

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70回制度検討作業部会

日時 令和4年10月3日（月）12：01～15：03

場所 オンライン開催

1. 開会

○事務局

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70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、ご多忙のところをご出席いただき、ありがとうございます。なお、男澤委員におかれましては14時半ごろまでのご参加、安藤委員におかれましてはご欠席とのご連絡を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。

2. 説明・自由討議

(1) ベースロード市場について

○大橋座長

では、皆さん、こんにちは。大変お忙しいところ、ご参集いただきましてありがとうございます。

早速ですが、70回の会合のほうを開始いたします。

本日は議題として5つございます。ベースロード市場について、予備電源について、長期脱炭素電源オークションについて、第八次中間取りまとめに関するパブリックコメントについておよび非化石価値取引市場についてということでございます。

それでは、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。

それでは、議事次第に沿って、まず議題の1、ベースロード市場についてということで、資料の3をご用意していただいておりますので、まず事務局よりご説明のほうをお願いいたします。

○事務局3

資料3に基づきまして、ベースロード市場について説明をさせていただきます。1ペー

ジをご覧ください。ベースロード市場でございますけれども、値差問題につきまして議論させていただいたところでございます。2022年度と23年度の受け渡し分については、閾値以上の値差清算を行い、値差リスクの軽減を図るという形にさせていただいたところでございます。

また、2026年以降、間接送電権によるリスクヘッジが可能になるということでございますので、こうした状況を踏まえて、2024年・25年の受け渡し分の扱いをどう考えるかということについて本日はご議論いただきたいと考えております。

それでは、3ページをご覧ください。値差問題の議論の前に1点ご報告がございまして、9月30日に本年度の第2回オークションが開催されたところでございます。約定量ですけれども、全市場合計で210.1MW、年間の電力量に換算しますと18.5kWhということでございまして、昨年度の第2回のオークションの約定量約7.9億kWhと比較しますと2.3倍ということになっております。また、約定量のほとんどが西日本エリアということで北海道エリアでは約定が行われませんでした。

4ページをご覧ください。入札量と約定率でございます。売入札量ですけれども、昨年度の第2回のオークションと比べますと約40%弱減少しているところでございます。こちらは相対契約であるとか、前回第1回目のオークションで大幅に約定したことなどが原因ということになっております。

一方で、買入札量ですけれども、第1回のオークションと同程度でございました。昨年度と比較をしますと、約50.6%増加をしているということで、買い手側のベースロード市場へのニーズが拡大していると考えられます。

5ページをお願いします。約定価格ですが、東日本では30.67円、西日本では25.11円ということでございまして、昨年度の第2回オークションと比較をしますと、東日本エリアでは3.1倍、西日本エリアでは2.5倍ということになっております。

それでは7ページ、値差問題でございます。値差問題につきましては、今回は24年度、25年度の取り扱いについてご議論いただきたいと考えているところでございます。その手法につきましては、22年度、23年度の受け渡しの議論をさせていただく際に、3つの手法をご提示させていただきました。

1つ目が、入札価格に想定値差を織り込む手法、2つ目ですけれども、市場範囲の分割・統合によって対応する手法、3つ目が、閾値以上の値差を清算する手法ということでございました。22年・23年の受け渡し分につきましては、①の入札価格に想定値差を織り込む手法というものが具体的にどの程度の値差相当の額を織り込むのかということがなかなか難しいのではないかとということ。また市場の分割については、過大な値差については解消されるということではありますけれども、ベースロード市場が元々1つの市場を志向していたということから慎重な検討が必要だということでございまして、閾値以上の値差清算の手法が採用されたということでございます。

一方で、この22年度、23年度の取り扱いを議論していた時よりも状況が大きく変わっ

ておりまして、燃料価格の高騰であるとか、スポット価格の高騰、こういったような状況変化があるところであります。

下から2つ目のポツでございますけれども、現在、システムプライスが0.01円になる時間でございますが、2018年は0%だったところ、エリアによっては12.3%など増加傾向が見られるということでございます。また、市場分断ですけれども、一部のエリアでは分断率が8割を超えるような月も見られるようなことになっているところでございます。

こうした結果を踏まえまして、これまでも議論させていただいておりました九州の値差ですけれども、8月時点では月11.67円まで上昇をしている状況でございます。

8ページをお願いします。こちらの資料につきましては、前回もご提示させていただいたものとほぼ同じのものでございますけれども、こうした厳しい状況の中で、小売事業者が撤退する事業者が少なからず存在をしているということでありまして、今回の2回目のベースロード市場の結果もお示しさせていただきましたけれども、小売事業者にとってベースロード市場でのニーズというのも高まっていると考えられるところでございます。

一方で、発電事業者サイドにとってはこのベースロード電源の費用回収が適切に行えることができるかということが安定供給と脱炭素を両立させるためにも重要であるということでございます。こうした状況を踏まえる中で24年度、25年度の取り扱いについて3つの手法をどう評価するのかということでございます。

それでは10ページをご覧ください。まず1つ目の手法、入札価格に値差を織り込む手法ということございまして、こちらは22年度、23年度の取り扱いを議論させていただく際にご提示させていただいた資料でございますけれども、こちらは値差の織り込みの仕方はどういった額が適正になるのかというのが難しいのではないかと議論させていただいたものでございます。

11ページをご覧ください。その議論をしていた時よりも状況が大きく変化をしております。右下のグラフをご覧くださいますと、値差につきましては、より一層広がっているということでございます。そうした状況を踏まえまして、翌年度の発生の見込みの想定値差をあらかじめ価格に織り込むということがやはりこれまで以上に難しい状況になっているのではないかと考えられるところでございます。また、値差損益、これを織り込んだ手法を採用したとしましても、実際に清算をされるまでにラグがございますので、2年かかってしまうというケースもございますし、また、約定結果次第では値差損益の回収ができないというようなこともあるところでございます。そうした中で足元の状況を踏まえまして、25年度までの受け渡し分までの対応手段として採用することは難しいのではないかと考えているところでございます。

12ページをご覧ください。2つ目の手法でございます。市場範囲の分割・統合によって値差に対応する手法ということございまして、こちらは分割をするということになりますと、値差問題についてはクリアをされるということですが、一方で、ベースロード市場が元々全国一律の市場を志向していたということになりますので、市場範囲を見直

すかどうかについては慎重な検討が必要であると考えているところでございます。

また一方で、分割だけではなくて現在の足元の状況に照らしまして、統合するという可能性についても併せて検討する必要があるのではないかと考えております。箱の下の論点2つ挙げさせていただいておりますけれども、まず市場範囲の分割・統合する際にどのような指標をもって判断するのかということが1つ目の論点でございます。

2つ目ですけれども、仮に市場範囲を見直すということにした場合、分割・統合の判断時期をどのような頻度で行うのか。年度ごとに行うのか、年度の途中でも行うのかということでございます。

13 ページですけれども、こちらは春の段階でご議論いただいた際にいただいたご意見を参考として挙げさせていただいておりますけれども、分割に当たっては、当時は慎重に判断することが必要ではないかといったようなお声をいただいているところでございます。

14 ページをお願いします。市場範囲の分割・統合の判断基準ということで、分断の発生率等の値差につきまして今の現状をお示しさせていただいたものでございます。値差が特に拡大しているのは中部関西、東北東京、九州関西というこの3つでございます。一方で、元々、現在分割をしております北海道、こちらも北海道東京間の値差は縮小傾向にあるところでございます。こうした状況を踏まえて、どのような分割・統合の在り方を考えるのかということでございます。

15 ページをご覧ください。こちらは現在の市場範囲に設定した時の議論の資料でございますけれども、当時は直近の3カ月平均、4月、5月、6月の平均で判断をしております。北海道につきましては、4月、5月、6月の平均で約8割弱、東京中部につきましては85%、中国九州については23.9%ということになってございまして、この25%以下になっておりました中国九州間については市場範囲を分割しないということで整理をされたところでございます。

また、16 ページですけれども、分断値差との関係でございますが、制度を設定した時の北海道と東京中部間の値差ですけれども、3円を下回る水準になっていたところでございますが、右側のグラフをご覧くださいと思っておりますけれども、こちらは現在は東京東北間、中部東京間、九州中国間で値差が3円を超える水準になってきているということでございます。一方で、北海道東北につきましては、その3円の水準を下回っているような状況ということになっております。

17 ページをご覧ください。分断率の現在の発生状況でございます。分断率ですけれども、制度を設計した際には3カ月平均ということで取っておりましたが、今回は3カ月で取るのか、1年で取るのがいいのかといったことも一つのご議論になるかとは思っておりますけれども、ここ数カ月で急激にその分断率も変わってきているということもございまして、今回は1年程度の値もお示しさせていただいているところでございます。北海道につきましては年間で見ますと約15%でございます。東京中部は38%、中部関西は10.1%、中国九州は56.7%ということでございます。中部関西につきましては、この直近は分断率

が 10%を超えているような水準ということになっておりますけれども、一方でこの 1 年間で見ますと 10%未満という月も過半数ということになっているところでございます。

18 ページは九州エリアの分断率、年間移動値差の推移ということで、先ほどまとめていたものの九州だけを抜粋したものでございますが、分断率も上昇している、値差も拡大をしているということもございますので、市場範囲を見直す場合ですけれども、九州エリアを単独で分割するというものもあるのではないかと考えております。

19 ページをお願いします。東北エリアの分断率でございますけれども、分断の値差が広がっているところでありますけれども、こちらの原因がこの 3 月の福島沖地震によって連系線の運用容量が低下したことが背景にあるのではないかと考えているところでございます。こちらにつきましては、23 年 1 月～2 月に回復するということが想定をされておりますので、こうした値差の発生状況は一時的なものではないかと考えております。

20 ページをお願いします。北海道でございますけれども、北海道は東北との値差の発生率、こちらにつきましては、新北本が運転を開始したということもございまして、近年では低下傾向ということで値差発生率は 21 年 10 月以降は 30%未満、分断値差も年間平均で縮小傾向にあるという状況でございます。

一方で北海道と東京ですけれども、値差の発生率が 30%を超えておりまして、年間の平均値差も 2 円以上ということで拡大傾向にあるところでありますけれども、こちらは先ほど東北の際に説明をさせていただきましたけれども、連系線の運用容量の低下ということも考えられるところでございます。こうした状況を踏まえまして、北海道の分割・統合ということをどう考えるのかということでございます。

22 ページですけれども、値差への対応としての市場範囲のイメージを 4 つお示しをさせていただいているところでございます。先ほどご説明させていただきましたとおり、分断率や現在の市場間値差を踏まえまして、九州エリアは分割をするということを考えて際に、東エリアをどう考えるのかということでございまして、案の 1 は現行と同じく北海道は別のエリアにしておくということですが、案の 2 につきましては、東日本全体で 1 つにするという案でございます。案の 3 と 4 につきましては、東京と東北のところを分割するかどうかというバリエーションとして案をご用意させていただいたものでございます。

25 ページですが、市場範囲を見直す頻度ということでございまして、年度単位で行っていくのか、それともオークションのたびごとに行っていくのか。現在はオークションを 4 回、年間に行っておりますけれども、その間隔は大体二月ぐらいということになっているところでございます。こうしたオークションの開催に影響を可能な限り及ぼさない範囲でどういったことが事前に準備をしておくことが必要かということでございます。

26 ページをお願いします。3 つ目の閾値以上の値差を清算する手法ということでございまして、こちらの値差につきましては、21 年の 10 月以降大幅に拡大をしているということでございまして、こちらは閾値以上の値差を清算するというものであったとしても、その絶対額が大きくなるということになりますと市場参加者への経営の影響ということも大

きく出てくるのではないかと考えているところでございます。

また、ベースロード市場でございますけれども、こちらは元々、小売事業者のベースロード電源へのアクセス環境のイコールフッキングを図るという目的でございました。そのため、大規模事業者に対しまして制度的な供出と供出上限価格以下での入札を求めているというような状況でございますけれども、こうしたベースロード市場は、まず発電事業者が費用回収、これが適切にできるということ、事業の予見性が確保されているということがこの市場を成立する上での前提であるというふうにも考えられるところでございまして、こうした状況を踏まえる中で、今の足元の急激に値差が拡大をしているような状況の中で、この閾値以上の値差の清算する手法というものをどう考えるのかということでございます。

27 ページをお願いします。以上、まとめでございますが、24 年度、25 年度の受け渡し分における値差への対応ということでございまして、2 つ目の市場分割であるとか統合を行うということを採用しますと、過大な値差が発生する可能性ということを減少させることはできますけれども、市場の流動性が低下するといったようなことがございます。こうした中で 2024 年度受け渡し分につきましては、市場はということも考えられるのではないかとということでございます。また、その際、市場範囲をどう設定するのかということでもあります。

2 つ目のぼつですけれども、仮に市場範囲を見直したということにしても、他のエリアで値差がまた発生をするという可能性が否定できないということもございまして、こうした場合にどう考えるのかということでございます。

この市場参加者への事業性への影響といったことを考えた場合に、市場範囲をある程度見直した上でもこの値差の清算といったような手法というものを考える必要ということがあるのではないかとということでございまして、可能な限り市場分割・統合、こういったことによつて過大な値差の発生ということを押さえた上で、それでもなお発生する値差につきましては、閾値以上の値差の清算を行うという手法を考えてはどうかということで、この②と③の組み合わせについてご提案をさせていただきました。

今回はその方向性についてご議論をいただきまして、具体的にどういう基準を採用するのか、どういう頻度にするのかというのは次回以降より精緻に議論を深めさせていただければと考えているところでございます。

当方からの説明は以上でございます。ご審議のほどよろしくお願いいたします。

○大橋座長

ありがとうございます。ただ今の事務局からご説明いただいた内容について、委員、オブザーバーの方々からご意見、コメント等をいただければと思います。これまで同様、チャット欄にコメントのところにお名前、発言希望をいただければ指名をさせていただきます。委員の方優先でご発言いただけますが、オブザーバーの方もぜひ手を挙げていただければと思いますので、それではチャット欄へのご記入のほうをよろしくお願いいたします。

それでは、辻委員、お願いします。

○辻委員

辻です。ご説明ありがとうございました。まず、今回ご説明いただいたように、今回のオークション結果でベースロード市場へのニーズが高まっていると。そして、エリア間値差が非常に拡大しているという状況を踏まえ、今回のこの値差の問題というのは非常に、一層重要になると思っております。

それで数点コメントなのですが、まず市場範囲の分割については、前回まで市場の範囲の分割は慎重にすべきかということをお前は発言していたと思っておりますけれども、これだけやっぱりエリア間値差が急拡大しているというような状況を見ますと、市場範囲を改めて見直すということは自然な考えなのかと思うところがございます。当初の思想に沿わないという部分があるというご説明もありましたけれども、その市場を立ち上げた当初の想定を現在の状況に当てはめると、例えば今回の23ページのところで言いますと、案2のような市場の範囲になるというのは自然な流れなのかなと、23ではないですね、すみません。何ページでしたか、案が4つ書いてあったところですが、ここですね、すみません。この案2のような形というのは自然なのかなというふうにお話しを聞いて思うところです。

それで、この市場の範囲をどういう分け方が望ましいのかという話は、今回は値差を中心としたデータをいろいろお話しいただいたんですけれども、今問題になっているような値差による損失等がどれくらい出得るのかという、そういうところで考えるということもあるのかなと思いました。その値差があっても今の5%というのを決める時にいろいろ議論が出ましたけれども、エリアプライスと電源の可変比との関係で、電源も使えて吸収し得る範囲というのでもエリアごとに違うという状況があって、そういう状況を踏まえて、損失が非常に大きく出るという見通しがある場合に分割という、値差だけではなくてその損失の大きさも判断基準にして、こういうことを議論できたらより良いのかなと、そう思いました。

あとは現行の閾値以上の値差を清算する方法については、これを継続する場合については、エリアプライスの動向がまた変わってくると、現在の5%という数値自体はまた変わってくるということだと思いますので、これまでにご議論いただいたルールと同じルールで閾値を再計算するとどうなるかと。それで、もし、そこで決まった数字を当てはめるとどれだけの損失が出得るのかと、そういう判断では現在の方法を継続した場合の影響というのは慎重に評価するといいいのかなと思いました。

あと最後に、市場分割と閾値を組み合わせるという話は、ある意味現行やっていることが既にそういう話なのかなと思っていて、市場を必要最低限分割した上で出た値差は埋め合わせるということで、それを市場範囲を見直した後に現行と同じことをやるという位置付けだと思いますので、自然な対応として良いのではないかなと思いました。私からは以上です。

○大橋座長

ありがとうございます。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。最初の論点の入札価格に値差を織り込む手法に関しましては、2025年度分受け渡し分までの対応手段としては効果の不確実性が大きいようにも思われますので、ご説明の内容に賛同いたしたいと思います。

次に、スライド25の市場範囲を見直す頻度や範囲に関しましては、全国市場での広域調達とのB L市場の制度趣旨を損ねないようにすることへの配慮がまず原点にあるかと思っております。

また、軽微な値差水準や少ない発生頻度で市場範囲の頻繁な変更は適切ではないようにも思いますので、連系線の運用容量の見込み、値差水準、分断発生頻度を総合的に考慮した上で、B L電源の費用回収に大きな影響を与えない範囲にて判断することが重要かと思っております。その上にて、年度途中での頻繁な市場範囲見直しはご記載のとおり予見可能性の低下を招くとともに、制度の安定性を損ねるようなにも思います一方で、複数年度では値差発生状況を適切に反映できない可能性もございますので、見直し頻度は年度ごとなどが適当なのではないかと考えてございます。

また、最後にスライド27のご説明のとおり、2024、25年度の値差対応に関しましては、エリア間で当初想定よりも大幅に拡大するなど大きな状況変化の中、B L電源の費用回収を適切に進め、安定供給に万全を期す上でもご提案いただいたとおり、2023年度受け渡し分までの対応と同様に市場範囲の見直しの下でも、閾値以上の値差を清算することが必要ではないかと考えておりますので賛同させていただきたいと思います。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。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、2024年度・2025年度受け渡し分における値差への対応というところで、先ほどまでの委員の皆さまからのご意見と同じようにコメントさせていただきたいと思います。

値差が近年拡大しているというこの状況ですとか、それからこれまでに値差清算原資に関する懸念といった部分もご意見があったことを踏まえすと、今回、事務局案のように、値差清算に加えて市場範囲を見直すことをオプションにして今後は検討を進めていくという方向性に賛同させていただきたいと思います。

また、市場範囲を見直しに際しましては、市場の統合もオプションとして検討していくということとして、これも広域調達の観点からは自然な姿かと思えます。今後、進めるに当たっては資料にご記載のとおり、実務面への影響などといったことにも配慮して検討していくことが重要かと思えますので引き続きお願いしたいと思います。以上でございます。

○大橋座長

ありがとうございました。続いて、秋元委員、お願いします。

○秋元委員

ご説明ありがとうございました。これまでの委員のご発言と同様、私も今回の事務局のご提案について、方向性について賛成でございます。やはり①の案はちょっと難しいかなと思いますので、②と③を組み合わせるといふことかなと思います。もちろん市場範囲の分割というのはあまり趣旨からして望ましいわけではございませんけれども、この最後、27 ページ目にも書いてあったと思うんですけども、これではなかったですかね。他のスライドだったかもしれませんが5%で閾値を設けていますので、そこで来年度以降は、今も制度的には補填（ほてん）されますけれども、ちょっとその分で損失が大きくなっていくということは、これだけ値差が拡大するとかかなり大きなものになってくると思いますので、市場範囲の分割の再検討というのがやむなしかなと思っています。

その上でどうシステムティックに、機動的に分割範囲を変えていくかということのそのルール作りをしておくということが必要だと思いますので、方向性は正しいと思うんですけども、具体的に今回はいろいろなケースについてお話しはいただきましたけれども、ちょっと組み合わせが多過ぎて今の段階で私はどれがいいというふうに申し上げることはできないような状況ですので、ぜひ次回に具体的なあまり数が多過ぎてもジャッジメントしにくいんで、幾つかやり方についてご提案いただいて、その中で決めていければと思ったところでございます。

今日の議題には入っていないんですけども、今年度の原資の部分については、やっぱりこれだけ値差が拡大していると原資が尽きはしないかということに関しては懸念がありますので、その辺りについても次回見直しについてご説明いただくと幸いに存じます。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、又吉委員、お願いします。

○又吉委員

ご説明いただきましてありがとうございました。私も既にご提案があった中で言うと重なる部分も多いですけども、足元の市場分断率や値差状況を見ますと、24、25 年度の受け渡し分の対応につきましては、市場分割が不可避となっているエリアがもう既にあるなという印象を持っております。よって市場範囲の分割・統合、あと閾値以上の値差を清算する手法のハイブリッド手法を検討するという事務局案に賛同したいと考えております。

分割・統合の判断基準、時期については、次期以降具体的に議論されると思いますが、市場へ投資する事業者が事業費用を適切に回収される点に留意しつつ具体策を検討できればと考えております。

あともう1点は、先ほど秋元先生からもありましたが、私も足元の分断値差の状況を考えると、22 年度分の値差清算原資はかなりリスクがあるのではないかと考えております。この辺りの検証もしくは対応について、ぜひご検討いただければと考えております。以上

です。

○大橋座長

ありがとうございます。続いて、國松オブザーバーをお願いします。

○國松オブザーバー

日本卸電力取引所の國松でございます。ベースロード市場のこの清算というものに関しましては、何度かいろいろご発言させていただいておりますが、今回もまた値差の清算という形で来たんですけれども、実際に行っているのは何かの収入があつてそれを清算しているわけではなく、連系線の市場分断値差という広域系統整備に使われる費用をこのBLの値差に充てるものであつて、その分を使えば広域系統整備のためのお金をというものは減るということになります。そこにつきましては、広域機関さまがどういう判断でこれを使うことを良しとするのか、ということをご判断いただけているのかと思います。例えば今回の市場、第2回のBLでも言えるんですが、前回のBLの約定価格が西日本は20円でしたので、仮に九州受渡で20円以下で売っておいて、関西受渡で20円以上の買いをBLに入れているという事業者がいた時に、この事業者は同量でも買いのほうが多くてもいいんですけれども、双方約定するわけです。そうなった時にこの事業者は何を得するかというと、この値差清算の分だけを得をする。

5%の閾値があるといったとしても20円の5%というのは1円であつて、1円で関門の間接送電権を365日全て得ることができるような市場になってしまうということが考えられるわけなんです。既に23年度につきましては、その値差を清算、補填するという約束をしましたので、そういった事業者が今後また増えてくるとも限らないと思います。これはやり方によっては安いエリアで十分な売りを入れて、高いエリアで買いを入れておけば、これは値差は取れるんですよ。5%の閾値はありますけれども、間接送電権と同じものが取れちゃうんですね。そういう理論の制度になっているということをご確認いただきながらご議論いただければと思っております。

あと、値差に関しましては、値差が生じたところは分割していくという手法に関しましては、私どもが主張していたものでございますので全く異論はないわけでございますけれども、議論しております24年度につきましては、容量市場の負担金、運転後のが出てまいります。そうしますと、入札価格において供出義務者で既に容量負担金の割合、固定費の回収割合が違う者同士が同じ市場範囲の中でBLの入札をするとすると、価格差が非常に大きくなっていくところがあるかと思っております。入札価格の差が大きくなっていくと、前回のタスクフォースの場でも申し上げましたけれども、この供出義務者の平等性というのをどう考えていくのかというのは課題かと思っております。現在であれば石炭というものの燃料費が上がっている関係上、BLの仕上りの売りの入札価格もやはり石炭を持つというところは高くなるけれども、石炭割合が低い者というものは入札価格が安くなる傾向があります。そういった安くなる方のBLはよく売れて石炭を持っている方のBLは売れないということが起こるわけなんですけれども、これはどう考えていくのかというのは難しい

話だと思います。

また、先日、東北電力さまより、発電力を内外無差別に入札に出すという報道発表がございました。ああいうことは非常にいいことであって、そうされた東北電力さんというのが23年度はもう終わってしまうわけですけれども、24年度以降もその供出義務というのを持つのかどうか。全て相対でさばけている。控除量が多くなれば東北電力さんというところの供出義務量というものは少なくなるわけですけれども、ああいった内外無差別を徹底されるような取り組みをした者においてBLへの入札義務というのをどうしていくのかというの議論をいただきながら、そうしていきますとBL市場の役目というのいろいろな議論していかなければいけないのかなと思いますし、また、そういった者とそうでない者が交じている市場範囲において、一緒にしていることはいいことなのかどうなのかを考えていかなければいけない。そうやってきますと、BL市場というのは9エリアの分断市場でやることも一つの案としては適切ではないかと考えるものでございます。すみません。長くなりました。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、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。ご説明ありがとうございます。今回は2024、25年度の受け渡し分における値差への対応について、詳細に分析、整理していただき感謝します。その上で2点コメントさせていただきます。

1点目は、値差への対応手法について。これまでの本作業部会でも発言しましたが、原資が適切に確保される前提においては、閾値以上の値差清算の手法が望ましいと考えます。今回、エリア分断発生率や年間移動平均値差など詳細に分析いただきましたが、分断発生率が高まっている一部の連系線、具体的には関門連系線の現状を踏まえたと、制度導入時点とは分断状況が大きく変化しているため、市場範囲の変更もあり得ると考えます。

買手、売手事業者の双方に及ぼす影響等をしっかりと分析した上で丁寧な議論をお願いします。なお前回、複数手法の組み合わせについても検討いただきたい旨を発言しましたが、閾値以上の値差清算の仕組みは、今回市場範囲を変更したとしても、売手、買手の公平性の観点や供出義務を課せられた売手事業者にとっての適切な費用回収の観点からも必要性が高いと考えられます。27ページの記載のとおり、分断してもなお発生する値差については、23年度受け渡し分までの対応と同様に、閾値以上の値差損益を清算することに異論はございません。

2点目は、市場範囲の分割・統合の判断基準と見直しの頻度について。年度内での市場範囲の変更は、制度の安定的な運用や事業者の予見性確保の観点から望ましくないと考えます。本来、全国一律を志向していたベースロード市場の在り方から鑑みますと、市場範囲の分割だけでなく統合についても中長期的な視点から検証が必要ではないでしょうか。また、分断発生率や市場間値差が拡大するたびに都度議論するのは効率的ではないと考え

られますので、例えば22ページに記載がありますが、分断発生率や市場間値差に一定の条件を定め、市場範囲を検討する際の判断の目安をあらかじめ議論していくことも一案ではないでしょうか。以上でございます

○大橋座長

ありがとうございます。お手が挙がっている委員、オブザーバーの方には一通りご発言いただいたと思っていますがよろしいでしょうか。

新川オブザーバー、お願いします。

○新川オブザーバー

電取委の新川でございます。7月の第1回オークションおよび9月の第2回オークションの結果、原子力が稼働していない北海道および東日本における約定量は極めて限定的であったというふうに認識をしております。石炭価格が昨年から4倍近い水準まで高騰する中で、燃料費の見通しが立たずベースロード市場は売り手と買い手の目線が合わない双方にとってリスクのある市場になっていると思われれます。こうした点を踏まえて市場が適切に機能しているか。値差だけでなくより広い視点で検討していく必要があるのではないかと考えておまして、監視等委員会としてもオークション結果を踏まえつつ、よく検討していきたいと考えております。以上でございます。

○大橋座長

ありがとうございました。

それでは、以上さまざまなコメントありがとうございます。事務局から、もし、ご説明なりコメントなりがありましたらいただけますでしょうか。

○事務局3

本日も委員の皆さま、オブザーバーの皆さま、貴重なご意見、コメントありがとうございました。今回の値差清算の手法の方向性についてはおおむねご賛同いただけているのかなと思いますけれども、ご意見でもございましたけれども、変更のタイミング、こういったところを年度ごとにやるのか、年度の途中でやるのかというのは、実務も含めてしっかりと整理をしていく必要があると考えておりますので、次回改めてご議論をご提示させていただければと考えているところでございます。

また、足元の値差清算の原資につきましても、秋元委員、又吉委員からもコメントをいただいたところでございます。こちらにつきましても現在、足元値差が拡大をしているという状況でもございますので、次回改めて整理をさせた上でご議論いただこうと考えているところでございます。

また、國松オブザーバー、新川オブザーバーのほうからも、今回の値差問題に限らない範囲で、このベースロードの在り方についてご意見をいただいたものと承知をしているところでございます。こうしたそもそものベースロードの取り引き、そして、その商品の在り方につきましても、次回以降テーマとして挙げさせていただければと考えているところでございます。

事務局のほう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。本日は22年度第2回のオークションの約定結果についていただいた後、24年度、25年度の値差対応についてご議論させていただきました。

事務局から3つの案をいただきましたけれども、多くの委員、オブザーバーの方々から市場分断を含めた市場範囲の改めての検討および値差も含めたハイブリッドの方法についてご指摘を頂きましたが、おおむねご異論はなかったのかと思っています。今、事務局からもありましたが、BL市場の位置付けも含めた高い視点のご示唆もいただいたところで、事務局におかれては引き続き具体的な検討を進めていただければと思っています。ありがとうございました。

(2) 予備電源について

○大橋座長

それでは、次、議題の2に進みたいと思います。予備電源についてということで、資料4に基づいて事務局より、まずご説明をお願いします。

○事務局3

資料4に基づきまして予備電源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。予備電源につきましては、6月の制度検討作業部会において論点をお示ししてご議論をいただいたところでございます。本日ですけれども、7つの論点につきまして、具体的な検討事項の案をお示しさせていただこうと思っております。その上で、今後の議論の大枠になります対応策の概要、対象電源リクワイアメントを中心にご議論いただきたいと思いますと考えております。

1ページの表をご覧ください。前回の審議会では7つの論点をお示しさせていただいたところです。1つ目、対応策の概要ということですが、具体的な検討事項、一番右のところをご覧くださいいただけますけれども、必要性であるとか対象とするリスクの考え方、容量市場との違いといったもの。また、予備電源と供給力の位置付けをどう考えるのかということ。それと、募集と再稼働プロセスを分けるのかといったような論点があるかと考えているところであります。

2つ目の対象電源ですが、容量市場であるとか、廃止届が出たタイミングとの関係で、募集のタイミングをどのようなところで設定するのがいいのか。また、本日は議論の対象とはしていませんけれども、対象電源種をどういったものを設定していくのかということでございます。

3つ目のリクワイアメントですが、1つ目の対応策の概要でも再稼働プロセスを分けるのかということをお示ししましたが、そういったことを踏まえた上で、再稼働が可能となるようにどのような維持管理を求めていくのかということでございます。

おめくりいただきまして2ページですけれども、対象期間ですが、費用支払いの対象となる期間をいつから開始するのかということで、これは調達を行って決定した後からなのか、年度単位とするのかということ。また、対象期間を単年度としていくのか、複数年度とするのかという論点があるかと思っております。

5つ目の募集量ですけれども、募集量の設定をどう考えるのか。全国一律にするのか、エリアを分割するのかということでございます。

6つ目の対象費用ですけれども、費用全体を必要最低限のものにするという観点から、どのような維持管理措置が対象となり得るのかということでございます。また、対象電源を組めるに当たって、維持管理費用のみならず再稼働費用も含めた評価を行うのかということや調達方法としてどのようなオークション方式を取るのかということも論点でございます。

7つ目の調達方法・費用負担でございますけれども、先ほど1ページ目のところでもご説明をさせていただきましたが、募集のタイミングをどうするのかということ。また、供給力管理であるとか、円滑な再稼働していくという趣旨を踏まえまして、どのような主体が募集を行うのが適切なのかということ。それと、この予備電源と供給力の関係ということも1ページ目でご説明させていただきましたけれども、それとの関係で費用負担をどう見るのかということなども論点としてあるかと考えているところでございます。

また、3ページ～9ページにつきましては、これまでの審議会の資料を再掲させていただいているものでございますので説明を割愛させていただきます。

10ページですけれども、この5年間の廃止実績をまとめさせていただいているものでございます。年によってばらつきがありますけれども200万～700万kW程度の廃止がなされているというような状況でございますし、また、年度によっても廃止される電源というものがばらつきがあるということでございます。

11ページは関連する制度ということでkW公募の結果です。こちらをお示しさせていただいているものでございます。21年度の冬季からスタートしておりますが、21年度は東京エリアで63万の落札、22年度の夏が135万、全国エリアで落札をしております。また冬につきましては、東日本で77.9、西日本で185.6という量になっているところでございます。量の議論につきましては、今後、次回以降ということですが、参考として関連するものをお示しさせていただいたものでございます。

それでは12ページをお願いします。必要性、容量市場との関係ということでございます。近年ですけれどもH1需要が毎年更新をされているような状況ということでございますけれども、電源の休廃止が進むような中では必要な供給力を直ちに確保するというのが厳しい状況でございます。また、容量市場、2025年以降実需給の運用が開始するというところでありまして、現在この前の需給逼迫（ひっばく）を受けまして、需要であるとか供給信頼度評価の在り方について広域機関のほうで見直しを行っているというような状況であるところでございます。

さらに、今後、電源の新設も予定をされているということでもありますけれども、今申し

上げました需要や供給信頼度評価の在り方ということの結果によっては、将来的に必要となる供給力が増加するという可能性もございますので、全体の供給力は樂觀できるようなものとはなっていないということでございます。

今申しあげましたような供給信頼度評価の在り方であるとか、こういったもの、特に補修点検調整の端境期の扱いであるとか、景気変動に伴う需要の増加といったものはございますけれども、こうしたものは、まさに供給力の中でしっかりと対応していくということでございますので、まさに容量市場において調達される供給力に反映されるべき項目であると考えているところでございます。

13 ページをお願いします。一方で、近年、大規模震災であるとか、こうした元々想定することができないような事象というものも発生をしているところでございまして、こうした外れ値につきましては、供給力の外数として別途電源の手当てが必要ではないかと考えております。また、こうした外れ値のようなリスクに対しても、電源を供給力として常に稼働させておくような状況ということにしてしまいますと社会コストを上昇させるということになりますので、こうした観点からも休止を維持した上で必要に応じて再稼働させる予備電源という仕組みが必要ではないかと考えているところでございます。

リスクの例として3つ挙げさせていただいておりますけれども、1つ目が大規模震災ということでありまして、2つ目ですけれども、直近10年で発生していないトレンド予測が不可能な異常気象ということでございます。こちらは一度でも異常気象が発生をすることになりますと、そちらはH1に反映をされていくということになりますが、10年間発生をしないとといったようなもの。例えばナニーニャのようなものが数年に1回発生をされていて、実際に発生をすればそれは反映をされるんですけども、発生しない場合はそのリスクを織り込むことが今はできないというような状況になっているところでございます。

また、3つ目ですけれども、資源国の生産設備トラブルがあったり、資源国での政策変更、こういったことによる燃料調達リスクがある場合、基本的にはアワーの問題ですけれども、これがキロワットの問題にも影響してくるということもあるところでございます。

それでは14ページ～17ページにつきましては、現在、広域機関のほうでも見直しを行っております供給信頼度評価の説明資料ということでございますので説明を割愛させていただきます。

また、18ページ～21ページ、こちらの容量市場の議論を開始した当初に提示をされていたものでございまして、その際リスクはどういったものを見ていくのかといったことを議論されていたものでございます。

また、25ページをご覧ください。こちらは昨年11月に示させていただきました安定供給の対策の整理でございまして、短期的な電源退出防止といった観点からは、送配電事業者が必要な供給力や調整力を確実に確保できる仕組みということで、まさにkW公募であるとか、h公募、こういったものが現在は措置されているところでございますし、また、

国において休廃止予定の電源を確実に把握するという観点からは、電気事業法が改正されて事前届け出制が導入されているところでもあります。また、中期の扱いとしましては、容量市場、ここの導入をするということでございますし、電源の新規投資の促進という観点では長期的な対応ということで、長期電源市場、こちらの議論も現在進めているところでもあります。こうした中で予備電源の扱いをどう捉えていくのかということのも一つの視点でございます。

26 ページをお願いします。論点の2つ目ですが、予備電源と供給力の関係ということで、予備電源は休止をしている範囲におきましては供給力とはなり得ないものでございますけれども、供給力が不足をするということで再稼働がされるということになりますと、供給力に入ることになるところでございます。こうした電源ということでございますので、通常の長期計画停止をしているような電源とも位置付けが違ってございまして、再稼働の蓋然（がいぜん）性が高いというものになっているところでもあります。

また、再稼働するということになりますと供給力にカウントされることから、将来時点での小売事業者の供給力確保義務の履行にも資するものと考えられるところでもあります。こうしたことを踏まえますと、予備電源のキロワットというのが直ちに供給力を供出することではないんですけれども、いわば準供給力といったような位置付けにも考えられるのではないかとということでもあります。従いまして、供給計画や需給検証における供給力評価の際には、予備電源は基本的にはその時点では含めないということにはなるかと思えますけれども、何らかの形で予備電源も含めた評価を参考として示すということがいいのではないかとということでございます。

27 ページ、論点の3をお願いします。再稼働の判断、追加オークションや供給力公募との関係ということでございまして、この再稼働の判断をこの予備電源の募集プロセスと併せて考えるのか、それとも別に行うのかということでございます。こうした予備電源ですが、休止中や休止を予定している電源が対象ということでございますので、稼働コストは通常の電源に比べて高額になるということでもあります。一方で、実需給年度が近づくタイミングでは新たなDRリソースなどが現れるということもございまして、あらかじめこれを再稼働するということではなくて、他の電源やDRリソースとの競争を行って社会コストを低減させるということが望ましいのではないかとということでございます。従いまして、電源の調達ということと再稼働というのは別プロセスにしてはどうかということにさせていただきます。

28 ページをお願いします。対象電源ということでございまして、2024年度からは容量市場の実際の受け渡しが始まるということになりますところでもありますけれども、基本的にその容量市場には全ての電源が応札されるということでございますので、容量市場のメインオークションで落札しなかった電源について休廃止の判断がされていくことでもあります。

休廃止の電源ですけれども、休止後からの期間が長くなればなるほど再稼働に要する期

間、費用がかかるということもございますので、休止後に間を置かずに調達できるようにしておくということが社会コストを抑制する観点からは重要と考えているところでございます。そのため、容量市場でメインオークションに落札されず、廃止を前提として休止に移行するような電源というのが予備電源の対象となり得るのではないかと考えているところでございます。

一方で、一度、容量市場で落札をしなかった場合ですけれども、翌年度のメインオークションで落札するケースということもあるわけですけれども、こうした場合ですが、落札しなかった期間については、容量市場の収入に頼らずに稼働するというところもございまして、この場合、廃止を前提として休止に移行していくような電源ということではないのかということございまして、予備電源の対象となり得ないと考えられるところでございます。

一方で、現在、足元でも休止に入っているような電源というものもあつてございましてけれども、現在の足元需給は厳しいような状況がある中では、容量市場の運用開始を待たなくても一部休止をしている電源というものについても、予備電源の対象となり得るものもあるのではないかと考えているところでございます。こうした容量市場のオークションのタイミング、またはその事前届け出によって、休廃止の状況を把握するタイミングによって予備電源の対象となるものがどういうものが出てくるのかということ把握することができるわけですけれども、容量市場と事前届け出というのはタイミングが一致するものではないということがありますけれども、こうした状況を踏まえる中で、いつ調達を行うということになれば電源を効率良く調達することができるのかということも論点として考えられるところであります。

29 ページをお願いします。論点の5のリクワイアメントでございます。こちらは論点3のところでも示させていただきましたけれども、再稼働のプロセスと予備電源の調達プロセスというものを分けてはどうかということ論点3ではお示しさせていただいたところでございます。仮に容量市場であるとか、kW公募に応募するというところをリクワイアメントということにすれば、これはおのずとそれぞれの手段に応じた期間内に立ち上げられるということが求められるということになります。従って、例えば予備電源として半年から1年程度再稼働するというところ自体をリクワイアメントとして求める必要はないのではないかとございまして。

一方で、kW公募と容量市場でございましてけれども、kW公募につきましては、足元の供給力不足に対する短期的な対策ということございまして、2024年度以降につきましては、容量市場を中心に供給力を確保していくというプロセスということが基本であると考えているところでございます。そういう観点からしますと、kW公募への応募も予備電源へ全て求めていくということになりますと、これは容量市場で立ち上げる期間よりもより短い期間ということでの立ち上げが求められるということになるところでございまして。また、立ち上げる期間が短くなるということになればそれだけ費用も高くなると思われ

ところでございまして、こうした立ち上げ期間とコストのバランスも踏まえて、リクワイアメントをどこまで求めていくのかということが論点として考えられるかと思っております。

また、社会コストの増加を可能な限り抑えるといった観点から、応札価格についても何らかの規律が必要になると考えているところでございます。

最後の今後の検討のスケジュールでございすけれども、予備電源の議論につきましては年末ぐらいまでに、冒頭でもご説明をさせていただきました7つの論点を総ざらいをさせていただき、年明け以降、各論について深掘りをさせていただきたいと考えております。その一方で、説明の際にも触れさせていただきました供給力の評価であるとか、需要想定の見直し、こういったものも広域機関は同時に動いているということもございすので、そちらの議論も適宜紹介しながら、全体の供給力の確保の観点から整理をさせていただきたいと考えております。

また、2023年度以降でございすけれども、この春以降の供給力確保の関連のスケジュールを挙げさせていただいております。3月には23年度の供給計画の取りまとめが行われるところでございます。また、4月には、2024年の追加オークションの開催判断ということ。

また、今後の需給状況ではございすけれども、必要に応じて2023年度夏季の供給力対策の必要性の判断、こういったものが春先に行われるというようなスケジュールがございすので、こうしたスケジュールも見ていきながら議論を深めていきたいと考えているところでございます。

資料の4につきましては、以上でございす。ご審議のほどよろしくお願いたします。

○大橋座長

ありがとうございます。ただ今のご説明についてご意見、ご質問がありましたらチャット欄でご発言の意思を示していただければと思います。よろしくお願いたします。

小宮山委員、お願いたします。

○小宮山委員

小宮山でございす。ご説明、大変ありがとうございました。

まず論点1の予備電源の必要性、容量市場との関係に関しまして、想定外のリスクに対して休止電源を確保して必要な時に再稼働する視点は大事かと私も思っております。さまざまな要因による供給支障のリスクをゼロにすることは困難かとは存じすけれども、起り得るリスクを可能な限り想定した上で、予備電源ほか供給支障のリスク低減に貢献する取り組みを行うことは大変大事かと考えております。

その中で重要な論点といたしまして、どのようなリスクを想定して予備電源にて備えるのかといった視点とともに、併せて、予備電源調達に伴うコストも重要な論点になるかと思っております。予備電源を確保することによる費用対効果を客観的に評価して、社会的にも許容され得る水準を検討することが重要かと思っております。容量市場と同様のフ

レームになるかもしれませんが、予備電源確保に伴うコストと停電など供給支障に伴う被害コストを比較衡量しながら、社会全体で許容し得る予備電源確保に伴うコスト水準をどうするかとの視点が大事かと思っております。

また、話題が少しそれで恐縮でございますけれども、今回の予備電源でもカバーし切れない供給支障のリスクへの対処の在り方に対する検討も大事な視点かと思っております。

また、スライド12にも記載のとおり、需要や供給信頼度評価の在り方についての見直しとも整合的な議論が大事かと思っております。

また、その他の論点2～論点5の方針に関しましても基本的に賛同させていただきたいと思っております。特に論点3の方針、休止電源の再稼働プロセスは、容量市場の追加オークションなど、自家発電など他電源やDRリソースとの競争により社会コストを低減する方針が大変大事かと思っております。

また最後に、今回の論点とは外れますけれども、こちらは予備電源確保のコスト水準にも依存するかもしれませんが、将来の供給力確保の状況や将来の他の制度措置の動向も踏まえて、社会的な負担の抑制の観点から、本制度を恒久的な措置とするのかどうか、必要な時に実施するのかどうかといった論点もあり得る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

ありがとうございます。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

発言します。まず論点に沿わないことを言って申し訳ないのですが、この制度を設計する時にいつも必ず頭に入れておいていただきたいことは、この制度を設計した結果として休廃止を促進してしまうことが決してないよという点です。

別の言い方をすれば、ある種のモラルハザードを引き起こさないかという点は常に考える必要があると思います。もちろん今回の事務局案の整理あるいは事務局の論点提示でその強い恐れがあるということではないので、その点では問題になっていないのにこんなことを言う必要はないのかもしれないのですが、今後細部を詰めていく際に、そのようなことがないかを、常に頭に入れて決定していくべきだと思います。

次に、この対象電源ですが、特に容量市場が開く前の段階では、具体的に予備電源としてキープしておく電源の範囲をどうするかは、小宮山委員が正しくご指摘になったと思っておりますが、そのコストと利益を考えながらこの範囲と決定することになると思う。この際に、候補はできるだけ広く取るべきだと思います。極端なことを言えば、総括原価と地域

特性に守られていた時代につくられた電源で休止するものは、潜在的には全て候補になり得るとした上で、それで実際に休止して長い時間がたっているものは、それをキープするあるいは再稼働できるようにするためのコストがとて高くて社会的利益に見合わないとの判断になり、最終的には対象にならないという整理になると思います。潜在的には休止電源はすべからず対象になり得るはずで、候補をむやみに狭くする必要はないと思いました。

次に、リクワイアメントに関する説明。一つの考え方として、最終的には市場に応募してもらおう。市場に応募すればそちらでのリクワイアメントは当然あるわけだから、この制度で追加的なリクワイアメントは必要ないという考え方は一定の合理性はあると思います。一方で、同じところでも書かれていますが、仮に維持のためのお金に公的な資金を投入したとして、それでこういうところに応募するということは期待されている時に、応札した時にとんでもなく高い価格で応札した結果として、もう絶対落札されないということになったとすると、どんな状況になっていたとしてもある種のリクワイアメントを満たしたことになるという事にならないか。これは応札の価格への規制とセットで議論しないと、これだけで本当に大丈夫とはいえないと思います。

一方で、休止電源はいろんなタイプがあり、なおかつ実際には立ち上げられると思っていたのだけれども大きなトラブルで立ち上がらなかったというような類のリスクは非常に高い。そのリスクを妙なリクワイアメントを課すことによって事業者に負担させると、この制度は機能しなくなると思います。先の発言と矛盾したことを言っているようですが、仮にリクワイアメントに対応するようなものがあるとしても、むやみに厳しくならないように、幾つか指定されているもののうち、10基指定されたうち9基立ち上がるということがあれば十分機能する時に、その立ち上がらなかった1基のところにもむやみに強いペナルティーを与えないように配慮することは、今後考えていくべきだと思います。以上です。

○大橋座長

ありがとうございます。お手が挙がっている委員は以上ですが、よろしいですか。

河辺委員、お願いします。

○河辺委員

ありがとうございます。私からは論点5に関してコメントさせていただきたいと思います。

まず前提としてこの予備電源の再稼働プロセスというのは、追加オークションや供給力公募とすることとしてはどうかといったそういった整理も今回ございましたので、ちょっとその前提でコメントさせていただきたいと思います。

仮に、予備電源として確保した電源が全て再稼働に半年より長い期間を要するといった、そういった電源になった場合に、kW公募のほうに参加できる予備電源が立ち上げ期間というその制約を考えるとなくなってしまうという状況はあり得るのかと思ひまして、その時に立ち上げ期間の短いものを集めるという観点とそれからなるべくコストの安い、維持

管理にかかるコストなどが安い電源を確保するという、そのバランスを取るという観点が必要だとは思いますが、そう考えると、全ての予備電源に対してkW公募への参加といったようなこと。例えばリクワイアメントにするという、ちょっと厳し過ぎるというふうには思うのですが、ただ、確保する予備電源のうちの一定量、この一定量をどうするかというのもまた難しいところではあるんですけども、その一定量はkW公募への参加が可能な電源となるような募集の仕方、工夫を何かするとか、もしくは確認をきちんとして、供給信頼度の評価をしておくようなそういうプロセスというのが必要になってくるのかと思いましたが、ちょっとその点は論点5に関してコメントさせていただきました。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、小鶴オブザーバー、お願いします。

○小鶴オブザーバー

ご説明ありがとうございました。12 ページで容量市場との関係を整理いただいておりますけれども、最後のポツに、需要や供給信頼度を評価の在り方において検討され、容量市場において調達される供給力に反映されるべき項目であるとの記載がございます。その供給信頼度評価の見直しについてはこの15 ページになりますけれども、こちらに参考として表も記載されておりますとおり、さまざまな視点から検討を行っておりますけれども、見直した内容の全て、特に予測の非常に困難な大規模震災などまで含めて、全てを容量市場で調達すべきものかどうかは慎重に検討すべきかと思えます。項目ごとに容量市場で調達すべきものか、あるいは今回の予備電源用の新たな仕組みを活用すべきものかでありませうとか、それから全体で見ますと、DRも含めて、さらなる活用も含めてコストとしても最小となるような供給量確保の制度設計をお願いできればと存じます。以上でございます。

○大橋座長

続きまして、菊池オブザーバー、お願いします。

○菊池オブザーバー

東部電力ネットワークの菊池でございます。よろしいでしょうか。発言の機会をありがとうございます。一般送配電事業者の立場といたしましてコメントを申し上げます。

まず予備電源の確保につきましては、一般送配電事業者の立場といたしましても、希頻度リスクへの対応策として、容量市場など既存の制度を補完する重要な検討事項であると認識しております。

まず論点1にまいりましてスライド12にありますように、本取り組みにつきましては、容量市場で調達される供給力算定のための前提となる需要や供給力信頼度評価の在り方の見直しの議論にも密接に関係すると認識しております。需給逼迫対策全体での整合が図られますように、スライド23にあるような需要想定のある在り方など引き続き関連課題の検討に協力させていただきたいと考えております。

次に、論点3にまいりまして、スライド27にありますように、再稼働の判断等についてでござ

ざいますが、まず大きな方向性として、社会コスト低減のため予備電源の指定と再稼働は別のプロセスとするという方向には賛同いたします。

なお、スライド 29 にありますとおり、2024 年度以降は容量市場を中心に必要な供給量を確保するということが基本になりますので、再稼働プロセス等を含めまして予備電源につきましても、資料にも記載されておりますように、追加オークションでの活用が基本になると認識しております。

一方で、kW公募について申し上げますと、これはスライド 29 にもありますが、足元の供給力不足に対する短期的な対策であるということに加えまして、一般送配電事業者の立場からしますと、費用回収時期の早期化といったような観点からも課題があるのではないかと考えております。予備電源の再稼働プロセス等は需給逼迫対策全体の役割分担の議論を踏まえまして、今後、検討事項と認識しておりますので、今後、広域機関などによる電源入札等をはじめまして選択肢を幅広くご検討いただくとともに、特に費用負担の在り方や、公募あるいは入札実施主体が確実に費用回収できるスキームの整備といった点も含めてご検討いただきたいと思います。私からは以上です。ありがとうございました。

○大橋座長

ありがとうございます。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

出光興産の小林でございます。ご指名ありがとうございます。私のほうからは 27 ページ目の論点 3 の再稼働の判断、追加オークションや供給力公募との関係についてコメントをさせていただきますと思います。

まず予備電源の再稼働判断は、追加オークションですとか供給力公募での競争をへて判断されるということは、社会的負担の低減ということになりますので、こちらの整理は非常によろしいのかと思いますし賛同いたします。

一方で、この追加オークションを活用する場合という観点でまいりますと、2 点少し整理いただければということでございます。一つは、現行の容量市場での追加オークションにおきましては、先ほどお示しいただきましたような激甚災害ですとか国際的な資源調達リスクというものは想定をされているわけではありませぬので、そのようなリスクに対応する予備電源を入れていくということであった場合に、追加オークションの募集量そのものを従来の考え方から増やすのかどうか、そこら辺の考え方のところも含めてご整理いただければありがたいと思っております。もう 1 点は予備電源、こちらのほうが追加オークションに参入するという場合に、DR 他の電源、こちらのほうはオークション前には維持費用ですとか、先ほどありましたように再稼働コスト、こういったものは賄われていない話でございますので、予備電源とか競争という観点でどのようになるのかということでございます。先ほどお示しいただいたように、高額になると考えられると書いておりますけれども、オークションを活用するという話になりますと、ある程度イコールフットィングという考え方をどのように入れていくのかということをご整理いただけるとありがたいと

いうことをございます。これらの点を整理いただけますとわれわれ事業者も影響が明らかになりますし、先ほどの論点4もかなりクリアになってくるの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

ありがとうございます。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

中部電力の花井でございます。ご指名ありがとうございます。

12 ページにありますように、2024 年度以降は容量メカニズムに基づく需給管理が基本であり、今回の需給逼迫を受け、現在、需要想定や供給信頼度の在り方について見直しを実施されておりますので、まずはその見直しをしっかりとお願いいたします。

その上で、安定供給確保に向けた構造的対策として提示された予備電源の確保については、容量市場の外数として確定論的に、13 ページに挙げております容量市場でカバーできないリスク対応のために恒久的に実施されるものと理解しております。将来的な不確実な事象に対し、休廃止を予定する電源を供給力として常に維持しておくことは、安定供給基盤をより強固なものとする一方、社会コストの増加を容認することになると思います。最小費用で最大限の効果を得ることが重要ですので、まだ実績はございませんが、広域機関に電源入札制度があります。この制度と予備電源との関係性についても整理をお願いいたします。

また、予備電源の確保主体について。この予備電源は13 ページに例示されておりますように、事業者としては対応が極めて困難なリスクへの手当てであることから、受益と負担の在り方を含め、一義的には国、または広域機関での実施が望ましいと考えております。以上です。

○大橋座長

ありがとうございました。新川オブザーバー、お願いします。

○新川オブザーバー

電取委の新川でございます。今回の予備電源についての議論につきましては、休止電源等を活用した需給逼迫対策と認識をしております。信頼度が低くなった休廃止に回った電源を活用するというのも本質的にはあまり望ましいことではないというふうには思っておりますけれども、現在の供給力の状況や災害等への対応を考えますと、現時点においてその整備が理解できると考えております。

その際に、松村委員からご指摘もございましたが、容量市場ができますと不落札電源は休廃止が検討されているという実態がありますし、今回の予備電源についての制度整備を行うと、そこから漏れた電源は今度は休止ではなく廃止が検討されることとなるという逆説的な効果も念頭に置きつつ、どのような制度が望ましいのかを検討する必要があると考えております。

また、予備電源へのリクワイアメントにつきまして、あまり厳しくし過ぎると応募電源

がいなくなり、あまり緩くし過ぎると応募電源が多くなるもののいざという時にも役に立たない電源に費用を出すということになるというところのバランス論かと思っております。仮にkW公募および追加オークションへの参加をリクワイアメントとしますと、意図的にそれらの応募に高値で応札するというので、不落として再稼働を前提としない電源も存在し得ることとなりますので、こちらの公募応札の価格への規律を含め何らか対応が必要ではないかと考えます。以上でございます。

○大橋座長

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

佐々木でございます。ありがとうございます。私からは1点発言させていただければと思います。

本制度措置の対象となるのは、休廃止が検討されている在来型の火力となりますため、維持費等が仮に措置された場合でも、事業者側においては火力設備を抱えることでESG等の観点でさまざまな影響に対処する必要があると考えております。この点はなかなか無視できない部分もあるかと思ひまして、この辺りも考慮した適正なインセンティブを設定するという実効性のある仕組みとなることを期待したいと思ひます。以上です。

○大橋座長

ありがとうございます。石坂オブザーバー、お願いします。

○石坂オブザーバー

石坂でございます。ご説明ありがとうございます。私から3点コメントさせていただきたいと思ひます。

まず1点目、論点1、12スライド目、13スライド目になりますけれども、これはいわゆるこの制度の措置するのが外れ値といわれるものを対象にしているということになります。そうなった場合に、これは広域機関で整理いただくものにはなっていますけれども、逆に言うと、EUEのような確率論的に議論すべきものは何で、確率論的には議論できないものは何かということをごきちんとして今後は検討を進めていただければと思ひしております。

2点目になります。論点3になります。再稼働のプロセスになりますけれども、再稼働のプロセスについて容量市場の追加オークションや供給力公募というふうに書かれていますけれども、どういうプロセスが適切かは、再立ち上げをした後にどういう役割を求めらるか考えるべきものと思ひます。容量市場であれば数年で稼働できることが求められると、予備電源を立ち上げた後に数年で稼働を求めらるものであれば追加オークションになると思ひますけれども、夏場とか冬場の本当に需給が厳しい時だけに頼るといふ電源であれば供給力公募がふさわしいということになりますので、その役割に応じてプロセスを考えていただければと思ひます。

3点目になります。今回の論点には入っておりませんで次回になると思ひますけれども、

2スライド目の最後の7、調達方法と費用負担になります。ここは今日の議論ではないんですけども、費用負担はそれがどういう制度的役割、制度的な性格を持っているものかということを検討いただきたいなと思っております、例えば小売電気事業者の立場で申し上げますと、容量市場を例に出しますと、容量市場は小売電気事業者にとっては電気事業法上の供給力確保義務というものの文脈で負担はするべきというふうになっておりまして、同じようにそれぞれの、これは予備電源で確保したものが制度上の何に当たるかということをきちんと検討いただきたいなと思っております。以上でございます。

○大橋座長

ありがとうございます。

たくさんご意見をいただきましてありがとうございます。事務局のほうからコメント等がございましたらいただけますでしょうか。

○事務局3

委員、オブザーバーの皆さまにおかれましては、貴重なご意見ありがとうございました。本日ご議論をいただきました制度の大枠ですけれども、今お示しさせていただきましたように、2ページの次回以降の論点とも非常に密接に関係するところもありまして、ここの議論は今回で終わりということではなくて、2ページの議論をする中でも本日の議論をより整理をし直していく、深めていくという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。

本日のご意見の中でも社会コストとの関係をどう見るのかというのが非常に大きい論点でもあったのかと考えているところですが、この社会コストにつきましては、まさに対象費用、どういうリクワイアメントを求めるのか、誰が費用負担をするのか、全てに通底する論点と考えているところでもございますので、各種論点も整理する中で、しっかりと方向性を出していければと考えているところでございます。

また、細かい論点のところでも幾つか、本日、事務局の資料でも書いていないようなところがあったところでございます。例えば最後の石坂オブザーバーのほうからもご意見をいただきましたけれども、どういう役割を求めていくのかということでもございまして、おっしゃっていただいたように、瞬間だけ、厳しい時だけ求めていくのか、通年で動かすのか、やはりこの電源自体が休止電源というような位置付けになっていますので、そうした老朽火力に通年供給力として維持してもらおうということが可能になるのかといったようなことも議論していく必要があるかと思っております、この辺は、まさに中身の問題、そして、それを受ける形での対象費用、こういったところも併せ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。

そうする中で、先ほど松村委員からもお話しがありましたけれども、モラルハザードを引き起こさない形の中でどうインセンティブを付けていくのかということが非常に重要になるかと思っております。以上です。

○大橋座長

ありがとうございます。本日は休止電源等の活用ということで、予備電源について制度の大枠についての議論を始めるということで論点を示していただきました。今、事務局からほぼコメントを丁寧にしていただいたと思いますので、今後、具体的な検討をさらに進めていただければと思っていますので引き続きどうぞよろしくお願いいたします。

(3) 長期脱炭素電源オークションについて

(4) 第八次中間取りまとめに関するパブリックコメントについて

○大橋座長

本日は随分、論点が多くて申し訳ございません、次に行きますが、次の論点は、議題の3と4でございます。長期脱炭素電源オークションについてということと、あと、第八次中間取りまとめに関するパブリックコメントについてということですので、資料の5と6をまとめて事務局からお願いします。

○事務局

制度企画調整官の市村でございます。私のほうからは資料5と6についてご説明をさせていただきます。

まず第八次中間取りまとめに関するパブリックコメント結果のご報告をさせていただければと思いますので、まず資料6をご覧くださいと思います。パブリックコメントにつきましては、今年の7月19日～8月17日まで約1カ月間にわたって実施をさせていただきまして、その上で結果として48件のご意見をいただいたところでございます。それを踏まえまして、7月14日に取りまとめをいただいた中間取りまとめに関しましては、参考資料の1でございますが、2点ほど修正をさせていただいております。

1点目に関しましては、第八次中間取りまとめの表紙でございますが、サブタイトルのほうを付けさせていただいております。これが取りまとめがどういったものに関するものなのかといったことについてのご意見をいただきましたので、明確にすべきではないかということでここについてサブタイトルを付けさせていただいております。

続きまして、スライドの15ページ目、中間取りまとめの15ページ目をご覧くださいと思います。こちらに関しまして、既設火力の3ポツの12と一番上のところでございますが、既設火力のバイオマス専焼に関するための回収案件ということで、こちらも基本的には既設の回収のケースにおける対象というのは追加当初の対象部分ということで、追加回収部分のキロワットといったことでございますが、その点が必ずしもこの図の中で明確になっていなかったところもございましたので、パブコメの中でのご意見を踏まえて、この上から2つ目、右側でございますが、10万kWということで、米印として新たに生じるバイオマスkW相当ということでその趣旨を明確化させていただいております。

続きまして、資料5についてご説明をさせていただければと思います。まず1ページ目

をご覧くださいいただければと思います。本日、ご議論いただきたい事項ということで中間取りまとめにおいて大枠を整理させていただきました。今後は詳細な制度の中身ということで、本日も論点としましては16個とありますが、細かい枝番が分かれますと20個ぐらいございますので、ポイントを絞ってご説明をさせていただければと思います。

まずスライドの4ページ目をご覧くださいいただければと思います。こちらはまず対象に関する詳細でございます。1点目でございますが、専焼化へのロードマップということで、こちらはまず対象に関する詳細でございます。1点目でございますが、専焼化へのロードマップということで、中間取りまとめにおきましても具体的なイメージですとか、合理的な理由なく専焼化に向けた追加投資を行っていない場合、いる場合の具体例について可能な限り示すべきといったところもご意見をこれまでいただいていたところですので、そちらについて検討させていただいております。

まず5ページ目をご覧くださいいただければと思います。まず専焼化へのロードマップということでございますが、基本的には専焼化というところでこれまでご議論いただいていたところでございますが、要はCCSなども使った中で電源全体を脱炭素化していくといったことが重要ということでもございますので、今後は脱炭素化ロードマップといった形で整理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。

具体的なロードマップに関しましては、このスライドの一番下のところで、こちらは例えばということで、ある発電所をアンモニア混焼にした上で同一構内の発電所で専焼化をしていくと、こういったようなケースを念頭に記載のイメージということでお示しをさせていただいているところでございます。詳細のご説明は割愛しますが、記載が必要な項目としては、まずは建設工事の期間、環境アセスを含めた建設工事の期間ということと、または、例えばアンモニアの20%混焼、50%混焼、専焼、こういった中で、各脱炭素比率の運転期間および脱炭素化比率を向上させるための改修投資を行う際の入札、いつのタイミングで入札を行うか、この赤字で書かせていただいているところでございます。その落札、入札時期といったところ、さらには使用する脱炭素燃料をどういったものを想定して2050年までで考えていくのかといったことですね。こういったところ、最後は前提条件ということで、こちらのところでは、例えば適切な投資回収ですとか、技術の状況と、こういったようなところがあるかと思いますが、そういったところを含めて記載をいただくということとしてはどうかということでございます。

脱炭素化のシナリオに関しましては、一番下の細かいところでございますが、複数シナリオ、合理的なシナリオであるということが前提になるかと思いますが、複数シナリオも記載するといったことも認めてはどうかということでございます。

続きまして、6スライド目をご覧くださいいただければと思います。こちらは合理的な理由なく、合理的な理由の有無ということでございますが、最初のほうは、合理的な理由がなく追加投資を行っていないと考えられるようなケースについて3つほど挙げさせていただいております。

1点目でございますが、元々記載をいただいていたロードマップの中で、それよりも技術革新が進んでより早期に運転開始、脱炭素化、混焼技術の上昇ですとか、専焼化、こういったものが可能となったようなケースといったことを挙げさせていただいております。その中で、燃料調達環境の確保を含めた事業性確保の見通し、こういったものが得られているということで、場合によってはこれは脱炭素化ロードマップの改定を促していくということもあろうかと思えます。そういったにもかかわらず、合理的な理由なく改訂を行わないようなケースといったことがまず挙げられるのではないかとということが1点目でございます。

2点目に関しましては、こちらは事業者の方が脱炭素化ロードマップの中で、この年度に入札をするといった形で記載をいただいているといったケースにおいて、事業性確保の見通しが得られているにもかかわらず、技術的な障害もないといった中で入札を行わないといったようなケースでございます。

3点目に関しましては、不落札となることを狙って、不当に高い価格で入札して、不落札となっているようなケースということでございます。

一方で、合理的な理由があると認められるようなケースといったことに関しましては2例を挙げさせていただいております。環境アセスや規制強化などにより経済性が見込めず、事業性確保の見通しが得られないような場合。また、専焼化のための建て替えに当たって、技術開発状況を踏まえた専焼プラントの容量規模や需給状況等を踏まえ、出力を減少させる場合ということで、こちらは、例えばでございますが、専焼化をすると、専焼化技術はあるんだけど、例えば50万kWまでしか専焼化の技術がないといったようなケースに関しては、100万kWのアンモニア、50%混焼の発電所を50万kWの専焼の発電所に建て替えると、こういったようなケース、需給状況の中でもこう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挙げさせていただいております。

こういった中で、合理的な理由なくロードマップの実現への取り組みを行わないといったようなケースに関しましては、重大な違反行為として契約解除できるといった形としてはどうかということでございます。

続きまして、7スライド目をご覧くださいと思います。7スライド目に関しましては、中間取りまとめの中でも今冬の需給逼迫を踏まえた対応として、一定期間内に限って、新設・リプレースのLNG火力を対象とするという方向性を示させていただいているところでございますが、その中でも2050年カーボンニュートラルとの関係を考慮して、一定期間経過後において専焼化への道筋を求めるといったことと記載をさせていただいたところでございます。

こちらが、一定期間経過後に求めるということしているのは、やはり運転開始直後に既に一定の混焼の技術といったものが確立されているということが想定されますが、それをもって直ちに追加投資なりを行うということを求めるということになってしまうと、そもそも時限的にLNG火力の新設・リプレース案件を認めたこと、こういったような意義が減

殺されるおそれがあるといったことが理由ということでございます。

そういった観点から、脱炭素化に向けた対応、具体的には回収のための本制度への入札などと、そういったものを求めるといったことに関しましては、初期投資の回収が一定程度進んだ時点として、運転開始から10年後としてはどうかということで、実際のところこういったLNG火力の新設・リプレース案件に関しましては、入札時にお示しいただく脱炭素化ロードマップに関しましては、運転開始から10年以内の間に脱炭素化に向けた対応を開始する旨の記載をいただくといったこととしてはどうかということでございます。

続きまして、8スライド目をご覧くださいと思います。グレーアンモニア・水素に関してでございます。グレーアンモニア・水素に関しましては、当面は本制度の対象とするということでお示しさせていただいているところでございますが、2050年カーボンニュートラルといった観点からは、早期にブルーまたはグリーンアンモニア・水素に燃料転換していくことが求められるということもございますので、脱炭素化ロードマップの中でも先ほどお示ししたとおり、燃料転換の道筋を示していただくこととしてはどうかということでございます。

こういったところに関しましては、合理的な理由なくそうした取り組みを行っていないといったケースに関しましては、重大な違反行為に該当するとして契約解除事由としてはどうかということでございます。

続きまして、9スライド目をご覧くださいと思います。こちらの中間取りまとめの前提とご整理いただいた内容の振り返りということでございます。新設・リプレース案件に関しましては、投資が全体に及ぶといったことから全体のkW、一方で既設火力の回収に関しましては、回収混焼部分が新たに追加投資の対象となるといったことでございますので、新たに生じる混焼へのkWといったことで整理をさせていただいたところがございます。

次のスライド10ページ目をご覧くださいと思います。今申し上げた趣旨で、既設火力のアンモニア水素混焼の改修案件につきましては、新たに生じる混焼割合のkWとさせていただいていたところですが、ここで挙げさせていただいているように、例えば発電効率の向上を目的として既設火力を一部回収して、水素混焼のガスタービン発電設備を追設するといったようなケースが想定されるところでございます。こういったケースに関しましては、仮にこのガスタービン発電設備の追設といったことによって一部が水素が発生するといったことになるということでございますが、その割合に限定してしまうと、追加の投資の対象となる設備の一部にこの制度が対象が限られてしまうといったことがございます。こういった観点からこのような案件に関しましては、追設するガスタービン発電設備のkW全体を本制度の対象と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、元々、既設改修に関しましては、追加投資の対象、混焼割合のところ5万kWといったところを基本とさせていただいたところでございますが、今回のケースにおきましては、そこに限らず追加投資の全体のkWが対象になっていくといったこともござ

いますので、最低入札量に関しましては10万k以上ということとしてはどうかということのご提案でございます。

続きまして、11 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、一つのイメージ図でございますが、新設・リプレース案件、例えば水素混焼10%の案件が本制度で落札をした上で運転開始後に例えば50%、水素混焼50%の改修を行うと、こういったところのこの制度との関係といったことでございます。

(A) ということで、新設時の制度適用期間内に、追加の脱炭素への50%混焼への投資を行う、入札を行うといったようなケースでございます。こういったケースに関しましては、当初は全体のkWが対象となりまして、そこから新設時の制度適用期間の20年間までこの①番というところに関しましては、本制度の対象は全体と、費用に関しましては混焼が40%向上すればその部分も対象になってくるということでございます。

その上で20年経過した後に関しましては、残り水素40万kW分のところだけが本制度の対象になるといったことで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、13 スライド目をご覧くださいと思います。既設火力の改修案件を入札価格に織り込む運転維持費ということで、これまでの制度を若干訂正させていただければという趣旨でございます。運転維持費に関しましては混焼割合を掛けると、既設火力の改修に関しましては、運転維持費に混焼割合を掛けるといったことで整理をさせていただいたところでございます。左側の図でございます。

一方で、こういった混焼に関しましては、改修に伴って運転維持費が増加するといったケースがございます。この緑色の部分ですけれども、これはこれまでの整理で言うと、全額対象にはならないといったこともございましたので、改修に伴って増加する部分も含めて追加のオークションのコストに含めるということの観点から、開始前の運転維持費掛ける混焼割合プラス改修に伴って増加する運転維持費といったところも対象とする必要があるんじゃないかということで、ここで記載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、16 スライド目をご覧くださいと思います。こちらは少し毛色の違う話でございますが、地熱・水力のリプレースの定義ということでございます。これまでご議論いただいておりますとおり、脱炭素電源の本制度は新設・リプレースといったものも対象としているというところでございます。

リプレースに関しましては2つ目の丸でございますが、基本的には、同一の場所において、同じ発電所の電源種の発電所に建て替える、こういったことにするというところでございますが、地熱ですとか水力に関しましては、比較的ライフサイクルの長い既存案件のインフラ、地熱で言えば地下設備、水力で言えば土木設備ですとか水車と、そういったものをそのまま活用して老朽化した電気設備などを交換すると、こういったようなケースも多いところではございます。

こういったケースの中には、維持のための投資というよりは休廃止も含めて追加投資を検討すると、そういった意味で実態としてリプレースと同様の投資判断を行っているよう

なケースがあるということ。また、ライフサイクルの長い既存案件のインフラを活用するといったことは、国民負担の低減にもつながるといったことを踏まえまして、実態として、リプレースと同様の投資判断を行うようなケースに限ってそういったようなケースにつきましてもリプレースに該当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。

具体的なリプレースの定義というところで、地熱と水力ということで、こちらは基本的にはFIT制度におけるリプレースの定義なども参考にさせていただいているところでございますが、1点、揚水に関して補足させていただければと思います。

18 スライド目をご覧ください。揚水に関しましては、全面更新に関しましては、80年～100年に一度ということでございますが、一方で、20年～25年ごとにオーバーホールを行う。その中で約50年のタイミングで、ここでオレンジで囲わせていただいているような主要設備を更新するようなタイミングがあるということでございます。そういったこのタイミングの中では、実際に採算性等の問題でいったん休止をしているような案件といったことも発生しているといったこともございます。こういった観点から、主要設備更新のタイミングで行うような投資といったことについてもリプレースの中に含めてはどうかといったご提案ということでございます。

続きまして、20 スライド目をご覧ください。論点6、バイオマス燃料の混焼比率ということでございます。第8次中間取りまとめにおきましては、バイオマスの既存の改修案件については、バイオマス専焼のための改修案件を対象とするということでご整理いただいておりますが、燃料に関しましては、当初は混焼を認めるということとして、例えば7～8割以上ということでお示しをさせていただいたところでございます。

21 スライド目でございます。詳細は今後の検討といったところで、21 スライド目で基本的な考え方をまとめさせていただいております。21 スライド目をお願いします。

こちらはバイオマス燃料の輸入量に関するところでございますが、こちらに関しましては下の図をご覧ください。毎年増加しているというところでございますが、一方で、混焼比率自体は大体20%程度と横ばいになっているといった状況でございます。こういった中で発電設備は専焼化した上で、比較的低い混焼率からの案件を認めるといったことを前提としてしまうと混焼の案件だけが増えてしまうということで、結果的に専焼化の発電設備が確保できないといったような事態が生じてしまう恐れがあるのではないかと、こういった観点から、やはりある程度専焼化への確保ができる蓋然性のある案件のみを本制度で対象とすべきではないかということで、具体的にはバイオマス発電量の混焼率に関しましては、当面は再経年化70%を求めることとしてはどうかと、併せまして、2050年までに専焼化していくことのロードマップといったことも併せて求め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。

また、バイオマスの燃料種につきましては、FIT制度の対象となっているものを対象とするということで整理してはどうかということでございます。

続きまして、22 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最低入札容量ということでございます。これまでアンモニア・水素混焼の既設、改修案件に関しましては5万kWということが考えられるということでご提案させていただいていたところでございますが、5万kWの閾値では、周波数によって求められる混焼率が違いが生じるといったことから、適正に補正すべきではないかと、こういったようなご意見をいただいていたところでございます。

次の23 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、事務局のほうでも実態を調査いたしました、確かに、西日本と東日本の中では同じような水素混焼に改修することが想定されるような発電設備といった中でも、西日本、東日本で出力平均が異なるといったような実態はあります。西のほうが出力が小さい傾向にあるといったところでございます。

一方で、既設火力のアンモニア混焼を行うようなケースというのは実態としてみますと、燃料タンクの設置場所など追加的なスペースを確保していくと、こういったところが必要になってくるということでございますが、こういった比較的立地に余裕のある発電所といったものについては、基本的には単一プラントではなくて複数のプラントで同一発電設備を構成している、こういったような場合が多いのではないかと考えられるところでございます。こういった点も踏まえましてこの制度においては、複数プラントでの入札も1入札といったことも認めていて、それが合計で5万kWといったところで整理をさせていただいているところでございます。こういった観点から、最低入札容量に関しましては、従来のご提案どおり5万kWを最低入札容量としてはどうかということで改めてご提案させていただければと思います。

その上で、将来、技術的な課題の解決ですとか、投資案件の実態などこういったところを踏まえて、必要に応じて見直し等の対応していく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、24 スライド目をご覧くださいと思います。FIT認定を受けているバイオマス混焼設備の本制度への参加の可否といったところでございますが、FIT認定を受けているバイオマス混焼設備に関しましては、石炭以外と混焼しているような場合に関しましては、基本的には容量市場でその部分については入札が可能といった形で、非FIT部分については入札可能ということで整理をされているところでございます。

こういったところも踏まえますと2つ目の丸でございますが、FIT認定を受けているバイオマス混焼設備に関しましては、容量市場等の整理を踏まえて、アンモニア・水素の混焼部分、下の赤のアンモニア・水素というところでございますが、こういったものについては対象とするということとしてはどうかということでございます。バイオマスのFIT認定のものをバイオマス専焼する場合といったところも同様ということでございます。

一方で、「ただし」ということですが、石炭部分をアンモニア・水素混焼、バイオマス専焼にするために改修すると、こういったケースに関しましては、バイオマスの専焼設備

と比べて比較的運転維持費ですとか資本費が低コストで事業を実施しているということがこれまで確認されているところでございます。こういったことからしますと、過去のFIT収入によって残存簿価の改修が図られてきた可能性があるといったこともございますので、残存簿価に関しましては、入札価格に参入することを認めないこととしてはどうかということでございます。その他燃料の部分を改修する場合については認めることとしてはどうかということでございます。

次のスライドの25ページ目が過去の容量市場の参加可否の整理をさせていただいていたスライドでございますのでご紹介させていただきたいと思っております。

続きまして、26スライド目をご覧くださいと思います。容量市場の落札電源の本制度への参加の可否ということでございます。こちらのこの制度の中では、運転開始前の案件については、基本的にはこの制度の対象ということでございますが、一方で、この制度自体は新規の電源投資を促すということを目的としているということからしますと、原則として容量市場で既に落札しているような案件に関しましては、この投資判断の意思決定といったものが既に行われている、こういったことが評価できるところでございますので、既に容量市場で落札している電源については、この制度への参加を認めないと、こういったことを基本としてはどうかということでございます。

27スライド目が、これからさらに細かい話ですが、既設火力については、一方で、脱炭素化への一部改修を前提としないで入札をしていると、こういったようなケースがあるところでございます。こういったケースに関しましては、脱炭素化のための投資といったものについては、この容量市場の中では意思決定を行っていないということでございますので、そういったケースで脱炭素化の混焼のための入札をするといったことについては認め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。

一方で、また、実際のところメインオークションのところでは一部混焼で追加投資、本制度で入ってくるということになると、見かけ上はkWが減少するということになろうかと思いますが、基本的には脱炭素化をオークションの中でもそちらのほうでkWはカウントされるということでございますので、そういったケースに関しましては、市場退出ペナルティーは適用しないこととしてはどうかということでございます。

続きまして、28スライド目をご覧くださいと思います。容量市場の落札電源のこちらは特例措置ということでございますが、この制度は下の図をご覧くださいと思いますが、基本的には、23年度以降は毎年度、容量市場とこの制度といったものがあって、事業者の方が選択して入札をしていくと、こういったことになるということでございますが、一方で、22年度に限ってはこの長期オークションというものがございませんので、事業者の判断としては、先ほど申し上げた原則的な規律を前提とすると、22年度の容量市場に入っていくのか、または23年度の長期オークションに入るのか、こういったような判断になっていくということでございます。

先ほど申し上げた原則的な規律を適用すると、これは可能性の問題ではございますが、入札者としては場合によっては、この長期オークションのほうに入札をするといった判断によって投資の意思決定は1年分遅れるという可能性があるということでございます。時限的にLNG火力の新設を対象としているといった中では、一つは早期運転開始を促す、こういったような観点からしますと、例えばということで、今年の11月の容量市場で初めて落札した電源に限っては、例外的に来年度以降の本制度へのオークションの参加を認めるといったことも例外として考えられるのではないかと考えているところでございますが、この点についてどのように考えるべきかということでご意見をいただければ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。制度適用期間に関してでございますが、31スライド目を次お願いします。まず制度適用期間の開始時期はいつとするかということで、現行の容量市場に関しましてはご案内のとおり、運転開始年度に入札するかどうかは事業者の判断ということで、期待容量が低下するですとか、建設開始の遅延によって経済的ペナルティーが発生すると、こういったようなところの事業者判断でその運転開始年度に入札するかどうかということが事業者の任意で判断していくということでございます。

一方で、スライド32ページ目でございますが、本制度に関しましては、入札する以上特定の年度での供給力の提供を求めるといった制度ではなくて、落札から供給力提供開始期限までを設けて、そこまでに供給力の提供を求める、こういった制度でございます。こういった観点から、この制度適用期間に関しましては、①～③番というのがそれぞれ考えられるところでありますが、どのように考えるべきかということでご意見をいただければということでございます。

1つは、まず案①ということで、こちらは始期は、運転開始時点ということでございますが、年度管理とする容量市場とはなかなか整合が取れないということではないかと。

案②に関しましては、制度は分かりやすくシンプルということではございますが、一方で供給力、運転開始がX年度の後ろになればなるほど翌年度に供給力の提供を開始しようと、こういったようなことになる可能性があるというところでございます。

そういった観点から案③ということで、運転開始の翌年度から20年間この制度を適用するという事としてはどうかと、その上でその手前のX年度で現行容量市場に入るかどうかというのは任意ということとしてはどうかということが案③のご提案でございます。

続きまして、スライド33ページ目でございます。こちらに関しましては、複数入札ですね。複数号機で1入札を行うようなケースということでございます。例えば燃料タンクなどを供用するといった観点から、一緒にそういった形で供用していくといったようなケースが考えられるために、同一オークションで入札していくということでございますが、一方で、どちらかに運転開始時期を制度適用期間などを合わせるといことになることになると、実際のところ一部未改修が生じるなど、そういったような課題が生じるところでございます。

そういった観点から、最低入札容量等に関するところとしては、複数号機で1つで判断することとした上で、落札した後のリクワイアメントペナルティーですとか、制度適用期間についてはそれぞれの号機で見えていくこととしてはどうかということでございます。

続きまして、34 スライド目でございます。こちらはアンモニア・水素混焼設備を専焼化するために建て替える場合の特例ということでございますが、こちらはB号機からC号機、同一コーナーのC号機で専焼化をしていくということでございますが、基本的な考え方としては、B号機とC号機というのは専焼化のための1つのプラントと考えられないかということでございます。そういった観点から、例えばこのB号機の中でアンモニア 50%混焼というところが制度適用期間の途中で専焼化、C号機へ移るとこういうようなケースが想定される場所です。そうしますとB号機だけで見えていくと、実際に運転が停止しているということになりますので、途中で運転が停止しているということでございますが、一体として見ていけば専焼化のC号機の発電所がきちんと動いていると、供給力を提供していると、こういったことを条件として残りの制度適用期間にわたっても発電事業者に対して2回目の落札に伴って落札してお支払いする資金、こういったところについても支払うといったことにはどうかということでございます。

35 スライド目でございます。こちらは導入直後に落札した電源の特例ということで、23年度～25年オークションに関する落札した電源に関する取り扱いということでございます。基本的にはこの制度自体は、オークション後の例えば翌年度とか翌々年度に供給力の提供を開始していったことも認められるところでございますので、こういったところの中で、一方で、初期に関してはやはり還付ですとかこの制度の運用というのはそれなりに現行容量市場とも、また異なる部分がございますので、現行の運用システムとは異なってさらにこの市場のための運用システムの構築が必要になってくるということもございます。こういった観点から、最低2、3年程度の構築期間が必要ということと考えられるところがございますので、そういった観点からしますと、23年度からオークションは開始しますが、この制度の適用期間は27年度以降としてはどうかということでございます。それよりも早期に供給力の提供を開始できるような案件に関しましては、現行容量市場の追加オークションとなるかと思いますが、そういったものに参加することができることとしてはどうかということでございます。

続きまして、37 スライド目でございます。還付が大きく、拋出金の負担者に関するところですが、この制度は実際その他市場収益の約9割を還付することを基本とするということでご整理いただいているところでございます。

こういったために、市場価格が高騰するなどによって実際その他市場収益が大きくなるようなケースということに関しましては、この制度からの固定収入よりも還付額のほうが大きくなるといったことも考えられるところがございます。そういった観点から、これはマクロでということでございますが、広域機関が行う落札業者に対する支払い総額よりも落札事業者からの還付額の支払い総額のほうが大きくなるようなケースといったことに関し

ましては、広域機関から小売事業者に対して、その差額を清算するといった対応をしてはどうかということでございます。

続きまして、39 スライド目をご覧くださいと思います供給力提供開始期限に関しましては、中間取りまとめのほうで電源種ごとに供給力提供開始期限を設定するというところで、太陽光では5年、水力等では12年といったことでお示しをさせていただいたところでございます。

40 スライド目をご覧くださいと思います。こちら細かい話で恐縮ですが、具体的な期限日ということで、年度ごとの供給力管理を行っているところから、こういったことから、シンプルな制度とすべく供給力提供開始期限に関しましては、X年後の日が属する年度の末日といった形としてはどうかということをご提案させていただいているところでございます。

41 スライド目でございますが、供給力提供開始期限の詳細ということでございます。端数の取り扱いということでございますが、中間取りまとめのほうでは年単位で超過したようなケースを念頭に、超過した場合についてはその超過した実際に供給力提供を開始してから20年間は供給力は提供していただくと、その上で供給力提供開始が遅延した部分は後ろのほうは現行容量市場の落札価格を容量収入として得ると、こういったような整理とさせていただいていたところでございます。

42 スライド目でございますが、それを踏まえまして、例えばでございますが、1年7カ月ということで、この7カ月超過といったところで②番の場合、こういったところの端数をどう扱うかということでございます。案①～案④というふうに挙げさせていただいているところでございますが、供給力提供開始期限に関しましては、X年後の日ではなくてX年後の日が属する年度の末日と後ろ倒しに比較的設定しているということからすれば、例えばということで、端数はもう1年として扱う。1日遅れても1年といった形で扱うということも考えられるのではないかとということで案④を挙げさせていただいています。その他いろいろな考え方があろうかと思いますが、どのように考えるべきかということでご議論いただければと思います。

最後43スライド目でございます。再エネに対する規律ということで、FIT、FIP制度と同様の事業規律をこの制度の再エネ電源についても求め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。

まずは事務局からのご説明は以上となります。

○大橋座長

ありがとうございます。ちょっとお時間が大変タイトになっていまして、ご議論のめどとしては14時20分ということになっているんですけども、そのぐらいの目途でのスピード感でご議論いただくとありがたいと思っています。

すみませんが、委員、オブザーバーの方、もしご発言の希望がありましたら、ぜひ挙手いただければと思います。

それでは、廣瀬委員、お願いします。

○廣瀬委員

ご説明ありがとうございました。まず、この短い時間の中で、このように多岐にわたる論点を整理し、それぞれに複数の案を検討した上で、ご提案を示してくださった事務局のご尽力に対しまして感謝します。この議題に限りませんが、今回も大変なご作業だったと思います。

このようなエネ庁の積極的な姿勢、つまり、この長期脱炭素電源オークションの制度の早期導入に向けた熱意というのは、実際に電源の導入を手掛ける事業者だけでなく、そのようなプロジェクトに資金を提供する投資家にとっても、この制度に対する信頼感につながります。例えばこれからこの制度を実際に運用していく際に、仮に事前に予想できなかった事態が発生すれば、その都度解決策が検討されることになるとは思われますが、そのような場合でも、投資家が予想外の不利益を被る可能性は小さいだろうと期待できることにつながります。その意味でも、とても重要なことだと考えます。

多々論点がありますが、事務局からの今回の提案の内容につきましては、基本方針として、足元で毎年需給逼迫が起こっている状況を踏まえて、事業者が意思決定を早く行う方法に仕向ける内容となっていると理解しました。また、この制度が容量市場の特別オークションに位置付けられることから、既存の容量市場の仕組みとの整合、あるいは容量市場とのスムーズな接続ということにも、十分に配慮されたご提案の内容になっていると思います。

事業者の皆さんからプロジェクトを実際に遂行する上で強い懸念がないことを確認した上で、全体として、本日の資料で説明された事務局からのご提案につきましては、賛成いたします。以上でございます。

○大橋座長

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

時間がないということなので後で言えると思われる点を2点だけ申し上げます。まずスライド42のところ、小さなことのようにですが、年度管理ということなので案④か案②か。それで案②だとさすがにまずい、誘因の面だけでなく、一日しか動かなくても1年分の支払いでは消費者の理解を得られないと思うので、事務局案は多分案④だと推察しました。例えば折衷案と言うわけではないのですが、原則案④だけれども、6月1日までに稼働した電源はそれ以降の稼働で1年とみなすことで、部分的に案②を入れることも可能かと思いました。

3月25日に稼働する電源と5月25日に稼働する電源は供給力の確保という観点から見ると、もちろん前者のほうがありがたいに決まっているわけですが、夏あるいは冬の非常に厳しい状況に間に合うように稼働できたことから考えると、その程度の柔軟性はあっても良いと考えました。ただその程度のことでリスク軽減効果はほとんどないので事業者のほうも不要という意見であれば案④でやれば良いと思いました。

次に、スライド35のところです。提案は全くもったもたと思うのですが、私はとても複雑な思いで見えています。現行の容量市場の運用システムは4年程度の構築期間を要していると断言していますが、これは2024年から運用が始まるのでそれまでに間に合わせるようにということでこの期間をかけているわけですね。でも、かつて全て容量市場の議論が散々紛糾したあげくようやくまとまった後に、ちゃぶ台返しのように2年前倒しする、あるいは1年前倒しするという議論が出てきて、仮にシステムが間に合ったとしても私は大問題だったと思うのですけれども、それで、そんな提案が出るということは、本来ならそのシステムは2年早く作れるわけでしょ。しかもいまだに早めるべきだったというろくでもないことを言っている人たちがいるということを考えれば、システムは本当に4年の構築期間は必要だったの。これがもし2年だということだとすると、最低限2、3年程度、最低限0、1年程度ということになり、本来なら2年早めてできるという議論だって可能だと思うし、私はそういうことを言いたくなる気持ちは持っている。ただおそらく今回出された資料のほうが良いと思うので、割り切れない思いはありますが、今回の提案は支持します。一定期間の構築期間を考えないとトラブルを起こしかねないという事務局の懸念はもったもたと思いました。以上です。

○大橋座長

ありがとうございます。続いて、秋元委員、お願いします。

○秋元委員

ご説明いただきましてありがとうございます。細かい論点に対する検討状況をお示しいただいて、それに関して特に申し上げることはないんですけども、ちょっと大きな部分で、これは他の委員会でも散々言っていることでございますけれども、やはりあまり事実をピックアップし過ぎないようにしてほしいという気がしています。その面で、今回は例として水素・アンモニア発電を取り上げられたんだと思いますけれども、ちょっとおっしゃられたように脱炭素化ロードマップという位置付けの中でも扱われるということで、合成メタンの発電なんかもそこに加わって、同じ土俵で競争されて、そういう中で合成メタン発電等も競争的に同じ土俵で扱っていただきたいと思っています。中間取りまとめでもそういう形になっているかと思いますが、今回は例ということだろうと思いますけれども、扱っていただきたいと思っています。

同じ文脈で蓄電池と揚水発電という競合もあると思っていて、一方、蓄電池の場合は1万kWで揚水発電は10万kWというような最低入札容量ということかと思いますが、この辺りも同じ変動制再エネを調整していくという中で揚水発電の重要性というこ

とも増していると思いますので、できる限り同じ土俵で競争し、費用対効果の高いものが選択されるという形にさせていただきたいと思いますので、その辺りもぜひご検討いただければと思います。以上です。

○大橋座長

ありがとうございます。大変失礼いたしました。

続いて、小宮山委員、お願いします。

○小宮山委員

ご説明ありがとうございました。水素、専焼、混焼に関する、今回は技術のロードマップを詳しくお示しいただいたことにまず感謝申し上げたいと思います。

それで1点だけでございますけれども、スライド6の専焼化に向けた追加投資に関しまして、合理的な理由もないロードマップの取り組みの不足を契約解除とする方針には賛同いたします。一方で、専焼化といった将来の技術の実装過程で予期せぬことも発生する可能性も踏まえ、このような審議会の場合等において理由を確認の上、契約解除を判断するといった機会を設けるなど、契約解除と判断するまでワンステップを置くなど事業者の専焼化に向けた投資インセンティブの重しにならないような幅を持った配慮措置も必要に思う次第でございます。以上でございます。

○大橋座長

ありがとうございました。続いては、曾我委員、お願いします。

○曾我委員

私は同じく6ページについて3点ございます。長期脱炭素電源の投資を適切に促進する観点から、まず1点目として、ロードマップの改定やアップデートのトリガーや頻度のルールをどのように構築するかというのは一つ論点かと思っております。前進する場合もありますし後退する場合もあり得ますのでその辺りをどうするかということかと思っております。

2点目ですが、6ページの資料の中で、事業性確保の見直しが得られるかどうかというのが、合理的な理由の有無の考慮要素として掲げられているとの理解ですが、事業性の水準は各社ごとで投資リターンのハードルレートなどは異なるものかと思っております。ある意味ビジネス上タッチな公表に適しない情報でもあり得ると思っております。そのような観点から、合理的な理由の有無の説明に当たっては、どこまでの内容をどのような場所で行うかという点については一定の配慮が必要ではないかと思っております。

3点目ですが、小宮山委員もおっしゃっていた点と同様でして、契約解除をいきなりされる可能性があるという投資のディスインセンティブになり得るという点もでございます。容量確保契約において、解除についての規定が設けられるとの理解ですが、ワンステップなりツーステップなりの要件についてもきちんと明記しておくことが適切ではないかと思っております。これは8ページについても同様に契約解除の話もありますので、共通の論点かと思っております。以上でございます。

○大橋座長

ありがとうございます。辻委員、お願いします。

○辻委員

辻です。ご検討を進めていただきありがとうございます。細かいところを1点だけなんですけど、大体27スライド辺りに関わるところです。毎年、現行の容量市場と本制度を両方も毎日開催されるという話に移行した後に、その2つの市場というのは同時にやるのか、どちらかを先にやるのかというそういったところも一応確認したほうがいいのかと思ひまして、要するに、この本制度のほうでちょうど4年ぐらいで立ち上げられるようなものがあつた場合に、この本制度のほうで入札して駄目だったら現行容量市場で1年間そちらでも入札するとかそういう話もあり得るのかと思ひまして、その辺も詰めておく必要があるかなと考えました。以上です。

○大橋座長

ありがとうございます。小林オブザーバー、お願いします。

○小林オブザーバー

時間のない中、すみません。5ページ目のロードマップを示していただきまして大変ありがたかったですけれども、ここの中で注意書きのところ、複数シナリオの記載も可というふうに書いているのですけれども、この部分は結構重要なことだと思ひまして、最初にこういったロードマップを作成するに当たって、ある種1つのシナリオということではなくて複数シナリオができた場合、代替案、どういう形で脱炭素を目指していくのかという代替策を含めたものを記載するというのをベースにさせていただいたほうがよろしいかということでございます。以上です。

○大橋座長

ありがとうございます。小川オブザーバーです。

○小川オブザーバー

関西電力の小川でございます。私からは3点申し上げたいと思ひます。

まず6ページの論点の1、2ですが、合理的な理由なくロードマップ実現への取り組みを行わない場合は契約解除できる旨ということなんですけど、これは専焼化ロードマップについては、まず最初のところで、その構想が十分に計画されたものなのかどうか、しっかり事前にご確認いただいた上で、その後、事業者が合理的な理由なくその取り組みを進めていない場合には契約解除になる可能性があるということは十分理解いたします。ただ一方で、水素・アンモニアの混焼や専焼化は今後の技術開発の進展等不透明な部分が多いため、われわれ事業者にとっては、火力電源の脱炭素化のためにこれまでない技術面での高度な課題を乗り越えていきながら実現していく必要があります。前例のないチャレンジとなると考えています。こうした投資案件で合理的な理由がないとの判断が容易になされると、事業者として投資判断がやはり困難になる可能性がございますので、合理的理由がないという判断については慎重にご判断いただくような仕組みとしていただければと考えます。

2つ目に16ページの論点5でございます。揚水のリプレースにつきまして、これは国の事業検証でも取りまとめられておりますように、今後、太陽光等の変動再エネの導入拡大が一層進み供給力の変動が大きくなる中で、蓄電調整の機能を要する揚水は非常に重要になります。また、この揚水のリプレースは、場合によっては蓄電池よりも安価に行うことができるケースがあると考えておまして、この整理には賛成いたします。

ただ、今回の整理では、揚水は水力に分類されておりますので、10万kW以上が最低入札容量になるというふうに理解しておりますが、蓄電調整の点で同様の機能を要する蓄電池は1万kWが最低入札容量となっております。今後の変動再エネの導入拡大を見据えますと、比較的小規模の揚水発電所を活用する観点も重要であると考えますので、陽水の最低入札容量については今後見直しをご検討いただければと思います。

それから続きまして3点目でございます。42ページの論点15-2でございます。供給力提供開始期限を超過した場合の年未満の端数の扱いということで、端数を1年として扱う案④というのをご提案いただいております。事業者は投資判断時点で本制度の契約期間を基本的に20年と考え、ファイナンスを確保しプロジェクト実施の意思決定を行います。長期にわたる電源の建設工事中には当然予期せぬ事象が発生する可能性がある中で、標準的な工程をベースにした供給力提供開始期限から1日でも遅れた場合、その場合は本制度の契約期間を19年とするという取り扱いをされますと、投資改修に影響が及ぶことはもとより、やはり制度として投資判断時点におけるファイナンスの確保に影響を生じる可能性があるかと懸念いたします。特に建設期間の長い電源においてはその影響が大きくなるのではないかと考えるところであります。

また一方で、その下、リスク事態に備えて、事業者としては契約期間を短縮されるリスクを入札価格に織り込む対応を取らざるを得ない場合も考えられますので、結果的に入札価格が上昇することも懸念されます。こういった懸念を踏まえますと、やはり事業者が説明責任を果たすことを前提に案②を採用いただきたく思います。

また、現行の容量市場でも180日以上稼働停止で初めてペナルティーが課されるという扱いになっていることを踏まえますと、やはり1日をもって1年と端数を全て1年とするという案④の扱いは事業者にとっては厳しいものと考えます。以上です。

○大橋座長

ありがとうございました。佐々木オブザーバー、お願いします。

○佐々木オブザーバー

イーレックスの佐々木でございます。1点だけコメントさせていただきます。

論点6に記載のバイオマスの燃料種についてですけれども、現時点でFIT制度の対象となっているバイオマス燃料種にするという点は合理的と考えております。一方で、燃料確保の蓋然性を高めていくと、脱炭素に資する未利用、未開発の燃料というのを積極的に活用していく観点も重要だと考えております。

バイオマスの燃料開発におけるイノベーションの進展を考えた場合、脱炭素に資すると

認められたような新規燃料については速やかに本制度の対象としていって、また、実需給においてはその妥当性を別途確認していくような柔軟な運用があるとよろしいのではないかと考えた次第です。以上です。

○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

中部電力の花井です。ご指名ありがとうございます。今回から詳細な制度の中身として、今回は1ページにあります4つの論点について方向性を示していただきました。今後さらなる論点を検討する時に、仮に整理済みの論点を再議論する必要性が生じた場合には、臨機な対応をお願いいたします。その上で2点コメントします。

1点目は34ページの論点12について、資料の一番下の※印で、スクラップ・アンド・ビルドの場合の扱いは別途検討とされておりますが、実際には発電所の敷地が限られておりますことから、スクラップ・アンド・ビルドとなるケースが多いのではないかと考えています。その場合、建て替えに当たり運転停止する期間が生じますので、その扱いについての検討をよろしくをお願いいたします。

2点目は42ページの論点についてです。案②、案③と比較すると案④は厳しいということと考えております。これは40ページの供給力提供開始期限に猶予を持たせることとセットと考えられますので、仮に案④を採用する場合には、契約締結が年度末とならないよう、オークションの開催スケジュールについてご配慮いただけるよう、検討をよろしくをお願いいたします。以上です。

○大橋座長

ありがとうございました。

以上、お手が挙がっている委員、オブザーバーは全てご発言いただいたと思います。時間がない中、若干せかしてしまって申し訳ございませんでしたが、事務局から、もしコメント等があればお願いします。

○事務局2

さまざまなご意見をいただきましてありがとうございました。事務局からすみません、何点かだけコメントさせていただければと思います。

まず、スライド5ページ目辺りで秋元委員からご指摘があったところです。あまり技術をピックアップし過ぎないようにする必要があるんじゃないかということで、こちらはあくまでも一例ということでご理解いただいているところだと思っておりますが、全ての脱炭素電源というのがこの制度の対象であるということですので、それは前提ということでは再度改めて確認させていただければと思っております。

続きまして、6スライド目のところでございます。こちらは小宮山委員、曾我委員、また、小川オブザーバーにご指摘いただいていたところでございます。契約解除といったペナルティーということがございますが、これは個別事象もあるのでなかなかステップを個

別にどう設けていくかといったところは難しいところかと思っておりますが、一方でご指摘のとおり、脱炭素化技術といったところは、まだ確立されていない部分、未確定の部分もあるといったところがございますので、この契約解除の判断というところに関しましては、極めて慎重な判断といったものが必要になってくると考えているところでございます。

続きまして、27 スライド目に関してでございます。こちらは辻委員からご指摘いただいたところでございますが、ご指摘の点も踏まえて今後検討してまいりたいと思っております。基本的にはおそらく現行の容量市場と長期オークションと全く同じタイミングに行うというのは難しいところかと思っております。ただ一方で、事業者の方がその年度で両方あれば、どちらで投資判断をするかといったことの合理的な判断ができるということかと思っておりますので、その前提で入札を検討していただくというのが基本的な考え方になるかなと思っております。

続きまして、28 スライド目のところでございますが、こちらに関しましては、基本的に早期の運転開始を促すといった観点で、この11月現行容量市場で落札した電源に限ってはといった形でご提案させていただきましたが、特段ご反対のご議論、ご意見はなかったかとも思っておりますので、基本的にはこういった整理で今後進めていければと考えているところでございます。

続きまして、42 スライド目、こちらにも複数案提示させていただいていたところでございます。松村委員、花井オブザーバー、小川オブザーバーから幾つかコメントをいただいたところがございますので、次回以降、こちらにつきましては詳細検討を進めていければと思っております。

事務局からは以上です。

○大橋座長

ありがとうございました。本日はパブコメのご紹介に続いて事務局においての詳細検討をいただきました。あくまで脱炭素電源の導入して、呼び水のための制度ですので、長期的に持続可能なビジネスモデルにつなげていくということが見えていないといけないのかなと思っております。そうした点でしっかり事務局としてもご検討を進めていただくのが重要ということと理解しました。引き続きご検討よろしく申し上げます。

(5) 非化石価値取引について

○大橋座長

最後の論点になります。非化石価値取引市場についてと高度化法の間目標についてということで、資料7ですね。ご説明をお願いします。

○事務局4

それでは、資料7、高度化法の間目標についてをご覧くださいませ。電力基盤課長の小川です。

今回は前回のご議論を踏まえて改めて第2フェーズ、2023年度以降の目標の在り方についてご議論いただければと考えております。

まずはスライドの5ページになります。今年度の第1回のオークション結果になります。グラフの左が非FITの再エネ指定あり、右が指定なしでありまして、いずれも約定量としてはかなり低い水準となっております。グラフはいずれもねずみ色のところがこれは売りになりますけれども、それに比べまして買い、黄色いところがかなり少ない量になっているというところでありまして、約定期格につきましては、いずれも最低価格の0.6円kWhという形になっております。

参考までにとということで次の6ページ、こちらは高度化法ではなくて再エネ価値取引市場、FIT証書であります。こちらにつきましては、需要家も購入できるという中で、取引約定量は今回は33億kWhということで過去最高。また、加重平均価格は0.3円という結果になっております。以上が第1回の8月のオークション結果になります。

続きまして、8ページをご覧ください。今年度、第一フェーズの最終年度になりますけれども、中間目標対象事業者に対するアンケートになります。背景としましては、前回もご意見いただきましたが、やはり第二フェーズを議論するためにも第一フェーズの状況をよく確認する必要があるということで、対象事業者にこれまでの調達状況、達成状況等今年度の見込みについてお聞きしております。

まず、マクロ的なところでスライド9ページをご覧ください。この第1フェーズ、2020年度～22年度の3年間でありまして、左の青が外部調達の必要量。20年度～21年度に仕組みが市場を2つに分けるなど変わっておりますので、青がいったん減っていますけれども基本は同じ形で青が必要量、そして赤い部分がこちらが調達の実績あるいは見込みになります。ご覧いただきますと、20年度は少し調達が必要量を下回っている。一方で21年度は調達量が増えている。最後のこの22年度が今回のアンケート結果からは調達の見込み量がちょっと少ないままになっているというのがマクロ的な状況であります。

続きまして、その背景については後ほどご説明します。続きまして、10ページは相対と市場の内訳というところでありまして、市場、青い部分よりも赤い部分、相対のほうが少し多いという状況、これはこれまでと同じ傾向です。

次の11ページになります。アンケートにおける各個者の調達予定量を踏まえまして、この第一フェーズ、3年間を通じた達成状況というのを試算したところで、全体としては8割が90%以上という形になっております。

一方で一番下0%～20%というのが5者あるというのが今の状況でして、次の12スライド、これまでの傾向と比べますとある意味二極化しているといいたまうでしょうか、しっかり達成できるところと全く行かないところと2つ分かれてきているというところでありまして。

次は13になりますけれども、まず左が第一フェーズの目標達成時期の見込みということで、最終6月までに外部調達達成見込みという事業者が大部分なんですけれども、7者ほ

ど現時点で「達成困難」という回答がありました。これについては私どももより詳しくヒアリングを行うといったような形でちょっと幾つか確認しております。その結果が右下の表になります。

既にある程度調達しているんだけど、もう達成困難としている事業者の理由を見ますと、事業撤退を予定しているあるいはこの中間目標の達成の義務の対象外になってしまう。販売電力量の減少というのを挙げている事業者があります。一番下のこの0～20%のところに4者ほどあります。そのうち複数、市場価格高騰などによる収支の悪化は個々の経営状況というのを挙げている会社があったものですから、これらの会社に対しては上の青枠の3つ目でありますけれども、改めて私どものほうから目標の着実な達成に努めるようにということを伝えているというのが足元の状況であります。こういった事情が冒頭にありましたようなマクロ面で調達の必要量とそれぞれが調達しようとしている量とのギャップにつながっているのかなと考えております。

以上のアンケート結果も踏まえつつ16ページ目以降に論点を3つほど示しております。今回は何か決めるというよりは大きな方向性についてというところでご意見いただければと思います。

まず16ページであります。第二フェーズの目標を考える上での基本的な方向性ということで、これまでもあるいは前回もさまざまなご意見をいただいております。一番もう下のポツにありますけれども、第二フェーズの位置付けにつきましては、2030、さらには2050年を見据えた移行期ということで考えていってはどうかと考えているところであります。目標そのものを急に厳しくすることもなかなか難しいというところと、一方で、カーボンニュートラルに向けて着実な取り組みを進めていくという中での折衷案としてこういった考えではいかがかと思っております。

続きまして、論点2つ目、具体的にどういうふうに評価していくのか。ここは21ページになります。売り手側から見た場合と買い手側から見た場合にどういった目標水準、目標の設定があり得るかといったところであります。今、足元の状況は先ほどのアンケート結果のとおりでありまして、小売りの側でいうと、なかなか厳しい状況というアンケート回答もありましたが、これ自体は今度は売る側、発電事業者側からすると、そういった事情を基に上から3つ目ですけれども、むしろ証書が売れ残るという状況も生じていると。これは元々制度が想定している。元々目標水準も需給状況を勘案して設定している中で、こういった収支の悪化による需要減というのはなかなかこの制度目的達成に対しての障害となるという中でありますので、売り手側からすると供給が過剰となる、まさに売れ残るといった点が常に懸念でありますし、一方で、これまでのご議論でも、買い手側は逆に買おうと思っても供給が足りなくなるのを懸念しているという状況でありますので、このバランスについてどう考えていくのかということで2つほど例を示しております。

1つは、単年度評価にしていくと。これまで第一フェーズは3年間という中でありましたけれども、単年度にしつつ、一方で買い手側の懸念、例えば非化石電源が年度途中で止

まって供給量が大幅に減った時には1年で買い切れない、買おうと思っても買えないといった点については何らかの配慮措置が必要になるのではないかとということが一つ。

一方で2つ目ので言いますと、今回第一フェーズは3年間だったものですから徐々に単年度に切り替えていくといった方法、こういった方法もあり得るのではないかとということとあります。

また、評価方法につきましては、ページが飛びます25ページ、証書のバンキングという点についても前回ご意見をいただきました。具体的に言うと在り方、実際に制度的にやれないこともないんですけれども、これを実際にやろうとするといろいろな制度、例えば高度化法の整備、1年ごとに目標達成を管理していくところ、さらには温対法上の報告義務との関係で、繰り返しになります、できないことはないんですが結構な整理が、数カ月あるいは年単位でいろいろ整理しなければいけない点が出てくるという中ではありますので、今回はこのバンキングのところについての検討というのではなくて、この目標の評価方法、設定方法などで対応することを基本としたいと考えております。

最後28ページ目、証書の価格水準であります。これについてもこれまでさまざまなご意見をいただいておりますので、また、引き続きというところではありますけれども、幾つか今後に向けて考える点、実際に価格水準につきましては、3つ目のポツであります取引価格というのは基本的に最低価格に張り付いているというところがあります。

ここで特に記しておりませんが、2つ目にちょっと関係する点、2つ目の四角にありますけれども、取り巻く状況としましては、電力の価格は非常に上がっていると、逆にこの非化石の価値というのは相対的に下がっているというところをどう考えるのか。さらにこの第二フェーズの在り方、元々暫定的なということでスタートしているこの最低価格、最高価格というのをどう考えていくのか。さらに、既に何度かご意見をいただいておりますこの再エネ価値のFIT証書の最低価格との差についてどのように考えるのか。これらについても改めてご意見をいただければと考えております。

最後に1点、参考資料の2に付けておりますけれども、2021年度、昨年度の高度化法に基づく達成計画、そして証書収入の取得報告、こちらはご説明は割愛いたします。

事務局からは以上です。

○大橋座長

ありがとうございました。それでは、ただ今のご説明に関してご質問、ご意見等がありましたらいただければと思います。

小宮山委員、お願いします。

○小宮山委員

小宮山です。ご説明ありがとうございました。

私からは1点、スライド21の第二フェーズの評価方法に関しまして、私は第二フェーズは単年度評価の採用に賛同させていただければと思います。スライド25でご説明いただいたバンキングの議論とも関連するかと思いますけれども、仮に証書のバンキングは措置し

ないということを前提とした場合には、第一フェーズの傾向を踏まえたと、当面この傾向が変わらないのであれば、複数年度評価でまた証書の売れ残りが生じて結果として非化石電源の維持増進に貢献しないといったリスクが生じ得るものと考えております。

また、単年度評価を採用とする案ではお示しいただきましたけれども、買い手側の責めに帰さない事象に対しては配慮措置も導入することをございますので、事業者にも配慮した適切な案ではないかと考えております。他の制度措置とともに電気事業の変化と安定のバランスを早期に図る上で、非化石電源の維持、投資拡大は必須の課題と考えておりますので、第一フェーズの証書の需給バランスの傾向を踏まえ一定の配慮措置を講じた上での単年度評価が望ましいものと考えております。以上でございます。

○大橋座長

続いて、秋元委員、お願いします。

○秋元委員

ご説明をいただきましてありがとうございました。5ページ目で約定量が低調だったというのが非常に驚きだったんですけども、そもそも買わないといけないはずなのという感じで、それで9ページ目を見ますと記載いただいているように、足し合わせますと必要量に対して上では200億kWh以上と下回る見込みと書いていますけれども、足し合わせると280億ぐらいになっていて、相当量ということだと理解しています。

それで11ページ目、13ページ目辺りに行きますと、20%以下というのが5者でしかも1者はもう撤退されているということなんで、残る4者ということで非常にこの4者しかないのに280億kWhの未調達だということを考えますと、この0~20%の4者の中に相当大きな事業者が入っているということだと理解しましたけれども、そうすると、本当にこの事業者がこれから買うのかどうかというところの意思が本当にあるのかなという疑問も沸いたわけでございます。もし、小さい事業者で本当に事業環境が悪くて買えないというところは、制度の趣旨からしても善良な性善説に立った制度設計からして仕方がないかなと、そういうのが少数含まれるということは仕方がないかなと、想定範囲内だと思うんですけども、かなり大きい事業者がここに含まれているという気がするので、本当にそういうことであるとすると、評価方法というか義務の達成に対する措置が今の状況でいいのかどうかということは、前回もちょっと懸念を示させていただきましたけれども、相当、これは大きな懸念があるような気がして、ちょっと驚きを持って受け止めたわけでございます。

ちょっとその辺りに関しては引き続き、これから買うのか、買うにしてもこれから買うとすると相当量を買ってくるということになるんで、価格はもう高騰すると思いますので、その辺りも含めて引き続き精緻に注視していかなければいけない事案だと思いました。

そういう視点からしても、これまで複数年3年間ということでございましたが、もし今のような状況であるとすると、やはり単年で評価したほうが制度的にも適切になるんじゃないかと。もちろん単年の弊害というのもよく挙がるわけでございますが、今の状況か

らすると単年での評価というほうが妥当なような気がして聞いておりました。以上です。

○大橋座長

河辺委員、お願いします。

○河辺委員

ありがとうございます。私からはアンケート結果の部分とそれから今後の評価方法の部分でコメントさせていただきます。

まずアンケートに関しまして、現状の調達方法に関してお調べいただきましてありがとうございました。今回お示しいただいた検討結果、例えばスライド9などの結果を見ますと、見込み量をカウントしても200億kWh以上の未調達が発生し得るということではありますが、ただ、全体の約9割の事業者は達成となる見込みであるということですので、今、現状の結果からその追加的な措置が必要とまでは決めるような状況ではないのかというふうには私は捉えさせていただきました。

ただ、見込みが含まれているということなので、第一フェーズにおける証書の調達結果がそろったところで改めて追加的な措置については検討する必要があるのではないかと思っております。

続いて、スライド21の評価方法の部分なんですけれども、まずは、今回は事務局案で証書のバンキングの部分は導入しないことを基本としてはどうかと、そういった整理もございましたのでその前提では単年度での評価というのを初年度から行っていくことが望ましいのではないかと思います。その際、資料にも記載のとおり、買い手の責めに帰さない事象に対しては、一定の配慮措置を導入するという、この部分は前提とすべきかと思えます。また、単年度とすることのメリットとして、先ほどのアンケート結果の部分でも言わせていただいたとおり、第一フェーズでの証書調達結果に基づいて、また改めて追加措置などの判断が必要になってくると思うんですけれども、その結果、もし、仮に追加的な措置を講じるということが必要になった場合であっても、その単年度としておくことで第二フェーズの2年度目から早期に措置を導入するという、そういった早期に措置を導入しやすいというメリットもあるかと思えましたので、そういった観点でも初年度から単年度評価とすることが望ましいのではないかと思った次第です。以上でございます。

○大橋座長

ありがとうございます。武田委員、お願いします。

○武田委員

ありがとうございます。私の意見は先ほど秋元先生がおっしゃったことと全く同じでありまして、1つはかなり大規模な小売業者に未調達者がいるように感じまして、大変危惧しております。また、やはり先ほど秋元先生がご発言になりましたように、そのような事業者が最終年度に大きな規模で調達するということになりますと、市場の需給に影響を与えるということになると思いますので、今後は単年度の評価を指導していく、それが必要ではないかと思えます。以上です。

○大橋座長

ありがとうございました。又吉委員、お願いします。

○又吉委員

ご説明ありがとうございました。私も 21 ページにつきましてコメントさせていただければと思います。売れ残りの大量発生という売り側の懸念と供給力の不足という買い手側の懸念を第一フェーズよりもバランスさせていくことを基本で今後は検討していくという方向性には賛同したいと思っております。今回、高度化法のたき付け上、証書のバンキング性導入は困難と整理していただいておりますので、段階的に単年度評価に移行するというのが望ましいのではないかと私も考えております。

この点を踏まえてこちらのページに 2 つの具体案が示されておりますが、単年度評価を採用するにしても、複数年度と単年度のハイブリッド型を採用するにしても、少し第三フェーズを含めた 2030 年の全体像をちょっと概念的に示す必要があるのではないかと考えております。具体的には第二フェーズが 2 年なのか 3 年なのかとか、あと第二と第三フェーズで達成目標の強度がどう変化し得るのかとか、18 ページ目に後ろに概念図が書いてありますけれども、これはもうちょっと示していただく必要があるのではないかと考えている次第です。以上になります。

○大橋座長

ありがとうございます。小鶴オブザーバー、お願いします。

○小鶴オブザーバー

ご説明ありがとうございました。非化石証書の可否という意味におきましては、14 ページに関係するかもでございますが、この F I T 証書の活用率は低くなっておりまして、これは需要家のニーズにやっぱりマッチしていないことが要因であると認識しております。一方でですけれども、昨年度見直しが実施されました再エネ価値取引市場は需要家ニーズを踏まえた見直しだったことを考慮しますと、非 F I T 証書の最低価格や価格差などについても、同様に需要家ニーズを起点に考え必要に応じて見直されるべきものだと考えております。

その需要家ニーズでございますけれども、最近追加性のある再エネに行き始めておりますので、この非 F I T 証書につきましても、例えば追加性のありなしで市場や区画を分けるというのも一案ではないかと思えますし、何より需要家ニーズのない証書の購入ですとか、再エネ価値取引市場との価格差というのは、事業環境の悪化やリスク増大が続く小売事業者のさらなる負担増にもなりかねませんので、慎重なご検討、見直しをよろしくお願いいたします。以上でございます。

○大橋座長

以上でお手が挙がっている委員、オブザーバーはご発言いただいておりますでしょうか。

小川オブザーバー、お願いします。

○小川オブザーバー

小川でございます。私からは、まず第二フェーズの目標を考える上での基本的な方向性を今回ページ16のところに記載いただいております。特に最後のところですね。段階的に目標水準を高めながら非化石電源側への意識拡大を着実に促進していくことを基本としてはどうかと事務局から発信していただいておりますが、まずこの事務局案に賛同したいと思っております。今後の検討に当たりまして、この方向性を踏まえた検討を進めていただくことが重要であると考えます。

それから具体的な評価方法でございますが、先ほどからご意見をいただいておりますけれども、第二フェーズにおいて証書、バンキングは措置されないという前提でございますので、やはりここは単年度評価で進めていただくのが望ましいと考えておるところでございます。

それからアンケートの話でございますけれども、先ほどもご指摘がありましたが、アンケートの結果で9ページのほうを見ますと、第一フェーズ3カ年の外部調達必要量は合計1,519億kWhなんですけれども、調達見込みが1,237億kWhということですので、3カ年合計で280億kWhの未調達が生じると、こういう9ページの結果になっています。それに対して13ページのほうでは、9割の事業者が来年6月までに外部調達を達成見込みと回答されておられまして、少しギャップがある状況ですが、多くの小売事業者の方はこちらさんの趣旨にのっとり証書調達に取り組むと回答されているというふうに理解します。今回のアンケートについては小売事業者の適切な義務履行への意識を高める観点からも、こういったアンケートを取っていただいたことが有益だったと考えております。

ただ、第一フェーズはまだ来年6月まで半年以上の期間が残されておりますので、今後も今回のようなアンケートを定期的に実施していただいて、結果について本作業部会で報告いただくことが望ましいと考えます。

それから最後に28ページ以降の証書の価格水準について、少しコメントをさせていただきます。これは前回は発生しておりますが、わが国の2030年の高度化目標、さらには2050年のカーボンニュートラルの実現に向けて、非化石活用を適切に高めていくことが重要であると考えます。その上で28ページの一番下のポツにおきまして、再エネ価値取引場における最低価格0.3円と価格差をどう考えるかとの記載がございます。これにつきましては、需要家による非化石証書にアクセスを可能とするため、全国の需要を参考に2つの市場に分けたものというふうに理解しておりまして、昨年の本作業部会において、2021年の米国のコンプライアンス市場とまたボランティア市場で価格差が生じている状況を紹介されていたように、これは現在でも米国では差が生じていると理解しておりますけれども、わが国においても目的の異なる2区画の市場間で価格差が生じること自体は問題はないと考えております。

今後、カーボンニュートラルに向けてということになりますが、こうした制度設計の経緯も踏まえますと、やはり高度化法義務達成市場の最低価格の引き下げとなりますと、非化石電源の維持拡大への寄与に影響を与えるため望ましくないと考えております。以上で

す。

○大橋座長

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

中部電力の花井です。ご指名ありがとうございます。私も 21 ページのところでコメントさせていただきます。今回、具体的な評価手法として、単年度評価と複数年度から単年度に切り替える 2 つの案をご提示いただきました。証書の売れ残りを極力回避するという観点を考慮しますと、買手の調達行動の与える影響が少ない単年度評価のほうが妥当な案と考えております。単年度評価はデメリットもありますので、小売事業者にとって予見性が確保できる制度となることが望ましいため、単年度評価を採用するに当たっては、例えば年度内に大幅な証書供給量が減少する見込みとなった場合は、臨機応変に外部調達比率を引き下げるなどの配慮措置について、事前にご検討いただくようお願いいたします。以上です。

○大橋座長

ありがとうございます。

以上でたくさんのご意見をいただきましてありがとうございます。事務局から、もしコメント等がありましたらいただけますでしょうか。

○事務局 4

ありがとうございます。さまざまなご意見をいただいています。1 点、男澤委員からいただいたご意見を簡単にご紹介しますと、単年度評価は初年度から導入することが望ましいといった点、またバンキングを導入しない点について事務局案に賛成。途中退席されたので一言ご紹介させていただきます。

全体でいただいた中で、特に秋元委員、武田委員から極めて重要かつ重たいご指摘をいただいております。この案と今年度引き続きよく各者の調達状況というのは私どもとしても確認していきたいと考えております。

また今後、次回以降というところで、又吉委員から 2030 年に向けて少し全体像を示しながらという点、あるいはエネットの小鶴オブザーバーからは、再エネ価値についても追加性といったようなご指摘もいただいています。これらも、また、次回以降しっかりお示ししながらご議論いただければと考えております。

事務局からは以上です。

○大橋座長

ありがとうございました。本日は第一フェーズの事業者に対するアンケート調査の結果もご報告いただいて、今後さまざま考えるべき論点をご提示いただいたものと思います。

第二フェーズについてもこうした点を踏まえて、しっかりした評価方法を含めて検討すべきと、委員、オブザーバーのご意見もあったものと思います。証書の価格水準についてもこれもしっかり議論してまいるわけですけれども、あまりグリーンウォッシュみたくないな

感じの批判が当たらないよう、そうした点の防御も含めてしっかり議論していくべき点だというふうに認識をいたしました。さまざまなご意見をいただきましてありがとうございます。

3. 閉会

○大橋座長

もう、ちょっとお時間が過ぎちゃって恐縮ですが、全体を通じて、もしご意見等がありましたらいただけますか。よろしゅうございますか。

ありがとうございました。途中、大変急がせてしまって申し訳ございません。お時間も、また若干過ぎてしまって、議事進行の不手際、大変失礼いたしました。

以上で本日の議事は終了ですのでこれもちまして作業部会のほうは閉会といたします。本日も活発なご議論をいただきましてありがとうございました。