

電力・ガス取引監視等委員会

第30回料金制度専門会合

1. 日時：令和4年12月26日（月） 10：00～12：57
2. 場所：オンラインにて開催
3. 出席者：山内座長、北本委員、圓尾委員、安念委員、男澤委員、梶川委員、川合委員、河野委員、東條委員、華表委員、平瀬委員、松村委員
(オブザーバーについては、委員等名簿を御確認ください)

○池田取引監視課長 定刻となりましたので、ただいまから、電力・ガス取引監視等委員会第30回料金制度専門会合第1部を開催いたします。

私は、事務局・取引監視課長の池田です。よろしくお願いいたします。

委員及びオブザーバーの皆様方におかれましては、御多忙のところ御参加いただきまして、誠にありがとうございます。

本会合は、新型コロナウイルス感染症の感染機会を減らすための取組を講じることが求められている状況に鑑み、オンラインでの開催とし、傍聴者、随行者を受け付けないこととさせていただきます。

なお、議事の模様はインターネットで同時中継を行っています。

本日、石井オブザーバー及び消費者庁の檜橋参事官は御欠席です。

それでは、議事に入りたいと思います。以降の議事進行は山内座長にお願いいたしたく存じます。よろしくお願いいたします。

○山内座長 それでは、以降進めさせていただきますけれども、議事次第にありますように、今日は託送料金関係と小売規制料金関係、1部、2部という2つの構成です。まず、第1部の託送料金関係ですけれども、2つ議題がございます。最初の議題、『収入の見直し』の検証に係る第2規制期間に向けた指摘事項について」ということで、まずはこれについて事務局から御説明をお願いいたします。

○鍋島NW事業監視課長 それでは、ネットワーク事業監視課から資料3について御説明いたします。前回第29回会合におきまして、12月19日でしたけれども、各社の収入の見通しの申請について御審査いただきました。その後、12月20日に電力・ガス取引監視等委員会の本委員会におきまして議決がなされまして、意見を経産大臣に提出しております。その後、12月23日に経済産業大臣から各社の収入の見通しの申請について承認がな

されたと承知しております。御報告申し上げます。

本日ですけれども、第1規制期間中に検討を深めていくべき事項の抽出に向けてということで、7月29日の第14回会合から第29回会合までの間に御指摘のあった点につきまして整理を行いました。これは第1規制期間を通じた検討作業に役立たせるためのものです。その内容について御確認いただければと考えております。

なお、この整理におきまして事務局からの指摘・意見も含めております。それぞれの指摘につきましては、消費者庁の指摘と関連するところもありますし、むしろ今回、委員の先生方から御指摘いただいた内容、非常に広範な点について指摘いただいているところでございますが、具体的な対応方針の検討方法や検討時期につきましては、消費者庁からの指摘事項と併せて、改めて整理することとしたいと考えております。

3ページ目は、これまでの検証の経緯でございます。

4ページ目は指摘の一覧でありまして、18項目ございます。このうち18項目目が事務局からの指摘になります。この順番は、指摘があった順に並べているものです。

では、5ページ目から御説明いたします。1点目ですけれども、最初は、第14回会合におきまして北本委員から、統計査定等に活用するデータの採録に関し、データの共通化・標準化を進めていくべきではないかという指摘がありました。これに関して東條委員から、独占禁止法との関係にも留意しつつ一般送配電事業の行為規制に鑑みて、事業者間で共有可能なデータをガイドラインなどで明確化すべきではないかという御指摘を頂きました。

続きまして2点目です。第15回会合におきまして圓尾委員から、各一般送配電事業者の送配電設備の運用実態等も踏まえた適切なリスク手法の設定の在り方について、第1規制期間の中で検討していくべきではないかという指摘がございました。

7ページ目です。3点目、第15回会合及び第17回会合におきまして、平瀬委員、圓尾委員から、目標計画におけるDX、デジタル化といった取組内容、コスト及びその効果については、達成状況を事後的に検証する観点から、より具体的に示されているべきであるという指摘がありました。

また、関連して華表委員から、長期的な絵姿を達成していく中での規制期間の取組については、位置付け、適正性について説明すべきという指摘がありました。

8ページ目です。4点目ですが、第16回会合及び第22回会合におきまして北本委員から、事業者によって数字の集計、計上方法や計上する費用区分に差異があるのであれば、

違いを示しながら説明していくべきという指摘がありました。この論点については、その後の審査でも様々な形で課題として浮上したものと承知しております。

9 ページ目ですけれども、5 点目で、第16回会合において松村委員から、統計査定におけるグルーピング手法の採用に当たって、これによって不合理なコスト増加を認めてしまうといったことがないように、常にコスト意識を持った調達活動を求めていく必要がある、こうした指摘がございました。

10 ページ目、6 点目ですが、第16回会合において、これも松村委員から、調整力費用に関しての文脈で、調整力費用を制御不能費用・事後検証費用に区分することで、需給調整市場の改善に向けた取組が遅れるのではないかとという指摘がありました。

11 ページ目、7 点目の指摘ですけれども、第19回会合、23回会合において華表委員、圓尾委員から、統計査定については見積り値と実績値の乖離要因を分析する必要がある、その上で第2 規制期間における統計査定方法を検討していくべきではないかとという指摘がありました。これは消費者庁からの指摘とも関連のする指摘と認識しております。

12 ページ目、8 点目の指摘ですが、エスカレーション費用の算入に関しまして、第19 回会合において松村委員、圓尾委員、川合委員から、第1 規制期間において収入の見通しへの算入を認めていない費用のうちエスカレーションの算入については、第1 規制期間中における物価上昇等も総合的に勘案して検討していくべきという指摘がありました。

13 ページ目、第9 点目の指摘ですけれども、第19回会合、26回会合において安念委員、北本委員、特に平瀬委員から、次世代投資費用の便益説明について指摘があり、事業者によって差がある項目があったことから、適切な計上方法の在り方について今後検討していくべきという指摘がありました。

14 ページ、10 点目の指摘ですが、19回会合、25回会合におきまして北本委員から、次世代投資やシステム費用などについては事業者間での共有、仕様統一などを検討していくべきではないかとという指摘がありました。

15 ページ目、第11 点目の指摘ですけれども、20回会合、27回会合において圓尾委員、当時オブザーバーでしたけれども河野委員から、第1 規制期間中において再エネ連系量が増加した場合においては、必要に応じて拡充投資計画の見直しを行うことが必要と。期中調整になると思いますけれども、そうした御指摘がありました。

16 ページですけれども、離島ユニバーサル費用に関しまして、第21回会合で北本委員、松村委員から、今後、離島供給に係る事業の損益管理の適正性について、検証方法につい

て検討すべきという指摘がありました。

17ページ、減価償却費に関しまして松村委員から、関西電力送配電からの申出内容に関連して、効率化の観点から移管可能な資産があるということを念頭に、現行制度において制御不能費用に区分されている既存減価償却費の位置付けなどを今後検討していくべきという指摘がございました。

18ページ、電源開発の託送料の事業報酬率に関しまして、今後も適正な水準の在り方について検討すべきと、これは圓尾委員、安念委員から御指摘がありました。

19ページですけれども、24回会合、25回会合におきまして華表委員、村上委員、平瀬委員から、高額案件の検証に当たっての第三者選定の妥当性などについて御意見いただきました。これは消費者庁からの指摘とも関係する論点と認識しております。

20ページ、第25回会合、第27回会合及び第28回会合におきまして河野委員から、消費者の理解を得ていくために、周知、広報を工夫していくことが効果的という指摘を頂きました。

また、15回会合及び25回会合で池田オブザーバーから、複数のエリアで事業を行っている小売事業者にとっては、工事申込みや料金請求に関するフォーマットの統一、口座振替の実現などが実務面で効果があるということで進めていってほしいという指摘を頂いています。小売事業者からは、ステークホルダー協議において同様の意見を提出したとも聞いております。

21ページですが、これは前回会合において北本委員から、第1規制期間中の期中調整あるいは第2規制期間での事後調整に備えて、一般送配電事業者は各査定項目及び各工事における実績額を採録することが重要という指摘を頂いております。

22ページ、最後の18番目の指摘は事務局からの指摘でありますけれども、今回、各一般送配電事業者に主要工事件名説明書の提出を頂きました。7,000枚にもわたる大量の資料でありまして、御協力いただいた一般送配電事業者の皆様には感謝いたします。他方で、事業者によっては記載内容の誤り、検証に必要な情報量が不足するものがあり、事務局はその修正や再提出の指示に多大な時間を消費することになったと認識しております。これは検証の効率性を著しく損なうものと考えております。事務局としては、第2規制期間に向けて主要工事件名説明書の記載事項の精緻化を進めるとともに、全ての事業者が適切な主要工事件名説明書を作成し提出するよう、提出前の社内チェック体制の構築等を求めたいと考えております。

また、次世代投資やその他投資におけるシステム費用の説明資料について、事業者ごとに説明資料の記載粒度に差異がありましたので、適切な情報を得た上で横比較及び個別査定を実施するため、事務局としては、説明を求める項目の統一化を一定程度図ることにしてまいりたいと考えております。

説明は以上になります。

○山内座長 ありがとうございました。

お聞きのとおりでして、我々査定をやってきたわけですが、この中でいろいろ御意見が出されまして、それを第2規制期間に向けていろいろと検討していこうと、そういう内容についてまとめていただいたものです。

皆さんからの御意見でありますので、いろいろ誤解とか、あるいは付け加えとか、そういうこともあろうかと思いますが、これについて御意見、御質問いただければというふうに思います。やり方は、挙手機能を使って発言御希望という旨をこちらにお知らせいただければ、こちらから御指名させていただきますので、いかがでしょうか、どなたかいらっしゃいますか。

ほかにいらっしゃらなきゃ、池田オブザーバーからお願いしたいと思いますが。

○池田オブザーバー 御説明ありがとうございました。また、資料20ページで私の発言を取り上げていただき、ありがとうございます。

これまでの私の発言の中で、一般送配電事業者各社でばらばらになっている帳票の統一化や口座振替の導入といった個別の施策を事例として申し上げたかったことは、我が社をはじめ全国規模で小売事業を行っている新電力では、そうした事例に対して日々苦勞しながらも安心して電気を御利用いただけるよう、需要家の方々への請求業務やスイッチング等のサービス提供を行わせていただいているわけです。エリア各社でばらばらな仕様になりますと、どうしても事務が大変煩雑とならざるを得ず、需要家へのサービスの品質の低下の懸念がある上、今後、全国規模で事業を展開しようとしている事業者にとっては、こうした実務が大きな参入障壁にもなっているのではないかという問題意識から発言させていただいたものです。

これは次の議題とも関連してくる話かもしれませんが、今後レベニューキャップ制度が開始され、一般送配電事業者各社様が効率化計画を含む事業計画を着実に実施していく中で、ワーキングにおきましても進捗確認をしていただくことになるかと思いますが、そちらの資料の中にある検討事項の中でも事業者間の協働の可能性やデジタル化につきまして、

各個社の効率化の観点だけではなく、全国目線での一般送配電事業者、小売事業者双方の効率化に資するという観点からも検討し、具体化していただきたいと考えております。

私からは以上になります。ちょっと次の議題に行ってしまうて申し訳ございません。

○山内座長 ありがとうございました。

ほかにいかがでしょう。消費者庁からいろいろと御指摘いただいておりますけれども、我々も議論してきたことがかなりありますので、その辺のことと、さらにお気付きの点があれば御指摘いただけると、今もありましたけど次の議題のワーキンググループのほうの議論とも関係してくるというふうに思いますが、いかがでしょう。自由闊達な御議論をお願いしたいと思います。

寺町オブザーバー、どうぞ御発言ください。

○寺町オブザーバー 寺町でございます。委員からの御発言がないので、オブザーバーではございますが発言いたします。

私どもから3つございまして、1つは、スライド5のリード文に記載されております事業者間でのデータ共有に関する課題でございます。これにつきましては弊社から発言させていただいた内容でもあり、課題認識いただきまして感謝申し上げます。他社様とのデータ共有につきましては、第1規制期間中の効率化取組を検討することにおいても重要と考えており、我々としても最大限協力してまいりますので、早期の御検討を何とぞよろしくお願いいたします。

それから、スライド8に記載がございます事業者計上費用区分の差異につきましては、私どもの通信費用の検証も包含されているものと認識してございます。今回の検証におきましては、時間的制約もある中、対応可能な範囲で通信費用全体の評価を頂いたものとして検証結果は真摯に受け止め、今後の対応を検討してまいり所存でございます。一方で、業務移管、設備移管に起因して会計整理が各社で異なる場合の査定の在り方につきましては、より適切な検証方法を確立することが重要と認識してございますので、第2規制期間に向けて検討を深めていただきたく、我々としても必要な対応をしてまいりますので、何とぞよろしくお願いいたします。

最後に、資料に記載のない内容になりますが、最大限効率化を織り込んだ結果、見積み費用が検証結果を下回った場合の取り扱いにつきましても、今後の課題として御検討をお願いいたします。レベニューキャップ制度がインセンティブ規制であることを踏まえますと、検証結果と見積み費用との差異により得た原資は将来の効率化のための投資などに充

当し、会社全体で更なる効率化に取り組んでいくことが認められることが重要と考えております。第2規制期間に向けましては、こうした事業者に効率化を促す観点を踏まえた御検討を何とぞよろしくお願いいたします。

以上でございます。

○山内座長 ありがとうございました。最後のところはもともとの、インセンティブ規制ですからね。

そのほかに何かありますか。御自由に。

とりあえず、事務局のほうから何かありますか。

○鍋島NW事業監視課長 先ほどの寺町オブザーバーからの指摘の3点目は、確かに資料にも記載がなかったので、検討する際の一つの論点として取り扱っていこうと思います。

○山内座長 ありがとうございました。

そのほか、何かありますか。

それでは、とりあえずこの件については以上ですが、何かお気づきの点があれば、また後ほどでも御発言いただいて結構でございますので、議事は進めさせていただきます。

次に、第1部の2つ目、これは「送配電効率化・計画進捗確認WG（仮称）の設置等について」ということですが、これについても御説明をお願いいたします。

○鍋島NW事業監視課長 それでは、同じくネットワーク事業監視課から、資料4について御説明いたします。送配電効率化・計画進捗確認WG、仮称でございますけれども、この設置等についての資料です。

2ページ目ですけれども、1つ目のボツから御説明しますと、レベニューキャップ制度が来年4月1日から開始されていきますけれども、一般送配電事業者各社は事業計画を着実に実施していくということが求められます。それに関連しての収入の見通しなどを、今回、検証・承認したところであります。こうした観点から、目標計画の達成状況については毎年度期中評価を実施するということが大事だと思いますし、それについては各社の収入の見通しの検証・審査を行ってきた料金制度専門会合において実施することが適当ではないかと考える次第です。

また、レベニューキャップ制度自体に効率化インセンティブが組み込まれているということではあるんですけれども、一方で第1規制期間における費用水準が第2規制期間における統計査定において参照されていくということを考えますと、一般送配電事業者各社が着実に経営効率化に取り組んでいくことが重要と考えますし、その確認を行っていく必要

があると考えております。

こうした観点から、料金制度専門会合の下部に送配電効率化・計画進捗確認WG（仮称）を設置して、規制期間中に横比較の観点から各事業者における送電・変電・配電ごとの個別プロジェクトを抽出した上で、経営効率化の観点で必要な個別プロジェクトの進捗が図られているかの確認などを行いながら、経営効率化の取組の確認を厳格に実施するということをしてはどうかと考えております。

本日、消費者庁の檜橋参事官、オブザーバーですけれども、欠席されていますけれども、消費者庁の問題意識も踏まえてこういう取組をするということもあり得るのではないかと考えております。こうした確認の結果得られた知見については、第2規制期間や期中変更時のレベニューキャップ制度に基づく収入の見通しの審査の改善にも活用できると考えております。

下の図は構造図でして、電力・ガス取引監視等委員会の下に料金制度専門会合が設置されておりますけれども、その下に更にWGを設置するというものであります。

設置の決定は、電力・ガス取引監視等委員会の本委員会の手続事項になります。ですので、設置するかどうかというところは、最終決定は年明け以降の本委員会の議論によるわけですけれども、こうしたWGを設置する方向性だとか、あるいはどういうことを議論していくかという中身の点について、本日、様々な観点から御議論いただければと考えております。

次のページで、現時点で事務局として考えております絵を描いております。設置趣旨については先ほど申し上げましたが、検討事項ということで各社の競争入札の状況、経営効率化の取組の確認、主要工事・品目ごとのコスト削減努力の確認、施工力確保に向けた取組についての確認、コスト削減・施工力確保に向けた共通課題の確認、事業者間の協働可能性についての検討、デジタル化・機械化等によるコスト削減効果の発現状況の確認といったところを考えております。進捗確認も行いながらこういう効率化のところも確認していくということでして、開催頻度は四半期に1回程度の開催を想定しております。ただ、効率化の評価に適切な期間等も踏まえ、今後、要検討と考えております。

こうしたものですけれども、皆様方の観点から御指摘いただければ幸いです。

○山内座長 ありがとうございました。

お聞きのように送配電の効率化と計画進捗、これの確認、このためにWGを作って議論していただいたらどうかという、そういう御提案であります。今回のレベニューキャップ、

最初に実施するわけで、一方でいわゆる総括原価的なものというのは長年の積み上げがあるんですけれども、今回のこれは初めての制度ということで、さっきもありましたけれども、ある意味じゃPDCAみたいな形で見直していくというようなことが必要で、基本的にはそのためのWGということであります。今お聞きのように、ここで決議する案件ではないんですけれども、どういうふうにしたらいいかという皆さんの御意見を伺うというところがポイントでありまして、それについて、皆さんお気づきの点等あれば御発言願いたいと思います。内容についてはこれから固めるところですので、いろいろな御意見を頂ければと思いますけどいかがでしょうか。

具体的な話になってくると、オブザーバーの方などでも非常に関わっているという意味では、御発言を積極的にしていただいて結構だと思いますので、いかがでしょう。

河野委員から御発言の御意思、どうぞ御発言ください。

○河野委員 御指名ありがとうございます。御提案の内容については、私は主に利用者の立場でこの専門会合には参加させていただいておりますので、新しい制度がスタートするという、それから当初5年間は制度設計がうまくいくということをみんなが期待しつつ、恐る恐るでもないですけれども進んでいくということもありますので、社会や利用者に対する一つの説明責任としてこういったWGを置いていただけるということに関しては、賛同したいと思います。

行政機関がこういう制度を置くとまた増えるという視点もありますけれども、前段で御説明いただきました、今後に向けての確認事項等を一つ一つ早期につぶしていくといいでしょうか、しっかりと進捗を確認するという意味でも、こういった新たなWGに期待したいと思います。

以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

次は、梶川委員、どうぞ御発言ください。

○梶川委員 ありがとうございます。今回のレベニューキャップの今までの検討を含め、送配電事業の 이슈、当たり前のことなんですけれども、非常に公共性というものを改めて意識するところでございまして、各社がどのように全体最適に向かって進んでいただけるかということは、すごく大きな結局テーマなのではないかなと。そんな意味で、この検討事項のポツ4つ目ぐらいにも書かれているような共通課題の確認とか事業者の協働の可能性とか、この辺をより大きな目で見えていただいて、課題の御提案なり今後に向かって

の道筋を検討していただければなというふうに思うところでございます。

もちろん、制度としては各社が独自にインセンティブのために努力されるということもあるんですが、事業全体のパブリックなサービスの性格というのはすごく個別の計算過程を見ていても感じたところございまして、先ほど最後のデータの共有化のお話とかいろいろな面で、実際は一体としてどうこの国のために運営されるかという要素も送配電事業は非常に大きいのかなと、そんな感想を持ったものですので、今後のこのWGの御検討として、全体最適という観点をぜひ入れていただければなというふうに思いました。

○山内座長 ありがとうございます。

ほかにいらっしゃいますか。先ほども言いましたけれども、オブザーバーの方、いろいろとお考えもあるかと。

寺町オブザーバー、どうぞ。

○寺町オブザーバー たびたび申し訳ございません、寺町でございます。WGの設置を御検討いただきまして、ありがとうございます。目標計画などの達成や効率化に向けた取組につきましては、今回の査定結果を踏まえて、更なる効率化施策を深掘り検討する必要があります。検討は既に開始はしておりますけれども、相応の期間を要するものが多いと考えておりますので、具体的な進捗確認の方法、あるいは開催頻度などにつきましては、効率性・実効性の観点も踏まえ適切な確認を行えるよう、今後、事務局の皆様と調整させていただければと考えておりますので、よろしくお願いいたします。

以上でございます。

○山内座長 ありがとうございます。

そのほかいかがでしょうか。

それじゃ、とりあえず事務局のほうからコメントございますか。

○鍋島NW事業監視課長 ありがとうございます。今頂いた指摘も踏まえて、更に検討していきたいと思います。また、議決が本委員会のほうでなされましたら、この専門会合でも御報告いたします。

○山内座長 ありがとうございました。

これはこれから作り上げるもので、専門委員会のほうの議決を経て、それからいろいろまた議論することもあるかと思っておりますので、頭に置いていただいて、御意見を再度頂ければというふうに思います。

特に事務局の提案については御異論なかったというふうに判断いたしますので、こうい

う方向で進めていただくということかと思います。ありがとうございました。

それでは、1部が以上ということで、第2部に入りたいと思います。

第2部の1つ目の議題ですけれども、「これまでに委員から頂いた御意見・御指摘への対応状況について」ということで、宿題返しですかね、ここから始めたいと思います。

それでは、資料の御説明をよろしくお願いいたします。

○池田取引監視課長 それでは、引き続いて第2部の議事に入らせていただきたいと思います。議題に入る前に、オブザーバーでございますけど、本日はオブザーバーとしまして東北電力、北陸電力、中国電力、四国電力、沖縄電力が出席されますので、各議題について直接御質問されるということでも構いませんので、よろしくお願いいたします。

それでは、議題3について御説明させていただきます。資料5を御覧ください。これまでの専門会合で委員から頂いた御意見、御指摘への対応についてまとめさせていただいたものになります。

まず、3ページお願いします。前回会合では華表委員から、定量的な各社比較を可能とするため、実績値の使用や対象期間・範囲等を統一してはどうかとの御指摘。

4ページをお願いいたします。松村委員からは、発電部門が分社化された事業者における購入・販売電力料、燃料費等の取り扱いの整理について。

さらに6ページをお願いいたします。規制部門と自由化部門の費用の配賦の変更点について御指摘を頂いたところですが、それぞれ関係する費用項目を取り上げる際や、事務局での検討が整った際に御回答させていただきたいと考えてございます。

御説明は以上でございます。

○山内座長 ありがとうございます。

本議題については、事業者から御説明を頂くということになっております。

それでは、まずは東北電力の石山様——次の議題だ、ごめんなさい。私、ちょっと勘違いしました。失礼しました。

今の御報告について、皆さんの御意見をまとめたものについてまず確認をしてからということですね、失礼しました。

それでは、いかがでございましょう。御指摘いろいろありましたけれども、皆さんのほうで御確認ということでよろしいですか。よろしゅうございますか。

それでは、御確認いただいたということで、次の議題、議題4に入りたいと思います。次の議題は需要想定と供給力ということでよろしいですね。ここから事業者の方にも加わ

っていただくということですね。

それでは、まずは事務局から御説明を頂きます。今申し上げましたように、本議題については東北電力、北陸電力、中国電力、四国電力、沖縄電力からも御説明いただくということでもあります。それは事務局の資料説明の後ということにして、その後に質疑の時間を取りたいと思います。どうぞよろしくお願いいたします。

○池田取引監視課長 取引監視課の池田です。資料6を御覧ください。

2ページをお願いいたします。料金審査における需要想定・供給力の位置付けでございますが、4ページをお願いいたします。需要想定については料金算定規則9条に規定がございます。電気事業法に基づいて電気事業者がOCCTOを経由して届け出る供給計画を基に、原価算定期間における特定需要、すなわち規制部門である低圧規制の電力需要、そして非特定需要、すなわち自由化部門である特高・高圧・低圧自由の電力需要をそれぞれ算定することとなっております。

再び2ページをお願いいたします。供給力についても、供給計画等を基に需要想定に対応する形で策定されることとなります。ただし、料金算定における需要想定・供給力は規制料金の算定のために集計区分を整理することや、供給計画では未定となっている項目に一定の仮定を織り込んで補正することなどが行われる場合がございます。そのため、供給計画と料金算定で用いる需要想定・供給力は必ずしも一致いたしません。

3ページをお願いいたします。3ページは、そのことをフローに示したものとなります。そもそも発販一体会社の場合は、発電供給計画と小売供給計画の2本の供給計画を出しておりますので、2つの供給計画を足し合わせた上で、社内調達とみなせる部分を相殺するという方向で合成する必要があるがございます。そして届け出された供給計画は事業種別に区分されておりませんので、この赤枠のとおり、各社それぞれ規制部門と自由化部門に整理することとなりますが、事業者ベースの需要の算定根拠は、特に低圧自由と低圧規制の配分の根拠は何かということが確認事項ということになります。また、経済性を重視して電源運用に変更を加える社もございますが、その点も確認事項ということになります。

5ページをお願いいたします。需要想定 of 供給力と料金原価の関係についてでございます。合成後の需要計画は、小売事業と他社卸売とに二分されることとなります。他方、料金算定基礎も営業費と需要想定から控除収益額を控除するという方針を取ってございます。したがって、会社によっては供給計画の合成に当たりまして、他社卸売を需要想定に算入せずにマイナスの供給力として扱っている社もございますが、供給力確保のためのコスト

が特にどこかに消えたり、逆に過剰に小売事業に寄せられたりすることはございません。

6 ページをお願いいたします。事業想定・供給力及び供給計画に係る論点でございますが、先ほど申し上げました点でございます。1. の2つ目、節電効果、自社から他社への離脱影響、戻り需要をどのように織り込んでいるか。3つ目、供給計画と異なる前提を用いている場合、その内容、理由は合理的かという視点から事務局で詳細を確認してまいります。そのほかに確認すべき点はあるか。

さらに2 ポツ目、規制料金の値上げで規制料金からの離脱が生じる可能性があるが、料金審査で考慮すべきかという点について御議論いただきたいと思います。

各社からの事業想定・供給力の概要につきましては、この後、各社から御説明を頂くことを予定してございます。

御説明は以上でございます。

○山内座長 ありがとうございます。

それでは、大変失礼いたしました、先ほど申し上げましたけれども、ここから先は各電力会社の方から御説明いただきたいと思います。

まずは、東北電力の石山様より御説明をお願いいたします。

○石山オブザーバー 東北電力の石山でございます。よろしくお願いいたします。それでは、私のほうから資料の御説明をさせていただきます。

最初に資料18ページを御覧いただきたいと思います。供給計画と料金原価における需給構造の違いの説明になります。当社は、供給計画を発電と小売のライセンス別に届け出をしておりますけれども、今般の料金改定申請では、料金算定規則に基づきまして発販一体の需給構造に置き換えをして総原価を算定してございます。

このページの左側のほうにAというふうな記載がございます。発電と小売の供給計画、これをAとしてございますけれども、このそれぞれから発電・小売間の社内取引などを除いた需給構造、これを資料の中心、真ん中のほうに記載をしております。発電と小売の合計の供給力につきましては、真ん中の部分の赤丸のa、b、cの合計になり、需要のほうは、その脇、青い丸のAとイ、これの合計に、更に供給先未定から調達先未定分を差し引いたものを加えてございます。

資料の右側B、これが料金改定申請の原価算定根拠となります需給構造になるわけでございますけれども、供給計画では未定としております女川2号機、これも供給力に加えましたので、その分だけ卸電力取引市場（JEPX）からの購入量を減らしてございます。

また、供給先未定と調達先未定の差分につきましては、2年目以降の卸売等ということで青丸のイ゛という形で、料金原価上の需要に計上してございます。

なお、数字につきましては全て送電端の電力量となっておりまして、括弧書きをしておりますJEPX卸売等の数字については内数となっております。

続きまして、次の19ページを御覧ください。電力需要想定の概要でございます。こちらは、今ほど御説明をした前のページの小売需要を資料左側に、送電ロスを除いた使用端電力量で示してございます。当社は、メニューごとの契約口数や主要業種ごとの契約容量とそれぞれの原単位を乗じた販売電力量を積み上げることで小売需要を算定してございます。具体例として、低圧の規制部門の従量電灯のA、Bの需要数、原単位、販売電力量の推移、計画値を資料の右下に記載をしてございますけれども、需要数や原単位は、競争や規制部門から自由化部門への移行状況、過去実績の傾向などを勘案して想定をしてございます。

なお、供給計画の需要ですけれども、当社事業所などの自家使用分、これを含んでございまして、原価算定の前提需要につきましてはこの自家使用分は除いてございますけれども、それ以外については、記載のとおり、双方で整合が図られてございます。

次に、もう1ページめくっていただきまして、20ページを御覧ください。料金算定の前提となります電力需要想定でございます。前のページにも記載のとおり、当社は規制部門と自由化部門合わせた原価算定期間3年間の平均の小売需要については688億kWhと想定をしてございますけれども、表右側赤枠上段、上から2番目になりますが、記載のとおり、規制部門の原価算定期間の平均の需要については89億kWhと想定してございます。小売需要全体としては主に自由化部門、特に高压以上の戻り需要によりまして、2023年度から増加、横ばいになるものと見込んでございますけれども、規制部門は「主な影響（内訳）」に記載のとおり、離脱影響や自由化メニューへの移行、省エネの進展などにより減少していくものと想定してございます。

なお、節電影響でございますけれども、2022年度におきます2億kWhの減少、これが翌年度以降も維持するものと見込んでございます。

続きまして、次の21ページを御覧いただきたいと思っております。料金算定の前提となります供給力の概要でございます。左下のほうに発電電力量の内訳を記載してございますけれども、前回改定からの大きな変更点として、他社の再エネ連系、いわゆる小売FIT買取り量が増加をしてございます。また、JEPXの調達、市場活用についても増加をして

おります。その一方で、出力の不安定な再エネの調整電源として、特に自社のガス火力の稼働減により発電量が減少してございます。

そのような中におきましても、右下のグラフに記載のとおり、火力につきましてはメリットオーダーに基づいて発電燃料単価の安い電源の利用率が高くなってございまして、全体としての燃料費の効率化に努めているところでございます。

右側のほうには原子力の織り込みを記載しておりますけれども、先ほど冒頭で触れましたとおり、女川2号機につきましては適合性審査に関する原子炉設置変更許可並びに工事計画認可を受けていることなどの状況を踏まえまして、2024年2月以降に再稼働するものとして原価に算入してございます。

私からの資料の御説明は以上でございます。

○山内座長 ありがとうございました。

それでは、引き続き北陸電力・林様から御説明をお願いしたいと思います。よろしく願いいたします。

○林オブザーバー 北陸電力の林と申します。それでは、資料23ページを使いまして、北陸電力から供給計画、料金原価における需給構造の違いについて御説明申し上げます。

グラフの表記につきましては、先ほど東北電力様御説明の内容とよく似ておりますけれども、一番左側のA、「供給計画」と書いてあるグラフが発電供給計画と小売供給計画、それぞれの需給構造について図示したものであります。発電側を見ていただきますと、自社発電262億kWh、それに対しまして卸売として社内卸売、その上に他社卸売、それから販売先未定ということで計上をしております。

2番目の小売供給計画のほうでは、社内調達の上に小売他社受電ということで、bの項目が乗った形で小売需要としては274億kWhという形になっております。この2つの供給計画を合成して社内取引等を除いた需給構造というのが真ん中のグラフになりまして、a自社発電の上にbを乗せまして299億kWhといったような形になりますし、需要のほうは、小売需要の上に他社販売と先ほど販売先未定としておりました16億kWhを乗せまして、双方共に299億kWhという形になっております。

最終的に一番右側の2本のグラフですけれども、料金原価につきましては原子力を供給力の中で一定量織り込むことといたしましたので、その分のa'が入ってまいります。今回、供給力、需要側それぞれ共に双方で積極的なJEPXの活用を織り込んでおりまして、小売他社受電のb'、他社卸売の増ということで、b'及びイ'が増加した形で、高さと

しては367億kWhという形になってございます。

次に需要のパートに移りますけれども、需要のパートにつきましては常光から説明させていただきます。

○常光オブザーバー 北陸電力の常光と申します。それでは、私からは24ページと25ページについて説明させていただきます。

まず24ページ、低圧規制と低圧自由の配分方法について御説明いたします。供給計画では、用途別、電圧別の区分に従って需要を想定しておりますが、料金改定申請では、特に低圧部門につきまして規制料金の需要を区分する必要があるまいります。そのため、今回の料金改定申請では、供給計画で想定した低圧部門の需要を規制と自由にそれぞれ配分しております。具体的な配分方法としましては、①になりますけれども、低圧部門の過半を占めます自由料金、これにつきまして需要数と原単位をそれぞれ実績傾向から想定して電力量を算定しております。ここで算定した自由側の電力量につきまして、低圧部門全体の電灯と電力、それぞれの需要から控除することによって規制料金の需要を想定しております。

下の図のフロー図でそのイメージを御説明させていただいております。想定の結果について、一番下のグラフを御覧ください。低圧部門に占めます規制料金の比率ですけれども、自由料金メニューの新設や電化の普及に伴いまして至近年では7%程度徐々に低下してきております。ただ、今後は自由料金メニューへの移行の進展等に伴いまして、その傾向は緩やかになると想定しておりまして、規制料金の比率につきましても緩やかに減少していくものと想定しております。

では、次に25ページをお願いいたします。こちらでは料金算定の前提となる需要想定について御説明しております。原価の算定期間、2023年度から2025年度におきまして、年度・月別の電力量は、今回既に届け出ております供給計画における想定値を使用しております。そのうち規制部門の販売電力量につきましては、離脱の影響ですとか自由料金メニューへの移行、あるいは省エネ・節電の進展等を考慮しておりまして、その結果、3か年平均では17億kWhと想定しております。

一番下の表を御覧ください。「販売電力量の推移」という表があります。その中での規制部門のアワー、2行目になりますけれども、こちらのほうを御覧いただきますと、至近年、2020年以降を御覧いただければ、ゆるやかに減少していつているということで、この傾向は2025年まで続くと考えております。

その下がっていく主な影響別の内訳ということで、一番下3行記載しておりますけれども、まず離脱・自由料金への移行ということで、徐々に減少していくと見ておりますけれども、至近年では年間4億kWh、あるいは将来想定では2億kWhと見ておりますが、至近年では使用量の多いお客様の離脱、自由料金への移行があり、その進展に伴いまして徐々に移行量、離脱量は減少していくと想定しております。

一番下の行、省エネ・節電影響等になりますけれども、これも至近年では年間3億から2億という程度のアワーでありますけれども、将来想定では1億となっております。これも使用量の多いお客様と省エネ効果が当初大きかったんですが、離脱ですとか自由メニューへの移行が進むことから、その効果というのは先行き減少していくと想定しております。

需要想定については以上となります。

○林オブザーバー　続きまして、26ページを御覧ください。再び林のほうから説明させていただきます。料金算定の前提となる供給力についてということでありますけれども、発受電電力量の比較をしたものは右下にございまして、左側のグラフは申請原価3か年平均、右側のグラフは現行原価2008年改定時のものであります。御覧いただきまして分かりますとおり、下から3番目のところに原子力という緑の欄がありまして、この部分が大きく異なっております。その大きく減少した部分について火力がカバーしているというような構造が見てとれると思います。

上の囲みの中ですけれども、このうち原子力について説明をさせていただきます。2つ目の点のところにありますように、志賀原子力発電所2号機の再稼働、これにつきまして新規制基準適合性審査を経まして地元の御了解を頂いた後に行うこととなりますけれども、審査状況を踏まえますと、現時点どんな状況かと言いますと、具体的に再稼働の時期を見通せるという状況にはないということであります。しかしながら、今回原価算定するに当たりまして、審査が最大限効率的に進むということを前提とさせていただきまして、火力燃料費等の抑制による最大限の原価低減を図りたいと。この観点から志賀原子力発電所2号機につきましては、再稼働時期を2026年1月に設定して原価を算定しております。一方、志賀原子力発電所1号機につきましては、原価算定中の稼働は見込んでおりません。これらを図示したものが左下の「原子力の織込み」というところでございます。

北陸電力からの説明は以上でございます。

○山内座長　ありがとうございました。

それでは、続いて中国電力・小寺様から御説明をお願いします。よろしくお願いいたします

ます。

○小寺オブザーバー 中国電力の小寺でございます。それでは、私のほうから供給計画と料金原価の前提となる需給計画について、需要想定における規制部門、自由部門の想定方法及び料金算定の前提となる需要想定・供給力につきまして、資料の27ページから30ページで御説明をさせていただきます。

まず、27ページでございます。こちらは供給計画と料金原価の前提となる需給計画の違いについてでございます。まずは図の左側、Aの供給計画でございますけれども、これは発電・小売それぞれのライセンスで提出しております。当社は発電・小売一体会社でありますので、今回、料金ベースの需給計画につきましては、発電側の供給計画と小売側の供給計画を組み合わせで策定をいたしております。このため、図の真ん中にご覧のように、一旦発電側の供給計画と小売の供給計画を足し合わせております。その上で、供給計画の上では未定としております島根原子力2号機の稼働を料金原価上はある前提で織り込みまして、需給計画の組み替えを行っております。

その結果が右側の図Bになります。具体的には、原子力発電電力量として原価算定期間平均で約43億kWhを見込んでおりまして、これに対応する形で火力発電の電力量を減少させております。小売の需要電力量は供給計画と料金原価は同じでございまして、送電端で493億kWhになります。

なお、策定いたしました需給計画は、卸電力取引所への余力供出や経済的な電源の差替調整前のものになりますけれども、実運用の段階では適切に行っておりまして、料金原価上もその前提で取引所取引の活用効果等を原価に織り込んで算定しております。

続いて、28ページでございます。こちらは需要想定における規制部門、自由部門の想定方法でございます。今回の料金改定の需要電力量は、供給計画の需要電力量と同じプロセスで想定をいたしております。その具体的な算定方法につきましては、資料のフロー図、「算定フロー」を御覧いただければと思いますけれども、小売需要電力量は電灯や業務用といった電圧別、用途別に実績傾向やI I Pといった経済指標を用いて想定したエリアの需要電力量から離脱や節電影響等を控除し、さらに中国地域以外の需要を加算して想定しております。このようにして想定した需要電力量のうち低圧につきましては、実績の傾向によりまして規制部門と自由部門に区分をしております。

次に、29ページでございます。29ページは、料金算定の前提として想定した電力需要について説明をしております。この電力需要は、至近の景気動向や競争環境を踏まえて想定

しておりまして、先ほど申し上げたとおり、供給計画の需要と同じものでございます。

左側のグラフを御覧いただければと思います。原価算定期間の電力量及び最大電力は、現行の原価と比べまして、競争の進展による離脱の影響などにより大きく減少するものと見込んでおります。なお、高圧・特別高圧につきましては、来年2023年1月からの受付再開による当社への戻り需要を加算して算定、想定しております。

最後に30ページでございます。こちらは料金算定の前提となる供給力でございます。現行の原価と比較いたしまして、供給電力量は需要電力量の減少により、石油、LNGを中心に減少をしております。また、島根原子力発電所1号機の廃炉等による原子力の減少、固定価格買取制度による買取電力量の計上、三隅発電所2号機の運転開始に伴う石炭の増加等によりまして電源構成が変化しております。火力の中では石炭の割合が増加しております。

当社からの説明は以上でございます。

○山内座長 ありがとうございました。

それでは、引き続きまして、四国電力の宮本様より御説明をお願いいたします

○宮本オブザーバー 四国電力・宮本でございます。それでは、私のほうから資料に沿って簡単に御説明させていただきます。

まず、31ページの「供給計画と料金原価における需給バランスの違い」を御覧ください。最初に、当社の小売料金原価における需給バランスは、一番右のBの「料金原価」及びその左の発電小売一体の「供給計画」のとおり、基本的には供給計画と料金原価は一致してございます。具体的に違うところは、「供給計画」における販売先と受電先が未定の取引を、「料金原価」において取引所取引と相対販売に仮定して織り込んでいるところのみでございます。

左側の供給計画の策定方法について参考に御説明いたしますと、発電部門における自社の供給力とそれを活用した自他社の販売の見通し、及び小売部門における自社の需要と他社の受電契約に基づく供給力の双方を一体的にミックスして考えた需要と供給力を、8,760時間の需給シミュレーションで市場の活用部分も含めてメリットオーダーで判定し、それを左側の供給計画の発電と小売に分割してございます。その分割の仕方は、発電側の供給計画を便宜的に自社の発電の全量を社内の卸売に充てるというふうに策定して、残りの小売の供給計画を、卸取引した自社発電に加えて、他社受電と市場受電が自社小売需要と市場を含めた他社販売となるように策定しており、これは供給計画策定に当たって便宜

上行っているもので、実際の計画・運用においては、内外無差別の原則に則り、発電・小売それぞれの役割に応じて適正に対応してございます。

続きまして、次の32ページを御覧ください。販売電力量想定の概要並びに料金算定の前提となる規制部門の需要の抽出方法についてでございます。まず、資料の「販売電力量想定概要」におきまして、スライド上段の「販売電力量想定概要（流れ）」の部分でございますが、これは四国域内の小売需要を「家庭用その他」、「業務用」及び「産業用その他」の3つの用途別に区分した上で、それぞれの区分ごとにエリア需要及び離脱需要を想定し、エリア需要から離脱需要を差し引いた上で域内の小売需要を算定してございます。それに一番下の域外の需要を加えたものを、供給計画における小売の需要と需要電力量としてございます。

続きまして、料金改定的前提となる規制部門の需要の抽出方法についてでございますが、それはこのページの下段の右側の欄のところに漫画で描いてございますが、低圧需要のうち規制部門と自由化部門が混在する「従量電灯A系」及び「従量電灯B系、低圧電力系」という、この下の表の上の2つの部分につきまして、実績傾向などにより想定した契約種別ごとのエリア需要と離脱の想定量から、当社のお客様のうち規制部門から自由化部門に移行する口数である社内への変更想定値を踏まえて、規制・自由それぞれの料金メニューに応じた需要を算定した上で、規制部門の需要を抽出しております。

続きまして、次の33ページのスライド、「料金算定の前提となる電力需要想定について」でございます。これにつきましては、表において、過去の実績の推移とともに原価算定期間の見通しを記載してございます。規制部門である特定小売需要につきましては、表の下段の「特定小売の前年差」に示すとおり、離脱や社内変更、省エネの進展などの理由によりまして、実績推移と同様に原価算定期間についても需要が減少していくという傾向で織り込んでございます。

最後に、34ページの原価算定期間における供給電力量の見通しについて御説明いたします。供給電力量は、発電所の補修計画や燃料制約等を考慮した上で、他社販売を含む想定需要等に対して最も経済的な電源の組合せとなるように想定してございます。具体的には、右側の表の「供給電力量算定結果」というところに記載してございます。内容につきまして、左側の文章をかいつまんで御説明いたしますと、原子力は安全・安定運転を大前提とした上で、具体的な運転計画に基づいて最大限織り込んでおります。前回の料金改定時と比較しまして、新エネルギー電源からの受電が増加する一方で、その部分を自社発電の石

油火力で減少させるというような想定になってございます。

また、表の最下段の「他社販売等」には、料金原価を極力抑制できるように、取引所取引等において発電余力等を最大限活用するという前提で織り込んでございます。

四国電力からは以上でございます。

○山内座長 ありがとうございました。

それでは、最後になりますが、沖縄電力・上間様から御説明をお願いいたします。

○上間オブザーバー 沖縄電力の上間です。それでは、35ページ、「供給計画と料金原価における需要構造の違いについて」御説明いたします。供給計画は、発電・小売のライセンス別に届け出ておりますけれども、今般の料金改定の申請では、社内取引を控除した発販一体の需給構造で総原価を算定しております。図に示しておりますⅠが発電事業者としての供給計画、Ⅱが小売電気事業者としての供給計画のイメージであり、発電事業者としての自社発電と小売電気事業者としての他社受電を足し合わせたものが発販一体としての供給力となります。この供給力が、小売電気事業者としての需要電力量と他社様への卸売電力量の合計と一致しております。

なお、今般申請いたしました料金原価算定の前提は直近の2022年度供給計画としており、認可申請に向けて変更を加えた点などはございません。

続きまして、36ページをお願いします。「需要想定における『低圧規制』と『低圧自由・高圧・特高』の積み上げ方法」について御説明いたします。小売全体の需要想定については、需要の形態に応じて、図の①に示しております主な用途別に実績傾向や離脱動向を勘案して想定しております。

図の②に示しております同一用途内における規制・自由の区分についても、実績や至近の傾向を基に想定しております。具体的には、低圧においては、よりお客様のニーズに応えるべくメニューやサービスの展開を行ってきたことから、至近の実績でも自由料金への移行が進んでいることを踏まえ、規制料金は需要が減少し、自由料金は需要が増加していくものと想定しております。

また、沖縄エリアにおいては高圧部門についても経過措置が残されていることから、規制・自由の区分を行っております。具体的には、高圧部門では従来よりお客様への最適なメニューの御提案を実施し、自由料金でメリットの出るお客様の多くは既に自由料金へ移行していただいております。過去実績においても、規制料金から自由料金へ需要が移行していく大きな動きは見られないことから、至近の規制料金と自由料金の実績比率を踏まえ、同

程度の割合で推移していくものと想定しております。

37ページをお願いいたします。「小売料金算定の前提となる電力需要想定について」御説明いたします。小売料金算定の前提となる需要想定は、電力広域的運営推進機関の需要想定要領に基づき作成された、小売電気事業者としての2022年度供給計画における需要想定を基にしております。想定手法としては、さきに御説明したとおり、用途・契約種別に実績傾向や離脱動向を勘案して想定いたしました。2023年～2025年度は、新型コロナウイルスの収束を前提に、人口や観光客数の増加を背景とした商業・宿泊施設の増加や食料品製造業の増加が見込まれるものの、他事業者への契約切替えの影響により、緩やかな減少を見込んでおります。

また、高圧部門を含む規制部門の需要は、離脱の影響や規制料金から自由料金への移行、省エネの進展などの影響により、原価算定期間において減少していくものと想定しております。

38ページをお願いいたします。料金算定の前提となる供給力について御説明いたします。需給計画は、系統制約を加味せず発電部門にとって最も経済的な電源の組合せとなるよう作成しております。自社火力は、需要想定や補修計画、燃料調達量を考慮した上で、足元の燃料価格動向を踏まえ、発電燃料単価が安価なLNGコンバインドサイクル機、石炭機、石油機の順に発電電力量を配分しており、他社石炭機は、発電事業者との契約の範囲内で経済性を考慮して計画しております。

当社からの説明は以上となります。

○山内座長 ありがとうございました。

事業者さんからの御説明は以上ということになります。

それでは、議題4に関しまして、事務局、今の事業者様からの御説明について、皆さんの御質問、御発言を頂きたいというふうに思います。チャットでお知らせいただければと思いますが、いかがでしょうか。

なかなかこれ複雑なお話ではあるんですけども、いろいろと論点あるかと思うんですけども、いかがでしょうか。もしあれでしたら、かなり情報量が多いものですから、事務局のほうで少しその辺まとめていただいて私のほうにあれなんですけど、例えば東北・北陸・中国・四国・沖縄ということですが、低圧需要については、需要想定について大きなトレンドから乖離してないんですけども、通常、需要の減少幅というのは通減していくといいますか、減少はするんですけどその幅は小さくなっていくんじゃないかという

ふうに思われますけれども、例えば最近のデータというのはどんなふうになっているのでしょうかね。その辺のことについてまずはお聞かせいただきたいと思いますけれども、今、松村委員の手が挙がりましたので、私からはそういうことでお願いしますが、まず松村委員、どうぞ御発言ください。

○松村委員　　今の回答の後でもよかったのですが、発言させていただきます。質問ではないので、現段階で5社からの回答は不要ですが、追々聞くことはあるかと思います。

まず今回、需要想定と供給力の想定が出てきたわけですが、一般論として料金審査をするときに、供給力の想定も需要の想定も、現時点で予想できるベストのものは何か、本当にそこから乖離していないかを見ていくのも重要な視点ですが、もう一つの視点は、意図的に過少あるいは過大にして、それで料金原価をつり上げていないかを見ていくことも重要だと思います。

例えば需要想定を過少に見積もると料金が著しく上がるときには、過少な見積りをしていないかに焦点が当たる。これは託送料金では特に重要だったと思う。そういう観点でも見ていることは、委員の間で認識を共有すべきかと思いました。

ベストなものだけでなく、不自然につり上げていないかを見るので、仮に需要想定を大きくすると料金が下がるときに、それが少し過大かとも思ったとしても口を出さないことはあっても、過少じゃないかと思ったときには口を出すという構造を持っていることは認識すべきかと思います。

その上で、小売料金に関しては、相対的に需要想定が料金に効きにくいと思っています。固定費の割合がネットワーク部門の場合には非常に大きいので、需要想定を過少に見積もると料金が上がる効果は大きいのですけれども、託送料金の部分を除いた部分は、相対的にその影響が小さい。

さらに、仮に需要想定が過少になっていたとしても、供給力が変わらなければ、その分は外に売ることになり、他市場収益として還元されることになり、更に効果は小さくなると思います。

その意味で、託送部門に比べると需要想定をきりきりと詰めてないじゃないかと、今後外から指摘されることがひょっとしたらあるのかもしれないのだけれど、そういう影響があることは認識していただければと思いました。

一方、供給力はかなり高い確率で、過少に見積もると料金が上がる。供給力が十分にあれば外に売ることにも可能になって、他市場収益として控除できる部分を、電源を動かさな

いと想定すると、その結果、料金が上がってしまうことになるので、供給力を過少に見積もっていないか、合理的な見積りになっているのかは丁寧に見ていく必要が託送以上に大きいと思います。

その上で、影響は相対的に小さいと言ったのにもかかわらず言うのは少し変な気がするのですが、需要見通しに関しては、まず全体の需要量、自由化部門と規制部門を合わせた低圧の需要量、それから規制部門の需要の見通しの3つが重要になると思います。

2番目に言った合わせた低圧全体というところで言うと、例えば規制から自社部門の自由のほうに離脱することがあったとしても、自由化部門と非自由化部門の配賦が不自然になっていない限り、規制部門の需要が減った結果として固定費が多く乗ることは通常起きないと思いますので、より重要なのは2つを合わせたものだと思います。この点は、規制部門の需要の動きと全体の需要の動きだけでなく低圧の需要の動き、両方合わせた低圧の需要想定も見なければいけないと思います。

その点で北陸電力はとても丁寧な説明を出してくださった。スライド24を見ていただくと、規制と自由の全体の経年推移の内訳を丁寧に示していただいていると思います。こういう丁寧に示していただいたものを見ながら検討していかなければいけないと思います。丁寧な資料を出してくださった北陸電力だけに言うのはアンフェアなので全てのところを見なければいけないと思うのですけれども、例えば2016年、自由化が始まったときに94で、2020年は94で、ほぼ横ばいとの見方もでき。一方で2022年は88まで大きく減っている。この後の3年間は、この88から少しずつ減っていくという見通しになっているのですが、これが2020年、21年から22年にかけて急激に減ったところが正しいのか。つまり20年、21年が、むしろ気象その他の条件によって異常値として高くなっていて、この88が自然な発射台なのか。あるいは2022年のほうが不自然に減っているだけなのかに関しては、事務局のほうでも精査していただければと思いました。他の会社についても同じです。

次に、次のラウンドで言うべきことだと思いますが、全体の需要想定というだけでなくコストについても、自社の供給力を外に売っているのか、あるいは自社部門に売っているのかは、基本的には原価に影響を与えないものだと思います。内外無差別に売っていただくということはとてもありがたいことで、そうしていただくことは高く評価すべき。しかし原価ということで考えると、例えば自社の供給力のうち一部はむしろ外に積極的に売って、自社の小売部門が買い負けて、それで市場から調達してくることだって原理的にはあり得るわけです。しかし、外から買ってくる値段が高く、売る値段が低いとすると、

みなそちらに殺到することになり、販売価格は当然に上がる。自然な入札をすれば売電価格は上がるはず。

したがって、市場メカニズムが働いていれば、自社の供給力100のうち全部をまず一旦小売に売って、余った部分だけ売ると考えるのと、一部は自社小売に回らないで、その分、自社小売は外から買ってくると考えたとしても、本質的には同じ原価になるはず。さらに、自社の小売部門に仮に安く売っていることがあったとしても、発電と小売全体を合わせた原価には影響がないことになると思いますので、これから調べるときには、基本的に供給力は自社にとりあえず全部売ったと整理し、それで足りないあるいは余った部分を市場で売買すると考えたとしても、同じ値が原則として出てくるはず。そのようなものと申請されたものには大きな乖離がないかという点は、きちんと見ていただければと思いました。

その際、補正しなければいけないものがあるとすれば、外に売るときには規制によって低い価格で売らざるを得ない、そういう状況のものは当然補正しなければいけない。あるいは外に売るときに、低い価格で長期契約になっている。それは過去の市場の見込みを反映して低い価格だったのだけれども、足元は高騰しているので、その分だけ外に売る価格のほうが低くなっていることは十分あり得ると思います。そのような他社向けの長期契約と規制について補正することはあったとしても、それ以外は今回説明していただいたような相互にキャンセルという考え方で原価を査定していくべきだと思いました。

以上です。

○山内座長 ありがとうございました。需要と供給側でどこがどういうふうに動いていくかというのを解析していただいて、非常に有益な御発言いただいたと思いますので、これはこれから見ていく上での基本的な動き方の前提、これを踏まえてということになると思います。

さっき私が申し上げたのもそのうちの1つではあるんですけども、それについては、また後ほど議論したいというふうに思います。

それでは、圓尾委員、どうぞ御発言ください。

○圓尾委員 御説明ありがとうございました。説明を伺った範囲では、どれももったもったな想定を置いていらっしゃるのに見えるのですが、ただ数字が大ざっぱというところがあって、今日じゃなくて構わないので、もう少し突っ込んで説明していただければというお願いです。

1つは、エリア需要全体をどう置いていらっしゃるのかを聞きたい。もしかしたら補足

資料に詳しく出ているのかもしれませんが、直前で見られなかったのもその辺をお願いしたいのが1つです。

それから、社外への離脱などの数値を置いていっちゃって、年次の傾向から見て少しづつ収まるような形に各社とも出されています。1つ目をお願いしたいのは、ここに出ているのは億kWhで、有効桁数も少なく非常に分かりにくい。だから、パーセントで出していないかというところ。

それから、これは山内先生も最初におっしゃいましたけれども、母数が少なくなっているのも、パーセントで見ないと傾向がちゃんとつかめないかなということと、さっき松村先生は、北陸さんの2016年から20年にかけてと、それから20年以降と様子が違うところの実態を把握した上でというお話をされましたが、特に直近に関しては、月次の動向も見えておく必要があると思っています。年次で見れば適正のように見えるものの、母数も減ってきているし環境も大きく変わってきている中で、月次も確認しつつ、この1～2年こんな形で変化してきている、もしくは変化してきていない、だから将来3年間をこう見通しましたという検証結果などをお聞かせいただきたいと思っています。

それから各社さんとも値上げのインパクトを織り込んでいっちゃいますけれども、あまり価格感応度の高い需要ではないと思いますので、これもどう計算されたかをどこかの局面でお聞きしたいと思っています。

それから供給面です。まずは北陸さん、この観点で聞く話ではないと思うのですが、前回、松田社長が御説明されたとき、志賀2号がいつ動くと見えているわけではないけれども、少しでもコストを下げるために3か月動く想定にしたというお話でした。今回もその分火力の燃料費が下がりますという御説明がありました。一方で減価償却費ですとか修繕費ですとか立ち上がってくるものも多くあると思いますので、本当に3か月織り込んだことがプラスマイナスしてコストの低減になっているか、どこかで整理して見せていただけたらと思っています。

それから、各社ともある程度一定の前提を置いて原子力の再稼働を織り込んでいっちゃいます。説明があったのは、その分だけ火力が減っているという点でした。ただ、安い原子力が動いてマーケットが現状のような状況が続くと、各社ともやっぺらっしゃるのは、その分、もちろん火力も減りますけれども同時に他社販売が増えていく構造があるかと思っています。火力が減る部分と他社販売の増加、マーケットで売っていく想定をどういう前提で置いたのかということもお聞かせいただければと思っています。特に、丸々火力

が減るのか、それとも外に売ることのある程度優先して、火力の減り方はそこまででないのかというのは燃調の係数などにも効いてくる話だと思いますので、その辺りの前提もどこかのタイミングでお聞かせいただければと思います。

以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

最初に私が具体的なお話をして、それから松村さんから構造的なお話があって、それから今、圓尾先生からいろいろな側面における注意すべき点というのを頂いた。後で、今日答えられる範囲で皆さんに答えてもらおうかというふうに思っておりますけれども、そのほかに御指摘事項等ございますでしょうか、皆さんから。

今、圓尾委員がおっしゃった原発の関係で言うと、おっしゃるとおりで、それによって修繕とか検査とか原価いろいろと増えていくわけで、その辺のところのことというのは、少しまた突っ込んでお話を頂く必要があるのかなというふうに思っていますが、ほかにいかがですか。

ここまでのところで一応お答えできる範囲で、各事業者さん、事務局から、どっちが先ですか。

○池田取引監視課長 それでは、まず事務局から。

○山内座長 方針等考え方も含めですね、お願いいたします。

○池田取引監視課長 まず、松村委員から御指摘のあった点でございますけれども、1つ、供給計画あるいは需要想定が過少等ではないか、特にその点については、今後審査を行っていく上での非常に重要な論点になって、特に供給力のほうについては過少に見積もっていないかというところについては、しっかりと事務局のほうでも見ていきたいと思っておりますし、各社に対しても説明を求めていきたいというふうに思います。

あと、低圧の予測がどう出、そのうちの規制低圧と自由低圧の割合はどうかというところは北陸電力に丁寧に数字を出していただいたところですが、そこについても他社に対しても求めていくとともに、また圓尾委員からの御指摘にも関わってくるところでございますけれども、今後の想定、そこが直線的に落ちていくのか、あるいはパーセントを定率ということにすると、少し下に凸というか少しずつ振れ幅が穏やかになっていくわけですが、今後の需要予測の描き方が適切かどうかというところについては、しっかりと確認していきたいと思っております。

また、圓尾委員からは、より直近については月単位で見ていく必要があるのではないかと

というところで、私ども確かにそういう御指摘もあろうかと思しますので、そこはまた、月次の変化等々について確認をしていくというところについても検討していきたいというふうに思っております。

また、圓尾委員から御指摘のあった、他社に販売していくということとの関係もしっかり見ていくようにしたいと思っております。

事務局のほうは以上です。

○山内座長 ありがとうございました。

御指摘の点、事務局のこれから深掘りする上で御参考というか要点をまとめていただくことになると思いますが、各事業者さんから今までの御発言について、何かこれはこうだとか、あるいはこういうことは言えるとか、ちょっとこれは無理だとかということでも結構ですので、コメントを頂ければと思いますが、いかがでしょうか。自由に御発言いただいて結構でございますので、いかがでございましょう。

北陸電力から手が挙がっている。どうぞ御発言ください。

○林オブザーバー 北陸電力でございます。先ほど圓尾委員のほうから志賀原子力発電所2号機の稼働によりまして、実際、原価低減がどういう関係で成し遂げられているのかという御質問を頂いていますけれども、この点につきましては、当然工事費の増分、燃料費の低減や他社販売の増分いろいろありまして、まとめて次回以降に詳細で説明させていただければと思っておりますので、よろしくお願いいたします。

○山内座長 ありがとうございます。

そのほか、どなたかいらっしゃいますか。どこの事業者さんでも結構でございます。

どうぞ、御発言ください。

○宮本オブザーバー 四国電力・宮本でございます。圓尾委員から御質問いただいた内容で、今の時点でお答えできるものだけ簡単にお答えしたいと思います。

最初の、エリア需要についてどうかという御質問ですが、それについては、資料6の13ページに四国電力の需要想定というグラフがございまして、これは全体を足してはおらず、低圧・高圧・特高の電圧別に分けて書いておりますが、詳細は参考資料4-1の四国電力の資料の中にまとめたものは書いてございます。全体的な想定の考え方といたしまして、低圧需要は、現行の実績までと想定値において、トレンドで規制需要は下がってきているのをそのまま反映しております。それは規制から自由への振替であるとか、あるいは携帯電話会社様等を中心とした競争の加速で一定程度離脱が進むというふうに織り込んでござ

います。

一方、高圧や特高につきましては、現行、コロナの影響等から戻ってきた需要をそのまま横置きというふうな想定にしておりますので、トータルで考えると若干全体の需要は減るという想定にしております。

最後に、値上げのインパクトをどう織り込んでいるかというようなお話があったと思いますが、当社は小売の販売電力量について、規制料金の値上げによる離脱拡大は特に織り込んでおりません。その考え方は、前回、事務局から資料をまとめていただいたものにもあったと思いますが、当社の今回の値上げというのは、燃調なかりせば料金に対してほぼ同じというか、若干マイナスになっておりますので、現在の自由料金の同様なメニューとほぼ同じということで、他の新電力さんとの競争においても料金的に劣後するというふうに考えていないということで、特に値上げによるインパクトというものは織り込んでございません。

それから原子力のところにつきましては、当社は再稼働が先に進んでおりますので、償却とか修繕費というものが特に発生しているわけではございませんが、原子力の供給力の織り込みによる他社販売というものについて計画的に織り込んでいるという状況にございます。

以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

ほかの事業者さん、いかがでしょうか。

東北電力・石山様、どうぞ御発言ください。

○石山オブザーバー 石山でございます。ありがとうございます。今の御質問いただきました件でございますが、まず低圧全体の需要について、私ども資料上の記載がないというふうなところについては、全体がどうなっているのかというのはお出しできるようなところを検討してまいりたいと思っているのですが、傾向的なものは先ほど四国電力の宮本様からの御説明にあったとおり、弊社のほうは参考資料1の10ページに記載のとおり、傾向的に低圧の規制については下がり傾向で、低圧の自由については上がり傾向というふうになってございますが、低圧の規制側については、今ほど説明させていただいた資料の中にもございますように、一定程度離脱は継続するのではないか。これは通信系の新電力様含めていろいろな事業者さんと競争の状況が継続してございますので、毎年3～6億kWh程度の需要離脱があるものと考えておりますし、一方で自由化メニューへの移行の部分も

ございまして、自由化部門、低圧の自由料金のほうにつきましては、こういったメニューの移行による影響等もあって、離脱についてはある程度織り込んでございますけれども、基本的には増えるような傾向という動きになってございます。

それから値上げの需要抑制効果については、資料上記載がありませんけれども、これについては、大体実績等を勘案した中で8億kWhぐらいの効果があるものというふうなことで想定をしているところでございます。

また、原子力について圓尾委員様のほうからいろいろ御指摘ございました。これについては私どものほうとしては、女川2号機の織り込みについて先ほど説明をさせていただきましたが、総原価としては年間で1,000億円の総原価の抑制効果もございまして、規制の改定率としては5%程度の圧縮効果があったものと考えてございますが、この前提としては、原子力が稼働することによる火力燃料費のたき減らし効果だけでなく、稼働に伴う減価償却、修繕費等の発生もございますので、そういった費用の差引きも織り込んだ中で、年間の効果として総原価で1,000億円の抑制というふうなことで試算をしているところでございます。

これについては、申請の概要というのも弊社公表してございますけれども、こちらのほうにも数値的なものは記載をさせていただいてございますので、御参考に見ていただければと思います。

それから、原価の扱いというふうな御指摘があったんですが、弊社の考え方としては、先ほどの本資料の18ページのほうの右側にありますが、基本的には女川2号の稼働分については、JEPXからの調達分を減らすというふうな形での原価上の織り込みをさせていただいているというふうなところでございます。

説明は以上でございます。

○山内座長 ありがとうございます。

それでは、中国電力からどうぞ御発言ください。

○小寺オブザーバー 中国電力の小寺でございます。需要について幾つか御質問いただきましたけれども、今日の時点では少し数値的なものは整理できてないところがございしますので、私のほうからは、圓尾委員からございました原子力の関係について少しだけ御説明させていただきます。

弊社、島根2号機の稼働を織り込んでおりまして、これにつきましては長らく停止の状況にありますけれども、これを安定かつ着実に稼働させるために必要な工程でありますと

か審査の状況等を考えまして、我々が考え得る最速の工程という意味で稼働時期を現在2024年1月末で料金上織り込んでおります。したがって、供給計画上のものではございませんし、これが確実に2024年1月末に稼働できるというわけでは現状ありませんけれども、原価算定上の前提として織り込んだものということになります。

この島根2号機の稼働を織り込むことによって、原価上どれぐらいの効果があるのかという御質問についてでございますけれども、これは試算をやる上においていろいろ考え方はありますが、先ほど東北の石山さんからあったように、減らすことができる原料費であるとか増えるコストを含めて考えたときに、原価の算定期間平均で申し上げますと1円/kWh程度、値上げの圧縮に寄与しているということで、率にいたしまして3%程度の圧縮効果があると試算をしております。

今日お答えるできる内容につきましては以上でございます。

○山内座長 ありがとうございます。

そのほか、お答えいただくことございますか。何かありますか、沖縄電力から。

○上間オブザーバー 沖縄電力でございます。当社、原子力等ございませし、供給計画どおりでございますので、その点に関しては特段意見ございませし。

需要に関しましては、エリアでは低圧は若干伸びると見ていますけれども、一方で離脱等もございしますので、弊社需要としては減少していくものというふうに見込んでおります。

以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

また詳しいことは、深掘りした時点でいろいろとお伺いをするということにしたいと思っております。

そのほかに御発言、まだ議論は続けていただいて結構ですので、御質問等あるいは御意見等あれば御発言願いますが、いかがですか。

1つは、北陸電力さんで水力発電が発電量減少ということで、一方で火力が増加ということなんですけど、これはなぜかというのちょっと気になるところなんですけど、これいかがですか。北陸さん、いかがですか。

○林オブザーバー 北陸電力でございます。供給計画との対比というところでございすよね。15ページに出ていますけれども、そこに記載のとおり、水力が1億kWh減っているというところにつきましては、長期供給計画の策定後に2025年度の作業計画について見直しをございまして、その分を反映した結果、停止の電力量が増えたということによりま

して、kWhの減というような状況になっております。

○山内座長 ありがとうございます。

ほかに御発言等ございますか。

それでは、一応進めさせていただきまして、5番目の議事ですけど、「購入・販売電力料について」——何か。

○池田取引監視課長 すみません、事務局から1点補足がございまして、スライド17ページでございますけれども、料金制度専門会合における審査体制としまして、需要想定・供給力をチームCの各委員に御担当いただきたいと思います。

以上でございます。

○山内座長 じゃ、事務局からそういうコメントでございますので、よろしく願いをいたします。

本件につきましては、いろいろ御意見いただきましたので、次回以降改めて深掘りをするということにさせていただこうと思います。事務局、では御準備よろしく願いいたします。

それでは、「購入・販売電力料について」、資料7について事務局から御説明いただきたいと思います。よろしく願いいたします。

○東取引制度企画室長 資料7につきまして、東から御説明させていただきます。少し大部ですので、ちょっと御了承いただければと思います。

まず、2ページ目でございます。まず、本日御議論いただきたい点として書いてございます。個別原価に入って、まず購入電力料と販売電力料について御議論いただきたいというふうに思っています。この資料の構成ですが、まず事務局のほうで各事業者から聞き取った申請内容を申請の概要という形でお示した上で、事務局として今後検討を深めていくべき点、審査に係る論点というのを主な論点という形でお示ししています。具体的には、全体像の後に相対取引、取引所取引、F I T買取り、容量市場関係、調整力の関係、非化石という形で、便宜的に幾つかの項目に分けて順にお示ししております。

本日は、ここでお示ししている主な論点についてということももちろんですが、それに加えまして、それ以外にも今後の審査に向けて検討を深めていく論点というのがあれば、ぜひそういったものを幅広く御審議いただきたいというふうに考えてございます。

3ページ目、料金算定規則と審査要領をお付けしております。購入電力料というふうに一般的に言っていますが、いわゆる原価上はコストのほうで計上されて、購入電力料が大

きくなると料金原価が大きくなっていくということになる一方で、販売電力料は控除収益という形になりますので、売上が大きくなっていくと原価からこの部分は控除される、差し引かれることになりますので、こちらが大きくなると原価は小さくなっていく、こういう関係にございます。

4 ページ目をお願いします。データが多くて恐縮ですが、こちらが申請の全体概要ということになります。横に北から各社順に並べていまして、今回原価と現行原価との比較とこのを書いております。縦に見ますと、上段は真ん中までが購入側、先ほど申し上げた費用側で、下側に販売電力料ということで収益をまとめて書いてございます。例えば一番左の東北電力さんのケースですと、購入電力料の合計が8,960億円ぐらいなのに対して、販売電力料が7,100億円ぐらいということで、それぞれの費目がその中に内数として書いてあるということになってございます。

5 ページ目をお願いします。こちら、今全体像を御覧いただいた上で、まず大前提としてどういう視点で見ていくかというところですけども、大前提として各事業者、メリットオーダーということを前提として、他社火力についても、例えば他社電源についても、安いほうからより多く使われるような織り込まれ方をしているかといったところ。

あるいは2. に書いていますが、全体に費用は買ってくるほうも売ってくるほうも増えているわけですけども、その購入単価と販売単価の考え方に整合性はあるのか。前半の論点とも少し重なると思いますが、需要・供給想定を作る中、例えば購入単価が高くなる一方で販売単価が低くなるということがあると、収支が少しおかしな出方がする可能性がありますので、こういった視点で確認していくことが必要ではないかと。

それから全体を見ますと、総じて購入側では相対の火力の部分、F I Tの買取り部分、取引所取引からの調達額が占める割合が大きいかと思います。会社ごとにももちろん差はあろうかと思いますが、総じて見るとそういう傾向があるかと思います。また、販売電力料につきましては、相対で売っている部分と取引所取引の割合が大きいいということでありまして、もちろん全体について丁寧に見ていかないといけないというのは論をまたないわけですが、こうした金額の大きな項目については特に丁寧に審査していくべきではないかということを書いてございます。

6 ページ以降、各項目別に記載していまして、まず相対取引の各社の申請概要というのをお示ししています。こちらは見方ですけども、これも横に各社並べた上で、縦に水力、火力、原子力という内訳を書いておりまして、それぞれ今回の原価に織り込まれている額

というのをお示しした上で、参考までに足元の見込み、今年度の見込みとの比較というのをお示ししております。例えばですけれども、金額の大きいところで、先ほど相対の中でも火力が大きいというふうに申し上げましたが、例えば東北電力あるいは中国電力などにおいては、それぞれ非常に相対火力からの調達額というのがかなり大きくなっている。3,000億円を超えるようなオーダーになっている。そういう中で足元から大きく増えている事業者もいれば、そこから足元に比べると減っている事業者もいるということで、こういった辺りも見えていく上では一つの参考になるかというふうに考えてございます。

そういった論点につきまして、1つ飛んで8ページに書いてございまして、こういった相対の購入に関した主な論点として、1つは原価算定期間内に契約の公開が予定されているもの、要するに価格が変わり得るフェーズにあるものについて、どういった効率化が織り込まれているか。特に事業者別に伺っていきますと、今の足元の単価がそのまま据え置かれて織り込まれているようなケースもあれば、足元よりも値上がりしていくということが織り込まれているケースもありまして、こういったところについてそれぞれ、特に上がっていくケースについて、どういう織り込み方をして、それがどういう合理的な理由があるかという点。

それから2つ目に書いていますが、自社が出資しているような会社等から買っているケースにおいて、固定費の削減も含めて十分な効率化努力が織り込まれているか、こういった辺りが一つの論点かなというふうに考えてございます。

次に、10ページお願いします。今度は相対取引の中でも販売のほう、相対での卸売についてということでございます。こちらと同じように、上から実際の今回の原価に織り込まれている数字というのと、御参考までに足元との比較というのを22年度比ということでお示ししております。要は、いわゆる卸売の額については、基本的には量×単価ということになっていくんですけれども、各社どういふふうに織り込んでいるのかというのは各社各様でして、例えばグラフで言うところの4つ目ぐらいのところに量と価格ということで書いてまして、すみません、どうしても左にあるのであれなんですけど、東北電力さんの例でいきますと、実際に23年度向けの卸売の入札というのをもう既にやっているんで、その結果の量と結果の額というのを織り込んで、そのまま3年間横に置いています、といったような考え方をしている。それに対して、その隣の北陸電力に関しては、今後の一定の予測といたしますか見積りを置いて供給力から算定した販売可能量というのを考えた上で、価格のほうですが、スポット市場の価格見込みをベースとしながら、それに一定の掛け目を掛け

て計算するといったような形で、各社それぞれ異なった考え方を取っているところがございます。

その辺の論点を11ページに書いてございまして、総論としては、先ほど申し上げた量×単価という中でそれぞれ合理性があるかということなんですけれども、特に量につきましては、過年度の販売実績量、近過去でこれくらい売れたのでという数字を取っている会社もあれば、来年度に確定している販売量。今のところ、これくらい来年度分が売れているのと置いている会社もあれば、来年度にこれくらいの見込みですという形で一定のそれぞれ見込みを置いているという事業者がありまして、それぞれ考え方が異なるわけですが、このいずれか、あるいはそれ以外か、いずれにしても、どのような考え方が合理的なのかといった辺りを御議論いただければというふうに考えてございます。

また、価格につきましても、過去実績を、近過去の実際にこれくらいで卸売をしているのでという数字を置いている事業者もいれば、そこに一定の補正を置いていると。「過去実績＋ α 」と書いていますが、としている会社もありますし、これも来年度に確定している販売の単価というのを置いている会社、あるいはスポット市場をベースとして一定の＋ α 、－ α という形で、スポット市場をベースにしながら少し補正するという形で織り込んでいる会社というふうに、それぞれ考え方が異なるところでして、これにつきましても、どのような考え方が合理的かというのをぜひ御議論いただければというふうに思っております。特にスポット市場価格よりも低い価格想定を織り込むということが合理的と言えるかといった辺りも論点になろうかというふうに思っております。

それから12ページお願いします。相対取引の一部として、常時バックアップの価格といえますか販売電力量、収入を織り込んでいる事業者というのもしまして、そういったケースについては、その量と価格の見積りが合理的かと。特に今後、小売料金メニューの改定に伴って単価を上げていくという、常時バックアップの単価も上げていくという事業者もいらっしゃると思いますが、そうした価格が、単価の増分が適切に織り込まれているかといった辺りも一つのポイントかと考えてございます。

13ページでございます。こちらは取引所取引について同じようにまとめてございます。いわゆるスポット市場における取引がほとんどだというふうに思っていてよろしいかと思いますが、こちらにつきましては購入と販売をまとめて書いておりまして、少し見にくくて恐縮かもしれませんが、一番上のほうに購入・販売と縦に2段分けておりまして、例えば東北の例ですと、買うほうが2,920億円、それに対して売るほうの収入が2,260億円

というふうに読んでいただければというふうに思います。それぞれの量と単価というのも内訳をお示ししてございます。沖縄電力については、そもそもスポット市場というのはいないので、ここでは対象外ということになっております。

14ページに進んでいただきまして、これもいろいろな論点があり得るかと思うんですけども、主な論点としてこちらでお示ししています。まず基本的な考え方としまして、過去の、実は以前に料金改定を行ったときの査定方針に沿ったような形で、各社さんシミュレーションを行っている。一定のシミュレーションに基づいて、取引所における購入・販売電力量というのを計算しています。具体的には一定の需給バランスを作った上で、市場の約定価格と自社の限界電源を比較して、売れるときには余剰全量で売る。逆に自社の電源のほうが高いときには、差し替え買いをするというのを各社こま別にシミュレーションをするというのが基本的な考え方になっています。

それ自体は過去の方針に沿ったやり方を行っているわけですが、実際算定するに当たって、例えばそのときのスポット市場の約定価格をどう想定するか、あるいは各社の電源の限界費用にどういった燃料の数字を入れるかとか、実際の算定に当たっての数字の置き方というのが各社違いがありまして、この辺りについて御議論いただければというふうに考えてございます。

具体的に、2番目の「スポット市場の約定価格について」というところで書いていますが、一番大きいのはスポット市場の価格をどう置くかというところだと思っていまして、具体的には①として、直近1年の実績価格を置いている事業者というのと、②として、直近1年の実績価格に一定の補正をして、少しその価格を持ち上げている事業者というのと、3点目として、第三者のモデルを使った想定価格を置いているという形で、事業者によってそれぞれこれも考え方が異なるところがございまして、この点どういった考え方を採るのが合理的かという点を御議論いただければというふうに思っています。

具体的に申しますと、東北電力においては第三者のモデルに基づく想定価格というのを採用していまして、過去実績に比べるとかなり数字としては大きくなるということでございます。四国電力につきましては、先ほど申し上げました過去1年の実績をベースに、特に昨年のスポット価格について燃料費が今のほうが高いということで、その一部補正をして、過去実績よりも高く積んでいるという形でございます。この結果、各社想定している約定価格というのが違ってきているということでございます。

1ページ戻っていただいて、実際に購入・販売・単価のところを見ていただきますと、

東北電力ですと、買うほうの平均、これはあくまで平均した全部を割返すと、ということになるんですけれども、30円台後半に対して、北陸、四国さんでは20円弱と。販売のほうも同じように傾向が出ていまして、こういった形で買い側と売り側で出てきている。想定されている数字が大分異なっているということでございます。

16ページですが、今度はF I T買取り費用ということになります。いわゆる小売での買取りに係る費用ということでありまして、こちらも同じように各社の原価に織り込んでいる料金というのを書いてございます。電源種別といいましょうか、太陽光、水力、風力、バイオマスということでして、16ページ、17ページにわたって書いてございます。

18ページに進んでいただいて、基本的には、F I T買取りの対象になっているところを市場価格連動でコストが発生すると。これはF I Tの買取りのルール上、買取り可能費用というのが市場連動価格ということになっていますので、実質的にF I T制度の外側で小売事業者が負担するコストというのは市場価格変動になるわけですが、そうした上で買い取るF I T対象電源、買い取る電力量の見積りとスポット価格、価格の見積りに合理性があるかということになるわけですが、まず量について言いますと、F I T対象設備というときはkWというのは比較的特定ができるのかなと思う一方で、その設備からどれだけのパワーが出るかというところについては少し幅があり得まして、実際、各事業者に向っているところでは、ここの利用実績の計算の仕方、同じkWから設備利用率がどれぐらいになるのかということに関しては、それぞれ考え方が異なるところがありまして、基本的には過去の実績に基づいて数値を出しているわけですが、そのどのぐらいの採録期間を取るかによって相当利用率の考え方が違っているということでもあります。

例えばとして書いていますが、同じ太陽光発電でも、過去1年の実績値から設備利用率をはじいている事業者もいれば、過去10年を取っている事業者もいるということで、どういった考え方を採るのが合理的かといった辺りが論点かと思っています。

それから価格につきまして、先ほど申し上げましたが、基本的にはスポット価格連動ということになりますので、それを当てはめるということ自体は合理的なんだと思うんですが、一方で各エリアプライスとして実際にどういう考え方を採ってくるかというのは、ちょっと精査すべき点ではないか。先ほどの点と同じです。要するに、今後のスポット市場価格が幾らになると見込んでこのF I T買取り費用をはじくのかという点が大きなポイントかなというふうに考えております。

また、少し細かいかもしれませんが、実際に算定するに際しても、スポット市場の価格

を計算する際に、こういった単位で、どれぐらいの期間の単位で計算するかというのも各社によって異なっていて、例えば1年間の平均値をがばっと取っている事業者もいれば、コマごとにスポット価格をそれぞれの想定に当てはめて計算する。どれぐらいの粒度で計算していくかというのも事業者ごとに異なっているところがございます。市場価格ですとか発電電力量というのは季節性もあろうかと思しますので、少なくとも月単位程度の粒度で算定することが合理的なのではないかというふうに書かせていただいております。

最後になりますが、事業者によっては太陽光というのは日中しか出ないということで、太陽光だけ価格の取り方、使う価格の時間帯を絞って計算している事業者もいれば、特に分けずに計算している事業者もいるんですけれども、少なくとも太陽光については、ほかの再エネと分けて算定するというのが合理的なのじゃないかということを書かせていただいております。

21ページをお願いします。続きまして容量市場の関係でして、容量市場につきまして、容量拠出金といういわゆる小売側が負担するお金、こちらで言いますと原価上は支出として、費用として乗ってき得るものと、あと容量確保契約金ということで、今度発電側が容量市場でもらう対価ということで、いわば収入という形の両側出てくることになります。その織り込み方について一覧にしたものがこちらでございます。北陸、中国、四国の3社は両方織り込んでいるのに対して、東北は両方織り込まない。沖縄電力はそもそも制度の外側ということでいずれも織り込まない、こういうことになってございます。

22ページ目をお願いします。そもそもの容量拠出金とこの確保契約金の扱いについてであります。そもそも容量市場というのは2020年に創設されておりまして、メインオークションは実需給の4年前に行われるということで、既に2024年度、25年度のオークションというのは行われて、終わってございます。原価算定期間内であるということで言いますと、23年度にはそもそも制度の始まる前なので発生しない一方で、4、5の数字は見えている、こういう状況であります。

こうした中なんですけれども、そもそも料金算定規則の中において、容量拠出金と確保金の扱いというのは明示的に規定されていないということでございます。そうした中で今般、各社で少し対応が分かれているということでございます。こうした中で、そもそも取り扱いについてどう整理するかというところから考えていく必要があろうかというふうに思っています。

下から2番目のポツですが、容量拠出金というのは全ての小売事業者が支払うことが求

められる費用ですので、営業費の一つとして、つまりここですと、いわゆる購入電力料の一環と解釈して算定するのが適当ではないか。逆に収入のほうについては、発電事業者側が受け取る対価であって、こちらについても控除収益の一つとして算定するのが適当ではないかというふうにこちらでは書かせていただいております。

いずれにしても、今後、料金算定規則においても、ここでの御議論踏まえた上で扱いを明確化していく必要があるんじゃないかというふうに考えてございます。

そういう意味で、そもそも織り込む、織り込まないというところの考え方の整理から入る必要があるというのが1点目でして、25ページ目をお願いします。

その上で、以降、仮に織り込むとしてということなのですが、容量拠出金のほうにつきましては、広域機関が示している計算方法に基づいて適切に算定されているかというのを確認していくということではないかと考えております。

具体的には、広域機関のほうで、エリア別の負担額というのは、エリアごとに小売が負担しないといけない総額というのは計算されていまして、あとはエリア内のシェアに応じて分担するということになっていますので、そういった適切な計算の仕方がされているかというところを確認していくというのが論点かと思ってございます。

27ページ目ですが、今度は逆に発電側の収入のほうです。こちらにつきましては、先ほど申し上げたメインオークションは既に終わってしまして、容量確保契約書、既に契約書も広域機関と各事業者の間で結ばれていますので、基本的にはそこに基づいて適切に計上されているかというところかと思えます。

あと4つ目のボツに書いていますが、厳密に申し上げれば、メインオークションに加えて実需要年度が近づいたところで追加オークションというのが開催される可能性がございますが、プラスもマイナスもあり得るわけですが、現時点で開催の有無を見通すことはできないということで、原価に織り込む必要はないのではないかと書かせていただいております。

29ページ目、調整力公募・需給調整市場ということで、いわゆる調整力の提供に際して発電側で収入が出てくる部分、つまり控除収益として、販売電力料として出てくる部分があるだろうというところでございます。ここはそもそも23年度までは調整力公募が行われて、ものによって順次需給調整市場に変わっていく。既に動き出している部分もありますが、三次②ですとかありますが、そういうように制度が変わっていく中でまだ取引実績もない部分も多々ありまして、なかなか24年度、25年度を見通すのが、どう考えていくか、

どのように原価に織り込むことが適切かという、そこが論点かと思っています。

その上で、3. 目で書いていますが調整力の提供。これは、発電側として提供することによってどれだけの収入が上がるかということを見る際に、託送料金のほうに織り込まれている調達側、T S O側の費用がどうなっているのかというのを見るのが、少なくともマクロの観点からはそういったことが参考になるのではないかというふうに考えております。

そうした点から見ると、次ページで後でお示ししますが、各社とも後年度にいくほど販売電力料収入が、T S O側が見込んでいるコストに比べてどんどん小さくなっていくという傾向が見られまして、これが合理的と言えるか。特に東北電力においては、24年度以降ほとんど積まれていないということになっていまして、こうした点も御議論いただければというふうに思っております。

30ページ目にその比較というのをお示ししてまして、下に表が2つありますが、上のほうが、託送のほうのレベニューキャップの中での費用として積まれている調整力の調達費用でありまして、下側が、今回の料金申請に当たって織り込まれている調整力に伴う収入ということになるわけですが、まず前提として、T S Oが必ずしも域内から調達する、あるいはグループ会社から調達すると決まっているわけでもないので、一対一対応するというものではないんですが、一つの参考としてこういう形でお示ししております。

見方ですけれども、例えば東北ネットワークのところで見ますと、23年度需給調整市場で78億円、24年度341億円、25年度371億円となっているのに対しまして、いわゆる東北発電としての収入見込みは64億円、1億円、1億円となっていて、これが先ほど申し上げたように、果たして整合的な絵と言えるのかというところが一つのポイントかと考えております。

項目としては次で最後になりますが、32ページです。最後、非化石証書の購入費用ということでございます。これは、いわゆる高度化法に基づいて各小売事業者が非化石証書の調達を行うというものでございます。そういう意味では小売の費用として計上されているものでして、金額としては、一番下にお示ししていますように全体の中ではそれほど大きな費目ではありませんが、こういったものが計上されているということでもあります。大きな考え方としては、各社証書の購入目標、いわゆる高度化で定められている2030年度44%というところから一定の仮定を置いて相対ですとか市場調達をするということで、基本的にはここで計算しているというものであります。

33ページで、大きな論点ということで、基本的にはその数字の置き方が妥当かというの

を見るんですけれども、そもそも算定の大前提になる2023年度から25年度における目標ですとか、そのときの激変緩和措置ですとか、市場取引での最低価格ですとか、いろいろな制度そのものが資源エネルギー庁のほうで議論されているところということでございまして、こうした整理がなされた後で前提が違うということであれば、必要に応じて再計算を求めるべきではないかというふうに考えてございます。

34ページ目です。最後に、先ほど非化石証書の購入費用をコスト側で積んでいるということをお願いしましたが、実は算定規則においては、コストはそういった形で算定すると規定されている一方で、控除収益として発電側が証書から得る収入についてというのは、そこを算定することというのは規定されておられません。そのため、今回の申請に際しても、各社とも小売側の費用だけを算定して織り込んできているということになっています。

この背景ですけれども、もともとこの制度の議論がされていたときに、資源エネルギー庁の審議会の取りまとめの中でそういったことが整理されております。下に参考としてお付けしていますが、それは本来、非化石電源の利用促進に充てるべき収入であって、料金原価を押し下げることになってしまうと違うということが下に書いてございます。

一方で、同じ取りまとめの中で、設備投資関連費用について、経過措置料金と非化石証書の双方から二重回収が生じないように留意する必要があるということも記載されております。つまり設備投資関連費用として本来非化石証書からの収入で賄われているはずの設備投資費用まで経過措置料金のほうで乗せると二重回収になってしまうということだと理解しておりまして、3点目に書いてありますが、今回の審査の範囲ではないんですが、設備投資関連費用というのを後日の会で議論する際に、非化石証書の販売収入との二重計上が行われていないかというのを確認する必要があるのではないかということを書いております。

最後に、その後ろです。各社の概要ということで、それぞれ簡単な概要資料をお付けしていますが、ここでは説明は割愛させていただきまして、必要に応じて各社から補足的に、後で質疑の中で御説明いただければというふうに考えてございます。

事務局からは以上でございます。

○山内座長 ありがとうございました。

そうということで、購入・販売電力料の扱いについて入と出があるということですね。10年近く前に料金改定したときは、自由化してなかったのだからこういうところは余り出てなかったんだけれども、自由化して発販の間の取引みたいなのが出てくるわけで、それに

伴っていろいろな入と出のところをどういうふうに処理するかという問題があるということでございますね。

これについて皆さんのお気付きの点、あるいはこれからこういうのをやっていくに従ってこういうところを注意すべきだとか、あるいは具体的な疑問でも結構ですので、御発言願いたいと思いますが、いかがでしょうか。

河野委員から御発言ですか、どうぞ河野委員、御発言ください。

○河野委員 御説明ありがとうございます。河野でございます。今、山内委員長が整理してくださっているように、本当にここの部分って難しいなと思って資料説明を伺ってありました。レベニューキャップ制度の導入検討においては、送配電10社横並びで考え方や費目等に大きな差異が生じないように整理・調整を行っていただいて、それは当然のことながら全部が同じ事業構造だからだというふうに思っています。

今回、5社同時に申請で同時審査となったことで、審査項目の数値の算定方法等で各社の違いが出ていますけれども、個社の考え方というのを企業の経営戦略と考える項目がこの中にあるのかどうか、また、どの項目は見方を統一すべきであって、また違いを認めてもいい場合があるとすれば、そのときの考え方やチェック方法の妥当性をどう判断するのが大変気になっています。本当に専門的知識がない消費者ですので、そのところを事務局の方でも委員の先生方でも、少し河野にフォローしていただければとてもありがたいかなというふうに考えています。

それから申請各社さんに対しては、個社によって考え方や算定方式が違うところが幾つもの、先ほどの事務局資料で指摘されています。その場合、なぜその方法を採用しているのか詳細に説明していただければというふうに思っています。

例えば資料14ページの取引所取引では、想定方法や想定価格の基準等がそれぞれ個別なんですけれども、これを含めて幾つか費用計上していたりとか違う考え方で仕分けているところもありますので、資料を一覧して、ここに関しては個社独自、他社と違う考え方はなぜそれを採用しているのかというのを御説明いただければというふうに思っています。

以上です。

○山内座長 ありがとうございます。重要な御指摘だと思いますが、今回申請している社もあるんですけど、これから出てくるところも恐らくあるので、ここでルールメイクすると、次にその適用をどうするかという問題もあるので、ある意味ではこれから出されるところの意見なんかも聞かなきゃならないこともあるかもわからないですよ。というよ

うなことだと思います。ありがとうございました。

それでは、松村委員、どうぞ御発言ください。

○松村委員 松村です。発言します。まず、既にさっきのラウンドで言ったんですが、基本的に入と出があるというところについては、相殺するというのが基本だと思います。理由は先ほど言ったとおりです。

基本的に、戦略的に料金をつり上げようとするのであれば、売れる金額を過少に見積もって、買ってくる金額を過大に見積もって、しかも入り繰りというのが多くなるという想定をすれば、原価はつり上げられるということになります。そのような戦略的な行動は、相殺を基本にすればかなりの程度抑えられると思います。

したがって、自社の供給能力を確認し、それが仮に自社に売られていた。そうならなくても構わないんですが、なったとしても、本来フェアな価格で売られる、フェアな価格で買ってくるということがあれば、相殺したものと同じになるはずなので、戦略的に変なことを、つり上げているということをあぶり出すことができると思います。基本はあくまで相殺で算定し、その上で、特別な事情によって相殺が機能しないところについて補正するのが必要だと思います。

次に、他社購入電力に関して、出資しているところについては固定費削減の努力はちゃんとされているかどうかというのは、私はちょっと理解しかねるし、賛成しかねます。まず、出資の比率にもよるが、それなりの比率、連結決算の対象になるぐらいの大きな出資をしているところであれば、本来は自社の電源と同様にコストを積み上げるのが原則だと思います。もしそうしなければ、高く買い過ぎる、コストベースでなく高く買い過ぎるとして、料金はつり上げられるのだけれども、一方で出資に応じて他社で発生した収益は回収できるということになってしまうので、そのようなことをするのはとてもアンフェアだと思います。

原則はコストの積み上げですが、ただ一方で、他社なのでコストについて教えていただけない、先方あるいは購入側のほうが拒否してできないということであればやむを得ないので、電源の構成だけ明らかにした上でトップランナーの方式でコストを積み上げ、それが適正な価格だと査定すれば簡単にできると思います。

例えば託送部門で、鉄塔を他社から購入してくるのだから、買ってきた金額はそのまま認めます。コスト削減の努力をしているかどうかをちらっと見るとか、そういう程度ではなくて、ヤードスティックとトップランナーを組合せて厳しく査定していることを考えれ

ば、他社から購入しているのだから少しだけ見ますというのはかなり変だと思います。出資関係がなくてもそういうことをしているのに、なおさら出資しているところであればかなり変だと思います。もちろん託送とこちらでは公共性の程度が違うということで違うやり方をする。だから、ある意味でコストの積み上げを原則として認めるということは当然入っているわけで、違うというのは分かりますが、コストの積み上げができないのであれば、それをやるしかないと思います。

それぞれの電源ごとに、LNG火力だったら燃料費も含めてトップのところはこれぐらいのコスト、石炭ならこれぐらいのコストというのを積み上げて査定するやり方だってあり得ると思います。他社の購入だからというので甘くなるのではないかということは、一番大きな事業者のところで甚大な影響が出てくる可能性があると思いますので、これについては慎重に考えていただければと思いました。

次に、容量市場と非化石市場に関してです。まず容量市場については、今までのガイドラインで書いてないというのは確かにそうですが、だってそのときにはなかったから。でも、コストとして掛かるものというのは、当然その後ガイドラインができた後で出てきたものであったとしても、コストとして発生するものがコストに入るというのはある意味で当たり前のことであって、それによって売却収入が得られるとすれば、それも他市場収益ということになるので、それを考慮するのは当然。これは遡及適用ではなく、当然新たに出てきたものというのは一般論として入れられるべき。ガイドラインに改定して書くべきだという御提言はもっともだと思いますが、もう既に明らかになっていることについて書き込むというのは当然ですが、書き込んでいなかったからといって入らないなどということとは原理的にはあり得ないし、これから非化石も含めてあらゆるものがそうだと思います。

その上で、容量市場については本来ニュートラルなはずであるという東北電力の考え方は、一見もっともに見えますが、私はほかの電力と同じ考え方にすべきだと思います。なぜなら、まず容量市場がニュートラルになるのは、その結果として最も極端なケースでは、例えばスポットの価格がその分下がるということになり、トータルの負担が変わらないというニュートラルリティだということになります。東北電力の将来の卸市場の価格は、本当にそれが織り込まれているのでしょうか。そういうことも織り込まないで高い価格を漫然とつける、あるいは相対市場で売る価格も漫然と横置きをし、ここについてはそこに織り込まれているはずだから入れないというのは、論理的にインCONSISTENTだと思います。

さらに、そのような反映はすぐにはできなくて、中立性は長期においてのみ成り立つと

ということも整理されていると思います。そうだとすると、なおさらこれはそこに織り込まれるはずだから、入れないというのは物すごく変だと思います。相当限定的に長期契約で外に売却することが決まっているもので、その見直しというのがガイドラインに沿ってやられるというような相当に限定的なものはともかくとして、価格がこれから決まるものなどというようなものについては、あるいは直近に決まった、容量市場の導入が決まった後に決まったというようなものについては問題外だと思います。微妙な調整はひょっとしてあり得ないと言わないのだけれども、入らないのは絶対におかしいと思います。

それから、非化石に関して収入のほうが入っていないというのに関しては、まさに御指摘のとおりで、投資費用がちゃんと控除されているということを確認してください。ただ、この場合に戦略的にやろうとすると、投資費用は先の投資、今原価に入らないような先の投資に全部回してしまうとかということをしていけば、除かれないという影響がなくなることになりますが、そのような不自然な付け替えが行われていないことはちゃんと見ていただければと思いました。

次に、調整力についてですが、調整力費用は、まず全体としては、託送料金で織り込まれたものよりも低いなどというのは問題外だと思います。託送料金で織り込まれているものは、もしかさんだとすれば事後調整される性質があり、しかもあそこで言ったのは、むやみにコストを織り込まないで、今後の改革によってある程度抑えることが実現できたとすればこうなるはずだという、そういう値を織り込んでいる。それが本当にうまくいくかどうかというのは分からない。その場合には事後精算になる可能性もある。そういう性質の費用であるのに対して、それよりも低い収入しか織り込まないというのは、調整力を旧一般電気事業者が供給している現状から見て、相当に変だと思います。

これは問題外だと思いますが、一方でエリアごとには入り繰りがあります。例えば東北電力が東京電力から、あるいはJERAから調整力を受けることもあり得るので、その場合には東北電力の収入はその分下がるということは、託送部門のエリアのコストに比べて下がるということは十分あり得ると思います。そういうような特別な事情を調整して説明できる水準なのか、そもそも織り込み単価が低過ぎる結果としてそうなっているのかについては、考えていただければと思いました。

最後に、将来の予測値、卸市場の予測値というものですが、これについては過去、他市場収益というのを計算するためにやったやり方をそのまま使うのが一番自然だと思います。第三者から得た予測値を使うというのは、相当に慎重に見るべきだと思います。複数の会

社が予測値を出しているときに、自分たちに最も都合のよい高い価格を採用する可能性があることを考えれば、相当慎重に見る必要がある。

次に、そこで将来の価格は上がると予想しているのにもかかわらず、他社に販売する価格は横置きだと考えているのだとすると、これはほとんどその会社の情報は信用していないという行動が足元で出ているということなので、これは全く問題外であると思います。売るほうと買ってくるほうがインCONSISTENTになっていないかは丁寧に見ていく必要があるし、今回の東北の件では、これを採用する余地はないと思いました。

以上です。

○山内座長 ありがとうございました。

各社からのコメント等については、後ほどお願いしたいと思います。

それでは、華表委員、どうぞ御発言ください。

○華表委員 ありがとうございます。華表です。事務局の皆様、取りまとめありがとうございます。

この販売・購入電力料については、これまで各委員の方々が御指摘くださっているとおりに難しいところである一方、インパクトが大きいところでもあると思いますので、重要なところだというふうに認識しています。そうした中で、とはいえ数字だけでは判断できないというところがありますので、理由や考え方でどう説明していくかというところが説明性の観点から重要になってくると思います。

それに関連して2つコメントさせていただきたいんですけれども、査定する、あるいは説明をしていく際に、一つ一つに対する考え方を個別に議論することも重要ではありますが、1つ上のレベルの包括的な考え方で整合性を取っていくというのは重要だと思います。例えば、11ページにある相対取引のような将来が確定し得るようなものについては、基本的には将来の確定額を優先しつつ、それが現時点ではデータ上手に入らないのであれば、過年度の販売実績量でやるですとか、一個一個の四国電力の過年度の販売実績量がいいのか悪いのか、あるいは②の東北電力の来年度に確定する販売量がいいのか悪いのかというところを超えて、全体としての考え方。例えば18ページのF I Tのようなものについては、逆に相対取引とは違って各電力会社さんではどうにもできないところで決まってくる面もありますので、設備利用率の実績の採録期間なんかでいえば、例えば統一しないと修正が働き得るところなので、それぞれが自由にではなくて説明性の観点から統一するというような形で、いずれにしても何を申し上げているかということ、全体を通したそう

いう包括的な考え方というのを意識して、事務局の皆さんとしては査定していただけるといいのではないかなというふうに考えています。

もう一点は、先ほど山内座長からも一言コメントがあったかと思うんですけども、今回、今5社が申請していて、それに対しての査定ということですけども、今申請が行われている背景を考えると、ほかの電力会社さんからの申請も上がってくる可能性というのも十分考えられるというふうに考えています。そうしたときに、今回の査定というのがルールメイクという意味合いも帯びてくる面もありますので、今回においては説明できるようなことでも、将来、ほかの電力会社さんが申請してきたときには必ずしも説明できないというようなことも出てくると思いますので、将来も見越した説明の仕方というのを考えていく必要があるかというふうに考えています。

私からは以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

それでは、圓尾委員どうぞ。

○圓尾委員 まず最初に、河野委員がおっしゃったように、ものによっては統一したやり方でそろえなきゃいけない項目もあれば、各社各様でいいけれども、このやり方は除外しようというようなことを決めていくなど、いろいろあるのだと思います。そこは非常に難しいところなのだと思います。

気になったところを幾つかお話しします。まずは、13ページの東北さんが第三者機関の市場価格想定を使っているところ。基本的に売りも買いも高い値段を使っている点で、使い方としてはフェアなんだと思いますが、第三者機関だからといって無条件に受け入れることはできないと思っています。

幾つか確認しなきゃいけないことがあって、1つは当然のことながら、ここで言えば、東北だけじゃなく各電力会社が対価を支払ってお願いして作ってもらったデータではないですよ、ということはもちろんですし、第三者の収益構造をちゃんと見なきゃいけないと思うのです。つまり、市場価格が上がるのが自分たちの商売に結びついていくような会社ではないということをちゃんと確認しなきゃいけないと思います。非常に分かりやすい例を言うと、例えば証券会社が作る市場価格の見通しって、大体これから相場は上がっていくという見通しばかりなんですよ。それはそのほうが商売にはいいわけで、同じようなことが起きないか、第三者といってもやはり確認する必要があるでしょう。

それから、どういうロジックで市場価格想定が出ているのかを確認しないと、ブラック

ボックスだとまずいと思います。せめて過去の実績がきちっとトレースできるものじゃないと、確認できるものじゃないと、やはりロジックの確認は必要だろうと思っています。

その次のF I Tの回避可能価格のところなどは、各社いろいろな考えがありますが、例えば昼間にたくさん発電して朝とか夕方には少なくなっていくという特性が、太陽光なんて当然あるわけですから、中国さんとか四国さんがやられているような加重平均を取るのが、どう考えてもベストだと思います。単純な平均は、ずれが大きくなる懸念があるのじゃないかなと思いますし、この辺は統一してもいいと思っています。

最後に、容量市場については、ガイドラインとの市場ができたタイミングの問題があって入っていないんでしょうけれども、私は法律の専門家じゃないから分かりませんが、法律の精神というかガイドラインの精神からすると、当然収入も費用もきちっと織り込んだ上で、それが理論的に相殺されるように実際も相殺されれば、それはそれで構わないわけです。費用も収入も入れた上で原価を計算するのが我々やるべきことではないかなと思いました。

以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

次は、川合委員どうぞ。

○川合委員 川合でございます。私も、委員の方々がおっしゃっていたとおり、スポット市場の約定価格とか相対の販売料とか、こういうところ全般については、よくよく考えて見るべきかと思っています。特に過年度の数字を使っているという例もあるようですが、過年度が正しいとも限らないですし、いろいろな意味でここ2～3年のコロナ禍の中での数値をそのまま使うことが正しいのかとか、検討するべき点はあるのかなとは思いつつ伺っていました。この辺、もう少し議論を深めたいなと思っています。

それから、先ほど松村先生からお話があった、出資先の他社から購入した電力の購入価格という、これをどう見るかというのはよくよく考えるべきかと思います。特に電力会社が出資している会社でも、実はいろいろなものがあります。出資の形態もいろいろある中でそれを他の発電所と、ベストプラクティスと同じようなトップランナーみたいな形で比較しなくてはならないかといわれると、それも本当にそうなのかなとも思います。発電所毎に規模だとかサイズとか、使っている燃料源も違ってきますし、そこら辺も丁寧に考えるべきでしょう。ただ、少なくとも連結対象の会社先からの購入電力というのは丁寧に見て、自社の電源と同じような扱いをしていくこともありうるかとは思っています。

他方で、例えば他社から買っているものでも、例えば共同火力のような、特に高炉メーカーと一緒にやっている出資先もある。今回の中国電力会社の中で瀬戸内共同火力もそうした例ですし、今回の審査対象ではありませんが、九州さんでも戸畑と大分とかになると思いますけど、高炉ガスを使っているような会社は多分半分ぐらい出資なので、持分法適用会社だと思います。そういうところから購入しているもので、ガスも普通のLNGじゃなくて高炉ガスということになってくると、比較対照は多分ないようなと思います。出資先からの購入電力について、出資先でも各種あるため、一律に扱えるのか、また別な扱いするのか、考え出すといろいろ切りがないのですが、頭の整理をここら辺もしていかなきゃいけないなということだと思いました。

以上でございます。

○山内座長 ありがとうございます。

じゃ梶川委員、どうぞ。

○梶川委員 各先生がおっしゃられていることとほとんど重複するのでございますけれども、一番最初河野先生が言われたところと同じ趣旨ではあるんですが、規制料金という大前提で考えていった場合に、各種の計算の標準化というか統一性というのは少し大事な問題になるんだろうなという気はいたします。

その場合、個々の計算式というものの合理性というのをディスカッションしていくということは大事なんですけども、それぞれ皆さんある程度合理性のあることという御説明でこられているということもあると思いますので、事務局の御作業も含めて、その前提の整理というのはすごく重要になると思います。

私は、少し乱暴というか怒られてしまう意見なんですけど、よりどちらかが消費者にとって有利であるかという、会計的には低価法というのがあって、どちらか低いほうみたいなものがあるんですけども、多少割り切りをした上で、もちろんそれで全てということではなくて、それに対してより合理性の高い御説明をされる方がおられるのであれば、それは十分に考慮するという、少し説明する責任の転嫁を明確に考えていただくということもあるのではないかなと。

河野先生が冒頭に言われた、他社が違う点を説明するというのが、よりそこに力点を置いていただいて、そうでない場合には、どちらかというと、より価格が抑えられる方向での整理で進んでいかれるということは十分あり得ることなのではないかなと思います。今、料金の審査というのは非常に消費者にとって重要な関心をお持ちであるから、そこは

考えていく必要があるのかなとは思いますが。

もう一つ、ちょっと個別の話で、先ほど圓尾先生等おっしゃられていた第三者機関による価格の13ページですが、その辺のところは、そこが信頼性がどうかということもあるんですけども、内容を細かく説明していただくという透明性の問題というのがすごくあって、そういったことがノウハウになられている可能性も十分ありますので、そういったことによりますほかとの比較の論理性が取れないこともありますので、説明性というか透明性が取れないものというのは、なかなか数値としてこういう公的機関の価格算定には使いづらいのではないかなというような気がいたします。

あと、連結だとかある程度の支配権があるかないかという問題も、他社購買の話になっている場合には、自由化の趣旨からして、これちょっと逆の方向に行くときもあるんですけども、発電者側とその他の第三者との比較というのを、個別のコントロール下の価格設定で考えるのか利益の積み上げで考えるのか、競争性のある価格として両者を比較するのかというようなことは、初めに検討されることがすごく重要ではないかと思います。多少発電者側に一定の利益が上がる、上がらないということをどのぐらい精査しているかということで、これは余りやりますと他社購買になっている意味がなくなってしまうと思いますので、その辺は競争市場と個別原価見積りとどういうふうに組み合わせるのかということは、初めにお考えいただいたほうがいいかとは思いますが。というか、議論したほうがいいんじゃないかとは思いますが。

以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

そのほかいらっしゃいますか、御発言御希望。

それでは、いろいろ事業者様にも意見があるような質問が投げかけられたところがあるので、何か事業者様から、今の時点でお答えいただけるところがあったらコメント頂きたいと思います。また詳しいことはこれからだと思います。

では、東北電力の石山様、お願いします。

○石山オブザーバー 東北の石山でございます。本日、当社として市場価格についてフォワードでの想定をしているというMPXの部分ですね、14ページの記載ですとか容量市場の扱いの部分について、いろいろ御意見を頂きました。参考資料のほう、本日詳しくは説明できないかもしれませんが、私どもの基本的な考え方についてはここにまとめているところがございますので、後ほど詳細は御覧を頂きたいとは思っておりますが、

まず背景的な部分をちょっと補足させていただければと思います。

参考資料6の5ページを御覧いただきたいんですが、私どもとしましては、今回フォワードでの想定手法を用いた理由としては大きく2つございまして、1つは燃料価格、これは燃調の制度があるということで、足元、実績水準をベースに織り込むことになるんですが、市場価格についてはこういった調整制度がないということが一つの理由です。

もう一つ、取引所取引のボリューム、これも増加をしていることに加えまして、FITの買取り分が市場連動になったということもあって、市場価格に影響を受ける部分がかなり増えてきているということでございまして、この資料の右下にございますように、全体的には今回の織り込みで76億kWh程度、非常に大きなボリュームになっているというふうなことでございます。

8ページのほうを今度御覧いただきたいんですが、こういうこともございまして想定手法は、過去実績、フォワード、先物価格、こういった3つほど考えられるものがあるかなとは考えているところでございますが、一長一短があるというふうなことでございまして、こういった中で、当社としてはフォワードルックで想定する手法が妥当ではないかと考えたものでございます。

当社独自に想定するという手法はありますけれども、市場エリアが広域化をしている、さらに情報の限界もあるということもございまして、記載のMPX、これは三菱総合研究所の子会社が提供しているオンラインのサービスなんですが、当社は通常の業務運営におきましてもこのMPXによる想定値を判断材料の一つということで活用していることに加えまして、客観性もあって恣意性の入らない第三者の想定値というふうなことでありますので、これを活用するのが妥当ではないかというふうに考えたところでございます。

9ページから11ページに、至近で1年前、前年同月実績とMPXの想定を用いた場合の乖離がどうなのかというのを評価した結果を載せさせていただきました。結論的には、過去実績と想定値で大きな差はなく、大体同じような、微妙な違いはありますけれども、総じて大体似ているような傾向になっているのではないかというふうに判断しているところでございます。

もう一つ容量市場でございます。これにつきましては、本資料の18ページを御覧いただきたいんですが、こちらに今回、収入側、費用側の織り込みをしていないというところについての理由について1枚でまとめさせていただいております。この原価上の扱いについては今後御議論だというふうには考えてございますけれども、発電側としては容量市場で

受容する容量確保契約金、これは相対契約に基づく取引価格の減額等を通じて、全体として小売事業者のほうに最終的には還元されるのが基本的な制度の趣旨ではないかというふうに認識しておりまして、したがって、今回の原価の中では、原価に与える影響については基本的にはニュートラルになるのではないかということで、容量市場に関わる費用、収入については織り込まない形にさせていただいたというふうなことでございます。

いろいろ本日御指摘を頂いたところもございますので、説明の機会などありましたら、そういったものも踏まえて少し詳しく説明させていただきたいと思います。

以上です。

○山内座長 ありがとうございました。今ちょっと最後のところで少し音声途切れたんですけども、大丈夫でしょうかね、趣旨的には、と思いますので。ありがとうございました。

それでは、四国電力様、どうぞ御発言ください。

○宮本オブザーバー 四国電力・宮本でございます。それでは、事務局様の資料の中で四国電力の考え方はどうかという御指摘いただいているところ2点を簡単に御説明させていただきます。

まず1点目は、先ほど来、委員の先生方からも御議論のある、13、14ページの市場価格の算出方法のところでございます。ここにつきましては、今、東北様も御説明されましたが、過去1年間の実績を取って市場価格を出すということが基本かと思っておりますが、御存じのとおり、市場価格は昨年度の下期頃から徐々に上がってきて、今年に入って高騰が続いているという状況でございます。その市場価格の1年のデータと、電源のコスト・燃料費については、過去直近3か月ということで、既に高くなっている状態の燃料費で想定しておりますので、原価を算定するに当たっては、燃料費のレベル感と市場価格のレベル感がマッチしていることが必要というふうに考えております。

そういう観点で、燃料費を直近3か月で固定した上で市場価格を見た場合に、昨年の下期のデータ、9月以降12月ぐらいまでのデータがまだ燃料価格が上がっていないときのデータなので、低いところを補正して、市場価格と燃料費を整合的に設定した上で取引所の取引等を算定したという考え方に基づいております。

もう1点が、25ページにある容量拠出金でございます。容量拠出金については、22ページに事務局からも書いていただいているように、明確な原価算入ルールがないという前提でどうするかということで、先ほど松村先生からお話ございましたように、当社として

も、その後に決まった制度ではあるものの、実際あるものなので、原価には反映するという考え方で入れております。

そのときに、抛出金の小売側が支払うものと発電側が頂くものをどう織り込むかということに対して、広域機関の算定方法があるのは承知した上で、広域機関の算定方法は、実際に容量抛出金の実績が出た後で精算するときの考え方ですので、実際のエリアの需要をどう見るか、計画段階の需要と実績の需要をどう見るかというところで、広域機関のやり方と全く同じにやるということも考えられたのですが、そこまで計画段階で精度がないことも含めて、ある程度割り切って全国大の需要比率を用い、ピークについても夏冬個別にまでは考慮しておらず、ここは割り切りで簡便化して計上したということでありますので、22ページに書いていただいているように、ルールが決まれば、再計算して出したいと考えてございます。

以上です。

○山内座長 ありがとうございました。

ほかの事業者の方で、何かコメントありますか。何度も言っていますように、これは問題提起していただいて、これからいろいろ深掘りしながら決めていくというような性質のものだと思いますので、何かありましたら事務局のほうにでもお伝えいただければというふうに思いますが、全体的に事務局から何かコメントございますか。

○東取引制度企画室長 ありがとうございます。今の購入・販売電力料につきまして様々御意見頂戴しまして、ありがとうございました。特に、そもそも全体の整理としてどういう哲学といいましょうか考え方で過去の数字を置くのか、未来の見積りを置くのか、そういったところですか、どこまで横にそろえなきゃいけないのかといった全体に関わる点につきましては、御指摘も踏まえまして、事務局のほうでもよく考えた上でまた御議論いただければというふうに思います。

その他個別の費用の考え方につきましても様々な御指摘頂戴しましたので、それを踏まえ、更に今後検討を深めていければというふうに考えてございます

○山内座長 ありがとうございます。

それでは、今申し上げましたようにまだまだ御議論あろうかと思っておりますけれども、時間の問題もございます。この辺で議論を終了させていただきますが、次回以降、改めてまた議論するということをお願いいたします。事務局には、その準備をお願いしたいと思っております。

本日予定した議事は全て以上で終了というになりますので、以降の議事進行は、また事務局のほうにお願いしたいと思います。よろしくお願いいたします。

○池田取引監視課長　　本日の議事録については、案ができ次第送付させていただきますので、御確認のほどよろしくお願いいたします。

次回開催につきましては、追って事務局より御連絡いたします。

それでは、第30回料金制度専門会合はこれにて終了といたします。本日はありがとうございました。

——了——