

電力・ガス取引監視等委員会

第40回料金制度専門会合

1. 日時：令和5年4月4日（火） 10：00～12：55

2. 場所：オンラインにて開催

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40回料金制度専門会合を開催いたします。

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いております。

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。

それでは、議事に入りたいと思います。

本日は、オブザーバーとして北海道電力、東北電力、東京電力エナジーパートナー、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。

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。よろしくお願いたします。

○山内座長 山内でございます。本日の議題、議事次第を御覧いただくと6つということになっております。まず議題1に入る前に、オブザーバーの中国電力より冒頭で発言の申出がございましたので、まずは中国電力から御発言いただきたいというふうに思います。その後、議題に入りたいというふうに思います。

それでは、中国電力の小寺様、御発言をお願いいたします。

○小寺オブザーバー 中国電力の小寺でございます。料金審査の貴重なお時間をお借りし、誠に恐縮でございます。弊社から一言おわびを申し上げます。

当社は、3月30日に公正取引委員会から独占禁止法に基づく排除措置命令及び課徴金納

付命令を受けました。独占禁止法や電力自由化の目的に反し、公正で自由な競争を阻害しかねない事案を起こしたことについて極めて厳しく受け止めるとともに、株主の皆様、お客様をはじめ関係者の皆様に多大なる御心配・御迷惑をおかけしたことを深くおわびを申し上げます。

今後は、独占禁止法を含む法令の遵守を改めて徹底し、再発防止策を着実に実施していくことで、株主の皆様、お客様、関係者の皆様の信頼回復に向け全力で取り組んでまいり所存でございます。

また、3月31日に電力・ガス取引監視等委員会から卸電力取引所での入札における発電所情報の公表等につきまして、一部不適切な対応があったとして業務改善勧告を受領いたしました。本件は、安定供給確保のため、主に電力の高需要期である冬季に備えて燃料在庫の確保を目的に卸電力取引所へ入札した際に、適切に情報の公表を行っていなかったことに対する指摘を受けたものでございます。

不当な利益確保を意図したものではありませんでしたが、勧告を受けたことを重く受け止め、今後、適切に対応してまいります。

いずれの件につきましても、このたびの電気料金の値上げ申請への影響がないことを申し添えさせていただきます。

以上でございます。

○山内座長　それでは、今、中国電力から御発言がございましたけれども、これについて皆様から御質問あるいは御発言等ございましたらお願いしたいと思います。何かありませんでしょうか。特によろしいでしょうか。

それでは、先に進めさせていただきますが、事務局からコメントをお願いしたいと思います。

○池田取引監視課長　カルテルは、独占禁止法に違反するとともに電気事業の適正な運営や健全な発達を阻害するものであり、情報の不開示等は市場参加者の卸電力市場に対する信頼を大きく毀損するものであり、それぞれあってはならないことです。今般このような行為が重ねて行われたことは、大変遺憾です。

委員会においては、カルテルについては公正取引委員会による行政処分を受け、3月30日に委員長談話を発表するとともに報告徴収を行い、戦略買いに係る問題については3月31日に業務改善勧告を行い、4月30日までに業務改善報告を求めるなど、それぞれ厳正に対処しているところです。

その上で適正料金の値上げ申請について申し上げれば、燃料価格の高騰などを背景としたものであり、電気事業法に基づいて定められた手続や審査ルールに従い厳格かつ丁寧に審査を行っていただいているところですが、事務局としても引き続き、真に必要な費用のみ織り込まれているか、経営効率化が徹底されているかなど、厳格かつ丁寧な審査を行ってまいりたいと考えています。

以上です。

○山内座長　ありがとうございます。

今お話ありましたように、我々としては厳格な審査をしていくということをお願いしたいと思います。

それでは、議題に入りますけど、まず1番目は宿題返しですね、御意見・御指摘に対する対応状況、これを事務局から御説明いただきたいと思います。

○池田取引監視課長　それでは、資料3を御覧ください。

「これまでに委員から頂いた御意見・御指摘への対応状況」でございますが、5ページを御覧いただきたいと思います。本日は、購入・販売電力料。

引き続き、6ページをお願いいたします。燃料費を御審議いただく予定となっております。そここのところで御回答等を差し上げたいというふうに予定しております。

以上でございます。

○山内座長　ありがとうございます。

よろしいでしょうか。内容については後ほど議論していただくということであります。

それでは、次の議題に入らせていただきたいと思いますが、2番目の議題は「消費者庁及び消費者委員会からの御意見等に関する現時点での取組状況等について」というものであります。これについては資源エネルギー庁から御説明をお願いしたいと思います。御準備はよろしいでしょうか。

○吉瀬オブザーバー　ありがとうございます。電力産業・市場室長の吉瀬でございます。本日は、消費者庁及び消費者委員会から頂いておりました御意見等につきまして、資源エネルギー庁を代表して回答を申し上げたいと思います。

資料3ページを御覧ください。まず最初に、再エネ賦課金の使途、使い道及び周知・広報ということについてでございますけれども、資源エネルギー庁からの回答といたしまして、まず再エネ電気の利用に要する費用に関しましては、再エネ特措法第50条においても、広報活動等を通じて国民に周知を図ることとされているところでございますけれども、再

エネ賦課金の使い道が、再エネ電気の買取り費用など再エネ導入拡大に要する費用ということでございますけれども、こうした情報を含めFIT/FIP制度などの広報について、資源エネルギー庁のウェブサイトなどを通じて適切に周知をしてみたいというふうに考えております。

続きまして、5ページ目をお願いいたします。電源構成の多様化を今後どのように促進していくのかという御質問でございますけれども、政府といたしまして第6次エネルギー基本計画において、2030年度の電源構成の見通しということで、そこに記載しております比率をお示ししているところでございます。エネルギー基本計画あるいはGX基本方針に掲げている省エネ、再エネ、原子力、水素・アンモニア、そういった各種施策をはじめあらゆる政策を総動員してこの多様化を進めていくという考えでございます。

続きまして、7ページ目をお願いいたします。経過措置料金及びその経過措置料金における燃料費調整制度の上限について、消費者保護の観点から重要な制度という御認識の下で、今後についてどのように考えているかという御質問でございます。

これに対する我々からの御回答といたしまして、最初2つのボツに記載してございますように、これまで小売全面自由化を実施した後も、旧一般電気事業者の規制なき独占による不当に高い料金設定から消費者を保護する観点から、経過措置としての規制料金というものを存続させてきているわけでございます。

また、この規制料金の中では燃料費調達制度として調整上限を設定しておりまして、これにより電気料金の急激な上昇に一定の歯止めが掛かる仕組みとなっております。これも消費者保護の観点において一定の役割を果たしているということだと考えております。

一方で、規制料金と自由料金が今併存しているわけございまして、その中で需要家は選択可能といった中で、燃料費調達制度の上限を超えて燃料価格が上昇を続ける局面において、規制料金が原価割れでの赤字供給とならざるを得ないような場合においては、新電力が提供する自由料金との競争環境がゆがめられ、大手電力の独占性が強化されてしまう懸念ということも指摘をされているところでございます。

こうした課題も踏まえまして、引き続き小売の完全自由化に向けまして、経過措置を解除した後も競争の中で需要家がメリットを得られるような環境整備、そういったものに取り組んでまいりますし、規制なき独占による不当に高い料金設定というものを防止するためのセーフティーネットとしての規制的な料金の在り方について、総合的な観点から検討をしてみたいと考えております。

続きまして、9ページ目をお願いいたします。電力システム改革による消費者に対する影響、メリット、その情報提供ということ。さらには、中長期的視点の中で電力の安定供給・レジリエンスと料金上昇の抑制の両立に向けてどのような取組を行っていくのかという御意見・御質問でございますけれども、これまで電力システム改革において、そこに記載しております3つの目的を掲げながら進めてきたところでございますが、こうした中で広域的な電力供給システムの構築や需要家選択肢の拡大、あるいは家庭向け自由料金が安価な水準で推移をしてきた実績など、一定の成果は出てきているというふうに認識をしているところでございます。

今後、先ほどのGX含めですけれども、電力を含めてエネルギー政策全体として様々な施策が実施されていくということになりますけれども、そういった施策が消費者に与える影響を含め、情報提供は充実させてさせたいというふうに考えているところでございます。

特に中長期的な料金抑制策という観点では、エネルギーの需要側、供給側それぞれで対策を進めることが重要ということで考えておりました、省エネ対策の徹底に加えまして脱炭素電源への転換など促進しまして、エネルギー高騰、エネルギー危機にも耐え得る強靱なエネルギー需給構造に転換をしていくことが必要というふうに考えているところでございます。

電力システム改革につきましては、引き続き不断の見直しを行いまして、直面する課題に対して一つ一つ必要な対応を的確に講じていくということが重要と考えておりました、こうした取組を通じて、需要家に対して安定的かつ経済的な電力供給を実現できるように取り組んでまいりたいと考えております。

続きまして、11ページ目でございます。デマンドレスポンスあるいは料金メニューの多様化といった消費者が実行できる行動の周知、普及はどのように行っているかということでございます。

まず自由料金につきましては、各種様々なメニューが既に小売事業者から提供されているというふうに認識をしておりました、必ずしもその全てを国が周知するということではございませんが、各事業者から必要な広報などが行われているということだというふうに認識をしています。

その中、とりわけデマンドレスポンスにつきましては、昨年度に実施いたしました節電プログラム促進事業におきまして、小売事業者等のデマンドレスポンスに関する取組を

後押ししたわけですが、事業実施以前の約30社から約280社という10倍近い会社がこのデマンドレスポンスの取組を実施するようになったという成果が得られているところでございます。

また、省エネ法におきまして、エネルギー供給事業者による一般消費者への情報提供という一環で「省エネコミュニケーション・ランキング制度」というものを運用しておりますけれども、この中でも各社のデマンドレスポンスに関する情報提供、あるいは料金メニューの多様化といった点も加点評価の対象としておりまして、そういった中で一般消費者への情報提供を促しているところでございます。

引き続き、競争の中で需要家の様々なニーズを捉えた料金メニューの開発が行われることを期待するとともに、デマンドレスポンスなど需要家側のリソース活用・メリット提供の普及が進むように取り組んでまいりたいというふうに考えております。

資源エネルギー庁からの回答は以上でございます。

○山内座長　　ありがとうございました。

今、資源エネルギー庁からの御回答も頂きましたけれども、本日、御発言があれば承りたいというふうに思いますが、前回事務局から説明したたたき台については、前回の御議論も踏まえて修正中ということでございますので、次回改めて御議論いただこうというふうに思います。

それでは、全体について御発言の御希望のある方は御発言願いますが、例によってTeamsの挙手機能で発言希望をお知らせいただければというふうに思いますが、どなたかいらっしゃいますか。

河野委員、どうぞ御発言ください。

○河野委員　　ありがとうございます。私からは、本日ただいま資源エネルギー庁様から御回答いただいた分に関しまして、一般消費者としての受け止めをお伝えしたいと思います。

今回、御回答いただいたものは、中長期的にどういうスタンスで取り組んでいくかということで、直接、料金の査定には関係しないところではございますけれども、昨年から燃料価格が激変しまして社会の関心も高まっていますし、やっと一般の消費者にとって電力システムが自分事として考えられるところになってきたかなというふうに思っております。

先ほど御回答いただいたような内容に関しましても、ぜひこの機会を捉えて、全体像、電気料金の仕組みはどうなっているのか、規制料金、自由料金メニュー、そういったもの

を自分の生活に合わせてどう選んでいくかなど、個人の需要家ができることも含めまして、ぜひこの機会を捉えて、国、各電力事業者の皆様、関係する例えば消費者庁様ですとか消費者団体等が、改めて全体像に対する情報提供、意見交換等を行っていくことが大事だというふうに考えております。

私からは以上でございます。ありがとうございました。

○山内座長　　ありがとうございました。

ほかにいらっしゃいますか。

消費者庁から御発言御希望ありますけど、まず安念委員、どうぞ御発言ください。

○安念委員　　ありがとうございます。今日、頂いたエネ庁さんからの回答と直接関係しているわけではないので改変恐縮なんですけど、前回でしたか、経済産業大臣が認可に当たって消費者行政担当大臣と協議するという、その協議の在りようについて、議論といたしましうか話題になっていたかと記憶いたします。

そこで、一応法律屋の端くれなのにこういうことを伺うのは大変不勉強でお恥ずかしいんですが、そこで言う協議というもの、根拠が何であるのか。つまり法令に根拠のある話なのか、行政内部での申合せというんでしょうか、そういう事実上のものであるのかを知識として伺いたいと思います。

それで、もしも後者であるならば、それについても申合せなりの書面といたしましうか文書があると思われまますので、もしありましたら、それを参考までに御提供いただければと存じます。

以上です。

○山内座長　　ありがとうございます。

今、消費者庁さんから発言御希望ありますけど、その前に委員の方から御発言御希望あれば伺いますが。

それでは、今ちょっと御質問も出たところでありますので、消費者庁から御発言御希望ということで、どうぞ御発言ください。

○檜橋オブザーバー　　消費者庁でございます。どうも御発言の機会、ありがとうございます。

先ほど御説明がありましたように、前回の議論の続きというのは次回にということでございますので、今日は特段新たなものはないというふうに認識しておりますけれども、前回までにお示しをした論点・意見につきまして改めて申し上げておきたいというふうに思

っております。

まず総論としてでございますけれども、コストの効率化が徹底されているのか、何をもって最大限の効率化であると評価するのかということをお示しさせていただいております。この点、非常に重要であるというふうに思っております。これまで、各社のコスト効率化の取組が適切であるということの評価した上で、さらなる深掘りを求めるべきというふうに考えておるんですけれども、定量的に横比較を行うということをお否定するものではもちろんございませんけれども、そのみでは不十分ではないかと。各社ごとに費用項目の経年変化を確認してそれぞれの取組を評価する、これが議論の発射台になるのではないかとこのように考えているところでございます。

それから個別の費用項目については、この後説明があるようではございますけれども、各電力会社で原価の再算定中、その補正を踏まえて審査を行うということでございましたので、引き続きそれぞれの疑問点、意見を踏まえて審査を行っていただき、その検証、根拠も示していただければありがたいと思っております。

また、電力会社の不正事案については、料金に与える影響を検証すべきというふうに申し上げてきたところでございます。能率的な経営という大前提をどのように考えるのかということをお説明していただく必要があるかと思っております。影響がないとするのであれば、その根拠も併せてお示しを頂きたいというふうに思っております。

また、前回の資料で、過去に生じた事案であるという説明がございましたけれども、過去の実績を踏まえて積み上げられている原価、これに影響が出ているのかいないのかということも併せて御検証いただく必要があるのではないかと思っております。

なお、各委員からも御発言ございましたけれども、課徴金などのこれから発生する外部費用が算入されないことは当然のことではないかということで、その評価に対しては明らかに原価不算入というふうに思います。

それから、今日、中国電力さんのほうから冒頭の御発言がありましたけれども、公正取引委員会からカルテルについて処分が出されたわけでございますけれども、その3月30日に公表されたものの中に、公正取引委員会から電力・ガス取引監視等委員会に対する情報提供というのがございました。この中で、全てが明らかにされているわけではございませんけれども、公表資料のケースでも、旧一般電気事業者の中には競争により顧客移動が生じていることを示すために、価格競争によらず相互に顧客を獲得することを企図していたとか、新電力に卸供給を行う価格よりも安価に設定をしていたとか、卸売市場への電気の供

給量の絞り込みを行って市場価格を引き上げるということで新電力の競争力を低下させることを企図していたとか、新電力が相対取引で電気卸供給を行うに当たって、当該旧一般電気事業者の供給区域において当該電気の小売供給を行わないように求めていたというような提供があったところでございます。

これらは、いずれも市場への影響であるとか電気料金に影響を及ぼすものではないか、公正な電力市場をゆがめるゆゆしき行為だというふうに考えられますけれども、今後どのように対応されていくのか、ここについてお聞きできればありがたいと思います。

それから、先ほど中国電力から併せてございましたけれども、3月31日に電力・ガス取引監視等委員会から業務改善勧告ということがあったわけでございます。先ほど中国電力さんからは、申請料金への影響はないということではございましたけれども、スポット市場で高値で買入札を継続的に行って自社発電ユニットの出力抑制を行ったということについて、本当に影響がないのかどうか検証いただく必要があるのではないかとというふうに考えてございます。

以上、今回御対応いただければと思っておりますので、よろしくお申し上げます。

○山内座長　　ありがとうございます。

先ほどの安念委員からの御質問についてはいかがいたしますか。では、事務局から。

○池田取引監視課長　　大臣認可に当たっての消費者庁との協議の根拠でございますけれども……

○檜橋オブザーバー　　当方からお答えしたほうがよろしいでしょうか。

○山内座長　　では、消費者庁からお答えいただけますか。

○檜橋オブザーバー　　承知しました。安念委員からの御質問でございますけれども、協議の根拠でございます。これは関係省庁の申合せによるものでございまして、その根拠となるものについては、後ほど電取委の事務局を通じて御提供させていただければと思っております。よろしくお願いたします。

○山内座長　　分かりました。

そういうことでよろしいですか。では、後ほどまた御提示いただくということをお願いしたいというふうに思います。

そのほか、発言御希望いらっしゃいますか。

それでは、この件については以上とさせていただきますが、前回たたき台を出したということでございますので、それについて継続的に皆様にもいろいろ御検討いただくという

ことをお願いしておきたいと思います。また何か御意見ありましたら、次回会合までに事務局のほうにお届けいただければというふうに思います。

消費者庁からの御質問について、こちらの事務局からお答えしたいと思いますので、よろしくお願ひいたします。

○池田取引監視課長　まず、消費者庁から幾つか御指摘を頂きまして、その点につきましては次回会合で御回答申し上げたいというふうに思いますが、消費者庁から頂いた御指摘も踏まえまして、料金の審査においては真に必要な費用のみ織り込まれているか、また経営効率化は徹底されているかといったところについては、しっかりと厳格かつ丁寧に審査を行っていききたいと思います。いずれにしても、次回会合でしっかりと御回答させていただきたいと思います。

次に、御質問としてあったのが、公正取引委員会の排除措置命令、課徴金納付命令に関して電力・ガス取引監視等委員会に対して情報提供があったと、例えば顧客獲得の制限等々に関する情報提供があって、今後どのように対応していくのかというところでございますが、現在においては、公正取引委員会からは、また今後しっかりと詳細について更に話を聞かせていただくということを考えておるところですが、今後、公正取引委員会の話を踏まえてどういったことができるかといったところについては、しっかりと考えていきたいというふうに思います。

○新川事務局長　中国電力に対して勧告を出させていただいた件について御質問を頂きました。これは、燃料制約の中で非常に高値で応札をして燃料を節約するという行為をしたということだと思っておりますが、中国電力自体は、それによって逆に損を被って被いる状態でもあったと理解しております。そういった行為、燃料制約があったときに高値で入札すること自体は禁止されているものではなくて、そのときに情報を開示しなかったということに関して勧告を出させていただいたものでございますので、市場料金に影響があるというふうには考えておりません。

以上でございます。

○山内座長　ありがとうございます。ほかは、以上でよろしいですか。

それでは、たたき台等については、先ほどありましたようにこれからまた御議論いただきますし、委員の皆さんから事前にいろいろ御意見があればいただきたいというふうに思っております。よろしゅうございますか。

それでは、議題3と4に移りたいと思います。議題3は規制料金の算定結果についてと

ということでありまして、4が需要想定・供給力ということでもあります。併せて御議論いただこうと思っています。3については、まず各社から御説明をいただいて、続いて議題4の需要想定・供給力に関しましては事務局から御説明をお願いするというようにして、その後には質疑の時間を取らせていただければというふうに思います。

それで、各社から御説明いただきますが、その前に、4月1日に東京電力エナジーパートナーの社長に就任されました長崎様から一言御挨拶があるということでございますので、御挨拶いただきたいと思っております。よろしくお願いいたします。

○長崎オブザーバー　私が、秋本の後任として東京電力エナジーパートナーの社長に就任いたしました長崎でございます。今後、料金制度会合などの場で御説明させていただきますので、どうぞ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した。

それでは、各社からの説明に入りたいと思っております。

まずは、北海道電力・上野様から御説明をお願いいたします。

○上野オブザーバー　北海道電力の上野でございます。それでは、資料5-1、規制料金の再算定結果について御説明させていただきます。

スライド1を御覧ください。燃料費等の採録期間変更に伴う需給構造の変化についてでございます。燃料費等の採録期間の変更を踏まえ、自社電源の限界費用と卸電力市場価格の大小をコマ単位で比較し、需給バランスを再算定いたしました。図の左側・再算定前に比べまして、図の右側・再算定後の需給構造は、市場価格の低下に伴いまして卸電力市場からの購入が14億kWh増加いたしました。

一方、販売のほうですが、市場価格は平均では大きく低下しているものの、再算定前は過去3か年実績を基にコマ別の価格を設定したのに対し、再算定では直近1年実績を基に設定したことから、コマ単位で見ますと価格が上昇したコマもあり、卸電力市場への販売につきましても6億kWh増加し、結果として自社火力発電量は8億kWhの減少となりました。

スライド2を御覧ください。再算定後の供給力の構成と需給計画についてでございます。先ほど御説明いたしました自社発電量の8億kWhの減少につきましても、自社電源のうち限界費用が相対的に高い石油火力と海外炭火力の稼働が減少したものです。

スライド3を御覧ください。発電燃料単価と運転中利用率についてでございます。今回の算定に当たりましては、再算定前と同様、燃料価格の安い発電所から高利用率となるよう、メリットオーダーで需給計画を策定しております。図の左側・再算定前に比べまして、

図の右側・再算定後は、発電燃料単価の低下に加え燃料単価の高い発電所の運転中利用率が低下してございます。

なお、FのLNG火力、D・Eの国内炭火力、また石油火力のうちIにつきましては、燃料の調達に際して制約があるため、再算定前と同様、発電燃料単価から見た運転中利用率は低く推移しております。

スライド4を御覧ください。燃料費の再算定結果についてでございます。燃料費につきましては、再算定の結果、燃料価格の低下などにより再算定前と比べまして371億円の減少となりました。内訳につきましては表に記載のとおりですが、先ほど御説明しました自社電源の発電量の減少影響が154億円、燃料価格見直しの影響が217億円となっております。

スライド5を御覧ください。購入・販売電力料の再算定結果についてでございます。再算定の結果、購入電力料は卸電力市場価格や燃料価格の低下に伴う購入単価の低下などによりまして、61億円の減少となりました。また販売電力料は、卸電力市場への販売が増加したことなどから99億円の増加となりました。

スライド6を御覧ください。規制料金の平均値上げ率についてでございます。燃料費等の採録期間の見直しに伴う燃料費、購入・販売電力料の再算定の結果、総原価への影響は総額で532億円の減少となりました。この総原価を規制料金原価に配分しました結果、規制料金の平均値上げ率は、再算定前の34.87%から7%ほど減少し、27.85%となりました。

最後に、スライド7を御覧ください。モデル料金における値上げ影響の試算についてでございます。多くの御家庭で御利用いただいております従量電灯Bの場合、今回の再算定の結果、値上げ率が32%から26.1%へ縮小する試算結果となっております。

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。

それでは、続いて、東北電力・宮武様から御説明をお願いいたします。

○宮武オブザーバー　　東北電力・宮武でございます。それでは、燃料諸元と市場価格変更後の原価への影響について御説明させていただきます。

初めに、資料5-2の右肩1ページ目を御覧ください。今回の燃料価格及び市場価格の置き換えに伴う再算定の結果、全体の販売電力量は市場への販売量が減少しております。また、供給力も若干は変化してございますが、全体のメリットオーダーとしては申請値として大きな変動はない結果となりました。

続いて、資料2ページ目を御覧ください。先ほどの1ページ目の供給力と需要を電源別、取引種別といった形で内訳を示しております。赤字箇所が申請時点から変動した部分となります。

次に、資料の3ページを御覧ください。このページでは、火力発電所の稼働率と単価の関係について、横軸に稼働率、縦軸に燃料価格水準を示しております。火力発電所の運転計画は、発電燃料単価の安いユニットを高稼働にするメリットオーダーの考え方に基づき算定しており、左が申請時点、右が今回再算定後のグラフとなります。2つのグラフを比較いたしますと、発電燃料単価が低下したLNG火力の利用率がやや上昇しておりますが、全体としてのメリットオーダーに大きな変更はございません。

続きまして右肩4ページ目、燃料費についてでございます。表につきましては、縦方向に燃料種別、横方向に今回申請、それから申請時、その差分という表になってございます。燃料費につきましては、申請時との比較におきまして石炭価格が上昇したため、石炭については112億円の増加となっておりますが、LNGや重油の価格が低下したことなどから、全体としては85億円の減少となりました。

続きまして、5ページ目でございます。他社購入電源費について御説明させていただきます。他社購入電源費は、市場価格の見直しによるシミュレーションの結果や市場購入単価の低下及びFIT回避可能費用が大幅に減少したことから、申請原価の3割相当に当たる約2,800億円の減少となりました。

6ページ目を御覧ください。他社販売電力料でございます。燃料価格の置き換えに伴う燃料費調整単価の低下、市場価格の低下に伴う市場販売単価の低下により、申請時と比較いたしまして1,382億円の減となっております。

7ページ目を御覧ください。最後に規制料金の平均値上げ率及びモデル料金の上げ率について御説明させていただきます。今回、足元の燃料価格、市場価格を反映した結果、規制料金の平均値上げ率は、申請時の32.94%から8%程度低下し、25%程度となりました。

モデル料金につきましては、従量電灯B、契約電流30A、1か月御使用量が260kWhのケースにおきまして、申請時点では1か月1万1,282円だったものが、8.1%低下し月額1万588円となっております。

当社からの説明は以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

それでは、続いて、東京電力エナジーパートナー・長崎様から御説明をお願いしたいと

思います。

○長崎オブザーバー 長崎でございます。早速ですが、資料5-3に基づきまして、今回の燃料価格などを置き換えた場合の再算定結果について御説明いたします。

1 ページ目を御覧ください。今回の変更に伴う需給バランスの変更について記載しております。市場価格と当社契約電源の限界費用のマッチング結果を反映することにより、卸電力取引所への販売が増加しております。具体的には、下の棒グラフの供給力における他社受電の量が2,260億kWhから2,261億kWhに1億kWh増加し、これに対応する形でJEPX販売が39億kWhから40億kWhに1億kWh増加しております。

続いて、2スライド目を御覧ください。需給バランスの詳細について記載しております。1 ページ目で御説明のとおり、マッチングの結果により、揚水発電及び取引所販売の増加をそれぞれ1億kWh反映しております。

なお、揚水発電の揚水原資としてガスが2億kWh増加しておりますが、揚水用動力と相殺されることとなります。

続いて、3スライド目を御覧ください。燃料価格変更後の火力発電所の可変費単価水準を記載しております。表は、横軸に火力発電所の利用率、縦軸に可変費単価を指標化して水準を示しているものになります。左側の表が当社申請時のもので、右側の今回再算定の表を見ていただくと、燃料価格の低下による可変費単価水準は全般的に低下しております。特に青い部分、LNG価格の低下を受けて、ガス系の発電所の下がり幅が大きくなっています。

続いて、4 ページ目を御覧ください。燃料価格、市場価格を置き換えた結果、他社購入電力料は年平均で1兆816億円の減少、他社販売電力料は年平均で4,057億円の減少となっており、総原価としては購入・販売の変動額の差し引きにより、年平均で6,759億円の減少となっております。

続いて、5スライド目を御覧ください。上の表では規制部門の原価と平均値上げ率を示しております。再算定の結果、規制料金の原価は1兆2,985億円から1兆1,813億円へ1,172億円減少し、規制部門の平均値上げ率は29.3%から17.6%まで圧縮される見込みです。

下の表は、規制部門の主な御契約種別の値上げ影響を示しております。例えば御家庭のお客様、従量電灯B、契約電流30A、月間御使用量260kWhで試算いたしますと、値上げ率は1月23日申請時の28.6%から17.1%まで圧縮される見込みです。

私からの御説明は以上です。

○山内座長　　ありがとうございました。

それでは、続いて、北陸電力・平田様に御説明をお願いいたします。

○平田オブザーバー　　北陸電力・平田です。資料5－4で弊社の原価補正結果について御説明いたします。

まず、2ページ目を開いてください。補正結果をまとめております。最初の表、上の表の右側の差引の欄に記載しておりますが、弊社の場合、燃料費の減少247億円、購入電力料の減少18億円、合わせて265億円のマイナスを他社販売電力料の減少331億円が上回り、トータルとしては65億円の原価増加となりました。

また、下の表に記載の規制料金の平均値上げ率については、補正前の45.8%から1.1%上昇し、46.9%となっております。その要因について、次ページ以降で御説明いたします。

3ページ目を御覧ください。補正に伴う需給バランスの変化を示しております。右側の需給バランス比較の表におきまして、黄色で塗りつぶしたJEPXからの受電量が10億kWh増加するとともに、JEPXでの販売量が4億kWh減少し、一方で赤く示しました石炭火力の発電量が14億kWh減少しております。

次に、4ページ目で需給構造の変化についてさらに御説明いたします。リード文1ポツ目ですが、今回の補正によりまして燃料価格、当社火力に占める石炭の価格が上昇した一方……

○山内座長　　すみません、非常にWi-Fiのあれが弱いようで、言葉が途切れるところがあります。なので、ゆっくりお話しいただければまずはよろしいかと思いますが、いかがでしょうか。ちょっとやってみていただけますか。

○平田オブザーバー　　ゆっくりしゃべります。4ページ目のリード文の1ポツ目でありませんが、今回の補正によりまして、燃料価格のうち当社火力の大宗を占める石炭の価格が上昇した一方で、市場価格が低下しました。JEPXでの売買量算定に当たって、限界費用と市場価格をコマごとに比較するマッチング処理を実施し、積み上げを行った結果、限界費用よりも市場価格が安いコマが増加したことによる購入量の増加が10億kWh、限界費用よりも市場価格が高いコマが減少したことによる販売量の減少が4億kWh、この合計14億kWが自社火力発電量の減少となっております。

続いて、5ページ目を御覧ください。火力のメリットオーダーによる発電燃料単価の配分結果の変化を図にしております。燃料価格見直しによりまして燃種ごとの発電燃料単価

は増減しておりますが、補正前と同様にメリットオーダーの考えに基づき供給電力量を配分した結果、J E P Xからの購入量増加により、特に石炭火力の運転中利用率低下が見取れると思います。

続いて、6 ページ目を御覧ください。燃料費の補正結果について御説明いたします。燃料費は平均で247億円の減少となっております。石油系は、主に単価の下落により33億円の減少。石炭系は、単価が上昇した一方で発電量が大きく減少したため、195億円の減少。L N Gは、単価下落により20億円の減少となりました。

続いて、7 ページを御覧ください。他社購入・他社販売電力料の補正結果について御説明いたします。リード文の1 ポツ目ですが、他社購入電力料につきましては、18億円の費用減少となりました。市場価格低下によりJ E P Xからの購入量が増加したことによる金額増を、取引所及びF I T 価格の購入単価減少に伴う金額減が上回ったためであります。

一方、他社販売電力料につきましては、市場価格低下によりJ E P Xでの販売量・単価がいずれも減少したことにより、331億円の減少。すなわち原価増加となりました。

続いて8 ページ目です。今回の補正による主な規制料金メニューのモデル料金比較を記載しております。従量電灯B、230kWhのモデルでは、月額58円の増加。400kWhのモデルでは月額110円の増加で、改定率はいずれも1 %増加いたします。

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。

それでは、続いて、中国電力・小寺様から御説明をお願いしたいと思います。よろしくお願ひします。

○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、弊社の算定結果につきまして、資料5－5で御説明をいたします。

1 ページ目をお願いいたします。こちらは再算定に当たっての燃料価格等の前提を整理した表になります。燃料価格につきましては、採録期間を当初の2022年7～9月から2022年11月～2023年1月に変更いたしました。原油、L N Gの価格が低下し、石炭の価格が上昇しております。

卸電力市場価格につきましては、2023年2月分の電力先物価格に基づく価格に変更し、価格の低下幅は約2円となりましたが、これは申請当初は直近1年間の実績としていたことによるものです。

次のページをお願いいたします。まず、今回の見直しに伴うメリットオーダーへの影響

について説明をいたします。見直しによる火力燃種間における限界費用の順位に変動はございません。一方で、価格が上昇した石炭と価格が低下したLNGとの間で限界費用の差が縮小することに伴いまして、石炭火力を用いて汲み上げた水を用いる揚水発電と、LNGコンバインドサイクルの順位が一部の時間帯において入れ替わっております。これに伴うメリットオーダーの見直しを需給計画に反映いたしました。

次のページをお願いいたします。こちらは需給計画の再算定結果をまとめたページになります。メリットオーダーの見直しによりまして、LNG火力と揚水発電の発電電力量が一部変動し、水を汲み上げるために必要な電力である揚水動力と、これに対応する石炭火力が減少しております。また、当社は卸電力取引所での取引前の需給計画を作成した上で、30分コマごとに限界費用とスポット市場価格とをマッチングさせ、取引所の活用効果を算定しております。再算定の結果、市場価格の低下などにより販売量が減少する一方、購入量が増加しております。

次のページをお願いします。こちらは需給計画の再算定結果の詳細になりますが、説明については省略をさせていただきます。

次のページをお願いいたします。こちらは見直し前後で火力発電所の発電単価、稼働状況がどのように変化したかを表した図になります。各火力発電所における発電単価の変動はあるものの、運転中利用率はほとんど変動しておりません。

次のページをお願いいたします。こちらは燃料価格の変更、需給計画の見直しを踏まえた燃料費の再算定結果になります。価格が上昇した石炭系の燃料費が増加した一方、価格が低下したガス系、石油系の燃料費は減少し、合計で20億円、原価が減少いたしました。

次のページをお願いいたします。こちらは購入電力料、販売電力料の再算定結果になります。購入電力料は、市場価格の低下に伴うFIT買取費用の減などにより225億円減少しております。販売電力料は、市場価格の低下に伴い取引所取引マッチングにおける売り取引が減少したことなどにより、151億円減少しております。この結果、購入電力料、販売電力料合計で74億円、原価が減少いたしました。

次のページをお願いします。最後に、原価の再算定結果を踏まえた規制料金の平均値上げ率及びモデル料金の試算結果について御説明いたします。再算定後の平均値上げ率は30.59%となり、当初申請と比べて0.74%低下いたしました。また、家庭用モデル料金への影響について試算すると、当初申請と比べ、1か月当たり57円の減少となります。

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す。

それでは、続いて四国電力・宮本様、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、当社の規制料金の再算定結果につきまして、資料5－6で説明させていただきます。

まず、1ページ目を御覧ください。再算定した需要想定と供給力について御説明いたします。燃料費等の採録期間の変更によって、当社の石炭価格は上昇して、石油及びLNG価格は低下しております。一方で、卸電力市場価格について、当社は、申請時は過去の実績を補正した価格を用いておりましたが、今回、TOCOMの電力先物価格を用いることにより、年間平均で3.4円低下しております。

これらの変化の結果、申請時は主に石炭火力を用いて卸電力市場への販売を行っていたものが、市場価格に対する石炭火力の競争力が失われたことなどにより、卸電力市場と自社及び他社火力の間で13億kWhの差し替えが発生しております。内訳といたしましては、グラフ右側の角括弧などに記載のとおり、自社火力が7億kWhの減、他社火力は6億kWhの減となり、市場販売が7億kWhの減、市場購入が6億kWhの増加となっております。

続きまして、2ページ目を御覧ください。発受電電力量における電源構成の変化について御説明いたします。先ほど御説明しました自社火力の7億kWhの減少の内訳としまして、右の棒グラフの角括弧のところに記載の数字でお示ししておりますが、石炭が6億kWh減少、石油が1億kWh減少、となっております。

また、他社受電の火力につきまして、内訳は全て石炭ですが、6億kWhの減少となっております。さらに、これらの差し替えとして、市場購入が6億kWh増加しております。この図の中には販売電力量の記載はありませんが、発電電力量が減少したことにより販売電力量が7億kWh減少しております。

続きまして、3ページ目を御覧ください。内容は先ほどの御説明のとおりでありまして、表の色を塗っているところの数字、自社火力の石炭・石油や他社受電の火力、市場からの受電と市場への販売が、当初申請時からの変更点になります。

続きまして、4ページを御覧ください。メリットオーダーの変化について御説明いたします。左側が当初申請、右側が補正後ですが、石炭火力につきまして、今回の見直しに伴う市場価格の低下及び発電燃料単価の上昇により、卸電力市場に対する競争力が低下することで差し替えが発生しており、運転中利用率について、青点線の自社石炭火力は5.3%減少しております。同様に他社石炭についても、受電利用率制約がない契約においては

10.4%低下しております。

なお、下の四角の囲みで記載のとおり、他社石炭のうち受電利用率の制約がある契約となっているC～Eにつきましては、制約に掛かって低下率が少なめとなっております。

また、石油火力につきましても、発電単価は若干ながら低下したものの、市場価格の低下影響が大きいことから、石炭火力同様に運転中利用率は1.7%減少しております。

なお、LNGにつきましては、発電燃料単価は低下したものの、弊社のタンクが1基しかないという運用制約により、燃料を計画消費していることから、全体の利用率は変わっておりません。

続きまして、5ページを御覧ください。火力燃料費の再算定結果について御説明いたします。火力燃料費につきましては、右側の赤囲み箇所に記載のとおり、申請原価と比べて、全体で154億円の減少となっております。内訳としては、石油が51億円減少、ガスが31億円減少、石炭が72億円の減少というふうになってございます。

続きまして、6ページを御覧ください。再算定に織り込んだ当社の購入CIF価格につきましては、申請原価と同じく、重油は石油元売公表の高硫黄C重油公示価格に基づくCIF価格、石炭及びLNGは全日本平均並みで算定しております。

続いて、7ページを御覧ください。購入・販売電力料の再算定結果について御説明いたします。右側の赤囲み箇所に記載のとおり、燃料費の採録期間及び市場価格の見直しを踏まえて再算定した結果、申請原価と比べて、他社石炭が減少したことなどから購入電力料が183億円減少、一方で市場価格低下による石炭を原資とした販売の減少などにより、販売電力料も325億円減少しております。

最後、8ページを御覧ください。総原価及び規制料金原価の再算定結果について、御説明いたします。総原価につきましては、燃料費が154億円、購入販売電力料が183億円それぞれ減少する一方、販売電力料も325億円減少しているため、申請に対して、12億円減少の6,027億円となっております。

これに伴い、規制料金原価は、申請に対して1億円減少の768億円、規制料金単価は申請に対して0.06円減少の35.36円、値上げ率は申請に対して0.23%減少の27.85%となっております。

これをモデル料金への影響といたしまして家庭向け標準メニューで比べた場合には、月額料金が申請比で▲25円、値上げ率が申請比▲0.32%となっております。

説明は以上であります。

○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。沖縄電力・上間様、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、資料5－7に基づいて説明させていただきます。

スライド2をお願いいたします。まず、需要想定・供給力に関連する内容についてですが、左側が当初の申請、右側が補正後の需給構造を示しておりますが、当社におきましては市場がないことから、燃料価格の見直しの影響で需要構造が変わるということはありませんので、当初申請と同様の結果となっております。

次のスライドをお願いいたします。スライド3です。石炭の価格が上昇した影響で石炭機の発電燃料単価は増加しておりますが、ユニット間の順位に変動はなく、当初申請と同様の関係となっております。

運転中利用率につきましては、こちらの図でございますけれども、先ほど申しましたように石炭価格の上昇によりまして単価は上がっておりますけれども、順位に変動がないことから申請と同様の関係となっております。

スライド5をお願いいたします。前提計画となる需要想定、供給力が同様となっておりますことから、石炭価格が上昇したことによりまして、申請時と比較いたしまして燃料費は27億円の減額となっております。

購入電力料でございます。次のスライドでございます。これまで説明しましたとおり、購入料及び販売料にはほぼ変動がございません。現行織り込み量の織り込みの単価を置き換えた結果ですけれども、FIT購入電力量の減少によりまして、購入電力料は全体で28億円減少しております。また、販売電力料につきましては、購入電力料と合わせて直近実績までの採録期間を見直したことによりまして8億円の減額となっており、購入販売電力料全体では、原価は20億円の減額となります。

当社の購入電力料全体の単価は販売電力料の単価を上回っておりますけれども、市場取引のない当社の購入電力料においては、その約7割を占めている他社石炭からの購入単価が燃料費と同じ採録期間で再算定を行ったことによりまして、他の項目と比較して高い水準にあることに起因しております。ですから、括弧書きでございますけれども、他社火力を除いた購入電力料単価は、電力先物価格の水準に補正した単価を用いた再算定によりまして14.90円となっております。販売電力料の単価を下回っております。

次のスライドをお願いいたします。7スライドでございますけれども、規制料金の値上

げ率についてでございます。今回の原価算定による規制料金の平均改定率は40.9%になり、認可申請時の43.8%と比較して2.8ポイント減少いたしました。

また、主な契約メニューの従量電灯のモデル料金における値上げ影響は、現行と比較いたしまして3,245円、率にして36.7%となり、認可申請時と比較した場合は228円、率にして2.6ポイントの減少となっております。

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。

ということで各社に再算定を行っていただいたわけですが、概要は、このまとめの資料5ということですね。これの説明については特によろしいですか。——それでは、御参照いただくということで。

議題4の「需要想定・供給力について」、これについて事務局から御説明を頂きたいと思えます。よろしく願いいたします。

○池田取引監視課長 資料6を御覧ください。

2ページでございます。燃料費等の再算定に伴いまして供給力も、数字も動くということで、事務局でまとめさせていただいたものでございます。

3ページからの需要想定・供給力の位置付けですけど、7ページまでは従来御議論していただいていたところから特段の変更ございませんので、説明は割愛しまして、8ページ目でございます。これも基本的には35回の2月15日の会合の資料、ほぼそのとおりでございますが、上から4行目の北海道、東京で「経済産業大臣に届け出る見込みのもの」というふうに書かせていただいておりますけど、ここの北海道、東京については、料金認可申請時点における供給計画案と今回3月末に届出した供給計画とは、常時バックアップの契約の確定など差異が生じているというところでございます。

次に、10ページ目からが今般の補正を踏まえた主な変化でございますが、まず需要想定については、今回の再算定はあくまで燃料費と卸電力市場価格に対してのものでございますので、当初申請からの変更はございませんでした。一方、供給力のほうは、燃料価格等の変更によって諸元が差し替わるということで数字は変わりますが、供給力自体の考え方については、各社とも変更がないというところでございます。

下の囲みが供給力で変わった点でございますが、それは3点ございまして、第1には、火力発電の発電量が減少し、より安くなった卸電力市場からの調達に切り替わった。要は市場差し替えが発生したというのが全体的なトレンドであるということ。

2つ目は、卸電力市場の変動は買だけじゃなく売のほうでも変動があつて、それで売・買両方変わることによって、トータルでの供給力の数字もわずかながら変動が生じてくる事業者もあつたと。

第3の火力発電におけるメリットオーダーですけれども、ここも燃料単価が変化した、あるいは運転中利用率が変化したということもありまして、一部の発電所間ではメリットオーダーの順番が入れ替わるケースも局所的には起きているものの、全面的にひっくり返るといった意味での変更は生じていないということでございます。

11ページは、需給構造の変化を各社図示いただいたものを全体的な傾向としてまとめたものでございまして、12ページは各社の補正後の需要想定、13ページは補正前の需要想定、供給力をまとめさせていただいたものでございます。

14ページから16ページは、メリットオーダーの考え方と供給力の積み上げ想定の方法を解説させていただいたものでございまして、メリットオーダーの考え方についてはやや分かりにくい面もあることから、一般の方向けに参考として付けさせていただいたものでございます。

最後に17ページでございますが、各事業者の供給力の考え方の変更点でございますが、各社とも基本的には卸電力市場の売買量の変動とメリットオーダーによる焚き減らし等の火力の変動の2つでございまして、それ以外の変動は見られないという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した。

ということで、議題3と4について各電力会社と事務局から御説明いただきました。

それでは、以上について皆さんから御意見・御質問受けたいと思います。例によってTeamsの挙手機能で御発言御希望の方はお願いしたいと思いますが、どなたかいらっしゃいますでしょうか。

算定期間を変えたことによって全体的にどう動いたのかというのは資料6のところでも御説明いただいて、各社の電源構成とかそれによって変化、変わってくるということだというふうに思います。いかがでございましょう、どなたかいらっしゃいますか。大きく言うと、石炭の価格が逆に上がっているのでも、石炭火力の比率が大きいところ、具体的に言うと北陸ですけれども、ここは原価が膨らむというような影響が出てくる、こういうことになりますね。どなたかいらっしゃいますか。

松村委員、どうぞ御発言ください。

○松村委員 松村です。まず、資料5に関してお願いがあります。今回の再算定結果として各社の値上げ率が変わった一覧のところ、燃料費調整制度の上限がなかったときの値上げ率とその差を再掲していただけないかというお願いです。なぜこんなことをお願いしているのかというと、燃料費調整制度の上限がなかったときの価格も、燃料単価が変われば変わるはず。そうすると、最終的な仕上りの料金が下がったとして、それが燃料費基準価格低下の効果だとすると、上限がなかったときの料金も同じように下がっていることになり、結果として、そこからの乖離は本来変わらないはず。でも、実際にはその効果だけではないので変わっていることがあると思います。それがいわば真水の部分。今回の再申請によるいわば真水の料金低下部分がどれぐらいあるのかが分かるようになると思います。

例えば北陸。これは余計なこととして上がったという点に関しては、本当に上がったのか。あるいは燃調の上限がなかったときとの比較で見ると変わらないという格好になるのか。あるいはむしろ値上げ率は抑制されたという格好になっているのか、逆なのかということがより分かりやすくなると思います。さらに私たちがもともと中立だと主張していたこと、もちろん中立でない要素があるということも正しく説明していたわけですが、その要素はどれぐらいの大きさだったのかがよく分かるようになる。したがって、私たちはこれをやるべきだったというようなことがよく分かると思います。その点、並べて見せていただければ、ということをお願いいたします。

資料6に関してです。資料6に関して、まず、今さら言うのはとても変な気がするんですが、「供給力」という言葉の使い方が正しいのか。もっと早く言うべきだったような気がするんですが、供給量を議論しているような気がして、ちょっと「供給力」という言葉の使い方が若干ミスリーディングかもしれないということを心配しています。

つまり燃料費の想定が変わる、あるいは市場の需給の想定が変わると供給力が変わるというふうに言われると、スポットマーケットの需要の水準、価格の水準が全体的に下がるということがあるともうペイしなくなるので、火力発電所を畳むとかというようなことを考えているのかというふうに誤認されかねないと思うんですが、これが影響を与えているというのは、実際のコマごとの供給量が変わることなんだと思います。「需要想定」という言葉の使い方はこれでミスリーディングでないと思いますが、供給力という使い方がこの文脈で正しいのかということは、少し考える必要があると思いました。特に今回の

ように再算定で供給力が変わると言われると、何か一瞬ギョっとしてしまう。

次に、もう少し実質の話なんですけど、資料6で言うべきでなく、もっと後に言うべきだと思うんですけども、今回新たにスポットマーケットと供給力というのをを使って、どれぐらい供給するのかというマッチングをしていただいた、やり直していただいたのはとてもありがたいのですが、査定をする段階でこれがちゃんとされているのかどうかということとは、どこかのタイミングで必ず説明してください。

以前から繰り返し言っていることと同じことを、繰り返してもう一度発言します。他社から長期契約で購入しているのは今さら変えられないということなので、当然その契約によって織り込むということだし、自社供給力も限界費用というのを想定しながら織り込む。そのときに、他社から購入しているものもかなりの部分は豆腐型で買っているのではなく、一定の変動というか買手のほうが引取量のある程度変えられることになっていて、基本料金と従量料金という格好になっていると思います。そうだとすると、当然このマッチングの対象になるはずですよ。従量料金が市場料金を下回っているときには、当然引き取って売るということも含めて考えるだろうし、逆ならば、契約の下限まで抑えるはずですよ。

それよりももっと重要なのは相対契約で売っているというほうです。相対契約で売っているというほうもちゃんとこのマッチングの結果に近くなるはず。特にこれからの契約に関してですが、これからの契約の予想に関しては、スポットマーケットで売るよりももっと安い値段で売られるわけじゃないので、あるいは買手のほうだって、スポットマーケットから著しく低い価格で買えることは通常ないはずなので、当然外に売らなかったとしたらどれぐらいの収益が上がるのかというのと比べて売値が決まるはず。それで今回の申請で合理的な、つまり相対価格での売却価格も合理的に織り込まれているということを今回のマッチングの手法を使って監視等委員会のほうでもきちんと検証していただき、出てきた原価が、控除収益がそのようなマッチングをしたというときよりも低くなっているか同じになっているということを必ず確認してください。やるときに、まかり間違ってもスポットの平均価格と相対契約の平均価格を比べて、相対契約の平均価格のほうが高いから大丈夫などといういいかげんな査定ではなく、コマごとに展開してやってください。

スポットマーケットでほぼゼロ円ついている局面では、基本的に引取量をコントロールできる契約だとすると、ほぼ引き取らないことになり、相対契約でも引き取らないということになり、その結果として、実際に購入している時間帯は、そういう価格のついていな

い時間帯でない部分が多くを占めることになり、その結果として相対契約の平均価格は当然に高くなると思います。そのようなゼロ円のところも含めた平均価格と比べて高くなることを確認しても何の意味もないので、この点については、きちんとこの手法を使って査定してください。もっと後でコメントすべきだったのですが、マッチングということが出てきたのでここで発言させていただきました。

以上です。

○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。

今回はこの計算結果が出たということで、また議論の機会もあるかと思しますので、また委員に精査していただくということになるかもしれませんが、事務局からコメントございますか。

○池田取引監視課長　今の御指摘を踏まえまして、燃調上限がなかったときの値上げ率とその差を再計算するということも検討していきたいと思います。

あと、供給力か供給量か、そこの言葉の整理というのもしっかりと行っていきたいというふうに考えております。特に相対で売っている局面等々について、マッチング手法を使って査定する段階で検証を行うと。マッチングよりも低くなっているか同じになっているか確認をという点については、今後どういうことができるかということを引き続き検討していきたいというふうに思います。

○山内座長　ありがとうございました。供給力の供給量のところは、私もそう思いますのでぜひ。キャパシティーとボリュームの問題ですね。

それでは、今、御意見いただきましたところもありますし、また皆さんにもいろいろ御検討いただくということにして、次回以降に改めて議論ということにさせていただいて、今御注文も出ましたので、事務局、御準備よろしく願いいたします。

それでは、次の議題は燃料費であります。これは順番的には事務局からまず御説明いただいて、それから事業者さん、北海道、東北、北陸、中国、四国、沖縄という順で御説明いただくということで、その後に全体の質疑の時間とさせていただきます。

では、まずは事務局から御説明をお願いいたします。

○東取引制度企画室長　事務局の東でございます。資料7に基づいて御説明させていただきます。

まず2ページ目、本日、御議論いただきたい点ということでございまして、北海道電力

から前回、御議論いただいた後に申請があったということで、北電も含めて更に再算定を行った結果を踏まえて、改めて燃料費について御議論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、4 ページ目は前回の御指摘ですので、ここでは割愛させていただきます。

6 ページ目をお願いします。6 ページ目、委員からの御指摘事項で、前回の御指摘で、現行の燃調制度では調達コストの削減インセンティブが不十分なんじゃないかという御指摘がありまして、制度自体も考えたほうがいいんじゃないかという御指摘がございました。この点ですが、現行の制度も全日本平均を採っているという意味で、全日本平均を下回って調達するインセンティブというのは働いているだろうというのが1点でございます。

2点目として、料金審査ということに関して申し上げれば、燃料費について個別に可能な限り効率化努力を評価すると審査要領で書かれておりまして、燃調に基づく調達インセンティブということに加えて、さらに、どうした効率化努力を求めていくというのがあるのかないのかというのを、まさに本日も御議論いただきたいと思っております。また、制度そのものにつきましては、今回はあくまで現行制度に基づいて御議論いただきたいということを考えてございます。

一方、7 ページ目以降で、再算定後の結果を踏まえて改めて燃料費の概観と各燃種ごとの論点について書いてございます。7 ページ目はまず全体像でございまして、先ほど各社から細かい御説明ありましたが、大きく言うと燃料構成が大きく変わっているわけではないということでありまして、全体としては石炭が多い会社が多いということですね。5割から8割近く石炭が占めていて、次いでガスと。石油以下は比較的限定的と、こうした構造となっております。

10 ページ目をお願いします。10 ページ目以降、石炭から順に御説明しますが、まず石炭の再算定結果ということで、これも先ほど御説明ありましたが、若干会社によって石炭の数量が減っているということでもあります。

11 ページ目をお願いします。各社がどういう形で価格を織り込んでいるかというところでございます。考え方は、基本的に当初の申請時の考え方から変わっていないというふうに認識しております。具体的には、ベースになる価格として全日通関統計価格であったり、あるいはそれより自社が低い場合に、自社の低い数字を織り込んでいる会社もありますが、そういったものをベースに幾つかの補正をすると。調達国比率ですとか、とりわけその中でロシア産の比率、さらには品位、カロリーが高い石炭、低い石炭、会社によっては輸送

に係るコストということで、いろいろな補正をした上で申請を行っているという形になってございます。

12ページ目、13ページ目に今申し上げた点を詳細に文字で書いておりますが、御説明は時間もありますので割愛させていただきます。

14ページ目に、北海道電力につきましては国内炭の調達というのも行っていますので、そのことについて書いてございます。目下では海外炭よりもむしろ国内炭のほうが安いということになっておりまして、契約価格等々に基づいて織り込んでいるということでございます。

15ページ目でございます。これは前回委員から御指摘もありましたが、各社の石炭調達を発生熱量ベースで、カロリーベースで比較するとどうなるのかということでありまして、お示ししているように事業者によって、これはkcal当たりの価格を比較したものでちょっと 10^{-3} ということで単位が小さいんですけども、各社によってこういった形で違いが出てきているということでございます。

これを踏まえて、16ページ目以降に石炭に関する論点というのを書いています。16ページ目ですが、まず大きな論点として、過去の審査においては重量当たりの費用というのに基づいて審査を行ってきたところでありまして。今回の申請においても、各社は重量当たりの費用というのに、先ほど申し上げたような各種の補正を行って原価に織り込んでいるところでありまして。言うなればこうした各要素、調達国比率ですとか品位とかというのを所与のものと捉えて補正を織り込んでいるということだと思っておりますが、一方で、例えば調達国比率というのは調達国の多様化に向けた取組、あるいは品位については、多様な品位の石炭の受入れに向けた取組など、各社における効率化努力の結果として表れていると評価することもできるのではないかと考えてございます。

そう考えると、前回委員会で御質問もありましたが、発生熱量当たりの調達単価を見るということも審査の仕方として考えられるのではないかと書いていまして、まず大きな論点として、下から2つ目のポツに書いていますが、重量当たりで見るといいのか、発生熱量当たりで見るといいのか、どちらで審査していくのがより適切なのかというのを御議論いただければと思っております。

また、最後の点ですが、いずれにしても、これ前回も提示させていただきましたが、電気事業者の取組状況を踏まえて効率化努力を求めるという観点から、横での比較を通じた査定というのを行うこととしてはどうかと考えてございます。については、電事法に基づく

報告徴収を行うこととして各社のデータも把握することとしてはどうかということを書かせていただいております。

17ページ目以降、そういう意味で今の重量当たりで見るか、カロリー当たりで見るかで大きく論点が分かれますが、17ページ目、従来どおり仮に重量当たりで見るとすると、国別単価についてそれぞれ横で比較をする。調達国比率について横で見る。さらにはロシア炭の代替についても個別に考える必要がありますが、前回、委員から御指摘いただいたとおり、全日本平均との差分までは一定織り込むことを認めるという考え方があるんじゃないかということを書いてございます。

19ページ目をお願いします。引き続き重量当たりで見るとした場合の論点として、品位の補正の仕方。特にここも調達国、そういった低品位炭の受け入れの拡大という観点から、横比較をするということがあるんじゃないかということ。それから船の日数の違いについては、前回、委員からの御指摘で、認める必要はないのではないかという御指摘がありましたので、それを踏まえて書かせていただいております。

21ページ目をお願いします。今度大きな最初の論点で、仮に熱量当たりで審査をするのだということだとすると、単純に横比較をするという中で一定の効率化を求めるということを考えてはどうかということを書いております。国内炭につきましては、契約に基づいた適切な値になっているかという点を確認すればいいかと思っております。

以上が石炭の論点でありまして、22ページ目以降、LNGについて書いております。22ページ目の需要の変化、ほとんど変化ないということでもあります。

23ページをお願いします。こちらにも以前に一度お示しした、大きな考え方は各社で変わってないと認識してしまして、大きく中長期契約とスポット契約と分けた上で、中長期契約のうちフォーミュラが合意済みのものとそうでないもの、価格体系が決まっているものとこれから更改なり新規契約なりを迎えるものという3つのジャンルに分けた上で、それぞれを入れ込んでいる会社もいれば、全部ひっくるめて全日本通関統計の数字で入れている会社もいるということになってございます。

24ページ目につきましては、それを文字化しておりますが、ここでは割愛させていただきます。

25ページ目以降、論点を書いております。25ページ目をお願いします。論点として、まず大きな見方として、先ほど申し上げような3類型に分けて審査を行うべきではないかということを書いてあります。これは契約の性質も大きく異なりますし、足元で採録期間11～

1月としても、依然としてスポット価格のほうが高くて有意な価格差があるということで、別物と捉えて審査していただいたほうがいいのではないかと書くておきます。

26ページ目ですが、その上でそれぞれについて書いていまして、まず一番上の合意済みものについては、価格については契約どおりになっているかということかなど。数量につきましては、柔軟性のあるような契約については、そういった柔軟性、つまり契約に基づいて少し上方に長期契約の取る量を増やせるとかいうものについては、そういったものも織り込んで審査をすべきじゃないかということを書いています。

真ん中のまだ価格が決まってないものについては、今後まだ効率化の余地があるという観点で、他事業者との比較を通じて査定を行うということ。それから、同様にこれも報告徴収を行う、バックデータを取るという意味で報告徴収してはどうかということを書いています。こちらも同じように数量に弾力性のあるような契約が見込まれるのであれば、そこは反映すべきではないかということでございます。

最後にスポット契約については、これは過去の査定と同様に全社の平均値を取ることとしてはどうかということを書いておきまして、ここについても報告徴収を行ってデータを確認する必要があるかというふうに考えております。

以上がLNGでございます。

あとは28ページ目に重油について書いていまして、重油につきましては、基本的にいわゆる大口の需要家と大手の元売が交渉を行う、チャンピオン交渉というのに基づく価格に従って基本的に契約が結ばれているということでありまして、重油のスペックに応じた価格設定がおかしなことになってないかという点を確認していけばいいのかなということを書いておきます。それは29ページ目に書いてございます。特に硫黄含有率に従って価格のばらつきが出るということなんですけれども、それが適切に反映されているかということでございます。

30ページ目、31ページ目、核燃料費と新エネ等燃料費と書いていますが、ここにつきましては特に前回から大きな変更はないので割愛させていただきます。

事務局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す。

それでは、各社にお願いしたいと思います。まずは北海道電力・上野様、お願いいたします。

○上野オブザーバー　北海道電力の上野でございます。それでは、資料7-1で燃料費

について御説明させていただきます。第38回会合での御議論を踏まえまして、燃料費等の採録期間を変更し再算定しておりますので、再算定結果に基づき御説明させていただきます。

まず、スライド1を御覧ください。今回原価織り込みの概要についてでございます。今回原価における燃料費につきましては、ウクライナ情勢に伴う燃料価格の上昇などにより厳しい調達環境にあっても、競争力のある価格水準で燃料調達を行う計画としております。

各燃種の織り込み内容について御説明いたします。まず国内炭につきましては、現状では経済性に優れる電源であるため、長期契約に基づき最大限活用する計画といたしまして、燃料費抑制に努めております。海外炭については、各国別の全日本通関価格を自社の国別調達数量にて加重平均して算定しておりますが、ロシアからの調達分につきましては、品位の類似性、経済性等を勘案し、相対的に安価な北米等から代替する前提としてございます。

スライド2を御覧ください。LNGについては、スポット市況の影響を直接受けない全日本通関価格に連動する長期契約による織り込みとしておりまして、競争力のある価格水準となっております。

重油については、ボリュームの確保は難しい状況にありますが、当社内航船2隻をフル活用することなどによりまして、経済性に優れる知内発電所2号機向けの数量を最大限織り込んでおります。

スライド3から7までは川合委員からの御質問への御回答でございます。まず、中長期的な調達計画についてでございます。燃料調達及び電源運用を取り巻く環境については、不確実性が一層高まる状況にございますが、当社の燃料調達については安定性、経済性、柔軟性、これらの最適化を追求しております。

具体的には、図に記載のとおり、安定性については長期契約による調達を中心に所要量を確保してまいります。次に経済性については、各燃種ごとに記載のとおり、調達価格の低減に向けた取組を継続してまいります。最後に柔軟性につきましては、メリットオーダーの変化への対応や泊発電所再稼働後の電源運用の変化を見据え、数量変更オプションなどの調達量の柔軟性確保についても取り組んでまいります。

スライド4を御覧ください。燃料費高騰における為替要因などの影響の割合については、記載のとおりでございます。

スライド5を御覧ください。燃料調達コストに占める物流費についてでございます。海

外炭及び重油については、物流コストは全体の1割に満たない程度となっております。
LNGについては本船持ち込み渡しとしており、資源価格と物流コストを区分せず、合計価格での契約を行っております。

スライド6を御覧ください。発電所ごとの港湾側の制約と効率化についてでございます。苫東厚真発電所では、専用の荷役設備で24時間体制で作業を行うことにより、スムーズな荷役を可能としております。石狩湾新港発電所では、受入れリードタイムを短縮し、売主に対しまして30日前までの船舶変更オプションを提供することで価格交渉力を高めております。知内発電所では、重負荷期である冬季の海洋条件が厳しく、燃料受入れ作業が難航する傾向にあるため、専用内航船を確保しまして、重負荷期の前までに最大限の在庫を積み上げる運用を行っております。

スライド7を御覧ください。スポット取引がインデックスに与える影響についてでございます。グローバルコール社が公表しております石炭スポット価格については、同社が開設する電子取引市場での取引に参加した場合には、価格形成に影響を与えるものと認識しております。また、プラッツ社が公表するJKMなどのスポット価格については、プラッツ社の市場アセスメントに基づき公表されるものと承知してございまして、その価格形成の具体的な方法については承知してございません。

スライド8を御覧ください。第34回会合で山内座長から頂いておりました国内炭の御質問に関する回答でございます。当社は半世紀以上にわたり国内炭を活用してまいりましたが、設備の経年化が進行していることなどによりまして、2026年度末に国内炭火力発電所を廃止することとしてございまして、それに伴い国内炭の取引を終了する計画としております。そのため、国内炭事業者は段階的に採掘・運用体制を縮小しており、調達量の拡大は難しい状況でございます。

最後に、スライド9を御覧ください。燃料費における当社の効率化の概要でございます。今回の原価においては、前回料金改定以降に新たに取り組んだ効率化に加えまして、今後のさらなる経営効率化の深掘りとして、海外炭における低品位炭の調達拡大ですとか、LNGにおける安定的な長期契約の拡大などを進め、燃料費の一層の低減に努めてまいります。

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。

続いて、東北電力株式会社・寺崎様、お願いいたします。

○寺崎オブザーバー 東北電力燃料部の寺崎でございます。それでは、川合委員の御質問に対して御回答させていただきます。

資料7-2、1スライド目を御覧ください。当社の燃料調達コストにおける物流費に関する御質問でございますけれども、当社の場合、輸入LNGのほとんどは売主が発電所まで持ち届けるDES条件でございます。石炭についても、当社で輸送船を手配して購入するFOB条件で調達しております。FOB調達の場合、燃料価格に占める運賃の割合はおおむね2%から10%となっております。

次のスライドをお願いいたします。港湾の制約についてでございますが、当社では、同一の燃料種別において発電所間で受け入れ可能な船型に大きな違いはないことから、船舶サイズによるコスト影響は基本的にはございません。

次のスライドをお願いいたします。石炭スポット価格に関する御質問については、他社が実際にどのような契約や価格体系にあるか分かりかねるため、回答が難しいところですが、当社としてはオーストラリア以外の国々からの調達や低品位炭を増やすなど、調達コストを多様化することによって豪州炭依存を減らし、間接的に豪州炭スポット価格に影響を与えられるのではないかと考えてございます。

当社から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、続いて、北陸電力・平田様、お願いいたします。

○平田オブザーバー 北陸電力・平田です。川合委員からの御質問に関しまして、資料7-3で御説明いたします。

まず、2ページ目御覧ください。燃料調達コストの分解及び備船料の管理状況について御説明します。リード文の1ポツ目ですが、弊社の燃料売買契約において、LNG及び重油は発電所までの持ち届け契約であり、品代、備船料、保険に関する契約は一括して売主と契約を行っております。

2ポツ目、一方、石炭はこれらを個別に契約しております。実績におきましては、石炭CIF価格に占める品代の割合は95%、備船料、保険は5%程度となっております。

3ポツ目、弊社の備船契約におきまして、1年以上の期間契約及びスポット備船を組み合わせた契約ポートフォリオとしており、今後も安定調達と変動対応の両立を図ってまいります。

続いて、3ページ目御覧ください。船のサイズに制約がある場合のコスト削減について

御説明いたします。リード文の1ポツ目ですが、入港時の喫水制限等により、弊社の敦賀、七尾大田、富山新港石炭火力のサイトにおきましてはケーブサイズの入港はできないことから、パナマックスを基本的な受入れ船型としております。

2ポツ目、一方、一般的なパナマックスに比べて、より多くの積載が可能な幅広船を活用することで、2021年度の実績では、現行原価対比で年間3.5億円の輸送費用低減を図っております。

最後に、石炭スポット価格形成に対する日本電力の影響度につきまして、4ページ目を御覧ください。リード文の1ポツ目ですが、川合委員の御認識のとおり、グローバルコールなどのスポット指標価格が基準となり、スポット価格だけでなく当社の長期契約価格にも反映されております。

2ポツ目、スポット価格はスクリーン実取引等に基づきインデックスが決定されるため、実際のスクリーン取引に加わらない限り価格形成に参加できないのが実態であります。なお、弊社はスクリーン取引の対象となる標準的な石炭よりも単位熱量の高い石炭を多く使用しているため、スクリーン取引には参加しておりません。

御質問に対する御説明は以上でございますが、先ほど事務局から御説明になりました資料7の15ページ目を開いていただきたいんですが、手短かに意見を述べさせていただきます。こちらにつきましては、昨年の11月から今年の1月までの3か月間の発生熱量当たりのC I F単価の各社比較ということでございますが、実際、受け入れる月によりましてこの熱量当たりの単価も大きく増減いたします。この3か月というのは、比較の期間としてはそういう意味で短いというふうに考えますし、そもそも圓尾委員の御意見としては、原価の申請調達単価をカロリーベースで比較すると各社幾らになるんだという御質問でございましたので、ぜひ申請原価ベースのカロリーのC I F価格という比較についても行っていただきたいというふうに希望いたします。

私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、続いて、中国電力の小寺様から御説明お願いいたします。

○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、私のほうから資料7-4に基づきまして、これまでに委員の先生から頂きました燃料費関係の御説明に対する回答をさせていただきます。

まずは1ページをお願いいたします。当社の燃料調達におきまして、自社で外航配船を

行っているのは石炭のみであるため、石炭のみ、燃料の品代と外航輸送費を分けて管理しております。当社は、三隅と新小野田の2地点に石炭火力を有しておりますが、日本海側に位置する三隅につきましては外航船が着棧できる一方で、瀬戸内海側に位置する新小野田は、喫水制限により外航船が着棧できないという制約がございます。このため、一次受入基地でありますコールセンターで石炭を荷揚げし、内航船で二次輸送をすることで石炭を調達しております。

次のページをお願いいたします。当社は、一般的なパナマックス船よりも積載量の多い大型船を取り入れることなどにより、海上物流費の低減に取り組んでおります。

次のページをお願いいたします。燃料スポット価格インデックスの算定過程におきましては、実額での取引価格だけではなくて、その他の要素も参照されていると承知しております。当社は、あらゆる市場の局面においても競争力のある燃料調達ができるよう、受入品位の拡大や契約先の多様化・分散化による選択肢拡大に取り組み、売主に対する交渉力の向上を図っております。

私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す。

続いて、四国電力・宮本様、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、川合委員から頂いた質問への当社回答を御説明いたします。

資料7-5の1ページ目を御覧ください。当社の燃料調達コストを資源価格と備船料に分解すると、石炭については全量FOB契約となるため、当社にて外航輸送契約を締結しておりますが、LNG及び重油については持ち届け渡しの契約となっており、輸送代込みの価格で調達しております。石炭の備船料の実績は、至近3か年の実績平均で1割程度となっております。石炭代が安い時期の価格も含めておりますので若干高めとなっておりますが、昨年11月から1月で算定すると約4%程度でございます。

また、石炭の輸送契約につきましては、資料右にございます円グラフのとおり、大型石炭専用船を軸とした長期契約を中心に、中期契約や短期・スポット契約を適切に組み合わせ、安定性と経済性の両立を図っております。

続いて、2ページ目を御覧ください。当社の石炭火力は、外洋に面した橘湾と瀬戸内海にある西条の2か所を有しておりますが、石炭外航輸送においては、ケープサイズの大型専用船1隻を活用しており、満船で入港できるコールセンターで一部を荷揚げした後、橘

湾発電所で残りを荷揚げする2港揚げオペレーションを行っております。西条・橘湾の両発電所とも、ケープサイズ船とケープサイズ以外の船の両方で受入れしていることから、外航輸送コストに大きな差は見込んでおりませんが、西条発電所については、瀬戸内のコールセンターを経由して内航船で受け入れており、中継基地や内航輸送に係る経費が別途必要となっております。

なお、最後に3番のスポット価格形成に対する影響度合いにつきましては、当社は現時点ではグローバルコールやプラッツを介した実取引には参加していないということでございます。

弊社からの説明は以上であります。

○山内座長 ありがとうございます。

それでは、最後ですけれども、沖縄電力・上間様、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、弊社からの回答でございます。資料7-6に基づいて御回答させていただきます。

まず、2スライド目でございますけれども、1点目の燃料調達コストの分解でございますが、当社が船舶を手配している石炭調達において、直近6年間の調達実績、資源価格と海上物流費に分解しますと、資源価格が約9割、海上物流費が約1割となります。2022年度につきましては、石炭価格の高騰によりまして海上物流費の割合が減少してございます。

また、傭船マーケットの変動の影響を受けにくい石炭専用船を導入することにより、安定調達及び輸送費の効率化に努めております。

下のほうにありますけれども、燃料費及びLNGにつきましては、全量を当社への持ち届け価格での調達としていることから、一体の価格となっております。

スライド3をお願いいたします。2点目の港湾側の制約による発電所ごとの輸送コストにつきましては、当社は外航船を発電所へ直接着棧して石炭の受入れを行っており、最大で9万トン積みの船型が着棧可能となっております。

また、具志川、金武両発電所とも同様の港湾施設仕様となっていることから、発電所ごとの輸送コストは同水準となります。

なお、石炭専用船を用いることで調達安定性を高めており、また発電所間での2港揚げを行うことで、連続満船航海で運用しております。

スライド4をお願いいたします。3点目の石炭スポット価格の形成への影響度につきましては、当社はインデックス準拠の相対取引のみを行っていることから、スポット価格の

形成に直接的な影響は与えておりません。

説明は以上となります。

○山内座長 ありがとうございます。

以上で議題5に関する説明は終了ということでございますので、これから質疑に移りたいと思います。Teamsの挙手機能で御発言の意思表示をお願いしたいと思います。

川合委員、どうぞ御発言ください。

○川合委員 各社の皆様、ありがとうございました。非常によく分かりました。

それで、船のサイズについてですけれども、各社ごとに皆様、パナマックスサイズの船が大体主要なのだという事はよく分かりましたし、喫水の問題があってもなかなかそのままの形で海外からは持っていけない発電所も結構あるのだなということも分かりました。

今、燃調の問題との関係で、石炭の価格変動をどう見るのかということとの関係では、船のサイズの違いというのが、要するに発電所に1回の船でそこに陸揚げできる石炭の量だとか、どういうサイズの船で持ってこられるかが、どのぐらいコストに差を生じさせるのか気になっていました。それを港の規模だとか喫水線（岸壁の水深）の問題とか、そういうことが理由になって差があるのを無視して横並びで評価するのは若干難しいところも本当はあるのではないかとは思いますが、大きな差がないということですので、それはそれで結構だと思っています。

2番目の話なのですけれども、インデックスの話。皆様の御説明いただいたことに、私は必ずしも納得できてないところが一部あります。というのは、今プラッツの価格とかグローバルコール、そういうところの話が出てきたと思いますけれども、こうしたインデックス価格を形成するのはあくまでもスポットの実取引なのです。しかし、各社とも、そこで殆ど実取引はやられていないとおっしゃるわけですし、恐らく実取引をされている会社は少ないのだらうと思います。他方で、そこで形成された価格に準拠した長期契約を結んでいらっしゃるというのが非常に多いわけです。要するに、他人が作った価格、他人が作った指標、インデックスに基づいて、石炭の購入価格が決まって、それで買っているというわけなのでね。そうすると、自分は価格形成に関与していないのにそれに準拠した価格で買っているということをおっしゃっているように思っています。

本当は、そういう価格形成に積極的に何らかの形で関与して、自分自身も、これはおかしい価格だったらおかしい価格だという交渉に入っていくことがあってもいいのではないかと思うのですけれども、そこら辺はなぜ難しいのかということをお感じしております。実

際にプラッツの人と、私個人も別の機会にこの石炭関係で話したことがあるんですけども、彼らも、日本の需要家の人たちはあまり積極的にこういう話には参加しないし、情報提供もされないという話をされていたのを記憶しています。

しかも、ここのプラッツなどに情報を提供している人たちというのは、売主（石炭生産者）、買主のほかにトレーダーという人たちがいて、トレーダーというのは、実は同時に生産者だったりもします。例えば典型的なのはグレンコアというような会社ですけども、自社の石炭を市場で売るだけではなく、市場で高く売ったり安く買ったりいろいろなことをしてスポット価格形成にいろいろと関与してくるわけですが、価格形成に電力会社のような本当のユーザーが絡んでないとなると、価格が操作されてしまうのではないかという気がしてしょうがありません。その辺もマーケット形成の在り方、その結果として石炭が高くなり過ぎているのではないか、そこら辺は各社が努力していただくことを考えたほうがいいかなというふうには思っています。

今回の問題との関係、今回、料金査定の関係では結構だと思いますけれども、石炭の価格の在り方、これはエネ庁さんのほうの石炭研究会などで確か検討もされていたと思いますけれども、最近の石炭の値段の高騰や変動を見ていると、現在のスポット価格がどうやって形成され、それに日本企業がほとんど関与せず、逆にそれに準拠した価格で買わされているという、この現状を何とかしなくいてはならないのではないかというふうに思っている次第です。

以上です。ありがとうございました。

○山内座長　　ありがとうございます。

もしも事業者の方から何かコメントあれば、後ほどまとめてお願いしたいと思います。

次は平瀬委員、どうぞ御発言ください。

○平瀬委員　　私からは、石炭ではなくて重油のほうの話になるんですけども、平均硫黄含有率の横並び比較と申請調達単価の比較のページがあったと思うんですけども、硫黄の含有率ということと比較するのであれば、脱硫に係るコストがどれぐらいのパーセンテージで影響してくるのかということも、もう少し詳細に教えていただけたらと思います。

炭素のほうは、カーボンニュートラルと呼ばれるカーボンそのものですから耳にすることが多いですけども、硫黄分というのは、環境汚染ですね、酸性雨とかに関わってくる問題で、カーボンニュートラルの地球温暖化と同じくらい重要な問題で、各国で厳しい規制が進んでいる中でも、どういう重油を用いてエネルギーを生むかというところでコスト

にどれぐらい関係してくるかというところは、もう少し各社さんのアピールとかあってもいいのではないかと思いますので、どういう取組をされているのかを、事務局を通してで結構ですので、また情報を頂けたらと思います。

以上です。

○山内座長　ありがとうございます。そういった御要望についても、後ほどまた事務局の御対応ということになります。

ほかに御発言いらっしゃいますか。よろしいですか。

先ほどの川合委員からの御発言について、事業者の方、何かコメントあればあれですけど、ありますか。

それでは、事務局から全体を通じてコメントいただけますか。

○東取引制度企画室長　ありがとうございます。川合委員から御指摘いただいた点につきましては、資源エネルギー庁にも問題意識を伝えたいと思いますし、必ずしも料金査定だけの話ではなかったと思いますが、対処いたします。関係者に知らせたいと思います。

平瀬委員御指摘の点につきましては、改めて各社の取組を確認した上でお示ししたいと思っています。

北陸電力さんから御指摘のあったカロリーの比較が短いという点につきましては、一義的には燃料費調整の基準月ということで確認をしているということでもあります。加えて申請原価ベースでの比較もということなんですけれども、申請原価ベースになりますと各社とも全日本平均の数字で価格を入れているので、必ずしも実体的にどれぐらいの差が出てきているというのが見えにくいかなと思って、こうした過去の実績値、しかもあまり動かない過去の実績値。そういう意味で過去の実績値、燃調の基準になる期間を取って算定したということでございます。

事務局からは以上です。

○山内座長　ありがとうございます。

それでは、これもまた議論させていただきますので、御準備よろしく願いいたします。

議題6、購入・販売電力料であります。これは事務局からの御説明の後に北海道、東京から御説明いただいて、そして議論ということにさせていただきます。それでは、資料8の御説明、よろしく願いいたします。

○東取引制度企画室長　事務局の東でございます。引き続き、資料8に基づいて購入・販売電力料について御説明させていただきます。

2 ページ目をお願いします。4 ポツに書いていますが、今回、主に相対の購入・販売を中心に、取引所と F I T のところも含めて御議論いただきたいと思っています。今御紹介ありましたけれども、前回御議論いただいた後に北電、東電 E P からの申請もございましたので、そこも含めて以後、確認、御議論いただければと思っております。

4 ページ目をお願いします。少し前になってしまいますが、前回、購入・販売電力料を御議論いただいたときに委員からあった御指摘で、個々に数字が違うので見ていくことも大事なんだけれども、そもそも全体的な考え方でどうなっているんですかという御指摘でありまして、御回答案としていますが、事務局としての考えを以下に書いています。過去の料金審査を見ますと、これは必ずしもこの費目に限らないんですが、数量については供給計画に基づく各社の見積りというのがベースになっていると。価格については、基本的に市場価格のあるものは市場価格でしたり、実績値のあるものは実績値を使っています、それはデータの適正性、根拠をちゃんと、客観的な数字を確認できるという意味で使われているんだろうと思っております。

一方で、個別事業に基づいて一定の補正を行う。先ほど燃料費で補正の議論もありましたが、そういったことを別に否定はされていない、合理的な理由があればそこから補正もあり得ると。その上で、最大限の効率化努力を求めるということで他社との比較ですとか一定の効率化係数を置いた査定を行っていることもありまして、加えて、原則として増査定は行わないと。

こんなような考え方ではないかと思っております、いずれにしても、最終的に個々に御確認いただく必要はあると思うんですけれども、今回の審査に当たっても、基本的にはこういったような考え方を頭に置きながら御議論いただくといいのではないかと事務局としては考えてございます。

次のページをお願いします。同じく委員から、いろいろな数字が各社によって違うケースにおいてどこまでそろえて、どこからそろえなくていいのか、これも何か判断基準がないのかという御指摘がございました。この点もなかなか、最後は個々になるとなるんだと思うんですけれども、考え方として、まず省令ですとか審査要領というのが審査の大原則ですので、具体的な査定方法がある費目については、それに従って統一的にと。典型的にはメルクマール査定のようなものはそういうことなんだろうと思います。

他方で、実際、全費目まで個々に詳細に書かれているわけでもないもので、そこについては過去の査定方針なども踏まえながら御議論いただくのかなというふうに思っております。

基本的には以下のとおりとしていますが、ちょっと重複しますけれども、数量については供給計画というのがベースになりますので、基本的に事業者によって異なり得るというか、むしろ異なるものだというふうに思っております。

価格については、やはり同じですが、市場価格があるものは原則として市場価格と。スポット市場価格、前回御議論いただいたようなのが典型的かなと思っております。あと制度的なものについては、やはり制度に基づく考え方を統一するんだらうということで、例えば容量市場、非化石市場を御議論いただきましたが、こういったものは各社そろえるんだらうと。

あとは同じような話ですが、個々の事情で違う場合というのはもちろんずれることもあり得るということと、あと最後、下から2番目に書いていますが、一定の合理性のある算定が行われている場合は、必ずしもより精緻な算定を行っている事業者全員がそろえないといけないというものでもないんじゃないかと思っております。これ、今日FITの辺とかでも併せて御議論いただければと思いますが、全部が全部一番細かい計算している人にそろえなければならないということでもないんじゃないかなと思います。同様に、原則として増査定は行わない、こういった考え方かと思っております。

6ページ目以降、6、7、8、9と各社の購入・販売電力料の再算定後の補正後の変化をお示ししていますが、各事業者から御説明ありましたので、こちらは割愛させていただきます。

10ページ目お願いします。その再算定を踏まえた後の各社の購入電力料・販売電力料、これはあくまで平均単価で見えておりますが、各社の数字がどんなふうに出てきているかというのをお示ししております。ここで、まずトータルでといいますか総平均で見たときに、購入電力料と販売電力料の関係をみると、沖縄電力においては購入電力料の平均単価のほうが販売電力料の平均単価よりも高くなっている。更に分解してみますと、相対の買取りのところが価格が高くなっているということでございます。

11ページ目お願いします。最初の論点ですが、平均単価で見るとそういうことが起きている。その点、先ほど松村委員からも御指摘がありましたけど、実際には負荷パターンといいますか、コマ別に見てみると必ずしも平均だけでは分からないかもしれませんが、負荷パターンの違いも考慮した上で、それでもなお買うほうが高く売るのが安いということが起きているのであれば、その分の控除収益というのはしっかり織り込むと。差額というのは原価への算入を認めないということとなるのではないかということ論点とし

て書いております。

次に、12ページ目をお願いします。論点2つ目で、今は全体のバランスを見たときにと
いう論点でしたが、今度は個別のところで行きますと、相対購入についてです。他社から
買ってくる電力料について効率化努力というのをどう織り込むかという論点でございまし
て、2つに分けて書いております。1点目は、過去の審査において、相対購入価格につい
ては審査要領における基本的な考え方というのに基づいて資材調達ですとか委託費の部分
ですとか、いわゆる経営効率化のパートで御議論いただいている効率化努力の水準という
のを織り込んで査定をするということも過去も実施しております。それは未契約部分であ
って、コスト削減を求めることが困難な費用を除いてということ対象は絞られるわけ
ですけれども、他社から買ってくる分についても効率化を求めるということも過去に行っ
ております。

加えて、出資している会社から買う場合には、その出資比率も勘案して更に深掘りを求
めるといったことを過去の審査において求めていまして、今回の審査においても、ここ
については過去の審査と同様の考え方で審査を行ってはどうかということを書かせてい
ただいています。その際、過去、震災後は10%減額、10%の効率化を求めるというので足りな
い部分を査定しましょうということだったんですが、今回については、今回どういう数字
を使うかということについては、別途効率化のパートで御議論いただいている効率化目標
というのが今後の御議論の中でどう設定されるかというのを踏まえて、こちらにもつい
ても設定することとしてはどうかということを書いております。

14ページ目をお願いします。同じく相対購入に係る効率化という論点の中で、発販分離
した事業者の小売会社におけるグループ内取引の考え方について。これまでの会合の中、
委員から発販分離した会社、小売会社がグループ内から調達する場合の購入電力料につ
いて、一体会社と別のやり方をする。一体会社においては燃料費が審査されて、先ほどのパ
ートで御議論いただきましたが、燃料費というのが見られる一方で、発販分離した会社
においては全てが購入電力料というので出てくる中で、どういう見方をするのか。本当に競
争的な状況であれば一体化したとは別の見方、つまりそこは見ないという考え方もあるん
だけれども、実質的には資本関係がある中で密接な取引になっているというのであれば、
そこについてはしっかり見るべきではないかという御指摘があったと理解しております。

こうした御指摘を踏まえて、今回のケースですと、東電E PのJ E R Aからの購入電力
料というのがまさにグループ内の取引というのに当たりますが、この点についてどう考え

るべきかという点を御議論いただければというふうに考えております。

3ポツで書いていますが、要すればそれは市場の中で調達してきたものと捉えて、他の事業者からの調達と同じものだというふうに考えるのか、これは他の事業者からの調達とは位置付けが異なるものだ捉えるのかによって、大きく考え方は変わってくるのかなというふうに思っております。

次に、16、17に概要を書いています、各社の今度相対卸売のほうについてであります。18ページ目に論点としてまとめていまして、相対卸売、販売価格の考え方につきましては、各社ごとにそもそも考え方が異なっておりまして、実際に確定している額を踏まえた上で、今後のスポット市場価格より一定の利益が出るだろうと踏んで $+\alpha$ で織り込んでいる会社もあれば、スポット市場価格より安くしか売れないだろうということで $-\alpha$ という考え方で織り込んでいる事業者もいるということであります。

とりわけ2点目に書いていますけど、北陸電力に関しては、まさにスポット市場よりも一定割合安い価格で販売するというふうに織り込んでいまして、このような考え方ですと控除収益が小さくなって費用が大きくなってしまうということで、これもコマ別に見ていったときに、スポット市場価格で卸売する場合の収益というのはきちんと織り込むこととしてはどうか。つまり、コマ別に見たときにちゃんとスポット見合いの収益は上がっているという形に補正するということが必要なのではないかと書いています。

ほかの事業者についても、先ほどの資料では単純平均、平均単価で見るとこうした逆転は起きてないんですけども、同様に負荷パターンを考慮して確認することが必要なんじゃないかと。

その上で、最後のポツですが、コマ別に見ていったときに逆転が起きてなければ、各社の考え方を全部そろえる必要はない。織り込み方は、販売の仕方ですとか販売の実績なども会社ごとに異なるので、スポット価格を下回っていないということであれば、それぞれの織り込みについて、例えば極端な話、一番高い織り込みをしている会社に全部合わせるとか、そういうことをする必要はなくて、各々異なってもいいのではないかと書いております。

19ページ目、20ページ目に取引所取引につきまして、これも再算定後の結果概要を書いています、ここは割愛させていただきまして、21ページ目の論点だけ御紹介させていただきます。ここにつきましても前回の会合において、マッチングの前提としてのスポット市場価格の置き方は先物でということは分かったけれども、もう一方の要素として各社の

火力の限界費用の考え方というのを確認する必要があるという御指摘がありました。この点につきましては、各社、基本的には燃調の基準となっている貿易統計価格を使っているということ。一部事業者においてはLNGだけスポット価格を使っておりますが、これは実際にスポット供出に当たっての考え方と合致している、現実のスポット供出行動と合致しているので、何か恣意的な織り込み方はしていないのではないかとというふうに考えております。

最後、22ページ目以降、FIT買取り費用の概要について書いています。こちらも22、23と各社の再算定に伴う変化を書いています。ここは割愛させていただきまして、26ページに書いていますが、各社のFIT買取り費用を算定する際のデータの目の細かさと言うんでしょうか、粒度と言いましょか、違いというのを少し書いていまして、例えばなんですけど、FIT買取りで基本的には過去実績をベースに供給計画に見込んでいる太陽光なら太陽光、これだけ買い取りますというのに市場価格の掛け算をするということなんですけれども、そのときに年間の総量に年間の平均価格を掛けるのか、総量に月の平均価格を掛けるのか、コマ別で全部積み上げるのか、あるいはどの時間帯の価格、特に太陽光の場合は日中になりますので、そういったところについて各社ごとに考え方が少しずつ違っているということでもあります。

最後、27ページ目ですが、ここにつきまして、まずデータの算定の粒度ということなんですけれども、中国電力に関しては、1年間の想定発電電力量に年間平均価格を掛けるという考え方をしていますが、前回御議論いただいたときの御指摘にもありましたけど、再エネの発電電力量とか市場価格というのは季節性があるということを考えれば、少なくとも月単位での算定というのを求めることとしてはどうかということを書いております。

一方で、事業者によってどの時間帯の価格を採るかということなんですけれども、一部事業者で、東北と中国ですかね、8～16時の市場価格の平均値を用いるということですが、これにつきましては、中国電力に関しては下にお示ししているような実際の発電実績がほとんどその時間帯によっていること。東北電力については、資源エネルギー庁のほうで示されている算定の考え方に即して8～16時としているということで、ここについては、別にこういった考え方でもいいのではないかとということを書いております。

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。

それでは、北海道電力・上野様、御説明をお願いいたします。

○上野オブザーバー 北海道電力の上野でございます。それでは、資料8-1、購入・販売電力料について御説明させていただきます。第38回会合での御議論を踏まえまして燃料費等の採録期間を変更し、再算定しておりますので、再算定結果に基づき御説明させていただきます。

スライド1を御覧ください。購入・販売電力料の概要についてでございます。購入電力料は、購入量の増加及び卸電力市場価格の高騰による単価の上昇などによりまして、前回原価に比べ967億円増加しております。そのうち市場購入につきましては、メリットオーダーに基づく卸電力取引所からの調達を最大限反映してございます。

販売電力料につきましては、常時バックアップなどの販売電力量の増加、販売単価の上昇などによりまして、前回原価に比べ1,000億円の収入増となっております。

なお、2スライドに今回原価に反映しました容量市場など新たな市場の創設に伴い発生する購入電力料や販売電力料をまとめて記載しておりますが、前回の会合で御議論いただき引き続き検討が行われるということになってございますので、今回の説明は割愛させていただきます。

簡単ですが、説明は以上となります。

○山内座長 ありがとうございます。

それでは、続いて東京電力エナジーパートナーの長崎様、御説明をお願いいたします。

○長崎オブザーバー 東京電力エナジーパートナーの長崎でございます。他社購入・販売電力料の算定概要につきまして御説明いたします

資料8-2、1ページを御覧ください。新市場分を除く他社購入電力料は、2016年度の分社化影響や燃料価格、市場価格の高騰などにより、前回申請原価と比較して4兆6,761億円の費用増となり、5兆4,616億円となりました。

続いて、2ページを御覧ください。他社販売電力料は卸販売並びに市場取引の取引量の増加などにより、前回申請原価と比較して9,520億円の収入増となり、1兆1,078億円となりました。

続いて、3スライド目を御覧ください。卸電力取引所の活用については、他社からの戻り需要などの増加を背景に当社契約電源からの調達が不足している量について、経済性を考慮の上、取引所調達として反映しております。

取引所の活用については、当社契約電源から最低限の受電でも需要に対して余剰となる供給力を取引所販売として反映するほか、当社契約電源の限界電源費用と市場価格をコマ

ごとに比較、いわゆるマッチングでございますが、その結果を反映しております。

マッチングについては、旧自社火力であるJ E R Aの電源に関して、発電・小売間の役割明確化などを背景に取引所への応札主体をJ E R Aに移管しておりますことから、揚水発電による販売を前提として考慮しております。

4ページ目を御覧ください。J E R Aへの応札主体移管に関する制度設計専門会合資料を参考として記載しておりますが、詳細の説明は割愛させていただきます。

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、これで事務局及び事業者様からの説明は終わりましたので、質疑に移りたいと思います。Teamsの挙手機能でお願いします。どなたかいらっしゃいますか。

安念委員、どうぞ。

○安念委員 ありがとうございます。御説明を伺っていて、やはり最前から問題になっていただろうと思うんですけども、東電に関して、東電E PとJ E R Aとの関係をどういうふうに整理すればよいのかというのは、結局悩みの種だなと感じました。事務局もそこは大変苦悶しておられるんだろうと思います。

今回、発電分離をしている会社で認可申請をしているところがほかにあれば、といっても、それは結局あったとすれば中部さんしかないわけですけども、2社あれば同じような形態の取引になるんで、その2社間で比較するという手も一つあったと思うんですが、今回は東電とJ E R Aだけですので、単体を見て何か考えなきゃいけないというのは大変難しいことだと思います。

それで、この取引をどういうふうに整理するかということなんですけれども、結局社内取引ということに帰着するんだという考え方と、他社購入電力料だというふうに考える、恐らくはそのどっちに取ったところで、100%実体を反映しているわけではなくて、どっちのほうに寄せたところである種のフィクションみたいなところが残ってしまうと思うんですが、中間にある、恐らくは無限に存在するであろうグラデーションを持った何かを立てるというのも大変難しいことなので、フィクションの部分は残るにせよ、どっちかには寄せなきゃいけないんじゃないかというふうに私は思います。

先ほど資料で御説明いただいたように、確かにJ E R AとE Pの間には資本関係があるというのは明らかですが、ただこの資本関係というのはちょっと、ホールディングスの下に100%子会社である発電会社と100%子会社である小売会社とがあるという関係ではなく

て、J E R Aというのは、御案内のように東電と中部との50・50の会社ですので子会社ではないわけですね。ですから、資本関係といってもなかなかコントロールの効きにくい資本関係ということがあろうと思います。

もう一つ、コストベースで取引するというのは、それもそのとおりだろうと思うんですけども、これもE PとJ E R Aのような巨大な取引となりますと、仮に完全に資本関係がなかったとしても、果たして競争的な市場というものが成り立ち得るのかという疑問はあるような気がするんです。こういう場合には、非常に広大な土地の取引なんでもそういうことがよくあるというんですけど、不動産屋の仕入れ価格をベースにして積み上げていくというようなことを聞いたこともありますので、結局少なくとも話のとっかかりとしては、コストベースで交渉していくしかないんじゃないかなという気がするんです。

その上で、今回の足元の状況について言えば、E Pは社長に就任なさったばかりの長崎さんの前でこういうことを言うのはなんだけど、本当にサバイバルをかけた状況にあると言わざるを得ない。そうとなると、J E R Aとの間でも非常に厳しい価格交渉をするしかないお立場だろうと思うんです。そう考えると、先ほど申しました社内取引であるのか他社購入電力料であるのか、どちらか1つに寄せなければならないとすると、他社購入電力料のほうに寄せたほうがいいのではないかと私は考えているんですが、この点についてほかの委員の皆さんにお教をいただきたいと存じます。

以上です。

○山内座長　　ありがとうございます。

沖縄電力様から手が挙がっていますけど、先ほどの件でしょうかね。ほかに委員の方いらっしゃらなければ、沖縄電力の方、どうぞ御発言ください。

○上間オブザーバー　　沖縄電力の上間です。資料8の11スライドでございますけれども、小売販売電力料につきまして、弊社については購入価格のほうが販売価格を上回っているということで査定ではないかというようなことでございますけれども、その前のページ、10スライドを見ていただきたいんですけども、当社の購入価格が高くなっているのは、相対購入をしている石炭火力からの契約によるものが今回の採録期間において悪さをしていると考えております。

また、この部分につきましては燃料費調整制度のフォーミュラの中に入っていますので、今後、市場価格の変動によってこの部分というのは自動的に変わってくるものだと認識しております、F I Tとかその辺のものとは若干性格が異なるものだと思っております。

中身のほうについてしっかりと御覧いただいた上で、弊社は市場もございませんので差し替えできませんから、単なる負荷パターンとかそういうところではなくて、中身をしっかりと見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す。

ほかにいらっしゃいますか。

それでは、北陸電力からどうぞ御発言ください。

○平田オブザーバー　北陸電力の平田です。音声大丈夫でしょうか。

○山内座長　大丈夫なんですけど、先ほどTeamsの状況があまりよくないというお話があつて、途切れることがあるので、ゆっくりお話しいただければというふうに思います。

○平田オブザーバー　ゆっくりしゃべらせていただきます。先ほどの資料の18ページ目になりますが、論点の3のところ、弊社の卸の販売価格がスポット市場で販売する単価よりも低いということで御指摘を頂いております。これにつきましては、どうしてこういう申請をしたのかということをお説明させていただきますが、弊社の申請に当たっては、基本的に過去の料金審査において実績に基づいて収入の算定を行ってきているということをお踏まえまして、こちらの実績といたしましては、2021年度の下期から2022年度の上期、この期間におきます市場価格と相対卸販売の単価の関係を見まして、その段階におきまして、その期間におきまして相対卸のほうが、小売期間が卸売期より早いということが単価に表れておりましたので、その実績を使って計算したということでございます。

ただし事務局殿の御指摘に関しましては、原価への織り込みとしてそういう実績の織り込みは妥当ではないのではないかという御指摘だというふうに考えますので、この御指摘のとおり、補正申請において修正させていただきたいということで考えております。

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、華表委員どうぞ。

○華表委員　華表です。ありがとうございます。事務局が挙げてくださった論点について、全般、事務局の御提案のとおりでいいのではないかと考えていますけれども、安念委員が御指摘のとおり、やはり東電EPさんとJERAさんのところというのが悩みの種になるなと思いますし、安念委員御指摘のとおり、どちらを取っても幾らか必ず100%正しいと言えるものではなくなるというのもそのとおりだと思っています。

そうした中で、じゃどちらをそうは言っても採っていくのかということになると思うんですが、どちらを採っても幾らか100%それが正しいということを言い切れないことだという前提であれば、もともとの制度であったり仕組みの目指しているところである競争的な状況になっているという前提での審査のほうが、より説明性が高まるのではないかなと個人的には思います。

私からは以上です。

○山内座長　ありがとうございます。

ほかにいらっしゃいますか。

松村委員、どうぞ。

○松村委員　松村です。今問題になっている東京電力のものに関してです。自社が発電設備を持っているということだったとしても適用されるであろうやり方をすべしということを目指しているのは、どうやら委員の中で私だけのようで、安念委員の御整理だと、他社購入電力として多少の効率化は求めるとしてもほぼ契約どおりに織り込むことを支持する委員が大半だと思いますので、これ以上私一人抵抗しても難しいと思います。

その上で、他社購入電力として仮に見るとしても、資本関係のあるものなので、他の調達先と同じように効率化を求めるのか別途高い効率化を要求するのかという点については、よくよく考えていただきたい。

そのために、仮に自社の電源だったとしても遜色ないようなきちんとした査定になっていることを示すために、今回申請を出さなかった会社も含めて、他社のLNG、石炭、石油、それぞれの燃種ごとのいわば単価、もし仮想的にほかの会社も購入してという格好になり、原価に織り込まれたとしたら幾らぐらいになるはずだということを見て、明らかに購入しているものがいわばトップランナーと呼べるような水準になっていることが示された後であれば、特別に厳しい効率化を要求する必要もない。つまり、トップランナー査定をされたとしても同じだったということになると思う。もしそうでなければ、それに対応した高い効率化を要求しないと、恐らく消費者の理解は得られないと思います。

こんなことは絶対にされていないと思いますが、ものすごく極端なことを言えば、例えばJERAとかは天然ガスのトレーディングもしているわけです。そうすると、もともと長期契約である意味で安く手に入っていたものはトレーディングに回し、高くなったものを発電用だとひもづけて、そのコストをもし要求しているなどということが起こったとすれば、料金はどこまで高くなるのか分からない。

もちろんこんなことは絶対にしていません。しかもトレーディングをすること自体はむしろ推奨されるべきことということなので、トレーディングを抑制するという意図ではない。しかしもともと発電用で長期契約しているものがあつたわけですから、その長期契約は当然発電のほうにひもづいているのが自然なはず。本当にそうになっているのかということすら自由度がある状況で、それで購入電力だからしょうがないという整理、全く資本関係のないところと同じように購入電力になっているからしょうがないという整理は、とても問題があると思います。この点、東京電力の調達がトップランナーと呼べる水準になっていることを確認の上で具体的な求める率を変えるべきだと思います。この点については、十分効率的だ、トップランナー査定が仮にされたとしても減額にはならないということを適切に示してくださることということがまず前提になると思います。

他社購入だとすれば、ある種査定というのが十分にできないなどという整理をしたら大変なことになります。例えば送配電部門では関西電力が通信部門を別会社化して、もちろん子会社なわけですが、移してしまつたら、それは手がつけれないとの整理にしたら、今後の査定にも甚大な影響を与えます。その場合にも、自社が抱えているところに比べてコストが高くないということを確認し、それで説明できる範囲だけある種の補正を認めたことをもう一度思い出していただきたい。今回のケースについても、実際の調達がどれだけ効率的なのかということを見せさせていただくことなしにこれを進めてはいけないと思います。

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　圓尾です。私もこのEPとJERAの問題、非常に難しいと思っています。今までと同じように本来JERAのコストをきちっと見ていくべきだと思うのですが、そうすると、JERAはJERAで中部と東京の火力を合わせた企業体になっていますので、コストを出してくれというと中部の分まで含まれたものが出てきて、ではそれをどう分けるのかとか、また難しい問題になってきます。ですから、今回の事務局の整理でしょうがないのかなと思っています。

事務局が整理されているのは、14ページで、12ページのような形で効率化を求めるべきではないかと書いてあって、その12ページには、効率化の水準を10%減額という形で織り込んだ査定にしたらどうかとなっています。14ページに戻ると、位置付けが他の事業者か

らの購入とは違うので、さらなる効率化を求めるべきではないかと書いてあります。事務局に質問ですけど、10ページで東京電力EPの相対購入の単価を見ると22.26円となっていて、10%減額するとなると大体20円ぐらいになると思うのですが、まずはそれを求めて、さらなる効率化を求める、ラフに言うとなんなイメージなんですか。

そうであるならば、ここに並んでいる他社比較の中でも、まずは一番安い部類のところまで効率化を求めるということだと思ってしまうので、それはそれで納得感があるかと思うのですが、一方で今松村先生もおっしゃったと思いますけれども、他社からの相対購入だけではなくて、他電力が自社火力で発電している単価と比べてどう評価できるのかも見た上で、14ページに書かれている「さらなる効率化」の判断を決めていくべきなのかと思って見ていました。

以上です。

○山内座長　ありがとうございます。

事務局からお答えいただきますか。

○東取引制度企画室長　今の圓尾委員の御指摘、すみません、私の説明が拙くて誤解を招いたかもしれませんが、論点の②-1と②-2の関係なんですけど、まず②-1、12ページです。いろいろ書き方が悪くてあれですけども、まず10%というのは、前回そうでしたというものでありまして、今回幾つにするかというのは最後のポツに書いていますが、効率化のパートの動きも踏まえて決めることとしてはどうかということを書いています。10%は、あくまで震災後のときにはそういう考え方をやっていたというものでありまして、ここでは同じような考え方を採用してはどうかということでもあります。それが1つ。

それから、ここで書いている効率化努力というのは、誰というのを問わず一律にこういう考え方、購入電力料に関して一律に適用したらどうかということを書いています。

②-2のほうにつきましては、事発販分離している会社のグループ内取引について、今のところ、今お示した全社共通の審査の考え方だけを適用すればいいのか、あるいは4ポツで書いていますが、別途、更にここにスペシフィックな考え方を持ち込んで、それは更に深掘りしてと言うんでしょうか、査定が必要かというのを、ここは事務局としてどちらがいいとか悪いと申し上げているつもりはなくて、この点について御議論いただきたいという趣旨でここに、まさに委員から御指摘ありましたけど、御意見もそれぞれ分かれるところだと思いましたが、なかなか難しい論点だと思いましたが、ここについては御議論いただきたいという趣旨で御提示したものであります。

その上で、頂いた御指摘は、まさにJ E R Aの燃料費を見に行って行トップランナーでみたいなことまでは求めないにせよ、少なくとも購入している電力料の水準が他社と比べて、例えばトップランナーというのを当てたときに高くなってないかということは確認しないと、そこを全く見ないということだとまずいんじゃないかという御指摘だと理解しました。

もう一点だけ、先ほど22.26円に10%で20円になるのかという点なんですけれども、ここにつきましては12ページ目にいろいろぐちゃぐちゃ書いていますけど、要すれば対象とする費用の範囲がちょっと絞られますので、必ずしも22円にがばっと一律に10%が掛かるということ——10%なのか何%なのか分かりませんが、掛かるということではないので、端的にはもっと数字としては小さくなるんじゃないかというふうには思っております。

以上です。ちょっとそういう意味で誤解なきように御認識いただいた上で御議論いただければ幸いです。

○山内座長　　ありがとうございます。

北本委員、どうぞ御発言ください。

○北本委員　　J E R Aとの取引について私は松村委員の御意見に同意です。他社との購入電力料と同じ査定としない。J E R Aが東京E Pと完全な他社ではないというところが重要なポイントでして、J E R Aとの関係は、資本関係は5割出資、役員の出身も東電から。及びJ E R Aからの売上の、昨年度ですけれども56%は東電に売られている。またJ E R Aにとっての重要な取引先、重要な契約をしている先だということであり、今回東電の申請の購入額の45%相当に当たる金額になっています。そこについて、全くの他社からの購入ではなく、ある程度の内外無差別になっているという価格の数字を確認の上、査定を進めるべきだと思います。

以上です。

○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。

北海道電力から御発言御希望、どうぞ御発言ください。

○上野オブザーバー　　北海道電力の上野でございます。事務局資料の12ページの論点②-1に関する意見なのですが、よろしいでしょうか。

○山内座長　　どうぞ。

○上野オブザーバー　　今回、2014年当時の査定方針を踏襲するというような方針が示さ

れておりますけれども、当時に比べて卸電力取引所における取引につきましては取引量も増大しておりますし、その取引価格、いわゆる市場価格につきましても、取引先との交渉における指標性が格段に高まっていると認識しています。こうした状況においては、資本関係がない取引先との交渉においては、市場価格の見通しを下回る価格での取引契約を締結するというのはなかなか難しい状況になります。

したがって、今回の査定方針の検討に当たりましては、資本関係のない会社との取引の原価織り込みに関しましては、実態として購入価格の決定が市場価格を参照したものであり、かつその織り込み価格が想定市場価格以下である、そういう場合につきましては、未契約であることを理由に一律に効率化を求めるのではなくて、個別の取引状況についても御配慮いただければと考えてございます。よろしく願いいたします。

○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。

梶川委員、どうぞ御発言ください。

○梶川委員　私も東電EPとJERAさんの取引についてなんでございますけれども、確かに皆さんがおっしゃられているように非常に難しい問題だと思うのですが、さっき北本委員が言われたように、一般に完全な競争性のある取引という立場で整理をするというのかなり難しいのではないかなというような気はいたします。

そういう意味では、完全に第三者取引として経済合理性があるということは何らかの形で少し確認をする。第三者取引になり得ていない部分もあるとは思いますが、東電EPさんがこの価格を妥当と思われるというところについては、少なくとも最低限、御説明を頂くという。そのこと自身が、私としては、委員として査定の内容のある程度の確実性を担保する話ではないかなと思います。

先ほど安念委員がおっしゃられた東電EP、社長替わられたばかりで、これはハードネゴの前提にはなると思うんですが、東電EPさんのネゴをこの料金査定の委員会で御協力するような話にも近いような話なんじゃないかと思っておりますので、むしろ透明性を上げた価格交渉をEPとJERAがされるという内容を御説明を頂けたら、それがあ程度第三者取引としての妥当性がある価格に近似的かなということは確認させていただきたいなという気はいたしました。

○山内座長　ありがとうございました。

ほかにいらっしゃいますか。ありませんでしょうか。

全体を通じて事務局から、再度コメントいただきたいと思います。

○東取引制度企画室長　ありがとうございます。いろいろな御意見を頂戴しまして、ありがとうございます。J E R A、E Pの件につきましては、競争的と見るにせよ、競争的でないと見るにせよ、恐らくどちらも正解ではないというのがおおむねコンセンサスだったかなと思っています。そういう中で競争的だと見るべきだという御意見と、そうではない、両方の御意見があったかなと思いますので、この点につきましては改めて御指摘いただいた点を整理して、改めて次回以降、御議論いただければと思います。

また、最後、梶川委員から御指摘のありましたE P側からも説明をとという点につきましては、E Pにおいて御説明を準備していただければなというふうに思っております。

北海道電力から御指摘のありました、市場価格を下回る場合について、そこまで更に効率化を求めるのはおかしいのではないかという点につきましては、御指摘を踏まえて考えたいというふうに思います。

以上でございます。

○山内座長　ありがとうございます。

全体を通じて追加的に御発言の御希望いらっしゃいますか。よろしいですか。大体時間も迫ってまいりまして、予定した議事は全て終了でございますので、これで議論を終了して、事務局に以降の進行をお願いしたいと思います。

○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願いいたします。

次回会合につきましては、追って事務局より御連絡いたします。

それでは、第40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——