、私どももJEPX価格の1か月間の平均というのを仕切り値にしておりますものですから、12月の下旬頃から電力会社に逐次ヒアリングを実施しておりました。通常は年末年始で相場が冷えるというのですけれども、大体20円程度の予想でございました。それが1月に入りまして、そういった市場の予想に反しまして、年末年始も御案内のとおりJEPX価格高騰が継続し、私どもの取引に関わっておられる方の予想では、月中・月末にかけてスポット価格が鎮静化すれば、月間平均は減に転じる可能性もあるという声もありましたが、逆に1月の3連休中に高騰に拍車がかかりまして、この間、値幅制限が制約となって、見ていただきますと分かるように、オレンジがJEPXのスポットの月間平均、青がTOCOMの電力先物のいわゆる帳入値段なのですけれども、その乖離が一時的に発生しております。これについては値幅制限を拡大しなければならないということで、一定の収支期間を置きまして、経産省の了解を得つつ月央から制限幅を拡大していきまして、見ていただければ分かりますように、1月の半ば過ぎぐらいにこの乖離というのが収束しております。

いずれにいたしましても、1月の電力先物価格、短期で400%から600%値上がりを見せまして、これは恐らく日本の商品先物の歴史上でも最大の値動きであると思います。ただ、不幸中の幸いといえますか、市場参加者にトラブルがあってもおかしくないのですけれども、中小の新電力も含めて、もちろん先物市場の参加者では、債務の不履行を起こした会社というのは一社もございませんでした。今回の経験を踏まえまして、私どもとしても値幅制限のあり方を再検証しておりまして、参加者の意見を聞きながら制度的な見直しを行っていきたいと考えております。

9ページ目が今後の目標ですとか活用に向けた課題でございますが、5つほど挙げさせていただいております。1つは私どものステータス。今、期限を定められた試験上場と、いわばお試し期間ということなのですが、政策ツールとして位置づける以上は、本上場というのを早期に実現していただきたいと考えております。それからLNGの先物の上場がありますが、今般の電力価格高騰の要因となりましたLNG価格高騰の経験も踏まえて、

その早期の上場の実現にも注力をしてまいりたいと思っております。それから市場流動性の向上でございますが、先ほど御説明しましたとおり、新電力のほうは買いヘッジの需要というのは増加しておりますが、売り方として、海外の電力に加えて、実需家でありますところの発電事業者の参加というのを促すということがバランスのとれた電力先物市場、もしくは公正な価格の形成というのに必要であると考えております。また、そのヘッジ会計の問題というのも掲げております。詳しくは説明を省略させていただきますけれども、期またぎのところをどうするかという課題でございます

以上、大体10分で説明ということになっておりますので、最後は少し飛ばしましてまとめさせていただきますと、12ページに行きましてTOCOMの特徴。説明をまとめますと、TOCOM電力先物市場は、国内需給に基づくバランスのとれた売買が行われるリスクヘッジの場ということで、全ての電力会社が利用しやすい取引環境ということで立会取引。ここで中小新電力、大手電力の試験的な取引、それから立会い外の取引ということで、大手電力ですとか大手・中小新電力のプロトレーダー、そしてフォワードカーブということで、将来のJEPXスポット月間平均価格見通しの指標を提供しております。2番目として、先ほども申しましたとおり、証拠金としては銀行保証等の利用も可能としております。新規参入のサポートとして、初心者向けの電力先物スクールですとか電力先物セミナーとして、中上級向けのリスク管理セミナーを行っております。それから公正価格形成ということで、先ほど申しましたとおり、当局と情報連携をいたしまして、不公正取引、インサイダー取引、現・先をまたぐ取引の防止というのをいたしております。政府が電力自由化を推進する中で、TOCOMも少しでもお役に立てるように、マザーマーケットとして国内需給に基づく公正な売買が行われるようなリスクヘッジの場を提供してまいりたいと思っておりますので、ぜひ御支援を賜ればと存じます。

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、次に、欧州エネルギー取引所の高井日本担当上席アドバイザーから御説明をお願いいたします。

○高井説明者　先ほど御紹介いただきました欧州エネルギー取引所（EEX）グループの高井と申します。私は、40年間、大手総合商社で資源エネルギー開発及びトレーディングそれに金融事業を担当してまいりました。昨年の夏からEEXグループに参画をしております。次のページをお願いいたします。

まず、E E Xグループとはどういうグループかですが、ヨーロッパを拠点とする世界最大の電力取引所グループであります。親会社はDeutsche Borseグループ。これは日本の日本取引所グループのドイツ取引所グループ、これが親会社となっております。

欧州では、電力を中心としたエネルギー系のコモディティーを中心に、20年間取引所運営の経験がございます。日本では、先ほどのTOCOMの石崎さんの御説明のように、スクリーンの取引、はやっておらず、OTCのクリアリングのサービスに特化をいたしております。ただ、ある程度出来高ができて流動性がついてきましたらば、次の段階として、オーダーブックを日本に導入することも検討しております。

クリアリングのサービスに関しましては、E E Xが保有しますE C C (European Commodity Clearing) という巨大なクリアリングハウスを有しております、ここにメンバーとして参加をするクリアリング銀行を経由して、全ての取引参加者の皆さんに市場に参画をしてもらうスタイルになっております。ですから、もし取引参加者の債務不履行等の不測の事態が起きた場合においてもE C Cが全ての取引のカウンターパーティーになります。ちなみに、E C Cはデフォルトの基金として4,000億円を超えるような基金を持っておりますし、証拠金でも3,000億円以上の証拠金を預かっておりますので、非常に磐石なクレジットインフラを提供しているということでございます。次のページをお願いします。

グローバルな拠点ということで、今現在、E E Xグループは38か国で展開をいたしております、約650社のグローバルなエネルギーの顧客を抱えております。今現在、日本の電力市場に参画をしておりますのは、この650の顧客のうち18社が日本の電力先物に参入をいたしております。ヨーロッパではE P E X、これは日本のJ E P Xのような、現物の電力のスポット市場を担当するマーケットもE E Xグループが運営をしております。先物ということと言いますと、欧州20か国で電力の先物取引、オプション取引市場を展開いたしております。昨今、米国のノーダルエクスチェンジを買収いたしまして、米国でも電力の取引所の運営事業に参画をしております。次のページをお願いします。

これが、E E Xの日本の電力先物の直近の取引状況でございます。まずはこのグラフを御覧いただきたいのですが、2021年に入りましてから爆発的に出来高が増えております。

1月が1,160GWh、2月が345GWh、3月が先週の末までで545GWh、計3か月弱で2TWhを既に出来高として取引をしております。ちなみにこの1月の1,160GWhは、TOCOMさんの18倍の出来高とな

ります。あと、取引の参加者でございますけれども、この右側のほうに赤字で、17社とありますが、これは先週この資料を作ってから新しく1社参加いたしましたので、今、18社の参加企業がございます。国籍は日本を含めて9か国から、電力のトレーディングをプロフェッショナルに行っているトレーダーたちが参加をしております。新年度に向けて既に数社の方々が、この1月、2月、3月の活況を見て、これはEEXに入らないと日本の電力のベンチマーカは分からないということで口座の開設を準備されておまして、恐らく新年度を越えましたら20社を超える参加者になろうかと思えます。

一番最後のところに書いておりますけれども、昨今、EEXの先物カーブが、電力の現物の市場でベンチマーク化してきております。これを見ていただきますと、将来の価格の予見性というのも示されておりますので、今月の半ばから弊社では、リム情報開発様にもEEXの価格とトレードのデータを提供いたしまして、日々、電力関係者に価格などの、トレードデータをご覧いただけるようになりました。次のページをお願いします。

これは先ほどのTOCOMの石崎社長の説明とほぼ同じですけれども、弊社も東京エリアと関西エリアでベースロード、ピークロードの商品を売買する場を提供しております。一番の違いは、弊社の場合は四半期、シーズン、これは夏物・冬物、年間、これは最大6年先物まで取引が可能となっております。特に四半期のところは、1月の活況以降、続々と四半期取引とシーズン取引の出来高が増えておまして、今現在、未清算の建て玉、オープンインタレストはセカンドクォーターで97MW、サードクォーター54MW、フォースクォーター54MW、来年のファーストクォーターで10MWと、計215MWの建て玉が建っております。シーズン、夏物・冬物に関しましても続々とヘッジオーダーが入っておりまして、今、夏物で145MW、冬物で133MW、合計278MWの建て玉が建ってきております。月間の取引、これも全部で375MWの建て玉がございますので、合わせますと、かなりの厚みのある流動性がこのEEXのジャパンパワーのマーケットにできてきておるということでもあります。今月も活発に取引が続いておまして、3月1日から19日までで388枚の取引。大体1日にしまして25MWの取引が平均してできておるということでもあります。次のページをお願いします

これが取引参加者とECCの関係でございます。冒頭に申しましたとおり、弊社はマッチングのサービスは提供しておりません。マッチングのほうはOTCブローカー様をお願いをして、マッチングされた取引をクリアリング銀行、この左右に書いてありますけれども、弊所のメンバーでありますクリアリングバンクを経由してEEXに登録され、そして

クリアリングハウスを経由して決済されるという流れとなっております。この仕組みで取引参加者の債務不履行のリスクを防御しているということでございます。次のページをお願いします。

これがEEX電力先物への参加の方法でございます。一般的なのは、一番上の取引参加を希望される方がクリアリング銀行に口座を開いていただいて、EEXに参加をする方法です。このクリアリング銀行というのは欧米系の銀行が中心となっております。欧米のスタンダードを要求してくるということもあって、証拠金の額が大きいとか、年間のミニマム手数料を要求されるとか、なかなかハードルが高いなという方に関しましては2つ目の方法をご紹介します。日本にあります証券会社等を経由してクリアリング銀行、それからEEXとつながっていく流れ、この2つ目の方法も可能であります。1番目と2番目が直接EEXに参加する方法ですが、3番目は間接的に参加をしてもらう方法で、もう既にEEXで活発に取引をされております商社や石油メジャー等の方々と、OTCスワップ契約を結んでいただいて、そこでOTCを経由してEEXのマーケットに入ってもらおうという方法も可能かと思えます。これは商社等の皆さんと電力事業者の皆さんで個別交渉していただいて、もし条件が合えば取引を開始するという形になろうかと思えます。次のページをお願いします。

弊所がこれから日本電力にどういうふうにご貢献できるかということでございますが、4点挙げております。1つ目は市場の透明性の向上。これはオーダーブックを導入したり、トランスペアレンシープラットフォームを提供することによって、透明性を向上する。あと、燃料の先物商品です。LNGであったりとか、JCC、JLCであったり、こういう燃料系の先物を提供することも可能でございます。3点目は、これから日本でもCO2の排出権取引という概念が出てくると思うのですが、弊所は世界的に排出権取引市場を展開しておりますので、こういうインフラ構築のお手伝い。つい最近ニュージーランド政府と提携をいたしまして、排出権取引のメカニズムを提供いたしております。最後はスポット電力市場におけるクリアリングサービス、これも提供は可能でございます。次のページをお願いします。

補足1ということで、これは皆さんには釈迦に説法なのですが、先物というのと、ついつい危険なイメージを伴う、損してしまうとかリスクが高いというイメージなのですが、先物というのは相場場のリスクをマネージする道具にすぎないということです。ただ、その場合には常時リスク量、自社でおとりになっている市場リスクを体力の範囲内に収め

ることが必要になってきます。この基本原理をきちんと押さえた上で、デリバティブズを使ってリスク量を調整していただくということが基本でございます。そのためには、電力事業者の皆様にはリスクの定量化、計測と可視化、これをぜひ励行していただいて、リスク量が体力を超えている事業者に関しましては、リスクの積極的なマネージを先物取引なりデリバティブズを使ってやっていただくということを推奨いたします。その上で、皆様のように監視をされている方々は、電力事業者の定期的なリスクモニタリング等を通じて、体力を超えるような過度な市場リスクテイクがないかどうか、これを定期的にチェックしていただければ、1月にあったような大きな相場変動による損害ということを未然に防止する一助になろうかと思われまふ。最後のページになります。次のページをお願いします。

EEXが、今リーディング電力市場ということで皆さんから選ばれているかの理由です。どうしてEEXがこの3か月、爆発的に出来高が伸びているのだという背景ですが、弊所では、リスクテイカーの層を厚くすることで流動性を創出するというをやっております。リスクテイカーがいないと、ヘッジャーが価格リスクをヘッジしたいときに、そのリスクの反対側をとってくれる方がいないことになりますので、まず、このリスクテイカーの層を厚くすることが重要であります。幸い弊所には、長年、欧州市場でEEXの使い勝手に非常になれ親しんだ電力トレーダーの方が多数存在いたします。彼らは抵抗なく日本の電力先物にも参入をいたしまして、今現在、流動性の大きな提供者となっております。今後は弊所も日本の企業の皆さんからもリスクテイカーとして、ヘッジャーとしてどしどし参加をしていただき、日本の電力事業者の皆さんがいつでもヘッジしやすい環境づくりを目指していきたいと考えております。

私の発表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、ただいまの事務局と関係2事業者のプレゼンテーションについて、委員及びオブザーバーの方から御意見、御質問をいただきたいと思ひます。御発言のある方は、Skypeのチャット機能を御利用ください。どうぞ。

武田委員、お願いいたします。

○武田委員　　2取引所から御説明いただきまして、ありがとうございました。取引所間の競争は、先物市場における手数料・サービスの改善という観点からも望ましいと思ひます。それを前提に1点、意見がございます。

複数相場をまたがる不公正な取引の規制は重要課題であると思っておりますけれども、この点、TOCOMの御説明によりますと、当局と緊密に協力しているということでございます。他方、EEXのほうはどうなっているのかということについて関心がございます。どの取引所においても、十分な監視がなされなければ市場の公正性を確保することはできませんし、また、2つの取引所が競争してよりよいサービスを提供していくという中で、取引所間の競争条件にも影響があるように思いますので、関心を有します。もし可能であれば、EEXのほうから御説明いただきたいというふうに思います。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございます。

ほかの委員の方、御質問いかがですか。

それでは、今の件について高井アドバイザー、お話しいただけますか。

○高井説明者　御質問ありがとうございます。冒頭に御説明したとおり、弊所はOTCの清算サービスを提供するという機能にとどまっておりますので、日本の規制当局の皆さんが、常に我々の取引所で行われている売買取引の状況を数字として把握するということではできておりません。ですけれども、我々20年間ヨーロッパのレギュレーターとも常にコンスタントにダイアログを持っておりますし、同様に経済産業省の各関係部署の皆様とは、定期的に面談もしくはオンラインのミーティングを通じて、そのときそのときのEEXの日本電力市場でどういう売買がなされているのかというような情報交換は常にやってきております。そういう意味では、機械的ではなくて、あくまでも面談を通じて我々のほうから情報提供をしているということでございます。

○稲垣座長　ありがとうございます。

ほかに、皆さん御意見いかがですか、御質問等。

では、事務局からコメントはいかがですか。

○黒田取引制度企画室長　ありがとうございました。両取引所からのプレゼンテーションもありがとうございます。本日いただいたプレゼンテーションも踏まえて、また事務局としても、実態把握等皆様とも協力させていただいて、今後の方策を検討して行きたいと思っております。

以上でございます。

○稲垣座長　どうもありがとうございました。

それでは、どうぞよろしく願いいたします。

次の議題に進みたいと思います。「再給電方式の費用負担の在り方について」、事務局から説明をお願いいたします。

○恒藤総務課長 資料5でございます。再給電方式による費用負担等についてでございます。

3ページを御覧ください。このテーマは、再エネの主力電源化に向けまして、基幹送電線の利用ルールをノンファーム接続とメリットオーダーによる混雑処理に変更していくという方針の下、速やかに実現可能な方法として再給電方式を導入するとされているところ、その費用負担を整理しなきゃいけないということで、前回に引き続いて議論を進めるというものでございます。

4ページでございますが、この混雑処理の方法については、いずれゾーン制あるいはノーダル制といった市場主導型を目指すということにされているわけでございますが、速やかに実施するという観点で、当面の方式として再給電方式を導入することとされているわけでございます。

5ページが、この再給電方式、どういうところで活用される可能性があるのかということとございまして、これは東京エリアにおけるノンファーム接続の対象となっている検討の地図を参考に載せてございます。

7ページでございます。改めまして再給電方式のイメージ、それによってどういう費用が発生するかでございます。再給電におきましては、まず発電事業者の発電計画には制約を設けず、自由に電気を売却することができるとした上で、ゲートクローズの時点で仮に混雑が発生していれば、一般送配電事業者が混雑系統の電源に下げ指令を出し、非混雑系統の電源に同じ量の上げ指令を出すということで混雑を解消する。その際、指令を受けた下げの清算は限界費用をベースに行うということで、指令を受けた電源には得も損も生じないようにするという仕組みでございます。この場合、送配電事業者が指令をする電源は、スポットで既に売れた電源を下げて、売れ残った電源を上げるということになりますので、ここに価格差がありまして、その分だけ一般送配電事業者に費用が発生をする。その費用をどういった形で、どなたに、誰に負担していただくかを決めなきゃいけないということでございます。

飛んで10ページでございます。これについて前回3つの案をお示しし、議論をいただいたということでございます。案1は、新規に接続した電源がメリットを受けているとして、その者に負担を求める。案2は、混雑地域の発電事業者全てがメリットを受けていると考

え、それらの者に負担を求める。案3が、系統利用者全体がメリットを受けていると考えて、全体で負担するというものでございます。前回、皆様方からいただいた御意見は、価格シグナルが出る案2が理論的という意見と、迅速な導入の観点から案3が妥当というような意見を多くいただいたところでございます。

これにつきまして、より具体的にどういう仕組みにしていくのかということをごこれから考える必要があるわけですが、14ページでございます。これを検討するに当たっては、既存の混雑処理の仕組みがどうなっているのか、あるいは実務上の実現可能性、そして、今後混雑がどの程度生じるのかといったあたりも踏まえて検討を進める必要があるわけでございます。

15ページでございますが、まず、現在の混雑処理の仕組みはどうなっているのかというのを整理した表でございます。現在でも、幾つかのケースでは混雑が発生をしております。一番典型的には15ページの1番でございますが、点検や修繕等に伴って流通設備を停止するという場合でございます。この場合につきましての混雑処理は定格容量比率按分で、混雑エリアの全ての電源の出力を制約するということになっております。すなわち、発電計画に上限に設けまして、それ以上は電気を売らないようにしていただくと。要すれば我慢をしていただくということでございまして、混雑地域の発電事業者に実質的に費用が発生をし、一般送配電事業者には費用が生じないという仕組みになっているわけでございます。

それ以外、2番については、流通設備に故障等があった場合ということでございますが、これについては、混雑エリアで即対応できる電源などに下げ指令を出して、非混雑エリアの電源に上げ指令を出すという再給電と同じような方法で対応するということになっておりますが、その精算については原則インバランス料金で精算するということになっております。これについても一般送配電事業者には原則負担が生じないという仕組みになっているわけでございます。

さらには、最近導入された仕組みとしてN-1電制というのがございますが、これについては先着優先的な考え方となっております。新規接続したN-1適用電源の出力を抑制するということとなっております。この電源は実質的に負担が発生するということになってございます。

このように現行の混雑処理におきましては、全て混雑エリアの発電事業者が実質的なコストを負担するという形になってございまして、一般送配電事業者には負担は発生しないとい

う仕組みになってございます。

16ページから、それぞれのケースについて、より具体的な説明の図をつけてございます。1点だけ補足しますと、作業停止のケースでございますが、混雑エリアの電源に同じ比率で制約をかけるということでございますが、その際、この補足に書いてございますけれども、発電事業者同士で抑制量を取引してもいいという仕組みも併せて導入されておりまして、限界費用の高い電源から抑制するというようなことも実態的には起こるような方向での仕組みも整備されているということでございます。

17ページ以降もそれぞれのケースの説明資料をつけてございますので、少し飛びまして21ページでございます。今説明したのをまとめて書いたのがこの図でございますが、まず下の箱でございますけれども、作業停止に伴う混雑については、今の説明のとおり混雑エリアの電源を制約するというので、それらの電源に機会費用等が発生するという形の仕組みになっているわけでございます。

では、通常時の混雑をどうするかというのはこれから考えていかなきゃいけないわけでございますが、これについて、将来的にはノードル制あるいはゾーン制といった市場主導型の仕組みを導入するということがされているわけでございますけれども、この仕組みは、値差をゾーンごとにつくって売れ残りが発生するというので混雑処理をする仕組みということでございますので、この仕組みも、実質的には混雑エリアの電源に機会費用等は発生する仕組みでございます。今回それに至る当面の仕組みとして、再給電をどうするかということでございますが、それについては、こういったほかの制度、あるいは将来像も含めて検討するのが必要と考えられるところでございます。

22ページでございますが、こういった点を含めて考えますと、先ほど示した案2というような考え方が考えられるわけでございますが、では、その場合に具体的にどういう仕組みで課金をするかというところでございますが、公平に負担していただくという観点を考えますと、実際に発生いたしました混雑費用をコマごとに計算をいたしまして、そのコマにおけます混雑地域の各発電事業者の発電計画に応じて課金をするというのが合理的ではないかというふうに考えられるわけでございます。ただ、この仕組みとする場合には幾つか問題があるだろうと思われまして、左下に書いてございますが、①課金のシステムを開発しなければならない。②既存電源に対する経過措置をどうするか。③事後的に発生した費用を精算する形になりますので、発電事業者が一体幾ら負担するのかというのは予見可能性が低いおそれがあると、こういったことの課題があるというふうに考えられるところ

でございます。

23ページ、実際にどういうふうに計算するかというイメージを示してございます。

24ページでございますが、今のような仕組みにするとすれば、既存の電源への経過措置をどうするかというのも論点になるわけでございます。これについては、既存電源については一定期間課金を免除し、その分は一般負担とするというのが一案かと思われませんが、具体的にどうするかを考えるためには、混雑費用規模感を踏まえた検討が必要と思われるところでございます。

25ページ、この負担額の予見可能性が低い場合には、せっかく再エネを接続しやすくしようという制度でもあるにもかかわらず、結局、新規投資の促進につながらないのではないかという懸念もあるわけでございます。これについても、実際の費用の規模などによると思われるところでございます。

ですので、26ページ、今後の検討の進め方でございますが、再給電の費用負担の仕組みにつきまして、今お示したような課金方法による案2がいいのか、あるいは案3の一般負担がいいのかといったことを検討するためには、もう少し具体的な情報を踏まえて検討することが必要でございます。

したがって、一般送配電事業者の協力も得ながら、実際にどれぐらい混雑が発生し、どれぐらいの費用が発生するのか、あるいはシステム改修にどれぐらいかかるのかといったことを分析いたしまして、それを事務局から提示をし、次回以降改めて御議論いただきたいというふうに思っております。

ということで、今回はこういう方針で進めたいということと、具体的にどういう情報を事務局で準備すればいいかというあたりについて御意見をいただければというふうに思っております。

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。

それでは、ただいまの説明について、皆様からの御質問、御発言をいただきたいと思っております。25ページ、26ページに収斂されていて、今後、皆様の今日の御意見をいただきながら進めていくわけですが、岩船委員お願いいたします。

○岩船委員　　ありがとうございます。前は案1、2、3とあって、3が何となくいいような御意見が多かったような気がしたのですが、私もその後よく考えてみますと、21ページにあったように、重要な点は、将来に向かうゾーンやノーダルなどの市場主導型の場

合は、実質的に混雑エリアの発電事業者に負担してもらうことになるということを考えると、今、再給電のところで、早急に進めたいからといって一般負担化してしまうと、次の市場主導型に向かえなくなってしまうのではないかと。一遍そこで既得権を手に入れてしまった人が、ゾーンやノードルに移るのは嫌だよということになってしまわないかということ懸念すると、将来を考えると、多少今ルールづくりが大変でも、案2をベースに検討すべきだというふうに思いました。

発電事業者さんの負担の予見性に関しては、いろいろここもきちんとシミュレーションするのは大変だとは思いますが、最初にノンファームの議論が出たときに、東京電力さんが千葉エリアで比較的詳細なシミュレーションをされていたのを記憶しております、ああいうツールがあれば、ある程度エリアを限定して発電量の抑制の可能性みたいなものがシミュレーションできるのではないかと思いますので、そういったことが可能かどうか、一送さんに御検討いただくというのものもあるかと思えます。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございます。

それでは、関西送配電の白銀オブザーバー、お願いいたします。

○白銀オブザーバー　今回御整理いただきまして、ありがとうございます。前回のこの場の委員からの御意見でも、理論的には案2が良いのだが、速やかに実現するという観点で案3かという御意見が多かったような認識をしております。今回改めて御整理いただいたことを踏まえましても、混雑系統に接続する全ての電源が混雑に関係していると考えますと、混雑の原因者である混雑系統の電源者が料金を負担することで混雑系統への電源接続の回避が期待されるという案2が、将来目指す市場主導型と整合的であって、それが良いのではないかと私としても思っております。

その上で、22ページ、システム開発が必要になるとすれば、結局、速やかに実現するという観点からこの案がどうかというのが論点になると思っております。そういう意味で、一番最後の今後の進め方のところ、一般送配電事業者からも情報提供しながら検討を進めるということについて、ぜひ我々も協力させていただきたいと思えます。システムの開発にある程度時間がかかるとしても、その間に接続される電源によって混雑が限定的だとすると、当面の間の対応として、精算の処理ですから、例えばオフライン系のハンド処理なども踏まえながら実現する手はないのかということも含めて、混雑の発生の見通しであるとかシステム開発の規模、それに何年ぐらいかかるのか、そういったものを我々としても

御提供させていただいて、検討に協力させていただきたいと思います。

以上でございます。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、松村委員お願いいたします。

○松村委員　　まず、今までの意見、前回の意見も含めて合理的な意見が出ていると思います。まず、理論的に考えれば案2が正しいということは譲ってはいけないと思います。例えば案2にすると、新規再エネの接続を促進するためにやったのに、その阻害になるのではないかというのは、私、全く納得いきません。一般負担としたとすると、広く薄く再エネも含めて接続の阻害になり、案2にすると、混雑系統の接続には抑制になるけれども、混雑していないところの負担は間接的に減るということになるだけ。本来、同じ条件だったら混雑していないところに接続してほしいということからすれば、この理由で案3のほうが良いというのは、私は受け入れかねます。

ただ、矛盾したことを言うようですが、再給電方式をずっと議論していたときは、私も含めて多くの者が当然案3の方式になると思い込んでいた。それを前提にして、再給電方式は多くの問題点がある、多くの問題点の一つとして、ある種の価格シグナルというか、混雑系統を避けるというインセンティブが過少になることが挙げられていた。もし案2としたとすると、案3を念頭に置いてみんな議論していたと思うので、多分大騒ぎになると思います。既得権益というか既につないでいる人の権益をどうするのかということ、どれぐらい認めるべきかなどということを議論しないでスルーしたのは、そこを議論しなくても済むような制度、つまり案3になるとみんなが思っていたからだと思います。

もし案2でやるとすると、本当に相当に大騒ぎになって、すぐにでも詳細なルール設計に相当にインテンシブに議論しなければいけないことになるのだと思います。もし関西送配電の白銀さんが案2を強く支持するということをおっしゃるのであれば、親会社も含めて既得権を持っている人に、そういうことは主張しないでくださいと言って、小さな既得権益を守って制度を歪めるのはやめて、既得権益はみんな剥ぎ取って、すっきり正しい制度を始めましょう、と説得してくれるのだったら、まだ可能性あると思うのですけれども、私もそれが理想だと思いますが、今まで何度も何度も既得権益の壁に阻まれて改革が進まなかった経験を踏まえると、多分難しいと思いますし、逆に既得権益を安易に認めて案2に移行したら大きな禍根を残すことになると思います。私は、現実的には案3を最終的に選ばざるを得ないと思います。

しかし、本来は案2で行くべきなのだという事は譲ってはいけないというのと、岩船委員が御指摘になった点がとても重要。今回の件に限らず、再給電方式はできるだけ早くやるために入れたものであって、多くの問題があり、したがってできるだけ早期に、より効率的な方向に変えていくべき。再給電方式で一時的に入れられたものは、既得権として保護しない、新たな既得権は作らない、ことを明確にすることが重要だということ、あらゆる文脈で私自身は繰り返し、繰り返し言っていて、そのような方向で議論が整理されていると理解しています。今回の件に関しても、一旦案3で始めたのだから、この結果発生した利益は当然既得権だ、などということに決してならないように、これは暫定措置だということは徹底して確認する必要があります、その意味で岩船委員の主張は理にかなっていないと思います。しかしだからといって今案2を入れるのは、既に述べた理由で困難だと思います。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございます。

それでは、ほかに委員の方いかがでしょうか、オブザーバーの方も含めて。

林委員、お願いいたします。

○林委員　林です。ありがとうございます。今、岩船委員とか松村委員とかいろいろな御意見があって、私もおっしゃるとおりだと思っています。特に重要だと思ったのは、関西送配電の白銀様のほうから、案2という話が出てきたということ等も私は重要だと思っていますけれど、そこが関西送配電さんが関西の話として言っているのか、全国の全ての一送のまとめとして発言しているかということも非常に重要なので、この場合は国の重要な審議会でもあるので、そこはまた今後確認したいというのは思っています。

ノーダルプライスとか、潮流計算とかいろいろしていることは大事ですけど、それが各エリアで、混雑のあるエリアが、システム対応が本当にできるかということと、スピード感が遅くなってしまって、結局、開けてみたらその検討がすごく遅くなって、再給電はいつになったらできるのですかという話になることを、私は少し危惧しております。

岩船委員とか松村委員がおっしゃるとおりで、私もそれらの話は理解できていまして、例えば、今回は案2の話が分かりやすく出ていると思うのですが、案3と案2のメリットとデメリットをしっかりと書いていただくということと、ここの10ページの一番最後の行に記載の内容もしっかり議論してほしいと思っています。案3で開始しながら、当然システム改修の期間とか、それが出てきた場合に、一送から出てきたらその改修時間がすごく

長いとなると、それは社会的にも間に合わないのではないかなったときには、混雑するところから改修を合意し、可及的速やかに対策をしなければいけないエリアから急いでもらうというやり方もあるのではないかなという気がしました。案3で開始し、システム改修を進めて案2に切り替えるという意味は、どっちがいいという話ではないので、皆さんのおっしゃっていることも分かります。ただ、繰り返しになりますけれども、再給電方式で再エネの方々が接続を望まれているということの社会的な意味というのと、国もそういう方針にかじを切ったということをお案するというのも大事だと思いますので、そこも含めてぜひ事務局には、さきほど松村委員からもありましたが、丁寧な議論とエビデンスを平等に投げていったほうがいいと思います。

あと、ノーダル制の話は少し分かりやすく書いたらいいのではないかなという気がしまして、マニアックな話になり過ぎてしまうといろいろな方々の中立公平な御意見をいただけないと思うので、そこはぜひ事務局のほうで、分かりやすい本質を突くような資料を作っていた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。

思想が1、2と3はちょっと違うので、その辺も検討の余地というか、何を軸の思想にするかということもあろうかと思えます。

ほかに御意見いかがでしょうか。よろしいでしょうか。

それでは、事務局からコメントいかがでしょうか。

○恒藤総務課長　いろいろ御意見どうもありがとうございました。いずれにいたしましても、もう少し具体的な情報がないと結論も出しにくいかなと思いますので、一般送配電事業者の協力を得て、少し具体的な情報が出せるよう分析いたしまして、また次回以降、議論をしていただきたいというふうに思います。

以上でございます。

○稲垣座長　では、本件については、本日いただいた意見を踏まえて、次回以降検討を深めていくことにいたします。

それでは、議題4「一般送配電事業者の2021年度調整力公募結果について」、事務局から説明をお願いいたします。

○田中NW事業監視課長　事務局でございます。一般送配電事業者が実施した2021年度向け調整力の公募調達結果について御報告をさせていただきます。

経緯といたしましては、毎年、調整力公募を実施してきておるところでございます。

3ページにつきましては、調整力公募の概要ということで電源Ⅰ・予約電源とⅡ・余力活用があるところでございます。

4ページ、今後の調整力の調達・運用制度の変更の見通しに関してお示しをしております。

5ページでございますけれども、調整力公募の各商品の概要となっております。

6ページでございますが、調整力公募の募集量の考え方ということになってございます。

7ページ、公募結果でございます。電源Ⅰについては、前回同様、旧一電からの応札はⅠ-aについてはなかったということで、Ⅰ-bについては、旧一電以外の事業者による応札はありましたけれども、その量は限定的なものであったということで、落札電源の平均価格に関しては前回よりやや低下をしたということでございます。

8ページにつきましては、各社ということになっております。

9ページ、Ⅰ'につきましては変化が幾らか見られまして、旧一電以外の事業者からの応札割合につきましては、落札全体に占める割合は7%から21%に増加をしまして、DRについては前回の3割ぐらいから4割ぐらいに増加をしまして、広域調達の割合というのも、前回の6%ぐらいから11%ぐらいに増加をしております。平均価格については、全国平均で前回より下降しております。

10ページが各社の結果になっております。

11ページでございますけれども、今回のⅠ'の公募結果は、応札容量が増加するなど、これまでよりも競争的なものとなりましたけれども、当委員会事務局における分析において、以下のように、価格とは別の要因で不落となった案件が複数存在していることが確認をされました。電源Ⅰ'の新規参入には簡易指令システムの工事が必要となりますが、この施工件数が先着順で、1サイクル当たり上限20件程度であるため、工事申込み額は既に埋まり、優位な価格で入札したにもかかわらず不落となった事業者が複数あったということで、これらの不落となった事業者からは、工事申込みに関する情報が一送のホームページからでは見つけづらいとの声がございました。これを踏まえ、当委員会事務局は一送に対して、次回公募に向けて速やかに改善するよう要請しまして、これを受け一般送配電事業者については、簡易指令システムの工事件数の上限を増加させたり、工事申込みに必要な情報をトップページに掲載するなどの改善措置がとられてございます。事務局としては、事業者の声を聞きながら、この対応で十分かどうか引き続き注視をしてみたいと思っております。

います。

12ページは電源Ⅱでございますが、前回と大きな変化はなかったところでございます。

13ページは各社の概要ということでございます。

14ページでございますけれども、今回の公募結果をまとめると以下のとおりということでございまして、今後、前回と同様にアンケート、ヒアリング等を実施しまして、2021年度向け調整力の公募結果に関するさらに詳細な分析を行うこととしまして、必要に応じ公募の改善を検討するというので、毎年、大体5月ぐらいに御検討いただいておりますので、大体今年も同じような感じで来年度に向けた改善というのを御提示していきたいというふうに考えております。

15ページでございますけれども、それと並行しまして、今年の需給逼迫を通じて、調整力の運用についても運用を明確化すべきなど幾つかの課題が浮き彫りになったところでございますので、今後、15ページの下に記載をしているような課題を整理いたしまして、エネ庁や広域機関とも連携しながら検討を進めていくこととしたいというふうに考えてございます。

私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す。

なお、本議題については一般送配電事業者からも説明がございまして、よろしくお願いいたします。関西送配電・白銀オブザーバー、どうぞよろしくお願いいたします。

○白銀オブザーバー ありがとうございます。関西送配電・白銀でございます。先ほどありました一般送配電事業者からの改善措置の内容につきまして御説明いたします。

資料6-2の2ページを御覧ください。調整力公募及び需給調整市場におきまして、専用線を用いない場合には簡易指令システムの接続工事や試験が必要となっております。今回、各事業者様と日程調整等とりながら進めてまいりましたけれども、一部の事業者様の御希望に沿うことができず、工事が実施いただけないという事象が発生してございます。これに関しましては、一般送配電事業者から分かりやすく簡易指令システムの工事の申込み等に関する情報をお示しできていなかったということも課題であると考えておりまして、今回、改善措置としまして、接続工事や試験の施工上限数の拡大及びこれらの情報を分かりやすくお伝えする方法について改善いたしましたので、御説明いたします。

3ページを御覧ください。簡易指令システムは、現在、調整力公募における電源Ⅰ'に活用しておりますけれども、来月2021年4月からは、需給調整市場の三次調整力②にも活

用いたします。そのため、簡易指令システムへの接続申込みが増えるということを想定いたしましたして、試験専用のテストサイトを構築して、施工数の拡大を進めて、これで対応できると考えて進めていたものでございます。

4ページを御覧ください。今回の事象と改善策の概要ですが、時間も余りございませんのでここは省略させていただきまして、5ページ以降で具体的に説明させていただきます。

これまでの公募ですと、年間10件未満の施工の実績でございました。これに対して、その増加が見込まれるということで各事業者様にはアンケートを実施して、そのアンケート結果に基づきまして、今回、年間を数サイクルに分けて、その各施工サイクル当たり20件程度は実施できるような体制整備を行ってまいりました。ただ、結果的に第4サイクルに申込みが集中して、受付上限を超過したということが発生しました。これを受けましてさらなる申込みに対応できるように、今回の実績の評価を踏まえて、工事申込みの1サイクル当たり80件程度までに施工上限を拡大するという見直し、改善を実施してございます。

6ページを御覧ください。その上限見直しの中身ですけれども、今回の工事試験の実績を踏まえまして、エリア拡大工事の試験体制を拡充するという事で、合計で80件程度までは拡大ができるという評価を行いまして、今回改善したものです。

7ページを御覧ください。そのような受付等に関する情報を各社のホームページでどのように表示していたかという例でございます。

関西送配電のホームページのトップページから、発電事業者様向けの手続きの中で調整力公募のリンクをクリックしていただくと、8ページのように簡易指令システムの工事申込みのページに入っていただけます。読んでいただければ情報は書いてありますが、それが丁寧で分かりやすい記載になっていたかという観点で課題があったと考えてございます。

また、9ページのように、工事の申込み受付につきましては送配電網協議会のホームページで一元的に管理してございます。関西送配電のリンクからこのホームページに飛ぶようになっていますが、そのページの中で、それぞれの内容を確認していたところで全体像が分かりにくかったのではないかと考えてございます。

10ページを御覧ください。具体的なその内容として、年間数サイクルの施工枠を設定したということを申し上げましたけれども、具体的には送配電網協議会のホームページにおきましてこのような年間枠をお示しして、申込み時に上限を超えていると御希望にお応えできないということは記載した上で、11ページの画面のように、その時点の工事受付の空き状況というのをお示するという運用をやってまいりました。ただ、結果的に第4サイク

ル、公募の落札結果が決まってからの申込みというところに集中してしまいまして、御希望にお応えできない事業者様が発生したという状況です。

それを受けまして、12ページのように各社のホームページを改善いたしまして、一連の手続や工事受付の空き状況等の手続の全体像をお示しして、必要な申込み手続をきちんと進めていただけるような情報を見やすくする改善をいたしました。既にこちらにお示しているような内容に各社のホームページの改善が完了してございます。

13ページを御覧ください。以上のような施工上限の拡大並びに情報公表の充実につきまして改善したが、引き続き公募並びに需給調整市場へ参入しやすい環境整備に努めてまいりたいと思います。

以上でございます。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、この議題について、ただいまの説明についての御意見、御質問をお願いいたします。

松村委員、お願いいたします。

○松村委員　　まず、質問させてください。工事を20に制限したというのは、こんな重要なことを一送あるいは一送の団体が勝手に決めることはほぼあり得ないと思うので、どこかの委員会で審議したと思うのですが、これは政府あるいは広域機関のどこの委員会が決めたのかが、もし分かれば教えてください。

○稲垣座長　　どうぞ白銀さん、御説明いただけますか。

○白銀オブザーバー　　今すぐ把握できておりませんので、後ほど事務局を通じて御回答させていただければと思います。

○稲垣座長　　松村委員、いかがですか。

○松村委員　　確認しなければいけないということは、どこかの委員会で審議したということなのですね。その委員会の名前が分からないということですね。

○田中NW事業監視課長　　委員会とかで審議をしたものではないというように考えております。

○松村委員　　こんな重要なことというのを送配電事業者が勝手に決めたということですか。

○田中NW事業監視課長　　少なくとも審議会とかで決めた事項ではございません。

○恒藤総務課長　　事務局の恒藤でございますが、正確に申し上げますと、少なくとも監

視等委員会が調べた限りでは、そのようなことは見つけられなかったということでございます。

○松村委員　ありがとうございます。それでは、それを踏まえて発言します。こんな重要なことを勝手に決めるなんていうことは、ほぼあり得ないと思ったので。そうすると、多分私は聞いていたはずで、そのときに何も言わなかったということだから、私自身海よりも深く反省しなければいけないと思って、そのように発言しました。

もし、これを勝手に決めていたとするならば、私は今回の監視等委員会の対応にも、説明にもとても不満です。不満だというのは、改善策は講じたということは一応受け入れますが、今回起こったことを少し軽く見過ぎていないか。これはDRで参加しようとした人たちが、結局落札できなかった。合理的な価格で出したにもかかわらず落札できなかったということで、DRの発展の著しい阻害要因にもなりかねないことだったと思います。こんなことが何で起こってしまったのかは、もう少しちゃんと調べて、さらにその実態、何が起こっていたのかをもう少し調べる必要があると思います。

まず、20という数が十分なように見えるかもしれませんが、この20というのは、例えば1つのアグリゲーターが9つのエリアそれぞれで新規に事業を展開しようと思ったら、それだけで9になるわけです。だから、新たに全国でやろうとしたところが3社あったら、もう駄目というような、物すごく小さな数です。

それから、サイクルを設けていると言ったって、落札した後で申し込むことを考えれば、最後のサイクルしかないわけで、4つ設けていましたというのがエクスキューズになるとは到底思えません。何でこんなに異常に小さな数になってしまったのかということ、どういう経緯でこんな決定があったのか。施工力の問題があるからしょうがなかったなどという理由で、そんな簡単に認めてもいいのかは十分考える必要があります。

次に、事実を確認していただきたいのですが、20というのが、例えば一送の親会社あるいは兄弟会社あるいはその関連会社が埋めてしまった結果として、20の上限に達していたという状況なのか。もちろん、そういうところはちゃんと専用線でやっているのだから、簡易システムをつかうところはおそらく全部一送の親会社でも子会社でもそれらの関連会社でもない新規参入者だと思うけれど、本当にその認識で正しいのかという類いの情報もぜひ調べて教えてください。どの会社が占拠したかは、さすがに経営情報なので出せないのは分かりますが、一送の関連会社、親会社や兄弟会社やその関連会社が占拠した結果として埋まってしまったのかどうかぐらいは大きな経営情報ではないと思いますので、ぜひとも

明らかにしていただきたい。

しつこいようですが、今回のケースはやむを得ませんでした、今後は改善しますというのはもちろんありがたいことですが、今回このようなことが引き起こされたことで、DR事業に参加してくれている事業者には相当な不信感が高まっているということを踏まえて、何が起こったのかをちゃんと丁寧に説明できるように、何が起こったのかをもう少しちゃんと調べて報告していただきたい。

以上です。

○稲垣座長 では、この件について、事務局から何かありますか。

○田中NW事業監視課長 事務局から何点か補足をさせていただきたいと思います。まず、旧一電の事業者に関しましては、基本的には多くは専用線を持っているところがございますので、電源1'への簡易指令システムの構築というところに関しては、基本的には必要のところというのはなかったのではないかとこのように考えてございます。

あと、今回の経緯というところで少し補足をさせていただきますと、各一送のほうにおきましてかなり工事の残り件数というのが少なくなってきた段階というところで、各事業者のほうに対して工事を申し込んでくださいということを募集時において説明をしていたということで聞いておりますけれども、ただ募集要綱上は12月末までに工事申込みをしてくださいということになっていたというところございまして、そうなりますと事業者のほうといたしましては、落札の結果が分かる前に工事申込みをするというのはためらわれていたというのもあるため、そこは工事申込みをしていなかった事業者というのもいたということで聞いております。そうなったところ、実際に落札の結果というのが出た段階におきまして、それは価格ではなくて、工事ができないといった要因によって不落になったということが各I'の事業者のほうに連絡がなされたというところございまして、監視委員会のほうは、それらの事業者から相談を受けまして問題を把握いたしまして、一送のほうに取り急ぎ改善の依頼をしたというのが対応の具体的な流れということになってございます。

○稲垣座長 それでは、本件について松村委員、いかがですか。とりあえずいいですか。

○松村委員 いいですかと言われても次回に向けてのお願いをただけですから、次回の報告を聞かないと……

○稲垣座長 それでは、ただいまのような説明でございますので、この件について後ほど何かあれば、また事務局通じてなり別のところで議論するなり、この委員会で必要があ

れば取り上げたいと思います。

○松村委員 はい。わかりました。

○稲垣座長 それでは、圓尾委員お願いいたします。

○圓尾委員 圓尾です。こういう制約があることを、私も今回初めて知りましてちょっと驚いています。監視等委員会に身に置く立場でもあるので、特にこの11ページに書いてある、「優位な価格で入札したのにもかかわらず不落となった事業者が複数あった」という点は、非常に重く受け止めなきゃいけないと思っています。対策をしていただいたのはいいのですが、なぜこうなったのかを、もう少し詳しく分析して明らかにする必要があります。本当に、委員会に身を置く立場として、DR事業者さんに対しても、これによって調整力が高くなるわけですから、消費者一般の方に対しても申し訳ないという気持ちでおります。

一送にお伺いしたいのですが、例えば、今回20×3という件数を想定されたということですが、例えば9ページの応札要領の件数を見ても、2019年には56件、2020年には207件となっていて、かなりの件数が増えている。さらにこれがもっと飛躍的に増えるということが想定されている中で、この2020年の状況を考えても、20件×3はぎりぎりというか、それでも足りない状況だったのではないだろうか。ですから、これで十分と考えた背景、根拠をぜひもっと詳しく教えていただきたい。

2点目としては柔軟な対応です。初めて参加される方が全く新しく回線を開くということではなくて、東京電力に対しては開いているけど、加えて東北電力に対しても開きたいというときに、同じ工事量とは限らないと思いますので、今回20から80と増やされたように柔軟な対応ができたはずだと思うのですけれども、そこは何か今回、これだけ逼迫したということも踏まえて対応を変えられたのか。

それから、一送さんの資料の10ページとか11ページの時系列の作業表を見ていると、サイクルとサイクルの間にもかなり、2か月ずつぐらいの空白期間があって、そういうところを詰めることによって、さらに足りないと思ったときに件数を増やすこともできたのではないかと、とも思うので、その辺も含めて柔軟な対応を、厳しい状況が見えるにつれて何かとられたのかを確認したい。

もう一つはタイミングの問題なのです。募集をした、落札者が決まったというタイミングと、今回設定された枠が埋まってしまったタイミングは、どういう時系列だったのかも教えていただければと思います。今日ではなくて、また改めてでも結構ですので、事実関

係を詳しく教え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。

それでは、岩船委員お願いいたします。

○岩船委員 ありがとうございます。私からはDRのことなのですが、6-1の資料で、I'でDRが増えている。さっきの監視システムの問題がありましたけれども、DRが増えているというのは大変いいことだなと思いました。ただ、中身なのですが、これが本当に需要の調整分なのか、自家発による調整なのかというのは、内訳として調べていただけないかなと思いました。15ページにあるように、1月の逼迫時に一送からの要請とDRに対応する分というのが重なってしまって、結構DR事業者が大変だったという話も聞いていました。

なので、そういう問題もありますし、要するにDRが増えているのがどっちなのか。将来的にきっと重要なのはクリーンな調整、柔軟性だと思いますので、需要が柔軟に動くという部分が重要だと思うのですが、これが今後どのくらい増える可能性があるのだろうかというのを検討するためにも、中身として自家発の割合というのは捕捉しておくべきではないかなというふうに思いました。

以上です。

○稲垣座長 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 竹廣です。今映っています6-1の最後のページでございますが、調整力に関する課題ということで記載をいただいておりますが、これに関連しまして、弊社での事例ということで御紹介をさせていただきたいと思っております。

検討課題の例の3.目の記載に関連するわけなのですが、今度の需給逼迫時において、弊社が契約している発電所ですとか需要家の方々に対して、一般送配電事業者さんが直接、発電の増量を要請されるケースがございました。これは一連に出てきているとおりでございますが、緊急時ですので焚き増しの要請自体に問題があったとかそういうことではございませんが、私どもに事前の御連絡がなかったがゆえにこういうことが出ているわけなのですが、後になってから、焚き増し分の電力は一般送配電に帰属する調整力だというふうに主張される事業者さんがおられまして、その主張に基づきますと、我々小売の不足インバランスが増加して、想定外のインバランス料金の負担を強いられることに

なります。交渉の結果、きちんと御理解をいただいて主張を取り下げてくださいった送配電事業者さんもいらっしゃったのですが、実はまだ協議中の事業者さんもいらっしやいまして、我々もあらかじめ焚き増しが分かっていたら、それを反映した計画を提出するわけなのですけれども、今後こうしたトラブルを回避できますように、焚き増し要請と精算のあり方ということについて整理をお願いしたいというふうに考えております。

以上でございます。

○稲垣座長　ありがとうございました。

ほかにございますか。

それでは、白銀オブザーバーにお願いなのですが、先ほど圓尾委員、松村委員からも同様の質問があったと思うのですが、主に圓尾委員からの御質問に答えていただけますでしょうか。

○白銀オブザーバー　圓尾委員からいただきました質問に簡潔にお答えさせていただければと思います。

まず、20件×3サイクルの設定に関して、実績ではもっと大きな数字の申込みがあったのをどう考えていたのかということにつきましては、実際には専用線を使われる事業者様からの入札につきましては、今回の工事は必要ございませんので、そういう実績では年間で10件未満の過去実績であったと。それに加えて、各事業者様にアンケートで、我々から聞ける範囲で確認した情報を踏まえて20件×3サイクルの60件で設定しました。それが十分だったのかどうかということですが、何とかいけるのではないかと考えていたということです。

2つ目、申込みに対して柔軟に対応できる範囲で対応したのかということにつきましては、今回、第4サイクルの申込みがかなり集中したということで、一応20件程度という上限に対して、それにこだわるのではなく、できる範囲での対応をいたしまして、結果的には29件の工事と試験までは対応できました。ただ、それを上回る部分、9件ほどの申込みには対応できなかったという実績でございます。

もう一つ、サイクルの絵を見ると隙間があるように見えるということにつきましては、この試験をやろうと思いますと、運用しているシステムを停止して試験をやるが必要になってございます。そういう意味で、システムを止められる時期でこういう試験サイクルを織り込んでいるということですので、試験サイクルの制約からこうなっているということです。

3つ目、そういうことに至った時系列として、具体的にどのような時系列だったのかということですが、第1サイクルから第3サイクルまでの申込みにつきましては、この3サイクル合計で15件ほどの申込みでした。そういう意味では、1～3サイクルまでは埋まっていなかったのですが、第4サイクルの申込みが、11月12日には工事受付の空きが埋まってしまっていました。公募の落札が決定するのが11月末ということですので、その少し前に埋まってこういう事態になったということでございます。そういう時系列でございました。

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、この件について終わりたいと思うのですが、事務局からコメントありましたらお願いいたします。

○田中NW事業監視課長　　事実関係等について御質問いただいたところにつきましては、改めて調べさせていただきたいというふうに考えてございます。

また、その他につきましても、いただいたコメントを踏まえまして、引き続き検討してまいりたいと考えております。

○稲垣座長　　それでは、この件については非常に重要な問題であるということを確認いたしまして、事実関係についてきちっと調査せよという御意見がありました。まさにそのとおりだと思います。白銀オブザーバーには精いっぱいお答えいただきましたが、こちらとしても、聞いていて十分に理解できないところもございます。したがって、事務局と送配電事業者においては、次回、改めてこれについて詳しい説明をしていただくようお願いしたいと思います。御準備ください。

なお、事業者においては、白銀オブザーバーから御説明ありましたが、時系列をきちっとして、どういうエビデンスに基づいて、誰がどういう判断をして、それが結論に結びついていったのかということをきちっと実証的に事実で御説明いただきたいと思えます。ただのストーリーとして御説明いただくだけでは理解がしにくいものですから、その辺、よろしくどうぞお願いいたします。

それでは、本件についてはこの程度にしたいと思いますが、なお、今日の議事については、途中でシステムの途絶などでチャットが不調だったために御発言いただけなかった方が、こちらに申し出ていただいているだけでもお二方おられます。九州電力の松本オブザーバーと広域機関の都築オブザーバーでございます。この順序で、まず松本オブザーバー

から御発言をいただきたいと思います。

○松本オブザーバー 遅れまして申し訳ないです。再給電の費用負担の話で、意見です。再エネの主力電源化に向けた混雑処理の方法として、速やかに再給電方式を導入するためということがありますので、やはり案3で行くべきかというふうに思っております。案2というのは理論的には正しいというのは理解しておりますけれども、仮に案2で行きますと、実務面で将来の市場主導型の導入に向けて検討するのですけれども、それとは別に、仮に一旦多数の発電事業者に対する精算システムの構築とか準備期間が必要になりますので、やはり速やかな導入が難しくなるということと、再給電方式が暫定的な扱いだとすれば、無駄なコストが発電事業者やBG側にも発生するということが考えられます。

それから、案2の検討を進める場合には、経過措置の内容について改めて議論しなくてはならないということで、これについても少し時間がかかってしまうかなと思っておりますので、発電事業者としてはこれらのことを踏まえると、スピード重視といったところで案3をとるのが現実的かと思っております。旧一電の中でも送配とは少し意見が異なるということですが。

以上です。ありがとうございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、都築オブザーバーお願いいたします。

○都築オブザーバー 広域機関の都築でございます。

先ほど、前半の議論のところ、需給について危機的な状況にないということについて私ども機関がスティックしているというような趣旨の御発言があったかと思っております。おそらく、昨日、我が方で開催した委員会で、年度末に取りまとめる供給計画について議題としたことに関係したものだというふうに想像しております。組織としての取りまとめの意思決定はまだこれからなのですが、それに先立ち有識者を交えたオープンの中でこういう議論をいたしましたので生じたものかなと思っております。この専門会合ではこの点についての状況をお示ししておりませんので、委員、専門委員、オブザーバーの皆様には何のことかよく理解ができなかったかもしれません。

もともと需給については、直近2～3年の間は相対的に厳しいと、昨年度も申し上げてきたところですが、端的に言うと、来年の冬についていえば、現状では供給能力面で適正予備率を確保することができない状況となっております。設備的な視点でいえば、現時点で需給キャップが生じ得る状況について大きく受け止めている状況です。むしろこれまで、

かつかつだけど何とか最低限のところは確保されているというトーンで申し上げてきたことを、トーンを変えてお示しをしているくらいです。弊機関の中でも、供給計画のとりまとめ自体はこれとして、これを受けた対応の必要を感じており、部門の枠を超えて動員をかけて追加供給力の発掘をしているところだということを御理解いただければと思います。

こうした中で、今年の冬に起きたのは、kWではなくてkWhの論点だったのですが、これについても取り上げました。現時点ではポジの供給力、とりわけ火力について、その燃料についても、来年の冬に向けてスポット調達が見通せていない状態の中で、発電事業者側としては確実性を見込める電力量が供給計画上反映されたものだというふうに想像しております。なので、元来需要想定における電力量とは、この供給計画時点ではミートしにくい状況だということでございます。実際、電力量ベースでもギャップが生じているのですが、これでもって、kWh面で、程度論として直ちに危機的と断定することができず、まずは、kWも適正予備率まで確保できていないので、供給能力、すなわちkWの確保が必要で、これと合わせてデリバリーのタイミングに向けてkWh面も幅寄せをしていくという趣旨で御提案をさせていただいたというものでございます。

私が委員会の現場にいても、我が方からの説明、質疑対応において否定的に聞こえてしまった部分があったかもしれないと思っております、この点は反省すべき点だと思っておりますが、担当者を弁護して申し上げるのであれば、実務的な段取りを意識したものであったのではないかなというふうに思っております。この点、一言お時間をいただいて申し上げ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　　ありがとうございました。

それでは、本日予定していた議事をこれで閉じたいと思っております。皆さん、よろしいでしょうか。何か最後にあれば。

それでは、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いたします。

○恒藤総務課長　　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たします。

それでは、第58回制度設計専門会合はこれにて終了といたします。本日は長時間、どうもありがとうございました。

——了——