

総合資源エネルギー調査会
省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会
第 48 回再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会

日時 令和 4 年 12 月 27 日（火）13：00～14：41

場所 オンライン開催

1. 開会

○能村新エネルギー課長

定刻になりましたので、ただいまから第 48 回の大量導入小委を開催いたします。本日の会合もオンラインでの開催とさせていただきます。トラブルやご不明な点ございましたら、事前に事務局からご連絡させていただいておりますメールアドレスや連絡先までご連絡いただければと思います。

本日は、荻元委員、安藤委員がご欠席となっております。

それでは、今後の議事進行につきまして山内委員長にお願いできればと思います。よろしくお願いします。

2. 説明・自由討議

（1）電力ネットワークの次世代化

（2）再エネ予測誤差に対応するための調整力確保費用

○山内委員長

承知いたしました。どうも皆さんお忙しいところありがとうございます。

それでは、再生可能エネルギー大量導入次世代電力ネットワーク小委員会第 48 回の会合の議事に入りたいと思います。

それでは事務局から資料の確認をお願いいたします。

○能村新エネルギー課長

事務局でございます。配布資料一覧にございますとおり、議事次第、委員等名簿、資料 1 といたしまして電力ネットワークの次世代化、資料 2 といたしまして東京電力パワーグリッド提出資料、資料 3 といたしまして再エネ予測誤差に対応する調整力確保費用について、参考資料 1 といたしまして G X 実行会議における再エネ関連について、参考資料 2 といたしまして荻元委員提出資料でございます。

以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。よろしゅうございますかね。

それでは議事に入りたいと思いますけれども、今資料を確認していただいて、まず電力ネットワークの次世代化、それから東京電力パワーグリッドの提出資料があって、それから再エネ予測誤差に関する調整力確保の問題、こういうことになっております。そこで、これは基本的な議論の資料ですけれども、事務局および東京電力からご説明いただいて、その後で皆さんに議論していただくと、こういう議事進行にしたいと思います。よろしゅうございますかね。

それでは資料の説明、よろしくお願いいたします。

○小川電力基盤整備課長

それでは、まず資料1、電力ネットワークの次世代化についてです。電力基盤課長の小川です。

本日の資料構成ですけれども、2ページ目に2つ記しております。ネットワーク構築に向けた資金調達環境の整備、そして、2つ目が後半部分、ローカル系統へのノンファーム型接続の適用になります。

初めに、前半部分、スライド3をご覧くださいと思います。系統整備に必要な資金調達環境の整備、これまでこの場でも何度かご議論いただいてきました。2年前、2020年の法改正によって、再エネ賦課金、あるいは後ほど出てきます値差収益というものを系統整備に充てられるようになりました。図で言いますと、左下にスキームを書いておりますけれども、従来、各地域の負担だったものを、全国負担とするというスキームを整備しております。

他方、足元では、特に多額の資金を要する系統整備におきまして、運転開始前のファイナンス資金調達のところに課題があるというところで、今検討中のスキーム、①から③まであります。

1つ目は、再エネ賦課金を含めた全国調整スキームというものの適用期間を運転開始より前から適用できるようにする。イメージとしましては、右下にありますけれども、緑色のところを運転開始前に持ってこられるようにするというのが1つ目。それから2つ目としまして、値差収益、後ほどご説明します値差収益原資に、広域機関からの貸し付けを行えるようにするといった点、また、③につきましては、その系統整備の実施計画を大臣が認定する、こういった仕組みというのを考えていきたいというところであります。

最後に「加えて」というところでいいますと、さらに保証等を通じた国の関与の在り方についても検討しているところであります。

値差収益につきましては、次の4ページに、参考としてどういうものかというのを記しております。地域間の連携線が十分でなくて、エリアとエリアの間で値差が生じてしまう、日常的な卸電力の取引においてこうした値差が生じる場合に、その差額分というところが卸電力取引所にある意味たまっていくというものでありまして、これを、次の5スライド目にありますけれども、2年前の法改正で、この値差収益というものを取引所から広域機関に納付する、これを広域機関において系統の増強費用に充てるという仕組みになってお

ります。

今回、この値差収益というところで、広域機関のところにある資金につきまして、今後どういうふうにこれを系統増強に使っていくのかというのは今後の議論でありますけれども、まず活用という意味での、新たに貸し付けというのも行えるようにしていきたいというものであります。

次の6ページは、マスタープランの現在策定中のものでありますけれども、今後こういう一つ一つの整備計画が具体化されるに際しまして、値差収益も含めた全国調整のスキームの中で、費用の負担の在り方というのも個別に決まってくるというところであります。

以上が前半部分で、後半のところ、ローカル系統へのノンファーム型接続の適用というものになります。

8ページをご覧くださいいただければと思いますけれども、上から3つ目のボツのところになりますけれども、ローカルのノンファーム型接続、来年4月に受付開始予定ということにしております。

それに際しまして幾つか残る論点が、1つは制御方法、もう一つは系統情報の公開・開示というところについてご議論いただければと思っております。また、後ほど、続きまして、東京電力パワーグリッドさんから現在行っている試行的な取り組み、ノンファーム型接続、ローカルについての取り組みについてご報告いただきます

まず1点目ですけど、スライド11ページになります。制御方法、順番というところで、基幹系統の混雑とローカル系統の混雑の同時発生の場合の混雑処理の順番であります。

2つ目のボツにありますけれども、ローカル系統、下位、全体の送電線でございますと、より需要に近いところ、ローカル系統での出力制御といった場合には、その上の基幹系統の混雑状況にも影響を与えるという状況にあります。こうした中で、この基幹系統、より上位、上のほうの混雑処理を先に行う場合に、下のローカル系統に接続する電源の混雑に対する出力制御量が、上の基幹系統の混雑状況次第で変動するということになります。

こうした場合に、基幹系統の混雑によらない、言ってみればローカルで生じた混雑への対応は、まずローカルで対応しようということで、ローカルの混雑処理を先にしてはどうかというふうに記しております。

こういうふうに整理しますと、他、混雑、出力制御としましては、混雑の他にエリア全体の需給バランスの制約によるもの、これが、今、九州その他全国で起きているところで、この送電線の混雑は、まだ出力制御は起きていませんけれども、今後ということ言いますと、順番としまして①でローカル、②で基幹、③でエリア全体、いわば末端のところから、まず順番に処理していくという整理になります。

その後は参考でありますので飛ばしまして、2つ目の論点、15ページをご覧くださいいただければと思います。今後ローカルでノンファーム型接続というのが始まる場合に、系統混雑による出力制御の予見可能性を高めるということが重要になりますので、そのための情報、送配電事業者であつたり広域機関が持っている情報、特に系統の潮流でありますとか、設

備の投資計画でありますとか、そういった情報を送配電事業者、あるいは広域機関が持っている。これらを適切に公開・開示していくということで、基本的には基幹系統で既に行っているような項目と同様のものを公開・開示していくとしてはどうかと考えております。

一方で、ローカル特有の事情、基幹系統との違い、具体的には、例えば供給計画がないといったような事情がありますので、そういった点を踏まえての対応としてはどうかということでもあります。

具体的な対応としましては、次の16ページに記しておりますけれども、例えば上から2つ目、系統の構成・予想潮流と左のほうに記してありますのは、現在の基幹系統での公開情報になります。同じようなものをローカルについて示していこうとしますと、供給計画がないという事情がありますので、ローカル系統においては、空き容量の算定における想定潮流というのを予想潮流として公開してはどうかと考えております。

その他、その下の送電線の投資計画などにつきましても、供給計画がない中で、今あるものとしての、例えばレベニューキャップの事業計画書を活用するといった形で、基本は基幹系統と同等、ただし、ローカル特有の事情も踏まえた情報公開を行っていったらどうかという点。

それから、15ページ最後の2つのボツになりますけれども、開示についても、基本、同じように考えていく。

一番下の「更に」というところ、より下位の配電用変電所以下に接続する電源、数も多くなりますけれども、これらにつきましては、全体をまとめて開示していくこととしてはどうかと考えております。

最後、17ページは参考で、他の委員会での状況ということで整理しております。具体のところにつきましては18、19スライドに記しておりますけれども、容量市場、あるいは需給調整市場においても、当面はこのノンファーム型接続の電源についても参加可能という形で整理されております。

資料1につきましては、以上です。

○山内委員長

ありがとうございました。それでは、資料2は東電PGのほうからご説明ということで、よろしくお願いいたします。

○東京電力パワーグリッド 岡本オブザーバー

東電PGの岡本でございます。資料2、ご説明させていただきます。

こちらは、弊社、現状、NEDO実証でローカル系ノンファームに向けた制御システムの構築を進めておりまして、今後その技術を基にノンファームの一律制御を開始したいと思っておりますので、その状況をご報告するものです。

ご報告事項のところに書いてございますが、まず、弊社供給区域におきますローカル系統の混雑の見通しをご説明いたしまして、次にNEDO実証における制御システムの構築状況と今後の対応についてご説明します。最後に、弊社の供給区域におきますローカル系

統のノンファームの一律制御の開始についてご説明させていただきます。

次のページ、お願いいたします。まず最初に、弊社の供給区域内のローカル系統の状況でございますけれども、現在、弊社では 10 系統、この表に①から⑩までございますけれども、試行的にノンファーム型接続を適用するということで進めてございまして、この表の右側に混雑年度と入ってございますけれども、現状の見通しで何年度から混雑が起きるかということを記載しております。

これを見ていただくと分かりますように、2024 年度から順次混雑が発生してくるが見込まれております。また、この 10 線路以外に、ローカル系統、他の箇所につきましても 23 年 4 月からノンファーム型接続電源の連係を順次受け入れてまいりますと、やはり新規連系が旺盛な系統がございまして、早ければ 24 年度から、そちらでも混雑が起きてくる可能性があるといった状況でございます。

次、お願いいたします。現在、弊社は N E D O 実証を進めさせていただいておりますけれども、そちらでは、まず、今申し上げました試行的な取り組みに向けて、制御システムを併せて開発を進めておりまして、当時、実は整理としては、全ノンファーム電源の一律制御といったロジックで混雑管理をするということで N E D O 実証の開発を行っておりまして、この開発が何とか 23 年度末に終了する見込みで進めております。

一方、この大量導入小委で整理いただきましたように、ローカル系混雑時には、いわゆる制御順序を一定の順序とする再給電方式という形をしながら、発電計画を事業者さまに変更いただくということで進めるということになっておりまして、現在弊社で進めておりますものから、一定のシステムの改修が必要になってくるというふうに見込まれております。

こちらの下の方に線表を書かせていただいておりますけれども、現状、ベンダーさんの状況、それから実証の工程等を考えますと、N E D O の実証内で、当初 N E D O 事業で予定していたもの以外を加えた改修をするというのが難しいという判断をしております、当時の整理に基づいて開発しているシステムを、実証期間内に何とか完成させまして、実証後に改修を行っていくこととしております。

次のページ、お願いいたします。そういった状況も踏まえまして、弊社域内でローカル系統におきますノンファームの一律制御の開始というところをご報告させていただきたいんですけれども、まず、発電事業者さまのお待たせするということを回避する観点から、試行的なノンファームを適用している 10 送電線につきまして、それからこれ以外にも混雑が見込まれるローカル系統につきましては、24 年 4 月 1 日から、N E D O でシステム開発中のノンファーム一律制御の適用を開始させていただきたいと考えております。

下に線表がございまして、24 年の 4 月 1 日以降、試行の 10 送電線プラスその他その線で混雑が見込まれるローカル系統に適用してまいります。

また、N E D O 実証が終了後速やかに、いわゆる一定の順序の再給電方式のシステムを開発してまいります、また、その生産システム等もそれに合わせたものを開発していく

必要がございますので、それが完了次第、これらの一律制御で運用していたものを新しい仕組みに修正といいますか、移行していくという形で進めたいと考えております。

4 ページ以降は参考資料になりますので、説明は割愛させていただきます。

私からは以上でございます。

○山内委員長

ありがとうございました。それでは、資料の3と参考資料の1、これを事務局からお願いいたします。

○能村新エネルギー課長

事務局新エネ課長能村でございます。資料の3です。再エネ予測誤差に対応するための調整力確保費用ということでございます。資料1 ページ目をご覧くださいまして、本日のご議論でございますけれども、これまでご議論度々いただいておりますけれども、三次調整力②の取引状況を踏まえまして、2023 年度の交付金活用の在り方につきましてのご議論の継続ということでございます。

次のスライドをご覧くださいますと、3 ページ目をご覧くださいますと、2022 年度の三次調整力②の取引状況でございます。下に3つグラフ書いてございますけれども、調達費用、前年同比で増加しているエリアも見られるということでございます。その中で、三次調整力②の募集量が増加しているエリアもございますが、減少しているエリアも多くというところで、募集量の全体削減に向けた取り組みの効果も見えてきているということでございます。

量が一番左側でございますけれども、例えば東北や中部などにおきましては、赤色のほうが低くなっているということを見ていただけるかなと思ってございます。

真ん中、調達単価につきましては、これは次のページでお示しいたしますけれども、電源種別のそれぞれのエリアごとの特徴も踏まえた形になっていると思いますが、調達単価については、各エリアごとでそれぞれ単価が異なっているという状況でございます。

4 ページ目、今ご覧いただいておりますけれども、これも既に一度ご紹介させていただいておりますが、三次調整力②の約定方法については、全エリア合計の調達費用が最小化されるような電源確保をした後、連携線への影響を勘案した自エリア優先での電源のひも付けを実施ということでございますけれども、それぞれのエリアごとに、調達する割合は実際には大きく異なっているということで、特に火力のウエイトが多いところにつきましては、単価上昇が与える影響もエリアごとに差があるという状況でございます。

これらを踏まえながら、確保費用に関わるご議論をこれまでも積み上げてきているところでございます。

6 ページ目をご覧くださいますと、2023 年度の調整力確保費用の考え方ということでございます。まず、1 つ目の黒丸に書いてございますけれども、三次調整②の確保費用については、2021 年度から実施しておるわけでございますが、その際にも約 1,000 億の差額が生じている状況でございます。2022 年度におきましては、交付金額といたしまして約 800 億円

を交付する見込みということでございますけれども、足元、燃料価格高騰などの影響も踏まえまして、今年度も相当程度の差額が生じる可能性があるというものでございます。

この中で、既に再エネ大量導入小委でのご議論いただいておりますが、必要量削減に向けた適切なインセンティブの下で、送配電事業者の皆さんが再エネ事業者に代わり行う業務において必要となる調整力の調達費用につきまして、必要額が適切に交付されるべきという考え方に基きまして、2023 年度以降の交付金算定におきまして、交付額と調達実績額の間が生じた一定以上の大幅な乖離（かいり）につきましては、次年度の交付金で対応するといったご議論をしていただいております。

こうしたご議論を踏まえまして、2023 年度の三次調整力②の交付金算定として、3つ目の黒丸に書いてございますとおり、まず（１）2022 年度中に発生している乖離への対応範囲がどうなのかということ、（２）2023 年度交付金より導入することとしている調整力確保削減に向けた取り組みを促進するためのインセンティブ設計について、また、（３）調達実績を踏まえた来年度の調達見込量／調達見込単価について検討ということが、ご議論いただく必要がございます。

7 ページ目をご覧くださいと、今申し上げた各論点に関する追加的な具体的な検討の視点でございますが、2つ目の黒丸に書いていますとおり、まず 2022 年度交付額と調達実績額との間に生じた差額への対応範囲については、閾値の考え方や、その具体的な算定方法について検討をする必要がございます。

また、2つ目、調整力確保量の削減に向けたインセンティブ設計につきましては、エリアごとの異なる天気の影響や、再エネの偏在状況など、送配電事業者の方々にとって外生的な、他律的な要素もあるといったことも考慮した上で、他方で、事業者自らの取り組みでも増減する余地があるということです。事業者による調整力必要量の低減に向けた取り組みが不断に行われるような、適切なインセンティブが働く仕組みとする検討が必要でございます。

また、4つ目の黒丸ですけれども、2023 年度以降の調達見込量／調達見込単価については、電取委による分析を基に、機会費用・逸失利益、持ち下げ供出の扱い、起動費等の扱いについて整理をした上で、需給調整市場ガイドラインの改定がされる予定であることを踏まえまして、入札行動の見直しによる単価変動を考慮する必要がございます。2022 年度に生じた、交付金と調達費用の乖離額に対応する場合におきましても、こうした単価変動により生じた差額についてどのように考えるべきかといったことも検討が必要だと考えてございます。

資料8 ページ目は、これまでご議論の経緯でございます。

9 ページ目は、12 月 21 日に制度検討作業部会のほうでご議論いただいている三次調整力②の入札価格に関する分析のご議論をご紹介させていただいております。

続きまして、11 ページ目、1つ目の論点ということで、交付額と調達実績額の差額への対応についてです。

1つ目の黒丸に書いていますとおり、次年度の交付金算定におきまして、前年度に生じました一定以上の大幅な乖離が生じた場合におきましての、具体的な算定方法というものでございます。

その差額への対応につきましては、調達量、調達単価の視点から検討となつてございますが、調達単価が一定以上変動した場合に、その乖離については、先ほど申し上げた次年度の交付金で対応するというところでございます。

調達単価については、事業者の取り組み以外の要素等によつても変動し得るという中で、どの程度の単価差が生じた場合に対応するのかということ、その対応に際しては、単価差の発生が不可避であったかどうかについてどのように確認、精査を行うことが必要かということを考える必要がございます。

また、調達単価ですけれども、見込み単価を下回る可能性も当然ございます。その場合におきましては、事業者に差額利益を留め置く必要もないと考えられますので、その場合におきましては、次年度の交付金から控除するといった考え方としてはどうかというものでございます。

その他、先ほどもご紹介いたしましたが、電取委のほうにおきまして、持ち下げ供出機の取り扱いでございますとか、機会費用・逸失利益、起動費の取り扱いに等につきましても分析しておりますので、合理的な入札行動と言えない金額が計上される可能性もあるところ、こうした金額については、差額への対応の中でどのように取り扱うべきかといった論点もございます。

続きまして、12 ページ目です。調達量のほうでございます。量につきましても、交付金算定時と実績の乖離が発生する。こうした点につきましては、送配電事業者の方の取り組みによる削減余地もあるということですから、乖離として考慮する必要はないのかというものでございます。

ただし、こうした量の変動による乖離額につきましては、今後いろんな取り組みによりまして必要量は減少する可能性もあるところ、2021 年度以降発生している取引実績と交付金額の差額も踏まえながら、国民負担の下で送配電事業者の方々に収益が発生することのないよう、事後的に検証ということが必要だと考えてございます。

また、差額に対応する期間といたしましては、2021 年1月から12月の取引実績を参考に算定を行ったというのが2022年度の交付金算定時でございますので、2023年度交付金におきましては、その算定時期を勘案いたしまして、2022年1月から12月の差額に対応することとしてはどうかというものでございます。

13 ページ目、論点の2つ目、インセンティブ設計についてでございます。FIT交付金の活用を検討するに当たりましては、国民負担ということを前提に、確保費用を自動的に全て補填（ほてん）する仕組みではなく、送配電事業者の方々による再エネ予測誤差削減に対するインセンティブが働く仕組みを講じる必要がございます。

こうした中で、これまでご議論を積み重ねてきた中で、これまでの交付金算定時におき

ましては、必要見込み量の算定に使用してきました Δ kW確保率につきましては、同一の客観的な指標を基に各社の実績を比較する、そうした指標でございました。2023 年度交付金算定にありましても、こうした同様の指標を考えることを検討してきたところでございますけれども、これまで本委員会でもご議論の中でも、調整力必要量につきましては、3 つ目の黒丸に書いてございますとおり、天候の影響、F I T設備の増減など、送配電事業者の方の取り組みと無関係な要因でも増減するというのも当然でございます。そうした観点から、交付金算定時、各社の取り組みを比較するインセンティブを行う場合には、こうした他律的な要素というところも十分に考慮した上で考えるべきじゃないかといったご意見もいただいているところでございます。

下に、これまでの考え方を図示してございますけれども、こうしたさまざまなご意見を踏まえまして、資料のほうは14 ページ目をご覧くださいと思います。天候などの影響につきましては、三次調整②の必要量を算定するために使用している必要量テーブルといったものを活用することで把握することも可能ということでございます。

こうした考え方から、なるべくこうした外生的な影響を排除した上で検討する、比較をするという観点からは、天候などの影響を考慮するというものの観点から、指標の考え方につきましては改善、アップデートすることも検討してはどうかというものでございます。その上で、各社の取り組みを正確に評価する中で、送配電事業者の方々の努力を適切に促進するという観点から、地域間の比較をどのように行なうかなど、どのようなインセンティブを行うかということについて、ご議論がさらに必要かと考えているところでございます。事務局からは、資料3の関係は以上でございます。

続きまして、参考資料につきましてもご説明をさせていただきます。

本委員会でもご議論いただきました再エネに関する全体的な取り組みというところにつきましては、政府におきましてご議論いただいていますGX実行会議におきましてもご議論、ご報告をさせていただいているところでございます。

資料の1 スライド目ですけれども、12 月 22 日にGX実行会議が開催されまして、前回本委員会でもご議論いただきました再エネ政策の内容含めた基本方針案というものが示され、現在パブリックコメントにも付されているところでございます。

具体的には、次のスライド、2 ページ目でございますけれども、8 月にロードマップをご紹介させていただいた後、さらに具体的な内容が補足されているというところでございます。先ほど小川電力基盤整備課長からもご紹介いただきました次世代ネットワークの構築というところにおきましては、系統に必要な資金の資金環境整備のところ、具体的な取り組みの方向性も記載されているところでございます。

また、真ん中のところにイノベーションの加速というところで、本委員会でもご議論いただきました次世代型太陽光の取り組みの方向性ですとか、また、洋上風力に関して、浮体式導入目標の検討など、具体的な本委員会での検討項目といったことが、しっかりGX会議のほうでも盛り込まれているというところでございます。

3 ページ目には、具体的な今後の道行きというところで、再生可能エネルギーの 2030 年に向けた取り組みの具体的な方向感、具体的なスケジュールといったものと取り組みといったものを記してございます。また、その 2030 を超えたところでの具体的な投資に向けた方向性というところも記載をさせていただいているところでございます。

また、併せまして、4 ページ目でございますけれども、ネットワーク、系統・調整力につきましても、具体的な方向性、マスタープランに始まりまして、さまざまな系統・調整力に関する投資、規制に関する展開などにつきましてロードマップを記載しているというものでございます。

5 ページ目以降につきまして、具体的な取り組みにつきまして、まさに G X 会議におきましても基本方針というところでご議論いただきまして、現在、こうした内容につきましてパブリックコメントに付されているというものでございます。

8 ページ目以降は、これに関係する資料を、いろんなところに散らばっているものですから、一括して整理をさせていただきながら、こうした形でまとめさせていただいております。

参考資料 1 の関係は、以上でございます。

○山内委員長

ありがとうございます。では、参考資料 2 も。

○小川電力基盤整備課長

引き続きまして、参考資料 2 をごらんください。荻本委員は本日ご欠席ですが、意見ということでペーパーを頂いております。

資料 1、電力ネットワークの次世代化の関係、ページで言いますと資料 1 の 3 ページで説明しました資金調達環境の整備に関してであります。ご意見としましては、値差収益を活用した貸付スキームに関して、値差収益というのがそもそもどのエリアが原因で発生したのかどうかを連系線ごとに明らかにして、使用の議論をすべきではないかというものであります。こうしたこの値差収益がどこのエリアの送電線の混雑により発生しているのかというのを示していくことが重要というご認識の下に、連系線の増強費用に充てることについては理解できると。一方で、この値差収益というものが地点別の送電線増強の必要性和価値を示す指標であるので、それらをしっかりお示ししていくことが重要でないかというご意見を頂いておりますのでご紹介いたします。

以上です。

○山内委員長

ありがとうございました。ということで、資料の 1、2、3 と参考資料 2 をご説明いただきました。これから先は自由にご議論いただくということにしたいと思います。いつものようにチャットで発言希望の旨を、Teams のチャットボックスに入れていただいて、そして議論ということにしたいと思います。時間も限られているので、なるべく論点を絞ってといいますか、お話をいただければというふうに思いますけれども、いかがでござい

ましょう。それではチャットボックスのほうで発言ご希望の方はご記入いただきたいと思います。いかがでございましょう。

今日は次世代化ということで、ネットワークをどういうふうに作るかという話と、それからローカルノンファームのやり方について、実際のところを東京電力さんからお話しいただいたと。それから、再エネの予測誤差の調整力の費用のあり方ですね。これをご説明いただきました。大きく分ければその二つです。いかがでございましょう。

○山内委員長

長山委員がご発言ご希望ですね。どうぞご発言ください。

○長山委員

資料1のP3の右下の図で、再エネ賦課金がフラットになっているんですが、環境省の分析等々では2030年に再エネ賦課金は頭打ちになりますので、別の収入源が必要ではないか。例えば炭素賦課金とか必要じゃないかと思います。あと、欧州の連系線を見ますと、例えば英国・オランダ間とか、英国・フランス間では、物理的送電権を間接オークションの前に入れていて収入にしていると。でも例えば北海道の再エネを欲しい人が東京にいた場合は、それは高いお金を払っても送電権を買うかもしれませんので、物理的送電権とか、欧州での事例も研究されたほうがいいのではないかなというふうに思います。例えばシンガポールはラオスから水力を買う場合に20セントで買っているんですね。

非常に高いお金を払っていましたので、そういったことも検討する必要があると思います。

あとは3点目で、値差収益の件で、荻本先生のおっしゃっていることはまさにそのとおりだと思います。最終的にはノーダル制を導入するということで、混雑する送電線の両端に値差が生じて、混雑費用が発生しますので、その混雑している送電線を利用する事業者が公平に支払うということもありますので、このひも付けというのが必要ではないかと思います。値差は結局、今回連系線整備には使われたんですが、その地域の電力価格を下げるということにも使われますので、値差収益の使い方に関しては検討が必要かなと思います。

あと4点目で、12ページと17ページに関係してくるんですけども、今後ノンファームが一般的になると、例えばこの図の一番右のほうで、系統制約で止まってしまったりすると、上げ余力が一番左の需給バランスのところで使えなくなったりすることがありますので、この辺の混雑予想についての詳細な検討が必要ではないかと。混雑が顕在的な場合の供給量の想定についての検討が必要になるかと思います。あと、蓄電池も今後ノンファームで接続されると思うんですが、こういった17ページのほうで容量市場、需給調整市場とあるんですが、ここら辺の参入も必要になると思いますので、包括的に系統蓄電池が入るような市場整備が必要ではないかと思います。

あと15ページのほうに行きまして、この一番下のところでは配電用変電所ということで、電源種別ごとに提示するというので、これはこれでいいと思うんですが、配電系統も今

後混雑してきますし、ノンファーム制御も行われると思いますので、今後は同様の対応も必要ではないかと思います。太陽光に関しては、接続容量、P C S でカットする設備容量だけじゃなくて、P V モジュール容量の情報もあったほうがよくて。通常、太陽光は過積載していますので、その過積載があるかによって系統に流れる潮流も変わってくると思いますので、P V の D C 容量のデータも必要ではないかと思います。

以上が資料1で、資料3のほうで三次調整②のほうについてお話ししたいのですけれども、資料3の三次調整②なんですけど、この今日の議論の大前提として、一般送配電さんはこの業務に関しては損益的にニュートラルであるべきではないかと思います。2021年度からこの業務を行われていて、価格の変動リスク、量の変動リスクと、あと意図しなかった制度変更リスクというのがたぶん3つあるかと思うのです。量のリスクに関しては、今回論点2のほうでインセンティブ設計ということで、これは比較されるということで、これは非常にいいかと思いますが、それぞれの電力会社さんの状況に合わせてベンチマークを設定して、公平な設計をしていただけたらと思います。

あと価格に関しては、12 ページまでの間でずっと話して、転嫁されていると思うのですけれども、これは一送さんには直接影響がなくて、発電事業者の出した合理的でない入札構造による不適切な費用であれば、これは発電事業者さんに当然返納させて、実際に支払っている T S O さんには交付すべきであると。不適切でないならば、F I T 交付金で支払うしかないのではないかなと思います。

それで、今回 2023 年の話をされているのですが、2021 年度のお話がまた消えてしまっていて、これは 1,000 億円の差額が生じてそのままになっているのですが、これは 2021 年 3 月 24 日に需給調整市場がない中で、仮に 0.89 円 Δ k W h という交付金の算定をしたんですが、その後価格が上がってしまって、これはいわゆるバランシンググループの事業者の入札の期日に間に合わなかったということで、大きな差額が出てしまったということです。こういう意図しなかった制度変更リスクに関してもしっかりと一般送配電さんに補填（ほてん）してあげて、一般送配電さんは完全にニュートラルですので、利益が上がっても下がっても完全ニュートラルになるように、2021 年度から累積でポジションを一回クリアして、それから 2023 年度の話に入るべきではないかと私は考えております。

以上です。ありがとうございました。

○山内委員長

ありがとうございました。次は圓尾委員、どうぞ。

○圓尾委員

圓尾です。簡単に2つだけお話しします。

1つ目は資料1の3ページです。こういう形で整理していただいてありがとうございます。2つの要素で運転開始前から資金が出てくるのは非常にいいことだとは思いますが、数兆円規模の整備に関して、やはりこれだけでは十分ではないと思います。3ページの一番下に書いてあるような、国が債務保証などを付けて、借入を起こせる社債な

りを、例えばOCCTOが発行するといったことが、再エネが急激に普及する中では必要になってくると思います。これはこれとして、さらにこの最後の部分を進めていっていただきたいと思います。

それから、資料3は基本的には賛同しますけれども、やはり長山委員もおっしゃったように、私もその2021年度の1,000億円をそのままにしていとは決して思わなくて、今回の12ページですかね、2022年度の算定時には2021年1月からという、これだと21年度も3カ月分だけ入ると思うのですが、9カ月分どうしても抜けてしまうので、本来はやはり2021年の最初から2年分まとめて2023年度に反映させるべきだと思います。けれども、もしこういう形でスタートするのであれば、少なくとも今後利益が出てきた時にすかさず翌年度に吐き出すのではなくて、税金の損益通算みたいにこの部分は残しておいて、利益が出たとしてもそれをオフセットするまでの間は返還を求めないというような対応を取る必要があると思いました。

以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。言うまでもなく、事務局からのコメントは最後にまとめてお願いしたいと思います。委員の方で、ほかにいらっしゃいますかね。

それでは、祓川オブザーバー、どうぞご発言ください。

○日本風力発電協会 祓川オブザーバー

ありがとうございます。祓川です。聞こえますでしょうか。

○山内委員長

はい、聞こえております。

○日本風力発電協会 祓川オブザーバー

資料3についてでございますけれども、調整力確保費用の事務局のご提案には賛成いたします。現在進められている一送による対応には感謝するところでありまして、今後、社会コスト低減のためのさらなる努力をお願いしたいと考えております。FIT特例①と③については、変動電源である風量、太陽光のインバランスが、場所にもよりますが、30%以上となっているという報告を得ております。一方、欧米では5分前市場が創設されていることで、そのインバランスは1%程度に収まっている状況もあるとの報告もあります。従い、今後の再エネのFIPへの移行や市場統合に当たって、抜本的な社会コスト低減のために5分前市場の早期創設について、ぜひ検討を進めていただきたいと思いますをお願いします。

以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。ほか、ご希望の方いらっしゃいますでしょうか。

岩船委員、どうぞ。

○岩船委員

基本的に今回整理していただいた内容で進めていただければと思いました。ただ、値差

収益のひも付けのところは、私もちょっと気が付いていなかったんですけども、荻本委員、長山委員のご意見はもっともだなと思いましたので、そこは将来的なゾーン料金、ノード料金みたいなものにつながるような設計も少し意識していただければと思いました。

私が1点申し上げたかったのは、資料2の三次調整力②の量のインセンティブ設計のところだったんですけども、基本的には自社内の前年度からの改良量を比較するということだとは思うんですけども、この予測誤差に関しては、例えばエリアごとに、積雪地域なら難しいとか、そういうような状況も比較的あり得るかなと思いますので、そういったところを、そういう仕方のない地域差みたいなものはしっかり考えてあげるべきではないかと思いました。あまり厳しくしすぎてもワークしないような気がしました。

以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。オブザーバーの方でよろしいですかね。

それでは、太陽光発電協会の増川オブザーバー、どうぞ。

○太陽光発電協会 増川オブザーバー

太陽光発電協会の増川でございます。私のほうからは、資料1の電力変動の次世代化についてコメントが2点ほどございます。

1つ目は、15 ページ目以降で、系統情報の公開・開示について、事務局案をお示しいただきありがとうございます。ローカル系統についても、基幹系統と同様な項目を今回開示するという基本方針については賛同させていただきます。一方、こういう情報開示いただいても、例えば中小の太陽光の場合、事業者は多くございまして、独自にシミュレーション等実施して、将来のローカル系統のノンファーム接続による系統抑制がどれぐらいになるかというのを見通すのは、なかなか中小の事業者にとっては難しいという実態がございます。ですので、可能な限りで結構でございますけれども、将来どの程度抑制が発生しそうかという、そういう情報を一般送配電事業者の皆さま方に開示していただけると大変ありがたいかなというふうに思います。どうぞよろしくお願いします。

それからもう一つは、ローカル系統固有の特徴を踏まえて、想定潮流を公開することもそのとおりにかなと思います。配電系統以下に関しても、個別電源ではなく、住宅用の太陽光もたくさんございますので、それ全部というのは難しいのは当然ですので、電源種別ごとというのは合理的かなと思います。ただ一方、住宅用ですと自家消費もございますので、その辺の情報をどういうふうに整理して開示するかというのは、いろいろ工夫が必要かなと思います。そこについてはいろいろご検討いただければありがたいと思います。

最後にもう1点ですけども、資料3について、インセンティブということも非常に大事だと思い、これによって需給調整の費用を削減していくということは大変重要だと思いますけれども、あともう一つ、制度的に、先ほど祓川オブザーバーからもお話ありましたが、例えばFITからFIPに誘導策をもう少し強力に推し進めていただいて、こういった費用が発生しなくなるとか、あるいは1日前のスポット市場のクロージングのタイ

ミングを少し後ろにずらす等して、そういう予測誤差を減らす等もできると思いますので、いろいろ制度的にもコストを減らすことをいろいろご検討いただければありがたいと思います。

私からは以上でございます。ありがとうございました。

○山内委員長

ありがとうございます。今、岡本オブザーバー、手を挙げられた。この今のご発言に関連してですか。

○東京電力パワーグリッド 岡本オブザーバー

いえ、そうではなくて、チャット欄が書き込めなくなってしまったので。ほかの方の後で発言させてください。

○山内委員長

それじゃあ後ほど。それじゃあ平岩オブザーバー、よろしく願いいたします。

○送配電網協議会 平岩オブザーバー

送配電網協議会の平岩でございます。私から、資料1 資料3について発言させていただきます。

まず資料1の、ローカル系統へのノンファーム型接続の適用に当たっての15ページの系統情報の公開・開示についてでございますが、今回ローカル系統固有の特徴も踏まえた上で、基幹系統と同様の項目を公開・開示するとの方向性を示していただきました。ローカル系統は基幹系統と比べて設備の数が非常に多いので、情報を公開・開示するために必要な作業も多くなりますが、このような情報を公開・開示していくことは事業者の出力制御の予見可能性を高めるために重要と認識しておりますので、必要な情報をお示しできるよう準備を進めてまいりたいと思います。

また16ページにローカル系統の特徴を踏まえた情報公開の内容について例示いただいておりますが、具体的な内容等については一般送配電事業者で生じる作業量も踏まえ、今後、国と調整させていただきたいと思います。

次に資料3の再エネ予測誤差に対応するための調整力確保費用につきましては、まず基本的な考え方として、資料8ページに記載のとおり、FITインバランス特例制度において、再エネ導入拡大を図るため、本来は再エネ事業者さまが担うべき需給調整業務も一送が代行しているものであり、必要となる調整力の調達費用は適切に回収されるべきと考えます。その上で3点発言いたします。

まず11ページの論点1、交付額と調達実績額の差額への対応について、4ばつに合理的な入札行動とは言えない金額が計上されている可能性もあると記載されておりますが、一送が必要な調整力を調達した結果として、実際に生じている費用であることを踏まえ、これをどのように費用回収し、その費用の負担者はどうあるべきかについても併せて整備いただきますようお願い申し上げます。

次に12ページの2ばつに記載の調達量の変動による乖離（かいり）額につきましては、

2021 年度以降発生している取引実績と交付金額の差額も踏まえつつ、これが回収できるよう、事後的に検証いただく方向でご検討をお願いいたします。

最後に 13 ページの 2023 年度交付金算定に用いるインセンティブ設計については、記載のとおり天候の影響や F I T 設備量の増減など、一送の努力が及ばない要素を考慮した指標を用いて評価する必要があると考えております。評価項目につきましては、17 ページに掲載いただいたレベニューキャップにおけるインセンティブ設計例のように、事業者ごとの改善実績の縦比較と事業者間の横比較を組み合わせ、条件に応じてボーナスとペナルティーを付与する方法も一案と考えますので、調達費用の低減に向けて一送のインセンティブが適切に働く仕組みとしていただけますようお願い申し上げます。

私からは以上でございます。ありがとうございました。

○山内委員長

ありがとうございます。それでは岡本オブザーバー、どうぞご発言ください。

○東京電力パワーグリッド 岡本オブザーバー

ありがとうございます。岡本でございます。今、もう平岩オブザーバーからも資料 3 についてはお話いただきましたので、資料 1 の関係で若干私からも付け加えさせていただきますと思います。

まず最初のところで、いわゆるプロジェクトの資金調達の話をいただいておりますけれども、いろんなやり方というのをぜひお考えいただきたいということがある中で、やはり何よりもステークホルダーの皆さまに対して、プロジェクトの費用便益とあとそれから資金回収の確実性をお示していくということが非常に重要であるというふうに考えておりますので、よろしくお願ひしたいと思ひます。

それから、ローカル系ノンファームの関係で幾つか発言させていただきたいんですけれども、3 つございまして、一つは私からもご説明しましたように、実務としてノンファームの一律制御からまず進めさせていただいて、系統接続を極力お待ちいただくことのないようにさせていただきたいと思っております。いずれは系統の混雑と需給ということを全体最適の中で同時に考慮して、出力の制御であるとか、あるいは地域における上げ DR といったことも行っていただくということが望ましいと考えておりますので、その観点からノーダル制などの市場活用が有効であるというふうに考えています。

なので、分散型の導入拡大がますます進んでいく先々を見据えながら検討を行ってまいりたいと思っております。

2 つ目は、容量市場を含めほかの市場との関係についてご説明があったかと思ひます。特に容量市場について、現状は連系統の混雑のみ考慮しておりますので、地内系統の混雑が顕在化した場合に、供給力の想定方法というのを早めに整理していかないと、実際に数字上はあるんだけど、系統が混雑していて需給逼迫（ひっばく）時に使えないということがないよう、あとまた参加されます事業者さまの予見性確保のためにも必要なこととなりますので、引き続き検討をお願いしたいと思ひます。

3点目は、皆さまからお話のありました系統情報公開のあり方についてでございます。やはり私どもも見ておまして、分散型導入で進みますと、やはり配変のバンクの混雑といったところが顕在化していくということを見込んでおまして、こういったより粒度の高い系統情報を開示していくことで、お客さま側の合理的な系統利用ですとか、蓄電池設置ですとか、あるいは需要創出といった投資の判断にもつながっていったり、またそれが結果として地産地消の促進を通しまして、系統側の不要な投資の抑制ですとか、あるいは系統への接続をお待たせするという期間を短くするといったことにもつながると認識しておりますので、私どもがこういった情報をお出しするのが一番そういう意味でいいのかといったことも含めて、関係者の皆さまとコミュニケーションを深めながら検討を進めてまいりたいというふうに考えております。

私からは以上でございます。どうもありがとうございました。

○山内委員長

ありがとうございます。それでは松村委員、どうぞ。

○松村委員

松村です。聞こえますか。

○山内委員長

はい、聞こえます。

○松村委員

まず資料1に関してです。ご提案はもっともだと思いますので支持します。その上で私はちょっとだけ心配していることがあって、今回、具体的に決めるのは、値差収益を貸付に回すということなんです、これは貸付だということは、そう書いてあるのだから当然そうなんですけれども、確認させてください。つまり、これは貸付であれば、本来この資金というのを国債なりで運用したという時の運用収益というのを貸付ということによって失うと。それでの利率というのとの比較というので、差分がある意味で補助金になるという可能性はあるんですが、それはごくわずかなわけですね。でも、これがいつの間にか貸付じゃなくて補助金のように投入されちゃうというような格好になると、負担というのが桁が違うということになってくると思いますので、その場合には相当に慎重な検討が必要なんだと思います。先ほどからずっと出てきているひも付けというものの、間違っているとは思わないので否定はしないんですが、貸付という段階でそこまでぎりぎり詰めなきゃいけないのかというようなことについては、これにとどまるのであれば、このレベルで本当に1対1の対応というのが必要なのかというのについては少し疑問に思いました。

次に資料3に関してです。この資料3に関してずっと議論が続いていて、ずっと補填すべきだというのが大合唱ということで、事業者だけでなく委員からも補填すべきだという大合唱が起こっている中で、私だけ外れたことを言うようなんですが、私はものすごく懸念しています。当然補填するというような発想は本当に正しいのかというのについては、ものすごく心配しています。まず、例えばF I Tの認定量が多くなった、変動再エネの量

が増えたということによって必要量が増えたというのは、これはもちろん事業者の責任ではないということで、その予測が外れたというか、もともとの想定から外れたということによって増えたというものを事業者になんか負わせちゃいけないというのはよく分かりますし、それから燃料価格が上がったというのも、これも事業者の責任ではない。燃料価格が上がれば自然に単価が上がるという効果がある。

これは事業者の責任ではないというのが明らかだということで、かなりの部分は確かに事業者の責任とは言えないということはあるのだと思うんですけど、本当にみんなそうでしょうか。

そもそも制度設計にも大きな影響というのを与えているというような事業者で、あるいは調達量の決定にも大きな影響を与えているというような行動の中で、本当にこのコストというのはやむを得ない増加で、効率的な調達がされているのだけれど赤になっていることを言えるのかということについては、私はとても疑問に思っています。ひょっとしてかなりの部分というのは、燃料費の部分を除けばかなりの部分というのは単に親会社にお金が落ちこちているだけなのではないかということを強く懸念しているわけです。まず調達量と単価を分けるという点ですが、確かに調達量が2倍になれば単価が同じでも量が2倍になるということだから、調達量というのが適正かどうかということを考えると、それから単価が適正かどうかということを考えるというのを2つに分けるというのはとても重要なことですが、一方で調達量が多すぎる、募集量が多すぎるということになれば、単価自体も自然に上がるはずですよ。従って、過剰な調達をしているということがもしあったとすると、それは調達量が不必要に2倍になったらコストが2倍になるじゃなくて、それ以上に大きくなる、つまり単価のほうが上がるというような格好でも影響があるということを私たちは認識しなければいけないと思います。

この点で、三次調整力②だけでなく、三次調整力①もそうで、調達市場全般にそうだと思うのですが、調達の不調、未達というのが起こっている、これだけ多くの回数が起こっているのにもかかわらず、問題が起こっていないというのに関して、一向に調達量を改善するという議論が進んでいないわけですよ。これは予測誤差を下げることによって調達量を下げるとすることは一生懸命取り組んでいるということは繰り返し説明があるのですが、この予測誤差というのを対象として本当に今の調達量は適正なのかというような議論は全然進んでいないということを、私たちはちゃんと認識する必要があると思います。そんなことは絶対にあり得ないと思いますが、例えば、そんなことあってはいけないことですが、kWh公募というのが今後ずっと20年間続くということがあったとして、夏と冬に合計40回調達したということがあり、その40回のうち20回が調達不調になり、しかしその20回全部で問題が全く起こらなかったということがあったとすると、それは調達量が多すぎたんじゃないかと考えるのがすごく自然なんじゃないでしょうか。1回や2回や3回や4回や5回や10回調達不調があり、その結果として問題が起きなかったからといって、もともとの調達量が多すぎたと考えるのは短絡的だというのは分かりますが、そん

なオーダーじゃなくて起こっているわけですね。にもかかわらず、調達の改革の動きというのがとても鈍いということについて、私たちはもっと危機感を持たなければいけないのではないかと思います。

全く別の委員会で、送配電網協議会が将来の制度設計という時にkWhとΔkWというのを同時に調達するという市場を考え、その時にはもちろん容量市場というのは存在し、なおかつ今の三次調整力②にある意味ではとても近いような格好で調整力を調達するというようなゾーンが出てきている時に、ここで本来はkWh市場で落札できた電源がΔkWに回った時には、そのスポット市場に対応するようなところで稼げたであろうコストというのは当然に補填する。そこで補填するということがあれば、当然に固定費が回収できるということに、その一部が回収できるということになっている中で、しかしそこで落札できなかったような電源について、固定費の補填というのは必要でしょうかという議論をする時に、送配電網協議会が補填が必要だと声高に主張しているというのは、これはもう理由は分かるのですけれども、でも、一方で完全に親会社のほうを向いているのではないのか。発電事業者がそういう発言をするというのなら分かるのですけれども、送配電網協議会がそんな発言をするというような、そんなことを私たちは目撃しているわけで、本当にコスト削減の努力というのを十分にしているのかということについては、十分な疑いがあるんじゃないか。

衣の下の鎧というのがこんなところで見え隠れしているというような状況で、安直に補填するということをどんどん制度化していった、これで今ようやく引き上げてきたコスト削減の努力というのをまたゼロに戻すのではないかとということをととても懸念しています。三次調整力②というのは、今後行われる調整力の改革というところの試金石にもなり得るし、ここで変な制度というのをビルドインしてしまった結果として、調整力全体のコストが上がってしまうということだって十分あり得ると思います。コスト削減の有意というのをむやみに下げないようにということを、私たちは十分考えなければいけないと思います。

具体的に一つとして出てきているインセンティブというところなのですが、私はここに関しては相当に疑問を持っています。相当に疑問を持っているというのは、パフォーマンスのいいところはボーナス、パフォーマンスの悪いところというのはペナルティーという、託送料金でやられた発想というのをそのまま持ってきているということなのだと思うのですが、考えてみてほしいんですけれども、託送料金の時にはこれはヤードスティック的な算定というのだけでなく、そもそもの絶対額というのが多すぎないかというようなことの査定もちゃんとあり、こういったケースというのも書かれているということで追加的になされているものということは、私たちはちゃんと認識する必要があると思います。ここである種のヤードスティックというのを考えるのは意義があるし、それを制度上上げるといような具体的な提案については、ここに書かれているとおり取り入れるべきだと思いますが、本当にそれだけで十分なんでしょうか。今の現状というのはそれほど効率的に調達されているんでしょうかということ、もう少し危機感を持って考えないと、これから調

整力市場全体のコストというのがどこまで上がるか分からないということを私はとても心配しています。私は補填というのは確かにもっともだと思いますが、それ一色になるというほど、今、効率的な状況だと認識していません。

以上です。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。それでは、続いて松本委員ですね、どうぞご発言ください。

○松本委員

はい、ありがとうございます。私からは、資料1についてコメントをさせていただきたいと思います。日本版コネクト&マネージ、ローカル系統へのノンファーム型接続適用についてコメントいたします。

11 ページの制御方法についてですけれども、基幹系統およびローカル系統の混雑が同時に発生する場合には、末端から出力制御をする方向性として、ローカル系統の混雑処理を先に行うことに私も賛成をしたいと思います。

その出力制御順といたしましては、需給バランス維持のための出力制御ルールと同様に、バイオマス発電、専焼、地域資源を制御した上で、自然変動電源、太陽光や風力などを出力制御することとしてはどうかと思っております。

続きまして、15 ページの系統情報公開の在り方についてです。事務局が提示された公開の在り方に賛成をいたします。配電用変電所以下は電源種別ごと、太陽光、風力、バイオマスなど、それぞれの合計容量を開示することでよいと思います。可能な限りリアルタイムに近く、取引単位である30分値で電源別にリアルタイムに近い時間軸での数値データを公開してほしいと思います。欧州のようにグラフや表のようにビジュアル化して公開、提供する方針で進めていただきたいと思います。

また、配電用の変電所の情報公開については、将来的には、もっと詳細な情報公開ができればと思っております。

2019年、ドイツで配電用変電所以下の情報公開について実証研究をしている現場を視察いたしました。非常に、こうした取り組みも海外では進められておりますので、より詳細な情報公開ができるように、将来的にはぜひお願いしたいと思います。

以上です。ありがとうございました。

○山内委員長

はい、ありがとうございました。私のところでは、今、松本さんまでいかれて、次に、広域機関の寺島オブザーバーのご発言ということですが、長山さんが今、委員ですから、一応、長山さん、長山委員、どうぞ先にご発言ください。

○長山委員

すみません、松村委員のところではちょっと1点だけちょっとおかしいところがあると思ったのは、親会社というのは、あまり関係ないのではないかと思いますね。送配電事業者

さんは、それ単体で収益を管理していますので、結果的に親会社が儲かったとかもあるかもしれませんが、一応、関係ないのではないかと思います。

あと、調達量の改善というのは、ずっとエネ庁さんが主導で勉強会をしていて、下がってきていると思うんですね。

従って、そこら辺はやっぱり一送さんも積極的に情報公開をして、これだけ努力しているんだということを示すべきじゃないかなと思います。ヨーロッパでは、三次調整②というのはないので、日本の三次調整②というのも、三次調整①と統合するような形で、出口戦略を図るべきところがあるんじゃないかなと思います。

あと、松村先生の意見で、1個分からなかったのは、調達量が上がると単価が上がるというのがちょっとよく分からなかったんですけど、それはどういうロジックでしょうか。よろしくお願いします。

○山内委員長

松村さん、ありますか。

○松村委員

まず、親会社にお金が落ちろが、そんなことは関係ないというのは、それはそれで一つの考え方だと思います。それは、でも、本当にこの費用を最終的に負担する消費者というのが納得することなのでしょうか。親会社というのに幾らでも、価格を高くすればその分だけ、親会社の利益がそれだけ増えて、送配電部門のコストが上がり、その部分というのは、基本的に消費者の負担というので補償されます、でも、それは関係ないですなんていうような理屈というのは、本当に通用するのでしょうかということについては、私は長山委員とは意見が全く違います。

それから、量が増えれば単価が上がるって当たり前なんじゃないでしょうか。入札していった、コストが低いものから落札していった、高いものというのが残ってくるわけですよ。そうすると、調達量が2倍になれば、その単価が同じでコストが2倍になるというのは全ての札が同じ値段で入っている時だけで、全ての札が同じ値段で入っているのではなくより高い札というのが順次出てくるという、ある意味メリットオーダーのような格好で札が構成されてくれば、当然、調達量が増えれば単価が上がるんじゃないでしょうか。それが分からないということの方が私には分からないのですけど。

○長山委員

分かりました。どうもありがとうございます。

○山内委員長

よろしいですかね、ありがとうございます。

それじゃ、今のこの順番で言うと、ちょっと遅くなりまして失礼しました。広域機関の寺島オブザーバー、どうぞ発言ください。

○広域機関 寺島オブザーバー

はい、広域の寺島でございます。私からは、本日の資料1の3スライド目、系統整備に

必要な資金調達環境の整備に関して、一言ちょっとお話しさせていただきたいと思います。

今回、全国調整スキームとして、広域機関が交付する資金の前倒し交付の件だけではなく、今回、値差収益を原資とした広域機関からの実施者への貸し付けについても提案がありました。確かに、この事業者資金調達環境の整備ということの中で、このようなスキームが求められているということは私も理解しているところでもありますし、本日の委員先生の中でも、ご意見の中でも総論も賛成だというご意見の方が多かったのかなというふうには私も思っております。

ただ、一方で、ここで、広域機関からの貸し付けということは、どうしても私の目に止まりました。広域機関は、これまでも容量市場の市場運営、F I T / F I Pでの納付、交付などの資金管理業務は確かなに行っておりますが、今回のように貸し付け融資というものは、これまでの業務とは全く質が異なるものではないかというふうに思っています。将来、この業務を広域機関が実施することになる場合には、業務実施体制の整備ということはもちろんあるんですけども、それよりも重要になるものは、やはり融資条件の設定、貸付金の回収の仕組みなど、この貸し付け融資のスキームが実効性のあるものとして機能するための基本的な事項ではないかと思っております。

これら基本的事項については、これは正直申しまして、今の広域機関の業務や持つ知見からは、ちょっと異質なものではあるということもありますので、ここはぜひとも、国の審議会などで有識者の方や専門家の方もご意見も踏まえて、しっかりご審議をいただき、機能する仕組みとして構築することが、やはりこれが不可欠なのではないかと思っておりますので、その点はぜひともよろしくお願いしたいというふうに思っております。

私からは本件、以上でございます。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。今のところ、これで今、ご発言ご希望の方にはご発言していると思いますが、他にいらっしゃいますかね。

岩船委員、どうぞ。

○岩船委員

はい、ありがとうございます。松村委員のご指摘のことになんですけれども、私も少しよく分からない点がありまして発言させていただきたいと思います。

先ほどの親会社の件なんですけれども、それは、一般送配電事業者の収支的な独立性が成立していないというふうなことを、ある意味おっしゃっているようにも思うんですけれども、また、発電事業者が結局、三次調整力②の市場で儲ければ親会社が儲かるからというお話なのかなと思ったんですけれども、それは今、一般送配電事業者の独立性に対して否定するような発言のようにも思われるんですけれども、本当にそうなんでしょうかというのを、ちょっとどなたにお聞きすればいいのかと思いましたけれども、疑問に思いました。

これから一次等の需給調整市場をオープンするわけなんですけれども、制度設計として、昔は、全体的に、買った側も $\Delta k W$ の調整力も一体的に運用されていたものを、ある意味切

り刻むような格好になって、調整力も一次、二次と、非常に市場が増えているわけですよ。その構造自体も、うまく運用をするのがすごく難しい状況だと思うんですけども、ただ、ある意味、制度設計で市場を刻んでおいて、それぞれの費用が高くなってしまった責務は全て送配電事業者さんにあるような発言というのは、これまで送配電事業者さんも一生懸命努力してきていらっしゃると思うので、少し私は言い過ぎではないかと思いました。

構造自体をどうするかという議論は重要だと思いますし、コストが低減できるものは頑張っていかなければいけないと思うんですけども、そういうような視点でもう少し発言されてもいいかと思いました。

以上です。

○山内委員長

はい、ありがとうございました。よろしいですか。

○松村委員

すみません、私に対して直接の質問だったと思うんですが、回答した方がいいでしょうか、やめた方がいいでしょうか。

○山内委員長

いや、どうぞご発言ください。

○松村委員

はい、まず、私がどこで調整力市場を分割したというようなことを問題にしたのかというのが分からなかったので、私のどの発言を指していたのかというのは明らかにしてください。

次に、私、根本的に理解がおかしいんじゃないかと思う点があるんですが、送配電部門と、それ以外の部門というのは、法人格は分離されていますが所有権は分離されていません。ということは、これはインセンティブの構造としては、中立性というのが法的に法人格を分けたという結果として、そのままその中立性が自然に実現するというものではないということを前提とした制度設計だと思っています。

従って、会社はちゃんと分けて透明なトピックになったという結果として、十分に監視とかというのができるようになるし、インセンティブとかというのを設計できるようになるから、これで十分に中立性が保たれるようなインセンティブとかというのを設計するべしという、そういうことで今までずっと改革が進んで来たと、中立性というのは、それで確保されているというふうに思っています。

そうすると、親会社の利益というのは、増えた分は丸々全て消費者の負担にできるという、そういうインセンティブの構造を残してはいけないのではないか、そこをあまり安直にやってはいけないのではないか、きちんと監視しなければいけないのではないかというようなことを、安直に全部転嫁ということをしてしまうと、その構造の中で歪んだ行動が起こってくるのではないかというようなことについては、制度設計の全体の趣旨に反した

ことを言っていると私は思っていない。どういうことだったのかというのは、むしろ私の方がよく分からなかったので、よく教えてください。

○山内委員長

分かりました。今のは、だけど、岩船さんのマーケットを分けたという話は、それは松村さんに対する質問とは別のフレーズでおっしゃったんじゃないかと思いますが、いかがでしょう、岩船さん。

○岩船委員

そうです。

○山内委員長

論点は、所有会社があって、一送があり、その切り分けの問題として、一送は一送で、収支バランスを取るような調整力について、そういう見方と、それから全体でそれがどういうふうな利益配分になっているか、どう見るかというところがポイントだと思います。

松村さんは、それは全体で見るべきだというふうなことをおっしゃっていて、他の方は、ですから、一送の収支バランスとしてちゃんと見るべきだという、そののところ、強調の仕方なのかなというふうに伺っていました。

○松村委員

いいえ、違うと思います。全体を見るべきだというのではなく、一送の収支を見るべきだというのは同じなのだけれど、それは、一送は、コストを削減する十分なインセンティブを与えるような制度設計をしなきゃいけないということです。

○山内委員長

分かりました。ですから、一送の収支バランスだけではなくてという捉え方ですね。多分、これ、監視委なんかでも、それはどういうふうな構造になっているかというのを確認していただいたりしているので、その辺も少し見て、詳細な議論をした方がいいんじゃないかなと思います。ですから、実は、これは次回ぐらいに、どうするかということを決めるので、もうちょっとわれわれも情報をもらって、その辺で議論をしたらいいんじゃないかなと思いました。

続いて、大石委員、どうぞご発言ください。

○大石委員

はい、すみません。今のところとは違う点についてですが、発言してもよろしいですか。

○山内委員長

どうぞ。

○大石委員

まず、現在の論点についてですが、私が聞いている限りでは、資料の3の13ページに書いてあるように、やはり一般送配電事業者による再エネ誤差に対するインセンティブがしっかり働く仕組みを講じていく必要があるということについては、皆さんがおっしゃっていることはそんなに違わないのではないかなと思いました。ここをきちんと設計すること

が大事だと思いますので、今後もその方向で検討していただければと思いました。

それから、すみません、資料1の、先ほど寺島オブザーバーが発言された点について、実は、今回、最初に事務局から説明を受けた時に驚いたところです。電力広域機関が事業資金を貸し付けるというところ、そういう話になっているのかと思ったところです。確かに、今、電力広域機関の役割というのは大きくなっており、公平性を基にそういう仕事もあり得ると思うのですが、今回、貸し付けるというところが気になっております。金融機関ではないということで、仕組みづくりというのがまだできていないまま、金融機関的な仕事ををお願いするということが大変だなと思いながら聞いておりました。そうしましたら、ただ今、寺島オブザーバーから、広域機関自身では、まだそのような認識ではないというようなお話があったので、ここは是非慎重に進めていただければと思いました。

以上です。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。今、日本有機資源協会の柚山オブザーバーですか。

○日本有機資源協会 柚山オブザーバー

はい、柚山です。

○山内委員長

はい、松本委員が言及されました混雑処理の順番についてですけれども、ローカル系統を先に、基幹系統をその後というのは理解して、合理的だと思います。

一方、再エネの中での順番につきましては、例えば、国産のバイオマス発電ですとか、有機性廃棄物を原料とするメタン発酵バイオガス発電など、地域のインフラとも言える状況下にあるものを早めにとというのはいかがなものかと思います。もう少し慎重に議論をする機会をいただければと思います。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。他にいらっしゃいますか。

それでは、事務局の方から今日出たご意見の齟齬がございましたら、齟齬の説明、コメントいただければと思います。

○小川電力基盤整備課長

では、まず、資料1の関係で、さまざまご意見をいただきましてありがとうございます。前半と後半ありまして、前半の、まず資金調達環境についてでありますけれども、最初に長山委員からご指摘いただきました3ページ目の右下の図、ちょっとここ、すみません、分かりにくくて失礼しました。この再エネ賦課金の図は、賦課金の全体の水準ではなくて、一つの系統整備に対して、ここで言うと、一定額がずっと支払われていくというイメージを記したものでありまして、一つのプロジェクトとの関係、それもフラットになるかどうかというのはもちろんあるんですが、ちょっとそうしたイメージ図でありましたというところを補足させていただきます。

それから、全体のスキームのところ、まず値差収益について、本日ご欠席の荻本委員

も含めてご指摘をいただいております。値差収益がどう発生しているかという話、これは卸電力取引所における収入といいましょうか、その管理のところになりますので、どういった形で内訳を出して、あるいはどんな形でお示ししていくかというのは、また別途、関係者でご相談したいと思っております。

一方で、松村委員からご指摘ありましたけれども、確認ということですが、ここで値差収益を、いわゆる交付、使い切るというのではなくて貸し付けという、あくまで貸し付けというところでありますので、値差収益の発生原因が何かというのは、これはこれで一つ大事な要素ではあるのですけれども、これと貸し付け、あるいは将来的には使い方というところについては、ダイレクトにリンクするものではないという点をご理解いただければというふうに考えております。

貸し付けにつきましては、先ほど、大石委員、それから寺島オブザーバーからもご指摘ありましたけれども、従来の広域機関の業務とはかなり異質なものというところであります。それに当たって、まだ今後、具体的な仕組み自体の枠につきましては、3ページ目の③にありますような、大臣が認定といったような形で大きな全体の管理はされるわけではありますけれども、まさに寺島オブザーバーからご指摘のありましたような体制の話もありますし、また、具体の条件、融資条件なども、審議会なのかどうかというのはありますけれども、これは当然、中立的なところの場でご議論いただく必要が将来的に出てくるというふうに考えております。

それから、後半の関係でありますけれども、ノンファームのところについてであります。いろいろなご指摘もありました。その中で、風力発電協会、祓川オブザーバーからちょっと市場の話が出ましたけれども、5分前市場の創出といったような、将来的な制度的なところにつきましては、ちょっと全体論の中での話になるというところをご理解いただければというふうに考えております。

それから、先ほど、有機資源協会柚山オブザーバーからご指摘のありました制御の順番につきましては、これはご説明を割愛してしまいましたけれども、参考で12ページのところに記しておりますスライドに、出力制御の順番ということで言いますと、こちらにつきましては、従来からこの場でご議論いただいて、順番というところは12ページのスライドにお示ししているところであります。具体のところ、ちょっと字が小さいのですが、特に、混雑に関わる出力制御の順番というところで言いますと、右の方に①～⑥とありまして、その中に注として、地域資源（出力制御困難なもの）および長期固定電源というのが⑥という形で示されているところであります。

資料1の関係につきましては、以上です。

○能村新エネルギー課長

資料3の関係につきましては、さまざまなご指摘、またご議論もありがとうございます。

まさに、私どもも資料の8ページ目に書いていますとおり、FITインバランス特例制度というものがございまして、資料のこのページの二つ目の黒丸、もしくは四つの

黒丸に書いていますとおり、こうした調整力の調達費用につきましては、必要額が適切に交付されるという考え方で、この2年間ご議論を賜ったというふうに考えています。

従って、松村委員がご指摘のとおり、赤字部分を何か補てんすると、そういう考え方ではなく、適切に負担する、必要額が適切に交付されるべきという、そういう考え方の中で、適切性の中には、まさに松村委員もしくは他の委員の方もご指摘いただいたとおり、コスト削減の取り組みなどが、例えばインセンティブという形的设计の中で、必要量についてしっかりと盛り込んで、まさに足元、これは長山委員からもご指摘いただきましたけれども、共同調達などの取り組みによって、実際に必要量が削減されているといったところも見えてきているところでございます。こうした必要量などについても、しっかりとインセンティブが働く仕組みについて、まさにファインチューニングしながら議論をさらに仕分けしながら丁寧にやっていきたいと思ってございます。

その中で、13 ページ目、14 ページ目にありますとおり、こうしたインセンティブ設計につきましても、可能な限り事業者さんのそれぞれの取り組みをさらに促すという観点から、まさに縦比較、それぞれの地域における縦の前年度、前々年度など、天候などのそういう事由を排除した上で、本当に事業者さんのそのような取り組みがどういう形でアップデートされているのかということを見極めていくということと、また、まさに、さまざまな地域差がある中で、どういう形で横比較していくことで、地域間を競争していただく中でいい取り組みをさらにベースにした形のインセンティブ設計にしていくのかということについて、さらにご議論を積み上げていきたいというふうに考えているところでございます。

各委員のご指摘の点を、まさにわれわれとしても、強い問題意識を持ちながら、F I T の国民負担というところの中でやっている制度でもありますし、一方で、送配電事業者の方々が担っているというところの、そういったご事情の中でもございますので、こうした制度的な、非常に特別な対応について国民のご負担の中でやっているという、そういう強い危機意識、問題意識の中で、しっかりとインセンティブが効く仕組みに向けて、さらにわれわれとしてもご議論を続けさせていただきたいと思ってございます。

最後に、冒頭に長山委員や圓尾委員からも、2021 年度の話についてもご言及いただきました。まさに、12 ページ目に書いていますように、こうした点につきましては、2022 年度に発生している取引実績と交付金額の差額も踏まえながら、他方で、国民への負担でやっている事業でございますので、こうした中で収益が発生することのないような事後的な検証ということもしっかり併せてやっていく中で、しっかりと対応はしてまいりたいということでございます。

なお、補足になりますけれども、仮に、この量は、必要量が増えてしまうという場合においては、その部分を何か見るというものではございませんので、しっかりとこうした量のところを基軸にインセンティブ設計、事業者さんの取り組みということもしっかり促していくということも考えていきたいと思ってございます。引き続き、この点につきましては、次回についてもご議論を賜ればと思ってございます。

事務局からは以上でございます。

○山内委員長

はい、ありがとうございました。今、後半の方から、要するに、たらずまえを出してあげるという、そういう発想ではなくて、効率的インセンティブというものを強調しながら、それをある程度回収させていきます。そのところが一番大事で、そのところを強調されている点については、皆さん、共通しておっしゃっていたというふうに思いますので、そういう解釈で、さっきも申し上げたけど、また電取の方でもいろいろデータとか調査とかしていただきます。そういうのを含めて詳細設計をすると、次回辺りで進めていくと、こんな形でよろしいんじゃないかと思いますけどね。

五十嵐委員ですね、五十嵐委員、どうぞご発言ください。

○五十嵐委員

恐れ入ります、ありがとうございます。本日の各論点につきましては、既に委員の方、オブザーバーの方の議論、それから事務局からの説明に加えてコメントすることはないのですが、1点だけ、申し訳ございません、資料1の3ページです。系統設備に必要な資金調達環境の整備の右下の図のピンク色の部分、広域機関による貸し付けというところでございますが、やはり寺島オブザーバー、それから大石委員のコメントもございましたけど、ちょっと私も今、気になりまして、広域機関の定款をさっと確認してみたのですが、やはりちょっと異質であるというのは寺島オブザーバーがおっしゃるとおりでございます、3条と5条のところに、目的であるとか、業務内容ということで掲げてある内容ですね、需給状況の監視であるとか、送配電等業務指針の策定、その他指導勧告であるとか、苦情の処理、紛争、一部交付金の、交付することというのは、ちょっと金銭的なところも目的には入っているのですが、やはりちょっとかなりリモートかなという気はいたしまして、恐らく、定款の5条の10号のところに、〇〇に掲げるものの他、目的達成のために必要な業務というところで読み込んでいくのかなとは思いますが、本来であれば金融機関、銀行等などでなければ、貸金業法に基づいて、業務として貸し付けを行うのであれば登録を行わなければいけないというところでして、一応、例外として、国または地方公共団体が行うものについては、貸金業登録要りませんというふうにはなっておりますけれども、やはり若干ちょっと議論の飛躍といいますか、制度としての本来のミッションとは若干離れてくるようにも思うので、その辺りの仕組みにつきましても丁寧に検討を進めていただきたいと思います。1点だけ補足でございました。

○山内委員長

事務局からちょっとコメントありましたら。

○小川電力基盤整備課長

はい、五十嵐委員から、ご指摘ありがとうございました。ちょっと、説明が不足していたところがありますので、補足させていただきます。

今しがた定款の話もありましたが、まずこの貸し付けと言っているところで言

いますと、リモートというお話ありました。そもそもこの値差収益を受けて、お金を交付するというのが5ページにある現行の仕組みであります。そういう業務を行うことになっていると。交付ができるところにつきまして、新たに貸し付け、それも定款はもちろんのこと、制度的には今の制度を当然、見直した上でということになりますので、他の法律との関係も含めて、当然、制度全体を見直しての措置になります。

繰り返しになりますけれども、現行行っている交付、こういった系統整備に充てる資金交付というところにプラスして、交付するだけでなく、貸し付けもという趣旨でありますので、その点を補足させていただきます。

以上です。

○山内委員長

はい、よろしゅうございますか。他にご発言ご希望いらっしゃいますか。

さっきの後半の論点は先ほど申し上げたとおりですが、今の3ページの右の下の方というのは、これはあくまでも概念図なので、このままこういうふうに行う、基本的にはこのスキームで実行するんだけれども、必要な法整備とか、あるいはそれこそ定款の変更とかも必要になるかもしれない。それをやった上でという、それから体制もさっき寺島オブザーバーが言っていたように、そういうことなのかなというふうには理解しております。

こういうのは、ちょっと話が混乱しちゃうかも分からないのですが、あえて言うと、日本の高速道路とか有料道路を造るスキームというのがありますが、昔、道路整備特別会計から公団とかそういうところに出資していたんです。だけど、出資していたけども、企業会計上と言う出資とは違って、非常にとても特殊なスキームですが、その出資もどんどん後から入ってくる料金収入で回収する、彼らの言葉で言うと償還する。最終的に、例えば、あの昔のスキームだと30年たつと全部資産も全部なくなって、それを通常の道路に、国道になるという、そういうスキームがあります。だからさっき言ったように、そういうのに近いかもしれないですね。先倒しで、お金をつぎ込んで、それでそれを戻す、そうしたことを企業会計上と言うと貸し付けだからという貸し付けという言葉になるんだろうなというふうに思います。

入ってくる収入の方は、これは確かに皆さんおっしゃるように、託送料金があるとしても、再エネ賦課金はどうなるかというのは、それは刻々と変わっていくとか、その時で変わってくるというふうに思いますけども、キャッシュフローで全て最終的には、ちゃんときれいになるような形の予測を立てて貸し付けるということですよ。そのための制度設計は必要だということで、基本的スキームについては、皆さんそんなに異論がないんじゃないかなというふうに理解しております。

それから、ノンファームについても、4月から受け付けは着実にということでもあります。時間的な制約はあるんですけど、大体、今日、論点整理が終わったんじゃないかというふうに私は理解しております。また細かい点で何かありましたら、またお知らせいただくことになろうかと思っておりますけども、方向性はこれでいいのではないかと理解をしてお

ります。

ということですが、何か全体としてまたご発言の追加はよろしいですかね。

それでは、熱心なご議論ありがとうございました。最後に次回の開催等について事務局からお願いしておきます。

○能村新エネルギー課長

事務局でございます。本日は、年末の年末、非常に、師走の中、非常にお忙しい中、本委員会にご出席いただきまして、本当にありがとうございました。また、次回の開催でございますけれども、また日程が整い次第、経産省ホームページにてお知らせいたします。

以上でございます。

○山内委員長

はい、ありがとうございました。それでは、これもちまして本日の委員会は閉会とさせていただきます。ご多忙中に、長時間にわたり熱心にご議論いただきまして、ありがとうございました。