

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16回）

日時 平成29年12月12日（火）9：30～11：48

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>

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

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
- (2) ベースロード電源市場について

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

<連絡先>

○鍋島電力供給室長

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16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。

早速ですが議事に入りたいと思いますので、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、おはようございます。年末の大変お忙しいところ、朝早くからお集まりをいただきましてありがとうございます。

議事次第にもございますように、本日は、容量市場とベースロード電源市場についてご議論いただきたいというふうに思います。それでは、議事次第に従いまして進めさせていただきたいと思います。

まず、資料3の容量市場についてということで、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

それでは資料3、容量市場についてご説明したいと思います。資料につきましては、62ページの大部となっておりますので、省略しながら説明させていただきます。

それでは1ページ目をごらんください。容量市場につきましてはこれまで4回議論をしてまいりました。9月6日の第10回、10月6日の第12回、11月14日の第14回の作業部会でご議論いただきました。本日は4回目の議論となります。1ページ目から3ページ目までにつきましては、これまで議論した論点を掲載しております。

4ページ目をごらんいただければと思います。4ページ目ですけれども、本日も議論いただきたい論点となります。

13番、費用精算の考え方の続き、15番、電源の立地や特性等に鑑みたkW価値、16番、他制度との整合性、17番、容量市場のフォローアップとなります。

5ページ目をごらんください。論点13：費用精算の考え方のうち、市場管理者の位置づけについてです。

1ポツ目ですけれども、容量市場では、市場管理者が容量オークションを開催した後、実需給年に小売電気事業者・一般送配電事業者から必要な費用を徴収し、落札した発電事業者等への支払いを行うこととなります。

このため、市場管理者である広域機関は、単に容量オークションを開催するだけでなく、費用の徴収・支払いを行う取引主体としての役割も担うこととなります。

6 ページ目は、貫徹小委におきまして、広域機関が市場管理者として一定の役割を果たすという議論を行ったという資料ですので、説明は省略いたします。

7 ページ目をごらんください。発電事業者等と市場管理者との関係についてです。

3 ポツ目をごらんください。容量オークションの取引によって生じる権利・義務関係は、市場管理者と発電事業者等との間で電源単位での容量確保契約を締結することで担保することとしてはどうかと考えております。

また、その具体的な内容や、契約締結タイミング等につきましては、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。

8 ページ目をごらんください。小売電気事業者と市場管理者との関係になります。

従来から電気事業法は、小売電気事業者に対しまして、中長期的に供給能力を確保する義務を課していると考えております。

容量市場の創設後につきましては、容量市場が電気事業法上の供給能力確保義務を達成するための手段と位置づけることができると考えておりまして、広域機関は、小売電気事業者に対して費用負担を求めることが可能と考えております。

こうした前提のもとで、広域機関は、電源入札拠出金と同様、容量拠出金として、会員である小売電気事業者等から費用を徴収することとしてはどうかと考えております。

9 ページ目をごらんください。広域機関が会員である事業者から容量拠出金を徴収する場合、その確実性の担保が課題になると考えております。

仮に小売電気事業者等が費用支払いに応じなかった場合、広域機関による当該会員の名称の公表、指導、勧告が行われることになると考えております。

それでもなお改善が見られない場合には、必要に応じ、電気事業法に基づく業務改善命令の発出等が検討されることになると考えております。

それでもなお、小売電気事業者等による支払い遅延や不払いが発生する場合に備えまして、保証金の徴収、保険の活用など、リスクヘッジの仕組みを検討しておくことが必要ではないかと考えております。

さらにでございますけれども、一番下の※のところですが、支払いリスクを低減する観点からも、請求については毎月行うとともに、小売電気事業者の退出等があった場合には、他の事業者の負担を速やかに見直すという仕組みが必要なのではないかと考えております。

10 ページ目から 12 ページ目までは、電気事業法の条文を参考までに掲載しておりますので、省略いたします。

13 ページ目ですけれども、精算プロセスの透明性担保という点でございます。

広域機関におきましては、費用精算に係る一連のプロセスを可能な限り透明化することが求められると考えております。

このため、有識者や関係事業者が参加する形で、何らかの検証の場を設けまして、適切な情報公開に取り組む等の対応をとる必要があると考えております。また、勘定の経理区分など、資金管理を適切に行うことも求められると考えております。

14 ページ目をごらんください。ここからは、前回もご議論いただきました小売への請求額配分方法についてです。

11月10日の作業部会におきまして、小売電気事業者への請求額の算定方法につきましては、エリアピーク時の電力に応じて配分する方法が望ましいという意見がございました。

事務局といたしましても、容量市場は供給力(kW 価値)を取引する市場でありますので、エリアピークの電力に応じて配分する方法には一定の合理性があると考えているところでございます。

以上のことから、請求額の算定方法につきまして、新たに2案、①、②を追加いたしました。以下の4案の中から選択することとしてはどうかと考えております。なお、kWhのみで配分するという案は、委員から支持する意見がなかった、むしろ反対する意見があったと考えておりました掲載しておりません。

15 ページは、前回お示しした資料になりますので、説明は省略いたします。

16 ページから19 ページまで、11月10日の議論の内容を掲載しております。

20 ページ目をごらんいただければと思います。前回、委員からの指示が多かった年間ピーク案でございますけれども、なお検討いただきたい点があると考えておりますので、その点を掲載しております。

1つ目のポツの矢印の1つ目ですけれども、まず年間1点のピーク時に依存するという点から、小売電気事業者にとって予見可能性が低いのではないかと、これは前回もお示しさせていただいたところでございます。

次に、小売電気事業者のシェアが年度内で変動した場合、速やかに調整することが難しいのではないかと、この点も指摘させていただきたいと考えております。

加えて、電気事業者の合併、事業譲渡、倒産等が生じた場合の調整につきまして、年間1点のピーク時で全てを決めてしまった場合にどのようにするかという論点があろうかと考えております。

そこで事務局としては、ピーク時という案を採用するとしても、エリアの月間ピーク時の電力に応じて配分するという案を基本としてはどうかという案をお諮りしたいと考えております。

2つ目のポツですけれども、リクワイアメント遵守の観点からは、夏期、冬期のピーク時の

みならず、年間で一定時期や一定時間以上、稼働可能な計画とすることを求めているという点も勘案しての案となっております。

21 ページ目は、その月間ピークという案の詳細についてお示ししております。

月間ピーク時の電力に応じて配分するという案でございますけれども、矢印の1つ目、まず国全体の費用総額をエリア別に配分し、2つ目の矢印でエリアの年間費用総額を各月に配分する、3つ目の矢印で各月の費用配分額を月間最大需要における各小売事業者のシェアに応じて配分すると。

この月間ピーク時の考え方ですけれども、いろいろな考え方があろうかと思っておりますけれども、例えば3日分の平均需要に応じて配分するというような案も考えられると思っております。

22 ページからは、そうした場合の各小売事業者の算定の便も考えまして、エリア需要のデータを広域機関からのご協力もいただきまして掲載しております。

このデータが23 ページ、24 ページ、25 ページ、26 ページまで続きます。

27 ページ目をごらんいただければと思っております。ここからは論点 15：電源の立地や特性等に鑑みたkW 価値の論点となります。まず総論についてです。

電源等につきましては、設備容量のうち、実需給時点でエリアの供給力として期待できる量、これを今後、期待容量と呼びたいと思っておりますけれども、この量が異なると考えております。容量市場における容量の確保に当たりましては、市場管理者が電源等の期待容量を適切に算定した上で、国全体として必要となる量を算定し、確保するという考え方が基本になると考えております。

このため、電源等の設備容量に対しまして、調整係数というものを乗じることにより、期待容量を評価することとしてはどうかと考えております。

28 ページ目ですけれども、何をどのように調整係数において評価するかという点でございますけれども、まず立地による影響についてです。

この立地影響につきましては、2つ目のポツですけれども、広域機関における議論におきまして、オークションの入札時に連系線の期待量を超過した場合に、市場分断をさせるという方向で検討が進められております。

したがいまして、電源等の立地による影響につきましては、このオークションの約定処理において考慮するということによって対応いたしますので、調整係数の設定においては考慮しないこととしたいと考えております。

続きまして29 ページ目ですけれども、次は電源の特性による影響についてです。

この電源等の特性に応じた調整係数の設定でございますけれども、2つ目のポツをごらんいただければと思っております。容量市場で調達する容量の必要量につきましては、こちらは系統の供給

信頼度評価の考え方を踏まえて設定されると考えております。こうしたことに鑑みますと、個々の電源等の特性に係る調整係数の設定についても、この期待容量の算定においても、その供給信頼度評価の考え方と整合性を確保する必要があるのではないかと考えております。

仮にこの期待容量と供給計画上の数値等に不整合が生じるといった場合には、広域機関におきまして、参加登録時、あるいは供給計画の提出時に理由を確認するといった対応が必要と考えております。

30 ページ目は電源別の供給能力の算定方法ということで、現在の供計の算定の仕方について参考資料を掲載しております。詳細は割愛させていただきます。

31 ページ目ですけれども、計画外停止の取り扱いについてです。

この問題意識としましては、個々の電源ごとに計画外停止の発生頻度が異なるという点について、期待容量の算定に当たって、そうした要素を調整係数で考慮すべきかどうかという論点になります。

この点につきまして、現在の必要予備力の考え方におきましては、TSOが持つ予備力の中で電源等の計画外停止率を加味して持つということになっております。

次のページに続きます。1つ目のポツですけれども、中ほど以降ですけれども、容量市場で調達する容量の必要量が、系統の供給信頼度評価の考え方を踏まえて設定されるということに鑑みますと、調整係数の設定に当たっても、電源等の計画外停止率は考慮しないということが、先ほどの話とは整合性がとれるというふうに考えております。

ただ、予備力の中で計画外停止を持つという考え方については、現在の供給信頼度評価の考え方を踏まえたものでございますので、今後、系統の供給信頼度評価の考え方が変更された場合には、この取り扱いを変更することとしたいと考えております。

続きまして33 ページ目でございます。10月6日の作業部会におきまして、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、参入ペナルティーを課すことが考えられるという議論を行っていただいたところでございます。

この参入ペナルティーを課す場合の取り扱いですけれども、期待容量の調整係数に反映させるのではなく、容量市場からの受取額に反映させることとしてはどうかと考えております。

34 ページ目は、米国PJMの例でございますけれども、米国PJMにおきましては、電源については個々に計画外停止率を算定し、容量に反映させております。

また、夏期と冬期に認証テストというものを実施しておりまして、供給力を提供できなかった場合には、その分だけ容量を減量するという運用を行っております。

35 ページ目は英国の事例になります。英国では電源ごとに一定の調整係数を設定し、最大出

力に乗じるという運用を行っております。

36 ページ目に入りまして、DRの扱いについてです。

まず、最初のポツですけれども、電力需要を抑制させる下げDRにつきましては、容量市場での取引対象になると考えております。

このDRにつきましては、期待容量をどう算定するかにつきましては、系統の供給信頼度評価の考え方も踏まえまして、調整係数の算定方法の考え方について、広域機関において技術的に検討を進めることとしてはどうかと考えております。

37 ページ目は、自家発等の取り扱いについてです。

自家発や蓄電池等の容量市場への参加の方法でございますけれども、通常電源と同様に発電事業者として参加するという方法もあり得ますし、アグリゲーター経由で参加するという方法も考えられます。自家発や蓄電池等の設備保有者は、いずれかの方法を選択して参加することになると考えております。

このうち発電事業者として参加する場合につきましては、この調整係数の算定方法につきましては、通常電源と同様になると考えております。

アグリゲーター経由で参加する場合につきましては、DRと同様の方法での参加となります。したがって、個々の自家発等について独自の調整係数を設定するということではないと考えております。

38 ページ以降は、ERAB検討会の資料となります。説明は省略させていただきます。

41 ページ目をごらんください。差し替え電源の取り扱いでございます。

10月6日の作業部会におきまして、やむを得ない場合には、実需給の一定期間前でありましたら、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いたと思います。さらに、相対取引による差しかえも認める方向で議論が行われていたと認識しております。

この差し替え電源等の期待容量でございますけれども、これは通常電源等の期待容量と同じ考え方になるという方向で算定することになると考えております。

42 ページ目、論点15の最後のスライドですけれども、目標調達量についての考え方です。

第10回の作業部会におきまして、容量オークションの実施につきましては、連系線の運用制約等を考慮した上で、全国単一オークションとする方向で整理を行いました。

3つ目のポツですけれども、全国単一オークションとなりますと、連系線の運用制約を考慮した上で、エリア別に必要な供給信頼度を満たすような量を算出し、それらを全国で積み上げるという考え方になると思います。

このエリア別の供給信頼度の考え方につきましては、広域機関の調整力委員会におきまして継続的に検討が行われていると認識しておりますけれども、今後の広域機関における検討状況に応じて適宜見直していくということになるかと考えております。

43 ページ目をごらんください。論点 16：他制度との整合性になります。まず総論となります。

1つ目のポツですけれども、現在、電源等の固定費の一部または全部を支払う仕組みとしまして、固定価格買取制度がございます。また調整力公募、電源入札制度という制度も存在します。

このような他制度において既に支払いの対象となっている電源等につきまして、容量市場における位置づけ、支払いのあり方等について改めてご議論いただければと考えております。

44 ページ目は、まず固定価格買取制度との関係についてです。

1つ目のポツですけれども、再生可能エネルギー電源も供給力としては一定の期待容量を有していると考えております。他方で固定価格買取制度の適用を受けているものにつきましては、既にFIT制度で固定費を含めた費用回収が行われておりますので、容量市場に参加し、対価を受け取ることはできないとすることが適切と考えております。

この場合につきましては、2つ目のポツですけれども、容量市場で確保する容量からFIT分の期待容量を差し引くということになります。

3つ目のポツですけれども、バイオマス混焼設備の取り扱いが若干検討の対象となりまして、バイオマス燃焼分の電力量のみがFITによる買い取りの対象となっている一方で、FIT制度上は、設備全体がFIT電源としての認定対象とされております。当該設備の全体について、他の制度からの支払いは行われなことを前提に、FIT制度の調達価格や調達期間が算定されているということになっておりまして、論点を整理し、容量市場との関係について引き続き検討することとしてはどうかと考えております。

45 ページは需給調整市場との関係についてです。

2つ目のポツをごらんいただければと思います。9月6日の作業部会におきまして、容量市場では、実需給の約4年前にメインオークションを開催するとの議論が行われました。このことから考えますと、2020年度の容量市場開設時に取引されるのは、2024年のkW価値となります。2024年度に対価が支払われることとなります。

他方で、貫徹小委の中間取りまとめにおきましては、容量契約の発行は2021年度以降という線表が引かれていたかと思えます。また2020年度の需給調整市場の開設後は、2021～2023年の間のkW価値の扱いにつきまして整理が必要になると考えております。

46 ページ目をごらんいただければと思います。

この2020年度から2023年度のkW価値の扱いでございますけれども、一つの考え方といたし

ましては、2020年の市場開設時に1年～3年先までを受け渡しの対象とするような暫定的な容量市場を開設する。諸外国にもこういう例ございますけれども、こういう暫定的な容量市場を最初に開設してしまうという考え方もあろうかと思えます。この場合は、調整電源等以外も含めまして全ての電源等のkW価値を一度に調達してしまうという考え方でございます。

2つ目の考え方は、2021～2023年につきましては、需給調整市場においてこの調整電源等に限りましてkW価値も含めて対価を支払うという方法が考えられます。

47ページをごらんください。この2つの案のいずれをとるかという点でございますけれども、仮に1つ目の暫定的な容量市場を開設するとした場合には、これは考え方といたしましては、小売電気事業者の費用負担軽減の観点から、当該期間におきまして、前回ご議論いただいたような一定の経過措置を導入するということが適切と考えております。

しかしながら、受渡期間が短い場合には、容量確保の機能が十分に発揮されないのではないかとこの観点、また経過措置を設けた場合にも、当該期間における小売電気事業者の費用負担が完全に免除されるわけではないという点、さらに小売電気事業者の事業環境変化に対する十分な準備期間を設けるとこの観点からは、2020年度から2023年度までの取り扱いとしまして、需給調整市場でkW価値も含めて、この調整電源等のkW価値について対価を支払うという案が望ましいのではないかと考えております。

48ページ目、49ページ目につきましては、11月10日の資料を再掲しております。

50ページ目をごらんください。メイン・追加オークションのイメージについてです。

10月6日の作業部会におきまして、メインオークションで必要供給力のほぼ全量を調達し、追加オークションで過不足分を調整することを基本とする方向で議論いただいたところでございます。

追加オークションにつきましては、①メインオークション以降に生じた想定需要の変化。

②メインオークション以降の電源等の故障等による落札された供給力の変化に対応する量を調達することとしてはどうかと考えております。

こうした要素を勘案しつつ、メインオークションと追加オークションの具体的な配分につきましては、引き続き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。

51ページ目をごらんください。そうしたときの容量市場におけるDRの参入要件でございます。

11月10日の議論におきましては、DRは4年前から参入するということは難しいのではないかと。現在の調整力公募で議論になっているような需要家リストを求めることが妥当かといった議論があったかと思えます。

この点につきまして、2つ目のポツでございますけれども、DRの期待容量につきましては、参加登録時の需要家の確保状況に基づいて算定される期待容量を基礎としつつも、具体的かつ積み上げ型の分析に基づく需要家確保見通しに基づいて算定される期待容量を加味しつつ算定することとしてはどうかと考えております。

ただ、この場合、確実な期待容量が確保されていることを担保するため、追加オークションまでに実効性テストを実施するとしてはどうかと考えております。あわせて需要家の確保状況の報告を求めることとしてはどうかと考えております。

さらにでございますけれども、参加登録時の期待容量の算定時に必要となる書類、あるいは実効性テストの具体的な手法につきましては、広域機関において詳細を検討することとしてはどうかと考えております。

52 ページですけれども、調整力を持つ電源等の活用についてです。

最初のポツですが、容量市場で落札された電源等が、一般送配電事業者の調整力として活用される場合、需給調整市場の開設後はこれに入札して落札されるということが必要となります。

このため、主に調整力として活用される電源等の扱いを検討するに当たっては、容量市場と需給調整市場の関係について整理することが必要となります。

53 ページ目は、調整力公募における電源 I の入札結果でございますけれども、説明は省略いたします。

54 ページ目をごらんください。調整力を持つ電源等のリクワイアメントについてです。

10月6日の作業部会におきまして、容量市場におけるリクワイアメントについてご議論いただきました。その際にDR等につきましては別途検討を行うということとなっております。

3つ目のポツでございますけれども、主に調整力等に用いられる電源等につきましては、調整力として活用されることを念頭にリクワイアメントを設定することが必要と考えておきまして、通常の電源である、リクワイアメントである一定時間稼働する等の要件を変更することとしてはどうかと考えております。例えば、年間で一定回数を発動可能な状態にしておくといった方向に変更が必要ではないかと考えておきまして、詳細につきましては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。

55 ページは、諸外国におけるDRの、容量市場におけるDRの取り扱いになります。説明は省略させていただきます。

56 ページ目をごらんください。広域機関による電源入札制度との関係となります。

4つ目のポツでございますけれども、電源入札で確保された電源等は、固定費が支払われているということになりますので、固定費の二重払いを避ける観点から、容量市場による支払いの

対象外とすることが基本になると考えております。

57 ページ目でございますけれども、これは広域機関が行う電源入札の運用についてでございますけれども、広域機関側での電源入札についての実施判断についてですが、2つ目のポツで、至近3年分の電源入札の実施につきましては、容量オークションの約定結果等を踏まえて判断することとしてはどうかと考えております。

58 ページから 60 ページ目までは、電源入札制度についての参考資料を掲載させていただいております。

61 ページ目、容量市場につきまして、本日最後の論点となります。容量市場の情報公開・フォローアップについてです。

まず、どこまでの情報公開を行うかという点でございますけれども、これは海外事例も参考にしつつ、公正な競争の観点や市場支配力行使を防止する観点から、その範囲を決める必要があると考えております。

また、広域機関や電力ガス取引監視等委員会とも連携しながら、容量市場が効果的に機能しているかどうかを定期的に検証していくことも必要と考えております。検証の結果を踏まえまして、市場が効果的に機能していないことが疑われる場合には、必要に応じて既存の制度にとらわれずに見直しを実施する枠組みを設けることが必要と考えております。

最後のページでございますけれども、今後の検討の進め方についてでございますけれども、本作業部会で議論した基本的な考え方を踏まえまして、技術的な内容を含む詳細につきましては、引き続き広域機関において検討を行っていただくとしてはどうかと考えております。

その上で、重要な論点につきましては、必要に応じて引き続き国の審議会等で報告を受け、審議をしていくということとしてはどうかと考えております。

長くなりましたけれども、資料の説明は以上となります。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、ただいまご説明をいただきました容量市場について、皆様からご意見をいただきたいと思っております。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、よろしくお願いをいたします。

それでは廣瀬委員からお願いいたします。

○廣瀬委員

ありがとうございます。費用精算の考え方のうち、14 ページの小売への請求額配分方法に関して申し上げます。前々回、第 14 回の際に申し上げましたように、容量市場の仕組みは、エリ

アピーク時においても十分な容量を確保したいという目的で導入するものですから、エリアピーク時の電力 kW に応じて配分する方法がよいと考えております。

その上で、第 14 回の際には、事業者様の事務量のご負担の観点から、あえて言えば年間ピークに応じて配分する案がよいのではないかと申し上げました。

今回、14 ページにおきまして、改めて、案①年間ピーク時の電力に応じてという案と、案②の月間ピーク時の電力に応じてという案が出されまして、幾つかの観点から考えて、案②のエリアの月間ピーク時の電力 kW に応じて配分する案を基本としてはどうかというご提案をいただきました。

20 ページにありますように、案②のほうが、小売事業者のシェアが年度内で変動した場合に調整しやすい、あるいは事業者の合併、事業譲渡、倒産等が生じた場合、速やかに調整しやすいということは納得できますし、また一方で、9 ページでご説明いただきましたように、確実な費用の徴収という観点から、請求は毎月行うということとも整合しますことから、小売への配分方法は、改めまして、14 ページにあります案②の月間ピーク時の電力 kW に応じて配分するという案がよいと考えます。

以上でございます。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは松村委員、お願いいたします。

○松村委員

最初に確認させてください。スライド 49 あるいは 48 のところで、経過措置の考え方というのが出ているのですが、きょうは、経過措置は議論するのではないですよね。はい、わかりました。

にもかかわらず発言して申しわけないのですが、別のところの整理で、例えば差しかえは原則として認めると、今までの議論でそうなっていたと説明されたような気がしたのですけれども、私は差しかえを安易に認めるのはまずいと言ってきたつもり。にもかかわらずこう整理されちゃうことに、ちょっと危機感を持っています。

危機感を持っているというのは、経過措置の事務局案には明確な反対意見があったのにもかかわらず、おおむね事務局案の意見で賛同したという整理で、この後経過措置の議論がされないということになると私は到底納得しかねるで、経過措置のようなとても重要なことはまだ全く決着がついていない、あのときにも明確な反対があったということは確認させてください。

さらに、前回大変申しわけありませんでしたが、私は経過措置の事務局案を深刻に誤解して

いた。事務局案は、10年間でだんだん減らしていくというので、ほかの既得権益を守った措置に比べるといわば半値。だんだん減らすということなので、平均すれば単年度の控除は半分になるから。半値にして、しかも初年度は7割だけ控除するというわけですから7掛け。そこまではちゃんと理解していたのですが、その後、4年間のから期間を含めて10年という信じがたい提案で、さらにこのから期間においてもこの控除の削減が進んでいって、実質6年しか控除しない。半値にして7掛けにするというところまでは理解していたのですが、その後さらに4割引きして、もう1回4割引きするという、半値、8掛け、2割引きなんかよりもはるかにひどい割引で、事実上骨抜きにするという信じがたい案だということは理解していなかった。この点まずおわび申し上げます。この点で、4割引き、4割引きがない案でも反対していたわけなので、もちろん4割引き、4割引きまで入る案には当然反対です。

したがって、猛烈な反対があったことを前提として、この後は、もちろん支持する人もあったし、そもそも経過措置を入れるべきではないという意見もあったということももちろん認識していますが、その点をきちんと踏まえた上で、あれでもうほぼ決着ついたなどというような整理に決してしないようにお願いします。

次に、今言ったことと矛盾するようですが、差しかえは原則として認めるべきではないという発言をずっとしてきたと言いながら、でも一方で差しかえが当然認められるべき事例が存在することを、具体的に例を挙げて説明したつもりでした。

今回の事務局案は、私の理解では、完全に自由に差しかえができるわけではなく、合理的だということをちゃんと判定して認めるということなので、原則自由という整理ではなく、むしろ厳格な審査なしには認めない原則は差し替えてできないという案だと理解しました。そうだとすれば、合理的な案だと思います。その上で、どのようなときには認められて、どのようなときには認められないかという細かいことをこれから整理していくということだと思います。

次に、先ほども意見が出てきた課金のときのkWを、年間ピークでとるのか、月間ピークでとるのかという点について、今回、月間ピークという案が出てきたのですが、前回と同じことを言っただけですが、私は月間ピークには反対です。

春だとか秋だとか、どう考えても不需用期で、その時期にキャパシティーを確保するためにこの容量市場をつくったのではないということでも、kWを出してしまうと大きく課金されるという制度は、やはり趣旨に合っていないと思います。

さらに、現在では絵空事かもしれないけれども、電気が余っているような時期に積極的に電気を使っていく、そうでなければ電気を捨ててしまうというような時期に、積極的に電気を使うビジネスモデルはこれからどんどん出てきてほしい。そのようなものに対して、象徴的な意味で

もブレーキをかける懸念がある。したがって私はこの月間ピーク案には反対です。

もし、あえて言うなら、夏のピークだけで判断して、そのH1でとるのか、H3でとるのか、あるいはH5でとるのかというのはいろいろバリエーションがあると思います。更に8月だけでいいのかということに関しては、議論はあり得ると思います。例えば夏だとか春だとかの6カ月分だけをとるだとか、あるいは、もう少し減らすのであれば、4月から9月までのピークと、10月から3月までのピークをそれぞれ測定して、半年分精算するだとか、いろんなやり方があり得ると思います。

私はいずれにせよ、春だとか秋だとかに kW 立てたからといって、それでキャパシティペイメントでお金をほかの月と同じように払うようにするという制度は、やはり趣旨に合わないという点を心配します。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは大山委員からお願いいたします。

○大山委員

私も請求額の配分方法についてちょっとお話ししたいと思ったんですけども、私自身も基本的にはやっぱり年間ピークというのは正しいというか、基本とすべき考えだなというふうには思っていました。夏だけではなくて冬というものもあるかなと思いますし、それから幾つか理由を書かれていますけれども、こういったやりやすさの点から月間ピークというものもあるのかもしれないなどはちょっと思いますけれども、賛成するとしても消極的という感じです。

あと、やる場合にわからないなと思うのが、年間の費用を月間にどうやって配分するかと。月間に配分しますよということだけが 21 ページに書いてあるんですけども、春とか秋にどのぐらい配分するかとか考え始めると、それは理論的に正しい方法というのは非常に難しいんじゃないかなと。ここをうんと減らしてしまえば、結局は夏と冬だけのピークでやっているのと同じになるので、その辺のこと、実際にやるときは非常に難しいかなというふうに思っています。

それからもう一つは、支払いのほうは年ピークだけで支払うのではないかと思うので、そことも矛盾するんじゃないかという気がします。支払いのほうを変えるとすると、例えば太陽光なんかは、調整係数、夏は0.1か0.2程度あるけれど、冬はゼロですよみたいなことになるので、そこもどうするのかちょっとよくわからないなという気がします。

そういう意味では、基本は、私は年ピークだと思いますけれども、いろんなことから月に分けるという場合でもまだまだ考えることが多いし、なかなか難しいかなというのが感想です。

以上です。

○横山座長

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。私のほうからも 20 枚目のスライドの論点 13：費用精算の考え方の小売請求配分方法に関しまして、今回、月間ピークというご提案をいただきましたけれども、私もやはり①のエリアの年間ピーク時の電力、もしくは、この①の考え方を取り入れた折衷案のようなものに賛同させていただきたいと思えます。

今回 20 枚目のスライドで、①の年間ピーク時の問題点について、問題を挙げていただいております。年間 1 点のピーク時に依存するため、小売事業者にとって予見性が低い、全くおっしゃるとおりだと思います。また、小売事業者のシェアが年度内で変動とか、事業譲渡、倒産等の事業上の変化があった場合への対応、そうした面で、①のエリアの年間ピークの電力の配分方法に関しては、余り望ましくないということも、こちらも理解はできます。

しかしながら、今回、例として挙げていただいております 21 枚目の月間の電力シェア配分に関しまして、やはり私も、例えばある程度年間一定の負荷がある事業者と、極端な例ですけれども、あるひと月、例えば夏に大量の電力を消費して、年間のピークを発生しているような、ある特定の期間だけ年間ピークを発生させているような事業者への配分を、この月間ピークの方法で配分してしまうと、ある程度年間一定負荷の事業者、小売事業者に対する負担が大きくなって、結局、電力システムというのは、容量市場の趣旨というのは、ある程度やっぱりピーク時にしっかり供給できるという容量を確保することが制度の趣旨かと存じますので、そこら辺でかなり不公平感が出てくるのではないかと懸念いたしております。

しかしながら、さまざまな実施上の問題が、かなり①のエリア年間ピーク時に大きいということですが、年間 1 点のピーク時で予見可能性が低いというのであれば、例えばピークを、夏期最大 3 日の平均をとるとか、夏と冬の平均をとるとか、そうした措置をすることで予見性をある程度高めるといことも考えられるのではないかと私自身は思っております。

ですので、基本的には私はやはり①の年間ピーク時の電力、こちらは少なくとも取り入れるような小売への請求額の配分方法をぜひご検討いただければと思います。また、この小売への請求額の配分方法は恒久的な措置でございますので、非常に重要な論点かと思っておりますので、また引き続き慎重な検討をお願いさせていただきたいと思えます。

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。まず、今、各先生方がご指摘いただきました論点 13 の費用精算の考え方について、こちらについて意見を申し上げさせていただきます。

私は、以前、小売事業者の競争環境の不変性ですとか、あるいは連続性、そのような観点より、当初、kWh 案分というものを主張してきたという経緯があります。ただ、タスクフォースの議論を通じまして、先ほども多くの先生方からおっしゃっていただいたとおり、エリアピーク時のkWに応じて案分するという考え方の妥当性については理解いたしました。

ただ一方、我々小売事業者といたしまして、現実に関今かなり市場の中では小売の競争が起きていまして、毎月多くの需要家が入れかわったりだとか、入ったりとか、抜けたりとか、そういう現状がございます。ですから、そういう小売事業者の特有の状況を鑑みた場合、競争環境の観点より、事務局が示していただきました②のエリアの月間ピーク時の電力に応じて按分するという、これが非常に現実的ではないかというのが事業者として我々の意見でございます。

そもそもこの容量メカニズム導入におきます基本的な考え方としまして、私は、貫徹小委の中間取りまとめに記載されております、「最も効率よく中長期の供給力、調整力を確保することで、結果として需要家のメリットを最大化し、負担を最小化する仕組みとすることが必要である」という考え方に賛成しております。

そのような視点で考えますと、別の論点でございますが、46 ページの他制度との整合性（需給調整市場）のところでございますが、こちらにつきまして、①、②とありますが、やはり①の考えというのは、先ほど私が述べさせていただきました基本的な考え方に反するのではということで、47 ページに記載していただいているとおり、②の事務局案に賛成でございます。

先ほど松村先生からもコメントがございましたが、私のほうからも、直接、今回議論の対象にはなっていないかとは思いますが、あえてこの経過措置のところについては、最後にお話しさせていただけたらと思います。

やはり、私どもといたしましては、競争環境維持の観点より、現行案については見直していただけたらというふうに考えております。公表されているデータによりますと、例えば、2016 年度の新電力の J E P X からの調達比率、こちら kWh ベースで三十数パーセントとのこととお聞きしております。年間通じて三十数パーセントということは、当然エリアピークが発生するときの調達比率というのは、それよりもずっと高い水準になるものと私どもは想像しております。

したがいまして、現行案におきまして、小売事業者に負担が発生する 2024 年度については、自社発電等の十分な供給力を確保していない多くの新電力にとりまして、経営上の極めて大きな負担になるのではと危惧しております。当社として、先ほど述べたうちの「最も効率よく中長期の供給力、調整力を確保すること」、これができるのであれば、あとは小売事業者の競争環境に十分留意した上で、慎重な制度の導入を意識していただきたいと思っております。

以前この場におきまして、私のほうがシミュレーションの実施ということについて述べさせていただいたことありますが、この発言というの、今、私が申し上げたような懸念点に対して、単に感情的な議論をするのではなくて、少しでも定量的な議論を行って、最終的にどういうふうになればいいか、そういう議論をしたほうがよいのではないかという気持ちから述べさせていただいた、そのような形でご理解いただければと思います。

また経過措置のところで、2030 年までというところで、確かに 2030 年におきましていろんな制度をきちっと整理していくということで挙げていただいたという気持ちは十分わかりますが、当然これは我々事業者から見ますと、容量市場だけではなくて、この後、議論しますベースロード電源ですとか、そもそもの小売の競争環境とか、もろもろひっくるめての話になりますので、単に容量市場だけで、これは 2030 年経過措置が終了ありきということではなくて、全体の自由化の進捗の中でどうするのかということで、この後、議論していただければと思っております。

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、秋元委員、安藤委員、大橋委員というふうに順番に行きたいと思っておりますので、よろしくお願ひします。

○秋元委員

どうもありがとうございます。私も、配分方法についてですけれども、今、斉藤さんおっしゃったのはよくわかるんですけれども、ただ、やはり容量市場という部分の目的からすると、松村さんがおっしゃった話や、小宮山さんがおっしゃった話は非常に合理的だというふうに思うんですね。

そういう中で考えると、私も非常に、おっしゃられることもよくわかるので難しいなと思いつつも、ただやはり月間でやってしまうと、ちょっとピーク抑制という部分に関して、松村さんがおっしゃるように働きにくいのかなという気がしますので、何らかの形でもう少し年間ピークを考えながら、少し折衷案、確かにピーク、たち過ぎるとか、予見性がちょっと下がってしまうとか、ほかの問題がいろいろあると思っておりますので、先ほどからも話があるように、もう少し何点

かとか、そういうことも踏まえながら、もうちょっと検討したほうがいいんじゃないかなというのが私の感想でございます。

2点目ですけれども、これも松村委員がおっしゃいましたけれども、差しかえに関しては、私もある程度厳格にすべきだろうと、自由じゃないということだというふうに思います。事務局資料もそうなっているというふうに理解していて、余り自由度を高めてしまうと、大規模事業者にとってばかり有利になりかねないので、その辺に関しては一定の歯どめをかけておく必要があるのではないかなということで、これも松村委員に賛成でございます。

もう一点、ちょっと出ていなかった論点なんですけれども、自家発の問題が少し書かれていたと思うんですけれども、自家発の活用という部分で考えたときに、自家発というのは、余剰になったときにらせるかどうかということになってくると思うので、そうすると4年前に容量を確定できるかどうかという、非常に難しくなってくるような気がするんです。

これは、別に発電事業者登録をしていようがしていまいが一緒だと思いますけれども、そうしたときに考えると、ここではDRの要件は少し緩和するみたいな話があるんですけれども、自家発の要件ももう少し緩和するとか、何かそういう柔軟性を持たせたほうが、自家発の設備容量というものが出やすくなってきて、容量市場の目的にかなうんじゃないかなという気がしていて、ちょっと自家発の論点が少し薄いかなという気がするので、ぜひもうちょっと自家発の部分の要件とか、そういう部分に関して議論を深めていただければというふうに思います。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは安藤委員、お願いいたします。

○安藤委員

私も小売への請求額配分について、やはり多くの方からあったように、年間で考えるべきではないかと感じております。

容量市場の、どのように考えるかといったときに、3つ大事なポイントがあるような気がしていて、まず、容量市場の理念としてそれが満たされているのかどうか。そして20枚目のスライドで提示していただいているみたいな予見可能性があるかどうか。そしてピーク時の使用量を抑制すること、加えてピーク時以外に活用すること。この3つを満たすことができる仕組みがあればベストなんですけど、この20枚目のスライドでお示しいただいているみたいに、年間ピークにすると予見可能性の面で問題があるだろうという指摘はそのとおりかなとも思います。

そして予見可能性が低いとなると、ピーク時の使用量抑制にももしかしたら機能しないかも

しれないと。例えばこのあたりがピークだろうと思って、そこからずらした、皆が寄ってたかってずらした先が新たなピークになってしまって、せっかくピークカットしたつもりが、かえって請求額が高くなってしまっても意図に反するだろうとそのように思いますので、小宮山委員、または秋元委員からもあったみたいで、年間ピークでやるという案のもとで、どうすれば予見可能性が高くなるかというプランをぜひご検討いただきたいと思います。

例えばこれまで出てきた案で言ったら、年間のピーク3点取るであるとか、または事前にいつが算定期間かをあらかじめ公表してしまうであるとか、さまざまな手法が考えられるのではないかなと思いますのでよろしくをお願いします。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

大橋委員、お願いします。

○大橋委員

ありがとうございます。3点あるのですが、まず1点目は、今、安藤先生がおっしゃったとおりで、年間ピークで考えたときに予見可能性をどうやったら高められるのか。あるいは倒産等があった場合の配分のルールをどうするのかというところを固めるっていう方向もあるのかなと。だからもう少し議論を深掘りする余地があるんじゃないかなと思いました。

あと3点あるのですが、9ページ目の費用精算のところですが、これは支払いに応じなかった場合、広域機関が勧告したりと書いてありますけれども、ここは支払いの遅延とか、あるいは一部しか支払わないってこともあるかもしれませんが、こうした場合もしっかり対応すべきで、厳格に対応すべきなのかなというふうに思います。

余り緩くやると、結果としてほかの事業者なり消費者に負担がのしかかることになるので、フリーライドするようなことというのはきっちり防止するような形にしたほうがいいんじゃないかというふうに思っています。

次は、論点の15に相当する部分ですが、調整係数のところのお話をいただいています。基本的には、実際に使える、実効性のあるkWで評価するというのが重要なのかなというふうな感じはしています。そういう意味で言うと、計画外停止率が大きいものと小さいものがあった場合には、当然停止率の大きいものはkWの貢献は小さいというふうな評価というのが、調整係数で本来的にはなされるのがいいのかなというふうな感じがしています。もちろん供給安定と広域の指針の見方との間で、どの程度齟齬があるのかってところはあるんだと思いますけれども、基本的な考え方というのはやっぱり実効のkWで評価するというのが軸としてあるんじゃない

いかなと思いました。

最後、論点ですが、やや議論として欠けているのが、仕上がりとして容量市場での価格がどうなるかということ議論したほうがいいんじゃないかなというふうな気はしています。

ここでの議論は、恐らく固定費を回収するための容量市場なので、皆さん固定費相当の kW でビットしてくるのじゃないかなというふうな想定で議論されているかもしれませんが、実際、事業者の立場に立って考えてみたときには、やはり容量市場に入らないと小売に供給が事実上できないので、そういう意味で言うとコスト割ってでも入る可能性というのがエリアによってはあるんじゃないかなという気がします。

他方で分断が頻繁に起きていて、供給が比較的タイトな地域というのは、実は結構固定費回収できるようなビットができるのかなと。そういう意味で言うと我々が容量市場で回収できるだろうと思っている額が、実際エリアで競争がある地域では回収できない可能性というのがあるんじゃないかなということを若干気にしています。

先ほどから経過措置の話もありますけれども、それも結果として仕上がりの価格がどうなるのかということにかなり大きく依存しているところがあって、ここがきちっとしたシグナルを機能させるという意味で、どういうふうな感じで機能するのかわって、先ほど斉藤さんがおっしゃったシミュレーションになるのか、あるいはどういうふうな形で議論するのがいいのかなというのはまだ明確なイメージはないんですけども、最終的な仕上がりの容量市場での価格ってどうなるのかなということを議論するのは意味があるんじゃないかなというふうに思っています。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは曾我委員、お願いいたします。

○曾我委員

私からは2点でございます。まず7ページ目ですが、容量確保契約（仮称）の概念をご提示いただいている点についてです。契約は、本来、意思表示の合致で成立するものでありまして、条件交渉も可能であるはずであり、仮に合意に至らなければ不成立ということもあり得ると思いますが、一方で、この容量確保契約について個別の条件交渉を完全にフリーで認めると、実務上、事務処理の量もありますのでワークするのかという懸念もあり得るところかと思えます。

一方で、発電事業者としては、容量市場を通じない取引は難しいところもあり、契約の内容について大きな利害関係を持つわけなんですけれども、自身の意向が全く反映されないということも厳しいところがあると思えます。そこで、双方のバランスをどうとるかとの点は、いずれ検

討の必要があるかと思ひます。

例えば事前に契約の様式を適切な内容で作成し、その際には発電事業者の意見も適宜・適切に反映することが必要と思ひます。また、契約条件は多分まだ固まっていないところかと思ひますが、完全に一斉処理ということで交渉不可というふうに決めつけてしまわないようにすることも重要なポイントと思ひておりますので、その点を念のため提言させていただきます。

2点目ですけれども、44 ページの他制度との整合性のところについてです。まだ議論に出てきていないと思ひますが、3つ目のバイオマス混焼設備の取り扱いについては、バイオマス混焼設備をどう考えるかによろと思ひます。

実務ではFIT制度の固定価格買取価格のみで固定費を全額回収することは恐らく想定していないところでして、石炭分について、容量市場で回収できる機会を認めるかどうかという点は、きちんと検討する必要があるかと思ひます。

一方でFITとの二重取りにならないようによろ整理するかの点は悩ましいところかと思ひますが、石炭バイオマス混焼の場合は、混焼割合が変動し得るとの認識ですが、FITからの固定費回収相当分というものが概念できるのであれば、それを控除することで調整は可能と思ひます。要するに、容量市場から完全に外してしまうことがありきの議論ではないことを、念のため確認させていただきたかった次第です。

私に誤解があればご指摘いただければと思ひます。

○横山座長

ありがとうございます。その件に関しましては、後でまとめて事務局のほうからお願いしたいと思ひます。

それでは武田委員、お願いいたします。

○武田委員

ありがとうございます。容量市場ですけれども、容量拋出金といういわば新しいタックスを賦課して、それを発電事業者に再配分すると見ることができます。ここから経済産業省、また広域機関には、大きなアカウントビリティーが要請されると思ひます。それゆえに、論点 13 の精算プロセスの透明性確保、論点 17 の情報公開の推進、フォローアップの実施について、それらを支持します。

さらに実運用に当たっては、小売事業者について、小売請求額であるとか、また大橋先生から先ほどお話ありましたけれどもペナルティー等について、また発電事業者についてはリクワイアメントの認定等について、不服が出てくると思ひます。そういった場合の手続について、今後しっかりと検討することが必要と考えます。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは又吉委員、お願いいたします。

○又吉委員

ありがとうございます。私のほうからも2点、意見を述べさせていただきたいと思います。

1点目は、小売への請求額配分方法についてです。配分方法に関しての基本的な考え方で重要なのは、調達と支払いの概念が同一であること。あともう一つはやはり効率的な供給力調達の観点から、負荷平準化に資するということかと思っています。よって基本的には、年間ピーク時のkWに応じて費用配分をするのが適切ではないかというふうに考えています。

もちろん年間ピーク時のkWに応じた配分方法に課題がある点は認識しておりますが、先ほどからご意見もございましたが、ピーク概念を少し多様化させるといったような折衷案を模索するオプションが残っているのではないかというふうに考えています。

2点目はこちらも先ほどご意見あったんですけども、自家発電余剰の取り扱いについてです。自家発電余剰電力というのは新電力にとって重要な供給力となっております、少なくとも今の相対契約に支障が起るような内容になってはいけないのではないかというふうに考えています。

ある意味、自家発電余剰という位置づけというのが、発電専門業者が持っている発電設備と異なりますし、DRとも異なる中間の位置づけにあるのではないかと思っています。その意味でも、その点を配慮したリクワイアメント、もしくはペナルティーのあり方というのに柔軟性を持つようなことを考えてもいいのではないかというふうに思っています。

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、竹廣さんから順番に行きたいと思います。

どうぞ、竹廣さんから。

○竹廣オブザーバー

ありがとうございます。私からは3点コメントさせていただきたいと思います。

今まで出ていなかったところですけども、27ページのkW価値についてでございます。今回、期待容量ですとか、調整係数という言葉が出てきまして、改めて社内で議論したところでございます、貫徹小委の中間取りまとめを少し引用してコメントさせていただきます。

「電源投資が適切なタイミングで行われなかった場合、需給逼迫期間における料金の高どま

りや、再エネをさらに導入した際に必要となる調整電源を確保できない、といった問題が生じることが考えられ、容量メカニズムを講じ、より効率的に中長期的に必要な供給力、調整力を確保できるようにすること」として、その意義が、供給力、調整力という2つの観点から整理されています。

この整理に照らしますと、kW 価値の評価に当たっては、中長期的に必要な供給力と調整力の確保にどの程度貢献するのかということをごきちんとして評価する必要があるのではないかなというふうにご考えた次第でございます。供給力の観点では、資料に記載がありますとおり、需要ピーク時の供給信頼度で評価するといったことに賛成ですけれども、これに加えて、調整力の観点で評価を行って、2つの観点から調整係数を適切に設定する必要があるのではないかと考えたところでございます。

具体的には太陽光みたいな再エネの変動電源は、供給力についてはまず期待容量を適切に評価することが必要だと考えますし、調整力については、太陽光自身が調整力を必要とする電源であることを踏まえて評価するべきだと考えます。

ただ、実態として、太陽光は蓄電池みたいなものを組み合わせないとリクワイアメントを満たせず、容量市場に入れないと思いますので、そこについては問題がないと考えたところですが、一方でベースロード電源については、供給力の確保には貢献しますけれども、調整力の機能は有しないので、これらを踏まえて調整係数を設定する必要があるのではないかと考えたところでございます。

ただこれも、いやいや、需給調整市場で調整力を持っている電源は追加の支払いを受けるということでバランスはとれている、ということでしたら、そのように理解するところですが、余りにも容量市場の目的のところに、供給力と調整力という言葉が並列的に出てきているように見受けられましたのでコメントをさせていただきました。

それから2点目ですけれども、先ほど委員、先生からありました差しかえについてでございます。41 ページに今回さらっと差しかえの話が出てまいりましたが、おっしゃられたとおり、これは厳格に運用すべきではないかと考えています。秋元委員からもありましたとおり、これは電源を大量に保有されている事業者がペナルティーを回避しやすくなるという意味で有利になると思いますので、ここは厳格に運用すべきだと考えています。

それから3点目に、自家発についてのコメントをいただきましたが、実態として新電力は、自家発に頼っている部分が多くございますので、ほかの電源に比べて、容量市場にコミットできるレベルでない部分は確かにあると思いますが、一定程度、今、供給力を担っているという事実もございまして、DRみたいな形で何らかし加味していただくようなご配慮をお願いできれば

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、東ガスの佐藤さんからお願いいたします。

○佐藤（裕）オブザーバー

ありがとうございます。2点ございまして、1点目は、先ほど来ずっと議論になっております小売への請求額の配分方法に関するコメントでございます。

ここまでの委員の先生方のご意見を踏まえると、①から④の案の中では、①の年間ピークを基本とすべきではないかという方向がおおむね定められてきつつあると認識しておりますけれども、私ども小売事業者の目線から見ると、やはり②の月間ピークが好ましいと考えております。先ほどご提案のあった折衷案のようなものについて、今後のご検討の際にご考慮いただきたいこととして、何ゆえ②が良いのか、事務局資料に書かれているところをもう少し小売事業者の目線からコメントさせていただければと思っております。

非常に気にしておるのは、年間ピークで配分すると、前年度に負担の割合が決まって、それが翌年度に実際の負担として課せられてくるという時間のギャップによる影響でして、例えば非常に規模の大きなお客様が脱落したりした場合に、前年度はそこがいらっしやった前提で負担が決まり、翌年はそこが抜けてお金が入ってこないのに負担が課せられるため、小売事業者の信用リスクを増大させ、小売事業者による支払いの遅延、あるいは不払い、倒産といった状況を招きやすくなります。

こうした場合に備え、9ページで一定の保証金なり保険なりの仕組みを検討すべきと整理されておるのですが、信用リスクが増大する結果として、保証金や保険の額が増え、小売事業者の追加的な負担が生じるのではないかと非常に危惧しております。

ですので、支払いのタイミングや負担のバランスに関して、信用リスクをいかに増大させないようにするかにご配慮いただきながら、今後の具体的な案の検討を進めていただければ大変ありがたいと思っております。

2点目は、論点にはなっておりませんが、最後に書かれております今後の検討の進め方についてです。私もこちらの作業部会のほかにOCCTOの検討会にも参加させていただいておりまして、大分勉強させていただいたのですが、率直に申し上げて大変複雑で難しい市場だと改めて感じておるところです。

こうしたことが一因なのでしょうけれども、小売事業者、特に新電力の中で、容量市場が一

体どういうものなのかという認識がなかなか広がっていかないことが、非常に大きな課題だと認識しております。

もちろん私ども、こういった場にかかわらせていただいているメンバーが、まず積極的に情報を発信していくよう努めなければいけないのですけれども、今後の検討におきましても、ぜひ透明性の高い進め方をお願いするとともに、何がしかの形で積極的な情報発信もあわせてお願いしたいと考えております。

以上でございます。

○横山座長

ありがとうございました。

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

バイオマス混焼については、J-POWERの電源も含め多数の大型火力でFIT制度の認定を受けて既に運転中あるいは建設中です。

大規模火力でのバイオマス燃料の混焼は、私どもの事例でいいますと、100万kWの発電所で3%を上限として認定を受け、その3%の中で実際に発電したkWhについて、FIT価格で料金収入を得ています。再生可能エネルギーであるバイオマス燃料の有効活用と、火力電源による供給力の確保という2つの政策目的がある中で、どう両立するかという課題であり、事務局資料のご指摘のとおり、複数の観点を持って慎重なご検討をお願いしたいと考えております。

以上でございます。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、柳生田さんからお願いいたします。

○柳生田オブザーバー

ありがとうございます。私の方から2点、意見を述べさせていただきたいと思います。まず、小売への請求按分の件ですが、多くの先生がおっしゃっている「年間ピークで供給力を確保する」という趣旨は十分に理解した上での発言ですが、小売事業者にとりましては、先ほどの東ガスさんと全く同じ意見なんですけれども、マンスリーで需要家が入れ替わっている中で、需要家からきちっと費用を回収できるということが担保されていることが重要だと思っています。

そのように考えますと、需要が脱落した時に取り漏れて、需要が急増した時には、過回収になるという実態で良いのかといった話もあろうかと思ひまして、現実的に考えると事務局の②案に落ちつかざるを得ないのかなと考えます。従い、②案を支持させていただきたいと思ひます。

趣旨を理解した上で、実務レベルとどう決着つけるかという観点において、よく考えられた案ではないかと、小売事業者の立場としては感じているということでございます。

それから電源の差し替えの話ですけれども、これも皆様方の意見と一緒になんですけれども、大規模事業者であればあるほど、差しかえを認められれば有利になるということで、そうしますと、例えば自家発電事業者が大規模事業者のバランスグループに入る等で、さらに競争力にギャップが生じてくることを懸念します。「妥当性を確認する」というこの「妥当性の中身」がよくわからない状況なので、妥当性が認められれば差し替えを認めるという風に判断していかどうかかわからないのですけれども、基本的には、差し替えというのは予定した電源がトラブル等で発電できないときに差しかえる、これが妥当だということになれば、発電所をたくさん持っている事業者に有利に働くと考えるのが自然であり、事業者規模によってペナルティーの影響規模が変わってくるということにもなりかねないので、基本的には差しかえは認めるべきではないと考えます。電源という単位できちっと容量市場に容量を提供していくということが基本ではないかなと思っております。

以上でございます。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは内藤さん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。既に多くの皆さんからご発言がございましたが、私も小売への請求額の配分方法について、一言申し上げたいと思います。

8ページのところに、「容量市場は電気事業法上の供給能力確保義務を達成するための手段と位置づけることができる」という記載がございまして、この観点に基づけば、やはり小売事業者が供給力確保義務を履行するに当たって、それぞれ独自に kW を確保するよりも、集中型の容量市場を通じて効率的に確保する方がいいのではないかとご議論を踏まえて検討が進んできたというご議論を踏まえて、それに基づけば案3の小売事業者の最大 kW のシェアで配分するというのが一つの考え方ではないかと私どもは考えてございます。

一方で、前回、今回と、多くの方からご意見がございましたように、年間ピークに合わせて供給力を確保していくという観点に立ちますと、ピーク時を抑制するインセンティブを与える観点から、案1の年間ピークの kW に応じて配分するというのも妥当だと考えてございます。

なお、今回、事務局からご提案がございました案②の月間ピークにつきましては、やはりピーク抑制のインセンティブで若干劣るというようなこともございますし、また 20 ページに記載

いただいている問題というのは、他の方法で解消していくやり方もあるのではないかと考えておりますので、やはり多くの方のご支持のある案①を基本に考えていくのではないかと思う次第でございます。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、山田さんのほうからお願いいたします。

○山田オブザーバー

ありがとうございます。私のほうから2点ほどコメントをさせていただければと思います。

まず、46、47 スライドの論点 16 でございますけれども、需給調整市場の関係ということで、2020～2023 年度の kW 価値の扱いについて記載をいただいております。

先ほども供給力とあと調整力の貢献ということでお話あったかと思ひますし、従来申し上げていることかと思ひますけれども、我々一般送配といたしましては、必要な調整力、いわゆる Δ kW の確保に際しましては、必要な供給力が確保されているということが重要なことということで認識をしておりますので、その当該期間の kW 価値の扱いを検討する際には、ぜひそういった視点を取り入れていただければというふうに考えてございます。

あともう一点ですけれども、54 スライドに DR について記載をいただいております。DR について、調整力として活用するというのを念頭に、容量市場におけるリクワイアメントを変更するといったことが提案をいただいております。需給調整市場において DR を調整力として活用するといったことになると、やはり需給調整市場の商品区分ですとか、要件を満たすということが必要というふうに考えてございますので、その辺の要件等の検討をよくしていただきながら検討いただければというふうに考えてございます。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは鍋田さん、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。私のほうから、経過措置の話が出ましたので、その点の話と、それから 46 ページの需給調整市場との関係について少しコメントをさせていただきたいと思ひます。

前回、経過措置を議論した際にも申し上げましたけれども、経過措置によって既設電源の支払いを約定価格から一律減額するということになると、現状でも厳しい発電の事業環境をさ

らに厳しくするので、それゆえ既設電源への経過措置の導入の是非を含めて検討願いたいというぐあいに申し上げました。発電の厳しい事業環境を踏まえて、これから整理をしていただければというぐあいに思います。

それから次の論点で、46 ページの需給調整市場との関係について整理をいただいております。先ほど申し上げました発電の厳しい事業環境から申し上げれば、容量市場からの支払い開始時期が早い案1が望ましいのは事実であります。一方で経過措置の趣旨、小売の負担軽減ということもありますので、そのような観点からも案1と案2をこれから整理していただければというぐあいに思います。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、新川さんのほうからお願いいたします。

○新川オブザーバー

47 ページでございますけれども、2020 年から 2023 年度の間、需給調整市場で kW 価値も含めて対価を支払うという方針のほう望ましいのではないかと案が示されていますが、この方針を、今、鍋田オブザーバーからは①のほうがいいというご意見もございましたが、②だと仮定した場合に、この方針を需給調整市場の仕組みにどのように組み込んでいくのかを今後議論されていくべきものと理解をしています。

その際の調整力をできるだけ効率的に調達するという需給調整市場の目的を損なうことがないように、 Δ kW の価値や、kW 価値の考え方や意味を含めて具体的に検討することが必要だろうと考えています。

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、最後に斉藤さん。

○斉藤オブザーバー

すみません、時間がない中、手短かに述べさせていただきます。先ほどから請求額の配分方法で、年間か月間かというお話がありましたが1点だけ。ちょっとこの場で申し上げるのを躊躇していたんですが、私自身、年間となったときに、夏季を除いた例えば 10 カ月契約のような小売との契約、そういうものが出てくるのではないかとちょっと懸念をしております。

ですから、小売事業者としてピークが出るときは、極端に言いますと意図的にお客さんを手

放して、それ以外の期間はそのメリットをもって値引きすると。これは言うまでもなくあってはいけないことだと思いますし、私が競争環境の観点からと申し上げたのは、こういうことも含めてやはり一度制度ができてしまうと、事業者というのはある意味その制度のもとでどうやって利益を出していくかとなってしまいますので、そういったことも含めると、月間ピークというところがいろんな意味でいいのではないかということで、ちょっと1点だけ述べさせていただきました。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、曾我委員からもちょっとご質問もいただきましたので、それも含めまして鍋島さんのほうからコメントをいただきたいと思います。

○鍋島電力供給室長

いろいろご意見いただきましてありがとうございます。特に精算方法につきましては、ご指摘も踏まえてさらに検討していきたいというふうに考えております。

バイオマス混焼の扱いにつきましては、ちょっと部局がまたがりますので、新エネ課のほうから一言補足をいただければと思います。

○横山座長

それでは、山崎さんのほうからお願いいたします。

○山崎新エネルギー課長

バイオマスと石炭の混焼については、曾我委員のご指摘のありましたとおり、このFIT制度で全ての固定費が設備全体について回収できているわけではないというのはご指摘のとおりでございます。したがって容量市場に参加できないようにするということありきで考えているわけではないということは間違いありませんので、引き続きご議論をお願いしたいと思っております。

ただ、この資料に書かせていただいたとおり、法令上、まずFIT電源としては、バイオマス混焼の設備全体が認定の対象になっている点は踏まえなければいけないと考えておりますし、あとは価格のつくり方として、設備全体についてはほかの制度的なキャッシュフローが存在しないという前提で今の調達価格、買取価格がつけられているものですから、その点も含めて調達価格算定委員会で、昨今、石炭混焼についていただいているご意見も踏まえながら、算定委員会のほうでこの点についても論点として挙げてご議論いただくということも含めて、私どもとしてもしっかり検討したいというふうに考えております。

○横山座長

どうもありがとうございました。

鍋島さん、よろしいですか。どうもありがとうございました。

それではたくさんご意見いただきました。まだ引き続き議論しなきゃいけないことがたくさんあるかと思しますので、またよろしくお願ひしたいと思ひます。

それでは、次の議題の「ベースロード電源市場について」というほうに移りたいと思ひます。資料4の説明を事務局からお願ひいたします。

○鍋島電力供給室長

それでは、お手元の資料4をごらんいただければと思ひます。ベースロード電源市場についてです。

ベースロード電源市場につきましては、6月30日、また10月30日にご議論いただいたところでございます。1ページ目、2ページ目はこれまでご議論いただいた論点となります。

3ページ目をごらんいただければと思ひます。本日ご議論いただきたい論点でございますけれども、買い手の取引要件、それから相対契約の取り扱いについてご議論いただきます。また、新たに監視のあり方などについてご議論いただければと考えております。

4ページ目でございますけれども、買い手の取引要件といたしまして、前回までの議論の整理といたしまして、スライドをまとめております。

図をごらんいただければと思ひます。前回ご議論いただいた際には、買い手の取引要件として、まずベース需要の定義についてご議論いただきました。こちらは、事務局としましては、日別のベース需要のうち、年間18日程度の下位の需要を除いたものをベースロード市場で購入できる各事業者のベース需要と考えることを基本としていたところでございます。こちらについては、特段のご指摘はなかったかと思ひます。

それから、事前要件、事後要件の比較につきましては、事前要件のうち実績値を基準にするということの基本とすべきという資料をつくりまして、こちらについてはいろいろご議論ございました。

それから事前要件をとった場合の実需の算定方法でございますけれども、これは実績値基準を基本として考えることとしてはどうかという事務局資料をお示ししまして、そういうご賛成の意見も多かったですけれども、計画値基準でよいのではないかというご議論もありました。

事後要件の制限方法につきましては、参加ペナルティーを基本と考えるべきではないかという事務局資料を提示させていただきまして、安藤委員からは、その点についてさらに工夫も可能ではないかというご指摘をいただいたところでございます。

5番目の調達量の取り消し・下方修正を認めるかという論点につきましては、基本的には認めないこととしてはどうかという資料をつくりましてお示しさせていただきまして、その際、東

京ガスの佐藤オブザーバーから随時キャンセルを認めるべきではないかというようなご指摘もあったところと認識しております。

5 ページ目以降は、前回のそうしたご議論の内容の議事録を掲載しております。説明は省略させていただきます。

また、7 ページ目からは、前回の資料を再掲しております。そうした資料が 12 ページ目まで続きます。

13 ページ目をごらんいただければと思います。

買い手の取引要件のうち、まず算定基準についてでございますけれども、前回の議論におきましては、事前要件、かつ実績値基準を基本とするという方向で議論が行われておりました。

その際の基準となる実績値について、どのように算定するかという点でございますけれども、あらかじめ確定していたほうが、小売事業者が計画的にベースロード市場から調達できると思いますので、入札を行う年度の前年度の実績を用いることとしたいと考えております。ただし、ベース需要が継続的に増加傾向にある小売事業者が実需に基づいた量を調達できるよう、直近1年間の実績が前年度実績を上回る場合には、例外的にオークション開催時点の直近の実績をもとに基準を修正することを認めることとしたいと考えております。

続いて 14 ページでございます。基本的には実績値基準という議論がございましたけれども、前回の議論におきまして、計画値基準を一部取り入れるべきではないかというような議論もございましたので、その関係の資料になります。

前回の議論におきまして、小売事業者に登録した場合の事業者につきましては、例外的に計画値基準を認めることも考えられる。その場合には事後要件の併用が必要という議論がございました。

この例外的に計画値基準を認める範囲につきまして改めてご議論いただければと思っておりますけれども、この点につきまして広く認めるべきというご意見もございましたけれども、これはあくまで例外的な措置であるということを鑑みまして、小売事業者の登録後間もないために、1年間の実績を有しない事業者に限って認めることとしてはどうかと考えております。その購入できる範囲につきましては、小売事業者登録における最大需要電力の見込みの範囲内としてはどうかと考えております。

この点につきましては、事後要件においても、こうした場合においても、実需に見合った購入を行うということが基本と考えておりますので、適切な水準については今後検討したいと考えております。

計画値基準をとった場合は事後要件になる。したがって、自分で計画を出して、その後、

不適切に過大に購入した場合にはペナルティーがかかるということになりますけれども、そういう制度にした場合のペナルティーにつきましては、参加ペナルティーを基本とするというところでございますけれども、この点については、前回、委員から幾つかご指摘いただいたところでございますが、超過量を翌年度の購入可能量から差し引くということにするなど、行為の態様に応じたペナルティーを課すということとしてはどうかと考えております。

この計画値基準の運用につきましては、例えば明らかに実需を超えた調達が行われるなど、転売の行動が見られるというような場合になりましたときには、適切に見直しを行うこととしてはどうかと考えております。

15 ページでございます。事前要件の場合の購入可能量の算定ということで、やや技術的な内容になりますけれども、購入可能量の算定につきましては、市場参加者が提出した資料を用いて JEPX が行うこととしたいと考えております。

その際、バランシンググループを組成している場合には、バランシンググループの代表者から JEPX に対して実績値の資料を提出することとしてはどうかと考えております。

ただし、オークション開催前にバランシンググループから既に退出しているというような小売事業者がいる場合には、その分は購入できないこととしてはどうかと考えておりますし、取引の明確化のためにアカウントを分けるということもしてはどうかと考えております。

16 ページ目でございます。調達量の取り消し・下方修正についての論点となります。

前回のご議論では、調達量の取り消し・下方修正は認めないことを基本とするという方向で議論が行われたところでございます。

これに関しまして、事前要件で実績値基準を採用した場合におきましては、調達量が実績値の範囲内であれば、実需を超えてもペナルティーを課さないという方向で議論を行っておりますので、買った後で調達量の取り消し・下方修正をするというニーズは乏しいのではないかと考えております。

他方で、計画値基準をとる場合には、こうしたキャンセルのニーズもあるかもしれませんが、新たに小売事業者に登録したばかりの事業者につきましては、柔軟な対応も求められるのではないかと考えております。したがって、具体的には前年度内の一定の時期、例えば2月中までであれば調達量の取り消し・下方修正を認めることとしてはどうかと考えております。

17 ページに入りまして、次の論点、相対取引の位置づけについての論点となります。

これは6月30日の作業部会でございますけれども、ベースロード市場と同等の価値を有する相対契約につきましては、旧一般電気事業者等のベースロード市場への供出量及び新電力等の購入額から控除するという方向で議論が行われておりました。

控除等の対象となる相対契約につきましては、例えば下の表の要件を満たしたものについて、この一定量の範囲内で供出量から削減する、控除するという事としてはどうかと考えております。

ただ、事後的な監視を行いまして、要件を満たさないもの、それからベースロード市場の趣旨に反するような取引につきましては、控除をとりやめることとしてはどうかと考えております。

18 ページ目の資料につきましては、これは 10 月の資料になりますので、説明は省略させていただきます。

19 ページ目の資料でございます。ベースロード市場の精算の仕組みについてです。

6 月 30 日の作業部会におきまして、ベースロード市場の競売方法につきましては、シングルプライスオークションとすることとし、約定した商品の受け渡しは、先渡市場同様、スポット市場を介して行うこととするという方向で議論が行われておりました。

この点に関しまして、3 つ目のポツですけれども、ベースロード市場は 10 月 30 日の作業部会で議論いたしましたけれども、全国を 3 つのエリアに分けて市場を開設するという方向で議論が行われております。この点に関しまして、おのおのの市場において基準エリアプライスを設定し、この基準エリアプライスと買い手のエリアプライスの間に市場分割が生じて、値差が生じてしまった場合には、その精算を行うこととしてはどうかと考えております。その際、基準エリアプライスにつきましては、総需要量の多いエリアのエリアプライス、下に書いておりますけれども、現時点では北海道は北海道、東日本は東京、西日本は関西と、こうしたエリアのプライスをとることとしてはどうかと考えております。

20 ページ目をごらんください。論点 4 としまして、監視のあり方についてです。

1 つ目のポツですけれども、このベースロード市場につきまして、旧一般電気事業者等に対しまして、このベースロード電源を市場へ制度的に供出するという事を求めるということに鑑みますと、供出に係る基本的な考え方を何らかの形で明確にしておく必要があると考えております。

この点、適正な電力の電力取引についてのガイドライン、いわゆる適取ガイドラインに常時バックアップの考え方も記載されているというようなことも踏まえまして、このベースロード市場への供出に係る基本的な考え方も、適取ガイドラインに所要の記載をするという方向で検討したいと考えております。

このベースロード市場の監視の主体につきましては、電力・ガス取引監視等委員会が行うこととしてはどうかと考えております。

21 ページ目でございます。供出価格についてでございます。

6月30日の作業部会におきましては、この供出する事業者のベースロード電源の発電平均コストから容量市場での収入を控除した、供出上限価格以下での価格で供出を求めるといった議論が行われたところでございます。

2つ目のポツですけれども、供出価格につきましては、上記の考え方を前提に、新電力と旧一般電気事業者の小売部門とのイコールフットイングを図る観点から、グループ内の小売電気事業者に対する自己のベース電源の卸供給料金と比して不当に高い水準とならないよう、ベース電源の発電平均コストを基本とした価格を上限にすることが適当である旨、これも適取ガイドラインに所要の記載を行うとともに、委員会におきまして事後的に監視を行うことが適当と考えております。

3つ目のポツですけれども、これは貫徹小委でも議論が行われておりましたけれども、ベースロード電源市場につきましては、燃料費調整制度の機能は導入しないこととしてはどうかと考えております。この場合は、発電平均コストの算定に当たりまして、資源価格の変動等を加味した価格を反映することとなります。

最後のポツでございますけれども、監視の具体的な方法としましては、例えば各事業年度の決算データ等からベースロード電源の発電平均コストの実績値を確認し、入札価格との乖離が合理的な範囲であることを確認するといった手法や、グループ内の小売事業者と発電事業者間の卸供給価格を推定するための客観的なデータを収集するなどの手法が考えられると思いますけれども、具体的な手法につきましては、その実現性等を踏まえつつ、ベースロード電源市場の取引開始までにさらに検討を行うこととしてはどうかと考えております。

22ページは、6月30日の資料となりますので、説明は省略いたします。

23ページ目ですが、本日最後の論点でございますが、供出量等の確定時期についてです。

供出量や購入枠の設定に際しましては、なるべく実需に見合った量とすることとしたいと考えておりますので、この商品に関する各種諸元の数値の算定時期については、下に表をつけておりますけれども、こうした形で設定することとしまして、数値については毎年の見直しを行うこととしてはどうかと考えております。

なお、調整係数dの段階的な引き下げの算定式等につきましては、前回、秋元委員からもご指摘いただきましたけれども、別途これは改めて検討することとしたいと考えております。

24ページ目は供出量のデータということで、前回お示ししたデータをそのまま添付しております。

25ページ目は、その際の秋元委員のご指摘について、議事録を掲載しております。

資料については、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、ただいまご説明いただきましたベースロード市場につきまして、皆さんのほうからご意見をいただきたいと思います。よろしく願いいたします。

それでは、松村委員からお願いいたします。

○松村委員

ありがとうございます。まず監視に関して、監視等委員会のほうで事後的に監視する、その手法については、開始前までに整理すると言っていたことに関して高く評価すべきかと思えます。そのようにぜひお願いします。

それから、もともと上限価格がコストを積み上げてきまる。その場合には未稼働の電源も含めてコストを積み上げる。なぜかといえば、それは自社のお客に対しても、その固定費の部分は請求しているのに、卸売のときだけ請求できないとしたら、むしろ競争上、中立性が保てない。そういう議論だったということをもう一度言っていたことは理解しました。

その上で、この監視の仕方ですけれども、以前、監視について言ったときに、監視等委員会のオブザーバーの方から、自分たちは全ての小売価格を把握しているわけじゃないのにと、とても後ろ向きな発言というか、消極的な発言が出てきて、がっかりしました。それは事実でしょうけれども、それは知らないじゃなくて強い意志を持って調べるべき。そういうことだとすると、足元を見られて、ほとんど監視が機能しなくなることをとても心配しています。

その上で、実際の小売価格を調べるのはとても大変だというのはそうかもしれない。しかし公表されている価格は存在する。例えば公共調達価格とかというので、入札している。そうすると、どの事業者が落札したのか、価格がどれだけのなのかというのは、一定程度情報は得られるはずで。

そうすると、その落札価格で、この対象の事業者というのがいたとして、仮にそれが kWh 当たり 8 円で落札していたということがあったとすると、そこから託送料金を引いた、その需要家に対して託送料金を引いたというのが、このベースロード電源市場で出てくる価格の上限だと認識しています。

どういうことなのかというと、その売値に対しては、託送料金を負担し、なおかつ発電のコストを負担し、発電の利益を乗せ、小売のコストを乗せ、小売の利益を乗せて、価格が形成されているはず。不当廉売していなければそうなっているはず。今言った上限というのは、仮に小売の営業コストが 1 円もかかっていないとして、小売が 1 円も利益を取らないとして、しかしそれで説明できるぎりぎりの水準。

もう一回言いますが、販売価格から託送料金を引いたものというのを上限とするのは、仮に小売部門がゼロだ、利益がゼロだとして、コスト全くかかっていなかったとして、そういうありえない想定のもとで、その値段で自社小売りに卸したとしてようやく出せる価格。ベースロード電源市場にこれを上回るような入札価格を出してきたら、もうこれ不当廉売をしているか、コストを水増ししているかどっちかしかもうあり得ないということになると思います。

今現在、足元でのコストに比べて、2020年のコストが急増するということがあれば別ですけども、そうでなければ、もう現時点でその価格はわかっているわけですから、そこから引かれた価格を上回るような価格で入札してくるなどというようなことがあれば、このベースロード電源市場が全く機能していないということが誰の目にも明らかになる。でも誰の目にも明らかになったところから監視を出発するのではなく、そのような無体な事態が起これないように、今からきちんとどういう監視をするのかを議論していくべきだと思います。もちろん今言った上限価格で出されたとしても、新規参入者が買っても商売はできない、もちろん新規参入者は小売のコストかかるわけだし、小売の利益乗せなきゃいけないわけだし。

それから、実際にベースロード電源市場で出てくるのは、出した売り札の価格ではなくて、システムプライスで決まるわけですから、それよりも高い値段が基本的につく。どんなに低くても入札で出した値段、それよりも高い値段がつくということですから、今言ったような値段よりも高い値段で出すなどというのは、もうおよそ全く説明がつかないと思います。

説明があり得るとすれば、その小売需要者がベースロードに対応するような需要よりも、もっと低いコストの需要、つまり具体的に言うと、夏だとか冬だとかのピークには全く使わなくて、春だとか秋だとかだけに専ら使います、深夜だけに使います、kW 立てませんという、そういうような需要家であれば説明つくと思うのですけれども、少なくとも豆腐型か、それよりも負荷パターンの悪い需要家だったとすれば、もう全く説明つかなくなるので、このような監視はぜひともやっていただきたい。

今現在、実際に入札価格のデータとかはすぐに手に入るはずだし、託送料金はもちろん公表されているので、直ちに計算できるはず。少なくともこの程度の監視はちゃんとやっていただきたい。そうでなければベースロード電源市場などというのは、もうほとんど無意味だという評価をされてもやむを得ないと思います。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

武田委員、お願いいたします。

○武田委員

ありがとうございます。まずガイドラインの記載についてです。ベースロード電源市場は、濫用行為の事前規制ですので、規制趣旨を同じくする常時バックアップと同じ箇所に置くことに賛成します。

その上で、具体的な抛出価格、供出量を書き込むということについても、規制の明確性確保の観点から、賛成します。

さらに今、松村先生がおっしゃったことに賛成です。先生がおっしゃったのは、競争法においてスクイーズと呼ばれる問題だと思います。適取ガイドラインを見ますと、そのような相場操縦形態について、記述がかなり薄いことに気づきます。本部会の作業は、垂直的な市場構造を多数の卸市場に分けていくことかと思います。卸市場での健全性確保のためには、リクイディティの確保とともに、公正さを確保する方策が大変重要だと思います。松村先生がおっしゃった行為は、その典型ですから、ガイドラインに示しておくことが有用だと思います。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

ほかにかがでしょうか。

竹廣さん、お願いいたします。

○竹廣オブザーバー

ありがとうございます。ベースロード電源市場につきましては、これまで議論が重ねられてきましたが、個別の話の前に全体を俯瞰して、感想も含めて述べさせていただきたいと思います。

これも貫徹小委の中間取りまとめから少し引用させていただきますけれども、「ベースロード市場の創設により、旧一般電気事業者と新規参入者のベースロード電源へのアクセス環境のイコールフットィングを図るとともに、卸電力市場の活性化を通じたさらなる小売競争の活性化を図ることが適当」と整理されています。

我々、廃炉費用の負担ですとか、容量市場での支払い負担ですとか、あるいは高度化法の目標達成に向けた負担が発生する中で、新電力にとって、ベースロード電源市場というのが唯一期待するところでありまして、我々は本市場を活用して、高負荷の需要をとっていくということを実現していきたいと考えているところです。

しかしながらそのベースロード電源市場が、価格、量、それと使い勝手も含めてでございますけれども、実効的な仕組みにならなければ、結局、我々は活用することができずに、先ほどございました「さらなる小売競争の活性化」にはつながらないと、今、強い危機感を持っておりま

す。

このような観点から個別の論点についてコメントをさせていただきたいと思います。買い手の取引要件についてでございます。我々ようやく高負荷のお客様へ、新たにといいますか、追加的に提案できるようになると期待している中で、前年度実績基準というのは実質的にそのシェアを固定することにもなりかねないのではと考えています。

13 ページには、継続的に増加傾向にある事業者、直近1年間の実績を、という記載をいただいているところですが、結局その実需に基づく以上、我々は次年度に向けた拡大提案ができません。これは高負荷な需要家から見ると、電力会社の選択肢を狭めていることにもなりかねないのではと思っております。自由化の趣旨に反するのではないかと考えているところでございます。ここにつきましては、前回は発言をさせていただきましたが、計画値基準と、加えて前年度内の売り戻しを認めていただけるよう要望したいと考えております。

一方で計画値基準にしますと、買い入札量がふえて、約定価格が上がってしまうという懸念があって、これは我々にとっても痛しかゆしみたいところがあるんですけども、このようなことになるということ自体も、今度は供出量とのバランスがとれていないということで、これは調整係数dの設定とも絡むことでございますが、価格、量、使い勝手、繰り返しになりますけれども、実効的にさらなる小売競争の活性化につながるような設計となっているかということをチェックいただきたいと思います。

今の厳しい環境の中で、年度後半での離脱ですとか、前回ご紹介した入札での離脱みたいなことも多々発生していますので、調達した電源の一定程度の調整手段がほしいと考えているところです。そういう意味で、年度内に限った売り戻し、キャンセルでしたら、裁定取引にもならないと考えますので、ご検討お願いしたいと思います。

次に監視のあり方でございます。21 ページにイコールフットィングを図る観点からの記載がございます。これも、改めて中間取りまとめの引用でございますけれども、「原子力に関する費用について、託送料金の仕組みを通じた回収を認めることは、結果として原子力事業者に対し、他の事業者に比べて総体的な負担の減少をもたらすものである。このために、競争上の公平性を確保する観点から、原子力事業者に対しては、例えば原子力発電から得られる電気の一定量を小売電気事業者が広く調達できるようにするなど、一定の制度的措置を講ずるべきである」と記載されています。

この趣旨からも、我々がベースロード市場を通じて安い電源を調達できること、それから原発の費用の負担のタイミングをイコールにする必要があると考えていまして、これは前回は発言いたしました。未稼働電源の固定費については、稼働後の数年間で回収するですとか、このタ

イミングを合わせる措置についてぜひ検討をいただきたいと思います。

それから最後にですけれども、実態として、恐らく旧一般電気事業者の方々が、長期で握っておられる安いベースロード電源が相当程度あるといった実情も勘案していただいて、競争環境全体としてイコールフットイングになっているか、他の市場も含めた制度全体としてバランスのとれた形になっているか、ということ、ぜひ点検いただきたいと思っております。

すみません、長くなりましたが、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、斉藤さん、柳生田さんと順番に行きたいと思っております。

○斉藤オブザーバー

ありがとうございます。まず冒頭、松村先生、そして武田先生がおっしゃっていただいたことについては、私どもも全くもってごもつともだと思っております。

このベースロード電源に限らず、今、いろいろな制度について議論させていただいておりますが、同時に我々、目の前に、先ほども少し私申し上げていましたが、小売市場でいろいろと競争していると。そういうものを見ながらこういう議論に参加させていただいておりますので、そのような中で、お二人の先生方のご発言というところにつきましては、全くもって支持させていただきます。

また、私も、貫徹小委の中間取りまとめ、先ほどエネットの竹廣さんからもお話ありましたが、そちらのほうを拝見しますと、やはりこの制度というのは実効的な仕組みである。先ほど、資料の中にもありましたが、この実効的とか、実効性という言葉が、極めて我々新電力にとっては重要だと思っております。そういった意味で、今回監視のあり方というところにつきまして、挙げていただいていることについて、大変評価させていただきます。

ただ、こちら問題は、この監視のあり方、ガイドラインへの記載というところでございますが、具体的にどのレベルまで書き込むか、そこが私、重要だと思っております。すなわち、これやっていきますと、毎年毎年その市場の状況を見て、何かルールを変えなければいけないときにはこのガイドラインの記載を変えていくような、そういうような運用になると、私、想像しているんですが、そもそもこのガイドラインの書き方がちょっと抽象的であったり、私、この基本的な考え方というところがややひっかかっているんですが、大枠での考え方のみ書かれている、結局そこを見直すことによって改善していくというところに至らないのではないかと。

ですから、供出量もそうですし、供出価格についてもそうですが、もう少し具体的な記載をすることによって、その市場が結果として機能しなかったときには、その記載を変えて、それ

でまた次の結果を見ると。そういうような運用というのが望ましいのではないかというふうに思っております。

次の論点でございますが、先ほど竹廣さんからご指摘のありました、実績値か、計画値かというところで、前回の議論の際に、私、計画値ということで申し上げさせていただきました。その根拠というところは……すみません、実績値ということで述べさせていただきましたが、その根拠というのは、やはり計画値ということであると、どうしてもこれをいっぱい確保すべく、意図的に膨らませたりだとか、そういうような恣意性が入るのではないかと。

ですから、やはりフェアにやっていくということでは実績値がいいのではないかというふうに述べさせていただきましたが、先ほど竹廣さんのご意見をお聞きしますと、おっしゃっていただいたようなやり方であるならば、その恣意性というところもある程度排除されて、我々事業者としても、本来の趣旨に沿った形によりなっていくのではないかと思います、私どもも賛成させていただきます。

何度も出ておりますが、新電力といたしまして、こちらのベースロード電源市場というのは、イコールフットィングに基づく制度措置であると理解しておりますと同時に、原子力の支援策に対する見返的な側面もあるかと理解しております。ですから本市場におきまして、繰り返しになります、実効性というところが一番肝だと思っておりますし、そういった意味で今後もこの議論、そして実際の運用含めて、いろいろとご指導いただけたらと思います。

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、柳生田さんからお願いいたします。

○柳生田オブザーバー

ありがとうございます。私の方も、最初に全般的な、この市場全般を俯瞰した場合に、ベースロード電源市場をどう考えているかということちょつと冒頭申し上げさせていただきたいなという風に思います。

新電力にとりましては、容量市場ですとか、非化石価値市場に関しましては、負担増となる可能性が高いということで、それを緩和するのが唯一ベースロード市場だという風に理解しております。

そもそも論ですが、電力システム改革の目的は、安定供給の確保、電気料金の最大限の抑制、事業者の事業機会及び需要家の選択肢の拡大だと理解しておりますが、今、未稼働原子力発電所の固定費の問題も含めて考えますと、特に東京より北のエリアの場合を考えますと、約定価格と

いうものがスポット価格より上回るということが予見される、そういう蓋然性が高いなという風に思っております。

結局ベースロード市場の価格がスポットに近いものになってしまうということになりますと、そもそもの「産業用のメニュー価格のレベルを入手することによって、産業用も含めた競争活性化」ということが達成できない市場になってしまうということになりますので、そうなってしまいますと、ベースロード市場を作った意味がないということにもなりかねないというふうに思っております。このルールのまま市場が開設されると、そういった懸念がかなり高い確率で顕在化してしまうんじゃないかなという風に非常に危惧しておりますということで、今回その監視に関しまして、かなり踏み込んだ表現をしていただいたことは非常にありがたいと思っております。

この懸念される状況を払拭する唯一の手立てというのが、ベースロードと言われる価格帯できちっと供出価格が形成されるのかということだと思っております。それに関しては、極端に言えば産業用のメニュー価格よりも高いところに収斂してしまつては、全くもってそれでは新電力が買って商売をすることができないと考えます。

例えば非化石価値市場ですと、上限価格みたいな考え方も導入されております。BL 市場における上限価格に関しましては、どこから持ってくるかという問題は難しいのかもしれませんが、例えば産業用需要への販売価格の平均価格みたいなものが評価することができれば、そういった価格を用いて上限価格とするというようなルールを入れることによって、スポット価格に収斂することを回避できるのではないかなというふうに考えておりますので、是非制度の趣旨、目的が果たせるような価格レベルでベースロード市場が機能するようなことを検討頂きたいと思っております。開設してみて「機能しませんでした」ということにならないように、事前に何らかの策を打っていただいて、きちっと目的が達成できる市場を形成できるように制度設計をしていただきたいと思っております。

あと、すみません、少し細かい話になりますが、17 ページの相対取引の位置づけというところで、相対の買い手については、新電力のベース電源、新電力に限定することはどうかという風に書いてありまして、「新電力の定義については別途検討することとしてはどうか」となっておりますけれども、新電力の中には、旧一般電気事業者の子会社の新電力もあるわけございまして、それを含めて新電力と定義してしまいますと、かなり相対契約の憂慮が広がります。双方パートナー的なことができってしまうということを考えますと、そこにかんがりの量の相対玉が流れてしまうという懸念もあると思っておりますので、新電力の定義という意味においては、旧一般電気事業者の子会社でないことという風に定義していただければなというふうに思っております。

以上でございます。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、大橋委員からお願いします。

○大橋委員

ありがとうございます。そもそもこのベースロード電源市場というのは、この資料にも記載ありますけれども、そもそもベースロード電源というのは、需要家にベースロードの価値を還元させることで、電力価格の低廉化を図るというのをまず第一に重要な点だと思います。でなければ、この市場において転売規制をする意味も余りないわけです。

そのときに、今回いただいている要件があるわけですが、この要件を緩めて、仮に例えば調達量を過大に抑えて後で売り戻すとか、あるいは直前まで抑えてもいいとか、そういうようなことにした場合に、売り戻した後に、そのベースロード電源はきちんと需要家に還元されるのかどうかというのが若干気になっています。

これは、要件を緩めれば緩めるほど、供給者としては多分需要家に安定供給とか、きちっと供給するという観点でいうと、ベースロードに頼らないような形で電源を抑えにかかるのかもしれないので、要件を緩めることの帰結がどんな感じなのかというのは若干見えないでいます。

いずれにしてもこのベースロード電源の社会的価値ということをきちっと踏まえた上で、このベースロード電源市場を機能させることというのは重要だというふうに思います。

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、新川さんからお願いいたします。

○新川オブザーバー

先ほど申し忘れましたが、私ども委員会組織でございますので、あくまで事務局としての意見であることは留保して発言をさせていただきます。

まずベースロード市場につきましては、基本的には電力・ガス取引監視等委員会において、その監視を行うものと考えておりますが、そのあり方につきましては、市場を運営するために、市場管理者としてのJEPXが、市場参加者の行動を直接に確認することが適切な業務と、上限価格算定のあり方など委員会が直接行うべき業務の双方があるものと考えていまして、今後、必要な検討を行っていきたいと考えています。

また、17 ページでは、多様な事業者のニーズ等に対応するため、ベースロード市場と同等の価値を有する相対契約を、ベースロード市場への供出量から控除するとされていますが、その要

件にはベースロード市場から電源を購入したと同視できる価格で取引を行ったことが追加されるべきと考えています。また、その監視においては、そのような取引が実施されたかどうかを個別に検証可能とする必要があると考えています。

それから 21 ページでございますけれども、供出価格は、旧一般電気事業者小売部門と新電力間のイコールフットィングを図る観点から、ベース電源の発電平均コストを基本とすることが提案されております。ベースロード市場ではイコールフットィングを図ることが重要でありまして、委員会が監視を行う際にはベース電源の社内取引価格や、相対取引の取引条件なども参考になるものと考えています。

それから同じく 21 ページでは、2024 年には容量市場が創設されるとなっておりますので、ベースロード市場に限らず、容量市場との関係において、kW 価値の二重取りが行われないような制度設計が必要であると考えています。

以上でございます。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは鍋田さん、お願いいたします。

○鍋田オブザーバー

私のほうから 2 点ほど。やはりベースロード電源市場につきましては、事業者間のイコールフットィングを図って需要家の方に価値を届けるということですので、価格のつくり方を含めまして、そのところをしっかりと念頭に置いておく必要があるだろうなというぐあいに思っています。

それからもう一点、先ほど売り戻しとか過大調達といったお話がございましたけれども、やはり調達量を下方修正されたり、取り消されますと、売り手にとっては、別途調達した燃料等の余剰が発生することになります。

今回、新たに参入される方につきましては、2 月まで取り消し・下方修正ができるということになってはいますが、このボリュームがどのくらいのものなのかということも、これから検討していただければというぐあいに思います。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは内藤さん、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。小売料金と将来のベースロード市場への入札価格の関係について、ご指摘をいただいたかと思っております。

従来から私どもの小売料金につきましては、供給に必要な費用全体を、お客様の電気の使用実態等を勘案し、いかにそれを配分するかということで検討してまいりましたし、また自由化が進みます中では、最終的にはそれぞれのお客様との交渉で価格が決まってくるという局面もございますので、そのような中で、今、悩みながらやっているのが実態でございます。

今後、ベースロード市場に入札していくに当たりましては、22 ページに記載いただいているベース電源の発電平均コストを念頭に置きながら、自社の小売にこれを卸していくという考えの下、ベースロード市場で購入いただける方々といかにイコールフットを図っていくかということについても念頭に置き、引き続き検討してまいりたいと思います。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

ほかにご意見はございませんでしょうか。

よろしゅうございませうか。どうもありがとうございました。

事務局のほうから、何かコメントありますでしょうか。

○鍋島電力供給室長

ありがとうございます。きょうのご議論も踏まえましてさらに検討を進めていきたいと考えております。実効性のところにつきましては、この適取ガイドラインに書くといったようなことによつて、実効性を一歩踏み出していくと。きちんと実効性のある仕組みにしていくということと理解しておりましたので、こちらにつきましては引き続き調整をしていきたい、検討していきたいと考えております。

○横山座長

どうもありがとうございました。

その他、特にご意見がないようでしたら、今後の議論の進め方について、私のほうからご提案をさせていただきたいことがございます。

本作業会では、この秋以降、容量市場、需給調整市場、ベースロード電源市場など、各市場の制度設計について、皆様に精力的にご議論をしていただいているところでございます。本日のご議論もそうですけれども、まだまだ議論が必要なものが、もっと詳細に詰めていかなければならない論点がまだまだたくさんあるというふうには認識をしております。

一方で、もともと年内目途に中間整理を行うというふうにしてきたところでございまして、

このあたりで容量市場や需給調整市場などについて、一度、事務局さんのほうに論点整理案を準備していただくというふうに思っております。

その上で、この容量市場やベースロード電源市場、また需給調整市場などが今後の事業環境に大きな影響を与えることを考えますと、私としましては、本作業会の冒頭で行いましたような、関係者の皆様からご意見を伺う機会をもう一度持つてはいかがかというふうに考えております。また、そういう関係者の皆様からご意見を伺うに当たりまして、議論のたたき台として、事務局さんにこれまでの議論をまとめていただくというのがよいのではないかとこのように思っている次第でございます。

非化石市場につきましては、ご存じのように来年5月にも実際の取引を開始しますので、スケジュール上は切り離して進める必要があるのではないかとこのように思っております。この非化石市場につきましては、基本政策小委員会など関係する審議会にも、現時点での議論の状況を報告していくことが必要ではないかとこのように思っております。

それ以外のことにつきまして、市場の開設までまだまだ、といっても若干の時間があるということでございますので、関係者からのご意見を伺いながら、引き続き議論を深めていきたいというふうにしたいと思っておりますが、もしこうした進め方で皆様がよろしければ、次回は事務局に、論点整理案と今後の関係者からの意見の伺い方について資料をまとめてもらってはいかがかというふうに思っておりますが、これについて皆さんのほうから何かご異議がありますでしょうかということでございます。いかがでしょうか。

できれば全体を俯瞰できるような資料もぜひ含めていただければというふうに私は思っておりますが、よろしゅうございましょうか。

それでは、そういうことで進めさせていただきたいというふうに思います。ありがとうございました。

それでは最後に事務局より、今後のスケジュールについてお話をいただきたいと思っております。

○鍋島電力供給室長

次回の日程につきましては、決まり次第ホームページで公表させていただきます。

○横山座長

それでは、本日も活発な議論、ありがとうございました。これにて終わりにいたします。

どうもありがとうございました。

—了—