

総合資源エネルギー調査会総合部会 第12回電気料金審査専門委員会

日時 平成24年12月12日（水） 9：00～12：09

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

それでは、定刻になりましたので、第12回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。

今回、参考人として、ちょっと遅れておられますけれども、LNGの調達関係についてお話を伺うために、日本エネルギー経済研究所、小山首席研究員にご出席いただいております。関西電力からは、説明者として岩根取締役副社長、九州電力からは、坂口取締役常務執行役員・経営企画本部長にご出席いただいております。また、中小企業の声をくみ取る観点から、今回からオブザーバーとして、日本商工会議所、間部彰成産業政策第二部長にご参加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

それでは、お手元の議事次第に従って、進めてまいります。

本日は、3つ論点がございまして、1つは、前回委員会での指摘事項へのご回答、第2が前提計画、第3が個別の原価である燃料費、購入電力料・販売電力料、それから原子力バックエンド費用についてご議論をいただきます。

2. 前回委員会における指摘事項について

○安念委員長

まず、前回の委員会において、委員の皆様などからいただいた宿題について、事務局からのご説明をお願いいたします。

○片岡電力市場整備課長

資料3をごらんいただければと思います。前回、紙でいただいたものを含めまして、その場が出た議論も含めて指摘事項をまとめております。

前提計画、今回の議論ですけれども、辰巳委員から、値上げによる販売電力の減少をどのように設定したのか。

あるいは人件費につきまして、これも今回の個別テーマではありませんけれども、役員報酬の精査、地元企業平均との比較といったことをご指摘いただいております。

また、今回の議論で、燃料費、購入電力、バックエンドでございますけれども、メリットオーダー、あるいは火力燃料の契約方式等の情報公開、それから燃調制度と、今回値上げの関係、為替レート、それから卸電力取引所の活用、原子力発電の稼働がなかった場合のバックエンド費用、そういったご議論をいただいております。

その他経費といたしましては、電事連への出資金についてどうなっているのか。

それから、料金メニューにつきましては、使用料の300キロワットアワーが標準であるということの根拠、さらにはその料金メニューの拡充。

それから経営効率化といたしまして、20年改定のとくと今回の差額と経営効率化の削減額の関係性、子会社、関係会社、資産売却についてどうなっているのかというようなご議論。それから次のページですけれども、収支財務状況としまして、繰延税金資産でありますとか、資金繰りへの影響、財務体質の悪化、それから原発を再稼働した場合の収支・財務への影響、財務諸表の経年変化の明細、あるいは過去の科目別の内部留保の額、そうした情報を教えてほしいというのがございました。

それから、原子力の再稼働の観点で、再稼働しなかった場合には、これは口頭でお答えがあったかもしれませんが、電源構成変分認可制度を活用して値上げを行うのか、あるいは火力発電所の準備をしているのかといったようなご質問。

それから、原発の再稼働の織り込みと各原価費目への影響、あるいは稼働予定の原発に係る費用、それから稼働を織り込まなかった場合の原価への影響、高浜3、4号機の稼働を織り込む理由、稼働しない予定の原発の今後の予定と、こうしたご質問をいただいております。

今回ご回答いただくものと、あるいは個別の論点のところ、ご回答いただくもの、それぞれあるかと思っておりますけれども、とりあえずまとめたものは以上でございます。

○安念委員長

ありがとうございました。

それでは、続きまして、電力両社さんからのただいまの事務局から指摘のありました事項について、現段階で答えていただけることをご回答いただきたいと思います。個別費用に関するご質問に対するお答えは、個別費用のところに戻していただいても結構でございます。

説明時間は両社とも10分程度でお願いいたします。

まず、じゃ関電さんからお願いいたします。

○岩根取締役副社長

関西電力の岩根でございます。本日は説明のお時間をいただきまして、ありがとうございます。早速ですが、お手元の資料に沿って説明させていただきます。座って説明させていただきます。それでは、お手元の資料「第11回のご質問への回答について」でご説明させていただきます。

2ページをごらんください。純資産残高の推移についてでございます。大飯発電所3、4号機以外の原子力プラントの再稼働ができない場合、燃料費の大幅な増加により、今年度は4,200億円の経常損失を計上し、財務体質は大きく悪化する見込みです。このまま料金改定ができなければ、繰延税金資産の取り崩しを余儀なくされ、純資産は資本金を下回り、3,600億円程度まで減少する見込みです。こうした事態となると、資金調達が困難となり、当社の最大の使命である電力の安全安定供給にも支障を来しかねません。

3ページをごらんください。キャッシュ・フローにつきましても、右側の平成23年度は非常に厳しい状況となっております。営業キャッシュ・フローから投資キャッシュ・フローを差し引いたフリーキャッシュ・フローは、4,013億円のマイナスとなっております。

4ページでございます。資金の調達状況についてですが、燃料費の大幅な増加に伴い、多額の資金調達が必要となっている中、国債の流通利回りに対する上乗せ利率、いわゆるスプレッドは、震災前の0.1%程度に対し、現在は1.4%程度になるなど、大幅に拡大しており、資金調達環境は厳しさを増している状況です。

5ページでございます。原子力発電所の稼働見込みでございます。今回の料金改定の算定においては、あくまでも仮定の前提として、現在稼働している大飯発電所3・4号機に加え、ストレステストの審査の状況を踏まえて、高浜3・4号機を平成25年7月から稼働すると想定する一方で、他の7機については、原価算定期間以降に稼働するものと想定しております。なお、高浜3・4号機の再稼働がなかった場合においても、需要が供給力を上回らない見込みですが、安定供給には、少なくとも計画段階では8%程度の予備率が必要であると考えております。

6ページでございます。原子力の稼働停止による電気料金原価への影響についてですが、高浜3・4号機のみ停止する場合、燃料費などは年平均1,400億円のコスト増となります。加えて、大飯3・4号機も停止すれば3,450億円のコスト増となり、今回原価に比べ収入不足はほぼ倍増いたします。その結果、原子力プラントが全台停止する前提では、改定率は大幅に増加する可能性があります。

7ページでございます。今回の申請原価と前回改定の原価の差でございますが、全体の概要といたしましては、一番下の段ですが、火力燃料費や修繕費の増加などで4,397億円増加した結果、

効率化として1,553億円を反映するものの、2,844億円の増加となります。各項目の説明につきましては、今後開催される委員会の場でご説明いたします。

8ページでございます。第三者の観点を取り入れた原価低減の取り組みについてですが、調達コストの削減等を目的として、平成13年度より社外コンサルを導入し、得られた視点や分析手法を当社が発注する物品工事に水平展開を進めております。なお、今回の申請においては、この取り組みを踏まえた現行の発注水準から、さらに7%の低減効果を織り込んでおります。

9ページでございます。土地の資産圧縮に関する取り組みについてですが、当社はこれまでに事業所の統廃合や社宅、寮の廃止により生み出された不要な土地について、積極的に売却を推進してまいりました。その結果、平成12年以降平成23年までの11年間で約3,600件、約404万平米、約605億円を売却してまいりました。今後とも電気事業並びに当社グループの成長に資することが見込まれない資産については、積極的に売却を推進し、平成24年度、25年度で108件、12万8,000平米、固定資産評価額ベースで75億円相当の土地の売却を検討しております。

10ページでございます。有価証券の保有に関する説明です。基本的な考え方として、長期保有を原則としておりますが、継続して保有する必要性が乏しくなったものについては、市場動向も勘案の上、売却してきており、平成19年以降23年までの5年間で、関係会社を除く保有株式を約220億円売却いたしました。今後とも保有意義が乏しいと判断した株式については、市場動向も勘案の上、積極的に売却を推進してまいります。

11ページでございます。燃料費のうち燃料費調整制度に反映されるコストを説明いたします。火力燃料費は、前回改定時に比べまして4,436億円増加しておりますが、このうち燃料費調整制度で吸収されるコストは435億円でございます。

12ページでございます。従量電灯Aのモデル使用量についてですが、ご家庭の多くがご契約されている従量電灯Aのモデル使用量、月300キロワットアワーは、当社の従量電灯Aをご契約いただいているお客様1口当たりの平均ご使用量をもとに算出しております。

13ページは、割愛させていただきまして、14ページと15ページでございます。電気の効率的なご使用により、電気料金を削減できる料金メニューについて説明いたします。当社は従来から季節別、時間帯別に料金単価を設定し、割安な時間帯に電気のご使用を移行していただくなど、効率的なご使用により電気料金の削減につなげていただく料金メニューの設定に努めてまいりました。その取り組みの一環として、規制分野については、この夏新たな選択約款「季特別電灯P S」を設定し、さらに多くのお客様に「はぴeタイム」を選んでいただくために、ご加入条件の見直しをいたしました。今後、スマートメーターを活用した電気のご使用状況の見える化を促進するとともに、よりきめ細かな料金メニューの拡充について、検討してまいります。

16ページから23ページまでに、平成20年度以降の財務諸表、あるいは小売対象原価の内訳などを記載いたしております。前回、原子力発電の稼働がなかった場合や稼働時期が変更になった場合のバックエンド費用への影響に関するご質問をいただきました。バックエンド費用については、省令に基づき算定しており、原則として稼働に応じて引き当てする制度であります。22ページと23ページに資金実績と今回の原価を記載しておりますので、ご確認ください。その他のページについては、時間の制約もありますので、説明は割愛させていただきます。

なお、人件費等個別のご質問に関しましては、次回以降の個別の説明の中でさせていただきたいと思っております。

以上でございます。

○安念委員長

どうもありがとうございます。じゃ、九電さんから。

○坂口取締役常務執行役員・経営企画本部長

九州電力の坂口でございます。引き続き資料に基づいて説明をさせていただきます。失礼ながら座って説明させていただきます。

まず、お手元の資料の1ページをごらんください。お手元のご指摘事項資料3にあります6番及び7番について、説明させていただきます。

燃料費調整制度は、火力発電所の燃料である原油・LNG・石炭の価格変動の影響を電気料金に反映する制度ですが、調整の対象となる燃料価格は、料金改定時に織り込んでいる消費数量に対応する部分のみとなっております。したがって、記載の図の①の部分に相当する燃料費の上昇分については、電気料金に反映することができます。しかしながら、現在のように、電源構成の変化により燃料の消費量そのものが増えたことで燃料費が増加する場合は、燃料費調整制度では対応することができません。図の②の部分がこれに相当しまして、今回の値上げの主な要因となっております。なお、前回の委員会において、為替レートの見通しが楽観すぎるのではないかとのご指摘もいただいておりましたが、燃料費調整額を算定する際に使用する燃料価格は円建てとなっているため、為替レートの変動影響についても電気料金に反映される制度となっております。

続きまして、11番についてご説明いたします。2ページをごらんください。今回、ご家庭向けの電気料金の値上げ影響については、従量電灯B、30アンペア300キロワットアワーの算定条件でお客様にご説明しております。このうち、月間使用量300キロワットアワーについては、ご家庭向けの主な契約である従量電灯Bの平均的なご使用量を参考に設定しております。なお、算定条件は、左の折れ線グラフのとおり、平均ご使用量の増加に応じてこれまで変更してまいりまし

たが、現在の算定条件300キロワットアワーは、平成14年に従来の270キロワットアワーから変更したものでございます。

3ページは、ご契約アンペアごとの平均的な使用量に基づいた場合の値上げ影響をお示ししております。

次に、12番に関しましては、4ページから9ページに、電気の効率的利用によって料金が節約できるメニューと、その節約例をお示ししております。お手元の資料のとおり、当社では従来から季節別、時間帯別の料金格差をつけたメニューを、規制部門、自由化部門ともにさまざまご用意しておりますが、加えまして、今回新たにピークシフト電灯を設定するとともに、季特別電灯の加入要件を廃止いたしました。これらのメニューにご加入いただき、電気のご使用をピーク、昼間時間から夜間時間へ移行していただくことで、電気料金を節約することができます。今後とも電気の効率的利用に向けた料金メニューの拡充について検討してまいります。

続きまして、経営効率化の関係で、13番についてご説明いたします。10ページをごらんください。今回の申請原価は、平成20年9月改定の原価と比較いたしますと約1,300億円増加しており、その内訳は、約2,400億円のコスト増と約1,100億円の経営効率化の差し引きとなっております。コスト増の内訳は、主に原子力発電所停止による需給関係費の増であり、約2,400億円のコスト増のうち1,810億円、約75%を占めております。その他のコスト増としては、原子力安全対策等による290億円の修繕費増や、原子力損害賠償支援機構一般負担金170億などとなっております。一方、約1,100億円の経営効率化反映額の内訳は、役員報酬の削減や年収水準引き下げ等による人件費の削減が400億円、工事の中止・繰延等による修繕費の削減が290億円などとなっております。これらにより、今回の申請原価は前回と比べまして約1,300億円増加しております。

なお、経営効率化の具体例としましては、調達コスト低減の取り組みにつきまして、11ページから14ページに記載しております。

続きまして、15ページに移らせていただきます。ご指摘事項の15番、資産売却の関係でございます。当社はこれまでに約700件、総額約140億円の資産売却を実施しているほか、現在84件の資産貸し付けを行っており、遊休資産の売却、活用に取り組んでおります。今後は、経営合理化策の一環として、電気事業の運営にかかわるもの以外の資産について、積極的に売却を進めてまいります。時価ベースで約140億円を見込んでおります。

続きまして、収支・財務の関係、影響についてご説明いたします。16ページをごらんください。原子力発電所が稼働しない場合の損益・貸借への影響でございますが、平成24年度の収支状況については、原子力発電所の稼働が見通せず、燃料費等が増加することから、3,700億円程度の赤字となる見通しです。この金額は、コスト削減や一時的な支出抑制が可能な費用である人件費、

修繕費、諸経費トータルの約8割に及びまして、この額を削減するという事は、当社の基本的使命であります電力の安定供給に重大な支障を来すおそれがあります。また、財務状況につきましても、平成23年度以降急激に悪化しており、現行の電気料金水準を維持したままでは純資産が資本金を下回り、資金調達にも支障を来すおそれがあります。

続きまして、ご指摘事項の16番について、17ページをごらんください。当社は現在、約2,000億円の繰延税金資産を計上しておりますが、仮に値上げをしない場合、今年度中にも全額取り崩しとなるおそれがあります。全額取り崩しとなった場合、今年度末時点で純資産が資本金を下回る状況となり、信用力の低下や金利上昇といった資金調達への悪影響が懸念されます。

次に、ご指摘事項の19番と20番についてですが、18ページ以降に平成14年から23年度までの財務諸表の推移を示しております。21ページの表中、真ん中よりやや下に記載しておりますが、平成23年度末時点での利益剰余金、いわゆる内部留保額は約4,900億円となっております。なお、今年度9月末、上期末の時点では、これが約3,300億円に減少しております。

続いて、原子力再稼働関連のご指摘事項、23番から25番について、22ページ以降に記載しております。稼働予定の原子力にかかわる原価についてですが、今回の申請原価のうち、原子力発電にかかわる費用、総原子力発電費は、2,279億円です。このうち設備由来の原価であります固定費が1,834億円、稼働由来の原価である可変費が445億円であり、固定的な費用が約8割を占めております。23ページ以降は、原子力の再稼働がなかった場合の影響について記載しております。今回の申請原価の前提である原子力発電電力量252億キロワットアワーをすべて自社火力で補うとの仮定を置き、影響額を試算しております。その結果、申請原価への影響額は3,279億円の増となります。この場合の値上げ率は、規制部門、自由化部門、合計で約35%、値上げ額はキロワットアワー当たり5.6円となります。なお、各費目の影響につきましては、24ページに燃料費、25ページに原子力バックエンド費用への影響額の内訳について記載をしております。

最後に、ご指摘事項の27番について、26ページをごらんください。現在停止中の原子力発電所6基については、全基再稼働に向けて準備を進めておりますが、原価算定上は平成25年7月に川内1・2号機、同年12月に玄海4号機、翌平成26年1月に玄海3号機が再稼働するものと想定しております。玄海1号機に関しましては、40年運転制限やバックフィットを含め、原子力規制委員会の判断基準が明確になっていない状況であることから、原価算定上は再稼働を織り込んでおりません。また、原子炉等をコントロールする中央制御室や付属設備を玄海1号機と共有しております2号機につきましても、今回の再稼働スケジュールの想定には織り込んでおりません。玄海1・2号機につきましては、原価算定上は算定期間終了後の再稼働という想定でございます。

本資料の説明については、以上でございます。なお、その他のご指摘事項につきましては、今

後予定されておりますそれぞれの項目のご説明の際に、あわせて回答させていただきます。

以上でございます。

○安念委員長

どうもありがとうございました。

それでは、ただいまの両電力からのご説明に対しまして、ご質問、ご発言のある方はどうぞ。どなたからでも結構でございます。

○永田委員

私をご質問させていただいた繰延税金資産と、それに関して財務の状況の悪化と、それからキャッシュ・フローに対する影響は、ご説明していただいた資料に基づきまして、私なりに解釈しました。その中では、やはり純資産は繰延税金資産の取り崩しによりまして、相当厳しい状況に至ると思います。それから、キャッシュ・フローにつきましては、そもそも営業キャッシュ・フローがこういった状況でございますので、実態として、営業キャッシュ・フローはマイナスということで、事業を今後継続するに当たっては追加の資金調達が必要であると理解しました。

したがって、こういった状況の中で、1つの私の質問は、今日お答えできるかできないかは別として、まず、資産の売却のところでございますけれども、遊休資産はまず売却しますと理解しました。その他遊休資産以外でも、事業に関係していないものについては、今後検討して売却を進めていきますということでございましたけれども、例えば事業用資産と事業用以外の資産とで分けた場合、例えば事業資産でも、キャッシュ・フローを捻出するという意味で言うと、売却はしないけれども、リースというやり方、そのような発想があると思うんですけども、リースして当面のキャッシュ・フローを捻出して、その後リース資産として賃貸をする。借りると。それで事業に資するような状態を確保していくということもあるでしょう。例えばそういう考え方もあるでしょうし、それから非事業用資産についても、実際社宅であったりとかそういったものについては、今の社宅制度の中で、賃貸されて社員の方が借りていらっしゃる居住されていると思いますが、そういったものを、社宅制度を変更するとか、もしくは資金を捻出するために、事業用以外の資産をいったん売却して、キャッシュ・インをさせて、その後賃貸するとか、いろいろそこまで踏み込んで考える必要があるのか、考えていらっしゃるのか、それともそこまでの状況ではないというふうなご認識でいらっしゃるのか、ここは非常に判断が分かれるところでございますので、何が正しいかとか、そういったことではないと思うんですけども、そういったポイントが一つ、事業者の方のお考えの中にどうあるかというのがポイントかと思えます。

あと、資料の中で、一応総括的な資料は、考えと金額は見せていただいたんですけども、先ほど申しましたとおり、事業用資産、非事業用資産、それからこういった分類の、厚生施設もあ

るでしょうし、社宅もあるでしょうし、遊休地もあるでしょうし、いろいろな資産があるわけですから、それぞれの資産について、今回どういった範囲で、どこまでについては売却の対象にした、それ以外のものについては今回は売却の対象にしていなかったか、そういう詳細なデータを確認させていただいて、私ども専門委員としては、それが客観的に納得できるものかどうかという検証のプロセスが必要ではないかというふうに考えております。

以上です。

○安念委員長

じゃ、まとめて後でお答えいただくとして、八田先生、どうぞ。

○八田委員

この間ご質問した際に、関電の八木社長からお答えがありました。しかしその後で、再質問の時間がなかったので、そのことも含めて伺いたいと思います。まず、前回、卸電力取引所に対して、出せるものは出すとことがコストの節約につながると思うが、十分出しておられるのだろうかご質問と申し上げたところ、八木社長は、とにかく需給がタイトな間はそういう余裕はないんだとおっしゃいました。たしかに、需給がタイトなときに、その余裕がないというのはよくわかります。供給予備力に引っかかるからだと思います。しかしオフピークのときには、供給予備力を確保した上で、相当な余裕があると思います。したがって今後は、ピーク時オフピーク時を問わず供給予備力に引っかからない限り原則は全て出すという基準でやるおつもりと思うので、その確認をお願いしたい。

それから、もう1つは、再稼働ができなくなった場合の対策は折り込んでおられるのでしょうかということを伺いました。このご質問に対しては今日、お答えがあって、その場合は大変な値上げが必要になるので、その段階でまた値上げを申請するというので、それはよくわかりました。

けれども、肝心なことは、再稼働できなくなった場合には、夏の逼迫時にちゃんと乗り切れるのかということだと思えます。去年は、関電さんも九電さんも大変な思いをなさった。とすれば、再稼働できなくなる可能性はゼロじゃないわけですから、そのために特別な準備をされる必要があるんじゃないか。そのためにお金を投じられる必要があるんじゃないかと申し上げたところ、この間八木社長がおっしゃったのは、いやいや発電所を急につくるといったって、5年ぐらいいかかりますよ、だから、慌てても来年の夏なんか間に合うわけないでしょうというお話でした。しかし東電の場合には、福島の後、二、三カ月でコンテナ型等の石油の火力の発電所をつくって、そして世界中からかき集めて、そして大体200万キロワットぐらいのをつくったというふうに聞いております。このように非常に短期でつくれるものもあると思います。確かに高価ですが。そ

の反面、コンテナは、いらなくなったらまた後で売ってしまうこともできる。

そうすると、少なくともあのような夏の逼迫の不安を毎年繰り返すよりは、今、高めに料金申請をなさっておいて、それに備えるということは、むしろ保険の意味で必要なんじゃないかと私は思うんです。そうしないと、もし再稼働できなかつたら大変なことになるよという状況を作り出してしまいます。これは、原子力規制委員会に対して再稼働の方向でのプレッシャーをかけることになってしまいます。松村先生流の言い方をすれば、そんなこと意図していないでしょうけれども、そういうふうにとられかねないのはばかばかしいです。何より実際問題として、もし再稼働がないという状況になった場合には本当に困りますから、今、多少のお金をかけても準備される必要があるんじゃないか。さらに今料金の上積みを要求されるということは、再稼働しないということはそういう意味なんだよということも、天下に知らしめるということになり、むしろ電力会社にとって必要なことなんじゃないかなというふうに思いますが。

○安念委員長

ありがとうございます。それでは松村先生、どうぞ。

○松村委員

質問の一覧にはなかったようですが、関西電力の資料でスライド8、九州電力の資料でスライド11以下のところでご回答いただいている部分は、私のコメントに対するものではないかと思ったので、これについて申し上げます。

仕様も含めて費用削減に第三者の目も入れ、どれだけ経営効率を改善しているか、コスト削減の努力をしているかを示してくれと言ったつもりでした。例えば関電のスライド8に関しては、これが回答だと私は思っていません。これは「改善にちゃんと取り組んでいる。それを今後具体的に示していくつもりである。しかし、この限られた時間の中では全部説明できないので、総論として今回はこう示した。」ということだと理解しています。これで説明を尽くした、これで終わりだと思われると困るので、念のために発言しました。具体的な詳細な説明は、これから個々の論点ごとに説明していただいてもいいし、あるいは後ほどまとめて説明していただいてもいいし、あるいはいちいち説明していたら時間がないので、文書で出すというのでも構わないし、場合によっては、経営情報にかかわることだから公開はまずいけれども、ちゃんとやっているということは守秘義務を前提に役所及び委員には見せるという形なのかもしれない。いずれにせよ、情報が相当に詳細に出てくる、国際標準とかけ離れた独自仕様に関しては特に詳細に出てくるものと思っておりますので、そのようにお願いします。

具体的には、コストがこう下がったということも重要ですが、仕様のも重要なので、関電仕様、九電仕様がまだ残っているのならば、こういう合理性があるのでこの仕様は変えられないという

ような説明を懇切丁寧にしてほしい。単に事例を1つや2つや3つや4つや10個を出してくれと言っているわけではありません。今の段階では、例えば国際標準の製品にわざわざペンキの色を変えて、そのために2倍の費用になるなんて、そんなばかなことはさすがに全くなくなっているとは思いますが、それに類するものが残っていないかどうかをチェックしたいというのが意図ですので、そのようなことがわかる資料の提供をお願いいたします。

特に、例えば関電ではスマートメータが問題になってくると思います。独自仕様になっているとしても、それはこういう合理性があり、したがって例えば料金原価に織り込まれているコストに関して、東電で認められたスマートメータのコストに比べても決して高くはないのであれば、正当化できるかもしれない。実際に初期に支払うお金は仮に高かったとしても、耐用年数が長いので、その結果として今回の料金に織り込まれる原価としては、東電のものに比べてもこんなに低くなっています、従って独自仕様拘った結果としてむしろ料金は下がっていると言ってくれば、その独自仕様に関しても多くの人は納得すると思います。そういうことがわかるデータの提出をぜひお願いします。

それから、永田委員ご指摘のリースの件です。1回目に言ったことと同じことを繰り返すことになりませんが、これは例外的なケースを除いてこの委員会のマターではないと思います。資産売却だとかの話も今回も出していただいた。これはリストラに取り組む姿勢をアピールするという点で非常に重要なことです。しかしこの委員会では、余分なグラウンドを売却せよとかというのは難しい。余分な資産に関しては料金原価に入れない、レートベースにも、あるいは建物等の償却費や維持費も入れないという形でしか、この委員会では言えない。リースに関しても同様です。リースにすればコストが下がるということがあれば、仮にリースせずに高コストになっていたとしても、合理的にリースを利用したとしたら下がったはずのその低いコストの分しか原価算入を認めないということではできても、無理やりリースせよということではできない。それは事業者の判断です。

更に、常識的に考えて、リースをすればコストが下がるというのは、私には想像が付きません。仮に資産を売却して使用形態が変わらず、全くそのまま使い続けるとします。その資産を買う方は、関電なり九電なりが払ってくれるお金で十分な収益が得られる価格でしか資産を買わない。従って、資産売却後にリース契約するのは、一時的なキャッシュ・フローに関しては助けになっても、コストの低減にはつながらない。むしろ、先方が要求する報酬率のほうが、電力会社の料金算定上の報酬率よりも高ければ、料金は高くなってしまふことだってあり得るわけです。私たちは、そんなことをしろなどとは決して言わないし、普通に考えればそれが切り札だと到底思えない。しかし永田委員がわざわざあのようにご指摘になったということは、何か具体的に、こう

いうものについてはリースでコストが低くなるというアイデアをお持ちであれば、具体的に言うべきです。一般論としてはそれでコストが、料金が下がると到底思えない。

本来のリストラは、使用形態を変えないで資産を売却してリースにすれば資金繰りが助かるというような小手先の話ではなく、そもそも使わないで売却するということだと思います。使用形態を変えないでリースにすることで、通常コストが下がることは想定できないので、もしお知恵がおりなら、具体的に指摘していただけると、関電や九電にとっても助かるアドバイスではないかと思います。それがなければ、見せかけだけの小手先のコンサルで高い料金を要求するアドバイザーとなら変わりません。この委員会ですべきことではありません。

以上です。

○安念委員長

ちょっとこの辺で区切りましょうか。

最後の点ですが、資産の売却は直接に原価の問題じゃないというのも全くご指摘のとおりですが、何しろ財務体質がこれだけ悪化しているので、当面のキャッシュ・インの方法としてリースバックもあるんじゃないかと、そういうふうにご指摘だったように思います。つまり、リースにすると当然コストが下がるわけではなし、下がるものもあれば上がるものもあるとしか、多分言いがたいはずであって、そのお話だったと思いますので、また、今後議論を深めていきたいと思っています。

○松村委員

私は、その発想、その議論は危険だと考えます。料金を値上げしなければ当面の資金繰りも苦しく、安定供給に難しくなるとの説明伺いました。もっともだと思います。それから、料金値上げが資金繰りにも影響を与えるというのもわかります。しかし、キャッシュ・フローがもし潤沢だったとすれば値上げは認められない、コスト増でも頑張って値上げしないでやれ、などというようなことは言うべきではないと思います。それはこの委員会のミッションではない。もしそんなキャッシュ・フローだとかというようなことを言い始めれば、極端なことをいえば、もともと自己資本を厚くしていた事業者は、当面の資金繰りに問題ないからその自己資本を食いつぶすまで値上げが認められないなどということになったら、自己資本を積み増して安定供給に支障のないようにするインセンティブを著しく損ねます。有識者会議でも確認されたように、3割の自己資本比率が望ましいという前提で事業報酬率が決められています。自己資本比率3割を維持していたら値上げが先延ばしされ、1、2割だったらより資金の逼迫が深刻で早急に値上げが認められるなどということになりかねません。このような制度の運用は望ましくありません。東電のケースでも確認したように、資金繰りを配慮して甘く査定することもその逆もないというのが、そ

もそのこの委員会のあるべきスタンスだと思います。当面のキャッシュ・フローの議論に脱線していかないで、本来のミッションに集中すべきです。効率的な経営の下で電力の安定供給に必要な不可欠な費用は、資金繰りの問題があろうとなかろうと適切に料金で回収されるべきです。

○安念委員長

それはもう全くご指摘のとおりです。キャッシュ・フローは料金算定上何ら考慮されないのは、これは法令がそう定めていることですので、それはもちろんそのとおりでございます。これは恐らく背景的な事情ということだろうと思います。

そこで、現段階でお答えいただけるものだけお答えいただければ結構なんですが、幾つか既に論点が出ました。一つはリースバックその他のキャッシュ・インの方法について、もしお考えであれば、それはお答えいただければよいという、そういうことでございます。

それから、卸電力については、オフピークのときには、自社電源が安くて高く売れそうだなというとき、そういうときには出せるじゃないかという話ですけれども、それは検討してよろしいのではないかという、そういうご質問がありました。

それから、東電がコンテナ型の小さい火力発電所を急速に調達した話との関連で、原発の稼働が十分見込めないのなら、稼働ゼロと仮置きして、その分20%でも30%でも値上げせざるを得ないという申請の仕方もあり得たのではないかと、こういうお話でありました。

それから、外部調達については、今後当然のことですが、修繕費を中心といたしまして、かなり深掘りした議論をしていかなければならないと思いますので、その点については資料のご提供やご説明等を含めてお願いをすることになるだろうと思います。

以上の点につきまして、当面お答えいただけることがありましたら、どうぞ関電さんからお願いいたします。

○岩根取締役副社長

岩根でございます。まず、非事業用の資産の売却もしくは転貸等につきましては、今後とも社宅賃貸につきまして、売却を予定しておりますし、現在も賃貸しているものもございまして、この辺のコストの観点、あるいはキャッシュ・フローの観点で整理いたしまして、次回以降にご説明させていただきたいというふうに思います。

それから、八田先生の卸電力取引所、おっしゃるとおりでございます。我々のほう、平成23年、24年と非常に需給が逼迫していたことは事実でございます。それで、今回、後ほどご説明しますけれども、一応23年度とちょうど原子力利用率が、今回、想定期間が同じでございますので、ほぼその量並みで想定しているんですけども、23年度はどういう状態かといいますと、買いのほうは毎日札を出しました。毎日札を出して、結果としてその量でやりました。売りのほうは、

おっしゃるとおり、23年度は売り札は毎日出していたかという点、余裕のあるときしか出していないと、少し出している数は少ないと思います。今後、原価の算定結果につきましては、当然買いは毎日出しますし、売りについても、予備力に余裕のある限りできるだけ出していくというのが基本的な考えでございますけれども、原価算定期間中、火力の定検も入ってきますと、当社は揚水とか石油の一番高いものが予備力になってくるとお思いますので、札は毎日出せるときは出しますけれども、そんなに大きい成約はないのではないかとというのが我々の今の考えでございます。そういう考えで織り込ませていただいております。

それから、再稼働されなかったときの対策でございますけれども、これもこの24年、我々できる限りの対策をいたしまして、緊急対策としましては、姫一にガスタービン、これを置かせていただいております。それ以外については、需給調整契約というメニューと、最後はネガワットという対策を講じてやってきたわけでございます。原価算定期間につきましては、一応来年の夏に高浜が稼働するということを想定しまして、おっしゃっているようなガスタービンの追加の分とか、それからこういうネガワットによる需給調整が大きく増えるというようなふうには、今現在織り込んでおりません。もし、こういうのを入れるとなると、さらに申請率というのは高くなるというふうに考えてございます。

それから、松村先生の、この仕様も含めた資材調達とあらゆる効率化につきまして、これは当然我々として、今回のものは一例サンプルというつもりでお出ししておりますので、あらゆる効率化の取り組みにつきましてご説明する必要があると思っております。次回以降、効率化というパートもございまして、このときにご説明して、不足でしたらまた文書で出すなりといったようなことも考えてまいりたいと思っております。

以上でございます。

○安念委員長

ありがとうございます。九電さんいかがですか。

○坂口取締役常務執行役員・経営企画本部長

大体同様です。

○安念委員長

わかりました。すみません。辰巳委員の質問ですが、割り込んで申し訳ありません。関電さん、先だって社債発行されましたよね。大分スプレッドがあったんですか、失礼ながら。

○岩根取締役副社長

いや、あの時点は、まだ今日ご説明したスプレッドよりは低いスプレッドで出ていますけれども、今、セカンダリーマーケットのスプレッドというのが相当上がっていますので、今出すとな

るとかなりリスクがありますし、大規模の社債を発行するとなりますと、かなり応募する利率がばらついてくるとお思いますので、今後社債を発行できるかどうかというのはちょっと慎重に、今、考えさせていただいております。

○安念委員長

さっきの1.2という数字はセカンダリーマーケットでのスプレッドですね。直近の発行市場の数字はないわけだから。わかりました。

すみません、どうも。辰巳委員どうぞ。

○辰巳委員

ありがとうございます。直接そのまま料金見直しに反映できる話ではないのかもしれませんが、一応確認のつもりです。広報との関係で1ヶ月300キロワットアワーが平均であることの根拠というお話を前回させていただいて、今日幾つかの資料の中にそのお話がありました。改めて少し確認ですが、季節によってすごく消費電力量が違いますね。冬場、夏場は多く、季節のいいころは、かなり消費電力量が少ないですね。そういうのも全部年間で平均なさってのお話でしょうかというのが一つ。

それから、関電さんの場合ですが、スマートメーターがかなり普及していますよね。何%かはわからないですが、何百万戸というお宅に普及しているとお聞きしたことがあります。全体の平均ではなくて、そういうスマートメーターで取れるデータだけで個別の数値の平均を取ることは、可能でしょうか。しかも年間通してということで、お聞きしたいなと思います。

それから、九電さんの場合は、2番の資料でしたか、契約アンペア数のアンペア別のシェアで、30アンペアがとても多いという表現でした。しかし、これはピークというか高さ、キロワットの話でして、300キロワットアワーというのは、別に30アンペアで契約しようが20アンペアで契約しようが、300キロワットアワー以上使うことは可能ですよね。だからこれだけを見てしまうと、何となく30アンペアが300キロワットアワーなのかなと思ってしまうので、誤解を招かないでしょうか。あるいは私の考え方が間違っているのか、その辺りを教えていただきたいなと思っております。

また、先ほどの関電さんと同じく、1年間の平均でこれをお出しになっているのか。それから、小口で販売している総消費電力量、キロワットアワーを契約口数で割るなんていう乱暴なことはしておられませんよねということをお聞きしたかったのです。つまり、1戸1戸がそれぞれ何キロワットかを平均しておられるんでしょうねということ、伺いたかったのです。以上です。

さっきも申し上げたように直接料金に関係するかどうかはわかりませんが、平均の300キロワットアワーでの料金の引き上げ率がすごく影響しますもので、もう一度再確認をお願いしたいと

思いました。

○安念委員長

じゃ、これは、すぐにできる話ですのでご回答いただけますか。

○岩根取締役副社長

300キロワットアワー、季節によってももちろん違いますので、その年間の平均でございます。ですから、もし次回よろしければ、季節ごとの差というのは、お出しできると思います。

それから、スマートメーターは今、150万件ございますので、スマートメーターの分のデータとそれ以外のデータを分けること、これも可能ですので、それは次回出させていただきます。

それから、弊社の資料の13ページを見ていただいたら結構かと思いますが、全部のアワーを全部のお客さんと割ったわけではなく、一応こういうふうに分けて、ばらつきがございまして、こういうばらつきで見ましても、300キロワットは大体平均にはなっているという検証はさせていただいております。

○九州電力株式会社説明補助者

季節によって変わるものを、年間平均しているのはそのとおりでございます。それから1軒1軒の使用量ということ、ばらつきを見ながら、大体300キロワットアワーぐらいの平均になるということでございます。それと、当社の場合は、アンペアリミッターによる契約というのを採用しておりまして、30アンペアリミッターという1つの制限器をつけております。それをつけることで基本料金を請求するということございまして、お客様のご契約が30アンペアリミッターをつけているお客様かどうかというのが1つのモデルになってまいりますので、単なる最大電力の実績じゃなくて、基本料金につながる設備的なもの、30アンペアリミッターをつけているお客様が一番代表的な例である。そういう意味合いでこのモデルをつくっております。

○辰巳委員

ありがとうございます。そうすると、30アンペアで契約なさっている方だけを抽出して、例えばの話、その人たちの1年間の消費電力量を例えば12で割るとかということはできますよね。そうしたときも300キロワットアワーになりますか。

○九州電力株式会社説明補助者

そのときは少し使用量が減ります。というのは、ご家庭用じゃない需要が結構ある。例えば倉庫需要とか、そういったご家庭用じゃないご契約種別が結構あるものですから、平均の使用量としては、そのまま単純平均しますと、230ぐらいのキロワットアワーになってしまいます。従量電灯Bの全体のばらつきで平均しますと、大体10アンペア当たり1カ月100キロワットアワーというのが、通常のご家庭の使用量でございまして、そういうものが全体平均されると、大体

300キロワットアワーぐらいになるというような話です。

○辰巳委員

ありがとうございました。ちょっとよくわかっていないので、後で落ち着いて理解します。

○安念委員長

じゃ、その次、どうぞ飯田さん。その次、陶山さん。

○飯田オブザーバー

飯田です。関西電力さんに2つ質問がございます。

この資料で言いますと、2番目のスライドのところです。これを見ると、税金資産の評価の問題です。一般的に言いますと、収益の黒字見込みが立たないときに、こう書いてあることというのはあり得ることだと思うんですが、電力会社という特殊性があるんだと思うんです。それは、だれしも電力なしには生活できない。ですから必ず需要があるということと、その料金体系は、ここで議論しているように、総括原価方式によって、必ず、短期的に赤字体制があったとしても、原価方式によって黒字に転嫁できるという、この担保があるというのは、ほかの一般の株式会社と全く違う点だと思うんです。そういう点から言うと、繰延税金資産を取り崩しせざるを得なくなるという可能性を言及すること自身がおかしいのではないかというふうに、私は思います。会計上はそうなるのかもしれませんが、将来的にはその原価方式で収入が担保されるという、そういう枠組みの中で議論しているわけですから、そういう点で言うと、そのこれの取り崩しが可能性が出てくるので、その純資本が減っていくんだという、この説明の仕方というのはちょっと納得できないと思います。これが1つです。

2つ目が、5ページのスライドのところの計画上の予備率確保の問題です。一般的に8%から10%の計画を組むんだというふうに言われています。ちょっと私のほうでわからないのは、一方で稼働しているときに、その必要な予備率として3%という指標があるんだと思うんです。計画段階では8%程度で、稼働時のときには3%ちゃんと確保するという、この差の5%というのは一体何なのかというのがちょっとわからないという、その2つです。

○安念委員長

わかりました。じゃ、陶山さんどうぞ。

○陶山オブザーバー

すみません、話題がちょっと拡散させてしまうのかもしれないんですけども、今、委員の皆様方のやりとりをお聞きしてまして、ちょっと疑問になったんですが、例えばピークシフトを進めていく、あるいはスマートメーター等を使って効率よくデマンドレスポンスをしていくというようなことで、全体の発電量を抑えていったときに、この先3年間当たりで、コスト全体を絞

り込んでいって、ここが料金に影響を与えるのか与えないのか、まだ全くそんなレベルではないですよということなのか、あるいは将来的、長期的にでもそういうことは可能なのかということはどう考えておられるのか、少し疑問になりましたのでお聞きします。

○安念委員長

今、ご指摘いただいた点は、次の需要想定のところでの決定的な問題ですので、極めて重要な問題だと私も認識しておりますので、そのところでまた議論いたしましょう。

それじゃ、飯田さんのご質問についてはどうでしょう。繰延税金資産ですが、これは会計士から言われているんじゃないんですか。

○岩根取締役副社長

おっしゃるとおり、電気事業は確かに総括原価による担保、需要による担保というのはおっしゃるとおりでございますけれども、今言われていますのは、ここは1ページにも書いてございますように、このまま料金改定を行わなければ、すみません、2ページの上の枠に書いてございますが、このまま料金改定ができなければ取り崩しをせざるを得ないというのが、会計士から言われておまして、料金改定をするということによって、繰延税金資産の取り崩しを留保いただいているということでございます。

それから、予備率につきましては、やはり長期的には8%いると思っております、これは例えば少し長期的な需要、景気等による需要の誤差とか、電源トラブルとか、そういうのを考えますと、8%程度いりまして、至近になりますと、長期的な景気動向の需要誤差等はなくなってまいりますので、気温の変動等による需要誤差とか、緊急時の電源トラブルということになります、例えば全日とかになりますと3%程度でいいと、このように考えてございます。

以上です。

○安念委員長

計画とオペレーションの違いということですよ。じゃ、梶川委員どうぞ。

○梶川委員

前回質問させていただいた事項とちょっと関連するのでございますけれども、九電さん、関電さんも同じなんですが、九電さんの10ページで、経営効率化と見積もり原価のコスト増分という表をつくっていただいたんですが、この中で、人件費でコスト増のほうで、退職給付の数理計算上の差異償却という項目で、230億金額が書かれているんですが、これはそういう意味では、今、原価算定期間中、そのぐらいの償却が見積もられるという意味なのでございましょうか。将来こういうコスト増が出続けると、そういう意味でございましょうか。

○坂口取締役常務執行役員・経営企画本部長

過去の年金資産の運用の中で、益が出て、人件費にとってはプラスになったりマイナスになったり、運用実績によるんですけれども、5年間で均等償却していっていますので、その影響が原価算定期間に入る部分があるということでございます。したがって、運用実績がよくなっていけば、これは解消するほうにいきます。

○安念委員長

ここのところ株安だったという、そういう話でしょう。

○梶川委員

過去はそうなんですけれども、この後の期待運用収益等との乖離によっては、必ずしもこの金額の償却というわけではないのではないかなと思うんですが、そうしますと、節減効果の金額も動かれてしまうのではないかなと思うんですけれども。

○坂口取締役常務執行役員・経営企画本部長

ただ、これは過去の運用実績から、もう25年から27年に絶対償却する必要な分でございます。

○梶川委員

ただ、また新たに出る分は、また使われますよね。

○坂口取締役常務執行役員・経営企画本部長

それはあり得ます。

○梶川委員

ですから、それは上がったたり下がったりの分なんじゃないかなというので。

○坂口取締役常務執行役員・経営企画本部長

実収支としては、そういう、今後入ってくる分がどうなるかというのは、運用実績次第でございますね。

○梶川委員

とすると、ちょっと経常的にその分がコスト増要因というふうに考えるのも、なかなかちょっといろいろなケースがあるのではないかなという気はするので、その400億のご努力ということがどんな中身を持って出てくるかということは、またちょっと別のお話なんじゃないかなという気がしたんですけれども。

○坂口取締役常務執行役員・経営企画本部長

これは、だから金利水準とかが今後どうなるかという、ある面、自社努力ではどうしようもない世界なので、今、実際に確定している増分はもう原価に入れざるを得ませんけれども、今後25年以降にどういうふうになるかというのは、原価としては全くプラスでもマイナスでも入れておりません。見込みようがないので。

○梶川委員

そういう意味では、この400億の効率化という数字がちょっと微妙な感触を持ってしまうんですけども、230億が上がるとすれば400億になるんですけども、230億じゃなくて、運用が、本来の期待収益が上がれば、もうちょっと低い収益。

○坂口取締役常務執行役員・経営企画本部長

いや、230億はもう既に、過去に確定している分でございます。

○梶川委員

わかりました。確定しているんですけども、ただ、それは每期每期起こってくることでしょね。今後の問題としましてね。

○坂口取締役常務執行役員・経営企画本部長

ただ、それはだから人件費が、勝手に我々が今後の金利水準を考えて、まだ人件費が増えますと言ったり、逆に減るほうで貢献しますというふうに、原価として織り込むわけにいかないので、ニュートラルにしか入れていないということです。

○梶川委員

わかりました。

○安念委員長

考えられているのは、見場の問題ですわな。わかりました。

○梶川委員

すみません、それはかなりの程度、見場の問題の話で、説得力のあるご説明という意味で、ちょっとすみません、しつこく聞いてしまいまして申しわけございません。

○安念委員長

ここの230億は、要するに、過去の株の調子が悪かったので、その分の後始末をこの先何年間かでやらざるを得ないという、そういうお話ですよ。

○坂口取締役常務執行役員・経営企画本部長

そうです。それより前に、運用実績で人件費の削減に貢献していたんです。

○安念委員長

わかります、それは。ほかはいかがですか。

3. 前提計画について①

○安念委員長

じゃ次移りしましょうか。とりあえず。それでは、本論といえば本論ですが、前提計画の議論に

移りたいと思います。

今回の申請結果の前提となった前提計画の内容につきまして、両電力からそれぞれご説明をいただきたいと思いますが、その前に今後の審査の中で検討すべき論点について、まず、事務局からご説明をお願いいたします。

○片岡電力市場整備課長

資料のほうを簡単にご説明します。

前提計画についての論点ということですが、資料5の真ん中あたりに図がありますけれども、原価の算定に当たりましては、さまざまな計画をつくりまして、それに基づき原価を算定していくと。その計画としましては、例えば供給の計画、この中には例えば燃料が入っているのかもしれませんが、供給計画、それから工事、業務、効率化、資金計画、こうしたものがございまして。今回でございまして、さまざまある計画のうち、需要と供給、それから燃料、これに関する計画についてご検討いただければということでございます。その他人員計画、経営効率化計画、設備投資計画等につきましては、それぞれ13回以降、個別の論点のときに、ご議論いただければと思います。

まず、需要想定でございまして、当然その需要の見通しというのが、将来供給力の確保に当たっての前提になりますので、料金の見直しの前提になるということでございます。

2ページ目でございますけれども、したがって、その算定がどのように適正にされているかという観点でございまして、短期及び中長期のそれぞれにおいてアワーとキロワットをどのように算定しているか。その際に、需要種別でどういうふうに行っているか。それから、前回以降議論がありましたけれども、節電の定着でありますとか、料金メニュー、新電力との競争等の要因をどのように織り込んでいるか。それから、過去、この見通しと実績はどの程度乖離していたかと。こうしたことが論点になろうかと思います。

それに基づきまして、供給力を算定するわけでございまして、供給力、これはさまざま、水力、火力、原子力等ございまして、それをどう織り込むかということによって、当然コストが変わってくるという意味で、非常に重要でございます。論点としましては、供給力を短期及び中長期に同じくどのように算定しているか。その際、これも議論がありましたけれども、メリットオーダーでございまして、自社と他社を含めて供給力をどのように分担させて、最も安い電源から稼働させるというような計画になっているかどうか。その際にきちんと予備率は算定されているか。④と②は重なっているかもしれませんが、水力、火力、原子力をどのように考えているかと。それから、⑤番も、これも議論がありましたけれども、電源構成が変わった場合にはどういうふうに影響があるかと。こうしたことでございます。

最後に、次のページで燃料でございますけれども、去年は火力が中心になりますけれども、火力の中での石油、石炭、LNG、これの比率が先ほどのメリットオーダーで固まってきましたと、それに基づきまして、どのようにその燃料を調達していくのかということが論点になります。ただ、これは恐らく個別論点のほうで議論したほうがいいのかと思いますので、主に需要と供給、その見通しの方法についてご確認いただければというふうに思います。

以上です。

○安念委員長

ありがとうございます。ただいま論点の提示がありましたが、委員の皆さんには別に今の論点にこだわっていただく必要はございませんので、ほかの論点にわたってご議論いただいてももちろん結構でございます。

それでは、需要想定、供給計画につきまして、それぞれ10分ほどで関電さんと九電さんをお願いいたします。

○岩根取締役副社長

それでは、6-1、6-2に基づきまして、ご説明させていただきます。

6-1、電力需要想定でございます。

1ページをごらんください。電力需要については、一定期間に使用される電力量と、電力が最も多く使用される時間の最大電力を想定いたします。電力量は、実績傾向や経済指標との相関により、用途別に年間電力量を想定いたします。最大電力は、想定した電力量をもとに、最大電力が発生する日の日電力量を想定し、電気の使われ方を考慮した上で、1日において電力が最も多く使用される時間の電力需要を想定いたします。

2ページでございます。今回の電力需要を想定するに当たっての主要な前提諸元についてご説明いたします。まず、経済見通しについては、ごらんのとおり緩やかな経済成長を見込んでおります。電力量における節電影響については、足元実績の節電影響と節電継続率を踏まえ、平成25年度から27年度において、毎年51億キロワットアワーの節電影響を織り込んでおります。新電力への離脱については、資金実績並みで推移するものと想定しております。

3ページでございます。想定結果をご説明いたします。まず、料金値上げによる需要影響ですが、電気料金の値上げによるお客様の電力消費マインドや、電力使用状況の変化を把握することができないため、現時点で定量的に値上げの影響を織り込むことは困難と考えております。ただ、製造、非製造業また家庭用を問わず、料金値上げの対応策として、有力な節電の実施は過去幾度にもわたって当社よりお願いさせていただいていることから、既にかかなりの電力消費の抑制をいただいているものと認識しております。グラフをごらんになっていただきますと、節電のなかつ

た平成23年度供給計画と比較して、今回の計画は、節電の織り込みや実勢の落ち込みにより、平成27年度断面で、電力量については91億キロワットアワー、最大電力については312万キロワット低い水準となっております。今後、料金値上げによる影響も含めて、さらに想定の精度を高めていきたいと考えております。

なお、4ページ以降に規制部門、自由化部門、用途別の想定方法を記載させていただいております。

続きまして、供給電力量6-2でございます。1ページでございます。供給電力量の算定における考え方をまとめております。今回、原子力につきましては、料金算定のための前提として、現在稼働している大飯発電所3・4号と、ストレステスト一次評価結果の審査が最も進んでいた高浜3・4号の原価算定期間中の稼働を見込み、他の7機については原価算定期間以降に稼働するものと仮定しております。

2ページでございます。当社は姫路第二発電所1から6号の設備更新工事を行い、高効率のLNGコンバインドサイクル火力機を導入することといたしております。発電燃料単価の安い石炭、LNG、石油の順に供給電力量を配分しており、姫路第二発電所のリフレッシュにより、LNGコンバインドサイクルの割合が増加しております。

3ページでございます。火力発電料の発電所ごとの電力量については、基本的に発電燃料単価の安い火力機を最大限活用するメリットオーダーの考え方に基づき配分しております。ただし、今回の想定に当たっては、原子力利用率が低いため、火力発電量が大幅に増加した結果、姫路LNG基地の取扱量の上限に達するLNG火力機の発電電力量が抑制され、一方で石油火力機の発電電力量が増加しております。

4ページでございます。IPPに関しましては、契約に基づく変動範囲内の上限での利用率を見込むことで、メリットオーダーとなるように配分しております。

5ページ以降に、電源種別ごとの特徴やメリットオーダーの考え方に基づく詳細な算定手法などを記載しておりますが、説明は割愛させていただきます。

18ページに供給電力量の算定結果を掲載しておりますので、ご参照いただきたいと思います。

以上でございます。

○安念委員長

ありがとうございます。それじゃ九電さん。

○坂口取締役常務執行役員・経営企画本部長

それでは、1ページ目をごらんください。先ほど、関電さんの説明と同様の内容になりますので、1ページ目は説明を省略させていただきます。

続きまして、めくって2ページのほうでございます。電力量の想定の流れについてですが、初めに電灯や業務用などの用途別に実績傾向や関連の深い経済指標の見通しを考慮して、節電がない場合の電力量を想定しております。次に、平成23年度から24年度の節電実績等をもとに定着した節電量を想定しております。最後に、節電がない場合の電力量から節電量を控除して差し引きして、販売電力量を算定しております。

3ページでございます。想定に使用した経済指標についてですが、用途別の電力量想定に当たりましては、過去の実績の傾向を踏まえながら、ご家庭向きのご契約である電灯の口数は、九州の人口と、それから産業用の電力量は鉱工業生産指数、I I Pといいますが、それとの相関により想定をしております。

続きまして、4ページでございます。節電量の算定についてですが、節電がなかった平成22年度の電力量と、その後の使用実績との差から、気温や需要数増減等の影響を控除して算定しております。想定需要への節電量の織り込みにつきましては、お客様へのアンケート結果により、平成24年度の節電影響の約8割が今後も定着するものとして、最大電力で141万キロワット、電力量で約22億キロワットアワーを織り込んでおります。

5ページから7ページにつきましては、用途別の想定方法と想定結果でございます。5ページの電灯につきましては、主なご家庭向きのご契約である従量電灯AとBを記載していますが、九州の人口等からお客様の契約口数を想定し、お客様1口当たりの電力量である原単位を掛け合わせたものから、節電量を引いて想定しております。6ページの低圧電力につきましては、契約電力を想定し、原単位を掛け合わせたものから節電量を差し引いて想定しています。7ページは、自由化部門である業務用と産業用ですが、実績傾向や経済指標をもとに想定した電力量から、新電力へ切りかわる電力量と節電量を差し引いて想定をしております。用途別の電力量を積み上げた全体の想定結果を11ページにまとめておりますが、販売電力量につきましては、平成25年度から27年度の3カ年平均で853億キロワットアワーと想定しております。

次に、最大電力の想定方法についてご説明します。ページが前後しますが、8ページをごらんください。当社の場合、年間の最大電力は主に8月に発生しますので、8月の月間電力量を用いて、1日の電気の使われ方を考慮して、4ページで説明しました定着節電の141万キロワットが今後も継続していただけるものとして、最大電力を想定しております。

9ページ、10ページは、8ページに出てくる用語の説明を参考として記載しております。

11ページに最大電力の想定結果を記載しておりますが、平成25年から27年度の3カ年平均で1,554万キロワットと想定しております。

料金算定の前提となる電力需要想定については、以上のとおりでございます。

続きまして、供給力のほうでございます。

1 ページ目に供給力算定上の前提を書いておりますが、停止中の原子力発電所の運転計画については、安全性の確認が大前提ですが、原価算定上、川内1・2号機、玄海3・4号機が平成25年度内に再稼働するものと想定しております。玄海1・2号については、40年運転制限の判断基準が明確になっていない状況のため、今回の再稼働スケジュールには織り込んでおりません。この原子力発電の前提をもとに、他の電源の補修計画を策定しておりますが、火力発電の補修については、法定の点検及びその点検結果に基づき、安定供給の維持に必要な補修を実施することとしております。新エネルギー等については、過去の実績等を踏まえた発電電力量を計上し、また、他社電源につきましても、現行契約・実績等に基づき、受電計画を織り込んでおります。

2 ページをごらんください。これは夏場の1日の需給運用のイメージを示したのですが、前述の前提条件を踏まえ、想定した電力需要に対して、経済的な電源の組み合わせとなるよう需給計画を策定しております。需給計画の策定に当たっては、まず、調整裕度の少ない原子力、一般水力、新エネルギー等を配分した上で、残りを発電燃料単価が安価な発電所の順に配分していきます。具体的には、発電燃料単価が安価な石炭火力は、ベース電源として、1日24時間フルで運転いたします。LNG火力については、コンバインド機はベース電源として高稼働としており、従来型につきましてはミドル電源として1日の需給変動に応じた運転を行います。また、発電燃料単価の高い石油火力や揚水発電については、ピーク供給力として、昼間の電力需要が大きな時間帯に運転し、夜間は出力を下げる、もしくは停止するという運転を行います。他社火力につきましても、経済性を考慮しながら、契約に基づき、最大限受電することとしております。

3 ページをごらんください。これは、前述の考えのもと、自社火力の運転計画を示しております。円グラフの燃料別の発電電力量割合、表中の運転中利用率からもご理解いただけるかと思いますが、発電燃料単価が安い石炭、それから熱効率の高いLNG火力が高い利用率で、発電電力量の多くを占める結果となっております。一方で、相対的に発電燃料単価の高い石油火力については、利用率を抑えて経済性の原則に従って配分しております。

5 ページでございます。火力発電所の運転中利用率と発電燃料単価の関係について、3カ年平均したものでございます。発電燃料単価の安価な電源ほど高稼働となるように計画しております。

最後に、6 ページをごらんください。これまでご説明した内容を集約した結果でございます。前回改定時との比較をいたしますと、今回は、原子力発電所は6基中4基稼働するものと想定しておりますので、6基稼働を前提としていた前回改定からは、原子力発電電力量が約125億キロワットアワー減少しております。需要電力量についても、約30億キロワットアワー減少しておりますが、残りの90億キロワットアワーについては、ベース電源の石炭火力のたき増し余力はあり

ませんので、LNG火力、石油火力をたき増しして対応する結果となっております。

供給力算定の説明については以上でございます。

○安念委員長

どうもありがとうございました。

それでは、今の両社からのご説明につきまして、ご質問、ご意見等のある方どうぞ。

○辰巳委員

短い説明の時間で、なかなかご説明に追いついていけなくて、理解が十分ではありませんが、例えば関西電力さんの電力需要想定のお話、資料6-1の件なのですが、私は、この前質問したのは、きっと料金が値上がりすれば、ダイレクトに影響のある家庭では、できるだけ節電しようというふうになるのではないかと、私は想定したんですね。それでどのぐらいの需要を想定されていますかというご質問をしたのですが、例えば資料、先ほどの6-1の4というスライド番号の資料では、電灯の場合の想定は、下の取りまとめのところに、節電の影響が継続するものの、料金の払い方を検討することから、結局緩やかに増加して0.6%の伸びで推移するという表現をされていて、結局節電はするとはいいながらも、時間帯別電灯契約などの形をとり、お客様の需要は増えるというふうに想定されています。

だからって私も減りますという何の根拠もないのですが、ここら辺がよく理解できないなと思ったもので、再度伸びるといふところのご説明を伺いたいと思います。結構、家庭用の小口の電灯の比率は高く、影響が大きいと思いますもので。

○安念委員長

秋池委員。

○秋池委員

需要の想定なんですけれども、過剰に抑制した想定をして、停電が起きたりしても困るんですけれども、一方で節電の影響について数字を織り込んでおられて、アンケート調査等で算出したというようなことなんですけれども、どういう前提なのかというのをお教えいただければと思います。それからもう1つ、値上げによる抑制の効果というのは、関西・九州の方がどういう行動をとるかというのはおわかりにならないとは思いますが、東電さんの管内で既に値上げが起こっていて、ただ夏場でないものですから、どのぐらい参考になるかというようなことはお思いになるかもしれませんけれども、そのあたりも参考にしながら、やはり適切な数字であるようにちょっと根拠をお示しいただきたいと思います。それから、もし追加的に抑制できる部分があるのであれば、それは十分織り込んでいただくということかと思いますが、お願いいたします。

○安念委員長

河野さん。

○河野オブザーバー

先ほど前提条件のところ論点としてまとめていただきましたので、需要想定論点のところの1番と3番に関連してご質問したいと思っています。

やはり総電力量に関して言うと、ピークカットというのは非常に有効に働くというふうに理解しているんですけども、メリットオーダーが機能しているとしたら、当然、価格の高い燃料の節約になりますよね。また、メリットオーダーが機能すれば、中期的にも設備の節約にもつながる有効な対策だと思ってしまうんですけども、先ほど秋池先生もおっしゃったように、その電力量をどう想定するかのところ、ピークの抑制とか需要の分散につながる対策メニューを、今どう考えていらっしゃるか。先ほどの説明では、ほとんど私自身は理解できませんでしたので、ぜひそのあたり、実施に向けてどのような検討を進めているかということをご説明いただければというふうに思っています。

それに関連するんですけども、過去、当然のことながら、これまでメリットオーダーをやっていらしかったと思うんですけども、発電実績と、それからそこから得られた理論値が合っていたのか、それとも実際は離れていたのか、そのあたりはどういうふうに考えていらっしゃるのか。それをぜひ資料を提供していただきたいなというふうに思っています。

以上、2点です。

○安念委員長

わかりました。それじゃ、一応区切りましょうか。

山内先生、関連して。

○山内委員

需要想定の話で質問させていただきたいんですけども、九州電力の資料の7-1には、それぞれの需要別の想定の方とありますが、モデルが説明されておりまして、これは関電さんも大体同じようなモデルを使っているんですか。

○岩根取締役副社長

はい。同じ考えです。

○山内委員

そうですね。それで、先ほど、今のご質問にもあるんですけども、料金改定による弾力性ですね。価格の変化によってどれだけ需要が変化するかということについて、前にご質問があって、先ほどの説明の中で、これを説明されるときも、またそれは検討してご説明されるとおっしゃったんですけども、このモデルだとあれですよね、これまでの傾向を延ばすような方法が

使われているので、基本的に価格の変化は出てこないということになると思うんですけども、具体的にあれですか。今までも例えば細かいことと言うと、燃調で価格変動しますから、それでどういうふうに反応があったとかということについて、データ的にはかなりあると思うんですけども、それどころ辺まで分析されていらっしゃるかというのが、まず1つ目の質問なんですけれども。

○岩根取締役副社長

すみません。値上げにつきましては、少なくともこういう原価をそのまま改定するのは昭和55年以来でございまして、55年の時点では、高度成長期でしたので、ちょっとオイルショックの分とありまして、いったん伸びてそのままちょっと下がっているんで、どっちかという値上げのときの影響よりも、ちょっとそういう景気変動の影響のほうが大きかったというふうに認識しております。

それから、確かに燃調等で上がったたり下がったりしていますけれども、どの程度細かく分析しているかは、別途いたしますけれども、今、私の考えている感じでは、その月ごとの燃調で上がったたり下がったりすることの需要に対する影響というのは、今、分析している限りではあまりないと思います。それは資料でまたご説明させていただきたいというふうに思います。

○安念委員長

わかりました。何かお答えいただくことありますか。

○九州電力株式会社説明補助者

値上げの影響なんですけれども、今お客様にお示ししている資料で、これだけ上がりますけれども、これだけ節電の手法をとっていただきますとこれだけ料金が節約されますということをおっしゃっております。この中で、想定の方では、節電量ということを深掘りをいたしております。したがって、今回の前提需要の前の供給計画からしますと、節電の深掘りその他、それから景気の後退による工場撤退等の影響、そういったものも織り込んでおりまして、以前の供給計画のベースからすると、1%から2%弱の低い水準で今回算定しておりますので、そういう中に、ある程度量としては傾向として織り込まれていると、そういうふうにとらえております。それから、燃調による価格弾力性というのは、関西さんがおっしゃったように、余り見られないんじゃないかと思っておりますけれども、それはまたデータとして見る機会があるかと思っております。

○安念委員長

またちょっと出していただきましょう。今までのご質問はあれですよ。

○山内委員

今のお答えに関係して質問しようと思ったんですけども、要するに節電のところと、それか

ら価格の影響の部分と、それから所得の影響の部分というのが、これ判然としないわけですよね。それで、基本的にはモデルが何かつくって推定するしかないと思うんですけども、そういう時間もないと思うので。

それにもう1つプラスすると、いわゆるデマンドレスポンスといいますか、今回もご説明ありましたけれども、料金の時間帯、季特別の料金を入れたときにどうなのかというようなこともあろうと思うんですね。恐らくそういうやつはかなり研究が進んでいて、論文とかあると思うんですよ。ですから、それも参考に入れて、要するに価格、マクロとしてといいますか、全体としての価格の反応の問題と、それから節電、それから所得の問題、これもなかなか難しいですけども、その話と、それから季特別とかそういったものについて、もう少しデータがあると、何か我々としても理解しやすいかなという感じを持っております。

○安念委員長

私も全く同感ですので、今後深めていきましょう。

じゃ、その次、飯田さん。

○飯田オブザーバー

1つの質問と、意見が1つございます。質問のほうからいきます。

6-2の一番最後のスライドに、夏季の最大電力バランスの内訳が示されております。そのうちの火力のところを見ますと、おおむねLNGが25年度が645万キロワットから、2年後に849万キロワットですね、200万キロワットほど増えてございますが、これはどういう要因によるものかというのが一つと、それから揚水の内訳が書いていないんですが、これは水力に織り込んであるのかというのを確認したいと思います。それが質問です。

それから意見ですが、6-1の資料の4と5のところですが、電灯それから電力のところの見込みのところですけども、電灯のところは0.6%の伸び率を見込むということになっているんですが、私のいわゆる消費者としての感覚からすると、今年の夏よりさらに節電が進むというふうに、私は思います。そういう点で言うと、いわゆる関西エリアの節電の仕方というのは、まだまだ余力があるというふうに私は見えていますので、ちょっとここも違うなという意見を持っています。

それから、下の5のスライドのほうですが、この低圧電力のところの2行の文章なんですけれども、老婆心ながらなるんですが、これはとりよによって、無用な怒りを呼ぶ表現ではないかというふうに私は思います。なぜかといいますと、商店の転廃業が進むことによって需要が減るといって、それって一体何なんですかというふうに私は思います。だって低圧電力の需要者という方々は、いわば中小の事業者の方々です。今現在もいろいろな節電の努力や、あるいは経営

上の別途の不況の影響で、非常に苦しい思いをされて、しのいでおられる方がたくさんいるわけです。特に大阪は中小企業のまちでそういう方々がたくさんいるわけで、それを転廃業が起り得るといふ、こういう予測のもとに需要が減るといふ。だって一つのお客様ではないですか、関西電力から見れば。その人たちが転廃業をすることを見込んで需要が減るなんていう、そういう想定って、関西電力のその電力会社としての姿勢というのはい体何なのかというふうに、私はとられると思います。そこはちゃんと説明をしたほうがいいというふうにご意見を申し上げたい。

○安念委員長

松村先生、いかがですか。

○松村委員

まず需要の価格弾力性に関してです。先ほどの燃調の効果で計測するという議論は、私はミスリーディングだと思います。今回の値上げは、いったん上げたらこの後3年間続くというものです。燃調で価格が上がったのは、その後の輸入価格の変動に応じて上がったり下がったりするものです。例えば、省エネタイプの機器に買いかえることを検討するとき、今後3年間ずっと高い値段だということと、今月だけ高いということと、同じ反応をするはずない。明らかに需要の価格弾力性は長期の価格変動の方が高くなるはずで、需要量が燃調に反応しないことをもって需要の価格弾力性が低いと決めつけるのは納得しかねます。データが少ないというのは事実ですが、需要の価格弾力性については一定の研究がありますから、仮にそれを使うという考え方もあると思います。本当にそれが関西電力、九州電力のケースでぴったり当てはまるかどうかという問題は確かにあるとは思いますが、データがないのであればそれを使うのも合理的だと思います。

需要じゃない点もいいですか。6-2、関電の資料の3ページです。注記で姫路LNG基地の受け入れ制約に伴う抑制とあるのですが、これはとてもわかりにくいので、行政との間にどういう取り決めがあって抑制されているのか。あるいは調達源は別に自社のLNGじゃなくても、姫路には大阪ガスの基地があるわけですし、現に姫路の関電の基地から託送で高砂の発電所に送っている事例もあり、実質的に大阪ガスの基地の機能の一部を関電の基地が担っているわけですから、逆だって原理的には可能なはずで、しかし大阪ガスから購入してくると高い価格になるので、こんなコストでは到底できなくなり、このメリットオーダーではできませんとかいうこともあり得ると思うのですけれども、いずれにせよいろいろな可能性があるわけですから、もうちょっと丁寧に説明してください。この1行ではさすがにわからないので、後ほど文書で出してください。お願いします。

○安念委員長

ちょっと区切って、後で南委員から伺うとして、まず飯田さんのご質問に対してはいかがです

か。

○岩根取締役副社長

まず、供給電力量のほうのご質問の18ページのほうでございますけれども、まず、LNGが増えておりますのは、先ほどご説明しましたように、姫路第二発電所、これをコンベンショナルの古い発電所から、コンバインド発電所に転換しております、本来はこれリプレースでございます、255万が289万、290万ぐらいに少し増えるんですけれども、ちょっとこの需給の状況を勘案しまして、古い姫路発電所の6号機まであるんですけれども、そのうち5号、6号については、これからの調整になりますが、しばらく廃止を延期させていただく計画としております。このためLNGが増えております。

それから、この水力の中には揚水がございまして、四百数十万キロ、これ内数で揚水が入っております。

それから、この低圧のところにつきましては、大変申しわけございません。想定手法ということでちょっとこういうこと書いてございましたけれども、おっしゃるとおりでございます。配慮が足りませんでしたので、深くお詫びいたしまして、もうちょっと一般の方に客観的にわかりいただくような表現でさせていただきたいと思っております。申しわけございません。

○安念委員長

それと姫路ですが、詳しい資料後日というならいいんですけれども、これは何のことですか。

○岩根取締役副社長

姫路につきましては、これは390万トンという枠がございまして、これは大阪ガスさんと半分半分で390万トン持っていて、これはほぼ姫路のバース、バースの能力がその合計では780万トンぐらいでございまして、ほぼなんですけれども、そのバースの能力をもとに両社で折半するというので、390万トンという枠にしております。ですからこれを増やそうと思っております、行政さんとバースの能力を含めて協議が必要になります。それで我々として何も努力していないかといいますと、実はこの390万トンで電気事業用以外にも、我々そこを使ってガス事業もやっておりますけれども、ガス事業につきましては、この原価算定期間で契約が切れたもの、これは延長もできるんですけれども、それは延長しないということにしまして、電気事業のほうに振り向けております。そうした分の結果で、現在こうなっております。また、資料等があれでしたら、また別途ご説明させていただきたいというふうに思います。

それから、大阪ガスさんとはパイプラインでつながっておりませんので、発電所はつながっておりませんので、大阪ガスさんからガスでいただくというわけにはいかないということでございます。

○安念委員長

じゃ、今おっしゃったのは、港湾管理者としての大阪府なり大阪市との話し合いをしなきゃならんということですね。ガス専用の港というか埠頭があるということなんですか。

○岩根取締役副社長

姫路のLNG基地というのがございまして、それが兵庫県さん、姫路市さんとの取り決めがございまして、これについては、当然努力はさせていただきたいと思っておりますけれども、現時点でまだ見込みが立つものでございます。

○安念委員長

どうもありがとうございます。

じゃ南委員どうぞ。お待たせしました。

○南委員

私も今の関係ですが、関電さんの6-2と九電さんの7-2、いわゆる供給のほうについて、ご質問をさせていただきます。

関電さんの資料で言うと、先ほど松村先生がごらんになっておられました3ページのメリットオーダーのところですか。これは簡単に言うと、安いから高いのまで、普通は反比例のような表になるのが、今ご説明いただいた姫路LNGの制約に伴って、LNG-Eというこのひし形のもので価格帯が高いんだけど、稼働率が高まっているという理解でよろしいのかどうかということです。

九電さんの資料の5ページは、その観点から見ると、例えばIPPなどは廉価のように見えるんですけども、その稼働率が右側に寄らないで、自社コンバインドLNGその他がいわゆる廉価ではないのに稼働率が高くなっているというところについて、ちょっと素人にはわかりづらい点もあるので、ご説明いただきたいというのが一つです。

それに関連して、他社火力といいますか、他社電力の受電について、ご計画では両電力さんともほぼ横置きみたいな形になっておられて、例えば九電さんの資料の4ページを見ると、契約に基づき、契約の範囲で経済性を考慮して計画と書いてございますが、ちょっとざっくりばらんに言うと、何を言っているのかよくわからない点もございまして、他社電力からの調達について、どのような基準でどういうご計画で、現状のIPP等の流れを踏まえた上で、どうこの計画に織り込んだのかという点をご説明いただきたいというふうに思います。

以上です。

○安念委員長

これはメリットオーダーの本質にかかわるご質問ですので、重要ですね。

まずは、姫路の制約については、今の南委員のご理解でよろしいということでございますか。
はい。

その他についてはいかがでしょうか。IPPは安いのに何で70ぐらいにしかになっていないんだ、思い切り使えばいいじゃん、というご質問だったと思うんですけども、これについてはいかがですか。

○岩根取締役副社長

関西電力のほうでは、この4ページのほうに書いてございますけれども、ベース型の安いものにつきましては、もう変動範囲の上限ですので、ほとんど九十数%までいっているということでございます。

○南委員

関電さんのは理解しております。

○九州電力株式会社説明補助者

九州電力でございます。お答えいたします。

まず、九州電力の資料の4ページ、IPP、ミドル火力としてございます。これは十数年前に契約したものでございまして、15年契約ということで、ベースではなくて、ミドル火力ということで、基準の利用率というものを設定した入札条件でIPPとしてミドル火力として入札したものでございます。ということで、設備の稼働率55%程度を基準としておりますので、それをベースとしていると。それを超えたものを発電しようとする、ちょっと先方とのお話もございまして、急に高くなるということもございます。

また、基本的に稼働率55%というと、昼間・ピーク時間帯はフル出力になってございまして、利用率を上げようといつと、夜間帯も運転するということになります。夜間帯はそれと振りかわるのが自社のLNGということになりますので、メリットオーダーにならないということで、そういった契約の範囲で経済性を考慮してというのは、そういうもともとのミドル火力としての契約という基準の利用率があるということと、現実に利用率を上げようとしたときの振りかわり先という経済性の問題といったことで、こういった利用率に結果としてなっているということでございます。

以上でございます。

○南委員

もう一つ質問したいと思うんですけども、25年と27年の計画で、現状の情勢を踏まえて、しかしながら他社電力の導入を横置きにしている理由についてご説明ください。

○安念委員長

これはいかがですか。他社からの購入については。

○岩根取締役副社長

今年、かなり節電で他社さんからも他電力さんからも、相当緊急の融通なり、融通のお話をさせていただいて、その結果、いただけるものは非常に限定的でございますし、かつ追加のものは、我々のメリットオーダーの一番高い価格よりもさらに高いという状況でございますので、他社を入れてもこのメリットオーダーは変わらないというふうに考えてございます。

○安念委員長

九電さん、何かご見解おありですか。

○坂口取締役常務執行役員・経営企画本部長

同じです。

○安念委員長

わかりました。今の件は。よろしゅうございますか。

○南委員

よろしくはないけれども。

○安念委員長

ちょっと私もお願いがあります。というのは、素人向けに、九電さんの7-2の第5スライド、それから関電さんのほうの6-2の第3スライド、大体同じ性質の絵というかグラフなんです、関電さんのほうにはIPPの印が入っていない。いや、別にそれを見て、そこから先、嫌味を言うとか、そういう意味ではなくて、両社そろって示していただけると見やすいかなと思って、もし作成していただけるものならしていただけたらと思ひまして。

辰巳委員。

○辰巳委員

ありがとうございます。先ほどの話ですが、燃料調整費の話と、値上げの影響の話のことにこだわって戻ってしまってすみません。まず、燃料調整費に関しては、一般的に私の感触として、消費者の人は頻りに動いていることには、ほとんどの方が気づいていないと思っています。だから、それによる節電は、私も余り影響がないような気がします。しかし、値上げは、やはり大々的にマスコミも広報しますもので、いやでも気づくので、かなり行動が違うと思います。つまり一緒ではないと思いますというのが意見です。

それから、もう1つ、これは質問です。6-2と7-2のいずれもですが、イメージで話して申しわけないのですが、これは自分たちの発電量がどうであって、足りなければIPPさんのものを買い足してとか、そういう説明になっていますが、逆に売ることもあるのではないですかと

質問したいのです。例えば、他社から頼まれて売るといふような。それが卸電力市場との関係なのかもしれませんが、そういうことがこの説明中に反映されていますか。安い電気を買って高いのを売るといふことを本当はしたいと思いますが、ただそういうふうには具体的にではなくとも、売る電気というのものもあるのじゃないかと思っております。

○安念委員長

ございますよ。どうですか。後で販売電力料の話が出てきますけれども。そこでやりましょうか。じゃそこでやりましょう。

その次は、松村先生いいですか。

○松村委員

すみません、先ほどの南委員のご指摘が私ももつともだと思ったのですが、能見さんの説明が私は理解できなかったもので、もう1度確認させてください。能見さんはこの点に関して2点指摘しました。1点目は契約がこうなっていますという話。それから2点目が、資料7のスライド4の右側の事業者は、昼は既に動かしているもので、稼働率を上げると夜にも動かすことになるので、メリットオーダーにならない。代替するのは自社のガス火力だが、ガス火力の方がコストは低いとの説明でした。。この資料7で出ている全てのガス、石油の数字で、一番低いのは6.3円ですよ。それで問題となっているスライド4の右側の一番高い費用が5.0円と書いてありますね。何で、5.0円の費用で夜動かして、これ以外で最も低いものでも6.3円、したがってどんなに低くても6.3円のガスを振りかえることになる。提出された資料だけ見ているとメリットオーダーにならないという理屈がさっぱりわからない。もしその理屈が正しいとすると、九電が提出した資料7に出てきた数字でないものを使っておっしゃったのでしょうか。だとすれば私は不適切な資料を今参照しているので、どの資料を見ればよいのか、もう1回説明をお願いしたい。

それから、最初の点もよくわかりません。IPPの契約では、確かに通常稼働率の範囲が制限されているというのはわかります。例えばベースとして契約して、稼働率70で前後10%動かすと契約したとします。電力会社の都合で勝手に契約範囲を超えて稼働率を低くすると、従量収入で固定費もある程度賄おうと思っていた事業者が困るので、勝手に稼働率を減らされたら困る、電気事業者の都合で安易に下げられないという議論ならわかりやすいのですが、稼働率を上げる再交渉するのを、何で先方が嫌がるのかわからない。契約がある以上、勝手にできないのは間違いはないと思いますが、何でこれから3年間も先の話で交渉しようとか努力しようとかという発想が全くなかったのはわかりません。契約がそうなっているという当たり前の事実ではなく、もつと中身のある説明、資料の提出をしていただけないでしょうか。

○安念委員長

ちょっとけりつけときましようか。前者の質問、つまり自社のガスのほうが高いじゃんという、その話です。

○九州電力株式会社説明補助者

同じ資料の3ページ、自社火力の運転計画、自社のLNGのところ、Dと書いてございます。発電燃料単価11円、14円、これがコンバインドとコンベンショナルということで書いてございます。先ほど申し上げた自社のガスのたき減らしにならないというのは、この値段との比較でということでございます。4ページでございます他社火力、共同火力さんとかでございますけれども、これは工場でつくった副生ガスということで、調達しておる自社のガスよりも大分安くできているということで、そこのところのガスの値段の違いが、先ほどちょっと混乱されたかと思います。そこはちょっと説明不足でございました。

○安念委員長

ちょっと待ってください。すみません、もう1回だけお願いします。私の理解力の不足のためです。ご説明がまずかったという意味ではありませんので、もう1回すみません。全く同じことをおっしゃっていただけますか。

○九州電力株式会社説明補助者

自社火力の運転計画の3ページでございますが、運転中利用率の表が右にございます。そこに燃料単価が書いてございますけれども、石炭、LNG、石油の単価が書いてございます。自社のLNGが11円とか14円とか、こういう数字になってございます。先ほど申し上げましたのは、IPPを夜運転しても、たき減らしということですが、このLNGの値段よりも基準を超えた分は高いというところで、メリットオーダーにならないということをご説明いたしました。

○安念委員長

今おっしゃるのは、IPPのたき増しをお願いすると、この11円なり14円よりも高くなるということですか。

○九州電力株式会社説明補助者

そうです。

○安念委員長

そうすると、第2のご質問で、焚き増しについては、非常にリジッドに縛りがかかっている、少々焚き増ししても勉強してよとか、そういうことはおよそできないような仕組みになっていると、そういうことなんですか。

○九州電力株式会社説明補助者

そこは今非常に需給が厳しい状況ですので、各社さんをお願いいたしまして、可能な限りの追

加調達というのは、やれる限りのことはやっているということでございます。ただ、この原価算定上は原計画、原契約をもとにということで、何も努力してないということではないということでございます。

○安念委員長

松村先生、いかがですか。

○松村委員

単に頭が混乱してわからなくなっているだけですが、ガスの焚き増し費用が6.3円でも理解できないのだから14.3円なら尚更理解できません。問題となっているIPPの可変費用が14.3円よりも高いという数字はどこを見ればわかるのですか。

○安念委員長

ミドルを超えて焚いてくれというと、そこは割増料金がうんと高くなって、11円なり14円をさらに突き抜けると、こういうご趣旨だったと私は思うけれども、それでよろしいですか。

○八田委員

もうその数字は、交渉の結果わかっているわけですか。この14.3円よりも高いというのは、契約でもそれが書いてあるわけですか。

○九州電力株式会社説明補助者

そのあたりは、必要であればお出しできるかと思います。

○安念委員長

これはクローズでないと出していただけないだろうから、必要だったらまたやりましょう、それは、重要な点だと思います。

○八田委員

IPPの売り手の側の理由がちょっとわかりにくいですよ。ミドルのほうよりもベースのほうを高く売りたいという状況というのは、何か不思議な気がしますよね。石炭の総量が決まっているとか、そういうようなことがあるのかもしれませんが。さっき松村委員がおっしゃったように、固定費用は既に投下されてしまっているのだから、余計に発電できる限り多く売りたいと思うんじゃないかと思いますので、その先方の理由ももしわかれば。

○安念委員長

そうですね。可変費なんだからコストは低減していくはずですからね。まあいいや、平場であれこれ言ってもしょうがないので、また後日やりましょう。

あとはどなたか。じゃ、この辺で一応この問題は区切っておきますか。南委員も納得しないまま聞いたという、そういうことにしておきましょう。

○南委員

これ以上やってもしょうがない。わかったという意味ではないです。

○辰巳委員

もう一つ申し訳ございません。ご説明をちゃんと聞かなかったからかもしれませんが、関西電力さんのほうで、原子力発電の運転中利用率96%と書かれていますが、これは稼働率とは違うのですね。どのように算定しているかというお話があって、えっと思ったもので、すみません。

○岩根取締役副社長

定期検査の期間を除いて、運転中にどのぐらい動くか、4%ぐらいの小さなトラブル等も想定しておりますので、そういう100%フルに動かないという、そういう前提で計画をさせていただいております。

4. 個別の原価について①

—燃料費

—購入・販売電力料

—原子力バックエンド費用

○安念委員長

じゃどうせまたいろいろ議論があると思いますので、一応区切って、次いきましょうか。個別の原価についての議論に移らせていただきます。

前提計画としてご議論いただきました内容に関連して、今回の値上げの大きな要因となった燃料費、また購入電力料・販売電力料、それから原子力バックエンド費用について、最初に事務局よりご説明いただいた後、お待たせいたしました。本日参考人としてご参加いただきました日本エネルギー経済研究所、小山首席研究員からご説明をいただいて、その後で、関電、九電さんからご説明をいただきたいと思います。

まず、事務局から。

○片岡電力市場整備課長

資料の8をごらんください。個別の原価ということで、3費用、今回上げております。

まず、燃料費でございます。ページ数でいきますと、4ページ、燃料費でございますけれども、石炭、LNG、原重油の火力燃料と、核燃料、それから地熱ですけれども、新エネルギー燃料費、この合計額になっています。詳細は、それぞれの会社から説明があります。

5ページを見ていただきますと、前回の20年の改定に比べまして、全日本通関価格、これはどう変わっているかということを上の方で書いてございまして、燃料の価格自体は前回より上昇

しております。一方で、為替が円高になっていきますので、輸入価格は下がるということで、結果として円建てでは、LNG・石炭は上昇、石油は下落になっております。他方で、全日本に比べまして、関西電力、九州電力の今回の織り込みが幾らになっているかというのは下でございまして、原油・石炭、いずれも全日本通関より高い、LNGについては、関西は全日本より安いけれども、九州は高いと、そういう織り込みになってございます。

6ページでそれをより細かに、LNGについて特に見ておりますけれども、棒グラフ、いずれも長期とスポット、上が長期で下がスポットですけれども、24年の7-9月の実績が一番左側に書いてございます。これが7万1,841円/トンというのが全日本の平均でありまして、実際、関西電力はそれより安く5万9,000円、九州電力は7万7,000円で買っておられたということでございます。それは原価算定期間にどう変わっていくかというのが25、26、27とありまして、関西はその後上がっていき、トータル、一番右側ですけれども、織り込み全体としましては6万9,000円まで上がると。それから九州はほぼ横ばいで7万7,000円程度になっているということでございます。スポットにつきましても、下のほうですけれども、7-9月の実績、一番右側に電力平均とございますけれども、電力会社がスポットで買っている値段というのが平均で6万9,000円、それに対しまして関西は7万4,000円、九州は6万6,000円と。これは実績ですけれども、それがそのまま原価の算定に織り込まれているということでございます。

7ページで、石油・石炭でございまして、石油につきましては基本的に指標銘柄の市場価格をもとに算定されていると。石炭につきましても、基本、このオーストラリアについては、これは市況価格だと思いますけれども、それとインドネシア、カナダ等の実績を加味して織り込んでいるということでございます。

8ページ、核燃料でございまして、これは核燃料資産として既に購入した燃料費が資産に入っておりますけれども、実際に原子力の稼働に伴いまして燃焼した分、稼働した分、つまり燃焼した分が費用として計上されるということになってございます。

9ページで、今回の審査要領ですけれども、1の5のアと上のところに書いてありますが、燃料費、購入電力料は同じでございまして、原価算定期間に契約が満了するものについて、燃料については共同調達の実施等の取り組みを求め、それによって実現可能な効率化を反映するというところで、個別で見るということでございます。

今回、論点でございまして、メリットオーダー、これも先ほど議論がございました。その上で(2)でございまして、購入に当たってどういう努力が行われているか。特に米印で書いてございますけれども、高い場合、日本全体に比べて高いのはなぜか。それから、イでございまして、効率化努力をどのように織り込んで先ほどの原価算定の数字をつくっておられ

るか。こういうあたりが論点かと思います。それから、原料費そのものではなくて、輸入のための船代とか手数料とか、そういう諸経費についてもどういう努力が行われているか。これも論点でございます。核燃料費につきましては、これは機械的に燃焼分が費用になりますけれども、それは法令に基づき適切に算定されているかということが論点になります。

10ページ以降、東京電力の審査でどうしたかということが書いてございます。これはまとめていただいた審査方針そのものでございますけれども、東電の場合におきましても、メリットオーダーの確認をいたしました。その上で、東京電力につきましても、石油・石炭・LNGいずれも全日本に比べて高かったと。その高かった理由をああいう、例えば環境規制で低硫黄の品質の高いものを買っているんだとか、LNGについては高いときに買ってしまったものが残ってしまっているんだと、そういった説明がございました。

その結果、どういう査定を行ったかというのは、11ページの(3)以降でございますけれども、イですけれども、石油については、これも産油国の政府の価格でありますとか、チャンピオン交渉の結果の価格であるということで、原則妥当であると。他方、ウのLNGにつきましては、原価算定期間中に、「なお」のところに書いていますけれども、契約交渉を迎える4プロジェクト、これが値上がり織り込んでおりましたけれども、交渉を先取りする形で実績が出るまで減額するというのを査定の方針といたしました。石炭については、これも購入価格ということでこれは妥当であると。それから諸経費につきましては随意契約でございましたので、それについては、当時東電的には10%というカットを行っております。

核燃料費につきましては、法令に基づき算定されたことを確認したということでございます。

続きまして、購入電力・販売電力料でございます。購入電力料はまさにメリットオーダーに入ります供給力として算入するものでございまして、名前として、電力会社同士のやりとりについては、地帯間という名前がついております。他方で、卸電力業者とかIPPから購入するのは、他社購入と。これは名前だけの問題ですけれども、そういう名前分けをしております。他方で、販売する量につきましても同じでございます。

14ページには実際の織り込みがあります。これはまたご説明があると思います。

15ページ、審査要領ですけれども、燃料費と同じように、これも契約が満了するもの、これについて、購入電力については、取引所からの調達や入札等の努力を求め、実現可能な効率化を反映するという事になってございます。

論点でございますけれども、メリットオーダーは先ほどご議論があったとおりでございます。それを再度確認すると。それからイでございますけれども、これは電力システムの改革専門委員会におきまして、売るほうでございますけれども、取引所のさらなる活用ということで、いわゆ

る玉出しの議論でございますとか、あるいは常時バックアップの見直しが既に議論が行われておりますので、それをどういうふうに今回反映しているかということでございます。それから、原子力発電、これは東京電力のときにも、発電電力量はゼロであるけれども、基本料金は払うということについてご議論ができましたけれども、それは今回もどういうふうに織り込んでおられるかということでございます。

東京電力のときの査定結果でございますけれども、16ページ、これはメリットオーダーは具体的に、まさに八田先生がおっしゃいましたけれども、個別に確認がありまして、メリットオーダーを確認をしたということでございます。

17ページで原子力の扱いでございますけれども、先ほどの停止中の発電所に係る費用ということで、基本料金を払うということについては、共同開発が認められるということで、自社電源同様に負担する義務があるということで妥当であるということをしております。他方で、これも随意契約でございますので、東京電力自身による効率化分と比較して、随意契約のカットを行ったということでございます。

18ページは、こうした購入電力等にかかる費用につきましても、広告宣伝費、寄付金、団体費、こうしたものは原価算入を認めないということで、その分をカットしたということでございます。

19ページスポット、卸電力等の、あるいは常時バックアップの取引でございますけれども、基本的に過去の実績を踏まえて査定を入れておりまして、1年足らなかった分は査定をしております。ここまでありますけれども、当時はシステム改革が議論の途中だったということで、過去の実績でやむを得ないということで、織り込んでございます。

21ページ以降、バックエンドの費用でございます。また絵がございますけれども、3つの費用がございます。核燃料サイクルといいますか、ウラン鉱山からだんだん燃料が出てきまして、真ん中の③の発電所で燃やすということになります。燃やした後の廃棄物、これを再利用するために再処理を行うわけでございますけれども、それは①の使用済燃料の再処理費に当たります。それから、それが再処理した後、高レベル廃棄物という形で、最終的には処分しますけれども、その処分費用、これが②の特定放射性廃棄物処分費という形で費用に算入されます。最後に、原子力発電所が寿命を迎える等で廃炉になるときに、施設の解体費、これもあらかじめ積んでおくということで、原子力施設解体費、これもバックエンドの費用としてかかってまいります。この3費用、いずれも後ほど出てきますけれども、法律、省令等がございます。それに基づき算定していくということがルールとして固まっております。

23ページで、再処理の費用ですけれども、原子力発電における使用済燃料の再処理のための積立金の積み立て及び管理に関する法律に基づきまして、発生量に基づきまして積立費用を積んで

いると。この積み立てについては、法律上、義務がかかっておりまして、積立金の額は、参考1のところにありますけれども、経産省で算定するというふうになってございます。単価は経産省が設定して、あとは量に応じて積んでいくということになってございます。

25ページまで飛びますけれども、審査の論点で、これはきちんと法律に基づいて単価が設定されておりますので、それに基づいて、あとは加えて、供給計画に基づいて量が設定されているかということ。それからもう1つは、それ以外の輸送費等のその他費用もかかってまいりますので、これはきちんと契約が効率化を織り込んだ形で算定されているかということがチェックのポイントになります。

26ページに、東電のときにどうしたかということですが、基本的には法律及び供給計画に基づいて算定されることを確認しました。他方で、これも先ほどの購入電力と同じですが、広告宣伝費、寄付金、団体費が入っていたので、それは削減をいたしております。輸送費につきましては随意契約でございましたので、これも先ほどのとおり10%のカットを行っているということでございます。

27ページで、高レベル廃棄物の処分費でございますけれども、これも28ページになりますけれども、特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律という法律に基づきまして、費用を拠出するという形のスキームが法律で定まっております。この金額につきましても、これも定まっているということでございます。

ちょっと駆け足ですが、30ページで、これも論点としましては、法律及び計画に基づいて算定されているかということでございます。東京電力のときには、それは算定されているということを確認してございます。

31ページ、解体費でございますけれども、これにつきましては省令がありまして、解体費用の総見積もりがありまして、それを運転に合わせて、運転した量だけ積んでいくという形の費用計上の方法になってございます。これにつきましては、34ページでございますけれども、これもきちんと省令に定められた単価が今回の計画に基づいて織り込まれているかということを確認するということでございます。東京電力のときにつきましては、妥当であるというふうに確認をしております。

駆け足ですが、以上です。

○安念委員長

どうもありがとうございました。

それでもう大分大幅に予定の時間を超過しておりまして、私ごとで大変申しわけないんですが、ちょっと大学にどうしても戻らなければならない用がございまして、50分ぐらいには出なきやい

けない。それで、この先どうするかなんですが、私が強くご推奨申し上げる方法は、司会を山内先生に引き継いでいただいて、とことんやる。これが第1案で、強くお勧めをいたします。ただ、これから小山先生にご教授をいただいて、さらに両電力からご説明をいただくわけですが、そうするとどうやったって12時近くになってしまって、そこから先の質問討論の時間もとるとなると、12時をはるかに過ぎてしまう。だから今日は、小山先生からご説明だけちょうだいして、次回に回すかというのが第2案。どうしましょうか。

○山内委員

すみません。私も大学に戻らなきゃいけない。12時ぐらいに。

○安念委員長

わかりました。すみません。そう言われてしまってはどうしようもない。じゃとりあえず、時間を限ったような言い方をして、お客様にそういう言い方をするのは大変失礼なんですけど、とにかくご説明を伺いましょう。

じゃ、小山先生、お願いできますでしょうか。大体15分ぐらいでお願いできればありがたい。

○小山参考人

小山でございます。それでは資料9に基づいてご説明したいと思います。私のほうからは、日本全体というマクロ的な観点で、このLNG調達の現状と課題ということでお話をいたします。

最初のスライド2でございますが、これは世界全体のLNG取引の状況を示したもので、左側が輸入、右側が輸出となっております。日本は、現在でも世界最大のLNG輸入国、2000年代の最初のころは、世界全体の5割を占める大輸入国で、だんだんとシェアは下がってはきていますが、今でも最大の輸入国です。2011年は、LNG貿易全体が11%も大きく伸びるという中で、やはり日本の輸入拡大というのがやはり一つの大きな要因であります。

右側のほうのポイントは、全体として当然供給も増えているのですが、特にこのところ大幅に増えているのは、中東のLNG、これちょっと色刷りでつくったものですから、見えにくくなって恐縮ですが、下から2番目にある、カタールが世界最大のLNG輸出国になるということの中で、中東のシェアが大きく伸びているということでもあります。

めくっていただいて、3ページ目、これは日本の全体の調達状況を、2010年度、11年度、2つ並べておりまして、左側が長期の契約数量、右側が実際の輸入量です。2011年度のところを見ていただきますと、実際の輸入量が8,318万トンということで、前年度に比べて1,200万トン以上増えております。これは後で申し上げるとおり、まさに震災後、LNGを大幅に焚き増すことによって、電力需給対策を行ったということの証左であります。ちなみに、長期の契約をしている数量と実際の輸入数量の開きが、11年度は2,400万トンぐらいあるのですが、これはまさに追加的

に調達をせざるを得なかったことを示しています。後で出てくるスポット的な調達ということと、長期の契約を約束している中でできるだけ枠を大きく拡大して調達したということも、それに影響しているということでもあります。

この増加分がどこから来ているかということですが、スライドの4を見ていただきますと、これは日本の場合、電力、ガス、両者が調達しているのですが、基本的に申し上げて、電力会社の調達が主力であります。2010年度以降、月間ベースの数字を見ていただきますと、ガスのほうの調達も若干増えていますが、2011年度、先ほど1,200万トン以上増えたと申し上げたんですが、電力会社による調達増加量が前年度比1,100万トンということで、圧倒的に電力調達の増分が大きかったということがここからも示されております。

スライドの5番目、これは月次ベースでの日本のLNG輸入量ですけれども、すみません、これもカラーでないので見えにくいんですが、丸印のマーク2011年、四角で一番上のところに張りついているのが2012年です。2011年4月以降、つまり震災以降、LNGの月間輸入量が前年よりも非常に大きく増えてきており、2010年度以降からの乖離が生じています。これは、とりもなおさず、要するに原子力が低下してきたことを、とにかくまずはLNGで補うということがずっと続いてきております。先ほど申し上げたとおり、11年度、これは前年比で1,200万トン強、前年度比18%も増加しております。この傾向が、実は今年もずっと続いていまして、今年の4月から10月の輸入量は昨年度に比べてさらに390万トン増えて、ここまですら4,900万トン、つまりこのままのペースでもしいけば、年間の輸入量が8,800万トン、つまり9,000万トン近い水準になる可能性があります。もちろん、先ほど申し上げたとおり、その原因はまさに電力による調達増加ということで、スライドの6にありますとおり、日本の発電の比率において原子力のシェアが大きく低下する中で、天然ガスと、それから先ほどお話が出たとおり、やはり石油も最後のラストリゾートみたいな形で、大幅に増えているということで、2012年度を見ますと、天然ガスが35%、石油が17%と、この2つで5割を超えるというようなところまで、発電における比率が拡大してきているということでもあります。

その中で、スライド7を見ていただきますと、LNG供給源も大きな変化が出ていまして、特にこの間、2011年度はやはりカタール、それからロシア、それからナイジェリアとか赤道ギニアといった新しい顔ぶれも含めて、追加や新規の調達を大幅に増やしております。カタールはたまたま、後ほどご説明するアメリカのシェールガス革命の影響もあって、やや余剰供給力があり、追加供給を出せる、そういう状況もあったことから、特にカタールからの供給が大幅に増えていると、こういう状況になっております。

スライドの8はちょっと見方が変わってまして、スポットや短期のLNG調達がどうなってきた

かを見たものなんですけれども、この棒線グラフの低い方で示されているのが、短期・スポットの数量、高い方の棒で示されているのが全体の輸入量、折れ線が短期・スポットの全体に占める比率になります。見ていただきますと、2000年代の最初のころは、短期やスポットの数量も比率も非常に限定的だったのですが、徐々にその割合は高まってきております。2007年、2008年のあたりで高いのは、柏崎刈羽原子力が止まったときに、スポット調達が増えたのですけれども、今回2011年、やはり大幅にスポット的な調達が増えて、全体の調達の2割に近いところまで達しています。これが大きな流れでございます。

さて、それでも今でもLNG調達の8割は長期契約なわけです。その長期契約がどういうふうになってきているのか。今、ご承知の通り、日本のLNG輸入価格決定は日本の原油輸入価格に連動する方式なのですが、もともとからそうだったわけではございません。

スライド9にあるんですが、当初、1969年にアラスカからLNGを最初に導入した当時、これは公害対策のためもあったり輸入が始まったのですけれども、初めて導入するということで、生産や液化のコストを反映して固定で買うという、固定価格方式でした。ところが、その後石油ショックがありまして、急激に石油価格が上がりました。その石油と競合する燃料として、固定で売っていると値段がすごく安くなってしまった。それで、売り手との交渉もあって、今度は原油価格の連動方式に変わり、その原油連動方式も、当初は中東の政府公式販売価格等だったのですけれども、実勢のマーケット価格との乖離が生じたこともあって、3つ目のボツにあるとおり、日本の平均輸入価格、JCCと呼びますが、その連動方式に変わったという経緯があります。

ただ、そのJCC連動方式も、いろいろな中身の変化がありまして、90年代にはよく言われるSカーブと言われるものが採用されました。その次のスライドでもご説明しますが、これは90年代、原油価格が低かったので、投資を促進するため、あるいは投資回収のために、売り主側の要求に応じて、原油の値段が大幅に下がってもLNGの値段がそれほど同じようには下がらないような仕組みを入れたわけです。逆に、もし原油価格が高くなっても余りLNGの価格が上がらないような仕組みでもあります。こういう仕組みを入れたわけです。ところがそれが入った後、今度はLNGの需給が厳しくなってきた2006、2007年以降は、今度は売り手側の攻勢というのが強くなりまして、Sカーブは取ってしまおうという動きもありました。原油が高くなったらそれに応じてLNGも高くしたいという動きになりました。こういう経緯があったわけです。これが、また需給環境が変わることで、2010年以降、新しいSカーブが入るというように、時々マーケットによって価格方式の中身は変わってきているというのが実際です。

その価格フォーミュラの内容をスライド10にイメージ図として示しています。ここで、日本のLNGの輸入価格＝原油輸入価格JCC×係数＋定数とあります。Sカーブがないというのが

このグラフの左側に示したもので、要するに原油等価の直線に対して傾き付ける形で、原油に従ってLNGの値段を決めるというものです。こうしたフォーミュラを売り手と買い手の間で合意して決めるということです。先ほど申し上げたとおり、余り価格が上がりすぎた場合、下がりすぎた場合を考慮するためのSカーブあり、というのが右側のグラフで、原油価格が非常に低くなった場合にはLNGの値段の下がり方を弱める。逆に原油価格が非常に高くなった場合も、LNGの値段の上がり方を弱めるというものです。これがSカーブの意味ということでありました。したがって、売り手と買い手の間では、このSカーブをどうするのか、あるいは傾きをどうするのかといったようなことを、常に交渉をして決めていくということでもあります。

しかし、いずれにせよ、スライド11にあるとおり、今、LNGの値段が非常に高くなってきたということで、LNG輸入代金の支払いが加速しております。先ほど11年度輸入量は18%増えたということですが、輸入代金は52%も増えて、5.4兆円に達しております。今年度の上半期を見ますと、代金は3兆円を超えていますので、昨年度よりもさらに高くなる可能性があるということです。

これは、先ほど申し上げた通り、数量が増えたことに加えて価格が大幅に上昇しているということのため、スライドの12に示した日本向けのLNGの平均輸入価格を世界の他の地域の価格と比べてみるといろいろな違いがわかります。特に一番下のほうで推移しているヘンリーハブと書いてある、これはアメリカのヘンリーハブという取引市場があるんですが、その価格、こことの間では非常に大きな差がついてきてしまっているわけです。ただ、歴史的に見ますと、常にマーケットでの値段には地域によって差があるのですが、2008年ぐらいまではそれほど大きな差はなかった。しかし、それ以降、ここにある通り大きな差が出ていますのは、後ほど申し上げるシェールガス革命がアメリカで起こり、アメリカの場合は、ガスの需給だけでガスの値段が決まるので、需給緩和でここまで極端に値段が下がった。逆に日本の場合は、原油価格連動なので、この期間中にアラブの春とかイラン情勢とかで原油価格が上がると、自然に値段が上がってしまったと、こういうことが起きているわけです。

しかし、これから先の値段の問題を考えますと、いろいろな変化が今起きているといえます。スライドの13には、今、価格値決め的方式が世界で全然違うという状況を簡単にまとめています。アメリカ大陸のところは、ハブ＝取引市場の価格、ガスの取引市場での需給環境でガスの値段が決まる。他方、日本も含むアジアとかは、黒塗りになっていますが、これは石油リンクで、ヨーロッパのところを見ていただきますと、ハブと石油リンクが混じり合っている。今、ちょうど石油リンクなのか、ハブの価格なのかということのせめぎ合いが起きているわけです。これが次に、日本やアジアでどうなるのかというのが、今、世界的にも大問題になっているわけです。

その変化の1つの大きな原動力が、スライド14、北米シェールガス革命ですが、ここにあるとおり、後でもう少し詳しく、違う形でご説明しますが、シェールガスをベースにしてLNGを輸出する計画というのが大量に出てきています。輸出のポテンシャルは単純計算すると1億トン以上あるのではないかという見方もありまして、今、日本勢の関わる案件も含めて、数件の輸出計画が成立してきているわけです。先週、アメリカのエネルギー省が委託した、LNG輸出をアメリカから行った場合、アメリカ経済にどう影響があるのかという調査報告書が発表されまして、結果的には、アメリカにとってネットで利益が発生するということが指摘されました。これで全て決まったわけではありませんけれども、これから輸出許可に向けて大きく動くのではないかと思います。

スライド15は、実際に日本企業が北米のLNG案件にどう関与しているかをまとめていますが、大阪ガス・中部電力、三菱商事・三井物産、東京ガス・住友商事等のLNG輸入計画のプロジェクトが合意されていたり、一番下にあるとおり、関西電力がBPから長期契約で天然ガス価格連動でLNGを買うという、こういう新しい方式による輸入が始まろうとしております。ただ、いずれもこの資料に書いてある通り、案件の稼働開始予定等が2017年以降ということですので、来年、再来年というところで輸入が間に合うというようなものではないというのは、重要な点でございます。

この背景にありますのは、アメリカでガス供給がものすごく増えているということです。スライド16にあります、左側にガス生産見通しというところで、シェールガスという部分があります。従来は、経済性を持って採掘できないと思われていたガスが、技術進歩で急速に生産拡大するということで、2030年、40年に向けては、もうこのシェールガスがアメリカのガス生産の半分を占める、という見通しになっているんですね。

そのシェールガスの概要については、スライド17に簡単にまとめております。従来の在来型ガス、これはガスが集積した構造としてグラフに示されていますが、そこに井戸を掘って採掘します。しかし、シェールガスは、グラフで黒く、「Gas-rich Shale」と書いてある非常に広範囲の層にガスが硬い頁岩の中に閉じ込められている。これを、井戸を水平に掘って、そして水で層にひびをつくってガスを取り出すという新しい技術が活用されるようになったものですから、この広い層の部分のところからたくさん取れると、こういう状況になってきているということです。このシェールガスを活用して日本も新しい供給源として、そして新しい価格方式を持って、LNG輸入をしていこうというのが、今、起きている事態であります。

新しい事態を踏まえて、ヨーロッパでも価格決定方式をめぐる大きな論争が起きています。スライド18にあります、輸出側、例えばロシアは、従来型の石油リンク方式を何とか守りたいと

主張しております。投資回収が必要だ、あるいは、ガスは結局石油と同じ hidrocarbon (炭化水素) だ、というような論拠を主張していますが、輸入側は、ハブ価格連動に変えてもらいたいと主張しています。これは輸入者側が、自分たちは競争に直面していること、ハブ価格のほうがやはりガス需給を反映すること、透明性が高いこと、等の主張をしていたのですが、リーマンショック後、状況が変わってきています。まず、ヨーロッパのガスの需要が減ってしまって、アメリカからシェールガス革命の余波でスポット LNG の安い玉が流入してきたということで、これまで石油価格連動で売っていたガスと、ハブ価格で非常に大きな乖離が発生し、今まで石油価格連動で買っていた人の逆ザヤが発生した、ということです。その象徴的な例として、ドイツの電力ガス会社、E.ON と、ロシアの Gazprom の非常に厳しい交渉があります。その結果、両者は、2010年には一部ハブ価格方式を導入するということを合意しましたが、その後も全面的なハブ、あるいはスポット価格導入に向けて仲裁裁判所への提訴という経緯もありました。今年の7月には、Gazprom の主張もあって石油価格連動を全部外すということではなく、石油価格連動は維持されたのですが、消費者側が大幅な値下げを勝ち取ったということが報道されております。

こうした中で、スライド19に書いたとおり、日本やアジアでも新しい、より競争力のある調達に向けた、交渉が今は行われつつあると理解しております、それを具体的にどうするか、という点ではいろいろなオプションがあると思います。この表にあるとおり、ハブを使った価格決定方式にする。それもヘンリーハブ、アメリカのハブや、NBP というのは、これはイギリスのハブ、そういう欧米のハブ価格に連動するというような方式なのか、アジアでハブをつくってそれに連動させるというやり方なのか、その隣にある、今既に存在する LNG のスポット価格を使うのか、というような方式も考えられております。ただ、この長所と短所の欄に書いたとおり、どの方式も一長一短で、これをやれば万端で、うまくいくというのはございません。どれもこれも、ある意味でいけば課題があるということでもあります。

その点で、今は、この表の中に石油リンクの内容調整、という項目があるんですが、恐らく各電力会社、ガス会社にとって、既存の契約はいずれも石油リンクですから、これをどうやってより合理的、競争的なものにするのか、それをどう徹底的にやるのか、というのが最も現実性が高く、現に進んでいる対応であると理解いたしております。しかし、それを実施するためにも、NBP、あるいはヘンリーハブといったハブ価格連動方式の輸入を導入していくということが大事だということでもあります。なお、アイデアとしては、表の一番右端にあるとおり、電力や石炭の価格という、直接 LNG が競合するものを連動方式として導入するというのもありますが、それでもここに書いた長所、短所があるということで、やはり、どれか1つだけやれば全てうまくい

く、ということがなかなかできない状況ということでもあります。

最後の「まとめ」は、繰り返しになるので、読み上げることはいたしません、今まさに競争的な価格でLNGを調達しなければならない、これは電力会社、ガス会社、日本全体にとって大変に重要な課題になっております。そのため、日本の企業が米国ハブ価格をベースにした新しい価格決定方式を採用したLNGの導入を進めようとしています。我々の分析ですと、場合によっては、2020年頃にはハブ価格をベースにしたLNG調達が最大では日本のLNG調達の2割近くまで増加するかもしれないという可能性があります。なお、価格交渉を実施するに当たっては、やはり供給源を多角化していかないと、いくら売り手側にいい値段を出していただいても効果はあまりない。つまり需給環境そのものを変えていくといったこともやらないといけないと思います。そうしたことを、今、日本は進めているという最中だと思います。

その意味で、中期的には、新しい価格方式によるLNGの導入も期待できるのですが、当面は現実的に見ると、日本のLNG価格は、原油価格に左右される構造がやはり変わらない。だから、その原油価格が変わる中でも、どうやって、よりいい契約内容を得るかという、そういう交渉を強めていく必要があるということになります。

原油価格につきましては、これはまさに市況商品ですので、どうなるか、なかなか申しがたいところですが、2011年、12年、2年連続して日本の原油輸入価格が100ドルを超えるような高価格が続いています。この点については、今、我々も分析しておりますが、来年は若干は石油需給が緩和する方向に向かうと見ています。しかし、なかなか今の高価格がすぐ大幅に安い価格に転ずる状況とはなりにくいと思っております。と申しますのは、特に、主要産油国がとにかく高価格志向を強めているという事情があって、需給緩和が起きれば、恐らく減産を実施して需給調整するというようなことが起こると見ていますので、恐らく2013年の原油価格は、若干下がることであっても、大幅な下落の可能性はあまり高くない、というのが今の私の読みです。そしてその原油価格を前提としてLNGの価格が決まってくるということで見えております。

以上です。

○安念委員長

すみません。せかせてしまって。大変わかりやすいご説明をいただきました。本当にありがとうございます。これについてもいろいろ質問等で教えていただきたいところですが、また後日を期すことにいたします。まあ小山先生としては、後日また来るぞなどとは言ってないぞとお叱りがあるだろうけれども。

○岩根取締役副社長

それでは、10-1、燃料費でございます。

2ページをごらんください。火力燃料費の算定概要です。前回改定と今回改定の比較をしております。表の一番上段の火力の欄ですが、今回の燃料費は9,120億円、平成20年の前回改定時が4,685億円ですから、4,436億円の増加になります。消費量が増え、単価も上がっています。

次ページ以降で量と単価の分析をいたします。

3ページでございます。燃料消費量と直結する発電電力量の比較ですが、一番下の欄、原子力利用率が大幅に減少するため、火力が440億キロワットアワーから859億キロワットアワーと、大幅に増加いたします。特にミドルピーク電源であるLNG火力と石油火力の増加が著しくなっております。

4ページでございます。燃料価格の指標となる全日本通関価格との比較ですが、燃料ごとのドルベースの市況はいずれも上昇しています。一方で、表の一番下、為替レートは107円から79円と円高になっております。その結果、円ベースの通関価格は、原油は下がっているものの、LNG、石炭はいずれも上昇しております。これは燃料ごとに市況の上昇度合いが異なり、特にLNG、石炭の市況上昇は円高の影響を上回るものとなったものでございます。

5ページでございます。全日本通関価格と当社購入CIF価格を、前回改定時と今回で比較いたしました。原油は、通関価格が16%の値下がりに対し、当社価格は13%の値下がりです。一方、LNGは通関価格23%上昇に対し、当社は15%の上昇、石炭は通関価格13%上昇に対し、当社は11%の値下がりとなっております。LNG、石炭については、調達価格の低減努力等の効果もあると考えております。原油についても価格の低減努力をいたしておりますが、震災後、発電用の低硫黄原油の市況が精製用の原油に比べて高騰している要因もあると考えております。これについては、後ほど説明いたします。

6ページでございます。これまで申し上げてきた前回改定と今回の改定の差を整理した表です。縦軸が単価、重油換算で、キロリットル当たり前回の4万8,447円から今回は5万2,402円に、3,955円上昇しております。燃料の市況上昇と円高がほぼ打ち消し合った形でございますが、総額では688億円の増額となっております。一方で、横軸が数量、原子力利用率の減少などにより、重油換算で967万キロリットルから1,741万キロリットルに、773万キロリットル増加した結果、総額では3,748億円の増、先ほどの単価増と合わせて燃料費の増額は4,436億円となります。

7ページでございます。ここからは燃料別に燃料価格の説明をさせていただきます。燃料価格は品代、運賃、保険料の合計であるCIF価格と、石油石炭税その他諸経費で構成されていますが、大部分がCIF価格であり、その比率が90%程度を占めます。CIF価格は、国際的なエネルギー市況にリンクしており、そうした状況下でサプライ・チェーン全体を通じて調達の経済性、柔軟性、安定性を追求しております。

8ページでございます。まず、LNGです。LNGは基本的にはLNG生産者との直接契約です。原価算定期間の平均調達数料は、年間727万トン、中長期契約が81%、残り19%がスポットです。輸入先はオーストラリア、カタール、インドネシアなどが主力ですが、最近ソースを多様化してきております。

9ページでございます。LNGの価格は、契約ごとに最大限の価格低減交渉をしていますが、交渉時期の原油やLNGのマーケットに大きく影響をされるため、価格の改定時期を分散させて、市況変動の影響を低減しています。原価への織り込み方ですが、長期契約のうち、原価算定期間に価格改定のあるものは、改定前は現行価格、改定後は全日本通関価格としております。その結果、現在通関価格より高いものは、通関価格並みに値下げをすることとしております。なお、現在通関価格より大幅に安い契約もありますが、当該LNG売買契約に次回価格は価格改定時期の日本着の平均価格や西豪州の価格を参考にする旨定められているため、改定後は通関価格としております。これらを織り込んだ結果、当社購入C I F価格は全日本通関価格に比べて安価な水準となっております。

10ページでございます。C I F 価格削減に向けた取り組みです。LNGの売り主が非常に強い国際マーケットですので、調達チェーンの中で、売り主との関係をいかに築くかに重点を置きながら、上流、売買契約、調達手法、輸送等、あらゆる側面から価格削減に取り組んでいます。これまでも上流への参画、調達ソースの多様化、機動的なスポット調達に向けた取引先候補の拡大、契約期間の多様化、新規プロジェクトの立ち上げに寄与していくなどの対策を講じて、価格削減に取り組んでおり、こうした取り組みの成果は今回の原価に織り込んでいます。また、今後の取り組みを右に書いてございまして、原価算定期間外になりますが、在来型と比べて安価な非在来型のLNGや、先ほど小山さんからご説明のありましたアメリカの天然ガス価格にリンクした新規契約なども購入合意しております。さらに、シェールガス購入についても検討中です。

11ページでございます。次は、石炭の調達です。大部分の石炭は生産者との間の直接契約により購入しており、原価算定期間の平均調達数量は年間392万トン、そのうちの72%をオーストラリアから調達しています。

12ページ。石炭価格は1年ごとに交渉しますが、そのときの市況に大きな影響を受けます。下のグラフにあるように、豪州の市況や本邦電力会社と大手豪州炭売り主の合意価格、いわゆるチャンピオン価格と呼んでおりますが、そうしたことを踏まえて個別の契約ごとに価格を決めております。原価へは資金の購入実績並みで織り込んでおります。当社購入C I F価格は、豪州からの品質のよい石炭中心のため、全日本通関価格に比べて割高ですが、豪州からの輸入分より割安です。

13ページ、石炭調達価格の削減に向けた取り組みです。調達ソースの拡大面では、この3年間に5カ国20銘柄から6カ国27銘柄にソースを増やすとともに、契約交渉時期の分散化や、九州電力さんとの米国炭の共同調達など、価格削減に取り組んでいます。

14ページ、次は、石油の調達です。石油は、需給変動対応の要として、取引先が当社発電所に持ち届けるすべての手配を行う取引先手配ルートに加えて、原油生産者からの購入、輸送、備蓄を一貫して当社が手配する自社手配ルートも構築し、調達チェーンの充実を図っています。原価算定期間の調達数料は、年間502万キロリットル。油種は、硫黄分など発電所の環境規制が厳しいため、中東産はほとんどなく、インドネシア、ベトナム産が中心ですが、最近ではアフリカやロシア産など、多様化も図っています。

15ページでございます。石油のC I F 価格ですが、全日本の主な輸入先である中東産原油と電力の使用するミナス原油などの低硫黄原油は、もともと値差がありましたが、東日本大震災以降はその値差が拡大し、バレル当たり10ドル程度、キロリットル当たりになりますと5,000円弱の差となっております。このため、当社購入C I F 価格は、全日本通関価格に比べて高くなっています。

16ページでございます。石油の安定供給価格削減に向けた取り組みです。石油は、大幅な需給変動に対応するための調達チェーンの構築と、価格削減の同時達成の追求をしています。調達先を5カ国から8カ国に拡大し、原油の価格指標を中東原油リンクや欧州原油リンクも導入するなど、多様化して、その時々々の安価なマーケットを選択できるようにしています。安定調達面では、特に内航船の確保がボトルネックとなっており、種々の対策を講じています。

17ページ、今回の原価の効率価格に織り込みました376億円の内訳です。これまで取り組んできた効率化策を除き、原価算定期間で新たに反映できる効率化項目を記載しています。まず、姫路第二発電所のコンバインド化です。25年度初号機運転開始に向けて、現在設備更新工事中であり、更新により発電端熱効率が42%から60%に向上し、その結果、発電電力量当たりの燃料費は約30%低減いたします。また、LNGの輸入代行手数料などの諸経費の削減にも取り組んでおります。石炭の共同調達は先ほどご説明したとおりでございます。

18ページから30ページまで、時間の制約もございますので、説明は割愛させていただきますが、燃料費調整制度で吸収されるコストと、燃料費に反映されるコストにご質問に対する回答、25ページに説明しております。また、火力燃料の契約に関するご質問につきましては、先ほど燃料別のC I F 価格の説明の中でご説明したとおりでございます。なお、個別の契約価格につきましては、守秘義務もあり、この場での開示はご容赦願いますが、主要LNG契約の概要につきましては、22ページに記載しておりますので、ご確認ください。

32ページに核燃料費の算定概要がございます。核燃料費は、原子力運転計画に基づき算定し、核燃料減損額については、総価格燃料の取得原価のうち、当期の燃焼度合いに応じて費用計上しております。今回は原子力利用率が大幅に低下しており、前回改定に比べ263億円減少しております。

続きまして、10-2、地帯間・他社、購入・販売電力料でございます。

1ページでございます。今回の算定概要です。当社は従来から安定供給及び経済性の観点を踏まえ、需要電力量の2割程度を他の電力会社や発電会社から調達しております。前回改定と比較して、購入電力料は1,034億円減少し、販売電力料は206億円減少した結果、差し引きで827億円の減少となっております。

2ページでございます。購入電力料の算定概要です。まず、効率化についてですが、電力需給契約を締結済みの期間は現行契約料金とし、原価算定期間中に契約更改等を予定している場合には、一定の効率価格を織り込んだ上で更改見込み値を算定しております。今回、燃料価格の上昇はあるものの、原子力発電所の停止等に伴う受電電力量の減少や契約見直しにより、前回改定に比べ1,034億円の減少となりました。

3から5ページに発電会社の概要を取りまとめていますが、説明は割愛させていただきます。

6ページでございます。販売電力料の概要です。今回、他の電力会社への販売電力量の減少や、新電力に対する常時バックアップ契約の減少などに伴い、前回改定に比べ約206億円の減少となっております。

7ページでございます。今回購入電力料の原価算定に織り込んだ効率化額を取りまとめております。固定費用の削減に向けた交渉努力や当社並みの効率化を求めべきと考えられる費用のコスト削減など、平成25年度から27年度の3カ年平均で総額98億円の効率化を織り込んでおります。

8ページでございます。他社原子力発電からの受電に関する購入料についてのご説明です。今回、他社原子力発電からの受電については、ストレステストの審査状況を踏まえ、原価算定期間中の受電量をゼロと仮定しております。ただ、需給契約書等に基づき、長期にわたり受電することとしており、今後再稼働に伴う受電再開に期待していることから、原子力発電所を安全に維持管理する費用等については、原価算入しております。

9ページにその契約内容を記載しておりますが、詳細な説明は、割愛させていただきます。

10ページ、卸電力取引所の活用でございます。今回、原価算定に当たりましては、入札量については増やしていくものの、実際の約定は市況次第であり、取引金額、取引量について明確な想定が困難であることから、料金改定への織り込み額については過去実績をもとに算定しております。過去実績を原価に織り込むに当たっては、原価算定期間中の原子力利用率を踏まえれば、同

程度である平成23年度に近似するものとするため、平成23年度実績に基づいて算定しております。

10-3、原子力のバックエンド費用でございます。

1 ページ、原子力バックエンド費用の算定概要です。バックエンド費用には、使用済燃料再処理等費、特定放射性廃棄物処理費、原子力発電施設解体費がございますが、いずれも法令や各種契約に基づき算定しております。今回は原子力利用率が大幅に低下することなどから、前回改定に比べ350億円減少いたしております。

2 ページ以降で、費目ごとに詳細な説明をしておりますが、時間の制約がありますので、説明は割愛させていただきます。3 ページに使用済燃料再処理等費、6 ページに特定放射性廃棄物処理費、7 ページに原子力発電施設解体費の算定結果を記載しておりますので、ご確認ください。

私のほうからは以上でございます。

○安念委員長

すみません。非常に濃密なご説明を短時間でやっていただきまして、申しわけございません。九電さん、いつも人の後だとかえって説明しにくいです。大丈夫ですか。

○坂口取締役常務執行役員・経営企画本部長

いや、それは結構でございますけれども、なるべく重複するところがないようにご説明したいと思います。

それでは、燃料費の算定結果ということで1 ページ目でございます。基本的な考え方はもう記載のとおりでございます。あとは、燃料単価につきましては、燃料費調整制度の基準単価の前提期間である平成24年7月から9月の平均実績値を適用しております。結果としまして、原子力発電電力量の減少に伴う代替火力の稼働増により、前回原価と比べ1,656億円の増加となる見込みでございます。内訳は、記載のとおりでございます。

2 ページにまいります。2 ページに燃料価格の推移を示しております。これは、平成20年1月から現在までの原油、石炭、LNGの通関価格の推移を示しており、ドルベースではいずれも上昇しております。

次に、3 ページで、火力燃料費削減に向けた取り組みということで、これまでも競争見積もりの実施や受け入れ品位の緩和による低価格燃料の導入、共同調達等を行ってまいりました。今後は、これまでの取り組みを強化するとともに、さらなる燃料費の低減に努めてまいります。25年-27年度の3カ年平均で約30億円の削減を織り込んでおります。以上に加えまして、長期的な取り組みとして、LNGに関して石油にかわる新たな指標を用いた価格決定方式、シェールガスなど非在来型燃料の導入等についても、検討を行うこととしております。

次に、4ページに火力燃料数量計画につきましては、需給計画により配分された発電所ごとの発電電力量をもとに算定しております。

5ページでございます。火力燃料費の原価算定期間内の平均及び年度別の算定結果を記載しております。火力燃料費は、原子力発電所の再稼働が25年7月以降順次なされるという前提のもとに、火力発電所の稼働率低下に伴い燃料消費量が減少していくため、後年度にかけて減少しております。一方、発電電力量当たりの単価は、25年から26年度にかけてはいったん上昇するものの、平成26年度から27年度にかけては下落しております。

続きまして、6ページ以降で燃料種別の価格についてご説明をいたします。まず、重原油につきましては、当社は発電所の環境規制対応のため、価格の高い低硫黄の重原油を使用していること等により、当社織り込みにおける重原油の価格は全日本通関価格より高くなっております。

また、7ページに当社と他電力との実績を比較しておりますが、当社は他電力と比較して高くなっております。これは、製油所からの導管供給がなく、すべて船舶で輸送していること、製油所から発電所までの距離が長いこと、発電所に入港が可能な船が小型であり、輸送率が悪いこと等により、輸送コストが割高になるという当社の地域事情によるものでございます。

8ページをごらんください。石炭につきましては、政治情勢が安定しており埋蔵量が豊富な豪州から7割、カナダから2割を調達しております。織り込み価格については、品質がよい豪州炭の比率が高いため、全日本通関価格に比べ割高でございますが、ほぼ豪州炭の通関価格並みとなっております。一方、他電力との実績比較では、9ページに記載のとおり、当社のほうが安くなっております。

次に、10ページにLNGを記載しております。当社の平成23年度の受け入れ実績は左の図のとおりであり、原子力再稼働遅延への対応のためにスポット調達が155万トンで、37%となりました。スポット価格は価格変動が大きく、また必要時期に必要な数量を確保できないリスクがあります。長期契約と短期スポット契約の状況は右側のグラフのとおりであり、これまでの実績では両者の関係は一定ではなく、スポットが長期契約に比べまして安いときもあれば、高いときもありました。

11ページに、当社の価格と全日本通関価格との比較をしております。平成22年度までは全日本通関価格に比べ低く推移しておりましたが、複数のプロジェクトの価格更改が市況が高騰した時期に重なったことにより、平成23年度から当社のほうが高くなっております。他電力との比較においても、12ページに記載のとおり、同様の傾向となっております。

13ページに、今回の原価算定に当たってのLNG調達の考え方を示しております。原価算定期間の所要量、年平均の340万トンに対しまして、まず、現行の長期短期契約により手当てをし、

不足する分をスポット調達で対応することとしております。スポット契約は、先ほども申しましたように価格変動が大きく、また必要時期に必要な数量を確保できないリスクがございます。原価に織り込んだ長期契約6プロジェクト、年間平均で245万トンのうち、4プロジェクト、年間平均129万トンが、原価算定期間内に価格改定を行う予定となっております。価格見直し予定の長期契約LNG価格は、直近で契約しました長期契約価格、LNGの市場環境、燃料費抑制等を総合的に勘案して、合理的に判断される価格で原価に織り込んでおります。

14ページから17ページは、参考資料としてアジア向けLNGの取引の概要、長期契約の価格交渉、LNGの調達先、LNGの長期プロジェクトの一覧、LNG調達コスト抑制のための取り組みについて添付をしております。

18ページに、当社の火力燃料の価格構成を示しております。燃料によって若干の違いがございますが、大部分は国際的なエネルギーマーケットにリンクしております。国際マーケットリンク部分におきまして、売り主との粘り強い交渉や競争見積もりなどによる効率化努力を行うとともに、それ以外の諸経費等の部分についても、同様の取り組みを行ってまいります。

19ページには、供給安定性の確保とともに、経済性を追求するために実施しております燃料調達先の拡大について、記載をしております。

20ページには、当社の特徴であります新エネルギーについて示しております。燃料費として、地熱蒸気を購入して発電している大霧発電所と滝上発電所の地熱蒸気料を計上しております。

21ページの過去の燃料費実績及び22ページの米国ガスリンクや共同調達の取り組みは、前回の専門委員会にていただきましたご質問への回答でございます。

以上が、火力燃料費の説明でございます。

引き続きまして、23ページ、核燃料費についてご説明をさせていただきます。核燃料費は、原子炉に装荷しました原子燃料の取得価格を、当期の燃焼度合いに応じて、核燃料減損額として費用計上するものです。今回申請しました核燃料費につきましては、原子力の発電電力量の減少等に伴いまして、前回改定と比較して約19億円の減少となっております。玄海3号機の核燃料費につきましては、MOX燃料費が含まれていることから、他のユニットと比較しまして、キロワットアワー当たりの単価が高くなっております。玄海3号機以外のユニットにつきましても、前回原価と比較して単価が上昇しておりますが、これは主にウラン精鉱価格の高騰によるものです。

24ページをごらんください。こちらは核燃料減損額の具体的な計上方法を示しております。核燃料の減損額は、原子炉に装荷された核燃料の取得価格を燃焼度という単位に応じて、費用計上していくものでございます。

飛びまして、26ページをごらんください。核燃料減損額の算定の基礎となる取得価格ですが、

ウラン精鉱の調達から成形加工までの各工程における投資額を積み上げ、核燃料資産として計上しております。このようにして積算された燃料集合体の取得価格原価の構成は、右の図のとおりでございます。原子力の調達環境という観点から見ますと、化石燃料と比べてマーケット規模が相対的に小さいことから、世界的に製造事業者が極めて限定されるという特殊性がございます。

27ページに、原子燃料のライフサイクルを図式化したものを示しております。原子燃料は、ウラン精鉱の調達から各工程を経て製造され、装荷されるまでに、早くとも約2年を要し、発電所に装荷された燃料の燃焼には約5年を要します。原子燃料の取得原価は、完成までの各工程を経るごとに段階的に資産計上され、原子炉への装荷後に燃焼に応じて長期にわたって費用化される点に特徴がございます。

以下、参考としております28ページから31ページに各工程の概要を記載しておりますが、説明は割愛させていただきます。

32ページをごらんください。先ほど玄海3号機の減損価格が他のユニットよりも高くなった点を申し上げました。当社がフランスでの再処理により回収しましたプルトニウムを36体のMOX燃料に加工し、現在玄海3号機に32体装荷しており、次回定期検査以降、さらに4体の装荷を想定し、合計36体を減損単価に織り込んでおります。MOX燃料は、組み立てを厳格な核物質防護や品質確保が求められるフランスの工場で行うことや、日本への輸送においても国際条約などに定められた規制基準への対応が必要なことから、ウラン燃料に比べて燃料価格が高くなっております。

最後に、34ページに、原子燃料取得価格低減のための取り組みを記載しております。これらの取り組みも核燃料費算定に織り込んでおります。

燃料費は以上でございます。

続きまして、購入・販売電力料の説明をさせていただきます。

1ページ目に算定の概要を書いております。当社は、従来より需要電力量の2割程度の約170億キロワットアワーを他の発電会社などから調達しております。今回原価においては、購入電力料は前回と比較して118億円の増、1,351億円となりました。また、販売電力料は、前回原価と比較して12億円増の96億円となりました。

続きまして、2ページで購入電力料の算定概要についてご説明します。今回算定に当たっての前提条件として、既に電力需給契約を締結済みの契約については現行契約料金、平成25年度から27年度までの算定期間中に契約満了となるものについては契約更改の想定値といたしました。電力量については、前提計画の供給力想定に基づき算定いたしました。算定の結果、前回原価に比べ、固定費は95億円減少したものの、燃料価格の上昇などにより118億円の増加となりました。

これにより、平均購入単価は、キロワットアワー当たり7.79円となっております。

当社が購入しております他の発電会社の概要については、3、4ページに書いております。説明は割愛させていただきます。

続きまして、5ページで、販売電力料の算定概要について示しております。前提条件は、購入電力料と同様でございます。算定の結果、販売電力料は、共同火力への補給電力量の減少があったものの、常時バックアップの増加などがあったことから、前回原価に比べ、約12億円の増加となっております。

続きまして、6ページで、卸電力取引所の活用についてご説明申し上げます。当社は、需給状況に応じて取引所を最大限活用するという方針のもと、日々の状況を勘案しながら取引を行っております。今回原価におきましても、先般、電力システム改革専門委員会で表明しました自主的取り組みも考慮いたしまして、販売で1億円、購入で5億円の、計6億円のコスト削減効果を見込んでおります。

最後に7ページ、今回の原価算定期間中に契約満了となるIPP契約についてご説明いたします。IPP3件のうち2件につきましては、25年度末に期間満了となります。満了後の契約については、現在協議中でございます。現段階では、契約電力、期間、価格等の条件が決定していないことから、今回の原価には算入しておりません。

購入・販売電力料のご説明は以上です。

続きまして、原子力バックエンド費用でございます。1ページをごらんください。今回の合計額は前回原価に比べ116億円減の274億円となっております。

2ページ目に、使用済燃料再処理等費は使用済燃料の再処理等の費用に充てるための法令に基づく積立金及び再処理工場への輸送費用でございます。今回原価は、原子力発電所の稼働減により、前回に比べ40億円減の184億円となっております。

3ページは、積立金制度の概要をまとめたものでございます。

4ページに記載の団体につきましては、事業内容等を精査した上で、今回の原価に算入をしております。

5ページでございます。特定放射性廃棄物処分費は、高レベル放射性廃棄物の最終処分事業に関する費用を法令に基づき拠出するものでございます。これも原子力発電所の稼働減及び平成25年度に過去発電分の拠出が終了することから、前回原価と比べ50億円減の38億円となっております。

6ページでございます。原子力発電施設解体費は、解体費用を法令に基づき毎年度の発電実績に応じて引き当てるものでございます。これも原子力発電所の稼働減により、前回に比べ25億円

減の52億円となっております。

最後に7ページでございます。前回委員会でご質問のありました原子力の稼働がない場合の影響に関連しまして、27年度末における原子力発電施設解体引当金の引き当て状況をまとめております。引当額の合計は2,094億円、引当率は70%となる見込みでございます。

以上で、私からの説明は終わります。

○安念委員長

ありがとうございました。非常に中身の濃いことを短時間でご説明をいただきまして、大変恐縮でございました。小山先生、本当にありがとうございました。

ということで、どうもどっちみち議論には入れそうもなかったのですが、いいといえばいいんですけども、次回はこの燃料費等の討論から入りたいと存じます。

○片岡電力市場整備課長

お時間あれでありましたので、今日、資料のご説明があったので、委員の方、オブザーバーの方を含めて事前に質問、ご指摘をいただきたいと思います。いただいた上で、それは事前に関電さん、九電さんに伝えて、その回答あたりから始めるということでしょうかと思います。もし可能であれば、小山さんにぜひ次回来ていただいて、小山さんに対するご質問があれば、それもあわせていただければと。やり方については、基本的にメールでお送りしたいと思うんですけども、時間なくて口頭でということであれば、聴取しますので、また別途整理させていただきたいと思います。

次回の日程でございますけれども、12月26日を予定しております。詳細につきましては、またホームページでご連絡いたします。

5. 開会

○安念委員長

すみません、本日は私の例のごとく不手際と、それから私自身の個人的な事情があったもので、大変申しわけございませんでした。

それはそうと、これは暖房は入っていることになっているんですか。定義上は。

○片岡電力市場整備課長

入っているようであります。

○安念委員長

これで入っているのね。わかりました。どうも今日はありがとうございました。

——了——