

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12回）

日時 平成29年10月6日（金）16：00～18：04

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、安藤委員、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

<オブザーバー等>

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

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

竹廣株式会社エネット経営企画部長

内藤関西電力株式会社執行役員・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

（代理：海宝昭和シェル石油株式会社電力需給部長）

山田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

議題：

（1）容量市場について

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

○鍋島電力供給室長

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12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ありがとうございます。

本日、早坂オブザーバーはご欠席との連絡をいただいております。また、柳生田オブザーバーの代理として、海宝滋様にご出席いただいております。また、大橋委員が、本日、途中退席されると伺っております。

部屋の中が暑くなってくるかと思っておりますので、どうぞ上着をお取りいただければと思います。

早速ですが議事に入りたいと思っておりますので、以降の議事進行は横山座長にお願いいたします。

○横山座長

皆さん、大変お忙しい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、お手元の資料にもございますように、容量市場、前回、前半の論点について議論させていただきましたが、今回は、その中ほどの論点7から論点11までをご議論させていただきたいというふうに思います。

それでは早速、資料3について事務局からご説明をお願いいたします。

○鍋島電力供給室長

それでは、お手元の資料3をごらんいただければと思います。

1ページ目をごらんください。容量市場につきましては、前々回、9月6日の本作業部会におきまして議論を行いました。9月6日の作業部会では、論点の全体像について事務局からお示しするとともに、1ページ目に記載の論点1から6について、議論をいただいたところでございます。

次のページ、2ページ目をごらんください。2ページ目に本日ご議論いただきたい論点を掲載しております。

順に読み上げますと、7. 容量市場の対象範囲と費用負担の考え方、8. オークション制度の設計、9. 需要曲線の設定、10. 容量市場におけるリクワイアメント、11. ペナルティとなります。

次のページをごらんください。3ページ目は、次回以降ご議論いただきたい論点を掲載しております。説明は省略いたします。

4ページ目をごらんください。4ページ目から本日ご審議いただきたい内容となります。

まず、論点7：容量市場の対象範囲と費用負担の考え方についてです。

9月6日の本作業部会において、国全体に必要な供給力は全て容量市場で取引することとし、

その上で一般送配電事業者が必要とする調整力は全て需給調整市場で取引するということについてご議論いただいたところでございます。

本日は、容量市場で取引する kW 価値の対象範囲、事業者の費用負担について、ご議論いただければと考えております。

次のページ、5 ページ目ですけれども、広域機関における議論の状況をについて、スライドを掲載しております。説明は省略いたします。

6 ページ目ですが、論点 7 のうち、対象範囲についてです。

まず、1 つ目のポツですが、容量市場で取引する kW 価値の範囲につきまして、こちらにつきましては、現行の調整力公募の必要量も踏まえまして、①年間最大需要に対応する供給力、②景気変動等による需要変動に対応する供給力、③電源の計画外停止、出力変動電源の出力変化、気温等の変動に伴う需要変動に対応する供給力、④厳気象といった稀頻度リスクに対応する供給力を基本としてはどうかと考えております。

なお、9 月 6 日の本作業部会で議論いたしましたとおり、大規模災害などの稀頻度リスクにつきましては、広域機関等におきまして別途検討することといたしたいと考えております。

ここで示しております供給力に対応する具体的な調達目標量につきましては、次のページで、2017 年の調整力公募の数字を掲載しておりますけれども、具体的な数字につきましては、広域機関における調整力のあり方の検討結果や需給の状況を踏まえて、必要に応じて見直すこととしてはどうかと考えております。

次のページをごらんください。こちらでは、2017 年度の調整力公募における調達量について、掲載しております。

まず最初に用語ですけれども、下の注書きで書いておりますけれども、※1 として、厳気象 H1 需要ですが、これは 10 年に 1 回程度の厳気象条件における最大電力需要を指します。※2 ですけれども、H3 需要は、年間最大 3 日平均の電力需要という意味になります。

図のほうになりまして、左の軸のところには H3 需要とありますけれども、これが需要のラインになります。目を右に移していただきまして、持続的需要変動対応というものにつきましては、これは H3 需要の 1% を 2017 年は公募で調達したとでございます。

その上にあります偶発的需給変動対応につきましては、H3 需要の 7% の供給力を調達しております。さらに、稀頻度リスク対応、電源 I 部分の供給力は、厳気象 H1 需要の 103% と、H3 需要の 108% の差分ということになっております。

先ほど私がお説明した内容は、この容量市場におきまして、この右側の灰色の矢印、下から上まで伸ばしておりますけれども、この全体部分について容量市場の対象範囲にしてはどうかと

いうものでございます。

次のページをごらんいただければと思います。続きまして、費用負担の考え方について、論点をご説明いたします。

小売電気事業者及び一般送配電事業者は、①需要に対応する供給力、②予測誤差を補填する供給力・調整力、③実需給断面での周波数調整に必要な調整力を確保する必要があります。

このうち①については小売電気事業者、③については一般送配電事業者が責任を負うということが基本と考えております。他方で、この②の予測誤差に係る供給力・調整力につきましては、これまでさまざまな議論が行われてきております。

次のページから、過去の経緯をご紹介いたします。9ページ目をごらんください。

9ページ目では、2014年の制度設計ワーキンググループにおける議論をご紹介しております。ここでは、持続的需要変動対応に必要な予備力は、原則、小売電気事業者が確保すべきというふうに整理されました。

さらに、偶発的需要変動対応に必要な予備力は、小売電気事業者が確保すべき予備力と、一般送配電事業者が確保すべき調整力の両方が含まれているというふうに整理されたところでございます。

次、10ページをごらんください。10ページは、2015年の託送料金査定で示された考え方になります。

ここでは、偶発的需要変動対応に必要な予備力である7%のうち、現行の託送料金原価に織り込まれている5%を託送料金に原価として計上し、2%については小売電気事業者の負担とすることが適当と整理されたところでございます。

さらに続きまして、この2%のうち半分程度につきましては、予備力の調達が現在よりもしにくくなる可能性があるということで、半分程度につきまして暫定的に認めることとしまして、要すれば、H3需要の6%を託送料金原価に算入したというところでございます。

次のページ、11ページ目をごらんいただきまして、こちら調整力公募の議論をご紹介しております。

昨年秋の調整力公募におきましては、容量メカニズム等の措置が講じられていない現時点での暫定的な措置として、一般送配電事業者が偶発的需要変動対応の予備力7%を全量、電源Iとして確保するということといたしました。

ただし、これによってこの偶発的需要変動対応の予備力について、考え方が変更されたものではないというふうに理解しております。

12ページ目をごらんいただければ、さらに同じ調整力公募の議論をご紹介しておりますけれ

ども、ここでは厳気象対応の稀頻度リスクに対応する電源 I の必要量につきまして、これも実効性のある供給力確保の措置が講じられるまでの暫定的措置として、原則として一般送配電事業者が確保することとされたところでございます。

13 ページ目をごらんいただければと思います。過去のこういう経緯を踏まえた上で、容量市場の対象範囲と費用負担の考え方について、事務局としての案をこのスライドで掲載しております。

まず、前提となる認識といたしまして、1つ目のポツですが、容量市場において確保された容量について、小売電気事業者と一般送配電事業者のいずれが費用を支払うとしても、国民負担の総額に変わりはないと考えております。小売電気事業者においても、容量市場を通じて費用を支払うか、一般送配電事業者経由で託送料金を通じて費用を支払うかの違いに過ぎず、小売電気事業者の実質的な支払総額総額に変わりはないというふうに認識しております。

その上で、これまでの議論の経緯や、実質的にいずれにしても大きな違いはないというような観点を踏まえれば、結論といたしまして、託送料金に算入されている分は一般送配電事業者から回収することとし、残りを小売電気事業者から回収するという整理にしてはどうかと考えております。この考え方は、全体として必要な量を特定した上で、託送料金に算入している部分を不足から差し引くという考え方でございますけれども、その確保すべき必要量や託送料金のあり方というものは、今後いろいろ状況を踏まえて変わっていくということもあり得るかと思っております。

ということを踏まえまして、具体的な費用の負担のあり方については、広域機関における調整力の考え方の検討状況や今後の託送料金査定の考え方等を踏まえ、適切に見直すこととしてはどうかと考えております。

以上が論点7となります。

14 ページ目をごらんください。続きまして、論点8となります。

論点8はオークション制度の設計となります。まず、メイン・追加オークションの位置づけの論点です。

9月6日の本作業部会におきまして、メインオークションと追加オークションを分けて開催するというふうにご議論いただいたところでございます。その上で、メインオークションと追加オークションの役割分担をどのように考えるかという論点がございます。

まず、案1ですけれども、この考え方はメインオークションで必要な供給力のほぼ全量を調達するというを基本とし、追加オークションでは過不足部分を調達するという考え方です。

これに対する案2とは、何らかの基準でメインオークションと追加オークションで調達する

量を配分するという考え方です。

このいずれがよいかという点でございますけれども、発電事業者の投資回収の予見性確保や市場管理者の供給力確保の観点及び海外事例を踏まえると、案1を基本とすることが望ましいのではないかと考えております。ただし、DRにつきましては、容量市場への参加が妨げられることのないよう、リクワイアメントを含め検討することとしてはどうかと考えております。

なお、海外においては、メインオークションに参加しない既設電源について、その後の追加オークションに参加できないとしている例もございます。市場支配力の行使を防止する観点から、何らかの対応を行うかどうかは別途検討が必要と考えております。

15 ページ目は、諸外国の事例をご紹介します。

米国 PJM や英国では、メインオークションで必要供給力のほぼ全量を調達し、過不足分は追加オークションで調整していると認識しております。

この PJM ですけれども、追加オークションということで、右側の Incremental Auction が追加オークションに当たりますけれども、ここでは確保済みの供給力の量を調整していると認識しております。Incremental Auction では、一定量以上の調達の過剰があった場合には、リリースを行っているということでございまして、これは何らかの事情で稼働の見通しが立たないとか、困難な電源が応札しているというふうに認識しております。

続きまして次のページ、論点8のうち、入札単位と電源差しかえの論点になります。

まず、オークションの入札単位について、電源単位とするか、バランシンググループ単位とするかという論点がございます。

3つ目のポツですけれども、オークションの入札単位をバランシンググループ単位とした場合、バランシンググループ内で電源を差しかえるなどの調整が容易になるというふうに考えられます。

しかしながら、4つ目のポツですが、バランシンググループ内の契約ですと、個々の電源が適切に稼働しているかどうか把握しにくいという問題がございますし、大規模バランシンググループであるほど、バランシンググループ内での調整がしやすくなるという傾向があると考えております。

ということで、次のページですが、このためオークションの入札単位につきましては、電源単位として契約することを原則としてはどうかと考えております。

その上で、落札者がやむを得ない理由により供給力を提供できない場合には、市場管理者がその理由の妥当性を確認した上で、容量オークションで落札していない電源等との差しかえを認めることとしてはどうかと考えております。さらに、相対取引による差しかえも認めることで、

全体として必要な供給力を確保しつつ、ペナルティリスクを小さくできるような仕組みとしてはどうかと考えております。

なお、この場合、売り惜しみによる市場価格の高騰を防ぐため、差しかえが過度に必要とならないようなペナルティの水準や、監視のあり方等について検討が必要と考えております。

以上が論点8になります。

続きまして18 ページ、論点9、需給曲線の設定についてです。

まず、市場管理者が集中型の容量オークションを開催するためには、調達目標量とそれに対応する支払い価格を設定し、それを基準に需要曲線を設定することが原則になると考えます。

諸外国の状況を見ますと、需要曲線の形状につきましては、入札結果による価格変動幅を小さくできる傾斜型の需要曲線を採用している例が多いと認識しております。

この対案となりますのは、この下の図でいいますと、左側の垂直的に需要曲線を引くというものになります。この場合は、図にも書いてございますけれども、供給曲線、左から上に赤で書いてあるところですけども、これが少しずれると価格が大幅に変わるというような特色がございます。この結果、発電事業者にとっては、価格が大きく変動すると、予見化可能性が低くなるという傾向があるというふうに認識しております。こういうこともございますので、我が国においても傾斜型の需要曲線を採用するというを基本としてはどうかと考えております。

19 ページ目をごらんください。これは諸外国の事例ということで、PJMの事例をご紹介します。PJMでも傾斜型の需要曲線を設定しております。

20 ページ目をごらんください。需要曲線の考え方のもう少し詳細なものでございます。

傾斜型の需要曲線をとる場合でございますけれども、この場合、上限価格を設定するとともに、一定の指標価格、例えば新規参入電源にとって必要になると考えられるコストを設定する例が多いと認識しております。前ページのPJMの例で言いますと、Net CONE、Cost of New Entry というものに相当するものでございます。

この上限価格と指標価格の関係についてでございますが、仮に上限価格と指標価格を一致させた場合、容量の逼迫時にも、つまり価格が一番高いときでも、新規電源があまり大きくは利益を得られないということになるかと考えております。その場合、調達量が十分に確保できないというリスクがあることから、上限価格は指標価格を一定程度上回ることはどうかというふうに考えております。

また、諸外国においては、目標調達量前後で指標価格となっている例がありますし、価格が安価である場合には、供給安定度の向上のメリットを踏まえ、目標調達量以上に容量を確保する例があるということですけども、いずれにいたしましても、需要曲線の詳細については、容量

の確保見直し等を踏まえ、市場管理者である広域機関において検討することとしてはどうかと考えております。

その上で、次のページですけれども、その手続論、設定プロセスについて論点を掲載しております。

前々回の議論でもございましたけれども、このプロセスをどうするかという論点がございまして、これにつきましては、図にも書いておりますけれども、①として広域機関が有識者や関係事業者等の意見も踏まえて需要曲線の原案を作成し、②国が関連する審議会等で広域機関作成の案を審議し、③広域機関において需要曲線を決定するという手続を踏んでどうかと考えております。

以上が論点9となります。

22 ページ目をごらんください。続きまして、論点 10、容量市場におけるリクワイアメントとなります。

まず、総論ということでございますけれども、2つ目のポツをごらんください。投資回収の予見性を高め、電源投資が行われるようにすることで、供給力不足や料金高止まりを防ぐということが、容量市場導入の趣旨であったと考えております。

ということから、下に2点、理由を書いておりますけれども、そういう理由から、緊急時のリクワイアメントに加え、平常時から一定のリクワイアメントを設定することとしてはどうかと考えております。

理由につきましては、①として平常時から一定の条件下で稼働可能な状態にしていなければ、緊急時において実際に稼働できないという蓋然性が高まるということがあると考えておりますし、②として、平常時からリクワイアメントを設定しなければ、実際に可能な状態でないにもかかわらず、容量市場の対価を受け取って、緊急時のみにペナルティを払って済ませてしまうというような行動をとる事業者が出てくる可能性が生じると考えております。

23 ページ目をごらんください。23 ページ目は、前々回の資料を掲載しております。容量市場の導入の趣旨について書いているスライドとなります。

24 ページ目をごらんください。リクワイアメントに関する総論の後半となります。

容量市場のリクワイアメントですけれども、まず契約期間につきましては、前々回の本作業部会の議論におきまして、1年間を基本とするということについてご議論いただいたところです。

他方で、当然のことですけれども、個々の電源につきましては、定期検査などで1年のうちの一定期間は停止しているということが通常であるかと考えております。

こうした観点からは、3つ目のポツですけれども、落札した電源の停止期間が集中しないよ

うに、あらかじめ停止時期を調整する。その上で、当該電源の稼働が想定している時期におきましては、供給力を適切に提供していただくということをリクワイアメントの基本とすべきではないかと考えております。

そうした上で、いくつか留意点でございますけれども、上から4つ目のポツですけれども、まず、実需給の高需要期については、きちんと供給力が提供されるよう、ペナルティも含め適切にインセンティブ設計を行う必要があるのではないかと考えておりますし、その次のポツですが、また容量市場で確保された電源等が、卸電力市場や需給調整市場における主要な供給力となることにも一定の配慮が必要なのではないかと考えております。

最後のポツ、なお書きですけれども、過大なリクワイアメントやペナルティが設定された場合には、容量市場の価格が上昇するおそれがあるということにも留意が必要ではないかと考えております。

次の25ページにつきましては、前々回の作業部会でご議論いただいた契約期間についてのスライドを掲載しております。

26ページ目をごらんください。先ほど述べた観点を踏まえまして、容量市場のリクワイアメントとしては、以下が考えられるのではないかと考えております。

まず、平常時のリクワイアメントでございますが、年間で一定時期や一定時間以上、稼働可能な計画としていること。それから計画外停止をしないことの2点が考えられるのではないかと思います。

その上で、次のことはリクワイアメントではないということで、当然のこととしての確認事項ではございますが、適正な電力取引の指針におきまして、旧一般電気事業者である発電事業者におきましては、余剰電源を卸電力取引所に対して積極的に投入することが望ましいとされているということですので、落札した電源等につきましても、当然、指針の遵守が求められるというふうに考えております。

それから送配電等業務指針におきましては、一般送配電事業者等による作業停止調整に応じることが規定されているということですので、これも落札された電源においては遵守が求められると考えております。

また、需給逼迫のおそれがあるときでございますけれども、このときのリクワイアメントといたしましては、③ですが、需給逼迫のおそれがあるときに、稼働可能な計画となっている電源等につきましては、小売電気事業者との契約によって、実際に電気を供給している、もしくはスポット市場の卸電力市場、あるいは需給調整市場に応札しているということが求められるのではないかと考えておりますし、加えて、さらに需給逼迫のおそれが高まって、一般送配電事業者の

指示があった場合には、電気を供給することがリクワイアメントとして考えられるのではないかと思います。

なお、調整機能を有している電源等のうち、ゲートクローズ以降の供給余力として参加可能なものにつきましては、需給調整市場で検討される仕組みに基づきまして、調整力として、例えばこういう市場に登録されているなど、利用可能な状態になっているということも求めることとしてはどうかと考えております。

また、DR等の従来型電源と異なる供給力のリクワイアメントにつきましては、技術的な課題がある場合に、広域機関において別途検討することとしてはどうかと考えております。

以上がリクワイアメントの論点となります。

27 ページ、本日も議論いただきたい論点としては最後になりますけれども、論点 11：ペナルティの論点についてご説明いたします。

2 ポツについてですが、リクワイアメントを満たせなかった場合のペナルティにつきましては、スポット市場における kWh 価格も踏まえまして、容量市場における対価の支払いから減額することがまず考えられると思います。加えまして、落札時に保証金の事前支払いを求めるということをする場合には、返還額を減額すること、あるいは追加的な金銭の支払いを求めるといったことも考えられるのではないかと思います。

また、正当な理由なくリクワイアメントを満たせなかった場合には、金銭の支払い以外にも、例えば翌年度以降の一定期間は容量市場への参加を制限するということも考えられるのではないかと思います。

他方で、地震など大規模自然災害等のやむを得ない理由で稼働停止となったものにつきましては、状況に応じて容量市場における対価の支払額を減額するというところもあるとは思いますが、いずれにしても追加的な金銭としての支払いとしてのペナルティは求めないということが原則としてはどうかと考えております。

いずれにしてもペナルティにつきましては、経済的ペナルティ、参入ペナルティの強度とバランスを考慮しまして、広域機関において詳細の検討もしていただいた上で、最終的に決定するということとしてはどうかと考えております。

最後の 28 ページでございますけれども、これはペナルティの全体像のイメージということで図を描いております。要は、経済的なペナルティと参入ペナルティの強度とバランスを考慮することが必要という趣旨で図にしております。

長くなりましたけれども、事務局からの説明は以上となります。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、ただいまのご説明の容量市場につきまして、これからご議論いただきたいと思えます。いつものように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。

それでは廣瀬委員、お願いいたします。

○廣瀬委員

ご説明ありがとうございました。論点の8と9について申し上げます。

まず、論点8のメインオークションと追加オークションの役割分担についてですが、14 ページにご説明いただいたうちの案1のほう、すなわち、基本として、必要供給量のほぼ全量をメインオークションで調達し、追加オークションでは過不足分を調整するという案に賛成します。

理由としましては、そもそも容量メカニズムを導入する意義として、電源投資の回収の予見可能性を高めるために、電源投資、そのリードタイムは5年、あるいはそれ以上という長いリードタイムですから、最適なタイミングでこの電源投資を行っていくことを促すということが、そもそも導入する意義であると理解しております。

それであれば、なるべく早いタイミングで、すなわちメインオークションのほうで、ほぼ全量の調達をして、これを原則として、供給力確保上、予想外のことが起こった場合等に、それを追加オークションで調整するという考え方がよいのではないかと考えます。

もう1点、論点9の需要曲線の設定の考え方につきまして申し上げます。ここでも、卸市場価格のスパイクを避ける、卸市場価格の高止まりが続いてしまうことを防ぐという目的から、適切なタイミングでの電源への投資が行われることを促すという意味で、20 ページでご説明いただきました、a、bとございますが、bのほう、すなわち指標価格を一定程度上回る上限価格を設定するという案のほうに賛成いたします。

また、需要曲線の設計プロセスに高い透明性が求められるということから、21 ページにありますとおり、広域機関さんが作成した原案を、さらに審議会等で議論することで国が関与するという案、この②ですね、国が関与するという案にも賛成いたします。

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、松村委員からお願いいたします。

○松村委員

まず、論点7、容量市場の対象範囲に関してです。厳気象に対応する供給力は、現在はI´

に当たるわけです。このI´は、現在は調整力として調達されている。これのかなりの割合は、DRが参加していることを思い出してください。

今回の提案は、このI´、現在調整力と考えられているものを容量市場に持っていくという提案だと理解しました。もしそうだとすると、ある意味で、今、調整力で参加しているようなDRはほぼ調整力市場からは締め出して、容量市場のほうに持っていくという提案だと認識しました。もちろん、今のI-aやI-bに対応するものもDRで対応できないということは決してないので、締め出すという言葉は不適當だとは思いますが、現状、応募しているものはほぼこちらに移行させる提案だと思います。

これに関しては、前回というか、前にも指摘しましたが、本当にそちらのほうが効率的なのかどうかという観点から、こちらに入れたほうが効率的だという判断のもとで入れたのか、あるいは、単にkWに当たるものはこちらに入れようという原則を杓子定規に考えた結果なのかを若干懸念しています。本当にこちらで調達したほうが効率的だという判断のもとでこの提案だとすれば、一つの整理としてあり得ると思うので受け入れますが、本当にいいのかわかるとはもう一度考える余地があると思います。

それに対して、次の論点8のところと関連してくると思います。オークションの設計ですが、I´も加えるということだとすると、私は、廣瀬委員がおっしゃったことには賛成しかねます。4年前をメインオークションとし、ここに集中させるべしという理由を説明されましたが、私がとても恐れているのは、そこでDRへの配慮が全くなかったのではないかと、発電機のことしか考えてなかったのではないかと懸念しています。

メインオークション、4年前のオークションで発電機の大半はここに出てくるのが期待された制度設計だというのは間違いないわけです。他方I´を入れたということは、DRは相当な規模で入ってくることを当然に考えた制度設計でないとおかしい。それを踏まえてもなお、4年前の市場でほぼ全部調達し、1年前は調整のみに使うので本当にいいのか。

4年前でほぼ全量を集めるということですから、DRも4年前に入ってくいということを行っているわけですね。4年前に入ってくる段階で、まさかとは思いますが、参加する需要家だとかを特定化し、こういう格好で抑制するというを特定化させるなんて決して考えていないと思います。

1年前の調整力の段階だってそれはかなりきついということ点をあれだけ議論したのに、4年前にそれを求めるなんてほとんど無茶。それだったらもうDRは限定的なもの以外入ってくるなど言っているのにかかなり近いことになる。この場合にはほとんど事業者の言い値で認める、やりますと手を挙げて、このコストでやりますと言ったら、とりあえず参加させるということを前

提としている提案だとしか私には思えません。本当にそこまで考えた上で、案1と言っているのかは、きちんと考えていただきたい。

次に、案1だとすると、ほぼ全量を4年前で調達するという事は、4年後の時点で予想外に需要が小さくなったという事はあり得ると思います。リーマンショックのようなことが起きることもあるでしょうし、全く予測もつかなかったような技術革新で節電がびっくりするほど進むこともあるかもしれない。

需要が減ったときに、一定割合がメインで、一定割合が後でということだとすると、減った需要に対しては、後から調達するものを減らす格好で対応できると思いますが、ほぼ全量を4年前に調達するなら、需要が大きく減ったときに一体どう対応するのですか。減ったとしても、払うと決めちゃったものだから、余分だとわかっていてもお金を払うということでしょうか。

まさかこれで取り消すなんていうことをしたら、4年前での予見可能性確保という目的と著しく反するので、当然4年前に決めたところについては手を下げない限り金を払うと思うのですが、予想外に需要が減ったときってどう対応するつもりなのか、ほとんど何も示されていない。

もう一度DRに戻ります。この資料では、DRについてリクワイアメントを含めて検討することとしてはどうかと書いてあるので、DRのことは配慮してあることは一応わかるのですが、これだけではもうほとんど何のリクワイアメントも4年前の段階ではなくて、1年前に調整する段階でリクワイアメントを求める。そこまでの覚悟があって言っていることなのかどうかは、この文章ではわかりかねるので、このままでは賛成しかねます。DRについてどう考えているのかを、需要減への対応と合わせてもう少し詳しく教えてください。

次に、電源の差し替えです。差し替えは原則として認めないとする事務局の提案に賛成します。バランシンググループでやらないというのは合理的で賛成します。その後で差し替えは認めたら、それはもう限りなくバランシンググループでやると言っているのに近くなっちゃいますから、差し替えは自由にできるという提案ではないと私は理解しています。

今回の事務局の提案は、基本的には差し替えは認めないけれど、この容量市場の趣旨に合うような差し替えであれば例外的に認めるということだと理解しました。でないとバランシンググループでない、個別電源単位という提案と矛盾しますから。

既設の電源を新設の電源にリプレースする計画を立てていて、ある一定の年限で既設を閉じて、新設を動かす計画だったときに、新設が少し遅れた。新設が遅れた結果として、既設のものはそれだけ延命させて動かすということだとすると、全体の供給量は変わっていない。そのときには、4年前の皮算用では新設で応募していたのだけれど、新設は遅れるけれど、廃止する予定

だったものをその分延命させるので、こちらで差しかえさせてくださいというのは、容量市場の趣旨に全く反していないと思うので、こういう類いの差しかえは認められるべきだと思います。

逆に、前倒してリプレースするというのだから当然認められるべきだと思います。私は基本的に差しかえというのはこういう限定的なものだけ。差しかえを無限定に認めると、これはペナルティを避けるために容量市場に出さないというようなことの口実にされてしまう。今のスポット市場で、ある種予備力を持っておかないと心配です、だから出しません、という口実にされたのと同じ理由で、市場にちゃんと出てこないということを誘発してしまうことを恐れている。差しかえは、やはり限定的なものに限られるべき、特に電源に関してはそうであるべき。

次に、需要曲線のつくり方です。指標価格を設けて、それよりも高い価格で上限価格を設けるのは合理的だと思います。ただ、この場合、指標価格をどうつくるのかということに大きく依存してくる。この指標価格というのが、例えばガス火力発電所で全量固定費用をここで回収できるというようなコストをもし指標価格にしたとすると、それよりも高い価格なんていうことを言ったら、そもそも指標価格の段階で、スポットの市場で全ての局面で自分が限界電源になるということであったとしても投資するという、ほぼあり得ないような状況を想定した上で、それよりも高い価格なんていうことを言われたら一体何のために容量市場を作るのかということになると思います。もしそんな恐ろしい発想でやるとすると、指標価格よりも高いなんていうようなことは問題外だと思います。ただ、それは、指標価格をそんな無茶なものにするということの結果だと思いますので、そうではなくて、この指標価格は例えば緊急設置電源の固定費。いざとなったら緊急設置電源というのを設置して、何とかその場をしのぐというようなことを考えたときに、緊急設置電源は恐らく kW のコストは低いけれど、kWh のコストはすごく高くなる。

そうすると、上限価格というのは緊急設置電源の設置コストだけではなくて、一定程度動かさなければいけないということのコストがかさむという部分まで含めた部分で上限価格というのを設定し、指標価格というのは緊急設置電源程度だとかというような、こういう発想でやるのであれば、今回の事務局の提案というのは合理的だと思います。いずれにせよ指標価格、何にするのかということに依存して決まってくると思います。考え方自身は今回の提案で納得しましたが、指標価格のつくり方を無茶な高い価格にするなら、ひどいことになることを恐れています。

次に、リクワイアメントです。ここに書かれているものも基本的には電源を想定した記述なのではないかということをおそれていて、もし、これが DR だとすると、常に市場に出ていなければいけないとかという発想はそもそも成り立たないような気がします。

DR についてはどう求めるのか。特に I¹ を含めたことを考えれば、これは需要期に動く、厳寒あるいは猛暑だとかというようなことに備えたとなると、夏や冬に動くということが前提で、

ほかの時期は基本的に動くことを想定していないというような類いのものだと思いますので、これをそのまま文字どおりやっちゃってしまってもいいのか。逆にそこだけを強調すると、不需求期は電源のほうも動かなくてもいいのかというようなことは、もう少し整理して事務局案が出てきてしるべきだと思います。

一方で、ここでリクワイアメントとして、例えば調整力市場に出てくる、電源Ⅱとして出てくるということを期待しているというのは合理的だと思います。

ここで言っているのが、常にスタンバイしていなさいという意味だとすると、バランス停止とかは許さないという意味になってしまい、そうだとするとリクワイアメントとしてきつ過ぎることになる。そうではなくて、これは動いている電源で、電源Ⅱとして出せる状況にあるのにもかかわらず出さないというのはだめよと言っているわけですから、ある意味で当たり前のことを言っているのだと思います。

ただこれに関しては、容量市場でお金をもらった電源はこういうことをしちゃだめよと整理するのか、すべからく系統につなぐ調整力のある電源は、電源Ⅱとして出せる状況になっているなら出すと義務づけるべきなのかは、議論の余地はあるのかと思います。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

DRについていろいろご意見、ご質問ありましたけど、後でまとめて事務局からご説明いただければと思います。

それでは、大橋委員からお願いいたします。

○大橋委員

ありがとうございます。論点を順番に、思ったところを述べさせていただきます。まず、13ページ目の上の論点7ですけど、これ自体、下の図のご説明とあわせて伺ったものについて、特段反論があるわけではないですけど、最初の論点7の1ポツのところ、結局、最終的には小売電気事業者の実質的な支払総額には変わりがないという文言があるんですけど、これが本当にそうなのかというのは、ちょっとよく考えなきゃいけないなと思います。要するに私の頭がやや整理されてないということですけど。

市場を通じて調達する部分もあるので、そのあたりのインセンティブによっては、支払総額って違う可能性があるのではないかなということを思います。ただ、どういうふうな市場のスキームにするのか、まだ議論の途中なので、本当に総額が変わらないのかどうかということ言い切れるのかなというのは若干疑問に思うということです。調達する主体が、基本的にはこうい

うふうな形で費用を回収するという姿ということで理解していますので、それ自体というのは自然な姿のような気がします。

次は、論点8、14 ページ目の、今それこそ松村さんがおっしゃった点ですけど、DRについては3ポツ目に書かれているので、基本的にはDRについて今後検討するということだというふうな理解でありますが、これ多分DRの今、拡大期というか、発展期なので、こういうふうなDRについての緩和措置をしなきゃいけない部分があるという理解でいます。

地域によっては、関東ですずっとやっていた人が九州に今度出ようと思ったら、九州の顧客をこれから探さなきゃいけない。経営が安定するまでは、つまりある程度、需要家が安定的に確保できるまでは、必要な4年というのは長いというのはおっしゃるとおりかなと。

ただ、ある程度経営が安定的になってくれば、その部分の、つまり入札時期に関してはそれほど大きな問題にいずれはなくなるのかなという気はしますが、1点、多分問題があるのは、電源と違う点、つまり持続稼働時間というか、要するにどれだけ長い間、DRが電源見合いで稼働できるのかという時間が多分短いはずで、例えば一需要家で見ればせいぜい3時間ぐらいかなと。それをある程度規模があれば、それを回していくという形である程度の長さはできるかもしれませんが、そのあたりの持続可能時間というのは電源と同じに考えると厳しいので、そのあたりのDRの緩和というのはしていったほうがいいと思います。そっちのほうが結果として安くなるのであれば、積極的にこういうDRの活用というのは図られるべきだというふうに思います。

差し換えなんですけれど、17 ページ目ですが、基本的に市場管理者の観点から言えばkWは確保したいと。kWが確保されている分については差しかえは気にしないんだと思います。なので、差しかえは求めていいんだと思います。これによって調達コストが上がるかどうかというのは、多分重要な論点かなというふうに思います。

ちょっと気になっているのが、17 ページ目だけじゃなくて、例えば24 ページ目とか、幾つか文言が出てくるところがあるんですけど、売り惜しみをするとか、あるいはオークションへの入札の参加を控えるとか、参加するかしないかという判断ができるから、こうふうな問題に悩まなきゃいけないという点が恐らくあるんだろうなというふうに思います。

論点10のリクワイアメントのところで、調整機能を有する電源は、基本的には利用可能な状態にいなさいというふうに、一定程度義務づけているのじゃないかというふうな理解をしているんですけど、調整電源についてそういうふうな義務づけができるのであれば、そもそも市場管理者がkW認定をした電源については、容量市場に入らなければならないというふうな形にしたっていいんだと思いますし、逆に言うと、kW認定を受けたのに、容量市場に入らない電源ってど

ういう電源なのかなというのが若干私は想像がつかなくて、そうするとそういう電源というのは逆に売り惜しみとか、そういうことを考えている電源だとすれば、そういうものというのはさせないように積極的に義務づけて入れるという方向も考えられないのでしょうか。

最後ですけれど、20 ページ目の論点9のところの3番目のポツのところ、諸外国のご説明があつて、国によっては目標調達量以上の容量を確保しているところがあるところというのは、一定程度これ理にかなっているのかなと思ひまして、ある意味、かつかつで確保して、最後、電源入札しなきゃいけないという大きなコストがかかっちゃうので、そういう意味で言うと、若干裕度を持ちながら運用していくという考え方自体というのは、費用対効果の観点から見て、理にかなっているような気がします。日本でそれがどうなのかというのは検討されてもいいと思いますけれども、直感的にはそういうふうな運用の仕方というのは、それほどおかしいことじゃないのかなというふうな印象を持ちました。

全て所感ですが、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、斉藤さんからお願いいたします。

○斉藤オブザーバー

ありがとうございます。2点ほど述べさせていただきます。

まず論点8のオークションの位置づけでございます。先ほどからこちら話題に上がっておりますが、我々は案2のような形をベースにしまして、例えば80%程度を4年前のメインオークションで、残りの1年前の追加オークションで20%プラスアルファというのを実施するのがよろしいのではと考えております。

理由は、先ほど松村先生がおっしゃられたのとほぼ一緒でございます。まず今の世の中の動きを考えた場合、4年前に必要な供給力の数字を決めることは無理があるのではないかと。ですから、やはり相応の余裕しろをあらかじめ確保しておく、1年前のオークションに、そういう考え方が現実的ではないかと考えております。

そしてもう一つの理由はDRでございます。DRにつきましては、こちらの3ポツ目のリクワイアメントを含めて検討というコメントもあるんですが、ちょっとこの表現だけだと、後ろのページにも記載がありましたけれども、我々自身ちょっとまだこれが具体的にどういうものなのか見えていない部分もありますので、現段階においては、我々自身、案2というのがいいのではというのが意見でございます。

ただし、こちらの案2を案1と比較した場合、やはり一つ言えることとしては、メインオー

クシオンにおけます電源の出し惜しみのリスク、それが高まる可能性がある。それがこちらの案2の欠点ではないかなというふうに感じております。ですからその点につきましては、しかるべきルールの設定と市場監視、そちらをお願いできたらと思っております。

続きまして、論点9の需要曲線の形状についてでございます。18ページでございまして、実は今回出席させていただくに当たりまして、本件については社内でいろいろ議論しました。正直申し上げると、いろんな立場で、いろんな意見というのが出たんですが、結論としましては、制度開始時は垂直型がいいのではないかとというのが我々の意見でございます。

傾斜型の場合、先ほどの20ページのところに記載がございましたが、目標調達量以上の供給力を確保する可能性がある点、やはり制度開始時、必要な供給力は幾つなのか、これをきちっときめてそこをピタっとやると。もしそこに余裕しろが欲しいときは、目標調達量の数字を最初からしかるべき形で膨らませておくというのがあるべき姿ではないかと思っております。

また、今回のような非常に大きな、新たな制度の導入でございますので、やはりこういうときというのは、シンプルな形でスタートさせるということがよいのではないかという理由でございます。ただし、我々自身も、今、垂直型がいいと申し上げたのは、今まで公表されている情報等に基づいて判断したところでございます。まだまだ理解していない部分があります。

さらに実務的には、垂直型でスタートさせた上、実績を検証していく過程の中で、必要と判断されるのであれば傾斜型に切りかえていく、そのような考え方でどうかというふうに感じております。

それ以外の論点につきましては、基本的に賛成でございます。言うまでもなく、容量市場にてクレジットを確保する電源は、しかるべきときに稼働していただかなければいけないのは当然でございますので、そのような観点より容量市場におけるリクワイアメントについてはご検討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。

それでは、菅野さんからお願いいたします。

○菅野オブザーバー

ありがとうございます。発電事業者の立場として、気になる点をコメントさせていただければと思います。

論点9の需要曲線の設定ですが、指標価格をどう作るかはこれからの課題ですけれども、指標価格を検討する時には、新規参入電源にとって必要と考えられるコストの算定において、事業

期間を何年で見るかが非常に大きなポイントになります。発電コスト検証ワーキンググループでは40年間稼働を前提に、kWh単価のうち初期投資の償却費は40分の1で算出して公表されておられますが、現状、新規投資を検討する時には建設後15年程度を投資回収期間と考えるのが通常の事業者の経営判断だと思います。また、震災後の旧一般電源事業者の火力電源募集でも基本的には15年が契約期間であったかと思います。また、減価償却期間については、会計上の扱いも、税務上の扱いも、15年が1つのポイントですので、考慮すべき要因の一つとして、指標価格の検討の中に取り入れていただきたいと考えている次第です。

それからもう一つ、需要曲線の関係で、入札する発電事業者の立場としては、容量市場制度開始後はkWh市場側の価格が当然低下すると想定することになります。4年前の容量市場への入札に当たっては、必ずこの容量市場の収入は何とか確保せねばならないと思うのが通常のインセンティブであり、そうすると、かなり安値で入れる事業者が増えるのではなかろうか。当社は米国PJM市場で一定の経験を有しておりますが、ゼロ円入札という行動を自らとるのが一番合理的と思われる市場環境も実績としてありました。日本においては、現状では旧一般電気事業者とJパワーを含めた旧卸電気事業者にて8割以上のkWを有している。非常に少ないプレーヤーでその程度のkWを有している中で、容量市場が開設されたときには、発電事業者にとっては、安値で入札してkW収入を確保して、その後kWh収入の確保を行うという考え方になるかと思えます。このような発電事業者の入札行動についても検討していただいた上で、リクワイアメントとペナルティの全体の整合を取っていただき、市場機能を有効に達成できるように検討をお願いしたい。

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、海宝さんからお願いいたします。

○海宝オブザーバー

本日、柳生田が不在のため、代理でコメントさせていただきます。

まず論点7でございますが、基本的な考え方として、大規模災害に対応する以外の要因を考慮した電力の安定供給に必要なkWを容量市場で確保するということだと考えておまして、事務局案に違和感はございません。

ただし、この市場が開始される時期、2024年となっておりますけれども、今と比べますと電源構成ですとか、連系線の使い方、需要特性というのが若干なりとも変化するということがあり得るかと思えますので、適正な必要なkWとは何かというのを今決め打ちするのではなくて、今

後見直すような余地を持っておくべきではないかなという風に思っております。

あと、託送料との負担のすみ分け、資料 13 ページに記載がございますが、理屈としては、最終的に国民負担となるということは変わらないということだと理解しております。今後、託送料金が変わるというようなことがあると思いますけれども、この2つの間で抜け漏れですとか、重複ですとかということがないような仕組みにしていいただければということをおもっております。

論点8ですけれども、14 ページでございますように、事務局の案1、こちらに賛同いたしますが、先ほど松村先生からございましたのと同じ懸念を私どもも持っております、追加オークションのタイミングになったときに、それまでの間に省エネですとか技術革新が起きましたというようなことで、既に最初に行ったオークションのものが余剰気味になったというときに、リリースしていくというのはかなり難易度が高いかなということをお印象として持っております。

論点9、需要曲線に関しましては、異論ございませんけれども、今後シミュレーションですとか、トライアルといったようなことを重ねて、調整をしていただけたらなということをお希望として持っております。

論点10 につきましては、平時においても一定のリクワイアメントを求めるという事務局案に異存はございません。

最後、ペナルティですけれども、緩い方が望ましいのかなと思っております。27 ページのポツ5、ペナルティを強くすると、リスクを上乗せしての入札ですとか、手控えというのが懸念されるというのも理由の1つでありますけれども、私どもとしましては、ペナルティが高いから、低いからというのが違うことによって、発電所が停止するという可能性が大きく変わるわけでもないだろうということも考えとしては思っております。

あとは、同じ 27 ページのポツ2にございます、需要が大きいとき、小さいときに、計画外停止が例えば起こってしまったときの話でございますけれども、これもやはり発電事業者としてはハンドリングができないところでございますので、負荷が大きいときだからペナルティが高いというのを、弊社も発電所を持っておりますから、そういう立場からすると若干辛いかなというところも思っておりますので、例えば停止日数に対して、「停止日数×一律の収入減」というような仕組みがよろしいのかなという風に考えております。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは竹廣さん、お願いします。

○竹廣オブザーバー

ありがとうございます。3点、コメントさせていただきたいと思います。

1つ目は論点8の電源差しかえのところでございます。先ほど松村先生からもありましたけれども、差しかえについては、発電事業者が需要期に予期せぬトラブルなんかでその供給力が確保できない場合に、例えば落札されていない電源に差しかえて運転し、容量を確保するといったようなケースを想定しますと、望ましい制度に思えます。

このような需要期にこそ供給力を確保する、確保できるように努めていただくことが重要で、そのような特別な場合に限って差しかえを認めるということは理解するものの、平時においても安易に差しかえ可能としてしまうと、本当に国として必要な容量として確保した電源というのが、一体どれなのかがいよいよ不明確になるのではないかというふうに思えます。

よって、差しかえの行動というのは、やっぱり慎重に取り扱われるべきだと思いますし、仮に差しかえを認める場合においても、差しかえた電源が本当に容量市場に出せなかった電源だったのかということを検証するといったことをお願いしたいと考えています。

2点目は、需要曲線の考え方でございます。上限価格を設定することについては賛成でございます。一方で新設へのインセンティブというものを意識して、その上限価格を高目に設定すると、既設に対しても、場合によっては過剰な支払いをするといったようなことにもなりかねないので、これは次回以降の論点になっている新設・既設の区分ですとか、経過措置とあわせて議論して、全体的に整合性のとれた設計にするということが必要かと考えてございます。

3つ目は、これは今回の事務局提案の内容そのものに対してではないのですが、費用負担の考え方につきまして、改めてのコメントになります。中長期的に見れば、容量市場の支払い分、卸電力取引市場の価格が低下して、その負担が同等程度に収れんされていくという理想の姿は、概念的には理解しているんですけども、その理想の姿にたどり着く前に、体力のない新電力にとっては非常に厳しい経営状況に追い込まれることも想定されますので、その容量市場の導入当初においては、小売にとって過度な負担にならないように、少し激変緩和といいますか、何らかのソフトランディングできるような制度の設計をお願いしたいと考えています。

そういった意味でも、容量メカニズムを導入することによって、kW 価格ですとか、kWh 価格がどのように変化していくのかという何らかの定量的な評価ですとか、楽観、悲観シナリオみたいな形でのシミュレーションができないものかなと考えているところでございまして、ご検討をお願いしたいと思います。

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。

それでは、東ガスの佐藤さんからお願いいたします。

○佐藤オブザーバー（東京ガス）

ありがとうございます。それでは、論点 10 のリクワイアメントを中心に、幾つか意見を述べさせていただきますと思います。

まず、基本的な考えとして、リクワイアメントとペナルティの関係について、最初に述べさせていただきます。容量市場におけるリクワイアメントは、先ほどもお話がありましたけれども、電源に対して相応の支払い、言い換えれば小売の負担が発生する以上、アデカシーや供給信頼度の確保といった本来の目的が達成され、かつ kWh 市場の価格低下に確実につながるよう、具体的かつ精緻に定義づけをする必要があると考えております。

恐らく電源に対するリクワイアメントと、DR に対するリクワイアメントは、中身が相当変わってくると想定されますので、そういったところを含めまして、かなり具体的、精緻に設計する必要があると思います。

一方、その反面として、ペナルティまで過大に設定してしまいますと、リクワイアメントも厳しい、ペナルティも過大ということで、事業者にとっては非常に難しい仕組みとなってしまう、参入障壁となる可能性も高いのではないかと思います。

それゆえ、基本的な方向性としては、リクワイアメントを厳格に定義しつつ、その達成インセンティブは受け取るクレジットで担保し、ペナルティは、あくまでこれを補完する位置づけにするという建て付けがベストなのではないかと思っております。

続きまして、リクワイアメントについてです。DR と電源ではいろいろ異なる部分があると思いますが、今から述べさせていただくのは、基本的には電源を想定したリクワイアメントです。

事務局資料 24 ページの論点 10 の 3 つ目のポツの部分にあるとおり、当該電源の稼働が想定されている時期において、供給力を適切に提供するというを基本としながら、緊急時のみならず平常時のリクワイアメントも設定するという、こちらの方針に賛成でございます。平常時のリクワイアメントというのは、この同じページの 5 つ目のポツにありますように、容量市場で確保された電源等が、卸電力市場や需給調整市場における主要な供給力になるという観点から非常に重要だと思っております。

先ほど申し上げましたとおり、リクワイアメントはできるだけ具体的であるべきという視点から、平常時のリクワイアメントについて少し考えてみますと、例えば、まず原則として電源を稼働させること、そして仮に需要に対して余剰である等の理由で稼働させない場合であっても、卸電力市場、あるいは需給調整市場に適切な価格で必ず札入れをすることを求めるべきではないかと思っております。

また、リクワイアメントを厳格に定義することとセットで、これを検証可能な形にすることも非常に重要なポイントであり、具体的な検証のあり方まで考慮した定義づけをすべきではないかと思っております。26 ページに記載されているリクワイアメントは、基本的な考え方として整理されているのだと理解しておりますけれども、これでは実際に供給力を適切に提供するといったことがなされたか、なされなかったかの検証が難しいと思っております。そういった観点から、先ほど申し上げたような、より具体的なリクワイアメントの考え方も取り入れていただければと思います。

なお、26 ページで、卸電力市場に余剰の部分を適正な価格で札入れするというのは当然のことと定義されておりますけれども、こちらの部分は、今回、容量市場を導入するに当たって非常に重要なポイントであるため、具体的なリクワイアメントとして定義づけてもよろしいのではないかと考えた次第です。

今、検証について触れましたけれども、PJMのようなISOが市場管理者でない我が国におきましては、例えばリクワイアメントを今申し上げたように厳密に定義した場合、本当にそれが達成されたかどうかを確認するのが大変難しい作業になると想定されます。

検証に当たっては、OCCTO、JPEx、各電力会社、監視等委員会等々、各機関の相互連携というのが非常に重要で欠かせないものになると思います。今後、リクワイアメントの検討に合わせまして、達成状況のアセスメントプロセスについても、各機関の連携のあり方を含め、実効性が確保できるように検討を進めていただきたいと思います。

繰り返しになりますが、小売事業者に相当の負担がかかってくる以上、容量市場の導入目的が確実に達成されるよう、くれぐれもアセスメントをやりやすいようにリクワイアメントを設定するなどの形にならないように検討をお願いしたいと思っております。

以上でございます。

○横山座長

ありがとうございました。

では、大山委員からお願いいたします。

○大山委員

どうもありがとうございます。2つお話ししたいと思うんですけども、1つ目は、13 ページの費用負担を小売と託送料金に分けるという考え方についてですけども、現状は、調整力の調達についてはkW 価値も、 Δ kW 価値もあわせて調整力として調達しているという制度になっているので、そのkW 価値についても託送料金で回収というのが現状によく合った制度になっているのかなというふうに思うんですけども、今後、kW 価値と Δ kW 価値をしっかりと分離できるよ

うになれば、kW 価値についてはもう容量市場でやって、しかも託送料金でなくて小売から回収というのもあり得るんじゃないかなと。そのほうがシステムは簡単かなというような気はちょっとしている。

ただ、最終的に払いが変わらないというのは、多少は変わるかもしれませんが、基本的には変わらないと思っていますので、これはこだわるものじゃないんですけども、今後考えるときに一応は頭に入れておいてもいいかなというふうに思っています。

もう一つは、DRとかそういったものの扱いなんですけれども、電源1'に対応するようなDRというのは、結局のところ調整力として使ってもらわないと、普通の供給力と違いますので、全く動けないというところがあるかと思います。ということは、容量市場で入札して落札しました、調整力として入札したけどとれませんでした、どうするんだろうというのが非常に気になるところです。そういう意味でも、松村先生のほうからもかなりいろいろご懸念があったと思いますけれども、調整力市場との橋渡しとか、そういうことを考えるとちょっとまだ考えることがある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、國松さん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、現在今オークションで kWh の市場を運営している者として見ている中での懸念事項を述べさせていただきます。

需要曲線の設計の部分でございますけれども、この需要曲線、買いの線だと思うんですが、この量が大体予測できるときに売りの方が行う行動というのは、先ほど少なくとも8割が少ない事業者さんが持っておられるというときに、行うのは狙って高くするほうに行くのではないかと。ですから、需要曲線が公で話されているということは、この数字が見えているわけでございますね、供給力としての数字が。ここのギリギリのところでも高く持っていくという行動を何らかの形でしっかり抑止しなければいけない。それは監視をしっかりしなければいけない。

その監視が本当にできるのか否か。できないのであれば、この需要曲線の引き方というのはかなりセンシティブにやらなければいけない。わからなくすることによって安い入札をさせるということになると思います。1番目はわからないかもしれないですけども、2年目というのは大体読めてしまうとか、そういったことがあるのかなと思いますので、ここは気をつけるべきではないかと。

また、このオークション型という形でお示しいただいている中で、これは恐らくシングルブライズオークションを想定されているものとしたときに、いろいろ二重取りのお話が前から出てございますけれども、この 18 ページの供給曲線の低いところの電源が、約定価格とこの差額というのは、扱いは何の扱いにするのか。発電のほうももらっていいお金がふえるとすれば、これは単純に小売電気事業者の負担がふえる方向に行くものではないかなと思います。

需要曲線の求め方のところでDRのお話が出てまいりました。4年後のDRというものに関してでございますけれども、それは瞬時の調整のデマンドレスポンスなのか、それとも需要減、国としての需要減、例えば4年後に発電機をつくらなきゃいけないんだったら、私のところの工場はもう畳んで海外に移動しますという減らし方だってあるわけでございます。こういったものは需要予測の中で考えるのかどうなのか。4年後の需要予測のときに。

そんなに高いお金を払って電源を投資するんだったら、そのお金の一部をもらえれば、うちはまだ工場を海外に持っていけますよ、これはありと考えるのか否かとか、そういったところも問題になってくるのかなと思っております。ですので、4年後のDRというのは、瞬時の調整のDRとは少し形が違うのではないかなと思ってございます。

もう一つですが、リクワイアメント、前回のこの場でも、私、ちょっと過激なところで言い過ぎたところがございますけれども、単純に今回のリクワイアメントを、例えば 26 ページでございますけれども見せていただいた中で、先ほど佐藤オブザーバーからもありましたけれども、このリクワイアメントをやって、現在の私どものスポット市場の価格が落ちるといえるか、下がるのが余り想定されない。現状、多分変わらないはずだと思います。

ですので、一つ、容量メカニズムを入れたことによって kWh の市場が下がる、については総合すれば負担は同じようになるということなのであれば、何らかの考え方がもう少し出なければ、これだと下がると言い切れないのではないかなと思っております。このリクワイアメントは現在でもあるのではないかなと思ってございます。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、曾我委員からお願いいたします。

○曾我委員

私からは、論点 11 のペナルティについて 2 点ございます。容量市場の制度趣旨が適切なタイミングでの電源投資が促進されるように、投資回収の予見可能性を高めることにあるという大前提を念頭に置いてみたときに、27 ページの 3 つ目の丸のところについて、正当な理由なくリク

ワイアメントを満たせなかった場合には、経済的ペナルティ以外にも参入ペナルティが課されることが考えられるところです。

この参入ペナルティというのは、非常に大きなインパクトを発電事業者に与え得るものと理解しております。そういった中で、この正当な理由というのがどういったものなのかが気になるところです。例えば、発電事業者のコントロールが難しい事由についてまで含めるとなると、かなり厳しいことになってしまわないかとの懸念がございますので、狭過ぎてはいけないように思います。

あとは、予測可能性という観点からは、この正当な理由も明確に定める必要があると考えております。運用で左右されるようなことがあると、やはり予見可能性が低くなり、電源投資への躊躇を招来するのではないかと考えます。

また、ペナルティを最初は厳し目に設定するか、あるいは緩目に設定するか等、いろいろ考え方はあるのかもしれませんが、こちらも安易に変更されてしまう可能性があることと事業者が判断することがないように、当初から簡単に変更されるものではないというところも踏まえた上で、設定することが適切と考えております。

2点目でございますけども、4つ目の丸のところ、大規模自然災害等のやむを得ない事由による稼働停止分については、状況に応じて対価の支払いを減額することもあるが、追加的な金銭負担はペナルティとして求めないことについてご提案をいただいているところです。大規模災害等のやむを得ない理由がある場合に、状況に応じて対価の減額がされると、こちらも大きな経済的なネガティブ・インパクトが生じ得ると思いますが、この「状況に応じて」というところが一体どのようなことをご想定なのかが、私のほうで理解できていないところでございます。

例えば、収入補填等が可能な利益保険等との二重取りを防ぐために調整するといったことなのか、あるいはそれ以上なものなのかとの点です。

若干細かいところで恐縮ですが、以上でございます。

○横山座長

ありがとうございました。ただいまのご質問に関しましては、後ほど鍋島さんのほうからご回答いただきたいと思います。

それでは、秋元委員お願いいたします。

○秋元委員

どうもありがとうございます。大きくはそんなに違和感はなく、基本的には賛成なんですけれども、少しそういう中で思っていることをちょっと申し上げたいと思います。

論点9の形状なんですけれども、直線に引いたほうがいいんじゃないかという、垂直に引い

たほうがいいんじゃないかというご意見もあったかと思うんですけども、私はやはりちょっと右下がりなほうが、価格変動幅が少ないってことは投資の予見性を高めやすいので、私は、事務局案にあるように傾斜型にしたほうがいいというふうに思っております。

これも議論があつて、これはまさにこれから非常に大きな議論になると思うんですけども、じゃ、具体的にどう引くかということに関しては、やはり相当議論をしないとイケないということで、先がちょっと大変かなという感じは持っています。

菅野オブザーバーがご指摘になったように、私も指標価格の算定のときに、どういう年数を用いるのかというのは非常に重要なポイントだろうというふうに思います。やはりコスト等検証委員会は、国としてその電源を持つときに、実際に例えば割引率が3%とかそういう中で、実際に稼働する40年という部分でコスト算定をしていますけれども、実際に事業者が投資判断するときには、そんな長い年数は判断せずに、おっしゃられたように15年とかそういう判断をする。

それはいろいろなりリスクはありますし、会社として利益を出さないといけませんから、そういう社会の割引率と、実際の企業経営のときの割引率は違うので、そういう中で投資判断をするということになると、やはりもう少し短い年数を設定するというのが妥当なんじゃないかというのは、これは議論多分たくさんあると思うので、これからの議論だと思うんですけども、そういう気がします。

もちろん、それとあわせて上限価格をどれぐらいにするのかというような論点が、数字を決める上では相当いろいろなことを考えないといけませんので、やはりここも新設のインセンティブをどう考えたいのかとか、既設とか、既設の延長だけでいいのかとか、そういうところとの大きな方針というか、考え方みたいなものとも連動してくると思いますので、よくよく考えていくべきじゃないかなというふうに思います。

あと、ペナルティの話に関しては、事務局資料でも書かれているとおりで、やはりペナルティを大きくし過ぎると入ってこないもので、そのあたり、これもだから逆に先ほどの議論じゃないですけど、この容量市場を入れたときに、この価格が幾らついて、どれぐらいの期待的な収入を見込めるのかともリンクしてくるわけで、ペナルティばかり大きくて余り利益が見込めないような市場であれば、誰も入らないということになりますので、そことの見合いもありますので、ペナルティの大きさという部分に関しては、全体を見ながら設定しないとイケないということだろうというふうに思います。

ちょっと雑駁な意見ですけど、以上コメントさせていただきます。

○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

まず、15 年程度を投資回収期間として見込んでいるという指摘に関しては、確かに実際にそうされておられるのだと思いますが、この議論はとても危険な議論というか、全てぶち壊してしまうという可能性もある議論なので、もしこの議論が採用されるのであれば、既に決着したかもしれない議論も蒸し返さなければいけません。それは既設と新設の区別です。

制度開始後に入ってくる電源に関して、既設と新設を区別しないのは、例えば 2030 年に建てて、2045 年以降にも容量市場に出す電源に関しては、2045 年時点では既設になっているけれど、それも同じように払うのが基本的な事務局案と私は理解しています。経過措置を除いて、既設と新設は区別しない。

それは中立性の議論とどう反しないのかというと、一旦投資して、15 年たって、その後で既設扱いになったとして、20 年後に入ってくるものも、30 年後に入ってくるものも、当然それを見込んで投資するはずなので、20 年目に動かしている電源で、容量市場でお金を得て、30 年目でもお金を得ることを計算して投資するはずなので、そこでお金がもらえることは投資の促進になるという整理。

したがって、容量市場でお金が入ってくると、一方で投資の促進になり、投資の促進になると、結果的に供給量がふえて、kWh の価格が下がり、だから中立になるという理屈をずっと言っていた。つまりそこでの支払いが、投資を促進することがあって初めて中立になる。

ところが、もし事業者が本当に 15 年で回収できなければ投資しないとすると、15 年以降のことは投資の判断のときには関係ないということだから、15 年を超えるような電源に関してお金を払うのは、いわばつかみ金というか、新規の投資には影響を与えない支払いになる。つまり kWh の供給量を増やさないで、その結果として、コストだけは上げるけれど、kWh の価格を下げないものと整理しないとつじつまが合いません。

そうだとすると、既設と新設を区別しないで、15 年目の電源だって、20 年目の電源だって、容量市場にお金を払う発想と根本的にバッティングすると思いますので、そのところは整理を根本的に変えなさいといけなくなると思います。

私の理解では、とりあえず 20 年目にももらえるものでも、30 年目でももらえるものでも、もらえることを当てにして投資をする、そういう当たり前の投資行動を前提とした上で、既設と新設を区別しないというのは合理的だと賛成したつもりなので、そのところだけ発電事業者にとって都合のいいように修正し、いいところ取りというのをするような、つまり既設のものにもお金はもらえるのだけれど、でも 15 年しか基本的にカウントしないので、15 年というので基本的に指

標価格を設定してくれなどというような、発電事業者にとって都合のいい、いいところ取りのインコンシステントな議論は、私には到底許容できません。どっちかにしてくれというか、コンシステントな発想というのをしていただきたい。相互に矛盾する考えを、価格を上げる方向ばかりに採用するという制度設計にすべきでない。

どっちがもっともらしいのかは重要なことではあるけれども、15年というのがもっともらしいとするならば、既設と新設を区別しないという議論は、基盤が怪しくなるということは、きちんと考える必要があると思います。

次に、その指標価格。そもそも15年とか40年とかという議論をするときには、その固定費用の大半が容量市場で回収できるという発想になっていないかというのは、私はとても懸念しています。何度も何度も繰り返しますが、これは最後の一押しをするというものなので、常に限界電源になるなどという非現実的な電源を除けば、基本的にはkWh市場でも固定費用を一定程度回収できることになるので、その点、誤解がないようにということは、もう一度繰り返させていただきます。

次に、DRで4年前に応募するというので、日本の工場を畳んで海外に出ていくというのが、4年前に応募するDRだなどというような議論というのは、今後この話を聞いてそういうふうに誤解する人が出てきたらかなわない。

このDRも容量市場でやるというのは、日本から製造業が出ていくことを後押しするために、この容量市場をつくるわけでは決してないしDRを入れるわけでもない。そもそも海外に出ていくなんてというのは、kWを抑制するというのではなくて、kWもkWhも根こそぎなくすという話。このDRで出てくるものは、容量市場で出てくるものというのは、基本的にピーク時だとかというのに必要なときにカットしてくれる、そういうDRなので、あのような例は全くもって不適切だし、そのような例を念頭に置いて議論されたら今後議論が混乱するだけ。あのような奇妙で不適切な例が今後出てこないよう一応釘を刺しておきます。

以上です。

○横山座長

ありがとうございます。

それでは安藤委員、お願いします。

○安藤委員

ありがとうございます。論点8、14ページについてなんですけれども、メインオークションと追加オークション、これは案1でも案2でも、どちらもいろいろな課題があると感じております。まず、案1については、DRの話は別として、案1にするんだったら、この必要供給量の算

定というのはとても大事になります。

これまでコメントがあったのは、技術進歩による節電とかそういう話がありましたが、例えばこれから人口がすごく減っていくということがあります。また安定供給という視点から、これまでも旧一般電気事業者の皆さんとお話しさせていただく機会があると、やはり安定供給みたいなことが、いろんな方から、電力の専門家になればなるほど安定供給をととても大事にされるということがあります。論点9にも出てきますが、必要供給量を算定する人たちは別にいるわけですが、そこで過大に算定し過ぎると、それも4年前なので、過大に算定し過ぎると投資が無駄になってしまうということで、案1のように、メインオークションでほぼ全量という場合には、論点9のほうですね、この算定はとても大事になるだろうということで、なかなか難しいなと感じております。

ただし、案2のほうもまたまた問題があります。例えば8対2で、追加オークションは1年前にやるとすると、この追加オークションに誰が参入できるのか。1年前の段階で電源をつくると思ったら、実質的には4年前に何でメインオークションと言っているかと思ったら、施設の建設とかに時間がかかるからというふうに私は理解しているので、そうだったとすると、1年前の段階で参入できる人というのは、DRの方か、メインオークションで出し惜しみをした方か、またはこの追加オークションを当てにして、前倒して建設投資をして発電設備をつくった人が出てくると思うんですけど、そもそもの発想としては、コーディネーションが大事だと思うんですね

もしそれを当てにして、複数の事業者が過大に発電設備をつくり過ぎたとすると、それはそれでもったいないことです。何で4年前の段階でこのオークションをやるのか。そうしたら、これ落札したということ为前提として発電投資の行動がとれたりとか、そのようなことのコーディネーションを考えると、1年前の段階で追加オークションをある程度の規模でやるとなると、その前で各事業者が独立に投資判断をして、読みが外れたら過小になるかもしれないし、または読みが外れたら過大になるかもしれないというタイプの無駄が発生するということを懸念しております。

続いて、論点9についてコメント差し上げます。論点9について、まずこの話を聞いたときに、私が少し疑問に思ったのは、論点8における案1をベースとして、全てこの議論が進んでいないか。

諸外国の例として、アメリカPJMと英国の例、それぞれ案1に沿ったようなものになっているので、実際問題として、右肩上がりの需要曲線などというものが前提として議論されているわけですが、例えば20ページのところで、目標調達量と指標価格、または上限価格、この組み合わせが議論されているわけですが、案1にするのであれば、例えば、私はbの斜めの需要曲線

だともっともらしいかなと考えております。

と言いますのも、どこまでコストをかけてでも、最初にあらかじめ決めた目標調達量を達成するのかわいたら、やはりそのコストがとても大きいのであれば、もう少し絞るような形になるような、この斜めの需要曲線のほうがもっともらしいのではないかと。

また反対に案2のほう、メインオークションと追加オークションで、それぞれある程度追加オークションにも回すというのであれば、例えばメインオークションは需要曲線が傾いていて、そこで調達できなかった部分、そして1年前の段階でほぼ確実に必要だろうと思う部分については、垂直な需要曲線を引く。このようなことも考えられるわけですね。

というわけで、この18ページですね、斜めか直線かという話、または目標調達量と価格の組み合わせをどうセットするかというのは、案1というものにもう決めてしまうんだったらこの議論は成立しますけれども、案2にするんだったら、具体的に案1の段階での需要曲線をどう引くのか、案2ではその追加分をどう設定するのか、このあたりも議論しないといけないんじゃないかなと感じました。

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、又吉委員からお願いいたします。

○又吉委員

ありがとうございます。私のほうから何点か。まず、論点8のオークション制度のところなんですけれども、メインと追加オークションの考え方なのですが、基本的には、私も案1がいいのではないかとこのように思っています。

メインと追加の量は、あらかじめ配分すると、配分基準をベースとしたシミュレーションをやれば、追加オークションを狙った入札行動を助長して、メインよりも追加オークションの価格が上がりすぎてしまうリスクを感じているというところです。

一方、既にご指摘もありましたが、足の短いDRが4年前に実際オークションに参加するハードルが上がることも望ましくないので、リクワイアメントの緩和等々という策もあるのではないかと考えています。

あと、需要、下に出たときにリリースが難しいというところなのですが、私も全く考えていなかったのでもう対応すべきかと悩ましいのですが、逆に、例えばEVの普及とかで上振れする可能性もゼロではないとか、UKではピーク需要が8%アップするという話も出ていますし、どういうふうに整理したらいいのかちょっと私も持ち帰って考えたいなと思っています。

あと、需要曲線の設定方法なのですが、形状を右肩下がりとする点に同意しています。上限価格については、指標価格を一定程度上回ることとして、電源建設のインセンティブを担保していくという考え方にも同意します。

既に皆さんご指摘されていますが、目標到達量の考え方、上限価格の考え方、この辺が非常に重要だと思いますので、市場管理者側で整理、検討していただく必要があるのではないかと考えています。

次に、リクワイアメントなのですが、ここも基本的な考え方には同意しています。ただ、26 ページ目の2つ目のポツのところなのですが、ゲートクローズ以降の供給力を最大限活用するという事は同意しますが、しかしその仕組みは、調整能力が高い電源のみに新たなリクワイアメントを加えるという形になりますので、需給調整市場の仕組みに係る議論を詰めて、整理していただくことが重要ではないのかと考えています。

最後に、ペナルティについてなのですが、基本的には考え方に同意していますが、落札時に支払う保証金支払いなんですけれども、実際の容量市場の収入が4年後になると数年前にさかのぼってキャッシュアウトするということですので、特に電源投資をされた新電力さん等に過度に負担にならないような配慮が必要なのではないかというふうに考えています。

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、小宮山委員からお願いいたします。

○小宮山委員

ご説明ありがとうございました。本日の資料に関してご提案いただいていることには基本的に賛成でございます。ですので、何点かコメントだけ申し上げさせていただきたいと思っております。

論点7でございますが、こちらには基本的には内容に賛同いたします。調達目標量につきましては、後日また、場合によっては見直す、検討を進めるということですが、調達目標量、恐らくこれまでの本会でも、海外の事例としてLOLE年間3時間とか、そうした基準で目標量を定めるという考え方や、あとそのほか、こちらにも既にご提示ございましたけれども、アデカシーの曲線と停電コスト、社会コストの曲線の交点を、そこを調達目標量にする考え方がございます。後者のほうはよりデータのアベイラビリティの点で非常に設定が難しい問題もございまして、今後の動向に応じて、調達目標について検討を進めるということで賛同させていただきたいと思っております。

それから、論点8のオークションに関しましても、私もある程度、基本的に条件つきで案1

でよろしいのではないかと思います。私も、案2のほうですと、メインオークションと追加オークションで配分する調達量の設定が、供給信頼度を確保する上で、かなり難しいのではないかと
いう気がいたしております。

しかしながら一方で、案1で、先ほどの松村先生のご指摘のとおりで、やはり4年前ですと
なかなか不確実性もある程度ございますので、ある程度そうした供給信頼度への懸念が何かしら
生じた場合にも、何かしら対策をある程度、例えば先ほどPJMで Incremental Auction という
のが20カ月前、10カ月前、3カ月前というのがございましたけれども、何かしら緊急時の
Incremental Auction のような、余りよい例ではないかもしれませんが、ある程度、供給
信頼度を確保する方策を講じた上で案1ということを進めてはどうかという気がいたしました。

あと、議論になっているDRでございますけれども、こちら恐らくさまざま種類があるか
と思います。先ほど大山先生もご指摘のとおり、恐らく蓄電池の周波数制御でのDRとか、製造
プロセスで予備力を確保するとか、あとこの容量市場で適するものとして、遮断可能需要、需給
調整契約の発動のような、容量型のものが恐らく入ってくると思いますけれども、こちら日本
の実情で、非常に大きな、大規模な工場で重要度の低い機器がある程度あれば、入ってくる可能
性もあるかなと思います。けれども、こちら今後、日本の動向を踏まえて検討していただけれ
ばというふうに思います。基本的には私は条件つきで案1ということ賛同させていただきたい
と思います。

それから、需要曲線の点で、こちらコメントでございますけれども、論点9の21枚目のス
ライドの需要曲線の設定プロセスで、私はこちらの※印の2で、一番下に書いてあるコメントが
大変重要なポイントかなと感じた次第でございます。

需要曲線の形状について、事前にどこまで情報開示するかは別途検討が必要と、こちらは恐
らく全てを開示すると、需給のマーケットの環境によってはかなり事業者が何かしら操作的な行
動をとる可能性ももしかしたらあるのかもしれないので、非常に監視が必要になる事項かもしれ
ませんので、この※印の2に関して基本的に私も賛同させていただきたいと思います。

それから最後でございますけれども、リクワイアメントの総論②で、こちら私も、大変重要
と思いましたが、この3ポツ目の、落札した電源の停止期間が集中しないようにということで、
やはり各ユニットの停止計画の詳細なスケジュールを十分把握した上でリクワイアメントをき
っちり決めて、同時に次のポツにある、やはりインセンティブ設計というのが大変私も重要では
ないかと思います。やはりある程度ペナルティを課せば、そのペナルティを見越して遵守しよう
というインセンティブが恐らく働くと思いますので、この停止計画の詳細なスケジュールの把握と
このインセンティブ設計という点が大変私も重要であろうということで、こちら基本的に賛同

させていただきたいと思います。

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、OCCTOの佐藤さんのほうからお願いいたします。

○佐藤オブザーバー（電力広域的運営推進機関）

何点か申し上げます。全て、委員というかオブザーバーの方からの発言に関するコメントになると思いますが、まず一番最初ですけれども、4年後の目標調達量を決めるのが非常に難しいんじゃないかというお尋ねというかコメントがありましたけれども、私は簡単ではないかもしれないですけれども、難しいとはほとんど思っていないです。

というのは、どうするかというのは、この13スライド目に書いてありますが、これでコンセンサスを得られたということだと思えますけれども、まずH3需要に、11スライド目に書いてありますが、2%分は小売電気事業者が確保とありますから、H3に102%を掛けるということになります。将来的にこの全体量の8%というのはもっと大きくなるとか小さくなることもあると思われまので、その場合にはこの2%という値も変動するかもしれませんが、それはそれでいずれにせよ決まっているからわかると。

そうすると、4年後のH3がどれぐらいかということがわかれば、目標調達額がわかるということで、バブル期とか高度成長期は需要は非常に伸びる、つまり20%伸びるとか、5%伸びるという状況にあったので、想定結果は結構ぶれていたと思いますけれども、今は、本当、1%伸びるか、マイナス1%下がるかというぐらい非常に狭いレンジで、電力会社もシンクタンク等も、普通の議論ではというか、少なくとも公式的に出ているのはそういった水準ですから、もちろんその議論の過程でもっとすごく伸びるんじゃないかとか、もっとすごく減るんじゃないかというのはあると思いますが、少なくとも公式的に出ているようなやつは、電力会社以外のシンクタンク等のほうでも、そんなに数年後のH3電力需要が異常に大きくなるとか小さくなるというのは、私は見たことがないので、そんなに難しいということはないんじゃないかという気がします。

それと、論点8と論点9の関係ですが、まさに松村先生がおっしゃったように、DRをどう考えるかというのは確かに案1で補い切れないということは確かだと思います。

ということで、ちょっとDRを別にした議論をさせていただきたいんですが、私は菅野オブザーバーと國松オブザーバーが、かなり違うことをおっしゃったような感じがします。というのは、菅野さんは何が何でも落札されなければいけないから、ゼロ円というか、相当低価格で札入

れをするんじゃないかと言っている。國松オブザーバーは、常に需要曲線というのがわかると、高値になるような企業行動というのも出てくるんじゃないかという懸念をおっしゃいました。

どちらだとしても、今申し上げましたように目標調達量は、普通に考えるとすごく大きな数字になるとは思いませんので、案2にすると、例えばさっき斉藤オブザーバーがおっしゃったように、4年前には全体の8割しか募集しないという形にすると、102%の8割分だけの電源が入札の対象になります。そうすると、今の日本の電力設備量を考えて、その80%ちょっとということで、本当にゼロ円を出すかどうかはわかりませんが、多くの人が何が何でもとらなきゃいけないと考えて入札されると、非常に低価格になるかもしれない。

また逆に、國松さんがおっしゃるように、非常に高くするという誘因があるんじゃないかと考えると、追加オークションに何割かを残しておく、ますますそれがやりやすくなってしまいますので、いずれにせよ松村先生がおっしゃったように、DRをどうするかというのは課題と考えても、案の1じゃないと、どちらかにしても問題になるんじゃないかという気がします。

さらに、論点9にあったように、垂直型の構造になると、どっちにしてもすごく低いか、すごく高かくなってしまいう可能性があります。菅野さんがおっしゃった懸念と國松さんがおっしゃった懸念のどちらにしても、すごく高くなるか、すごく低くなるか、双方があり得る。それはもちろん右肩下がりとした場合と比較しての相対的に、という意味ですが、どちらかになってしまいうので、そうするとやっぱり右肩下がりじゃないと、特に市場開設の1年目においては、まさに入札者がどういう行動になるかというのもわからないところで考えると、右肩下がりの需要曲線としておかないと余計弊害が大きくなってしまいうんじゃないかと思います。

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、鍋田さんのほうからお願いします。

○鍋田オブザーバー

ありがとうございます。3点ほどお話しさせていただきたいと思います。まず20ページ、21ページの需要曲線の設定でございます。

この需要曲線の設定ということ、需要をどう想定するかとか、信頼度をどういう目標を置くかということは非常に重要な課題でございますので、21ページで提案されているようなプロセスで十分に議論した上で決めていくことが必要かと思っています。

それから20ページ、需要曲線に傾斜をつけるかどうかということですが、やはり目標調達量を下回ったときに、指標価格を上回った約定もできますと電源投資にプラスになりますの

で、市場としてより機能するということをございます。そのような設定でよいのではないかと
思っています。

それから今後将来を見通して、最低限電源を調達すべき量をどの程度にするのかとか、それ
から市場を実施したけれども、その結果それでもやっぱり不足してしまったと、最低調達量より
も不足してしまったというときにどういぐあいの手当をするとか、どの段階でといったこと
も検討を進めていく必要があるのではないかと思っています。

それから、14 ページのオークションの案1、案2でございます。やはり供給力をしっかり確
保していくということでございますので、基本的に事務局の提案どおり、メインオークションで
ほぼ全量を調達する方向でよいと考えています。ただ、議論が出ていますように、4年前に想定
しました需給状況というのは、ぶれる可能性がないわけではございませので、そのあたりも踏
まえて調達量を検討していけばいいのではないかなと思っています。

それから、16 ページの入札の単位でございます。入札を行う際、電源単位で管理していくと
いうことでよいと思います。ただ、電源を供給できなくなるという事象は、先ほど故障という事
象がございましたが、さまざまなものがございます。そのとき、ペナルティリスクが大きいとな
りますと、何らかの対応が必要になってまいります。

例えば追加オークションを後年次に行って、そこで対応ができれば、それが望ましいとは思
いますけれども、その後でもまたそういうことが起こる可能性がございます。そのような場合
には、資料のとおり、市場管理者のチェックを受けながら、電源を差しかえるということも一つの
案ではないかなというぐあいに思います。

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、武田委員のほうからお願いいたします。

○武田委員

ありがとうございます。2点あります。1点目は確認です。14 ページに海外事例を参照する
ということで、具体的に15 ページに制度説明があります。確かに米国のPJMと英国というの
は、表面上は同じように見えます。しかし、制度趣旨には大きな違いがあると理解しています。

まず、アメリカですけれども、なぜ3年前に全てやるか。これは3年前のオークションで、
CCGT、DR以外の入札は期待しないという割り切りがあつて、セカンドオークションは割り
切りを前提として調整をすると。そういう趣旨で3年前に原則として全ての入札を行うとなつて
います。

他方、英国ですけれども、英国は前々回のこの会議で発言させていただきとおりに、まず4年前という話があって、しかし4年前ではDRが入れないということから、DR用の特別な枠は設けないけれども、しかし1年前であればDRが入れるであろうということで、このT-1オークションが設けられていると理解しています。

表面上は同じだけれども、制度趣旨は全く違うということです。これはリードタイムによって、新設電源の入札可能性、DR入札可能性が変わるということに起因するもので、制度趣旨を明確にした上で、このオークション設計を行う必要があると感じた次第です。

2点目ですが、資料には個別の論点が並んでいるわけですけれども、例えばペナルティの強度の話と電源差しかえの話といったようなものは、合わせ技で考えるということが必要かと思います。ほかにも、リクワイアメントとペナルティとの関係の話がありましたが、それぞれの論点を個別に見るのではなくて、全体として整合性のある制度設計を考える必要があるということでございます。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、内藤さんのほうからお願いします。

○内藤オブザーバー

ありがとうございます。1点に絞って発言させていただきます。26 ページに、ゲートクローズ以降の供給余力を調整力として活用すると記載いただいております。前回もご議論ございましたけれども、改めてリクワイアメントと言うまでもなく、余力の活用は重要だと思っておりますし、積極的に協力してまいりたいと思っております。

恐らく今後、詳細は、需給調整市場の仕組みの検討の中でご議論されるのではないかと思いますけれども、現行の電源IIの取り扱いにおきましても、発電不調等で調整力が提供できない場合に、ペナルティは発生しないと整理をいただいておりますし、先ほどもご指摘がございましたけれども、需給バランス上、停止しているコールド状態にある電源を待機させるということは対象外と認識しております。

余力活用に協力をさせていただくことで、不測の不利益が生じないような制度設計上のご配慮をいただけたらありがたいと思います。

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。

それでは、松村委員からお願いします。

○松村委員

案1の支持が大半だということですが、過不足を調整すると書いてあるけれど、不足の分の調整は案1だって案2だってできるが、案1の場合、過剰の場合の調整どうするのですかという問いに対して、私は誰一人としてまともな答えを聞いていない。それで案1支持は無責任なのではないか。過剰だったらほったらかしでいい、コスト高くなってもいいと明確に言うなり、こういうアイデアがあるということと言わなければ、ちょっと無責任なのではないかと思いました。

それから、私、又吉委員がおっしゃった点は全く理解不能です。過剰だけじゃなくて不足することだってあり得るでしょ、EVが予想以上に普及するっていうことだってあり得るでしょとの指摘は訳が分かりません。不足は確かにあり得るけれど、それ案1だって案2だってどっちだって対応できる。

だから、問題になっているのは、過剰になったときに、案2なら対応できるけど案1だと対応できないという点。必ず過剰になるとは限らないという議論が何の意味があるのか全くわかりませんでした。

それから、佐藤オブザーバーが相当正確に予想できることを、自信を持っておっしゃったので、それを一応信頼はしますが、データを出していただけないでしょうか。基本的には、旧一般電気事業者が今までだって供給計画という格好でずっと昔から需要予想を出しているわけですよ。そうすると10年分出しているわけですから、ある一時点で4年後の予想と1年後の予想を照らし合わせて、ほぼ不足することはあっても余剰だったということはなかったとか、あったとしても極めて例外的、と見せてくれれば、あの議論を信頼する。今言ったデータならすぐにでも出せるはずなので、そのデータを見せていただけないでしょうか。

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、お願いします。

○斉藤オブザーバー

ありがとうございます。需要曲線に関して垂直型がいいと申し上げたのがちょっと私1人だったもので、もう少しその根拠について説明させていただきたいと思います。

こちらの19ページのところで、諸外国の事例ということでグラフが掲載されております。こちら以前からよく拝見させていただいたものなんですが、こちらの下横軸を見ますと、このIRMに対してマイナス3%からプラス5%ということを書いております。

もちろんこれは一つの例として挙げていただいたというのは百も承知しておりますが、というのは、これ何かと言うと、傾斜型の場合、IRMプラス5%で約定価格及び調達量が決まる可能性がある。ですから、垂直型と傾斜型ですと、最大5%のΔがあり得るというふうに私は読み取りました。

この5%という数字ですけれども、当然皆様ご承知のとおり、日本全体のkWで考えれば、数百万kWぐらいになるのではないかなというふうに思っていますし、当然この容量市場で落札したからには、しかるべきリクワイアメントが求められる。

当然、リクワイアメントが求められるということは、運転、いつでも起動できる体制を準備していきやいけないですし、もう一つ、火力におきましては、燃料をきちっとしかるべき量を調達しなきゃいけないというようなことを考えたときに、実際ふたをあけてみたときに、この5%までいかない可能性というのは十分ある中で、果たしてどうなるんだろうと、そういう疑問がありました。

という意味を込めて、私どもの中では目標調達量どおりに、まずは落札価格が決まる垂直型でスタートすればいいんじゃないかというのが意見でございます。

では、今に対して、例えばこのマイナス3%からプラス5%、もっと幅を狭めればいいんじゃないかという意見もごもっともだと思います。ただそれは、これグラフの見方なんですけれども、実際この横軸の中で、これが本当数パーセントだと、限りなく垂直型に近いような線にこなるんじゃないのかなとも思いました。

ただ、以上申し上げたことは、繰り返しになりますが、我々今までいろいろと教えていただいた情報に基づいての判断でございますので、今後の検討の中でいろいろと詳細な検討されるかと思っておりますので、ぜひ引き続きご教授いただけたらと思います。その結果によっては、我々の意見も変わり得るということで述べさせていただきました。

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、ほかに。

それでは、いつも最後に新川さんからお願いしたいと思います。

○新川オブザーバー

当方、委員会組織でございますので、あくまで委員会事務局としての発言であることを事前に留保して発言をさせていただきます。

論点10のリクワイアメントにつきましては、容量市場とは何かを形づくる極めて重要な論点

であり、しっかり議論することが必要であると考えています。

貫徹市場の中間取りまとめでは、需給が逼迫する期間にわたる電気料金の高どまり等の課題への対応策としても容量市場が位置づけられていたことに鑑みれば、30 ページにありますスポット市場等の卸電力市場需給調整市場に応札することというリクワイアメントが実効性をもって履行されることが必要であると考えています。

総体的に需給が逼迫する夏、冬において、当日の需給に余裕があるはずなのに市場価格が高騰する場面も存在してしまっていて、今日の東京ガスの佐藤オブザーバーからもコメントございましたけれども、小売業者の理解を得る観点からもこのような視点は重要と考えます。

このため、需給逼迫のおそれがあるときと今の資料では整理されておりますし、そのままだとしますと、その定義、考え方につきまして、電気料金の高どまりの対応策としてしっかり機能するようさらに議論が必要と認識しており、広域機関での検討がなされるのであれば関心を持って我々も参加していきたいと思っています。

それからもう一点、市場支配力行使への懸念でございますが、発電事業者等の容量オークションへの参加を任意とする方向でこれまで議論がされてきたと理解しております。そうすると、必ずしも全ての電源が市場投入されるわけではないということでございますので、これを前提としますと、メインオークションでどの程度の容量を確保し、また需要曲線をどのように書くのかによっては、市場支配力行使の懸念が高まることとなると思っています。例えば、連系線制約が発生した場合等に、市場支配力を有する事業者が市場投入を抑制するという事で落札価格の操作が行われる可能性も懸念されるとしています。このために、市場支配力が行使されにくい制度設計を行うことが重要であり、また監視のあり方についても委員会としても積極的に議論に参加したいと思っています。

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。

ほかにご意見ございませんでしょうか。

それでは、たくさんご意見いただきましてありがとうございました。なかなか一つにまとめるのは非常に難しいようなテーマばかりでございましたけれども、それでは事務局から、ご質問も曽我委員や武田委員からもいただきましたので、それも含めましてお願いしたいと思います。

○鍋島電力供給室長

いろいろとご意見いただきまして大変ありがとうございました。DRについてたくさんご意見、ご指摘いただいたところでございます。事務局としてもきちんと検討していきたいというふ

うに考えております。

その中で、このDRについて現状、電源I´として応募しているものが多いというようなご指摘もありましたので、これは今後の議論でもありますけれども、需給調整市場と容量市場との関係というところにもかかわる論点かと思っておりますので、冒頭、松村委員からもこの電源I´のところをどうするのかというご指摘もありましたけれども、そこについて次回以降またご検討いただければと思います。事務局としても検討してまいりたいというふうに考えております。

それから、需要曲線に関しまして、需要見通しをどのように設定していくのかということについても、さまざまなご意見、ご指摘いただきました。

PJMが、需要が過大に見積もっていた、あるいはもう容量が要らないというときにどういうふうになっているのかというところでございますが、事務局として把握しておりますのは、これはPJMにおいては基本的にはもう確保すると、3年前に確保するというふうにしてしまったものについてはお金を払うということになるわけですが、他方で、セルオフターというようなものを出しまして、例えば電源の稼動の見通しが余り立たないというような事業者で、全額もらえなくてもいいので、容量市場から離脱するというような事業者については、全額払うのではなくて、少ない価格を払って容量市場から離脱するというようなことをしていると理解しております。

いずれにしても、その場合においては、PJMとしては必要量よりは多目にお金を払っている。ただ、過大に見積もった全額を丸々払うということではなくて、少しでも節約できるものは節約するというようなことでやっているかと理解しております。

そういう方策であるのですが、これが我が国でできるかどうかというところについては、もちろん今後さらに検討したいと思っております。その中で、需要見通しがどのように今なっているのかとか、過去のデータはどうなっているのかというご指摘もありましたので、これについても広域機関とも相談しながら資料を準備したいと思っております。

また、安藤委員から、その際に需要曲線と、あと先ほど、案1、案2というふうになりましたけど、メインオークションと追加オークションの関係、この辺はもう密接にかかわっているのではないかとご指摘いただきましたので、これも改めて検討したいと思っております。いずれにしてもいろいろご意見をいただいたところについては、また別途、再び議論したいというふうに考えております。

それからリクワイアメントに関しまして、さまざまなご意見いただいたところでございます。リクワイアメントに関しましては、明確性が必要だというようなご指摘もいただいたところで、そういうふうに事務局も考えております。

リクワイアメントに関しまして、國松オブザーバーのほうから、このリクワイアメントでJEPXの価格が下がるかどうかというようなご指摘ありましたけれども、事務局として1点指摘したいと考えておりますのは、容量市場の趣旨としましては、投資回収の予見性を高めるということで、電源をつくるというところでもありますので、このリクワイアメントが全て、リクワイアメントに書いていることだけがJEPXの価格に影響を与えるということでは必ずしもないというふうに考えております。

電源やあるいはDRがきちんと確保される、そういうことで、直接、間接にJEPXの価格に影響があるということはあると考えております。ただその上でどういうふうなリクワイアメントを課すかということだと思います。リクワイアメントだけが全てではないのではないかとこのように考えているところがございます。しかし、いろんなご指摘ありましたので、それはきちんと整理して考えていきたいと考えております。

それから、曾我委員からペナルティに関しまして、状況に応じてというところはどういう趣旨なのかというご指摘いただいたところがございます。

これは事務局のほうで書いた趣旨としましては、やはり地震などで動かない場合には、これは動かないので支払額を減額するというのが基本ではないかとは思っていたのですが、その場合に状況に応じてというのは、例えば帰責性というか、地震の影響で途中の送電線が故障したので送れないというようなところの停止はどうするかと、そういうところで状況に応じて減額幅に違いがあってよいのではないかと、そういうふうな趣旨で書いていたところですが、これについても改めて検討したいと思っております。

それから、新設・既設について、松村委員から「事務局案が」という言及もありましたけれども、これにつきましては、次回以降、議論していただきたいと考えておまして、事務局としましては、貫徹小委の議論における留意点をご紹介いたしましたけれども、今の時点ではまだ案はつくっておりません、お示ししておりませんということを申し上げさせていただきます。

それから差しかえにつきましては、またいろいろご議論いただきましたけれども、事務局案におきましても、市場管理者において確認を行うというステップを踏むということを考えておまして、そこでどういうふうな確認をするかということにも関係するのではないかとこのころを指摘させていただきます。

それから、オークションの需要曲線の件に関しまして、垂直にするか、斜めにするかというところについてもご意見いただいております。ここも今後の議論かもしれませんが、1点、事務局として指摘させていただきたいのは、稀頻度リスクのうちの大規模災害対応のところにつきまして、別途検討というふうになっておまして、これは今後、広域機関においてご議論いた

だくことであるかと思えますけれども、今議論されている先ほどの 108%、103%、その超えた部分について、それを確保するということが需要家の利益に全くならないということではなくて、それは稀頻度リスクの大規模災害のリスクの詳細議論が深まっていけばということでもありますけれども、場合によっては、今、目の前に見えている 108%を超えたとしても、何らか需要家にとって利益のある局面も出てくる可能性があるというところについて指摘させていただきたいと考えております。

長くなりましたが、以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

本日はたくさんご意見いただいてありがとうございました。また、この件につきましては、後半の論点もごございますので、そこでも一緒に議論させていただければというふうに思います。

それでは、本日はどうも長時間にわたりましてありがとうございました。

これにて終わりたいと思います。

—了—