

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 39 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  
総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会  
第 15 回再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会

日時 令和 4 年 2 月 14 日（月） 12：00～14：49

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、ただ今より、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、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 39 回会合および基本政策分科会、再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会第 15 回会合の合同会合を開催いたします。

本会合につきましては、オンラインでの開催とさせていただきます。もし何かトラブルやご不明な点などがございましたら、事前に事務局よりご連絡させていただいておりますメールアドレス、連絡先までご連絡ください。

本日は、大橋委員と小野委員、山内委員、五十嵐委員がご欠席の予定でございます。

それでは、山地委員長に事後の議事進行をお願いいたします。よろしくをお願いいたします。

○山地委員長

山地です。本日は 12 時から開催という変則的な時間帯ですが、ご参加いただき、ありがとうございます。

それから、今ご紹介があったように、今回は合同会合ということで、大量小委の第 39 回目、それから主力化小委の 15 回目の合同会議であります。

まず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。配付資料一覧にありますとおり、議事次第、委員等名簿、資料 1 として「F I P 制度の開始に向けて」、そして資料 2 といたしまして「再エネ予測誤差に対応するための調整力確保費用」、そして資料 3 といたしまして、「電力ネットワークの次世代化」をご用意してございます。

以上でございます。

## 2. 説明・自由討議

(1) F I P 制度の開始に向けて

## (2) 再エネ予測誤差に対応する調整力確保費用

### ○山地委員長

ありがとうございました。資料は事前にメール添付等で、というかダウンロードでしたかね、届けられていると思います。

本日は、二部構成といたします。まず前半は、資料1と資料2について、事務局から説明していただいて、FIP制度の開始に向けて、それから再エネ予測誤差に対応するための調整力確保費用についてご議論いただき、後半は、資料3について事務局から説明していただいて、電力ネットワークの次世代化についてご議論いただきたいと思います。

それでは早速議事に入りたいと思います。

まず事務局から資料1、資料2の説明をお願いいたします。

### ○下村再生可能エネルギー主力電源化戦略調整官

資料を皆さまご用意いただければと思います。「FIP制度の開始に向けて」でございます。

1スライド目をご覧くださいけれども、FIP制度の詳細設計につきましては、この小委員会で相当ご議論いただきまして、取りまとめをいただいたところでございます。本年4月にこのFIP制度が始まります。これに当たりまして、本制度の理解・促進のために幾つかご用意しておりますので、本日そちらをご紹介させていただければというふうに考えてございます。

2スライド目をご覧ください。改めてですが、FITとそれからFIPの違いでございますけれども、投資インセンティブの確保をしつつ、国民負担を抑制していく制度という形で設計をさせていただいてまいりました。

3ページをご覧ください。FIT制度は、常に固定価格での収入が得られるという仕組みであったものに対しまして、FIP制度は市場での収益に加えて、プレミアムを乗せるという形、こういう形を取ることにしまして、収入については確保しつつ、一番下でございますように、市場価格に応じた収益の変動というのが生まれる、そういう仕組みとなっております。

4スライド目をご覧ください。改めてFIPの意義を整理させていただきます。1つには再エネの電力使用への統合を促進するという一方で、FITと同程度のインセンティブを維持しつつも、価格高騰時などの追加収益機会というものがプレーヤー側に存在をするということで、電力市場の価格を意識した行動の変化を促していきたいという趣旨。

それから、BG単位でのインバランス調整など、通常の発電事業者はこうしたことを常々やっているものでございますので、発電プレーヤーとしての業務の習熟といったところも期待をしているものでございます。

それから2番目でございます。これは後ほどご紹介させていただきますけれども、例え

ば今のFITの制度の中でも、このFITから生まれる電気を地域で利用したいと、こういったニーズもあるところ、こちらはFIT特定卸という仕組みで、市場価格ベースでご利用いただくと、こういった措置もご用意しているところがございます。

一方で、そうしたものは逆に市場価格ベースとなることに伴いまして、市場リスクを負ってしまうと、こういった側面も逆にあります。この点FIPですと、必ずしも電力市場を介さずとも、相対契約で結んだものに対してプレミアムを受領すると、こういったビジネスモデルも可能となりますので、さらに多様なビジネスモデルの促進といったものも期待できます。さらにこうしたことを専門に行うアグリゲーターなどの新しいビジネスの拡大といったところにもつながり得るものであると考えてございます。

3ポツ目、社会コストの低減ということ、これまでFITの下ですと、根っから全ての収入をFIT制度の下でまかなうわけでございますけれども、少なくとも幾ばくかについては、市場の収入というところから得られることとなりますので、制度的な措置というのはその差分で済むというところが1点。

もう1点は、市場価格を意識した事業者行動が変化するというところでございまして、逼迫（ひっぱく）をするときには価格は高いと。そういうときにたくさん発電をしてもらえると、これは、当該事業者の利益にもつながりますし、社会コスト全体の抑制にもつながるということでございます。こうした狙いの中でFIP制度を運用してまいりたいと考えてございます。

7スライド目をご覧くださいと思います。ただ、いかんせんFIP制度は非常に難しいと、こういうご指摘をさまざまところで頂戴しているところでございます。こうしたご指摘なども踏まえまして、少しでもFIPに対する理解を深めていただきたいと考えまして、エネ庁のほうで、FIPのシミュレーションに活用いただけるようなシミュレーションツールを先週公表させていただいたところでございます。

こちらの審議会の場合でも、こんなシミュレーションがありますという結果をご報告させていただいてございましたけれども、今般エクセルでの公表をさせていただいてございますので、さまざまな前提条件を入力していただいて、そのときの収益が幾らになるかといったものでご利用いただけるというふうに考えてございます。また、必要な諸元も、この「なっとく！再生可能エネルギー」のホームページで、関連するリンクを整理はさせていただいてございますので、ご利用いただけますと幸いです。

ここからは少しシミュレーションをしてみたいでございますので、そのご紹介でございます。10ページ目でございます。すごく簡単なシミュレーションを行うために、ここでは1カ月の発電量とか非現実的ですけども、1kWhという非常に単純な、非現実的ではありますが、仮定を置いた上でのシミュレーションをさせていただきます。

11スライド目をご覧くださいと思います。例えば左側の列、基準価格10円/kWhといった電源でありましたときに、11スライド目をお願いします。FITでありますと、この基準価格10円の電源でありますと、24カ月発電することによって、1カ月1kWhで

仮定をしますと、240 円といった収益が入るわけでございます。これが F I P になりますと、市場価格に応じた収益というふうになってまいりますので、幾ばくかの幅が出てくるということになります。

このシミュレーション、仮定では、この幅の左側の数値は、F I T のときから発電パターンを全く変動させなかったケースを想定してございまして、右側は、幾ばくかのタイムシフトをさせたケースの値を記載してございます。左側の値、何も全く発電側のパターンを変動させなかった場合には、F I T 並み、あるいは F I T より少なくなるといった場合もありますけれども、右側、一定のタイムシフトを仮定いたしますと、F I T のときよりも大きい収益が得られるケースというのが相当出てきているということでございます。

どうということかと申しますと、少し飛んでいただいて、18 スライド目をご覧くださいければと思います。折れ線グラフがございまして。これは 2021 年度の J E P X の市場価格を 30 分ごとにプロットしたものでございまして、これを 1 年間平均したものでございます。年間平均にしますと、今の需給状況でございますと、お昼は安くて夕方が高いといった傾向がございまして。

ここで 19 スライド目でございますけれども、例えばこれは基準価格 30 円の貯水式のような水力発電所といったものを想定してございまして、例えばもう毎日全く何も考えずに、このお昼 11 時から 14 時の 6 コマは水を貯めておいて、17 時から 20 の 6 コマはそれを全部放出すると、こういう運用をいたしますと、収益が、何もしなかったときよりも大きくなるわけでございます。

例えばこの、数字がいっぱい並んでございまして、N 年度 4 月市場収入 8 円とプレミアム収入 22 円とございまして、これに今申し上げたような運用の工夫を行いますと、1.2 円の収益がプラスされることになりまして、単月の収益が 31.2 円というものが得られることとなります。これを 24 カ月、2 年間続けていただきますと、何もしなければ 699.3 円だったものが、こうした、少し工夫をしていただくと、727.2 円ということで、収益が 27.9 円増えるという結果となります。

このように、可能な範囲でこういうふうにしていただければ、事業者様の収益も増えますし、またこれは昼間、電気が余る時間の電気の出力を減らし、夕方足りないときの出力を増やしていただけるということで、社会全体にも便益のある、そういう対応シフトになっていくということが期待されるところでございます。

20 スライド目でございます。また、これは少し補足的でございまして、現行 F I T ですと、場合によっては無制限、無補償といった出力制御を受けると、こういった場合もあるわけでございますけれども、F I P の下では、こうした部分のプレミアムというのは、その他の別のコマに割り付けるといった、そういう調整を行うと、こういったこともご審議いただいております。

したがって、何もしなくても F I P 制度の下では、この収益についての獲得といったものができますし、こうした中でタイムシフトをしていただければ、さらにその便益を大きく得られるといったところも期待されます。

21 スライド目でございます。こういうバランシングは大変な部分もございます。この点について、特に当初、初期の段階においては、バランシングコストということで、そのコストについての負担といったものを付与するということを措置してございますので、早くF I Pに移行していただければいただけるほど、大きなバランシングコストをF I P制度の中でも付与されると、こういう仕組みとなっているところでございます。

22 スライド目でございます。これは1点、今後の課題提起という面でございますけれども、F I T制度の下では、特に過積載の案件といったものがあつたことを背景に、事後的に蓄電池を併設するといった、そういう案件に対しましては、この2ぽつ目でございます、区分計量ができない場合には、事後的に蓄電池を設置する場合には、その最新の調達価格に変更しましょうと、こういう仕組みとさせていただいているところでございます。

同様の趣旨で、F I TからF I Pに移ると、こういったところについての蓄電池の事後設置といったところもご議論いただきまして、十分にコスト低減がされた基準価格が適用される太陽光発電、具体的には新規のF I P案件に関しては、基準価格の変更なしに事後的な蓄電池の併設を認めると、こうした形で取りまとめをいただいたところでございます。

ただ、今後でございますけれども、これから蓄電池の設置を促していきたいという課題認識の下で、電力市場への市場統合を促すと、こうしたことのために、今後さらにこの点を議論していったらどうかというふうに考えてございます。

それから、生まれてきているビジネスモデルのご紹介でございます。24 スライド目でございます。これはなかなかF I P制度の下では、月ごとの収益の変動があるということで、ファイナンスが非常に難しいと。特にウインドウズサイズのところは、リスクサイズに考えると小さくなってしまうと、こういったご指摘も頂戴してきたところでございます。この点に関しましては、何もこの月次の収益変動を発電事業者が負うといったモデルでなくとも、ビジネスモデル次第ではそのリスク、これをリスクと呼ぶのかよく分かりませんが、この収益の月次の変動につきましては、小売側が負う、あるいはアグリゲーター側が負うと、こういったビジネスモデルも考えられるところでございます。

25 スライド目でございます。どういうことかと申しますと、一番左側にありますように、売電収入にプレミアムを乗つけるという形になりますと、月次の収益変動は生まれるわけでございますけれども、例えばこれは参照価格にプレミアムを乗つけるということを計算いたしますと、F I Tと同じような形で月次の収益変動がないと、こういう形になるわけでございます。

こうしたところを踏まえまして、例えば27 スライド目でございます。こちらは東芝ネクストラフトベルケ様のビジネスモデルの例でございますけれども、こちらはこのネクストラフトベルケが再エネ事業者から参照価格で再エネ電気を買い取りますよと、こういうご提案をいただいているということでございまして。

こういたしますと、再エネ事業者にとると、この参照価格で買ってもらえると、それから制度の下でプレミアムを付与してもらえるとということでございますので、月次の収益変動

ということ回避できると、こういう仕掛けとなってございます。

28 スライド目はエナリス様の例でございます。

29 スライド目でございますけれども、こちらは小売と連携をする例でございます。先ほどのF I T特定卸というところが市場リスクを受けてしまうと、こういったご説明も申し上げましたけれども、こうした事業者が、例えばこれがF I Tを利用することによって、現在市場価格連動となってしまっているF I T特定卸電源、これを相対で調達をすると、かつプレミアムの付与をいただけると、こういうことでF I P制度に期待をしているといった声も頂戴をしているところでございます。

こうしたビジネスモデルもたくさん出てきてございますので、F I P制度に移行をしていくということを制度の運営側としても期待をしているところでございます。

なお、30 ページ以降でございますけれども、こちらは別途行われている調達価格等算定委員会でのご審議のご報告でございまして、22、23、24 年度と年度が至るにつれまして、F I Pの電源対象範囲の拡大ということを進めていくという方向でご審議をいただいておりますので、こちらでもご報告をさせていただきます。

資料1は以上でございます。

○能村新エネルギー課長

続きまして、資料2につきまして、事務局からご説明をさせていただきます。

資料2をお開きいただきまして、資料の右下のスライド番号1 ページ目をご覧くださいと思います。本日ご議論いただきたい内容といたしましては、昨年12月の大量導入小委におきまして、2021年4月から取引が回避されました需給調整市場の実績見込み額につきましては報告させていただきましたけれども、それを踏まえながら、2022年度のF I T交付金活用の在り方の論点について、さらにご議論いただくということでございます。

昨年のご議論を踏まえまして、本年1月に電力・ガス取引監視等委員会の制度設計専門会合におきまして議論がございました、起動費の重複計上を含む市場取引額の精査および今後の費用計上の考え方につきまして、整理が行われたところでございます。本日ににつきましては、こうした議論を踏まえながら、2022年度におきますF I T交付金活用の在り方について、ご審議いただければというふうに思っております。また併せまして、今後の再エネ予測誤差に対応するための調整力確保の在り方につきましても、ご議論いただければというふうに考えてございます。

資料をおめくりいただきまして2 ページ目をご覧くださいと思います。前回の大量導入小委でのご指摘事項でございます。調整力確保費用につきましては、過渡期だという状況の中で、調整力確保費用が本当に妥当なのかということについて、実態をしっかりと押さえるべきだということ。作為的かつ不適切な入札に関しては、しっかりとした対応を取るということをやっていく必要があるということでございます。

また、調整力確保単価につきましては、それぞれ地域各社によってばらつきがあったということですので、そのばらつきにつきましてしっかりと把握することが重要だということ。

また、インセンティブ設計につきましては、かかったコストを全部負担するというのではなくて、適正化するインセンティブを与えるというようなことは支持されるべきではないかといったこと。また、今後の予測誤差の削減、特に需給予測の精緻化によりまして、コストの削減をする取り組みに期待をしているということ。それを促していくインセンティブをしっかりと付けてほしいといったご指摘でした。

続きまして、本日の資料の3ページ目ですが、大きく3つの項目に分けて資料を作成しております。1つ目が、再エネ予測誤差に対応するための調整力確保費用算定の考え方、2つ目が、それを踏まえた金額水準、そして3番目が、今後の調整力確保をめぐる取り組みということです。

まず1つ目の柱でございます。2021年度交付金見込額と三次調整力②取引見込額の比較というものでございます。まず2021年度の確保費用見込といたしましては、本委員会でのご議論を踏まえまして、下の表にも書いてございますけれども、緑で枠を括ってございますが、170.4億というものを見込んでいたというものでございます。

ここにつきましては、上のボックスの1つ目のバーに書いてございますけれども、需給調整市場開設前ということもございまして、三次調整力②の相当のコストの切り分けが難しかったということでございました。したがって2021年度、交付金活用算定時点におきましては、確実に発生する電源持ち替え費用に限定して単価を算出していたということでございます。

他方で、この4月からは、需給調整市場が開設いたしまして、それを踏まえて、その市場での取引を踏まえた実際のコストということで、ガイドラインにのっとりた起動費を含む追加的な固定費が計上されているというものでございます。

下の表で申しますと、緑のところから縦軸に調達単価でございますが、その縦軸のところであると、先ほど申し上げたような電源持ち替え費用以外のコストといったものが計上されているということでございます。

また2つ目のバーでございますけれども、2021年度交付金活用額の算定時点におきましては、FITインバランス特例①設備分のみを考慮した簡易的な手法で試算をしてございました。しかし、実際には特例①・③双方に対して、この三次調整力②といったものが確保されますので、それを踏まえますと、この下の表でございますと、縦軸のコストのところ、また右軸の調達量というところがそれぞれ増えているということでございます。

したがって、実際の赤い面積、2021年度確保費用の見込みというふうに書いておりますが、※で書いている通り、送電網協議会様におけます試算値ですと、1,100億円ぐらいといった見込みをされているという状況でございます。

他方で、次のスライドでございますけれども、前回の大量導入小委でもご報告がありましたとおり、起動費の重複計上などもあったということでございます。こうしたことを踏まえて、制度設計専門会合におきまして精査を行った報告がされてございます。具体的には、三次調整力②の取引期間、2021年4月から12月におきまして、約52.2億円の重複計上が見

込まれていたということでございます。前回のご報告では、400億ぐらいあるかもしれないということでございましたが、精緻に分析いただきまして、52.2億円ということでございます。

下の赤枠をご覧くださいますと、中部、関西エリアでは16億円程度、また北海道では0.1億ということで、エリアによりましてばらつきがあるという状況でございます。全体としては52.2億円だったということでございます。

こうしたファクトなども踏まえまして、資料の7ページ目をご覧くださいければと思います。2022年度の交付金活用の考え方についてでございます。まず2022年度再エネ予測誤差に対応する調整力確保費用の金額水準を見込むに際しまして、市場実績を可能な限り反映するという観点から、2021年の実績を活用するというところでございます。そのため、最新の実績値が判明している2021年12月からさかのぼり、1年間の数値、したいがまして2021年の1月から12月を用い算定をしていくということでございます。

しかしながら、下の表を書いてございますけれども、1～3月につきましては、市場オープン前ということでございますので、4月～12月の調達費用が最小となる月の実績値を踏まえて試算をしております。なるべく実績を踏まえた、近い形の数字をつくるということでございます。しかし一方で、保守的に見積もる姿勢もあるということで、この最初から月の実績値を活用させていただいております。

この1月～3月の試算に加えまして、4月～12月の実績値、これを合計したものが1,021億円という形でございます。ここから先ほどございました、2021年4月～12月に確認されてございます起動費の重複計上額、全体として52億円を差引くという形で、取引総額の見込みといたしましては、969億円程度といったものが、2021年度に見込まれるのではないかとございます。

こうしたものを踏まえて、次のスライド8ページ目でございます。重複計上額を控除し算出した取引総額につきましては、各エリアにおけます三次調整力②の取引実績量で割りますと、エリアごとの実績を踏まえた調達価格を算定することが可能となります。下にも表を書いてございますが、エリアの取引総額を2021年三次調整力②エリア取引総見込量で割りますと、実績を踏まえた調達価格の算定値を書いてございます。これにインセンティブを付与した必要量を掛けますと、エリア交付金額ということが算出されるというものでございます。

上のボックスの2つ目の黒丸に書いてございますが、そのインセンティブを付けた必要量についての記載でございます。一般送配電事業者の皆さまに予測誤差削減に向けた取り組みなどを促す観点から、必要量につきましては、資料はまだ8ページ目でございます、必要量については、過去の4年間の $\Delta kW$ 確保率の最小値とFIT設備量を基に算出した調整力確保量を必要量として設定するというところでございます。したがって、この4年間の $\Delta kW$ 確保率の最小値ということでございますので、自分の過去の4年間の中での一番いい数字を引用するという形でございます。



また、こうした必要量の算定に当たりましては、2022 年度は先ほど申し上げた形ではございませんが、2023 年度以降につきましては、三次調整力②の取引実績が蓄積されていくということも踏まえまして、インセンティブ設計を導入しては、というふうに考えてございます。これにつきましては、また後ほど申し述べたいと思います。

次のスライド9ページ目でございます。先ほど申し上げましたエリアごとの実績を踏まえた調達単価の考え方でございます。2021 年度、ご議論いただいたときにつきましては、調達価格の平準化が見込まれるだろうということで、全国一律の単価を使用しておりました。しかしながら 2022 年度交付金算定に当たりまして、しっかりその 2021 年の4月からの実際の市場の状況などを見ますと、やはり電源構成に偏りがございます中で、燃料費高騰の影響度合いの反映の差、また現行の需給調整市場におけます約定方法、これは自エリア優先でございますとか、隣接優先といった、そうしたものの中で、市場の競争状況については、エリア間の差が生じているということも現実でございます。こうしたことを踏まえまして、暫定的にエリア別の単価といったものを使用してはどうかというものでございます。

こうした約定方法、先ほど申し上げた自エリア優先などの約定方法の検証、また市場の状況については確認をしていく中で、単価が平準化になるような、そうした市場の在り方を目指すというふうにはどうかというものでございます。実際に調達単価につきましては、下の表がございましたけれども、北海道におきましては 12.62 円、また中部、北陸、関西などにおきましては6円前後ということ、また東北、四国におきましては2円前後というところ、そうした形の数字が確認されているというものでございます。

その背景といたしまして、資料の 10 ページ目をご覧くださいますと、先ほど申し上げました、各それぞれのエリアごとの状況というものが違うということでございます。各エリアにおきまして約定した調整力の電源について、パイチャートにしてございますけれども、例えば北海道、左上でございますけれども、石油が非常に大半を占めているということ、また真ん中の中部、北陸、関西におきましては LNG が半分以上ということ、また、東京、そして中国、四国などにおきましては揚水が多いといった、そうしたものも確認されているということでございます。各エリアの調整電源の違いが調達単価のばらつきにも当然影響を与えているというふうに考えられるものでございます。

資料の 11 ページ目は、これは自エリア優先ですとか、隣接優先などの考え方を整理したものでございます。

資料の 12 ページ目をご覧くださいただければと思います。先ほど 2022 年度におきましては、過去4年間のトラックレコードを踏まえて、 $\Delta$  kW の最小確保率をベースに、2022 年度の交付金算定に使用する確保量を算定するというふうに申し上げたところでございます。これにつきまして、直近4カ年の  $\Delta$  kW 確保率につきまして、表にしたものでございます。

例えば北海道におきましては、2020 年が一番の数字ということ、また東北、東京、北陸、関西、四国におきましては 2017 年、そして中部におきましては 2018 年、また中国、九州におきましては 2020 といった形で、それぞれのトラックレコードを踏まえた一番の  $\Delta$  kW 最

小確保率をベースに、2022年度の確保量というものを算定していくというものでございます。

これらを踏まえまして、全体としての金額の水準でございます。資料の14ページ目をご覧ください。2022年度の交付金活用につきましては、2021年取引実績、これは重複計上額を除いたものでございますが、これを踏まえた調達単価をエリアごとに算定をいたしまして、それにインセンティブ付けをした必要量を掛けるということで、エリアごとの交付金活用額を算出するというものでございます。これが下それぞれのエリアごとの単価、そして必要量、そして見込額という形になってございます。全体で約800億といった形の数値になっているものでございます。

続きまして、資料の3つ目の柱でございます。今後の調整力確保をめぐる取り組みというものでございます。資料の16ページ目をご覧ください。先ほど申し上げましたインセンティブ設計（2023年度から導入）というもののスライドでございます。FIT交付金の活用の検討に際しましては、国民負担によるものということを踏まえまして、これはこの検討会、大量導入小委でも議論いただいたところでございますけれども、確保費用を自動的に全て補填する仕組みではないということ、その上で各一般送配電事業者の皆さまの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あるというものでございます。

また、広域機関によりまして2020年度から三次調整力②の確保量の算定方式がより精緻化されているということも踏まえまして、インセンティブ設計に際しましては、算定式変更後実績値の複数年度比較ができる2023年度交付金算定から導入してはどうかというふうに考えてございます。

送配電の努力によりまして改善が可能な確保量につきましては、トップランナー水準を活用してはどうかというふうに考えてございます。

ただし、確保率が大きく足下で乖離（かいり）している社につきましては、早期の乖離を解消することを目指して、それを踏まえながら暫定的にトップランナー水準と実績値の昼間値を来年度の確保量としてはどうかといったものでございます。また、トップランナー水準自体は全体の達成状況を確認しながら、今後引き下げていくという方向ではないかというふうに考えてございます。

※で書いてございますが、当然、気象状況などによりまして、必要な確保量、調整量といったところは変動するというものでございます。仮に実績とトップランナー水準が大きく乖離をする場合におきましては、その状況についてしっかりと検証し、必要な検討を行っていくということも当然必要であるというふうに考えてございます。

資料16ページ目の下に、実際の具体的なイメージと書いてございます。2020年度で見ますと、北陸の3.27%というのが社の中で一番ベストスコアという形でございますので、3%近傍にある社におかれましては、3.27%といったトップランナー水準を目指すというものでございます。

他方で、黄色く塗っておりますけれども、中部、関西、四国におきましては、足下の数字がトップランナー水準から大きく離れているということもございます。したがって、この観点からは、早期の大きな乖離の解消を目指すということを前提にして、トップランナー水準と実績の中間値、したがって例えば中部でしたら、5.68と3.27の半分ということで4.48を目指すということです。

このような形でインセンティブ設計をしっかりと取り込んでいくと。その中で各送配電事業者の方々の取り組みを促しながら、しっかりと取り組みが進むところについては、しっかりとそうした変革をする、実態を踏まえてしっかりと回収ができるといった仕組みということも必要ではないかといったものでございます。

資料の17ページ目でございます。今後の調整力をめぐる取り組み全体でございます。これも累次ご議論させていただいておりますけれども、三次調整力②の確保費用につきましては、再エネ特措法によるFITインバランス特例に対応する費用であることから適切に手当てをされる必要があるということでありますが、一方でその費用につきましては、国民負担であるFIT交付金制度が活用されることを踏まえ、継続的な、全体としてのコスト削減を行っていくことが必要であるということでございます。

このため、短期でできること、中長期的にしっかりとやっていくことを分けてございます。まず、短期的にしっかりとやっていくことといたしまして、2つ目の黒丸でございます。来年度以降の調整力確保費用の削減に向けまして、送配電事業者の方々の気象予測精度の継続的な向上、また共同調達なども始まっていきますので、こうしたことによりまして、1割程度の削減も見込まれるといったことも聞いてございます。こうした中で、需給調整市場に関する運用改善を着実に実施していただくということ、また加えまして、電力・ガス取引監視等委員会におきます精緻な市場分析・監視といったことはもちろん必要であるということでございます。

また、3つ目の黒丸でございますけれども、2022年度三次調整力①についても取引が開始されます。これは下に表を書いておりますが、2022年の4月から三次調整力①の取引も開始されるということでございます。こうした中で、需給調整市場におけます対象商品は順次に拡大していくということもございます。また、2024年度からは一～三次調整力の市場が全体として取引されていくということもございます。こうした取引方法が大きく変化することにおきましても、社会全体におけます調整力に関わるコストといったものが最も効率的な形で調達されているのかという観点から、しっかりと需給調整市場の取引実績も含めまして、電力・ガス取引監視等委員会におきまして、厳格に監視をいただくということが重要だということでございます。

また、この市場が競争的になっていくという観点からは、資源エネルギー庁および電力広域機関におきましても、DRを含めた新規参入を促すという観点、また調整力確保量の適正化の検証を行うということなど、確保費用の削減に向けた取り組みといたしまして、先ほど申し上げました約定ルールなどを含めた需給調整市場に関連する制度の在り方などについて

でも不断に見直していくことが必要ではないかといった内容になっております。

以上、事務局からの説明でございました。

○山地委員長

どうもご説明ありがとうございました。それでは今説明していただいた資料1および資料2について、質疑応答および自由討論の時間としたいと思います。毎回やっておりますけれども、ご発言ご希望の方はチャットボックスで意思表示をしていただければと思います。また、これも毎回言っておりますけれども、効率的に議事を進めるために、ご発言は要点を絞って簡潔にお願いしたいと思います。

それではご発言ご希望の方、チャットボックスにご記入いただきたいのですが、今のところ見えないのですが、遠慮されず、積極的にお願いいたします。

長山委員からご発言ご希望ですね。お願いします。

○長山委員

長山です。聞こえますでしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。お願いします。

○長山委員

資料1で質問1点とコメント1点、資料2で1点ございます。

資料1で、スライド11で、10円台がFIPのほうが有利ということで、今回の三菱商事さんの洋上風力10円台のFITによる実施というのが、今後のFIPへの移行による、業界構造の変革を促すということで、非常に良い結果だというふうに思います。

ただ、質問がありまして、スライド18です。5月と11月のシフトですとか、12月12日と27日のシフトというのは蓄電池ではできないので、これを実現させるのはどのようにしてやるのでしょうか。例えば欧州のようにネガティブプライスがあれば、その時間帯は発電は止める代わりに水電解をして、取りあえず水素にして水素パイプラインに入れておくことができるのだと思うのですが、日本ではできないので、これについてお聞きしたいと思います。

あとコメントなのですが、FIPプラス蓄電池を促進するには、多分卸市場の価格情報をTSOが提供するといっていると思っております、オーストラリアの東部系統のNEMは34時間先までの電源、発電計画需要スポット市場の予測が数値で出ていまして、リアルタイムで更新されていくと。こういうのがあれば、値差で、充放電で稼ぐことができますので、こういったようなことも検討されるべきだと思います。以上が資料1。

資料2のほうなのですが、スライド9で、関西、中部、北陸の中3社が、どうして東北、東電に比べて高いのかということで、3点ここに挙げていますよね。電源構成の偏り、需給調整の約定ルール、自エリア優先競争状況とありますけれども、スライド10で東北電力は揚水が460MWと少なくても調整電源としてはたくさん使っていて、中部、関電はそれぞれ約5GWもあるのにそれほど使っていないということで、これは電源構成というよりも、

運用方針ですとか、自エリア優先で他エリアとの競争条件を考えていないというようなことがあるんじゃないかと思います。

したがって、スライド9にある単価の平準化を志向するとか、インセンティブよりも先に全国で安い調整力を取るような仕組みをつくるべきだと思います。加えて、ドイツの調整力市場ですと、例えば原発とか蓄電池も調整力に入っているのです、これは調整力の多様化というの併せて図って、全体的に下げるということで、個別の企業がどうかこうかというよりも、日本国全体で考えるべきだと思います。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。ご質問に対しては、全体をまとめてから事務局に対応していただきたいと思います。

大貫委員がご発言ご希望ですね。お願いいたします。

○大貫委員

山地委員長、聞こえていますでしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。お願いします。

○大貫委員

どうもありがとうございます。まず事務局におかれましては、資料1、まさにFIP制度の、これまでわれわれの議論してきたことをしっかりまとめていただきまして、改めて、難しい、複雑な仕組みだなという気がしております。なかなか、少なくとも素人には分かりやすいとはいえない制度だと思います。問題は事業者の方にとってどうかということだと思いますので、本日ご出席のオブザーバーの事業者の方々からご意見をぜひ広く聞いて、この情報公開をシミュレーションするがどういうものかということをきちっと評価していただきたいと思います。これが1点です。

それから、資料1、2について簡単に申し上げます。まず資料1についてであります。スライド22のところであります。FIP移行認定案件の事後的な蓄電池併設の取り扱いというところになります。この点は、既存の再エネ電源に蓄電池の設置を促すことは、社会コスト低減に向けて非常に重要だというふうに言えると思います。FIP移行認定案件に関する蓄電池併設の取り扱いについては、もう本委員会によって既に整理されたところですが、2021年度以前のFIT案件について一律に扱うべきかどうかは今一度検討すべきではないかと思っております。

FIPによる買取電力量が増えれば、当然付加金の増加につながると思います。他方でピークシフトによって必要な調整力が低減するなど、社会コストの低減も期待できます。FIT案件は、例えば近年認定されたFIT案件が基準価格を維持しつつ、FIPに移行し、かつ事後的に蓄電池を併設する場合、どのくらい全体コストに影響するのか、簡易なシミュレーションなどを行うなどして、検証してはいかかと思っております。これが資料1について

の意見ということになります。

資料2について、短く2点ほど申し上げます。まず新規参入の促進というポイントであります。DRをはじめとする新規参入を促すことは大変重要だろうと思います。別の審議会、経産省、電力・ガス基本政策小委員会、制度検討作業部会の審議を見ておられますと、広域機関にて、市場参加に当たっての課題や改善策の事業者アンケートを基に市場のルールの見直しが検討されておるといような報告がなされております。この市場参入の促進に関する課題の特定、対応策など、その後の検討状況を教えていただけないでしょうか。これは今日である必要はありませんけれども、今後でも結構ですので、教えていただけないかということです。これは質問、ご要望ということになります。

最後に3点目、資料2についてです。スライド17ページということになります。今後の取り組みとして、三次調整力②の確保費用の問題が挙げられております。スライド14を見ますと、必要量が215億kWhということで、こんなに大きいものかという印象を受けます。これはFIT供給電量の20%にも及ぶだろうと思います。20年度のFIT供給量は、100億kWhです。その結果、このような大きい、非常に質量が大きいということから、交付見込金額が約800億円に上っています。これは単純にkWh単価に直しますと、0.8円/kWhにもなり、これは無視できない費用だろうと思います。

三次調整力②の確保費用が大きく膨らむ要因は、インバランス特例制度によるところが多いのではないかと思います。本来はこの特例制度の抜本的改革、見直しが必要ではないかというふうに考えております。以上でございます。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

続きまして、松本委員がご発言ご希望ですね。お願いいたします。

○松本委員

ありがとうございます。山地委員長、声は聞こえますでしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。お願いします。

○松本委員

ありがとうございます。まず資料1については、コメント1件と質問を2件申し上げたいと思います。資料2については、コメント1件です。

最初に資料1のFIP制度の開始に向けて、丁寧なご説明をいただきまして、ありがとうございました。先ほど大貫委員もご意見がありましたが、事務局からも、事業者からFIP制度が難しいという反応があるというお話がございました。私もいろいろなところから、現状では発電事業者にとって、FIPは、FITに比べて投資回収の予見性が下がって、オフテイクリスクが上がって、移行するインセンティブが弱いといった話を聞いております。

いろいろ調べてみたところ、ドイツではFITからFIPへの移行の際、移行インセンティブとして、各種のプレミアムが導入されています。価格変動に応じたフレキシブルプレミ

アムに加えて、F I Pでの取引費用や天候需要を予測することなどにかかる費用の一部をカバーするマネジメントプレミアムが制度開始から数年間導入されたようです。

日本では、インバランスリスクプレミアムが導入される予定ですが、これは実際かかるインバランスコストではないかと思しますので、F I P制度への移行が十分ではないと判断される場合は、マネジメントプレミアムの導入を検討してはどうかと思います。

続きまして質問です。27 ページのF I P制度の国内事例紹介をありがとうございます。市場F I Pプレミアムの算定においては、非化石価値相当額が減額されると思いますが、相対取引のスキームの場合は、非化石価値は需要家に移転させることができるのでしょうか。これを確認させてください。

2 つ目の質問です。F I Pのプレミアムの支払主体や具体的な支払方法、毎月ですとか、頻度などは決まっているのでしょうか。4月からの制度開始に向けて、具体的な運用が決まっていると考えてよいのでしょうか。この辺りは十分フォローできておりませんので、教えてください。また、事業者向けの説明会も3月ごろには行われる予定でしょうか。

続きまして資料2、再エネ予測誤差に対応するための調整力確保費用についてコメントを申し上げます。先ほど、事務局からも、調整力費用は過渡期であるという説明がありました。2022年度から特例②のインバランスリスクコスト算定方法が適正化されて、小売事業者やアグリゲーターによる発電予測が広がると見られますが、特例①の予測については、T S Oが責務を負っているかと思えます。F I T特例①の調整力費用が年間1,000億円近くかかっているという現状は、大変驚くべきことで、低減していかなければならないと思います。重複計上については改善していただきまして、ありがとうございます。

発電予測技術の開発を進めている事業者も出てきているようですので、適切に競争原理を活用して開放していくことで、調整力を確保して、なおかつ調整力費用を低減していくことになるのではないかと思います。

以上です。ありがとうございました。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

では次、荻本委員から手が挙がっていますね。お願いいたします。

○荻本委員

荻本です。聞こえますでしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。お願いします。

○荻本委員

F I Pについては簡単ですけれども、ご指摘あったように、やはり難しいですね。個人にとっても難しいですし、事業者さんにとってもなかなか理解するのも難しいということは基本的に否めないと思います。ということで、今回出していただいた事例紹介、試算というものを今後も手厚く実施して、可能性を示していくということが必要ではないかと思いま

す。

もう一つ、電池の事例というのが目立つのですけれども、需要のシフトというのも需要家によっては有効と思われるので、そのような例も入れていただければより良いかなと思いました。

次に、資料の2の方です。こちらについては、トップランナー、インセンティブという議論が私にとっては先行しているように見えるんですけども、まず今の制度というのは、どのくらい適切なものなのかということも期限を切って確かめていただけないかと。つまり、今日の資料にもあった自エリア優先紐付けが影響しているのではないかとか、システムの運用がちょっと違うのではないかとというようなことをしっかり決着して、その上でトップランナー、インセンティブという方に行くというような段階を踏んでいただけないかと。一つ一つを不完全にしておいて、新たなルールや新たな運用を入れるというのは慎重であるべきかなと思いました。先に解決していただければ、それでいいということです。

それから、TSOが調達する調整力ということは、まさに自分で必要量を決めて、自分のところで市場を開くということで、かなりの透明性が要だということだろうと思います。ということなので、これだけ必要だと思いました、算出されましたということだけではなくて、それがどうしてそれだけの量がないとシステムがうまく運用できないのかということまでさかのぼって必要量というものを算出する考え方というのを示していただきたい。または、供給量については、もう先ほど出たように分散型の資源、またはデマンドレスポンスというような三次調整力②というのは、最もゆっくり反応することで効果が上げられる、分散型が参加しやすい領域だというふうに思っていますので、こちらを入れるということも供給の中にも含められるようにしないといけないだろうと、これをどう考えるのかということも事務局にはお伺いしたいと思います。

最後に、TSOが必要量と供給量を全部決めているというわけではないですけども、コントロールしているという状態においても、よりたくさんの方のいろいろな人の視点を入れられる、考える材料というのを提供すべきだと思います。具体的には、制度を考える、または運用を考えるのに必要なデータをしっかり公開していただいて、三次調整力②の必要量を少なくする方法、または、供給量を増やす方法、そういうものを多様な視点から分析、評価できるようにデータ公開をしていただければと思います。

これについてもお伺いしたいと思います。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。では、次は岩船委員で、その後、高村委員というふうに回していきたいと思います。岩船委員、お願いします。

○岩船委員

ご説明ありがとうございました。資料1に関しましては、確かに難しい仕組みだと思いますので、シミュレーションツールを提供するとか、そういった工夫は大変有効ではないかと



思いました。

その上で、先ほど長山委員からもあったと思うのですが、ネガティブプライスですね。今回のさまざまFITとの価格差がネガティブプライス起因で生じているところも見られますので、本当はネガティブプライスがあった方が、例えば発電量のシフトですとか、そういったことにより有効に効く可能性もありますので、そこも継続的にご検討をしていただければいいかなと思いました。

資料2の方の三次調整力②の話は、皆様のご指摘のとおり、やはりDRなども活用しやすくなるような制度設計もぜひご検討いただきたいです。送配電事業者さんは、レベニューキャップ制度導入のために、基本的にはコストを下げるインセンティブがこれから強く働いていくわけですが、先ほどお話にもありました需要の予測精度向上ですとか、DRのようなものをうまく管理するための仕組みですとか、新しい技術の取り込み、そういうものに対する投資に関しては、しっかりインセンティブを付与して、ある程度一定の裕度を持って進めていけるようにご検討いただければありがたいかなと思いました。

需給調整市場、これからスタートするわけですが、市場が細かく刻まれて取引することというのは、ある意味いろんな不整合が起こり得る可能性もありますので、本当に国民負担が減らせるのか、そういった検証はしっかりお願いしたいと思いました。市場ありきではなくて、どういう管理が、マネジメントが最も効率的なのかということを中心に立ち返って、常に検証する視点を忘れないでいただきたいと思います。

以上でございます。

○山地委員長

ありがとうございました。では、高村委員、お願いいたします。

○高村委員

ありがとうございます。山地先生、聞こえますでしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。お願いします。

○高村委員

ありがとうございます。資料の1についてです。まず、この間、制度設計をする際にも詳細シミュレーションをやっていただいています、それを実際に事業者が使えるようにする情報ツールとして出していただいたということであるかと思えます。引き続き、事業者のニーズも踏まえて、もちろん事業者が事業の採算性についてしっかり検討されるのだと思いますけれども、事業者のニーズも踏まえて情報提供を引き続きお願いをしたいと思いません。

資料の1については、スライドの22のところでもまとめて整理をしていただいているかと思えますけれども、やはり一つの重要な点というのが、既存のFIT案件をいかにFIPに移行を促していくかという点であるかと思えます。これはこの後、発言させていただきます資料の2のところとも関わるところで、やはり非常に三次調整力②で1,000億円といった

ような大きな額になっているとすれば、やはりこれを抑制するという観点からも、既存のF I TのF I P移行をどうやって促していくかという論点は、やはり考える必要があるのではないかと思います。その上で、既存の再エネ電源に蓄電池の設置を促すということは、非常に重要だというふうに考えております。

資料の2についてでございます。今ほとんど先立ってご発言の委員と重なっておりますけれども、事務局のご提案の大枠に私、異論はございません。これは大貫委員や松本委員もご指摘ありましたけれども、やはり非常に2020年度のF I Tの供給量は約1,000億kWhだと思いますけれども、ある意味で、その20%超といったような、そういうスケール観での確保量というのが、正直驚いてもおります。

やはり、この委員会でも常に議論になりますけれども、やはり国民負担の観点からどうやって縮減していくかということは、時間を待つことなくしっかり対応する必要があるというふうに思います。方向性については、ご提案、あるいは委員からご指摘のとおりで、やはり予測誤差をできるだけ小さくしていく取り組み、あるいはインセンティブを与える。それから、DR等を含めた新規参入、それから、これは長山委員ご指摘ありましたけれども、前回は発言させていただいたと思いますが、やはり地域、エリアでの差というものをどうしてこれだけの差があるかという点については、やっぱりさらに踏み込んでご検討いただく必要があると思います。特に、2024年度以降適用するに当たって、やはり地域性がそもそも生じるはずのものなのかということまで踏み込んでしっかり分析を、エリア間の差については分析をしていただきたいというふうに思っております。

そして、資料の1で先ほど申し上げましたけれども、やはり既存のF I T案件をF I Pへの移行を推し進めていくという、まさに資料1で申し上げた点、これもやはり資料の2の観点からも重要だというふうに思っております。

単純な質問で恐縮なのですけれども、他の調整力確保分と三次調整力②との運用というのは分けられているのか、これ、もしお分かりになりましたら教えていただければと思います。

いずれにしても、取引方法、市場も変わるという中での議論だと思いますので、先ほどの予測誤差の縮減等々も含めた取り組み、あるいはインセンティブ設計がしっかり効果を上げているかということの間を置くことなくしっかり報告をいただいて、必要に応じて見直しをすることが必要だというふうに思っております。この点、事務局にぜひお願いをしたいと思っております。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。松村委員、ご発言ご希望ですね。お願いいたします。

○松村委員

松村です。聞こえますか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。お願いします。

○松村委員

発言します。まず、資料1に関してです。スライド11に関してとても丁寧に説明していただいたと思います。ありがとうございました。このスライドに関して、私が若干恐れているのは、事業者がこれを見てFITからFIPに移行すると、若干収益が下がる可能性があるという大騒ぎする事業者がいなかを心配しています。これ見れば、基準価格が低いところは、リスクというよりは、収益上がる方向ばかりというシミュレーション結果。基準価格がすごく高いところは、場合によっては若干下がることもあり得る、市場価格高騰時というのにもあり得る。何でこんな差が出てくるのかという、マイナスのプレミアムが認められていないから。つまり、基準価格と市場価格の変動を見て、本来ならばプレミアムが0以下になるところでも、超過収益を取り上げたりはしないというルール設計をしたから。この結果として、低いところは、その恩恵が出てくる。高いところは恩恵が出てこないと見える。これは要するに、基準価格がすごく高いところはネガティブなプレミアムが出にくいから差が出てきているというだけのこと。もともと高い基準価格で甘やかされている、もうFITが始まってからこんなに長い期間たっているのに、まだ20円、30円という価格で買い取ってもらっているところに対する試算だということは、まず認識する必要があると思います。

そんなものすごく甘やかされているところがFIPに移行すると、若干損をする可能性が少しあるという点を大騒ぎすることがもし出てきたとすれば、それはコストを負担する国民は、あきれ果てると思います。もし本当にクレームがあるのだとすれば、表の場でちゃんと出てくるように、国民がちゃんと理不尽な要求を聞けるようにすることを考えていただきたい。

その上で、ここに出てきているのが、事務局が正しく説明したとおり、何にもしないで漫然と今までと同じことをやるのだったらこうなるけれど、いろんな工夫をすればアップシフトさせることができる。FIPへの移行というのは、そういう工夫をするという事業者により生き残ってほしいという願いも込めて改革された制度だということは、十分理解していただきたい。

これで損することがあると、ずっと言い続ける事業者が出てくるとすれば、それは工夫する能力の非常に低い、従って、社会的な価値が非常に低い電源を持っている事業者の代表が言っていることだということは、私たちは認識する必要があると思います。

次に、スライド22のところで、蓄電池を併設することに関して、まず、再エネ事業者が蓄電池を設置することは社会的な利益が大きいというのは、かなりの程度正しいと思います。でも、安直な発想だと思います。発電事業として蓄電池で参入し、それで調整力を供給するだとか、あるいは、売買することが認められる方向に制度が変わっていくことを考えれば、それに比べてこちらの方が社会的な価値が大きいのか、それに比べて社会的な利益が大きいのかは十分考えていただきたい。つまり、再エネ事業者は、FITで既に発電している事業者が設置しないと同等機能が果たせないというものではないことは十分認識した上で、

それに対して発電事業者が設置するとどんな追加的な社会的利益があるのかをきちんと示さないと、説得力のある議論ではないと思います。

次に、ここも事務局が正しく説明したとおり、問題は過積載。過積載と蓄電池が組み合わされてしまうと、国民負担をどこまで増やすか分からないという恐れがあることは十分考えていただきたい。とりわけ、ものすごく高い価格で買い取ってもらっている事業者がこれに移行して国民負担が下がるという言い方をするのはいいのですけれど、ものすごい過積載で、それでもものすごく賦課金を増やしてしまうことになるリスクがあることは十分考えた上で、慎重な制度設計をぜひお願いします。

次、資料2に関してです。事務局の提案は、全て合理的だと思いますので、反対することはとても難しい。しかし、私は、やむを得ないけれど、内心納得いかない点があります。

まず調達単価、コストの単価を考えると時には、必ず二つのことは区別してください。 $\Delta$  kWの調達コストと、それから、実際に調達したkWhのコスト。これは再エネの予測誤差に対応して発動するわけですから、実際に発動したときには、その燃料費相当というのを補填することになる。この補填のコストと、そもそも $\Delta$  kWを確保するコストを頭の中で分けて整理していただきたい。各エリアでコストが違う。中部だとか関西だとかはすごく高いコストで出てきている。これは自エリア優先という効果があるが、電源構成の違いもあるとの説明。電源構成の違いで実際に動かしたときのkWhの補償単価が変わるのは分かりやすいかもしれないのだけれど、 $\Delta$  kWのコストが大きく変わるのは、そちらに比べて自明なことはではないと思います。なぜこれほどの格差が出てくるのかは、もう少しちゃんと考える必要があるし、少なくとも電源構成が違うからというざっぱくな説明では、到底納得いきません。

次に、この単価。突出して高いのは北海道なのですが、北海道は連系線の制約だとか、いろんな固有の問題があることは理解できます。恐らく、ここが極端に高いのは、ここだけで言うのはおかしいですが、北本の連系線の増強の価値がいかに高いかということのを改めて示したということだと思います。それ以外の、例えば中部や関西が高いというのは、これは起動費の重複計上というので、高いコストをとっていた地域と重なる。そうすると、これは起動費の重複コストの部分は、ごくわずかかもしれないのだけれど、こういう怪しげなことをやっているエリアの事業者のコストがすごく高い、ひょっとして私たちが気付いていない、何か怪しげなことが他にもあるのではないかというようなこと、だから単価が高いのではないのか？ という疑いは、一定程度残ると思います。これが東京に比べて高過ぎるという比較は、若干不公平。自エリア優先という効果が明らかにかなりあると思います。しかし東北と比べてもこんなに高いという点に関して、素直に納得してもいいのか、重複計上の部分を少し調整しただけで納得してもいいのかという点に関しては、私は若干不満です。不満に思っていますが、しかし、具体的にこういう要因だと指摘できない以上、勝手に減額するわけにはいかないのです、今回の事務局の提案を受け入れざるを得ない。しかし私はこの点については、本当にこれでいいのか、まだ疑問に思っています。

さらに、もっと問題なのは調達量の方です。調達量の方は、何でこんなに大きいのか、それから何でこんなに大きなところがあるのか。先ほど、突出して高いと言った中部や関西のところは、この量も相当に多いわけですね。これ、それだけ予測精度が低いということなのか、そういうことを考えていけば、今回、過去の行動で補正するというので、一定程度の補正はできているとしても、そもそも過去の調達からパフォーマンスが悪かったところはたくさん補填してもらえるとというのはいいのか、という点に関しても疑問には思っています。しかし、これは23年度以降トップランナー方式で改善するということなので、問題はかなり軽減すると思います。それでも、萩本委員がご指摘になった点、そもそも調達量は合理的なのか、トップランナーのところですから本当にこれは合理的な量なのかというようなことは、もう一度考える必要があるし、その精査の努力もしなければいけないと思います。

調達量に関しては、これは賦課金がすごく多くなる効果もありますが、ここで調達されてしまった量は、その後、時間前市場に出でなくなる。キャパを抑えられてしまうという結果として、時間前市場の発達も抑制しているということは十分自覚していただいて、特に、今回パフォーマンスが悪かった、もともとの再エネの量に比べて多くの量を確保せざるを得なかった事業者は、その点も社会に大きな害悪を与えていることは十分認識した上で、削減の努力をしていただければと思います。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございます。中身はよく分かったのですが、もうちょっと簡潔に今後はご協力いただきたいと思いますが、オブザーバーの方からご発言ご議論もあるのですが、まずは委員優先ということで圓尾委員、お願いいたします。

○圓尾委員

圓尾です。聞こえますでしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。お願いします。

多くの委員と同じ意見ですので繰り返しませんが、1点だけ特に大事なものは、先ほど松村先生が資料1についておっしゃったことで、ここだけは繰り返しておこうと思います。最後の方の事例紹介を見ても、それから今回のシミュレーション結果を見ても、FIP制度というのは、確かに分かりにくい制度ではあるものの、リスクをうまく取れば収益拡大の可能性を秘めているのだと、だからまさに工夫をいろいろ凝らした事業者にとっては収益の拡大の可能性があるのでということ、十分に認識して、ただ分かりにくいということだけをとらまえるのではなくて、われわれも議論を進めていく必要があるのだということは繰り返しておきたいと思います。それがよく分かる資料だったと、資料1について思います。

それから、資料2については、もう事務局のご提案、合理的だと思いますので、私もこのとおりでいいと思います。ただ、やはり一番は量が多いので、トップランナー水準というものを使いながら、予測誤差をいかに減らすインセンティブを働かせるかというところがキ

一になるのだと思います。けれども、以前、監視等委員会で予測誤差について調べたときも、やはり相当直前にならないとなかなか予測誤差が埋まっていけないという現実がありました。本当にインセンティブを働かすだけで、これが縮小していくのか、と疑問を持っています。

もし、何か事務局の方でインセンティブを働かせることによって、このぐらいの量まで減らすことができるのではないかというような、予測を何か持っていたら教えていただきたいと思いました。本当にこれがうまく減ればいいですけども、そうじゃないときは、何か別の手立てを考えなきゃいけないと思っています。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。私がチャットボックスをチェックしている限り委員からは特にご発言ご希望ないので、オブザーバーの方にまず回していきたいと思っています。まずは、送電網協議会平岩さんお願いいたします。

○平岩オブザーバー

平岩です。聞こえますでしょうか。

○山地委員長 はい、大丈夫です。お願いします。

○平岩オブザーバー

ありがとうございます。私からは、資料2の再エネ予測誤差に対応する調整力確保費用について意見を申し上げます。そもそも、この調整力確保費用は、再エネの普及拡大を図るために、FITインバランス特例制度に基づいて、一般送配電事業者が再エネ発電事業者に代わって負担しているものであり、FIT交付金の活用によって一般送配電事業者の収支に影響を与えないことが大前提と考えています。

今回の資料では、2022年度のFIT交付金は2021年度の市場実績を活用している一方で、翌年度の必要量の算定では、過去4年の $\Delta kW$ 確保率の最小値を採用し、また、2021年1月～3月の試算では、4月～12月の調達費用の最小値を採用しているため、量あるいは単価の実績はこれの見立てよりも上振れして、FIT交付金が不足するリスクがあると考えております。

また、現実に2021年度においても、FIT交付金想定時の金額と調達実績の費用に大きな乖離が発生し、一般送配電事業者の収支に大きなインパクトを与えております。一送としては、再エネ予測誤差の低減や共同調達など、調整力の必要量削減に継続して取り組みますが、確保量の広域機関による検証や、市場価格の監視等による検証の結果、なお、実績とFIT交付金金額に乖離が生じた場合には、これを精算する仕組みについて早急にご検討いただきたいと思います。また、起動費重複計上分など、算定から除外された費用について負担の在り方の検討も併せてお願いしたいと思います。

最後に、2023年度から導入されるインセンティブ設計においては、トップランナー水準を活用するとありますが、参照する $\Delta kW$ 確保率は天候によって左右され、晴れの日が多け

れば確保量が多くなり、 $\Delta$  kW確保率が上昇するといった一送の努力が及ばない要因もあるため、トップランナー水準以外の手法も含めて適切に努力を促す仕組みについて引き続き検討をお願いしたいと思います。

以上でございます。

○山地委員長

ありがとうございました。次は、監視等委員会田中さん、ご発言ご希望ですね。お願いします。

○田中オブザーバー

ネットワーク事業監視課の田中でございます。三次②に関して発言をさせていただきたいと思います。

三次②に関しましては、太陽光の予測外れに対応するものということでございますので、適切に入札されている三次②の費用については、基本的に託送料金ではなくF I T交付金で適切に手当てされるべきものかと考えているところでございます。なお、適切に入札されている三次②の費用であるということが前提になるかと思っておりますので、監視委といたしましても市場の監視には引き続きしっかりと取り組んでまいりたいと考えているところでございます。

以上でございます。

○山地委員長

どうもありがとうございました。では、次、太陽光発電協会の山谷さんお願いします。

○山谷オブザーバー

ありがとうございます。音声大丈夫でしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。聞こえています。お願いします。

○山谷オブザーバー

ありがとうございます。事務局におかれましては、資料取りまとめありがとうございます。J P E Aからは、資料1について2点コメントさせていただきます。

1点目なのですが、6ページの委員、有識者の先生方からの主な指摘でもお示しいただいていますけれども、今回ご紹介いただいた情報公開やシミュレーションツールに加えまして、大貫先生からもご発言ありましたけれども、これからも事業者や金融機関へのヒアリング、それから、丁寧な説明を継続していただきたいと思います。よろしくお願いします。

それから、2点目なのですが、22ページのF I P移行認定案件の事後的な蓄電池併設の取り扱いに関しては、3ぽつ目で示されたとおり、F I TからF I Pへの移行を促し、電力市場への統合を推進するためにも蓄電池の設置促進に向けた検討を深めていただければ大変ありがたいと思います。

一方で、蓄電池の設置にはコスト的負担がまだまだ大きくて、F I P制度で得られるインセンティブだけではなかなか導入が進まないという現実があります。例えばですけれども、F

I Pの再エネ電源に併設される蓄電池に関しては、使い方によっては需要逼迫（ひっばく）時の供給力として活用することも可能だと考えられます。このような系統運用上の供給力のような価値と、F I P制度における個別最適化のインセンティブを制度的に組み合わせることができれば蓄電池の導入を後押しすることになるのではないかというふうに考えています。

F I Pの電気とどう区分するか問題もあって、簡単なことではないということは十分承知しておりますけども、こういった仕組みについてもご検討いただければありがたいと思います。

以上です。今後ともどうぞよろしく申し上げます。ありがとうございました。

○山地委員長

ありがとうございました。では、次、小水力利用推進協議会中島さんお願いします。

○中島オブザーバー

中島でございます。聞こえていますでしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。お願いします。

○中島オブザーバー

ありがとうございます。小水力の方から1点だけ申し上げたいと思います。シミュレーションをしていただいたとおり、小水力は比較的高いプレミアムをいただいていますので、例えばスライド17にシミュレーション結果出ていますが、価格高騰をすると受け取り金額が下がってしまうという問題、これはやはり調整力にとっては大きな問題だと思います。

松村委員から今しがた大変厳しいご指摘がありまして、確かに国民負担の下で行われている制度ですから、厳しいことに対してこちらとしてもできる限りコストを下げる努力もしていなければいけませんし、あるいは、水というのはためられるものでもありますから、何とかして水をためる工夫をするなどして、システムの柔軟性に貢献もしなければいけないといったことも真剣に考えております。

ただ、小水力のプレミアムが高くなる大きな要因は、本来、水力というのは40年、50年という償却期間を前提に回収をするべきものが20年で回収するということになるので、どうしてもプレミアムが高くなる、そういったことがあるからで、実際には20年間の期間が終わった後、21年目以降、市場価格の下で50年、100年と運転継続できるのが水力ですので、その辺についてはご理解を賜れば大変ありがたいかと思えます。

それはそれとして、やはり現実問題として、F I TからF I Pへの移行が進まなくなる、市場統合に移行し難くなるということは現実には起こるだろうと思えますので、それについては、こちらの方にももちろんできるだけ市場にと思ってはいるわけですが、移行が鈍るといいましようか、移行しづらくなるということについては、そういうことが起きるといったことのご理解をいただいて、例えばですけれども、今少し言葉が出ましたが、例えばネガティブプレミアムといった方式を導入すればこういう価格高騰のリスクということが抑えられ



ますので、引き続きそういった可能性についてもご検討いただければありがたいかと思  
います。

以上でございます。

○山地委員長

ありがとうございました。私がチャットボックスを見ている限りは以上ですけれども、今、  
東京電力パワーグリッドの岡本さんからご発言ご希望ですね。岡本さん、お願いします。

○岡本オブザーバー

岡本でございます。聞こえておりますでしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。お願いします。

○岡本オブザーバー

私からも一つお願いといいますか、資料2の方でございますけれども、これはちょっと幅  
広く考えますと、再エネの導入が拡大していくので、日本のグリッド全体でフレキシビリテ  
ィーをもっと拡大していかなきゃいけないということが課題になってきていまして、それ  
をいかに確実かつ効率的にやっていくのかということの先駆けという形でできているのか  
なと思っていまして、全体とすると再エネの出力予測の精度を上げたり、あと、調整力は全  
国大で最適に調達していこうというようなことですか、あと、フレキシビリティーの担い  
手、蓄電池とかDRというお話もありますけども、担い手を増やすということの三つが重要  
かなというふうに思量しています。

現状、T S Oが最初に申し上げた予測制度ですとか、調整力の最適調達に向けて着実に取  
り組みを進めておりまして、あと、私どもも関与してスマートレジリエンスネットワークと  
いった活動で蓄電池、DRの普及拡大といいますか、あるいは新しく調整力としてフレキシ  
ビリティーの担い手となっていただくような活動もしてございますけども、まだその辺は  
過渡期かなというところはございます。

現状、T S Oがフレキシビリティーに関わる調整費用の不足分を肩代わりしているとい  
う現状でございます、これが収支相償になっていくという形でご負担いただけないと、仕  
組みとしては持続性がないというふうに考えておりまして、収支相償ということを基本に、  
効率化への取り組みについてパフォーマンスを評価していくということが基本になるのだ  
ろうと思っておりますので、ぜひこの観点での検討をお願いしたいと思います。

私から以上でございます。

○山地委員長

ありがとうございました。この後、荻本委員からもう一度ご発言ご希望、それから、大石  
委員からご発言ご希望ですのでお願いします、大体この辺りと考えてよろしいですかね。  
ご発言ご希望の方、早めにチャットボックスに書いてください。荻本委員お願いします。

○荻本委員

どうもすみません、2回目です。一言申し上げたいのは、予測誤差というのは、予想してい

なかったような現象が現実にかかるということで発生するということで、これは送配電協議会の方が言われたように人間ではどうしようもない現象であります。ごくまれにですけども、非常に大きな予測誤差が起こるとということは、予測をどんなに改善しても起こり得るといふことだろうと思います。ということで、お金側の始末も今、岡本さん言われたように大切です、技術的に停電を引き起こさないと、安定な運用を確保するということも同時に必要だということで、それを実現するためには、本当にみんなで知恵を出し合うことだといふことであって、過去の実績だけで首を締めていくことが最善の策とは限らないといふことだけ発言させていただきたいと思います。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。では、大石委員お願いします。

○大石委員

ありがとうございます。聞こえておりますでしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。お願いします。

○大石委員

簡単に、発言させてください。まず資料1の方ですけども、確かにF I Pの制度というのは、他の先生方もおっしゃっておられますように、特に消費者にとってはなかなか分かりづらいものではあります。ただ、今回大変丁寧に説明いただきましたし、そもそもの目的が国民負担をいかに減らすかということ、それから再エネ事業者の力を、他エネルギー事業と競争できるよう高めていくということにあると思っております、国民としても大変これには期待しているところです。最初の移行期はなかなか難しいとは思いますが、やはり少しずつでも進めていただければありがたいなと思うのが1点目です。

それから資料2の方につきまして、これも今の話とつながるんですけども、確かに、今、岡本様とかおっしゃられましたように調整力という点では、なかなか難しいこともあるのですが、ニワトリが先か卵が先かと同様で、やはり過去こういうことがあったので、その解決のために今後も国民負担が必要ですよ、と説明されるよりも、積極的にこの点については改善しましたが、それでもやはりこの部分について負担いただく必要があります、と説明いただいたほうが国民としても納得がいくのではないかと思います。やはり、国民負担で成り立っているものである以上、そう簡単に値上げしてよいものではないと思いますので、ぜひ、先ほど松村委員もおっしゃいましたが、地域での格差ですとか、そのあたりも含めきちんと確認した上で進めていただければありがたいなと思いました。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。今度こそ他にはチャットボックスに書き込まれていないようですね。では、大変充実したコメントをいただいたと私は思って聞いていました。質

間もございましたので、ここで事務局からご対応できる場所をお願いしたいと思います。  
下村さん、能村さんどちらからでも結構ですが、お願いします。

#### ○下村再生可能エネルギー主力電源化戦略調整官

それでは、資料の1からコメントさせていただきます。

まず、大変たくさんのご指摘いただきましてありがとうございます。特に、事業者の皆様との間では、引き続きよく丁寧にコミュニケーションを取らせていただいて、制度の理解の増進ということに努めてまいりたいというふうに考えてございます。

あと、情報公表など、これはF I Tにかかわらず、市場全体の在り方だとかといったところについてもコメントをいただきましたので、この点につきましては全体の方で議論をさせていただければというふうに考えてございます。

長山委員からご指摘をいただきました季節間のシフトなど、蓄電池ではできないではないかと、これはおっしゃるとおりでございます。なので、今回のシミュレーションについては、季節稼働シフトというよりも時間のシフトというところでシミュレーション自体はやらせていただいておりますけれども、例えばメンテナンスの時期につきまして、比較的再エネが余りちな季節に行っていただくとかという調整、これもF I Tの世界ですと、なかなかそういう調整も期待できないわけでございますけれども、F I Pになりますとそういったことも期待できるというところはあるのではないかとこのことを考えてございます。

それから、松本委員からご指摘をいただきましたインバランスのリスク量だけではなくてマネジメントプレミアムといったことも考えられるのではないかと、こういったご指摘でございます。この点につきましては、ちょっと説明を少しさらっとさせていただきましたけれども、スライドの21でございまして、今回のF I P制度にはバランシングコストにつきまして、特に初期は高めにコスト補填をすると、プレミアムをオンすると、こういう制度として設計をさせていただいております。この価格におきましては、発電計画の策定、あるいはインバランスの精算、プロファイリングリスクといったものも加味をして、こうした設計とさせていただいているところでございます。これも早く移行していただければいただけるほど大きなコストを得ることができますので、事業者の皆様も注目をいただくと幸いです。

それから、非化石価値の帰属につきまして、これもF I P制度の下では価値を全部奪ってプレミアムを交付するというわけではなくて、価値はF I P事業者が自由に扱っていただけると、こういう形での設計とさせていただいたところでございます。従って、市場で売却するなり、あるいは、相対で小売に付与するなりといった形でご活用いただけるといったことを期待をしております。

それから、説明会でございますけれども、昨年秋にも開催をさせていただいたところでございます。そして、詳細設計でございますけれども、こちら省令につきましては、既にパブコメも終えて、既に決定をさせていただいているところでございます。F I Tと同様に毎月の交付というふうになっていくわけでございますけれども、引き続き事業者様のご質問に丁寧

にお答えさせていただくことを通じて、しっかりコミュニケーションを取ってまいりたいというふうに考えてございます。

○能村新エネルギー課長

続きまして、資料の2の関係でございます。まず一つ資料の14ページ目、補正後の必要量というところで、複数の先生方からご指摘もいただいた215億 $\Delta$ kW $\cdot$ hという点ですが、この点はkWhではなくkWに近いような考え方です。FIT発電量の1,000億kWhと比較して20%ではないかといったご指摘もございましたが、215 $\Delta$ kW $\cdot$ hというのは1時間あたりで調達する $\Delta$ kWの量ということです。

その面で、FIT認定設備量と比較したときの $\Delta$ kWの確保量という観点では、資料の16ページ目にありますように、3%台から8%台ということですし、9社全体では4%台という形でございます。

その上で、複数の先生方から資料2につきましてもたくさんのコメントをいただいております。

まず、長山委員、荻本委員、松村委員はじめとしまして、この点さまざまな観点からしっかりとさらに検討をしていくべきではないかといったご指摘だというふうに理解をいたしました。

特に、長山先生からは、全国大での考え方というところについて、調整力の競争が働き日本全体でしっかりと単価が下がっていくような、そういう観点から引き続きわれわれとしても考えていきたいというふうに考えております。

また、大貫委員からは、新規参入のDRなども必要だということで、これについては、改めてご説明を差し上げたいと思いますけれども、まさに他の先生からもご指摘いただいたとおり、新規参入、そして、需給調整市場にさまざまな複数のプレイヤーが参画し、競争的になるということが、非常に重要だと考えてございますので、引き続きDR、また、荻本先生からは分散型ということもご指摘いただいたと思いますけれども、そういった事業者が参加できるような検討をしてまいりたいと思っております。

また、そもそも大貫委員からは、インバランス特例制度の抜本的な見直しはということでもございましたけれども、買取義務者に現在、インバランスの調整をいただいているという状況の中で、再生可能エネルギーの導入促進という観点による制度ですけれども、まず現行の制度の中でできるだけ調整力をいかに減らすことができるのか、また、これは高村先生からもご指摘いただきましたけれども、全体としていかに既存のFITからFIPに切り替えていけるかといったことを含めて、全体の話とインバランス特例制度の在り方含めて、しっかりと今後も検討はしていく必要があるのではないかとということだと考えております。まずは今の中でのいかに調達コストを下げっていくのかという観点と併せて、FIPにいかに移行していくのかという観点をまず優先して取り組むべきだというふうには考えてございます。

松本委員からご指摘をいただいております、800億から1,000億オーダーの今のかかっている

るコストにつきましては、低減していく必要があるということ、その観点からは発電予測などについて適切に競争的な形で生かしていけるようにという点ですが、こうした送配電事業差の取り組みを広く共有し、これは荻本先生のご指摘にもつながると思いますが、そこがある意味検証可能な形でどれだけ情報が共有できるのか、発信できるのかといったことも非常に重要だと思っておりますので、昨年4月から需給調整市場が始まって立ち上がって、来年度からは年度全体の数字も上がってくるという状況の中で、また、2022年度からは共同調達といったことも始まってきますので、こうした共同調達に関する取り組みと発電予測に関する引き続きの取り組みなどにつきましても、競争的に行われていくような形で発信ということについて、引き続き、これは事業者の方々、広域の方々含めて、よく連携をしていきたいと考えております。

荻本先生から今の制度が適切なのか期限を区切って確かめていくべきだのご指摘いただきました。われわれも限られた中で最大限の検討をしております。この市場については、先ほど申し上げました4月からは三次調整力①もスタートいたしますし、市場取引対象が広がっていきます。この点どのような形で一送の方々も調達をしているのかといったことを送配電協議網の方々から情報をご提出いただいております。検証がどの程度できるのかといったことについては、国民負担をいただいた上で手当てしている調整力の確保費用ということですので、かなりの透明性が必要というふうにご指摘いただいております。われわれとしてもしっかりと検証可能な形で整理できるような形は追求していきたいというふうに考えてございます。

また、荻本先生からは、そうした観点からより多くの視点を議論の材料として必要だということ、データを公開すべきということ、その観点から三次調整力②を減らしていく、供給力を増やす方向でしっかり考えるべきというご指摘もいただいております。まさに、先ほど申し上げたような事業者様の取り組み、また、市場の状況などについては、しっかりとどこまで公開できるのかといったことの確認をした上で、可能な限り公開しながら、しっかり検証可能な形でさらにこの制度のチューニングをしていくということは、不断に必要だというふうに考えてございます。

岩船委員からは、需給調整市場のこれからの国民負担ということ、しっかりと検証すべきということ、また、市場ありきではなくて、しっかりと国民負担を減らしていくという観点から検証すべきというご指摘だというふうに理解をいたしました。私ども事務局の資料にも書いておりますが、これからさまざまな市場が立ち上がっていく中で、社会全体の調整力が最も効率的な調達になっているかという観点からの検証ということは不断に行ってまいりたいと思っておりますし、その関係からは、関係機関、広域、電取含めて、しっかりと連携をしていく必要があるのではないかとこのように考えてございます。

高村委員からは、さらに踏み込んで検討をしていくべきだということでした。そういう観点からは、先ほど荻本委員からのご指摘への回答と同じですけれども、しっかりと検証可能な形で検討してまいりたいと考えております。

また、ご質問の中で、三次調整力②と他の調整力が分かれているのかということですが、今現時点のルールでは、三次調整力②については、FITの調整のために確保しているということですので、分けられているとご理解いただければと考えてございます。

また、松村委員からは、調達価格と調達量について、非常に厳しいご指摘をいただいております。荻本委員へのご回答と同じくですけれども、しっかりと適切なのかということについて、不断に検証していきたいと考えてございますし、期中にあっても随時ファクトベースで議論ができるような形で、われわれとしても整理をしていきたいと思っております。これについては、まさにこの制度自体、過渡的であると事務局の資料もございましたけれども、しっかりと検証できるような形で議論をさらにチューニング制度を高めていきたいと思っておりますので、引き続きご指摘、ご指導いただければと考えてございます。

また、圓尾委員からもご指摘をいただいております。直前にならないとこの三次調整力②の確保量が分かりにくいのではないかとということで、インセンティブだけで大丈夫なのかと、どの程度減らせるのかということについては、さまざまな観点から考えていくべきではないかと。また、荻本先生の2回目のご発言の中でも、過去の実績だけではなく、再エネ予測誤差というのは大きな外れ値も出てくるということの観点からは、もっとさまざまな観点からの検討も必要じゃないかということのご指摘でございました。われわれも今回、インセンティブ設計という中では2020年度の一番いいスコアのものをベースに考えておりますが、資料の中で※で書いておりましたが、さまざまな先生方ご指摘のとおりで、気象状況などによって必要な調整力は変動し得るということで、そういう中では実績とトップランナー水準ということが、大きく乖離する場合もあるということですので、こうした条件については、つぶさに検証いたしまして、必要な検討というものをしっかりと行ってまいります。そういう面では、荻本先生のおっしゃるとおりで、過去の実績だけではなくて、さまざまな状況をしっかりと勘案しながら検討を進めてまいりたいというふうに考えてございます。

また、オブザーバーの委員の方からもご指摘、ご発言をいただいております。送配電網協議会の平岩様からもご指摘をいただいております。まさに費用、量、上振れの可能性があるのではないかとご指摘もいただいたところでございます。また、インセンティブなどについても努力が及ばない可能性もあるのではないかとといった点やさまざま精算する仕組みなどについてもご指摘をいただいております。

この点、こちら側のこれまでの本委員会でのご議論におきましては、確保費用を自動的に全て補填する仕組みではなく、各送配電事業者の皆様の再エネ予測誤差削減に対するインセンティブなどが働く仕組みということを前提にFIT交付金を活用するという検討をしてきているものでございます。

ただ、先ほど私どもからも申し上げたとおり、トップランナー水準の在り方などについて、個社の達成状況だけではなくて、全体の達成状況なども、またさまざまな他の状況などについてしっかりと検討していきながら確認していく必要があるのではないかと、ま

た、気象状況などの要因から実績と大きく乖離する場合については、その状況についても検証していくなどの配慮をしっかりと行ってまいりたいというふうに考えております。

しかしながら、岡本オブザーバーからもご指摘いただいたとおり、予測精度を高めていく取り組みや共同調達などの取り組みもいよいよ2022年度から開始されるということですので、そうした観点からは、まだ送配電事業者様におかれては、削減余地、取り組み余地といったものはあるのではないかと考えております。しっかりと実態を踏まえながら、引き続き検証をしてまいりたいというふうに考えております。

なお、圓尾委員からご指摘いただいた点ですけれども、再エネ予測誤差につきまして、どの程度下がっていくのかといった数字のところをご質問いただいたと思いますが、手元の数字では、確保率がどの程度まで下がっていくのかといった予測の数字といったものはございません。一方各社のそれぞれトラックレコードの最小値までは下げていくことはできるという考え方の下で、引き続き実態を踏まえながら検証していきたいと考えております。ただ、圓尾委員、荻本委員からご指摘のとおり、過去の実績だけではないということもあると思いますので、ここはさまざまな観点から検証していく必要があるのという点は言うまでもないというふうに考えています。

以上、事務局からの補足の説明でございます。

#### ○山地委員長

どうもありがとうございました。今の事務局からのご対応を踏まえて、もう一度ご発言ご希望というのがもしございましたらチャットボックスに書いていただけたらと思います。が、よろしいですかね。特にはないようですね。非常に有益な、しかも熱心なご議論をいただきありがとうございました。

では、後半の議論に移りたいと思います。まずは、事務局から資料3の説明をお願いいたします。

#### ○小川電力基盤整備課長

電力基盤課長の小川ですけれども、それでは資料3「電力ネットワークの次世代化」に沿ってご説明いたします。

まず、最初はページ2ですが、電力ネットワークの次世代化についてのご議論、昨年9月に取りまとめをいただいております。その後、状況の変化、それから、電力ネットワークの整備費用という面では非常に大事になるレベニューキャップ制度の導入というのを見据えまして、改めて直近の動向をご紹介しつつ、今後の方向性、大きく分けると、足元の課題と今後の中期的な課題の2つについてご議論いただければというふうに考えております。

初めに、直近の動向ということで、幾つか記しております。例えば5ページ目、電力ネットワークに関する総理演説ということで、送配電網のバージョンアップ、あるいはそうしたインフラ整備への投資について触れられているところであります。

また、6ページはクリーンエネルギー戦略。そして、7ページ、レベニューキャップ制度の概要を記しております。レベニューキャップ制度につきましては、来年度の導入というこ

とで、今年、その具体的な料金審査に向けた準備が進められているところであります。

続きまして、10 ページ目以降、各施策の進捗（しんちよく）と主な論点になります。10 ページ目にまとめておりますけれども、2つ目のポツにありますような、まずは送配電網の増強ということで、昨年、マスタープランの中間整理という形でお示ししておりますけれども、2022 年度中にこのマスタープランを取りまとめるという方向で、現在、電力広域機関において検討が進められているところであります。

また、3つ目のポツに記しておりますけれども、ノンファーム型接続、新規電源の早期接続を可能とするということで、昨年から空き容量のない基幹系統での受け付けが始まっておりますけれども、今後はローカル系統においてもこういうことで2022 年度中の受け付け開始に向けた検討が進められております。

さらには、混雑処理につきましても、新たな混雑管理、処理のルールが2022 年に開始できるよう準備が進められているということであります。これまでご検討いただいたものについて今年それから来年にかけて、さまざま具体化が進められていくところであります。

そうした中で、今回、大きく分けて3つということで、海底直流送電、それから、ローカルの増強、3つ目としてノンファーム型接続の適用ということをお示ししております。

少しスライドのページは飛びますけれども、まずは論点の1つ目、17 ページをご覧くださいいただければと思います。

昨年12月の大量導入小委員会におきましても、この海底直流送電などにつきましては、できる限り早期の計画策定プロセス開始に向けた検討を加速するというふうにされたところであります。その検討加速の具体化の方策としまして、17 スライドにまとめておりますような主な課題と検討事項、それから、当面の検討主体というのを分けまして、この春ごろを目途にご報告できるよう、それぞれの検討主体で検討を進めていってはどうかということとしております。

具体的な主な課題を左にまとめておりますけれども、なかなかすぐには決まらない話、実施主体、それから、ファイナンス面の課題といった点がありますし、さらには②のところで言いますと、海域の実地調査、これらは予算を取って敷設調査を行っていくこととしておりますけれども、一定の時間を要するものがあるということ。さらには技術的な検討事項としまして、例えば④にありますような地内系統への影響、これもどれぐらいの規模のものをどういうふうにつくっていくかということもありますので、なかなかすぐには決まらない話ではある一方、検討そのものはいろいろな事例を想定しながら、同時並行で進めていければというふうに考えております。

論点の2つ目としましては、スライド19をご覧くださいいただければというふうに思います。マスタープランによってプッシュ型で増強を進めていく地域間連系線、あるいは基幹系統とは異なりまして、1つ目のポツにあります、ローカル系統の増強については、この小委員会におきましても、基本的に各送配電事業者において費用便益評価を行っていくと、そういつ



た中での増強計画の策定が期待されるというふうに整理されております。その際の増強計画の費用というものは全額一般負担とすることを基本とされております。

一方で、ローカル系統につきましては、22 年度末ごろを目途にノンファーム型接続の受け付けを開始することを目指す。まだまだいろいろ整理すべき点はあるので、これについてはまた本年、この場でもご議論いただく予定ではありますが、こういったローカルでもノンファームが始まることを考えますと、増強と、このノンファームとのバランスをうまく取っていく必要があるというところであります。

一方で、19 ページの下から2つにも記しておりますけれども、ノンファームというのが万能ではありませんで、ある程度の設備の限界がある中で、一斉にノンファームが始まることで全て解決するかといいますと、かえって出力制御が早晚発生するといったところもあり得るというところであります。

そうした中でということで、20 スライドに記しておりますけれども、どういう場合にそのプッシュ型の増強というのが期待されるか。繰り返しになりますけれども、地域間連系線、あるいは基幹系統につきましては、国そして広域機関のほうでマスタープランというのを作っていくこととしておりまして、今まさに検討を進めております。

一方で、このローカル各エリアのところでは、各送配電事業者が判断していくことになるわけですが、そういった場合にどのようなところでのプッシュ型の増強が期待されるかといった点。例えば洋上風力などについてどう考えるかといったところを記しております。こういったローカル系統の増強方針については、最後のポツに記しておりますけれども、各個社、各送配電事業者のご判断になるわけですが、今後どのような方針であるかというのは確認しながら、またこの場でもご報告していければというふうに考えております。

3つ目の課題、ページで言いますとスライド 21 になります。ノンファーム型接続の適用の課題になります。ノンファーム型接続は再エネ等の新規電源の早期接続を可能とするための方策ということで、21 ページ下にありますが、昨年1月から基幹系統での受け付け開始をしております。本日のご議論、この2022年のところ、赤枠で囲っておりますけれども、この4月に予定されておりますのは、空き容量のある基幹系統ですので、これによって何か早期接続が可能になるわけではない。もともと空き容量のある基幹系統への接続であります。

昨年末もこの場でご議論いただきましたが、21 ページの真ん中にありますローカル系統でのこのノンファーム型接続の適用というところと言いますと、2023年3月ごろと書いてあるもの、これがいわゆる空き容量のないローカルで早期の接続を可能にするためのノンファーム型接続というものであります。ですので、今回ここでご議論いただくものはそれとは別のものという形になります。それを記しておりますのが、次の22 ページになります。

この4月から始まるノンファーム型接続というのは、空き容量のないところではなくて、空き容量のある基幹系統への接続との関係ですので、これは早期接続を可能にするもので

はなくて、将来的なメリットオーダーでの系統運用に向けた準備的な取り組みの一環であります。

そういった整理のものではありますけれども、今この4月から全ての電源についてこのノンファームということにしますと、幾つかの課題があるという点。昨年もちよっとお示ししましたけれども、課題①、②、③というのを記しております。例えば、一部の電源、中小水力、バイオマスなどではまだ出力制御の機器が十分にそろっていないですとか、あるいは課題②にありますようなノンファーム型接続の適用の在り方が決まっていない。この点につきましては、2023年の適用を目指して、またこの場においてもご議論いただく予定になっております。

さらには、各種市場への参入ということでありまして、容量市場、あるいは需給調整市場にローカルに接続したノンファーム型電源がどのように参加できるようになるかといった点、今、これにつきましては、関係する審議会でご議論いただいているところであります。

こういった点を踏まえまして、25ページ目でありますけれども、この4月からのノンファーム型接続につきましては、対象の電源を基幹の系統に新たに連系する電源に限定することとしてはどうかとしております。ローカル系統以下に連系する電源については、今しがた示したような3つの課題についての対応方針というのが決まった時点でまた具体的なスケジュールをお示しできればというふうに考えております。

この4月からのノンファーム型接続の扱いの周知ということでは、この26ページにお示ししております、具体的な規定、特に出力制御に対応した機器の設置につきましては、27ページに記しております。

最後、今後のネットワーク政策の在り方ということで29ページ以降になります。29ページに幾つか記しておりますけれども、大きなネットワーク整備の流れ、過去半世紀に及ぶネットワーク整備が大きな転換点を迎えているというところであります。ここ数年でも大きく変わってきておりますけれども、そもそも電力需要の変化、それから電源、さらには需要サイドでの変化もある中であります。

具体的な個別のご説明は割愛しますけれども、需要の変化ということで30ページ、さらには31ページ目以降、送配電を取り巻く状況変化、あるいは分散グリッドといった点をお示ししております。

また、新たに導入される配電ライセンス、さらにはデジタル化の進展というのがある中で、効率化という観点では設備の仕様統一というのが進められてきました。これらについては、39、40スライドあたりに参考としてお付けしております。

そうした中で、今後のネットワーク政策の在り方ということで、41ページ目以降になります。2050年のカーボンニュートラル実現に向けては、電力ネットワークというのが単に電源と需要を結ぶというだけではなくて、より大きな意義、意味を持ってくるというところでもあります。

また、社会的な変化のスピードも速くなっているということでは、特に電力需要、例えば

データセンターといったものの建設との兼ね合いでは、ネットワーク側のスピーディーな対応というのが求められているところでもあります。

こういった点を踏まえつつ、この場でも従来よりご指摘いただいていたところではありますけれども、電源、需要を含めた電力システム全体の最適化でありますとか、あるいは最近ですとプッシュ型ということで進めております、中長期的な動向を先取りした形でのネットワークの整備、さらには運用といった点。それから、広域的なネットワークと地域分散型ネットワークの管理・運用のバランス、融合。そして、他の電源政策、あるいは情報産業政策など他分野との連携といったような点に着目しながら、具体的な検討を進めていってはどうかというふうに考えております。

今後の検討課題としましては、42、43 スライドにお示ししております。電力ネットワークの役割・機能としましては、1つ目で記しておりますような電源需要の誘導策との関係。あるいは、2つ目のポツではちょっと毛色は変わりますけれども、情報発信や電力の発電、あるいは送電線の利用状況についての情報もネットワーク、送配電事業者に集まってきますので、こういった面を、こういった点をどのように情報発信していくか。あるいは、どのような活用が期待されるかといった点。そして、ネットワーク整備で言いますと、下から3つ目にありますけれども、設備の増強と、むしろ運用の高度化のこのバランス。あるいは、広域的なネットワークと地域分散のネットワークの管理・運用のバランスといった点。こういったものを進めていく上でも、どのような方策が考えられるかといった点を記しております。

さらに、43 スライドでありますけれども、費用の負担と回収の方法。先ほどの議題にもありました、三次調整力②など言ってみれば、託送料金で見るところと、その他の形での費用負担というものの在り方についてどう考えるのかといった点。

さらには、2つ目のポツに書いてありますけれども、再エネの早期接続を可能とするための地域内の設備増強、その費用を回収する仕組みについてどのように考えていくか。

そして、最後に効率性の向上ということで、幾つかの事例も参考でお示ししておりますけれども、これまで進めてきている仕様の統一化、デジタル技術の活用といった点の効果とともに、さらに一層進めていく上ではどういった取り組みがあり得るのか。特にレベニューキャップ制度というのを見据えた場合に、どういった取り組み、どういった投資が重要になるかといった点。さらには、立地誘導などの新しい取り組みもこのネットワーク政策の中でご議論いただければというふうに考えております。

事務局からのご説明は以上です。

○山地委員長

ご説明どうもありがとうございました。

それでは今から、後半のテーマについての議論、質疑応答の時間としたいと思います。先ほどと同様で、ご発言をご希望の方はチャットボックスに発言の希望の意思表示をしていただければ順次指名いたします。これも先ほども申し上げましたけれども、要点を絞って簡

潔にご発言をお願いいたします。

オブザーバーの祓川さんからご発言のご希望が今出ているのですけれども、できればまず委員を優先してと思っていますが、特にございませんか。じゃあ、特に委員からの発言希望は確認できませんので、オブザーバーの風力発電協会、祓川さん、お願いいたします。

○祓川オブザーバー

ありがとうございます。

資料3について、事務局のほうでまとめていただきまして、感謝申し上げます。2050年のカーボンニュートラルに向けて、現在の進捗状況を海底直流送電、ローカル系統の増強、ノンファーム型接続等、ご説明いただきました。どれも重要だと思いますけれども、やはりその海底直流送電の早期実施というのは極めて重要だというふうに認識しております。

事業主体、ファイナンス、調査などなどの各種課題がございますけれども、早期着手に向けた整備・調整を行い、速やかに実行、着手に移行していただきたいと思っております。何卒よろしくお願いいたします。

○山地委員長

ありがとうございました。

長山委員からご発言をご希望ですね。お願いいたします。

○長山委員

はい、すいません。聞こえますでしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。

○長山委員

私のコメントは将来のことだなと思うかも知れないんですけれども、スライド20でどういふ条件が満たされれば、プッシュ型の増強が許容かというところなんですけれども、プッシュ型の設備増強については、一般送配電事業者と発電事業者が情報公開して、相互にコミュニケーションを取りながら進めていくことが重要であると考えております。

特に一般送配電事業者が系統混雑状況ですとか、費用対効果が高い増強箇所を公表して、早期に系統の混雑状況を反映したロケーション・マージナル・プライスの見通しを示すことが重要であると。それを基にして発電事業者が価格シグナルを持って系統蓄電池を含む電源を導入することを決めることができるということで、要は、双方の情報公開が必要であると。例えばPJMですと、混雑する送電線はほぼ毎年同じでありますし、送電線の混雑時間は上位20カ所で全体の半分を占めるんです。従って、どこが混んでいるかが分かるので、こういったロケーション・マージナル・プライスを早期に地域的に導入すればいいかと思っております。

2点目は39と40スライド。39スライドでいいですかね。スライド39で、仕様の統一で、まず3品目を全国大で統一ということなんですけれども、これはなるべく早く多くの対象品目を国際標準に統一して、また、工法も標準化していくべきである。いろんな風力・

送電機器等でも日本だけで認められなくて、他では認められるというようなものが結構あって、例えば変圧器の分解輸送ですとか、そういった点は早急に見直して、国際的な標準化を図るべきであると。

特にこれはハードだけじゃなくて、今後アグリゲーターが導入するシステムについても標準化を目指すべきではないかなと考えていまして、これは私の専門じゃなくて、東大の江崎先生のご専門かと思うのですけれども、多くの分散型設備を制御するには、デジタル化によって駆使しても、設備が相互に高速にコミュニケーションをします。しかも、セキュリティーをもってコミュニケーションをすることが重要であるということで、このアグリゲーターのシステムも標準化したほうがいいのではないかなというように思います。

3点目なのですけれども、スライド41のほうで、かなり将来的な話になるかもしれないのですけれども、電力だけではなくて、水素ネットワークですとか、ガスネットワークも重ねた上での統合インフラシミュレーションが必要であると。ドイツ、オランダでは電力会社とガス会社が2050年のカーボンニュートラルのための電源構成と電力熱需要を俯瞰（ふかん）したシミュレーションを行っていきまして、全8760時間で最適な電力供給、水素、ガスのシミュレーションを見通している。

系統混雑時の水電解による水素を、取りあえず水素パイプラインに入れておいて、その水素パイプラインのそばを製鉄所が通るようにしたり、さらに、ガスはバイオガスとメタネーションしたもので、ガスパイプラインを維持するような、そういった全体的な絵を2050年には考えるべきではないのかなというふうに考えております。

あと、スライド43目です。3なんですけれども、設備状況はこれ、B/Cが1以上ならば一般負担ということで考えていまして、B/Cが1以下でも増強を行う場合には政策的な実施も必要であると。例えば、炭素税とかそういったものも使いながら、要は電気だけに負担を掛けなくて、あらゆるエネルギー、電源でも負担をしていくと。現在はFITだけに負担を寄せているために、CO<sub>2</sub>削減のために電力だけ価格が上がっちゃって、結局、ガスなどのCO<sub>2</sub>削減が進まない。これはメタネーションになっても状況は同じでして、ガスのCO<sub>2</sub>も下げる必要があるということで、要は電力だけに負担させるのではなくて、全体で負担をさせることが重要であるというふうに考えております。

最後は、スライド12です。スライド12で、これはちょっと質問になるかもしれないのですけれども、今後、北海道の辺にたくさん洋上風力発電所ができると、つまり、そこから北海道連系に一回入れて、そこからその直流送電して、東京に持っていくというようなことになると思うのですけれども、それだと確かにコストがかかりますので、洋上風力は直接この直流送電、海底直流送電につなげれば、より効率がいいのではないかと思います。

しかし、それには特定の負担をどうするのかとか、一般負担にどの程度負担していただけるのかとか、そういうこともあると思うのですが、まだマスタープランでそういうことを話していなければ、今後そういうことも話す必要があるのではないかと思います。

以上でした。

○山地委員長

ありがとうございました。

では、続きまして、小野委員からご発言ご希望ですね。お願いします。

○小野委員

今後の電力ネットワークの整備に当たっては、発電とネットワークのコストの合計の最小化という視点が重要であり、41 ページに記載されている今後の電力ネットワークの政策の基本的な視点の内容には違和感はありません。

42 ページの1 ポツに記載されている電源や需要の誘導はネットワークコストの抑制を図る上で重要な要素です。とりわけ電源については、ネットワークコストと発電コストの合計を最小化する地点への立地が経済合理的に選択されるような仕組みづくりが不可欠であると考えます。市場主導型の混雑管理手法の導入や発電側課金の割引制度の活用などを通じた適切なインセンティブ設計が重要であると思います。

また、42 ページの4 ポツと関連して、現在、地域間連系線や基幹系統の増強については、マスタープランに基づいて国や広域機関がプッシュ型で進めていき、ローカル系統・配電系統については、地域の一般送配電事業者がそれぞれの再エネ導入見込み量などを踏まえ、費用便益分析に基づきプッシュ型で進めていく立付けになっていると認識しています。

電力システムは連系線・基幹系統と、ローカル系統・配電系統が一体で成り立っていることを踏まえれば、ネットワーク事業者が主体的に策定する計画とマスタープランとの接続の在り方を検討していく必要があると考えます。

最後に、43 ページの今後の送配電整備にかかる費用負担と回収方法についてです。一般論としては、原因者負担、受益者負担の原則にのっとることが重要と思います。特に、再エネ資源の豊富な地域に負担が偏ることのないよう、適切な費用負担の在り方について、今後検討を進める必要があると考えます。

○山地委員長

ありがとうございました。

では次、秋元委員、お願いいたします。

○秋元委員

秋元です。どうもご説明ありがとうございました。

今、長山委員や小野委員がおっしゃられたことと重複もありますので、簡単にだけ申し上げますが、最後、41 ページ目から43 ページ目の今後のネットワーク政策の在り方というところは大変重要だというふうに思っています。

デジタルトランスフォーメーションが進んでいく中で、やはり分散系をいかにうまく統合していき、全体の発電コスト、そして、送配電のコスト等を削減していくのか。低廉にしながら脱炭素化を図っていくのかという視点が大変重要で、そういう面でその先にあった議論では直流送電の議論もありましたけれども、ここでも大変需要ではございますが、一方で、どうしても再エネ、変動制再生可能エネルギーを飲み込んでいこうとすると、設備利用

率が下がってきて、費用対効果の悪いものになる可能性もございますので、あわせて、当然ながら、基幹システムの増強ということは大変重要なわけでございますけれども、一方で、その需要をいかにうまく配置していくのか。もちろん、発電の分散系の発電をどう配置していくのかという全体最適の視点が大変重要で、需要サイドで言いますと、データセンターの話、もしくはデータセンターや蓄電池といった話の記載がありましたけれども、その他、ヒートポンプであるとか、コジェネであるとか、もしくはもう少し先、長期で行きますと、水素製造やメタネーションといったようなものをどういった配置をしていくのかということも合わせて全体的なエネルギーシステムの在り方ということを考えていく必要があるんだろうというふうに思います。

当然ながら、広域機関の中のマスタープランのところでも検討するわけですが、ただ、電力システムを越えた部分での検討も必要だと思いますので、この委員会、もしくは他の政府の委員会も含めて、この大きな問題に取り組んでいく必要があるというふうに思っています。

この資料の方向性に関しては違和感なく、ぜひしっかり進めていくことが重要かと思えます。

以上でございます。

○山地委員長

ありがとうございました。

次、松本委員がご発言をご希望ですね。松本委員、お願いします。

○松本委員

ありがとうございます。

まず、電力ネットワークの次世代化につきまして、課題の整理、そして、方向性について丁寧なご説明をいただきまして、大変ありがとうございました。

私からは1点、コメントをさせていただきたいと思えます。

ノンファーム型接続の積極的な推進によって、送電線のオープンアクセスルールの整備を進めていくことについて、高く評価させていただきたいと思っております。これについては、利用者に対する公平性の確保を行うためにも、基幹系統、電源線ともに送電線の稼働率を開示するなど、設備利用情報へのオープンアクセスも併せて記載されてはどうかと思っております。

以上です。ありがとうございました。

○山地委員長

ありがとうございました。

チャットボックスにはここまでなのですが、オブザーバーの平岩さんからありますが、その後ですぐ荻本委員からご発言をご希望ですので、まずは荻本委員のほうからお願いいたします。

○荻本委員

荻本です。聞こえていますでしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。

○荻本委員

それでは、最初に3点、具体的な話を。

まず、HVDCに関しては欧も米も制度整備から非常に苦労している。というのは、電源とその送電線の開発スケジュールが全然違うから、不確実性も違うからということだと思います。ですから、その今の雰囲気、単に前のめりの計画になるのではなくて、電源側の開発スケジュールを十分見極めて、社会的負担を大きくしない進め方を検討していただきたいと思います。

それから、ローカル系統の増強ということなのですが、送配電事業者さんがいろいろやられるということになると思うのですが、個別のその事業者さんの利益とがっぷり四つになるということは、とても技術的な範囲を超えて難しさがあると思います。

ということで、結局、負担は電気料金を通して社会全体に来るということで、それが公正に行われるように、その整備に関する情報開示を緻密に設計する必要があるのではないかな、またはその罰則規定というようなものも必要になるかもしれません。その辺に気を付けていただきたいと思いました。

それから、再エネの機能の義務化を絞るということに関して、決まらなければ負担が減って、出力制御からも逃れられるという誤解を与えてしまうと、本来具備すべき制御機能が将来整備されるということは望むべくもないというふうに危惧いたします。

そもそも基幹系統に接続される再エネというのが一体どれくらいあって、それ以外がどのくらいあるのかという見込みなのかもちょっと教えていただきたいと思います。

最終的な手段としては、もしその遠隔制御ができないということであっても、前述の連絡によって停止を義務化する場合があるという、義務を課すというような何らかの制約、条件を付けないと、電力システム全体の設備形成がうまくいかないという恐れがあると思います。

ここからは将来の話ですけれども、ネットワーク整理と管理・運用のバランスというような問題の提起がございました。基本的に、今からいろんな問題が発生してきます。今起きているものだけではなくて、もっともっといろんな対応が求められる、その課題が発生します。ということで、管理・運用の高度化は必須です。これを後回しにすると、とてつもないことが起こってしまうということを許容してしまうことになります。ですから、これをやった上で、増強というのは可能な範囲で実施するということが大事なかと私は考えております。

それから、広域ネットワークなのか、中域分散型なのかという点もございました。ただ、遠隔地の風力や安いPVを利用するというためには、広域ネットワークは必須だと思っています。停電対応というような災害への備えとしては、最終的には個別の需要を守るという



ことが絶対条件だと思います。

そのように考えると、地域分散型のネットワークというのは、資料にもありましたように、広域ネットワークに融合した能動的な単位、セルというふうになるのではないかなと思っております。こういう方向にうまく進めるためには、実証試験という掛け声が掛かるのですが、それはそれで必要なことはやるとして、それと完全にシンクロした制度整備というのが必要だと考えます。

分散型については多数のステークホルダーを巻き込むことが必須ということで、課題解決からのプッシュ型ではなくて、将来ニーズからのバックキャストによるルール、グリッドコードを連系規定、運用規定のようなところで作るのが大切だと思います。

長くて申し訳ございません。以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。

では、オブザーバーの方のほうにまいりましょう。送配電網協議会の平岩さん、お願いします。

○平岩オブザーバー

平岩です。聞こえますでしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。お願いします。

○平岩オブザーバー

ありがとうございます。

私からは海底直流送電とノンファーム型接続の適用拡大、この2点についてコメントをさせていただきます。

まず、17 ページの海底直流送電に関する検討についてでございますが、この海底直流送電は欧州の遠浅な海底とは異なって、急峻な海底地形が多い日本近海において、約900キロメートルにも及ぶ長距離の直流海底ケーブルを敷設するという、わが国でも経験のない大規模なプロジェクトであり、まずはしっかりと技術検討を行う必要があると考えております。

また、工事規模、投資額が非常に大きく、様々なリスクも想定されるため、リスク評価が重要と考えます。例えば、水深などを考慮したルートの変更とか、漁業補償による工期の長期化やコスト増。また、海底ケーブルの故障想定と、故障時の復旧方法と復旧コスト、復旧作業期間中に再エネ電気などを送れないことなどは、リスク評価の重要項目であり、事業性にも影響を与え得ると考えます。このため、費用便益評価と併せてリスク評価をしっかりと行う必要があると考えます。

また、主な検討事項として、ファイナンス、費用回収と記載いただいておりますが、巨額の投資が必要であり、リスク顕在時を含めた投資回収の予見性が重要であり、具体的な投資回収の方法の整理もしていただきたいと思います。

次に、2点目は25ページのノンファーム型接続の適用拡大の方向性についてでございます。2020年4月から全ての基幹系統にノンファーム型接続を適用するには、出力制御機器等の課題があることから、対象電源を基幹系統に新たに連系する電源に限定する方向性を示していただいております。

この場合、基幹系統に空きがある間は、ローカル系統へ連系するファーム型接続が増加し、また、一定の順序による再給電方式では、配電系統の電源は当面の間、原則抑制対象外であることから、系統混雑時に出力制御できる電源に限られ、連系待機とせざるを得ない電源が発生するといった課題も考えられます。このため、系統混雑時に出力制御可能な電源を一定量確保し、より柔軟な対応ができるよう、出力制御機器などの課題について早急に解消していただきたいと考えます。

私からは以上でございます。

○山地委員長

ありがとうございました。

では続いて、オブザーバーの東京電力パワーグリッドの岡本さん、お願いいたします。

○岡本オブザーバー

岡本です。聞こえますでしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。お願いします。

○岡本オブザーバー

すいません。私からは10ページの論点3つそれぞれと、あと最後の今後の電力ネットワーク政策の在り方について、それぞれコメントをさせていただきたいと思います。手短かにさせていただきます。

まず、論点①の海底HVDCの件。確か17ページに3者の役割を整理していただいたと思っております、ありがとうございます。ここで、まさにご指摘のとおり、いろんなステークホルダーの方が関わってくるのですけれども、ここに明示的にはないですけれども、ファイナンスということになると、当然、金融機関さんの話が出ますし、当然、ケーブルということになると、あるいは、その変換器というのはサプライヤーさんもいらっしゃるし、あとは敷設していくということになると、その地域のお客様と、さまざまな方ですね。ここに明示的にはないものの、ステークホルダーの皆さまのご理解・ご協力があって成り立つものと思っておりますので、その前提として、その費用対便益の評価というのを広域機関さんでやっていただくと理解していますので、その多様なステークホルダー間の調整について、ぜひ政府が前面に出て行って頂けるとありがたいと思っておりますが、そういった理解でよろしいかと。ちょっとこの論点の①だけは確認をお願いしたいと思います。

論点の②のローカル系統の増強のところを整理していただきまして、ありがとうございました。荻本先生からもプッシュ型というところのお話もあり、バックキャストというところもありということで、ここの部分、今まで私どもの経験でも群馬とかで連系希望の再エネ

の事業者さんを募集して、一括で系統増強を行ってみたりとか、近年の旺盛なデータセンターについても事業者さんの計画を丹念に伺いながら、先を見た増強をやって、またさらにそのお客さんの計画が進むというようなことがございますので、少しその系統利用者ですとか、自治体さんですとかとも少し双方向性のプロセスを作り込んでいくことが大事かなと思っておりますので、そのような取り組みを私どもとしても進めたいというふうに思っています。

3点目の、今、平岩さんからもお話がありました、ノンファーム型の接続の件ですね。ここについてはNEDOプロを進めまして、ローカル系統の混雑のためにローカルのファームの試行ということを行ってまいりたいとので、既存の調整電源がないということなので、系統増強あり、なしに関わらず、重要な技術になっていくというふうに考えていますので、いずれローカル系に接続される分散型電源においても、出力制御装置を皆さまに付けていただきたいということを前提に早期連系していきたいというふうに考えてございますので、よろしくお願ひしたいと思ひます。

最後、今後の電力ネットワーク政策の在り方の基本的な視点をまとめていただいて、ありがとうございます。ここではまさにコメントだけですが、中央主権と分権といいますか、分散というところ。ちょっと対置されているところがあって、そこは少し両極な表現とはなっていますけれども、ここに関わってくるそれぞれのプレイヤーが民間事業者としての創意工夫を行いつつ、社会としても全体最適に近づくような枠組みというか、アーキテクチャーの設計が重要なのかなと思っておりまして、私どもとしてもそういった枠組みの検討に能動的に加わってまいりたいというふうに考えてございます。

また、荻本先生からもあったかと思いますが、ハード対策とソフト対策のバランスの部分なんですけれども、やはりデジタル化ということを最大限進めて、このハードウェアの資産ですね。その資産を最大化することが非常に大事だと思ひていまして、その上で、費用対効果の高い設備投資を行うことが基本かなというふうに考えてございます。

すいません。ちょっと長くなりましたけれども、私からの質問が1点と、ちょっとコメント3点でございました。ありがとうございました。

○山地委員長

どうもありがとうございました。高村委員からご発言をご希望ですので、まずは高村委員、お願ひいたします。

○高村委員

ありがとうございます。

事務局の資料にもありますように、総理の所信施政方針演説でも、送電網は非常に大きな注目といひましょうか、力点が置かれた方向性を示されておひまして、非常に重要な議論だというふうに思ひておひます。

まず、資料3の論点の①のところですが、この直流送電についてはぜひ整備量といひましょうか、送電ネットワークの整備量が過小評価になって、二重に追加的に投資、増強

しなくてよいような形での計画をしっかりと作っていただく必要があるかというふうに思っております。全体としての社会コストを最終的に引き下げる形になるかと思っておりますので、これは後でちょっと申し上げますけれども、どういう将来想定を置くかによって、その必要量というのは変わってくると思っておりますので、しかし、この直流送電については過小投資、過小評価になるということについては、ならないように留意をしていただきたいというのが1点でございます。

それから、2点目は論点②のところですが、スライドの19、20のところ、ローカルシステムの増強の在り方についての記載をしていただいているかと思っております。事務局からご提案のあるように、ローカルシステムの増強方針等について、各一般送配電事業者の皆さまに確認などをしていただいて、事務局から改めてその状況等々について方向性も含めて小委員会に、この委員会に報告をいただくということかと理解をしております。これはぜひお願いをしたいというふうに思います。

その際に、ぜひ各一送さんのところで、どういう考え方でローカルシステムの増強を決定をしているのかという、まさに方針。それから、その増強のニーズ、必要性をどういう情報、あるいは将来想定に基づいて判断されようとしているのか。これは地域のこの間の脱炭素化ですとか、再エネ導入の方向性で今、国の政策が動いていると思っておりますので、例えば自治体の計画の把握ですとか協議といったものがどういうふうにされているのか。

それから、ぜひ送配電事業者さんから、こうしたローカルシステムの増強を適切に増強していくときに、どういう制度や仕組み、あるいは支援が必要かといった、こうした点についてはぜひ送配電事業者さんに確認をして、ご報告をいただければというふうに思います。

論点の③についてですけれども、この間、ノンファームの接続を拡大してきて、着実に拡大してきていただいていると思っておりますけれども、今回、そのローカルシステムのノンファーム接続について、一定のものについて、まだ混雑状況のないものについてということかと思っておりますけれども、スライド25のところ、課題解決のめど、方針が立った段階でというふうにあるのですけれども、これは具体的にはどのようなスケジュール感を持っていらっしゃるのかという点について、ご質問でございます。やはり具体的な、もちろん課題解決の検討に、課題が何かということにもよるといふふうには思いますが、しかしながら、やはり迅速なローカルシステムへの接続を求めている。特に、新規の電源についてそうした要請は強いと思っておりますので、このスケジュール感についてご質問でございます。

論点③についてはもう一つ、これは以前からご議論がありますけれども、委員会の中でも議論がありますが、もう既にやはり基本的にノンファーム型接続で、その接続を拡大をしていく、容易にしていくという方向性でこの間、議論をしているのであって、今回、課題対処の方針について検討をするという間、こうした対応をされるという理解でありますけれども、その間、接続した電源がその後も発電したものが全てファームで接続が保証されるということを保証するものではないと理解をしております。そういう理解でよいかという点、確認でございます。

最後、今後の電力ネットワーク政策の在り方と基本的な論点について、ぜひ本日挙げていただいた検討課題、検討を深めていければというふうに思います。その上で、ぜひご検討事項に反映していただく、あるいは検討していきたいと思っている点、3点でしょうか。申し上げます。

1つは、費用負担と回収方法のところですが、これは論点の2にも関わってくるかと思えますけれども、やはりローカル系統等の整備やノンファーム型の接続の拡大等々、やっぱりわれわれが目指しているローカルなネットワーク整備に積極的な電力会社の努力というのが、レベニューキャップ制度の中でしっかり報いられる仕組みになっていく必要があるのではないかというふうに思います。現行の制度を踏まえた上で、もしさらに検討すべき点があれば、この点はぜひ検討したいというふうに思います。

それから、2つ目はスライドの43のところにあります、まさに需要シフトの点でありますけれども、これは非常に重要だという認識をこの委員会でも共有をしていると思います。今後ぜひ検討の際に俎上（そじょう）に出していただけるとよいと思うのですが、当然その電力システムの中でのいろんな支援ですとか制度設計と合わせて、今でしたら特にカーボンニュートラルとの関係で、例えば産業競争力強化法の是正対応等とその他のさまざまな施策というものをやはり活用していくことも必要だというふうに思っております。この点でどこまで現在可能であって、あるいはどこまで実績があるのか。あるいは、さらにどういう対応が必要なのかという点についても、今後検討ができればと思います。

最後は、長山委員がご指摘になったところです。今、マスタープランの検討をしておりますけれども、やはりプッシュ型でネットワークの増強を考えていくときに、将来のエネルギー電力システムがどうなるか。あるいは、再エネの導入がどうなるのか、電化がどうなるのか、需要がどうなるのか。さまざまな想定を置きながら検討をしていると理解をしております。

やはりここで1つ、電化というのはカーボンニュートラルを考える上でも非常に重要だというふうに思っているわけですが、同時にその電力システムがさらに柔軟性を持ったものになるためにも、それから、安価な脱炭素電力が逆に水素や新しいエネルギー源の展開を支えるという観点からも、電力だけでないエネルギーシステムの在り方、これは長山委員がおっしゃった点に共通するものでありますが、その像をやはり描く必要があるのではないかというふうに思っております。

それに関わって、再エネなどの脱炭素電源の拡大と電化というのは一つのカーボンニュートラルに向けた非常に重要な要素だと思うのですが、そのときの費用負担の在り方。これはエリアなのか全国なのかに加えて、電力システムに寄せる費用負担の仕方なのかといった費用負担の仕方そのものをやはりしっかり検討する必要があるというふうに思っております。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。

それでは、またオブザーバーの方のほうに戻りまして、地熱協会の後藤さん、お願いします。

○後藤オブザーバー

ありがとうございます。後藤です。聞こえますでしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。お願いします。

○後藤オブザーバー

送配電網のバージョンアップについては今後進められていくものと理解しております。今後、基幹の新設、それから増強等、大型工事に伴って、われわれが心配しておるのは、一般送配電会社の人的なリソースを含めてなかなか送配電会社さんに工事をお願いするのが難しくなる状況が発生するのではないかと考えております。

事実、東北北部の募集プロセスにおいては、電源線を事業者で敷設することを強く推奨するということが言われておりまして、今後この自営線の管理や連系点までの送電ロスはどうするかというところも問題になろうかと思えます。

この委員会で議論されるかどうかというのは分かりませんが、ちょっと視点の違ったところで発言させていただきましたが、こういう問題も併せてご議論いただければというふうに考えております。

以上でございます。

○山地委員長

ありがとうございます。

続いて、広域機関、大山理事長からご発言をご希望です。大山オブザーバー、お願いします。

○大山オブザーバー

大山でございます。どうもありがとうございます。

私からは海底直流送電に関してちょっとコメントだけさせていただきたいと思えます。

海底直流送電ですけれども、平岩様、岡本様からも発言があったとおり、大変なプロジェクトであると認識しております。

17 ページを見ても、かなり国が前面に立って進めていただくということになっているかと思えますし、それは大変重要なことだと思いますけれども、しかし、それだけではなくて、国と協調して送配電網協議会、一送、そして我々、広域機関というのは手を取って協調して進めていくことが非常に大事であるというふうに考えております。

その上で、広域機関の役割ですけれども、コスト等の検証、それから費用、それに基づいて費用便益評価というふうには書いてありますけれども、コストについてはまだ経験のない工事になるということで、これも発言があったかと思えますけれども、コストの積み上げというのはちょっとまだなかなか難しいので、どうしても概算になると思えますけれども、わ

れわれのほうでもできる範囲で進めていきたいと思います。精度はちょっとご容赦いただきたいと思いますが、できる範囲で進めていきたいと思いますので、よろしく願いいたします。

以上です。○山地委員長

ありがとうございました。

私が見ている範囲では、チャットボックスに特にご発言をご希望の書き込みはございませんが、ここで一区切りと考えてよろしいですか。特に追加の書き込みはないようです。

では、ご質問もございましたので、ここでちょっと事務局のほうから、小川課長ですかね。お答えをいただけるところをお願いしたいと思います。

○小川電力基盤整備課長

さまざまなご意見を頂きまして、ありがとうございました。テーマに沿って順にご回答を申し上げます。

まずは海底直流送電につきましては、岡本オブザーバーからもご質問がありました、政府が前面に立ってということによいかという点。これはもちろんであります。ご指摘がありましたとおり、ファイナンス面では金融、それから送電、ケーブルに関してはメーカー、それから自治体、さらには漁業関係者。ただ、幅広いステークホルダーとのコミュニケーション。いろいろ個々のテーマに応じて場を設けながら、この点は進めていきたいと思います。

送配電網協議会、平岩オブザーバーからもいろいろ懸念点のご指摘もありました。もちろん、さまざまなリスク評価も行いつつ、一方で広域機関、大山オブザーバーからも今しがたありましたとおり、これだけのなかなか大変なプロジェクトであるからこそ、関係者の英知を結集して進めていければというふうに考えております。

その際、長山委員から、例えばということで、洋上風力、北海道に上げずに、電源線のような形で直接需要地に持っていくこともあるのかといったお話がありました。もちろん、この点は何か決め打ちということではないのですけれども、この海底直流送電は再エネのためだけではない。再エネとともに、レジリエンスの強化ということでのマスタープランで進めている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。

それから、続きましてローカルの増強の話についてであります。なかなか難しい点がある中で、この増強についてどう考えるのか。費用負担の話。今後、事務局において確認をしつつ、高村委員からもさまざまなご指摘、リクエストを頂いております。そういった点を確認しながら、あるいは各委員、オブザーバーからもご指摘がありました。どういった形で進めていくとより良い形になるか。双方向でのプロセス、コミュニケーションというお話もありました。この点、全く同感でありまして、電源が先か、送電線が先かということではなくて、両方を一体的に進めていく必要がある。その際にどういう情報を基に、どういうコミュニケーションを取っていくといいのかといった辺り。いろいろな事例も確認しながら、またご議論いただければというふうに思っております。

それから、3つ目のノンファームの点についてであります。高村委員からも確認というこ

とでお話がありました。まず、このノンファームの特に今回お示したことでもって、ローカル以下のところの引き続きファームになることで将来的にファームが保証されるものではないとの理解。ここは今後ご議論いただく利用ルールとの関係でありまして、そういった意味では保証されるものではないというのはそのとおりかというふうに思います。

一方で、誤解がないようにということと言いますと、今回、ローカルのところのノンファームの適用を課題解決までとしている点。これは何かローカルでのノンファーム接続という、言ってみれば早期接続ができなくなるという趣旨ではなくて、むしろ出力制御機器の話がありました。仮に今の状況でローカルにもそのまま適用すると、急にこの出力制御機器がない中で接続がある意味、ここでシャットダウンされてしまうという、電源に不利益が及びかねない状況であるという点。だからこそ、これは早急に課題解決、スケジュール感のご質問もありました。具体的なその時期というのはお示しできていませんけれども、課題①、②、③と言いますと、例えば出力制御機器について言うと、これはもうひとえにメーカーがそういった機器を出せるか、出しているかということになりますので、ここはもう少しお時間を頂いて、確認をしたいと思います。

また、ローカル系統へのノンファーム型接続の適用の在り方。これはいずれにせよ来年のローカル系統へのノンファーム型接続の適用までに整理する必要がありますので、こういったスケジュール感を持ちながら、検討を進めていきたいというふうに考えております。

それから、今後の課題について。これもさまざまご指摘、ご意見ありがとうございました。特にシステム全体で考えるという点、あるいは特に費用負担の関係で電力だけでなくという点、これはもうまさにおっしゃるとおりだというふうに思いますし、特に水素といったときには、どういった形での負担かといった点は今後検討を深めていく必要があるというふうに考えております。その際、エネルギーシステムですね。これはもう既に、ちょっと欧州と違って、パイプラインがどこまで日本全国に張り巡らされているかという点がありますけれども、一方で、水素といったような話のときには、既に電力だけにとどまらない課題になってくると思いますので、そういった視点で、エネルギーインフラという視点で検討を深めていきたいというふうに思います。

最後は地熱協会後藤オブザーバーから大変重要なご指摘を頂きました。工事の話であります。これについては、確かに明示的に記しておりませんが、今後特に全国大で考えた場合に、工事の施工力といった点では、各送配電事業者でもさまざまな課題を抱えております。どういった形で進めていけるのか。何か一定のやり方、あるいはいいプラクティスなどがあるかといった地点から、これらについても今後検討していきたいというふうに思います。

事務局からは以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

今の事務局からの対応を踏まえて、またご発言のご希望がありましたら、チャットボック



スに書き込んでいただければご指名いたしますが、いかがでございましょう。特によろしいですか。特にチャットボックスに書き込みはないようです。

ということで、本日もお昼の時間を使って、非常に長時間にわたって熱心なご議論をありがとうございました。

本日は3つテーマがあって、1つは「F I P制度の開始」。それから、「再エネ予測誤差に対応するための調整力確保費用」。それと、「電力ネットワークの次世代化」でございました。まず、その「F I P制度の開始に向けて」では、今改めてF I Pの導入の意義、それをいま一度確認していただいて、それから、事業者の理解促進のためのシミュレーションツールの公開とか、あるいは事例について事務局からの紹介がありました。

委員の皆さまから、なかなかやっぱりF I P制度は複雑で難しいと。どんどんこういうコミュニケーションツールを開発して、発電、小売り、幅広い関係者と良いコミュニケーションを取っていただきたいというコメントがあって、私もそのとおりで思っております。

1つ、蓄電池を後から設置するケースについて、区分計量等の条件を満たした上でということで、これはF I Pへの移行促進にもなるわけですけれども、委員の中からもやはり過積載との関係で、やっぱり国民負担の増大につながる可能性もあるということなので、ここは注意していただきたいと私も思います。

また、ネガティブプライスとか、あるいはネガティブプレミアムのお話も出ましたが、今のタイミングでこの場で直ちに議論というわけではないけれども、今後のやっぱり課題かなと思って、頭の中に入りました。

それから、2番目の再エネ予測誤差に対応する調整力確保費用ですけれども、これは要するに、F I T交付金の活用について事務局から提案が出て、インセンティブを付ける、効率化するというところの方向で、基本的には異論はなかったと思うのですけれども、現状をもうちょっとしっかり把握してくださいよと。そういう注文があったかと思えます。事務局においては国民負担とのバランスを踏まえて、交付金活用に必要な準備を進めていただきたいと思えます。

また、今後、需給調整市場を含む調整力全体の在り方について、電力・ガス監視等委員会とか、あるいは広域機関が連携して、調整力コストの削減に向けた検討。これも委員のコメントにもあったと思うのですが、進めていていただきたいと思えます。

それから、3番目の「電力ネットワークの次世代化」については、海底直流送電、それから、ローカルシステムの増強、ノンファーム接続、こういう足下の問題。それから、電力ネットワークを巡る直近の状況を踏まえた、より中長期的な今後の検討課題についてご議論をいただきました。

これについては、4月から始まる基幹系統全体におけるノンファーム接続のところに関して、特に異論はない。もちろん注意すべき点をご指摘があったと思うのですけれども、全体として異論はなかったと思えますが、事務局においては委員から頂いた貴重なご意見を踏まえて、次回以降の委員会ですらに検討を具体化して論点整理を進めていただきたいと

思っております。

ということが私なりのまとめですけれども、じゃあ、次、事務局から次回開催について、ご連絡をお願いいたします。

○能村新エネルギー課長

ありがとうございます。

次回の委員会につきましては、また日程が決まり次第、経産省のホームページでご案内させていただければと思います。事務局からは以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。

では、これもちまして、本日の委員会を閉会いたします。毎回でございますけれども、ご多用中のところを長時間にわたり、熱心にご議論いただき、誠にありがとうございました。

以上で閉会といたします。

○一同

ありがとうございました。失礼します。