

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会  
電力・ガス基本政策小委員会  
第 64 回制度検討作業部会

日時 令和 4 年 4 月 25 日（月） 16：01～18：35

場所 オンライン開催

## 1. 開会

○迫田室長

準備が整いましたので、ただ今から、総合資源エネルギー調査会、電力・ガス事業分科会、電力・ガス基本政策小委員会、第 64 回制度検討作業部会を開催します。

委員、オブザーバーの皆さま方におかれましては、ご多忙のところご出席いただき、ありがとうございます。

本日、小宮山委員におかれましては、17 時半ごろまでのご参加とのご連絡をいただいております。また今回より、株式会社エネットからは、竹廣オブザーバーに代わりまして、小鶴慎吾経営企画部長にオブザーバーとしてご参加いただくことになりましたので、ご報告申し上げます。

また、本日ですが、オブザーバーでございます、イーレックスの斉藤さんにおかれましてはご欠席ということでございまして、佐々木邦昭経営企画部次長が代理出席となっております。

本日ですが、議事に鑑みまして、東京電力パワーグリッド株式会社の田山執行役員系統運用部長にもご参加いただいております。

本日も、前回に引き続きまして、WEBでの開催とさせていただきます。

それでは早速ですが議事に入りたいと思いますので、以降の議事進行は大橋座長にお願いいたします。

## 2. 説明・自由討議

### (1) 容量市場について

○大橋座長

ありがとうございます。

皆さん、お忙しいところご参集いただきましてありがとうございます。それでは会議のほうを始めたいと思います。

本日は、議題は 3 つ、容量市場について、ベースロード市場について、最後に需給調整市場についてということでございます。

もしプレスの方がいらっしゃるようでしたら、撮影のほうはここまでとさせていただきますと思いますので、よろしくお願いたします。

それでは、お手元の議事次第に従って、まず議題の最初のものから資料3に基づいて事務局よりご説明をお願いできればと思います。

○迫田室長

それでは、資料3に基づきまして、容量市場についてご説明させていただきます。

容量市場でございますが、前回の作業部会で追加オークションと発動指令電源についてご議論いただいたところでございます。その後ですが、3月16日に福島沖を震源とする地震が発生し、18日、22日に電力需給が逼迫（ひっぱく）する状況となりました。本日は、まずは今回の需給逼迫を受けた容量市場の制度内外の課題につきましてご議論いただいた上で、これまで議論をさせていただきました次回オークションに向けた項目についてご議論いただきたいと思いますと考えているところでございます。

本日ご議論いただきます次回オークションに向けた項目でございますが、2ページの真ん中より下でございますが、1ポツと2ポツに記載させていただいております。1ポツとしまして、供給力の管理・確保ということで、追加オークションの開催判断、発動指令電源の募集量等、経過措置の扱い、またその他事項としまして、Net CONE、市場支配的事業者について、ということでございます。

それではおめくりいただきまして、6ページをお願いします。今回の需給逼迫を受けた方策の必要性等についてでございます。今回3月の需給逼迫、またロシア・ウクライナ、こういった情勢が緊迫化する中で、エネルギーセキュリティーであるとか、安定供給に対する懸念、こういったものが高まっているような状況でございます。こうした中、容量市場につきましても、容量市場が導入されれば、今回のような需給逼迫が防げるのかといったような安定供給の確保の観点から、制度に対して多くの声が寄せられているということでございます。

今回の需給逼迫の状況を受けまして、容量市場で手当てしていくこと、それ以外の措置で手当てしていくことなど、今回の逼迫を受けました方策の必要性等のまず課題を整理し、そしてご議論いただければと考えているところでございます。

7ページをお願いします。こちらは供給力の確保に関する現行の制度についての整理でございます。足下の供給力不足につきましては、供給力公募など、まさに今年の冬も実施したところでございますけれども、こうした対策を講じているところでございます。また、中長期的な対応としましては、まさに容量市場が導入されているということでございます。また新設電源につきましては、現在こちらの審議会でもご議論いただいておりますけれども、脱炭素オークション、こういった新しい制度について議論を行っているということでございます。

8ページをお願いします。今般の需給逼迫で明らかになった課題ということございまして、まず需要面でございますけれども、今回の需給逼迫は3月に起こりましたけれども、

3月としては異例の高水準であったということをごさいます、こうした事象がもともと需要想定にどうやって織り込まれていたのか。2つ目ですが、インセンティブ型のデマンドレスポンス、こういったものをさらに進めていく必要があるのではないかとごさいます。

供給面でごさいますけれども、3月に需給逼迫が発生しましたけれども、3月は高需要期が過ぎているタイミングということもごさいます、こうしたタイミングでの供給力、また地震であるとか、そういったことに起因をした大規模な電源脱落、こうしたものは容量市場の中でどういうふうに見ているのかということをごさいます。

2つ目ですけれども、第2回目の約定価格の実態を踏まえまして、現行の容量市場の価格水準、こういったもので供給力が維持されるのかどうかということをごさいます。

3つ目ですが、ロシア・ウクライナ情勢を踏まえまして、燃料調達、こういったところでのリスクが高まっておりますけれども、一方で燃料制約に至りますと、供給力自体にも影響が出てくるということをごさいます。こうしたリスクをどういうふうに見ていくかということですか。

4つ目のごさいます、需給逼迫や過度の電源退出を防ぐ観点から、容量市場におけるリクワイアメント、ペナルティー、こうした扱いについてどう考えるかということをごさいます。

供給の最後ですけれども、休止電源の維持・活用といったことが需給逼迫の観点から効果的ではないかということをごさいます。

次の項目ですが、事業者間の役割ということ、現在、小売事業者におかれましては、供給力の確保義務を履行するという観点で、容量拠出金の負担ということが求められているところをごさいますけれども、発電事業者による供給力を確実なものにしていく観点から、事業者間の役割分担、こういったものをどう考えるかということをごさいます。

以降、9ページから22ページは、これまでも当審議会、また電力・ガス基本政策小委員会などでも議論させていただいた事項、こういったものにつきまして、参考として資料を提示させていただいているものをごさいます。

9ページ、10ページ、11ページは需要想定のある在り方でごさいますけれども、9ページの下から2つ目のポツにもごさいますように、ここ2年余り、コロナの影響で国民生活の在り方が変化しているといったようなこと、テレワークによる働き方が多様化しているようなこと、こういったことをどう考えるのかということが先日の基本政策小委員会でも議論されたところをごさいます。

12ページ、13ページはDRの実施状況ということ、前回の需給逼迫の際に東電エナジーパートナーさんのほうのDRの実施状況、こういったものについてお示しさせていただいているものをごさいます。

また、14ページ、15ページ、16ページ、こちらは制度検討作業部会のほうでもご議論させていただきました、約定価格の変動ということ、投資の予見性の確保といった点、

また海外のオークション、こういったところでも価格が変動しているといったことをこれまでもご議論させていただいたところがございます。

また、17 ページ、18 ページ、19 ページでございますけれども、最大需要期以外の備えということで、補修のタイミングをずらすといったようなこと、また 19 ページでは、こういった計画停止を容量市場の中でどう見ているのかといったことをお示しさせていただいております。

20 ページですけれども、稀頻度リスクにつきましては、容量市場の中でもまさに 1%程度ということで見ているところではございます。

また 21 ページですが、先日の制度検討作業部会でもお示しさせていただきましたが、現在の市場退出のペナルティーということで、こちらはメインオークション終了後、一定期間までについては、オークションが開催される場合は 5%課されるけれども、オークションが開催されない場合は返金されるということで、一定の期日以降を過ぎましたら、いずれにしましてもペナルティーが 10%課されるという状況になっているところがございます。

22 ページですけれども、容量市場が導入されたときの供給力確保義務の考え方ということで、金銭支払い義務という形で整理されたときの電力・ガス基本政策小委員会の資料でございます。

続きまして 23 ページをお願いします。先ほど冒頭の 8 ページでもご説明をさせていただきましたが、休止電源の維持・活用という観点で、今後議論することが必要ではないかと考えている点でございます。今申し上げましたような、これまでも容量市場の中で議論されているものであるとか、そうでないもの、こういったところがあるわけございまして、この容量市場を超えたようなところ、想定されていないような大幅な電源脱落であるとか、需要の急激な伸びであるとか、こういったところに何らかの対応ということが必要ではないかということでございます。

例えばということで 3 つほど想定されていない事象ということで挙げさせていただいておりますけれども、想定が困難な需要への対応ということで、コロナによる生活の変化であるとか、テレワークによる働き方の多様化、電化の進展といったようなことが考えられるのではないかとということでございます。

2 つ目は、大規模な電源脱落ということで、現行でも稀頻度リスクとして最大電源の脱落については織り込まれているところがございますけれども、今回の福島沖地震のような数百万規模については想定されていないという状況でございます。

また、3 つ目の想定外の電源退出、こうしたものが連続して伸展していくようなケースといったこともあるのではないかとございまして、こうした事象をある程度容量市場の中で、現行の方式の中で織り込んでいくことができるということであれば、それは容量市場で議論ということかもしれませんし、一方で、それを超えて、その容量市場の中で対応することが難しいと、推計することが難しいといったようなものについては、別

途の措置、こういったものが必要になろうかと考えられるところでございまして。

例えばということで、一番最後のポツですけれども、1年程度の短期間で再稼働が可能な休止電源、こういったものをリザーブしておきまして、供給力が不足するといったようなときに、短期的に立ち上げることを可能とするような枠組み、こういったものを、容量市場を補完する位置付けとして検討してはどうかということで、論点として提示をさせていただいたものでございます。

関連する事項としまして、24 ページに戦略的予備力についてお示しをさせていただいてるところでございます。容量市場の導入に当たっても、戦略的予備力、こういったこちらにつきましては、ドイツなどでも導入されているものでございまして、併せて検討が行われていたところでございます。

当時ですけれども、こちらは比較をする中で、新設電源について何らかの措置が講じられるわけではないということもある中で、むしろ容量メカニズムのほうが有意ではないかというようなご議論もある中で、日本としては、容量市場を採用しながら、この供給力の確保を進めていくということになっていたところでございます。

続きまして、足下の、これまでの、今回のオークションに向けた個別課題でございます。26 ページをお願いします。追加オークションの開催判断ということで、前回のご議論の振り返りでございます。追加オークションの開催判断でございますけれども、前回の会議におきましては3つ案を示させていただきました。案1ですけれども、需要曲線の内側に入ったケース、案2-1でございますけれども、上限価格における調達量未満になった場合に追加オークションを行うケース、案2-2が案1と案2-1の中間的な位置付けになりますけれども、目標調達量以下になった場合に追加オークションを行うといったようなケースでございます。

また、前回のご議論の際に、具体的な開催判断であるとか、約定のイメージ、こういったものについて確認をしたいというご意見もあったところでございますので、今回 30 ページ、31 ページでお示しをさせていただきました。ボリューム感でございますけれども、31 ページにお示しをさせていただきましたが、この上限価格における調達量と目標調達量、ここの間はおおよそ 100 万 kW 程度でございまして、目標調達量と調達価格がゼロになる調達量のところ、こちらは 450 万 kW ということになってございます。

また、31 ページでございますけれども、こちらは上限価格のイメージでございまして、下のグラフが3つございますけれども、上から案2-1、②が案2-2、一番下の③が案1に相当するものでございます。一番上の案2-1ということになりますと、上限価格はまさにその Net CONE の 1.5 倍、まさに現行の需要曲線での上限価格に相当するケースも出てくるということになりますけれども、案2-2のような形になりますと、目標調達量以下ということになりますので、上限価格はももとの上限価格よりも下になるということでございます。また、案1のようなケースになると、さらに価格は落ちてくるということでございます。

32 ページをお願いします。いただいたご意見を踏まえまして、先ほど具体的な規模感であるとか、約定のイメージをお示しさせていただいたところでございます。前回のご議論の中では、案1または案2-2ということで、ご意見をいただいたところございましたけれども、また併せまして、追加オークションの供給力確保量がオークションを開催しない範囲であった場合、オークションを開催するかどうかを判断するといったこともご意見としていただいたところでございます。

具体的には下の図でございますけれども、案2-2のようなケースのときの白抜きになっているような部分、こちらは前回、実施はしないといったようなことでお示しさせていただきましたけれども、こういったケースでも開催の可否は判断するという可能性、余地もあるのではないかと考えておりまして、したがって、今回は改めて案2-2で示した範囲の場合には原則として追加オークションを開催することとしまして、それ以外の白抜きのエリア、領域に入ってくるようなケースの場合は、需要の状況を踏まえて、開催の可否を判断することとしてはどうかとさせていただいたところでございます。

続きまして、36 ページをお願いします。発動指令電源の募集量でございますけれども、発動指令電源の募集量の議論をこれまでさせていただいている中で、まさに今年の実効性テストの電源リスト登録が2月末に行われまして、前回のご議論でも現在のリストの提出状況等についてご報告させていただいたところでございます。その中では、リストが未提出であるとか、まだリソースが確保できていないといったような事業者さんも存在するというようなことが課題として判明していたところございまして、こうした課題も踏まえて議論が必要であると考えていたところでございます。

また一方で、需給逼迫のところでも冒頭でご説明させていただきましたけれども、需要面での対策、またDRのさらなる推進といったようなことについても、今後考えていかなければならないというふうに、そういう状況でございますので、今回こうした需給逼迫の状況への対応といったことも踏まえて、対応策についてご議論いただければと考えているところでございます。

40 ページをお願いします。今回、募集量につきましては、3つ案をご用意させていただきました。案1が現行どおりということで4%、案2が5%、案3ですけれども、上限を設定しないということとさせていただいております。いずれの案におきましても、追加オークションは1%ということにさせていただいているところでございます。

こちらですけれども、先の45 ページにお示しをさせていただきました、こちらの広域機関の検討会でご議論させていただいたものでございます。こちらの導入量を増量していったとしても、現在のリクワイアメントを前提とすると、調達量は一定の規模以下で上限がかかってしまうということがございます。40 ページに、すみません、また戻っていただきまして、これは先ほども今申し上げましたとおり、現在のリクワイアメントを前提とした中で、こういった状況になるといったことが試算されるということになる中で、これが発動指令電源に応札する事業者にとって、これが増えるというふうなことが前提と

なるという形になってしまいますと、結果的に、想定していた事象と違うことが起こってしまう、約定結果が違う形になってしまうというのは望ましくないのではないかと考えているところでございます。

したがいまして、こうした中で、今のリクワイアメントを前提とした中で示されるような導入量の上限を踏まえますと、全体の中では5%といった形で上限を設定するとしてはどうかということで、今回ご提示をさせていただきました。

また 41 ページでございます。調整係数の設定方法でございます。調整係数を事前に公表するのか、事後に算定するのかということでございます。案として3つご用意させていただいておりますけれども、案cは、前ページの上限設定しないケースに想定しているものでございます。したがいまして案aか案bの事前か事後かということでございますけれども、こちらは調整係数を事前に設定する場合ですが、想定導入量が結果下回った場合ですけれども、過度に調整係数が設定されてしまうということになってしまいますので、その場合、事業者にとって逆にデメリットになってしまうということもございますので、調整係数は事後に算定することとしてはどうかと提示をさせていただいております。

続きまして経過措置の扱いで、47 ページをお願いします。経過措置でございますけれども、小売事業者の激変緩和の観点から導入されたところでございます。一方で、激変緩和という観点で申し上げますと、前回の制度見直しの際に、メインオークションの2%分を追加オークションに先送りするといった措置が講じられたところでございます。

これによって、約定価格でございますけれども、こちらは 47 ページの4ポツに記載させていただきましたが、5,824 円相当が 4,573 円になっていたというふうに試算されるところでございまして、一定の効果が認められるのではないかと考えているところでございます。

こうした中、経過措置をさらに適用させるということになりますと、前回もご議論いただいている中でも、過度に電源の収益を毀損（きそん）するといったようなご意見、こういったところもいただいているところでございます。

48 ページをお願いします。そうした状況を踏まえますと、今回のメインオークションでの取り扱いでございますが、2%減少させるという措置を講じたことによって、価格低下、こういったところについても効果があると。さらに経過措置で 20%を行われるということになった場合を踏まえますと、小売事業者の激変緩和については、一定程度今回の制度見直し自体が寄与していると考えられるところでございますが、一方で、発電事業者の事業の予見性といったようなものとのバランスを考える必要もあるのではないかとということでございまして、最後のポツですけれども、約定価格が Net CONE の半分以下になった場合については、経過措置を適用しないこととしてはどうかということで提示をさせていただきました。

続きまして、Net CONE でございます。52 ページをお願いします。Net CONE

の諸元になります。発電コスト検証ワーキングですが、2021年9月に見直しが行われたところでございます。そちらの結果ですが、57ページへお願いします。赤囲みさせていただきましたが、2015年と2021年を比較しますと、建設費が4万円程度上がっているということでございます。

58ページをお願いします。今回の発電コスト検証ワーキングで示されたコストを基に、NetCONEを試算しますと、2021年度メインオークションでは9,372円でございますが、こちらが1万5,765円になるということでございます。

59ページをお願いします。NetCONEでございますけれども、発電コスト検証ワーキングの試算では、サンプルプラントの実績が用いられておりまして、選定されたプラントによって一定のばらつきがあるということでございます。

またNetCONEの試算結果ですけれども、第2回で用いられたその結果から、大きく変動することになってしまうということでございます。NetCONEの算定ですけれども、容量市場の制度の導入を行った際ですけれども、算定時点での最新の経済指標を反映するというようになっておりまして、2025年目途に行われます包括的な検証、こういった中で、必要に応じて需要曲線の見直しを進めていくというふうに整理をされていたところでございます。

現在、電源の新規投資につきましては、こちらの審議会におきましても、脱炭素オークション、こういったところを議論しているところでございます。NetCONEが新設に対する扱いということもございますので、今回の新規電源投資における制度との関係性、実際こういった制度が動いたときにどうなるのかといったことも踏まえながら、検討を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。

また、事業者にとっても年によって大きく値が変わっていくということになりますと、発電事業者、小売事業者、いずれにとっても予見性に影響が出てくるということもございますので、予見性を確保するという観点も踏まえまして、NetCONEの見直し自体は包括的な検証を踏まえた上で行うということとさせていただきまして、現時点では諸元の変更を行わないということとどうかと考えているところでございます。

60ページはイギリスの例ということで、こちらはイギリスでも2014年以降、変更が行われていないということをご参考としてお示しさせていただいたものでございます。

64ページをお願いします。監視の対象ということとございまして、監視の対象は、前年度の入札結果に基づくPSI評価で、市場支配力を有する事業者かどうかの判定を行うということと整理をされているところでございます。この整理に基づきますと、2024年は433万kW以上、2025年度は1,191万kW以上の事業者が市場支配力を有する事業者になるという整理になりますけれども、このような形で評価をするということになると、年度によってばらつきが出てくるということになるところでございます。

そのため、今回は一定の基準を設けて、事業者の監視対象を決めてはどうかと考えているところでございます。具体的には500万kW以上の発電規模を有する事業者を監視の対

象としてはどうかということとさせていただいているところでございます。一方で、その 500 万 kW 未満になるケースというのも年によっては出てくるかと思しますので、これは一律にその 500 万という数字だけをしゃくし定規に捉えるということではなくて、実態も踏まえながら判断していくと考えているところでございます。

容量市場の説明は以上となります。ご審議のほう、よろしく願いいたします。

○大橋座長

ありがとうございました。需給が厳しい状況が今後見通される中で、供給力を確保する上での容量市場の在り方について、論点を切り出して今回ご議論させていただくこととあります。

ご発言をご希望される方は、前回どおりチャット欄に発言希望の旨を記していただければ、私のほうで指名をさせていただきますので、どなたさまからでもよろしく願いいたします。いかがでしょうか。

小宮山委員、お願いします。

○小宮山委員

小宮山でございます。ご説明ありがとうございました。

まず私から、23 枚目の休止電源を活用した需給逼迫対策に関しまして、こうした措置は需給情勢が当面厳しい中で、こうした検討を進めることは私も大変有益ではないかと思う次第でございますので、ご提案いただいたとおり、容量市場を補完する方策と位置付けて、休止電源を活用する検討を進めてまいること賛同させていただきたいと思っております。

それで、続きまして追加オークションの開催判断でございますけれども、今回、案 2-2 のさらに空白部分、余白部分につきましては、需給状況を精査しながら開催の可否を判断すると。前回よりもさらに改善されたご提案がなされておりますので、案 2-2 で進めることを賛同させていただきます。

案 1 は調達コスト、停電コストの合計で社会コストを低減する観点だという、容量市場の趣旨とも非常に整合する考え方ではありますけれども、案 2-2 に関しまして、必要な供給力、EUE の観点から十分に確保していく、そうしたことが思想としてございますので、案 2-2 を賛同させていただきたいと思っております。

続きまして、発動電源の募集量に関しましてでございます。私も今回ご提案いただきましたとおり、案 b に賛同させていただきたいと思っております。非常に DR、アグリゲーターの新規市場を活性化するという、そうしたメッセージを与える上でも、上限を取りあえず 5% と設定している、そうした方向性に賛同させていただきたいと思っております。

ただし、供給力を考える観点から、平常時と緊急時への対応の対策、バランスをどのように取っていくか、そうした観点も大変重要な観点かと思っております。そうした中で、調整係数をしっかり設定していくということがこの発動電源の募集量等については、大変重要なポイントになってきますので、そうしたところはしっかり進めていただきたいと思います。

最後に経過措置についてでございます。私もこの点につきましてもご提案いただいたとおり、約定価格がNet CONEの半分以下になった場合には経過措置を適用しないという、そのような方向性に賛同させていただきたいと思っております。発電事業者の予見可能性とのバランスを取ることが、こうした点も大変重要かと思っております。ただし、小売事業者様がどのように価格変動リスクを見ているのか、どのように今回のご提案に対して考えをお持ちなのか、その点も十分酌み取った上で、ご検討いただければと思っております。

以上でございます。

○大橋座長

ありがとうございます。他の委員、オブザーバーの方、いかがでしょうか。

辻委員、お願いします。

○辻委員

辻です。今回論点のオークションの開催有無の判断のところと、あとNet CONE等々について少し意見をお話ししたいと思います。

まずオークション開催有無の判断のところですが、今回、追加オークションの具体的な約定のイメージをお示しいただきまして、上限価格などが理解できました。ありがとうございます。2%分、当初の約定のところから差し引いたところから需要曲線のところまで、供給曲線を伸ばしていくという考えに沿いますと、追加オークションの実施で、比較的少ないコスト増で停電コストの減少が期待できるという側面はあるのかなというふうに理解しております。

それで、追加オークションを実施するという事は、これを期待するDR等の発展にも資するものだと思いますので、そういった観点を考えますと、前回もご議論があったように、案1に近いほうがいいのではないかなという気がいたしました。

一方で、前回同じことを発言しましたが、2%分、最初のオークションの結果から差し引いて、かつ需要曲線の見通しなどもまた変化等があつて、追加オークションをやった場合に、あまり約定量が大きくはならないと、需要曲線と2%差し引いた後の点がだいぶ接近しているような状況などがあれば、都度そのオークション開催のコストということもあると思いますので、開催しないという判断をするということもあるかなと思ひまして、そういう柔軟な対応の余地を残すという意味合いで、案2-2というのを選択するというのはあるかなと思ひました。できるだけ開催する方向で検討するという方針がいいのかなと思っております。

あと、Net CONEのところなんですけれども、ここは私がよく理解していなければ大変申し訳ありませんけれども、57ページのところで、2021年と15年の比較は表で付けていただいておりますけれども、ここで建設費のところが大いぶ違ふと。ただ、モデルプラントの規模が大いぶ違ふという部分があるかと思ひます。これは最新のプラント4つについて試算するという思想でやっているので、今回たまたまその直近の4つが、規模が少し小さかったということなのかなという気がするんですが、そういう規模の違いが

その建設費に表れているという部分がもしあるとすれば、この数字そのままを検討することが果たして妥当なのかというところは丁寧に考えないといけないのかなということを感じました。すみません、こういう理由でないとすれば、不正確なことで申し訳ありませんけれども。

いずれにしてもこういった、少し丁寧にNet CONEの取扱いについては考えたほうがいいかなと思いますことと、あとはご説明いただきましたように、長期支払のあちらの制度との関係も踏まえてということがあろうかと思しますので、こちらのとおり包括的な検討というタイミングに合わせて、方針を考えていくという方針でよいかと思いました。

あとは、発動指令電源の調達量に関しては、昨年度3%超過していたということを踏まえて少し上げると。かつ上げ過ぎると調整係数が少し厳しくなってくるという部分が、今日付けていただいたグラフのほうで見えてきているというところだと思いますので、まず5%のところ運用するというのはよいのではないかと思います。

そして、そこに注記で付けていただいている調整係数を事後的に設定するときは、追加の分1%想定して計算しますというやり方も、これは妥当なのではないかというふうに私としては感じた次第です。要するに、すみません、ご提案のとおりでよいかという意見です。

あと、経過措置と監視の対象についてもそれぞれ事務局のご提案のとおりで私としてはよいかと思っております。経過措置のところは、スレッシュホールド、今回Net CONEの半分というところに置く提案になっていまして、そこは本当はどこが妥当なのかという話は突き詰めていくいろいろなあろうかと思いますが、いずれにしてもだいたい約定価格が低いところで経過措置も重なるというのは少し趣旨からそれる分もあるような気がいたしますので、ご提案に賛同したいと思います。

私からは以上です。

○大橋座長

ありがとうございました。その他の委員、オブザーバーの方、いかがでしょうか。

それでは河辺委員、お願いします。

○河辺委員

ありがとうございます。河辺です。私からは複数の論点について順番に発言させていただきます。

まず、1つ目の追加オークションの開催基準に関してのコメントになります。前回、案1と案2-2を支持する、それぞれのご意見があった中で、私は案1を支持する発言をさせていただいたんですけども、このどちらの案にするかという部分は、その根本的な考え方の部分をどのようにするかということにあるのではないかというふうに前回の発言のとおり考えております。どちらも大きな懸念点があるような案ではないということですので、両方のご意見がある中で、案2-2を今回選ばれたということに関しては異論ござい

ません。

ただ、今後、議論の振り返りということをも可能にするためにも、なぜ今回事務局側のほうで案2-2を選ばれたのかというその理由の部分については、もう少し明確にしていたいただければと思いました。

それから、今回併せて、その範囲外の部分で、需給の状況を踏まえて開催の範囲を判断するという、そういったご提案、スライド 32 のところです、ございましたけれども、こちらについては、例えばどのような状況を想定していて、それに対して何を判断指標として開催の可否を判断するのかという部分をあらかじめ議論しておく必要があるのではないかと感じます。

続いて、発動指令電源の募集量に関してですが、こちらでも事務局提案の案2につきまして、異論はございませんけれども、DR促進という観点では、あとの案2が望ましいというところは理解できるところでございます。ただ、これは資料にも書かれておりますように、発動指令電源の上限を高めるということは、同時に安定電源の調達量を減少させるということにもなるため、本日資料の冒頭でおまとめいただいた電力需給逼迫への方策ということにはなっていないという点に関して注意を払う必要があるかと思えます。

その観点では、今後その発動指令電源の実効性テストの結果を見まして、そこから算出され得る供給信頼度に関して、数値データとしてきちんとフォローしていくということでしたり、そのフォローの結果、供給信頼度が十分でないということが仮に明らかになった場合には、直ちに対策を講じられるよう、バックアップとなり得る具体的な供給力確保策ということについて、そのような策がそもそもあるのかどうかということも含め、考えておくことが必要ではないかと思えます。

次に経過措置の部分ですけれども、こちらはkW容量確保の観点から、過度な電源の退出を防ぐという、この容量市場の目的を踏まえますと、約定価格が一定価格以下の場合に対して、発電事業者の需要性を過度に損なわないように経過措置を適用しないという、この考えは適切であると考えるところです。

最後はNetCONEについてなんですけれども、NetCONEの試算結果で、物価がサンプルプラントの実績であるということで、今回資料をお示しいただきまして、これをそのまま適用するということには慎重な検討が必要であると思えます一方で、近年の資材価格の高騰、それから労務単価の上昇といった、こういったことを考えますと、NetCONEを見直さないという今回の事務局の提案どおりに進めた場合に、メインオークションで約定される安定電源の量が減っていきまして、その電源を過度に退出させるような、そういった方向に行ってしまうのではないかという懸念を持ちました。

そのため、NetCONEについては、資材価格や労務単価の上昇が入札価格や約定量といったことに与える影響というのを慎重に分析、勘案の上、適宜見直していくという姿勢も重要なのではないかと思ったところです。

以上でございます。

○大橋座長

ありがとうございました。

続いて松村委員、お願いします。

○松村委員

松村です。聞こえますか。

○大橋座長

はい。

○松村委員

まずスライド 23 です。言われていることはもっともだと思うのですが、しかし、今回は出ていないでいいんですけど、エネ調の別の会で、いったん休止した電源というのは少なくとも1年はかかり、あるいは場合によってはそれ以上かかるというのは正しいと思うんですけど、1年以上かかるという資料が以前出てきたのにもかかわらず、1年程度の短期間で再稼働が可能な休止電源をリザーブしておき、といっても、それはできないと委員会で資料を示しておきながら、この資料が出てくると、とても不信感を生むのではないかと思います。

つまり、需給が逼迫していて危ないです、危ないですよとあおりたいときには、最低でも1年はかかるということを行い、それだったらもうリザーブはほとんど役に立たないですよという意見が出てきたら、今度はそのためにリザーブするという、こういう資料が出てくると、エネ調全体の信頼感というのか、自分たちの都合のいいデータを、都合のいい格好で出しているんじゃないかという、そういう不信感を生むのではないかということを行います。

おそらく私は、前回出てきたもの、今回ではなく、前の回のときに出てきたもののほうが間違っているんだと思うんですけど、事業者に言われたままをそのまま資料に書きちゃうという悪い癖は改めるべきなのではないかと。こういうことを続けていくと、信頼感のある議論というのができなくなるんじゃないかということ少し懸念しています。

次、スライド 32 のところです。案2-2をベースにして、さらに案1であれば追加調達し、案2-2であれば追加調達しないという、そういうところに来たときには、いろんな状況を考えて、追加調達するかどうかというのを判断します、というふうに、前の案2-2という案よりもさらに調達側に寄せた案を出していただいたんだと思います。私もこれはとても合理的な案だと思います。

これに関しては改善だという意見と、一体どういう条件で開催するのかどうか、追加調達するのかどうかというのを決めるというのはいまいじゃないかという批判というのと両方出てきて、どちらも合理的だと思います。私は改善だと思います。

ただ、これを私が広域機関の委員会で言ったときには、支持しなかった委員が、これは改善だとさらっと言っちゃうという、これは、とにかくどんな案でも事務局案に賛成することなのかというふうに見えてしまうと思います。何で意見が変わったんだろう

というのは、私自身が不思議には思っていないのですが、しかし、それでもこの案のほう  
が私は合理的だと思いますので、この事務局案というのを支持します。

次、スライド 40、あるいは 41 というところで、まず私の認識としては、上限を設定せ  
ず調整係数は事後的に算定するというのが、ある意味で理想的だと思っています。しかし、  
これはもう広域機関のほうの整理で、事業者のリスクを高めないような形で、合理的なア  
ルゴリズムというのは存在はするけれど、それを実装するというのは現在ではシステム対  
応としてまず無理で。現在で無理だということは、これをシステム対応しようとすると、  
相当にコストがかかる、相当にヘビーな投資が必要だということを書いていただいたんだ  
と思います。

そうすると、この案 b と、それからその前のところの案 2 というものの組み合わせとい  
うのをするというのに対して、アディショナルな改善というのが大したことなくて、それ  
で膨大なコストがかかるということだとすると、案 2 ・ b の組み合わせというのは合理的  
な案なのではないかと思います。これは小宮山委員もご指摘になったとおり、DR という  
のは非常に重要で、これを推進していきますということが明確なメッセージとして出てき  
ているとても良い案だと思います。

さらに、上限の 5%が入ったとすれば、調整係数はこれぐらいになるということがあつ  
たとしても、実際に DR がもし減っちゃって、それよりも約定が少なかったら、それより  
も高い調整係数になるという意味では合理的な案になっていると思いますので、私は今回  
の事務局の案というのを支持します。

次に、経過措置を適用しないということ、Net CONE の半額以下になったときには  
適用しないというのに関しては、私が言うのは変だとは思いますが、これをやると、N  
e t C O N E の半額よりも 1 円高いか低いかによって大きく受取額が変わってしまうとい  
う問題が起きると思うんですが、その問題というのはおそらくその経過措置を受ける事業  
者の受取金額というのは、Net CONE の半額と約定価格の低いほうというのを下限と  
するとかというような運用にすれば、その問題は解決できると思いますので、その問題は  
深刻な問題ではない。少しの変更ですぐに改善できるんだと思います。

Net CONE の半額だと経過措置を適用しないというのは、今回のもう一つの提案、  
つまり据え置くという提案とセットであれば合理的だと思います。このところがむやみに  
高くなった後で、それでその半額と言われると、だいぶ意味が変わってくるということ  
になるので、2つの提案をセットで私は合理的な提案だと思いますので、支持します。

最後に、このNet CONEについてなんですが、これは私の事務局の提案は、基本的  
にこれから新設に関しては別建ての市場というのを整備していくということになる。そう  
すると、この容量市場というのは、新設を念頭に置いてNet CONEをつくるというそ  
の発想自体がそもそも正しいのかということが疑わしくなってくるという、そういう状況  
で。

短期的にむやみに上げた後で、この考え方を全面的に改めて、今度はむしろ現行よりも

大きく下げるなんていう、そのことをする。人為的に大きな価格変動を生んでしまうというようなことで本当にいいのかということを考えれば、その抜本的な改革というのがされて、新設は基本的にそちらでカバーするんですよねということを前提として、残りの容量市場の役割というのを考え直す段階で抜本的に見直し、そのときに改定するというのが合理的だという提案だと思っています。その言っているような提案というのは全く合理的だと思います。

その点で、河辺委員がご指摘になった点は私にはちょっと理解不能でして、これは本当にこれからこの後のオークションというので、これから計画する新設の電源というのが一体どれぐらいあるのか。それに対して、どんな影響を与えるのかということを見ると、もうこれを念頭に置かないということをしてインセンティブか、とかということというのは、何か私はとても変な議論をしているような気がします。

基本的に考えるのは、退出の電源ということで、その退出の電源というもののコスト構造を考えるというのに、Net CONEの構造が大きく変わった理由の、新設の電源のコスト構造が大きく変わったということと一体に何の関連があるのかということは私には正直よく理解できませんでした。

以上です。

○大橋座長

すみません。失礼しました。ありがとうございます。ご質問については後ほど事務局からいただければと思いますが、休止電源についてはおそらく、休止電源の理由が多分さまざまあって、1年超えるものもあれば、そうじゃないものもあるということなのではないかと私は受け止めています。それも含めて事務局から後ほどいただければと思います。

次に秋元委員、お願いします。

○秋元座長代理

ありがとうございました。秋元です。

まず 23 ページ目ですけれども、要は休止電源をどう稼働するのかというのはありますけど、容量市場自体でどう対応するのかということと混ざっているような気もするので、その辺りの整理をしていただいた上で、この議論を進めていくということが重要ではないかと思います。発動指令電源とか、そういうところもありますので、どういうふうな分担をしていくのかということ、全体像を見た上で、しっかり議論を進めていくということが大事であるかなと思います。議論を進めていくということ自体に関しては賛成でございます。

32 ページ目でございますけれども、基本的に今回、事務局からいただいた案 2-2 で、昨今の需給情勢は非常に不確実でございますので、そういったことも判断すると、需給の状況を踏まえて開催の要否を判断していくということに関して、事務局の整理でいいのではないかと思います。

続いて 40~41 ページ目のところでございますが、こちらについても案 2 の b というこ

とで結構かと思えます。ただ、調整係数について事前に目安でもいいので、公表しておいたほうが予見性が高まるのではないかなという感じを持ちました。

一方、もう一点申し上げますと、これはどなたか委員がおっしゃっていましたが、実効性の確認等をしっかり行っておくということが重要、5%を取るということでございますので、かなり重要ではないかなと思えますので、その辺りはしっかり進めていただければと思います。

あと、その他残ったところに関しても、事務局の今回のご提案のとおり、賛成したいと思います。

以上でございますが、申し訳ないんですけど、私はもうすぐ退出しないといけなくて、資料4について1点だけ、発言させていただいておきたいと思うんですけども。

23%ページ目に、可変費の部分に関して電源持替で対応できるんで、全額を負担する必要はないのではないかなというように記載になっているんですけども、要は分担されていないところに関しては持替ができる一方、この分担されているところだけそういうふうに制約を受けるというのは、ベースロード市場の趣旨に反するのではないかなと思えますので、そこに関しては、ベースロード電源趣旨にのっかって、そこの議論は切り分けて考える必要があるのではないかなと思っています。

そういう面で、ここの、この23ページ目のところに関しては、ちょっと私としては疑問ありかなと思えますので、ぜひこの後議論していただければと思います。

すみません、この後退出しないといけなくて、申し訳ございませんが、以上でございます。

○大橋座長

お忙しいところありがとうございます。

続いて石坂オブザーバー、お願いします。

○石坂オブザーバー

ありがとうございます。東京ガスの石坂でございます。私から、経過措置とNetCONE、それぞれ1点ずつ発言させていただきたいと思えます。

まず、この経過措置の扱いなんですけれども、趣旨は先ほどの松村先生のご意見と同じになりまして、このNetCONEの50%というところで決め打つと、趣旨自体は分かるんですけども、ここに発電事業者の収入と小売事業者の負担に結構段差ができてしまうことになって、段差ができる結果、発電事業者の入札行動に変な影響を与えてしまうんじゃないかということを懸念します。なので、段差ができないように、例えば約定点で傾斜をつけるなり何なりという何らかの工夫が必要なのではないかなと考えます。というのが1点。

次、59ページのNetCONEになります。これも、処遇の変更を行わないというのは、現在の容量市場が、どちらかというと既存電源の退出を防止するという観点からすると、これで私も賛成したいと思うんですけども、一方で、並行して電源投資の確保という議

論を進めていまして、こちらについては、新しい諸元の議論というのは反映するべきではないかと考えていますので、そのような検討をお願いしたいと思います。

以上です。

○大橋座長

ありがとうございます。

続きまして、加藤オブザーバー、お願いします。

○加藤オブザーバー

電源開発の加藤です。聞こえていますでしょうか。

○大橋座長

はい。

○加藤オブザーバー

一つまず確認させていただきたいなと思ってございますのは、冒頭の8スライドの供給のところ記載があったりとか、あるいは23スライドにおいては、休止電源を活用して、需給逼迫対応についての問題を提起いただいているんですけども、ここで基本的に記載いただいているのは、石油火力ですとか、経年化したガス火力を念頭に置いた問題提起だと考えてございます。

私どもは日本で最大の石炭火力を保持している発電事業者でございますので、どうしても石炭火力のことが気になってまいります。非効率石炭火力については、政策的に退出を進めていかなければならないということで、容量市場においてもそのインセンティブといたしまして、稼働率にキャップを設けて、容量市場に減額していきましょと、こういう措置が昨年導入されてございます。これについては、漸次この規制を強化していこうと。基本的にはこういうふうなお考えであったというふうに認識をしております。

今後この需給逼迫の状況が一体どのような時間軸で進んでいくのかというのもございませし、また国際的にも、日本としてのNDCをどういうふうに出していくのかと、こんな関係もある中で、この石炭火力を政策的に退出を進めていくという措置、これについては、基本的には日本はカーボンニュートラルに向けた大きな方向性は変わらないんだということで、これまでの議論から変わらずに淡々と実行していくんだと、こういうふうな理解でよいのかどうか、こちらについてを、私どもの経営においても極めて重大なマターだと思っておりますので、確認させていただければと思います。これが1つでございます。

2つ目は、59スライドのNetCONEの算定についてでございます。こちらについては、ポツの2つ目で包括的な検証として、十分なオークションの回数が行われた2025年度を目途に制度全体の検証を行いましょと記載がありまして、その次には、新規電源投資の議論を踏まえて検討が必要ということで、最後に、包括的な検証も踏まえた上でこの諸元の変更は行いましょというふうな記載になってございます。現時点で、包括的な検証としての2025年度までNetCONEの諸元の見直しを行わないというふうに決める必要はないのではないかなと感じました。

私からは以上です。

○大橋座長

ありがとうございます。

続きまして渡辺様、お願いいたします。

○渡辺（渡辺オブザーバー代理）

聞こえていますでしょうか。

○大橋座長

はい。

○渡辺（渡辺オブザーバー代理）

出光興産、渡辺でございます。本来ならばオブザーバーの渡辺がご発言させていただく予定でしたがけれども、すみません、どうしても出席が本日できないということがありまして、同じ名字で恐縮でございますが、渡辺が代理でコメントさせていただきますので、よろしくをお願いいたします。

当社からは、冒頭と今ご説明していただきました、今般の電力需給逼迫状況も踏まえて、3点コメント、意見を述べさせていただきたいと思っております。よろしくをお願いいたします。

1点目が、今般の電力需要についてです。昨今の電力需要は、kWの予備率の低下に加えて、去年の冬の冒頭、ならびに今年3月の東北地震の後の需給逼迫など、kWに加えてkWh不足も問題となる支障が増えているといったように思っております。また、昨今の世界情勢と、それに伴うLNGですとか、石炭の需給状況の影響も大きくなっているように思っています。

これらは、必要なときに長時間kWhを安定的に供給できる能力を確保することですとか、あと発電源ならびに燃料種別の多様性確保によって、エネルギーセキュリティーを確保することなどの重要性に対する認識が高まっていくことを示しているように思っております。またこれらの課題は、電力市場の安定化のためにも必要ではないかというふうにも重ねて思う次第でございます。

容量市場自体に関しましては、供給力確保のためには必要不可欠でございますけれども、このような情勢の変化ですとか課題に対応して、経済性、市場メカニズムによる容量市場を補完する仕組みとして、よりエネルギーセキュリティーの確保に重みを置いた仕組みを容量市場ないし何らかの別な枠組みの中で設けていくことも今後は検討する必要があるのではないかなと思っております。それが1つ目です。

2つ目が、発電指令電源等の募集量に関してです。基本的には事務局のご提案に賛同いたします。その上で、実効性テストの結果などを踏まえまして、より多くのDRを活用し得るといようなことになった場合には、今後反映をいただきたいと思っております。また、今回の変更によって、事業者の応札行動が著しく変わってしまうことがないようにご配慮いただきたいと思っております。

また、最初のコメントに関係してきますけれども、DRの中でも、より長い時間のk

Whを継続的に提供しているリソース、例えば自家発ですとか、あと継続時間の長い蓄電池などのリソースの重要性は今後高まるのではないかなと思っています。そのような電源をいかに確保して、kWh不足が懸念される際に、有効活用していくかといった点も将来に向けて検討する価値があるのではないかなと思います。

最後に3つ目でございますが、Net CONEについてでございます。こちらは、このGross CONEが上昇している面もあるとは思いますが、昨今の卸電力市場が大きく上昇していることを考えますと、Net CONEの計算上の他市場収入は大幅に増えておりまして。よって、理論上のNet CONEは下がっているというふうな可能性もあるかと思えます。事務局ご提案には賛同いたしますけれども、他市場収入が増えれば、Net CONE、ひいては容量市場価格が下がって、他市場収入増減は一定程度相殺されるといった、そういう関係性が相当程度成立することが、事業者としては重要ではないかなと思いますので、中長期的にはそのような姿を目指していただけないかなと思っている次第でございます。

以上でございます。

○大橋座長

ありがとうございました。

阿部オブザーバー、お願いします。

○阿部オブザーバー

東北電力ネットワークの阿部でございます。最初に、事務局様から最初にご説明いただいた3月22日の需給逼迫について一言話をさせていただきたいと思えます。

今回3月16日の福島県沖地震に伴う電源停止等に気温低下が重なりまして、東北エリアにおいても電力需給逼迫が発生しまして、お客さまをはじめ関係各所の皆さまに多大なご心配、ご迷惑をお掛けしたことについて、この場を借りておわびを申し上げます。また、広域機関様による電力融通のあっせんや経済産業省様から発出いただいた需給逼迫警報や節電要請などにより、関係各位に供給面、需要面の対策にご協力いただいた結果、何とか大規模停電を回避することができたというふうに認識してございます。

経産省様、広域機関様、また発電事業者の皆さま、あと節電にご協力いただいた皆さまに改めて厚く御礼を申し上げます。

今回の事例については、こういった東北電力パワーグリッド様ともしっかり連携し、検証した上で、今回、本当の需給運用に向けてしっかり対応していきたいと考えておりますので、引き続きご指導、ご協力をお願いしたいと思います。

次に、資料に対するコメントを2点ほどさせていただきます。

まずスライド23ページに、休止電源を活用した需給逼迫対策をご検討いただきまして、一般送配電事業者としても感謝いたします。(2)に記載いただいたとおり、現状の供給信頼の中に、稀頻度リスクが含まれているというものの、今回のような地震による大規模な発電機停止に想定外の気温低下が重なったような稀頻度な事象までは考慮されていない

実態というふうに認識してございます。今年、去年と地震による大規模電源脱落が連続して発生しておりまして、一般電気事業者としても当面の間は追加の対策が必要ではないかという問題意識を持ってございます。

今回、休止電源をリザーブとする案についてご提示いただいております、それも一つの選択肢かとは思いますが、急激な需給状況の悪化時等に速やかに立ち上げることができるかといったような課題もあるように感じてございますので、需給側の対策も含めて、総合的に検討を深める必要があるのではないかと思いますので、引き続きこのようなご検討をお願いできればと思います。

次に、スライド 40 の発電指令電源の募集量についてということでございます。再生可能エネルギーのさらなる導入拡大に伴いまして、DRの重要性などはますます高まっていくという委員の皆さまのご発言のとおりだと考えてございます。また、今回の需給逼迫によっても、電源 I ‘の発動や節電など、需要側の対策にご協力いただいた効果があったと考えてございまして、DRとか主要参加者の拡大を図っていくという方向性には賛同したいと考えてございます。

一方で、2024 年度向けの実効性テストについては、これから行われるところでもありまして、それを拡大していくタイミングについては、その結果を確認しながら、しっかり考えていくというのも一案ではないかと考えております。今回、案 2 ということで進めるということであれば、多分以前からも話がありましており、実効性テストの結果も踏まえて、実用に応じて再評価とか、そういう評価についても併せてご検討いただければと思います。

以上でございます。

○大橋座長

ありがとうございました。

花井オブザーバー、お願いします。

○花井オブザーバー

中部電力の花井でございます。ありがとうございます。まず、今般の電力需要についてコメントさせていただきます。

23 ページに記載いただいておりますように、容量市場で想定されない事象が生じることは、今後も十分に考えられますので、その対応策の一つとして、休止電源をリザーブする方法を検討することには賛同いたします。計画段階でどこまでのリスクを想定し、コストをかけたいくか、丁寧に議論する必要があると思います。一方で、稀気象リスクや計画停止量など、もともと容量市場で考慮している事業についても、実績を踏まえた見直しが必要だと考えております。事務局提案として、容量市場を補完する位置付けとありますが、両者の役割分担を明確にしつつ、並行して検討することをお願いしたいというところでございます。

次に、次回のオークションに向けた検討項目について 3 点意見させていただきます。

1点目は、追加オークションの開催の判断についてです。前回は発言しましたが、案1は停電コストと調達コストの和を最小化する案であり、メインオークションを含めた容量市場の設計思想と整合的であると考えております。一方、今回の事務局案は、案2-2を原則としつつ、目標調達量以上の供給力がある場合は、需給状況を踏まえて開催の要否を判断するというものであり、現時点では、開催基準が明確ではありませんが、合理的な判断基準ができるのであれば、実質的には案1と変わりはないのではないかと考えられます。

前回は、他の皆さんからも案1を支持する意見が多かったところがございますが、必要最小コストで必要な供給信頼度を確保するには、本来案1と考えます。しかし今回の結論として、いったん案2-2とした上で、開催要否の判断基準について議論を深めていくということも一つかと思えます。

2点目は、発動指令電源の募集量についてです。45ページに発動指令電源の導入量と調達量の関係を示すグラフがあります。このグラフから、実行率100%を前提にした結果だと思えますが、導入量が5%を超えますと、キロワット価値がほぼ飽和するということが分かります。このため、5%を上限とする案2の安定電源調達量と、上限を設定しない案3とはほぼ同等と考えます。また、別の見方をしますと、現行の4%でも、発動指令電源が提供可能なキロワット価値の80%は既にカバーできているという見方もできます。

そうした認識の下、発動指令電源の導入量の電源を1%増やすかとどうか論点であります。やはり発動指令電源の実行率がどの程度なのかが重要なポイントと考えます。仮に発動指令電源の実行率が80%とした場合、導入上限を1%増加しますと、安定電源が1%減少する一方で、発動指令電源のキロワット価値は0.8%しかありませんので、0.2%分、供給力に穴があくことになってきます。こうしたリスクを回避するためにも、実行テストの結果など、データをそろえた上での評価が必要かと思われま

す。供給信頼度とDR利用促進のバランスをいかに確保するかということではございますが、2023年度のオークションに向けて、丁寧に検討してからでもよいのではないかと考えてございます。

3点目は、NetCONEについてです。容量市場の本来の目的は、必要な供給力の確保と電源の新陳代謝であり、供給力が減少すれば、電源の新設が促進される制度設計でなければならないと考えてございます。最新の発電コストが明らかになっている中、それをNetCONEに反映しないのは、容量市場の目的に沿った整理ではないというふうに受け止めております。

特に58ページの2021年度の上限価格1万4,058円ですね。これは最新のデータから試算されましたNetCONE、1万5,765円を下回っておりますので、この状況ですと、市場設計上、新設が進まないこととなります。既設の電源の維持のための市場になってしまうと、容量市場の本来の目的をゆがめることになるのではないかと考えられます。また、実態を踏まえ、算定諸元を最新値に変更することが今回のことかと思えますので、位置付けとしましては、経済市場の反映と変わらないのではないかと考えてござい

す。

一方、このまま反映しますと、価格上昇が大きいということになりますので、小売事業者の負担を考慮し、最新の発電コストの反映を原則としつつも、例外的に小売りへの激変緩和の仕組みを考えていくということがよいのではないかと考えてございます。

以上です。

○大橋座長

ありがとうございます。

続いて小川オブザーバー、お願いします。

○小川オブザーバー

ありがとうございます。関西電力の小川です。聞こえておりますでしょうか。

○大橋座長

はい。

○小川オブザーバー

私からは経過措置についてコメントをさせていただきたいと思います。

今回の資料の 48 ページに整理していただいておりますけれども、メインオークションは調達量を 2% 減少させた見直しによりまして、価格低下の影響が 21% 程度あったと考えられるというふうに記載をさせていただいております。この減額効果は、オークションの二段階化を相続する限りは、次回以降も生じる可能性があるというふうに理解をしております。既に前回の 2025 年のオークションでは、約定価格が 3,475 円/kW になった上に、さらに経過措置を適用するということが行われました。

一方で、今日の資料の 62 ページをご覧くださいんですが、これは事後監視の結果として、監視対象電源の維持管理コスト平均値という形で、これは 1 月のこの部会に出された資料が記載をされていて、抜粋いただいております。

これをそのまま棒出しするのが正しいということではないんですが、仮に平均的な水準で維持管理コストを見ますと、これを計算しますと、7,522 円/kW というぐらいの水準になっております。ですので、3,475 円からさらに経過措置で引き下げるといのはちょっと厳しい水準であるということをご理解いただけるかと思っています。

そういう厳しさの中で、今回事務局からは、約定価格が Net CONE の半分以下になった場合には経過措置を適用しないとしてはどうかというご提案をいただきました。先ほどのように、発電事業者への過度な収益棄損を回避させるとともに、これも当然、これが半分以上のときは経過措置を講じるということですので、小売りの激変緩和措置ですね、これは維持されているということですので、水準的にも合理的な案ではないかというふうに受け止めておまして、ぜひこういった形での事務局案が実施されますように賛同したいと思っています。

過度に電源の収益を毀損しますと、25 年につきましても、実施需給年までには時間がありますので、それまでにさらなる電源退出につながるのではないかと懸念しておりますし、

これは 26 年以降も同様かと思いますので、ぜひそういう形で進めていただければと思っています。

私からは以上でございます。

○大橋座長

ありがとうございます。

続いて佐々木様、お願いします。

○佐々木（斉藤オブザーバー代理）

イーレックスの佐々木でございます。聞こえていますでしょうか。

○大橋座長

はい。

○佐々木（斉藤オブザーバー代理）

今回、弊社斉藤の代わりで発言させていただきます。2点ございます。

まず1点目の休止電源を活用した需給逼迫対策については、安定供給の観点から検討の方向性に賛同いたします。今後の検討の中では、容量市場の特別オークションや、広域機関が実施する電源入札など、他のセーフティーネットとの関係性についても整理いただければと思います。

次に、容量拠出金をはじめとするコスト展開について、小売事業者の立場から申し上げたいと思います。従来は一定の小売価格を前提に、拠出金の全面的な需要家転嫁が難しいという点も考慮しつつ、小売負担の観点で議論されてきた部分があると認識しております。他方、今般の市況高騰により、kWh、それからkWを含めて、マーケットベースで売価設定をしないと、小売事業としては厳しい状況になっていると感じております。

これは、電気のコストが適正に小売りに反映されるという点、それから電気の利用者全体で供給力を支えていくという点では、ある意味健全な姿に近づいているのではないかと感じる一方で、需要家さんには多大な影響が想定されていると、こういう理解でございます。

今後の議論においては、需要家さんの理解の下、必要なコストが適切に転嫁されるということが不可欠かなと考えておりまして、その点も踏まえて検討いただければなと感じております。

以上です。

○大橋座長

ありがとうございます。

続いて小鶴オブザーバー、お願いします。ちなみに今回初めてですので、一言ごあいさついただいて、ご発言いただければと思います。

○小鶴オブザーバー

分かりました。エネットで経営企画を担当しています小鶴と申します。今回からオブザーバーになりました。よろしく願いいたします。

3点、述べさせていただければと思いますが、まず1点目でございますけれども、足下の需給逼迫も踏まえて、休止電源を常にリザーブしておく仕組みを検討してはどうかということで、まずどのような電源が対象となるかを明確にさせていただければと考えております。容量市場で約定していない電源が対象になるという理解をしておりますが、そういったことでよろしいか。また、今回ご提案いただいた仕組みが現在実施しています供給力公募とどのような関係になるのか、どういった手段で獲得した電源をどういったときに活用していくかなど、そういったところを整理をしながら議論を進めていければと思います。需給の状況は大きく変わってきてはおりますが、いずれにしましても、必要以上に過度な容量を確保することがないようにご留意いただければと考えております。

それから2点目でございますけれども、発動指令電源の上限量につきまして、デマンドレスポンスは、現時点の評価においては5%といった量が合理的であると考えられるものの、今後のDRリソースの実効性の評価結果、技術革新なども踏まえて、適宜見直しをしていくことが重要かと思っております。

最後、3点目になりますが、経過措置の扱いにつきましては、その措置が導入された背景と、初回オークションで事実上その経過措置が無効化された経緯から、幾度も議論して、昨年度見直されたと理解をしております。またここで見直すのはあまりにも時期尚早ではないかと考えております。

以上でございます。

○大橋座長

以上、手が挙がっている方は全てご発言いただいたと思っておりますので、大変さまざまな観点から貴重なご意見をありがとうございました。もし事務局から、ご質問もあったんですけども、ご回答いただけたところがあればぜひお願いいたします。

○迫田室長

本日も貴重なご意見を多数ありがとうございました。それでは、各項目についてコメント、お答えをさせていただければと思います。

まず追加オークションの判断のタイミングでございますけれども、こちらにつきましては、おおむねご賛同いただけたのかなと思うところでございますけれども、複数の方々から、開催をするときに、白地で残したところでの判断の基準を考えたほうがよいのではないかというご意見をいただいたところでございます。

こちらにつきましては、そもそも通常であれば、容量市場、この需要曲線の、まさにこの折れているところ、こちらについては供給信頼度の観点からも許容されるという領域になっているという前提でもございますところ、ここをさらに超えてやる必要があるのかというのは、さまざまその時の状況ということもあるのではないかと考えております。これを一律、事前にこういったときのみ追加オークションを開催するといった形にしてしまうのがよいのかとも考えられるところでもございまして、まさにその時の実態、状況も踏まえながら検討するのがよいのではないかなと考えているところでございます。

また、休止電源の活用につきましても、いろいろご意見いただきました。まず加藤オブザーバーのほうから、どういう電源が対象になるのかといったようなご意見をいただいたところでございますけれども、こちらはまさに今後ご議論させていただくテーマになるのかなと思っているところでございます。

石炭火力との関係でございますけれども、基本的にはその石炭火力に対する方向性といったものについては、従来から変わるということではないと考えているところでございます。一方で、短期的な対策といった観点で、こちらは急激に石炭火力を足下でやめてしまうということになってしまうと、供給力、安定供給の観点で影響が極めて大きいというのも、また実態ということでもありまして、その中で、中長期的な視点でのフェードアウトと整合性を取りながら、足下で対応してきているところでございます。

従いまして、今後の休止電源の扱いについても、当然議論するということになりましてけれども、こうした前提を踏まえる中で、議論を深めていくということになるのかなと考えているところでございます。

また、休止電源につきましては、各委員の方々からも、現行の容量市場との役割分担といったものについてもしっかりと整理をすべしというご意見をいただいたところでございます。ご指摘のとおり、今回お示しさせていただいているものの中には、現行の容量市場の中で見て対応できるようなものも含まれているところでもございますので、次回以降ご議論させていただくときには、そうした役割分担、他の制度、こういったところも含めて、しっかりと整理をさせていただければと思っているところでございます。

また、休止電源につきまして、松村先生のほうからも、他の委員会のほうで1年程度の短期間での立ち上げが難しいといった資料が出ていたのではないかというお話をいただいたところでございます。こちらはお示しさせていただいた資料の中では、1年以上かかるものが多いといったような中で、半年とか1年、そういったものが含まれている数字としてお示しさせていただいたものでございます。

まさに足下の供給力公募でやっているものについては、1年かからない、計画停止に入っているものであったとしても立ち上げに1年かからないようなものもあって、まさにそれが今年の冬とか、そういったところで供給力公募として活用してきたところでもございまして。こうした電源はおそらく今後も出てくるところがあるかと思えますけれども、そういったものをどう対応するのかということではないかなと考えているところでございます。

また、DRにつきましても、今回おおむね4%から5%に増やすといったことについてはご賛同いただけたかと思えますけど、一方で安定電源との関係についてもご意見をいただいたところでございます。こちらにつきましては、まさにご指摘いただいておりますけれども、実効性テスト、こういったものも踏まえて、来年度以降の状況といったことはしっかりと見ていく必要はあるかと思っておりますので、こちらは随時しっかりと議論をしていくということかなと思っております。

一方で、これまでもご議論させていただきましたとおり、この調整係数がかかるということでございますので、そちらは安定電源と等価であるという認識に立った上で、こちらのDRの状況、そして今後DRの活用をどう進めていくのかということを考えて中で、今回5%という案を提示させていただいたものでございます。

先ほど申し上げましたとおり、実態につきましては、今回の結果も含めて、改めて整理をさせていただき、引き続き議論をさせていただければと考えているところでございます。

当方からは以上でございます。

○大橋座長

失礼いたしました。

さまざまご意見ありがとうございました。今般、電力需給逼迫を受けて、全般的に容量市場についてご議論いただきました。そろそろ次回オークションについても頭をつくっていかなきゃいけない時期ですので、事務局におかれては、本日いただいた貴重なご意見を踏まえて、実施機関である広域機関とも連携しながら、さらなる準備を進めていただければと思っておりますので、どうぞよろしくお願いいたします。

## (2) ベースロード市場について

○大橋座長

それでは、続きまして議題2「ベースロード市場について」ということで、資料4に基づいて事務局よりご説明をお願いいたします。

○迫田室長

それでは、資料4に基づきまして、ベースロード市場についてご説明をさせていただきます。

前回の審議会におきましては、ベースロード市場において値差の問題が発生しているということをご報告させていただいたところでございます。今回改めてベースロード市場の位置付けを確認させていただきまして、議論の論点を提示させていただきたいと考えているところでございます。

それでは4ページをお願いします。ベースロード市場でございますけれども、1ポツの2行目でございますけれども、ベースロード市場の市場範囲、基本的には全国一律が望ましいということで制度設計が行われてきたものでございます。

5ページをお願いします。実際のやりとりでございますけれども、スポット市場を介して取引を行うということが適当と整理されたところでございます。

6ページをお願いします。スポット市場を介しますので、分断が発生するということですから、この分断の状況を踏まえて、市場範囲ですが、北海道、東日本、西日本の3つの市場を設定することとされたところでございます。

7ページをお願いします。このスポット市場を介して取引を行うということで、その清

算の仕組みが導入されたところでございます。この清算の仕組みは、先渡市場の清算の方法を参照して設定されたものでございまして、約定価格にエリアプライスと基準エリアプライスの差分、こちらを値差として加味したものという形になってございます。

9 ページをお願いします。ベースロード市場でございまして、こちらは市場価格の変動リスクに備えるためのヘッジとしての手段が期待されているところでございまして、今後もヘッジ機能としての役割はますます重要になると考えているところでございます。

10 ページをお願いします。こちらは前回の専門会合でもお示しさせていただきましたが、エリアによっては値差が拡大しているという状況でございまして。

11 ページをお願いします。こうした値差でございましてけれども、スポット市場を介するという観点では、構造的な問題として存在するところではございまして、こうした問題を解決する手段としては、間接送電権が期待されていたところでございまして。一方で、間接送電権ですけれども、九州の関門については、こちらは関門連系線の設備容量と実際の経過措置とマージンを加えたところの残りの空きの容量が少ないということもございまして、間接送電権の発行が少ない状況になっているところでございまして。2019 年は0週、20 年度は5週、21 年度は2週ということになってございまして。

12 ページですけれども、こうした値差がある中で、各エリアの清算価格がどのようになっているのかといったことを模式的に示させていただいたものでございまして。こちらの値差は年間平均のものを採用させていただいたものでございましてけれども、九州については約定価格が 6.2 あるところ、値差がマイナス 2.76 円ということで、仕上りの清算価格が 3.44 円になっている状況でございまして。中国と四国は値差がマイナスにはなっておりますが、生産額は6円台ということになっております。

また、北陸や中部、こちらについては値差のほうがプラスになっておりまして、約定価格を上回る清算額ということになっております。東北におきましても、値差がマイナスということになっております。一方で東北については地震の影響によって東北と関東の分断率が上昇していくという中で、値差が拡大をしているというような状況でもございまして。

13 ページをお願いします。値差が拡大する中で、約定価格を上回るといったようなケースがございまして、13 ページの右下になりますけれども、実際の約定額よりも値差が上回った場合については、清算価格がマイナスとなるというケースが存在するところでございまして。

14 ページをお願いします。先ほどお示しさせていただきましたように、年間の平均値差はマイナス 2.76 円からプラス 0.36 円ということになっておりますけれども、これはコマ単位で見ますと、マイナス 73.33 円から 64.94 円ということになっておりまして、今説明させていただいたように、生産額がマイナスとなるような事例があるところでございまして。

こうした値差の解消をするという観点からは、売り手事業者、買い手事業者ともに値差の損益を清算するというやり方も考えられるのかなというところでございまして、一方で、制度設計であるとかシステム構築、こういったものに検討するための時間というものが相

当かかるといふことをごさゝまして、即時に対応することが難しいと考ゑられるところでごさゝます。

一方で、足下では既に 2021 年度分のベースロード市場の受け渡しが始まっているといふことをごさゝますので、そういった中でこうた事象に即時に対応する何らかの措置といふものを検討する必要があるのではないかなと考ゑているところでごさゝます。

実際の対応としましては、売り手・買い手双方に対する措置といふことを検討する必要があると考ゑておりまして、具体的にはベースロード市場の範囲の在り方、それと補填（ほてん）生産の在り方、それと値差、清算の原資をどうするのた、といふのが論点になるかと考ゑているところでごさゝます。

以上、3 点の論点につきてまして、ご説明をさせていただきます。

まず 1 点目のベースロード市場の範囲でごさゝます。16 ページをお願いします。市場の分断でごさゝますが、16 ページ下の表をご覧いただければと思ゑますけれども、2021 年度、分断の値差が広がっているといふことでごさゝます。特に九州エリアでの値差が広がっているといふ中で、この九州のエリアをどうするのたといふことが課題であるといふことでごさゝます。

一方で、分割の範囲を検討するに当たっては、当該エリアでの再エネの導入であるとか、原子力の再稼働、連系線の増強の状況、こういったものを検討するといふ必要があるところでごさゝます。こうした中で、他のエリアにおいても同じような市場の分割が進むといふ可能性も考ゑられるところでごさゝます。

17 ページをお願いします。一方で、こうした中で分割・分断を進めていくといふことになると、市場への影響といふ観点で流動性が低下をする、約定価格が上昇する、約定量が減少するといふような、参加者にとって不利益となるような事象が発生する可能性が考ゑられるところでごさゝます。

また、冒頭でご説明させていただきましたように、ベースロード市場はもともと全国一律の市場を志向して検討が進められていたといふことでごさゝます。また頻繁に市場範囲の見直しが行われるといふことになると、中長期的な市場の予見性が低下するといふようなこともござゝますので、市場範囲の分割については慎重に検討する必要があると考ゑているところでごさゝます。

19 ページをお願いします。そうした中、今回の対応としまして 2022 年度については市場範囲の変更は行わないといふことにさせていただきたいと考ゑておりますけれども、今後の市場範囲の在り方については、引き続き制度全般の議論をさせていただく中で、継続的に検討をさせていただければと考ゑているところでごさゝます。

続きてまして、論点 2 つ目、値差清算の考ゑ方といふことでごさゝます。値差清算でござゝますけれども、想定以上の値差損失が発生した場合といふのは、清算を行って、事業者が抱えるリスクを軽減していくといふ必要があると考ゑているところでごさゝますけれども、シングルプライスオークションの場合は、コストベースで必ずしも約定しているとい

うことではないということでもありますので、閾値を決めまして、一定以上の値差について清算を行うということも考えられるのではないかと考えています。

実際は、その閾値としまして例えば3シグマ相当値など、一定以上の確率で発生する値差については、売り手・買い手ともに値差清算を行うという方法が想定されるのではないかと考えているところでございます。また、売り手事業者ですけれども、一定以内の確率で発生する値差、こちらは供出価格に織り込むということも考えられるのではないかと考えています。

21 ページをお願いします。一方で、今申し上げました売り手事業者が一定の範囲の中で供出上限価格に織り込むといった場合ですけれども、懸念点があるところでございます。例えばその手法としまして、これまでの実績を供出上限価格に織り込むというやり方が考えられますけれども、その場合は期ずれが生ずるということ、そして実際の値差損失の回収可否が約定量に左右されるということでございます。

また、別の手法としましては、見込みで供出上限価格に織り込むということも考えられますけれども、こちらは見込みということになりますので、監視を実際に行うということであったとしても、高くなる可能性もあるのではないかと考えているところでございます。

22 ページをお願いします。値差清算の案の2つ目ということで、先ほどは一定の閾値に基づいた清算の考え方ということでしたけれども、こちらの2つ目の案としましては、入札価格に基づいた清算ということも考えられるのではないかと考えています。

ベースロード市場ですけれども、こちらは必ずしもコストベースでの約定にはならないということ、また想定されていた可変費どおりになるということではないということでございますので、実際にこうした必要コストの取り漏れのリスクを軽減するといっても、その全てを回収するというのもなかなか難しいところはあるのではないかと考えているところでございます。

具体的にどういったケースのときに固定費の取り漏れがあるのかといったものを模式的に示したものが22ページの下でございますけれども、例えば10.5円の約定価格に対しまして、値差が3円あるとき、7.5円が売り手側の実収入ということになりますけれども、その場合、仮にその可変費5円ということであって、これを市場で電源の持ち替えをして差し替えるということにして、仮に4円の電源にした場合につきましては、実際の固定費改修相当ということが7円50銭と4円の差額ということで、3円50銭ということになりますけれども、固定費は、このケースでいうと5円ということになりますので、1.5円分が未回収ということになるところでございます。

23 ページをお願いします。案2におけます必要コストの考え方ということでございまして、可変費につきましては、電源持替で、その全てがというわけではないんですけれども、ある程度対応することが可能であると考えられるところでございますけれども、固定費部分というのは他市場でも回収するということが困難になるのではないかと考えています。

したがいまして、この電源持替による対応が困難な費用、こういったところは市場分断の値差で回収できず、間接送電権などでも対応が難しい場合、リスクを軽減できるように値差清算を検討することとしてはどうかとさせていただいているところでございます。なお、具体的なその費用であるとか、閾値につきましては、こちらの案を採用するということになりましたら、具体的にお示しができるよう準備をしたいと考えているところでございます。

24 ページをお願いします。今申し上げましたように、値差清算の手法につきましては、統計的な閾値に基づく手法、それと回収が必要なコストに基づく手法と、こちらの2つがあるところでございます。一方で、統計的な閾値につきましては、先ほどもご説明させていただきましたように、それぞれ懸念点もあるということもございます。また、そういう中で案2につきましては、具体的に今後こういった費用について対象としていくのかというのは、論点として残っているところでございます。

今回、議論しなくてはならないのは、売り手だけではなく買い手の扱いも対象としていくということになりますけれども、こうした中で、例えば案2については今、売り手側の観点からお示しをさせていただいたものということになっておりますので、こうした中で、買い手についてはどう見ていくのか。

一方で、案1のような一定の閾値に基づいて算定をするということになりますと、売り手側、同じ閾値を採用することにはならないかもしれませんが、考え方をそろえていくというのは、こういう中で案1で見ていくということもあり得るかなと考えているところでございまして、案1がいいのか、案2がいいのか、本日はご議論いただければ思っているところでございます。

続きまして、論点3の値差の清算原資でございます。こちらですけれども、前回もお示しをさせていただきましたけれども、値差の清算原資としましては、一つの考え方として卸電力市場などで発生をした値差収益、ここにはベースロードで発生をしたものも含まれているところもございますので、このベースロード市場で発生をした値差収益分、こちらを清算原資とすることとしてはどうかということをご提示させていただいているものでございます。

26 ページ、27 ページ、28 ページは同様の資料ということになっておりますので、詳細の説明は割愛をさせていただきます。こちらの資料は以上でございます。ご審議のほど、よろしく願いいたします。

○大橋座長

ありがとうございます。前回もご議論させていただいたベースロード市場における清算価格の在り方についてでございます。ただ今、案もございましたけれども、内容について、ご発言希望の方は、ぜひチャット欄を通じて教えていただければ指名をさせていただきますので、よろしく願いいたします。いかがでしょうか。

よろしければオブザーバーの方も含めて、ご発言がありましたら教えていただければと

思います。

それでは國松オブザーバー、お願いします。

○國松オブザーバー

すみません。日本卸電力取引所の國松です。発言を希望しますというのが入らず申し訳ございませんでした。

前回は発言させていただきまして、また今回もというのは非常に恐縮でございますけれども、まず、一番最初の全国一律の市場が望ましいというのは、多分どんな市場についても望ましいという考えだと思うんですね。B L市場のみならず、スポットにおきましても、本来は全国一律になるのが望ましい。ただ、やはり受け渡しに連系線の制約を受けて分けざるを得ないというのが現状で、その状況も見つつ、どうしていくのかという議論が、6ページですか、で最初に北海道、東日本、西日本という話になった。

この3つに分けているのを見て、九州が分かれていないことに対する違和感というのは感じていただけだと思うんですね。この時から九州を分けるという案はあったと思っております。その中で九州を分割させることに対して、九州のエリアを分割させることについて、望ましくないというか、p.17 ですか、市場分割により流動性の低下や約定価格の上昇、こういったことが不利益になる、これは流れないものを流そうとするからこうなるんであって、これは約定させてはいけない。九州の売り、九州以外の例えば関西の買いというのは、B Lでも約定させてはいけないし、スポットでも約定できないんだと思うんですね。それを分けなくてくっつけるというほうがよほど違和感があるんだと思います。

広域調達もより困難になるというか、今もできない、今もばんばんに閉門連系線は埋まっているわけですから、当初つくったときに市場分断の度合いを見て分割もすぐに検討するというのを議論されていたと思いますので、分割ということに対して何も不利益というのはどなたにもないのではないかなと思います。

ただ、九州の安い売りが西日本で入ってきて、関西で買っている人というのは、それはそれでいい、得というのでいえば得をしている部分があるので、でもそれは買えちゃいけないもんだというようなことが考えられると思います。

値差に関する議論をいろいろいただいているんですけど、この値差はB Lの値差というよりは、スポット市場の値差なんだと思うんですね。スポットで付いている値差、これについて悔しい人はいっぱい今でもいます。B Lを使っていない人でも悔しい人はいっぱいいると思います。例えば自己託送で九州の売り、関西の買いというのをやっていて、自己託送で売って、買ってやってなぜ大きな差額を払わなければいけないのかというところ、そういったことをここで苦しんでおられる方もおられます。

発電所を九州に持っていて、需要が他のエリアにはある小売電気事業者の方も苦しんでいます。値差はみんなが欲しいものであって、なぜB Lのときだけこの値差で少し出れば補填するのかという考えになるのかは、すみません、しっかりとした議論が必要かと。

ただ、B Lにおいては、抛出上限価格という設定があって、その価格以下での入札が義

務付けられている事業者がいて、それが予想に反して大きな損失を被るといったときに、何らかの手当てをしなければならないというのは、そのとおりかと思しますので、その議論はしていくべきかと思っております。

p.22 のこの絵に私は違和感があって、可変費が5円のを5円では売らないんですよ、これ。だから4円の収入はないし、5円の可変費はかからないという絵になるんだと思います。ここが入るということを書くとおかしくなる。これは持替でエリアプライス4円というのが入ってくるというのを。これはだから、何も入らないんだと思うんですけど、ここを入れるというのはどうなるのかなという気がして。エリアプライスで買ってくるから4円を払うということになるんでしょうかね。この辺の絵が分からなくて。

そうだと可変費の5円は減るはずですから、そうなると、この左側のところというのはもっと小さくなってしまうというんじゃないかなとも思います。

何にしましても、値差の議論というのは、BLの値差というものが存在をするかしないかというところで、いわばBLの値差というのは、認識はできてございません。唯一あり得る方法は、スポット市場の約定量、全体のうちのBLの約定量でパーセントを出して、それで見合う分というのは計算できるかもしれないと思います。

また、先日私どものホームページで公開させていただきましたけれども、2021年度の市場間値差の連系線別の量を公開してございます。経過措置で、関門に關しましては、ほぼ多くの量を計画時でお支払い申し上げているというのが見て取れると思います。関門の経過措置で21年度実施、対象事業者に支払っている額の合計額は435億です。これだけの額を経過措置でもうお支払いしているということは、関門連系線というのは経過措置でほぼ埋まってしまっているというのは分かっていたかと思っております。

また、市場間値差に關しましては、21年度から、私どもではなく、広域機関に全てお納めするというので、先日残りの分、同じく430億程度ですけれども、取引所から広域機関のほうに納入させていただいておりますので、取引所にこの額が残るということはございませんので、そこはご認識いただきたいと思っております。

すみません、長くなりました。以上です。

○大橋座長

ありがとうございます。

その他、ご意見がありましたらお願いいたします。他はございませんか。

花井オブザーバー、お願いします。

○花井オブザーバー

中部電力、花井でございます。ありがとうございます。私からは、清算の仕組みと値差清算の考え方、そして値差の清算原資についてコメントさせていただきます。

まず清算の仕組みと値差清算の考え方について、というところで、9スライドにありますとおり、ベースロード市場は事業者による市場価格の変動リスクに備えるための手段として整備されてきました。このベースロード市場の趣旨と、昨今のスポット市場とのボラ

ティリティが大きい現状を踏まえれば、価格固定が可能な市場としての重要性がさらに増していると考えてございます。価格を極力固定化すること、すなわち売り手・買い手ともに、ベースロード市場の約定価格イコール実際の収入・支出となることが望ましいと考えます。

したがいまして、ベースロード市場の本来の趣旨に基づけば、売り手と買い手の双方を清算することが望ましいと考え、24 スライドにありますとおり、本来は値差による損失だけでなく、売り手側、買い手側両者の値差損益を清算することが適用だと考えます。この点、14 スライドにありますとおり、2021 年度のベースロード市場約定法の受け渡しは既に始まっておりまして、足下で値差損益が発生している状況から、早急に対応方針および具体的方法をご検討いただき、早期の実施が必要ではないかと考えてございます。

続きまして、清算原資についてです。原資をベースロード市場における値差収益とすることに異論はございません。さきの発言とちょっとかぶりますが、売り手と買い手の双方にとって公平な清算ルールとなるような丁寧な議論をお願いします。また、原資の規模感がちょっと分からないですので、清算原資が不足することを前提として、清算ルールが検討されることのないようお願いしたいと考えてございます。

以上です。

○大橋座長

ありがとうございます。その他の委員、オブザーバーの方はいかがでしょうか。ございませんか。

もしないようでしたら、先ほど秋元委員からもコメントがありましたけれども、それも併せて事務局よりご回答いただければと思います。

○迫田室長

すみません、事務局でございます。今……。

○大橋座長

すみません、ちょっとだけ。又吉委員が手を挙げているのを私は気付かなかったんですけど、よろしいですかね。又吉さん、ご発言させていただいて。すみません。

○又吉委員

すみません、ご指名ありがとうございます。1点、値差清算の考え方につきましてコメントさせていただければと思っております。

23 ページに、可変費は電源持替である程度対応可能というふうに整理されておりましたが、実際には電源特性に応じて電源持替の対応にも限界が生じるかなと思っております。この点を考慮していただきまして、ある意味、電源持替等を前提として、全額清算しないという基本からスタートすることにやや違和感を感じている次第です。

制度のゆがみにより、一部の売り手が過大なリスクを負い、また一部の買い手が過大なメリットを享受し続けるという現状は、公平な競争を担保するという原理に照らし合わせてもあまり望ましくないかなと思っております。こうした点を考慮して、値差清算の在り

方をご検討いただければと思っております。

以上になります。

○大橋座長

ありがとうございます。

ということで、以上、ご発言希望の人には皆さん、ご発言いただいたと思いますので、すみませんでした。迫田室長、もしよろしければ、この時点でご回答いただければと思います。

○迫田室長

値差につきましては、今、又吉委員からもご指摘がありました。秋元委員からも、その回収できる範囲についてもご指摘いただいたところでございます。今回の 22 ページでお示しさせていただいているものですが、こちらの國松さんのほうからも、これは4円で売らないんじゃないかという話でしたけど、これは5円の自分の電源を使わずに、4円の市場での電源をむしろ調達をして持ち替える場合ということを想定しているものでございまして、そうした場合に、これが全てその回収ができなくなる、固定費の回収につながらなくなるようなケースもあるといったことございまして。

もちろんこれが、相当程度、スポット価格が安いということになれば、その固定費についても回収できるといったようなケースも十分あるということございまして、固定費の回収ができないようなケースもあるという形でお示しをさせていただいたものでございます。こうした中で、どれぐらいの範囲について、その適用をするかどうかというのが一つの論点というふうに認識をしておりますので、次回以降、改めてご議論を深めいただければなと考えているところでございます。

また、分断の扱いについても國松オブザーバーのほうからもご指摘をいただいたところでございますけれども、こちらはもともとのベースロード市場の趣旨に立ち返った議論をすべきではないかと考えているところでございまして、ヘッジとの関係、また花井オブザーバーからも話がありましたけれども、売り手・買い手ともに価格固定をしていくことが望ましいのではないかとというご指摘もいただいたところでございまして、こうしたもともと市場に求められていた役割、これが実態的にはスポット市場を介すというような実態面の中で出てきているその影響をどういうふうにして緩和していくのかといったことを検討していかなければならないのではないかと認識をしているところでございまして、もともとの制度趣旨に立ち返ったところで、改めてご議論いただきたいなと考えている次第でございます。

事務局からは以上でございます。

○大橋座長

ありがとうございます。今、事務局からもご回答いただいたとおり、あるいは委員、オブザーバーからもいただきましたが、現状、BLの約定価格と、あとスポット価格、これはエリアと基準エリアとありますけれども、その対象関係で買い手と売り手のどちらかが

メリットを受けてしまうような状況、また、基準エリアとそのエリアとのスポットの価格差がどっちに向いているかに応じてまたこれは値差というか、メリットが生じてしまうものが売り手・買い手で生じてしまうという、若干非常に不思議な状況が現状、生じてしまっているということでありまして。今、室長からありましたけれど、基本に立ち返って考えるということ自体は私も重要だと思います。

他方で、事業者の中で、かなり利益に影響を与えているという部分もあるところもありますし、またシステム構築等の問題もご指摘されたんだと思いますので、これは短期長期、中長期に見ながら、ぜひしっかり、事務局には進めていただければなという思いでいますので、次回以降、ぜひ具体的な検討をよろしくお願いいたします。

熱心なご議論をありがとうございます。

### (3) 需給調整市場について

○大橋座長

最後の議題になります。「需給調整市場について」ということで、資料5-1については、東電パワーグリッドの田山部長からご説明をいただきますので、よろしくお願いいたします。

○田山部長

東京電力パワーグリッドですけど、聞こえていますでしょうか。

○大橋座長

はい。

○田山部長

よろしくお願いいたします。田山でございます。本日は電力需給調整力取引所からということで、そこに映っている、需給調整市場における三次調整力①、②の取引状況について、資料に基づいてご説明させていただきます。次をお願いします。

2ページのところで、今日ご紹介させていただく内容として、3番目のポツのところで、昨年度運用を開始した三次②の取引の実績、それから2番目として、4月1日以降、運用を開始しました三次①の直近の取引状況について、それから最後に、先月ですけれども、三次①の運用開始に向けた需給調整市場システムの切替結果について報告させていただきます。

4スライドをお願いします。こちらで早速、昨年度の三次②の取引実績の概要についてご説明させていただきます。2の1つ目と表の一番右のところをご覧くださいまして、昨年は9エリアの合計ということで、実績について落札量については日平均で2,669MW、落札単価については平均2.58円/kW・30分ということで、こちらを掛けあわせて調達費は日平均で約3億3,000万、年間に換算すると1,200億円の取引が実施された結果となりました。

また、リードの2つ目のとおりですけれども、募集量については、日平均で 3,012MWであったのに対して、落札量は日平均で、先ほど申し上げましたとおり、2,669MWとなっております。

リードの3つ目で記載していますけれども、応札量が募集量に満たない日が多く、ということで、こちらは応札量、表のほうで 4,352MWで、募集量 3,012 となっているんですけれども、こちらは十分確保されているように見えるところなんですけど、実際にはこれは日平均ということで注釈を付けておりまして、実際のところは時間帯によって、深夜帯は十分応札量があるんですけれども、昼間帯については応札量が不足しているという状況があったということで、リードのほうで応札量が募集量に満たない日が多いということと、あと連系線の三次②での容量が不足することがあって、調達不足と。電源Ⅱ余力を活用しても調達不足になったということでございます。

次お願いします。シート5ですね。調達価格の推移をこちらで示しています。この三次②の調達価格、左のグラフですけれども、燃料価格の高騰などを背景に今現状、上昇傾向となっております。去年の前半は、1.96 円程度だったのが、後半は 3.54 円にまで平均すると上昇しています。こちらは右のグラフのとおり、スポット市場においてもこの傾向が相関として表れておりまして、燃料価格の高騰等の影響があって、こういう推移になったものと考えております。

次お願いします。こちらは広域調達の効果ということで整理したものでございます。従前は、これはエリアごとにこういう必要なものを対応してきたわけですが、市場の運用開始ということで、広域調達に移行したということでございます。この辺の費用については、先ほど日平均で約3億 3,000 万ということで、実績が出ておりますけど、これはあくまで試算ではございますが、リードに書いてあるとおり、仮に従来のように、当該期間の調達量をエリア内に限定して調達した場合の効果は試算すると、日平均で4億 7,000 万となっております。これを比較すると、30%程度低減効果があると考えております。

次お願いします。こちらは参考なんですけれども、各エリアの三次②の広域調達の状況でございます。参考までに資料でございます。

次お願いします。こちらは、募集量に対する調達の未達の状況を示したものでございます。リードの1つで、下のグラフにあるんですけれども、上の段のグラフは、日々の募集量と、それからシステムで約定した量、それから結果として、ピンクのところですが、追加調達をしてもなお不足した量ということを示しておりまして、リードの1つ目のところで、このピンクのところですが、取引開始以降、断続的にこの調達不足が発生している状況でございます。

一方で、電力需給量については、電源Ⅱ余力などの活用とか、そういうことで対応しておりますが、この傾向、5月ぐらいから電源Ⅱの余力の活用とか、それからその後の連系線余力の配分見直しということで、不足量は若干低減する傾向が見えたところなんですけれども、ずっと見ていくと、夏はちょっと増えて、また減って、冬になって不足量が増加

しているという状況という一例でございました。

この辺は数字で表に示すと、日平均でいうと、右下の表でございますけれども、不足量の平均は 1,633MW ということで、この不足率は平均 7% 程度ということになってはいますが、この不足分については、実際の運用では、実需給段階の余力で対応しているところでございます。

次お願いします。これに対して、年度の途中からですけれども、調達不足の対応状況についてまとめたものでございます。市場ルールの見直しという観点でございますけれども、入札量の増加ということをまず対策として考えていまして、こちらについては、下の図のほうにありますけれども、ブロック時間を見直すということ、それから下げ代不足へ対応するという、それから一番右の、応動時間の見直しといった対応を検討しているところでございます。

こちらはリードの 2 ポツ目にあるとおり、いずれもシステム改修が必要であるということから、真ん中部分の下げ代対策については 2023 年度、それから残りの 2 つについては 2025 年度から適用を開始すべく、改修のほうを計画しているところでございます。

それから、シート 14 までは参考になりますので、シート 15 をお願いいたします。調達不足の対応についてのパート 2 ということで、複数エリアでの共同調達ということで整理したものでございます。こちらは、リードの 1 つ目です、エリアごとに確保している  $\Delta k W$  の募集量については、エリア間の不等時性を考慮して、複数エリアで共同調達するスキームを今月から導入しているところでございます。

今後、リードの 2 つ目ですけれども、この共同調達の実績、まだ始まったばかりでございます、実績を蓄積することで、適宜、対象エリア拡大も含めて、広域機関様と共にこの辺を検討していく予定でございます。なお、一番下に書いてはありますが、この調達不足に向けたルール上の課題解決についても併せて広域機関様と協調的に取り組んでまいりたいと思っております。

それから、恐縮ですけど、シート 16 以降はまた参考になっておりますので、シート 22 まで飛んでいただいて、次の三次①の直近の取引状況についてご説明を申し上げます。こちら先ほど三次②と同じような形式で、1 日から 15 日分でございますが、まとめたものでございます。まず取引自体は 4 月 1 日の受け渡し分を 3 月 22 日に行いまして、その後システム障害等なく取引が継続されている状況でございます。

リードの 2 つ目にあるように、下の欄の募集量と落札量のところを見ていただきますと、募集量については、一送の登録が平均で 1,074MW であったのに対して、落札量が今のところ、日平均で 605MW ということでなっております。

各エリアごとに見ていただいて、一部エリアでは募集量、一番上の段に対して落札量が少なく、今のところ不足が継続して発生して、落札単価については 9 エリアで平均すると 5.88 円という状況となっております。

次お願いします。この募集量に対する調達の状況について、若干分析チックな方向で 1

枚まとめておりますが、こちらはまず三次①については、ゲートクローズ以降の残余需要の予測誤差と電源脱落に対する必要な調整力として確保する量でございますが、今申し上げたとおり、一部エリアで調達不足が継続しているということで、われわれとしてはこのたび電力需給調整取引所としては、応札量の増加に向けて、応札への考え方とか、応札への障壁となっている事象について、取引会員へのアンケートを今、実施している最中でございます。

走りながらでございますけれども、4月9日から4月15日、今回実績をまとめている後半の部分の取引については、関西エリアと九州エリアで募集量の算出方法について若干見直しを行って、調達不足、これは点線のところで不足率というのを書いていますけど、若干改善傾向かなというところでございますが、引き続き注視が必要だと思っております。

次お願いします。すみません、ここは参考なので、次26まで飛んでいただいて、大変駆け足で恐縮でございますが、システム切替の結果について簡単にご紹介させていただきたいと思えます。

こちらについては、切替について、会員の皆さまや、それから広域機関様など、関係者に事前の周知をさせていただいて、先月の15日から16日にかけて、まさに三次①の運用開始に向けた需給調整システムの切替を実施したところでございます。結果については、下に計画と実績ということでもう整理させていただいていますが、計画としては、切替の終了時刻6時ということだったんですが、ちょっとトラブルが生じて遅れまして、その時の作業の判断で翌日の三次②の取引に影響を与えないことを優先して、機能を限定してインストールを実施し、システム運用を7時過ぎに再開したところでございます。

そこで、システム機能を限定してインストールということで対応したことによって、前日市場、三次②の約定処理に必要な一部のデータが正しく移行されなかったことで、三次②の約定結果が全て約定なしとなったということで、いったんなったんですが、こういったことに備えて事前に準備していたコンチプランということで、エクセルでツールを使ってエリア内の約定をさせるということで取引は継続させていただいております。

一方で作業自体、一部除外した機能というのがございましたので、こちらについては、システム停止してご迷惑をお掛けすることなくインストールをしまして、翌3月17日の9時には運用開始が無事できまして、それ以降、三次①ともに市場取引においては不具合の発生は出ていないというところでございます。

最後27スライドのところで、若干、三次②が約定なしになった原因というのはここでちょっとまとめさせていただいていますが、時間の関係上、説明は割愛させていただきます。

それからご説明の最後のスライドということで、シート28をお願いします。システム切替の対応につきましては、来年度についても切替を伴う対応が予定されております。今

回のシステム切替を伴うこの約定処理の対応について、再発防止の検討をしっかりと行っていきたいと思っております。いずれにしましても、市場運営者として、システムの障害時においても市場を停止させないということ、事業を継続することを第一として、コンチプラン、これは現場の運用の習熟、これをしっかりと取り組んでまいりたいと思っております。

そして、来年度についても、来年の3月ぐらいに予定されておりますけれども、システム切替、これは新しい制度対応、ポジアグリとかインボイス制度対応というところがありますけれども、今回のシステム切替で明らかになった課題というのをしっかりとつづけて、必要なシステムの停止時間を引き続き精査してご説明してまいりたいと思っております。

最後になりますけれども、今後も安定的な市場取引および透明性・公平性の高い市場運営を実現するよう今後も努めてまいりますので、どうぞよろしくお願いたします。

長くなりましたけど、私からの説明は以上になります。

○大橋座長

ありがとうございます。

続いて、資料5-2に基づいて、電力広域的運用推進機関、山次部長より簡単にご説明、お話しいただければと思います。

○山次オブザーバー

広域機関の山次でございます。需給調整市場を取り扱う企画部を担当してございます。

本日、「三次調整力①募集量の誤算定について」という件名で資料5-2を付けさせていただきます。本件は広域機関による誤算定を行ってしまったというものでございまして、まずおわびを申し上げます。こちらの詳細につきましては、4月12日に広域機関の調整力等委員会、4月21日に監視等委員会の制度設計専門会合においてご報告させていただきましたこととございまして、本日は簡単にとり扱いをさせていただきます。

まず最初に、私どもとして今回こうした誤算定を招いてしまったということをお大変申し訳なく思っております。また今回、多大なご迷惑をお掛けいたしました関係者の方々に心からおわび申し上げます。当然ではございますけれども、今回の件を重く受け止めておまして、問題の分析、再発防止策の検討をしっかりと進めてまいりたいと思っております。以後このようなことがないように取り組んでまいりたいと思っております。今回大変に申し訳ございませんでした。

部分的に、簡単にこういったところといったようなところをご説明させていただきます。今、表示いただいております右肩2ページに関しましては、今回行った範囲ということでございまして、こちらを少し簡単にご説明いたしますと、今回は、ここにも書いてございますBG需要計画というところの集約法について、こちらで誤算定を行ってしまったというものでございました。こちらは関西エリアで見つかったものでございますけれども、他のエリアにおいても確認をいたしまして、中国・九州にて少し方向性は違うんですけれども、同じようなことが、四国エリアにおいては内容は違うんですけれども、四国・九州で

起きたのと同じようなことが見つかったものでございました。

また類似の事象は、BG計画は電源I公募でも使っていたんですけど、こちらに関しましては、途中の計算過程では数字の違いというようなところはあったんですけども、最終的な結果にはなかったというところでもございました。このような形で、今回ご報告をするものでございます。

一番最後、今後の対応についてというところで書いているんですけども、先ほど申し上げましたように、それぞれ再発防止に取り組んでまいりたいと思っております。また一点、12日以降、または19日以降に関しましては、こちらの募集量に関しては対応が終わっておりまして、本来の募集量において募集が行われていることを確認してございます。

今回大変申し訳ございませんでした。広域機関から以上でございます。

○大橋座長

ありがとうございます。以上2件は、報告事項ということでもありますけれども、ただ今の報告について、もしご発言等をご希望される方はチャット欄でコメントをいただければと思います。

それでは松村委員、お願いします。

○松村委員

松村です。聞こえますか。

○大橋座長

はい。

○松村委員

すみません、報告事項なのに発言して申し訳ありません。

まず資料5-1のスライド5ですが、私には理解不能です。ΔkWの価格が、燃料価格の高騰を背景に上昇傾向という理屈が分かりません。増加しているというのは事実だから、なんですけど。まず他の条件は一定として、市場価格が高騰するとΔkWの価格が上がるという理屈は分かります。でも、仮に他の条件を一定として、つまり卸市場価格が変わらないのに燃料価格だけが上がったということがもしあったとすれば、これは、本来はΔkWの価格は下がる方向に理屈としては行くはずですよ。

実際には、燃料価格は上がって、卸市場価格も上がるんで、その見合うだけ上がっているならキャンセルされるはず。で、このようなことが起こるとするのは、燃料価格が上昇した以上に卸市場価格が上がるということがあれば、起こることだと思えます。もしそういうことが起こっているわけではないということだとすれば、この現象はなぜなのかというのは、この説明は私は正しくないと思えますので、もっと別の原因があるはずですよ。ちゃんと考える必要があるし。

いずれにせよ、理屈に合わない、こんな変な説明というのを安直になされても困るので、次回以降、報告するときにはもう少し考えて資料を作成していただければと思えました。

より重要な問題は三次調整力①なんですけど、別の委員会でも同じことをずっと繰り返し

て申し訳ないんですけど、三次調整力①の未達というのは、三次調整力②の未達というのと意味が全然違います。もっとはるかに深刻です。これは、スポットの市場よりも前に調達するというをしているわけで、それは何で前に調達したのかというと、スポットの後だったりすると、スポットに取られちゃって、調整量が足りなくなるなんていう事態になったら大変だからというので、前に絶対やらなきゃいけないということでこういう制度設計になったんだと思います。

ところが、実際ふたを開けてみたら、1週間も前では不確実性が大き過ぎるので出せませんなんていう、制度設計の当初には全く聞いてもないようなことというのが当たり前のように出てきて、それでこんな未達になっているということだとすると、もう早急にその市場性というのを、市場設計というのを、つくったばかりなのに、おかしなことを言っているようですが、早急に改革しなきゃいけない、やり直さなきゃいけないというようなことだってあり得るような、すごい大ごとだと思います。

ただこれは始まったばかりということなので、事業者も慣れていないという可能性があり、またすぐに対応できるようなことで改善できるというような可能性も十分あるので、これだけ見て大騒ぎするというのは良くないというのは十分分かってはいるんですが、これは相当に深刻な事態だということを経験者が共有して、もし本当にしばらくたっても改善しないということであれば、そもそも市場全体の構造というのをもう一回再構築し直して、極端なことを言えば、スポットと同時に開示をし、割り振るといようなシステムに変えていかなければいけないんじゃないかというようなことまで含めて、早急に考え始めなければいけないのではないかと思います。

今後の動きというのを、さらに注視していただければというつもりで発言しました。以上です。

○大橋座長

ありがとうございます。その他の委員、オブザーバーでご意見、ご質問があれば、時間は限られていますけれども、お願いできればと思います。よろしいですか。ありがとうございます。

田山部長にご質問だったら、現時点でもしお答えできるのであればお願いできればと思いますが、いかがでしょうか。

○田山部長

東電パワーグリッド、田山でございます。今、松村委員のほうから2点コメントをいただいたということと聞いています。

1つは、シート5の調達価格の推移のところの表現ということだと思っています。こちらについては、われわれのほうで「考えられる」ということで推察ということを書かせていただいていますけれども、こちらについては、第71回の制度設計専門会合の資料も参考にさせていただいて、燃料価格とスポット価格に同じような傾向があるということを示されているというようなご説明があった資料がありまして、併せてこれを見ると、 $\Delta k$

Wの単価とスポット市場のシステムプライスについても相関性が高いということが確認できたことから、このような整理をさせていただきましたが、ご指摘のようなご意見もあるかと思っておりますので、この辺については今後はよく内容をさらに確認して、説明のほうをしっかりとまいりたいと思っております。

それから、三次①の調達不足の状況でございます。こちらは、松村委員からコメントがあったとおり、これは需給の安定運用をしっかりとやる上でも、不足しているということは決していいことではないと思っております。

まだ今、委員からもフォローのコメントもいただいたように、まずは2週間しかたっていないという状況のところではございますということで、もう少し状況を注視する必要はあるかと思っておりますが、アンケートを実施した中では、先ほどのご指摘のとおり、中間段階で、下手すれば、前週の火曜日に当該市場の土曜日から金曜日まで取引するというところで、先々のところまで見るので、会員さんの意見としては、実需給までちょっと時間があるということで、その間の基礎変動リスクとか、そういうことも含めると、需給逼迫や価格の高騰、そういったことを心配して、そういうことを考慮するというような意識がどうしてもあるというような意見をいただいているところでございますが。

まさに私どもとしましては、不足というのは何としても解消したいということで、応札量増加につながるよう引き続き取引会員の皆さまとコミュニケーションを図って、課題の把握をまずしっかりと、併せてその把握をもった結果を基に、国や広域機関様にも相談して、いいアイデア、あるいは課題解決への道筋を探っていければと思っております。

以上です。

### 3. 閉会

#### ○大橋座長

ありがとうございます。もし全体を通じてご意見があればいただければと思いますが、委員、オブザーバー、大丈夫でしょうか。ありがとうございます。

それでは、議題のほうは全て終了いたしました。もし事務局から何か連絡事項等があればいただければと思いますが、いかがでしょうか。

#### ○迫田室長

特段ございません。

#### ○大橋座長

ありがとうございます。

それでは、本日、ご意見が特段ないようでしたら、これにて制度検討作業部会のほうを閉会といたしたいと思っております。大変お時間、3時間近いお時間になってしましまして、誠に申し訳ございませんでした。闊達なご議論をしていただいたことを感謝申し上げます。

お疲れさまでした。