

電力取引監視等委員会 電気料金審査専門会合（第10回）

1. 日 時：平成27年11月20日（金）16：00～19：00

2. 場 所：経済産業省本館17階 第1～3共用会議室

3. 出席者：

安念座長、圓尾委員、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）

日本商工会議所 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

電力広域的運営推進機関 下村事務局長補佐

（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 パワーグリッドカンパニー・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 それでは、これより第10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。本日も毎度でございますが、ご多忙のところ委員、オブザーバー各位におかれましては、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、箕輪委員、秋池委員、それから河野オブザーバーはご都合によりご欠席と伺っております。また今回、オブザーバーとして、話題の関係で電力広域的運営推進機関より下村事務局長補佐にご出席をいただいております。

それから説明者といたしましては、今回も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執行役、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、中国電力の松岡常務、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にご出席をいただいております。

それでは、以降の議事進行ですが、安念座長によりしくお願いいたします。

○安念座長 どうもありがとうございます。

それでは、いつもどおりでございますが、お手元の議事次第に従って進めてまいります。本日は①、前回までの会合において委員等よりいただいたご指摘事項への回答、②、検討を深めるべき論点についてご議論をいただきます。

それでは、まず指摘事項について事務局から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、お手元の資料3をお開きいただければと思います。今回、ここのリストに掲げております点が指摘事項として残っておりますが、右端の欄をごらんいただければと思いますが、本日全てご説明、ご回答がございます。

以上でございます。

○安念座長 ありがとうございます。

それでは、各社さんからご説明をいただきたいと思います。指摘事項3は季特別料金の件です。この点については中国電力さんから、それから指摘事項5は設備投資計画でございますが、これについては北陸、中国、沖縄各電力さんから順にご説明をお願いしたいと思います。

それでは、まず指摘事項3につきまして中国さんからお願いいたします。

○中国電力（松岡） 中国電力の松岡でございます。

指摘事項3について、資料4ー7でご説明させていただきます。4ー7をお開きください。1枚繰っていただきまして、右肩のシートNo.2でございます。指摘事項3の低压託送料金の時間帯別単価について、このシートでご説明いたします。電力会社の送配電設備は、送電線、配電線、変電所等さまざまな設備によって構成されておりますが、低压のお客様に電気を供給する場合、柱上変圧器や低压引込線だけではなく、送電線や変電所等、上位電圧の送配電設備も利用して電気を供給しているところでございます。図中の黄色の範囲の設備となります。そのため、低压託送料金原価には、これら上位電圧の送配電設備に係る費用が配分されております。

シート3にお進みください。シート3の表は、託送料金原価の内訳を電圧別にお示ししたものでございます。低压の託送料金原価の内訳は一番下の行でお示ししてございますが、

約1,752億円のうち送電費や変電等、上位電圧と共用している送配電設備に係る費用が半分以上を占めているところでございます。一方、設備形成上、低圧のお客様の需要に大きく影響される低圧配電費が低圧託送原価に占める割合は、青色のコメント文に記載のとおり約14%程度にとどまっているところでございます。

続きまして、シート4にお進みください。シート4は、託送料金における昼夜間格差についてのご説明でございます。資料では当社の夏期ピーク時の電圧別の需要カーブをお示ししておりますが、系統全体の需要のピークは昼間に発生しており、配電設備を共通で使用する高低圧の需要のピークも昼間に発生しているところがみえるかと思えます。またシート3でご説明しましたとおり、設備形成上、低圧のお客様の需要に大きく影響される低圧配電費が低圧託送原価に占める割合は14%程度にとどまっているということでございます。こういった点を踏まえますと、現時点におきましては系統全体の設備利用状況に基づいて時間帯別のメニューの料金を設定することについて、一定の合理性はあるものと考えております。なお、昼間とは図中の黄色で示しているとおおり、平日の8時から22時を示してございます。

続きまして、シート5にお進みください。シート5は、時間帯別メニューの電力量料金単価についてのご説明資料でございます。系統全体でみた場合は、昼間時間帯と夜間時間帯における年間の平均的な使用電力の比率は、おおむね2対1というような比率となっております。託送料金における時間帯別メニューの電力量料金単価は、標準メニューの電力量料金単価に、この昼夜間の格差をもとに設定した料金格差率を乗じて算定しております。全ての電圧で共通の係数を用いているところでございます。

前回の審査会合でご説明しましたが、電灯託送料金では供給約款の最低料金を超えないように基本料金単価を低く設定しております。その結果として図表に示すとおおり、電力量料金単価が高目の水準となっております。またシート3でお示ししておりますが、上位電圧と共用する送配電設備に係る費用を電圧別に配分した場合、負荷率の低い低圧の影響額が大きくなる傾向にございます。

この結果、電灯託送料金の電力量料金単価は高目の水準になってございまして、時間帯別メニューの電力量料金単価の昼夜間格差は特別高圧や高圧に比べて大きくなっているという状況でございます。

以上が昼夜間の関係でございます。

○安念座長　　ありがとうございました。

それでは、指摘事項5につきまして、まずは北陸さんからお願いできますか。

○北陸電力（高林） では、資料4—5をごらんください。4—5は裏表1枚物でありますけれども、裏面の下のほう、右肩3ページであります。指摘事項5、中長期的な設備関連費用の考え方ということで、考え方だけ書いてあります。電気料金水準を安定的に維持するため、減価償却費、除却費、修繕費を合わせた設備関連費用は、中長期的におおむね同程度の水準で推移させることを基本としております。

設備投資・修繕計画は、電力需要の伸びが期待できないこと、また設備の高経年化を踏まえ設備の機能維持を図って、将来にわたり電力を安定供給していく考え方で策定いたしております。

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、中国さん。

○中国電力（松岡） 指摘事項5へのご説明になりますが、先ほどの資料4—7のシート6、最後のページでございますがお開きください。第5回電気料金審査専門会合でご説明しましたとおり、設備の維持管理・更新に当たっては点検や修繕による機能維持や診断技術の活用によりまして、可能な限り設備の延命化を図ることとしております。その上で設備の劣化状況やトラブル発生時の影響などを総合的に勘案し、優先順位の高い設備から更新していくことを基本としてございます。

また、設備投資計画や修繕計画の策定に当たりましては中長期のコスト動向を把握した上で、コストの平準化や効率化による低減に努めているところでございます。

なお、図中に示しております減価償却費、修繕費、除却費——青色の文字で書いているところでございますが、こういった設備関連費用の合計値は第4回審査専門会合でご説明したとおり、現行原価の水準を約48億円下回っているところでございます。

説明は以上です。

○安念座長 ありがとうございます。

それでは、沖縄さんをお願いいたします。

○沖縄電力（島袋） 弊社の資料は4—10となっております。3ページをごらんください。中長期設備関連コストにおける設備投資計画等の考え方についてでございます。弊社は修繕工事の実施に当たりましては、安定供給の確保を前提に点検周期、発注方法の見直し等を行い、修繕費の効率化を行っております。

高経年化機器につきましては、機器のコンディションを踏まえた更新時期を繰り延べしつつ、長期計画において工事全体の平準化を図った計画を策定しております。

このように弊社は安定供給の確保、効率化及び平準化を考慮し、中長期的な投資計画、修繕計画が図れるよう努めております。

弊社から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、指摘事項3と5について各社からご説明をいただきましたので、何かご意見、ご指摘がございましたらどうぞお願いいたします。――松村先生、どうぞ。

○松村委員　　まず私が聞いた昼夜間格差ですけれど、念のために確認させてください。昼夜間で料金が違うところと一緒にしているところがありますね。標準的な使用量なら両者の単価が同じになるように昼夜料金格差を設定しているのご説明になったのですね。その理解で正しいですか。

○中国電力（松岡）　　標準単価を同じ枠の中で昼間と夜間に一定比率で仕分けしてございますので、標準単価と昼夜間料金のグロス量というのは同じになるということでございます。

○松村委員　　その分け方について、質問したつもりでした。時間帯別料金を使っている平均的な昼と夜の使用量に応じて設定されているのですよね。昼夜間別料金を使っている人の中でも、高くなる人も低くなる人もいます。夜間たくさん使っている人は低くなっているし、昼たくさん使っている人は高くなっているけれども、昼夜別料金を使っている人全体として、時間帯別料金でない人と同じになっているのですよね。つまりこの平均をとるときに、昼夜間別料金を使っていない人も含めた全体の低圧の昼、夜の使用割合ではなく、時間帯別料金を使っている人の昼夜間の割合でみているのですよね、というのを聞きただけです。

○中国電力（松岡）　　失礼しました。ご指摘のとおりでございます。

○中国電力説明補助者　　いや、そうではなくて全体の低圧という固まりの中の、需要種別の中の平均でやっているということです。

○松村委員　　時間帯別料金を使っていない人も含めてということですね。

○中国電力説明補助者　　その全体です。

○松村委員　　だったら前回も指摘した通り、これは相当邪悪な料金体系だともう一度繰り返さざるを得ない。昼夜間帯料金で適用されている人のほうが、ベタで使っている人よ

り夜使っている割合が高いに決まっているのではないですか。そういう人を、全体を均して、平均的な使用パターンを前提として夜を安くすれば、明らかに昼夜間帯別料金を使っている人に有利な託送料金体系。これで全体として収支が合っているなら、そのツケを、時間帯別料金を使っていない人に回しているのではないですか。

○中国電力説明補助者　有利かどうかというのは別にしまして、要するに設備の効率的な利用を促すためのインセンティブという意味で、昼夜間格差というのがつけられていると思っています。でなければ、昼夜間の格差をつける必要などないのではないかと思います。

○松村委員　インセンティブの話はこの後で指摘するつもりです。そもそも公平かどうかを聞いているわけで、昼夜間帯に分けることがインセンティブの観点からいけないと言っていない。全体としての水準を問題にしている。つまり同じ料金の格差がついていても、全体としての料金水準が適正かという論点があるわけですね。これは明らかに昼夜間、時間帯別料金を使っている人に有利な料金体系になっているわけですね。

○中国電力説明補助者　ニワトリ、タマゴがありますけれども、結果としてそういうジャンルの人がそういう料金になるということでありますが、やはりインセンティブは別ではなくて、我々、料金率というのは単なる原価単価、いわゆる原価をアワーで割った平均単価というようなものではなくて、実際にお客様に適用されるお支払いのベースとなる料金と考えております。ということは単に原価ということではなくて、いろいろな要素を考える必要があるということの中で説明をさせていただいているものでございます。

○松村委員　インセンティブの点はすぐ次に言いますが、昼夜間格差が同じだったとしても、どちらが有利か不利かは、差をつける基準が上下すれば当然変わるわけですね。だから同じインセンティブをつけたとしても、片方に一方的に有利にならないようにつけることはもちろん可能です。そういう意味で明らかに一方に有利な料金体系になっていると指摘しているのですが、それはどうですか。インセンティブの話をしているのではない。

○中国電力説明補助者　明らかにといいますか、先ほどいろいろな数字で原価の配分の話からご説明したのですけれども、そこで差をつけるためにやっているということではなくて、原価を分けてその結果、いわゆる低圧の平均的な単価というのが高くならざるを得ないと。昼夜間別に開くところの電力量料金単価ですね。そういうものは先ほど松岡から説明いたしたところでございます。

○松村委員　らちが明かないのでインセンティブのほうも一緒に聞きます。高圧の費用

が低圧に入っているなんていうのはもちろんわかっています。今までもさんざんいつてきたのだから、そんなことをもう一回説明していただく必要はありません。ここでいっているのは電気に色はついていないということ。電気に色はついていないから低圧のところでは夜1キロワットアワー余分に使うのと、高圧で1キロワットアワー使うので、上のレベルにかける負荷の軽減効果は同じでしょうと以前からずっと指摘している。だから何で割合で配賦するのか。インセンティブを考えるなら、額なのではないのか。電気に色はついていないでしょうとさんざんいつているのに、何で割合なのですかという質問をしているのに、割合で計算していますとの説明で回答になっていると思いますか。まずそれが問題です。

2番目に、低圧の固定費用も含めて、どうしてこういう話が出てくるのかに関する回答がまだない。例えば柱上変圧器のレベルでみれば、どう考えたって深夜大量に使っている人が負荷をかけ、それに応じた投資が必要なのではないですか。何でそこまで、この割合で配賦してしまうのかの回答をお願いします。

○安念座長　いいですか。

○中国電力説明補助者　確認でございますが、割合というのは昼夜間の格差のことをおっしゃっているのでしょうか。済みません。

○松村委員　昼夜間の料金格差率を乗じて算定していますというはわかりました。何で額ではなくて割合になるのかというのがわからない。電気に色はついていないでしょうといっているのです。

○中国電力説明補助者　設備の利用の実態をみてどれだけ固定費をもたせることがいいのかという観点から昼と夜の、要は負担の比率のようなものを算定するという意味の率でございます。

○松村委員　だから、そういうやり方で算定しているということはわかります。そのやり方が合理的だということを説明してくれといっているのに、こういうやり方でやっているという説明でわかるわけない。

○中国電力説明補助者　料金率というのはいろいろな考え方があると思います。これ、逃げに聞こえるかもしれませんが、そもそも絶対額で出していくというやり方もありますし、こういう格差率をもってやっていくというやり方もありましょうし、格差率を出すに当たっても、先生がおっしゃったような個別のところを、もっと細かくみていったほうがいいのかというようなことも承知しているところでございますけれども、

料金率というのは先ほど申しましたように最終的にお客様にご負担いただく料金ということになりますので、単に理論的なものということももちろん重要なことで、これは考慮いたしますけれども、それ以外の要素、政策的——インセンティブというのはちょっと置いておくということをいわれましたが、そういう要素も含めて考えているものですから、そういうことであれば今までもやってきたやり方の1つではございますが、一定の合理性はあると思っております。

○松村委員　インセンティブのことを置いておくといったのは最初の質問をしたときです。公平性の話をしていたらインセンティブの話で煙に巻かれてらちが明かないので、インセンティブの話もしています。したがって、インセンティブの話なんか全く置いておいていません。インセンティブの観点からみて、これが合理的だということを説明してくれと言っているのです。

○安念座長　なかなか共通の地盤に到達しないので、この問題は最終的には、この場合は託送約款ですが、約款を認可するときの条件としての顧客間の公平とか、それから料金が一義的に算定できるかといったような、認可の要件を満たしているかどうかに関係する論点だろうと思います。それでこの点は、考え方は恐らく各社さんほぼ共通であろうと思われまので、中国電力さんだけ固有の問題ではないと思います。金額は固有かもしれないけれども、考え方の回路はほぼ共通していると思いますので、この点はちょっとこれ以上平場で議論するよりも、もう一回全員で頭を冷やして議論してみたいと思います。それで全体でもう一回インテンシブな議論を非公開で、と自分の口からいうのも何なのだけれども、する機会がありますので、そこで議論させていただきたいと思います。その際、申しわけないけれども中国さんに代表選手になっていただいたので、何か資料をご提出、ご作成いただくご苦勞をおかけするかもしれませんが、ちょっとそのときにはまたご協力をいただきたいと存じます。これはもう一回ちょっと議論してみましよう。

最終的なレートメイクのことは、前々から小売のときも問題であったのですが、私の記憶でも変な言い方ですけども、よくなくはない、ナットバッドだというような感じできずとおさまってきて、極めて明快に割り切れたということではなかったと確かに思います。もっとも明快に割り切れる答えというのがそもそも存在するのかわからないけれども、この際どのような結論であれ、ちょっともう一回頭を冷やして考えてみたいと思います。ありがとうございました。

ほかには何かございませんか。——それでは、またお気づきになったらご指摘をいただ



くといまして、とりあえず先に進みましょう。議題の②として、検討を深めるべき論点でございますが、これはちょっと前半と後半に分けてご議論いただきたいと思います。前半が高経年設備に係る設備投資計画ですが、これはもう何回か前なのでちょっとお忘れになってしまった方もいらっしゃるだろうから、少し事務局に記憶を喚起する意味でまずご説明をいただいて、これが前半。それから後半は、前からずっと大問題として議論しております調整力についてディスカッションしたいと思います。

それでは、まず事務局より前半の高経年設備について、検討すべき論点についてご説明いただきまして、その後、北陸電力さんからご説明いただきたいと思います。では、お願いいたします。

○都築NW事業監視課長　それでは、お手元の資料5-1をごらんいただければと思います。過去に北陸電力の設備投資計画に関しまして議論となりましたが、本日、改めてその論点について取り上げたいと思っております。

スライド1をごらんいただければと思います。ここでは北陸電力の申請内容を記載しております。平成27年度は既に半年超が経過しているところでございますが、今年度の計画から数量、金額とも大きく増加しており、原価算定期間においても、特に数量に関しましては、大きく伸ばすような計画が提出されているところがございます。

資料は飛びますが、スライド3、4において、過去の専門会合での議論を取り上げさせていただきます。

こうしたことを踏まえまして、スライド5をごらんになっていただければと思います。鉄塔と電柱と2つありますが、まずは鉄塔のほうから取り上げております。ここでは申請内容について論点となる事項を取り上げております。左側をごらんになっていただければと思いますが、大きく3つの事項を記載させていただいております。1点目は絶対的な水準の話でございますが、過去実績と比べて大きく増加した案となっているという点でございます。2点目でございますが、計画と実績の乖離の問題でございます。この中には、記載上「特殊要因」と書かせていただいておりますが、外的な要因により考慮しなければいけない部分というものがあるのではないかとこのことを触れております。3点目でございますが、施工力の問題です。今般、小売全面自由化の議論が大きくクローズアップしたところから、北陸電力におかれましては社内的な検討を開始したようでございますが、リードタイムの問題もあり、顕在化してくるのが今年度からということで、先ほど今年度の計画が大きく伸びているとのも若干関係した話だと理解をしておりますが、その辺の評価をどう

考えていくのかという点でございます。

以上のことを踏まえまして、対応のオプションということで、次のページをごらんになっていただければと思います。スライド6及び7をあわせてごらんいただければと思います。ここでは、例えばということで案を4つほど記載させていただいております。

1つ目の案1というところでございますが、過去3カ年の平均水準まで査定ということで実績平均で考えていくという案でございます。

2つ目は数量ベースで、申請数量から計画と実績の乖離分というのがあったわけなのですけれども、これを未達率として減額して金額に換算していくという案でございます。

3つ目は、先ほど特殊要因ということに言及させていただきましたが、この特殊要因というものを考慮して案2をマイルドな形にしたものでございます。

それから案の4でございます。施工能力の増加分として後ほど事業者からご説明があるかと思いますが、年間で10基ないし20基程度の能力増が見込まれるということで、このうちの低いほうの数字で10基程度の増が原価算定期間中に実現されるという前提で計算をしております。

下のスライド7には、カラーの資料をお持ちの方であれば黄緑色で三角形のドットがついていて線が伸びているかと思いますが、イメージをいただきやすく準備したものでございます。

続きまして、電柱にまいりたいと思います。スライド8をごらんいただければと思います。ここでも、また申請内容に関する論点を記載させていただいております。

左側をごらんになっていただきますと5点ございます。アからオまでございます。このうち1点目から3点目、アからウの部分でございますが、鉄塔と同様に水準の問題、それから計画と実績の問題、施工能力増強の問題を取り上げております。

それから、電柱に特有のものとして、エとオがでございます。まず、エの部分です。工事の緊急性に関する論点です。後ほど事業者からもご説明があるかと思いますが、建て替えに際して停電調整というものが発生しますので、単発で傷んだ電柱を建て替えるのではなく付近に、同じ停電範囲にあるならば、相対的に劣化の進んだ電柱も一緒に取り替えた方が効率的です。このため、緊急性は相対的に低いけれども、ついでに更新をしていくという案件が今回の申請の中にも相当含まれております。これ自体は、今申し上げたように一定の合理性があると考えられるわけでございますが、これが事業者の申請を大きく押し上げているという側面がありまして、この点を論点といたしております。

最後の5点目でございます。過去の3ヵ年、実績を考えていくときにN T Tの管理の電柱で緊急的な電柱の更新が必要だということで、そこに北陸電力の工数が相当とられているという現状がございます。この分の施工力を、今後、原価算定期間内にN T Tの工事が一段落したところで、もとに戻して投入ができるのではないかとということで、施工能力の増というものが一定程度見込まれるのではないかと。この点をどう評価していくのかという点でございます。

こうしたことを踏まえましてスライド10です。スライド10と11、また先ほどの鉄塔と同じように2つあわせてごらんになっていただければと思います。対応方針案として3つのオプションを記しております。

まず案1でございますが、これは鉄塔同様、過去の実績平均で考えていこうという案でございます。

それから案2でございますが、鉄塔のときに案の4として示したものとパラレルなものかと思いますが、施工能力の増加分を考慮して判断していつてはどうかという案でございます。具体的にはN T T対応に擁していた人員を投入して施工能力が上がりますので、その部分を能力増としてプラスで評価していこうという案でございます。

案3でございますが、計画1というように事業者の申請でいっています緊急性の高いもの。それに連動する形で近隣の状態監視対象となっている電柱も取り替えるという考え方で、先ほど停電調整などの関係で付近のものも一定程度更新をしていくという話に関連した案でございます。具体的には事業者の説明の中でいうところのクラック大といわれている、相対的にひび割れの度合いが大きいものについても過去の取替実績を勘案して、それを足し算していくという案として取り上げております。

それぞれの案につきましてグラフにしたものを、最後のスライド11のところに記載をさせていただきます。

続きまして資料5—2になります。過去に委員の先生方からいただいたご指摘の中で、電力広域的運営推進機関の高経年化の検討状況についてご指摘がございましたので、資料をつけております。本日、広域機関からも出席いただいております、後ほど質疑があれば場合によってはお答えをいただくということになりますが、資料を当方から簡単にご説明申し上げます。

まず、スライドの1枚目のところでございます。広域機関におきましては全国の地域間連系線、それから、基幹系統に関しまして、そのあるべき姿、それから実現に向けた考え

方というものを、「広域系統長期方針」として策定すべく検討が進められております。

このスライドの部分で2枚目になりますけれども、右側に色を塗った四角がございますが、3つの軸で検討がなされているというように承知をしております。赤で囲みになっておりますⅢのところがございますが、3つ目の軸が今回の高経年化の議論とも関係してくる部分でございます。現状の検討状況でございますが、広域機関において委員会を設けて、事実関係の整理がなされているというように承知をしております。今回の査定方針を今後とりまとめていくというところには、検討の時間軸としては直接的に反映させていくのはなかなか難しいかもしれませんが、現状ではそのような検討状況だということでございます。

スライド3のところをごらんになっていただきますと上の囲みの部分でございますが、今年度中に広域系統長期方針の中間とりまとめが行われていく予定というようになっております。この段階で、一定の考え方が示される形になっていくのではないかと考えております。

ちなみに、この長期方針ですが、これに基づきまして今後の、冒頭にも申し上げましたけれども、系統の整備に当たっての一定の発射台となる考え方となっていきますので、割と重要なものが示されていくのではないかと考えております。

資料5-1、5-2、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、北陸さんからお願いいたします。

○北陸電力（高林）　北陸電力の高林です。

資料5-3をごらんください。右肩1ページですけれども、私ども第3回の会合で高経年設備の機能維持に関して、長期的な工事物量を考慮した更新工事計画の平準化という観点からご説明いたしましたけれども、その際、健全な設備の更新も含まれているのではないかとのご指摘もいただきまして、原価算定期間の工事の説明が不十分であったと反省いたしております。今回お時間を頂戴して、鉄塔とコンクリート柱について原価算定期間の工事の必要性をご説明させていただきたいと存じます。

2ページ、ごらんください。まず鉄塔の建てかえ計画です。建設時に問題のなかった鉄塔が経年により周辺の環境が変化して、メンテナンス困難となるものを高経年設備と定義いたしております。そのうち原価算定期間には、特に周辺樹木等との接触リスクが高くなる電線地上高が低い鉄塔の建てかえ、それと補修品が製造中止になって電線張りかえしよ

うとしても困難となる鉄塔、この建てかえを計画いたしました。

3 ページ、ごらんください。まず3 ページですけれども、地上高の低い鉄塔では建設時よりも大型化した農業機械、それから生長・倒木した周辺樹木が電線と接触するリスクが高まります。平地では10メートル未満の鉄塔の事故率が約4倍以上となることがわかっておりまして、公衆安全への懸念が高まっております。

4 ページ、ごらんください。4 ページは電線張りかえに伴う問題です。一部の銅電線をC u C p 電線と呼んでおりますけれども、これは製造中止に伴い補修用の電線が残り少なくなっており、健全に維持できる限界が近づいております。このため電線を張りかえていく必要がありますが、銅電線用に設計された鉄塔は電線の間隔、それから鉄塔の強度が現在主流のアルミ電線に対応していないため、鉄塔を建てかえる必要がございます。

5 ページをごらんください。地上高の低い鉄塔と電線張りかえ困難となる鉄塔は、私どもの管内に5,050基ございます。このうち地上高10メートル未満の鉄塔の約800基、それとC u C p 電線の鉄塔が約250基ございまして、合計1,050基は速やかに建てかえていく必要がございます。

6 ページ、ごらんください。このリスクの高い1,050基の建てかえを日常の保守点検結果や事故・補修実績等の情報をもとに優先度の高い順に計画し、原価算定期間の3年計で特に優先度の高い183基を計画いたしました。

7 ページ、ごらんいただきますと、今度施工力の増強について説明させていただきます。私ども積雪の多い北陸地域では、冬の間は山間部の工事ができません。また水田地帯では、耕作者から耕作期を外して工事するよう求められます。またいわずもがなですけれども、夏場の重負荷期にも工事はできるだけ避けるようにしております。このため9月から11月に工事を集中せざるを得なくなりまして、直近年度の計画は施工力の観点から1年当たり40から50基程度で計画いたしておりました。この施工力の問題につきましては、私ども平成22年度から工事会社と共有し、社内のワーキンググループで検討を重ねてまいりました。その結果、特に春先の工事を増加して施工者の稼働をふやすことで年当たり10から20基増加して、1年当たり合計60基程度まで拡大する見通しが立ちました。この結果、平成25年度に策定した計画から反映し、以来、お客様設備を停止させていただき調整、それから用地交渉など行ってきて、今年度は57基を建てかえ。そういう予定でございます。

8 ページ、これは春工事をどのように拡大してきたかというイメージ図です。これは省略させていただきます。

9ページにおきまして、過去3ヵ年の実績と計画との差異をご説明します。特にここで平成26年度、計画に対して9基のマイナスということになっておりますけれども、これは平成27年以降、計画に反映した鉄塔のまとめ建てかえという効率化施策を26年度の途中で実施する工事にも適用できた成果でありまして、これによって7基を削減することができました。一方で用地交渉の難航による延期も発生いたしております。27年度以降の計画には用地交渉等の期間を長くにとって、工程調整の余地を考慮して実施してまいりたいと存じます。

10ページをごらんください。10ページは、鉄塔のまとめ建てかえのイメージ図です。長い距離の区間で工事が可能となって、そして地権者との調整が整って初めて基数を減らすことができるということをお知らせしております。

続きまして11ページからは、コンクリート柱の建てかえを説明させていただきます。当社は定期的に行う巡視等によりまして劣化状況を確認し、劣化の進んだコンクリート柱の建てかえ、それからひび割れが相対的に大きいコンクリート柱のうち電線とりかえ工事など、ほかの工事とあわせて実施したほうが効率的なものの建てかえを原価算定期間に計画いたしました。

12ページをごらんください。コンクリート柱はひび割れ、それから剥離することで鉄筋が露出し、腐食進行、強度低下となって折損等のリスクが高くなります。コンクリート柱のクラックは経年とともに拡大し、写真左から3番目、これをクラック大と申しておりますが、この状態になります。クラック幅が大きくて、一般の方でもすぐ認識できる状態になります。これがさらに進展しますと、コンクリート内部の鉄筋の腐食進行が外部からも判断できるようになると私ども計画1と呼んでおりますが、その状態に至ります。

13ページ、ごらんください。コンクリート柱は定期的に行う巡視によって劣化状態を監視してまいります。27年度の期首において、先ほど一番ひどい計画1のコンクリート柱は約440本、その前のクラック大のコンクリート柱は約1万8,000本を確認いたしております。

14ページで建てかえ実施の考え方を示させていただいておりますけれども、私ども、まず一番ひどい計画1のコンクリート柱は折損等のリスクが高く、速やかな建てかえが必要であって、おおむね2年以内に建てかえを完了したいと考えております。

15ページ、一方、クラック大のコンクリート柱はコンクリート内部の鉄筋の劣化が進んでいるものと考えておりまして、経年とともに一番ひどい計画1に進展していきますので状態を監視しつつ、と同時に効率性の観点から電線とりかえ工事など他の工事の作業停電

にあわせて建てかえてまいります。ただし、全部やりたくても現時点では施工力の制約がありますので全てに対応することはできず、停電範囲内に入ってくるクラック大のコンクリート柱。下の図では赤い丸で示しておりますけれども、この劣化進展ぐあいや今後、将来一番ひどい計画1になったときに、もう一度お客様と作業停電させていただけるかどうか。それが難しいかどうかなどを個別に判定して対象を選定してまいります。

16ページ、ごらんください。原価算定期間では年間750から1,000本の建てかえを計画いたしております。計画策定に当たっては、作業停電を抑制することと施工力の制約を考慮いたしております。計画1、一番ひどいやつですけれども、これは1本ずつの建てかえのためにお客様にご迷惑をおかけすることになる作業停電が必要となりますので、これを考慮して年間250本といたしております。クラック大のほうは他の工事目的の作業停電にあわせて実施できる年間1,400本の対象はあるのですけれども、このうち施工力の増強にあわせて年間500から700本といたしております。

17ページ、ごらんください。今申し上げましたとおり、ひどい計画1の建てかえ本数は、作業停電抑制の観点から250本で横ばいの計画といたしておりますが、劣化の進展によって増加する赤矢印分を考慮いたしましても、年30本ずつは低減させていくことができると想定いたしております。

18ページは、施工力とその増強についてです。当社コンクリート柱の至近年度の建てかえ実績は、全国的にも問題となりましたNTT管理コンクリート柱の建てかえに伴って工事を優先して対応してきたため、年間300から500本程度とせざるを得ませんでした。NTTの管理コンクリート柱の建てかえは28年度に完了いたしますので、29年度以降はこの施工力を活用してまいります。また、これとは別に建柱施工者を増強しまして、原価算定期間であわせて年間750から1,000本の建てかえを実施できる施工体制を整備いたしました。

19ページでは、NTTコンクリート柱についてご説明いたします。このコンクリート柱には当社の電線が共架しておりまして、NTT管理のコンクリート柱において応力腐食割れにより鉄筋が破断し、折損するという事故が発生いたしまして、総務省から早期の建てかえの指示が出されました。NTTにおきましては年間約1,000本のコンクリート柱の建てかえを進めて、平成28年度末を目途に完了する計画としております。当社はこれに伴って、この柱に共架する電線のとりかえ等の工事を実施しております。これに施工力がとられておったわけですけれども、当社のコンクリート柱の建てかえに換算し直すと右のグラフの黄色部分相当になります。

最後、20ページです。今ほどの電線とりかえにとられていた施工力を黄色で示してありますけれども、これまでの実績を用いて当社がコンクリート柱を建てかえたら何本に換算できる施工力かという内容を示しております。電線のとりかえ等の工事を実施してきた当社の施工力は、今後当社のコンクリート柱の建てかえ工事を実施することが可能であり、フル活用してまいりたいと考えております。

以上でご説明を終わります。

○安念座長　　ありがとうございました。

広域機関さんから何かございませんか。——それでは、今の点についてディスカッションをしたいと存じますが、どうぞどなたからでも結構でございます。——では、圓尾さんからどうぞ。

○圓尾委員　　最初のほうの回でも申し上げましたけれども、必要な老朽設備のとりかえ、建てかえはいたずらに絞ればよいものではなくて、必要であればどんどんやって頂かなければいけないものだと思いますので、その観点でお話しします。例えば、鉄塔で1,050本も早急に対応しなければいけないものがあるということが事実であれば、60本といわず、もっと多く建てかえたほうがいいのではないかと素人ながら思ってしまいます。数字の確認を3、4点させて下さい。

まず北陸さんの資料の5ページで、早急に対応しなければいけないものが1,050基あると書いてあり、そのうち地上高の問題が800、それから銅電線のものが250という図が示されています。、足して1,050ということだと思のですが、低地上高で、かつ銅線というものもないのでしょうか。要するに全く別の問題で800+250という算式が成り立つ。そういう問題なのか、というのを確認したいのが1点目です。それから……

○安念座長　　非常に重要だと思うので、ちょっと1点ずつ確認させていただきませんか。

○圓尾委員　　ええ。

○安念座長　　今の点、どうでしょうか。

○北陸電力説明補助者　　今のご質問にお答えいたします。C u C p 電線、分類しているものの中に地上高の低いものはございます。ただ、これはC u C p 電線の鉄塔ということでカウントしておりまして、いわゆる地上高10メートル未満の800基のカウントの中には入ってございません。ということでお願いします。

○安念座長　　そうすると、地上高10メートル未満としている800基の電線は何でできているのですか。



○北陸電力説明補助者 主にアルミ電線でございます。

○安念座長 やはりそういうことなのですか。わかりました。では、アンドの部分はその250基の中に含まれているという理解ですな。――では2点目、お願いします。

○圓尾委員 2点目は7ページです。能力の増強が何とかできそうです。その結果、平成27年度、つまり今年度から増えていきます、と書いてあるわけですね。その中身が何かというと、お話を伺うと春先の工事の拡大ということですから、ということではもう既に結果が出ている話だと思います。

例えば平成24年度、25年度、26年度の春先に建てかえた本数は何基ぐらいあって、今期、平成27年度は結果としてどうだったのか、というのをお示しただけならば、来年度以降もどのぐらい能力が拡大しているかがみえるのではないかと思ったのですが、そこに限った本数はあるのでしょうか。

○安念座長 いかがでしょうか。

○北陸電力説明補助者 今現在、平成24年、25年の春工事の鉄塔基数のデータについて持ち合わせてございません。申しわけございません。

○安念座長 本年はいかがですか。27年の春工事は。

○北陸電力説明補助者 本年は10月末までで57基中41基という鉄塔が完成しておりますけれども、春の期間、何基だったか、ちょっと今数字は持ち合わせておりません。それから……

○安念座長 それは調べていただければわかることですか。

○北陸電力説明補助者 はい。

○安念座長 では、後ほどお願いします。

○北陸電力説明補助者 それから今年度、残りございますけれども、2月に7基、3月に3基という鉄塔の完成を予定しております。そのほか11月、12月にも予定しておりますけれども、今年度につきましては計画いたしました鉄塔は全て着工いたしております、完成できる予定でございます。

○安念座長 なるほど、ということだそうですが。

○圓尾委員 では、追加でデータがあれば、また後で出していただくということをお願いします。

○安念座長 そうしていただきましょう。

○圓尾委員 それから3点目が電柱のところでは16ページです。要するに、計画1とクラ

ック大。重要度でいえば大きいのは計画1のほうという区分があって、それで作業能力の拡大が起きます。普通に考えると、計画1のほうを前広に取替えていくのではないかと思うわけですが、お示しいただいた数値をみると、計画1は250本のままで、クラック大のほうだけが増えている形になっています。前のほうの16ページの中に書き込んである説明をみると、計画1のほうはお客様にご迷惑をかける計画停電があるので年250本にしているということなのですが、それが前倒しというか、能力拡大したら増やさない理由とはどうもじっくり理解できないので、なぜこの250を能力拡大したにもかかわらず増やさないので、わかりやすく説明していただけたらと思うのです。

○安念座長　この点、いかがでしょうか。

○北陸電力（高林）　やはり計画1を率先してやっていきたい。おおむね2年で建てかえを済ませたいということなのですが、14ページに書いてございますように、私どもこの年度の期首で計画1の本数は437本ということで考えておりまして、250本のペースでやっていけば、現在捉えているものについては少なくとも2年程度で解消していけるのではないかなと思うのですけれども、一方でクラック大というものの劣化が進展して、私どもの想定では年当たり220本ぐらいずつふえていくという想定をいたしておりまして、これを250本ずつやっていけば、年当たりふえていくものは30本ずつ減少させていくことができる。そのような対処の方針でやっております。やはり一本一本のお客様の停電をいただくということも、相当なお客様との調整をしないといけないということで、ここは250本頭打ちということで今のところ計画いたしております。

○安念座長　ちょっと僕から質問してもいい？ 今年度の期首で計画1が437本ですよ。これは一本一本、いわば印がつけられる性質のものですよね。そうすると1年間250本で27、28年度と仮にやったとしましょう。今年度の期首分の437は、平成28年末になるとすっきり建てかえられていたということに一応なる。非常に単純な計算。ところが毎年毎年、220本がクラック大か、もうちょっと下かもしれないけれども、いくなれば計画1のほうに出世してしまうわけですよ。それをまた250でとりかえていくと、ほぼ今後追加分を含めて計画1のところになったものについては、2年あればまず全部とりかえることができる。こういうスキームというように理解すればいいですか。

○北陸電力説明補助者　シートの17ページに、計画1の施設数の変遷の想定をここに記載してございますけれども、今ご質問のように250本ずつ建てかえていけば、おおむねその年の本数は処理していけるということで考えております。ただ、一部にはいろいろと条件

というか、停電交渉がうまくいかないというようなケースもありまして、残っていくものは若干あるかと思っておりますが。

○安念座長 私なりに解釈すれば、おまえの理解で大体いいじゃんみたいな、そういうお答えだったように思うのです。——済みません、圓尾さん、どうぞ続けてください。

○圓尾委員 済みません、頭が悪くて、私、すっかりまだわかっていないのですけれども、4つ目なのですが、19、20ページのところでご説明があった、本当にコンクリート柱に対しての施工能力がふえるのかどうかというところです。例えば、N T Tの建てかえが今まで年間1,000本あって、そのうち自分たちが250本請け負っていましたが、残り750はN T Tさんがやっていた、というようなことであればすっかりわかるのです。けれども、この20ページのご説明をみると、電柱を建てるのはN T Tさんで自分たちは電線を張っていました、ということになると、確かにトータルとしての仕事量は25%ぐらい浮くということかもしれませんが、電柱を建てていたのではなくて電線を張っていた人たちの仕事が、時間が余ったからといって本当に電柱を建てるどころから全部できるのでしょうか。仕事って別なのではないか、というのが工事をやったことのない我々素人の感覚だと思います。本当にこのように電線を張る仕事を今までやっていた人が、手があいたということで250本の電柱そのものを建てるどころに結びついていくのかということ、何かわかりやく説明していただけたら、理解しやすいのですが。

○安念座長 これは私も伺いたかったことなのです。——どうぞ。

○北陸電力説明補助者 シート20番に記載してはおるのですが、まずN T Tの施工者さんと申しますのは電柱も建てかえられる、通信線の工事もできるという方々でございます。それから私どもの施工者と申しますのは電柱も建てることのできる、それから電線も工事することができるということでございます。

したがいまして、このN T Tの電柱の建てかえの電線部分にとられていた人工——ちょっと専門用語で申しわけない。人工数があいてくれば、同じ人間で電柱を建てて電線を移すという仕事もできると。ただ、施工量としましては、今お話がありましたようにN T Tの電柱を1本建てるに当たり25%しかとられておりませんでしたので、N T Tさん、1,000本建てかえてきた施工力であれば、私どもとしては250本に相当するということなのですが。

○安念座長 結局、同じ業者が2つの仕事を両方やっていますという理解ですよ。

○北陸電力説明補助者 はい、おっしゃるとおりです。

○圓尾委員 わかりました。私からは以上です。

○安念座長 ありがとうございます。

ほかにいかがでしょうか。——どうぞ、松村先生。

○松村委員 安念先生はよくおわかりになったようなので、いざとなったら安念先生に聞けばいい。

○安念座長 いえいえ、何をおっしゃる。

○松村委員 私はもう正直いって全くわかりません。まずコンクリート柱のことは全くわからない。この期に及んで今度はNTTという要素が出てきた。いろいろ説明は出てきて、理由はどんどん変わるのだけれども、どういうわけか数字は全く変わらない。まるでマジックを見せられているよう。

事務局の資料をみれば、NTTの工事量を含めたトータルの工事量でみて、これまではすごく多かった。これからはその分がそっくり、今25%だとおっしゃいましたが、100%流れてくるとして施工能力はもっと大きくなるわけなのでしょう。そうなるという合理的な絵をみせられれば、それなりに納得するかもしれない。でもNTTに人をとられていて工事量の制約になっていたとするならば、仮に100%とられていたとしたって、トータルのところがそこでバイディングになって、もうこれ以上工事量を増やせなかったという姿がみえるはずなのだけど、総工事量のデータは、どう考えてもその説明とコンシステントになっていない。24年、25年、26年の3年のばらつきを見れば、その制約によってもうこれ以上工事量を増やせなかったという姿と整合的に見えない。NTTの工事が増えた年にも北陸電力の工事量は増えているではないですか。仮にその問題を指摘しても、きっとまた別の説明がこの後あるのでしょう。また今まで全く説明のなかった何か違う要素がきっと出てきて、また説明が変わっても魔法のように数字が同じになるのでしょう。それを繰り返す意味があるのか。私だけでなくほとんどの委員は北陸電力の説明を納得していないと思っていますので、コンクリート柱は案1でいいと思います。北陸電力の説明に納得し、納得したのであれば北陸電力の説明を理解していると思いますので、NTTの要素を査定に入れる案を支持される方がいらっしゃれば、北陸電力の言っていることをかみ砕いて説明し、データと整合的であることがよく理解できていない私たち委員を説得してください。

次に鉄塔のほうも案1が自然だと今でも思っている。しかし案4に関しても自分の頭の中でも何とか説明できるかもしれないという理解のレベルに達している。こちらも施工力。春にもできるようになったというのはどれぐらい説得力があるのかということに関

して、圓尾委員が質問した点の回答が来れば、ある程度わかるようになると思います。私は案1が良いと思いますが、今後の回答の説得力よっては案4もありえると思います。

説明中で用地交渉を言い始めた。用地交渉が難航したので25年、26年は大幅に減りましたとか。それは説得力があるかもしれない。鉄塔を建てるのは、そういう類の交渉で難航して予想外に遅れることは確かにある。しかしこういう説明を始めると、あらゆることを正当化できてしまう。原価算定期間で元々計画した投資水準はすごく高く、高い託送料をとった。実績をみたら全然計画の投資水準に達していなかった。どうしてかと説明を求めると、それは用地交渉が難航したから。それでも次の原価算定期間の3年間に関して、またしても高い投資計画を出してくる。用地交渉には万全を尽くすし、そのために準備期間を十分とりますので今回は大丈夫。準備期間を十分とって大丈夫なぐらいなら、何で今までとっていなかったのだということは、当然の疑問として出てくる。その観点からは、私はまだ鉄塔に関しても案1でいくべきではないかと考えます。しかし既に説明したように、案4がひょっとしたら合理的かもしれないと迷っているので、決めるにはより詳しい説明が必要。一方コンクリート柱で案1とここで決めるべきだと思います。これ以外の案を支持する委員がいたら、その理由をわかるように説明してください。

以上です。

○安念座長 申し上げておきますが、僕がわかるとといったのは全部わかるとといった意味では全然なくて、要するに27年度期首の四百何十本の計画1というのが250本ずつ建てかえると、とりあえず2年かそこいらでなくなるだろう。その後、またクラック大のところから計画1のところのせり上がってくるのがあるけれども、それもまた毎年の250本で何とか成敗できるだろうと。そのことはなるほどだと、数字の上ではそういうことになるだろうということがわかったと。わかったような気がするというだけの話でございますよ。

鉄塔の春先というのは、僕もちょっとどういうことかよくわからなかったのです。春というのが、4月とか、5月とかに工事をするということであれば、その鉄塔の工事に必要な農地、田んぼだとすると、その年はもう休耕してもらおうということですか。

○北陸電力（高林） これまでなぜ春先にできなかったかということ、稲作期間中は休耕していただくということになりますから、そうすると1年でも休耕すると雑草が生えてきて補償が要るといった問題があるものですから、そこまで無理してやらずに9月、10月で天候の穏やかなときにまとめてやるということで、そのときにピークの施工力をもってやるということでやると年間40基ぐらいしかできなかったのですが、やはり平成22年ぐらい

から、これでは高経年化をこなせないですよということで何とかできないかとやったのが、春先に前の前の年ぐらいから停電調整をするとか、お客様に休耕していただいても、こういう補償でという期間をちょっと長目にもたせていただいて春先に工事を始めることができて、それでプラス10基から20基ふえることができたということなのですから。

○安念座長　それ自体は何かありそうな気はいたしますね。——どうぞ、辰巳委員。

○辰巳委員　何を聞けばいいかわからないくらいなのですから、まず1本建てかえる。いわゆる工期ですね。それがどのぐらい。

○安念座長　鉄塔のほう？

○辰巳委員　鉄塔ではなくてコンクリートの柱の話ね。どのぐらいかかるのかがまずわからない。春先とおっしゃったときのことで……

○安念座長　いやいや、春先の話は鉄塔の話ですよ。

○辰巳委員　済みません、ではそれでもいいや。それで今の表現の中で、今までは無理しないで行って来たというようにおっしゃったのですね。これからは、やはり放置するわけにはいかないから強行するのだというお話で、託送料金を計算するときになったら、もう無理しないで託送料金を振り分ければいいのかというように私なんかは聞こえてしまって、今までは全体の中でやらなければいけなかったからちょっと無理しないで、できるだけ安く抑えられればという発想でやってこられてというように聞こえてしまうのですけれども、そういうことではないのでしょうか。

○北陸電力（高林）　推定実績なのですが、今年度ようやく効果が出たということで申し上げますけれども、この調整は平成25年からやって初めてできるようになりましたので、ことし急に、この春先実現できたというわけではございません。検討は平成22年、今回の託送申請というお話。そういったことはずっと前から検討いたしておりまして、25年から計画したということがございます。それから鉄塔の工事は、長いものと用地交渉とかいろいろなことを含めまして2年間ぐらいかかりますので。

○安念座長　施工そのものはどれぐらいかかるものなのですか。それは条件によっていろいろ違うでしょうけれども。

○北陸電力説明補助者　これは本当に条件によっていろいろと違いまして申しわけございませんけれども、おおむね平均的にちょっと小さ目の鉄塔で申しますと、基礎工事に2ヵ月くらい、それから鉄塔を建て込んでいきますのに1ヵ月弱、最後に建てかえの場合は電線に移すという作業がございまして、そちらはほぼ数日の仕事という感じで、ワーカー

ル大体3ヵ月が一番短いレベルかなと思っております。

○安念座長　ほかにいかがですか。――山内先生、どうぞ。

○山内委員　まず鉄塔のほうの話なのですが、私、考え方は両方とも共通しているのですが、やはり今回、申請期間中の本数をみるとかなりふえているということもあって、背景にあるものをいろいろ考えなければいけないと思いますよね。ただ、今伺っている限りでは将来に向けて鉄塔もコンクリート柱もいい方向にといいですか、正常な方向に向けるのだという話で、過去がどうだったということについては問いただせば幾らでもできると思うのですが、それはちょっと置いておいて、もしそうだとすると、これ、安全性もかかわる問題なので、やれるところまでやっていただく。そのときに施工能力といいですか、それがとても重要かなと思っています。その施工能力について、例えば先ほどの鉄塔については春先に云々という話もありました。これについて松村さんのいうと、かなりの程度細かく本当はチェックしなければいけないのかわからないけれども、そこまで私自身はちょっと能力もないし、それから時間もないので。ですのでおっしゃっているような施工能力10から20というところが、ある程度のところまでできるのだと。そのような意識でいうと、例えば10基ぐらいを考えて、そういうところで将来について伸ばしていくということが前提になるのもいいのではないかと思いますね。そうすると鉄柱については案の4ですかね。ということになるのではないかなと思います。

それが鉄柱でして、コンクリート柱については今松村さんがいった全部理解して説明しろということなのですが、多分人それぞれ理解の程度と判断する程度と違うと思うので、私の判断でいうと、確かにN T Tのがなくなってこっちへ来てできるのかという疑いもあるけれども、先ほどおっしゃっていたように人工の人がこっちへ来るようなことを考えると、ある程度の能力の増加は期待できるのではないかなと思う。そうすると鉄柱と同じ考え方といいですかね。要するに施工能力というものを前提にすれば、案の2でよろしいのではないかなと思うわけです。

以上です。

○安念座長　ありがとうございました。――松村先生、どうぞ。

○松村委員　コンクリート柱で案4を支持するなら、もう少しちゃんと説明していただきたい。これが説得された。つまり……

○山内委員　鉄塔でいうと案の4？

○松村委員　案4ではなくて、コンクリート柱も案4。

○山内委員 案2。

○松村委員 済みません。間違えました。同じ間違いを避けるために内容でお話しします。N T Tの要素があって、その結果として前の3年間の量が制約されていたとするならば、それが開放されて能力が増えたというのは説得力があるけれども、それが制約で原価算定期間前の工事量が低水準になっていたという説明に納得していないということ。この原価算定期間の前の数字がN T Tの工事をやっていた結果として抑えられていたという説明と、本当にコンシステントかどうかに関して、お考えを教えてください。つまりもしそうだとすれば、全部N T Tのものを合わせて工事能力は上限に達しているのです。ここでこれ以上できなかった。こういう数字がみえていればとてもわかりやすいのですが、N T Tの工事量が増えているのかかわらず北陸の工事も増えている年があるということは、その増える前の年はもっと少なかったわけですね。このような事実をコンシステントに説明してくださいということ。今説明してもらわなくてもいいので、本気でこの配慮が必要と考えるならじっくり考えて整理したうえで教えてください。

○山内委員 それは多分さっきのお話でコンクリート柱も、計画1と、それからクラック大でしたっけ。その組み合わせでやりますといったときに、例えばいろいろな状況に応じて組み合わせたり何かしているわけだから、恐らく上限値というのは状況によって変わってくるのではないかな。なので一定量、必ずしもないと思うので。

○松村委員 施工能力で制約になっているのでしょうか。だから施工能力が増えれば北陸の工事量も増えるという理屈なのでしょう。

○山内委員 そうそう。だから施工能力の期待値というか、それ自体、計算の仕方が状況によって変わってくるのではないかというようにいっている。

○安念座長 それは確かに職人の数とかいろいろあるでしょうから。

○山内委員 組み合わせでね。

○安念座長 そうそう。——どうぞ。

○圓尾委員 松村先生も、山内先生も、おっしゃることはそれぞれよくわかるのですが、例えば、北陸さんの資料の18ページをみると、平成24年から25年にかけて299本から484本へと大きくふえています。一方、19ページをみるとN T Tがどうだったかという、同じく24年から25年にかけて1,226本が1,331本ということでN T Tのほうも増えている。N T Tも、電力会社もどっちも大きく増えているというのは、さすがに工事能力に制約があった、その中で目いっぱいやっていたということからすると、説得力がないのではない



かと思うのです。ある程度、両方足し合わせてでこぼこはあるけれども、それなりにこの辺が上限だなというようにみえれば説得力があるのですが、この数字で24から25年度をみると、説得力がないかなと私は思います。

○安念座長 ええ、そうです。――南先生、どうぞ。

○南委員 その関連の論点でちょっと怒られてしまうかもしれないですけども、今のコンクリート柱からいくと、私はNTTのところについては全くわかりません、というか信用していないので、案3だというように実は思っています。つまり、案1か、そうでなければ案3だと思っています。クラック大のところの施工力がふえているのですが、クラック大の施工力はNTTの増加分に大きく困っているとすれば、それは信用できないからはなしにしましょうということだとすると、クラック大は過去3年を使いますというのがこの案3だから、全体で過去3年を使うのか、クラック大だけ過去3年をもってくるのかという違いが案3と案1の違い。

問題は計画1で、計画1が250、コンシステントにやれるのですかと。そもそも220本も毎年計画1に出世するのですかというところとか、計画1って千何本あって、昔は少なかったはずですよということはないと思うのですが、少なくとも5年前ぐらいからそれぐらいはあったとして、事務局さんの資料をみると計画1の実績値が出ていて、平成24年、25年はわずか130本ぐらいしかやっていないわけですよ。ちょっとNTT問題は除きますよ。26年は確かに224本、計画1をやりました。27年は256を予定しています。ここの合理的な理由がよくわからないのですが、ただし確かに上昇傾向にはあると。したがって、250、残り3年やれるのですというところに確信がもてるなら案3でもいいかもしれないなと思っていますが、そこがわからないなら松村先生がおっしゃるようにもう過去3年、そのままの実績でやる案1しかないなと思っています。NTTのところは正直よくわかりませんので、それを前提にした査定方針をわかりましたという現状にないです。

鉄塔のほうは、ちょっとまた単独説かもしれないですけども、実は案2 or 3と考えていました。施工力の増加分というのは、実は計画に反映されているはず。施工力の増加分を過去の実績に実数で足すのか。その計画は施工力の増強分を加味した計画なのだから、計画を前提に乖離率を計算するのか。乖離率自体が施工力の増加によって改善されるのですというところについては実は余り納得できてなくて、それは用地買収がどうしたこうしたとか、いろいろな諸要因で乖離率が出てきているはずなのではないかと思うので、もう施工力の増強の部分は計画の上昇のところで見ればよくて、あとは乖離率を掛けて査定

すればいいのではないかと考えています。

特殊要因をどこまで考慮するのかという点。例えば事務局さんの資料の6ページの下注1の、老眼の人には極めて厳しい文字で書いてある部分が特殊要因だと思いますが、これはなるほど、そうですねというようにいえる要因なのかどうかポイントだと思います。これを考慮したのが案3だと思うので、なるほど、単なる用地買収のおくれではなくて、例えば東日本大震災のどうしたこうしたというのは、希有ですよねというところをどこまで考慮するかでコンセンサスが得られれば、特殊要因の中身によっては案3でいけるかもしれないなど。そうすると実は原価参入金額が案4よりも厳しくなるので、案4にしてよという話はあるのかもしれませんが、案4は、ちょっと私は10基というところに信頼がおけないので、残念ながら今のところ案4でいきましょうというほど判断材料を持ち合わせていないということです。

○安念座長 春の工事ができるのは、何年も前から種をまいて、ようやく今年の春になって本格稼働できましたという話だったわけですが、それが本当にこの先も続くものかどうか、リライアブルでないというご指摘もありました。そこで、とりあえず先ほどもお願いしましたけれども、今年度の春施工の実績はどうであったのかということについての数字を後ほど教えてください。よろしくお願いいたします。

南先生のご発言、あとはいかがですか。——この問題は北陸さんが今までは非常に長期にわたる建てかえのビジョンの中から向こう3年間だけを、いわばくり出すというご説明であって、北陸さんが社内的にそういうお考えであるということは、もちろんそれで大変結構なことなのだけど、料金の査定という観点からするとわかりにくいので、今回はまさに3年間にピンポイントした資料をおつくりいただいたわけです。そのことはもう大変わかりやすくなりましたが、一方、さはさりながら、今まで議論がありましたように、北陸さんが考えておられる思いというものと我々の認識と、なかなかきっちりうまくすり合わせができかねるところも残ってしまっていて、今回この場でどういう考えでいくかということを示すことは、ちょっと私は難しいと思います。それで来週また会議をいたしますので、その中で最終的に私どもの考えを、もちろん北陸さんのご意向を伺いながらですが決めていきたいと思っています。事務局が示していただいた案は、もちろんこれは1つのたたき台ですが、基本的には過去の実績に上積みするなら上積みするという考えです。ですから、申請をそのまま認めるという考え方ではありません。査定というのはみんなそういうものだといってしまうえばそれまでのことですが、結局のところ過去実績にどうい

要因を上積みしていくかということ判断せざるを得ないだろうと思います。そのときに鉄塔にせよ、それからコンクリート柱にせよ、施工能力の増強という要因をどのように評価するかというのが大変重要なポイントになってくることはわかりました。その点について本当にそうであるのかどうかということについては、なお懐疑的であるご意見を幾つかいただいたというように認識をしております。

では、この論点についてきょうはこれぐらいにして、また来週、大いに深めたいと思います。さっきの季時別と並んでね。

広域機関さんから何もなかったのでしたっけ。済みません、同じことを何回も聞いて申しわけない。——いいですか。皆さんから広域さんに何も無い？ それならそれで結構です。

それでは、検討を深めるべき論点の後半戦です。代表契約者制度についてです。前回に引き続いて東京電力さんからご説明をいただきたい。よろしゅうございますか。

○東京電力（武部）　それでは、資料6をお願いいたします。代表契約者制度の見直しにつきまして、前回ご指摘いただきました点についてご回答申し上げます。

スライド1、指摘事項についてと、その下にそもそも代表契約者制度とは何かといった点について、改めて記載しております。説明は割愛させていただき、裏、スライド2をごらんください。ここでは、実際にどのような見直しを行うのかを具体的にお示ししております。

まず左の青い図でございますけれども、代表契約者Aというのがおられまして、そのグループに契約者B、C。この3者が、この制度のもとでグループ全体で同時同量を達成するということによりまして、インバランスの発生に伴う料金の負担が低減するというのがこの制度の狙いでありまして、このようにグループ全体で算定するとき今申しましたインバランス料金につきましては、その責任範囲。どこが、誰のせいだということをはなかなか特定できないということでもありますので、引き続き契約者全員に連帯して負っていただくということを残しましたが、一方で白丸、各契約地点がございますが、この地点ごとに算定が可能である金銭債務というのがございます。右側の点々の中に見直し後とありますが、その矢じり、最初に責任範囲を特定できない金銭債務というのは今申しましたインバランス料金で残りますけれども、その下にあります契約者ごとに責任を負うことができるもの。ごらんいただきますと接続サービス料金。要するに託送料金でございますけれども、この下に工事費負担金とあります。それぞれの地点ごとに建設します連系線の工事費でありますとか、ピークオーバーの超過金ですとか、こういったものはそれぞれの地点ごと、ひい

ては契約者ごとに特定できますので、連帯責任の範囲から外すことが可能でありますので、これを今回除外したという内容であります。

加えまして3ページのところで、前回に記載が不明瞭だというご指摘をいただきましたので、この書き方につきまして具体的に記載をしております。35、連帯責任のところに、協議が整った場合は、特定できる債務を連帯責任で求めない旨を明確化いたしますとともに、4の代表契約者の選任のところ、図の点々で囲みました下線のところ、括弧内で非常にわかりにくいようなところもございますので、こういったところは削除する形で、すっきりさせた形に修正してまいりたいと思います。

加えまして、代表契約を締結する際の協議というプロセスについてもご指摘をいただきました。これはあくまで確認のためのプロセスでありまして、契約者からの申し出を一般送配電事業者が拒否するということではございません。そのための調停制度もありますということも含めまして、お互い意思確認のために今後これは継続させていただきたいということで、存続させていただきたいと思いますが、そんな趣旨で今回申請させていただいているという内容でございます。

ご説明、以上です。

○安念座長　　ありがとうございました。

この問題は、恐らく2段階に分かれていると思うのです。つまり上のスライド2の右側にある点線で囲まれているのが考え方ですね。この考え方が妥当かという問題。次に、仮に妥当だとして、それが下のスライド3のさらに下の部分の点線で囲まれている約款の文言の中に、上の考え方が余すところなくというか、明瞭に読み取れるかという表現の問題。この2段階の問題だと思います。下の第2の問題は余り平場で議論しても成果がないと思うので、もしも第1段階のほうで格別の問題がないのであれば、あとは修文というか、文言の話になりますので、これは私と事務局とで相談をしながら東電さんとまた協議をさせていただきたい。もちろん南先生にはご助言をいただくことになります。

何かご指摘いただくことがあれば、どうぞお願いします。この問題を議論するのは多分これが最後になるだろうと思うので、ぜひ何かご指摘があったらお願いいたします。――南先生、どうぞ。

○南委員　　助言をしなければいけないので1点だけ。

○安念座長　　そうそう、僕にしてよ。

○南委員　　協議って、協議が整わない場合ってあるのですか。協議が整った場合は連帯

債務から外しますと書いてございますが、協議が整わない、調停制度があるといっていましたけれども、調停も成立したら別にいいわけではないですか。つまり協議が整わない場合は連帯債務から外れないという文言だと思うんですけれども、協議が整わない場合というのは想定されていますか。

○安念座長　　どうですか。僕もそれ、ちょっと疑問だったのだけど。

○東京電力説明補助者　　恐らく異常的な事態が前提になると思います。例えばこういうA、B、Cの3者さんでバランスグループを組んで、契約代表者さんとしてAさんがお申し込みいただきました。通常であればそれですんなりということになるかと思えますけれども、こういう方はいらっしゃらないと思いますが、例えばCさんがその前、単独で託送契約をさせていただいていたときに、たびたび料金の滞納があつて、私どもとしても引き続きどういふ対応をしたらいいのかわからないような方が仮にいらしていたとか、そういう通常時の恒常的なそれぞれの契約者の方々であれば、まず私どもとしては、すんなりとそのまま応じさせていただくことになるかと思えます。ただ、約款としての規定の文言上でございますので、一応そういうところを踏まえて武部から申しましたように確認という意味でありますけれども、定義の文言上は協議とさせていただきたいという趣旨でございます。

○安念座長　　僕も、それはちょっとどうかなと思った。

○南委員　　そうだとしたら逆ではないか。つまり上の概念は、原則特定できるものは個別です。そうでないものは連帯していただきますという精神だと。ここは間違いはないと思うんですけれども、そうだとしたら、いわゆる条文といいますか、ワーディングもそのとおりにして、異常事態は違いますよというようなワーディングにしなければいけないのではないのかなど。つまり今だと整ったらようやく連帯債務から外れます。整わなければ原則全部連帯債務ですというように読めるのだけど。

○東京電力説明補助者　　この4番の代表契約者の選任という規定の項と、それから35の連帯責任というのが本質的に若干フェーズがずれているところを規定していると思っております。

○南委員　　いや、4のことをいっていないから。

○東京電力説明補助者　　35のほう？

○南委員　　4のことはいっていないです。35のほう。

○東京電力説明補助者　　35のほうにつきましては、ここの履行というワーディングをつ

け加えさせていただいておりますけれども、さまざまな実際のやりとり。こういったところを含めての広く含んだものがこの1項と申しますか、上の2行で考えております。なので最初から先生のおっしゃるとおり連帯責任について、まず金銭債務を中心に規定していくという書き方にしていたときには、おっしゃるような並べ方になるのかなと思っています。今までの考え方では契約全体という意識でございましたものですから。

○南委員 了解しました。では、その案文が出てきてから検討しましょう。

○安念座長 協議が整わなかったときに原則である連帯債務に戻るとというのがいかにも変な感じがして、協議が整わないときに連帯債務もへったくれもないだろうって普通は思ってしまうよね。その点も含めて検討いたしましょう。これは多分精神の問題ではなくて、ワーディングの問題のような気がいたします。また引き続きお願いいたします。

では、この点はこういうことにいたしましょう。――失礼しました。沖さん、どうぞ。

○沖取締役 今東電さんのいった例外の話をされましたけれども、例えばそういった履歴がある新電力さんがある場合に協議が整うかどうかという話ですが、実際我々そのような新電力さんと代表制度を組むということはありませんので、そういう事例というのは非常に非現実的なお話をされていると思うので、それ以外何かまた例があるのであれば別ですけれども、今おっしゃったようなことしかないのであれば、協議が整えばという言葉は要らないのではないかなと思うのですが、その辺はいかがですか。

○東京電力説明補助者 今具体的にぱっとこの場で申し上げられるような具体事象としては、そのほかは特にございません。ただ、約款上の規定の仕方としては、何かが起こったときというところを念頭には置きたく思っております。その意味では例外事例が発生したとき、最終的にはご契約を結ばせていただいたときに必ず契約の最後に、その他この定めのない事項はというのが入りますので、そこで処理すればできるのではないかとこのところはもちろんございますけれども、一応入念的に書かせていただくとありがたいなということでございます。

現にこの履行のところについて、まず1契約になるというのが先ほどの精神的な条項ではございませんけれども、1契約でご契約を結んでいただく以上は、私どもとして1人の方と相まみえさせていただきたいのが基本にはあると思っております。その上でいろいろなさまざまなことがあったときには、ここはどうなのでしょうかとのお話をさせていただく事象があるのではないかとこのところでございます。

○安念座長 これは一種のヘッジワードだから、まずは考えられない。そして現実にも

起こらなければ、起こらなかったでよかったねということでもいいのではないのでしょうか。そういうわけにもいかないですか。

○沖取締役 その辺はちょっと私も判断しかねますけれども。

○南委員 その沖さんの発言を含めてワーディングを検討します。

○沖取締役 お願いします。

○安念座長 それはもちろんそうします。ほかにいかがでございますか。——どうもありがとうございます。

それでは、この点は一応こういうことにしておきましょう。済みません、私、最後、先ほど検討を深めるべき論点、前半と後半と申しましたが違いました。3つありまして、今まで2つやりました。最後に、検討を深めるべき論点のうち調整力についてご議論いただきます。まず関西電力さん、沖縄電力さんより前回会合での指摘事項についてご回答をいただきます。その後、事務局より今回の検討すべき論点について説明いただいて、各社さんから追加のご説明があれば承りたいと存じます。

それでは、まず関西さん、沖縄さんからお願いいたします。

○関西電力（土井） 関西電力の土井でございます。

当社の資料8—6をごらんください。堺LNG基地における出力調整状況についてご説明いたします。

資料の右肩、1ページでございます。堺LNG基地でございますけれども、表にお示しておりますとおり、堺LNG基地から燃料の供給を受ける堺港発電所及び南港発電所における平成24年度から平成26年度の発電実績をお示しております。3ヵ年平均でコンバインドサイクル発電方式でございます堺港発電所で94%、それから従来型の発電方式でございます南港発電所で88%となっております。弊社の供給力の中でも、いわゆる発電運転コストが停電で安定的に発電することができ、昼夜を問わず継続的に稼働できます、いわゆるベースロード電源として位置づけております石炭発電所に近い高稼働運転状況となっております。

LNGより安価な石炭を燃料とする舞鶴発電所、あるいはLNGより高価な石油の中で、発電単価が安価な赤穂発電所の発電実績もお示しておりますけれども、これらと比較しますと、矢印でお示しましたようにメリットオーダーによる運転状態であることがわかりいただけだと思います。

次のページ、ごらんいただきたいと思います。こちらは堺LNG基地におきます燃料調

達及び運用についてご説明しております。

まず、資料の中央の図に①というところがございます。ちょうど真ん中あたりでございます。こちらはLNGの消費量が当社の計画よりも増加する想定となり、在庫切れが発生しかねない状況ということでございます。その場合、スポット契約によって追加調達を実施しまして在庫切れを回避した事例でございます。それから②、右のほうでございますけれども、こちらは①と同様の状況に対して他の買い主や売り主との協議によりまして、当初予定しておりました受け入れ量を前倒ししまして在庫切れを回避した事例でございます。最後に③でございます。右端でございます。こちらはLNGの消費量が当初の計画より減少する想定となり、在庫超過が発生しかねない状況に対しまして他の買い主や売り主との協議によりまして、当初予定していた受け入れ量を後ろ倒しして在庫超過を回避した事例でございます。

その下に表がございます。年間実績からも関係各社と都度連携することなどによりまして、港湾計画上の受け入れに係る年間受け入れ隻数、約50隻、あるいは最大400万トン程度という目安で推移していたということがおわかりいただけると思います。

以上でございますけれども、堺LNG基地のタンカーの運用につきましては、あらかじめ先行きの需給状況を想定した上で貯蔵レベル等を勘案しながら、タイムリーに配船調整、あるいはスポット契約による追加調整などを実施しておりまして、タンク容量による制約が発生しておりません。メリットオーダーでも運転に支障は来しておりません。ということでございまして、1ページでお示ししましたように高稼働の運転状況を実現できております。

以上でございます。

○安念座長　ありがとうございます。

それでは、沖縄さん、どうぞ。

○沖縄電力（島袋）　資料8—10をお願いいたします。前回会合でのご指摘を踏まえまして、電源の条件を変更した上で計算を行った結果についてご説明申し上げます。

まず、スライド1をお願いします。初めに、弊社の最大単機容量であります吉の浦火力を電源構成に含めない場合の計算結果についてご説明いたします。計算に当たりましては吉の浦火力発電所の送電端の単機容量241メガワットを、同発電所の運用開始前の最大単機容量でありました金武火力発電所の単機容量200メガワットに置きかえて計算をいたしました。結果、予備力は247メガワット、H3需要に対する比率は17.7%となっております。



次に、九州の中で比較的需要の小さい3社の想定需要に対する最大単機容量比率の平均値14.1%を当社系統へ置きかえしまして、最大単機容量を197メガワットとして計算いたしました。計算の結果、予備力は246メガワット、H3需要に対する比率は17.6%となっております。先にご説明いたしました金武火力発電所へ置きかえたケースと、ほぼ同じ予備力となっておりますをご確認いただけるかと存じます。

スライド2をお願いいたします。こちらは事務局からの指示により試算を行ったものでございます。計算に当たりましては、最大単機容量を牧港火力発電所の単機容量118メガワットに置きかえて計算をしております。結果、予備力は209メガワット、H3需要に対する比率は15%となっております。

次に、スライド3に記載のとおり、比較的規模の大きい3社の想定需要に対する最大単機容量比率の平均値3.2%を当社系統へ置きかえしまして、最大単機容量を44メガワットとして計算した結果を示しております。結果、予備力は144メガワット。H3需要に対する比率は10.3%。電源の台数は44台となっております。

それから9社の想定重要に対する最大単機容量比率の平均値8.1%を当社系統へ置きかえしまして、最大単機容量を113メガワットで計算いたしました。結果、予備力は207メガワット、H3需要に対する比率は14.8%。電源台数は17台となっております。

今回複数の試算を行いました。実際に電源の台数を17台から44台に増設することや、小規模な発電所を建設することは用地取得の困難さや建設費、維持管理費などのコストの増加、それから発電地点がふえることによって発電所建設に伴う系統増強コストや維持管理費も生じることになります。したがって、電源の大型化は発電事業者にとってのメリットもございますが、送配電事業者も一定程度享受しているものと考えております。

次に、スライド4をお願いしたいと思います。連系線による電力の融通がない当社系統において周波数を維持するため、これまでもご説明申し上げておりますが原則ガバナーフリー運転としていること。また電源脱落事故時等には周波数が維持できず停電が発生することから、弊社の調整力は他社と比べましてどうしても大きくなる傾向がございます。これまで事務局から、小売がもつべき部分とネットワークがもつべき部分が峻別されていないのご指摘などを踏まえまして検討してきたところでございますが、電源脱落対応分についてはなかなか峻別が難しかったことから、他社と同様の手法であるLOLP解析の手法を用いて算出した263メガワットを、前回会合にてご提示させていただきました。さらに前回会合におきまして、他社と同様の電源規模とした場合のLOLP解析について

ご指摘を受けまして計算した結果を先ほどご説明しました。

今回、吉の浦火力発電所を金武火力発電所に置きかえて計算した予備力について、その固定費は表に記載のとおり43億円となっております。繰り返しになりますけれども、比較的規模の小さい3社平均と同等の結果となっていると考えております。

弊社からの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、事務局から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、お手元の資料7をお開きいただければと思います。

まずページをめくっていただきまして、スライド2と3をごらんいただければと思います。ここで論点として残っている部分を、赤くハイライトいたしております。

まずは、周波数制御・需給バランス調整の固定費の部分でございます。スライド4及び5をお開きください。これらのスライドにおいては、これまで本専門会合での議論の概要をまとめております。種々のご指摘を頂戴したところでございます。

その上でスライド6をお開きいただければと思います。スライド6においては対処方針ということで案を設けております。参考にしております案3というのがありますが、今回議論の対象ではないというように認識しております。今回は、案1と2を基にご議論いただければと思います。案1は、7%丸ごとネットワークに寄せるという考え方のもので、それから、案2は、小売に2%分を割り振るものというようになっております。北海道を分けて考えるか否かで、その中でさらに2つに分けて考えております。

続きまして、可変費を取り扱います。スライド7には、閾値設定に関するこれまでの議論の概要を記しております。この中で、一部の事業者から、各社の実態を踏まえてというようなコメントがありましたことに関連いたしまして、あくまでも今回の申請上の話でございますが、各社がどのように設定を行っているかということのスライド8に記載させていただきます。

その中で、今、追加で1枚、お手元に資料を配付させていただきましたが、関西電力の季節変動考慮の部分について、事務局の資料に誤りがございましたので、おわびとともに訂正をさせていただきます。大変失礼いたしました。

例えば、この中で、九州電力の部分をごらんになっていただければと思います。九州電力、調整運転の下限値の部分について設定なしというような書き方になっておりますが、実運用はスライド9でございますように、最低出力なる概念をもって運用されているような

こともございまして、今般の申請が実運用と整合的かということ、必ずしもそういうわけではないということではないかと思っております。

以上を踏まえまして、スライド10をおめくりいただければと思います。ここでは可変費の閾値問題についてのオプションを示しております。基本的には、前回ご議論いただいたものを書き写しさせていただいている状況でございます。

案1の中で※で表の下の部分にございますが、案1については個別審査の場でも委員の先生方にご議論いただきましたが、個別に合理的な説明が可能な場合には統一基準以外のものも認めることをやってはいかがかということがありますので、こうしたところを付記させていただいております。

次に、同じ可変費ですが、今度は単価差の設定について取り上げたいと思います。スライド11をごらんいただければと思います。ここには、これまでの議論の概要を記しております。

飛びますが、スライド13にいかせていただきます。対応方針の部分につきましては、特に前回から更新されている点というのはございません。前回、事業者の側から、持ち替え実態が同じ燃種の中で多数の発電機でなされているようなことをかんがみ、限界的な部分、高いところと安いところで比較をするのではなくて、全体平均で算定するのが適当とのコメントがございました。この点につきまして、実際に個別データを確認いたしました事務局の立場として若干申し上げさせていただきたいと思います。もともとの増分費用をなぜ認めていこうという話があったのかというところに、立ち返る必要があるかと思っております。基本はメリットオーダーというところが原則になります。ただし、限界的にはちょっと単価の高い電源をスタンバイさせて調整に活用しなければならないということで、そういった場合に発生するインクリメンタルコストをみていこうという話だったと承知しております。過去の小売の電気料金の審査でも、こうしたメリットオーダーについては、非常に強く意識をされて審査がなされてきたと承知をしております。今般、事業者からご出席をいただいている方というのは、どちらかというと流通部門の方が多くて、流通部門の立場としてのコメントがなされている部分というのが色濃く出ているのではないかと思っております。実際には、実運用上はコスト以外の運転制約であったりとか、それから発電機のパフォーマンスなども加味して給電運用をなさっているのが事実だと思っておりますが、この料金審査で考えてきたメリットオーダーというところの考え方、そういう基本的なところに立ち返りながら、この議論をいただく必要があるのではないかとと思っております。

ます。

事務局として各社のデータをそれなりに確認をさせていただきましたが、燃料種をまたぐ持ち替えがある場合で炊き増し側の燃料種の中で、どちらかという分布の中で単価の安い方の電源ではなくて高い方の電源がフル稼働に近くなっていて、それより安価な電源が部分負荷運転になっている、こうした事例も散見されております。個別の事業者の発電機のコストデータとか運用実態の詳細についての生データというのを、ここで、こういう平場でお示しするのは差し控えさせていただきましたが、少なくとも各事業者から初回ないし2回目のときに申請の概要についての説明があったかと思いますが、そのときに一樣に図として表示されていた美しい持ち替えの図というのですか、そういったものとは若干離れた運用が実運用としてはなされているのだという実態も踏まえて、本件をどういう形で処理していくのが適切かという点についてご議論をいただければと考えております。

ちょっと長くなりましたが、可変費については以上でございます。

続きまして、沖縄の論点を取り扱いたいと思います。スライド14をごらんいただければと思います。スライド14は、やはり過去の議論をまとめております。

その中で、まず1つ目として、スライド15に沖縄の固定費の問題を記しております。ここでは、先般、系統規模に比べて大きな電源がある、そういう沖縄の電源の特色が議論になったことを踏まえまして、今回、新たに案3というのを追加いたしております。先ほど沖縄電力の島袋副社長からご説明があったかと思いますが、最大電源である吉の浦火力を金武火力に置きかえたようなものを仮定で、沖縄電力に必要な偶発的需給変動のための予備力というものを算定しているという形になっております。それから、スライド16でございますが、先ほどのご説明と重複する部分がありますので参考までにとのことですが、ここには3つほどの話を載せてございます。

こうした案でございますが、基本的にこういう案を今回追加させていただいたのは前回の議論を受けてということと、それからもちろん個別の審査でご担当されている委員の先生方からのご指摘を受けて、こうしたようなものを準備させていただいた次第だということとを申し添えさせていただきます。

続きまして、スライド17においては、可変費に関する対応方針を記させていただいております。前回は、案1から3までをお示したところでございますが、その中で案3の部分ですが、調整電力量に関して、一部本州並びでない概念で、この7.9%という値が使われていた部分があったので、そこの部分を少なくとも過剰見積もりとならないように

ということで、ここでは日次の最小予備率に基づく算定に改めたというのを案4として、今回提示をさせていただいております。

事務局からの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、各社さんから追加のご説明をいただきたいと存じますが、まずは東京電力さんからご説明をいただくのがよろしいかと存じます。よろしく願いいたします。

○東京電力（武部） それでは、資料8-3をお願いいたします。私からは論点aとcについてご説明させていただきます。

まずスライド1でございますけれども、固定費7%の妥当性ということで補足となります。これまで一般電気事業者の送配電部門が確保していました調整力コストですけれども、今後実需同時同量から来年以降、計画値同量になるということ。それからそれを含めまして、周波数制御コストが主体であったものが実需給の予備力が必要になるということになります。先行き非常にルールのある方等未定の中で不透明ではありますが、こうした系統運用上のリスクがより高まることを考えますと、前回ご説明しましたように、系統制御の全体に必要な7%を確保していかざるを得ないのではないかという考え方でございます。

そこにありますとおり制度設計ワーキングでの議論ですけれども、こういった制度改革を踏まえまして系統運用者が事業法上の電圧・周波数維持義務を実現するために、必要な調整力コストを適切に回収する仕組みを整備していくという方向と認識いたしております。

めくっていただきまして、スライド2をごらんください。この制度設計ワーキングでありますけれども、従前の周波数制御コストに加えまして長期断面での需給バランス調整に必要なコストにつきましても、一般電気事業者として確保すべきと整理されたものと認識しておりますが、従来どおりの5%相当のみでは日々のインバランスを含めました予備力に十分かどうかという考えをもっております。

1つの事例をスライド3でご説明したいと存じます。今年の夏のピークの状況でございました。中ほどに表がございますが8月3日の週、月曜日から金曜日まで、この週の金曜日の14時から15時の間に最大値が出た週でございますけれども、最大電力の下に書いてあります(b)が、その内訳としまして新電力さんの需要といいますか、供給力をピックアップしまして、そこに時間の範囲で記録されましたインバランス電力というのを記載しております。大体600万キロワットのうち60万から90万キロワット開いておりますので、この率が

10から16%という規模になっております。もちろん私どもの火力で割りますと薄まりますので、それをやりますと一番下の黒字であります1.6とか1.7という数字に結果としてはなっております。これが全体が分離されましたときに、一般電気事業者の発電部門を含めましてどういった行動をとるのか。どういった予備力が確保され、それが供給力維持義務として与えられた場合の役割をどの程度確実に達成されていくのかという仕組みがまだ明らかでない状況で、一般事業者としての義務を果たしていくためには、やはりぜひとも7%が確保されるような措置を我々として講じていくべきではないかと考えておりますので、そういうことに基づきました申請だにご理解いただきたいということでございます。

次の問題で、持ち替え時の単価差設定に移ります。スライド4でございますけれども、ここは前回の論点審議において事務局に提示いただきました案1と案2とございますが、案2を支持される先生方のご意見、上に緑で表示しております。より実態を反映したということになっております。一方、先ほども都築課長からご説明ありましたとおり、きれいに高値、安値の境界で調整運転、フル運転が識別できないという事象が前回スライド5でお示ししましたようにありますので、この実態を捉えますと、より実態を反映した意味では案1のほうがふさわしいのではないかと考えている次第でございます。

めくっていただきまして6ページには、これまでもお示しいたしておりますけれども、今回申請にいきまして3年間の8,760時間をセグメント分けした方法ですとか、代表4日をとりました方法ですとか、あるいは1年間ですけれども詳細に全て持ち替え費用をシミュレーションした内容ですとか、いろいろな方法をやってみましたけれども、いずれも大体似たような結果が出ておまして、それをもって申請させていただいているということを改めてご説明させていただいております。

私からは以上です。

○安念座長　　ありがとうございました。

それでは、他の各社さんから補足のご説明があれば承ります。

では、北海道さんからどうぞ。

○北海道電力（藤井）　　北海道電力の藤井でございます。

調整力コストについて事務局資料の6ページに関しまして、弊社から資料8—1に基づいて補足の説明をさせていただきます。

1ページをごらんください。年間計画段階で確保する調整力についてです。発電機トラブルなどの偶発的需給変動のために必要となる予備力7%については、安定供給の観点か

ら年間計画段階にて確保することが重要と考えてございます。

一方、弊社におきましては過去の30分以内の需給変動実績を観測すると、これまでもご説明させていただいておりますが実需給断面においては最大需要の7%程度の変動がございます。周波数を適切に維持するためには、この変動に対応するための調整力が必要になります。この調整力は一般送配電事業者として弊社が確保しなければなりません。このため、これまでの託送供給約款ではこの考えに基づき、この調整力を固定費として託送費用に織り込んでおります。このことから北海道エリアにおける一般送配電事業者として必要な調整力は、これまでの整理である7%と考えてございます。

弊社からの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。

東北さん、どうぞ。

○東北電力（田苗） 東北電力の田苗でございます。

資料8-2に基づいてご説明したいと思いますが、8-2のスライド1でございますが、必要な予備力、論点aにつきましては基本的考え方は東京さんと同じでございます。当社は一貫して現段階におきましては、送配電事業者は年間計画断面で予備力7%全量を確保せざるを得ないと考えてございます。

スライド2でございます。燃料間の単価差、論点cでございますが、事務局よりご提示の高値グループ、安値グループとの持ち替えということで当社実績をみてみますと、右側の表にありますようにLNG従来と石油でありましたら3%、LNGコンバインドと従来型であれば7%ということにとどまっております、いろいろなパターンはあるものの大半が全体調整の持ち替えということになってございますので、平均的な単価を用いることが妥当と考えてございます。

当社からは以上です。

○安念座長 では、中部さん。

○中部電力（松浦） 中部電力の松浦でございます。

当社のほう、資料8-4をごらんください。

まず1ページのところでございますけれども、前回お示ししました石油とLNG従来型の部分負荷運転割合を左下の表に示しておりますが、その中の石油の安値グループとLNG従来型の高値グループの持ち替え割合は4.2%でありまして、それ以外の組み合わせで持ち替えている割合は95.8%でありました。その他の異燃種間持ち替えについても同様の傾

向でございますので、各燃種の平均単価を適用することが妥当と考えております。

続いて、裏面をお願いいたします。内容的には東京さんのご説明と同じでございますけれども、計画値同時同量制度下では、一般送配電事業者はこれまで行ってきました瞬時瞬時の需給変動に対応する周波数制御に加えて、発電・小売事業者がゲートクローズ時点で確保した30分計画値と実績値の差分補正である需給バランス調整を行う必要があります。年間計画から前日計画までの間の需要想定の上振れや、電源の計画外停止により予備力、調整力の減少リスクがあること。加えまして小売事業者は需要想定確度の向上による予備力の節減を考慮しますと、ゲートクローズの周波数制御と需給バランス調整を委ねられております一般送配電事業者が実需給断面で予備力5%を確実に確保するため、一般送配電事業者が年間計画段階から最大3日平均電力に対して、予備力7%相当の設備を確保することが安定上不可欠と考えております。

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した。

北陸さん。

○北陸電力（高林）　　北陸、資料8-5をごらんください。スライド1で固定費の問題だけコメントさせていただきます。私どもの考えは、小売電気事業者による予備力の確保量と重複することになるということなのですが、やはり小売と送配電の分担が明確化されるまでは安定供給確保のため、7%を託送料金にて回収することが必要と考えております。

以上です。

○安念座長　　ありがとうございます。

関西さん、お願いします。

○関西電力（土井）　　関西電力でございます。

先ほどの資料8-6の3ページ目、固定費7%の課題について東電さんと基本的には同じ考えでございますけれども、少し当社なりに整理したものをお示ししております。この考え方でございますけれども、従来一般電気事業者が当日需給に向けまして確保してきた予備力につきましては、真ん中にございますように、例えば①必要な量が必要な時間にあること。それから②、所要のスペックを備えること。③、系統運用者が予備力全体を把握し、それらをいつでも調整できること。④、その予備力が系統全体の安定供給のために使用できることといった4つの事項を満たすものを、やはり年度計画の断面から用意してきたということでございます。



一方、今回の新制度でございますけれども、送配電事業者と小売事業者の予備力の一定の割合を、それぞれが年度計画の断面で担保することになると思われませんが、自由化が進展する中、小売事業者の事情がさまざま、例えば特に義務化されるわけではないので、今申し上げました4つの事項を必ず整えていただけるかどうかということは、ちょっと必ずという観点からしますと整わない場合もあるのではないかと予想されます。新制度が導入される中、こういった適切な役割分担を行いまして安定供給を続けていく観点から、一般送配電事業者といたしまして本件に慎重となる事情をご理解賜ればと存じます。

それから次のページでございます。こちらにつきましては、先ほどいろいろな形で各電力さんからご説明いただきました。当社の場合もこの表に示しておりますように、それぞれの石油・LNG、高値・安値、それぞれ運転の実績を示しております。当社の場合、LFCの容量が数万キロワットと小さくて、複数台のユニットを部分負荷運転を行って調整しているところがございます、これを先ほどの事務局の案2で整理するということになりまして、石油ユニットの高値グループで持ち替えていること、あるいはLNGの安値グループで持ち替えている実態を反映することができず、持ち替えに必要なコストが確保できないということがございます。単価差の算定に当たりましては、各ユニットの運転時間の割合の実態を踏まえる必要があると考えております。

以上でございます。

○安念座長　　ありがとうございました。

では、中国さん。

○中国電力（松岡）　　中国電力でございます。

資料8-7でございます。論点aのシート1につきましては各社さんと同様でございますので説明は割愛させていただきまして、シート2の単価差についてご説明申し上げます。

シート2に記載してありますとおり、当社の場合、系統規模に対して負荷変動が非常に大きくて、発電機の作業停止などによるユニット数の制約もあり、石油安値とLNG高値の電源だけでは十分な調整力を確保できないという時間帯もございます。このため、石油高値からLNG安値までの電源全体を総合運用することで調整力を確保しているということが過去の実態でございます。したがって、石油安値とLNG高値の単価差とする事務局案2は、当社セグメントのうち12%の持ち替えにしか該当せず、これを一律に適用することは実態と異なるので、そのあたりについての資料を提出させていただきます。

また単価差につきましては審査会合で、前回のご指摘で出ましたご意見を踏まえて、当

社の場合、フル出力などの電源の影響等も入れておりましたので、それを除外して申請原価を減額の方で補正したいと考えてございます。

以上でございます。

○安念座長　　では四国さん、お願いします。

○四国電力（長井）　資料8—8で、1ページ目のところの7%の論点につきましては東電、あるいは各社さんと同じ考え方でございます。

続きまして2のシートでございますけれども、論点cの他燃種間の持ち替えにおける単価差なのですが、事務局提案でいえば下に漫画が描いてございます。①のところではかろうということでしたが、運用実態をみますと①のケースはそれほど多くなくて、②であったり、③であったり、④であったりというケースが結構多いございます。そういうことで、こういった運用実態も踏まえて算定をお願いしたいというものでございます。よろしく願いいたします。

○安念座長　　九州さん。

○九州電力（山崎）　九州電力でございます。

資料8—9でございます。論点aにつきましては各社さんと同じで、予備力の確保量、送配電、小売が重複することになったとしても、やはり7%の予備力は確保したいと考えてございます。

論点cでございます。こちらもちょうと下のほうに表を載せておりますように、石油とLNGの従来型の持ち替え時間帯における部分負荷運転の比率というのをみますと、ほとんどが実態としては高値グループ、安値グループも部分負荷運転を行っているというのが現実でございます。これは当社の石油のほうで安値グループになっているのが石油火力2台だけになりまして、ほとんど年間の間で石油火力が3台、4台フルに大体使っているという状況なので、必ずここはダブってくるということなのです。そういう状況なので、ここで数値がありますようにほとんどが高値と安値のグループが、石油が回っているという状況でございます。こういう数値になってございますので、考え方としましては平均単価を用いるというのが適当かなと考えてございます。

○安念座長　　沖縄さん、どうぞ。

○沖縄電力（島袋）　　当社は特に補足はございません。

○安念座長　　ありがとうございます。

さて、それでは検討を深めるべき論点の調整力……

○山内委員 出なければいけないので。

○安念座長 どうぞ。

○山内委員 最初に固定費7%の話だけ、私の考え方。

○安念座長 お願いします。

○山内委員 これはリスクの問題なので、基本的にリスクは一番マネジメントできる人がとるとというのが基本。だとすると、やはり送配電事業者がとるのだと。そうすると7%になるのだけれども、もしもそれで小売の側でモラルハザード的なものが出る可能性があるとするれば、7から何か引くのだらうなど。だから7マイナスアルファ。アルファが2なのか、幾つかというのはわからないけれども、7でないところもあるからあれだけ、そういう比率なのかなというように今考えています。それだけ。

○安念座長 わかりました。ありがとうございます。

今既に論点に入っていただきましたが、調整力コストの諸論点につきましてはいつまでも議論しているわけにまいりませんので、きょうでそろそろ方向性を出したいと考えます。そこで既に山内先生に幸いご発言をいただきましたので、論点aから順にまだ固まっていない点について当審査会として一応の結論というか、方向性を出したいと存じますので、その点を意識してご発言をいただければ幸いです。

では、まず論点aからまいりましょう。どうぞ、どなたからでも。——辰巳委員、どうぞ。

○辰巳委員 何の根拠もないのですけれども、全電力会社さんが同じ数値をいってくるということに関して何となく、ではそれでいいですといえないような気がしているというだけです。

以上です。

○安念座長 それも直感論としてはあるのでよくわかる。——沖さん、どうぞ。

○沖取締役 東電さんの資料の1ページなのですけれども、妥当性の話、資料でいくと8—3です。平成28年4月以降は計画値同時同量制度になるのでということで、系統運用上のリスクがより高まると書いてありますね。ということは、そもそもが新しい制度は系統運用者にとってはリスクの高い制度だということをいっているわけですよ。私ども制度設計もやってきましたけれども、今回の制度は系統運用者がよりリスクが高くなるような制度だったと思っていないのです。という意味でいくと、この文章でいくと東電さんにとっては計画値同時同量制度はリスクが高いといわざるを得ないというようにおっしゃっ

ている考えですかというのが、まず聞きたいです。

○安念座長　いかがでしょうか。

○東京電力（武部）　実際の需要に対する同時同量でなくて、やはり計画値だということになりますと実際の気温ですとか、ユニット落ちですとか、そういった実需に対する調整力は全て計画の外に送る部分を含めて調整していかなければならないと考えますと、今までのように実際の需要ごとで閉じていただいていた仕組みよりは、全体的に調整力はふえていくのではないかという意味でリスクが高まるということです。

○沖取締役　私の話と全然逆の方向で今お話ししているのですけれども、事務局としては、どのように今の2つの意見をお考えかちょっと教えてください。

○都築NW事業監視課長　まず、沖オブザーバーからありましたように、この改革で安定供給上のリスクを高めていく方向でやりましようなんていうことで、皆さんで合意をしいったという事実は全くございません。むしろ、逆に、改革を進める中で、当然のことながらいろいろ多様な事業者が参入してきて、要は安定供給というものを多くの事業者が集まった形で全体として担っていかなくてはいけないというときに、どのような形で責任関係というものを分担していくのがいいのかという議論は、かなり念入りにやったものだと思っております。実際に、昨年の法案審議のときになりますけれども、こうした点というのは、ではライセンスも分かれますと。それぞれの発電、送配電、小売の各事業を担う事業者の方々がどういうことを考えて安定供給をやっていくのかということについては、十分に議論をいただきました。こうした議論を踏まえ法案も通していただいて、今こうして施行の準備をしているというように認識しております、というのが事務局の立場です。

○安念座長　まあ、そうですね。

○沖取締役　それでは実際の、これから計画値同時同量を運用していく我々ですけれども、新電力のほうなのですが、計画値同時同量と今の実同時同量の違いなのですけれども、発電が発電で、需要が需要で、それぞれが責任をもって30分同時同量を果たすということとやっていくのですが、では今の需給に対して非常にやりやすいバランスでやっているかどうかという話があるのです。例えば市場についてもそうですけれども、今もちろんスポットがありますのでやるのですけれども、例えば4時間前市場では午前中の電源トラブルには対応できないだとか、それから常時バックアップについては前日の12時以降は一切変更ができないといった問題があって、我々の供給力そのものも、当日の変更については非常に限られた中でやっているというのが今の実同時同量の世界です。実際常時バックアッ

プは昔、当日の朝6時に当日分の変更、午後もできるといったものもあったのですが、今今はほとんどなくて、できるのは北海道電力さんだけかな。そのように結構厳しい中で、実同時同量をやっているのが事実です。前、中部さんかな。1時間前市場は、ほとんどそういう意味で微調整の世界なので期待してもらっては困るという話もある。これも事実だと思うのですが、今新しい計画値同時同量の制度の中ではそれなりに非常にありがたい制度であり、今都築さんもおっしゃったように、それぞれが責任をもってやるという形の制度の中ではありがたい制度だと、仕組みだと思っています。

そういう意味で考えて実際に今計画値同時同量になると、それぞれ需要と供給が別々にやるということになるとリスクが大きいというお話がありましたけれども、実際に需要が伸びれば調達計画を変えて電源のバランシンググループのほうを増圧してもらおうということは、当然1時間前のゲートクローズまではできるわけですから、そのぎりぎりのところの、リアルタイムは別にしましても、かなりの確度で調整ができると考えた制度だと我々は思っています。そういう意味で考えるとリスクが飛躍的に大きくなるということは考えにくいし、今いったように1時間前市場だとかいろいろな制度を考えると、逆に我々にとってはありがたい制度。つまり供給力確保を含めたものについては、よりやりやすい形になってくるといのように信じている制度なのです。そういうことを考えると東電さんの7%要するという。よりリスクが高まるというのは、ちょっとなかなか理解しづらいところがあります。

それから同じく東電さんの資料の3ページですけれども、確かにこのときインバランス。いろいろな新電力がたくさんインバランスを出したと思うのですが、恐らく気温が非常に上がったときですが、このとき市場が非常に厳しかったと思うのですが、そのとき市場からの調達もなかなかできなかったという新電力が結構あります。つまり調達の選択肢がなかった部分も実はあるということをお考えいただきたい。ただ単に、我々が調達する電気がなくて何もできなかったのだらうと。要するにインバランスに全部お任せしたのではないかというようにとられるかもしれませんが、内情は若干違っていて、例えば1時間前市場というものがあれば調達できたであろうかもしれないし、常時バックアップについても当日の変更ができれば、もうちょっとその分はできたかもしれないと。ただ、これは電源のすりかえにしかならないので全体の量は確かに同じかもしれないと。そういう議論だと思うのです。そういう意味でこの16だけがひとり歩きするのはいかがなものかなというように、この資料をみて思っています。

ですから、実際に来年4月からこのような状況になったときに、このような数字が出るかどうかといわれると、制度が変われば違ってくるはずですが。それも含めて今の実働上の数字がこのまま来年4月以降の計画値同時同量の数字だというように何かおっしゃったような、そういう言い方はちょっと違うのではないかなと思っていますので、あわせて資料の見方を皆さんにもちょっと違った形でみてほしいなと思っています。

ということで結論なのですが、リスクについては悪くなるということはちょっと考えづらいし、現状維持だとしても、それなら5%といった現状の、いわゆる周波数調整能力の部分だけでもいいのではないかなというのが、計画値同時同量になった後も我々としては考えてもいいと思っています。

以上です。

○安念座長　ありがとうございます。

では松村先生、圓尾委員の順番でいきましょう。

○松村委員　前回と全く同じことをいって申しわけないのですが、私は案1、案2、案3もそれぞれ合理的。電力会社が一律に言っている7%確保という発想もあり得る話だと思います。特に系統部門としては発電事業者、小売事業者は当てにならないから、とにかく必要な分は全部確保したい。それは安定供給を預かる者として誠実な態度だと思います。

辰巳委員から、全ての会社が同じ数字が出てきたという不信感。ほとんど談合したような同じ表現になっているとの指摘がありました。しかし7%は外で決まった数字で、それを全部系統部門で確保したいということで、全社同じ数字になったわけですから、電力会社が同じ数字を言っていることも、この場合にはおかしくはないと思います。

一方で案2、案3もそれなりに合理性があると思うので、長期的にルールをつくる時には何が一番いいのかは現時点で決められない。もちろん広域機関で今議論しているということもありますが、この委員会の結論がどうなったとしても、あくまで長期的に望ましいのは何か、今広域機関で議論されているので、次のラウンドはそちらに置きかわるはず。これを前提とした暫定的な話だと理解しています。この暫定的な話として、私は案2が合理的と考えます。何がいいのかは本当に決められない。それぞれちゃんと理屈はあるときに、わからないから現状維持を支持する意味で、案2を支持します。

一般電気事業者から発電・小売部門は当てにならない、系統部門で全部確保したいという主張は承りました。繰り返しになりますが、それは系統部門の人としては誠実な発想だと思う。しかしこれも前回も言いましたが、その発言は一般電気事業者として本当に誠実で

すか。今日の一般電気事業者の言葉を聞いていると、私は現実の日本ではない、どこか別の世界に迷い込んだと錯覚してしまう。もう送電部門も小売部門も完全に所有権分離までされて、所有権分離された送配電会社の方がずらっと並んで話しているのかと誤解しかねないような話を伺った気がします。発電・小売事業者って、確かに新規参入者もそうですが、支配的事業者は一般電気事業者の小売・発電部門でしょ。同じ持株会社の下にあるか、大半の会社は同じ会社の別部門にある、その会社も、自社の他部門も、全く当てにならないとずっと主張しているのか。当面の3年間は、支配的事業者はかなりの高い確率で一般電気事業者でしょう。この人たちも予備力なんか全く確保しないで、いいかげんなことをすると言っているのか。まるで自分の会社の別の部門はそういう会社ですと宣言しているよう。一般電気事業者の発言として本当に誠実なのか。今までずっと一般電気事業者として発言したとコンシステントなのかについては、相当に疑問に思っています。

次に、予備力と調整力の話がごっちゃになっていないかという懸念を持っている。他の会社でもそうですが、中部電力の議論にはそれが一番はっきり出ていると思う。7%はあくまで一年前の段階で、年間断面で確保しておくべき供給力で、必ずしも週間断面、一日前、当日断面で確保すべきとされた量ではない。7%という議論を制度改革の議論でされたときに、私は最後まで反対していたのですが、そのときには全く逆の方向で調整力と予備力の関係、1年前の段階で確保しておくべきものと、実需給に近づいていって、不確実性が減ってきたところで開放できる量の話をも混同していた。一般電気事業者に正しく情報を出していただいて、正しく教えていただいて、それで納得した。と思っていれば今度は中部電力の議論。私が前に言っていた、これがおかしいという話を一般電気事業者に教えていただいたと思っていたのに、何でその時否定した議論がこんなところで出てくるのか。相当に不信感をもっている。いずれにせよ系統をあくまで知る者としてはこういたいというのはよくわかりますから、もうこれ以上は言いませんが、やはり一般電気事業者の議論としてはかなりおかしいと思います。

それから制度的に手当てされていないというのは確かにその通りですが、これに関しても制度改革ワーキングの話を出して欲しい。いろいろな経緯があって、最後に容量メカニズムという議論が一般電気事業者からも強調された。これを手当てするのに自然な解だと思えます。容量メカニズムに関してはいろいろな経緯があって、そこまでの話だったら一般電気事業者さん、案を出してくださいよ、ということになったときに、当面は一般電気事業者がある意味支配的事業者で、自分たちが十分に供給力を持っているだろうか

ら必要ないかもしれないけれども、長期的には必要だというご主張だったはず。長期的には自分たちも案を出すつもりだけど当面は必要ないということで、案を出さなかったのではなかったのではないですか。こういうものが手当てされていないというのを何か他人事のようにいっているけれども、これは大丈夫だから当面は必要ないといっていたのは誰かを考えれば、他人事のように言われても困る。私はこの議論では残念ながら説得されませんでした。

長くなりましたが、私は案2支持。北海道のことは考慮しない①の案を支持します。

以上です。

○安念座長　ありがとうございました。

　　圓尾委員、どうぞ。

○圓尾委員　基本、松村先生と同じなのですけれども、私も東電さんの説明、特に3ページのところを聞いていまして同じ感想をもっていました。つまり原価算定期間の3年間を考えると、このペーパーには新電力と書いていますが大部分の小売は一般電気事業者さん自身であって、大部分の発電も一般電気事業者さん自身です。ですけれども、東電さんは分社化されるからかもしれません、送配電部門の責任者としては、うちの小売部門はモラルが低いから制度で縛ってくださいと言っている。すみません、ちょっと嫌みっぽく言っていますが、というように聞こえてしまうプレゼンだったかと思います。私は一般電気事業者さんの小売部門はもっとモラルが高いと思っていますので、お客さんに迷惑をかけないように1%や2%の予備力を確保しようと一生懸命頑張ってくださいののだと思っていますから、その分は分けるべきだと思います。

もう1ついいますと、ポツの2つ目の2行目のところに、予備力の確保が送配電と小売が重複することになっても、と書いてあるのですが、こういうメンタリティーでリスクを低くしようと頑張ってくださいのはありがたいと思うのですが、少なくともコスト負担が重複することになって、それが需要家にはね返るような形で託送料金に乗っかるというのは、我々はチェックして除かなければいけないと思います。

先ほど申し上げたように小売部門の方々もモラルを高く、1%、2%ぐらいの予備力を確保してくださるだろうと考えると5と2に分ける案2がいいのではないかと、というのは、前回申し上げたのと特に変わっていません。

以上です。

○安念座長　ありがとうございました。



それでは、南委員、お願いします。

○南委員　松村先生がおっしゃっていただきましたけれども、前提は古い昭和62年の資料に書いてある7%を前提にしますということなので、7%の取り合いの問題にすぎないと思っています。昭和62年の資料を前提にすると、当然そのときの一般電気事業者なのだから、小売部門も送配電部門も含めて7%ですという議論になっているはずだと。そうだとした場合に事情が大きく転換しているので、この資料を当てはめるとしても全部7%を送配電事業者に下さいという人に相当な説得力があれば、なるほど、同じ資料は使うけれども小売ゼロにしてもいいのだよねということかなと頭の中で整理していきまして、相当な説得力をもって小売はゼロでいいという説明を少なくとも私の頭の中で整理できるほど尽くされていると思っていないので、案1はないかなと。つまり小売部門をゼロとする。7%を全部送配電部門に寄せるという結論はないだろうなど。

ただ、どれぐらい引くかは正直わかりません。わからないので半分が妥当ですといわれればそうなのかもしれないし、やはり2%はどうなのか、1%かはわからないとした場合に、いろいろなところから従前と同様で5と2でいいのではないのというところがあるのであれば、それに従う。案3よりはいいのではないのというような形で案2に賛成ですが、北海道は、そもそも古い資料で北海道については9%だと僕は元資料をみていないからわかりませんが、そういうことを書いてあるようなので、そうであれば古い資料が正しいかどうかという議論をしないのであれば、北海道さんは9引く2の7でいいのではないかと考えています。そこはちょっとわからないので。

○安念座長　わかりました。

梶川先生、どうぞ。

○梶川委員　多分各先生がおっしゃられたことと重複している部分だと思うのですが、全体調整のためのコストというのは前提条件であるとする、本当にそれをどう分けるか。責任分担の話なのだと思うのです。責任分担がコストという話になる。その話と実態的にどういう物理的なことが行われるかというのは、ちょっとまた違われる話のところがあると思いきまして、責任分担どおりやらない、当てにならないということが許容されるのであれば、そもそも責任がないということなので、それはちょっと僕が今までお聞きしたところではそうではない。小売なり発電業者でそうではないということであれば当然一定のコスト負担が両方で分けられるということで、当てにならなかった分というのは、むしろ逆に何らかのペナルティーが起こって、コストをどのように実際のやりとりが行わ

れるかというようなこともあり得るのではないかと思うので、そういう意味では何らかに分けるということしかあり得ないのではないかなど。もともと全く責任がないのだと言い切るのだったら、それはそれで違う話になるけれどもということですが。

あと分け方のお話ということになって、それは非常に難しい部分なのですがけれども、今までの議論の中でいえば案2でもう同じことですね。それからこういう責任分担の話としてはある程度統一的な分け方になるのではないかということで、9社統一したという案2の1だと思っています。全く同じ話です。

○安念座長　ありがとうございました。

辰巳委員、お願いします。

○辰巳委員　済みません、先ほどは何か皆さん同じことをいうというような言い方をしてしまったのですがけれども、私たちとしては小売事業者と契約をし、小売事業者を選ぶわけなので、そういう意味からいうと、責任をもって自分たちもそれなりの調整力をもって小売事業者というものを選んでいかないといけないのかなというように、全て送配電部門のほうにお任せですという格好にならないような形でやっていかなければいけないのかなと思うので、やはり分担されている案2ですね。今のところは3でも私もいいとは思いますが、案2でお願いできるといいかなと思っています。

以上です。

○安念座長　ほかにはいかがでございますか。——どうもありがとうございました。

恐らくこれ以上議論しても、各委員のお考えは変わらないだろうと思います。ですから、とりまとめ役としては9社全て5%というので、この専門会合の大勢は決まったというように私は認識しております。もともと7%が30年前の数値でございます。それは我々にとっていわば一種のルールメイキングの結果であって、我々がルールメイキングをするのは避けようというところから、ほかによるべき数値がないので7%を前提といたしましたが、そのうち小売部門については2%を配分するという何となくの暗黙のルールのようなものがずっとあって、特にそのもとで大きな支障がなかったと考えるのであれば、少なくともテナティブには5%でよろしいのではないかというのは、私もそのとおりではないかと思っています。

北海道さんの場合は、特殊性を強調なさるのは、それはそれでよくわかるのですがけれども、一方、30年前の数値であるというのは、やはり考慮せざるを得ないというように私も考えます。

東電さんにはいろいろ資料をつくっていただきましたが、さて、例えば1.7%という数字が数字としてあることはよく拝承いたしました。ネットワーク部門で分担すべき数字であるかということになると、これはまた一定の議論があるのではないかと私も考えた次第でございます。——北海道さん、どうぞ。

○北海道電力（藤井） 北海道電力でございます。

先ほど松村先生からもご指摘がありましたけれども、北海道のもつべきところの予備力でございますが、これは先ほども説明させていただきましたが調整力です。調整力として7%ということまで遡及させていただいておりますけれども、これは現状維持しておく。今まで先生がおっしゃっていただいたように、従来どおりということであれば7%になるということ、まずご理解いただきたいのが1つと。

もう1つ、事務局さんの資料で書かれた62年ということなのですが、これは基本的に北海道の場合は実需給断面、年間断面で7%ですからプラスアルファ小売。仮にあるとすればこういう考え方もあるということで、私たちとしては理解しているところでございます。

○安念座長 その点は留意しております。——松村先生、どうぞ。

○松村委員 これは沖縄のときにいうべきだったのでもう少し後に言うべきと考えて我慢していたのですが、北海道考慮という案を支持される方もあったので、今発言します。私はその考慮には反対です。反対だというのは、LOLPを考えるとときに北海道の数値は最大電源に依存していないでしょうか。このときは苦東厚真だったのではないかと思うのですが、これがでかいことも効いているのではないかと。そうすると、沖縄と全く同じ理屈で、北海道でもより大きな予備力を確保することが必要。北海道は本州の系統よりも必要予備力は大きくなる。確かにそうかもしれないけれども、それは系統部門が託送料として請求すべきものか。この点疑問をもったから、私は北海道を考慮しない案を支持した。系統規模に見合わないようなでかい電源を建てたと非難するつもりはありません。そうしたことによって発電コストは下がっているわけだし、だからそれは正しい選択だったことをここでは否定しませんが、その結果必要な予備力が増えたとしても、それは北電の発電・小売部門が負担すべき。

理屈は沖縄でも同じ。沖縄電力はもう何回いっても同じことを繰り返されるのですが、小さな電源をたくさんつくるのが正しかったのに、そんなのをつくらなければならぬなんて一言たりともいっていない。ただそれが出てきた利益を得る発電・小売部分が、増

加した系統費用を負担すべきなのではないかと指摘している。同じ理屈で、北海道が仮に2%本州よりも余分に調整力をもたなければいけない、あるいは予備力をもたなければいけないということがあったとしても、それは託送料として要求してもいいのか。これを考えれば、私は北海道も7%が合理的だと考えます。

○安念座長 それはもちろんそうでしょう。——どうぞ。

○関西電力説明補助者 今回、料金上の施策というようなことで、5%というご意見が大宗というようなことなのですけれども、事業者として今後周波数の維持義務は我々が担っているのですけれども、その上でちょっと戸惑うところが若干あるなと思っています。今後も調整力の公募というようなことが計画されているのですけれども、その際の取り扱いについても同様であります。

以上です。

○安念座長 わかりました。

ほかにいかがでございますか。——私どもとしては、全体での会合をあと1、2回予定しておりますので、今の結論で本当に誤りがないかどうかについては、もう一回自分たちに問いかけてみるつもりでございます。——北海道さん、どうぞ。

○北海道電力（藤井） 済みません、実需給断面における変動ということが当社の場合7%と。各社さんでは5%と従来の考え方ということになる中で、各社一律7%を適用するというのはなかなか、これは説明しにくいのではないかなというように私どもは考えているところでございます。

○安念座長 そのこともご説明をいただいたので、もちろん留意しているつもりでございます。

ほかにいかがでございますか。——ローヤーとして一言申し上げれば、当然のことですが公定料金と申しますか、規制料金として要求できる根拠は、やはり法律上課せられている義務に対応しているとみるのが素直な見方であろうと思います。一般送配電事業者には改正法によって周波数維持義務と電圧維持義務が課せられておりますので、その義務を十分に果たすためにそれ相応のコストを認可料金の中で要求できる。これは当然のことでございます。さはさりながら、一般送配電事業者さんとして系統と申しますか、ネットワークの安定のための調整力をまずは自社——自社というのは自部門ということですが、確保しておきたいとお思いになるのは多分技術者として非常に当然のことではないかと思うのですが、そうである一方、法律は、やはり小売電気事業者には供給力確保義務というの

を課しております。この場合、前回私が申しましたように供給力確保義務というものの中心が何となくベイグな感じがするというのを否定はいたしません、それでは周波数維持義務や電圧維持義務というのが極めてリジットに規定されているのか、つまり供給力確保義務に比べてリジットに規定されているのかというと、これはまたこれで議論のあり得るところで、小売事業者にも、それからネットワーク事業者にも、法律はそれ相応の義務を課しているというように読むのは素直ではないかと考えた次第です。これはもちろん当専門会合としての意見ということではなくて、私が単に法文を読んだ限りでの印象ということを申し上げているだけのことでございます。

さて、それでは、一応この点については内部的な検討をもう一度するという前提のもとでございしますが、案2でしたか、一律に5%ということに暫定的にしておきたいと存じます。

その次、b-iでございしますが、いかがでございましょうか。可変費について。——この点は、これも余り議論しても各委員のお考えは変わらないように思います。前回、山内先生は何かおっしゃってましたっけ。山内先生はいらっしゃらないところで、また聞きましょう。

事務局の資料のスライド10をごらんください。b-iの対応方針ですが、私の理解するところでは案1が多くのご賛同をいただいたように認識しております。つまり一応は横並びで数値的な基準をつくる。この数値の基準について上限を95%、下限を105%にするかどうかというのは、これはこれで恐らく議論のあり得るところだろうと思うのですが、これを出発点にして一律の基準をまずはつくって、さはさりながら、※にもありますように個別の設定について合理的な説明が可能な場合には、そこからのディビアントと申しますか、離脱を認めることでよろしいというのがご意見の大勢だったように私は認識しております。もし違うとおっしゃるのであればいってください。——山内先生は、2でいいが、手間がかかりそうなら1でもいいという大変プラクティカルなご意見をこの前頂戴したようでございます。忘れておまして申しわけございません。——よろしゅうございしますか。

それでは、b-iにつきましては、案1というのをとりあえず採用したいと存じます。

それでは、論点cの可変費でございしますが、この点についてもこれからまたご意見があればもちろん承りますが、料金算定上は、やはり案2で考えるのが妥当ではないかというように、私はこの場でのご意見としては承ったように思うのですが、この点についていかがでございましょうか。——よろしゅうございしますか。私は東電さんの資料に大変感銘を

受けたのでございます。楯円の美しさに非常な感銘を受けたのですが、これは調整運転と本当にいうのだろうかという疑問も同時に湧いたところでございまして。――松村先生、どうぞ。

○松村委員　私はとりあえず東電が指摘したことも、それから各電力会社での運用の実態といわれたことも、それなりに説得力はあると思いました。

しかし、私たちはこの制度をつくる時に、まさに事務局から説明があった通り、原則きれいなメリットオーダーで運転されていて、例外的に少しだけそこからの不可避的な逸脱があり、これを調整費用としてみる。こういう見方を前提として、あらゆるものを査定してきたし、制度も考えてきた。そうすると今度、私たちも事務局が調べたものをみせていただいたのですが、その前提がひょっとしたら間違っていたかもしれないというか、メリットオーダーは余り考えられていないのではないか。そんなことは絶対ないと思うのですが、運用の実態からは、メリットオーダーがちゃんと考えられていないのではないかと思われるような運用にすらみえるのです。そうすると、そこを深く考えると、大前提を全部変えなければいけないのかということになる。私たちはきれいなメリットオーダーを前提とした話を全部ご破算にして、もうこの調整費、可変費というのはメリットオーダーがやられていることを前提として始めたのだから、それが誤りと分かった以上、現行どおりゼロにしてしまう。案ゼロというのも、極端なことをいえばあり得ると思います。ただ、それは明らかにまずいと思うので、それよりは遥かにましである案2で暫定的に採用するのが合理的。今後は、メリットオーダーと大分乖離しているようにみえる運用の実態を、私たちはちゃんと調べて、根っこから制度を考えなければいけないのかもしれないと思いました。

案2が決定版で未来永劫続くということではないけれども、やはり暫定的にはこれでいかざるを得ないと思います。

以上です。

○安念座長　私もその点については全く同感で、メリットオーダーというのはノーマティブな概念なのですよね。これは実際のオペレーションがそうなっているかどうかの問題ではなくて、かくあるべし、メリットオーダーを遵守するという前提で料金を算定するというノーマティブな概念にすぎないです。しかし、ノーマティブな概念というのは実運用と全然違っていたのでは、これはまた意味をなさないことなのです。

私も松村先生と同じで、今回ちょっと我々はメリットオーダーという考え方がノーマテ

イブであるのだという前提を何となく半分忘れてしまって、実運用でもそうなっているに違いないから、いわばそれを抽象化した形で、ノームとしてのメリットオーダーを考えてしまって、ややいい気になっていたのではないかなという感じはつくづくいたしました。ですから、メリットオーダーというものを料金算定上のノームとして適用することが、本当に妥当なのかどうかという根本にさかのぼらなければいけないということを、確かに痛感いたしました。その点についてはご指摘のとおりと考えた次第です。——どうぞ。

○東京電力説明補助者　　済みません、今のご指摘ももっともだと思います。実情のところだけちょっと申し上げさせていただきますと、メリットオーダーと運用の関係において今回の、例えば案3のように全てのものとなると当然いろいろなことをやっていかなければいけなくなりますけれども、弊社の場合、実際にどのように組んでいるかというところ、それぞれの時々の出力によって熱効率が当然変わってまいります。それによってもともとが極めて明確な単価差があるわけではないものですから、それぞれの入り繰りや何かがございます、これにスピードも携わっての結果、実はメリットオーダーとして計算上は機械がもう全部やっています。

○安念座長　　プログラムのほうで？

○東京電力説明補助者　　ええ、プログラムでできています。そういう意味でのメリットオーダーをやっているという点についてはご理解をいただきたいと思います。料金上の評価なりなんなりを広くしていただく際に、そこまでの細かくやるのかというのが論点としてあろうかと思っています。そのときにどれぐらいがより実態に近づいているある程度のグルーピングなのかなというところが、ご議論いただいているところの本質かと思っております。そのときに私どもちょっとあれしたのも、明らかに限界のところでは当然それで評価をしながら、そうでない部分については一定の考慮というのがもしかしたらご議論いただけないかなというのが、本日ご用意させていただいた資料でございます。その辺のところをご理解いただけるとありがたいなと思っております。

○安念座長　　そういうご趣旨であったということは、もちろん承りました。——中部さん、どうぞ。

○中部電力説明補助者　　メリットオーダーで調整力を確保しているというのは、これは基本だと考えております。事務局さんの13ページの絵だけをみていると全体像がわかりにくいかもしいかもしれませんが、例えば弊社の資料8—4ではいろいろな異燃種間の組み合わせを書いてございます。これは年間によって、あるいは時間によって事情が異なりますので、

その時々によって差しかえる異燃種間が変わっていますよというのは、イコールメリットオーダーでやっているから差しかえ対象がそれぞれ、これがまず1つございます。

またこれまで各社も説明してまいりましたけれども、メリットオーダーが基本であるものの必要な調整力、ボリュームを確保するためには、わざわざ次なるより高いものも入れないといけない。量を確保するためにメリットオーダーだけではできないということで、必ずしも高値、低値だけではやれないというのがあります。

最後に、多数の発電機があるものの、定期点検などで長期にとまってしまうユニットもありますので、そういったものが実情ですので、年間を通しますと必ずしも高値、低値だけではなく、むしろ弊社の例ですと高値、低値でやった場合の時間の比率としては少ないというのが実態でございます。

○安念座長 運用するお立場からすればごもっともだと思います。つまりもともと持ち替えというのは厳格なメリットオーダーからの離脱をどの程度認めるかという話でございますので、どこまでを認めるのかという規範的な判断をせざるを得なかったということだろうと思います。それは現実と違う。運用者の実感と違うというのは、そのご批判はそういうものとして甘んじて受けなければいけないし、さっき申しましたように、そもそも出発点としてのメリットオーダーという考え方は本当にノームとしても妥当なものかどうかということは、やはり再検討しなければいけないなと思いました。

それから東電さんがおっしゃったように、プログラム上は完全にメリットオーダーで出てくるというのは、それはそのとおりでだろうと思うのです。ですから、どの程度乖離しているかをリアルタイムで把握しておられることだろうというのはよく理解いたしました。ありがとうございます。

それでは、次に論点 g から j で沖縄さんの関係でございます。まず論点 g についてちょっとご意見を賜りたいと存じますが、いかがでございましょうか。——この点は、私ばかりしゃべって申しわけないのだけれども、案2か案3という感触だったと思うのですが、特に案3の吉の浦を金武に置きかえてというのは仮定の話でございますので、この置きかえが妥当かどうかということになるろうかと思えます。そうしますと金武よりももっと小さい出力のユニットがもちろんあるわけでございますから、より小さいユニットに置きかえてみての判断というのを、もう一度してみる必要がありはせぬか。もちろんそのように結論づけるという意味ではないですよ。幾つかのオプションをもう少し私どもとして考える必要がありはせぬかと思っているのですが、いかがでございましょうか。どうですか。—



—松村先生、どうぞ。

○松村委員 それはもっともだと思うのですが、沖縄電力の資料8—10のスライド2をごらんください。追加でもう既にやっていたているのですよね。

○安念座長 そうです。

○松村委員 それで追加でやっていただいたというのは、私が言い出して一番左のやつを、やってもらったということなのですからけれども、私はこれがいいのではないかと思います。

○安念座長 ちょっと待って、スライド2のどれ？

○松村委員 牧港火力に置きかえるというやつですね。予備力は15%。

○安念座長 牧港、何号機だったっけ？ 牧港はユニットがいっぱいあるのですよね。

○沖縄電力（島袋） 9号機です。

○安念座長 牧港9に置きかえる。

○松村委員 はい。

○安念座長 現にやっていたいて。

○松村委員 一番大きいやつに置きかえる。これ、10万ちょっとですよ。

○安念座長 そうそう。

○松村委員 理屈だけを追求するなら私は真ん中のやつが正しいと思うのですが、これでは、まず余りにも過酷過ぎる気がする。実際にこれが現実的なのかという議論は全く意味がないと思います。意味がないというのは、もう先ほどからしつこく言っていますが、でかい電源を建てること自体は悪いことではない。そっちのほうが全体のコストが低いからと。だけど、それはでかい電源……

○安念座長 コストのアロケーションの問題だから。

○松村委員 だからこれが現実的だ、非現実だという議論をするのは意味がないと思うのですが、かなり主要な電源でこれぐらいの規模というのは、新規参入者がどの地域でやったとしても普通に考えるぐらいの規模だと思うので。

○安念座長 そう？ わかりました。

○松村委員 そうするとそんなむちゃくちゃな大きさではないという気がして、真ん中のが理論的には正しいとは思っただけけれども、一番左のやつでいいのではないかと考えています。

ただ、これは理屈がないからだめだともしいわれれば引っ込めざるを得ない。それでも

し真ん中を選んだときには、心配があります。この理屈が正しいとすると新規参入者もし4万を超えるような電源で入ってきたとすれば、託送料の他に予備力相当のコストを払えといわざるを得ない。長期的にはそういうことになるわけです。その準備がまだ整っていないことを考えると、あり得る規模の電源のところまでは上げてもいいのではないかと。そうしないと逆の不公平が発生する可能性を否定できない。私はこの牧港の9号機を使って計算する予備力で査定するのを支持します。

以上です。

○安念座長 結論からいうと、実は再度検討とかいったのですが私もそれに賛成でして、現実にある大きな容量のユニットにやや現実的な、小さい中では現実的なユニットを置かえて計算するというやり方です。そういうやり方がネットワークへのコストのアロケーションという観点からは、最大単機よりも妥当であるということだと私は思うのです。それを2万とか、3万とか、物すごい小さい小口に分けろとなれば、これはこれでおかしな話ですので10万か、十数万くらいで、沖さんもそれくらいなら新規参入もあり得るのではないかとこの首を振っておられたから、そんなにおかしな値でもなろうかと私も思いましたということでございます。——どうぞ。

○松村委員 ちょっとしつこくて申しわけないですが、仮にこれを採用するとして私たちが議論しているのは、一般電気事業者にどれだけ予備力を確保せよといっているのではないということをご理解ください。それは他の事業者にとってもみんな同じです。私たちはそんな大それたことをいうのではなく、コストの負担として、これからの3年間でどれが適正かということをお願いしているだけです。

したがって、沖縄電力の系統では、実際に単機最大は牧港でないわけですから、もっとたくさん予備力を確保していただかないと安定供給は維持できません。

したがって、この委員会が15%といったから15%以上は確保しないというのではなく、もちろん安定供給上必要なところはちゃんと確保してください。しかし、それは託送料金として原価に算入するのはここまでといっているのであって、どれだけ確保すべきかは送配電事業者が判断すること。念のために確認させてください。

以上です。

○安念座長 ありがとうございます。——どうぞ。

○関西電力説明補助者 必要なコストをちゃんと託送料金で認めていただくというのは、先ほど座長が整理されたとおりだと思うのですが、少し矛盾しているのではないかと

などと思います。送配電事業者が必要ないろいろなものについて、係る費用について適正な部分はきっちりコストとして……

○安念座長 ええ、もちろんそうです。

○関西電力説明補助者 その話とちょっと矛盾しているのではないかなと思うのですけれども。

○松村委員 済みません、なぜ矛盾しているか私は全くわかりません。今沖縄電力の例で発言したわけですよ。沖縄電力、単機最大が実際には11万8,000ではなく、もっとでっかいのをもっているわけですよ。でっかいのをもっているわけだから、実際に必要な予備力はそうかもしれないけれども、それは大きな発電機をもって、その結果として発電コストを下げ、そのメリットを得ているわけだから、発電・小売事業者としての沖縄電力が負担すべきであるといっているだけなのですが、どうして矛盾しているのか、私にはわかりません。

○関西電力説明補助者 送配電事業者が判断して何%かをもてというようにおっしゃったのでということで、申し上げただけです。

○安念座長 送配電事業者がもてという趣旨でおっしゃったのではないと私は理解しましたが。

○関西電力説明補助者 送配電事業者としてとおっしゃったかもしれません。

○安念座長 そうでしたか。

○松村委員 安定供給上どれだけ必要かという判断は……

○安念座長 ああ、そういう意味ね。

○松村委員 もちろん安定供給に責任をもつ人が考えてくださいということです。

○関西電力説明補助者 それに必要なコストというのはきっちり認められるべきだというようなことは、先ほど座長が整理されたのかなと思ったのですけれども。

○安念座長 矛盾しているかな。——どうぞ。

○沖縄電力(島袋) 当社系統の電源の規模という話に今なっているわけですがけれども、当社は今指摘のあった2ページ、それから1ページのほうに、吉の浦ではなくて金武火力の数字を載せさせていただいています。同じ1ページの表の中に、これは他社さんの例で大変申しわけございませんけれども、比較的系統規模の小さい3社の試算値も出させていただいております。その場合にはほぼ金武火力と同等の計算結果と今なっているということで、今金武火力でも規模がまだ大きいという話で2ページの牧港火力も試算せよという

ことで、した結果が2ページの数字でございますけれども、電源の大型化につきましては、小売発電事業者が規模の経済性によるメリットを享受していることは今までご指摘のとおりだと考えております。

ただ一方、電源の大型化につきましては、この発電所の地点数を抑えることにもつながるとか、また発電所の建設コストや維持管理費等のコストの低減が図れるため、火力固定費の低減にもつながると考えています。またこの発電所地点数を抑えることは発電所建設に伴う系統増強コスト、それからそれに係る維持管理コストの低減にもつながっていると考えております。そのため、この電源の規模、大きいといわれているので大型化といっていますけれども、ここには発電事業者のメリットもございますが、送配電部門もそのメリットを享受していると考えております。その点についてはぜひご理解いただきたいと思えます。

○安念座長 わかりました。いろいろご指摘を……どうぞ。

○松村委員 ちょっとしつこくて申しわけないですが、系統規模の小さな3社平均という議論は、全く受け入れられません。もし系統規模の小さな3社に仮に連系線がなかったとして、この中でLOLPを計算したとして、そうすると必然的に7%より大きくなると思います。7%より大きくなったら私は全く同じことをいったと思います。四国電力が仮に連系線がつながっていないくて、あれだけでっかい電源があつて、その結果として予備力が18%必要だといわれたら、それは全部託送料に乗せるべきですか、と同じことを言ったと思います。もちろん四国電力だって7%で出しているんで、そういうことを言っていない、だからそのような議論をする必要がなかった、というだけのことです。

○安念座長 わかりました。この点については、これまでそれほど平場で議論してきたわけではございませんので、今幾つか非常に重要なご指摘をいただきましたので、もう一回我々で頭を冷やしてよく検討してみたいと思います。沖縄電力さんのおっしゃることも、そのとおりでだなおもうところがもちろんございます。料金を査定するというのは相当バーチャルな作業ですので、困難は多いですね。ありがとうございました。

そうしますと残りはhとiでスライド17でございますが、これはどういたしましょうか。何かご意見ございましたら、どうぞおっしゃってください。——ああ、過ぎてしまったな。では持ち越そう。この17ページの案4は、ほぼ初めて検討するようなものでございますので、これも先ほどの論点に引き続いてもうちょっと頭を冷やして考えてみましょう。そんなにいい知恵が出るものでもないけれども、急いで答えを出さないほうがいいような気も

してきましたので、結局、沖縄さんの論点 g、h、i につきましては、もう一度内部でよく検討してみたいと思います。

したがって、沖縄さん以外の大きな論点 a、b、c については、暫定的にせよ一通り答えを出しまして、もう一回自分たちの考えで誤りがないかどうか。およそ誤りがないかどうかというのは、批判の余地がないかどうかということでは全然ございません。これはいろいろな批判が当然可能だと思いますが、どんな案をとっても批判があり得る中で、どういえばいいのかな、より少なく悪い案であるかどうかについての確信が得られるかどうかを、もう一度我々の内部で検討いたしたいと存じます。どうもありがとうございました。

それでは、今申しましたようにまだまだ検討すべきことはございますので、引き続き委員の皆様にはご尽力を賜りたいと存じます。

それでは、決まりました点については査定方針案のとりまとめに向けてということですし、沖縄電力さんについてもオプションはそれほどもう広がりはないように思いますので、事務局には沖縄電力さんの問題とともに査定方針案の執筆にとりかかっていたきたいと存じます。

それでは、事務局からお願いいたします。

○都築NW事業監視課長　それでは、次回の会合についてでございますが、先ほど来週にもという話がありましたが、委員の間での打ち合わせのことでございますので、次回、この場の会合ということにつきましては委員の皆さんと調整の上で日程を設定したいと思います。決まり次第、ホームページでご案内いたします。

以上です。

○安念座長　では、長時間にわたって熱心にご議論いただきまして、まことにありがとうございました。

——了——