

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会
電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会（第3回）

日時 平成29年4月10日（月）12：46～14：44

場所 経済産業省本館17階国際会議室

出席者：

<委員>

横山委員長、秋元委員、大橋委員、大山委員、小宮山委員、
曾我委員、武田委員、廣瀬委員、又吉委員、松村委員

<オブザーバー>

秋山株式会社エネット経営企画部長
菅野電源開発株式会社執行役員・経営企画部長
國松日本卸電力取引所企画業務部長
斉藤イーレックス株式会社執行役員・経営企画部長
坂本東北電力株式会社電力ネットワーク本部電力システム部技術担当部長
佐藤電力広域的運営推進機関理事
佐藤東京ガス株式会社電力本部電力トレーディング部長
新川電力・ガス取引監視等委員会事務局総務課長
早坂HTBエナジー株式会社代表取締役
内藤関西電力株式会社総合エネルギー企画室長
鍋田中部電力株式会社執行役員・グループ経営戦略本部部長
柳生田昭和シェル石油株式会社執行役員・電力需給部長

<説明者>

沖株式会社F-Power 副社長

議題：

- (1) 事業者ヒアリングについて
- (2) 地域間連系線の利用ルール等に関する検討会
平成28年度（2016年度）中間取りまとめについて

<連絡先>
経済産業省 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課
TEL：03-3501-1511（内線4761）
FAX：03-3501-3675
〒100-8931 東京都千代田区霞が関1-3-1

○曳野電力需給・流通政策室長

それでは、定刻となりましたので、ただいまから総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 電力・ガス基本政策小委員会第3回制度検討作業部会を開催いたします。

委員の皆様方におかれましては、ご多忙のところご出席いただきましてありがとうございます。本日、安藤委員からはご欠席のご連絡をいただいております。

また、本日はオブザーバーの皆様のほか、F-Power 株式会社沖副社長にご出席をいただいております。

それでは、以降の議事進行は横山座長をお願いいたします。

○横山座長

本日もどうぞ、活発なご議論をよろしくをお願いいたします。

本日は、前回に引き続きまして事業者の皆さんに各検討項目に関しましてご意見をいただくことになっております。その後、提起されたご意見等を踏まえまして、質疑応答を行いたいというふうに考えております。

今回以降、Ustreamの中継を実施するというございますので、あそこに固定のカメラがございますので、よろしくお願ひします。

それでは、お手元の議事次第に従いまして進めさせていただきます。

まずは資料3について、事業者の皆様からご説明をお願いいたします。

議事進行を円滑に進める観点から、お一人12分以内にご説明をお願いしたいというふうに思ひます。

自社の事業概要についてご説明される場合には、簡潔にお願いをしたいと思います。

なお、全ての事業者の皆さんからご意見をいただいた後に、質疑応答を一括して行いたいと思ひます。

それでは、F-Power さんからご説明をお願いいたします。よろしくお願ひします。

○沖株式会社F-Power 副社長

それでは、F-Power でございます。

小売電気事業者の1社といたしまして、きょうアンケートと申しますか、ヒアリングシートに基づいて説明させていただきます。

まず、F-Power の紹介なんですが、この文書にありますように、2行目からなんですが、F-Power が目指すものというのは、サプライサイドが主導してきました従来の電力業界をデマンドサイドが主導するものというふうに考えまして、それに身を投じながら、あるべき姿をお客様にお示ししようということを使命というふうに考えております。

この社会を実現するために、我々としては新規参入者に求められるショートモデルというものに挑戦したいと思っておりますが、これにつきましてはお時間があれば最後に少し触れられればと思っておりますので、よろしく願いいたします。

それでは、ヒアリングシートの様式に従いまして、説明してまいりたいと思います。次のページの、まずベースロード市場でございます。

まず、留意事項にあります取り扱う商品に関してですが、もちろん電源そのものがベース電源ですから、内容は今までのものと違うんですが、いわゆる限界費用を意識したものであると考えますと、これまでの先渡し取引の性質に非常に近いものと考えまして、価格変動リスクを回避する商品設計と考えられます。

それから、中長期的な限界費用、いわゆる起動費とかあるいは修繕費等を織り込んだものを考えましても、先渡し取引に含めることが可能というふうに考えますと、このベースロード市場そのものが、これまでの先渡しと余り変わらないものではないかなというふうな捉え方をしております。

それから、始めるという形なのであれば、我々は1年物からでもいいのではないかなというふうに思っています。

それから、受給の開始の時期でございますが、例えば1年後というものでありますと、我々としても先の見通しが遠くなりますので、なかなか約定も難しいことも考えられますので、供給の開始の時期については、商品設計のところでは要検討かなというふうに思っております。

次に、市場の範囲の設定でございますが、仮にエリアを特定するということになると、ある意味、取引市場を介さずとも直接できないこともないといったようなことも考えられます。そういう意味では匿名性を尊重して、市場は全国一律でお願いしたいというふうに考えております。

次に、市場参加者の設定でございますが、新電力の優先アクセスに関する留意事項もございましたが、これを全面的に支持させていただきたいと思っております。

一方で、旧一般電気事業者が他のエリアに進出する場合なんですが、本体の体力あるいはバックの支援というものがあの中での進出になりますので、このイコールフットィングに関しては慎重な検討をお願いしたいというふうに考えております。

次に、供出量に関するお話でございますが、留意事項の説明にもありますが、アクセス環境のイコールフットィングを図る観点から検討を進めるということになっておりますけれども、新旧の業者でスタートラインが全く異なっておることをしんしゃくいただきまして、いわゆる何がイコールフットィングなのかというところを慎重に見きわめていただきたいということをお願いしたいと思っております。

それから、5番目ですが、電源開発さんに関する締結の見直しですが、これはお言葉にあるとおり、国のリーダーシップを期待したいと考えております。

次に、価格ですね、あるいは市場で取り扱う価値の整合性の確保についてですが、限界費用プラスアルファ、いわゆるkW価値等の一部に関してですが、こういった価値水準で売買を考えるとというのは、これは参加者次第かというふうに考えております。

これは先渡し市場と同じように、kW価値とかkWhの価値ですが、これ両方とも入る可能性を許容してもいいのではないかとというふうに考えております。このことでベースロード電源の事業性と、いわゆる市場評価の水準、フォワードカーブですね、これらの収れんが図られていくのではないかなと考えております。

次に、6の2のほうへまいります。

常時バックアップと部分供給との整合のお話でしたが、取引市場のこの流動性が高まれば、基本的には常時バックアップそのものは廃止というのが、我々としては既定路線だと認識しております。

一方、部分供給に関しては、我々のお客様も巻き込む話でありますので、実運用も配慮をいただきたいというふうに考えております。

ただ、今回出てきますベースロード市場ですから、十分に低価格な調達が可能であるとするならば、自然と部分供給がなくなっていくのは自明の理かというふうに考えております。

次に、8番目の卸市場活性化に向けたさらなる取引の話でございますが、この市場の創設前に、競争活性化や卸電力市場の活性化に資する検討をする必要があるというお言葉を書いていたしております。これは大いに支持をさせていただきたいと思っております。

特に、価格変動リスクを扱う先渡し取引の流動性向上策や、あるいは先物取引の開設等、先行するものがたくさんあるのではないかと、我々のほうは考えております。

最後に、少し話題になっておりますが、燃料調査のありなしのお話があるんですが、我々としては燃調がないもの、いわゆる純粋な電力価格のヘッジ商品として考える場合には、燃調なしもあるかなというふうに思っています。いわゆる燃調がないものということになりますと、これまでであるような1年物の先渡し取引と同じようなものでないかなと、位置づけではそのように考えているものであります。

次に、連系線の利用ルールに関する問題でございます。

まず経過措置のお話ですが、経過措置10年というのはもう十分に長期にわたる期間というふうに我々も認識しておりますので、仮にこの容量市場が始まるとして、経過措置対象の契約に対する連系線利用のあり方については同時並行で見直すべきというふうに考えております。

また、特定負担への対応ですが、もちろん優先利用というのはルール上、認めるべきではありませんが、建設等にかかったコストの見合いに限る等の一定の範囲内でのものを認めるべきではないかと考えております。

それから、長期の固定電源への対応ですが、広域機関にもありますようにスポット市場で成行価格での約定を可能にするという仕組みにつきましては、流動性を高め、また、新電力がアクセス容易にするという意味では支持をしたいと思っております。

それから、4番目の既存の相對契約の見直しに関する考え方でございますが、国等が協議に際して基本的に指針を出すということをサポートさせていただきたいと思っております。

それから、留意事項以外の関係でございますが、値差取引の市場あるいは間接的な送電権の市場の開設につきましては、今後、設計ルールあるいはそういったものの使いやすさ、こういうものを視点に大切に推進していただきたいというふうに期待しております。

次に、容量市場についてご意見させていただきます。

まず最初に、稀頻度リスクへの対応でございますが、稀頻度リスクそのものについては、容量市場とは別の商品というふうに対応すべきという見解を支持いたします。

通常の容量市場は、稀頻度的な保険リスクを含まない市場として整理していただくことがよいのではないかと考えております。

2番目の小売電気事業者の短期的な負担増への配慮ですが、まさにこれにつきましては過度な負担にならないようにやっていただくということをサポートしたいと思っておりますので、よろしく申し上げます。

次に、確保の期間ですね。それと契約の期間なんですが、これについては我々の電気事業者だけではなくて、特にプロジェクトファイナンスを構成する際の視点を持っておられます金融機関あるいは投資家の意見も聞いてみるのもいいのではないかとこのように我々も考えておりますので、できればそういった配慮もお願いしたいと思っております。

次に、4番目の系統の安定化コストの負担のあり方ですが、これにつきましては異なる系統設備に関する費用というふうに考えておりますので、容量市場の対象外というふうに考えるのが自然ではないかと考えております。このようなところは議論をいただければと思います。

次に、既設電源の場合の支払いのあり方についてとありますが、容量市場で回収する費用や徴収する投資資金は、既設でも新設でも投資の回収が終わっていない電源については、新設の電源と同じというふうに理解しておりますので、特に既設についてもいいのではないかと考えています。

したがって、逆に言いますと、償却済みの電源については基本的には対象外というふうに、き

ちんとルール適用をしていただくことが必要かというふうに思っております。

次に6の4にまいりまして、引き続きでございますが、一方で既設の電源も対象にするということで、逆に市場が非常に過剰になりまして、価格が低くなるということもありますので、新規電源建設を阻害するようなことにならないように配慮が必要かと。これは余計な話かもしれませんが、我々はこういうことも考えながら、新規の電源建設が進むように進めていただきたいと考えております。

それから、6番目の公平・公正な競争環境の実現でございますが、このモデルを配慮するあまりですが、ネガワット等の新しい技術導入の阻害の可能性があるということがないようにしていくということについては、異論はございません。

7番目の市場支配に関する軽減の措置につきましても、全く同じように支持したいというふうに思っております。

それから、8番目の他制度との整合性の確保ですが、これも重複がないように配慮が必要というふうに考えておりますので、よろしく願いいたします。

次に9番目ですが、卸電力市場の厚み、あるいは需給状況を踏まえた制度設計につきましては、これらをゆがめるような容量市場のあり方は早目に見直す必要があると考えておりますので、その辺は機敏な対応をお願いしたいと思っております。

最後に、これは指摘事項ではございませんが、需要想定の難しさと責任の所在ということを我々は気にしております。

当然ですが、容量市場を設計・運営するには、日本全体の電力需要想定が長期にわたって必要だということは考えております。

その上で、小売電気事業者が将来の需要量を不足するkWを補填するという形になりますので、その補填額が適切であれば適正であれば非常に有効な手段であると思っておりますが、逆に不経済な電源投資を助長するような可能性、いわゆる需要の見誤りですね。そういったことがありますと、合理的な長期需要想定でないことが事後に判明した際の手当てをどのように整理していくかといったことも、あわせて検討していただければというふうに思っております。

次に4番目、調整力あるいはリアルタイム市場ですが、これは制度が詳細になっていないのでなかなか難しいんですが、公募された電源に関してなんですが、市場参加者に公平性とか、あるいは透明性を担保するようなメリットオーダー情報を公開していただくことをぜひお願いしたいと思っております。

次、6分の5のほう、インバランスのお話でございます。

現行のインバランスですが、この制度は、我々リアルタイム市場が成立するまでの、いわゆる

過渡的な仕組みと理解しております。

市場機能を利用して、広域メリットオーダーを実現しようとする取り組みというふうに我々は位置づけております。

一方で、現在の同時同量のルールは、小売電気事業者あるいは発電事業者といった部分最適の集合として全体の需給バランスを担保する、いわゆる堅実な取り組みと考えております。

この2つの取り組みの整合性について、将来的にも検討する場を用意していただきたいと思っております。

それと、全国の電力の需給バランスに整合のあるスポット市場や1時間前・インバランス制度の成立も含めて、検討をお願いしたいと思っております。

それから、最後、先物市場でございますが、流動性の向上策として幾つか挙げております。

スポット市場の一層の活性化が図られますと、次第に市場の参加者は少しでも長目になる期近の先渡し取引に手をつけると考えておりますので、いまだそういった活性化が実現していないことに対する検討評価、それに応じた対応策が講じられる必要があるのではないかと思っております。

例えばですが、バランス停止火力、こちらにあります需給上稼働しないとか、あるいは長期計画停止のような火力につきましては、限界費用に限らず、長期停止の後に必要な起動費だとか、限界費用も考慮したものを先渡しで玉出しが痛ければ、電源を保有する発電事業者にとっても経済的だし、また、我々小売電気事業者にとっても安定的な確保ができるといった取り決めにぜひお願いしたいというふうに思っております。

それから、次、飛ばして6の6へまいります。

既存の見直しに関しましては、こちらにありますように、国が協議に際して基本的な考え方を指針として示すことを支持していきたいと思っております。

最後にですが、ショートモデルについて少しご説明したいと思います、参考資料の1番です。

これは、各市場の我々が考える相関図を少し示しております。左側から右に向かいまして、短期から長期に向かってそれぞれの市場のつながりについて矢印で説明、つながりを説明しております。

下のほうは時間軸としまして、各市場がどのような形で時間とともに進んでいるかをあらわしたものでございます。

最後に、参考資料3でございますが、我々が求めるショートモデルにつきまして、簡単に絵で示しております。

左側のほうがロングモデル、いわゆる需要量に対して発電量が上回る、こういった構図をロン

グモデルと我々は考え、そこから出てくる、電力市場から出る電気を買って調達することで、発電量よりも需要が多い部分を充当することによりまして進めていく、このショートモデルを考えていきたいと思っています。

これは、電力の調達のベストミックスといったものを意識して、さらに、当然ですがリスクとリターンを適正化するといったリスク管理能力を必要としたことが不可欠であります、こういったものに挑戦しながら、お客様に対応していくことを我々は目指していきたいと考えております。

時間を延ばして申しわけございません。以上でございます。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、昭和シェル石油さんからよろしくお願いします。

○柳生田オブザーバー

ありがとうございます。

1枚目に会社概要と所有発電所、それから2枚目に電圧のメニューの紹介をさせていただいておりますので、お目通しいただければと思います。

それでは、ベースロード電源市場から意見を述べさせていただきたいと思っております。

まず、取り扱う商品ですけれども、受け渡し期間に関しましては、1年物というご意見が多いと理解しておりますけれども、小売価格に反映させるためには3から5年といった長い期間での取引のニーズもあるということをご理解いただきたいと思います。

一方で、長い期間の商品となりますと、確かに燃料費調整ですとか、発電所でトラブルが起きたときにどうするかですとか、与信等のリスクが高まる等ということがあって、市場で取り扱うのが難しいという面があるということを理解しますので、これに関しましては、既存契約見直しの指針等とあわせて、旧一般電気事業者と新電力との間で対等の条件で、相対契約の門戸を開くということを検討いただきたいと思います。

それから、適正な供出価格を定義するに当たっては、最初にベースロード電源市場に供出されるベースロードの定義というものを明確にすべきではないかと考えておまして、具体的には、現状の供給力構成上で、24時間稼働する電源を指すというのがベースロードと思えば、原子力、水力、石炭に加えて、効率の良いLNGも対象になってくるのではないかと考えております。

これは、定義の問題というよりは、例えば固定費の安いLNG火力をまぜることによって、不稼働原発の固定費が薄まって安くなるのか、もしくは、変動費の安い石炭をたくさん入れたほうが安くなるのかといったようなことは我々にはわからないので、あらゆる可能性を考えて、なる

べく安価なベースロードとして市場に出ることを期待して申すものでございます。

それから、燃料調整に関しましては、燃料調整不要といった意見もあると思っておりますけれども、供出する側の立場になると燃料高騰リスクを価格にオントップして売値を作りたくなると考えており、もしそのようなことがあるとすれば、これも高どまりしてしまう要因になりますので、透明性を持たせるためにも、ベースロード市場専用の燃調というものを導入するというのも選択肢としてあり得るのではないかと考えております。

それから、供出価格と市場で取り扱う価値の整合性確保という点ですけれども、約定する価格に関しましては、スポット市場に収斂することなく、供出する側に過剰な利益が発生せず、かつ、購入する側が購入をして、適正な利潤が得られる水準となるべきであると思っております。もし、そうならないようであれば、供出量が足りないのであれば供出量を増やすですとか、買い占めている人がいるのであれば買い札を制限するですとか、そういったルールに関する柔軟な見直しが必要ではないかと思っております。

それから、市場参加者の設定という項目ですけれども、原子力や大型水力といったベース電源を保持し得ない新電力と、ベース電源を自社エリアに保持した上で追加的に他エリアに展開する旧一般電気事業者とでは基本的に電源構成が異なっておりますので、新規参加者が優先的に本市場から調達することができるように配慮いただければと思っております。

それから、常時バックアップに関してですけれども、常時バックアップに関しましては、例えば高圧であれば、小売需要の3割までというのが契約可能量となっていると理解しております、ベースロード市場におきましても、高値での買い占め等も理論上あり得ると考えますと、小売側での購入可能量の上限というものも設定することを検討してはどうかと考えております。

それから、常時バックアップの廃止に関しましては、本市場が新電力にとって有効に活用できるレベルで機能しているということを前提にすべきだと思っております、ベースロード電源市場ができたから拙速に廃止するというものないように配慮をいただきたいと思っております。

それから、連系線利用ルールの見直しに関しましては、その他の項目としまして、一度市場を介して約定した場合に、電源構成開示上どのように取り扱うのかですとか、金融的送電権の会計上の取り扱いをどうするのか等はあらかじめ整理の上、事業者にも早目に周知願いたいと思っております。

それから、容量市場に関しまして、稀頻度リスクへの対応ですけれども、先ほどF-Powerさんからもありましたが、電力というのは非常に重要なインフラであることから、市場で扱うというよりは電力広域的運営推進機関、あるいは一般送配電事業者の間で、どこまでリスクを許容するか等の議論をしっかりとした上で、別の枠組みで考えたらよいのではないかと考えております。

す。

それから、稀頻度リスクに関しましては、単純にkWだけを考慮すればよいというものではないと思っております、具体的には3.11の直後、石油火力が発電所の不足を補ったということがありましたけれども、これは石油には十分な備蓄があったりですとか、機動的に燃料を発電所に出荷できるという物理的な利点があったためだと思っておりますので、そういう点も考慮いただければと思っております。

それから、卸電力市場の厚みや需給状況を踏まえた制度設計でございますけれども、容量市場にボラティリティが大きいと当初の予見性が立たないということにつながると思っております、PJMなどの事例を見ていても、かなり大きなボラティリティがあると思っております、これを避けるために、導入前に試験運用ですとかシミュレーション等で、なるべく価格が安定的かつ妥当となるような制度設計にしていきたいと思っております。

それから、容量市場における既設電源への支払いのあり方ということで、1つ目は、総括原価で建設した電源と自由化後にリスクをとって建設した電源とでは、容量価値に軽重をつける等について、ご検討いただきたいと思います。

それから、容量市場そのものは、電源の新陳代謝ということと予備力の確保とは、ある意味相反する2つを成立させるという難しい面があると思っておりますが、古い電源に関しまして、いつまでも価値を提供し続けると新陳代謝を阻害するということにもなりかねないので、例えば発電所のライフサイクルを定めて、それよりも古い電源に関しまして、新設電源とkW価値に軽重をつけるですとか、新設電源には長い期間を担保する等の配慮をいただければなどと思っております。

それから、インバランス制度でございますけれども、基本的には小売事業者と発電事業者がギリギリまでインバランスが出ないように調整するのがあるべき姿だと思っております、以前の制度のようにペナルティが高過ぎるといっても望ましくないことではありますが、現行制度よりも各社が予測精度を高めることについてのインセンティブを強く持てるような修正については、一考の価値があると思っております。

それから、事業者としましては、頻繁に制度が修正されると、システム対応ですとか、なかなかタイミング的に合わせるのが難しいということもございまして、根本的な見直しをするのであれば、例えばリアルタイム市場等密接に関係する制度改革とあわせて、より健全なマーケットの姿の理想形を共有した上で、それに向けた制度変更のスケジュールを事前に共有いただきたいと思います。

それから、先物市場・先渡市場でございますけれども、発電所の燃料費のヘッジ的手段ですとか小売の燃料調整制度との関係で、電力先物マーケットができてだけでは流動性が高まらない可

能性があると思っております。しかしながら、電力事業においてはリスクが多岐にわたるため、リスクヘッジの手段の一つとして先物市場ができることには期待しております。

他方で、例えば原油マーケットのようなところでは、現状としまして投機筋の流入によって不要なボラティリティが発生しているという現状があつて、生活の基盤である電気がマネーゲームの対象に巻き込まれないような設計にさせていただきたく思っております。

それから、その他でございますけれども、非化石市場につきまして高度化法の44%の達成の一助となるものというふうに理解しておりますけれども、他方で、電気事業における低炭素社会実行計画においては、2030年度で排出計数が0.37を目指すこととなっております。

一律、高度化法の44%とするだけでは、小売事業者間でのCO₂に対する負担が不公平になると思っております。排出係数の大小を加味する等、バランスを踏まえた制度設計をお願いしたいと思っております。

それから、非FIT非化石電源など政策的に建設された電源につきましては、旧一般電気事業者の競争力の源泉とするのではなく、非化石価値及びその低廉な電気の価値がしっかりと国民に還元されるような制度設計としていただきたいと思いますと思っております。

説明は以上でございます。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、引き続きまして、電源開発さんのほうからご説明をお願いいたします。よろしくお願いいたします。

○菅野オブザーバー

J-POWER電源開発の菅野でございます。

私どもJ-POWERといたしましては、国内で約1,700万kWの発電設備を保有し、かつ今、新規の開発についても複数の案件に取り組んでいる発電事業者として意見を述べさせていただきます。

まず、基本的な考え方といたしまして、今回のシステム改革での発電事業の今後ということについては、電源の価値がkWh価値、kW価値、 Δ kW（デルタキロワット）価値、非化石価値に分かれてまいりますので、これから発電事業者といたしましては、保有している電源の価値をそれぞれこの4つの価値に区分しまして、複数の市場の中で価値を取引することで収益を実現させて、投資を回収していくということになります。

それぞれの市場が経済合理的に運営されるということで、その経済合理性の判断を事業者としてそれぞれ想定した上で、新規の開発、既設の改修、リプレース、あるいは廃止というような判

断を行っていくと考えております。

将来の事業環境の中で非常に大切なポイントとして2つございまして、まず1つ目は、全国大で価格競争力の高い電源が選択されるような市場を育成していただきたいということと、2つ目は、発電事業者としての事業の予見性確保ということでございます。

この中で特に留意すべき事項は、電力事業の最後のところでの価値になりますkWh価値について、現状での卸取引所の前日のスポット等の市場から出てきます価格の指標性というのが非常に重要だということと、既にここまでの経緯の中で結ばれております既存契約を、新しい市場に対応する形で変更していくということが必要だという点でございます。

次のページでございまして、「全国大」で「価格競争力の高い電源が選択」という趣旨でございますけれども、広域のメリットオーダーの実現のためには、やはり全国市場を基本としたいと考えております。その上で、調整力市場あるいは容量市場においては連系線の容量や地域それぞれの特性に考慮が必要だと考えております。

特に、今後取引所のスポット市場においてはさまざまな施策が行われることで、取引がかなり増減してくると思っております。

間接オークション、グロスビディング、それからFIT電源の投入ということによってかなりkWh市場の価格指標性が異なってきますので、この点については、今後もろもろの政策補助、特にFIT制度がもろもろの政策補助を受け、取引市場に投入されていくことに関しての影響を非常に注意深く見守っていく必要があると考えております。

次のページにまいりまして、発電事業者の事業予見性の確保ということでございます。

先ほど申し上げましたとおり、これから複数の市場でトータルでの収益を実現していくということになるわけでございまして、現状の発電、電気の売買の契約については基本的には相対契約が多く、その相対契約の中でも基本料金と従量料金という形態の契約があろうかと思えます。

こういう契約がこれから大幅に変わっていくわけでございまして、下に時間軸のイメージを示させていただきます。

仮にアメリカのPJM市場を一つの事例として考えますと、容量市場について言えば実取引の3年前に入札が行われて決まっていき、その後、今回のシステム改革貫徹小委の中間取りまとめの考え方からいくと、需給調整市場とベースロード電源市場というのが1年ほど前に入札が行われて決まっていくことになります。

その後、今度はkWh市場、これは先渡市場もございまして、基本的に一番大きいのは前日スポット市場で、前日スポットから時間前という時間軸になっていって、時間軸としては3年前、1年前、それから現物に近づいていくということになりますので、それぞれの発電事業者として

の入札行動としては、3年前に入札するとき、1年前に入札するとき、最終的にkWh市場でどれほどの価値が実現するかということ想定した上で、それぞれの前段階での札入れ、入札価格を決めていくということになると思います。強調いたしますと、事業の予見性を確保するためには、やっぱりkWh市場が、かなり規模が大きくなって、その価格指標が信頼できるものになることが必要だと考えております。

次から、各論でございます。

まずベースロード市場のページでございますが、ベースロード市場について私どもは全国一律の範囲の中で地域的な調整を入れるべきではなかろうかと思っております。

商品についてはやはり1年が基本かと思っておりますが、この1年を基本とする場合でも、燃調、それから市場間の値差、発電所が停止したときの取り扱い、それから与信信用リスクということについての決め事が必要だというふうに考えております。

対象電源でございますが、中間取りまとめの中で地熱、一般水力流れ込み、原子力、石炭という記載がございますが、私どもとしましてはベースロード電源の中には一般水力として流れ込みに加えまして、貯水池式の水力発電も、貯水池式の容量全てが利用できるわけではございませんが、その一定容量は利用可能と考えておりますので、貯水池式についても検討いただければと思っております。その際は貯水池式の活用の観点からは、水系一貫。水系一貫というのは1つの流域の中にある発電所、私どももそうでございますが、ある河川に複数の水力発電所をつくって、一番大きいダムから段々に流してきて使うというカスケードの利用も行っておりますので、この辺について水系一貫での市場供出も検討対象になるべきと考えております。

市場供出量でございますが、これは今後決まることだと思っておりますが、特にJ-POWERといたしましては、ここまで数年間の電気事業者としての自主的な取り組みの中でなかなか旧一般事業者との相対での協議が民民では調整がつかなかったという経緯もございますので、その点についてはぜひ、国における今回のガイドラインに大きく期待をしているところでございますし、2019年度からこの取引を開始するというのであれば、協議期間についても締切が必要なんではなかろうかというふうに思っております。また、その最初の入札の後、毎年毎年、J-POWERを切り出す量についても、旧一般電気事業者との契約の中で協議をするというのではやはり煩雑が過ぎますので、この点についてはその後の見通し、その後の年度年度の切り出し量についても想定ができるというふうなルール化をお願いしたいということでございます。

このガイドラインにつきましては、既に卸電力取引活性化という観点で、地方公共団体の水力の発電所と旧一般電気事業者の間の解消協議ということについてのガイドラインが、平成27年の春に定まっておりますので、この辺のガイドラインについても活用していただいて、実効性のあ

るガイドラインをお願いしたいと考えております。

次のページ、連系線の利用ルールでございますが、この点につきましては、先ほど申し上げたベースロード市場よりもさらに1年早い来年の4月が一番早い実施時期ということになっておりますので、それに向けますと、今、私どもJ-POWERが旧一般電気事業者さんとの間で結んでいる広域的な、連系線をまたぐ契約の変更についても、これは急ぐ必要があるということで考えているところでございます。

それから(2)として、FIT電源再生可能エネルギーとの関係でございます。再生可能エネルギーはこの検討部会の外にあるといえますか、外部の要因になっているわけでございますけれども、外部要因とは言いながら、先ほど申し上げたとおり、卸取引所に投入されることになりますと、卸取引所の価格に大きく影響する可能性がございますので、この点についての見きわめが必要。

さらに申し上げますと、仮にこちらの検討部会での市場設計が非常に合理的になったとしても、FIT制度側にさらに恩恵、支援するような政策措置が別途設けられることになると、その影響は強く出るということについて懸念をしております。

次のページ、容量市場でございます。

容量市場は今後、集中型という原則の中で検討されるものと考えております。

稀頻度については、今、他の事業者からもご意見ございましたが、稀頻度問題というのは日本独特の問題もあろうかと思っておりますので、その点について十分な検討が必要と考えております。

基本的には全国一律の市場として考えていきたいと思っております。

それから、発電事業者の立場からしますと、新規の投資、既設の更新投資等々もろもろの判断の中で、一番重要なのは、投資の回収期間をどう考えるかということでございまして、この投資の回収期間を踏まえながら、今後の本作業部会の中でアメリカのPJMで採用されているCON Eのようなものが具体的に検討されるものと思います。

ただ、この投資の回収期間については、いわゆる今の日本の税法上の火力発電設備の機械装置は15年といったような償却期間に基づくのか、あるいは政府のほうで震災後2度行われたコスト検証委で用いられた事業期間40年間といった考えもあるわけでございますので、何年を目途に投資回収を発電事業者として考えるべきという制度になっていくかということによりまして、大きく影響を受けると。

さらには、発電所をつくった後の運用費をどう考えるか、設備更新投資が何年にどういう投資があるかということについても、こういう点については千差万別なわけでございますが、この複雑な発電事業の実態をある程度把握していただいた上で、何らかの割り切りが必要だろうと考え

ているところでございます。

いずれにいたしましても、容量市場での入札が一番最初になるとしますと、その後の市場がどうなるかということ予測した上で、容量市場への札入れをするということになるわけでございますので、その点の整合が必要かと考えております。

あと、先ほど申し上げましたとおり、既設契約の変更については、容量市場向けにも必要になると思っております。

特に、容量市場で3年前に入れるということについて、その後の市場あるいは毎年のベースロード市場との関係の中で、供出量がどうなのかということについては、非常に重要な問題だと思っております。

事業者の責によらない長期停止というものが、仮に原子力のバックフィットのような問題が生じたときにどう考えるのかということについても、ご検討をいただきたいと思っております。

あと、その他の論点につきましては、需給調整力市場については容量市場の後になろうかと思っておりますので、その手の整合ということに考慮をいただきたいということと、非化石価値の取引につきましては、FIT電源がFIT期間を満了した後に、FIT制度に頼ることなく新陳代謝を行うためのインセンティブになるかという視点も必要かと考えております。

既存契約の見直しでございますが、これは繰り返しになりますが、これから4つの価値に電源の価値を分けていくということであれば、既存の4つの価値が1本の契約になっているものについて大幅な変更が必要でございます。これについて、それぞれの当事者が何回も協議をするというような煩雑さを避けるという意味からも、早期の指針の策定をお願いしたいと考えております。

あと次の参考1は、過去に当社が監視等委員会に対して、プレゼンをさせていただいた資料を添付しているものでございまして、参考2につきましては、当社の日本国内での事業の全体の概要と、J-POWERの海外で行っている事業の中でのアメリカの分を取り上げてございまして、その中にPJM管内での事業を4つのサイトで行っているという点を示させていただいて、今後またご意見をさせていただくことがあろうかと思っております。

以上でございます。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは続きまして、東京ガスさんのほうからご説明をお願いいたします。

○佐藤（裕）オブザーバー

それでは早速説明に入らせていただきます。東京ガスの佐藤でございます。

まず、資料の34ページで、私どもがこの制度検討作業部会でご議論いただきたいことを簡単な

ポンチ絵で示してございます。

私どもは小売の電気事業者でありつつ、発電所の運営もやっておりますので、そのような立場から、全体としてこういう方向性でご議論いただけるとありがたいという考え方をまとめたものでございます。

上から2つ目の四角にありますとおり、やはり新電力が競争力ある電源を安定的に調達できる制度をどのように整備するかが一番大事ではないかと考えております。

現在、発電市場が旧一般電気事業者さんの寡占状態にある中で、どうやってそれを実現していくかが、これからの検討のポイントであろうと思っております。具体的には、その下の矢印の一番左のとおり、まず発電市場をいかに活性化していくかということ。多様な新規参入者が発電市場に参入することをどうやって促していくかというお話です。

続いて、真ん中の部分が、電源調達環境をいかに改善するかということで、新電力の電力調達手段を多様化するとともに、リスクをいかに低減するかという視点です。

続いて、右側は新電力のベースロード電源へのアクセスの問題でして、やはり新電力が新設により保有するのは困難な電源についてはある程度制度的な措置をもって、競争環境を整備していくことが必要ではないかと考えております。

その下に、今回のこの作業部会の論点を幾つか整理しておりますけれども、本日は時間の関係もありますので、赤で記しております容量市場とベースロード電源市場のところにポイントを置いてご説明を差し上げたいと思っております。

続いて、35ページで、私どもが発電事業者でもあるということから、実際に火力発電所の新設を意思決定する場合にどのような課題があるかを簡単にまとめさせていただきました。

まず、事業性の確保というところでは、卸電力市場の価格は今後低下すると想定され、kWh当たりの利益が減少していくということ。さらには、その発電所の稼働率自体も減少して、kWhの量も減少していきます。

こういう中でいかに事業性を確保していくかが非常に大きな課題になっております。できるだけ競争力ある原動機を入れられればよいのですが、実は私ども新電力は、所有する電源に余力がないため、トラブルリスクをいかに下げるかというのも重要なポイントになります。

そういった意味で、やはり実績の少ない最新鋭の機種を入れるというのはかなり勇気が要ることとございまして、これまではどうしてもそこに手がつけられなかったというのが実態でございます。

ただ、先ほど申し上げたような難しい市場環境の中で、この問題をいかに解決していくかというのは非常に重要なテーマになっております。

続いて、事業の予見可能性ですが、電源の投資評価を行う際には、やはりJEPXの価格が一つのベンチマークになると思いますが、先行きの見通しを立てるのが難しく、電源から見た場合に収入の不確実性が非常に高くなります。電源の収入をしっかりと固められないと、プロジェクトファイナンス等できちっとした融資を受けることが難しいという実態がございます。

また、最後の点は少し毛色が違うのですが、電源の系統への接続の問題でして、私どもが新しく電源を送配電網につなごうとする場合に、なかなか空き容量がなくてつなげないという課題があります。

実際には、旧一般電気事業者さんの長期計画停止電源が、まだ系統にぶら下がったままになっておりまして、もし動かさないのであれば、そういったものを速やかに廃止していただいて、送配電網をあけていただくようなルール化ができないかという思いがございます。

以上のような課題を前提にしまして、次のページ以降は幾つか論点のところを具体的に挙げたいと思います。

まず、36ページでは、ベースロード電源市場についてでございます。

基本的な考え方としまして、このベースロード電源市場は、旧一般電気事業者さんと私ども新電力の競争条件をそろえるための一種の非対称規制であると考えております。

具体的には、やはり私ども新電力は、原発とか大規模水力を新設することは難しいという中で、これを調達する手段は旧一般電気事業者さんがお持ちのものを分けていただくしかない、その環境としてベースロード電源市場に期待しております。

一方、石炭火力については、今現実に新電力が新しい新設計画を進めているという中では若干性質が違うのかなと考えております。

ただ、十分な供給規模の石炭の新設が進んでいくにはまだまだ時間がかかる見通しである上、計画がそのまま進まないリスクも現実に存在しておりますので、少なくとも新電力が検討中の石炭火力の相当量が運開するまでは、石炭火力についてもベースロード電源市場への切り出しは必要と考えておるところでございます。

また、その次のところですが、一定量をベースロード電源市場に出していただいたとしても、相当量のものはまだ旧一般電気事業者さんがお持ちであり、旧一般電気事業者さんの発電部門と小売部門の間の相対取引でそれらが使われるチャンスが十分にあると考えられますので、ベースロード電源市場で旧一般電気事業者さん系の新電力の扱いをどうするかは一考の余地があると思っております。

次が留意事項でございますけれども、まず大きく電源の供出側と調達側に分けまして、供出側については十分な量の確保と適正価格での売り入札ということを求めたいと思っております。

量については、後ほど述べるとおり、新電力の最大の買い札量を、自社で持つ契約合計値の3割のkWとすることを前提に、これを十分上回る量の売り札を入れていただきたいと思います。また、価格の面では、売り札について、上限価格に規制を設けていただきたいと思います。

基本的には、限界費用と必要最小限の経費ということになるかと思いますが、少なくとも固定費部分については、電源の引き渡し時点で稼働が見込める電源のみを対象としていただけるとありがたいと思います。

続いて、買う側のところですけれども、ベースロード電源市場は、一種の特殊なマーケットであると考えておまして、これが結果として前日市場や先渡市場に悪影響を与えてしまうおそれについても考える必要があるかと思いますが。

あとはもう一つ、競争条件の公平性という点で買入側にも一定の規制を課すべきではないかと思っております、具体的には適正な買い入れを促すルールとして、まずは転売の禁止と、購入量については、新電力が持つ契約合計のkWの3割までという条件をつけてはいかかかと思っております。

また、先ほどちょっと触れましたけれども、旧一般電気事業者さん系の新電力さんについては、そのエリア外で活動される場合に、新電力として活動するといっても、自社のグループ内での相対での調達が可能ということを見まして、ベースロード電源市場からの調達については禁止という案もあるのではないかと思っております。

以上がベースロード電源市場についての弊社の考えでございます。

連系線利用ルールについては、ぜひこれも進めていただきたいのですが、極力早期にエリア間の値差ヘッジ商品をご用意いただきたいというのが具体的な要望になります。

続きまして、37ページにまいりまして、容量市場でございます。

容量市場については、海外でもいろんな事例がございますし、幾つかの考え方があると思っておりますけれども、私どもといたしましては新規の電源投資をいかに促進するかということと、あとは卸電力取引市場の前日市場取引の流動性向上にいかに寄与するかということに、うまくこの容量市場制度がはまればよいという観点から、少し検討をしてみました。

まず、最初のところで、これはもう一つのアイデアとしてということなのですが、集中型の容量市場に参画した電源のkWhは、全てスポット市場に販売するということにしてはいかかかと思っております。

その上で、その前提の中で、容量インセンティブを付与する対象を新設・リプレースの電源と既設の電源の2つに分け、異なる考え方でkWの価値を付与してはいかかかと思っております。

なお、先ほどの「容量インセンティブを受けた電源を全てJEPXに投入する」ということと

整合をとろうとするならば、実際にその容量価値を小売として負担するのはJEPXとの調達量に応じて負担するという考え方になると思っております。

新設およびリブレース電源に対する容量インセンティブについては、最初に申し上げました新規の電源投資を促進するという観点から、kW価値を高く評価していただきたいと考えております。

あともう一つ、これはアイデアとしてなのですが、その中でもさらに、高効率の最新鋭電源に付加的なインセンティブを与えることが可能になりますと、先ほど申し上げました、なかなか新電力が最新鋭の電源を採用しにくいという課題の解決に資することが期待できます。先ほど申し上げるのを失念しましたけれども、最新鋭の電源というのはまだ価格が高いという面もありますので、そういったところも勘案して高効率電源、最新鋭電源に対して追加インセンティブを与えるというアイデアもあるのではないかと考えております。

一方、既設電源につきましては、どの程度の範囲で容量価値を与えるか、いろいろな議論があるところだと思います。

ただ、少なくともスポット市場に玉を入れるという電源について、既設電源にしっかり必要経費等を回収させるためにも、容量価値を与えるというのは整合のとれた考え方だと思っております。

その際、インセンティブをどの程度の水準にするかは、最終的にJEPXから調達する新電力の負担がどの程度になるかというところを見ながら決定すれば良いと思っております。

なお、新設電源のキャッシュフローの予見可能性を高め、ファイナンスでいい条件をつけてもらうとか、あるいはプロジェクトファイナンスとしてちゃんと成立しやすくするという観点からは、この集中型の容量市場を活用せず、相対契約でkWとkWhをセットで第三者に販売する、第三者のオフテイクというものも認めてよろしいのではないかと考えております。

続いて、調整力公募・リアルタイム市場ですが、お時間の関係でごく簡単にいたしますけれども、基本的な要望としましては、リアルタイム市場にできるだけ早期に移行していただきたいというところでございます。

続きまして、38ページで、ちょっと時間の関係ではしよりますけれども、先物・先渡市場のところにつきましては、将来的にはベースロード電源市場はその役割を終えた段階で先渡市場に一本化すべきと考えております。

私、先ほど、ベースロード電源市場の価格を抑える観点から前日市場や先渡市場と裁定が働かない仕組みにすべきと申し上げたつもりなのですが、最終的な段階では、やはり裁定が働かない構造は健全とは言えないと思っておりますので、十分に新電力のシェアが高まり、電源をお持ちの事業者さんが市場への玉出しを自主的にどんどんやるような段階では、もうベースロード電源

市場は役割を終えたと考えて先渡市場に一本化してよろしいのかなと思っております。

すみません、ちょっと押ししてしまいましたけれども、ご説明としては以上になります。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは最後に、事務局から、海外の集中型容量市場における需要曲線等の設定方法についてということで、参考資料1の補足説明をお願いいたします。

○曳野電力需給・流通政策室長

では、参考資料1に基づきましてご説明をさせていただきます。

先ほど、電源開発、J-POWERさんのほうからの容量市場に関する説明の中で、CONE（コーン）というご説明がありましたので、こちらのほうを補足説明をさせていただきます。

これはアメリカのPJMの例でございますけれども、容量市場の価格、買い上げを行う市場管理者が設定する需要曲線の設定の仕方でございます。

この諸外国の集中型の容量市場においては、まず新規の電源投資を促すために必要なkW価値の支払い額を設定をいたします。

この3つ目のポツでございますが、アメリカのPJMの場合には、仮想のガス火力のプラントを想定しまして、新設する場合に要する総コストから容量確保期間における卸電力市場、あるいは調整力市場からの収入を差し引いた額というものを、Net Cost of New Entry、Net CONEという形で設定をいたします。下のグラフで言いますと、②の部分の額に相当いたします。

目標となる予備率が設定された場合に、この価格が設定されるというような形で、前提として②のポイントを設定をいたします。

これを具体的に予備率、プラスマイナスいろいろ技術的な検討がありますけれども、この場合ですと、プラスマイナス4%の範囲内で上限がNet CONEに比べて1.5倍と0.2倍という形で斜めの需要曲線を設定いたします。

その結果として、1.5倍上限、それから0.2倍を下限とする需要曲線を設定いたしまして、これに対してそれぞれの発電側が入札した供給曲線との間で、結果的に交点が約定価格となっているというような考え方になっております。

ちなみに、次のページでございますけれども、もともと、ある一定の予備率を確保するために制度発足当初のPJMの需要曲線が縦でございました。縦であった結果、この供給曲線が少しシフトした場合に、大きく価格変動をしていたということでございます。

先ほども、F-Power 沖副社長のほうから、需要が確実に見通せるのかというようなお話

もありましたけれども、確実に見通せなかった場合の、ないしはずれた場合の変動がこの右と左をご確認いただくと、相対的に小さくなるということでございまして、結果的には、予備率がずれた場合の価格変動が小さくなるというような需要曲線の効果があるというふうに認識をしております。

もともとこのkWの変動が大きくて、適切な価格シグナルを発信できなかったということで、電源の新陳代謝を促す効果が限定的だったという現象に基づいて、この現在のような需要曲線が主流となっているということで、イギリスも基本的にはこのような需要曲線の形になっているという認識でございます。

以上、補足でございます。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、事業者さんの皆さんからいただきましたご意見につきまして、ご質問、ご意見をこれからお願いしたいと思います。

いつものとおり、お手元の名札を立てていただければご指名いたしますので、よろしく願います。

それでは、廣瀬委員からお願いいたします。

○廣瀬委員

ありがとうございます。ご説明ありがとうございました。

大変細かい質問になりますけれども、2点ほど教えていただきたいことがございます。

まず、昭和シェル石油さんに対しまして、ページでいうと19ページ、ご回答の5/5のところですが、先物市場・先渡市場のところで、マネーゲームの対象に巻き込まれないような設計をということで、原油マーケットと照らし合わせてのご意見だったかと思いますが、例えば、具体的にどのような設計の内容であればマネーゲームの対象に巻き込まれない可能性が高くなるのか、もし現時点でお考えがあれば、教えていただければと思います。

もう1点は、ページでいいますと36ページ、東京ガス様からですが、ベースロード電源市場に関してご意見をいただきまして、旧一般電気事業者及びグループ会社は、エリア外でも買い入札を禁止、という考えもあるのではないかということでしたが、これは、いわゆる新電力が3割をきちんと調達することの障害にならなければ買っていいということなのか、もう少し強いお考えで禁止すべしということなのか、背景にあるお考えを教えていただければと思います。

以上2点、お願いいたします。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、柳生田さんからお願いいたします。

○柳生田オブザーバー

すみません、具体的には何か今、アイデアを持ち合わせているわけではございませんが、流動性を高めるといこととボラティリティを低めるといことは、物すごく難しいことだと思っています。市場任せだけにしてしまうと、原油マーケットのようになってしまうということは事実としてあるので、そうなるんだとすれば、何がしかの制限を外側から加えないと、かなり大きな変動を伴ってしまうリスクがあると思っています。

○横山座長

それでは、東京ガスの佐藤さんのほうからお願いします。

○佐藤（裕）オブザーバー

実質的に、3割分の調達を阻害しないのであれば、そこまで規制する必要はないのではないかとのご意見、かなりごもつともと思います。

問題は、調達に支障を来さないかどうかに対しての懸念があるということです。例えば、旧一般電気事業者さんのグループ会社さんは、相対調達でもとれるし、マーケットでもとれるという形になった場合に、できるだけ先にマーケットからとるなど、新電力の調達に悪影響がある行動を取りうるところがちょっと心配です。また、ベースロード電源市場の価格決定のメカニズムがどういう仕組みになるかに関連しますが、仮にこれがザラバ方式で決まってしまう場合、事前の情報入手をある程度できる事業者とそうでない事業者に分かれるようなことがあると、ちょっと公平性の観点から懸念が出てくるのかなと思います。

そういう意味で、すっきりした感じにするのであれば、禁止していただいたほうがすっきり感はあるかなと思った次第でございます。

○横山座長

よろしゅうございますでしょうか。

それでは、松村委員、お願いします。

○松村委員

取り急ぎ今の件に関連することだけ発言します。

最後の件です。私も疑問に思っていて、それはF-Powerもそういうことを発言したと思っている。例えば、旧一般電気事業者は大きな事業者なのだから、ベースロード市場に無制限に入ってきてもらったら困るということを発言したと思った。東京ガスも、そういう理由ではないけれども、一定の制限を言及した。その制限の意味を教えてください。まだベースロー

ド電源市場がどうなるのかわからないのですけれども、例えば、全国一律ではなく2つに分けることに仮になったとして、東と西になったとして、東の事業者が西で買うというのはいいし、西の事業者が東で買うのはいいけれども、東の事業者が自分も出しているこの東の地域で買うことを制限すべきだということでしょうか。

そうではなくて、仮に市場が東西に分かれたとしても、東の事業者も、西でもどこでも、そもそも買うべきでないというレベルでしょうか。

あるいは、最も完全に自由だったら、全国で1本だったとしても出してもいいという制度設計もあり得ると思いますが、どんなレベルで制限すべきと考えたのか。

もし大きな事業者、小さな事業者というカテゴリーを重視するなら、東京電力は大きな事業者だから、仮に西の市場だって買い手になるべきでないという議論はあり得ると思います。しかし、では東京電力はだめだけれども、北陸電力はいいとかという議論になりかねない。あるいは、エネットが大きくなってきたら、エネットは遠慮すべきじゃないという議論にもなりかねない。本当に意味のある議論なのか。どういう論拠で、どういうことをイメージされたのかということ、今でもありがたいですが、追々でも構わないので、どういうことをイメージして言われたのかを教えていただきたい。

以上です。

○横山座長

まず、東ガスの佐藤さんからお願いします。

○佐藤（裕） オブザーバー

それでは、若干ちょっと言葉を変えて補足を申し上げますと、新電力が完全に内外無差別で電源にアクセスできる状態であれば、恐らくこういう禁止行為とかは必要ないと思います。

実際、私もちょっとここは問題かと思っていたのは、旧一般電気事業者さんも、グループ会社さんとの関係というのは、各社さんで異なるでしょうし、ルールも違うでしょうから、そういったところを全部1つのように網をかけるというのもどうかと思っていて、問題となるのは、調達先としてベースロード電源市場も相対契約も選択できるという中で、他の新電力との公平性が担保できるか、という点です。ある程度内外無差別の運用が担保され得るような仕組みになっていけば、問題はないと思っております。

申し上げたかったのは、そういうニュアンスでございます。

○横山座長

ありがとうございます。

それでは、小宮山委員からお願いします。

○小宮山委員

詳しいプレゼンのほう、どうもありがとうございました。

私のほうから、まず、昭和シェル様に伺いたいことがございます。

容量市場のところで、例を2つお挙げになられていらっしゃいましたが、まず、後者の新設電源には長い期間を担保するなど検討をいただくというのは、これはおっしゃるとおりで、こうした予見性確保というのは極めて重要なポイントになると思いました。

それで、伺いたい点がありますのは、前者の、何か1つの発電所のライフサイクルを30年と定める例をお挙げになられていらっしゃいましたけれども、恐らく実際のある程度経年化した石油火力やLNG火力というのは、ある程度経年した場合は、設備の修繕とか更新投資を行いながら、長く使うというのが現状かなという気がいたしました。

そういたしますと、このライフサイクルを何かしら、何年と定めるというやり方に、やや違和感を覚えたのですけれども、これを今回例に挙げられた何かしら強い理由がもしあるのであれば、ご説明いただければと思います。

それからあと、電源開発様のほうに質問が1点だけございます。

ベースロード電源市場に供出する電源に、地熱、一般水力流れ込み式、原子力、石炭に加えて、貯水池式を加えるというご提案をいただきました。

それで、私の理解ですけれども、恐らく貯水池式のほかに調整池式というものもあると思っておりますけれども、調整池式と恐らく貯水池式というのは、ある程度すみ分けしながら、調整池式のほうが恐らく日間とか週間、それから、貯水池式はある程度ゆっくりした季節間とか、年間のある程度ゆっくりした変動に対応する電源として、私自身理解しております。

ですので、恐らく貯水池式というのは、需給調整上の価値の高いところで使うことが、電力システム全体では最も便益になる使い方なのではないかと理解しておりますけれども、ここで今回貯水池式を挙げられた、もう少し詳しい技術的背景についてご説明いただけると、大変ありがたく存じます。

それからあと、最後に、東京ガス様のほうにご質問がございます。

ベースロード電源市場のところで、十分な量の確保というところで、ちょっと細かい点で恐縮でございますけれども、新電力が持つ契約合計値の3割のkWという記述がございます。その契約合計値のところの、もう少し詳しい意味をご説明いただければと思います。

それはなぜかと申し上げますと、恐らくおっしゃるとおり、さまざまな事業所や家庭なり、業務なり、恐らく負荷パターンは非常に異なりますので、契約合計値で見ると、一方で正しい可能性もあり、一方である程度電力需要というのは、ご案内のとおり不等率というのがございま

して、ある程度同時に需要をする、恐らく需要家さんも多数いらっしゃいます一方、契約合計値を純粋に積み上げると、若干その需給の実態からかけ離れる可能性がありやしないかというところなので、もう少し何かしら特段ここで契約合計値とご記載された理由があれば、もう少しご説明をいただければと思います。

それから最後に、こちらはコメントでございますけれども、最新鋭機への投資リスクは非常に大きいという話で、私も全くおっしゃるとおりかなと思いました。

それで、ここの高効率機というのは、ある程度やはりkWよりもkWhのほうでよりメリットが出てくると思いますので、kWh市場のほうでもこうした電源の新設にある程度制度的な措置を検討することのほうがより重要なのではないかと感じました。

以上でございます。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、まず、柳生田さんからお願いします。

○柳生田オブザーバー

30年という期間に何か特別な意味があるということではございません。

申し上げたかったのは、固定費を回収し切った電源費に対して追加的にkW価値を与え続けると、電源の新陳代謝が逆に阻害されるということで、ある一定の期間の中で固定費は回収すべきだという考え方です。それでは、一定の期間を何年にするかということ、ちょっとなかなか難しいかと思うんですけれども、一般的なプロジェクト期間でもある15年という、なかなか事業者の立場になると15年では少し短いと思っています。今回出した30年という数字については、今までの電源のリプレースを見ますと、30年ぐらいたった電源というのは、競争力が基本的には新陳代謝されるべきだなと、感覚的なものがございましてということでお考えいただければと思います。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、菅野さん、お願いいたします。

○菅野オブザーバー

貯水池式のダムの発電について言えば、需給調整の能力があるのはご指摘のとおりでございますが、ここでもう一つ水系一貫ということも言わせていただきまして、一つの川筋に複数のダムを有していて、上から順々に水を使い尽くして発電していくわけですが、そういうものでは、特に一番上のほうに例えば10万kWぐらいの大きいサイズのダムがあれば、その後その下に幾つか小さいダムが連なっている場合に、年間を通してベタの発電を行っており、そういうベタでの発電

の部分は、十分ベースロードの条件にかなうであろうというふうに考えております。

10万kWのダムでは、そのkWが全部というわけではなく、例えばその5分の1ぐらいであれば、十分ベースロードとして供給可能ではないかと。私どもの運用の実績として、そういうふうに考えた次第でございます。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、東京ガスの佐藤さんからお願いします。

○佐藤（裕）オブザーバー

ご指摘の点は、社内でも十分議論したところでございます。

実はこの契約合計値の3割というのは、買い札の量であるとともに、弊社案では調達する側の購入上限量という縛りにもなっていて、そうなりますと、ある程度客観的に証明できるものでなければいけないと考えております。おっしゃるように実際の実デマンドの最大値から計算する方法というのがあるのですが、いつを基準とするかとか、現実には気温でかなり振れたりとかいろいろな問題があって、なかなか証明が難しいため、客観性がとれるということで契約ベースにさせていただいたというのが主な理由です。

あと、加えて言うならば、これまでは常時バックアップの仕組みの中で、同じような考え方でやってきておりますので、比較的なじみやすいという視点もございました。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、松村委員、お願いいたします。

○松村委員

先ほど言わなかった点で申し上げます。

私もJ-POWERさんのご提案、ダム式の水力全部というのは、調整することのできるとても価値の高いものをベタで使うのは、日本全体としてもったいないと思っていたのですが、おっしゃったことはとりあえず理解しました。

ただ、そうすると、これは一律ではなく、運用を見てということになり、ベタで動かしている部分というのがほとんどなく、電気の価値の高いところで使っているような電源はもちろん対象にならないはず。そういうことをケース・バイ・ケースで見て、恒常的に使っているような部分を限定的に出すということだと理解しました。

それでよければ、これ以上説明いただかなくて結構ですが、一つ一つ精査するというのではなく対象にするということだとすると、またご説明をお願いします。

それから、昭和シェルのご説明でも、ほかの事業者も今までそうだったのですが、ベースロード電源市場で3年とか5年とか10年とかという長期も欲しいという話が一方であり、しかし長期にすると設計がとても難しいということがあり、とりあえずスタートとしては1年でいいと言っていたのは、とてもよかった。これで大分めどが立ったというか、そういう方針で今後制度を設計すればいいと思います。

一方で、この点に関して、重要なお提案をいただいたと思っている。それは3年とか5年とかというものももちろん欲しい。欲しいけれども、旧一般的事業者が自社の小売部門とやっているような、やっているであろう長期的な契約と同じ条件で、新規加入者もその長期の相対契約でもらえるのだとすれば、ベースロード電源市場で3年、5年ものを無理して作らなくても、それで代替できると言っていたと理解しました。

それは内外無差別をどれくらい徹底できるのかに依存して、なお長期の商品が長期的に必要なのか、あるいはそちらで替えられるのか、その内外の差別の実効性を見ながら判断していくということ言っていたと解釈しました。その発想は、とても建設的だと思います。そのようなやり方でベースロードは1年。ほかのところは、内外の差別の相対取引というので手当てしていくというのも一つの考え方だと思います。

ただ、そうした場合には、そういう格好で内外の差別で相対取引で新電力に出した量の分を、ベースロード電源市場の供出義務量から差し引かなければ辻褄が合わなくなる。その辺の設計をどうするのか、重要な課題をいただいたと思いました。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

ちょっとご質問があったと思いますが、菅野さんのほうは何かございますか。

○菅野オブザーバー

ご指摘のとおりでございますけれども、基本的に水系一貫での運用が事業者として可能になれば、その中での実績として、同じkWで年間出せる部分というのを判断して、札を入れることが可能になるということでございます。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、柳生田さんのほう、何かコメントありましたら。

○柳生田オブザーバー

松村先生おっしゃるとおりでございますけれども、今、そういう相対契約に関しまして、特に

門戸が開かれているという状況ではないのも事実でございますので、この制度設計において、そういうものが新電力からアプローチがあった場合は、受け入れていただくという整理をしていただければ幸いですと思っております。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、曾我委員、お願いします。

○曾我委員

私からは2点ございまして、まず1点目が容量市場と新設電源のファイナンスについてご発言いただいたF-Power様と、あと東京ガス様にそれぞれご質問をさせていただければと思います。

まず、確かに新設電源を設置するに当たりましては、多額の初期投資費用ということで、プロジェクトファイナンスを初めとするファイナンスによる資金調達というのが一つの重要な命題になるというふうに認識しております。

ファイナンスが阻害されるということは、投資が促進されないという結果がもたらされる可能性がございまして、そうするとせっかくの制度設計をしたことが、意味をなさなくなってしまうというところが懸念の一つとしてあり得るかとは思うんですけれども、まずF-Power様の5ページのプレゼンの資料の中で、事業リスクですね。

3の容量市場の3番のところなんですけれども、容量確保期間等については、金融機関等の意見も聞いてはどうかというご提案をいただいております。その際に、投資する際に、事業リスクの一部をヘッジするニーズ等を考慮する必要があるというふうにご指摘いただいているんですけれども、こちらは要はファイナンスに当たっての、要は事前にキャッシュフローが安定して十分得られることが予測できるということがプロジェクトファイナンスにおいては必要な条件だと思うんですけれども、ここで言う事業リスクというのはどういったリスクをご想定なのかと。

要は、いわゆる天変地災のような不可抗力リスク等々というよりも、マーケットリスクとか制度変更リスクとか、そういったあたりに関するヒアリングをされたほうが良いというご趣旨なのかというのが、まずF-Power様に対するご質問でございます。

東京ガス様におかれましては、37ページですね。3の容量市場のところで、上段の真ん中辺なのですが、要は新設電源のキャッシュフローの予見可能性を高め、ファイナンス上のメリットを得る観点から、集中型の容量市場を活用しない、相対契約での販売も認めるべきというご提案をいただいている点について、これは具体的には集中型容量市場によるとファイナンスが得られない可能性についてご懸念ということなのかなと思ったんですけれども、ここはちょっと具体的に

もうちょっと伺えるとよろしいかなと思います。

以上が1点目のご質問でございます。

2点目はすみません、こちらは電源開発様のプレゼンにつきまして、既存契約の見直しについていろいろご提案いただいていると思うんですけども、ちょっと私のほうでまだ余り理解し切れていないところがあるとすると、旧一般電気事業者様のほうで既存契約の見直しに応じることで、どのあたりが特にクリティカルな不利益なのかという点を、すみません、ちょっとこれはもしかしたら前回のプレゼンされた旧一般電気事業者の方に伺うべき点なのかもしれないんですけども、要は初期投資とか投下資本が回収できない、毀損してしまうといった、そういった懸念というよりも、将来にわたって、例えば償却期間後の定額での電源調達ができなくなって、いわゆる既得権に対する影響というところでとどまるものなのか、それ以外にも何かクリティカルなものがあるのかというところは、すみません、ちょっと確認させていただければと思います。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、まず沖さんのほうからお願いします。

○沖株式会社F-Power副社長

容量市場に関する、ファイナンスに関するお話ですが、容量確保の期間と契約期間というお話がありますので、これに関して申し上げますが、まず、契約期間そのものというのは、結局は固定費の回収の期間そのものでありますので、そういう意味では、我々いろんな発電所をつくるときにプロジェクトファイナンス、実際に使っております。その中でレンダーといろいろもめる話というのは、やっぱりレンダーは基本的にはリスクをとりません。その分を全て契約の中に押し込んで、リスクをこっち側につけるというのが基本になっていますので、そういう意味で、我々が一番心配するのは、まず契約期間の間に固定費が回収できるかということ。

さらに申し上げますと、その中で、例えば15年なら15年の間ですけれども、キャッシュフローが回るかどうかというところがやっぱり一番大きな問題であると思っています。

実際に我々がその容量市場の中で応募して、実際にそれを市場としてそれが売れたとしても、制度が急に変わってですけれども、その間にこれまで考えていたキャッシュフローが途中で切れてしまうといったことがあってはならないわけですね。その時点でファイナンスのものは毀損してしまいますので、そういったことを含めて一旦レンダー側、あるいはファイナンス側のほうですけれども、どういったことがリスクになっているか、どういったことを制度として織り込んでほしいかといった部分をきちんと聞いていたことが、我々としては逆に、そういったレンダーの考え方を聞いた上で安心して容量市場に出せるといったことになるのではないかと考えておりま

すので、我々が考えるのはその一部をヘッジするニーズというのはそういうところを含めてですが、金融機関にお聞きなるということは非常に有効な手段ではないかなというふうに思っています。

ただ、具体的に何をどういうふうにとというのはこれからの議論だと思っていますので、今のところアイデアとしてはまだ何とも言いようがないというところがあると思います。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、東京ガスの佐藤さんからお願いします。

○佐藤（裕）オブザーバー

おおむね今、沖様のほうから説明があったところと近いのですが、プロファイで金融機関、レンダーさんと話をしていると、まずしっかりとしたオフテイクを固めることが融資の条件と言われるのが、今現在の実態でございます。

そういう中で、この容量市場が、それにかわるだけのキャッシュフローに予見性を与えるものとして設計できれば、可能性として容量市場を使っても十分にファイナンスがつくことがあり得ます。ただ、いろいろ考えてみたのですが、まず一つは、長期の融資期間の間、制度の変更というものについてどう考えるかは、やはり難しい問題で、金融機関から見ればその制度変更リスクが払拭できないのではないかと考えました。あと、もう一つの方法というのが、そういったリスクを全部オフテイクする側に押しつけるという話になるのですが、我々そうやってオフテイク側として買っている案件も結構あるのですけれども、発電側のリスクを全部小売側に寄せていけばいくほど、小売側として事業採算がとれなくなって、結局ファイナンスが成立しないということも起こってまいります。ここはなかなか悩ましいところで、制度変更リスクとかまで考慮しますと、相対契約のほうファイナンス上かなりメリットが出る場面が多いのではないかと考えた次第でございます。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、電源開発の菅野さんからお願いいたします。

○菅野オブザーバー

一方の当事者である私ども J-POWER の認識を申し上げますと、震災後しばらくの期間はやはり各旧一般電気事業者さんは、供給力そのものの不足の懸念があったということから、いわ

ゆる切り出しということに依じづらいという状況があったかと思います。ただ、現状では供給力不足という懸念は大分払拭されており、そういう意味では比較的安価で調達できる電力を自発的に手放すということについて、やはり企業行動としておかしいのではないかという考えが、両者間で話が見つからない要因の中で、旧一般電気事業者さんの一番大きな課題だというふうに私どもは認識しております。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、続きまして、又吉委員からですね、お願いします。

○又吉委員

ご説明ありがとうございました。

幾つか質問と意見、お願いしたいと思います。

まず、ベースロード電源市場につきまして、東京ガスさんにお伺いしたいのですけれども、いわゆる供出量のところなのですが、これは下限はない、明確化しないというご意見という理解でよろしかったでしょうか。

今回、上限ということで、買札量最大でkW契約量の3割ということなのですが、新電力さんの需要の年負荷率、今大体2割弱ぐらいで、kWベースで3割、ベースロードから調達した場合、面積として使い切れるのかという疑問を持っているのですが、逆に言いますと、転売制限もかけられておりますので、こういったお考えを持ってこういったものを出されているのかも、ついでに伺えればというふうに思います。

2点目が、同じく供出に係る上限価格のところなのですが、固定費の算入対象範囲は引き渡し時点で稼働が見込める電源とするというご意見なのですが、前回は発言させていただきましたが、未稼働時の固定費を旧一般電気事業者から電力を購入する需要家のみが負担するようなスキームというのは、ややちょっと公平性がどうなっているのかなというような疑問を持っています。

もちろん、現在の経過措置料金が全てのベースロード電源の稼働前提に基づき算出されているかという疑問点もあると思いますので、先行きの稼働前提の整合性を誰がどのように判断できるのか、前回でも疑問を提起させていただきましたが、方策としてどんなものが考え得るか、少しご意見を伺いたいと思っています。

次が、連系線利用ルールの見直しに関しまして、昭和シェルさんのご発言の中に、金融的送電権の会計上の取り扱いの整理についてご意見をいただいております。

連系線利用ルールに関する検討会等々で金融的送電権、いわゆるFTRの呼称を、間接的送電

権等と整理されておまして、この整理の背景には恐らく金融商品としての取り扱いの是非みたいな議論が少しあるかと思しますので、もしこれまでの整理について何かご意見をお持ちの方がいましたら、OCCOさんなのか事務局さんなのかわからないんですけども、追加のご説明を頂戴できればと思います。

4点目が、容量市場についてなんですけれども、容量市場における相対契約の活用の是非について、東京ガスさんは明確に認めるべきというご意見を出されていますが、その他の事業者さんのご意見、もしありましたら追加で伺えればと思います。

最後に、これは意見なんですけれども、今回いただいた資料の中で、F-PowerさんとJ-POWERさんのほうで、掲載された各市場が対応とする時間軸を整理していただいたポンチ絵をいただいていると思います。これは非常に勉強になりました。

発電小売事業者さんが、その収入、コストの要素となるkW、kWh価値をどの市場を通じてどういった順序で固めていくか、そのアクションについて非常に我々重要だと思っていますので、こういったイメージ図、皆さんのお考え、これからも逐一アップデートしていただければなと思いました。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、東京ガスさんの佐藤さんから、お願いします。

○佐藤（裕）オブザーバー

まず、最初のご質問の、購入量の下限については、設けないほうがよろしいのではないかと考えています。

これは、細かい制度設計をやっていく中で、さらに詰めなければいけない点だと思うのですが、契約値と私どもは提案したのですけれども、この契約値と実際にそのベースロード電源が先渡しで供給される断面というのは、判断のタイミングとして相当な時間のずれがあるはずで、

私ども事業者とすれば、1年物のベースロード電源市場の、粒がいろんな大きさのものがあるとすれば、それをどういうふうに組み合わせて、実供給のときに3割に持っていくか、いろんな考え方をとらなきゃいけないはずでして、そのためにもある程度低目、低目で動かしながら、最後はできるだけ直近のところまで3割に持っていくというような考え方が必要になると考えています。

もう1つの視点は、余らせてしまうということがないように考えた場合に、供給しているお客様の負荷パターンによっては3割要らないというケースも当然考えられますので、下限は設け

るべきではないと思っております。

あと、ベースロード電源市場に入れていただく電源の固定費の部分は、ご指摘のとおりだと思います。

私どもが懸念するのは、固定費が過剰になって、結果として出てくる電源の値段が不必要に高くなることのないようにしていただきたいということでして、先ほどご説明を割愛してしまったのですが、未稼働電源であっても、スタンバイ、あるいは予備力として持つのが必要な電源をあらかじめ認定して、そこについては算入を認めるというようなやり方もあろうかと思えます。

実は電力・ガス取引監視等委員会による事前事後の検証を実施していただきたいというふうに一言添えておいたのですけれども、そういう中で、そういう仕組みを吸収していくというアイデアもあるのではないかと考えております。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、柳生田さんのほうに送電線FTRの件で、何か質問があったと思いますが。

○柳生田オブザーバー

私どもとして、特にどうすべきだという意見があるわけではございませんが、将来の価値を買ったものに関して、会計上どう取り扱うか、特にデリバティブのような扱いになるんだとすれば、会社としまして会計的にかなりセンシティブになるので、その辺の取り決めを前もって前広に決めておいていただいたほうが運用しやすいということでございます。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それから、その他皆さんに何かご質問がありましたが、OCCOの佐藤さんという名前も出ましたけれども、一応……

○佐藤（悦）オブザーバー

まず、松村先生からご助言を。

○松村委員

いや、質問に対しての答えですから。

○横山座長

質問もありましたんで、まとめて佐藤さんからお答えとご意見と、それからご質問をお願いします。

○佐藤（悦）オブザーバー

まず、先生からのご質問ですが、会計上どうするかは、まだ全然考えていません。最も簡便な形でやりたいというふうに思っているだけです。

あと、ちょっと質問というか意見に近いんですが、いろんな議論がありましたけれども、制度変更になると、非常に発電投資への予見性が変わるというのは、これは確かでございます。

ただ、その制度変更によって予見可能性が変わるの、最も大きかった制度変更は、この後も多少ご説明させていただくかもしれませんが、連系線の利用ルールのところでも相当議論したんですが、圧倒的に発電投資の予見性に影響を与えたのは、実同時同量制から計画値同時同量制になったことであります。

それで、実同時同量制から計画値同時同量制になったことで電源の差しかえが可能になったということで、マーケットでありますとか、ほかにもっと安い電源があったら差しかえられてしまう。

そうすると、今までですと、ずっと動いていたと思って相対契約をしていたというものが、必ずしも全部動くとは限らなくなるということで、今後、相対契約を変わらざるを得ないということで、これは国当局もといったことがあるので、適正なガイドラインを出すというふうに承知しております。

そうなりますと、その容量市場も相当大きな影響を与えるとは思いますが、やはり今後どのような相対契約を結んだとしても、もっとずっと安い電源が市場にたくさんある限り、それに規定されるに決まっているということで、相対契約を結ぶからといって安心というのは、特にプロ同士の場合というのは、今までと違うとしか言いようがないのではないかと思います。

そういったところも、ただ、相対契約が結べないということでは全くなく、電源開発の方からも既存契約見直しのところで、今後の見直しの方向性として、29スライドに出ておりましたが、私どもも先に決済、契約を結ぶことが十分にあり得るという話をさせていただきました。

ちょっとこれは非常にいろんなことにかかわりますので、ぜひ意見をさせていただきたいと思ひまして申し上げます。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、松村委員、お願いいたします。

○松村委員

今の点ですが、先ほどの容量市場で集中市場ではなく相対取引を認めてほしいというのは、東京ガスがいろんなところで繰り返し言うておられることは認識している。しかし、プラストレー

ションを感じているのはきっと私だけじゃないと思います。その理屈に説得力がないのではないかと、多くの人が思っている。

集中市場で相対契約を認めないとしても、差金決済のような経済的な相対取引を禁止するわけでは決してない。将来容量市場の価格がどうなるのかわからない。売り手と買い手がいるのだから、あらかじめこの時点で幾らと決めて、差金が出たときにはお互いに調整するという類いの相対契約、相互にリスクを軽減する契約を禁止するという発想は、今の議論では全くないと思っています。

集中型というのはそうではなくて、一旦そこでまとめて価格を決め決済した上で、差金の部分の契約は自由にやるというもの。

そうすると、今までの相対契約と同じような契約は、集中市場とそういう差金決済のペアで十分できるのではないかということ、繰り返し繰り返しご説明申し上げているつもりなのですが、なおかつまだそれではだめだと頑なに主張されるのなら、何でそれではなぜだめなのかを明確に言っていただかないと、私たちはわからないのです。

差金決済の契約がどの程度認められるのかが不安だから、今のところそう言っているとかということなら一応理解はしますが、そちらの整理ができれば解決する話以外の理屈を、私はきょうも以前も聞いていないような気がするのです。

相対取引を認めてもらわないと困ると言い続けられても、説得力がないのではないかと。

もし本当にそれが必要だとすれば、それはなぜかをもう少しわかるように説明していただきたい。

それは、例えば貸手がとてつもなく分からず屋で、そういう別のやり方でヘッジできるということは何回説明しても理解してもらえないということなら、私たちのほうで、結局同値であることを貸し手のほうにきちんと説明する努力をすべき。私は貸し手がそこまで愚かだとは思えないのですが。そういうようなことで済むことなのかどうかということをもう一度、会社に戻って検討していただいて、本当に相対取引を認めないとだめなのかはぜひ、もう一度考えていただいて、別の場で発言していただければと思います。

容量市場のことは、どのみち別の場できちんと議論するし、東京ガスも意見を述べる機会があると思いますから、そのときにきちんと行っていただければと思います。

それから、今まで言わなかった点です。東京ガスから、この委員会と関係ない指摘が1つあった。それは休止している火力発電所がとっている送電線の容量をあけてほしいというご意見。

残念ながら、この委員会のマターではないと思いますが、これは恐らくあす開かれる別の部署の委員会で所轄する話だと思っています。

そのときに、そういう類いの話は、例えば発電課金を議論するときに、休止していてもその容量を押さえているのにもかかわらず、発電課金減免してくれなどという厚かましい意見が出てくれば、そのときには言うべきだと思いますが、送電線の容量を押さえて別の発電所が入ってこられない状況のときにも、発電課金が入ってくれば、当然それでお金払わなければいけないし、そうすると容量を空ける誘因が出てくるかもしれない。

それを減免してほしいというなら、長期の予約から除いて、別の事業者に入ってもらおうという要求が当然出てくると思います。その点は別の委員会のマターで解決する可能性があります。

しかし、もし万が一、あすそういう恐ろしいことを、容量は押さえている、休止する、それで発電課金減免してくれなどという信じがたいほど厚かましい意見がもしあす出てきたとすれば、再度考えなければいけないと思いました。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、何か簡単にコメントありますか、最初のほうの質問で。

簡単をお願いします。時間がありませんので。

○佐藤（裕）オブザーバー

簡単にですね。

差金決済取引で発電側が受けるインセンティブと、小売側が負担する額が等価になるのであれば、ご指摘のとおりだと思います。

私もそれが可能であれば、相対契約そのものでなくても結構だと思っておるのですが、心配しているのは、仮に等価でない場合、差金決済取引ではリスクがどちらかに必ず残ってしまうことです。

こちらについては、もしかしたら先ほど沖さんのほうからあったリスクヘッジ商品とかそういった形で担保するのもかもしれないのですけれども、いずれにしても差金決済取引が等価になるための状況として、発電側のインセンティブと小売側の負担額が必ずワンプライスに収れんすることが必要だというのが我々の心配点でございます。

○横山座長

どうもありがとうございました。

○松村委員

今の点で。

○横山座長

簡単をお願いします。時間がありませんので。

○松村委員

はい、ごく簡単でね。

もしそれを言うのであれば、それでリスクがなくなるかどうかだけではなく、相対契約でなくなるリスクが、集中市場に移ったときに残ることを示すべき。リスクがなくなるか否かが本質ではなく、相対契約では残らないリスクが残ることが本質。今後この点を明らかにしていただきたい。

○横山座長

どうもありがとうございます。

それでは、時間が押し迫っていますので、大橋委員、秋元委員、柳生田委員ということで、3人で終わりにしたいと思います。よろしくお願いします。

じゃ、大橋委員、お願いします。

○大橋委員

ありがとうございます。

随分ご質問が出ているので、これはなかった質問として、19ページのところのこれは昭和シェルさんのところですけども、その他の一番最後のところに、非F I T非化石電源については、しっかり国民に還元されるような制度設計にしていきたいという、ここの部分なんですけれども、これは従来とは全然違うことをおっしゃっているというか、どういうご趣旨なのかというのをちょっと教えていただけると理解が深まるなと思いました。

次はコメントですけども、これは東京ガスさんのところとも関連しますが、この監視委員会の検証というのは一つ重要だと思うんですが、例えばこれは転売の制限と言ったときに、なかなかこれ、検証してもとめるのが難しい可能性もあるなというふうな懸念は若干してしまっていて、そういう意味でここの検証を含めて、どうやって転売の制限の実効性を担保するのかというのは重要だなと思っているというのは1点と、先ほどホットなディベートが相対取引で行われていたけれども、私も関心があるので、今後議論させていただくような機会があるといいなというふうに思いました。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、柳生田さんに質問かな。そうですね、お願いします。

○柳生田オブザーバー

政策的に立てられた電源のFITの非化石価値を、さらに立てられた旧一般電力事業者の方の価値としてしまうと、さらに競争力に差がついてしまうということで、そこで例えば売れたものに関しては、例えばですけれども、FITの賦課金に回すですとか、そういう国民に直接還元できるような方策は考えられないのかということでございます。

○横山座長

どうもありがとうございました。

前回の相对契約に関する議論につきましては、またそういう場を、事務局にお伺いいただければと思います。

それでは、秋元委員、お願いします。

○秋元委員

どうもありがとうございました。

ちょっと大体議論は出たのと、時間がないので、2点だけ申し上げたいんです。

1点目は、F-Powerさんが、これもちょっと関連した議論は出たんですけども、償却済みに関しては手当てしないというような案を出されていたんですけども、やはりいろいろ電源というのは追加の投資とかいろいろやっているの、償却済みかどうかという判断がなかなか難しいんじゃないかと、現実問題。そこはどう考えればいいのかというのはちょっと疑問に思ったというのが1点です。

もう1点は、これもいろいろ議論があつて、既に議論があつて、別の場でもう一回議論したらいいと思うんですけども、私の理解だとちょっと別の連系線のほうでの金融的送電権の問題で、その金融商品としての会計上の扱いがどうなるのかというのが、この問題も全く同じように出てくる可能性があつて、そこに関してもちょっとやっぱりそれはまだ後の話だというような話がありましたけれども、ちょっと最初からそういう問題がどうなのかということクリアにしていけないと、全く同じかどうかというのは、ちょっと議論の余地があるんじゃないかなというふうに思いました。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、沖さんのほうで何か簡単なコメントありましたらお願いします。

○沖株式会社F-Power副社長

今ほど言いました償却済みのお話があるんですが、実際にほとんど償却が終わっているものというのは、実際にはほとんど回らないような、かなりくたびれたものだと思うんですけども、

実際にもう一度容量市場に出そうということになると、やはり数十億ぐらいのお金を入れないと、当然その容量市場に出すことはできないようなものが多いのでは、実際の話です、多いんではないかと思うので、例えばですけれども、全く修繕もしない補修もしない、要するに投資をしないことで容量市場に出すという、そういう実際には回らないかもしれないみたいな、そういったことになってはいけないということも含めて、実際にはないと思うんですが、実際には投資をしなくちゃいけない形のもが出てくれば、それはそれでいいのかなと思っています。

そういう意味では、本当に償却したものというものは出てこないし、出てくるべきではないというふうに思っています。

○横山座長

ありがとうございます。

それでは、最後に斉藤さんからお願いします。

○斉藤オブザーバー

ありがとうございます。

1点、東京ガスさんのほうでベースロード電源市場でこちらの適正な買い入札を促すルールのところ、先ほどから何人の方からご発言がありましたが、転売制限のところなんです、こちらは我々として私も自分たちの事業を考えたときに、やはり基本的には1年前にベースロード電源を購入して、それで1年後に向けてその需要を積み上げていくということや、お正月やゴールデンウィークという低負荷のところを考えると、ここ一切転売はいけないというような、そういうことだと我々のような立場ですと、ちょっと厳しいかなと。

ここ、実際にどう運用していくかという中では、実務的に運用可能なルールを設けていただけたらなという、これはご質問というよりも、私どもの意見になってしまいましたが述べさせていただきます。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、たくさんご意見いただきましたが、事務局から何かありますか。

○曳野電力需給・流通政策室長

特にございません。大丈夫です。

○横山座長

大丈夫ですか。どうもありがとうございました。

それでは、まだもう一つ議題がございますので、次に進ませていただきたいと思います。

地域間連系線の利用ルール等に関する検討会中間取りまとめにつきまして、同検討会の座長で

いらっしゃいます、大山委員からご説明をお願いできればというふうに思います。

よろしくお願いたします。

○大山委員

どうもありがとうございます。

大分時間も押しているようですので、手短にしたいと思います。

資料4の地域間連系線の利用ルール等に関する検討会、平成28年度中間取りまとめというものをごらんいただければと思います。

これまで広域機関とJEPXを事務局としまして、計8回地域間連系線の利用ルール等に関する検討会を開催いたしまして、その結果を取りまとめたものがこの中間報告でございます。

この中間報告ですけれども、3月31日に広域機関のホームページで公開されております。

本日はこの内容について、かいつまんでご説明させていただきたいと思います。

まず、右肩にページが入っていますけれども、3ページをごらんください。

このページから6ページにかけて、発足経緯をまとめておりますけれども、経緯につきましては広域機関佐藤理事から何度か貫徹小委でご報告いただいておりますので、詳細は省略したいと思っております。

続きまして、7ページ、ここに目次がありますけれども、7ページから10ページは連系線の割り当てルール3種類、先着優先、直接オークション、間接オークションの仕組み、概要を整理しているものでございます。

11ページにいただきますと、現在の連系線利用ルールと、間接オークションとの関係を示しております。

現在のほう、左側ですけれども、先着優先は原則としたルールでございますが、前日の段階で空き容量となっている部分については、今でも全国大のスポット市場のために提供されております。その部分については間接オークションと同じ仕組みが行われているということです。

すなわち、先着優先に基づく連系線予約を提出すれば、実質的に間接オークションが実現するというふうに考えております。

続きまして、11ページから32ページで、本検討会の今年度の検討結果をまとめております。

まず、12ページですけれども、現在、連系線利用ニーズが増加しまして、FCを初めとする連系線では市場分断が頻発しているという状況です。

このような状況の中で、幾つかの連系線では増強計画が進んでおりますけれども、増強がなされた後、新たに連系線容量がふえた場合に、その容量に対して先着優先を適用しようとする、1秒でも早く登録したいというような競争を招いてしまうことが考えられるということで、もは

や先着優先では対応できない状況になっているという評価をしております。

続いて、13ページです。

ここでは、先ほど佐藤理事のほうからも、計画値同時同量から変わったという話が出ましたけれども、計画値同時同量に変わったことの影響について検討しているというものです。

この制度の導入に伴いまして、従来は電源へのひもづけというものがあつたわけですが、それがなくなりまして、電源の差しかえが自由になりました。

このような状況では、先着優先ルールを適用しますと、連系線を利用できる事業者がそうでない事業者と比較して、競争上極めて有利な立場になっているというふうに考えられます。

このため、先ほど申し上げました1秒を争う競争をなくす観点及び公平性、公正性の観点からオークションを利用した仕組みにすることが適当であろうという整理を行いました。

続きまして、16ページを見ていただきたいと思います。

市場環境整備の観点ということですが、現状でスポット市場の厚みが十分でないということは、皆様もご承知かと思えます。この点について、オークションを活用した仕組みの中でも、間接オークションの仕組みを導入すれば、スポット市場の取引を増加させるという効果が期待できます。

ちょっと2ページいきまして、18ページ。

18ページにありますように、現在連系線を流れる潮流の大部分は、先着優先の仕組みのもとで管理されているということですが、間接オークションの仕組みを導入すれば、その部分、相当な量がスポット市場で取引されることが期待されます。

16ページに戻っていただいて、以上の議論を経まして、本中間取りまとめでは、ここに書かれていますように、公平性、公正性を確保するとともに、市場取引量の増加に貢献することをもって、連系線の最大限効率的な利用を図るため、間接オークションを導入することが適当ではないかという結論を導いております。

そのまま少し説明が続きますので、飛ばしまして、26ページをごらんください。

ここでは、経過措置について整理しております。

経過措置については、これは実は検討会で最も議論が分かれたところでありまして、電源が存続する限り経過措置が必要であるという意見から、経過措置は不要であるとする意見までさまざまな意見が提起されたという部分です。

結論としては、どちらかというところだと思えますけれども、現行ルール上、最長10年間の連系線の利用登録が行われるようになっているということで、検討会では投資意欲を維持し、今後とも適切に発電所への投資が行われるような環境を整備することというこ

とを目的として、既に現行ルールのもとで連系線利用登録が行われているものを召し上げるのではなくて、最長で平成38年3月までの経過措置を設けることといたしました。

ただし、今後電源投資に大きな影響を与える制度変更、例えば容量メカニズムの導入などがあった場合には、経過措置のあり方について見直すこととなっております。

続いて29ページをごらんください。

こちらは長期固定電源についての整理です。

長期固定電源は、出力制御については設計・運用上の技術課題、また、規制上の制約等があるということがありますけれども、このため、たとえ経済的な便益があったとしても、出力を抑制したり、ほかの電源に差しかえたりするといった行動をとることが難しいと。

そこで、長期固定電源については、電力スポット市場における成行価格での約定を行う仕組みを設けることというふうに整理を行っております。

なお、このような成行価格での約定というのは、アクセスを確実にするというための手段で、ほかの電源と約定を比較して、落札価格が優遇されるということではございません。

続きまして、30ページをごらんください。

ここでは、連系線の特定負担者の扱いについて整理しております。

特定負担者は広域連系系統に対して、金銭的な貢献をしているという事実がありますので、こうした費用を負担をしていない者との間で同等に扱うということになったら、公平性の観点から適切でないと考えました。

このため、その負担に応じて一定期間、特定負担者ではない者と比較して、特別な扱いをするということにいたしました。

ただし、具体的にどうするかということについては引き続き検討を行っていくという状況です。

続いて、31ページ、これは施行時期の話ですけれども、検討会としては2018年4月に間接オークションに全面移行することを目指しているということですが、途中の段階で3段階のマイルストーンを設けまして、システム開発状況の評価を行って、おくれが見られる場合には、確実にスケジュールを見直すということにしております。

先月行われた3月の検討会で、第一段階のレビューを行いましたけれども、現行のシステム開発がおくれておまして、その影響があって、間接オークションへの対応についてもおくれが生じる可能性があるという報告がございました。

これから状況をさらに見ていくこととなりますけれども、この点については、慎重の上にも慎重を期して準備を進めていく必要があると考えております。

最後に34ページから37ページに、今後の検討課題をまとめてあります。

34ページには、間接オークション導入に伴う詳細設計、35ページには、相対契約の見直しに係る考え方、37ページには、間接的送電権等に関する課題が書かれており、今後、議論を進めていくこととしております。

以上が、これまでの検討会で整理させていただいた内容です。

なお、ことしの2月には、このタスクフォースの親委員会である貫徹小委において中間取りまとめが行われまして、その中でも、間接オークションへ変更することを軸とするとされておりますので、この報告は、その方向性に沿ったものであると考えております。

以上で報告を終わらせていただきます。ありがとうございました。

○横山座長

どうもありがとうございました。

ただいまのご説明に関しまして、ご質問、ご意見がありましたら、お願いしたいと思います。

よろしいでしょうか。

では、新川さん、お願いします。

○新川オブザーバー

今回取りまとめをいただいた連系線運用ルールの見直し案は、連系線の効率的かつ公平な利用を実現するものであり、また、スポット市場における取引量の増大にもつながるものであり、適当なものであるというふうに考えております。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

ほかに関心ご意見ございますでしょうか。よろしゅうございましょうか。

それでは、どうもありがとうございました。

時間をかなり節約していただきまして、ありがとうございました。

その他、特にご意見がございませんようでしたら、本日の議論はここまでにさせていただきますと思います。

長時間にわたりまして、活発にご議論いただきましてありがとうございました。

また、次回もヒアリングということでございますので、事務局より今後のスケジュールについてご説明をお願いいたします。

○曳野電力需給・流通政策室長

今、座長からございましたとおり、次回につきましても、引き続き事業者の方々からのヒアリング等を行いたいというふうに考えております。

日程等、詳細が決まり次第、ホームページ等でお知らせをいたします。

○横山座長

これをもちまして、第3回のタスクフォースを閉会したいと思います。

本日はどうもありがとうございました。

—了—