

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73回制度検討作業部会

日時 令和4年12月21日（水）12：00～15：10

場所 オンライン開催

1. 開会

○事務局

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73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、お昼からご多忙のところご出席いただきありがとうございます。なお、安藤委員におかれましては12時15分ごろからのご参加、武田委員におかれましては13時30分ごろまでのご参加、秋元委員におかれましては14時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、本日は議事に鑑み、電力広域的運営推進機関から岡田マネージャーにご参加いただいております。

本日も前回に引き続いてウェブ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します。

○大橋座長

はい、皆さん、こんにちは。本日、お昼からの開催となってしまったにもかかわらずご参加いただきましてありがとうございます。本日も議事盛りだくさんでございます。資料1、六つの議題ございますので、順に効率良くやっていければと思っておりますので、どうぞよろしく願いいたします。

2. 説明・自由討議

(1) ベースロード市場について

○大橋座長

それでは、早速ですけれども、お手元の議事次第の議題1、ベースロード市場についてということで、資料3、ご用意していただいておりますので、まず事務局からご説明いただいた後、皆さんと討議できればと思いますのでよろしく願いいたします。

○事務局

はい、それでは資料3に基づきまして、ベースロード市場についてご説明させていただきます。

1ページ、お願いします。

前回からベースロード市場の役割、商品の在り方について議論を開始したところがございます。本日ですけれども、第3回のオークションの結果が出ておりますので、こちらをご報告させていただくとともに、長期相対契約の状況、こちらについてヒアリングを行っております。

そのヒアリングの結果をご報告させていただいた上で、長期取引の必要性や、その在り方についてご議論いただきたいと思いますと考えております。

3ページ、お願いします。

第3回オークションの結果でございます。第3回の約定量ですが、10.6億kWhということで、昨年の第3回に比べますと約2割程度ということになってございます。

年間を通じた約定量ですけれども、91.8億kWhということで過去最大の約定量でございます。

4ページ、お願いします。

入札量と約定率でございます。売り入札ですけれども、左のグラフをご覧ください。2回目と3回目、比較をしますと横ばいということになっておりますけれども、この横ばいとなっている理由でございますが、第1回、第2回で約定しているところ、一方で、大規模発電事業者以外からも売り入札が増加をしているということでございます。

また、買入札の量でございますけれども、こちらは第2回のオークションから減少しておりますけれども、こちらは第1回、第2回において一定程度の約定がございましたので減少しているということでもあります。

5ページ、お願いします。

約定価格でございます。北海道、東日本は約30円程度ということですが、西日本は23.5円ということになってございます。昨年と比較しますと北海道は1.9倍、東日本は2.3倍、西日本は2.2倍ということになってございます。

それでは、7ページ、お願いします。

前回の作業検討部会では、ベースロード市場の役割であるとか、市場そのものの意味を改めて考慮して議論を進めるべきだというご意見をいただきました。

また、1年以上の相対契約、実際どのように行われているのかといったことを確認した上で、長期商品の在り方について検討するべきだというご意見をいただいたところでありまして、アンケート調査を実施いたしました。そちらの結果が10ページでございます。

旧一般電気事業者各社に対しまして、新電力と1年を超える長期相対契約を契約しているのかといったことについて確認をさせていただきました。その結果、1年を超える長期契約を契約しているのは6社ということになってございました。また、複数の新電力と契約していたのは2社でございました。

10 ページ、下のグラフをご覧ください。契約期間ですけれども、10 年を超える契約を結んでいる会社もございますし、2 年～5 年程度で契約をしている会社もございました。一方で、5 年～10 年未満というのは1 社も存在をしていない状況でございます。

また、契約内容でございますけれども、右の箱をご覧ください。需給内容ですけれども、24 時間をベースにしているものもありますし、買い手が指定をしている需給パターンであるとか、需給価格に合わせた受け渡しを実施するものもございました。

また、燃料費調整については、全てありということになっておりますけれども、通告変更権については、あるものと、ないものということで分かれているところでございました。

11 ページをお願いします。

今回のアンケートの際に、長期相対契約を締結する際に懸念となる、考慮する事項といったものについても併せて確認をしたところ、売り手側については、長期受け渡し分の供給力を安定的に確保できるのかといったこと、例えば、計画外のトラブルがあるのかといったことであるとか、燃料価格、市況のリスク、こういったものを考慮しているという声があった一方、また、買い手側の方については、その長期契約が可能であるのかどうかということで、過去の実績であるとか、与信の状況であるとか、こういったことを考慮するというご意見があったところでございました。

実際に、長期契約のニーズですけれども、新電力の方から問い合わせがあるということではありますけれども、具体的な条件の相談であるとか交渉までは至っていないというケースが多いところでございます。

13 ページ、お願いします。

ただ今ご説明させていただきましたアンケート結果を踏まえまして、長期商品の在り方ということでございますけれども、現時点において長期の相対契約は活性をしていないという状況でございますけれども、安定供給や電源投資、こういった観点、また、小売りでも経営の安定化といった観点では、こうした長期の契約といったことを促進していくことが必要ではないかと考えられるところでもありますけれども、こうした中で、ベースロード市場が果たす役割といったものについてどう考えるかということでございます。

また、ベースロード市場で、こうした長期の契約ができる商品を提供するといった場合ですけれども、契約期間の在り方をどう考えるのかということ、そして、その際に、燃料費の変動リスク、こういったものに対してどういった対応の枠組みが考えられるのかという論点がございます。

また、この市場以外の方法としての相対契約を取る場合でございますけれども、こうした相対契約を増やしていくという観点からも、ベースロード市場におけるインセンティブをどう考えていくのか。現在、相対契約の分というのを考慮するということになっておりますけれども、そちらの扱いについても検討していくことが必要ではないかと考えているところでございます。

当方からの説明は以上でございます。ご審議のほど、よろしく申し上げます。

○大橋座長

はい、ありがとうございました。それでは、ただ今のご説明について、ぜひご意見、あるいはご質問等いただければと思います。チャット欄に記載いただければ、私の方から指名をさせていただきます。

委員のご発言をいただいた後、オブザーバーにご発言いただく形にはさせていただきますが、本日ちょっと時間も、議題盛りだくさんですので、ぜひもう最初にオブザーバーの方も手を挙げていただければ、その順で発言、指名させていただきますと思います。それではよろしく願いいたします。

いかがでしょうか。それでは、小宮山委員、お願いいたします。

○小宮山委員

小宮山でございます。ご説明、誠にありがとうございました。今回、長期相対契約の契約状況のアンケートの結果を詳しくご紹介いただきましてありがとうございます。

今回のアンケート結果を拝見いたしまして、事業者ごとにさまざまなニーズが存在していると理解いたしました。また、前回の資料も踏まえますと、長期契約から短期契約までさまざまな商品の導入が可能性としては考えられるかとは思いますが、ベースロード市場の役割に関しましては、やはり発電側のニーズ、また小売り側のニーズを踏まえまして、全体としてのニーズが特にどこにあるのかを見定めた上で、標準的な商品の提供を検討することがベースロード市場では大変大事ではないかと思っております。

また、基本的には、資料にもご記載のとおり、市場環境に適応する形で、事業者ごとのニーズに応じて、市場での相対取引の活性化が望ましい方向性かと思っておりますので、例えばご提案いただいたとおり、長期の相対契約量を別途ベースロード市場供出量から控除するなど、長期取引を活性化させるインセンティブ付与も一案として、望ましい市場の姿の実現に向けて取り組みやすいところから取り組む視点が重要ではないかと思っております。

以上でございます。

○大橋座長

はい、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

はい、松村です。聞こえますか。

○大橋座長

はい、聞こえます。

○松村委員

発言します。東の取引量は、やはり低調だったということ。この落札された札を出したところがどこなのかの情報がここでは分からないので何とも言えないのですが、これは本当に旧一般電気事業者の札だったかすら分からない状況。だから発言は難しい。しかしこの結果から推測するに、やはりまた石炭価格変動リスクをものすごく高く織り込んで入札

した事業者が東に多かったのではないかと推測しています。

もしそうだとすれば、今、監視等委員会で進んでいる議論は、更に加速しなければいけない。来年度の入札でも同じ状況を繰り返すなどということは、もう絶対に許されないと、思います。すぐにできる改革を加速して議論をしていかなければいけない。それを監視等委員会で議論するのか、このエネ庁で議論するのかは別として、恐らく共同してやっていくということだと思いますが、議論を加速していただきたい。

スライド5を見ていただきたい。スライド5で、東日本の約定価格は、先物価格よりもちょっと高い程度と見えて、まあ合理的かと見えるのかもしれない。しかしこれは約定価格。ほとんど約定しなかったということは、売りで入れた札は、これよりもはるかに高い価格だったということが推定されるわけです。こういう異常な事態が起こっている。もし、内外無差別が本当に貫徹していたとして、エリアプライスよりも、先物価格よりもはるかに高い価格でしかつけられない、そんなコストベースの価格を出しているということは、そのような事業者は、もし本当に内外無差別だったとしたら、ほぼ破綻状態になっているはずだと思います。

つまり、全く競争力のないベースロード電源ばかり抱えていることになる。本当にそうなのですかということ、内外無差別の観点からも精査されるべきことだと思います。このような事態、約定価格が31円で、先物価格と近いとの誤認をしないように。大半の札は、これよりもはるかに高かったことは、私たちはちゃんと認識した上で議論しなければいけないと思います。

西は逆のことが言えるわけで、約定価格はこの価格ですけれど、約定量がそれなりにあるということは、それよりも低い価格が売れたというところがあるという可能性もそれなりにあるということなので、その点、西については、ある程度機能しているということがここからも十分伺えると思います。

今年1年分の、まだ任意の4回目が残っているのに、こんなことを言うのはおかしいかもしれませんが、今年1年間のパフォーマンスということを見ると、東に問題がかなり集中しているということは、私たちは認識しなければいけないと思います。

次に、長期の相対契約について調べていただいたこと、とても感謝します。多くのイメージがつかめるようになったのではないかと思います。例えば、スライド9ですが、これが不当だと思わないのですけれど、私、間違っただバージョンを見えていますかね、A社、B社、C社、D社って出てきているところです。すみません、古いバージョンを見たいです。

これでやはり会社名を出すのは難しいのですね。経営情報だからというのは十分分かるのですが、一方で、長期相対契約を外にも開放していて、しかも、複数社ある会社もあるとすると、それ自身、内では長期契約があり、外では長期契約がないというのは、明らかに内外無差別というようなことにはなっていないことは推計できるわけですが、逆にこういうところに積極的に取り組んでいると評価できるかもしれない。内外無差別の条件にひ

よっとして近づいているかもしれないということを推察することができるわけです。でも、A社、B社、C社ってなっている限り、私たちは、もうこのエリアはかなり進んでいるという認識を持つことができない。いろんな事情があるというのは分かりますが、これって本当に出さないのが旧一電にとっても有利なのかは少し考えていただいて、それは出しても構わないということが今後出てくれば、ぜひ積極的に、自社はこんなふうに積極的に取り組んでいるということが出てくることは有用だと思いました。

次に、長期相対契約については、既に詳しく調べていただいているし、詳しく書いていただいているので、今の調べ方に問題があるということではないのですが、契約条項だとかというのを詳しく見ていただければと思います。例えば、転売条項がどうなっているのか。長期の契約で転売規制が入っていたら買い手がなかなか買えない。よっぽど限定的なところでないと買えないことがかなりの程度明らかで、長期のニーズがないというのは、そういう規制をかけているからではないのかという判断もあり得る。特に、転売規制にもかなり気を付けて見ていただきたい。

それから、守秘義務。契約条項というのはむやみに外に漏らさない、それは当然だと思いますが、例えば、監視等委員会やエネ庁に相談することまで規制するような秘密保持条項というのが、もし入っていたとすると、長期に契約を結んで、実際には相当ひどい状況だったということが後から分かったのに、役所にも相談にも行けないなどというような厳しい条項が入っていれば、長期契約なんて恐ろしくて結べないに決まっている。そのような点についても注意を払っていただければと思います。

いずれにせよ、長期取引というのを何らかの形で促進したいというのは、昨日の基本政策小委でも出てきた視点だったと思いますが、長期契約を促していくというようなことをもし考えるのであれば、そのような細かな条項というのについても十分目を付けていただければと思います。

以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

続いて、新川オブザーバー、お願いします。

○新川オブザーバー

はい、新川でございます。ありがとうございます。

一定割合の長期契約をポートフォリオに含めるということは、発電事業者、小売電気事業者双方にとってのリスクヘッジという観点から望ましいと考えております。ベースロード市場だけではなく、相対契約も含めた広い視点で長期契約の活性化に向けたご議論をいただければ幸いと考えております。

また、電力・ガス取引監視等委員会では、燃料費の価格変動リスクについては、直ちに取り組むべき課題と考えておまして、先ほど、松村委員からもご発言ございましたが、引き続きご議論いただければと思っております。よろしくお願いたします。

○大橋座長

はい、続いて、小林オブザーバー、お願いします。

○小林オブザーバー

はい、ご指名ありがとうございます。出光の小林でございます。

既に、松村委員からもお話しいただきましたので、ポイントのみをお話しさせていただきたいと思っておりますけれども、全く松村委員のお話と同意でございます、さまざまな問題があるのは事実だと思っております。ただ、小売電気事業者という立場からすれば、やはりこうしたアクセスの良い市場というのは、当面は残していく必要があるかなと、本日は、この市場の存在価値、または存在意義を含めて議論をしてほしいということだったので、そのようにお話をさせていただきたいと思っております。

それと、やはり売り入札の方の価格の部分のところもありますので、やはり燃調付きということが一つのポイントになるのかなということと、もう一つは、やはり1年超の商品というものを用意していただくと大変ありがたいのかなということでございます。

以上でございます。

○大橋座長

はい、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。

○小鶴オブザーバー

はい、エネットの小鶴でございます。ご説明ありがとうございます。新電力にとって、供給力の確保が厳しい状態が続く中、短期間で長期相対契約の契約条件について調査し、その結果をお示しいただきましてありがとうございます。大変興味深く拝見させていただきました。

今回、10 ページに長期相対契約の状況をお示しいただきましたが、ここでは旧一般電気事業者と新電力の長期相対契約の状況が示されております。B L市場は、大規模発電事業者と新電力のB L電源のアクセス環境のイコルフットィングを図り、さらなる小売り競争活性化を図る仕組みとして創設されたと認識しておりますが、われわれ新電力にとりましては、旧一般電気事業者様のグループ内小売りとわれわれ新電力との間で長期契約への量と、それから価格の両面でのアクセス条件がイコールであるということが極めて重要であると考えております。

そもそも、この目的が十分に達成されているかがまだ不透明な状況において、今回のような長期商品の議論のみをするのではなくて、まずは、旧一電様と、そのグループ内小売りとの長期相対契約の状況についても十分な調査をしていただいて、その価格、量、それからメニューの多様性とか、そういったものも含めて、グループ内小売りと新電力がイコルフットィングになっているかどうかを検証していただければと考えております。

その意味では、今回、調査いただいた新電力の中には、旧一般電気事業者様が出資する新電力も含まれているのではないかと推察いたしました。旧一般電気事業者系の新電力と、

それ以外の新電力で、長期相対契約へのアクセス条件が異なっていないかといった視点での検証も必要ではないかと思いました。

私からは以上となります。

○大橋座長

はい、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

はい、ありがとうございます。関西電力の小川でございます。

私からは、最後の長期商品の在り方についてという論点につきまして、発電事業者の立場で発言をさせていただきます。

長期契約の場合、やはり燃料の市況の話もありますし、それから、電源の計画停止時の扱いなどフォース・マジュールみたいなことも含めて、売り手、買い手双方がリスクを契約に落とし込んで、お互いに合意するということが、この1年の契約に比べてより重要になると思っています。

ですので、長期の取引については、やはりベースロード市場で一定の商品を設計するというよりも、やはり相対契約によってそれぞれ事業者のニーズに応じた契約内容にしていく、上限設定をしていく方が、結果として売り手、買い手双方にとって対話はしやすく、結果として長期取引の活性化につながるんじゃないかと考えています。

今後、売り手、買い手事業者において、やはりそれが、それぞれさまざまニーズを持っていると思いますけれども、長期の相対契約が成立するように、さまざま創意工夫を進めていく必要がある段階であると思っています。

なお、13 ページの5ポツ目のところに、長期の相対契約量について、別途ベースロード市場の制度的な供給量から控除するというふうに記載いただいておりますが、こういう形を取っていただきますと、やはりこれは長期契約をやっているという発電事業者の創意工夫を促進するインセンティブになり得ると思います。

以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

他にご発言ございませんでしょうか。それでは、花井オブザーバーお願いします。

○花井オブザーバー

はい、中部電力の花井でございます。ありがとうございます。

私も長期商品の在り方についてコメントしたいと思います。

今回、長期相対契約の契約状況について、アンケートを実施していただき、その結果から、買い手側の要望に合わせてさまざまな条件での長期相対契約の実績があるということをお示しいただいております。本市場で長期商品を扱う場合は、商品の定型化が必要と考えますので、買い手側に各種各様の要望があると想定されるのであれば、売買条件の柔軟

性や、創意工夫の観点からも、相対契約の活用がより実態と、売り手、買い手の双方のニーズに即しているのではないかと考えられます。

また、前日も発言しましたが、供出量が限られている中で複数商品化を行いますと、入札量が分散して、結果として約定量が減少してしまうという懸念もあります。

今、申しあげました課題はありますが、燃料の安定調達による安定供給や電源投資の観点から、相対取引と他の取引制度との関係性を踏まえた上で、中長期的な視点から商品ラインナップを含めた中でベースロードのあるべき姿を慎重に議論していく必要があると考えてございますので、ぜひよろしく願いいたします。

以上です。

○大橋座長

はい、さまざまご意見ありがとうございました。事務局の方から、もしコメント等ありましたらいただけますでしょうか。

○事務局

はい、本日もさまざまな貴重なご意見ありがとうございました。

長期の契約につきましては、小宮山委員からもご指摘がありましたように、さまざまなニーズがあるということが今回確認をされたところでございまして、こちらにつきましても、小川オブザーバー、花井オブザーバーからも先ほどご意見あったところでございます。今回のベースロードの在り方を考える中でも、単にベースロードだけではなくて、まさに相対契約の在り方も含めて検討するという必要があるかなと考えているところでございまして、昨日の基本政策小委員会においても、こうした議論を進めていくということもございましたので、相対契約の在り方も含めて、もう少し幅広く捉えていきたいと考えているところでございます。

今回、また、アンケートを取らせていただきましたのは旧一般電気事業者ということですけれども、小売りサイドのニーズも今後アンケートを取っていききたいと考えているところでございます。

また、松村委員からもご指摘があった価格の面につきましては、新川オブザーバーからもございましたように、監視委員会とも連動していきながら、このベースロードの中でどういった対応ができるのかといったことも連携しながら議論を深めてまいりたいと思っております。

以上でございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

本日、第3回のオークションの結果の紹介と、あとベースロード市場のところの長期相対の議論をさせていただきました。

思えば、通信市場と類似するところがあって、接続約款と自由な卸取引との関係の議論をしているような感が結構あるなと思って伺っていたところですが、そうした他産業の事

例も参考になるかもしれないと思って伺った次第です。

いずれにしても、事務局におかれては、本日の意見を踏まえて、さらなるご検討を進めていただければと思いますので、どうぞよろしくお願いいたします。

(2) 需給調整市場について

○大橋座長

それでは、続いて議題の2、需給調整市場についてということで、資料の4、まずご説明いただければと思います。

○事務局

はい、資料の4に基づきまして、需給調整市場についてご説明をさせていただきます。

1 ページをお願いします。

本日でございますけれども、現在、取引が開始されております三次①、②につきまして、現在の取引の状況についてご説明をさせていただいた上で、その課題についてご議論いただければと考えております。さらに、この三次①、②を越えて、24年度以降には、一次調整力以降、商品のラインナップがそろって、調整力の全体の効率的な調達の在り方であるとか、こういったところについても検討する必要があるかと思っております。

本日は、また加えまして、ノンファーム電源の扱いについてもご議論いただきたいと考えております。

それでは、7ページをお願いします。

まず、一つ目の効率的な調整力の調達についてということでございまして、三次調整力①でございますが、市場としての競争性であるとか、調整力の調達不足が課題ということになってございます。一方で、三次調整力②でございますけれども、現在、調達費用が高騰しているということもございまして、電力・ガス監視委員会が価格の分析を行って、需給調整市場ガイドラインの改定について建議が行われているという状況でございます。

現在、需給調整市場では、複数エリアにおける共同調達であるとか、三次調整力②の時間前市場への供出であるとか、分散型リソース、こういった活用の検討を進めているということではございますけれども、24年度に一次以降の商品、全てそろってくるということもございますので、そうした中で調整力の調達、運用が効率的になっているかといったことについて検証が必要であると考えているところでございます。

本日は、そのような観点から三つのテーマについて議論いただきたいと思っております。一つ目が三次①の応札量の増加に向けた取り組み、二つ目が需給調整市場ガイドラインの改定、三つ目ですけれども、調整力の効率的な調達ということでございます。

8ページをお願いします。

現在の三次調整力①の取引の状況でございますけれども、応札量が不十分である状況が継続をしているということでございます。

8 ページ下のグラフをご覧ください。調整力の単価ですけれども、調達率が低いような月については単価も上がっているといったような現象も確認をされるところでございます。

11 ページお願いします。

三次調整力①の応札量が不足をしているということにつきまして、広域、関東ともにヒアリング調査を実施いたしました。その結果ですけれども、12 ページをご覧ください。

ヒアリングの結果、三次調整力①が週間調達になっているということで、不確実性があるということで、そのリスクを織り込んで応札量を算定をしているということが確認をされました。具体的には、バランス停止機の影響であるとか、再エネの下振れであるとか、電源脱落リスク、需要の上振れといったようなものを考慮するといったようなことがございました。

また、三次調整力①以外の取引、具体的にはスポットであるとか、三次②、こういったものを事前に考慮して応札をしているということも確認をされたところでございます。

さらに、三次調整力①でございますけれども、三次調整力②と価格比率が同じだということがございまして、そうした観点からは、三次①に応札するインセンティブが低いというふうにご回答いただく事業者さんもございました。

13 ページお願いします。

こうしたリスクですけれども、複数のリスクを織り込んでいる事業者さんというものも存在をしていたところですが、リスクの織り込みが少ない事業者さんも一方でいたるところでございまして、こうした事業者に追従するということができるようになれば、応札量が増加すると考えられるところでございます。

また、価格比率であるとか、ガイドラインの解釈の違いということもございまして、そうしたものの自体が解消されることになりましたら応札量が増加する可能性もあると考えているところでございまして、こうした事業者間の差の解消ということが重要なのではないかと考えてございます。

14 ページをお願いします。

14 ページにつきましては、今申し上げましたような考え方であるとか、そういったものが解消されたとしても、やはり週間調達であるという面を考えると、不確実性が根本的に解消されるわけではないということでございまして、現在、こちらの三次調整力①、1 週間前に調達をするということになっているところではありますけれども、このスケジュールを変更するという考えもあるのではないかと考えてございます。

広域機関の需給調整市場検討小委員会におきましても、この点、論点として提起をされておりまして、前々日に三次調整力①を実施するという案が示されているところでございます。ただ、こちら、先ほど申し上げましたように、依然として、前々日であったとしてもスポットより前だということもございまして、根本的な解決にはなりにくいのかなということでありまして、スポットよりも後に三次調整力①を実施するということも含めて議論をしていきたいと考えているところでございます。

一方で、現在、24年度に向けましてシステム改修を行っているところでございまして、こうしたスケジュール変更を行う場合ですけれども、システム改修が必要になるということもございまして、実装までの期間といったことについても考慮する必要があるということでもあります。

15 ページをお願いします。

三次調整力②の取引状況でございます。現在、複数の気象モデルの活用であるとか、必要量の削減といった取り組みを進めているところでございますし、また、22年度からエリア間の共同調達であるとか、さらなる募集量の低減の取り組みを行っているということでございます。足元、一方で、燃料価格の高騰で調達単価が全国的に上昇をしているという状況でございます。

16 ページ、お願いします。

そうした中、今回、8月の最高約定価格が345円程度になるということで、過去最高になったということもありまして、電力・ガス監視委員会において報告徴収を行って、分析が行われました。

その結果ですけれども、機会費用と逸失利益の計上といったものが事業者ごとに解釈が異なるということが明らかになったところでございます。

また、電源の起動並列の際に、持ち下げ分も需給調整市場に入札をしているというような事業者も確認をされたところであります。

また、三次②に応札をして約定したものの、その実需給に起動していないユニットが存在するということが判明したところであります。

こうしたことを踏まえまして、17ページでありますけれども、監視委員会において議論が行われまして、需給調整市場ガイドラインの改定について建議が行われたところであります。こちらの建議された内容でございますけれども、電源側の費用を必要な範囲で回収しながら適正化を図るものであるということで、より合理的な入札行動に資すると考えられますので、建議のとおり、需給調整市場ガイドラインを改定するというふうにできればと考えております。

19 ページ、お願いします。

以上、現時点での三次調整力①、②の状況についてご説明をさせていただきましたけれども、こうした課題については、三次調整力①、②に固有の問題ではないと考えられるところでございまして、24年度に商品のラインナップがそろそろ前に、調整力の調達が効率的になっているかどうかといったことについて検討する必要があるということもございまして、広域機関や監視委員会とともに連携をしながら検討をしていきたいと考えているところでございます。具体的には、年明け以降に論点であるとか検討主体、こちらを整理をさせた上で論点提示をさせていただければと思います。

続きまして、25 ページ、お願いします。

ノンファーム電源の扱いでございます。ノンファームにつきましては、基幹系統につい

て 21 年 1 月から接続の受け付けを開始しておりまして、ローカル系統につきましても 23 年 4 月 1 日から受け付けの開始を予定をしているところでございます。こちらにつきまして、26 年度までは混雑はほぼ発生しないと広域系統整備委員会で議論をされておきまして、需給調達市場へ参加できるというふうに整理をされていたところでありましたけれども、系統ワーキンググループにおいて、26 年度までに基幹系統における混雑が発生する可能性が示されたところでございます。この点につきまして、広域機関の需給調整市場検討小委員会においても議論が行われたところでありまして、こちらの議論を紹介するとともに、需給調整市場におけるノンファームの扱いについて本日はご議論いただきたいと考えております。

27 ページ、お願いします。

現在の 26 年度の混雑の状況でございますけれども、こちら、東京エリア 2 カ所で発生するというふうに見込まれておりますけれども、その時間は 0.14%と 2.17%ということで極めて限定的と考えられているところであります。

また、27 年度ですけれど、28 ページでございますが、基幹系統、ローカル系統で各 100 カ所以上ということになっております。

29 ページですけれども、広域系統整備委員会におきましては、配電系統に接続される電源が要因で、北海道エリアで混雑が発生する見込みということが示されたところでございまして、こうした状況を踏まえて、広域機関の需給検討小委においても議論が行われたということでございます。

30 ページをご覧ください。

その際、系統に混雑が発生をした時に、需給調整市場において検討しなければならない課題、三つございまして、混雑を処理した時の ΔkW をどう確保するのかということ、また、需給調整用の ΔkW の確保をどうするのか、また、その時の費用負担の在り方をどうするのかということ、そして、そもそもノンファーム電源の需給調整市場への参加をどうするのかということでございます。

33 ページ、お願いします。

広域機関の需給調整小委員会におきまして分析をした結果でございますけれども、まず一つ目の課題①ですけれども、混雑処理用の ΔkW の必要量は少量であるということでございまして、非混雑系統内での余力で対応が可能であるということとされたところであります。

また、需給調整用の ΔkW につきましても、非混雑系統内での余力で十分に対応が可能であるというふうに議論されたところであります。

以上を踏まえまして、34 ページでございますけれども、26 年度までにつきましては、ノンファーム電源の需給調整市場の参加については問題がないということでありますけれども、27 年度以降については、別途検討が必要であると考えているところであります。

一方、残る課題でございますけれども、需給調整用の ΔkW をどう確保するのかという

ことをごさいますして、36 ページでございませけれども、こちらの需給調整用のΔkWは誰が調達をし、そして誰が費用負担をするのかという論点でございませ。こちらにつきましでは、事業者が調達をしてくる、また、一般送配電事業者が調達をしてくるというところ、バリエーションとして三つ案が示されているところでありませ。

37 ページをご覧ください。この3案につきましでは、まず一つ目の案ですけれども、需給調整用のΔkWの調達自体は事業者が行い、そして、その費用負担も事業者が行うという案でございませけれども、こちらにつきましでは、事業者が自ら費用負担をするということになりますので、立地誘導のインセンティブがあると考えられませけれども、確実にΔkWを確保できるのかという点について懸念があるものでございませ。

案2につきましでは、責任主体は事業者であることには変わりがないんですけれども、ΔkWの確保を確実にするという観点で、一般送配電事業者ということになっている案でございませ。この点につきましでは、一般送配電事業者と事業者の間での費用精算といったものについて整理が必要になると考えられるところではございませ。

また、案3ですけれども、こちらはΔkWの確保を一般送配電事業者が行って、一般負担で費用負担を行うということではございませして、この点につきましでは、国民負担が増加するということになりますし、また、立地誘導のインセンティブが事業者の方にもないということ、これを考慮する必要があるということではございませして、今、案の三つをお示しをさせていただきますけれども、これに多少のバリエーションはあるかと思っておりますので、こちらにつきましても、本日いただいたご意見を踏まえた上で、改めて整理をして提示をさせていただきたいと考えているところではございませ。

それでは、資料については以上ではございませ。ご審議のほど、よろしくお願いいたしませ。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

それでは、ご質問、ご意見ございましたらチャット欄の方へいただければと思ひませ。よろしくお願いいたしませ。

いかがでしょうか。それでは、松村委員、お願ひしませ。

○松村委員

松村です、聞こえますか。

○大橋座長

はい。

○松村委員

はい、発言しませ。

広域の委員会でも発言しているので、繰り返しになって誠に申し訳ないのですが、しかし、この委員会の委員も懸念は共有しなければいけないと思ひませるので、発言させていただきます。

まず、このまま週間調達でスポットに先立って調整力を調達する状況になった、あるいは今、改革が進んでいて、できるだけ速やかに、そうでなくて、スポットの直前に少なくとも持ってくるという大きな改革ではあると思うのですが、いずれにせよスポットの前に行われることになった時に、潜在的にどんなことが起こり得るのかは少し考えていただきたい。

今、三次調整力②で、ものすごく変なことが起こっている。スポット市場で落札した電源との複雑な持ち替えが必要になる時に、その起動費が次々と乗って、ある意味で重複回収に対応する変な事態も起こっている。それを監視等委員会で可能な限り減らす対策をいろいろ考えているということであるのですが、これはスポットが先に決まって三次調整力②が後に決まっているから、持ち替えに伴う複雑な起動費の計上は、三次調整力②に現れている。これが本格的に、調整力がスポットの前で日々調達されることになったとすると、調整力市場で落札したものと、スポットに出す時に、スポットでもし余力があるとするれば持ち替えが必要になる。持ち替えが必要になるとすると、そのための起動費の調整だとかで、どんどんスポットの入札価格の方に、今三次調整力②でやっているのと同じように、コストが乗ってきて、シングルプライスであるスポットマーケットの価格が釣り上げられることが懸念される。

今、三次調整力②で釣り上げられることがあったとしても、マルチプライスなのでその売り札の支払い額が釣り上がるだけですが、スポットマーケットのようなシングルプライスでやっているところで、同じ発想で限界費用が押し上げられれば、その影響は甚大です。

更に、そのような持ち替えをしないとすると、今度は売り札が減り巨大な非効率性が発生する。相当に難しい問題。今、三次調整力②にとどまっている問題が、もっとはるかに大きな規模で弊害が起きかねないという事態を私たちは目の前にしていることは、ちゃんと認識しなければいけないと思います。

2024年を迎えて、そんな悲惨な事態になり、悲惨な事態がずっと続くことになったとして、それを予見できなかったと言っただけとはいけない。現状で、既に起こっている三次調整力②の問題で、このまま強行すればもっとひどいことが起きかねない。この調整力市場の改革、改善は喫急の課題だということをちゃんと認識した上で議論が速やかに進む、合理的な方向に進むことを期待しています。

次に、三次調整力②。今回の議論の主題ではないというのは十分分かっているのですが、例えば、三次調整力①が出てこないのは、三次調整力②で十分固定費を回収できるのに、こっちの方が早くやらなければいけないから不利だというようなことは、典型的に三次調整力②の設計というか、監視の在り方の問題点を示しているのだと思います。

三次調整力①は、現在スポットよりも前なので、スポット市場で売ろうと思えば売れる電源が、そこで売ってしまうと売れなくなる。従って、ある種の機会費用が発生する。スポット市場であればシングルプライスなので、限界電源でない限り固定費は一部回収できることになるのに対して、その固定費の回収が三次調整力①で認められなければ誰も応札

しなくなるというのは、もう火を見るよりも明らかなので、ある種の固定費の回収が入るのは自然なこと。三次調整力②は、本来スポットで売れなかった売れ残りのもの。そこで固定費の回収を認めた大きな弊害が、もうこんな格好で現れてしまったということです。

これを目の当たりにしたわけですから、当然、早急に三次調整力②で入れられる固定費に関しては、かなり厳しい制約、スポットで売れなかった電源だということをきちんと認識した上で改革しないと、全体の調整力市場に甚大な影響を与えることがこれだけ明らかになったので、監視等委員会でも一生懸命やっていることは十分認識はしているのですが、三次調整力②、三次調整力①、あるいはこの後始まる一次調整力、二次調整力の共通の考え方だけでなく、スポットの後で取引される三次調整力②についての規律を再整理しなければいけないと思います。

監視等委員会でも議論が速やかに進むことを期待しています。

以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

続いて、加藤オブザーバー、お願いします。

○加藤オブザーバー

はい、加藤です。聞こえますでしょうか。

○大橋座長

はい。

○加藤オブザーバー

ノンファーム電源の扱いについて、先日の需給調整市場検討小委員会で弊社から発言しており、繰り返しになるところもありますが、まず案1で発電事業者が自ら非混雑系統で代替 Δ kWを確保するという点については、結局は非混雑系統に電源を持つ発電事業者しか入札できなくなるといった懸念があると思います。

また、案1、案2共に代替の確保費用を事業者が特定負担するという格好になっております。これは約定した Δ kWの対価は一旦支払われた上で、実際にはその Δ kWは発動できないことから、代替確保費用は発電事業者が負担するという案だと理解しておりますが、一般論としては約定した Δ kW価格よりも代替で確保しなければならない Δ kW価格の方が高いことも可能性として考えられるため、発電事業者はリスクが生じることになり、応札に抑制的にならざるを得ないと考えます。

混雑系統の予測は、発電事業者側からは難しいので、仮に、案1、案2のようなやり方になるのであれば、混雑が予見される系統、時間帯の情報が事前に一般送配電事業者より提供されるといったことが必要になると考えます。

従いまして、案1～案3に限定することなく、そもそも混雑するような系統や時間帯からは約定させないようなやり方も検討できないかと思っております、ぜひ幅広い検討をお願いしたいと思います。よろしくお願いたします。

○大橋座長

はい、ありがとうございました。

小宮山委員、お願いします。

○小宮山委員

はい、小宮山でございます。私もこちらのスライド37のノンファーム電源の扱いにつきまして、3案ともにメリット、デメリットがございますけれども、特に、ノンファーム電源導入、系統混雑への対応が重視される中で、立地誘導インセンティブ確保が大変大事ではないかと思う次第でございます。

その観点で申し上げますと、案3の場合は、社会コストの増加に加えて、立地誘導インセンティブがあまり働かず、長期的に系統混雑の抑制メカニズムが働きにくい可能性がある点がやや気になりました一方で、案1もしくは案2につきましても、立地誘導インセンティブが働きますけれども、応札インセンティブには悪影響を与える可能性があるのではないかと思います、案1もしくは案2に対して可能な限り事業者の予見性を高める措置が追加で確保できないかどうかとも思った次第でございます。

以上でございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございました。

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

はい、ありがとうございます。小川です。私からは、ページ37、論点2のノンファーム電源の扱いにつきましてコメントをしたいと思います。

今もご指摘ありましたけれども、案1や案2では、 Δ kW 供出事業者に非混雑系統における代替 Δ kW の確保や、その負担を求めるということですが、 Δ kW 供出事業者には、系統の混雑状況の把握がやはり困難ですし、代替 Δ kW を確保する系統を判断できないという問題もあると思いますし、あるいは、非混雑系統に代替 Δ kW のリソースを保有していないということも考えられると思います。

そのため、代替 Δ kW の確保や、その負担を考慮すると、やはり混雑が発生する可能性のある系統には、需給調整市場に応札するインセンティブそのものが失われてしまうと思います。

そこで、その他の方法はあるかということで記載いただいておりますけれども、例えば、一般送配電事業者は、実需給断面での系統混雑をある程度想定する能力があると考えられますので、事前に系統混雑をある程度は想定した上で、あらかじめ混雑系統における落札可能 Δ kW の上限を設けて市場取引を行うというふうにすれば、 Δ kW の取引事後で利用不可能な Δ kW が生じず、発電事業者の応札インセンティブを維持しつつ、さらに、混雑系統内での可能な限りの Δ kW も調達すると、不要な精算も生じないということができるのではないかと思いますので、ちょっとまだ、この3案に限らず、引き続きさまざまな方

法をご検討いただければと思います。

以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

続いて、お待たせしました。新川オブザーバー、お願いします。

○新川オブザーバー

すみません、新川でございます。ありがとうございます。

電力・ガス取引監視等委員会では、この夏の需給調整市場における三次調整力②の約定価格の上昇を踏まえて分析等を行ってきたところでございます。制度設計専門会合等での議論を通じて、今般、需給調整市場ガイドラインの改定を建議するに至っております。今回、当件に関してもご議論いただきまして感謝を申し上げます。

また、需給調整市場において現在取引されている商品だけではなく、2024年度からの商品拡大を含めて、調整力の調達が効率的なものになっているかという点について検討を進めるということについて歓迎をしております。

松村先生からもご指摘ございましたが、電力・ガス取引監視等委員会としても、引き続き監視をしっかりと行ってまいりたいと思っております。よろしく願いいたします、ありがとうございます。

○大橋座長

はい、続いて、花井オブザーバー、お願いします。

○花井オブザーバー

はい、ありがとうございます。中部電力の花井でございます。まず、資料ご説明ありがとうございます。

論点1、2のそれぞれにコメントさせていただきます。

まず、論点1の効率的な調整力の調達について、既に取り引が開始されている三次①、②の実態や、2024年度に開始される調整力においても、調達不足や価格高騰が懸念されますので、19ページの記載のとおり、改めて関係各所と連携の上、検討することは賛成します。現時点でも複数エリアによる共同調達や時間前市場、分散型リソースの活用と、いろいろご検討いただいておりますが、調整力の調達、運用が効率的なものとなっているかは、安定供給と社会コスト低減に資するため重要だと考えてございます。制度面での対応と運用面での対応、できることはやっていくと考えてございます。

次に、論点2の36ページの発動制限をされる ΔkW の取り扱いについて。今後の電力系統は、社会便益最大化のために、系統混雑を許容した電源接続が前提となります。混雑管理には、早期に実現可能な方式として再給電方式が今年から導入されました。メリットオーダーに応じて出力調整をする再給電方式に異論はございませんが、 ΔkW の落札事業者から見れば、事後的に判明する系統混雑により ΔkW 価値が認められなくなり、 ΔkW の代替確保や負担を負うことは、需給調整市場へ応札することの新たなリスクとなり得ます。

このリスクを事業者が入札価格に織り込むことは、社会コスト増大につながりかねないため、発動制限される $\Delta k W$ を極力発生させないよう、例えば、あらかじめ系統混雑の見通しを踏まえた $\Delta k W$ 落札量の上限を示すなど、 $\Delta k W$ の約定処理についてもぜひご検討をお願いいたします。

なお、その上でも制限量がゼロになるということはないと思いますので、37 ページのような整理は当然必要だと考えていますので、社会コスト低減や、需給調整市場へ与える影響も考慮した上で慎重な議論をお願いしたいと思っています。よろしく申し上げます。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

続いて、菊池オブザーバー。お願いします。

○菊池オブザーバー

はい、東北電力ネットワークの菊池でございます。ありがとうございます。一般送配電事業者の立場としてコメントを申し上げます。

まずは、今回、系統混雑時における需給調整市場の課題について取りまとめていただいたことに関しまして感謝を申し上げます。

スライド37にお示しいただきました論点2のノンファーム電源の扱いということで、皆さまからコメントいろいろありましたが、ここについて私からコメントをさせていただきます。

系統混雑の影響を受ける電源設備の将来的な増加も予想される中で、 $\Delta k W$ の代替主体とか、責任主体、これを一般送配電事業者とする案3につきましては、資料にも記載いただいたとおり、混雑が発生していない非混雑系統への立地誘導インセンティブが働かないというところは、やはり課題かと思っています。今ほど他の方からもいろいろご発言ありましたけれども、案1、2、3の選択にこだわることなく、バリエーションも含めて、幅広く検討することもあり得ると思っていますので、こうした点も含めて引き続きのご検討をお願いしたいと思います。

私からは以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

以上、お手が挙がっている委員、オブザーバーの方にはご発言いただいたという認識ですが、よろしそうですね。

はい、それでは、事務局からもしコメント等ございましたらいただけますでしょうか。

○事務局

はい、本日も貴重なご意見さまざまありがとうございます。

小宮山委員はじめ、各オブザーバーの方からも、まさに37ページのノンファーム電源の扱いについてご意見いただきましたけれども、まさにインセンティブの確保であるとか、事業者の予見性の確保、こういったものを踏まえながら、現在提示されている三つの案に

限らず幅広く検討していきたいと思っておりますので、よろしくお願いいたします。

以上でございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

本日、今、事務局からいただいた混雑系統におけるノンファーム電源の扱いのみならず、また、三次①、②についても課題について頭出しをさせていただいたところでございます。これは他の検討会とも議論が進んでいるようですので、そこもしっかり連携しながら引き続きノンファーム電源の取り扱いも含めて事務局におかれては検討を踏まえ、報告書の作業を進めていただければと思います。よろしくお願いいたします。

(3) 予備電源について

(4) 容量市場について

○大橋座長

それでは、ちょうどここで真ん中ぐらいに来た感じかもしれませんが、続いて議題3と議題4、これはまとめてやらせていただきます。予備電源について、容量市場についてということで、資料5、6、まずは事務局からご説明いただければと思います。

○事務局

はい、資料5、予備電源でございますけれども、本日はこれまでの議論の振り返りとともに、残る論点であります実施主体適用負担についてご議論いただきたいと考えております。

2ページ、お願いします。

まず、予備電源の必要性、容量市場との関係ということで、予備電源ですけれども、供給力の外数として別途電源を手当てをし、休止を維持した上で必要に応じて再稼働させるというものでございます。

また、休止状態の時には、供給力としてカウントしないということでございますので、いわば準供給力というような位置付けではないかということをご議論させていただきました。

また、対象となる電源でございますけれども、現在の休止中の電源に加えて、容量市場のメインオプションで落札されていなかったようなものが対象となるのではないかとということでご提示させていただきました。

3ページ、お願いします。

立ち上げ時の判断、プロセス、リクワイアメントということでございまして、予備電源ですけれども、指定をする段階、調達をする段階では確実に再稼働するということはお約束するものではなくて、立ち上げは、また別のプロセスとしてはどうかというふうにご提示をさせていただいたところでございます。その際には、立ち上げのプロセスに応募をし

ていただくということをリクワイアメントしてはどうかというふうにご提示をさせていただきました。

また、立ち上げ時ですけれども、大規模修繕が必要になるということでもありますし、また、経年火力でもございますので維持費が高いという傾向もあるということでありまして、これを実際に供給力として調達する際、これは上限価格を超えるという応札がある場合、こうした場合に、応札の規律についても検討する必要があるのではないかと考えてございます。

4 ページ、お願いします。

対象期間ですけれども、こちらは休止期間が長ければ長いほど設備の劣化があるということございまして、立ち上げのコストも高くなると考えられるところであります。

一方で、対象期間を短くするということになりますと、毎年の必要量であるとか、あと設備を維持する際の人員の確保に当たっての予見性が低くなるということございまして。

複数年というご意見もいただいているところでございますけれども、その幅をどう考えるのかということございまして。

5 ページ、お願いします。

募集燃料につきましては、燃料種の特性であるとか、現在の足元の電源、また、休止になる電源の状況、こういったものも考えていく必要があるということございまして。

また、エリアの考え方でございますけれども、ある種のリスクに備えていくという観点で、一定のエリアに集中するというのは望ましくないとも考えられるのではないかと考えております。

また、募集の調達量でございますけれども、こちら年によって休止、廃止になる量というのが変わってくるということございまして、こうした中で募集の頻度、量をどう考えていくのかというのが論点でございました。

調達方式ですけれども、シングルプライスにするのかマルチプライスにするのかということが論点でありました。

6 ページをご覧ください。

対象費用でありますけれども、休止状態の維持、立ち上げにかかるコストというものがございまして、基本的には休止、休止維持に関する費用ということではないかと考えております。

立ち上げの期間との関係でありますけれども、短期間で立ち上げを求めるということになりますと、実質的にいつでも再稼働できるように準備をしておくということになりますので、その分の費用がかかってくるということになるところでありまして、こうした点についてどう考えるのかということでありまして。

以上がこれまでの議論の振り返りでありますけれども、本日は、調達費用、調達方法についてのご議論ということで、9 ページをご覧ください。

実施主体の考え方でありますけれども、現在、供給力を確保する方策として容量市場、

kW公募がございますけれども、容量市場では、供給力の確保義務が課せられている小売電気事業者に責任、役割を果たしていただくという観点、そして、国全体で必要な供給力を確保するということがございますので、オークション自身は広域機関が行うということになっているところであります。そして、その費用負担については、小売事業者が供給力確保義務の観点から費用負担を行っているということでもあります。

また、kW公募につきましては、こちら追加的な供給力を確保するという手段でございますけれども、こちらは暫定的、かつ便宜的に一般送配電事業者が調達をするということになっておりまして、この費用負担につきましては、託送を通じて回収をするということになっているところであります。

こうしたことを踏まえまして、実施主体として、こうした予備電源でありますけれども、供給力ということで、直ちに供出が求められるということではない位置付けであります。必要に応じて供給力ということになるような準供給力的な位置付けということでもありますし、また、その調達に当たって、足元の供給力の状況であるとか今後の見通しも踏まえて、その調達量を設定するということが必要になってくるかと思っておりますけれども、こうしたことを踏まえて実施主体をどう考えるのかということでもあります。

続きまして、18ページでございます。

こちら、費用負担でございますけれども、先ほどご説明させていただきましたように、容量市場につきましては、小売電気事業者が容量拠出金という形で支払っておりますけれども、kW公募につきましては、託送料金によって費用回収が行われるということになっているところでありますけれども、予備電源といったものの性格を踏まえた際に、どのような費用負担の在り方が考えられるのかということで論点としてご提示させていただいております。

資料5につきましては、以上でございます。

続きまして、資料6についてご説明をさせていただきます。

容量市場でありますけれども、前回、追加オークションの取り扱いについて議論をさせていただきました。

その際に、リリースオークションの取り扱いについては、引き続き検討ということにさせていただいておりますけれども、本日は、そのリリースオークションの取り扱い、監視の在り方ということでご議論いただきたいと考えております。

3ページをご覧ください。

リリースオークションですけれども、一定以上に供給力に余剰が認められる場合に行われる追加オークションの一種ということでもありますけれども、約定をした場合については、その供給力の分というのがリリースをされるということでもあります。

4ページをご覧ください。その際に、発電事業者が買い戻しを行うということですが、その時の買い札の価格につきましては、一番右の箱に赤くなっているところで、買い戻札の価格帯となっているところがございますけれども、ペナルティーを考慮すると、

約定価格の0～110の間で買い札が入れられると考えられるところでございます。

一方で、こうしたレンジの中で、それぞれどういう事業者がどういう入札行動をするのかということでもありますけれども、7ページをご覧ください。これは、実需給断面で、供給力の提供が難しそうだとする事業者につきましては、下の箱の一番上でございますけれども、今申し上げました約定価格の110%以下であれば、高い価格を入れて約定するように入札するという行動が考えられるのではないかとということでもあります。

一方で、通常どおり供給力を出せるという事業者につきましては、そもそもリリースオークションに応札しないということもありますし、また一方で、安く約定できると考えられる事業者については、できるだけ低い価格、例えば、最も低いケースでは0円で買い入札の札を入れるということもあり得るのではないかとということでもあります。

一方で、できるだけ安い価格で買い戻しを狙って、実際にその価格で約定してしまうということになりますと、こちら、容量市場における費用負担は、全体はそれほど変わらないまま、当該電源についてはリクワイアメントペナルティーがかからずに供給力から外れていくということになると考えられるところであります。

9ページをご覧ください。今申し上げたような点につきましては、容量市場としての意義という観点から、こうした低価格での約定といったものについてどう考えるのかということでもあります。

一方で、最低価格を設定をして、高くしていくということになると、参加のハードルが高くなって、そもそもリリースオークションに応札する事業者が少なくなってしまうということになると、リリースオークションの開催の可能性という観点にも影響が出てくるかということでもございまして、この点を容量市場の意義とのバランスで整理する必要があるかと考えております。

具体的には、10ページでございますけれども、最低入札価格の在り方ではありますが、応札価格の札でありまして、下の図をご覧くださいただければと思いますが、0%～10%につきましては、リリースの意義が相対的に小さいと考えられるところでございまして、この10%～110%の間で、今回ご提示させていただきましますのは、その半分の60%を最低入札価格としてはどうかということでお示しをさせていただきました。

また、監視につきましては、リリースオークション自体の参加が任意であるということ、そして、最低価格を設定することになりますと、リリースオークション約定時に容量拠出金の低減というのが一定程度果たせるということでもありますので、リリースオークションの監視については不要としてはどうかと考えております。

続きまして、12ページですけれども、現在、3月の需給逼迫（ひっばく）を受けまして、必要供給力の見直しにつきまして、広域機関の調整力等委員会において議論が進められているところでございます。本日は、この後、広域機関の方からその検討結果についてご報告をさせていただきたいと考えております。

資料6の説明は以上となります。

○大橋座長

はい、それでは、続いて資料7に基づいて、電力広域的運営推進機関よりご説明をお願いいたします。

○山次電力広域的運営推進機関企画部長

電力広域的運営推進機関の山次でございます。いつもお世話になっております。

当社の調整力等委員会におきまして、こちら、必要供給力算定という検討を行っております。こちらは容量市場の考え方のベースになるものでございますので、この技術検討の状況につきましてご報告させていただきたいと思っております。ご報告はマネジャーの岡田からいたします。

○岡田電力広域的運営推進機関マネジャー

では、広域機関の岡田から説明させていただきます。

まず、2スライドをご覧ください。

まず、信頼度評価の手法になりますEUE評価というところの導入経緯からのご紹介でございます。

供給信頼度評価としては、再エネの大量導入前までというところは、年間最大需要時というところで、その時に供給力が確保されているかというところを評価してございました。再エネの大量導入というところに伴いまして、夏の点灯時間ですとか、冬の最大需要時間というところに供給力が小さくなるという傾向が見受けられまして、それも受けて、これまでの最大需要時の評価から 8,760 時間という、1年間全てを対象とした確率論的の必要供給力の算定手法と、いわゆるEUE算定というものを導入したという経緯でございます。

3スライドをご覧ください。

ここでよく出てくるEUEというところは何だというところの説明でございます。こちら、ページの中ほどに①LOLP、②LOLE、③EUEとございます。これらは、全て、供給信頼度評価の指標というところになってございまして、それぞれどういう意味合いかというところでございますが、①のLOLPにつきましては、シミュレーション上出てくる供給力不足の回数というところでございます。LOLEにつきましては、停電の時間というところ、EUEにつきましては、停電の量というところ、それぞれ指標の定義が違うというところでございます。

下のイメージ絵で2こぶの山を三つ書いてございますけれども、まず真ん中の絵をご覧くださいいただければと思います。こちら、停電の回数で言うと2回というところ、停電の時間というところでは、2時間と1時間で合計3時間。停電の量というところでは、2MWhと1MWhで3MWhという評価がされます。

一方で、一番右の絵を見ますと、LOLPとLOLEであれば、先ほどと同じ2回と3時間という評価になります。ここでEUEという指標を見ますと、4MWhと1MWhで、先ほどとは違う評価になる5MWhという結果になるというところで、見込み不足電力量の大きさ等も評価できるEUEというところを指標としましょうというのが今の考え方と

いうところがございます。

続いて、4スライドをご覧ください。

こちらがEUE算定というところの概要になります。左下のイメージの絵をご確認いただければと思います。簡単なイメージにはなりますが、需要というところを確率的ソートで確率的に変動させるというシミュレーションをさせます。一方で、供給力につきましても、計画外の停止というところを確率的に見込みまして、それぞれの量から停電のシミュレーション上の停電量というところを算出するというようなやり方でEUEを評価しているという手法になってございます。

続いて5スライドをご覧ください。

このEUEの算定におきまして、昨今の電力需給逼迫（ひっばく）というところを踏まえまして、こういった検討が追加で必要になるのではないかとというところを四つ挙げさせていただいております。この4項目につきまして、弊機関の調整力等委員会の中で議論を進めてきたというところがございます。それぞれの項目につきましては、次のページ以降で紹介させていただきます。

6スライドをご覧ください。

まず、こちらは検討項目の一つ目でございます。春と秋の厳気象・稀頻度リスク分の考慮というところ、現状の供給信頼度評価の基準であります0.048という数字につきましては、ページ中ほどのイメージ絵のとおり、夏と冬のみ厳気象対応、稀頻度リスクというところを考慮いたしまして、この予備率相当になる数字というところで0.048という数字を求めてございます。

7スライドをご覧ください。

こういった背景がある中で、ご案内のところではございますけれども、東京エリアで今年3月に、3月としては、まれな寒気というところで、相当の厳しい需給条件になったというところがございます。

資料には記載ございませんけれども、6月も相当厳しい需給状況だったというところがございます。やはり春と秋というところに関しましても、この厳気象・稀頻度リスク対応というところは、何かしらの考慮が必要ではないかというところの課題を提起したというところがございます。

8スライドをご覧ください。

こういった課題に対しまして、まず稀頻度リスクというところの扱いについて、75回の調整力等委員会で議論をいただいたというところがございますが、やはり季節によるリスク量に大きな違いはないだろうというところから、稀頻度リスクについては年間を通して1%織り込むことという方向で議論をいただいたところがございます。

続きまして、9スライドをご覧ください。

ここで言う稀頻度リスクというところの定義と言いますか位置付けを参考で書いてございます。資料としても、2019年の時の資料の再掲でございますけれども、稀頻度リスクと

はというところでして、厳気象対応を踏まえた必要供給力をさらに上回るリスクへの対応というところで整理されてございます。中身としては、追加的な発電機脱落ですとか、送電線の故障による供給力低下というところから、1%程度という評価をされているものでございます。

続いて、10ページをご覧ください。

続きまして、厳気象対応分につきましての見直しというところでございます。この厳気象対応分につきましては、78回の調整力等委員会におきまして、これまで見込んでいなかった春と秋についても新たに算定というところ、併せて、夏、冬につきましても、至近の需要動向を踏まえて改めて算定というところをしてございます。その結果、春、秋につきましては、H3需要想定の2%と、夏、冬につきましては3%という新たな数字を算定してございまして、これを見込んでいく方向というところでご議論をいただいたところでございます。

続いて、ページ少し飛んで15ページ、お願いいたします。

続きまして、検討項目の二つ目になります。こちらは、計画停止可能量という概念でございまして。こちらはあまりなじみないかなと思いますが、端的に説明しますと、発電機は補修等のために停止する必要があるというところでございます。この停止できる量というのをどのぐらい確保しておくべきかという概念でございまして、リード文一つ目のとおり、2019年度の供給計画における計画停止量というところを参考にしまして、月換算で1.9カ月分ぐらいは計画停止可能量というところの準備が必要だろうというふうに現状、整理されているというところでございます。

ページ飛んで17スライドをお願いいたします。

ここで、リード文の二つ目のところをご覧ください。今ほど申し上げた2019年時点の1.9カ月という数字、この数字につきましては、当時、需給が厳しいというところで、広域機関等から事業者に対して補修計画の繰り延べ等が相当要請されていて、その対応がされた結果の量というところになってございます。というところで、実態として、1.9カ月というところでは不足しているのではないかとというところで課題を提起させていただいたというところでございます。

18スライドをご確認ください。年間停止可能量というところにつきまして、第78回の調整力等委員会で議論いただいております。確認としては、至近3カ年の供給計画の諸元を用いまして、この計画停止可能量がどのぐらい必要かというところを確認した結果、至近3カ年ともおおむね2.1カ月は、やはり必要ではないかというところ、1.9カ月では足りていないのではないかとというところが確認されてございます。

ただ、今すぐ2.1カ月に見直すかというところに関しましては、現在、進められております容量停止計画の調整状況というところも確認の上、最終的に判断しようという方向で議論いただいたところでございます。

19スライドをご確認ください。

参考になりますけれども、今 2024 年度実需給に向けてというところで、2022 年、今年 7 月から停止計画の提出が始まっておりまして、11 月から 12 月にかけて停止計画の調整というところが実施されているところがございます。

続きまして、20 スライドをお願いいたします。

こちらは、検討項目の三つ目になります。計画外停止率というところになりまして、冒頭申し上げた EUE の算定手法の中で、発電機の計画外の停止というところもシミュレーション上、模擬しているというところがございますが、この計画外の停止というところ、どのぐらいの確率で発生させるかというところについては、過去の計画外停止の実績というところから、その率を算定してございます。

現状は、1 ポツ目のとおり、翌日計画で稼働予定のものを対象に、そこからトラブル等で停止してしまったものの率というところを採用してございます。

リード文二つ目のとおり、「そのため」というところでして、実は、現状の集約方法では数日後に運転制約とか停止というところを見込む場合には、計画外の停止に扱われないという課題があるのではないかとというところで課題を提起させていただいてございまして、22 スライドをご確認ください。

第 76 回の調整力等委員会におきまして、先ほど二つ目の検討項目でありました年間の停止可能量というところ、こちらが供給計画での停止量から算定されているというところの整合を取りまして、供給計画時点からやむを得ず増加した停止量と扱うことが適切なのではないかとというところをご提案し、了承されたという状況でございます。

ただ、新たな手法に基づいての停止率の分析というところは、現在進めているところでございます。12 月の調整力等委員会、来週になりますけれども、来週の調整力等委員会の中でご議論いただく予定でございます。

続きまして、23 スライドをお願いいたします。

こちらが検討項目の四つ目でございます。こちらは、連系線の計画外停止等の考慮というところがございます。今ほどの EUE 算定のやり方は、会社間の連系線というところについては、常に健全な状態というところで算定がされてございます。その中で、24 スライドをご確認ください。こちらの参考スライドが、今年 3 月の東京エリアで需給が厳しかった時の東北ー東京間の連系線の運用容量についてのスライドでございます。その前に起こりました地震の影響で周辺の電源が大きく止まったというところで、運用容量が減少してしまったという事象がございました。こういった事象を踏まえますと、連系線の運用容量の減少といったところの考慮が必要になるのではないかとというところでご議論いただいたというところがございます。

25 スライドをご確認ください。

ちょっと簡単で恐縮ですけれども、連系線の運用容量減少の影響というところを、さまざまなパターンで、実際に必要供給力にどの程度影響を与えるかというところを検討してございます。その結果、ページの右下の赤枠の中でございます。詳細は割愛いたします。

れども、いろんなケースで確認してみた結果、必要供給力への影響はほぼないと、軽微だということ、引き続き健全な状態として算定することという方向でご議論いただいたということでございます。

続きまして、28 スライドをご確認ください。

これまでご説明した大きく検討項目四つでございます。現在、分析を進めてございます発電機計画外停止率、検討項目三つ目でございますけれども、これは先ほどのとおり、12月の委員会で改めて議論を予定してございます。

併せて、年間の停止可能量の見直しにつきましても、1月の調整力等委員会で確認というところを予定してございます。

併せて、1月の委員会では、①～④、全体像についてのご議論というところも改めてというところで予定してございます。

ここまです、EUE算定の諸課題検討というところでございます。

続きまして、29 スライドをお願いいたします。

ここから少し中身が変わりまして、EUEとはまた別のお話になります。ここは、容量市場の目標調達量の内訳の一つになります持続的需要変動というところでございます。こちらについても、何%を見込むべきかというところの検討を進めてございまして、概要のみ紹介させていただきます。

30 スライドをお願いいたします。

まず、簡単に持続的需要変動とはということ、概念としては、需要想定等でも見ている趨勢自体の上振れということとは、また別で、趨勢からさらに上振れるというところが実際は発生し得ると、その上振れの量というところがどの程度あり得るんだというところで、そこは予備率で確保しましょうという、そんな概念というところの簡単な説明でございます。

31 スライドをお願いいたします。

これが先ほどまで説明していたEUEというところで見えております偶発的需給変動というところと、持続的需要変動というところがどういう関係性にあるかというのを簡単に説明したスライドでございます。

左下のイメージの絵のところをご覧くださいければと思います。

先ほどまで説明しているEUEというところにつきましては、まず、ある需要想定というところが中心に置かれます。ある需要想定というところに対しまして、それぞれの1時間ごとの需要変動というところですか、供給力の変動を確率的に見て必要な供給力を求めるというところでございます。

一方で、中心に置いている需要想定というところも、やはりずれるというところございまして、そこは別途予備力として持つ必要があるでしょうという、こんな概念で過去整理されたというところでございます。

32 スライドをお願いいたします。

従来、持続的需要変動対応分というところが、さまざま分析に課題があるというところも踏まえまして、あくまで暫定的な扱いとして1%は必要でしょうというような整理がされてございました。

33 スライドをお願いいたします。

これに対しまして、調整力等委員会の下に、持続的需要変動に関する勉強会というものを設定しまして、新たな分析手法になりますDECOMP法というものをを用いて、持続的需要変動対応分を分析するというところを進めてきてございます。

その結果と、従来手法の分析結果というところも比較した上で、第77回の調整力等委員会で、この持続的需要変動対応分の予備力は2%と扱うことが適切なのではないかといいところでご議論いただいたというところがございます。

リード文二つ目のとおり、1月の調整力等委員会におきましては、持続的需要変動対応分の見直しというところも踏まえた上で、先ほど説明したとおり、EUEに関わる検討の全体像というところをご議論いただく予定でございます。

概要のみの紹介で恐縮ですが、説明は以上となります。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

ただ今、予備電源と、あと容量市場について、また、広域機関からもEUEを中心にしてお話しいただいたところがございますので、それらについてご質問、あるいはご意見等あればいただければと思います。また、チャット欄にてお願いできればと思いますのでよろしく申し上げます。

はい、では小宮山委員、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す。私からは、1点、資料5の予備電源の論点1の実施主体に関してでございます。

実施主体に関しまして、資料にご記載のとおり、実施主体との連携、中立性などに加えまして、潜在的に予備電源の候補が多くはない状況の中で、調達エリアの設定を今後どのようにするのか、全国一律での募集か、エリア別での募集か、また、大規模災害等の際にどのように運用していくのか、そうした要因を踏まえる観点もあるのではないかと考えた次第でございます。

以上でございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

それでは、河辺委員、お願いいたします。

○河辺委員

はい、ありがとうございます。河辺でございます。各資料についてご説明いただきましてありがとうございます。私からは、予備電源と容量市場の部分の一つずつコメントさ

せていただきたいと思います。

まず、予備電源に関するコメントになります。こちらは、個別の論点に対してではなくて、今後の議論に向けてというコメントになるんですけども、今後は予備電源制度の議論を進めていくに当たって、予備電源制度の目的や予備電源を、信頼度評価において、どのように扱うかということについて明確にしておくことが改めて重要であると感じております。

例えば、予備電源に求める立ち上げ期間というものを決めるに際しましては、具体的にどのようなリスクを想定して備えるかという目的と整合させる必要があると思いますし、予備電源の量や調達方式を決めるに際しては、予備電源が想定するリスクが信頼度評価に織り込めるか否かという技術的な検討結果に基づいた議論というのが必要になってくるかと思っております。

最後のスライドのところで挙げていただいた各論点について、今後、議論を深めていくに当たりまして、まずはそうした整理をいただくと議論が進めやすくなるのではないかと思います。

次に、容量市場の方に関するコメントになります。ここでは、リリースオークションの最低価格設定に関するコメントですけれども、今回、事務局提案の60%という数値は、これはスライド7の類別というところで考えますと、主に供給力提供見込みをリリースオークション約定の結果によって判断するという、このような事業者を想定して設定したものと理解いたしました。一方で、リリースオークションへの応札が想定される事業者の中には、供給力提供見込みがないという判断をした事業者も含まれるものと認識しております。

ここで、気になりましたのが、実需給年度の供給力を提供できないという見込みの事業者が、ペナルティーよりも安い価格でリリースオークションで落札するという、こういった事例が大半を占めた場合に、リリースオークションの開催によって、拠出金の低減効果がかえって薄れてしまうことにはならないのかという点が、ちょっと私も分かっていなくて、この辺りがどのように整理されているのかというところが気になった次第です。

以上でございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

続いて、曾我委員、お願いします。

○曾我委員

はい、私からは容量市場について1点だけコメントでございます。

資料6の10ページのところでございます。今、河辺委員も2点目でおっしゃった点と共通する点かと思われまして、3ページ以降の資料を拝見しますと、リリースオークションの約定価格は、シングルプライスになるというのはもう決定済みという前提での議論と理解をしております。ですので、今回はこの点については直接には議論の対象外という、そういう前提の資料と理解をしております。

一方で、リリースオークションについては、調達オークションと異なって、kW価値に指標性を与えることによって、電源投資時の予見可能性を与えるという趣旨が必ずしも該当しないのではないかと理解をしておりますので、その意味で、シングルプライスにすることが本当に適切かといった点については、将来的に議論の余地があるのではないかと思っております。

また、先ほども少し、河辺委員からもお話出ましたとおり、供給力提供が不可能になった電源については、このリリースオークションの結果として、小売電気事業者の負担で棚ぼた的なメリットという形での供給対価の調整が可能になってしまうということと、あとは、退出のタイミングをリリースオークションの実施の状況等を見てあえて遅らせようということにも影響してしまわないかという点が若干気になりましたところでございます。

今のところリリースオークション実施の可能性というのは、さほど高くないのではないかという見方もあるとは思われますけれども、資料の10ページの二つ目の丸にある約定結果を受けて、必要に応じて60%がいいのかを調整する際には、この数値に限らず、シングルプライスを維持すべきかどうかということも併せて、状況によっては検討の余地が出てくるのではないかと思います次第です。

私からは以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

花井オブザーバー、お願いします。

○花井オブザーバー

はい、中部電力花井でございます。ご説明ありがとうございます。予備電源と容量市場それぞれについてコメントさせていただきます。

まず、予備電源について、第70回の本作業部会で発言させていただいたことと繰り返しのところもございしますが、詳細設計に入る前に、予備電源は必要最小限のコストで調達していることが望ましいと考えられますので、以前に、容量市場との関係性を整理いただいたように、広域機関の電源入札制度との関係性についてもぜひ整理をお願いしたいと考えてございます。

また、こちらも以前お話しさせていただきましたが、予備電源制度の実施主体について、2024年度以降、小売事業者と一般送配電事業者は容量市場において供給能力を確保することになります。容量市場で想定していない事象に対応するという予備電源の制度趣旨を踏まえますと、事業者としては極めて困難なリスクへ対応することになるため、受益と負担の在り方を鑑みれば、一義的には、国または広域機関を実施主体とするのが望ましいのではないかと考えてございますので、ぜひ検討をお願いします。

続きまして、容量市場のリリースオークションの最低価格についてコメントをさせていただきます。

多くの参加者を集めるため、基本的にはオークションの参加ハードルは低い方がよいと考える一方で、参加ハードルが低いと容量拋出金を低減させるという本来の目的が達成されない可能性が高く、その開催意義を損なうことにもなりかねませんので、最低価格を設定することに賛成いたします。

一方で、10 ページでご提案いただいているメインオークションの約定価格の 60%という水準の妥当性につきましては、容量拋出金低減の実効性と参加インセンティブの両立の観点からとあるものの、オークションの実績がない中では、非常に判断が難しいと考えてございます。今後、実績を積む中で、応札量や約定結果についてしっかり分析いただき、必要があれば当該水準を柔軟に見直していただくことを考えていただきたいと思います。

また、容量市場における必要供給力の算定の見直しについての検討状況をご報告いただきましてありがとうございます。途中経過ということで、今後、未検討事項についても、順次検討されていくと考えておりますが、これらの検討結果の速やかな反映を期待しておりますので、直近では 2023 年度の追加オークションへの反映についてもご検討いただきたいと思いますので、よろしく願いいたします。

以上です。

以上です。

○大橋座長

はい、続いて、秋元委員、お願いします。

○秋元委員

はい、ありがとうございます。今の花井オブザーバーのご指摘の点と基本同じなんですけど、容量市場のリリースオークションのところで、今もご指摘あったように、私も最低入札価格を導入するという自体は賛成しますけど、ちょっと 60%がいいのかどうかというのは、なかなかここは根拠もはっきりしていなくて、半分にしたというだけですので、ただ、じゃ、私に別の提案をしと言われても今の状況で提案できないので、今回このご提案どおりで結構かと思えますけど、今後、調整していくいろいろ結果を見ながら、価格水準に関しては検討をするという必要があるかなと思いました。

あと、広域機関から EUE 算定のところに関して、詳細にご検討いただいた結果を中間報告という形ですけれども、いただきましてありがとうございます。

私も広域機関の方でこの議論に参加させていただいておりますが、非常に丁寧に精緻に分析をいただいていると理解していきまして、今回もそのご報告をいただいたということで、引き続き精緻に中庸な検討を続けていっていただきたいと思います。感謝でございます。

以上でございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございました。

菊池オブザーバー、お願いします。

○菊池オブザーバー

はい、東北電力ネットワークの菊池でございます。ありがとうございます。一般送配電事業者の立場でコメント申し上げたいと思います。

論点1の予備電源の調達の実施主体の在り方についてでございますが、スライド9に記載いただいているとおり、立ち上げプロセスの実施主体との連携や中立性、これが大事だということは同じ認識でございます。

これまでのこの作業部会での議論におきましては、この予備電源の制度は、容量市場でカバーできないリスクへの対応策といった位置付けと認識しておりますので、予備電源の調達量の選定などにおいては、容量市場と整合したリスク評価が必要かと思っています。

このような観点から見れば、現時点では予備電源の調達の実施主体につきましては、容量市場の実施主体と同一として、広域機関殿に担っていただくのがよいのではないかと考えています。

ただ、実施主体の在り方につきましては、予備電源が対象とする想定リスク、募集タイミング、募集エリアなども踏まえて決定されるべきかと思っております。

他の論点もいろいろありますので、そういったものの検討の深掘りと併せまして、実施主体についても継続的にご検討いただければと思います。

私からは以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございました。

続いて、小鶴オブザーバー、お願いします。

○小鶴オブザーバー

はい、エネットの小鶴でございます。予備電源の方の費用負担の在り方について1点コメントさせていただきます。

18 ページの4ポツ目にも記載されておりますけれども、本制度によって確保される電源というのは、大規模災害のような想定外のリスクに備えた準供給力、供給力の外数という位置付けでありまして、調達時点で直ちに供出される供給力ではないものと認識しております。

このように、突発的なリスクに対応するという予備電源の保険的な性質を考えると、費用負担という意味におきましては、ある特定の事業者が費用負担をするというよりは、想定外の自体に国全体で備えるという意味で、幅広く託送料金で費用負担を求めるというのが適当ではないかと考えます。

私からは以上となります。

○大橋座長

はい、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

はい、発言します。

まず、予備電源の方です。論点に直接論点に即していなくて申し訳ないのですが、恐らく、運用あるいは調達、どちらもそうだと思うのですが、かなり個別性が高いものになると思います。複数年契約が言及もされていましたが、実際に複数年供給するのは難しいというプラントもあれば、複数年で契約してもらった方がむしろ年当たりのコストは下げられるプラントもあると思います。そういう点については十分配慮していただいて、例えば、もともと募集する時に、事業者がある種の提案のようなものも付けられる、2年コミットしてくれればこうなりますとかというような、1年当たりのコストはもっと下げられますとかというようなことがあれば、少なくとも積極的にそういうのは聞くような対応ができるよう工夫をすることが重要だと思います。

そうすると、ある種の透明性、あるいは中立性の確保が難しい、あるいは複数年分の調達に関しての予見可能性がない、突発的な事情に対応するのだから。そういうことを言い出すととても難しいと思う。しかし、ここの資料に書かれているとおおり、個別性がすごく高いことを鑑みて、いろんな柔軟性をぜひ持たせていただければと思います。

次に、容量市場に関してです。リリースオークションは、基本的にはされる可能性が低いことを私たちは認識しなければいけないし、事業者の方もぜひ認識していただきたい。リリースオークションをあてにして、河辺委員がご指摘になったようなある種のモラルハザードが起きるとというのは、可能性がかなり高ければ相当深刻な問題かと思いますが、事業者の方も今の足元の状況を見れば供給力は足りない、だから、いろんなことを考えているということを見ると、リリースオークションの可能性は高くないことはまず認識していただきたい。

次に、リリースオークションをあてにしたモラルハザードが、もし頻発すると、当然、今度は容量市場のペナルティーに手を付けざるを得なくなります。その種のモラルハザードが起きないことを前提にして、比較的軽めのペナルティーになっていると私は認識しています。

そうすると、もしそういうモラルハザードが起ると、真っ先にやらなければいけないのはペナルティーを上げる方向に行かざるを得なくなる。ペナルティーを上げると、今度は参加が難しくなるので、全体として本当にそれは効率的なのかという議論から、比較的低めになっている。その種のモラルハザードがあるわけではないことを前提としてこういう水準になっている、あるいはこういうタイミングになっている。モラルハザードがおこれば、もっと早いタイミングで言わないとペナルティーがさらに上がる制度設計をせざるを得なくなります。事業者の方には、ぜひとも、リリースオークションを当てにして報告が遅れるなどということをする、自分たちの首を締めることになることは十分認識した

上で、今後行動していただければと思いました。

以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございました。

小川オブザーバー、お願いします。

○小川オブザーバー

はい、ありがとうございます。小川です。私は、容量市場のリリースオークションの最低価格について一言コメント申し上げます。

既に、何人かの方からコメントがありましたけれども、やはり、今回、リリースオークションの最低価格を設定する、それは賛成いたしますし、その容量抛入金低減の実効性とオークションへの参加インセンティブの両立の観点から、10 ページに記載のとおり 10%と 110%の中間値の 60%で設定をするというご提案をいただいているということは理解をしております。

ただ、60%という水準が、私ども発電事業者から見て、適切かどうかということについては、なかなか現時点では判断が難しいと思っております。

今後、事前に適切な水準を予見することは難しいということで、60%でいったんセットするというので始められるということだと思いますが、引き続きオークションの約定結果を踏まえて、あるべき数字についてはご検討いただきたいと思えます。

今後、やはり、これは 60%という率で設定されていますが、メインオークションの約定価格の絶対額の工程なども影響があると思えますので、ぜひそういった状況を含めて多面的な検証をいただいて、適切な数字に微調整していくというスタンスで進めていただければと思えます。

私からは以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

以上でお手が挙がっている委員、オブザーバーからはご発言いただいたということでよろしいでしょうか。もし事務局の方から何かコメント等ありましたら、お願いできますか。

○事務局

はい、こちらにつきましても、さまざま貴重なご意見ありがとうございました。

まず、予備電源でございますけれども、本日もいただきましたご意見も踏まえて、年明け以降に詳細検討を進めていきたいと思っております。

本日も、実施主体についてもご意見いただきましたし、あと松村委員の方からも、より柔軟な対応というお話をいただいたところでもあります。今回、ご提示させていただいた論点、相互に関係するものもございますので、幾つかカテゴリーを区切りながら、複数の論点を横断的に議論をしていき、方向を定めていければと考えております。

また、容量市場につきましては、今回、多くの委員、オブザーバーからも最低入札価格

の水準についてご意見をいただいたところでございます。われわれとしまして、今回、仮に実施をするということになりますと、初めてということでありますけれども、それに当たっての具体的なデータの蓄積がない中で、今回、ルールとして一つの方向性を定めるという観点で、今回60%ということを示させていただいております。

資料の方にも今後必要に応じて調整することとしてはどうかというふうに記載をさせていただいているところでございますので、今後の実施状況なども踏まえて、その在り方について検討をしていければと考えております。

また、河辺委員の方からもご指摘いただきましたような棚ぼたにつきまして、松村委員からもお話がありましたように、このリリースオークションは必ず開催されるというものではなく、例えば24年度についての、その実施の判断というのも4月以降に判断されるということもございますので、そういうことになりますと、その段階ですすがに調整力が出しにくいという状況になってくるということになりますと、そもそものリクワイアメント、ペナルティーの在り方といったところを議論していく必要が出てくると考えているところでございますので、こちらも仮に実施されるということになった時には、その実施の状況も踏まえて検討していきたいと考えているところでございます。

以上です。

○大橋座長

はい、特段、広域機関の方に直接ご質問あったわけじゃないですが、もし何かおっしゃりたいことがあれば、クイックにあるでしょうか。

なさそうということでいいですか。では、ないということで、ありがとうございます。

本日、予備電源と、あとリリースオークションについて、たくさんご意見いただきましたありがとうございます。事務局から今後のことについてもご意見あったとおりのので、そのとおりに進めていただければと思います。

1点、議論としてあったのは、予備電源と信頼度評価についてだと思いますけど、これは信頼度評価の外側で予備電源を置かれているというふうな認識でいただくのかなと思われました。

以上です。ありがとうございます。

(5) 長期脱炭素電源オークションについて

○大橋座長

それでは、続いて議題5、長期脱炭素電源オークションについてということで、資料8に基づいて、まず事務局からご説明の方をお願いいたします。

○事務局

制度企画調整官の市村でございます。私の方から資料8につきまして、ご説明をさせていただければと思います。

まず、スライド1ページ目をご覧ください。本日につきましては、前回、複数ご意見をいただきました募集量、募集上限をまたぐ案件の取り扱いという点と、残りの論点、これまでご議論いただいていたところについてご議論いただければと思っています。

まず、スライドの4ページ目をご覧ください。

こちらは、前回の本作業部会において、募集量、募集上限をまたぐ案件につきましては、基本的な現行容量市場と同様の取り扱いとしてはどうかということでご提案をさせていただいたところがございます。具体的には、募集量、募集上限をまたぐ案件については落札電源とすると、同じ価格での複数電源が存在する場合については、募集量、募集上限を越えて落札する容量が最小となる組み合わせによって落札電源を決定すると、こういったような整理としてはどうかということでご提案させていただいたところがございます。

次のスライド5ページ目でございますが、これに対して大きく分けて四つほどご意見をいただいたところがございます。

一つ目に関しましては、支払い額、入札価格ではなくて、入札価格と容量の総支払い額が安い案件から落札する、こういったような方法もあるのではないかといったご意見。

二つ目に関しましては、募集量に関しましては、容量市場と異なって必達の目標ではないと、こういったところも踏まえて、募集容量に対して例えば足りないのが0.1で、次の案件を取ってしまうと100超過すると、こういったようなケースについては取らないといったこともあるのではないかといったご意見。

三つ目に関しましては、例えば募集量を少し増やしておいた上で、入札価格との関係で取り方を考える方法もあるのではないかと。

最後に関しましては、揚水と蓄電池の関係でございますが、揚水と蓄電池の中では、最後の容量が最小となる組み合わせとなりますと、揚水の方が相対的に不利になるのではないかと、こういったようなご意見をいただいていたところがございます。こういったところのご意見を踏まえまして、事務局の方でも検討を改めてさせていただいています。

まず、一つ目のご意見に関してでございますが、5スライド目の一番下でございます。こちらに関しましては、やはりこの制度に関しましては、入札価格の安い案件から落札させる、これを基本ということとしているところもでございますので、総支払い額、これに関しましては、最後、多少、収益がどうなるかといったところとも関係してくるところであって、一概にも言えないといったところもでございますので、基本的には入札価格の安い案件から落札させるといった考え方を取ってはどうかと考えているところがございます。

続きまして、次のスライド、6スライド目でございます。

前回のご意見を踏まえまして、基本的には②に関する取り扱いと整理できないかと考えているところがございますが、まず、前回ご指摘いただいたとおり、募集量に関しましては、必達の目標ではないといった点はございます。他方で、募集量が仮に超過したとしても、脱炭素電源の促進と、こういった観点からは促進に寄与すると、こういったところも

ございますので、両者のバランスを取っていくということかと思えます。

従いまして、募集量をまたぐ案件に対して、超過量が不足量に対して過度に大きくなるような場合にまで限界電源を落札させないと、こういったこととしてはどうかということでございます。具体的にはということで、基本的なルールに関しましては、現行容量市場と同様の整理とした上で、限界電源を不落札させた場合の不足量に対して限界電源を落札とした場合の超過量が10倍を超過すると、こういった場合については、その限界電源は不落札としてはどうかと、それを越えないものにつきましては落札としてはどうかということでございます。

また、三つ目に関しまして、募集量を少し増やしておいて入札価格との関係で取り方を考えると、こういったようなご提案もあったところでございますが、ご指摘の考え方に關しましても、取り得る考え方であるということではあるかと思っておりますが、一律に各電源種ごとに上限価格を設定している以上、その上限価格の範囲内にもかかわらず落札、不落札といったところが、最後の限界電源であります。決まるということに関しましては、電源種間の公平性の観点からは疑義があり得るのではないかとといったことと考えているところでございます。

最後、揚水に関しましては、蓄電池、揚水に関しましても、揚水に関しましても、比較的小さい規模もあるということでございますし、将来的には蓄電池も規模が大きくなると、こういったところも考えられるところでございますので、一概に揚水の方が不利ということとは言い切れない、こちら最後の募集限界電源の扱いということもございまして、原案どおりとしてはどうかと考えているところでございます。

続きまして、スライド、11スライド目をご覧くださいと思います。

水素・アンモニアのサプライチェーン支援制度、拠点整備支援制度との関係ということでございます。以前の審議会におきましては、両制度の支援等の在り方、関係性については、今後整理していくということで整理をさせていただいたところでございます。こちらの枠組みも大体基本的な方向性が見えてきたところでございますので、今回ご議論いただければと思っております。

12スライド目をご覧くださいと思います。

こちらに関しましては、下の図、国内製造、海外製造、海外輸送といったところ、国内、海外と、それぞれ支援制度の対象範囲というのが重複する部分がございます。こういったところから二重に支援するといったようなことがないようにといった観点と、あとは、別々の制度でございます。こちらは両制度が一体となって初めて電源建設等が、投資が進むといった側面がありますので、両者を一体として支援をどうやっていくかと、これは二つの視点から検討を行っているところでございます。

次のスライド、13スライド目をご覧くださいと思います。

二つ目のポツのところでございますけれども、まず、初期的にはあまり想定はされないところであるんですが、例えばということで、まず一つ目のところで、本制度の入札前に

両支援制度の希望する制度の適用が決まっているようなケースということです。長期オプションの前にサプライチェーンですとか、拠点整備支援が決まっていると、こういったようなケース。こういった場合に関しましては、二重支援の防止のために、その支援金額を控除して本制度に入札することとしてはどうかということでございます。

一方で、本制度への入札前に、希望する制度への適用が決まっていない、こういったようなケースに関してでございます。そちらに関しましては、基本的には両支援制度の支援予想金額を控除した上で入札を行っていただく。この制度、本制度での落札後の契約締結後、3年以内に希望する制度の適用を受けることが決まらない場合について、または、支援金額が予想金額よりも低くなった場合、こういった場合については、市場退出をすることについては、市場退出ペナルティーを課さないこととしてはどうかということでございます。

また、この落札後、3年以内に希望する制度への適用が決まるということになれば、そこから具体的な投資決定、最終的な投資決定ということになりますので、その時点から供給力提供開始期限のカウントを開始してはどうかということでございます。

続きまして、16スライド目をご覧くださいと思います。

こちらに関しましては、基本的な考え方を整理させていただくということでございます。事業者の帰責性がなく、入札後にコストが増加するといったようなケースというのは、制度変更等、こういったものであり得るところでございます。

一方で、基本的に本制度におきましては、下の真ん中の①～④ということで、例えば、予備費として10%を織り込むことを認めている、こういったようなところもございますので、事業者の帰責性がない理由であっても、あらゆるコスト増加を事後的に落札価格に反映するといったことは適切ではないということと考えています。

ただ、一方で、コストが増加した場合で、その規模によっては事業の継続が困難となり、脱炭素化を進められなくなる、こういったようなところもあるということかと思います。

従いまして、将来的に何らかの状況変化によって、事業者の帰責性がない理由で事業の継続が困難となるような大幅なコスト増加、こういったものが発生したような場合に限っては、例えばということで、再度、本制度への入札を認めるなど、必要な制度的対応を検討することとしてはどうかということ、基本的な考え方をここではお示しをさせていただいているところでございます。

続きまして、上限価格でございます。18スライド目をご覧くださいと思います。

これまで、基本的には、発電コスト検証の数値をベースとして上限価格を設定してはどうかということでご議論いただいていたところでございます。

また、FIT/FIP制度の対象電源に関しましては、基本的には再エネのコスト削減インセンティブをそがないといった観点から、原則としてFIT/FIP制度における翌年度の上限価格をベースとして設定してはどうかということでご議論いただいていたところでございます。今回は、発電コスト検証の数値が存在しない、または必ずしも発電コス

ト検証の数値をベースとすることが適切とは言えない電源種の上限価格の設定方法と、こういったものについてご議論いただければと考えております。

まず、20 スライド目でございます。

一般水力に関してでございますが、発電コスト検証におきましては、比較的中小規模の水力のコストしか示されていないということでございます。本制度に関しましては、10 万 kW 以上の案件が対象でございますので、規模が大きく異なるといった側面がございます。従いまして、今回、事務局において調査した直近の大規模な4プラントの実績を基に設定してはどうかと考えているところでございます。

22 スライド目をご覧くださいと思います。

揚水・蓄電池の上限価格についてでございます。上限価格に関しましては、基本的には、これまでも実態のコストを踏まえて設定するというととさせていただいているところでございますが、まず揚水の新設案件に関しましては、発電コスト検証の数値は存在しないということもございますので、先ほどの一般水力と同様、今回、事務局において調査した直近の4プラントの実績を基に算定してはどうかということでございます。

一方で、揚水のリプレースのコストということでございますが、こちらに関しましては、新設と異なって、やはり上池と下池、こういったダムですとか、既設の水圧導管と、こういったものをそのまま使えるといったようなところがございます。こういったライフサイクルの長い既存案件のインフラを活用することが可能といった側面がございますので、新設とはコスト構造は大きく異なるということもございます。

また、前日もご議論いただきましたが、揚水と蓄電池に関しましては、基本的にはできる限り同じ条件で競争できる環境の整備が重要と、こういったところもございますので、揚水のリプレース案件と蓄電池に関する案件に関しましては、同じ上限価格としてはどうかということでございます。

具体的にはということで、揚水のリプレースに関しましては、実績が存在しないということもございますので、蓄電池のコストについて、こちらは資源エネルギー庁の方で実施した予算事業においては、採択された1万kW以上の蓄電池の新設案件がございます。こういったような情報を基に算出することとしてはどうかと考えているところでございます。

続きまして、26 スライド目をご覧くださいと思います。

水素の上限価格ということでございます。水素発電の上限価格に関しましては、発電コスト検証におきましては、基本的には水素の受け入れ、貯蔵、払い出し設備、こういった燃料関連設備、タンクなどの燃料関連設備の費用が燃料費に整理されているということでございます。

一方で、実態としまして、水素に関しましては、より低い温度、LNGに比べてより低い温度で貯蔵する必要があるということでございます。そのため、水素の燃料タンクはLNGの燃料タンクよりも高額であるといった点もございます。こういったところも踏まえて、燃料関連設備として、発電コスト検証では燃料費として整理されている費用につ

きましては、これを固定費に含めた形で整理してはどうかと考えているところでございます。

それが具体的な下の図のところでございますが、建設費のところ、LNGの建設費に燃料関連設備の建設費を加える形で算定してはどうかということでございます。

また、こちらは基本的には10%以上の案件ということを対象としておりまして、10%で、20%、30%、こういったものもあり得るわけでございますが、現時点では、細かいコストも分からないところもございますので、基本的には一律10%以上の案件の共通の上限価格としてはどうかということでございます。

続きまして、30スライド目をご覧くださいと思います。

既設火力をアンモニア混焼にするための改修の上限価格ということでございますが、発電コスト検証におきましては、新設のアンモニア混焼のコストはある一方で、既設火力を混焼にするためのコストといったものについては示されていないところでございます。

こういったところから、過去の調査結果を踏まえた上で、具体的な上限価格を設定することとしてはどうかということで、30スライド目で整理をさせていただいています。こちらに関しましても、20%以上の案件の共通の上限価格ということで設定させていただければと考えているところでございます。

続きまして、31スライド目でございます。既設火力をバイオマス専焼にするための改修の上限価格ということでございますが、こちらに関しましても、発電コスト検証におきましては、新設のバイオマス専焼と石炭混焼のコストといったことが示されているところでございますが、既設火力をバイオマス専焼にするための改修コストは示されていないということでございます。こういったところから、改修投資額の見積もりにつきまして、事業者ヒアリングの結果を踏まえた上で、その価格として設定してはどうかと考えているところでございます。

なお、改修前の発電所の状態、これは石炭専焼なのか、混焼なのか、これはさまざまございますが、基本的には一律、石炭専焼の発電所をバイオマス専焼にする場合の改修投資額を前提とした上で上限価格を設定することとしてはどうかと考えているところでございます。

最後、ご参考までに、32スライド目が、これまで整理させていただいた内容を踏まえた形の上限価格一覧ということになっているところでございます。実際の入札前には、改めて、その時点でのコストを踏まえて算出をさせていただくということを予定しているところでございます。

資料8につきましては、事務局のご説明は以上となります。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

ただ今、ご説明いただいた長期脱炭素電源オークションについて、ぜひ委員、オブザーバーからご意見等いただければと思います。チャット欄にてよろしくお願ひいたします。

それでは、小宮山委員、お願いいたします。

○小宮山委員

はい、ご説明大変ありがとうございました。

私からは、上限価格の件に関しまして、今回、発電コスト検証の数値が存在しない等の電源種の上限価格の設定に関して、大変適切に設定されているかと存じますので、賛同させていただきたいと思えます。

細かい点にて大変恐縮でございますけれども、1点だけ、スライド23の揚水、蓄電池の上限価格のところでございますけれども、容量市場の議論の際、広域機関の方で、揚水の調整係数に関しましては、安定電源代替価値として運転継続期間別に詳細に計算、分析されていたかと存じますけれども、揚水の調整係数の場合は、運転継続時間10時間以上では、ほぼ100%に近く、おおよそ10時間以下の運転継続時間では調整係数が減少に転じて、調整係数の変化が相対的に大きくなる傾向が見られたかというふうに認識しております。それを踏まえまして、揚水、新設の場合は、運転継続時間9.3時間とのことにて、調整係数は考慮しないとのことで妥当な処置かと存じます一方、蓄電池の場合は、運転継続時間は3.6時間ということで、調整係数がある程度相応に変化が見られる区間にあるかと存じますので、蓄電池の調整係数は、例えばでございますけれども、運転継続時間3時間と4時間の間での調整係数の間を内挿する形にて調整係数を設定するなど、コスト負担にも関連する議論でもございますので、もう少々丁寧に設定してもよろしいのではないかとも思った次第でございます。

以上でございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

続いて、加藤オブザーバー、お願いします。

○加藤オブザーバー

水素・アンモニアの値差支援・拠点整備支援スキームと関連して、今回整理いただいた基本的な方向性には賛同した上で、CCSについてコメントさせていただきます。

現状、CCSについては、国内法検討ワーキンググループとCCSの実施スキームの検討ワーキンググループが開かれており、具体的な議論を進めていただいておりますが、水素・アンモニアのような支援措置の検討の具体化にはまだ至っていないと認識しています。CCSの取り組みというのは、日本における化石電源のカーボンニュートラル化に向けて極めて重要な技術であり、早期実装に向けて何らかの支援措置の議論が今後なされていくと理解してございます。CCSプロジェクトの検討が進み、水素・アンモニアのような支援措置が具体化してくるタイミングにおいては、CCS付き火力につきましても、水素・アンモニアの支援による補助を受けた電源と競争上、同等の扱いになるような対応のご検討を改めてお願いしたいと思っております。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

佐々木オブザーバー、お願いします。

○佐々木オブザーバー

はい、イーレックス佐々木でございます。私から、1点、コメントさせていただきます。

論点2-2の帰責性なくコストが増加した場合に、必要な制度的対応を検討するという
ことについては、脱炭素への投資を促進する観点から大変重要であると考えております。

今般のエネルギー事業においては、環境変化が非常に大きく、帰責性のない経済性の悪
化に対して何ら措置がなされない場合というのが、事業者の本制度への参入意欲というの
がなかなか喚起されない恐れもあると思っております。そのため、このような一定の措置
が望ましいと考えております。

以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございました。

その他、委員、オブザーバーでご発言希望の方、いらっしゃいませんか。

それでは、廣瀬委員、お願いいたします。

○廣瀬委員

はい、ありがとうございました。私も、16 ページの論点2-2、事業者の帰責性がなく
入札後にコストが増加した場合の対応について、これは私も同じく賛成いたします。

今、佐々木オブザーバーのご指摘に加えまして、少なくとも電源を開発するプロジエク
トに資金を提供する投資家の観点から見ましても、この箇条書きの四つ目の考え方がある
ということが、投資案件の信用力を支えるということになり、長期的にプロジェクトの資
金調達コストが抑えられる、そのことがより安い電源の落札につながる可能性があります
から、ひいては需要家の電気料金の負担の軽減にもつながると、そういった意味でも16ペ
ージの箇条書きの四つ目のご提案に賛成いたします。

以上でございます。

○大橋座長

はい、続いて、松村委員、お願いします。

○松村委員

はい、松村です。聞こえますか。

○大橋座長

はい。

○松村委員

はい、発言します。

まず、上限価格について、事務局の提案全て合理的だと思いますので支持します。ただ、
その時に、念のために確認したいのですが、この文脈に限らず、あらゆる文脈で同じだと

思うのですが、上限価格を設定する時に、その価格に張り付くことがかなりの程度予想されていて、実際の調達価格がそれになるということが想定される状況での算定と、上限価格は決まってはいるけれど、通常これよりも低い価格での応札が大半になると予想される場合の算定では、おのずからどの程度の精度が要求されるのかが変わると思います。

この枠組みは、基本的には上限価格は定めてはいるけれど、そこにほとんどの応札が張り付くことは想定していない前提でずっと議論がされてきたと思っています。そのこと、だからといって上限価格に等しいもので応札してはいけないわけではないのですけれど、もしそういうことが頻発することになったとすれば、そもそもの想定が正しくなかったということなので、直ちに何がいけなかったのかを見直さなければいけなくなると思います。

これは、基本的に、そこに張り付くことを想定した価格ではないことを再度確認させてください。事業者の方も、上限価格がこう定まっているのだから、その上限価格までは大丈夫と安直に考えないように。制度の趣旨に沿った応札が実際に行われることを期待しています。

なぜ、もう一度そんなことを確認したかったのかというと、前回の意見で、中部電力の花井さんが言った発言をととても深刻に受け止めています。スライド5の4ページ、④のところに出てきている意見がそうだと思うのですが、これって、まず同じ価格で、コスト構造が明らかに異なると思われる二つの電源が同じ価格で応札すること自体が、そもそもそんなに自然なことではない。さらに、それが限界電源になる。つまり、募集上限をまたぐケースは、もう本当にあり得ないぐらいのレアケースのはずなのに、もともと送配電部門にいらして、今こちらに移ってこられて、公的機関の経験等からもあらゆる裏も表も知り尽くしている方がこれを気にしていることに関して、すごく深刻に受け止めています。

普通は起き得ないこんなことがどんな状況で起きうるのかというと、まず、事業者がカルテルを結んでいるケース。カルテルを結ぶ気満々なのではないかと心配になるようなコメント。あるいはもう一つの可能性は、上限価格は共通になっていて、上限価格に本当にみんな張り付く状態だと、まさにこういうことは起き得ると思います。

今回の整理で、上限価格は、揚水のリプレースと蓄電池が同じになったということなので、そのことは、確かにあり得るかもしれない。いずれにせよ、上限にみんなが張り付く事態も、カルテルが結ばれる事態もどちらも憂慮すべきこととだと思っています。このような意見が出てきたということ、あらゆることを知り尽くしたプロから出てきたということ、重く受け止めて、もちろん発言した方はカルテルを結ぶ気満々なんていうことは絶対はないと思いますが、そのようなことではないということ、十分分かった上で、それでもこんな懸念が出てくるという点に関しては、出てきたということは、本当に上限価格に張り付くかもしれない、あるいは、ある種のカルテルがひょっとしたら起こるかもしれないということの懸念は十分頭に入れた上で、実際にこの制度が始まった時には、本当にそんなことがなかったということ、絶対ないと思いますが、なかったということ、丁寧に見ていただく必要があるかと思いました。

次に、蓄電池の調整係数について議論をするというのは、容量市場の観点でもずっと議論されていることということだと思いますので、それに沿って整理していくという事はあり得ると思います。

もう一つは、今、まだ蓄電池というのは、これから立ち上がる状況ということですが、同じ特性を持ったものが、ものすごくたくさん入るといふことが出てくると、その結果として、ある種、調整係数を掛けなければいけなくなるというようなこと、容量市場の経験からもそういうことって起こってくると思います。

これで、蓄電池が大量に入ってくる事態になった後で丁寧に見る、あるいは、それを見据えて今から議論をすることは意味があるかと思いましたが。一方で、まだ十分に入っていない状況で、無闇にブレーキをかける議論をする必要があるのかということも同時に考える価値はあるかと思いました。

最後に、リスクに関して、事業者に帰責性のない問題が起こった時の対応というのは、これは消費者にとっても、つまり価格を抑えるという面でもとても重要な点だと思います。今現在、足元で既に今日の前半でも議論されたと思いますが、むやみにリスクを織り込んだ結果として、応札価格がむやみに高くなっていることが、既に他のところで起こっている。そのような口実を与えないためにも、実際にコストを下げ、消費者の利益を考えるためにも、帰責性のないものについて過大なペナルティーがかからないようにすることは、とても重要な点だと思います。

今後、この点について、さらに詳細に詰めていただければと思いました。

以上です。

○大橋座長

はい、続いて、又吉委員、お願いします。

○又吉委員

はい、ご説明ありがとうございました。

私からは、論点2-1、水素・アンモニアのサプライチェーン支援制度の関係について発言させていただきたいと思えます。

今回、別審議会での検討状況を整理いただきましてありがとうございます。13 ページ目に提起いただいた事務局案、入札価格の在り方、市場退出ペナルティーの在り方、供給力提供開始期限のカウント手法など、賛同したいと思っております。

また、本来であれば、この支援制度と、このオークション、同時並行的に担保されることが投資判断を促すために不可欠であると考えておりますので、今、検討中にある他の制度についても、ぜひ時間軸を考慮した制度整理が進むことを期待したいと考えています。

以上です。ありがとうございます。

○大橋座長

はい、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

はい、ありがとうございます。小川です。

私からは、上限価格について一言コメントを申し上げたいと思います。

今回、事務局におかれまして、発電コスト検討の数値が存在しない、あるいは、発電コスト検証の数値をベースにすることが適切と言えない電源種について、詳細なご検討をいただきまして上限価格をお示しいただきました。今後、事業者として、検討を進めるに当たりまして、目安が示されたということについて、認識しておりますし、事務局の検討に感謝申し上げます。

ここで1点確認なんですけど、今回、設定の考え方として、過去の実績や各種の調査資料などで、諸元を積み上げて設定いただいておりますけれども、これら諸元はあくまで現時点の想定ですので、足元、物価の上昇もございまして、今後も物価や金利、あるいはさまざまな事情で諸元が変動するものと理解しております。この点で、確認をさせていただきたいのですが、23年度については、お示しいただいた数値で制度をスタートさせることになるかとまず理解してよろしいのでしょうか。

また、24年度以降の入札に当たりましては、32ページの上限価格一覧の表の上に、実際の入札前に改めて計算予定というふうに記載いただいておりますが、これは今後の諸元の変動に応じて別途、入札前に見直しが行われるものと理解しておいてよいのか、この点についてご教示いただければありがたいと思います。

以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

花井オブザーバー、お願いします。

○花井オブザーバー

はい、ありがとうございます。中部電力花井でございます。

まず、前回に続きまして、各論点、詳細に検討いただきましてありがとうございます。

2点申し上げたいと思います。1点目は、前回発言させていただきました蓄電池と揚水の募集上限をまたぐ案件の取り扱いについてでございます。6ページの4ポツ目で、「蓄電池が将来的には規模が大きくなることも考えられること」等を理由に、改めて「原案どおりで整理」ということにつきましては否定いたしません。蓄電池には期待するところもありますので、今後、入っていただけるという観点からも、この方向でスタートするのはよいではないかと思っています。

ただし、前回もお話しさせていただきましたが、再エネを大量導入していくためにも、やはり同期化力と慣性力、短絡容量の問題等もあります。そういった重要性はどんどん増していくということになります。長期脱炭素電源オークションのみで、将来的な同期化力や慣性力を確保するものではないと考えてございますけれども、引き続き、この点は検討していただきたいと思っておりますので、よろしく願いいたします。

次に、論点2-2についてです。水素・アンモニアに関する各種制度との関係性につきましては、サプライチェーン支援制度、拠点整備支援制度、長期脱炭素電源オークション制度の三つの支援制度があつてこそ、水素・アンモニア混焼への新規投資が成立するということも考えられます。

今回、本制度と両支援制度の決定のタイミングが前後する可能性も含めて検討いただいておりますが、三つの支援制度がうまく連携し、水素・アンモニア混焼への新規投資が適切に促されますよう、御省内の調整もぜひ引き続きよろしく願いいたします。

以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございました。

以上、お手が挙がっている委員、オブザーバーの方にはご発言いただいたという認識です。もし事務局の方から何かコメント等ございましたらいただけますでしょうか。

○事務局

はい、さまざまご意見いただきましてありがとうございました。幾つか事務局の方からコメントさせていただければと思います。

まず、加藤オブザーバーからご指摘いただいたCCSについてでございます。ご指摘のとおり、具体的な支援措置が具体化したといったタイミングで、水素・アンモニアと同様の制度的措置の対応といったところですか、また、上限価格についてもお示しをするといったことができると考えているところでございます。

2点目でございますが、松村委員からご指摘いただいた点でございます。上限価格がほぼ張り付くことを想定しているのかということでございますが、ご理解のとおり、基本的にはこの制度に関しましては競争入札であると、さらにはコストベースの入札といったところもありますので入札コストの監視もさせていただくと、こういったことを想定しているところでございます。その上で、上限価格に関しましては、建設コストもさまざまあるということで、発電コスト検証等の数値を基に、コストから1.5倍といったところで上限価格を設定させていただいていると、こういったことになるところでございます。

当然、建設コストも、場所によってコストもさまざまでございますので、上限価格にコストがなるということで入札価格になると、こういった電源もあるということだと思いますが、一方で、それがほぼ張り付くということは、基本的には想定されないと考えているところでございます。

ご指摘のとおり、こういった枠組みでございますので、上限価格に関しましては、そういったような意味合いということで、ほぼ上限価格に各電源が張り付くと、こういったことを想定しているものではないということは、事務局の方でも改めてコメントさせていただければと思っております。

続きまして、小川オブザーバーからご質問いただいたところでございます。こちらに関しまして、まず、23年度に関してもでございますが、基本的に23年度に関しまして、

改めて計算をさせていただければと思っています。32 ページ目のところで書かせていただいているのですが、基本的には今回お示しをさせていただいたものと数値が特に変わるものがないければこのままということだと思っていますが、一方で、例えばでございますが、直近の何らか新たな案件が、もし仮に出てくれば、そのコストを反映していくということかと思っています。こういったところに関しましても、まずは23年度に関しましても改めて計算をさせていただいた上でお示しをするということかと思っています。

また、24年度以降に関しましても、発電コスト検証の数値の見直しですとか、実績が出てきたと、こういったようなこと、いろんな事情の変化があるかと思っています。そういったところの諸元の変動に応じて適切な見直しを進めて、毎年、毎年、上限価格の設定に当たっては見直す必要がないかといったことも含めて検討していければと考えているところでございます。

事務局からは以上でございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

長期脱炭素電源オークションについては、10月から相当程度精力的に議論をさせていただいて、また、論点についても大変丁寧に事務局から毎回委員のご意見を踏まえてアップデートしていただいたこと、感謝申し上げます。

まだ追加で議論すべき論点があるかもしれないので、そうしたところというのは引き続き事務局で目配りしていただきつつ、また今後、経済環境等、相当程度変化していくことが予見される中で、ファインチューニングも制度上、今後必要になってくるだろうということではありますが、他方で、早期に第1回オークションを行うということも視野に入れていかなきゃいけないので、そうした観点からぜひ事務局でも議論の取りまとめの方を引き続きよろしく願いできればと思います。

(6) 非化石価値取引について

○大橋座長

それでは、最後の議題になります。議題5、非化石価値取引市場および再エネ価値取引市場について、また、高度化法の間目標についてということで事務局にまとめて、まずご説明の方をお願いいたします。

○事務局

はい、それでは、まず、資料9、再エネ各種取引市場についてです。電力基盤課長の小川です。

スライド1ページ初めにありますけれども、前回の議論を受けて実施しましたアンケート結果、これは需要家、小売事業者にとっての証書の利用、あるいは最低価格の水準というところに関するアンケートの結果をご紹介します。本日、再エネの価値の取引市場の最

低価格についてご議論いただければと思います。

まず、4ページ目、これは直近の取引状況の推移であります。昨年11月から新たな仕組みの下でスタートしまして、今回、この11月のオークションは、一つ前の回とほぼ同じ水準、約33億kWhとなっております。その取引に参加している事業者、小売りのライセンスを持っていない事業者、いわゆる需要家が36社参加しているというところでありまして、もう一つの高度化法の下での、電気事業者側での取引と違いまして、こちらは需要家も直接参加しているというものになります。

続きまして、アンケートになります。6ページ、ご覧ください。今回アンケートの対象150社あまりというところで、需要家も40社弱から回答をいただいております。

7ページですけれども、使用電力における再エネ比率の現状と2030年度の見通しを聞いております。左のグラフですけれども、足元は0～20%が圧倒的に多いですが、2030年度は80%超という事業者も結構多く、現時点での目標ということではあると思いますけれども、かなり左とは違ったものとなっております。

ちなみに、日本全体ではエネルギーミックス、非化石比率、2030年度59%、ちょうど中央の部分になります。下に表がありますけれども、再エネ比率を上げる具体的な方策について聞いております。回答数150あまりのうち約半分が証書購入でありますけれども、それに続いて、再エネの発電事業者からの直接購入、いわゆるPPAですとか、あるいは再エネメニューへの切り替え、そして、自ら再エネ電源へ投資を行っている、この辺り需要家の側も、もともと証書購入は第一歩という形で昨年来ご議論いただいておりますけれども、自ら購入、自ら投資を行うという動きもアンケート結果からも浮かび上がってきているのかなと考えております。

次、8スライド目ですけれども、右のグラフにありますけれども、今後のFIT証書の購入予定というところで、増やす、あるいは大幅に増やすという回答者が約6割という形であります。

続きまして、9ページ目になります。最低価格の値上げに関する許容性になります。グラフは二つありますけれども、左は事業者、回答事業者数、数で見た場合、右が回答事業者に過去の調達量で重み付けをした場合というところでありまして。

いずれにおきましても、0円、値上げは一切許容できないというのが事業者数で言うと半分弱、あるいは重み付けすると4割弱あります。

一方で、0.1～0.2円、あるいは緑の部分、0.3～0.5円程度ならという事業者、特に右のグラフで言いますと4割あまりが緑となっております、これら、一定の値上げは許容可能という事業者は5割、6割であったというのが今回の結果になっております。

こういった結果も踏まえて、アンケートで何か決めるということではないんですが、アンケート結果も踏まえつつというところで13ページをご覧くださいいただければと思います。最低価格の引き上げ、具体的な水準というところでありまして。

今回、前回からの議論でも最低価格0.3円/kWhでスタートしていますけれども、今

の環境変化も踏まえて、全体的に上げていくという方向でご議論をいただいております。その具体的な水準につきましては、今の 0.3 円をある程度上げていく、下から三つ目にありますけれども、例えば 0.5 円としていくことも考えられるという状況であります。これは、ある意味再エネの投資を促していく、再エネ価値というものが今後、より重視されていくという中での方向性、意見にもありました再エネの証書の価格が安いことで、逆に自らの投資を阻害することにならないかというところもあると、0.5 円というのも一つの考え方であります。

他方、0.3 円ということで昨年からスタートした取引でありますので、需要家の参加もある中での水準の変更ということ、大幅な変更というのは予見可能性を損なうということもあります。

そういったことを総合的に勘案しますと、今回、最低価格の引き上げ幅は 0.1 円としまして、23 年度の初回オークションから 0.4 円としてはどうかと考えております。

以上が資料 9 でありまして、続いて高度化法の市場ということで資料 10 をご覧いただければと思います。

今回は、第二フェーズ、2023 年度以降の市場の在り方、特に 23 年度の目標値というところになります。

まず、足元の動向、7 ページをご覧ください。前回もご紹介しましたがけれども、ここで左も右も黄色いグラフ、黄色い部分が非常に増えているというのが一つの特徴でありまして、買いの入札が極めて多くなっている。その分、売りとのバランス、売りは灰色の部分ですけれども、売りが相対的に少なかったこともあって、これまでの売れ残りというよりは買い切れないという状況が生じているというのが直近の状況であります。

こういったことも踏まえて、23 年度の需給バランスを考えていく必要があるかというところで、具体的なところにつきましては、少しページが飛んでしまいますけれども、15 ページをご覧くださいければと思います。

まず、先立つものとしまして、グランドファザリングということでは、前回ご議論いただきまして、ページを飛ばしてしまいましたが 12 ページにお示したような形、イメージで言いますと、これまでのグランドファザリングから 6% 程度引き下げるという形で大きな異論はなかったところであります。こういった 6% の引き下げというのを踏まえて、23 年度の需給バランスをどう考えていくかというところであります。

今 15 ですけど、14 ページ、すみません、1 ページ戻っていただいて、これまでは二つ目のポツにありますけれども、需給のバランス、2 割程度余裕を持たせることにしたというのがこれまでであります。

その後の議論、直近の議論では、やや売れ残りが多いということもありまして、これまでの 1.2 は、より 1 に近づけていくという形でご議論をいただいております。市場価格も最低価格に張り付いているといったことがあります。

他方、今回、直近のオークション結果で売り切れが生じているということは、頭の片隅

に置く必要があるかと考えておりました、次の 15 スライドになりますけれども、需給バランス、これまでの 1.2 を 1.1 にした場合には、これまでよりもさらに需給バランスが厳しくなるというところでありまして、ちょっと足元の状況というのを踏まえて、1.1 ではなく 1.15 程度としてはどうかという形であります。

具体的な数字のイメージは、次の 16 スライドにありますけれども、1.15 とすると、外部からの調達比率、今 2022 年度は 7.5% となっていますが、2023 年度、12.0% というのが一つのご提案であります。

最後、配慮措置、第二フェーズの配慮措置というところで 28 ページをご覧ください。

今しがたの需給バランスと関連しますけれども、仮に需給バランス、ご提案の 1.15 にした場合でも、例えば原子力の停止などによりまして供給が大幅に減るといった事態になりますと、需給がかなり厳しくなり得るということで、それから三つ目のポツにありますけれども、需給バランスが極端に悪化した場合、例えば需要が供給を上回るというような状況が生じた場合には、何らかの特別の措置、評価において勘案すると、下から三つ目にあるような措置というのは用意しておく必要があるかと考えております。

他方、こういった場合には、かなり異例の措置になりますので、なかなか個々の事情に応じてではありませんけれども、あくまで例外的な措置という位置付けでありまして、基本的には各市場において、事業者が目標達成、単年度評価になりますけれども、目標達成に向けて努力いただくことが基本かと考えております。

事務局からのご説明は以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

それでは、残りの時間でただ今のご説明に対して討議をさせていただければと思います。ご質問、あるいはご意見ある方、委員、オブザーバー含めてチャット欄にてお願いできればと思います。

はい、それでは、辻委員、お願いします。

○辻委員

はい、辻です。ご説明ありがとうございました。

まず、再エネ価値取引市場の方の話なんですけれども、前回までご議論いただいたように、環境の変化も踏まえて、最低価格を引き上げていくという、こういう方針の中で、アンケート結果も踏まえて、許容性という点から 0.4 ということでご提案いただいて、大枠良いのではないかなと思いました。

一方で、前回、0.3 円というところを決めた時の議論では、その一つの要因として、賦課金の低減効果ができるだけ大きくなるようにという、そういう数値も見せていただいて議論したということがありましたので、その時は、どこかのページにあったと思うんですが、前回の議論の際に、0.3 と 0.4 の間では、だいぶそういう低減効果に差があるかもしれないと、そういうこともあったと、それはもちろん当時のアンケート結果ですので、今

は状況がまた変わっているというところはあると思うんですが、念のために、今回お示しいただいたような 0.4 というところになった場合に、現在のアンケートから、あくまで概算ということではかないとは思いますが、賦課金の低減効果を出していくという観点からも、大きな問題がないかということは確認しておくといのかな、その点教えていただければと思います。

あとは、高度化法の方の話ですけれども、需給バランスについては、今までよりもさまざまなリスク等ある中で、少し1に近づけていこうということで1.15という数字については賛同いたします。

配慮措置のところ、ちょっと私がちゃんと理解できていないのかもしれないんですが、需給バランスが1.0を下回る見込みというのが、下回る、あるいは、その見込みがすごい高いというところが出てきた時に、一律に配慮措置という話、これはまだ証書が残っている状態で、こういう配慮措置というのが年度途中で出るような状況を想定するということだとすると、その後の残りの証書の取引というのがどういうふうになるか、最後に少しご説明もあったと思うんですけれども、残りの証書をしっかり調達するモチベーションというか、インセンティブというか、そういったものがちゃんと残るのかどうかということも検討が必要かと思いました。

私からは以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

河辺委員、お願いします。

○河辺委員

はい、ありがとうございます。

まず、再エネ価値取引市場に関するコメントになります。資料9におきましては、需要家へのアンケートおよび高度化法義務達成市場との最低価格差の低減に向けた検討を深めていただきまして感謝申し上げます。

スライド13にございます最低価格0.4円/kWhという価格については、現状の価格水準を基準に証書の購入計画を立てている需要家への配慮の下で設定された価格であると理解いたしました。

その一方で、今回の引き上げ幅で、小売電気事業者が需要家に対して非FIT証書の価値を遡及しやすい環境が整うのかどうかという点につきましては、今のところまだ疑問に思っております。今後のFIT証書へのニーズの高まりによって、FIT証書の約定価格が市場原理によって0.6円を上回る水準になっていけば問題ないと思うんですけれども、FIT証書の取引価格が最低価格を取るという状況が続くのであれば、小売事業者の立場からすると、非FIT証書の価格転嫁が難しいという状況は変わらないのではないかとこの点を懸念しております。

次に、高度化法義務達成市場の需給バランスについてです。証書の売れ残りを防ぐとい

う観点から、需給バランスが1を下回った場合に配慮措置を設けるという前提の下で、この需給バランスは第一フェーズよりもタイトにしていくことが望ましいと思っております。

しかしながら、先に述べました二つの市場間の価格差が引き続き残り、非FIT証書の価格転嫁が難しいという状況が続くのであれば、小売事業者の事業環境への配慮というのにも必要であるように感じます。

個人的には、非FIT証書の価格転嫁ができる環境を整えた上で、需給バランスをタイトにしていくという方向が望ましいと考えているんですけども、今後の議論におきましても、この二つの論点はセットで考えていかなければならないと思ったところです。

以上でございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

小宮山委員、お願いします。

○小宮山委員

はい、小宮山でございます。高度化法の中間目標に関して1点コメントでございます。需給バランス1.2程度から1.15へ抑える方向性に賛同させていただきたいと思えます。

需給バランスを1.1まで抑えることもあり得るかとも思いますが、卸電力価格の上昇などの市場環境や、グランドファザリングも漸減する方向性も議論される中で総合的に考えれば1.15という数字は、バランスの取れた数字ではないかと思っております。

以上でございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

國松オブザーバー、お願いします。

○國松オブザーバー

はい、日本卸電力取引所の國松でございます。再エネ価値取引市場の最低価格の見直しに関しましてコメント申し上げたいと思えます。

まず、資料9ページですか、許容レベルのところがございますが、この対象者が小売電気事業者と需要家、両方とも混じった数字できていると思うんですが、需要家だけに特化した場合に、許容する方が100%にこれが変わるんじゃないかなと思って、なぜなら、小売電気事業者においては、先ほどの委員の先生からもご発言ありましたが、0.3と0.6の差を埋めたいというお気持ちは小売電気事業者にはある、その埋め方として一番望んでいるのは、やはり非FIT、非化石証書、高度化市場の方の最低価格0.6を0.3に引き下げて同じにするということを望んでおられるんでしょうけど、それがかなわないのであれば、再エネ価値取引市場、FIT非化石証書の方の0.3を0.6に上げる方を選択されているとすれば、そちらの圧力で許容数が出てくるんだとすれば、それで上げてしまうんだとすると、需要家の声を無視することになるかと思えます。需要家だけの方で取った時に、0円が大半を占める、それなのに最低価格を上げるという行動というのは、電気事業者の方

の意見だけを取って、需要家の方を取らないということになろうかなと思ってしまいます。

最終的に、価格の上げを議論されているというのは承知しておりますけれども、一番最初には 1.3、それを 0.3 に落として需要家にも広げることによって、需要家の直接参加、今もまだ多くの需要様が広く関心を持ってきてございます。

0.3 で考えておられる需要家というのは、かなり私、多いと思っていて、それが1年のうちに 0.1 円でもやはり上がるということについては、最低価格の上げ方で上げるというよりは、やはりそれが売れていって、どうしても買えなくなって、市場価格として 0.4 とか 0.5 とか 0.6 に上がっていくというのは、私は望ましいと思うんですけど、それを下で上げてしまうというのは、どうしても、もう少し需要家の都合をよく考えてやらなければいけないのではないかなと考えております。

何にしましても、お決めいただければ、私どもの市場の方の設定として従うこととなりますけれども、需要家さんの、今、ニーズがかなり広がってきておりますので、それに水を差すようなことということにならないように気を付ける必要があるのではないかなと考えております。

以上です。

○大橋座長

はい、続いて小林オブザーバー、お願いします。

○小林オブザーバー

はい、ありがとうございます。小林でございます。

今回、まず、私の方からは、資料9の再エネ価値取引市場の最低価格の引き上げについてコメントさせていただきたいと思います。

私としましては、最低価格 0.1 円の引き上げということには異論はございません。アンケート等も取っていただきまして大変ありがとうございました。その中で、ある程度価格許容度という部分の話と、もう一つは価格の予見性という部分の二つの側面があるかなというふうに認識しています。そういった点でいきますと、今後、仮に、最低価格および再エネ価値取引市場の活性化という観点でいけば、アンケートのところにも一部コメントがあったようではありますが、情報発信というんですかね、今後、最低価格も上昇していくという予見性を感じていただく情報発信ですとか、または、電源証明のコスト、こういったものがどういうふうに加味されているのかといったことも含めてお示しいただくということが重要なかなと思っております。

以上でございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございました。

小川オブザーバー、お願いします。

○小川オブザーバー

はい、ありがとうございます。小川です。

私からは、高度化法の中間目標についてコメント申し上げたいと思います。

まず、第二フェーズの需給バランスですが、これまでこの場での議論を踏まえまして、今回、資料 15 ページに第二フェーズの需給バランスを 1.15 程度、外部調達比率 12%とするというご提案をいただいておりますけれども、本ご提案について異論はございません。

来年度から開始されます第二フェーズの実際の取引結果、これを踏まえて、その市場メカニズムの中で非化石価値を適性に評価する観点から、この水準がどうだったかということについては、またしっかりと確認をいただいて、この場等で引き続き必要な検討をしていただければと考えております。

それから、第二フェーズの配慮措置についてでございますが、28 ページに記載していただいておりますように、今回、第二フェーズにおいて、小売事業者の責めに帰さない事象が生じた場合の対応を事前に定めておくということは極めて有用だと思っております。

その上で、5 ポツ目のところに、「発動のタイミングの精査については、前回のようなアンケートの実施を一つの手段としつつ、運用において適宜対応していく」ということで、運用において適宜対応というふうに記載いただいております。これは、さまざまな事象が起り得ると思うんですが、例えば非FIT電源がいったん脱落しても、その後、その年度内に復旧することで証書のバランスがまた 1 以上に戻るというふうなことも十分に考えられますので、この市場の制度の趣旨を踏まえ、やはり非化石価値ができるだけ埋没しないようにすることが重要だと思っておりますので、やはり配慮措置の発動の要否、これはタイミングも含め、慎重に見極めていただければと思います。

以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

花井オブザーバー、お願いします。

○花井オブザーバー

はい、中部電力、花井でございます。私も高度化法の中間目標について 2 点コメントさせていただきます。

まず、需給バランスについて、需給バランスは 1.15 程度というご提案をいただいております。第二フェーズは、15 ページの一番下に※がありますけれども、単年度評価であることから第一フェーズよりも売れ残りは減り、需給バランスは 1 相当に近づくことが想定されます。

このため、配慮措置を考慮して、一定程度裕度を持たせる観点、また、今回提示された外部調達比率 12%は、既に 22 年度の 7.5%から 1.6 倍になっていますので、これ以上、急な引き上げについては、未達事業者の増加を助長してしまう懸念もあることを踏まえ、今回提案いただいた水準は妥当と考えております。

次に、配慮措置についてです。今回、需給バランスが 1 を下回った場合、対象事業者全体に配慮措置を一律に適用するというご提案をいただいております。この場合、配慮措置

の適用有無を見極めるために、あえて最終オークションまで購入を控える事業者が出ますと、やはり最終オークションでも購入せずに、未達成を指向するようなことが出てくるのが考えられますので、そうなりますと、非化石電源への投資を加速させていく必要がある中で、証書の売れ残りが生じてしまうということが懸念されます。

従いまして、真面目に真摯に調達した事業者等の公平性や、競争への悪影響の観点も踏まえますと、明らかに調達率が低い事業者に対しては、指導、助言をいただくということも一つの案として考えられるのではないかと考えていますので、ぜひご検討をよろしくお願いいたします。

私からは以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

以上、お手が挙がっている委員、オブザーバーからご発言いただいたと聞いていますので、それでは、もし事務局の方からコメント等ございましたらいただけますでしょうか。

○事務局

はい、さまざまご意見いただきありがとうございます。

まず、再エネ価値取引の証書の最低価格につきましては、國松オブザーバーから大事なご指摘をいただいております。ちょっと今回資料に、そこまで整理できておりませんが、引き上げの許容性に関しては、需要家においても、その大半が0円でないということではありませんでした。察するに、途中ご紹介しました需要家も、選択の手段としては7ページの下にありますように、証書の購入以外に自らの投資といったようなことも考えております。ひたすら証書だけを買っていく場合には、とにかく安くということなんですけれども、必ずしもそういう状況ではないというのがあったかなと考えております。

一方で、予見可能性というご指摘もいただいております。仮に引き上げる場合、今回で言うと、もう22年の終わろうとしている時であります。今後のことを考えた時に、より需要家とのコミュニケーション、あるいは、予見可能性というのは、最低価格を考える上では重要になってくるかなと考えております。

それから、高度化法につきましては、配慮措置のところでもさまざまご意見いただいております。皆さまからご指摘いただいたとおりでありまして、年度の途中段階で、まだ事業者が購入途中でこういった措置をすると買わなくなる、あるいはそういった期待の後、買わなくなるということが考えられますので、そういった意味では慎重に考える必要がある。一方で、みんなが厳しくなっている中で、買いが殺到し始めて、例えば年度の早い段階で価格が急騰して、そのまま放置していると、とにかく高く買い続けなければいけないのかなという状況においては、やはり配慮措置というのも考えなければいけないのかなというところでもあります。そういった意味で、この運用については、よく状況を見極めながら考えていく必要があるかなと考えているところでもあります。

事務局からは以上です。

3. 閉会

○大橋座長

はい、ありがとうございました。

本日、再エネ価値取引市場については、2023 年度における最低価格についてご提案いただき、ご質問もありましたけれども、ご質問に回答する形で委員、オブザーバーの方々、おおむねご了承いただいているという形だったのかなと思います。

また、高度化法については、来年度における外部調達比率についてもお示しいただいて、また、第二フェーズにおける配慮措置の大枠についてもいただいたところでございます。

これについても、委員の方々中心にして、おおむねご異論がない形だったのかなとは思っています。

今後、本日のご意見を踏まえながら、事務局におかれても、報告書に向けての作業をしていただければと思いますので、どうぞよろしく願いいたします。

大変申し訳ございません。お時間、若干過ぎてしまいました。以上で議題は終了となりますけれども、全体を通じて何かご意見、委員、オブザーバーの方々からございますでしょうか。よろしゅうございますか。

それでは、本日、お昼の時間から3時間を超える、非常識に長い会合となってしまって、誠に申し訳ございません。また、非常に闊達（かつたつ）なご意見をいただきまして感謝を申し上げます。これにて第73回制度検討作業部会、閉会といたします。

ちなみに、今回、年内最後となります。今年1年、多くの課題についてご意見をいただいたこと、感謝申し上げます。課題持ち越しも結構たくさんございますが、せめて事務局におかれても、穏やかな年末を過ごしていただければと思っている次第です。皆さんも良いお年をお迎えください。ありがとうございました。