

電力取引監視等委員会  
電気料金審査専門会合（第7回）

1. 日 時：平成27年10月30日（金）15：00～18：20

2. 場 所：経済産業省本館 地下2階 講堂

3. 出席者：

安念座長、圓尾委員、箕輪委員、秋池委員、梶川委員、辰巳委員、松村委員、南委員、  
山内委員

（オブザーバー）

全国消費者団体連絡会 河野事務局長

日本商工会議所 産業政策第二部 市川副部長

株式会社F-Power 沖取締役

消費者庁消費者調査課 金子課長

資源エネルギー庁電力市場整備室 小川室長

（説明者）

北海道電力株式会社 藤井取締役 常務執行役員

東北電力株式会社 田苗常務取締役

東京電力株式会社 武部常務執行役 パワーステアリングカンパニー・プレジデント

中部電力株式会社 松浦取締役 専務執行役員

北陸電力株式会社 高林取締役 常務執行役員

関西電力株式会社 土井取締役 常務執行役員

中国電力株式会社 松岡常務取締役 流通事業本部長

四国電力株式会社 長井常務取締役（総合企画室長）

九州電力株式会社 山崎上席執行役員 電力輸送本部長

沖縄電力株式会社 島袋代表取締役副社長

○都築NW事業監視課長 定刻になりましたので、第7回電力取引監視等委員会電気料金審査専門会合を開催させていただきます。

本日もご多忙のところ、委員、それからオブザーバーの皆様におかれましてはご出席を賜りまして御礼を申し上げます。

本日でございますが、事業者からの説明者として、北海道電力の藤井常務、東北電力の田苗常務、東京電力の武部常務、中部電力の松浦専務、北陸電力の高林常務、関西電力の土井常務、中国電力・松岡常務、四国電力の長井常務、九州電力の山崎上席執行役員、沖縄電力の島袋副社長の皆様にご出席をいただいております。

では、以降の議事進行は安念座長をお願いいたします。

○安念座長　　どうもありがとうございます。

それでは、お手元の議事次第に従って進めてまいります。

まず、前回までの会合において、委員の皆様からいただいた宿題について事務局から説明をいただきます。

その後、本日のテーマであります調整力コスト、発電・送配電の設備区分見直し、小売・配電の業務区分見直しについてご議論いただきます。

それでは、事務局からご説明をお願いします。

○都築NW事業監視課長　それでは、お手元の資料3をごらんになっていただければと思います。

本日までにはいただいております電気料金審査専門会合における指摘事項でございます。本日回答予定分につきましては、いずれも本日の議題に対応する部分となっております。このため、その中で適宜説明等をお願いするということで対応させていただければと思います。

以上でございます。

○安念座長　　というわけで、きょうは宿題返しに対するディスカッションはやりませんので、このまま進めます。

それでは、制度変更に係る3つの論点でございます第1、調整力コスト、第2、発電・送配電の設備区分見直し、第3、小売・配電の業務区分見直しについてご議論いただきます。いつものとおりでございますが、まず事務局より今回の審査の中で検討すべき論点について説明をしていただきます。その後、各項目について代表の電力会社さんから概要をご説明いただいた後、個別のポイントについて各社から補足のご説明をいただきたいと存じます。

それでは、事務局から検討すべき論点についてご説明をお願いいたします。

○都築NW事業監視課長　それでは、資料4をお開きいただければと思います。

本日の議題は、今、安念座長からお話のございました3点でございます。

スライドをめくっていただきまして、4ページのところまでごらんになっていただければと思います。まず、調整力でございますが、それに先立ちまして、ここで資料としては全体を俯瞰するような図をつけさせていただいております。改正電気事業法によって導入される託送約款に関連した制度変更点のポイントを示させていただいております。

図の中に、①から⑤までございます。①事業報酬率、それから②のところでは離島供給というのがございますが、これらに関しましては、本専門会合でこれまでに議論をいただきましたものでございます。したがって、本日は③から⑤のところについて取り扱うこととなっております。

最初は調整力コストです。スライド5をごらんになっていただければと思います。

これは、調整力の確保に関するこれまでの議論の経緯をまとめたものでございますが、第1回の専門会合でご指摘のございました件につきまして、第3回の専門会合で事務局よりご紹介した資料を再掲させていただいております。

従来の託送料金の中に盛り込まれていたアンシラリーサービスの範囲のみならず一般送配電事業にとって必要な調整力を特定し、必要な費用を託送料金の中で回収できるようにするという考え方でございます。

スライド6をごらんになっていただければと思いますが、こちらに具体的な項目について記載させていただきました。一般送配電事業を行う上で必要となる周波数制御・需給バランス調整に必要となる費用のうち、一番上の部分でございますが、固定費に対応する部分については、従来からもアンシラリーサービスということで回収可能な状態になっておりました。

今回は、固定費のみならず、例えば燃料費の増分コストのような可変費相当分、それから、需要と供給の量を合わせるためのもののほかに、電気の質を確保していくために必要な項目、これらは、もっと広い意味でのアンシラリーサービスと申し上げたらいいかと思いますが、申請に盛り込まれております。こうした申請の背景として、スライド7のところでは託送料金の算定省令についての記載がございますが、今申し上げたような項目の部分に対応するようなものを整理するというところで算定省令の中でも規定を設けてございます。

スライドの8から10は、過去の制度設計ワーキンググループの資料の抜粋となっております。説明は省略させていただきます。

それでは、スライドの11にまいります。ここでは、各事業者の申請内容を記載いたして

おります。表の縦軸をごらんになっていただきますと、先ほどの各項目を並べております。それから、横軸は各社となっております。この中で、お手元の表の中の赤い囲みがありますが、その部分は今回制度変更に伴って純粋に追加されている部分ということになります。青い部分につきましては量の変更ということが申請上なされていますという形になってございます。表の下から2つ目のところでございますが、託送料金単価への影響ということで、各社1kWhあたりの増分の数字をここに記載させていただいております。

それでは、スライド13をごらんになっていただければと思いますが、まず、今申し上げた各項目の中で、周波数制御・需給バランス調整のうち、固定費の扱いについて記載しております。現行の現在運用されている約款の中では、年間最大3日平均の需要に対する比率で、5%相当分を計上しているという形になっておりますが、今般、北海道、沖縄を除く各事業者は7%を計上しております。

この7%の考え方につきましては、ページが前後して恐縮ですが、スライドの12をごらんになっていただければと思います。この12の左下のところに、現在の必要予備力の考え方という表がございます。出所のところをごらんになっていただきますと、昭和62年の中電協となっておりますが、一般電気事業者として必要となる供給予備力の考え方ということで整理がなされているものでございます。その中で、偶発的需給変動対応というところがございますが、こちらの部分に対応するものとして7%という数字がございます。各社の申請はこれを踏まえてのものとなっております。

その同じスライドの右下のほうをごらんになっていただければと思いますが、今の7%のところから表に矢印が出ていますが、そこに偶発的変動というところで、この内訳をみていきますと、小売事業、送配電事業のそれぞれにとって必要となる供給予備力が概念上含まれています。例として2つ書かせていただいておりますが、上段は小売事業として必要となるもの、下のほうは送配電事業として必要となるものというのが記載されております。これは後で申し上げます論点との関係で触れさせていただいた次第でございます。

それでは、スライドの14に移っていただければと思います。大きく2つ目の項目ですが、周波数制御・需給バランス調整の中の可変費の取り扱いについてここでは取り上げております。通常、最経済運用を考えていく場合には、安い電源から順番に発電機を動かしていくこととなります。一般的にはメリットオーダーといわれているような運用になります。

ところが、時々刻々の需給変動に対応していくためには、相対的に高い電源であっても、出力変動への対応能力の高いものを稼働させていくことが必要な場合がございます。こう

した電源の持ち替えを行う場合には、メリットオーダーの状態から増分コストが発生いたします。そうした増分費用の中で、小売として必要な分、送配電事業として必要な分がございますので、このうち送配電事業として必要な分を取り出して調整力コストとして計上していくという考え方になります。

このために、沖縄電力を除く各社についてですけれども、スライド14の上の囲みのところにありますように、各年度の8,760時間のそれぞれにつきまして、どの電源とどの電源は持ち替えになっているのかということ特定し、燃料種間の単価差に調整電力量を掛けるような形で増分費用を特定していくという手法で申請がなされているところでございます。

続きまして、スライド15に移ります。スライド15においては、各電力会社がそれぞれどういった持ち替えのパターンになっているかということを示した図を一覧として書かせていただいております。例えば、一番左の北海道電力の欄をごらんになっていただきますと、4つの持ち替えのパターンがある中で、例えば、石油火力発電所と石油火力発電所との間での持ち替えが全体の76.1%——これは時間比ですけれども——そういう形で実際になされているということになります。東北電力につきましても、やはり5つのパターンの中で比較的大きいのは、LNGのコンバインドサイクルとLNGの従来型の発電所との間の持ち替えが一番多いというような形で、各社、電源の持ち方とか運用の仕方に伴いまして、この部分は大きく変わってくるということでございます。

その持ち替えのパターンの判定条件につきましても、スライドの16のところに書かせていただいております。説明は省略させていただきます。

続きまして、スライドの17でございます。ここでは、同じ可変費の中の要素として、年間の送電需要に占める調整電力量の比率を示させていただいております。ここでは、先ほどの固定費のときは年間計画の断面で考えていく形になっておりますが、ここでは、実需給の直前を想定し、需給段階での送電需要の5%を原則として調整電力量という形で考えているという申請内容になってございます。

さらに、その下の段のところになりますけれども、この調整電力量の中には、小売事業者がみずからの同時同量対応として行う調整分というものもございます。したがって、送配電事業として必要となる分を導き出す必要があり、各社、申請上は2分の1が一般送配電事業の分であるという形で申請がなされています。

続きまして、スライドの18と19にまたがりますが、持ち替えに伴う値差の部分について

ご説明を申し上げます。燃料費は時期によっても異なることから、厳密に値差を単一の値でパターン化して算出するというのはなかなか難しい事情がございます。こうした中で、今般、事業者からの申請におきましては、同一の燃種の場合には安いほうの平均と高いほうの平均ということで値差を設定されています燃料種が違う場合は、スライド19のほうに書かせていただいておりますが、燃料種ごとの平均単価の差ということで値差を設定されている形で申請がなされています。

続きまして、スライドの20でございます。ここでは九州電力の申請内容を取り上げております。下の地図をごらんになっていただければと思いますが、五島列島は、九州本土と海底ケーブルでつながっています。このため、五島につきましては、九州電力の系統の端には位置づけられますが、本土から切り離された離島という扱いにはなってございません。申請内容においては、海底ケーブルに事故があったときに備えまして、単独系統になった場合であっても五島の電力供給が可能となるように電源をもっておく必要があるということで、これに対応するような費用が申請としてなされております。他の事業者についても確認いたしましたところ、中部電力の神島においても同様の申請がなされていると承知してございます。

続きまして、スライド21は、沖縄電力の申請を取り扱っております。例えば、一番上の部分、周波数制御・需給バランス調整の固定費という部分でございますが、ほかの9社は実際に設備をどれだけもっているかということとは別に、必要な調整力の量を特定し、その量に相当するコストを計上するという形で申請がなされております。これに対して沖縄電力は、持っている設備容量と最大需要の差を必要量として申請に織り込んできています。もちろん、沖縄電力につきましては、本州側の事業者と異なり、会社間の連系線で隣の地域とつながっていないので、いざというときに応援が得られないという点がほかの会社とは大きく異なりますが、これを超えて本土との違いをどのように考えていくのかという点は、後で申し上げます論点にもつながる事項かと考えております。

続いて、その一段下の可変費に対応する部分でございます。系統運用も独特でございます。先ほど申し上げましたメリットオーダーという形で純粋に安いほうから順にというよりも、沖縄電力におきましては全ての発電所を満遍なく運転するという形が基本となっております。したがって、可変費についても純粋なメリットオーダーからの増分費用を見積もる形にはなっておらず、満遍なく運転する前提での費用を算出するという形になっております。したがって、持ち替えの対象電源というのも概念的には9社のケースよりも多

く出てしまう、そういうことが違いかなと考えております。

それから、マストラン電源とかブラックスタートの扱いというところがございますけれども、実際にほかの会社とは扱いが違っておりました、先ほどご説明は省略しましたが、各社の申請概要ということで、スライドの11のところの右端の欄、例えば、沖縄電力の電圧調整とかブラックスタートという欄をごらんいただきますと、本州側の各社と比べると著しく大きな金額が計上されております。

スライドの22をごらんになっていただければと思います。論点を整理させていただきました。まずは、一番最初、周波数制御・需給バランス調整のうちの固定費の部分でございます。表の中の①と書いてある部分でございますが、先ほど偶発的変動対応ということで申し上げましたが、このための対応の予備力全てを送配電に割り振っているということの妥当性をここで取り上げさせていただきます。

次に、②のところをごらんいただければと思います。②の部分はさらに幾つかの要素に因数分解いたしております。最初、まずbの部分でございますが、持ち替えのパターンに関する論点をここで書かせていただいております。ここでは、例えば、発電不調などによって微妙に部分負荷運転になっているケースとか、燃料調達に何らかの制約がありフル運転ができないというケースもございます。こうしたケースは調整力の確保のための持ち替えとは違う趣旨での焚き減らしということになりますので、こうしたところがきちっと除外されているのかという論点をbの部分では取り上げさせていただきます。

次に、cのところにもありますが、ここでは増分燃料費の算定に用いている燃料間の単価差でございますが、メリットオーダーを反映したものとして評価してよいかということでございます。

それから、その下の部分、dのところでございますが、増分燃料費の算定となる調整電力量の扱いということで、流通対応需要の5%という考え方、あと、ネットワークと小売に割り振っているところを2分の1ずつに按分しております。この考え方についての妥当性をここでは取り上げさせていただきます。

続いて、表の③の部分ですが、マストラン電源でございます。これが、例えば、今申し上げた②の可変費の部分とダブルカウントになっていないかという点を取り上げております。

最後に、④の部分でございますが、九州電力、それから中部電力のところ、先ほどありましたように、離島ではないのだけでも、本土との関係でバックアップ的にもって

る電源の取扱について記載させていただいております。

続きまして、スライドの23をごらんになっていただければと思います。こちらは沖縄電力に関する論点を取り上げております。まず、①の固定費と書いてある部分でございますが、先ほども説明のときに少し論点をにじませる形で申し上げさせていただいたわけなのですが、そもそも必要な調整力の量を特定せずに、もっている設備が全て原価として必要になるのかどうかという考え方についての妥当性。

②の部分でございますが、可変費についても先ほど申し上げましたように本州側とは全く異なる考え方をしております。こうしたところの考え方についての妥当性をここで取り上げています。

先ほど申し上げました本州の事業者と比べて著しく大きく計上しているマストラン電源、それからブラックスタートについての取り扱いについても、ここに論点として記載させていただいております。この辺につきましては、この後、事業者からも説明があるのではないかと思いますので、こうしたことも踏まえてご審議をいただければと考えております。

以上が調整力コストに関するものでございます。

続いて、大きく2つ目のところでございますが、発電・送配電の設備区分の見直しに移らせていただきます。資料、若干飛びますが、スライドの27をごらんになっていただければと思います。ここに敷地の中の図みたいなのがありますが、この中で、従来発電所の敷地内にあるものというのは発電費として計上してまいったわけなのですけれども、例えば、山間部の水力発電所であるとか、コンビナートに併設されている火力発電所などの例を思い描いていただければと思いますが、例えば山間部の水力発電所の場合であれば、その近隣にお住まいの方の電力需要を満たすために、発電所の中に配電用変電所や配電線に相当するような設備が存在するケースがございます。こうした場合に、明らかに配電用と思われるような部分につきましては、発電費ではなくて送配電費用につけかえてはどうかという話でございます。

スライド28に記させていただいておりますように、規模的には先ほどの話題、調整力のコストに比べるとかなり少額ではございます。

スライド29、30となりますが、当然、こういう話を考えていく場合には、発電でも使いますし送配電でも使いますという設備もあり得ますので、このような共用設備については費用を按分する必要があるとか、それから、減価償却費の算定に当たっても、個別に積み上げていくケースとまとめて一括に簡便な計算をやっているようなケースがございますの



で、後の論点との関係で、ここでちょっと紹介させていただいております。

スライド31をごらんになっていただければと思います。論点を記載させていただいております。1つ目、設備区分というところについては、要は適切にちゃんと設備区分がなされているのかというところをここで取り上げています。

それから、②の部分でございますが、計算手法ということでございますが、共用設備の按分の方法、それから減価償却費についても、まとめて計算するのはいいのですけれども、それによって上回ってしまうようなものが発生することはないかという点を論点として取り上げてございます。

以上が発電・送配電の区分の見直しに関する内容でございます。

続きまして、最後、大きく3つ目、小売・配電の業務区分の見直しについて取り上げております。

スライドの36と37をあわせてごらんになっていただければと思います。ここでは、いわゆる各電力会社における営業所といわれているようなところの業務を対象としております。例えば、最初の契約受け付けに当たるところから、料金の調定とか、そういうようなところに至るまで、どんな業務があり、それぞれについては、ネットワーク業務なのか、それとも小売業務なのか、どの業務区分に考えていくのが適切かという内容について記させていただいております。

例えば、スライドの36の一番上の契約受け付けのところでございますが、例えば窓口での申し込み受け付けの際には、契約電力を決めたり、それから必要な工事を申し受けたりするという業務がございます。新たなライセンス制の導入に伴いまして、全社、すなわち契約電力の特定であったりとか、その部分につきましては小売業務として位置づけられます。それから、工事の内容について決めていくという部分についてはネットワーク業務になります。少なくとも申し込み受け付けの部分についてはワンストップで行うという形になってございます。したがって、この表の中の一番右の業務区分のところをごらんになっていただきますと、ここで「共通」と記してございます。これはワンストップでやるのか、分けてちゃんとやるのかということについては、分けてやればわかりやすいというのはあるのですけれども、例えば需要家、大半の場合は工事事業者になると思いますが、そういう方々の利便を考えたときには、ワンストップは維持するのだけれども、きちっと費用上はミシン目をつけて考えていきたいと思いますという形で、今回のシステム改革の考え方としては整理をしてきているところでございます。

それから、それに対して、実際に引き込み線の工事計画をつくったり、工事費の負担金を申し受けてもらうというのがスライドの36の1の②とか③のあたりにございます。こうした部分につきましては、「配電」として対応する部分の業務でございますので、一番右の欄をごらんになっていただきますと、「ネットワーク」と記載させていただいております。

以下、説明は省略させていただきますが、従来は事業者ごとの考え方に基づいて託送料金に計上してきたということになっていました。ところが、今回、この制度改革の議論の過程において、各事業者間で標準化を図るという観点からこういう業務を洗い出して、事業者の業務実態なども反映させながら、こうした業務区分の標準を一応メルクマールとしてつくってきたというものでございます。

それでは、実際の申請内容でございますが、スライド39をごらんになっていただければと思います。先ほどのスライド36、37で申し上げました業務内容に対応するような形で、それをどのような形で割り振るかというところについて、表の左側に業務内容と「標準」と書いてある部分がございます。これが先ほどの区分になっております。これに対して、右のほうに各社10社の実際の申請内容を表記させていただいております。ごらんになっていただきますとわかりますように、一部、事業者によっては、託送料金を抑制する側に振っているケースがございますが、おおむね標準化がなされているとご理解をいただくことが可能ではないかと考えております。

スライド40にまいります。各社の原価上の影響額を取り扱っております。第2回の専門会合だったと思いますが、値上げしている会社、それから値下げしている会社があつて、どうなっているのだというご指摘がございました。先ほども少し申し上げたのですけれども、もともとはより小売側に寄せていた会社、それからネットワーク側に寄せていた会社がそれぞれございましたが、小売側に寄せていた会社は、今般の業務区分の再整理に伴いまして、送配電に一部振り直すということになりますので、託送原価としては増加方向に作用いたします。それから、これに対して、もともとはネットワーク側に寄せていた会社は、今般の申請では一部分を小売業務として託送原価から除外することとなりますので、値下げ方向ということになります。表をごらんになっていただきますと、一番下の影響額合計のところをみていただきますと、プラスとなっている部分、要するに値上げ方向に作用している会社と値下げ方向、マイナスとして表示されている会社がございますが、そういった意味でございます。それぞれの会社が別々の判断をしてというよりは、共通の

座標軸にのっとして同じ方向に向かって標準化する流れの中で、こうしたベクトルの向きがそれぞれ会社によって異なるのだというところをご理解いただければと思います。

スライドの41と42をあわせてごらんになっていただければと思います。第2回の会合におきまして、契約受付、契約管理業務についての会社ごとの取扱につきましてご指摘を頂戴いたしました。スライド41の部分は契約受付業務でございます。表の右の列をごらんになっていただきますと、例えば東京電力は従来より契約受け付けの内訳として②の工程管理、それから③の負担金算定というところにつきましてはネットワーク側に計上しておりました。これに対して他社は、一番右の欄をごらんになっていただきますと小売側に計上しておりました。今回、表にございますように、左側のところに今回の業務区分ということで、これに合わせるような形での申請がなされていますので、原価への影響が生じています。

同様に、スライド42、契約管理業務につきましても、北海道、四国、沖縄につきましては変更が生じませんが、他の7社につきましては小売に計上していたので、託送原価に値上げ方向の影響が生じているということになっております。会社によってインパクトは異なります。繰り返して恐縮ですけれども、大きな流れは標準化の方向で処理されているという御報告になります。

最後のページでございます。スライド43をごらんになっていただければと思います。ここでは論点を記させていただいております。最初のところにつきましては、業務区分の適切性ということ、それから、2つ目につきましては、先ほどのスライドの39にある「その他」の部分です。右のほうをみていただくと「共通」とか「小売」とかと書いてありますが、この「その他」部分については、額的には小さいのですけれども、それぞれ会社によってはいろいろな費目が入っており、そういったものの中で託送原価に入れるべきでないものが入っているか、入っていないのか、入っていないということを確認する必要があります。さらには、按分が必要な場合のドライバーが適切かという点を3つ目のところに書かせていただいております。

事務局からは以上でございます。

○安念座長　ありがとうございました。

それでは、今ご説明をいただいた3つの論点について、それぞれ電力会社の代表選手の会社からご説明をいただきたいと思います。まず、東京電力さんから調整力コストについて、東北電力さんから発電・送配電の設備区分見直しについて、それから、中部電力さん

から送配電・小売の再整理についてご説明をお願いしたいと存じます。窮屈な時間配分でいつも恐縮しておりますが、まず、東京電力さんからは15分程度でお願いできますでしょうか。よろしくお願いいたします。

○東京電力（武部） 東電の武部でございます。

それでは、資料5-3をお願いいたします。調整力コストのスライド1をごらんいただきますと、一般電気事業に必要な調整力コストとして、ただいまお話がありました表にあります周波数制御・需給バランス調整とその他に大きく分けまして、さらにその下をみていただきますと、周波数制御と需給バランス調整は非常に金額が大きゅうございますけれども、従来は、現行の原価のところでは320億円見込んでおりましたものを、これからご説明するスライド3、4の内容に見直したということがございます。今回新たにその他のところで電圧調整、ポンプアップ、ブラックスタートをそれぞれ申請させていただいております。

めくっていただきまして、スライド2、周波数制御・需給バランス調整のうち、表の中にありますAの固定費、いわゆる予備力でございます。現行の原価の中では、冒頭お話がありましたように、固定費の5%を見込んで320億円織り込ませていただいておりますものを、今回、411億円で差し引き91億円の増という形になりました。一方、Bの可変費に当たる負荷運転増分費用でございますけれども、今回新たに213億円の増分ということであります。あと、C、D、Eは微少な額でございますので、合計の右下をみていただきますと、年平均原価の増分が305億、アワー当たり11銭という形になっております。これを1つずつご説明させていただきます。

スライド3は、需給バランス調整に係る固定費、いわゆる予備力でございます。算出の仕方でございますけれども、上のリードにありますとおり、全水力及び火力に占める周波数制御の機能を有する発電所の比率ということで、先週、連系要件をご説明させていただきましたけれども、あれに対応する設備でございますが、あの対象となる固定費を特定いたしまして、それに実際の機能を有する発電所の量を乗じるということで、今ほど都築課長からもご説明がありましたとおり、最大3日の7%を乗じて算出いたしました。

具体的にはその対象設備が、表のところにありますとおり帳簿価額の比率で水力が84.64%、火力98.61%となっておりますが、これに対しまして、次の表にあります5,677万キロというのが、平成24年から26年、24年のときに洗いがえをしました原価算定期間の最大3日平均の平均値となっておりますが、これに7%を乗じましたこれが必要予備力という

ことになります。これ割る今ほど上の表にあります特定いたしました帳簿価額に対応する水力、火力の出力を分母にもってまいっております。水力が713万キロワット、火力が3,682万キロワット、これを割り算しますと9.04%となります。この固定費と9.04%を乗じまして411億円という金額を算出しております。

次に、可変費であります。スライド4ページになりますが、仕組みは先ほど来お話がありましたとおり、左の下の図にありますメリットオーダーで出力を確保していった、最後のユニットだけ多分、中間出力になるかと思いますが、これでは周波数変動に応じた出力調整ができないということです、右の図にありますとおり、メリットオーダーの高い順から抑制しまして、その次の高い、ここでいきますと石油火力になりますが、こういうところへ少し出力を配分いたしまして、持ち替えを行うということでございます。

この事例ですと石油火力ゼロから立ち上がりますので、起動費も必要になってまいります。実際の石油の起動には数日かかりますので、そのリードタイムをもった中央給電指令所からの指令をやりますが、そういうことを含めまして、起動費プラス持ち替えによる効率が悪かったり、燃料費が最適計画より高かったりといったものを消費していく、その増分費用を算出するというようになります。

これを算出するに当たりまして、スライド5をごらんいただきますと、持ち替えのパターンがございますので、これに応じて単価を掛けていくという方法を採用いたしました。本来ですと、原価算定期間のベースとなります平成24年度の供給計画において、どの発電所をどう運転するのかというのが示されておりますので、そこから算出できればいいわけですけれども、日々のこういう調整力を含めた運転パターンまで供給計画としては特定できておりませんので、これは後から実績で探していくという方法によらざるを得ない状況でありました。

ここで分けたのが、下から⑥、⑤、④、③、②、①と上がっていくごとに発電単価が高くなっていく。メリットの高い順に下から積み上げております。6番ですと、LNG（コンバインド）で本来回したいのだけれども、調整をするために、従来型コンベンショナルタイプに少し負荷を分かち合ったというパターン。5番目、従来コンベンショナルLNG 1台でフルパワーで運転すれば本当はもっと効率がいいのですが、それですと調整力できませんので、複数のユニットに分散負荷配分することによりまして効率が落ちたり、あるいは、ユニットによっては燃種が違ったりしますので、そういったことの増分が実績としてあらわれたパターンが⑤でございます。同じように④は、LNGから石油に持ち替

えた。3番は、1台の石油ユニットでなく複数に分散運転をした。2番は、石油でなくより高い揚発を発動した。1番は、1台の揚発であればもっと効率よかったところを複数に持ち替えたために効率が落ちた。

それぞれ負荷調整のために何らかの増分費用を生じているわけですが、この大きく6つのパターンに分けて、ここでは平成24年度から26年度までの3年間、それぞれ8,760時間掛ける3倍のこまで、1時間ごとに運転パターンを見分けまして、この時間は④だ、この時間は③だということでまず振り分けをいたしました。その結果が右側の調整時間数比というところにあります。上から2.7%云々と書いてあります。これを全部足しますと100%になります。大半が④のLNGから石油の持ち替えということになっておりますが、こういうパターンをまず特定いたしまして、出力に応じた単価差を乗じて積算したという方法になっております。

めくっていただきまして、少し具体的に6ページでこのパターンを説明させていただいております。①の先ほど申しました揚水発電の持ち替えの例でございますけれども、上のリードにありますとおり、需給力がより厳しい夏場の昼間の時間帯において、揚水同士でするので、非常に電力がピークになっているという時間帯において揚水発電機が複数運転して、石油はもはやフルでこれ以上調整できないという状況になっているならば、火力で調整するのではなく、揚水複数台を部分負荷運転しているのだと判断した。これがパターン①ということになります。

ちょっと飛んで申しわけございませんが、次の7番のスライドをみていただきますと、この場合、左下の図にありますとおり、横軸がユニットのパーセンテージでも出力値でもよろしいですが、出力のレベル、上がその運転効率ということで、こんな曲線があって、出力が上がれば上がるほど効率がいいというときに、本来右側のドット、高出力のところで運転すればよかったものを、周波数調整のために低出力、左のドットで運転せざるを得なかった、そのために発電効率が落ちたという状況がありますが、この図を右側に1つの例で展開してございます。

揚水Aの100というのは消費水量、トンだと思えますけれども、100の水で発電量、揚水80できるといたします。定格で運転していれば100%水量で80の揚水発電ができるところを、これを右側、発電量を2つに分けておりますけれども、40のレベルで運転をすると、効率が今80%でしたけれども、これが70%に落ちるということでありますと、0.7で割り返しまして、揚水Aの必要水量は40割る0.7で57ということになります。同じ効率曲線を

もったユニットがもう一台あって、それで分担したとしますと、A、B合計で同じ80の発電量を生ずるのに必要な水が57足す57で114、水が14%余計に必要であったということでもありますので、14%分の水を上げるだけの動力に用いる燃料費が増分燃料費、増分発電費用ということになります。

こんなことで、パターン①の増分費用の算定をやっている。それを式にあらわしますと、右側のコメ印のところにありますとおり、ここでLNGのコンベンショナル型で発電した水の量を部分負荷運転ロスで損失している度合いを算出しているということになります。このようなことでそれぞれの運転パターンから増分燃料費を出し、それを積算していった結果が冒頭の213億であるということになります。

以上が調整力の可変費ということになります。

続いて、その他の部類に入ります。8ページ、電圧調整及びポンプアップということで、上の電圧調整のところですが、これは通常、電圧調整をしますのは、コンデンサーですとかSVCという装置を使いますが、それで足りない場合に揚水発電所を用いて電圧調整をする場合がございます。これは発電ではなくて電圧だけですので、水で動力を使って力をもって揚水発電機を回すということではなくて、外部からの電力で空回し運転、いわゆるごろ回しとっておりますけれども、そういう運転をして発生する電圧を調整するということができますので、そういう使い方をたまに揚水発電所でやる場合がございます。これを3年間実績で、2つ目のぼつにありますとおり、空回し運転に要した時間、電力量を実績で拾って積み上げてまいりまして、その供給に必要な発電単価を乗じることにより算定いたしましたということで、ここでは0.4億円計上いたしております。

次に、ポンプアップでございます。特に夜間ですとか、いろいろなシチュエーションがございますけれども、効率のいい発電機が集中して連系されている送電線が、ここで荒天とありますが、ルートダウンをした場合、あるいは片回線でもそうですが、永久事故になって発電できなくなった場合は、非常に大量の電気を送っている場合に、それをバックアップするだけの電力をほかの発電機で瞬時に賄えない場合がございます。この場合は、何もしないとそれで周波数が落ちてまいりますので、負荷遮断という事態になります。

そういうことを避けますために、まず全体の系統を少し余分に発電機を回しまして、その余力をもって揚水発電所のポンプアップ、水のくみ上げを行います。万一、当該の系統で送電線なり送電系統で事故が起きて、その発電所出力が脱落した場合に、その状況をリレー転送いたしまして、揚水発電をしているポンプを遮断いたします。そうすると、そ

こでくみ上げに用いておりました電力が余ります、余力になりますので、そこで脱落した送電分の出力を賄うということで、保安揚水とっておりますけれども、そういうシチュエーションで需給のためではなくて系統保安のために揚水のくみ上げを行うということをとまにやる場合がございます。そこに要する燃料費を系統保安のための需給調整力としてここに原価で参入したということでございます。具体的には上の電圧調整と同様、3ヵ年の実績を拾いまして、そこに必要な発電単価を乗じることにより1億円計上させていただいております。

最後に、9ページ、ブラックスタートでございます。これは、ここにありますとおり、当社エリア全体が停電するなどの広域停電が発生した場合に、全体が停電してしまいますと、どこから発電を起こすかという問題になりますが、全く電気がないと所内電力がございませんので、どこの発電所も運転することができません。そういったときに備えまして、ここにあります栗山、藤原、中の沢、八ツ沢という比較的小さな自流式の発電所に非常用発電機を置いてございます。

こういったときには、まず起動いたしまして、それを所内電力にして、小さい一般水力をまず運転いたします。そこで発電できました電力を使って、それぞれ近傍に大型の揚水発電所を有しているわけでございますけれども、その大型の揚水発電所を起動いたしまして、そこで50万だとか100万キロだとかといった規模の電力を起こすことによって徐々に系統を復帰していくという手法をとってまいることと考えております。定期的にブラックスタート訓練なども行っておりますが、こういった設備が4ヵ所にありますので、これらの固定費を万一のための設備費ということで原価に参入いたしております。

ここにありますとおり924億円は水力の固定費でありますけれども、これに対するブラックスタート設備は非常にわずかでございまして、3年間で200万円程度でございますが、桁落ちしておりますが、こういったものを計上させていただいているということでございます。

ちょっと長くなりましたけれども、調整力コストについて私からは以上です。

○安念座長　　どうもありがとうございました。

それでは、東北電力さんから発電・送配電の設備区分見直しについてご説明をお願いしたいと思います。10分程度でお願いできれば幸いです。

○東北電力（田苗）　　それでは、東北電力の田苗でございます。

私から発電・送配電の設備区分見直しにつきまして、資料6—2に基づきご説明いたし



ます。

まず、1ページをごらんください。発電・送配電の設備区分見直しにつきましては、現行の電気料金原価上、発電資産に整理されている発電所の設備のうち、発電設備の機能をなくした場合におきましても、直配等の託送供給に必要となる設備を送配電設備とみなしまして、それにかかわる減価償却費等を託送料金原価に反映いたしております。当社管内で対象となります発電所数は、表のとおり水力発電所が211カ所のうち124、火力発電所が8カ所のうち3、地熱発電所が4カ所全てということになってございます。

2ページをごらんください。設備区分見直しの方法であります。資料に記載のフローチャートのとおりを実施してございます。具体的には、発電所それぞれにつきまして、送配電機能をもつ発電所とともたない発電所にまず分けいたします。その後、送配電機能をもつ発電所の資産を発電、送配電、共用の3つに区分しております。さらに、共用設備につきましては、発電設備と送配電設備の建設費の比率で案分いたしまして、それぞれの設備に配分をしてございます。

3ページをごらんください。今ほどのフローチャート上で送配電機能をもつ発電所と記載しておりますが、それはケース①、ケース②の2つの類型で整理しております。

ケース①が直配設備を有する発電所でございます。直配設備とは、先ほど事務局からのご説明にもありましたが、お客様へ電気をお届けするための設備ということでございます。発電設備がないとしても、必要となる直配設備部分を送配電設備、変電設備として整理しております。

ケース②につきましては、発電所への送電線引き込みが $\pi$ 分岐と呼ばれる形になっている発電所でございます。これは右下半分の発電設備がなくなった場合でも、上半分の $\pi$ 分岐部分は系統運用上必要な電線路となりますので、送配電設備（送電資産）として整理しております。

4ページをごらんください。ここは2ページのフローチャートの一番下の部分にあります共用設備を発電と送配電に配分するやり方でございます。その考え方を示しております。記載のA発電所が送配電設備をもっている発電所ということで書いてございますが、所内回路や建物等、発電、送配電両方の用途で使用している共用設備につきまして、発電所ごとにその額を特定して、建設費の比率で発電資産と送配電資産に案分してございます。

5ページをごらんください。資産区分の整理の結果、水力のうち3.59%、火力のうち0.49%、地熱のうち0.17%を送変電設備として今回整理をしてございます。下の表には、発

電設備ごとに送電、変電への振りかえ額を記載しております。説明は割愛いたします。

6ページをごらんください。資産区分結果に基づきまして影響額を算定しております。表の合計の欄をごらんください。水力発電費からは送電費へ1億円、変電費へ5億円、計6億円振りかえてございます。火力発電費からは送電費へ0億円、変電費へ1億円の計1億円を振りかえております。地熱発電費につきましては、大変少額のために、ここでは記載を省略しております。全体では7億円を振りかえております。

7ページをごらんください。7ページ以降は参考として分離の基本的な考え方を示してございます。より技術的な内容となりますが、送配電設備を特定するプロセスにつきまして、イメージ図とあわせてご説明いたします。Step. 1の図面は、発電所の結線図でございます。図中、シンボルがございますが、下の凡例にありますように、◎が発電機、○2つが重なっているようなシンボルが変圧器、■が開閉器でございます。現行の料金原価上は、この発電所の設備は全て発電設備として整理されております。Step. 2でございますが、この図から発電機及び所内回路を取り除いた状態を想定しております。

8ページをごらんください。Step. 3としまして、お客様への電気の供給に必要な設備の有無を確認いたしまして、この図におきましては、右側の変圧器からお客様へ電気を供給する配電設備につながっております。したがって、発電機がないとしても、この図の上側から電気が流れてきまして、右側の変圧器を通りお客様へ電気をお届けしているということになりますので、この部分を送配電設備といたします。

Step. 4では、送配電設備を特定した後に、取り除いておりました発電機をもとに戻します。このとき、左側にある発電機用の変圧器は発電機がなければ不要となりますので、発電設備に整理いたします。

9ページをごらんください。その後、所内回路をもとに戻しまして、当該所内回路から送配電設備と発電設備両方に電源を供給しているような場合は共用設備として案分いたします。なお、発電設備のみへの供給の場合は発電、送配電設備のみへの供給の場合は送配電ということで整理をしてございます。

私から説明は以上でございます。

○安念座長 どうもありがとうございました。

それでは、やはり10分程度でお願いできればと思いますが、中部電力さんから送配電・小売の再整理についてご説明をお願いいたします。

○中部電力（松浦） 中部電力の松浦でございます。

送配電と小売の再整理について、代表しまして当社からご説明をさせていただきます。

なお、第2回会合におきまして、当社の申請内容について、送配電と小売の再整理の結果、申請原価が現行単価を上回っているのはなぜかというご指摘をいただいておりますので、そのあたりにつきましても皆様にご理解できるようにご説明してまいりたいと思っております。

それでは、資料7-4の当社の送配電・小売の再整理についての1スライドをごらんください。送配電と小売の業務区分の見直しのイメージは、1スライドの図のとおりでございます。これまでは左側の図のとおり、検針、集金、調定にかかわるコストは託送料金原価、それ以外の契約受け付けや既契約管理、停電周知や電話受け付けといった業務にかかわるコストは託送料金原価外と整理しておりました。

今回、一般送配電事業等を運営するに当たって必要であると見込まれる原価を託送料金原価として整理するよう料金算定規則が見直されたことから、右側の図のとおり、業務内容に応じて契約受け付け、既契約管理、電話受け付けの一部及び停電周知の全部にかかわるコストを託送料金原価に再整理するとともに、検針、集金の一部及び調定の全部にかかわるコストを託送料金原価外として再整理いたしました。その結果、託送料金原価が113億円、1キロワットアワー当たり0.09円増加いたしました。

次のスライドをごらんください。こちらでは、送配電・小売の再整理に伴う託送料金原価の算定方法について記載しております。算定に当たっては、委託検針費など、個別件名ごと、送配電または小売に特定できる費用は、その件名ごとに送配電または小売のおのの直課しております。また、人件費のような個別件名ごとに特定できない費用は、配分比率を用いて、託送料金原価に整理する額を抽出しております。

具体的には、2ページの下に示しました表のとおり、当社の販売部門の人員数3,271人のうち1,750人、比率にしておよそ54%が送配電業務にかかわる人員数であると考えております。このため、この値を配分比率として用いております。

次のスライドをごらんください。こちらでは、託送料金原価の算定結果について記載しております。まず、直課分として個別件名ごとに送配電または小売に特定できる費用188億円のうち、件名ごとに内容を精査して再整理を行った結果、85億円を託送料金原価として直課しました。ここには、検針業務に関する委託費用や供給停止業務を行う作業員の手当などが含まれております。

次に、直課分以外の販売費について、前のスライドで求めた配分比率を用いて託送料金

原価を抽出した結果、601億円のうち54%程度、321億円について託送料金原価として整理しました。

一方、現行供給約款料金において送配電として整理されているのは、検針、集金、調定にかかわるコストの292億円でございますので、直課分の85億円に配分比率で抽出した321億円を加えた406億円とこの292億円の差分、113億円が今回の見直しに伴う影響額となります。

次の4ページのスライドをごらんください。4スライド以降では、個別業務の実態に即した説明という指摘事項をいただいておりますので、そちらに関するご説明をさせていただきます。

5スライド及び6スライドをごらんください。ここの5、6スライドでは、販売部門における詳細な業務内容及び送配電・小売の再整理後の区分及びその考え方について記載しております。例えば、現在全て小売と整理されております契約受け付け業務は、実際の業務フローに従い、申し込み受け付け、工程管理、負担金算定、契約審査、異動登録・照合といった5つの業務に細分化した上で、送配電の設備形成に伴い生じる工程管理、負担金算定といった業務は送配電として整理し、一方で、申し込み受け付け、契約審査、異動登録・照合といった業務は、小売契約に起因する業務処理及び託送契約に起因する業務処理があり、送配電と小売双方の立場で業務遂行しているため、共通と整理しました。このように業務を細分化し、個々の業務について送配電または小売に区分し、当該業務に従事する人員数を算定することで配分比率を算定いたしました。

1つ飛ばしまして、7スライドをごらんください。この7スライドから16スライドにかけては、5、6スライドで共通業務として整理した業務に関する送配電・小売への配分方法と、その結果である送配電と小売の人員数について説明しております。7スライド及び8スライドでは、契約受け付け業務に関する説明をしております。共通業務として整理した申し込み受け付け、契約審査、異動登録・照合といった業務について、申し込み処理を行う媒体である電気使用申込書の記載項目を項目ごとに送配電、小売、共通に区分し、おのおのの項目数に応じて人員数を算定しました。その結果が7スライドの右に記載してある人員数であり、合計すると契約受け付け業務においては760人が送配電業務に従事しているという結果になります。

以降、時間の都合上、詳細説明は割愛させていただきますが、このように業務内容ごとに細かく再整理した結果、2スライドでお示ししました送配電にかかわる人員数及び54%

という送配電の配分比率を算定いたしました。

少し飛ばさせていただきます、17スライド、最後のところをごらんください。17スライドの表は、業務ごとの単価影響額を記載しております。こちらは、再整理の結果、なぜ申請原価が現行原価を上回っているのかというご指摘に対する回答となります。現行は検針、集金、調定にかかわるコストとして1キロワットアワー当たり0.23円を託送料金原価として整理しておりました。一方、これまで説明させていただいた考え方により今回再整理した結果、一般送配電事業等を運営するに当たり必要と見込まれるコストが、結果として1キロワットアワー当たり0.09円増加し、1キロワットアワー当たり0.32円となりました。これは、今回業務内容に応じた再整理により、集金業務にかかわる費用のような送配電から小売として再整理される費用よりも、これまで送配電コストとして整理することができなかった契約受け付けや既契約管理といった業務にかかわる費用を小売から送配電に再整理した影響のほうが大きいことによるものでございます。

以上で私からのご説明を終わらせていただきます。

○安念座長 どうもありがとうございました。代表選手の電力会社さんにご説明いただきました。

それでは、今の3つの論点につきまして、各社さんより補足をいただきたいと存じます。一応45分ということで、1社さん当たり1～2分でご説明をいただければ。まず第一に調整力コスト。では、北海道さんからどうぞ、お願いいたします。

○北海道電力（藤井） 北海道電力の藤井でございます。

調整力コストにつきまして、資料5に基づいて補足説明をさせていただきます。1ページ、2ページは説明を割愛いたしまして、3ページをごらんください。指摘事項8、調整力における部分負荷運転等に伴う増分費用の算定方法についてご説明いたします。

弊社においては、LNG火力は保有しておりませんので、費用の算定に当たっては、揚水発電、石油火力、海外炭火力を対象としております。電源の持ち替え区分は、図で示す①から④までの4種類となっており、それぞれの時間比率については記載のとおりとなっております。なお、対象電力量の算定において、弊社では実需給断面で必要な調整力は7%となっております。

4ページをごらんください。さきのページの4種類の電源の持ち替え区分について、その対象時間の判定条件や増分費用の単価の考え方については、表に示してあるとおりでございます。

5ページをごらんください。このスライドは4種類の電源の持ち替え区分について、それぞれのイメージをご説明するものです。

以上が指摘事項8についてのご説明となります。

引き続き6ページをごらんください。このスライドは、電圧調整にかかわる費用の算定を記載したものです。弊社では、道南方面の電圧維持のために知内発電所の1台をマスターラン運転、連続運転をしております。また、道東方面の電圧維持のために新冠発電所を調相運転する場合があります。今回、これらにかかわる費用について、過去の実績を踏まえて原価に参入いたしております。

調整力コストについては以上でございます。

○安念座長 ありがとうございます。では、東北さんをお願いします。

○東北電力（田苗） 東北電力の田苗でございます。弊社の固有の点についてのみご説明申し上げます。

資料5—2、2ページをごらんください。調整力コストとしましては、固定費、部分負荷運転の増分費用、ブラックスタートをはじいておりまして、当社は潮流調整、電圧調整等については実績がございませんので、ここは該当しないということでございます。その結果、表の一番下にありますように、原価は106億円、単価としましてキロワットアワー当たり13銭をコストに織り込んでおります。

次に、5ページをごらんください。ここは、部分負荷運転に伴う増分費用の算定のところでございますが、弊社の揚水式水力につきましても、第二沼沢の23万キロワット機2台でございますが、ここは主に需給が厳しい断面での落水運転でありますことから、調整対象外としてございます。このため、揚水同士、揚水と石油の持ち替えパターンは設定せず、石油、従来型LNG、LNG（コンバインド）による①から⑤までの5パターンにより運転時間を分類してございます。

次に、8ページをごらんください。ブラックスタートに関してでございます。当社では、八久和、上野尻、本名、3ヵ所がブラックスタート対象発電所でございます。機能として必要な費用として2,300万円を原価に織り込んでございます。

私からは以上でございます。

○安念座長 では、中部さん。

○中部電力（松浦） 中部の補足につきまして、資料5—4の2ページをごらんください。当社は、調整力コストとしてAからDの4つの項目を今回の託送料金原価に反映し、

その影響額はキロワットアワー当たり 8 銭の原価増となりました。

続いて、4 ページをごらんください。当社は、火力設備のうち LNG 火力の比率が大きいなどの電源構成を踏まえまして、部分負荷運転などにおける計画調整の対象電源の種別を 8 つに区分しております。4 ページの③、⑧のところが他社さんとは異なるところであるということでございます。

私からは以上でございます。

○安念座長 では、北陸さんをお願いいたします。

○北陸電力（高林） 北陸電力・高林です。

資料の 5—5 をごらんください。調整力のコストは、基本的な算定の考え方は東京電力さんと同じであります。特記事項といたしましては 6 ページをごらんください。当社の電源持ち替えのパターンは表の横軸にありますように、石油—石油間、それから石油—石炭、それから石炭—石炭の 3 パターンで算定しておりまして、金額としましては右下の 20 億円、単価にいたしますと 7 銭になっております。

○安念座長 どうもありがとうございました。それでは、関西さんをお願いしましょう。

○関西電力（土井） 関西電力の土井でございます。

資料 5—6 をご覧ください。考え方でございますけれども、先ほどの東京電力さんのご説明を伺いまして、同様の考え方に基づいて計算していると判断しております。

資料の説明は割愛させていただきますが、結果といたしまして、右肩 2 ページにまとめておりますように、③潮流調整、電圧調整、系統保安ポンプにつきましてはごくわずかである。それから、ブラックスタートにつきましては若干計上できましたが、計算結果上、微少であるということでございます。調整力を反映した結果、託送料金原価に与える影響額はプラス 179 億円、1 キロワットアワー当たり 12 銭の増加という結果になりました。

以上でございます。

○安念座長 中国さんをお願いいたします。

○中国電力（松岡） 中国電力の松岡でございます。

資料 5—7、1 枚繰っていただきまして、2 のシートの表をごらんください。当社では 3 項目計上させていただいてございますが、周波数制御・需給バランス調整にかかわる固定費が 84 億円、部分負荷運転等に伴う増分費用を 55 億円、ブラックスタートに係る費用が 0.2 億円ということで、今回申請は合計で 139 億円ということで、見直しを反映しなかった場合から 78 億円の増加、単価にして 1 キロワットアワー当たり 13 銭というような形になっ

てございます。

以上です。

○安念座長 ありがとうございます。では、四国さん。

○四国電力（長井） 四国の長井でございます。

資料5—8の2ページをごらんください。調整力コストとして周波数制御・需給バランス調整にかかわる固定費、部分負荷運転に伴う増分費用及びブラックスタートにかかわる費用を加えた67億円を織り込んだ結果、託送原価は31億円の増加、アワー当たりで11銭の上昇となります。考え方については東京と一緒にございます。

4のところをごらんください。4ページですけれども、スライドの下段で増分費用を算定する際の持ち替えパターンを書いておりますが、当社は東京と違ってLが入っていないということで、調整力として揚水発電、石油火力、石炭火力を活用しているということで①から⑤の分類にしております。

四国からは以上でございます。

○安念座長 ありがとうございます。では、九州さん。

○九州電力（山崎） 九州電力の山崎でございます。

資料5—9、調整力についてということで、2ページ目をあけていただきたいと思えます。託送料金原価への影響額でございますけれども、この表にありますとおりトータルで127億円の増、15銭の増という格好になってございます。

3ページから9ページ目の内容につきましては他社さんと重複しますので、省略させていただきますけれども、8ページ以降を簡単にということで、8ページには電圧調整ということで、当社に諸塚の水力発電所がございます。ここが無水で調相運転ができるということで、1カ所ここを電圧調整用ということで計上しております。

次の9ページでございますけれども、ブラックスタートということで、当社は4カ所、ブラックスタート起動源となる発電所がございますので、こちらにつきましてもブラックスタートに必要な設備を計上しております。

それと、当社独特の問題でございますけれども、10ページ目でございます。本土連系離島のバックアップでございます。長崎の五島地区につきましては、海底ケーブルで本土連系しておりますけれども、当設備の故障によりまして電力供給が停止した場合、当社の移動用発電機車全て配備したとしても供給力を十分確保することができない、また、復旧にも長時間を要するというので、バックアップ用の電源としまして内燃力発電所を残置し



ております。これらの設備に係る費用を託送料金原価に反映してございます。託送料金原価への影響額につきましては、減価償却費などの設備関係費が7億、保守・管理等経費が1億、その他2億ということで計10億円となっております。

当社からは以上でございます。

○安念座長 ありがとうございます。では、沖縄さんをお願いします。

○沖縄電力（島袋） 沖縄電力の島袋です。

資料5—10をお願いいたします。弊社の場合、他社と事情が違うところがございますので、お時間のところ5分ほどいただきたいと思いますが、よろしいでしょうか。

○安念座長 どうぞ。

○沖縄電力（島袋） 1ページ目は割愛いたしまして、2ページ目をごらんください。2ページ目から4ページにかけては、第1回の会合における指摘事項、調整力の必要量についての詳細な説明への回答でございます。2ページは沖縄系統の概要を示しております。

3ページをごらんください。弊社の系統運用の基本的な考え方を示してございます。小規模独立系統である弊社は、連系線による電力の融通を受けられないため、弊社管内の全ての電源で周波数及び需給調整を行い安定供給を図る必要がございます。日々の需給運用においては電源脱落事故や送電線事故などの需給アンバランス時に発生する周波数変動に対応するため、ガバナフリー、それからAFC機能を最大限活用する必要があることから、並列電源を原則ガバナフリー運転としております。

また、弊社系統において電源脱落事故が発生した場合、負荷制限を余儀なくされる場合がございます。この停電を早期復旧できるよう、並列電源への上げ代と停止待機中のガスタービンの組み合わせにより、最大単機容量分を確保しております。

そのほかにも重負荷地域の電圧調整を目的とした牧港火力電源の連続運転や、悪天候時には送電線事故に伴う需要減少に備えた発電機の下げ代確保のため、並列電源間の出力持ち替えや電源の入れかえを実施するなど、日々変化する系統の安定運用に努めています。

4ページをお願いいたします。こちらは周波数維持に係る調整力の必要量の考え方を示しております。さきにご説明いたしました弊社運用の基本的な考え方を踏まえまして、周波数制御・需給バランス調整に係る調整力の必要量とその考え方を示しております。算定の結果、調整力必要量の合計は409メガワットとなっており、その固定費は次ページにお示ししておりますとおり72億円となっております。

次に、6ページをお願いいたします。6ページから8ページにかけましては、第1回会合における指摘事項、調整力における部分負荷運転等に伴う増分費用についてへの回答でございます。持ち替え電力量の算定に当たり、マストラン電源の並列と周波数制御の確保における持ち替え量の重複を避けるため、弊社独自の方法を用いております。

初めに、各時間における需要や発電機運転などの実績に基づいた最経済の発電計画から調整力の確保に必要な持ち替え電力量を算出しております。なお、算出に当たりましては、電圧調整、また、次の7ページでお示ししている周波数制御、潮流調整と順を追って個別に算出する方法となっていることから、持ち替え電力量に重複が生じることはございません。

次に、8ページをお願いいたします。増分費用の算出方法をご説明する資料でございます。持ち替え増分費用のうち、周波数維持の増分費用につきましては40億円となっております。

9ページをお願いいたします。こちらは電圧調整（マストラン運転）についてでございます。送電線事故の発生に伴う瞬間的な電圧変動は、重負荷地域ほど大きくなることから、発電機の電圧調整機能により電圧変動を抑制するため、重負荷地域である本島那覇・南部地域に近い牧港火力発電所をマストラン運転としております。マストラン運転に必要な費用として30億円を計上しております。

10ページをお願いいたします。次に、潮流調整についてでございます。系統事故による需要の減少が発生した場合に、需要と供給のアンバランスが生じて周波数が上昇すると、発電機が不安定になり、さらに広範囲な停電が発生するおそれがございます。そのため、悪天候時には発電機の十分な下げ代を確保した運用を行う必要がございます。潮流調整に係る費用としては1億円を計上しております。

11ページをお願いいたします。ブラックスタートについて記載しております。弊社系統で全島停電が発生した場合に、外部電源を必要とせずに発電することができ、早期に停電を解消する機能を有する発電所に係る設備関連費用として6億円を計上しております。

以上、弊社の調整力コストに関する説明でございます。

以上でございます。

○安念座長      どうもありがとうございました。

それでは、発電・送配電の設備区分見直しでまた順に補足のご説明をいただきたいと存じます。また北海道さんからお願いいたします。

○北海道電力（藤井） それでは、資料6―1に基づいて結果のみをお伝えいたします。5ページをごらんください。弊社の対象発電所は、水力発電所が33カ所、火力発電所が6カ所であり、先ほどの東北電力さんからのご説明と同様に資産仕分けを行いまして、振りかえ額の算定の結果、水変・火変分離の影響額は、減価償却費と事業報酬額の合計で約4億円、単価影響は1キロワットアワー当たり1銭の増となりました。

以上でございます。

○安念座長 ありがとうございます。それでは、東京さんをお願いします。

○東京電力（武部） 6―3をお願いいたします。発電と送配電の区分見直しの考え方につきましては東北さんと全く一緒ですので、結果だけご説明いたします。1ページの四角の中、一番下でございますが、対象の発電所は水力51カ所、火力で5カ所となりまして、その結果、上の行になります。8億円、アワーあたりは銭未満の桁落ちになりますが、そういうレベルの申請をさせていただいております。

以上です。

○安念座長 ありがとうございます。中部さん。

○中部電力（松浦） 中部の補足につきましては、資料6―4の1ページをごらんください。当社では、水力発電所201カ所のうち89カ所、火力発電所12カ所のうち2カ所において再整理を行っております。

その結果につきましては2ページをごらんください。発電から送配電へ再整理した影響額は9億5,800万円でございます。

当社からは以上でございます。

○安念座長 では、北陸さんをお願いいたします。

○北陸電力（高林） 北陸につきましては、資料6―5をごらんください。基本的な算定の考え方につきましては東北電力さんの説明と同様であります。1ページで結果だけ申し上げます。水力発電所全130カ所のうち64カ所が該当しまして、金額でいいますと2.1億円、火力につきましては5カ所中4カ所が該当し、0.7億円を託送料金に反映いたしております。

以上です。

○安念座長 ありがとうございます。では、関西さんをお願いします。

○関西電力（土井） 関西電力でございます。

水変・火変分離につきましては、資料6―6に記載しております。対象の発電所が、1

ページに記載しておりますように、水力発電所が69カ所、火力発電所が1カ所の70カ所でございます。考え方につきましては東北さんと同じでございますので、割愛させていただきますが、水変・火変分離を反映した結果、火力につきましてはごくわずかであり、アルファということになります。結果といたしまして、託送料金原価に与える影響額はプラス5億円、1キロワットアワー当たりの影響につきましては影響額が軽微であるということでございます、その影響は1銭未満という結果になりました。

以上でございます。

○安念座長 ありがとうございます。では、中国さん。

○中国電力（松岡） 中国電力は、資料6—7でございます。1ページ目の下のほうのシート1をごらんください。リード文の3行目に記載してございますとおり、当社で見直しを行った発電所は、水力発電所で52カ所、火力発電所で7カ所でございます。託送料金原価への影響額は7億円ということで、0.01円パーキロワットアワーとなっております。

以上です。

○安念座長 ありがとうございます。では、四国さん。

○四国電力（長井） 四国でございます。

資料6—8の1ページ、四角の中で囲ってございますけれども、対象箇所は水力発電所36カ所、火力発電所3カ所でございます。算定結果でございますけれども、上の○の括弧の中にありますけれども、対現行で4億円の増ということで、アワー当たり2銭となっております。

以上です。

○安念座長 ありがとうございます。九州さん。

○九州電力（山崎） 九州電力でございます。

資料6—9でございます。1ページ目を開いていただきたいと思います。資料の一番下でございますけれども、対象発電所は全160カ所中55カ所ということで、託送料金原価に与える影響は8億円の増、単価としては1銭の増となっております。中身については省略させていただきたいと思います。

ただ、6ページをあけていただきたいと思います。違う観点で計上している点がございまして、ご説明したいと思います。送配電設備の設備区分の見直しということで書いてございます。当社固有の項目で電源線対象範囲の見直しの概要についてご説明したいと思っております。

6 ページの下表の系統構成をごらんいただきたいと思います。上段に記載のとおり、小丸川発電所と宮崎変電所を結ぶ小丸川幹線につきまして、小丸川発電所運開以降は電源線ということで整理しておりました。しかしながら、下段の絵をみていただきたいのですが、平成26年6月に、50万のひむか変電所の運開に伴いまして系統構成が変化しております。小丸川幹線は電源線に係る費用に関する省令における電源線の該当条件から外れたため、非電源線ということで見直ししております。この結果、小丸川幹線にかかわる減価償却費と事業報酬の合計4億円を託送料金に反映してございます。

なお、上の表に注意書きで書いてございますけれども、託送料金審査要領に基づきまして、平成26年4月の自己託送制度化以前の相対により契約しておりました自己託送というのがございますが、この費用につきましては2億円のマイナスということで控除してございます。その結果、影響額としては2億円ということで計上させていただいております。

次ページに、ひむか変電所運開後の系統構成の詳細を載せておりますので、参考にしていただければと思っております。

説明は以上でございます。

○安念座長 ありがとうございます。沖縄さんはよろしいでしょうか。

○沖縄電力（島袋） ございません。

○安念座長 わかりました。

それでは、営配分離にいきましょうか。また順番に北海道さんからお願いいたします。

○北海道電力（藤井） それでは、資料7-1に基づいて2点ほどご説明させていただきます。3ページをごらんください。まず、費用の整理方法の変更についてです。今回の申請においては、弊社も中部電力さんと同様、業務項目ごとに内容を確認し、ネットワークと小売に費用を再整理しております。現行は組織単位に主たる業務を判定し、検針、集金、それから調定を実施する組織についてはネットワーク、それ以外の組織については小売に費用を整理しておりますが、ライセンス制の導入を踏まえて整理方法を見直しました。

次に、10ページをごらんください。再整理の結果についてご説明させていただきます。なお、こちらが指摘事項5に対する回答となります。今回の再整理により、集金業務についてはネットワークの整理から小売の整理になったことで託送料金原価は減少しております。一方、契約受け付けから電話受け付けまでの各業務については、その多くが小売の整理からネットワークの整理となったことで託送料金原価は増加しております。

これら再整理の結果、小売からネットワークへの再整理分の影響が大きいことから、託

送料金原価全体では38億円増加しております。

以上でございます。

○安念座長 ありがとうございます。東北さんをお願いします。

○東北電力（田苗） 東北電力・田苗でございます。

考え方は中部電力さんとまるっきり同じでございますが、固有の点についてご説明いたします。

資料7-2の1ページをごらんください。今回、業務ごとの実態に即しまして小売とネットワーク区分を見直ししてございます。その結果、業務量を反映した人員比率等を用いまして託送原価を算定し直してございます。

結果につきましては、そのシートの右端に単価影響という部分がありますが、それぞれの項目についてプラスマイナスはあるものの、トータルしましてゼロ銭ということでございます。ほぼ今までと同じような配分になってございます。

それから、指摘事項5につきましては、シートナンバー5でございますが、これは事務局さんにご説明されました標準パターンとまるっきり同じ考え方で分けてございます。

以上でございます。

○安念座長 ありがとうございます。では、東京さんをお願いします。

○東京電力（武部） それでは、東京から、資料7-3をお願いいたします。算定の考え方は中部電力さんと全く一緒ですので、1ページ目の結果だけ申し上げます。リードの中の下から2行目にあります132億円、アワー当たり5銭という内容でございます。

以上です。

○安念座長 ありがとうございます。北陸さんをお願いします。

○北陸電力（高林） 資料7-5をごらんください。私どもは業務を詳細に確認して、営業部門の中からネットワークに係る業務を託送料金に参入いたしております。

2ページをごらんになっていただきたいのですが、私どもの特徴といたしましては、本店につきましては、チームですとか課と呼んでおりますが、主に最小組織単位ごとに業務及び人員をネットワークと小売に区分いたしました。

一方、下半分の支店支社につきましては、現状一人一人がネットワーク、小売のどちらの業務にも従事しているケースが大半でありまして、その区分を分けるというときに業務量の実績調査を詳細に行いまして区分いたしました。人員の比率でいえば、ネットワークが29%、小売が71%となりました。

結果につきましては14ページをごらんいただきたいのですが、区分の見直し結果を託送料金に反映しましたところ、需要家費と一般販売費合わせて140億円のうち42億円をネットワークに整理し、託送料金に織り込みました。改正の影響額といたしましてはマイナス13億円となりました。

以上であります。

○安念座長 ありがとうございます。それでは、関西さん。

○関西電力（土井） 関西は資料7-6でございます。営配分離につきましては、基本的に中部電力さんと仕事の分け方は同様でございますけれども、当社の場合、日報システム等ございまして、そういったものでとれるものにつきましては、そのデータを使って業務量比例ということで算定しております。

営配分離を反映しました結果ですが、託送料金原価に与える影響はマイナス103億円、1キロワットアワー当たり7銭の減少ということになりました。

以上でございます。

○安念座長 ありがとうございます。中国さん。

○中国電力（松岡） 中国電力でございます。

資料7-7をごらんください。下側の1シートでございますが、ライセンス制の導入を踏まえて業務区分を見直した結果、減少の影響が出た内容でございます。託送料金原価への影響額は22億円の減少、単価にしまして0.04円の減少となっております。

以上です。

○安念座長 ありがとうございます。四国さん。

○四国電力（長井） 四国です。

7-8の1ページをごらんください。左半分が現行の整理、右半分が再整理した結果ということで、左下のほう、集金業務の多くが小売に整理されたことにより、託送原価は17億円の減少、単価にして6銭の低下となっております。

2ページに漫画で書いてございますけれども、イメージ図ですが、現行では組織単位でやっていた。これを業務内容ごとに区分したことによる再整理でございます。

○安念座長 では、九州さん。

○九州電力（山崎） 資料7-9でございます。1ページ目をみていただきたいと思えます。業務量等々を使いまして送配電と小売の区分の見直しを行いまして、結果としましては6億円の増、単価として1銭の増となっております。

小売区分の考え方などを記載しておりますけれども、ほぼ他社様と重複いたしますが、特にうちが大きいのが、この表の中でその他ということで、サポート部門のところは5銭上がっております。ここをちょっとご説明したいと思います。

13ページをみていただきたいと思います。13、14ページで、増分が多かった増分の5銭となっております。その他サポート部門について示しております。特に14ページをみていただきたいのですが、現行では営業所の料金係グループのみを入れておりましたけれども、業務量を見直して、お客さまセンター、それから本店についても区分整理して今回計上しております。その分が5銭上がったということでございます。

最後、15ページでございますけれども、これがトータルの数値でございます。資料に記載のとおり、個別の業務について業務量実績等をもとに送配電と小売に区分した結果、1銭の増となっております。これはライセンスに照らし合わせた再整理の結果、検針、調定、集金に係る原価が19銭減少したことに対しまして、先ほど申しましたサポート部門の増などもございまして、合計で20銭原価が増加したということで、プラマイ1銭の増となっております。

九州からは以上でございます。

○安念座長 ありがとうございます。では、沖縄さん。

○沖縄電力（島袋） 沖縄電力です。

資料7—10をごらんください。弊社におきましても考え方は同様ですので、結果だけをご説明します。1ページをごらんください。集金業務の多くが営業に整理されたことなどから、託送原価は年間12億円、単価にしてキロワットアワー当たり16銭の減となっております。

以上でございます。

○安念座長 どうもありがとうございました。前回に引き続き、大変要領よく要点をかつまんでご説明いただきまして、本当にありがとうございます。

それでは、残りの時間はディスカッションをいたしましょう。3つの論点についてご説明をいただいたわけですが、やはり調整力コストがかなり圧倒的なボリュームのある論点と存じます。

それで、改めて事務局の資料でありますところの資料4を出していただけますか。大分いろいろな資料の中でうずもれていると思いますけれども。要するに我々が何をしなければいけないかということをもう一回認識するということなのですが、スライドの22と23が



それでございます、まず第一に、9社さんと沖縄さんとの考え方が違う。いいとか悪いとかの問題ではなくて、とにかく考え方が違いますので、その点を勘案しつつ議論しなければなりません。かつ、9社さん、沖縄さんそれぞれについて非常に重い論点が列挙されておりまして、きょう直ちに全部の結論を出せるとは私も思いませんが、そんなに遠くない将来に通りの答えを出さなければいけませんので、そういうものだと思ってどうぞ議論をいただけるとありがたいと存じます。

それでは、とりあえずまず調整力コストからご意見を承りたいと思いますが、いかがでしょうか。どうぞ。どなたからでも結構でございます。――では、沖さんからどうぞ。

○沖取締役　今の22ページの論点なのですが、固定費からまずやっていきたいと思えます。

まず、7%全て送配電事業者に必要なものとするかという論点なのですが、東電さんの資料で確認をしたいと思えます。5-3の資料です。まず、東電さんに質問ですが、3ページですが、真ん中の数字、5,677万キロワットの需要というのは、東電さんの需要と新電力の分を合わせたものと考えてよろしいですか。

○東京電力（武部）　エリア需要です。

○沖取締役　そのとおりですね。火力は98%、それから水力は84%、それぞれ容量比でこれだけのものがいわゆる周波数制御をもっているものということで、実は第1回か2回のときも私は質問したと思うのですが、これはAFC、主に周波数調整のための機能をもっているのですが、周波数の幅7%の分については周波数の費用としてほしいということになっているのですが、具体的に私が質問したのが、実際に周波数調整をしない火力がある、原子力と同じようなベース電源になっている石炭火力は、機能はもっているが、機能していないものが幾つかあるのではないかとということで、その分は除けないのかなという話をしたと思えます。

実は、同じことがあると思うのですが、東電さんの場合、今もそうですが、老朽火力を結構回しておられると思うのですが、老朽火力の石油火力はほとんどがロードリミッター運転をされているはずなので、これも周波数調整はほとんどしていない。振らすと結構厳しいので、やっていない火力が実際にありますので、実際のところ、それらを全部この機能のものに入れるという発想そのものがちょっと厳しいなと思えます。

それで、実は東電さんの5ページですが、一番下のところに、これは持ち替えの部分負荷の話なのですが、石炭火力は通常調整電源として運用していないとはっきり明言

されていますので、もちろん持ち替えをしていないということは、周波数調整のためにふらふら振らせることもしていないということの意味すると思うので、ガバナフリーはもちろんLFC運転もしていないし、実際の設備の中で機能していないものまでこの7%にかけるといえるのはいかなものかということで、私としてはその分を精査して少し減らしていただきたい。実際に石炭火力で振っているのは石炭火力が非常に多いところになると思うので、それは各社、例えば北海道さんとかは実際に石炭火力が振っているだろうというのは、大きい苦東厚真とかがありますので、そこは系統によっていろいろ違うと思うのですが、それをきちんとみていただきたいというのが1点です。

○安念座長 重要な論点だと思いますので、ちょっとコメントを求めてみませんか。東電さん、いかがですか。

○東京電力（武部） 3ページはまず、固定費は予備として出力を期待する部分でありまして、確かに調整力をもったものしか対象としていないということはありますけれども、基本的には調整をするかしないかではなくて、小売事業者さんが確保した発電量を上回るピークがエリア全体で出たときに、送配電事業者の責任で予備力として確保すべき固定費、供給力分と考えておりますので、それが7%である。

ちょっとわかりづらいのは、調整力の対応が5%だとか2分の1が出てきますけれども、これとは別でお考えいただきたいと思います。ピークが全部使い果たして供給力がなくなった。最後に出てくる送配電事業者の確保した固定供給力であるということですので、石炭であろうと、石油であろうと、リミッター運転であろうと、調整力があろうとなかろうと、これは確保すればその分を固定費として見込んでおきたいということでもあります。

○安念座長 いかがですか。

○沖取締役 ちょっとわかりません。7%とっている周波数制御の機能ですよ。何で7%かという、もともと事務局資料の12ページの偶発的需給変動対応分が7%とっているわけです。偶発的需給変動対応は何かとここに書いてあるとおり、発電所の計画外停止だとか、当然需要の変動だとか、水力の出力変動。これはちょっと違うのですけれども、水力の出力変動というのは、実際には渇水による変動ですから、当日の変動ではないのです。もともと7%の中身はほとんどが供給計画のための予備力の話で、実運用ではちょっと違っているので、実際には私は7%ではなくて、ここから水力分は引くべきだと思っているのです。それを入れたとして、この分は実際に変動がある部分に対する対応だ。ですから、石炭は対応しないわけです。あるいは古い石油火力はロードリミッター運転し

ているわけで対応できないわけです。機能があるとかないとかではなくて、しないわけですから、その分の設備というのは具体的に調整しないのに入れるということがおかしいといっているだけで、予備力の問題ではなくて、7%の変動に対応できるかどうかという機能の問題をいっているつもりなのですから、その辺のところはいかがですか。

○東京電力（武部） 弊社は来年から分社化しますので、小売と発電と送配電に分かれます。小売と発電は自分たちみずからの需要を賄えるプラス自前の責任で補えるだけの予備力しかもちません。足りなかったら取引所なり他社から買って来ることができまますので、そういうことしか考えない中であって、エリア全体で1%とか2%の供給力しか確保できないのかということを考えますと、送配電事業者として、やはり系統で7%の予備力は必要だ。

そういう手続をこれから社内でとろうと思っておりますが、これを賄う燃料をどこで調達するかというのがまだ決まっていないのです。理想的にはきちんと公募して調達ガイドラインに沿った手続ということですが、ちょっと来年は間に合いませんけれども、社内でもまだこれが何を出してくるか、漁具？の種類が決まっていない状況にあって、これをどう見込むかというのはなかなか恣意的に決められませんので、全体の調整力をもった中からそのパーセンテージを算出したという形になっております。

○安念座長 ちょっと議論がかみ合っているかどうかを確認しなければいけない。松村先生の次に南先生にしましょう。沖さん、またあればもちろんご発言ください。どうぞ、松村先生。

○松村委員 南先生のほうが先だと思いますので、私、今の点だけ先に申し上げます。

○安念座長 お願いします。

○松村委員 私、沖さんがおっしゃったことが理解できなかった。最初固定費のことをおっしゃったわけですね。それが可変費の話がされているのならまだ理解できるのですが、固定費の7%というのは特定の必要な設備費を積み上げるのではなく、需要に対して7%をまず1年前の段階で準備するというものですから、7%に関しては実運用段階での発電機がどれぐらい動くか、動かないものがあれば7%から減らすとかという問題ではない。それから、この7%という数字はここで議論することではないと理解しています。既に制度ワーキングで出された数字だから。7%が適当かどうかというのは確かに長期的には重要な問題で、今広域機関でちゃんと議論していますから、長期的にはより合理的な形になると思いますが、この場では7%の数字を動かせるものではないと理解しています。

それで、事務局の整理では、7というのは与えられているけれども、7全部を送配電がもたなければいけないのか、小売と分担すればいいのかという論点が残っているだけという整理だと私は理解しました。7という数字自体もここで議論しなければいけない、あるいは議論することができるのか、そういう権限があるのかは重要な点。私は、7は与えられたもの、7のうちどれだけを送配電が確保すべきかだけが論点だと理解しました。それでいいかどうか、まず確認させてください。

○安念座長　　私はいいように思う。

○都築NW事業監視課長　　それでは、事務局から今の点につきましてお答え申し上げますと、過去の経緯で申し上げますと、この制度設計の議論をしたときも、実はこの部分についてどのように考えていくのかというのは、よって立つものがなかなか難しい、この点については、資料の12ページの表でございますけれども、これ自体が今日的に大丈夫なのかという論点ももちろんございました。

こうした中で、今回、託送料金というところでどのように考えていくのかについては、今回の認可申請、それから認可のプロセスにおいてはきちっと今日的な形に見直しは行っていく必要があるだろうという議論になりました。しかし、そういう見直しを直ちに行うことを前提に、今回のプロセスでは、中電協の「7」に基づいて算定していこうということだったと思いますので、今、松村委員から解説がございましたが、その認識と同じだと思っております。

○安念座長　　ここが我々の会議の難しいところで、どこまでがギブンのルールで、どこから先が我々が決めなければいけないのか、が必ずしもはっきりしていないわけです。7%という数字は別に法令で決まっているわけではないので、我々が泳ごうと思ったら泳げなくはない。しかし、制度設計ワーキングでお決めになったことは、我々にとって一応天の声みたいな気持ちで私はずっといたので、7%の数字そのものは動かさないで議論してはどうかと思っております。ただ、松村先生おっしゃったように、7%の数字を分解して、全部がネットワークにアロケートできるのかどうかというのはまた別の問題ですので、論点としては当然にあり得べきことだろうと思っております。

松村先生、では、また何か別の論点でご発言があったら後で。沖さん、ちょっといいですか。南先生にご発言をいただきます。

○南委員　　今の点にも関連するのですが、基本的に固定費について7%を前提として小売と一般送配電業者の負担を分ける。しかしながら、可変費については、年間流通

対応需要をベースに5%ないしは7%の調整電力量率みたいのを掛けて、さらに、小売と送配電でざっくりなのかどうかは後で聞こうかと思うのですが、ざっくり2分の1ずつすると。多分そういう考え方だと思うのですけれども、私だけかもしれませんが、何で違う指標を使うのだけというのを理解できていないと、私が理解できていないのですが、同じ数値というか、例えば7%をベースに可変費も考えるというのは何でおかしいのかとか、逆に年間需要に対する調整電力量割合を固定費に掛けて何で悪いのだというところにも多分理解が及んでいないので、多分、沖さんの質問もそのベースが理解できていないことも含めて出てきているのではないかと思います。

私自身も、どちらが正しいかは別として、何ゆえに違う指標を使い得るのかというか、使うのは正しいのかについて100%どころか20%ぐらいしか理解できていないと思いますので、これは事務局なのか、もしかしたらワーキンググループにいらっしゃった松村先生、ほかの先生方なのかから少し教えていただいたほうが、この後のいろいろな先生方の質問のベースが異なると、先ほどの松村先生のようなご説明が一々必要になってくるような気がしますので、ちょっと整理をお願いしたいなと思います。

○安念座長　　どなたにやっていただく。都築さんでいい？

○都築NW事業監視課長　　ほかの委員の方に補足をいただくということも前提かもしれませんが、一応今、固定費のところと可変費のところの考え方の違いというところでございますが、固定費は設備に着目をするということになりますので、ここでやっているのは長期的にネットワークがもつべき予備力というか調整力の考え方になりますので、年間計画、電気事業法の世界では供給計画とかがございますので、そういう年間ベースでの計画で長期的にもつべきものを確保していくという考え方がベースになる。したがって、これは年間断面でのいろいろな指標を用いるような形で算出がなされていくということになります。

これに対して可変費でございますけれども、時々刻々の運用に対応する実際の費用の算出になります。先ほどの調整電力量というところも年間の流通対応需要になっていますが、意味するところは、需給直前のそれぞれの瞬間瞬間でもつべきものを5%と想定します。先ほどの年間の段階であらかじめもっておくものは年間の最大のところの何%という考え方になるのですけれども、こちらの可変費の部分については時々刻々いろいろ変動しますが、その変動に対するそれぞれのところの5%。それを年間で電力量ベースで足し合わせてみるとトータルとして5%ということになるのですが、意味するところはそれぞれの瞬

間瞬間の5%という短期の視点での計上の仕方をしているという部分で、考え方がそれぞれ違っております。

○安念座長 松村先生、それでいいですか。私もそうだと思います。

○南委員 7%は私が大学を卒業したぐらいのときの資料で一応決まっているということなのですが、5%については特に根拠はないといったらおかしいですが、今のよな資料に基づく根拠はないという理解でいいですか。

○安念座長 どうぞ。

○都築NW事業監視課長 これにつきましては各電力会社、事業者の実績というか経験に基づくものだとすることで、何かの指標的なものを我々から提示するということは、頼りになるものが何かあるかという点ではございません。

○南委員 最後の2分の1もそうですよね。

○安念座長 2分の1もそうです。瞬間瞬間で5%の積分をしても5%になるのではないかと思うのは、それはそれでもっともなことですよ。

では、どうしようかな。松村先生、続いて別の論点でご発言いただけますか。それとも沖さん、どうしますか。では、沖さん、松村先生にしましょう。お願いします。どうぞ。

○沖取締役 今の話は固定費ということで、もともとついているものについては調整力としてカウントするかしないかというその議論だけだということで、使う使わないの問題ではないと整理したということでいいということですね。

○安念座長 そのとおりです。

○沖取締役 そういう意味であればいいのかなというか仕方ないところはあります。

それと、私は7%がだめだといったのではなくて、一応それを前提として話したつもりなので、ある意味、意見をいったのは私見というか。なので、7%を否定したものではないということだけはいつておきます。

○安念座長 ありがとうございます。では、松村先生、どうぞ。

○松村委員 何度も繰り返して申しわけないのですが、7%については精査が必要だというのは間違いないので、今広域機関できちんと議論しております。その結果を踏まえて、将来はより正しいものになると思います。とりあえずこれは今回限定の話ということでご理解ください。

それから、7%と5%の違いとか、5%が絶対正しいというのは私も到底いえない。しかし、これから1年後、あるいは今から夏に備えるのと、明日どうなるかに備えるのでは、

数字が違ったとしても当然。7と5が違っていても不自然ではない。

今回の件に関しては、まず、私からの質問で、揚水一揚水の持ち替えのことはとてもわかりやすく説明していただいて、ありがとうございました。1機だけでやればもっと効率が上がるのに、1機だけにしておくと問題がある。揚水の場合には今とまっているものを瞬時に動かせないから、場合によっては複数動かす必要があるという理解でいいのですよね。

○安念座長　この点はいかがですか。

○東京電力（武部）　事があってから立ち上げると、やはり数分かかりますので、常に何らかの回した状態でもっておきたいということでございます。

○松村委員　したがって、本来なら1機で80動かしたいのを2機で40、40にしている。そのような運用による効率性の低下ですね。それはよくわかった。一方で、もしそれが本当だとすると、2機動かすという制約、あるいは3機、4機ということもあるかと思いますが、複数動かさなければいけないという制約のもとで最も効率的な割合が当然あるわけですよね。そうすると、その制約のもとで効率的な割合になっているかどうかをちゃんと確認してください。もしそうになっていないとすると、違う理由で複数動かしているのかもしれないということになり、今の説明の説得力がなくなりますので、複数動かすという制約のもとで一番効率的な運用になっている時間帯の実績だけを拾うようお願いします。

それから、いずれにせよ、この後出てくると思いますが、LNGと石油の持ち替えに関しては査定が入ることになると思います。それで、私はちょっと当惑していることがあるのですが、ある方から、LNGと石油の持ち替えに問題があるのだとすると、LNG—LNGの持ち替えでも同じように問題が発生する、査定しなければいけないという面妖なことをいわれた。それで、私たちとしては、全部削れるようになるので、託送料金をさらに下げられるようになるから、ひょっとしたら喜ぶべきご提案をいただいたのかもしれない。ただ、私自身理解していないことで査定して、そういうことをいった人は査定されても文句をいわないと思うのですが、そういうことを決していわない人がそういう査定を仮に受けたとして、その理由は何だといわれると、それは電気のプロであるある電力会社がそういっていますからとしかいえないというのはちょっとまずいと思っている。この点は頭の整理がまだできていないので、もう少し考えさせてください。さらにこの問題が出てきたときにもう一度発言するかもしれません。

次に、本土連系線でつながっている離島のバックアップ、中部と九州、主に九州。これ

は実にもっともだとは思いますが、私たちの判断で託送料金に勝手にのせてもいいのかという点がよくわからない。最初から制度設計ワーキングでこの議論が出てきて、これはほぼ離島に近いものと整理され、離島と同じような扱いで、離島の場合には託送料に乗るわけだから、当然入れるべしという議論があって、それで入れるべしとなっていたのなら、とてもわかりやすい。しかし実際にはそのような議論はなかった。後出しじゃんけんのように出てきたものを、ここの委員会の判断で入れてしまってもいいのかという点がよくわからないので確認させてください。これは私たちの権限の範囲内なのでしょうか。

こういうことを言い出すと收拾つかなくなる可能性がある。島ではなくても陸の孤島のようなところが仮にあったとして、送電線の事故が起こったら大停電になるからそのための電源設置が必要、とかということを出すと、收拾つかなくなってしまう。限りなく託送料にどんどん上乗せされていってしまう。だから、離島は本土とつながっていないものと明確に定義づけして離島を特別扱いしたはずなのです。これは私たちの権限で入れてもいいのか。

ただ、一方で、これを入れないのは確かに大きな問題があるような気がします。もし入れないとすると、連系線をつないだ途端に託送料で面倒みてもらえなくなってしまう、だったらつながないほうがよかったのか、などということになると、つないだほうがコスト安なのに、つながないなどということになりかねない。インセンティブの観点からはとても問題があるので、仮に今回入れないとしても、次のラウンドではちゃんと手当てをして入れるべきだと思います。今回ここの委員会の判断で本当に入れてもいいのか、さらに、こんな大きな問題があるのなら、九州の場合それなりのコストですから、何で制度設計のときにいってくれなかったのか、疑問に思っています。

以上です。

○安念座長　離島バックアップの話は確かにおっしゃるとおりで大変悩ましいのですが、これは改正電事法9条に基づくところの託送料金の算定規則で、託送料金でカバーされる範囲は、法令上は観念的には一義的に決まっていなければならないことなので、第一義的には法令の解釈の問題です。したがって、法令が離島バックアップの減価償却費等を入れると考えているかどうかを判定しなければいけませんが、もちろん字面ですぐに判定できるものではないだろうと私は思います。

そこで、どうしたらいいかな。この中では法制局的な人はいないのですか。法令の解釈について権威ある答えの出せる人。



○都築NW事業監視課長 法制局はいないです。

○安念座長 では、個別審査のところ、本当に含んでよいものかどうか、我々が法令に拘束されているのは当然のことですので、法令を逸脱してしまうことはできませんから、法令の解釈として読めるかどうかをもう一回検討しませんか。平場で議論し始めても多分しようがないと思いますので、その点はテークノートいたしました。

山内先生、どうぞ。

○山内委員 関連して質問なのですが、今の件はおっしゃるとおりだと思うのです。だから、もう1つの観点は、費用対効果みたいな話があって、この方式のほうが安いのか、そうではなくて連系線でやったほうが安いのかというのが1つの観点になるのではないかなと思うのだけれども、これのほうが安かったら、これで託送料金に乗せてしまっておけばいいということになりますよね。

○安念座長 このほうがとおっしゃるのは、海底ケーブルを引いて、かつバックアップとして、いよいよのときのために小さい出力の火力を幾つか置くというのが今ですよ。

○山内委員 置いておいた今のやり方。ほかのやり方がもしあるとして、さっき松村さんが別のやり方のほうが安いのではないかとおっしゃったではないですか。そうではなくて？ それでは私の誤解です。

○安念座長 別のやり方というのは船で重油を運ぶというやり方でしょう、結局。

○松村委員 こっちのほうが安いからやっているのでしょうか。

○山内委員 もしもそうだったら、意図からすれば、法令でどう解釈するかということで、これが一番安いので、それでやるのが一番合理的だと思う。

○安念座長 いや、それはそうでしょう。だから、船で重油を運んで自家発みたいなのを焚いているほうが安いというなら、もともとそれは託送料金の中で面倒をみることになっているわけだから、それはそれでいいということでしょう。

○松村委員 コストが安いとか高いとかだけではだめだと思うのです。どうしてかという、例えば石油火力よりもLNG火力のほうが安いか高いかという議論をするのは勝手に、結果的に石油火力が安くなるのでそちらを入れたと認定するのはいい。でも、それはどのみち託送料金と関係ない話なのです。より安いとか高いとかの議論の前に、これは発電設備なのだから託送料金に入れてはいけないのではないかと。発電設備にもかかわらず託送料に入れていいものは限定列挙されているのではないかと、という論点なのです。

○山内委員 わかりました。

○松村委員　ただ、本来白地に絵を描くのであれば、入れられるべきだと私は思います。

○安念座長　私もそのような気がするのですけれども。

○山内委員　わかった。法令的だということね。

○安念座長　そう。だから、法令を読んだって字面でピンポイントで書いた条文などはどうせありっこないから、わからない。だから、解釈をしなければならんということです。

○山内委員　いや、だからいいたいのは、要するに何か目的があって、それで最小のコストになっていればいいと思うので、それで法令的にそう解釈できるのではないかということをお願いしたいのです。

○安念座長　解釈の手法の1つとしてはあり得ると思います。電力会社さんから何かコメント。九州さん、直接の利害関係者だけれども、何かコメントをいただくことはありませんか。

○九州電力（山崎）　特にコメントといわれてもちょっと困るのですけれども、実際、こういう形態が安くなるということで我々としては検討してこういう形態をつくっております。やはり問題なのは、今回託送のほうにもっていかないと、これを発電設備のままにしておくと、これは発電、小売側からみると全く無駄な設備という見方をされて、すぐ廃止という話になってしまう。そうなるとう我々としては信頼度を維持できないということになりますので、このあたりはぜひしっかり発電所をとっておきたいという思いで、こういうことで提案させていただいております。

○安念座長　思いはよくわかります。中部さんもおありにはなるのですよね。

○中部電力説明補助者　中部の説明補助者の系統運用部長の平岩と申します。

中部でございますが、神島という島を挙げているわけですが、こちらは離島のバックアップという位置づけよりも、ブラックスタートという機能で位置づけさせていただいております。大きくは2つありまして、全系統がブラックアウトした。これは各社さんが述べられているものに加えて、弊社では一部系統ブラックスタートという機能で、これは神島のケースですと、海底ケーブルで繋がっているわけですが、1回線しかございません。通常ですと2回線が多いのですが、1回線しかない。ですので、神島にある非常用電源を1回線がとまったときには使う。そういう特殊性がございます。

これは神島という島だけではなくて、陸地の中でも山の奥の流れ込み水力などは1回線で行っている。ほかから隣接系統から電気を送れない。そこで1回線がとまったときには流れ込み水力を使って近隣に電気を供給したいという位置づけで、一部系統ブラックスタ

ートという位置づけをさせていただいております。

○安念座長 外見からすれば、どっちみち平生は動いていないわけなのだけれども、その位置づけが違うということです。済みません、神島はどこにあるのですか。

○中部電力説明補助者 三重県でございます。

○安念座長 後で調べておきます。どうぞ、山内先生。

○山内委員 関連なのですけれども、さっきの資料4の14の持ち替えです。持ち替えがあるので、その分を変動費へ入れるというそのことなのです。さっき松村さんがいったように、というか、松村さんがいったことは、多分事前に説明を受けていないと内容がわからないと思うのだけれども、事前に説明を受けているので、おっしゃる内容が少しわかるのです。それで、要するにおっしゃりたいことは、周波数制御と需給バランスのための持ち替え以外の理由で持ち替えになっているのがあるのではないか。だから、それを入れてくるのはおかしいですねということだと思うのです。恐らくそういうのがあるのだろうと思うのだけれども、それについてももう少し我々に情報がないと、さっきおっしゃったように、まさに同じことなのですが、例えばLNGとLNGの持ち替えが、ここでいう目的のためではないようなケースがあるのかなのかとか、もう少しそれについて情報がないとわからない。

それで、先ほどの22ページのbのi、こういうのも要するにそういう情報の積み重ねで判断していく問題だと思う。ここでは一応ケースはこういうのがあるというのを示させていただいて、具体的にどうだというのは個別審査でやるしかないのではないかと思います。

○安念座長 それはやっているのですが、なかなか大変で。要するに周波数制御のための持ち替えかどうかは物理的な現象としてわかるわけではないから、評価の問題ですよ。

○山内委員 いや、そうではなくて、私のあれでは別の目的というのはいり得るのだということ、あり得るときには除きましょうという判断ができるかどうかということだよ。

○安念座長 もちろんそれはそうです。おっしゃるとおり。それは除くのが当然なのではないでしょうか。わかります。

○山内委員 だから、今おっしゃったように、別の目的でやっているのだけれども、周波数調整の目的にかなっているかもしれない。でも、別の目的があるのだったら、それでということでしょう。

○安念座長 ごもっともでございます。できたら個別審査で山内先生にやっていただき

たいな（笑声）。

○山内委員 いや、私は別の分野なので。

○安念座長 では、辰巳委員、それから河野事務局長といきましょう。お願いします。辰巳さん、どうぞ。

○辰巳委員 ありがとうございます。よくわからないままの質問でちょっと恥ずかしいのですけれども、ブラックスタートのことなのですが、要するに全電源が落ちこちてしまって、ゼロのところから発電ができないから、そのための予備として非常時用に必要なのだということだそうですね。その折に、まさに非常時には広域で融通し合うという広域機関の役割がありますよね。今は各地域ごとでそれぞれ自分たちの全電源が落ちたときのためのスターターとして必要だということでのリスクのために、その設備の維持費の一部が要るのだというお話で、今後、広域連携したときに、例えば東電で全部もし落ちてしまったとしても中部から融通してもらおうとか、例えばの話ですが、そういうことが何かあり得ないと、日本全土が落ちこちてしまって、どうにもならなかったらこういうことが必要かもしれないけれども、そうではない限りは何かあり得ると思うので、本当にこれが各地域ごとに必要なかどうかというのが私には全くわからなくて、それで質問というか、本当にそれが必要ですかということがまず1つです。済みません。

○安念座長 これは電力QアンドAに出ていそうな話だから、ご説明をいただきましょう。連系線からもらうのですよね。

○東京電力（武部） もらいますけれども、一旦東電だけが全部ブラックアウトになってしまって東北さんがびんびんしている、これはあり得ないのです。もともとつながっていますので、落ちるときは多分共連れで全部落ちるでしょう。では、そのときに中部さんからもらえるかという、周波数変換設備があつて60サイクルはきちんと発電できていますけれども、そこで50を立ち上げられるかという、50で回している機械がありませんものですから、これもできないのです。ですので、どこかで点火する種火を設けていかないといけない。それを適宜もって。

理想的にはこれは1カ所でいいかもしれませんが、系統の状況がどういう状況で残っているかもわかりませんし、やはり弊社の場合は4カ所もっておりますが、分散拠点としてセーフティーネットをもっておいて、それぞれ訓練も行って、どういうパターンでブラックアウトになるかわかりませんが、その際にはきちんと立ち上げられるように設けているというようにご理解いただければと思います。

○安念座長　　どうぞ。何か釈然としないような顔をしていらっしゃる。

○辰巳委員　　しません。防災のために各個別で防災設備をもっているというのは一番、何となく心の上では安心かもしれないのですが、やはり無駄が発生するようなことがあったら、それがみんなのお金にかかわってくるわけですから、今ご提案——私はなくていいとはいっていないです。だけれども、各域内で本当にこれだけ要るのかなというのが、要するに無駄な部分がないかというものの検討し直しというのはあり得ないのでしょうかということをした。

○安念座長　　いや、それはあり得るでしょう。だって、ブラックスタートというのはもともとほぼあつてはいけない話だし、その上で、非常に少ない確率に対応するために、しかし、何か所もブラックスタート用の水力が要るのかというのは当然の議論だと私は思います。

ただ、辰巳委員の前段の系統地帯間の融通でどうかというと、中部さんからだとFCを通してしかもらえないし、東北さんはもともとそんなに余裕があるわけではない、という言い方はちょっと失礼かもしれないけれども、要するに、東京が完全に落ちたときにどんどん電気を流せるほどのキャパはないわけだから、どっちみち援軍だけで戦うことはできないので、それではないというご説明だったと私は思います。

○辰巳委員　　済みません。いや、でも、これはスターターのためですよね。

○安念座長　　そうです。

○辰巳委員　　だから、そんな全部落ちたからといって東北からもらえないというほどたくさん、東京の需要を全部もらうわけではないはずだから、私はこれがよくわからないのです。

○安念座長　　だからスターターが必要なのです。どっちみちちょっとしか応援してもらえないから。

○辰巳委員　　ちょっとですよ。だから、ちょっとだけ応援してもらえばいいわけだと思うので、それは無理なのではないかというお話です。済みません、よくわからないままで。

○安念座長　　では、また私と議論しましょう。わかりました。ありがとうございました。

その次は河野さんだね。済みません。

○河野事務局長　　きょうのお話はさらに難しいお話だと、先ほどからご議論を伺っておりまして、数字は7%、5%は現状仮置きをしていると理解して、仮置いた上でどう考え

るかというように話が進んでいるのかなと思っていました。

それで、今ご議論いただいている調整力というのは、本当に安定供給のためのリスク対応ということで当然必要な部分だろうとまず理解した上で、特に先ほど山内先生がおっしゃっていたことを私なりに理解したいなと思って、さらに素人が本当にそうなのですかというのを伺いたいと思ったのです。

東京電力さんがつくってくださった、先ほど説明してくださった資料5—3の5番。東京電力さんのご説明を伺っていたところから疑問に思ったことなのですけれども、5のスライドは、可変分をどう割り出したかということだと思うのですが、そもそも供給計画でそれを示すのは難しいから、実績値として平成24年度から平成26年度の発電機ごとの運転実績データ3年分から割り出し、しかも1時間ごとにしっかりと数値をとって、東電さんでいえば①から⑥の6つの持ち替えパターンに実績をもとにして分けたのですが、この前提として、事務局さんの資料には当然のことながら、これをベースに算出することはそうかなと理解したのですけれども、そもそもこの3年間の間、本当にメリットオーダーが働いていたかどうかということは、つまりこれは実績の結果であって、メリットオーダーを働かせた上での結果ではないかもしれないかなとちょっと思ったものですから、そのあたりは今後、委員の先生方が具体的な数字をみてくださるときにわかるのかどうかというのが1点目の質問です。

2点目の質問は、持ち替えのときの価格をどのようにかけていくかなのですけれども、私がすごく単純に思ったのは、石油と石油を持ち替えた場合の価格の乗せ方なのですが、石油発電所別の単価差と書いてありますが、個社さんにおいて石油発電所別の単価差はすごく大きくなるのかなとちょっと不思議に思ったのです。当然、私たちが払っている電気代で燃料費調整分というのがあって、3ヵ月ごとに為替、さまざまな変動分が乗ってくるというのは私も理解していたので、そういうもので価格が変わってくるので、その価格差みたいなものを乗せるというなら、そうかなと思ったのですが、発電所別に石油から石油に持ち替えるときの単価が違うというのがどういう意味なのかがちょっとわからなかったものですから、これを教えていただきたい。

最後は、全体のところで、沖縄電力さんだけが調整力のところで独自の方法で算定されたということで、沖縄電力さんが先ほどお時間をとって説明してくださったことはそうかなと思いつつ、なぜ沖縄電力さんだけが特別なのかなというのがちょっとわからなかったものですから、なぜ特別なのかというところを私にわかるように説明していただきたいな

と思われました。

○安念座長　　ありがとうございました。まず、第1点についてはむしろ私からお答えしたほうがいい。つまり建前としては、我々は7社さんについてメリットオーダーで焚いているということを確認したことになっております。もちろんそのアセスメントが不十分であったというようにご批判があるなら、これはありがたく頂戴するということになると思います。

その上で、持ち替えの問題ですが、これは非常に微妙になってきてしまうので、なかなか実際にできる作業かどうかはわかりませんが、持ち替えやはりその持ち替えの先は経済的な順序でやるというのが当然のことだろうと思うのです。それを精査することが本当にできるかどうかは、作業レベルの問題になるだろうと思います。

第2の発電所別というのはどういうことなのだというご質問がありましたが、いかがですか。

○東京電力（武部）　　データをとってございまして、うちはユニットごとに年間平均で十何円で発電したという序列はできております。ですから、データは幾らでもあるのですけれども、この8,760掛ける3時間分をきちんとその時々刻々の発電実績原価で割り振るかという問題がありまして、パターン分けまではやりましたが、ここから先はちょっと申しわけないですが、平均単価で一応割りつけていったという形で算出しております。

○安念座長　　同じ何とか発電所何号機だって、昨日焚いていた油と今日焚いているとは違うかもしれないわけだから、当然単価も違って来るかもしれない。しかし、油そのものに色がついているわけではないから、それを果てしなくやっていくということは恐らく作業量の割には余りメリットがない。そこで、ユニットごとの平均単価をお出しになったということではないかと思えます。

さて、沖縄さんは、これはいいとか悪いとかの問題ではないです。それぞれのお考えだから、いいのですけれども、沖縄さんはなぜ特別なのですかという答えは結構難しいですよ。島袋副社長、いかがですか。

○沖縄電力（島袋）　　今、先生おっしゃったとおり非常に難しい答えだと思います。繰り返しになるかもしれませんが、まず、当社の場合には、小規模な独立系統であるということ、そこに常時並列しているユニットの台数が少ないということ、それは何を意味するかといいますと、系統容量に対して1台単機容量のパーセントが大きくなるということ。これは何を意味するかといいますと、系統の周波数の変動等を発電機、電源のほうで全て

受け持ってやらないといけない。実際に本土の系統のように周波数が一定で、ぴんという一直線の周波数は沖縄ではございませんで、これは時々刻々周波数が振れている。それを当社の規定の中でプラマイ0.3ヘルツに入れるように原則として全ての並列ユニットをガバナフリー、1台をAFC運転としているということ。これらの違いから、先ほどあった固定費のところの7%とか、可変費の5%という考え方では当社にはそぐわないということで、それぞれを積み上げていくという方式をとらせていただいているということでございます。答えになっているかどうか。

○安念座長 河野さんのご指摘は極めてごもっともで、我々も非常に苦慮しているところなんです。一般論として申し上げれば、申請内容が法令に合致していることが要件ですから、法令に合致している範囲内では別に各社全部同じ考え方である必要は法的にはないと思うのです。だから、A社さんはこういう考え方、B社さんはこういう考え方でいいと思うのですが、率直なところ、ここまで違うとどのように扱っていいかというところは、今のところ苦慮していますとしかお答えのしようがなく困りました。島袋副社長のおっしゃることもよくわかる。ただ、規模の問題をいっていくと、それは北海道さんだってそんなに大きくはないのだから、特別な考え方であってもいいかというようなことも出てくるでしょうし、今のところ難しいなとしか申し上げられなくて申しわけありません。どうぞ。

○河野事務局長 済みません、わからないという前提で今のご質問もしましたし、そうすると、沖縄電力さんは、今回のご申請のような内容でないと、調整力、つまり安定供給は保証できない、担保できないというお考えのもとに今回の申請をされたと理解すればよろしいのですよね。

○安念座長 厳しい。どうですか。

○沖縄電力（島袋） 担保できないという言い方はちょっと厳しいのですけれども、まずは先ほど申し上げましたように、実績として今このような運用をやっているという積み上げをここに申請させていただきました。ただし、この申請の中身の中で小売側が受け持つ部分があるのではないかとご指摘もいただいているところです。それについてはきょうこの場でお答えする用意はないのですけれども、次回にさせていただきます。

ただ、安定供給に関しましては、現在でも、例えば最大の単機容量が当社の場合には25万ほどございますけれども、単機容量が最大単機容量のみでなく、電源事故、送電事故があった場合には供給支障が起きているという現状はあるということは理解いただきたいと思っております。



○安念座長 ありがとうございます。かなり短期間に詰めなければいけない論点ですから、ご指摘いただいてどうもありがとうございました。

それでは、梶川先生、松村先生、圓尾委員の順でいきましょうか。

○梶川委員 私も理解が欠けているので、ちょっと間抜けな質問なのかもしれないのですが、事務局資料の18ページとか19ページに単価差で掛け算をする単価のイメージ図がありますが、これはイメージなので、どのように解釈すればいいかということはあるのですが、この調整運転の括弧で囲われていない単価まで増分計算をする単価に入られる理由というのはどのように解釈したらいいのかというのをちょっとお聞きしたいと思って、それが質問です。

前提としては、フル運転というのは現状調整運転される可能性もないと私は解釈して今のご質問をしているのですが、イメージなのでbもcも実際は調整に加えるのだ。ただ、一旦この時期ではbだけなのだということであれば、ちょっと質問は違ってくるので、実際に調整運転の対象にならないところも単価に計算するのか。量はかなり実績的な発想で捉えられて、何%までお出しになっているので、その点ちょっとお聞きしたいと思って。

○安念座長 私から聞くのも変なのだけれども、持ち替えによる単価増分という話ですよ。そうすると、それを計算するのにフル運転しているところを視野に入れないとすると、その差分、増分というのは何から何を引くことになりますか。

○梶川委員 私は、本来メリットオーダーでやるならばフル運転になるのだけれども、そこを下げ調整対象にしている、違うほうを上げてしている、その差だと思うので、フル運転というのはメリットオーダーである意味ではやられているわけだから、そういう意味です。

○安念座長 そういう意味か。わかった。どうですか、東電さん。今のご指摘について何かコメントしていただくことはありますか。

○東京電力（武部） いろいろなパターンがありますが、例えば今のご指摘の18ページですと、B発電所の②のユニットまでフル運転で、B発電所の①からA発電所、赤いところが調整運転になっているということですが、これが実際の現象だとします。本来小売が最適運転計画を立てた場合にどうかといったときに、多分これは①ユニットまでがフル運転で、A発電所の①、②は運転していないというのが理想的なパターン。そこと比較しているのだと思いますので、高値平均というのは①、②の平均である。本来フル運転すべきB①ユニット以下で比較するので、安値平均が①、②の平均である。このような感じで

はないかと思っております。作業の中ではそのようにしてまいりました。

○東京電力説明補助者 補足させていただいてよろしいですか。

○安念座長 どうぞ。

○東京電力説明補助者 モデル的にはこういう形で、今、先生のご指摘は、A発電所の①、②、あるいはBの①、この3つの単価をベースに差分を計算するべきではないかというご指摘かと理解しました。

○安念座長 それでいい？

○梶川委員 Bの②は関係ないのではないのでしょうか。

○東京電力説明補助者 Bの②は関係ないでしょう。それなのにBの①、②の平均をとったcとbを差分としてとるのはどういうことなのだろうかという理解をしたのですが、実は、実際の動きを私どもが実績で追うときには、1つの電源だけでは必ず部分負荷になるということが生じておりません。それぞれのところの時間でさまざま動きがある中で、それが先ほどからご議論が出ていますように、どういうのが原因かというのがみきわめられないところが正直ございます。これは計画なりなんりのところで決められるものではなくて、実績のさまざまな動きの中でしきい値を何らかつくりたいというときに、今回はこういう動き方をしていたら揚水と揚水、これが動いてこうなっていたらLと石油、こう決めようというのが正直モデルケースとして決めさせていただいて、そのもとでこのグループに入るというのを計算させていただいております。

したがって、このユニットと、このユニットと、このユニットと、このユニットは何らか不経済的な動きをしているというところは複数その都度生じている中で、ここが生じていればこれだということを割り切って計算しているのが今回ということですから、これがより精緻にできてくると、その分がおっしゃったような形での計算はできていくことになると思います。ただ、これまでそういうことをやっておりませんでしたものですから、今の計画値、織り込みというフォワードルッキングの中ではそこまでを整合的に計算できていないというのが正直なところでございます。

○安念座長 今おっしゃったのは、しかし、調整運転とは何ぞや、どうやって定義しているか、という話だね。梶川さん、いい？ 多分よくないとおっしゃると思うのだけれども。

○梶川委員 そうであれば、Bの②のユニットも調整運転をしているというイメージ図のお話なのかと私は承ったんですけども、この図でいうと概念図なので、概念的にいえ

ばBの①までが今いわれたいろいろな意味の調整運転の対象であって、Bの②はそれには入らないと思ったので。Bの①、A②といろいろ、1つのユニットではなくていっぱいあるのです。いずれにしろ、いろいろな多角調整しているときには当然調整運転という絵で描かれた上でと、前提はそのように理解してということでも申し上げているのです。実際の計算が私が申し上げた話であれば、ただ、この絵の線を上に上げていただいて、平均ということだけなのです。

○安念座長 わからないということはわかったので、ここの部分は圓尾委員と松村先生と私の個別審査のグループでやっているのです、そこに梶川さんが出ていただいて、計算問題をやらせてもらいます。よろしくお願いします。

それでは、松村先生。

○松村委員 今の問題も含めて、いずれにせよ、このままで実際に料金が算定されるということではなく、仕上がり案みたいなのがきつと出てくると思います。その段階では、私たちも少なくともある程度理解したものしか出てこないのです、その段階でもなおおかしとかということだと、更に深刻なので、案が固まってきて、合理的でないと思われるものは除いた後のものをみて、それでもまだおかしいと思われるようであれば、意見を伺うのもいいのではないかと思います。

それから、先ほど、線はつながっているけれども実質的に離島というので、これで認めてもらえないとすぐ撤去しますとおどされてしまったわけですが、この委員会が託送料算入を認めなかったから撤去したと説明されても困る。託送料算入は合理的だと思うけど、何で早くいってくれなかったの、そうすればもっと早くからちゃんと制度的な手当ををしたのに。次のラウンドでは検討すべきだといっているのに、これで今回算入が認められなかったら直ちに撤去しますといわれたら、それはやはり九州電力の責任で説明していただきたい。この委員会が撤去しろといったから撤去したというのは勘弁してください。

次、沖縄電力なのですが、特殊だというのは、まず連系線がつながっていないというのは明らかにそうで、7%とかという議論をするときにも、これは連系線がつながっていることを前提とした議論。したがって7%を機械的に適用するのはよくないというだけなら、説明されなくてもわかること。

ただ、系統規模が小さいからといわれると、そうすると、今度は逆に、東京電力とかはこんなに要らないのではないのかという議論にもつながってくる。それは長期的には重要な点なので、今広域機関で議論されているようなことも、規模まで本当にちゃんと考え

なければいけないということであれば、ちゃんと次のラウンドで生かせるようにすべきだと思います。

それから、沖縄電力のこれで集中的にあらわれてきたのではないかと思うのですが、系統規模に比べてこういう発電機ですから常に動かさなければいけないと説明されると、この小さな系統にこんな大きな単機をどうして入れるのかという素朴な疑問もある。しかし、だからといって、小さなものをたくさん入れるとすると発電コストがかさんでしまうわけです。だから、その意味でこれだけ小さな系統にこれだけ大きなものを入れたのが不合理だったというつもりはない。しかし、系統には負担をかけるような大きな単機を入れて、しかし、そうすると系統に負担がかかるから、系統コストがすごくかかる。それは全部託送料。ところが、発電コストが低くなっている部分は発電事業者として全部利益をとる。それは本当に許されるのかということは、沖縄電力に限らず一般論としてもちゃんと考える必要があると思います。そうだとすると、そうになっているのはそんな大きいものを入れたのが原因でしょう、というようなものに関しては、全部託送料に乗せていいのかは考える必要がある。私たちは一般的なルールに従って入れていくということになるのだと思いますが、7%を採用しない沖縄電力に関しては今まさに考えるべき課題。更に7%の数字を見直す長期的には、一般論としても結構重要な点だと思います。

以上です。

○安念座長 事実存在する設備を全て前提にして託送料金を計算しなければいけないという理屈はないと私は思うのです。必要な範囲で、という非常に抽象的な言い方だけでも。事実ある設備は全部認めるのだということになったらそれこそ、これはまたおまへの理解が違っているぞと山内先生に怒られるかもしれないけれども、アバーチ・ジョンソン効果そのものになるのではないかなという気がしました。

圓尾さん、どうぞ。

○圓尾委員 言いたいと思っていたことは大体松村先生がおっしゃったのでやめてもいいのですが、結論としては、まだもやもやしていてクリアなことを私も言えないので、個別審査を頑張りましょうということです。

3つほどお話しします。1つ目は、九州さんと中部さんの離島の話なのです。安念先生がおっしゃったように法令に基づいて決めていくのはそのとおりなので、考え方だけお話しすると、こういうことを考えるときには、地図でみれば離島でも、海底ケーブルがつながっている以上離島と整理しないほうがいいのではないかと思います。でないと、松村先生

も触れられていましたが、半島の先のほうなど、全てのところで同様のことが言えてしまうので、本当の離島は考えなければいけないと思いますが、ケーブルがつながっている以上は電氣的には本土と一体という整理で考えるべきだと思います。

もっと大きな例でいうと、北海道さんは昔は北本がなかったから、ものすごく予備力をもたれていたわけで、北本ができたことで予備力の考え方を換え、すごくコストが下がってきたわけです。だから、小さな発電所ですけれども同じことではないかと思しますので、撤去するといわれたら考えてしまいますが、私はこれはコストに入れるべきではないと思っています。

調整力の持ち替えに関しては、各社さんが出していらっしゃる持ち替え判定条件をみると、非常に単純に部分負荷と部分負荷だったら当てはめます、という書き方になっているので、もしそうだとすると、何人かご指摘になったようにこれは相当前広に、本当だと調整力のためと言えないものまで含まれていると考えられると思うので、これ以上何か細かいこと、さっき東電さんはいろいろなケースを考えていらっしゃるとおっしゃったので、そういうのがあればまた個別審査のときに出していただいて、本当に不必要なものは除外しているかどうかを確認しなければいけないと思いました。

例えば、大型LNG火力を朝にスイッチを入れて夜にオフにするというケースで、スイッチを入れた瞬間に100%の出力が出るのだったら、例えば50%ぐらいで運転している、80%で運転している残りは調整力だといえると思いますが、スイッチを入れて30分とか1時間とかフル運転になるまでにかかるということであれば、それは決してそうではないと思うのです。設備の性能上仕方ないことだから、それをうまく調整力として使っているということだと思いますので、どういう判定をするかを考えなければいけないと思います。その辺は細かくみていきましょうというのが2点目です。

それから、沖縄さんに関しては、沖縄電力さんの説明を伺っていると、一つ一つはそうだよな、と思うのですが、だからといってこの費用を全てその理由で説明できません。例えば、牧港がマストランというのが需要地に近いという説明だった。では、東京電力さんが東京湾岸にあるLNG火力全部マストランです、需要地に近いのだから、という説明をされているのだったら理解できますが、決して各社さんの説明を聞いているとそうではありません。牧港がマストランだとしても、全てではないのではないかと思うので、その辺は安念先生もおっしゃったとおり、どのぐらいの割合をマストランと判断するかというのは、ネットワークの大きさとのバランスで考えていくべきだと思います。

以上です。

○安念座長　ありがとうございます。特に第2番目の問題はすごく頭が痛いです。恐らく部分負荷というのをどう定義するか自体が多分まず第1関門なのだけれども、部分負荷のある種のを調整力と定義しておられるのだと思うのですが、その定義の仕方に透明性があるというか、説得力があるかどうかということを我々としてはみていかなければならんということです。口で言うのは簡単だけれども、これはえらい作業です。ありがとうございました。

では、沖さん、どうぞ。お待たせしました。

○沖取締役　沖縄さんの話が出たので、ちょっとお聞きしたかったのですが、マストランの火力なのですけれども、実際は、これは定期点検以外は全部回っているというようなことでよろしいのですか。

○安念座長　いかがですか。

○沖縄電力（島袋）　そのとおりでございます。

○沖取締役　そうすると、沖縄さんの資料、調整コストの5—10の9ページですけれども、電圧調整の発電所、牧港は石油火力ですから、当然30億円というのは石油火力とLNG火力の燃料差がほとんどだというようなことでよろしいのですか。

○安念座長　そうですか。

○沖縄電力（島袋）　そのとおりです。

○沖取締役　そうすると、年間30億ですと10年で300億ぐらいになるわけですけれども、電圧の調整のためだけとすると、私も素人であれなのですが、電圧調整には別に火力発電所だけではなくて、コンデンサーだとか、シャントリアクトルだとかを使ってやるという手段もあるので、何百億の金をそっちに使ってマストランをとめられるのではないかなというようにもあつたのですけれども、沖縄さんはほとんどガバナフリーの火力を使っておられるので、その部分はある程度ほかの火力で調整できるのであれば、余計なお世話で大変あれなのですが、そういったことでいくと、この30億は物すごく大きく思ったもので、そういったアプローチもされているのかなというちょっと余計なお話ですが、実際のところはどうかというのがまず1つお聞きしたいのです。

○沖縄電力（島袋）　実際に牧港火力で、重油火力なのですけれども、電圧調整を行っておりまして、考え方なのですが、確かにおっしゃるとおり平常時の系統電圧の調整であ

れば、例えば調相の設備にてやるとか、コンデンサーということも考えられますが、当社の場合、事故時における急峻な電圧変動の抑制については、やはり発電機の無効電力調整で対応する必要があると考えているために、この牧港の重油火力をマストラン運転としております。

○沖取締役　わかりました。それと、全部の費用を入れるかという沖繩さんの話があるのですが、実は、大きい火力を入れるということは何を意味するかというと、当然、10万キロより20万キロを入れればスケールメリットがあるので、恐らく発電コストが下がるからというのが主たる目的だと思うのですが、当然、1台より2台つくったほうがオペレーションは楽だし、補修コストも減るし、いろいろ後のものもある。これは実は系統には負担をかけますが、小売事業者、要するに供給力としては非常にありがたいものである。供給からみると小売事業者にとっては非常にありがたいメリットがある。その反面、系統には非常にデメリットがある。ですから、これを全て系統に入れるというのは、実は小売のほうにも非常にメリットがあるものであるならば、全部に入れるのは非常にかわいそう。なぜ大きいものを入れるかということを考えながらいくと、折半ではないですけども、全てが入るという道理はないのかなというのが私の印象ですので、そこは定量化して考えて少し分けたほうがいいのではないかなと。それは感想ですけども、あります。

それから、これは最後ですけども、蛇足なのですが、ある新電力からちょっといってくれというお願いがあったのでいいです。実は7%の話があって、これを今託送料金の中に入れて全部設備の固定費に入れますというお話があったのですが、では、お金を私たちが払うのだから、来年から計画値同時同量になりますけれども、その分7%は私たちが許していただける変動範囲なのだと考えて計画値同時同量をやってもいいのですかという質問をしてくれという話の一部あったのです。

○安念座長　誰が答えたらいいのですか。沖さん、誰にお答えをお求めですか。

○沖取締役　一番系統の大きい電力会社さんにお話を聞ければと思います。

○東京電力（武部）　新電力さんの計画値同時同量のために予備力をもつとすると、それはまた目的が別です。今申し上げているのは事務局資料の12ページにあるような偶発的ですとか、ある意味不可抗力であったり、思わぬ計画外停止であったりというときのバックアップですので、ふだんそれでやらせていただくということであれば、それはそれなりにまた別に電源を確保して、そのペナルティー料金を考えなければいけないということになるかと思えます。

○沖取締役　　言い方が悪かったので言い直します。7%までならいいといっているのではなくて、許していただける範囲として7%まであるのかなど。そのような意味合いで、何とか頑張りますが、前、3%というのが1つしきい値にありました。変動範囲内と変動範囲外で、いわゆるモラルハザードのラインがあったのですけれども、それが7%みたいなイメージとしてあるのかどうかというような質問の意味合いで聞いてほしいということです。

○安念座長　　それはよくわかります。そこの恨みつらみはいいのだけれども、許していただけるというのは、ペナルティーが発生しないという運用があり得るのか、というご質問ですね。

○沖取締役　　そう。

○安念座長　　東電さんは多分違うとおっしゃると思うのだけれども、どうですか、ご自分のお口から。

○東京電力（武部）　　繰り返しますけれども、7%というのは調整力ではありませんので、日々の時々刻々のフラクチュエーションを吸収するための固定費ではないというのが1点ですし、同時同量のアラワンスを見積もってしまいますと、また追加的な設備も要るということで、それはちょっと違うだろうということでございます。

○安念座長　　お友達にお伝えください。私は必ずしも沖さんご自身がそう思っているのではないように拝聴したのです。済みません、余計なことを申しました。

南委員、どうぞ。

○南委員　　もう時間もあれなので。沖電さんの申請内容はかなり難しいので、個別審査にお任せしようと先ほど決めたのですけれども、概念というか頭の整理としてお聞きしたいのですが、沖縄電力さんが積み上げて計算されている調整力の必要量が沖電さんの資料の4ページに合計409メガワットと載っておられるのですが、これは誰に聞けばいいのかわからないですけれども、可変費を計算したときの年間需要掛ける5%で出てきた調整力と理論的には同じなのですか。積み上げかパーセンテージ掛けた結果出た数かというのは置いておいて、概念的にはイコールなのですかというのがわからなかったので1つ。誰に質問していいかわからないのですが、沖電さんはそんなことを聞かれても困るという話だろうし、そこがわからないので聞きたかったというのが1つ。

○安念座長　　409Mというのがパーセントで出ていないけれども、積み上げた考え方は7%算出していったのと同じ論理の回路かということ。



○南委員　　というか、何を出しているのといったら調整電力量を出していますという話なのか、いやいや、違いますという話なのか。

○安念座長　　どうかな。それはやはり沖電さんに伺うべきかな。

○南委員　　逆にいうと、一体何を計算したのかがよくわからなかったということです。

○安念座長　　どうぞ。どなたか詳しい方に直接ご説明いただいてもいいけれども。

○沖縄電力説明補助者　　今のご質問なのですけれども、この409なのですが、何を積み上げたか。繰り返しになるのですけれども、4ページ一番上のほうに書いてあります周波数制御分で日々の運用で使っているガバナフリー、AFCの調整量と需要誤差対応分と電源脱落分の対応ということで、日々運用で確保している量について書いてございます。

○安念座長　　ちょっと7%の考え方とは違うな。

○南委員　　それはちょっと違うかな。わかりませんけれども、説明はわかりました。

それと、次の5ページの22.61%を出すときの分母に用いている認可出力の3年平均、離島除くと書いてありますけれども、この指標を用いた理由を教えてください。分母にこの数字をもってきた理由は何かあるはずなのですけれども。

○安念座長　　おっしゃる分母というのは1,809という意味ですか。

○南委員　　そう。1,809は何かと見に行ったら、下にコメ印で認可出力の3年平均、離島除くと書いてあるのですけれども、この数字を分母にもってきた理由がわからなかったので教えてくださいということです。

○安念座長　　それはただ単にパーセンテージを出すため。

○南委員　　そうなのですけれども、ほかの指標もあるわけではないですか。というか、ここで新しく、沖電さんしか使っていない指標だから。

○安念座長　　そういう意味か。それはいかがですか。

○沖縄電力（島袋）　　こちらのほうで火力発電所の認可出力の平均と書いてありますけれども、これは当社の場合、原則全ユニットガバナフリー運転ということですので、沖縄本島系統の火力発電所の認可出力をこちらで記載しているということです。

○南委員　　いや、認可出力という概念を用いて分母にした理由が何かありますかということを知りたかったのです。例えば需要平均とか、ほかのいろいろなものがあるわけではないですか。そうではなくて、認可の出力を分母にしたのは何でなのですかということを知りたかったのです。端的にいうと、積み上げは実数でやっているのに、分母は何で認可出力でやるのですかということを知りたかったのです。

○安念座長　　そういう意味か。こうしませんか。沖電さんについては9社さんと大分考え方が違う出発点に立たれているので、当専門会合の中でもいろいろ質問させていただきたい事項がありますので、今の南委員のも含めて文字に起こして発注しましょうか。

○南委員　　というのがわからなかつただけです。

○安念座長　　わかりました。いや、何でも聞いていただいてクリアにするのがいいと私は思いますので、ありがとうございます。

松村先生、どうぞ。

○松村委員　　先ほどの沖委員のご発言はちょっと聞き逃せない。私自身はかなり頭にきているのです。ただ、沖委員は、それは新電力のある人が言ってくれといったからと発言したということは、自分自身はそう思っていないということだから安心はしているのですが、そう言えと頼んだ人は余りにも無責任なのではないか。

まず、インバランス料金はルールで決まっていますから、東電に聞かれても、答えようがない。ルールで決まっているものですから、7%までならまけてあげますなどと勝手にやっていいものではない。7%以下だったら送配電が確保している容量で足りるのでまけてもらう、などということは絶対にできません。

あり得るとすれば、供給力確保義務を小売の登録の段階で課されているわけだし、その後で本当にそれを満たしているかどうかは事後的にもみられることになるわけです。そうすると、ここで7%という固定費が認められるのだったら、恒常的に7%ぐらいはインバランス供給をずっともらい続けても、託送料で7%分の固定費を払っているのだから、供給力確保義務はちゃんと満たしたと思ってもらえるのか、という問いかけだったとすれば、それはとんでもない誤解だと思います。私はそんな運用は決してしないと思いますから、事務局から回答不要です。しかし、そういう運用をするつもりだということだったら制度改革の議論でちゃんと議論しなければいけないので、もし万が一そうだったときだけ回答を下さい。

それから、もし本当に新電力がそのように考えているとすると、先ほど7%のうち、どれだけ送電部門で、どれだけを新規参入者を含めた小売・発電部門で、というようなことを考えるときに、本当に新電力がそういう意識でいるのだとするならば、7%でも恐ろしくてしょうがない。インバランスは基本的に平均的には出さないということを前提とした上で7%という数字を出しているのだから、そういう発想の人が大量に入ってくるということだとすると、本当に託送料金に算入する上限が7%で大丈夫かという議論にもなりかねな

い。電力システム改革の足を引っ張る不見識な議論だったと思う。そういう愚かなことをいう人が本当にいるのだったら、新電力の誰かなどといわないで、ちゃんと堂々と顕名で意見書を出してもらいたい。そういう人がもし本当にたくさんいるのだったら、そのこと明らかにしてほしい。もしそうだったとすれば、私たちはそれを前提にして制度設計しなければいけない。実際には極々一部のわけのわからない人がそういうことを言ったのだと信じていますが、もしそうでなかった、新電力の多くがそう考えているとするならば、その点は明らかにしていただきたい。

以上です。

○安念座長　　そうお伝えください。

大体時間も過ぎましたか。どうもありがとうございます。全部の論点を消化できたわけではありませんけれども、いろいろ疑問点もクリアになってまいりましたので、大変有意義な議論をしていただいたと思います。——そうか、ごめん。調整力が圧倒的なボリュームなので、あと2つの点はやらなかったようなものなのだけれども、もしご発言があれば。

○松村委員　　済みません。調整力で話し過ぎました。私はむしろこっちのほうが話したかったという点があるのですが、それは水力発電所の送配電設備の話です。これ自体は大変小さな話、額として極めて小さな額ですが、私は、事務局の資料もそうですが、電力会社の資料をみて相当頭にきている。それは額の問題ではなく哲学のレベルの問題です。

例えばA市場とB市場があったとして、A市場が規制分野でB市場が自由化分野だったとします。この2つを兼ねているのは一般電気事業者だけです。ここで、A市場、規制市場だけで単独でやるとすれば100のコストがかかり、自由化市場だけでやるとすれば100のコストがかかるということが仮にあったとします。しかし、兼営しているから全体として180のコストになった。つまり、ある種の範囲の経済性があるとしたら、これがあるから兼営しているわけです。

全体として費用が180ということになったときに、この180のコストをどう割り振るのが公平かということを考えてください。1つの考え方は、もし規制部門だけやるとすれば100のコストがかかるのです。だから、規制部門のコストが100。兼営の利益20の部分は全部自由化部門のほうに寄せてしまって、自由化部門を兼営しているところ、自由化部門のコストを80としてしまう。逆に、自由化部門単独でやると100のコストがかかる。だから、規制部門が80のコストで自由化部門は100のコストと考える。これがイコールフッ

ティングということから考えれば一番フェアなやり方。新規参入者は兼営することができませんから。自由化部門で本当に同じコストで競争するとすれば、本来は範囲の経済性の利益は全部規制部門のほうに寄せて、自由化部門のほうはスタンドアロンでやったとすればどれぐらいのコストになるのかというのを考えるのが本当のイコールフットィングだと思います。

その中間として、20の利益が出てきているから、この2つを両部門に分ける。どのように分けるのですかというのと、両部門にかかわっている人の実際の働いている割合はどれだけですかとか、いろいろなコストドライバーを使って割り振る。例えば90、90と考えるかということ。実際の費用配賦の主力はそういう考え方でやられていて、他の託送費用とかも大半そういう格好で費用が算定されている。

ということは、これはイコールフットィングの考え方からすると、範囲の経済性の半分は兼営している一般電気事業者がとっているわけですから、そもそもその点でイコールフットィングという観点から見ると一般電気事業者は大きなゲタをはかせてもらっているとか、同じぐらい効率的でも一般電気事業者が勝てる、相当有利な格好になっている。この点はまず自覚していただく必要があると思います。

その上で、今回の水力に関して、もし水力発電所がなかったとしたらかかるコストは送配電のコストにするとしている。さっきの分類でいうと範囲の経済の利益を全部自由化部門に寄せるという発想で、そもそもフィロソフィーとしておかしい。そういう発想がこんなところに残っていたこと自体が大問題。

もちろんこのところはちゃんと査定すべきだと思いますし、査定しても本当に無視できる程のわずかな額しか査定できないので、ほとんど実利のある話ではないのだけれども、本当にこういう発想でいいのでしょうか。水力発電所がなかったらかかるコストは全部ネットワークコストという発想から出発するような考え方が残っていていいのか。私はとても疑問に思っています。実際に査定した結果としては僅かな額しか査定できないと思いますが、こういうことはそもそも根本的によくないのではないかとということと、仮に配賦することになったとしても、範囲の経済性の利益を両方に分けているわけだから、その意味で、イコールフットィングという観点から見ると相当にゲタをはかせてもらっているということを一般電気事業者はちゃんと理解した上で、今後、いろいろな発言をしていただきたい。

以上です。

○安念座長　　ありがとうございました。梶川さん、どうぞ。

○梶川委員　　時間が過ぎているところで済みません。きょうのテーマはこれで終わりのような感じでしたので、私自身が前回ご質問した件に関する販売費のところで、事務局のご説明もよくわかりましたし、寄せてき方で妥当なところに寄っておられるのだろう。あと、計算プロセスも非常によく理解しました。

ただ、結果論的に、中部さんの契約受付に係るコストと関電さんの契約受付に係られるコストというのが、ちょっと何か、こういうことでこれだけ違うのだということを少しお聞きしたいぐらい有質な差がある感じがいたしまして、事務局も含め、今の回答ではなく、両者ともに正しいプロセスで計算されているので、いけないとかということではないのですけれども。

○安念座長　　もう少し具体的に指摘していただいていた方がいいですか。

○梶川委員　　済みません。事務局説明資料の40ページでみていただければと思います。中部さんの契約受け付けが0.11というプラス要因になっておられて、関電さんは0.03ということなのです。これは、両者とも全部小売でしていたものを託送に振られたということなので、計算プロセス的には同じ方向でふえている。片方が減ったのではない。それが前提なのです。ゼロからふやしていますので、ある意味では、ふえた量が託送受付の絶対額、同値になられている。これは逆算しますと中国さんは百三十数億円の受付コストになる。関電さんは四十数億円ぐらいになるのではないかと思います。それは今私が影響額を逆割り戻したということなのですが、この金額は、今回の託配全体の動きの中ではこのやり方で託送料金の変化した量に占める割合はかなり大きいものですので、中部さんと関西電力さんはそんなにビジネス規模が違われるとかということではないので、3倍かかられる理由ないしは3分の1で済む理由を全体の計算プロセスの中でみていただければというところのお話です。

○安念座長　　それはとりあえず我々の課題ということですね。

○梶川委員　　そうかもしれない。

○安念座長　　わかりました。中部さん、今この段階でもし何かコメントされることがありましたら、どうぞ。いや、他社のことと比較されても困るよというなら、それはそれで結構ですけれども。

○梶川委員　　多分全くそうかもしれません。済みません。

○中部電力（松浦）　　プロセスについてはご説明したとおりなので、あとは数字の違い

は変化分ですので、絶対値というよりも現状からこれだけ変わっているというところの数字ですから、現状自体も必ずしも各社で一律ではないというところもあると思うのです。

○梶川委員　ただ、この契約受付に関して私の理解が間違えていれば教えていただきたいのですけれども、もともと託送にはかけていなかった。

○安念座長　小売にしていたのでしょうか。

○梶川委員　全額小売にされていた。

○中部電力（松浦）　当社の場合はそうです。

○梶川委員　今お話しした対照の関西さんも同じように小売から——多分、次の41ページ、従来各社がやっていた小売のものを共通にしたと。ただ、東電さんは多分もともと小売に、託送は託送で契約受付をされていたような感じがするものですから、その比較前提はご一緒だということを前提にしゃべっています。

○安念座長　では、それは留意します。私どものチームで営配分離もやっていますから、よくわかりました。

それでは、辰巳さん、どうぞ。

○辰巳委員　ありがとうございます。時間のない中済みません。中部電力さんがご説明くださった資料7-4のスライドの1のところなのですけれども、送配電・小売の再整理のお話なのです。現在、新たに整理し直して、託送分に行っている分がたくさんあるというイメージなのですけれども、このような区分の仕方が、事務局の資料で標準という区分の仕方がありました。ネットワークと共通と。標準はあるのだけれども、やはり個社によって違いがあるから、それは違いを認めると考えたらよろしいのでしょうか。それがちょっとわからなくて、やはりみんな同じ標準に合わせてもらうほうがいいのかどうかということなのですけれども。

○安念座長　それは我々が決めることです。

○辰巳委員　そうなのですか。わかりました。

○安念座長　もちろんそれはそうです。標準は決めていただいて、ほとんど10社さんとも標準にほぼ準拠した形で整理されているわけですが、個社での事情がもしあって、それが標準との偏差が説得的に説明できるものであれば、それを違法である、認可の要件を欠く、ということには当然にはならないと私は思います。

○辰巳委員　わかりました。それで、停電のお話なのですけれども、停電は全部ネットワークに入っているのです。停電関係のお知らせとか受け付けとか、もちろん共通のどこ

ろもネットワークに入っているのですけれども、私たちが電気を買って、その電気が停電したときに、基本は私たちは買っている小売業者に知らせることになっているのです。小売業者がその後、託送というかどっかにやるのでしようけれども、停電の原因は電気が送られないから停電なのか、発電所がそれこそブラックアウトしたから停電なのかによっては、すごく細かい話なのですが、本当にネットワークだけの責任なのかというのがちょっとわからなくて。だから、全部停電に関してはお知らせも、それからいろいろ全てネットワークに受けることになっているのですけれども、そのあたりをどのように考えるのですか。停電の原因があるわけだから、原因は発電者にあるわけだというように……。

○安念座長　これは停電周知のコストであって、例えば発電所が落ちたときに供給できなくなれば、供給力を確保できなかった小売業者の責任になるだろうし、あるいは、誰かと契約していれば発電業者の責任にもなると思いますが、直接には停電そのものの原因を除去しようとか、そういうことのコストをいっているわけではないので、こういう整理になっているのではないかと私は理解しているのですか、そんなのでよろしいですか。

○東京電力（武部）　結構です。来週水曜日何時から何時停電して配電線の工事を行います。このような極めてネットワークの仕事でございます。

○辰巳委員　わかりました。済みません。

○安念座長　いいですか。

○辰巳委員　あとは、皆さんが同じ標準に従わなくてもいいのですねということだけです。わかった。それは考えましょう。

○安念座長　いいといったわけではないけれども、説得的な理由があるのなら、それはそれでもよろしいのではないかとということを申し上げたのです。

○辰巳委員　わかりました。

○安念座長　私が調整力のところで熱くなったものですから、いろいろ済みませんでした。では、きょうは大体こんなところでよろしいですか。

どうも本当に長時間、いつものことながら、私の切り盛りが悪くて申しわけございませんでしたが、活発にご議論いただいて本当にありがとうございました。本日回答ができなかった質問につきましては、次回以降、各社さんに整理をいただく、あるいは事務局から発注をしていただこうと思います。

本日で制度変更等に係る論点についても一通りの審査を行いました。前回会合のテーマである需要地近接性評価割引や本日の調整力コストについては、我々委員においても

っともっと議論しなければならない、あるいは深めなければいけないという論点が相当あるということが改めて浮き彫りになりました。

次回以降の審査に当たっては、担当委員と相談の上、事務局において幾つか案を作成していただいた上で、各社に資料をご提出いただき議論を進めたいと思います。各社におかれましては、ご多用のところ本当に恐縮でございますが、引き続きご協力をお願いしたいと思います。大体できるのであれば1案でいいだろうし、複数案をつくってたたいたほうが良いという論点については、事務局でできれば複数案をつくっていただいて議論の参考にしていきたいと思います。

それでは、事務局から連絡事項をお願いいたします。

○都築NW事業監視課長　それでは、次回のご連絡でございます。来週金曜日11月6日15時半から開催させていただきたいと思います。詳細につきましては、別途ホームページでご案内を申し上げます。

以上です。

○安念座長　では、これで第7回の専門会合を終わります。きょうは本当に長時間にわたってご議論いただきましてどうもありがとうございました。

——了——