

電力・ガス取引監視等委員会

第34回料金制度専門会合

1. 日時：令和5年2月6日（月） 15：00～17：44
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34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、河野委員は遅れての御参加です。

それでは、議事に入りたいと思います。以後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 承知いたしました。今日の会合は1部、2部ということで分かれています。第1部ですね。これにつきましては、議事次第にありますように「託送料金に係る消費者庁からの再意見について」であります。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 事務局のネットワーク事業監視課から資料3につきまして手短かに御説明をいたします。

2ページですけれども、消費者庁からの再意見の提出についてです。レベニューキャップ制度導入に向けまして、託送供給等約款につきましては料金制度専門会合における審査や本委員会での意見の回答を踏まえまして、先月1月27日付で経済産業大臣から認可が行われております。

今般、1月31日付で河野消費者担当大臣から西村経済産業大臣に対し、「託送料金の妥

当性について（再意見）」というものが提出されております。昨年11月29日付でも消費者担当大臣名での意見を頂いておりますけれども、これにつきましては昨年12月7日の料金制度専門会合において議論の整理を実施しています。参考資料1－1を添付しております。

さらに当該整理を踏まえて、12月16日付で消費者庁から提出された、消費者委員会として提出した意見について「さらに説明を求めたいこと」ということにつきましては、12月19日の第29回会合におきまして議論し、同専門会合としての考え方を整理しました。参考資料1－2を添付しております。

こういう形でこれまでいろいろと御指摘を頂き、それに対して本専門会合の考え方もお示しをし、必要に応じて追加調査を行いということをしてきたところであります。それで認可にも至ったところでございますけれども、5ページですけれども、今般、消費者庁から再意見を提出いただきました。この再意見におきましては、本専門会合においてこれまで消費者庁意見について検討・検証を行ってきたことに触れつつ、4項目について引き続き検討を求めるということになっております。今後検討すべき事項に係る御意見であると理解しております。

ということでありまして、消費者庁からの指摘項目につきましては、一般送配電事業者各社の効率化の取組をモニタリングすること等を目的として、今般、新たなワーキンググループを設置したところでありますので、今後丁寧に議論し、検討を進めていくということにしたいと考えております。このワーキングについては、1月10日の電力・ガス取引監視等委員会にて設置を決議しております。

消費者からいただいた資料については、細部については資料3－1ということで添付しておりますので、お目通しいただければと思います。

事務局からは、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、今の議題1ですけれども、これに関する事務局からの説明について、皆さんから御質問、御発言を受けたいというふうに思います。御発言御希望の方は、例によってteamsの挙手機能でお知らせいただければというふうに思いますが、いかがでございましょうか。どなたかいらっしゃいますか。

川合委員、どうぞ御発言ください。

○川合委員 ありがとうございます。川合でございます。今回の話、これ自体は私も結構だとは思いますが、この種の作業というのはどうしてもやり過ぎになってしまって、

行政効率を低下させてしまうことも懸念されます。行政サイドのほうも、限られた人員で、そのほかの仕事、例えば、これから期中見直し等の作業もありますので、効率的に進めていただきたいと思います。

それから各送電会社のほうも、こうした検討や検証に対応するために膨大な人員を掛けて、その結果として会社の費用がかさんでしまい、その結果、それが送配電のコストとなって料金の値上がり原因になってしまうというのも、それが目的だと思いませんので、こういうことをやるのであれば、効率的な作業の進め方ということをぜひ考えて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。

ほかにいらっしゃいますか。特によろしいですかね。

という御意見ですが、事務局から何かありますか。

○鍋島NW事業監視課長 川合委員からの御指摘も踏まえまして、今後のワーキングの進め方などについて、座長、各委員と御相談していきたいというふうに思っております。

○山内座長 ありがとうございます。よろしゅうございますか。

それでは、特に御異論というか、ほかの委員の御発言ございませんので、事務局案のとおり整理をしていただきたいというふうに思います。どうぞよろしくお願いいたします。

これで第1の議題は終了ということになります。一旦、事務局に進行をお返ししたいと思います。よろしくお願いいたします。

○池田取引監視課長 ただいまから、電力・ガス取引監視等委員会第34回料金制度専門会合第2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。

本日は、議題4の説明者として、北海道電力より藤井代表取締役社長執行役員、東京電力エナジーパートナーより秋本代表取締役社長に御出席いただいております。

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。

○山内座長 それでは、第2部に入りたいと思いますが、第2部は議事次第2から7までの6つですね、これになります。議題2が最初なんですけれども、その前に、オブザーバーの中国電力より冒頭での発言の申し出がございました。まず御発言を頂きたいという

ふうに思います。その後議題に入りたいと思いますが、よろしゅうございますか、皆様。
——特によろしいですかね。

それでは、中国電力小寺様から御発言をお願いします。よろしくお願いいたします。

○小寺オブザーバー 中国電力の小寺でございます。貴重なお時間を頂戴しまして恐縮でございます。私のほうから、一言おわびを申し上げたいと存じます。

中国電力ネットワーク株式会社が管理いたします他社と契約中のお客様の情報につきまして、特定の画面において契約名義等が閲覧できる状態にございまして、一部の弊社社員が閲覧していたこと、また災害対応業務を受託する弊社社員が平常業務におきましてもその情報が閲覧できる状態にあったことから、1月30日に電力・ガス取引監視等委員会及び個人情報保護委員会から報告徴収を受領いたしました。また、ホームページ等での規制料金と自由料金の比較におきまして、景品表示法違反の疑いがあるとして調査を受けているところでございます。

お客様や関係する皆様には御心配と御迷惑をお掛けし、深くおわびを申し上げます。今回の事案を重く受け止め、早急に事実確認を進めるとともに、原因の究明と再発防止対策の検討・策定に真摯に取り組んでまいります。

以上でございます。

○山内座長 それでは、ただいまの中国電力からの御発言について、皆様から御質問、御意見等ありましたら御発言願いますが、何かございますでしょうか。

それでは、先に進めさせていただきたいと思います。事務局からコメントがあれば。

○池田取引監視課長 中国電力から御発言を頂戴いたしました件につきましては、現在、報告徴収を掛けて調査を行っているところですが、関西電力、関西送配電の事案の際に西村経済産業大臣からのコメントが出されているように、顧客情報の適切な管理は一般送配電事業者の電気事業法上の義務であり、その義務における中立性・公平性に対する信頼の土台でもあります。本件はその信頼を大きく損ない、電気事業における小売電気事業者の公正な競争を揺るがしかねない事案であり、極めて遺憾であると理解しております。

景品表示法の件につきましても、一般論といたしましては同じような問題があるかと思っています。現在、ほかの会社にも緊急点検を要請しているところですが、中国電力を含め各小売電気事業者におかれましては、電気事業における小売電気事業者間の公正な競争が図られるよう、十分御留意いただきたいと思いますし、私ども監視等委員会としてもしっかりと事実関係を確認し、厳正な対応を検討してまいりたいと考えております。

他方で、現在認可申請中の小売規制料金における取り扱いについては、燃料価格の高騰等を受けて申請がなされたものであり、これとは切り分けて審査を行っていきたいと考えております。

以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

今ありましたように、前のときも同じでございますけど、現在の認可申請が出ている小売規制料金というものの内容は、燃料価格の高騰等でございます。今御説明あったように、これとは切り分けて審査をするというのは基本だというふうに思っております。しかし、今の御発言にもありましたように、事業者の信頼性といいますか、あるいはシステム改革以来の競争導入ということがあったわけでございますので、そういった公正な競争を揺るがすという意味で非常に大きな問題であるというふうに私自身も考えております。事業者の皆様にはその辺深く御反省いただきたい、そして、その行動を正していただきたいというふうに思っております。

それでは、議事に移りたいと思います。これまで委員から頂いた御指摘への対応状況というのがまず最初ということで、事務局から御説明をお願いいたします。

○池田取引監視課長 資料4を御覧ください。これまで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ございます。

これまでも様々な意見を頂いておりますが、7ページ目をお開きください。本日はこの後、人員計画・人件費の2回目の審議を予定しておりますが、第31回会合で頂戴いたしました、華表委員、北本委員、圓尾委員、松村委員から頂きました1人当たりの生産性を審査するための事業者間の比較基準、安念委員、華表委員から頂戴いたしました人件費のうちの賃上げの取り扱い、圓尾委員から頂戴いたしました人件費のうち社外取締役の役員報酬の基準、そして華表委員から頂きました人件費のうち再雇用従業員の取り扱いについて、本日、御回答いたしたいと思います。また、北本委員から頂戴しておりました人件費のうちの出向者の取り扱いにつきましては、現在の検討状況について御説明させていただきたい、そういう予定で考えております。

以上でございます。

○山内座長 ありがとうございます。

これ報告ということですが、何かもし特段お聞きになりたいことがあれば伺いますが、よろしいでしょうか。

それでは、次の議題に入りたいと思います。議題3、公聴会（沖縄・四国）についてであります。事務局から御説明をお願いいたします。

○池田取引監視課長　それでは、資料5を御覧ください。1月30日に沖縄電力の公聴会を那覇市で、2月1日に四国電力の公聴会を高松市で開催いたしましたところ、その結果の御報告でございます。

まず、沖縄電力の公聴会でございますが、公聴会は3名の方から陳述の届出がございまして、全員を陳述人として指定させていただきました。料金制度専門会合からは華表委員、河野委員、東條委員に御出席いただきました。

1枚めくっていただきまして主な御意見でございますが、値上げについては、不透明な先行きから燃料調達のコスト増により一定の値上げはやむを得ないとする御意見や、値上げは受け入れざるを得ないが、世帯収入は上がりず乏しい預貯金から費用を捻出しようにも非常に困難であるとの御意見。それから、今回の電気料金値上げには断固反対であるとした御意見。

次に経営効率化につきましては、若い世代のモチベーションが低下しないような環境整備やソフト面の経営効率化に取り組んでいただきたいといった御意見が寄せられました。

次のページに移りまして、四国電力の公聴会につきましては、陳述の届出はございませんでしたが、さらに1枚めくっていただきまして、料金制度専門会合からは梶川委員、川合委員、圓尾委員に御出席いただき、「国民の声」を踏まえながら審査に臨む姿勢などについての御発言を頂きました。

今後、この料金制度専門会合では、これら公聴会において陳述された意見や「国民の声」などを踏まえて審査いただくこととなります。

御報告は以上でございます。

○山内座長　ありがとうございました。

これについては、皆さん御承知のようにいろいろテレビ報道とかバラエティー番組でも取り上げられたりなんかしておりますけれども、以上のような内容ということであります。これも報告ということではありますが、何か御発言御希望いらっしゃいますか。よろしいですかね。

委員の方で御出席いただいた方、非常に御協力を頂き、また御苦勞でございました。ありがとうございました。

それでは、次の議題に移ります。次は「特定小売供給約款の変更認可申請に係る対応に

ついて」であります。具体的には、北海道電力と東京電力エナジーパートナーからこういう申請があったということであります。

まず、事務局から御説明いただいて、それから今申し上げた2社に事業者としての御説明をお願いしたいというふうに思います。その後で質疑の時間を取ります。

それでは、まず事務局から御説明いただきます。よろしくお願いいたします。

○池田取引監視課長　それでは、資料6を御覧ください。北海道電力及び東京電力エナジーパートナーの2社から規制料金の変更認可申請が提出されたことに伴う対応でございます。申請内容そのものにつきましては、この後、両社から御説明を頂く予定でございます。

2ページでございまして、小売電気事業が2016年に全面自由化されたものの、規制なき独占に陥る事態を防ぐために、低圧需要家向けの小売規制料金について経過措置を講ずることとされ、特定小売供給約款料金として引き続き規制料金が維持され、低圧の約5割が規制料金となっています。規制料金を変更しようとするときは認可が必要となり、申請があった料金が能率的な経営の下における適正な原価に適正な利潤を加えたものであるかどうかを審査することとなります。

そして1枚めくっていただきまして、1月、新たに北海道電力及び東京電力エナジーパートナーから変更認可申請が行われ、さきの5社と同様に経済産業大臣から委員会に対する意見聴取があり、4ページのとおり、先週金曜日の委員会において、料金制度専門会合で中立的・客観的かつ専門的な観点で御検討いただくこととなったものでございます。

また、4ポツのとおり、当会合の検討過程では公聴会や「国民の声」を通じて寄せられた御意見や関係省庁等からの御意見を踏まえることといたします。

1枚めくっていただきまして、5ページは以上申し上げたプロセスの根拠規定の抜粋でございまして、6ページは審査基準の最も基本的な部分を抜粋したものととなります。

7ページは規制料金の算定審査フローでして、東京、北海道についてもさきの5社と同様、前提条件、費用の精査、費用の配賦・レートメークについて順次審査を行っていくこととなります。

8ページは審査体制でございまして、現在、委員3名で1組の審査チームを設置し、審査チームごとに担当項目を設定することで詳細な審査を頂いておりますが、今回対象となる2社についても同様の体制で審査いただくこととしたいと存じます。

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した。

それでは、事務局からの説明は以上ということでございますので、今ありましたように事業者さんから御説明いただこうと思います。

まずは、北海道電力藤井様、どうぞよろしくお願いいたします。

○藤井オブザーバー 北海道電力の藤井でございます。本日は、御説明のお時間を頂きありがとうございます。

当社は、これまで燃料価格や卸電力市場価格などの動向を注視しながら、震災以降に値上げを実施してきたことも踏まえ、可能な限り規制料金の値上げを回避するべく慎重に検討を重ねてまいりました。しかしながら、昨今の価格高騰による影響は大きく、極めて厳しい状況が続く可能性が高いことから、こうした状況下において経営の健全化を図り電力の安定供給を継続していくため、大変心苦しい限りではありますが規制料金の値上げを行うこととし、1月26日に特定小売供給約款の変更認可申請を行いました。今後、当社の料金改定内容について御審査のほどよろしくお願いいたします。

それでは、資料6－1に沿って御説明させていただきます。まずは、今回の電気料金見直しの背景から御説明いたします。

3ページを御覧ください。当社は、これまで最大限の経営効率化に努めてまいりましたが、燃料価格や卸電力市場価格は依然として高止まりしており、今年度の収支は、経営損失620億円程度と大幅な赤字となる見通しです。

4ページを御覧ください。自己資本比率についても10%程度まで低下するなど危機的な状況となっており、早急な財務状況の改善が必須と考えております。

5ページを御覧ください。2021年度と比べて海外炭やLNGを中心に燃料価格は高騰しており、円安も継続しています。また、卸電力市場価格も高止まりしており、当社収支圧迫の要因となっております。

6ページを御覧ください。当社の電源構成は、LNGを燃料とする石狩湾新港発電所の運転開始やFIT制度による再生可能エネルギーの買取り量の増加に加え、小売販売電力量の減少に伴い主力の石炭火力の割合が増加するなど、2014年度の電気料金見直し時と比べて大きく変化しています。安価な電源を最大限に活用する運用を徹底していますが、昨今の燃料価格や卸電力市場価格の高騰により、当社の負担は大きく増加しています。

7ページを御覧ください。2022年8月以降、規制料金における燃料費調整額が上限価格を超過していることなどにより、電力供給コストが電気料金収入を大きく上回る状態が続

いています。

続いて、料金原価の概要について御説明します。9ページを御覧ください。2023年度から2025年度までの3年間における料金原価を算定した結果、総原価は年平均で8,351億円となりました。最大限の経営効率化を織り込んでおりますが、燃料価格の高騰に伴い需給関係費が大幅に増加したことなどにより、前回原価と比較して年平均で1,259億円の増加となっております。

10ページを御覧ください。総原価のうち規制料金の原価は、年平均で1,763億円となります。一方で現行料金を継続した場合の年平均収入は1,307億円にとどまり、456億円の収入不足が見込まれます。こうした状況を踏まえ、小売料金値上げ分32.17%に新たな託送料金制度に基づく託送料金の値上げ分2.70%を加えた合計34.87%の値上げ申請を行っております。

なお、小売料金値上げ幅32.17%の内訳として、燃料費調整額の上限到達影響は18.52%であり、残りの13.65%は電源構成の変化により現行の燃料費調整では反映できない燃料費の増などによる値上げとなっております。

12ページを御覧ください。今回の原価算定における前提諸元を御説明いたします。販売電力量は、節電や省エネの進展、契約切替えの増加などにより現行原価から84億kWh減少しております。燃料価格及び卸電力市場価格は算定規則を踏まえ、2022年9月から11月の3か月平均値を基に設定しております。

13ページを御覧ください。当社の泊発電所については、現在、原子力規制委員会による新規制基準適合性審査を受けているところであり、具体的な再稼働時期について見通しを申し上げる状況にはありません。このため、今回申請した料金原価には泊発電所の再稼働を織り込んでいませんが、早期再稼働に向けて総力を上げて取り組み、再稼働後には値下げを実施したいと考えております。

14ページを御覧ください。今回の申請に当たっては、前回は値上げ時にお約束し既に定着している経営効率化の取組のほか、新たに経営基盤強化推進委員会の下で進めてきた抜本的なコスト低減の取組のうち、継続的な取組の成果420億円を反映するとともに、今後の更なる深掘り230億円を織り込み、合計650億円の効率化を料金原価に織り込んでおります。

続いて、今回料金原価の内訳について御説明させていただきます。16ページを御覧ください。前回原価との比較において燃料価格及び卸電力市場価格の高騰などにより、需給関係費が大幅に増加していますが、需給関係費以外の合計は減少しています。その中でも人

件費、その他経費及びその他控除収益が前回原価から増加していますが、これは一般送配電事業の法的分離に際して効率的な業務運営の観点から、北海道電力ネットワークにおける管理間接業務などの一部について、当社側に人員等を配置し、その分、北海道電力ネットワークから収入を受けているためです。この収入も含めると、人件費においては前回原価から1億円減少しております。

20ページを御覧ください。燃料費については、発電電力量をメリットオーダーで算定するとともに、海外炭における低品位炭調達の拡大やLNGにおける安定的な長期契約比率の拡大などの購入価格低減の取組を最大限反映しておりますが、燃料価格の高騰により、前回原価に比べ1,484億円増加しております。

21ページを御覧ください。購入電力料は、FIT電源拡大による再生可能エネルギーの購入増や卸電力市場からの調達増などにより、前回原価に比べ1,028億円の増加となっております。

22ページを御覧ください。販売電力料は、相対取引における販売電力量の増加及び販売単価の上昇などにより、前回原価に比べ901億円収入が増加しております。

23ページを御覧ください。修繕費は、原子力の停止期間継続に伴い点検範囲、内容を絞り込んでいることや、火力の定期点検周期延伸などにより、前回原価に比べ107億円減少しています。

25ページを御覧ください。減価償却費は、2019年度より償却方法を定率法から定額法へ変更したことなどにより、前回原価に比べ182億円減少しております。

26ページを御覧ください。設備投資は、泊発電所再稼働に向けた投資をはじめ電力の安定供給を目的とした設備維持管理投資や水力などカーボンニュートラルに資する電源への投資を計画的に実施しており、その中においてもカイゼンや資機材調達コスト低減の取組等により最大限の投資抑制を図っております。

27ページの事業報酬、29ページの公租公課、また30ページの原子力バックエンド費用については、算定規則等の定めに従って算定しております。

31ページを御覧ください。その他経費は、北海道電力ネットワークからの業務受託による情報システム費用の増加や、泊発電所再稼働に向けた委託費の増加などにより、前回原価に比べ198億円増加しております。また、控除収益においても北海道電力ネットワークからの業務受託収益の増加により、前回原価に比べ75億円収益が増加しております。

33ページを御覧ください。送配電関連費については、見直し後の新たな託送供給等約款

に基づき、規制料金に関わる送配電関連費を反映しております。

続きまして、電気料金の設定等について御説明いたします。36ページを御覧ください。今回の値上げでは、基本料金は託送料金の値上げ分のみを反映し、電力量料金は小売料金及び託送料金の値上げ分を反映しております。従量電灯の3段階料金については、第1段階料金の値上げ幅を抑制しております。

続いて、42ページを御覧ください。料金以外の供給条件の見直しとして、託送供給等約款との整合や業務運営の効率化及びコスト削減による将来の電気料金の低減を図る観点から、表に記載のとおり見直しを行います。

最後に、お客様への御説明及び御負担軽減などに向けた各種御提案について御説明いたします。44ページを御覧ください。今回の電力料金値上げについて、お客様には値上げに至った背景や値上げの内容について、チラシや当社ホームページなどを通じてお知らせするとともに、あらゆる機会を通じて丁寧に御説明してまいります。また、専用フリーダイヤルを設置し、お客様のお問い合わせを承っております。

併せまして、45ページから49ページにありますとおり、少しでもお客様の御負担軽減につながるよう、省エネにつながるサービスなどを御提案してまいります。

以上、駆け足ではございますが、当社規制料金値上げの申請の概要について御説明させていただきました。

○山内座長 ありがとうございました。

それでは、続きまして、東京電力エナジーパートナーの秋本様から御説明をお願いしたいと思います。よろしくお願いいたします。

○秋本オブザーバー 改めまして、東京電力エナジーパートナーの秋本でございます。早速でございますが、今回の認可申請の概要につきまして御説明を申し上げますので、どうぞよろしくお願いいたします。

当社は、福島第1原子力発電所の事故以来、総合特別事業計画に基づく徹底した経営合理化を進めており、お客様の安心で快適な暮らしに貢献するため、電力を安定的にお届けするべく調達電源構成の見直し等に取り組んでまいりました。

しかしながら、昨今の世界的な資源価格の高騰や卸電力市場価格の高騰によりまして、2022年度の当社の経常損益は、12月時点では過去最大となります5,050億円の損失となる見込みでございます。非常に財務体質が悪化しておるところでございます。

また、規制料金の燃料費調整単価が調整の上限額に到達する状況が継続していることや、

ほかの小売電気事業者様等から当社の規制料金へ御契約の切り替えが増えているといったこともございまして、規制部門においても2022年度は1,600億円程度の最終損失となる見込みです。

こうした状況が継続することは、安定供給に支障を来すことになりかねないということでございますので、大変苦渋の決断であります。規制料金について平均で29.31%の値上げを申請させていただいております。お客様には多大なる御負担をお願いすることとなり、大変心苦しい限りではございますが、できる限りの経営効率化を反映した上で、事業継続に必要な原価として認可申請をさせていただいております。

なお、当社の申請内容につきまして本審議会において御議論いただくに際しましては、事業者としてしっかりと説明をしてまいりたいと思いますので、委員の先生方、事務局、御関係の皆様におかれまして、何とぞよろしくお願い申し上げます。

ここからは資料に基づきまして御説明させていただきますが、資料の6ページ目までは、私、今冒頭申し上げた内容でございますので、説明のほうは割愛をさせていただいて、資料の8ページを御覧いただければと思います。

まずは、原価算定の概要についてでございます。この左の表及び右のグラフは、今回と前回の料金見直しにおける年平均の総原価を比較したものになります。今回の料金見直しの総原価は、前回と比較いたしまして6,135億円の増加となります。これは表の赤枠で囲みましたとおり、燃料価格、市場価格の高騰による購入電力料の大幅な増加が主な要因となっております。

続いて、9ページを御覧ください。ここでは規制部門の原価と収入を比較しております。今回の総原価を基に算定した規制部門の原価に対しまして、料金見直しを行わない場合には年平均で2,944億円の収入不足となります。このため、規制料金については前記の平均単価で+9.16円/kWh、平均で29.31%の値上げを申請いたしました。

次に、10ページを御覧ください。こちら左の表のほうでは、原価算定の前提となる諸元を記載しております。販売電力量については、小売の全面自由化や省エネの進展などによりまして、前回の料金見直しから3割強となります約900億kWh程度減少してございます。

また、燃料価格並びに市場価格については、昨今の世界的な資源価格の高騰に伴い、前回見直しから大きく上昇しております。また、為替レートも大きく円安となっております。

右のグラフでございますが、こちらは今回と前回の発受電の電力量でございますが、石炭火力からの発受電電力量が14%から30%と大幅に増加をしております。加えましてF I

T制度による買取り電力量や日本卸電力取引所からの調達量も増加をしておるということでございます。

続いて、11ページを御覧ください。東京電力ホールディングスの柏崎刈羽原子力発電所については、原価算定上、総合特別事業計画の内容等を踏まえまして、7号機は23年10月、6号機は2025年4月にそれぞれ再稼働するという仮置きをした運転計画を織り込んでございます。

次に、12ページを御覧ください。今回の料金原価算定で反映いたしました経営効率化について御説明いたします。なお、こちらのスライドは、小売事業者でございます当社、東京電力エナジーパートナーにおける経営効率化となります。具体的には、右の表にありますとおり、購入電力料や人件費の削減でありますとか、あるいは調達の効率化等を通じまして年平均で2,642億円、これを総原価に反映しておりまして、規制部門の値上げ幅をこれによって1.7円/kWh程度圧縮をいたしました。

なお、東京電力グループ全体のこれまでの経営効率化につきましては、13ページのほうに記載をしておりますので、後ほど御確認をお願いできればと思います。

次に、14ページを御覧ください。ここからは各費目の説明でございますが、説明に入ります前に1点補足をさせていただければと思います。下の表では、前回の原価と2021年度の部門別収支の規制部門費用を比較してございます。今回原価と前回の原価比較に関しまして、旧東京電力が2016年度に発電と小売の事業分社化を行いましたことから、発電事業を行っていない当社といたしましては、表のとおり、燃料費として提示する費用がなくなるなど、同一条件の比較が困難となりました。つきましては、以下御説明に当たりましては、当社の直近の実績値と今回原価との比較を参考値として記載をさせていただいております。

それでは、各費目の御説明ということで、15ページをまず御覧いただければと思います。まず人件費でございます。人件費は、前回の料金見直しから更に削減した人員規模を前提といたしまして、審査要領に記載のメルクマール等に基づいて算定をしておりますが、賃上げの反映及び採用の増により、直近実績との比較では増加となっております。

次の16ページを御覧ください。当社の従業員1人当たりの現行の年間給与水準は、オレンジ色、右から2つ目の棒グラフの719万円でございます。一方、審査要領に基づきメルクマールを算出いたしますと、その隣、緑の棒グラフであります738万円ということになります。他方で昨今の物価高や人材確保等の観点等を踏まえまして、当社といたしましては

2023年度に3%、2024、2025年度にそれぞれ1%の賃上げを反映いたしまして、744万円の水準で今回算定をしております。

次に、17ページを御覧ください。ここでは他社購入・販売電力料について御説明をいたします。今回の申請原価では、購入電力料が総原価を押し上げる主な要因となっております。他社購入電力料は、火力の電源単価の上昇や卸電力取引所の購入単価、FIT購入単価の上昇によりまして特に大きく増加をしております。直近実績に比べまして3兆9,179億円増加しております。他社販売電力料については、小売電気事業者への卸販売価格の見直しを反映いたしまして、直近の実績と比べまして8,801億円増加をしております。

続く18ページから22ページについては、修繕費・減価償却費、事業報酬、公租公課、その他経費や控除収益について記載をしておりますが、本日は、お時間の都合上御説明は割愛をさせていただければと思います。

続きまして、23ページを御覧ください。こちらは普及開発関係費・諸費について、特に審査要領に規定のある項目についての申請原価の反映状況となります。普及開発関係費については、審査要領に基づきまして、販売促進活動やイメージ広告等に係るものについては全額原価不算入としております。また諸費については、寄付金と交際費を全額原価不算入とするとともに、事業団体費については、電力事業の円滑な運営の観点から費用の優先度を考慮いたしまして、表に記載のあります4団体について原価算入を行っております。

次に、24ページを御覧ください。送配電関連費であります接続供給託送料は、申請日時点における東京電力パワーグリッド株式会社の託送供給等約款に基づき算定した結果、2,950億円となりました。

なお、2023年4月よりレベニューキャップ制度が導入されることとなっておりまして、1月27日に託送約款の変更が認可をされております。今後、変更後の託送約款に基づき送配電関連費を改めて算定いたします。

原価算定の内訳についての御説明は以上となります。

続いて、規制料金メニューの見直し内容等について、次のスライド以降で御説明をさせていただきます。25ページを御覧ください。まずは電力量料金単価の見直しについてでございます。従量電灯B等をはじめとした御家庭向けの規制料金については、現在、いわゆる3段階料金制度を採用しており、120kWh出力までの第1段階料金を相対的に低水準にとどめております。今回は燃料価格の高騰を受けての見直しといたしまして、料金単価は3段階一律で1kWh当たり9.83円の値上げ申請をさせていただいております。

続いて、26及び27ページを御覧ください。燃料費調整の諸元について御説明をさせていただきます。まず、26ページ中ほどの表に記載のとおり、最新の電源構成や燃料価格に合わせて諸元の見直しを行います。最新鋭の石炭火力導入等により、換算係数における石炭の比率が上昇をしております。また、燃料ごとの換算係数の見直し並びに直近の貿易統計を反映した結果は9万4,200円／k1になってございます。

続いて、28ページを御覧ください。こちらの表では規制部門の主な御契約種別の値上げ率を示しております。例えば御家庭のお客様は、従量電灯B、契約電流30A、月間御使用量260kWhのモデルでございますが、このモデルでは、値上げ幅は2,611円、値上げ率としては28.6%ということになります。

続いて、30ページを御覧ください。料金単価以外のお取り扱いについても今回見直しを予定しております。30、31ページにわたって記載をしてございます。例えば口座割引のお客様についての特別措置は、昨今、支払い方法が多様化しているという状況等を踏まえまして、廃止といたしたいと思えます。

次に、32ページを御覧ください。託送料金の見直しでございます。2023年度からレベニューキャップ制度が導入されることに伴いまして、一般送配電事業者が2023年の4月1日より託送料金の見直しを行うことから、その見直し内容などを申請原価の補正として今後反映することを予定しております。

次に、33ページを御覧ください。お客様の御案内方法について御説明をさせていただきます。現在当社と御契約をいただいておりますお客様におかれましては、今月からダイレクトメール等によりお知らせをいたします。また、当社のホームページでも今回の電気料金見直しの内容を分かりやすくまとめた専用サイトを開設するとともに、電気料金値上げに関する専用ダイヤルを設置いたしまして、丁寧な対応に努めてまいります。

最後に、34、35、36ページと御覧ください。お客様の御負担軽減に向けた当社の取組を御紹介させていただいております。詳細は時間の関係上割愛させていただきますが、来年度以降も、お客様とともに省エネ・節電を推進する取組をしっかりと発展させてまいります。

長くなりましたが、私からの説明は以上でございます。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、これで北海道電力と東京電力エナジーパートナーからの説明は終了ということとでございます。

それでは、事務局も含めてですが、今までの御説明について御質問があれば承りたいというふうに思います。もちろん御意見も含めてですね。挙手機能でお願いしますが、どなたかいらっしゃいますでしょうか。いかがでしょう。非常に重要なところですので、ぜひとも皆様からいろいろな御意見、御質問を受けたいと思いますが。どなたかいらっしゃいませんか。

では、私のほうから1つ伺いたいと思うんですが、1つは北海道電力様ですけれども、泊原発が再稼働、その場合には値下げを行うということでありますが、その場合のコスト削減効果というのはどのくらいなのかというのをちょっと思ったんですけど。ここにもあるんですけど、またお答えいただいて、そして松村委員に次行きたいと思います。いかがでしょう。

どうぞ、北海道電力、御発言ください。

○藤井オブザーバー 北海道電力の藤井でございます。御質問ありがとうございます。

まず、再稼働後の事業環境、経営状況を踏まえ、今後検討する必要があるというふうに考えてございます。燃料転換メリットという数字で想定することはできるんですけれども、現時点での値下げの水準についてはちょっと申し上げられないということで御理解を頂きたいというふうに思います。

私からは以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

では、委員の方で松村委員から手が挙がっています。松村委員、どうぞ御発言ください。

○松村委員 松村です。質問ではないので回答は不要です。意見というか感想です。

今回新たに出された2社については、それぞれに難しい問題が多くあると思います。今まで先行した5社に比べても、かなり難しい査定になると思います。

まず東京電力に関しては、発電部門が別会社になっているので、全て調達という格好で現れるということですが、この委員会でもたびたび議論になっているとおり、だからといって調達価格をそのまま受け入れて、少し削減の努力をしているという程度の査定で本当にいいのかは、きちんと考える必要があると思います。

実際にJERAからの価格付けでは、例えば送配電部門に供給する電力で、私たちにはとても考えられないようないろいろな費用が織り込まれている例を別の委員会で見ている。そういう状況があるのにもかかわらず、今回そのまま受け入れるなどということをしたら、まともな査定をしていないと批判を受けても仕方がない。ほかの電力会社と同じように、

遡ってきちんと見るべき。ただ、これは委員によって意見の相違があることは十分認識していますが、それをやったら東京電力、あるいは潜在的には東京電力と中部電力だけはこれから甘い査定をすることになると、強く懸念しています。

次に、北海道電力です。今、山内座長から適切に言っていたと思うのですが、原発の再稼働は現時点で見通せないで織り込まない、でも稼働したら値下げしますというのは、もっともである面もあると思いますので頭から否定することはできませんが、極めて不誠実な対応だとも見える。

再稼働したら値下げしますと言うが、この後の値下げは、値下げ届出制の下では、ある意味で厳格な審査を経るものではない。したがって、原発の再稼働によって例えば1円のコストが下がったときでも、本当に直ちに1円のコスト分下げるという義務があるわけではなく、ほかのコスト、予想外に増えたほかのコストもいろいろあるので、相殺してとかといって、1円コストが下がったのにもかかわらず0.01円だけ値下げするとしても、値下げ届出制の下では許される。そういう制度の下で、ほかの会社は、確実ではないけれども一定の仮置き、見込みとして、料金を下げるためにも稼働を織り込んでいるのにもかかわらず、北海道電力は、それを今後3年間全く見通せないから無理だと言っちゃっていることを本当にそのまま認めてもいいのかは、大きな争点になると思います。

この点については、この後大いに議論されるということになると思います。さらに今後3年間、稼働の見通しがつかないにもかかわらず、原発回りの様々なコストのほうは料金に入れて、この期間全く動かないと見通している電源のコストだけ原価に入れることは許されるのかという点については、これは議論の余地なく問題外ということはないと思いますが、一方で議論の余地なく当然に認めるべきだということでもないと思います。これについては、今後議論をしなければいけないと思います。

両社とも、共通に燃調の上限がある結果として値上げやむなしというのは、ある程度の理解は得られると思いますが、それを超えた値上げが出されているということは、私たちはちゃんと認識し、より厳正な査定をしなければ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。

ほかの委員の皆さん、いかがでしょうか。

私のほうから、さっき北海道電力に御質問したんですが、東京電力E Pに1つ伺いたいんですけど、購入販売電力料のところで燃調上限、この燃調上限がなかった場合にはどう

なっていたのかというのは一つ論点になると思うんですけど、いかがですか。

○秋本オブザーバー 資料の5ページを御覧いただければと思いますが、先ほど私、説明を割愛してしまいまして申し訳ございませんでしたが、ここに燃調上限なかった場合の負担分ということで、仮に上限がないとした場合と比べますと、2023年2月で言いますと、約7円/kWh乖離がしているという状況になってございます。ちなみに、この水準を続くと負担額は2023年度で2,500億円となると、こういう見込みを立てております。

以上でございます。

○山内座長 ありがとうございます。

ほかにいかがですか、委員の皆さん。

それでは、もう一つ私のほうから。総原価についてですけれども、燃料価格とか市場価格の高騰で購入電力料が大幅に増加していると、8ページのところに書いてあるんですけれども、それ以外の経費が大幅に落ち込んでいるといいますか、なのではないかという感じもして、購入電力料のかなりの部分は東電のコストとして計上されていて、一般的な費用を占めているのではないかというふうに思われるんですね。

また、電源構成比を見ると、FIT、市場というのがあって、これは14%でとどまっておりますね。それで、市場価格高騰の寄与分というのは、その意味では差があまり大きくないのではないかと。これは9ページですか、ありますね。購入電力料で燃料高騰寄与分と市場高騰寄与分というのは、区別することというのはできないのでありましょうか。

○秋本オブザーバー 秋本でございます。詳細はまた別途お示しをしたいと思っておりますが、概算で申し上げますと、9円が燃料使用の分ということでの増分だということと御理解いただければよろしいかと思います。そのうち7円が、先ほど申しましたように燃料費調整ということになりますので、残りの2円というのが市場価格の増分ということかと思います。また詳しく御説明する場を設けさせていただければと思います。

○山内座長 ここ、論点になるんじゃないかというふうに思っています。

あと、ほかにいらっしゃいますか。

では、もう一つ。さっき北電さんにも原子力の件で伺ったんですけれども、柏崎刈羽が原価低減を図るという観点でその運転計画に織り込んでいらっしゃるという、その効果が2.1円/kWhということですが、これは具体的にどんなように算定されたのかというのを簡単に御説明いただけますか。

○秋本オブザーバー 原価算定上の原子力の織り込み方ということでございますけれど

も、具体的には原価に織り込みました平均市場価格、それから火力燃料費、バックエンド費の差額、これが約33円／kWhございます。これに原子力発電電力料の119kWhを乗じまして3,900億円ということで算定をさせていただいております。

以上でございます。

○山内座長 ありがとうございます。また、これも細かいところでまた議論させていただこうかと思います。

そのほかにいかがですか。

もう一つだけ、経営効率化について伺いたいんですけど、総原価で大宗は購入電力料ということで、これは先ほどもありましたけれども、この購入電力料の削減、これについて何か努力されているか。具体的な削減効果、努力によって織り込んでいるか、その辺。詳しいところ、細かいところは、また別途で教えていただくことになると思いますが、大体の大筋で言うとどんな感じになっているんですか。

○秋本オブザーバー こちらも詳細は、また改めてということかもしれませんが、今日の資料で言いますと12ページを御覧いただければと思いますが、ここの表の一番上のところ、購入電力料の削減というところにありますとおり、電源の固定費の削減でありますとか、高効率な火力からの調達を拡大することによりまして可変費の削減に努めてきたと、こういったものが大宗となってございます。

以上でございます。

○山内座長 どうもありがとうございます。

ほかにも幾つかあろうかと思いますが、委員の皆さん、いかがですか。先ほどの松村委員のように、いろいろな視点といいますか御意見でも結構かと思いますが。東電E Pだけではなくて北海道、電力についても同じですが、いかがでしょう。

これから細かくまた見ていくところではあるんですけども、今日のところはどなたかいらっしゃいませんか。

○藤井オブザーバー 北海道電力ですけれどもよろしいでしょうか。

○山内座長 どうぞ。

○藤井オブザーバー 先ほど委員長のほうから経営効率化のお話がありました。その中で私ども北海道電力として、14ページになりますけれども、この中で需給関係費を軽減するための施策としてここに列記してございますが、これは先ほど冒頭でもちょっとお話をさせていただきましたが、まずは燃料調達のほうをしっかりとメリットオーダーになるよう

に低減するような調達方法、特にスポットと長期契約、この辺をよくにらみながら、更には燃料調達の中でも低品位炭の調達の拡大、こういったところを今試みてございます。これはボイラー自体も多少改良していかなきやいけないんですけど、今こういった取組も進めていますし、さらに最近のDXといいますか、デジタル技術を使いながら需給運用のほうもさらなる高度化、こういったものを深めているところでございます。

簡単でございますけれども以上でございます。

○山内座長 ありがとうございます。今の燃料費なんですけど、かなり石炭の値段が上がっているというのは皆さん共通した認識だと思いますけど、例えば国内炭と海外炭でどのくらい価格差があるか。もしも国内炭のほうが安いという場合には、国内炭の調達量を拡大するということも可能なんではないでしょうか。

○藤井オブザーバー 北海道電力でございます。ただいま当社におきましては、国内炭で発電している発電箇所がございます。これは、今後2027年に向けて休止していくんですけども、年間産出量というのを大体想定しまして、そして調達しています。御指摘のとおり、海外炭よりも現状においては国内炭のほうが多く購入しているという状況もございます。

ただ一方では、これは燃料だけの問題ではありませんが、発電効率、経年化に伴う効率化として、非効率な発電所のいわゆるフェードアウトの一つとして取り組んでいますので、さらに御指摘のとおり国内炭を調達していくということになると、先ほどの27年以降をどうしていくのかという議論に入ってしまうので、現状のところでは、当社としては考えてはおりません。

以上でございます。

○山内座長 ありがとうございます。

ということで、委員の方、何かございますか。

それでは、また委員の方に詳しく資料を確認していただいて、もちろんこの場でなくても事務局のほうにいろいろと御連絡いただいて、別の御意見いただくということも可能かというふうに思います。

ということでございますが、以上について、事務局のほうから何かコメントありますか。

○池田取引監視課長 松村先生から2点ほど頂きました御指摘につきましては、今後、事務局においてもしっかりと審査を行ってまいりたいと思います。

○山内座長 ありがとうございました。

それでは、松村さんの御意見も入れて次回以降、改めて御議論ということにさせていただきます。その準備を事務局にお願いいたします。

それでは、この2社についての件は以上ということですね。我々が今まで議論してきた東北電力、北陸電力、中国電力、四国電力、沖縄電力、この5社についての議論に戻ります。

議題5、この中の修繕費についてです。事務局から御説明いただいた後に、今の5社から御説明いただこうと思っています。その後に議論ですね。

それでは、資料7の御説明を頂きます。

○池田取引監視課長 それでは、資料7を御覧ください。次に御審議いただくのは修繕費についてでございます。

2ページでございますが、今後検討を深めていくべき論点としてどのようなものが考えられるか、幅広く御議論いただきたく存じます。

1枚めくっていただきまして修繕費ですが、固定資産の機能を維持するための部品の取替え、損傷部分の補修、点検等に要する費用などのことございまして、料金算定規則上は実績値と供給計画とを基に算定することとされております。

具体的な審査基準でございますが、審査要領において2つルールが定められております。1つは帳簿原価、すなわち簿価に占める修繕費の割合、これを修繕費率といいます。直近5年間の修繕費率がメルクマールとして扱われており、これまで申請原価の修繕費率がメルクマールの範囲に収まっているかという点を確認することとなります。

もう一つのルールとしましては災害復旧修繕費についてございまして、直近10年間で最大の年及び最小の年を除いた8年間の平均の原価算入を認め、ただし1件1億円未満のものは原価への算入を認めないというものでございます。

1枚めくっていただきまして、修繕費に係る主な論点でございますが、4点挙げさせていただきます。1つは設備投資の論点と同様ございまして、需要想定・供給力と整合的か、電気事業の運営にとって真に不可欠な修繕費か、経済的な合理性があるか、修繕の実施時期は適正かということでございます。2つ目は、メルクマールの直近5年間は2017年度から2021年度のことでございますが、これによらない事業者が2社ほどございまして、それが適正かどうかということでございます。3つ目もメルクマールの話ですが、沖縄を除く4社がメルクマールの水準を超えた原価で申請しているんですが、その超えている部分が適正かどうかということでございます。4点目は、災害復旧修繕費が審査要領にのっとって

計算されているかどうかということでございます。

1枚めくっていただきまして、修繕費の概要でございます。東北、沖縄の2社の5年間の取り方がずれてございまして、2021、2022年度が特異的に低い水準にあるということでございまして、メルクマール算定期間をずらしたとしてございます。また、申請原価における修繕費は、東北、北陸、中国、四国が現行原価と比較して増加するだけでなく、特殊な要因があるとしてメルクマール水準を超過してございます。

6ページに行きまして、各社の修繕費の申請状況の数字をまとめたものでございます。表は2つございまして、まず上の表についてでございますが、一番左の東北電力を例に説明いたしますと、火力、水力、原子力と部門ごとに申請原価が一番左の列に並んでございまして、トータルが868億円ということでございます。この2つ右側のピンクで示した145億円ほどが増額になると。これは北陸電力、中国電力、四国電力も現行原価から増額したということでピンク色になってございます。

また、下の表につきましてはメルクマールの話を表したものでございまして、これも東北電力を例に説明させていただきますと、1つ右側の直近5年間の列を見ていただきたいんですけれども、修繕費が年平均692億円、これを帳簿原価の3兆9,371億円で割りまして、1.76%というのがメルクマールということになります。これに対しまして左側の列ですが、申請原価のほうでは修繕費は868億円でございます、帳簿原価で割りますと1.94%ということで、過去5年間の実績を超えているということになります。

また、東北電力は特殊な要因による超過分を（b）欄、上から2つ目のところに83億円と積み上げてございまして、これを除いて修繕費率を計算すると1.75%となり、ほぼ過去5年間のメルクマールとイコールになります。

あと、北陸、中国、四国も同様の傾向でございまして、特殊要因による超過というのがございまして、また、特殊要因による超過額として積み上げたものを除いた修繕費率は、過去5年間のメルクマールとほぼそろったといったものになってございます。

7ページからが、各社の修繕費の推移を設備投資のときと同様に25年分まとめたものでございまして、折れ線が修繕費率でございますが、東北は過去2%台で推移してきたのが1%台まで下がってきたものの、原価算定期間ではまた再びやや増加と。

8ページ、北陸電力も直近に比べると原価算定期間中は増えていますと。

9ページ、中国電力も原価算定期間中は増えていると。

10ページ、四国電力も減少傾向でしたが、原価算定期間中は増えていると。

11ページの沖縄は、他社よりも高く2%台で推移しているといった傾向になってございます。

12ページでございますが、これは各社の今回の修繕費率の算定方法について各社に聴取した結果でございます。各社いずれも8割～9割超は工事費を個別に算定して積み上げ、特定ができないもののみ過去実績に基づき計上しているということでございました。

13ページ目でございますが、これは東北、北陸、中国、四国がメルクマールの水準を超過しているということの理由でございます。東北につきましては、原子力発電所の再稼働に向けた検査。中国電力は、それに加えて40年超運転に向けた特別点検等。あと四国は、今まで原発が長期停止中だったため修繕費率が少なく計算されていたといったことを挙げておりますが、この辺につきましては、後ほど各社から説明を頂きたいというふうに考えてございます。

続きまして、14ページ目につきましては、特殊要因を除いた修繕費率と超過分を除いたメルクマールとの比較でございまして、ここは先ほど申しましたとおり、特殊要因を除くと過去と同水準のメルクマールとなつてございまして、メルクマールから逆算するなど恣意的な算定になっていないかという確認が必要だと考えます。

続きまして、15ページ目でございます。災害復旧修繕費でございます。これは10年間のうち最大、最小の年を除いた8年間平均ということで、東北につきましては東日本大震災の影響で150億円が出ていますが、これらを除いて8年平均で25億円と。中国も若干災害復旧修繕費がございまして6,000万円と。北陸、四国、沖縄は若干ございますが、ルールで1件1億円未満の算入は認めないとなっていますので、今回の原価算入では0ということになってございます。

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した。

それでは、事業者さんからの御説明に移りたいと思います。

まずは北から、東北電力の石山様、資料7-1、御説明お願いいたします。

○石山オブザーバー 東北電力の石山でございます。資料の御説明の前に、口頭になりますけれども、弊社から一言おわびを申し上げます。

先月1月19日の料金制度専門会合におきまして、3件の申請原価に関する算定の誤りについておわびを申し上げ、1月末目途に算定内容について確認をすることとしておりましたけれども、その結果、新たに人件費の法定厚生費、他社販売電源料、他社購入電源費、

その他経費の消耗品費及び補償費、合計で6件、原価を過大に算定する誤りが新たに確認されました。事務局のほうには既にその詳細を御報告させていただいておりますけれども、委員の皆様方にも、この場をお借りして深くおわびを申し上げます。今後、最終的な補正申請をさせていただく際には、このようなことが発生しないよう、全社を挙げて再発防止等の対応を進めてまいります。誠に申し訳ございませんでした。

それでは、弊社の修繕費の御説明に入らせていただきます。

資料7-1、1ページ目の修繕費の概要を御覧いただきたいと思います。左側の1. 修繕工事の計画の考え方、こちらのほうに記載のように、弊社では定期検査などの結果に基づく機能維持・経年劣化対策や女川原子力2号機の再稼働に要する費用などを計上する一方で、上段のリード文に記載したような効率化を織り込んだ上で修繕費を算定しております。電源ごとの主な工事内容については記載のとおりでございます。

次に、右側の2. 前回計画との比較を御覧ください。弊社の水力設備は、既設の約8割が運転を60年以上経過している状況です。そのため、高経年化対策やダムに堆積した土砂を取り去るしゅんせつ工事が増加をしております。また原子力設備は、女川2号機の再稼働に向けた設備点検、補修費用が増加をしております。このような結果、全体では修繕費が前回より145億円増加をし、868億円となっております。

次に、下段の3. 経年推移とメルクマール比較を御覧ください。メルクマールは、審査要領上、直近5か年実績値が基本となりますが、右下の※に記載のとおり、2021年2月に発生をしました福島県沖地震の影響により、2021年度の修繕費は他の年度と比較し極端に低い実績値となっておりますので、弊社は前回2013年に御認可を頂いた際の考え方を踏まえ、2016年度から2020年度までの5年間を採録期間としてメルクマールを算定しております。これにより、今回原価の修繕費率は赤枠内に記載のとおり、特殊要因を除いた場合は1.75%となり、メルクマールの5か年実績値を下回っております。

なお、長期的な推移につきましては、事務局のほうで先ほど御説明いただいた資料7の7ページ、こちらのほうに記載をしておりますけれども、東日本大震災前は2%を超える修繕費率でございましたが、効率化の取組などにより、至近では2%を切る水準となっております。

続いて、資料7-1の2ページを御覧ください。評価上特殊要因としております女川2号機の再稼働関連修繕費の概要をまとめてございます。リード文の2つ目のポツに記載のとおり、女川2号機の長期停止期間中は原子燃料の冷却や電源の確保などに必要な機器に

限定をして点検を行ってまいりましたが、起動前の設備点検におきましては、運転に必要な全ての機器を点検することになりますので、下の図のとおり、点検対象機器が大幅に増加をいたします。メルクマール期間の実績修繕費には当該費用が計上されてございませんので、料金原価上考慮する必要があるものと考えております。

弊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、北陸電力・平田様、お願いいたします。

○平田オブザーバー 資料7-2で弊社の修繕費について説明させていただきます。

まず、修繕費の概要について2ページを御覧ください。リード文1ポツ目で、修繕費につきましては、電力の安定供給や安全の確保に必要な設備点検、補修等の機能維持対策を着実に進めていく計画とし、火力発電所の高経年・高稼働影響による補修費用の増加や志賀原子力発電所2号機の再稼働に必要な起動前点検費用等により、現行原価対比で79億円増加しております。

2ポツ目、申請原価につきましては、上流購買の推進や新技術導入による仕様・工法の見直し等の効率化を年平均27億円織り込み、特殊要因を除いてメルクマール以下となるよう、修繕費の件名ごとの積み上げ額から抑制した上で申請しております。

続いて3ページ目ですが、2000年度からの修繕費の推移について御説明いたします。リード文1ポツ目、当社は1990年代後半から2000年代の初頭にかけて大型電源の開発を行ってきたため、2000年代は対象設備の増加により修繕費は増加傾向にありました。2ポツ目、2011年の東日本大震災以降は、原子力発電所の長期停止により原子力修繕費が減少する一方で、火力発電所の高稼働に伴う火力修繕費の増加により、修繕費全体としては至近年まで同水準を維持しております。

続いて、4ページで特殊要因について説明いたします。リード文1ポツ目、志賀2号機は原子力規制委員会による新規制基準適合性の審査中であり、長期停止状態を維持していることから、2012年度以降、発電所の停止中の機能維持に必要な設備に限定して点検を行うことで、修繕費を最大限抑制してまいりました。

2ポツ目、原価算定上、2026年1月に設定した志賀2号機の再稼働後の安全・安定運営に向けて、長期間点検していない設備等の点検を行う起動前点検が必要であります。このような点検はメルクマールの算定期間である直近5年の実績に含まれていないため、特殊要因としております。

3 ポツ目、この起動前点検が修繕費の増加要因ではありますが、これまでも御説明してきましたとおり、志賀2号機の再稼働織り込みにより、燃料費抑制や卸販売収入の拡大等により申請原価全体では低減が図られております。

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、続きまして、中国電力の小寺様にお願いいたします。

○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、資料7-3に基づきまして御説明をいたします。

まず1 ページ目、修繕費の考え方でございます。当社は、これまで島根原子力の停止が長期化する中におきましても、現状の料金水準の維持のため、競争発注等による調達コストの低減はもとより、利用率が低下傾向にあった発電所に関わる修繕費の抑制や施工方法の合理化等の徹底した効率化を続けてまいりました。資料右のグラフからも、過去から修繕費を低減してきたことが御覧いただけたと思います。一方で、国内における再生可能エネルギー導入拡大や重負荷期の需給逼迫に加え、燃料価格の高騰といった事業環境も変化をしております。

当社といたしましては、経年火力の代替となる三隅2号機の運転開始に続きまして、島根原子力発電所2号機の着実な再稼働や火力、水力設備に求められる役割も踏まえ、その変化に柔軟に対応していくため、下表に示す安定稼働に資する施策を織り込み、引き続き電力の安定供給という使命を果たしてまいります。これらの修繕施策は、島根2号機を長期にわたって安定的に稼働させることや、価格メリットのある重油火力の活用拡大、再エネ電源である水力の有効活用など、燃料費の効率化として、トータルコストの低減にも大きく寄与するものと考えております。

次のページをお願いいたします。こうした考え方の下、原価算定期間における各設備の必要となる点検・補修工事等を個々に積み上げて算定した結果、現行原価と比較いたしまして51億円の増加となる488億円となりました。審査要領に示されるメルクマールである直近5年の修繕費率を超過しておりますが、これは先に御説明しました安定稼働に資する施策に係る60億円を織り込んだ結果でありまして、過去に実績計上のない特殊要因としてこれを控除した場合は、過去実績相当となっております。

これまで修繕費の抑制、効率化に努めた結果として、当社の過去実績1.48%は相当に低い数値であると認識しておりますけれども、申請した従来施策分につきましても、資機材、

役務調達のコストの低減といった最大限の効率化を反映し、同水準に抑制しております。

最後に、メルクマールの超過要因につきまして補足説明をさせていただきます。次のページをお願いします。まず、原子力の島根2号機につきましては、2024年1月末に再稼働する前提としており、稼働前点検や今後も長期にわたって安定的に運転継続していくための点検を計画しております。

次に、水力では、近年の豪雨等の激甚化に伴い、川の水とともにダムに流入する土砂の量が高止まりしており、発電取水を安定的に行うため、毎年の土砂取り除き工事を1億円増額したものです。火力では、再エネ導入量の増加に伴いまして調整力となるガスタービン発電所の起動回数が急増した結果、2022年に設備損傷が顕在化したことから、今後も同様の運用を続けていく中で必要となる対策費として3億円を計上いたしました。

最後に、重油火力は近年、燃料価格差から利用率が低下していたため、修繕費を抑制しておりましたが、現状の燃料情勢下における価格メリットや重要な供給力として、今後の利用拡大に向け、休止していた油タンクを2022年に復旧し、2023年度からはボイラー設備等の健全性回復策として6億円を計上いたしました。こうした事業環境変化への対策を特殊的要因として整理したものでございます。

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、次に、四国電力・宮本様にお願いいたします。よろしくお願いいたします。

○宮本オブザーバー 四国電力の宮本でございます。それでは、修繕費について御説明いたします。資料7-4を御覧ください。

調達・取引価格の低減や工事内容・実施時期の精査などの効率化に努めておりますものの、労務費市況の上昇などにより、前回原価と比べて7億円増加の317億円となっております。また、修繕費率で見た場合には、直近5年の実績メルクマールと比較すると若干上昇しておりますが、労務費市況の上昇影響と伊方3号機の長期停止により修繕費が減少していた影響を除くと、今回の原価はメルクマールを下回る水準であると考えておりますので、その考え方を中心に御説明いたします。

なお、詳細の推移等につきましては、参考資料8に記載しておりますので、後ほど御覧いただければと思います。

それでは、資料左側の労務費市況の上昇影響について御説明いたします。当社の請負契約等で適用する単価は、前回料金改定時の当社の調達価格に関する御指摘を踏まえて引き

下げておりますが、その後の労務費市況との乖離に対しては、まとめ発注や早期発注など調達の工夫をしながら取引先との契約合意を図りつつ、ほぼ据え置いてきたという経緯がございます。

しかしながら、公共単価と当社の単価との乖離の影響が拡大し続けていることにより、ほかの工事への作業員の流出などにより、当社工事に必要となる作業員の確保に支障を来しつつあるということや、作業品質や施工品質の維持などに懸念が生じるおそれも出てきたことに加えまして、今年度の関係省庁からの労務費単価等の物価上昇の取引価格への反映要請も踏まえて、昨年9月の当社の定期の単価改定の機会に公共単価と当社単価の乖離幅を半分程度に縮小させる改定を行っておりまして、今回の原価算定期間においても、このレベルで3年間固定して織り込んでおります。

続いて、右側の伊方3号機の長期停止影響について御説明いたします。伊方3号機は2016年に再稼働済みでございますが、残念ながら、その後2回にわたり裁判所による運転差し仮処分の命令を受けたことから、図に描いてございますように、直近5年間のメルクマール期間においては、多くの期間にわたって停止しているという状況でございました。このため、左側緑色のところのメルクマールの期間においては、定検が2回しかないため、定検費用が非常に低いレベルとなっております。

一方で、現在は通常運転に戻っていることから、今後は13か月の通常の運転サイクルを継続し、原価算定期間の3年間で約3回の定検を実施するという計画に基づいて織り込んでおり、メルクマール比較においては、そういう理由から織り込みが大きく見えておりますが、これは比較対象となっている直近5年間の定検回数が極端に少なかったことによるものでございます。

以上の2つの要因をメルクマールに加味すると、今回原価はメルクマールを下回る水準であり、当社の織り込みは、妥当であると考えてございます。

御説明は以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

それでは、最後ですけれども、沖縄電力・糸数様、お願いいたします。

○糸数オブザーバー 沖縄電力の糸数でございます。それでは、当社の修繕費について御説明いたします。資料7-5をお願いいたします。

修繕費用は、法令に基づく定期点検や検査・診断等に基づく故障部品の取替えや補修に係る費用を積み上げて算定しています。左上の申請原価と現行原価の比較にお示ししてい

るとおり、火力設備の修繕費は新規電源開発等の影響により、現行原価から約15億円増加しております。業務設備、その他で約20億円減少しており、申請原価全体といたしましては、現行原価より約5億円減の約80億円となっています。

修繕費率については右の表でお示ししておりますとおり、メルクマールである自社の過去実績を下回る2.042%となっております。メルクマール算定期間については、2016年度から2020年度の5年間としており、2021年度は含めてございません。その理由といたしましては、スライドの中段右に記載しておりますとおり、同年度は新型コロナウイルスの影響により吉の浦火力の点検に必須となる二十数名の外国人技術者の入国が禁止となり、定期点検を次年度まで繰り延べたことで修繕費率が特異的な水準となったためでございます。

ただいま御説明いたしました修繕費工事の繰り延べは事業者ではコントロールできない事象に起因しておりまして、メルクマール算定における配慮がない場合、将来的に修繕に必要な費用を確保することができず、安定的な発電設備の維持に支障を来すおそれがあるものと考えております。例えば繰り延べした費用につきましてはメルクマールに反映するなど、一定の配慮をお願いしたいと考えてございます。

続きまして、修繕費の経年推移について御説明をいたします。事務局様資料7の11ページをお願いいたします。2004年頃及び2013年から2015年頃に修繕費率が減少しておりますが、それぞれ石炭火力及びLNG火力の運用開始に伴って帳簿原価が増加したことによるものでございます。2009年及び2010年には修繕費及び修繕費率が増加しておりますが、これは休止電源の復旧工事や各電源の定期点検が重なったことなどが要因となっております。2016年頃から修繕費率はほぼ2%で推移しておりますが、2000年当時と比べて全体的に火力設備が高経年化している中、修繕費が大きく増加することのないよう抑制に努めておりまして、原価算定期間においても直近年度と同程度の水準以下となるように計画をしております。

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。

これで、事務局、事業者の方の説明は全て終了いたしましたので、皆さんから御質問、御発言をいただきたいというふうに思います。挙手機能で、ありましたらお願いいたします。どなたかいらっしゃいますか。

修繕費は、さっき事務局からの説明にもありましたように、1つはメルクマールの期間

の取り方、メルクマールを上回った分の要因ですね、特殊要因等あるので、それについて、それから災害復旧費の話ですかね。

それでは、華表委員が挙手ですので、華表委員、どうぞ御発言ください。

○華表委員　華表です。私からは1点だけなんですけれども、メルクマールについて、算定期間を動かして算定しているという事業者さんがいるというふうに認識しています。これについては、メルクマールはあくまで基準ですし、特殊要因による算定期間の変更とすることをやってしまうと収拾がつかなくなってしまうということもあると思いますので、メルクマール自体は、あくまで定められた算定期間をベースに算出したほうがいいのではないかとというふうに考えています。

その上で、メルクマールよりも高くなってしまっている理由として、外生的な理由により5年目が例えば修繕費として低くなってしまっているもので、その結果としてメルクマールより今回の申請が高くなってしまっているということを理由として説明するという形でお話ししていただくほうが、その考え方のほうが申請要領にかなっているのではないかと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、次は圓尾委員ですね、圓尾委員どうぞ。

○圓尾委員　圓尾です。修繕費って難しいですね。まず、各社の御説明伺っていると、どれももっとも聞こえるという難しさがあります。また、これは電力業界に限らないですけれども、どんな会社でも結果としての利益を安定化させるために、事業環境の悪いときには修繕費を極力絞って不要不急のものは先送りし、事業環境がいいときには、逆に積み増すのは当たり前のようにやるわけです。電力会社さんの過去の決算に関しての説明を伺っていても、少なからずそういう調整弁として一定の役割を果たしてきているのが修繕費にはあります。そういう変動する難しさがあるのだと思います。だからこそ、直近1年とか2年とか短期の実績を基準にするのではなくて、5年ぐらい取れば収支のいいときも悪いときも含まれるだろうということで過去5年間の平均を取ってメルクマールという形にしているのかと理解しています。

ですから、調子の悪いときは外したいという思いはあるとは思いますが、私は華表委員がおっしゃったように、ここはルールとして直近から遡って5年間をメルクマールとして設定するのがまず大原則、これを守るべきだと思っています。過去からの推移を見ると、

東北電力さんのように2.数%という修繕費比率であったところが1.78%ぐらいに落ちてきています。さっきの御説明にあったように、いろいろな効率化を進めてこうやって絞ってこられたのと思います。

ですから、メルクマールの算定に非常に長い年数採る方法もあるかと思いますが、やはり5年ぐらいの直近を取るの、そういう効率化を査定に反映するという意味でも適当な年数なのかと思いました。ですから、メルクマールを超えないようにというコントロールを過去の査定でもしてきたのは、一定の合理性があると思います。

一方で原子力の定検については、過去5年遡ってほぼ各社なかったのは事実ですし、1基定検が完了すると非常に大きな修繕費が発生するのも間違いないことなので、ここは特殊要因として原発の定期検査の増加による影響は認めていいと思います。一方で、原発を動かすということで燃料費の抑制という意味では、原価を下げる形で効いていますし、それとはある意味リンクしていますから、原発の定期検査の台数増による増加は認めてあげていいと思います。けれども、それ以外のところは効率化などでのみ込むべき内容ではないかと思いました。

以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

それでは、梶川委員どうぞ。

○梶川委員 私もお二人の意見とほとんど同じでございますので、メルクマールはやはり一律統一的にされないと。メルクマールで個別の事業を考えた上に、メルクマールの超過のところでまたどうするかということになると、なかなかメルクマールの意味が難しくなると思うので、そのことだけです。よろしくお願いします。

○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。

松村委員、どうぞ。

○松村委員 松村です。発言します。ほかの委員の御指摘もとてもだと思いますので、支持します。その上で、メルクマールはあくまでメルクマールなのだから、増える要因があれば個別に検討するのももっともではあるのですが、これに関して逆はなかったんでしょうか。直近の5年間というのを採って、今回、本来ならこの年にやるべきだったものが原価算定期間にずれ込んだというのと同じように、本来であれば直近、メルクマールの算定期間に入る前にやるべきだったものが後ろ倒しになったとか、何か特殊な要因で増えた

とかということは本当になかったのでしょうか。この原価算定期間のところで特殊要因を考えて、メルクマールのところでは特殊要因があるのにほっかぶりしているというのはいかにも非対称的だと思いますので、そういうことがなかったことを確認してください。

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。

メルクマールの期間については、皆さんやはり5年で統一という方向であれですかね。これは東北と沖縄ですけれども、何かあるんだったら、そのところでまた別途説明が必要だと、こういうことですね。

それから特殊要因どこまで認めるか。さっき圓尾委員は、原発のところは致し方ないんじゃないかと、こういうことだったんですね。今の松村委員のお話は、そもそも5年のメルクマールの期間に特殊要因があったかもしれないので確認してほしいと、そういうことですね。

ほかにいらっしゃいますか。ほかにいらっしゃいませんか。

事務局から何かコメント。

○池田取引監視課長 華表委員、圓尾委員、梶川委員、松村委員からは、算定期間は動かすべきではないということと、あと圓尾委員からは、超過分について認めていいところと認めるのは適当でないところがあるのではないかとということをいろいろ御指摘を頂いているところでございますが、さらに原価算定期間に特殊要因的なものはなかったかと松村委員御指摘されましたが、事務局においては、今頂いた御指摘を基に事業者から更にいろいろ説明を求めまして精査をして、また、超過分を認めるかどうかといったことについて検討を進めていきたいと思っております。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。

これで修繕費はとりあえず方向性が出たということで、これ事務局でまた詰めていただいて、今こうすべきだという御意見ありましたね、それで進めていただきたいと思います。

それで、あとまだ2つあります。次は、「その他経費について」ということでございます。事務局から御説明いただいて、本来でしたら中国電力から御説明いただくということになっております。事務局説明の後をお願いしたいと思います。

それでは、資料8ですね、事務局からお願いいたします。

○池田取引監視課長 資料8、その他経費でございます。

2 ページを御覧ください。その他経費は様々な費用の集合体でございますが、本日は、その他経費のパート1として、特に廃棄物処理費と貸倒損について御議論いただきたいと思います。

3 ページ目は、その他経費の全体像でございまして、本日は黄色い部分について御議論いただくということでございます。他方、開発費・開発費償却、株式交付費・株式交付費償却につきましては各社計上がございませんでしたので、議論から外させていただきます。

そして、このほかの部分については、次回以降の御審議とさせていただきたいと思えます。

4 ページ目は原子力に関する費用というところの位置づけでございまして、本日は、黄色とさっきの修繕費のところでも出ました原子力発電設備の修繕費、そこを扱ったということでございます。

5 ページからは、その他経費に該当する各費用項目の概要を一覧として示したものでございます。今回御審議いただく廃棄物処理費とは何かでございまして、石炭火力ですとか石油火力であれば石炭灰、重油灰、あとは排水ですとか排煙の処理のための費用ということで、原子力であれば低レベル放射性廃棄物の処分のための費用とか、高レベル廃棄物の運搬費用といったものが含まれるということでございます。

6 ページに移りまして、貸倒損は、電力料金収入で回収できなかった費用を積むということになっています。

続きまして、7 ページは料金算定規則における規定でございまして、実績値及び供給計画等を基に算定した額で審査を行うということでございます。

8 ページは、その他経費の申請原価と前回の原価の比較を各社ごとにお示ししたものでございまして、黄色で網掛けを付けた箇所は、単純に10億円以上原価が増えたところになる箇所でございます。今回説明する廃棄物処理費というものは一番上の行でございまして、東北、北陸、中国が10億円以上の増額となっておりますが、沖縄は、網掛けは付いておりませんが9億円近い増額となっております。増減率で言いますと6割近い増加でございまして、むしろ東北、北陸、中国よりも大きい増え方となっております。

なお、一番下の行、参考としまして営業費合計に占めるその他経費の割合を示してございまして、費用全体に占めるその他経費の割合というと数%のものでございますが、個々の費用で見ますと、例えば賃借料ですとか委託費ですとか諸費のように100億円を超えているものもございまして、しっかり事務局で確認を進めているところでございます。

9 ページは、各社から申請がございました廃棄物処理費について、それぞれ火力、原子力の別に現行原価と申請原価を比較したものになりまして、原発のない沖縄はもとより、そのほかの4社も大部分が火力の廃棄物処理費となっておりまして、四国を除きましては現行原価と比較して火力廃棄物処理費の伸びが大きくなっていると、そういう状況でございます。さらに中国電力につきましては、原子力廃棄物処理費の伸びも大きくなってきているというところでございます。

10 ページでございますが、増額の内容を各社に聞いた結果を一覧表にまとめたものでございまして、四国以外の増額の理由につきましては、石炭火力の増加とか新たな火力の運開による稼働の増加により石炭灰が増えて、その処理費も増えたということでございます。

11 ページが火力廃棄物処理費の内訳をもう少し細かくお示したものでございまして、幾つかの費用に分かれますが、中でも灰処理費が全体の6～7割を占めてございます。なお、灰処理費の算定方法につきましては、審査要領等にも規定はございませんけれども、各社おおむね同じ計算方法になってございまして、原価算定期間中の需要想定、供給力に基づく発電電力量、あるいは燃料消費量に過去の灰発生率を掛けて算定してございます。

次、12 ページでございまして、灰処理費につきましては機械的に計算するものでございますが、中国電力は灰処理費の諸元としてある灰発生率の算定方法が少しほかの会社と異なっておりますところ、そこが少々異なる点となるというところでございまして、要はほかの会社、中国電力を除いた4社というのは発電所ごとに過去実績を基に灰発生率を算定していますが、中国電力は2018年から灰分の高い安価な石炭の調達契約を締結した等々の事情から、直近の豪州炭の廃棄物の処理炭の費用等々を含んで将来の値を見積もっているというところで、この辺につきましては、後ほど中国電力に御説明を頂きたいと思っております。

13 ページは原子力廃棄物処理費でございまして、ここについては、大きな論点というところは特にうかがえないところでございます。

続きまして、14 ページ目からは貸倒損ということでございます。貸倒損の計上方法については、売上債権等の回収漏れが発生した場合の損失と、まだ売上債権等の回収漏れは発生していないものの、回収漏れリスクを踏まえて貸倒引当金の増額等を行う場合の二本立てで計算されてございます。

5 社とも、過去実績を基に貸倒率あるいは売掛金残高などのデータを用いて算定していますが、その中で今回論点としてお示ししたいのが、回収漏れリスクを抱える売上債権が

将来的に減ることが予想されている場合、そういった場合における貸倒損の織り込みの妥当性ということでございます。貸倒損というのは原価算定期間を終了した後も料金原価に含まれ続けることとなりますので、回収漏れリスクを抱える売上債権ということが見込まれる場合に、貸倒金の算定にその分が除外されてない場合は、結局過大な費用が固定化される可能性がございまして、そこは今後の査定の中でしっかりと見てい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した。

それでは、先ほど言いましたように中国電力から御説明があるということで、小寺さんですね、説明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。それでは、資料8-3-2に基づきまして、当社の廃棄物処理費の中の灰処理費の内容について御説明をさせていただきます。

まず、1ページをお願いいたします。当社は2022年11月に高効率である最新鋭の石炭火力の三隅発電所2号機の営業運転を開始し、10%程度のバイオマス燃料との混焼を実施することとしており、供給力の上積み及び燃料費の低減に寄与しているところでございます。

なお、事業活動に伴います環境負荷低減に向けては、廃棄物の発生抑制を第一に、再利用、再生利用に積極的に取り組んでおりまして、特に石炭灰の再資源化率は灰技術など石炭灰製品の開発・利用等により、2021年度実績99%という高い水準を維持しております。また、石炭価格が高騰する中におきまして、価格優位性のあります低品位炭の活用にも取り組んでおります。今回の申請内容には、こうした取組によります燃料費低減効果を反映しておりますけれども、一方で廃棄物処理費につきましては、特に灰処理費用について直近の実績に比べて増加するものと想定しております。

表に記載しておりますとおり、今回の申請原価の灰処理費用につきましては、年当たり80億円と想定しており、2021年度実績との比較では25億円の増加といたしております。なお、今回の申請原価における灰処理費の増加の大宗は、先ほど申し上げた三隅発電所2号機の運転開始に伴う影響でございます。

三隅発電所2号機の営業運転開始に伴います効率化につきましては、下部に記載をしておりますとおり、原価算定期間で年平均200億円の燃料費低減メリットを織り込んでおります。電源構成の変化に伴いまして灰処理費が大幅に増加いたしますけれども、新規の処

理委託先を確保することや、三隅発電所の灰処分場のかさ上げによる埋立処理量の拡充に取り組んでおり、適切な灰処理の実施とコスト低減にも努めております。

次のページをお願いいたします。続いて、低品位炭の導入拡大について御説明をいたします。石炭につきましては、至近では価格が高騰する一方、需給バランスの影響などから低品位炭の割安感が高まっております。当社におきましては低品位炭の活用を進めておりまして、価格の優位性や発電所の運用状況等を踏まえながら導入の拡大に努め、2021年度において一定の割合まで導入しております。導入に当たっては、燃焼安定性や環境基準への適合性に加え、発電設備への影響も十分に検証する必要があります。燃料調達部門と発電部門が緊密に連携をした取組を進めております。今回の申請原価には、低品位炭の導入拡大により年当たり82億円の燃料費低減メリットを反映しております。

一方で灰発生量も増加することになるため、一定の割合まで導入した2021年度実績を基礎に、足元の状況も踏まえ、将来の灰発生量を見積もっております。また、今後の低品位炭活用の影響につきまして、燃料費の算定と合わせ増加する灰発生量を想定し、追加分として反映しております。

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。

それでは、事務局と中国電力の御説明について、皆さんから御意見、御発言願いたいと思いますが、いかがでしょうか。

すみません、今ちょっと基本的なことを伺ってよろしいですかね。今、中国電力の説明の中で、バイオマス混焼をしたので、原価に織り込む灰処理の額が上がったというんですけど、具体的にバイオマス燃料をやると何で上がるのかというのは、ちょっと基本的なことを教えていただけますか。

○小寺オブザーバー 中国電力の小寺でございます。すみません、私の説明がよくなかったのかもしれませんが、バイオマス燃料を混焼することによって灰が増えるというわけではないです。三隅発電所を環境適正させるためにバイオマスの混焼をしておりますということを御説明したということでございます。申し訳ありません。

○山内座長 バイオマスの混焼をした、それで灰処理が増えたというわけではない、灰処理費用が増えたというわけではない。

○小寺オブザーバー 石炭火力オンリーではなくて、バイオマス混焼をすることによって環境への配慮をしておりますという説明でございます。失礼しました。

○山内座長　　もちろん低品位炭の話は分かるんですけども。分かりました、ありがとうございます。

川合委員、どうぞ。

○川合委員　　発言します。今回の灰処理費用の増加というのは、低品位炭を使ったからということの説明が各社からあったと理解していますけれども、それによって石炭の燃料費が低下している。他方で、そのことによって設備に負荷をかけたり環境負荷があったり灰処理費用が増えるということだと思うと、多分このプロコンを比較して、どのぐらいのポジティブな効果になっているかというのが評価ポイントになるのかなと理解しているのですが、実際問題としてどのぐらい、低品位炭を使うことによって灰等が出ていても、この分はのみ込んでくれと言えるぐらいの燃料費の削減になっているのか。それはプラスになっているかどうかというのは、ちょっと数字等が出せますでしょうかということが質問でございます。

各社から出せないと言われると、これでいいのかなと思ったりもするのですが、そこできちんとプラスになっているかということは確認したいというのがポイントでございますけれども、いかがでしょうか。

○山内座長　　ありがとうございます。費用対効果ですね。そういうことだと思いますけど。

では、これは後ほどまたお答えいただきます。ほかに。

松村委員、どうぞ。

○松村委員　　松村です。発言します。中国電力の説明、説明自体は定性的にはもっともだと思うのですが、なぜその量になるのかは必ずしもよく分かりませんでした。つまり、そちらで算定したって言われるのだけど、どういう算定をしたのかがよく分からなかった。具体的に言えば、例えば高品位炭と低品位炭の割合が各年で違うとすると、例えば低品位炭だと大体これぐらい出て、高品位炭だとこれぐらい出てきて、原価算定期間ではこれぐらい燃やすので、その係数を掛けた結果としてこうなった、そういう感じで見せていただけるとかなりの程度納得いくのではないかと思います。

過去の最高値に更にちょっと調整したと言われると、よく分からないというか、あまりにもブラックボックス過ぎるので、何でそういう算定になったのかは、もう少し詳しく解析して教えていただけないでしょうか。もちろん増えること自体は説得力のある説明があったと思います。

以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

それでは、平瀬委員どうぞ。

○平瀬委員 ただいまの松村委員の御意見に追加になると思うんですけども、2021年度実績値11.2と2022年度上期の実績値12の平均でざくっと11.6と出されているんですけども、発電所ごとによっては発電機の損失とか効率とかも全く違ってきますので、その辺の重みの係数というのをもうちょっと加味する必要があると思うのですが、ここでざくっと足して2で割っているというのは果たして適切かどうか。それでもあまり実害がないという上でこの数字を出されているのであれば、もうちょっと詳細な資料を頂いたほうがいいかなと思います。

以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

男澤委員、どうぞ。

○男澤委員 私は貸倒損に関する発言ですけども、続けてでよろしいでしょうか。

○山内座長 どうぞ。

○男澤委員 ありがとうございます。金額的にはかなり小さいのかもしれないんですけども、貸倒損のところについて教えていただきたいと思っております。算定の前提なんですけれども、引当額は貸し倒れの実績率に基づいて算定されていると思うんですが、実績値を取られる期間というのは各電力会社様で共通しているのか否かというところを教えてくださいたいと思います。

また、今回申請原価が増加している要因が、実績率の高まりによるものなのか、そもそも売上債権の増加によるものなのかという点についても教えて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。

ほかにいらっしゃいますか。

では、まず川合さんと松村さんと平瀬さんの御意見、御質問についてお答えいただくということにして、松村さんと平瀬さんの御意見は中国電力。そのお二方について中国電力からお答えいただいて、川合さんの御質問についても中国電力からお答えいただいて、ほかの電力会社の方にお答えいただくと、そういうことにしたいと思います。

それでは、中国電力、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。先ほど低品位炭による燃料メリット82億円と御説明いたしましたけれども、これに対し灰処理のコスト増は10億円程度ですので、70億円程度のメリットがあるというのが1つ目の答えでございます。

それから御指摘のありました計算の仕方、もう少し定量的に具体的にということですが、これは今分かりやすく御説明する資料を持ち合わせておりませんので、別途改めて御説明をさせていただくということで御容赦いただければと思いますが、いかがでしょうか。

○山内座長 結構だと思います。では、後ほどといいますか、次回にでもまたお願いしたいというふうに思います。

○小寺オブザーバー ありがとうございます。すみません。

○山内座長 ほかの事業者の方で、さっきの費用対効果的なものというのは、何か御意見というか御回答があれば御発言願いたいと思いますけど。

東北電力、お願いいたします。

○石山オブザーバー 前半のほうの質問についてでございますが、基本的に弊社の場合は、今回廃棄物処理費が増えた要因は、能代火力3号機が運転を開始したということが大きく効いておりまして、この影響に伴う増ということになっています。

効率化との関連というふうな観点で、いわゆる低品位炭の活用の部分とそれに対する灰処理費の増加の関係がどうかというふうなところの御指摘だと思うんですが、現在、うちの織り込み方として、低品位炭の場合と通常の高品位炭の場合で灰処理費がどのような感じになっているかというのは、確認をしてみないと分かりませんので、必要があれば、その辺は内容を確認して御回答させていただきます。

○山内座長 ありがとうございます。

ほかの事業者の方でこの件について、今のような御説明でも結構ですが、何かございますか。

そういたしますと、前半の御質問については、少し事務局と事業者の方で御検討いただいて全数を出していただくと、こういうようなことになろうかと思います。

貸倒損の件は事務局ですか。はい、事務局。

○池田取引監視課長 まず、実績値を採る期間でございますけれども、これはルールがありませんで、各社直近1年間で出しているケースもあれば、3年平均で出している例もありまして、ここは事務局で改めて整理をしたいと思います。

また、増加等々のところにつきましては、売上債権につきましては、例えばコロナによる支払い猶予、特例措置による売上債権が増えているとか、そういうところでございます。

○山内座長 ありがとうございます。

逆に男澤さん、こういうって、何か会計的に見てこのくらいとかって、そういうものってあるんですか。

○男澤委員 ありがとうございます。過去の一定の期間という形で、絶対に何年間でなくてはいけないということはないのですが、トレンドですとか、あるいは平準化が望ましいのかといった辺りを考慮して適切な期間を設定すべきというふうには考えます。

○山内座長 なるほど。ありがとうございます。

そういった点も考慮していただいて。ただ難しいのは、電力の場合にはマーケットがいろいろ変化しているので、それから今の政策的なものもあるので、その辺どこまで考慮するかということもあるかもしれませんね。よろしくお願いいたします。

ほかに、御発言御希望いらっしゃいますか。

東北電力、どうぞ。

○石山オブザーバー 東北電力の石山でございます。今いろいろ御審議があったんですが、貸倒損につきまして弊社の参考資料10を御覧いただければと思うんですが、委員から御質問があった件については、この資料の一番最後の4ページ御覧いただきたいと思います。こちらの上の枠のところを御覧いただきますと、貸倒損については、ここに記載のとおり、料金値上げに伴い前回に比べると2億円の増加となっているというふうなことがまず1つ目です。それから具体的な算定方法、その下に記載のとおりでございまして、3か年実績平均の貸倒発生率、引当率を今回申請による電灯・電力収入に乗ずることで算定をしているというふうなやり方を取っております。

ということで、この辺を御参考に見ていただければ、どういうふうなやり方かというのは分かるかと思うしますので、後ほど御確認いただければと思います。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。

こういった点も参考にさせていただいて。

○男澤委員 ありがとうございます。御説明ありがとうございます。東北電力様の資料、実は拝見していたんですけれども、ほかの電力会社様は、多分金額的な重要度等もあると思うんですけれども、そこまでのその他経費の内訳がなかったので、一旦その辺り、簡単

にで結構ですので、整理していただけるとありがたいです。

以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

それじゃ、事業者さんと事務局のほうで確認をしていただくということですね。

ほかにありますか、この件について。よろしいですか。

その他経費の費目一覧というのが3ページにありますけど、次回以降の議論というのはものすごくいっぱいあって、ちょっと気が遠くなるような気もしますが、頑張ってやりたいというふうに思います。

それでは、事務局、何か最後にありますか。よろしいですか。ありがとうございました。

それでは、議事を進めさせていただきます。

それでは、7番目の議事ということになりますかね、「人員計画・人件費について」、事務局から御説明いただきたいと思います。その後いろいろ議論したいと思います。資料9、よろしくお願いいたします。

○池田取引監視課長 人員計画・人件費の2回目ということでございまして、1月11日の専門会合で人員計画・人件費について御審議いただいたところ御指摘いただいた事項について、事務局において調査した内容ですとか事業者のほうから聞き取った内容を御報告させていただきたいという趣旨でございます。

2ページ目でございますけれども、具体的には、前回31回専門会合においては、第1に生産性の比較のやり方、第2に従業員1人当たり給与水準の賃上げを認めるか否か、第3に役員数及び役員報酬の妥当性、第4に出向者の給与の負担の妥当性ということでございます。

3ページからが生産性の比較のやり方ということでございます。

4ページですが、前回の人員計画に関しては、生産性についていかなる指標で比較・評価すべきかが論点となりまして、そこで大きく総人員当たり販売電力量等、販売部門人員当たり販売電力量等、発電部門人員当たり発電電力量等、あと販売電力量等当たり人件費の4つの指標で各社比較を行いました。これらの指標を比較して、申請5社の生産性をどう評価するかというのが論点でございます。

5ページでございますけれども、10年前の値上げ審査の際は、1人当たりの生産性の水準の審査は、販売電力量・契約口数及び売上高につきまして、申請者と10社平均を比較することで行って、その中でも販売電力量を主にして査定を行ったところでございます。

これに対して今回の審査でございますけれども、東電、中部電力について発販分離が行われまして、過去のやり方と同じようにやっていると、東北以外は全社10社平均を下回ってしまうという結果になりました。この要因としましては、東京、中部の1人当たり販売電力量が突出して高いと。さらにその原因は、これら2社は発電部門が分社化したので、評価に当たって人数が少なくなっているということでございます。このため、この2社を除いた8社平均で評価することはどうでしょうかと。また、人件費を販売電力量当たりの単価で比べてみてもいいのかなというふうに考えてみたところでございます。

6ページは各指標を用いた比較の総括表でございまして、◎が10社平均を上回っているもの、○が8社平均を上回っているもの。印が付いていないものが8社平均を下回っているもの。横線が、沖縄電力の水力、新エネ、原子力ですが、データなしということでございます。

御意見を頂いて、発電部門人員当たりの指標としましては、発電部門人員当たり発電電力量ですとか発電所当たり人員ですとか認可出力当たり人員なども並べてございます。いずれにせよ、この表を見ますと、沖縄とか四国とかはかなり丸が少なくなっているんですけれども、最後の18番から20番の人件費単価のところで見ますと、平均と比べてそこそこいい値が出ておりまして、結論としましては、一概にどこの電力会社は人員が多過ぎるとか非効率とか、そういうことは一概には言えないと考えられるところでございますが、さはさりながらこれはやはり査定すべきだろう、あるいは妥当である、そういった御意見を頂ければと思います。

7ページが、まず初めに比較を行う前提でございまして、これは前回論点となりました再雇用者とか無期雇用者を雑給人員として整理している場合に――北陸、沖縄ですが、それを普通の従業員と同じくそこにカウントした上で比較を行っているというところでございます。

9ページが前回の値上げ審査の際のやり方でございまして、東電等々の影響で10社平均が非常に高く出てしまうというところでございます。

11ページ以降が、販売部門だけで見たらどうかというものでございます。

12ページで見ますと、1人当たりの総販売電力量あるいは小売販売電力量でございまして、東北、中国は8社平均を上回って、13ページは1人当たりの売上高、契約口数でございまして、特に1人当たり売上高のほうは、5社いずれも8社平均の水準を上回っていると、そういう結果になりました。

14ページからは、発電部門の人員はどうかというところを見てみたものでございまして、15ページは、発電部門人員数当たりの発電電力量でございしますが、東北、中部は8社平均を上回っていると。

16ページは、電源種別ごとに発電所1か所当たりの人員数をまとめたものでございまして、これは今までのグラフとは逆に、棒の高さが低ければ低いほど生産性がよいということになります、沖縄の火力については8社平均を大きく下回る、そういう状況にございます。

17ページは発電所の認可出力当たりの人員数で、各社よかったり悪かったりといった状況でございます。

18ページからが一定単位当たりの部門別人件費でございまして、水色の四角が2021年度の実績。赤が申請3か年平均。緑が8社平均、10社平均ですが、各社とも赤のところが青よりも成績がよくなっていると、そういう状況でございます。

19ページの小売販売電力量当たりの小売部門人件費とか、20ページの売上高当たりの小売部門人件費、あとは22ページの発電電力量当たりの発電部門人件費は、それぞれ5事業者いずれも8社平均よりも好成績となっているところでございます。生産性については以上ということでございます。

23ページからが賃上げの反映についてでございます。

24ページですが、申請原価では北陸と沖縄だけが賃上げ反映を入れているという状況ですが、25ページ、これは前回、賃上げを反映しなかった事業者は何で反映しなかったのか聞いてみるべきではないかというところの御指摘を頂きまして、各社に賃上げを織り込んでなかった理由を聞いてみたんですけれども、これは各社とも審査要領で認められていないといった回答でございました。

26ページは割愛しまして、27ページです。これは今後の方向性をどうするかというところでございますが、消費者物価指数、緑の棒グラフでございしますが、これを並べてみますと、全面自由化した2016年から21年までの5年間で1.6%上昇と。要は1年当たり0.32%の上昇でございまして、これを上限として賃上げを認めてはどうかということでございます。

次の28ページが、この案で機械的に試算したというものでございまして、下の表が試算値でございます。ここの赤枠が原価算定期間中の賃金でございまして、要は黄色いところが平均となりますが、申請原価と比較すると北陸と沖縄は減額となって、そのほかの東北

などは増額になりますけれども、基本的には増査定は認めないということになると思いますので、申請値と試算値を比較し、低い値を原価算入することとしてはどうかというふうに事務局としては考えるところでございます。

続きまして、29ページからが役員数、役員報酬についてでございます。

30ページでございますが、黄色で塗っているところは社外取締役の人数が増えたというところでございまして、例えば東北ですと、社外取締役が4名増えたというところでございまして、ピンクのところは何かという社外役員1人当たり給与でございまして、東北と四国が現行の原価よりも増えており、ここをどう扱うべきかというところが一つの論点になるというところでございます。

社外取締役の前に、社内役員の人数の妥当性、給与水準の妥当性というところも念のため確認しましたが、社内役員の人数を見ますと、事業規模の小さい四国が、東北と例えば同じだとしますが、各役員は担当部門を重複することなく割り振られている等々から、不適切とはまでは言えないと考えるところでございます。監査役の人数も1～2名ということで、社内役員の報酬もメルクマールどおりでございました。

32ページ、次に社外取締役でございますが、5事業者はコーポレートガバナンス・コードへの対応としまして、取締役会の3分の1以上社外取締役とする一方、ほとんどの社外役員は指名・報酬委員会の委員などの担務も有しておりまして、不適切な増員とまでは言えないと考えられるところでございます。

他方でその報酬については、重い責任を負っている社外取締役も増えているというのは世の中の一般的な動きかもしれませんが、そのため、一律800万円の水準としてよいのかという御意見も頂いたところですが、今般は大幅な値上げ申請でございまして、最大限の効率化努力を求めるべきということでございまして、過去の査定水準800万円を上限とすることとしてはどうかというふうに考えるところでございます。

続きまして、35ページからが出向者の給与負担の妥当性というところでございます。

36ページのとおりに、5事業者が原価に算入している関係団体、グループ企業への出向者の給与の負担につきましては、出向者の業務が電気事業の遂行に必要なかつ有効であると認められるものであるかどうか、事務局において今検証を行っているところでございます。ここに幾つか記載させていただいたとおり、例えば電気事業の遂行と密接に関連してないものと考えられるものですか、出向先への団体費も原価算入している場合に二重負担となる可能性があるのではないかと考えられるもの、あるいは出向先でガス事業に係る業

務ですとかネットワーク事業に携わっている場合とかには原価算入は不適切な可能性がございます。ここは今後継続して、事務局において検証を行っていきたいというふうに考える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。

それでは、これについて議論していただきたいと思います。これについて御意見、御質問のある方、挙手機能でお願いしますが、いかがでしょうか。生産性と給与水準、役員及び役員報酬、それから出向者給与。事務局のほうでも、こういう方向でいいかというお問い合わせが幾つかありましたので、それでいいのかどうか、あるいは異論があれば言っていただくということだと思います。

生産性は主に物的生産性ですね。販売額ベースの生産性というのはもちろんありますけれども、なかなか比較するのは難しいかもしれないですね。ただ、物的生産性も設備状況によって全然違うので簡単には比較できないんだけど、一応我々のルールとしては、ヤードスティック的な比較でということであります。いかがでございましょうか。特によろしいですか。何かございませんか。

華表委員、どうぞ。

○華表委員 華表です。生産性については、4ページに事務局も書いてくださっているとおり、今後、北海道、東京についても出てきますので、これと整合が取れた形で評価することが必要になると考えています。その点、8社平均という比べ方については、確かに使いやすくはあるんですけども、それに頼った審査をすると東京の審査をするときに整合性が取れなくなると思いますので、10社で比べるようなやり方も考えておく必要があるというふうに思っています。

そうしたときに、そもそも8社と2社で何が違うかということ、発電部門がないということだと思いますので、前回は申し上げているとは思いますが、小売は小売、発電は発電で生産性を比較する必要があるというふうに考えています。そのときに、人員数を小売、発電それぞれのみにすることも重要ですけども、アウトプット側のほうも小売、発電のみにすることも重要だと思います。

そう考えますと、小売側の生産性を見る際のアウトプットとしては、もし私の理解が間違っていたら後ほど教えていただければと思いますが、総販売電力量や売上高当たりはダブルカウントになってしまっていたり、直接的な小売のアウトプットではないものも混ざ

っているように理解していますので、小売販売電力量ですとか契約口数のほうが妥当なのではないかというふうに考えています。

一方の発電部門については、インプットとしては発電部門人員数ですとか発電部門人件費としつつ、アウトプットとしては発電電力量で見ていくというようなことが妥当なのではないかというふうに考えているところです。

私からは以上です。

○山内座長 ありがとうございます。貴重な御指摘いただきまして、ありがとうございます。

ほかにいらっしゃいますか。中国電力から、発言御希望ですか。間違いですか。どうぞ、中国電力御発言ください。

○小寺オブザーバー ありがとうございます。中国電力の小寺でございます。先ほど年間の給与水準の算定方法について説明がございましたけれども、これにつきまして私どもも監視等委員会からアンケートを頂いて、今回、審査要領に従って織り込んでないと御回答させていただきました。仮に今回、一定の昇給率というか給与水準の上昇を織り込むということになると、従来の考え方と変わるということになるので、それを補正した形で申請をさせていただくのではないかと考えているところであります。

一方で、増査定がないというような御議論も今ございましたけれども、これについては従前から、その範囲をどう考えるのかということで委員の方々からも御意見が出ていたと認識しております。例えば人件費全体という形で見ていくということになれば、若干考え方も変わってくるのかなと思ひまして、私どもとしては、従来織り込むべきでないという考え方の下で今回算定したもののなので、仮に賃上げを反映するということになれば、そこは補正させていただくということではいかがかということでございます。

以上でございます。

○山内座長 なるほど。ありがとうございます。

この辺も含めて、ほかに御意見ありますか。

松村委員、どうぞ。今、期待していたんです、松村さん。

○松村委員 松村です。今そう言われてしまったので、まず今の点を発言します。中国電力の御指摘はもっともだと思います。増査定なしという方針はどの範囲でやるのかということが、事業報酬率のところでも問題になりましたが、人件費でもあり得るということで、人件費全体としては増査定をしないということは、今までの方針からすると多分維持

されるということだと思いますが、中国電力の提案は、その意味で抑制された提案が出てきている、むやみに増査定するというわけではないので、抑制された提案を頂いたと思います。その増査定なしと説明ができる範囲で調整することは、考えてもよいと思います。

さらに、今回のケースでは、織り込む額はそんなに巨大な額ではないので、影響はそれほどなのではないと思いますが、これが相当大きなものだったとすると、本当に増査定なしという発想がいいのかについても、将来的には議論の余地があると思います。

つまり、今回、中国電力あるいは東北電力、四国電力も同じですが、今までの方針に従えば、この3社が出したやり方が最も素直な解釈。方針に従わないでいろいろなところを戦略的に織り込んでやったらたまたま拾ってもらえたということがあったとすると、一部は減額されるかもしれないけれど一定程度認められる。方針に従って申請したところがばかをみる査定をすると、今後、各社が戦略的にコストをどんどん盛り込んできて、それで査定の段階で気がつかなかったら得をすることにだってなりかねないと思います。政策的な配慮によって今までの方針を変えることがあった項目に限定して増査定を認めることだって、本来は選択肢になり得ると思います。今回はとてもマイルドな改定なので、私はそれを要求する必要はない、考える必要はない。

したがって、増査定なしという範囲内で考えられることだけをやればよいと思いますが、もしほかの政策的な配慮によって今までの方針を変えることがあったときには、増査定なしということを実際に続けるのがいいのか。もしそういうことを続けたとすると、今までの方針を踏み越えた原価の織り込みや、原価削減に充てるべき努力を、従来の方針からの逸脱に対する外からの支持を得るためのロビー活動に充てるなどの戦略的な行動を誘発しないかを懸念しています。

以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

ほかにいかがですか。

大体事務局のほうでいろいろ方針を出していただいて、今のところは、少しまた議論というか深掘りをしていただく必要があろうかと思いますが、そのほかのところ、いかがですか。よろしいですか。

では、事務局のほうで何かコメントありますか。

○池田取引監視課長 どうもありがとうございます。生産性の比較につきましては、華表委員からの御指摘も踏まえまして、北海道、東京にも適用し得る評価方法はどうあるべ

きかというところは、更に検討を進めていきたいと思ひますし、中国電力様と松村委員から御指摘いただきました点については、更に検討を深めてまいりたいと思ひます。

以上でございます。

○山内座長 ありがとうございます。

それでは、以上で議事は終了ということになります。今の点については、今の御回答のように進めていただくのが必要かなと思ひています。

それでは、議事は終了ということですので、以降、進行は事務局でお願いします。

○池田取引監視課長 本日の議事録につきましては、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御願ひいたします。

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34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——