

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会
第 38 回電力・ガス基本政策小委員会部会

日時 令和 3 年 8 月 27 日（金）12：00～13：58

場所 オンライン開催

1. 開会

○下村電力産業・市場室長

それでは、定刻となりましたので、ただ今より総合資源エネルギー調査会第 38 回電力・ガス基本政策小委員会を開催させていただきます。

委員およびオブザーバーの皆さま方におかれましては、ご多忙のところご参加いただき、誠にありがとうございます。

現在の状況に鑑み、本日の小委員会につきましてもオンラインでの開催とさせていただきます。ウェブでの中継も行っておりますので、そちらでの傍聴も可能となっております。よろしく願いいたします。

また、本日は日程の都合上、またお昼休みをまたいで会議スロットとなりましたことをおわび申し上げます。ご参加の皆さまにおかれましては、昼食を召し上がりつつご参加いただけますと幸いです。

本日、澤田委員、海寶委員におかれましては、ご欠席の連絡を頂いてございます。また、石井委員におかれましては遅れてのご参加、横山委員におかれては途中までのご参加、また都築オブザーバーの代理として寺島理事にご出席いただいております。

なお、本日は参考資料を 2 点配布させていただきます。参考資料 1 は自由化の進捗状況でございます。時間の都合上、本日は参考配布という位置付けとさせていただきます。また、参考資料 2 は別の審議会、持続可能な電力システム構築小委員会におきまして、8 月 10 日に第二次中間取りまとめが公表されましたので、ご紹介させていただきます。配電事業、あるいはアグリゲーターなど、今後、電力・ガス産業がトランジションを進めていく上で重要な制度の詳細設計がまとめられておりますので、ぜひご参照いただければと存じます。

それでは、以降の議事進行は山内委員長をお願いいたします。

○山内委員長

山内でございます。それでは、議事次第に従って進めさせていただきたいと思っております。

本日は、まず 1 つ目が 2021 年度に向けた冬季に向けた対策について、それから 2 つ目が 2022 年度の需給見通しと対応策に向けた検討について、そして 3 番目が一般送配電事業者のインバランス収支の扱いについてと、この 3 つの議題というふうになっております。

それでは、早速ですけれども、議題 1 につきまして事務局から資料は 3-1、3-2、3

ー3、3ー4となっております。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、皆さまお手元資料の3ー1をご用意いただければと思います。まず1点目、リスクマネジメントガイドラインについてでございます。

スライド2をご覧ください。前々回の小委におきまして、リスクマネジメントガイドラインの位置付け、あるいは検討項目、記載内容についてご議論いただいております。その後、事務局で小売、あるいは発電事業者などへのヒアリングを行っております。本日は、これらの議論も踏まえまして、望ましい行為等についてご審議いただければと考えてございます。

5スライド目をご覧ください。こちらは前々回の小委でお示しをさせていただいた全体像でございます。ことしの1月に異常に市場価格が高騰したということで、需要家に対しての安定的な電力サービスの継続の重要性というのが再認識されたところでございます。そのためには、小売事業者が例えば債務超過に陥ることのないように、適正な事業管理をすることが求められます。また、小売事業者が適正な事業を行うためにも、右側、発電事業側として個々のというよりも電力システム全体として必要な供給力が確保されていることということが大変重要でございまして、この辺りをスコープとしてガイドラインをつくっていければということでございます。

早速中身に入らせていただきまして、9ページをご覧ください。と思います。

まず1点目でございますけれども、小売事業者における望ましい行為の案ということでございます。小売事業者も現在、700を超える事業者が参入してございまして、さまざまなビジネスを行っていらっしゃいます。こうしたときに市場との関係ということで申しますと、ショートポジション、すなわち需要に対して供給力が少ない事業者にあつては、夏や冬などの高需要期には市場価格が高騰することがリスクとなります。

一方で、需要に対して多くの供給力を確保しているロングポジションの事業者でありますと、逆に春や秋などの低需要期に電力市場価格が下落するといったことがリスクとなってまいります。

このいずれの場合であっても、いろいろな事象に対して自己資本を超えるような負担が生じることになりますと、ファイナンスがつかなくなり、ひいては需要家へのサービスの継続が困難となる恐れがございます。

一方で電取委で調査していただいておりますけれども、定量的なリスク管理を行っている小売事業者は約半数にとどまるというのが現状でございます。このため1点目の望ましい行為としましては、電力市場価格や需要の変動リスクを定量的に評価し、そのリスク量が経営体力の範囲内に収まっていることを定常的に管理することを、小売事業者の望ましい行為としてガイドラインとして位置付けていってはどうかというのが1点目でございます。

11 ページに電取委の調査の紹介をしてございますけれども、定量的な管理を行えている

という事業者は、この円グラフの左側、約半数にとどまっているというものでございます。

それから、15 ページをご覧くださいと思います。この後、燃料の話も出てまいりませんが、足元では燃料価格が高騰しているという状況があります。一方で、ベースロード市場の第1回のオークションというのも行われたわけでありまして。小売事業者にとってみると、燃料価格に左右されない1年間固定価格での電気の調達機会があるということでもありますけれども、16 ページをご覧くださいますと、先々月行われた第1回のベースロード市場の約定価格はこちらにあるように北海道で 11.53 円、東日本で 10.92 円、西日本で 9.47 円ということで、直近1年間分のスポット市場価格よりも安い価格での約定価格であったということでもあります。

なかなかヘッジをしようにも余力がないのです、約が高いですといった声も耳にしますが、第1回のベースロード市場のオークションではこういう結果であったということでもあります。こうしたことも踏まえて、やはりリスクも鑑みた取引行動ということの重要性というのは、こうしたところからも見えてくるかなというふうに思っております。

続いて17スライド目をご覧くださいと思います。定量的なリスク管理といった中でも、そうした管理手法はさまざまある上、これからも新規に開発、あるいは高度化をしていくといった可能性もあるものでございます。

一方で2ぽつでございますけれども、特に小規模な事業者からは、リスク評価、あるいは管理手法は海外の文献にまともなことが多く、国内向けであっても大企業、あるいは金融の専門的なものが多いと。規模の小さい事業者は、具体的なリスク評価、管理が望ましいと言われても、なかなかイメージがし難いといった声も耳にしております。

そこで、こうした事業者のリテラシーを向上させるといったことを目的に、ヒアリングベースで得られた情報をもとに、事例集を併せて参加資料として付してはどうかということでございます。

18 ページをご覧くださいと思いますけれども、さまざまな事業者等にヒアリングをさせていただくと、基本的にはこういうリスクテーブルをいかにつくっていくのかといったところがどうも基本になるといったところでございます。1年間のコマ数を並べまして、青い箱の中それぞれに対してリスクシナリオを描くと。そういたしますと、想定利益が出てまいりまして、これを年間通算すると年間のリスク量というのが出てまいります。これと経営体力等を相互に見比べていただきまして、リスク量が経営体力を超えているようであれば、なにがしかのリスクヘッジを当てていかねばならないなということで、先ほどのベースロード市場での購入を当てていこうとか、そういうことを検討されるということが一般的かというふうに考えてございます。こうしたものをより分かりやすいような形で、参考資料として付けてはどうかということでございます。

続いて、19 ページ、論点3をご覧くださいと思います。望ましい行為の2点目の案でございます。

小売事業の中には、親BGとして複数の子BGとともに、共同でバランスンググループを

形成している場合、そして子BGとして需給管理は親BGに委ねている場合といったものも存在いたします。こうした中で、特にBG内の情報提供の在り方といったことが課題となっておりまいます。特にことしの1月では、子BGの方からは親がどういう電力調達をしているのか分からない、あるいはどういう形で請求されているのかというのが不明確である、脱退時の条件がよく分からないとか、そうした理解が十分でなく、情報のコミュニケーションに不信が生ずるといったケースなども見られたところでございます。このように、市場リスクというものを考えますと、子BGにとって親BGのリスク評価、管理方針というのは極めて重要な情報となってくると考えられます。

このため、4ぽつでございます小売事業者が親BGとして代表契約者となる場合には、子BG、あるいは新たにBGに所属を検討している小売事業者に対しましては、契約内容、債務の分担など、こうしたものやリスク評価管理方針、例えば電源調達における市場依存度などについて、丁寧に説明することを望ましい行為としてガイドラインに位置付けていってはどうかというのが2点目のご提案となります。

なお、特にインバランス料金につきましては、balancingグループ内で連帯債務のリスクがあるというところでございます。この点につきましては、22 ページで以前、電力・ガス取引監視等委員会での議論の経過をご紹介させていただいたこともありますけれども、以前はbalancingグループ全体が連帯責任ということであったわけですがけれども、特に個々のリスクに分けられる部分、責任範囲が特定できる部分については、連帯債務から外すという整理がされたところでございますけれども、インバランス料金についてはなお連帯債務の形が残っているというところでございます。こうしたもののリスクの在り方について、電取委において引き続き検討が必要ではないかということも併せて付記させていただいております。

それから23 ページをご覧くださいと思います。小売事業者における望ましい行為の③でございます。小売事業者の中には、地方自治体の出資を受けている事業者も存在いたします。こうした地域新電力は、地域経済循環、あるいは地域の脱炭素化としての地域の担い手となるといったことが期待されているわけでございますけれども、一方でその経営体力を超えるリスクを負った事業活動を続けるといったことは恐らく望まれてはいないということでもあります。また、万一の事象が発生すれば、地方への説明責任というものも問われてまいります。

こうした状況を踏まえまして、地域新電力向けには市場価格変動に伴う保険商品といったものも出現してございます。これらも踏まえまして地域新電力におきましては、出資自治体と連携し、市場リスクの評価、管理方針を共有することを望ましい行為として位置付けていった上で、これもヒアリングをして、いろいろなやり方があるということがだんだん分かってきてございますので、こうした取り組みの一助となるような事例集を参考として付していってはどうかというのが論点の4でございます。

続いて28 ページをご覧ください。論点の5、市場連動型小売電気料金のメニューについて

てでございます。現在、このメニューの在り方、あるいはメニューを設定する際の説明、情報提供の在り方について、小売営業ガイドラインの改定の議論が行われているところでございます。これを小売電気事業者のリスクという観点から見てみますと、市場連動型メニューにしている場合には、小売事業者にとってのリスクは抑制されるわけでありますけれども、それが需要家に転嫁されるということでもあります。このため、こうした小売供給を行う場合には、需要家に対する適切な説明、情報提供が極めて重要であると考えられますので、こちらのガイドラインにおきましても、小売事業者が電取委で議論されているような小売営業ガイドラインを踏まえて、事業を行うことが重要である旨を言及しておいてはどうかということでございます。

少しご紹介させていただきますと、29 ページでございます。こちらは監視委で議論いただいているものでございますけれども、特に市場連動型メニューにつきまして、メリットしか説明しないような誤解を招く説明は問題となる行為であることを明確化。それから、過去の市場高騰例などを示して、高騰リスクについて分かりやすく説明することを望ましい行為として記載。また、需要家が翌日の電気料金単価を確認できる仕組みなど、電気料金に関する情報提供の充実を望ましい行為として記載といった方向での検討が行われているところでございます。

33 ページをご覧ください。論点 6、今度は発電事業者における望ましい行為でございます。小売が安定的なサービスを継続するためには、供給力が確保されていることが必要になります。このためには発電事業者側におきましても、例えば複数の小売事業者が提示する条件を比較し、電源の最適運用に資する相対契約を追求したりですとか、先物、あるいはスポットの動向を見据えて電源の起動停止も含めた最適運用を行うなど、電源アセット運用の最適化を目指すことが発電事業者等にとっての収益確保につながり、またこれが小売事業者にとっても電源のアクセス機会の向上をもたらし、ひいてはシステム全体の需給バランスの平準化にも資するのではないかと考えられます。

34 ページをご覧ください。一方で発電事業者ごとに発電ポートフォリオ、あるいは販売形態は相当異なりますし、リスクの所在等についても異なっております。これらも踏まえまして、発電事業者等におきましては、3 ぽつですが、発電事業における自社リスクの所在を明らかにした上で、おのおのリスクに対してリスク評価、管理を実施し、最適なアセット運用を目指すことを発電事業者の望ましい行為として位置付けるとともに、これも事例集として整理をしていってはどうかというふうにご検討をさせていただきます。

最後、38 ページでございます。本件検証の中間取りまとめをご審議いただいた際には、ガイドラインという名称は強過ぎるのではないかとということで、検討の余地があるといったご指摘も頂戴してございます。論点 6 まで掲げさせていただいた内容を踏まえまして、例えばこのガイドラインの名称を地域や需要家への安定的な電力サービス実現に向けた市場リスクマネジメントに関する指針などとしてはどうかということでご提案させていただきます。

そして、足元厳しい需給見通しが続いてございます。少しでも早く事業者の事業運営の参考に資するよう、早ければ次回の小委に向けても、まずは速やかに原案を策定させていただいた上で、事業者からの追加のご意見なども踏まえながら、随時アップデートしていくという形で作業を進めさせていただいてはどうかというふうに考えてございます。

資料3-1、以上でございます。

○小川電力基盤整備課長

電力基盤課長の小川です。それでは、続きまして資料3-2、3-3、3-4のご説明をいたします。

まず、資料3-2をご覧ください。スライド最初の2ページは、足元のLNG在庫の推移です。赤の折れ線で推移してきております。8月15日時点ですけれども、220万トン強とあったところでした。昨年の黄色で表されているところ、この夏から秋にかけて大きく減っております。そういった意味で、在庫の推移はこの先も注意深くしっかりフォローしていきたいと思っております。

続きまして資料3、4、ここは燃料価格の動向です。スライド3のLNG、今足元上がってきているということ、それから冬場にかけてまた上昇が見込まれることといったところで、この点もよく注意して見ていく必要があると考えております。

次のスライド4、こちらは石炭でありますけれども、こちらも上がってきている。これはどちらかというと言われたい供給要因と言われておりますけれども、足元ではこのグラフにあるよりもさらに上がってきておまして、そういった意味でもこういった燃料の確保に関する状況は注意深く見ていく必要があると考えております。

この後、燃料ガイドラインですけれども、文章そのものは資料3-3にまとめております。次のスライド6ページでもう一度ガイドラインの位置付けというところで記しております。まずもって法令に基づく拘束力を有するものではないけれども、ガイドラインに沿って行動するということが重要であるということ。ガイドラインの対象としてのLNG、燃料といったときには位置付けを念頭に置きつつも、石炭や石油も入るといったところをこのページ下にあるような文章の形で記しております。

7ページ目以降は、これまでご議論いただいたことが上にありまして、上半分、下半分にそれを文章の形に落とし込んでいるというものですので、ここでの個々のご説明は省略いたします。

情報のアップデートとしましては、前回少しご紹介しました広域機関によるkWhモニタリングということで、12ページにスライドがあります。ここにあるような形でkWhで余力率というのを見ていっております。これにつきましては、こういったモニタリングのみならず、この数字が悪化したときにどういう対応を取るかということにつきまして、広域機関で議論がなされております。この次の14スライドで直近の広域機関での委員会、真ん中の表、さらには下に少しまとめてありますけれども、余力率というのが例えば3%を切ってきたら、モニタリングと併せてこういった対策を考えていくということでの冬に向けた準備

を今進めているところであります。

最後、15、16 スライドは、こうしたガイドラインに沿った対応をしつつ、それでもやはり燃料が足りなくなる、アワーが足りなくなる見込みとなったときに、どういうことが考えられるかということでの新しい議論のキックオフという形になります。ここにありますのは、kWh 不足への対応についてというところであります。

1つ目のぼつにありますように、kW の不足につきましては、今追加の調整力公募というものの準備を進めておりますけれども、kW の不足ということについては、そういった対応というのは今の段階では何か用意されているものはないというところで、kW 不足への備えということで、どういう仕組みがあり得るかといった点を今後検討していきたいというものになります。ただ、そういった形になるかは非常に難しいと思っております、ぜひこの場でもさまざまな角度からご意見を頂ければと思っております。

次の16 スライドに課題、検討事項を記しております。まずもって、調達の目的、位置付けといった点、アワーというものをどういう形で調達するかという＝位置付け＝に当たってのガイドラインの目的、位置付け、特に難しいというところでいいますと、実施の手続になります。例えば kWh でいいますと、予備率という考え方の下にそれが不足しそうということを見込んで公募位置付けるということであったわけですがけれども、kWh の不足という点、広域機関においてモニタリングというのが始まっているところではありますけれども、実際どういう状況になったときに調達するかどうかをどう判断するかといった点。

それから、kWh の調達というのをどういう形で行うのか。例えば既存の電源がさらに追加的なアワーを出せますということをどのように確認するのか。追加的な例えば燃料の調達というのがどういう形で想定されるかといった点。さらには募集の方法ですとか、まだまだこれから議論すべき点が多々あると考えておまして、この点につきましては本日からこれから冬までの間に仕組みの検討を深めていきたいというふうに考えております。

以上が資料3-2で、資料3-3はガイドラインの具体的な文案でして、ここでのご説明は省略いたします。ご了解いただければ、今後パブリックコメントにかけていきたいと考えている案文になります。

最後、資料3-4、こちら簡単ですけれども、この冬に向けた調整力公募、これまでにスキームについてご議論いただきました。2ページ目にありますように、募集に当たっての要綱案を東京電力パワーグリッドから意見募集という形で行いました。今後、9月に入札の募集というのをしていきたいというふうに考えております。

3ページで簡単にご紹介していますのは寄せられたご意見ということで、53件の意見が寄せられたとのこととあります。これらについては、後日東電パワーグリッドのホームページで公表予定ということとありまして、冬に向けた公募というのがいよいよ動き出す、来月から入札募集開始という状況になっております。こちらはそういった状況のご報告になります。

私からは以上です。

○山内委員長

はい、どうもありがとうございました。それでは、以上ご説明いただいた点について、ご質問、あるいはご意見などありましたらご発言願いたいと思います。ご質問、ご意見のある方は、スカイプのコメント欄にお名前と発言希望という旨をご記入いただきたいと思います。

こちらから順次指名させていただきます。いかがでございましょう。どなたかいらっしゃいますか。牛窪委員、ご発言ご希望でしょうか。

○牛窪委員

リスクマネジメントガイドラインに関して、事務局で整理していただいた方向で基本的に賛成でございます。やはり民間の事業者が相場観というか、企業判断でいろいろとショートポジション、ロングポジションを取ることは是とすべきですけれども、行っている事業の性格に鑑み、個々の企業の経営の屋台骨を揺るがすような事態になり、それがひいてはシステム全体に悪影響を与えるようなことはやはり防ぐべきだということを、しっかりと事業者の方々といメージを共有するということは重要だというふうに考えております。

一方で、ページが私の手元でずれているかもしれませんが、エクセルファイル等々で管理の手法などの紹介を今回示されるということですが、例えばこれをさらに啓蒙していくために、今オンラインの形でいろいろと便利になりましたので、例えばセミナーとかワークショップみたいなことを開いて、事業者様のご参加などをあおぎ、好事例を紹介したりとか、絶えざる啓蒙意識を高めていただくようなことを続けることも重要なのではないかなと思った次第でございます。

発言は以上です。

○山内委員長

ありがとうございました。その他にいらっしゃいますでしょうか。横山委員、どうぞご発言ください。

○横山委員

横山でございます。ありがとうございました。私からは資料3-1と3-2と3-4につきまして1点ずつ申し上げたいと思います。

まず、資料3-1のリスクマネジメントガイドラインですけれども、事例集をたくさん充実させて、最後のページにもありますように、市場リスクマネジメントに関する指針ということで出されることに賛成をしたいというふうに思います。

その上で技術的に33スライドだと思うんですが、発電事業者さんにおいて電源の最適運用が非常に重要で、それに知る相対契約を追求して、そしてその相対契約の市況をスポット市場価格の動向を見据えて、起動停止を含めた最適運用を行うということが記載されていますが、これまで最適運用というのは送配電事業者さんの中央給電指令所で行ってきたわけですが、これを発電事業者さんがある程度詳細に行うというのは非常に大変なことではあります、ぜひ取り組んでいただきたいというふうに技術的にも思いま

すので、よろしくお願ひしたいと思ひます。

次に、資料3-2の2021年の冬季に向けた対策ですけれども、14スライドのOCCOさんの最新の情報で、余力率と追加の供給力対策が広域の機関で検討されていることがよく分かりまして、非常に安心したところでございます。スライド15、16にもありますように、本来は、供給力は小売電気事業者さんが確保すべきものであるということで、もちろんこのような緊急事態では小売事業者さんが確保するのも不可能なところがあると思ひます。その場合に、一般送配電事業者さんが追加的にkWhを調達する仕組みを検討するのは仕方のない面があると思ひます。

課題は、やはり16ページにもありますように費用負担の方法だというふうに思ひます。このような逼迫は、多分全国台、または複数エリアでの調達になる場合だと思ひます。そういう場合に一送がそういう主体となるのか、広域が主体となるのかは、手続や実施の効率性などを踏まえて、今後議論をしていく点じゃないかなと思ひます。

それから、資料3-4、最後の点になりますが、前回は申し上げたと思ひますが、超過量最大25万kW、H1需要の0.5%にする案には賛成したいと思ひます。前回は申し上げましたが、追加調達をしても不足でしたということにならないようにしていただきたいということで、適切な量ではないのかなと思ひました。

以上でございます。ありがとうございました。

○山内委員長

はい、ありがとうございました。それでは、次は村松委員、どうぞご発言ください。

○村松委員

村松です。ありがとうございます。今回お示しいただきましたガイドラインの中身を拝見しております。リスクマネジメント、指針につきましては、書かれた内容に同意でございます。こちらの指針に従って、小売、発電各事業者様が調達や販売価格戦略、こういったところの経営行動にも資するような評価が得られればということで期待しております。

その中で今回の論点2のリスク評価、管理手法イメージということで、牛窪委員もおっしゃっていましたが、イメージ、概念としては最低限できたらいいなという印象を受けております。これをベースに顧客グループですとかエリアなど、各事業者さんの経営判断の単位ごとに把握していかれるような加工を加えていかれるのではないかなというふうに思っております。また、より高度な手法を取っていらっしゃる方々は、もっと先に行っていたらいいと思ひますので、やはりそこは非常に重要なことなのかなということで拝見しております。

これを使ってリスク量を把握したときに、やはり事業者としてはその先、リスクテイクをするのかヘッジをするのかという判断に迫られてくるので、ヘッジの手段の拡大というのが今まで以上に望まれるところになるのではないかなと思っております。TOCOMの電力先物ですとか、ベースロード電源市場だとか、いろいろなヘッジ手段というのはご提示いただいているんですけれども、より一層の充実が望まれますので、こちらはエネ庁のほうで

もより一層拡大施策を進めていただければと思っております。

また、今回スライドの中にエクセルのイメージ図がございましたけれども、昨冬を踏まえたリスクシナリオというふうに例示で書かれておりました。もしリスクシナリオを昨冬を踏まえてということであると、200円、80円のキャップを入れても、恐らく大赤字という形で、何かヘッジ手段を当て込んでここを回避しようというのは難しいことになってしまいますので、やはり価格高騰が起きないようにということが一番の希望される所ではないかなと思っております。

論点4で地域新電力を想定した地方自治体へのご説明というのを上げていただきました。こちらは地方自治体の出資比率が高いところを想定していらっしゃるのかなということで見えておりました。議決権比率や経営の参画度が自治体によってだいぶ強弱があると思いますので、出資僅少の場合はそこまで踏み込んだものをしてしまうと、逆に他の株主とのバランスが取れなくなってしまうということもありますので、そこは影響度の及ぼし具合により調整するものと見ております。

資料3-2の燃料ガイドライン、15ページで、今回kWh不足への対応ということで、新しい投げ掛けを頂きました。こちらの検討はぜひ進めていただければと思いますけれども、前提として緊急時の対応、暫定的措置ということだと理解しております。昨冬では小売と一送との間で、お互いに何とか電源を調達、確保せねばという取り合いのような事象になったところもございますので、小売事業者の供給力確保義務との関係、大局からもう一度整理いただいたほうがいいかなというふうに思いました。実務的な論点に進む前に、そこをきちんと整理した上で進められればいいかなと思っております。

以上です。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。次、大橋委員、どうぞご発言ください。

○大橋委員

はい、ありがとうございます。まず、リスクマネジメントの指針ですけれども、ここに書いてある論点の内容の多くは、事業者が民間の営利事業の中でさまざまな工夫とか努力をすべきところの内容に、行政が一部こうしたほうがいい、あるいはこうした考え方が望ましいんだというふうなことを口を出すというか、手を差し伸べるというか、そういう形の指針なのかなと見ております。

ある意味最低限の心得みたいなものを示すことで、質の高い競争につなげるんだという考え方もあるんだと思いますけれども、他方で事業者が自ら創意工夫も努力もせずに、行政に頼るような傾向を加速するようなことがあるのであれば、このガイドラインというのは、害もありえますし、益がどれだけあるのかという比較考慮を要するという感じもしないでもないところであります。

行政のミッションとしては、行政の中でつくった制度をしっかりと周知するという事は非常に重要で、これはしっかりとやっていくべきだと思いますけれども、どこまで競争の激し

いビジネスの中にまで踏み込んで口を出すべきなのか。これというのは結局事業者が責任を負うことが原則ですので、ここにどこまで踏み込んでいくのかというのは、議論があるところじゃないかなというふうな感じがします。あくまで今後の質の高い競争につなげる意味での指針であって、最低限のものだということ、どこかできちっと線を引いて議論していただければというのが1点です。

2点目はkWhに関するところであります。昨冬のインシデントを踏まえて、非常に精力的な議論をしていただいて、ここまで議論を煮詰めていただいて大変感謝しているところであります。余力について、一送が調達していくということについて、私も異存はないんですけども、調達をするタイミングによって調達量も変わってくると思いますけれども、ここについては非常に難しいなと思っています。タイミングが例えば2カ月から2週間という形で近付いてくれば、余力の底であるゼロ点の考え方も変えることも可能だというふうなところもあると思いますし、またkWhの調達の部分は、kWの調達とも全く独立かという、関連しているところもあると思いますので、この辺りもなるだけ効率的な調達という観点からは考えるべきところがあるのかなと思います。

いずれにしても、広域調達をするということで議論を進めているところですから、負担もそうした受益に合わせて負担の考え方もしていくのかなと思いますけれども、今後議論していくべき論点は多いと思っています。

以上です。ありがとうございました。

○山内委員長

はい、ありがとうございました。次は送配電網協議会の平岩オブザーバー、どうぞご発言ください。

○平岩オブザーバー

平岩でございます。私から資料3-2のkWh確保について、15ページの関係ですけれども、需給逼迫のような例外的な場合に一般送配電事業者が追加的な供給力としてkWhを調達する枠組みについて、検討を深める方向性をお示ししていただいております。今後、安定供給の観点から確実にkWhを調達できるように、調達方法や費用の負担等について詳細検討が進められると考えておりますが、エリアの需給運用を担い、周波数維持義務を負う我々一般送配電事業者としても、しっかりと協力してまいりたいと考えております。

私からは以上でございます。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。次は大石委員、どうぞご発言ください。

○大石委員

大石でございます。私のほうからは、資料3-1のリスクマネジメントのところ一言述べさせていただきます。

今回取りまとめていただいた方向性で問題ないと思っておりますが、28ページ、論点の5で、小売事業者における市場連動型小売電気料金の説明、情報提供についてということで、

監視等委員会において小売営業ガイドラインの改定の議論が行われているということが書いてあります。

やはり今回、冬の需給の逼迫でいろいろな消費者相談というのが、経産省の相談の窓口もそうですし、それから一般の消費者センターなどにも寄せられたということで、やはり前もって消費者に必要なことを説明しておくことは重要なことですので、ぜひこの方向で進めていただきたいと思います。また、直接今回のこととは離れますけれども、やはりこれだけ新電力も増え、もちろん旧小売電気事業者さんも含めて、電力自由化による競争が激しくなっている、これはいいことではあると思いますが、一方、その競争の激化によりいろいろな消費者トラブルと申しますか、特商法上の消費者問題も起きております。

この場で言うべきことかどうかわかりませんが、小売営業ガイドラインの整備ももちろん必要ですが、基本に立ち戻って、公平公正な競争を行なうことについての監視と指導をぜひお願いしたいと思います。

以上です。

○山内委員長

はい、どうもありがとうございます。次はエネットの谷口オブザーバー、どうぞご発言ください。

○谷口オブザーバー

はい、ありがとうございます。資料3-1のリスクマネジメントガイドラインにつきましては、我々も小売事業者としてこういったものを参考にしながらしっかり対応していきたいと思っておりますし、村松委員からもございましたように、ヘッジ手段がまだまだ限定的だと思いますので、そういったヘッジ手段の充実という観点からまたご支援いただければと思います。

コメントにつきましては、資料3-2のkWh確保についてでございます。P15、16の辺りに今冬に向けてさまざまな対策を講じて、なお供給力が不足する場合というのを想定して、運用段階における供給力確保に対してさらなる考え方を明確にしておくことは重要かと思っております。

16ページのほうに具体的な論点というのが示されておりますけれども、広域機関がkWhモニタリングを通じて、全国的な需給逼迫に陥る前に、需要、供給両者に需要シグナルを発する役割を担って推進していくということで、広域機関が適切ではないかと思っております。

そのタイミングについてですが、需給逼迫によって全国的に市場調達が困難となる事態が見通せるタイミング、例えば気象情報がアップデートされる2週間前から実需給の間というところにおいて、広域機関の判断に基づいて一般送配電事業者が主体となって追加的な供給力の確保を一元的に実施すべきではないかというように考えます。

この際、この場でも何度か申し上げていますが、先ほど村松委員からもご指摘がございましたけれども、こういった非常時の対応をうまく機能させるという観点から、kWh不足のような非常事態にも同時同量ルールであったり、供給力確保義務の関係をどうするかとい

うことについては、検討課題として加えていただいて、進めていただければと思います。

以上でございます。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。次は秋元委員、どうぞご発言ください。

○秋元委員

はい、ありがとうございました。資料3-1ですが、前から意見を申し上げていたように、ガイドラインってちょっと強いんじゃないかということで、名称を工夫いただいて、今回ご提示いただきまして、地域や需要家への安定的な電力サービス実現に向けた市場リスクマネジメントに関する指針ということでご提案いただきまして、これで結構かなというふうに思います。

いずれにしても、私も大橋委員がおっしゃったことと若干感覚は似ていまして、消費者保護という面でこういうガイドラインがあったほうがいいと思いますが、ただあまり強い形に働かないようにしたほうが全体の競争、そしてより良いサービスのためにもいいかなと思いますので、そこだけは注意いただければと思います。ただ、今回のご提案に関しては賛成いたします。

資料3-2でございますけれども、議論もありましたけれども、16 ページ目のところ、kWh の対応の仕方というのは相当難しいというふうに思いますので、これからどういう対応の案があるのかということとはよく議論していきたいなと思います。今回こういう課題がありますという話だけしていただいていると思いますので、方法に関しては全く異論ありませんけれども、相当議論が必要かなと思いました。

資料3-3に関しては、今回の燃料のガイドラインというのはタイトルにもそうなっていますけれども、発電事業ということでの今回の燃料のガイドラインということかと思えますので、文章の中で発電用の燃料だということが誤解のないように、しっかり全体で整合性が取れているのかということだけお願いできればというふうに思います。

以上でございます。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。その他にどなたかいらっしゃいますでしょうか。

取りあえずこのところまでで事務局のほうからコメント、あるいはご反応があればお願いしたいと思います。

○下村電力産業・市場室長

さまざまなご意見を頂きまして、ありがとうございます。頂いたご指摘も踏まえて、次回以降に向けて、まず資料3-1ですけれども、本文の作成に当たっていきいたいと思っています。

1点、大橋委員、秋元委員からご指摘いただいた点、本当に事務局としても本当に悩みながらつくっていたところでもあります。基本的には大橋委員のご指摘いただいたとおりにんだろうというふうに思っていて、もう一点付け加えるならば、村松委員、それから谷口オ

ブザーバーからもありましたけれども、ヘッジ手段のさらなる拡大といったことは大変重要でございます。拡大するということで、結局売り手と買い手が増えてくれることが重要でありまして、こうしたガイドラインをつくることによってそちらにも意識を向け、売り手、それから買い手双方ともにヘッジ市場のほうにも厚みが出てくると、こうした効果もさらに期待できるのかなということも考えてございます。

いずれにしても、本日のご指摘を踏まえて作業していきたいというふうに考えてございます。

○小川電力基盤整備課長

引き続きまして基盤課の小川ですけれども、特に kWh 対策のところできざまなご意見を頂きました。ありがとうございます。頂いたご意見を踏まえて、次回以降検討を深めていきたいと思っております。

その際に、村松委員からご指摘ありました小売の供給力確保義務との関係、これは非常に重要な論点であります。こちらの整理を先にとというわけにはいかない、ある意味同時並行にはなると思いますが、供給力確保義務との関係、先ほどエネットの谷口オブザーバーからも問題、課題の追加の提起がありました。そういった非常時の確保義務との関係にも関わりがありますし、そもそも費用負担のところにおきまして、供給力確保義務との関係は必ず出てきますので、そういった意味でも同時並行で一緒に課題整理をしていきたいと思っております。

以上です。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。委員の皆さま、オブザーバーの方から追加的な発言はありますでしょうか。よろしゅうございますか。

それでは、今リスクマネジメントガイドラインについて、これは指針という形になるわけですけれども、位置付けについて若干意見を頂きましたが、大筋では頂いたのかなと思えますし、それから kWh の確保、それから今冬に向けた調整力公募の要綱案等の意見公募後の状況についても、大枠について大きな異論はなかったというふうに考えます。

それでは、今のリスクマネジメントガイドライン案、指針ということですが、策定、それから kWh 確保に向けた対策および冬季に向けた調整力募集について、本日頂きましたご意見に従いまして、対応を進めていただければと思います。

なお、燃料ガイドライン案ですが、これも特に大きな修正等ご発言ございませんでしたので、本日確認いただいた内容で意見公募手続に進んでいただければというふうに思います。よろしくお願いたします。

以上、議題（１）、議題（２）に進みたいと思っております。資料４、事務局からご説明お願いたします。

○小川電力基盤整備課長

それでは、資料４をご覧いただければと思います。2022年度の需給見通しと対応策とい

うものになります。

最初2枚目のスライドにまとめております。今度の冬に向けての対応、先ほどご議論いただいたような形でいろいろ対応策を進めてきているところでもあります。他方、これはこの冬特有の課題ということではありませんで、既に供給力が不足するというのがある意味、構造的な課題になってきているという現状認識であります。そういった点も踏まえて、特に容量市場、2024年度以降はまたフェーズは制度的には変わってきますけれども、まずは21から22、23にかけての状況ということで、先般、例えば休廃止の予定の電源の調査といった点も行っております。その結果、後ほどご紹介しますけれども、かなり厳しい状況があるという中で、どういった対応策を取っていくかといった点につきましてご議論いただければというふうに考えております。

スライドは休廃止が増えているといった状況を飛ばしまして、まず7スライドからご説明いたします。まず左のほうがこの3月に広域機関が取りまとめて公表している数字になります。これによりますと、22年度、まさに来年は7月に東京、中部他6つのエリアでと。それから1、2月、いずれも赤いので囲っているところで最低限必要な8%を下回っているという状況です。

これは本来、3月時点でしたけれども、その後、電源の稼働状況、原子力の再稼働などもありまして、そういった情報を加味して、アップデートしたものが右の数字になりまして、少し数字が変わっておりますけれども、全体としての傾向はほとんど変わっておりません。

続きまして、スライド9をご覧くださいと思います。休廃止可能性の調査というものであります。それは下に調査の概要をまとめております。6月に行ったものであります。もともとの問題意識は、毎年、年に1回出していただいている供給計画では、必ずしも全ての休廃止の特に可能性のところは把握できないというのがありまして、足元の状況に鑑みて休廃止の可能性のあるものを幅広く早い時点で把握するという観点から、今回初めて行ったものであります。

対象、一定規模以上の火力の電源というところで調査を行いまして、スライド下にまとめておりますけれども、合計で約1,200万kWという数字になっております。そして、供給計画との関係、供給計画上、先ほども見ましたように、22年夏冬とも厳しい状況にありますけれども、加えて現時点で計画に反映されていないものが約3割あったというところがあります。

こういった点を踏まえますと、続きまして11スライドになります。22年度の需給見直しになります。通常、毎年の需給検証では、先ほど見ましたH3ベース、スライドで言うと11ページです。H1需要ベースでの数字、予備率ということで、最低3%のラインということで検証を行っておりますし、今後もこういった形でこの秋にも行っていく予定でありますけれども、同じような形で来年度の数字を見た場合には、まず7月時点で左側、東京、中部、関西、中国、四国、九州、北陸全て3%ぎりぎりという数字があります。これは供給計画ベースになりますので、今しがたご紹介しました可能性調査と出てきている数字というのは

この中には含まれておりませんので、外側にある休廃止予定を反映しますと、今ぎりぎりとなっている数字もさらに下がってくる可能性が高いというのが現時点での見通しになります。

また、冬につきましては、西のほうは比較的3%を超える状況ですけれども、東京エリアはかなり低い数字、3%を大きく割り込んでいるという状況になっております。

次の12スライドになりますけれども、特に東京エリア、今回この冬に向けては補修点検時期の調整を行った上で、調整力公募15万kWということでこれから始まりますけれども、現時点ではその次の冬を見通した場合には、100から300万kWとの大きなギャップがあるというのが現時点での状況になります。

さらにその先を見通した場合に、どういうところが需給見通しに影響するファクターかといいますと、今後のリプレース、休廃止、やめていくほうと新しくできてくるほうと両面あります。左側のグラフが東のエリアの電源の計画になります。東京、東北のところでは上のほうに赤いので出ているのが新設の計画でありまして、これをご覧くださいますと、23年の夏にかけては少し上に出ていると。200万kW以上の新設の計画がある。一方、足元21年、22年はほとんどないという状況であります。

一方で休廃止のほうは毎年それなりの量がありまして、そういった意味では22、23にかけてまだ厳しい状況が続く可能性が高いというふうに考えております。

一方で右のグラフ、こちらが西のエリアになります。こちら特徴的なのは、新設は真ん中、22の夏のところで200万kWを超える量がありますけれども、差はあまりないという中で、下のほうに青いのが伸びている休廃止の計画というのが結構あるという状況であります。そういった意味で、西エリアは今回、2022年度は少し厳しい状況が今見えていますけれども、その先も厳しい可能性がある。ただ、こちらにつきましては、大規模電源、原子力の再稼働などの状況によっては、緩和する可能性もあるという状況であります。

これは容量市場が始まる24年度前の様子でありますけれども、容量市場開始後は容量市場での落札というのが休廃止の計画にも大きく影響してくるということで、実際もう既に4年前からオークションも始まっておりますので、そういった意味ではこういった休廃止の線引きというのが意味明確になってきているのかなというところでもあります。

こうした中で、22年度はかなり厳しい見通しの中で今後の対応ということで、基本的な考え方を15スライドに整理しております。

まず1点目は、さまざまな供給力の対策を講じるということでもありますけれども、この冬の対策を講じるに当たっても、実施したような補修点検時期の調整というのはまずしっかり行っていきたいというふうに考えております。既に各発電事業者におかれては、点検の時期についてなるべく需要の低い時期を選ぶという形で協力いただいておりますけれども、さらに動かせる余地がないかというところを広域機関を中心に調整いただければというふうに思っております。

2点目ですけれども、既に現時点においても22年度の見通しが厳しい中で、一方でこの

後休廃止がされているということでありまして、休廃止の判断自体は各事業者の判断でありますけれども、その電源自体が本当に経済的に厳しいものなのかというところ、それからどういうプロセスで休廃止になっているかという点については、何らか一定の皆が見てこれはしようがない、やめていくんだなというところについての理解を得ていく手続というのは必要になってくるのかなと考えております。

そういった意味において、22年度に休廃止としておりますけれども、いってみれば足元からこの後の休廃止予定の電源というものについては、何らかの方法で全て事前に確認していくこととしてはどうかと考えております。

その上でということですが3点目ですけれども、やめていくものが多い中での供給力が足りないというところであれば、追加の公募といったような形で電源の増発というのを考えていかなければいけないと考えております。

スライド 17、この辺は参考でありますけれども、先ほど触れました1つ目の補修点検時期の調整といったときに、現状ご覧になっていただきますと需要の低い時期、4月、5月かなり補修点検を集めていて、7月、8月、あるいは1月、2月というのは既にかかなり押さえているわけですが、ここはもう一息調整の余地はないかというのをこれから取り組んでいきたいというのが1点目になります。

続きまして2つ目の点、休廃止電源の事前確認というのが19スライドになります。全体的に厳しい状況の中で既存の電源の休廃止が進むと、逼迫のリスクも高まっていきますということで、3つ目のぽつにありますがような臨時的な措置ということで、当分の間一定規模以上の電源の休廃止に際しては、事前に一定の手続を経て、休廃止を回避するための方策を講じることとしてはどうかというところでありまして。

考え方としては、この後の3つ目の柱になります調整力公募のようなある意味みんなで広く負担するという仕組みのところに行く前に、相対ベースで休廃止を回避するというところをぎりぎりやって、それでどうしても成立しない場合に全体で負担する仕組みに行くということを考えられないかというところでありまして。

具体的にはということですが、下から3つ目に記しておりますような例えばということで、どのような電源なのかということで、小売とのある意味マッチング、これは既に今も情報掲示板という形で広域機関に同様の仕組みがあるわけですが、よりマッチングしやすい形での発電、小売間にどうしても要望、希望にギャップがある中で、どこまでそのギャップを埋められるのか、主などころでは価格面になるとは思いますが、その点がある意味可視化して、どこまで業者のニーズを合わせることができるといったことで、こういった一種の仕組みの中で休廃止がやむを得ないものというものと、まだ使えるんじゃないかというものとの仕分けということができればというのがこの事前の確認のプロセスになります。

その上で3点目、どうしても供給力というのが足りなくなった場合には、追加的な供給力確保策というのを考える必要があるわけですが、次の20スライドにありますように、

今回東京エリアで行っているような形というものから、今後先ほど見ましたように複数のエリア、例えば西のエリアでぎりぎりになるという可能性があります。そうした中では実施方法もいろいろと検討すべき点が出てくるということで、幾つか論点を掲げております。

まずもって不足エリア、足りないところで調達するといったときに、例えば今回の東京エリアでいえば、1つのエリアで募集するということではありましたが、複数のエリアになっている場合にどういった形で募集するか。

2つ記しておりますが、全体、不足しているところに余っているところがあれば、連系線を活用すると不足を押さえることができるということで、先ほど見ましたように例えば西のエリアだと6つのエリアで同じような予備率になっているというようなときに、それらのエリア全てが対象になるのか、その中でも最初は特に不足していたのはどこかの特定のエリアでありますので、一番最初に落ちていたところがその対象になるのかといったような不足エリアの範囲の考え方がここでは2つあり得るかなというのがあります。

さらにといい言いますと、公募の実施主体、誰がといったような点、そして21スライドにあります募集対象、さらには費用負担の在り方といった点、さまざまな課題が考えられるところでありまして、こういった全体の対策の中で休廃止を事前の確認とともに、さらにこういった追加的な供給力確保策というのでも検討していく必要があるというふうに考えております。

これらにつきましては、22年度に向けたということではありますけれども、最終的には今後検討を深めて、何らか追加的な調達をするかしないかといった点につきましては、遅くとも年内にはどこかのタイミングで判断が必要になってくるのかなと考えておりまして、本日を契機に22年度の対策についてご議論いただければというふうに思っております。

事務局からの説明は以上になります。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。それでは、22年度の需給見通しと対策について、皆さんのご意見、ご発言をお願いしたいと思います。同じようにチャット欄に書き込んでいただけると。いかがでございましょう。どなたもいらっしゃいませんか。

それでは、電気事業者連合会の清水オブザーバー、どうぞご発言ください。

○清水オブザーバー

清水でございます。ありがとうございます。よろしく申し上げます。2022年度の供給力確保に向けました対応の進め方につきまして整理いただきまして、感謝申し上げます。事業者としても供給力確保に向けまして、補修時期のさらなる調整への協力を初めとして、しっかりと取り組んでまいりたいと考えております。

2点お願いいたします。1点目は、19ページの休廃止電源の事前確認の仕組みについてですが、発電事業者と小売事業者のマッチングによって、休廃止予定電源の継続活用の可能性を探ることは重要というように考えておりますけれども、休廃止予定電源の中には地元を初めとする関係者と調整中のものもありますので、マッチングにおける情報の取り扱い

につきましては、事業者側の事情にも十分配慮したご検討をお願いしたいと思います。

2点目は、21ページの最後に記載があります追加的な供給力確保における費用負担の在り方についてです。この事前確認の仕組みによるマッチングをより実効性のあるものとするためには、小売事業者の供給力確保インセンティブをしっかりと高めることが必要と考えております。

そのためにも今冬の東京エリアにおけます追加供給力確保の議論のときにも同様の意見を申し上げましたが、各事業者の供給力確保状況も踏まえた負担となることが重要と考えておりますので、そういった観点も踏まえたご検討をお願いしたいというように思います。

私からは以上です。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。それでは、続いてエネットの谷口オブザーバー、どうぞご発言ください。

○谷口オブザーバー

ありがとうございます。私も同じ休廃止電源の事前確認、19ページのところになりますけれども、休廃止前に発電事業者と小売事業者のマッチングを促進するということは、我々としても電源の活用範囲が広がるという観点と安定供給に貢献できるという観点から賛同いたします。

対応方法について、先ほど情報掲示板のお話でしたが、やはり現状は事業者名、発電所という限定的な情報の中での掲示になっていますので、限られた一定期間内でのマッチングがスムーズに進むという観点からは、一定の情報配慮という話は先ほど電事連さんからもありましたが、そういったところにも配慮しつつということになるかもしれませんが、事業者が購入しやすい、購入を判断しやすいように、取引規模を少し小さなロットでもできるようにしたり、ベースであったりミドルといったような取引条件を少し因数分解するなど、事業者の要望というのもヒアリングいただいた上で、実効性のある仕組みとなるような形でご検討をお願いできればと思います。

以上でございます。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。他にいらっしゃいますか。それでは、送配電網協議会の平岩オブザーバー、どうぞ。

○平岩オブザーバー

平岩でございます。ありがとうございます。私から追加的な供給力確保について発言させていただきます。

19ページに電力需給逼迫を防止するために、必要なときは公募などを通じて休廃止に至る電源であっても稼働可能な状態にしておく対策を実施する方向性をお示しいただいております。

2022年度の予備率としては、現段階では21年度の冬季とは異なって、複数エリアで安

定供給に必要な水準を下回っており、エリアをまたいだ供給力確保が必要となる可能性もあると考えております。そのため、今回論点整理いただきました不足エリアの定義、公募の実施主体、募集対象、費用負担の在り方、いずれも重要な論点だと思いますが、これらの検討におきまして追加的な供給力の効果的な確保と需給逼迫時の円滑な需給運用を実現する観点も含めまして、実務を担う一般送配電事業者としてしっかりと協力してまいりたいと考えております。

以上でございます。

○山内委員長

はい、どうもありがとうございました。他いかがでしょう。広域機関の寺島理事、どうぞご発言ください。

○寺島理事（都築オブザーバー代理）

電力広域機関の寺島でございます。この資料を拝見し、15 スライド目の「基本的な考え方」は非常に重要な観点を整理しているものと思っております。それより前のページでは、とりわけ 22 年度、23 年度にて、新規リプレース電源が現れていない中で非常に厳しい需給状況であるという点は、当機関のデータ分析も含めまして、事務局さんにてよくまとめていただきまして、本当にありがとうございます。

その前提の上で、この 15 スライド目の 3 つの項目で「基本的な考え方」を提示していただいたこと、その中でも 2 つ目、3 つ目につきましては、休廃止電源の扱いであったり、さらなる供給力が不足のあった時点での対応策であったり、それらについては既に皆さんからもご発言があったかと思えます。

ただ、私ども広域機関から考えますと、一番上の項目、やはり最小の費用で最大の効果を得ることを考えますと、発電機の補修点検時期のさらなる調整というのを、まずはしっかりやっていかなければいけないと思っております。その点では事業者さんご存じのとおり、喫緊にも、向こう 2 年間の送電線等々の作業停止と発電所の作業停止の同調の調整の時期がございます。この時期をうまく活用しまして、発電事業者には、なるべく早めにこのような逼迫状況を踏まえた効率的な補修計画を策定していただくような働きかけを、広域機関を中心に取り組むようにと、本日ここに記載いただきましたので、私どももしっかりやっていきたいと思っておりますので、発電事業者さん、そして一般送配電事業者の皆さん、ひとつよろしくお願ひしたいと思えます。

○山内委員長

ありがとうございます。それでは、松村委員、どうぞご発言ください。

○松村委員

まず最初に小さな質問をして、その後コメントさせていただきます。

22 年度も予備力が不足する可能性がかなりあるということを示していただきました。21 年の冬のときにも、供給力として当てにならないかということ最後の最後まで検討して、ある意味先進的な技術のもので、安定的に出せるという確信がないということで、最後の最

後まで供給力に織り込めなかったという電源があったはずですが、22年のほうはさすがにもう織り込まれているのでしょうか。22年のほうもまだそれは織り込まれていないということなののでしょうか。その点がもし分かったらお願いします。

次コメントです。まず21年度に関しては、調整力公募というような格好で緊急対応をするということをしたわけですが、足りないのは調整力ではなくて供給力だったということ、ある意味で必ずしもマッチしているわけではないけれども、緊急対応としてできる一番いいものということで対応したということだと思います。

22年もそのリスクがあり、23年も場合によってはあり得るということだとすると、あらかじめちゃんと準備しておく、より合理的なやり方というのができないかということも含めて検討するということが必要なんだろうと思います。特にDRなどを調達すること考えれば、早くアナウンスすればするほど対応しやすくなると思いますので、そういう考え方に沿って、今回事務局が早めに整理をしてくださったんだと思います。この点は非常に高く評価します。それで、事務局の提案には基本的に全て賛成します。

休廃止電源というのに関しては、事前に確認するというようなことも必要なことだと思います。このラインに沿って粛々と進めていただければと思います。

次に、休廃止の予定のもののマッチングについてですが、これはかなり以前、数年前に広域機関において私自身も提案したというか、当然すべきだということを言い、今日電事連の清水さんがおっしゃったことと全く同じことというのは、そのときにも発言があったと理解しております。もちろん清水さんではなかったのですが、事業者の方からそのように発言があり、その結果としてまさに発言にあったことを最大限配慮するということを前提として、ささやかなマッチングというのを考えたのだけれども、うまく機能しなかったということなのだとは私は思っています。

もちろんご指摘になった点はとても重要な点ではあるのだけれども、それを最大限考えた結果としてうまく機能しなかったということは十分認識した上で、同じ轍を踏まないように、十分効果的な仕組みになるように考えて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。先ほどの質問に関してありますか。

○小川課長

ありがとうございます。今しがた頂いたご質問に関して言うと、具体的には先進的などということでのIGCC、石炭火力が22年度の見通しでも引き続き供給力としては見込んでおりません。ただ、これにつきましては、先般冬の対策をご議論いただきましたように、また稼働状況などを見て、これを織り込むことが妥当なのかどうかというのは、またどこかの段階でご議論いただくことになるのかなというふうには思っておりますが、現時点では入っておりません。

以上です。

○山内委員長

よろしゅうございますか。それでは、次に大石委員、どうぞご発言ください。

○大石委員

はい、ありがとうございます。今回の資料を拝見しまして、消費者として疑問に思う点がありましたので、その点につきましての確認とお願いです。今後の需給の逼迫が、これだけ予想されているということで、そのような時期にわざわざ点検を行うということは、多分ないのではと思いますが、是非時期を考えていただきたい、というのが発電事業者へのお願いです。ただ、そうは言ってもどうしても難しい、逼迫が予想されるという場合には、先ほど松村委員からもデマンドレスポンスのお話がありましたけれども、やはり国民に対してもなるべく早く周知していただきたいと思っております。事業者を含め国民側、需要側ができることがもしかしたらあるかもしれないと思えますし、起こってしまっただけでは需要側が対応できないからです。その辺り、いつごろ、どういう情報を出すのかは大変難しいとは思いますが、そのような場合の情報の出し方についても、ぜひ今のうちから検討いただければと思います。

以上です。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。他によろしゅうございますか。

それでは、幾つかコメントを頂きましたので、事務局から何かそれに対するコメントがあればお願いしたいと思います。

○小川課長

ご意見ありがとうございました。特にマッチングのところ、過去の反省を踏まえて、どういう形にするのか、その辺りは事業者の方々のご意見、ヒアリングという話もありました。よくご意見を伺いながら進めていきたいというふうに考えております。

それから、大石委員からご指摘ありました。今は1つ先の22年度のところでありますけれども、早く事業者への周知、情報の出し方といった点、対応を取りつつ、対策の進展とそれを見極めた上で、どこまで厳しくなるかといった点を見極めながら、ご指摘を踏まえて対応していきたいと思っております。

事務局からは以上です。

○山内委員長

はい、ありがとうございました。今22年度の需給見通しと対応策に向けた検討について、事務局にご提示いただいたわけでございます。事務局から示された方向性については、今何人かの委員もおっしゃっていましたが、特に異論はなかったと思っておりますので、22年度の供給力の確保に向けた対策について、本日ご確認いただいた方向性に従って対応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いたします。

それでは、議題(3)に移りたいと思います。これについて資料の5-1は事務局から、5-2は送配電網協議会からご説明願いたいと思います。どうぞよろしく願いいたします。

す。

○下村電力産業・市場室長

それでは、お手元資料の5-1をご覧ください。議題の3点目は、過去、ことしの1月のインバランス収支の扱い等についてでございます。

スライド2、前回の小委員会におきまして、1月のインバランス収支の還元、調整方法についてご審議いただきまして、さまざまご意見を頂きました。この中では公平性とはどういう概念かとか、かなり難しい論点も上げさせていただいたわけですが、特に今日は実務的な検討も踏まえた上で解決策を固める必要があるといったご指摘もございましたので、その点を中心に論点を提起したいというふうに考えてございます。

しばらく前回の資料の再掲が続きますので、9ページまで飛んでいただきまして、1点目の論点でございます。バランシンググループの取り扱いについてということでございます。こちらの論点の概要のところをご覧ください。先ほどもあったようにバランシンググループには親に所属するもの、それから子に所属するものとそれぞれいらっしゃるわけですが、一方でインバランスの精算という意味では、親子間の精算方法は各バランシンググループごとにまちまちとなっております。例えば全てのインバランスリスクは親事業者が負うといった契約形態もあれば、これを子BGに対して全て費用を請求しますというものも当然あるわけがございます。

こうした中、一般送配電事業者との関係ということで申し上げますと、インバランス料金につきましては、一般送配電事業者は親BGのみの契約関係になっているということでございます。

一方で託送料金に関して言いますと、親、あるいは子それぞれとの契約関係になっているということでございまして、インバランス料金を還元するといったときに、還元先が契約相手ということで言うと親ということになりますし、託送料金を通じてということになりますと、今度は各事業者ごとになるという形で、契約の相手方がインバランスと託送でそれぞれ異なるといった問題がある。さらには、親子間の債務の状況はそれぞれのBGごとに異なるというものを、そのバランスをどう取っていくのかという論点が1点目でございます。

それから12スライド目でございます。論点の2点目でございます。まさに実務ですが、一般送配電事業者における現在の料金算定システムは、個別の事業者ごとに異なる単価を設定できる仕組みではないというふうに伺っております。したがって、事業者ごとの状況に応じて還元を行うという、システムへの当たりが出てくるということでございます。

そのやり方につきましては、これからもさらにご議論を経て、工夫の余地があるものだというふうに考えてございますけれども、その前提で幾つか特定のパターンについてやるといった場合に、どういう課題があるかということについて、事前に送配電網協議会に報告をお願いさせていただきまして、本日プレゼンテーションを頂けるということになってございます。後ほど資料の5-2でご説明いただければと考えてございます。

それから 13 ページ目、論点の 3 でございます。関連論点でインバランス料金の K と L の取り扱いでございます。現行のインバランス料金は暫定的なものでございます。需給調整市場ができて、それ見合いのインバランス料金制度ができるまでの間、幾つか課題を解決するために K ないし L といった定数項を足し、または引くということで、今日まで運営してございます。こちらは半年に 1 回フォローアップを行うということで、今回のフォローアップが最後となります。

16 ページを少しご覧いただければと思います。これも復習でございましたけれども、インバランス料金が需給が逼迫しているにもかかわらず、市場価格よりも安くなってしまうと。こういうインバランス料金が生じ得るといことがもとの課題でありました。こうしたものを防いで、需給が逼迫するときにはちゃんとインバランス料金のほうが市場価格よりも少し高い水準になると。こうしたことを担保するために K という値を足すと。逆の余剰のときには L という値を引くということを通じて調整を行ってきていたものでございます。

現行の値を直近のデータでシミュレーションいたしますと、K による補正後は 91% の割合で適切なインバランス強度となると。L にあつては 95% の強度となると。また、インバランス収支につきましても、ずっと赤字となっていたものでありますけれども、K と L の設定で補正をしますと、一定の黒字が見込めるということでございます。13 ページに戻っていただきまして、こうした状況も踏まえまして現行の K と L の値については据え置きという形で、最後まで走り切ってはどうかというのが論点 3 でございます。

なお、この仕組みは今年度をもって終了となります。この話題としては、2021 年、ことし 1 月分の収支還元について議論をさせていただいているわけでございますけれども、この際にはそれ以外の累積の収支の過不足も論点だということで提起させていただいております。なお残る部分につきましては、2022 年度からの新たなインバランス料金制度におけるインバランス収支管理に繰り越して、引き続き管理していくということとしてはどうかということ併せて提案させていただいております。

資料の 5-1 は以上でございます。

○山内委員長

それでは、協会からお願いしたいと思います。

○平岩オブザーバー

送配電網協議会でございます。今回、資源エネルギー庁様よりご依頼のありましたインバランス収支の還元方法例に関する実務上の影響について、資料の 5-2 に基づきまして説明させていただきます。

スライド 1 でございます。先ほどご説明がありました資料 5-1 の論点 2、還元実務に関連する課題に記載の還元方法例、パターン①から③の実務上の影響について以降スライドで説明させていただきます。

なお、注釈にありますように、今回ご説明させていただく実務上の影響、費用および期間

はあくまで概算であり、今後決定される還元方法に基づく詳細な検討次第では、記載の影響と異なる可能性がございますことをご了承願います。

スライド2でございますが、こちらはパターン①から③を実施するとした場合に、料金算定上影響が生じる箇所を記載しております。現状の託送料金単価は託送メニューごとに全小売事業者一律で設定しており、システムもそのように設計されておりますところ、パターン①では全小売事業者共通で一律の還元単価を反映して単価変更することになります。パターン②では還元対象となる小売事業者ごとに新たに単価を設定する必要があります。パターン③では現状の料金算定を行った後、還元対象となる小売事業者ごとに還元額を差し引くため、小売事業者単位での対応が必要という点ではパターン②と同様でございます。

次にスライド3は参考でございますが、現状の託送料金算定のイメージでございます。託送メニューごとに全小売事業者一律の単価を設定し、需要場所単位で算定した託送料金を小売事業者様単位でまとめてご請求する流れとなっております。

続いて、4スライドでございます。各パターンの還元方法例を実現するには、一般送配電事業者側でのシステム面と業務面の対応と、国にご対応いただく還元に関わるルール設定が必要になると認識しております。

まずシステム面では、パターン①は単価を変更するのみで、新たなシステム改修は必要ありません。パターン②は1託送メニューにつき対象小売事業者数に応じて、最大数百種類の単価表の設定が必要となります。パターン③は現行の料金算定後に還元額を差し引く仕組みが新たに必要となります。

業務面では、今後国において設定いただくルールに基づき還元額や単価を算定し、料金システムへ登録するプロセスがボリュームの差はございますが、いずれのパターンも発生いたします。

5スライドでございますが、システム改修内容を踏まえた影響をまとめました。

パターン②はT S O 1社につき費用は3～5億円程度、対応期間は1年半から2年程度と想定しております。また、仮に手作業で行う場合、還元期間中の毎月T S O各社ごとに数百万から数千万件の料金算定をする必要があるため、相当なマンパワーの必要性、および正確かつ迅速な料金請求といった業務品質の観点から、私どもはシステム改修による還元対応が必要と考えてございます。

パターン③はT S O 1社につき費用は1～2億円程度、対応期間は半年から1年程度と想定しております。またシステム改修なしでの対応も不可能とまでは言えませんが、手作業で行う場合、パターン②ほどではないものの相応のマンパワーが必要で、正確かつ迅速な料金請求といった業務システムの観点からも課題があると考えております。

パターン①はシステム改修が必要ないものの、下の注釈1に記載のとおり、変更後の新単価が正しく料金算定に反映されるか、検証に相応の期間が必要となることをご理解いただければと思います。

なお、冒頭申しましたとおり、記載の影響はあくまで概算であり、また注釈の2、3に記

載のとおり、例えば請求書へ対象事業者ごとの還元単価などを記載する場合、さらに改修期間を要する可能性があることをご認識お願いしたいと思います。

スライドの6は参考でございますが、現状の料金算定プロセス、今回還元方法例を行う場合に追加されるプロセス、右の黒枠内でございますが、このイメージを記載しております。詳細は割愛させていただきます。

説明は以上となりますが、今後具体的な還元方法などの議論の際に、本日もご説明させていただいた実務上の影響についてもご考慮いただけますと幸いです。何とぞよろしくお願いいたします。

以上でございます。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。それでは、インバランス収支の取り扱いについてご説明いただきました。皆さんからご意見、あるいはご質問等あればご発言願います。どなたかいらっしゃいますでしょうか。大石委員、どうぞご発言ください。

○大石委員

ご説明ありがとうございます。

まず質問ですけれども、論点1の資料の5-1の9枚目のスライドのbalancingグループの取り扱いについてですが、ここで書いてあるのは、親BG、子BGのそれぞれの負担額が違っているので、それを計算して、それぞれに支払うのはかなり大変であるということだと読んだのですが、それで間違いないでしょうか。そうであれば、送配電事業者からは子BGにまで支払う必要はないのではないのでしょうか。今回の需給逼迫で大変な赤字インバランスを出した親BGだけに支払えばよく、その先の子BGについては、親子の間で計算をして支払ってもらえばよいのではないのでしょうか。しかも、それだけだと親BGが、どれだけ子BGに支払ったか分からないので、子BGから国のほうに実際の支払い内容について報告してもらおう、というだけではいけないのでしょうか。送配電事業者は、子BGに直接支払わなければいけないのか、ということが分からなかったので、質問させていただきたいと思います。

以上のことが可能であるとする、それほど費用も手間もかからないと思うのですが、表の中に書いてあることを見ますと、送配電事業者に手間をかけ過ぎる、費用がかかり過ぎるから一律に託送料金で返したほうが、と言っているように読めてしまいます。余剰のインバランスですので、やはり、本来返すべきところに返すということが基本だと思います。費用があまりにかかり過ぎることは問題だということも分かりますが、本来あるべき方向性に戻して議論いただければありがたいと思いました。以上、質問と感想です。

以上です。

○山内委員長

ありがとうございます。今の質問に答えられますか。

○下村室長

はい、ありがとうございます。まず、ご質問に関してはご指摘のとおりでありまして、やり方として例えば親BGにのみということも考えられると思います。他方で、先ほど送配電網協議会からのプレゼンテーションもあったとおり、全事業者一律の還元というのは比較的やりやすいんだけど、事業者ごとに例えば親BGには返すけれども、子BGには返さないとかやると、テクニカルな手数は恐らく増えることになると思いますので、その辺りの実現性といったところが1点論点になってまいります。

それからもう一点でありますけれども、親が子に対してインバランスを請求していたとした場合に、今度一般送配電事業者が親にのみ返すという、今度親が子に対してどうそれを分配するのかというところについて、必ずしも担保はないといったところになります。この辺りそれでもよいという判断も最後あり得るのかもしれませんが、その部分の公平性といったところが論点になってこようかと思っております。

あともう一点だけ、最後の感想とご指摘いただいたところについて言いますと、基本というところも恐らく議論がまだ分かれているところであるというふうに考えてございます。前回の小委員会においては、事前の公平性と事後の公平性といった論点も委員から提起されました。事前の公平性という観点からはもともとルールがあって、そのルールに基づいて運用されていたということ、そこを重視すると、また別の議論になってくるところであります。こうしたさまざまな自由度がある中であれをやるという論点があるといったものを一つ一つつぶしていきながら、最善の解を描いていく必要があるかというふうに考えてございます。

○山内委員長

ということでございます。次は村松委員、どうぞご発言ください。

○村松委員

はい、ありがとうございます。今大石委員からご発言あった内容とかなりかぶるところがございますが、私、今回の事象に関しましては、前回も申し上げましたとおり、この1月が特別な事情であって、不足インバランスをご負担された方に還元するというやり方、前回小委の論点で上げられました例の2-1、また2-2が好ましいと考えております。その立場からの発言となります。

論点1のbalancingグループの取り扱いですけれども、こちらの基本的には親のBGに一時的に不足インバランス料金を支払っているわけですので、そちらに返すと。親から子への分配というのは、balancingグループ内で調整していただくというのが一番すっきりした形ではないかなと考えております。パターン③が前提になってくると考えております。BGの子も含めて託送料金を減額して還元というのはできなくはないと思うのですけれども、balancingグループ内での再配分、すなわち子が幾らもらったのか、それをいったん親に集めて、また再度インバランス料金の負担具合に応じて分け直すというようなことが必要になってくるので、かなり手間取る感じは受けております。ここはbalancingグループ内、民間でお任せと。ただし、何か不具合が起きたら、調停として監視等委にご相談い

ただくというやり方がいいかなと思っております。

ただ、実務的なことを考えると、例えば昨冬のインバランスを負担していたときに入っていたバランシンググループから移動されているケースというの也有ります。ここは送配電事業者からの返還に当たっては、当時払った親にしか返しようがないと思っておりますので、その後バランシンググループに移られているケースであっても、そこは善意を持ってきちんと精算までたどり着いていただければというふうに考えております。

それから2番目、論点2の還元実務のところですけれども、パターン①、②で送配電網協議会のほうで上げていただきました整理ですけれども、託送料金の単価に反映する場合、小売から需要家に対する託送料金の請求額のほうに相当額の減額となってしまうと、また小売側でインバランス料金を負担したのも還元にならないので、そこの手当てもセットでお考えいただく必要があるかなと思っております。

送配電網協議会の資料の4ページに上げていただきましたシステムおよび実務に影響するルール設定のところですが、ここはおっしゃるとおり送配電事業者側で個別に検討するものではございませんので、きちんとルールを全体横串で決め打ちした上で、これに従ってやってくださいという形でお示しする必要があると考えております。

送配電網協議会からお示いただきましたシステム改修のご負担ですが、これは各社各様で、料金計算のシステムと請求のシステムと一体で運用していらっしゃるところもあるでしょうし、別システムで動かしているところもあるとは思いますが、今回1回限りのためにあまり過度なご負担を強いるというのは、本来あってはならないことだと考えております。ある程度簡易なパッチのアプリケーションでこの辺の対応ができればと考えております。各TSOで開発ではなく、要件定義などの基本的なところというのは共有できるものは共有して、各社でそれをもとに実装することで、コストや工数の負担の軽減というのが図れるようにいろいろ工夫していただくことが望ましいと考えております。

以上です。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。次は電取委の佐藤オブザーバー、どうぞご発言ください。

○佐藤オブザーバー

電取委の立場というよりも、私個人の立場で発言させていただきます。

今大石先生と村松先生がおっしゃったことを考えると、例えば親BGでゼロかプラスになっていて、子BGがマイナスを抱えているやつ、例えばAという親BGがあつて、A1からA5まであつて、AというBG自体はプラスかゼロになっていて、その中でA1とA3がマイナスになっているようなやつというのは、まずそこで全部やってもらつて、還元とか関係なくとにかく精算してもらつと。それで親BGだけがマイナスになっているやつだけをピックアップして、そこに返すというふうにするということですかね。だからプラスになっているところで子がマイナスになっていたら、勝手にやってくれと言えるかどうかという感じもしますが、ただ大石先生と村松先生がおっしゃっていることってそういうことです。

よね。親子で勝手にやってくれということなんで、それだったら今プラスかゼロ以上のところは、まず還元と決める前に全部やってもらうと。

それでマイナスの親BGのところだけには何らかの方法で還元して、その中でお金を返したんだから、マイナスのほうが大きくなっているところで親BGが頑張って調整をしてくれということになると思いますが、それが政策当局としてどこまで今のようなことをお願いできるかということになると思いますので、私の認識はあまり間違っていないような感じはしますけれども、ということができないと、恐らく大石先生と村松先生がおっしゃったことはできなくなると思いますので、議論の一助にいただければと思います。

以上です。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。取りあえず皆さんにご発言いただいて、最後に事務局からバックアップしていただきたいと思います。横山委員、どうぞご発言ください。

○横山委員

横山ですけれども、大変申し訳ないんですが、私はこれで失礼するというメッセージだったものでございます。すみません。

○山内委員長

すみません。全部読みませんでした。どうもお疲れさまでございました。ありがとうございました。他にご発言ご希望いらっしゃいますか。四元委員、どうぞご発言ください。

○四元委員

四元でございますが、もし必要でしたら、大石先生に先にご発言いただいていいかもしれませんが。

○山内委員長

大石さん、どうぞご発言ください。

○大石委員

今、佐藤様より質問と言いますか補足を頂きましたので、それに対してお答えします。おっしゃっていただいた通りの考え方ということで間違いありません。

ただ、親BGと子BGの間の取り決めというのは、それぞれどのようになっているかは、それこそバラシググループごとに違うのではないかと思いますので、その辺りはしっかりヒアリングをしたうえで行う必要があるのではないかと考えております。ありがとうございました。

以上です。

○山内委員長

それでは、四元委員、どうぞ。

○四元委員

ありがとうございます。1月のインバランス収支の対応は、私自身はものすごく悩ましく思っております、今日の論点ではないですけれども、パブコメで寄せられた還元調整方法

について、やはり法的考え方、私自身はまだ整理ができておりませんで、ここはぜひ引き続きエネ庁さんでもご検討いただきたいと思います。やはりここを乗り越えないと本件は解決ができないと思っています。

それから最大 이슈だとは思っておりますが、本日の実務的な検討はものすごく大事だと思っております、特に論点2のところの資料5-2のご説明、大変ありがとうございました。

今いろいろ出たご発言の関係で、詳細をどう詰めていくか分からないんですが、今日資料の5-2のご説明を伺うと、あくまで従前の分類の例の2-2を取るか否かで、その是非は取りあえず置いておいた上でのごお願いしたいのですが、仮に特定事業者への還元というときに、親BGへ何とか返す方法がないだろうかというところは、実務的な運用を考えるとそこを検討したいところだと思うんですが、私もまだ理解が追いついてなくて恐縮なんですが、資料5-1の9ページの例の論点1の③のところ、理解が悪くて恐縮なんですが、先ほどのご説明だと契約形態が親BG単名か、託送だと複数名か、その違いという話なんですかね。③の連帯債務か否かというのがどう影響してくるかというのがなかなか理解できないんですけども、連帯債務か否かでこれが影響してくるかというのがよく分からなくて、この点を教えていただければと思います。よろしくお願いします。

○下村電力産業・市場室長

事務局でございます。ご指摘のとおり、書き方が良くなかったと反省してございます。言いたいことは、インバランス料金は一律で代表契約者のみ契約関係があるということ。一方で、託送料金は個々の事業者との間でそれぞれの契約関係があるということをごここでは申し上げたかったことであります。

※発言に一部誤認があり、正確には、インバランス料金も託送料金もBGに属するすべての社の複数者名義で契約した上で、インバランス料金については、金銭債務の連帯責任を負い、託送料金については、連帯責任はなしとなる。

○四元委員

ありがとうございます。ついでにあまりよく知らなくて教えていただきたいんですが、託送の実際のバラシンググループでの託送料金の支払いというのは、親BGを介して請求して支払うとなっているわけではないんですか。

○下村電力産業・市場室長

これはもしかしたら私よりも平岩事務局長にお答えいただいたほうがいいかもしれませんが、契約自体は代表契約者となっているわけでありまして、インバランス料金は親に対して請求が行くと。一方で、託送料金は代表契約者を經由して各事業者に対して行くというのが私の理解であります。平岩さん、もしも間違っていたら補足いただければと思います。

○平岩オブザーバー

平岩でございます。今ご説明のあったとおりでございます、個々の契約は個別にござい

ますが、請求なり支払いは親BGにまとめて請求が来たり、お支払いしているという形になっております。

○四元委員

四元でございます。よく分かりました。ありがとうございます。また教えていただいた前提で考えたいと思います。ありがとうございました。

私からは以上でございます。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。他にいかがでしょうか。エネットの谷口オブザーバー、どうぞ。

○谷口オブザーバー

はい、ありがとうございます。このインバランス収支の関係ですけれども、還元するということにおいて、インバランスの負担の主体と還元する主体というのを一致させるのが基本的な考え方にあっているかと思えます。

先ほど佐藤オブザーバーからの指摘というのは、ケースも含めて考える必要がございますけれども、インバランスの案件に関しましては、昨冬のインバランス料金を分割申請する際に、親BGが子BG分も含めて代表して親子の間でインバランス負担を行うというようなエビデンスを付けて対応していると思えますので、そういったことと同様に、例えば子BGの承諾書などのエビデンスというのを含めて、親BGが代表して申請対応するという形を取ることで、子BGに適切に還元されるという方法が考えられるではないかと思えます。

さらにこの方法であれば、送配電網協議会さんからの資料5-2のP5の注釈4のところにも書いてございますけれども、還元先の数が集約されることで、システム改修の期間短縮であったり、マンパワー面でのメリットというのが出るかと思えますので、そういう観点からもこういったことをご検討いただければと思います。

以上でございます。

○山内委員長

はい、ありがとうございます。他にいかがでしょうか。よろしゅうございますか。四元さん、よろしいですか。

○四元委員

はい、私は大丈夫です。ありがとうございます。

○山内委員長

それでは、今までのところで事務局からバックアップと申しますか、コメントをお願いいたします。

○下村電力産業・市場室長

本当に我々も悩んでいるところ、具体的なアイデア、コメントも含めていただきまして、大変ありがとうございます。本日の論点、それから四元委員からご指摘のありましたリーガルの論点、それから公平性とはいかにあるべきかといった論点、これらを総合的に勘案して

具体的にどう行っていくべきかというところをさらに検討を深めてまいりたいと思います。ご指摘ありがとうございます。

○山内委員長

はい、どうもありがとうございました。ご指摘ありましたように、極めて難しい問題だというように思っておりますが、基本的には本日の議論を踏まえて、引き続き丁寧に検討していただければというふうに思います。

用意しました議事は以上でございますが、事務局から何かございますか。特によろしいですか。

はい、ありがとうございました。それでは、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38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。