

電力・ガス取引監視等委員会

第41回料金制度専門会合

1. 日時：令和5年4月11日（火） 10：03～12：45

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、東條委員、華表委員、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41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。

本日、河野委員、平瀬委員、石井オブザーバーは御欠席です。

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。よろしくお願いいたします。

○山内座長 承知いたしました。それでは、始めさせていただきますが、議事次第にありますように、今日、議題が7つありまして、効率的に進めたいというふうに思います。

議題1ですけれども、宿題返して、意見・御指摘への対応です。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3を御覧ください。本日は回答箇所が多いので、対象を絞って御説明したいと思います。

まず、2ページ目の第40回安念委員からの消費者庁協議の根拠でございますが、資料4

をお願いいたします。これは、消費者庁の協議の根拠としまして、消費者庁さんから御提出いただいた資料でございます。

ほかの部分につきましては、それぞれの各項目で御回答申し上げたいと思います。

以上でございます。

○山内座長 ありがとうございました。

これは報告事項ということで進めますが、安念先生、これについて何かありますか。よろしいですか。特によろしいですか。

それでは、議事を進めさせていただきます。議事の2番目、経営効率化とヤードスティックの査定ということで、我々としてはヤードスティックを使いながら客観的に経営効率化を査定する、こういうことになっていますので、資料5-1、2、これについて池田課長からお願いいたします。

○池田取引監視課長 そうしましたら、資料5-1をまず御覧ください。

まず、2ページお願いいたします。経営効率化の4回目ということで、今回は、横比較の方法だけではなく横比較の結果を踏まえた効率化係数の設定の在り方、すなわち査定の方角性まで御議論いただければと思います。

もう1枚めくっていただいて、今般の料金審査プロセスにおける経営効率化の一つの意義は、この2つ目のポツのとおり、コスト削減に係る有力なベンチマークがない中、何らかの方法で各社の横比較を行い、各事業者の深掘りの余地を推定し、効率化係数を決定することにございます。

各社横比較による査定といたしましては、料金算定要項上ヤードスティック査定が求められているところでございますが、経営効率化とヤードスティック査定との関係を示したものが下半分の図でございます。端的に申しますと、個別に査定しない費目のうち、法令などに基づく他律的な費用に対して詳細なルールに基づいて画一的に実施するのがヤードスティック査定。それに対して、一定程度自立的に効率化努力を織り込むことが可能な費目に対して、事業者間の横比較などを通じて効率化の深掘りの余地を推定、効率化係数を決定するのが経営効率化ということでございます。

2枚めくっていただきまして6ページ目でございます。第39回会合で松村委員から御指摘のありました減価償却費の取扱いでございますが、これは分類②から分類③へと移しております。

その詳細は23ページ目を御覧ください。2つ目のポツのとおり、減価償却費の中でも原

価算定期間中の工事などは十分制御可能であること、また過去分であっても業務設備については、支店統廃合や業務システムの簡素化など効率化に取り組む余地があるなど、直近の設備投資のことを想定すると他律的であるとまでは言えないことから、これらについては効率化係数の対象とすることで効率化を促すこととしてはどうかと考えます。

また8ページ目に戻りまして、横比較の具体的な方法でございますが、39回会合では横比較の方法として、3番目の費用の総計を発電電力量ないし販売電力量で割るという方法を事務局から提案させていただいたところですが、今回もその考え方を維持させていただいております。

17ページをお願いします。この点について39回会合では、2つ目のポツのとおり、北海道電力からは認可出力ないし契約口数で割っていただきたいという御意見を頂きまして、各委員からも、①、②ないし①、②、③の合算も含めいろいろな方法で分析をされたいとの御指摘も頂いておりました。しかし3ポツ目のとおり、kW当たりのコストで比較すると認可出力が大きい事業者ほど有利になり、発電設備の稼働率が高く効率的に運用している事業者ほど不利になるというパラドックスがあること。あと契約口数を基に比較した場合、事業者によって所与のものである需要家の特性に大きく左右されることから、適切ではないのではないかと考えるところでございます。

①、②、③の合算等についても同様でございます。とはいえ、18ページ目以降ですけれども、それぞれの手法で分析を行い、それぞれの手法で分析を行いアウトプットもお示しさせていただいておりますので、併せて御覧いただきたいと思います。

また8ページに戻っていただきたいんですけども、最後のポツでございます。前回会合では北本委員から、送配電部門からの受託業務に伴う費用などを除くべきとの御指摘を頂きまして、その費用も除いて計算することといたしました。その横比較の結果が9ページと10ページでございまして、9ページが発電部門、10ページが販売部門になります。

続きまして12ページに行きまして、効率化係数の決定の考え方でございます。まず、2つ目のポツの①でございますけれども、今回の値上げ申請というのは燃料価格等の上昇を主たる要因とするものでございまして、自社の過去水準と比較して高くなることは基本的にはないものと考えられます。次に②でございますけれども、コスト効率のよい他事業者と比較して妥当な水準であるか。このベンチマークとしては、上位2分の1の事業者の平均値をベンチマークとしつつ、激変緩和も認めます。その上で3番目のポツのとおり、ベンチマークに満足することなく継続的な効率化を促していくべきということで、TFPの上

昇見通しなどを考慮し、継続的な効率化として年1.4%を求めることとしてはどうかというものでございます。

13ページがそのイメージでございまして、要は赤で自社の過去水準と同等の水準まで効率化を求め、さらに黄緑色の部分でございしますが、ベンチマークまで深掘りを求め、さらに青の水色のところでございしますが、年1.4%のベンチマークに満足することなく継続的な効率化を促すということでございます。

次のページをお願いします。14ページ以降が、これによって効率化係数を算定した結果で、発電部門、次のページは販売部門ということでございます。

経営効率化は以上でございます。

続きまして、ヤードスティックのほうに移らせていただきたいと思います。資料5-2でございます。

まず2ページ目でございますけれども、ヤードスティック査定は、②の他律性の高い費用項目のうち個別査定を行わないものを対象として実施しています。ヤードスティック査定というのは料金審査要領で実施方法が詳細に定められておりまして、裁量を働かせることなく実施することとされてございます。具体的には、原価算定期間中のkWh当たりの単価水準と前回改定からの単価の変化率を算定し、それぞれ各社比較して最高値を100、最低値を0とする形で比例的に配点を行い、点数が120点以下なら1.5%査定、78点以下なら3.0%査定するものでございますが、これは今後淡々と実施するものでございまして、特段論点となるものはないかというふうに考えられます。

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。

ということで効率化と、ヤードスティックについては原則的なところを御説明させていただきましたが、皆さんから御意見・御質問を受けたいと思います。結構効率化のところについては論点があるかというふうに思っておりますので、忌憚ないところを御発言ください。いかがでございましょう、どなたかいらっしゃいますでしょうか。挙手機能で御発言の意図をお示してください。

華表委員、どうぞ御発言ください。

○華表委員 華表です。ありがとうございます。私からは効率化についてですけれども、認可出力ですとか契約口数で比べてみてはどうかということについて、私もそういうものを見てはどうかと指摘させていただいたかと思うんですけれども、それで機械的に決める

ということ提案したいということではなくて、参考情報として見るべきではないかという意図でしたので、今回の取扱いについては異論ありません。

また、今回の効率化係数につきましても、ベンチマーク自身の効率化部分、1.4%足していくという部分についても、激変緩和を含めて個々の事業者を求める効率化についても、いずれもバランスの取れた合理性のある考え方ではないかというふうに考えていますので、今回の事務局の提案に異論ございません。ありがとうございます。

○山内座長 ありがとうございます。

基本的に同意ということですが、ほかにいらっしゃいますか。

今、事業者様から手が挙がっているんですが、委員の方を優先したいと思います。委員の人がいなければお願いしたいと思いますが、それでは東京電力エナジーパートナーから、オブザーバーということで御発言いただきます。どうぞよろしくお願いします。

○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。御説明いただいた経営効率化の14スライド目においては、各社の単純平均値を適用する方向が示されておりますけれども、当社の実体に即した水準であることが定かではない中、10%超過の査定率を適用されることによる影響は極めて大きいということでございます。

また、15スライド目、販売部門のほうですが、過去水準との比較を考慮した査定とする方向が示されておりますけれども、全面自由化以降の競争激化の中、kWhの急激な減少に伴う固定費単価上昇が不可避な状況において、過去実績との比較は非常に厳しい基準というふうに受け止めております。そのため、効率化係数の選定については慎重な議論をお願いしたいと思います。

以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

それでは、北海道電力どうぞ。

○上野オブザーバー 北海道電力の上野でございます。当社の意見について発言させていただきます。

今回、改めてkWhを分母とした単価の比較を行うということが示されておりますが、これはある意味、一定の経過措置はありますけれども、エリア間の電気料金格差を固定費において原価算定期間内で解消するということを目指すものと理解しております。当社としては、もちろんそういうものを目指していきたいと考えておりますが、当社の発電部門に関しましては、前回は申し上げましたが、北海道エリアの特殊性、そういうものを踏まえ

まして、安定供給の観点から大規模電源脱落リスク対策として一定程度の予備力が必要であるため、発電電力量が余り多くない発電所も含めkWを多く保有してございまして、kWh当たりの比較ではこのような状況は一切反映されず、影響が大きい状況でございます。

特に修繕費につきましては、これまで設備の量を踏まえ、帳簿原価を基準といたしまして過去実績によるメルクマールでの査定が行われているところでございますが、これまでの修繕費の審査の考え方を、こちらのkWh当たりの単価のトップランナーを目指した査定ということで置き換えられる形となりますので、発電設備の維持の観点からも極めて厳しい内容となっております。

また、今回示された査定の方針ですと、固定費につきましては過去水準からの増加は、経過措置はあるものの一切認められないものとなっております。一方で固定費の中であっても、この後の議題でまた御説明させていただきますが、当社における泊発電所の安全性向上、再稼働に向けた費用など、個別の事情により原価算定期間内の費用増が避けられないものもございます。このような面からも、影響が余りにも大きいものと考えております。

以上、当社の実情を御説明させていただきましたが、当社といたしましては、このような実情を踏まえた対応について御検討いただき、安定供給をしっかりと果たすとともに、泊発電所の再稼働を実現し、全国並みの電気料金水準を目指してまいりたいと存じます。

以上、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。

次は、四国電力、どうぞ御発言ください。

○宮本オブザーバー 四国電力・宮本でございます。先ほどの北海道さんと似たようなお話ではありますが、我々も発電のところにおいて実績の発電電力量当たりの費用が悪いということで、その部分は引き続き真摯に取り組んで、他社並みにできるように下げたいというふうに考えておりまして、原価算定期間におきましても実績よりは下がる方向で見込んでおるというふうに理解しております。

一方で、今回メルクマールとされました1～4社の上位の方々というのがどういう電源構成が分かりませんが、我々、原子力が既に開放していて、3台あるうちの2台が既に廃炉済みであるというような状況もありますので、そういう原子力の特有のコストであったりとか、火力の稼働率が太陽光等々で低いというような事情もございますので、そういう中で、ベンチマーク上位4社という方々の状態が分からない中で一律にそこまで持ってい

くというのは、激変緩和措置があるということではありますが、厳しいものと受け止めておきまして、ベンチマークの考え方とか激変緩和の考え方などをもう少し御配慮いただけないかなというふうに考えておるところでございます。

もう一つ販売側につきましては、結果的に、15ページ見ても分かりますように、明らかに需要密度が小さい会社はどうしても販売コストが掛かって、kWh当たりのコストが掛かるというところはある程度避けられないところかと思っております、それを様々な効率化、DX等で今後追いついていきたいというふうに考えてございます。

ただ、やはりこれも全社の上位半分に追いつくというのは需要密度的に厳しいと思っておりますので、先ほど事務局から御説明が17ページでありましたように、契約口数で事業者によって所与のものである需要家の特性に左右されるというところにつきましては、所与の需要密度に左右されるというところも考慮いただいて、需要密度による補正であるとか需要密度による大中小の査定であるとか、そこを考慮していただけないかなと強く思っております。

意見は以上であります。

○山内座長 ありがとうございます。

次は、中国電力どうぞ。

○小寺オブザーバー 中国電力の小寺でございます。私からも、効率化の件につきまして少し意見を申し述べさせていただきます。

前々回の会合におきまして、効率化を考える上で減価償却費の扱いをどうするかについて御議論いただき、今回その御議論を踏まえて、減価償却費を含めた費用の比較をしていただいたと認識しております。当社は今回の料金の値上げ申請に当たり、安全対策の実施状況等々を総合的に勘案し、島根原子力発電所2号機の再稼働を織り込みました。結果として燃料費等の削減を織り込み、原価全体の低減を図っております。

また、非効率な経年火力を、効率性あるいは環境負荷を考えながら新しい最新鋭の火力に置き換えるという設備投資も進めております。その結果として、過去の費用水準と比較すると減価償却費は大きく増えており、資料の9ページにお示ししていただいているとおり、発電部門の費用が増加しております。

一方で、設備の最新化等により、燃料費は先ほど申し上げたように大きく低減しております。これは特に、原子力の再稼働を織り込むことで、申請原価全体では抑制に大きく寄与していると認識しております。

したがいまして、減価償却費を含めて効率化係数を設定する場合、こうした効果も踏まえた上で比較をしていただかないと、当社規模の会社が電源の投資をするということになりますと、どうしても一義的に減価償却費の増加傾向になるということでございますので、その辺りも御勘案をいただいた上で検討していただくことが必要と思っております。

分類③の費用のうち減価償却費を除けば、十分過去の水準を下回っているということも含めて効率化係数の設定の検討をお願いしたいと思っております。

以上でございます。

○山内座長 ありがとうございます。

次は北陸電力、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。今回出てきました効率化係数についてでございますが、発電部門の効率化係数、資料で言いますと14ページに関しまして、この中には減価償却費あるいは修繕費といった資本費が含まれておりますが、これまでの審査で御説明したとおり、弊社の場合、減価償却に関しましては志賀2号の再稼働に係る安全対策工事の減価償却費、修繕費に関しましては志賀2号の起動前の点検費用ということで、この分が過去実績に比べて原価の増加という形で織り込まれております。

これに関しましては、これも何回も御説明したところですが、志賀2号の再稼働の織り込みによって燃料費の減少や他社販売電力料の増加という形で、原価トータルとしてはマイナスになっているということで、一度審査においてトータル原価が下がっているということを御説明したということを踏まえまして、分類③の費用に一律に効率化係数を適用するということではなくて、各社の特殊事情、なおかつ原価低減度合いへの貢献度合いということも踏まえて、この効率化係数の適用ということを考えていただきたいということと思っております。

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。

事業者さん各社から御意見いただきましたけど、委員の方で御発言等ございますでしょうか。いかがでしょう、委員の方。

事務局御提案、率直に言って内容的にはかなり厳しいものが——松村委員、どうぞ御発言ください。

○松村委員 松村です。今、座長の発言を遮るような格好になってしまってすみませんでした。座長が最後に言いかけたように、かなり厳しい案が出てきていると私も受け止め

ています。事業者の方から不満が出てくるのも、ある程度やむを得ない。しかしその際に、次の２点は十分考えていただきたい。

まず、様々な個別事情があることは確かにそのとおりで、それを丁寧に見なければいけないというのは一面で正しい。しかし効率化をここまですべきでない方向に向かう個別事情は事業者から次々と出てくるけれども、逆方向のものも原理的にはあるはずで、それは事業者からは出てこない。そうすると個別事情を全て拾っていくと、料金を上方に改定する、原価を押し上げることになるという面もある。個別事情を考えなければいけないのは一面の真実ではあるのだけれども、ある種のベンチマークというのでやる意義を喪失させてしまう恐れもある。この点については、事業者の意見を十分聞きながらどこまで配慮するのかを考えるべき。例えば、激変緩和の段階で考慮するだとか、いろいろなやり方があり得ると思う。いずれにせよどこまで考慮するのかは慎重に考えていくことになると思います。

次に、率直に言って厳しい案が出てきたというのは事実ですが、事業者の方にはぜひ認識していただきたい。消費者庁あるいは消費者委員会から、これだけ不祥事が頻発しているこの業界において、本当に競争メカニズムがうまく働いていて、厳しい競争の中でぎりぎり効率化していると言えるのだろうかというような疑問が相当出てきていること。実際に本当に厳しい競争をしているのか疑わせる事例も起こっていることを踏まえて、しかしだからといって、その効果を直接検証するのはほぼ不可能なので、それを直接織り込むことは難しいと思いますが、本当に効率的な費用なのかという点に関して強い疑いを持たれているという中で、幾つかの選択肢の中で厳しいものを選ばざるを得ない。そういう事情があると私は思っています。もし厳し過ぎるから不当だとかという発言が出てくるとすれば、その際には、このような不祥事が頻発したという事実を頭の隅に入れながら発言していただきたい。

以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

そのほかの御意見ありますでしょうか。

では、事務局のほうから、とりあえずコメントいただけますか。

○池田取引監視課長 今、電力会社各社から、いろいろ個別事情に配慮してほしい、あるいは今、固定費が上昇傾向であるとか、あるいは地域の人口密度等々、そういうところをいろいろ配慮してほしいという御指摘を頂戴したんですけれども、一つお断り申し上げ

るのは、経営効率化が審査要項でどのように位置付けられているかという、それは各社比較をして査定を行うということになっておりまして、審査要項にのっとって審査を行う上では、やはり何らかの横比較を基にした指標を出さなければならないというところがまず1点でございます。

もう1点は、事業規模とか人口密度とかいろいろ考慮してほしいという話で、これはたしかこの会合の初期の頃では、大きい会社と小さい会社では相事情が違っているのではないかという話もありましたけれども、実際、各社の値を比べてみると、大きいところ、あるいは人口密度が高いところが有利で、人口密度が低い、あるいは需要規模が小さいところが不利というわけでも必ずしもなかったということと、あとはそれぞれのタイミング的なところについては、それはそれぞれいろいろ特殊事情というのがあるわけですが、そこは原点に立ち返って、経営効率化というところについては一定の指標で通していかなければいけないというところは考えているところでございます。

いずれにしても、いろいろ御指摘を今日受けたところでございますので、またいろいろと整理をしてみたいと思います。

○山内座長 ありがとうございます。

今日、これ全部結論を出すということではなくて、次回ということにしたいと思いますが、松村さん言っているように、規制ですから客観性というのが一番大事で、客観性の中で事業者さんに効率化をお願いする、こういうことだと思います。

それで、さっき松村さんの例では、ちょっと余計なことを言いますが、上方側に動くような個別事情というのもどこまでという問題もあるんですが、逆に個別的に比較して、もっと切れるところは切れるという意見もあるかもしれないですね。だけど、そういうところも客観的というか透明性というか、それが必要で、そういう中でレギュレーションをやっていかなきゃいけないというふうに思っております。いずれにしても、もう一度少し吟味して、再考といいますか深掘りをして、また次回議論ということにさせていただきますが、よろしいですか。

それでは、議事を進めますけど、3番の議題は購入・販売電力料と燃料費であります。事務局からまず説明をいただきまして、それから事業者さんから、東北電力、東京電力エナジーパートナー、北陸電力から御説明いただくという順番で、最後に皆さんで御議論ということにしたいと思います。

それでは、まず事務局からお願いいたします。

○東取引制度企画室長 事務局の東でございます。資料6－1、6－2に基づいて、事務局からまとめて説明させていただきます。まず6－1、購入・販売電力料でございます。

2ページ目お願いしますが、まず残された論点、これまでに3回にわたって御議論いただきまして、あと残った大きな論点ということで3つ書かせていただいています。1つ目は、発販分離した会社のグループ内取引に関する効率化努力をどう考えるか。2つ目は、相対取引の相対購入のうちの原子力発電所からの購入分についてということでありまして、3点目として相対卸売のほう、これは前回の引き続きということではありますが、大きくその3点についてと思っています。

3ページ目お願いします。1点目の発販分離会社のグループ内取引の考え方ということで、前回かなりいろいろな御意見いただきまして、2ポツに書いていますが、競争的な市場からの調達と捉えるのだ、あるいは他社からの購入電力料と同じように審査すればよいという御指摘があった一方で、東電EPとJERAは完全な他社ではないんだ、他社における自社発電と比較して、トップランナー水準で調達できているかを確認すべきといった御指摘もございました。

また、透明性・説明性というのが大事という御指摘もありまして、この点、今日は東電EPのほうからも御説明いただく予定ですが、それにしましてもこうした御指摘を踏まえると、少なくとも調達価格が適正な水準になっているかというのは、他の事業者からの調達よりも丁寧に確認する必要があるんだろうと思っていまして、特に市場における競争的な調達価格となっているのかという観点から、入念に見る必要があるのではないかというふうに考えております。

具体的に案としまして2つ記載しておりまして、1つ目は、市場価格と比較して適正な水準となっているかということでもあります。もう一つは、他社における相対購入価格と比較して適正な水準かと、こういった観点から確認するというのが考えられるのではないかとということでございます。

次のページお願いします。具体的に1点目につきましては、JERAからの購入電力料が、仮に同じ量を、同じコマで、全てスポット市場で調達した場合の費用を上回る場合には、その差分については織り込みを認めないと。つまり市場で、仮になんですけれども全量買った場合に、それと比べて非効率であったとすると、そこは認められないという考え方があるのではないかと案でございます。

2つ目の案としては、さらに最大限の効率化を求めるということで、他社との比較を行

った上で、他社のほうが効率的な場合には、その差分についてE Pに効率化を求めることという案でございまして、具体的には2 ポツに書いていますが、申請各社においてスポット市場価格で調達した場合の費用に対する原価上の相対購入電力料の比率を求めて、その比率が低い事業者の比率まで効率化努力を求める、いわばトップランナー査定を行うということとしてはどうか、という案でございます。

その下に具体的なイメージとして書いていますが、市場調達に比べて、仮にですけれども90%の会社、市場で調達するのよりも1割安く買えている会社がいたとした場合、E Pの数字がそれよりも高い場合には、そこまでの査定を求める、効率化を求めるということでございます。これが1点目であります。

2点目の論点ですが、相対購入のうちの原子力発電所からの購入についてということでありまして、今回の申請会社の中では3社、東北電力、東電E P、北陸電力において、原子力発電所からの購入電力料というのが織り込まれております。一方で原価算定期間中に受電の見込みがある、それが織り込まれているのは、ここで言いますと東京電力エナジーパートナーの東京電力ホールディングスからの購入契約のみで、そのほかについては受電量は織り込まれていないと。一方で原価については増減あるということでありまして、赤字のところが増加しているというところでございます。

次のページをお願いします。まず、この費用の大きな考え方ですが、1 ポツに書いていますけれども、そもそも受電量が見込まれない一方で、購入電力料として費用が織り込まれているということなんですけれども、この点につきまして過去の査定方針においては、契約書の原本等を確認した上で、全量受電する、あるいは廃炉まで費用負担するといったようなことが記載されている場合、契約の相手方との共同開発と認められるということ。そのために、安全維持管理費用ですとか再稼働に向けた費用というのも自社電源同様に負担する義務があると考えられるので、原価に算入することを認めるのが適当とされております。

一方で、契約の相手方に対して効率化努力は求めていくべきでありまして、人件費ですとか修繕費ですとか真に必要なものに絞ってということで、その効率化を求めるというのがこれまでの整理でございまして、ここについては過去の考え方を踏襲すべきではないかというふうに考えてございます。

次のページをお願いします。以降、各社の実際の織り込み額がどうなっているかというところと契約の概要をお示ししております。一つ一つは御説明しませんが、それぞれに大き

な考え方に照らして、先ほど申し上げたような共同プロジェクトとして考えられますので、事務局のほうで契約書も確認しまして、そこについてそもそも費用算入、大きな考え方としては費用算入を認めるということではないかと。先ほどの大きな考え方に沿って対応することとしてはどうかと考えております。

その上で、原価が増えている3つの契約について個別に論点化していきまして、次、11ページ目をお願いします。まず東北電力で言いますと、3ポツですが、東海第二からの調達、購入につきましては原価が増えているということでありまして、この点については再稼働に向けた安全対策工事による修繕費などの増加であると御説明を頂いています。この点につきましては、追ってとなりますが、修繕費のパートで同様の議論がされていると思いますので、その御議論を踏まえて同じ考え方で査定をするということとしてはどうかと考えております。

14ページです。東電EPにつきましては、最後のポツですけれども、東海からの購入電力料について原価が増えているということでもあります。他方で、これは省令に基づく解体費ですとか一般負担金の対象が増えたということで、制度に基づくお金の増加であるということ。それから廃炉に必要なものであるということでございまして、合理的と認められるのではないかというふうに考えてございます。

16ページ目をお願いします。北陸電力ですが、北陸電力につきましては、3ポツに書いていますが敦賀2号について原価が増えているということでありまして、この理由は、40年を迎えるということで、運転期間の延長認可を得るために必要となる費用が増えるためという説明を頂いています。この点につきましては、修繕費のパートで議論いただいている、原発は動かないんだけど再稼働費用は妥当かという指摘があったところですが、ここについて、動かない中で延長認可に関する費用というのを織り込むことが妥当と考えられるどうか、そういう点について御確認いただければというふうに思っております。

最後に17ページ目でございます。これは前回御議論いただきました卸売の販売のほうについて、スポット市場価格よりもトータルで安いものについては差額を控除収益として織り込むべきだということでありまして、各社確認したところ、前回既に指摘のあった北陸電力においてのみこういうことになっています。他社においては逆転してないことを確認していますので、その点を御報告するものであります。

購入・販売電力料につきましては以上であります。

次に、6－2に基づいて、引き続いて燃料費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。前回までの議論を踏まえた上で、さらに詳細論点と、一部事務局にて確認した点について御報告させていただきたいと思っています。

まず、3ページ目をお願いします。燃料の単価のところの論点でして、まず石炭、海外炭ですけれども、前回、熱量ベースで考えるか重量ベースで考えるかというのをお示したんですが、ここでは発熱量ベースの調達単価で審査することとしてはどうかということ提起させていただいています。前回もお示したとおり、そこで事業者間の比較査定ということで、報告徴収を通じて得られる情報に基づいてトップランナー査定を行うこととしてはどうかというふうに考えてございます。

7ページ目をお願いします。国内炭のほうにつきましては、これは北海道電力だけですが、単価については海外炭よりも安いわけですけれども、契約価格あるいは供給者側の見積価格を織り込んでいるということを事務局で確認してございます。

9ページ目以降、LNGの単価に関する論点でございまして、ちょっと細かい、より詳細な論点もございしますが、まず1つは、そもそも中長期契約とスポット契約を比べると、中長期のほうが採録期間の中では基本的に安い中で、中長期の契約に基づき買ってくる量を上方に修正するオプションを持っているようなケースにおいて、それを最大限織り込むこと、そうすべきではないか。そうすることによってスポット調達量が減りまして、原価算定上はコストが小さくなるということでありまして、個々の契約を確認していた中で、例えば東北電力、中国電力のケースにおいて、今、足元でフォースマジュールが出ているプロジェクトがあって、それが解消した後においても上方弾力性は使えないと見込んでいるわけですが、そういったところも本当に織り込む余地がないのかということについて論点として書いております。

10ページ目をお願いします。これも非常に個別の細かい話ではありますが、四国電力においては、マレーシアからの各社の平均価格で買うという契約がありまして、こうしたものについては、今回の各社の数字も踏まえながら審査をするべきだ、当該者だけでは計算ができないだろうということで、各社の審査も踏まえた数字で最終的に織り込むこととしてはどうかということを書いています。

12ページ目ですが、さらに東北電力においては、LNGの配船計画の中、契約上基本的に1年間の数字がある中で、その計算上まだ調達できる、配船を工夫することでさらに取ってくるカーゴ数を増やせるのではないかと考えられるところもありまして、こうした

ところも最大限取ってくるという考え方で審査をすべきじゃないかということを書いています。

最後、LNGの価格に関してです。ここについても前回もお示ししましたが、価格体系がまだ未合意のものにつきましては、効率化努力を求めるという観点からトップランナー査定を行うこととしてはどうかと考えてございます。

14ページ以降は石油。重油につきましては、基本的に契約価格に基づいて織り込まれていることを事務局のほうで確認したということを書いております。

16ページ、核燃料費と新エネ等燃料費につきましては、合理的な織り込みがなされているということを事務局で確認してございます。

19ページ目お願いします。以降、今度は価格ではなくて調達数量のほうについてでございます。ここにつきましては、ここがまとめのページとなっていますが、そもそも燃料、数量の織り込みですが、自社火力、他社火力ともいわゆるメリットオーダー、原則としてメリットオーダーに基づいて電源運用を行っているということを、発電燃料単価と運転中利用率の関係を見て、事務局のほうで確認しております。一部メリットオーダーが崩れているように見える電源につきましては、各社に個々に説明を求めて、合理的な理由なくメリットオーダーが崩れていないということを確認したということでもあります。

また、運転可能日数ですとか計画停止日数といった、本当に電源がきちんと稼働する絵になっているかという点につきましても、基本的には供給計画と整合的に織り込まれているということを確認いたしまして、ごく一部そこと乖離しているものについても、合理的な理由があるということを確認しております。

20ページ以降、各社の詳細について書いていますが、時間も限られていますのでここでは詳細は割愛させていただきますが、イメージとして北海道電力のケースだけ御説明しますと、下に書いていますような発電燃料単価と運転中利用率の関係を確認しまして、安いものほど基本的には稼働率が高いという関係があるということを確認した上で、ここで言いますとD、E、F、Iとなっている電源のように、比較的値段が安いにもかかわらず稼働率が高くなっていないようなケースについて、どういったことが制約になっているのか、どうしてそういうことが起きているのかというのを個々に確認していったということで、冒頭申し上げたようなまとめということで、それぞれに理由は確認しているということでございます。

以降、最後までずっと各社の数字が並んでいますが、以降は割愛させていただきます、

事務局の説明としては以上でございます。

あと1点だけ、前回、平瀬委員から御指摘いただいた重油の環境対策の件につきまして、別途、各社からの回答についてホームページ上に資料として掲載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。

それでは、事業者さんからの追加説明をお願いしたいと思います。まず、東北電力の宮武様、どうぞよろしく願いいたします。

○宮武オブザーバー 東北電力の宮武でございます。それでは、今ほど御説明ありました資料6の11ページ目に関連いたしまして、日本原子力発電東海第二に関わる他社購入電力料の原価増要因について御説明させていただきます。弊社のほうから資料6-1-1を提出してございます。

日本原子力発電東海第二につきましては、発電所の安全性向上に向けた安全対策工事に加え、新規制基準の適合性確認審査に係る工事計画認可を2018年10月に受けており、その認可された工事計画に基づき工事を進めているところでございます。当社は受電会社として、そうした維持管理費用や安全対策に関わる工事等に関する費用の妥当性を確認した上で、当該費用を工事の進捗に合わせて日本原子力発電にお支払いすることとしてございます。

資料下段に今回の原価における費目別の主な増加要因を記載しておりますが、この中には、いわゆる再稼働の起動前の点検費用や使用前検査のような費用は入ってございません。今回の原価は、妥当性を確認した上で、同発電所を維持していくための安全性の維持向上に必要な費用を織り込んでおります。その結果、前回改定と比べ42億円の原価増となっているものでございます。

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の長崎様をお願いしたいと思います。

○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。早速ですが、J E R Aからの購入電力料につきまして御説明いたします。資料6-1-2を御覧ください。

東京電力一体会社時代の自社火力発電所については、2016年度の分社化に当たり J E R

Aとの間で電力購入契約、いわゆるP P Aを締結しております。J E R Aとの間では、年度ごとに小売競争の激化など諸情勢を踏まえた協議を行い、ほかの発電事業者と同様、P P Aにおいて料金その他の供給条件を定めております。発電を分社化した当社は、競争を勝ち抜いていく上で電源調達コストの低減が命題となっており、J E R Aをはじめ発電事業者との契約協議を通じてその実現を目指しております。今回の申請原価においても、従来のコストの積み上げではなく、これまでの協議の成果を踏まえたP P A料金の想定値を計上しております。

なお、下の表にございますとおり、J E R Aとの間では長期の基本契約を締結の上、基本契約にのっとり、年度ごとに料金などを定めたP P Aを締結しております。また、料金体系は基本料金、従量料金の二部料金制となっており、従量料金には燃料費調整を適用しております。

続いて、2ページを御覧ください。今回の原価の前提となるJ E R Aからの調達電力量については、下のイメージにございますとおり、当社の需要の動きに合わせ、メリットオーダーの考え方にに基づき最経済となる発電機の組合せとするよう要請し、計画しております。

料金算定上の燃料価格については、割高なスポット調達を含むL N G、石炭それぞれ全日本通関統計価格と同等の水準で設定しております。これまでの協議内容を反映した結果、J E R Aからの基本料金を含めた購入電力料の水準については、市場価格を下回る水準で原価に反映しております。

3ページ目に、J E R AのP P Aにおける基本料金の推移について、参考として記載しております。詳細説明は割愛させていただきます。

続いて、6－1－3の資料番号で、他社購入・販売電力料、原子力のほうについて御説明いたします。

1ページ目を御覧ください。柏崎刈羽原子力発電所について、申請時と同様に7号機は2023年10月に、6号機は25年4月にそれぞれ再稼働すると仮置きした運転計画を原価に織り込んだ結果、原価算定期間における可変費削減効果は年間2,200億円程度となります。なお、再稼働による固定費の変動額を含めた場合には、合計で年間900億円程度の費用削減効果になります。

下の表にございますとおり、規制部門の費用削減効果としては年間130億円程度、価格抑制効果としてはkWh当たり0.4円と試算しております。また、原子力再稼働による供給力

の増加は、卸電力取引市場からの調達に寄与するものとして、主に他社購入電力料の減として反映しております。

再稼働時期については現時点で具体的にお示しするものではなく、あくまで料金算定上の原子力の織り込みとなります。引き続き柏崎刈羽原子力発電所に関する原子力規制庁の追加検査に対応するとともに、安全に最善を尽くしながら取り組んでまいります。

続いて、2ページを御覧ください。日本原子力発電の東海発電所について、今回原価は前回原価と比較して32億円増加しております。下の表にございますとおり、前回原価では、当時の制度に基づき総原価に託送回収されていた使用済燃料再処理等既発電費のマイナス精算16億円を反映しておりました。

また、前回原価においてマイナス精算を除いた金額から今回原価では、制度変更に伴い原子力発電施設解体費や原子力損害賠償支援機構一般負担金を新たに計上したことなどにより、16億円の増加となっております。

私からの説明は以上です。

○山内座長 ありがとうございました。

それでは、次は、北陸電力の平田様にお願いいたします。

○平田オブザーバー 北陸電力・平田です。他社原子力発電の織り込みに関しまして、資料6－1－4で説明させていただきます。

2ページを御覧ください。日本原子力発電の敦賀2号機については、共同開発的な性質を有する発電所であることから、1987年の営業運転開始以降、発電電力の全量に関西電力、中部電力、当社の3社で受電しております。敦賀2号からの受電費用につきましては、現在、同ユニットが停止中であることから、電力量料金の減少はあるものの基本料金の増加が見込まれ、現行原価と比較して年間15億円の増加となっております。

なお、敦賀発電所1号機につきましては、2015年4月に営業運転が終了したことから、運転終了後も必要となる安定状態の維持や廃棄物の処理及び使用済み燃料の保管等の費用について織り込みを行っております。また、これらの費用につきましては、当社の費用と同様、6%の効率化を織り込んでおります。

3ページ目を御覧ください。敦賀2号機からの受電費用のうち基本料金につきましては、停止状態を安全に維持するための費用、運転延長認可申請に係る費用及び一般負担金を織り込んでおります。現行の法令に基づき敦賀2号の運転継続のためには、2027年の2月までに運転期間延長認可を受ける必要があり、その1年前の2026年2月までに認可申請が必

要となっております。当該認可申請費用は、再稼働の有無にかかわらず敦賀２号の運転継続のために不可欠な費用であることから、申請原価に織り込んだものであります。

なお、敦賀２号の安全性向上対策工事及び特定重大事故等対処施設に係る費用は織り込んでおりません。

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、御説明も終わりましたので、質疑に移りたいと思います。例によって、teamsの挙手機能で発言御希望の方はお知らせを頂ければと思います。どなたかいらっしゃいますか。

川合委員、どうぞ。

○川合委員 まず、資料６－１のところの相対取引、４ページ、「ＪＥＲＡからの相対購入」と書かれているところなのですが、その前提として「ＪＥＲＡからの購入電力料が、同量全て電力スポット市場（東エリア）で調達した場合の費用を上回る場合には、」とあるわけですが、スポットでコマごとに、例えばＪＥＲＡから買っていた分を全て市場から買ったら幾らだという、こういう計算ってやるとなると、実際にはその分市場での需要が急激に増加し、市場への供給量と市場からの調達量のバランスが崩れるわけなので、どうやって計算するということをおっしゃっているのか、事務局のほうから説明いただけないかなと思っています。

結局、コマごとで全部やって、しかもそこで急激に購入量が増えれば、当然価格は高騰するはずなので、それをどうやって織り込んで計算しているのかなという。理屈では何となく分からないでもないんですけども、すなわち、その分ＪＥＲＡから市場へ供給すれば同じじゃないかみたいな話になるのかもしれないんですけども、実際の計算式みたいなのを前提にこれを提案されているのか、単なる仮定の話なのか、その辺を教えていただければ幸いです。よろしくお願いします。

○山内座長 では、今のお話。

○東取引制度企画室長 では、先に。事務局でございますが、１点目につきましては、単純に今回各社で織り込むことにしている数字で計算すると。考え方としては、実際にはおっしゃるように需給のバランスが変わると思うんですけども、ここでは機械的に今見込んでいる数字でそのまま計算するということを想定してございます。

考え方としては、そもそもグループ内の取引というのが本当に効率的なのかという御議

論があったと思いますので、それを踏まえてある種1つの物差しとして、市場調達並みに効率的に取ってきてこれているのかというのを測る測り方として、こういう考え方があるんじゃないかということを御提案したものであります。

○山内座長 ありがとうございます。

 前回もちょっとあれだったですね、検証のために試しに計算をして、それでメルクマールにしたかどうかという、そういう御意見だったと思います。よろしいですか。

 ほかにいらっしゃいますか。償却後の原子力の関連費用の織り込み方とかありますか。

 松村委員、どうぞ御発言ください。

○松村委員 松村です。まず、今も問題になったJ E R Aに関してです。私は案①は問題外だと思います。案①に関しては、前回別の会社から、資本関係のない取引会社のところで、この基準を満たしているようなものに関してむやみに効率化という係数を課さないでほしいという要望があったかと思います。逆に言えば、それを合理的な点だと思うとすれば、案①を採るというのは、J E R Aからの購入電力、つまり一定の資本関係があるところも資本関係がないところもみんな同じ基準で見ると言っていることだと思います。

 事実上、J E R Aについては、引っ掛かることは多分ないと思うので、何も見ないというのにはほぼ等しいというか、よっぽどひどい場合を除けば大丈夫という、事実上の査定放棄と思われかねないことになると思います。それでも他の会社は自社から調達するのは、ある意味で燃料費に関してはトップランナーなど厳しい査定をしているのに、一定の資本関係があるところに関してはここまで見ないとしたら、とても理解など得られないと思います。私は案②を支持します。

 その上で、その案②でも甘過ぎるのではないか。燃料費のトップランナー査定に比べると大分甘くなるのではないかというのは、実態を見れば確かにそうだと思うのですが、これだけJ E R Aに甘い委員が多くいる中で――恐らく案①を支持する人がいるのではないかとすら思えるほど甘い委員がいる状況下で、これよりも厳しいことをするのは困難だと思います。したがって、案②を支持します。

 次に、それでも燃料費のトップランナーに比べて著しく甘くなっていないということを念のために確認する必要がある。J E R Aからの購入契約は、先ほども説明あったとおり基本料金と従量料金になっているはずです。従量料金のところで例えば燃料費のトップランナーで査定されたものに、想定された一定の発電効率性を掛けてバーチャルな従量料金をもし設定したとしたら、こうなるであろう従量料金というのは物すごくラフに推計でき

と思う。その推計されたものに比べて、さすがにそれよりは従量料金低いですね。例えばスポットをベースにしたとすると、実際には長期計画というのはそれなりの割合があって、実際に足元でもスポットのほうが高いというようなことはあるので、そういう計算をしたとしても、恐らく引っ掛からないとは思う。逆に言えば、それで引っ掛かるなら相当に高いということだと思いますので、念のために、さすがにそのようなことはなかったということは追加で確認していただければ、他の会社に比べて緩い査定なのは事実としても、著しく緩くなっているという印象は薄まると思いました。

次に、別の件で、メリットオーダーでちゃんと調達されているのかどうかという疑問に答える過程で、コストが低いのににもかかわらず利用率、発電量が少なく見えるものに関して、こういう特殊な事情がある。例えば国内炭についてはこういう事情があって、これ以上は燃やせないというようなことは、十分説明していただいたと思います。私自身はかなりの程度納得をした。逆はどうでしょうか。

これだけコストが高いのににもかかわらず、何でこんなにたくさん発電、調達するのかと見えるものに関する説明がなかったような気がした。典型的に言うと他社からの購入でも、それでも恐らく基本料金と従量料金という格好になっていると思うのですけれども。そうすると、仕上がりの単価としては高いのだけれども、従量料金部分は低くなっているの、自然体でこういう高い利用率になる。仕上がりの単価だけ見ていると不自然に見えるかもしれないのだけれどもこういう理由です、という説明が、多分一番分かりやすいと思います。

そのときに、何でそんな高い基本料金のものを他社から買うのか、これはkWを確保するというようなことからある種の誠実な行動をしていることは推察できますので、その点については、特段説明していただかなくてもある程度推測はできます。最低引取量があるから高くなっているという説明だとすると、何でそんな奇妙な契約になっているのかがとても分かりにくい、何で基本料金プラス従量料金の体系で全部巻き取れないのかという点について丁寧に説明していただかないと、このメリットオーダーで自然だということの説明は不十分。その点、もし何か現時点で分かることがあれば教えてください。

以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

今の御指摘等については、全部終わった後で、事務局と場合によっては事業者さんから御説明いただくということになります。

圓尾委員、どうぞ御発言ください。

○圓尾委員　圓尾です。これも前回も申し上げましたが非常に難しい問題だと思います。東電E PとJ E R Aとの取引量が余りにも大きいだけに、本当に相對購入という観点で見えてしまっているのかというのは疑問で、本来はJ E R Aの費用の中身はどうなっているかというのをきちっと見たところなんですけれども、ただ前回も申し上げましたように、J E R Aに詳細なデータを求めて分析しようとしたとしても、東京電力と中部と混ざっているの、区分けをしていくというのは非常に難しい作業になるだろうなという実際の作業の問題と、もう一つは、恐らくは一般の方が、J E R Aといっても東電と資本関係が強くて事実上一体だよなというふうに思われているのと比べると、私が見ていると、かなりJ E R AはJ E R Aで東京、中部と独立して経営が動いているというふうにも思いますので、この2つの観点から、本来はちゃんと費用を見たいところなんですけれども、事務局が御提案になったような方向でやるのがしょうがないのかなというふうに思います。

案①か案②かということ言えば、どっちが選択というよりは、どっちもクリアするのは当然だろうというふうに思います。案①は、松村先生もおっしゃいましたが、これに引っ掛かるということはないんだろうと思います。だから案②で、他社の購入の状況と比べてもトップランナーでありますよねというところを確認するのが最低限なんだろうなというふうに思います。

だからそういう意味では、案②というか、案①と②と両方クリアするものじゃないかなというふうに思います。ただ、それで一般消費者の皆さんにすんなり納得していただけるのかなというのちょっと引っ掛かっていまして、例えば北海道電力さん、中国電力さん皆さんが、自社で発電しているコストに比べて十分安いのだというのが見えないと、なかなか納得ができないんだろうと思います。ですから、何かやる方法ないのか——全部査定を終わらないとそんな数字も出てこないの、やりようがなかなかないんだと思いますけれども、どっかのタイミングで、それぞれ各社さんの自社発電コストに比べてどういう数字なのかというのは検証して見ておく必要があるんだろうと思いますし、少なくとも今松村先生が御指摘されたような燃料に関しての契約というのは、オープンにしなくても、このインナーとかクローズの会合でも確認して、トップランナーに匹敵するような水準になっているというのは見ておいたほうがいいのではないかと思います。

購入のうちの原子力分については、これは再稼働を目指しているもので、本当にこれで全て効率的な金額になっているかどうかというのはなかなか判断が難しいところだと思います。

ますけれども、ただ再稼働を目指して掛けているコストを除外するということとはできないと思いますので、これは基本的には認める方向で考えるべきではないかなというふうに思いました。

以上です。

○山内座長　ありがとうございます。

ほかに御発言の御希望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　ありがとうございます。J E R Aからの購入に関しましては、御説明ありがとうございました。ここでの問題点というのは、取引自身が第三者取引価格である、ないしはそれより、第三者取引より安いというのは変なことでございますけれども、全く特別な資本関係を前提としない最大限の購買者サイドの努力をされたかということはどういうふうに御説明いただくかということで、今日の御説明の中にも、単なる積み上げではなくて、市場の状況を考えながら最大効率的に相取のP P Aが結ばれているというようなことだったんですが、その部分の具体的な内容を、今、圓尾委員がおっしゃられたインナーであったり非公開の場であっても、少しその辺の御説明を事務局も含めこの委員会で確認をさせていただいたほうがいいのではないかなという気はいたします。

まさにそこが、第三者が精一杯安く買おうと思った価格という心象が得られるかという点は事務局もぜひ御検討を頂ければということで、それがあつてはじめて透明性というか説得性が出てくるのではないかなという気はいたします。

資料に関しましては、通常、第三者交渉をしていますが、一定の先方に対して計算根拠というのは頂くことも多いと思いますし、これほどの量の定期的な購入をされるのであれば、いろいろな意味で購入者側も価格の内容を求めると思いますので、それが誰が見ても、あーすごく努力されているし、かつ、いわゆる規制料金の一部を構成する上で合理性があるねというところをどういうふうに確認できるかということだと思うので、冒頭、前回お話しした話と同じ趣旨ではあるんですが、今日の御説明だけですと、なかなかそこまで効率的に買われたという具体的な内容がどういうふうに理解できればいいのかなという気はちょっといたしました。すみません、長くなりまして。

○山内座長　ありがとうございます。

ほかに委員の方、御発言御希望いらっしゃいますか。

それでは、中国電力から御発言御希望ということで、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。今御議論されている内容から若干外れて恐縮ですが、事業者として一言発言をさせていただきます。

内容は、石炭価格を発生熱量当たりで審査していただくことについてでございます。この点につきまして、石炭火力は発電所によって環境基準あるいは発電設備の仕様が異なりますので、当然受入れ可能な石炭についても違いがございます。

こうした中で、仮に全ての石炭を熱量のみを基準とするトップランナー価格で調達することになりますと、受入れ可能な石炭の違いを考慮しないことになり、発電所の安全、安定的な稼働に支障を来すような前提となる可能性がございます。こうした事情を御考慮いただきまして、トップランナーの詳細な定義や適用する範囲につきましては御検討いただきますようお願い申し上げます。

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、北陸電力、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。弊社からも燃料費について意見を述べさせていただきます。

まず、資料6-2の3ページです。燃料費の資料の3ページ目に、石炭調達単価に係る詳細論点ということで、5番目の最後の●ですが、具体的にはということで2行目、旧一電及びJERAの令和4年11月から令和5年1月の発生熱量当たり費用の実績値を基にトップランナー査定を行うこととしてはどうかというのが出ております。それに関しまして、今度5ページ目で参考データとして、6社のカロリー当たりの単価が出ております。まず、3ページ目のトップランナー査定に関しまして申し上げたいのは、当社が申請した原価については、フォワードルッキングで今年度から3か年の燃料費を想定して入れたものでありまして、そのフォワードルッキングで想定した費用を過去の実績でもって各社比較して、そのトップランナー査定を行うということの合理性がないのではないかとというのが弊社としての意見でございます。

ちなみに、5ページ目をもう一度出していただけますでしょうか。当社の昨年11月から1月の実績に関しては、9円66銭で6社中で一番高いのですが、弊社の申請原価、補正後の原価におきましては、この単価が8円33銭という単価になっておりまして、ちなみに、この実績値でトップランナーとの差を査定されるということになると、原価とあまりにも乖離した実績でもってトップランナー査定ということになりますので、その点については

合理性がないということで考えております。

それと、この3か月間の9円66銭という値ですが、前回も申し上げましたが、弊社の過去1年間の受け入れた石炭の月ごとのカロリー単価を見ていくと、この3か月間が一番高いという時期でありまして、各月の受入れカロリー単価につきましては、ターム契約で参照しているところのグローバルコール等のインデックス、どの参照月を使ったものが入ってくるかによって大きくぶれます。例えば昨年11月の弊社の受入れ単価は10円29銭、それがその前の月、10月では8円20銭ということで、1月で2円のぶれがあるといったような実体がございます。

したがって、申請原価のカロリー単価で比較というのが合理的なトップランナー方式の査定の仕方ではないかというふうに考えますので、御検討をお願いしたいということで考えております。

もう一点、13ページ目、LNGに関しましてちょっと申し上げたいのですが、13ページ目で申請購入単価に関しまして、弊社の値12万6,344円というのが、価格体系が未定であると、決まっていない、予定ということで記載されております。これ、たまたま弊社の価格体系の更改時期のタイミングの関係で、昨年11月の段階では決まっていなかったものであります。間もなくこれが合意の見込みになっておりますので、実際に補正申請の前に合意ということになりましたら、合意済みと未定を分けて査定するという方針が示されておりますので、弊社の価格体系について、合意後については合意されたものとして扱っていただくようお願いしたいということで考えております。

私からの意見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、四国電力、どうぞ御発言ください。

○宮本オブザーバー 四国電力・宮本でございます。それでは、私から石炭とLNGの価格について、及び先ほどの松村委員からの御質問について御説明したいと思います。

まず、石炭につきまして先ほど来御意見出ておりますが、5ページのトップランナー査定のところの話であります。四国電力が最も安くということで、最も安い会社が意見を言うのもちょっと変なんですけれども、このトップランナー査定というのが、四国電力の申請原価をトップランナーとして査定するという意味であれば、全く意見を言うことはいないんですけれども、この5ページの四国電力の11～1月の実績の8.17というものがトップランナーで、それで査定するということが言うと、我々も申請原価から言うと大きな査定に

なると考えております。

なぜこの8.17が低いかと申しますと、端的に言いますとこの3か月だけのデータを採用しているからだと思っております、先ほど北陸さんがおっしゃったようなことも同じですが、石炭の価格は、そのときに受け入れた石炭というのは、そのときの石炭火力の定期点検の状況であったり、どの燃料を燃やしているか、あるいは契約上、どこから、どの国からどういう品種の燃料が来ているかということに大きく依存しますので、このように電力価格の採録期間の3か月に合わされておるということは理解しておりますが、そのトップランナーの単価を決めるということと言うと、3か月というのはちょっと短か過ぎるのではないかなと思っております、こういう短期間でやりますと、たまたま安い船が多い時期に当たるとこういう低い価格になるというふうに考えておまして、亜歴青炭の量であったりとかそのようなものに依存しているということでもあります。

実際には、それぞれ亜歴青炭がいつ配船できるかとか、どういう契約の船がいつ来るかというのは大きく期間によって異なることもありますので、燃料価格が昨年度変動していたということもあるとは思いますが、トップランナーの数字を取りにいくのであれば、3か月ではなくてもっと長い期間、例えば1年などというようにする必要があるのではないかなというふうに考えてございます。

続いてLNGの査定の話であります、LNGにつきましては、我々、各社などちょっと違いまして、13ページの中長期契約で価格体系合意済あるいはスポットでの手配という、船の数を分けて単価も分けて申請するというのではなくて、当社のLNGは、先ほど当社の特異の事情御説明いただきましたが、長期契約先が供給のトラブルを抱えていることもあって、必ずしも契約どおり行われるか不透明ということもあったので、契約体系によらずに全日本C I F並みで原価を織り込んでおります。

今回その織り込みとは別に、実際の契約に基づいて長期契約とスポットのブレンドといいたいでしょうか、そういう査定をする方針というふうに理解しておりますが、その場合には、資料の19ページに書かれているような他社さんの例も、東北さん、中国さんの不可抗力の例が書かれておりますが、我々も契約上は売主が任意に船の数を下げるという下方弾力性の条項がありまして、過去にこれを行使された実績もあるので、全て上方弾力性の船で残りスポットというふうに船の数を決めるということであると、ちょっと実態と違うということがあって、買主の努力が及ばないところでもありますので、実際の契約に応じた査定をお願いできたらというふうに考えてございます。

最後に、松村委員から御質問ありました他社の燃料の調達数量と二部契約と取引の確定数量といいたいしょうか、量に下限があるというところに対してでございますが、資料で言うと、弊社の説明がある25ページの利用率と単価の関係のことだと思っております、この中に、上の青いところの一番最後にも書かれておりますが、グラフで言うと右の上のところ、ちょっと見えにくいですが、点線で囲んでいるところが他社石炭火力でございます。これにつきまして契約上の下限がございますので、メリットオーダー、ちょっと図の上では乗ってないように見えておりますが、要は、高いけれどもある程度受けなければいけないという契約になってございます。

なぜそういう契約があるかということではありますが、発電事業者さんのお立場で考えると、発電事業を営むためには、ある一定の設備を維持して燃料も手配してということが前提になります。もともと昔もそうでしたが、昨今の燃料情勢が厳しいということもありまして、安定的に石炭で発電していただくためには、基準の利用率といいたいしょうか、今年どれくらい石炭を使いますということをおある程度決めてあげないと手配できないし、必要な量を出すためには長期で量を押さえておかねばならないということがあると考えております。

したがって、我々受電会社の立場で言うと、市場価格よりも石炭が安いときは、運転中は全部運転してくださいだし、石炭が高くなってくると、市場から買うので要りませんということになるんですが、その変動幅をおある程度押さえておかないと発電事業者さん側の事業が成り立たないということで、相互に契約交渉した上で一定の下限が決まっているということと理解してございます。

説明は以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

最後のところ、松村委員よろしいですか。

○松村委員 最後のところは、料金体系自体は二部料金になっていて、なおかつ制約が入っているということですね。

○宮本オブザーバー さようでございます。

○松村委員 基本料金がそれなりの高い値段になっているのにもかかわらず、やはり燃料の下限というのがないとやっていけないということですね。

○宮本オブザーバー そう御理解いただいて結構です。

○松村委員 分かりました。

○山内座長 ありがとうございます。

ほかに御指摘あるいは御意見、いかがですか。

それでは、全体の議論について事務局からコメントお願いいたします。

○東取引制度企画室長 ありがとうございます。まず、E PとJ E R Aの契約についていろいろと御意見頂戴しましたが、基本的には案②もしくは両方という御意見が多かったのと、加えて一体会社の自社火力に比べてもどういう水準なのかは、追って確認が必要、検証が必要だという御指摘だったと思います。御指摘の中にもありましたが、どこまでオープンにできる数字かというのはありますので、そこは何らかの形で工夫して、委員の方にお見せするなり考えたいというふうに思います。

それから梶川委員からも、説明がまだ足りないところは交渉の詳細という御指摘ありましたが、これもどこまでオープンにできるかというところはあろうかと思っております、さらにどういう説明ができるのかというのは検討したいというふうに思います。

それから事業者の皆様から御指摘のありました点につきまして、トップランナーの定義・範囲というのをしっかり考慮、というのは、御指摘を踏まえて今後詳細詰めていきたいと思っております。

北陸電力から御指摘ありました過去の数字を見る合理性がないという点につきましては、ここは前回申し上げましたが、燃料費調整制度があって燃料費の発射台が決まって、そこから数字を動かすという考え方を全体を通して取っている以上、ここに関しては必ずしもフォワードルックといってもフォワードルックだけでもないだろうと思っていまして、そういう考え方から過去の数字で比較しているというものであります。そういう意味ですと、各社の単価で出てきた数字とトップランナーとの差で査定するという事ではないので、そこはちょっと誤解があるかなというふうに思っております。

それから同じく北陸電力から、間もなく合意する見込みのものについて合意済みで扱うべしということにつきましては、趣旨は効率化を求めるということでありまして、そこについては申請後に交渉してきたのであれば、その中でどれだけの効率化が図られてきたのかというのを恐らく御説明いただいた上で、それが十分かどうかということになるんじゃないかというふうに思います。

それから四国電力さんの最初の御指摘は、やはり同じで、3か月だけだと短いということなんですけど、その3か月で採られたものが燃調の規定になっているという意味では、制度そのものに関わる場所かなと思っていまして、根っこになるものが、突然期間が変

わって燃調の発射台だけは3か月ですというのも不整合かなと思いますので、3か月という考え方を採っております。

それから契約に応じた上方弾力性、下方弾力性について契約に応じた査定をというのは、御指摘を踏まえて契約、個々の状況を踏まえて審査したいというふうに思っております。

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す。

ほかによろしいですか。この問題も、今日全部結論は出ないので、また次回以降議論ということでお願いしたいと思います。

それでは、議事を進めますが、議題4、もう時間がかかなり来ていますけど、効率的に行きます。「人員計画・人件費について」です。事務局から御説明で、その後質疑ということをお願いいたします。

○池田取引監視課長 資料7をお願いします。2ページ、人件費についても、今回査定の方性について御議論いただきたいと思います。

まず、9ページをお願いします。これは第36回会合で川合委員から、各電力会社の人員構成について調べていただきたいとの御指摘を受けた分析でございます。9ページから北海道で、15ページまで各社の年齢構成別をまとめましたけれども、ほとんどの社が40～50代が多い一方、20代の構成比率は非常に小さく、年齢構成からも、人員数が明らかに過剰な水準にあるとまでは言えないのではないかと考えられるところでございます。

続きまして、17ページをお願いいたします。従業員1人当たりの年間給与水準でございますが、各社算定方法にばらつきがございますところ、地域補正前の賃金は最新の賃構調査を用いるなどして、地域補正は次の20ページのとおり、消費者物価指数または賃構調査を基にしてはどうかと考えられるところでございます。

さらに賃上げの範囲については、第34回会合で松村委員から、賃上げを織り込まなかった事業者の取扱いについて問題提起を受けたところでもございますが、そこについては21ページのとおりでございまして、料金算定要領にのっとりまして賃金上昇は認められないものの、3月の賃構調査は申請時点より賃金が上昇しておりますところ、賃構調査の最新の値に更新することは認められるべきでございまして、その結果、給与が増えることになっても、人件費の総額が申請額を上回らない範囲で見てみてはどうかというふうに考えられるところでございます。

その結果が23ページでございます。下の表が申請値、上の表が賃構調査を最新の値にア

ップデートしたものでございますが、その結果、四国と賃上げを織り込んでいた北陸、沖縄を除いては、各社とも賃金が上昇する結果となっております。

26ページに移りまして、31回会合では北本委員から、人件費のうち出向者の取扱いについて問題提起を受けておりましたが、過去の査定と同様、出向者の業務が電気事業の遂行に必要な有効であると認められるか、他の電力会社や小売電気事業者等との間で、自由競争の環境にある発電・小売分野の企業への出向があるかどうかという観点で査定を行ってはどうかと考えられます。

その結果をまとめたのが27ページから30ページの表でございます。

続きまして31ページ、退職給与金については、東電E Pと四国が外れ値を避ける処理を行ってございまして、この点につきましては36回会合で、安念委員、松村委員、圓尾委員から御指摘を受けていたところでございますが、この点については31ページの最後のポツのとおり、申請事業者の恣意性を排除するためにも、現時点における最新の統計調査結果を参照することが妥当ではないかと考えられるところでございます。

さらに36回会合では、集金に係る費用も含めた委託集金、雑給費の横比較を行ってはどうかとの御指摘を松村委員、圓尾委員から頂戴してございまして、その結果が33ページから34ページでございまして、平均を上回る部分は査定を行ってはどうかと考えられるところでございます。飛ばしたところもありますが、飛ばした部分を含めて御意見を頂戴できればと思います。

以上でございます。

○山内座長 ありがとうございました。

人員計画・人件費、これについて御議論いただきますが、前にいろいろ御意見いただいたことについて取り上げて、事務局でこのようにしていただいた、こういうことになりましたが、いかがでしょう。追加的にといいますか、これについて御指摘・御意見ございますか。

北本委員、どうぞ御発言ください。

○北本委員 ありがとうございます。先ほどの出向者のところの資料についての検討なんですけれども、自由競争の関係にある発電・小売分野の出向者給与負担については認めないというのは、私は賛成です。一方で、電気事業の遂行に必要な有効であるという事業であれば、委託費等の別の科目で処理されているのではないかと思いますので、この点御確認いただければと思います。

以上です。

○山内座長　ほかにいらっしゃいますか。さっき私、「時間も……」と言いましたけど、気にせずどんどん御発言いただければというふうに思いますので、いかがでしょう。

北海道電力からありますね、どうぞ。

○上野オブザーバー　出向者給与の件に関する意見なんですが、よろしいでしょうか。

○山内座長　どうぞ。

○上野オブザーバー　出向者の給与の負担に関しまして今回示された査定の方向性は、当社にとって相応の影響がございますので、意見を述べさせていただきます。

査定対象とされております北海道パワーエンジニアリングですけれども、こちらの事務局の資料に記載いただきましたとおり、主力事業がプラントエンジニアリング、発電設備の保守とか工事になります。このため、当社の出向者41名中38人というのは、実は発電事業ではなくて専ら当社の火力発電所の定期事業者検査等に関わる工事計画とか検討、さらに工事管理業務、こういうものに従事してございます。

これらの保守・工事業務につきましては、当社従業員が一定規模出向いたしまして、グループ会社と一体となって当社の火力発電所の品質・安全性の向上、そして工程の短縮などに取り組むことで安定供給とコスト低減の両立を図っているものでございまして、そういう観点から今回原価に算入させていただいたものでございます。

このため、北海道パワーエンジニアリングへの出向者のうちで、プラントエンジニアリングに携わる38名の部分につきましては、事務局が査定の方向性で示された公平公正な競争を阻害するような事案には該当しないと考えてございますので、原価算入をぜひとも認めていただきたくお願い申し上げます。

また、超過労働給与、そして雑給ですが、こちらについても、申し訳ございません、お時間のない中恐縮ではありますが、実情をお話しさせていただきたいと思います。

超過労働給与、雑給ともみなし小売電気事業者の平均値を上回っておりますが、これは、一過性の要因に対しては時間外労働で対応することで人員数を極力増加させないことととか、経費対象人員数の抑制のために積極的に社員外従業員を活用するなど、人件費全体として経済合理性を追求した結果であると考えてございます。

今回事務局から御提示いただきました査定の方向性につきましては、各社状況がそれぞれ異なる中で、説明性、公平性の観点から統一的な基準を定められたものと認識しており、査定の方向性については受容させていただくことで考えてございますが、当社の実情が電

力平均値に比べて大きく上回っている背景には、経済合理性を追求してきたという当社なりの事情がありますので、御理解いただきたくお願い申し上げます。

以上でございます。

○山内座長 ありがとうございます。

ほかにいらっしゃいますか。——それでは、よろしいですか。

事務局からコメントいただけますか、今2つありましたけど。

○池田取引監視課長 まず、北本委員からの電気事業の遂行に必要な、有効だと認められるものであるかどうかというところは、委託費と別な費目で処理をされていることについて確認されたいという点については、また追って確認していきたいと思います。

あと、北海道電力からの1つは北海道パワーエンジニアリングへの出向についての話で、コスト削減、経済合理性という話がありましたが、事務局の考えとしましては、同社は発電事業を行う事業者でございまして、公正・公平な競争を確保する観点からは、自由競争の環境にある発電分野の企業への出向者給与というのは厳格に審査することが妥当でございまして、料金原価として認めることは適当ではないというふうに考えているところでございます。

雑給、超過労働給与手当についてでございますが、超過労働給与とか雑給については給与水準のような客観的な統計というのは存在しないこととか、あとは事業者の形態に応じて賃金水準が定まって、全産業比較というのは適当でないことから一般電気事業者との比較を行ったものでございまして、これまでの料金審査会合と同様の方針で審査しているところでございます。

○山内座長 以上ですか。ありがとうございます。よろしゅうございますか。

これもまだ食い足りないところがあるので、また次回以降、御議論いただければというふうに思います。

それでは、議題5、設備投資、修繕費、事業報酬です。これについては、まずは事務局から御説明いただいて、事業者さんからは、北海道電力からも御説明があるということがあります。事務局の説明の後をお願いいたします。

それでは、事務局からまず御説明をお願いします。

○池田取引監視課長 資料8－1をお願いいたします。

2ページ目、まず設備投資でございますが、37回会合で必要性や合理性を特別監査を通じて確認していくこととしていたところ、結果についての御報告がまず1点でございます。

11ページを開いていただきます。今回の特別監査はオンラインで実施したものの、事業者に対しては調書や図面の提出を求め、図面を直接確認したほか、オンライン中継によって工事状況を確認するなど、工夫を行って実施したところでございます。

次、12ページでございますが、特別監査を踏まえた査定の方針でございますが、ここに書いてございますとおり、まず用途が決まってない土地・建物・機械装置については、不使用の理由が合理的でない場合は査定する。あと社宅についても、住宅・土地統計調査での空き家の割合を考慮しまして、入居率のメルクマールが90%で、これを下回る範囲について査定をしていくと。貸与設備についても、合理的な理由なく無償貸与している場合は査定する。予備品・予備設備についても、常備すべき最低限のものか確認するとともに、その上で、常時使用していないことから、建設中の資産と同様、50%査定をしてはどうかと。

建設中の資産でございますが、13ページです。建設工事口は算定規則上50%をレートベースに計上するというルールになっていますが、建設準備口については、将来、建設工事口に移行するかどうか不確実であるということから、これまでの料金審査での査定と同様、全額査定してはどうかと。稼働率が著しく低い発電設備については、合理的な理由がない場合は査定してはどうかというふうに考えるところでございまして、それで監査を行ってまいりました。

その結果、14ページ以降に各社に対する特別監査の結果をまとめてございます。それが20ページ目まで続くところでございまして、説明は割愛させていただきます。

続きまして、設備投資で論点になったところとしまして、25ページお願いします。非化石証書の販売収入の取扱いということが論点になってございました。その検討の方向性ですけれども、最後のスライド、27スライド目です。ここは非化石証書の制度趣旨に照らせば、非化石電源の設備投資や維持に充てるものとされていることや、料金算定規則上、非化石証書の販売収入は控除収益に位置付けられていないことからすれば、設備投資または修繕費から減額するものとするのが適当ではないかというふうに考えられるところでございます。

さらに、その場合の減価償却期間の長い設備への投資額との相殺といった恣意的な織り込みを防ぐため、この下に示したフローチャートのとおり、まず非化石証書の販売収入を設備投資維持に充てる方針を示していない場合などは、右側のとおり修繕費と相殺することとし、他方、非化石証書の販売収入を設備投資維持に充てる方針を示しており、かつ料

金原価の算定に当たり修繕費と相殺した場合には設備投資からの減額を認めることとし、事前にどの設備に充てるか定めていない場合は、発電設備の一般的な最短の償却期間である15年を償却期間としてはどうかというふうに考えられるところでございます。

設備投資については以上でございます。

続いて修繕費についてですが、資料8-2をお願いいたします。

修繕費につきましては、論点としましては、1つは修繕費のコスト削減に向けた競争発注の取組、5ページ目でございます。まず、5ページを御覧ください。これは川合委員から御指摘のあったところで、修繕費についてもちゃんとコスト削減に向けた競争発注の取組をしているのかというところでございまして、その点確認したところ、電力会社における修繕工事は発電設備の修繕やメンテナンス、設備メーカーによる品質保証等が必要となるケース多いですけれども、原則として競争発注を行っている旨の報告があったところでございます。

続きまして6ページ目は、38回会合では、メルクマール算定期間に後ろ倒しになった修繕工事について確認をしたところでございますけれども、指摘はございませんでしたが、逆に前倒しとなった修繕工事の有無についても調査を行いまして、それには該当するものはございませんでした。

次に、10ページに飛びまして、もう一つ論点となりましたのは、原価算定期間中に再稼働しない原子力発電所に係る修繕費用の取扱いでございまして、松村委員からの御指摘でございますが、泊発電所3号機に係る費用の取扱いの妥当性について御意見を頂いたところでございます。

その考え方について事務局での整理が13ページでございまして、泊発電所3号機は将来的な再稼働に向けて取り組んでいるところでございますが、再稼働時期にかかわらず核燃料プールでの燃料の冷却を継続して安全に管理していくということが必要であるため、そういう点でいうと、下の表で言いますと維持管理費用に加えて安全性向上のために必要な費用、例えば防潮堤ですとか火災防護とか、そういったものの費用というのは料金原価に織り込むことは妥当であるというふうに考えられるところでございます。

その上で、耐震評価に係る費用や再稼働に向けた点検費用、このCの部分ですね、あと再稼働時期に応じて追加的に必要となる費用については、ここは認めるべきかどうかというのは議論が分かれるところで、このC、Dについて、認めない、あるいはどこまで認めるかというところを御議論いただきたいというふうに思っております。

修繕費の3つ目の論点としましてはメルクマール超過分の取扱いでございまして、15ページを御覧いただきたいと思います。修繕費は、直近5か年の帳簿原価に占める修繕費の割合をメルクマールとしているわけですが、北海道、東北、北陸、中国、四国はメルクマールの水準を超過して特殊要因というのを挙げているところでございます。

具体的には16ページ以降でございしますが、原子力発電所とか火力発電所の点検、あるいは17ページが一番下でございしますが、四国電力が挙げられております公共工事設計労務単価との乖離の解消というのが挙げられているところでございます。

そこについての考え方でございますけれども、19ページをお願いいたします。①ですけれども、修繕費というのは毎年度増減するため、メルクマール算定期間を一定の長期間としておりまして、そうやって考えますと、原子力発電所関係については事業者の意思にかかわらず停止が必要となってくる場合がございまして、こういった場合には原価算定期間中に原子力発電所の再稼働を見込んでいる場合は、メルクマールを超過した分を認めることとしてはどうかと。反対に火力の点検回数の増加とか水力の追加的な設備対策というのは、一般的な修繕の範囲で取り組んでいる事業者がいることを踏まえると、これはメルクマールを超過した分を認めないとしてはどうかと。他方、公共工事の設計労務単価と事業者の労務単価の乖離の解消を理由としているものについては、メルクマール算定期間において労務単価の乖離幅が大幅に変化しているわけではない、従来から乖離幅が大きかったということを踏まえると、メルクマールの超過要因としては認めない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。

修繕費については以上でございまして、続いて事業報酬でございします。資料8-3を御覧いただきたいのですが、事業報酬については、論点としては、東電EPの事業報酬の算定方法というところが検討を要すべき点ということでございます。

5ページを御覧いただきたいんですけれども、東電EPの場合は会社が発電分離、持ち株会社制に移行しているということがございまして、旧一体会社の全体のレートベースの比率で按分していくということを取っておりますが、6ページのとおり、東電EPはレートベースを自主カットしてしましたと。ホールディングス、リニューアブルパワー、エナジーパートナー、それぞれ自主カットしてレートベース自体は減ったんですけれども、自主カットの結果、EPの配賦比率が高まってしまって、逆に事業報酬が上がってしまったと。そういうことがありまして、そこをどう考えるかということが論点となるわけでございます。

そこについての考え方でございますけれども、まず前回の委員会では、8ページの2つ目の●のとおり、J E R Aについては、連結会社ではないもののレートベースに含めなくてよいのではないかと事務局提案に対して委員からは、「J E R Aのアセットを厳密でなくても足すことが本来は必要」という御意見を頂いたところでございます。そして委員からの御意見を踏まえて、J E R Aの資産もレートベースに含めることとし、具体的なレートベースの算定方法について御議論いただきたいというわけでございます。

事務局として考えたのは、今日の9ページのとおりに、まずJ E R Aについては、有価証券報告書に記載されている粒度で、レートベースに相当する資産に東電ホールディングスの持ち分である50%を乗じたものを織り込むとしてはどうかと。

もう一つ、パラドックス問題につきましては、11ページを御覧いただきたいと思うんですけれども、パラドックスを解消するため、発電事業者のレートベースのところについては、自主カット前のレートベースの額を用いると解釈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。

説明は以上でございます。

○山内座長 それでは、北海道電力から、泊発電所の安全性等について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8-2-1、泊発電所の安全性向上・再稼働に向けた費用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。先ほどの事務局の資料にもございましたとおり、不稼働原子力発電所に関わるこれまでの原価上の整理について記載してございます。下から4行目以降を御覧いただきたいと思っておりますけれども、維持管理費用に加えまして安全性向上等に要する設備投資関連費用ですとか委託費の原価算入についても、これまでは認められているというものと認識してございます。

スライド2をお願いします。スライド2には、北海道の基幹電源として、またG X実現の観点からも泊発電所再稼働の必要性和蓋然性を記載してございますが、再稼働に向けた具体的な取組について、スライド3を御説明いたします。

設置変更許可申請につきましては、これまで最大の課題でございました敷地内断層、こちらの活動性評価について長い時間を要しておりましたが、2021年7月に原子力規制委員会から、活動性のある断層ではないという当社評価についておおむね妥当と評価を頂くことができました。

また、2022年3月以降、審査会合の都度、審査工程、スケジュール及び残された課題を確認させていただいており、種々御指摘は頂いてございますが、そのような中においても審査を着実に進めてきてございます。

地震につきましては、基準地震動の策定について、今月の審査会合で説明を完了すべく、また津波につきましても、10月までに説明を完了すべく準備を進めております。

スライド4を御覧ください。プラント設備に関わる審査項目の残された論点についても、2023年12月までに説明を終えることを審査会合で御説明しており、これらの審査スケジュールを遵守して進めてまいります。

また、新設防潮堤設置工事につきましても、着手できる範囲で工事を進めてございまして、今後、防潮堤の設計方針が確定次第、工事を本格化させてまいりますので、こちらも遅れが生じることなく取り組んでまいります。

スライド6を御覧ください。泊発電所の安全性向上及び再稼働に向けた費用として、修繕費のほか、審査対応に関わる委託費や新設防潮堤設置工事に関わる設備投資関連費用などについて、当社として最大限の効率化を反映の上、今回原価に織り込んでおります。

中でも委託費につきましては、設備の耐震健全性評価や審査資料の作成などにおいて高度かつ専門的な知識・技術が必要でありますことから、プラントメーカーなどへの業務委託が必須となります。これらの費用は安全性の向上及び泊発電所の再稼働、安定運転のために必要不可欠でございまして、既に着手、契約済みであったり、継続的に発生しているなど、原価算定期間に支出することがおおむね確定的となつてございます。

スライド7～9には各費用の項目の詳細を記載してございますが、お時間の関係もございまして、説明は省略させていただきます。

最後に、スライド10を御覧ください。今回の料金値上げにおきましても、泊再稼働メリットを反映することができず、お客様には御負担をお掛けすることとなつてしまい、大変心苦しく思っております。これまでも繰り返し御説明してきました内容にはなりますが、今後についても、引き続き2026年12月の再稼働に向けて審査対応ですとか安全対策工事に総力を挙げて取り組み、再稼働後には総原価を洗い替えて再稼働メリットを反映し、審査要領にのっとった適正な原価算定による値下げを確実に実施したいと考えてございます。何とぞ御理解を賜りますようお願い申し上げます。

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、以上の説明について、御提案もございましたが、皆様から御質問・御意見伺いたいと思います。いかがでしょう。

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。私、この後授業があるものですから、そろそろ失礼しなければいけないので、ちょっと発言させていただきます。

泊関係の費用なんですが、A、B、C、Dとカテゴリーに分けていただいて、事務局としては本当に苦心の作だろうと思って感心したんですけれども、A、Bは、要するに原発を寝かしておいたってかなりの費用が掛かるわけですから、これはどうにもしようがない。原発が再稼働するかどうか、あるいは再稼働するとして、その時期がいつであるかとは関係なしに、とにかく恒常的に出していかなきゃならない費用なんだから、これはしようがないよねということだろうと思うんです。

ただ、この苦心の作なんだが、私はCとDについても、格別違うというか、費用として認めないという根拠がどこにあるのかは、率直に言ってよく分からない。つまり、再稼働全体に必要な費用というのは、結局電気事業を遂行するために必要な事業なんですから、もちろん効率化はしていただかなきゃいけないんですけども、項目としてというかカテゴリーとして見れば、電気事業に必要な費用として原価算入が認められていいんじゃないかというふうに私は思うんです。

ただ、先ほど——これ、ちょっと私、間違っただけで伺っていたら大変恐縮なんですけど、東北の宮武さんから例の東海第二について、あれを何と呼んでいいのかわからないけれども、東海第二の再稼働に向けた、いわば寸前と言いましょ、そういう費用については算入していないという御披露があったかと思います。

確かに料金算定期間にでき上がらない、料金に全く貢献しない工事についても費用として認めるのかということについて、抵抗があるということは分からないではないです。ただ、そうは言いましても、例えば使用前事業者検査は直前の費用だから落とすというのであれば、それなら公認の申請に係る費用だって、直前ではないけど、じゃどうなのというふうになってきて、なかなかどっかで線を引くのは難しいとは思いますが、やはり再稼働直前のものであって、かつ料金算定期間の原価には貢献しないものは今回は除くのだというのであれば、私は理屈ではちょっと承服しがたいところがあるにはあるんですけども、総合的に諸事情を勘案して、Dについては費用として認めない、原価として認めないというのであれば、それはそれでありかなという感じはいたしました。

以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

それでは、華表委員、御発言をどうぞ。

○華表委員 華表です。私からは、同じ13ページの泊発電所の件だけの意見を述べさせていただきます。

こちらについては、今回再稼働分の料金原価を織り込むに至っていなくても、発電所はそこにあるということで、今、安念委員からも御指摘あったところですが、維持管理費用は発生しますので、A、Bについては織り込むことが妥当とする事務局の御提案を支持します。

加えて、今後再稼働を目指して動いているということで、そうだとすると、少なくともCについても費用は発生してしまう状況だというふうに理解していますので、事務局あるいは我々として再稼働に向けて動いているものを止めるわけではないと考えるならば、Cも織り込むことを認めたほうがいいのではないかというふうに思います。

その上で、仮に再稼働して原価が安くなるのであれば、今、北海道電力さんからも説明の中にありましたけれども、そのときは値下げ申請で御対応いただくという考え方だというふうに思っています。

一番悩ましいのはDのところで、これは再稼働時期に応じて追加的に必要になる費用ということで、仮に再稼働が先に延びたとすると、少なくともこの原価申請期間には発生しないというような費用だというふうに理解していますので、悩ましいところで、これは入れるということになっても入れないということになってもどちらもありかというふうには思うんですが、再稼働時期についてはなかなか十分な蓋然性を持って見通すことは難しい面もありますので、今回は織り込むことは認めずに、必要になって原価が上がってしまうのであれば、それは値上げ申請をしていただくというような考え方で考えていくのかなというふうに私は感じているところです。

私からは以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

それでは、圓尾委員どうぞ。

○圓尾委員 前回議論のときいなかったもので、その件も含めてなんですが、原子力であれ火力発電であれ、託送料金のときの送電線工事であれ、完成時期がどのタイミングなのか、つまり原価算定期間に入るか、その後なのかということによって原価算入を認める、

認めないというのはおかしいと私は思います。つまり電気事業にとってというか、必要な投資であればそのコストは認めるし、そうでなければ認めないということだと思うんですよね。

原子力については、これはGX実現に向けた基本方針にも書かれてあるとおり、再稼働を進めるとうたわれていますし、既存の原子力発電所を可能な限り活用するというふうに書かれています。ですから、再稼働に向けていろいろなコストを掛けて準備を進めていくというのは、政府の方針にも従った正当な電気事業ということが言えるんだろうと思います。ですから、基本は全て原価に織り込んでいくべきものだと思います

ですから皆さんおっしゃったように、13ページで言えば、A、B、Cは当然織り込むべきものだと思いますし、Dは、何か時期が曖昧な書き方になっているので分からないんですけれども、今回で言えば、泊の再稼働って2026年の12月というふうに想定されているわけですから、この想定を置いたときに、3年間の算定期間に発生するのが見込まれる費用であれば織り込めばいいし、そうでなければ外すということだと思います。

ですから、そこはちゃんと北海道電力さんに御説明いただいて、他電力の再稼働の過去の実績なんかも見ながら、あーこのタイミングでこういう費用が掛かってきますねというのを確認して、織り込むかどうかというのは判断すればいいのだと思います。

事業報酬の点については、前回私が申し上げたことを織り込んでいただいて、ありがとうございました。当たらずとも遠からずというところになりますけれども、JERAのレートベースを織り込んだほうが説得力はあると思います。これは財務諸表から取ってきた数字なので、本来は少し控除すべきレートベースも含まれているかもしれません。でも、一方でEPとJERAの関係からいくと、資本関係の5割ではなくて恐らく6割ぐらいのレートベースはひもづいていると考えるべきものだろうと思いますから、ここから引くものもあれば足すものもあるということでは、当たらずとも遠からずという整理にできるんじゃないかと思いますので、私は、今回の事務局の提案どおりの事業報酬の算定でいいのではないかと思います。

以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

それでは、松村委員どうぞ。

○松村委員 松村です。今ずっと議論になっている原子力の織り込みに関して先に申し上げます。まず、議論が根本的におかしいのではないかと恐れている。CやDを原価算入

認めるかどうかという議論を本当に今しているのでしょうか。そうじゃなくて、メルクマールがあってメルクマールを超えるときに、本来なら認めないのかもしれないのだけれども、例外的に認めるものとしてどんなものがあるのかという議論をしている。CやDが仮にメルクマールに収まっていたとすれば、認めるということになる。

したがって、原価として一律に認めないということを議論しているのではなく、メルクマールを超えることを前提として、例外的に費用として、それでも認めていいものに当たるかどうかを考えていることは十分考えていただきたい。

したがって、一般論としてCやDはどんな状況でも絶対に認められないとかということを経験しているのではないということは、まず認識していただきたい。

次に、メルクマールを超えたものというのについては、基本的にはそれでも必要なら認めるなんていうことをやっていったら、何のためにメルクマールがあるのか。もちろん、全く杓子定規にそれを超えたものは全部カットなどというのは乱暴だというのは十分分かっているのですが、したがって、相当に例外的なものをきちんと見た上で、それでも認められるというようなものとして原価算定期間に再稼働する。したがって、それによって実際に原価が下がるというようなものについて、しかしその結果としていろいろ掛かる修繕費周りのものは、その例外に当たるのではないかという整理も合理的だと思います。

したがって、そのような例外的に認めるものについて、再稼働しないようなものも本当にいいのかという議論をしている。単にこれが原価に参入されるべきかどうかという議論だけでなく、もう一段大きなハードルがあることを忘れてないか。

次に、A、B、C、Dと分けていただきました。私は、Bだっけと言いたいことありますが、CもDも認めるべきだなどと言う委員が多くいることを前提とすれば、それ以上言わなくて通るわけでもない。Bについてはぐっとのみ込んで何も言わないことにします。CやDというのを例外として認めることは、私はとても非合理だと思います。

仮に、もっと再稼働が確実になり、その後で値下げ届出という格好になると思いますが、後年に値下げ届出をするというときに、何も動き出すまで待つ必要はないので、その途中でやるというときに、この費用が入った、届出が出てくることがあったとして、それに反対するかどうかというのは全く別の問題。そういう格好で入れられるということはあったとしても、この値上げ申請の局面で、メルクマールを超えるものとしてCやDを認めるなどというようなことは、私は反対です。そのような例外に当たることを積極的に認定しなければいけないとは、私は思いません。以上がこのスライドに関するコメントです。

他の点について少し確認させていただいていいでしょうか。その前の資料なんです、非化石証書の販売収入の取扱いの方向を丁寧に整理してくださって、ありがとうございました。念のために確認したいんですが、ここでケースとして4つある。Yes、No、Noと来た3つ目のものなんです、今回の申請でこれに当たるものがあるのかどうかを念のために確認させていただいていいでしょうか。私の認識では、ここに当たるものはないと認識しています。

したがって、一番上か2番目か、あるいは最後かということ。最後の場合には、しかも今後は十分あり得ると思うのですが、この制度の趣旨というのに鑑みて、最初からちゃんとやっているということに関しては、追加性ということを確認することはあったとしても、基本的に認めるというのは最後のところで出ていると思います。この最後の選択肢というので、非化石証書というものの制度趣旨というのに反していないということを明確に示していると思います。

3番目に関しては、これはかなりの程度バーチャルにやるということで、本来なら上の2つのコラムなら、原価算定期間内で、この3年間で決着付けるというのに関して、この後の15年間、つまり3年なら3年掛ける5回分というところにならして原価というのを配賦するという格好になり、したがって、最初の3年間では5分の1に減額する。つまり原価を5分の4の部分は引き上げるということにするのだけれども、その後の12年間で下がるということになるのでニュートラルですとの整理も考えられるとは思いますが、コストベースでその発想が意味があるのは、コストベースで算定する規制料金だけで、この原価算定期間が終わった後の12年間もずっと今の制度が続くことが想定されるケース。経過措置料金規制が外れる、あるいは抜本的に変わる可能性があるのに、このようなバーチャルなもので今回処理するということは、一つ間違うとかなり詐欺的なことをしていると取られかねない。

最後のところだと、具体的に設備がひもづけられることになるので、今までのやり方とある意味で整合的だと思う。こういうバーチャルなことをするのに、この後、経過措置料金規制が今後15年以内になくなる、あるいは大幅に仕組みが変わるなどということになったとすると、ほぼ意味のないことをしていることになります。

したがって、今回の料金申請で3番目に当たるものがもしあるとするならば、もう少しちゃんと私のほうもコメントしなければならないので、そのような可能性があるのかどうかを教えてください。

以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

ほかに御発言御希望いらっしゃいますか。

さっきの泊3号機のページ13についてはいろいろ御意見が分かれたところでございますが、もしよろしければ、事務局のほうで今のところのコメントいただければと思いますが、いかがでしょうか。

○池田取引監視課長 資料8-2の13ページのスライドですけれども、分かりづらくて恐縮でございますけれども、修繕費のみならず委託費など原子力の再稼働に係る費用の取扱いの一般論を記載させていただいたということで、その上で修繕費につきましては、御指摘のとおりメルクマールを踏まえつつ厳格に審査をしていく、引き続き検討をしていきたいというふうに考えます。

設備投資の一番最後のポツ、資料8-1の27ページです。順に上から、一番上のボックスのNoのところは該当なし。1個Yesに行って、その右側の修繕費と相殺というところは、一部について中国、四国が修繕費と相殺をしているという状況でございます。さらにそこから3段目に飛びまして、非化石証書の販売収入を特定の非化石電源の案件以外には使わない旨を内規として申請前から整備済みかというところは、先ほど申しました中国、四国の一部例外を除いて、全社がここのNoに当たる、そういう対応関係にございます。

○山内座長 ありがとうございます。

この問題も、今御議論ありましたけれども、特に今日決めるということではなく、次回以降になりますけれども、13ページのところで事務局資料の説明趣旨についてもうちょっと具体化していただいて、確認していただいて、それでまた議論ということをお願いしたいと思います。

それでは、次の議題に移ります。次は費用配賦です、コストアロケーションですけど、事務局から御説明いただいて議論とさせていただきます。よろしくお願いいたします。

○池田取引監視課長 資料9をお願いいたします。

○山内座長 今、四国電力の手が挙がっておりますけど、御発言を御希望ということですか。

○宮本オブザーバー 先ほどの話でよろしいでしょうか。

○山内座長 では、コメント待ちますが、一応お聞きします。どうぞ。

○宮武オブザーバー すみません、手短に。先ほど事務局様から、中国さんと四国は非

化石証書の販売収入の一部を修繕費と相殺しているという御説明あったと思うんですけど、我々、申請において修繕費と相殺していることはないと思っております、もともと費用として落とすということを織り込んでいないという申請だと思っております。

以上です。

○山内座長 ありがとうございます。

では、御確認いただいて、よろしくお願いいたします。

それでは、戻ります。資料9について御説明をお願いいたします。

○池田取引監視課長 大変失礼いたしました。まず、資料9の2ページをお願いします。今回は、7事業者の申請内容につきまして、直近の燃料価格などを踏まえた補正に伴う変動分の反映と。もう一つは、レベニューキャップ制度の導入に伴う変動分の反映ということでございまして、再算定した総原価を基に費用の配賦についてまとめてお示しをさせていただくもので、7社分について御議論を頂きたいということでございますが、主な論点的なところとしましては16ページです。

ここにそれぞれチェックポイントを示させていただきまして、これに合致しているかどうかというのをチェックしていくところでございます。まず1つ問題となったのは、この1番目のところでございます。

17ページをお願いします。まず、補正後総原価の各部門への配賦の適切性ということでございますけれども、電気料金の公正な設定に当たっては、各部門への合理的な費用配賦が必要であり、特定の部門にひもづけることが可能な費用については当該部門に直接配分することが望ましいということで、過去の審査でも総原価の90%超が固有費及び直課により配分されていることを目安として、各部門への配分の適正性を確認してきたというところでございます。

これで見ますと、各社9割超なんですけれども、東京電力エナジーパートナーが補正後総原価の59%が固有費直課となっていてございまして、配分する部門が販売費のみであることから、ABC会計手法の趣旨を踏まえると、一般管理費の100%を直課により配分すべきではないかというところが一つ論点として考えているところでございます。

次、22ページをお願いいたします。これは固定費の配分のところでございますけれども、これは以前に紹介したところでございますけれども、沖縄電力の規制部門の固定費の配分比率が本来、特高・高圧・低圧の合成需要で自由化部門に配賦するところ、沖縄電力はそれぞれ最大電力の値を用いて算定してしまっていて、その結果、規制部門の割合が過少に算定

されていまして。

実際どれくらい過少に算定されていたかというのは29ページです。本来ですと、低圧ですと27.067%配分されるところ26.260%の配賦比率になって、結果、30スライド目のとおり、単価ベースで見ますと、規制料金についてはあるべき数値とkWh当たり0.23円の差が生じることとなってしまったというところでは。

次、32ページでございますが、これは規制部門に係るネットワーク費用の算定の適切性でございますけれども、料金算定規則上はネットワーク費用の配分に関しまして、自社事業用電力、営業所とかに使う電力でございますけれども、このネットワーク費用も含めて算定すべきところ、これを含めて算定していなかったというところで、これについても33ページのとおりの、0.06円の差が生じることとなったというところでございます。

後者のほうについては、正しく算定するということによって逆に単価が高くなる方向に働くものでございますけれども、いずれにしましても、正しい結果で申請を修正していただくことが適切である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す。

それでは、費用配賦はルールが決まっているので、そのルールにのっとっているかどうかということになるんだけれども、幾つかの論点ありますので、御意見あれば頂ければと思います。いかがでございましょう。——どなたもないですか。まだお約束の時間は少し残っておりますので、御議論いただいてももちろん結構でございます。いかがでしょう。よろしいですか。

それでは、また何かありましたらということで、これも今日、全部結論ということでもないと思いますので、別途御意見いただくことも可能ということでお願いしたいと思っております。

それでは、議題の7番目、最後になりますけれども、その他の論点の確認ということであります。事務局からの御説明をお願いいたします。

○池田取引監視課長 資料10をお願いいたします。

その他の論点ということでございまして、まず3ページ、1つは需要想定・供給力でございます。北海道電力と東電エナジーパートナーにつきましては、今回の料金算定に用いた供給計画というのは、2023年3月までに経済産業大臣に届け出る見込みのものでございました。これは現在フィックスされているというところでございます。次、4スライド

目をお願いいたします。

この3つ目のポツにありますように、料金算定規則というのは、各種費用などについて供給計画等を基に算定することとなっておりますので、供給計画の案を基に料金算定を行うということは適切ではない可能性がございます。これを踏まえまして、北海道と東京については、2023年の正式な供給計画を基に料金算定を行うべきかどうかというのが論点となります。

6ページを見ますと、左側半分が供給計画の案段階の数値で、右側がフィックスした供給計画の数字でございまして、相応に値に誤差が生じるということでございます。

7ページに移っていただきまして、そうすると、料金算定規則との整合を図る観点から北海道電力と東京電力エナジーパートナーについては、今後の査定を踏まえた補正の段階において、2023年の供給計画を基に補正することを求めることとしてはどうかと考えるところでございます。

続きまして、公租公課のほうに移らせていただきます。9ページをお願いいたします。33回の会合では、法人税等の算定諸元である1株当たりの配当金額の算定に関しましては、事業者の恣意性を排除する観点から、全社一律の配当金額を基本としまして、1株当たりの配当金額を8社の直近何年分かの単純平均を採用して、その上で事業報酬については37回会合で御議論いただき、 β 値の算定期間を直近10年間とすることで整理されたことを踏まえまして、1株当たりの配当金額の算定についても、8社の直近10年の単純平均値を採用するとしてはどうかというふうに考えられるところでございます。

なお、8社の直近10年の単純平均値を用いた場合ですと、1株当たりの配当金額は29.5円、約30円ということで、30円とすることでよいか御確認いただければと思います。

御説明は以上でございます。

○山内座長 ありがとうございます。

その他論点ということで、需要想定スタートの時点の問題ということと、公租公課の計算の仕方のところですけど、これについていかがでしょう。特にございませんか。皆さんもうお疲れかもしれないけど、最後のところで何か意見があればお願いしたいと思いますが。

それでは、これについても、また後で何かあれば事務局のほうにお伝えいただいて、それで御検討していただくということで、今日、全部結論というわけでもございませんので、ということでお願いしたいと思います。

それでは、議題は以上になります。これからの進行は事務局でお願いしたいと思います。
よろしくお願いいたします。

○池田取引監視課長　　本日の議事録につきましては、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お願いいたします。

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41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——