

第54回制度設計専門会合 議事録

日時：令和3年1月25日 9：00～11：56

※オンラインにて開催

出席者：稲垣座長、林委員、圓尾委員、安藤委員、岩船委員、大橋委員、草薙委員、新川委員、武田委員、松村委員、村上委員、山内委員

(オブザーバーについては、委員等名簿をご確認ください)

○恒藤総務課長　それでは、定刻となりましたので、ただいまより電力・ガス取引監視等委員会第54回の制度設計専門会合を開催いたします。

私、事務局総務課の恒藤でございます。本日も、委員及びオブザーバーの皆様方におかれましては、御多忙のところ御参加をいただきましてありがとうございます。本会合は、新型コロナウイルス感染症の感染機会を減らすための取組を講じることが求められているという状況に鑑みまして、オンラインでの開催とし、傍聴者、随行者は受け付けないとさせていただきます。なお、議事の模様はインターネットで同時中継を行っております。

では、議事に入ります。以降の議事進行は稲垣座長、よろしく願いいたします。

○稲垣座長　皆さん、おはようございます。それでは、早速始めさせていただきます。

本日の議題は、議事次第に記載した4つでございます。まず、議題1について事務局から説明をお願いいたします。

○田中NW事業監視課長　NW事業監視課長の田中でございます。どうぞよろしく願いいたします。

それでは、資料3のほうを御覧いただけますでしょうか。う調整力公募ガイドラインにおける逆潮流アグリゲーションの取扱いについて」というところでございます。

それでは、2ページを御覧いただけますでしょうか。こちら調整力公募ガイドラインにおいては、電源は原則としてユニット単位で応札することとしており、複数の発電ユニットを組み合わせることは認められていなかったものでございます。他方で分散型リソース、蓄電池、コジェネ等の普及や技術進歩を背景に、複数の電源等を組み合わせる逆潮流アグリゲーションを調整力として活用するニーズが拡大しているところでございます。第43回制度設計専門会合におきまして、逆潮流アグリゲーションについては、一定の

要件を設けた上で調整力への入札を認めるよう、調整力公募ガイドラインを見直す方向で検討することとされていたものでございます。

具体的な見直しの内容については、エネ庁、一送及び広域機関による逆潮流アグリゲーションの調整力利用に関する技術的な課題への対応を踏まえて、改めて本会合にて議論を行うことといたしておりました。今般、こういった検討に一定の整理が行われたことから、改めて本専門会合において御議論いただきたいというものでございます。

では、3ページでございます。こちら、第43回制度設計専門会合における資料ということでございます。先ほど御説明いたしましたように、複数ユニットをアグリゲーションするというのは原則として認めていなかったということでございますけれども、これはユニットを特定せずスペック単位や事業者単位で確保した場合には、発電事業者の規模による公平性が低いこと、コストの透明性が低いこと、電源の確保・維持に関する保証がないといった懸念があることを理由としているということとなっております。

4ページについては、そのような整理というのが、かつて制度設計ワーキンググループにおいてこの議論がされていたというところでございます。

5ページでございます。先ほど申し上げたような懸念があるということでございますので、このため、全てのユニットに対してアグリゲーションを認めるのではなく、一定の要件を設けるなどアグリゲーション可能なユニットの対象範囲を設定することにより、上記の公平性、透明性の懸念を限定する必要があるのではないかということでございます。この点、資源エネルギー庁による検討では、以下のような整理がなされているところでございます。

具体的には、6ページのような形で資源エネルギー庁エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会における整理がなされてございまして、その要点につきましては5ページの下にありますとおり、このニーズといたしましては、逆潮流の規模が小さく、最低入札容量を満足しないリソースをアグリゲートしたいということで、対応といたしましては、現行の電源1[〃]の最低入札容量は1,000kW以上であり、また需給調整市場や容量市場においても最低入札容量は1,000kW以上とされていると。このような状況を踏まえ、ユニット単独での逆潮流が1,000kW未満のものを複数束ね、その合計が1,000kW以上となる場合に、電源1[〃]の参入を許容すると整理をすることとしてはどうかということとなっております。このような、ユニット単体では調整力公募への参入が困難なものをアグリゲーション可能なユニットとする限りにおいては、公平性、透明性等への懸念は

限定されるのではないかとということでございます。

6 ページがエネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会の資料でございまして、7 ページでございます。したがって、全頁までの検討を踏まえまして、最低入札容量以下であるものなどユニット単体では調整力公募への応札が困難なものについては、複数ユニットのアグリゲーションによる応札を認めることとはしてどうか。さらに、多様なリソースのアグリゲーションを創出するという観点から、単体では応札が困難な複数ユニットとネガワットによるアグリゲーションについても応札可能とすることとしてはどうかということでございます。

したがって、調整力公募ガイドラインにつきましては、7 ページの下のような形で改正することとしてはどうかということでございます。

私からの説明は以上でございます。御審議のほどよろしくお願いいたします。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、ただいまの説明について、皆様から御質問、御発言をいただきたいと思えます。御発言のある方は、Skypeのチャットに御発言を希望される旨を記入してお送りください。それでは、どうぞお待ちしております。

それでは、草薙委員お願いいたします。

○草薙委員 ありがとうございます。私がこの件に興味を持っておりまして、都市ガスの家庭用コージェネレーションシステムがどのように利用されるのかという点でございまして、技術的な課題の検討に一定の整理がなされているということで喜ばしく思っております。

2024年度以降の需給調整事業におけるエネファームのアグリゲートのこととなりますけれども、METIのVPPの実証事業に参加しておられると思うのですが、そういったことが順調に進んで、アグリゲートした燃料電池や蓄電池の市場参加に向けて前進があることを願っております。今回の調整力公募のアグリゲートリソースのことで、そのようなニーズも踏まえて恐らくは提言がなされているということだと思っております。ぜひとも今後始まります需給調整指導においても、VPPが調整力を生かせるということの中に、そのような家庭用コージェネのアグリゲーションといったものもしっかりと含めていただきたいと願っております。

以上です。ありがとうございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、ほかの御意見はいかがですか。

大橋委員、お願いいたします。

○大橋委員　ありがとうございます。基本的に御提案の案に賛成なのですが、ここにある一定の要件ということの考え方の1つには、少なくとも1,000kW未満の複数のアグリゲーションする際に、非常に小さいユニットもアグリゲートすると1,000kWを超えるケースというものはあるのだと思いますけれども、それによる例えばシステム対応が物すごく大きくなってしまったりとか、そういうものを要する場合に、やはりそのメリットがデメリットを上回ってしまうケースも場合に依ったらあるのかもしれないというふうに、具体的事例の中で出てくるかもしれないなというふうなことを思っていて、そういうふうなところ、経済性を下回るような場合において、一定の要件というところで切るというふうなことが考え方なのかなというふうに思って伺っておりました。基本的にこの案に賛成でございますので、引き続きよろしくお願いいたします。

○佐藤事務局長　追加でよろしいですか。今、大橋先生がおっしゃったところで、確かに田中課長から4ページとかで、調整力確保の単位についてというのでエネ庁の制度設計ワーキンググループとか、あと6ページにあるエネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会で決めたというのはまさに正しい説明なのですが、その前に、確かに大橋先生がおっしゃったように、広域機関の調整力のタスクフォースでかなり細かい議論で1,000とかアグリゲーションのことで、それはまさに今大橋先生が正しくおっしゃったように、システム費が急にかかる可能性もあるので、確かにこう決めたはずなので、そこは十分念頭に置いて議論はしなきゃいけないというところだと思いますので、その辺で担当課長から後ほど説明をしていただければというふうに思います。

○大橋委員　御丁寧にありがとうございます。

○稲垣座長　ありがとうございました。

それでは、ほかの委員の方、御発言いかがでしょうか。

では、事務局からコメントをお願いいたします。

○田中NW事業監視課長　事務局でございます。ただいまの御質問などございましたように、コメントなどもございましたように、5ページのところにおきまして1「の最低入札容量を1,000kWというところにつきましては、需給調整市場及びいろいろ市場においても最低入札容量は1,000kW以上とされているところがございますので、需給調整市場においてもその1,000kWということについては、いろいろな議論がなされた上でそう決められて

いるというところでございます。

したがいまして、こちらのほうにつきましては今回、最低入札容量自体についてはいろいろな議論などございまして、長期的な検討課題としてはいろいろ議論もあるところかとは思いますが、短期的には、今回のアグリゲーションを可能とする措置をまずは行うことで、小規模な電源の参入を可能とするということを行わせていただきたいというふうに考えているところでございます。

○稲垣座長　それでは、ただいまの事務局案については、委員皆様からの御異存なしと、むしろ御賛同いただいたと思いますので、資料7ページのとおり、調整力公募ガイドラインを改正することについて、電力・ガス取引監視等委員会に報告することといたします。

それでは、次の議題に参ります。「発電側基本料金の見直しについて」でございます。この議題については、前回の制度設計専門会合から議論を開始したところでございます。今回から具体的な見直し案の議論に入るところでございますが、まず、事務局から見直し案の内容を説明していただきます。その上で、前回の会合において多くの事業者団体から、見直し案が示された段階で改めて意見表明の機会を求めるという御意見がありました。これを踏まえて、関係事業者団体から御意見をいただきたいと思っております。

それでは、事務局から説明をお願いいたします。

○仙田制度企画室長　ネットワーク事業制度企画室長の仙田です。資料4-1を御説明いたします。

3ページを御覧ください。今回の位置づけです。発電側基本料金の現行案につきましては、基幹送電線利用ルールの抜本見直しと整合的な仕組みとするため、見直しを行う必要があります。今回は、こうした観点から、前回会合で御意見いただいた論点について検討を行うものです。

5ページ目です。ここからは、前回会合でいただいた御意見を振り返ります。まず、発電側基本料金の導入やその趣旨につきましては、反対する御意見はございませんでした。

6ページ目です。課金のあり方につきましては、事業者団体からkW課金の維持を求める御意見、kWh課金の導入を求める御意見の双方がございました。委員、オブザーバーからは、kW課金とkWh課金を組み合わせることは妥当との御意見がございました。

7ページです。割引制度のあり方につきましては、配電系統に接続する電源が上位系統の整備費用に与える影響が少ない場合の割引制度を拡充すべき、再エネの立地特性を踏まえた割引制度を設計すべきとの御意見がございました。

8 ページです。小売への転嫁、F I T・F I P 電源への課金適用除外、F I T 賦課金による調整措置の実施などについて御意見がございました。

9 ページです。議論の進め方について。再エネ発電の事業者団体を中心に、具体的な見直し案が示された段階で改めて意見聴取の機会を設定してほしい等の御意見がございました。

続きまして13ページです。再生可能エネルギー等に関する規制等の総点検タスクフォースからの指摘を御説明いたします。本年1月8日、このタスクフォースの第3回が開催され、再生可能エネルギーの導入促進に向けた系統問題の議題の中で、発電側基本料金についても取り扱われました。現状の案にとらわれず、将来のネットワーク像を踏まえて再検討すること。その際、再エネ発電事業者に過度の負担とならないよう、kW課金とkWh課金のバランスや小売転嫁を適切に行えるよう、対象とする発電所規模に配慮することとの指摘がございました。こうした指摘も踏まえつつ、見直し案を御議論いただきたいと思っております。

17ページです。本日は、課金方法のあり方と割引方法のあり方について見直し案を御議論いただきたいと思っております。

19ページです。現行案の課金方法の考え方です。契約kWに応じた課金は、①にありますとおり、系統に接続する全ての電源がいつでも契約kWまで送電できるよう、送配電設備が整備・維持されていること。②のとおり、発電事業者はいつでも契約kWまで系統に電気を流せるという便益を受けていることを踏まえたものです。

20ページです。ページ中ほどの基幹送電線利用ルールの見直しを踏まえた考え方①にあるとおり、基幹系統の設備形成は、設備の利用状況を考慮した費用対便益評価に基づいて行われることとなります。下にイメージ図を付しておりますが、このように、契約kWに加え、kWhが中長期的な送配電整備のコストに影響を与えるものと考えます。

21ページです。同じくページ中ほどを御覧ください。当面、すなわち再給電方式で対応する間は、発電事業者はいつでも契約kWまで系統に電気を流せるという便益を受けているものと考えます。しかしながら、将来的に市場主導型の混雑管理手法が導入される場合、混雑地域と非混雑地域で値差が発生し、混雑地域の約定機会が少なくなることにより、混雑地域の電源は契約kWまで流せないケースが非混雑地域より多くなることが見込まれます。この場合、混雑地域の電源を非混雑地域の電源と同じように契約kWのみで課金することは、合理的でない可能性もあります。こうした将来的な状況変化も見据え、系統からの便益の

評価として、契約kWに加え、kWhも加味することも考えられます。

22ページです。ここまで御説明した考え方を踏まえ、発電側基本料金の課金のあり方について、kWに加えkWhを考慮した課金に見直すことが適当ではないかとしております。

23ページです。kW課金維持の必要性です。まず1つ目の青丸のとおり、既存設備につきましては契約kWに応じた整備がなされており、契約kWに応じた維持管理費用が発生します。このため、今後も送電設備の整備費用について、kWの概念が相当程度残ります。また、2つ目の青丸のとおり、送電線利用ルールの抜本見直しは基幹系統を対象としたものであり、見直し後においても、特別高圧系統については契約kWに応じた設備が継続します。基幹系統においても、費用対便益評価に基づく増強検討の対象となるのは、空き容量がなく、ノンファーム型接続が適用される一部の系統となることが想定されます。加えて、kW課金は割引制度と相まって、発電事業者に送電設備を最低限利用しようとするインセンティブをもたらします。こうしたインセンティブによって、発電側基本料金の導入趣旨である発電事業者のネットワークコストを意識した事業展開の促進、例えば再給電方式の導入に当たっても、課題となっている系統混雑を加味した電源立地の最適化が実効あるものとなります。

以上から、契約kWに対する課金も維持することが合理的ではないかとしております。

24ページです。kW課金とkWh課金を組み合わせる場合、その比率をどのように考えるかとなります。これまでの御説明のとおり、2023年度時点では、kWhも考慮した設備は全体の中で一部にとどまると見込まれます。しかしながら、発電側基本料金の導入が予定されている2023年以後、再エネの大量導入による混雑系統の増加を踏まえた費用対便益評価による設備増強、送電線利用ルールの抜本見直しの特別高圧系統への適用拡大など、kWhも考慮した整備の割合は上昇していくことが想定されます。このため、将来における送電設備の整備費用をめぐる状況を先行的に考慮して、kWh課金の比率の上積みを行うとの考え方の下、kW課金とkWh課金の比率を1対1としてはどうか。

なお、将来において、kWhを考慮した整備の割合が上記の想定以上に上昇した場合など、大幅に乖離した場合には、遅滞なく比率を見直すこととしてはどうかとしております。

続きまして26ページです。ここからは割引制度のあり方です。割引制度の趣旨は、電源が送配電設備に与える影響を課金額に反映し、より公平な負担とするものです。現行案では、基幹系統の整備費用に与える影響が少ない地域に立地する電源の割引である割引A、割引Aへの対象地域であって、さらに特別高圧系統に与える影響の少ない地域に立地する

割引Bがございます。割引Bは、配電系統に接続する電源が対象です。

続きまして30ページです。割引制度のあり方についての論点をまとめたものです。詳細は、次のページ以降で御説明いたします。

31ページです。今回、kW課金とkWh課金の組合せに変更する場合、基幹送電線利用ルールの見直し後も電源が送配電設備に与える影響は、契約kWに依存する面が大きいこと。kWhへの課金は、受益に応じた課金という側面もあり、地域によって大きな差を設けないことが適当と考えられる面もあることを踏まえ、割引制度はkW課金部分を対象とすることが適当ではないかとしております。

32ページです。割引額の見直しです。今後、系統混雑を前提とした系統利用が進む中、発電側基本料金が電源立地の最適化に必要な価格シグナルを出すことがさらに重要となります。このため、左下の図のとおり、割引Aについては、A、B、C…X、Y、Zとありますが、Cの地域のように限界送電線費用が0以下の地域。割引Bにつきましては、右下の図のように、代表的な断面において特別高圧系統に逆潮流していない地域について、それぞれ割引額を増やすこととし、両割合が満額に適用される基幹系統、特別高圧系統の双方に影響を与えないとみなされる電源は、kW課金を0円とすることが適切ではないかとしております。

33ページです。割引Bの拡充案です。1つ目の青枠を御覧ください。代表的な断面において配電用変電所で逆潮流が生じていない地域について、新たな割引類型を設定することとしてはどうかとしております。これは、現行案のAでも、基幹系統への影響に応じて満額、半額の割引が設定されていることとのバランスも踏まえたものです。

今申し上げたことを36ページ目のイメージ図で補足いたします。現行の割引Bの対象地域は、配電変電所Aの地域となります。新たな割引対象地域とすることを今検討していると申し上げたのは、配電変電所Bの地域です。この地域は、配電変電所Aの地域と同様、配電系統内の需要に対して送電を行っているため、配電変電所Bがダウン潮流となっております。配電変電所Cの地域との比較で、こうした配電変電所Bの地域にも、配電変電所Aの地域ほどではないものの、ある程度の割引を行ってはどうかというものです。

33ページに戻ります。2つ目の青枠です。先ほど御説明したとおり、現行案では、割引Aの対象地域であることが割引Bの適用条件とされています。電源が基幹系統と特別高圧系統に与える影響は区分が可能であること。割引Aの割引単価は基幹系統の費用に、割引Bの割引単価は特別高圧系統の費用に着目して設定されていることなど踏まえ、割引Bの

対象地域は割引Aの対象地域に限定しないこととしてはどうかとしております。

同じく36ページ目のイメージ図で補足いたします。今申し上げたのは、配電変電所A、Bのようところが割引A対象エリアというピンク色のところに入っていますが、その対象になっていない配電変電所D、Eのような地域も割引対象としてはどうかというふうなものでございます。

再び33ページに戻ります。3つ目の青枠です。送電線利用ルールの見直しに伴い、中長期的にはファーム接続が前提の空き容量という概念が薄まっていくことから、割引Bの適用条件において、空き容量マップにおいて空き容量が0より大きいことを求めないこととしてはどうかとしております。

34ページと35ページ目は、これまで御説明した内容を現行案と拡充案の比較という形で、割引A、割引Bそれぞれについて整理したものでございます。

38ページです。前回会合で御意見のあったその他の論点の取扱いです。(1)の小売転嫁につきましても、次回以降に詳細を御議論いただけるよう、事務局にて準備を進めます。

(2)です。発電側基本料金の課金対象につきましても、前回会合の中でもFIT・FIP電源の課金適用除外を求める御意見、全電源に公平に課金すべきとの御意見がございました。発電側基本料金の導入趣旨の一つが、送配電設備の維持・拡充に必要な費用の公平な負担であることから、ほかの電源種と同様に課金することとしてはどうかとしております。

(3)です。これまで発電側基本料金の制度設計に係る議論を受け、資源エネルギー庁で担当する審議会、具体的には再生可能エネルギー大量導入・次世代ネットワーク小委員会及び調達価格等算定委員会で、FIT電源における調整措置の具体的なあり方について検討が進められてきました。発電側基本料金の見直し案に係る調整措置についても、今申し上げた審議会において、引き続き御検討を進めていただくこととしてはどうかとしております。

私からの説明は以上でございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。

大きな論点は2つ、kWとkWhの割合をどうするか。これは、事務局案は1対1、プラス問題があれば見直す、割合制度については31から34ページ記載の提案、こういうことでございます。

次に、事業者団体からのプレゼンテーションをいただきたいと思っております。団体名の五十

音順で順次指名をさせていただきます。日本風力発電協会様につきましては、プレゼンターの御都合の関係で、指名上、一番最後とさせていただきます。

それでは、最初に、送配電網協議会を代表して白銀様をお願いいたします。どうぞよろしくをお願いいたします。

○白銀オブザーバー 白銀でございます。前回に続きまして一般送配電事業者の立場から御発言の機会をいただきまして、誠にありがとうございます。また、発電側基本料金の制度見直しにおきまして丁寧に御議論を進めていただいていることに対しまして、重ねて御礼申し上げます。

では、資料4-2の右肩2ページを御覧ください。論点1の課金方法についてでございます。基幹送電線利用ルールの見直しとの整合性の観点や前回の御議論などを踏まえて、kWh課金を導入することについて御提示をいただきました。前回御説明をさせていただいたとおり、特定地域に電源立地が集中した場合には設備対策が発生し得ることや、送配電網の効率的な利用を促す観点から、kW課金を軸に、一部kWh課金の要素を組み込む制度設計をすることは適当と考えてございます。その比率としまして、将来的な状況を先行的に考慮して1対1とする案を整理いただいております。これにつきまして、次ページ以降の既存設備に関わる費用の実態であるとか、費用対便益評価に基づく検討対象の現状など踏まえまして御議論の上で御判断いただければと考えております。

右肩3ページでございますけれども、既存設備の維持管理に関わる費用というのがどの程度の割合を占めているか。これは関西電力送配電の費用の内訳の事例でお示ししております。2019年度の実績ですが、修繕費や減価償却費といった既存の送配電設備の維持管理に関わる費用が、この表のとおり約87%と、現時点においては費用全体の大半を占めているという状況にありまして、事務局資料の23ページの1つ目の丸に御記載いただいた内容につきましては、そのとおりの状況であると考えております。

右肩4ページを御覧ください。事務局資料の23ページにあります、費用対便益評価に基づく増強検討の対象となるのは一部の系統となるという想定に関してでございます。現時点において、全国の基幹送電線のうち、当該の増強検討の対象となる送電線としましては約12%になってございます。今回の整理で、将来状況を先行的に考慮されて1対1と整理されたことにつきましては、相当先行的に考慮された水準であろうと理解しております。

右肩5ページは、論点2の割引制度に関してでございます。前回、電源が一部に集中することで系統増強が生じる事例を御説明させていただきました。社会的コストを抑制する

ために、混雑エリアへの電源回避を促すインセンティブとなる割引制度は大切だと考えております。今回の事務局整理につきましては、価格シグナルの重要性を踏まえて、原案からの拡充や、より細かな設定をなされたものと理解しております。また、新たに割引A-1を設定するなど、政策的な観点から考慮された提案であると受け止めております。

これらを踏まえまして、右肩6ページでございますが、発電事業者さまにもネットワークコストを意識した事業展開を行っていただくことで、効率的な設備形成、ひいては再生可能エネルギーの導入拡大につながる整理になりますよう御議論いただきますようお願いいたします。

一般送配電事業者10社から成る送配電網協議会としましても、引き続き御協力してまいります。本日の案につきまして、御議論の上、決定いただけましたら、今後事務局と詳細調整の上、2023年度の開始に向けて早急にシステム構築に取り掛からせたいと思っております。どうぞよろしく願いいたします。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

具体的な反対はない、具体的な提案もないと、この議論を踏まえて協力していただけると。ありがとうございます。

それでは、次に太陽光発電協会・増川様、プレゼンテーションをお願いいたします。

○増川オブザーバー ありがとうございます。太陽光発電協会の増川でございます。まずは、前回に引き続きまして今回も我々の意見を聞いていただける機会をいただきまして、誠にありがとうございます。感謝申し上げます。

早速始めたいと思います。2ページ目をお願いいたします。まず、我々の発電側基本料金の見直しに関します基本的な考え方でございます。1つ目、発電側基本料金導入に当たりまして、まず発電側基本料金導入の大前提といたしまして、再エネのFITからの自立と主力電源化を妨げない課金方式、適切な導入推進に利する制度となるように御配慮いただければありがたいと思います。特に、今後数年間はFITに頼らないコーポレートPPA等の普及拡大を進める重要な時期となっております。

2点目、系統利用ルールや託送料金制度全般の見直しとの整合が必要だと考えております。まず、小売側を含めた託送料金制度全般の抜本見直しが必要な時期に来ていると我々は認識しております。基幹送電線の利用ルールに加えまして、将来的には、ローカル系統の利用ルールについても抜本見直しが進められると認識しております。新たに策定さ

れるマスタープランに関しましても、カーボンニュートラルの実現等を前提とした検討がさらに必要ではないかと考えております。こういった状況下で検討される託送料金制度、新たな系統利用ルール、マスタープランと整合した発電側基本料金の見直しとすべく、丁寧な検討が必要と思われまます。

したがいまして、今回の見直しに関しましては、拙速に結論を出すのではなく、将来世代に禍根を残すことのないように、系統利用ルールの見直しなどの進捗とある程度連動しながら検討を進めるべきではないだろうかと思ひます。2023年とされております導入の時期を含めまして、今回の抜本見直しの時間軸についても御検討いただければ幸いです。

続きまして3ページ目でございますけれども、これは前回お示しした内容と同じでございますので、御説明は割愛させていただきます。

4ページ目をお願いします。論点1でございますけれども、課金方法のあり方、kW課金とkWhの課金についてでございます。まず、前回、kWhの課金を基本とする課金方法の検討をお願いしたところでありますけれども、今回事務局からは、kW課金とkWhの課金を併用して、その比率を1対1とする案が示されました。当協会といたしましては、当面の措置として事務局案に賛同いたします。

一方、将来的には、これは事務局からも説明ありましたが、地内系統の混雑処理を前提とした系統運用ルール、いわゆるコネクト・アンド・マネージが全国的に定着し、全ての電源がノンファーム化するような状況となれば、kWhの課金の比率をより高めることが合理的であるというふうに認識しております。下のほうには、なぜkWh課金の導入が必要かということを申し述べてございますけれども、前回と重複しますので割愛させていただきます。

次のページをお願いいたします。5ページ目でございます。3番目、論点2、割引制度につきまして。まず、前回、配電系統内のさらなる割引等の検討を我々はお願ひしたところでございますけれども、事務局からは、割引はkWを課金分としながらも割引Bの対象範囲を拡大するものとなっております。当協会といたしましては、割引Bの対象範囲を拡大する事務局案に賛同いたします。ただし、割引Bの対象となっております条件等につきましては、定量的効果も含めまして不明確な点もあろうかと認識しております。今後も事業者の意見を参考にしていただきながら、定量的評価も含め、さらなる検討をお願いできればありがたいと思ひます。

なお、中長期的観点も踏まえまして、幾つか引き続き検討願ひたいことがございます。

まず1点目でございますけれども、例えば系統利用ルールの抜本見直しにおきましては、将来の話ですけれども、ゾーン制やノード制への移行が検討されております。こういった市場主導型の系統利用ルールの下では、スポット価格が電源立地の混雑状況等を反映して決まることとなりますけれども、これが立地誘導の価格シグナルとなります。発電側課金の割引制度と、このような電源立地の価格シグナルを将来どういうふうに併存させていくのか、公平でコスト効率的な立地誘導策となるように整理をお願いできればと思います。

前回の会合におきましては、配電系統内における送電ロスの低減効果等につきましても、その実態を踏まえた上で割引制度に加える検討の必要性を我々はお願したところでございます。先ほどのkWhとkWの割合について、将来の設備比率等を踏まえて将来的に見直しを行うというふうにされておりますけれども、割引制度についても、系統に与える影響などをより精緻化し、これは重要なことですが、系統の実態を踏まえた割引制度のあり方についても引き続き検討をお願いしたいと思います。

これも大事だと思っているのですけれども、国が目指しておりますカーボンニュートラルの実現をコスト効率的に進めるには、需要側の設備をより電源の多い地域に誘導して、地産地消を推進することが肝要と考えます。そのためにも、この発電側課金、基本料金の割引制度の検討と併せまして、小売側・需要側の託送料金の割引制度についても検討を行うことを要望したいと思います。

次のページをお願いいたします。6ページでございます。その他の論点についてでございますけれども、1点目は小売転嫁についてでございます。小売への転嫁につきましては、次期詳細検討するということではございますけれども、発電事業者の多くは新規参入であったり中小であります。ですので、小売事業者に対する交渉力というものは十分とは言えません。さらに風力や太陽光などの変動性の再エネにつきましては、設備利用率の影響で、ほかの電源に比較しまして、売電の取引単位でありますkWhベースでの発電側課金が大きくなり、これが小売への転嫁を難しくしております。小売転嫁の検討に当たりましては、以上を十分踏まえて検討をお願いしたいと思います。

2点目、課金対象についてでございます。今回いただきました事務局の案では、FIT・FIPの電源を含めまして全電源種に課金してはどうかという御提案でございますけれども、その場合は、小売転嫁に加えてFIT賦課金による調整措置も早急に検討されるものと認識しております。これは事務局の資料にも記載されていると思います。そこではトータルのコスト、調整に関わる費用等も含めたトータルコストを勘案した検討が望まれる

と思います。

次に、F I T・F I Pの制度の下で新規開発案件を検討している事業者にとりましては、発電課金に伴います追加負担分を制度リスクとして考えざるを得ない状況が続いております。これは再エネの主力電源化という観点からは不都合な状況であることを御理解いただきたい。

これは最後でございますけれども、今後数年から2030年までの10年間は、F I TからF I Pに移行し、その移行を経て自立導入に向かう大変重要な時期ということでございますので、F I Tからの自立の妨げとならないように最大限御配慮いただければと思います。

私どもからは以上でございます。ありがとうございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、日本経済団体連合会の長谷川様、お願いいたします。

○長谷川オブザーバー 経団連の長谷川です。御説明の機会をいただき、ありがとうございます。前回同様、電力需要家の視点から意見を申し上げます。

資料の1ページ目を御覧ください。今回の論点に入る前に、改めて発電側基本料金に対する基本的考え方を御説明します。前回の会合でも御説明したとおり、今後増加する系統整備コストの分担を検討するに当たっては、特に2つの視点を考慮する必要があると考えています。1点目は、主として電源の立地に伴って系統整備が行われるという事実を踏まえた起因者・受益者負担の観点です。2点目は、需要家負担の抑制、産業競争力の確保、電化の推進といった点を踏まえた社会全体のコスト最小化、ひいては電気料金の最大限抑制の観点です。本日の論点となっている発電側基本料金における課金方法のあり方や割引制度のあり方を議論するに当たっても、こうした観点にのっとって検討を行う必要があると考えます。それぞれの論点について、以降のスライドで御説明します。

2ページ目を御覧ください。論点1の課金方法のあり方については、系統設備が主に契約kWベースで形成されることを踏まえれば、契約kWに基づく課金とすることが基本であると考えます。また、契約kWに基づく課金とすることで、発電事業者に対して、電源の設備利用率の向上等を通じた送配電網の効率的な利用を促す効果も期待されます。他方、基幹送電線利用ルールの見直しにより、差し当たって基幹系統から系統混雑を前提とした設備形成が行われます。契約kWでの系統利用が保証されなくなることが見込まれる中、一定の割合でkWhに基づく課金を行うことには合理性があると考えます。

こうした中、発電側基本料金の課金方法のあり方について、kWとkWhを組み合わせると

する事務局案は妥当な方針と考えます。両者の比率を具体的にどう設定するのかについては、系統整備の現状と見通しを可能な限り反映した数値とするのはもちろんのこと、発電事業者に対して送電設備の効率的な利用を促すインセンティブが働くよう、適切な水準を設定することが重要と考えます。

3 ページ目を御覧ください。論点 2 の割引制度については、電源が送配電設備の整備費用に与える影響を託送料金に反映し、ネットワーク増強に係るコストの公平な負担を実現する観点から、重要な役割を果たすと考えています。さらに、立地地域ごとに異なる価格設定とすることによって、発電事業者に対してネットワークコストを意識した行動を促す効果も期待できます。電力システム改革を通じて送配電事業者と発電事業者が異なる主体となっている中、割引制度の適切な設計と運用を通じて、発電コスト+ネットワークコストの合計の最小化につなげていく必要があると考えます。

今後、発電事業者に対して、正確でよりきめ細かい価格シグナルを示していくことで合理的な整備形成を促し、長期的な需要家負担の抑制、ひいては電気料金の低減につながるよう詳細設計を進めていただければと思います。

私からは以上です。

○稲垣座長 ありがとうございました。

それでは、次に、中小水力発電 4 団体の黒川様からのプレゼンテーションをお願いいたします。なお、黒川様の中小水力発電 4 団体様においては、本来、日本経済団体連合会様の前に御発言をいただくのが本来でございましたが、私の指名の間違いによって順番が前後してしまいました。おわびを申し上げます。

それでは、中小水力発電 4 団体の黒川様、プレゼンテーションをお願いいたします。

○黒川オブザーバー おはようございます。中小水力の黒川でございます。今回このような機会を再度設けていただきまして、感謝を申し上げます。

それでは、中小水力の 4 団体を代表して発言をさせていただきます。2 ページ目を御覧ください。今回の焦点であります課金方法については 3 項目めに、あと割引制度については 4 項目めに記載してございます。

3 ページ目を御覧ください。発電側の基本料金についての基本的な考えでございますが、2050年のカーボンニュートラルに向けて再エネの主力電源化と電力の安定供給を目指すためには、発電事業者が託送料金の一部を負担するという発電側の基本料金の導入に関しましては、再エネが国民から信頼を得るという意味でも必要であると認識してございます。

制度設計の見直しに当たりましては、中小水力の多くが山間部に立地しているなど、各種電源の特性を踏まえた検討をお願いするところでございます。

4 ページ目を御覧ください。発電料金の転嫁についてでございます。発電事業者と小売電気事業者との協議により、発電側基本料金相当額を売電料金に適切に転嫁できるよう、先ほど事務局さんからも引き続き整備を進めていくというお話がございましたが、ぜひガイドラインに具体的に明示していただいて、発電事業者にとって過度な負担とならないようにしていただきたいというお願いでございます。あと、発電側の基本料金の導入後においても、ガイドラインに基づき適切な転嫁が行われているか、過度な負担になっていないかなど、小売電気事業者への監視を徹底していただければというふうに思います。

5 ページ目でございます。課金方法についてです。水力発電所は既存の特別高圧系統に接続されているものが圧倒的に多いということ、また、当面は契約のkWに応じた設備整備及び維持管理費用が継続されると考えておりますので、発電設備へのインセンティブ効果も踏まえて、中小水力4団体としては、当面でございますが、契約kW課金のみでの課金方法としてはどうかという希望でございます。

6 ページ目でございます。先ほどの当面はkW課金をお願いするという観点からお話をさせていただきますと、将来的にゾーン制などが導入されて、混雑地域の電源と混雑を受けない地域の電源との差を調整する必要がある場合には、出力制御を受けた分をkW課金額から割り引くことが基本であると考えてございます。とは申しまして、今後の費用対便益に基づく整備への流れを踏まえ、kWh課金の導入も必要であると考えております。この場合のkW課金とkWh課金の比率については、事務局案では1対1という提案でございますが、ネットワークコストの実態を踏まえて、kW課金の比率を高めたほうがいいのではないかとこのように要望いたします。また、比率に関する割合が示されたときには、その根拠についてもお示しいただければというふうに思っております。

6 ページ目でございます。今回御提示いただいた割引Bの拡充についてですが、割引A地域内に限定しないという案でございましたので、それに関しましては、基幹変電所から特高変電所間の潮流方向にこだわらず、配電系統内で消費される電源を対象としておりますので、前回プレゼン時に当団体からもお願いしたとおり織り込んでいただいたと理解をいたしまして、地域での地産地消に資する内容になっておりますので、この提案いただいた拡充案には賛同いたします。

その中で1点の確認でございますが、7 ページ目を御覧ください。先ほど申しましたよ

うに、基幹変電所から特高変電所間の潮流にはこだわらない、こういうふう理解しておりますので、その図に矢印を書かせていただきましたが、そのようになるのではないかとこのように理解してございます。この辺について、また御返答いただければというふうに思います。

以上、中小水力4団体の発表を終了いたします。ありがとうございました。

○稲垣座長 ありがとうございました。

それでは、日本地熱協会の今岡様からのプレゼンテーションをお願いいたします。

○今岡オブザーバー 地熱協会でございます。ありがとうございます。早速参ります。

2ページをお願いします。まず、今回示されました2つの論点についてです。1点目、課金方法のあり方につきましては、kW課金とkWh課金の比率を1対1とする見直し案が示されました。当初案に比べますと地熱にとっての負担は重くなりますが、電源横断的に考える、あるいは運用面から考えると、一定の合理性がある考え方とします。

2点目、割引制度です。kW課金部分を対象に割引制度を拡充する方向での見直し案が示されました。ただ、現時点において、各地熱発電所あるいは開発中の各地熱のプロジェクトがどの程度の割引を享受できるか、あるいはできないかということは、今、具体的に判断できない状況と認識しています。また、従前より、需要地より近い電源については割引を行うという原則論も示されているところ。これに照らしますと、需要地から遠い山間部に建設されることが多い地熱発電所においては、割引を享受できない可能性が高いと認識しています。

下の囲みでございますが、個別の制度要素において地熱開発の負担が増えるものがあるとしても、制度全体において地熱開発の促進を妨げない設計になるのであれば、業界として前向きに取り組むことは可能とします。ただ一方で、制度の全体像が明らかではない現時点においては、個別の賛否表明は差し控えさせていただきたいと考えてございます。

残る制度要素につきまして3ページにまとめました。前回お示ししたのから抜粋、再掲をした3点です。1点目は、小売電気事業者における託送負担減額分の充当の話です。小売買取りの場合には、転嫁ガイドラインの徹底をお願いさせていただきたいというのが1つ。送配電買取りの場合の仕組みはまだ明らかになっていないと思いますが、これも確実に充当される仕組みの整備をお願いさせていただきたいとします。

2点目は、既に動いている地熱発電所、あるいは既に認定を受けた地熱案件については課金対象外にしていただきたいという点。これは、金融機関との関係からファイナンスが

つきにくくなることを危惧しての要望でございます。

最後3点目は、新規の認定案件につきましては、新たに制度化された事業者負担コストとして、調達価格算定において御検討いただけるとありがたいと思います。

最後の囲みのところでございますが、今後、またさらに制度の見直し案が御提示いただけるものと思いますが、ぜひ数値例も交えた御説明を頂戴できるとありがたく存じます。これは、事業者各社が自ら、定量的なインパクトをしっかりと把握できるように、というのがその意図です。例えば今回のkW課金、kWh課金＝1対1のインパクト、小売買取りの場合の転嫁水準、あるいはまだ一切出てきておりませんが割引（割増）のインパクトなど、現時点においてまだ明らかにならない数字もあると承知しておりますけれども、例えば過去の実情に照らして、あるいは幅でも結構ですので、お示しいただく。あるいは、もう既に特定できるものについては、数値例も交えて、地熱の場合だとインパクトはこれぐらいになるよとお示しただけですと、業界全体として理解も深まるものと思います。よろしくご検討いただきたく存じます。

最後のページは、前回もお示しをしましたものの再掲でございますので一言だけ、一番下のところです。開発スパンが長い、多額の先行投資を伴う地熱のような電源については特に、開発の継続性、あるいは新規開発の意欲を損なわないような制度全体の設計を希望させていただきたく存じます。

発言の機会を頂戴し、ありがとうございました。以上でございます。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、日本木質バイオマスエネルギー協会の藤江様、プレゼンテーションをお願いいたします。

○藤江オブザーバー　　木質バイオマスエネルギー協会の藤江でございます。前回に続きましてお話をする機会を設けていただきまして、感謝申し上げます。

早速ですが2ページをお願いします。課金方法の考え方につきまして意見を申し上げます。今後、基幹送電線利用ルールの見直し後におきましても、送配電設備の整備に当たりましては接続される発電所の最大出力がベースになるのではないかと想定されますので、発電側基本料金はkW課金を原則とすることが適当と考えております。kW課金の趣旨として言われております送電設備を最大限活用するインセンティブという観点は、引き続き重要と考えています。また、契約kWに対して、安定的な発電量を提供するということが可能な火力発電が4分の3を占めるという実態を踏まえる必要があると考えます。

3 ページですけれども、そのようなことから現在の電源構成を考慮いたしまして、kW課金とkWh課金の比率1対1という案をお示しいただいておりますけれども、例えば3対1とするなど、kW課金を重視する形が望ましいというふうに考えます。

4 ページでございますが、割引制度につきましては、割引Bの対象の拡大は各発電事業者に御配慮いただいたものと受け止めております。ただ、割引A、Bを共に受けるとkW課金が0となることにつきましては、送電線の設備更新はどこでも必要となると考えられることを考えますと、公平性の面から難があるのではないかとこのように思います。また、割引Aが適用される一時期に発電所の新設が集中しますと、送配電設備の追加増強コストが増すおそれがあることも考慮する必要があるかと思っております。さらに、割引相当額の補填を誰がどのように行うかということが明らかとなっておりますけれども、それが割引を受けない発電事業者に転嫁されるということになりますと、不公平感が強く生じるものと思っております。

最後、5 ページでございますけれども、発電側基本料金につきましては、従来小売電気事業者が負担していた託送料金の減額相当分を発電側と小売側の取引価格に充当するという考え方で検討されると承知しております。単純なkW課金であれば、個々の発電所が負担する料金と小売電気事業者による個々の充当額を同額に設定できますので、公平な取扱いになると考えます。kWh課金ですとか割引制度を組み合わせますと、小売業者による充当額の算定も複雑となりますので、発電側基本料金と小売電気事業者による充当額の間で差が生じるということが懸念されます。このため、検討に当たりましてはそういった点を御考慮いただきまして、また関係者への周知、充当額が適切なものとして運用されるような措置をお願いいたします。

以上でございます。

○稲垣座長 ありがとうございました。

それでは、日本有機資源協会の柚山様、プレゼンテーションをお願いいたします。

○柚山オブザーバー 日本有機資源協会の柚山です。発言の機会を与えていただきまして、ありがとうございます。私たちは地域密着型バイオマス発電側からの意見を述べさせていただきます。

ここで地域密着型と申しますのは、家畜排泄物、食品廃棄物、下水汚泥などを用いたメタン発酵によるバイオマス発電、間伐材、林地残材などを用いた国産木質バイオマス発電のことを指します。事務局による御説明と資料は、意見の相違部分も含めまして適正にま

とめられていると思います。論点も明解です。

それでは、2ページを御覧願います。私たちの2つの見解を示させていただいております。まず、発電側基本料金についてですけれども、電源の稼働率を高めることによってインセンティブが得られる仕組みとして、電源種にかかわらず各発電所の系統側への最大出力kW単位で負担するのが、設備利用率にかかわらず発生する費用なので適切と考えます。事務局から提示がありましたkWh課金と組み合わせる場合についてですけれども、2023年時点では、1対1ではなくkW課金の比率を相当高く設定すべきと考えます。2つ目は既存設備への適用ですけれども、適用当初は負担額を低くするなど、激変緩和措置を設定すべきものと考えます。

3ページを御覧いただきたいと思います。今回は議論の対象外ということではありますけれども、FIT買取り期間中における再生可能エネルギー電源の扱い、送配電設備の都合により逆潮できない場合における取扱い、3つ目として、小売電気事業者への転嫁に関するガイドラインについては、今後も議論なされると思いますけれども、丁寧な経過説明などをお願いしたいと思います。

以上でございます。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、バイオマス発電事業者協会の山本様、プレゼンテーションをお願いいたします。

○山本オブザーバー　　山本です。今日は、このような機会を与えていただきまして、ありがとうございます。

まず、1ページ目をお願いします。

○稲垣座長　　山本様、ちょっと遠いのですが、もう少し近づいていただけるとよいと思うのですが。それでは、山本様、事務局と連絡をとって御準備ください。

○山本オブザーバー　　了解です。

○稲垣座長　　それでは、日本風力協会・西浦様、プレゼンテーションをお願いいたします。

○西浦オブザーバー　　日本風力発電協会の西浦です。本日、改めて意見を申し述べる機会をいただきまして、ありがとうございます。また、当方都合に配慮いただきまして発言順序を遅らせていただきまして、誠に恐れ入ります。

さて、当協会の意見ですけれども、2ページ目に概要を記載しております。まず、料金

体系に従量制kWhの課金を大胆に取り入れようとする議論の方向性であれば、好意的、前向きに捉えたいと考えております。一方で、制度の全体像並びに電源別、エリア別の負担水準等が示されない段階においては、賛否についてはまだ示せないと考えております。以下の4点につきましては、次ページ以降で御説明したいと思います。

3 ページ目です。kWhを基本とする課金というところをぜひ御検討いただきたいというものになります。当協会、課金の算定方法としては従量制、kWh課金を推しております。そちらとする理由は、前回53回の会合において御説明、御提示させていただいたとおりです。資料中、太字で書いておりますけれども、幾つかキーワードがあります。今後目指していく時代・社会を前提とした制度設計とすべき、あるいは今月より開始されたノンファーム接続、実際の系統運用の実潮流ベースへの移行、さらには再エネの導入促進、石炭火力のフェードアウトというようなキーワードがありますけれども、これらの方向性に、kWhの課金であれば特段の問題なく馴染むと考えております。一方で、kWの課金だとどううまく整合がとれないと考えられます。ですので、ここでは、ぜひkWhをベースとする方向で進めていただきたいと考えているところです。

4 ページです。制度の全体像を示し、定量感を持った議論を行っていただきたい、お願いしたいというところになります。発電側課金は、個別電源の負担額を算定する際の変数が非常に多くて、定量感なく各変数に対して個別に議論を重ねていくと、仕上がりとして各電源の負担額に著しい偏り、あるいは不公平感というのが生れることを危惧しております。ですので、一定の想定、あるいは過去の特定の年度の実績データを使った試算を、幅を持った数値で結構ですので、ぜひお示しいただいた上で、定量感を持った議論の進行をお願いしたいというところです。また、その過程で改めて再度、意見を申し述べる機会をいただければと考えるところです。

5 ページです。割引制度についてです。消費地に近い発電所への課金の割引というのは、裏返せば、エネルギー賦存量の大きな地域への風力発電の立地に対して課金の割増しとなり、風力発電、特に洋上風力にとっては導入の妨げになるおそれがあると考えております。例えば、既に洋上風力の公募というのは始まっているのですが、ここら辺のところにおいては、どの程度の負担水準になるのかというのがまだ見えないというような状態がございます。課金の割増し分の調整方法、その度合い、負担額次第では、公募に応じようとする発電事業者の行動にも影響を及ぼしますので、早急に定量感を持った議論が必要であると考えております。

また、この資料には記載できておりませんが、太陽光発電協会さんが触れられておりました、発電側課金に潮流に着目した割引制度を導入する場合、需要側の託送料についても同様な議論があってもおかしくないというのは、同じく感じているところでございます。また、割引制度自体、立地インセンティブあるいは価格シグナルとしての制度ということであれば、既設電源への適用の是非というのは改めて検討が必要ではないかとも考えているところでございます。

最後6ページです。確実な小売転嫁と調整措置の担保というところをお願いしたいというところ。まず1つ目ですけれども、FITの小売買取りの案件についても、確実に小売側の減額分の戻しというのが行われる担保をいただきたいというところ。2つ目ですが、一方で市場を経由して取引される場合、これにはFITの送配電買取りの案件も含まれますが、こちらの減額分の戻しの方法というのがまだ十分に議論されていないと認識しております。減額分の戻しについて、電源により差異、契約などにより差異が生じないように適切な担保を行っていただきたいというところ。です。

これらがしっかり担保されるようになった上で、なおその発電側課金により負担が生じる電源につきましては、経済産業省内でしっかりと連携いただきまして、確実に調整措置を担保いただきたいと考えているところでございます。

以上となります。ありがとうございました。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは　バイオマス発電事業者協会の山本様、お待たせいたしました。よろしく願いします。

○山本オブザーバー　　山本です。このような機会を与えていただきまして、ありがとうございます。

課金方法につきましては、従来のkW課金に加えてkWh課金ということがあるという要望は理解できるものの、基本料金に関しましては、kW課金という考え方のほうが適切だと考えております。また、kWh課金と併用される場合も、kW課金の比重を高くする取扱いとしていただきたいと思っております。また、比率を変更する場合は、予見性の観点から、どういった基準で変更していくかということも明確にしていいただければと思っております。

次のページをお願いします。割引についても、引き引きされたところは、ほかのエリアの割増しによって賄われるというふうに理解しておりますが、この負担増というところがなかなか需要側に、特にFIT電源に関しましては遡及することが、割引と割増分という

のは差が出てしまうところもありますので、調整措置の範囲で対応できるように制度設計をお願いしたいと思います。また、具体的にどのエリアがどの程度影響を受けるのかといった、この定量化と情報開示というのをお願いしていきたいと思います。

次のページをお願いします。課金方法と割引制度のみの案の今回御提示だったのですけれども、複雑な制度でもありますので、また全体像が明らかになったような時点で、再度意見を述べる機会をいただきたいと思います。

また、負担の話、調整措置等々のところがあるかと思いますが、小売側の転嫁の基準が以前、kWh当たり0.5円といったお話もございましたけれども、そういったものに変更がないのか、あるいはどういった形で調整転嫁されるか、FIT制度における調整措置についてもぜひ御議論をお願いしたいと思います。特にファイナンスのFIT案件に関しては、遡及的に課金され収益が悪化することが懸念されております。十分な調整措置をとっていただくということに加えて、その辺の調整措置というのがとられないのであれば、FITの既存の発電所の認定案件に関しては、適用除外とすることも含めて御検討いただきたいと思います。

以上です。ありがとうございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、ただいまの事務局の説明と関係団体のプレゼンテーションをベースに、委員、オブザーバーの皆様からの御意見と御質問を承りたいと思います。御発言のある方は、Skypeのチャットに御発言を求める旨を記載してお伝えください。お待ちしております。どうぞ。

岩船委員、お願いいたします。

○岩船委員 ありがとうございます。今回、丁寧に発電側課金のほうを整理していただきまして、ありがとうございます。すごく細かくルールを決めていただいて、ルール上順番を追っていけば整合的だとは思いますが、基本的には賛同したいのですが、確かにもう少し定量的でないとい各プレイヤーの方が判断しづらい点もあるかもしれませんので、今後、もう少し定量的な整理をしていただければいいかなと思いました。

kW課金とkWhの課金の比率、1対1なのですが、確かに全てのエリアで混雑が発生するわけでもないだろうし、もう少しkW課金の比重のほうが大きいだろうなということは思われるのですけれども、ただ1対1ではなくて、では何対何がいいのかというのに関しては、論拠が出ないので、これでやるというのもありかなと思いました。

課金対象に関しては、最終的には余りどのプレイヤーの方からも異存はなかったと思うのですが、基本的に全電源種に私は課金すべきだと思います。まず原則として、送配電の費用というのは、系統利用上の各プレイヤーがどのぐらい負担すべきなのかというのははっきり明確にすべきことが重要だと思います。その上で、補填されるべき人といえますか、再エネ普及のためにこの分は補填しなくてはならないという事情があるのであれば、その補填額というのをしっかり明確にした上で補填されるようなルールにすべきだと思います。結局その分、補填が必要だということであれば、それが再エネのコストの低減の目安にもなると思いますので。

以上です。

○稲垣座長　ほかの委員、オブザーバーの御意見いかがでしょうか。

草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員　ありがとうございます。丁寧な御説明とプレゼンテーションに感謝します。

資料4-1に論点1と2が示されているところですが、そのうちの論点1のほうですけれども、確かに岩船委員がおっしゃったように、kW課金とkWh課金の比率を3対1とするというような御意見について、根拠がいま一つ示されていないという御指摘もあつたところでございます。これにつきましては、もう一段さらにしっかりと議論をするということ。つまり、もう一度発言をしたいというような御意見もいろいろなところからございました。バイオマス発電事業者協会とか日本風力発電協会のようなところもございました。真摯にそのような別の比率というようなものも考えていただいて、さらに検討をお願いできればというふうに思っております。

もちろん3対1というふうに示されず、単にkW課金のほうを大きくしていただきたいという希望もございました。数字を明示しなくてもそのように考えていただきたいというのは、一般社団法人日本有機資源協会様もそうだったかと思います。日本木質バイオマスエネルギー協会様は3対1とはっきりおっしゃいましたが、そういった形で、またヒアリング等を通じて議論を深めていただくことが有意義ではないかと思っております。それから、バイオマス発電事業者様の言われております小売からの転嫁水準や転嫁方法、その他FIT制度における調整措置についても具体的な議論をお願いしたいとされた点、私ももっともだと思っております。

2年ほど前になりますけれども、令和元年の第40回の制度設計専門会合で、高圧送電線などの送電ロスをいかに下げるのかというようなことで、スマートメーターを活用するな

どの議論がございました。そのときの資料では、送電ロスが種別、エリア別に出ていて、そういったところでスマートメーターの設置などは好影響を与えるというような物の見方がなされておりましたが、今から思い返しましても妥当なもので、今回の電源立地の誘致の仕組みにもそのようなことを組み合わせられると、本来は理想的なのだろうと思います。

そういった理想を言えば切りがなくて、レジリエンスの観点からは、異常気象による発電設備への悪影響の心配があるところと、それほど心配がないところがあるといった認識はなされているところですから、これは電源立地の誘導とも無関係ではないと考えられます。そもそも発電設備が自然災害への脆弱性を露呈している場合があり、それは送配電設備にも妥当するのだろうと思います。せっかくの発電側基本料金の導入について、何らかの形でそういったことまで組み込まれることが理想的だとは思いますが、しかし、欲を言えば切りがないということもあろうかと思えます。

もう一点、2年前のことなのですけれども、41回の制度設計専門会合では発電側課金が2023年度から始まるといったこと、これはスケジュール感として共有されていたところですが、本日も太陽光発電協会様が若干指摘されていましたが、2023年度から始まるということで大丈夫かと。その点、余りあれやこれやと議論していて時間切れになってはいけませんので、指摘させていただきたいと思えます。

論点2のほうですけれども、割引Aと割引Bの今後の扱いですけど、それぞれのことについて議論を拝聴したところ、割引Bは割引Aというものの該当があればということよりも、新しい提案のほうがおおむね好意的に受け取られていたのかなというふうに思いました。自分の業態だとどのような課金の割増しになるかということで戸惑われているものもあったかと思うのですけれども、新制度としておよそ皆様が合意できるのであれば、事務局案を採用していただいてよい状況ではないかという印象を持ちました。

以上でございます。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

山内委員、お願いいたします。

○山内委員　　今日の論点の今の発電側課金ですけれども、基本的にkW課金からkWプラスkWh課金に移行するというのは前回の議論でも皆さん御賛同だと思いますけれども、改めて考えると、送電線の利用ルールも変わりますし、その意味ではアワーも含めた課金のほうが望ましいというふうに思っています。

それで、事務局の御下問というか、どういうふうにつくっていくかということなのです

けれども、基本的に、単一の料金から、いわゆる公益事業の料金でよくある二部料金制に移ると同じだと思うんですよね。基本料金と重量料金というわけですね。理屈から言うと、料金をどういうふうに決めるかというときには、基本的に費用に基づいて決めるという考え方と、需要側の需要条件を考慮しつつ決めるという2つの基本的な考え方があります。今回のケースは、特にB to Bというか事業者同士の料金ですので、費用に基づいて決めるというような原則でいくのがよいのかなというふうに思っています。

事務局の説明は、基本的にその原則に従って進められていて、しかもある程度費用のあり方で契約kWとkWhの課金というのを分けているといたしますか、されているところだと思います。kWの課金については、ですから基本的には施設費用を負担するという通常の電気料金の二部料金制と同じ考え方をしているし、アワーの課金については、費用原則に従えば、それによって発生するような費用を負担するということになるかと思えます。

1点だけ事務局の御説明の中で疑問だったのは、費用対効果分析の中で、利用することによってアワーで出てくるような費用を負担するのだという考え方だったけれども、このところは、ある意味では施設を整備するというのは、経済学の概念で言うと長期の概念です。長期の概念がそこだけちょっと入ってきているような感じがして、少し全体の論理の中での違和感があったのですけれども。いずれにしろ、アワーで出てくるような費用をどう負担するかという考え方に基づけばよいというふうに思います。

そこで、1対1でいいのかどうかという議論です。これは難しいのは、今、現段階で施設費用とアワーで出てくる費用が完全に把握できているわけではないのではないかというふうに私は思っています。結論的に言うと、1対1で始めるしかないといえますか、そこで始めて、それからファインチューニングをしていって、より現実、より適切な料金にするしかないと思っています。その意味では事務局の提案でよろしいのではないかとこのように思います。

もう一つは、いろいろ今日、事業者の方の御説明、プレゼンがありましたけれども、それぞれの電源種によって少し立場が違うというのは、逆に言うと、それによって出る影響が違うということだと思うのです。ですから、業種によって料金のやり方を変えるという考え方もないことはないのですけれども、一般的には複雑過ぎるし、ある意味では利害がかなり対立していく中で最適線というのはなかなか難しいというふうに思うのです。ですから、費用に基づきながら最適線を決めていくのですが、基本的には今の1対1で始めて、そういう中でファインチューニングしていくというのがやり方かなというふうに思い

ます。これは恐らく23年に導入ということなので、時間的にもかなり限られている時間と
いいですか、期限が切られているのではないかという面でも、そういう方向性を示すのが
いいのではないかなというふうに思っています。ただ、事業者の方でお話をされていた中
で重要だと思ったのは、制度リスクだったり、あるいは料金が増えることによる予測
不可能みたいなものがございまして、その辺についてはより考えていただきたいな、考
慮していただきたいなというふうに思います。

もう一つさらに言うと、混雑のケースというのとは一番重要であって、混雑のケースなど
を考えると、本当はさっき冒頭に申し上げた需要側の価値を考えると、需要側の条件を
考えるかというのも、一つやり方としてはあると思うのです。ですから、さらにファイ
ンチューニングする段階でそういったことも考えていただければなというふうに思います。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

新川委員、お願いいたします。

○新川委員 新川です。

発電側基本料金については、23ページに要約されている考え方で基本的には賛成です。
全発電事業者だと思えるのですけれども、ネットワークコストを意識した立地、設備の形成
の面でもそうですけれども、そういったインセンティブが働くような制度設計にしていく
ことが必要で、その意味では、kWベースでの課金というのは全体に適用していく必要があ
るのではないかというふうには思いました。

その上で、前回から議論しているとおり、今後、経済的な補填を伴わない出力抑制とい
うのが増えていって、契約kWいっぱいまで使いたくても使えないという事態が発生してく
るという観点から、kWhを一部入れていくという必要があると思っています。

その関係についてお伺いしたかったのが、21ページですか、再給電方式で対応している
間については、いつでも契約kWまで系統に電気を流せるという便益が受けられていて、市
場型に変わったところでそこが変わってくるという説明になっているのですけれども、こ
この部分の考え方というのは、再給電方式だって出力抑制がかかってくるわけで、しかし
ながらそこについては経済的補填が、一般負担で補填されることが想定されているので、
実質的には経済的補填を伴わないような出力抑制ではないから、したがって、再給電方式
の間というのは全部流せるというふうに考えてよいのだという趣旨なのかというのが確認
したかった点です。

もしそうだとするならば、今言っている出力要請がかかるからkWhを入れるという議論も、要は経済的補填を伴わないような出力抑制というのは今後増えていくから、そうである限りは、その部分もkWhを取り入れることによって手当てするということなのかというふうに思いましたので、その理解でいいかも含めてそこは確認したいと思いました。

次に、1対1でよいかというところが難しい点で、送配電網協議会のほうから4-2の資料で御説明いただいた、費用対便益効果評価に基づく増強って全体の12%しか足元ではないという資料が出ていましたけれども、そういうのを前提にすると、多分50・50と割り振るとするのは、kWhへの割り振りが大き過ぎるということかと思いました。

他方、皆さんのプレゼンテーションをお伺いしてクリアなのは、太陽光発電ですとか風力みたいに、キャパいっぱい使おうと思っても気象で左右されてしまうので、もともと物理的にそういうふうにはならないという電源種と、そうではない電源種でずっと発電できる。要するに、キャパシティの契約kWを使っていける、出力抑制とは別枠で。もともと使おうと思えば使える電源種とでは、かなり考え方が違う、インパクトが違うのではないかというふうに思います。

そうではあるけれども、電源種ごとに異なる課金体系をとらず一律でやるということですから、そのあたり利害調整という観点から、半々で割るということで1対1という御提案になっているのかなと推察するのですけれども、1対1でいいのかどうかというのは、ほかの数字がないのは確かではあるものの、私個人的には、1対1というのは、とりあえず1対1と決めましょうという以上の、余り論拠のある数字割合ではないかなとは思いました。制度だからしょうがないといったらしょうがないかなと思うものの、そこについては今後の見直しも含めて、出だしは1対1とするにしても、その後どうしていくかというのを考える必要はあるかと思っています。

他方、割引制度の割引対象はkW課金部分だというのは、論理的にそうだと思うのですが、けれども、というふうになる以上は、割引のところに意味を持たせようと思うと、kWのところがある程度の大きさを持っていないと意味がないと、実効性がないと思うので、そこも含めて割り振りの割合というのは考える必要があるかなというふうに思いました。

最後に、多分ここがいつももめるところだと思うのですが、開発案件ですとか開発中の案件ですよね、あと既設案件についてどう適用していくかというところについては、既に事業計画を組まれてファイナンスもついているようなものに対するインパクトを考えながら、どう対応するかというのを別途考える必要があると思います。ここは別の委員会でも

たされるということだったので、そちらで議論していただければというふうに思いました。金銭的インパクトの試算を行うことが事業上必要ですので、金銭インパクトがこの発電側基本料金が入ることによってどう変わるのかというのが試算できるような情報。あと、タイミングというのが、2023でやるのであれば、それに対して間に合って、みんなが対応できるようなタイミングでそれを出していただきたいというふうには思います。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございました。

それでは、松村委員お願いいたします。

○松村委員　まず、ずっと議論になっているkW課金とkWh課金の比率1対1に関してです。今の新川委員の御発言、全くそのとおりだと思います。1対1という根拠が明確に示されていないではないか。kWh課金を導入することが合理的だということは示されてはいるけれども、1対1の合理性を示されていないではないかという意見がずっと出てきていたわけですが、私は新川委員がおっしゃったとおり、これは別に根拠があってこうしているということではなく、むしろ根拠を数字で厳格に算定することがとても難しいという現実を見据えて、それでも決めざるを得ないときに、具体的にどうすればいいのかというと、kW課金とkWh課金の2つを考えるとこのなら同じ割合としようという、一つの自然な割り切りをした、ということなのだろうと思います。

いろいろな要因を考えれば、他の人も多く指摘した要因を考えれば、これはkWh課金割合が過大だということとはほぼないということからすると、kW課金とkWh課金の1対1の後者の1が大き過ぎる、1対0.9、1対0.6、1対0.5ぐらいがいいという議論は理解できる。しかし具体的にどういう計算をして、どういう推計をして、どう設定するのか。これがとても難しいことを踏まえて、こういう提案が出てきたと思います。私はそういう意味で、具体的な算定の根拠を示せと言われれば、事務局は一生懸命頭をひねって無理やりにでも数字をつくることはできるかもしれないのだけれども、それにどれぐらい意味があるのかは、疑問に思っています。これは割り切りで1対1とするということだと理解しています。

その意味で、先ほどから「ファインチューニング」という言葉が出ている。どんな制度でも、不都合が生じたら見直すというのは当然必要なことなので、一般論としてファインチューニングは必要だということは分かるのですが、私は、この文脈でそれを言うのはかなりの程度無責任だと思います。今回のケースで具体的に算式が示されていて、それでデータが将来のデータなのでよく分からないので、一応現在予想されるデータを使って1対

1としているのだけれども、データがアップデートされたら、そのアップデートされたものに合わせてファインチューニングしますということなら無責任な発言では決してないと思うのですけれども、具体的にどんな状況が現れたらどう見直すのかが見通せない中で、具体的なルールで算定して出てきたものでないということを考えれば、ファインチューニングだというのは、この場を収める観点からは魔法の言葉になるのかもしれないのだけれども、中身がない議論で国民を煙に巻くだけ。これは割り切りと整理すれば、将来1対1を1対0.99にファインチューニングするなどという議論は意味があると思えない。これで著しい不都合が生じたら、他のルールも当然そうなのだけれど、このルールだって変える。それ以上の意味がないのにファインチューニングと言う中身のない言葉でごまかすのはおかしいと思います。

その意味でこのスライド、ずっと議論になっているスライドの「なお将来において」というところは、私はよく理解できない。何かこのまま読むと、kWhの課金をもっと増やさなければいけないという事態が起こるかもしれないと書いてあるように見える。相当程度、kWhを入れることが合理的だという事態が将来広く普及することをあらかじめ念頭に置きながら1対1という説明をしているのだと思うので、kWh課金の割合を上げる方向で将来のことを想定するのは——もちろん、どう変わるのかということは今から予想はできないので、劇的に大きな変化があればもちろんそういうことだってあり得るのだと思うのですけれども、それは余りにも現実性がなさ過ぎると思います。

逆に1対1では足りなくて、kWhの課金をもっと増やすべきだということを使う人がきつと出てくるとは思うのですけれども、むしろ減らすべきだという合理的な理由が多く挙がる中で、特定の利害関係者の声に引きずられてそんな主張が出てくれば、将来的に国民にあきれられるだろうし、支持もなくなると思います。私はkW課金の割合を超えることはほぼ考えられないと思うのですけれども、kWh課金の割合として、あり得る選択肢の中で上限として一番区切りのいいところをとったと理解するしかないと思います。

次、需要側という意見が今日のプレゼンでも、あるいは委員の発言でも幾つか出てきました。全くそのとおりだと思います。前身のワーキングでも、私は、需要側のほうだって立地によって課金が変わることは当然考えるべきことだと言ってきたのですが、残念ながら支持が得られず、それは却下されました。この発電側基本料金の見直しという文脈ではなく、託送料金の見直しという文脈で出てくるのだと思いますが、こちらのほうも重要なことだと思います。

さらに、根拠を持ってこの比率を決めるとすると、需要側のほうがはるかにまともな根拠を持って基本料金、従量料金の割合は決められるにもかかわらず、そこが実際のコスト構造とは著しく乖離したものが現在も残っていて、それがずっと放置されている。この状況で、より割合を決めるのが難しい、発電側課金のほうだけ厳格に負担割合を決めろと要求するのは、バランスを欠くと思っています。託送料金の改革も、同時にとても重要なことだと思いました。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございます。

それでは、圓尾委員お願いいたします。

○圓尾委員　圓尾です。大きく2点ありまして、1点目は、先ほどから山内委員、新川委員、松村委員がおっしゃったことと一緒にです。私も前回申し上げましたけれども、各団体によって相当利害の方向性が違うので、kWとkWhとの比率で幾らが望ましいと、全ての事業者団体が賛同する意見をつくるのは無理だと思います。だから、何のために発電側基本料金制度を導入しようとしているのか、という趣旨にのっとって考えるべきだと思います。前回申し上げたので詳しくは言いません。

そして今回の事務局案は、系統利用ルールの抜本見直しと整合的な制度見直しを進めるという軸をしっかり持った上で、1対1の根拠ないという問題はありますが、こういった案をつくられたのだと思います。ですから、事業者団体からの主張は尽きないと思いますが、私は、この1対1から進めるのが適切だと思います。

その中で、先ほど松村委員もおっしゃっていましたが、細かいファインチューニングではなく、将来的には、例えば蓄電池が大幅に導入されるようなことでもあれば、もしくは風力が大量に導入されることになれば、ネットワークの使われ方そのものが大きく変わってくると思います。そのときには、この1対1だけではなくて、発電側と小売側の負担はどうあるべきなのか、割引制度はどうあるべきなのか、先ほどの小売側のkWの負担がどうあるべきなのかといった、もっともっと考えるべきことがたくさん出て来るでしょう。そういったものを、ネットワークの使われ方が大きく変わるタイミングで、もしくはそういうものが見えてきた段階で、もう一度しっかり議論すべきではないかと思っています。

2点目は、FIT電源における調整措置についてです。事務局資料の最後のページのところに、「FIT電源における調整措置の具体的な在り方について検討が進められてきたところ。」これを引き続き検討とありますけれども、この発電側基本料金の制度設計と並

行して調整措置の議論が進みますと、FIT電源についての制度設計や負担感の全体像が見えてきます。これは非常に有益だと思います。ですから、エネ庁と一緒に、この議論をぜひ早急に進めていただきたいと思います。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、大橋委員お願いいたします。

○大橋委員　　ありがとうございます。ほぼほかの委員の方々の御発言で尽きているところもあるので、ちょっと繰り返しになるかもしれませんが、まず、事務局におかれては非常に丁寧に今回議論を進めていただいて、また資料もかなりロジックを踏んで整理していただいたこと、感謝申し上げます。

kWhについて、kWを原則としつつこの考え方を導入していくという方向性も、また割引Aに限定しない形で割引Bの考え方を拡充していくという考え方も、私はそれなりに理屈があるというふうに理解を今回させていただきましたし、またヒアリングを通じて、このロジックとしての方向性として、皆さん反対する意見はなかったのかなというふうに思います。

具体的な数字を見て改めて考えたいというふうに判断を留保された方もいらっしゃるかと思いますけれども、この負担感は、今、圓尾委員がまさにおっしゃいましたけれども、発電所課金だけで閉じている話ではなくて、ほかにもFIT・FIPも含めて制度を全体で見たときに、全体の負担感としてどうなのだという議論を本来しなきゃいけないのかなというふうに思っています。そういう意味でいうと、今回最後の資料で、エネ庁と連携して議論していただくということも記していただいていますので、しっかりエネ庁のほうでも受け止めて議論をしていただければいいのかなというふうに思います。

また、割引の話に焦点が当たり過ぎると、事業者の方が懸念されていたように、割引がないところに結局寄せられることにもなりますので、このあたりのバランスというのもしっかり考えなきゃいけないかなというふうに思いました。

以上です。ありがとうございます。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、九州電力の松本オブザーバー、お願いいたします。

○松本オブザーバー　九州電力の松本でございます。分かりやすいプレゼン、ありがとうございました。BGの立場で申し上げます。

まず、全般的な話ですが、今回は、前回会合で各事業者がおのおのの立場でプレゼンした内容を受けまして、課金方法のあり方及び割引制度のあり方について整理されたものと認識しておりまして、今回のように発電側基本料金の導入趣旨を堅持した上で、電源の稼働に応じたkWhも導入できるという考え方が導入されたものと理解しております。

次に、今後の具体的検討についての要望でございます。今後、kWh単価が導入されると思いますが、kWhの単価や割引適用エリアにおけます割引分の費用、いわゆる原資の扱いにつきましての検討に当たりましては、一部の事業者や一部の電源種に過度に負担が偏ることがないように、発電側基本料金の導入種であります送配電設備の維持・運用などに要する費用について、送配電設備の利用者が公平かつ安定的に負担する、そういった観点も十分に考慮した検討をお願いしたいと思っております。

それから、今のに補足したコメントですけれども、バイオマス発電事業者協会様のプレゼンにもありましたが、割引原資について少し言及がありました。それから、先ほど大橋先生からも言及がありましたけれども、これについてはたしか第43回であったと思っておりますけれども、その中で、絵で説明されていたと思うのですけれども、割引ありなしにかかわらず割引の原資は全電源で公平に負担するというふうなことが説明されていたので、そういうものかなというふうに認識しております。

発言は以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、林委員お願いいたします。

○林委員　　林でございます。ありがとうございます。事務局が丁寧に説明してくださいましたし、あといろいろな事業者の方々、今回2回目になると思うのですけれども、私も丁寧な説明と事業者の方の発言というのを伺いする機会を今回も得て、非常によかったと思っております。

24ページの1対1の話、資料を見せていただけますか。これは委員の皆様から出ていると思うのですけれども、まず考慮しなきゃいけないものとして時間的な制約というのが1つあると。2023年度に導入しなければいけないということがあって、どうしてもシステム構築とかも考えて、後ろが決まっているということで、その中で電源種別を、個々の事業者の方々全てが満足されるという制度ではどうしても今回は難しい。ただ一方で、種別ごとに分けるということは、ネットワークの合理的設備形成から使用しているということで、皆さん平等に課金となると私も思っています。こういう利害関係者がたくさんいた場合は、

原理原則、原点に戻るのが基本だと思っています。

ただ、おっしゃるとおり、議論がありましたけれども、1対1の根拠というのはなかなか難しいと思っています。私の感覚ですけれど、事務局はだからこそkW課金をkWh課金に広げるということと、あと割引制度ですね。これはかなり配電、変電所の潮流まで分析して、この中で基幹系統の潮流によらず、より分散型のリソースというものに対して割引が享受できるような形で事務局がやったという、2つの多分案を混ぜ合わせた提案だと思っておりますし、そういった中で私自身としましては、この方向がいいのではないかと。定性的な方向をまず決めて、しかも1対1という数字的な根拠は難しいのですけれども、制度を決める以上は、何かを決めないと進まないということで進めていただくのがいいのかなと思いました。

ただ一方で、事業者の制度リスクとか経済リスクとか、あと開発案件とかいろいろな御提案もありましたので、そういったリスクはこの委員会ではないところ、先ほどありましたけれども、発電側基本料金が全てではないので、適切な場で展開していただければというふうに思っておりますので、私も多くの委員が賛成されたように、この方針で進めていただくのがいいかと個人的には思っております。

以上です。ありがとうございました。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、エネットの竹廣オブザーバー、お願いいたします。

○竹廣オブザーバー　　ありがとうございます。課金方法のあり方につきまして、kW課金に加えてkWh課金の必要性についても御検討いただきまして、ありがとうございます。

ずっと話に出ております1対1という比率ですが、これが最適解かどうかというところはございますけれども、各委員の皆様方御発言されたとおりで、一定の割り切りということかと理解をしています。この2つが組み合わされたということで、まずは納得感があるのではないかと考えたところです。妥当な案だと思いました。この方向性で詳細設計を進めていただきたくお願い申し上げます。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、事務局から今までの御意見についてのコメントをお願いいたします。

○仙田NW事業監視課長　　太陽光発電協会の皆様から、発電側基本料金の導入時期について御意見いただきました。前回御説明したとおりで、発電事業者が設備増強の牽引車とな

るケースが増えるとか、あとは再給電方式による混雑管理が廃止されて系統混雑が増加されていくというようなことを見込まれますと、発電側基本料金を早期に導入して、こういったことに対応していくというような必要性は高いというふうに考えます。また、2023年のレベニューキャップ制度に合わせて発電側基本料金を組み込むということも、効率的かなというふうに思っております。以上の理由で、2023年度に発電側基本料金の導入を引き続き目指すべきだというふうに考えております。

あと、新川委員から御質問いただいた件は、まさに新川委員の御理解のとおりでして、市場主導型になることによって値差が生じてというふうなことでございます。

あと、中小水力の団体の皆様から、基幹変電所から特高変電所間の潮流方向にこだわらないというふうな御質問がありました。これも御理解のとおりなのですが、少しだけ正確に申し上げますと、基本的に割引Aが要件とならないということなので、特高系統に着目して判断をしていくというふうなことでございます。

あと、1対1の御議論や割引制度につきましても、いろいろ割引制度を踏まえて定量的なイメージが必要だとか、あとは割増しについての考え方が必要だとか、さまざま御意見をいただきましたし、小売とかFIT、送配電買取りについてもいろいろ御意見をいただきましたが、こういったことにつきましては御意見として受け止めさせていただきまして、次回以降検討してまいりたいというふうに思っております。

私からは以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、本日事務局が示しました論点1、2については、事業者の皆様も1対1を含めて、政策目的、考え方、kWhの導入自体については御賛同いただいたということで、さまざまな課題が出てくるけれども一緒に考えていこうということで、本当に丁寧な議論というのが出ましたけれども、皆さんと一緒にこれから考えていくという体制ができたことを本当に喜ばしく思います。

そして委員の意見については、kWhの導入と割引制度、いずれについても御賛同いただいたということで、今後、各論について具体的に詰めていく。また、特に1対1の問題については、意味づけはさまざまありますけれども、委員の皆様からの意味づけについても御意見をいただいて、数値というよりも、むしろ導入するという論理的な表現、各論をこれからまた詰めていくという、そのためには出発点として1対1が必要であるという意味づけをちょうだいしたというふうに思います。今後は、委員、事業者の皆様とともに、今

回は、事務局は特に事業者の皆様にご丁寧に御意見を賜るということを非常に強く心がけておりました。本日に至っておりますので、また今後もそのように努力するというふうに考えておりますので、どうぞよろしく御協力いただきたいと思います。

まずは、事務局が提示した案を前提に、この専門会合及び資源エネルギー庁の審議会で全体的な制度設計を今後進めていくこととして、必要に応じて振り返りを行いたいと思います。それでは、この議論については本当にありがとうございました。

それでは、議題3について事務局から説明をお願いいたします。

○仙田NW事業制度企画室長 前の議題に引き続き、仙田から御説明いたします。資料5を御覧ください。

2ページ目が御説明、3ページ目以降が参考資料という資料構成です。2ページ目を御覧ください。需要地近接性評価割引制度は、現行の託送料金の割引制度です。小売事業者が潮流改善に資する地域に立地する電源を用いて託送供給を受ける場合に、託送料金の割引が受けられる仕組みとなります。

制度の経緯や概要につきましては3ページ、4ページにおつけしております。この割引制度につきましては、直近に制度の見直しが行われたのが2016年4月となりますが、その際の議論では、2つ目の青丸にありますとおり、2015年の託送供給等約款認可申請に係る査定方針において、電源設置者の予見可能性の観点から、割引対象地域の頻繁な更新は避け、あらかじめ託送供給等約款に一定の更新までの期間、例えば5年が定められていることが望ましいとされました。査定方針の該当箇所につきましては、5ページ目におつけしております。

この整理を踏まえ、2016年4月の約款改定において、例えば、原則として約款実施から5年後と記載されました。この5年が経過する本年4月に、割引対象地域等の更新を行うことが予定されております。約款の抜粋につきましても7ページにおつけしております。

一方で、この割引制度については2018年6月の「送配電網の維持・運用費用の負担の在り方検討ワーキング・グループ」、いわゆる送配電ワーキングの中間取りまとめのとおり、相対取引のみが対象となる等の課題があることから、発電側基本料金における割引制度に引き継ぐこととされ、発電側基本料金の導入時に廃止することとされております。送配電ワーキングの中間取りまとめの抜粋は8ページにおつけしております。

発電側基本料金の導入は2023年4月に予定される所、当初の予定どおり本年4月に割引対象地域等の更新を行う場合に、2023年3月までの2年間のため更新を行うというこ

となります。先ほど申し上げたとおり、2015年の査定方針においても、頻繁な更新は電源設置者の予見可能性の観点から避けるべきとされていること。この査定方針においても例えば5年とされ、7年後の方針も許容され得ると考えられること。関係事業者にも対応コストが生じることから、発電側基本料金の導入を見据え、割引対象地域等の更新は2年間見送ることとし、その旨、託送供給約款を改定してはどうかと考えております。

なお、例えば5年につきましては、欄外の※にありますとおり、第8回電気料金審査専門会合において、火力発電所の計画から運転開始までの標準的な期間（5年～7年程度）を参照して設定されております。仮に2013年4月まで更新を見送る場合には、約款改定が行われた2016年4月から7年間となりますが、今申し上げた5年から7年程度とも整合するものと考えております。この専門会合の資料の抜粋については、6ページ目におつけしております。

私からの説明は以上でございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、皆様からの御意見を賜りたいと思います。御発言のある方は、Skypeのチャットに御発言を希望される旨を御記載ください。

では、草薙委員お願いいたします。

○草薙委員 ありがとうございます。事務局からの丁寧な御説明に感謝します。

需要地近接性評価割引の対象地域の更新につきましては、まさに先ほど議論しました2023年度に実施されるはずの発電側基本料金の制度をしっかりとスタートさせることで、この古い制度は廃止されるということになるはずだと理解しております。新たに導入する基幹システムの投資を効率化させていく、そして送電ロスを削減していった、そのことについて割引を導入する、こういった趣旨が完全に重複していると思っております、その中にある割引制度ということをきちんと導入するならば、需要地近接性評価割引制度は廃止されるべきと考えております。この制度は、そうすると2023年4月に終了ということが最も合理的だと理解しております。

したがって、今回は更新なく現状維持という事務局案でよろしいのではないかと考えます。

簡単ですけれども、私からは以上でございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。

ほかの委員、オブザーバー、御意見はいかがでしょうか。

では、事務局からコメントありますか。

○仙田NW事業制度企画室長 特段ございません。

○稲垣座長 それでは、本件については事務局案への大きな御意見はなかったと思いますので、この方針で進めることといたします。一般送配電事業者におかれましては、事務局案のとおり、託送供給等約款の改定に係る申請を進めていただきますようお願いいたします。また、事務局においても必要な対応をお願いいたします。

それでは、最後の議題です。議題4について、事務局から説明をお願いいたします。

○黒田取引制度企画室長 取引制度企画室長の黒田でございます。それでは、資料6「スポット市場価格の動向等について」の説明を始めさせていただきます。

資料、2ページでございます。まず卸売市場価格、こちら御案内のとおり、昨年12月中旬以降、スポット市場の価格が高騰してございます。1月に入りまして、1日48コマの平均で100円を超える日も出ておりまして、1月13日には、1日平均の最高価格154.6円というものを記録してございます。この背景といたしましては、寒波の到来に伴う電力需要の増加ですとか、燃料在庫の減少に伴うLNG火力の出力低下等の要因が考えられるということでございます。

このシステムプライスの詳細が3ページでございます。右にシステムプライスの推移の表もつけてございますけれども、1月に入って、コマごとのシステムプライスが過去最高を更新するといったことが多くなっておりまして、1月15日には過去最高値の251円を記録してございます。1月15日にはインバランス料金単価の上限を200円に設定するという事で、17日受渡し分以降に適用されておりまして、それ以降の平均額は低下をしているということでございます。

ちなみに右の表、一番下の足元の状況でございますが、先週末ぐらいから価格が下がってきておりまして、本日1月25日月曜日の受渡し分について、システムプライスの1日平均は12.08円となっております。ちなみに、先ほど明日26日引き渡し分も出まして、7時台でございますが、1日平均が11.90、最高値が30.01ということなので、このあたりは落ち着きを取り戻しつつあるという状況かと思えます。

需要の状況でございますが、4ページでございます。2020年12月後半の全国の電力需要は、前年度比で8%増。1月21日実績までで電力需要は前年度比で11%増ということで、需要が増加していたということでございます。

5ページでございますが、電源の停止・出力低下の状況でございます。12月1日から1

月22日までの平均で、これはLNG含めた全体、平均で7,300万kWの停止・低下が発生をしていたということで、中でも12月末から1月初めにかけてユニットの停止・出力低下が増加をし、この期間においては、LNG火力が占める割合が増加をしていたということでした。

6ページでございます。スポット市場の売買入札量・約定量の状況でございます。こちら下のグラフ見ていただきますと、青線が売り入札量でございますが、こちらが12月下旬以降減少しておりまして、1月以降、この赤線の買い入札量の増加に追いついていない状況であったと。この結果として、12月下旬以降は売り入札のほぼ全量が約定している状況であったということでございます。足元におきましては、この青の一時8億kWhまで落ち込んだ1日の売り入札量が9億kWh程度まで増加と。足元25日、26日については10億kWhぐらいまで回復をしてきており、それに伴って約定量も増加しているということでございます。

この売り入札の低下の要因なのですが、7ページで事業者区分別の売り入札の状況をつけてございます。下のグラフで青の線が旧一電とJERAを統合したものでございまして、オレンジがその他の新電力、あと電源開発もこちらに含めてございます。見ていただきますと、オレンジはそれほど変化がないのですが、青の旧一電、JERAが、12月26日あたりから売り入札量が低下をしているということが見てとれるということでございます。

この要因としましては、次のページ以降で説明をいたします燃料制約によるLNGの停止・出力低下の影響ですとか、また旧一電の需要の増加といったものが挙げられるということでございます。また、別の要因といたしまして、この時期から一部の旧一電が自主的取組として行っていたグロスビディングによる売り入札を取りやめているということが挙げられまして、この一部、旧一電のグロスビディングの売り入札量を控除したものが、この下のグラフの青の点線ということでございます。

こちらなのですが、グロスビディングは、御案内のとおり旧一電の自主的取組として、市場で売り買いの双方を入れて自己約定が生じることによって誘導性を高めるという取組なのですが、売り札が約定した場合に自社供給力が不足するという場合には、確実に買い戻せる価格での高値の買い戻しも行われているということでございます。ここに書いていないのですが、今回この事業者にヒアリングをしたところ、需給逼迫で売りの供給力が低下をしていたと。また、市場価格も高くなってきておりましたので、買い戻しが十分行えなかった場合に自社供給力が不足する可能性があることから、グロスビデ

イングをとりやめているという説明を受けております。

なお、今回のケースにおいては、売り入札と買い入札、高値買い戻しを同程度に減らしておりまして、ネットの約定の水準は不変であると。需給カーブでいくと、カーブ、売りと買い双方、左にスライドさせるといったような状態になりますので、約定価格への影響は極めて限定的というふうに考えてございます。

次に、8ページでございますが、先ほど申し上げたLNGの停止・出力低下及び旧一電小売の需要の動向ということでございます。下のグラフでオレンジの線が、5ページでも見たLNGのHJKS上の停止・出力低下をアワーに換算をしたものということでございまして、こちらが12月下旬以降増加をして、1月4日あたりから少し停止・低下量は減っているということでございます。

では、なぜここで売り札が出なかったかということなのですが、この同じタイミングで旧一電の自社小売事業、これは他社卸を含めたスポット入札時点で認識をする需要でございまして、こちらが増加をして売り入札が増えなかったということでございます。こちらでも売り入札量の前提となる入札可能量というものの検証状況については、後ほど御説明ができるかと思っております。

次に、9ページでございます。こちらスポット市場価格の決定の方法でございます。釈迦に説法でございますが、平常時では、左下にありますような右上がりの供給曲線と右下がりの需要曲線の交点で価格が決まると。供給曲線は電源の限界費用ベースで基本出ておりますので、そちら電源の限界費用ベースで約定価格は決まるということになっております。直近の価格高騰コマにおきましては、供給力の不足で売切れが発生をすることによりまして、売り切れた量で供給曲線、赤が垂直に立ち上がる。それが青の買い入札の価格との交点で約定価格が決定をされるということでございますので、現下のように売切れが発生し不足インバランスとなる状況では、スポット市場が高騰してもインバランス料金は必ず安いということでございますので、限られた玉を奪い合う構造となり、スパイラル的な高騰が発生していたということでございます。

10ページで、実際の需要曲線の例をつけさせていただいてございます。こちら左が昨年12月28日の夕方、これはシステムプライスで70円をつけたコマでございます。右が1月14日、これも夕方コマでシステムプライスは232円をつけた、かなり高騰していたときのコマでございます。こちら左右比べていただくと、まず約定量、売買入札量はほぼ同じ水準でございます。また、赤の供給曲線の形状もほぼ同様となっておりますので、違う点は、

青の買い入札の価格の水準が左から右にかけてせり上がっているという点でございまして、この要因によって左と右の約定価格の差が生じているということでございます。

11ページでございまして、この需給曲線につきましては、市場参加者の方からのニーズがかなり大きいと、情報公開のニーズが大きいということがございまして、1月22日、先週金曜日から当面の間、監視等委員会において平日朝夕、それぞれで最高価格をつけたコマの需給曲線について継続的な公開を行っていくということとしておりまして、25日分の需給曲線についてもこの後に公表していきたいと思っております。

12ページ、インバランス料金の状況でございまして、スポット市場価格の高騰と連動してインバランス料金も高騰していると。1月14日には過去最高の224.96円を記録してございます。これを踏まえまして1月17日以降、インバランス料金の上限を200円とする措置が導入をされた。これは2022年度以降のインバランス料金制度の一部を前倒しで導入をしたということございまして、引き続きインバランス料金の動きについても注視をしていくということでございます。

13ページ、14ページは、現行のインバランスの算定方法と2022年度以降のインバランス料金の制度を参考でつけさせていただきます。

次に、15ページ以降でございますが、ここから電取委の事務局におけるスポット取引の監視の状況についてということでございます。今冬の卸電力市場のスポット価格高騰を受けまして、電取委事務局として、旧一電、沖縄電力を除く9社の売り入札に関する監視を強化してございます。具体的には以下のような確認・分析を行っておりますということございまして、まず確認・分析のポイント①でございますけれども、売り入札量が右の図の考え方に基づいて判断をしていると。各社ごとに供給力から自社小売と他社相対卸の需要を引きまして、ここから予備力、スポット時点では1%以下ということですが、これを引き、燃料制約と入札制約を引いたものが入札可能量であるということでございますが、この入札可能量がきちんと売り入札されているかということが大前提となる確認事項でございます。

その上で、②から⑤で書いてあるような入札制約、特に燃料制約を過大に見積もっていないかですとか、入札制約の運用が合理的か、予備力を過大に確保していないか、需要の見積もりを過大に見積もっていないかといったような、こういったことが行われると入札可能量は減少する可能性がございますので、そういったところを確認・分析をしているということでございます。また、⑥のHJKS（発電情報公開システム）に適切に停止・低

下の情報を登録しているか、インサイダー取引となっていないかといったような点も確認をするということでございます。

確認・分析の方法としましては、各項目について調査票の提出を求めるとか、各入札可能量の根拠となるデータの毎日の提出ですとか、詳細データの提出といったことを求めているということでございます。

16ページでございますけれども、適正取引ガイドライン上の記載を載せてございます。適正取引ガイドライン上において、市場相場を変動させることを目的として、本来の需給関係では合理的に説明することができない水準の価格につり上げる売り惜しみをすることというのは、相場操縦として電事法に基づく業務改善命令や業務改善勧告の対象となり得るということでございますので、この基準に基づいた監視を実施しているということでございます。

17ページが、各社から提出を受けているデータのイメージということでございます。下を見ていただきますと、これは実際の旧一電、A社のデータをプロットしたものでございます。12月中旬から1月中旬までのものを載せてございますが、こちら一番上の赤線、外枠のラインといいますか、こちらが供給力ということでございます。1日の間で日中ヤマが立っておりますのは、昼間は太陽光発電の電力を売電、買った分等もありますので、昼間は供給力が上に来る、変動するというようなことでございます。ここの供給力の中から先ほどの図、計算式で申し上げました自社需要ですとか他社への相対分、燃料制約、その他制約、予備力というものを引いたものが入札可能量ということございまして、この図の中では黄色の部分がそれに当たるということでございます。

こちら、実際のものを見ていただきますと、上の部分ですが、12月26日までは黄色が一定程度ありまして、ここが売り入札に供されていたということでございますが、12月26日以降は灰色、これは燃料制約になりますけれども、こちらがかなり立ち上がってきておりまして、その結果として黄色がなくなっている。先ほどの分析でも見ましたけれども、1月4日以降は多少燃料制約というものが下がっているのですが、その分、オレンジの自社需要の分が多くなっていて、黄色の入札可能量が出ていないというような状況でございますが、こちら適切性を分析・確認をしているということでございます。

特に燃料制約でございますが、18ページございまして、各社の入札可能量の算出におけるLNG燃料制約について、その数量の根拠を聴取しているということでございます。下の白い部分の1. でございますけれども、各社ともLNG液位の運用の下限、あるいは

物理的下限ということで、運用の下限というのは、各種リスクファクター等勘案して、年間や月間で一律に定める下限に基づいて燃料制約を判断しているというパターン。物理下限は、実際、ポンプで安定的にLNGを引くことができなくなる部分というもので燃料制約量を判断しているということで、この運用下限、または物理的下限を設定して、また入船変動ですとか需要増、トラブルなどのリスクファクターを勘案の上、燃料制約量を決定しているという回答であります。

また、各社とも市場への影響を考慮し、平日朝夕などのピーク時間帯については、燃料制約をできるだけ小さくするよう時間帯ごとの制約量を変化させているという回答をしております。青榨の2つ目に戻っていただきまして、現時点では意図的に市場相場を変動させることを目的とした行為は確認されておりましたが、今後LNGの在庫等に余裕が出てくると考えられることから、より詳細に燃料制約に不合理的な点がないか、売り入札に適切に反映されているかといったことについて、事業者に根拠についての説明を求め、監視をしていきたいと考えてございます。

次に、19ページでございます。需要の見積もりということでございまして、左上に先ほどの入札可能量の計算方法の再掲をしておりますが、需要の部分、これはスポット入札時点ですので、前日10時時点の見積もりということになります。この見積もりが実績に比べて過大に見積もられていると入札可能量が減ることになりますので、この過剰な乖離がないかというのを、翌日に需要実績の速報値の提出を求め確認をしているということでございます。

右の上にあるように、12月15日から1月15日の期間平均で見積もりと実績で大体1%弱、0.9%の乖離が発生をしております。ここにつきましては、気温が事前の予報よりも上ぶれるといったようなことで乖離が一定程度発生するということはあるわけですが、例えば1月14日、これについては2.8%の乖離が発生をしております。この1月14日というのは、スポットでは1日平均で127円といった価格をつけた日でもございますので、その需要見積もりが実績より2.8%の乖離をしたということについて、旧一電各社に聴取をしております。各社からは、当日日中の気温が上ぶれたために需要実績と比して想定以上に需要は伸びなかったですとか、太陽光発電の発電量が予測以上に伸びたといった説明があったのですが、これを受けまして監視等委員会事務局として、需要が過剰な見積もりとならないよう、より正確な予測に努めるよう指導を行っているということでございます。

2-5、H J K S（発電情報公開システム）への公開でございますけれども、燃料制約による停止・出力低下については、適時にH J K Sの発電情報公開システムに公開をするということに適取ガイドライン上定められているわけでございますが、これを確認するために、各社から提出を受けた各社の売り入札量の算出根拠との整合性等について確認をしているということでございます。

21ページは参考でございます、資源エネルギー庁の基本政策小委での議論でございます。こちら1月19日に、今般の需給や市場の動向を踏まえましてエネ庁の基本政策小委で、論点、検証について整理をされておまして、今後、以下のような検証・議論を行っていくことが必要とされてございます。このうちの4つ目で、「より効率的に安定供給を確保するための電力市場の在り方」というような項目も立っておりまして、適切な市場価格形成に向けた入札のあり方ですとか、需要側の反応、DR・アグリゲーターの役割、適切な情報公開、先渡し、先物、BL市場等の活用、インバランス収支のあり方といったような点も検証項目に挙がっているということでございます。

22ページでございますが、新電力の方々からも、監視等委員会ですとか経産大臣宛てに要望が寄せられてございます。市場の動向、需給曲線ですとか停止・低下等含めた情報の開示の要望ですとか、市場価格、インバランスの制度の観点、今回の価格高騰の原因の徹底究明等々、要望を寄せられているということでございます。

最後23ページでございますけれども、今後の対応についてでございます。現時点で意図的に市場相場を変動させることを目的とした行為は確認されておりませんが、引き続き大手事業者の売り入札の状況について、燃料制約量が合理的なものであるかを中心に、売り惜しみ等の問題となる行為の有無について監視を行っていくということでございます。需給逼迫のピークは超えつつあるということかもしれませんが、このような状況下では価格操作の可能性もあり得ますので、今後も緩めずに監視を行っていくということでございます。

また、市場参加者から情報開示の充実を求める声があることも踏まえまして、スポット市場への入札の状況ですとか発電の状況・見通しに関する情報など、情報開示のあり方についても今後検討していくこととしたいということでございます。

さらに、以下の状況について引き続き注視をして、監視等委員会として何らかの対応が必要かを検討していくということございまして、スポット価格やインバランス料金の動きですとか、先渡し市場、先物市場等の動き、需要側の反応、小売からの働きかけ、供給

側の反応、一般送配電事業者のインバランス収支の状況といったようなことが考えられますが、その他検討すべき課題があるかという点も書かせていただいております。

駆け足でしたが、私からは以上であります。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、ただいまの説明について、皆様からの御質問、御発言をいただきたいと思えます。御発言のある方は、Skypeのチャットを御利用ください。それでは、どうぞ。

草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員 ありがとうございます。丁寧な事務局の御説明に感謝いたします。

今月は、J P Xのスポット市場の価格の高騰で最高価格が1 kWh200円を超えた日が継続して心配しておりましたけれども、これは需要増に加えて天候不順による太陽光発電量の減少や燃料制約などが重なって生じた事象であると理解しました。ただ、需要家が安定的な電力供給サービスを継続的に享受できるようにする観点からも、小売電気事業者がもう少し安定感を持ってビジネスを行うことのできる環境が重要であろうと考えます。

資料6の12ページによりますと、令和4年4月から需給逼迫時のインバランス料金の上限、kWh200円とする経過措置の導入を予定しておりましたところ、今回の高騰を受けて、前倒しで市場参加者による電力の安定的な取引の環境確保に尽力されたと。緊急にさまざまな対応をされ、そのような臨機応変な対応をされたことを高く評価させていただきたいと思えます。ぜひとも経済産業省として、市場参加者が経営の安定について見通しを明るくされるために、電力先物市場の活用など小売事業者のとることができる手段の啓蒙もしていただきたいと考えます。

例えば東京商品取引所では、電力先物取引市場の利便性を高めるべく、帳入値段の運用変更、立会外取引の特例運用の実施、値幅制限の拡大などの措置を今回急遽とられていると聞いておりますので、このようなさまざまな市場の取組に対応した市場の活用というものを、市場のプレイヤーをしっかりとウオッチしていただくことに加えて、積極的に促していただければと思います。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、白銀オブザーバーお願いいたします。

○白銀オブザーバー ありがとうございます。関西電力送配電・白銀でございます。

このたびの全国的な電力需給の逼迫に伴いまして、お客さま初め、広く社会のみなさま

に大変な御心配と御不便をおかけしていることに対して、お詫び申し上げます。全国的に昨年の12月の下旬以降、厳しい寒さが続いておりまして、例年に比べて電力需要が大幅に増加しております。小売電気事業者さま、発電事業者さまのみなさまにおかれましては、電気の効率的な御使用や燃料の追加調達など安定供給に御協力をいただいておりますことに感謝いたします。一般送配電事業者としましては、資源エネルギー庁、広域機関さまにも連携いただきながら、全国大で需給逼迫エリアへの電力の融通や自家発の増発など、供給力の確保に最大限の対策を講じております。

現段階では安定供給を確保しておりますが、厳しい寒さが今後も続くエリアもございます。みなさまには御心配と御不便をおかけし、誠に申し訳ございません。引き続き安定供給の確保に全力で努めるとともに、需給逼迫に関わる検証につきましても最大限協力してまいりますので、よろしくお願い申し上げます。

以上でございます。

○稲垣座長　どうぞよろしくお願いいたします。

それでは、エネットの竹廣オブザーバー、よろしくお願いいたします。

○竹廣オブザーバー　竹廣です。委員の方々の前の発言で大変失礼をいたしております。監視とインバランス料金の2点につきましてコメントをさせていただきたいと思っております。

まず、監視等委員会におかれまして、このたび需給曲線の公開や、このような入札行動についての監視を強化しているといった情報発信をいただいたことに感謝を申し上げたいと思っております。引き続き寒波や燃料問題が継続する可能性も考えますと、2月の市場価格を左右する可能性もある適正な入札行動ということについての重要なメッセージになり得るものと思われました。

今回買い手として分からないのが、予備率が増えたタイミングでも、なぜ市場への供出量が増えないかという点でございます。燃料制約の観点では、期間押しなべてではなくて1日単位、あるいは1日の中でも予備率が回復したタイミングでの供出量との関係ということについても御確認をいただけないかと思っています。

18ページにあります2年ほど前の燃料制約の議論では、自社需要に充てる発電も含めて抑制を検討されて、高騰する時間帯に優先的に供出し、市場価格の安定に寄与することが望ましいとまとめられました。市場価格へ影響を及ぼさざるを得ない場合でも、最小化する方法について合理的な運用の徹底を求めるとされたところです。この自社需要の抑制といった点もぜひ御確認をお願いしたいと思います。

17ページの資料で、12月26日を境に、大きく入札行動の考え方が変わられたのではないかと考えています。このあたりも御確認いただければと思います。結果が定量的にもそうであったかという点は重要だと思っていて、今回のこの高騰の期間中の入札行動もさることながら、この期間以外との行動の違いについてもぜひ評価をお願いしたいと思っています。

市場に参加する者として、価格高騰のリスクに備えることは当然だと思っています。ただ、この年末以降のスポット市場の価格高騰はほぼ1か月以上にもわたって、これは通常のスパイクではなくて、世界でも例を見ないような状況になっていると思っています。監視等委員会におかれましては、予備率が回復したタイミングで市場に供出されなかったというメカニズムについて、ぜひ説明をお願いしたいと思います。

次に、インバランス料金についてでございます。このたびは、複数の要因が重なった状況下で発生していると思っています。このたびは国が関与して業界を超えた燃料融通等を実施している状況でして、広域機関においても1月6日に非常災害本部が立ち上げられて、一般送配電事業者さんの懸命な努力で需給が守られている状況であって、まさに非常時、災害時相当の状況であると認識しています。

我々の契約発電所がございしますが、このタイミングで増量を要請しても、並行して一送さんからの要請が届いていて、追加の供給力はそちらに振り向けていますというケースもございました。これは決して一送さんの取組を否定しているわけではなくて、供給力確保の手段に既に制約がかかっている状況であったということをお伝えしたいと思います。

しかし足元では、供出量は増えずに依然買い手が価格を決定し、200円上限措置後も上限に張りつくというような状況が継続しています。今回の状況は、市場設計を含めまして新電力がどうのということではなくて、業界全体の問題であると思っていますし、自由化の危機であると認識をしています。

少し遡ること2014年の第8回の制度設計ワーキングで、市場価格は実需給時点の需要状況とはずれがあって、需給調整のためのコストとは必ずしも整合しないということを国のほうでも言及されておられました。ただし、実際のコストベースでの精算の技術的な問題から、リアルタイム市場導入までの一時的な措置として、スポットですとか時間内市場の価格を用いたインバランス精算を選択されたと理解をしてございます。

今回は、まさにこの際にも認識していた問題が、複合的な要因が重なって顕在化してしまった状況ではないかと思っています。つまりは、今回のような国や広域機関が大きく関

与するレベルでの系統全体が逼迫した際の公共財とも言える調整力に予備力を用いなければならぬ状況下で、インバランス価格に供給力の市場価格を用いている点に課題が出てきているのではないかと考えています。

このたびの教訓から、今後のインバランス料金設計については改めて見直す必要があると思いましたがけれども、足元では、事業継続が困難な状況に直面している小売事業者も多数に及んでいると想定されます。これは一般送配電事業者さんから見てもインバランス料金の回収が不可能になるというようなことにつながりかねない問題で、決して新電力の救済といった手段の話ではなくて、業界全体の問題ではないかと考えています。

このような制度設計上の想定外の事象に対して、さらなる実効的な措置がなければ、各社は事業の回復プランを描けず、融資をつなぐこともできないという状況です。再び逼迫した状況がこの2月に起こらないとも言えない状況下で、非常時・災害時相当の状況を踏まえれば、足元の予備率が8～10%程度を超えているにもかかわらず市場が高騰するといった事態に対して、制度議論が熟さない期間での緊急的な措置として、例えばですが、この2月以降のインバランス料金を、22年度以降のルールである予備率8%時には45円というのがございますが、これを上限措置で適用するなど、弾力的な措置を御検討いただけないかと考えています。国のほうから、このような状況下で踏み込んだ措置が緊急的に示されるということが、電力産業で事業を継続することへの判断材料ということとして非常に価値を持つものと考えます。今回の事象を踏まえまして、22年度以降のインバランス料金のあり方については抜本的な見直しが必要と考えています。ぜひとも検討に着手いただきますようお願いしたいと考えています。

長くなりましたけれども、以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました

岩船委員、お願いいたします。

○岩船委員　　ありがとうございます。今回のことを今後どう検討していくかというのはいろいろな観点があると思うのですが、今、竹廣様からお話があった予備率と燃料制約の関係と申しますか、そのあたりがしっかりと議論されるべきかなと思われました。予備率が結局需給逼迫のトリガーだとして、だけど今回はkWhの不足ということで電力使用制限令も出なかったということで、つまり市場価格の高騰は全体としての需要抑制につながらないような仕組みになっていると思われまして。もちろん小売事業者さんは節電を依頼したと思うのですが、国から電力使用制限令みたいな強いメッセージが出なかったということが、

大きな需要抑制にはつながらなかったのではないかと思います。もちろん暖房までとか、特にコロナで在宅時間が増えていろいろなリスクがあったことは理解できるのですけれども、予備率の問題とアワーの不足とのギャップのために逼迫のシグナルが適切に出なかったのではないかと思います。

14ページにもありました22年以降のインバランス料金制度の変更なのですけれども、これも結局予備率で定義されているので、このあたり問題ないのかなというのは疑問に思いました。ただ、この制度になれば、ある程度調整費用がそのままインバランス料金になるということであれば、もしかしたら今回のようなインバランス料金の高騰がなくて、それに引きずられるスポット入札の高値入というのものなかったのかなという気がしますので、その整理をお願いしたいと思います。

大きな問題として、今回の事象がどのぐらいのものとして皆さんの中で捉えられているのか。これはルール範囲なので仕方なかったという整理も一つあると思うのですけれども、恐らくプレイヤーの方がそんな変な行動もしなかったと思いますし、制度設計も一定しっかりしていたということで、もし問題がないという整理で何も対策がされないのであれば、恐らくまたこんなことは起こり得るわけで、では、これぐらいのボラティリティーがあるということを承知の上で市場を活用してくださいということであれば、そういうメッセージを送る必要もあるかと思います。そうすると、スポット市場への依存というのは大きく減少しますし、市場価格がシグナルにならなくなってしまうということもあると思います。それを目指すのであればそれでいいと思うのですけれども、自由化したということでどんな方向性を目指すのかという根幹に関わる部分だと思しますので、丁寧な検証と今後の対応の検討というのをお願いしたいと思います。

ただ、先ほどエネット様からありました、この1月に関するルールの遡及適用というのは、お気持ちは分かりますけれども、このルールでいろいろな人がいろいろなポジションをとってやってきたところだと思いますので、余り簡単に遡及するというのはどうなのかと思いますので、そこは慎重な議論をお願いしたいと思います。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、村上委員お願いいたします。

○村上委員 どうもありがとうございます。私からは、消費者団体の立場から3点コメントと1点質問をさせていただければと思います。

まず、今回のことで私自身は、消費者に対してどのような影響があるのだろうかということが一番気になって、ただそういう報道が余り流れていなかったかなというふうに感じましたので、事務局のほうに問い合わせさせていただいた次第です。丁寧な御説明をいただきまして感謝をしております。

その内容からは、市場連動型の料金プランの方々には影響があるものの、それらの契約の方はそれほど大きなポーションではないということもあって、大混乱には至らなそうだとすることも理解いたしました。また、消費者への相談窓口が1月14日には設置されて、その存在が、国民生活センターとも連携して消費者の相談窓口の方々にSNS等で発信されたということも伺いまして、非常にその対応に関してはよかったかなというふうに思っております。どうもありがとうございます。

今回、まずは市場をどうにか鎮静化させるということも非常に重要なアクションだったと思いますし、そこで大変な努力をされたと思うのですけれども、消費者への対応というのも、情報発信という意味でぜひとも今後ともお願いできればというのが1点目です。

2点目なのですが、これも需要側としての意見なのですが、12月で8%増、1月で11%増ということでかなり需要が大きくなっているというのは、1つには寒波もあるかもしれませんが、もう一つにはコロナの影響で在宅が増えて、オフィスでの使用と在宅での使用が二重になってしまっている可能性があるのではないかなというふうにも想像しました。今、岩船委員からも電力需要抑制のシグナルが出なかったのではないかなという御指摘もございましたけれども、政府が抑制を指示するというような形かどうかは分からないのですが、どういう形がよいかは分からないのですけれども、逼迫しているのでセーブするよという情報はもっと必要だったのではないかなというふうに思っています。そのときに、どこがどういうふうに発信していくのが妥当なのか、政府側の窓口などももし教えていただければありがたいなと思いました。

3点目は、まさに今回のようなこと、私もまだまだ勉強不足で理解が追いついていないところもありますけれども、丁寧な検証をしていただいて、このようなことが再発しないような制度の改善の検討というものにつながっていくのかなと理解しておりますので、ぜひそれはお願いしたいと思います。

最後に、これはよく分かっていないままの質問で恐縮なのですが、この市場で得られた収入というのは、売り入札をされた発電事業者さんに収入というのは支払われるものだと理解しているのですけれども、今回の高騰を受けて、収入もそういう意味では増大

するということになるのか。それらはどういう主体にルール上は流れていくことになっているのか。それが本当に今回の非常事態というふうに皆様が認識されている中で妥当なのかということについて、どう考えたらいいのか、現状とお考えをお聞かせいただければと思います。よろしくお願いします。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、後ほど。なお、この間の事務局の消費者向けの対応について評価していただいて、ありがとうございました。非常に努力をしたものでございますので、あえて一言申し上げます。

次に、竹廣オブザーバーお願いいたします。

○竹廣オブザーバー　先ほど私の発言の中で、遡及の措置をという意味で申し上げていたわけではございませんので、ちょっと発言が分かりにくかったかもしれませんが、このような状況が再発するようであれば、せめて2月から例えば45円というような措置を御検討いただきたいという意味で申し上げました。

以上でございます。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、中野オブザーバーお願いいたします。

○中野オブザーバー　中野でございます。まず、今回の事象に対する資源エネルギー庁の皆様や電力・ガス取引監視等委員会の皆様の迅速な御対応に感謝申し上げます。

先ほどエネットさんがおっしゃられたことと思いは同じですけれども、今回の件は、新電力、旧一般電気事業者それぞれへの影響がどうというレベルではなく、業界全体を揺るがすような事態であると非常に重く受け止めています。まず、需給逼迫に伴う一時的な高騰は、当然事業者として想定すべきで、私もこれまで、インバランスの議論を初めとしてそうしたスタンスでこの場で議論に臨み、意見を述べさせていただいておりました。

ただ、何点かはっきりさせておかなければならないことは、皆様御認識のとおり、kWh不足という前提で議論がなされていたか。言い換えれば、今回のような市場が連続して高くなる異常な事態を想定して議論がなされていたかということです。今回このような事象を経験したことで、それを踏まえると、これまでと同様の考え方でよいのかというのは再度議論・検証が必要だと思います。

もう一つは、これも同じくインバランス等の議論の中で申し上げていたのですけれども、一定の習熟期間の必要性とともにリスクヘッジ手段の整備というものが必要だということ

も申し上げました。今回、果たしてリスクヘッジの手段はどこまであったのかということは、少し申し上げたいと思います。今回の事象にかかわらず、市場に一定の厚みが出てくるまで、あるいは事業者として責任ある事業運営をするために、一定程度の相対契約というのは当然必要だと再三申し上げてきました。

私どものことを申し上げるのもどうかとは思っているのですが、当然ベースロード市場も活用しておりますし、あるいは需要の大宗というのを相対で賄っております。それでもベースロード市場は、皆様御存じのとおり取れる量というのは限定されていますし、どうしてもピーク時など一部の時間帯は市場を使わざるを得ないため、今回この数週間、1か月に近い高騰によって、甚大な影響が出ております。つまり、今回の事象をヘッジするためには、市場をほとんど使わないという1択、選択肢1つしかなかったということになってしまい、これは明らかに、ここで議論されてきたような目指すべき姿ではないというか、かけ離れているというように考えています。

最後ですけれども、これが今日一番申し上げたいことなのですけれども、今回のことで私どもが最も懸念、あるいは深刻に思っているのは、一事業者としての影響というのはもちろんあるのですが、それよりも、電力市場というのがここまでボラティリティーが激しく、かつなかなか鎮静化せずに、連続して高騰する状態が起きてしまった。自己責任とはいえ、一部消費者の方も巻き込んでしまって不安にさせている状況を引き起こしてしまった。我々のコールセンターにも、大丈夫なのかという問い合わせが来ております。つまり、電力市場そのもの、小売電気事業そのもの、あるいはもっと言いますと自由化そのものの健全性というのに疑義が生じつつある、あるいは電力産業のクレディビリティの問題になりつつあるということです。これは竹廣さんもおっしゃいましたけれども、自由化の危機であり、これまでの歩みが振り出しに戻りかねない話だと思っていまして、この点を真に憂慮しております。

資源エネルギー庁の皆様や電力・ガス取引監視等委員会の皆様はもちろん、委員の皆様や、時には事業者も議論に入らせていただき、お互いの立場をぶつけつつも建設的な議論を積み上げて、結果として、お客様の選択肢も増えてここまで自由化が進展してきたにもかかわらず、ここで逆戻りのようなことが起きてしまうなら、本当に残念で仕方ありません。

今後、なぜ今回の事象が発生したかや、どうすれば回避できるのかなどの議論がなされるのだと思いますけれども、仮に短期的に同じような事象が発生した場合であっても、柔

軟かつ機動的に対処できる方法というのを御検討いただくとともに、ぜひとも早期に、市場を健全な状態に何とか戻していただきたい。我々もちろん努力いたしますけれども、制度的にも戻していただきたいということを切に願っております。

私からは以上でございます。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

松本オブザーバー、お願いいたします。

○松本オブザーバー　　B G側の立場で発言いたします。まず、個社の話になりますけれども、今回の需給逼迫に関しまして弊社B G側は、こういうふうな厳しい気象状況が続いたことによる需要の急増を踏まえまして、火力発電のトラブルとか再エネの発電量減少ということがありまして、実はかなり助けてもらうほうというか融通を受けるほうになっております。そういう意味で、広域機関さん、エネ庁さんの御指導の下、需要家の皆様の節電の御協力や他の事業者さんとか自家発電事業者様の増発とか、はたまた燃料供給などさまざまな方に御協力いただきまして、自社としても最大限の努力を行いまして、供給力不足による最悪の事態というのは今のところ何とか免れたという状況でありまして、感謝申し上げる次第です。今後も監視等委員会様を初めとしますいろいろな検証があると思いますが、そこには真摯に協力をしてまいりたいと思っております。

それから、今後の事態というのは、皆様と同じように重く受け止めておるという状況でございます。基本政策小委で取り上げている今後の論点というのが書かれておりましたが、その中で送配電事業者と発電事業・小売事業者の連携のあり方、適切な情報公開のあり方等につきましては、重要なテーマでありますし、監視等委員会のほうでも扱われると思うのですが、競争環境下という状況を基本としまして、平時と非常時というものを峻別して検討する必要があるのではないかと考えております。

したがいまして、今後の議論、検証におきましては、平時と非常時という峻別の点も含めまして検討をお願いしたいと思います。

発言は以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、さまざまな御意見をいただきました。事務局からコメントをお願いいたします。

○黒田取引制度企画室長　　黒田です。ありがとうございました。

まず、村上委員から御質問のあった、今回の件でも収入の流れ等についてでございます

けれども、スポット市場については発電事業者が売って小売事業者が買うということでございますので、小売事業者が発電事業者に支払いをするということでございます。

それからインバランスにつきましては、需要に対応する電気を調達できなかった場合に小売事業者が送配電事業者に払うということでございますので、その方向に支払いが生じるということでございます。収入が増大している状況をどう思うかということについては、今後の検証等に関わる場所なのでコメントは差し控えますけれども、資金の流れという意味ではそのような流れになるということでございます。

それから、各委員、オブザーバーの方からさまざまな監視・分析に関する視点ですとか今後の検証に関する御指摘がございましたので、そういったものは、本日を踏まえて今後の取組に生かしていきたいと思っております。

私からは以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

議論をまとめますと、監視のあり方についてはさまざまな御意見をいただきました。事務局においては、今後の議論も踏まえて、売り入札の監視などしっかりと進めていただくようお願いいたします。また、今後の対応についてもさまざまな御意見がありました。事務局においては、本日の議論も踏まえて引き続き市場の状況などを注視していただき、必要に応じて軌道的に対応していただくということをお願いいたします。

本日予定していた議事は以上でございますので、議事進行を事務局にお返しいたします。

○恒藤総務課長　　ありがとうございました。

今日の議事録につきましては、案ができ次第送付をさせていただきますので、御確認のほどをよろしくお願いいたします。

それでは、第54回の制度設計専門会合はこれで終了といたします。長時間どうもありがとうございました。

――了――