

総合資源エネルギー調査会総合部会 第22回電気料金審査専門委員会

日時 平成25年3月22日（金）16：00～18：05

場所 経済産業省本館地下2階講堂

1. 開会

○片岡電力市場整備課長

ちょっと遅れておられる方がありますが、定刻になりましたので、第22回の総合資源エネルギー調査会総合部会電気料金審査専門委員会を開催させていただきます。

本日はご多忙のところ、委員及びオブザーバーの各位におかれましては、ご出席いただきましてまことにありがとうございます。また、東北電力から説明者として、佐竹取締役副社長、四国電力からは家高常務取締役総合企画室長にもご出席いただいております。

では、以後の議事進行は安念委員長にお願い申し上げます。

○安念委員長

ありがとうございます。それでは、お手元の議事次第にしたがって進めてまいります。

今日の仕事は2つございまして、今回の申請の前提となった前提計画です。そのうち、需要想定と供給力について。それから第2番目の課題が、今回の値上げの大きな要因でもある燃料費について。この2つについてご議論をいただきます。

まず、事務局より前提計画、燃料費と続けて、今回の審査の中で検討すべき論点についてご説明いただきまして、その後、東北電力及び四国電力からそれぞれご説明をいただきたいと思えます。

それでは、まず事務局からお願いします。

2. 前提計画について 一需要想定・供給電力量

3. 個別の原価について 一燃料費

○片岡電力市場整備課長

お手元の資料の資料3と資料4をごらんいただければと思います。

まず、資料3の前提計画であります。1、前提計画の趣旨が書いてありますけれども、料金算定に当たっての前提となります供給計画、経営効率化計画、資金計画などの計画がございます。このうち、今日でありますけれども、需要、供給、燃料に関する計画について、検討を行っていただきたいということでもあります。それ以外の、例えば、人員でありますとか、経営効率化、設

備投資に関する計画につきましては、次回以降にそれぞれの費目とあわせて検討を行っていただきたいと思いをします。

2でありますけれども、需要想定であります。需要の見通しは、将来どの程度の供給力を確保すべきか、また、料金を決定する上でどの程度の売り上げを見込むかといった点で、料金算定の基本となります。論点が2ページの上のほうにありますけれども、短期及び中長期のそれぞれにおいて、需要（電力量（kWh）及び最大電力（kW））をどのように想定しているか。その際、需要種別に想定の方法は異なるのか。また、節電の定着、新しい料金メニュー、新電力との競争等の要因をどのように想定に織り込んでいるか。過去、料金算定のときの想定と実績はどの程度乖離していたか。また、震災による需要減をどのように織り込んでいるか。それから、その管内の需要には含まれない地帯間販売電力量、これは外の電力会社に売る電気の量ですけれども、それをどのように想定しているか。それから、値上げに伴う自由化部門の離脱需要について、どのように想定しているか。こうしたことが論点かと思いをします。

供給力の想定であります。需要想定に基づきまして、十分な供給力が確保されている必要がありますけれども、発電所ごとに発電コストが異なるということで、どのような電源を稼働させて供給を行うかによって、総コストあるいは料金水準に影響が生じます。

そういう意味で、論点といたしましては、短期、中長期の供給力をどのように算定しているか。その際、自社と他社との供給力の分担をどのような考え方に基づいて割り当てているか。いわゆるメリットオーダーは実現されているか。それがわかりやすく説明されているか。供給予備率はどのように算定しているか。それから、原子力、水力、火力等の発電量の構成をどのように考えているか。電源構成が変更された場合、収支にはどのような影響が生じるかという論点があります。

また、3ページでありますけれども、燃料の想定であります。そのような発電の想定に基づきまして、燃料が使われるということでもあります。今回の両電力の認可申請では、燃料費の増大が大きな要因になっております。そういう意味で、論点につきましては、燃料の調達に当たりましてどのような効率化努力を行っているか。それが国内外の電力会社と比較してどうかということが論点かと思いをします。

これにつきましては、引き続きまして、資料4で燃料費の個別論点につながってまいります。

1枚めくっていただきますと、燃料費の概要があります。燃料費は石炭、LNG、原重油等の火力燃料費、核燃料費、新エネルギー等燃料費の合計額となっております。

今回の申請が下のほうに表でありますけれども、3カ年平均で、東北電力については1,248億円の増、四国電力は138億円の増となっております。これが火力燃料費です。

他方で、核燃料費につきましては、原子力の稼働率の減少に伴いまして、前回の料金改定に比べまして、96億円、34億円の減となっているということであります。前回というのは、いずれも料金改定をしたときの原価との比較であります。

3ページに、価格について書いてございます。まず、火力燃料の全日本通関価格について書いてございますけれども、燃料につきましては、当然、燃料そのものの値段、これは外国のものなのでドル建ての値段と、それから、為替レートで、あわせて輸入されるということになってまいります。ドル建ての市況につきましては前回よりも上昇、為替レートは逆に円高、これは算定期がこの時期ですので円高となっているということであります。

それから、下のほうで、今回の原価の織り込み価格と全日本通関価格との比較でありますけれども、原油、LNG、それから石炭、それぞれ下のよう表になっておりまして、原油及びLNGにつきましては、両社ともに通関よりも高いと、石炭は東北電力は全日本よりも高く、四国はほぼ同水準となっております。この理由等につきましては、後ほどご説明があるかと思えます。

続きまして、調達の数値につきましてということで、LNGについて4ページで述べております。

まず、長期の契約とスポットに分かれますけれども、下のほうの円グラフをごらんいただきますと、東北電力は長期が7割、スポットが3割、四国電力は全てが長期になっております。それから、原価算定期間に切れるものがどのぐらいあるかということでありまして、長期につきまして見てみますと、東北電力は35%が改定があると。四国電力は今回の算定期間内には改定がないということでありまして、それぞれ長期契約、スポットの価格を上の方のグラフにしておりますけれども、全日本の平均に比べまして、25、26、27の織り込み価格をそれぞれ書いております。東北電力は徐々に、25、26、27と上がっていく形になっていまして、四国電力は一定になっているということでありまして、スポットは右のほうですけれども、東北電力しかありませんが、全日本の平均及び電力のスポットの平均よりも少し高い形になっております。

5ページになります。石油及び石炭であります。原油と重油がありますけれども、原油につきましては、東北電力が過去1年間の全日本の通関価格と、マイナスという原油の銘柄ですけれども、マイナス原油の価格差をもとに、1年間でFOBの価格を算定しております。四国電力は、これは他の関西とか九州とかと同様なんですけれども、直近3カ月の調達価格を算定する際に用いた市場価格、これをもとに算定しています。若干少しやり方が異なっているということでありまして。

重油につきましては、直近の国産重油の市場価格などをもとに、算定して織り込まれております。

石炭につきましては、東北電力はこのいずれも直近ですけれども、直近の国別の自社の調達実

績をもとに算定した価格、四国電力は全日本の通関価格並みということで、これも算定の仕方が若干異なっているということでもあります。

6ページになりますけれども、核燃料費であります。核燃料費につきましては、既に資産として計上されております核燃料、これが運転計画に基づきまして燃焼すると、核燃料が使われると、その度合いに応じまして減損していく。その減損分を費用として計上するという形になっております。先ほど申しましたとおり、稼働の減に伴いまして、東北電力、四国電力ともに減となっております。

7ページになります。審査のもとになります審査要領の抜粋でありますけれども、燃料費、購入電力、あわせて書いていますが、燃料費につきましては、原価算定期間内に契約が満了するものについて、燃料においては共同調達の実施などの努力を求め、その取り組みによって実現可能な効率化を反映するなど、個別に可能な限り効率化努力を評価するというようになっております。

下のほうで、論点でありますけれども、まず、1つ目は、先ほど計画のところでありましたけれども、メリットオーダーということで、発電単価の安いものから稼働が最大限に織り込まれているかということの確認が必要かということでもあります。

続きまして、火力燃料の購入価格でありますけれども、まず、1つ目には、購入に当たっての効率化努力がどのようなことが行われているか。それは国内外の電気事業者などと比較して十分なものといえるか。それから、原価算定期間内に新規に契約するもの、あるいは契約更改を行うものはどの程度の割合か。これについてどのような効率化努力を織り込んで原価を計上しているか。それから、3つ目に、上記以外の既存の契約についても、契約の見直しなど効率化を行う余地はないか。それから、原油の算定方法、若干、他社と東北電力はこだわっていましたが、その適切性はどうかということがあります。

(3) 原料以外の諸経費であります。これにつきましては、契約先、あるいは契約形態の見直し、契約内容の見直し等、どのような努力が行われているか、さらなら効率化を行う余地はないかということでもあります。

核燃料費につきましては、先ほど申しましたとおり、取得価格のうち燃焼分が費用として計上されますけれども、法令等に基づき適切に計上されているかということでもあります。

ご参考までに、8ページ以降、関西電力、九州電力におきましてまとめていただきました査定方針の結果を示しております。該当するところだけ、若干おさらいで申し上げますと、10ページの真ん中あたり、ちょっと上目の2つ目のポツでLNGにつきましては、2つ目の丸がありますけれども、LNG調達を取り巻く環境の変化を踏まえ、将来の効率化努力を先取りした調達価格を織り込んだ原価査定を行うべきであると。具体的にはということで、原価査定期間のうちの最

初の2年間、これについてはトップランナーの価格、それから、3年目以降につきましては、天然ガス価格リンクを一部反映した原価織り込み価格とすることが適当であるというふうになっております。

石油につきましては、11ページにありまして、石油の3つ目のポツに書いていますけれども、原油については、この購入期間に参照する産油国の政府公式販売価格などを適用し、算定されていると。それから、重油につきましては、元売りと大口需要家の間のいわゆるチャンピオン交渉の結果に基づく価格を適用されているということで、いずれもこの両電力につきましては妥当であるという結論になっております。

石炭につきましては、一番下のポツになりますけれども、自社の各国の、国別の購入価格などをもとに算定されておりますけれども、一部その国別の全日本の通関価格を上回るものがあるということで、国別の調達数量の差異を加重平均しながら、全日本を上限として原価を認めるということで、一部をカットするという査定方針になっております。

12ページになりますけれども、原料以外の諸経費につきましては、これは関係会社があったものですから、これについては基本的考え方と別途ありますけれども、一般管理費等の10%削減といったことを行うべきであるというふうになっております。

核燃料費につきましては、計画に基づき、法令に基づき、適切に計上されるということで妥当であるという判断になっております。

説明は以上であります。

なお、参考資料のほうで若干つけておりますけれども、一番下のほうに参考資料2ということで、本日、消費者庁から関西電力及び九州電力の値上げ申請に関する意見をいただきました。今後、こちらのほうでこれに対する回答を検討して協議を行っていくということになっております。

私からは以上です。

○安念委員長

どうもありがとうございました。

それでは、両電力から今回の料金算定に当たっての前提計画及び燃料費の内容についてご説明をお願いしたいと存じます。ご説明は各社それぞれ20分以内でお願いをしたいと存じますが、まず、東北電力から佐竹副社長にお願いいたします。

○佐竹取締役副社長（東北電力）

東北電力の佐竹でございます。よろしくお願ひ申し上げます。座って説明させていただきます。

それでは、お手元の資料に基づきまして、まず、電力需要の想定についてご説明させていただきます。

1 ページ、2 ページをごらんください。3 月 5 日の委員会におきましてもご説明させていただきましたが、弊社は東日本大震災による設備被害、電力需要の減少に加えまして、新潟と福島豪雨による設備被害等により、電力需要及び供給力の両面において大きな影響を受けております。

3 ページでございます。料金原価算定の前提となる需要想定でございます。販売電力量はお客様からご契約いただいている電灯や低圧電力、業務用電力、産業用電力といった種別ごとに実績傾向や東北地方の管内の人口動向、節電の影響などを勘案し、想定いたしております。加えて、東北固有の事情として、震災からの復旧・復興の動きを考慮いたしました。また、これらの販売電力量をもとに、8 月の最大電力を想定しております。

4 ページでございます。想定に当たりまして、東北 7 県、人口との相関性を考慮しまして、電灯口数の動きを想定しております。国内総生産、それから鉱工業の生産指数など、全国の経済指標も参照いたしますけれども、大震災からの復旧・復興という地域情勢を十分反映し切れないため、参考値としております。

5 ページでございます。最初に想定結果の概要を申し上げますと、原価算定期間平均の需要は販売電力量を 794 億 kWh、最大電力を 1,319 万 kW と、緩やかな伸びを想定いたしました。

次に 6 ページでございます。震災影響の考え方についてご説明いたします。震災被害は甚大なものでございました。震災直後に発生した部品供給の途絶などは、産業界のご努力によって比較的早い段階で正常化いたしましたけれども、太平洋沿岸地域では生活基盤そのものが失われたわけでございます。震災後、右の図の上のほうでございますけれども、平成 23 年度は前年から 74 億 kWh 減少いたしました。大規模工場の操業再開などから、平成 24 年度では 54 億 kWh まで減少する見込みでございます。一方、この需要減少のうち、およそ半数は被害が甚大だった太平洋沿岸部の影響と推定しております。この地域の生活再建には相当の時間が必要になるものと見られます。

7 ページでございます。被災地を抱えます自治体計画によれば、現状の復旧期から今後 5 カ年程度をかけて本格的に復興に取り組み、地域の再生を目指しております。こうした動きを受けまして、大きく落ち込んでいる電力需要、例えば 24 年度ですと 25 億 kWh となっておりますけれども、これも徐々に解消していくものと、このように見込んでいるところでございます。

8 ページをごらんください。節電の考え方についてご説明を申し上げます。当社管内では、震災直後の平成 23 年度夏には、電力使用制限令の発動、それから節電目標の設定が行われました。昨年の夏は数値目標はございませんでしたけれども、供給力が万全でないために不測の事態も考慮いたしまして、可能な限りの節電をお願いしております。また、夏以外は無理のない範囲での節電ということをお願いしております。こうした状況の中で、電力量では、平成 24 年度で 24 億 kWh 程度の節電影響があったものと推計しております。平成 25 年度以降につきましては、無理の

ない節電が定着するものと想定しておりまして、足元の端境期における実績動向から22億kWhの節電量を見込みました。夏場の最大電力につきましては、24年度で80万kWの節電効果がございました。今後とも継続可能な節電量といたしましては、アンケートの結果などを踏まえて50万kWと想定いたしております。

なお、16ページから20ページにかけまして、節電の考え方についての参考資料を添付いたしましたので、ご参照いただきたいと思います。

9ページから11ページは、主な用途ごとの想定方法を記載したものでございます。9ページでございますが、一般家庭の従量電灯ABを例にご説明いたしますと、口数と、それから1口当たりの使用電力量を示す原単位を乗じて算定いたします。電灯口数は人口の動きから想定しております。原単位は大震災後、過去の実績から大きく低下いたしました。したがって、震災前の実績傾向をベースとしつつ、これから震災や節電に伴う需要減少影響を控除することによりまして、電力量を想定したものでございます。

次に10ページは、こちらは低圧電力でございますが、基本的な想定手順は電灯と同様でございます。こうした手順に沿いまして、各用途を積み上げました結果、規制部門では原価算定期間平均で、右の下ですが、287億kWhと見込んでおります。

11ページは、競争環境にある自由化部門でございますが、これまで述べてまいりました幾つかの要因に加えまして、新電力に対する離脱需要の影響も考慮いたしまして、電力量を想定したものでございます。この結果、自由化部門では原価算定期間平均で507億kWhと見込んでおります。

12ページから15ページでございますが、12ページをごらんください。これは、11ページまでの販売電力量の想定結果を踏まえまして、記載の想定フローに基づき、8月の最大電力を想定したということでございます。この具体的な想定手法の用語はやや専門的で、わかりにくいと思いますので、13ページ、14ページに解説を加えました。後ほどごらんいただければと思います。

なお、15ページでございますが、これが想定結果の概要につきまして、用途ごとの詳細をまとめた一覧の資料となりますので、ご参照いただきたいと思います。

続きまして、供給力の資料のご説明をさせていただきます。

1ページをごらんください。料金原価算定の前提となります原子力の運転計画についてでございます。東通1号機は記載のとおり、平成27年7月より電力量を織り込み、女川原子力発電所は原価算定期間内に電力量を織り込んでおりません。それから、当社が受電しております東京電力柏崎刈羽1号機は、平成25年度を受電電力量をゼロといたしまして、平成26年度から受電量を見込んでおります。同じく、東京電力福島発電所第二の3、4号及び日本原子力発電東海第二につきましては、原価算定期間内に電力量を織り込んでおりません。

続きまして、2ページ及び3ページでございます。原子力の運転計画を前提といたしまして、火力発電所の補修計画を策定いたしましたが、当社の場合、これまで東日本大震災からの早期の設備復旧に全力で取り組むとともに、定検時期の見直し、工程短縮等による火力の高稼働運転を行ってまいりました。今後、定期点検に合わせまして、これまでの高稼働運転を考慮した点検、それから繰り延べした点検を実施する必要がありますものの、工期の制約となる工事につきましては、昼夜間工事の実施、あるいは作業時間短縮策を前提といたしまして、原価の算定期間の補修計画を策定したものでございます。他社火力につきましても、停止日数の短縮を要請しました結果、八戸5号のコンバインドサイクル、この表の自社石油、上から2番目でございますが、及び燃料転換工事を除きますと、自他社を問わず、石油、LNG、石炭火力ともに、震災前の5カ年計画平均を下回る補修計画としたものでございます。

次に4ページでございます。需給計画は、まずベースロードを担う自他社の原子力、それから揚水を除いた水力、及び調整の裕度の少ない新エネルギーや自家発などを配分した上で、燃料単価が安価な発電所順に配分をいたします。具体的には、石炭火力をベース電源といたしまして、LNGのコンバインドサイクル発電をベースからミドル電源、従来型のLNG火力をミドルピーク電源として、石油火力や揚水発電所はピークの供給力として運転をいたします。なお、他社火力につきましても、契約に基づき、経済性を考慮しながら最大限受電をすることといたしております。

次に、6ページでございます。これはメリットオーダーにより策定した自他社火力の運転計画を示したものでございます。右側の運転中利用率の表をごらんいただきたいのですが、発電燃料の単価が安い順に運転中利用率が高くなっていることが見てとれるかと思えます。

この発電燃料の単価と運転中利用率の関係をグラフ化したものを7ページに示しております。この7ページは原価算定期間の平均のグラフ化でございますが、基本的には縦軸に発電燃料単価、横軸が運転中利用率でございますので、燃料単価が安い順序に利用率が高くなるように計画しておりますものの、一部逆転している箇所がありますので、それを吹き出しで記載しております。例えば、石炭火力でありますN発電所、下のほうですが、これが比較的low稼働になっておりますのは、契約によりまして上限利用率が決まっているため、その利用率いっぱい計画しても、このような利用率になるということでございます。

8ページに参考といたしまして、IPPの年間電力量の配分結果をお示しいたしました。また、もう1点だけ申し上げますと、LNGについてですけれども、コンバインドサイクル火力のF発電所というものがございまして、これは運転期間が短い中で、LNGの最低使用量制約を満足する必要があるということから高稼働となったものでございます。なお、F発電所、これは2つ出

てまいります。26年度までは石油、27年度は燃料転換によりましてLNGとするものでございます。ここは7ページの右下の(注)に記載のとおりでございます。その他の吹き出しは省略をいたします。

次に、9ページでございますが、これは先ほどご説明した3カ年平均を年度別に展開したグラフでございますので、省略をいたします。

最後に、11ページでございます。これは、これまでご説明いたしました内容を集約したものでございます。メリットオーダーを踏まえまして、安価な燃料から運転することで計画しておりますが、平成26年度の自社石炭火力の電力量が他年度と比較して減少しております。これは、まさに3ページの補修計画でも記載いたしておりますけれども、当社石炭火力の能代の2号機と原町2号機で長期間の停止が必要な工事を計画していることによるものでございます。その他は参考資料でございますので、後ほどごらんいただければと思います。

供給力の説明は以上でございます。

それでは、燃料費につきまして、ご説明をさせていただきます。

1ページをごらんください。燃料費につきましては、約5,128億円となっております。前回改定と比較して1,146億円の増加でございます。

2ページは燃料費の年度ごとの内訳、3ページは前回改定からの全日本通関価格の推移でございます。

4ページ、これは火力燃料の消費量でございますが、前回改定と比較して相対的に発電単価の高い重原油を抑制したものでございます。

5ページは、当社の火力燃料価格水準でございますが、他電力と比較して、重原油とLNGが割高となっておりますが、石炭は競争力のある水準であることが見てとれるかと思えます。

6ページからは火力燃料の調達面でございます。まず、7ページから重原油の調達でございますが、当社の発電所は京浜、瀬戸内の製油所からの距離が長うございまして、日本海側にございます秋田火力、石油火力発電所ですが、特に冬季の気象あるいは海象条件が厳しいという特徴がございます。また、マレーシア、韓国、ベトナム等の外国から直接受け入れている重原油もございます。

8ページは、重原油C I Fの価格でございますが、重油は当該期間における決定価格と、それから原油は指標銘柄の市場価格に基づいて算定をいたしております。当社の重原油は硫黄分が低いために、全日本の通関価格よりも割高となっております。

9ページでございます。このような調達環境でありますけれども、経済性と品位にすぐれた豪州産の原油を長期契約によりまして確保いたしまして、震災後の調達量の大幅な増加に対して、

油種の拡大、調達先の分散化などにより、安定調達と経済性確保に取り組んできたところがございます。また、重原油の専用船を導入して、これも安定的な輸送を図っております。

10ページからは石炭でございます。当社は日本の発電用の石炭ユーザーの中でもトップクラスの水準を調達していることとあわせて、豪州依存度の低減を図りまして、経済性のあるインドネシア炭の比率を上げることによって、安定調達、経済性の確保に努めております。

11ページでございます。交渉時の市況の変動リスク緩和のために、契約開始時期が4月以外のいわゆる期ずれ契約、それから市況連動価格の導入、価格競争力のある亜歴青炭のシェア拡大などによりまして、コスト低減を図ってきたところがございます。

12ページでございます。原価の織り込み単価でございますが、当社の国別購入実績価格と国別受け入れ実績数量に基づきまして算定をしております。原価の織り込み単価は、全日本平均に比べて若干割高でございますが、これは高発熱量の石炭が多いことによるものと考えられます。

13ページからLNGに入ります。LNGの調達量は、従来は年間300万トン程度でございましたが、その棒グラフからもおわかりのとおり、23年度に509万トンまで増加をいたしまして、平成27年度で約400万トン程度となっております。価格につきましては、追加調達の価格も長期契約と同レベルに抑えているところでございます。

14ページ、やや複雑な図でございますが、当社の原価織り込みのLNG価格の考え方についてでございます。なかなかこの図だけからだとわかりにくいかと思いますが、長期契約につきましては、当社の事情による契約期間中の契約解除、あるいは合意済み価格の見直しというのは大変に困難でありますので、既に価格が合意済みのもので、例えば、ここの記号で言いますとDとかEであります。それにつきましては合意価格を原価に織り込んでおります。それから、原価算定期間内に価格改定の対象になるものにつきましては、改定後価格につきましては、例えば、A、B、C等でございますが、今後、取引を開始する将来の契約で価格が最も安いものを適用しております。さらに、短期契約、スポット契約は価格変動が激しく、当社の24年10-12月の調達実績が全日本C I Fを上回っておりますので、スポットについては、今後の調達努力を織り込むこととして、全日本C I Fの平均の価格で織り込んだところがございます。

15ページですが、当社の契約では、長期契約310万トンのうち、価格が合意済みの65%は合意価格となりまして、改定分の数量35%が先ほどの想定価格の適用となります。当社の原価算定期間中の調達量は平均445万トンでございますが、ここから長期契約数量と締結済みの短期契約の数量を差し引いた86万トンは未定数量でございますので、スポット調達分といたします。先ほど申し上げたとおり、この数量の価格は全日本C I F平均といたしました。

17ページでございます。当社は先ほど説明いたしましたとおり、LNGの長期契約の原価織り

込みで今後の交渉を先取りするなど、記載の5項目で、燃料部分で約136億円の効率化を織り込んでおります。

次は、19ページに飛びますが、これは中長期的な効率化への取り組みでございます。特にLNGにつきましては、価格体系の多様化、共同調達の観点から、米国LNGの受け入れ、東アフリカのリベリアあるいは豪州のウィットストーンにつきまして、具体的な協議を実施しているということに記載したものでございます。

次に、21ページでございますが、これは新エネルギーでございます。当社は地熱発電所を記載の4地点で運転しておりまして、燃料費としては、地熱の蒸気を購入する地熱蒸気料を計上しております。

最後でございます。22ページからは核燃料費でございます。核燃料費は、原子燃料の取得価格を当期に燃焼した分に応じて計上していくものでございます。

次ページ以降は参考情報となりますが、説明は省略させていただきます。

全体の説明、長くなりましたが、以上でございます。

○安全委員長

それでは、次に、四国電力、家高常務から、やはり20分程度でお願いいたします。

○家高常務取締役総合企画室長（四国電力）

四国電力の家高と申します。よろしく申し上げます。着席させていただきます。

それでは、資料6-1をごらんいただきます。需要想定についてでございます。

1ページ目をごらんください。ここに記載のとおり、料金算定の前提となります需要の想定につきましては、用途別の電力量と最大電力別に、それぞれの算定の考え方と結果の概要を以下に記しております。

早速2ページ目をお開きください。需要想定を考え方を記載しておりまして、下段の図のとおり、左端に記載の、①と書いてございますが、節電がない場合の電力量を用途別にまず想定いたします。中ほど、その上で、定着した節電量を節電実績やアンケート調査結果等をもとに算出いたしまして、左側、①から控除し、右側、販売電力等を導き出すという流れでございます。

3ページ目をお開きください。その節電量をどう算出したかを記載してございます。結果から申し上げますと、最下段の表の右端、25～27年平均値をごらんいただきますと、電力量は節電率にして3.1%、キロワットアワーで9億強、最大電力は、節電率5.5%、キロワットで30万kWを見込んでおります。これは、おのおの節電実績に、上側に記載しておりますような節電の定着率、すなわち大口・小口部門は約7割、家庭部門が約8割というアンケート結果を反映させたものでございます。

4ページ目をごらんください。想定の結果を図表化したしております。左側に電力量、右側に最大電力を記載していますが、原価算定期間中の規模感をごらんいただきますと、電力量は、当社の場合、276億kWhで……失礼しました。4ページ目です。以上の手順によりました結果を記載しております、左側に電力量、右側に最大電力でございます。事業規模としてご紹介いたしますと、電力量は、当社の場合、3カ年平均で276億kWh程度、最大電力は518万kW程度と見込んでおります。

5ページ目をごらんください。用途別の電力量の想定内容、以下、6、7ページにまたがって記載しておりますが、いずれも節電前の想定時から節電分を控除する想定方法でございます、個々の説明は割愛いたしますが、全てにおいて、おしなべて実績傾向をどう精査するか、生産計画など先行きの動向をどう把握するかということに努めた後、節電あるいは離脱の影響を差し引いて想定してございます。

6ページ目の低圧電力、7ページ目の業務用・産業用、同様の考え方で算定いたしております。割愛させていただきます、当社の特色という意味で、8ページ目をごらんください。この図は、当社の自由化部門の、産業用電力量の推移とIIP、鉱工業生産指数の動きが相関しているかどうかを見たものでございますけれども、ごらんとおり、リーマンショックの平成20年以降は大幅に乖離しておる状態です。むしろ、個別企業の動向で説明が可能といったような状況にございます。こうしたことから、当社では、大口のお客様、約100件になりますが、その具体的なヒアリング結果を想定に生かしているというのが実情でございます。なお、長期の予測に関しましては、こうした鉱工業生産指数を採用させていただいております。

9ページ目には、最大電力の想定手順を記載してございます。詳細は割愛させていただきます。10ページ目も、その解説をしたものでございますので、省略させていただきます。

11ページ目が全体の想定の結果でございます、25年から27年度の算定期間の残を横に見ていただきますと、電灯計、上から5段目にありますが、これが96億kWの横ばいで推移する。こういったことを受けまして、中ほどの低圧需要の欄、これが規制部門になりますけれども、これも112億kWhの横ばい、自由化部門、すなわち特定規模需要の欄は、ごらんとおり163億から164億の微増にとどまるという結果を見込んでございます。

需要の想定に関しましては、以上とさせていただきます。

引き続きまして、供給電力量、資料6-2をごらんいただきます。

1ページ目に、算定における考え方を記載してございます。まず、原子力についてですが、当社は伊方3号だけを平成25年7月から再稼働するものと織り込みました。これは、新安全基準への早期対応が可能と考えられることを反映したものでありまして、残る1・2号機は、料金の前

提としては再稼働を見込んでおりません。その他の火力、水力以下は、記載のとおり、補修計画に基づく運転計画、新エネルギーの実績及び今後の見通し、他社電源については現行の契約等々に基づき適正に算定いたしております。

2ページ目が、メリットオーダーを踏まえた需給計画の策定ということで記載させていただいています。供給計画の策定に当たり、最も経済的な電源の組み合わせとなるよう努めていることをお示ししております。右側の表に整理しておりますように、各電源の発電燃料単価や機能特性を踏まえ、時々刻々変動する電力需要に対しまして、下側の単価の安い電源から順に供給電力として積み重ねてまいります。具体的には、左の図のイメージのとおり、1日24時間の需要の変化に対しまして、原子力や一般水力、新エネ等々をまずは配分いたしました上で、次に燃料費の安い石炭、LNGを積み上げ、昼間のピーク時間帯には、燃料費単価の最も高い石油火力や揚水発電で対応するという計画にいたしております。

3ページ目をごらんください。以上の考え方にに基づき策定しました、自社火力の運転計画をお示ししてございます。右の表のとおり、割安の石炭の利用率は高く、割高な石油の利用率は低くなっていますし、左の円グラフで確認いただきますと、向こう3年間の自社火力の発電構成比は、各年とも石炭が約半分を占め、石油は二、三割にとどまる見通しです。なお、LNGは、各年とも13%を占めております。当社固有の燃料でありますCOG、これはコンビナートを形成する他社工場から供給されるコークス炉ガスでありまして、石油やLNGと混焼しているものですが、各年、10%程度の比率を占めてございます。

4ページ目に移らせていただきます。他社火力の受電計画です。いずれも石炭の受電でございまして、その経済性を生かして高い利用率の計画とさせていただいております。

5ページ目をごらんください。図の横軸が運転中利用率、縦軸が発電燃料単価でありまして、原価算定期間中の各電源をプロットいたしますと、左上の割高な石油は低稼働、右下の割安な石炭は高稼働、間にLNGという右下がりになっているように、メリットオーダーとなっていることが示されてございます。

6ページ目をごらんください。以上の結果を総括表にまとめたのが6ページでございまして、供給電力量の規模としては、最下段のとおり、各年290億kW強の水準です。各年の動きで特徴的なことを前年に比べて申しますと、26年度の欄、上から2つ目、石炭の欄をごらんいただきますと、石炭の減少が見えます。その分、石油が増えてございます。これは、橋の石炭火力の定検の影響でありますし、27年度の石油の減少、これは伊方の稼働率の上昇を反映したものとなっております。

7ページにまいります。ここからは参考資料となりますので、当社の特徴的なことに限って説

明させていただきます。

7ページ目は、夏季の最大電力バランスでございます。最下段の供給予備率を見ていただきますと、各年20%前後の水準で推移する見通しでございます。

その解説を次の8ページに記載しておりますので、8ページ目をごらんください。当社は、全体の利用規模に対しまして個々の電源のユニット容量が大きいことから、電源の停止作業に伴います予備率の変動が大きく、年間で見ますと、供給予備率が高めに必要になります。ちなみに、右側の表に記載のとおり、伊方3号や橘火力など、当社の大型電源が停止した場合の予備率への影響は、冬場のペースで15ないし19%にも及ぶ状況にありますし、運開年を見ていただきますと、当社は昭和40年以降の老朽火力を多く抱えており、こここのところの原子力の停止に伴い高稼働を続けているこうした老朽火力のトラブルリスク、これも考慮して、夏季における電源の停止作業を避けた計画としていることも、今回の利用率につながっております。なお、右下に12月の予備率を表示しておりますが、電源の作業停止によって10%程度の予備率となる時期もございます。

この供給予備率に関連しまして、その一部を卸電力取引所で活用することを考えております。次の9ページでご紹介させていただきます。9ページをごらんください。当社では、これまでも取引所の積極利用に努めてきておりますし、今後とも入札量の拡充を図ってまいります。今回の原価織り込みに関しましては、先行きの需給や市場動向の不透明さも踏まえ、約定量のレベルとしては、至近3カ年の実績平均値相当を織り込んでございます。

次に、10ページ目をごらんいただきます。ここでは、今回の原価で当社の特色をなします融通送電について、前回の比較を示しております。下段の表を見ていただきますと、前回は、エリアを特定した融通とその他の融通契約、これを合わせますと91万kW、電力量にして62億kWhを提供しておりました。今回は、淡路島南部になりますエリアを特定した融通だけにとどまりますため、14万kW、6億kWhへと大幅に減少いたします。これは、従来から、伊方原子力が正常に運転していることを前提として成立していた他電力への融通が、今回は織り込めなくなったためであります。このことは、次のページで紹介いたしますように、原子力停止に伴う火力発電の自社への振りかえが、大幅な原価の増につながったことを意味しております。

それでは、次の11ページ目をごらんいただきます。この図は、既に前回の委員会でご紹介したところですが、この後に説明いたします燃料費とも関連しますので、改めて解説させていただきます。図の上側をごらんいただきますと、原子力の発電量は、右側の前回は145億kWh、これに対し今回は、左に示す60億kWhと、実に85億kWhもの減少を来します。この分を何で補うかでありませんが、まず、需要の減少が20億ありますので、その差65億kWhのうち、融通送電にしていた53億kWhを自社需要に充当し、不足分12億kWhが火力の追加発電分となります。これを図の下側の原価

への影響という側面で見ると、燃料費としての増分は、火力の追加発電量12億kWh分に相当する138億円にとどまりますが、実際には、融通送電していた分を自社需要に充当したことに見合う607億円も効いてきておりまして、原子力燃料費の今回・前回差を反映すると、原価としては711億円の増となっているわけでありまして。

12ページ目は、発電電力量構成比を示しております。ごらんとおり、中ほどの前回と右端の今回の構成比を見比べていただきますと、大幅に低下した原子力の役割をLNGと石炭でカバーしていることがおわかりいただけるかと思っております。

13ページ目は電源別の特徴、あるいはこれ以降のページで、原子力運転計画、あるいはさまざま視点から見ましたメリットオーダーの評価等々を記載しておりますが、細部にわたりますので説明は省略させていただき、当社の特徴という意味で、最終ページのLNGの追加調達についてご説明させていただきます。

24ページをお開きください。ここではLNGの運用制約について図示しております。当社は、マレーシアから単一の長期契約で購入しております。ですが、港に着船可能な船の大きさが6万トンクラスであります。受入側のタンクも、1基で容量は8万トン、消費可能な発電機が2機、こうした条件のもとで、年間の配船、タンク貯液の管理、計画的消費、これを考えますと、図のとおり、のこぎり型の均等の運用が必要となります。その意味で、×印をしておりますが、タンク容量の上限制約、あるいはスポットや増量調達を随時に行えないなど、柔軟な運用ができない状況にあることがおわかりいただければと思います。なお、物理的にスポット調達ができたとしても、当該期間におきましては、メリットオーダーにかかわらず、通常の倍の極めて高いペースで消費するという大きな問題がございます。

それでは、次に燃料費に移らせていただきます。

1ページ目には、燃料費算定の前提となります、自社火力の発電電力量を図の上部に表示してございます。総量としては、前回に比べまして3カ年平均で12億kWh増加の149億kWhを見込んでおり、燃料別には、ガスによる発電量は、18億から35億へと倍増してございます。

2ページ目をごらんください。燃料別の特徴を記載してございます。当社の特徴を2点に絞って申し上げますと、一つは中ほどにございますCOG、コークス炉ガスでございます。先ほどもご紹介しましたように、コークス生産時に発生する副生ガスをとっているものですが、需給量はその操業状況に左右されるという特徴がございます。もう一つが、平成22年に導入したLNGでございます。発電用消費量が28万トンと少ないため、マレーシアからの単一の長期契約で全て充足できており、タンクが1基で、消費ユニットが2基しかないことから、設備面や運用面の制約があり、計画的に配船し、消費しなければならないという特徴を有しております。

3ページ目には、石油とLNGの搬入計画、石油は内航船、LNGは外航船で受け入れすることを示しており、4ページ目の石炭は外航船での受け入れと、中国側のコールセンター経由の内航船による受け入れとがございます。

5ページ目の火力燃料消費計画をごらんください。以上の特徴を踏まえたものでございまして、中ほどの3カ年平均値の欄で、それぞれの規模感を確認いただきますと、石油系が約90万キロリットル、ガスのうちLNGが28万トン、COGが7億立米、そして石炭が270万トン強でございます。また、前回に比べました右端を見ていただきますと、新たに導入したLNGの増加と、その分、重油の減少が目立っていることがうかがえるかと思えます。

6ページ目をごらんください。火力燃料費の算定結果を示しております。平均で言いますと、最上段、左端、1,231億円ですが、25年度は1,246億円、26年度1,321億円、27年度1,125億円となっております。

7ページは、火力燃料費の算定結果でございます。前回と比較したものです。右端、最上段のほうに、キロワットアワーで12億、単価で31銭の増、これを反映して、年度としては130億の増加となりました。なお、発電単価は当社の石炭比率の高さを反映しまして、アワー当たり8円台前半にとどまっております。

8ページ目をごらんください。これは、先ほどご紹介がありましたので割愛させていただきます。前回とのCIF差をあらわしております。

9ページ目は、当社の織り込みのCIFが全日本通関CIFに比べてどうかというのを見たものでして、右端、差の欄をごらんいただきますと、重原油が1.2ドル下回っております。石炭は同数字、LNGは上回っているという結果でございまして、この点につきましては後で触れさせていただきます。

10ページ目には、各燃料の購入価格の何%がマーケットにリンクしているかをお示ししております。中ほどの点線囲み、ここに記載のとおり、およそ9割程度となっております。なお、諸経費等における関係会社の取引としましては、石炭は揚炭費で総コストの1%、LNGは基地の受入費等で総コストの3%程度を占めてございます。

次からは、それぞれの調達努力について記載してございます。

11ページ目をごらんください。当社は、脱硫装置を活用した割安な重油の調達比率が、右下の図に記載のとおり7割を占めております。このことは、全日本CIFを1.2ドル下回る原価織り込み価格を見ていることを示してございます。

12ページ目が石炭の調達でして、石炭につきましては、当社の実績購入価格は全日本を2.7ドル上回っております。しかし、次のページに記載しておりますような調達努力を先取りした形で、

織り込み値を前年と同水準にさせていただいております。

13ページがその調達コスト努力でございまして、図に記載のとおり、左から順に申しますと、調達国がこれまでの5カ国から7カ国、これは20年から23年の変動ですが、銘柄は64から69へということで、国や銘柄の拡大・分散化、中ほどにございます大型専航船の活用、さらには契約始期の多様化や、調達のタイミングの見直しなどに努めることといたしております。

LNGの調達が14ページでございます。当社の原価織り込み値は、マレーシアからの原油の価格を若干上回っておりますが、これは、当社の昨年末の購入実績を採用したことによるものでございます。

15ページは、マレーシアをなぜ選んだかということに関して記載してございます。3点ございまして、1点目が、政治的にも地政学的にもリスクが少ないということ。2点目は、供給の安定性・柔軟性の面ですぐれていること。3点目が、コンソーシアムを形成しなくとも、マレーシアの日本向け価格の平均的な水準で購入できる提案が得られたということでございます。

16ページに進んでいただきます。ここでは、当社の効率化努力の総体を整理してございますが、実施済事項をごらんいただきますように約100億に達しております。効率化の今回の織り込み事項としましては、石炭における低品位炭の需要拡大、契約条件・調達タイミングの見直し等で、6億円を織り込んでございます。なお、中・長期的事項としましては、坂出の新2号機の導入を28年8月に、LNGのコンバインドサイクル化ということで織り込んでございます。

以上が火力燃料費でございまして、核燃料費に移らせていただきます。

18ページをごらんいただきますと、結果の概要に絞って紹介させていただきますが、表の右端差引欄の最下段をごらんいただきますと、核燃料の合計は、前回に比べ34億円の減少となります。これは、原子力利用率が大幅に低下し、発電電力量の減少が反映されたものでございまして、なお、単価の上昇は、伊方3号機につきまして、プルサーマルを継続することから、MOX燃料費を含んでいることによるものでございます。

次ページ以降は参考でございますので、割愛させていただきます。

以上で説明を終わらせていただきます。

○安念委員長

どうもありがとうございました。

それでは、ただいまの東北電力及び四国電力からのご説明に関しまして、ご質問、ご発言のある方は挙手を願います。どうぞ、どなたからで結構です。オブザーバーの方も含めて、どなたからでも結構でございますので、どうぞ。

○齋藤オブザーバー

徳島県の消費者協会の齋藤でございます。

節電の話で、供給量が、需要量が減るといようなお話があったんですけども、私たち素人ですので、節電って、コストアップになるのか、コストダウンになるのかという基本的なところでよくわからないのと、節電は本来、電力の安定供給という観点からの節電を言われたので、そのコストとは関係ないのでしょうか。

○安念委員長

どうでしょうか。節電と原価との関係ですけれども。じゃあ、佐竹副社長からお願いできますか。

○佐竹取締役副社長（東北電力）

節電と原価との関係で申し上げれば、節電によりまして販売電力量が減ることになりますので、電気料金の単価は短期的には上昇する、こういうことになります。ただ、節電が非常に長期間、相当量で継続して、電力会社の固定費の削減にまで至るレベルまで届けば、それは固定費の削減になりますので、原価も下がる。このような仕組みだと理解しています。

○安念委員長

よろしゅうございますか。

○齋藤オブザーバー

それで、今回の計画ですと、どちらに動いているわけですか。コストアップにつながるということですか。

○佐竹取締役副社長（東北電力）

もし具体的に、節電がなければという前提で販売電力量を組んだ場合と、今回のように節電量を、3年平均で22億kWhですけれども、これを入れた場合を比較すれば、数字上は、節電を入れないほうが電気料金の単価は下がります。

○安念委員長

それは、四国さんも同じですよ。大幅に節電をすればまた話は変わってくるかもしれませんが、固定費を乗っけるのはもう、生産1単位当たりの単価は、現状では高くなる。それは一応、当然かなという気がいたしますが。

○齋藤オブザーバー

すみません、ということは、節電のほうのお願いということで節電したのは、結局は安定供給の面で、供給量の能力を超えるから節電してくださいということだったのでしょうか。

○安念委員長

と、私は理解しておりますが、両電力さん、どうでございますか。

○佐竹取締役副社長（東北電力）

現在の場面においては、そのようなご理解でよろしいかと思えます。

○齋藤オブザーバー

ありがとうございます。

○安念委員長

ありがとうございました。

ほかにどなたかありませんか。辰巳委員、どうぞ。

○辰巳委員

今、節電のご質問があったもので、それにちょっと関連することで、これは6-1ですから、四国電力さんの7ページ目のお話なんですけれども、この網掛けされた矢印のついているところに、節電量というのの想定をなさっているんですけれども、例えば節電と、それから自由化部門のところでは離脱電力量というのをあるということで、控除なさっているという、合計で6億kWhを控除されていますよね。それが業務用で、産業用を含める。産業用は産業用でやはり同じような節電量というのをこういうに出されているんですけれども、こういう想定というのはどういうふうに計算なさっていますかというのが一つ。

それから、そういうふうに減るんだということで、これは業務用の想定だけれども、これが規制の側にどういうふうに影響するのかというのがちょっと何かよくわからなくて、ご説明いただきたいというふうに思ったんです。あるいは資料等で、今後でも結構ですけれども。

○安念委員長

まず、節電量ですが、これは四国さんの場合だとスライドの3で、平成24年は随分頑張ったんだろうから、無理のないところで7掛けと考える。そうすると、キロワットからおのずから大体キロワットアワーが大体推定できるというので、節電量のほうはそれぞれの需要種別に数字が出てきていると思うんです。一方、離脱電力量というのはどう考えておられるのかというのは、また話が別かと思うんですが、どんなものでしょうか。

○家高常務取締役総合企画室長（四国電力）

離脱電力量についてご説明をさせていただきます。当社の場合はこの原価算定期間中にかなり加速がつくだろうというふうに見ておまして、実際的には、結論から先に申しますと、27年度原価算定期間の最後の年に、中西6社が23年度の実績で見えています特定規模需要比率の2.5%相当に達するであろうという見方をとってございます。その結果がここに記載の業務用で、離脱2億kWh、産業用で1億kWhということでございます。

その見方をなぜそういうふうに見たかということ、3つの視点からご説明させていただきます

すと、まず、お客様ニーズがかなり変わってきている。それは我がほうの値上げもきっかけになってございますが、できるだけ安い電気を選択したいというところから、具体的な事例を1つご紹介しますと、実際の自家発電の増設をし、それを新電力に売りたいといったようなこととか、あるいはこれまでは一般競争入札に付されている電力に関しましては、全国の政府の機関だけだったんですけれども、昨年あたりから学校施設等々含めた地方自治体も競争入札に参加する。それ以外の一般企業の方々からも耳にしますのは、安い電気が入るのであればというような、そういう意識と行動が変わってきつつあるというのが一つです。

もう一つは、新電力側の動きでございます。当社の場合にはこれまでは1社だけが参入してきておりましたが、この25年あたりからさらに3社が参入予定になっております。さらにそのうち、ある某社は代理店あたりを四、五店持っていたのを、倍に増やしてさらにやっ払いこうと。それまで無風地帯のような状態に我々の四国はございましたので、非常にこれからということが見てとれます。

3点目は、今回の値上げを前提にいたしますと、やはり我々の競争力そのものが、値上げのない会社等と比べてかなり落ちてくる。これまではある平均に比べますと、3%程度我が社が有利だというふうに自負しておりましたが、結果、この値上げがそのままいきますと5%程度上がってしまう。そうしたこともありまして、今回の3カ年は、実はそれまで全く離脱はなかったんですけれども、去年あたりからかなり加速しつつあるということを織り込んだ結果でございます。

以上です。

○辰巳委員

そうすると、それは規制部門とは全然関係ないんですけれども、そのところで需要が減るからということで、先ほどの需要が減ると値上げになるかもしれないという関係と、規制部門のそれが値上げに何か影響するとかということはないんですか。あるいは比率の問題と言ったらいいのかな。需要部門での。

○家高常務取締役総合企画室長（四国電力）

定量的に、手元にありませんので、定量的な説明をいたしません。規制部門についても同様に、先ほど委員長から若干紹介いただきましたように、節電量を織り込んでおります。そうした兼ね合いもございますので、仮にこれが自由化部門だけが節電等々で減るということになると影響が出てくるんでしょうけれども、その兼ね合いがございますので、ちょっとここでは明快な答えを控えさせていただきます。

○辰巳委員

何かいつかは出てくるんですか。

○安念委員長

規制部門は規制部門の、ここは需要離脱ということはないわけだけれども、独占だからないんだけど、節電の見込みを、両社さんとも出しておられるわけです。では、それが料金にどのように反映してくるか。つまり、もし節電なかりせばどういう料金のでき上がりになるか。それを計算しようと思えばできるので、それを示すことをご希望でいらっしゃいますか。ある意味で、何か消費者としては、節電すればするほど自分の首を絞めているようなところもなくはない。

どうぞ。

○片岡電力市場整備課長

多分、今おっしゃっているのは自由化との関係ですよね。自由化部門で離脱が出た影響が規制部門にどう影響するかということですよ。それは恐らく、大分先のほうになるかもしれませんが、結局その全体の費用が出た上で、それを自由化部門、規制部門にどう割り振っていくかというところで影響してくると思います。そういう意味で、何らかのデータで出せると思うので、それはまた次回以降お願いしたいと思っています。

○安念委員長

そうですね。松村先生、どうぞ。

○松村委員

まず急ぎ1点確認です。オブザーバーの方から節電に関してご指摘があり、それから委員からも指摘があった件に関して確認させてください。節電をすればするほど電気代が高くなるのかという疑問に関してです。需要を想定するときに節電の影響を見込みます。仮に50節電すると見込んだケースと100見込む、150見込むケースと比べてどちらの料金が高くなるか、そういう説明をしていたのです。一旦、節電を50と想定して、料金を設定したとしますね。その後、消費者は、想定された50よりももっと頑張って51節約すると、これで電気代が上がるということは決してありません。節電の結果3段階料金の低い方に移動すれば、単価は下がります。仮に単価が下がらなくても、使用量の減少に伴って支払う金額はもちろん減ります。いずれにせよ単価が上がるといことはありません。従って、今まで通り、あるいはそれ以上に節電をすれば、ちゃんと報われることになっております。節電するほど単価が高くなって迷惑をこうむるといことは、いずれにせよないということだけは確認させてください。

それから、節電してくださることは国益にもかなうことです。その分、老朽化した火力発電所を動かさなくても済むようになり、燃料の輸入代を大幅に抑えられることとなります。ぜひとも節電へのご協力をお願いいたします。

2点目。燃料費に関してです。東京電力のケースと、関西電力、九州電力のケースでLNGの

査定の仕事を変えました。全く同様に、九州電力、関西電力でやったやり方と全く同じやり方を今回も適用しなければならないということではないと思います。より合理的なやり方があれば考えるべきです。先ほど九州電力、関西電力のケースではこうしたということを説明はいただいたのですが、当然それはベンチマークではあるけれども、やり方を変えなければならないことも出てくるかもしれない。

特に今回の四国の場合には、あのやり方を継続してもいいのか、相当疑問に思っています。九電、関電の場合には、あるいは東電でも同じだと思いますが、基本的に原価算定期間内に改定がある契約に関して査定したわけです。改定になるものが、3電力ともそれなりの数があり、努力してくださいという意味もあってあのような対応をした。しかし改定しないものに関しては常にノーチェックだということをルール化してしまうと、極端なことを言えば、価格改定が終わってから値上げ申請を出せば、すごく高い値段でも査定されることはないなどということになりかねない。そんなルールは不合理です。もっとひどいケースもあり得ます。そんなルールを採用したら、途中の価格改定を一切しないという文字通りの長期契約にすれば、査定で一切手が触れられないことになってしまう。それはとてつもなくまずいわけですね。あのやり方をしたのは、一定の割合改定される契約があるということを前提とした話です。原価算定期間に改定を迎える契約が一切ないというときに、過去ものすごく非合理的なというか、お人よしの契約を結んだとして、それに対して全くノーチェックで全部コストを認めるやり方をしてもいいのか。ちゃんと考える必要があります。今回の四国電力のケースは、特殊ケースとしてきちんと見るべきだと思います。

ぱっと見ると、四国電力の契約はまずい契約に見えます。多分、この後詳しくこの契約の合理性を説明していただけたと思いますが、かなり無責任な契約にも見えます。自分たちはコンソーシアムを組まない、小さな単位で買っているのに、日本全体の価格と同じ価格で売ってくれる。非常に効率的で良心的な契約であるかのようにご説明をいただいたのですが、この説明では納得しかねます。こんな契約を結んだら、例えば他の会社に売る価格を上げたら、自動的に四国への売値も上げられるわけですね。だから売手に他社への売値を上げる強いインセンティブを与えかねません。四国電力にとってまずい契約というだけでなく、国益の観点からも、他の調達者にも迷惑をかけかねない、ひどい契約であるという見方もできるわけです。何でこんな安直でとんでもない契約を、と言いたくなるような契約でもあるわけですね。もちろんそうじゃないということに関して、この後ちゃんご説明があるかと思いますが、いずれにせよ今日の説明では納得しようがありません。

抽象的にひどい契約というだけでなく、実際にパフォーマンスとしても悪いものに見えます。全日本平均よりも低い時期も少しだけあるけれども、おおむね高いところにいるようにも見える。

期間を延ばせば、そうじゃないということになるのかもしれませんが、いずれにせよ、非常に合理的でよい契約を結んだという説明は、今回の資料では到底納得できるようなものではないので、これについてノーチェックで通すのはすごくまずいのではないかと。ここは特に重点的に、どういう経緯だったのかというようなこと、あるいは契約の内容が実際どうなっているのかというようなことも含めて、今後詳細に見ていく必要があると思います。

3点目。同じく四国電力のLNGの運用に関してです。この委員会で言うことではないと思うのですが、感想を述べさせていただきます。ものすごく大仰に言うと、旧電力体制の問題を集約的に見せている資料だと思います。系統規模の非常に小さなところで、フルセットでいろいろなタイプの発電所を持つと、こんな厳しい制約に直面して、こんな使い勝手が悪くなって、効率的に使えないということを四国電力が一生懸命説明したと解釈しています。仮に電力会社が、例えば関西電力と四国電力の発電部門が合併して集約していたら、はるかに効率的に運用できたというような夢想を思わずさせるような資料で、いろいろな意味で深く考えさせられるものでした。ただ、広域的な運用を現在でも法律で禁止されているわけでは決していないので、長期的にはそういうことも考えていく必要もあるのではないかと。また、例えば岡山と香川の間にガスの基幹パイプラインがあればこんな不恰好で非効率的な運用をしなくて済んだはずで、これはガス市場整備課の責任でもあると思います。電気のことは他人事だ、とは思わないで、この現実を真摯に受け止めていただきたい。

4点目です。四国電力の他社への卸売販売量の説明が私はどうしても理解できなかったのですが、この後もう少し詳しく説明をお願いします。伊方がフルに動いているということを前提としたときに他社に売れるものが、1基しか動かないという前提だと他社に売るとことは難しくなるというご説明だったと、一応理解しました。しかし一方で、予備力を見れば相当ありそうにも見えるわけです。今現在動いていない伊方が動くという想定をしている状況で、どうして外への販売量がこんな少ないのだろうか。あるいは百歩譲って、一応想定は想定で動かなかったためのために、長期で売るのはまずいということだとしても、例えば取引所に売れるとかということがあはずです。ところが取引所の販売量は過去3年間の量を想定して行って、システム改革で必要予備力を除いた部分は限界費用で入札するとかという議論は一体どうなってしまったとかということが、全くわからない。いずれにせよ販売電力量の想定が合理的なのかどうか、この後ちゃんとチェックしていく必要があると思います。

それから、東北電力の資料5-3の10ページの説明が、よく理解できなかったのですが、もう一度お願いしたい。私が聞いたのでは、オーストラリア産のものだと割高なので、コストの面でも、あるいは安定性の面でもインドネシア産のものも買ったりして多様化している。実際に四国と比

べてみれば、豪州産の割合が少し低いわけです。その説明を聞くと、豪州産の割合の高い四国よりも、石炭の調達価格が安くて当然に思えるのですが、しかし実際の燃料費の料金算入単価は高くなっているわけですね。これは一体どういうことなのか、もう少し説明をお願いします。繰り返しますが、先ほどの10ページのところで説明していただいたものと、その後のコストの説明が、私の頭の中ではうまくリンクしなかったので、そこを説明していただけませんか。

それから、次の11ページのところです。気温補正、うるう補正はすぐわかるのですが、気温補正だとか、あるいはこの後も景気の補正だとか、今後もしろいろな補正がきっと出てくると思います。これらについては補正済みの値だけではなくて、どういう補正をしてこうなったのかを……

○安念委員長

どの資料ですか。

○片岡電力市場整備課長

5-1です。11ページ。

○松村委員

対応資料を間違えました。申し訳ありません。後で言い直します。先に5-3の質問を済ませます。5-3の11ページの亜瀝青炭のシェア拡大というところをもう少し教えていただきたい。亜瀝青炭は確かに安いと思いますが、その分使いにくくて、全体のコストが下がるという説明をこれだけではよくわからないので、どういう形で拡大してコスト削減につなげているのかを、後ほどもう少し説明した文章を出していただけませんか。

それから、6点目。節電の見通しのところで、7割定着とあります。これは需給検証委員会に出ていたわけですから、私が一番よくわかっていなければいけないのですが、説明がよくわからなかったのもう少し詳しく説明して下さい。震災直後の節電に対して、これ全部がそのまま継続することは難しいだろうということで、24年度の想定の際に、このうちの何割定着したという形で議論したことは間違いないと思います。しかし今は25年度以降の需要のことを議論しているわけですね。この7割の意味がすごくわかりにくい。資料を見ると、まるで24年の7割が25年に定着しているというようにも見えるのですが、恐らくそういう意図じゃないと思います。つまり、23年度の7割の定着がその後も続く、そういうことだと思うのですが、7割定着という言葉だけだと、分母がどこで、どう定着しているのかよくわからないので、この7割定着の意味をもう少し詳しく書いた資料を後ほど出していただけませんか。お願いします。

先程間違えた件です。5-1の11ページのところです。東北電力の補正が出てきたところ、先ほど言いましたが、元のデータがどうで、どういう補正をしたのかということ、今後も補正を

するたびに出していただけると助かります。ただ、元のデータが経営情報で出せないという類のものもあるかもしれないので、そういうものは出せないとはっきり言っていただければいい。この類のデータはそういうデータじゃないと思うので、大半のものは大丈夫だとは思いますが。こういう補正をしたということ、結果だけでなく、補正の仕方も、補正が出てくるたびに教えていただけると助かります。

最後。離脱需要についてです。先ほどの四国電力の回答は誠実とは言いかねます。辰巳委員からの質問は、離脱需要の影響に関するものもあった。家庭料金、規制料金に対しての自由化部門での離脱需要の影響を聞いたものだったのに、いつの間にか節電の影響にすり変わって説明された。私も辰巳委員と同じように疑問に思っております。自由化部門の離脱需要の影響が家庭用に影響を与えるとすれば、そのシミュレーションをぜひ私からもお願いします。もちろん、用意がないから、今すぐは出せないというのは、よくわかっております。後日で結構ですのでお願いします。なぜこだわっているのかというと、本来は自由化部門と規制部門は別々のはずだから、自由化部門での需要ショックが簡単に規制分野の料金に影響を与えることは、本来ないように設計されているはずですが、しかし、原理的に影響は絶対ないとは言えません。需要量に応じていろいろコスト、固定費用を配賦したりする過程で影響が出てくる可能性はあります。従って原理的にないはずだというつもりはないのですが、しかしそれでも、制度がちゃんと設計されていれば本来はないはずの影響なのに、ここで説明されているということは、規制分野にも影響があるのかと、私たちも心配になっている。ぜひともそのシミュレーションを、離脱需要がもしなければ家庭用の料金がこうなったはずだとかというような形で、家庭料金への影響を試算した上で、この後出してください。お願いします。

○安念委員長

どういうふうになるんでしょう。費用の配賦のところで影響が出てきますかね。どうなんでしょう。僕にはよくわからない。定性的な議論をするとして、例えばどういうふうに影響してき得るところですか。

どうぞ、八田先生。

○八田委員

私もそこに関して事務局に伺おうと思っていました。発電機の固定費を家庭部門と自由化部門に割り振るときのやり方が幾つかあると思います。一つは、両部門のキロワットアワーの比率で割り振っちゃうというやり方があると思うんです。そうすると、自由化部門の需要量が減少すれば、その分、単価として高くなる。もう一つは、家庭部門が使っている電気のキロワットで割り振り、それ以外のキロワットは全て自由化部分に割り振る方法です。すなわち、売れない結果

空いているキャパシティを自由化部門で処理する、というやり方もあり得ると思うんですよ。規制部門のために一定の分のキロワットをとっておいて、残りはどう使っても自由化部門の勝手とする方法です。これのほうが自然だと思いますが、現在の制度ではどうなっているのでしょうか。

○片岡電力市場整備課長

前回は東電のときもやったと思うんですけども、固定費の配分は、これは省令ルールが決まっています、2対1対1法という、前にご説明したかもしれませんが、ピーク時の最大電力、それから、普通の一般的なピーク時といいますか、一番夏のピークが出たときのそれぞれの部門がどれだけそれを影響を与えているかという責任の部分に2のウエートがあって、それから、それぞれがそれ以外の時期で当たっているピークに1のウエート。最後に電力量で1のウエート。キロワットが割と影響が大きいんですが、要は最大電力を誰が責任を持っているかということで、ウエートをつけて配分するようになっています。そういう意味では、今回離脱の話というのは、当然、キロワットにもキロワットアワーにもきいてくると思うので、定量的にやらないと何とも申し上げられないんですけども、それぞれ下がればそういう比率で固定費は配分されていくというふうにはなっています。一度整理してみたいと思います。

○八田委員

ありがとうございました。家庭部門の電力使用量の「自由化部門の使用量に対する割合」で配分するというのがキロワットを配分の一つの方法だというのはよくわかるんです。しかし、家庭部門の使用量の「フルキャパシティの時の全使用量に対する割合」で配分する方法も、原理的にはあり得ると思うんです。この方法を採用すれば、自由化部門の需要量が減ってもその影響は完全に遮断できますよね。しかし、今の事務局でご説明になった現行方式だと、自由化部門のピーク時使用量が下がれば、その分、家庭部門の料金が高くなるような仕組みにはなっているわけです。だから、将来は配分方式自体を直さなければならないんだろうと思います。

○安念委員長

わかりました。山内先生、何かコメントを。

○山内委員

いやいや、今の話を説明しようと思った。

○安念委員長

そうですか。ありがとうございます。そう、東北さんのインドネシアシフトの意味は何かという、そういうご趣旨のご質問だったかと思いますが。

○佐竹取締役副社長（東北電力）

幾つかご質問をいただきましたが、まず、東北電力がインドネシアシフト、あるいはその他の

努力をしているにもかかわらず、なぜ四国さんより高いかというご質問の趣旨だと承りました。

それで、当社は申し上げましたように、ボリュームインセンティブを持っておりますので、それを背景に産炭地の分散化を図っております。そのことで豪州のサプライヤーに対する価格交渉力を持つということで、価格を下げておりますけれども、今回高くなりましたのは、当社に実は原町火力発電所という200万kWの石炭火力発電所がございます。津波をかぶりまして、この発電所が昨年の11月から試運転を開始いたしまして、今年の3月まで続きます。これは非常に大事な石炭火力発電所でございます。この発電所もそうでございますけれども、石炭火力発電所の試運転を行うときの設計基準炭というものは、安定した品位で熱量の高い豪州炭になっております。そのために、この長期間の試運転期間中に豪州炭を大量に使うということがございます。加えて、原子力がとまっている間は、やはり当社に2つございます石炭火力の稼働率を上げるということが最優先事項になりますので、通常よりも品位の高い豪州炭の購買量が多くなる。このような事情で単価が上がっているものと考えております。

それから、2つ目でございます。亜瀝青炭のお話だったと思います。亜瀝青炭につきましては、原価算定期間中では、年平均11%ぐらいを全体の石炭に混炭しようというような考えでございますが、基本的には熱量等価でいいますと、通常の豪州炭等に比べると10%程度価格が安くなります。亜瀝青炭を使用するためには、亜瀝青炭を3割、残りの7割は豪州炭にする。これは熱量等の関係でございます。もう一つ、亜瀝青炭の一つの問題としては、みずから熱を出してしまうことがありますので、貯炭に非常に手間がかかるということがありますが、総合的に見て亜瀝青炭を使用していくことは価格面では有利になりますが、ただ、これは発電所側の技術的な問題もございまして、3割というのは技術的には可能でありますけれども、これは少し様子を見ながら割合を増やしていくということで、原価算定期間中は11%にしたものでございます。

それから、節電のことはお話しいたしますと、需要の資料の、今回、アンケートをつけさせていただきましたので、ページ数でいいますと18ページ以降、参考資料5-1、5-2、5-3をごらんいただきたいと存じます。これは、先ほどの節電のデータのもとなっているアンケートの調査でございますけれども、5-1、5-2、5-3と展開していくわけですが、5-2、これはご家庭での節電を今後継続する意思がありますかというところをお聞きしたものでございますが、その円グラフのとおり、継続して実施いただけるというお客様が68.2%でございます。それから、20ページにまいりまして、これは法人向けのアンケートでございますので、直接的に節電をするというお答えはなかなかないのでございますけれども、いずれ、経営のマイナスがなければ電気はコストになりますので、そこを落としていくというお考えをお持ちの方が、その下の枠で囲んだところの一番最後の行に66%ということがアンケートの結果から出ておりますので、ならし

てごっそり申しまして、7割程度の節電が継続するものと、このように判断した次第でございます。

ここまでいたしますが、もし離脱の必要があればですけども、少し長くなりましたので、ここで切らせていただきます。

○安念委員長

そうですね。それはかなり技術的で理論的な問題ですので、全体で検討したいと思います。また、資料等についてご提出いただけるのであれば、またそのときご相談ということにさせていただきます。ありがとうございました。

ほかの方。

○加藤オブザーバー

申しわけありません、お時間のない中。参考資料で、事前に資料として意見や質問等は入れさせていただきましたが、本日の内容に即したことで言いますと、裏の6番についての燃料費のところですが、先ほど来から説明があるとおり、単価の安い燃料からやっているというのはわかりましたが、この説明の中で、電力会社が交渉するというか、この全日本通関価格ですか、それより高い、低いという話があるんですが、その全日本通関価格というのが消費者としては、これは何なんだろうかというのがありまして、この通関価格より高い低いというのが電力会社が、相手先と交渉努力をしているという理解になるのかどうかちょっとわからなかったのと、あと、東北の消費者としては福島原発のことがありますので、原発は稼働してほしくないという思いがあります。

その中で、東通1号機の稼働を平成27年から見込んでの算定になっているんですが、この東通1号機が稼働できなかった場合というのは想定されているのかどうかということがありますが、その2つ、すみません。

○安念委員長

全日本通関平均のことは、事務局から答えていただいたほうがいいかな。

○片岡電力市場調整課長

これは全日本通関価格というのは、まさに日本のありとあらゆる港に入っている値段を統計上とっているものでありまして、これは全日本ですので、当然、例えば電力会社以外に、石油であれば、当然石油会社を買ってくるものとか、あるいはLNGであれば、ガス会社を買ってくるものでありますとか、石炭であれば鉄鋼会社を買ってくるものでありますとか、そうしたものも全部混ぜた上で、日本全体の平均の輸入価格をここに書いているということでありまして、それぞれ、例えば石油にせよ、石炭にせよ、品質も違ったりするものですから、その値段も違うわけです。

ので、そのあたりが合理的になっているかどうかということこれから詰めていくと、そういうことでもあります。

○安念委員長

ありがとうございます。よろしいですか。全日本通関価格というのは、そういう何でもかんでも全部混ぜこぜにしたものというだけの意味でございます。あとは、東通の見通しについては、これは佐竹副社長。

○佐竹取締役副社長（東北電力）

東通1号機が再稼働できないことがあるかというご質問の意味ですけれども、原価算定期間中に再稼働できないことがあるかという意味だと理解いたしました。それでよろしゅうございますね。

東通1号機、昨年12月に規制委員会の有識者会合におきまして、敷地内の断層が活断層の疑いを否定できないというような指摘を受けました。同時に、東北電力のまだ調査が足りない、データが足りないということもおっしゃられましたので、これから追加の地質調査を行いまして、敷地内の断層については地震を起こす活動性はないということを論証しながら、規制委員会の皆さんのご審議を受けたいと思っております。それと並行しながら、新しい基準の中での、いわゆる地震動の評価ですとか、それから重要設備の設置と、そういったものを並行して進めていくというふうに考えておりますので、結論として27年7月に再稼働に持ち込みたいと、このように考えております。

○安念委員長

ということでございますが、よろしゅうございますか。

それでは、永田委員。

○永田委員

私のほうからは、四国電力さんの資料6-3の10、及びそれから開いて13のスライドについての質問です。10のスライドで、今回、購入価格の中の付随的な費用の明細を出していただいたので、非常にわかりやすい資料だったと思っております。その中で、例えば特に石炭については外航運賃が11%ということで、比較的石炭の輸送にかかる運賃が高い。それに関連して、私の理解では13のスライドの中で、2. のところで、「また、輸送についても、大型船（ケーブサイズ）の専航船として軸に据えつつ」云々ということで、あと契約期間とかこの辺を多様化して、用船市況の変動に強い、安定的・経済的な運航体制を目指していらっしゃるということで、多分そういった工夫をすることによって、外航運賃等も下げる努力をいらっしゃるというご主張かと思えます。ここで一つは、まずそもそもケーブサイズである程度長期の用船契約をするというこ

とによって、安定的・経済的という言葉ですけれども、長期が果たして今の用船市況の中で効率的、もしくはある程度安値というんですか、そういった価格になっているのか、もしくはスポットで用船を手配することによって、用船料がもっと安い価格で契約できるのでないんだろうかという、これは現下の市況によって多分違ってくるかとは思いますが、このあたりについてもし資料等が、もしくは説明等が次回以降ございましたらお願いします。過去の契約で、契約期間、長期のもの、例えば20年とか30年とかがあるかもしれませんし、その契約期間のタイミングで、現状の市況に比べて、安いという合理的なご説明ができるのか、もしくは今後契約が終了するような長期の用船契約の中で、スポットに切りかえることによって、このあたりがコストダウンが図れるのか、このあたり、四国電力さんの契約状況でどうなのかというのをご説明いただければありがたいと思います。

それから、もう一つは、10のスライドに戻っていただきまして、基本的にはそれぞれ点線で囲っているところのC I F価格以外の、下の段にあるいろいろな石油石炭税であるとか、基地経費等々がございましてけれども、この中でも参考までに、どの品目がパーセンテージで高いのか、外航運賃に対して、例えば外航運賃が何%ぐらいの比率にあるのか、このあたりのデータがもしございましたら、教えていただきたいと思います。

いずれにしても、実際こういった燃料の輸送にかかわる付随費用がそれなりのコストになっていますし、したがって、今後ここについて交渉できるような性格のものなのか、ここはいずれにしても、料金交渉の中でこのあたりが努力できる範囲のものなのかということも含めて、教えていただければと思います。

○安念委員長

いかがでございましょう。出していただけないものって多分あるだろうと思います。

○家高常務取締役総合企画室長（四国電力）

手元に資料がないため、宿題にさせていただきます。

○安念委員長

もちろん。一つは用船料のことでしたよね。もう一つは、C I F以降、そこから先、発電所までにいろいろかかる費用がどうなっているのかという、そういうご質問なんですけど、もし出していただけるのであればぜひ出していただきたいし、企業秘密だとおっしゃるのならまた別の機会に教えていただくと、そういうことにしたいと思います。よろしいですか。今日はすぐには当然出ないでしょうから。

じゃ、その次は山内先生。

○山内委員

何人かの方がご質問されて、関係してご質問されたことの繰り返しになってしまいますけれども、四国電力さんの資料6-2の供給のこれらの計画ですよね。それでスライドの7ですか。ここで予備率の話があって、さっきご説明がありましたけれども、大体20%前後を想定されているということなんですけれども、やはり感覚からするとすごく大きいなという感覚を持っていて、なぜかという、それはスライドの8の伊方とか橋湾ですか、こちらのますが大きいので、それが倒れたときのためには必要だというお話がございました。

ガス事業なんかでも、Nマイナス1という議論をして、これが倒れたときにどれだけ供給できるかという、供給の安定性を確保するような議論があるので、おっしゃることはわかるんですけども、ただ、やっぱり全体として数字が大きいなということで、この8ページの左側の四角囲みの一番最後の下のところに、「一方で、電源の作業停止により供給予備率が10%程度になる時期もある。」とお書きになっていて、これはまず1つ確認なんですけれども、先ほどお話しになった石炭火力が点検に入るとまってしまうような時期があるので、そういうことなんですかね。というのが一つ。

それから、もう一つは、先ほど松村さんが指摘されていましたが、卸売り電力の活用で、ここには過去の実績と同じだけ見込んでいますということなんですけれども、まさにおっしゃるとおりで、これからもう少し卸の市場が活発になっていくということを見越すと、これだけでいいのかという感じをちょっと持ちましたというのが、これは意見ということになります。

それから、10ページ、スライド10なんですけれども、前回私、質問させていただいて、要するに供給するほうの、供給というか外に売るほうの電力がかなり減るような形になっているわけなんですけれども、それがまたここに書いてあります。融通が14万kWに減りますということなんですけれども、逆に言うと、さっきの予備率の関係で言うと、外から買えるという可能性があるわけですよ。そうすると、そういうことを考えると、先ほどの20とか、あるいは停止中の10とかということも、もう少し考慮する余地がないのかというのが、2つ目の質問ということになります。

以上です。

○安念委員長

それは重要な点ですけども、この段階でお答えいただけるものはお答えいただけますか。

○山内委員

今日じゃなくてもまた。

○安念委員長

お答えいただけるのであれば、どうですか。また後日にしますか。

○四国電力株式会社説明補助者

まず、予備率が低いところがあるということを書いてございます。これは12月について例示してございます。そのほかにも、若干やっぱり厳しいところがございます。例えば、70万kWの橘湾という石炭火力がありますので、これは別にトラブル停止という意味じゃなくて、定期点検をやると14%の供給力が失われるということになります。

○山内委員

だからさっきおっしゃった定期点検ってこのことなんですか。

○四国電力株式会社説明補助者

ええ、そういう意味で。それから、やはりたくさん発電所を持っていますので、定期点検が重なることもあります。例えば25年でいえば、6月に橘湾の中間点検、夏前に中間点検をやるんですけども、そのときにかなり厳しい断面がございます。

それから、7月の前半、需要がかなり高くなってくるときに、35万kWの定検をやっている期間が若干厳しいというのが7月でございます。それから、ここに書いているのは12月に10%という時期がございますけれども、ここは複数の点検が重なってございます。また26年度についても、定検をやりくりはしていますけれども、複数点検が重なって10%ぐらいという時期がございます。また、27年についてもありますということで、年間のうちのもう本当にワンポイントだけ厳しくて、だったらそこで電気を買ったらいいじゃないということがあるんですけども、なかなかそうはいかないという状況でございます。

○安念委員長

そうすると、2つのご質問に一時にお答えいただいたわけですね。つまり、20が10になるのが定検だと。それもなかなか外から買うのは厳しいという。こういうお答えだったということですか。

○松村委員

ちょっと待ってください。今の回答でどちらの質問にも答えていただいたという整理は勘弁してください。今の回答ではまだ殆ど何も答えていただけていない。しかし殆ど何も答えなかったのは、急に言われたからで、今後ちゃんと準備して答えていただくわけですね。何で買ってくるのが厳しいのかわからないし、それから、百歩譲ってそうだったとして、つまり長期的に売るのは無理です、ピンポイントで厳しいところがあるから、と言う理屈を仮に認めるとして、だったらスポットで厳しいとき以外に売ればいいいわけですね。

そういう類の疑問に何一つ答えず、あれだけで一応お答えいただいたというのは勘弁してほしい。当然ちゃんと後から資料が出てくると思いますし、もし万が一出てこなければ再度質問します。

○安念委員長

八田先生、どうぞ。

○八田委員

四国電力さんの6-2の24ページのLNGの追加調達のイメージについて四国電力さんにご質問したいと思います。これを拝見していると、ピンポイントの配船が必要だというのがよくわかるんですが、「通常の場合のペースでの消費」というのが、ちょっと私にはわからなかったもので、そこをご説明いただきたいと思います。

それから、もう一つは、節電要請をする時間帯についてです。節電は、安定供給のために必要です。したがって、ピーク時にだけ絞った節電を進めてもらい、ピーク時以外にはむしろなるべく多く使ってもらおうという措置をとるべきだと思います。そこにメリ張りがついていない、「のべつまくなしの節電」には意味がないと思うんですよ。ネガワット入札等を含めて、自由化部門にも規制部門にも、節電はピーク時にしぼって要請する仕組みをどのようにつくっておられるかについて、これは四国電力、東北電力さん、両方ともに伺いたいと思います。

以上です。

○安念委員長

ありがとうございます。2倍、ガスを焚かなきゃいけないとどういうことなんだという、技術的な問題が入っていますが、ご説明いただけますでしょうか。

○四国電力株式会社説明補助者

お答えします。24ページのところに書いていますけれども、LNGでございますけれども、当社の場合ですが、6万トンの船が入ってくるということ、一方でタンクは7万トン、8万トンというレベルであるということですから、船が入ってくる前にタンクを一旦空にしてしまって、船が入ってきて満タンになって、というのを繰り返しているわけでございます。これは青色のぎざぎざでございます。その間、別に直線的に消費しているのではなくて、メリットオーダーによりながら消費してございます。

そういうことで、間に船を入れると当然、その期間に使う量が倍になります。例えば2カ月の間に6万トン使っていたのが、例えば1カ月で6万トン使わないといけない。こういうような形になります。一方で……

○安念委員長

ごめんなさい。何でそうなるんですか。僕の頭ではよくわからない。

○四国電力株式会社説明補助者

ごめんなさい。例えば10月から12月のところを見ていただくと、例えば10月のところで一旦空

にして船が入ってきて、満タンにします。次のところまで6万トン使うというのが通常の使用の仕方でございます。船を途中で真ん中のところに入れますと、例えば11月までの間で6万トン使って、タンクを一旦空にして、スポットの船が入ってきて満タンにして、また次の1カ月の間に6万トン使うという形になりますので、消費のペースが、例えば2カ月で6万トン使っていたのが1カ月で6万トンという形になります。よろしいでしょうか。

○安念委員長

それは普通にはね。定常的には例えば6、8、10、12という船が入るのだけれども、もしも11月に船が1船入ると2倍消費しなければならないということになってしまうぞという、そういうご説明をいただいたんですね。

○四国電力株式会社説明補助者

そうです。その先があるんですけども、ごめんなさい。例えば資料の3ページを見ていただいたらと思うんですけども、あるいはメリットオーダーのところでもいいんですけども、例えば5ページのメリットオーダーのところに、ちょっとコピーが見にくいので、3ページのところで言いますが、LNGのコンバインドであるとか、LNGの従来型って、今言っていたような通常の使い方、大体運転中の利用率が60%とか50%ぐらいあるんですよ。ですから、倍の消費にしようとする、その期間について100%の利用率で回さないといけない。フル発電しなければいけないということですから、例えば石炭と石油と、真ん中にLNGがいるというメリットオーダーがあるだけだけれども、これが100%の稼働になったら、当然メリットオーダーを崩すので、これはもったいないということになるので、こういう意味でも合理的でないというふうに考えている。ちょっと資料がわかりにくいので申しわけないんですけども、そういう意味合いでございます。

○八田委員

それはベース時以外だと、結構取引所に売れるんじゃないですか。

○四国電力株式会社説明補助者

当社の場合、例えば2ページを見てください。これ、8月の電気の使い方のイメージを書いていますけれども、当社の場合、原子力も多いし、石炭も結構多いということで、夜については原子力とか石炭で大体賄うことができ、昼間に石油とかLNGで発電するという形で回してございます。したがって、LNG機でフル発電するとなると、夜、LNGをたくという形でたき増しする形になろうかと思えます。また、コンバインドサイクルと従来型では、できるだけコンバインドサイクルで発電したほうが発電量が多くなるため、コンバインドサイクルのほうに重点的にLNGを充てています。そういう意味からも、追加したLNGを、夜、従来型の効率の悪い

発電機で多く発電するということになりますので、夜、余りお安くない電気が発電されるという形になります。ですからなかなか競争力がないかなど。

○安念委員長

ご自分でたかなくてもいいじゃないかという、そういうお話だったわけですね。余ればたかなくて売れる売れ先があれば、売ってしまえばいいじゃんという、そういうこと。

○四国電力株式会社説明補助者

それに対しても、昼間だったらいいですけども、夜が中心になるとなかなか競争力がないかなどというふうに思っていますけれども。

○安念委員長

そういう意味ね。わかりました。

その次は、ピークロードだけカットして平準化するような、そういう節電のさせ方をすればいいじゃないかって、これは理屈としては当然のことですが、何かお考えがあれば。よろしいですか。どうぞ。

○佐竹取締役副社長（東北電力）

そのとおりでございます。ピークカットとピークシフトをしていただければ、発電コストの低いミドル型、ベース型での稼働率が上がりますし、経済性が上がると思います。私どもも、お客様に対してはピークカット、ピークシフトをしていただくようにお話をしておりますし、今回の新しいメニューもそのような方向での節電をお願いするように作成をいたしました。

○家高常務取締役総合企画室長（四国電力）

同様のことを今までもやってきていますし、この申請の中のメニューとして、ピークシフト型時間帯別電灯を、従来の昼間の料金を倍にした形で、ほかの時間帯に移行していただくというメニューを用意するようにいたしております。

○安念委員長

じゃ、梶川委員。

○梶川委員

もうほとんど重複しているので結構なんですけれども、四国電力さんの場合には、この販売計画と自社事業の関係というのが、需要サイド、供給キャパのサイドで、これ完全に互換しているものですので、そこをもうちょっと何か、お聞きしているうちにどんどん混乱してしまうというか、そこを合わせたご説明を何かうまい資料がいただければと思います。

例えばさっきの節電とか、需要離脱の話も、少しそれが動いた場合、逆にそんなに離脱しないという計算でもし今回組まれたら、何がどうお困りになられるのか。思ったよりもそれ以上離脱

が起こった場合には、外に売るということも十分できたりもするような気もしますので、多少その辺。これがキャパいっぱいですと、そういう余りぎりぎり組むと大変だなみたいになるんですけども、これだけ互換性がありそうな感じがすると、全体キャパと販売計画と別々の、生産計画と販売計画というのが何か全体像で教えていただけたらという気がしているんですけども。

○安念委員長

具体的にはどういう形でお示しいただければいいですかね。

○梶川委員

具体的にマーケット事情をまず、少し全体像としてお知らせいただけないだろうかということがあります。従来、かなりの金額を売られていたわけですから、そのマーケットがどんな需要になられるという予測になられているか。それと、並列的に自分のところのキャパがどのようなご事情にあるかということで、供給ネックで売れないというケースと、販売マーケットの事情で売れないというケースがあって、そこと自社需要ということの組み合わせで離脱とか節電とかの想定を、多少どちらかに寄せても十分に考えられるんじゃないかということがあり得る。特に規制と自由という話で、先ほど来、結局は全て量が少なくなれば、規制部門は上がるわけですから、そういった意味で、多少戦略的に規制部門としては考えていただけたらということもあると思うので、申しわけございません。

○安念委員長

当委員会の問題意識はまだ完全に成熟していないかもしれないので、また追々議論させていただきたいと思うんですが、四国電力さんの場合は、今までの我々が幾つか手がけてきたのと全然違って、実はもちろんLNGの調達原価も100億ほど上がっているんですが、最大の原価増高要因はそのこと自体ではなくて、地帯間販売電力量が今まで700億だか何かあったのがぐんと下がってしまって、その三角が小さくなったことです。だから結局、原価を押し上げることになったという、ほかの電力会社さんとはちょっと違う事情がありまして、そのところ、既に何人かの先生方からご指摘をいただきましたように、四国電力さんとしてのご事情があるんだと思うんですけども、我々、外の人間には、何かちょっと今までと違って、どう納得したらいいのかなというところがありますので、次回までに何か資料があれば出していただいてもいいし、追々、私たち自身の問題意識もかためながら議論をさせていただきたいというふうに思っております。

じゃ、その次、辰巳委員、南委員の順序でいきましょう。

○辰巳委員

まさにその点を私も聞きたかったので、お客様への値上げのご説明をどのようにされているの

か。何か今までは原子力発電がとまりまして、火力発電をたき増ししなきゃいけなくなって、燃料費が高騰し、そのために、皆様、値上げよろしくお願ひしますというのが流れだったんですけども、どうもそうじゃないように私も思ったもので、どのようにわかりやすく、お客様に電気代の値上げをご説明されようとしているのか。あるいはしていらっしゃるのか。そこをきちんと教えていただけたら。

以上です。

○安念委員長

関連する話で、南委員はいかがですか。その点、ご発言いただきましょう。

○南委員

時間も時間なので端的に。今、話題に出ているいわゆる地帯間ですとか、融通電源の話は、この予備率の高さと相まって、非常にわかりづらいというか、体に入ってこないところもありますので、さらなるご説明をお願いしたいというのが、これは多分共通した意見なのでよろしくお願ひします。

もう1個は、東北電力さんのところで、私も松村先生がご指摘いただいた石炭のところは非常にまだわからなくて、先ほどのご説明では、試運転に若干ハイスペックなオーストラリア産を使わざるを得ないというところは理解したんですが、それとこの原価算定期間はオーストラリア産は48%にとどまっている点だとか、ハイスペック性というのは稼働率だけであって、環境協定の関係は考慮しているのかどうかとか、逆に言うとオーバースペックになっていないのかとか、インドネシア産はどういう品質なのか。その辺について、また改めて石炭の価格が、いわゆるボリュームが一番多い東北電力さんが、JLC価格を上回っている点について、さらなる合理的な説明をいただかないとちょっとわかりづらいなという点があるので、それをよろしくお願ひいたします。

この2点だけです。

○安念委員長

これもきちんとした資料を後日いただいたほうがむしろよろしいですね。

○南委員

ええ。今日じゃなくて。

○安念委員長

すみません。何かありましたらまたご検討ください。

さっきの、消費者にどういうふうにご説明になるのかというのは、まさに我々もそれを納得したいということだから、消費者に説明できるようなことを、我々にも説明してくださいというこ

とになると思いますので、これもまた追々議論を深めていきたいと思います。

やっぱり大分経験したつもりだけれども、結局また新しい問題って出ちゃうものですね。

オブザーバーの方々から何かご発言いただくことはないですか。いいですか。

じゃ、今日はこれぐらいにいたしましょうか。もう既に幾つか議論が出ておりますので、少し事務局で整理していただいて、両電力さんに投げかけていただきましょうかね。資料の作成等、大変お手間をおかけすると思いますが、どうぞよろしくお願いをいたします。

4. 閉会

○安念委員長

それでは、今日の議事はこれくらいということにいたしまして、事務局から連絡事項をお願いいたします。

○片岡電力市場調整課長

まず、大変マイクの調子が悪くて、本当に申しわけありませんでした。本当にもうこの部屋、よくないので、次回以降また場所を考えたいと思います。本当に申しわけありませんでした。

次回の日程ですけれども、部屋も含めて調整の上で、またホームページ等でご連絡いたしますので、よろしくお願いたします。

○安念委員長

では、第22回の専門委員会をこれで終わります。どうもありがとうございました。

— 了 —