

総合資源エネルギー調査会
電力・ガス事業分科会 第18回電力・ガス基本政策小委員会

日時 令和元年5月28日（火）16：00～17：45

場所 経済産業省本館17階 第1特別会議室

○下村電力産業・市場室長

それでは、定刻となりましたので、ただいまより総合資源エネルギー調査会第18回電力・ガス基本政策小委員会を開催いたします。

委員及びオブザーバーの皆様方におかれましては、ご多忙のところご出席いただきまして、ありがとうございます。

本日、大橋委員、村木委員、四元委員におかれましては御欠席、石村委員におかれましては、おくれたの御出席とのご連絡をいただいております。

では、早速ですが、以降の議事進行は山内委員長にお願いしたいと思います。よろしく願います。

○山内委員長

どうも皆さんお忙しいところありがとうございます。

お手元の議事次第に沿って議論に入りたいというふうに思います。

プレスの方の撮影は、ここまでとさせていただきます。

まずは1つ目の議題ですけれども、「電力・ガス小売全面自由化の進捗状況について」、これを事務局からご説明をお願いいたします。

○下村電力産業・市場室長

それでは、お手元資料3をごらんいただければと思います。電力・ガスの小売全面自由化の進捗状況でございます。

まず電気からございまして、スライド3をごらんいただければと思います。

こちらは、新電力シェアの定点観測でございます。前回までは、全面自由化以降の月次のシェアをプロットしてございましたけれども、長期のトレンドを見通す観点から、今回は部分自由化以降のトレンドという形でお示ししてございます。新電力シェアは、とりわけ全面自由化以降、大きく進展してございまして、足元では14.6%というシェアとなっております。また、家庭等を含む低圧分野のシェアは、約12.7%となっております。

スライド4をごらんいただければと思います。

こちらは、大手電力の域外進出の状況を赤色で示してございまして、域外進出は全体で2.9%、とりわけ高圧分野では域外進出が多く発生している状況でございまして、6.3%というシェアとなっております。

スライド5をごらんください。

こちらは、エリア別、電圧別の新電力シェアの推移でございまして。特高、高圧分野におきましては、北海道や昨年4月以降の北陸エリアなどにおきまして、新電力のシェアの上昇が見られてございます。他方で、関西エリアにおきましては、一昨年の半ば以降、新電力のシェアは低下傾向にございます。これらの背景には、大手電力の料金改定などがあると考えられます。

スライド6をごらんいただければと思います。

こちらは、低圧分野のエリア別の新電力シェアの推移でございまして、多少は季節変動はございますけれども、おおむね堅調に推移していると思えます。

スライド7をごらんください。

こちらは、低圧分野のスイッチング状況でございまして、直近では、大手から新電力へのスイッチング件数は944万件、大手電力内でのスイッチング件数は557万件、合わせて1,500万件となっております。

スライド8は、新電力から大手、新電力から新電力へのスイッチングの件数の推移でございまして。

スライド9をごらんいただければと思います。

こちらは、供給区域別に販売実績のある小売電気事業者数をカウントしたものでございまして、全エリアで参入数は増加しているわけでございますけれども、特に東京、関西、中部といった需要の大きなエリアへの参入が多いわけでございますけれども、とりわけ近年では、北陸、中国、四国、沖縄といったエリアにおける参入の伸びも大きくなってございます。

スライド10は、これを都道府県別に示したものでございます。

スライド11、12をごらんいただければと思います。

こちらは、卸取引所の取引量の動向がスライド11でございまして。市場取引量は、ゴールデンウィーク中を除きますと、引き続き総需要の3割といった水準で推移をしております。

スライド12が、市場価格でございまして、ゴールデンウィーク中はシステムプライスとしては過去最安値の0.18円という価格での取引が発生をしております。

スライド13をごらんください。

ここからは、財務状況を整理をしております。ことしの4月末に大手電力10社がそれぞれ昨年度の決算を発表いたしましたので、その結果を取りまとめてご報告させていただきます。

まずは、全体の外観でございますけれども、各社の収益性を示す経常利益率を見ますと、東日本大震災後には最大でマイナス7.6%までの悪化が見られましたが、その後、料金改定や原子力発電所の再稼働を背景に黒字化を達成してございます。

また、各社の財務状況を示す自己資本比率を見ますと、徐々に回復してはございますけれども、震災前の水準には至っておらず、まだまだ各社の収支・財務状況には注視が必要というふうに考えてございます。

スライド14をごらんいただければと思います。

こちらが各社別の昨年度の決算の概況でございます。北海道、東京、北陸は、気温や降水量の影響等によって増益、他社は販売電力量の減や燃調の期ずれ影響等によって減益となっております。

下段の点線枠囲いをごらんいただければと思います。主なトピックを2点上げてございます。1点目は、災害による損失計上でございます。昨年度は災害が多く発生した関係で、各社災害対応費用を経常費用として計上していることに加えまして、数社では特別損失の計上が行われてございます。

2点目は、減価償却方法の変更でございます。1979年以降、各社は会計上、減価償却に当たっては定率法を採用してございましたけれども、来期の決算から北海道・北陸・関西・中国の4社は、設備利用実態等の変化等を背景に、この減価償却方法を定額法に変更するという旨を表明されてございます。これに伴いまして、これまで電力各社が会計上、定率法を用いていることが前提とされていた諸規定、例えば引当金の引き当て方法ですとか、あるいは様式の変更といった技術的な改正が必要となっております。

また、減価償却方法を変更した会社におかれましては、料金についても、例えば事後評価等に関しまして、今回の変更を踏まえた審査が必要になるというふうに考えられるところでございます。

スライド15以降は、各社別の収支及び財務の状況を示してございます。

ざっと見てまいりますけれども、まずは北電でございますけれども、収支は二度の料金値上げを経て震災前水準まで回復してございますけれども、販売電力量の低下が相対的に大きく、自己資本比率も相対的に低位の状況でございます。

右側、東北電力でございますけれども、収支は値上げを経て震災前の水準まで回復してございますが、足元では低下傾向となっております。自己資本比率は改善傾向にございますが、震災前には及んでいないという状況でございます。

おめくりいただきまして、スライド16、東京電力でございますけれども、収支は値上げを経て

一定程度回復してございますけれども、震災前の水準には至ってございません。自己資本比率は改善傾向でございます。

右側、中部電力でございますけれども、値上げを経て、収支は震災前の水準まで回復してございますが、足元は低下傾向でございます。自己資本比率は、震災前と同水準の推移となっております。

おめくりいただきまして、スライド17、左側、北陸電力でございますけれども、北陸電力は、規制料金の値上げを行ってございません。こうした中で収支水準は相対的に低位で推移してございます。自己資本比率は継続的に低下傾向となっております。

右側の関西電力でございますけれども、収支につきましては、二度の値上げがございましたけれども、高浜、大飯の再稼働と、これに伴う値下げを経て震災前の水準まで回復してございます。また、大手電力10社の中で、唯一、2018年度の販売電力量は増加に転じてございます。

スライド18、中国電力でございますけれども、こちらは北陸と同様、震災後に規制料金の改定を行ってございません。こうした中で、収支水準は相対的に低位で推移をしてございまして、自己資本比率も低下傾向といった状況が見られます。

四国電力でございますけれども、収支・財務とも料金改定と伊方の再稼働を経まして回復傾向にはございますけれども、震災前の水準には至っていないという状況でございます。

スライド19、九州電力でございますけれども、料金改定と川内、玄海の再稼働を経まして、収支は震災前の水準程度まで回復してきてございます。一方で、自己資本比率は回復傾向にはあるものの、相対的には震災前と比べるとずっと低い水準というところでとどまっているという状況が見られます。

最後に、沖縄電力でございますけれども、収支はやや低下傾向にございますけれども、自己資本比率は増加傾向にございまして、相対的に高位の水準にあるという状況でございます。

電気の状況については、以上でございます。

○下堀ガス市場整備室長

続きまして、ガスの自由化の状況ということでご説明を続けさせていただきます。

スライドをめくっていただきまして、21というスライドでございますけれども、自由化後の小売事業者の登録状況、この1カ月では特段、新たな登録はございませんでした。

次のスライドでございますけれども、他社スイッチングの状況でありますけれども、今回は先月1カ月前に比べて15万件、0.6%ふえて4月末時点でスイッチングの件数はおよそ8.9%、特にこのスライドで、右側に表で「前月の率との差」とありますけれども、地域別に見ていきますと、数はもともと相当、関東の数は最近多かったわけですがけれども、前月との率の差でも、総数に比

べてのスイッチング率という意味でも関東がふえているというところで、かなり関東で今スイッチングが進んでいるという状況であることが見てとれるかと思えます。

次のスライド23でございますけれども、今回、他社スイッチングの状況で、みなし小売から新規小売へのスイッチングというものを、これは左のグラフでございますけれども、家庭用の契約件数全体ですけれども、これに大体今0.4%程度がスイッチングしていると。

一方で、右側は、今度は新規小売からみなし小売にスイッチングしているというところでは、比率にして非常にまだ数が少ない、0.04とかですけれども、エリアによって中部北陸や近畿というのは、一定程度新規小売からみなし小売にスイッチングしている割合もあるかなというところが見てとれるかと思えますが、今後、引き続きウオッチをしていきたいというふうに思っております。

スライド24でございますが、自社スイッチングの状況ということで、特に家庭用でございますけれども、今までで118万件、規制料金が残っている事業者で自由料金にした件数ということでございます。

それから、その次のスライド、販売量のシェアでございますが、新規参入者の販売全体ですけれども11%、そのうち家庭用が5.6%で、工業用が16.5%というふうな新規参入者のシェアになってございます。

最後、家庭用のシェアですけれども、近畿、中部北陸を中心に伸びていますが、最近は関東でも家庭用の販売量のシェアが4.1%という状況になっているところでございます。

事務局からは以上でございます。

○山内委員長

どうもありがとうございました。

それでは、ただいまの事務局からの説明につきまして、ご質問あるいはご意見がありましたらご発言を願いたいと思いますが、例によって、ご発言をご希望される方は、お手元の名札を立てただいただければと思います。

いかがでございましょう。

村松委員、どうぞ。

○村松委員

ご説明ありがとうございました。

決算の状況、しかも10年間の過去の推移を並べていただきまして、直近の自由化に向けた動きを財務状況から見ることは非常に参考になりました。

今回の資料を拝見しておりまして、スイッチングで各電力、連結ベースで見ても電力の販売量

は減少する中で、業績へのインパクト、これを各社それぞれのお取り組み、戦略で進めていращやるということが、業績だけでなく決算説明資料も拝見したんですけれども、そういったところからうかがえるなというふうに拝見いたしました。

ちょっとこの辺は感想になるんですけども、各社の戦略の中で大きく3つの方向性があると思っております。電力事業の売り上げアップに向けたお取り組み、本業の電力事業の効率化、コスト削減に向けた取り組み、並びに附帯事業の拡大と、この三方向で各社それぞれの強みを生かした方策をとっていращやるということが決算説明資料からうかがえるんですけども、ここで外から見た期待というのを述べさせていただければと思います。

1つは、事業の取り組みの分野ですね。これは前から村上委員もよくおっしゃっているようなことかなと思うんですけども、少子高齢化、人口減の中で社会インフラの課題解決といったような方向で、ぜひ電力会社が持っている技術力、またデジタル化へのお取り組みというのを、ほかのよそのコラボによって達成していただければというふうに考えております。

その事業の取り組みを支えていくのは、やはり財務面も含めた管理体制だと思っております。今まで自由化になっても、まだ過去の総括原価からの転換というのがなかなか図られていない面はあったかもしれませんが、今後の予算管理の体制においては、小売の自由化を前提とした仕組みづくりというのが必要になってくるのではないかと。

また、この後、送配電の法的分離の話もごさいますけれども、送配電会社は分離した暁には、独立した単独の会社としてちゃんと収支管理をしていく体制というのは必要になってくると思いますので、その辺へのお取り組みというの、今後、自由電力での課題かなというふうに考えております。

あともう一つ、すみません。14ページのトピックで2つ挙げていただきました。今回の決算の特記事項ということで挙げていただいているうちの2番目のほうなんですけれども、この会計の専門の立場から若干補足というか、説明を加えさせていただければと思います。

今回の減価償却方法は、10社中4社が変更しましたということでご説明いただきました。従前の定率法は、1979年以降適用されていたということなんですけれども、これは従前の右肩上がり電力の需要量が増加して設備投資が盛んに行われている時代に、償却費が設備投資の最初の時点で多額の償却費が発生して、徐々に低減していくというような仕組みだったんですけども、そこが従前と同じような環境ではない、設備投資が安定的になって稼働も大きく変動しない、どんどん伸びていくような状況とは大分変わってきたということを踏まえて、定額法に変更されたんだというふうに理解しております。

何社かの決算説明の資料の中には、実態を踏まえての変更というふうな、設備利用実態を踏ま

えての変更というようなご説明が書かれておりました。減価償却の方法の変更というのは、業績に非常に大きなインパクトを与えるものでして、決算説明で実際に影響額を書いている会社もございましたけれども、予測値として年間償却費が数百億円減少するといったような記載がございました。ここは実際に変更するとなると大きなインパクトがありますので、大変慎重な検討を重ねた上、設備の各社の利用実態を踏まえて、変更に合理的な理由があるかということを検討した上で決定されたものだというふうに考えております。

4社ばかりを言うと、ではほかの6社はどうなんだということをお感じになられる方もいらっしゃると思います。これは、それぞれの会社において設備の利用実態というのは若干違うと。設備投資への取り組み方ですとか、タイミングだとかも会社によって違いますので、10社が一律定額法でやると、変更するということが合理的とは、とても考えられないと思います。

変更していない会社には、実務を踏まえて今の定率法が適切だという判断をされた根拠があったというふう理解しておりますので、今後、こちらの14ページの中で、技術的な改正や料金審査での対応というのが必要というふうに記載されておりますけれども、ちょっと議論をはき違えないように注意しなければいけない点というのは、各社の横並びの比較ですとか料金審査、事後評価といったような観点では、確かに同じほうが早々議論にはならないんですけども、問題にはならないんですけども、そういった会計での判断があったということはきちんと理解した上で、今後の料金審査、事後評価での取り扱いというのを慎重に検討していく必要があるんじゃないかなというふうに思っております。

ちょっと会計の立場と料金審査という観点では、若干違ったものがありますよということを申し述べたくて発言させていただきました。

○山内委員長

ありがとうございます。

松村委員、どうぞ。

○松村委員

今の定率法、定額法に関してです。

基本的にはどちらも許されるもの。一般の企業であれば当然に許されるもので、企業がそれぞれの実態に応じて選択しているということなので、文句をつけるのは変な気はします。したがって、各企業がそのような意思決定をしたことを尊重すべき。

一方で、これが規制だとかに大きな影響を与えるとなると、逆に各社が自由にバラバラに決められるということも変な気がする。例えばずっと独占が続いているとして、その減価償却に合わせたコストベースで料金が決まってくるとして、定率法と定額法ではタイミングが違うだけなので、

もし定率法で最初のうちにコストとして大きく積まれると初期のコストが高くなるかもしれないけれども、償却は進むわけですから、後にコストが下がるので、ならせば差は基本的に問題なくなる。だから原則自由でいいと思う。

しかし、もし仮に、そんなことはないわけですがけれども、5年後に自由化されて、そこで完全にコストベースから外れることが仮にあったとして、今のタイミングで方式を選ぶと、今のうちにコストを積んでおいたほうが事業者にとって得となり、変なマニピュレーションが起こる可能性がある。定額法を定率法に変えれば消費者にとって損得が出てしまう。そんなことがあるなら、原則自由というわけにはいかない。

今はそういう問題は起こっていないので、この局面でそういう変なストラテジックな行動によって選んだのではなく、純粋に実態に合わせただけだと思うので問題はないと思うのですが、もし万が一、私たちが気がつかないことで将来問題が起こって、定率法のまま維持したところが著しく不利になるとかということだとすると、それは査定上不適切なことをしている可能性があり、そういう局面がもしあらわれるとすれば、その時点で考えていただきたい。

そんなことはあり得ないと思いますが、例えば容量市場で、今は市場がないので関係ないけれども、将来は関係する典型例。費用の配分が潜在的には大きく関連してくる。しかし、既設の電源については、廃止を検討しているものを除けば、ほぼゼロ円に入れるのが自然な姿で、だから償却法を変えたことが問題になることは、事業者が普通に入札していればほぼないので、私が言っているのは杞憂だと思う。しかしもし万が一、廃止が予定されていない、普通に考えれば4年後に廃止されない電源が、減価償却費などの費用ベースで入札されるなどと言う妙なことが出てきたら、今回の変更が問題であった可能性が出てくる。こんな非常識なことがもし万が一将来起こったら、その時点で改めて精査する必要が出てくる。

以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。

そのほかにいかがですか。

ありがとうございます。減価償却の問題が出ましたが、これも事務局のほうでも役所のほうでも、いろいろ考えられると思いますけれども、今おっしゃったように、規制とかそういうところに悪影響が出ないように、その点について我々も検討していきたいと思います。ありがとうございます。

議事を進めさせていただきますが、2つ目の議題は「適正な市場メカニズムと需給確保のあり方について」、これを事務局から、またご説明をお願いしたいと思います。よろしくお願いま

す。

○下村電力産業・市場室長

それでは、続きまして資料4、適正な市場メカニズムと需給確保のあり方についてでございます。

スライド2をごらんいただければと思います。

本日は、前回までの本小委員会での審議を踏まえまして、特に事業者の業務フローに関する議題を大きく3点ご議論いただければと考えてございます。

スライド3をごらんください。

まずは1点目の議題、F I Tインバランス特例①の見直しについてでございます。

スライド4をごらんください。

まずは、前回までの議論の振り返りでございます。

F I T制度に基づきまして、小売事業者がF I T電源の全量買い取り義務を達成できるよう、現行の運用では、一般送配電事業者が、小売事業者に対して前々日16時にF I T電源の出力予測量を通知し、通知後に生じる予測誤差の調整は全て一般送配電事業者が担うと、こういう運用になっているわけでございます。

他方で、自然変動電源の特徴といたしまして、実需給に近いタイミングであればあるほど予測精度は高まると、こうした傾向がございますので、これに伴い本当に必要な調整力、確保量が減るのかどうかといった社会的メリットをよく確認しつつも、通知のタイミングを後ろにずらして、バランシンググループ側が市場などを通じて調整を行うと、こうしたことが適当ではないかと。また、この取り組みを進めるに当たっては、短期に取り組むべき事項、中長期に取り組むべき事項を整理した上で検討を進めていくことが適当ではないかと、こういったご議論を前々回3月にいただいたところでございます。

スライド5をごらんください。

そこで、本日はF I Tの通知のあり方のうち、短期に取り組むべき事項についてご審議いただければと考えてございます。

なお、中長期に取り組むべき事項につきましては、次回以降ご議論いただきたいというふうに考えてございまして、特に広域機関でもご議論いただいておりますけれども、このデルタキロワット、調整力として確保する量、これを低減させるためには、気象予測の大外し、これを減らすことが非常に肝要であると、こうしたご議論をいただいております。このため、気象の専門家の議論なども踏まえながら、次回以降ぜひご審議いただければと考えてございます。

スライド8をごらんいただければと思います。

まずは論点①でございます。

以前の会合におきまして、FIT特例①の通知を前々日の16時からより後ろ倒すことによりまして、予測誤差が減少するというデータをお示しさせていただきました。そのスライドを9につけてございます。

他方で、これによって一般送配電事業者が確保するデルタキロワットが減少するか否かについては、引き続き詳細な検証が必要であるということに加えて、各バランシンググループ側の供給力の調達の運用であったりですか、一般送配電事業者の系統運用への実務の影響も考えられることから、短期に取り組むべき事項としては、まずはこうした実務への影響は極力少ない範囲で対応できる部分、こうした部分からやってはどうかというのが、この論点①の基本的な方向性として提案させていただくものでございます。

スライド11をごらんいただければと思います。

2つ目の論点でございます。

現在の運用上、各BGは、前々日16時に発電予測量の通知を受けた後、その通知量を踏まえて残り幾らスポットで買ったらいいかなということを検討しまして、前日10時までにスポット市場に入札を行っている、こうした実態があるということでございます。

このため、仮にスポット市場への入札よりも、後ろのタイミングで通知が行われるといった場合には、バランシンググループはスポットの入札時点でFIT予測量が確定できないために、時間前市場、あるいは自社電源で調整をすることが必要になってくると。

一方で、現状では、まだ時間前市場は取引量が十分ではなくて、またザラ場でありますので買えたり買えなかったりということもございます。大きな予測誤差が生じる場合には、混乱が生じるおそれもあると考えられます。

また、現行では、卸市場の流動性の向上を図る観点から、旧一般電気事業者に対しては、自社需要の1%相当以上の予備力については市場に投入すると、こういったことを求めているというところでございますけれども、これも通知時間の変更となりますと、必要な予備力の考え方について改めての議論が必要となると考えられます。

さらに、スライド14をおめくりいただければと思いますけれども、系統運用との関係でも、バランシンググループが通知を踏まえたスポット市場取引を行わないということになりますと、今は前日の12時のタイミングで、系統運用者に対して各BGが前日計画というものを提出していただいているわけでございますけれども、この不確実性が高くなると。今は、この前日計画に基づきまして、再エネが非常にたくさん出力してしまう場合には、前日17時のタイミングで一般送配電事業者は、再エネの出力制御の指令というものをを行っているわけでございますけれども、この

運用にも影響を及ぼし得るというふうに考えられるところでございます。

以上に申し上げたような、この運用上の課題というのは、諸外国の事例なんかも踏まえますと、いずれも必ずしも解決できなというわけではない課題であると考えられるところではございますけれども、まずは短期に取り組むべき事項といたしましては、まずはこのスポット市場への入札計画の反映に間に合うタイミングで通知を行うということとしてはどうかというのが、この論点②のご提案でございます。

続きまして、スライド19をごらんいただければと思います。

続きまして、3つ目の論点でございます。

具体的に、balancingグループの業務フローについてヒアリングを行いましたところ、現状では、FIT特例の予測量を受領した後、スポット市場への入札量を決定するまでに必要な作業時間は、1時間から4時間程度という回答が得られてございます。

また、これを勘案しまして、例えば前日6時にこの通知量を行う場合、一般送配電事業者といたしますと、前日の3時ぐらいまでのデータを利用することは可能となるということで、前々日16時のデータを使うというときよりは、幾らか後ろ倒しができるということでございます。

加えまして、現在、多くのbalancingグループでは、前々日16時に通知を受け取った後、一旦スポット市場への入札を行っておいて、その後、日があけて翌日となったときに、需給予測に変動があった場合には、その入札計画を修正するという、こういうオペレーションを行っているといった回答は得られてございます。

以上のような運用実態を踏まえまして、FIT特例①の通知につきましては、前々日の16時に一旦通知をした後に、前日6時に再通知を行うと。balancingグループ側は、その前日6時の通知をみずからの入札計画、あるいは前日計画に反映をすると、こういった運用見直しを行うこととしてはどうかというのが、1つ目の議題のご提案でございます。

スライド20をごらんいただければと思います。

ここでの議論の方向性も踏まえまして、次回以降、さらに詳細についてご審議いただければと考えてございますけれども、次回以降は、繰り返しではございますけれども、短期の取り組むべき事項だけでなく、引き続き中長期的な事項も含めてご議論いただければと考えてございます。

以上が1つ目の議題でございます。

続いて、スライド24をごらんください。

2つ目の議題、FIT特例の配分量の算定のあり方についてでございます。

スライド25をごらんいただければと思います。

現状、再エネの出力が非常に多い場合の出力抑制のその算定というのは、先ほど来議論させて

いただいておりますとおり、前々日16時に行われてございます。すなわち前々日の16時では、普通の出力予測から出力制御量を織り込んだ量というのが、各バランシンググループに通知をされていると、こういう運用がなされてございます。

ところが、この下に引用してございます電力取引監視等委員会の専門会合におきましては、このタイミングで、あらかじめ出力制御予測量を織り込んだ量の通知が行われているがゆえに、本来であれば出力抑制をしなければならないほど電気が余っている時間帯であるにもかかわらず、市場価格がゼロ円とならないと、こうした事象が発生しているため運用の見直しが必要であると、こういった議論が行われたところでございます。

スライド26をごらんいただければと思います。

では、仮に出力制御量の予測量をあらかじめ差し引かず全量を小売事業者に対して通知を行った場合、何が起こるかという、スポット市場において売れ残りが発生する可能性が極めて高くなると。この場合、小売電気事業者においては、計画値同時同量制度における計画の不一致が発生すると、こういう可能性が高くなるということでございます。

そこで、その対策でございますが、スライド27をごらんいただければと思います。

こうした課題を回避する方策といたしまして、まずは一般送配電事業者が出力制御を織り込まない形で、全量の出力予測値を小売事業者に通知をした上で、小売事業者はスポット市場に応札を行うと。その取引後にスポットでの売れ残り量を控除した上で、翌日の発電計画を作成をし、一般送配電事業者は、その計画に基づいて配分量を変更して再配分、すなわち再通知を行うと、こういう運用としてはどうかというのが、ここでのご提案でございます。

ただし、こうした取り組みを行うためには、システム回収を要するため、まずは暫定的な措置といたしまして、需要量が多くて、スポット市場に売りポジションをとり得る小売電気事業者5社程度を対象として、スポット後に配分量を変更することとしてはどうか。また、この場合、小売事業者が適正な売れ残り量を控除して発電計画を作成しているかどうかの確認なんかも必要となることでございますので、監視等委員会など関係機関が連携して監視等を行っていくこととしてはどうかという点のあわせてご提案をするものでございます。

スライド28をごらんいただければと思います。

システム回収の進め方につきましては、引き続き検討を進めていきたいと考えてございます。また、実際の出力制御量につきましては、単に小売電気事業者の売れ残り量を足し上げるというだけではなくて、その時点の最新のデータに基づいた制御量というものとするのが適当ではないかという点の補足をさせていただいてございます。

以上が、この出力制御量の議題でございます。

続いて、スライド30をごらんいただければと思います。

続きまして、常時バックアップ制度の見直しについてでございます。

スライド31に、常時バックアップ制度の概要について示してございます。

スライド33をごらんいただければと思います。

これまでの本小委員会におきましては、ベース需要に対応する形で利用されている常時バックアップにつきましては、当時の資料、この4ポツにございますけれども、ベースロード市場の創設後には、ベースロード市場にスムーズに移行していくことが望ましいと。

このため、次のスライド34の5ポツ目でございますとおり、常時バックアップの購入枠からベースロード市場の約定分を控除することが適当ではないかといったご議論をいただいたところでございます。

スライド35をごらんいただければと思います。

これも以前の議論の復習でございますけれども、常時バックアップは、現状、スポット市場との間で値差収益を得るために使われている事例もあるということでございます。すなわち、常時バックアップの締め切り時刻がスポットよりも後ろであるということを利用して、スポット市場で相対的に高く売れる場合に限って、その後、常時バックアップで安価に買い戻すと、こういった行為が見られていることから、当時の資料の3ポツでございますけれども、常時バックアップの締め切り時間をスポット市場よりも前倒すといったことによって、こうした取引ができないようにするということが適当ではないかといったご議論をいただいたところでございます。

そこで、本年7月には、ベースロード市場の取引も開始されるということでございまして、本日は、スライド37にございますこちらの2点の具体策についてご議論いただければと考えてございます。

スライド38をごらんいただければと思います。

まずは1点目、具体的な常時バックアップの締め切り時間でございますけれども、本日1点目の議題の中で、FIT通知時刻を午前6時にしてはどうかといったご提案を差し上げているところでございます。こうしたご提案と事業者の運用実態を勘案しまして、この絵に描いてありますとおり、例えば常時バックアップの申し込み時刻を前日9時に設定することとしてはどうかというのが、ここでのご提案でございます。

また、これをいつから始めるかということでございますけれども、これを実施するためには、システム開発、それから各社で常時バックアップ契約の変更という手続が必要となってまいりますので、基本的には来年の1月から開始するという方向で検討を進めていただくこととしてはどうかというのが、ここでのご提案でございます。

すなわち、全体を通して見ますと、前々日16時と前日6時に再エネ量の通知を受けまして、前日9時に常時バックアップを申し込んで、前日10時にスポットに応札すると、こうした業務フローとしてはどうかというのが全体のご提案ということになります。

最後、スライド39をごらんいただければと思います。

常時バックアップ購入可能枠の管理のあり方でございます。

現状、旧一般電気事業者の常時バックアップの窓口は小売部門に置かれてございまして、公正競争確保の観点から、このあり方について監視等委員会において問題提起が行われているところでございます。

今後、ベースロード市場の創設後には、常時バックアップ購入可能枠からベースロード市場の約定量を控除するといった場合に、新電力から見れば、競争相手である旧一般電気事業者の小売事業者がこうした情報を知り得ることとなる場合には、やはり公正競争上の問題があると考えられるため、この監視等委員会における窓口のあり方の検討状況も踏まえまして、この情報のフローということについては、さらに丁寧に整理を行ってまいりたいと考えてございます。

資料4につきましては以上でございます。

○山内委員長

どうもありがとうございました。

それでは、これについてもご説明に対してご質問、ご意見がありましたらご発言を願いますが、いかがでしょうか。

大山委員、どうぞ。

○大山委員

どうもありがとうございます。

まず予測誤差の調整のために後ろ倒しするという件については、当然これはできる範囲でやっただくのがいいと思うんですけども、ただ、グラフを見ると、そんなに改善されるわけでもないというところが、ちょっとなかなか悲しいところであるかなと思っています。今後ともその方向で、短期的なところはこのぐらいだと思いますけれども、中長期的なところでさらに検討していただければというふうに思います。また、ご指摘ありましたけれども、予測誤差を少なくする方法を、さらに研究開発を進めていくというのも大事なというふうに思っております。

それから、FITの配分量の話ですけれども、これもなかなか難しいところがあるなど。これまで先に削減してしまうために値段がゼロにならないというのは、これは確かに問題があったというふうに思っていますので、直していただくのがいいと思うんですけども、現状、旧ルールがあったり新ルールがあったりということで、配分量はいろいろな複雑怪奇なルールになってい

るところに、市場のルールの一貫性が余りないというところがあると思いますので、現状では大きいところで調整してもらおうというのは仕方ないのかなと思いますけれども、何か余り気持ちいい方法ではないかなという気はしています。あくまでも短期的にできることというお話ですので賛成しますけれども、なるべくいい方向に持っていければいいかなというふうに思っています。

あと常時バックアップの話ですけれども、値差収入を使っているところがあるよという話ですけれども、これはもし自分がやるとすれば一番おいしいやり方ですし、制度がこうであれば経済合理的に働けばこうなるというところだと思いますので、制度のほうを何とかしていく必要があるかなというふうに思っています。

スポット市場を入札前に持ってくるということで、よくなると思うんですけども、市場価格が高騰しそうだという予測というのは、やはりできるはずだと思うので、外れることもあるかもしれないけれども、統計的にはかなり値差収入が得られるということは、やはりあると思うので、もう少し、これはこれでやっていただくとして、ウオッチは続けていただきたいなと思います。

以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。

松村委員、どうぞ。

○松村委員

まず、今も議論になったインバランス、FIT特例インバランスに関してです。

まずスライド11のところですが、これはきょう議論することではない、長期的な取り組みなので、きょうコメントするのは不適當な気はするのですが、ここで最後のところ、注記のように「この考え方についても再整理が必要となる。」と書いてある。これは要するに二重予備力問題で一旦解決した問題の蒸し返し。もちろんどんな問題だって必要があれば当然再検討すべきだと思うのですが、この問題に関しては再整理が本当に必要なのかは、相当に疑問に思っています。

これもきょうの議論ではないので余り言っはいけないとは思いますが、今回の提案は、割り当てを少し後ろ倒しにする調整を入れるということですね。さらに今後検討するのは、インバランスを調整するのが、送配電部門なのかBGなのかという話にも、これからなってくると思います。

一番極端なケースで、仮に全てBGが調整するルールに変わったとします。そうすると、今は送配電が調整することを前提として、三次調整力②の市場が整備される予定。送配電部門がここ

で調達することが残ってもいいのかもしれませんが、基本的にはFIT予測外れ対策のための市場なので、ここで調達する人は、送配電からBGに変わること、最終的にはなると思います。

したがって、予備力が減ることは基本的にはなくて、送配電が確保していたものを一番うまくいってBGが確保する、うまくいかないとBGも確保しないかもしれないというので、送配電も確保し、BGも確保しと、文字どおり二重予備力の無駄が発生するかもしれない。この点については、後日詳しく議論していくことになると思います。

しかし、仮にそうだったとして、100%BGに移るという一番極端な対策をとったとしても、三次調整力②に対応する部分が送配電には要らなくなっても、BGが調達しなければいけないだけ。しかし、三次調整力②は、スポットの後に調達することが原則になっているはず。そもそもこれはスポットの前の行動に影響を与えないのが原則のはず。

そうすると、このルールが変わったからといって、スポット市場での玉出しに影響を与えるというのは、そもそも論理的におかしい。三次調整力②は、FITインバランスの対応のためにあるわけですが、これは太陽光が大量に照ると予想されているけれども、でも実際に照らなかったら困るじゃないか。でも、照ると予想されているときには電源が相当余っている状況。電源が相当余っている状況だけれども、予測外れになったときに、それがホットになっていないでとまる、バランス停止したら困るから、スポット直後にバランス停止しないように予約しておくもの。

だから、そのタイミングで送配電部門が間に合うのにも関わらず、BGに移した途端に間に合わなくなって、スポットの前に確保しなければいけないなどという馬鹿げた発想は、理屈としては相当に変。

これをBGに移した結果として、そうでなければ時間前市場に玉出しができたのかもしれないけれども、このためにキープしておかなければいけないから、時間前に出せなくなるなら、まだ理屈としては理解できるのかもしれないのだけれども、そもそもこの二重予備力問題の話は、スポットの市場での玉出しのことしか議論していないはずなので、ここに影響を与え再整理が必要だというのは、確かに旧一般電気事業者がこれを決めたときに、そういうことを強行に主張していたことは覚えていますし、あれだけ強行に主張していたんだから、再検討はされると思いますが、理屈として相当に変だということは、私たちは認識しなければいけない。当然に、再整理がされ、このルールが変わるといのがデフォルトだと思われたら困る。当然そう整理されると思いますが、念のため、将来の議論のために申し上げました。

次に、スライド19です。

ここで書かれていることは、とてももったいなことだと思うのですが、注のところで、旧一般電気事業者は4時間ぐらいかかって、新電力はおおむね1時間、あるいは2時間ぐらいで済むと

言っているのだけれども、旧一般電気事業者が4時間と言っているので4時間前とする。こういうご提案だと思います。

これは素直に見ると、新電力は非常にスムーズに早く対応していて、したがって、これは8時だとか9時だとかでもひょっとしたら対応できるかもしれないけれども、時間のかかる旧一般電気事業者に合わせて6時という提案が出ているということだと思います。

これに関しては規模が大きいし、それから玉出しの義務とかもあるわけですから、一定の時間がかかるのは、これだけとって、のろまと非難するのは一方的過ぎる。しかし旧一般電気事業者は、今回の提案が6時になっているのは、旧一般電気事業者が4時間かかると言っているからだということは自覚していただきたい。本当に早くできないのかは、今すぐは無理だとしても、ぜひ考えていただきたい。

次に、スライド27のところです。

暫定的な措置として、システム対応が間に合うまでの間は売りポジションになりそうな人に限定して、ある種の調整をするということですが、これをすると基本的にはFITの割り当て電力の量が変わってきてしまう。つまり、この5社は減らされて、ほかのところは減らないということに基本的になると思います。

これは減られるほうが明らかに有利です。どうしてかというと、こういう局面ではエリアのスポット価格はほぼゼロ円になっているのに対して、回避可能原価は、必ずしもエリアのスポット市場の価格と連動していない。その結果として明らかに回避可能費用のほうが上回っているこの局面で、割り当てが減るのは、この事業者にとって有利。つまり、これは九州電力管内なら九州電力を初めとした有力5社がとても有利で、ほかのところは不利になる可能性が出てくる。

だから、けしからぬと言ったって、システム対応が間に合わないのに、これ以外のいいやり方があるのかというと、私は提案できないし、それから、ではシステム対応が終わるまで今のやり方を続けることになったとすると、価格シグナルとして本来電気が余っていて社会的限界費用がゼロ円近傍になっているようなときにも高い価格が付き続けるよりは、今回の提案通りやる方がずっといいと思いますから、これについては事務局の提案はとても合理的だと思います。そういう意味では、ここの5社にある種の利益が生じ得るような暫定措置になっていることは、十分認識していただいた上で、システム対応をできるだけ早くやっていただきたい。システム対応もきょう言われてすぐやるのは大変だというのは、合理的な言い訳ではない。つまり、システム対応が必要だというのは、半年も前からわかっていたこと。この点は十分認識していただいて、できるだけ速やかにこの暫定措置が解除できるようにしていただきたい。

それから、さらに言うと、これは二重の意味で暫定だと思うのですけれども、そもそも回避可

能原価は、それぞれのエリアのスポット市場の価格連動になっていけば、こんな問題は起きない。これに関しては、こんな経過措置をつかった審議会に出ていた人間の一人として、とても深く反省しています。

深く反省していますが、言い訳をすると、このときにはそもそも改革することにすら反対する人が、この委員会に出席している委員も含めて多くいた段階で、事務局も含めて私も改革を一步進めるのに精一杯で、経過措置なしではとても突破できなかった。今となってはもう本当に残念でならないのですが、そちらの改革も一刻も早く行うべきだと思います。

次に、スライド37のところです。

常時バックアップ制度に関して、2つの改革の方向が出てきています。2番目の提案は、これはベースロード電源市場ができることに伴う対応ということですが、私は1番目のことは、ベースロード電源市場にかかわりなく当然にやるべきことだと思っています。したがって、これはバスターではなくて、やっぱりスポットの後に調整できるというのは、いかにもゆがんでいるということだと思っています。これは前にすることは、そもそもベースロード電源市場の有無と無関係にやるべきことだったと思いますので、当然にやるべきだと思います。

これはフレキシビリティがなくなって新電力には不利に見えるかもしれませんが、後から言われるかもしれないということで、キャパをキープしておかないといけない。キープしておかなければいけないから市場に出せないなどというような言い訳は、この後、出てこなくなるという点では、市場の流動性ということから考えて、新電力に一方的に不利だとばかりは言えないと思います。

それから、大山委員がこれでもまだだめだということをおっしゃっているのですが、私はむしろ、もし、これでもまだ有利過ぎるということがあるとするれば、それは価格で調整されるべきだと思います。つまり、フレキシビリティがあるということだとすると、ある種、基本料として、最初にオプションを手に入れるためのお金が払われて当然。したがって、ベースロード電源市場がちゃんと機能することが確認された後は、常時バックアップは、全面的に見直すことになると思います。価格体系だとか、あるいはそもそもどういふものをターゲットにするのかというようなことも含めて、もちろん廃止も一つの選択肢だと思いますが、そういうことも含めて考えるときに、解決すべき問題だと思います。

以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。

では、次は佐藤理事、お願いします。

○佐藤電力広域的運営推進機関理事

2点申し上げます。

1点目は、スライド5のところで、「とりわけ」以降に書いていただいたところで、社会的コスト自体を減らすには、デルタキロワットの大外しを小さくしなきゃいけないというのを書いていただいて、これは前回も言ったりいろんなところで言っていますけれども、もうやれるところまでやって、あとはここに書いていただいたように、気象の専門家、気象庁とか気象協会と一緒に仕事をしない限り減りようがないという状況になっていますので、うちもやりますけれども、これは役所同士ということもありますので、エネ庁全体で相当ここは力を入れて短期的に頑張っていたきたいと。うちもやりますので、下村室長、どうぞよろしく申し上げます、というのが1点。

逆に言うと、いろいろ祈ったりとか電力会社に頑張れと言っても、恐らく相当これ以上は難しいと思いますので、ここはもう抜本的に気象庁、気象協会と専門家でいかに大外しを外すかを科学的にやるしかないという段階になっているということ、もう一度言わせていただきたいと思えます。

あと、もう一つ、27スライド目のところで、これは大山先生もおっしゃったところなんです、私ども広域機関は、実務的に適正な需要供給計画を出してくれと言っていて、その適正性というのが一番下の小さなところの米印の2のところで、本当に適正に出している、つまり需要予測ミスなのか余剰が生じるか区別がつかない、つまり適正かどうかわからないというのが、この暫定的な措置とも言えて、非常に実務部門はここを早くルール化をきちんと、つまりピンどめをしてくれと相当強い要望がありますので、事務局長の立場からそれは申し上げたいと思えます。

以上です。

○山内委員長

ありがとうございました。よろしいですか。

そのほかに、川越オブザーバー、どうぞ。

○川越オブザーバー

ありがとうございます。

小売事業者の立場から1つコメントだけさせていただきます。

19ページのF I T特例通知のあり方について、当社もこの方式だとできるかどうか、実務方でも議論しましたけれども、弊社においては実務面からは、前日朝の時間帯のみでも可能だと考えております。

ただ、この通知を小売電気事業者が調査計画に織り込まなければ計画不整合が発生しまして、広域機関からの注意喚起が多分あると思いますので、ぜひ導入前には各事業者へ丁寧なヒアリングで実務上の影響についてご確認いただければと思います。

以上です。

○山内委員長

ほかにいかがですか。

事務局からありますか。

○下村電力産業・市場室長

ご議論ありがとうございました。

本日いただいたご意見も踏まえまして、さらに詳細を検討してまいりたいと考えてございます。

1点だけ、松村先生から、この常時バックアップの締め切り時刻の見直しによって、不確実性によってキープしておかなければならない量が、そういうことがなくなるといったお話もありましたけれども、実際には先ほどの4時間かかるという業務フローの中で、一定の予測に基づいてやる必要があるということは実態としてあると思います。

ただ、それにしても、やっぱり確実性は高まるということだと思いますので、しっかり玉が出ているかということについては、監視等委員会も含めてしっかり監視をしていく必要があるというふうに考えてございます。

○山内委員長

よろしいですか。

そのほか、よろしいですか。

それでは、議事を進めたいと思います。

次の議事は、「第3弾改正法施行前検証」についてです。これも事務局からご説明をお願いいたします。

○下村電力産業・市場室長

それでは、資料5-1、それから5-2をごらんいただければと思います。少し分厚い資料となっております。説明時間が長くなってしまいかもしれませんが、ご容赦いただければと思います。

まずは資料5-1をごらんいただければと思います。

スライド2にございますとおり、この第3弾の改正電気事業法の附則第74条におきましては、政府は、小売全面自由化の前、それから発送電分離の前、それから発送電分離後5年以内のそれぞれのタイミングで改正法の施行の状況、エネルギー基本計画に基づく施策の実施状況、需給の

状況、料金水準といったことについて検証を行うということとされてございます。

また、同条第2項では、政府は、この検証の結果を踏まえて、必要があると認めるときは、必要な措置を講ずるものとするといった規定があるわけでございます。

本審議会では、この検証について、これまでも何度かご議論いただいてまいりましたけれども、今回はその全体の総括をさせていただいてご紹介をさせていただきまして、それぞれの課題に応じて必要な措置が講じられている、あるいは準備が進められているかといった点を中心にご審議いただければというふうに考えてございます。

スライド3に、これまでのご審議の経過を示させていただいてございます。

まずは、スライド4からでございますけれども、まず初めに、改正法の施行状況の検証でございます。

スライド5をごらんいただければと思います。

システム改革後、2015年4月には、電力広域的運営推進機関を、同9月には電力取引監視等委員会を設立してございます。

2016年4月には、小売全面自由化を実施いたしまして、今3年が経過したところ、スライド6にもございますとおり、新電力のシェアは全体で15%、低圧分野で12.7といったところまで到達をしております。

また、料金の経過措置につきましては、前回ご審議をいただきまして、全エリアにおいて2020年度以降も継続が適当といったご議論をいただきまして、現在パブリックコメントに付しているところと、こういったステータスにございます。そして、ネットワークをより中立に利用ができるよう、改正電気事業法に基づきまして、来年4月の発送電分離に向けて現在準備を進めているところと、こういうステータスにございます。

おめくりいただきまして、スライド7から13は、広域機関の取り組みのご紹介でございます。

スライド8にございますとおり、広域機関は創設後4年が経過するわけでございますけれども、さまざまな取り組みを実施をしてきていただいております。

スライド9にございますとおり、例えば地域間連系線の増強計画を取りまとめたり、あるいはスライド10にございますけれども、広域機関では供給計画の取りまとめといったことをやっただいてございまして、現在1,125者の電気事業者があるわけでございますけれども、ここから提出される供給計画を全て取りまとめて、将来の需給バランスの評価というものを行っていただいております。

また、スライド11にございますとおり、24時間365日、系統の監視を行っていただいております。スライド12にあるように、特定のエリアで需給が逼迫する場合には、融通の指示といっ

たものを行ってきていただいております。それから、スライド13にあるように、電源種別の出力情報など情報公開にも取り組んでいただいております。

スライド14から19は、卸電力取引所の状況でございます。

スライド14でございますとおり、小売全面自由化当初は、市場取引量は総需要の約2%であったのに対しまして、足元では約30%の水準で推移をしてございます。この背景といたしましては、スライド15、グロス・ビディングの取り組みというのを監視等委員会で進めていただいております。また、この後出てまいります間接オークションの導入といったものが寄与していると考えられます。

また、関連する取り組みといたしまして、スライド16にあるような電発電源の切り出し、さらにはスライド17でございますような、公営電気事業の電源設備の競争入札の促進といった取り組みも進められてきてございます。

JEPXにおきましては、スライド18のような事後公表について取り組んできていただいております。スライド19でございますけれども、非化石価値取引市場、間接送電権、あるいはベースロード市場といった新たな市場への対応といったものも進めてきていただいております。

スライド20をごらんいただければと思います。

こちらは2020年4月の発送電分離に際しまして課すこととしております行為規制の詳細設計でございます。この省令につきましては、昨年12月27日に公布を終えており、現在、各社において準備を進めていただいているところということになってございます。

スライド21をごらんください。

大手電力各社は、法的分離後の組織形態について既に公表をさせていただいております。具体的には、東京、中部は左側の絵にございますような持ち株会社方式、残りの会社は右側にございますような発電・小売親会社方式を採用するといった旨を公表していただいております。そして、各社とも来月になりますけれども、6月の株主総会で分社化の承認を受ける予定であると、こうしたスケジュール感が公表されているところでございます。

スライド22をごらんいただければと思います。

例えば行為規制では、送配電事業者は、他社と同一の社名や商標を用いてはならないということとしてございますので、会社によっては、既に新会社の名前ですとか新たなロゴマークを公表していただいているところもございます。個々の詳細について、スライド23から31に各社のプレスリリースの内容をご紹介させていただきます。

スライド32をごらんいただければと思います。

以前、昨年の秋になりますけれども、法的分離に向けた各社の準備状況についてご報告させて

いただきましたところ、この機会にそのアップデートをさせていただいてございます。各社分社化に伴うシステム改修につきましては、それぞれ予定どおり構築が進んでございまして、一部の構築が完了してございます。

また、昨年は震災が多うございまして、防災業務計画につきましても各社とも今年度上期には素案を作成をしまして、それぞれ訓練の結果も踏まえまして、その防災計画をつくるという予定と伺ってございます。これらの点につきましては、特に万全の対応が求められるところとございまして、今後も引き続き継続的にフォローアップをしていく必要があるというふうに考えてございます。

スライド33以降は、料金水準の検証でございます。

スライド34をごらんいただければと思います。

こちらは、1990年度以降の大手電力10社の電気料金平均単価の推移を示したグラフでございます。1995年に第一次制度改革として、発電部門の自由化が行われまして、その後、2000年に小売部分自由化、2016年に小売全面自由化が行われて、現在に至ってございます。この制度改革以前の1994年と現在の料金水準を比較いたしますと、FIT賦課金と燃料費の影響も除いた部分で比較いたしますと、約31%の低下が見られているということでございます。

一方で、東日本大震災以降、原子力発電所が停止をいたしまして、燃料費の割合というのが大きく増大をしております。また、FIT制度が開始されまして、FIT賦課金の負担というのも大きくなってきてございます。これらの影響に伴いまして、料金水準は東日本大震災以降は上昇傾向にあると、こういう状況でございます。

スライド35をごらんいただければと思います。

この2010年度以降の料金水準を詳しく見てまいりますと、2017年度の家庭用の電力料金は、2010年度比で約16%の上昇が見られると。電気料金は、燃料価格の影響を強く受ける傾向がございますところ、原油のCIF価格の高騰が見られた2014年度には、電気料金も大きく上昇しまして、その後は燃料価格の下落等に伴いまして料金水準も低下してございますけれども、2010年度と比較しますと、2017年度は高い水準となっていると、こういう状況でございます。

スライド36をごらんいただければと思います。

こちらは規制料金の改定推移を示してございまして、震災以降、大手電力会社は原子力発電所の停止等に伴いまして値上げが続いてございましたけれども、2017年度以降は、その再稼働に伴う値下げの動きといったものも出てきている状況でございます。

それから、スライド37をごらんいただければと思います。

こちらはFIT賦課金の負担の状況でございまして、FIT制度に伴う国民負担というのは、

現在2兆円を超える水準まで増大している状況でございます。

スライド38をごらんいただければと思いますが、こうした中で、こうした負担の抑制というのは非常に重要な課題でございます。足元の負担増の要因となっているFIT賦課金につきましては、その負担の抑制をすべくさまざまな取り組みを進めてございます。例えば事業用太陽光につきましては、左下の絵にございますとおり、当初の買い取り価格は40円といった価格であったところ、現在は18円まで下がっておりまして、これを8.5円という価格目標を掲げて、それも前倒すといった対応を行ってきているところでございます。

スライド39、40は、低圧部門の規制料金と新電力の料金水準を並べたものでございますけれども、全面自由化以降、新電力は規制料金をやや下回る料金水準で競争を行っているという様子がごらんいただけるかと思えます。

スライド41は、電気料金の国際比較でございます。

諸外国の電気料金は、IEAデータを利用してございますので上限が異なる場合がございますので、単純比較は難しい部分もございますけれども、左側、家庭用電気料金の推移をごらんいただきますと、日本はイギリス、フランスより高く、ドイツやイタリアよりは低いといった水準で推移をしている様子がごらんいただけます。

スライド42から44は料金メニューの推移でございまして、需要家が選択することのできるメニューというのは非常に多様化をしてきているという状況でございます。

以上が料金水準の検証でございます。

スライド45からは、需給状況の検証でございます。

スライド46をごらんいただければと思います。

東日本大震災以降、数値目標付きの節電要請というのを行わせてきていただいたところでございますけれども、2014年度以降は、夏・冬にこうした節電要請を実施せずとも必要予備力を確保できる状況と、こういったものが続いてございます。

また、ことしの夏も10年に一度程度の猛暑日においても、安定供給に必要最低限な予備率3%が確保できるというバランスを確認をしてございます。加えまして、昨年度は災害等が多くございましたので、とりわけレジリエンス強化のためのパッケージといったものも取りまとめて、現在推進をしているところでございます。

スライド49をごらんいただければと思いますが、例えば地域間連系線につきましては、本年3月に北本連系線を90万キロワットにまで増強いたしましたけれども、さらなる増強に向けた検討といったものも、現在別の場で進めているところでございます。

スライド50からが、エネルギー基本計画に基づく施策の実施状況の検証でございます。

スライド51をごらんいただければと思います。

エネルギー基本計画は、昨年7月に閣議決定されてございまして、2030年に向けた対応、2050年に向けた対応といった構成で策定されてございます。

スライド52には、エネルギーミックスを示してございますけれども、スライド53に、その進捗状況といったものを示してございます。エネルギーミックスに照らして足元の状況はどうかというと、それぞれ進展はしているものの、まだ道半ばといった状況にあるといったことがございいただけます。例えば④番のゼロエミ電源比率というものは、ミックスでは44%といった水準を示してございますけれども、足元2017年度の実績は19%といった状況にあるということでございます。

スライド54から57は、エネルギー基本計画の抜粋でございまして、スライド54では、競争の促進に加えまして、安定供給や環境といった広域的な課題の取り組みが必要であること、またスライド57では、過小投資問題への対処が必要であるといった内容が盛り込まれてございます。

スライド58に具体的な取り組みをまとめてございまして、さらなる競争活性化を計る観点から、ベースロード市場の創設、間接オークションの導入、また公益的課題への対処の観点から、容量市場、非化石市場、さらには廃炉・賠償、安全・防災といった取り組みをまとめてございます。

スライド60のように、各市場につきましては、それぞれ導入目標時期を示しつつ現在準備を進めているところと、こういった状況にございます。具体的には、スライド61から63にベースロード市場の概要を示してございます。ベースロード市場につきましては、現在、制度検討作業部会で詳細設計が議論されてございまして、昨年7月に中間取りまとめを行い、本年7月、再来月に迫ってございますけれども、に開設を予定をしていると、こういうスケジュール感でございます。

スライド64、65は間接オークションでございまして、こちらは昨年の10月に既に導入済みでございます。スポット市場の約定量は、この制度の導入に伴いまして約1.5倍程度に増加をしているという変化がございました。

スライド66から70が、容量市場でございます。

容量市場につきましては、必要な供給力や予備力を確保するための仕組みとして、現在、制度検討作業部会や広域機関において検討が進められているところでございます。

具体的には、スライド69にあるとおり、広域機関が4年後に必要となる発電容量の目標を掲げまして、それに基づきまして需要曲線を描いて、発電事業者等からの入札によって発電容量を買い取り、そこで必要になる費用を小売事業者から改修すると、こういった形での市場設計が進められているところでございます。この市場は、2020年からの取引の廃止に向けて現在準備を進めているところでございます。

スライド71から73が需給調整市場でございます。

ここまでの市場は、発電事業者や小売事業者がキロワットアワーやキロワットの取引を行う市場でございましたけれども、需給調整市場は、一般送配電事業者がエリアを超えて必要な調整力を調達する市場として、2021年度以降、順次創設していくといったスケジュール感で、現在詳細検討を進めているところでございます。

スライド74から78が非化石価値取引市場でございます。

こちらは、既に昨年度、FIT電気に係る証書についての取引が開始されているところでございます。現在は、2020年に全電源の非化石価値の取引開始に向けて、中間評価の基準のあり方等について議論を行っているところでございます。

スライド79をごらんいただければと思います。

こちらは、原子力発電への社会的信頼の獲得に向けた取り組みでございまして、福島事故を経験した日本といたしましては、安全を最優先し、経済的に自立し、脱炭素化した再生可能エネルギーの拡大を図る中で、可能な限り原発依存度を低減すると。また、社会的信頼の回復に向けて、人材・技術・産業基盤の強化に着手して、安全性・経済性・機動性にすぐれた炉の追求、バックエンド問題の解決に向けた技術開発を進めていくとしてございます。

スライド80をごらんいただければと思います。

広域的な課題として、いわゆる貫徹委員会の議論を踏まえまして、財務会計面での措置といたしまして、原子力損害賠償に係る賠償への備えの対応、あるいは原子力依存度の低減や廃炉の円滑な実施等に必要な省令改正というものを2017年、18年に実施したところでございます。また、福島第一原子力発電所の廃炉資金を長期間にわたり適切に管理していくため、原賠機構に廃炉に係る資金を積み立てる制度を2017年度に措置しているところでございます。

スライド81は、安全、防災への取り組みでございます。

貫徹小委員会では、安全性向上に向けた事業者自身の取り組みが、自立的、継続的に行われることが必要との提言がなされました。左下にございます電力個社による新規制基準に基づく安全対策はもちろんのこと、電力大の取り組みとして、主に2つの機関による取り組みが進められてございます。

1つは、左上でございますけれども、2012年に設立された原子力安全推進協会のもとでの第三者視点によるピアレビューの取り組み、また真ん中下段にございますけれども、2014年に設立されたNRRCのもとでの確率論的リスク評価の手法の開発が進められてございます。

さらに、右上でございますけれども、原子力産業大の取り組みとして、昨年7月に設立されたATENAのもとで課題解決に向けた事業者、メーカー、研究機関の間での連携、技術レポート

による社会発信、産業界の代表としての当局との対話といった取り組みが進められてございます。

スライド82をごらんいただければと思います。

貫徹小委員会では、さらに万が一の事故にも備えた防災体制の充実に向けまして、地域性を考慮した各社連携の取り組みなどが提言されてございます。昨年度だけでも資料に記載のような原子力事業者間の相互協力が合意されてございまして、要員派遣や資機材の提供などの具体的な協力につながっているところでございます。

スライド83をごらんいただければと思います。

ここまで主な施策について、現状の進捗状況を振り返ってまいりましたけれども、パリ協定や直近の災害、さらには新しい、先ほどもデジタルといったご発言もございましたけれども、こうしたものの進展も踏まえすと、3E、安定、環境、効率性といったものをさらに高いレベルでバランスさせるためには、電力政策やシステムには、さらなる進化が必要であると考えてございます。

左下でございませけれども、再エネの主力電源化に向けまして、これまでのFITによる導入拡大のフェーズから、再エネの自立化、長期安定事業化、また最大の課題であります系統制約の徹底解消を進めていく必要があると考えてございます。

また、自由化のもとでの過小投資問題への対応や再エネを最大限活用していくためにも、分散型エネルギーをさらに活用していくことも必要となってまいります。

右下のネットワーク政策につきましては、再エネの主力電源化のためにも、ネットワークの広域化、強靱化、さらには次世代ネットワークへの転換に向けて、託送制度等の改革を進めていくことが必要というふうに考えてございます。3Eの追求に終わりはないわけございまして、さらなる高みを目指して不断の努力が必要というふうに考えてございます。

最後に、長くなりましたけれども、スライド84、ここまでご説明申し上げた内容を総括したまとめを示してございます。

料金水準、需給状況、エネルギー基本計画に基づく施策の実施状況について、それぞれ見てまいりましたけれども、これらを総合的に踏まえすと、現時点で必要と考えられる措置は適切に講じられていると考えられますことから、改正電気事業法の規定に基づきまして、来年4月に法的分離を実施する、そして引き続き不断の検証を行い、必要な措置を講じていくべきであると、こういったまとめとさせていただいてございます。

以上の内容について、サマライズしたものを資料5-2として取りまとめ、(案)と付させていただいているということでございます。

以上について、ご審議いただければ幸いです。

○山内委員長

どうもありがとうございました。

それでは、第3段階の法施行前の検証の取りまとめですね、これについて皆さんのご意見を伺いたいと思います。

どなたか、いらっしゃいますか。

横山委員、どうぞ。

○横山委員

ありがとうございます。ご説明もありがとうございました。

検証につきましては、特に異論はなく、しっかりできることをこれまでやってきたんではないかというふうに思います。資料5-1の83ページにさらなる政策課題への取り組みということが出ていましたので、それについてちょっと1点だけ申し述べたいと思います。

先ほど下村さんも、再生可能エネルギーの主力電源化を目指すという中で、託送制度の改革というようなことにも触れられましたけれども、やはり送配電設備への投資がしっかりできて、再エネも含めて電力システムの安定運用ができるように、次世代ネットワークを構築できるように、この託送制度のあり方を見直すことが、非常に私も重要であるというふうに思っています。

1つの例は、例えばこれは監視委員会のことかどうかわからないですが、発電側課金の問題等も、託送料金のリバランスで発電側に課金するような問題も議論してきましたけれども、いわゆる送配電設備のデススパイラル問題というのが将来心配されるわけで、ぜひこういうところも将来に向けて取り組んでいただきたいというふうに思います。

ヨーロッパのほうでは、もうこの配電システムのデススパイラル問題は、非常に深刻な問題になっているというふうに聞いておりますので、ぜひそういう託送制度のあり方、託送料金のあり方というのは、しっかりと今後議論していただきたいというふうに思います。

もう一つは、将来の安定運営に必要な、例えば蓄電池などのようなエネルギー貯蔵装置、これは安定運用に当然将来必要になってくるわけです。次世代ネットワークの構築にも当然必要になってくる設備ですけれども、そういう設備に投資をしてしっかりと回収できるような、そういう仕組みをつくらないと、今はほとんど補助金で蓄電池なんかは入っていますが、20年もたつて設備が老朽化すると、それを取りかえるということが必要になってくるわけですが、そこでちゃんと投資ができるのかどうかという、そういうことも考えながら送配電設備にしっかりと投資ができるような制度を、ぜひ今後議論をしていただければというふうに思います。

以上でございます。

○山内委員長

ありがとうございます。

石村委員、どうぞ。

○石村委員

ありがとうございます。

最後の84ページにまとめがありますけれども、まず一番上の料金水準のところ、原子力発電の再稼働による料金の値下げ、これは引き続き進めるというのがあると。それと、3番目のエネルギー基本計画に基づく施策の実施という中で、非化石電源市場の創設、結局44%の非化石電源を最終的には入れていくという、これらを実現していく中で、やっぱりかなりネックになることがあると。普通にいくと、これはなかなか実現できないんじゃないかというふうに私は危惧をしています。

原子力については、安全性というのが非常に重要であるというのは当然言うまでもないことであるんですけども、安全性を確保した上で、この2030年までに22%の原子力をどう確保していくのか。これを進める上では、一番ネックになるのは、やっぱりそれをクリアするための審査の時間とか、そういうのが非常に大きなネックになるんじゃないかなと私は思っています。

そういう意味で、規制委員会の審査を緩めるということはあってはならないことなんですけれども、厳格に審査をする上でも、審査チームをもっとふやすとか、パワーを上げて同時並行で幾つか審査していくとか、そういうことを進めて、かなりスピードアップをしないと2030年の非化石電源市場44%をつくる、要するにCO₂をパリ協定の日本が守るということも不可能になるだろうし、それから3Eの中の経済性という面での電力コストを下げるということも、やっぱり非常に難しい状況になるだろうというふうに危惧をしています。

そういう意味で、当面、今後の政策の中では、規制庁、規制委員会のパワーアップということをご検討いただきたいというふうに思います。もちろん規制委員会のメンバーだけではなくて、聞くところによると、事務局メンバーも非常に重要であるというふうに聞いていますので、それらも含めてパワーアップする必要があるんじゃないかなと。そして、安全性を確保しながらスピードアップをして確保していくということを、ぜひ実現していただきたい。そうしないと、2030年のエネルギーミックスというのは実現できないし、この非化石電源市場ということも成立しないというふうに思っています。

以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。

そのほか、いかがですか。

川越オブザーバー、どうぞ。

○川越オブザーバー

すみません、2点ほど。

84ページ目にまとめられているので、我々の意見と同じですけれども、今回の内容の検証に並行して、月末の作業部会でも第二次中間取りまとめが報告される予定になっています。その中で、やっぱり非化石やベースロード市場がちゃんと有効に機能するかというのは、非常に重要だと考えておりますし、その政策目的をちゃんと達成しているかとか、事業間、事業者間の公平な競争環境をゆがめていないかといった視点で、ぜひしっかり、やっている間はチェック・アンド・レビューを随時しっかり実施をして、この84ページ目の下にも書いてありますけれども、問題があれば不断の見直しを行うように1つはお願いしたいと。

もう一つは、22ページ目に法的分離後の分社の形が書かれておりますけれども、これはこれでよろしいんですけれども、東電、中電なんかは、発電、送電、小売の収支がこれで状況が明確にはなりますけれども、ほかの旧一連会社についても、この会社形態であっても、やはり発電と小売部門の部門別収支等が開示されるような形にしていきたいと思っております。

以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。

次は村松委員。

○村松委員

ありがとうございます。

自由化のスタートから今まで施策をずっと振り返っていただきまして、これだけの課題に対しての施策を講じてきたんだという皆様の不断の努力というのがうかがえまして、大変勉強になりました。

現状、解決すべき課題と、それを識別した上で施策がとられているということで、今回の議論になっています送配電部門の法的分離、これに向けて自由化市場における効率性担保のために必要な施策だと思いますので、今の時点で予定どおり送配電部門の分社化、法的分離をしていくということについて、タイミングがおかしいとか、これはやめるべきだというような話は、全くないというふうに考えております。今やっつけらっしゃる施策を優先順位をつけながら進めていくという前提のもとに、予定どおり法的分離を進めていくということになるのかなというふうに思っています。

ただ、ちょっとこのスライドをずっと振り返ってきて、下村室長からもご説明がありましたよ

うに、課題がある中で取り組みをしていますというご発言だったんですけども、一方で、資料5-2のまとめのほうを見ると、随分あっさりして……。まさに今、現在進行形で取り組みをしていらっしゃると思うんですね。まとめを見ると、もう終わりましたというふうな、完了形のようにとれてしまうような感じも受けたので、ちょっとこれは本当に表現の話だけなのかなと思ったんですけども、本当に前向きな課題管理をして、施策を講じているんだというところを示されたほうがいいのかなどというふうな気はしました。

あと、法律の中では、法的分離をした後も検証をしますということが書かれております。これは5年以内というふうな書かれ方をしていますけれども、適時に行うという認識をしておりますので、分社化後、監視等委員会でのモニタリング、並びにこういった委員会であったり、ワーキング、タスクフォースの中で検討を継続していくということが前提にあるというふうに理解しておりますので、5年以内というのが5年後ということじゃないですよと、適時に行われるというふうに考えております。

以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。

次は柏木委員、どうぞ。

○柏木委員

59ページの市場整備の方向性というのが一覧表になっていまして、市場がやっぱりきちっと機能しないと公平な競争にならないと思っています。そういう意味では非常に重要で、その点から1つだけ、容量市場について、2020年から開始ということは極めて喜ばしいことだと思っていますが、容量市場の、もう既にディスカッションは終わっているんだろうと思いますが、対象となる電源の条件というのはどんな感じになっているかということ、一応改めて伺っておきたいというのが1つ。

それから、その他のところで環境価値というのがありまして、これには代表的なものが非化石燃料価値の取引、CO₂問題がメインで定量的にも数えやすい。私が今、理事長をしております低炭素投資促進機構で固定価格買い取りの国民負担になっていますから、それでお預かりしているCO₂を還元させていくということで、1キロワットアワー当たり1.3円、これは1キロワットアワーは今大体0.5キログラム・パー・CO₂なものですから、これを1.3円で買えばトン2,600円でCO₂を買ったということになるわけですね。やっているんですけども、なかなか売れ行きが悪いと。もちろん、売ればそれだけ固定価格買い取りの価格に還元できますから、それだけ国民負担も少なくできるというメリットがありますので、これをもう少しどうにか、キ

キャップをはめないとなかなか難しいのかもしれませんが、例えばRE100とかという話を言う企業であれば、それがふえていけばどんどんふえる、自然の流れに任せていくのか、あるいはある程度、こういう44%云々に2030年に向けてゼロエミッション型の電源をふやしていくということにあわせて、適切な時期にキャップをある程度のところにはめていくということをしていない限り、なかなか自然のことに任せておくと、これは現状としてなかなかうまくいかない、それほど原因がないということ、これは情報としてお伝えしておきたいと思います。

それからもう一つ、一番最後のページで今後の政策課題で、ネットワークの再構築、強靱化と。これはもちろん強靱化ということになりますと、オフグリッドまで含めて、オフグリッドということは、オフグリッドしても電源、その地域がきちっと電力供給がある程度できるということになると、分散型の電源が入っていないやいけないわけで、それは自然エネルギー系であれ、例えば燃料系のコジェネであれ、需要地に入ってくる。

需要地に入ったときに、例えばエネルギー密度が高い都心部に、熱電平均は発電所のような形でかなり大きなコジェネのような、コジェネの大きなものが入ってきて、建屋の中にそれを入れて、その回りのストックのビルにもそれを熱と電気を送ると。これはある意味では熱を使う電力ということになってくるわけで、これはある意味では送配電、もちろん配電を含めてかもしれませんが、送配電を非常に需要地の多いところに電源立地をするわけですから、もちろん電気を送り込むということは、それだけ送電網にあきをつくることができるといっても過言ではないわけで、長期的に見て、今でも近接型のピア・ツー・ピアでもしやっている場合にはそうなっているんだと思いますけれども、電源と需要地が近接なところには、託送料がそれなりに優遇されると。ですから、ネットワークが今度法的分離できちっとした計算ということになると思いますので、国民負担を考えたときに、総括原価でこれは引いてくるわけでしょうから、なるべくどこにどういう電源をつくれれば最も潮流がきちっと流れて、きちっと一定既存のストックのネットワークが十二分に活用できるような需給のバランス、需給の位置関係、こういうものはどういふふうな、逆に言えば、需要フックを例えば発電所のところにつくった場合には、これは託送料が安いとか、あるいは需要地の近接に電源ができてきた場合には、それだけ送電システムにあきができるから託送料が計算のもとでこうこうこうだと、こういう計算方式というのも今後、より詳細に考えていく必要があるんじゃないかと、こう思います。

以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。

ちょっとご質問が出ましたので、一旦ここで切って、ご質問と、それから今までのところで事

務局からのコメントがあればお願いしたいと思います、いかがですか。

○鍋島電力供給室長

容量市場に参加できる電源等でございますけれども、容量市場の議論の中では、期待容量と申しまして、例えば再エネであれば、どれぐらい供給力として期待できるかということを経査しまして、その範囲の中で電源として参加するということになっております。

加えまして、FIT電源などで、ほかから支援を受けている電源につきまして、これについて一定の容量市場からの費用の支払いを受けることについて制約を設けております。ただ、FIT電源の場合ですと、容量市場から収入は受け取りませんけれども、あらかじめ、その期待容量については、確保する容量から差し引いた上で容量市場で容量を確保すると、そのような調整を行っているところでございます。

○下村電力産業・市場室長

まず横山委員からのコメント、ありがとうございます。いただいたご意見を踏まえて検討していきたいと考えてございます。

また、石村委員からいただきましたコメントでございますけれども、現在も規制庁の体制は少しずつではありますが、強化されているというふうに聞いてございます。我々で何かできるかというのはございますけれども、コメントは受けとめさせていただければというふうに考えてございます。

また、村松委員からもご指摘がありましたけれども、取りまとめのところではどれぐらい書くかというのは、技術的な制約もありますけれども、どこまで書けるかというのは少し考えてみたいと思います。

○山内委員長

ありがとうございます。

それでは、続けたいと思いますけれども、次は秋元委員ですね。どうぞご発言ください。

○秋元委員

ありがとうございます。

電力システム改革という非常に難しい課題に、多くの課題に取り組んできているということは、大部の資料で書かれているということだというふうに理解しています。これは全体に関して全然賛成で、このまま第3段階を進めていけばいいかなというふうに思っているところです。

ここの資料のまとめにも書かれているように、84ページ目、最後に書かれていますが、今後も不断の検証を行い、必要な措置を講じていくということは非常に重要で、例えば英国の電力システム改革に携わっていた研究者等と話をしても、非常にやはり英国も難しい課題に今でもずっと

ぶつかり合っていて、それに対してパッチを当てていくように、非常にいろいろなことをやっていかないといけなくて、自分自身どうしているのか悩んでいるという話をよく聞きます。

特に、やはり投資の問題、いい電源に対する投資がどうしても市場を使う手法においてショートしていくという、過小投資問題というのが書かれていましたけれども、この問題に対して、非常にやっぱり英国も懸念を持っているかなという印象を持っていますし、私自身もそういう懸念を持っているところでございます。

そういうことを申し上げた上で、やはり市場を使って競争環境をつくっていくという方法をとってきましたので、ここがゆがむことなく、競争環境をしっかりと維持していかないといけないというのは、大原則だろうと思います。公正でしっかり競争原理が働くような形は維持していく必要があるというふうに思います。

ただ一方で、先ほど言いましたように、過小投資問題をどういうふうにもうまくその中で融合させていくのかという課題は、引き続き我々は真剣に考え、取り組んでいかないといけないというふうに思います。

少しもうちょっと別の点で1個指摘をさせていただきたいのは、34ページ目に料金水準の絵がありまして、これは事実としてこうなんだろうというふうに思うんですけども、まず31%料金が、これは再エネ賦課金と燃料費を除いた要素を比較すると31%低下ということで、これ自体はそうだというふうに思いますけれども、まず1つ理解しておかないといけないのは、我々はこの間、所得自体が下がっていて、かなりの額が下がって、多分15%とかそれぐらいは下がっていますので、平均所得が下がってしまっていますので、見かけ上、31%下がっているけれども、相対価格にしてみると、そこまでの効果は出ていないということ、まず1つ理解しておく必要があるかと思えます。数字だけ出すと、非常に自由化の効果が大きいかのように見えますけれども、それだけではないと、そもそも周りの所得が下がっているんで、全体的に相対価格として見ると小さくなっていくということなんです。

もう一つ申し上げたいのは、やはり現実としては、その下に書かれていますように、原子力発電等の停止、そして再エネ賦課金によって、実態として19%上がっているということも事実であると。このあたりを総合的にどう考えなければいけないのかと。自由化による効果は確かにあって、競争環境が働いて料金が下がっていることも事実だけれども、全体として見て料金は上がっているということをよく踏まえた上で今後の政策を考えなければ、我々の産業であるとか、そういうものが本当に維持していけるのかということ、やっぱり振り返って立ちどまって考える必要はあるのではないかとこのように思います。

そのときには、やはり原子力の問題は避けて通れなくて、原子力がなかなか過小投資問題と先

ほど申し上げましたけれども、長期で動かしてメリットが得られるような電源というのは、どうしても市場を使ったメカニズムの中では過小投資になりやすかったりしますので、もちろん手当としては容量市場等々いろいろ手当はしてきているわけですが、本当に原子力に対して、それで十分なのかということは、改めてよく考えた上で、別に私は原子力を助けようと言っているわけではなくて、全体のエネルギー政策の中でCO₂の問題、コストの問題、エネルギー安全保障の問題を考えたときに、適正レベルに誘導できるような形になっているのかということは、改めてもう一回、次のフェーズで考えていきたいというふうに思いますので、ぜひよろしく願います。

○山内委員長

ありがとうございます。

では、大石委員、どうぞ。

○大石委員

ありがとうございます。

まとめていただいた内容について、異議はないんですけども、ただ1つ気になっていますが、電力の自由化に際し、やはり消費者の意識とか知識がどれだけ変わってきたかというところの検証がちょっとないかなというところで、今回、経過措置料金は存続予定であるということで、以後継続して検討するということになってはいますが、いろんなアンケートをとったときに、自由化になってどれだけ消費者が電気のこと、電力のことを理解しているかといいますと、まだほかの電力会社に変えれば停電するんじゃないかと思っていられる消費者もいるという面もあって、そういう意味では、やはり引き続き消費者に対して丁寧な説明が必要かなと。

特に、私たち消費者が電力自由化で求めたものに、自分たちが電気を選べる、電気の電源を選べるということがあったんですけども、今いろんな市場ができてきたり、いろんな名前が、似たような会社が出てきたりして、一体自分たちは、どこのどんな電気を使っているのかというのがわからなくなっているような部分も一部あると思います。それを全ての消費者に丁寧に説明するというのは、確かに難しいとは思いますが、やはりわかる範囲で丁寧な説明というのはぜひ続けていっていただきたいなという思いです。

それから、あと再エネの主力電源化ということで、送配電の部分が問題になっているとは思いますが、そこについても国民への丁寧な説明が必要だと思えますし、それから原子力については、やはり安全性もありますけれども、私が周りで聞くところでは、バックエンドの問題が解決しないというところが、やはり再稼働に対しての国民の不安など、それから不満も出ているのではないかなと思いますので、総合的に見ていく必要があるかなというふうに思っています。

以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。

そのほかにいかがですか。

廣江オブザーバー、どうぞ。

○廣江オブザーバー

ありがとうございます。

私どもは、従来から電力システム改革が実のあるものになるためには、3つの課題について取り組む必要があるというふうに申し上げてきました。具体的には、1つは安定供給を確保するためのルール、あるいは仕組みの整備、それから足元の、これは一時的なものであったかもしれませんが、需給状況の改善、そして原子力の需要環境整備の3つでございます。

大体、きょう各委員の皆さん方、あるいは事務局からのご説明と重複いたしますけれども、少しその観点から現時点における意見、あるいは希望を申し上げたいと思います。

まず1点目の電力の安定供給を維持するための仕組み、あるいはルール整備、あるいは2点目の需給状況でありますけれども、少なくとも足元の需給状況は、これもきょうのご説明にもありました、国民の皆さん方の節電のご努力、それから何台か原子力は再稼働をしたということ、さらには新規の電源が運開をしたというようなことで、一定の安定した状況にありますが、申すまでもなく、やはりこれは中長期的に必要なベースの供給力、あるいは調整力というものは整備していく必要があると思っています。

それにつきましても、きょうご説明がありましたように、既に広域機関、あるいは国のさまざまな場で幾つかの市場についての設計が行われておりまして、ぜひ今後とも適切な広い意味での電源投資が着実に行われるような議論というものを、やはり進めていただきたいというのが1点目、2点目でございます。

これに関連しまして、これもきょうのご説明の中にありましたが、昨今、自然災害、大型の自然災害が発生をしております、これの教訓を踏まえた電力のレジリエンスの強化ということが言われています。さらには、自立化した自然エネルギー、再生可能エネルギーを大量導入するために、送配電のネットワークの強化といいますか、高機能化、次世代化ということが必要だと言われていることはご承知のとおりでございます、一方では、電力需要、人口減等もありまして、これはどうなるかというのは、やや不透明なところもございますので、こういった中で今のようなご要請に対応するためには、やはり託送料金の大幅な見直しということも必要だと思います。ぜひこちらのほうにつきましても、議論を進めていただきたいというふうに思っています。

それから、3つのポイントの3点目に関連いたしましたは、原子力について、引き続き民間事業者が担っていくということのためには、やはり不断に事業環境整備、特に原子力の損害賠償についての制度等々について、やはり見直しをしていく必要があると思っております。ぜひ、この議論につきましても今後とも継続をしていただきたいというふうに考えます。

いずれにしても、いろいろ申し上げましたが、これも先ほど下村室長からお話がありましたが、電力の安定供給のための取り組みは終わりが無いというふうに考えています。とりわけ日本はご承知のように、ほとんど化石燃料、資源を持っておりませんし、孤立した島国であります。この事実からは決して我々は逃げることはできないわけでありまして、こういった点から申しますと、やはり安定した国民生活、すなわち電力の安定供給、その一部を担っていますけれども、これに対する懸念というものがあるのかどうかという、予兆があるのかどうかということについては目を凝らし、必要な対策が必要な場合には5年というような検証を待たずに、速やかに検証を開始し、適切な措置をとっていただきたいと考える次第であります。

それから、大石委員からご説明をいただきましたバックエンドの件は、確かに最終処分だったり、六ヶ所の稼働につきましてもまだ少し時間がかかるようでございますけれども、ここにつきましては、もちろん国からもいろんなご助力をいただきますけれども、私どもも改めまして気合いを入れて、少しでも国民の皆さん方にご安心をいただけるような、ご理解いただけるような対策を引き続きとってまいりたいと考えております。

以上でございます。

○山内委員長

ありがとうございます。

ほかにご発言のご希望はございますか。特によろしゅうございますか。

ありがとうございました。

それでは、先ほどもお話がありました法的分離の検証については、これまで7回にわたってご議論をいただいたということでございます。本小委員会としての取りまとめとして、本日、事務局からいただいた案について、皆さんのご意見を伺う限りでは特に大きな反対はなかったというふうに思っておりますので、資料5-2のとおりでよろしゅうございますでしょうか。

ありがとうございます。

それでは、法的分離に向けた検証については、本小委員会の結果を踏まえまして、政府として検証結果を取りまとめていただくことになっておりますので、事務局から補足があればお願いしたいと思っております。

○下村電力産業・市場室長

ありがとうございます。

法的分離に向けた検証につきましては、これまでご議論いただきまして、ありがとうございます。今、委員長にまとめていただいたとおり、本日までご議論いただいた内容を踏まえまして、今後、政府として検証結果を取りまとめた上で、今後ホームページにおいて取りまとめ結果を公表させていただきたいと考えてございます。

○山内委員長

ありがとうございます。ぜひともよろしくお願ひしたいと思います。

それでは、本日の議論はこれにて終了とさせていただきます。長時間にわたりまして、活発にご議論いただきましてありがとうございました。

それでは、これもちまして、第18回電力・ガス基本政策小委員会を閉会いたします。

本日は、どうもありがとうございました。

午後 5時45分 閉会

お問合せ先

資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力産業・市場室

電話：03-3501-1748

FAX：03-3580-8485

資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課

電話：03-3501-1749

FAX：03-3580-8485

資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 ガス市場整備室

電話：03-3501-2963

FAX：03-3580-8541