

第88回制度設計専門会合

日時：令和5年8月22日(火) 15:00～16:03

※オンラインにて開催

出席者：武田座長、岩船委員、圓尾委員、安藤委員、大橋委員、草薙委員、末岡委員、二村委員、松田委員、松村委員、山内委員、山口委員

(オブザーバーについては、委員等名簿を御確認ください)

○田中総務課長 定刻となりましたので、ただいまより、電力・ガス取引監視等委員会第88回制度設計専門会合を開催いたします。

委員及びオブザーバーの皆様方におかれては、御多忙のところ御参加いただきまして、誠にありがとうございます。

本会合はオンラインでの開催としております。なお、議事の模様はインターネットで同時中継を行っています。

それでは、議事に入りたいと思います。

以降の議事進行は武田座長にお願いしたく存じます。よろしくお願いいたします。

○武田座長 本日もよろしくお願いいたします。本日の議題は1つでありまして、「需給調整市場の運用について」となっております。

それでは、早速、事務局から説明をお願いいたします。

○鍋島NW事業監視課長 それでは、資料3につきまして説明させていただきます。ネットワーク事業監視課長の鍋島です。

まず2ページ目、本議題についてですが、本日は2つの点について御議論いただきます。1つ目は需給調整市場の価格規律等についてというものでありまして、これは23年4月の制度設計専門会合におきまして、今後の課題として予約電源及び非予約電源の供出インセンティブのバランスについて検討が必要という議論になったことを踏まえて、6月、7月の会合において、現行の Δ kW及び調整力kWhの価格規律の在り方及び上限価格の設定について議論を行ったことの続きとしまして御議論いただくものです。

もう一点は少し細かい論点ですが、需給調整市場の入札単価誤りへの対応についてということで、これは価格規律とは別の問題ですけれども、検討を行ったので御議論いただきたいと考えております。

まず最初に価格規律についての議論になります。4ページ目ですが、これは前回の会合で議論させていただいた点ではあるんですけども、 ΔkW の価格規律における固定費回収のための合理的な額の算定項目についての議論です。事務局からは慎重に検討するとしていたところですけども、応札事業者から以下のような追加意見の提出がありました。

応札事業者からの意見としては、需給調整市場と容量市場の関係でありますけれども、容量市場においては、これはシングルプライスオークションなのでということだと思えますけれども、約定価格が高くなっている可能性がある。応札価格よりも約定価格のほうが高くなっている可能性があるのですけれども、他方で応札事業者の意見としては、24年度から26年度は経過措置として容量市場の支払い額は減額されており、経過措置による減額も踏まえると、固定費を回収する額としては不十分と考えられる、容量市場の応札価格において需給調整市場収益を適切に控除するとともに、需給調整市場において固定費の回収を認めることが現行ルールとして整合的かつ適切と考えるということであります。

ここにおける応札事業者からの意見の2つ目のポツの、「固定費を回収する額としては不十分」のこの固定費については2つの意味があると考えております。1つは容量市場の価格規律で認められている電源の維持費用としての資本的支出という意味での固定費という意味でありまして、下の図に「維持コスト」と書いてありますけれども、その中に固定費が入っていないという意味で、ここの維持コストに何が入るのか、資本的支出が入ってはいけないのかというようなところが1つの論点としてあります。

こうした維持費用としての固定費の話と、もう一つ話として、もっと大きな固定費といいますが、こういう容量市場などができる前に発電所を建設したときの未回収固定費という意味での固定費、こういう2つの意味合いがあります。

図を見ると、応札事業者からの指摘は前者の意味での固定費を指しているようにも見えます。大きな固定費を回収するには不十分というふうにいっているようにも聞こえます。というようにところで、「固定費」という言葉がややトリッキーな形になっております。

5ページ目は事務局の見解でありますけれども、事務局の見解としましては、まず発電投資については、市場取引だとか市場価格を指標とした相対取引の中で何らかの利ざやができて、そして投資回収されていくという仕組みだと理解しておりますし、容量市場もそういう市場の仕組みを使って、市場原理を通じて電源の新陳代謝を行っていくということを目的に導入されたものと理解しております。

容量市場では、応札価格について実需給年度に維持するために必要な費用を応札価格に入れるということなので、落札電源についてはその維持コストが含まれる、回収できると考えております。先ほどの事業者から指摘のあったような経過措置による減額、これは24年度で42%、25年度で24%、26年度で19%ということで、一部の減額というものはあるにせよ、応札価格の中に維持コストは含まれ、その維持コストの中には一定の資本的支出も含まれ得るということを考えると、それで退出が生じる可能性は低いのではないかと考えております。大きな固定費ではなく、維持のための固定費ということについては、ある程度回収できるのではないかと事務局としては考えております。

一方で、4ポツに書いてあるのは、減価償却費を含む固定費、維持コストじゃない大きな固定費の方ですけれども、これについては、例えば40年回収だったら初期投資の40分の1、といった金額を必ず回収しなければいけないということではないのではないかと考えております。市場取引あるいは相対取引の中で、利ざやが出たときに回収されていくというような話なのではないかと考えております。

5ポツ目に書いてありますが、現行の需給調整市場の固定費回収の考え方は、40年償却であれば初期投資の40分の1、いろいろ計算方法ありますが、そういうものを算出して更に他市場収益を差し引いた金額について、年間で500ブロック約定すると思えば、それを500分の1にして算定するというような形になっております。固定費を回収してはいけないということではないんですが、大きな固定費をこういうふうな形で今後もずっと回収させるというのはあまり適切ではないし、容量市場を使って固定費をいろいろな形で回収していくということとの趣旨とも合致しない可能性があると考えておまして、そういうやり方ではなくて、 ΔkW の一定額を応札インセンティブとすることによって未回収固定費のある電源についても応札していただきつつ、一方で現行の価格規律ガイドラインにおける固定費回収のための合理的な額の算出方法というものは、記載を削除するというものとしてはどうかというのが事務局見解であります。

続きまして8ページですけれども、固定費回収のための一定の額というものの以外の、それに代わるインセンティブの検討です。これにつきましては、先ほど申し上げていることと関係としては若干分かりにくいかもしれませんが、現在の電源I'の公募で応札事業者・発電事業者の方が入札し落札している数字、——これには今、未回収固定費がある電源についてもこういう公募がされていて、価格がついているわけですが、——こういうものも考慮しながら ΔkW の一定額というものの供出インセンティブを考えてみ

たというものであります。

ΔkWの一定額の家というものは、過去の電源Iの約定単価から容量市場約定単価を控除し、そして需給調整市場の精算コマである30分当たりのマージン相当額を算定するというものでありまして、一定の考え方で計算すると、30分当たり0.33円/kWというものであります。案1は、絶対値を上限単価とするというものでありまして、案2は、そういう形を取るというよりは、それに相当する限界費用×〇%というものにしてはどうかという提案で、この0.33円に相当する値として試算すると、例えば3.3%という形になります。

9ページに書いてありますのは、ただしということで、先ほどから0.33円とか3.3%と申し上げていますが、電源Iの約定単価はもともとエリア差が大きいというところもありまして、単純な平均にするのか、あるいは最高約定価格なども勘案しながら決定するのかとか、そういう具体的な方法は今後さらに詰めていく必要があるかと思っております。これは、本日の議論を踏まえてさらに詰めていくことかとは思っております。

10ページですけれども、調整力kWhの価格規律についてです。6月の会合におきまして、事務局の一つの提案としまして、限界費用の10%を分割して、上げ調整力のkWhについては限界費用×9%としつつ、1%のマージンを別途上乘せする、というような案を示したところです。この案については、上げ調整力のkWh単価と下げ調整力のkWh単価が9%と10%というような形で分かれてしまうというような点について考える必要があるということも、6月会合時に同時に申し上げていたところです。

ここについてさらに掘り下げて検討しましたが、上げ調整力kWh単価と下げ調整力kWh単価がずれる、同じじゃないということについては弊害があるというふうに考えるに至りました。その理由の1つとしましては、現行のインバランス料金制度においては、上げインバランス、下げインバランス、余剰インバランス、不足インバランスは同じであるということなので、それとの関係で考え方に矛盾があるんじゃないかとか、非予約電源の調整力kWhのインセンティブをあまりにも意図的に低くするというのも、またデメリットがあるんじゃないかと考えるに至りまして、結論としまして、調整力kWhのマージンは限界費用×10%ということで、上げ、下げとも同じということとしてはどうかと考えるところです。

14ページですけれども、前回会合でも揚水発電などについての議論がございました。揚水発電については、今回の限界費用の議論との関係で言いますと、現在は、機会費用を含めた限界費用というふうに書いております。ただ、揚水発電における機会費用、限界費

用については、計測方法にもいろいろな考え方があるというふうに思っております、実際、21年6月の制度設計専門会合におきましては、次のページに掲げているような様々なアイデア、考え方が示されていたところです。

揚水発電について価値があるというような意見も多々あるところでありますので、21年6月に検討されたような柔軟な機会費用の考え方について、需給調整市場ガイドラインに記載するというのもあり得るのではないかと考えております。

16ページですが、6月会合において上限価格を設定してはどうかと、これはどちらかというと送配電事業者のほうから提案があったところです。これについてさらに具体的な案が事業者から提出されましたので、これについて御議論いただきたいと考えております。

その案としましては、三次調整力②、これは前日取引ですが、これの一定価格の過去実績等を基準として三次調整力①、1週間前取引の商品の上限価格を設定するということが考えられるのではないかと。これは事前的措置の対象事業者というよりは、全事業者を適用対象とすると。ということで、要するに1週間前に買うものは、前日に買うものを基準として上限価格を設定しますよ。一般送配電事業者としてその価格以上は、買いたくなければ買わないということもあり得るようにするという提案です。

17ページですが、事務局の見解としましては、この案に一定の合理性があると考えております、三次①、三次②はともに同じ価格規律が導入されておりますし、三次②に比較して三次①が同一電源について著しく高いというのはあまり考えられないこと。それから三次①と三次②の商品というのは一定の代替性がありまして、1週間前に調達できなかったとしても、前日に三次調整力②を調達するというので、運用は技術的に可能と考えられること。それから三次調整力②、前日取引の商品については、昨年のガイドラインの見直しなどによって昨今は価格が安定的になっているということなので、三次②について上限価格を入れるというような話ではなくて、ここについてはガイドラインの見直しの効果をさらに見極めることが適当なのではないかというふうに考えるところです。

なお、三次②の監視やガイドラインの見直しの対象になっているのは価格規律の対象になっている事業者でありまして、価格規律対象外の事業者の応札行動については引き続き注視が必要だと考えております。

というふうに、この案に一定の合理性はあると考えるんですが、一方で課題もありまして、これは提案自体に問題があるというよりは、上限価格を設定する際の具体的な水準についてはさらに精査が必要だと考えておりますし、上限価格の設定についての影響の精査

については必要だと思いますし、容量市場のリクワイアメントに関して、需給調整市場に卸電力取引所または需給調整市場に余力供出すればよいというふうになっていますので、卸電力取引所に一回玉出ししてしまえば、約定しなかったとしてもその後の需給調整市場への供出は必須でないというようなことでもあり、これについても留意が必要と考えております。

ということで、供出量については注視が必要という話と、3つ目は、——これはちょっと事務局のほうでさらに考え、あるいはほかの方からも指摘いただいたんですが、——24年度からは一次調整力、二次調整力の取引が開始されて、しかも複合約定ロジックなどもありますので、それとの関係も考える必要があるのではないかと。要するに三次調整力①に上限価格を設定するのではなくて、一次、二次にも同様の上限価格を設定しないとあまり効果がないんじゃないかと、こういう点も論点としてはあると思っております。というのが上限価格の論点です。

18ページは、若干関連しますが派生論点としまして、発電事業者のほうから需給変動リスクの織り込みが必要なのではないかという指摘をいただいていたところです。これについてさらに追加意見をいただいております。18ページの下の方にありますが、事業者からの提案は、突き詰めますと、3ポツですが、いろいろな変動によって電源差し替えをすることもあると。電源差し替えをして ΔkW が下がり得る場合は、差し替え後のユニットの ΔkW 単価へと約定単価を変更する必要があると。これは昨年度の需給調整ガイドラインの見直しによってそういうルールが導入されたわけです。ですから、 ΔkW が下がったときはそれを調整することになると。ただ、逆にコストが上がったときに調整は認められていないので、非対象のリスクを負うことになっていると。これによって応札未達になるのではないかと、これが事業者からの御指摘でありました。

これについては、事務局内でもいろいろと、いただいた意見について考えております。20ページに模式図が描いてありまして、先ほど申し上げた点で言いますと、 ΔkW の応札時、市場価格は20円で発電単価は〇〇、そして差額が〇〇で、一番上にあるように逸失利益60万円というのが手にできる利益だったとすると、下振れケース①のところだと、市場価格が15円で発電単価は14円なのでというようなことで、逸失利益は30万円と、こうなってしまうと利益が下がるという計算となります。こんな模式図といいますか例を御提出いただいているんですが、ここでの計算では、市場価格を20円の想定から15円に切り下げて計算しているものの、事務局としては、以前ガイドラインの議論をしたときにこ

こまでは深く議論していなかったとも認識しておりまして、果たしてこれがここまでの運用に沿ったガイドラインなのだろうかと思っております。端的に言うと市場価格は20円のままがいいのではないかと、というようなところについてさらに精査が必要だと考えております。これについては、また検討して御報告したいと思っております。

以上が価格規律の議論で、いろいろな論点をまとめて御紹介いたしました。

2. 需給調整市場の入札単価誤りへの対応についてということで、全く別の論点ですが御報告いたします。

需給調整市場に発電事業者が応札するとき、ガイドラインの関係であるとかそういうものとの関係などで入札単価を間違えて登録してしまうことがあると、このときにどうするかということについて御相談がありました。間違えて高く入札単価を設定してしまいましたというお申し出を発電事業者から受けた場合、方法としては、約定結果については修正を行わないけれども、お申し出のあった発電事業者からお金は返していただく、こういう方法にしたいというような相談がありました。また、これは需給調整市場の取引規定第60条に基づいて行いたい、こういう御相談を送配電事業者からいただいております。

さらに関連して、インバランス料金の扱いなんですけれども、ここについては事務局で検討しました。一般送配電事業者からはインバランス料金の再算定・修正は行わないという提案を受けているんですが、事務局としても検討し、確かに取引結果は修正する必要はないし、インバランス料金の再算定・修正についても、しないということでよいのではないかと考えております。

加えて、発電事業者から「応札価格が高過ぎた」というようなお申し出があった場合ですが、そのときは発電事業者から当該部分についての返還を受けるということでもいいと思っております。その理由としまして、最後のところですけども、インバランス収支に関しましては、そういうことで偶発的に得た利益についてはレベニューキャップの翌期調整の中で調整し、来期、次の期の託送料金に反映されます。インバランス料金の再算定をしないと、ちょっとインバランス料金が高めになってしまうというようなデメリットはあるかもしれませんが、発電事業者の登録ミスによってインバランス料金から何から全部再算定するというのも、非常に社会的コストも大きいので、それはそれで発電事業者と送配電事業者の間で精算し、それをちゃんと帳簿につけた上で翌期調整の中で調整すれば、それで足りると考えております。

ということで、この論点についてはこういう取扱いでよいのではないかとこのように考

えております。

資料については以上となります。

○武田座長 どうもありがとうございました。

それでは、ただいまの説明につきまして、皆様から御質問・御発言をいただきたいと思っております。御発言御希望がある方は、チャット欄でお知らせいただければと思います。いかがでしょうか。オブザーバーの方も、先にエントリーいただければと思います。

それでは、草薙委員お願いいたします。

○草薙委員 草薙です。丁寧な御説明に感謝します。今回の事務局案に特段異存はありませんので、私は1点のみコメントを申し述べます。

資料3の17ページなのですが、事業者側からの提案について考えられる課題を事務局に考えていただきましたところ、いろいろなところで精査や留意が必要というわけであり、そのことのみならず、恐らくはこういったことが全ての課題を示したのではない可能性があるように感じられます。ある制度が導入されて、その新しい制度の下で物事が動き始めて、初めて課題が見つかるというようなこともある程度は覚悟すべきこととは思いますが、しかし、極力そのようなことがないように事前に課題を見つけ出していくということが重要になるのではないかとこのように考えるのです。けれど恐らくこの手のことは、事業者のほうから課題の指摘が、17ページの最後のレ点のようにどんどん出てくるわけではなくて、時間のかかる作業になってしまうのではないかとこのように思うのですけれども、引き続きましての真摯な検討をどうぞよろしくお願いいたします。

以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、続きまして山口委員、お願いいたします。

○山口委員 よろしく申し上げます。山口です。スライド8のΔkWの価格規律について案1、2が出ておりましたので、そちらについて意見を述べさせていただきます。

私は、案1のように、上記の算定結果といいますか、例ではなくてその上の箇条書きのポツのところ、過去の電源Iの約定価格からという、そういう計算方法で一定額の上限を単価とするということに賛成です。

案2のほうですけれども、事務局の整理でも書いていただいていますけれども、kWの単価とkWhの単価を換算したりとかくっつけてしまうと、もともとは違うものを一緒にしてしまうということで、非常に解釈が難しくなったりして分かりづらい。皆さんで取引をす

るものなので、分かりづらいようなところもあるので、案2でないほうがよいのではないかと思います。

案1のところ、例として0.33円というふうに出ておりました、これの計算方法は「加重平均kW単価から」というふうになっておりますけれども、調整力が今後必要な分きちんと確保できるようにするというのであれば、加重平均でなくても、スライド9に書かれているように、エリア差が大きいとか、年によって電源の構成によって価格が違ったりとかしているということも考えますと、複数エリアのうちの高い幾つかの価格から平均を取るとかそういったようなことで、加重平均をするときに、価格が必要な調整力が確保できるだけの水準になるように考えながら設定していくというのが現実的かなというふうに思います。

以上です。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、松田委員、よろしく申し上げます。

○松田委員 ありがとうございます。私もスライド8の Δ kWの価格規律に関する論点について、事務局の考えを少し補足的にお尋ねしたいと思っております。

まず、今回の御提案につきましてはそれなりに抜本的な変更であると受け止めておまして、固定費回収済みの電源も未回収の電源も含めて一定の固定価格、または限界費用を基準とした一定の価格をいわゆるガイドラインの一定額とするということで、各電源単位というよりも発電事業者単位で合理的な費用の回収となるか否かという観点を含んだもので、今までとは異なる新たな規律を想定していらっしゃるのかなというふうに思っております。

そこで2点ほどお尋ねしたいのですけれども、まず1点目としては、今回の御提案によって固定費回収済みの電源はもとより、一定額の設定次第では、未回収電源についても結果として現状のスキームよりも実際の合理的な固定費を超える過剰なマージンの回収が行われる可能性があるのではないかと思います、その点についての妥当性の確保や事後の検証について、現段階でどのようにお考えでしょうか。

また2点目としましては、電源の応札インセンティブを確保するという御説明に関連して、スライド17にも若干関連するのかもしれませんが、需給調整市場において市場支配力のある事業者により不当な売り惜しみがあると見られた場合、現状ではどのような整理になるのでしょうか。

以上です。よろしくお願いいたします。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、続きまして大橋委員、お願いいたします。

○大橋委員 ありがとうございます。まず、全体を通じて事務局には大変丁寧に一つ一つ御検討いただいているという印象を持ちまして、感謝申し上げます。

8ページ目なのですが、この電源Ⅰの公募について、固定費回収の際の一つのメルクマールにされるということではあるんですけども、この公募がコストベースで入札あるいは落札がなされていれば、そのような考え方もあり得べしかなと思うものの、他方でストラテジックな効果があったりとか、あるいはそもそも供給が非常に逼迫している中での公募であったりとか、いろいろな理由で価格というのはつけられている可能性があって、この額をもって適切な固定費の回収の基準とみなせるのかどうかというのは一定の留保が必要だなと思っています。

当面の暫定的な措置としてこうした考え方もあり得べしとは思っているものの、本当のことを言うと、しっかり固定費の中身について数字を見ていきながら入札の結果と合わせていくような作業というのは、何らかの形で必要なのかなというふうには思いました。

以上です。ありがとうございます。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、松村委員、よろしくお願いいたします。

○松村委員 松村です。発言します。ずっと問題になっているスライド8についても意見はありますが、その前に幾つか発言させてください。

前回と全く同じことを言って申し訳ないのですが、今回は調整力市場の話をしているわけですが、調整力市場での価格規律は容量市場の話と直結しています。容量市場で控除収益を立て、シングルプライスの価格を監視することになる。したがって、調整力市場で仮にかなり高額な回収が認められることになったとしても、それを織り込んで容量市場で控除収益という形になり、限界電源になる可能性がかなりある、調整力市場に出てくる電源に関して、合理的に札の価格を抑えられていれば、調整力市場で固定費が回収されるべき、回収を見込んでいるから容量市場での回収は一定程度に抑制される、という議論と完全にコンシステントになると思います。

問題は、そこがちゃんと織り込まれていないことだという点は認識する必要がある。先ほど「暫定的措置」という言葉も出てきましたが、いずれにせよ2028年度から順次、同

時市場の実装が始まる可能性があります。28年度だとすると、容量市場は4年前に調達するので、24年度の調達からそれを本来は織り込まなきゃいけないことになるはずで、暫定的な措置としてこうして本格的には別の整理と考えるときには、本格的措置は同時市場の設計で考えると思いますし、そこで固定費を調整力市場で回収する形になったとしても、それで全体としてコストが大きく増えると考えする必要はないのかもしれない。だとすれば、当然4年前の容量市場でちゃんと控除収益を織り込むことが必要になってきます。容量市場のほうは4年先行するので将来の調整力市場のことは分からないと言っておきながら、実際に足元で調整力市場が出てくると、固定費回収できないと困るなどと言い出すご都合主義的というか無責任な議論が今回行われたことは、かなり重く受け止めて、容量市場での控除収益をきちんと考え直さなければいけないと思います。

今回の事業者から出てきた様々な議論は、サンクコストという概念が分かっていない、あるいは分かってないふりをしているだけなのかは分からないのだけれども、事務局が正しく説明してくれたからこれで踏みとどまった、合理的な事務局案が出てきたことは高く評価します。しかし今回のような議論が出てきたこと自体が、容量市場に対する信頼性を著しく損ねた面もあるし、事業者のほうは、サンクコストという概念が分からないふりをして老朽化した火力を畳んで価格をつり上げるインセンティブが強くあることを改めて世に示したということだと思います。これは調整力市場の議論にとどまらない話だと思います。

容量市場の設計をするとき、あるいは今後の監視をするときには、このこと、今回出てきた意見を十分頭に入れてやらなければいけないし、同時市場の制度設計は十分それを考えなければいけないという重要な教訓を持っていると思います。

次に、もうずっと出ている資料なのにまた繰り返して申し訳ないのですが、スライド4のところ。今日も改めて「経過措置による減額措置も踏まえると、」などという意見が事業者から出てきた。そもそも容量市場における経過措置の設計では、このようなみょうちきりんな議論が出てこなくても済むように合理的な控除の仕方が提案されたのにもかかわらず、ここで意見を出した事業者の団体も含めた人達の強硬な反対によって、ミクロ経済学のイロハも踏まえない経過措置になり、その結果として、全体としてはここに意見を出した事業者はつかみ金をより多く、合理的な提案が採用された場合よりもより多くのものを得ている。にもかかわらず、この経過措置があるから、個々の電源に分解して、足りない、だから特別な措置がないと駄目だなどと理不尽なことを言い出すのを、私たち国民は

再度目撃してしまったわけです。

このように特定の制度を歪めると、その後、限りなくそれを悪用していろいろな要求が出てくることを私たちは目の当たりにした。この意見自体がその意味では噴飯物だと思いますが、私たちはこういうことが出てき得ることは予想されていた、実際、警告していたわけですけれども、本当に繰り返し出てきたことについて、かなり重く受け止める必要があると思います。

次にスライド8、ずっと議論になっているところで、事務局は不合理な提案を必ずしも受け入れないで、合理的な整理をしてくださったと思います。事務局の整理を高く評価します。

しかし一方で、よく考えていただきたいのですが、電源Iが公募されているときは、基本的に容量市場がなかった時の話。容量市場がなかったときのこのデータを使って、それで一定のルールを作るというのは、それ以外の合理的なやり方、代替案が出せない状況で、やむを得ないことはあるのかもしれないのだけれども、容量市場がなかった時の話をずっと引きずるのかという観点で言えば、仮に引きずったとしてもこれはかなり高めになるリスクがあることは、私たちは認識しなければいけないと思います。

先ほどの意見では、エリアによってばらつきがあり、高いほうのところの平均を取るなどという意見まで飛び出したわけですが、それは一体どういう根拠があってそういう意見が出てきたのでしょうか。ただでさえ理屈としてこれを参照するのは高過ぎるのではないかとの懸念がある下で、変なゆがみをさらに重ねることがないように、合理的に算定していただくことが必要かと思いました。

次に、調達するとき、週間調達のときの上限価格の議論なのですが、これは第一に、私は全体として価格規律の問題だと捉えていません。別の問題だと思っています。容量市場で上限価格がついているときに、この上限価格は価格規律のためにやっているというよりは、これよりも高い値段だとすれば、他のもっと合理的な代替手段で調達することを考えるべきだという、そういうような水準を考えているのだと思います。これも、出てきた提案は確かに上限価格という形は取ってはいますが、こんなばかみみたいに高い価格が出ている。しかも、それも必ずしもつり上げているというだけではなく、週間だとすると不確実性が大き過ぎて出せないって事業者は繰り返し繰り返し言っているわけで、いろいろなリスクを言っているわけで、そうすると、いろいろな不確実性がある週間で無理に調達することは本当に合理的だろうか。それよりは、もっと後ろ倒しをすることによってリスクも

減らして、したがって合理的な価格で調達できる、そちらに切り替えていく、そんな目安となる価格を念頭に置いていると理解しています。

それで、その発想自体は間違っていないと思います。繰り返し繰り返し週間を出すことにリスクがあるとの意見が発電事業者から出され、実際に出されている量は相当に少なかったことを考える必要がある。それを踏まえて合理的な提案が出てきた。事務局の資料も決して後ろ向きではなく、ちゃんと真摯に受け止めて設計すると言ってくださっているので安心はしているのですが、ネットワーク部門からこんな一生懸命考えた合理的な提案が出てきていることを十分考えた上で、1週間前だと不確実性が大き過ぎて、したがって、これは前日調達に変えていくけれども、システムが間に合わないということによってしばらく週間調達が続く。しばらく続く間に、それでも将来の姿に少しでも近づける合理的な対応ができないかと考えた上での真摯な提案であることは十分頭に入れながら、事務局の提案のとおり合理的に整理が進んでいくことを期待しています。

以上です。

○武田座長　　どうもありがとうございました。

ほか、いかがでしょうか。

それでは、山本オブザーバーよろしくお願いたします。

○山本オブザーバー　　ありがとうございます。送配電網協議会・山本でございます。私からは、今、松村先生からもありました上限価格の設定について発言をいたします。

御承知のとおりですが、現在、三次調整力①や②の調達未達が継続しており、国や広域機関の委員会におきまして、調整力の効率的な調達方法への見直し、あるいは取引スケジュールの変更を議論していただいているものの、週間商品であります三次調整力①は応札量が少なく、高額な札も約定した実績が散見されている。そういったことで、約定平均単価が高い水準でございます。

週間断面では早期に調整力を確保できるということはありますけれども、応札事業者が実需給断面の状況を見通せないためにそのリスクを負っているということ、また、応札不足によりまして約定単価への影響もあるということで、量の増加や単価の適正化などの観点から、2026年度より週間から前日取引へ移行させる、こういうふうに理解をしております。それまでの間、週間取引であるがゆえの高額取引は上限価格で抑制して、前日取引へ移行していくということが合理的な調達方法の一つと考えてございます。

17ページにも記載がある通り、三次①の供出量が減少する可能性もございますけれど

も、前日取引で必要な調整力を調達できれば問題ないのではないかというふうに考えてございます。

一方、前日取引でも未達となった場合には、余力活用も含めた持ち替え対応が必要となりますので、応札事業者の皆様におかれましては、追加起動による創意工夫の取り組みなどにより、需給変動リスクが低減する前日取引にも積極的に応札していただきますようお願い申し上げます。

なお、上限価格の設定方法や調整力提供者との精算、また必要な調整力を引き続き確実に確保できるかといったような安定供給への影響など、業務を実務的にワークさせるために詳細な検討が必要になりますので、一般送配電事業者としましても引き続き検討に協力してまいりたいと考えてございます。

私からは以上でございます。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、國松オブザーバーよろしくお願いたします。

○國松オブザーバー ありがとうございます。日本卸電力取引所の國松です。この需給調整市場に関してなんですけれども、これは市場なのかなというのが大きな疑問で、私どもやっているスポット市場や時間前市場もそうなんです、価格規律をがちがちに決めていくというのが市場メカニズムというものが働くことを阻害する、または事業者にとって、戦略的というか工夫によって収入をどう増やしていくのかという創意工夫のところも阻害するのではなかろうかなと。

では、価格規律がなかったらどうなのかというと、需給調整市場では明らかに買う量を多くし過ぎている。今でも未達があるという形であって、そうすると入札されたものがそのまま約定してしまうというような話になって、これは全くもっておかしな話で、シングルバイヤーたる調達者の買う量というのをもう少し戦略的に定めていって、売る側も、安くなければ自分は売れないという価格をしっかりと入れてくるというメカニズムができれば、価格というのは自然と実動的なというか、ついた価格というのは理論値であって、それに落ち着いていくのではなかろうかなと思います。あまり力をかけ過ぎていくと、それが硬直化してこのような議論——このような議論というのは、〇〇が取れていませんとか、そういった話になっていく。〇〇が取れてないから価格を上げさせてほしいとかという議論するというのも、何か私、私情だとすると、その辺りは違和感を感じております。

もう一点ですが、 Δ kWで取引をされているというのは承知しているところですけど

も、実際に発電者に払われる分に関しましては、 Δ kWと稼働させた場合にはkWhの価格が払われる。この2つで収入というか金額が計算されるわけですが、その際に、kWhの価格が市場での約定について何も考慮されずに Δ kWの安い順から並べるというやり方、これもしようがないと言えましょうがないのかもしれませんが、いろいろな工夫をすれば、もう少し全体としての額を落とす方法というのを見つけられるかもしれません。

先ほど申しました需給調整市場で調達する量がかなりの過大な量というか、過大な量なんだと思いますけれども、それを調達しておかなければ困ったときにはどうするんだという議論になってしまうと何も申し上げられないんですが、前々から申し上げておきますと、送配電事業者におかれては託送料金、またインバランス料金、調整力をどれだけ安くできるかというところでいろいろな工夫をさせていただきたい。そのためには私どもの時間前市場をもっと積極的に使う、それと見比べながら調整力もどうしていくのかというのを考えていただくということが、より高次元の事業になっていくのではないかなと思います。

以上です。

○武田座長　　どうもありがとうございます。

それでは、続きまして菅オブザーバー、よろしくお願いいたします。

○菅オブザーバー　九州電力の菅です。ありがとうございます。まず、事務局におかれましては、需給調整市場における Δ kWの価格規律等につきまして検討を深めていただき、感謝を申し上げます。

私からは、発電事業者の立場で2点コメントをさせていただきます。

1点目は、4、5ページの固定費回収のための合理的な額の扱いについてでございます。5ページに事務局見解として記載されておりますけれども、容量市場は一定の投資回収の予見性を確保することによって、電源の新陳代謝が市場原理を通じて適切に行われることを目的として導入されたということは理解した上で、前回の会合で私どもの懸念点を発言させていただきました。私ども発電事業者としましては、今後も固定費削減あるいは市場取引、相対取引により適正な価格での固定費の回収に努めてまいりますけれども、固定費が回収できない電源の退出により、将来的に供給力あるいは調整力不足が危惧されるような状況になった場合には、制度としてどうあるべきかを改めて御検討いただくようお願い申し上げます。

2点目は8、9ページの ΔkW の一定額についてでございます。一定額につきましては、今回2つの案を御提示していただいておりますけれども、案2のうちインバランス料金単価を採用する案につきましては、2020年度のみインバランス料金単価が参照されています。単年度の参照ということもございまして、一時的な市況の影響を受けるということもあります。また、インバランス料金単価は限界的なkWh価格であり、一方で電源Iのエリア平均基準値ということになりますと、18ページ以降で御説明いただいた需給変動リスクを負う中、我々事業者としての十分なインセンティブにならないという懸念を持っております。つきましては、今後検討頂くとお思いますけれども、供出インセンティブを確保する観点から、需給変動リスクも考慮しながら、どうあるべきかということを引き続き御検討いただければと思います。

以上でございます。

○武田座長　　どうもありがとうございました。

ほか、いかがでしょうか。よろしいでしょうか。どうもありがとうございました。

(システムトラブル発生)

○武田座長　　大変申し訳ありません。こちらのほうでシステム上の不備があったんですけれども、何とかお答えはできるということでございますので、松田先生から質問もいただいておりますので、コメント等お願いできますでしょうか。よろしくお願ひいたします。

○鍋島NW事業監視課長　　システムの関係でお待たせして恐縮です。

松田委員から御指摘のあった点の1点目ですけれども、固定費回収のための合理的な額という方法を変えたときに、過回収が起きてしまうのではないかという点について、御指摘がありました。これについては、まず事務局として、今後のインセンティブの水準について議論する中で、適切な水準にしていくということはあると思います。一方で、一部の電源について過回収が起こること自体はあり得ることだと思いますし、卸市場であってもどういう市場であっても、大きく利益が出る電源というのはあると思います。それ自体がよくないということではないんですけれども、今後議論して設定する利益の水準が妥当なものであるかというのは、常にチェックをしていくということは必要だと思っております。ですので、ルールの変更後も監視等を進めていくということは必要だと考えております。

それから松田委員からの御指摘の2点目ですけれども、電源が応札せず売り惜しみをするという点について現在どのような対応になっているのかということですが、需

給調整市場のガイドライン上、応札を必ずしなければいけないというような仕組みにはなっていないので、ですから、売り惜しみについて規律というものは入っていないということになります。

先ほど事務局説明の中でも申し上げましたが、容量市場のリクワイアメントにおいても、24年度以降についても卸市場か需給調整市場ということになっております。従って、卸市場に投入すればリクワイアメント発生時においても、一旦投入さえしてしまえば、未約定電源となっていたとしても、需給調整市場に入れなくてもいいというようなこととなります。ただ、応札の量に規律は入っていないといえども、非合理的な行動を多くの事業者あるいは価格支配力のある事業者が取っている場合には、それは当然注視すべき対象だと思います。規律に入っていないので、監視であるとか規制するという権限はないのですが、需給調整市場でそうした売り惜しみが疑われる振る舞いについては注視をするということになります。

以上が松田委員の御質問に対する事務局としての考えです。

ほかの委員の先生方からもいろいろ、オブザーバーの皆様方に御指摘受けております。松村委員から御指摘いただいている容量市場の説明での減額の話なども、私も個人的には非常に重く受け止めておりますけれども、先ほども事務局から、固定費の考え方には幾つか考え方があるというふうなことを申し上げました。容量市場のルールなども1回目入札を踏まえて見直しなどもあったと思いますので、もう少し精緻に議論が必要なんだろうというふうには思っております。基本的には、今日御説明した内容について大きな異論はいただいているとは思いませんけれども、より精緻に議論をするように努めてまいります。

なお、國松オブザーバーから御指摘のあった点に関しまして、 ΔkW と kWh の関係ですが、 ΔkW は確かに安いほうからマルチプライスで落札されていくんですが、実際の運用上は kWh の安いものから運用するということになっていきますので、そこについての非効率ということは起こってはいないというふうに考えております。

事務局からは以上となります。

○武田座長 どうもありがとうございます。

それでは、議題の前段、すなわち ΔkW の価格規律につきましては、先ほど鍋島課長から御発言ありましたように、いただいた御意見を踏まえまして、次回以降、より深めて議論させていただきます。

また、後段の入札単価誤りへの対応につきましては、特に御異存等なかったと思います

ので、事務局におかれましては、この方針で対応を進めていただきますようよろしくお願いいたします。

それでは、最後システムの不具合でバタバタいたしましたけれども、本日予定していた議事は以上でございますので、議事進行を事務局にお返ししたいと思います。

○田中総務課長 本日の議事録については、案ができ次第送付させていただきますので、御確認のほどよろしくお願いいたします。

それでは、第88回制度設計専門会合はこれにて終了といたします。本日は、ありがとうございました。

——了——