

総合資源エネルギー調査会
電力・ガス事業分科会 第9回電力・ガス基本政策小委員会

日時 平成30年5月18日（金）12：50～15：26

場所 経済産業省本館17階国際会議室

○小川電力産業・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9回の電力・ガス基本政策小委員会を開催します。

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、またお暑いところをご出席いただきまして、ありがとうございます。

本日、石村委員におかれてはご欠席、廣江オブザーバーにおかれては途中ご退席とのご連絡をいただいております。

また、前回から、委員、オブザーバーの交代がありましたのでご紹介いたします。

組織内の人事異動に伴いまして、日本商工会議所、市川委員から、このたびより森委員にご参加いただいております。

また、日本ガス協会におかれましては、幡場オブザーバーにかわりまして、沢田オブザーバーにご参加いただいております。

以降の議事進行は山内小委員長にお願いすることといたしますので、よろしく願いいたします。

○山内委員長

それでは、議事次第に従いまして進めさせていただきます。

本日の議題ですけれども、まず第1に「電力・ガス小売全面自由化の進捗状況」、それから2つ目が「2018年1月～2月における東京エリアの電力需給状況」、それから3番目が「2018年度夏季の需給見通し及び需給対策の方針（案）について」、それから4番目が「効率的かつ安定的な電力需給バランスの確保に向けた制度環境整備」、5番目、「電気料金の経過措置の撤廃を想定した検討課題」、6番目、「電力分野におけるデジタル化」、7番目、「次世代ネットワークシステムの構築に向けた託送料金制度の見直し」、この7つとなっております、たくさん議題もございますので、円滑な議事の進行にご協力をいただければというふうに思います。

それでは、早速でございますけれども、まずは「電力・ガス小売全面自由化の進捗状況」につきまして、これを事務局からご説明をお願いいたします。

○小川電力産業・市場室長

それでは、まず資料3-1をごらんいただければと思います。

スライドの1枚目ですけれども、新電力のシェアの推移ということでありまして、全体平均は真ん中に青でありますけれども、12%強となっております。

それから、低圧分野のスイッチングの状況が2枚目ですけれども、全体で9.5%、新電力への契約先の切りかえが9.5%。おおむね全面自由化後2年間で10%、最初の1年で約5%、それで2年目もほぼ5%という形になっております。また、社内切りかえのほうは、右になりますけれども、約6%となっております。

地域別に見ますと、次、3枚目ですけれども、北海道、関西地域で高くなっておりますけれども、特に高圧のところに関しては、いろいろ上下はありますが、一貫して右肩上がりとなっております。

続きまして、スライドの4枚目ですけれども、大手電力域外進出の状況ということで、左が低圧、右が特高・高圧となっております、特高・高圧のほうはかなり広がりを持ってきている状況です。

続きまして、スライドの5枚目になります。これは月別の一口当たりの使用量。低圧の電灯、東電管内になりますけれども、2つグラフが並んでいまして、まず上です。赤い丸が左のほうに並んでいて、青い丸が右のほう、赤が規制料金、青が新電力、縦軸が平均単価、横軸が使用量、これは月別になります。

ごらんいただきますと、下で言います、ちょうど300あたりで分かれています、300より左、これが規制です。300より大きいところが新電力ということで、平均の需要家で言いますと、新電力のところが多いということは見てとれると思います。

これを細かく見ますと、月別に、例えば1月、2月、3月というのは、新電力、規制、どちらも使用量が多くなっています。

一方で、平均単価を比べる場合には、燃調の影響があるものですから、下のほうを見ていただきますと、ほぼ横に――まあ、月の変化はそれほどない、使用量による変化はない中で、赤が全体として青丸よりも上に位置している。言ってみれば、新電力のほうは若干割安になっているという状況であります。

続きまして、1枚飛ばして7枚目、小売事業者の数471となっております、参入地域別で見ますと、以前、最初のころに比べまして、各事業者とも参入地域が広がってきているということがこの比較で見えてとれると思います。

自由化1年目と2年目の比較ということで、次の8枚目でありますけれども、スイッチング、

これは申し込み件数ベース、あるいは右の販売実績のある事業者数といったところ、最初の1年、次の1年を比較したときには、最初の1年から次の2年にかけては、東京、関西といった大都市圏以外にも競争が拡大してきているところが見てとれるかと思えます。

続きまして9枚目になりますけれども、今までは大手から新電力への切りかえというところがメインでしたが、次の9枚目は、今度は新電力に切りかわったところからまた新しい新電力、あるいは大手電力へのスイッチングということで、昨年12月まではかなり数も限られておりましたが、ことしの1月、2月、数がふえております。若干特殊要因が影響してしまして、下のほうに書いてあります大手新電力の事業の縮小ですとか、あるいは新電力間の事業統合といったことが影響しておりますけれども、全面自由化3年目に入りまして、今後はこういった新電力からの切りかえというのも、これまでよりはふえてくるものというふうに考えております。

続きまして10ページ目、卸電力取引所の取引状況になります。

ここで見ていただきたいのは、四角で囲っています「全需要に占める取引量の割合」ということで折れ線が右のほうに、右の軸で見るとはなりますけれども、パーセンテージ。これは全面自由化の2年前は、ほぼ2%ぐらいだったものがずっと上がってきて、昨年には10%近くになっていますけれども、年が明けて、特に4月以降、直近5月ですと20%ぐらいに達しているところもあるという状況であります。

最後に、電気料金の推移ということで11枚目は、これは震災後の電気料金の変化。2014年に大きく上がっていますが、その後、原油価格の下落に伴って料金は下がってきました。ただ、2017年度は原油価格の上昇に伴って、また少し上がっているという状況になります。

電力に関しては、以上です。

○柴山ガス市場整備室長

続きまして、資料3-2をごらんください。「ガスの自由化の進捗状況」についてご報告させていただきます。

まず1ページでございますけれども、ガス小売全面自由化1年の状況ということで簡単にまとめさせていただきます。

①が小売事業者の登録・スイッチング、あるいは新規参入者のシェアの状況ということでまとめておりますが、これは後で後ろのページでご説明したいと思います。

それから②といたしまして、新たなサービス・料金メニューの出現ということで、いろいろなセット割引といった新しい料金メニューですとか、いろいろな生活関連支援サービスといった新しいサービスメニューが出てきております。これについても、後ほどご紹介、ご説明したいと思います。

それから③といたしまして、新規参入の新たな動きということで、異業種間での連携ですとか、地域を越えた参入という動きが出てきているところでございます。

また、その新規参入者に対して、ガスの新規参入に必要なサービスを提供すると、こういった事業者の動きも出てきているところでございます。

それでは、ページをめくっていただきまして2ページでございますけれども、まず小売事業者の登録状況ということで直近の状況ですけれども、自由化を機に、新たに一般家庭への供給をするというのが徐々にふえてきておりまして、現在19社ということでございます。

それから、3ページでございますけれども、他社スイッチングの状況と、申し込み件数ベースでございますけれども、4月末の時点で全国で約93万件ということで、こちらも最近ややペースが加速しているという状況でございます。

それから、4ページが自社スイッチングの状況ということで、こちらは実績ベースでございますけれども、1月末時点でございますけれども、規制料金が残っている12事業者について規制料金から自由料金に変更した件数というのが約106万件、割合で言うと7%強という状況でございます。

それから、5ページが供給区域別の新規参入の状況（家庭用）でございますけれども、新規参入が進んだ供給区域は、販売量ベースで見ますと約8割弱という状況になっております。

それから、6ページでございますけれども、販売量における新規小売の動向ということで、全需要種において新規小売の販売量が全体に占める割合は、2018年1月で10.5%ということになっております。これは直近3カ月ぐらいが割合で見ますと少し低下傾向にございますけれども、その要因を分析したのが下の7ページでございます。これは全事業者の販売量の推移と新規参入者の販売量の推移を比べておりますけれども、いずれも、この3カ月、販売量は伸びておりますけれども、全事業者のほうを見ていただくと、青い線でございます家庭用の割合が新規参入者の販売量に比べて割合が多いと。

冬がことしは寒かったということで、家庭用がいずれも伸びてはいるわけですが、全事業者で見たほうが家庭用の占める割合が多いということで、全体で見ますと、新規参入者の販売量の割合が少し低下傾向にあるというふうに思っております。

それから、8ページが地域別の契約当たり販売量・販売単価でございます。前回ご指摘いただいたものを踏まえまして、家庭用と非家庭用に分けて8ページ、9ページそれぞれで載せております。

8ページのほうは家庭用でございますけれども、左下のグラフが契約当たり販売量でございます。これは季節の影響ということで、冬場なので1件当たりの販売量は伸びている状況でござい

います。

右側が販売単価でございますけれども、それと逆の傾向というか、冬場にかけて値段が下がっているという状況でございます。

それから、9ページが非家庭用分野でございますけれども、左が1件当たりの販売量ということで、上のほうにありますのは、紫の中部・北陸ですとか、あるいはスカイブルーの近畿ですとか、あるいは黄緑色の関東とかでございますけれども、このあたりは非家庭用分野の中でも量が多い工業用の件数の割合が多いということで上のほうに来ております。

右側が販売単価でございますけれども、左側の図とおおむね逆の傾向にあるということでございます。

それから、10ページが料金メニューについて中身を見てみたものでございますけれども、家庭用料金メニューについて、その多くは二部料金制ということになっております。また、原料費調整制度が採用されているということでございます。

それから、11ページでございますけれども、セットメニューです。家庭用料金メニューのうち、セット販売になっているものがどうかということでございますけれども、全事業者で見ますと3割ぐらいのメニューがセットメニューになっております。

セットの内訳を見たものが棒グラフになっているところでございますけれども、やはり電気が多くて、その他、駆けつけとかインターネット、宅配水などがセットになっております。

右側が新規参入者だけを見たものでございますけれども、こちらは家庭用料金メニューのうちセットになっているものが約4分の3ということで、かなり多くなっているという傾向が見てとれるかと思えます。

それから12ページが、これも前回ご指摘いただいた点でございますけれども、家庭用料金メニューについての違約金について調べたものでございます。

家庭用料金メニューのほとんどは契約期間の定めがないもの、または契約期間1年ということでございますけれども、契約期間があるもののうち、解約した場合の違約金が発生する料金メニューというのは、ごく一部ということになっております。

13ページ、14ページは、料金メニュー、サービスメニューの具体例の紹介ということで、ここは割愛させていただきます。

以上です。

○山内委員長

どうもありがとうございました。

進捗状況についてご説明をいただきましたが、これについて何かご質問等ございますでしょうか

か。

前回ご指摘いただいた点是对应していただいたということでございますのでよろしいかと思うんですが、何かありましたら、また後ほどにご発言を願いたいと……ごめんなさい、どうぞ。

○松村委員

今回の資料へのことじゃないんですが、違約金や契約期間のことについては、家庭用ももちろん大きく関心はありますが、事業用ももちろんすごく関心がありますので、次の機会に、そっちはどうなっているのかということをちょっと教えていただければと思いました。

以上です。

○山内委員長

では、これはご対応いただくということで。

ごめんなさい、何かお答えありますか。

○柴山ガス市場整備室長

ごめんなさい、ちょっとデータの取れるかどうか、よく調べたいと思います。

○山内委員長

確認してからということですね。ありがとうございます。

どうぞ。

○大石委員

ありがとうございます。

今のご説明の中の5枚目でしたか、「供給区域別の新規参入の状況（家庭用）」というのがあるんですけども、これもご説明では、新規参入が進んだ供給区域が全体の10%であるが、販売量ベースで見ると78%と書いてあるんですが、この参入済区域の19のうちの経過措置が残っているところと残っていないところの割合というのは、これはわかりますでしょうか。

これも後でまても大丈夫です。

○柴山ガス市場整備室長

残っているのは、ちょっと今リストをざっと見たところ、大手3社の東京ガス、東邦ガス、大阪ガスだと思います。

多少プラスアルファあるかもしれませんが、おおむねそれぐらいだと思っております。

○大石委員

量でいくと、どのくらいの割合になりますでしょうか。

○柴山ガス市場整備室長

すみません、ちょっと今手元に量はあれなので、また後でご説明したいと思います。

○大石委員

わかりました。では、お願いします。

○山内委員長

ほかにかがででしょうか。

それでは、また何かありましたら後ほどご発言いただくことにして、続きまして、「2018年1月～2月における東京エリアの電力需給状況」、それから本年度、18年度の「夏季の需給見通し及び需給対策の方針（案）等について」ということで、これは2つまとめてご説明をいただきたいと思います。

よろしく願いいたします。

○鍋島電力供給室長

それでは、お手元の資料4をごらんください。

「2018年1月～2月における東京エリアの電力需給状況」につきまして、資料でご説明いたします。

まず、1ページをごらんください。

前回の本小委員会におきまして、1月下旬から2月にかけて生じた厳しい需給状況につきまして対応状況を報告させていただきました。今回は、その後広域機関で分析をしていただきましたので、その状況をご報告するとともに、今後検討を進めるポイントにつきましてご議論いただければと考えております。

次のページにつきましては、前回の小委員会での資料を掲載しておりますので、説明は省略させていただきます。

3ページ目でございます。

厳しい需給状況に至った要因の分析でございます。

このページにつきましては、1月23日から2月2日にかけての状況と、2月22日の状況を分けて記載しております。

まず、1月23日から2月2日の状況についてですが、これは前回もご説明したとおり、まず需要予測の変動という点で申し上げますと、厳寒H1想定を超える高需要が連続して発生したという事情がございました。

また、インバランスに関しましては、太陽光パネルに雪が積もったというようなこともございまして、大きく想定誤差が発生したという事情がございました。

また、火力発電所等の計画外停止につきましては、272万キロワット相当の火力発電所が停止していたという状況がございました。

それから、右側の2月22日の状況ですが、これは今回新たにご説明する内容でございますけれども、この2月22日につきましては、需要予測という点でございますと極めてまれな気象予報の急変による需要想定の大きなずれがございました。

また、インバランスという点につきましては、小売電気事業者のほうで事業者インバランスを発生させていたという状況がございました。

火力発電所の停止状況につきましては、平均よりも大きいレベルということで、167万キロワット程度の電源が停止しておりました。

続きまして、1月23日の状況につきまして、改めて次のページからご説明いたします。

4ページ目をごらんいただければと思います。

まず1月22日から26日、2月1日から2月2日の状況ですが、需要予測という点で申し上げますと、2つ目のポツでございますが、この時期におきましては、記録的低気温が継続した影響で暖房機器の設定温度が上がる等の使用方法の変化があったと推測しております。この結果、需要が増加したと考えております。

また、実際、平均気温につきましても、1月下旬は20年から30年ぶりの低い水準であったと認識しております。

この結果、この期間のうち、計6日間でH1需要を超えるような大きな需要が発生していたと分析しております。

続きまして、5ページ目でございます。

インバランス要因についての分析でございますが、この時期につきましては、先ほども申し上げたとおり、太陽光パネルの発電予測の誤差が発生しておりました。

一方で、小売電気事業者の調達活動は、ある程度活発に行われたと推察しております。

次のページ以降で、その当時のスポット価格の状況等の資料をつけております。

1月24日、25日、2月2日にかけて、この下の図の緑の線でございますけれども、大きくスポット価格が上昇するという状況がございました。

7ページ目、8ページ目につきましても当時の資料をつけておりますけれども、説明は省略させていただきます。

9ページ目でございます。

火力発電所の計画外停止の状況でございますけれども、この期間におきましては、7日間で平均いたしますと250万キロワット相当の電源が停止しておりました。これを広域機関において分析しましたところ、こうした事象は稀頻度とまでは言えないものの、平均よりは大きいレベルの電源停止があったと評価しております。

10ページ目は、当時の状況で何がインバランスの発生の要因になったかというところにつきまして、定量分析を広域機関で行った資料になります。詳細は説明を省略させていただきます。

11ページ目からは、2月22日の状況についての説明になります。

まず、また需要予測から順にご説明します。

2月22日の需要予測につきましては、日中最高気温が事前には予報の段階では8.5度であったと。ただ、実際には2.9度と、予想よりも大幅に低下したという事情がございました。

こうしたこともございまして、需要につきましては、前日の想定から5,671万キロワットアワ一増加したという事象がございました。これは、まれな事象であると考えております。

続きまして、12ページでございます。

インバランスの発生状況でございますけれども、2月22日につきましては、太陽光のインバランスも発生しておりましたけれども、事業者インバランスのほうが大きく発生していたと考えております。

また、事業者の調達行動を見ますと、時間前市場の約定価格の最高値は25円であったということが判明しております。ほかの日と比較して上昇していないという状況であったと認識しております。

また、そのときのインバランス料金につきましても、この冬季の中では必ずしも大きく上昇していなかったという状況であったと確認しております。

次の13ページでございます。

スポット市場の状況ですが、この2月22日につきましては、この下の緑の線でございますけれども、時間前市場でございますけれども、25円程度の水準であったと確認しております。

次のページ、14ページは、東京エリアのインバランス料金単価でございますけれども、こちらも25円程度の水準であったと認識しております。

続きまして、15ページでございます。

火力発電所の計画外停止の状況ですが、2月22日につきましては、167万キロワット相当の電源が停止しておりました。これも広域機関で評価したところ、稀頻度とまでは言えないものの、平均よりは大きいレベルであったと評価しております。

続きまして、16ページです。

この冬のダイヤモンド・レスポンスの発動実績でございますけれども、東京エリアにおきましては、電源I'としてダイヤモンド・レスポンスを8日間で計13回使用しております。

その際の達成率ですが、1月の5日間は84%、2月の3日間は56%であったということが判明しております。

17ページでございます。今冬のこの状況についての評価と今後の課題でございます。

まず、最初の2つのポツで評価を書いております。

今回、電源Ⅰ’として連続のDR発動が行われました。回数を重ねると実効力が低下するという課題はございましたけれども、需給逼迫への対応として需要抑制の一定の効果は認められたと考えております。これが評価の1点目でございます。

それから2点目でございますが、広域機関における融通実施につきましては、需給逼迫を発生させなかったという観点から一定の評価はできるのではないかと考えております。

他方で、今後の課題でございますけれども、3点掲げております。

より適切な調整力の調達・運用のあり方。

事業者インバランスの抑制に向けたさらなる取り組み。

需給逼迫が見込まれる場合に、電気事業者に対して的確にその状況を周知するとともに、適切な対応を促す仕組み。

これら3点が今後の課題として、さらに検討を深めることが必要ではないかと考えております。

次のページで、もう少し細かく書いてございます。

まず最初の、より適切な調整力の調達・運用のあり方という点につきましては、今回、現状、電源Ⅰの募集量が電源Ⅱの余力に期待して、そういうことを前提に設定されているという事情等がございます。

こうした点も踏まえながら、今回の事象も踏まえつつ、今後どういうふう適切に調整力の調達・運用を行っていくのか。こういうことにつきまして、関係機関で協力して検討することになりたいと考えております。

また、事業者インバランスの抑制という点につきましては、まずは気象予報の変動による需要予測の精度を引き続き高めていく必要があると考えております。

その一方で、事業者の側におきまして、インバランスが発生したときの調達行動等につきましては、今後ヒアリング等を行って実態を把握した上で事業者インバランスを抑制するためのさらなる対策が必要と認められる場合には、広域機関による事業者に対する監視・指導のほか、インバランス料金のあり方を含めまして、必要に応じて関係機関と連携しながら検討していきたいと考えております。

また最後に、広域機関におきまして、広域機関から電気事業者に対して的確に需給の状況を周知するとともに、必要に応じて適切な対応を促す仕組みを作成するなどの検討を進めることになりたいと考えております。

東電の冬の需給の状況についての資料の説明は、以上となります。

続きまして、資料5をごらんいただければと思います。

2018年度夏季の電力需給検証につきまして、資料を使いましてご説明いたします。

まず資料5の1ページ目をごらんいただければと思います。

電力需給の検証方法でございますが、まず電力需給の検証につきましては、広域機関において供給計画等をもとに分析を行っております。

具体的には、10年に1回程度の厳気象が発生すると想定した場合の最大需要量に対して、供給力が3%以上になっているかどうかを検証しているところでございます。

次の2ページ目に、今回広域機関で検証いただいた2018年度の夏季の電力需給の見通しについて掲載しております。10年に1回程度の猛暑を想定してもなお、全エリアで電力の安定供給に最低限必要とされる予備率3%以上を確保できる見通しとなっております。

例えば、8月の状況を見ていただきますと、東日本の3エリアにおきまして、供給予備率は4.6%、中西日本6エリアにおいて8.4%、9エリア計では6.7%という予備率になっておりまして、3%以上の予備率を確保していることを確認しております。

なお、この分析を行った段階で、大飯原発3・4号機、玄海原発3・4号機については、この数値には含まれておりません。仮に1基が追加されますと、9エリアでは0.6%、中西エリアでは1%弱の数値が改善するというような計算になります。

続きまして、3ページ目をごらんください。

こうした状況を踏まえまして、今夏の需給は安定すると言える蓋然性があると考えますので、昨冬に引き続き、国として特別の節電要請は実施しない方針としたいと考えております。

4ページ目をごらんください。

電力供給に係る現状と課題ということで資料をまとめております。

まず、この資料ではコスト、それからCO₂の増加、それから非化石電源比率について掲載しております。

電力コストを見ていただきますと、総コストという点につきましては、2016年度実績で、これは旧一般電気事業者の数値を積み上げたものですが、15.6兆円というコストになっております。そこから導き出されるキロワットアワー当たりの単価は20.1円となっております。

再エネ賦課金につきましては1.5兆円となっております、原発停止による燃料費増加については1.3兆円と試算しております。

また、CO₂につきましては、5.07億トンのCO₂が排出されたと確認しております。

非化石電源比率につきましては、16%でございました。

次の5ページで、燃料費増加の影響試算について書いております。先ほどご説明したとおり、

2016年度の実績としましては、1.3兆円の燃料費増加となっております。下の図で見ていただきますと、燃料消費量の影響が1.6兆円となっております。これは、2,567億キロワットアワー分焚き増しをしなければいけなかったからという計算となっております。このキロワットアワーの中には、当然廃炉をした原子力に係るキロワットアワー分は含まれておりません。

これに加えまして、為替要因で0.3兆円、それから燃料が震災前に比べて下落しているということによる0.6兆円を差し引いたところが1.3兆円でございます、トータルで考えますと、震災前と比べまして原子力発電の稼働停止に伴いまして1.3兆円が増加しているという推計となっております。

17年度の推計につきましては、同じように行ったところ、1.4兆円の増加と推計しております。6ページ目をごらんいただければと思います。

わが国の電源構成の推移でございますけれども、2016年度の確認値といたしましては、火力発電比率は83%になったと確認しております。

7ページ目をごらんください。

今回及び今後の電力需給検証についてということで1枚スライドを追加しております。

まず今夏の状態ですけれども、先ほど申し上げたとおり、節電要請を実施しないという状況でございます。2016年度夏以降、節電要請は実施していないという状況となっております。

一方で、2016年度の冬以降、広域機関において需給見通しの検証を行っていただいております。広域機関におかれましては、中立者の専門家も交えた委員会で検討を行っていただいております。

今後の対応でございますけれども、広域機関による電力需給見通しの妥当性を確認し、予備率が3%を超えている場合には、基本的には節電要請等の対応は実施しないということとしてはどうかと考えております。

他方で、その一方で、北海道エリアについてでございますが、厳寒時には国民の生命・安全に影響を及ぼす可能性も甚大であることから、引き続き本小委員会におきまして、冬期についてのみ計画外停止の過去最大級リスクにも対応できることを追加で確認し、必要に応じて緊急時ネガワット入札の仕組みの整備等の対応を審議して公表するという対応を引き続き行うこととしてはどうかと考えております。

また、先ほどもコストの状況、それからCO₂排出量の増加、需給構造の変化といった点につきましてデータをお示ししましたけれども、今後もこうした対応は本小委員会において行ってまいりたいと考えております。

最後でございますけれども、今回、こうした対応にして、節電要請を行わないということにな

りますけれども、国の側におきましては電源脱落等の想定外の事態に備えまして需給逼迫警報を
発出できる準備を平時から行うなど、備えを引き続き行っていきたいと考えております。

説明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。

1月、2月の電力需給状況と、それからこの夏の需給見通しと需給対策の方針（案）ですが、
これについてご議論願いたいと思いますが、何かご質問等ございますか。

どうぞ、横山委員。

○横山委員

ありがとうございます。

資料4で、このたびの冬の需給状況で緊急的な融通をしてやったということ、需給逼迫を
発生させなかったという観点から、実運用として広域運用がきちっと行われたという評価は、まさ
にもうそのとおりだというふうに思います。

緊急融通をしたからって、これが危なかったということではなくて、もちろん緊急融通も考え
ながら、広域的な融通も考えながら、停電が起きないように初めからちゃんと計画されているわ
けですから、この評価で大変いいんじゃないかというふうに思います。

必要なのは、予備力の持ち方。こういう再生可能エネルギーが大量に導入された昨今、予備力
をどういうふうに各エリアで確保するかというのは非常に重要な問題だというふうに思います。

それについては今広域機関できちっと議論していただいているので大変期待しているわけ
ですけれども、やはり予測誤差を考慮したロバストな運用の計画というのも今後必要になるんじや
ないかなというふうに思います。

それは予備力を考え、予測誤差を考えるとということですから、もしかしたら余分に予備力を持
たなきゃいけないということもあるかもしれません。そうすると運用コストは当然上がるわけ
です。そういうことも将来考えながら、運用コストが上がるのであれば、こういう気象変動リスク
に対応したロバストな運用の計画というのを今後ぜひ検討をしていただきたいなというふ
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。

長井委員、どうぞ。

○長井委員

今後の需給検証の将来予測というか、進め方に関してなんですけれども、今回の冬のような気象条件、あるいは気象状況の変動、あるいは今後の再生可能エネルギーの割合の増大、そういったことは十分織り込まれて、将来を見込んで計画をされているということだと思いますけれども、火力の計画外停止の影響が結構大きかったものですから、特に今後、火力がまた老朽化していったときに計画外停止の割合がふえていくのかどうかというようなところも注意して見ていかなければいけないのかなと思いますので。

今そういうふうな見方をされていればよろしいかと思えますけれども、ぜひその辺も織り込んで将来的な見方をさせていただきたいなと思えます。

以上です。

○山内委員長

事務局よろしいですか。

ほかに何か。

大山委員。

○大山委員

今、計画外停止の率が高くなっているという話があったんですけれども、私も確認していないのでどうなっているかなって、今ちょっと思いついたんですけれども、需要が逼迫した時期というのは老朽火力がたくさん稼働するという時期に当たっているはずなので、ひょっとすると通常から逼迫時期というのは計画外停止が多い時期というふうになっているんじゃないかなという気がしますので、その辺も含めてデータを見ていただければというふうに思います。

○山内委員長

横山さんは、よろしいですか。ごめんなさい。

ほかに何か。

そうすると、これは広域機関でやっていただいたんですけれども、もう少しですかね。では、広域機関から。

○佐藤電力広域的運営推進機関事務局長

ちょっと昔なんですけれども、3・11後も老朽火力を動かして停止率が高くなるんじゃないかという議論がありましたが、そのとき調べた中では有意に高いというわけではありませんが、恐らく——まあ、もう一回調べてみますけれども、有意にすごく高いということはないと思います。

各電力事業者の方、かなり丁寧に、古い火力でもかなりのお金も使って、それは手入れをしているということもあって、相当高いということは絶対ないと思います。

○山内委員長

念のために確認ということで、あれですね。

松村委員、どうぞ。

○松村委員

まず予測誤差を考えた予備率なんですけど、当然予測誤差があるということを前提にして予備率というのは、今だって計算している。

ただ、横山委員がご指摘になったのは、予測誤差というのが今まで想定していたものよりもひょっとして大きくなっているのかもしれないから注視せよということだと思いますが、すみませんが、広域機関はもう当然今までだって、これからだってやっているし、やっていくんだろうと思います。

それから、老朽火力については、まさにおっしゃったとおりだと思いますが、確かに建った時期によって違う。できたばかりの発電機の計画外停止の率は相当に高く、老朽化したものもそれほど大きいかというのは別として、まさにご指摘になったとおり、震災の直後というのでも、むしろプロの方から「そのようなことはない」ということは断言していただいたという、この委員会の前身の委員会で断言していただいたということもあるので、当然注視していくということとはとても重要なことですが、先入観にとらわれて、何かやたらと国民に不安をあおるのではなくて、実際にデータに基づいて、本当にそういうことがあるのかどうかというのを検証していくということが重要なんだろうと思います。

以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。

そういうことでもありますが、一応、1、2月の件については、もう少し委員のご意見を踏まえて、できる範囲でお願いしたいというふうに思います。

そのほかに。

どうぞ。

○鍋島電力供給室長

今ご指摘いただいている内容につきましては、広域機関のほうでも予備率の今後の必要量みたいなところについていろいろ議論を行っているところでございますので、広域機関と連携しながら、将来的な課題として反映させていきたいと、ご指摘を踏まえて検討していきたいと考えております。

○山内委員長

よろしくお願いたします。

そのほかご発言、何かありますか。

今、1、2月の需給逼迫の話と、それからことしの夏の需給見通し、需給対策……ああ、柏木先生、どうぞ。

○柏木委員

前、この担当をしていた関係で。

やっぱりこの変動成分のある太陽光、風力をどう見積もるかというのが、やっぱり予備率とはもろに。

今随分、うちでもやっているんですけども、雲の動きだとか、かなり正確に——まあ、時間的にかなり迫っての話ですけども、この変動成分の考え方を前から、もう少し精度が上がれば、安全で、今までは一番少ないところを持ってカウントしていましたけれども、徐々に今の技術に合った形で妥当な線を、もちろん安全が第一だと思いますけれども、入れていく努力もしていく必要があるなど。

現状ではそこら辺は、まだ前と余り変わらないような算定の方式でやっているのでしょうか。

○鍋島電力供給室長

現在、広域機関におきまして、確率論的なアプローチに基づきまして必要予備力を算定する試みが続けておりまして、そうした中で、そうした変動成分などのところにつきましても、データを取りながら検討しているところでございます。

なので、ちょっと……

○柏木委員

具体的には変わっていない。

○鍋島電力供給室長

今検討中でございますので、まだ結論は出ておりませんが検討を続けております。

○山内委員長

ほかにかがですか。

さっきもちょっと言いかけてましたけれども、ことしの夏の需給見通しについてということでも何かご議論あればと思いますが。

よろしゅうございますか。

それでは、特にご意見ないようでしたら、今回と今後の需給検証のあり方については、本日の議論も踏まえまして、大変恐縮ですけども、皆様のご意見ありましたので、私のほうにご一任いただいて、本日の会合をもって取りまとめていきたいというふうに思いますので、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、議事を進めさせていただきますが、「効率的かつ安定的な需給バランスの確保に向けた制度環境整備について」というものであります。

これについても、まずは事務局からご説明をお願いいたします。

○小川電力産業・市場室長

それでは、資料6をごらんいただければと思います。

まず、このインバランス、本日のご議論になりますけれども、前々回、前回とご議論いただきまして、本日ご議論いただく点は主に2つになりますけれども、まずは需給調整市場開設後の新しいインバランス料金の仕組みと、そこの基本的方向性をご議論いただくということであります。

それで続きまして、今度は足元、短期的なところでの制度の見直しというところについて、あわせてご議論いただければと思います。

1つ目が、スライドのまず3ページ目ですけれども、ここにありますが、前回お示しした検討すべき事項。そのうち、特に色つきのところをこの後、順を追ってご説明したいと思います。

今回の検討に当たりましては、インバランス、実際にどういうふうに変化として、どんなふうに出ているかといったような点、それから前回の小委員会の後に、事業者への意見聴取という形で意見を募ったものがあります。それらに基づきまして、今後の方向性、それから足元の見直しについてお示ししているところであります。

まず、1点目がスライドの4になります。

個々の事業者の需給バランスを一致する方向に促すインセンティブについてというものであります。

これは先ほど冬の需給でもありました、特に2月のときには需給逼迫期には、結果的に事業者のインバランス量が相当多くなっていたと。もちろん、それにはいろいろな要因があるわけですが、一部インバランス料金という観点からいった場合に、事業者へのインセンティブが必ずしも十分でなかったのではないかという指摘もあるところであります。

そういった事業者へのインセンティブをどう働かせるかといったときに、ここでは1つ、マクロ全体の需給バランスの確保というのはもちろんある中で、加えて個々の事業者にもなるべくバランスをとる方向に働くインバランス料金にしていってはどうかということ、それはすなわち、不足、余剰でもって料金単価が異なるものという形を基本としてはどうかということ、あります。

他方、個々の事業者、例えばですけれども、需給全体が逼迫している、不足がちなときに、多目に余剰を出す事業者というのは、これは系統全体のバランスから言いますとプラスに働くもの

でありますから、そういった全体がマイナスのときに、より多くの余剰を出す事業者に対してディスインセンティブを働かせることは妥当でないでないかといったような点から、その具体的な不足、余剰についてどういうものにしていくかということについては、さらなる検討が必要でないかというふうに考えております。

諸外国の例、6ページにあります。不足、余剰の料金単価といったときに、右のほうに赤、青でやっております不足、余剰でそろえている国々、それから別々にしている国々に分かれておりまして、ちなみということで言いますと、日本では注で書いてありますとおり、小売全面自由化前は別々で、全面自由化以降、今足元は同一にしているということでもあります。

続きまして、今度は8ページになります。

料金制度によるインセンティブと事業者ガバナンスというところで、インバランスをなるべく出さないでいくようにということで、もちろん事業者には計画値に合わせていくということが求められるわけですが、一方で、これまでもこの場でもご議論いただきました、事業者に、ただそっちに向かって「頑張れ」と言うだけじゃなくて、もちろん、経済的な料金制度のもとでも、そういう方向に動くような仕組みにしておくことが大事であろうということではあります。

他方、その2つのバランスというものをどう考えるかということでありまして、料金でもってのみ、とにかくそういうインバランスをなるべく出さないような方向に事業者にガバナンスをきかせられるかといいますと、必ずしも、例えばそういう場合には、不足を出す、あるいは余剰を出す事業者に、とにかく高い料金単価でお金を取る、あるいは払わせるといった仕組みが考えられるわけですが、そもそもインバランスというのは頑張れば一致するというものでは必ずしもなくて、一定程度不可避的なもの、あるいは例えば発電で言えば予想外のトラブルで停止して、その結果、大きなインバランスが出ることもある中で、料金だけでやってもだめですし、一方で料金構造なしにインバランスの発生を防いでいくのは難しいということで、両者のバランスが必要でないかと考えております。

インバランスの実態に関して、そういった意味で1つの参考例として、これは海外、9ページにありますけれども、ノルウェーの例で言えば、これはインバランスの各事業者の状況を定期的に出していく。赤、緑とありますけれども、言ってみれば、ほかに比べても多目に出している水準と、いやいや、普通で、他と比べてもそんなにおかしくないですよと、こういったようなところを出していつているという例もあるところでもあります。

では、今、日本はどうかといいますと、次の10ページになります。これは、直近2月のインバランス実績になります。

縦軸がパーセントで示されておりますけれども、インバランスの発生の比率になりまして、需

要実績、これは小売の例ですけれども、需要実績のうち、どれぐらいがインバランスになっているか。例えば、トータル100の需要がある中で、10インバランスずれが出ていると、それは10%になるということでもあります。

横軸に関しては、右へ行くほど需要実績、事業の規模が大きくなるという形であります。

これを見ていただきますと、まず赤で囲っているところ、これはインバランス比率100%となっておりまして、これはどういうことかということ、計画そのものがゼロという中で、需要が全てこのインバランスになっている。普通——普通といいたいまいしょうか、小売は電気を需要に合わせて調達してくるわけですけども、結果的にこれらの事業者は全てインバランスで調達しているという事例になります。

もちろん、大半の事業者はそういうことはありませんで、緑で囲ってあるようなところでありまして、大きく言いますと、事業規模が大きくなるほどインバランスの比率というのは小さくなります。

他方、先ほども申し上げました、頑張ればこれがゼロ、完全一致するかということ、そういうことはありませんで、下の表に少し数字が書いてあります。一番大きな100ギガワットアワー以上であっても、平均値で約5%。これは規模が小さくなっていきますと、だんだん上がって、10%、十数%、それから小さいと20%、30%ありますが、一方で、このグラフを見ていただきますと、真ん中あたりもそれなりの大きい事業者であって、このインバランスの比率、絶対値で見ているんですけども、50%、60%、かなり高いところもあるということでありまして、これをどう解釈するかですけども、通常考えますと、それだけインバランスに依存していると、経営的にもなかなか苦しいのではないかということが考えられるわけですけども、後ほどご説明しますような足元のインバランス料金単価設定ですと、これでもって何とかやっていける水準である可能性もあるというふうに見ております。

続きまして11ページ、これはインバランス料金における収支一致の在り方ということでありまして、需給調整市場ができた暁には、調整力のコストというのが30分単位で変わっていきますけれども、収支一致といったときに、コマ、30分単位で一致させていくというのが基本であるとは思いますが、その収支の管理については一定期間で見ていくのがよいのではないかというふうに考えております。これが11ページになります。

こうした中で、今ご説明した点も含めて、引き続きさらに検討を深めていく点、いろいろ残っているとは考えておりまして、まずは13ページにある点、系統全体の需給バランスを一致させる方向に、どのような仕組みにすることが考えられるかというところでもあります。

例えばで言いますと、幾つかの仕組みとして、これは2つ目の丸の①であります調整力のコス

トをどれで見るとか。平均費用ベースで見るとか、限界費用ベースで見るとか。後者、限界費用ベースで見たほうが単価が大きくなりまして、単価が高く、その分、事業者に対してはインセンティブもきいてくるというふうに考えられますし、あるいは別の方法としましては、②にあります系統全体の需給バランスを加味する。

例えば、これは今のインバランス料金単価の算定方式がそうっておりますけれども、こういった全体のバランスを加味する。あるいは、ドイツなどで見られますような調整力全体、それぞれの時間帯でどれくらい調整力を使ったかといった点を加味するといったような仕組みが考えられると思っております。

具体的には、例えば次の14ページにありますけれども、これまた限界費用、平均費用、下の表で見ていただきましても、欧州の中でも分かれていますけれども、限界費用をとったほうが費用単価は大きくなることということがわかりますし、平均費用でとった場合には別の形でいろいろ事業者へのインセンティブづけを行っているということがあると思っております。

また、系統全体のインバランス状況の考慮、インバランス全体の稼働状況ということで15ページ。前回も一部触れました系統全体、ドイツの例ですけれども、調整力をどれくらい使っているか。例えば、8割以上と8割未満で少し傾斜を変えるとか、こういった方法もあるところであります。

続きまして16ページは、今度はインバランス料金を決める際に、事業者によって少し変えるかということで、先ほども事業者の規模によってどれくらいインバランス発生比率が変わってくるかというところをグラフでお示しましたけれども、全般的な傾向としては、事業規模が大きいほど数値は小さくなるということが言えると思います。

他方、こうした状況で、インバランス料金として事業規模、あるいは新規参入かどうかによって差をつけるかどうかというのは議論の余地があると思っております。

それから、発電・小売で単価を変えるかといったような観点、これは次の17スライドになりますけれども、これもデータで見たときに、一般的には発電のほうが、特に火力などを想定すると、予測と実際の発電をそろえやすい一方、小売のほうは需要の正確な予測が難しく、そういった意味で小売のほうでインバランスを出しやすいということは言えるかと思っておりますけれども、このデータで見ますと、まず左の発電、どちらかというとも余剰みにある中で、ここも先ほどと同じ、ここでは緑で囲っておりますけれども、発電においても計画値ゼロという事業者も見られるということ。

それから、小売については、どちらかというとも不足みではありますけれども、これも先ほどと色が逆転しています。緑で囲っているところは計画値ゼロで100%マイナスと。

トータルで見たときに、発電と小売でどれぐらい有意な差があるかというのは、これを見た場合にもなかなか決めににくいところはあるのかなというふうに思っております。

そういった中で今後の方向性ということで、20ページにイメージ図をお示ししておりますけれども、需給調整市場開設後は、基本的には需給調整市場での調整力の運用コスト、これがベースになるわけですが、そのコストというものをどういうふうに見ていくのか。限界費用ベースか、平均費用ベースかといった点はさらなる検討が必要ですし、さらに事業者ごとに差をつけるかつかないかも含め、補正のあり方というのは検討が必要でないかというふうに考えております。

続きまして、今度、足元の課題への対応。これまでは少し先の話でしたけれども、足元の課題についてになります。

この小委員会でも昨年ご議論いただきましたけれども、インバランス料金制度、現行の仕組みの中で可能な範囲でどういうふうに見直していくかということでありまして、その場合の課題というのが、まず22からになります。

赤で困っているところですが、特に表の一番上は、本来、系統全体の需給状況、特に系統 α というのが1を超えている、全体で不足にあるときにはインバランス料金というのが高くなるほうが機能していると、インバランスとしては機能するわけですが、ここでお示しているのは、エリアの価格と比べているからという点もありますけれども、そうでないコマというのが結構な比率で各エリア生じているということになります。

一方で、今度は送配電事業者から見た場合の収支状況ということで行きますと、1枚飛んでいただいて24ページになりますと、各送配電事業者、赤字傾向にある。ただ、ここも表で4から9月と、10から2月と分けておりますのは、昨年10月に若干見直しを行っております。

その結果ということで言いますと、9月までの状況は全社赤字ということであったわけですが、10から2月でとりますと、中部、北陸の2社は黒字という点、それから全体の傾向としては、この赤字幅というのが縮小してきているということがあります。

他方、より細かく見ますと、各社とも縮小しているわけでは必ずしもなく、例えば東北、それから中国と。東北ですね。東北では赤字幅がふえているということもありまして、この辺、インバランス料金の仕組み、若干見直した場合にどれぐらい、どのような影響を与えるかというのは、なかなか難しいものがあるなというふうに考えております。

そうした中でということで25ページになりますけれども、足元の課題。もともとはこの需給調整市場開設までの間は、今の制度を大きく変えることは、実態的にシステム対応などがありましてなかなか難しい中で、昨年10月に小幅な見直しを行って、それによって、多少、全体が改善す

る傾向にはありますけれども、これをさらにもう一步踏み込もうとした場合の手法としては、25ページにお示したように、今の算定式に、よりシンプルな方法で定数を加えるというのがあり得る対応かというふうに思っております。

ここでの見直しを考える際に、需給調整市場ができた後のインバランス料金制度のあり方。事業者にも一定のインセンティブづけを与えつつ、それから全体のバランス、そして一般送配電事業者の収支を安定化するという観点、こういったもろもろを考慮しながら、この定数項というものを考えていく必要があるのではないかというふうに思っております。

具体的には、その次の26スライドにあります各送配電の収支状況、それからエリアごとに異なってきますが、調整力単価との差異とか事業者へのインセンティブと、いろいろな点を加味して、先ほどのスライドで言いますと、k、1といったインセンティブの定数というものを考えていくことでどうかというふうに思っております。

ただ、繰り返しになりますけれども、この定数をどう置くかによって、昨年10月の見直し後もそうなんですけれども、実態への影響というのは、それぞれの地域によってもかなり変わってきますし、それによって事業者が実際にどのように行動を変えるかといった点にも左右されますので、具体的な数字を決めていくに際しては、多方面からデータに基づいて慎重に決めていく必要があるのではないかというふうに思っております。

最後、28ページ以下のところは、これもこれまで何度かご議論いただきました。あるいは先ほどの冬の需給でも出てきましたF I T制度の下での再エネ予測変動分への対応であります。

再エネ予測誤差といった場合に、ここで取り上げておりますのは、もともとの今の仕組みに内在する変動分。言ってみれば、1つ、計画を立てるのが2日前であるがゆえに、予報の変更を反映できないまま、最後、送配電が調整しているところを、その前段階、市場を活用することで、調整できる場所はしたらどうかということになります。

具体的には何かといいますと、29ページにあります現行F I T制度のもとで、そもそもそのインバランスというのは、発電に関しては発電のずれは発電事業者が負うということではありますけれども、F I Tの特例としましては、この表でいいますと①というのがありまして、ここでは発電事業者ではなく、インバランスに関しては、生産の主体は小売ではありますけれども、実際のリスクはなしということ。言ってみれば、では、そのコストは誰が負担しているのかというのは、それは送配で広く負担しているという仕組みであります。

これにつきまして、真ん中、②というものは、小売のほうで、みずからリスクをとって調整していくという仕組みでありまして、今後、F I T切れの発電もふえてくる中で、小売のほうで、そのずれのところを調整できる形にしていくことが重要だというふうに考えております。

そういった観点から、30ページにまとめておりますけれども、現状は、先ほど申し上げた予報のタイミングによって、時間経過ではっきりする、この誤差について、それはある意味、ずれが最後、送配電事業者による調整まで持ち越されてしまうところに関して、もう少し早い段階で、例えば小売事業者において、その見直し分を市場での取引によって調整していくことが望ましいのではないかということをお示しております。

他方、小売事業者からしても、本来的には発電事業者が担うべき役割ということはあると思いますし、そこでのずれのリスク、それからコストというものをどういうふうに負担していくのかというのは引き続き議論していく必要がありますし、一番最後にありますけれども、そもそもそういったFITの再エネ電源の発電量の予測というところ、これは今は送配電が基本的に一括して行う。そのほうがより効率的であろうという考えではありますけれども、一方で小売事業者が個別に、小売、あるいは発電事業者が行ったほうが効率的であるという考え方もあり得るところでして、こういった点についても引き続き検討を行っていく必要があると思っております。

駆け足ですが、以上です。

○山内委員長

どうもありがとうございました。

それでは、今ご説明いただいた件につきまして、皆様のご意見を伺いたいと思っておりますが、ご発言ございますでしょうか。

広域機関のほうから何か。

○佐藤電力広域的運営推進機関事務局長

質問と意見を何点かさせていただければと思います。

まず8スライド目のところで「事業者からの意見」というのが書いてあります。これは小川さんに聞いて、どこまで答えていただけるかというのはあると思うんですけども。

それで幾つかあって、5つ目のところで、「一部の悪質の事業者の行動を是正するために、料金制度を変更すると、システム対応や体制の再構築等、その影響は真面目に運用している事業者にまで及ぶ」と書いてあるのですが、これは、この場合の料金制度って当然インバランス料金制度だと思うんですが、そうすると、それを変更すると、システム対応するということは、この方は何らか、インバランス料金と実際の料金の裁定みたいなことをしていて、そのシステムを変えることになってしまうということを非常に正直におっしゃっているということなんですか。

そうだとすると、幾らでもややこしくしたほうがいいんじゃないかという気がして、こういう意見は聞かないほうがいいんじゃないかという気がするんですが、どのようにお考えになられたかというのが1つ。

あと若干関係あるところで、今回、見直し案を出されたところで、25スライド目のところなんですけど、ここも「具体的には、前述の新たなインバランス料金の基本的方向性を前提としつつ、導入にかかる対応コスト等も踏まえた簡便な手段として」と書いてあるのですが、導入にかかる対応コストって、簡便じゃないことにすると、どういうコストがかかって、それはどこが払うということになるんでしょうか。

そうすると、そのコストがどう大変だから簡便な手段にすべきだというのは、どういうふうに考えるかということをお教えいただけますでしょうか。

以上です。

○小川電力産業・市場室長

ありがとうございます。

2点いただきまして、まず1点目につきましては、おっしゃったような趣旨でとることもできるのかもしれませんが、単純に私自身はこれを見たときに、インバランス料金というのを事業をするときにはある程度念頭に置いてというところ、そこがおっしゃったような、何かサヤ取りみたいな話なのかどうかというのはともかくとして、一般的には当然それを念頭に置いての事業を行っているということであるということと受けとめておりました。

2点目の導入コストのところ、ここは詳しくは特に書いておりませんでしたけれども、システムの変更、特に大きいのは送配電事業者の側になりまして、計算式というのがどれぐらい変わるかにもよりますけれども、今のシステム、今の算定式に合わせたシステムを組んでいる中で、その算定式そのものを大きく変えた場合には、当然それに伴ってシステムはプログラムをつくり直す必要がある。

さらには、そのシステム、インバランス料金に連動していいでしょうか、関係してくるところがあると、それも変更にかかる時間がかかるといったことがあるというふうに考えております。

そういった点も含めて、今回送配電事業者とも、どの範囲であれば——まあ、簡便にといつたときにシステム変更などで長期間を要するものでないかというところを議論している中で、今お示したような範囲であれば、それほど長期間を要せずに対応できるのでないかというふうに理解しているところであります。

以上です。

○佐藤電力広域的運営推進機関事務局長

すみません、ここは送配電事業者の方が対応コストも踏まえた簡便な手段というのを望んでいて、より複雑にするとか、より違う体系で、インバランス料金をさらにより実効的にするよりも、簡便なものでこのようにするほうがいいのかという、ある意味での要望を踏まえて、こう書いてある

ということなんですか。

○小川電力産業・市場室長

そういうわけではありませんで、先ほどのご説明でも申し上げましたとおり、全体を見直す、需給調整市場開設後ののは、それはそれで議論して、しっかりつくっていくということだと思っています。

もともとはその部分は、2020年、もう2年もしないうちで新しいところへ行く。そこに向けて新しい議論を進めてきたわけですけれども、そのところは少し先に延びるということで、そうした場合に、今の足元——まあ、暫定的ではないですけれども、需給調整市場ができるまでということスタートしていた足元のインバランス料金の仕組みというものをさらに必要なところは微調整していく必要があるというふうな考えでありまして、結果的に足元のそもそも見直しということになりますと、今議論しています需給調整市場ができた後の議論、それに向けてのシステムというのと重なってくるので、一緒に議論することはできませんけれども、少なくとも方向性が整合している形で議論していく必要があるというふうに考えております。

○山内委員長

では、松村委員どうぞ。

○松村委員

まず、例えば需要をゼロで出していて、全部インバランスで調達しているというのは、この問題というよりは、これ供給力確保義務で満たしていないんじゃないのということを素直に思うというか、JEPXから調達しますというのを供給力だというのはありだとしても、インバランスで調達しますというのを供給力で認めるという格好で運用していなかったと思うのです。

そうすると、最初に表明したのとは違うことをしているという、そういうことなんじゃないかと思っています。この点は別のやり方もあり得るの……。ここまでいってしまうと、それもあり得るのではないかと思います。

ただ、ここに出てきたのは、それでも商売ができるぐらいインバランス料金ってやっぱり問題があるんじゃないかという意味で出てきたということであって、これをなくするのが唯一の目的でインバランスを変えるとかということじゃないんだろうと思います。

それから、インバランスは必然的に出てくるものだと。それを完全にゼロにするということをするのは、コストとしてツーマッチだというのは、それは確かにそのとおりで、個々の小さなレベルで完全にインバランス、もし本当に出さないとするならば、系統全体での予備力って必要なくなるという、そういうことなわけで、でも、そんなことしないで、系統で予備力を持ってというのは、ある種、大数の法則が働くというか、全体としてある程度出てくるもの、全体として調

整するのが効率的だからということを出てきているんだろうと思います。

ただ、個々のところでコストを全く考えないで野放図にインバランスが出てくると、今度調達しなければいけない調整力の量がどんどんふえていって社会的コストが大きくなってしまいますので、社会的コストに見合うようにインバランスの発生を抑制してほしいという、そういうことなわけで、そもそもゼロにするためにツーマッチというような議論がほぼほぼ意味があるのかどうかもよくわからない。

今回出てきた長期の話でいっても、限界費用ベースで仮にやったとすると、そのときに追加的に不足インバランスを出したとすると、限界電源の、ひよっとしたらDRのすごく高いやつというのを発動しなければいけなかったというところで抑制してくればそれが抑えられます。それに対応する価格を払わせますというのは、インセンティブとしてはちょうどぴったり本来のコストに見合うものになっているはずだと思うので。

今回出てきた限界費用を払わせるというようなことで、まだ足りなくて、もっと強力なインセンティブを与えましょうということを議論するなら、こういう心配というものはあるかと思うんですけども、そういうわかりやすいやり方で、それよりは緩いものというのも選択肢として考えるということを議論している限りにおいては、ツーマッチになるんじゃないかとかというような心配って、そもそも意味があるのかというのは、ちょっとわかりませんでした。

私はばかの一つ覚えみたいにならずと同じことを言って、限界費用でやれば問題解決するじゃないかというので、それを唯一のオプションとして出さずに、平均費用ベースというような考え方、それにプラスアルファして別のやり方を考えるというやり方も出していただいた。いろんな選択肢の中で、これから長期的に考えていくということは、にあると思いますが、確かに事業者にとってはひよっとしたら迷惑かもしれない。限界費用だとすると、ひよっとしたら本当に不足しているときには、物すごくインバランス料金になっちゃうかもしれないからということはあるかもしれないけれども、でも、それは本当に危機的な状況で、そこでそのインバランスを減らしてくれるということは社会的に見てそれだけ価値があるので、そのインバランスの発生量を減らしたら、その分コストが減るという格好で利益を得るといのは本来合理的なものだと思うので、仮に事業者、確かに「迷惑だ」ってきつと思うんですけども、そうだとすると、社会全体のコストを考えれば、それによってインバランスの発生量が減れば、調整力というものもそんなに持たなくてもよいとかというような、そういうようなことまで考えれば効率的だということであれば、やはり私は導入というのを前向きに考えるべきなのではないかと思います。

そういう点で、事業者から意見を聞くというのは、もちろん重要なことですが、もっともな意見なのか、社会的な利益のことじゃなくて自社にとって困るというだけのことなのかということ

は峻別しながら聞いていくということが必要になってくるかと思います。

次に、全体で余剰インバランス、不足インバランスというのが出てきたときに、昔のように個々ばらばらでというか、不足も余剰もある種ペナルティーを払うというやり方にするのか、不足が出ているときに不足を出す人というのにはペナルティーを出すけれども、全体として不足が深刻なときに、ちょっと余剰を出すとかというのにパニッシュをかけないというやり方をするのかというようなことに関しては諸外国でも分かれているということだから、どちらかが必ずいいというわけではないということは一応理解しましたが、さっきも言ったとおり、限界費用ベースでちゃんとしたインセンティブを与えるということをするれば、それでかなりの程度、遵守のインセンティブ出てくると思いますから、その上追加して余剰と不足を分けるという格好でアディショナルなインセンティブを与えなければいけないのかということについては若干疑問に思っています、私はそちらのほうがよっぽどシンプルで、いろんなシステムのコストだとかということから考えても、それが合理的なのではないかと思っています。

以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。

今の限界費用って、まず長期と短期があると思うんだけど、それはどちらを意味しているのか。

○松村委員

調整の、このインバランスというのは、まさに物すごい短期の話なので、物すごく極端なことを言うと、不足インバランスが1,000出てきたということで、仮に理想的に動いたとしても、1,000番目の調整というのをするには、このDRの発動が必要で、このDRのキロワットアワーのコストがこれだけですよということを限界費用と呼んでいます。だから、短期です。

○山内委員長

だから、短期なわけね。

その場合、短期の限界費用、ちょっと私はイメージできなかったんだけど、それは具体的にどういうふうに計測するというか、課すという。

○松村委員

キロワットアワーの価格というのは今でも全部登録しているはずなので、どこまで動かすためには、どれぐらい高い電源を動かさなければいけないのかというのは全部わかっていると思います。

○山内委員長

ただ、需要側が逆に、何番目でどれだけ高いのかということが予測できないと、需要側としての反応というか、それもわからないわけでしょう。その場合は限界費用も動いていくわけだから。

○松村委員

全体の量がわかりませんから、それはそのとおりです。

でも、もともとインバランスを出さないように努力するということですから。

○山内委員長

方向としては、これ出すとすごく高くなるんだということで出さないようなインセンティブにはなるという、そういう意味ね。

○松村委員

はい。

○山内委員長

わかりました。

大橋さんと大山さんは、どちらが先でしたか。

○大橋委員

ありがとうございます。

最初のインバランスのところですけども、2021年から先の話をもまず議論して、では足元をどうするかという議論の建付けはいいなと思っていて、基本的に足元のことを考える上で、将来どういうふうなところへ持っていくのかということは見据えてやっていかないといけないということとで理解しました。

需給調整市場というのが、上げと下げとで別の価格をつけることになっているかどうかということにも依存すると思うんですけども、そういうふうな方向にしたらいんじゃないかというふうな問いかけもされているんじゃないかなと思っていて、そういうものの接続の観点からすると、25ページ目でいただいたkと1というものを別の数字で入れていくというふうな形というのは、接続としてはそういうふうな感じなのかなというふうな気はします。

ここのあたりは、系統全体の需給バランスについてどう考えるのかという論点だと思っていて、もう一つ、今回、個別事業者についてどう考えるのかという論点をいただいていると思っています。

そのあたりは、まだ議論として、そんなに具体的に出ていないのかなというふうなイメージを、ちょっと理解が間違っていたら恐縮ですけども、思っているんですが、ただ、議論として、系統全体が例えば余剰であると。ただ、個社が不足、要するに全体と個社が違う方向になったときに、インセンティブを与えるかどうかという話がちょっとあると思うんですけども、これは

多分個社からすると、系統全体が余剰か不足かって事後的にしかわからないんじゃないかと思っていて、そうすると、その個社がそれと関係なく余剰とか不足を出しちゃうわけなので、これ意図して出しているわけじゃないという意味で言うと、これはインセンティブを与える、あるいはディスインセンティブするというのは、事実上そういうふうには機能していないんじゃないかなというふうに思っているんですけども、それは理解として正しいのかどうか。

もしそうであるとすれば、ある意味ロツテリーみたいなものなので、そういうものに別にインセンティブ、ディスインセンティブって与える必要があるのか。ちょっとそこが不明でした。

だから、この場合、個別事業者については、多分継続的にもう何か月もずっと一方向のインバランス出し続けているとか、そういうふうな者に対する何か措置というふうに考えるのかなというふうなことをちょっと思っていたんですけども、正しいかどうかということも含めて教えていただければ。

○山内委員長

さっきの松村さんの言いたいことと関連している。

○大橋委員

あっ、関連していましたか。

○松村委員

念のために確認しますが、震災前は別の制度だったわけですね。震災前で電源が大幅に倒れたというような状況で電気が全く足りないというような状況で、もう出てくるのは、とにかくその瞬間は絶対に不足インバランスだというときにでも、もし、需要家はその情報に反応して大幅に節電したということがあったとして、その瞬間、このままだと膨大な余剰インバランスが出てしまうというときに、それでそのまま放置するのか、むしろ需要をふやすようなDRというのを発動するのがいいのかといたら、後者のほうが社会的に見ていいはずはないんだけど、余剰も不足もどっちもインバランスというのに対してパニッシュメントを与えるということだとすると、そういうような明らかに全体が不足しているというようなときでも反対の方向にするというのがペイするという制度になっているということのわけです。

したがって、全く予想できないというわけではなくて、通常は確かにそうかもしれないけれども、でかい電源が倒れたとかというような瞬間の情報だとかというようなことがあったときに、全く予想できないかどうかというのを、そういうケースが全てだとかどうかはわからないということで。

○大橋委員

だけど、それは、かなり例外的な状況だね。

○山内委員長

だから、その辺の情報の関連性が瞬時にあるのかどうかというのは、そういうことだよな。

○小川電力産業・市場室長

まさに、そこはすみません、きょうはちょっとご紹介できない。

需給調整市場の仕組みの中で、需給調整市場の価格は、これはリアルタイムというよりはちょっとおくれてですけれども出てくるものがどれぐらい、何日後ではなくて、海外でも早いところは5分後、10分後に出てくる、あるいはもうちょっとたたないと、30分後でも1時間でも何か出ていると、その時々不足、余剰がはっきりするわけではないんですけれども、その価格を通じて、価格が上がっているから多分不足ぎみなんだよ、そこは見えてくる。ただ、おっしゃるように完全には見えない。最終的には事後的でないとわからないというところだと思っています。

○松村委員

しつこいようですけれども、私たちは震災を経験しているわけです。震災のときには、あのときには、もう全部制度を停止しちゃって、とにかくある電源、全部出してくれと。できる節電、全部やってくれということになったから問題は起きなかったわけですけれども、私たちは安定供給のためにつくる制度というのが本当に必要なときに停止せざるを得ないような、そのままやっていたら足を引っ張るような、というような制度をつくるのがいいのかどうかということは考える必要があるし、あの震災を経験して、そんなことは例外だと言ってしまうのは、私は若干無責任な気がする。だからといって、どちらかがいいと言うつもりはないのだけれども、その可能性というのを無視するというのは、やっぱりまずいんじゃないかと私は思います。

○山内委員長

ちょっとすみません、岸事務局長から発言要請があった。

○岸電力・ガス取引監視等委員会事務局長

ありがとうございます。

今の、個社にとって情報というのは、小川室長から話があって、今後議論される場所だと思っております。委員会としても関与していきたいと思っておりますけれども、要は需給調整の限界コストなり、それに類するような情報がタイムリーに発信されるかどうかというところに依存するというふうに考えておまして、私どもが理想形として考えているのは、そういった限界的な需給調整コストが、そうおくれることなくタイムリーにもし発信されることができれば、いろんな個々のプレイヤーがその動きを、少し前ですけれども、少し前の動きを見ながら行動するということと、それから、さらにはそれが時間前市場とか、あるいは1日前のスポット市場にもある種きちんと影響を与えて、実需給に影響を与えていくということによって、結果的にトータル

ないろんな市場を通じて需給バランスのほうに向かい、それから調整コストも節約できるという、ある種トータルな、シンプルな仕組みというのが理想形としては恐らくあって、ただ2021年の段階ですと、必ずしも競争が徹底していないところがあるかもしれない。

例えば、調整力の市場においても、ディマンド・リスポンスだとか、他社電源とか、どこまで競争的になっているかというところがあるとすれば、理想形に対して当面どういう工夫を加えていくかなという問題の捉え方が1つあるんだろうというふうに思っておりますということ。

あともう一点申し上げたいと思います。先ほどの供給力がゼロというようなことで、これはゲームのルールを、強力なインセンティブ要るかどうかということを考える前提として、まさにこれで言いますと8ページ目のところにしっかり書いていただいているように、インセンティブの話とガバナンス、コンプライアンスの話のバランス、両方大事だということで、あんまりごっちゃにしないほうがいいのかというふうに思っております、特に何がルール違反で取り締まられるべきなのかどうかと。要は何が悪いのかということについての共通理解を今後さらに深めていくといいのかなと。

そういうマクロ位置に資する場合に、余剰のインバランスはいいけれども、不足の場合はどうなのかということも、そういうところをしっかりと議論をして、全ての個別インバランスをインセンティブで押さえ込みにいくのかと、その結論にすぐ飛びつくのではなくて、十分検討したらいいと私も思っておりますということ。

もう一つ最後に、そういうことで2021年の長期では、需給調整価格をベースにするというのが非常に大事だと思っております、これは以前も申し上げましたが、足元、ひずんだインセンティブがいろいろ生じているというところは、実需給を適切にインバランス料金が反映していないということだと思いますので、私どもは必ずしも例えば市場間の裁定行動が全て悪いかというよりは、ひずんだ裁定機会を生み出している根本原因のほうを当たっていくということがより本質ではないかというふうに思っております、したがって、需給調整価格をベースに2021年になりますので、そのときにさらに加えて、個別の補正項とか、いろいろ人為的なインセンティブを加える必要が本当にあるのかどうかというところは今後慎重に十分検討して、いたずらに複雑、人為的になりますと、必ずしも価格シグナルとか、あるいは送配電事業者にとっての収支の一致というのがさらに複雑に複雑を重ねるという面もございますので、十分検討したらいいんじゃないかというふうに思っております。

他方、足元の緊急避難的な、赤字がばんばん出ているところは非常に問題でありますので、改善の策としてですけれども、定数とか κ や1を追加するというのは今すぐ必要なことではないかなというふうに考えております。

すみません、以上です。

○山内委員長

大山委員どうぞ。

○大山委員

ありがとうございます。

私も将来的に考えれば、ちゃんと需給調整コストを反映したインバランス料金と持っていくのが当然だと思っていまして、そのときにプラスマイナス加えるかどうかというのは、私は最初は加えてもいいかなという気がするんですけども、それは習熟してきたらまた考えたらいいかなと思っています。必ず加えろという意味ではなくて、余りゆがめるようなことはしたくないんですけども。

ただ、今岸事務局長もおっしゃられたとおり、現状は非常に問題があるかなというふうに思っています。25ページを見ていただくと、現在のインバランス精算単価というのはスポット価格と1時間前市場価格で決まるということです。例えば先ほどお話が出た2月22日、まず1日前である程度取りました。気象が変化していくのがわかっている、1時間前市場で誰も動いていない。これ、みんなが取りに行くと、1時間前市場単価が上がるはずなんですけれども、誰も行かない。したがって、インバランス精算単価は上がらないという。それでインバランスでもらえるので大変ハッピーということになっているのが今の話なので、そこだけはちょっと何とかしなきゃいけないなというのは思っております。

そういう意味では、現状の本当の調整価格を反映していないというインバランス精算単価の状況では、このkと1というのは非常に大事だなというふうに思っています。

以上です。

○山内委員長

柏木委員どうぞ。

○柏木委員

この最後の32ページのFeed-in Tariffのインバランス特例制度①というのがあります。この表をずっと見ますと、もちろんインバランスをなるべく少なくするというふうにしないと、これ今、再生可能エネルギーは主力電源とかのほうを目指すということにしているわけですから。Feed-in Tariffは今度、自家発自家消費のやつは来年終わるものが出てくる。だけど、これは一応電気事業として、メガソーラー扱いのものを対象にしているのだろうとは思いますが、これ見て、例えば今まではインバランスでも料金払えば、後はネットワークが調整してくれると。もちろん、ネットワークは回転系のものが多いから、イナーシャがあるから、本来は瞬時同時同量

なんだけれども、イナーシャ分でプラス0.2ヘルツぐらいのところの範囲内ではどうにかバランスできるという。

少ないうちはいいんですけども、多くなると、それをもう少し改善していかないと、本格的にこんな停電だらけの話になる可能性というのを秘めているわけで、そうなったときに、この32ページのFeed-in Tariffインバランス特例①の運用見直しイメージというのが描いてあるんですけども、これ別にそんなに違和感はないんですが、できるだけ系統利用者のほうも、自分たちの計画が気象によってどんどん変わってきて、精度も上がってくるから、その前の日の、今までアンタッチャブルで前々日に出して終わって、その後は成り行きというものだったものを、その前日の5時以降というから、もうほとんど夜に入ってからですね。

ここからこれだけ修正して、変動分、時間前市場というか、まあ、1時間前までは買えるんでしょうから、その市場で適時調整して、当日計画提出というのは、これは系統運用者にとっても随分パンクチュアルに動いていかないと。

それは、もう電子取引になるんでしょうから大丈夫だと思うんですけども、そのリアリティーというのは、本当にこのイメージで、これを具体的に進めていくときに、本当にうまく回るのかどうか、そこら辺の現状というか、考え方を少し教えていただければと。

○小川電力産業・市場室長

まさにおっしゃっていただいたように、ここの実務的にどうかというのは、これからしっかり見ていきたいと思いますが、一般的には計画の見直しというのは、これも事業者によって大分違うので負担が変わってくる。

大きな事業者になると、もう頻繁にどんどん、別にFITということではなくて、計画の見直しはしています。

片や小さい事業者といいたいまいしょうか、1回出して、もう二度と変えないというような事業者も結構いる中で、こういうのをどういうふうに入れていくかというのは、しっかり見ていく必要があるとは思いますが。

○山内委員長

よろしいですか。

武田オブザーバー、どうぞ。

○廣江オブザーバー

すみません、出ないといけないもので、よろしいですか。申しわけありません。

今、柏木委員からご指摘あったこととも関連しますが、やはりFIT特例①の見直しにつきましては、ぜひ実務面から慎重に検討していただきたいというのが私どものお願いでございます。

具体的に申しますと、一般送配電事業者は実需給の前日、12時から17時の間に各系統利用者の皆さま方から出していただきました翌日計画を集計し、それを確認し、場合によって、下げ代が非常に少ない、下げ調整力が少ない場合には、ご承知のようにオンラインで制御できない、いわゆる電源Ⅲ、あるいは場合によっては再生可能エネルギーの出力の抑制をお願いするような作業が入ってまいります。

さらに、先ほどもお話が出ていましたが、今後、需給調整市場というのが入ってまいりますと、この時間帯にさらに作業がふえるということになります。

さらに、その上に今回のような再生可能エネルギーの発電予想量の通知というような業務が入ってくる。非常に作業が錯綜するのではないかという心配が若干ございます。

これは1つの例でございますけれども、いずれにしましても、系統運用者と系統利用者の実務が円滑に回るような観点も十分に踏まえて検討をお願いしたいというお願いでございます。

以上です。

○山内委員長

それでは、武田オブザーバーどうぞ。

○武田オブザーバー

ありがとうございます。

同じ今の点なんですけれども、こういうFIT電源に対して2日前で決めるんじゃなくて、ぎりぎりまで調整できることをする方向性には基本的に賛成です。

ただ、今言った実務面とか、それにかかわるコストが一体どのぐらいかかっている、それは誰が負担するのが適正なのかということが1点気になります。

それからもう一点、資料のP29に、特例制度と引き渡し形態の関係がありますけれども、特例制度①、②、③のうち、今回の資料では①と②をまず順番に対策して、③は後で検討ということになっていますけれども、現状の引き渡し形態については、特例③の(1)の市場経由を原則とするというふうに整理されているはずですが。

この原則である特例③については、小売事業者間ではなく、送配電事業者が市場にどのようにFIT電源を出すかぎりぎりまで調整しつつ提供するかというのは大きな課題になってくると思いますので、まず特例③の原則、あるいは今後一般的になるであろう形態を整理して、それで一般電気事業者と系統利用者の役割をどう担うか、

あるいは、特例①とか②をどう扱うかということで、特例③のほうを優先して検討すべきではないかと、お願いしたいということです。

それから、ちょっと本論とは外れますけれども、1ページ目に、意見を提出した事業者数が11

と書いてあって、今回の資料の分析の仕方から見ると、いろんな多様な事業者がある中でどういうふうな、いろいろなインバランスあるかどうかも含めて検討している中で、意見を募集して単に提出を待つというので11事業者しかないとなると、意見の収集の仕方についても、今後もっと考えていただければなと思います。

以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。

では、村上委員どうぞ。

○村上委員

需給のギャップの問題なんですけれども、そもそも予想が当たればいい話なので、ここでは多分、議論としてはメインではないと思うのですが、1つの観点としては、この気象庁のデータ、この分析、あるいは最近は、ご承知のように、かなり衛星を上げるコストも下がってきて、民間のさまざまな活動も、この気象ビジネスの中では世界的には出てきているということを勘案したときに、いかにこの精度を、気温の、気象の予想の精度を上げるかというところのディスカッションも今回の大きな問題を対処するに当たって必要ではないかなと。

もちろん、これはもしかすると違うところで議論されているかもしれませんが、このビジネスの民営化に関しても、ここは、かなり考える余地があるのではないかというふうに思いました。

○山内委員長

ありがとうございます。

ほかにご意見は。

どうぞ、秋元委員。

○秋元委員

1点だけなんですけれども、これはこれまでもずっと議論があつて、資料にも明確に書かれてはいるんです。16ページ目ですけれども、どうしてもインバランスを出すときの——まあ、規模の問題というものは避けられないと思いますので、ここでは3ポツ目でbalancingグループに参加したりすれば対応もできるというような書きぶりもあるんですけれども、ただ、本当にその後の方法案については①、②がちゃんと並列されていて、並列になっているんですけれども、このあたりについて、引き続きどういう形がいいのかというのは、もう少し精査していく必要があるかなという気はします。やはり規模が小さければ、どうしても必然的にインバランスは大きくなると。

先ほどから話があるように、出してもなくて100%というのは、もう論外だと思いますし、そんなものは排除すべきだと思いますけれども、そういうところに関しては、しっかり競争力がちゃんと維持できるような形を考えていただければというふうに思います。

以上です。

○山内委員長

ありがとうございました。

ほかに。

時間の関係もあるので、この議題はこの辺にしたいんですけども。

足元の話で、さっきのインバランス料金について、どういうふうにすべきかというので、方向性はちょっと議論があったんですけども、これについてはいろいろ考えて、変えたほうがいいんじゃないかと、そういうことでは皆さんご一致を見たと思うんです。

ですから、事務局のほうで具体的につくってもらって、それをまた議論すると、こういうような形にしたいというふうに思います。次の回でこれを議論したいというふうに思います。

それでは、次の議題ですけども、「電気料金の経過措置の撤廃を想定した検討課題」ということで、これも事務局からご説明をお願いいたします。

○小川電力産業・市場室長

それでは、資料7に沿ってご説明をしたいと思います。

それで、経過措置料金ということでは、今回は主にまず三段階、最終保障といったあたりをご紹介したいと思っています。

資料7、ページ数が多いですが、前半は少し飛ばさせていただきますけれども、まずスライド3のところをごらんいただきますと、これはスタートした昨年10月にお示ししたものを時期を若干修正していますけれども、2020年4月に制度的な経過措置料金の撤廃というものがありますけれども、ここのタイミングで引き続き残すところは地域指定を行うということで、その判断をここで言いますと、2019年、来年にする必要があるということでありまして、この場でも昨年秋からご議論いただいていますけれども、今後具体的な競争の評価でありますとか、どういう基準で判断していくかということにつきましては、監視委員会にしかるべきタイミングで意見聴取の上、ご議論いただきたいなというふうに考えております。

他方こちらでは、引き続きこれまでご議論いただいたような点、それから本日ご紹介するような点を含めてご議論いただければと思います。

ちょっと時間の関係もありまして、資料の最初の部分で経過措置料金メニューというところがありますけれども、最初のほうは飛ばします。

三段階料金ということで、12スライドに飛びます。

これは、ここの場でも何度かご紹介しています現行の経過措置料金、1974年に導入された仕組みでもって、こういった形、使えば使うほど三段階のほうが単価が高くなる仕組みというのがあります。

続きまして14スライドですけれども、実際に三段階であるときに、各需要家、消費者の使用がどうなっているかといったときに、14ページ、3つの色に分かれておりますけれども、一番下が1段階、2段階で、一番上が3段階ということで、大きく言いますと、以前のほうが第3段階、ある意味使用量の多いところが比率が高かったわけですけれども、間に震災も挟んで、使用量の多いところの比率は下がってきているということでありまして、次の15にもありますように、世帯当たりで見ると、このところは平均の使用量は減ってきているということになります。

そうした中で、2年前の全面自由化の後です。まあ、自由化の前には特に三段階料金を前提にすると、競争のメーンは3段階からというふうには見込まれていたわけで、実際1段階のところについてどういう料金メニューが出てくるかというところはあったわけですけれども、17ページにありますように、1段階のところでも経過措置料金よりも割安なものも出てきているという状況であります。

そうした中で、大手電力も自由料金メニューを出している中で、これを今度1段、2段、3段で見たときに消費者の切りかえはどうなっているかというのをお示したのが19スライドになります。

これは一番下に示している全国平均は、先ほどの三段階、規制のところでの比率で、大まかに言って3対4対3になっていますけれども、実際に自由料金メニューに切りかえた比率、これは各電力会社によって違いますけれども、1段階での切りかえも、少ないところでも10%余り、多いところだと3割近くが切りかえている例もありまして、そういった意味では、1段階だと、もうそもそも切りかえというのがなかなか難しいということでも必ずしもなかったのかなということがあります。

大手電力会社の自由料金メニュー、これもかなりまちまちになっておりまして、次の20スライドにありますけれども、そもそも料金単価を割引しているもの。ここで言いますと、上のほうの各社でして、色をちょっと変えているところは、色づけ箇所というのは、基本的に経過措置料金よりも安くなるだろう需要規模でありまして、そういった意味では基本は第3段階なんですけれども、例えば中国電力のところは第1段階でも自由料金のほうが安くなる。これは何かと言いますと、基本料金そのものが下がっているものですから、従量料金単価は変わらなくても、第1段階でも自由料金に切りかえると安くなるということがあります。

他方、下の3社におきましては、自由料金、経過措置料金と全く一緒になっております。

そういった中で、プラスアルファのポイント付与ですとか、そういったようなものがありまして、結果的に、ここで言いますと、例えば中部電力においては料金メニュー、基本は一緒ではありますけれども、ポイントの付与、あるいは一定額の割引などの効果もありまして、一番右にあります社内的な切りかえで言うと、100万件を超える方々がこちらに切りかえているということになっております。

以上を踏まえまして、三段階そのものについては、導入当初とは取り巻く環境も変化しているということではありますけれども、一方で、必ずしも料金が安ければ切りかえが進むということではないわけでありまして、そういった状況、第1段階の需要家の選択という観点から、引き続きこの点は見ていきたいというふうに思っております。

続きまして、最終保障供給ということで、これは今の制度、仕組みの紹介になります。23ページにまとめてありますけれども、現状は経過措置料金というのがセーフティネットとして機能と。

これは言ってみれば、自由料金に切りかえる、あるいは新しい契約を選ぼうと思ったときに選べなかった場合でも、必ずこの経過措置料金では契約ができるという意味でのセーフティネットになっておりますけれども、この経過措置料金というものがなくなった後は、最終保障というものがその機能を果たすことになりまして、これ自体は送配電事業者が提供するサービスになります。

そもそもこの最終保障というのは、これまでの議論でもあくまでセーフティネットであって、そのセーフティネットに需要家が過度に依存することや送配電事業者がそのために電源を保有するということなどは想定するものではないというふうにされているところであります。

そういう中で今後の議論としましては、先ほど見ましたような三段階にせよ、あるいはこれまでご紹介してきましたような燃料費調整にせよ、今の経過措置料金にはそういった仕組みが組み込まれている中で、仮に経過措置料金というものがなくなる際には、今度この最終保障というものについてどう考えていくのか。

先ほど大手電力各社の自由料金メニューに関してもさまざまなものが出てきている中で、経過措置料金なき後には、どういう形でのセーフティネットをつくっていくかということは、議論としては、そもそも経過措置を撤廃するかどうかという議論とも密接不可分でありますので、そういった議論と並行して今後議論を深めていければというふうに思っております。

後半が常時バックアップ等になります。

こちら事業者の方々の意見聴取ということで意見募集した結果、それからもちろんその他ヒアリングなども行ったり、何よりもまずデータでどういった扱われ方がなされているかというの

をこれまで分析した結果を踏まえての見直し案のご提案になります。

前半は現行の仕組みの説明ということになりまして、飛んでいただきますと35ページを少し見ていただければと思います。

震災後、この常時バックアップがベース電源代替として資するよう、ということで料金体系は変わったということですが、下にありますように、契約電力に対してどれぐらいの比率で使っているかといったところで言いますと、かつて70%前後、それが若干落ちているというのが足元の状況でして、利用実態としては、これもまたいろいろヒアリングなどをしますと、やはりさまざまな使い方があるというふうに考えております。

そうした結果をまとめたのが37スライドになりますけれども、常時バックアップということで一言で言っても、ここでは大きく3つに分けております。

まず1つは、利用①ということによって言っています。そもそもまさにベース需要に充てる利用ということでありまして、こういった利用がなされているのももちろんあります。

ただ、そのほか、②、③ということによって違う使い方もされておりまして、これ自体がどうこうということではないんですけれども、まずは実態の整理ということによっていいますと、この②というのは若干わかりにくいかもしれませんが、自身の需要に使わないと。どういうことかといえますと、この使い方は、まず市場で売りを建てておくということ。売る場合の価格を、常時バックアップの価格というのはあらかじめわかっておりますので、それよりも高目に入れておく。それが約定するかどうかはそのときの状況ですけれども、仮に市場で売れば、その後に常時バックアップで必要量を持ってきて、市場での価格、約定した価格との値差収入を得るということでありまして、結果的に持ってきた量と同量をこの市場で売っていますので、自分の需要に充てているわけではないというのが、この2番目になります。

最後、3番目、実態としてはこれが一番多いかとは思いますが、ベースで使うわけではなくて、その時々で買えるということ、それは需給の一致のためということで、いろいろな使い方があると思います。

例えば、前日段階で、翌日の需要のために一定を市場から取ろうと思っていたけれども、市場で必ずしも全部取れなかった場合に常時バックアップでその部分を補うといった使い方もあると思います。

こういった大きく分けて3つの使い方があると考えられる中で、どういうふうに見直しをしていくかということが39ページになります。

それぞれの利用、まずベース的な需要につきましては、これは別途この小委員会の下のタスク作業部会で議論いただいていますベースロード市場のコンセプトとまさに重なるところでありま

して、こういった利用についてはベースロード市場に移行していくものというふうに考えられます。

一方で、利用②につきましては、これは値差収入のためということでありまして、もともとの常時バックアップというものの制度趣旨との関係が、整理が必要ということでありまして、利用③、需給一致のために使うというものにつきましては、卸市場の状況を踏まえた検討が必要というふうに思っております。

順番にいきますと、まず1つ目が40になりますけれども、ベースロード市場が来年創設予定ということでありまして、常時バックアップのベース的な利用というのは、まさに今後創設されるこのベースロード市場に移行していくということが望ましいのではないかとこのように考えております。

その際に、移行をスムーズにするという観点からも、ここは使い方がある意味重なる中で、ベースロードのほうで購入していった量というのは、今、一種の非対象規制として入れている常時バックアップの利用枠というものから、このベースロードで得られたところは控除していくと。それは結果的には、ベースロードで買えれば常時バックアップの必要性は落ちるわけですので、そういった形で重なる両者のベースロード市場への移行を促していけばいいのではないかとこのように41スライドになります。

続きまして、利用の2つ目ということでは43ページになります。

これは必ずしも自身の需要のためにやっているのではない使われ方ということでありまして、これは常時バックアップが、そもそもは新電力にとっての電源アクセス調達の円滑化というところで措置された制度であることを考えると、みずからの需要に充てずに市場で売るということは、本来政策目的にしていたところとはずれているかなというふうに考えるわけでありまして、そういったことがなぜ可能かということは、次のスライドにもあります、市場での取引に関する締め切り時間と、それから常時バックアップの締め切りの時間に差があると。スポット市場の約定状況、結果が出た後で常時バックアップ、翌日の利用量を定められるという今の仕組み——まあ、もちろん理由があってそうなっているわけではありますけれども、そこが主たる理由である中、最近の市場の活性化なども踏まえた状況変化の中で、この締め切りの差というのはなくしていくというのがよいのではないかとこのように考えております。

実際、今足元どういう状況かというのは44ページにありますけれども、締め切りがスポットのほうで10時である中で、左のグラフにありますけれども、10時を過ぎてから出す事業者というのは約3分の2。逆に、それまでにもう全部出し終えている、ある意味、締め切り時間を変更しても全く影響を受けない事業者というのは約3分の1ですけれども、その他3分の2の事業者には

影響が出る中で、今度利用③と呼んでいるところをどう考えるかというのが次の45スライド以降になります。

利用③のところも45スライドで幾つか分けております。事業者の方々に聞いたところでの需給一致といっても、例えば利用③のaというところで、右の表のようなところに書いてありますけれども、スポット市場での取引単位に比べて非常に細かい単位でこの常時バックアップを使えますので、そういった意味での細かい需給調整の利用ですとか、それからもちろん価格、市場で調達できたかどうか。できなかった場合に常時バックアップでの利用といったようなものということ。

さらには、スポット市場での購入とは関係なく、みずからの計画に合わせて使っている利用③のcというもの、いろいろな利用方法があります。

こうした中で、特にこの全面自由化以降、市場の充実が図られてきている、卸市場の活性化が進む中で、将来的なあるべきものとしてどう考えるか。これについては、基本的には卸市場への移行、それから卸市場といったときにスポットで買えなかった場合には、それは今度は時間前市場で購入していくというのが望ましい姿かなというふうに思っております。

それのみならず、常時バックアップの使い方としては、スポット市場での価格変動を、ある意味そのリスクを回避する。スポット市場が特に高いときには、むしろ常時バックアップを利用するということがあったわけで、そういった点からすると、価格変動リスクの回避機能としては先渡し市場というものがありますので、そういった意味でのこの将来的なイメージとしては、必要なところは時間前市場、あるいは先渡し市場というのを使っていくのが望ましい姿かなというふうに思っております、これは常時バックアップそのものを廃止する、しないといった議論ではありませんで、先ほどの利用②に関係しましたスポット市場と常時バックアップの締め切り時間というもののをなくしていった場合に、事業者としてどのような対応ができるかという観点からお示ししているものであります。

そういった意味で、この先渡し市場、それから時間前市場、現状はその後に幾つかスライドがありますけれども、日本においては、例えば48スライドにありますけれども、1時間前市場は全体の約3%にとどまり、先渡し市場はそれよりもはるかに小さいものと。これは自由化後の諸外国でいいますと、例えばこの時間前市場の比率というのは5%、10%、それからドイツなどに至っては、今では20%近くになっている。これは市場機能の活用といった意味で、まずスポットでやって、だんだん当日へ近づくと時間前市場を活用していくということ。

それから、別途価格固定では先渡しを使っていますので、そういった方向に向かう中で、この常時バックアップの見直し、特に締め切り時間の見直しというところを考えていけないかという

ふうにご考えております。

以上です。

○山内委員長

どうもありがとうございました。

それでは、ご説明いただいた経過措置の撤廃を前提とした検討課題について、ご意見があればご発言願いたいと思いますが、いかがでしょうか。

どうぞ、大石委員。

○大石委員

ありがとうございます。

経過措置料金については、この場でもずっと議論されてきているわけですが、2020年に一応外すことが前提とはなっていないながら、今のこの状況を変えるというか、経過措置料金を外すことが実質的には誰にどのようなメリットがあるのか、それからデメリットがあるのかということの論点がまだ消費者にはきちんと理解できていないところがあります。

なので、そもそも外すのが当たり前という考え方から発してはいると思うんですけども、そこをもうちょっと整理していただきたいなというのと、同じように三段階料金についても、やっぱりここで一番問題になるのは第1段階の人々だと思っていて、この三段階料金ができたきっかけというのは、第1段階の少量需要家の保護と、それから省エネに向けてということで、確かにご説明があったとおり、現状というのは当初とはかなり変わってきているとはいえ、やはり今の消費者の家計の中で電気料金であったり、エネルギーの中の電力料金であったり、その割合というのが本当にどれだけ今ふえてきているのか、減ってきているのかということも社会全体として経年的に見ていかないと、ただ単に今需要家にとっては外しても問題ないでしょうという概念的な論理だと、少し消費者にとっては納得がいきにくいのかなと。

それは最後のところも同じでして、そういう意味では、海外のいろんな例を出していただくんですけども、イギリスの例は結構お聞きするんですが、ドイツでそういう最終需要家を守るための基本供給プランというのがあるということを知っていますので、ぜひそのあたりもこの場でご説明いただけるとありがたいかなと思います。

以上です。

○山内委員長

そのほかはいかがですか。

特に時間のことをそんなに気にしなくても結構ですので、ご意見があれば伺いたいと思いますけれども。

前半の経過措置云々の話もそうですが、後半の常時バックアップのあり方等については、比較的早目に措置しなきゃいけないということもあるので、この辺についてのご意見があれば、いかがでしょうか。

ベースロード市場ができて、それをどうするかということを考えなきゃいけないわけで、それに……どうぞ。

○松村委員

確かに、ベースロード電源市場ができた後ということになるわけですが、私は、まだベースロード市場が本当に機能するかどうか若干心配しているので、当然にうまく機能するということを前提にして、早々に縮小されるのは怖いなという気が1つします。

でも、そのことについては十分配慮されているので、追加で言わないつもりで言いませんでした。

それから、そのタイミングについて、変なサヤ取りができていないのかという問題意識については、そのとおり確かに問題かもしれない。これは早急に改善というのをしてもいいかもしれない。

これは、ひょっとしたら新規参入者にとっても迷惑になっているかもしれない。つまり、どうということなのかというと、スポットが終わった後で調整できるということは、これは売り手のほうからすると、フルに買われるということを前提としてキャパシティをキープしておかなければいけないわけです。

そうすると、余剰電力を市場に出すというときに、常時バックアップの分は買われなかったとしても、買われる可能性がある分だけ控除した上で出すということになる。結果的に買われなかったとすると、もし、本来その前のタイミングで、もうあくということがわかっていたら市場に出せたものが出せなくなるということがあるので、買っている当人にとっては確かに使い勝手はいいかもしれないけれども、社会全体の効率性を損ねているかもしれないという観点からも、タイミングというのをもっと早くさせる。

固定費用も、それに対応する部分の固定費用しか払っていないんじゃないのというようなこともするので、そういう方向での改革というのはいろんな意味で合理的じゃないかと思いました。

以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。

どうぞ、秋元委員。

○秋元委員

私も常時バックアップの今の事務局の改善方針については賛成なので、この方向で進めていただければいいかなというふうに思います。

1点だけ、ちょっと別の部分で、規制料金の撤廃の部分で21ページ目。その前のグラフでも示されているんですけども、要は第1段階でも安い単価の料金が示されているということは書かれていて、これはそういう事例があつていいことだと思うんですけども、では、これが規制料金が完全に全部撤廃されたときに、結局最後、今はそういう料金が出ているけれども、論理的に考えると、そこは本来単価が高いのが当然なので、そうしたときに競争が進む中で寡占化が進んで、そのあたりの料金が上がっていくということは、やっぱり懸念材料としてはどうしても残るので、今の段階でこれが安いものがあるからといって、それを理由に撤廃してもいいというような論理に展開し過ぎないように、やはりちょっと慎重に議論をさらに進めていくべきではないかなというふうに思います。

以上です。

○山内委員長

そのほかはいかがですか。

今おっしゃったのは、スライド17の新電力B（Yプラン）というやつですよ。見ていると不思議なんですけれども、固定料金なくて、全部完全従量制で、収入というのは、この下の面積になるんで、明らかに面積小さいわけで、これは相当無理しないとできない料金だと思います。まあ、そういうことをしているんだと思いますけれども。

ほかはいかがでしょう。

では、またありましたらご意見いただくことにして、さっきちょっと申し上げた常時バックアップの話については、今お二方発言がありましたけれども、方向性としては皆さんにご理解いただいたということでよろしいかと思しますので、これは事務局のほうで、またこれについても先渡し市場とか時間前市場の活用とか、そういうこともどういうふうにするのかというのを、これは監視等委員会との関係もありますので、そういった議論を踏まえた上で、次回の小委員会でも内容について示していただくということにしたいと思っております。よろしく願いいたします。

それでは6番目、「電力分野におけるデジタル化について」の議論です。これもご説明をお願いいたします。

○小川電力産業・市場室長

それでは、資料8になります。

こちらのほうは状況のご紹介、ご報告になりますので、簡単に飛ばしながら、かいつまんでポ

イントのみご説明したいと思います。

前半、後半あります。

前半は一言で言いまして、電力分野でもいろいろな形でAIやIoTを使った効率化の取り組みがある意味で始まりつつあるというところでありまして、5ページ目以降、幾つか個別の事例をご紹介します。

こうした取り組みの中で考えていくべきこととしまして、電力会社が保有しているデータというものを、これをどう使っていくか。

特にこういった分野においては、残念ながら、現状においてはその解析能力といった点では海外企業に強いところが多い中で、今、足元のデータをどのように生かして、どう使っていくかというアライアンスの組み方も含めて、今まさにいろいろな取り組みがなされております。

そうした中で後半部分ですけれども、スマートメーター、これは日本は世界的に見ても急速に大量のスマートメーターが今入っていつているわけでありまして、このデータというのをどのように使っていくかというところの議論を今後しっかりしていきたいというのが後半になります。

これはもう以前、システム改革がスタートするときから、こういったデータへのアクセスをどうしていくのかというのは意識されておまして、そうした中で実際にスマートメーターがこれだけ普及して、片や海外においても、まさにこういった情報の取り扱いというのが議論になる中でどう考えていくかということでもあります。

データといったときに、もちろん個人情報ということもありまして、17ページに飛びますけれども、スマートメーターのデータといったときに、そもそも各家庭でどういうふうに使っているか。しかも、30分ごとの情報。まさに個人情報に直結するものから、それをその個人との関係を切り離す形にした匿名加工情報という真ん中のもの。さらに、それをさらに抽象化、あるいは集約化して統計情報、③にしていくというもの。こういったデータを使っていくかということによって議論のフェーズも変わってくるというふうに思っております。

ここは、ニーズという観点でも、それは個人情報のほうがいろんな意味でこれを活用する可能性はある一方、そのためには超えるべきハードルも高いということでありまして、幾つかの、事例とまではいきません。今アイデア段階のものとして18ページにありますように、スマートメーターでの電力の使用量情報を活用することで、見守り、空き家の把握といったようなところから、最近ですと再配達をどう減らすかといったところ。

それから、もともと電気事業においてありますのは、小売の営業の効率化ということで、需要家の使用パターンのある程度がわかると、営業的にもやりやすくなるといった点。

これは特に新規参入者と既存の事業者、スマートメーターから得られるデータについても大きな差がある中で、データそのものは送配電事業者が保有しているわけですが、これをどのように活用していくのかというのが論点になります。

では、海外ではどうしているかといったときに、例えばイギリス、20スライドにありますけれども、ここはスマートメーターのデータを新しくつくった組織で一括管理をしまして、一定のルールを設けて、そこへのある意味第三者アクセスを認めるということ。

ただ、個人情報にかかわることなので、当然一定のアクセス権限といいたし、そこへのルールもありますし、また、その際には費用も支払うという、かなり大がかりな取り組みを始めてはいますが、この資料にもありますとおり、一方で、イギリスはまだスマートメーターの普及ということでは1割といったような状況でありますし、聞くところによると、現状ではこのデータをどう使っていくかというのがまだなかなかはっきりしない中で、必ずしも十分に機能していないというふうに聞いております。

一方でアメリカ、次の21ページにありますけれども、ここは個人情報というよりは、それを個人情報でない形に加工した上で、これを第三者に提供するという取り組みがなされているということでありまして、こういったスマートメーターから得られる情報をどういう形にして誰に提供していくのか。これは、どんな事業においてもデータ提供はある課題があるわけですが、特に電力事業特有というような点もありまして、まず、そもそもこのスマートメーターの情報は独占的な事業である送配電事業が有しているということがあります。

そういった意味で、電気事業法にもありますような情報の目的外使用の禁止というものをどう考えるかというのはありますし、さらにこの送配電事業、託送という観点からいいますと、そこに必要なコスト、あるいは得られる収益というものについてどのように考えるのか、託送料金との関係をどのように考えるのか、さらにはデータへのアクセスについてどういうルールを設けていくのか、いろいろ検討すべき事項があるものですから、こういった点を今後しっかり議論していきたいというふうに考えております。

以上です。

○山内委員長

それでは、デジタル情報の関係ですけれども。

村松委員、どうぞ。

○村松委員

ありがとうございます。

意見とリクエスト、お願いになります。

今回のデジタル技術の活用、データの活用といった点につきましては、ほかの業種との連携も含めまして必然の流れだというふうに理解しております。

ここを規制があるからということだとめてしまうのではなくて、ぜひ推進できるように環境の整備と障害となるものの既存の規制見直しといったような形で進めていただければと思っております。

ただ一方で、今回データの利用ということで個人情報保護という観点を出示されましたけれども、もう一つ、サイバーセキュリティーについて今回お話がなかったものですから、そちらのご検討状況がいかがなものかということは、ぜひご紹介いただければと思います。

サイバーセキュリティーは安全・安心のために必須ですし、日本は先進諸外国に比べると、この分野は非常におくれているという認識でおります。かなり緩いというところがありますので、何もなさらないのではなくて、外部から攻撃されることを前提としたセキュリティーガバナンスの構築が必要です。脆弱性の認識からコントロールを計画して実際に構築していくと。

それだけではなくて、PDCAを回していくというところまで全て含めて組んでいくことになると思います。

本来は各企業でのお取り組みということにはなるとは思うんですけども、個々の事業者ではなかなか解決できない部分であったり、また取り組み状況のモニタリングをされたりというのは恐らく省庁の役割になるかと思っておりますので、その取り組み状況、もう既に電力ISACといったような形で取り組みの一部がなされている部分もございまして、状況について、また機会がございましたらご説明いただければと思います。

以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。

電力ISACもあるんですか。

○小川電力産業・市場室長

はい。

○山内委員長

あるのね。

武田オブザーバー、どうぞ。

○武田オブザーバー

ありがとうございます。

スマートメーターのデータ活用について、1点お願いしたいと思います。

電力を供給する人と、それから例えばサービスを提供する人が異なるケース。例えば省エネサービスについて、電力を提供したいけれども、省エネサービスを電力供給先以外の全体に提供したいというケースについて発言します。

この例で出ている高齢者見守りサービスということを活用したいという人は、多分電力を供給していない人がそういうサービスを考える人も出てくる。

ということで、電力を供給する人はスマートメーターにアクセスできるんですけども、それ以外のいろんなサービスにこれを活用したいとしたときに、どういうふうな課題があつて、いろんな議論があるように、いろんなセキュリティーも必要だと思うんですけども、ぜひそれがそういうサービスを考える上で支障にならないように、あるいは活用しやすいようなスマートメーターの活用の仕方というのを検討してほしいと思います。

以上です。

○山内委員長

四元委員、どうぞ。

○四元委員

意見ではございませんで、20ページのイギリスの事例ですか、何か政府の指定機関へ集約するって、何かどんな仕組みなんだろうと非常に興味がありまして、一方でちょっと気持ちの悪さも感じますので、この辺詳しくわかったら、またぜひ教えてください。よろしくお願いします。

○山内委員長

ほかはよろしいでしょうか。

大橋委員。

○大橋委員

念のためですけども、ポジティブな意見ばかりなんで、ネガティブな意見もあつたほうがいいかと思つて言いますけれども、当然これ15件以上出したとしたって、この15件がみんな昼間いないというふうなことがわかったら、それは使い手によっては結構な情報になる可能性もあるわけです。

だから、マスとして出すからいいんだということでも必ずしもなくて、多分これはいろんな観点から、どういうふうなデータの切り取り方だったらいいかというのは議論されるべきなんだろうと。

当然そういうことは考えられると思いますけれども、資料の中に余りダウンサイドの記載がないものですから、ちょっとそこだけ指摘をします。

○山内委員長

ありがとうございます。

どうぞ。

○村木委員

スマートメーターのデータの活用のところでいろいろ想定されているのが18ページにあったんですが、これは想定なので、きっと可能性は非常にたくさんあるわけですよ。

統計情報に最後していく段階でも、大きさを町丁目なのかメッシュなのか。また、メッシュの規模も可能性があって、その際の活用が逆側に行ってしまうこともあるので、これはかなり細かく検討をお願いできればと思いました。

以上です。

○山内委員長

このビッグデータはかなり気をつけないと大変だというのは、皆さんおっしゃるとおりだと思います。これは十分にご検討いただくということかと思しますので。

よろしゅうございますか。

それでは、すみません、ちょっと時間も迫ってまいりましたので、最後の議題ですけれども、「次世代ネットワークシステムの構築に向けた託送料金制度の見直し」、これについてご説明をお願いいたします。

○小川電力産業・市場室長

それでは、最後の資料、これは最近の送配電を取り巻くいろいろな事業環境を含めて、これから託送料金制度のあり方を改めて検討していくというものであります。

3つに分かれていますけれども、最初は現行の料金ですので、ここは仕組みの説明になりまして、飛ばしまして9ページ目以降ということで、まずは環境変化をお示ししております。

9ページ目が全体の需要の減少、それから再エネの接続の増大に伴う送配電網の増強の必要性というところで、これらはいろいろな場でご議論いただいています。監視委員会でもそうですし、再エネ・ネットワーク小委員会でも議論がされているところであります。

需要と需要実績の乖離というのは次の10ページにありますけれども、これは託送料金のもとになる想定需要と実績で、これはもう各社とも大きなずれが生じているということでもあります。

続きまして11ページ目は、これは送配電網の高経年化。特に高度成長期に設備投資したものが更新期を迎えているといったようなことをお示ししております。

こういった、なかなか状況が厳しいという話と、12、13ページは、むしろ、この先を見据えた場合にはいろいろ取り組むべきところがあって、それもいずれも資金が必要になるわけでありまして、12ページでいいますと、その将来を見据えた、特に分散型電源が多く入ってくる中

での送電、配電のあり方もこれまでとは変わってくる。これは右肩にあります再エネ・ネットワーク小委での議論でありますけれども、こういった議論もされていますし、また次の13ページ、これは全く別の会議ではありますけれども、これはインフラ輸出の文脈で、送配電事業についても海外進出をしっかりと考えていく必要があるといった議論が政府レベルで進められております。

こういった送配電を取り巻く事業環境が大きく変わる中で、システム改革のさらなる対応の方向性ということで14ページにまとめてあるところです。

特に送配電ということでいいますと、取り組みの方針、これも別の場、再エネ・ネットワーク小委で既に議論されていますけれども、既存ネットワークに関してのコスト削減、それから一方で、将来に向けた投資を促すといった点で、16ページ目以降に基本的な方針と、具体的な幾つかの取り組みが18ページ以降に示されております。

そういった中で託送料金制度、これら、これから見直していく必要があるというときの検討の進め方として、最後、24ページ目以降になります。

いろいろところで既に議論になっておりますとおりに、送配電を取り巻く環境変化を踏まえた取り組みについては、今、短期と中長期——まあ、中長期といったときには抜本的な見直しになってくるものですから、そういったものを分けて考えていくことが重要でないかということで、まず短期ということでいいますと、25ページに少しありますように、現行の制度においても、こういった効率化、それから投資の促進については、いろいろな形で取り組みがなされてきてはおります。

例えばということ言うと、事業報酬率の扱いですとか、あるいは事後評価における超過利潤の扱いというものに差をつけているというのがあります。

他方、そもそも料金の認可申請がなければ、そういう査定は影響してきませんし、事後評価、超過利潤といっても、そもそも送配電の需要が減る中で収支が悪くなっていますと、超過利潤というのもインセンティブとしては十分機能しないということを踏まえますと、こういう足元の対応とともに、むしろ抜本的な制度改革というのも考える必要があるということで、これからということではありますけれども、例えば諸外国においてということで26ページに幾つかお示ししておりますとおりに、今の日本にありますような総括原価方式とは全く発想の異なる形での投資促進がしやすいような仕組みが措置されているところがあるわけですし、こういった諸外国の制度も参考にしつつ、これからしっかり議論をしていきたいというところでもあります。

特にいろいろな場での議論になりますので、最後、27ページにありますとおりに、関係する審議会などとよく連携して、これから議論を進め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。

それでは、託送料金の制度見直しについてご意見を伺いますが、いかがでしょうか。

どうぞ、村松委員。

○村松委員

では、手短かに。

今回出されました託送料金制度の中で、1つ、託送事業者の大きな経営課題で高経年化について私は着目しているんです。非常に危惧しているところです。ほかの社会インフラも全く同じなんですけれども、従来のものをそのまま取りかえ更新されるのではなくて、集中から分散へだったり、人口減を考えて、例えばコンパクトシティであったり、限界集落だったり、そういったことを考えながらの投資ということになるかと思います。

例えば金融機関の方とお話しした際に、ガスの事業者の中には、非常に規模が小さくて更新投資がままならない、資金繰りも立ち行かない。今後、事業の売却、廃業というようなこともあり得ると。そうすると、国民の生活にも支障が出てくるのかなというふうに考えております。

そうしたときに、今の最後のページ、27ページで、多岐にわたるので、いろんなところで議論をというお話がありましたけれども、本当はほかの社会インフラとの連携ですよね。鉄道とか、道路とか。

本当は鉄道とか道路、水道、通信、そういった同様の課題を抱える社会インフラのサービスの一つとして取り組むような課題ではないかなというふうに考えております。

大きな事業課題として、今後託送事業者の方が取り組まれるべきところで、そこに対するサポートは非常に重要だと考えております。

以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。

では、柏木先生。

○柏木委員

この27ページのこれまでの役割と今後の基本計画の改定を踏まえて、この役割分担、ダブルスタンダードにならないようにはすべきだと思っていまして、これはよく見ますと、下のこれからの方向性として、託送料金制度全体像はこの委員会並びにこの下部の小委員会でいろいろと再度にわたって検討していくということですよ。

それで、具体的制度設計というのは、これは次世代投資の促進等となっていますけれども、今

後どういう制度にするかという。

これを監視委員会は、料金まで含めて事後報告で、確かにこれはフェアにちゃんとやっているとか、位置の状態、発電所の位置から売り手の位置によって随分潮流が変わってくるでしょうか、そういう意味ではそこら辺も加味して、ちゃんとした託送料の算定になっているとか、そういう検証を行うって、こういう位置づけで、この委員会の下部で料金の全体を決めると。監視委員会は決めたものに対して事後評価を行うと、こういうことでよろしいんですか。

○小川電力産業・市場室長

そこは、今、横、並列にしておりますけれども、監視委員会のほうで、何と言いましょうか、こっちで設計して向こうで実施と、そういうことでは必ずしもなくて、制度設計でも2つ並んでおります、監視委員会の本来のミッションに即した形での制度設計というのがあります。

それは、例えばで言うと、ここで言いますと、効率化インセンティブの仕組みとかもそうですし、あるいは現状まさに議論が進んでいるので言えば、発電側課金とかといったところはありませんので、そういう意味では、ご指摘のように、もちろん、ダブルスタンダードにならずになんですけれども、必ずしもどっちかが片方で全部やるということではなくて、重なるところも出てくるので余計に連携はしっかりしなければいけないというふうに思っています。

○柏木委員

そうですね、わかりました。

言いたいことは、ダブルスタンダードにならないようにということです。わかりました。

○山内委員長

大橋委員。

○大橋委員

どうもありがとうございます。

とても重要な論点だと思います。

これは送電もそうですけれども、配電なんかというのは非常にイノベーションとかを考える上で大きな余地があるんじゃないかということは技術系の方もよくおっしゃられていることは私も耳にしますし、やっぱりつくっていかないと技術って伸びていかないので、そういうところって、今なかなかこうした、先ほど柏木先生もあつたんですけども、こうした中だと、そうした前向きなマインドってなかなか出てこないの、何らかの形でそういうふうな素地をつくってあげるということは重要かなと。

先ほどちょっと鉄道のお話がありましたけれども、やはり海外展開とかを考えてみると、電気だの、日本もそうですけれども、得意分野がすごい各社に分散しているんです。電気とか、車両

とか、設備とか。製造とシステム保守というのを一体として考えていくようなことを、こういう機会に、ぜひ仕組みとして考えることで海外展開にも備えるみたいな視点もすごく重要なんじゃないかと思いますので、ぜひよろしくをお願いします。

○山内委員長

ありがとうございます。

そのほかはいかがですか。

どうぞ、村上委員。

○村上委員

村松委員のコメントと大変似ているんですが、今、2040年の自治体構想という、総務省が勉強会というか、委員会を設けておりまして、そちらのほうにも参加させていただいているんですけども、まさにこの議論、2040年の日本のインフラ。特に地方自治体、あるいは中央政権の立場から、どういったサービスをどこまで国民に提供していくかということを議論しております。

これは、その中の大きな、結構これはビックピクチャーの話ですので、そういったところは、実は各省庁ですり合わせをする必要がある。人口減少がもう見えていますから、今までと同じように、同じようなサービスを国民全員にという、そういったスタンスがいいのかどうかということも含めて、こちら総務省のほうでは今検討をしているところなんです。

恐らくこれは、今は電気ですけれども、先ほど村松委員がお話ありましたように、ガスであり、今、水道、水の民営化という話も出てきておりますので、社会インフラの基礎的なところのサービス、これをどこまで今までと同じようなやり方で、政府が、あるいは地方自治体が提供するのかということ、多分、方向性のところを各省庁の——まあ、これは先ほど政治家とおっしゃいましたけれども、すり合わせというのを多分しておかないと、いろんな議論がいろんなところでひとり歩きしてしまうと、後でいろいろ不都合が起こるのではないかなというふうに思います。

○山内委員長

ありがとうございます。

まだご議論はあろうかと思うんですけども、時間も過ぎておりますので、この辺で質疑のほうは終了とさせていただこうと思います。

本日は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。議題が多くて時間が超過しましたが、私、申しわけないというふうに思っております。

それでは、これをもちまして、第9回電力・ガス基本政策小委員会を閉会とさせていただきます。本日は、どうもありがとうございました。

午後3時26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