

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 制度検討作業部会（第28回）

日時 平成31年1月30日（水）10：00～12：06

場所 経済産業省本館17階 第1～2共用会議室

出席者

<委員>

横山座長、秋元委員、安藤委員、大橋委員、大山委員、小宮山委員、曾我委員、  
武田委員、廣瀬委員、又吉委員、松村委員

<オブザーバー>

菅野 等 電源開発株式会社 常務執行役員

國松 亮一 一般社団法人日本卸電力取引所 企画業務部長

竹股 邦治 イーレックス株式会社 常務取締役

佐藤 悦緒 電力広域的運営推進機関 理事

（代理出席：電力広域的運営推進機関 企画部長 進士 誉夫

都築 直史 電力・ガス取引監視等委員会事務局総務課長

（代理出席：電力・ガス取引監視等委員会事務局総務課政策企画委員 小柳 聡志）

竹廣 尚之 株式会社エネット 経営企画部長

中村 肇 東京ガス株式会社 電力トレーディング部長

内藤 直樹 関西電力株式会社 執行役員・総合エネルギー企画室長

鍋田 和宏 中部電力株式会社 執行役員 コーポレート本部 部長

柳生田 稔 昭和シェル石油株式会社 電力事業部門担当執行役員

山田 利之 東北電力株式会社 送配電カンパニー 電力システム部

技術担当部長

議題：

- （1）容量市場について
- （2）非化石価値取引市場について
- （3）需給調整市場について

<連絡先>

経済産業省 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課

TEL：03-3501-1511（内線4761） FAX：03-3501-3675

〒100-8931 東京都千代田区霞が関1-3-1

○鍋島電力供給室長

定刻となりましたので、ただいま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28回制度検討作業部会を開催いたします。

委員の皆様方におかれましては、ご多忙のところご出席いただき、ありがとうございます。

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

○横山座長

皆様、おはようございます。朝早くからご出席いただきまして、ありがとうございます。

それでは、本日の議題はお手元の議事次第にございますように、容量市場、それから非化石価値取引市場、需給調整市場ということでご議論いただきたいと思いますので、よろしくお願いたします。

それでは、まず最初の議題でございます。容量市場についてということで、資料の3-1、3-2を事務局のほうからご説明をお願いいたします。

○鍋島電力供給室長

それでは、資料3-1をごらんください。資料の3-1は容量市場についてというタイトルのスライドになります。

ページをめくっていただきまして1ページ目でございますけれども、この資料につきましては、前半が容量市場における費用負担の考え方、後半が容量市場の早期開設についてとなっております。

まず、前半の費用負担の考え方について2ページ目をごらんください。議論の背景でございますが、昨年末の12月17日の第27回制度検討作業部会におきまして、稀頻度リスク対応、容量市場の早期開設等々についてご議論いただきました。そのうちの費用負担につきまして、委員、オブザーバーの方々からご指摘がありましたので、改めて考え方を整理いたしました。

6ページでございますけれども、中間とりまとめにおきましては、需要に対応する供給力については小売電気事業者、実需給断面での周波数調整に必要な調整力については一般送配電事業者が責任を負うことが基本となるとしていたところでございます。そうした考え方を書いた上で、託送料金に算入されている分は一般送配電事業者から回収することとし、残りを小売電気事業者から回収することを基本と、容量市場の費用負担についてはこういうふうに書いていたところでございます。ただ、同時に具体的な必要の負担のあり方については、広域機関における調整力の考え方の検討状況や今後の託送料金査定の考え方等を踏まえ、適切に見直すとしていたところでございます。

ということで、改めてこれは確認でございますけれども、今後、追加的電源脱落等も含めて整理を行った上で、適切な場で託送料金の考え方が見直される際に、そうした場合に容量市場における費用負担のあり方も適切に見直すこととしてはどうかというふうに考えております。その際、中間とりまとめにおける整理を前提といたしますと、この託送の考え方で追加的電源脱落は送配電が責任を負うというふうに整理された場合、その部分はこの容量市場の費用負担としては託送料金で回収されることが基本となるであろうかと考えております。

次の7ページでございますけれども、今後、託送料金制度の見直しが行われるタイミングで、適切な場において容量市場、需給調整市場における費用負担の考え方と整合性がとれる形で、この容量市場の費用負担についても見直しを行うということにしてはどうかと思っております。ただ、それまでは、この託送料金の見直しということが現にこの瞬間は行われていないということですので、この2つ目のポツの中ほどでございますが、現行の託送料金制度の見直しが行われるまでは容量市場における送配電事業者の負担分はH3需要×6%としてはどうかと考えております。これが前半の費用負担の論点でございます。

それから、8ページ目にいきまして、ここからは後半の容量市場の早期開設についての論点となります。

9ページ目でございます。議論の背景でございますが、前回の作業部会におきまして、容量市場の早期開設についてご議論をいただきました。前回は容量市場の1年前倒し、23年度から開設するという案を事務局からご提示したところでございますけれども、その場合に最も必要供給予備力の低い21年度、22年度にどのような影響があるのかというご指摘がございました。この点につきまして事務局においてさらに検討いたしましたので、ご議論いただきたいと考えております。

10ページ目でございますけれども、供給力確保の手法としまして、大ざっぱに分ければ案の1で全量を手当てする。容量市場型の全量手当てという考え方と、案の2の不足分のみを手当てすると。これは今の制度で言いますと、電源入札などが当てはまると思いますが、このような2つのやり方があると考えております。

11ページに移っていただきまして、供給力確保の実効性というスライドでございますけれども、これで仮に不足分のみを入札を行って確保した場合には、むしろ電源休止を誘発してしまうのではないかと。最終的な結果としてトータルでは供給力がふえない可能性もあるのではないかとという考え方を前回ご説明したところでございます。

12ページで前回の事務局案のスライドをそのままつけておりますけれども、前回は容量市場の初回受け渡しを2023年度、1年前倒しとしてはどうかとしていたところでございます。これにつきまして、さまざまご意見をいただいたところでございます。

16ページをごらんいただければと思います。基本的な考え方を改めて事務局で整理してみました。

まず1つ目のポツですけれども、昨年度末に広域機関が策定した供給計画取りまとめにおきましては、2021年度、22年度が予備率上、最も厳しい時期となっております。ただ、昨年度末の取りまとめの時点では、予備率8%はぎりぎり確保されていたという状況でございます。

2つ目のポツですけれども、ただし、供給力の数字の中には老朽電源も供給力として計上されておりまして、こうした老朽電源の維持が行われず、新たな休廃止が行われる場合には、供給力はさらに減少すると考えております。

このため、基本的な考え方、戦略といたしましては、老朽電源の休廃止を抑制しつつ、それでもなお追加的な供給力が必要となった場合には、DRの追加確保、休止中電源の再稼働、緊急電源の設置という方策を検討していく必要があるのではないかと考えております。

米のところで繰り返しになりますけれども、老朽電源の休止を抑制しないまま供給力の追加募集のみを行ったとしても、トータルでの供給力確保の効果は薄いと考えております。

次の17ページ、参考までにとということで、電源休廃止の実態でございますけれども、この各事業者から出される休廃止の計画というものは、例えば5年前に、右側のグラフで言いますと、5年前に公表するというものもあれば、実際に休廃止する1年、2年前に休廃止を発表すると、決定するというケースもございます。

したがいまして、21年や22年の段階で今のところ、供給計画上は存続するという電源につきましても、今後の状況におきましては、休廃止を1年、2年前に発表するという電源が出てくる可能性があるかと懸念しております。

そうしたことも踏まえまして18ページでございますが、これは事務局からの提案でございますけれども、19年度に容量市場のオークションを実施するという事務局案の場合、約定した電源等は2023年度に容量計画に従い電源として稼働することになります。この場合、20年度から22年度については稼働しているかどうかは、容量確保契約上は担保されていないということになります。

この点に関しまして、今後の中長期的な供給力の確保に万全を期すため、2019年度に容量市場のオークションを実施した場合に限り、20年から22年度においても電源の休止を認めない条項、特約条項的なものを加えることが考えられるのではないかと思います。

次の19ページでございますけれども、こうした条項を加えた場合、20年から22年度については、リクワイアメント・ペナルティというようなものは課されないわけですが、実際上の問題として1つ目のポツですけれども、供給計画上、当該電源の発電能力は供給力として計上されていることとなります。

その上で2つ目のポツですけれども、そうした発電能力が確保されますと、これは監視等委員会におきまして、余剰電力を卸電力市場に投入するといった点について監視していただくことになると考えております。

20ページでございますけれども、そうして供給力が確保されますと、スポット市場における価格スパイクが発生する蓋然性が減っていくのではないかと。こうしたことによって、スポット市場においては小売事業者においても安価に電源を調達できるようになるのではないかと考えております。

21ページは、その一方でということでございますけれども、18年夏季についても想定を超える需要が出たわけでございますけれども、今後も需要が増加していくというリスクがございます。そのときには予備率が下がっていくということも考えられるわけでございます。

22ページは、こうした供給力が不足した場合の対応でございますけれども、この場合においては広域機関において需給バランスを精査した上で、各エリアにおいて電源I'を積み増す、電源入札を行う、あるいは電源入札ということの派生形かもしれませんが、DRを含めた供給力を調達するために特別オークションを開催すると、こういった対応が考えられるのではないかとと思います。

23ページですけれども、これは事務局案をさらにイメージとしてまとめたものでございますけれども、この容量市場開設を前倒すとともに、初回オークションの特例措置として、受け渡し以前の20年から22年度について休止を認めないとする中で、19年度オークション時点で一旦20年から23年度まで存続する電源が確定すると考えております。

そうした一旦確定させた上で、休廃止を防いだ上で、その後の需給バランス評価の結果、20年度から22年度について、仮に供給力が不足するということが予見される場合には、特別オークション等で対応するということが考えられるのではないかとと思います。

24ページでございますけれども、前回の作業部会におきまして竹廣オブザーバーから、例えばオークションの時期だけを前倒して、実際の費用負担はそのまま2024年でやるというようなことも考えられるのではないかと指摘がございました。この点に関しまして事務局でも考えてみましたけれども、1つ指摘できる点といたしましては、本来23年度まで維持すべきような老朽電源があったときに、これを24年度まで維持するということが社会的に非効率ではないかという点があるのではないかとと思います。また、容量市場の受け渡しを前倒ししない場合には、23年度より前に休廃止の可能性のある電源につきまして、容量市場からの受取額が従前と変わらないといたしますと、電源休廃止への判断への影響が限定になる可能性もあるのではないかと考えております。

25ページでございますけれども、中間取りまとめにおきましては、既設電源に対して経過措置、この容量市場からの受取額を減らすということで小売負担を減らすというような措置を盛り込んでいたわけでございますけれども、この中間取りまとめの考え方に従いますと、2023年度に容量を受け渡す既設電源につきましては、49%の控除率を課すということが考えられます。

この点に関しまして、容量市場を1年前倒すということで小売負担への配慮からさらに控除率を引き上げるということも考えられますけれども、その一方で、老朽電源の休廃止抑制の影響、効果についても考慮する必要がございます、こうした引き上げについては慎重な検討が求められると考えております。

26ページでございますが、今後の検討についてというところでございますが、先ほど申し上げたような小売負担との関係にも留意する必要があると思っておりますけれども、20年度以降の供給力確保に万全を期す、20年度にオリンピックもありますし、こうしたものに万全を期すという観点から、容量市場の開設を1年前倒すことにつきまして、この作業部会で検討を深めていただきたいと考えております。

ただ、いずれにしても容量市場の開設を前倒す場合、広域機関を初め、関係各方面におきまして準備をする必要がございますので、方針を速やかに固めることが重要と思っております。したがって、この作業部会におきましても前倒しの要否につきましては、早期に結論を得ることが重要なのではないかと考えております。

この資料については以上でございます。

続きまして、資料の3-2をごらんいただければと思います。資料3-2につきましては、容量市場の詳細論点検討状況についてということになります。

2ページ目をごらんいただければと思います。容量市場の詳細制度設計につきましては、現在広域機関におきまして検討会が設置されておりまして、この広域機関の検討会の場で詳細論点について議論が進められてきております。

一方で、2つ目のポツですけれども、中間取りまとめにおきましては、各市場の検討において、重要な追加論点が明らかになった場合、複数の市場に関係する論点が明らかになった場合などは、必要に応じて本作業部会において検討を行うとされていたところでございます。

本日につきましては、この検討会でかなりいろんな論点が議論されてきておりますので、この議論について一旦ご報告するところでございます。必要に応じてご指摘等いただければと考えております。

3ページ、4ページには、広域機関で検討している論点の一覧を示されておりますけれども、Aからその次のページのIにかけて、さまざまな論点を議論いただいております。本日は広域機

関の検討会でも議論のありました点につきまして、念のため少し詳しくご報告させていただきます。その他の点につきましては、事前に資料を委員の方々に送らせていただいておりますけれども、何かお気づきの点がありましたらご指摘いただければと思います。説明は省略させていただきます。

6ページをごらんいただければと思います。6ページは容量市場の対象範囲と費用負担の考え方という点でございます。先ほど容量市場につきまして託送分は $H3 \times 6\%$ というようなことをご説明しましたが、2つ目のポツですけれども、託送分の配賦に当たりまして、具体的な算定方法と量について、あるいは価格について整理が必要と考えております。

真ん中から下のところの送配電負担額でございますけれども、容量受け渡し年度のエリアの $H3$ 需要 $\times 6\%$ 相当分、これは何が言いたいかといいますと、原価算定時の需要ではなくて、容量受け渡し年度の需要 $\times 6\%$ というのが送配電負担額になるということではないかと考えております。

加えまして、米のところに書いてございますが、先ほどもありました小売事業環境を激変緩和の観点で導入する既設電源に対する経過措置、これで容量拠出金が減額される分につきましては、この経過措置の趣旨から考えまして、小売負担のほうから減額するということにはどうかと考えております。

なお、託送費用における容量市場と需給調整市場での費用負担の整理方法については、今後検討することとしたいと考えておりますし、これは適切な場で検討したいと考えておりますし、また、託送料金の考え方が今後見直される場合には、あわせて容量市場における費用負担の配賦の考え方についても再度検討を行うと、繰り返しになりますけれども、そのように考えております。

続きまして12ページをごらんいただければと思います。容量市場におきましては需要曲線をあらかじめ決定して、それで価格を決めるということにしていたところでございますけれども、その中でNet CONE、新規に参入する方にとっての典型的なコスト、容量市場でこれぐらい受け取る必要があるというコストを算定して、それを基準に需要曲線を引くということにしていたところでございます。この指標価格の考え方について広域機関の検討会でさまざまな議論がございました。

13ページでございますが、Net CONEを計算するに当たりまして、考え方として費用の回収期間を40年とするか、あるいは典型的な投資回収期間とされる15年とするかということで議論がございました。

14ページが広域機関でまとめた現時点での案でございますけれども、2つ目のポツでございますが、まずコスト評価年数は40年といたしますと。その理由といたしましては、Net CONE

価格というのは長期的に投資回収が可能で、かつ投資回収の完了した電源にとっても過大な利益にならない数字にするというのが1つ基本的な考え方としてあるのではないかとということで40年にしております。

ただ一方で、その水準においては新設投資が十分に進まないということがあった場合には、供給力が減少するなどして価格が上昇することになります。上限価格の範囲内でもし仮に投資回収が15年であるとすると、15年とした場合のNet CONE水準に近づいていくのであろうと考えております。そして価格が上昇して、その結果として新設投資が促されると、こういうメカニズムになるのではないかと考えております。

15ページでございますけれども、仮に15年説が正しいとしたとして、上限価格というのは事務局において確認しますと、Net CONE×150%の範囲内に入っている。ですから、仮にNet CONE15年で計算しても上限価格の範囲内になっているということは確認しております。

したがって、もし15年説が正しければ価格はその範囲の中で上がっていくということになるのではないかと思います。

16ページでございますけれども、ただこれは実際投資が進むかどうかという点につきましては、さまざまな容量市場の開設後のいろんな状況によって変わると考えておまして、この新設状況、需給バランス、容量市場価格などを注視いたしまして、効率的に必要な供給力を確保するという市場の目的が達成されていないと判断される場合には、Net CONEを含め見直し等を図っていくということにしたいと考えております。

17ページでございますけれども、この需要曲線につきましては、中間取りまとめにおきましては広域機関が原案を策定して国の審議会で議論し、広域機関で決定すると、こういうステップで決めていくということにしていたところでございます。

本日ご議論いただくのは、原案作成の前のさらに基本的な考え方を整理するということだと認識しておまして、今後広域機関において目標調達量など具体的な数値をさらに精査した上で、改めてこの審議会でご議論いただきたいと考えております。

資料についてはその後もいろいろと広域機関の検討結果が書いてありますが、35ページをごらんいただければと思います。35ページから容量市場の開設後のフォローアップについて1枚スライドをつけております。中間取りまとめにおきましても、容量市場における参加者の行動や入札結果、容量の増減について確認して、容量市場が効果的に機能しているかどうかを定期的に検証すると。検証の結果を踏まえて市場が効果的に機能していないことが疑われる場合には必要に応じて既存の制度にとらわれず見直しを実施する枠組みを設ける対応を検討していくとしていたところでございます。



毎年の容量オークションの結果については広域機関においてまとめていただいて、必要に応じて検証していただき、制度の見直しを行うと。これは毎年行っていただくことが重要だと思っております。

その一方で、遅くとも容量市場開設5年後、これは十分な回数のオークションが行われ、容量受け渡しも行われた段階までをめぐり、広域機関において包括的な検証を行って、必要に応じて既存の制度にとらわれない見直しを実施するべく国の審議会等でもこの検証結果を議論するということにはどうかと考えております。

広域機関における情報交換や検証の仕組みなどについては、広域機関で検討をしていただくということにはどうかと考えております。

その後は中間取りまとめ時点での検討内容を参考として資料をつけております。

事務局からの資料3-1、3-2の説明は以上となります。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、ただいまご説明していただきました内容につきまして、皆さんのほうからご議論いただきたいと思っております。

名札を立てていただければご指名いたしますので、よろしくお願いいたします。

廣瀬委員、お願いいたします。

○廣瀬委員

ありがとうございます。ご説明ありがとうございました。

ご説明いただいた事務局の案の内容に関しまして、違和感のある部分はございませんけれども、1点だけ、資料3-1の18ページと次の19ページ、オークションから容量受け渡し年度までのリードタイムについてと、電源存続の効果のところに関連して、確認したいことがございます。

2019年度にオークションを実施した場合に限り、応札時点で稼働している落札電源は2020年から22年度において電源の休止を認めないという条項を加えるということですが、この条項の具体的な内容についてです。この条項が具体的に要求する内容によっては、例えば定期点検の実施の時期の設定の自由度が大幅に減少してしまうとか、発電事業者の皆様にとって窮屈な運営を強いられるということになると、極端な場合には、2019年度のオークションへの参加をためらうことにつながる可能性はないのか。あるいはそのような心配をする必要はなくて、この条項の具体的な内容について、既に発電事業者の皆様が納得するような形で固まりつつあるということであれば結構なんです、そのあたりを教えていただければと思います。

また、反対に、容量契約と同様のリクワイアメント・ペナルティを課すことが困難であるということですが、ペナルティがないとなると、この条項を加えることの実効性はどのようにして測るのか。例えば、同じ資料の9ページの中長期の予備率見通しの表の中で、2021年度には多くのエリアでかつかつの予備率になっていますが、その予備率の数値にこの条項を加えることによって、どのような影響があらわれてくると期待されているのか、そのあたりも教えていただけると助かります。

以上でございます。

○横山座長

どうもありがとうございました。

後ほどのもしかしたらご質問にもかかわるかもしれませんが、とりあえずご質問についてご回答いただければと思います。

○鍋島電力供給室長

この特約条項の内容については、まだこの時点では詳細まで検討できていないところがございますけれども、基本的な考え方としては、次の19ページにあるような供給計画上の発電能力として計上していただくということが必要かと思っております。その際のペナルティにつきましては、現在の容量市場の容量契約におきましては、例えば年間180日以上必ず動かしていなければいけないとか、あるいはピーク時に必要なときに、その市場に供出しなければいけないとか、これを容量契約上の義務として課してしてところがございますけれども、こうした容量契約上の義務を単純に4年間に拡大するという点については、なかなか難しいところもあるのではないかと考えております。他方で実効性を確保するという点も必要だと思っておりますので、その点につきましてはペナルティをどうするかとか、あるいは監視等の連携をどういうふうにしていくかという点につきましては今後検討していきたいと考えております。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、松村委員、お願いいたします。

○松村委員

私は申しわけないですが、今の廣瀬委員の意見と真反対です。真反対というのは概ね賛成ではなくて、私は今回の事務局案に概ね反対です。

まず容量市場1年前倒しするという案には断固として反対させていただきます。もともと容量市場の設計に関しては、あれだけさんざん議論し紛糾して、ようやくまとめた。これを1年前倒

しするなどというのは本当に合理的な政策なのか。この根本的な点に関して甚だ疑問に思っています。経過措置に関しては、私は老朽化した火力を畳むインセンティブがないように控除方式を提案しましたが、これは私以外の全ての委員の反対で却下され、その結果今のような方式になった。今のような方式が最終的に採用されたときに、このやり方だと老朽化した火力を畳むインセンティブを高めてしまうことを私は強くは警告したはずです。それを百も承知の上でこの方式を導入したわけです。もちろん事務局もそれを推進したわけです。予想どおりの問題が出てきた。予想どおりの問題が出てきたら、その対策として容量市場を1年前倒しする。1年前倒しして払わなければいけないお金は丸々消費者の負担になるわけですよ。消費者の負担をこんな安直にふやすやり方を、こんな予想どおりの問題が出てきたことに対応してやっていいのか。あの議論は一体何だったのかという点はもう一回考えていただきたい。

安定供給にはかえられないという意見は確かにもっともかもしれないけれども、あのやり方で経過措置を決めた。これだけ甘いやり方を設けた結果として、安定供給のために容量市場を拡充しようとする、その結果として消費者の負担がふえてしまう。本来ならニュートラルリティが成り立つはずだけれども、控除率が極めて甘い結果として、それが必ずしも成り立たなくて消費者の負担をふやす構造をつくってしまった。この点も警告したはずです。今回の安定供給は確かに重要なことではあるけれども、その結果として消費者の負担を丸々ふやしてしまう制度をあえてつくったのはこのタスクフォース。この点ももう一回よく考えていただきたい。

別のやり方として、例えばI'の調達量をふやす、やり方を変えてふやすことを今からアナウンスする。そうすれば、今回のように23年度は調達するけれども、その前のところもちゃんとやってね、などという中途半端な対応ではなく、21年度だって22年度だって23年度だって調達量をふやすことだって可能なはず。よっぽどこっちのほうがまともな方式だと思うのだけれども、何で容量市場開設の1年前倒しにこんなにこだわるのかが分からない。私はもっと合理的なやり方がある、例えば既に言いましたがI'の調達量をふやすことをできるだけ早く決めて、それをアナウンスし、その結果として予見可能な状態にして早い対応を促すほうがよっぽどまともな政策だと思います。

今の点よりもはるかに重要度の落ちる話ですが、その前のところ、N-1について考える際には、私自身は原因者負担をちゃんと考えてくれとずっと指摘してきたつもりです。だから、託送料金、小売負担というだけではなく、N-1をつくった原因が仮に単機最大容量が非常に大きいということだったとすると、発電者がそのお金を負担するという考え方、つまり原因者負担という考え方だってあり得る。そのような発言をしたことは記録にとどめていただいているのですが、結局出てきた提案はゼロ回答というか、原因者負担は追及しない。追及しないというのは言

い過ぎで、託送料金の制度を改定するときに、そのような考え方を入れ込むことは原理的にはあり得なくはないのだけれど、この点については、事実上ゼロ回答が出てきたと思っています。

これに関しては、今の制度を前提とすればこうだという整理は確かに正しい。しかしほかの文脈では原因者負担という主張をさんざん言っているわけですよ。例えば三次調整力②の調整力に関しては、これは再エネの予想誤差対応なのだから、再エネのほうの負担に変えるべきだとかということが議論されて、実際にそのような方向に動き出しているわけです。再エネに関しては原因者負担と声高に言うのに、何で従来型の大規模発電事業者についてはこういうことを一切ほっかむりしてしまうのか。私はとても疑問です。本来ちゃんと考えなければいけないと思うし、もし広域機関がこういうことをちゃんと考えないのに、一方的にほかの委員会で再エネに関しては原因者負担と声高に言うことがあったら、とてもアンバランスな議論といわれてもしかたがない。再エネいじめをしているだけじゃないかなどという誤認を招きかねない。この点については、本来早急に考えるべき。

またもとに戻って、容量市場の1年前倒しに関してです。私の意見は採用されず押し切られたとしても、少なくともこのことはやっていただきたい。何が原因でこうなったのかは国民に明らかにしていただきたい。ほかのソースを見れば分るとかということではなくて、誰が安直に老朽化火力を畳んだ結果として、こういう問題が起こっているのかということは国民に知らせ、もし仮に1年前倒しなどというようなことをするとすれば、その結果として消費者の負担はふえるのだけれども、それは誰が原因をつくったのか、その事実関係をぜひ明らかにしていただきたい。

これに関しては恐らく老朽化した火力を畳む旧一般電気事業者は、それは新規参入者が電源投資をしないせいだということを言うのかもしれないのだけれども、そんなことを言うのであれば自分たちがいかに恵まれた立場にあるのかということをもっと分かっていないのではないのか。電源の投資にはアクセスが非常に重要になってくるわけですが、ほとんど同じ場所に立つのにも関わらず、アクセス費用は新規参入者のほうが2桁も3桁も多くのコストがかかるなんてことがあるわけです。もちろんルールに反したことをしているわけではない。先着優先という考え方でやっているわけだからそうなるのだけれども、旧一般電気事業者の電源をつくるときには、そこに電源をつくることを前提として流通設備をつくっていたので、だからアクセスのためにさらに追加的なコストは膨大にかかるなどということはなかったのかもしれないけれども、新規参入者がほぼ同じ場所に立てるとしたって、物すごいコストがかかり、その物すごいコストでは到底やっけないということではいろんな提案をしてコストを下げる、こういう交渉をしていけば必然的にすごい時間がかかる。これをきちんと理解すれば、新規参入者の電源投資が、もちろん期待はしているけれども、制度上の問題でとても難しいということをもっと理解しないで、新規参入者の投

資が少ないせいだなどと言っているのではないかと懸念しています。

いずれにせよ国民はこのような負担増となる変更が導入されるのであれば、それは何が原因で起こったのかということは知る必要があると思います。リプレースによって老朽化火力を廃止したというのであれば、もちろんこれを引き起こした原因ではないことは明らかですが、安直に老朽化した火力を畳む、あるいは緊急設置電源を畳むということをした結果としてこうなったということがあるとすれば、それはルールに反しているわけではないので非難されることではないですが、原因は確実に情報として明らかにされるべきだと思います。

次に資料3-2のところ、スライド13です。13以降のところも正しく事務局が説明してくださっていて、広域機関の議論よりもさらにクリアになったのではないかと思います。ここで書かれている考え方は合理的で支持します。

一方で、ここでちゃんと考えてほしいのですが、その場でも言ったのですが、15年、40年ということがひとり歩きしないかをとても心配している。現在広域機関で議論されている40年。15年に比べれば期間が2倍以上になるのだから、支払い額が2分の1以下になるという印象を与えてしまうのではないかと懸念しています。期間が延びれば当然修繕のためのコストはその分ふえることになるので、単純に期間がふえたら、その結果としてNet CONEの部分が下がる構造にはなっていない。ちゃんと修繕費の部分は積んでいる。さらに、一定期間以上、15年以上を使えば大規模な補修投資が必要だということもちゃんと認識していて、その分のコストも乗っけている。したがって、年数を延ばせば単純に減らず、そういう構造になっていない。さらに、Net CONEとGross CONEの差で、容量市場以外のところで固定費が回収できる部分を一定額見込んでいますが、今の広域機関の議論では、その金額は物すごく低い金額になっている。物すごく低い金額になっているというのは、遠い将来を見込めば、ひょっとして太陽光とかというのは物すごく入ってきて、その結果として、卸市場の特に春とか秋とかの価格が物すごく下がることあるかもしれないから、したがって収益性はそれほど上がらないかもしれないということ。を反映すれば、不合理な値とは言わないのだけれども、足元の卸市場の価格と、それから足元のLNGの燃料費を前提とすれば、ここで計算されている容量市場外の収入というのは、LNG火力がほとんど10%ぐらいしか動かない。設備利用率10%ぐらいでも稼げるような金額しか積まれていない。新規投資する人が設備利用率10%を見込んで本当に投資するのですか。もちろんもう少し高いの見込んでいますよね。これを考えれば、これは実は40年ということをしたとしても、最初の15年間でかなりの部分の費用を回収するのに対応するものになっている。この点はどんなに強調しても強調し過ぎではないと思います。ミスリーディングな議論がされないようにということで、広域機関でも同じことを言っていますが、念のためにここでも発言しました。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

ほかにかがでしょうか。

それでは、進士さんのほうからお願いいたします。

○進士代理（佐藤オブザーバー）

佐藤が欠席なので私、進士が発言させていただきます。

今の松村先生のご意見も十分拝聴した上であえて申し上げますが、容量市場の前倒しにつきましては、資料の17ページのところ、電源休廃止動向の説明のグラフがつけてございますけれども、これ平成30年の供給計画に基づいてつくったものでございます。今後これがふえる可能性もございますし、我々供給計画の取りまとめにおきまして、いろんな発電設備の休廃止の情報というのが、ここではご発表できませんが、内々に入っている情報もございまして、そういうことも勘案しますと、非常に今後の休廃止というものは懸念される状況でございます。したがって、容量市場の早期開設というものは必要と考えるわけでございます。ぜひお願いしたいというふうに思っております。

以上でございます。

○横山座長

ありがとうございました。

ほかにかがでしょうか。

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。

私のほうから1点だけコメントでございますけれども、資料3-1の容量市場の開設1年前倒しの23枚目のスライドでございますけれども、仮に1年前倒しするというオークションを採用する場合に、休止中の例えば老朽火力を新たに立ち上げて休止状態を解除する際、この23枚目のスライドの一番下の米印に、この間の費用の扱いには別途検討が必要とあります。この記述のとおり、恐らく例えば容量市場での供出価格のあり方等検討を深めることが必要になるであろうと考えられますので、そうした点に配慮する必要があるというふうに認識しております。

以上でございます。

○横山座長

ありがとうございました。

ほかにかがででしょうか。

先ほどのご意見に対してですか。それでは、まずちょっと順番を見ていませんでしたので、順番に左、中村さんから順番にいきたいと思います。中村さん、竹廣さん。

○中村オブザーバー

ご説明ありがとうございます。

私からも開設の前倒しについて一言意見を述べさせていただきます。

スライドの16にございますとおり、2021年、2022年度の予備率の確保、これが厳しくなる時期に向けて老朽電源が適切に維持されるように対策を練ることは、進士オブザーバーからもお話がありましたとおり必要ではないかと思っております。ただ、容量市場の開設を1年前倒しすることでは、その老朽電源以外に対しても広く報酬が支払われていくことになります。より直接的な効果を狙って、例えば、老朽電源のみを対象とした特別オークションの実施等も考えられるのではないかと考えております。松村委員から電源I'の調達をふやすというご意見もありましたので、費用対効果の観点から考え得る複数のオプションを比較検討していただく等、容量市場開設の1年前倒しについては、いま一度慎重にご議論いただければと思っております。

以上です。

以上です。

○横山座長

それでは竹廣さん、お願いいたします。

○竹廣オブザーバー

ありがとうございます。

松村先生からコメントいただいたところですし、今、中村オブザーバーからコメントされたこととも重複するかもしれませんが、やはりまずこの1年前倒しという提案については、我々も容認できる状況にはないと思っております。特に2021年、22年は、今の予備率の見通しでは厳しいということで、ここを何とかしないといけないということは十分理解しております。先ほどもありましたが新しい容量市場をいきなり前倒しという前に、これは当然一般送配電事業者が確保する電源だということは理解しつつも、今ある電源I'ですとかDRというものを最大限活用するとともに、現在の制度に少し工夫を加えて講じることができる施策がないかということをご検討いただきたいと思います。

その上で、仮に容量市場の前倒しを検討するのであれば、先ほど中村オブザーバーからもございましたけれども、23ページの下の注釈で、この間の費用の扱いは別途検討という記載がございますが、やはり我々にとって費用負担とルールを別議論で考えるということはなかなか難しいと

思っています。前倒しのみを先に決めて、後から厳しい費用負担を決められると困りますので、やはりここはセットでのご議論をお願いしたいと思っています。23ページのところに、この図を見ますと、もともと継続稼働の予定であった電源も、この容量市場の前倒しによって対価を受けるように見えかねませんので、少なくとも対象は廃止を検討中、あるいは休止中の電源に限るべきだとも思っています。

それから、先ほど24ページのところで、前回の部会で私が申し上げたことについてまとめていただいておりますが、この2ポツ目のところで、前倒ししない場合は、老朽電源を24年度まで維持することになり電源の新陳代謝がその分進まないというようなコメントを書き添えていただいております。ということであれば、まさに容量市場の前倒しということよりも、過渡期である21年度あるいは22年度あたりの個別対処を、先ほどのDRとか電源I'といったものであらかじめアナウンスした上での上積み等、個別に対処するほうが合理的ではないかと考えます。

それから、25ページに経過措置の控除率について触れていただいております。前回の部会で、イーレックスさんから2024年の導入を前提に、これまで整理してきた費用負担の考え方と総額が変わらないような措置をお願いしたい旨のご発言をいただいたと記憶しています。そもそも経過措置は随分議論はされましたけれども、十分な内容だと我々は思っておりませんし、その控除率の考え方自体もいろんな数値を引用いただいて、ある意味、割り切りでつくった控除率だと思っています。そういう意味では、もし前倒しをするのであれば、控除率の水準についても再度ご検討いただく必要があるかと思っておりますし、23年度の追加負担分について24年から30年度の例えば負担額から控除して総額を変えないなど、こういったこともあわせてご検討いただきたいと思っております。

以上でございます。

○横山座長

ありがとうございました。

國松さん、お願いいたします。

○國松オブザーバー

ありがとうございます。

私のほうは容量市場前倒しというよりも、供給力確保による効果ということで20ページでございましょうか、スポット市場における価格スパイクが発生する蓋然性が減るという記載の下のところで、昨年夏の100円のところが出ておるんですけれども、ここで100円をつけた理由というのは、専門会合でも紹介がありましたけれども、H1事業にプラスして電源の脱落という部分の検証が行われたと。これは容量メカニズムが入ったとしても、これ起こるはずでございまして、容



量市場が入ったときに起こらない価格スパイクの例としては少し違うのかなと思っております。これは容量市場が入っても起こる可能性というのは排除できないものの認識でございます。ただ、この認識、こういう価格スパイクが起こることというのがやむを得ないものであり、これに対する備えというのに対しては、DRという形が言われます。このDRが電源I'のDRというよりは、小売事業者が積極的に自社の需要家に働きかけをし需要を減らすということをしていく、これが大事であって、そういったことをやっていけば、価格の上昇とともに需要を抑えるという効果が期待できるのではないかと考えております。需要家だって100円のときの電気を使いたい需要家がどれだけいるか、そういったことをよく、そういったことで需要家の協力も仰ぎながら価格メカニズムによる需要抑制というものを実現できていくのではないかなと考えています。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、松村委員、お願いします。

○松村委員

すみませんが、進士オブザーバーの意見は私には全く理解不能です。理解不能だというのは、火力の閉鎖に関して情報を持っていると、懸念しているというのはこの資料でも確かに出てきている。だけど、説明しなければいけないのは、容量市場の前倒しによって対応するのが最も効率的だということ。にもかかわらず、休止の事実があって心配しているというだけで一体何の説明になっているのか。この点よく考えていただきたい。今回提案されたのは23年度への調達になるわけですね。でも心配されているのは23年度だけじゃないでしょう。実際21年度も22年度もでしょう。そうすると、これは23年度の容量市場なのにもかかわらず、21年も22年も動かさずという、今までの容量市場という考え方からすると相当逸脱した無理なことをして、ようやく帳尻合わせようとしているわけです。

でも、電源I'の調達、調整力の調達ということをするれば、ピンポイントで21年が心配だったら21年の調達量を積み増すことも可能だし、22年のほうがもっと心配だったら、22年をさらに積み増すことだって可能なのにもかかわらず、容量市場の前倒しが一番合理的だということをしちんと説明しなければいけない。あの説明では全く納得することができない。私は、あの説明では到底合理的な説明だったとは思っていません。

次に調整力で調達するのと容量市場の違いを考えてください。調整力で調達した電源は、もちろん調達の仕方にもよりますが、しょっちゅう動かすというような類いの電源ではなく、本当に供給力が不足するという状況で使って、ふだんは余り使わない。それはI'だけじゃなくてIの

一部だってそういう電源もあり得る。つまり、よりコストの低い電源Ⅱが潤沢にあるときには、余り動かないとかということもあるのかもしれない。

つまり調整力に適した電源というのは、ある意味で限界費用がすごく高い、だからしょっちゅう動かすということは、ほぼ期待はできない。でも、固定費は稼働率のすごく高い電源に比べれば低いかもしれないけれども、それなりにコストがかかるので、この固定費が回収できなければ維持はできない、いざとなったときにも動かさない。そういう電源のために、まさに調整力としてキープしておくというのは、動かし方としても、老朽化した火力ということを念頭に置いたとすれば、とても合理的。ところが、容量市場で調達したとすると、もうふだんから高い利用率ということを前提として、容量市場などなくたって、当然に維持するような電源に関しても同じようにお金を払うことになる。どっちのほうが効率的なのかは、きちんと考えた上で意思決定すべきだと思います。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、菅野さんお願いいたします。

○菅野オブザーバー

容量市場の制度のいろいろな詳細につきましては、この部会でも、あるいは広域機関での検討会でも、大分議論が積み重なってここまで至っていると理解しておりますので、今回大分煮詰まってきたなと思っております。

ただ、ちょっとお願い事としては、ここでも申し上げてきましたが、やっぱりNet CONEの評価年数について、今回は40年だということを決めていこうということであれば、新規電源を実際つくる、建設する事業者として考えますと、物の考え方が40年だということになっている前提で、新規投資についてきちんと経営判断できるのかというと、正直甚だ自信がないと。ファイナンスのことも含めて考えると、当社で出せる社債の一番長い年数は20年で、大抵の社債は10年でしか出せませんので、そういうファイナンスも含めて考えると、40年という物の考え方が前提になっていて、供給力が足りなければ価格は上がるはずだからという今回のロジックについて、本気で新規投資を100万キロワットで2,000億円とか1,000億円とかというふうな新規投資ができるのだろうかという、甚だ自信は私どもはございません。

そういう意味では、今回3-2の35ページに最後、検証ということでございますが、実際の容量市場がスタートした後、この辺のまさに需給が一番基本ではございますが、こういう価格づけについての実績も出てきた後の検証をよろしく願いしまして、何らかの見直しの必要があれば、

ちゅうちょなく見直していただきたいと、お願いしたいと思います。

○横山座長

どうもありがとうございました。

柳生田さんお願いします。

○柳生田オブザーバー

ありがとうございます。

2点コメントさせていただきたいと思います。

まず、1点目ですけれども、1年前倒しについてですが、我々もこの方策がきちんとワークするかどうかということに懸念を持っています。もし、きちんとワークしなければ、2023年の容量価格は根っこから小売負担になった上に、2020年から22年の追加的な手当についてのコストが発生するというので、きちんとワークしないと二重のコストが発生するという懸念があると思っています。予備力が具体的にショートしているのは、足元のところがショートしているのであって、2023年になれば11%以上の予備力があるということで、もし2020年から22年の間に休廃止をしようとしていた電源を延命するということになれば、2023年の予備力というのは11%からさらに高まりますということになるかと思っています。そうすると、電源をお持ちの方は、ほとんどが旧一電の電源だと思いますが、2023年のオークションには新規電源と老朽電源には優先順位をつけて、容量市場でどうしても価格を得たい新設電源が優先的に落札できる入札をするということになるかもしれません。需要が一定だとすれば、必要以上の予備力の老朽火力は、結局脱落することになることが可能性として考えられます。

そうすると、結果的に20年から22年の供給力も確保できないということになって、追加的なコストが発生するという懸念がないのかということ、少し考えていただきたいと思っております。

それから、もう一点、20ページのスパイクに関してですけれども、このスパイクで100円とかという金額がつくと、小売事業者にとってみると事業の予見性というのが非常に立ちづらいということで、今JEPX市場というのはマージナル市場なので、電源の保有者から見れば、固定費が回収できないということなので、ある程度のスパイクは期待値として織り込む必要があるというのは理解しておりますが、今後、容量市場が導入されて、ある程度の固定費が容量市場から確保されるということになれば、なるべくスポット市場におけるスパイクというのは回避するような方策をとっていただきたいと思っております。今は、需給が逼迫したとき、売り札が足りないときは、買い札によって約定価格が決まるというメカニズムになっていますけれども、したがって小売事業者は、前日のスパイクした価格を見て、それよりもそれに相当するような価格を入れない

と約定できないということで、延々高い金額を入れざるを得ないということになっておりまして、約定できなければインバランスを出さないようにという指導が入るといふ不条理なことになっています。この容量市場が入った後には、スパイクが起きにくい約定メカニズムを是非とも検討していただきたいというふうに思っております。

以上でございます。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、大橋委員、お願いします。

○大橋委員

ありがとうございます。

2点コメントですが、まず1点目は容量市場のお話ですけれども、容量市場の機能として少なくとも2つあると思っていて、1つは供給力を確保するスキームということと、あと費用負担をどうするのかという話の2つがあると。

電源確保については、現在も供給力なり供給予備力の確保のスキームが存在をしている中で、容量市場で確保するのと、そういうふうな既存のスキームとどちらを使うのかという話というのはあるんだと思います。

他方で、負担の話なんですけれども、先ほどからちょっと小売負担の話がありますが、これ思えば、現在の費用負担の仕方というのは、暫定的な状態というのがずっと続いてきているというふうに理解しています。例えば、電源I'の話で考えてみると、当時の議論は恐らく小売に持たせてもいいんじゃないかという議論があったんだけど、そもそも持続的需要変動の1%さえも今持っていないんじゃないかという話があって、しょうがないから送配電につけるといふ話で最終的にまとまったんだけど、だけど託送料金では回収されていないという状態です。だからこれは暫定的なことなんだと思います。それでまた、とりあえず7%持つという中で送配電が供給予備力を持っているんだけど、だけど費用回収、託送料金の回収としては6%だといふふうに電取委のほうで決まっているということなので、これもまた暫定的。

要するに、費用負担の観点では、ずっと暫定的な状態が続いている中で、容量市場でようやく暫定が終わるという形になっているんだと思います。

そういう意味でいうと、私はこの暫定的な状態というのは早く終わらせたほうがいいんじゃないかと思う観点からは、早く容量市場が始まったらいいんじゃないかというふうに思っています。他方で、電源確保の観点というのは既存のスキームもあるから、それとの多分費用対効果の観点

というのはあるんだろうと思いますけれども、恐らく費用負担の先ほどの観点というのものもあるんだろうというふうな感じはしています。それが一つコメントです。

2点目は、資料の、いただいたこの3-2の話ですが、NetCONEをつくるに当たってのその背景にある、多分これ需要関数だと思えますけれども、調達コストと停電コストの和、多分これ停電コストじゃなくて、正確に言うと停電コストにLOLPを掛けた停電の期待コストなんだと思っておりますけれども、その和を、私はこの和をそのまま使ってもいいんだと思っておりますけれども、とりあえずNetCONEというポイントの一つ押さえてそこで傾きを変えろということをしているというふうに、これを読んで理解しています。私はこの調達コストと停電期待コストの和をそのまま使ってもいいとは思っておりますけれども、決めの問題としてそうなんだなというふうに伺いましたが、ただこれ、背景として使っているのはシミュレーションと、あとアンケート調査の結果ですね。両方ともかなり確度的にいうと怪しい確度のものであることは間違いないのだと思います。

そういう意味でいうと、これを絶対視するかなというところがあって、ちょっとこのあたり感度分析ってすごく重要だなという感じはしているので、考え方はいいんですけども、考え方をサポートする、データが若干どうかというところは一つ感じておりますということで、ちょっとここは十分、実際に線書かれるときにはご議論されたらいいんじゃないかというふうに思います。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、又吉委員、お願いします。

○又吉委員

ありがとうございます。

私からは2点コメントさせていただきたいと思っております。

1点目は、オークションの1年前倒しについてです。18ページ目に示された2019年度オークションに限り加えられる条項についてコメントさせていただきたいと思っております。

2020から22年度の電源休止は認めないという特約条項というのは、ある意味その契約対象年度外のリクワイアメントに相当するのではないかと考えております。その場合には、リクワイアメントに見合う適切な対価が担保されるべきと考えておりますので、23ページ目の参考資料の注記の欄に小さく書いてあるんですけども、費用の扱いについては別途検討が必要という、この整理が最も重要なポイントになるのではないかと考えています。

2点目は、詳細設計のレビューについてです。適切なタイミングでレビューを行い、必要であればチューンナップを実施すべきとの事務局案に賛同したいというふうに思っております。容量市場創設で先行する海外事例などを見ても、実際にはレビュー、チューンナップを繰り返して、それでもなかなか適切な容量を確保できていないという状況がまだ続いているのが実態ではないかというふうに考えております。その意味では、創設後のレビュー・アンド・チューンナップというのが非常に重要だと考えている次第です。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、秋元委員、お願いいたします。

○秋元委員

どうもありがとうございます。

資料3-1で1点と3-2で1点コメントです。

今の話で、20年度から22年度のところの費用の扱いについて別途検討が必要という話はそうだと思うんですけども、ちょっと懸念事項としては20年から22年度に電源休止は認めないという条項をつけたときに、どういうリクワイアメントにするかにもよると思いますけれども、その23年度実際の容量市場の部分での価格がその分上がらないかと、それが含められた価格がついたりしないかという懸念もあって、そうしたときに、それはついていいんだけども、今度逆についた価格になってるというふうに考えるとすると、別途20から22年度の費用をどういうふうに手当するかというところで、さらにダブルで何か費用負担を生じさせるようなことになりはしないかという懸念を少し持ちますので、これ、実際にどういうふうに進めていくのかというのはきょうも議論が大分紛糾していると思うので、これやるのかどうか自体も議論したらいいとは思いますが、仮にこの方針でやるとしても、そのあたりについてはちょっと懸念を持ちますので、今後検討をというふうに思います。

資料3-2の部分でございますけども、これは広域機関でまとめられたもので、私もその委員をさせていただいておりますので、そのときに私も、特に13ページ目の部分でコスト評価を40年にするのか15年ベースで考えるのかというところに関しては相当議論があつて、深い議論があつたというふうに思ってます。

私自身は、40年では少なくとも新設に関しては投資が促すことが難しいと思いますので、15年のほうがいいと思ったわけでございますが、ただ、既設網、そこにも書いてありますように新設、既設を市場で分けないということから、今回の案ということに関して、ちょっと仕方がないとい

う感じの中で最終的には賛成させていただいたということでございます。ただ、その場でもそうでしたけれども、きょうも菅野オブザーバーからコメントがありましたように、電源開発の当事者、実施者という観点からその場でも非常に深い含蓄のあるお話があつて、きょうもそういうお話だったと思うので、実際に投資される方々の経営環境とか、そういうものを踏まえたときに間違つたメッセージを、やはり40年ということで発せないようなまとめ方というか、議論があつたということをもつとしっかりとどめておくことが必要かなというふうに思いますので、改めてこの場で申し上げさせていただきます。

以上です。

○横山座長

はい、どうもありがとうございました。

それでは山田さん、お願いいたします。

○山田オブザーバー

ありがとうございます。

一般送配の立場といたしまして、2点ほどコメントさせていただきたいんですが、まず1点目は先ほど来いろんなご意見が出ております容量市場開設の前倒しに関してでございます。

前回、タスクフォースの資料にもございましたけれども、稀頻度リスク対応の予備力の確保ですとか、電源廃止の可能性といったところも考慮いたしますと、足元の断面で供給力不足になる恐れというものがあるかと思つてございます。現在も調達先未定分の計画、あるいは事業所の保有する供給力の減少といったところで、供給力不足になる恐れが顕在化しているというふうに考えてございます。私ども一般送配電事業者といたしましても、エリアの供給力の確実な確保という観点が非常に重要というふうに考えてございます。

したがって、先ほど来何が合理的なのか、あるいはどういうふうに負担すべきなのかといったようなご意見あるかと思つますが、まずは容量市場の早期開設というものも望ましいと考えてございますので、そういった観点も含めましてご検討をいただければというふうに思います。

その上で、スライドの22のほうに容量市場開設前の供給力不足が発生した場合の対応ということで記載をいただいておりますので、先ほどからも電源Ⅰ'での調達量の増大といったようなお話も出ておりますけれども、そういった追加調達方法をどういうふうにしていくのかということ、それからそのコスト回収をどういうふうにするのかといったところも含めてご検討いただければというふうに考えております。

あと、もう一点が託送料金負担のあり方ということで、スライドの最初のほうに戻りますけれども、7スライドのほうに託送料金に算入されている分については一般送配のほうから回収する

ということで、現行算入されておりますH3の6%ということで負担ということで記載をいただいております、そのとおりかというふうに思っております。

その上で、今後負担のあり方という見直しが行なわれるかと思っておりますけれども、ここで記載されておりますような稀頻度事象を含めまして、こういった信頼度を基準といたしまして電源を確保するのか、あるいはそういった中で小売側が負担すべき量、それから厳気象H1発生時の一般送配電がどこまで役割を担うのかといったところを整理していただいた上で、稀頻度リスク対応というものを一般送配が負担するといった場合には、確実に改修可能な制度設計というものを含めてご検討いただきたいというふうに考えております。

以上でございます。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、鍋田さんお願いします。

○鍋田オブザーバー

ありがとうございます。

私のほうからは発電事業者の目線として、容量市場の早期開設について少しコメントさせていただきたいと思っております。

小売競争の中で自社の販売需要が落ちていくと、自社の小売供給には使わない電源になってくる。こういう電源はほかの方にも契約していただけない。こういう電源になってまいりますと比較的競争力というものが低い電源とみなされているわけでございまして、これは卸電力市場で活用されないということになって維持費用が回収できないとなる。こうした場合になってくると私たちは休廃止というものを考えざるを得ない。

23ページに廃止を検討中とか休止中という電源がありますが、先ほど申し上げましたように小売と契約ができていない、そうした電源について容量市場、卸電力市場、それから需給調整市場、これらをトータルして維持に必要な収入が得られなければ、発電事業者として休廃止を選択することにならざるを得ないのかなと思っております。

今回2023年度の容量市場を実施して、2022年度までの間は休廃止せずに運転できるようにしておくということになっておりますが、2023年度だけの単年度オークションでの落札価格で、さらに49%控除されるということになりますと、例えばその後何らかの市場等でその分がリカバリーできるかどうかということを私たちは考えないといけませんし、加えて4年分の運転継続が必要だということになりますと、今回のご提案は相当厳しいものであると言わざるを得ないと考えてい



ます。

以上です。

○横山座長

ありがとうございます。

それでは竹股さんですね。

あとは曾我委員で最後にしたいと思いますので、よろしくお願いいたします。

○竹股オブザーバー

容量市場の1年前倒しについて、いろいろ議論出ておりますけれども、今回の措置について言うと、原因に対して手当てとして本当に適切なのかと思っています。わざわざ容量市場を1年前倒ししてまで対応する今回の措置が適切かというところに大変疑問も持っておりますし、そういう意味ではもっと違った手段が十分あり得るんじゃないかと思っています。それは調整力の公募であったり、また、その年度だけのオークション、そういったものを含めていただく形でご検討いただきたいと思います。以前から皆さんの発言の中にもありました費用と効果の見合いという視点、そこを考えたときには、もっとコストが小さくてできる手法というのが十分あり得るんじゃないかと考えています。

2点目として、もし仮にという形でどうしてもこの容量市場が入る、1年の前倒しがあるというのであれば、やはりコストの問題というのは避けて通れません。この点については、資料の25ページにありますが、これは既に皆さんで合意された率を1年前に適用するというだけの話なので、今回の措置において特にという措置ではないと思います。仮に1年前倒しされるのであれば、この負担の考え方については経過措置にもう一段の軽減措置を考えていただきたいというのが2点目です。

それから、3点目については、3-1の資料の容量市場導入後の託送料金の負担の在り方、6ページについてです。今回は、H3×108%を超える分について単なる小売の負担ではないという形で記載いただきましたので、今後とも是非この方向でご検討いただきたいと思います。また、左下のグラフだけがひとり歩きしないようにご注意くださいと思います。

以上、3点です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは曾我委員、お願いいたします。

○曾我委員

私からは1点、容量市場の前倒しについてのコメントでございます。

2023年度以前の供給力不足への手当てとして1年前倒しをして、かつ20年度から22年度の休止を制限する条項を加えるという、比較的ドラスティックな対策をご提示いただいておりますが、本当にこの方策をとらないとどうにもならないのかとの点は、本日の議論の中でもいろいろ指摘があったところと思いますので、改めてご検討いただくべきであろうと思っております。

私のほうで1つ、実務的な観点で懸念をしておりますのは、既設の発電所については、発電事業者においてそれぞれ容量市場へ参加すべきかどうかという点を事前に検討する必要があると思っておりますが、その検討に当たっては、例えば金融機関からの融資を受けているような案件も含めて、関係者において容量市場に参加した場合のメリット・デメリットを考慮した上で、将来的なキャッシュフローへの影響や事業への影響を具体的に考えた上で方針をすり合わせる必要があらうかと推察されます。

既存契約の見直しは、実際に容量の受け渡しまでに手当てされれば間に合うとの考えもあらうかとは思いますが、実際のところ、事業のリスク分担の考え方を整理した上で、例えば容量市場に参加した場合に発生する可能性などのペナルティの影響を誰がどのように分担するか等の割と具体的な点も踏まえた上で方針を決定することになるかと思っておりますので、そのような関係者間の調整については、熟慮のための時間が必要かと思っております。

その前提としては、制度の内容が決まった後に制度内容を周知していただくとは思いますが、十分に理解した上で検討できる時間というのも必要かと思っておりますので、前倒しした場合にはそのような時間はかなり限定的になってしまうのではないかという懸念もあるように思います。本日の議論の場ではこの点の指摘がなかったもので、一応補足をさせていただこうと思いました。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

たくさんご意見をいただいてありがとうございました。

それでは、事務局のほうから何かございますでしょうか。

○鍋島電力供給室長

ありがとうございました。

本日のご意見を踏まえて、さらに事務局のほうで考え方を整理していきたいと思っておりますけれども、議論の中でございましたけれども、こういう電源の不足が起こっているというこのメカニズム

ムでございますけれども、これは先ほど山田オブザーバーからもございましたけれども、調達先未定の電源というものがございまして、中長期的に見たときに、本来であれば小売の需要に対してきちんと供給力が確保されていなければいけない、供給力確保義務の観点からはそうなわけなんですけれども、そういうふうになっていないという現実がございます。

それを、例えば全員に小売事業者に対して中長期的な供給力をきちんと確保すると、例えばその発電所を全部持ってくださいというふうなことを義務づけることも、なかなか現状難しいところもあるというところかと思っておりますので、こうした容量市場のような形で供給力を確保していくということになっているものであろうと考えております。

そういうところで、今ご提案のあったような、例えば老朽電源だけ手を挙げていただいて、その部分について誰かが費用を払うという話になったときに、本当にそれはそもそも、事務局から常々繰り返し申し上げているような、老朽電源の人に手を挙げてくださいという、本当に老朽電源で廃止しようとしている人なのか、実はびんびんしているんだけれどもこの際手を挙げるといような人まで募集してしまうのかというような問題があるというのが1点と、あと、その費用負担として、本来小売が払うべきものなのか、それとも送配電事業者が払うべきものなのかというようなところの論点もあると。

大橋先生からもご指摘ありましたが、電源1'を送配電事業者が払っているということも、現時点においては暫定的なものでございまして、こうしたものとの関係等々整理する必要があるのであろうと思っております。

いずれにいたしましても、本日出たご意見につきまして、いろいろと事務局においてさらに整理をしていきたいと考えております。

○横山座長

ありがとうございました。

最後の今後の検討のスライドにもありましたように、前倒す場合には準備の観点から速やかに方針を決めなきゃいけないということですので、早期に結論を得たいので、また次回ご議論をさせていただきたいというふうに思います。

それでは、ちょっと予定の時間より30分ほどおくらせていますので、次の議題にいきたいと思っております。

非化石価値取引市場についてということで、非F I T非化石証書の取り扱いに係る制度設計についてということで、ご説明をお願いいたします。

○鍋島電力供給室長

それでは、資料の4をごらんいただければと思います。非F I T非化石証書の取引に係る制度

設計についてという点でございます。

1 ページ目、ごらんください。基本政策小委における議論についてご説明したいと思います。

2 ページ目でございますけれども、昨年の年末に第14回の基本政策小委が開催されたところでございます。そこで、本作業部会の状況についてご報告いたしました。

本作業部会におきまして、この非化石証書の制度設計のみならず、高度化法の間接評価の基準にまで含めて議論が及んでいるという、こういう作業部会の検討状況を報告いたしまして、そこでの基本政策小委の議論といたしましては、この中間評価の基準の設定について、小売競争への影響も精査しつつ、発電事業者の証書収入の用途制限、あるいは証書の市場供出等の制度的手当てと一体的かつ丁寧に議論する必要があるという議論がなされております。その上で、制度検討作業部会におきまして議論を行いまして、検討結果を踏まえて基本政策小委で改めて議論すると、こういう検討手順が示されたところでございます。

3 ページ目でございますけれども、基本政策小委における議論におきましては、中間評価の基準の議論に当たりましては、高度化法告示や高度化法の趣旨を踏まえつつ、この制度検討作業部会において論点を整理するということとされたところでございます。それを踏まえまして、本作業部会におきましても高度化法の間接評価の基準について議論を開始したいと考えております。

5 ページ目でございます。まず、中間評価の基準、いわゆる中間目標を設定する上での論点ということで、事務局で考え方を整理しております。

まず、全体の目標値といたしましては、この2030年、44%の目標の達成確度を高めるという観点からは、202X年以降毎年度目標値を設定し、44%に向けて漸増させることが考えられます。他方で、非化石証書につきましては、小売事業者にとっても目標達成の手段になっておりまして、この非化石証書の需給が逼迫する場合には、小売事業者の高度化法の目標達成が困難になると考えられます。

したがって、毎年度目標の設定に当たりましては、証書の流通量等も考慮し、目標値の設定の調整を行う必要があると考えております。その上で、小売事業者の目標達成へ向けた取り組み状況の評価につきましては、毎年度行うという方法もありますし、複数年度の目標と実績を比較し、複数年度単位で評価するという方法も考えられるのではないかと考えております。

続きまして、6 ページでございます。基本政策小委あるいは本作業部会におきましても、中間評価の基準を設定する上では、各事業者が置かれた状況を勘案することも考え得るのではないかとこの意見があったところでございます。

これを踏まえまして、事務局において案を考えましたけれども、7 ページでございますが、欧州における排出権取引市場など、このEU-ETSという市場ですけれども、環境適合を推進す

る市場を導入する際に、諸外国におきましては、既存事業者の継続的な事業の実施に対して、各事業者の置かれた状況を勘案するという事例が存在いたします。

我が国におきましても、従来化石電源等の電気を調達していた小売事業者に対しまして、非化石電源の電気を新規に調達することの困難性、事業環境の激変を防ぐという観点から、化石電源の調達に一定の配慮を行うことも考えられるのではないかと思います。これを化石電源グランドファザリングと呼びたいと考えております。グランドファザリングというのは、特例措置ということでございます。

下の図をごらんいただければ、緑の非化石電源の比率が平均的な事業者と平均未満の事業者がいた場合に、今後、中間評価の基準を右側の図で設定したときには、平均未満の方はその分、基準を引き下げる、これが事務局からの案でございます。

こうしたことをした場合に、3ポツですけれども、化石電源グランドファザリングを継続した場合には、こういうグランドファザリングが設定された事業者の非化石電源への移行が、ほかの事業者よりもおこなわれてしまうという可能性もあると考えております。

8ページ目でございますけれども、この化石電源グランドファザリングについてさらに考察いたしますと、諸外国の事例におきましては、このグランドファザリング等の配慮を設ける場合に、対象事業者に対しては当該措置を段階的に漸減させまして、最終的に撤廃を目指している例がございます。EU-E TSにおけるグランドファザリングも最終的には撤廃するべく、段階的に削減されております。

中間評価の基準の設定におきましても、対象事業者における非化石電源の利用のおくれを是正する観点から化石電源グランドファザリングを諸外国と同様に段階的に漸減させていくことが適当ではないかと考えるところでございます。

3つ目でございますけれども、具体的には2030年までの中間段階で、化石電源グランドファザリングのあり方を見直すということとしてはどうかと考えております。例えばですけれども202X年から202Y年までをフェーズ1といたしまして、202Y+1年から202Z年までをフェーズ2とすると。このフェーズ2における化石電源グランドファザリングのあり方につきましては、202Y年までに検討するという方法が考えられるのではないかと考えております。

4つ目のポツですけれども、化石電源グランドファザリングを減らしていくという方向性はあったとしても、実際にこれを減らすに当たりましては、やはり各小売事業者の非化石電源の調達状況等を注視いたしまして、この売事業者間の競争に与える影響に留意する必要があると考えております。十分な議論を行いながら減らすべきかというところを検討していく必要があるのではないかと考えております。

この米のところでございますけれども、読み上げますと「フェーズ2以降の化石電源グランドファザリングのあり方につきましては、この化石電源グランドファザリングを漸減させていく必要がある一方で、現時点で将来時点での各事業者の非化石電源の調達環境について確実性をもって見通すことができない」ということを考えますと、現時点で議論する材料がそろっていないものと考えております。要すれば、再生可能エネルギーの価格等々について、現時点でこの状況が分かっていないという事情がございます。

したがって、この非化石電源の稼働状況等を踏まえてこれらの電源維持等のインセンティブを損なわないことに配慮しつつ、グランドファザリングのあり方を適切に見直すことを基本とし、今後議論することとしたらどうかと考えております。

なお、2030年度の44%目標のあり方につきましては、平成27年度の電力・ガス基本政策小委の議論を踏まえて決定した事項でございますので、これを変更する何らかの事情が生じた場合には、電力・ガス基本政策小委で議論することになると考えております。

このグランドファザリングでございますけれども、よくいろいろ議論されますのは、基準となる排出量を設定した場合に、これを将来時点に設定した場合には、グランドファザリングの増大を目指して化石電源の割合を増加させてしまう、つまり非化石電源をなるべく調達しないようにすると、こうした問題があるということが、欧州の排出権取引でも繰り返し指摘されてきた問題でございます。

ここに欧州の排出権取引の例が書いてございますけれども、長い期間にわたって排出権取引をする際に、どうしてもどこかでフェーズ1、フェーズ2というふうに見直しを行うということになるんですけれども、このフェーズを見直す段階で、事業者が将来時点のグランドファザリングの再設定を織り込んで行動してしまうと、こういう問題があるという点が、繰り返し指摘されてきたものでございます。

だからといってフェーズ1からフェーズ2でグランドファザリングを見直さないとしますと、これはもし事業環境の実情とグランドファザリングが乖離した場合には不公正な結果になるというところでもございまして、今回、いきなり過去時点の化石電源等をもとにして抜き打ち的にグランドファザリングを設定するということだと、こういう問題は生じない、緩和されるというわけですが、このグランドファザリングをフェーズ2以降、どう設定していくかというのは、非常に難しい問題をはらむというふうには認識しております。これは環境適合の観点と競争政策の観点を、どういうふうに折り合いをつけていくかという問題になっているのではないかと考えております。

それで9ページでございますけれども、これは第1弾のグランドファザリングを設定した際に

も出てくる論点でございますが、この事業者がシェアを拡大した際にどのように設定するか、あるいは新規参入者が入ったときに、このグランドファザリングをどう与えるのか与えないのかというところについても、今後検討が必要と考えております。

それから、10ページでございますけれども、証書収入の用途制限についてでございますが、これについては、いろいろ基本政策小委でもご議論ございました。また、化石電源グランドファザリングを設ける場合におきましては、小売事業者ごとに目標値がばらばらになっているわけでございますので、その分につきまして、非化石証書の内部取引を認めるということも考えられるわけでございます。

他方で、そもそもやはり非化石証書の収入というものについては、非化石電源の維持・拡大に確実につなげていくというものであるべきだと、小売競争に影響を与えるべきものではないというような考え方もあるとしますと、この証書収入の用途制限について引き続き検討することも考えられるのではないかと思います。また、非化石電源の保有者に対して、非化石証書の市場への売却を求めることについても、証書アクセス機会の確保の観点から引き続き検討するという点も考えられるのではないかと思います。いずれにしましても、どの範囲までどうするかという点も論点になっていくかと思います。

用途制限でございますけれども、11ページに工事費負担金のスキームについて、参考として資料を掲げております。この工事費負担金におきましては、2つ目のポツですが、一般送配電事業者は工事費負担金を受け取った後に所定の設備を建設する、当該設備の建設に充てられた工事費負担金は、工事費負担金勘定をもって整理し、他勘定への振り替えを禁じると、こうしたルールがこの工事費負担金についてはございます。これも参考になる事例かと思っております。

12ページでございますけれども、さらに論点といたしまして、この非FIT非化石証書ではなくてFIT非化石証書でございますけれども、中間取りまとめにおきましては、中間目標の基準の議論にあわせまして、この最低・最高価格、売れ残り証書の取り扱い等についても議論すると、検討するとしていたところでございます。このうち入札最低価格・最高価格につきましては、現在、トラッキング実証事業に取り組んでいるところでございますので、そうした取り組み結果を踏まえて改めて議論をすることとしたいと思っております。

売れ残りFIT証書の取り扱いにつきましては、この中間評価基準導入後のFIT証書の売れ行きに与える影響、あるいは事業者にとっての予見可能性等々を踏まえまして、慎重に議論を進めたいと思っておりますので、今後、事務局においても考え方を整理していきたいと考えております。

資料の説明は、以上となります。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、ただいまのご説明に関しまして、ご意見、ご質問ありましたらお願いしたいと思います。

國松さん、お願いいたします。

○國松オブザーバー

ありがとうございます。

私のほうからは、今、非化石価値取引市場を運営している者として、FIT非化石証書の見直しに関してなんですけれども、トラッキング実証事業に取り組んでおられるのは認識してございます。

それを踏まえてということなんです、何にせよ、売れ残りが今大きく生じていることは事実でございますので、2018年度分が終了した、19年度が始まる前には必ず私、もう見直しが急務だと思っております、年度途中で最低価格を引き下げるところをやりますと、前に買った人は何なんの議論になりますので、それはできないという認識はしてございます。ただ、来年度分に関しては、運営も必ず見直しが必要であろう、そのぐらいの現在の取引状況であるということでございますので、トラッキング実証事業がこれから何年、もう少し見てみなきゃいけないということで今回の年度をまたぐようなことは決してないようにはしていただきたいと考えてございます。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

ほかはいかがでしょう。

内藤さん、お願いいたします。

○内藤オブザーバー

ありがとうございます。

まず、高度化法の目標につきましては、既に数年前の段階で、2030年の温室効果ガスの排出削減、それを踏まえた我が国のエネルギーミックスとの整合を踏まえて設定されたものだと考えております。これに向けて、事業者それぞれが達成を目指していく必要があると理解をしておるところでございます。

一方で、今回、7ページにございますような化石電源の調達に一定の配慮を行う考え方が示されたところでございます。具体的な仕組みは今後検討されると認識してございますけれども、我々いたしましては、S+3Eを実現する観点から、これまでから非化石電源の利用拡大に向



けて努力を進めてきたところでございます。

改めて申すまでもなく、非化石電源を運転できるような状態に持っていき、それを維持するためにはコストも労力もかかっているということでもございまして、今後、この中間評価あるいは非化石証書の取引ルールについて具体的な基準、あるいは本日もお示しいただいております証書収入の用途制限を初めとするさまざまな論点をご議論いただくことになると思っておりますけれども、私ども事業者のこれまでの努力も踏まえて、全体としてバランスのとれた仕組みにさせ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。

以上でございます。

○横山座長

ありがとうございました。

ほかにいかがでしょうか。

松村委員、お願いいたします。

○松村委員

今回は、まだ具体的にどうするというのではなく、基本的な考え方というのを示して下さったものだと思っております。それでも、幾つかの点が出てきたと思っております。

まず、グランドファザリングというようなことを考えることを、考える余地があるということを出していただいた。これは再三お願いしていた点を考慮し、検討すると言っていたわけので、大きな前進だと思っております。感謝します。

それから次に、今回はまだ具体的な提案ではないのだけれども、それでも具体的な点として出てきたのは、ある意味でフェーズは3つに分ける。まず、2030年。もともと44と決まっていたこの最後のところと、その前の段階で2つぐらいのフェーズを考えたらどうかという提案が出てきたと思っております。これは、恐らくいろんな難しい問題があつて、そのいろんな難しい問題全て完全に答えることはできないのだけれども、これを使うと、そのかなりの部分解決できるのではないかと期待できる案で、検討に値する提案だと思っております。

大きな問題は、ここでグランドファザリングという言葉が出てきた。具体的な提案はまだなので、安直なことを言うてはいけないのですけれども、グランドファザリングで私たちが真っ先に思い浮かべるものは、例えば過去の時点、例えば2017年とか16年とかの時点でそれぞれの小売事業者の非化石率どれだけかを出発点として、全ての事業者にそこから一定の断面までにふやしてほしいということがあつたときに、同じように、均等に努力する。上乘せの部分と同じにするというものが典型的なグランドファザリングの発想。それ以外にはないと言っているわけではないの

ですけれども、そういうものを思い浮かべると思います。それは選択肢の一つだと思いますが、しかし、それは、別の方もご指摘になったとおり、これまで努力してきたことを、いわば全部チャラにして、一定の時期からの増分はみんな同じにするということだから、それまで頑張った努力はどう評価してくれるのか、という問題が出てくる。それについても今後具体的な提案で考えますということだと思います。

それから、さらに、その基準時点ではまだ動いていなかったけれども、その後動くというようなことがあったときに、そこで基準時点はフィックスされているから、出てきた部分は全部努力としてカウントされるとすると、早く動かすために努力したところがばかを見るのではないかという側面がある。そこで今後稼働した電源の保有者が著しく有利になる。それ全部もらっているのかということも考えなければいけない。

しかし一方で、そこも召し上げるとすると、将来の時点を基準にして召し上げということになるので、これからの稼働のインセンティブを損なってしまう。2つの難しい問題を同時に解決することは難しい。

それで、フェーズを2つに分けると、いわばグランドファザリングの部分の基準点のもう一回設定のし直しということを入れると、そこで著しく有利になることを補正する余地はあるし、しかし、短期的にはちゃんと利益が得られるのでインセンティブも確保する。そういうこともいろいろ考えた上での苦肉の策だと思います。事務局は正しく説明したわけですが、将来の時点でグランドファザリングの基準をやり直すのは、インセンティブをゆがめることは広く知られているので、問題があることは分かっているのだけれども、今言ったような難しい問題を、どちらにも納得できるようなことをするためには、こういうことを考える余地があるという提案。

さらに、最後のところでは、44はもうフィックスされているのだから、これに向けて考えなければいけない。ここも当然考えなければいけない、そういうことだと思います。

長くなって申しわけないのですが、グランドファザリングで普通の人が思い浮かべるものからどれだけ修正されて、そういう問題に対応しようとしたかというような観点で、今後出てくる事務局案を見て、妥当かどうかを議論していくことになると思います。この考え方自体は、基本的に正しいと思います。

それでもお願いがある。例えば2016年、17年の断面で、この非化石比率が、例えば公営水力だとか、J-POWERの電源だとかというのから得ているものが加えられているということがあったとします。その後、基準年の後に切り出したということになると、その分、基準点はそのままだとしても調達量減ると、それによって切り出さない強いインセンティブを与えてしまう。切り出しの議論も重要な議論だと思っているので、少なくともその切り出しにすごいディスイン

センチブを与えるような制度設計にしないように、その点も配慮を今後お願いします。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

ほかにいかがでしょうか。

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。

室長よりご説明ございました基本的な方針に賛成させていただきたいと思います。

私のほうから1点だけコメントでございますけれども、資料の5枚目のスライドで、中間評価の基準を設定する上で配慮すべき点といたしましては、非化石電源の出力のやはり不確実性に配慮する視点というのが大事なのではないかと思いました。やはり原子力の稼働や一般水力の出水率も該当するかもしれませんが、そうした非化石電源の不確実性に配慮した上で設計をする視点が大事だというふうに思います。

そうした中で、ご提案いただいているとおり、複数年度単位である程度評価に柔軟性を持たせる考え方や、恐らく単年度単位で評価するにしても、ある程度そうした不確実性を考慮に入れた上で制度設計をする視点というのも大事なのではないか。

さらに、先ほどご説明ございました化石電源グラントファザリングの漸減といった、そうしたところとのある程度関係性もあるかと思しますので、そうしたある程度、柔軟性を踏まえた上で、非化石電源の出力の不確実性も踏まえた上で制度設計する視点が重要なのではないかという印象を受けております。

以上でございます。

○横山座長

ありがとうございました。

ほかにいかがでしょうか。

秋元委員、お願いいたします。

○秋元委員

ありがとうございます。

ここにも、私大分申し上げて、今回提案していただいたグラントファザリングを混ぜ込むという提案をいただいて、非常に感謝申し上げます。

やはり大事な視点は、非化石電源をしっかりとつくっていくというインセンティブを与えるとともに、小売市場の競争環境に大きなゆがみをもたらさないという両方の視点が必要で、今回のご提案が両方に配慮したような形のバランスのとれたご提案なんだろうというふうに思います。もちろん具体的な中身に関しては、グランドファザリングは非常に、今までも話にありましたように、ゆがみをもたらす部分もありますので、なるべくゆがみが小さくなるような具体的な制度設計を行っていくというのが今後、必要だろうと思います。

一方で、最終的な2030年の44%目標について少し議論があったところに関しては、ここでは少し何か避けているような感じがあって、ここは資料の8ページ目でいくと、政策小委員会で議論しますという話に書かれています。これは、私もこれで全然問題なくて、しかもいろいろな競争環境がそのときまでにどうなるのかとか、いろいろ変わりがあると思いますので、そういうことをいろいろ織り込んだ中で8ページ目にすごくよく配慮された文章が書き込まれているというふうに思いますので、これで結構だと思いますけれども、念のため申し上げておくと、もう一度申し上げるとい形になりますけれども、44%という日本全体での目標が本当にどうなのかという、これはなかなかそもそもエネルギー基本計画のほうで、エネルギー需給見通しで決まっているので、この委員会や小委員会でもなかなか議論しにくい議題だというふうに思っているんですけども、それのほかに、さらに小売で一律にするのかどうかという議論があって、これもまた変えにくい目標かもしれないけれども、まだ議論の余地あって、それは小委員会で議論の余地があるというところが残っているというふうに理解していますので、それはやはり理想的な姿としては一律だというのが私も合意するわけですけども、それが2030年に一律がいいのか、やはり競争環境上難しいので、もう少し伸ばしたほうがいいのかということも含めて、これから慎重に、今決める必要はないですけども、慎重に見きわめていく必要があるんじゃないかなと思います。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、菅野さん、お願いします。

○菅野オブザーバー

これからグランドファザリングの制度の設計をするということになりますと、小売事業者の方々の調達している電源が自社電源の場合もありますし、当然契約で調達されている場合もあると。契約で調達されている場合については、非化石電源は手放さず化石電源は手放すというインセンティブに、大きく言えば当然働いてくるんだろうと思いますので、その契約で調達している部分について、どういうルールでこのグランドファザリングの中でルール化していくかというこ

とについて、かなり透明なルール化が必要かと思っておりますので、ひとつよろしく願いいたします。

○横山座長

どうもありがとうございました。

安藤委員、お願いします。

○安藤委員

ありがとうございます。

グランドファザリングの導入自体には賛成です。ただし、この8枚目の資料でフェーズ2におけるグランドファザリングのあり方を202Y年までに検討するという点については、考慮が必要だと思っております。202Y年の段階で具体的なグランドファザリングの程度をどうするのかということを考えるのは結構なんですけど、そもそもどういうルールで修正をするのか、その考え方を事前に示しておかないと適切な行動が誘導できないんじゃないかと感じております。フェーズ2の見直し時に、例えばフェーズ1におけるそれまでの取り組み、これを各企業ごとに比較評価をして、努力が足りない企業が得をすることがないように、その相対評価を中に取り込むと。契約理論といわれる経済学の一分野で、例えば相対業績評価のメリットとして、コモンショックに強いという言い方があります。複数の人間にどのくらい頑張ってもらおうのかということを経験報酬制としたときに景気の良し悪し等の共通して起こるようなショックは比較評価の場合には吸収できるというような点もありますので、状況の変化に対応するという観点からも望ましいのではないかなと考えております。つまり、フェーズ2でどのようなグランドファザリングを導入するか、具体的な数字ではなく、考え方自体は事前に示しておいたほうが望ましいというのが1点目申し上げたいことです。

この考え方を応用しますと、202X年、フェーズ1でのグランドファザリングの程度を決定する際にも、今よりも過去にさかのぼって、例えば2015年、2016年程度をスタート時点として、そこからこの202X年までの間にどのような取り組みが行われたのかということを経験報酬制を相対的に評価してグランドファザリングの程度をやはり重くしたり軽くしたりという判断があってもよろしいのではないかと思います。そうでないと、202X年のフェーズ1の段階に備えて手抜きをするという言い方がストレート過ぎるかもしれませんが、行動は変わってしまうということがあるので、そのあたりご配慮いただければと思います。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

時間も限られておりますので、今名札の立っているお三人に限らせていただきたいと思います。

それでは、中村さんのほうから。

○中村オブザーバー

ご

ご説明ありがとうございました。

私からは、中間評価に対する考え方について述べさせていただきます。

まず大前提といたしまして、小売事業者間の公平な競争環境を担保していくには、前回からも再三申し上げておりますとおり、2030年における各社一律の目標の見直しは、必要不可欠であると考えております。その上で、今回中間評価の基準を設定するに当たり、スライドの6番、7番に記載されていますとおり、各事業者の置かれた状況により評価基準を調整していくという考え方には基本的に賛同させていただきます。

ただし、非化石電源比率が現時点で既に高く、現状のままでも目標達成可能な事業者においても、非化石電源の普及拡大に向けた取り組みは、必要であると考えております。

全ての事業者が着実に目標達成に取り組めるように、まずは再エネについて全事業者に対して、一律の目標を課していくという方法も考えられるのではないかと考えております。

ご検討のほどよろしく願いいたします。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、竹廣さんからお願いします。

○竹廣オブザーバー

ありがとうございます。

今回、中間目標の設定の考え方を、情報がそろっていない中でご提示いただきました。これにつきましては、今後いろんな角度で、さらに詳細議論されていくと考えておりますし、そういう意味では8ページに、小売事業者間の競争に与える影響に留意する必要があるといったようなくだりについても、非常に丁寧にご記載いただいたと思っています。ありがとうございます。

この議論は、もちろん進めていく必要がございますけれども、一方で2030年までに至る間にも、大型水力といったような非化石電源を持つ事業者の証書収入がグループ内部での相対取引を通じて、その小売事業者に玉突きでその証書の利益が転化されることも含めて、小売競争に投下をされると、競争上の不公平が生じるといった点は本質的に変わらないのと思っています。これは以

前から出ています用途制限の話も含めて、監視で対応することになるのかもしれませんが、小売競争がゆがむことの手当てについては、引き続きご議論をお願いしたいと考えております。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、最後ですが、小柳さんのほうからお願いします。

○小柳代理（都築オブザーバー）

すみません、電力・ガス取引監視等委員会事務局でございます。

我々事務局としては、小売電気事業などにおける公平な競争環境の確保に大きな関心を持っているところでございます。そういった観点から小売電気事業者各社が非化石価値を調達をして高度化法の目標を達成するというのは非常に重要なことだと思っておりますけれども、それに加えてビジネスとしても環境価値を付加価値として事業を営むことができるような事業環境の整備は重要なんだろうというふうに思っております。旧一般電気事業者さんと新電力さんとの間で非化石電源の保有状況に大きな差異があるというのは事実だと思いますし、それが各社の事業努力のみによって達成されたものではないというのも事実だと思いますので、こういった旧一般電気事業者さんと新電力さんとの間での託送条件の公平性が確保される必要があるんだろうなというふうに思っております。

それを前提に、今回の資料においてグラントファザリングのコンセプトが提案されているということは、現在の競争環境の現実を踏まえたものであると理解しておりますので、一つの方向性なんだろうというふうに考えています。

今後の詳細設計に当たっては、高度化法上の目標達成に必要な追加的な努力というのが全ての小売電気事業者において実質的に公平なものになるように工夫していただきたいと思っておりますし、グラントファザリングの撤廃とか見直しを判断するに当たっても、小売事業の競争環境の十分な検証などを、旧一般電気事業者さんと新電力さんのスタート台の相違を踏まえた公平な運用となるようにしていただきたいなというふうに思っております。

もう一点、非化石価値の市場売却収入についてですけれども、それが発電部門から小売部門に対する内部補助を通じて小売市場をゆがめることがないように、内部補助防止に必要な仕組みとこのを全体として検討することが必要になるんだろうというふうに考えております。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

事務局から何か。

○鍋島電力供給室長

特にありません。

○横山座長

それでは、引き続き議論をさせていただきたいと思います。ありがとうございました。

それでは最後の議題でございます。需給調整市場についてということで、事務局から資料の説明をお願いいたします。

○鍋島電力供給室長

資料の5をごらんいただければと思います。需給調整市場についてというものになります。

まず1、ページ目でございますけれども、本日の議論の概要でございますが、広域機関におきまして、この需給調整市場検討小委員会が開催されております。大山委員が座長を務められております。有識者や関係事業者が参加する形で議論が行われているところでございます。

本日は、この小委員会での議論の状況についてご報告をいたします。ご指摘事項がありましたら、それを踏まえて小委員会ですらに広域機関で議論をしていただければと思っております。

2ページ目でございますけれども、商品区分についてです。この広域機関におきまして、このDR事業者を含めまして幅広く事業者意見募集を行っていただきました。その結果を踏まえて、商品要件についても再検討あるいはさらなる精緻化を行っていただいております。詳細については、この2ページ、3ページに書かれているところです。こういう丁寧なプロセスで検討を進めていただいております。

続きまして、5ページ目をごらんいただければと思います。商品の導入スケジュールでございますけれども、昨年7月の24回の作業部会におきまして、二次調整力の②と三次調整力の①については、遅くとも2024年度から広域調達を開始すると、こういう議論をこの作業部会でしていただいたところでございます。その後、広域機関の小委員会でご検討いただきまして、二次調整力の②については2024年度より、三次調整力①については2022年度から広域調達を開始することが示されたところでございます。さらに、その一次調整力、二次調整力の①、より高速な調整力につきましても、24年度から中間調達を開始するということが示されております。引き続き、この広域化の時期については広域機関において鋭意検討を進めていただいております。

続きまして、9ページをごらんいただければと思います。三次調整力②、これは再エネのこのFITの発電予測誤差などに対応する調整力でございますけれども、この三次調整力の②の必要量についても検討していただいております。ここの9ページに算定式が書いてございますけれども、必要量につきましては前々日の予測値から実績値の再エネ予測誤差の3σ相当値、これからさらにゲートクローズまでの予測値から実績値までの再エネ予測誤差の3σ相当値を引いたもの



と整理していただいております。

続きまして、12ページをごらんいただければと思います。こういう需給調整の広域化を行う上で、中給システムの抜本的な改修が必要だという点についても、この24回のこの作業部会において議論いただいたところでございます。それぞれ広域機関で検討あるいは広域機関ないし一般送配電事業者で検討を進めていただいておりますので、この点についてご報告をいたします。この中給の抜本改修については、ここに書いてある4項目につきまして改修が必要だというところを、まず24回の昨年7月の作業部会で提示させていただいたところでございます。

順番にご説明しますと、まず13ページでございますけれども、制御方式・演算周期の統一という点に関しまして、この周波数の制御に必要なこの発電機への制御方式あるいは制御周期については、各エリアでばらばらといたしますか、異なっているところがございます。この仕様統一を前提に検討を進めてきたところでございますけれども、ただ、この仕様統一を進めると改修に時間がかかるということもありますので、こういう仕様を抜本改修なしでこの広域的な需給調整をする案についても、並行的に検討をするということにいたしました。ということで、改修する、改修しない中で今できる限りのことをするという両案について、今並行的に議論を、検討を進めていただいております。

続きまして、15ページをごらんいただければと思います。中給制御の最大数ということでございまして、この中給システムから制御できる発電機であるとか、その他の将来的にはDRもかもしれませんけれども、こういうものにつきまして、制御の最大数が各エリアごとに異なっております。それぞれ制御最大数の拡大を進めていくということにしてございまして、抜本改修が必要なエリアにつきましては、中給システムのリプレースのタイミングで制御最大数の拡大を検討していただくということにしております。

続きまして、16ページでございます。現在の中給システムにつきましては、発電機ごとに登録された単価に基づいて運用を行っている。発電機は基本的に火力発電などを念頭に置いておりますので、この単価というのがそんな毎日かわるというようなものではないという前提のもとでシステムが組み立てられております。

ただ、意見募集を行いますと、事業者から、この単価登録についてももう少し細分化する、細かく登録できるようにしてほしいという要望がございまして、この改修を行っております。なので、将来的な蓄電池、あるいはDRの導入なども見越して、こういう中給システム改修について鋭意検討を行っていただいております。

17ページ、これも関係する話ですけれども、V1、V2、この上げ調整力の単価、下げ調整力の単価につきまして、現在の中給システムですと、先ほども申し上げたような火力発電所の燃料

をイメージしてこの単価を決めて運用しておりますので、勝手に2次曲線に変換して運用するというようなシステムになっております。ただ、これは将来的には事業者が入れた値に従って、札入れ価格に従って運用するという事も考えられるということでして、この上げ調整力、下げ調整力の単価につきまして、より自由に数値を入力できるように中給システムの抜本改修を検討していただいております。

技術的な内容が中心でございましたけれども、18ページですが、検討のスケジュールといたしまして、各エリアの中給システムリプレース時期を勘案しながら、中給システムの改修につきまして、一般送配電事業者において検討を進めていただいております。大変難しい課題ではございますけれども、一般送配電事業者におかれましては、協議会をつくりまして鋭意努力いただいていると認識しております。引き続きご検討いただけるものと思っております。

1点、この作業部会でご説明、ご議論になるかもしれませんが、容量市場の前倒しについては本日もさまざまご議論があったわけございまして、これはまだ決まったものでございせんけれども、仮にこれが1年前倒しになるということであると、この需給調整市場の一次調整力、二次調整力等の調達の、中間調達のタイミングについても1年前倒しをすることができるかどうか、これは需給調整市場小委員会、広域機関において技術的に検討していただきまして、可能な場合には、早いほうが望ましいと思っておりますので、前倒しするという方針にしてはどうかと考えております。

資料5の説明は以上でございます。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、ただいまのご説明に関しまして何かご意見ありましたらお願いしたいと思います。

山田さんのほうからお願いいたします。

○山田オブザーバー

ありがとうございます。

じゃ、1点だけちょっとコメントを申し上げさせていただきたいと思っております。

今ほどのご説明で、最後のシートでございますけれども、容量市場が前倒しされた場合という仮定でございますけれども、一次、二次、①、②含めて、調整力のエリア内での市場調達開始時期の前倒しというものを提案していただいたところでございます。

現在、調整力公募でキロワット価値とデルタキロワット価値を確保しているところでございますけれども、容量市場開設によりまして、キロワット価値はそちらのほうで確保されるということになりますので、今回ご提案いただいたとおり、一次、二次のデルタキロワット価値の調達開

始時期をそれに合わせるという意味で、容量市場と需給調整市場の開始時期は合わせていただくということで、望ましいと考えてございます。

もしそのようになる場合には、私ども一般送配電事業者といたしましても、需給調整市場の小委員会におきまして、調達システム、あるいはこちらの中給システム面の対応など、技術的な検討に協力してまいりたいと考えてございますので、引き続きよろしく願いいたします。

以上でございます。

○横山座長

ありがとうございました。

ほかにいかがでしょうか。

それでは、菅野さんのほうからお願いいたします。

○菅野オブザーバー

需給調整市場の検討も広域機関のほうで精力的に進めていただいていると思っております。

1つちょっとまだ検討のまな板に載っていない案件で、揚水発電所の揚水動力、上池のほうに水を上げる電力についての、誰が差配しているかというのが、監視等委員会の専門家会合の資料を拝見しますと2通りあって、TSO、送配電事業者の側のほうが水を上に上げる方法についての判断をして調達をしているというケースと、揚水発電を持っている発電事業者の側が水を上に上げる差配をしていると、2つのケースが今の調整力公募の中では併存しているというふうに理解しております。

今後、広域での運用等も考えるということであると、この辺についてのルールをどう統一化していくかということも考える必要があると思えますし、一方では、九州のように再エネをどう吸収するかで日々揚水がかなり使われているというのと、余り揚水をそんなにまだ頻度としては使っていない、エリアごとの差もちょっと大きいところもあるかと思えますので、その辺を踏まえて、この揚水を上に上げたときの電力の調達をどう考えるのかという点についてもちょっと検討を今後いただければというふうに思っております。

○横山座長

ありがとうございました。

ほかにいかがでしょうか。じゃ、よろしゅうございませうか。

それでは、引き続き広域機関のほうでしっかりご議論いただければというふうに思います。どうもありがとうございました。

それでは、全体を通じまして事務局のほうから何か。よろしいですか。

それでは、次回開催につきまして、事務局のほうからお願いしたいと思えます。

○鍋島電力供給室長

次回の開催につきましては、日程等詳細が決まり次第、ホームページ等でお知らせいたします。

○横山座長

それでは、これもちまして、本日の検討会を終わりにさせていただきます。長時間にわたりますてご議論いただきありがとうございました。

—了—