

総合資源エネルギー調査会
電力・ガス事業分科会 第14回電力・ガス基本政策小委員会

日時 平成30年12月19日（水）13：00～14：55

場所 経済産業省本館17階 国際会議室

○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14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、まことにありがとうございます。

本日は、秋元委員、石村委員、村木委員、四元委員、渡辺委員におかれましてはご欠席、大橋委員におかれましては途中でのご退席というご連絡をいただいております。

また、本日はIEAよりMatthew Wittenstein様にご出席をいただいております。資料3に関しましてご説明をいただきます。よろしくお願いいたします。

今回は日英の同時通訳を手配させていただいております。お手元のインカムをご使用いただければと思います。ダイヤル1が英語、ダイヤル2が日本語となっております。なお、このインカムの数に限りがございます。傍聴の皆様におかれましてはインカムをお配りできていませんこと、あらかじめご理解、ご了承いただけますと幸いです。

なお、資料は今回日本語の資料もお配りさせていただいておりますし、またホームページの資料、掲載ページにてURLを公表しております。YouTube配信におきましては、事後的に字幕が入るということでございますので、そちらもご活用いただけますと幸いです。

それでは、以降の議事進行は山内委員長にお願いさせていただきます。よろしくお願いいたします。

○山内委員長

承知いたしました。それでは、お手元の議事次第に従いまして議論に入りたいと思います。

傍聴の方は特にいらっしゃいませんか。よろしゅうございますか。

今、ご紹介ありましたように、まずはIEAによる電力システム強靱化に向けた提言、これにつきましてIEAのMatthew Wittensteinさんからご説明をお願いしたいと思います。どうぞよろしくお願いいたします。

○Wittenstein氏

ありがとうございます。皆さん、こんにちは。今回このような機会をいただいております。お話しできることを大変うれしく思います。

まず、少し私の役割の文脈についてお話をしたいと思います。IEAから来ましたシニア電力アナリストです。国際エネルギー機関というのは政府間機構で、その目的は国々の経験の共有、そしてエネルギー問題についての私たちのノウハウを高めることです。したがって、私の役割は国際的な文脈をご紹介しますことです。特に最近の北海道の停電との関連です。

しかしもっと全般的に、電力系統の強靱化についてお話ししたいと思っております。特定の報告書のコメントをしたり、特定の助言、こういった停電の復旧あるいは防止について、具体的な制限する目的ではなく、全体的に皆様の今後の議論の進捗に役立つような概要をご紹介しますと思います。

そこでまず1枚目のスライド、もう皆様お持ちだと思いますが、まず、北海道の停電の長さを国際比較したいと思っております。

こちらは全てではないんですけれども、一部の最近の送電レベルでの停電、アメリカにおける事例です。これは2017年のものです。通年のデータがあるのは2017年です。

そこで見たいと思いますけれども、45時間の北海道の停電の復旧時間というのは、平均的なアメリカの通常の1年における復旧時間の範囲内です。アメリカのほうがもっと大きく多様なシステムでありますけれども、このリストを見ていただきますと、停電の影響を受けた需要家の数、あるいはその規模、復旧時間、停電時間はさまざまですけれども、全てを見て、データとしてお見せできるものとしては20件あるんですけれども、平均復旧時間は約41時間でした。そして中には131時間も停電していたというケースもあります。

この停電の多くは厳気象の影響でした。例えばハリケーンがこの年にあって影響しております。それだけではなく、送電線の事故、あるいはそのほかの事象もありました。コントロール可能ですけれども、十分に予測できていなかったものがあります。そして決して珍しくありません。停電時間がこの停電中のトラブルの影響を受けることがあります。停電というのはデリケートなプロセスで、そのときにこの復旧時間、停電時間の間、何らかの問題が起こるといっても珍しくありません。特にアメリカではそうです。

次ですけれども、これは送電レベルの国際比較です。

SAIDI、SAIFIですけれども、これはOECD諸国です。世銀のデータベースの2018年のビジネスレポートです。2017年のデータが入っていると思います。

こちらですけれども、国際基準で見ると、日本は非常にいい状態です。1段目の指標は、数字が高いほう、つまりゼロから3の間で一番高い数字が3、3というのが一番いい成績です。一番

成績のいい系統ということですが、日本を含め、幾つか3となっております。

しかし、平均の停電時間、あるいは回数を見ると、日本は大変低く、この指標ではゼロとなっております。四捨五入すると余りにも低いのでゼロになってしまいます。その意味で、送電レベルでは、少なくとも日本はほかのOECD経済と比べて非常にいいわけです。非OECDは含めておりません。そこを見るとかなりもっと悪くなります。もっと比較対象としてOECDのほうがよかったと思います。

ここでもう少し幾つかの具体的なものでどのように停電を防止するのか、あるいは復旧時間の改善にどうすればいいかということをお話ししたいと思います。一つは地域間連系線の信頼性です。この場合は北海道と日本のほかの地域との連携でありますけれども、1つの電力会社とその近隣の電力会社の連系のことを指しております。

加盟国の経験、また全般的な世界の経験を見ると、適切に利用すれば地域間連系が増えると信頼度が向上します。この表を見ていただきますと、これはリザーブマージンターゲットの供給予備率の比較をしてあります。アメリカのPJMというのがアメリカ最大の系統と、そのほかで比較してみますが、ごらんのように、予想される地域間連系、これが横軸ですけれども、それが増加すると必要な予備率は減少します。この赤のところ、PJMが系統としては最適としている点ですが、全体として見ると、地域間連系があると、さらにこの地域間連系が利用可能で信頼性ができる場合、つまり緊急事態で信頼できる場合、緊急の場合にも使えるという場合は、本当にこのシステムについて利点があり、また特定の電力会社の適性が高まる、あるいは地域全体としても信頼度が向上します。

次に、もっと全般的に送電のインフラですけれども、明らかにほかの国際的な経験を見ると、送電レベルではこれは重要なインフラです。特に停電を回避するという意味で、あるいはシステムの安全性を維持するという意味でもそうです。この表は全てのヨーロッパ大陸のものです。EU諸国と幾つかのパートナー国があります。さまざまな影響を及ぼす事象を見ております。停電も含まれておりますけれども、停電だけではなく、停電にならなかった事象はありますけれども、いずれにしても幾つかのシステムの安全性のプロトコルに反するものであったケースも含まれております。送電ネットワークレベルの問題が圧倒的に多いということをごらんいただけます。

大多数は送電ネットワークの中で起こっている事象です。ほかにもあります。

例えば、一つはN-1以上の事象と書いてありますけれども、これはN-1基準で、送電ネットワーク以外の例を含めております。例えば、予想外の流れがあると再生エネルギーが使われている、あるいは発電所のシャットダウンがあった、あるいは発電機のメンテナンスで、そこに残ったということ。また全体の停電として、特定の理由がこちらにあります。あるいは予備力の不

足、これも予想外の停電、あるいは予想外の需要の増加、これによって予備力が不足してしまうということもあります。

また、この場合、特に明確に申し上げたいんですが、N-1以上の事象というのは自己申告です。つまり、実際には少しグレーエリアです。本当にどういう意味なのかということに関しては一番明確なのは送電ネットワークです。これは具体的に、実際に送電レベルで停電があったと。その結果、全体のブラックアウトが起こった。あるいは、システムセキュリティが原因でその可能性があったということです。

では、次のページです。次はグリッドコードの話に移りたいと思います。

これはIEAが今現在、より重視しているところです。というのは、グリッドコード及び適正なグリッドコードの開発実施というのはより重要になってきているからです。加盟国、または世界各国の国々について。特に再エネがどんどん増えているからです。

一つ指摘しなければいけないのは、まず最初に、風力及び太陽光ということになると、これらのテクノロジーはユニークです。グリッドに接続するという意味では、これらは系統に接続するためにパワーエレクトロニクスを使っています。従来の火力よりも利点があります。というのは、実際にシステムストレスに対応できます、ソフトウェアの設定を変えることによって。または、これらのパワーエレクトロニクスを使うことによった例もあります。例えば、国によってパワーエレクトロニクスで、太陽光はPDのシステムで、夜間におけるシステム安定性を維持しています。そういったところにおいては、夜間においては発電がされていないので。

パワーエレクトロニクスそのものはリソースとして活用することができます。システムの安定性を促進し、また維持するために。ただ課題としては、グリッドコードが最先端で、完全にパワーエレクトロニクス、またはそのほかの風力またはソーラーのメリットを認識していなければならないし、グリッドコードが未来志向でなければなりません。これに関してはまた後ほど。

そして、それぞれのパワーシステムにおいて調和がとれていなければなりません。例えば複数の国々が接続されている場合には、より重要です。日本もそうです。さまざまな電力事業者がお互いに接続されているからです。

システムインテグレーションの度量が幾つかの最低能力、最低限の性能を定義しています。さまざまなパワーシステムの変換においては、再エネがどんどん増えていくにつれて、設定しなければいけないものです。

ここで強調したいのは、これらの能力というのは絶対的なものではありません。最低限として推奨されているものです。これ以上のことでもできます。次のスライドにも書いてあるとおり。

ここで未来志向、フォワードルッキングと言っていますけれども、パワーシステムがこれから

先、今後何十年においてどういうふうに進化していくかということです。グリッドコードというのは世界中の、日本だけではなくて、このパワーシステムが予測しているよりも早く変わるということを念頭に置かなければいけません。グリッドコードとしては将来どうなるのかを考え、そして急速にいろいろと変わっていくので、柔軟に適応していかなければなりません。

体系的なレビュー、日本のグリッドコードをするというのは適切かもしれません。私は個人的に日本のグリッドコードのレビューを行っていませんので、どの程度の最先端なのか、また日本の将来のために重要なのかということは、必要なのかということは言っていますが、それに関して主張するわけではなく、恐らくグリッドコードを具体的にレビューする価値があるのではないかと。本当に目的に合っているのか、日本の将来のニーズに合っているのかどうかを検討する必要があります。

また、このためのステークホルダーのプロセスも重要です。誰でもこれらのグリッドコードに影響を受ける人たちは発言権を持つということが大変重要です。それに関しても次のスライドで申し上げたいと思います。

こちらはより具体的に日本に注力しています。こちらにおいては、IEAとしては幾つかのフェーズを、再エネのシステムインテグレーションに関しては特定しています。どのくらい普及しているかということによって。日本を全体的に見ると、第2フェーズに移行しています、再エネ導入において。そしてまた日本の一部、特に九州は、もう既にいわゆる第3フェーズに達しています。

第2フェーズというのは、既存のリソースの柔軟性がより重要になります。これはセキュリティーリスクというわけではありません。柔軟性が少し欠けていたとしても。しかしより重要になります。発電またはそのほかのデマンドサイドのツールを活用し、そして柔軟性を保たなければならない。そして風力、太陽光の変動性について対応しなければいけないし、またフェーズ3に関してはグリッドコードをより慎重に見ていかなければいけないというものです。周波数等も見なければいけない。

一番下の箱です。これは詳細に申し上げませんが、こちらの箱の中には段階ごと、フェーズごとの推奨されている最低限の要件があります。一番最低限のレベルだったとしてもやらなければならないことがあります。フェーズがどんどん上がっていくと、グリッドコードがより重要になります。

一つここで強調しなければいけないのは、EUが使っている方法です。調和化されたネットワークコードをEUのために使っているものです。その詳細が重要なわけではなく、プロセスが重要です。これらを開発するために使ったプロセスです。これは反復的なプロセスで、委員会とし

てはゴールを設定します。ENTSO-EとかACERとか、そのようなところが協力し、バウンダリまたは範囲を決めます、これらのネットワークコードに関して。そしてまた技術的な詳細に関しては、この中に何を入れるかということを議論します。オープンで透明性のあるプロセスで、ステークホルダー全員が関与することができます。そして、それぞれの国がこれらのネットワークコードをパワーシステムの中に国内で統合することができます。その国々に適切なレベルです。ルールは同じです。そして目的も同じです。しかし、具体的なものは国々によって、それぞれのパワーシステムによって異なってもいいというものです。

あと何枚かだけあります。

また次は別で、全般的な供給力の確保に関してです。

一つ聞かれたのは、このプロセスの中でどの程度、またはもし違う、例えば容量市場とか容量メカニズムがあった場合に何が違うのかと。具体的に質問に答えるわけではないんですけども、しかしむしろここで話したいのは、もっと一般的に、容量メカニズムの役割は何なのか、そしてそれに関して信頼度基準がどうなのか、国の中でどういうふうに進化するのか、また日本でどう進化すべきなのか。

信頼度基準ですけれども、簡単に申し上げると、IEAとしてはアメリカの経験を見ている。これが大変重要な事例であったというふうに考えます。信頼度基準がどう変わってきたか。これはどういうふうに執行されているか、どういうふうに適用されているかという点での重要性です。

一番最初に信頼度基準が導入されたのは、1965年の大規模停電があったからです。でもこれらは任意の基準でした。しばらく余りにも大きな停電がなかったので、十分でした。余りにも重篤なものがなかったので、これを変えなければいけないというふうに思われていなかった。しかし、2003年においては、アメリカの北東部全域の大規模停電が起きました。そして、今ある信頼度基準では十分ではないということがわかりました。

というのは、誰もどの程度、信頼度基準が本当に適用されているかわからなかった。もしかしたら前提が違ったのかもしれない。その停電の原因が、木が幾つかの送電線に接触してしまった、オハイオ州で。1つの州の事故によって何百万人の人たちが被害を受けるような停電になりました。コーディネーションがなかった、またはこれらの信頼度基準がそれぞれの州でどう適用しているかわからなかった。

そのため任意から義務化になりました。誰でも基準を義務的に執行しなければいけなかった。そして誰もどういうふうに行っているのかわかっている。しかし、先ほど申し上げたとおり、だからといって停電がなくなったわけではないですけれども、システムの信頼性がかなり高まりました。停電の時間または数も減っています。

これらのアメリカ国内のシステムは、いわゆるN-1型またはシングルコンティンジェンシーイベントに耐えるものです。そのように設計されています。でもN-1というのは少し緩やかに定義されている用語です。例えばアメリカにおいてはN-1、この場合には1の単一の事象が、もしかしたらお互いに関連するような複数の事象がつながっているのかもしれない。そのため、ある特定のパワーシステムの要素を見るのではなくて、信頼度基準を見るときに、そのパワーシステムがお互いにどういうふうに連系しているのか、またこれらの要素がお互いにどう影響を与えるかということも考えなければいけません。そこで定義しなければいけないのは、本当にそれぞれのシステムに固有のものです。

次、容量メカニズムになりますけれども、いろいろな異なる容量メカニズムが世界中にあります。目的は共通です。十分なリソースが、通常は発電ですけれども、必ずしも発電ではない。十分あってシステムのニーズに対応できる。ピークデマンドのときも。特にシステムにストレスがかかっているときに、さまざまな設計オプションがあります。それを2つに分けることができると思います。一つは市場大メカニズム、つまり全ての供給力がパワーシステムの中に入っている。もう一つ、特定電源ターゲットというのは、信頼度基準を満たすのに短期間または一時的で限定的なものです。

次のスライドにいきますと、容量メカニズムの話をするときに、何のために使われているかということを見ると、これはツールです。主に最低限の必要供給予備率を満たすためです。例えばそのターゲットを考えると、日本においては8から9%だと思います、予備率のターゲットは。米国は13から16%ぐらい。そうすると、このターゲットというのは達成できるのか。でもそれを短期間下回ったとしても大丈夫なのか。テキサス州ではそうになっています。ターゲットを下回っている方が多い。でもそれを共有しています。

またはそこのか。つまり最低レベルでそれ以下は許されないのか。そうすると、下限であったとしたら何らかのメカニズムがあって、必ずある程度の投資があって、そのニーズを満たすことを担保しなければいけない。そこで容量メカニズムが本当に重要になります。でなければ、投資サイクルに依存しなければいけなくなってしまいます。それによって十分システムがテキサスのようにうまく稼働しているということを見なければいけない。しかし、より多くの国、より多くの地域というのは、容量メカニズムが重要であるというふうに考えています。必ずしも必要レベルを達成しなければいけないと考えているところが増えています。

信頼度基準というのは、システムごとです。容量メカニズム、または予備率のターゲットもそうです。これもシステムごとに違います。発電所の数とか規模とか、電源種にもよりますし、また系統の地理的な特徴にも依存します。ただ、リザーブマージンターゲットを、1国のものをほ

かの、例えば日本にコピーすることはできません。でも使えるような方法論もあります。日本としても適切な予備率を考えて、十分それを長期に担保することにも参考になると思います。

一つその予備率を考える方法としては、確率論的方法のほうが良いということになります、変数が多い場合には、確定論的ではなく。例えばある期間にどのぐらいメガワットを喪失するかということに基づいて計算します。

また、再エネというのは恐らくいろいろ変動します。予測はできないけれども、想定はできる、そのアベイラビリティに関しては、そして、それを使って全般的なターゲット設定ができます。それだけではなく、供給力と発電量を区別しなければなりません。これは余り大きな違いではないと思われるかもしれないけれども、しかし名目容量を発電所に関してテクノロジーがわからなければよくわかりませんが、ある特定の時期においてはどのぐらいエネルギーが発電できるのか。水力、水力というのはリバースだけなのか、それとも貯水域があるのか。これは大変大きいものです。キャパは同じかもしれないけれども、エネルギー価値としては全く違うかもしれない。供給力が違うかもしれない。ここで本当に強調しなければいけないのは、自然変動再エネは供給力として貢献できます。ベネフィットはありません。だけれども、正しく計算されなきゃなりません。そこで本当に確率論的な方法が重要になります。そのぐらい風力、太陽光がシステムリソースのピークタイムにおけるニーズ、そしてシステムストレスのときに貢献するかということ把握することが重要です。

簡単じゃないけれども、これはやらなければいけない。過小評価または過大評価をすることが簡単になってしまうからです、この再エネが変動するということを思わなければ、これは容量メカニズムで、全ての障害に対応できるわけではありません。国によってはそういう見方をすることがあります。どの国かということはいいませんけれども、この国ではない、ほかの国においてはこのような容量メカニズムを持っているところ、多くの場合は、これは例えば柔軟性の問題、またはそのパワーシステムの炭素の強度とか、どのリソースを使うとか使わないとか、その答えが全てそこにあるというふうに考えている。容量メカニズムというのは本当にシンプルなもので、リソースの重要性を担保するもので、これはパワーシステムの断を、故障を補填するものではない。そしてこれを補完するものではない。

最後に、日本にとっての具体的な教訓です。これも単純にしています。既に申し上げました、大変重要なのは、その予備率のターゲットというのはシステムに合致していなければなりません。例えば、短期的なギャップがあるということは、短期的な、戦略的予備力、ヨーロッパでこういうふうに呼んでいるけれども、これが十分かもしれません。ただ、長期的なものということになると、恒久的な容量メカニズムを入れたほうが良いという場合もあります。

そして、容量メカニズムを入れるということになれば、その場合、エリア別の価格決定も入れなければいけません。というのはグリッドの制約があるから。一番必要なところに一番多くの投資ができるように。じゃなければ、投資をもう既に活用経験のあるところに投資をしてしまうという危険性があるからです。

最後に申し上げたいんですけども、分散型または需要家の取り組み、再エネ、バッテリー、エネルギー効率の向上及びDR、こういったものも参加させるべきです。デマンドレスポンス。そうすることによって、より安定な信頼性の高い、また経済的な効率性のあるようなシステムが長期的に設計できます。

以上です。質問があればお願いします。

○山内委員長

ありがとうございました。

それでは、質問ある方にご発言願いたいと思いますけれども、例によって発言をご希望の方は名札を立てていただくということにしたいと思います。また、関連する発言の場合は手を挙げて合図をお願いしたいと思います。どなたかいらっしゃいますか。

横山委員、どうぞ。

○横山委員

マシューさん、どうもありがとうございました。大変興味深いお話だと思います。

質問というよりもコメントなんですけれども、4ページのスライドで、地域間連系線を使って必要な供給予備率が減っていくという、信頼度の向上の図がありますけれども、私は大学で電力システム工学を教えているんですけども、まさにこの図を用いてよく学生に説明します。

そのときに大事なのは、先ほどマシューさんのおっしゃっているように、最適点があるということと、もう一つ、マシューさんはコメントされなかったのですが、私はこれで学生に説明するのは、連系線容量をいくら大きくしていても、どこかで供給信頼度は飽和するんですよ。だからこれは両端の系統の特性に応じて、連系線を太くしても供給信頼度は飽和していくので、その辺は、経済性を考慮して連系線の容量は決めなきゃいけないと。この図は大変重要な図だというふうに思いました。どうもありがとうございました。

○山内委員長

コメントでよろしいですね。ありがとうございました。

そのほかに。クエスチョン、ウェルカムと言っていました。よろしいですか。どうぞ。

○曳野電力基盤整備課長

すみません、事務局からですけども、ありがとうございました。

大変興味深いプレゼンテーションだったんですけども、2点お伺いしたいと思います。

1点は、ユーロ市場で、今ヨーロッパのほうでユーロ市場を、EUのほうだと思うんですけども、石炭火力のような化石電源について、ユーロ市場から、対象から将来的に外そうといったような提案もあると思うんですけども、これは容量の評価という点から見て、何かどのように見ておられるかということについてコメントをいただければと思います。

もう1点は、グリッドコードについていろいろご説明をいただきましたけれども、もちろん日本でもグリッドコードがあるんですけども、これを再生可能エネルギーのインテグレーションとか系統への導入に従って、いろいろ時代に合わせて変えていかないといけないということで、今、日本でも議論が行われていますけれども、ヨーロッパでもこれを非常に法的な、規律の強いものとしてやっている国と、当然全体としてENTSO-Eが決めているというガイドラインがあるという前提ですけども、各国において法令ベースでやっているケースと、それからややガイドラインのような形でやっているケースがあるというふうに理解をしています。これのメリット、デメリットというか、どういうふうに考えればいいのかということについての評価をコメントいただければと思います。

○Wittenstein氏

どうもありがとうございます。両方とも大変すばらしい質問でした。先ほどのコメントもありがとうございます。4枚目のスライドに関してありがとうございました。

最初の点において、欧州委員会において提案があります。カーボンリミットを容量メカニズムにおいて設定するというので、それによって火力発電所を排除します。この容量メカニズムから欧州でそれぞれ導入されるということになったら、欧州の場合には、各国それぞれの加盟国が独自に決めることができますので。

また、これに関してのドライバーは分かれます。ヨーロッパにおいては懸念があります。もしかしたら火力発電があれば、追加でベネフィットがあると、本来ならば、じゃ脱炭素化ということも考えるともう必要ないのに、より長期的に使われてしまうのではないかと。でも容量メカニズムは誤ったツールだと思います。脱炭素化の問題に対応するためには、

二酸化炭素の排出に関しては、これが発電所が稼働しているかどうかではなくて、どのぐらいの頻度で稼働しているかどうかです。例えば石炭火力があつて、これが稼働しているからといって、信頼度はあるけれども、でも稼働するのは例えば年に一、二回ということになれば、そういうところもあります。このような容量がもう既に大変、もう極端なピークのときだけにと。カーボンインテンシティーのことから考えると、さほど大きな問題にはなりません。でも経済的なものとは違う、経済的な側面とは違います。そうすると、容量メカニズムはなぜあるかという、

まず最も経済的な形で容量のニーズに対応するためです。

例えばCO₂の排出の制限するという事などでは、例えば炭素税とか何かキャップアンドトレードを使うとか、ほかのメカニズムを使ったほうが適切だと思います。それが重要です。というのは、そこから排出が来ているからです。容量ではなくて、エネルギーそのものが排出しているからです。

これも欧州委員会には言っています。その提案には私は賛同しないと。もちろん、脱炭素化しなければいけないというのはわかりますけれども、長期的にヨーロッパにおいては、でも間違ったツールを強調してしまっていると思います。

2つ目、グリッドコードに関する質問ですが、なかなかバランスが難しいものです。そのグリッドコードの執行力と柔軟性、もしかしたらその柔軟性が必要かもしれない、長期的なニーズに合致するためには、先ほどおっしゃいましたが、国によっては法的メカニズムを使っています。それによってグリッドコードを固定して、それを執行しています。罰則規定もあります。国によっては、どちらかというガイドラインのような形で導入しています。遵守すべきと。もしかしたら、遵守しなければ罰則はあるかもしれないけれども、さほど法律ほどは厳密ではありません。

長期的に見て重要なのは、グリッドコードがきちんと一貫した形で導入されなければなりません。一つ国によって見られたのは、パワーシステムの安定性に合ったところ。例えばオーストラリアの停電が昨年ありました。2年前でしょうか。

視認性がない、グリッドコードがどのように適応されているかということに関して視認性がなかったのが問題でした。今はより執行可能な透明性、もしそのような執行可能な透明性のあるようなグリッドコードがあれば、ああいう停電にはならなかったかもしれない。でも、グリッドコードはやはり時間がたつにつれて変更できなければなりません。毎回毎回立法化しなければいけないで法改正ということになると、それが遅くなってしまいます。EUの例は申し上げました、ベストプラクティスの例として。ベストプラクティスであると思います。

ただ、制約もあります。プロセスが遅いんです。何年もかかることがあります。グリッドコードが完全に開発されるために。そして、それを実施されるのにもっと時間がかかる。でもその間、パワーシステムはどんどん変わります。もしかしたら、せっかくできたグリッドコードは適切でないかもしれない。バランスを図ることが重要です。柔軟性と、またその執行性、それも重要です。一つの方法としては、例えば立法化するというのであれば、定期的にレビューをすることも組み込む。そしてアップデートのプロセスを必要に応じて入れるというのが重要だと思います。

○山内委員長

いいですか。

ほかに。どうぞ、大山委員。

○大山委員

最初にコメントで、後で1つだけ簡単な質問をさせていただきたいと思います。

1つ目のコメントとしましては、北海道の停電時間、比較してみると短い、余り長くないというふうになっていますけれども、これはブラックアウトにしては非常に早く復旧してということであらわしているんだなと思って、意を強くしたというところですけども、ただ、日本で起きた今年の停電でいいますと、豪雨とか台風の場合にはもっと復旧まで時間がかかっているの、どれだけ機器がダメージを受けたかということによるんだなというふうに改めて思いました。

それから、一番最後のところに書いてある投資が必要な場所と時期を市場にシグナルするというので、エリア別の価格決定を可能にすることが重要だという、これは私も大賛成でございます。ぜひそういうふうにしていきたいというふうに思っております。

最後に簡単な質問なんですけれども、N-1、シングルコンティンジェンシーというのは必ずしも1つの機器ではないということですけども、よく日本の中でも、北海道の停電で発電所1カ所に3台の発電機があって、それが一遍にとまったというのは、これはマシューさんの考えではN-1に当たるのかどうか、どんなふうに思われますでしょうか。それだけが質問でございます。

○Wittenstein氏

とても大事なご質問です。直接お答えできるかどうかわかりません。問題の発電機がどのようなものか知りませんので。ただ、この発電機がどのようにつくられたかによって、N-1ではない可能性もあると思います。というのは、それぞれの発電機がオンラインを継続するためお互いに依存しているとは限らないからです。全てを安定して実施するために同時に運転する必要がない場合もあります。3つともとまってしまうと、必ずしもN-3イベントではない、N-2かもしれない。というのは、一定の相互依存性がお互いにあるかもしれないからです。

○大山委員

どうもありがとうございます。確かに何か機構的につながっているということはないと思いますので、そういう考えでもよろしいかなというふうに思います。

○山内委員長

そろそろ時間でございますが、よろしいですか。

大橋さん、簡単にお問い合わせいたします。

○大橋委員

どうもありがとうございました。

最後のページで容量市場についての日本の示唆を頂きつつ、講演の中で再生可能エネルギーについても触れて頂いているのですけれども、日本は固定買い取り、FITなわけですが、その観点から見たときに、このP10の内容というのを、FITの観点からご指摘、何かコメントがあればいただければと思います。

○Wittenstein氏

大変いい点をご指摘いただきました。ほかの国同様に、日本では再エネに関しては補助を出しています。ということは、再エネに対する投資はマーケット外のものからあって、それによってマーケットのキャパシティが、容量が増えています。それによって、容量メカニズムがそれをどういうふうに補完するかが大変重要です。ほかの国も同じような状況になっています。危険というのは、この容量メカニズムが容量を過剰調達してしまうかもしれない。このように補助金のFITのシステムがある、これを過小評価している、または調達不可になってしまう。というのは、どのぐらいの再エネからの量があるかということ適切に組み入れていないから。すみません、ちゃんと言えなかったかもしれないけれども、言っていることはおわかりだと思います。

重要な点は、資源が市場外からの支払いがあるということであれば、もちろんその容量の支払いを考えるときに、それを勘案しなければなりません。例えば、同じサービスに対して2回払うというのはおかしい。でもFITと容量の支払いがあった場合にそういうことがあります。でも1対1ではありません。FITというのはエネルギーの供給者からだ。なので、その補助金を考えるときに、それを容量メカニズムの中に導入すると、組み入れるということが進められます。でもいずれにしてもいろいろオプションありますから、全部複雑になってしまう。

一つ、アメリカで考えているのは2段階のオプションです。まず最初に、この容量で、いわゆる再エネからの無料の容量を勘案します。その後、今度、不足分がどのくらいなのかを見て、そして2回目のその不足分に関するオークションを行う。こういうやり方をやっています。容量に関して、もう既に払っているということも勘案し、そしてその残りの不足分に関してはそれを埋めると。ほかのやり方は1対1のマッチングをすると。補助金と発電で、もしかしたらやめる。ニューイングランドでは今、それが考えられています。

でも、これは過剰容量があった場合、または発電機として退役するというものがあるんだっただらばいいのですけれども、そうじゃない場合には最初のオプションのほうがいいと思います。

○山内委員長

どうもありがとうございました。

Wittensteinさんはここでご退席ということでもあります。ご多用中にご出席いただき、どうも

ありがとうございました。我々としては感謝の気持ちを込めまして、皆さん、拍手でお送りしたいと思います。どうぞよろしく願いいたします。（拍手）

（Matthew Wittenstein氏退席）

○山内委員長

それでは、次の議題に進みたいと思いますが、次は電力・ガス小売全面自由化の進捗状況でございます。これは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、説明させていただきます。資料4、電力・ガス小売全面自由化の進捗状況でございます。

ページおめくりいただきまして、スライド2から4は新電力シェアの定点観測でございます。例えばスライド3をごらんいただきますと、特高、それから高压分野の新電力シェア、直近では少々下落傾向にあるという様子が見えられます。

続いて、スライド5をごらんいただければと思います。こちらはスイッチング件数の推移でございます。グラフをごらんいただきますと、件数は堅調に推移してございまして、エクスターナル、インターナルを合わせますと1,284万件のスイッチングが行われているということでございます。

スライド6をごらんいただければと思います。こちらは新電力から大手電力、あるいは新電力から新電力へのスイッチングの件数でございまして、先ほどのグラフと縦軸のオーダーは異なりますけれども、こうしたスイッチングというものが徐々に増えてきているという傾向が見えられます。

スライド7をごらんいただければと思います。こちらは都道府県別の小売事業者数を示してございます。各都道府県ごとに数の多寡はございますものの、一定の事業者数が参入しているといった様子が見えられます。

続いて、スライド8をごらんいただければと思います。こちらは都道府県別の新電力のシェアを示してございます。特高、高压、低压といった分野別で新電力のシェアを見てまいりますと、全国的に高压分野での新電力のシェアが大きいといった様子が見えられます。

スライド9をごらんいただければと思います。こちらは全国の小売事業者数でございます。小売登録者数は、直近では543社、一方で供給実績のない事業者は118社、事業を廃止した事業者は19社、事業を承継した事業者は21社に上ってございます。

続いて、スライド10をごらんいただければと思います。こちらはJEPXの会員数でございます。JEPXの会員数は、小売全面自由化開始時点、2016年4月時点では111社に上ってございました。

が、足元では150社にまで増加をしてございます。

また、会員1社当たりの月別の平均約定量というのも増加してございます。こちらはスライド12をごらんいただければと思いますが、左側の図はスポット市場の取引量を示してございまして、本年10月より間接オークションが導入されたことに伴いまして、市場での取引量が大幅に増加している様子がごらんいただければと思います。足元では、総需要の30%を超える水準でスポット取引が行われているといった状況でございます。

スライド12の右側の図は、スポット市場のシステムプライスの推移を示してございまして、直近では約6円から14円といった水準で推移しているというところでございます。

スライド13をごらんいただければと思います。前回のこの委員会におきまして、電源種別の需給情報の公表にあり方についてご提案をさせていただきました。この提案を受けまして、スライド13にありますような広域機関のウェブサイトにおきまして、スライド14をごらんいただければと思いますけれども、すなわち全国の電源種別の供給実績、あるいは需要等の実績、さらには太陽光、風力の発電量、それから抑制実績といったのがグラフで公表されてございます。こちらはどなたでもアクセスできるように今なっておりますので、ご利用いただければと思います。

電気の競争状況のご説明は以上でございます。

○下堀ガス市場整備室長

続きまして、ガスの小売自由化の進捗状況につきまして、スライド続いてご説明いたします。

スライド16をごらんください。今まで小売の事前登録申請は、これまで65社が登録済みとなっております。前回のご報告からそのスライド、右下、CSエナジーサービスという中部電力50%、中部ガス50%の事業者が登録をしております。

次のスライドをごらんください。他社スイッチングの状況でございます。

前回ご報告したのが9月30日まででしたが、2カ月で前回141万件から161万件と、全国で20万件スイッチングがガスでも増加しております。関東においては10万件増加、近畿においては6万件増加ということで、そういった地域を中心に着実にスイッチングが進んでおります。

次のスライドでございます。自社スイッチング、規制料金が残っている9事業者につきまして、規制料金から自由料金に変更した件数というのは、家庭用では前回108件から109万件というふうに増加をしているという状況でございます。

最後に、販売量における新規小売の割合でございますけれども、2018年8月時点で全体13.4%が新規小売事業者が占めているという状況になっております。

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、電気・ガスの進捗、これについてご意見、ご質問があれば承ります。いかがでしょう。

毎回定点観測でございますので、また折に触れていろいろと議論したいというふうに思います。

それでは、次の議題に進ませていただきます。次は非化石価値取引市場についてということであり、これを、資料については事務局からお願いいたします。

○鍋島電力供給室長

それでは、資料5-1をごらんいただければと思います。

非FIT非化石証書の取引に係る制度設計についてということで、資料をまとめております。

次の1ページ目をあけていただければと思います。この資料を4つの部から構成されております。

まず最初に、非FIT非化石証書の取引に係る制度設計につきまして、本小委員会から作業部会のほうにタスクアウトを9月に行いました。その制度検討作業部会での議論状況について、簡単にご説明します。

内容につきましては、資料5-2というものをつけておまして、そちらでより詳細に資料をつけておりますけれども、本日は時間の関係もございますので、簡単にご説明いたします。

2ページ目をごらんいただければと思います。制度検討作業部会におきましては、9月の小委員会でのご議論の後、3回ほど開催いたしまして、この取引スキームについて議論を行ってまいりました。まず、認定スキームということで設備認定の方法、電力量認定の方法などについて議論を行っております。また、次のページ、3ページ目でございますけれども、ダブルカウント防止のために、全ての電力、非化石電力について証書化すること、あるいは価格についてシングルプライスオークションで取引をして、入札最高価格、入札最低価格について、今回は入札最低価格は設けない、入札最高価格は設けるといった議論を行ってきております。

続いて、4ページ目ですけれども、証書の書類ということで、この再エネ指定証書の中に、取引方法の違いからFIT電源証書と非FIT再エネ電源証書の2種類ができる。指定なし証書とあわせて3種類の証書ができるといったこと。また、未約定分の取り扱いやオークションスケジュールについても議論いたしました。オークションスケジュールにつきましては、初回オークションについては遅くとも2020年5月に取引が開始されるように準備を進めるというような議論が行われております。

続きまして、5ページ目でございます。この作業部会での議論を進めていくに当たりまして、公平な小売競争環境の確保に係る方策についても議論を行ってまいりました。

6ページ目でございます。事務局からは、発電事業者が得るFIT非化石証書の収入の取り扱いについて議論をお願いしたところでございます。この点に関しまして、非化石電源の新設・維持に資すること、それから小売事業者間の公平な競争環境を確保すること、この2点が重要と考えまして、事務局からは、そこにある論点AからDという方策をご提案したところでございます。

その次の7ページ目に少し詳しく書いてございますけれども、例えばこの発電事業者が得る非化石証書の収入につきまして、資金管理をきちんと行う、それから用途を制限するというご提案をしております。具体的には、この資金の管理の方策の例ということで、会計区分を設けて、管理会計を行う、銀行口座は分けるといったことをご提案いたしましたし、資金使途の例ということで、新規の非化石電源設備の建設などに充てるといった例を提示しております。

また、8ページ目、非化石証書の市場供出という点につきましては、この3つ目のポツですけれども、小売事業者による公平なアクセス環境を実現するという観点から、非化石証書の市場供出について今後議論する必要があるといったことも、資料として提示したところでございます。

9ページ目でございますけれども、こうした議論を行っていたところでございますけれども、作業部会においては、例えば事業者によって目標を変えるべきではないか、あるいは用途制限の厳格化をまず議論するべきではないかといったさまざまな意見を、11月26日の作業部会でいただきました。

10ページ目でございますけれども、前回の作業部会の議論を踏まえまして、さらに一昨日も作業部会を開催して議論をいたしました。その際には、事業者ごとに高度化法の目標を変えたときの論点について、制度設計上考慮すべき論点についても事務局から提示したところでございます。例えば、2つ目のこのところにありますけれども、非化石電源比率につきまして、過去の非化石電源の水準に照らして目標値をつくらした場合には、基準年をいつにするかといったところに悩ましい点があるといった論点について提示したところでございます。実際、私たちが把握している限りにおきましても、旧一般電気事業者の非化石電源比率を上回るような非化石電源比率を有している新電源事業者の方々も、一部いらっしゃるところでございます。

それから、11ページでありますけれども、この作業部会におきまして、発電事業者間の競争に与える影響についてもご議論いただきました。高度化法の運用の結果、化石電源の競争力が相対的に低下するという点について、問題かどうかといった点についてもご議論いただきました。この点については余り大きな議論は起こってはおおりません。

12ページでございます。一昨日の作業部会の議論についてまとめております。一昨日もいろいろなお議論をいただきまして、中間目標を含め、目標変更を排除せず検討すべきというご議論を

いただきました。例えば、この2つ目のポツですけれども、事業者ごとの44%目標は変えずに、経過措置として中間目標で事業者側に差をつけるということも考え得るのではないかと。あるいは2030年度目標と全体の制度を一体的に議論していく必要があるのではないかとといったご意見もいただいております。

一方で、この非化石証書収入については、発電事業者に帰属させるべきであると。そしてしっかりと非化石電源の新設・維持を行っていくべきであるといったご意見もいただきましたし、この4つ目のポツですけれども、44%目標はもともと高い目標であるので、原則として事業者一律の目標と考えるべきではないかといったご意見もいただいております。

それから、用途制限の法則について、さらに内容を精査すべきというご意見、検討の進め方についてもっと柔軟に検討するべきではないかといったさまざまなご意見をいただいております。

このように、作業部会の議論におきましては、公平な小売競争環境の確保という論点に関しまして、高度化法の目標設定のあり方にまで議論が及んでいるところでございます。

13ページ以降、過去の高度化法の目標設定、それから非化石価値取引市場の創設の経緯について、事務局で簡単に資料をまとめております。

まず、14ページでございますが、エネルギー供給高度化法について改めて資料を添付しております。この1つ目のポツですけれども、高度化法につきましては、この3Eの実現を図るために、平成21年に制定されたものでございます。

2つ目のポツですけれども、この全てのエネルギー供給事業者は事業を行うに当たり、非化石エネルギー源の利用の促進に努めなければならないというふうに、この法律ではなっております。特定エネルギー供給事業者ということで、電気事業におきましては、前年度の電気の供給量が5億キロワットアワー以上である事業者につきましては、この判断基準に定められる非化石電源比率の目標について、達成計画を提出していただくことになっております。

その次の15ページでございますけれども、これは平成27年にこの目標についての議論が行われました。その際のスライドでございますけれども、その際には、平成26年の電気事業法第2弾改正に伴い、ライセンス制が導入されて、小売電気事業者に改正された。それから、27年4月にエネルギー基本計画が策定され、同年7月にエネルギーミックスが改定されて、再エネ、原子力の目標の見通しが立てられた。こういうことを踏まえて、基本方針及び判断基準を見直す必要があるという議論が行われました。

16ページに具体的なそのときの変更結果が書いてございますけれども、まず1つ目のポツでございますけれども、小売電気事業者の判断基準における非化石電源比率の目標については、エネルギーミックスを踏まえて、2030年における非化石電源比率を原則44%以上にするということに

なりました。省エネ法の規制と相まって、結果として2030年時点での排出係数が0.37キログラムーCO₂・パー・キロワットアワー相当になることを目指した規制体系となっております。

2つ目のポツですが、ただしということで、非化石電源比率の現状を踏まえれば、エネルギーミックスの目標はかなり野心的なものであると。共同での目標達成も認めることとしてはどうかという議論が行われておりました。

17ページでございますが、これは本年9月のこの小委員会の資料でございます。今回、この高度化法の目標達成計画をご提出いただきましたけれども、2030年度において、非化石証書を含め、非化石エネルギー源が十分に調達できる環境にあることを前提にという、前提つきではございますけれども、各社から2030年に44%以上の非化石電源比率を目指すという計画をご提出いただいているところでございます。

18ページにパリ協定の概要についてまとめております。パリ協定、報道等で先週もよく出ておりましたけれども、2020年以降の温室効果ガス排出削減のための新たな国際枠組みでございます。概要のところに書いてございますけれども、長期目標として2度目標というものがございまして、世界の平均気温上昇を産業革命以前に比べて2度より十分低く保つとともに、1.5度に抑える努力を追求と。これを各国が努力するということがパリ協定の内容でございます。日本におきましては、一番下のところでございますが、中期目標として、2030年度の温室効果ガスの排出を2013年比で26%削減することが目標となっております。

次の19ページですけれども、これを実現するための枠組みとして、高度化法、それから省エネ法、そして電気事業者の自主的な取り組みも相まって、この排出係数0.37キログラムーCO₂・パー・キロワットアワーを目指していくと。こうした取り組み体系になっているところでございます。

20ページは、この貫徹小委における非化石価値取引市場の創設に関するスライドを添付しております。2ポツ目でございますけれども、現在、卸電力取引所を経由した電気については、非化石価値が埋没している。3ポツで、この取引所取引の割合が比較的高い新規参入者にとっては、高度化法の目標達成が困難な面があると。最後のポツで、この非化石価値を顕在化し、取引を可能とすることで、この小売電気事業者の非化石電源調達目標の達成を後押しすると。こうしたことから、非化石価値取引市場が創設されたところでございます。

21ページ、これはエネルギー供給構造高度化法の現在の告示の書きぶりについて掲載しておりますけれども、このオレンジのところの下の部分でございますけれども、字がいろいろ書いてございますが、ここに書いてあることは、電気事業者は非化石電源比率を44%以上とすることを目標とすると、こういう書きぶりになっております。なお、本目標の達成に当たっては、共同によ

る達成を妨げないと、こういう書きぶりでございますが、電気事業者がこの名宛人となりまして、それぞれの事業者に対してこの44%以上の非化石電源を調達することを求めていくという判断基準になっております。

22ページからが、今回、本日も議論いただきたい内容になります。

23ページで、本日の検討事項についてということでまとめております。少し読み上げますけれども、9月のこの小委員会におきましては、達成計画の提出とあわせて、従業者からさまざまなご意見をいただいたところございまして、こうしたご意見を踏まえながら、今後、制度検討作業部会において、非F I T非化石証書の取引に係る制度設計について検討を開始するというふうにタスクアウトをしました。その上で、基本政策小委においては、非F I T非化石証書の取引に係る制度設計の検討を踏まえて、この中間評価の基準のあり方について検討を進めると。こうした検討の進め方にしていたところでございます。

今般、2つ目のポツですけれども、この作業部会におきましては、非F I T非化石証書の取引に係る制度設計について一通り議論を行ったと認識しております。

3ポツ目ですが、先ほどご紹介したとおり、この作業部会の議論では、高度化法の目標のあり方、それから公平な小売競争環境を確保する方策について、さまざま議論が及んでおります。さらなる検討を進めるに当たっては、高度化法の目標設定のあり方等について、改めてこの小委としての考え方を示していただきたいと。これは作業部会のほうでもそのような議論になっております。

また、以前からの検討の進め方でもございましたけれども、中間評価の基準の議論の進め方についても、改めて小委としての考え方についてお諮りしたいと思います。

24ページは、作業部会でのスライド、それから9月の小委員会でのスライドの抜粋となります。

25ページから、この高度化法の目標のあり方につきまして、事務局としての考え方の案をつくりましたので、このスライドについてご紹介いたします。

まず、高度化法の2030年目標につきましては、これは27年度の小委におきまして、パリ協定などの国際協定を背景としまして、電事法改正、エネルギーミックスの策定といった国内法制度や政策を踏まえて設定されていったと認識しております。その上で、非化石価値取引市場は28年度の貫徹小委での議論を踏まえて、44%目標達成を目的に創設されたと認識しております。

26ページでございます。これも読み上げさせていただきますけれども、2030年、44%目標につきましては、長期エネルギー需給見通し、エネルギーミックスに基づきまして、全事業者が努力をして今後達成していくべき目標であると考えております。高度化法判断基準におきましても、全ての小売事業者に対して努力を求めているところでございます。2030年時点での各小売事業者

に課された目標を変更するということにつきましては、全事業者が目標達成に向けて努力を行うという趣旨に照らして、不適當なのではないかと考えております。

その一方で、高度化法の中間評価の基準の設定によって、具体的に非化石証書の購入を通じた目標達成のための費用が発生する。中間目標を導入して、それを実現しようとする、証書のやりとりもありますので、そういう費用が発生するわけでございますけれども、こうした費用が発生するに当たって、小売競争への影響を精査するということも重要と考えております。

したがって、今後の進め方として、2030年44%を議論するというのではなくて、中間評価の基準の設定につきまして、小売競争への影響も精査しつつ、発電事業者の証書収入の用途制限、証書の市場供出等の制度的手当と一体的に、かつ丁寧に議論をするということとしてはどうかと考えております。具体的な検討の進め方としましては、改めて作業部会においてこの方針に基づいて議論を行って、検討結果を踏まえて本小委で改めて議論をすると、こういうことにはどうかと考えております。

最後に、27ページでございますけれども、この中間評価の基準を議論するに当たりましては、この法令の趣旨を踏まえつつ、小売競争に与える影響、小売事業者による実行可能性、非化石価値取引市場との関係等に留意しながら、先ほど申し上げた用途制限等の制度的手当と一体的かつ丁寧に検討を行うということが求められるのではないかと考えております。

作業部会におきましては、論点を整理し、その導入時期、内容についてはこの小委員会において改めて議論をする。こうした議論の進め方にしてはどうかというのが、事務局からのご提案でございます。

なお、本日の資料について、5-3という資料も添付しております。先ほど申し上げてきた内容は非FIT非化石証書ですが、5-3についてはFIT非化石証書に関してのものでございまして、このFIT非化石証書は5月から販売を行っておりますけれども、このたびトラッキングつき非化石証書の販売に係る実証実験を行いますと、こういうご案内でございます。

来年2月に販売される非化石証書につきまして、この電源種、発電所所在地などのトラッキング情報を付与する実証実験を行います。このトラッキングつき非化石証書を活用した電気を小売電気事業者が販売して、需要家が調達した場合、その電気は再生可能エネルギー由来と見なされ、需要家によるRE100の取り組みにも活用できます。これはRE100側とも調整の上、このようになりました。

非化石証書につきましては、需要家が直接買うというものではございませんで、小売事業者が買うこととなります。資源エネルギー庁においても、ぜひこういうものを買ってみたいという声が需要家企業から直接届いておりまして、小売事業者の方々、あるいは発電事業者においては、

ぜひこの取り組みに積極的にご参加いただければと考えております。

説明は以上となります。

○山内委員長

どうもありがとうございました。

それでは、今ご説明をいただきました非化石市場に係る証書の問題であります。皆さんのご意見を伺いたいと思いますが、最後といいますか、後半のほうでいろいろご議論いただきたい点ということもございましたので、こういったものを含めてご議論願えればと思います。

いかがでございましょう。どなたかご発言ございますか。どうぞ。

○川越オブザーバー

エネットでございます。

26ページの議論していただきたいというページでございますけれども、ここに書いてある内容は基本的に理解できる内容だと思っておりますが、あえて新電力としての意見を述べさせていただきます。

ここでも述べていますけれども、我々新電力は公平な競争環境が確保されていることを前提とした上の高度化法だと考えております。そういう意味では、現時点で電源調達環境のイコールフティングが図られておらず、また道半ばだと考えております。

そういう中で、多くの旧一電、一般電気事業者の発電部門と小売部門は一体的な経営になっており、そのような中で高度化法の目標が一律というのは、非常に新電力の競争力が劣後し、ゆがめられるような懸念を感じます。ぜひ中間目標の検討においては、もしくはいろんな検討した提案をされていますけれども、その進捗状況によっては、2030年の目標においても、全事業者一律を前提とするのではなくて、足元の非化石化率とか非化石電源の保有状況を踏まえた公平かつ実現可能な目標設定の検討をいただくようお願いしたいと考えております。

以上です。

○山内委員長

そのほかにご意見ございますか。大橋委員、どうぞ。

○大橋委員

ありがとうございます。この高度化法の過去の経緯まで丁寧に、改めて復習させていただいてありがとうございます。

そもそも、まず目指すべきところというのは、0.37キログラム-CO₂・パー・キロワットアワーを達成するためにどうするのかというのがそもそもの大きな目標だったはずで、それは省エネと、あと非化石でやっていくのだということの中での非化石の扱いというふうなご説明だった

と思います。

当時を思い出ししてみると、ここに共同での達成を妨げないと書いてあるのですけれども、そもそも賦存量に差があったことというのは既に当初からわかっていた話で、それがゆえに協議会などがつくられて、それで共同でやっというところが、多分、当初は観念されていたんじゃないかなというふうに思っています。そういう意味で言うと、個社が達成しろというのは最初から無理な話なので、だから共同でやっというところだったと思うんですけれども、ただそれがうまくいってなかったのかなと。ちょっとこの現状がどうだったのかというところがあるのだと思いますけれども、それで、今の話は個社ベースになっているのかなというふうな感じを受けています。

仮に個社ベースだとすると、これは44%と言われても達成できない難しい部分というのはあるのは、共同でなければそういうふうな話になってしまうだろうなど。じゃ、どうするのかという問題提起は私もあるのかなと感じます。

ただ中間評価を変えるのは構わないのですが、この中間評価を変えた最後の出口は、最終目標はきちんと達成できているという話に、どうつながるのかというのがちょっと見えなくて、その接続が問題の一つかなと思います。

いずれにしても、イコルフットィングは重要だと思います。他方で、制度がシンプルであって、きちっとこの最終的に44%に着地できているんだという姿は、他方でパリ協定等いただいた中で、非常に重要な、2030年に向けては少なくとも重要な話ではあるので、そのあたりはきちっと精査できるというか、ちゃんと達成がうまくいっているんだということがぱっと見てわかるような姿をとっていかないといけないだろうと思います。

あわせて、どうせ見直すのであれば、5キロワットアワーという、多分線が引いてあるはずなんですけれども、このあたりも実は漏れがあるなという感じはして、こういうところもこの際であれば目配りしてもよろしいのかなという感じはしています。

以上です。

○山内委員長

松村委員、どうぞ。

○松村委員

まず、ここで書かれている理屈で、44%全ての事業者が努力すべきだから、個社に44%均等に割り当てるなどというのは、物すごい論理の飛躍があると思います。

枠組みとしては、省エネ法と非化石で達成するという大もとがあるので、その部分を変えろという議論もあり得るかもしれないけれども、少なくとも作業部会が出てきたのはそういう議論で

はないと私は理解しています。全体として44というのはとりあえず受け入れるとして、これを、44を全部同じように個社に割り当てるのかという話をしている。

例えば全く同じ理屈で、二酸化炭素を別のやり方で抑制することを仮に考えたとして、経済全体で100の排出に抑えるために、排出量として100を設定するとする。量は100ということはもう決まっている。全ての二酸化炭素を出している事業者が一丸となって、全体として100に抑える点については合意したとする。でも、そのときに、例えばオークションというやり方で、全部スタート地点の差を一切考えないで買ってくるのだから、それと矛盾していないし、あるいはグラントファザリングで、今までの排出実績に合わせて枠を配分するのだから全体目標に矛盾していない。何でそのときには同じでないとその目標に矛盾していると言えるのか、何で一丸となって努力しているというのが、その排出量取引なら、オークションならそう言えるけれども、グラントファザリングならそう言えませんと、何でそう考えなければいけないのか。私は論理に物すごく大きな飛躍があると思います。

次に、でもそもそも何でこんな議論になってきたのかというと、作業部会のほうで事務局案として出てきている対策案が、私はていたら良かったからだと思います。どうしてかという、それは使途制限しか出てこない。使途制限というのが、それ自体も問題があると言う人もいますが、それ自身は余り意味がないというか、効果がないと言う人もいて、あるのはいいかもしれないけれども、これである種のイコールフットィングを図るなんていうのでは全く力不足だという人もいる。いろんな意見がある中で、力不足だという反論が多く出てきている。

例えばこれが、旧一般電気事業者は総括原価と地域独占に守られていた時代に、水系とかはもう押さえているわけですね。今さら開発することはできない状況で、圧倒的なアドバンテージを持っている状況で、それについては当たり前のように権利は全部与えることを前提として、その中で使途制限などという緩い議論しか出てきていない。そうすると、圧倒的に新規参入者と既存事業者でハンディキャップがあるのにもかかわらず、その権利は当然に全部割り当て、使途制限しかない。しかも原発のメンテナンスとか水力のメンテナンスとかでお金がかかるのはわかるけれども、その入ってきた収入がどのみち自然体でもやらなければいけないコストを下回れば、使途制限なんて面倒くさいというか、管理のコストが上乗せされるだけで、ほとんど何の意味もないことになる。そんな緩いもので、そのハンディキャップの部分は基本的に解消ですねなどと言われたって、新規参入者は到底やっていけないということ。

すごく極端なことを言うと、総括原価と地域独占に守られていた時代のものは一切割り当てないという考えもあり得る。これはいくら何でもおかしい。当然メンテナンスだとかをした結果として動かせるのだから。そういうことはあるけれども、でもそれってこれから開発する事業者は

100%だとして、開発してあとはメンテナンスというだけの事業者、しかもそれは総括原価と地域独占に守られていた時代に独占事業者としてやれたアドバンテージがある時代にできたものに100%同じように権利を割り当てるのですかという議論が、私は当然必要だと思います。

その上で、仮に全てを割り当てるわけではないということ、例えば8割の部分はこれから新たにつくる制度に基づく財産権なわけですから、8割の部分は割り当てないで、これは全体の利益のために使う。2割分しか割り当てない。こういう制度にしたとすると、もともとアドバンテージがあったわけだけでも、そのアドバンテージの一部しかもらえないということになるから、ある種のハンディキャップはそこでかなりならされることになり、それなら44%みんなに割り当てても、新規参入者は競争できるかもしれない。こういう議論はあり得るかもしれないけれども、そのことについては使途規制のようなことしか議論されていなくて、事務局に何度も何度も新規参入者も含めて要請しているのだけれども、もう頑としてこれしか出てこないことを前提にして、それで業を煮やして、それなら44%なんかで到底やっていけないじゃないかということで、ここの見直しも必要という議論が出てきた。

一体に議論すべきだということを行った人は1人や2人じゃなかったと思いますが、それはそういうこと。明らかに初期時点で大きな差があるのに関して、44ではなく、最初から目標値、もちろん今よりも大きく改善されている目標値を当然与えるわけですが、その目標値のレベルで変えてイコールフットィングを確保することもあり得るし、全部は割り当てないということによって、巨大なアドバンテージを均すこともあり得る。

したがって、どっちもあり得るものなので、全部に44%を割り当てるのがあり得ないとは思わないけれども、全部に44%をとしたら、別のほうでちゃんとカバーしてほしいし、そっちをカバーしないことを前提とするなら、44でやったら本当に新規参入者は壊滅しかねない。もちろん、この後の規制の詳細な制度設計にもよるわけですが、本当に壊滅しかねないということを心配して、こういう議論が出てきたわけです。

したがって、今日ここで事務局の案のとおり44%とし、最終的な仕上がりは44%みんな割り当てることを決めたとして、この後、作業部会のところに戻ったら、そのことをまるで忘れたように、そこは決まったことです、当然に権利を全部割り当てますという議論が始まったら、本当に壊滅的なことになってしまう。もしそっちでそうなるのならこっちの目標を変えてほしいし、こっちの目標をこのまま維持するにはそっちでちゃんと考えてほしいということだから、2つは一体だということ、同時に議論しなければいけないということ。このような意見が作業部会でも出てきたということは、ぜひ留意していただきたい。

ここの委員会の責任で44%をみんなに割り当てる。それは当然ですね。途中段階はともかくと

して、最初の仕上がりはそうしますねと決めちゃって、それ以外に選択肢がないという整理をしたとすれば、今後の作業部会の選択肢が著しく狭まる。もう新規参入者が壊滅してもやむを得ないとするのか、あるいは新規開発と総括原価と地域独占に守られた時代に既に開発されたものに大きく差をつけるのかしか選択肢がないということになりかねない。この点私たちは認識した上で、それで44%でいいという賛成意見がもし本当にあるとするならば、そう言うべき。

私は、ここでコミットすることが本当にいいのか、とても疑問に思っています。

以上です。

○山内委員長

わかりました。

そのほかに、どうぞ、大石委員。

○大石委員

ありがとうございます。

今の松村先生のお話に近い意見です、そもそもこの話が出てきたのは、貫徹委員会での話だったと思います。そのころはもう少し原子力が再稼働するだろうと見込まれていて、その予想もあり、非化石44%という目標がつけられたのではないかと考えています。

現状、またこれからの状況はというと、やはり原子力についてはこれから新規参入事業者が原子力発電所をつくるのはまず無理です。それから大型水力にしても、これから新たに今の日本で大きなダムをつくることは難しいということを考えると、やはり事業者の公平性の面から考えて、一律に44%というのはかなり無理があるのではないかと、と今の先生方のお話を聞いていて思いました。

電力自由化のそもそもの目標は、さまざまな事業者が参入して、その中で消費者が電気を選べるようになること。それからもちろん安定供給、それから電気料金ができるだけ上がらないということが自由化の目標だったわけで、そこからいっても、このまま一律に44%を個々の事業者に同様に課す、というのは難しいと思います。

ただ、やはり最終の目標としては、パリ協定も含めて、それぞれの事業者が最大限非化石に取り組む、その姿勢というのは絶対に必要だと思っていますので、数値を今後どうするかというのは別にして、その最終的な目標は見誤らないようにし、しかし新規技術の導入など実現可能な方向で考えていただきたいと思っています。

以上です。

○山内委員長

次は村松委員ですね。どうぞ。

○村松委員

事務局も制度設計部会も非常に丁寧な議論をしていただきましてありがとうございました。

大橋委員と同じく、この44%の議論を当初したときに、確かに共同達成という話があったなどというのは私も記憶しておりまして、あとプラスして、ちょっとおまけのような感じもしますけれども、非化石電源比率だけではなくて、それ以外のCO₂排出削減への取り組みもあわせて評価すると。ちょっとぼんやりした形ではあったんですが、そういう議論をされていたのかなというふうに思っておりましたので、ここで44%一律各社達成というのは非常に違和感を感じたところではありました。

今回、非化石電源を持つもの、持たざるものの格差をどう整理していくのかという話で、非常に極端な整理かもしれませんが、2軸として、目標はもう一律44%だと、そのかわり仕組みでカバーしていきましょうという整理の仕方が一つと、もう一つは、目標設定はもう少し柔軟性を持たせていいんじゃないか。そのかわり収入の使途も自由に任せる、収入を得られたところの自由に任せるというような、この2軸の整理、対決になっているのかなというふうに理解いたしました。

でも、いずれもメリット、デメリットあるんだと思っております。1つ目の、仕組みでカバーする、用途制限を設けるという点につきましては、松村委員からも、ちょっとこれはというお話がございましたけれども、会計の観点で見たときに無理があるというふうに考えております。

用途制限を本当にやろうとすると、極論すると、もう別会社に収益と収入を帰属させるぐらいのことをして、さらにもととの発電事業者との間で資金移動の制限を設けるぐらいのことをしていけないと、実効性が保たれないんじゃないか。今の一般事業会計、電力とは違う普通の世界では、そういった形の別のアカウントで設けているというのは、年金とか退職金とか、それぐらいしかないんですよね。外にファンドを設けて、完全に別会計です、会社が手を出せませんというふうにやるのは、それぐらいしかありませんので、今回の非化石電源価値の売却収入を、結局事業に環流してくるわけですから、これを別会計でやるというのは違和感を感じるどころです。

また、非化石電源をお持ちの会社としても、収益計上して課税対象となるけれども、用途制限を設けられるというのはどうなのという話もあると思いますし、またそれぞれの事業者としてビジネス上の経営判断に制約がかかるというのは、今の自由化競争を進めていっしやる中で、相反した手当てなのかなというふうな理解はしました。

もう一方の、目標に柔軟性を持たせましょう。これ最初の44%をやめましょうと言っているわけでは全然ないんですけども、個社なのか共同なのかということも含めて、もう少し柔軟性を持たせましょうということなんだと思います。

小売競争の環境的にはイコールフットイングということを目指していくんだと思うんですけども、その結果、持っていない人というの、例えば目標をちょっと下げてくださいました。その結果、何が起きるかという、非化石電源価値の証書を購入するという取り組みがちょっと後ろ倒しになる結果、例えば排出係数の引き下げに遅れが生じるですとか、先ほどご案内ありましたけれども、RE100に使えるトラッキングできる非化石証書、こういったものへのアクセスというの遅れてくると、例えばそういったCO₂排出削減に意識の高い需要家の方にアピールするというようなビジネスもできないということになってきますので、いずれもどちらの事業者側にメリット、デメリットがあるのかということにはございますけれども、もう少し柔軟な考え方をしていかなければならないのではないかと。

目標維持ですね、44%個社というのに硬直的にこだわらないで、柔軟な検討をしていただくのが望ましいのではないかと。会計の観点というのは申し上げましたので、余り無駄なコストをかけることはやらないほうがいいんじゃないかなというのがこちらの意見です。

以上です。

○山内委員長

次、柏木委員、どうぞ。

○柏木委員

高度化法案が成立したのは、確か民主党政権前の自公政権の二階さんが大臣になったときであります。私は国会参考人となったことがあり、随分いろんな検討をしましたが、要は化石から非化石への流れをつくるための法律であり、非化石燃料の割合というものをある程度規制するというのには意味があると思っております。

例えば、今ここで議論されている44%という数値は、エネルギーミックスのときに、将来の電源構成として一定規模のCO₂削減を達成するためには、44%程度の非化石燃料の電力が必要になるという答えだったんです。

ただ、化石燃料系はまだ56%残っているわけですから、それが天然ガスシフトするのか石炭シフトするのかによって、全然答えが違ってくるわけです。もし、こういうエネルギーミックスであれば、そのCO₂排出原単位が0.37kg-CO₂/kwhだと仮定すると、パーセンテージで非常に小さな電力を売っている新電力が、パーセンテージで規制を受けるというよりも、原単位で0.37 kg-CO₂/kwh以下であればいいわけです。将来的にはどういう電源構成になるかも、原子力は一応30基程度が稼働するだろうとの予測はできますけれども、実際にどのぐらい稼働するかもわかりませんので、まずは2022~23年なのか、2025年なのか、中間の目標値を定める。その目標値を定めるときにパーセンテージで一律というのは厳しい気がしますので、現状のCO₂排出原単位に対し

て、0.37 kg-CO₂/kwhを目標にしつつ、どうするかです。

旧一般電気事業者は0.5 kg-CO₂/kwhぐらい出しており、中間目標に対してどの程度のCO₂排出原単位を各社が出しているかというのをチェックして、一律何%削減とかということを行いな
がら、最終的には、2030年に考えている電力ミックスが実現したときに、結果として44%になる
ようにすれば、COP21における日本の世界に対する発信というのは生きることになると思っ
ています。

総括しますと、まず、パーセンテージなのか、CO₂排出原単位なのかを明確にするというこ
とです。そして、中間目標に関しては、個社のデータをきちっと整理した上で、何らかの措置で
何%削減のような形で、なるべく2030年度の削減総量の最終目標に向けて近づけていくという辺
りまで考えるのが妥当ではないかと思えます。 以上です。

○山内委員長

次は、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。

いわゆるミックスのいいバランスをと言いながら、2030年のエネルギーミックス、あるいはそ
れを前提にしました我が国の温室効果ガスの削減目標達成というのは、現状、残念ながら新規制
基準ができてからもう既に5年たつわけですけれども、9基しか原子力発電所が稼働していない
ということもありまして、なかなか難しい、決してたやすい目標じゃないというふうに考えます。

したがって、電力の世界で申しますと、やや情緒的な話で恐縮ですが、やはり私どもが一
生懸命国民の皆さん方に原子力の安全性というものをご理解いただけるように努力をした上で、
再稼働するということがありますけれども、火力も含めた全ての電源がそれぞれの立場で自分た
ちの役割を果たすということが大事だと思っていて、その意味では、非化石電源につきまし
ては、既設も含めて証書収入というものが全て入ってくると、それが生じると。そして、そのこ
とによって維持、あるいは新たな開発というものが後押しされるということが大事だというふう
に思っています。

一方で視点を変えまして、事業者という観点から申し上げますと、やはり電力事業にかかわる
全てのプレーヤーが責任を負うということが非常に重要だと思っておりますし、非化石電源と小
売事業者との関係から申しますと、ひとしく同じ後押しをします。すなわち現行の小売でありま
すように、44%の目標達成に向けて努力するということが必要ではないかなというふうに考えて
います。

ちなみに、先ほど柏木先生からお話がありました排出原単位ですが、現行で言いますと新電力

さんと私どもほとんど変わりません。ようやく去年は少し差が、電力のほうが下、本当の0.0幾つの世界だったと思いますが、それまではもちろん新電力さんのほうが排出原単位が低かったという事実がございます。

それからもう1点、先ほど村松委員からおっしゃいましたが、人といいますか、そういうことを分けることについての困難性のご指摘がありました。会計の専門家からのご指摘ですので、そういうことだろうと思いますが、ちょっと私は勘違いをしているかもしれませんが、現在の託送料金、これはかつての一貫体制のときもそうですし、現在もそうですが、いわゆる超過利潤というところにつきましては用途制限がかかっていたというふうに私は理解しております、そういう制度、これはガスさんもそうだったと思いますけれども、そういうことも一応あるということは事実だというふうに思っております。

以上でございます。ありがとうございました。

○山内委員長

いろいろご意見いただきましたけれども、時間の関係もございますので、この辺にしたいと思えます。

皆さんいろいろなご意見をいただきましたので、これは事務局のほうでそれを受け取っていただいて、またその上での議論を進めていただければというふうに思います。どうぞよろしく願います。

それでは、次の議題に進みます。次は適正な市場メカニズムと需給確保のあり方について、それから電気料金の経過措置に関する検討課題について、第3弾改正法施行前検証、これは電気料金の検証と。これにつきまして事務局からまとめてご説明をお願いしたいと思います。

○下村電力産業・市場室長

それでは、時間も限られてございますので、資料6、7、8を一貫でご説明させていただければと思います。

まずは資料6をごらんいただければと思います。インバランスに係る検討課題でございます。

1スライド目に本日の議論の位置づけを示してございますが、本日はここまでの議論も踏まえまして、新たなインバランス算定におけるP-V1、V2の決め方、それから足元、いわゆる、Lの決め方と。それからFIT制度のもとでの再エネ予測分への対応という3点についてご議論いただければと考えてございます。

おめくりいただきまして、まずは1点目でございます。スライド4をごらんいただければと思います。こちらは前回の議論の振り返りでございます。前회のご議論でインバランス料金は、例えば系統需給が不足しているような場合には、左側の表にございますとおり、V1、すなわち調

整力価格をインバランス料金として適用することを基本としつつ、市場価格PがV1よりも大きくなってしまふような場合には、インバランスに依存してしまうというインセンティブが発生してしまうことを防ぐため、こうしたBGに対してはインバランスをPに補正をして適用するといった考え方を示させていただきます。

スライド8をごらんいただければと思います。そこで、詳細の1点目の論点でございますけれども、じゃ、この需給の不足、あるいは余剰の判定をどのように行うのかといった論点がございます。現状では、エリア内で寡占的な事業者による戦略的な行動を抑制するといった観点から、インバランス料金の予見可能性を低下させるべく、全国大のインバランスが不足となる場合には、アルファとして1以上の係数を、余剰となる場合には1以下の係数を乗じる仕組みとなっております。

しかしながら、全国単位でこうした判定を行うと、例えば、全国的には需給は余剰しているんだけど、連系線制約によりまして、特定のエリアでは不足となっているような場合には、そのエリアでは市場調達をするインセンティブが働かなくなってしまうと。こういった課題も生じてございます。

この点、新たな仕組みを導入する場合、エリア単位で不足あるいは余剰を判定することといたしましても、現状では2021年から3次の②という比較的低速な調整力から取引を開始すべく、需給調整市場の詳細設計が行われているところでございますけれども、この市場では、連系線に空き容量がある限り、調整力の広域運用の結果として形成される調整力価格をインバランス料金とすることが基本となるということでございます。

こうした仕組みとなりますと、戦略的な行動というのはいずれにしても困難となると考えられることから、この需給判定の仕組みはエリア単位で判定することを基本とすることとしてはどうかというのが、このスライドで示させていただいているご提案でございます。

なお、連系線に余裕があり、調整力の広域運用が行われる場合には、その運用の結果として形成される価格を用いることを考えてございます。また、補助的施策として市場価格Pで補正を行う場合にも、同様にエリア価格ということになるかというふうに考えてございます。

スライド9をごらんいただければと思います。2点目の論点でございます。

現在、需給調整市場においては、ゲートクローズ後の調整力について、メリットオーダー順に発動されて、その価格はマルチプライスで精算される方向で検討が進められてございます。この場合、稼働した調整力の価格が複数存在することとなりますので、インバランス料金として採用する調整力価格については、限界価格を使うのか、それとも平均価格を使うのかといったのが論点となると考えられます。

この点につきましては、実需給断面における電気の価値をインバランス料金に反映させる観点からは、実需給断面においてさらにもう1単位電気を多く利用する場合に必要なコストがその瞬間の電気の価値と考えられることから、この下の図に示してございますように、限界的な費用を用いることが適当ではないかという考え方をお示しさせていただきます。ただし、こうした価格を用いる場合、一般送配電事業者に余剰がたまるということになりますので、こうした余剰収支につきましては系統利用者に適切に還元を行う仕組みとこのをあわせて検討することが必要ではないかというふうに考えてございます。

また、補正に用いるPにつきましても、こうした限界的な価格を用いることが基本と考えられますけれども、他方で現状では時間前市場の取引は非常に少ない。そうしたことに伴いまして、市場価格の指標性が正しいのかと、こういった論点もございまして、また需給が逼迫する場合には停電の社会コストにも留意が必要であるといった点、さらには市場取引が停止、あるいは再開した場合の料金と、こういったことについても検討する必要があると考えられます。

そこで、今後の検討の進め方、スライド11をごらんいただければと思います。

こうしたかなり専門的な検討もこれから必要となってくるということでありまして、今後の詳細検討につきましては、電力・ガス取引監視等委員会において、この議論についてさらなる深掘りをしていただければどうかということでお示しさせていただきます。

また、需給調整市場の創設も見通しまして、2021年4月を目途にこうした新たな仕組みが稼働できるようにすべく、5月を目途にこの検討を詳細に行っていただきまして、その後、おおよそ2年というスケジュール感で、一般送配電事業者におきましてシステム開発を進めていただくと。こうしたスケジュール感で今後進めさせていただくこととしてはどうかというのが、こちらのスライドのご提案でございます。

続きまして、2点目の論点。足元の対応、すなわちKとLの設定に関する論点でございます。

少し飛ばさせていただきます、スライド15をごらんいただければと思います。前回のこの委員会でのご議論では、KとLの設定に当たりましては、ここにお示ししている3点、すなわち①逆インセンティブの発生の抑制により、一定のBGの行動の変容を促すことができること。2番、スモールスタートで開始すること。3番、一般送配電事業者のインバランス収支がおおむね均衡することといった3点を考慮事項としてお示しさせていただきました。

スライド17をごらんいただければと思いますが、こちらに本年4月から9月の半年間のインバランス実績に基づいたデータの分析結果を示してございます。

この表の見方でございますけれども、例えば東京エリアの列の不足側という、上半分の数字をごらんいただければと思いますけれども、現状では市場価格に対してインバランス料金として適

切なインセンティブ、すなわち市場価格よりも高い価格というインバランス料金となっているこま率、これが77%ございます。これに対しまして、東京でいいますと0.04円加えるといった補正を行いますと、適切なインセンティブが80%のこままで達成できると、0.64円の補正を加えると90%のこまで実現できると、20.22を足すと100%が達成できると。こういった見方となっております。

スライド19をごらんいただければと思います。こちらに検討結果を示してございますけれども、まず①一定のBGの行動の変容を促すことができるという観点からは、余りに補正が小さいとBGの行動は変わらないのではないかとといった観点からは、スライドの17の数字をごらんいただきますと、不足、余剰ともに90%以上の補正は必要ではないかという考えをお示ししてございます。

また、スモールスタートで始めようといった観点からは、いきなり20円、40円といった補正を行うということは、今回かなり思い切った定数での補正を行おうという手段を用いる観点からは、やや極端であるかというふうに考えられます。

さらに、一般送配電事業者の収支という意味では、スライド18にお示ししてございますけれども、この4月から9月の半年の収支で見ますと、例えばこの不足、余剰ともに90%といったところで設定をいたしますと、一定の黒字が見込まれるということでございます。こうした観点からは、ここでは一定以上のインバランス収支は、利用者に適切に還元する仕組みを検討することをお前提といたしまして、余剰、不足ともインセンティブを90%と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。

続いて、スライド21をごらんいただければと思います。こちらは、今月の電力・ガス取引監視等委員会の制度設計専門会合において示された資料でございます。ここでは、再エネ出力制御の実施時のインバランス料金については市場価格を十分に下回るような設定が必要ではないかと、こういったご議論、ご提案というのがなされてございます。次回以降のこちらの委員会でも、このあり方についてはあわせて整理をさせていただければというふうにご考えてございます。

スライド22でございますけれども、本日ご議論いただきました結果も踏まえまして、2019年4月、来年度よりK、Lの補正を開始することを念頭に、さらに需給逼迫時ないし出力制御時のさらなる補正についても、引き続き検討を深めさせていただければというふうにご考えております。

3点目、FIT制度のもとでの再エネ予測変動分への対応でございます。スライド25をごらんいただければと思います。こちらは本年5月にお示しした資料でございます。本日はこの検討の深掘りという位置づけでございます。

スライド26をごらんいただければと思います。FIT制度のもとでは、再エネの全量買い取りを実現する観点から、BGでなく一般送配電事業者が再エネ出力の計画予測値をBGに通知をす

るというFITインバランスと。これ①といった仕組みがございます。

この予測のやり方でございますけれども、例えばパターン1をごらんいただきますと、気象庁から前々日3時の気象予報配信を受けまして、気象予報事業者が日射量予測値を計算をし、一般送配電事業者に通知をします。一般送配電事業者はそのデータをもって前々日16時にFIT特例①の出力量を計算すると。こういったフローで業務が行われているわけでございます。

スライド27をごらんいただければと思いますけれども、じゃ前々日などではなくて、前日など、例えば実需給に近いデータを使うともっと精度が上がるのではないかと、こういったご議論もあるところでございますけれども、こちらがそのデータでございます。一番右側に1日後ろ倒した場合の改善率を示してございますけれども、例えば東京エリアにおきましては15%の改善が見られるというわけでございますけれども、四国エリアでは逆に7.8%悪くなってしまうと。こういったデータも出てきてございまして、予測精度をどうしたら上げることができるのかといったことについては、さらなる分析が必要かというふうに考えてございます。

スライド28をごらんいただければと思います。また、運用上のフローでございますけれども、右下の点線枠囲いの中にもございますけれども、現在は前々日の16時にFIT予測値の通知が行われて、その後、このBGは自分の事業見込みと、それから通知を受けたFIT電力量を踏まえまして、前日10時のスポット市場で取引を行い、その結果を踏まえて、前日12時までに翌日の需給計画を広域機関を経由して一般送配電事業者に提出をします。こういった業務フローで業務が行われています。

また、一般送配電事業者は全BGの計画を取りまとめ、エリア全体の需給計画を取りまとめまして、再エネが余剰すると見込まれる場合には電源3の抑制、あるいは広域周波数調整といったものを行って、それでもなお余剰が見込まれる場合には、再エネ事業者に対しまして出力抑制の指令を行っている。これが前日の16時といったタイミングになります。現状では、全ての再エネにオンライン制御機能がついているわけではございませんので、前日の業務時間中にこうしたご連絡を差し上げる必要があるということで、こうした業務フローとなっているわけでございます。

また、スライド29で、こちらも電取委の議論の紹介でございますけれども、FITインバランス量がすごく大きくなってきているといった問題意識から、時間前市場における環境整備についてご議論が行われているところでございます。

スライド31をごらんいただければと思います。こうした再エネ起因のインバランスを小さくしていくということは、必要性は非常に重要であるわけでございますけれども、じゃどうしたら予測精度が上がるのかと。また、今の業務フロー全体を考えたときにどうあるべきなのかといった

ことについて、実務的に実現可能な方策というのも引き続き検討していきたいというふうに考えてございます。

こちらの資料の説明は以上でございます。

そして、続けて資料7をごらんいただければと思います。

こちらは電気料金の経過措置に関する検討課題でございます。前回は農事用電力の料金メニューに関しまして需要家からのヒアリングを行わせていただきました。今回はそれ以外のメニューにつきましてもアンケートを行いましたので、その結果をご報告させていただくものでございます。

農事用については少し時間の関係もあって割愛をさせていただきます。

スライド11をごらんいただければと思います。こちらは公衆街路灯向けの料金メニューについてのご意見でございます。

新電力からは、官公庁が多数の街路灯を積極的に入札にかけるのであれば参入したいという声があった一方で、契約ロットが小さいとか、手続きが煩雑であると、こういった声もあったところでございます。一方で、需要家側からは、競争入札に関心を持っているといった声も聞こえてきてございます。

スライド13をごらんください。こうした声も踏まえまして、今後は公衆街路灯に係るスイッチング手続の簡略化、あるいは需要家による競争入札を後押しするための仕様書のひな形作成といった方策も考えられるのではないかという形で、この課題を整理してございます。

スライド15、16で、需要家の取り組み事例をご紹介します。時間の関係で割愛しますが、なかなか興味深い事例でございますので、ごらんいただければと思います。

スライド17をごらんいただければと思います。ここでは定額電灯、臨時電灯、臨時電力に対して寄せられましたご意見を紹介してございます。新電力からは、現地確認が必要、工事会社との契約事務手続が煩雑といったご意見から、より一般的なご意見まで含めて、幅広くご意見を頂戴してございます。これらにつきましては、市場全体の競争環境整備に関する課題として、今後の検討の参考とさせていただければと考えてございます。

スライド18をごらんください。今後のこの検討の進め方を示させていただいてございます。

4ポツ目に書いてございますとおり、次回以降、農事用電力メニューを提供している大手電力会社から、本メニューの利用実態ですとか、前回需要家からのご意見も頂戴いたしましたので、それらに対してどう考えるかといったご意見を聴取すると。

さらには、農水省さんのご協力もいただきまして、農事用電力の需要家に対する支援施策等についてご説明いただくこととしてはどうかと考えてございます。

資料7は以上でございます。

最後に、資料8をごらんいただければと思います。第3弾改正法施行前の検証でございます。

スライド1をごらんいただければと思います。こちらは前々回からお示しさせていただいているスライドでございますけれども、改正電気事業法では、第3弾法施行前、すなわち法的分離に先立って検証を行うことが規定されているということで、この場で検証を行わせていただいているものでございます。

スライド2でございますとおり、本日はこの検証項目のうち、料金水準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3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社の電気料金の平均単価の推移を示したグラフでございます。

1995年に第1次制度改革といたしまして、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年には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、F I T賦課金の影響を除きますと、料金水準は約14%の低下が見られるということでございます。

さらに、東日本大震災に伴いまして多くの原発が停止しているという影響も踏まえまして、燃料費影響を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。他方で、東日本大震災以降は、燃料費の増大及びF I T賦課金の影響に伴いまして、料金水準が上昇傾向にあるということでございます。

スライド4をごらんいただきますと、その2010年度以降の料金水準の詳細を示してございます。

2017年度の家庭用の電灯料金は、2010年度比で約16%の上昇が見られます。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、原油価格の高騰が見られた2014年度には非常に電気料金も大きく上昇してございましたけれども、その後の燃料価格の下落等により、料金水準はやや低下をしていると。それでもなお2010年度と比較いたしますと、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6をごらんいただければと思います。東日本大震災以降、各社で規制料金の値上げが行われてまいりましたけれども、原発の再稼働等を受けまして、関西電力では値下げといった動きも出てきているところでございます。

スライド7をごらんいただければと思います。こちらは家計支出と電気代の状況を示してございます。人口5万人以上の市における2人以上の勤労者世帯の家計支出に占める電気代、こちらは総務省の家計調査統計によるものでございますけれども、こちらは燃料費、あるいは気温の増減などを背景に、毎年増減があるところではございますけれども、家計に占める割合はおおむね

3%前後で推移しているということでございます。

また、1カ月当たりの使用電力量は、東日本大震災以降、減少傾向となっております。

スライド9は、こちらは既に説明させていただいておりますけれども、特に全面自由化以降は新電力のシェアが堅調に推移をしているということでございます。

スライド10をごらんいただければと思います。こちら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。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ます。

スライド11は、これをエリアごとに見たものでございます。

スライド12をごらんいただければと思います。こちらは東京エリアを例にとりまして、新電力単価を青色の折れ線グラフ、それから託送料金単価にスポット市場取引単価を加えたものを棒グラフで示してございます。これをごらんいただきますと、例えば夏場や冬場は、新電力は需要家からの料金収入に対しまして、託送価格、それからスポット市場価格を支払うと、ほとんどマージンが残らないと。それこそ2018年の2月などの非常に気温が低くて市場価格が高いといったような場合には、逆ざやが発生しているといった状況になるというのがごらんいただけます。

他方で、春や秋といった端境期は少々余裕があるということで、こうした年間を通じて利益を稼いでいるというのがビジネスモデルではないかというのが推測されるところでございます。

スライド13では、大手電力による域外進出の動きについてご紹介してございます。

黄色の棒グラフにございますとおり、かなり安い単価で域外進出をしているといった様子がごらんいただけます。

それから、スライド14をごらんいただければと思います。こちらは電気料金水準の国際比較を示してございます。

諸外国の電気料金は、IEAのデータを引用してございますが、その所見が異なる場合もございますので、単純比較は難しい部分もございますけれども、左側には家庭用の電気料金を示してございまして、このデータからは、日本はイギリスやフランスよりちょっと高く、ドイツやイタリアよりやや低いといった水準で推移をしていると。また、ドイツ、イタリアでは非常に大きく増減をしているところ、日本は比較的安定的に推移をしているといった様子がごらんいただけます。

スライド15、16、17は料金メニュー数の傾向でございます。

スライド15をごらんいただきますと、料金メニューは直近では1,319メニューに増加してございまして、スライド16、17にございますように、例えばいろんなものとのセット販売ですとか、時間帯別料金、あるいは特定時間帯を無料にするといったメニューまでさまざまなメニューがあ

らわれていて、需要家の選択肢は拡大しているのではないかといった状況をお示しさせていただいてございます。

スライド18では、燃調のメニューがほとんどであるといったファクトについてお示しをさせていただいてございます。

大分大急ぎでご説明しておりますけれども、最後、スライド19が総括でございます。

電気料金は第1次制度改革前と比較いたしまして、再エネ賦課金の影響を除きますと低下傾向にあると。しかしながら、東日本大震災以降は原発停止等を受けまして上昇傾向にあるということでございます。こうした中、新電力の参入は着実に進んでおり、大手電力の規制料金に比して割安なメニューも提供されるようになってきていると、またメニューの多様化も進んできているということでございます。

引き続き、今後ともこうした状況についてはフォローアップをしていきたいと考えてございます。

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。ちょっと時間がタイトで恐縮でございますけれども、内容的にはある程度報告事項的なものが多いのであれですが、これについて皆さん、ご意見、ご質問があればご発言願いたいというふうに思いますが、いかがでございましょう。

最初のインバランスのメカニズムのやつは、少し監視委員会のほうでご検討いただくと、こういうことで進めたいということですね。そこが基本かなと思うんですけどね。ほかにいかがでしょうか。特によろしゅうございますか。

それでは、特にご意見ございませんようですので、事務局におかれましては、本日も説明いただいた、ご議論いただいた点も踏まえてご検討いただきたいというふうに思います。

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。長時間にわたり活発にご議論いただきましてありがとうございました。

これをもちまして、第14回電力・ガス基本政策小委員会を閉会といたします。本日はどうもありがとうございました。

午後2時55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