

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6回）

日時 平成29年5月22日（月）13：59～16：11

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、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

<オブザーバー等>

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  
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  
岡本東京電力ホールディングス株式会社常務執行役  
マシュー・ウィッテンステイン国際エネルギー機関（IEA）ガス・石炭・電力市場課電力  
アナリスト

議題：

- (1) 海外有識者ヒアリングについて
- (2) 事業者ヒアリングについて

<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6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。

本日は、秋元委員、安藤委員はご欠席とのご連絡をいただいております。

また、本日は、海外制度、特に容量市場につきましてヒアリングを行うため、IEA、国際エネルギー機関より、マシュー・ウィッテンステイン様にお越しいただいております。また、東京電力ホールディングス株式会社岡本常務執行役にもご出席をいただいております。どうぞよろしく申し上げます。

また、今、お手元にごございます同時通訳のレシーバーですが、こちらにつきましては、会議終了後、そのまま机の上に置いていただくということでお願いいたします。会場の皆様におかれましても、ご退出の際には席の上に置いておいていただければというふうをお願いいたします。

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

皆さん、どうもこんにちは。

本日は、前回から続きまして、事業者さんの皆さん、それから、海外から、IEAからお見えいただきましたウィッテンステインさんからヒアリングをしたいというふうに思います。

まず、海外からということで、IEAのウィッテンステイン様からヒアリングをいただきたいというふうに思います。

それでは、資料3に基づきまして、IEAのマシュー・ウィッテンステインさんからご説明をお願いいたします。

#### ○国際エネルギー機関（IEA） ウィッテンステイン氏

どうも、ご親切なるご紹介ありがとうございます。また、本日、皆様とお会いできてうれしく思います。今回、このような場において、この市場メカニズムについてお話しできることを極めてうれしく思っております。

それでは、最初のスライドをお願いいたします。

一般的なメッセージとしてまずお伝えしたいのは、IEAといたしましては、この容量メカニズム、あるいは容量市場といったものは、長期的な信頼度確保のために重要であるということです。これは、ただ単に一部の国でうまくいったツールということではなく、容量メカニズムの目的というのは、長期の信頼度を確保するというので、十分に発電容量があることによって、ピーク時の需要に応えることができるようにしていくことであります。

そこでは2つほどメカニズムがあって、私どもが昨年刊行した、リパワリングマーケットとい

う本において取り上げております。この2つだけということではなく、広義に使われておりますので、私どもとしては、こういった形で長期的な信頼度を確保するかということがご理解いただけたらと思います。

一つが戦略的予備力と言われるものであり、ターゲットを絞った容量メカニズムであります。つまり、調達するのは、あくまでも不足時において適正なリソースを確保するものであります。戦略的予備力はかなり迅速に導入でき得るということであって、短期のニーズには応えることはできますが、必ずしも長期的なニーズに応えられるものではありません。それに対して市場大メカニズム、これはプレゼンでより力を入れてご説明いたしますが、このほうがより複雑であります。しかし、もしかすると、中長期といった視点からは、市場大メカニズムのほうがいいのではないかと思います。これも付言いたします。

いずれにいたしましても、政策的な介入というものが求められ、それによって初めていずれも達成できるわけです。ただ単に純粋な市場ベースのものということではない、一般的な商品ということではなく、あくまでも政策的にかなり介入されて動くものであります。それが主たる論議を呼んでいる一つの争点でありますので、その点に関してもご説明していきたいと思っております。

次のスライドをお願いします。

このスライドの中にフローチャートが示されておりますが、ここにおいてシーンが設定されているわけです。なぜ、私どもが容量メカニズムといったものを見ていくのか。ちょっとこれを見ていただくと、アニメーションのはずだったのですが、ちょっと理解しにくいと思っておりますが、大事なところをご説明いたしましょう。

政策立案者といまして、誰が供給力確保の責任を担うのか。それは市場の管理者なのか、あるいはそれ以外の主体なのか、それは政府なのかということで、その場合は市場の外でのメカニズムが必要だということになってきます。それを通じて十分なる供給を確保するということがあります。それがもしかすると容量メカニズムかもしれませんが、エネルギー市場と、またエネルギー市場がどう構築されているかは異なっているわけです。もし、市場管理者がその責任を担うということであったならば、そこでは市場がどのように設計されるのかを問わなくてはなりません。

次に稀頻度の供給不足時価格というものを設定し、その卸売市場においてキャップを設定しているのか。もしキャップがなく、そして供給不足時価格を許すということであったならば、次の問うべき質問といましては、十分なるフレキシビリティがデマンドサイドにあるのか、つまり、価格ベースで対応できるものなのか否かということでもあります。

もし、ある状況において供給不足時価格があったならば、デマンドがそういった価格に対応できるのか。答えがイエスということであったならば、十分に価格対応があつて、それだけで十分かもしれません。しかし、実務的には、十分なるフレキシブルなデマンドがなかなかないわけです。というのは、価格が必ずしも消費者に転嫁されていない、あるいはまた、より大きな理由と

いたしましては、リアルタイムに対応することができ得ないためです。

デマンドというのは、それほどフレキシブルなものではありません。少なくとも今日のデマンドは、供給ほどフレキシブルなものではない。そういった柔軟性がないということになりますと、次に問うべき質問としては、信頼度といったものを、どういうふうに確保するのかということになります。

そこでまず答えるべきものとしては、信頼度の目標は何なのか、何時間停電まで避けたいのかということになります。その後、リスクとして、どの程度、私どもは許容するのかといったことを問うていくわけであり、もし許容度がリスクに関して高いということで、信頼度基準というものが示唆するターゲットであって、「まあ、これならいいだろう」というものであったならば、再びそのニーズといったもので、それだけで十分かもしれません。

典型的なそういった市場というのはテキサスのERCOT市場であって、そこでは容量メカニズムはありません。キャップがかなり高いところで設定されていると同時に、ターゲットより低いところを何年であっても許容するという体制となっているのであります。しかし、米国のほとんどの市場、また、ヨーロッパではますますそうなっているわけですが、そういった卸市場において、信頼度基準といったものをターゲットとしては設定したくないということになります。それより決して下回ってはならないということになります。そこでの唯一のオプションは、何らかの容量メカニズムを導入するという事しかないのであります。

次の2つのスライドというのは、少し簡単に説明していきたいと思っております。

ヨーロッパにおいては、かなりの多様性がある、卸市場の構成と、容量メカニズムの構成では整合性がないということで、EU加盟諸国において、整合性をとっていくのかどうか、それを実施するとしたらどのようにするのか、ということは合意できておりません。

この地図を見ていただきますと、異なったモデルがそれぞれの国において導入されており、また既に変更があるので、この地図は必ずしも現時点において正確ではございません。

英国においては、フルでの容量市場で、中央集中型のオークションであります。フランスにおいても、やはり容量市場ですが、分散型の市場であって、中央集中型のものではありません。必ずしも同じメカニズムでなくても、同じ目標を達成できるのであります。その他では、戦略的予備力を導入している国や、また、容量メカニズムを導入していない国もあります。例えばオランダを見ていただきますと、エネルギーオンリーの市場だということになります。

ヨーロッパにおいておもしろいこと、また、日本はそうではないのですが、EUはかなり統合されているということですので、一つの国で決めたならば、それぞれの国、国境を超えて影響をもたらすわけです。日本の場合は、やはりこの問題のアプローチからいって、そういった影響があるということではなく、やはりヨーロッパのエネルギー市場においては、そういったことゆえに数多くの問題が惹起されているのであります。

次のスライドは、米国についてであります。容量メカニズムが見られるのは、4つしかない

いうことで、ニューイングランド、ニューヨーク、PJM、これが最大規模のものであります、そしてMISO、これが2つ目に大きいものであります。いずれの市場においても集中型の容量市場を選んでおりますが、そのデザインの仕方は異なっているということでもあります。それぞれ詳しく述べることはいたしません、その他のスライドで、もう少しご説明してまいりましょう。

次のスライドは、戦略的予備力についてであります。戦略的予備力というのは、あくまでも稀頻度の供給力不足時に対応するだけの容量を調達するということで、容量が十分でないがゆえに通常のピーク時の需要には対応できません。例えば、極めて暑い日とか、あるいはまた、かなり停電があったといったようなときのための容量ですけれども、これはマーケットの外で調達されることになります。そして、戦略的予備力の中であったならば、エネルギー市場においては参画できないということでもあります。そういったことをすることによって、エネルギー市場のゆがみといったものを避けるのであります。

もし市場外ということであったならば、エネルギー価格には決して影響をもたらすことができません。だからこそ、例えば容量市場というのは、ゆがみをもたらすといったことを懸念している人たちにとっては安心できるわけですが、長期的にインセンティブの問題といったものがあって、これは特記すべきだと思います。

例えば、エネルギー市場の限界にある最後の発電設備ということ極めてまれにしか運転しないということがあるとします。そこでのオーナーは、エネルギー市場で存続することが正当化できるのか、余りにも運転機会がまれであるがゆえに、それは収入面において問題ではないかということが問われるわけです。もし、戦略的予備力があって、その補償があってということであったならば、彼らは市場から退出するということを決めるかもしれません。そうすることによって、戦略的予備力の主催者のほうが供給力確保の問題を考え、そのような発電設備が戦略的予備力に入ってくるように仕向けるということでもあります。

一貫性のないようなエネルギーの価格の支払いということですが、問題は、一旦そういったことをやってしまったならば、次の発電設備においても同じインセンティブが出てくるということでもあります。となると、投資に対するインセンティブの問題、つまり、市場の限界にある容量といったものは、必ず退出するほうがメリットがあるということで、戦略的予備力が時と共に増大し、全体の市場になっていくということでもあります。

ヨーロッパにおいては、まだこの市場が十二分に長くないので、実務的には問題を見ておりませんが、幾つかの発電事業者のほうは、戦略的予備力をつくったときに、退出したほうが自分たちがその予備力の一部になれる、そして、補償された支払いがそれによってなされるということ期待して退出しているのであります。しかし、IEAとしては、長期的には市場大の容量メカニズムのほうがベターだということでもあります。

それを申しました上で、もしニーズが極めて短期だということであって、そしてキャパといったものを短時間で確保する必要がある、あるいはまた、一定期間において適切に供給できるかと

いったことが、例えば幾つかの発電所が発電していないような状況であったならば、一時的な解決策として、これはとても簡単ですし、また短時間で設定できます。あわせて、それからの長期的なコミットメントに対して、ここから手を引くのも相対的に簡単だということでもあります。

次に、市場大メカニズムに話を移していきたいと思います。

市場大メカニズムの原則というのは、全ての電源に対して支払いを行うというところであり、これはかなり論議を呼んでいるのも、その理由はわかっていると思います。

多くの発電所に対して、その容量に対して払っているが、そこは既にエネルギー市場において十二分に稼いでいるので利益が上がっている。だったらなぜするのか。数多くの理由があると思いますが、最初に挙げていきたいのは理念的な考え方です。つまり、容量の提供というのはサービスである、つまりエネルギーの提供がサービスであるのと同じようにということでもあります。容量というのは、エネルギーが必要になったときに実際に供給できること、というふうに定義しているのです。

ここでの考え方といたしましては、電力といったものは我々が不可欠として、例えば照明の電源ですが、容量があるがゆえに、そもそも発電できる。だからこそ容量に対して報酬を与える。というのは、それに対して価値があるということだけで支払うべきだということで、PJMだろうと、ニューイングランドであろうと、ニューヨークであろうとやっているのです。

この表から見ていただくと、PJMが何年かにわたって既存、また新規の資源によって、どういった形で内訳を示せるかということを見ているのであります。まず、既存の方がはるかに多く収入が得られるわけです。新しい方がそれほどでもないということでもあります。また、ベースロードに関しては、収益がより大きいということと同時に、非ベースロードと比べますと、はるかに収益が大きいということになっていくのであります。

しかし、もう一つの理由としてこれを見ていただいているのは、その既存の容量メカニズムは市場の機能に対しては介入しない、つまり、発電事業者がきちんと設計したならば、退出、参入に対して介入にならないということでもあります。新たなる発電といったものは、かなり時とともに増えていることがごらんいただけると思います。また、新たなる発電のほとんどは天然ガスからの発電ということで、米国では極めて人気のある電源となっているのであります。

次のスライドをごらんください。

こちらでは、容量市場の収入を、総収入という観点から見ております。明らかにわかるのですが、エネルギーの収入があります。それから容量の収入もありますし、その他の収入、これはほとんどがアンシラリーサービスの収入ですが、といったものがあります。容量に対する支払い、これはかなりの収入源になり得ます。

オレンジのラインをごらんいただきますと、これは比率です。総収入に占める比率ということで、容量の占める割合、収入と、容量収入の比率が上がっています。なぜか。卸売の価格の相対ですけれども、これは相対的に安定です。エネルギーの価格が最も可変性の高い部分であります。

ということで、容量部分が増大している理由というのは、ほとんどエネルギー部分が減少しているところに起因します。エネルギー部分が減少しているというのは、再生可能エネルギーが拡大している、それから天然ガスが非常に安いということに起因しています。こちらは、かなり簡単に変えることができます。例えば天然ガスが上昇したら変わってしまいます。または、需要がスローダウンしてくれば、そして、システムからの退出がふえてくれば、また予想は変わってくるということです。

一番重要なのは、容量メカニズムというのは、その設計上において、エネルギー市場と協調しなければいけません。そうしないと市場のゆがみが出るということです。この2つを分けることはできません。非常に相互作用がお互いに強いからです。

次のスライドをごらんください。

専門的ですから余り詳しくは述べません。容量メカニズムの管理的な側面です。管理者が介入しなければいけないというのは、どのくらい調達するかを決めなければいけないということです。ほとんどの容量メカニズムは、ある程度先の需要を見ます。PJMとかISOニューイングランドだったら3年先を見ています。ニューヨークはもう少し短期的であって、一番長くて6カ月、または1カ月先を見えています。どちらのケースにおいても、誰かが推定しなければいけないわけです。この期間にどのくらいの需要があるのかということを見なければいけません。PJMは3年先の需要を見なければいけません。特にピークデマンドです。それから、どのくらい供給力の確保が必要かというのをそれに基づいて決めます。それから需要曲線を決めるということになります。

需要曲線というのは、容量の供給の線と交差するところで価格が決まるということです。いろいろな需要の曲線がこれまでも使われてきましたが、ほとんどのマーケットはこんな形です。右肩下がりで価格にキャップをはめている、余り上限が高くなり過ぎないということになっております。また、そうでないということもありますけれども、最低限の価格を決めることもあります。なぜかといいますと、この右肩下がりというのはボラティリティーを避ける、価格の変動性を避けるということです。

容量というのは発電機、発電事業者であって分断することができません。例えばガスの発電所を建築したときは数百メガワットです。5メガワットのCCGTを建築する人はいません。しかし、容量のニーズは非常に正確です。これは、例えばポイントBのところですか。こちら、ここに行きたいわけです。もしBより少し下回っているならば、新しいガス発電所が入ってきたとするとターゲットを超過する可能性があります。垂直の需要曲線であったらば、高価格からゼロにすぐになるということになると、需要の曲線はこんなふうなスロープですから、大きな発電所が入ったとしても、余りにも大きなインパクトを価格に与えないで済むこととなります。収入の安定性というのは、このマーケットにとっては重要です。

モデルとしては、日本の場合ですけれども、この方向に行くのであれば、右肩下がりの曲線を

非常に慎重に見なければいけないと考えます。価格そのものは、通常のオークションプロセスによって、全ての電源がビットにかけられます。市場管理者が限界価格を決める、それは全ての電源に当てはめられる価格になります。

次のスライドですが、ニューヨークです。これは短期的な市場でありまして、容量の局面で見過ぎされている価値というのが変わるということです。容量の価値が変わるということです。これは、ただ単に、その時期によるのではなくて、地理的にどこにいるかにもよるといことです。

ニューヨーク ISOというのは単一州のオペレーターですけれども、容量メカニズムを複数のゾーンに分けました。この図にあるゾーンはエネルギー価格のゾーンです。容量のゾーンは、基本的に4つもしくは5つに分かれています。詳細は余り重要ではないのですが、重要なのは、送電の抑制、制約によるわけです。そのプライスがインセンティブにならなければいけないということがあるからです。

右側をごらんください。これが価格です。2つのことが言えます。州の部分では、価格が高いところがある青いところ、これがニューヨークシティですけれども、非常に高い需要で、新しい容量を拡大するのは難しいということで、需要も高いところです。

黒のライン、下のところですがけれども、西部または北部です。これは最もよく連系されていて、需要が一番低いところということで、価格が一番低いところになっています。

もう一つ、価格の季節性を忘れてはなりません。価格というのは、いつ必要なかというところで価値が決まってくるわけで、ニューヨークは夏にピークを迎えます。ということは、価格は夏季に高いということになります。

次のスライドをごらんください。

これが最後のポイントになりますが、非常に重要です。あと何枚かありますけれども、2つの懸念が市場メカニズムにあるということでもあります。

1つ目、誰が補助を受けるべきか、ということです。どのように既設の電源を取り扱うべきか、多くの場合、多くの市場において、コストの優位性を持っています。固定費は既にエネルギー市場を通じて回収されているからです。

2つ目、どのように補助を受けている電源を取り扱うべきか、ということです。アメリカの場合は、この補助を受けている電源というのは再生可能エネルギーが多いんですけども、それだけではなくて、州によっては、ある特定の調達されたガスの電源ということもあります。すなわち市場外の支払いがなされます。

2つ問題があります。お互い関連があるんですが、1つは二重支払いの問題です。実際、容量に対して、容量メカニズムを通じて、補助金を通じてという2回払っているのではないかと。

2番目の問題は市場価格抑制効果ということで、補助を受けている電源が市場に入ると、非常に入札価格が低く済みます。既に市場外で収入を得ているからです。ということは、全ての参加者にとっての容量価格を下げてしまうのではないかとということで、最初の質問、先ほども言いま

したけれども、なぜ市場大メカニズムを使うかということですが、答えるべき質問というのは、容量を提供するというのは、価値として、システムに対して全ての電源が提供する価値なのかということ。もしそれを原則として受け入れるならば、エネルギー市場と同じく、我々は全てのエネルギー提供者に同じ限界費用の支払いをするということ。です。

この場合は、容量にも同じサービスを提供している限りは同じ支払いをします。ここは理念的な問題でありますけれども、戦略的予備力というのは、理念的な考えに基づいて構築されています。すなわち、区別されるべきだということ。これについては、マーケットデザインのところでは先ほど述べましたけれども、原則としては、必ずしもそれは間違っていないと思います。必ずしも区別があるべきだと言っても不正確ではないと思いますけれども、まずマーケットの前に決定しなければいけない。道のりを決めたならば、それを踏襲しなければいけない。それでなければ市場をゆがめてしまうからです。

補助を受けた電源、こちらのほうが非常に複雑です。ということで、一つの米国の例について取り上げてみたいと思います。

米国でミニマム・オファー・プライス・ルール（MOPR）というのがありまして、電源が競争力を失ってアンフェアなビットになるとすれば、すなわち補助金を持っているということで入札価格が低くなるとすると、市場管理者としては、強制的に入札価格は、その補助金を受けたレートよりは上でビットせよというわけです。それがもう一つのポイントになるわけで、市場管理者として意思決定をしなければいけません。何が適切な価格かということを経営者が決めなければいけないということ。です。

ここでもそうですけれども、テンションがあります。価格抑制効果、二重支払いの問題ですが、管理者が問わなければいけない問題というのは、本当にこのテンションをMOPRでもって解決しているのか、またはもう一つのゆがみになってしまっているのかということを経営者が問わなければいけません。米国の場合、MOPRというのは非常に議論を呼んでいます。多くの人が議論しています。すなわち、補助金を設けているんだから、これはフェアじゃないんじゃないか。そして、容量市場から押し出されている。なぜならば、余りにも高い入札価格を強いられていて、消費者としても高い容量価格を払わなければいけないということで犠牲を支払わなければいけない。ダブルコストになるのではないかという議論があるわけです。他方、これによって容量価格が投資を阻害するほどまで下がることは抑制することができるということ。です。

次のスライドでハイライトしたいのは、一つの例であります。この問題を解決するための提案です。問題が真実だというのはみんな思っているところです。まだプロポーザルですから、実施しているわけではないんですけれども、注目を浴びているところでもあります。

ISOニューイングランドで、新しいオークションのステップで、Competitive Auctions with Subsidized Policy Resourcesということで、CASPRと呼んでおまして、2つのオークションステージが存在いたします。第1回目のステージは、普通の市場大メカニズムと同じ形

で動きます。

このチャートをごらんください。需要曲線は黒線で右肩下がりで、電源の供給曲線というのはオレンジのラインで、オレンジとグリーンとのスポットがあります。グリーンとのスポットというのは、補助を受けている電源である、高いミニマム・オファー・プライスを強いられているところが見られます。ということは、市場の外に押し出されてしまいます。

しかし、マーケットの中に入って、いろいろな電源がありますけれども、退出の意思を有している電源というのものもあるわけです。ある特定のレベルを下げた価格だったならばということです。しかし、供給力を確保する意味で、彼らは強いられてそこにいるという、そういう電源もあるわけです。

第1段階で通常の入札がされています。グリーンのものだけが押し出されます。価格はP1のところを決まります。需要と供給が交差するところです。2番目のステージというのは、もっと重要なところ、新しい部分になりますけれども、これは2番目のオークションになりまして、参加者は2者だけです。需要側、赤いカーブのところですが、これは全ての電源で、最初のオークションのステージで退出の意思を有しているといったところです。しかしながら、価格が十分低くなかったから退出できなかったということです。グリーンの方ですけど、これは補助を受けた電源であって、入札をここでやっておりますけれども、何の制約もなくということです。補助金を受けたプライスでビットしているということです。

何が重要かといいますと、ここが交差するところ、このP2という価格ですけど、定義上、いつも必ずP1よりも低くなるということです。限りなく近いかもしれませんが、低いということです。ここが重要です。なぜかという、退出する電源の責任は、新しい補助を受けた電源にその責務を交代させるということであり、考え方としては、ある程度の容量しか市場には認めないと、補助を受けた電源がだんだんと古い退出する電源のかわりになるということでバランスをとるということです。退出する電源の埋め合わせを新しい電源がするというのです。支払いの移転が起こるということです。全部ではないかもしれませんが、一部分は新しい電源が肩代わりしているということです。

少し複雑なんですけれども、基本的な考え方は単純であります。全ての電源が退出することを、少しお金を払うことによって奨励するということでもあります。そして、新しい電源に関しては入ってきてほしいと、それは容量価格を損なうことはないということです。容量レベルが全体で変わらないという前提で新しい電源が入ってくることを許すということでもあります。ほんの少し価格が下がるかもしれないけれども、オーバーキャパシティの憂慮はしなくてもいいということになります。実際に必要以上の調達をしなくて済むということでもあります。

私の説明でおわかりいただければと思うんですけど、私の結論となります。詳細には述べませんが、こちらが結論部分であります。

容量メカニズムというのは効果的なツールであります。これは短期的にも長期的にも、供給力

を確保するためには効果的ですがけれども、市場にゆがみがないように慎重に設計されなければいけません。

容量メカニズムというのは、卸電力市場の価格指標のかわりとなるものではないということです。正確な価格決定が必要です。オペレーションも正確に確保しなければいけません。セーフティーネットのためには、例えば有事があった場合、緊急事態があった場合、十分な容量を持っていなければいけません。

戦略的予備力は短期的な問題に対処し得るんですけれども、長期的な十分な投資を保証しないということです。

余り申し上げませんでしたけれども、市場大容量メカニズムをうまく実施すれば、技術的に中立であって、供給側、需要側の両方の資源を含めて、将来を見通した制度であるべきであります。

もう一つ、私が述べなかったのはペナルティーの問題であります。容量で参加してくるといときは、実際に必要なときに確実に参加してくれなければ困るということです。空約束では困るということで、もし実際に容量が発電につながらなかった場合、ペナルティーを科さなければいけないということでもあります。実際の電源を参加させるということです。特にアクセスに関してのルールを明確にしなければいけません。日本ではそれほど問題にならないかもしれませんが、グリッドによっては周波数が違うということで、もしかすると、このコンテキストで必要になってくるかもしれません。

私の説明はこのくらいにいたしまして、ご清聴に感謝しながらご質問をお受けしたいと思います。

#### ○横山座長

ウィッテンステインさん、どうもありがとうございました。我々の今後の容量市場の議論につきまして、大変興味深い、重要な論点をいろいろご説明いただきました。

それでは、ただいまウィッテンステインさんからご説明のありました内容につきまして、ご意見、ご質問がありましたら、いつものように、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、よろしく願いいたします。

また、今回は同時通訳が入っておりますので、質問は1つずつお願いしたいと思います。もちろん、お一人で幾つか質問されるときも1つずつされて答えていただいて、また質問していただくという形にしたいというふうに思いますので、どうぞよろしく願いいたします。

それでは、ご質問をよろしく願いいたします。

では、小宮山委員からお願いいたします。

#### ○小宮山委員

東京大学の小宮山と申します。

大変わかりやすいプレゼンテーションをありがとうございました。1つ質問がございます。

先ほどプレゼンテーションの中で、既設電源という話がございました。一方で新設電源がある

わけです。先ほどのプレゼンテーションで、容量というのは、理想的には同じサービスを提供いたしますので、お話によりますと、新設も既設も恐らく区別はないのではないかというような印象を受けました。しかしながら、一部の北米の市場では、新設と既設で価格を異なる値づけをしているところがあります。一方で、既設も新設も同じ価格で容量価格を決めているところもあります。新設と既設で市場を分けることが果たして有効であるのかどうか、ちょっと質問をさせていただきたいと思います。

○横山座長

ありがとうございます。

それでは、ウィッテンステインさん、お願いいたします。

○国際エネルギー機関（IEA） ウィッテンステイン氏

ご質問ありがとうございます。とても重要な点をご質問いただいたと思います。

確かにアメリカにおいて、幾つかの例において、価格が既設と新設で違うところがあります。実際どうなっているかといいますと、規制当局のFERCが、これが不適切だということを決めたわけであります。つまり、それは基本的には差別じゃないかということで、理念的な観点で、この電源というのは、容量をベースに置いて、それに対する価値は同じように報酬を与えるべきだということで、方向性としてはどんどん共通価格にすることになっております。

ニューイングランドにおいても、この2段階のオークションプロセスというのは、まさしくそのことを考えているわけです。もともと、新設か既設かによって違った価格だったからです。しかし、だからといって扱いが全く同じだということではありません。例えば、PJM市場におけるルールとしては、既設の設備というのは価格を設定できません。設定できるのは新設の設備だけです。なぜかといいますと、既設の設備が新規の参入者を防止することを防ぐことによって、新規参入者が経済的に参入でき得ないようにしていくのを避けるためであります。

もう一点、強調しておきたい点は、規制当局、また市場を設計する人たちとしては、この供給力の確保というのが容量メカニズムの一番大事なポイントだということです。たとえ容量のために、より高く払っても大事だということです。実務的にそれがどういうことかということ、例えばPJMにおいては、予備力のターゲットとしてはピークロードの15%であります。しかし、容量メカニズムで実際に16%調達することもあります。もしかすると、右肩下がりの需要曲線では、17、18%ということもあり得るわけです。なぜかといいますと、多過ぎるほうが少な過ぎるよりいいやという考え方であります。それがかなり論議を呼んでいると同時に、需要家としては余りにも払い過ぎているというふうに感じているわけであります。しかし、当局にとってはなかなか難しい選択肢だと言わざるを得ないと思います。

○横山座長

ほかにかがでしょうか。

それでは、又吉委員、お願いいたします。

○又吉委員

ご説明ありがとうございます。2点質問させていただきたいと思います。

米国、特にPJMでは新設にガスに集中しているのですが、これは国内でシェールガスが出ている、つまりガスを安定的、柔軟かつ経済的に確保できている米国ならではの特性なのか。特に日本では、こういったガスがない中で、こういった容量市場への特徴的なルールが必要か、もしアイデアがあれば伺わせてください。

2点目は、PJMでは、容量市場に投入された電源の計画外停止が減少しているというお話を聞くのですが、容量確保の実現性担保の観点から、どんなインセンティブ、もしくはペナルティーが科されているのか、ご説明をいただければと思います。

よろしく願いいたします。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、ウィッテンステインさん、お願いいたします。

○国際エネルギー機関（IEA） ウィッテンステイン氏

大変すばらしい質問を聞かせていただきました。

こう言っても間違いではないと思いますが、米国で投資、天然ガスの発電の原動力となっているのは、天然ガス価格が低いということだと思います。新しい投資が行われているほとんどの新しいガスは北東部にあります。もっと最近になりまして、ガスがだんだん西に行きますと、西側の石炭がガスにスイッチしているということも見られますので、米国の場合は、ガスがかなり経済性に基づいて原動力になっているところもあります。

世界のほかのところでは違うかもしれません。ヨーロッパでは石炭が最も手ごろなテクノロジーということになります。石炭価格が低いということです。ガスは比較的ヨーロッパでは高いからです。もちろん、LNGの価格は下がっていますが、それでも米国ほどではないというのがヨーロッパの事情です。

ということで、最も日本にとって適切なのは何かというと、これは、テクノロジーの中立性というのは一体何を意味するかということに尽きると思います。テクノロジーの中立性というのは理論的にはいいのですが、実際的にはなかなか定義が難しいです。容量メカニズムということになりますと、我々が調達しようとしているのはアベイラビリティです。すなわち、必要なときに電力を供給することです。どの電源が一番よくそれをできるかということです。それが主要な質問になります。

ガス、石炭、原子力、これは非常に提供能力が高いです。供給力は必要なところにディスパッチできるということで、原子力は容量メカニズム、アメリカでうまくやっています。しかし、必ずしも経済性が維持できるかということは言えないということです。エネルギー価格が低いので、いろいろなものが市場から締め出されているからです。でも、容量のメカニズムの中では原子力

はうまくいっているということです。

違う形の電源ということ言えば、再生可能エネルギーもなかなか興味深いと思います。再生可能エネルギー、例えば風力、太陽光も参加できますけれども、同じではない。すなわちディスパッチャブルではないということです。どうやって参加しているかという、通常の場合は、統計的なディレーティングとなります。マーケットの管理者がディレーティング要素を強制するというのです。トータルな容量の20%しか市場に出してはいけないというわけです。風力は、ピークロードニーズにもしかすると貢献できるかもしれないということを考えながらです。ですから、どんなタイプのリソースなのか、ロケーションはどこなのかということが重要です。ロケーションというのが非常に重要な要素になります。

PJMでは、太陽光が容量メカニズムでかなりうまくやっています。ピークアワーでもうまく貢献してくれるからです。風力ではそれほどではないです。エネルギー市場とのトレードオフはあると思いますけれども、太陽光ほどではないです。

非常に重要なのは、何が使えるテクノロジーかというのではなくて、どんな属性を調達しようとしているかということにあると思います。供給力の確保ということを見れば、ピークロードに対する貢献になります。というのは、例えば日本とかその他のマーケットという状況を見ると、どんなタイプの電源が最も適切なのかに関してということです。

2番目の質問は非常によい質問だったと思います。計画外の停電がPJMで最近下がっているということなのですが、なぜかということを理解するのは興味深いところです。

容量メカニズムは、PJMで長年やってきていますが、もともとノンパフォーマンスのペナルティーは非常に弱かったのです。パフォーマンスを出さなかったとしても、容量の支払額を全部失うのではなくて、一部だけ失ったということです。必要なときに電力を供給しないというときでも、容量の支払額を一部だけ受け取れてしまうということで、それではインセンティブには余りならないということです。

2011年の有名な極循環 (Polar Vortex) で、非常に厳寒な冬だったということで高い需要になりました。天然ガスの需要が非常に高く、暖房用に必要となったということがあったからです。1つ、その後でわかったことなんですけれども、天然ガスの発電事業者がガスの固定契約を持っていなかった、キャンセルのできる契約だったということです。というのは、彼らにとってはそっちのほうの方が安かったからです。最悪の場合でも、ガスをスポットマーケットで買えばいいと思っていたんですけれども、でも、実際に本当にガスが必要になりますと、ガスがもう買えないということがわかりました。契約が固定契約でなかったということで、最終的には高くついてしまったということでもあります。

ということで、パフォーマンスリクワイアメントということを実施しなければいけません。それは、ペナルティーについても、またインセンティブについても述べているからです。最初にペナルティーをまず上げました。もしパフォーマンスを上げないと、ペナルティーが非常に高く科

せられるということです。容量の支払額よりも同じか、超過することもあり得るということです。それから、必要よりも過剰なパフォーマンスをすると、補助金として追加的な支払いを受けるとということです。ということは、約束されたよりも多く受け取ることができるということでありま  
す。まだ実際に実施されていません。それほどの過酷な気候はなかったからですけれども、実際にこの計画外の停電は下がってきています。というのは、プラントのメンテナンスをうまくやっているからということがあるからです。

#### ○横山座長

どうもありがとうございました。

ほかにご質問いかがでしょうか。

それでは、曳野さんからお願いします。

#### ○曳野電力需給・流通政策室長

ありがとうございます。

1つ、稀頻度、まれに起きるリスクに対してどういうふうに対応したらいいかということをお  
教  
えていただければと思います。日本の場合は、例えば地震が起きたときなどに大きく供給力が下  
がる  
ことが考えられますけれども、こうした対応をするときに、容量メカニズム、容量市場で対  
応  
したほうがいいのか、それともまた何か別のメカニズムを必要ならば考えたほうがいいのかと  
い  
うことについて、何かお考えがあれば、お聞かせいただければと思います。

#### ○国際エネルギー機関（IEA） ウィッテンステイン氏

これもまたとてもいい点をご質問いただきました。

2つほど対応する方法があると思います。例えば、極めてまれな頻度の地震のようなときに対  
応  
するに当たって、2つのやり方があります。容量メカニズムでやるということであったならば、  
ど  
の程度調達するかという容量に基づいて行うわけです。米国とかほかの諸国においてN-1基  
準  
というものがあって、たとえ1つ大きな送電線なり発電所を失ってもシステムが問題なく、十  
分  
賄えるということです。そして、それをもっと厳しい基準に拡張することもできるわけです。  
N-2とか、あるいはN-3と、かなり極端で厳しい基準ですが、しかし、極めて厳しい停電の  
際  
には対応でき得る方法だと思えます。

それが最適でないかもしれない理由があります。と申しますのも、容量として、普通の状況で  
は  
必要以上にはるか多く調達しているということでもありますので、容量に関して極めてまれな状  
況  
だけに、必要なものに対しても高い価格を払っているということでもあります。

代替案としては、通常時はN-1基準に基づいて容量メカニズムを確立するというので、予  
備  
力に関しても相対的に低くする、そして別のメカニズムを通じてリスクといったもの、特に極  
端  
な状況に対してのリスクを低減するというやり方があります。そこでは、システム全体を見て  
ど  
こが一番リスクにさらされているかということを見ていくわけです。大地震だろうと、あるい  
は  
厳気象だろうと、米国の場合ですと、ハリケーン等がそういった厳しい気象条件ではありますが、

どこが一番脆弱性があるかということ指定し、また、どこからそれに対して電源を確保できるか、そういった厳しい条件において、どこから供給できるか。それに対しては、時間をかけて支払うわけですが、しかし、あくまでも全部に対して払うということではなく、リスクが高いところに対して払うということで、オークションメカニズムを通じて実際は調達していくわけでありです。

一つの例として、全くこれと同じじゃないんですが、ノルウェーの状況をご紹介したいと存じます。

ノルウェーの一部の送電線では、かなり脆弱性があります。国が縦に長いので送電線も長いということです。そこで、2基の移動式のガス発電設備を調達するというのをしたのであります。そうすることによって、事前にどこで必要かということを決めるのではなく、必要なところに動かせるということでありです。多分、それが潜在的には適切な方法だと思います。緊急時の対応ということで、ただ単に容量メカニズムだけに頼るのではないやり方です。

#### ○横山座長

ありがとうございました。

それでは、ほかにかがでしょうか。

それでは、佐藤さんからお願いいたします。

#### ○佐藤（悦）オブザーバー

今の曳野室長からの質問に関連して、非常におもしろい資料だったんですが、ちょっと1つ抜けているというか、ぜひお聞きしたいのは、今の稀頻度も関係あるんですが、政策当局でありますとか、電源に関して必要なものを整備しなければいけないと思っている方に関しては、まさに稀頻度でありますとか、今回あったようなメカニズムに関して淡々とやればよいと思うんです。逆に、クレジットを支払うべく、お話の途中でも出ましたが、小売事業者の方にとってみましては、稀頻度といったものが入ると、そこまでクレジットとして払うのかといった不満も非常に出ると思いますし、実は、このタスクフォースにも必要最小限にすべきだという議論は相当出ているという状況でございます。

我が国では、ご存じかどうかわかりませんが、相当多数の小売事業者の方もいらっしゃるというところで、今、曳野室長がおっしゃったようなことに代表されるような稀頻度をどう見るかとか、容量マーケットを、クレジットを買う事業者のほうの立場から見てどうあるべきかといったご意見があれば、ぜひ聞かせていただきたいと思います。

#### ○国際エネルギー機関（IEA） ウィッテンステイン氏

大変よい質問だったと思います。かなりお答えが難しい質問です。

ノルウェーの話で言わなかったことがあるんですけども、発電設備の容量、これはスタットネットという全国レベルのTSOで調達されるわけなんです。どの消費者でも全国で払います。というのは、TSO1社だけだからです。そして、それは小売価格のほんの一部だけということです。

これが許容されたのは、小売価格のほんの一部にしかすぎないというところもありますが、ただ、言い忘れてならないのは、それでも議論を呼んだということです。多くの人が「TSOは電源に対して余りにも過払いをしたんじゃないか」と感じました。確かに小売価格の一部ではあるけれども、フェアじゃないと感じた人も多かったということで、今、ノルウェーではガスタービンをやめようとしています。というのは、送電の容量をふやすことができなかったというのも一つの理由ですが、もう一つのポイントとして、誰が最も効率的に調達できるかといいますと、全国レベルのTSOであり、誰が支払うかということも重要ですが、これはローカルな問題であっても、地元がそれを全て負担するのはアンフェアだということです。小さな農村部で低所得の人たちがそこにいて、彼らが完全にコストを負担するというのは余りにも負担が多過ぎるということで、全国レベルで負担したらという話になっているわけです。

TSOが複数存在する日本のような場合、一定の比率で全ての小売に負担を求めるならば、数少ない需要家がかかり多くを払わなければいけないということになって、それは、誰かが感じているニーズがあって、それは異常なリスクの状態を想定しているということです。別の手段として、補助金を出すのだったら全国レベルで税方式でやるべきで、全ての人が平等に負担すべきだという考えがありますが、なかなか難しいことであって、納税者、または国としてこんなことを負担するという点に関して事例を得るのはなかなか難しいことであるわけです。

緊急時対応の場合を考えると、米国においては特別のファンドが連邦レベルにあって、緊急時には、地元の人がそれを使って、電源を獲得できるということです。これは、納税者のお金ということです。これが許容されているのは、規模が少ないということで、何百万人の人たちが負担するということになっているからで、準備するコストのほうが、事後対処するよりも結局は安く済むからだということにもよります。ということで、多くの人たちがそういった異常事態にさらされていないにもかかわらず、コストをなるべく広い範囲の消費者が負担する、ということです。回復のときのコストは政府が負担するということになりますから、結局は回復するときのコストがかかってくるということで、誰が一番よく支払いができるかということを考えなければいけないと思います。

○横山座長

ありがとうございました。

ほかにかがでしょうか。

それでは、大山委員、お願いします。

○大山委員

補助金を受ける電源の対応ということで、2回に分けてオークションするという話があって、おもしろいと思ったんですけども、これが成立するためには、退出する意思がある入札者がいないといけない。退出する意思のある人ってどういうものかというのが、ちょっとよくわからなかったんですけども、入札した価格より高いP1という価格で、既にお金を受け取る権利が一

応あるところで、それでも退出しますよということを言って、その人にどういう利益があるのか。あるいは初めから入札しなければいいんじゃないかという気がするんですけども、こういう退出する人がたくさんいるのかどうかというあたりも含めてお願いしたいと思います。

○国際エネルギー機関（IEA） ウィッテンステイン氏

これも大事なご質問だと思います。

発電設備が何年ぐらいたっているかということに随分よります。ニューイングランドの場合ですと、古い電源がかなりあって、一部石炭、一部天然ガスということで、その事業コストが極めて高いということで、余りエネルギー市場量において競争力がなくて、価格面では競争でき得ないということでもあります。しかし、そこにおいて固定費はもうないと言ってもいい。というのは、全部回収しているからで、そういった意味では、容量市場においては競争力がある面もあるわけです。

退出したいという事業者ですけれども、2つ可能性があると思います。

1つは、容量支払いというのは、市場において維持するのに十分、それよりちょっとでも下回ったならば、容量市場だろうとエネルギー市場だろうと退出せざるを得ないといったところがあります。それが大事なところがあります。その容量市場にいるということは、やはり自身としては、特にピーク負荷時において運転ができなくてはいけないということでもあります。

こういった発電所が年を通じて発電できる、特にピーク、あるいは不足時において対応するというのはかなりお金がかかることでもあります。多くのオーナーにとっては、ただ単に発電所を退出し、そしてお金をもらって新しい電源を設置したほうが安くつくということでもあります。また、それとは別にペナルティーがあったからでもあります。今までペナルティーは安かった、そして容量支払いに関して私どもとして貢献できないからということで支払うべきペナルティーが安かったんですが、今やこのペナルティーはかなり高くつくのであります。ペナルティーというのは、基本的には全ての収入源といったものを放棄するということでもあります。そういった意味での容量電源に関して、ペナルティーといったものを勘案して退出しようとするわけでもあります。

実務的にどうなるかということですが、入札において、容量価格がこの水準を下回ったならば、私どもは単に退出する、そして、もう一つのルール的重要なところとして、実際に退出すると、再び参入することができ得ない。一旦退出すると、もう容量市場に二度と参入できないということでもあります。そうすることによって、いわば退出して、また今度はちょうどいいやということでも再参入する人たちを防ぐことでもあります。インセンティブといったものを設けることによって、そう退出を頻繁にすることができない体制にするということでもあります。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、もう少し時間がありますが、何かほかにもう1件ぐらいご質問がありましたらお受けしたいと思います。いかがでしょうか。

よろしゅうございますでしょうか。

それでは、本日は、IEAからマシュー・ウィッテンステインさんにお越しいただきまして、大変貴重なお話をいただきまして、本当にありがとうございます。我々の容量市場の設計につきまして大いに参考になったと思います。どうも本当にありがとうございました。

皆さん、拍手したいというふうに思いますので、よろしく願いいたします。(拍手)

どうもありがとうございました。

それでは、続きまして、事業者の方々に、前回と同様に各検討項目につきましてご意見を頂戴できればというふうに思います。その後、提起されたご意見等を踏まえまして、各検討項目につきまして質疑応答を行いたいと思います。

それでは、まず最初に、資料4につきまして、関西電力の内藤さんのほうからご説明をいただきたいというふうに思います。

議事進行を円滑に進める観点から、1人12分以内でご説明お願いできればというふうに思います。

それから、あともうお一方、東京電力の岡本様からご説明いただいた後、質疑応答を一括して行いたいというふうに思います。

それでは、内藤さんのほうからよろしく願いいたします。

○内藤オブザーバー

ありがとうございます。

それでは、私どもから意見を述べさせていただきたいと思います。

まず、最初のページ、右肩3ページでございます。

このページは全体にわたっての前提ということで、既にこの場でも何度か発言をさせていただきましたが、市場設計における留意事項を記載させていただいております。

今後の市場設計においては、卸電力取引市場全体での健全な市場形成が大事だということから繰り返し申し上げてまいりました。私どもとしては、電源投資インセンティブを適正に確保しつつ、電気事業者間での競争を促し、最終的にはそれが真のお客様利益につながるような環境整備が必要だというふうに考えております。

今回、複数の市場の設計が議論されますけれども、我が国において必要な電源のコストを、どの市場を通じて、誰にどのように負担していただくべきかということを検討していく必要があると考えております。また、今回の制度設計の中で扱うのか、外で扱うのかというご議論はあるかと思いますが、国としてあるべきエネルギーミックスをいかに実現していくのかという観点もあわせて必要ではないかと考えている次第でございます。

以下、次のページ以降で各項目につきまして意見を述べさせていただきます。少し分量が多くなっておりますので、下線を引いておりますところを中心にご説明をさせていただきたいと思っております。

まず1点目、ベースロード電源市場でございます。

まず、投資回収期間が長期に亘るベース電源の投資回収のリスクですとか、自由化以降にもベース電源に追加投資をしているということをどう扱うか。また、今回は自らの供給力の一部を市場に供出させていただくこととなりますので、場合によって、代替の供給力調達が必要となることもあり得るかと思っております。この場合のコスト増ということにもご配慮いただきまして、過大な非対称規制にならないように、慎重な設計をお願いしたいと考えてございます。

取り扱う商品につきましては、既にご議論がございますように、まず1年もの商品から設計を始めるということではよいのではないかと考えてございますが、前回の議論にもありましたように、さまざまな事業者のニーズに対応していくには、個別の相対取引ということも必要かもしれないと考えおり、そうした個別の相対取引を市場供出量の一部に充てるということも一つの考え方ではないかと考えてございます。

それから、取引市場の範囲につきましては、全国を対象とするというのが基本だとは考えてございますけれども、悩みは、市場分断時のエリア間の値差リスクをどう扱うかということでございます。ここについてはまだ具体的なイメージを整理できてございませんけれども、場合によっては、市場の分断の頻度を考慮した単位に市場を分けるという考え方もあるのではないかと考えてございます。

それから、市場参加者の設定、主に買い手の事業者ということでございますけれども、制度の趣旨を鑑みれば、事業者ごとに購入可能量の上限を設定していただくほうが良いのではないかと考えてございます。また、私ども旧一般電気事業者も、自社のエリア以外での小売供給ということも考えていきたいと考えてございますので、他のエリアの獲得需要に見合う量については、ベースロード電源市場が活用できるような仕組みにさせていただけるとありがたいと考えてございます。

それから、大きな論点であります市場への供出量でございます。ベース電源へのアクセス機会の平等化を図るという制度の趣旨に照らせば、市場供出量は新電力の皆さんが実際に必要とされるベース需要に見合う水準とするべきだと考えてございます。既に契約kWの3割というのは少し過大ではないかという意見を述べさせていただきましたけれども、新電力さんのkWhベースの需要を基準に、その3割を充てるのが良いのではないかと考えてございます。

また、電源開発のインセンティブというのは、新電力さん、私ども、共に必要だと思っております。供出義務量に新電力さんが自前で電源調達の努力をされるというようなことも、要素として反映させることが必要ではないかと考えてございます。

また、非対称規制でございますので、どこまでもこれが増えていくということではなく、予めエリアごと、事業者ごとに政策的な措置として供出義務量を設定する場合には、上限値を考えていただく必要があると考えている次第でございます。

次のページでございます。

今度は供出価格についてでございます。これも既に意見を述べさせていただきましたけれども、電源の稼働、不稼働にかかわらず、ベースロード電源の維持に必要な固定費を含みます平均コスト、加えて応分のリスクということが反映できる価格設定にさせていただくことが、最終的にお客様から見ての公平性という観点からも必要ではないかと考えてございます。

それから、対象電源の中で、貯水池式・調整池式の水力電源も加えてはどうかというご意見がございましたけれども、これについては対象外とすることが適当ではないかと考えてございます。

また、常時バックアップや部分供給といった現行の制度との整合性確保ということも論点になってございますけれども、こちらにつきましては、現行制度が存続することで、新たな市場と現行制度を都合のいいように使い分けるということは制度の趣旨に合わないかと考えてございます。本来、ベースロード電源市場の創設に伴って廃止させていただくのがいいのではないかと考えますけれども、やむを得ず一定期間存続させるという場合には、例えば少なくとも新規の受け付けは停止させていただくことや、既存の契約分につきましては、ベースロード電源市場との間で二重に供出を求められるようなことがない仕組みにさせていただけないかと思えます。

また、非対称規制でございますので、一定の競争環境が整った場合には、これを本来あるべき姿に戻していくこととすべきと考えてございます。今、少し議論されております自エリアでの需要に対する購入への規制、あるいは入札価格の上限、義務的な供出量といったような非対称的な要素については、いずれ終了するということを決めておきたいと考えてございます。

また、自由化以降、これまでも先行的にさまざまな取り組みに自主的に取り組んできてございます。これらの要素も、新しい制度の中で適切に評価いただけたらありがたいと思えます。

続きまして、6ページ、容量市場でございます。

今もIEAからプレゼンテーションがございましたけれども、容量市場では、安定供給に必要な供給力に対してのみ、適切な市場で決められる価格が支払われるものと理解してございます。この意味で、新設、既設、あるいは減価償却の進展度合いによって、支払われる価格、kW価値は変わらないと考えてございます。新陳代謝ということも必要でございますけれども、新設電源を価格面で過度に優遇するということは、競争を歪めることにもつながりかねないと考えてございますので、慎重にご議論いただけたらと思えます。

以下、幾つかございますけれども、省略させていただきます、次は7ページの連系線利用ルールの見直しでございます。

こちらにつきましては、既にここまでのご議論の中で、来年4月の制度移行を目指して準備を進めているところでございますけれども、利用者へのルール見直しの周知でございますとか、事業者の対応準備でございますとか、移行後に混乱が生じないような準備期間を是非確保して進めさせていただければと考えてございます。

また、何度かこの場でもご指摘がございましたけれども、差金決済契約及びエリア間値差ヘッジ商品に関する会計の整理、現物取引なのか、デリバティブ取引なのかということ、あるいは税

務上の扱いについては、取引を実際に行う上で非常に重要な要素でございますので、早急に整理をお願いしたいと思います。

調整力公募、先物・先渡市場につきましては、記載のとおりでございます。説明は割愛させていただきます。

8ページでございます。

既存契約見直しの指針につきまして、これも既に申し上げてございますけれども、指針をご検討いただくに当たりましては、事業者の意見を十分聞いていただきまして、どちらかに偏ることなく、バランスのとれたガイドラインの内容になるようにご議論いただければと考えてございます。

それから、その他のところの非化石価値取引市場につきまして、これから市場設計をするわけでございますけれども、国全体のCO<sub>2</sub>削減の目標達成に向けまして、非化石電源を中長期的に維持・拡大していくインセンティブがここから生まれるような制度にすることが大事だと考えてございます。また、制度の運用に当たりましては、この証書の価値が生じて、それが今、どこに所在しており、どのように消費されたのかというようなことを管理する仕組みが必要だと思っております。これは取引開始までに早期に整備する必要があると思っております。

また、制度全般に係る論点といたしまして、これも既に何度も申し上げてまいりましたし、本日の最初の部分でも申し上げましたけれども、大変複雑な複数の市場、複数の価値をどのように取り扱うのかについて、制度措置が相互に関連して、しかも同時期に導入することが予定されておりますので、片方から見たときには適切でも、反対側から見たときには少し不具合があるというようなことも起こり得ると考えてございます。相互のバランス、整合性、実務面でしっかり対応できるスケジュールになっているかというようなことにつきましては、この場を通じまして、十分にご配慮いただきながら、引き続き検討を進めさせていただければと思います。

弊社からの意見は以上でございます。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、引き続きまして、東京電力ホールディングスの岡本さんのほうからご説明をお願いします。

○岡本東京電力ホールディングス株式会社常務執行役

ありがとうございます。東京電力ホールディングスの岡本でございます。

本日、私からは、お手元の10ページ目以降でご説明させていただきたいと思いますが、市場設計に係る論点への意見、並びに、東電委員会というものがございまして、その中で弊社から話をさせていただいている内容を一部補足もするようというお話を事務局からもいただいておりますので、このご説明の中であわせてさせていただきたいというふうに思っております。よろしくお願いたします。

まず11ページから、全体的な考え方ということで、先ほどの関西さんのお話ともかなりかかわって来るとは思いますけれども、お話しさせていただきます。

11ページに、当社で考えております電力システムの将来像ということで、市場が多様な、ここに絵に描いてありますように、kWhの価値、kWの価値、デルタkWの価値、その他非化石の価値というものもあると思いますけれども、オープンで公平な透明な市場が多様な事業者に開放されて、事業者がみずからの経済判断で市場に参加する。その中で民間の創意工夫が誘発されて、イノベーションを伴う競争を促進し、公平・透明な市場メカニズムを通じて効率化された価値が取引されるというものだと思っております。この送配電事業者は、この中で、市場を活用して需給バランスを維持して、持続可能な安定供給を実現する役割というふうに認識しています。

12ページに、実はいろいろな市場があるので、その相互関係が我々もちょっとごちゃごちゃしておりますので、ここで一旦整理させていただいています。この黄色っぽく書いています需給調整市場、あるいはリアルタイム市場、これは送配電事業者が運営する市場だというふうに認識しています。基本的にはゲートクローズ後も受給バランスをとっていくということですが、ここは発電機の追加的な起動とか停止が必要になる場合、現状でも送配電のほうで追加的な起動停止というものを行っていますので、こういった需給調整市場というのが送配電の部分ではあって、一方で、kWhについて言うと、先渡・先物、スポット、時間前というのがあって、本日ご議論されている容量市場、kWの価値については、これは設備量の確保という観点から行われるものだというふうに認識しています。

一番右側に書かせていただきましたけれども、これは、いろいろな市場がございますけれども、ここに参入してくる、あるいはもう既に参入している事業者は、さまざまな市場から対価を得て、その中でみずからのコストを賄って、一定の利潤を上げるという形で持続可能な事業運営をしているというわけがございます。この中に、特に需要サイドの新技术というのが適切に行えるような制度設計になるということと、もう一つは、送配電事業者は、デルタkWの価値の部分とkWの価値の部分については、市場調達に要した費用を適切に回収できる仕組みが必要であるというふうに考えております。

13ページ目は、今後の見通しということで、現状、アンバウンドしたところでkWh価値が圧倒的で、先ほどのPJMの例でもありましたけれども、今後、デルタkWとkWが分解されていきます。非化石電源がふえていくということは、これが右側にあるように逆転、あるいは縮小・逆転が起きていくものだというふうに理解してまいりまして、こういった流れの中でkW、デルタkWの価値の設計、市場の設計が重要というふうに思っています。

おめくりいただいて、14ページは、これは皆様のお話ともかかわると思います。テクノロジーで見てニュートラルというお話があったと思いますけれども、市場設計は基本的には技術に対してニュートラルですので、効率的な市場が設計されたときに、そのときに経済性に基づいて電源構成というのは変化していくということですので、仮にそれが目標とするポートフォリオと違う

ということであれば、これは別途対応が必要だと思いますけれども、私どもは、それは市場をゆがめない形の方策が要るのではないかというふうに思っております。

16ページ目以降は、少し東電委員会でご説明させていただきました、送電ネットワークの統合的な運用といったものがどういった効果を持ち得るかというところをご説明させていただいております。

16ページ目をごらんいただきたいんですけども、これは東電委員会での当社提出資料の再掲でございます。需給運用を全国で効率的に行うことで、燃料費が年間900億、それから、予備力の削減効果が大体260億円程度あるのではないかというふうに見込んでおまして、それから、再生可能エネルギーが、結果として調整力を全国で最適に活用できるということができるとすると、年間70億kWh程度の再生可能エネルギーの抑制回避ができるのではないかというふうに見込んでおります。

この前提としている計算は、2030年の長期エネルギーミックスの時点での需要ですとか、あるいは電源の比率、あるいはCO<sub>2</sub>の原単位が0.37を超えないようにという範囲で燃料のタキガアガリ、そのときの見込んでいる再生エネルギーの運用がどうかという検討をしております。

具体的に、この資料を提出させていただいている前提となっている多少細かいところを17ページ目以降でご説明させていただいております。

17ページは、この統合的な運用で予備力とか調整力といったものが効率的に活用されるということのイメージなんですけれども、そのときには、送配電事業者が共同で広域的な市場、これは需給調整市場及び容量市場を意味しておりますけれども、これを運営して、予備力・調整力の必要量・単価を低減できるようになっているということを想定しています。連系線を最大限に活用する等により、再エネの抑制量は低減できるのではないかと。それから、広域的な需給制御システムといったものが必要になると考えておまして、これは下に絵で描いておりますけれども、各送配電の中央給電指令所があるわけなんですけれども、そこと連携をしながら広域的な需給調整を行うためのシステムが要るということを考えておまして、これは2020年代初頭に実現可能ではないかという、ここはスペックが決まらないうちになかなか簡単には言えませんけれども、そういったことが不可能ではないのではないかというふうに思っています。

このときの効果ですけれども、右側に表で書いていますが、各エリアで発生した変動を相殺できるということで、調整力の必要量が低減されるというような点。それから、広域的に安価な電源を調達・活用することで、調整力の単価、kWh、それからデルタkWに関するお金を節約できるのではないかと。再エネにつきましては、先ほど申しましたように、連系線を最大限に活用できる仕組みを考えて抑制量が低減できるのではないかと、こういう効果を見込んでおります。

18ページ目、19ページ目は実際の計算の中身でございます。こちらの18ページ目は燃料費の低減効果で、送配電のゲートクローズ以降と、それからゲートクローズ前に市場で取引されている分と、峻別がなかなか難しいということもありますが、全部を含んだ額として900億円というの

を見込んでいます。前提条件はこの表に書いてあるとおりでございまして、この前提を変える  
と大きく変わり得る数字である。例えば燃料費を下げれば、当然、もともとの燃料費が安ければ、  
この燃料費削減効果というのは減っていきますし、需要がどうであるか、再エネがどうであるか、  
原子力がどうであるかによって、この数字は変わっていきます。

この基本的な差額がどうやって発生しているかという、右側の棒グラフにあるように、LNG  
を減らして燃料費の安い石炭をふやすことで、このメリットオーダーのコストが実現されてい  
るということで、これはこれ以上やるともっと当然減るわけですがけれども、その場合CO<sub>2</sub>がふ  
えるので、0.37という原単位で頭打ちになるように計算をしております。

それから、19ページ目に予備力の低減効果というのを見込んでおりまして、これは、従来です  
とエリア単独で連系線、連系効果で必要予備力をどの程度減らせるかというのを高需要期のみを  
ベースで評価していきまして、従来の評価ですと3%を見込んでいるんですけども、今後再生可  
能エネルギーが拡大してきて、調整力といったようなものが必要性が増してくるということ、  
そうすると8,760時間の評価も要る。夏の一点ピークとか冬の一点ピークだけでは評価できない  
ということもあって、8,760時間のシミュレーションをするようにいたしまして、これでエリア  
単独で必要になる予備力と全国を連系して必要になる予備力の差を計算したところ、4%ほどの  
全国での融通効果が出たということで、これは金額換算して260億というふうにしています。

ただ、この考え方自体は非常に課題もありまして、20ページ目に書いておりますけれども、全  
国で供給力を効果的に調達するといっても、安いエリアがあったとして、そこからばかり調達す  
ると、実際には連系線の制約がありますので、信頼度が落ちてしまうということになるので、バ  
ランスするようなところ、あるいは信頼度が一定以上下がらないように、なおかつ効率的に調達  
をできるような場所ということで、トレードオフの関係を見ながら、全国の供給力の調達とい  
うのを実際に行っていく必要があるのではないかというふうに考えております。

おめくりいただきまして、22ページから24ページまでが弊社からの各市場設計の論点に対する  
意見ということでございますけれども、余り細かく読み上げますと時間があれますので、ポイン  
トだけ申し上げさせていただきます。

まず、ベースロード市場でございますけれども、ベースロードについても、これはエリアをま  
たいだ取引というのが出てくるということなので、混雑管理をしていくという観点がありますの  
で、売買するエリアというのは、これは市場を分けるという意味ではなくて、少なくともどこで  
売なのか、どこで買うのかというエリアが特定されないと実務的には運営できないだろうとい  
うことと、それから、もう一つは、そうしますと、エリアをまたぐということは、これは混雑が起  
きる連系線をまたぐ取引は、物理的なデリバリーは今後の連系線ルールによってスポット市場で  
行うという整理になるのではないかというふうに考えられるので、そうすると、もうそこに限定  
せずに、全量、デリバリー自体はスポット市場経由でいいのではないかというふうに思います。

留意事項への意見でございますけれども、市場参加者については、これは旧一般電気事業者間

でも競争が必要であるということでもありますので、ほかのエリアで旧一般電気事業と新規参入者による市場へのアクセスというのは、これは公平な条件にさせていただきたいというふうに思います。

また、供出価格及び価格の整合性については、設備維持及び発電に必要な費用と応分なリスク分といったものが確実に織り込める価格で入札ができるようにということをお願いしたいということでございます。

連系線利用ルールにつきましては、混雑費用の使途といったものを整理させていただきたいということと、既存契約の見直しにつきましては、個別協議によりまして、特に固定費と可変費が非常に電源ごとに負担割合が違う中で、利益とリスクの配分をどうするかといったことがございますので、ガイドラインで一律にこうであるというのはなかなか決めがたいのではないかと思いますので、一律の設定というのは避けていただきたいというふうに考えています。

それから、23ページ、容量市場でございますけれども、まず全体論としては、これは安定供給に必要なkW価値を安価に確保するということでありまして、この詳細設計、運営につきましては、この価値の認証ですとか系統制約の考慮といった実務に近い専門的な能力が必要ですので、送配電事業者の果たす役割は大きいのではないかと考えております。

留意事項については、稀頻度リスクへの対応につきましては、これは電源を持つこと、それからデマンドレスポンスの量を確保すること、あるいはほかのエリアに期待して連系線を増強することといろいろありますけれども、そういったものが整合的に検討される必要があるというふうに考えております。

それから、容量確保期間と契約期間といったところは、これは海外事例にもご紹介があったと思いますけれども、ファイナンスの観点から、新設する電源の契約期間を長期間にする、タームを変えるということも考えられると思います。

それから、既設電源への支払いのあり方につきましては、基本的には同じ価値を提供する電源であれば、同じ価格で対価を受け取りたいというふうに考えておりますし、結果としてお客様から見て効率的な調達が可能になるということで、需要家の負担を軽減していく必要があるというふうに思います。

24ページ目に、調整力公募・リアルタイム市場についても書いておりますが、先ほど来繰り返していることと大体同じでございますので、24ページは割愛させていただきます。

ちょっとオーバーいたしましたので、私から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、ただいまのご説明に対しまして、皆様からご意見、ご質問をいただきたいというふうに思います。それではよろしく願いいたします。

廣瀬委員からお願いいたします。

○廣瀬委員

ご説明どうもありがとうございました。2点ほど質問させていただきます。

まず、関西電力さんのほうから、お時間の関係で口頭でのご説明がなかったところですけども、スライドの6ページ目で、既設電源への支払いのあり方のところで、「仮に、省エネルギー法などの他の政策に加え、容量市場においても電源の新陳代謝を促すならば、供給力の募集タイミングや約定期間によって予見性を高める方法も考えられる」とありますが、これは具体的にはどういうことなのか、もうちょっと、もしご紹介いただける具体案があれば教えていただきたいと思います。

もう一点は東京電力さんのほうで、19ページ目で全国の前備力削減の試算のご説明をいただきました。連系効果により必要前備率が減るということに関して、確認させていただきたいのは、この前備力削減効果は、2020年4月以降の送配電分離がなされてからこそ実現するものなのか、それとも、この連携効果は、原理的には今でも実現し得るものなのか、そこのところを教えてくださいたいと思います。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、まず関電さんのほうからお願いいたします。

○内藤オブザーバー

ありがとうございます。説明を省略しまして申しわけありませんでした。

ご指摘の部分でございますけれども、新陳代謝を促していく方法というのは、容量市場のみならず、他の政策でも取り得るのではないかとということがまずございまして、その一例として、省エネルギー法で規定されていますようなことも、その役に立ちますよねということをおし上げております。

この容量市場においても、本来の目的からは少し派生する部分かと思っておりますけれども、ここのマーケットでも何かしらの新陳代謝効果を盛り込んでいくということであれば、例示として挙げさせていただいておりますのは、供給力の募集タイミングでございますとか、この容量支払の約定の期間を新設と既設で変えることによって、そういう効果が出せないのかなという趣旨でございまして、電源を新設されるには少しリードタイムが必要でございますので、早目に募集を行なうとか、今、東京電力さんからもご意見がございましたけれども、少し長目にお支払いをお約束するというようなことも、そのような効果につながるのではないかと趣旨で記載してございます。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、東京電力ホールディングスの岡本さんからお願いします。

○岡本東京電力ホールディングス株式会社常務執行役

19ページ目の試算についてでございますけれども、前提としておりますのは17ページ目にあるような階層構造といえますか、広域的に、需給をできるだけ効率的にと、この部分だけですので、ある種それ自体は、それぞれのプレーヤーの経営形態とかによるわけではないので、まさにこの17ページに書いてあるようなことを前提に考えています。

あと、この数字自体も、これは2020年以降というお話もありましたけれども、時間軸で言いますと先ほどの2030年のエネルギーミックスを想定してしまして、その時点で相当再エネが拡大されているということがあったり、あるいは需要についても、大分現状とは変化が生じておりまして、我々の需給上は、もう夏のピークというよりも、これはいつでも予備力、余力が足りなかったり、あるいは逆に余剰が出るといったことが、ある種年間を通じてどういった場合でも起こり得るというような状況を想定してしまして、そういったときにこういう検討をするといえますか、17ページのような全体での最適化等を行った場合の効果ということでご理解いただければと思います。

私ども、これは東電委員会の中で提案させていただいておりますのは、こういったやり方をやる上で、もっとも事業者においてもインセンティブも必要ですし、こういったことが実際に、できるだけ送配電というプラットフォームがよりよくなるような、インセンティブが働くような仕掛けといえますか、体制というの、これは経営としては必要ではないかというふうに思っておりますけれども、この試算自体は前提としては17ページの絵だけでございます。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、松村委員からお願いいたします。

○松村委員

コメントが多くあるのですが、まず質問だけさせていただきます。

まず関電のプレゼンに関して、旧一般電気事業者もベースロード電源市場で買えるようにしてくれという要求に関してです。仮に市場を東西で分けたとか、あるいは全国4つで分けたとかということになったときに、自分がいない地域、もし東西となったとすると、西の事業者が東で買うのを許してくれ、東の事業者が西で買うのを許してくれという意味なのか、西の事業者が西で買うのも許してくれという意味なのかを教えてください。

2点目。もし西の事業者が西で買うのも許してくれという意味だとすると、この場合にはグロスビディングのようなことを考えているのでしょうか。あるいは、約定して売った事業者は買えないような格好で、価格の制限があるビディングを念頭に置いておられるのでしょうか。この点も教えてください。

○横山座長

それでは、内藤さん、お願いいたします。

○内藤オブザーバー

まず、そこまで峻別して考えられているかという、まだこれからの検討課題だと思っておりますけれども、これまでの中間とりまとめでありますとか、この場のご議論の中で、自分のエリアの需要に対してベースロード市場で玉を買うのは良くないのではないかとということでございましたので、それはそうだと思っております。

今度は、他の地域に我々が出ていくときに、どこから供給力を調達して商売をしようとするのかということを考えないといけないと思っておりますけれども、一般論として、こういう場で、我々も供給力の調達をさせていただいたらどうかと思っております。

今のご質問に照らして言いますと、例えばFCの容量にかなりの制約があって、東で、なかなか西の電気を持って行って小売の商売をするということが難しいようなケースですと、その場でベースロード市場から買わせていただくというようなことができる方がありがたいと思っております。一方で、今度は西で、例えば自社の電気がデリバリーできるのに、別途ここからまた調達して買うか、商売するかというようなことは、まだ少し制度設計が見えない中で具体的な検討ができていないというのが正直なところでございます。

価格形成に何か悪影響を与えるのではないかとということへのご懸念のご質問かと今承りましたけれども、そこはそういうことがないような制度設計をこれからご相談させていただくのかと思います。

○横山座長

それでは、お願いします。

○松村委員

まず、関電のスライド4ページのところです。ベースロード電源市場に関してです。過大な規模にならないようにということを一方向で指摘になっているのだけれども、一方では買い手として旧一般電気事業者も参加したいということなので、もし買い手として旧一般電気事業者が参加するということだとすると、新電力の販売量に何割掛けるという格好で量を算出してはならない。旧一般電気事業者が買うことも前提とした量にならなければいけないので、当然規模は大きくなる。論理必然的にそうならないとおかしい。まさかその量は一定で、買うほうだけ自分たちも参加させてくれなんて信じがたいことを言ったのではないかと思いますので、当然そういうことも今後考える必要がある。

ただ、だからといって、旧一般電気事業者の本体全体の量の3割とかということ、もうめちゃくちゃなことになってしまう。私たちが旧一般電気事業者は当然域外でこれぐらいやってほしいと思うような量の3割を、さらにプラスして供出量を考えるというのは、これは旧一般電気事業者が買えるということとのセットで検討する余地はあると思いました。

それから、それに関して、さらにベースロード電源市場では、2年物、あるいはそれ以上のものに関しては相対取引ということを書きいただきました。これは大変いい提案だと思います。

相対取引は、今でも私の理解では自主的にやろうと思えばできると思っています。ぜひ、こういうふうにせつかく書いていただいたわけですから、透明な形で相対取引の門戸を開いて、その結果として、ベースロード電源市場にそんなに依存しなくても十分競争的な市場をつくれるじゃないかと、こういう状況になれば、かなり早い段階で卒業する、あるいはかなり低い上限を設けるとかという議論もできるようになると思います。

一番極端なケースでは、各一般電気事業者が自社の小売部門も参加するような、クリアで透明な入札みたいなことを長期契約でやってくれるとかいうようなことをすれば、大きな前進になると思います。せつかくこう書いていただいたので、そういう取り組みが自主的に出てくるということ強く期待しています。

それから、次に、水力について同じスライドで言及されていますが、ダム式のものに関しては、かなりの程度、調整力として使うほうが効率的だというのは、私自身、前回そう言ったつもりです。ただ、一方で、Jパワーがかなり限定的な形で、一つ一つの発電所を見て、その運用状況を見ながら、ということをおっしゃったと思います。これも否定するものなのか、あるいは大半のものを調整力として使っているのが大半のものが外れるべきと言ったのか。多分、私は、大半のものが外れるべきだというふうにおっしゃったのだと思います。しかし、そうではなくて、全部外れるべきだというつもりで書いているなら、後でもう一度、その点を説明して下さい。

それから、常時バックアップに関しては、これも前回言いましたが、この制度が始まったら、ベースロード電源市場が始まったら、直ちに常時バックアップを廃止するなどというのは既定路線ではないと思っていますし、私自身は、貫徹小委の議論はそんなふうではなかったと認識しています。

ここでは、まるで当然廃止される、あるいは万が一廃止されないような場合にもこうしてほしいと、こういうようなことが書いてあるわけですが、私は到底受け入れることはできません。こんな整理ではなく、競争基盤が整備されるのに応じて、常時バックアップは縮小していくことだと理解しています。このような形で出てきて、それで常時バックアップというのは、もう近い将来、直ちに廃止されるというような不安を与えると、新規参入に大きなブレーキになりかねない。この点については同意しかねるということは再度申し上げます。

しかし、一方で常時バックアップの量に関しては、このベースロード電源市場で約定した量というのがあるわけで、これだけ出しているのだから、常時バックアップの新規のものは受け付けるのは難しくなるとかいう、約定量を見ながらそういう主張が出てくることは理解できます。あるいは、これによって競争基盤がこんなに整備されたので、もう不要でしょうという議論が、本当に競争基盤が整理された後ならあり得ると思います。

さらに言うと、いいところ取りというのはよくないという議論は確かにそのとおりだと思いますので、例えば、常時バックアップの契約をさらにこう変えると、このベースロード電源市場ができているもとでいいところ取りがしにくくなる。だからこう変えたいが、どうでしょうかとい

うような具体的な提案が出てくれば、当然検討することになると思います。これについても、あたかもベースロード電源市場ができてきたら、当然に縮小、あるいは廃止していくというような発想だとすれば、私は到底受け入れることができません。

それから、自前での電源調達努力分を反映させるべきだということに関しても、ちゃんと自前で整備できるような状況というのは整ってきて、そのための努力を十分していなくて、これに依存するというような状況が見えてきたときには上限のようなものを設定するという、そういう程度の意味であれば合理的なご意見だと思います。

ただ一方で、例えば系統接続の問題なので、今でも圧倒的に旧一般電気事業者が有利な状況。先着優先で圧倒的に有利な状況になっている中で、自前で電源の調達の努力をせよと言われても困るという状況もあるのも事実。この問題が十分解決されて、先着優先だとかというのが完全に改革された後で、こういう点を議論していくべきだと思います。

それから、供給力の上限というの、新規参入者のシェアがどんどんふえていった段階で、どんどん供出量がふえていったらやっていけないというのは、これは事実だと思いますので、当然、新規参入者のシェアが25%が50%になったら供出量が2倍になるなんていうことは誰も考えていないと思います。そういうような意味で、ある種の上限を定めるというのは当然だと思いますが、これについては具体的にこの後、議論していくことになると思います。

ただ、一定期間たった後での廃止というのは受け入れがたい。これは一定期間たったではなくて、一定期間たって、十分競争基盤が整備されたということを確認して廃止すべきだと思うので、今の段階で一定期間後に廃止するというようなことをコミットするのは時期尚早だと思います。

次、スライド5、容量市場についてですが、これについては、既設と新設を区別すべきではないということが明確に意見として出てきたと思います。これを区別するとゆがみが生じるというのは、先ほど最初のプレゼンテーションでもある程度示されたことであって、意見としては合理的だと思います。

一方で考えなければいけないのは、私たちは、既設と新設を区別するという話と、経過措置をどうするのかという話をごっちゃにはいけない。長期的に見て、新設の段階で一旦もらって、その後既設になったときにも延長するというような状況のときに、それに対して支払わないということをするのでディスティーションが発生する。これは事実ですが、一方で、容量市場と全く無関係に、総括原価と地域独占に守られた時代につくられた電源というのにつかみ金のように容量市場でお金を渡せば、これは確実に消費者の負担になります。ニュートラリティーは絶対に満たされない。ただ、確かに資源配分の効率性という点から見ると、消費者にたくさん金を払わせて、旧一般電気事業者がお金をもらおうと言っても、お金に色はついていませんから、全体の余剰という点では非効率性は生んでいないかもしれないけれども、明らかに消費者の負担をふやすことになる。この経過措置をどうするのかという話と、新設と既設を最終的に区別すべきか、すべきでないかという話はごっちゃにしないようにしていただきたい。

今回出てきた正当化の議論は、究極の、最終の姿で、既設と新設は区別すべきではないということ正当化する議論は何えました、経過措置を設けるべきではないとの主張を正当化する議論は何一つ聞いていない。もし今後経過措置というのを設けるべきでない、制度の最初の段階から総括原価と地域独占に守られていた時代につくられた電源も容量のペイメントをもらうべきだという主張だとすれば、もう少しちゃんとした理由をご説明いただかないと、納得しかねます。

次、スライド8ですが、既契約のところではバランスをとった議論をしてほしいというのは、これは全くそのとおりだと思います。ただ一方で、今まで既契約の見直しというところで、少なくとも私たちから見ると、相当無体なことを旧一般電気事業者が言ってきたのではないかと。それに対して相当に深い不信感があり、今回の既契約の見直しでも相当変なことを密室で要求するのではないかと疑っているの、ああいう強い意見がヒアリングでも出てきたんだろうと思います。

一方で、そんなことではなく、既契約を結んでいる旧一般電気事業者が主張して当然だということが出てきたのに、それを一切無視するなんていうことがあってはいけないことだと思いますので、具体的にもめたときには、何がどうもめているのかというのを、経営情報にさわる範囲内ですできるだけ開示していただいて、それで自分たちの言っていることが正当だということをしてできるだけオープンな形で主張していただきたい。単にバランスをとれというだけでは、過去を知る者は、安直に受け入れることはできない。

最後に、ベースロード電源市場にもう一回戻りますが、自由化後のいろいろな努力を反映してほしいというのは、これはもう全くそのとおりだと思います。反映すべきだと思います。それから、自由化後だけに限定して言っているというのは、自由化前のところは当然に反映されるはずだ。事務局案でもそうなっているから、当然に反映されるはずだということで、こういうステートメントになっているのだと思います。

でも、私たちはこのときに考えなければいけないのは、この義務量を考えるときに、義務量を一旦割り当てて、その後、自由化前、あるいは自由化後の努力の部分を書いていって義務量を決定するという格好になるわけですね。そうすると、逆に言えば、最初の段階の、調整前の義務量は、全面自由化前にも一切協力しなくて、こんなにみんなが期待しているのにもかかわらず、1kWたりともJパワーの切り出しをしてくれなかった事業者が実際にいて、さらに、その後、全面自由化後も全くやってくれないという、そういう事業者に対して要求する量がこれだけというのが、まずベースとして決まって、そこからいろいろな要素を調整して引いていくということになると思います。

最初に過大な規模にならないようにと要求していますが、この点については、自由化前にこれだけ期待されていたのにもかかわらず、全く協力してくれなかった事業者に対する要求水準だということはきちんと認識した上で、もし本当に必要があれば、過大だということを詳細な制度設計の場でもう一度言っただけならばと思います。

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、内藤さんのほうから何かありましたらお願いしたいと思います。

○内藤オブザーバー

ありがとうございます。

たくさんご指摘をいただきまして、全てにお答えし切れないかもしれませんが、まず相対取引を頑張っただけというお話を頂戴しました。以前から申し上げてきましたけれども、なかなか原子力の再稼働ができず、供給力にも事欠くような状況から徐々に改善してきていると思っております。さらに状況が改善すれば、ぜひその部分も一生懸命やっていきたいと思っておりますので、また今後の取り組みをご評価いただけたらありがたいと考えてございます。

それから、水力の扱いにつきまして、おっしゃるとおり、何が何でも全てだめだと申し上げているつもりはなく、それぞれの電源の物理的な特性でございますとか、運用上の状況に鑑みて、ここは細かく議論させていただくことかと思っておりますけれども、少し制度を作り込むときの難しさはあると感じてございます。

それから、常時バックアップにつきまして、以前から議論させていただいている私どもの主張としては、いずれこの制度は廃止されるべきということをお願いしてきたつもりでございますけれども、少なくともこのベースロード電源市場が始まったときに、これまでと全く同じ形の常時バックアップが存続するかどうかについては、少し何かしらの工夫の余地があると思っております。今も先生のご発言の中でも幾つかご示唆をいただきましたけれども、対応を引き続き考えさせていただきたいと思っております。

それから、容量市場につきまして、経過措置をどうするかというお話がございました。少しまだ私どもも十分に理解できていないのですが、容量市場そのものも、どういうkWを確保し、どういう電源にどういう支払いがなされるのかということも、まだこれからの議論だと思っております。これがないときに比べて消費者の負担がふえるのかどうかということも、制度設計次第でそうなることもあれば、ならないこともあるのではないかと感じてございます。そのあたりはこれからの議論の中で、ご指摘の点も含めてご議論させていただくのではないかと考えてございます。

それから、既存契約の見直しに関しまして、バランスのとれたものにする必要があるということをお願いいたしますけれども、現時点では、自社の抱えております契約の中で、どういう見直し協議が発生し、その中で何が論点になり得るのかということをご承知できておりませんが、ガイドラインとしてどのようなものをお作りになるのかということと鶏・卵かもしれませんが、そのあたりはまた状況に応じてあるべき姿について意見させていただけたらと思っております。

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、曾我委員からお願いいたします。

○曾我委員

私からは2点ございます。

松村先生から先ほどご指摘があった点と重複するところもあろうかと思うのですが、関西電力様の市場供出量のコラムのところ、電源開発インセンティブの観点から供出量に新電力の自前での電源調達取引を反映させることが必要であるというところで、ちょっと誰にとってのインセンティブなのかということもあるかもしれないのですが、具体的にどういう努力分をどう反映させることが必要というふうにお考えなのかなというのが、疑問に思った次第です。

2点目は、同じく関西電力様の既存契約の見直し指針につきまして、バランスのとれたものというところで、ガイドライン作成に当たっては、恐らく契約書の文言等が具体的にどういうふうになっているのか等々も踏まえて検討するとした場合に、契約書の開示について、守秘性が高いものについて一部考慮が必要かもしれませんが、極力ご協力をいただけるとするか、その他の情報提供というのは皆様、積極的にしていただけるという理解でよろしいでしょうかということをお伺いしたいと思った次第でございます。

以上でございます。

○横山座長

それでは、内藤さんのほうから、何かありましたらお願いしたいと思いますが。

○内藤オブザーバー

電源開発のインセンティブというのは双方にあると思っておりまして、松村先生のご指摘のような難しさはあると思いますけれども、全くこの市場に依存するので自分で供給力を確保するというご努力がないということもいかなものかと思っております。そのあたりのご努力を促すような仕組みを、どういう形であれ盛り込んでいただけたらありがたいなと思っております。

一方で、私どもも、新陳代謝ということも含めて何かしらの電源開発を継続していかないといけないと思っておりますけれども、せっかく開発したものが、本来期待していたものよりも安い価値で新電力さんの手に渡るような制度が継続するということだと、なかなか意欲が湧かないというようなところもございますので、このあたりはどのような形で盛り込むかというのは難しいとは承知しておりますけれども、ご配慮いただけたらと思ってございます。

それから、既存契約につきましては、なかなかこの場に契約書をお配りしてというわけにはいかないと思いますけれども、何かしらのご配慮をいただいた上で、何が論点なのかということは確認していただかないと、ガイドラインがこれでいいのかどうかということもわからないと思いますので、事務局を通じてということになるかと思いますが、対応についてはご相談をさせていただきたいと思っております。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、小宮山委員、お願いいたします。

#### ○小宮山委員

私のほうから、関西電力様のほうに簡単なコメントと、あと東京電力様のほうに簡単な質問がございます。

関西電力様のほうから、電源開発インセンティブ確保から、新電力の自前での電源調達努力を反映させることが必要であるというご指摘がございました。私も同感でして、やはりベースロード電源市場のもとで、特にこちらも今後の全体の設計によるかと思えますけれども、仮に、例えばですけれども、容量市場が主にガス火力を中心に固定費を回収するような制度設計にいたしますと、そのもとでベースロード電源市場を走らせるといたしますと、特に想定されるに、原発のリプレースとか、それからあと、新規の石炭火力等への投資インセンティブがかなり阻害される可能性もあるのではないかなと。

従来から大山先生がおっしゃられたとおり、調達力の確保というのが恐らく最も喫緊で大変重要な課題かと思えますけれども、恐らくベースロードも新陳代謝を図るということも一方で重要かと思えますので、その点、今後注意して見る必要があるのかなというふうに存じました。

それで、最後に東京電力様のほうに簡単な質問がございますけれども、何かしらモデルを使って燃料費削減、予備力費用削減ということが試算されて、前提条件として、2030年の長期エネルギーミックスの想定のもとでご試算されているということでございますけれども、当方の東京大学のほうでもこうした試算を行っているので、どういう設定で計算しているかをぜひお教えいただきたいんです。原子力発電や再生可能エネルギー発電、こちらを拝見いたしますと、9地域で地域別に計算されているように思うんですけれども、各地域の原子力、並びに特に太陽光とか風力の想定を地域別にどのように設定されているのか、もしおわかりであればご教示いただければと思います。

以上でございます。

#### ○横山座長

それでは、東京電力ホールディングスの岡本さんのほうから、何かコメントがありましたらお願いします。

#### ○岡本東京電力ホールディングス株式会社常務執行役

申しわけありません。モデル中は、そこはかなり結果に大きな影響をもたらしますので、私どもとしましても一定の、これは想定でございますので、ちょっとここで申し上げるのも非常に難しいし、逆に私自身がどういう想定だったか覚えていないところもあってあれなんですけれども、想定はいたしております。

やはり、特に再生可能エネルギーについては、一定の地域的な偏在というのも実際に現状の数字から見込んでおりますし、原子力については、現状ある発電設備というのを比較的、比例的に

見ているということでございます。

ただ、ちょっと今、詳細の前提の発電の性能を手元に持っておりませんので、また別途ご説明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、大橋委員からお願いいたします。

○大橋委員

質問というよりもコメントになるかもしれませんが、まずベースロード電源市場ですが、これは、我が国のこれまでのベースロードの使われ方を鑑みたときに、やはり需要家に対して多大なメリットをこれまで与えてきたという経緯があるんじゃないかと思います。そうしたベースロード電源に対して、今後もベースロードとしてきちんと使われるということは、それはやはり需要家のメリットという観点からすると極めて重要な論点かなというふうに思っています。

これは、スポット価格に収れんさせるという話が、多分東京電力からあったんじゃないかと思えますけれども、これも考え方としてはあり得ると思いますが、ただ、ベースロード電源から生まれる便益を需要家に裨益させるのか、新規参入の原資にするのかという、基本的にはそういうふうな考え方の違いなのかなと思いますけれども、基本的に今回の自由化の大きな趣旨というのは、需要家にメリットを与えながら、産業として新陳代謝を図るということがやっぱり筋かなというふうに思う観点からすると、どの程度がベースロードなのかということを見ながら、ここの供出量なり約定量なりというものを考えていくというのは極めて重要なかなというふうに思っています。

同時に、これまで代替するものとして常時バックアップが存在していたわけですが、年度末に監視委の競争評価もありましたけれども、必ずしもベースロードとして本当に使われていたのかということに対しては、一定程度疑義があったというふうなレポートだというふうに理解しています。基本的には市場との差しかえで使われている部分もかなりあったんじゃないかというふうな評価だったと思います。そういう観点からして、ベースロードというものをきちんと供出する中で、常時バックアップがどのように使われたのかということの評価もあわせて考えながら進めていくというのが極めて重要なかなというふうに思っています。

容量市場に対してけれども、今回の内容、またご発表もあったのですが、それで私は特段問題はないんですが、基本的には将来のアディクエシーというか、必要な容量の決定に対して働きかける制度なので、過去の収入がどうだとかいう、そのサンクコストの有無だとか、その多寡には影響を受けないんだということだと理解していますので、そういうふうな容量市場のあり方というものを目指すべきだろうと思います。

最後に、東電のほうからあった、この900億という数字はいろいろな前提のもとでつくられたということ、たまたま思い出したんですけれども、たしかシステム改革の中の議論でも、広域メリットオーダーができればどれだけ社会的にメリットがあるかという議論をやったときに、この

ぐらいの数字だったのかなというふうに思います。正確には1,100億だったかもしれませんが、そのぐらいの数字だったのかなというふうに思い出します。

あれは震災前の数字を使ってやっていたんですが、その後、OCCOとか、あるいは監視委ができて、余剰電力を市場投入したりとか、いろいろな形でメリットオーダーにするように働きかけてきたことを考えてみると、その効果とは一体どれだけだったのかなと、東電様の数字を戴いて、逆に興味には感じました。これはもう単なるコメントにすぎませんが、以上であります。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、鍋田さんのほうからお願いいたします。

○鍋田オブザーバー

ありがとうございます。

では、私のほうから2点ほどお話を差し上げたいと思います。

まず、先ほど、容量市場の中での新設と既設の扱いというお話が詳しくございました。これからよく検討していかななくてはいけないと思うんですけども、やはり容量市場で中長期的に供給量を確保していくということになりますと、当然ながら市場としては既設を入れるべきだろうというぐあいに思います。

ご存じのとおり、既設電源であっても、やはり古くなってきますと、それなりの改修のお金がかかりますし、古くなってきますとスポット市場でなかなか利益が得られないということになりますと、維持をしようとするれば何らかの形で固定費を回収させていただくような仕組みが必要になると思います。

一方で、じゃ、新設電源のほうが必ず固定費が高いのかということになりますと、これはスポット市場にもよるかもしれませんが、そちらである程度の利益が得られれば、固定費も少し容量市場で安くするというのもできるのではないかなと思っています。

やはり、いずれにいたしましても、中長期的な供給力をいかに確保するのか、新設と既設をどういう扱いにするのかというのは、よく検討されるべきかなというぐあいに思っています。

それから、もう一点でございます。関西電力のほうから供給量の上限の話が出てまいりました。新電力殿のアワーの3割という形でございます。これは市場整備ワーキングの最終回にも少し私は申し上げました。あのとときの資料、たしか新電力の方の全体のアワーが470億kWhぐらいで、契約kWのものをを出しますと550億kWhになるということから、少し大きいのではないかということをお話した覚えがあります。

この点について、私ども電力会社も、やはりお客様皆様の契約を合成いたしまして、合成したロードカーブの中でベースロード電源がどのくらいあればいいのかということを考えております。ですので、やはりイコールフットということになりますと、お話のあったように、新電力様のkWhの3割というところは妥当ではないかなというぐあいに思っております。

また、そのときの資料にも、新電力殿にも自社電源開発等のパーセントがたしか5%ぐらいあったと思います。ですから、そういう電源開発とか、それから相対とかいうものも含めて考えていただければと思います。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、斉藤さんのほうからお願いします。

○斉藤オブザーバー

ありがとうございます。

関西電力さんの発表内容について1点コメントさせていただきます。4ページの一番下の市場供出量のところです。

ちょうど、今中部電力さんもコメントされておりましたが、こちらの市場供出量に関しまして、1ポツ目の3行目、括弧して現時点での契約kW3割と、あと新電力の総需要が幾つというような形で書いております。

今中部電力さんのご発言というところも理解できなくもないんですが、一方、やはり我々新電力の立場として、新電力というのは、ずっとやはりベース電源が乏しかったというところの中で、どうしても我々、事業性を見る中で、いわゆる負荷率の低いお客様を中心にとらざるを得なかったという事実がございます。

ですから、こちらの436億kWhというのは、ある意味、負荷率の低いお客様を集計したものというのが、ひとつ前提としてあります。こちらが当然、ベースロード電源市場でベース電源が調達できるような状態になれば、我々も営業戦略、ターゲットとすべきお客様の幅も広がってきますし、この数字というのも自然と上がってくるものと思っております。

ですから、ここのkWの3割というのは、先ほども貫徹小委の中間取りまとめで需要の3割というコメントを意識して書かれて、それをもってkWではなくて、その1行上の「kWhベースの需要を基準に」ということ書かれているかと思うんですが、私どもの立場で申し上げますと、これで単にこの数字の大小をもって、ではkWではなくkWhというところに行くのは、ちょっとどうなんだろうかと。この部分は、もちろん我々として非常に重要な点だと認識しておりますし、今後もこの議論の大きなターゲットの一つとなると認識しております。ただ、いずれにしても、関電さんも記載されているとおり、ベース電源へのアクセス機会の平等化を図るという制度の趣旨、ここを意識した上で、今後とも議論させていただければと思います。

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。

予定した時間が来ておりますが、まだ皆さんご発言がありますので、ちょっと続けさせていた

だきたいと思います。

じゃ、國松さんのほうからお願いいたします。

○國松オブザーバー

ありがとうございます。

私のほうからは2点なんですが、容量メカニズムの件でいろいろ議論をいただいている中で、二重取りになるか、ならないかというようなお話がございます。

kWhの市場を運営しております私どもとしましては、容量メカニズムが入った場合、そのkWhの市場も今のままの形、例えばシングルプライスオークションの、そのままでもいいのか、それともマルチプライスにしなければいけないのか、kW、例えば容量メカニズムで、固定費プラスアルファを回収している電源というものが、kWhの市場に対してどういう入札をしなければいけないのか、それは入札義務づけになる、またそこでシングルプライスオークションで差額分を徴収するとなれば二重取りになりますので、kWhのスポット市場の考え方も変えていかなければいけないと、そういった検討も私どもでしっかりしまして、また提案するようにしていきたいというように考えてございます。

もう一点が、本日ご説明がありました、12ページの各市場の全体像というので整理いただいて、また、かつ岡本様のほうにいらしていただいたので少しお伺いしたいんですけども、前日計画、前日に立案する計画の確かさというところです。

このグラフというか図でいえば、前日とゲートクローズ後の間、これはゲートクローズまで何をしてもいいというわけでは私は決してない。安定供給からすれば、前日に計画を立てる、この計画の確かさが、その計画に従って調整力を確保するということを考えれば、前日計画はどうあるべきなのかというのを系統運用の方々がしっかり出していただく。

それにすれば、調整力の最終的な——調整力というかkWhの最終市場が、このスポット市場、1日前市場になり、時間前市場というものは、その後の調整市場という明確な定義づけができる。前日計画というのは、近ごろどうも、どういう位置づけになっているのかが見えなくなっておりますので、系統安定のためには必ず必要な計画、これは重要な計画だと私どもは認識しておりますが、そこが系統運用されている方々にとっていかがかというのを、機会があれば教えていただいて、それを電気事業者の中で共有すべき、しなければならぬ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、後ほど、系統運用者の皆さんから時間がありましたらいただくことにしまして、大山委員からお願いいたします。

○大山委員

時間も迫っているようですし、それから、皆さんもうかなり議論をされているので1点だけ、皆さんが余り触れていなかった点ですけれども、きょう、東京電力のほうから、混雑費用、もしくはFTRオークション収入の使途を整理していただきたいという一文が入っていたので、これをぜひやりましょう、賛同しますということだけ一言言いたいと思いました。

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、菅野さんのほうからお願いします。

○菅野オブザーバー

本日話題になったところで2点。

まず、水力発電からの切り出しでございます。河川の流量を前提に、調整力の必要性に基づき水力を運用するのは当然でございますが、私が前回申し上げましたのは、1つの河川で複数のダムを1社の事業者が統括して運用している場合にあっては、当然、河川流量と調整力に対応していきますけれども、結果として、年間ベタで発動している部分があり、その部分について、ベースロード電源としての供出は可能ではないかということ。例えば、河川全体で持っている出力の20分の1、10分の1程度の部分については、kWhとしてベタで供出可能ではなかろうかと、私どもは水力発電事業者として考えているということでございます。

それから、既存契約の見直しについては、先ほど内藤オブザーバーからもございましたが、当然、当事者同士の合意が必要ではございますが、当事者同士としてはどうしても利害の対立があるため、私どもはガイドラインの必要性をお願いしていますので、中立者の方々に契約がどうなっているか見ていただくことについては、前向きに対応させていただきたいと思っております。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、新川さんのほうからお願いします。

○新川オブザーバー

まず、きょうは容量市場についてIEAからプレゼンいただきまして、ありがとうございます。

結論として掲げられております、市場にゆがみが生じることのないよう慎重に設計されなければならないとか、技術的に中立で、供給側、需要側の両方の資源を含め将来を見通した制度であるべきという点をご指摘のとおりと考えております。

現在、広域機関を中心に検討が進められていると理解しておりまして、本日のIEAのプレゼンも含めて、引き続き検討を進めることを期待しております。

それから次に、関西電力の資料の中に、政策目的が重複する常時バックアップ及び部分供給は、ベースロード市場の創設に伴い廃止することが活性化にもつながるという記載がございました。ベースロード市場の創設により新規参入者の電源調達環境が改善すると見込まれる中、常時バック

クアッパから取引所取引や通常の相対契約への移行が進むことが望ましいと考えておりますが、貫徹小委の中間取りまとめでは、即時廃止することは志向しないと明確に整理済みと理解しております。ベースロード市場がどのようなものかまだわかっておりませんし、実績もない中で議論しづらいものでございますが、ご発言の本意は委員会としてもよく確認をしていきたいと思っております。

それからあと、東京電力のプレゼンの中に、調整力調達について平滑化、広域メリットオーダ一等の観点から、調整力調達の活用、広域化、効率化がございましたが、これは極めて重要であろうと思っております。また、現在の調整力の運用についても、電力市場全体の効率化に資するよう、できるだけ効率的、低コストで行われるべきと考えておまして、こうした視点から、本年4月以降の運用を監視、評価し、見直すべき点があれば変更可能な部分から改善するよう求めていくこととしております。いただいたご意見も参考にして検討していきたいと考えております。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

ちょっと最後は時間が押してまいりまして、皆さんにスピードアップしていただきまして、どうもありがとうございました。大変申しわけありませんでした。

ほかに何かご意見は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、事務局のほうから何か、最後にコメントありましたらお願いします。

○曳野電力需給・流通政策室長

ありがとうございます。

さまざまなご議論、それからご意見をいただきまして、事務局としてもしっかり今日の議論も踏まえて、次のたたき台というものを検討してまいりたいと思います。

市場供出量につきましては、本日の関西電力さんから提起のあった話、それからこれまでの新電力さんから提起があった話の中で、新電力が実際に必要となるベース需要に見合ったものと、それからアクセス機会の平等という趣旨に照らして、例えばどういうものが適切なのかということについても、事務局としてもしっかり考えたいと思います。

一点、関西電力さんのところで、新電力の自前での電源調達努力分というところの議論がありましたが、長期の電源投資で見た場合に、仮に大手電力さんだけがこの投資をしているということで、新電力が全く自社または独立の電源投資を行わないということが、長期で見た、むしろ発電市場の中での効率化といった場合にどうなのかなという視点もちょっとあるのではないかと、というふうに思っております。

それから、東京電力ホールディングスさんからご説明のあった広域的な活用につきましては、もちろん個別の根拠といったものについての精査というのは必要かとは思いますが、こう

いう広域化のメリットということ自身については、しっかりメリットがあるのであれば進めていくべきというのが全体の議論だったのかなというふうに理解をいたしました。

いずれにいたしましても、詳細につきまして、本日の議論を踏まえて、また検討してまいりたいと思います。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、本日はここまでにさせていただきます、最後に今後のスケジュールを事務局からお願いしたいと思います。ヒアリングはこれで終わりでしょうか。

○曳野電力需給・流通政策室長

事業者さんからさまざま、これまで議論をいただきましたので、本日までの議論をいただきまして、少し個別の論点についての整理作業をしたいというふうに事務局としては考えております。

次回の開催につきましては、日程等、詳細が決まり次第、ホームページでお知らせをいたします。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、きょうは活発にご議論いただきましてありがとうございました。

これにて終わりにしたいと思います。

—了—