

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 58 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 5 年 12 月 19 日（火） 15：00～17：31

場所 オンライン会議

1. 開会

○日暮新エネルギー課長

定刻になりましたので、ただいまより、総合資源エネルギー調査会再エネ大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会第 58 回会合を開催いたします。

司会を務めます、事務局を務めます、新エネルギー課長の日暮でございます。能村前課長に代わりまして、昨日 12 月 18 日付で着任をいたしました。どうぞ皆さん、よろしく願いをいたします。

本会合は、オンラインでの開催とさせていただきます。トラブル・ご不明な点がございましたら、事前に事務局よりご連絡させていただいた連絡先までお知らせください。

本日は、秋元委員、岩船委員、小野委員がご欠席、江崎委員、大橋委員、桑原委員、神山委員が遅れてのご参加となります。

それでは、山内委員長に、以後の議事進行をお願いしたいと思います。よろしくお願いいたします。

○山内委員長

山内でございます。よろしくお願いいたします。

議事に入りますが、その前に、本日の資料の確認を事務局でお願いをいたします。

○日暮新エネルギー課長

配付資料一覧をご確認ください。議事次第、委員等名簿、それに加えまして資料 1 として、再生可能エネルギーの長期安定的な大量導入と事業継続に向けて、資料 2、インボイス制度の導入に伴う FIT 制度上の対応、資料 3、再エネ予測誤差に対応するための調整力確保費用、資料 4、出力制御対策パッケージ、資料 5、電力ネットワークの次世代化について。参考 1 として、GX 実行会議における分野投資戦略の策定をご用意してございます。ご確認いただけたらと思います。よろしくお願いいたします。

2. 議事

- (1) 再生可能エネルギーの長期安定的な大量導入と事業継続に向けて
- (2) インボイス制度の導入に伴う FIT 制度上の対応について
- (3) 再エネ予測誤差に対応するための調整力確保費用
- (4) 出力制御対策パッケージについて

(5) 電力ネットワークの次世代化について

○山内委員長

よろしいでしょうか。それでは、議事に入りますけれども、議事次第に五つほどポツがありますけれども、今日の議論は3部構成で行きたいというふうに思っています。それで、第1部は、資料1再生可能エネルギーの長期安定的な大量導入と事業継続、これであります。参考資料の1、2、3というのがこれに関係していますので、これが第1部。

それから、第2部は資料2と3でありまして、資料2がインボイス関係で、資料3が調整力確保費用ということでありまして、これが第2部。

第3部は、資料4と5、出力制御対策パッケージと、それから電力ネットワークの次世代化でありまして、参考資料の4がこれに関係していますので、これが3番目の3部としての議論で、事務局から説明いただいて、それぞれについて質疑応答、自由討議というふうにさせていただきます。

それでは、第1部の議論から始めます。第1部については資料1です、それから参考資料について、事務局からご説明をお願いいたします。

○日暮新エネルギー課長

事務局でございます。

それでは、資料1に基づきまして、本日のテーマをご説明させていただきたいと思っております。

2ページ目をご覧ください。11月7日において、議論をキックオフさせていただいております。私も議事録を確認させていただきました。

2ページ目をお願いします。①～④、長期電源化に向けた事業環境整備、そして再エネ電源が有する便益がきっちり評価される事業環境整備、そしてFIT制度活用、そして再エネ電源の電力市場への統合、事業規律と、この4点について今日もご議論いただけたらというふうにございます。

前回の議論の振り返りということで、3ページ目、4ページ目をつけてございます。皆さんご議論をいただいているとおりでございますが、再エネ2030年36～38%の実現を目指し、地域との共生を前提に大量導入、そして事業継続、FIT卒業後も事業継続させていくという観点から、再エネ電源の長期電源化に向けた事業環境整備、ファイナンスの円滑化や適切に事業集約が行われるための基盤整備、この点は本日も議論いただきますが、そして、それを担うことができるプレーヤーと、住宅用太陽光の卒FIT案件なんかを念頭に置きながらアグリゲートするプレーヤーと、こういった多種多様なプレーヤーの観点、そして地熱発電や小水力発電など長期間の稼働が可能な再エネ電源について、その支援の在り方についても議論を深めていくべきではないかという点をこれまでも議論させていただいております。

また、この再エネ電源の価値が適切に評価される事業環境整備として非化石市場、オフサイトPPAや自家消費型の事業が促進される事業環境といったことを、論点として議論を

してきてございます。次のページをお願いします。

F I T制度の活用促進に向けた再エネ電源、電力市場への統合を図るべく、F I Pに対してどういうふうに誘導していくのかという点が3点目。

4点目が、導入状況の把握と、特にF I T・F I P制度以外の電源についての電源の捕捉、そして事業規律の評価、廃棄・リサイクルまで含めた事業規律の強化の在り方についてご議論いただいていたところでございます。

5ページ目、6ページ目、これまで少し事務局において、皆さんのいただいた指摘事項を整理・集約をしてございます。あまり繰り返しません、中長期的に中規模プレーヤーへの集約の重要性、責任あるアグリゲーター等の集約をどう進めていくべきか、約200万件といわれる卒F I Tを迎えていく中で、これらの電源をアグリゲートできるプレーヤーをどう育成していくのか。

6ページ目です、非化石価値・オフサイドP P A、これをどういうふうに活用促進をしていくのか。特にバーチャルP P Aは、市場価値リスクの変動リスクを需要家側が引き受けるという面で、需要家側の財務リスクが大きいという課題などもご指摘いただいております。こうした価値をシグナルとなって、合理的な再エネ導入が進むことが重要であり、それをどう進めていくべきかという点などがご指摘いただいております。

また、7ページ目、F I P制度でありますけれども、再エネ発電設備に設置される蓄電池に系統充電された場合の価格算定ルール、これ至急、制度を改正するようにすべきではないかご指摘いただいております、今日この後、少しそれに対する考え方をご提示させていただきたいというふうに考えてございます。

次に、卒F I T、非F I P案件についての再エネ全体を射程と入れた事業規律の在り方についても、これまでも議論を重ねていただいているところでございます。

事務局において、少し関係する皆様方にヒアリングを実施してきてございます。この実施状況を、9ページ目～11ページ目にまとめてございます。

9ページ目です。電源を集約する事業と、二つ目のポツですけれども、短期的なリターンは低いけれども、長期的にはビジネスになり得ると。適切にリパワリングをしていくことが非常に重要ではないかという発電事業者の観点で。また、地域との理解という中で、コンプライアンスの観点をしっかりやっていくべきではないかという声もいただいております。

また、10ページ目をご覧ください。オンサイトP P A、これ発電事業者を実施する際には、需要家への周知拡大ということが非常に大事であり、いろんなタイミングを契機にアプローチするということが非常に有効ではないかと。

また、三つ目のポツですけれども、需要家と締結する相対契約です、これが長期安定的であることが望ましく、ここに対して一定の価値があるのではないかという声もいただいております。

また、F I P制度のさらなる活用ということで、この市場価格の連動型というリスクを低減する中で、相対契約を締結するという一方で、一定程度リスクを抑えることができるので

はないかというようなご指摘もいただいております。

10 ページ目、ご覧ください。ファイナンス側からでありますけれども、しっかりとした事業計画・収支計画が策定されれば、F I T・F I Pにかかわらずファイナンスは可能だというような指摘。そして長期間の売電契約が可能な需要家を見つけ出して相対契約をすることが、金融機関側から見てもリスク軽減に資するのではないかという声もいただいております。

12 ページ目、ご覧ください。参考資料ですけれども、F I T・F I Pを受けた認定の太陽光発電事業の特徴いうことでございます。左下のグラフを虫眼鏡のように拡大したのが、右のグラフでございます。ご覧いただきますと、一つのポツごとが、事業者ごとにドットを打っております。

右下の領域というのは、非常に1件当たりのキロワット数が非常に大きくて、太陽光の設備の件数が少ないというエリアでございます。右下のエリアがメガソーラーをやられていることが中心のような事業者でありまして。これ注目すると、10kW～50kW のエリアというところについて、非常に持っている事業者数の件数が少なく、より多くこのアグリゲートをしながらか事業を展開していくということの余地が大きいというようなことが、このグラフから表れてくるんじゃないかというふうに考えてございます。

13 ページ目、まさに諸外国と比較をしましても、日本の状況は、50kW 未満の太陽光の割合が全体の3割を占めてございまして、諸外国と比べても大規模な事業用太陽光が少ないという状況でございます。

こうした状況を踏まえて、大手事業者が再エネ事業者、14 ページ目をご覧ください。大手事業者が、欧州では、大手事業者が再エネルギーに投資をシフトしながら、この再エネ発電事業者を担う主要なプレーヤーとなってきていると、こういう状況が見て取れまして。我が国においても、アグリゲートをしながらか、きっちりとした事業者が太陽光事業を行っていくということを、より誘導していくことが必要ではないかというふうに考えてございます。

15 ページ目です。こうした中で太陽光パネルの更新・増設を行うことを促進していく観点から、追加投資部分についても最新価格相当を適用するという、制度の改正・見直しを行ってございます。

そして16 ページ目、17 ページ目、これは大阪ガスさん、そしてヒラソル・エナジーさん、百年ソーラー山梨という事例を載せてございますけれども。事業集約をしながら、既存の太陽光事業をより効率化をしながら、より効率的な事業モデルを継続していくというような事例も出てきてございまして、これをまさに横展開していくということが一つのアプローチではないかということで、ここに掲載させていただきます。

18 ページ目以降は、少し具体的な議論をさせていただけたらとございます。ご案内のとおり、もう19 ページ目、20 ページ目という、F I P制度の概要をつけさせていただきますが、これは割愛させていただきます。

21 ページ目、F I P制度の活用状況ということでございます。2023 年 10 月時点で、F I P導入量は、全電源の合計の 275 件、986MWということで、F I Tから移行している件数も、現時点では 162 件にとどまっているという状況でございます。電源をより電力市場に統合していく観点から、このF I T電源をよりF I Pに移行させていくということが非常に重要な課題であるという中で、これ以降、具体的なことを議論させていただけたらというふうに考えてございます。

23 ページ目、この活用イメージでございます。いろんなF I Pを活用した後に、いろんな活用イメージがございますが、今後の認定案件については、蓄電池なんかを活用しながら卸電力市場で収益を上げるというモデル、当然、市場売電モデルというのも当然ありますが、特定の小売電気事業者、需要家と相対契約を締結しながら、長期安定的に再エネ電源を供給する相対契約モデル、これはリスクを低減するという事業モデルになりますけれども、こういうことを促進していくことが重要ではないかということの問題意識を 23 ページ目に書かせていただいております。

24 ページ目以降は、F I T制度のバランシングコストについて、提起をさせていただいております。先生方ご案内のことかと思っておりますけれども、F I TからF I P制度の下では、再エネ発電事業者は、通常の発電事業者と同様に、計画値の同時同量ということが求められておまして、計画と実績値の差分が発生した場合には、その差分に係る費用、インバランス負担をするということになってございます。

ただし、一定の金額、バランシングコストをプレミアムで追加的に手当てするという事で、事業者にとって計画値同時同量を工夫して、そのコストを抑えるということを促す仕組みというふうにさせていただいております。

そのバランシングコストについては、現在の制度では、2022 年度にバランシングコスト 1 円を交付し、そして 3 年目から 0.05 円ずつ、そして 4 年目からは 0.1 円ずつ低減させるという線を書いて、早い段階でF I TからF I Pに移行するというのを促すことを狙いながら、こういう線を書いたところが現行制度でございます。

26 ページ目をご覧くださいと、このF I P制度のバランシングコストについて、アンケートを取ってございます。四つ目のポツでありますけれども、このF I P認定事業者に対して調査を実施したところ、発電量予測と予測誤差への対応に関する費用が、交付されているバランシングコスト 1 円に比べて、実際の費用が高いという回答をした事業者が 7 件という状況でございます、割合で言うと 40%。同程度と回答した人が 28%ということで、F I T制度に移行した当初は、特に費用が高くなるというような声も個別にはございました。国民コストを抑制するという観点からは、事業者がインバランスを抑制させながら、このインバランシングコストを低減させるインセンティブを働かせていくということが重要で、特に中長期的に見てみると、この交付されるバランシングコストというものは着実に低減をさせていく必要があるということでございます。

27 ページ目をご覧ください。まだ十分な議論が引き続き必要かというふうには考えてご

ざいますが、事業者がbalancing costを低減するというインセンティブを持たせながらも、FIP制度のさらなる活用を促進していくという観点から、FIP制度として運転を開始した当初は、発電計画の作成等に関しての一定のコストを要するという中で、balancing cost、必要なコストを交付して、FIP制度の活用を促進することが必要ではないかということの問題提起させていただいております。

したがって、具体的なイメージ図としては28ページ目になりますけれども、28ページ目をお願いします。運転開始初年度、これは例えば24年度に始めても、25年度に始めても、運転開始初年度を1円/kWhとした上で、2年目、3年目と段階的に低減させて、4年目になって現行制度、先ほど25ページで引いた、既に定められた額というところまで段階的に低減をしていくというような線にしてはどうかと。

すなわち、24年度、25年度、26年度、27年度、この4年間においては、FIP制度に移行した方々については、当初はbalancing costを1円を交付してはどうかという案でございます。

あわせて、最後のポツでありますけれども、このFIP制度を活用する再エネ事業者の皆さんが、金融機関、研究機関、様々な方と連携して、このbalancing costを低減させていくという具体的な検討も、併せて進めていってはどうかということをご提案させていただきます。

続いて、③でございます。29ページ目、③をお願いします。次の話題は、相対取引のFIP制度ということです。FIP制度は、一定のプレミアムを交付することにより市場価格に連動することで、その市場のリスクを発電事業者が負うということでございますが、このモデルとして相対取引を活用することによって、契約としてそのリスクを低減することができるというようなことが可能になるということでございます。

31ページ目、世の中いろいろな事例がございますが、RE100とかSDGsの大きなトレンドの中で、製造業などを中心に、追加性のある再エネ電源調達が求められるという状況でございます。すなわち、この再エネを必要とする需要家のコミットメント、これの主導の下で、需要家、発電事業者、小売事業者が一体となった再エネ導入を進めていくというモデルが拡大がしてきてございます。

エネ庁としても、予算の面でこうしたモデルをきっちりと応援するべく、政策的に進めていっているという状況でございます。

続きまして、④のところ、34ページをご覧ください。これはかねてから様々な部分で、場所でご指摘をいただいております。検討が少し遅れておりましたが、ようやく整理が整いました。太陽光を設置した場所に蓄電池を併設した場合において、このFIPプレミアムの交付対象外ということとなっておりましたが、蓄電池から放電された電気を充電された電気量で按分することで、FIPのプレミアム交付対象とするという形とさせていただきます。

35ページ目の下の図で、①蓄電池からの放電量のうち、認定設備に由来する電気量を、

異がないのではないかと。きっちりこれでF I Pへのインセンティブ向上に寄与できるのかどうか、きっちり事業者にヒアリングをすべきではないかといったご指摘を上段でいただいています。下段では、インバランスを、インバランス制度全体、F I T制度にかかわらず、インバランス全体についてのペナルティー制度、ペナルティーの評価なんかも併せて考えたらいんじゃないかというご指摘もいただいております。

また、2ページ目、資料1、事務局における関係プレーヤーへのヒアリング、1ページ目です、これを周知・広報とセットできっちりやるべきではないかと。金融機関がよく分からないという声があるけど、実際にどういうものが足りないのかということを精査すべきではないかということでございます。

再エネ予測の誤差については、これは後段の議題に関わりますので、ちょっとここでは割愛させていただきたいと思います。

また、小野委員です、参考資料3になりますけれども。同じく小野委員からも、このbalancingコストについてのコメントをいただいております。ゼロプレミアム水準と風力について3円/kW、国民負担が生じさせない形で風力が進んでいくことについての評価についてコメントをいただきながら、今回、事務局が提起したbalancingコストについて、見直しの根拠として、事業者のアンケート18件のうち7件しか、実際もっとかかったと言う人がいないというのは、ちょっと根拠としてまだ十分ではないのではないかと、見直しが拙速なのではないかということ。

そして、需要家主導型の再エネ導入モデルについても、追加性のない単なる賦課金逃れをしたような、そういうモデルも最近見れるので、よく注意を払う必要があるのではないかとといったコメントをいただいております。

すみません、駆け足になりましたが、事務局の資料説明とご欠席のお委員の皆さんからのご意見を紹介させていただきました。

以上です。

○山内委員長

はい、ありがとうございました。

それでは、ご説明いただいた内容について、質疑応答、自由討議とさせていただきます。

ご発言ご希望の方は、Teamsのチャットボックス、これでお知らせいただければというふうに思います。どなたかいらっしゃいますか。

資料の1というのは、再エネ大量導入ということと長期的な安定ということですから。特にあれですか、後半でインバランスコストをいかに下げていくかと、このような議論ですね。

五十嵐委員どうぞ、ご発言ください。

○五十嵐委員

ありがとうございます。音声、届いておりますでしょうか。

○山内委員長

五十嵐委員、どうぞご発言ください。ミュートになっているかもしれません。

○五十嵐委員

聞こえませんかでしょうか。

○山内委員長

聞こえました。

○五十嵐委員

恐れ入ります、ミュートは外れておりましたが、失礼いたしました。

まず、この資料の1につきまして、前々回、11月の委員会の結果を受けて、早速ヒアリングを実施していただき、今後、他の審議会と連携した議論が、特にFIP制度のさらなる活用について様々な資料を取りまとめいただきまして、誠にありがとうございます。

私のほうからは、こちらの資料の18ページ目、政策対応の観点から①～④ということで4点挙げていただいておりますが。この18ページの2の①～④のところにつきまして、それぞれコメントさせていただきたいと思っています。

まず、1点目でございますが、資料1の23ページでございます。FIP制度の活用イメージということで、冒頭に箇条書で2点挙げておられますが。1点目、既にFIT認定を受けている事業については、移行を促進していくと、これは全く異存ございません。

ただ、2点目でございますが、今後の新規認定につきまして、蓄電池等を活用しながら卸電力市場で収益を上げるモデル、市場売電型モデルと、それから特定の小売電気事業者と相対契約と締結して、長期安定的に再エネ電源を供給していくモデル、相対契約型モデルを促進していくと。ここについてなのですが、下の図も含めましてですが、電気そのものの取引の話と再エネとしての非化石活用を含む取引の話が若干混在しているのではないかという印象を受けております。

電事業一般の発想としましては、以前の統括原価方式の時代であれば、卸電力の受託コストを小売価格に転嫁することができたわけですが、現在そのような状況ではございませんので、電事業全体の流れとしては、どちらかという長期固定価格でのPPAである相対取引型から、むしろ市場取引型へ移行する、そういったチャレンジングな市場売電型に向かっていくというのが大きな流れということで理解しておりました。

その意味で、この図のところ、縦軸が恐らく時間軸というご想定かと思うんですが、最終的に相対契約型モデルを促進していくと、冒頭の二点目にございまして、若干違和感を感じております。

この点につきましては、恐らく、事業者各社様が相対契約を選択する中で、ボトルネックがあるのであれば、制度的にボトルネックを解消する方向で解決していくということはあるかと思うんですが、その相対契約型モデルの促進というか、誘導していくというのは、若干違うのかなという印象を受けておまして、ほかの委員の先生方、オブザーバーの方々のご意見も聞きたいというふうに思っております。

2点目、②として、18ページの資料で挙げておられます、balancing costについて

コメントさせていただきます。balancing cost、FIP制度、既に複雑だというようなお話がある中で、どこの辺りでバランスを取っていくのかというところが悩ましいのですが、balancing costにつきましては、太陽光か風力か、あるいはプロジェクトの規模によっても大きく事情が異なるという理解でございます。

25 ページから 27 ページのところでおまとめいただいている提案、電源の種別や規模を考慮せずに一律の扱いとすることでよいのかどうかという点が気になっております。例えば、小規模な太陽光にとっては非常に大きな優遇となる一方で、大規模な風力、国策として力を入れていくべき風力のところで、対応として不十分なのではないかという辺りが気になっております。

この点につきまして、先ほど参考資料の 3 というところで、本日ご欠席の小野様のご意見というところでご説明ございましたが、参考資料の 27 ページ、右下に丸い円グラフがあるかと思えます。この円グラフのところ、高いと。要はbalancing costで予測誤差対応にかかったコストが高かったというグラフがあるんですけども、26 ページですかね。

こちらにつきましても、電源によってどうなのかという辺り、やはりより精査というか、具体的にどうなのか。もし今、事務局のお手元に何か情報があれば、ご説明いただければ幸いですし、やはり現状をきちんと分析した上で、拙速な対応にならないよう、拙速な改正、改悪にならないよう、十分注意していく必要があるように思いました。

3 点目でございますが、相対取引の関連ですが、これは一点のみでございます。相対取引、30 ページの資料にもございますけれども、こちらにつきましては非化石価値、再エネ価値も合わせて取引されているのが実情あるというところ、改めて分析しつつ、検討を重ねていく必要があるかというふうにご感想を伺っております。

最後に、4 点目、蓄電池の関連でございます。蓄電池の関連につきましては、冒頭で、資料 7 ページでございますが、以前、私のほうからも委員会で発言させていただきましたとおり、やはり必要な省令等の改正が遅れているというところが非常に懸念されておまして。そうした中で、本日、資料で 26 ページ以下でご説明をいただいて、議論をされると、関連する委員会でも今後議論していくという流れになりましたこと、大変ありがたく思います。

この 36 ページのところ、こちらの最初の 30 分間といいますか、FIP の場合には、交付対象となる電力を 30 分単位で区切ることが不可欠という理解でございまして、当初の按分の仕方としましては、35 ページ、こちらの発想ということで、違和感は全くございません。

他方で、36 ページ、資料の最終ページでございますが、1 時から 1 時 30 分までの図が書かれている、その後の点でございます。蓄電池の中には、この 1 時 30 分の時点での変化、たまっているというか、残っている状況になろうかと思うんですけども、この後の例えば 1 時 30 分から午後 2 時の間に放電した場合の取扱いがどうなるのかなというところ、この辺については、整理する必要があるかと思っております。

私からは以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。事務局からのコメントについては、まとめて最後をお願いしたいと思えます。

次は、長山委員、どうぞご発言ください。

○長山委員

3点、コメントのような質問がありまして。28 ページなんですけれども、この事務局案に私は賛成で、1円では足りないという事業者も多分いろいろあると思えますけど、賛成です。他方、こういう方法じゃなくて、資料3であるような、一送さんがかなり調整力の必要量を削減できていて、その知見というんですか、NEDOさん、気象庁さんを含めて、太陽光発電における出力予測精度の向上に向けた勉強会の知見というようなものを、民間に展開できないのかなと思えました。もちろん、これは事業者のノウハウによると思うんですが、その辺の知見を広く展開したらいいと思えます。

次に、30 ページなんですけれども、これはオランダというのが、ここが一番右の参照価格にPPAが連動するケースが多いらしいんです。真ん中は、多分日本が多いらしいんですけれども。質問は、エネ庁さんは、このそれぞれの取引の方法を、それぞれ支援していくという意図があるのが、このスライドなんだろうかとちょっと質問です。

3点目は、35 ページです、これは来年4月に施行予定ということで、大変大きな進展を見たと思うんですけれども。これは質問なんですけど、非化石価値、非化石証書についても、このFITプレミアムのkWhと連動するののかということをお教えいただけたらと思えます。

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、次は、松村委員、どうぞご発言ください。

○松村委員

松村です。聞こえますか。

○山内委員長

はい、聞こえております。

○松村委員

発言します。事務局の今回の提案は、今問題になっているところも含めて、全て合理的だと思いますので、支持します。このように進めていただければと思えます。

その上で、今日の課題ではないのにもかかわらず、発言をするのはちゅうちょをするのと、一応提案はしますが、絶対に却下されると思うので、言うだけ無駄だとは思いますが、それでも言わせてください。

FITからFIPへの移行を促すことを考えるときに、FIPに移行すると著しく不利になることは避けなければいけないという今回の事務局の提案、不利になることがあるとすれば、その程度を軽減したいという事務局の提案は、全くもつともだと思えます。

既設についてもF I TからF I Pへの移行を促したいということであれば、やり方としてはかなり強力なものは、その出力抑制をするときに、F I T事業者とF I P事業者って同じ日数にしなきゃいけないのかということは、考える余地があると思います。より効率的な制度への移行に協力している事業者と、そうでない事業者で、同じ日数というのに固執しなければいけないのかということは、考える余地があると思います。もちろん30日ルール適用の事業者に関しては、30日を超える抑制は許されないと思いますので、その範囲内ではあるのですが、まだ出力抑制がその日数に余裕のある地域もあると思います。

そのようなところに対して、早くF I Pに移ってくれたところは、仮に出力抑制が相対的に少なく、そうでないところが30日の範囲内で相対的に多くなることが仮にあったとしても、それは不公正ではないと思います。既に何度も何度も確認されているとおり、同じカテゴリーのもので出力抑制に大きな偏りがあるのは不公正だということは既に整理されていますが、違うカテゴリー間において、そろえなければいけないということはないことは、いろんな文脈で繰り返し繰り返し確認されてきていると思います。

そのような手段も、考える余地はあると思います。別の委員会の管轄だと思いますが、もし本当に強力に移行させたいということであれば、検討する価値があると思いました。

以上です。

以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。

次は、松本委員ですね、どうぞご発言ください。

○松本委員

山内座長、ありがとうございます。事務局におかれましては、再生可能エネルギー長期安定的な大量導入と事業継続に向けて丁寧なご説明、また方向性をお示しいただきまして、大変ありがとうございます。その上で、私から3点申し上げたいと思います。

F I P制度についてです。F I P制度の活用推進によって市場統合を目指すことが重要ですけれども、21ページのF I P制度の活用状況の実績を見ますと、F I Pの新規及び移行とも、制度開始から2年近くがたつことを踏まえますと、大変数が少ないようにも思われます。制度導入の趣旨を踏まえて、この実績の数値をどう評価すべきなのか、その上で制度の点検や見直しも必要ではないかと思っております。

続きまして、7ページにありましたけれども、F I Pの活用や移行に係るハードルは、具体的に何なのでしょう。7ページに、事業者からは参照価格算定の複雑性、そして金融機関からは事業リスクが分かりづらいといった声が出されておりますけれども、実運用を踏まえて、制度設計をよりシンプルにする視点が重要ではないかと思っております。現在のF I Pの利用状況を見ますと、できるだけ時間をかけずに対応していく必要があるのではないのでしょうか。

3点目ですけれども、F I Pの活用には、アグリゲーターの育成が鍵になると思っており

ます。アグリゲーターの事業の原資は、主にバランシング手数料かと思います。27 ページのバランシングコスト低減、後ろ倒しの案は、現状の参入状況を見ると、妥当だと思います。

ただ、最終的に28 ページにあるように、バランシングコスト（案）で、バランシングコスト水準まで低減するとありますけれども、この水準の見通しも必要ではないかと思いません。現状、その見通しについては詳しく示されていないように思っております。

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す。

次は神山委員ですね、どうぞご発言をください。

○神山委員

神山でございます。遅くからの参加になり、申し訳ありません。発言させていただきます。

まず、9 ページ～11 ページまでのヒアリング結果を踏まえてというところでございますが、F I P制度のさらなる活用についてというところで、E S G投資を推進する投資家のデューデリジェンスというものに資する諸制度の構築と推進が必要であると考えております。供給側である発電事業者のビジネス形態も多様化しておりますし、一方、非化石価値というものがかなり周知されてきて、それを求める需要家側の事業体というのも増えてきております。それを証明書である非化石証書や、RE100 ですか、S B T (S c i e n c e B a s e d T a r g e t s) ですか、T C F Dなどの必要な情報開示をより積極的に進めることで、市場への投資というのを後押しすることが大切であろうと考えております。

2 点目でございます。27 ページのF I P制度のバランシングコスト（案）をご提示いただいて、どうもありがとうございました。私といたしましては、こちらに賛同させていただきます。

25 ページで示されている現行制度では、途中からの参入にはやはり厳しいのではないかとというふうに考えています。もちろん事業者さんには、それなりの採算見積りがあって参入されるということになると思うんですが、早期に参入したほうがより効率的でお得になるというような仕組みがあれば、早めるという判断にも傾きやすいと存じますので、ぜひご検討をいただきたいと存じます。

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。

次は、村上委員、どうぞ。

○村上委員

どうもありがとうございます。聞こえておりますでしょうか。

○山内委員長

聞こえております。

○村上委員

ご説明ありがとうございます。本日の議題のF I P制度に関しては、私はまだちょっと勉強中で、ほかの先生方のご意見を伺いながらという状況ですので、特に申し上げることはないんですけども。この大きな再生可能エネルギーの長期安定的な大量導入と事業継続に向けてというテーマの中に、コンテンツとしてこれは入らないのかということがあり、お伺いしたいと思います。

2ページでは、①～④がそのコンテンツにあるとされているんですけども。前回、次世代技術の文脈で、長山委員が発言されていたんですが、新築物件における太陽光発電の設置の推進という項目は、この大きなテーマの中に入らないのか。もしくは、今後このテーマではないけれども、ほかに議論をする場があるのかというのをお教えいただければと思います。

と申しますのも、住宅の屋根を重要な設置場所としている日本においては、これを推進する施策が不可欠だと思っております。毎年、新築される物件のかなりの割合に太陽光が設置されていく必要があるのではというふうに思っております。各種補助金が設けられているのは認識しているんですけども、東京都や川崎市のような設置義務化がもっと広がっていく必要があるのではないかとか、少なくとも国レベルで全ての事業者の説明の義務化を推進してはどうかというようなことを議論できればよいなというふうに考えた次第です。

今日の文脈ではなければ申し訳ないんですけども、ご検討をいただければありがたいです。よろしく願いいたします。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。

次は、高村委員です、どうぞご発言をください。

○高村委員

山内先生、ありがとうございます。今回の資料の1でF I P制度、足元のやはりF I Pの下での新規認定分を増やしていくということ、あるいはF I Tの既認定案件のF I Pへの移行を促すという点でも重要な論点だというふうに思っております。これは当然、事務局からもご説明があったように、市場等を促す、これは資料3の調整力確保費用の低減につながる可能性というのもあると思いますし、当然、再生可能エネルギーの卒F I T後の長期電源化にも資するということだと思います。

具体的なご提案として、スライドの26以下のところでお示しいただいているバランスングコストのご提案ですけども、自然に変動する太陽光・風力に限って、バランスングの困難さについて、一定の、もちろん賦課金からの負担はありますけれども、一時的に、できるだけ総体的に負担を抑えながらF I Tへの移行、あるいはF I TからF I Pへの移行、あるいはF I Pの認定を増やしていくというご提案だというふうに理解をしました。

その意味で、幾つかの委員からご指摘がある点を踏まえて、さらに検討をしていただくとしても、この案について、さらにやはり検討をして、検討を続けていただきたいというふうに思っております。

1点、やはり気にしておりますのは、むしろ賦課金の負担を一時的なものに、総体的に抑えながらの提案というふうに思うわけですが。岩船委員からご指摘があった、むしろこれで、この水準で目的としている、例えばF I T既認定案件のF I Pへの移行というのにどれだけ効果があるのかといった点については、むしろ効果があるのかという点について心配をするところでもあります。そういう意味では、その水準の問題も含めて、先ほど言いました検討をさらに継続していただきたいというふうに思っております。

加えて、本日ご提案いただいたところで、スライドの27にありますけれども、これは長山委員からも同趣旨のご指摘だったと思いますが、やはり発電量予測の精度向上、コスト低減を図るための支援といった対応が必要だというふうに思います。長山委員は、勉強会の内容の共有ということを特にご指摘をされたと思いますけれども、それについても検討していただきたいと思います。

あと、今日、大きなご提案という、関連して具体的なご提案ではなかったとは思いますが、前々回のやはりご指摘も踏まえて、一つはやはり相対取引のところで、オフテイクを見つける発電事業者とのマッチングについて、一つは何かいい方法がないかというのは検討をいただくといいのではないかと。

もう一つは、環境価値、非化石証書が、特にF I Pの元で事業者がその収益を確保していく上で、非常に重要な役割を果たしていくというご指摘があったかと思えます。これは前々回の議論でも、非化石証書についての検討事項についてご指摘もあったかと思っております。この先ほどのオフテイクを見つける相対取引でのマッチング、それから環境価値、非化石証書の活用といえますでしょうか、よりよい活用ということも、また検討をお願いできればというふうに思っております。

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、次は、桑原委員、どうぞご発言ください。

○桑原委員

ありがとうございます。事務局の取りまとめをありがとうございます。私も基本的に事務局案に賛同いたします。その上で、2点ほどコメントをさせていただければと思います。

一つは、バランスコストの件でございますが、既にほかの委員の方もおっしゃっておられましたように、事務局案には一定の合理性があると思えますし、実際にバランスコストがかかっているという状況下では、ご提案のあったような制度に変更するということは、合理的ではないかと思えます。

一方で、これは2024年から26年、27年までの運転開始の事業が対象ということで、一定の時限性のある制度になっていると思えますが、今後バランスコストが低減できるようなノウハウが民間に浸透していくかどうか、浸透してほしいと思えますが、その状況、あるいはF I Tからの移管の状況などを見て、必要があれば再度の見直しの必要性を

含めて検討することも考えられるのではないかと思いますので、事務局におかれましては、引き続き、状況をしっかり見ておいていただければと思います。

それから、2点目、32ページの需要家主導補助金のところでございます。これはそもそも得たことを申し上げるか自信がないまま、お話をしておりますが、今般、洋上風力第2ラウンドの入札の結果を見て、FIP制度の下でコーポレートPPAの利用等も背景に、ゼロプレミアム水準というもので入札が行われてきているというのを目の当たりにしたわけですが、これは、事業者側も相当の努力をしていただいたものであり、また、これ自体、国民負担の観点から望ましい結果だったと思うものの、こういう洋上風力のようなところで補助金なし、ほぼ補助金なしの事業が行われている一方で、需要家主導補助金事業みたいなものが出てくると、そうした需要家のニーズが分かれてくるのではないかと、まだまだ規模が大きくないのかもしれませんが、国の補助の在り方が、どのように行われるのが本当にいいのかということでは、全体感を持って考えていく必要があるのではないかとおっしゃいました。これは洋上風力の結果を見て、そういう思いを強くしておりますので、そうした全体感も含めて議論ができるとよいのではないかとおっしゃっています。

以上です。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。委員の方のご発言、ご希望は、ほかよろしいですか。

では、取りあえず、太陽光発電協会の増川オブザーバーからご発言願いたいと思います。よろしく願いいたします。

○増川オブザーバー

太陽光発電協会の増川でございます。本日はご丁寧にご説明いただき、ありがとうございます。

私からは、何点かコメントでございます。まず、FIPへの移行につきましては、それから新規のFIPにつきましても、太陽光が電力市場に統合し、自立化に向かうに当たっては、必須のことだと思っておりますので、これはぜひどんどん増やしていくことが大事だと思っております。

そういう中で、事務局の資料では21ページに実績、新規認定、それから移行認定の実績をお示しいただきましたけども。特に移行認定に関しましては、出力55MW程度です、これは今年3月末の導入量に比較しますと、たったの0.1%にすぎません。

それから、件数に至っては125件ということですが、0.02%しか移行されてないということは、ほとんどされてないというのが実態だと思います。ですので、移行を進めるためにも、何らかの抜本的な解決というか、解決策というかが必要だと思っております。

それにつきましては、資料の27ページです、インバランス負担につきまして、解決策の一つをご提示いただきまして、大変感謝申し上げます。

balancing costを付与しますと、国民負担という話もありますけれども、これは一例ではありますけれども、2022年度の太陽光発電の買取り量が公開されておりますが、これは

829 億 kWhでございます。一方、FITの③、①等によってかかっております調整力の需給調整市場の三次調整力の②の費用が、2022 年度が 1,202 億円かかっております。

すなわち、このためにFITがあるがゆえに、わざわざかかっている、国民負担が kWh で 1.45 円を超えていると。これは毎年同じなわけで、非常にちょっと衝撃的な数字になっているわけですが、仮に全ての既認定がFIPに移行してだと仮定すれば、これ 1,202 億円はかかってなかったわけですし、このバランシングコストを付与してFITに移行させることは、必ずしも国民負担が増えることにはならない、場合によっては減らすことになると思っております。

ですので、これにつきましては、もう少し思い切ったインセンティブを与えてもいいのではないかと。その状況を見極める必要はありますけれども、その必要があると思っております。

それから、FIPへの移行を促すためには、もう一つやはり重要なのが、先ほど何名かの委員の先生からもありましたけれども、日本のFIP制度は非常に分かりにくい、それから金融機関から見ると、収入が非常に大きく振れるので、安定的な返済計画を立てづらいとか、いろいろ課題がございます。ですので、FIPへの移行することのメリットを鑑みて、その参照価格、現状では前年度の年間平均というのをベースに計算されておりますけど、それも欧州で取り入れられておりますように、例えば当該月の結果平均等に変更するとかも非常に効果的なFIPの制度変更も非常に効果的なツールになり得ますので、それについてもぜひご検討をいただければと思います。

それから、同じように、蓄電池の活用につきましても、具体的な方法につきましてご提示いただきまして、ありがとうございます。このように系統用蓄電池のように、使い方につきまして明確にいただければ、これをベースに事業者もいろいろ設置の方向に進むと思えます。

一方で、既設のFITからFIPに移行して、蓄電池を事後的に設置した場合の計算方法につきましては、実際にピークカットされた kWh のみが、その直近の買取り価格にすべきというふうに思っておりますけれども、実は残念ながら、そうはなっていないのが、事業者にとっては非常にFITからFIPに移行して、蓄電池を入れるということの、このインセンティブを相当阻害していると思っておりますので、それにつきましては、実際にどれぐらいの国民負担が増えるのか、そのことによってどれだけメリットが、FIPに移行することにどれだけ全体最適の観点でメリットがあるのかというのを、定量的にできるだけ見極めて、もう一度見直しいただければありがたいと思えます。

私からは以上です。ありがとうございます。

○山内委員長

はい、ありがとうございました。ほか、よろしいでしょうか。ちょっと時間の関係もありますので、ご発言いただいた内容については、事務局からご回答をいただきたいと思えます。よろしく願いいたします。

○日暮新エネルギー課長

事務局、新エネ課長、日暮です。不足があれば、ちょっと補足をいただきたいんですが。様々ご指摘いただきまして、ありがとうございます。五十嵐委員を初め、相対契約型モデルと市場契約型モデル、それぞれコメントをいただきましたが、いずれもどちらかということではなくて、いずれについても事業環境整備をきっちりと進めていくべきだという考え方に立ってございます。

特に相対契約型モデルであれば、再エネ価値が適切に評価されるということにおいて、この市場変動リスクを、相対契約によって有利な条件で相対で事業性のある形で再エネ電源を発電し、売却していくというモデルを、事業環境整備という形でしっかりとこちらも進めていきたいというふうに考えてございます。

また、バランスコストについて、各種コメントをいただきました。事務局の案を合理的ではないかというご評価をいただきご意見と、同じく参考資料の2でいただいたように、本当にこれで十分な規模なのかということ。

そして、また五十嵐委員からは、電源の各種ごとに扱いが違ってくるのではないかと、この点も分析する必要があるのではないかという辺り。事業者や、あるいは実態もしっかりとさらに分析をした上で、次回、またお示しをしながら、このバランスコストの在り方について、お示しをできたらというふうに思っております。

また、今回よく、引き続き状況をフォローすべきではないかというコメントもいただきました。まさにおっしゃるとおりでありまして、これの水準が十分なのかどうかを含めて、継続的に事業者の状況、FITからFIPへの移行の実態なんかも踏まえながら、しっかりとフォローしていくことが大事ではないかというふうに考えてございます。

また、松村先生から、出力抑制についての扱いをFITとFIPについてどう考えていくべきなのかというご意見をいただきました。事業者の予見可能性や事業性に事後的に関係する事項になりますので、慎重に考えるべき部分もあろうかと思いますが、この辺り、また小川課長から追加的コメントがあれば、考え方をまた追加的に申し上げたいというふうに考えてございます。

すみません、全てのことについて、私、コメントできてないと思いますが、いただいたもの、しっかりと全て踏まえさせていただいた上で、次回、整理してお示ししたいと思っております。もし補足あれば、お願いします。

○事務局

新エネルギー課でございます。

意見、ありがとうございます。補足だけさせていただきます。五十嵐先生からいただきました、蓄電池のカウントの件、P36の件でございますけれども、こちら30分を事例に挙げておりますけれども、実際は1か月単位でのメーターの計算をいたします。その1か月間の発電量を計算した上で、算出したいというふうに思っております。

そのほか、ほかの論点で言いますと、村上先生からいただきました新築建築物のところでございます。こちらについては、国交省を初め関係審議会でも議論をしているところござ

います。村上先生からもおっしゃっていただきましたように、東京都ですとか、川崎のように、先行して条例で取り組まれているところもございますけども、やはり全国一律で行うことがいいのかどうか、こういった観点も含めて検討させていただきたいと思っております。

そのほか、桑原先生からいただきました、いわゆるFIT以外、FIT・FIP制度以外の予算での支援の在り方といったところがございます。こちらは需要家補助金です、2MG以上で、8年以上の契約について取り組ませていただいているところもございますけども、こちらは蓄電池併設の事業に取り組むなど、その事業の在り方なども見直していきながら、今後も継続的に対応していきたいと思っております。

新エネルギー課からの補足は以上でございます。

○小川電力基盤整備課長

続きまして、電力基盤課長の小川です。

私のほうから、3点、補足になります。まず、長山委員からご質問をいただきました、35ページの蓄電池の系統充電の場合の非化石証書の扱いについて、お尋ねいただきました。基本的には、ここでのFIPの考え方に連動することを想定しております。

それから、2点目は、先ほど松村委員からご提案いただきました出力制御の扱い。ご指摘のとおり、カテゴリーごとの公平性という形での整備の中で、FITとFIPで扱いを変えているということが実際にどんな形になり得るかということも含めて、今後、慎重にという話もありますけども、広く出力制御の在り方を考える中で検討してみたいと思います。

それから、3点目の予測誤差、本日、後ほどの議論にも関係しますけれども、送配電事業者が予測誤差の低減に向けて行っている取組、ご指摘のように他の事業者にも活用いただける点があれば、そういったものは共有していければと思いますし。実際の取組、少し大量の扱っている送配電事業者の取組がダイレクトに活用できるかというのはありますけれども、具体的な取組などは、例えば広域機関でも審議会、検討会の場でお示ししているところでもありますので、活用方法を今後はしっかり検討していきたいと思えます。

以上です。

○山内委員長

はい、ありがとうございました。よろしゅうございますか。

長期的・安定的な再エネの大量導入ということではありますが、特にFIP制度の活用促進ということを中心にご議論をいただいたかなと思っております。その中でもバランスングコストの水準について、これは事務局のほうで一定期間を区切って増額すると、こういう方向だったんですけど。基本的に、全体的に、皆さんご賛同いただいたかなと思っておりますけれども。先ほど、事務局のコメントもありましたように、もう少しその分析をして、いろいろな方法を継続して調査しろと、こういうことでありましたので、これは事務局にお願いするということと。

ただ、これ最終的にあれですよ、調達価格等算定委員会のほうで議論をいただいて、決めるということですので、これは高村委員がいらっしゃいますので、そちらのほうでお願い

することになります。今申し上げたようなことを対応して、そちらで議論していただければというふうに思っております。

それでは、第2部の議論に移りたいと思いますが、これ資料の2と3です、これをご説明いただいて、同じように質疑応答というふうにしたいと思います。

では、よろしくお願いいたします。

○日暮新エネルギー課長 事務局でございます。

資料2、インボイス制度の導入に伴うF I T制度上に対応について、ご議論させていただきたいと思っております。

3ページ目、インボイス制度でございます。2023年、今年の10月からインボイス制度の実施が開始してございます。課税事業者が発行する適格請求書等保存方式、いわゆるインボイスについて、その保存が仕入税額控除、仕入れたときに税額を控除する際の要件となるということが、インボイスが要件になるということが制度のポイントでございます。

5ページ目をご覧ください。インボイス制度の実施に当たっては経過措置がございまして、10月から始まってございます、10年間の経過措置でございます。制度開始から3年間は免税事業者、インボイスを発行しない免税事業者からの仕入れについても、8割が控除が可能と。そして令和8年から3年間、50%の控除が可能と。令和11年からは、このインボイスが発行された仕入れだけが控除ができるようになると、こういう経過措置でございます。

6ページ目、F I T制度の特徴としては、送配電事業者が法律的な買取り義務を課されているものでございます。インボイス制度の導入前であれば、F I Tの認定事業者が課税事業者であれ、免税事業者であれ、仕入れについては税額控除が可能でございました。買取り価格、そして、それを電気として後は引き渡していくわけですけれども、買取り義務者、送配電事業者に対しては、消費税に伴う負担というものが生じていないという状況です。

インボイス制度が導入後になりますと、インボイスを発行された課税事業者からの仕入れについては何ら問題はございませんが、インボイスが発行できない免税事業者、非インボイス事業者からの仕入れについては、買取り義務がありながら、仕入れ税額向上ができないという、この点が課題となっております。

7ページ目をご覧ください。このインボイス制度の導入に伴うF I T制度上の対応については既に整理がされてございまして、新規認定につきましては、課税事業者がインボイス発行事業者としてしっかり登録を行うということを認定の段階から認定の要件とさせていただいております。一方で、免税事業者については認定しないということではなく、これまでと同様にインボイス登録がなくてもF I T認定を受けることが可能ということでございます。

その上で、調達価格等算定委員会における議論を踏まえて、調達価格においてインボイス発行事業者と非インボイス発行事業者についての取扱いを区分、区別して設定することとされてございます。

その状況については下の点線囲みに書かせていただいております。インボイス発行事業者については課税事業者、これまでと同様に外税方式ということで、きっちり価格と税金を区分して、区別をして価格づけを行うということでございます。

非インボイス発行事業者、すなわち免税事業者からの仕入れにつきましては、内税方式ということで消費税の相当額も含めた価格として観念をする、観念をして調達を、買取りを行うということでございます。この方式については、これまでの 10kW未満の太陽光の発電と同様の取扱いということでございます。

この 10kW未満の太陽光の発電の取扱いを非インボイス事業者に適用し、10kW以上の取扱いについてはインボイス発行事業者に適用するというので、インボイス制度の導入に伴ってこの関係性をしっかりと整理をしたということでございます。

8 ページ目が既認定、既存認定についての対応について整理をしております。

まずはインボイスの導入に伴って、買取り義務者に負担が生じないように、しっかりとインボイス発行事業者として登録をしていくようにということをしつかり進めていくということでございます。メールやはがき、検針票、ウェブ明細等によって個別に、課税事業者におかれましてはインボイス発行事業者として登録をしてほしい旨を周知していくということでございます。

こうした取組を前提に、インボイス制度の導入後、すなわち今年の 10 月 1 日以降、買取り義務者に生じる新たな消費税負担に関しては、この買取り義務が法律で課されている以上、この負担分を F I T 制度において手当てをすることとしてはどうかということを提案させていただいております。その仕入税額控除ができない金額の大まかな想定といたしまして、10kW未満の太陽光分が約 10 億円、10kW以上の太陽光が約 39 億円、風力・地熱・中小水力・バイオマスが約 4 億円という数字となっております。その上で、F I T 認定事業者のインボイス状況の登録を踏まえて、今後のさらなる追加的な対応というのを検討させていただきたいというふうに考えてございます。

実際の F I T 認定事業者の、このインボイスの対応状況についての調査をさせていただいております。各電源ごとに調査をしております。その結果について、10 ページ目に整理をしております。各電源の規模別に、課税事業者の割合と。例えば 50kW以上については 94%、99%、99%とほぼ課税事業者であり、インボイス、一番下の欄をご覧くださいますと、94%、97%とほぼインボイス登録済み、あるいは予定をしているという事業者でございます。

一方で、10kW未満の太陽光につきましては、課税事業者の割合は 21%、またインボイス登録済み、あるいは予定という事業者は 24.5%と非常に規模としては少ないものにとどまっております。これは個人を含めて非常に規模の小さい事業者が多いということです。

その中間段階にあるのが 10kWから 50kWでございます。課税事業者の割合が 53%、インボイス登録済み予定という割合が 54.7%となっております。

一方で、下段については風力、バイオマスということでありますが、それぞれ課税事業者

の割合は9割を超えて、インボイス登録済みも9割を超えているという状況でございます。

こうした状況を踏まえて、さらなるフォローアップということを実施してきてございまして、その結果、13ページ目、14ページ目ということに整理をさせていただいてございます。結果の傾向というものは先ほど申し上げたとおりでございます。太陽光の10kW未満につきましては、登録ありの割合は非常に少ないと。50kW以上になれば95.5%の方が既にインボイスの登録済みという結果になってございます。

14ページ目、風力、バイオマスほか、他の電源につきましては、登録済みの割合が99%、非常に多くの方がインボイスの登録ということを既に進めているという状況でございます。

今後の、17ページ目をご覧いただけたらと思いますが、24年度の対応の案ということで、ここに対応（案）を書かせていただいております。

それぞれ住宅用の太陽光、矢羽根の1番目でございますが、住宅用太陽光につきましては認定事業者個人が多いという点を踏まえまして、24年度も引き続きFIT制度で手当てをすることとしてはどうかと。一方で、課税事業者も一定割合存在していることも踏まえまして、しっかりさらなる調査も行った上で、25年度以降の取扱いを継続的に検討していくということでございます。

事業用太陽光につきましては、引き続き、まずはインボイス登録を促進していくという必要性が非常に大きいという部分でございますので、しっかりこの点を進めながら、24年度については引き続きFIT制度で手当てをし、25年度以降は、この24年度における登録状況をよく踏まえながらしっかり対応を考えていくということでございます。

また、インボイス登録が非常に進んでおります、風力・地熱・中小水力・バイオマスという電源につきましては、認定事業者の99%がインボイス登録済みとなっている点を踏まえて、既に発行事業者と非発行事業者で、買取り価格における消費税の取扱いが区別されておりますが、この制度の下での認定状況なんかもよく注視をしながら、24年度についてはFIT制度に手当てをす一方、25年度以降はFIT制度の手当てを行わないということも含めて、この対応状況をよく見極めながら検討していかなくてはどうかということでございます。いずれにしても、一番上の段に書いておりますけれども、課税事業者についてはインボイス発行事業者として登録を適切に進めていくべく、きっちりと促していくということをしつかりと進めていきたいというふうに考えてございます。

事務局からの説明以上です。

○小川電力基盤整備課長

資料3、再エネ予測誤差に対応するための調整力確保費用をご覧いただければと思います。

まず、2ページ目ですけども、本日のご議論、毎年、これについてはあるんですけども、来年度の交付金についてのご議論をいただければと思っております。再エネの予測誤差に対応するための三次調整力②の確保費用についてであります。

5ページへ飛んでいただければと思います。まずは2023年度につきまして、どのような

考え方で、どのような費用が交付されるかというところで、まず5ページですけれども、調整単価、こちらは2022年、直近の取引実績を使いまして約6円/ΔkW・hという形で設定いただいております。

また、次の6ページ目ですけれども、量につきましては、これも直近の取引実績を基に約200億ということで、6円掛ける200億で合計約1,200億円、これが23年度の交付の予定している額であります。21年度、22年度、制度がスタートしました当初は、交付額に対して実績、市場価格の高騰などもありまして実績が大きく膨らんだというところではあります。

今年度は1,200億円を見込んでいた中で、今、どう推移しているか、7ページ目になります。まず、単価であります。今年度4月から11月まででは、平均単価3.2円となっております。6円程度で見込んでいたものがおよそ半額になっているというのが足元の状況であります。

下のグラフではエリアごとの差を示しております。大きく減っているエリア、例えば北海道では、まさに大きく減っておりますというところ、そのほか中部や北陸もかなり減っております。一方で、四国エリア、赤い今年度のほうが上がっているというところもあります。

こうしたエリアごとの違いの理由、上の青枠の二つ目以降に記してあります。総じて言いますと、特に燃料価格の下落という中で下がっているわけですけれども、例えば北海道につきましては、下から二つ目のポツにありますような電圧調整機能公募という、全く別の仕組み、11ページに参考だけつけておりましてご説明は割愛しますが、別な仕組みの中の発電の費用がカバーされた結果、その電源からの出てくる単価がかなり下がっているということが北海道では起きております。

また、四国のように昨年度よりも上がっているところ、こちらはヒアリングベースではありますけれども、昨年度に比べて安価な火力が点検などで出てこなくなっているといった事情もあるというところでもあります。

次の8ページ目には、各電源種ごとの調達単価の推移というのを示しております。黄色がLNGでありまして、LNGは足元、価格も落ち着いているというところで、全体としての調達単価の下落に寄与しているところでもあります。

また、9ページにはエリア別の変化を示しております。総じて言いますと、青い部分の揚水が相対的に単価が低いというところでもありますので、この比率が高くなると調達単価も下がってくるというところでもあります。ただ、先ほど触れましたように、エリアごと、例えば下の段であります四国などをご覧いただきますと、赤、相対的に高いと思われる石油が減って、灰色、相対的に安いと思われる石炭が増えてはいるんですけれども、一方で、実際の調達単価はむしろ上がっている。ここはあくまで電源種だけですので、実際の応札単価が、例えば石炭だから必ず安いものでもないですし、石油だからといって高いわけでもなくて安く出てくるケースもあるということで、なかなかエリアごとに調達単価、よくよく見ないとこの違いが見えてこないという課題を抱えておりまして、以前、この場でご報告、9月に

もご報告した際にもご意見いただいておりますけども、こういった状況は取引の参加者あるいは参加しようとする事業者にとって大事な情報になりますので、今後、より一層、こういった情報発信、説明というのを行っていきたいというふうに考えております。

調達単価に続きまして、今度は調達の量、12 ページになります。単価の場合と違いまして下のグラフ、エリアごとの違いはそれほど多くはありません。総じて言いますと、2割、3割程度減っているというところでありまして、背景としましては、これまでも取り組んできております気象モデルの効果的な活用でありますとか、複数エリア間での共同調達といった取組が背景にあると考えられます。

こういった調整力の調達に際しての、より一層の効率化という点では15 ページ、別の場でもご議論いただき、ご報告しているところでもあります。また、この2029年度に向けて、赤枠で囲っておりますような価格規律、価格規律というのは全体の費用の抑制という観点と、逆に応札者側からすると、しっかりしたリターンが確保されるという意味での適正な調達量の確保にもつながるものであります。

また、赤枠で言いますと、④にあります三次②の時間前市場での売却、さらには⑥、こちらは少し先になりますが、低圧リソースの活用ということで、この市場参加者を増やす取組というのが進められているところでもあります。

17 ページ、参考になりますけれども、この三次②の時間前市場での売却というのがこの10月から始まったというご報告になります。こちらは調整力ですので、過去、あらかじめ確保したものが必ずしも全て使われるということではなくて、必要なく使われないということが明らかになった場合には、その分を時間前市場で売却することで、ここでの収益を全体としての国民負担、FITの負担の低減につなげることができればということで、この10月から取組が始まっているところでもあります。

前半の最後、20 ページになります。一般送配電事業者各社の財務状況というところでもあります。左半分が送配電事業部門でありまして、そのうちの経常損益というところ、22年度、23年度、横に並んでおります。昨年度は、赤字が半数を超えておりました。一方で、今年度は各社軒並み大幅な黒字というところで、こういったところにこの調整力の確保する費用が年度によって大きく増減するというところの影響が出てきているというふうに考えられます。

続きまして、後半、24年度の三次調整力②の交付金算定の在り方、まず、22ページをご覧くださいと思います。来年度分につきましては、昨年ご整理いただきましたやり方、具体的には、まずAと記しております来年度の費用の見込みを立てて、それにBでありますけれども、23年の差額、この生じた差額を調整するというので昨年度初めてこういった仕組みを入れていただきました。今回も基本的にこれを踏襲してはいかがかというふうに考えております。ただ、前回と違いますのは、この調整が不足の部分を追加的に交付ではなくて、この23年度、これまで見てきましたように、どちらかというとも結果的に多く交付したという部分、そこで生じる差額を、今度、24年度の交付見込みAから差し引いていくと

いう形での調整になるというものであります。

その際に、下に論点1、2、3とあります。特に論点2にあるような、この調整の結果、エリアによってはマイナスというのが発生するというので、これについてどう考えるのかといった論点があります。

論点、順番にいきますと、まずは28ページになります。交付額と調達実績額の差額の算定であります。

下に図があります。昨年整理いただきました、この調整の考え方、縦軸が、こちら調達の単価でありまして、これにつきましては送配電事業者の取組以外の要素によって変動することが起きるというところで、この調達単価の変動は基本的に調整すると。一定幅以上で、プラス・マイナス3%以上というふうにしておりますけれども、この分を調整する。一方で、横軸ですけれども、この量については送配電事業者の取組次第という部分も大きいものですから、こちらについては調整はしないという整理になっております。基本的にこの整理にのっとりまして単価分を調整すると、量の部分は調整の対象としないということでいかかかと思っております。

続きまして、論点、二つ目、29ページになります。調整の結果、マイナスというのが発生したときにどうするかというものであります。

下に図があるうちのエリアBというところをご覧くださいと思います。一番右に24年度の費用の見込額、このエリアBの例で言いますと10億円というのが仮に見込まれた場合に、真ん中に23年の差額、マイナス20というのがあります。そうしますと、この両者を合わせると、左、24年度の交付金というのがマイナス10億円、マイナスになってしまうというところでもあります。そもそも交付金でありますので、交付金がマイナスになるということと言いますと、送配電事業者にお金を支払う、交付するではなくて、むしろ事業者から払ってもらうという形、マイナスというのはそういう形になりますけれども、これは制度としてあまり予定していないものでありまして、こういった点についてどうするか。上の青枠の二つ目に記しておりますのは一つの方法としてということでもありますけれども、この24年度、マイナスのところは納付してもらうというのではなくて、交付する額をゼロにした上で、引き続きマイナス10の分はその次の年度に繰り越すなどの対応をしてはどうかという提案であります。

そもそもということでもあります、この三つ目のポツでありますけれども、毎年の見込みと実績に大きな乖離が生じているというところ。最近で言いますと、直近の実績をベースに翌年度を見込んでいるわけでもありますけれども、なかなか見込みとの差が大きくなっているの、ここを、いかにその幅を抑制できるかが、これも例えばということと言いますと、年度ごとの単価変動を抑制する方法としての、この単年、直近1年ではなくて、もう少し複数年間で取るとか、いろいろなやり方をもう少し考える必要があるかなというのがこの論点の二つ目であります。

最後、論点、3点目は、先ほど触れました時間前市場における三次②の売却促進の在り方

になります。この10月から取組が始まっております。

他方、一部のエリアにおいては、下から二つ目のポツに少し記しておりますけれども、売却に伴っての損失というのが生じているところもあるというふうに聞いております。この点、まだ取引自体が始まって間もないというところでもありますので、どのような形で価格づけをして売っているかと、各送配電事業者に委ねられているところでもありますので、こういった点をよく見ながら、こういった形で売却、全体の売却益を増やす方向での取組を促していけるかといった点については、またこれも幅広くご議論いただければというふうに考えております。まずは引き続き売却状況をモニタリングしながらというふうに考えているところでもあります。

事務局からのご説明は以上になります。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。

それでは、今ご説明いただいたインボイスの関係、それと三次調整力②、この調整力確保費用、これについてのご議論をいただきたいと思います。インボイスのほうは制度が変わって、どういうふうに対応するかという、そういうような話と、それから恐らく調整力確保の話は、その費用自体の単価が大きく変わっちゃったので、それによってお金の流れも非常に複雑になりということもあり、そういった中でどういうふうに対応していくかという、こういうようなご提案とございますか、ご説明だったというふうに思います。

いかがでしょう。ご意見のある方はチャットでお願いしたいと思います。

安藤委員がご発言をご希望ですか。どうぞ安藤委員、ご発言ください。

○安藤委員

安藤です。よろしく申し上げます。

調整力確保費用のほうの資料について2点、簡単なコメントがございます。まず5ページ目と6ページ目についてなんですが、5ページ目のほうでは、北海道から九州までの、一番右ですね、調達単価の平均が6.2と。次のページへ行くと、6ページ目ですね、その左側では、北海道から九州までではなく、沖縄まで入れて平均が6.2ということで、恐らく沖縄の存在があるかないかというところに違いがあるはずなのに平均の値が全く同じというところが少し気になったんですが、この辺りは計算を間違えてないのか、それとも何か、例えば5ページのほうでは沖縄のデータが九州に含まれているとか、何か、どういう理由なのかを教えていただきたいと思いました。

もう一点、29ページにある論点2のところでございます。マイナス精算についてはせずに翌年以降に繰り越すというお話ではあるわけですが、結構な大きな金額ですので、これを精算されずに翌年以降、1年先送りされるといって、その際の金利などは考えなくてよいのかというところが気になりました。法定利息がつくのかどうかなんていうところ、細かいところなんですが、この辺りどう考えればいいのか。26ページにあるとおりマイナスではない差額対応についても次年度以降の交付金で対応ということなので、平均的には中立的な

ので金利について考える必要がないのか、この辺り、考え方を教えていただければと思います。

私からは以上です。ありがとうございます。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。

次は、長山委員、どうぞ。

○長山委員

資料3で1点だけ、29 スライドなんですけども、マイナスの部分は翌年度で精算ということなんですけども、2021年度の1,000億円ぐらいの損失が一送に発生してしまっていて、その調整も含めてこれを考えていただいたほうがいいんじゃないかと思うんですね。2021年度というのは、今あるような、このような、ちゃんとした仕組みができる前のエアポケットみたいになっていて、それがまだ議論されずに何か残っちゃっていますので、この辺を通算して考えていただけたらというふうに思います。三次調整額②というのは、本来、再エネ事業者が担うべきところを一送が代行していて、それに必要な費用は交付金で確保されるべきであるというのは思います。ちょうど今年の2月頃の議論でこのような議論をしたと思うんですけども、結局、BGとも調整して取り返したような話も何かあって、それで終わったような気がするんですけど、その後、そういう話はどうなっているのかというのもちよっとお聞きできればと思います。

以上です。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。

すみません、委員を優先します。大橋委員、どうぞ。

○大橋委員

はい、ありがとうございます。2点ありますが、まず1点目、インボイスについてですけども、インボイスの制度が予見しているインセンティブがFIT制度では働かないということを見ると、インセンティブが働くことが予見される姿であることを前提に、事業者には、私はインボイスの義務づけを行うというのが本来的には正しい姿なのではないかと思えます。さらに、この事務的な作業は、本来的にはインボイス制度側の瑕疵なので、制度設計側、官庁にやっていただくというのが、これもまた正しい姿なのではないかというふうに思っています。それが私は筋論だと思っていますが、その上でそうしたことが難しい中で、今回、ご提案されている方向しかないということであれば、私はこの方向でも致し方ないのかなと思います。

二つ目は、もう一つの資料の論点2に関するところですけども、交付金がマイナスになるということが、法人課税上どう扱われるのかなという点は若干疑問に思ったところです。交付金の金額の変動あるいはマイナス額が発生することというのは、必ずしも企業の責によるところではないということを見ると、本来的に交付金のマイナスは国庫に戻

すということが最も正しいやり方なのではないかというふうに思います。交付金を戻すことができないということであるとすると、これは今回のこの制度だけじゃなくて、ほかの自治体関係のことも含めて、そうした制度自体が、ある意味、交付金の無駄遣いを生んじゃうとかということも他分野では起こり得ることを考えてみると、交付金の返還ができる姿をしっかりと仕組みとしてつくっていただくことを、これも制度設計側の官庁にしっかりと検討していただくというのが私は正しい姿なのかなというふうに思っています。

以上です。ありがとうございます。

○山内委員長

はい、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

聞こえております。

○松村委員

はい、発言します。まず、今話題に出てきた交付金に関してですが、マイナスにしないで繰り越すというのは合理的な整理だと思います。それから、反対のときに金利をつけて払わないということを考えれば、金利を取るという必要もないと思います。これは大橋委員が正しくご指摘になったとおりに事業者の責任ではないということももう一度考えなければいけないし、結果的にいろんな改革がうまくいったとすると、その事業者に不利になるというようなことにはしてはいけないと思います。本当はもともと払う金額というか、調整前の金額がいろんな要因で変動するんだとすると、完全にやることは無理だと思うんですけど、燃料費だとか、そういうものが変動する、あるいは市場価格が変動すると自然に変動しますよねという部分は、何か自動調整のようなことというのが導入できると、このようなこととこのを少し軽減することができるのではないかと思います。難しいとは思いますが、検討する価値はあるかと思いました。

次に、時間前市場での売却の件なんですけど、これで黒字を稼いで、それで国民負担を減らすというのがとても重要だというのは分かるのですが、赤字になっている事業者が過度に非難されないようにということは十分気をつけなければいけないと思います。この売却というのは、ある意味で送配電部門が困り込んでいる貴重な電源というのを、必要がなくなれば、もっと有効に利用できる人に使ってもらおうという面があるわけで、赤字になったということは結果的に低過ぎる価格で売れたということであり、それは電源が有効に利用されたということであるわけなので、社会的に見れば非難されるようなことではなく、むしろ物すごくむちゃな高い価格つけて、ほぼほぼ売れないという状況にすれば赤字はほぼ起きないということになるんだと思いますが、それはむしろもともとの目的に反するということだと思いますので、赤字イコール悪ということで過度に非難されないように。でも、もちろん

黒字で少しでも国民負担を軽減してほしいということ、電力消費者の負担を軽減してほしいということはあるので、会社を推奨するという意味ではないんですけど、過度に批判のとおりにならないように注意しなければならないと思いました。

以上です。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。

委員の方でほかにいらっしゃいませんか。桑原委員、どうぞご発言ください。

○桑原委員

桑原です。ありがとうございます。

今のマイナス精算発生時の取扱いのところに関連して、私も、今、松村先生がおっしゃったのと同じようなことですが、そもそも、この交付額と調達実績額の差額が大きくならないように、何か制度的な工夫の余地がないのか、交付金の支払いのタイミング、あるいは期中での調整のタイミングを持たないのか、そういうところもお考えいただければと思います。複数年間の取引実績に基づいて算出することで単価変動を抑制するという方法などもありますが、これで本当にどこまで対応できるのかということもございますので、期中にもう一度見直す、そして期中の交付額をそこで調整するようなことができないのか、ご検討いただければと思います。

それからもう一点、こういう取扱いになってくると、一般送配電事業者側の会計上の処理、例えば翌年の交付金から減額する分について、会計上で引き当てるような措置を取るのか、つまり利益が出ないように処理をするのかといった会計上の取扱いとも関連してくると思いますので、そこも理解した上で最終的にフェアな制度を、一般送配電事業者に利益が発生していないということが分かりやすくなるように制度設計ができるかというのではないかと思います。

以上です。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。

ほか、よろしいでしょうか。

それでは、オブザーバーの方の発言に移りますが、まずは太陽光発電協会、増川オブザーバー、どうぞ。

○増川オブザーバー

ありがとうございます。先ほどの話、少し重なりますけれども、今回の資料3の2ページ目にお示しいただきましたとおり、この再エネ予測誤差に起因するコストとはFIT、インバランス特例の①と③に起因して発生しているということにほかなりませんので、この特例①③からFIPに移行すれば、そもそもこういったコストは不要になるというふうに理解しております。ですので、抜本的対策としては、やはりフィードインプレミアムに移行させることだというふうに理解しております。

この資料3の5ページ、6ページにお示しいただきましたとおり、22年度の実績が1,202億円、それをベースに23年度の交付金含め、その金額を計算したということですが、先ほど、太陽光だけではないんですけれども、太陽光の買取り量が800数十億kW・hでしたので、それで割れば、単純に割ると、太陽光の1kW・h当たり1円50銭近くかかっているということですので、インバランスのコスト、付与しているコストよりもこちらが高いということですので、それを移行することは単純に国民負担が減るということになるかと思えます。ですので、国民負担を減らすという意味でも重要かと思っております。

この金額が燃料価格に、それから為替レートで大きく左右されるということを理解いたしましたけれども、将来、もっと燃料価格が上がったり、為替レート、どうなるか分かりませんが、燃料価格と為替レート、誰も将来予測するというのは不可能だと思いますけれども、それに左右、すごい影響を受けてマイナスになったり、黒字になったりというのは、それは大変なことです。やっぱり抜本的対策としてFITに移行させることが重要というふうに思っております。

以上でございます。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。

次は、送配電網協議会、山本オブザーバー、どうぞ。

○山本オブザーバー

はい、ありがとうございます。送配電網協議会の山本でございます。

私からは、まず資料2のインボイス制度の導入に伴うFIT制度上の対応について発言いたします。8ページに記載のFIT制度における手当てにつきましては、記載のとおり国と買取義務者が連携して認定事業者へ個別周知等に取り組むことが前提になっていると認識しておりまして、一般送配電事業者各社としましても、DMの送付や事業者に対する架電等、できる限りの取組を実施してまいりました。引き続き国とも連携しながら課税事業者のうち、インボイス未登録の認定事業者に対する周知等を行ってまいります。

続いて、資料3、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いたします。まず、基本的な考え方としまして、FITインバランス特例制度におきましては、再エネ導入拡大を図るために、本来は再エネ事業者が担うべき需給調整業務を一般送配電事業者が代行しているものでありまして、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てございます。その上で、これは今までの議論にも出ておりました関連ですが、2点、発言いたします。

7ページ目ですが、三次②の調達単価の記載がございますが、4月から11月における昨年度の平均調達単価がΔkW・h当たり8.0円であるのに対し、今年度は3.2円と大きく下落してございます。このように年度ごとの単価変動は大きくて、その単価差額が次年度に調整されることも踏まえ、三次の②調達に伴う年度ごとの収支変動が大きくなって、一般送配電事業者の収支に大きな影響がございます。

さらには 29 ページ、論点 2 ですが、マイナス精算発生時の取扱いにおきまして、次年度の交付金がゼロとなる可能性について示されておりますけれども、当年度の収入がない中で三次②調達に伴う支出というのは、会計上、2024 年度がスタート時点から赤字となることを意味しています。したがって、次年度の交付金算定に当たりましては、これも同じく 29 ページ、3 ポツ目に記載のとおり、一般送配電事業者の事業の安定性を確保する観点から、年度ごとの単価変動を抑制する方法についてご検討いただけますよう、お願いいたします。

また、その検討におきましては、先ほど委員からもご発言がありました 2021 年度に大きく損失が生じている実態などにも鑑みながら、持続的な制度となるように併せてご検討をお願いいたします。

次に、三次②の時間前市場入札につきまして、30 ページに論点を提示していただいておりますけれども、2 ポツ目の※、売却損分を一般送配電事業者が負担するとの記載について発言させていただきます。再エネ賦課金を低減するために一般送配電事業者は、余剰となります三次②を時間前市場に入札する取組を 10 月の下旬から開始してございます。市場で取引する以上は損失リスクを伴うものでありまして、合理的に入札する限りにおいては、時間前市場入札によります利益と同様に、損失も F I T 交付金に反映することが必然と考えてございます。また、一般送配電事業者としましては、本取組による利益を拡大できますよう今後も取り組んでまいりますので、これは 1 ポツ目に記載のございます本取組による利益や約定量の最大化を促すような枠組みにつきましても併せてご検討いただけますようお願いいたします。

私から以上です。

○山内委員長

はい、ありがとうございました。

次は、電気事業連合会ですけど、前田さんでいらっしゃいますか。

○前田オブザーバー代理

はい、ありがとうございます。オブザーバーの藤本に代わりまして代理で出席しております業務部長の前田です。

私からは資料 2 のインボイス制度導入に伴う F I T 制度上の対応についてコメントさせていただきます。買取り義務者に生じる新たな消費税負担を F I T 制度において手当てすることの前提として、買取り事業者が国と連携の上で既認定の課税事業者に対してインボイス発行事業者としての登録を促すことは重要と認識しております。我々、小売電気事業者としましても買取り義務者ということで、これまで検針票やウェブ明細による周知に加えまして課税事業者への電話対応等での周知を行ってまいりました。今後もこのような取組を継続することが大前提ではありますが、17 ページでは、バイオマス発電等の太陽光発電以外の電源について、2025 年度以降は非インボイス発行事業者の消費税負担について、F I T 制度での手当てを行わないことを含めて検討するというふうに記載されております。

F I T制度の趣旨を踏まえまして、多くのF I T認定事業者がインボイス登録されている中でインボイス登録しない事業者の影響による負担分が買取り義務が課せられている事業者に寄せられることについては、ぜひ回避いただく方向でご検討をお願いしたいと考えております。

私からは以上です。

○山内委員長

はい、ありがとうございました。

ほか、よろしいですかね。

それでは、事務局からご回答いただきたいと思います。

○日暮新エネルギー課長

事務局でございます。

インボイスに係るご指摘いただきました。大橋先生から、事務事業者にインボイスを義務づけるということが基本ではないかということのご指摘でございます。新規認定については、この部分、認定する課税事業者については認定をする際にインボイスの発行事業者となるということ、想定を義務づけております、認定の条件としておりまして、まさにこの課税事業者はインボイスを発行して、発行事業者として登録していただくことが、新規認定についてはF I T制度に入って、F I T/F I P制度に入っていく際に大前提としていくということの方向性で考えてございます。

また、制度官庁側は、課税当局側で法律上の買取り義務に係る部分について対応することが正論ではないかということについてのご指摘もいただいております。もちろんそういう議論もさせていただいておりますが、今回ご提案させていただいておりますのは、F I T制度内で買取り義務者として送配電事業者に負担を感じさせないということ、F I T制度の中で対応するというところでございますが、ご指摘含めて課税当局とはきっちりとの議論は継続させていただきたいというふうに考えてございます。

さらに、最後、電事連の前田さんから、他の電源についても99%以上とはいえ、引き続き非インボイス事業者が存在する以上、25年度の取扱いについてということでご指摘いただいております。認定状況を踏まえながら、資料記載のとおりでありますけれども、認定状況も踏まえて取扱いについては継続的に検討させていただきたいというふうに考えてございます。

以上です。

○小川電力基盤整備課長

続きまして、資料3についてであります。様々なご意見いただきまして、ありがとうございました。

まず、安藤委員からご質問いただきました5ページ、6ページの関係でありますけれども、ちょっと今後、お示しの仕方は工夫していきたいと思っております。お尋ねになった関係で言いますと、この6.2円というところは、沖縄を除くところの平均ではあるんですけれども、沖縄

を含めても規模、加重平均でいいますと、結果的には同じというところではあります。

長山委員から、ちょっとこれまでの経緯も含めての重要なご指摘をいただいております。まず、21年度についてということでありまして、1,000億といった数字も挙げていただきました。この送配事業者に通っている交付額と実績の差という意味では、かなりの規模に上ったというのが事実でありますし、また、21年度については、昨年から入った調整のときには直接の対象にはしないというふうに整理したところでありまして。一方で、調整の時期、例えば今ですと年度でなくて1から12月といった形での調整にしていますので、結果的に21年度の分につきましても、最後の3か月分については、ある意味、調整でカバーされているというところではあります。

まず、何よりもこの21年度の全体額というのが、どう把握して、今後どう対応していくのかというところは引き続きの課題という中で、もう一つご指摘いただきました、特にこの23年度に関してBGとの返還協議、22年度分ですね、返還協議という話のお尋ねもいただきました。こちらにつきましては、まだ実は一部協議が続いておりますので、全てまとまった時点で改めてこの場でご報告できればというふうに考えておりますけれども、FIT交付金はその差額の一部にしか入らなかったと、残りを事業者間の協議に委ねておまして、その残りのうちのかなりの部分が返還というのがなされることになりそうというのは聞いておりますけれども、具体的などはまたまとまった時点でご報告したいと思っております。

それから、この変動をどうしていくか、様々ご提案もいただいております。松村委員、それから桑原委員、おっしゃるとおり、もう少し交付の仕方、今でありますと、一回決めると、その1年間、決まったやり方になるところを、例えば言いますと、多分イメージされる燃料費調整ではないですが、いろいろ月ごとに変動を調整できると差額がもっと小さくなるのではないかとご提案かと思っております。これについては、ちょっと今の制度との兼ね合いでどこまでそういう柔軟性を持たせられるかといった点は検討課題とさせていただければと思っております。

この繰越しのところ、反対をどうするかといったときに金利の話もありました。松村委員からご指摘ありましたとおりで、プラスの場合もマイナスの場合も金利をつけて渡すのでもないし、逆に金利分を差し引くということでもないという整理であるとは思っております。そういった意味で、今後、ただ、この繰越しというのがどれぐらいになるかと。あまりにも繰越し、繰越しというふうにならないような仕組みというのも必要でありますし、だからこそ抜本的な交付の仕方というのも検討してはどうかというご意見をいただいたものと理解しております。

あと、論点で言いますと、三次②の売却、三つ目のところですね。ここについても幾つかご意見、ご指摘いただいております。ちょっとまだ始まったばかりで、松村委員ご指摘のように、このリソースの有効活用という意味での市場売却と、送配協からもご指摘いただきました合理的に売っていつているときに出了た損失をどうするかといった点、まずはちょっと売却の状況を見ながら今後の在り方というのを引き続きご議論いただければというふうに

考えております。

事務局からは以上です。

○山内委員長

はい、ありがとうございました。

いろいろご意見いただきまして、ありがとうございます。まず、インボイスについては基本的には皆さん合意、合意といいますかね、それほど大きな反対はなかったというふうに思っていますけど、大橋先生の言われたことは非常に正論だと思いますけども、なかなか難しいところ。それで、これについては、ですから特にインボイスの登録が促されるというのが一番ポイントなので、それを促進するように適切なフォローアップをしていただきながら進めていただくということかと思えます。

それから、三次調整力の②の件は、これもいろいろご意見いただきましてあれですので、今、小川課長からお話があったところでありますので、次回以降、本格的な議論を継続していくということでもよろしくお願ひしたいと思えます。

それでは、第3番目の議題に移ります。資料の4と5ですね。

では、事務局からご説明をお願いいたします。

○小川電力基盤整備課長

それでは、まず資料4、再エネの出力制御対策パッケージについてというものになります。

こちらは、まず1ページにありますけれども、足元、出力制御は増加傾向にあるという中で、年内に新たな対策パッケージを取りまとめるということで、この場でもこれまでご議論いただいてきておりましたし、また別の場でも様々ご議論いただきました。今回はその全体の取りまとめという位置づけになりますので、かいつまんでご説明できればと思えます。

まず、足元の状況ということでは6ページ目、特に下が全国でありますけれども、2018年に九州で初めて行った出力制御でありますけれども、その後、特にということと言いますと、23年度、今年度に入ってから、この棒グラフが上に伸びて、また色も増えているようなので出力制御が行われるエリアも拡大しているというところで、今は行われていないのは東京エリアのみという形になっております。

そうした中でこのパッケージのところの全体、14ページ目以降になります。基本的な考え方につきましては、これまでの供給面中心から、まず需要面というのを注目して、需要家の行動変容を促しつつ、ある意味、包括的な対策。

その際には、二つ目のポツにありますけれども、予算的な措置と制度的な装置というのを一体的に講じるということの基本としております。

さらにということで、14ページ、下から二つ目にありますけれども、その先というのを見据えますと、制度的・構造的な課題への対応というのをも併せて検討できたものであります。

具体的な措置、15ページ目以降になります。まず需要面といったときに、家庭というところで記しておりますけれども、①②③と、これらが制度的な措置と予算的な措置と一体的にといった部分になります。例えば家庭用の蓄電池、あるいはヒートポンプ給湯機というも

の導入支援、具体的な数字も入れておりますけれども、今般の補正予算などで導入を支援していくということ。

その際に、②にありますけれども、機器のDR Ready化、手動で動かすのではなくて、むしろVX、VRを遠隔で制御できるような仕組み、そういった機器を入れているということ。

そして、何よりも③にありますけれども、そういった需要のシフトが需要家にとってのメリットにならなければいけない。その前提としての料金メニューというのが極めて重要。これについてはこの場でも、松村委員からもご指摘いただいていたところでありまして、現状、この秋からいろいろ出てきているというところでもありますけれども、またさらなる料金メニューというのが今待たれているところでもあります。

16 ページは同じような産業サイドでの需要対策ということでありまして、基本的な活動は一緒でありますけれども、装置自体、例えば水電解装置といったものの導入支援でありますとか、あるいは③④といったところでもありますと、特に電力多消費産業のDRの推進、これも料金といったところは大きな役割を占めるところでもあります。

17 ページ、18 ページは供給面の対策、どちらかというところでも進めてきたところではありますけれども、再エネ発電設備のオンライン化、あるいは火力の最低出力の引下げといった点。

最低出力の引下げだけではなくて、18 ページに入ると、④にありますような運用の高度化。これは火力に限らないわけでもありますけれども、運用の高度化。

さらにはということで、本日最初の議題でもありました⑥にありますようなFIP制度のさらなる活用促進といったものも出力制御対策、供給面での対策ということで重要になってくると考えております。

また、19 ページ目、こちらは全て時間軸で見まして、もう少し年数を要するものではありますけれども、抜本的な対策としての系統の増強、今、様々検討は進んでおりますけれども、連系線のさらなる増強といった点。

さらには、4 ポツのところ、中長期的な検討課題ということで二つ掲げております。変動再エネの調整力としての活用、あるいはネガティブプライス、これらについても、これまで既に多数ご意見をいただいております。全体の制度設計、電力システム全体の中で考えなければいけないところもありますけれども、それぞれの仕組みの利益、それからそれに向けての課題というところを連ねております。

以上が出力制御対策パッケージ資料4になりまして、続きまして、資料5、電力ネットワークの次世代化についてになります。こちらは対策パッケージにもありました系統増強につながる場所でもありますけれども、現在は2ページにありますような、本年3月に策定されましたマスタープランというものをベースに、東地域、それから中地域、さらには西地域間の増強の検討が説明されております。

広域機関における検討状況を参考資料で作っておりますけれども、東地域におきまして

は5ページにあるような形、矢印が伸びておりますけども、23年度中に基本要件というのを策定して、24年度に実施の主体あるいは実施案というものの募集をしていくというのが今、東地域での状況になります。

また、西、特に関門ということで言いますと、11ページに記しております。広域機関における、従来、海底ケーブルの新しいルートの場合と、関門でいきますと橋やケーブルが既存のインフラがありますので、こうしたインフラを活用する案との比較が行われてきております。

インフラ活用につきましては、この海峡部分ということで言いますと、このインフラ活用が費用的にも、工期の点でもメリットがある。実際に通せるかどうか、特に橋などでは重さの制限などもあるのでいろいろ難しい課題があります。ただ、比較におきましては、特にインフラ活用の場合には、この海峡を渡った後といいましょうか、海峡の両端、市街地が広がっているものですから、そこを通す、地中化して通していくというところで、かなりの費用も、それから工期も変わるといったような指摘が出てきておまして、ここにありまして、当初、2GWへの増強というのを考えられておりましたけれども、1GWの増強案も選択肢としての検討が進められているというところであります。こちら出力制御対策という観点からも、あるいはレジリエンスという観点からもできるだけ早期の増強というのが期待されるおところでありまして、これら三つにつきましてはの全体の進捗、16ページが今後予定ということになっております。

関連しまして、参考資料4で、本日、東京電力パワーグリッドの岡本オブザーバーからコメントというところで伺っております。具体的な検討の場に当たっての引き続きの調査などの必要性などが述べられておまして、こういったご意見を踏まえながら引き続き検討を深めていく予定としております。

事務局からは簡単ですけども、ご説明は以上になります。

○山内委員長

はい、ありがとうございました。

それでは、出力制御対策パッケージ、それから電力ネットワークについていただいた、これについてご議論願いたいと思います。何度かここでも議論してきましたので、内容については皆さん、よく知っているところですけど、新しい点なんかを加えていただいて、パッケージについては年内ということでもありますので、ご意見いただいて進めるということになると思います。いかがでございましょうか。ご発言をご希望の方がいらっしゃればチャットでお願いしたいと思いますが、いかがでしょうか。

松本委員、ご発言ですね。どうぞ松本委員、ご発言ください。

○松本委員

座長、ありがとうございます。事務局におかれましては、ご説明いただきまして大変ありがとうございます。丁寧なご説明、感謝いたします。

再エネの導入拡大の観点から、既存火力の最低出力の引下げをしていく必要があるわけ

ですけれども、そもそも抑制は事業者の経済メリットとして行えることが重要ではないかと思っております。市場が下がったとき、火力電源を止めることに経済合理性があるのであれば既にそうなっているはずではないでしょうか。現状において、市場価格低下が見込まれるときの火力電源の経済差し替え量は合理的なのでしょうか。ちょっとここが聞きたいなと思ったところです。

続きまして、12 ページですけれども、欧米の電力市場ではマイナス価格が許容されていますが、このネガティブプライスを検討する以前に、現状において市場メカニズムがどの程度機能していくかを見ておく必要があるのではないのでしょうか。

続きまして、15 ページ、16 ページです。具体的な措置を様々に提示いただきまして、大変ありがとうございます。需要対策は、既存需要のシフトも検討しておくべきかと思えます。過去に夜間シフトした電力量はかなりの量ではないかと思われまますけれども、これを把握してはどうでしょうか。新規のヒートポンプ温水器のみならず、夜間電力料金契約として、過去に契約された電気温水器、また業務用の蓄熱空調、工場の夜間操業シフトなど、かなりの量がまだ夜間需要として止まっている状況ではないかと思っております。これらを定量化して昼間シフトの可能性を検討してみたいかがでしょうか。

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す。

ほかにいらっしゃいますか。

五十嵐委員、どうぞ。

○五十嵐委員

はい、ありがとうございます。私からは1点だけでございます。全体としましては今回お出しいただきました事務局ご作成の出力制御対策パッケージ、全面的に私、賛同いたします。

1点だけ、これも賛同するという文脈でのコメントなのですが、19 ページ、具体的措置の系統対策等というページの算用数字の4番、電力市場構造における対応、こちらは中長期的な検討課題ということにはなりますが、系統用蓄電池の継続的な市場参加が可能となるような形での検討をお進めいただければというふうに考えております。調整力の確保が喫緊の課題という状況の中で、電力系統に直接連携する大型の蓄電池、こういったものは余剰再エネの吸収や中小水力の救出手段として期待されているところではございますが、他方で、今年4月以降に系統に直接検討を行った蓄電池を含む電源はノンファーム電源となることが決まっていると。ノンファーム電源ですと、今のところは系統の混雑状況に基づき、需給調整市場や容量市場への参加が、可否が単年度で判断されている状況というふうに理解しております。ノンファーム電源の中でもこうした系統用の蓄電池につきましては、やはりこういった調整力の供出であるとか、周波数の調整等への貢献も可能であると。容量市場を通じて安定供給への貢献も可能であると、もろもろのメリット、特性がございますので、こうした特性を考慮した上で、市場への継続的な長期での参加ということが見込まれるほ

うが事業者さんにとってもインセンティブとして継続的に役に立つの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。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。

次は、長山委員、どうぞ。

○長山委員

資料4と5で1点ずつあるんですけども、資料4の34ページのほうで、ネガティブプライスについて、先月、ちょっとオランダで事業者にヒアリングしたんですけども、FIP制度が出力抑制の原因になっているということなんですね。つまり少しでも動かしていればプレミアムがもらえるので、ネガティブプライスでも補助金のところに達するまでは次代も継続するそうです。日本の場合は、スポット価格が0.01円kW・hになったらプレミアムを付与しないということになってますので、このネガティブプライスの設計のときにはオランダのような事例は生じないようにしていただければというふうに思います。

あと、資料5のほうの12ページなんですけども、閉門の状況ということで、1GWから始めて、その後2GWに増強するということなんですけれども、この段階的な増強は分かるんですが、増強がいつ頃かというのが、その予見性が事業者にとっては非常に重要ではないかと思います。また、増強する頃に、技術進歩が10年後ですかね、あるということもありますので、このときの設計を柔軟にしておく。例えば独立したHVDCで次の増強をすとかしたほうがいいのではないかと思いました。

以上です。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。

ほかにいらっしゃいますか。

それじゃあ、取りあえず、太陽光発電協会、増川オブザーバー、どうぞご発言ください。

○増川オブザーバー

ありがとうございます。太陽光発電協会、増川でございます。

まず、私のほうからは、事務局におかれては具体的な対策を含めパッケージをご提示いただいたことに心より感謝申し上げます。それが一つ目です。

二つ目は、先ほど松本委員からご発言があったことと重なりますので、その点に関しては発言を控えさせていただきまして、それ以外の点、二つについて発言させていただきます。

一つは優先給電ルール、それからもう一つは下げ調整力の確保についてでございます。まず、九州エリアでは、皆さんご承知のとおり、制御見通しが再エネ全体で、今年度ですけれども6%台で、太陽光に至っては10%程度になっているということでございます。これは事業者にとってみますと、発電単価が約11%高くなってしまうと。仮に将来、例えば20%抑制されるようなことになると、単価自体が25%アップするというようになってしまいます。

これは今、事業者、コスト削減にいろいろ努力しているわけですが、そういう努力が無駄になってしまうということは非常に事業者にとっては深刻な問題というふうに理解しております。優先給電ルールについてですが、同じ非化石電源でも、出力抑制による損失に対しては猛暑であったり、それから抑制量が無制限、これは新規の太陽光はそうなのですが、その電源がある一方で、優先給電ルールによって全く抑制されない電源があるというのはご承知のとおりです。制御量が数%であれば大きな問題にはならないと思うのですが、10%、20%、30%と増えていくようになれば非常に、経済性の観点、それから事業予見性の観点からして、電源間の公平性という、あるいはその公正な、公平な競争の観点から問題があるのではないかとこのように考えます。ただその優先給電ルールというのは、これは私の理解ですが、系統運用のために物理的に抑制される順番を定めたものであって、それは経済的に優遇される電源の順番を定めたルールではないというふうに認識しております。したがって、系統運用、いろいろ抑制される、されないというのはある、それは変える必要はないんですけども、経済的な公平性を確保するということが今後重要になりますので、今、その太陽光発電の間で導入されておりますオンライン代理制御を太陽光の間だけではなくて非化石電源の間に広く拡大することをぜひ検討いただければと思います。これが一つ目です。

それから二つ目は、下げ調整力の確保につきまして、現状、その確保するために火力電源を起動させて、いわゆる燃料をたきながら出力を下げる、調整力を確保しているというふうに認識しております。これは大変もったいないことでして、下げ調整力に関しては、再エネ、変動性再エネ、太陽光、たくさん発電しているときに必要になると思いますので、太陽光のインバータ、瞬時に出力されることも可能ですので、必要に応じて太陽光等の電源の出力を下げることで下げ調整力を確保することによって火力を起動させておくということから、全部は無理かもしれませんが、少なくとも何割かは可能となると思いますので、ぜひそういう運用を検討願えれば幸いです。これは需給調整市場でやるというのは将来望ましいと思うんですけども、それが難しいのであれば、実際に下げ調整力が必要になるということは出力制御が必要になっている状態ですので、オンライン代理制御の考え方を適用することで、経済的なやり取りによって、その制御される人の経済的損失というのを回避できると思いますので、そういう方法も含めて、ぜひご検討いただければと思います。

私からは以上です。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。

ほかにご発言をご希望はいらっしゃいませんか。

よろしければ、それでは事務局のほうからコメントをお願いいたします。

○小川電力基盤整備課長

はい、ありがとうございます。

まず、松本委員から頂きましたご意見、現状をできる限り定量的に見ていくというのは、

今後、対策の効果を見ていく上でも非常に重要な点だというふうに考えております。まずもってその足元を、市場メカニズムはどう機能しているか、あるいは火力の差し替えというのがどうかといった点、ここもなかなか評価が難しいところはあるんですが、数年前に比べると、市場価格が下がっているからといって直ちに火力を止めるのが経済合理的かというのと、やはり燃料費だけでなく、一旦止めると起動費がかなりかかるといったようなこともありますので、出力制御がたまにしか起きないときにはなかなか差し替えは起きないんですけども、例えば九州などのようにかなり起きてくると、そこはおっしゃるように、事業者の観点からしても、火力を動かすよりはむしろそういうタイミング、あるいは時期には止めていくということがよりメリットになるという状況になってきているというのは言えると思います。その上で、需要のところは、ご指摘のように、かつて夜間にシフトしたといったようなご指摘、今も需要カーブを見ると、夜間あるいは明け方に少し増えているというのは目に見えるところもありますので、こういったところをターゲットにしつつ、しっかり対策の効果というのを見ていきたいというふうに思っております。

また、対応としましては、五十嵐委員からも系統用蓄電池の重要性、ご指摘いただいております。また、市場参加もそうでありまして、蓄電池に関しましては接続のルールも含め、まだまだいろいろ課題がありますので、そういったところもしっかり取り組んでいきたいというふうに考えております。

また、長山委員からは、関門増強に際しての考慮点、ご指摘いただきまして、ありがとうございました。

最後、太陽光、増川オブザーバーから頂いた点でありますけれども、まず優先給電ルールの見直しの話がありました。経済的公平性というご議論もいただいております。ここで言う公平性は必ずしもそれぞれの電源が単にどう抑制されるかということではなくて、現行の優先給電ルールも経済性、全体としての社会的なコスト、それからCO₂排出、こういったいろいろな面をそれぞれの断面だけで見るとはなくて、少し継続的に見た場合に、よりどちらがメリット、あるいはどちらを先に押さえることがトータルでメリットかという基準でつくられているものではありますので、なかなかすぐに何かを見直す必要があるかというところ、そうでもないのかなというところもありますけれども、いずれにせよ、中長期の課題といったところでもう一点ご指摘のありました、変動再エネの下げ調整の活用のところも含めて、引き続き、この出力制御の課題は足元で解決するというものではなくて、今後も引き続き取り組んでいく課題というふうに考えておりますので、検討を継続していきたいというふうに考えております。

事務局からは以上です。

○山内委員長

はい、ありがとうございました。ということで、出力制御対策パッケージのほうについては年内ということで、基本的に、今回、需要の面もちょっと強調したというのが一つの特徴なんですけど、両方とも、要するに、こういうのはインセンティブ・コンパティブルという

か、そういう形でまとめるということだと思いますし、そういうようなご指摘も強かったというふうに思います。それからまた、具体的に分析しようということだってありますけれども、これは着実に実施されて、しっかりその辺を取り組んでいただくということになるのかなというふうに思っております。

それから、ネットワーク次世代化ですけど、これはさらに検討を進めていただくということなのかなというところだと思います。

ということで、よろしいでしょうかね。皆様からの特段のご発言なければ、この辺で今日の議論を終わりたいと思いますが、次回の委員会についてお願いいたします。

○日暮新エネルギー課長

次回の委員会については、日程が決まり次第、また経済産業省のホームページでお知らせいたしたいと思っております。

3. 閉会

○山内委員長

はい、ありがとうございます。

それでは、ご熱心にご議論いただきまして、ありがとうございました。これにて本日の委員会を閉会といたします。どうもありがとうございました。