

第57回制度設計専門会合 議事録

日時：令和3年3月2日 13：00～16：03

※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、大橋委員、草薙委員、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57回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におかれましては、御多忙のところ御参加いただきまして誠にありがとうございます。

本会合は、新型コロナウイルス感染症の感染機会を減らすための取組を講じることが求められている状況に鑑み、オンラインでの開催とし、傍聴者、随行者を受け付けないこととさせていただいております。

なお、議事の模様はインターネットで同時中継を行っております。

また本日は、新川委員は所用のため御欠席でございます。

ちなみに、資料は今全て一応アップされておるのですが、一部スマートフォンなどで接続した場合には、資料4と5がまだダウンロードできない状況になっている可能性もございます。その議題に入るまでには恐らくダウンロードできるようになると思われまので、また随時更新ボタンを押していただければと存じます。

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3つでございます。

それでは、まず議題1、三次調整力②の連系線容量の確保量について、田中課長から説明をお願いいたします。

○田中NW事業監視課長　NW事業監視課の田中でございます。よろしく願いいたします。

それでは、資料3を御覧いただけますでしょうか。こちら三次調整力②向け連系線容量の確保量についてということになってございます。

2 ページ目でございます。三次②向け連系線容量確保の必要性ということで、2021年から需給調整市場が開設されるとともに三次②の広域調達・運用が開始されることから、調達された調整力が活用できるよう、2021年度以降、スポット取引後の連系線の容量を確保する必要があるところでございます。今回、第41回制度設計専門会合において御議論いただいた基本的な考え方にに基づき、2019年度の実績データ等を活用し、2021年度の三次②向け連系線容量の確保量を算出したため、その算出結果について報告を行うものでございます。

3 ページは需給調整市場における商品の概要ということで、三次②に関しては一番右のものということになってございます。

4 ページでございます。連系線の容量確保による卸市場への影響ということでございます。2021年度から開始される三次②の需給調整市場は、毎日スポット市場終了後、時間前市場開始前の前日12時から15時に入札・約定を行うこととされています。したがって、連系線を活用する三次②の約定が多い場合、その後の時間前市場で用いることのできる連系線の容量が減少し、時間前市場の約定結果に影響を与える可能性もある。このため、三次②の約定における連系線活用については、そのメリットと時間前市場へのバランス等を考慮して、その量に一定の上限（時間前市場に残す量）を設けることが適当と考えられるところでございます。

5 ページでございます。前述のとおり三次②の約定における連系線の活用については、そのメリットと時間前市場の影響とのバランスを考慮して、その量に一定の上限（時間前市場に残す量）を設けることが適当ということでございます。具体的な方法としては、三次②への影響と時間前市場への影響を考慮し、両者の経済メリット等を評価して、社会コストが最小となるように時間前市場向けに残す連系線空き容量（ α ）を決定し、スポット市場後の連系線空き容量から α を差し引いた残余分を三次②向けに充てるのが合理的と考えられるところでございます。

6 ページ目でございます。時間前市場向けに連系線容量を最大限に確保した場合、時間前市場取引量の最大値を確保ということでございますが、時間前市場への影響（デメリット）はゼロとなり、三次②の広域調達への影響（デメリット）というのは最大となる。また、時間前市場向けの連系線容量を最小限に確保した場合、時間前市場への影響は最大となり、三次②の広域調達への影響は最小となる。このことから、時間前市場向けの連系線確保量を段階的に変えることにより両者の影響額は変化し、両者の影響額の和が最小とな

るとき（社会コストが最小となる時）が最適な連系線確保量と考えられるところがございます。

7ページ、こちらが2021年度の三次②向け連系線確保量の上限値の算出結果、時間前市場向け連系線確保量（ α ）の最適値の算出結果というところがございます。こちらのようにならなっておりまして、真ん中の数字につきましては、7ページの下のほうにある参考のところも御覧いただきますと、大体時間前市場の連系線の利用実績の年間最大値に等しい数字ということになってございます。ただ、さらに下のスポット後連系線空き容量、平均値などを御覧いただきますと、この α の数字より大きいところがかかなり多くなっていますので、三次②向けに割り当てられる量というのもそれなりにあるところがございます。

8ページ以下に関しましては、こちらは算出の詳細ということになってございますので、御説明のほうは割愛をさせていただきます。

以上、御審議のほどよろしくお願いたします。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、ただいまの説明について皆様からの御質問、御発言をいただきたく存じます。御発言のある方は、Skypeのチャットに御発言を希望される旨を御記入の上お送りください。お待ちしております。――皆様よろしいですか。

それでは、事務局への反対意見はございませんので、7ページの算出結果を2021年度の三次調整力②向け連系線確保量の上限値とすることといたします。

それでは、次の議題2、発電側基本料金の見直しについて、事務局から説明をお願いいたします。

○仙田NW事業制度企画室長 NW事業制度企画室長の仙田です。

資料4を御覧ください。まず7ページを御覧ください。本日御議論いただきたいことは3点でございます。1つ目はkWh課金の具体的内容、2つ目は割引制度についての詳細論点、3つ目が発電側基本料金の小売側への転嫁の円滑化でございます。

続きまして、9ページです。kWh課金の算定方法は次のとおりとしてはどうかと考えております。①のとおり、一般送配電事業者ごとに課金単価を設定する。②のとおり、kWh課金単価は発電側に配賦する原価のうち、kWh課金で回収することが必要な原価を想定発電電力量で割ることで算定する。なお、kWh課金で回収することが必要な原価はkWh課金とkWh課金の比率を1対1とするため、発電側基本料金で回収することとした原価の半額とする。③のとおり、実際のkWh課金額は、②で算出したkWh課金の単価

に実績値の発電電力量を乗じることで算出することとする。なお、点線の枠内に記載のとおり、簡易な試算では全国平均の課金単価は約0.25円/kWhとなります。

青枠に戻りまして、2つ目の丸ですが、2023年度から導入する新託送料金制度、いわゆるレベニューキャップ制度では5年間を規制期間とした上で、この期間における収入上限と想定需要を踏まえ、期初において需要側託送料金を設定することとしております。このため、発電側基本料金においても同様に、想定発電電力量を踏まえ、期初において5年間のkWh課金単価を設定することが妥当ではないかとしております。その上で発電電力量の変動に伴う実績収入と想定収入の乖離額は、新託送料金制度の下、翌期において調整することを基本とすることといたします。

続きまして、12ページです。kWh課金の課金対象電源についてです。1つ目の丸にありますとおり、kWh課金についても、発電側基本料金の導入趣旨を踏まえ、全ての電源に課金することが基本となります。一方で、例えば、住宅用太陽光のような、最大受電電力が10kW未満と小規模な電源であり、実際の逆潮が10kW未満となる場合には、他の電源と比べて、送配電設備の維持・運用に係る追加費用を大きく増やすことは一般的には考えられず、kWh課金において当分の間、課金対象外と整理されております。このため、kWh課金においても同様に、当分の間、kWh課金対象外となる小規模電源を課金対象外と整理することとしてはどうか、としております。

続きまして、13ページ目です。自家消費される発電電力量についてのkWh課金における取扱いです。2つ目の●のとおり、発電と需要が同一地点にあり、自家消費される発電電力量については、送配電関連費用に与える影響がないとみなせることから、kWh課金の対象とする発電電力量は、これを含めないものとすべきと考えております。この点、発電電力量を測定するメーターは、自家消費がある場合であっても自家消費を除いた値を示すように設置されていることから、当該メーター計量値をkWh課金の対象発電量とすることとしてはどうか、としております。

続きまして、15ページとなります。基幹送電線利用ルールの見直しに伴う割引Aの判定方法の修正です。現行案では、割引Aの判定に用いる限界送電費用のうち基幹系統の投資抑制効果は、2つ目の●のとおり、空き容量のない基幹系統に着目して算定しております。一方で、送電線利用ルールの見直しに伴い、中期的にはファーム接続が前提となる「空き容量」という概念が薄まっていくことから、空き容量の有無を問わず、全ての基幹系統を対象としてはどうかとしております。これは、前回の会合でも割引Bの適用条件について、

「空き容量マップにおいて空き容量がゼロより大きいことを求めない」ことといたしました。これが、これと同様の観点に基づくものでございます。

16ページです。発電側基本料金の導入時に廃止される需要地近接性評価割引の取扱いの修正です。現行案では需要地近接性評価割引の廃止後に、この割引を受けていた電源が発電側基本料金における割引対象から外れる等の場合であっても、①にありますとおり、発電側基本料金における割引対象地域の更新時までに関り、経過措置として発電側基本料金における割引対象とし、②にありますとおり、その割引単価については接続系統別で見た一番大きい単価を適用することとしております。

一方で、前回御議論いただきましたとおり、割引制度の拡充により現行案よりも割引額を増やした割引A-1やB-1という類型が新設されること、上記②の考え方を維持すると、現行案で想定していた割引単価を大きく超過するため、接続系統別で見た一番大きい単価とはせず、現行案で適用することを想定していた割引A-2・B-2を適用することとしてはどうか、としております。

17ページです。ノンファーム型接続電源の取扱いです。2つ目の●のとおり、2019年度の制度設計専門会合では、ノンファーム型接続電源は送電容量を確保しておらず、系統混雑時に優先的に出力制御を受けることから送配電設備の増強費用に与える影響が小さい、との考え方を背景に、ノンファーム型接続電源の割引について議論がなされてきました。

一方で、こうした考え方は送電線利用に係る先着優先ルールを前提としたものです。今般の送電線利用ルールの見直しの結果、発電側基本料金の導入が予定されている2023年度には、ファーム型接続・ノンファーム型接続を問わず、メリットオーダーに基づく枠組みに移行することが見込まれます。こうした枠組みの下では、ファーム型接続電源とノンファーム型接続電源で原則として発電計画策定への影響面に差はないものと考えられます。このため、ノンファーム型接続電源に対する割引は講じないこととしてはどうかとしております。

続きまして、19ページです。発電側基本料金の小売側への転嫁の円滑化についてです。これまでの検討経緯を振り返ります。

まず既存相対契約の見直しが行われないと、制度変更に伴う費用負担を発電側が一方的に負わされることとなることから、発電と小売との協議が適切に行われるよう、既存相対契約見直し指針を策定することとしております。

次に、本指針の骨子案の中では、①にありますとおり、発電事業者における発電側基本

料金の増額想定分、小売事業者が負担する託送料金の減額想定分等の情報を適切に共有し、公平を旨として協議を行い、相対契約に基づく取引金額を見直す。②にありますとおり、特に発電側基本料金の導入による小売事業者の需要側託送料金の減額分は、発電・小売間の取引価格に適切に充当されるべき。なお、この減額分は、全国平均では約0.5円/kWhとなります。③にありますとおり、仮に事業者間で転嫁についての協議が不適切であった場合等においては、紛争解決の仕組みを利用することができる、という考え方を示しております。

こうした考え方は相対契約を締結している全ての電源に適用すべきであり、制度上、調達価格が固定されているFITの電源の小売買取についても、その調達価格とは別に価格を上乗せすることにより上記の指針の対象とし、他電源と同様に発電側基本料金の適切な転嫁が行われることとしております。また、これを前提に調整措置の議論が行われてきております。

本日は、エネ庁の審議会での議論に先立ち、本会合においても検討すべき点について検討を進めていく観点から、発電側基本料金の転嫁の担保方法、FIT電源の小売買取、送配電買取における調整措置の在り方を検討する上での論点について御議論いただきたいと考えております。

24ページです。FIT電源の小売買取における転嫁の円滑化についてです。この場合、既存相対契約見直し指針を適用し、発電事業者と小売事業者で協議が行われることにより、調達価格とは別に、少なくとも託送料金減額分相当額については発電側基本料金の転嫁を行うことができるようになります。

なお、発電側基本料金の導入により卸市場価格が上昇すると回避可能費用が上昇するため、小売側において転嫁に応じるための原資が託送料金減額分より減少するとの指摘もあります。こうした指摘を踏まえ、小売買取の場合の調整措置の在り方について、エネ庁の審議会で御議論いただくことが必要ではないか、としております。

26ページです。こちらは送配電買取の場合となります。小売買取と異なり、買取義務者である一般送配電事業者には託送料金の減額分が発生しません。このため、小売買取との公平性を踏まえつつ、エネ庁の審議会において、送配電買取の場合の調整措置の在り方について、検討いただくこととしてはどうか、としております。

また、小売事業者に存在する託送料金の減額分についてどのように考えるべきか、とありますが、この点については、青枠の中の3つ目の●に考え方を記載しております。送配

電買取後、卸電力取引市場の約定価格にて小売側との取引が行われますが、まず、①にありますとおり、発電側基本料金のkWh課金導入により、市場においてkWh課金分の価格上昇が見込まれます。また、②にありますとおり、相対取引と市場取引の間に裁定が働くことで、市場の約定価格が徐々に上昇し、託送料金減額分相当近くまで上昇することが想定されます。このため、小売事業者の託送料金減額分はこの上昇分に充てられるものと想定しております。

28ページです。これまでの検討をまとめた転嫁の円滑化に向けた整理案です。今回新たに整理した部分は赤枠の中となります。

なお、本日は託送料金減額分の転嫁についての御検討になりますが、青枠の2つ目の●のとおり、発電側基本料金のkW課金分をkWhに換算した額は発電事業者の設備利用率により異なるため、電源種によっては発電側基本料金の負担が託送料金の減額分相当額を上回る場合があります。この場合のFIT電源における調整措置の具体的な在り方についても、エネ庁の審議会で引き続き検討を進めていただくこととなります。

最後に、29ページでございます。発電側基本料金の転嫁を円滑化するためには既存相対契約見直し指針の策定に加え、当委員会として主要な小売事業者への個別の要請を行うとともに、既存相対契約の見直し等についてアンケート・ヒアリングを通じた実態把握など、具体的な確認方法を検討していくことが必要となります。本日は具体的にはお示しできておりませんが、その確認の在り方について必要な検討を進めることとしたいと思っております。

私からの説明は以上でございます。

○佐藤事務局長　　ちょっと補足で説明させていただきますと、特に風力協会の方とか、太陽光協会の方から相当要望がありました発電側基本料金の小売側の転嫁の円滑化のところで、28ページでも触れさせていただきましたが既存FIT電源と新規FIT電源に関しまして、調整措置の具体的な在り方は資源エネルギー庁の適切な審議会で引き続き検討を進めていただくということになっております。これは既設の場合、新規FIT電源、両方の場合についても、具体的な在り方についての検討を進めていただくということになっておりますが、冒頭にありましたように今日の私どもの会合でも御意見等があれば承ればと思います。

以上です。

○稲垣座長　　それでは、皆さんからの御意見、御質問を承ります。お願いします。いかがでしょうか。中野オブザーバー、お願いいたします。

○中野オブザーバー　　S Bパワーの中野でございます。

先生方から御発言がないようですので、僭越ながら私から1つだけ申し上げます。全体として異論ございません。1点だけ細かい話ですけれども、26ページの送配電買取の場合、買い取った電源というのは市場へ売り出されることになると考えてございます。他方、発電側基本料金が導入されますと市場価格がその分上昇するというように資料にて整理されてございますけれども、市場価格が上昇した場合、託送料金の減額相当というのは市場を介して送配電に戻ってくるような形になっているのかと思っております。そのため、市場価格が高くなると送配電事業者の収入は増え、その分F I Tの交付金が減ることになるかと思っておりますので、例えばF I Tの交付金を原資に調整措置を行うといったようなことも一案ではないかと感じました。

こうしてくださいというよりもいろいろな形があろうかと思っております。いずれにしましても、発電側に不利なケースだけが語られていますけれども小売側も含めてどちらかに、あるいは一部の事業者に費用負担が偏らないような、そういう設計としていただきたいというのが私どものお願いでございます。

以上でございます。

○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。それでは、白銀オブザーバー、お願いいたします。

○白銀オブザーバー　　関西電力送配電・白銀でございます。

前回までのkW課金、kWh課金の整理を踏まえ、今回具体的に整理いただきましたこと、ありがとうございます。

論点1についてでございますが、9ページのリード文の②のkWh課金の単価について、kWh課金で回収することが必要な原価を想定発電電力量で割ることで算定すると記載いただいております。需要側の電力量につきましては供給計画という形で、広域的な制度の下で整合の取れた数字というのが存在しておりまして、これが想定値となると考えております。一方、発電側の電力量をどのように想定するかということですが、料金算定期間の5年間に接続申込みが出てくる新規電源も含めて、各エリアで発電される電力量を想定することになると思いますが、これにつきましては当該エリアの送配電事業者の判断で決定するというべきものではないと思います。国あるいは広域機関等において適切な想定のコストを定めていただきますよう、検討をお願いしたいと思います。

白銀から以上でございます。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、風力発電協会の西浦オブザーバー、お願いいたします。

○西浦オブザーバー　　日本風力発電協会・西浦です。

当協会からは、ノンファーム型接続電源の取扱いと小売側への転嫁の円滑化。それともう1点、コメントさせていただきたいと思います。

まずノンファーム型接続電源の取扱いですけれども、こちらは1年前までの本制度について議論をしていた時点からは送電線の利用ルールが大きく見直される方向となりまして、ファーム型電源とノンファーム型電源の優劣というのは縮まる方向になると理解しております。とはいえ、例えば容量市場及び需給調整市場におけるノンファーム型接続電源の扱いについては、まだ広域機関さんのほうで再検討の提案がなされた段階にとどまっていると理解しております。本料金制度の設計においては、ぜひ各種制度の設計全体として接続方法により受益の差が生じるのかどうか、最終的に見定めた上で割引制度の是非について最終確定いただければと思うところです。

次に、小売側への転嫁の円滑化に関してですけれども、本論点に関しましては、特に調整措置に関しまして資源エネルギー庁さんとの連携が重要になってくると理解しております。やはりエリアや割引による違いを含めた定量感を示した上での議論、連携をお願いしたいと思っております。

また、資料24、26ページ辺りに記載いただいている課金制度の導入によって市場価格、これはFITの交付金の算定における回避可能費用にもなりますけれども、市場価格が上場するかどうかというのはFITの賦課金の額にも影響します。ひいては調整措置の議論にも大きく影響するものと思いますので、ここにつきましても資源エネルギー庁としっかりと認識合わせをしていただければと思っております。

最後、論点外のことでありますが1点、この発電側基本料金という呼び方に関しまして、基本料金というどうしてもkW課金を想定してしまいます。kW課金とkWh課金を1対1とする方向が固まった段階で、例えば発電側課金というような呼び方に変更してはどうかと思うところです。

以上となります。お時間いただきまして、ありがとうございました。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、太陽光発電協会の増川オブザーバー、お願いいたします。

○増川オブザーバー　　太陽光発電協会の増川でございます。

まずは今回の発電側基本料金の見直しにおきましては、私どもの意見に御配慮いただきましたことに感謝を申し上げたいと思います。FIT、将来FIPになりますけれども、これらの調整措置につきましてもエネ庁さんのほうで御議論されるということで、ぜひよろしくお願いたします。

一方、私どもから少し申し上げなければいけないのがFIT、FIPではなくて、我々は今FITからの自立を目指してコスト削減に頑張っているわけですが、FITの自立に関してはある程度影響があることを我々も理解しながらやっていかなければいけないということでございます。

どうということかと申しますと、この発電側基本料金の導入によりまして太陽光の場合、先ほど事務局から御説明のありました単価で計算しますと、大体kWh 1円ぐらいの負担になると思います。一方、我々が自立化の目標として、1つの目安として1kWh 7円。太陽光発電のコスト7円を目指しているわけですが、この1円の負担のうち恐らく0.5円については全電源の平均ということで、これについて何とか調整、転嫁できると思うのですが、残りの0.5円について転嫁はできないという前提で自立化後の、あるいは自立を目指してやっていく太陽光にとっては0.5円を我々はコスト削減努力によって、それを何とか捻出しなければいけないという状況になると思います。どうということかと申しますと、今まで7円を目標にしていたけれども、自立化に向けては6.5円程度を目指さなければいけないというように我々は認識しております。これが1つ、発電側基本料金による影響かなというように理解しております。

続きまして、2点目はFIPが2022年度から導入されるわけですが、これの影響について少し整理が必要ではないかと考えております。と申しますのは今回のkWh課金によって、まず再エネの限界費用が変わってくるでしょう。例えば0.25円というのが課金されるとすれば、その分は限界費用として見なければいけないので、スポットマーケットもその分は多分上がると思うのです。どういう影響があるかと申しますと、フィードインプレミアム。プレミアムの支払いについては、出力抑制の時間帯においてはプレミアムを行使しないという方針になりまして、出力抑制の時間帯という1つの判断基準といたしまして、スポット価格、エリアプライス0.01円というのが1つの目安になっていますけれども、多分もしかすると0.25円とかになるのではないかとということも考えられます。22年度まで余り時間もないこともありますので、その辺の整理とかどうするかというのを至急御検討いただければと思います。

最後でございますけれども、今回は発電側基本料金、送配電ネットワークの費用のうち発電側が負担する分ということの見直しでございましたけれども、我々も当初から申し上げておりましたように、これは需要側の託送料金を含めて全体の見直しが必要ではないかと思っております。特に今後再エネが全国にいろいろ導入されてきますと、再エネがたくさん普及した地域にデータセンターを誘致するとか、需要側もそれに反応してすることが大変重要になったり、あるいは調整力だったり、いろいろな形で需要側の関与というのが非常に重要になってくると思います。そういった点でも、ぜひ需要側の託送料金についても見直しをお願いしたいということで、その辺の考え方について、もし可能であれば事務局から御教示いただければ幸いです。

私どもから以上でございます。

○稲垣座長　ありがとうございました。

それでは、大橋委員、お願いいたします。

○大橋委員　今回発電側基本料金に関して、例えばkW課金がなくてもkWh課金がなされるケースとか、あるいはノンファーム電源の扱いも先着優先の廃止に応じて適正化するとか、非常に内容として妥当な点をまとめていただいて感謝しております。

1点、論点3についてなのですが、この整理は今後しかるべき場で議論することだと思っておりますけれども、そのときに1つ仮定として入っている点として市場価格への転嫁というのは発電側課金、料金分100%パススルーしているのかというのは、実は実証的な論点でもあるのかなと思っております、そこの辺りも検証しながら実際どのくらいの額が補填といったらあれですけれども、必要とされるのかというところの議論があるのかなというような感じがしています。今後の検討課題かと思いましたが、1点だけコメントとして述べさせていただきました。

○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　杞憂かもしれませんが、1点申し述べます。いずれの論点も事務局案で異存ございません。

論点1の9ページのリード文、今映していただいている部分なのですが、2つ目のポツのところですが、期中で予期せぬような大きな変化があれば翌期で調整せざるを得ないと思います。したがって、この点、事務局案に賛成します。

これに関しまして11ページ、参考のページのリード文の2つ目のポツにもございますよ

うに、5年一律の託送料金を基本としつつ、一般送配電事業者から合理的な説明があれば年度で差をつけてもよいということになりまして、これはもっともなことだろうと理解しておりますけれども、こういったことは恐らく9ページのほうにも効いてくる話だろうと思います。このような結果、査定コストが上がるような適切な工夫をしていただければと思います。合理的な説明がTSOからあれば、合理的な対応をお願いしたいという趣旨でございます。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

ほかに御意見いかがでしょうか。よろしいですか。松村委員、お願いいたします。

○松村委員　　今回の事務局の整理案で基本的に異議はありません。

それでFITの新設ではなく既設分について、いつも同じことを言っていて、今回過去の資料が出てきたときにも同じことを言っているのですが、何度言っても採用されないことは承知の上で、もう一度申し上げます。私は事務局が示している公平だとか、公正だとかという考え方は理解しかねます。そもそも賦課金を、40円というような物すごい高い買い取り価格で左うちわで投資している既設の事業者に回すことに使って、その結果として、これから投資してくれる事業者に回すお金を減らすことが本当に公平なのか、公正なのか、貴重なお金を既に投資した事業者に投入するのがいいのか、これから投資してくれる事業者に投入する方がいいのかは、十分考える必要があると思います。

増川オブザーバーからも、今後の自立に対して影響があるということを行っているわけですが、それはもっともだと思うのですが、既設の転嫁できない部分を賦課金で面倒見れば、賦課金の原資が減って、国民負担を増やすか、そうでなければその分早く自立を強いられることになるわけで、もし団体の圧力によって既設への支払いが手厚くなった結果として、新規にお金が回らなくなったとしても文句を言う筋合いではない。

いずれにせよ、これはエネ庁の審議会に任せるとのことなので、それはもうそれでしやうがないというか、もっともな整理だと思うのですが、この資料を見ていけばもう賦課金のほうで面倒見てくれ、そうでないと公平にならないと言っているようにも見えるのですが、そのような発想があるのだとすれば、私は賛成しかねます。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございます。

ほかに御意見いかがですか。チャット機能がうまくいかない場合は、どうぞお電話でお

お知らせください。音声でおっしゃっていただいても、もちろん結構でございます。

それでは、活発な御議論をありがとうございました。事務局からコメントをお願いいたします。

○仙田NW事業制度企画室長 御意見いただいたことは、今後の検討に生かさせていただきます。御質問をいただいているところを中心に回答させていただきます。

まず、白銀オブザーバーが御指摘いただいたところについては、需要側も含めて取扱いは今後検討ということになると思います。おそらくレベニューキャップの枠組みの中で引き続き検討ということかと思っております。

太陽光発電協会からは、需要側託送料金についての御要望をいただいています。こちらにつきましては、今回は発電側基本料金の議題でございますので、直接、需要側託送料金を議題として扱うわけではないのですが、他方で、今年1月19日の電力・ガス基本政策小委員会の中で、潮流の改善は送配電部門の合理化につながるということで、潮流の改善に資する託送料金制度等の方向性について、電取委として必要な検討を進めるべきではないかという御示唆がございまして、したがって、こういった脈絡の中で、今後の検討課題として検討を進めていくことと理解しております。

松村委員からありました、賦課金についての事務局説明資料のスタンスでございます。これは資料にも書かせていただいておりますが、資源エネルギー庁での議論に先立ち、ということですので、基本的には、我々としてしっかり整理すべきところを整理し、賦課金については調整措置を行うところの審議会の議論にお委ねすることでございます。その点はクリアにさせていただければと考えております。

以上でございます。

○稲垣座長 それでは、事務局がお示した案に大きな異論はございませんでしたので、このような事務局案で進めていきたいと思っております。

次の議題に入ります。議題3、スポット市場価格の動向等についてということで、事務局から黒田室長、恒藤課長、続けて御説明をお願いいたします。

○黒田取引制度企画室長 黒田でございます。

それでは、資料5-1、スポット市場価格の動向等についての説明をさせていただきます。

本日御議論いただきたいことということでございまして、今般のスポット価格の高騰について監視等委員会では旧一電及びJERAに対して2月8日には報告徴収を行い、また、

これらの事業者に対する公開のヒアリングを2月25日に行い、分析を進めてきております。本日はこれまでの分析・監視の結果を報告させていただくとともに、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も御議論いただきたいということでございます。

右下、4ページ、5ページのスポット市場価格の動向について、これまでも御説明してきたとおりでございまして、足元はかなり落ち着いているということでございます。

6ページの売買入札量・約定量の状況。これも何度も御説明しておるところでございますが、12月下旬から1月下旬にかけて売り札の減少により売り切れが継続して発生。コロナ禍でスパイラル的に買入札価格が上昇したということでございます。これまでの監視の状況を踏まえて分析を進めてきているというのを、次のページ以降で御説明させていただきます。

7ページは、先日、25日の公開ヒアリングで実施した内容になってございます。

8ページが、検証①と書いてありますが、旧一電、J E R Aの売り入札量の減少・買い約定量の増加についてということでございます。こちら旧一電、J E R Aの売り入札は12月26日頃から減少しているというのが青の線でございまして、売り入札から買い約定量を引いた実質売り入札量というものについては12月20日頃から減少傾向になっていたということでございます。この内容を先日のヒアリングでも、売り入札が減少した要因、買い約定量が増加した要因というものを各社から御説明いただきまして、そのサマリーを9ページ、10ページにつけさせていただいておりますけれども、おおむね各社から寒波による自社需要の増加ですとか、L N G、石油の燃料制約等の御説明があったということだと思っております。

12ページのところがグロスビディングということでございまして、こちらは12月下旬以降、売り入札の減少ということなのですが、要因の1つとして同時期から一部の旧一般事業者、具体的には関西電力、中国電力が12月下旬から、北陸電力が1月中旬から一定期間のグロスビディングを取りやめているということでございました。こちらにつきましては先日も御説明いただきまして、13ページにデータもつけてございますけれども、取りやめた期間については売り入札と買入札を同程度に減らしており、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。

また、各社のグロスビディングの考え方についても14ページ以降でつけさせていただいております。取りやめた3社は、15ページ下段で取りやめた理由についても載せてございますけれども、基本的には需要の増加に伴い高値での買戻しが不安定になったというこ

とで、買い約定ができなければ大量の供給力不足につながる可能性があるといったことから、一定期間取りやめていたという御説明をいただいているということでございます。

それから17ページ、18ページで、グロスビディングを含めた買入札価格の分布についても今回載せてございます。こちら実際需要曲線のほうに、どのような属性の事業者を入れているかというのを色分けしたものでございます。

17ページのほうは1月18日ということで、システムプライスで200円がついたコマをピックアップしてございます。こちらは999円の買いというのが一定程度入っているのですが、ピンクが旧一般電気事業者の間接オークションの買いで、赤が旧一般電気事業者のグロスビディングの高値買戻しの部分でございます。緑が新電力の買いということで、999円の買いを見ると旧一般電気事業者分は全て間接オークション、またはグロスビディングの高値買戻しになります。また一定程度は新電力の買いも入ってまして、間接オークションによるものと思われまじけれども、こちらは旧一電、新電力双方高値買いがあるということでございます。200～590円についても同様でございます、黄色は旧一般電気事業者の100%子会社も載せておりますけれども、こちら旧一電及び新電力それぞれで入っているのが見てとれるということでございます。

それから18ページのほうが、これはかなりシステムプライスも下がった2月16日、10円をつけたときのコマでございますが、この場合も同じように999円で一定量の買いが旧一電、新電力双方で入っておりますし、傾向としては同じような形で入っているというのが確認できるところでございます。

それから19ページ以降が旧一電、J E R Aの自社需要の増加及び燃料制約の増加というところでございまして、前述のとおり12月20日以降、旧一電、J E R Aの実質売り入札量が減少ということなのですけれども、この要因については、まず前半は主にL N G燃料制約の発電機の出力抑制が増加をしたことと、後半については主に自社需要。自社小売部門からの供給分及び他社卸分の合計でございますが、これが増加をしたということでございます。

こちらのバックデータとして20ページでございますけれども、余剰電力の全量市場供出の確認ということでございまして、12月及び1月の全ての日、一日48コマ分について旧一電、J E R Aからの提出データを確認いたしまして、各社の入札可能量と実際の売り入札量の整合について確認をしております、スポット市場入札時点での余剰電力の全量が市場に供出されている。これは計算上確認をしているということでございます。諸元のデー

タは巻末の別紙に載せているということでございます。

21ページでございますが、検証④ということで旧一電各社の自社需要の見積りについてということでございます。こちらにつきましては実績と見積りで乖離がある日が幾つかあるということございまして、先日のヒアリングでもどのような見積りを行っているのか。また、乖離が生じた日についてはどのような理由だったのかというところを御説明いただいております。

その結果、22ページ、23ページにつけてございますけれども、まず自社需要の見積りの方法につきましては、各社基本的には翌日の気象予報を見た上で類似する気温の実績を持つ過去の日ですとか曜日等々を検索して、そこに一定の補正をかけて算出するといったような御説明だったかと思っております。それから見積りに対して今回特別な対応をしたかというところについては、対応をしなかったというような回答もありましたし、または大口の需要家に対する休業の調査をやっているといった御説明もあったところでございます。

検証⑤、24ページ以降ですけれども、こちらはLNG、石油火力の燃料制約の実施状況ということでございます。10社のうち東電EP及び中部ミライズを除いた8社について、その算定方法を確認いたしまして、公開ヒアリングでも御説明いただいているということでございます。各社ともに入船遅延リスク等を考慮したタンクの運用下限を設定して、タンクの在庫量、配船予定、自社需要の見通しから一定の考え方にに基づき燃料制約量を算定していることについて、先日のヒアリングでも具体的な設定日ですとか、諸元をデータで示しながら説明いただいているということでございます。

なお、タンクの運用下限の設定におけるリスク評価の方法です。これは入船遅延リスクを何日分見るのかですとか、使用量の変動を考慮するかどうかといったことですとか、あと運用の詳細で運用下限を引き下げていたかどうか。また、どれぐらい運用下限を割り込んで運用したかといったような点については、各社の対応にはばらつきが見られたところでございます。

27ページ以降で、前回御質問いただいたり、事務局から質問させていただいたことの回答についても随時関連することを載せておりまして、例えば石油について追加の調達により燃料制約を回避することができなかつたのかといった質問については、各社からの回答といたしましては、自社の内航船をフルで活用したのだけれども、その輸送量を上回る消費が発生したといったような説明が多くされていたということでございます。

28ページも、当日質問があったことに対する事業者の回答をつけさせていただいてござ

います。

それから31ページなのですが、ちょっと細かい点なのですが、その他の制約というものと燃料制約の関係ということでございまして、巻末に各社の入札可能量の諸元を載せておるのですが、その中にその他の制約というものがございまして。今聞き取っている状況では、その他の制約の主なものとは段差制約ということで発電ユニットの性能を踏まえて約定分を出力変動で調整する際に、発電ユニットの調整能力の範囲内に収まるように入札量を制限する。いきなりフル出力にはいけないということで、それが段差制約で生じるということなのですが、燃料制約の量と段差制約の量といったものも確認しておりまして、燃料制約が発生したものについては燃料制約に計上しているといったような説明もいただいておりますが、こうしたその他の制約の内容については、事務局として引き続き実務的な精査を行っているといったような状況でございます。

それから33ページでございますが、検証⑥ということで発電情報公開システム（H J K S）への情報開示についてということでございまして。適取ガイドライン上、10万kW以上の電源発電ユニットの停止及び出力低下が発生する場合には一定のルールの下でH J K Sに登録をする、開示をすることになっておりまして、この開示が適切に行われていたかということについて公開ヒアリングでの確認ですとか、あと報告徴収データとの整合性の確認ということでありまして、※の2で書いておりますけれども実際各社から報告徴収で報告された燃料制約の量のうちH J K Sで——これは定義上必ずしも当たらないものがありますので、開示されていないものがあるのですが、それについては理由の確認作業を実施しているということでございます。

2ポツで現時点において、次のページにも少しあるのですが、一部事業者で人的ミスによる登録漏れといったものがあるのですが、それを除けば各社の対応に問題点は確認されていない。ただ、一部の事業者の対応について引き続き確認中ということでございます。

ということで、35ページで今回の価格高騰に係るこれまでの監視・分析結果のまとめを載せさせていただいております。

まず1つ目の矢羽根からですが、今回スポット市場における売り入札にはグロスビディングや間接オークションなどのものも含まれておりますので、売り切れの原因を分析するために、これらのものを除いた実質的な売り入札量を分析することをやっております。この中では、スポット市場の売り札の大きな割合を占める旧一電及びJ E R Aの実

質的な売り入札量が12月中旬から1月下旬にかけて数字より少ない量となっているということでございまして、これらの中には買い約定量が増えたものもあった。こうしたことから、これらの事業者の売り入札量の減少及び買い約定量の増加がスポット市場において売り切れが継続した原因になっていたと考えられるということでございます。この期間の売り入札の減少につきましては、各社からは寒波による自社小売需要や他社相対卸供給の増加と、燃料制約によるLNG及び石油火力の出力抑制によるものとの説明があったところでございます。

これを踏まえまして各社の売り入札量の根拠となるデータの提出を求め、合理性を分析しておりまして、12月及び1月の全ての日、48コマ分において各社の供給力や自社小売需要から算出される入札可能量と各社の売り入札量にはそごがない。計算上は、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ことが確認されております。

入札可能量の内訳の諸元についての確認状況が以下のとおりでありまして、各社のデータは巻末に全て載せております。

まず供給力、出力停止等というところでございますけれども、各社から供給力の内訳ですとか、あと出力停止の内訳について提出を受けてございます。各社における供給力の変動については定期検査等による電源の変動・出力停止。それと水力、太陽光など再エネ電源の変動。他社から受電する電力分の変動。契約に基づく電源I、I'の量の変動等が主な理由であるとの説明があったということでございます。

2) 自社小売需要等につきましては、公開ヒアリングにおいて各社より最新気象予報及び過去の気象類似日の実績等を用いて算定されていることが説明されているところでございます。

それから3) 燃料制約でありますけれども、LNG、石油の燃料制約については公開ヒアリングにおいて各社よりタンクの運用下限、物理的下限の考え方や、在庫量、配船予定日、需要見通し等の具体的なデータを用いた燃料制約の実施方法が説明されたということでございます。

4) その他制約については揚水制約の数量ですとか、及びそれ以外の制約分の具体的項目及びその内容について報告を受けてございます。

5) 予備力については、スポット入札時点の予備力について自社需要の1%相当以下で設定。過去の審議会で確認されたルールに基づいて行っていることが確認されているということでございます。

37ページでございますけれども、前のページで見たように入札可能量の算定項目については、各社とも一定の考え方に基づいて算定をしており、現時点では合理的でないと考えられる点は見受けられていないということでございますが、なお、供給力ですとか、先ほど申し上げた、その他制約については一部詳細内容の確認を実施中ということでございます。

また、上述のとおりグロスビディングは基本的に売り切れに影響を及ぼさないものと考えられますが、その状況についても分析をしておりまして、12月下旬以降3社、関西電力、中国電力、北陸電力が一定期間グロスビディングを取りやめておりましたが、売り入札量と買い入札量を同程度に減らしていくことが確認されておりまして、したがって、約定価格への影響は極めて限定的であったと考えられるところでございます。

また、停止・出力低下について適切に発電情報公開システムへの情報開示が行われていたかについては、一部事業者での人的ミスによる登録漏れ、登録の誤りを除き、現時点で各社の対応に問題点は確認されておりませんが、一部の事業者については対応を確認中ということでございます。

以上を踏まえまして、今冬のスポット市場の価格高騰に関しては、旧一般電気事業者9社及びJERAからの提出データや公開ヒアリングの結果、現時点において相場を変動させることを目的とする等の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。

2. ございまして、以上を踏まえた今後の制度的課題と対応の方向性についてということでございます。

39ページに全体像を載せてございまして、今般の事象を踏まえまして以下の事項について検討が必要と考えられるのではないかと。これ以外にも検討すべき事項はあるかということでございます。

まず1.として情報公開の充実。発電関連情報やJEPXの需給曲線。2.として売り入札の在り方ということで自社需要予測ですとか、燃料制約、揚水制約。売り入札価格の考え方、グロスビディングの在り方。旧一電の内外無差別な卸売の実効性の確保。インバランス料金制度の改善。先物・先渡等のさらなる活用に向けた方策ということで、本日はこのうちの一部、右のIからVというところについて特に御議論いただければと思っております。

まず40ページ、I. 情報開示の充実ということでございます。その中でも発電情報の開示ということでございますが、こちらにつきましては2月5日の専門会合において発電所

の稼働状況や稼働見通しといった発電情報の公開について議論を開始させていただいたところでございます。

41ページで、欧州における発電実績等の公表についてという資料を載せさせていただいております。欧州ではEU規則に基づきまして、ENTSO-Eのホームページで各発電所の稼働状況や発電実績に係る情報を公開されておきまして、発電量の予測に関するもの、それから発電ユニットの停止に関するもの。これは日本でいうとHJKSに当たるものだと思います。それから発電実績に関する情報ということで、実績についてはユニットごとのものが5日以内に公表ですとか、エリアごとの発電量が1時間以内に公表といったような状況でございます。

45ページまで行っていただきまして、我が国のHJKSにおける情報公開でございます。発電情報公開システムにつきましては10万kW以上等の一定の停止や出力低下について、ユニット単位の停止・出力低下の情報が公開されてございます。出力低下については、昨年10月のガイドライン改正で追加ということでございます。

なお、現行ガイドラインでは、停止・出力低下利用の開示については任意ということになってございます。

46ページでございますけれども、開示の対象要件ということで、この冬に発生した燃料制約(LNG)の開示との関係についてでございますが、下のグラフを見ていただきますと、黄色の棒線が実際に各日において10社で発生した燃料制約の量を足し合わせたものということでございます。そのうち赤の折れ線が入っている部分がHJKSでの開示が行われたものに相当する部分、kWhベースで計算したものになります。見ていただくと分かるように、一部の日では黄色の線が赤の線より上に来ている。要は開示をされていない制約があるということでございます。

こちらは1ポツの2行目からなのですが、HJKSの開示の対象となる出力低下は、10万kW以上の低下が24時間以上継続することが合理的に見込まれるというのが要件になっていること等が理由と考えられておきまして、特に今冬の価格高騰時においては各事業者、市場への影響を抑えるために朝夕のピーク時間帯にフル出力に近い水準で運転して、その他の時間帯で燃料制約を行うといった方策を取っており、この要件に該当しないケースがあったものと考えられるということでございます。

それから47ページで、これは停止・出力低下の理由の関係でございます。現状のHJKSでは停止・出力低下の理由の記載は任意となっております、これは過去の審議会で燃

料制約といった情報が開示された場合に、上流の燃料調達交渉への悪影響の懸念が指摘されたことによるものでございます。

2つ目のポツ、実態といたしましては12月中旬以降の停止・出力低下の理由のうち、理由欄の記入があったものが37%ということで、残りは空白になっているといったような状況でございます。

なお、※の3で書いてございますが、旧一電各社——東京、中部を除いた8社でございますけれども、こちらに理由の開示状況を調査したところ、8社中7社は燃料制約について原因欄に記載をしていないということであります。一部四国電力だけが足元、燃料制約が公知の事実になったことを考慮の上、運用を変更して燃料制約である旨を記載しているということでございます。

上記のようにH J K S上の停止・出力低下の理由は必ずしも明示されていないことから、市場参加者からは、これが故障によるものなのか、燃料制約によるものなのか判断がつかず、調達の予見性に影響するといった指摘もあるところでございます。

48ページは欧州における状況でございますが、REMITと適取ガイドラインで10万kW以上という数字は同じなのですけれども、継続については欧州でも1コマ以上で開示となっているということになります。

51ページでございますが、以上を踏まえまして新電力からは発電に関する情報を広く公開してほしいという要望もあるところ、市場の透明性、市場参加者の予見性の向上のために情報公開の充実に向けた検討が重要であるということで、今後発電事業者が発電情報公開に関する影響の実態調査等を行いつつ、諸外国の制度も参考に検討を行うこととしてはどうかということでございます。

なお、H J K Sの情報開示は要件に該当する全ての事業者が対象になりますので、旧一般電気事業者に限定されないことには留意が必要ということでございます。

次に、JEPXの需給曲線の公開についてでございますけれども、こちらは御報告になります。52ページでは、1月22日から当面の間の措置として監視委員会が一部コマの公開を開始しておりましたが、2月5日の専門会合において日本卸電力取引所が取引後に需給曲線を常時公開すること等、具体的な検討を進めるとされました。

これを踏まえまして早速JEPXで検討を行っていただき、規程の変更を既に実施いただいております。2月27日、土曜日から土日を含め毎日全48コマ分のシステムプライスを、JEPXのホームページにおいて公開を開始いただいております。こちらは原則取引

当日中に公開するというごさいます。これに併せまして12月以降の高騰期間も含めた3か月分の毎日48コマ分の入札価格についても、既にホームページで公開いただいているということごさいます。

次に、54ページで自社需要予測の精緻化ごさいます。前回の公開ヒアリングにおきましても、各社がスポット市場入札時に予測する自社需要の見積りと対応にばらつきが見られ、結果として特定の日においては実績との乖離が多く見られる状況であったということごさいます。全量供出と自主的取組の実効性を高める観点からも、各社の取組内容についてベストプラクティスの共有を図るなどにより、スポット市場入札時に想定する自社需要予測の精緻化に向けた取組を進めることが必要ではないか。

また、今回各社別にデータをお示しいただいて、スポット時点での自社需要見積りと実績値の乖離の状況についてデータをお示しいただきましたけれども、今後四半期ごとのモニタリングレポートにおいて、各社のデータを定期的に公開していくこととしてはどうかということごさいます。

それから56ページ、燃料制約、揚水制約の実施に係る基準の明確化ごさいます。こちら前回公開ヒアリングにおきまして、LNG、石油の燃料制約に係るタンクの運用下限を設定する際のリスク評価の方法ですとか、あと運用の詳細について現状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あったということごさいます。こちらについても自主的取組の透明性を高める観点から、旧一電等の燃料制約の実施に係る基準について明確化することが重要ではないか。例えば各社のLNG基地の状況等の個別事情は考慮しつつ、今後運用下限を設定する際に織り込むべきリスクの考え方等を整理して、明確化することが必要ではないかということごさいます。

また、揚水制約についてもどのような諸元を考慮し、どのように算定するかなどについて考え方を整理し、明確化を図ることが必要ではないかということごさいます。

次に、59ページ、グロスビディングの在り方ごさいます。今回3社が自主的取組として実施しているグロスビディングを取りやめていたということなのですが、こちらについては先ほど説明しましたとおり、約定価格への影響は限定的だったと考えられます。

一方で今般の事象に関して、グロスビディングについては市場の流動性が高まった現在において必要性が低下しているのではないかといった御意見ですとか、むしろ市場の透明性に悪影響を与えているのではないかといった指摘も出ておきまして、これを踏まえてグロスビディングの必要性を含め、その在り方について今後検討が必要ではないかというこ

とでございます。

それから60ページで、旧一電の内外無差別な卸売の実効性の確保でございます。こちらは昨年7月に、旧一電各社に対し内外無差別の卸売を行うことのコミットメントを要請し、これを行う旨の回答を受領しているところでございます。特に発小一体の各社からは2021年度、この4月以降からの運用開始に向け社内取引価格の設定や業務プロセスの整備を進めると回答いただいております。

先日の公開ヒアリングにおいても、旧一電、J E R Aに対し需要変動に柔軟に対応する変動数量契約についての質問を実施したところ、各社から、次に載せておりますが北海道電力以外の事業者はもう既に実施している。また、北海道電力も今は実施していないが、申込みがあれば今後検討していくといったような回答をいただいております、この回答等も踏まえて今後旧一電各社の内外無差別な卸売に関する実施状況を確認し、公表していきたいと考えております。

64ページ、最後でございますが、本日の議論ですとか、前回2月5日の議論も踏まえて、以下のような事項について今後引き続き検討を行っていくということでございます。

65ページ以降は各社の提出データ、2月25日に出したものをまたつけておりますが、一部突貫で作業していたものについては各社にも改めて御確認いただいて、修正したものをつけさせていただいております。

説明については以上になります。

○佐藤事務局長 一瞬補足をさせていただきます。最後の64ページでありますけれども、今日もアジェンダで載せていただきましたが、かなり実務的な課題もありますので私どもの事務局がさらにやるべきものが、ここにあるもの全て同じように熱意を持ってやるとか、追求するかどうかというのも若干ありますので、今後資源エネルギー庁でありますとか、広域機関にさらなる考査とか検討をお願いしたいものを含めて書いてありますので、ここにあるもの全て同じようなウエートを持って検討するかどうかというのも含めて御議論いただければと思います。

○稲垣座長 よろしく申し上げます。

それでは、恒藤課長、お願いします。

○恒藤総務課長 総務課の恒藤でございます。

資料5—2でございます。私からはスポット価格高騰期間の一般送配電事業者の対応等について、特に市場への影響という観点から分析を行ったものについて御報告をいたしま

す。

2 ページ、今日は大きく 2 つのテーマがございますが、1 つは調整力の調達・運用が市場に与えた影響についてでございます。

3 ページでございます。今冬の需給逼迫期間におきましては、各エリアの需給バランスを維持するために一般送配電事業者において通常の調整力への指令に加えまして、様々な手段が講じられたところでございます。

こうした一般送配電事業者の取組は、各エリアの需給を一致させるために必要なものであったと考えられるところでございますが、スポット市場価格にどのような影響を及ぼしていたのかということについて、3 ページの下に記載されております 3 つの点について事務局で分析を行いましたので、その結果を御報告いたします。

4 ページは分析の視点でございます。一般送配電事業者は需給調整に用いる調整力を公募により調達しておりまして、調整力専用で用いる電源Ⅰと、それから小売の電源をゲートクローズ後に余力がある場合に活用する電源Ⅱと大きく 2 種類ございます。これらのうち電源Ⅰ及び電源Ⅰ'は送配電専用の電源でございますので、その稼働はスポット市場等に影響を与えないと考えられるわけでございます。また、電源Ⅱについてもゲートクローズ後の余力を活用するものであれば、それも市場等には影響を与えないと考えられるわけでございますが、今回一般送配電事業者による電源Ⅱの活用で通常想定されている余力活用以外のものもありましたので、それについてスポット市場等にどのような影響を与えたのかという観点で分析を行ったものでございます。

少し飛びまして 6 ページからでございますが、まず 1 つ目の分析いたしまして、大きな不足インバランスが発生していた日において調整力の稼働状況はどうであったのかということについての分析でございます。

7 ページが、この 2 か月間のインバランスの発生状況をまとめたものでございます。左が 12 月、それから右が 1 月のグラフでございまして、上がトータルのインバランスを日ごとにグラフにしたもの、下がそのうち需要インバランスだけを抜き出したものでございます。見ていただきますと 1 月上旬、具体的には 5 日から 13 日頃にかけて比較的大きな不足が発生しておりましたので、この期間、まず一番不足が大きかった 1 月 8 日について調整力の稼働状況を分析いたしました。

1 月 8 日についての調整力の稼働状況は 8 ページの図でございます。横軸はコマでございまして、48 コマにおける調整力の稼働量を、9 エリアを合計したグラフでございます。

棒グラフの下の青色から順に電源Ⅰ、電源Ⅱ、電源Ⅰ'、それからオーバーパワーの活用、そして自家発の活用。こういう形で下から並んでございます。

ちなみに、9ページからは各エリアの稼働状況もつけておりますので適宜御覧いただければと思います。

8ページのグラフを見ていただくと、全体としては電源Ⅰが多く指令をされておりました。それ以外に電源Ⅰ'ですとか、それから各種電源のオーバーパワー。そして自家発といったものも調整力として活用されておりました。加えまして、エリアによっては赤色の電源Ⅱというのも多く指令がされていたということでございます。

飛びまして、1月8日はほぼ48コマ全てで事実上売り切れ状態にあったというものでございますが、スポット市場で売り切れたコマで電源Ⅱというのはほぼ全てが小売に供給済みとなっているはずのところ、そういう意味では一般送配電事業者が活用できる電源Ⅱは限定されているはずであったのでございますが、エリアによっては電源Ⅱの稼働がございましたので、14ページ以降で分析を行ってございます。

14ページでございますが、売り切れが発生したコマにおける電源Ⅱへの指令について、一般送配電事業者を確認をいたしましたところ、①、②の2つの回答がございました。

①、電源Ⅰは揚水であって、その貯水量が十分でない場合に電源Ⅰの代替として電源Ⅱの火力を、発電事業者が設定した燃料制約の水準を超えて、いわゆる燃料の先使いをして指令をしたというケース。それから②は、電源Ⅰではもう不足したので電源Ⅱの火力を、これも発電事業者が設定した燃料制約の水準を超えて指令をした。こういうケースの2つであったということでございました。

一応①のほうは図に示してございますが、もともと発電事業者としては、燃料制約のためにスポットに売り入札をしなかった部分がございまして。これに対して実需給断面で送配電事業者が指令を出したということで、燃料制約のためにスポット市場に売り入札されなかった部分に指令をしたということでございます。ということで売り切れであったのだけれども、ここが残っていたので指令をしたということでございます。

この影響について分析したのが次のページでございます。これは事務局の考察でございます。上には、今申し上げた①と②のケースがあったということを書いてございます。

15ページの下から事務局の考察を書いてございます。まず電源Ⅱへの指令は、燃料制約のためにスポット市場に投入しなかった分への指令ですので、そのコマについては市場に影響は与えていなかったのではないかと考えられるのではないかと。他方で、この指令はも

とも先々のコマのために残しておいた燃料を消費することになりますので、翌日以降のスポット市場投入可能量には影響があったと考えられるのではないかと。

これについて上述①のケースは、要するに電源Ⅰの揚水の代替として指令をしたケースでございますが、このケースにおいては、仮に電源Ⅱに指令しないで電源Ⅰの揚水に指令をした場合には、揚水の上池の水が減りますので、いずれ揚水のポンプアップが必要となります。揚水ロスがあることを考慮しますと、もし揚水に指令していれば、先々のコマにおけるスポット市場投入量というのはさらに減少したのではないかと考えられるのではないかと。すなわち電源Ⅱを指令することによって先々のコマへの影響は、むしろ電源Ⅰに指令するよりも小さかったと言えるのではなかろうかと考えてございます。

それから上述②のケースは、もう電源Ⅰでは足らなかったで電源Ⅱに指令したというケースでございますが、このコマの需給調整には不可欠な指令であったので、仮にその後のスポット市場投入量に影響があったとしても致し方ないものであったと言えるのではないかと考えてございます。

以上が事務局の考察でございますが、ぜひこれについて御意見をいただければと存じます。

ちなみに、参考として17ページに各社の電源Ⅰの内訳を示してございますが、例えば東京ですとか、あるいは中部ですとか、九州エリアというところを代表に、比較的揚水の占める割合が多くエリアで高くなっているということでございます。

今1月8日の稼働状況を分析したものをお示ししましたが、1月5日から13日につきましても、調整力の稼働状況をまとめたグラフを36ページ以降につけてございます。これらの期間におきましても1月8日と同様に電源Ⅰが多く指令され、また、それに加えて電源Ⅰ'、それから各種電源のオーバーパワー、自家発などが調整力として活用されていた。また、電源Ⅱが多く指令された時間帯もあったという状況でございました。基本的には1月8日と同様な状況であったと考えてございますが、特に分析すべき点などございましたら御意見をいただければ幸いです。

それから19ページからは2つ目の分析として、電源Ⅱの事前予約について分析した結果でございます。

この12月から1月にかけて、電源Ⅱ、事前予約の有無を確認いたしましたところ、四国送配電と、それから中部電力パワーグリッドの2社において実施されていたのが確認されてございます。2社ともホームページで公表済みでございます。この2社の事前予約

の目的は、太陽光等の予測外れによる不足インバランスへの対応でございました。また予約のタイミングは、12月15日と21日分はスポット市場後でありましたので、スポットへの影響はなかったものと考えられます。また16日、17日はスポット市場前であったものの、約定量に占める予約量の割合は多い時間帯でも0.4%ということで、市場取引への影響は限定的なものであったのではないかと考えてございます。

なお、スポット市場前の電源Ⅱの事前予約については、その必要性等について広域機関で事後検証が行われる予定でございます。

それから電源Ⅱの事前予約については、もう1件、関西送配電からも実施したという報告がございました。ただ、これについては詳細を確認しましたところ、スポット市場後に余力として残っていた電源Ⅱを予約したのではなくて、発電事業者が燃料制約として売り入札しなかった部分を確保したものでございまして、通常電源Ⅱの事前予約ではないということが分かりました。すなわち先ほど15ページで説明した同様のことであったということで、基本的にはスポット市場に影響はなかったと考えてございます。

以上が電源Ⅱの予約についての分析でございます。

それから24ページからが3つ目の分析、一般送配電事業者のスポット市場及び時間前市場からの調達についての分析でございます。

この12月から1月について、一般送配電事業者がスポット市場等から調達を依頼していたのかどうかについて確認したところ、25ページでございしますが、東電PG及び関西送配電が行っていたことが確認されました。日ごとの調達量を25ページの表に載せてございます。比較的少ない日も多いのですが、総約定量の2%を超える日も2日ほどございました。

この2社に説明を求めましたところ、26ページでございしますが、いずれも電源Ⅰである揚水の水量を確保するために調整力提供者に依頼をして、スポット市場を活用してポンプアップ原資を調達したものであったということでございます。詳細については後ろの資料5-3と、それから資料5-4に2社から提出いただいた説明資料をつけてございますので、お時間があるときに御覧いただければと存じます。

戻りまして26ページでございしますが、この期間はエリア内の電源Ⅱに余力がなかったということで、一般送配電事業者が電源Ⅰの調整力である揚水のポンプアップを行うために、スポット市場等を活用してkWh調達を依頼するのは致し方ないものであり、問題となるものでなかったと考えてございますが、これについても御意見をいただければと思います。

なお、このようにエリア内の電源Ⅱの余力が不足して調整力のある揚水のポンプアップ

が十分にできないケースに、スポット市場などを活用してkWhを調達し、ポンプアップをする仕組みについては、2018年の制度設計専門会合で導入を決定したものでございまして、こういった手法はもともと想定されていたものでございます。

以上が調整力の調達・運用についての分析でございます。

27ページから2つ目の大きなテーマでございまして、一般送配電事業者が公表している予備率とスポット市場との関係について分析した結果の報告でございます。

28ページですが、一般送配電事業者は、いわゆるでんき予報の中で毎日、その日のピーク予備率の予測値を公表してございます。予備率の計算式は緑のところでございますがコマごとに、そのコマの供給力と需要の差。いわゆる供給力の余りを需要で割ることで、予備率を計算するということになってございます。どれぐらい供給力が残っていたのかを示すものでございます。

この予備率がこの期間どうだったかというのが29ページでございますが、青い線と赤い線がございまして、横軸は12月と1月を取っておりますけれども、青い線が当日朝に出した、その日のピーク予備率でございます。それから赤い線が実績で、その日で一番予備率が低かった数字を取ってございます。見ていただきますと10%より低かった日も幾つかございますが、大体15%ぐらいですか。日によっては15%より上の日もあったということでございます。こういった状況で売り切れが出ていたことについてどうだったのかという指摘もあるということでございます。

これについてより詳細に分析をするために売り切れのコマについて、一般送配電事業者が公表した予備率がどうだったのかということについて分析を行いました。

この表が12月から1月の全てのコマについて、予備率は5%刻みでコマの数を載せたものでございます。そのコマごとに、売り切れのコマが幾つあったのかというのを載せてございます。見ていただきますと予備率が10%以下と公表されていたコマは78ありまして、そのうち69は売り切れであった。他方、予備率が20%以上と公表されたコマの中でも、かなりの数の売り切れ状態が発生していたということでございます。

この原因を分析するために、幾つかのエリアと時間帯をピックアップいたしまして分析を行いました。31ページでございますが、まず左が分析①、これは東京エリアの1月14日の6時台でございますが、予備率20%で売り切れが発生しておりました。この時間帯の予備率の計算を見ますと、供給力でございますが、揚水のところが実際の発電量と比べてかなり供給力を大きく見積もっておりました。それから分析②、右側、関西の12月28日

の8時台、予備率18%で売り切れたコマでございますが、これも揚水についてかなり大き目に見積もられていたということでございます。

このコマについては下の赤いところでございますが、発電事業者が設定しました揚水制約について一部のみを反映していた。また、発電予定のない時間帯においても供給力を計上したということございまして、揚水の供給力は実態よりも大きい数字となっていたということで、実際には供給余力というのは余りなかったのだけれども、予備率が20%近い数字で計算をされていたということでございます。

それから別の分析でございますが、32ページ、分析③は北海道エリアの1月17日、夜8時台、これも予備率29%でスポット売り切れでございます。このケースでは比較的重油等のところが大きく見積もられていた。それから右側の分析④、東北エリアでございますが、これについてもLNGのところが少し多目に見積もられていたということでございます。

これについては電源Ⅱの燃料制約について一部のみを反映していたため、火力の供給力が実態より大きく見積もられていたということございまして、この時間帯も供給余力はなかったのですけれども、予備率が29、22と高目に見積もられていたということでございます。

各社の予備率の計算方法について、聞き取りをいたしましたものを表にしたのが33ページでございます。33ページは揚水の供給力をどのように算定しているかということでございますが、各社によって少しずつ異なってございますけれども、多い計算方法としては、当日朝の時点で上池の貯水量から一日の発電可能量を計算しまして、それをベースに算出をしているという事業者が多くなってございました。今回のように燃料不足の懸念があるケースでは、揚水を使うと次のポンプアップができなくなるおそれがありますので、上池の貯水量を一日で使うという算定ですと、実際の供給力よりは多目に出るということかと思われるところでございます。

それから34ページは、燃料制約についてどのように取り扱っているかということでございます。燃料制約を反映させているところもあれば、それを反映させていないところもございました。

以上の分析をまとめますと、これについては、一部のコマについて予備率が一定以上あると公表されていながら売り切れが発生していた矛盾については、むしろ予備率の計算方法に原因があったのではないだろうか。すなわち揚水の現実的な活用可能量や、あるいは火力の燃料制約が十分考慮されていないがために、実際の上げ余力よりも予備率が大きく

計算されていたのではないだろうかと考えてございます。これについては系統利用者により正確な情報を提供する観点から、一般送配電事業者は予備率の計算方法について精査することが必要ではないかと考えてございます。

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。

非常に大部な説明でしたが、皆様からの御意見、御質問をいただきたいと思います。どうぞよろしく願いいたします。草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員 草薙でございます。

この資料5—1の39ページに基づいて申し述べます。事務局案に異存はございませんので、幾つかコメントをさせていただきます。

まずグロスビディングの在り方という2の④の部分でございますけれども、グロスビディングというのは透明性を欠くために取りやめるべきとか、あるいはベースロード市場を整備した結果として、グロスビディングの役割は終えるべきというような御意見もございます。しかも今回、グロスビディングの量を変化させても約定価格への影響は限定的という事務局の整理もあったわけで、そのことも事実を反映した的確なものだと思っております。

しかしながら、経験値や資金力が豊富とは言えない市場参加者がグロスビディングの取りやめをどのように感じられるのかという市場参加者の心理的な側面を考慮する必要が今もあるかと思しますので、そのことを何らかの形で調査し、教えていただきたいと思えます。グロスビディングを継続する意味はなくなったという説明に市場参加者が納得されていけば、その方向に進んでもよいと思いますが、今のところまだそのような状況にはないように私自身は認識しております。しかし、ぜひ議論はすべきと思えます。

続きまして、H J K S のことも申し述べたいと思えます。これは46ページが分かりやすいと思うのですが、今回しっかりと調べていただいたところ、人的ミスのようなものを除いてルールどおりにH J K S に情報を載せていただいていることがほぼ分かったことはよかったのですが、そもそもH J K S の対象にならないような燃料制約が積み重なったりして、じわじわと市場にダメージを与え続けることもあったという可能性を感じます。H J K S の対象としていただく範囲を今回の教訓により拡大していただくことはできないか、ぜひ考えていただきたいと思えます。

もう1点、議論の重みということに関しまして、また先ほどの39ページのところに戻っ

ていただきたいのですが、私としましては、例えば新規参入者には先物・先渡市場の使いやすさの向上といったことが非常に重要だと思われま。したがいまして、このよ
うなことに向けた監視等委員会としての発信も、ぜひ実施していただければと思いま。
そういった意味では、一番下を書いてある5番、先物・先渡市場等のさらなる活用に向け
た方策というようなことに関しましても、今日の論点ではありませんけれども、また別途
議論を重ねていただきたい。そういう形で幅広に問題等を明らかにしていただければと、
議論の重みづけに関しましてはそのように希望いたします。

以上でございます。

○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　ちょっと今日初めて目にする資料も多いので全部フォローできているとは
言えないですけども、大変膨大な整理をありがとうございます。

まず発電情報の開示、論点1のところに関しては今後欧米等で実際になされている情報
公開も調査しつつ、どこまでどのように公開していくかということはプレーヤーの方のす
り合わせが要ると思うのですけれども、個別の発電所単位の情報が本当にどこまで必要か
というのは分からないですが、ただ、今1か月後に公開されている燃料種別の需給です。
特に供給サイドの情報に関しては変動が大きい再エネ、太陽光ですとか風力に関しては、
やはりもっとリアルタイムに近いところで公開する必要というのは早急にあるのではない
かと思いま。容量ごとまでは要らないかもしれないですけども、エリアごとに太陽光、
風力がどのくらい出たか。それは気象を予測して、近々の価格情報から翌日の価格の見通
しをつけるためにも非常に重要な情報だと思いまるので、再エネを含めた燃料種別の需給、
供給をリアルタイムに近いところで公開するのは早目に御対応いただいてもいいのではな
いかと思いま。

あと燃料の先使いという話があったと思うのですけれども、5-2ですか。これ、実際
の需給運用の断面で必要な措置だったと思いまし、それは当然あるべきことだと思うの
ですけれども、問題は先使いするか、しないかで、市場では売り切れが起こってしまった。
もし先使いができれば売り切れは起こらなかったかもしれないみたいな、その差に関係
してくることだろうと思われま。これはもう今のルールで、今市場に出せる量としては
燃料制約がかかって、ぎりぎりの需給のところでは燃料の先使いも発生し得るというのは
仕方なかったことだと思いまのですけれども、今後の対応を考えた場合に、やはり小売事業

者が今ある供給能力確保義務ですか。需要に合わせた調達義務というのを満たすために、高いインバランスを下げるためにスポット価格が上昇していったという今回の事象を考えると、インバランスの価格自体が調整力の負担。最後の需給を満足するために調整力の電源の費用、当面は45円とかなのですかね。等にリンクするものであり、かつインバランスの発生自体は小売事業者がとがめられることなく、インバランスの精算という形でクリアすることが認められれば、このようなパニック買いみたいなものは防げるのかなと思いました。燃料の先使いがどこで起こっても、変な言い方をすると需給断面で起こっても、このようなパニックは起こらないのではないかと思います。そういう視点が重要かと思います。

あと今回の整理には入っていないのですけれども、旧一電さんだけではなくて需要予測に関する報告というのがあったのですけれども、最終的に需要がどうなったかという情報が一切ないなと思っています。それは実際小売事業者さんが、市場連動の方は少なかったと思うのですけれども、需要家さんへ具体的にどのように働きかけをしたかとか、その結果、小売事業者さんの持っている需要家さんの需要が変わったかとか、そういうことも併せて少し検討していただければ、需要の弾力性みたいなことの今後の見通しにも関係してくるのかなと思いました。そういう意味ではDR事業者さんがどのように機能したかとか、そこら辺に関してもできれば調査していただければなと思いました。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございました。

それでは、大橋委員、お願いいたします。

○大橋委員　まず資料5-1と5-2に関しては事務局も、また事業者も、この短い間に大変な作業をここまでやっていただいて感謝申し上げます。

まず資料5-1の今後の検討についてというところですが、情報公開の充実は重要なのですが、発電と需給曲線という個別の論点で出てきていますけれども、もう少し大きな観点から、ある意味今回市場の信頼をどうやって獲得するのかということをJEPXさん、市場のインフラ基盤を担う指定機関としてどのようにお考えなのか。それで今後どうしていくのかということを、ちょっとしっかり何か提案していただくほうがいいのかなと。少なくとも円滑な市場形成を行っていく上で市場の信頼というものを獲得する。こうした要望が出てきているわけですが、個別論点にこだわることなく、JEPXさん自身がしっかり考えるような姿に持っていくことが本来重要なのかなと思っています。先

ほど事務局長がおっしゃったように、ここの監視機関が全部やる必要はないと思っていますので、そのようなタスクアウトというのはしっかりやっていただければなと思います。

燃料制約について論点として書かれていたか、ちょっとぱっと見当たらないですけども、やはり適正在庫をどう考えるのかは重要な論点ですので、ガスと電力で同等の形で、新しい適正在庫のレベルというものをきっちり議論するのは重要だなと思いますし、また、この監視機関というのは入札行動については非常に重要なミッションを担っているわけですので、グロスビディングを含めて一連の自主的取組についてもう一回見直すことは重要なのかなと思います。

5-2に関しては、これは一送について非常に網羅的に3つの観点から分析していただいているなと思っています。最後の実需給における予備率の話は重たい話だというように私は認識してまして、ただ、しっかり議論しないと、ある意味インバランスとかいろいろな議論をこれまでしてきた中でまさに基盤となる数字になりますので、この辺りは引き続きしっかり議論させていただければなと思っています。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございました。

圓尾委員、お願いいたします。

○圓尾委員　まず5-1について2つありまして、46ページのH J K Sの情報公開のところですけども、確かにグラフでまとめていただいたように開示対象外のところも含めた棒グラフを見ると、要は開示対象の線グラフで見るよりも早いタイミングで燃料制約が出てきているというのが、1、2週間早くキャッチできると思うのですよね。ですから、草薙委員がおっしゃったようにもっと細かくできないかというのも考えなければいけないと思うのですが、一方で欧州のREMITのほうでの1コマ以上継続する場合というところまで細かくすると、これは旧一電だけではなくて新電力も非常に報告に手間暇かかることになって、そこまでかける必要があるのかなというのも正直思います。

ですから、ちょっと事務局にやっていただけたらなと思うのは、こういうシグナルが今回細かく取っていただければ早目に出たわけですけども、そのときに、では事業者のほうで何か対応が取れたのだろうか。早目にシグナルが出ることによって対応が何かしら取れて、今回のような事態を少しでも和らげるようなことができたのだったら、やはりやるべきだと思いますし、細かく数値を出してからどういうことが起きたのだろうかということも含めて、ちょっと検証を続けていただけたらなというのが1つ目です。

それから59ページのグロスビディングですけれども、特に2つ目のポツの書き方、指摘は違和感がありまして、確かに以前と比べて取引に厚みが出てきたということで、グロスビディングそのものの重要性、必要性は低下しているというのはそうかもしれない。その観点でもうやめるかどうかという議論があってもいいかと思うのですが、むしろ市場の透明性に悪影響を与えているというのが、そんなことあるのかなど。要は旧一電の中で内部取引で終わっているようなものが、少なくとも市場を通して公に見える形で取引がされるのに、透明性に悪影響を与えているかもしれないというのは一体どういうところなのかというのが、これはタスクフォースの御指摘だと思うのですけれども、もう少し具体的に、こういったところが問題なのかというのも、かみ砕いて今後議論をすべきかなと思います。ちょっと私自身はこの書き方に違和感を持っています。

それから5-2に関しては、前半のほうは恒藤課長の御指摘のとおり、こういう整理をしてみれば特段変な行動はなかったというか、問題ないのだと思いますが、後半のほうです。予備率の計算について、これは相当問題があったと言わざるを得ないのだと思いました。

つまり31ページ以降のところですが、揚水制約や燃料制約が十分に入っていない形で予備率が出ていたというのは、市場参加者に対してミスリードすることになったと思いますし、33ページや34ページに書いてある揚水制約や燃料制約をどう反映させているかというのは、今回事務局に聞いていただいて初めて分かったということは、新電力の方ももちろんだと思いますけれども、こういう状況で出てきている数字だと知らなかったのだと思うのですよね。ということは予備率の数値の持つ意味を旧一電だけはちゃんと理解しているけれども、それ以外は誤解して予備率というものを受け取っているというのは、やはりマーケットに対して非常に悪影響が出てくることになると思いますので、ここはみんなの誤解がないように、ちゃんと実態を示した予備率が示されるように、計算方法なりを改めるべきではないかなと思いました。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、林委員、お願いいたします。

○林委員　　林でございます。

まず資料5-1なのですけれども、39ページに今日の論点が載せられていたと思うのですけれども、私のほうからは前回も話していますけれども、今後同じような状況になった

ときに一体どういうところが、どう回避するためのオプションとなっているかというところを大事にすべきだなと思います。

特に J E P X さんの需給曲線の開示というのは、私の個人的な感覚ではすごくいいということと、あと海外の状況も鑑みまして、ここら辺も、先ほど大橋委員からもありましたけれども市場の信頼ということも含めて、そこは多分今しっかり考えていただいているのだと思いますけれども、いろいろ期待したいと思います。

あと39ページの②の燃料制約とか揚水制約。前回ですか、ヒアリングをお伺いしましたけれども、タンクの容量とか、タンクを1つしか持っていない旧一電もあったり、例えば J E R A とか、企業によって大分ばらつきがあるので、運用の透明化というところに関して、何を統一するかということもあるので、それを本当にやったから今後、次同じような状況があったときに回避できるかということも含めて、どういうところを合わせ込むのかということからはしっかりヒアリングというか、現状を把握した上でやられたほうが良いなと思いました。

あと資料5-2です。大きく2つ、事務局からの話があったと思っていますけれども、一送さんから出した資料は私、非常によかったと思って、特に後半の関西送配電の話にありますけれども、いかに揚水というか、枯渇して逼迫しているかという状況とか、あと幾らで応札して幾らで入れたかとか、そういうこともしっかり分かっているということで、いかに需給の状況が逼迫したかということが私は見てとれました。

その中で先ほど燃料の先使いという話がありましたけれども、皆さんよく御存じだと思いますけれども、結局揚水は発電ではなくて下から先にくみ上げるためにまた電力を消費してしまいますので、その位置エネルギーで発電するわけですから、そのために電力を消費してしまうと、それそのものがまた市場への影響を及ぼす判断ということと、なるべく後に残しておきたいというのは、安定供給の視点からはしっかり理解できると思います。それは系統工学的にも思いました。

あと一方で先ほど圓尾委員からもありましたけれども、予備率の話です。31ページでしょうか。どういう決まりで、ルールに従ってこの数値を出すか、次回同じような状況になったときに繰り返しますけれども誤解を招く。ミスリーディングすることになるので、正しい予備率の提示と開示の仕方というのはしっかり統一しないと、いろいろスポット市場の方々が非常に不安になりますし、疑念を抱くと思います。逆に、しっかり安定供給をされて、地域独占でしっかりされているということがございますから、そこはぜひどうする

かということとはしかるべき場で議論いただければと思いました。

私のほうからは以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、松村委員、お願いいたします。

○松村委員 松村です。

まず非常に詳細なデータを出していただき、ありがとうございました。理解が相当に進んだと思います。それから提案もかなりの程度合理的なものがいっぱい出てきて、今後よい方向に進んでいくのではないかと思います。

まず資料5—1の28ページ、私の質問に対する回答だと思うのですが、こんな雑駁な説明を求めたのではありません。タンクの具体的な在庫の量のデータを前回見せていただいた上で質問したもので、例えば東北電力では燃料の種類によって分けた運用をしているので、見かけほど余裕があるわけではない。その制約を考えれば、タンクの上限近くまで調達していたという説明だと思うのですが、だとすれば、ちゃんとそれぞれのタンクに分けてどういう計画で、どういう運用だったのか、実際の量がどうだったのかを見せてくれないと分かるわけがない。この文章で本当に分かると思うと考えるほうが変。

それからJERAのほうも、この説明で私、全く分からないのですが、関西電力から、前回ラニーニャはもう予想されていたし、したがって、ある程度寒くなることは予想していたというプレゼンがあり、中部電力からは、確かに期ごとに時期をばらせば相当に大きな予想との乖離はあったけれども、全体として平均的に見ればkWhの予想はほぼもともとの予想と一致していた。そういう状況にもかかわらず、どうしてこんなひどいことになってしまったのという素朴な疑問に対して、どうしてこの説明でわかると思うのか。少し定性的に分かるのは九州電力の豪州の石炭のトラブルの話と、東北電力の2つに分けることの定性的なところは分かったのですが、これでは全く回答になっていないような気がします。もうこの回でこれ以上追求するのは無理かと思うのですが、この説明で納得しろというのは無理だし、これで納得したら形だけの検証になってしまい、無責任な気がします。

次、59ページのグロスビディングなのですが、この委員会でグロスビディングの理解が本当にそろっているのか疑問。理論的に言えばグロスビディングによって市場に出てくる量が増えたからといって、流動性が高まるなどということはありません。したがって、流動性が高まった現在において必要性が低下しているとか、もう全くそもそも訳が分かりません。ずっと繰り返し正しくちゃんと指摘されているとおり、グロスビディングは、本来

はそれ自身無意味なものだと思います。

これは大橋さんが以前に正しく御指摘になったのですが、グロスビディングを入れることによって発電のほうで売りを入れ、小売のほうで買いを入れることになって、結局キャンセルされることになったとしても、それで意識が変わる。小売と発電が別の主体としてそれぞれが合理的に行動することに結びつけば、市場の流動性により影響を与える。ある意味で精神的なというか、意識的なものとして意味があることを御指摘になったのだと思うのですが、それは基本的に正しく、だからグロスビディングに全く意味がないとは言わないのだけれども、もともと大きな効果のあるものではなかったということはちゃんと考える必要がある。

したがって、タスクフォースから、これはそもそも意味がないのだし、という正しい指摘がされているのだけれども、その上で、それでもこういう効果があると考えていると返さないと、電気を専門に見ている部署としては恥ずかしいのではないかと。

現状では、トレーディング部門が両方の札を出しているなどということであれば、やはりほぼ無意味だし、市場の透明性に悪影響を与えているという指摘は、肝心なときに恣意的にやめたり、ということも加わって、もともと意味がないのに恣意的な行動の変化があり、それが悪影響を与えているとの疑心暗鬼を生んで、むしろ不透明になるのではないかと懸念は、そんなに変な指摘ではないと思います。だからやめると考えるのか。もともとの意図通り、ちゃんと小売と発電が別の主体として行動をする。もともとの目的を達成するために、もっと透明性の高い形に切り替えていくように議論を進めるのかは、考える必要があると思います。少なくとも市場の流動性や透明性については今冬の現象で十分だとは到底言えないことが明らかになり、なおかつ、発電と小売の間の不透明性の弊害がさらにクローズアップされた後で、これを単にやめるという選択ではなく、もっと前向きな改革につなげるべきだし、この委員会でそういう議論にならないのはとても残念。

次、資料5-2に関してです。まず燃料の先食いということなのですが、これに関しては、限界費用が正しく推計されていれば、このような問題はかなりの程度なくなると思っています。燃料制約があるとすれば、燃料制約を反映した限界費用に本来なるはず。売れないから無限大だなんていう雑ばくな運用ではなく、後のために取っておくことになるので、その帰属価格も含めた限界費用が正しく計算されれば、今回出てきたような問題は本質的にないはず。実際そのような運用は、例えば貯水量に制約のあるダム式の水力だとかの運用でも、ある種の確率的なダイナミックプログラミングを解いて最適な運用をするこ

とを、規制の時代からしてきたと思うので、そのやり方を使えば本来は合理的にできるのだと思います。ただ、具体的に帰属価格を計算するのはとてつもなく難しいので、どれぐらい現実性があるのかということは別として、燃料制約が起こるようなかなり厳しい状況の下では、限界費用の考え方を考えるのも1つの出口になり得る。

次に、予備率に関しての事務局の認識も、それから今日指摘された委員の認識も、私には正直驚くべきもの。まず予備率は何なのかということ。まさにkWの話をしているわけで、kWがどれぐらい不足しているのか。今回のようにkWhが不足しているような下では、市場にどれぐらい玉出しができるのかという指標としては不相当だというのはそうなのだけれども、予備率はもともと市場に出す余裕がどれぐらいあるのかを示すためにつくられた概念ではない。予備率の概念が悪かった。だからこれについて再検討しろということだとすると、私はもう全く訳が分かりません。そうではなく、予備率だけでは、需給の厳しさを適切に示す指標ではないので、それ以外の指標を考えてくれということなのだと思います。私は今までの予備率の考え方が間違っていたとは思いません。その瞬間にどれぐらい出せるのか。本当に危機的な状況になったときに回避できるのかという指標としては、もちろん改善するなどは言わないですけれども、合理的なものになっていたと思います。

さらに驚くべきことは、この問題は今冬起こったことではありません。例えば北海道電力で予備率がこんなに高いのにも関わらず、何でこんなに北海道エリアの市場価格が高くなるのか、売り札が少ないのか、と問題提起されたときに、例えば緊急設置電源で、市場に出すという理由では動かさない。自治体との協定で本当に需給が厳しいときでないと動かさないけれども、でも本当に厳しいときに動かせるので予備率に入っているという整理で、予備率が高いのにも関わらず市場が逼迫したことは今まででもあって、それがとても不透明で、それに対する改善の要求は、取引所のほうから監視等委員会にずっと来ていたのではなかったでしょうか。にも関わらず監視等委員会が今回まるで初めてこの問題に気がついたみたいに言うとする、今まで一生懸命JEPXが監視を何とかしてくれと言っていたことを、真剣に受け取っていなかったのではないかと、と疑いかねない状況です。

同じ問題は今冬はじめて起こったことではありません。市場の需給は予備率で表せないことはもうずっと前から分かっていたことで、ずっと前から指摘されていて、ずっと前から問題になっていたのに対応を怠った結果、特定のエリアで小規模におこっていた問題を、

より大規模に長期間に広域に引き起こしたということは、もう一度よく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。

それでは、山内委員、お願いします。

○山内委員　　まずは、大変膨大な作業をしていただいて実態が分かったということなのですけれども、実態が分かったといっても何が原因だったかというところが私には余り明確になっていなくて、それでいろいろなことが重なって起きたことは分かって、それぞれの要因はあるのだけれどもというところが率直な感想なのですよね。

ただ、事務局が提示された論点についていうと、大きく分けるとマーケットにどれだけ情報を出すかという話と、それからマーケットのルールをどうするかという話なのだろうなと思っています。両方ともガイドラインみたいな形で今までもずっとやってきたわけですが、今回の話もそういうことなのかなと。例えば論点1にある発電情報の公開の話はまさにそうであって、どれだけ発電されましたという情報を出す話だし、それから自社需要の予測もデータの公開とか情報の話ですよね。

それから資料5-2になりますけれども、今松村さんが言っていた予備率の話もどれだけ情報がということなので、情報の出し方が非常に重要だということがまず分かりましたということです。基本的にはマーケットって情報がないと正しく動かないので、情報は出したほうがいいということだと思いますので、事務局がいろいろなところで書かれているように、この情報を出していくということだと思います。ただ、マーケットの場合には、それぞれのマーケット参加者の思惑の中で売り買いが行われてということなので、場合によると、情報を出し過ぎるとマーケットが死んでしまうことがあるのかもしれない。そういうことなどを注意しながら、情報をできる限り出していくということなのかなと思います。

ただ、そのときに、私、現場のことが分からないので、まさにそういった感覚を今日もいらっしゃっているオブザーバーの方などから発言していただくといいのかも分からないけれども、この情報があるとういうことができますとか、この情報はこのようにマーケットプライスに影響しますみたいな、そういう感覚が重要で、さっき申し上げた情報を出すという幾つかの中でも何が効いてくるのか。そのようなことをもう少しさらに深掘りしていただくとよくて、それを改善することによってマーケットが動いていくということですし、さっき言ったようにマーケットが場合によっては死んじゃうのかも分からないので、

そのようなことなのではないかと思っています。

それから燃料制約のことについて、さっき大橋さんも言ったのですが、私も大橋さんの意見に近くて、やはり燃料制約というものがあつたとき、特にLNGの運用のケースですけれども、何らかの形の適正在庫みたいなものを考えて、それで運用してくださいというルールはあってもいいのかなと考えています。

それでこの間、ヒアリングをやったときに幾つかの事業者さんは、やはりリードタイムがすごく短くて、要するにLNGを燃料として仕入れて、それを使うまでの間のリードタイムが少ない。それはさっきも議論に出ていたようにタンクの在り方とか立地によっていろいろ状況が違うので、それはそれで仕方がないことがあるのかも分からないけれども、今回分かったことは、さっき事務局の資料にもありましたけれども、織り込むべきリスクをどう考えるかということですよね。だから実際の燃料調達。燃料が払底してしまうというリスクをどこが取るかということについて、これはある意味でルールの問題なのかなと思っています。

もう1点、私も5-2の予備率についてなのですけれども、事務局の主張は分かるのですけれども、今松村さんが言ったことは確かにそうだなとも思います。やはりkWとhは違いますねということで、予備率はkWで取っているのhとの関係をどうするのかということですが、これも私はルールの問題かと思うのだけれども、さっきのLNGの供給制約みたいな、燃料的な制約みたいな話もそうなのだけれども、それから揚水もそうですけれども、要するにkWがあつてもhが出てこないところに、kWとしての表示とマーケットで取引されるhのところの乖離が生じてしまっていて、それを予備率の問題だとか。あるいは、さっき松村さんが言ったみたいに別の指標を取るのか。その間の関係をはっきりさせるということなのかなと思っています。

この問題を敷衍すると、要するにkWの予備率があつたときに、それが正しく、あるいは適正にいつもhが出るような形で供給される。それがマーケットに出てくる商品として確保される。ある意味でそういうルールをつくってもいいし、そういうルールが駄目なだったらば、今松村さんが言ったみたいに別の指標としてhでのマーケットの予備率とか、何ていうのか。そういったものを考えなければいけない。元に戻ると、これも実は情報の問題なのだけれども、そのような感じを持っています。

ですから、事務局の考え方は基本的にいいと思うのですけれども、もうちょっと強調点をどうするかというのが1つと、それからルールとして何が必要なのかというのが1つと、

最後に申し上げたのはルールと出すべき情報みたいなものを明確にする。そういうことなのかなと感じました。

以上でございます。

○稲垣座長　ありがとうございます。

村上委員、お願いいたします。

○村上委員　原因究明のために大変な作業に取り組んでくださっていて、心から感謝したいと思います。その上で前回、私がよく分からないといって質問したことにも、資料5-2の35ページで予備率についてお答えいただいて、ありがとうございます。

御説明を伺ってもうちょっと質問しようと思っていたのですが、今松村先生と山内先生がおっしゃったことで何となく分かってきたような気がしてきました。結局は予備率というのはkWでどれだけキャパシティーがあるか、発電する力があるかだけれども、燃料が足りなかったことで今回は予備率で示しているほどちゃんと発電できなかったということで、では燃料がどれだけ十分に今あるのかという情報が足りないから、今回混乱が起きたということなのかなと理解しました。

となると、やはりどれだけ燃料が確保されているのかがとても重要になってくると思います。これは今日の議題ではないかもしれませんが、今回の価格高騰の状況が起こってからずっと、今年の冬はとても寒くて、寒波が原因で燃料が足りなくなったのだというような説明がされていたと思います。それに対して再エネのタスクフォースでは、同じくらい寒い年は数年に一回あるとか、2017年から2018年にかけての冬などは本当に大変な寒波が来て、大雪で大変になって、そういうときにも電力という意味では今回のような問題は起こらなかった、ということが指摘されていました。しかも今年はラニーニャの影響があることも予測されていて、それを想定して燃料を準備されていたのだと思うのですが、にもかかわらず今回どうしてこのような燃料不足になったのかということの理由がやはりよく分かりません。そこをもう少し確認する必要があるのではないかなと思います。例えば数年前の寒波の年に発電所はどれだけ発電力があって、かつ燃料をどれだけ調達されていたのか。それに比べて今年は発電所はどういう状況になっていて、調達はどれだけだったのかというような数字をお示しいただくと、今回の高騰の原因の一面が見えてくるのではないかなと思いました。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございました。

では、公正取引委員会、お願いします。

○小室オブザーバー 公正取引委員会調整課長の小室でございます。本日は御説明、ありがとうございます。

まず本日の電力・ガス取引等監視委員会の今冬の価格高騰に係るこれまでの監視・分析結果につきまして、感謝申し上げます。ありがとうございました。

次に、今後の対応について一言申し上げさせていただきますが、今回のような問題につきましては基本的に電力・ガス取引等監視委員会による適切な電力市場の監視、それから独占禁止法上の問題があった場合の当委員会の厳正な対処によって対応すべきと考えてございますが、今後この問題が解決しない場合には、制度的な対応も検討する必要があるのではないかと考えているところでございます。

私ども公正取引委員会は、従来から競争環境の整備を通じて消費者の利便性を向上させるといった観点から、広く業界における取引の実態を調査・把握するとともに、業界の取引慣行や規制についてよりよいものとなるよう提言を行ってきております。本日は今後の検討の御参考といたしまして、電力分野における当委員会の過去の提言を紹介させていただければと存じます。

平成24年でございますけれども、公正取引委員会は電力分野の実態調査を行い、「電力市場における競争の在り方について」という報告書を公表いたしました。この報告書の提言につきましては送配電部門の分離ですとか、公営水力と公営企業体が保有する電源に係る電力の売却など、その多くのものについては既に改革が進んでいるものと承知しております。

他方で、この報告書におきましては、旧一般電気事業者が新電力への電力供給を行うインセンティブを確保することができるようにと、一般電気事業者の発電卸部門と小売部門を分離することについても提言してございます。

平成24年の報告書につきましては電力小売全面自由化の前のものでございまして、電力市場の状況は変わっていると考えられるところでございますし、また本日も資料5—1の60ページ以降で旧一電の内外無差別な卸売の実効性確保について御説明がございましたけれども、旧一般電気事業者におかれましては卸売における内外無差別についてコミットメントをし、社内、グループ内の契約のさらなる透明化を進めていただき、電力・ガス取引等監視委員会においてもその監視を行っていることを認識しておりますので、こういった取組の実効性が上がらない場合におきましては、その後の制度改正に向けた議論の一助となれ

ばと思い、本日は平成24年の報告書について紹介させていただきました。

以上でございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、松本オブザーバー、お願いいたします。

○松本オブザーバー 九州電力の松本です。

今回の需給逼迫に関しまして報告徴収につきまして最大限の協力をした上で、2月25日の公開ヒアリングで各社から説明させていただきました。加えて事務局からの分析もあり理解が進んだものと考えて、引き続き説明を尽くしてまいりたいと思います。

今回は、いろいろな意見がございましたけれども、主に情報開示に関しまして実務の点から述べたいと思います。スライドでいきますと資料5-1の47と54と56についての意見、コメントがあります。

まずスライド47です。H J K Sにおける情報公開についてということなのですが、当然ながら発電情報に関する情報の公開が重要であることは重々認識しております。その上でH J K Sの停止、それから出力低下の理由を故障によるものか、燃料制約によるものかを、電力調達の予見性に影響するので公開をという御指摘なのですが、予見性の観点からは、いつ頃停止、それから出力抑制解消、あるいは復旧するのかという点が重要でありまして、その理由が重要ではないのではないかと考えます。

したがって、最初の黒丸に記載してありますけれども、燃料制約を公開しますと売主との交渉に影響を与えて、最終的な電気の利用者の利益にならないこともありますので、ここは任意のままにさせていただきたいと思います。

関連して、スライド51の黒丸の2つ目でコメントがありますけれども、諸外国の制度も参考というようなのを書いてあると思いますけれども、この点ちょっと気になるところがあるので少し言っておきますと、例えばですけれども、欧州のLNG基地の情報につきましてはEUのガス指令などによりまして、LNGを含むガス事業分野における輸送とか貯蔵の監視機能、それから市場へのアクセスの観点から開示がなされている部分も多々あったかと認識しております。また、ガス田とパイプラインでつながっている欧米のLNG基地と、海外から輸入するしかない日本とは少し状況が異なる点もありますので、そういった点も考慮する必要があるかなと思っております。

次にスライド54、自社の需要予測の精緻化に関してのものです。

まず3点ありまして、1点目が需要予測の精緻化という話ですけれども、精度向上は当

然重要なので各社取り組んでいることと思います。しかしながら、需要予測というのは、まず気象庁などの気象予報の精度による点が非常に大きいので、その点は御理解いただきたいと思ひまして、自社努力だけではどうにもならない部分があります。例えばですけれども、太陽光パネルのある住宅が増えておりまして、太陽光の予測も需要には効いてきます。しかしながら、太陽光は晴れという予報が出ておりまして、ローカルな雲の動きによって発電量、つまり自家消費の量が変わってくる場合があります。この雲の予測をどれだけできるかということが精度に大きく影響しますが、それは気象衛星の精度にもよるとい形になります。つまり努力できる範囲というのは限界があることを御理解いただきたいと思ひています。

次に、ベストプラクティスの共有についてということで書いておりますけれども、基本的に他社のBGさんは、やはりお互いに競争相手という認識でございます。それから需要といっても、各社需要構成が違っておりますので、具体的に申せば低圧では太陽光併設の需要とかありますし、特別高圧のお客様では自家発を抱えている需要もあるとか、ないとかあります。様々です。それから太陽光が多く入っているエリアと、そうでもないというエリアがあります。さらには家電の使用についても異なりまして、例えばですけれどもルームエアコンの普及率ではかなり差がありまして、2人以上の世帯では3台以上となっているところが近畿地方や四国地方とあります一方で、1台、2台とか、1台未満となっている北海道とか東北の地域ということもありまして、地域差があります。それから特別高圧の需要におきまして、鉄鋼、それから自動車、石油化学、あるいはデータセンターなどといった、業種によってはかなり需要形態が変わります。さらに言うと、今後はEV、電気自動車とか蓄電池の普及により需要予測は困難になってくると思ひています。つまり他社のやり方が必ずしも自社のベストプラクティスになるかというのは少し疑問であると考えます。

ただし、そういう中でも創意工夫により需要を正確に予測できれば、当然ながら発電事業者としては市場に出せる供給力を多くできたり、あるいは市場からの調達をうまく活用できたりすることがありまして、他社よりも優位に立つことができます。したがって、こういった情報を競争相手に開示するのは自社の競争優位性を放棄することにもなりかねず、競争上はあり得ないのではないかなと考えます。よってBG間での需要予測のベストプラクティスの共有化というのは少し疑問が残ります。

一方で送配電などでやっていると思うのですが、太陽光の発電予測といったとこ

ろはベストプラクティスに類似したものがNEDO等で開示されている部分もありますので、そういったところは必要に応じて各社取り込んでいくものだと思っています。また、どうしてもこのようなベストプラクティスの共有化を指向するのであれば、逆に新電力さんの参加も重要になるかなと思っています。なぜならば小さくても先進的な取組によって、旧一電よりも需要予測の精度が高い会社もあるかもしれないと思うからです。

3点目が下のほうに書かれています、需要予測と実績の常時公表という点があると思いますけれども、この点は平時と非常時を峻別して考えるべきではないかと思っています。今回は需給逼迫時という非常時においてということなので、供給量の出し方に不正がないかという点で検証するために開示、公開したものと考えております。

そもそも先ほど言いましたとおり、想定と実績に大きな乖離がありますと事業者としては損をする方向なので、極力乖離が出ないように事業者は努力します。結果、余剰が多くなれば発電で得る収入が減りますし、不足すれば市場からの調達で損をする。効率的な電源の使い方ができないということになります。公開することで乖離が少なくなるというものでもないかなと思っています。

一方、非常時は価格が異常に高騰しますので平時とは違う行動が危惧されるということです。検証のために開示を求められるのはもう当然のことかなと思っています。平時にこういった膨大な日々の各コマの乖離に説明を加えて、それを監視側でもチェックするというのは、非常に労を多くして得るものが少ないのではないかというように危惧します。

次に、スライド56です。燃料制約と揚水に係る基準の明確化というスライドです。まず、これは非常時における理論だと思っています。

まず燃料制約についてですけれども、LNG、それから石油の燃料タンクの運用に関する、燃料制約の実施に関する明確な基準の考え方を導入してはどうかという問題提起だと思っていますが、LNGで代表しますと、LNGのタンク運用は各地で異なりまして、具体的に申すと単独運用なのか、他社との共同運用なのかということ。それから船の入船のずれのリスクというのは、港の混雑具合や出荷地がどこなのか、航行ルートがどのようなものかによって違うし、周辺の海流、潮流状況で変わります。さらにはタンクの容量、基数によっても変わりますし、船に至っては先方手配なのか、自社で用船しているのか、自社所有船なのかによってかなり違ってきます。ということで様々な要因で運用レベルなどが決まっております、簡単に全国で考え方やルールを決めるのはかなり難しいことは御認識いただきたいと思います。

加えまして、他社のために自社のリスクを増大させてどこまで対応できるかという非常に難しい問題がありまして、これについてはリーガルの要素もありますので、かなり丁寧に検討をする必要があるかと思えます。

次に揚水についてですけれども、運用の方法がエリアによってかなり違う点もあります。というのは夜間の経済揚水をメインとするところもあれば、九州エリアのように太陽光が相当入っていますので、揚水の起動回数やkWhに関して8割以上が太陽光のために揚水している会社もあります。会社によって状況は相当異なるということですので、その点、それから非常時においては先ほど委員からも指摘がありましたように、ロス分をどう考えかという非常に難しい問題もありますので、丁寧な対応をお願いしたいと思います。

あとは今回、ちょっとここで議論するものでもないかもしれませんが、非常時にどうするかというところで林委員からの御指摘もあったので、そのとおりかと思うのですが、今回は寒波が長く続きましてLNGの国際的な逼迫というのもありました。それに加えてkWh価格で最も頼りになる石炭火力のトラブルが複数発生するという。N-3からN-4級の非常事態であったと思えます。そういう非常時に制度的にも備える必要があるということ、今回の事案は示唆しているのかなと思っております。

情報開示も大事ですけれども、それだけでは問題解決には至りません。例えばですけれども、kWhの非常時のリザーブを制度的にどのように確保していくか。それを誰が負担していくのか。そしてどのように監視していくのかという本質的な問題にも、そろそろフォーカスしていくときではないかと思えます。

長くなりましたけれども、発言は以上です。

○稲垣座長　ありがとうございました。

木川オブザーバー、お願いいたします。

○木川オブザーバー　ただいまの松本オブザーバーの発言と重なるところもありますけれども、小売電気事業者の立場からスライド54の需要予測の共有化関連のところ、発言させていただきます。

需要予測手法につきましては、小売電気事業者にとって調達を最適化して自社の競争力を強めるという非常に大事なノウハウでございます。弊社も引き続きこの精緻化には努めておるところですし、また需要予測手法について、例えばビッグデータを活用するようなビジネスをやっているところと守秘義務等も結んだ上で提携して、さらなる高みを目指していくようなこともあると思っております。

こうした中でベストプラクティスの共有化をするということでありまして、我々にとりましても、例えば今後我々と提携してやっていくような際の会社さんにとりましても、ここはノウハウ、知的財産の一部ということでございます。一部の企業のみ開示されて共有化されるということは、ぜひ慎重に考えていただきたいと私どもは考えてございます。仮にベストプラクティスの共有化ということを考えるのであれば、個社の需要予測手法を公開していくということではなくて、例えば需要予測についてビジネスとして先進的に取り組まれていて、それを公開してもいいよとおっしゃっていただいているような企業の取組状況の共有化というようなことを図っていただくのが有意義ではないかと考えてございます。

発言は以上でございます。

○稲垣座長　ありがとうございます。

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。

このたびも監視等委員会さんにおかれまして、このように大量なデータに基づく分析調査を速やかにいただきまして、ありがとうございます。

十分に資料を消化できているわけではございませんが、資料5—1、35ページです。まとめのくだりがあったかと思いますが、旧一般電気事業者の買い約定量の増加がスポットでの売り切れが継続した原因になっていたと考えられるというような記載がございました。途中17ページ、18ページに札のグラフがあったかと思いますが。これを比較しましても、17と18のスライドを行ったり来たりして見ていたのですが、旧一般電気事業者の高値買戻しであったり、旧一般電気事業者の100%子会社——黄色ですかね。買い札の量が増えているようにも見えます。要は先ほど一部御説明もありましたけれども、燃料制約分まで踏み込んで電源Ⅱを予約していたこと、これ自体、いろいろ御説明をお聞きして仕方がなかったものと理解したところでありますが、このような支配的事業者の行動で、特に今回のような災害に匹敵するような状況下で、まさに安定供給確保のために取られた行動の結果で大きく市場が左右され、その結果でインバランス料金までが大きく跳ね上がるという点は、やはり市場設計上で大きな課題だと思えます。

39ページに、今後検討すべき課題で触れていただいたわけですが、そういう意味では4つ目に、インバランス料金の改善といったところも記載をいただいております。今日残念ながらこの議論には至っていないですが、この資料で見ますとやや中期的に議

論していくようにも読み取れたところですが、これは先日の基本政策小委のほうでも弊社からも申し上げさせていただいたとおり、今回の事態が災害のみならずいろいろな要因で起こり得ると考えますと、事業継続、あるいは足元のファイナンスの観点からも、喫緊の暫定的な措置といったものは速やかに御検討いただきたいと思っています。

先ほど何人かの委員の方々からも事業者の声をというようなこともございましたが、例えばH J K Sの情報をさらに詳しくというような話もございましたけれども、今回12月末に市場が高騰し始めて、およそ燃料の問題だということはいろいろな報道上の情報も流れておりましたし、それなりに我々としても想定がついたところです。それでもH J K S上では、いつ燃料制約なり発電抑制、出力低下が解消されるのかという情報は見てとれませんでしたし、スポット市場が100円あるいは200円を超えるといったような状況がいつまで続くのかは分からない状況でした。こうした中で我々は高値で買い続け、さらには、2日後にやってくるスポット支払いに対して、運転資金がもつのかどうかといったようなことを、もう毎日横目で見ながら判断を迫られたという状況です。これが今回の生々しい市場を活用している事業者の状況でございました。

ついては、状況がいつまで続くのかということが一番、我々、情報としていただきたかったところになるろうかと思えます。それがH J K Sという形の情報なのか、燃料在庫の開示はいろいろ難しさがあることはお聞きしておりますけれども、それを国全体で示していくということなのか、そういった情報がない中で買い続けるという負のスパイラルに入っていたというのが、今回の状況でございます。この議論が本当に長引くということであれば、また起こるやもしれないということになりますので、繰り返しではございますけれども、速やかな暫定措置をお願いしたいと考えます。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、白銀オブザーバー、お願いいたします。

○白銀オブザーバー　　関西電力送配電・白銀です。

私から2点、コメントさせていただきたいと思えます。

まず1点目が、でんき予報に使われております予備率の話でございます。松村委員からも非常に正しく御指摘いただきましたとおり、でんき予報の予備率というのはkWの余力を表現する指標でございます。例えば点灯帯に需給が逼迫すれば揚水発電を使って、供給力が確保できることを確認できる指標でございます。

今回の場合、kWは足りているのだけれどもkWhが足りない。このkWhが足りないというのも当日だけで考えるのではなくて、例えば翌日以降も、同じようなインバランスが発生するとした場合、翌日以降で足りなくなるということを考える。揚水発電は、委員からいろいろ御指摘もありましたけれども、一度下ろしてしまうとポンプアップしないと使えない。その過程で3割のロスが発生するという観点から、実際kWが足りていれば、揚水発電は極力残すような運用をするのが当日運用の実態というところです。

資料5—4で、関西電力送配電が参考資料として提出しております資料の12ページを御覧いただけますと、実際にそういうkWhの翌日、あるいは翌々日の見通しを考えながら、送配電事業者としてはスポット市場からの調達の依頼などを行っている事例を提示しております。このように、結局のところ当日、当該のコマだけのkWでは情報が見えないという御指摘なのだろうと思います。そういう意味では翌日、翌々日など、どの位の幅を見るのかは難しいところですが、こういうレンジでのインバランスの見通しも併せて、どのくらいkWhに余力があるのか、ないのかというのをどうすれば評価できるのかという議論かと思いました。

この資料の2ページに、関西電力送配電のエリアで発生しましたインバランスの情報をつけてございますけれども、先ほどの揚水発電所のグラフで我々が調整力として持っている揚水発電の上池を満水位にしても一日で4,000万kWhを下回る量しかございません。実際1月8日辺りのインバランスを御覧いただくと5,000万kWh弱のインバランスが発生して、このレベルが数日続いている。このような見通しを踏まえて翌々日の予備率といたしましうか、kWの余力はどのくらいなのかを、どうすれば評価できるのかという御議論なのかと思っております。

インバランスの状況を踏まえて2つ目のコメントです。岩船委員からの御意見の中で、もしかすると私の受け取り方が間違っているのかもしれませんが、ある意味小売電気事業者がインバランスをお金で精算することを認めれば、問題は回避できるのではないかという御指摘のようにも聞こえました。

関西電力送配電が今需給調整力として公募で調達しております電源Iの量は、電源Iが一日どの時間帯であっても8時間運転できるように燃料を確保することを求めています。その量は関西電力送配電では、大体1,500万kWhぐらいです。仮にインバランスはお金で精算すればいいという制度にすると、需給調整力として我々が求める燃料の確保量は、一体どの位を求め確保しておく必要があるのか。結局は燃料調達、燃料確保の話にまた跳ね返

ってくるのかなと思いますので、その辺りも含めて総合的に御議論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した。

それでは、武田委員、お願いいたします。

○武田委員　　私からは2点述べさせていただきます。

1点目ですけれども、47ページの情報公開について述べさせていただきます。先ほど私が述べる意見とは異なる意見がオブザーバーの方から出たのですけれども、私は47ページの3ポツ目にあります理由の開示について、積極的に考えていくべきであると思います。その理由ですけれども、ここでは電力調達の予見性が趣旨とされておりますけれども、情報公開については市場支配力の抑制。そういう意義もあると思うからです。3ポツ目については今後しっかり検討していくべきであると思いますので、よろしくお願いいたします。

関連として情報公開に消極的な理由について、1ポツ目に46回の資料を参照ということで書かれていますけれども、上流調達の交渉力の話が出ています。私はこれがどれほど効いているのか、どれほど懸念が大きいものなのかということについて確認していただきたいと思います。

この情報公開についてが1点でありまして、2点目であります。次回のテーマになっているのですけれども、先物市場についてなのです。今回の価格高騰で先物市場における値幅制限ゆえに、スポット市場に先物市場が追いつくまで数日かかったということです。それで大きく電力市場全体の在り方からいうと、スポットと先物が連動していないことが、先物市場がリスクヘッジの手段として機能していないことを意味しますので、これは制度設計上極めて大きな問題であると思います。もちろん値幅制限の在り方等は、まずは市場管理者であるTOCOMの検討事項になりましようけれども、先ほど述べたスポットと先物の連動というのは、電力市場のリスクヘッジの手段を用意するという意味で極めて大きな制度の問題であると思いますので、今後本会合として意見を述べていくこともあり得るのではないかと思います。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

林委員、お願いいたします。

○林委員　　林です。

28ページの、一般送配電事業者が公表する予備率とスポット価格の動きとの関係ということで、今回事務局が開示されているのだと思うのですけれども、ちょっと委員の中からいろいろ御懸念もあったと思うのですけれども、そもそもこの背景が第54回の専門会合で委員から予備率と燃料制約の関係という意味で調べてほしいというのがあって、予備率というものをまず理解していただく意味で出したのではないかと思っていまして、この式を見れば対象コマエリア当たりの需要なので、kWというか、高さの瞬発力というのは多分皆さん分かるのだと思っておりました。そういった中で、あえて対社会的に予備率がたくさん、一般送配電が予備率があるのに電源がないのは何でだろうと、広く社会的な疑問にも答える意味も今回踏まえているのかなという理解でした。村上委員のほうからもそういった御懸念の御質問があったのだと、私も思っています。

白銀さんが先ほどおっしゃっていましたので、関西送配電の資料があるので逆に確認したいのですけれども、資料の後半の31ページですか。事務局が実態より大きい数字を出したという話を出しているのですけれども、関西送配電のほうの認識は、この予備率そのものが、もちろん我々もそれ自身が、kWhが足りない話も分かるのです。ただ、揚水というのはコップの水と一緒になので、そのコマ、コマで瞬発力でとにかく上げなければいけないという意味がありますよね。今の中で外に出せるものとして予備率しかないですし、世の方々が見られるものは、瞬発力でオープンになるのは予備率しかないと思うのですけれども、私が申し上げたかったのは、この予備率がいいとか悪いというよりは、今後どうやって、次同じことがないようにするためにどんなシグナルをどう出すかということ、しるべき場所で検討してほしいと思っているのですけれども、逆に関西送配電の白銀さんのほうがどのように考えますか。

要は、逆に言うと小売さんとか一般の需要家、消費者にとってどういうことがデータだと分かりやすく出せるかということも、一送さんのほうでぜひ考えてほしいと思ったという意味があったのですけれども、何かもしそこでコメントがあればお願いします。もしなければ今度でもいいと思うのですけれども、そのために今日この場があると私もちょっと思っています。いろいろな分野のいろいろな方がいらっしゃるの、この場はすごく大事だと思うので、もし何かコメントがあればいただければいいです。もしなければまた次回でも構いませんけれども、今後どのように考えられていくかということは、また事務局とも相談していただければと思います。

以上です。

○稲垣座長　　ちょっと今時間の流れがあるので、すみません、白銀さん、後でコメントを事務局のほうにお寄せいただけますか。それでここは進めたいと思います。

中野オブザーバー、お願いいたします。

○中野オブザーバー　　S B パワーの中野です。

先ほど情報公開について山内先生からお話がありましたので、私からも少しコメントをさせていただきます。実際には事業者ヒアリング等していただいて、どういう情報があれば市場参加者の予見性が高まるかというのは聞いていただければと思うのですけれども、まず燃料情報では、どの程度抑制があるのか予見できることが重要かと思います。先ほど先生方がおっしゃっていたkWに代わるkWhの予備率のような情報が正しく適切に、かつタイムリーに出されるのであれば、我々の行動としては恐らく先物市場・先渡市場の活用を考えるとと思います。あるいは自らの需要を抑制する。我々は家庭用のお客が多いため簡単ではないですけれども、DRに応じていただけるようなお客様をお持ちの事業者であれば、そういうことも考えられるかもしれません。

また、これがどこまで続くかというのはなかなか予見することが難しいのだと思いますけれども、仮に情報があれば、資金的な手当てという面では恐らく役に立つと考えております。今回、旧一般電気事業者は大体どのぐらいで収まるだろうという目安は、燃料がいつ入ってくるか、どこの発電所が動くかという情報により、恐らくある程度考えられていたのではないかと思います。少なくとも我々新電力はほとんど予見できませんでした。我々はマスコミが書かれていることを見て、そういう状況なのかと知るわけなのですが、正確なことは分からないため、厚目に資金の手当てをしなければいけませんでした。先ほど申し上げたような情報がタイムリーに出ていれば、我々としてできる行動はあるのではないかと思います。

ただ、仮に情報があつたとしても、多少はスパイラル的な上昇というものが抑えられたかもしれませんが、実際に市場に売り札がない状態になってしまつて、それが連続してしまつと、我々事業者は供給力確保義務によって必ず買わなければいけませんから、買いの加熱というのは実際に玉が出てこない限りは、どんなに情報が整理されていても解消は恐らくされないのではないかと思います。

したがって、こういった連続したスパイラル的な上昇を、どの程度連続することを連続したと言うかは整理が必要ですが、今回の事態が仮に皆さんがおっしゃるように異常であるとするならば、そこを情報の公開とともに仕組みとして上昇を抑える、あるいは適正化

するという方法論を、ぜひとも同時に考えていただきたいなと思っています。これは次回以降の論点なのかもしれませんが、インバランスのことも含めて御検討いただきたいと思っています。

最後に、大橋先生もおっしゃっていましたが、市場の健全性を確保していくのだという、はっきりとした方向性を早期にかつ明確に出していただきたいと思います。事業者として事業をこれから継続的にこなっていくに当たって、正直申し上げますと不安があります。それは事業者の責任だろうと言われればそれまでなのですが、余りにも不透明感がまだありますので、方向性は早期に出していただきたいと考えています。

以上でございます。

○稲垣座長　ありがとうございました。

岩船委員、お願いいたします。

○岩船委員　先ほど白銀オブザーバーからお話があったので、コメントをさせていただきます。確かに私もちょっと言葉が足りなかったなと思っているのですが、あくまで需給はしっかり足りることが条件として整備された上で、インバランスを小売事業者が出してもいいのではないかとこのように言いたかった。その条件というのは、恐らく容量市場がしっかり整備されて取引がされている。容量としてはしっかり足りている。かつ、今回の市場を考えればhもしっかり、燃料もしっかり確保されているということが条件であって、容量市場のため、あるいはkWhをしっかりと確保するために、そのために小売事業者も一定の負担をしていく。そういった条件の下であれば、最終的な需給は足りるということであれば、市場での売り切れとか、市場でインバランスが発生すること自体を、ぎりぎりまで責任を負うような考え方はまた違ってくるのではないかとこのように言いたかったことです。

もう1点、今予備率が話題に出ていましたけれども、私が前に言ったコメントも少し残っていましたので申し上げさせていただきますと、インバランス価格を設定する際の横軸です。需給逼迫の指標が予備率でした。ということは需給逼迫のシグナルは今のところ、ずっと予備率しか使ってこなかったわけなので、それで結局需給逼迫の状況とインバランス、価格の高騰がリンクしなかったということがあるので、シグナルとして適切にワークするように予備率が正しいか。あとはkWhの軸も入れるのであれば、それも必要なのではないかということが言いたかったことです。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。ほか、皆さんはいいですね。

では、事務局長、お願いします。

○佐藤事務局長 ちょっと2点だけコメントをさせていただきたいと思います。

種々の先生方から予備力の考え方に関してコメントがありまして、特に松村先生から監視等委員会にも、これまでの対応につきましても非常に厳しいコメントをいただきましたので、少しコメントをさせていただきたいと思います。

まず1点目、確かに松村先生がおっしゃったように、3.11以後も揚水の計上の仕方で予備力がきちんと実態を表していないのではないかという。かなり厳しいコメントがいろいろな方からあったというのも記憶しております。それで我々がこういう資料を出させていただいたのも、33ページと34ページにあるように当然予備力は平時のときなど典型的にそうはすけれども、容量に関して中心で考えているのはそうなのですが、実際33ページ、34ページでも各事業者の方が、北海道電力とか東北電力とかは違いますが、やはり時間ごとに発電可能量を変えてやっている。あと34ページを見ると、燃料制約に関しましても全ての電力会社ではないですけれども、幾つかの電力会社は燃料制約による出力低下を反映して出力を、これはPGですけれどもやっていることを考えると、それなりに出力ではないところで既に予備力をこれで計算しているところもあるのに、ないところもあるというのは、やはりどうかと思います。

あと特に最後、岩船先生がおっしゃりましたように、あれも明確に予備力と書いてあるわけでもないですがインバランス料金に関係することもあるので、これは予備力というのも中心である程度制約も入れて考えるというのはいろいろな方の、原始的不能かもしれませんけれども御議論を置きつつ考えてみたいし、エネ庁、広域機関等とも連携しながら予備力でどこまでできるのか。松村先生がおっしゃったように全く違う指標が必要かというのも、これは相当真剣に考えていきたいと思っております。

それと、ちょっと全然関係ない話なのですがオプザーバーの方から発言があったところで、資料5-1の54ページのところです。自社需要予測の精緻化のところでベストプラクティスをやると、各社の知的財産が流れてしまうというのもある程度あると思うのですが、私、2社がそうだとはいえませんが、39ページの今後の論点というところで本日の論点に入っていないのですが、2.③で燃料不足が懸念される場合の売り入札価格（限界費用）の考え方ということで、そもそも今余力の全量を限界費用で、旧一般電気事業者の方はスポット市場に出してくれと言っているわけです。そうなる

と、何が言いたいかという自社予測というので、これがブラックボックスになっていると余力を全部出してくれというのも好きにできてしまって、そもそも何でやっているかという、我々非対称規制でやっていると思っているわけでは全然なくて、大きな電力会社だと価格操作ができるので、価格操作を簡単にしないようにするために、スポット市場の公平さを担保するためにやっていると考えています。そうすると自社需要というので全ての知的財産なので好き勝手にやらせてくれよということになると、スポット市場に出す数量というのもコントロールされてしまうわけであって、もちろん知的財産のところもあると思いますし、尊重はしますけれども、やはり市場に大きな影響を与えるところの自社予測に関しては、それは全く好きにやらせてくれよというのは僕はちょっと違うのではないかと思います、こういう指摘をさせていただきました。これに関しても今後いろいろ議論をさせていただきたいと思います。

以上です。

○稲垣座長　それでは、皆さん、ありがとうございます。この議論は今後も慎重な検討をますます続けていくということになります。――事務局からお願いします。

○黒田取引制度企画室長　様々な御意見、誠にありがとうございます。何点かだけ申し上げます。

まず1点、エネットの竹廣オブザーバーから17ページ、18ページの買い入札価格の件について言及がありましたので、ファクトについて御説明させていただきます。

本件につきましては、買いの価格につきまして旧一般電気事業者には報告徴収に基づいて、グロスビディングの高値買戻しと間接オークションについては報告を受けておりますので、それベースでつくっております、ここに書いてございますとおり200円超の旧一般電気事業者の買いにつきましては、全て間接オークションまたはグロスビディングの高値買戻しである。このコマについては、そういうことでございます。それから黄色の旧100%子会社につきましてもヒアリングベースで確認をしております、200円超のところは間接オークションによる買いであることを確認している。これはファクトの御説明でございます。

それから公正取引委員会から御発言がありましたけれども、まさに我々としましては旧一般電気事業者の内外無差別な卸売についてのコミットメントというものを昨年7月にいただいておりますので、今後この実効性をどう高めていくかということにつきまして、各社の取組の実施状況の確認等を進めてまいりたいと思っております。

その他、本日様々な御意見、御指摘、今後の検討の方向性についての発言をいただきましたので、資源エネルギー庁やJEPX等の関係機関とも連携をしながら検討、検証を進めていきたいと思っております。

以上になります。

○稲垣座長 今日には様々な御議論、本当にありがとうございました。この冬のスポット価格の高騰については、まずはどのようなことが起こっていたのかをしっかりと分析する。そして、それを明らかにするとともに、これを通じて浮き彫りになった課題を抽出して、適切に対応していくことが重要だと考えております。事務局は本日の議論を踏まえ、より詳細な分析を進めていただき、次回引き続き議論したいと思います。今日はありがとうございました。

それでは、事務局のほうに返します。

○恒藤総務課長 本日の議事録につきましては、また案ができ次第送付をさせていただきますので、御確認のほどよろしく願いいたします。

今日も長い時間、どうもありがとうございました。これにて制度設計専門会合は終了いたします。

——了——