

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13回)

日時 平成31年4月22日(月) 13:00～15:30

場所 経済産業省 本館地下2階 講堂

○山崎新エネルギー課長

それでは、定刻になりましたので、ただいまより総合資源エネルギー調査会・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の第13回会合を開催させていただきます。

委員の皆様方におかれましては、本日もご多忙のところご出席いただきまして、まことにありがとうございます。

本日、江崎委員におかれましては、ご都合により欠席とのご連絡をいただいております。

また、本日もオブザーバーといたしまして関係業界、さらに関係機関の方々にご参加いただいております。オブザーバーの方々のご紹介につきましては、恐縮ですが、お手元に配付させていただいております委員等名簿の配付をもってかえさせていただきたいと思っております。本委員会は、1月17日の第12回会合以来の開催となります。

本委員会では、昨年5月に第1次中間整理として取りまとめていただきまして、これを受けまして、昨年7月に閣議決定された第5次エネルギー基本計画において、再生可能エネルギーの主力電源化というものが盛り込まれたわけでございます。その後、第2フェーズといたしまして、昨年9月から主力電源化に向けてアクセルを踏むべく議論を再開していただきまして、その成果をことしの1月28日に第2次中間整理として取りまとめたところでございます。

我々政府といたしましては、これまで取りまとめたいただいたアクションプランを着実に前に進めていくということでございますが、他方、2020年度末にFIT法の抜本見直しという期限が残り2年に迫っている中で、このFIT法抜本見直しと再生可能エネルギー政策の再構築につきまして、本委員会のいわば第3フェーズといたしましてご議論いただきたいということで、本日お集まりいただきました。

それでは、再開ということでございますので、山地委員長に一言ご挨拶をお願いできればと思います。

山地委員長、よろしく申し上げます。

○山地委員長

本日は第13回の小委員会ということでございますけど、今話にもありましたように、第3フェーズに入るキックオフということもありますので、私から一言ご挨拶申し上げたいと思います。

本委員会、第3フェーズですけど、第1フェーズのまとめを昨年5月に第1次中間整理としました。そのときに打ち出した再生可能エネルギーの主力電源化ということが昨年7月のエネルギー基本計画の中に位置づけられました。

その後、コストダウンのさらなる加速化と具体的な施策について議論を行いまして、今話がありましたけど、ことしの1月に第2次の中間整理を取りまとめた。これまでアクションプランとして取りまとめて、実行していけるものは即時実行していく。そういうことで、関係機関や関係の事業者の方と連携しながら、着実に取り組みを進めているということでございます。

改めて、しかし現時点で見ますと、世界的に見れば、既に次のステージに入っているところが数多くあると思います。コスト競争力のある電源として再生可能エネルギーを電力市場へ統合していく、こういう方向へ大きくかじを切っているというふうに考えます。日本でも来年は送配電部門の法的分離という大きな節目が来まして、またFIT制度を抜本的に見直すタイミングでもあります。自由化された電力市場の中で再生可能エネルギーをどう位置づけていくのか、そのためにどんな制度が必要なのか、あるいは電力システムを含め、電力システムはどうあるべきなのか、10年後、20年後を見据えて議論を次のステージへ進めていきたいと思っております。

本委員会、本日を皮切りにこうした検討を進めていきたいと思っておりますので、委員の皆様、引き続き活発な議論をお願いしたいと思います。よろしくお願いいたします。

○山崎新エネルギー課長

山地委員長、ありがとうございました。

それでは、早速でございますが、山地委員長に以後の議事進行をお願いしたいと思います。

よろしくお願いいたします。

○山地委員長

それでは、第13回、第2次の中間整理後は初回ということになるその会合を始めます。

今回、本委員会の第3フェーズをスタートさせるに当たり、FIT法の抜本見直しと再生可能エネルギー政策の再構築に向けて、事務局に論点を整理していただきました。

まず、検討のフレームワークや基本的な視点が妥当なものか、それからそれぞれのフレームワークの論点に過不足がないか、こういった観点からご議論いただきたいと思っております。

では、まず事務局から本日の資料の確認をお願いいたします。

○山崎新エネルギー課長

本日の委員会、ペーパーレスで行わせていただいております。資料につきましては、経済産業省のホームページにて既に公開済みでございますので、傍聴等の方々はそのらをごらんいただければと思います。

本日、配付資料一覧にありますとおり、資料番号のついていない議事次第、委員等名簿、

座席表に続きまして、3つ資料がございます。

資料1、事務局のFIT制度の抜本見直しと再生可能エネルギー政策の再構築、資料2、本日ご欠席の江崎委員のご提出資料、資料3、小野委員のご提出資料でございます。

○山地委員長

それでは、議事に入っていきたいと思います。

きょうは事務局が用意した資料は、資料1のみであります。FIT制度の抜本見直しと再生可能エネルギー政策の再構築に向けた論点について、資料1の説明、お願いいたします。

それから、プレスの方、撮影等ございましたら、ここまでとさせていただきます。傍聴は可能でございますので、引き続き傍聴される方はご着席いただきたいと思います。

では、事務局のほうから説明をお願いいたします。

○山崎新エネルギー課長

それでは、資料1をご説明させていただきます。FIT制度の抜本見直しと再生可能エネルギー政策の再構築という資料でございます。

おめくりいただきまして、1ポツ、今回の検討の位置づけでございます。

スライド番号2番、FIT制度の抜本見直しと再エネ政策の再構築に向けてというスライドをごらんください。

冒頭ご説明を申し上げたように、FIT制度というのは、導入初期における普及拡大、それを通じたコストダウンを実現するということを目的とし、法律上の時限的な特別措置として創設されてきたものでございます。法律上も、この2020年度末までに抜本的な見直しを行うということが法律上明記をされてございます。下にその法律の条文をつけてございますが、こうした中、FIT制度創設以降に生じた課題については、2016年にFIT法の改正を行い、かつ本小委員会でご議論いただいていた現行制度下での主に政策対応、こういったものに加えまして、今後FIT政策の抜本見直しにあわせて再エネ政策を再構築する中で検討していく必要があると、こういったような状況にあると考えてございます。

次のページが全体の先ほど来申し上げている第3フェーズというところのフレームワークのイメージでございます。

下にまさに書いてあるところがその要約になるわけですが、フェーズ1で主力電源化宣言、系統問題のチャレンジについて総論と具体策をまとめていただき、フェーズ2では、主力電源化に向けたアクセルとしてさらに深掘りをしていただいた。今回、この4月から、再生可能エネルギーの再構築に向けてということで、フェーズ3の議論をこれは別途、総合エネルギー調査会のもとに設けられました脱炭素化社会に向けた電力レジリエンス小委員会ということで、特に系統の問題について議論をしていただいている委員会と相携えまして、本委員会においてこのフェーズ3の議論を行っていただけたらというふうに考えているところでございます。

4ページ目は、第2次中間整理の抜粋でございますので、続きましてそうした中、改め

てF I T制度は何をもたらしたのか、何が起こってきたのかということを経論及び電源ごとの課題ということでまとめさせていただきました。

6 ページ目をごらんください。

まず、比率でございます。

再エネの導入は着実に拡大してございます。F I T制度の導入前、水力除きの再エネが2.7%であったところ、2017年度で8.1%という、水力を入れると16.0になってございます。

参考までに、次のページがエネルギーミックスとの関係でございまして、エネルギーミックスの22~24%の実現を目指しているわけでございますが、現在道半ばでありながら着実に達成をしている電源、それ以外の電源、さまざまところがあるわけでございますが、そういったエネルギーミックスの実現への道のりを参考までに入れてございます。

8 ページ目は、それぞれの年度ごとの導入量といった、よく我々が出している資料の最新版を改めて本委員会の冒頭に当たりまして提示をさせていただいております。

9 ページ目をごらんください。

再エネの導入でございますが、日本は16%、少ないじゃないかということを経々言われたりもします。ただ、例えばエネルギー密度が相対的に低いわけで、導入可能量というのは自然条件に依存すると考えると、土地の面積当たりの再エネ導入量で見ると、日本はナンバー8であるということ、さらに右の図でありますけれども、累積の太陽光の導入容量は世界第3位だといったようなところにも、しっかりと目を向ける必要があるというふうにご覧でございます。

続きまして、もう一つ再エネ、F I T制度の導入を通じまして、先般の北海道の地震の後に、太陽光を中心に自立運転機能といったようなものでレジリエンスに貢献してきたといったようなところも、大きく一つF I T制度導入後に再エネが拡大したことによって、出てきた効果であるというふうにご覧しているところでございます。

以上、こういった状況に総論なっているということでございますが、続いて11ページからは、各電源における状況というものをブレイクダウンさせていただいております。

11ページ目、各電源というか、総論も含めてでございますが、F I T制度が始まってから、F I T認定容量の81%が太陽光でございます。その中で、買い取り費用の総額というものが2019年度の賦課金算定ベースで買い取り費用総額は3.6兆円です。これは左の下の図にまさに内訳を書かせていただいておりますが、その中で約7割、2.5兆円が実は事業用太陽光が占めてございます。

残り1割強がバイオマスで、2割弱がその他の電源なのでございますが、特にこの太陽光におきましては、赤字で書きました12年度、13年度、14年度、制度創設初期のF I T認定容量が大宗を占めた上で、さらに総額に占める割合も実は事業用太陽光の9割が最初の3年間に認定を受けたもの、全体3.6兆円の6割のものを12年度認定、13年度認定、14年度認定の案件が占めているという現状でございます。国民負担のボリュームゾーンになっているということでございます。

次の12ページ目が、国民負担のマクロで我々よく出している図でありますけれども、現在、賦課金でいうと2.4兆円、買い取り総額でいうと3.6兆円のところまで来てございますが、再エネ比率を6%伸ばすのに年間約2兆円を使っていて、残り8%を約1兆円で実現する必要がある一方で、ラインからは上振れをしているというような状況であるということでございます。

以上が国民負担との関係の一つでございます。

13ページは、本委員会でもご議論いただきました。さらに、制度に落とし込んでいただきました未稼働問題について触れてございます。このFIT導入後、大量の未稼働案件というものが発生をしたと。これを受けて、まず2017年改正で接続契約の締結を要件化したことによりまして、まず一定の未稼働の整理がなされたと。

しかしながら、さらに未稼働のまま滞留している案件があったということでもございまして、昨年10月に本委員会でご議論いただきましたが、そういった未稼働の問題についてさらなる対策をとりながら、まさに太陽光自身もそうですし、他の電源についても、新規の開発を阻害しているという面がございましたので、そういったところへもしっかりと手を打ちながら、バランスよく進めていく必要があると、こういうことでありまして、14ページ目が昨年ご議論いただき、行っている措置の概要でありまして、当時の数字でございまして、最初の3年間で未稼働が約2,300万キロワットあり、こういう状況をどう考えるかということでもございます。

続きまして、15ページ目をごらんください。

太陽光発電への小規模事業主体の大量参入ということで、これについても、過去の委員会でもご紹介を申し上げてきましたが、現在導入量ベースでキロワットベース、容量ベースで事業用太陽光の約4割が50キロワット未満の太陽光発電、すなわち小規模太陽光発電でございます。

2017年度改正で事業計画認定に変更しまして、適正化を図ってきたところでありますが、そういった案件であっても、開発段階で地元との調整に課題が生じる事例といったものが顕著になっているといった事例がございまして。さらに、産業競争力の観点から見ても、競争力あるビッグプレイヤーが生まれにくくなってしまっていると。さらには、一番下に書いているように20年後の事業継続、さらには設備廃棄、再投資、そういったところへの懸念というのが出てきているという現状ではないかと考えてございます。

16ページ目、太陽光発電が電力システムに与えている影響ということでありまして、これは特に太陽光がということでもございますけれども、基本的にはFIT制度というものがキロワットアワーを出せばそれが全部買い取られると、こういう性質があるものでございまして、すなわち最大限の逆潮流を行うと、こういうことでもございます。したがって、この電力市場と半ば隔絶されているような制度のもとでは、逆潮流を抑制するインセンティブが働かないと、こういう状況が顕著にあらわれているのではないかと考えてございます。

出力制御の側面でも、2つ目のポツでございますけれども、特に急速に進んだ現在、出力制御が行われている九州エリアにおきましては、現行の運用ルールでは柔軟な出力制御に限界がある。例えば、オンライン制御に対応している比率がそれほど多くない。さらには、当面の間制御対象外とされたような500キロワット未満の太陽光が結構あるといったような、全体の系統運用に支障を来しかねない懸念が生じている。さらには、発電計画外に備えた調整力のデルタキロワットの増大といったようなところも、電力システムへの影響として挙げられるのではないかということをもとめさせていただきます。

17ページ目、次のページは、先ほど申し上げた出力制御の九州における当面の間対象外とされているようなものがあるというところの話でございます。

以上、太陽光について非常に多く進み、問題が顕在化する場面が多いということも含めて、太陽光について分厚く分析をさせていただきましたが、続きまして、各電源について、FIT制度が何を起こしてきたのかということをもとめさせていただきます。

18ページ目、風力発電でございます。

風力発電については、設備利用率が向上してきてございます。また、FIT申請のタイミングの見直し、さらには複数年度価格の設定、洋上風力を中心とした再エネ海域利用法による制度整備といったようなところで、事業環境が整備されてきていると言えるのではないかと思います。一方で、風力発電は特に適地偏在性が大きいということで、系統制約の克服が大きな課題となっている。また、環境アセスメントの迅速化等についても、引き続き取り組んでいく必要があるということではないかと。

いずれにしても、2012年のFIT法の施行以来、導入量は十分にふえていないというのが風力発電の状況であり、かつ海外に比べて高コストな状況が続いているというふうに見えるのではないかとということでございます。

続きまして、地熱発電、19ページ目でございます。

地熱発電については、FIT開始以降、開発リスクが小さく、調達価格が高い小規模な設備の導入量が増加しているけれども、大きなものというものがなかなか進んでいないということでございます。すなわち開発時点の高いリスク、そういったコスト、こういったものを低減させて、新規地点の開拓をどう進めていくかということ、さらには大規模開発の促進や技術開発のコストダウン、こういったところの問題が露呈をしているということだと考えてございます。系統制約の克服も課題になっているということでございます。

続いて、20ページ、中小水力発電、こちらも地熱と似てはいますけれども、小さい発電容量の小さい水力の件数は増加しているけれども、さらに言うと、リプレース案件を中心に自立化と言えるような水準までコスト低減が進んできているけれども、全体の導入量に占めるインパクトが小さいと、こういうふうに見えるのではないかとということでございます。新規開発地点の停滞ということで、開発リスク、開発コストが高い、これをどう克服するか、系統制約をどう克服するかと、こういったことが課題かと考えてございます。

21ページ目、最後はバイオマスでございます。

バイオマスについては、2016～17年度の間に、輸入材の活用を中心とした大規模木質バイオマス、さらには液体燃料を活用した認定が急増をしたといったようなことでございます。量的にはミックスの水準にほぼ達してございますが、高コスト構造のまま自立化への道筋が描けていないという状態は変わっていないということでありまして、コストの7割を燃料費が占める中で、どうFITから自立していくのかといったようなことを地域の農林業、畜産業とあわせた多面的な推進の中でどう解決していくのかといったところが大事かということを考えてございます。

以上、各電源についての分析でございますが、それを総論としてというか、それをまとめた上で、今回第3フェーズとして本委員会でご議論いただくに当たりまして、検討のフレームワークということで、我々のほうで一案を提示させていただいております。

22ページ目でございます。

3つのフレームワークのもとでご議論いただくことでどうかという案でございます。

まず、1つ目が電源の特性に応じた制度のあり方ということで、FIT制度がどうあるかという総論だけではなくて、各電源の特性に応じて効果的な政策措置というものを議論いただくということではないかということで、そんな中で主力電源にふさわしいコスト低減と電力市場への統合をどう図るのか、さらには地域と共生する分散型エネルギー供給構造の構築をどうするのかといったことを電源別にきめ細かく分析をしながら、制度のあり方を検討すると、これが1つ目の塊でございます。

2つ目が適正な事業規律というふうに書かせていただいておりますが、この委員会では、長期安定的な事業運営の確保ということできずにご議論いただいている、その延長でございます。設備の廃棄の問題、さらにはFIT期間終了後にしっかりと再投資、事業継続、拡大をしていただくといったようなところへ向かわせるためにどうしたら良いかと、こういった視点でございます。

3つ目の塊が次世代電力ネットワークへの転換ということで、先ほど風力のところでも申し上げましたが、適地偏在性にどう対応するのか、そういった中で適正な費用負担をどうするのか、再エネ発電事業者が果たすべき役割はどうあるべきなのかといったようなところをご議論いただくということで、こういった3つの塊に分けたフレームワークで今後ご議論いただくということでどうかという案でございます。

続きまして、3. 検討の視座ということで、そういったフレームワークでご議論いただくに当たり、改めて再エネとは何か、さらにはどういう視座に立ってご議論いただくのかという案を提示させていただいております。

24ページ目、再エネの意義でございます。

エネルギー政策全体の中の3E+Sという中での重要な低炭素の国産エネルギー電源であるということに加えて、地域で活用される再エネの普及ということで、地域活性化への貢献といったようなもの、さらにはエネルギーの安定供給のレジリエンスに資するという部分、そういったところの特徴があるということを改めて整理してございます。

25ページ目、そうした3E+S、再エネの意義といったところを踏まえていくと、この再構築に当たっての基本原則としては、一番大もととして、主力電源たる適切な、まさに再生可能エネルギーの導入拡大、定着、持続的に拡大、定着していくという大目的があり、その中で基本3原則ということで、さらなるコストダウンと国民負担の抑制、長期安定を図る。さらには電力システムとの統合と変容する需要へ適合すると、こういった視点のもとで、こういった再構築を考えていただくということではないかという案を提示させていただいてございます。

26ページ目には、その主力電源たる再エネということで、これが全てではございませんが、まずそのイメージとして、入り口としては、FITによる政策措置がなくとも電力市場で打ち勝っていくという自立化、ずっとこの議論をしていただいておりますが、そういった中で、長期安定的な事業運営が確保されなければならない、他方、地域で活用される電源としての事業環境整備も重要ということで、競争力のある電源への成長モデルと、地域で活用される電源としてのモデル、こういった大きく2つの分類ができるのではないかとイメージの案を冒頭ですので、出させていただいてございます。

以降は参考資料でございまして、本委員会でご提示させていただいたものの再掲が多くございますので、割愛をさせていただきます、続きまして31ページ目以降、4. 今後検討すべき論点ということで、今提示をさせていただきました3つのフレームワークに基づきまして、若干ブレークダウンをさせていただきます、本日のキックオフの議論に資すればというふうに考えてございます。

32ページ目、今まで本委員会で行ってきていただいた第1次、第2次中間整理と、この電源の特性に応じた制度のあり方という1つ目のくくりとの関係でございまして、先ほど来申し上げているように、そういった現行FIT制度のもと、下に書いてございますけれども、長期にわたる固定価格での買い取り義務、インバランスリスク負担の回避といったようなものの中で、電力市場のメカニズムから若干隔離されたような状況で進めてきたという事実があると、一方で電源種によっては思うように導入量が伸びていないという、先ほど見てきたような事例があると、国民負担の増大と、こういったところをどうこれから先、バランスよく見直していくのかということでありまして、電源の特性をどのように評価して、制度を構築していくのかという総論でございまして。

その総論に当たりまして、33ページ目、幾つかの分類について案をお示ししようと、考え方を整理させていただいております。

33ページ目、まず再エネ電源は、自然変動再エネと言える太陽光と風力、さらにベースロード再エネと言える水力と地熱、バイオマスは出力調整可能再エネと安定再エネ、こんなふうに位置づけられるのではないかと、発電のあり方というか、発電の種類におけるあり方、こういう特性もあるのではないかと。

さらに、投資に至るまでの投資回収の予見可能性の確保という、そういったようなことを考えると、こうした各電源の特性を踏まえてと書いてございますけど、例えば次のペー

ジに発電コストの実績という、34ページ目に書かせていただいています、FIT制度における我々に出される定期報告データにつきまして、電源ごとに平均値をもとに計算をして、運転維持費と資本費をキロワットアワーベースで機械的に割り返した上で示したのがこのような図でありまして、こうした各電源において、例えば初期費用とランニングコストといったもののバランスとか、さらには足してどういう方向に向かっているのかといったようなところが少なくともこのコストデータからも、いろいろなインプリケーションがあるということでありまして、こうした特性に応じて、どのような制度にしていくのかといったご議論をいただけたらというふうに考えてございます。

35ページ目は、調達価格の推移を参考までに入れさせていただきます。

そうした中、36ページ目、そうした電源の特性があるわけですが、今まで我々が進めているこのFIT制度というものについて言えば、改めて整理をすれば、送配電事業者、現在は送配電買い取りになってございますので、送配電買い取りの買い取り義務によって、売れ残りリスクを回避する仕組みになっていきますということでもあります。

ただその中で限界費用ゼロの再エネ電源であれば、論理的にはスポット市場で必ず約定できるといった要素をどのように考えるのか、さらにこのFIT制度のもとでは、通常要する費用を基礎にIRRを勘案して算定された調達価格で、長期の調達期間にわたって買い取ることが保証されていると、価格が保証されているということでありまして、投資回収の予見可能性が強固に確保されている、この状況を今後どう考えていくのか、さらにインバランスリスクについても、FITインバランス特例があつて、負わない仕組みになっているということはどう考えるのかといった要素が考えられるのではないかと、まず制度上の分析要素をこちらに示させていただいているところでございます。

37ページは送配電買い取りというか、買い取り義務があるというところの説明、38ページ目がFITインバランス特例の説明、39ページが諸外国においてさまざまな制度があるところをちょっと教科書的に並べてみたものでございまして、そういったものを参考にしながら、今後ご議論いただけたらというふうに思っております。

40ページ目以降は、幾つかのモデル、例えばこれは実は今までの委員会で提示をさせていただいたものですので、詳しい説明は割愛しますが、40ページ目にはブロックチェーンとかを活用しながら、P2PでFITから自立していくような、こういったモデルがあり得るよねと、41ページ目は地域の需給一体型モデルといったようなことが考えられるよねと、42ページ目がよく言われるシュタットベルケと、ドイツの制度について改めて提示をさせていただきます。

43ページ目、これも第2フェーズでもご議論いただきましたが、分散型のエネルギーシステムを支える新しいネットワークのあり方みたいなものも視野に入れる必要がありますし、44ページ目がレジリエンス、災害時における地域の、こちらも提示させていただきましたけれども、宮城のF-グリッドの例ですが、いざというときに、既存のネットワークも活用しながら、かつ自立するといったようなところがないのかといったような視点

も加味しながら、今後のあり方を考えていくということではないかということで、45ページ、46ページに、1つ目の論点についての整理をさせていただきます。

まず、1つ目のくくりとして、どこまでいってもこの国民負担の抑制というところをしっかりとやっていく必要があるということで、ただ一方で事業用太陽光に対して全体の7割が投じられているといったような中で、新規案件のコストダウン、既認定案件の適正な導入も含めて、国民負担の抑制に向けてどんな打開策を講じていくべきかというのが、まずその入り口としてあるのではないかと。

そして、今後の制度のあり方、政策措置のあり方としては、先ほど来申し上げているように、固定価格での買い取り義務、さらにはインバランリスクといったようなものの責務が今免除されているといったようなところを今後この制度の抜本見直しにおいて、各電源別、成熟段階別にどのように当てはめていくのかと、こういった視点を提示させていただいてございます。

46ページ目、幾つかの事例を提示させていただきましたが、需給一体型モデルの促進ということで、災害時、緊急時におけるエネルギー供給の確保、さらには系統への負荷というものが少ない、さらに国民負担の抑制にも資するといったようなことから、需給一体型のモデルというのはしっかりと進めていくべきではないかと、その中で自家消費、余剰売電の拡大、熱電併給の活用に向けてどんな対応が効果的かといった視点を提示させていただいてございます。

さらに、地域のモデルというふうにもモデルも提示をさせていただきましたが、この地域に根づいた電源政策措置ということで、エネルギー政策以外の地域循環の観点からの政策的意義をしっかりと考えながら、関係省庁の政策との連携、こういったものをどう図るべきか、その際リードタイムが長い地熱発電、こういったもの、さらには中小水力の開発リスクの低減、新規開発の促進、さらに国産材の供給構造に関するバイオマス発電のあり方、こういったものをどう考えていくのかといったことで、電源別、利活用モデル別の具体的な政策措置を考えるべきではないかと、こういう視点を提示させていただいてございます。

以上、1つ目の論点1のくくりでございます。

続きまして、論点2、適正な事業規律というところでございます、48ページ目をごらんください。

こちら論点1と同様、第1次、第2次中間整理に掲げていただいたその内容と、今後の方向性ということで、こちらはまた引き続きシームレスにご議論いただくということを考えていますが、まさに再エネが責任ある長期安定電源として地域と共生し、社会に安定的に定着する、さらには投資的にも適正な事業継続と再投資を確保すると、こういった対応が可能なような制度的な措置というのは、どのようにあるべきかということでございます。

以降、49ページ目以降は、これは第2フェーズの際に提示させていただいたものの再掲になりますので、詳細を割愛しますが、49ページ目は冒頭にも申し上げましたが、10～50

キロワットの小規模太陽光が諸外国に比べても多いということの改めての整理と、50ページ目には、第2次中間整理の際にまとめていただきました3つのフレームワーク、安全の確保、地域との共生、太陽光発電設備の廃棄対策につきまして、アクションプランを提示していただき、これに基づいて今我々動いてございますが、その再掲でございます。

51ページ目がまさに安全の確保の話、52ページ目が地域との共生の話、53ページ目が太陽光発電設備の廃棄対策の話でございます。

ちなみに、太陽光発電設備の廃棄対策につきましては、この真ん中辺にありますけれども、先々週、4月に第1回を開催しまして、まさに専門的検討の場で、本委員会ですべていただきましたこのフレームワークに基づいた詳細な専門的論点について、検討を開始したところでございます。

以上、こういった前提のもとで、54ページ目、論点を整理させていただいてございます。

まず、論点としては、参入障壁が低い太陽光発電を中心に、多種多様な再エネ発電事業者の参入が急速に拡大をし、事業主体も変更されやすいという状況の中で、他の電源と比べて発電事業者としての責務に対する意識が薄いのではないかと、または放置、不法投棄されるのではないかとといった懸念、こういったことを踏まえると、責任ある長期安定的な電源として、地域と共生し、社会に安定的に定着するためにどのような対応が必要かということで、再エネ発電事業に必要な規律は何か。

さらには、事業実施能力の高い再エネ発電事業者、これは例えば調整力を備えて安定的な発電が可能であったり、地域において信頼性が高いと、こういったような方、さらには小規模電源のネットワーク化により経済的に発電をしていると、こういったような実施能力の高いと言える再エネ発電事業者による事業展開を含めて、その仕組みがどのように構築できるのかといった視点が重要ではないかということでございます。

2つ目のポツは、先ほど来申し上げている経済的な再投資の部分でございます。

事業がFIT終了後もちゃんと適切に継続され、再投資が行われるような事業環境をつくらないと、何のためのFIT制度かわからないと、こういうことございまして、長期安定的な電源を担う主体としてどんなプレーヤーが考えられるのか、そういったプレーヤーを育てるためにどんな環境・制度が必要かと、こういったところで整理をさせていただいているところでございます。

最後、長くなって恐縮ですが、論点3、次世代電力ネットワークへの構築ということでまとめさせていただいてございます。

56ページ目、これは特に第1次のところでかなりインテンシブにご議論いただきまして、コネク&マネージを中心に、本委員会からもご提言をいただき、そのアクションプランに従って進めているところでございます。

一方で、第2次中間整理の最後にも書いていただいたように、そういった日本版コネク&マネージを超えて、ネットワークコスト改革の基本方針、さらには今後立地制約があるため、事業化の予見が担保しにくい電源については、そういった今の仕組みをしっかり

と見直しながら、マスタープラン的なものについての検討をすべきとの指摘もいただきましたが、そういったような計画的なものが必要ではないかという提言をいただいております。

下にまとめておりますけれども、再エネの大量導入に向けた計画的な系統形成、さらには再エネ政策の再構築の観点からは、こうしたもう一方の総合エネルギー調査会に設置をされた電力レジリエンス小委員会において議論されていることと相携えて、どのようなことを考えるべきかということでございます。

57ページ目がまさにこの委員会の第2次中間整理でまとめていただいたアクションプランの概要でございます。

58ページ目が全体として電源政策とネットワーク政策の中で、さまざまなパラダイムシフトが起きている中で、電源ネットワーク投資における3Eを高度化していく必要があると、こういうことの提示でございます。

59ページ目、その中でも先行的に議論を進めています地域間連系線の増強計画ということで、特に次のページにありますように、北本の強化ということについて、より具体化をし、前に進めているという参考のご提示でございます。

さらに61ページ目、これは第1フェーズのときに整理をしていただきましたけれども、ネットワークコスト全体を当然考えながらやっていく、すなわち63ページ目でネットワークコスト改革に係る3つの基本方針という、これは何度も本委員会でご提示をいただき、参照している図でございますけれども、既存のネットワークコストを最大限圧縮し、次世代の再エネに必要なといったようなところも含めた次世代投資は、増加するけれども、最大限抑制し、発電コストを抑制することによって、全体として再エネ導入コストを低減しながら、より再エネをたくさん入れていくようなネットワークのあり方というのはどうするのかということがネットワークコスト改革の基本方針でございまして、そういった中で引き続き進めていくということで、64ページ目は、先ほど来ご紹介をさせていただいておりますこの2月から新たに検討を開始していただきました電力レジリエンス小委員会における検討のフレームワークを提示させていただいておりますが、この一番右の本小委での主要論点というところをごらんいただきますと、5つに分けまして、まずネットワーク形成のあり方、2つ目に費用負担のあり方、3つ目が託送制度のあり方、4つ目がデジタル化とか次世代型への転換に対応した制度のあり方、5つ目が災害対応のあり方といったようなことで、このネットワークについて集中的にご議論を行っていただいているところでございまして、65ページ目に、その中でも再エネと関係するところでいきますと、例えば赤で囲んでいますが、洋上風力発電のように立地制約があ電源の計画的な導入に対して、どのようにネットワークを考えていくのか、さらには接続されるプレーヤーや系統形成ニーズの多様化が進展する中、その規律のあり方についても検討する必要があるんじゃないかと、こういうような論点の中でご検討をいただいております。

66ページ目以降は、特に洋上風力と系統整備との関係ということで、66ページは本委員

会で提示をさせていただいたものでございますが、さらに67ページは再エネ海域利用法の成立時点で環境アセスメントに入っている、こういった洋上風力の計画についてご紹介をさせていただいていますが、68ページ目にこの再エネ海域利用法において、基本的には区域指定のためには系統接続の見込みがあることというのが法律上要件化されてございます。

そういった中で、今後将来的なネットワークの形成のあり方というものをしっかりと考えていく必要があるということを整理させていただいてございまして、69ページ目、そういった中で費用負担のあり方というものも、大きく安定供給、メリットオーダー、再エネ大量導入への寄与、こういった3点の効果を考えながら費用負担を検討することが必要じゃないかということが電力レジリエンス小委員会の中でもご議論いただいているところでございます。

70ページ目はちょっと触れましたが、オンライン制御が少ないと、そういう話でございませう。

以上、そういったものを踏まえまして、この論点3につきましては、一番初めのポツに書いてある、これは第2次中間整理にもその方向性は提示をしていただいていますけれども、再エネ政策というのは、まさに固定価格買い取り義務に依拠して量をふやすことを最優先とした電源政策から転換を図って、競争力ある電源として電力市場ネットワークに統合していくということを主眼とした政策に比重を移していくべきじゃないかという総論を整理させていただいています。

その中で、具体的には再エネの適地偏在性を克服して、具体的に計画的な系統形成を行っていくといったところの仕組みはどうあるべきなのか、その際再エネ導入拡大に資する系統増強費用が発生した場合に、全国大で回収する仕組みを選択肢の一つとして検討してはどうかと、ただその際の条件はどのようにあるべきなのかということ、さらにはグリッドコードといったところで本委員会でもご検討いただいていますけれども、そういった再エネ自身について、必要な役割を果たしていくための具体策はどのようにあるべきかということで、全体の論点を整理させていただきました。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

資料2として、本日欠席されている江崎委員からコメントが出ていますので、事務局からそれを簡単にご紹介いただきたいと思います。

○山崎新エネルギー課長

それでは、フォルダをまた別のを開いて、資料2、江崎委員提出資料ということで、本日も欠席の江崎委員からコメントをいただいております。3点でございます。

まず、1点目がデジタル化の推進ということで、第2次中間整理でデジタル化の推進とサイバーセキュリティ対策の推進ということが重要だということを提示していただいているけれども、それはコストの削減や、迅速かつ正確にその運用の状況を把握するとい

うこと、事業者における基盤整備のみならず、次世代ネットワークの安心、安全な運用に必要であって、まさに外部のネットワークに接続される可能性が存在することを前提としたセキュリティーの管理と運用が行わなければならないと、これは単なるネットワークだけじゃなくて、新事業の創出と展開に利用可能な基礎基盤となるということで、引き続きデジタル化の推進とサイバーセキュリティー対策の推進といった視点が重要ではないかという、こういうご指摘かと思います。

2つ目、需要者視点からの新エコシステム実現に向けた検討ということで、VPP事業者とか集合住宅から構成されるコミュニティー等を含む需要者側に立脚した視点から、新しい事業機会と事業価値の創出を意識したモデルに重点を置くべきであって、そんな中で、のみ、のみというところに下線を引いていただいておりますけど、再生可能エネルギーのみとか、エネルギー供給システムのみ閉じた検討ではなく、他の事業領域とか、そういったところの制度設計、そういったところとも意識した制度設計が行われるべきであるということで、第2次中間整理で提起をされたオフサイト電源の活用も含んだものというのは、そういった点でも重要なのではないかということでございます。

次のページにいていただいで、3つ目でございます。

既存ネットワークのコストの徹底的なコスト削減については、この仕様の統一化について、これは第2次中間整理の際にも江崎委員からご指摘いただいたと記憶してございますけれども、こういったこれ以外の、ここにあるような3品目以外の品目にも幅広く展開されるべきであることを改めて申し上げたいと、こういうことかと理解をさせていただきます。

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、今から質疑、それから自由討議という時間にさせていただきたいと思ひます。

冒頭申し上げましたけれども、本日第3フェーズの初日ということでございますので、検討のフレームワークとか基本的な視点、それから論点過不足ないか、そういう全般的な視点からご議論いただきたいと思ひます。

いつものように、ご質問、ご意見のある方はネームプレートを立てて発言ご希望の意思表示をしていただきたいと思ひます。

それと、本日も多くの方にご意見お伺ひしたいので、委員、オブザーバーの方、発言は的確に、手短にお願ひしたいと思ひます。

よろしくお願ひします。いかがでしょうか。

まず、長山委員からお願ひします。

○長山委員

ありがとうございます。

スライド17と70の経済的調整のところなんですけど、これは今九州電力で8,000メガワットのうち300メガワットをとめて、それを8万の出力制御してないところで振り分けて保

証するということだと思っんですが、本当にこんなことができるのかということ今進んでないと思っんですが、これはぜひ早く進めていただきたいと同時に、このオンライン制御に切りかえの促進というのを進めていただきたいんですが、これは多分イギリスの例が参考になると思っていまして、2019年3月31日でイギリスは小規模を含めてFITを停止したんですね。

かわりに何を導入したかといいますと、スモール・エクスポート・ギャランティーという、エクスポートというのはグリッドに統合という意味なんですが、この制度を導入しまして、5メガ以下の小規模事業者でもグリッドにつなげて、市場の動向を見ながら売り買いをしていかなければいけないと、これは3月5日までパブリックコメントを求めて、まだ概要の段階なんですが、顧客数が25万戸以上の大規模小売に小規模からの購入を義務づけたと、この例をぜひ事務局のほうでまとめていただきたいなというふうに思います。

次に、スライド26ページの競争ある電源の成長モデルと地域で活用される電源のモデルのこの区分けによって、それぞれめり張りのある政策をつけるということで、これは非常に賛成でございます。競争力のある電源の成長モデルということで、今後のコストの見通しをスライド34にも現状はあるんですが、今後2030年、50年にかけてどうコストが下がっていくのかということも見ながら、どういう政策をつくっていったらいいのかというのがわかればいいなと思います。地域のほうは、今後FITはやめるということで、個別プロジェクトごとに、コミュニティーごとに支援をしていくという方向になるのではないかなというふうに思います。

あとスライド27ページのこの図なんですけれども、こちらは1つ抜けているなと思うのがいわゆるコーポレートPPAという再エネ事業者と需要家を直接つなげる動きが最近特に米国、次に欧州で進んでおりまして、こういった動きは、RE100の動きからも促進されていくべきであると。これを進めるためには何が必要かといいますと、多分低圧事業者に対する高圧以上の部分の託送料金免除になると思っんですが、それは全体の託送料金の見直しの中で進めていかれたらいいんじゃないかなというふうに思います。

あとスライドの39ページの再エネに関する制度ということで、これは今後多分どの制度がいいとかっていう話をしていくと思っんですが、現在の日本において、どの制度を使った場合、どういうメリット、デメリットがあるのかという、そういう表をつくっていただけたらなと思います。

例えば、RPSは、当時は1回導入してやめましたけれども、これだけ再エネが下がってくると、ひょっとしたらRPSがいいという話になるかもしれませんし、FIT-CFDも例えばストライクプライスはオークションで下げることができますけど、卸市場との間の価格を補填しないとイケないので、例えば容量市場を導入して、サプライヤーが増えてしまい。市場価格が下がったら、その分の負担負荷がふえるんじゃないかとか、いろいろなプロコン（PROとCon）があると思っますので、制度ごとのプロコンの何か表のようなものを今後事務局のほうでつくっていただけたらなというふうに思います。

この再エネに対して保証する制度は、キロワットアワーのマネタリーだけではなくて、ここにもグリーン表示がありますが、環境価値とか、例えば地域でつくった電力に対して評価するというような、いろいろな報酬があると思いますので、そういったものも入れていただけたらと思います。

ドイツでは、この2019年1月1日から地域電力証明書というのを作りまして、使ったところから50キロ以内でつくった電力には地域証明書というのを発行しております、まだトレードする段階ではないんですけれども、これは地域でつくられた電力だという証明書をつくっておりますので、こういったものも39ページの表の中に入れていただけたらと思います。

あと2点なんですけれども、太陽光の廃棄対策、53ページのお金の積み立てをしていくという制度で、これはこの3月にヨーロッパのいろいろな太陽光発電事業者と議論したんですが、この制度というのはヨーロッパにはなくて、日本にしかないオリジナルな、しかも世界で一番早くできたものなので、ぜひこの制度を日本のベストプラクティスとしてつくっていただけたらなというふうに思います。

あと最後なんですけれども、一番重要だと思っておりますのが最後、71ページのところで、70ページの上から2ポツ目で、計画的な系統形成をつくるというのがありますですが、この前に一番重要なのが再エネマスタープランをぜひつくっていただけたらなというふうに思います。

それは、どこにどの再エネをつくるかというのを決めないと効率的な系統形成ができなくて、例えばスライド60で北本の4つのシナリオがあるんですけれども、これをつくった後に北海道で再エネが重要なので、やっぱり再エネを大量に入れないといけないといった場合に、その後からも効率的な設備形成はできないので、ぜひ再エネマスタープランを初めにつくっていただいて、その後に系統計画というのがあるんじゃないかと。

あと、上から3つ目のポツで全国大で回収する仕組みというのがあると思うんですが、これは例えば北海道でつくった再エネが北陸電力とか西日本の人にどういうメリットがあるのかというのを説明しないといけないと思うんですね。それが全国大で回収するための条件ではないかと思います。

ドイツでは、たしか2023年までにTSOで送電網の料金を統一しますが、それがドイツではどういうロジックでそういうふうに至ったのかというように、多分、北から南に持っていくので、北が需要がなくて南に需要があつてということだと思うんですが、それが日本でした場合にどういうふうになるのか、ドイツと比べながらやっていただけたらと思います。

具体的に、例えばこの69ページの一番下に値差収入についてというのがあるんですが、こういったプロジェクトを進めるには透明性が重要で、例えばSPCのような、新々北本はまだどういうふうなプロジェクト形成にするかわかっていないと思うんですが、SPCのような形にして、値差収入を充てて、通行料を充てて、それでだめな場合は賦課金で全

国で分けるというようなこともあるのではないかなというふうに思います。

以上、ちょっと長くなりましたが。

○山地委員長

ほかにはいかがでございましょうか。

オブザーバーの風力発電協会、祓川さんが立っています。お願いします。

○祓川オブザーバー

ありがとうございます。

事務局によってきちんと整理されていただきましたことに、感謝申し上げます。

私のほうは、65ページの系統形成のあり方についてなんですけど、59ページに示されている地域間連系線は、同規模の北海道が90万で、北陸電力が211万、四国電力が260万キロワットとなっているので、北海道が地域間連系線の容量的には他社比、見劣りしているということの中で、今回30万、60万の検討を進めていただいておりますが、ぜひ進めていただきたいと考えております。再エネ事業者の観点からいきますと、将来的には北本全体で、現状90万ですから、120万キロワット増強し、210万キロワットにしていきたいという願望はございます。

コストの観点から、青函トンネルを利用し、30万キロワットとして、地内送電線、北海道の道南とか青森県の津軽でございませうけど、軽微の敷設をし、コネクト&マネージを大いに進めるという案もございませうございませうございませう、出力抑制の見通しが困難で、銀行さんのお話もよりますけど、北海道での再エネがファイナンス上、組成困難になるという懸念があるのではないかと考えております。

電力の強靱化、再エネの主電源化を進めるのであれば、青函トンネルを利用し、60万キロワットとし、道南と津軽の地内送電網を増強し、さらに青森県の上北変電所から秋田まで500 k Vの送電線を敷設することで進めていただくべく、ご検討賜ればというふうに思っています。特に東北管内において500 k Vの新たな送電線ができるとすると、東北管内には送電線が500 k Vのループ化ができるということになりますので、電力の強靱化と再エネの拡大につながるというふうに考えております。

同様に今16ページのほうで、太陽光について九州管内でいろいろな課題が出ているということですが、1つには九州管内において九州電力さん及び九州管内の電力各社がご協力いただいて、出力抑制をミニマイズしていただいているということについては、感謝申し上げる次第でございませうございませう、関門連系線の運用の仕方、あるいはその拡大について、現在経済産業省さんのほうで逐次検討を進められると思っておりますが、その運用のあり方あるいは関門連系線の増強についても、北本同様に全国での一般負担をベースとした増強についてのご検討を賜れば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。

ほかにはよろしゅうございますか。

岩船委員、それから松村委員と回したいと思います。

○岩船委員

ありがとうございます。

基本的な取りまとめに関してはきちんとされていて、特に具体的なコメントはないんですけれども、それ以外のところも含めて申し上げたいことを3点ほど言わせていただきたいと思います。

まず、12ページの負担の話なんですけれども、この賦課金の推移が今、2017年までしか載せられていないんですけど、2018年がたしかkWh当たり2.9円で、19年、次からが2.95円になるという数字だったと思います。2.9円から2.95円って、すごく少ない推移なんです、18年に比べて19年が。これの理由というのが、説明には、METIのHPには、前年までの剰余金の活用と燃料価格に連動する回避可能費用単価の上昇によるものを相殺したというふうに書かれているんですけども、その中身がわからないというのが問題ではないかと思いました。

つまり燃料価格に連動する回避可能費用が上がったことを再エネがうまく相殺したのであれば、再エネを導入する価値がすごく高いわけで、そういうことが知りたいんですけど、それとも単に剰余金が多かっただけだったらそれは当てはまらないとか、2030年に向けてこれから賦課金がどうなるのか、買い取り費用がどうなるのか、また回避可能費用がどうなるのかという見通しを立てるためにも、もう少し丁寧に情報を公開するべきではないかと思いました。

もう一つ、次の2点目が、今回の資料には再エネの優先給電に関する話がないんですけども、これ自体の見直し、既存まで含めてできるかというのはすごく難しい問題だとは思いますが、ぜひ議論の俎上にはのせていただきたいと思います。最近のOCCCTOさんのコネクト&マネージの海外調査報告書に、イギリスで再エネの優先給電の見直しの議論が始まっているという話もあったので、日本でもどういった可能性があるかということを検討していただきたいなと思いました。

3つ目が45ページのインバランス特例とかその出力制御補償の話、これは再エネの主力電源化を目指す以上は、なるべく技術ニュートラルに進めてほしいですし、責任を持ってインバランス特例とかも早目に、特別扱いはなるべくやめて、ほかの電源と一緒に責任を担っていただきたいなと思いました。

4点目が63ページの次世代ネットワークの件なんですけれども、私は、全国大で回収する仕組みというのは、今の再エネの賦課金自体がどこで発電しようが全国から回収している以上、再エネによってネットワークに掛かる分も全国から回収していいと思います。ただ、63ページの将来のBとCの部分があるんですけど、これがあくまで足して減るといのが大事ななと思います。ですので、再エネをふやすために、費用対便益評価が1を超えないのにどんどん連系線つくるべきみたいな議論は、やめてほしい。

今のOCCOさんの立場は、結局BバイCで1を超えるものを検討の俎上にのせるということになっています。関門に関しても、それがかなり前の便益費用評価で悪かったの
で、当面は連系線つくらないという判断になっていると思います。

ですので、そこはあくまで全体最適の観点から見て、メリットがあるのは全国でもいい
んですけど、投資対費用効果があるものにだけ絞ってやらないと、3E+Sという観点から
外れてしまうのではないかと。再エネを入れるだけが目的というのは間違っていると思
いますので、そこだけは留意していただきたいなと思います。

以上です。

○山地委員長

この後、松村委員なんですけど、その後が荻本委員、新川委員といきたいと思います。

松村委員、お願いします。

○松村委員

具体的な制度設計についてはこの後の議論になると思いますので、きょうは総論ですから、
総論のことだけ申し上げます。

この資料全般に総費用の最小化。ずっと前から言われていることですが、再エネの発電
コストだけではなく、系統コストも含めた総費用を最小化するためにはどうしたらいいの
かという視点で、一貫して議論が進んできていると思います。このような整理の仕方を強
く支持します。

系統コストというときには、もちろんネットワークの建設費用だけではなく、予備力の
費用だとかインバランスの費用だとかを全て含んでいる。こういうものを全体としてどう
最小化していくのかという問題が出てくると思います。その意味で、この総費用の最小化
をできるだけ自然に導くためには、一番重要なのは、いつも同じことを言っていますが、
電力システム改革だと思えますし、それに資するような改革をしなければいけない。

今、俎上に上がっているものとして、託送料金改革だとかインバランス料金改革、アク
セスルールの改革、ネットワークの利用の仕方の改革が進んでいますが、これらも全てそ
のような問題の解決に資するものになるはず、正しく設計されればそうなるはず。改革が
そのような方向に進んでいただきたい。

この委員会で言うことではないのかもしれませんが、そういう議論をするときに、特に
託送に関しては、先着優先の考え方に毒されていないかということに常に考えていただ
きたい。もう既につないでいるアクセスがあったとして、これから例えば洋上風力が東の海
岸で仮に出てきたとして、それはどうして東なのかというと、東から西には重潮流があ
って、本当は西に立地したほうがいいのだろうけれど、風況から東にしかつけれないな
んてことがあったときに、異常に高い接続のコストと異常に長い期間を要求されるとい
うことがあったとすると、それは重潮流があることからして、しょうがないことではあ
るのかもしれないのだけれども、ということは、東に立地している発電所だって大きな混
雑、負荷

をかけていることになる。にもかかわらず、再エネよりも先につくったというだけで、そのコストを負担しないでいつまでもいられるということ自体が根本的におかしい。

そうだとすると、新規に入ってくる再エネ事業者だけではなく、既存の事業者も混雑料金を負担することはある意味で当然のこと。東から西への重潮流があるとすると、発電と需要は等価ですから、本当は正しく制度が設計されれば、西の需要をできるだけ抑えて、東の需要を増やすことも必要になってくる。そういうことと一体の改革が進むことを期待しています。

その意味では、私は、前回、委員長が最後にご発言になったことには反対です。前回、委員長は発電課金を例にとって、発電課金がエリアの中でも違う課金が導入されるようになったのだから、需要のほうは統一でもいいということをおっしゃったのですが、私はおかしいと思っています。

そのような場合、東から西への重潮流がある場合には、東の需要が優遇されて、西の需要が冷遇される料金体系を本来とるべき。今、それはまだ議論されていませんが、そういう意味では、発電と需要は常に等価であるということは忘れるべきではないし、それによってコストは下げられると思います。

ただ、委員長の発言は恐らく、再エネの適地が北海道や東北に仮に集中しているとして、再エネの適地が集中しているから地内の送電線の増強も必要で、そのコストは北海道や東北の需要家にかかるというのは変じゃないか、それは均てん化されるべきじゃないかという文脈でおっしゃったのだと思うので、その点に異議はない。それは再エネの普及の目的のために行うわけだから、全国で負担することがあってもしかるべきだと思います。その場合には、新々北本のような連系線だけでなく、地内の基幹送電線の建設コストについても、そのような発想が出てくるのが重要だと思います。

次に、この資料全体で誰にリスクを負わせるのが一番効率的なのかというようなことがいろいろな文脈で出てきている。

特定負担を送電線建設陽に関してするのは、発電のコストは低いけれど系統コストが高いところに電源をむやみにつくらせないようにするためには、とても重要なことではあるのだけれど、その結果として発電事業者に大きなリスクを負わせている。これが本当にコストとして、全体のコスト低減の観点からいいのだろうか。あるいは、地熱などでは開発に大きなリスクを事業者が負っていて、その後FITのお金で補填するというようなリスクの補填の仕方は、本当に効率的なのか、というようなことは、これからそれぞれの問題で議論されていくことになると思います。

それでも、特定負担にすれば、自然にある意味で全体のコストを最小化するインセンティブはでてくる。それはリスクの配分の観点から見ると望ましくないということがあったときに、仮にリスクを全体でとるといようなことをしたときには、全体の計画がとても重要になってくる。つまり今まで特定負担だったものを一般負担に変え、ここに賦課金を投入することになったとすると、その結果として、系統コストがすごく掛かるところに電

源が集中するおそれがあるわけですから、ここに賦課金を投入すると全体のコストが下がるということを十分確認した上でその建設を決めなければいけない。全体の計画の重要性がさらに増す姿に、今後なっていくと思います。この点については留意をお願いします。

次に、コストを考えるとときに、機能に分解して負担を推計することを進めていただきたい。この説明で、賦課金がどの電源にどれだけ投入されているのか、太陽光にこれだけ投入されていますという分析もあっていいと思うのですが、恐らく負担は今後賦課金だけじゃなくて、インバランスのコストだとか、あるいはネットワークのアクセスのコストだとか、いろいろな格好で出てくることになる。

そうすると、その場合に、インバランスに関しては負荷をかけないような再エネ電源とそうでないものでは、同じ賦課金もらっていてもコストは全く違う。社会的に負担してもらったコストが違うことになると思いますから、それが見える化できるように、いろいろなコストを配賦していくことをぜひやっていただきたい。

最後に、非常にスペシフィックなことを言って申しわけないのですが、私ずっとF I Pに変えるべきじゃないかということを書いてきたのですが、この段階になったらそれも遅過ぎると思っています。私自身は、大規模な出力抑制があるようなエリアに関しては、春とか秋とかは買い取らなくてもいい、買い取り価格をかなり抑えてもいいと思います。

そうすると、出力抑制による経済的不利益は相対的に小さくなって、そのコンフリクトというか、調整も比較的しやすくなる。プレミアムを投入するなら、需要期に集中するということがあってもいいと思っています。

以上です。

○山地委員長

どうもありがとうございました。

いろいろご指摘いただいて、私の話もありましたけど、制度というのをゼロから設計するというのは理想の実現としていいんですけど、現実には現状から出発しなきゃいけないので、ベストにはなかなかならない。その中でどういうもの考えるか、本当にいつも考えておるんですけど、ちょっとこの場はそんな個別の議論をする場ではないと思いますので、次、荻本委員、お願いします。

○荻本委員

ありがとうございます。何点か申し上げます。

まず、表紙に書いてあるように、抜本的な見直しだということをやろうとしているので、私からは、視点としては、将来にわたってうまくいくのはどういうことをしないといけないのか、だから当然今うまくいかないといけない、5年以内うまくいかないといけないんですが、10年後、20年後うまくいくためにはどうしないといけないかということをしつかり見ていただきたいというふうに思うわけです。

その中で、どうしても避けて通れないのが、今、電力システム全体が分散化をしているとか、幾つかの大きな流れがあります。それが起こったときに、再エネを導入するために

はどういうことをしないといけないか、これは必ず入れていただきたい。それは、例えばということになりますけれども、非常にたくさんの小規模な需要をどうやったら調整力に使えるのか、こういうものをやらないと、今の技術だけだとどうしてもコストがどんどんかかってしまう。だから、今わかっておるものだけで最小化してもまだ足りないというようなところに、我々いるんだらうというふうに思いますので、これを一般的な話としてまず申し上げたいと思います。

あとは、ちょっといろいろな順番で申し上げます。

未稼働案件については、ぜひこれ何とかしないといけないということで、技術とは余り関係ありませんけれども、非常に力強い検討をしていただきたいというふうに思っております。

それから、インバランスについては、私いろいろな海外のところを見ていくと、どうしてもバランシンググループ単位にインバランスを処理するということの限界が見えているということだろうと思います。

今、委員長言われたように、急にやめることできないので、急にとは言いません。ただ、結局、再生可能エネルギーが変動しているということは、事業者の責任ではなくておてんとうさまのせいだと、おてんとうさまのせいを事業者のせいに行っているというのがバランシンググループの基本的な思想なわけですね。ですから、将来ともに、今から10年も20年も再生可能エネルギー、変動するものを入れるためには、もしかすると全体でバランスをとったほうがいいのかもしれない。ここまで来るとがらっと市場の考え方、変わってしまうので大変なんですけれども、少しは考えたほうがいいかなというようなことです。

あとは風力、いつも申し上げている、着床式と浮体式は極力分けて表示をしていただきたい。

あと、先ほどの図で運用費がたしか10円を少し切ったぐらいのところに風力があります。これは、実態そうかもしれないけど、かなりおかしい数字だというふうに私は感じます。燃料がかからないものが7円も8円もキロワットアワー当たりかかっているというのがもし風力の実績だとすると、これはかなり間違っている。外国の場合は資本費込みで2～3円でできようという時代に、日本は堂々と運転維持費だけで7円、8円かかっているということが事実だとすると、こういうものが将来入ってくるともっともっと高いことになってしまいますから、ちゃんとチェックしていただかないといけないかなと思います。

あとは、50キロワット未満というキーワードがございます。大きくくくると、小規模なものにも十分な規律、または義務を果たしていただくということに向けた制度づくり、またはその技術の開発をやっていかないといけない。これは非常に重要です。そうしませんと、いつまでたっても、遠くにある高いものから大きな送電線つくって都心まで持ってくるという、この図がひどくなる一方です。ですから、運んでこないといけないものは運ぶにして、どうやったら細かいものをうまく使えるのかということは、これから10年、20年の中で非常に重要だと思います。

それから、送電網と配電網というところの視点でいきますと、再エネが変動するから送電網、配電網が要するというのはわからんではないんですけども、我々それをコストを下げるために非常に重要なのは、電化とどう組み合わせられるかということだと思います。どうしても今目の前にあるPVを受け入れるために何をすればいいんだということでやってしまうと、また高いものをつくってしまうので、電化というものをあわせたときに案外もつとうまくいく解があると、これを積極的に考えないと、高くなる一方ということがあると思います。

そういうことを検討するという意味で、マスタープランというキーワードが私は非常に重要なことだと思いますので、各委員おっしゃっているように、全てのコストと便益を入れてちゃんとマスタープランをすると、間違ってもここが作りたくない検討をしないようにするという事だろうと思います。

それから、運用のほうもこれから大きく変わっていかないといけない、電力システム運用がまさに曲がり角に在るとということで、予測外れというのはどうしても発生をするわけです。これは誰の責任にするかということではなくて、どうしても起こるものをどうやったら担保できるのか、それを今から5年、10年かけて電力システムの運用を新しい技術も含めてどうやって改善していくのか、これがないと、また高い措置をすることになるということだろうと思います。

後にもう1回申し上げたいのは、グリッドコードというキーワードです。これの重要なところは、技術ニュートラルに将来のニーズを含めて規定をしてあげる。そうすれば、非常にたくさんものが将来をにらんで設備形成がされる中で、我々順番に必要なものを使うことができる。どうしても日本で起こりがちなのは、問題が起こったときに、その問題を解決する技術だけを特別に入れて何とかしようとするので、次の5年たつとまた新しいものが必要になってしまいます。そうではなくて、海外が既にできているように、技術ニュートラルに将来のニーズを見込んでどういうオプションがあるか、または我々がそういう規制を事業側にお願いしないといけないのか、それをぜひ検討に入れていただきたいと思っています。

○山地委員長

次に、新川委員ですけど、その後、小野委員、松本委員と回したいと思います。

新川委員、お願いします。

○新川委員

では、2点ほど申し上げたいと思います。

まず、26ページ以降、繰り返しこの今回の資料の中に出てきている点ですけど、今後のPost-FITの再エネの政策を考える際のモデルとして、2つに分けて考えるという考え方が随所に示されていると思いますが、これは前々から出ている考え方で、基本的にこの方向でよいというふうを考えています。

1つは、競争力ある再エネというのをつくって、そっちについては出力制御であったり、

インバランスリスクの負担も行えるような信用力と責務を果たす能力を備えたプレーヤーに集約されていく方向に持っていくということが重要だと思います。他方、この②の、26ページのほうにある地域で活用されていくものというのは、レジリエンスの観点からも重要ですし、そういったところにおいて小規模な発電設備というのも引き続き残していくという、この割り振りで考えていくということで、基本的なフレームとしては賛成です。

そのときに、電源種によって制度導入後の発展状況が違うということなんですけれども、太陽光については、出てきている今回の資料を見ましても、結構価格競争力のある電源になりつつあるフェーズに来ているというふうに評価はできると思いますので、次のフェーズでは発電事業者に一般に課されているインバランスリスクを負担していただくとか出力制御のところの機能を備えたものにするといったような義務化していくというのを、次のフェーズでは考えていったらいいと思うんですけれども、他方、洋上風力だとか地熱といった、発展途上というんですか、未だ再エネとして定着していないものについては、引き続き一定の保護政策というんですか、施策を継続するような形になるんじゃないかというふうに思います。

ただ、太陽光についても、P o s t - F I Tでいきなり制度が全部なくなって、みんなが撤退したら意味がないので、諸外国の例を拝見すると、F I T終わった後も一定の枠組みで一定の制度は継続しているところが多いと思いますので、今回のこの2020年の制度見直しのときに、太陽光というものについて、次にどういった形で制度を残すのが妥当なのかというのを細かく考える必要があるんじゃないかというふうに理解しております。

それで、71ページのところに出てきている点ですけれども、ネットワーク増強コストを誰が負担するかという話については、何名かの委員の方がおっしゃっているとおり、再エネをふやしていくということをやするためには、結局変動電源である太陽光だとか風力というのがふえていくので、ネットワーク増強というのは不可避免的に発生してくるわけなので、そういった政策目的のためには、全国大で負担するということが、基本的な方向としてはよいと思います。

ただし、結局国民の負担はふえるわけなので、それを正当化するためには、発電とその場所、設置場所もそうです。設置するとき、適地設置ということで、無駄な費用を発生させるようなところに設置されないような形の制度的なバックアップが必要なのと、それから設置した後のオペレーションにおいては、先ほど申し上げたとおり、インバランスだとかのリスク負担していただき、出力制御をちゃんとできるようなものを備えた、そしてそういったものが入ってくるという前提があってはじめて、全国大でのコスト負担をジャスティファイできるんじゃないかというふうに思います。

最後に、出力制御のところ、16ページなんですけれども、出力制御というのは、結局太陽光発電というものの接続可能量をふやそうと思ったら、出力制御という制度がくつついてやらざるを得なくて、それをやることによって接続の可能量もできるだけ大きくなっていくんだと思うので、方向としては、みんなが出力制御できる仕組みを備えていくという

のが望ましい方向だと思います。

ただし、またどうやってやるかという問題が出てくるわけで、この資料をいただいたものでいくと17ページですか、この下のところにある、旧ルールのもとで入っているところについては、今法律上も、あと接続契約上も、特に出力制御ができる体制を整えるという形になっていないと思います。

この資料の意図せんとする、示唆しておられることは、今この赤線で囲まれている下のところの旧制度のところの青いところに対しても、何らかの形で出力制御の制度を拡大していく必要があるんじゃないかということとともに、旧制度の上のほうにいるところについては別のルール、30日ルールでやっていると思うので、現行の皆さんに適用されている制度と違う制度になっているこの部分に対しても何らかの手当てをしないと、下のところだけに拡張するのも難しいと思いますので、こういった事項を検討していくことになるんじゃないかというふうに思います。

ただ、それをすると、また前の問題と同じで、一旦今の制度だと思って入ってきた人の契約変更というのが伴ってくるので、どうやってそれを行うかというのを考える必要があるわけでありまして、一旦入った制度であっても、制度変更をするための必要性と、それによってとられる手段の相当性があれば、できないわけではないと思うんですけども、そこについて整理する必要があると。

あと契約変更するとき個別同意をとってやらなきゃいけない方式をとったら、それは実効性がないわけで、実務上対応不可能だと思いますから、そういった負担がないような、約款変更して一斉に変わるような制度を方向を考慮しておられるのか、もし考えているんだとすると、法制度上の何らかの手当ても一緒に行わないと、なかなか実行が難しいんじゃないかなというふうに思ったところです。

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、お願いします。

○小野委員

ありがとうございます。

まず初めに、本委員会での議論がフェーズ3という形で再開されることを大いに歓迎いたします。

2ページ目の2ポツの記述で示唆されているとおり、2020年度末までに実施するFIT制度の抜本見直しが極めて重要な改革の柱であることは論をまちませんが、今回の議論がFIT制度見直しにとどまらず、この資料のタイトル2行目にあるように、再エネの主力電源化に向けた政策の再構築につながる検討となることを強く期待いたします。

論点全体についてですが、23ページ以下に検討の視座として整理いただいた内容は、経団連の従来からの問題意識と通底しており、違和感はありません。

その上で、まず論点1、電源の特性に応じた制度のあり方についてです。

まさに電源の特性に応じて、そもそも国民負担で支援することが本当にこの国の公益、すなわちS+3Eの実現につながるのか、という観点から、支援の対象とする電源種別や規模などを改めて検討する必要があると思います。その上で、支援が必要と判断されるものについても、主力電源化に資する支援のあり方を検討する必要があると考えます。

例えば、35ページに整理いただいた急速なコストダウンが見込まれる電源については、市場メカニズムの中で自立化を目指すべきであり、また未利用材や廃棄物系バイオマスは、林業や廃棄物処理といった他分野における意義が大きいことから、そうした行政分野での支援へと軸足を移すべきではないかと考えます。このように、FIT以外、エネルギー政策以外の政策上の選択肢も含めて、各再エネ区分の取り扱いを考えるべきではないかと思えます。

その上で、引き続き一定の支援が必要な案件に関しても、例えばベースロードとして期待されている地熱や水力の最大のハードルは、資料にも記載のとおり、開発のリスクとコストです。この部分を支援する仕組みをつくることができれば、安価で安定した電源の開発が進むのではないかと期待されます。

45ページに、現行FIT制度について、電力市場から半ば隔離された状況との記述がありますが、この認識に同意いたします。今後再エネを主力電源として位置づけるためには、電力市場との統合を進めることが大前提になると思います。

論点2、適正な事業規律については、問題意識を完全に共有いたします。

安全性確保や適正な廃棄の観点からは既に対策を講じていただいていると認識しておりますが、発電事業を担うに足る責任ある事業者と言えるか確認できない膨大な数の事業者が極めて公共性の高い電力の供給事業に参入している状況は、社会にとってさまざまなリスクをはらんでおります。新規参入自体を否定するものでは毛頭ありませんが、将来の主力電源化に向けては、一定の規律とモラルを有する事業者による効率的な事業実施を確保する必要があると思います。

論点3、次世代電力ネットワークへの転換についてです。

71ページ目の2ポツで、計画的な系統形成について記載いただいております。計画的な系統形成のためには、何らかの形で将来像を示す必要があると考えます。2030年度のエネルギーミックスにおいては、基本的には現在の系統設備を維持したまま実現できるポートフォリオが示されました。それでは、例えば2040年まで時を進めたときに、どのような電源構成が想定され、その際のネットワークはどうなっているのか。本小委員会で決めることではないと思いますが、次のエネルギー基本計画を策定する際など、中期的にはそうした議論を避けて通れないと考えます。この点は問題提起だけしておきたいと思えます。

3ポツの系統増強費用の負担のあり方に関しては、そもそも系統増強を行うに当たっては、63ページに図示されているように、発電コストと系統コストの合計を将来的に引き下げることが前提となります。その範囲内で各案件について費用便益分析を行い、社会にと

っての全体最適に資する設備増強に限って実施する仕組みとすることが不可欠であると思います。

それから、系統増強の原資として全国大で回収する賦課金を用いることについては、経団連内部でも議論を重ね、本日お配りした資料3の中に考え方を盛り込んだところです。本文の23ページ以下に該当箇所の記載がありますので、お時間がある際にお目通しいたきたいと思います。

そちらに記載されておりますとおり、経団連としては、系統コストは託送料金で賄うのが原則ですが、受益と負担の関係を考慮し、全国で薄く広く負担を分け合う観点から、全国大の賦課金も選択肢としてあり得なくはないと認識しています。ただし、その場合は、事務局資料にも記載されておりますように、条件が極めて重要になります。仮に系統整備のために賦課金制度を導入するのであれば、経団連としては、次の4点の条件づけが必要だと考えます。

まず、1点目がキロワットベースで課金するなど、送配電設備という固定費の塊に対する負担であることを踏まえた公平な負担の仕組みとすること。

2つ目、再エネ拡大のための国民負担である以上、当然、2030年度のエネルギーミックスが想定した再エネ国民負担の上限である年額3.7～4兆円という枠の内数として取り扱うこと。

3番目、再エネは最終的には主力電源となって自立することが期待されているのですから、再エネ国民負担は時を迫って減少し、最終的にはゼロになることを明確化し、支援終了の時期についても明示すること。

4点目、賦課金に財政規律が働かない事態を回避するために単価の算定諸元や使途の内訳を公開し、専門的な料金審査の対象とすること。

こうした条件が求められることを認識した上で、賦課金方式を導入するのか、あるいは専ら託送料金を原資として次世代化を進めていくのか、検討していく必要があると思います。

本日お配りした資料3は、経団連内で中西会長以下議論を重ね、ただいま申し上げた点を含め、電力政策全体について取りまとめた提言です。ぜひお時間がある際にごらん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。

それでは、次に松本委員ですけれども、その後東電パワーグリッドの岡本オブザーバー、それから電事連の大森オブザーバー、こういう順番で回したいと思います。

松本委員、お願いします。

○松本委員

私からは、22ページのP o s t - F I Tの再生可能エネルギー政策のあり方にあります1、

電源の特性に応じた制度のあり方、2、適正な事業規律、3、次世代電力ネットワークへの転換、それぞれについてコメントさせていただきます。

まず、最初の電源の特性に応じた制度のあり方についてですが、FIT制度のあり方の見直しについて、電源ごとの特性を踏まえて、制度や政策措置のあり方を検討するのが重要とする事務局の提案に賛成いたします。時間が許せば、本委員会のオブザーバーとして参加していらっしゃいます各電源の協会団体の皆様方に、FIT制度がもたらした現状と課題、特に課題について、業界としてどんなアプローチを現在されているのか。例えばバイオマス発電の、高コスト構造のまま自立化への道筋は見えていないという課題ですとか、地熱発電は、大規模な案件が進んでいないといった課題が出されております。時間が許せば各オブザーバーの皆様方にそうした課題へのアプローチを業界としてどうされているのかお話を伺いたいと思います。

また、主力電源になりつつある電源については、主力電源にふさわしいコスト低減と電力市場への統合を図るということに賛成いたします。

松村委員から、FITからFIP制度へについてもございましたが、私もFITからFIP制度へ移行することを検討してはどうかと思います。プレミアム変動型FIPについては、売電価格の下限があることから、事業の事業予見性も高いものとされています。一方で卸電力価格が高騰した場合、消費者負担がFIT以上に大きくなるリスクなどもありますので、留意が必要ですが、市場競争原理を取り入れて、事業としての自立性と競争力の向上を図っていく方向は進めていただきたいと思います。

2つ目、適正な事業規律についてですが、太陽光発電設備の廃棄と費用の確保に関するワーキンググループでの議論も始まりましたが、廃棄費用の積み立て制度の整備を進めるとともに、リユース市場を整備することも検討いただけないかと思っております。リユースの公的な仕組みがあるとよいと考えます。その上でパネル、設備関係のリユースについてはトレーサビリティの証明をつけて、FITの買い取り期間終了後も長期安定的な事業が図れないかと考えます。

3つ目、次世代電力ネットワークの転換については、ほかの委員の方も既にコメントされていらっしゃいますが、私も全体的な費用対効果を検討した上で需要家が国民の多くに想定されるものについては、系統増強費用の負担はFITの賦課金方式で負担することを考えてもよいと思います。

また、競争力ある電源として電力市場、ネットワークに統合していくことに主眼を置いた政策への比重を移していくという観点には賛成をいたします。その中で全体の需給調整としてデマンドレスポンスの手法を積極的に活用していくことも進めていただきたいと思います。

また、江崎委員からも指摘がございましたけれども、電力システム全体としてデジタル化の推進をしていくことも重要と思います。効率的に出力を制御しながら接続量を増やしていくためにも、オンライン制御の拡大が望ましく、円滑制御装置の設置の義務づけを拡

大していくことが必要になると思います。

また、出力制御については、ほかの委員からもご指摘ありましたが、出力制御の枠を超えて、新たな再エネ電源の接続を行っているという側面もございます。海外でも出力制御を効率的に行って、電力の需給調整をしながら再エネの大量導入を図っており、出力制御イコール悪ではないと思いますので、そのあたり国としても広報、周知していくことが大事ではないでしょうか。

それから、41ページから45ページにあるFITに頼らないビジネス事例や自家消費型の推進については、新たなビジネスチャンスやレジリエンシーの観点からも、進めていく必要性は非常に高いと思っております。

また、日本でも自家消費型が、先々普及が広がると想定しまして、ネットワーク整備に対する適正な費用負担に関して少しコメントさせていただきます。先日、ハワイ州の再生可能エネルギーの取り組みについて、現地の視察とヒアリングをしてまいりました。ハワイは島と島が系統連系されておらず、再生可能エネルギー大量導入の技術開発や施策、料金体系など、試行錯誤しており、再エネ大量導入の実験場となっております。

39ページにありますように、ハワイ州でもネットメータリング（NEM）、RPS、ITCなどによって、再エネの普及拡大を牽引してきたわけですが、オアフ島では住宅用太陽光発電システムの設置比率は、一軒家で30%を超えており、太陽光発電の浸透率はハワイ州がアメリカで最も高くなっています。

一方、分散型太陽光発電システムの導入量が急速に増加したことで、ハワイは、

2015年10月にネットメータリングを廃止いたしました。この制度を廃止した最初の州になりました。ネットメータリング制度は、米国で導入されている制度で、太陽光発電の所有者は、システムで発電した電力で消費電力を相殺し、電気料金の支払いを減らすことができます。米国住宅用太陽光発電市場の成長に大きく貢献してきました。

しかし、逆進性の問題が表面化しておりますので、NEM廃止後、電力会社の新しい住宅用太陽光発電プログラムでは、グリッドメンテナンス用として最低25ドルを支払うことになりました。日本とハワイ州とでは電気料金体系は異なりますが、先々日本でも自家消費型が増えた際には、電気料金のあり方を見直す必要性が出てくるのではないかと思います次第です。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。

では、オブザーバー、岡本さん、お願いいたします。

○岡本オブザーバー

ありがとうございます。

私からは全体的なところで1点と、あと論点の3、ネットワーク形成のところについて、一言ずつコメントさせていただきたいと思います。

まず、全般的なところ、これは委員の先生方からもあったんですけども、2030年のミックスはあるんですけども、その先2050年で例えばCO₂を80%削減していくというようなことですか、その時点で抱えているいろいろな需要の変容といったことを考えますと、この目指すべき、今回の題目になっているのは再生可能エネルギー政策を抜本的に見直していくとか、次のフェーズに大きく進化させていくことだと思っておりますけど、目指すべきエネルギーシステムの将来像について議論があって、それを共有することというのは非常に重要ではないのかなというふうに改めて思っています。

特に将来像を実現していく中で、再生可能エネルギーの主力化を含めた電源の脱炭素化ということと、あと荻本先生からもご指摘がありましたけれども、社会の電化というのは進んでいくんだろうと思っております、ネットワークというのはそういったものをつなぐ、あるいは支えるものなので、そういった次世代化を支えていくネットワークという、そういう3つについて、どういったそれぞれのことが求められていくのかというのが定量的に何かもちろんこれは一つだけ決まった世界があるわけじゃなくて、いろいろなシナリオがあり得るんだと思うんですけども、そういったエネルギーシステムのマスタープランみたいなものはあって、それをもとに定量評価を行って、どういう政策があり得るべきかと、制度があり得るべきかと、あるいはどういうネットワークの構築があるのかというのを議論できると、ここでの議論が非常に意味のあるものになるんじゃないかというふうに思っています。

例えば、59ページにも現在の連系線の状況といたしますか、議論の状況も紹介していただいている、そうなんですけれども、なかなか電力ネットワークというのは一朝一夕にできないということもあって、59ページ目の絵を例えば今から30年ぐらい前に引き戻すとちょうど平成の初期ぐらいになるんですけども、そのときにどんなこれが絵だったのかなと思えば、それぞれ容量がふえたなというところもあるんですけど、余り変わっていないところも多くて、劇的に変えようと思うと相当これは大きなアクションをとらなきゃいけないので、2050年という今から30年後なので、30年後というのはどういうところを見据えているのか、それによってどういう一歩をやっていくのかということを考えないと、今の連続だけでやっていっていいんだろうかというのはちょっと不安に思うところもあります。

例えば、ネットワークについてはどうしても用地面で、これは一つのルートを取得して送電容量を確保するわけですけども、あらかじめもっとそこに乗せると想定していれば、そういう設備を計画していくわけなので、少し手前にあるニーズがあったので、ちょっとつくるといっての継ぎ足していくと、いずれそのルートがなくなることがあるので、計画的、効率的な整備が必要でありまして、その他の議論も含めて長期の年次でどのぐらいの量が期待されているのか、それは再生可能エネルギーについていうと、どうしても土地をたくさん必要とするエネルギーでありまして、どういう場所にどれだけポテンシャルがあって、コストの見通しはどうであると、あるいはコストのターゲットをどうしていく

んだという議論があって、それをつないでいくネットワークという、そういう話ができる
と非常に実効性のあるものになるというのが全般的なところであります。

その中で論点3というのがありまして、ここに記載していただいているとおりになだと思
っているんですけども、71ページに今後検討すべき論点というのを書いていただいで
いますけれども、先ほど松村先生からもあったかと思うんですけども、これからネット
ワークの増強をするにしても、あるいはしない場合も同じなんですけど、系統利用の最適
化というのをとにかく最大限やって、それによって費用対効果というのを最大にしないと、
今後ネットワーク増強を仮にするとしても、その正当性というのは余り出てこなかったり、
あるいは少し薄れてしまうということがあって、仮に系統利用の最適化というのをやると、
今ある既存系統においても効果が当然出ますし、先々の投資についても費用対効果が非常
に高くなるということですので、徹底したコネクト&マネージということを早くやってい
くということを非常に優先度の高い課題としてこの中で取り上げるべきじゃないのかとい
うふうに思っています。

そういったものが早期に実現できるように、これは発電事業者様側というのものもあると思
いますし、送配電事業者もあると思いますが、そういった創意工夫を最大限活用しつつ、
国や公共機関のご支援、ご協力もあって、そういったものを進めるべきではないのかとい
うふうに思っております。

私からは以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。

では、電事連、大森さん、お願いします。

○大森オブザーバー

ありがとうございます。

私から、資料に基づいて3点ほどコメントさせていただきます。

まず、1点目です。

本日の資料にも記載いただいておりますとおりで、再エネには温室効果ガスを排出しな
いということと、あと国内で生産できるエネルギー安全保障にも寄与できる重要な低炭素
の国産エネルギー源であるといったような意義の記載をしていただいておりますが、一方
で系統制約の顕在化ですとか、適切な調整力の必要性といった課題もあるものと承知して
ございます。今後、これらの課題解決に向けた幅広いご議論をお願いします。と同時に、
私どもも一般送配電事業者としまして、検討に前向きに協力してまいりたいというふうに
思います。よろしく願いいたします。

2点目です。

これは以前エネルギー間の公平な競争環境を確保する観点で、賦課金については電気の
使用者のみが費用負担するのではなくて、広く負担することも含めて、負担のあり方につ
いて検討を進めるという議論があったかと思えます。今回のFITの抜本見直しに当たり

ましては、エネルギー間の公平性、加えて電気の利用者間の公平性も踏まえた課金体系のあり方についても、ぜひ議論、検討を進めていただければというふうに思います。

3点目です。

私ども電力会社では、現在FIT制度のもとで膨大な数の発電者の皆様と長期にわたって固定的な買い取り条件で契約を締結してございます。それに基づいて、システム構築等も行ってきております。

今後、再エネ電源の主力電源化実現に向けて、私どももさまざまな検討課題の解決に前向きに取り組んでまいり所存でありますけれども、各論点の検討に当たりましては、従来の制度設計、あるいは各社の現状を踏まえまして、契約実務を軽減できるような制度的な手当てですとか、あるいはシステム改修期間の確保等も十分なお配慮をお願いできればというふうに思います。

私からは以上です。

○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、委員の方3人立っておられて、オブザーバーの方も3人立っておられるので、まず委員の方からお願いします。高村委員、辰巳委員、圓尾委員と、この順番でまいりたいと思います。

高村委員、お願いします。

○高村委員

ありがとうございます。

冒頭に山地先生おっしゃった、特に基本的な視点と個別の特に強調したい論点について申し上げたいというふうに思います。

今回、本日の資料を改めて見まして、FIT制度はこれで8年目にもうすぐ入るんだと思いますけれども、その到達点と課題をきちんと踏まえて議論をする必要があるなというふうに改めて思いました。

今大規模水力までいって、16%の電源構成を占めるようになってきているということですが、恐らくそれまでの取り組みとは段違いなスケールで導入が進んできているというのは、いろいろな功罪はあるわけですが、恐らくFIT制度、投資の予見性を高めるこの制度があつてこそであつたというふうに思います。

同時に、16年の法改正を初めとして、いろいろな制度上の対応もされてきていて、特にこれは2回目の取りまとめのところにも申し上げましたけれども、ちょっと褒めてもいいんじゃないかと思いましたが、特に太陽光のコスト低減というのは段違いに進んできたというふうに思います。

基本的な考え方のところ、スライドの24枚目のところに再生可能エネルギーの意義、これはスライドの10のレジリエンスのところにもかかわりますけれども、基本的にこうしたきちんと再生可能エネルギー導入の意義、これが背景になって再エネの主力電源化とい

うことが政策の根幹に座ってきているというふうに思いますので、これを基本的に踏まえた議論をしたいというふうに思います。

その上で、2つこれに加えていただけるといいなというふうに思っているんですが、これは経団連さんの10月の再生可能エネルギーの主力電源化の取り組みの加速化を求める意見書にも極めてクリアに書いてくださっていますけれども、一つは温室効果ガスを排出しない、あるいは再生可能エネルギーを使って事業ができる環境、エネルギーシステムということが日本企業の企業価値、あるいはサプライチェーンを担う企業としての価値を高めるという意味においても、これは日本の産業競争力の強化のためにも必要だという点であります。

これはもう一つは、もちろん課題はあるんですが、コスト低減のポテンシャルがあるという意味で、これはコスト目標を中期的に立てているわけですがけれども、コスト低減のポテンシャルがある電源として、電力コストを下げていくという意味でも同じように日本の産業の競争力の強化に資するという点であります。この点はぜひ盛り込んでいただきたいと思っております。

基本的な視点のところでありましてけれども、基本的には事務局からご提示いただいた内容に大きな異論はございません。

ただ、一つこれは既に何人かの委員からいろいろな形で指摘がされているんですけれども、買い取り価格4兆円というものの考え方についてです。これは2015年に中期エネルギー需給見通しを議論した際に、電力コストを抑えるという観点から、一つの目安としての重要性というのは認識をしているつもりなんですけれども、今年度の賦課金単価が微増にとどまった少なくとも一つの要因は、火力等の発電単価の上昇、回避可能費用が上がったということが要因だと理解してまして、これは岩船委員もご指摘になったと思うんですが、石油価格が上がれば買い取り価格は上がるけど、賦課金は下がるというこの構造が基本的にはあるというふうに理解しています。

これは足元では、そうすると今後石油価格が上がる傾向にあればあるほど、本来は将来に向けて再エネを拡大していくことが日本の3E+S、エネルギー安全保障上も将来の電力コストを考えても意味があるんですけれども、そういう意味で将来のあるべき姿といたしまししょうか、今足元だけの短期的なコストだけでなく、将来のあるべき姿、電力コストを見据えた議論をする必要があるというふうに思います。それはきょう丁寧に出して下さってありがたかったですけど、賦課金の大きさというのは重々承知しているんですが、12年、14年の賦課金のインパクトが非常に大きくて、これが将来のあるべき姿に近づいていくときの決定的な足かせにならないようにする必要があるというふうに思います。

次世代ネットワークの議論では、そうした考え方が多少なりともそれは盛り込まれているというふうに思っておりますけれども、FITを初めとする再生可能エネルギーの導入に関しても、この点は留意していただきたいというふうに思います。

それにかかわって、申しわけありません、これは岩船委員がおっしゃった点と重なるか

と思いますが、こうした石油価格が上がる上昇、あるいはエネルギー需給見通しにおいても、炭素価格の上昇というのは将来に向けて想定をされているわけですが、賦課金の2030年以降も含む長期的な見通しというものをそろそろ示していくことが先ほどから出ているネットワーク費用の負担の議論、誰がどう負担するのかという議論も含めて必要ではないかというふうに思っております。

すみません、少しお時間いただきますが、3点目でありますけれども、再エネの主力電源化に向けて、FIT制度の見直しだけでなく、再エネに係る政策を改めて議論するというこのフレームについては非常にいいと思います。既にご指摘のあるように電源ごと、そしてもう一つはその電源の成熟度合い、自立化への近さなども含めて、丁寧な議論が必要だというふうに思っています、価格方針も含めたFIT等の支援策のあり方、あるいはそれ以外の事業環境整備等々、それぞれ丁寧にこれから議論をしていきたいというふうに思っております。

若干チャレンジングなといいましょうか、挑発的な言い方をすると、自立的な導入を将来FITの趣旨からすれば、FIT終了後も継続的に、自立的に発電をし、FITなしでも自立をしていくためのコストを下げていくというのが一つのFITの趣旨だというふうに理解をしていますけれども、自立がどうもコスト的に見たときに見通せないものについて、今後どういうふうに支援をするのかという点については、議論をする必要があるんじゃないかというふうに思っております。

4点目でありますけれども、FITによらない再エネの拡大、これはFITを自立的に発電がされるという観点からでありますけれども、コストを下げると同時にそのための、これはコストを下げるためにも事業環境整備が必要だというふうに思っています、これは幾つか例を出して、論点としてぜひ入れていただきたいと思っています点を指摘したいと思います。

1つは、この間系統に関しては、かつてなく対応していただいていると思うんですが、その後の進捗、あるいは何か追加的な課題、手だてが必要かどうかというのは、この第3次の検討の中でも進捗の確認と課題の特定というのはぜひしたいというふうに思います。

2つ目の点は、地産地消型、あるいは自家消費型というのが自立的なFITによらない際の拡大にとって非常に重要だと思うんですが、幾つか制度上の障壁がないのかという点であります。一例が逆流をどこまで認めるかという点、お互い多くの企業が自家消費、あるいは自家発電に積極的に取り組むようになってきていると思いますけれども、こうした発電のときに使わなくなった余剰電力の取り扱いといったような点です。

それから、これは既に対応してくださっていると理解しておりますけれども、需要家みずからが再エネ電気を使いたいと思いはじめている中で、非化石証書のトラッキングの仕組みといったようなのでありますけれども、もう一つ挑発的に言うと、電力市場へのアクセスを需要家が直接できるような仕組みというのはできないのかという点です。これは需要家のほうには非常に強く要望があると理解しておりますけれども、こうした点であります。

4点目でありますけれども、制度上の点として、これから自立的にF I Tに頼らない電源を拡大していくときに、非F I T、あるいはこれは卒F I Tも含めるんだと思いますけれども、再エネをきちんとどこでどれだけ発電をしているかをどうやって把握するのか、それをどういうふうに統計上つかまえていくのかと、それは同時にどういうふうにそれを皆が利用できるようにするのかといった非F I T、卒F I T電源の情報の基盤という点についても検討する必要があるんじゃないかというふうに思っております。

あと2つだけですが、先ほどネットワークの拡大、増強の負担の話がございましたけれども、これはぜひ今後議論をしていきたい論点でありますけれども、これはレジリエンスの小委員会でも議論がある点でありますけれども、再エネの導入だけでない、あるいは再エネの導入にとって当面必要だけでも、それ以上の、あるいはそれ以外の効用があるというものについて、どういうふうに負担を考えていくのかという論点があるように思います。

最後であります。これはF I T制度の見直しの中で、場合によっては法改正といったことも見通すことが必要かというふうに思います。もちろん精査は必要ですけれども、価格にかかわるところについては、恐らくほとんどのことは現行法でできると私は思いますが、幾つかの点について検討する必要があるんじゃないかと思えます。

1つは、この間、先生方から、委員からも出ていますように、市場に統合していくときに、今の送配電買い取りというものの以外の方法というものが有り得るのかどうか、それから事業規律ともかかわりますけれども、廃棄に至るまで、事業者に対してどういう法的義務が必要なものがあるのかどうか、それからこの間議論をここでもしてまいりました情報公開と情報開示というのが特に系統に関しては重要性が指摘されているわけですけれども、こうした情報公開、情報開示の法的基盤というものを必要としないのかという点がございます。

最後、これも大きな議論でありますけれども、この間未稼働案件も含めて、運転開始を非常に時間がかかっている案件について対処してきていただいていると思っておりますけれども、突然運転開始期限をどうするという対応をするというのは、非常に事業者の予見可能性の観点からも難しいというふうに思っています、むしろ法的にきちんと長期に稼働しないものについて、どういう対応をするのかということをお明らかにしておくというのは、一つの検討事項としてはあるように思います。これは事業者にとっても、あるいはそれに融資をされる金融側にとっても、明確な予見性がつくという意味でプラスのメリットは大きい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。

では、辰巳委員、お願いします。

○辰巳委員

ありがとうございます。

電気の最終消費者として、再エネの最大導入につながる検討が再開されたことにとっても期待しております。

まず、消費者といえば必ず出てくるのがコストの話、コスト負担の話なんですけれども、目の前の電気代のような費用にのみ着目して、高いとか安いというふうに話すのではなくて、将来のコストのことも見越した費用の先払いであるというふうなことも納得できる説明がなされれば、今日本でいろいろな保険制度等も進んでおりますので、国民が理解できないわけがないというふうに思っております。

だから、再エネ拡大というものが温暖化リスクなど、重要な問題の回避につながるのであるということをしちんと消費者にも説明していただきたいなというふうに思っているというのがコストに関して、だからそのためには、場合によっては先払いということも認めていかざるを得ないというか、保険の費用みたいなつもりで払っていくことはあり得るんじゃないかというふうに私は思っております。

それから、九州電力さんのお話なんですけれども、現状は日によって再エネを抑制していることに関して、再エネ導入拡大という視点からは、なかなか私自身理解できないままです。九電さんが努力されているという話はお聞きしておりますけれども、この方式が前例となってくると、ますます再エネ導入拡大にブレーキがかかるんじゃないかと、他電力でも含めてですけれども、心配をしております。メリットオーダーで発電が当然であるというふうに言われているんだろうと思うんですけれども、コスト負担のあり方の検討というのが先ほどの話も含め、もっと必要じゃないかなというふうに思っております。

例えば、既に行われているのかもしれませんが、コストの中にCO₂排出のコストやら核廃棄物の処分問題なんかも考慮に入れた電源の選択なんかもきちんとやれるようにしていただきたいなというふうに思っております。そうすることによって、先ほど先着優先の話が出ておりましたけれども、そうじゃない視点での選択というのもあり得るというふうに思います。ですから、2050年を今は見ないといけない時代になっておりますので、2050年を見越した検討というのは必要だというふうに思いますし、かつ私たちにもわかるようにそれを説明していただきたいなというふうに思います。九州電力さん、きょうはいらっしゃるのかどうか、ちょっとわからないんですが、間違っていればまたその点をご指摘いただければいいかというふうに思います。

それから、最後に事業者の持続可能性の話なんですけれども、発電事業者がどのような考えのもとでその事業を行っているのかというものを廃棄問題も含めて、第三者の目線で評価できるような方法というのをぜひ検討していただき、私たちも電源を選ぶときの選択に生かせるような形の見える化ができるような評価制度というのを何か検討いただければいいかというふうに思っております。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。

では、圓尾委員、お願いします。

○圓尾委員

事務局でまとめていただいた論点については、特段過不足は感じていません。今後議論する上で、念頭に置いたほうが良いと思うところを2点お話しします。

1つは、36ページに書いてあるF I T制度の要素分析というところです。もちろん、電源の特性に応じて、いろいろ議論を個別に深めていくと思いますが、ここに書いてあるように、限界費用ゼロの再エネであれば、論理的にはスポット市場で必ず約定できると私も思います。理論通りにならないのも重々承知していますが、本当に買い取り義務がそもそも必要なのかという点はきちんと議論すべきだと思います。

それから、3点目のところに書いてあるF I Tのインバランス特性、これも多くの委員の方がおっしゃいましたが、今のようにインバランスを発生させないように誘導するインセンティブが全く働かないのはさすがに問題だろうと思っています。電取委の専門会合でも、インバランスの発生状況について分析した結果を出して議論しましたが、このF I T起因のインバランスがネットワークに及ぼしている影響がかなり大きいと出てきています。F I Tが原因で出てくるインバランスを事業者が抑制する何かしらのインセンティブが働く制度にすべきだと思います。

というようなことを考えると、当然発電事業者に関しては、今までよりも様々な負担がかかってくる。それから、松村先生がおっしゃったことですが、リスクを発電会社が負担する方向に行くと思うのです。発電会社のリスクが増えるということは、発電会社に融資をする金融機関のリスクも増えるということで、当然そこだけ見ると金融的なコストも上昇します、という議論になると思うのです。しかし、まさに松村先生がおっしゃったように、ここは全体でのリスクがどう移動して、その結果、全体のコストがどうなったのかをきちんと念頭に置きながら議論をしないといけない。要するに、リスク負担をどう最適化していくのが、現状の技術やコストやエネルギー情勢を考えた上で適切なのかという観点で議論を深めていかないといけない。1つの側面で見てもいけないと思うのが1点目です。

それから、2つ目は、最後の71ページの系統費用の負担を全国大で回収というポイントについてです。多くの委員の皆さんが賛同する意見をおっしゃっていたと思いますし、私もこのとおりだと思うのです。申し上げたいことは何かというと、現状の電力会社の企業形態を前提として議論することによって、発想が縛られないようにすべきということです。

要するに、2020年にネットワーク会社が分離するとはいっても、昭和26年にできた9電力体制の延長線上になるわけです。突き詰めて言えば、沖縄を除いたところを9つで分割している必然性というのは、昭和26年にはいろいろあったのだと思います。けれども、今のエネルギー情勢を踏まえて、適切なのかどうかはまた別の議論になってくると思うわけです。

当時は当然水力や石炭火力が中心だったし、需要形態も全然違いました。現状では需要も大きく伸び、形態も変わり、再エネが当時は考えられなかったような勢いで増えようとしている中で、どのようなネットワークを構築していくのが日本にとって最適なのかを考えていく。そのために必要なコストをどう負担するかと考えたときに、今たまたま9個に分かれていますから、こっちで発生したコストを向こうに付け替えるような感覚になりますが、もし全国が一つのネットワーク会社だったらそんなことはないわけです。そこは今の企業形態に縛られてはいけないと思います。

ですから、長山先生がおっしゃったような、例えば北海道のコストを東北に付け替える明確な理由が要るかという、私は要らないと思いますし、小野委員が条件としておっしゃった4つのうち、1、2と4はいいと思いますけど、3に関しては私は同意を余りできないと思います。それよりは、岡本オブザーバーも触れられたと思いますが、この再エネを導入するというで増えるネットワークのコストと、今のネットワークを例えば高経年化対策で維持、更新していくコストと、どこかで明確な線が引けるかが非常に難しい問題だと思います。むしろ、その線引きを知恵を絞って一生懸命考えることのほうが、今後の議論では私は大事なのではないかと考えています。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。

では、オブザーバーの方に移って、まず太陽光発電協会、増川さんからお願いします。

○増川オブザーバー

ありがとうございます。

私どもからは、まず全体的な話としまして2点ちょっと視点として加えていただきたいものがございます。

1つは、再エネの付加価値をどのように最大化してもらえたりするかという観点も重要かと思っています。これはもちろん再エネが自立化しなきゃいけないわけですけども、自立化する場合には、この付加価値を最大化、非常に我々重要になってくると考えていますということで、これを視点として加えていただきたい。

それから、2つ目がこれは高村委員からもお話ありましたけれども、長期的な便益という視点もぜひ加えていただきたいと。国民にとってみれば、小さい負担でいかに大きな便益を得るかという、そういう観点になろうかと思うんですけども、例えばこれから導入される太陽光につきましては、今年度のFIT価格14円、将来もっと安くなると思いますけれども、これを考えると、これは以前に比べると随分少ない負担でもって20年以上買い取り価格期間は終わったけれども、ずっと30年、35年稼働することによって、便益が返ってくる。

前提にもよりますけれども、14円を下回ってくると、場合によっては負担よりも便益のほうが大きくなることも起こり得ると私どもは思っておりまして、こういう観点で、もち

ろん負担を減らすということは大事でございますけれども、多少負担がふえても、将来返ってくる便益が大きいのであれば、そういう再エネは積極的に導入すべきではないかと私どもは考えております。

それから、論点につきまして少しコメントさせていただきます。

まず、論点1でございますけれども、これは需給一体型という考え方にも重なるところがあるんですけれども、セクターカップリング、これはモビリティの電動化、あるいは熱利用の電化とどうやってうまく組み合わせて、CO₂削減とか省エネの効果を最大限発揮するという概念でございますが、これについても日本の国益になると私ども考えていますので、こういう論点にもこういう考え方もぜひ加えていただきたい。

それから、論点1、もう一つこれはZEHとかZEBとも関連してきますけれども、省エネ法をうまく活用していただきたい。それから、温対法についても、それをうまく活用することで、需要側をうまく誘導するような、そういう政策というのも需給一体型を考える上では非常に重要になってきますので、ここも論点のどこかに加えていただくと大変ありがたいと思います。

それから、論点の3番目でございますけれども、出力制御に関しまして、4月に入ってからほとんど毎日晴れば必ず九州電力さん管内で抑制がかかっております。これは我々としても心配しているわけですが、こういうのを解決する手段はいろいろあるかと思うので、まず我々がお願いしたいのは、事業者様が出力抑制を減らすことに対するインセンティブをうまく組み入れていただきたいなど、非常に単純な話ではないんですけど、そうすることによって、減らす方向に持って行っていただくとありがたいというのが一つ。それから、もう一つがこれは資料の56でしたか、これは中間整理でもまとめられた論点の中にありましたけれども、資料のスライド56枚目の3つ目のポツ、これは再エネの調整力を具備して、効率的な調整が行われるモデルに転換するため、オンライン制御の拡大、それから出力制御における経済的調整に向けて、これはぜひすぐにでも進めていただきたいと、オンライン制御の拡大というのは少し時間かかるかもしれませんが、出力制御における経済的調整、これも時間かかるかもしれませんが、今すぐにでも検討を始めていただいて、これができれば我々は相当抑制が減るのではないかと考えていますので、ぜひお願いしたい。

それから、もう一つはコネクト&マネージ、これは国のほうも電力会社様も一生懸命進めていただいて、大変ありがたいと思っています。ただ、我々の願いは、これは配電系統についても、ぜひ踏み込んでいろいろやっていただきたいというのが一つ、それからこれは松村委員からもご指摘ありましたけれども、先着優先ルールというのがございまして、それがあつた限り、日本版コネクト&マネージ、大変ありがたいんですが、なかなか導入が進まないんじゃないかと我々懸念しております。ですので、なかなか難しいこととは承知しておりますけれども、先着優先ルールについても、ちょっと踏み込んでご検討いただくとありがたいなと思っています。

それから、託送料金、これは従来の大規模集中電源から、遠距離から50万ボルトとか電圧を下げて送ってくるわけですけれども、そういう送配電ネットワークを前提とした料金体系になっていると理解しております。これはこれで間違いじゃないんですけれども、例えば隣の家から送られても、青森から送られても全く同じ託送料金が課されるというのが今の体系ですので、それが悪いとは申しませんが、分散型電源とかが多数入った状況を前提に、抜本的見直しが行われてもいいのではないかとというふうに我々考えております。

以上でございます。

○山地委員長

祓川さん、何かご発言ご希望ですか。

○祓川オブザーバー

先ほどの松本委員からのご指摘あったFITの現状と課題ということについて簡単にお答えしようかなと思ったんですが、先ほど松本委員のほうからご質問がございましたFITの現状と課題のところで、風力発電のほうにつきましてご回答申し上げたいと思います。

課題としては、今現状370万キロワット入っていて、FIT前、FIT後の認定を踏まえて96万キロワットになっているということなので、2030年の長期需給見通しの1,000万キロワットは可能というふうに考えております。

その中で、なぜ風力発電がおくれているかというのと、大きい課題は2点と。

1つは、風力発電を進めているんですが、なかなか系統の問題が解決できなくて、風力発電をつなげないという事実があります。もう一つは、環境アセスに多大な時間がかかるので、4年か5年かかりますので、どうしても着工できないというような状況がございます。

○山地委員長

祓川さん、各電源の議論というのはまた別途機会を設けようと思いますから。

○祓川オブザーバー

それをご説明しようかと思ったんですが。

○山地委員長

今答えられる範囲で、ごく簡単にやっただけだと思います。

○祓川オブザーバー

そういうことで、今環境アセスの課題も経産省さん、環境省さん中心で短縮に向かっていますし、いわゆる風力についての導入拡大、系統の増強等についても、先ほど北本のお話しございましたけど、いろいろ考えていただいていますので、我々としては2030年の目標は可能であり、発電コストで8円、2030年に向けて、洋上風力も含めて努力しているところでございます。

以上です。

○山地委員長

では、地熱協会、小椋さんお願いします。

○小椋オブザーバー

ありがとうございます。

本委員会における地熱に関する議論については、地熱の発電の導入がおこなわれていることから、他の再エネ電源の議論の中に埋もれてきた感がありますけれども、今回電源特性に考慮した議論をさらに進めるということに非常に期待しております。

それから、事務局にまとめていただいた19ページの地熱発電については、我々も認識を共通しております。

それから、松本委員から指摘のあった大規模の案件が進んでいないという点については、ことしになって1月、松尾八幡平、岩手県ですけど、7,500キロワット、それから5月には4万2,000キロワットの山葵沢、これは秋田県のが始まるということで、ようやく少し大規模の地熱発電が始まります。この後、もうちょっと時間がかかりますけれども、2つの比較的大規模な地熱発電が始まります。

ただし、これは始まったんですけれども、これはFIT後に始まったものではなくて、FITの前から検討していたものがFITが導入されたことによって、促進されてようやくこういうのに結びついてきたということです。ですから、新規の大規模の設備導入のためには、開発リスクを提言して新規地点の開発を進めていくという、これもまとめの中にありますけれども、同じようなことを地熱協会として認識を共有しております。

以上です。

○山地委員長

では、小水力推進協議会、小林さん、お願いします。

○小林オブザーバー

最初に資料の追加というんですか、もし説明をいただければということで、スライド番号34のそれぞれの電源別の資本費とランニングコストの図があるんですが、これは大変よくそれぞれの電源の特徴をあらわしていて、こんな傾向だろうというふうに私どもも理解しているんですが、水力に関して若干違和感がある部分があるので、これの計算根拠のようなものがあれば、もし可能であればお示しいただきたいと最初にお願いします。

それから、全体として議論の中に地域の活性化とか、それから長期安定、地域共生という言葉が論点の中入っているのでこれは大変ありがたいということで、今後これの議論が進むことを期待したいと思っています。

一方で、ちょっと1点だけですが、実は今現状ここで将来この先のところで議論されることになると思いますが、現状で大きな制約になっている問題点もありまして、それに関しては、この委員会の議論ではないかもしれないんですが、この委員会からぜひ現状で課題になっている制約に関して、少し解決を生み出すような方向のメッセージを送るような議論を早めていただきたい。

特に先ほど地域電力の評価というお話がありましたけれども、地域で供給して地域で需

要するとある範囲、どういう範囲になるかわからないんですけども、この範囲の議論をちょっと早目に進めていただいて、将来の合理性を考えて、議論してこうあるべきだというのを出していただければいいんですけども、それが他の委員会での特に系統制約の議論のアクセルになるようなメッセージを出せるような議論を進めていただければありがたいというふうに思っております。

○山地委員長

ありがとうございました。

荻本委員、ご発言ご希望なんですね。

○荻本委員

すみません、長く発言して、ちょっと追加がございます。

まず、賦課金の議論が大分出たんですけども、賦課金の算定に使われる重要なパラメータである市場価格、このごろ出力が制御されているという中で市場価格の検討もやられているということと理解していますので、その動向と見通しというものも基礎的な情報だと思いますので、事務局からお出しただけないかというお願いです。

もう一つは、出力制御をするのが目的では全然ないんですけども、どうしても避けられない。それを避けるために小売というものをもう少し工夫する余地があるんじゃないか。つまり昼安い小売料金、そういうものは外国でもトライされている。日本でも出てきていると思います。その状況も事務局で整理していただけないか、これもお願いです。

それから、論点として岩船委員が言われたんですけども、3E+Sということを満たすためには、それは出力抑制が制御を下げるのが目的ではないんですけども、うまくやれば下がります。それは一般的には経済賦課配分という考え方でやられるんですけども、今は優先給電になってしまっている。ここを何とかならないのかと、これは大分重い課題だとは思いますが、これも論点に入れていただければと思います。

以上です。

○山地委員長

ありがとうございました。

おおむね一通りご発言いただいたと思うんですけども、ちょっとここで事務局のほうへのご要望も結構あったんですけども、ご質問に当たるようなところで対応できることをお願いいたします。

○山崎新エネルギー課長

ありがとうございます。

曳野から後で補足があるかもしれませんが、全般的にきょういただきましたご意見については、次回以降の議論に当たりまして、可能な限り事務局にて整理をさせていただくというところで受けとめさせていただければと思いますが、ご質問とご要望という意味で、2つお答えをしておきたいと思います。1つは岩船委員から、今年度の賦課金が2.95円で、昨年度が2.90円で、増加幅が0.05円ということで、若干少ないけれども、その要素として

回避可能費用の話と、あと剰余金の活用の話があって、その内訳がないので、ちょっとどっちが寄与しているのかがわかりづらいと、こういうお話がございました。

どのような形でお示しできるかというのは、改めて次回以降に整理をしたいと思いますが、申し上げておくと3つの要素がありまして、1つが買い取り量が増加をしているということです。もっと言うと、前提として2018年の想定は買い取り費用が3.1兆円、回避可能費用が2.4兆円でございます。2019年の買い取り費用が3.6兆円、ここは0.5兆円ふえているんですが、一方で回避可能費用等を引いた賦課金で回収するところは2.4兆円でほぼ変わっていない。四捨五入の関係でふえてはいるんですけども、1,000億円のレベルで言うと変わっていないということで、四捨五入で言うと変わっていないということでございます。

その要素としては、1つにまさに再エネの買い取り総額がふえている。買い取り量がふえているので、それにひもづいている部分が回避可能費用として多くなるというのが1点と、もう一点が回避可能費用が御指摘のとおり上がることによって、その分の賦課金が減るといところが2点目と、3点目が剰余金の活用でございます。

この3点目の剰余金の活用については、法律上1年度前のもので、これは見込みでやるものですから、実績とのずれがあった分については、それを翌年度以降に返すということになっていることを機械的に反映したものでありまして、実は剰余金の活用が一番多くの比率を占めている部分になります。

したがいまして、ただこれは予想よりも動かなかったというだけでございますので、今後動くとその分はふえていくと、こういうことでございまして、そうしたものを踏まえまして、委員のご指摘にどれだけ応えられるかわかりませんが、次回以降何か示し方を提示していきたいというふうに思っております。

あと小水力の代表の方からお示しいただきまして、質問いただきました34ページの計算根拠は、これは単純にというか、我々FIT制度に基づいて、FITに基づいて発電をされた方には報告義務を課させていただいて、各コストについて報告をしていただいております。

調達価格等算定委員会でもそのコストをもとにご議論いただいているということでございますが、ここで言っているまさに運転維持費と資本費について、まず各報告データで収集された平均値をとりまして、設備稼働率もこれは平均値を各電源について、区分においてとらせていただいて、それを単純に割り返していると、それでアワーにしているというものでございますので、まさに生データ、実際のデータをここに当てはめているというものでございます。

繰り返しになりますが、その他の点につきましては、また次回以降、しっかりと対応させていただきたいと思っております。

○山地委員長

ありがとうございました。

今の34枚目のスライドは私もちょっと驚いたんですけども、運転維持費の中は必ずしも変動費という意味じゃなくて、固定的な運転維持費も含まれていると考えてよろしいんですか。

○山崎新エネルギー課長

まさにメンテナンスの費用とか、そういったものも含まれてございます。

○山地委員長

ということで、詳しくはまた後の機会ということでございます。

今一通りご発言いただいて、事務局で対応できる対応は今行っていたわけですけども、全体を通してさらにご発言ご希望の方がいらっしゃいましたら、余り緩やかなことを言うともた時間延びちゃうんですけど、きょうはちょっと時間の余裕がありますので、もしご発言のご希望がありましたらお受けしますが、いかがでございましょうか。

よろしいですか。

どうもありがとうございました。

それでは、本日第3フェーズの第1回目ということで、今後検討する論点について議論していただきまして、活発なコメント、ご要望も含めまして、ご議論いただきありがとうございます。

それで、事務局も先ほど申しましたが、非常に多岐にわたるご意見をいただきましたので、事務局で改めて論点、データの整理をしてくださるようお願いいたします。また、これまで本委員会というのは、きょうは何かアクションを決めるということはありませんでしたけれども、合意ができたものは順次実施していくということで進めてまいりました。

今後の議論についても、第3フェーズにおいても、法律にかかわるものというのになれば、またそれに対応するのに時間かかりますけど、現行制度のもとで対応できるものは、今まで同様に決めればアクションとして実行していく、そういうやり方でよろしゅうございますでしょうか。

高村委員、どうぞ。

○高村委員

多分今大変配慮しておっしゃってくださっていると思って、基本的には反対はないんですけども、特に制度の変更にかかわるものについては、1回だけではなく、少し慎重に議論する必要があるのかなというふうに思っております。特に今回出している論点の多くがむしろそちらのほうのようにも思いましたので、事業者からのご意見も含めて、慎重に議論をできればいいなというふうに要望させていただきます。

○山地委員長

合意できたものについてはということですから、合意しがたいときにはどうぞご意見いただければと思っております。

ということで、もちろん今のような条件をつけた上で、今までのように合意して決めたことはアクションに移していくと、そういうやり方でよろしゅうございますでしょうか。

どうもありがとうございます。

それでは、そういうことで進めたいと思います。

それで、次回以降、次回の議論ですけど、事務局は改めて論点をまとめていただいて、それから再エネ事業者の皆さんにヒアリングをさせていただくということを計画しているようですので、それをやりながら議論を進めたいと思います。

次回開催について、事務局からお願いします。

○山崎新エネルギー課長

ありがとうございます。

では、次回については、委員の皆様方の日程を調整させていただきまして、決まり次第、ご連絡、または公表していきたいと思います。よろしくお願ひいたします。

○山地委員長

では、以上をもちまして本日の委員会を閉会いたします。

どうもありがとうございました。

お問合せ先

資源エネルギー庁

省エネルギー・新エネルギー部 新エネルギー課

電話：03-3501-4031

FAX：03-3501-1365

電力・ガス事業部 電力基盤整備課 電力流通室

電話：03-3501-2503

FAX：03-3580-8591