

「総合資源エネルギー調査会
省エネルギー・新エネルギー分科会／電力・ガス事業分科会
再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会（第23回）」
「総合資源エネルギー調査会 基本政策分科会
再生可能エネルギー主力電源化制度改革小委員会（第11回）」
合同会議

日時 2021年1月13日（水）15：14～18：25

場所 オンライン会議

○清水新エネルギー課長

事務局、清水でございます。本日はオンライン会議の設定調整で時間を要しまして、大変申し訳ございませんでした。会議自体は開催できると思うんですが、ユーチューブのほうの中継がうまくつながっておりませんでして、音声等はしっかりと撮った上で速やかにその情報について後日配信するという形で、公開性を保ちたいというふうに思っております。委員の先生方におかれましては、大変御多忙の中、お時間をちょうだいしてお待たせすることになりまして、大変申し訳ございませんでした。

それでは、ただいまから総合資源エネルギー調査会の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、それから、主力電源化制度改革小委員会の合同会議を開催いたしたいと思います。

本会議は、オンラインでの開催とさせていただきたいと思っております。何かございましたら、事務局から御連絡させていただいております連絡先まで御連絡をいただければと思います。

それから、オブザーバーの方につきましては、これまでと同様に多数御参加いただいておりますが、時間の関係上、お手元の配付というふうにさせていただければと思います。

それでは、お待たせいたしました。本当に申し訳ございませんでした。山地委員長に以後の議事進行をお願いできればと思います。

○山地委員長

委員長を務めております山地でございます。

大量小委の第23回、主力化小委の第11回の合同会議を始めたいと思っております。

本日は、F I P制度の詳細設計、それと次世代電力ネットワークの構築について議論をしていただきたいと思います。

まずは事務局から本日の資料の確認をお願いいたします。

○清水新エネルギー課長

事務局、清水でございます。

資料のほうでございますが、先ほど委員の方々にはうちの事務局のほうからお伝え……

○山地委員長

聞こえていませんでした。

○清水新エネルギー課長

清水でございます。聞こえておりますでしょうか。

○山地委員長

はい。

○清水新エネルギー課長

申し訳ございません。

○山地委員長

私は聞こえておりますけれども、私の発言が聞こえていましたか。

○清水新エネルギー課長

はい、委員長の御発言については聞こえてございます。

○山地委員長

そうですか。じゃ、資料確認、お願いいたします。

○清水新エネルギー課長

大変申し訳ございません。事務局、清水でございます。

配付資料一覧というふうに配らせていただいておりますとおり、議事次第、それから委員名簿に続きまして、資料が3つということで、F I Pの関係、それから、ネットワークの関係で2点ということでございます。それから、参考資料として4つということで、2つが洋上風力の関係、それから、参考資料3がF I Pのほうの参考資料、それから、参考資料4ということで、ホームページ上で掲載してございますが、新しく追加した資料といたしまして電力需給の状況についてということでの資料を御用意してございます。

○山地委員長

ありがとうございます。

参考資料4が、ちょっと声が飛んで、事務局のほうをミュートにしてくれませんか。電力需給の状況についてというのが直前に配られたということであります。

本日の進行ですけれども、まず、参考資料1と2に基づきまして、洋上風力産業ビジョンの第

1次について説明していただき、それから、参考資料4に基づいて電力需給の状況について事務局から報告をいただきます。その後、本題に入りまして、前半は、資料1と参考資料3に基づきまして、FIP制度の詳細設計とアグリゲーションビジネスのさらなる活性化について議論、それから後半は、資料2と3に基づきまして、電力ネットワークの次世代化について御議論いただきたいと思います。

それでは、最初に参考資料1、2及び参考資料4に基づいて事務局から説明をお願いいたします。

○清水新エネルギー課長

事務局、清水でございます。

まず、参考資料1、2に基づきまして、洋上風力の産業ビジョンということで動きについて御報告させていただきます。時間の限りもございまして、ポイントを絞って説明させていただければと思います。

参考資料1が概要、参考資料2が本文ということでございまして、参考資料1のほうのパワーポイントのスライドの2枚目のところに、概要というページがございます。こちらのほうで洋上風力についての産業化ということで、再エネ型の経済社会をつくっていくに当たっての一つの鍵となる洋上風力といったものの動きについて御報告をさせていただきます。

12月15日ということで、官民協議会ということを開催いたしまして、大臣の御出席の下、洋上風力の産業ビジョンということで取りまとめてございます。第1次という名前がございますとおり、これが終わりというよりも、むしろこれがスタートということで、ここから具体的な、むしろアクションをどう動かしていくかというようなステータスでございます。

2ページ目のところで全体概要というふうにはございますが、洋上風力の位置づけというのが上の四角囲いにはございますが、諸外国の例にもありますとおり、大量に導入していくことが可能、それからコスト低減の可能性、それから経済波及効果といったようなことが期待されるということで、再エネの中でも主力電源化に向けた切り札の一つだというふうに我々としても考えております。

諸外国、ヨーロッパを中心に世界で導入が進む中で、特に、今後アジアでの急成長が見込まれるという中で、エネルギー政策という観点と同時に、産業政策という観点からも、この市場をどう取り込んでいくのかというところでございます。

そういった観点から、事業者の投資を促していくということが重要でございますが、事業者の方々とのコミュニケーションの中で、投資に当たってやはり市場の規模というものが見えないと、投資を躊躇するというようなお声もあったということで、昨年7月に協議会を立ち上げまして、

市場の目標の設定、それから投資の促進といったことについての御議論を重ねてきたというところでございます。

基本戦略として大きく3本柱というふうになってございまして、左のほうにありますとおり、今申し上げましたとおり国内市場の創出ということをしかりと見据えながら、具体的な投資の促進、それからサプライチェーンの形成ということを促していく。その上で、将来的にこれを稼いでいく種としていくという観点から、アジアでの展開も見据えながら次世代の技術開発といったことを進めていくということ、同時並行的にやっていくというところでございます。

目標という観点では、1ポツのところに（1）というところがございますが、政府による導入目標の明示ということで、投資をするのにこれだけは必要だというお声も踏まえまして、2030年までに1,000万キロワット、2040年までに3,000万から4,500万キロワットの案件を形成していくという導入目標というものを明示していくということと同時に、それが絵に描いた餅というふうにならないように、こうした案件の形成に向けた取組ということでの、政府主導型での案件形成を進めていきたいと思いますということ。それから、インフラの計画的整備というようなことで、今日も御議論ございますが、洋上風力に向けた系統の確保ですとか、マスタープランといったことも含めた系統整備、それから港湾の整備といったことを進めていくということ。それから、直流送電なんかについての具体的な検討も開始していこうといったことが、1つ目の塊でございます。

真ん中、こうした国内市場の創出ということと同時に、具体的な投資の支援をしていく、サプライチェーンの形成を進めていくということで、産業界自身による国内調達比率等の目標の設定。それから、コストについての目標の設定といったようなこと。それから、競争力強化に向けた公募との連携ですとか補助金等での支援といったような取組。それから、3点目に事業環境整備ということで、規制を総点検しながら投資の事業環境を整備していきましょうというようなこと。それから、やはり鍵となる人材の育成といったことについて、どういう分野でどういう人材のニーズがあるのかといったことを包括的に検証しながら育成プログラムをつくっていきましょうというような取組ということ。

それから、最後に3つ目の柱ということでの次世代技術開発ということで、今般の閣議決定した補正予算の中でも盛り込まれたカーボンニュートラルに向けた基金といったものも活用しながら、戦略的な技術開発を進めていくというようなこと。それから、国際標準化ですとか、政府間での対話を通じた市場の獲得といったようなことということで、大きくこういう形での3本柱にしながら包括的に課題を整理したというところでございます。

繰り返しになりますが、これが終わりというよりも、むしろこれが始まりということでございまして、正直、課題だらけというところでございますが、こういった課題を一つ一つ克服しながら

ら、産業化と導入促進ということを両輪で回していくというようなことで進めていきたいというふうにご考えてございます。

私のほうからの報告としては以上になりまして、続きまして、小川課長のほうから資料4に基づきまして御説明をいただきます。

○小川電力基盤課長

電力基盤課長の小川です。

それでは、お手元、参考資料の4というものを御覧いただければと思います。電力需給の状況についてというタイトルになります。

初めに、2ページを御覧いただければと思います。既に連日報じられておりますとおり、足元の電力需給の状況は大変厳しいものになっております。厳しい寒さで電力需要が大幅に増えているということで、2ページの下半分にありますけれども、グラフの線があります1月に入ってから、昨年あるいは例年に比べて約1割需要が増えていると。寒さが厳しい中、通常でありますと増えたり減ったりなんですけれども、毎日相当増えているということもありまして、そうした中で、上の枠囲いですが、夏場には暑くて需要が増えるときには太陽光で発電量も増えるんですけれども、冬の寒さが厳しいとき、そして天気が悪いときには、逆に太陽光の発電はむしろ落ちるということ。それから、こういった電力需要が増える中で、火力のたき増し、そうした中でLNGの在庫減少などによって、ガス火力の発電の稼働が一部抑制されているといったこともあり、全国的に電力需給が厳しい状況にあるということでもあります。

予備率見込みといいますのは、通常、最低限必要な3%という中で、例えば本日でいいますと四国で3%というのがあります。こういった厳しい中で、連日、電力会社間での電力融通などを行ってきております。

次、3スライド目、数字が並んでいるものでありますけれども、御覧ください。この1週間の電力需要の推移というものになります。一番上に厳寒想定ということで、厳しい寒さでの想定、これは夏冬であらかじめどれぐらいの寒さ、暑さに備えて、こういった需要が見込まれるかと。10年に一度の厳しい寒さを想定しての最大需要というのが一番上に並んでおります。そこから下、数字が並んでいる中で、特に、1月8日というのは四角で囲まれたものが7つ並んでおります。この四角囲いというのは一番上の厳寒想定を上回る需要があったということでありまして、1月8日は特に寒さが厳しくて7つのエリアで最大需要を記録しております。それから、昨日1月12日も寒さが厳しい中で、中部、関西といったところで、この想定していた最大需要というのを若干上回っているということが分かるかと思えます。

こうしてかなり需要が増えている中で、供給面でいろいろな制約を抱えているというのが足元

の状況であります。

そうした中で、どのような取組をとということで、次の4スライド目になりますけれども、各電力会社においてあらゆる発電所をフル稼働というところがまずあります。一方で、先ほど燃料の話もありました。電力会社間でありますと電力の融通ということになりますし、一方で、ガス会社から電力会社に対する融通といった方法もあります。こういった取組、さらには、全国の発電事業者に対する発電設備の最大出力運転、こういった点につきましては、電力広域機関から指示を出しておりますし、連日、電力会社間での電力融通につきまして、これまた広域機関からの指示があるということで、いってみれば、電力システム改革で新たな役割を担っているそれぞれのプレーヤー、発電、小売、さらに送配電、それぞれが電力広域機関の指示、司令塔の下で、今、安定供給の確保にそれぞれ取り組んでいるという形かと思えます。

こうした中での電力会社、あるいは電力広域機関、経済産業大臣からも、次の5スライド目、6スライド目にありますけれども、効率的な電気の使用というものを呼びかけているところでありまして、これはいわゆる節電とは違いまして、日常生活に支障のない範囲で、特に、例えば暖房など今までどおりの生活を続けながら、例えば人がいない部屋の照明を消すといったような形で電気の効率的な使用というのを呼びかけているところでもあります。

一番最後のスライド、6ページ目に、市場価格の足元の状況を記しております。特に、12月下旬以降ということでもありますけれども、スポット市場の価格が高騰しておりまして、特に、1月に入ってからにはキロワットアワー200円を超える価格をつける時間帯も生じております。こういった時間帯には、いわゆる売り札がもうなくなるということで、買い入札価格が市場価格となっていると。先ほど申し上げた厳しい需給状況というのを反映して、ある意味、市場価格が高騰しているというのが足元の状況かと思えます。

6ページ目の下の表にまとめておりますけれども、枠囲いにあります2020年度で見ますと、足元でこれまでになかった最高価格230円を超えるものも記録しております。一方で、いわゆる平均価格、年度平均でいいますと、2016年度以降、9円、10円で推移しているところとほぼ同水準かなというふうに見ております。

これは、今、足元の状況ということで、この機会に状況を御報告させていただきまして、本件につきましては、委員、オブザーバーの皆様の御関心も高いところで、御意見などありましたら、それにつきましては本日の後半の系統のパートで御議論いただければというふうに思います。また、その御議論に先立ちましては、電気事業連合会のオブザーバーからコメントの意向があるため、御指名いただければというふうに思います。

私のほうからは以上です。

○山地委員長

御説明、どうもありがとうございました。

それでは、議事の本題に入っていきたいと思います。

今回、論点が非常に多くて……

○早田オブザーバー

すみません、電事連の早田でございますけれども。

○山地委員長

はい。

○早田オブザーバー

小川課長から今、御紹介いただいたとおり、ちょっとコメントさせていただいてよろしいでしょうか。

○山地委員長

分かりました。私は後半のところですけれども、今、じゃ御発言御希望でしたらどうぞ、早田さん、お願いします。

○早田オブザーバー

よろしいですか。すみません、**お時間頂戴**してありがとうございます。

昨年12月下旬以降の厳しい電力の需給状況につきましては、ただいまの小川課長様よりもスライドで御説明をいただきました。電力各社におきましては、スライド3に記載いただいたとおり、あらゆる手段を講じて供給力の確保に万全を尽くすとともに、広域機関様と連携しながら追加の燃料調達が必要な中ではございますけれども、各エリアの需給状況の共有を図りながら、全国で需給逼迫エリアへの電力の融通を行うなど、最大限の対策を講じさせていただいております。

また、需要面では、スライド4で御紹介いただいたとおり、エネ庁様の御意見も賜りながら、国民の皆様に日常生活に支障のない範囲での電気の効率的な使用に御協力いただくよう、私ども電事連と電力各社から1月10日と12日にお願いのプレスをさせていただきました。昨日12日につきましても、全国の7エリアで使用率が95%以上、うち3エリアでは97%以上となるなど、厳しい電力の需給状況が続いております。天候不順とか厳しい寒さは今後も続くことが予想されております。太陽光の発電量の低下、火力発電所のトラブル、火力発電燃料の在庫減少などのリスクがまだ継続している状況でございます。

国民の皆様に大変な御不便と御心配をおかけしていることに対しましてお詫び申し上げますとともに、この厳しい電力の需給状況を御理解いただきまして、引き続き、電気の効率的な御使用に御協力のほどよろしくお願い申し上げます。

以上でございます。ありがとうございました。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

それでは、議事のほうに戻っていきたいと思います。

今回、前半、後半に分けますけれども論点が非常に多くて、2つの小委員会の合同会合で参加者も多いのでございますので、毎回申し上げて恐縮ですけれども、説明の後の御発言に関してはできるだけ簡潔にお願いしたいと思います。

それでは、前半の議題、F I P制度の詳細設計とアグリゲーションビジネスのさらなる活性化について、事務局から資料1と参考資料2の説明をお願いいたします。

○下村電力産業・市場室長

電力産業・市場室の下村でございます。

それでは、お手元に資料1を御用意いただければと思います。F I P制度の詳細設計等がございます。時間もありますので、説明は簡潔にさせていただきたいと思います。

3スライド目を御覧いただければと思います。こちらは復習になりますけれども、F I P制度の導入趣旨というものは、市場価格の安い時間にためて高いときに売るといった、市場への再エネの統合といったことを促していくことによって、需給バランスの平準化、ひいては国民負担の抑制といったことにつなげていくということを旨としてございます。

4スライド目を御覧いただければと思います。こうした中で、これまでのF I T制度の関係で、本当は再エネの将来の自立化、他電源と共通の環境下での競争環境で戦える電源ということを目指していきたいわけですが、そのF I P制度は中間に位置づけられるものとして、投資インセンティブを確保……

○山地委員長

音声、途切れましたね。どうなっておりますでしょうか。

○下村電力産業・市場室長

音声、聞こえますでしょうか。

○山地委員長

今、一時的に聞こえなくなっただけです。

○下村電力産業・市場室長

今は大丈夫ですか。

○山地委員長

今、大丈夫です。

○下村電力産業・市場室長

それでは、続けさせていただきます。

F I P制度は、将来の自立化に向けた中間に位置づけられる仕組みといたしまして、投資インセンティブを確保しながら市場への統合を促していくという形で、制度設計を進めてきたところでございます。

今回、冒頭、御提示をしておりました論点について一通り御議論いただきたいというふうに思っております。最後に少しまとめたことも御紹介させていただければと考えてございます。

5スライド目、別途、議論されております調達価格等算定委員会における議論の御紹介でございます。

6スライド目を御覧ください。調達価格等算定委員会のほうでは、F I Pの対象とする電源等について御審議が進められてございまして、現在、2022年度における対象区分、すなわち、F I Pの対象になるのはどの電源かということにつきましては、以下の表のような形での議論が進められてございます。例えば太陽光でいえば、1,000キロワット以上の電源にあつてはF I Pのみが認められるということでありまして、電源によっても一定規模、50キロワット以上であれば、F I Pを希望すれば新規認定として選択を可能とするといった方向での審議が進められてございます。

7ページを御覧いただけますでしょうか。既にF I T認定を受けている電源にあつても、その認定事業者が希望するのであれば、F I P制度への移行認定を認めるといった方向で審議がされているところでございます。こうしたことも踏まえて、こちらの制度設計を議論していただければと思っております。

13ページを御覧ください。再エネのアグリゲーションを促すための課題ということございまして、14スライド目になります。再エネアグリゲーション、幾つかアグリゲータービジネスに参入しようという動きも出てきているところでございますけれども、こうしたビジネスを促し市場統合を促し、ひいては国民負担を抑制していくというためには、こうしたビジネスの振興というのが非常に重要になってまいります。こうした観点から、本日はこの柔軟なBG組成、それから、F I TへのF I P制度への移行のインセンティブ等について御議論いただければと思います。

16スライド目を御覧ください。柔軟なBG組成につきましては、昨年8月の段階で、現行ではF I T制度においてはF I T電源のインバランス精算方法は他の電源と異なるため、F I Tのみで独立したBG組成というのが求められていました。一方で、F I P制度では、再エネの市場統合といったことを促していく観点から、他電源と同一のBGを組成するといったことを認める方向で検討してはどうかということの提案をさせていただいております。

17スライド目を御覧いただければと思います。こうした柔軟なBG組成を実現をするためには、費用負担調整機関において、これまでとは異なる業務が必要となると。具体的には、BGの中からF I P電源を特定・抽出をして、F I P認定事業者からの申請内容と照合するための体制・システムが必要となってきます。こうした拡充が必要となるわけでございますけれども、やはりF I P電源だけで発電計画を立てて、計画値同時同量を満たすという取引というのは相当困難であるということ、それから、こうした再エネ電源が調整可能電源と組み合わせてバラシンググループを組成をして、それぞれの事業者の需給調整機能が高まっていくということは、調整力の低減、ひいては、社会全体のコストの低減にもつながっていくと。さらには、こうした市場統合がシステム全体の負荷の平準化に伴うコスト抑制にもつながるといったことが期待されると考えられます。

このため、F I P電源については、他のリソースと一緒に発電BGを組成するといったことを可能とする方向で、体制・システムの整備を進めることとしてはどうかという整理をさせていただいております。

20スライド目を御覧いただければと思います。続きまして、F I T事業者がF I P制度へ移行するといった場合の要件、あるいはインセンティブについて御議論いただければと思います。

21スライド目でございます。アグリゲーションビジネスを活性化し、再エネ電源の円滑な市場統合を促進する観点からは、F I T認定を既に受けている者のうち、移行することによって積極的に市場統合を目指そうとする者に対して、適切なインセンティブを付与するとともに、他方で、事業者が正しく制度を理解した上で移行していくと。ひいては、国民負担の抑制につながっていくということが重要と考えられます。

このため、この①、②、③について御議論いただければということでございます。

22ページ目でございます。昨年2月のこちらの中間取りまとめでは以下のような取りまとめをしていただいております。2ポツ目、現行F I T制度では買取義務者にインバランスリスク料が交付されていることも参考に、再エネ事業者のインバランス負担軽減のための経過措置等も検討すべきであると、こうした取りまとめをいただいているところでございます。

これをどういうふうに設計していくのかということで、24ページを御覧いただければと思います。こちらは10月に御提案させていただいたものでございますけれども、例えば現行F I T制度においてインバランス特例②、すなわち自ら需給調整を行っているという事業者のヒアリングを試みますと、これに要する費用として0.5～1円程度かといった御意見がありました。

それから、諸外国の事例をひもといてまいりますと、自然変動再エネにあつては0.4～0.5円、特にドイツにおいてはF I TからF I Pへの移行を促す観点から制度開始導入当初は1.5円とい

う額の交付をして、その後3年間で引き下げていくといった制度設計がなされてございました。

こうしたことも踏まえまして日本でどうするか、25ページ目でございますけれども、再エネ事業者にとって発電量の全量を固定価格で買い取ってもらえるFIT制度に対して、FIPに移行するという際には、以下のような追加的な業務あるいはリスクというものが発生すると考えられます。これまではしなくてもよかった発電計画というものをつくらねばならない。これに対して、計画と実績の差分に応じてインバランス料金の支払いが発生する。さらにはプロファイリングリスクということで、FIP制度はエリアで平均的な電源の供給量を基礎としてプロファイリングが行われますので、変動電源にあつては個別電源ごとにどうしても収益の差異というのが発生し得るものでございます。

また現行の制度、FIT制度におきましては、これらのうちのインバランスに関連するものとしてインバランスリスク料といったものが交付されているところでございます。また事業者ヒアリング、あるいは諸外国の事例といったものも踏まえまして、最後4ポツ目でございます。プレミアムを計算するための参照価格の算定に当たっては、FITインバランスリスク料に相当する額を勘案することを基本としつつも、特に変動電源については制度開始当初は一定の技術ノウハウの蓄積が必要と考えられますので、経過措置として一定の配慮を行い、これを年限とともに減じていくということによって、早期にFITからFIP制度へ移行するインセンティブとしてはどうかということでございます。

具体的にはどういうことかということ、26ページでございます。FIP制度の制度開始当初、2022年度は1円という形でバランスングコストを設定し、FIP制度施行から3年間は緩やかに0.05円ずつ低減をする。そして4年目以降は0.1円ずつ低減をし、最終的にはインバランスリスク単価に相当するところまでを目指していくという形で設計してはどうかということでございます。

では、その最終的には、というのはどういうことかと申しますと、27ページでございます、現行FITの特例②の事業者に対して交付されているインバランスリスク単価は2020年度、変動電源にあつては0.07円という水準でございます。ではこれが適正水準かといいますと、現状は一般送配電事業者のシステム上、30分コマごとの算定ができない仕様となつてございますので、年度ごとの算定を行っているところでございます。今後、このシステム改修等を通じまして、将来の対応を目指した30分コマ値化といったものの準備を併せて進めていくことが必要ではないかと考えてございます。

続きまして、31スライド目を御覧いただければと思います。続いて、FITからFIPへの認定要件でございます。円滑な移行を促していくためには、事業者がきちんと制度を理解した上で

事業を運営していただくことが必要となってくると考えてございます。このため、3ポツでございますけれども、F I TからF I Pに移行するというときには、次の要件を確認するとしてはどうかということでございまして、1点目は供給しようとする電気の取引方法が定まっていることを確認してはどうか。卸市場で直接供給しようとする事業者にあつては、卸取引電力所の会員になっていること、なる見込みがあること。あるいはアグリゲーター等に供給をするという事業にあつては、その供給先が具体的に想定されていることなどを確認してはどうか。それから、市場統合を進めていく上で、サイバーセキュリティの要件というのも非常に重要でございますので、こちら確認してはどうかということを提言させていただいてございます。

続いて、37スライド目を御覧いただければと思います。事後的な蓄電池の併設についての考え方の整理でございます。F I T制度では、認定を取得後に過積載の太陽光のパワコンにより、蓄電池を後で新增設するといった場合には、当初想定されていなかった国民負担の増大につながるといった観点から、区分軽量をして、F I T外で売電するといった場合にのみ、事後的な蓄電池併設を認めると。そうでない場合には、その増設時点での最新の調達価格に変更するといった運用がなされてきてございます。

F I P制度におきましては、以前の御審議において、安いときにためて高いときに売るといった行動を促していきたいという観点から、適切、適用される基準価格がしっかりと低減された太陽光に限っては、基準価格の変更なしにこれを認めるとしてはどうかという提案をさせていただいていたところでございます。

これを具体的にどうするかというところでございますけれども、これも国民負担の増大の観点から、4ポツ目でございますけれども、F I P制度において太陽光の事後的な蓄電池の併設が価格変更なしに認められるのは2022年度以降に新規にF I T認定またはF I P認定を取得する事業とし、それ以前の認定事業は仮にF I Pに移行したとしても蓄電池の事後的な併設は価格変更事由に該当するという扱いとしてはどうかと提案をさせていただいてございます。

以上がF I TからF I Pへの移行を促し、ひいては再エネのアグリゲーションを促していくための課題に対する論点でございます。

39ページ目移行が、卸取引市場以外の価値の扱いについての整理でございます。

42スライド目を御覧ください。F I T制度では、電力需給の状況にかかわらず、発電した電気を全量買い取って、その環境価値も含めて国民に帰属するという考え方の下、F I T電源の環境価値については一旦G I Oが集約をし、これを賦課金の、国民負担を軽減をするという形の運用でございます。

一方でF I P制度はF I Tとは異なりまして、再エネ発電事業者が電気の価値も自分で売れる、

そして再エネ価値も自分で売れると、これを、こうした収入があるということを前提に、それにプレミアムを上乗せする形で投資の予見性を確保するという仕組みでございます。すなわち、F I P電源の持つ環境価値というものは、再エネ発電事業者が市場で取引し、収入を得るべき価値としてプレミアム、これに含まれないという整理となるような形での制度設計が必要ということでございます。

こうしたことを前提といたしますと、49ページまで飛んでいただければと思います。こうしたプレミアムの中には環境価値は含まれないという整理を前提といたしますと、需要家から見た場合には基本的にF I P電源とF I T電源の再エネ価値というのは等価と考えられます。また、F I P制度の対象は太陽光等の再エネ電源でございますので、F I P電源による非化石価値は非F I T非化石証書の再エネ指定という形での位置づけと整理してはどうかということでございます。

その上で、50スライド目でございます。F I P認定事業者は、この証書価値をオークションでなく相対で取引することも可能でございます。この観点からは、こうした取引価値を評価して、プレミアムの算定で控除をするといったことも考えられるわけでございますけれども、こうしたやり方は実務的にも相当大変ですし、また、透明性の確保の観点からも課題がございます。また、プレミアムの交付を前提に環境価値を安易に低く売却するといった行動も想定されるどころ、こうしたことが起これば問題となり得るというところでございます。

このため、非F I T再エネ指定の市場価格をこの場合には参照をするとともに、事業者による市場応札行動が市場価格に影響を及ぼすといったことを防ぐため、過去の市場価格、例えば直近1年間の価格の平均値を参照価格とすることとしてはどうかと。この価格をプレミアムの算定をするに当たって参照してはどうかという整理をさせていただいてございます。

これ、ちょっと説明が分かりにくいと思いますので、54ページを御覧いただければと思います。ここで、このようにしますとどうなるかということでございますけれども、一番この資料の下段のところに、具体的な算定イメージというものを描かせていただいております。例えば、この事業の基準価格として20円あれば投資はちゃんと予見可能であって、収益が確保できるという額でございます。これに対して、卸電力取引市場からの得られる期待収入というのが7円、参照価格として7円と設定。また、非化石価値の売却益として1.2円、先ほどの計算で市場価格の直近1年間の平均価格が1.2円であると。一方で、事業の初年度にはbalancing costとして1円を要すると、こうした前提を考えますと、プレミアムといたしましては基準価格の20円から参照価格を引くと。その参照価格の算定の方法としては7円に1.2円という2つの市場の期待収入というものを加えて、一方でbalancingに要するコストを差引いた7.2円というものを参照価格として算定し、プレミアムとしては12.8円という額を交付すると、こういう考え方としてはど

うかという整理でございます。

続きいて55スライド目を御覧いただければと思います。オフテイクカーリスク対策、一時調達契約の在り方でございまして、56ページ目、こちらについては10月の段階でF I P事業者から見たときの買取事業者の倒産など、F I P認定事業者の責めによらない事情が起こって買取先がなくなってしまう場合などを想定して、一般送配電事業者等が買取をするという仕組みが設けられてございます。この利用要件でございますけれども、卸電力取引市場の最小取引単位などを満たさず、市場取引ができないものに限定してはどうかという御提案をさせていただいたところでございます。

この具体案につきまして、自然変動電源でも設備容量が1,000キロワット以上あれば発電された電気の80%以上はスポット市場で売電できると見込まれること。また、一時調達価格は基準価格の80%と整理させていただいたことも踏まえますと、その要件といたしましては1,000キロワット未満の電源としてはどうかというのがここでの御提案となります。

以上がF I P制度の詳細設計の各種論点でございまして、62ページからこれまでの御審議いただいた方向性も含めて、全体の整理をさせていただいてございます。

まず【論点1】基本的な方針、これは毎回御紹介させていただいてございますけれども、市場への統合を促しながら、投資のインセンティブを確保するための仕組みでございます。途中経過に位置づけられるよう詳細設計を行っていくと。

それから【論点2】交付対象区分、どうした電源がF I P制度の対象になるかということについては、調達価格等算定委員会で御議論いただいているところでございます。また、F I T認定事業者が希望するのであれば、F I P制度への移行認定も認めるという方向で御審議がなされているところでございます。

それから【論点3】基準価格及び交付期間につきましても同様に、調達算定委員会で御議論いただいているわけでございますけれども、F I P制度導入当初は基準価格、交付期間ともF I T制度と同じ水準、同じような考え方で設定するとしてはどうかという方向性でございます。

【論点4】卸取引市場の価格の参照方法をどうするかと、これ前回まで相当御議論いただいたものでございますけれども、キロワットアワー価値は卸取引市場の価格をベースにそのエリアプライスの下、スポット市場と時間前市場の価格の加重平均、そしてエリアの供給実績に基づき、市場価格の加重平均を取る。その上で、前年度の年間平均市場価格をベースといたしまして、当月ごとに月間補正を掛けるという形を取って、プレミアムを1か月ごとに交付する。さらに、スポット市場におけるエリアプライスが0.01円となったコマを対象として、プレミアムは交付しないこととして、その分のプレミアムに相当する額をその他のコマに割りつけるという方向性で御

審議をいただいております。

63ページを御覧いただければと思います。そしてF I P認定事業者は卸市場だけではなく、非化石価値取引においても収益を上げられますので、こうした市場にも参入可能とすると。そしてその非化石取引価値につきましては、直近1年間の非F I T再エネ指定の市場価格のオークション価格の平均値を参照をします。

そして【論点6】 バランシングコストの扱いでございまして、こちらは制度開始当初は1円から設定をして、徐々に減じていく。

そして【論点7】 出力制御におけるF I P電源の取扱いといたしましては、出力制御はF I P制度の下でもF I Tと同様の義務が課されると、またオンライン化を義務づける。

そして【論点8】 蓄電池併設の取扱いでございまして、蓄電池に認定設備に係る再エネ電気のみが充電されることが担保される構造になっていれば、その充電された電気もプレミアムの交付対象とする。また、出力制御時にも蓄電池にためるということをもって制御をしたものとみなす。それから事後的な設置につきましては、2022年度以降に新規にF I TまたはF I Pの認定を取得した太陽光に限って事後的な蓄電池併設を基準価格の変更なしに認めるとしてはどうかということでございます。

【論点9】 オフテイクリスク対策でございまして、1,000キロワット未満の電源、または試算要件を満たさず、卸電力取引市場での取引ができないものに限ります。電気の供給先がF I P認定事業者の責めに帰すことができない事情に該当する場合には、一般送配電事業者等が基準価格の80%、そして最長12か月の間、一時買取を行っていただくと、こういう仕組みとすると。

それから【論点10】 離島・沖縄の扱いでございますけれども、制度開始当初は市場もございませんので、これらの電源についてはF I Tの買取も引き続き適用できるものとします。

65ページ【論点11】 でございます。F I P制度の認定を受けるための発電事業計画については、電気の取引方法や需給の管理方法等について記載をいただく。また、定期報告をいただくということでございます。

最後【論点12】 再エネのアグリゲーション、F I TからF I Pへの移行を促すための課題ということで、F I T認定事業者も希望するのであればF I P制度への移行認定を認めると。そしてF I P電源については他の電源と一緒にBGを組成することを可能とする方向でシステム整備を進める。そして、バランシングコストとして変動電源については制度開始当初は1円というコストを交付することといたしまして、これをだんだん減じていくということ。そしてその認定要件といたしましては、供給しようとする電気の取引方法が定まっていること等について確認をしていく。最後、2022年度以降にF I T認定を受けた事業がF I P制度に移行する場合には、蓄電池

の事後的な併設も価格変更事由に該当しないものとする。逆にそれ以前のものについては変更事由に該当するという形の整理とさせていただいてございます。

以上、全体の論点の振り返りも含めて整理をさせていただくものでございます。御審議をいただければと思います。

なお、関係資料といたしまして、参考資料の3を御用意させていただいてございます。前回の参照価格の算定に当たっても、ぜひシミュレーションをやってほしいという御意見をいただきました。これも踏まえて、簡易シミュレーションとタイトル書いてしまいましたけれども、過去の実績に基づいて、その実績ベースのシミュレーションをさせていただきましたので、簡単にだけ御紹介をさせていただければと思います。

太陽光、風力などについて各エリアの実績に基づいて、仮にこの制度を当てはめたらどうだったのかといったことのシミュレートを行ったものでございまして、例えば8スライド目を御覧いただければと思います。2019年度の中部エリアにおける市場価格、それから太陽光の発電量を基礎としたシミュレーション結果でございます。上、真ん中、下とありますけれども、まず真ん中の段を御覧いただきますと、こちらが収入の単価を示したものでございます。左側は当初事務局が整理をしてございました、1か月ごとに参照価格を算定し、プレミアムを単純に交付をするという仕組みだとどうなるかということ、毎月収入は一定額となります。このことについて問題提起をいただいて御審議をいただいたわけでございますけれども、これに対して前年度の1年間の平均価格、これを参照して当月ごとに差分を修正するといったやり方を取ると、真ん中のようになりまして、例えば夏の気温が高いときには収入とそれからプレミアムを足した額というものは大きくなると。逆にそれ以外の時期は低くなると、こういう形で収入が月ごとによって変わってくると、こうした構造になります。収入単価が異なるといった構造になります。

じゃ、収入の額はどうかといいますと、一番下でございまして、これをならしてみると年間で得られる収入額というものは、市場から得られる収入と、それからプレミアムから得られる収入というものはほぼあまり変わらないという水準を確保できるというシミュレーションでございます。

それから13ページを御覧いただければと思います。今のシミュレーションと同様のものの、これ、九州エリアにおけるシミュレーションでございますけれども、今度は真ん中に対して一番右側のグラフ、こちらは出力制御というか、市場価格が0.01円となったコマについて補正をするといった仕組みをシミュレートしたものでございまして、したがって5月ですとか秋口、11月とか、こうした月にあってはプレミアム額が大きくなっているということでございます。その代わりに0.01円コマにはプレミアムは交付されないという形になります。

これによる収入の影響でございますけれども、一番下、こちらについては計算をすると完全に両者は一致するというところでございまして、こうした仕組みを導入したとしてもこの収入の差はないという、そういうシミュレーション結果でございます。

以降、ほかの電源についてもシミュレーションしておりますので、後ほど御覧いただければと思います。

御説明は以上でございます。

○山地委員長

説明どうもありがとうございました。

それでは、今説明していただいた前半の議題について質疑応答、自由討議の時間とさせていただきます。

いつもやっておりますけれども、御発言御希望の方はスカイプのチャットボックスでその旨記入していただければと思います。重ねて申し上げますけれども、後半もありますので、御発言はできるだけ簡潔にお願いしたいと思います。

いかがでございましょうかね。チャットボックス見ていますが、今のところありませんね。あまり遠慮されることはないと思いますよ。ウェブ会議、ときどきこういうことが起こるんですけども。

今、どなたか。長山委員ですね。長山委員、どうぞお願いいたします。

○長山委員

まず3点ほどありまして、16ページの3ポツ目で「F I P電源以外の一般電源や他のリソース」というのがありますが、これ、例えばイギリスとかですとディーゼルも入れて、数秒で対応するデマンドレスポンス事業者とかいるんですが、これ、環境的に問題があると思うので、ほかのDRリソースというのはやっぱりある程度電源を絞ったほうがいいんじゃないかというふうに思います。

2点目ですが26ページ、26スライドで、これ1円から始まっていますけれども、多分F I T特例2の、現在の事業者に聞いた結果だと思うんですが、例えば当時のドイツの状況とか今の日本の状況を比べますと、多分日本のほうが火力がたくさんあってV P Pとかが新設しにくくなっている状況もありますので、ここはもう少し、V P Pの事業者さんにも聞いていただいて、1円ではなくて算定していただいたほうがいいんじゃないかと思います。また、銀行さん、ファイナンスされる方の意見も聞かれたほうがいいんじゃないかというふうに思います。

あともう一点、49ページの非化石のところ、最高価格4円ってあるんですけども、これは結局相対取引のインディケーターみたいなものが市場取引価格になりますので、これ例えばもっ

と地元の電力を応援したいという人がたくさんいたら、例えば、オランダの風力のほうがノルウェーの60年前にできた水力よりも高い環境価値がついているわけですね。なので、この4円という最高価格というのは外して、より自由に応援をするようにしたらいいんじゃないかというふうに思います。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

それでは次、荻本委員が御発言御希望で、その後松本委員ですので、この順番でまいりたいと思います。

荻本委員、お願いします。

○荻本委員

荻本です。

○山地委員長

お願いします。

○荻本委員

すみません、このボタンを押せなくて。

まず、26ページのインセンティブという辺りなんですけれども、1円/kWhという数字が示されています。また低減の考え方も示されていますが、値は、初期値は高いな、ほかの原価と比べると高いなという印象があり、また低減をしていっても10年以上かかるということで、その高いことの継続期間も長いというような気がします。それほどの額が本当に必要なのかということに関して、今後、スポット市場価格が下がった場合、プレミアムを下げ切れない事態は起こらないのかというところは非常に心配です。今回示されている低減というのは例示であり、拘束力があるのかないのか、ここをちょっとお伺いしたいと思いました。

もう一つは、価格を高くしないと移行してくれないというのはあると思うんですけれども、お金だけではなくて、14ページにあるようなアグリゲーションの議論、これがあれば移行促進できるかもしれないということだとすると、このインセンティブ以外の対策をより明確にここで議論して打ち出すべきではないかというふうに思っております。これ第1点目です。

第2点目です。42ページのところにある環境価値ということなんですけれども、プレミアムには環境価値は含まないと整理したというのは何度も出てきますので、まあそれは承知しました。なんですけれども、お金の額として、初期値は少なくともFITと同じものを保障するとすれば、それは額としては環境価値を含んでいるのではないかと。プレミアムがそのように高い間は環境

価値からの収入はなしとするのが基本ではないのかというふうに思います。

それを考えるに当たって、環境価値がプレミアムゼロになれば提案の価値に達するとして、金額上の二重取りにならないようにプレミアムの低減と非化石価値の引上げの合計額で管理設定すべきだというような考え方を出す必要があるんじゃないかというのが私の意見です。

あと、環境価値市場がどのぐらいの大きさがあって、市場支配力にさらされて、妙に高騰するというようなことがないかどうかについては、事務局から御説明をいただきたいかなと思います。まさに参照価格、市場は魔物だということで、売札が不足すれば今日のスポット市場のように200円を超えてしまうということがあるので、そこを何とか担保するようなことをどう考えるのかということを説明いただきたいと思います。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

事務局からの対応はまた後でまとめてお願いしたいと思います。

では次、松本委員、お願いいたします。

○松本委員

ありがとうございます。

F I P制度の詳細設計とアグリゲーションビジネスのさらなる活性化について、細やかに検討いただきましてありがとうございます。その上で二、三、コメントさせていただきたいと思いません。

アグリゲーターをF I P電源の拡大と併せて検討することはよい方向だと思います。しかし、大規模なF I P電源を取り扱うアグリゲーターは、小さな分散型リソースを束ねる、あるいは蓄電池で制御するなど、いわゆるV P Pのイメージとは異なるのではないのでしょうか。アグリゲーターは発電予測を精緻に行い、ゲートクローズまでに市場取引を含めて需要と精緻にマッチングさせていく役割が求められていると思うのですけれども、今回の再エネのアグリゲーションを促すための課題については、市場取引の論点が抜けているように思いました。

それに関連しまして15ページですけれども、蓄電池などの分散型リソースと組み合わせて、需給管理を代行するといったようなアグリゲーションビジネスの発展が重要とございますけれども、アグリゲーションビジネスを成功させるためには分散型リソースを制御し、卸電力取引市場で取引ができる環境整備を充実させることが重要ではないかと思えます。参考資料3について御説明いただきましたけれども、この説明では十分ではないと感じております。

続きまして20ページ、F I T制度からF I P制度への移行を促す方向性はいいと思います。一

方、既にプロジェクトファイナンスで固めたF I T案件については、F I P制度への移行は難しいのではないかと思いますのですが、そのあたり、金融機関に確認されていらっしゃるのでしょうか。F I P制度がうまく運用できるかはプロジェクトファイナンスが組めるかという視点も大事だと思います。明らかにF I T制度よりファイナンスのリスクが高まりますので、現在議論されているF I P制度の方向性について、発電事業者や金融機関がついてこられるのか、しっかりと予見しておく必要があると思います。

最後に、冒頭で電力の需給逼迫について御説明がありましたけれども、国内のスポット市場が、年が明けてから価格が高騰する状態が続いておりまして、価格が乱高下し、価格形成が極めて不安定に見えます。そのリスクを発電事業者に負わせることになることの留意が必要ではないでしょうか。市場統合を目指すとしても、段階的なリスクヘッジとなる施策を用意しておくべきと考えます。

以上です。ありがとうございました。

○山地委員長

ありがとうございました。

この後ですけれども大貫委員、それから風力発電協会祓川さんと小野委員が御発言御希望ですけれども、まずちょっと当面委員を優先して、大貫委員、小野委員という順番で回したいと思います。

大貫委員、お願いいたします。

○大貫委員

大貫です。声聞こえますでしょうか。

○山地委員長

大丈夫です。お願いします。

○大貫委員

詳細な説明、まとめていただいてありがとうございます。それからシミュレーションしていただきお礼申し上げます。

1点だけ申し上げます。資料1のスライドの31ページでございます。F I T電源からF I P電源への移行の話があります。このスライドで次のように書かれています。F I T制度に加入している多数かつ多様な事業者がF I P制度導入当初からF I P制度の対象となり得、詳細を理解せずにF I P制度へ移行してしまい、混乱する等の事態が発生する可能性がある。このリスクを回避するため、F I P制度の下で長期的・安定的な電気供給を適切に実施できると認められる事業に限り、移行を認めるべきだというふうに書いてあります。

その上で、こういうことを想定しているのは混乱する事態というのを避けたいということだろうと思います。例えばF I P制度に移行したものの、事業がうまく遂行できず、オフテイクーリスク対策の対象となった事業を中止し、施設を放棄するなどのことをお考えなものと思います。そうしたことが、この内容が26ページで3つほど要件を書かれているわけであります。

しかしながらよく考えますと、今申し上げた26ページの要件は、確かに適切な業者に移行してもらうための要件とされて、となっているんですけども、しかしそれによって考えますと、「義務的に」という言い方を使いますけれども、F I P制度の対象となる事業者においても、市場混乱的な行動をされたら我々も同じことだろうと思います。オフテイクーリスクの対象とならないこと、不適切な施設廃棄等は行わないこと。これは同じことだろうと思います。

したがいまして、事務的に整理された、任意にF I P制度に移行することを希望する業者に課せられている、先ほどの26ページの要件は当然義務的にF I P制度の対象となる事業者にも適用になるべきだと思っています。よくよく見ますと、スライドの65ページを見ますと、【論点11】のところでは発電事業計画への記載事項の定めがあります。そこで電気の取引方法というのが書いてありますので、これは移行する場合と同様なのですが、必ずしも26ページのものと同様なのではないように思います。

これは振り返って、これも振り返って考えますと、随分古い話ですけども2020年8月31日に実施された本委員会において、この点が事務局より提示されております。その記述を見ますと、本日のスライド65ページの【論点11】に書かれたことと同じことが書かれております。しかし8月31日のスライドでは「さらに検討すべきではないか」とされているんですけど、この検討がその後進んだものと私は必ずしも認識しておりません。

申し上げたいことは、今、26ページに書いてあることは当然義務的にF I P制度に移行する業者にも適用になるべきだろうと。それも含めて、義務的にF I P制度の適用となる事業者について、適切な事業成果を確保するための必要な条件というものをいま一度ここで考える必要があるのではないかというふうに思っています。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございます。

では小野委員、お願いいたします。

○小野委員

ありがとうございます。

まず、F I TからF I Pへの早期移行を促すインセンティブとしてbalancing costを毎年

一定額引き下げていくことには一定の合理性があると思います。他方で、F I P制度はあくまで市場統合までの途中経過に位置づけられる仕組みであり、また市場統合の目的が再エネの自立、国民負担の軽減であることは、本日の資料も含めてこの審議会で整理されてきたと認識しています。こうした中で、26ページに示されている方針には若干の違和感があります。

まず、利潤配慮期間を含めて全てのF I T電源に関して一律の措置とするのか。それから、当初1円といったバランシングコストを付与することが妥当なのか。3点目が経過措置の解消にかける期間が適切なのか等について、丁寧な検討が求められるのではないかと思います。

今後、早期の市場統合を進め、中長期的に電力システム全体としてのコストを引き下げていくことを大前提に、制度検討を行っていただきたいと思います。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

この後、江崎委員が御発言御希望ですので、祓川さん、ちょっとお待ちください。

江崎委員、お願いします。

○江崎委員

江崎です。とても観点ですけれども、この移行に対しての要件の中で、サイバーセキュリティを要件にするということを入れることは非常にありがたいことですし、非常に重要なことだと思います。

加えて言うとなると、いわゆるOT系とIT系というのが多分、F I Pでは連携していくと。つまり価格の量を見ながらコントロールしていくということが入っていきますので、そうするとITとOTの連携というのが入ってきて、このあたりの経験値を上げる、あるいは人材の育成をしっかりとすることが一緒にちゃんと行うということをやらなきゃいけないかなということ発言させていただきます。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。

続いて山内委員が御発言御希望ですので、まず山内委員、お願いいたします。

○山内委員

よろしいですか。

○山地委員長

どうぞ。

○山内委員

先ほどから多くの委員の方が議論しているインセンティブをつける、FITからFIPへ移行するというので。要件のところでbalancingコストについて1円というのを出して、それを低減させるということと考えるんですけども。多くの方がおっしゃった、この1円が妥当かどうかというところは検証する必要があるというふうに思います。それからどう低減させるかというのもそうだと思います。

これもほかの方がおっしゃっていましたが、それがどういう効果を持つのかというのは今、この段階で完全にその予測というのは難しいと思うんですね。私の意見としては、あるいはこれ、もう少し状況を入れて精査する必要があるということはひとつありますけれども、それと同時に、要するにちゃんとそれが機能するようなものにするために、いろいろなflexibilityというのかな、それを確保する必要があるのではないかというふうに思っているんですね。

1年目で1円で下げていくというような考え方でですけども、これ、年によってはどうするかとか、変えたらどうするかとか、いろんなバリエーションあると思うんですね。それを考えていただきたいなというふうに思うんです。

それから、先ほども発言ありましたけれども、全体として社会的費用を試算するというのが基本なので、ですからマーケットに移行するという、そういう大きな流れを促すというメリットもあるわけですけども、全体的なコストをいかに下げていくかという視点を常に忘れないでいただきたいなというふうに思っています。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。

今、高村委員が御発言御希望なので、ちょっと委員を優先したいと思います。

高村委員、お願いいたします。

○高村委員

山地先生、聞こえますでしょうか。

○山地委員長

大丈夫です、お願いします。

○高村委員

申し訳ありません、ちょっと私、不具合で落ちていたので議論、きちんと理解していないところがあるかもしれませんが、申し訳ありません。

資料の1についてですけども、幾つか発言をしたいと思います。

1つは論点の12のところでのF I T制度からF I P制度への移行についての基本的な考え方、スライド21以下だと思えますけれども、基本的な考え方として移行のインセンティブ、バランスングコストの上乗せ低減案についての基本的な考え方は適切だというふうに思っております。恐らくこれまで御発言、私が聞いていた限りの御発言のところでは、やはりそれが過剰なリージョンといいましょか、になるような形のものになってはいけないということであったかと思ひまして、それは非常に正しい、適切な御示唆だと思います。

他方で、やはり今の段階でこの移行にかかるコスト、それをどういふインセンティブの強度が必要なのかということについて分からないことも、不確かなところも多くございますので、恐らく、まあこれ、以前から山内先生ほか、御指摘のところですけども、実際にやはり運用を始めながら、コスト情報を集め、適正な調整・修正をしていくということが必要かというふうに思ひます。

ですので、今回、基本的にこの考え方は適切だというふうに支持をしたいと思ひますけれども、しかしながら今後の情報、コスト情報等を踏まえて修正をしていくということが必要かと思ひます。

それから、もう一つの論点として、F I T制度からF I Pへの移行を促していくって非常に重要、特に導入された発電の規模、発電設備の規模を考えますと非常に重要だと思うわけですけども、その観点からはもう一つ、やはりF I T制度に残っている発電事業者、あるいはそこから小売事業者のインバランスコストの負担の議論というのは一つの論点として必要ではないかと思ひます。つまりF I Pへの後押し、これと同時に、そのほかのそれを促す環境整備、これは秋元先生が別の論点についてもおっしゃった点ですけども、その論点の一つとして申し上げておきたいというふうに思ひます。

それから、非化石価値相当額として参照する価格についても基本的には同じでありまして、できるだけ実際の価格に近づけていくということが必要だということを確認した上で、今回、事務局もいろいろ苦勞されていると思ひますけれども、やっぱりそこを出発点に運用しながら調整をしていくということかなというふうに思ひしております。

最後は参考資料の3のシミュレーションです。これ、大貫先生、あるいは私からもお願いをして、今日、非常に詳細に出していただいて、大変ありがとうございます。拝見しますと、やはり変動電源である、とりわけ太陽光、風力のところは参照期間を年次、まあ月補正をしても、月次の場合と比べてやはり収入が減る可能性、変動する可能性があるということが見えるかと思ひます。とりわけ太陽光について顕著かと思ひます。

1つお願いは、この発電量の変動の影響が、年次でどう変わるのかということについては、申

し訳ありません、追加でシミュレーションを出していただけないかと思っております。例えば2020年度について、これ、太陽光、風力だけでもいいと思うんですけども、同じような作業をして比較ができるようにしていただくと、今後の議論にとっても、あるいは運用上も参考になるかと思っております。

特に収入変動が大きくなり過ぎると、やはりそれが事業リスクとして評価をされて、資金調達コストが上がるおそれがあるということを懸念するものですから、当面今、提案されているものについてこれでスタートするとしても、そうしたシミュレーションというのが非常に重要な、今後の検討に役立つというふうに思っております。

これにかかって、最後参考資料の4で現状の需給状況と卸電力市場の反応について御説明いただいたかと思っておりますけれども、市場の反応は現在の需給状況を見ると、ある意味では価格シグナルとして極めて的確に反応しているというふうに理解をいたします。他方で、やはり想定を超えた市場価格の高騰が生じているというふうに思っております、その意味では価格シグナルとしては適切ですけれども、市場への、市場に依拠した制度に対しての信頼を損なうおそれもあるというふうに懸念はしております。

したがいまして今回、多分参考資料4、昨今の需給状況についての検証というのは行われるというふうに思いますけれども、現在の卸電力市場の、その機能についても併せて検証をお願いしたいというふうに思っております。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

秋元委員が御発言御希望ですので秋元委員、お願いいたします。

○秋元委員

ありがとうございます。1点だけです。全体資料の御提案については事務局の御提案で賛成するところですが、ちょっと議論が多かった26ページ目のところですが、これについても考え方については私も賛成です。具体的に、じゃ、どういうふうな発射台にして、どういうふうな低減にするのか。特に低減のペースについてはいろいろな、どう低減を加速するのかとかいろいろあると思いますので、まあ少し議論の余地は残るかなという感じは持ちましたが、ただ、何か決めていかないといけないので、そういう意味でこれに明確に反対する理由もないというところでございます。

ただ1点、ちょっと高村委員の今おっしゃった点については私は賛成しかねて。これはやっぱり途中で変えるということをしてしまうと、先に移行した人たちが損をしてしまいますので。し

かも予見性が立たなくなるので、やっぱり決めておいたほうがいいんじゃないかという気がします。そのあたりはあまりこの件に関しては柔軟に見直すということをするよりも、しっかり先に決めてしまうということが必要ではないかなというふうに思います。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

それでは長い間お待たせしましたけれども、オブザーバーの方に移りたいと思います。

まずは、風力発電協会、祓川さん、お願いします。

○祓川オブザーバー

祓川です。聞こえますでしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。お願いします。

○祓川オブザーバー

資料1につきまして、日本風力発電協会としましては事務局案に基本的に賛同いたします。今、委員の方からバランスコストのレベルや期間や、あるいは修正をどうするかとか、いろんな御意見があって、そこら辺の詳細についてはもう少し踏み込んで決定していく必要があるのかなと思いますけれども、根本的な問題としてはインバランスの抑制というのが基本だということ。そのインバランスの抑制の観点からすると、やっぱり変動電源である風力・太陽光の発電予測の精緻化をどう進めていくのか、あるいはゲートクローズ後も、例えば10分前市場とか、いわゆる市場取引の活性化をどう図っていくかということによってインバランス量を極小化することができるということをやはり並行して御検討いただきたいというふうに思います。

以上でございます。

○山地委員長

ありがとうございました。

それでは、次は有機資源協会、柚山さん、お願いいたします。

○柚山オブザーバー

柚山です。スライドの25、FIT制度化からFIP制度へ移行しようとするものへのインセンティブの在り方において、変動電源について配慮を行うこととされています。また、スライド54において、バランスコストを参照価格に反映すると書かれております。バイオマス発電においてもFIP制度への移行に当たっては追加的業務やリスクが発生するため、何らかのインセンティブのほうを検討いただきますようお願いいたします。

○山地委員長

ありがとうございました。

では、続きまして、太陽光発電協会、鈴木さん、お願いいたします。

○鈴木オブザーバー

ありがとうございます。鈴木でございます。聞こえていますでしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。お願いします。

○鈴木オブザーバー

2点申し上げさせていただきます。

まず、F I Pの対象につきましては、10キロワットから50キロワット未満についてはF I Pの対象としないことに賛同いたします。

また、一方、アグリゲーターの育成並びに発電事業者としての責任を果たしながら、より効率的な事業運営を実施できる事業者への小規模案件の集約の観点から、もし希望するものがあれば10キロワットから50キロワット未満の事業者についてもF I Pに移行することを認めていただきたく思います。

なお、移行する前の手続につきましては、31ページにお示しいただいていますような事務局案をベースに、ある程度厳格に運用することで安易な移行を認めないことも必要であると考えております。

続きまして、バラシングコストの考え方についてでございますけれども、お示しいたきますような考え方、内容に関する方向については理解しております。一方、金額、価格に係ります具体的な内容に関しましては、インセンティブとなるような視点で事業者の意見も踏まえて引き続き御検討いただければと考えております。

以上でございます。

○山地委員長

ありがとうございました。

では、続きまして、エネットの小倉さんから御発言御希望ですね。私のリストでは川越さんになっているんですけれども、あれですね、小倉さんですね。

○川越オブザーバー（小倉代理）

今日、代理で出席しておりますエネットの小倉でございます。聞こえていますでしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。お願いします。

○川越オブザーバー（小倉代理）

私のほうから、まず17ページに関しまして発言したいと思います。

2022年度のF I T制度導入に向けまして、広域機関で体制やシステムの整備が必要というふうに記載されておりますけれども、広域機関のみならず、再エネ発電事業者ですとかアグリゲーター、あるいは我々のような小売電気事業者なども、F I Pの導入に向けましてシステムの改修など、いろいろ検討に必要なものがあるというふうに思っておりますので、F I P制度におけます各プレーヤーの役割ですとか、あるいは業務分担などがどのようになるのか、その概要について整理いただいて、次回以降お示しいただけるとありがたいというふうに思っております。

あと、2点目は、何名の委員の方から御発言ありましたけれども、今回の市場価格高騰がこういった全体の節季にどういう影響を及ぼすのかというのは、場合によっては御検討をお願いできないかなというふうに思っております。

私のほうは以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

大体以上ですかね、チャットボックスにはこれ以上の発言御希望者はいらっしゃらないようですね。

それでは、一部質問的なことを含めて御発言ありましたので、事務局から御対応できる場所はお願いしたいと思います。

○下村電力産業・市場室長

皆様からの大変有意義な御意見、たくさんありがとうございました。少し補足させていただければと思います。

まず、長山先生から御意見いただきました多様な電源とのバランスンググループの編成でございますけれども、これも柔軟なBG組成を日本全体でどういうふうにしていくのかということをお考えますと、多様な電源でのBG組成ということをしなから、マクロでカーボンニュートラルをどうやって進めていくのかということも併せて検討していくべき課題かというふうに考えてございます。

それから、非化石市場の最高価格についてのコメントもいただきましたけれども、こちらは別途の審議会で御審議いただいているものでございますので、事務局間でも情報共有させていただければというふうに考えてございます。

それから、荻本先生からプレミアムの価値について二重取りにならないようにということにつきましては御指摘のとおりでございまして、そのことを御説明したかったのが54ページのところであり

ました。プレミアムの中には非化石価値の相当額は加えないということでありまして、そうならないようにそこからは除くということで参照価格のほうに入れて、それを引いた額というものをプレミアムとして交付するというのを基本的な考え方として御提案をさせていただいているものでございます。

それから、FITからFIPへの移行を促すところについては、本日はバランスングコストということで一つ大きな御議論をいただいたこととございますけれども、それ以外の環境整備、ちょっとこれまでの審議会の中でも時間前取引、時間前市場の活性化を含めた環境整備が重要といった御提案もさせていただいております。そうしたことについても、これは次回以降も含めてしっかり審議をいただければと考えてございます。

それから、江崎委員からはサイバーセキュリティの重要性ということで御指摘をいただきまして、これは本当にそのとおりであると思っております。昨年度はグリッドコードの中にサイバーセキュリティ要件を創設する等の取組をしてきてございまして、ここについてしっかり確認をしていきたいということを考えてございます。

関連いたしまして、大貫委員からは、論点11について8月の審議以降で提案なかったではないかということとございまして、確かに検討すべきでないかとなったままであったと、こういうことであります。特に新規の電源に関しては、運転開始まで複数年かかるということとございまして、取引方法が決定してから電源建設するというわけにもまいりませんので、決定をするところまでは難しいわけとございますけれども、今回認定要件に倣ったものに相当するものとして何がしか記載を求める方向ということで様式などを考えてまいりたいと思います。

また、サイバー要件も当然新規の案件であっても重要であるわけでありましてけれども、新規の案件については、先ほど申し上げたグリッドコードが既に設けられてございますので、ここで要件化してもしなくても、いずれにしても課されるわけとございますけれども、何らか確認するといったことも含めて検討していきたいということを考えてございます。

それから、先生から御指摘のありました足元の市場価格の影響というのがこの仕組みにどう影響するのかということ、これは市場全体、そもそもの振り返りといったものも必要になってこようかと思っておりますけれども、こちらのFIP制度の中でも今回のような事情が起きた場合にはどうなったのかという振り返りというのは重要で、必要に応じて察してやっていきたいということを考えてございます。

それで、最後にバランスングコストの設定の仕方について、1円からスタートして徐々に減らしていくということにつきましては、幾つか御意見をいただいたところでございます。こちらについては、秋元先生からもございましたとおり、確かにやってみないと分からないところではあ

るわけですが、これを認定した後に途中で変えるということ、これは一方で投資の予見性に影響を与えるものでありまして、それもなかなか難しいということでもあります。これをどこかで決めないといけないと、しかもこれまで誰もやったことがないことを決めなければならないということで、高いと国民負担に直結する、低いとじゃあ、本当にこれ誰が使って移行してくれるのかという中で、今回可能な限りいろんな方の御意見を聞いて、この額でのスタート、そしてだんだん減らしていくということの御提案をさせていただいたわけですが、これは事務局としての御回答になるわけですが、ちょっとこの取扱いについては座長とも相談かもしれませんが、今後どういうふうにしていくのかということについては、さらに調整させていただければと思います。

私からは以上でございます。

○山地委員長

ありがとうございました。

今の事務局側の御対応を聞いて、さらに発言御希望の方がいればお受けしますが、ちょっと事務局のほうミュートにしてくれませんか。

もし御発言御希望があればお受けしますが、特によろしゅうございますかね。

前半、大変熱心な御議論をいただきありがとうございました。具体論に入っておりますので、詳細なところについては幾つかいろいろコメントいただいたけれども、大筋事務局案に大きな異論はなかったというふうに私は理解……

○清水新エネルギー課長

委員長、すみません、荻本委員から短くお願いできませんかというふうに来ております。

○山地委員長

そうですか、分かりました。そうですね、今出てきましたね。

荻本さん、お願いします。

○荻本委員

どうもありがとうございます。

先ほど大分回答いただいて、私の名前も出していただいたんですけど、私が申し上げたかったポイントは、金額としての二重取りにならないような工夫はないのだろうかということで、プレミアムの額と、それから環境価値の額というのを合算して管理をするというような考え方は入れられないのかというのがポイントだったんですが、いかがでしょうか。コンセプトとして分かっているのはもう承知はしております。なんですけれども、額としてということなんです。

○山地委員長

事務局、答えますか。それとも私の気持ちとしては、非化石価値市場がありますから、そちらのところを使って、非化石価値自体は今回は発電事業者のほうに帰属するんだけど、まさに非化石価値で売れば環境価値の収入を得られるんだからプレミアムからは減らそうということだと思うので、それほどひどいとは思わない。むしろプレミアムというか基準価格かな、その中に環境価値まで入れてしまうと何やら分からなくなっちゃうんじゃないかなと私は思っていますけどね、ちょっと余計なこと言いましたかね。

事務局、どうですか。

○下村電力産業・市場室長

先生、フォローありがとうございます。これはちょっと我々の考え方をいかにしっかりお伝えしていくのかということも含めてのお話になってまいりますので、ちょっとまた次回以降改めて整理をさせていただければと思います。

○山地委員長

それでは、後半議題に移ってよろしゅうございますか。

よろしいようですね。

それでは、議題の2番目になります。電力ネットワークの次世代化について、事務局から資料2を説明していただいて、その後、オブザーバーの広域機関から資料3について御説明をお願いしたいと思います。よろしくお願ひします。

○小川電力基盤課長

電力基盤課長の小川です。資料2、電力ネットワークの次世代化に沿って御説明したいと思います。

本日は、利用ルールの高度化と国による洋上風力の系統確保と大きく分けて2つになります。

まず最初に、これまで本小委員会でも御議論いただきましたノンファーム型接続の全国展開、本日、1月13日に全国で一斉に始まっておりますということをお伝えしたいと思います。

本日の御議論ですけれども、まず基幹送電線の利用ルールの見直しということで5ページを御覧いただければというふうに思います。

前回、御議論いただきました新しい出力制御ルール、いわゆる先着優先からメリットオーダーということで、まずは燃料を消費する火力というものを先に制御していくということ、その後に非化石という大きな整理についておおむね合意をいただいたところであります。

本日は、さらにこの制御ルールと対になりますその方法としての再給電方式というものにおける各種課題について、このすぐ後に電力広域機関から検討結果を報告いただくとともに、前回御議論いただいた続きとしまして、この出力制御ルールの基本的考え方について御議論いただければ

ばというふうに思います。

次の6ページに課題を整理しております。前回お示ししました再給電方式の実現に向けた課題という中で①から⑥まで並んでおりますうち、本日は②の価格シグナルの確保、それから、⑤の調整電源の確保の在り方、さらには、⑥の容量市場や需給調整市場のリクワイヤメントとの整合、これら3点について後ほど電力広域機関から御報告いただきたいというふうに思います。

その御報告を踏まえてということで、先んじて7ページに記しておりますけれども、後ほどの御報告についてはその提案に沿って進めてはどうかということで記しておりますけれども、詳細、御報告につきましては後ほどということでお願いしたいというふうに思います。

続きまして、スライド9ページ目におきまして、今度は出力制御のルール、方法ではなくてルールについて御議論いただくべくお示しております。振り返りますと、前回、出力制御の順番を考える上では、3Eの観点からCO₂対策費用や起動費、さらには系統安定化費用なども考慮すべきといった御意見、それから、運用の容易さといった観点も考慮すべきといった御意見をいただいております。

それらを踏まえまして、出力制御、混雑時の出力制御ルールの考え方ということでお示しておりますのがスライド11ページになります。

まず、非化石電源と火力電源でいいますと、火力について先に出力制御するということがあった上で、この火力の中でどういう順番、つけるかどうかも含めてということでここにお示しておりますのは、一つは、メリットオーダーでのコスト比較を行った場合に、石炭、LNG、石油というのが順番になり得ます。

と申し上げますのは、どのような形でこのコスト比較を行うかといったものによるわけでありまして、ここでの順番につきましては、次のスライド12に参考に示しております、まづもって約6年前の発電コストの検証ワーキンググループでの試算に基づいて行った場合になりまして、当時の燃料価格、あるいはCO₂対策コストの算定方法、そして、さらには系統安定化費用ということで、ここでは太陽光、風力のみ記しているところ、その妥当性も含めていろいろな観点、御議論がある中での一つの試算としましてここに引用したような形で試算を行いますと、ここでは順番としては、コストの順番としましては石油が一番高く、LNG、石炭というふうになっております。

ただ、繰り返しになりますけれども、これは過去のデータの下に、今現時点で試算を行った場合にはこういう形ということではあります。

11ページに戻りまして2つ目のポツですけれども、今回御議論いただきますのは、混雑時の出力制御ルールになりますけれども、一方で需給バランス維持のための優先給電ルールというのが

ありまして、これにつきましてはオンライン制御可能な電源というのを優先的に出力制御することとしております。

こうした中でありますけれども、当面は現行の優先給電ルールに倣って、オンラインで制御可能な調整電源を優先的に出力制御してはどうかということで、その上で火力の中では石油やLNGなど、コストの高い順に出力制御することについてどのように考えるかというのが1つ目になります。

この場合にということでちょっと注に記しておりますけれども、石炭の扱いをどうするかというのも一つの論点になり得まして、その場合に、仮にこちらでの出力制御ルールで石炭を優先的に出力制御とした場合には、現行の需給バランスの観点からの優先給電ルールとはそごを生じて、その場合に運用の煩雑化、調整コストの増加といった課題が生じることをどう考えるかといった点があるというふうに考えております。

また、出力制御ルールの考え方で4つ目のポツになりますけれども、今度は非化石電源の出力制御の順番をどうするか、バイオマス電源については燃料費が高いといったような点、さらに、いわゆる長期固定電源、原子力、地熱、水力といったものについては、これらを制御する場合の追加コストの大きさなどを踏まえまして、市場を活用する新たな仕組みを長期的な視点で議論しつつ、長期的な今後の方向性、さらには目指すべき方向性と在り方を議論しながら、現行の需給バランス維持におけるルールと同様、こちらも当面はバイオマス電源、あるいは自然変動電源から出力制御することについてどのように考えるか、当面という言葉がありますけれども、今回、再給電方式ということで前回も御議論いただきましたのは、当面の措置で前回も御議論ありました、大きく長期的に目指す方向としての市場型というのを念頭に置いたときに、現行の中での出力制御のルールの再給電方式の下でのルールの考え方、それから、行く行くメリットオーダーと、今回、再給電方式でももちろんメリットなんですけど、その決め方を将来的に市場に委ねていくということを念頭に置きつつ、足元ではこういった形でのルールとしていってはどうかというのが一つになります。

続きまして、後半部分、国による洋上風力の系統確保という点がスライド18ページ以降になります。

まずもって洋上風力の系統確保スキームと、一括検討プロセスとの連動の必要性ということで、スライド少し飛びますけれども、22スライドを御覧いただければというふうに思います。

まず、洋上風力を行おうとする事業者におきましては、洋上風力の実施に当たりまして系統を確保する必要があるということがあります。

こういった中でプロセス、全体を進めていく中では系統をあらかじめ確保していくということ

が重要になるということでもあります。

現状、まさに本日からノンファーム型接続の受付が始まったところでありますけれども、これらの対象はあくまで機関系統上位2電発の送電線になります。

一方で、ローカル系統につきましては、ノンファーム型接続はまだということもありまして、仮に空き容量がなくなった場合には増強が必要になる可能性があるということがあります。そうしますと、昨年10月から一括検討プロセスというのが一つ始まっておりますけれども、ローカル系統に接続するケースにおきましては、場合によってはこの洋上風力の公募プロセスと一括検討のプロセスというのが両方重なってくる場合があります。それら両プロセスの連動をうまくコントロールしていく必要があるというのが検討の背景になります。

この一括検討プロセスといいますのは、スライドでいいますと25ページになります。

もともとこの新しい形で昨年10月に始まっておりますけれども、プロセスの開始の背景としまして、経営的にはまずもって募集プロセスというのがありました。これは、特に特別高圧の系統増強におきまして、同じエリアの中で接続を希望する事業者を募って、負担金を事業者で共同負担する仕組みというものでありました。こういったプロセスによりまして、一括で事業者を募ってやるということで、単独で設備送電線増強で大きくなる負担金について複数の事業者が分担して負担するという仕組みを入れたわけでありますけれども、実際に行ってみると、なかなか計画の段階、プロセスが長期化する中で事業者が辞退するといったようなこと、さらにプロセスが長期化するといったようなことがありました。

こういったことも踏まえて、昨年10月からは新しい仕組みとしまして、プロセス全体に時間軸といいたしめようか、一定の期間を設定しつつ、負担につきましては負担可能上限額というのをあらかじめ申請させるということで、プロセスの途中で負担額が明らかになってやはり離脱といったようなことなどを避けるための工夫をした新たなプロセスが始まっております。

このプロセスの下では、電源への応募をした、募集を募った後、全ての電源が原則として接続できるような規模の計画を策定して、その時点で費用負担額というのを確定する仕組みとなっております。

こういったプロセスと洋上風力の公募プロセスというのを、2つを連動させる上での課題としまして28スライドを御覧いただければと思います。

課題2つ掲げております。1つは、一括検討プロセスというのを通じて、費用負担額が明確になる前に洋上風力の公募プロセスが進んでしまいますと、順番として先に決まった事業者が後から分かる費用負担額というのが高い場合に離脱してしまう可能性があるというのが一つであります。

一方で、そうした事態を避けるために、この一括検討プロセスというのを待って洋上風力の公募を開始する場合には公募プロセスが支援するというので、これら2つのプロセスをうまく片方を止めてもう一方を待つというような形ではなくて、両プロセスをうまく連動させていく必要、そういった仕組みが必要になるというのが背景にあります。こうした問題意識の下で、今のプロセスをどう改定していくかというのが次の29スライドになります。

まずは、洋上風力のプロセスにおいて、費用負担額を早期に確定する仕組みを実現するために一括検討プロセスを変えてはどうかということでありまして、まず1つ目としまして、国からの要請によりまして必要な規模の系統容量を仮確保するというので、その上で一括検討プロセスの応募開始前に送配電事業者が小売計画を策定すると、この時点ではまだ洋上プロセスのほうの事業者がまだ決まっておられませんけれども、ある意味一定の枠といたしまして、そういうのを前提にこの一括検討というプロセスを進めていくという形になります。

それによって全体の負担額が決まるということで、同時に進んでいる洋上風力のほうは決まった負担額というのがちょうど連動する形で決まっていくということで、両方のプロセスが同時に動いていくことで時間をロスせずに、一方で負担額というのが後から分かってやはり事業者が辞退するといったようなことを避けるという形で、こういった現行のプロセスを一部改正してはどうかというのが29ページ目になります。

その場合の費用負担の在り方ということで30スライドになります。

まずは、これは2019年に整理されたところではありますけれども、国からの要請で、あらかじめ容量仮確保ということですので、保証金は不要とするということ、それから、仮確保した容量よりも結果的に少ない容量の洋上風力の事業者が選定される可能性がありますけれども、この場合にはほかの電源がプロセスから抜けた場合と同様にして、全体の負担額を修正することで対応というのが30ページになります。

最後、31スライド目になりますけれども、選定事業者の費用負担ということで2点記しております。

洋上風力の選定事業者というのが後から決まるという点を踏まえて、受益者負担という原則の下で、まずは系統容量の仮確保に関連して行われる接続に係る費用、検討料自体は、選定事業者が事後的に決まった段階で負担するというのが一点になります。

それから、もう一つは、洋上風力の選定事業者、自らが選定される前にこの一括検討プロセスというのは進んでおりますので、通常はそのプロセスの途中での設備の仕様変更などは認められませんけれども、この場合においては、後で決まった選定事業者が仕様変更する場合に限ってこれを認めてはどうかということであります。

ただ、その場合の追加費用が発生する場合には、当然にその増額分は選定事業者が負担するというのがここでの御提案になります。

以上が電力ネットワークの次世代化になりまして、引き続きまして、利用ルール高度化の再給電方式の課題につきまして、電力広域機関から御説明をお願いできればと思います。

○都築オブザーバー

電力広域化機関の都築でございますが、音声は大丈夫でしょうか。

○山地委員長

大丈夫です、どうぞ。

○都築オブザーバー

改めまして、電力広域機関の都築でございます。それでは、お時間をいただきまして資料3、弊機関からの提出資料を説明申し上げたいと思います。

スライドちょっと飛ばしていただきまして、スライドの3を御覧いただければと思います。

このスライドは、かつても似たようなものをお示しをしまして、大きな方向性についておさらみみたいなことを書かせていただいております。

かつてこの小委員会での報告で、混雑管理の方法として、まず再給電方式を導入していくこととしつつ、市場活用型の方式についても実現を目指すべく検討を進めていくという方向性ということになっていくかと思っております。

それでは、スライド4にまいります。これも以前お示しをさせていただいていたようなものですが、卸市場を活用したやり方、それから、系統主はTSOが調整するやり方というふうにある中で、まずは速やかに対応するための選択肢として、連系線を対象にして既に導入されているゾーン制と、それから右側のオレンジのところにあります再給電というのを組み合わせて対応していくという方向性となっております。

これに続きまして、縦方向に降りていって時間軸だと思っていただければと思うんですけども、左側、市場活用型ということでゾーン制、ノーダル制というものを考えていくということになっております。ここまでが大きな部分での確認ということでございます。

それで、続きまして、スライド5以降のところまいります。再給電方式の具体化と実施時期についてというタイトルの部分です。

スライド6でございます。これもかつて論点として掲げてきているもので、今日はエネ庁の資料にも掲載されていたものだと思いますけれども、その再給電方式の実施に向けた論点について記しております。

スライドの7をお開きいただければと思います。

スライドの7において、まず再給電方式は、一般送配電事業者がデリバリーの1時間前、つまり同時同量の計画値の確定時点であるゲートクローズ以降の実需給の段階で混雑系統の電源の抑制処理と、混雑系統以外の電源の上げ処理を行う形で混雑処理を実施するという、そういうものとなっております。

これについてその下、補完的に※のところがありますけれども、BGが計画段階で調整を行う方法についても検討を実施したんですが、速やかにという実現を目指す実需給段階での調整はいずれにせよ必要となるということから、まずこれもTSOによる調整ということで開始するということにしたものでございます。

それでは、続きまして、スライドの8をお開きいただければと思います。

このスライド8は、再給電方式というものは価格シグナルが出にくいという点が難点であるわけなんですけれども、ここでは混雑費用の公表という形でまずは対応していこうということを書いてございます。というのも、TSOの調整電源を活用することになりますので、抑制する側、それから上げ処理をする側の単価をTSO自身は把握をしております。

したがって、これらの値差が混雑費用ということになりますので、これを混雑の発生した系統ごとに公にしていくということにより、投資予見性にどれだけ効くのかという点はともかくとして、少なくとも一定の価格シグナルというものをを出していこうということでございます。

続きまして、スライド9に移りたいと思います。

このスライド9においては、需給調整市場、あるいは容量市場との関係について記しております。先ほど来申し上げてございますように、このやり方はTSOが指示を出す仕組みであるというふうにしたので、したがって、容量市場とは需給調整市場に供出している電源側において、リクワイヤメント違反ということにはならないというふうに整理をすることができます。

ただし、これら制度については系統図に即した、この下に系統図みたいなのがありますけれども、そういったものに即した形で、電源の位置についての整理をした上でやっていく系統であるわけではないものですから、混雑管理が始まることによって、それぞれの市場における電源価値がうまく発揮できない場合があります。

この点につきましては課題だというふうに思っておりますので、関係する会議がまた別途ございますので、そちらにおいて検討をしまいる予定でございます。

続きまして、スライド10でございます。

これは参考資料という位置づけになっておりますけれども、一般論として実際に混雑が発生するのはどういうときかということなんですけれども、ピーク時は需要も多いので、図の左側にありますように、混雑の発生箇所で当該系統から上位の部分に突き出していたところの制約が将来

的には起こりにくいということで、図で言うとピンクの中のところで消費されていくということが多くなるということ、総体的に多くなるということだと思っております。

したがって、図の右側のところにありますように両脇の時間帯ですね、ピークの時間帯の両脇の時間帯で需要が総体的に少なく、しかも再エネの稼働が多いということが予想される時間帯のほうが、どちらかといったらこういった処理が起こりやすくなるということだというふうに理解をしております。

こうしたことを勘案すれば、当面は混雑処理用の調整力を別途確保するというのではなくて、これまで調整力については公募調達加えて需給調整市場ということになっておりますが、そういった形での調整力確保の考え方の範囲で対応していくことにしてはどうかということで内容整理をさせていただきます。

続きまして、スライドの11を御覧いただければと思います。

スライドの11は、先ほどのエネ庁の資料にも載っていた資料だと思いますけれども、実施時期についてということになっております。一般送配電事業者側での対応も勘案いたしますと、まずは調整力の範囲内での対応という、そういったことにつきましては、遅くとも2022年中に開始をしていくべく準備をしていこうということになってございます。

調整力電源以外の電源を一定の順序で出力制御をするということも含めた形ということでは、実体論も勘案していこうということになっております。つまり、実際に混雑発生時期がいつ頃かということもにらみつつ、こうした状況が起こり得るタイミングにうまく当てはめていくという、そういうことで、例えば、比較的リードタイムの少ない小規模電源であれば、一般的な契約の申込みから運転開始までのリードタイムを3年ぐらいと想定すれば、これ検討していた2020年末ぐらいの段階だったわけなんですけれども、2023年中とか、そんな感じで適用することを目指していきたいと、そんな結論になってございます。

以上が再給電方式に関して、今日御報告をするものでございます。

続きまして、資料の後半のほうですが、市場主導型のほうの方式についての検討について申し上げてまいりたいと思います。

スライド13をお開きいただければと思います。

ゾーン制、ノーダル制というのがありますが、まずゾーン制のほうの話について御説明をさせていただきます。

スライド13でございますが、連系線につきましては既にゾーン制が適用されているわけですが、これをエリア内の基幹系統にも適用させていこうというふうにしたと。3つの情報、ここで3つ取り上げております。図のほうの吹き出しのところにありますし、上の囲みで行けば

太字になっている部分ですね、送電線の空き容量、それから各電源の混雑送電線利用量、それから入札価格など、利用順位を判断するための情報となります。これらをJEPXが持って、JEPXが市場を通じて混雑調整をしていくということを想定しております。

適用系統をどうするのかという課題、それから、システム対応などの期間なども考慮する必要がありますが、連系線でのゾーン制の延長という要素もあるものですから、一定の発射台がある上で考えていくということではないかというふうに思っております。

スライド14にまいります。

ここでは、ゾーン制を考えていく上での検討課題について、実務的な論点も含めてというものを列記させていただいております。

今は連系線ということにゾーンの考え方を決めているわけなんですけれども、ここでも混雑の発生のかんにかかわらず、各一般の送配電事業者のエリアを一つのゾーンとして決めております。今度エリア内に適用を拡大するというふうにしたときにこれをどう考え、決定していくのかということが一つの論点となっております。

もちろん混雑の概念性の高いところでゾーンを決めていくということが望ましいわけですが、そういうところでも常時混雑ということにはならなかったり、また、系統上の制約でゾーンの設定しにくい箇所もあるというふうに思われますので、こうした決定方法とか手続というのはまず論点となります。

続きまして、どういう頻度でゾーンを見直しをするのかということもありますが、当然フレキシブルにやろうとすればするほど、システム面では状況性を任せた開発が必要となるので、コストパフォーマンスということも考えていくことが必要となります。

これは、送配電事業者だけにとどまらず、実際に計画値同時同量のための計画提出などにも全部跳ねてまいりますので、BG側の対応というのも必要になってくるものと思いますので、こういったことも含めた議論ということになっていこうかと思っております。

それから、系統運用との関係ということも論点になってまいります。連系線でのゾーン制の導入の際にも議論になりましたように、既存の相對契約の取扱いという問題もあります。この部分は常に利害関係がもろに出てくる部分で、事業者の方々からすればどうしても気になる部分だというふうに思っておりますので、丁寧にこなしていくということが必要になるかと思っております。

先ほど連系線でのゾーン制の延長だというふうに気楽に申し上げたんですが、基本的に1点、あるいは一つのペンシルでゾーン間がつながっている連系線の延長で考えられるというところだけではなくて、面的に広がりのある系統の中にこうした概念を入れていくということに伴ってア

ドオンされるという論点もございます。こうしたところを一つ一つ解きほぐしながらルール設計をしていくということが必要になろうかというふうに思っております。

資料には書いてございませんが、いきなり体系的にということが難しければ、例えば限定的な箇所、半ば社会実験的に取り組んでいくというやり方もあり得ると思っております。ただし、システム面の対応を考えないと、変幻自在のシステムをつくって導入していくということは相当難しいかなというふうに考えております。

なので、同等のスライド4のところでも、ゾーン制の右側に再給電というのを引き延ばしているように併用的に考えていくというのが現実的なアプローチかなというふうに考えております。

それでは、スライドの15にまいりたいと思います。

ここではノーダル制について記してございます。このスライドでも、この下のところの上に青字で書いてあるところがありますが、先ほどゾーン制のところでも取り上げた3つの情報、繰り返しますが、系統の空き容量、電源の利用量、利用状況を判断するための情報について、誰が持つのかというところから始まるというふうに思っています。海外での導入事例なんかを踏まえると、ISOという系統運用者が持って運用していくということではないかなというふうに考えております。

ただ、3つの情報を活用して運用する仕組みさえあればISOみたいな系統運用者じゃないといけないのかということではないと思っておりますので、その点も今後の論点かなというふうに考えております。

スライド16にまいりたいと思います。

市場の枠組みについて記載をしております。ここで論点になるのは、市場取引と相対取引の扱いについて整理が必要ということでございます。ここに赤字でポイントとして1、2、3というふうにございますが、3つの基本的な考え方を記しております。

1点目は、赤字で左上の部分ですね、全電源が市場を介した取引にしていくという方法、一般的には全量プールというふうに言われているものでございます。

それから、右下にまいりまして2点目ですけれども、任意市場というものを前提とするという、そういう形の場合ですね、当然そのときには相対契約の部分についても考えていかなければいけないので、ここでは相対契約のアワー単価などを系統運用者に提出して、市場のほうの取引と併せて運用するという、そういったことも考えられるというふうに記してございます。

それから、3つ目、例えば米国なんかで、ここではPJMというふうに書いていますが、セルフスケジュール電源の仕組みというのを設けていて、ここにありますように、相対取引については、申告したスケジュールでの発言は可能なのですが、下限価格で入札をしたというふうにみな

して支払いを受ける仕組みというふうになっております。メッセージが来たので絞ってくださいという、あともう少しで終わりますので、ということもあるかと思っております。

スライド17です。米国の事例を記しています。

上の囲みの部分には、前のスライドの部分で申し上げたことを書いておりますので説明は省略をします。

セルフスケジュール電源の存在によって純粹メリットオーダーにはならないですけども、既存契約との関係を整理していく上でいきなり完璧なものとはならない、やりながらチューニングしていくということも米国の事例では感じることはできるかと思っております。

スライドの18にまいります。

ここでは、ノーダル制について論点を書いております。論性と重なる部分もありますが、新たな論点というのもあるかというふうに思っております。いずれにしても、現在のネットワーク利用制度とのギャップが非常に大きいことも事実であり、ゾーン制のところでも申し上げたように、実務的な課題も含めてかなり丁寧に検討していくということが必要になります。

論点事項については、市場の枠組みに始まりまして契約面、経過措置の扱いに至るまで、種々の論点が存在しております。

これらにつきましては、我がほうのこれまでの検討で成案を得ているというものではなくて、今後議論を深めていくものとして本属の資料も取り上げておりますので、細かい説明は省略をさせていただきます。

内容的には以上なんですけれども、スライド20のところにまとめを記載させていただいております。ここで3点ありますけれども、まず、ゾーン制の部分でも一言申し上げましたように、市場主導型を目指す場合でも、PSOが実需給段階で混雑処理を行う仕組みは制度の土台として必要となるということ、だからということでもあるんですけれども、再給電方式をできるだけ早く、2020年中には開始していこうということ、それから、市場主導型につきましては、ゾーン制、ノーダル制の特徴を踏まえ、ほかの制度への影響も踏まえて課題と実現方策について対応を継続して検討していくということ、これらが3つの要点ということになってまいります。

広域機関からの説明は以上にて終わります。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

資料3の広域機関、都築さんのは大学の講義みたいなんですけれども、なかなか基本的なことで有意義だったんじゃないかと思えます。

それでは、今の説明につきまして質疑応答、自由討議の時間とさせていただきます。先ほどと

同じで、発言御希望の方はチャットボックスで意思表示していただければと思います。繰り返しますけれども、時間限られておりますので、発言はできるだけ簡潔にお願いしたいと思います。

どうぞ、遠慮なく、御希望の方は御連絡ください。

いつもの長山委員、よろしくお願いします。

○長山委員

3点ありまして簡単なほうから、今のゾーン制の導入なんですけど、これは再給電を優先としつつも、テスト的に東電さんの千葉とか群馬とかも混雑するところは分かっているので、テスト的に始めていけば、この14ページのいろんな課題もより明らかになっていくのではないかなというふうに思いました。

あと、資料2の11スライドの出力制御ルールで、これ火力のほうの止め方なんですけれども、これ多分30分止めるのか、1時間止めるのか、15分止めるのかで大きく違ってきて、この起動コストと燃料コストとCO₂コストを最小にするようなベストミックスがあるのではないかなと、それぞれの何分止めるかによって、そこをシミュレーションしたらいいんじゃないかなというふうに思いました。

あと、洋上風力で、これ質問になるかもしれないんですけど、26スライドの下の事業性判断というのは、これはフィジビリティスタディ、いわゆる基幹系統で行うような費用便益分析的なものを考えていらっしゃるのか、そうでなかったら基幹系統と同じような費用便益分析をやったほうがいいのかと思うんですね。2019年のOCCOさんと資料等々見ていると、特定負担を1とすると一般負担というのは高圧で10、特別高圧だと4でかなり国民負担も大きくなりますので、これを最小化するためにも費用便益分析レベルのことを一括検討プロセスにおいても行ったほうがいいのかないかなと思いました。

あと、29スライドの右下の図で容量確保要請というのが矢印であって、これが促進区域指定と同時にあるように書いてあるんですけど、これをもうちょっと容量確保要請を右のほうとか早くやる、有望地域設定のちょっと終わった辺ぐらいで、地元の人と話すぐらいのときにやると、より事業者にとってもリスクが減っていいのではないかなというふうに思いました。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。

ほかにはいかがでございましょう。あんまり続きが表示されないんですけども。

荻本委員、お願いいたします。

○荻本委員

さっきと同じ順番かもしれませんが、よろしくお願いします。

○山地委員長

はい、どうぞ。

○荻本委員

まず、7ページの辺りなんですけれども、システム運用者が行う再給電方式というのは、当面望ましいやり方だというのは承知した上で、ただ、将来的に見るとやっぱりいろいろな課題があると。費用も増えるしということなので、この委員会の議論としてはOCCCTOさんから一定の説明はあったわけなんですけれども、再給電の内容を決めるだけではなくて、次の段階の検討方針についてもより明確に示せばいいのかなというふうに思います。具体的には、こんな検討をその次の段階としてやってほしいというようなことであります。

2点目は、11ページの出力制御ルールのところです。前もすみません、発言させていただいてしつこいかもしれませんが、システム運用は安定性や経済性の管理も必要ということなので、できれば全部を対象に自由度を与えてほしいということなんですけれども、少なくとも火力間の順番については一律に決めるということではなくて、システム運用者に自由度を与えて、もし世の中が必要ということであれば、事後に検証するというような考え方をしてはどうかというのが私の希望でございます。

それから、少し先の22ページ以降のところのまさに一括検討のところなんですけれども、国が望ましい規模を決定して仮確保して、うまくやろうというのはよく考えていただいた制度だろうと思います。それはそれでお進めいただきたいんですけれども、ここに特に書いてないことで送電線計画に自由度を与えるという観点から、例えば一定の出力制御率は提示をするとして、ノンファーム接続というものもオプションとして入れられるようにしてはどうかというふうに感じました。

これをやることで再再検討ということがどうしても起こりがちなこのプロセスをより確実なものにすることができますし、将来の接続容量を拡大して、当面の事業者さんの負担も減るし、足元での投資の増大も防ぐことができるのかなと思います。

必ずこれをやれということではないんですけれども、実施する方にはそういうオプションも選択肢として与えてはどうかというような視点でございます。

それから、今度は資料3です。先ほど申し上げたのの裏返しの話なんですけれども、システム運用者による再給電方式というのはずっとできる話ではないということももうみんな分かってきたということです。欧州も理解しているように、ゾーン制は突き詰めればノーダル制になるという話がございます。

それとは関係なく、今、国内で議論されているように再エネのさらなる大量導入を考えると、

スポット市場価格は今日はたまたま高騰が報告されているんですけども、非常に下がるというようなことが顕在化するという可能性もあります。こういう中で市場制度は世界的な課題となっているので、OCCTOさんではぜひ予断を排して検討を継続していただきたいというのが希望でございます。

あと、スモールな話を2点お話しさせていただきます。

参考資料の風力の資料ですけども、5ページの日本地図の上の数字というのは非常に情報が限られているなという印象です。どの程度の確実性があるかということのもちょっとよく分からないということで、まさに参考ということにはさせていただいて、ぜひOCCTOさんでは中身を詳細に把握して、現在進めつつある検討を進めるとかということをごひやっただいて、結果として計画が出てきたときには、前提とともにお示しをしていただきたいと思っております。

最後、質問です。先ほどの高騰の話ですけども、挙げられている要因が需要増と再エネ発電減少と燃料不足によるガス稼働抑制ということなんですけれども、一番興味があるのは、当然その現象を理解するために興味があるのは、価格高騰が生じている時間帯でそれぞれの要素の影響、つまり幾ら増えて幾ら減ったからというような数字を説明いただけないかというのが質問でございます。

以上です。ありがとうございました。

○山地委員長

ありがとうございました。

質問等に関する事務局からの答えはまとめて後でということにしたいと思います。

大変大勢の方から発言御希望ございまして、この後、まずは委員優先にさせていただいて、大貫委員、小野委員、桑原委員という順番でいきたいと思っております。

大貫委員、お願いします。

○大貫委員

声、聞こえていますでしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。お願いします。

○大貫委員

資料2についてちょっと意見申し上げます。

資料2の31ページ、選定事業者の費用負担というスライドがあります。ここでは2つの費用負担について言及がありますが、論点を拡大する嫌いがあるのですが、事業者の費用負担の問題について少し論点拡大的に申し上げます。

費用負担については、2050年のネットゼロ、2040年の30から45ギガワットの洋上風力発電を実現するためには様々な条件整備が必要だろうと思います。

基幹系統やローカル系統などの系統の増強費用をどう配分するかという問題も重要な問題としてあろうと思います。欧米などの系統増強費用負担の在り方を見ますと、実に様々だということを知りました。

日本は、委員の皆様御案内のように、陸上基幹変電所、基幹送電線の整備はかつては発電事業者が費用負担をしていたわけですが、最近の法改正によりマスタープランによって整備される陸上基幹変電所、基幹送電線の整備費用は託送料金と再エネ賦課金から支出されることになりました。他方、洋上発電設備から陸上変電所までの送電には発電する事業者の責任となるというふうに理解しております。

このような仕組みは欧米等の仕組みを見ても、イギリス、ニューヨーク、マサチューセッツ、台湾など同様の制度であり、適切なものではないかと思えます。

1点、ここで申し上げたいことは、陸上変電所と陸上の既存の送電設備をつなぐ地内送電線のことです。この部分は発電事業者が負担するものとされているように思いますが、この部分の整備が場合によっては非常に大変になることがあるとされております。そうであれば、発電事業者に負担させることは再エネ主力化を進めるという観点からは妨げになるのではないかと考えております。

この点から、陸上変電所と陸上の既存の送電設備をつなぐ地内送電線の整備費用は、発電事業者には負担させず、送配電事業者に負担させたほうがよいのではないかと考えております。

このように送配電事業者負担とすることは、送配電事業者に対して全ての発電設備状況から最も効率的な送電線、変電所の計画立案、建設、保守を行うインセンティブをもたらす適切ではないかと考えます。このようにすることは、プッシュ型の系統整備にも資するというふうにも考えます。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。

では、小野委員、お願いいたします。

○小野委員

私も資料2の11ページについてです。かねて申し上げておりますとおり、電力需要家としては送電線利用ルールの見直しの結果、コスト負担がむしろ上昇してしまうことを懸念しています。

この点、火力電源についてコスト比較の観点からも実運用の観点からも石油、LNG、石炭の

順番で出力抑制を行うことに合理性があるのであれば、事務局提案のとおり、需給上の優先給電ルールと同様の抑制順序とする方針に異論はありません。引き続き検討を進めていただきたいと思います。

また、非化石電源について、再給電方式の運用が当面の措置であることも踏まえれば、運用の煩雑化を避ける観点からも、差し当たって、需給上の優先給電ルールと同様の順序で出力抑制を行っていく方針は合理的と考えます。

なお、足元、寒波の影響等で電力需給が逼迫し、スポット市場価格がかつてないほど高騰しています。かねて申し上げているとおりですが、基幹送電線利用ルールの見直しに当たっては、必要な供給力、調整力の確保を大前提に検討を進めていただきたいと思います。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。

実は、オブザーバーの方も、湊元さんですけれども、御発言を御希望ですけれども、少し委員を優先させていただきたいと思います。

次は、桑原委員、その後、松本委員、大石委員、こういう順番で進めたいと思います。

桑原委員、お願いいたします。

○桑原委員

桑原です。ありがとうございます。

資料2の洋上風力の系統確保の点について質問を1点とコメントを1点させていただきます。

洋上風力における系統の確保について、公募開始までに国の要請で系統の確保をしていくという方向性については賛同するところであり、そのための一括検討プロセスとの連動の仕組みについても事務局案の整理で基本的に異存ございません。

その上で、まず質問ですが、先ほど長山委員からも御指摘のあったところと重なりますが、資料2の29ページの右下の図を見ますと、促進区域指定のタイミングで仮確保の要請がなされるようになっております。

促進区域として指定されるための要件として系統確保が必要になっているという理解でありますので、その要件を満たすという観点からも区域指定の前に仮確保の要請がなされている必要があるように思われますし、また、その有望区域の指定のタイミングでこれをどう取り扱うのかというところも少し疑問に思うところです。この点について、どういう整理をされるのか確認をさせていただければと思います。

それから、コメントのほうですが、現状では促進区域が指定される前に、あるいは、有望区域

の指定の前に事業者のほうで系統確保に向けて動いているものと理解をしております。今後、国のほうで系統確保するという仕組みへの移行がスムーズに進むように御対応いただければと思っております。

具体的には、どのタイミングで国のほうで系統確保する仕組みに変わるのかなど事業者側であらかじめ系統確保する必要があるのか、ないのか、予見性が確保できるように情報が開示され、説明がなされることをお願いしたいと思っております。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございます。

では、次、松村委員、お願いいたします。

○松村委員

松村です。聞こえますか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。お願いします。

○松村委員

まず、広域機関の説明に関してです。

もう既にこの委員会でも、別の委員会でも再給電方式が当面のやり方としては合理的なものがあるけれども、問題も物すごく多いことが指摘されていて、いつまでも続けるものではない。将来、移行していくものについてはうっちゃらかさないで早期に議論してほしいということが繰り返し言われていて、今回の資料は、それをちゃんとやることを示してくださったと思います。その点、とても感謝します。

最終的にノーダル制が最も有力な選択肢になると思うのですが、これも議論されているとおり、本当に理想的なものを設計すると10年とかの単位がかかる可能性があって、したがって、早くから議論しなければいけないわけですが、その理想的な姿としてはこういうものだと示した上で、一挙にそこに行けないとしても、そこに至るステップを考えていくやり方だってあり得ると思います。

今現在で、例えば、相对契約がとか、既得権がとか、そういうことももちろん重要ではあるけれども、本来どういうものが望ましいのか、そのための道筋として途中でこういうことができるという、そういう議論も必要なのではないかと思います。今回の資料からして、そういう議論になる可能性十分あると思いますが、この点、決して忘れないようにお願いします。

次、資料2のほうですが、先ほどから複数の方が議論しているスライド11及びスライド12につ

いては、私は、このとおりで結構ですとはとても言えません。

まず、この議論がそもそも始まったときというのは、石炭の、非効率石炭のフェードアウトという議論が一つのきっかけだったと思います。

その点で、従来のものだと後着が先に抑制されるという発想。それが調整電源で調整し切れなかったらその後は火力を抑制と変わったのは大きな前進だと思う。それは前回までの委員会で整理されたこと。今回新たに出てきたことは、石油、LNG、石炭の順番で抑制するという事です。

メッセージとしては、石炭を、もともとの議論からすると相当に優遇しているというメッセージ効果があるのではないかと、とても懸念しています。そもそも議論で、ほかの委員会も含めてゴールが変わったとか、あるいは、フィールドが変わったなどというような表現をする人もいるような中で、これだけ大きな環境変化があったにもかかわらず何年も前の試算を引きずって、それで、現実的に考えて、直近では恐らくLNGまで抑制すればそれで足りる、石炭までいくということはめったなことではないと思うのですけれども、そういう意味で、ほかの委員会でも調整力の優れたLNGの投資インセンティブとかを議論しているにもかかわらず、このエネ庁の委員会で石炭を優遇しているように見えてしまうメッセージを強烈に出すことを、おいそれとこのとおりで結構ですとは、私は言えません。にわかに賛成するとは言えません。

ただ、これはある種の技術的なもの、米印で書いてありますが、技術的な優先給電ルールとの整合性を環境問題より重視すると言う経産省の方針であれば、やむを得ないかなと思うのですが、本当にそれでいいのでしょうか。私は全面的に賛成とは到底言いかねます。

次に、スライド12のほう、これは本気で見せるのかと事前説明で言ったのですけれども、こんな資料を出すなんてどうかしていると思います。ここで示されていることは、太陽光や風力がこの局面で出力制御されたら5円のコストが節約できることを示している。これ、本当ですか。

安定化費用を出しているのですが、もともとこの数字が出された、ワーキングで出されたものは、これからつくって電気を供給するときに、キロワットアワーを仮に太陽光や風力で賄うとすれば、それで一定の安定化コストがかかる、そう出てきたものですよ。本当に太陽光や風力のような変動電源を、実需給断面であるいはその直前の断面で抑制することによって5円コストが節約できるというメッセージは本当に正しいのか。地域A、Bがあって、AからBに電気を送るという送電線が詰まっているとすると、本来はA地域で需要が増えることがあればその混雑は減らせるわけですよ。

でも、もしこの資料の言っていることが本当に正しいとすると、その5円以下のコストの需要でなければ、それを増やして混雑を解消するのは望ましくないと主張しているのと同じ。それは

本当に正しいのでしょうか。こんなろくでもない資料を出す前に、もうちょっとちゃんと考えていただきたい。こんな明らかに誤った文脈で明らかに不適切な資料を出すことのメッセージ効果を十分認識して出されたのかということ、私はとても疑問に思っています。

ただ、順番としては、非化石電源でバイオマス、太陽光、風力、原子力という順番になるのは合理的だと思います。原子力は、技術的にはともかくとして、今の運用としては、直前の断面あるいは実需給断面で出力調整する電源になっていない。そうフレキシビリティのある電源ではないという位置づけなので、したがって、その実需給断面で抑制するコストは定義からして無限大だということだと思います。だから、当然、高順位になると思う。でもこんな自明なことを説明するために、この資料をこの委員会でこんな間違っただけで見せることがよかったのか。私はとても疑問に思っています。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

この後、大石委員ですね。お願いいたします。

大石委員、ちょっと声が小さいんですけども……まだ小さいですね、私には。

○事務局

事務局でございますけれども、もし、よろしければ大石先生、後ほど事務局からお電話でつながせていただく形とさせていただいて、ほかの方を先に御発言いただければと思います。

○山地委員長

よろしいですかね、ちょっと大石委員、今後の調整していただいて。

この後、高村委員、新川委員、松本委員、岩船委員ですので、高村委員、お願いいたします。

○高村委員

高村でございます。ありがとうございます。

資料2、3も関わってまいりますけれども、資料2について中心的に申し上げたいと思うんですけども、この間の議論がある意味で形になってきた、幾つか今日御報告があったと思っております。ノンファーム型接続の全国展開、それから、洋上風力について、国が系統確保するスキームへの転換、そして、ノンファームの全国展開のためにも再給電方式を速やかに開始をするという、そうした点について大変、これまでの議論、検討がある意味で形になってきたと思います。

その上で大きく2つ申し上げたいんですけども、1つは、これ、もう何人かの先生おっしゃいましたけれども、やはり、あるべき方向性としては主導、ノンファームの再給電方式ですけれども、あるべき方向性としては市場主導型であるべきだという方向性はこの委員会でも大勢を占

めています。

やはり、変更、今日も示していただいたように……

○山地委員長

高村委員、どうぞ。

○高村委員

あるべき方向として市場主導型に移っていくべき、できるだけ早いタイミングでそれを実現すべきだということだと思います。

今日、示していただきましたように、やはり、検討事項も多いですし、移行、準備にかかる時間も長いということだと、これは、やはり、再給電方式の導入と併せて同時並行で、これは事務局からも御提案いただいていますけれども、導入に向けての検討を加速すべきだと思います。

あわせて、これは長山委員からも御指摘があった点ですが、可能なところは、やはり、市場主導型の施行をむしろ推進をするということが並行して必要ではないかと思います。これが1点目です。

2点目は、松村委員が御指摘になった点と相当重なっておりますが、スライド11と12についてであります。

送電容量の制約に関して、混雑を解消するための出力制御ルールということについて、優先給電ルールとの整合性が技術的にも必要だという御説明については理解をするんですけども、やはり、50年、カーボンニュートラル、あるいは、再エネの主力化、電力の脱炭素化、エネルギーの脱炭素化といったような、この間のやはり明確な政策目標を踏まえると、やはり、それに沿った形でのルールの見直しの重要性、それから、スピード感と、速度感というのが非常に重要になっていると思います。

今回、慎重に、あくまで当面だというふうに事務局からございましたけれども、やはり、先行性が必要な優先給電ルールと併せて見直しを早急に開始をすべきではないかというふうに思います。再給電方式の下でもこうした対応というのは、つまり、どういう順番で調整をしていくかということは可能だと思いますし、まさに、次の市場主導型にスムーズに移っていくためにもこの検討を早急に始めるべきではないかと思います。

その論点として幾つかあると思いますけれども、まず、火力電源と非化石電源について明確な優先順位を合意できたというのは非常に重要な一歩だと思うんですが、一つの見直しの論点は、オンライン制御可能な電源からというのは理解ができるんですけども、本来、調整がたやすい、柔軟性を提供できるものが優先をされるというのが恐らく望ましい。むしろ、制御ができないものというものがいつまでも優遇され続けるのだというメッセージが出るとすると、それは、やは

り、あるべき電力システムへの展開への間違っただけのメッセージを出すのではないかと。

その点では、恐らく長期固定電源についても、ある意味では聖域ではなく、その観点から検討するという必要ではないかと思えます。

それから、2つ目は、やはり、火力電源の中での優先順位については、この順番についてはかなり違和感がございます。先ほど申し上げた大きな政策目標との関係でもそうですし、非効率の石炭火力のフェードアウトの検討との関係でもそうです。

将来に向けて、やはり、CO₂対策コストが長期のカーボンニュートラルの目標との関係で上がっていく、そして、そういう見通しがまだ示せていないということがこの現状の対策コストをベースにと事務局がなったことでこの順番なんだと思えますけれども、しかし、見直しが必要だと思えますのは、グリーン成長戦略の中でも、まさに脱炭素化のためのグリーン燃料ですとか、CCSといったような技術を普及して導入するというのを非常に重視をしている中で、やはり、こうしたものが優先的に出力制御されるような可能性のあるようなルールであってはいけないと思えます。

その意味で、こうした新しい発電方式、あるいは、CO₂のアベートメントを伴った設備や燃料についてどういうふうにするかという論点も含めて検討すべきだと思えます。

もう一つの検討点は、やはり、系統安定化費用という、このスライド12とあります。これ、松村先生がおっしゃったのもうあまり言いませんけれども、こうした、ここに、系統安定化費用というのは、恐らく電力システムが展開していく上では必要なコストで、そのコストをきちんと認識する、評価をするということは必要なんですけれども、その算定方法と変動電源のコストとして整理をするのかという点については精査が必要だと思えます。

系統安定化費用の中でもこの間、火力発電の稼働率の低下による発電効率の低下ですとか、あるいは、送電線の状況の効果やコストの議論の中で再エネだけのコストではないということも認識をし始めているというふうに思えます。

その意味で、今、挙げました幾つかの論点が既にございますので、出力制御のルール、そして、優先給電のルール併せて見直しを早急に始めることが必要ではないかと思えます。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございます。

この後、かなり大勢の方が御発言御希望でございますので、発言はできるだけ簡潔に、高村委員は大体通常長いので、今後お気をつけください。

○高村委員

すみません。

○山地委員長

新川委員、お願いします。

○新川委員

新川です。じゃ、私は1点だけ。

今、皆様が議論している資料の11ページのところの考え方ですけれども、についてだけコメント申し上げます。

ここに書いてあるとおり、方向としては全体的なコスト、3Eの観点からのコスト比較を行って、コスト高いものから減らしていくということ、考え方でいいと思っております、ただ、12ページのコストの計算おかしいんだらちょっと、私、専門じゃないので分からないんですけども、そこは適切な、正しい方式でコストの比較をしてコスト高いものから落としていくっていう、そういう考え方でいいんじゃないかと思いました。

そのときにですよ、ただ、今回、再給電、あくまでも当面の間というの、当面が何年なのか分からないのでそこをはっきりさせたほうがいいと思うんですけども、当面の間の過渡的なものとしてやるわけなので、システムの改定とかにまたお金がかかってしまってもしょうがないんじゃないかなと思いますから、そういった意味では、優先給電でやっていく方法と、そのシステムそのまま使ってやったほうが効率がいい、コストがかからないわけですから、それが、その方式でやっていくということによいのではないかなというふうに思い、したがって、非化石の電源の出力制御の順番もここに示されている方向でいいんじゃないかなと思って、事務局の説明のほうはお伺いしました。

ただ、これと別に、今のあれから出力制御の順番の話ですけども、費用負担どうするかということが併せて重要な問題で、制度でカバーするのか、それとも前回から議論されている混雑料金というのを導入して原因者が負担するという方式にするのかっていう、そちらについてはこの委員会ではないと思うんですけども、併せて考えていく必要があると思っています。

この真ん中のところにある非効率石炭というものをこの順番でやっちゃうと、出力制御、一番にそれをやったほうがいいんじゃないかということだと思んですけども、それも結局コスト、ここでその問題を別にやるのがマストじゃないとは思いますが、非効率の石炭優先的にやる一番のためにはシステム改修とか必要なのであれば、あえてそんなことをここでやらなくても別のところでそこをしっかりと打ち出して、ここはこういう理由でこうしているというのを説明すれば、政策としても別に一貫性が損なわれるようなものではないのではないかなと思いますので、非効率な石炭をフェードアウトするのは重要だと私も思いますけれども、ここでそれをやること

が必須ということでもないのではないかなというのが私の、皆様の議論を聞いて思った感想です。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。

では、松本委員、お願いします。

○松本委員

ありがとうございます。

先ほども論点になっておりました火力間の運用についてなんですけれども、10ページにございますように、前回私のほうからLNG火力やLNGコンバインドサイクルなど火力でも環境性が高く機動力が高い電源は再エネ大量導入とコンビネーションで活用ができるため、火力の抑制対象としては最後に位置づけるべきではないかと申し上げました。

しかし、今、この12ページに出ていますように、電源別メリットオーダーの概算としては、やはり、日本においては相対的に石炭火力発電は価格競争力があるということが示されました。

既にほかの先生方、委員の方から御指摘がございましたけれども、やはり、試算が、ワーキンググループが15年5月でまだ試算が当時から時間がたっているということと、あとは、老朽化した非効率な石炭火力のフェードアウトを検討するということですから、石炭火力発電を非効率のものと最新鋭のものを一括して論じる、検討するのはどうなのかなと思うわけです。できれば、老朽化し、非効率な石炭火力発電所と最新鋭の石炭火力発電所を分けてメリットオーダーの概算を出していただけないかと思うわけです。

欧州では石炭火力発電所が減ってきているのは、炭素税や火力発電所のエミッションパフォーマンススタンダードなどの政策もありますけれども、老朽化が進んでいることによる閉鎖もあります。また、アメリカでも、やはり、シェールガス革命により石炭火力発電所が老朽化して経済性を失ったという市場原理によるものが大きいかと思しますので、この概算の出し方ですね、非効率石炭火力と高効率の石炭火力とを分けて計算していただけないかと思います。

順番としては、石油火力が最初に出力制御の対象になるというのは理解できますが、次は、私は非効率石炭火力ではないかと思います。

以上でございます。ありがとうございました。

○山地委員長

ありがとうございました。

では、次、岩船委員、お願いいたします。

○岩船委員

はい、ありがとうございます。

今の論点ですね、資料2の11ページに関しては、12ページにあるような単純な燃料費プラスCO₂等の順番ではなくて、やはり、起動費ですとか、CO₂のコスト含めて、最適経済配分のルールでTSOの裁量により決定されるべきではないかというふうに思います。なので、局面によって恐らく起動コストの影響等変わると思いますので、そこは、私は、もちろんCO₂の環境コストも含めてTSOの裁量で判断して運用されればいいのではないかと思います。

そうすれば、先ほど松本委員がおっしゃったように、効率の悪い石炭は環境コスト含めれば逆転してLNGよりも先に止められるかもしれないですし、それが一番合理的なのではないかというふうに思います。

この混雑のためのルールだけでなく、そういう意味で、これは同時に優先給電のルールに、需給のための優先給電のルールに関しても適用されるべきではないかと思いました。

あとは、参考資料4ですね。やはり、これ、すごく大きな問題で、安定供給もありますけれども、市場高騰、価格が高騰している問題があり、市場の信頼性自体がすごく揺らいでいると思います。原因を取り除く努力をもちろん続けてほしいですけれども、様々な憶測が飛び交っていますので、具体的な情報を適宜出してほしいというふうに思います。

特に、市場価格高騰という意味では、市場連動価格の、需要家がかなり今、200円とかになっていたりすると、その前の10倍ぐらいになっています、みたいな話がありまして、ここが大きな問題ではないかというふうに思います。契約件数が、拾った数字によると80万件とも言われています。もちろん、分かってやっている人はいいんですけども、大手の契約の変更サイトで市場連動メニューが一時安いメニューとして上位に掲載されていたこともあって、よく知らないで電気料金が安くなると思って契約した人もいると思うんですね。

かつ、今の状況を知らないとなると、2月ぐらいに電気料金が来たときに10倍になっていました、12月の10倍になっていました、みたいなことが実際起こり得ると思うので、そういったことに関しては早めにエネ庁なりからしっかりしたアナウンスをしていただきたいなと私は思います。

今回の状況で、再エネとダイレクトに関係ないかもしれないんですけども、今後進めていくべき電化とか、あとは、市場連動する価格による需要の調整みたいなことがかなりブレーキがかかってしまったなど、物すごくここ残念なので、今後しっかり振り返りもしていただきたいですし、長期的なリスクヘッジの方向についても議論してほしいと思います。

今日なんて、太陽光は結構発電していると思いますし、需要も一服したと思うんですけども、まだまだ全然市場価格下がっていないので、しかも、情報が乏しい中、こんな状況がしばらく続くということであれば、とても2050年のこととか考えられないような人も多くなると思いますの

で、ぜひ、よろしくお願いいたします。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。

オブザーバーの方でかなりの数発言御希望なんですけれども、まずはしばらく委員優先でいきたいと思います。

大石委員が復帰しているなら大石委員もよろしいんですけれども、あと、私が把握しているのは圓尾委員、秋元委員の順番ですけれども、大石委員はコネクトできていますでしょうか、事務局。

○大石委員

はい、大丈夫です。

○事務局

委員長、今つながりますので、大石委員、じゃ、御発言お願いいたします。

○山地委員長

大石委員から始めて、圓尾委員、秋元委員といきたいと思います。

○大石委員

すみません、御迷惑をおかけしました。

私は1点だけですね。皆さん、先生がおっしゃっていた資料2の11ページ、12ページのところです。

この議論は、やはり、フェードアウト、石炭のフェードアウトを基本として始められていたところなのに、この12ページの図が出たのはとても納得がいきませんでした。

環境性と、それから経済性も短期的なものではなく、やはり、もっと長い目で考えることも必要ではないかなと思いましたが、この試算も2015年ということで、ぜひ、もっと最新のもので検討していただければと思いました。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございます。

発電コスト検証ワーキングは私が座長をしたんで、でも、確かにもう5年前ですから、またもう一度検討したほうがいいでしょうね。

それでは、圓尾委員、お願いします。

○圓尾委員

圓尾です。

まず、資料2の11ページのところです。新川委員おっしゃったように、3Eの観点というのは非常に大事だと思います。確かに、こう書くといろんな期待が生まれるんだなと思いますけれども……

○山地委員長

事務局、ちょっとオフにしてくれませんか、音が反響している。

○圓尾委員

大丈夫ですか。

○山地委員長

大丈夫です。

○圓尾委員

幾つかポイントあるなと思っていまして、岩船委員おっしゃったように、単純なコストではなくて起動コストとか含めた形でTSOが判断するのが私も適当なんだろうと思います。

ですから、単純に石炭、LNG、石油という形にいつもなるというわけではないと認識して運用することが必要なかと思うこと、それから、CO₂対策コストも常に石炭、今後も5年前に計算したような状況にも決してならないのではという思いもあります。

それから、一方では、例えば、非効率石炭のフェードアウトの話も出ていましたけれども、これをかなり厳しい条件で、かなり前倒しで退出させるというのがあって、一方で、あるものについてはなるべく有効活用するというような、エネルギー政策全体像の中で制度化できるような話かもしれません。

○山地委員長

以上でしょうか。圓尾さん、以上でよろしいですか。

○事務局

事務局でございます。すみません、圓尾さん、途中でマイクの機能がオフになったようですので、事務局のほうで確認させていただきたいと思います。

○山地委員長

じゃ、秋元さんのほうに移りましょうか。お願いします。

○秋元委員

どうもありがとうございます。

私も資料2の11ページ目でございますが、私は事務局の御提案で基本的によろしいかと思いません。

ただ、岩船委員の御提案のように、TSOに一定の裁量権を持たせてもいいかなという感じも持ちました。もちろん、石炭火力に関しては、非効率なものを抑制するという方針ではございますが、それは別の政策でやるべきだと思いますし、ここでは、コストの検証に関しては正確な数字は別として、ここでCO₂コストが37ドルものコストを想定していて、これは、EU ETSの価格は相当上がってきていますけれども、それでも25ユーロぐらいだと、ちょっと最新の数字は分かりませんが、ぐらいだと思いますので、十分なコスト、炭素プライスを想定した上でのメリットオーダーの火力の順番ということかと思っておりますので、そういうことと、あと、再給電方式ということも当面という部分も含めて総合的に考えると、この事務局の御提案の方向でいいんじゃないかというふうに思っています。

以上でございます。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

それでは、オブザーバーの皆様には大変お待たせしました。

特に日本商工会議所の湊元さんには早めに御意思表示あった、湊元さんからお願いいたします。

○湊元オブザーバー

日本商工会議所の湊元です。発言の機会いただきましてありがとうございます。私から手短に1点だけ申し上げます。

私も資料2の11ページの下段についてでございますが、本案では電源別の限界費用を主軸に検討を進めることとなっておりますが、加えまして、3E+Sのうち最も重要と考える安定供給性の観点も十分に考慮した上で万全を期した詳細なルールづくりをお願いしたいと思っております。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

続きまして、監視等委員会の佐藤さん、お願いします。

○事務局

事務局でございます。よろしいでしょうか。

○山地委員長

どうぞ。

○仙田オブザーバー（佐藤代理）

聞こえますでしょうか。

○山地委員長

事務局、またマイクをオフにしてくれませんか。声が聞こえづらい。

○仙田オブザーバー（佐藤代理）

聞こえますでしょうか。

○山地委員長

はい、大丈夫です。

○仙田オブザーバー（佐藤代理）

都築さんがプレゼンされた資料3の17ページと18ページに関して1点申し上げたいと思います。

都築さんが非常に正確に発言されたと思うんですが、この17ページなんですけれども、これは、私が広域機関にいたとき、在籍していたときにPJMで聞いてきた話を書いてあると思うんですが、もう少し発言させていただくと、まさにここに書いてあるとおり、よく日本ではPJMは安全プールだというふうに文献とかいろんな話になったんですが、ここにありますように、実際は、4割に関しましてまだ今でもセルフになっておりまして、一斉購入されていないという実態にあります。

形上は、ノーダルは全量市場投入というふうになってはいますが、実際相当違うということですので、そういったことも念頭に置いてぜひ議論を進めるべきだというふうに思います。

あともう一つ、18ページのところなんですけど、ノーダル制で非常に面白いと思ったところで、この課題・論点で書いていないのは、今の市場高騰の話とも相当関係あるとは思いますが、ノーダル制になりますと買手はPJM、PJMのあれはPJMであって、小売が少なくとも市場間競争というか、買取り競争はしないという形になっています。

ということで、今の制度とはそこが相当違って、ある意味だと、キロワットアワーに関しても一括してPJMが買って、それを各小売に割り当てるという形で、発電に関しては市場同士の競争を行うが、小売に関してはそういう競争は行っていないというのがノーダル制の大きなところだと思いますので、課題・論点のところ、念頭において今後議論すべきだと思ひまして発言いたしました。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

実は、圓尾委員、途中で最後のほうのところ、声が落ちてしまったんですけども、再接続できたということで、圓尾委員に最後のほうをもう一度確認のために御発言いただきたいと思ひます。よろしくお願ひします。

○圓尾委員

すみません、ネットワークが切れてしまいました。

1点目、申し上げていたのは、要は、エネルギー政策全体の中でどういう役割を担うものなのかを説明する必要があるという点です。

もう一点言おうと思っていたのが、冒頭で御説明があった資料4の最後のところに関してです。200円を超える高騰が続いているという一方で、0.01円の時間帯も今年度は非常に増えている。つまり、非常に価格がボラタイルな状況になっていまして、今までにない状況が生まれているわけですから、恐らくいろいろな事業者さんはこのリスクをヘッジするために、市場で言えば、例えば、先渡しであったり、先物であったりを今後利用していくことになると思います。そういうような行動を事業者さんがどう取ろうとしているのかであったり、そういう行動を取ろうとしたときに、何が今の市場だと障害になっているかとか、その辺も併せて、対策を考えるときにエネ庁のほうでも分析していただけたらと思いました。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

それでは、またオブザーバーの方の発言に戻りまして、私の把握している順番では、次は、有機資源協会、柚山さんですかね、違いました、ごめんなさい、エネットの小倉さんだ、よろしくお願いします。

○川越オブザーバー（小倉代理）

エネットの小倉です。聞こえていますでしょうか。

○山地委員長

大丈夫です。お願いします。

○川越オブザーバー（小倉代理）

私も資料4についてコメントしたいと思います。

このたびの需給逼迫状況に対しては、弊社を含む新電力各社においても可能な範囲での節電のお願いや、あるいは、デマンドレスポンスの活用などについてホームページや個別の対応でお客様に御協力をお願いしているところです。

現在の市場価格は資料にありますとおり、連日広域ユーズを要請されている状況の中、数少ない売札を供給力確保義務を求められる買手が競って購入し、想定し得ないような高騰した価格が3週間以上も継続している異例の状況でありまして、特に自社電源が少ない新電力の利益を大きく毀損し、事業継続に関わる深刻な状況に陥っております。

このような制約がかかった状況にある市場取引に対する速やかな措置や、あるいは、インバラ

ンスの精算方法につきまして、単なる厳気象だけではない今回の本質的な要因をしっかりと分析の上、合理的な仕組みを速やかに御検討いただき適用していただきますよう強く要望いたします。以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

それでは、続きまして、有機資源協会、柚山さん、お願いいたします。

○柚山オブザーバー

柚山です。

資料2、スライド11の現行の需給バランス維持におけるルールと同じとすることがどうかについてですけれども、昨年12月7日にも申し上げていますように、バイオマスの持つ環境性や安定供給性の高さを十分に考慮いただきたいと思います。

相対的に調整力が高いと評価されているバイオマス発電においても調整力には限界があり、移動や制御に時間、コストを要します。このことを考慮した運用をお願いいたします。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。

では、風力発電協会、祓川さん、お願いします。

○祓川オブザーバー

祓川です。発言させていただきます。

資料2でございませけれども、イギリスでは優先給電ルールがないというようなことで、メリットオーダーで進めているという一方で、ドイツでは出力制御の準備や補償が明確化されていて、火力などの従来型発電、原子力含むかどうかちょっと確認できていないのですけれども、係る電源を最低出力まで出力制御した後に再エネ発電整備を制御することになっているようです。

また、その再エネを系統混雑回避のために出力制御する場合は、系統運用者は再エネ発電事業者の損失収入95%を補償するというふうになっているということが過去の経産省さんの事務局からの御説明にもあったようでございます。

特にマイナスの観点で、出力変動型の太陽光や風力を伸ばしていく場合に、この損失補償をするか、しないかというのは結構大きな課題であるのではないかと考えておりますので、ぜひ、事務局のほうで妥当な補償をすべきか、すべきでないかということについて検討いただければと思います。

それから、委員から御指摘ありました系統安定化費用についてですけれども、2015年、6年前

の報告で、当時と今では再エネを取り巻く環境が大きく変わっておりますので、やはり、系統安定化費用も含めてCO₂コスト、燃料費、発電コストなどなど再検証が必要なのではないかなというふうに感じております。特に系統安定化費用のところに別途明記しておりますけれども、燃料費、再エネが入ることによって燃料の削減効果もあるということと言われておりまして、これも併せて検討すべきではないかというふうに考えています。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。

私が把握している限りでは最後なんですけれども、環境省の小笠原さんから御発言御希望ですが、いかがでしょうか。

チャットボックス……

○環境省（小笠原様）

環境省の小笠原です。聞こえますでしょうか。

○山地委員長

はい、聞こえます。どうぞ。

○環境省（小笠原様）

たくさん意見出ていますので、重なりますのでごく簡単に。

11ページのところの、資料2の11ページのところですけれども、やはり、環境省としては、CO₂の多い石炭を優先するよう見えるのについては疑問であります。2050年カーボンニュートラルに向けて取り組んでいる中で説明がつくのかどうか、誤ったメッセージを世に与えてしまうのではないかということ懸念をいたします。

2050年ゼロであればいいだけでなく、当然その過程でもできるだけ減らすことが求められ、また、2030年に向けても努力が必要な中で説明がつくようなルールであるということが必要だというふうに考えております。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。

ほかに発言御希望はございませんでしょうか。今のところ、しばらくチャットボックスに記入はございません。

それでは、もう予定の時間15分過ぎているんですけれども、スタートが少し遅れましたので予定ぐらいですけれども、質問的なことも含めて幾つかございましたので、事務局のほうで対応で

きるところがあればこの場で対応をお願いしたいんですが、いかがでございましょう。

○小川電力基盤課長

ありがとうございます。

まず、資料2の関係、それから、参考資料4の需給の関係、私、小川のほうからお答え申し上げます。参考資料4の特に市場周りのところは続いて下村のほうからお答え申し上げます。

まず、資料2の11ページのところで様々な御意見、御議論いただきました。このうちの12のところがちよっと御説明が不十分でありましたけれども、ここに概算を示して、これでもって考えていきたいと思いますということではなくて、これまで御議論いただいたメリットオーダーというのを考えたときに、では、今だとどうなるか、今し方も御意見ありました、石炭が優先されるのはどうかという話とメリットオーダーと言ったときには、現状だと少なくともこの12ページに近い形に、メリットで考えるとなるわけですけれども、この点、どういうふうを考えていくか。

繰り返しですけれども、メリットオーダー、さらにはその先の市場主導型を考えたときには、石炭は先にとか、そういうような形ではなくて、まさにコストで見ていくことになるので、そういうのを念頭に置いて、引き続きこのオーダー、順番をしっかりと御議論、御議論いただきたいというふうに考えております。

それから、ページで言いますと26で、幾つか御質問いただきました、まず長山委員からは事業性判断、費用分析のところは、言ってみれば、基幹系統とかと同じようなコスト分析をしたかどうかという話、この辺はローカルの系統の増強のルールをどうしていくかといった点、増強だけではなくて利用ルールも含めて今後しっかり考えていかなければいけない点かなというふうに考えております。

それから、同じく御質問に近いものとして、29ページ、容量確保の仮確保のところのタイミングにつきましては、桑原委員からも同様のお話ありました。容量確保のところは、促進区域指定の要件、見込みがしっかりしていることが要件でもありますので、タイミングとしてはこの指定の直前に近いタイミングを考えておまして、これを殊さらに早くするというよりは、指定が一番近いところするのが適当かなというふうに考えております。

それから、荻本委員からは、ノンファームもオプションにしていくこと、洋上風力との関係です、ね、というお話もありました。この辺も先ほどの事業性判断、言ってみれば、ローカル系統における、先ほど申し上げた増強、利用、こういった点を一体的に考えていくということかなというふうに思っております。

それから、いろいろな見直し、11ページの出力制御の順番に戻ってしまいますけれども、高村委員からは見直しの検討を早急にといった御議論もありました。一方で、現行のルールで既に行

っているもの、そのシステムとの関係で時間がかかる場合には、当面ということで今と同じ方式というような新川委員の御意見もありました。この点につきましては、引き続き、次回ではどうするかというのは、今日、本日もうほぼ全ての御議論をいただいたというふうに考えておりますので、次回、こういった点を踏まえて、では、どうしていくかということを最後御判断いただければというふうに考えております。

私のほうからは以上でありまして、市場周りのところにつきまして、下村からお答え申し上げます。

○下村電力産業・市場室長

続けてコメントを申し上げます。

何人かの委員、オブザーバーの方から御指摘のありました足元のスポット市場でございますけれども、J P Xにおける取引開始以降、初めてキロワットアワー当たりの価格が一日平均で100円を超えるという日がここ数日続いているなど高騰している状況でございます。

この価格高騰は、資料にもございますけれども、寒波の到来に伴う電力需要の増加、それから、天候による太陽光発電の発電量の低下、さらには、燃料制約などがその背景にはあるというふうに考えてございます。

この辺について、特に新電力の皆様を中心に非常に厳しいといった声というのは私どものほうで聞いているところでございまして、まずは、皆様の声をしっかりお伺いするということをやっていききたいというふうに考えてございます。

また、そうした声の中では、本当は市場にはまだ玉があるのではないかといた声も耳にいたしますけれども、この点については電力・ガス取引等監視委員会におきましてしっかり監視をさせていただいているというふうに認識をございまして、現時点で何か問題があるといった報告は受けてはいないという状況でございます。

また、その中でも特に事業者の皆様のお伺いしておりますと、かなり実態、様々でございます。提供されている電力メニューも様々でございますし、また、経営のポジションというのも様々でございます。

先ほど圓尾委員からも御指摘がありましたけれども、先物市場などでヘッジをしていますといった事業者さんも中にはいらっしゃるわけでございます。こうした多様な事業者の声を拾いながらどうのことを考えていくのかということをしっかり検討していきたいと思っております。

また、これ、まだ今事象続いている状況でございますけれども、しっかりこれも振り返りも必要ではないかということを考えてございます。

以上でございます。

○山地委員長

ありがとうございました。

○清水新エネルギー課長

すみません、委員長、新エネ課、清水からも一言だけよろしいでしょうか。

○山地委員長

はい、どうぞ。

○清水新エネルギー課長

すみません。荻本委員のほうから参考資料1の洋上風力のビジョンに関しまして、資料7ページというところに地図が載ってございます。そちらについて御質問をいただいたので一言だけコメントさせていただきますが、こちらの、開くのになちょっと時間かかってしまうかもしれませんが、資料の地図の下のところにも米印で書いてございますが、この数字についてはNEDOのほうの着床式洋上ウインドファームの開発支援事業ということで、各地域ごとの風況等を踏まえた、LCOE、どれくらいコストが安くつくのかというマップをつくってしまっていて、そちらのほうの数字等を踏まえて引っ張ってきたものでございます。

御指摘のとおり、これはイメージということになってございまして、当然のことながら2050年に向けた具体的な案件形成ということについて、今あるわけではないということではございますが、こうした数字も踏まえて、まさに、再エネポテンシャルを踏まえたマスタープランということにつきまして、これまでこの委員会でも御議論いただいているような形で来春に1次案をつくっていくという話とうまくこういった情報を連動しながら作り込みしていくわけですが、当然、それは、ちょっと行ったり来たりもあるのかなと思いますので、あくまでイメージというものでございますが、こういった情報も踏まえながら議論を進めていきたいと思っております。

以上でございます。

○山地委員長

ありがとうございます。

もう時間も大分オーバーしちゃったんですけども、今の事務局対応を受けて何かぜひ発言したいという方がいらっしゃいましたらチャットで御連絡いただきましたら受けませんが、いかがでございましょう。

よろしいですかね。いいようですね。

それでは、後半議題についても大変熱心に御議論いただき、ありがとうございました。

私も途中でちょっとちょっかい入れたようなところありますけれども、今日2つ論点があったわけですね。前半でFIP制度の詳細設計とアグリゲーションビジネスのさらなる活性化という

ことで議論いただいて、その中でアグリゲーションの活性化のため、それから、F I P制度にはバランシングコスト、あるいは環境価値の取扱いという具体論を前半では議論していただきました。具体論なんで細かいところに幾つかコメントをいただきましたけれども、事務局案に大筋では異論はなかったんじゃないかと思います。前半のまとめのところでも私、そういう発言しました。

実は、このテーマについては本日でこれまでのF I P制度に関する議論の整理も示されて全体像ができましたので、細かいところのコメントもいただきました、それを踏まえつつ施行に向けて事務局には準備を進めていただきたい。

後半の電力ネットワークの次世代化については、基幹送電線利用ルール見直し、これ、私何回も、なかなか難問だと思っいろいろ発言をさせていただいていますが、今回、再給電方式のいろんな課題とか、その検討結果御報告いただきました。出力制御ルールについてもいろいろ細かい議論をいただいたんですが、いろいろコメントをいただきまして、それぞれ私ももともとところもあると思っ聞いておりました。今回の議論を踏まえてさらに検討を深めていっていただきたいと思っっています。

それから、もう一つ、これは具体的に進めなければいけないということでは、洋上風力の系統確保スキームっていうことですね。これについては、洋上風力の公募プロセスと、それから系統接続の一括検討プロセスを連動させるっていう具体的な仕組みを今回提案されたわけで、この点に関してはいろいろ質問等もございましたが、特に大きな異論というのはなかったと思っしますので、これは事務局提案に沿って今後具体化をさらに進めていただきたいと思っっております。

ということで、次回の開催について事務局から御連絡をお願いいたします。

○清水新エネルギー課長

事務局、清水でございます。

本日はこちらのほうの不手際で開催が遅れまして、まず、大変申し訳ございませんでした。また、配信につきましても、同時中継ということがうまくできなかったということについておわび申し上げます。本日中に音声等についてはインターネット上に上げたいと思っます。おわび申し上げます。

次回の委員会につきましては、日程が決まり次第、当省のホームページにてお知らせいたします。

○山地委員長

そういうことで、これもちまして本日の委員会を閉会といたします。

御多用中のところをほぼ3時間半にわたってお付き合いいただき、大変ありがとうございます

た。

—了—