

第21回 容量市場の在り方等に関する検討会 議事録

1. 開催状況

日時：2019年9月30日（月） 15:00～16:30

場所：電力広域的運営推進機関 会議室A・会議室B・会議室C

出席者：

大山 力 座長（横浜国立大学大学院 工学研究院 教授）
市村 拓斗 委員（森・濱田松本法律事務所 弁護士）
大滝 博明 委員（伊藤忠エネクス株式会社 電力・ユーティリティ部門 電力需給部 次長）
岡本 浩 委員（東京電力パワーグリッド株式会社 取締役副社長）
加藤 英彰 委員（電源開発株式会社 経営企画部長）
上手 大地 委員（イーレックス株式会社 経営企画部長）
紀ノ岡 幸次 委員（関西電力株式会社 エネルギー・環境企画室 エネルギー・環境企画部長）
小宮山 涼一 委員（東京大学大学院工学系研究科 准教授）
竹廣 尚之 委員（株式会社エネット 経営企画部長）
中村 肇 委員（東京ガス株式会社 電力トレーディング部長）
松村 敏弘 委員（東京大学 社会科学研究所 教授）
圓尾 雅則 委員（S M B C日興証券株式会社 マネージング・ディレクター）
山田 利之 委員（東北電力株式会社 執行役員 送配電カンパニー 電力システム部 技術担当部長）
佐藤 悦緒 オブザーバー代理（経済産業省 電力・ガス取引監視等委員会 事務局長）
森本 将史 オブザーバー（資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課 電力供給室長）

欠席者：

秋池 玲子 委員（ボストンコンサルティンググループ マネージング・ディレクター & シニア・パートナー）
秋元 圭吾 委員（公益財団法人地球環境産業技術研究機構 システム研究グループリーダー・主席研究員）
安念 潤司 委員（中央大学法科大学院 教授）
林 泰弘 委員（早稲田大学大学院先進理工学研究科 教授）
恒藤 晃 オブザーバー（経済産業省 電力・ガス取引監視等委員会事務局 総務課長）
黒田 嘉彰 オブザーバー（経済産業省 電力・ガス取引監視等委員会事務局 取引制度企画室長）
竹谷 政彦 オブザーバー（資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 政策課 電力産業・市場室長補佐）

議題：

メインオークション募集要綱（案）の主なポイント等
市場競争が限定的なおそれがある場合の対応について
発電側基本料金の扱いに関する検討の進め方について
EUE算定を踏まえた揚水の取扱いについて

資料：

- (資料 1) 議事次第
- (資料 2) 委員名簿
- (資料 3) メインオークション募集要綱 (案) の主なポイント等
- (資料 4) 市場競争が限定的なおそれがある場合の対応について
- (資料 5) 発電側基本料金の扱いに関する検討の進め方について
- (資料 6) EUE算定を踏まえた揚水の取扱いについて
- (別 紙) メインオークション募集要綱 (案) サンプル

2. 議事

(1) メインオークション募集要綱 (案) の主なポイント等

- 事務局より、資料3に沿って、メインオークション募集要綱 (案) の主なポイント等について説明が行われた。

[主な議論]

(小宮山委員)

内容に大きな異論はない。38 ページの追加整理事項にある発動指令電源のリクワイアメントについて、図では毎年、容量市場で落札されることが前提となっているが、例えばある年だけ落札できなかった場合でも、説明されたスキームで確実に供給力を確保できるのか確認したい。

(事務局山次マネージャー)

ある年度だけ落札できないということは当然あると思うが、いずれにしても実需給の 2 年前に実効性テストを設けることで確実な供給力の確保について確認する。加えて、実際の発動も実効性テストに代えていくことも考えており、不要な業務を無いように、また必要な業務はしっかりするように、業務を設計していきたいと考えている。

(岡本委員)

2 点お願いがある。1 点目は、32 ページについて、ペナルティは 180 日で重み付けした停止日数を評価する必要があるので、発電事業者には最大限の協力をいただけるものと考えている。また、供給信頼度の観点からは、実運用で課題がないか、課題が見つければ見直すことも考えておいて欲しい。2 点目は、8 ページ、メインオークションの募集要綱の概要に関連して、先般、系統 WG や広域系統整備委員会で整理された、ノンファーム的な取り組みを弊社の千葉方面で実施しており、先着優先の考え方となるため容量市場に応札できない可能性があることを前提でお願いしますという言い方で、これを応諾できる方の受け入れを進めている。一方で、系統 WG 等の議論においては、市場分割によって解決すべきといった議論もあり、このような取り組みも進めようと思っているので、その結果も踏まえて、今後の扱いについて整理いただければと思う。

(山田委員)

内容全般に特段異論はない。容量市場における実効性テストあるいは容量停止計画、作業停止調整については、まずは広域機関が主体となっていただけると認識した。一方で、我々一般送配電事業者も一定の役割を担うところで、広域機関と役割分担、具体的な業務内容をこれから明確化していく。一般送配電事業者が行う具体的な業務についての作業会を設置すると思うが、エリア間の対応に相違が出ないなど、事業者との調整を円滑にやっつけていかなければならないと考えているので、広域機関と連携してしっかりと対応していきたいと思う。

(松村委員)

12 スライドについて、現時点では蓄電池は安定的に供給力を提供できると評価していないため、発動指令電源として参加するとあるが、原理的には蓄電池と揚水は同じ役割を果たせるはずなので、蓄電池が発動指令電源としてしか入れないとの整理は必ずしも当たり前とは思わない。それについては、パブコメで十分に意見を聞いてもらいたい。実際に揚水のように運用するつもりで容量市場に参入することは現時点で現実的ではないのにもかかわらず、この点を整理する価値があるのか、という考え方は有り得るとは思うが、このようなことを考える事業者が出て来ても不自然ではないので、蓄電池を門前払いせず真摯に検討してほしい。

(市村委員)

36 スライドの時間前市場で約定しなかった場合の精算単価の考え方について、これまでも電源 I' についても発動指令電源の提供者が価格を提示しているということを踏まえての整理と思うが、他方で提示する価格が何でも良いということではないと思うので、提示する価格の基本的な考え方を示した方が良いのではないかと。

38 スライドについて、需給ひっ迫のおそれがない時に、リクワイアメントのためだけに年 1 回発動することは経済合理的ではないので、事前に確認することで実効性を担保するという事務局の整理に異論はない。

(2) 市場競争が限定的なおそれがある場合の対応について

- 事務局より、資料4に沿って、市場競争が限定的なおそれがある場合の対応について説明が行われた。

[主な議論]

(佐藤オブザーバー代理)

議論する前提として、5 スライドの 4 つ目の黒丸に、約定価格近傍の応札を監視の対象とし、コストベースで入札していることを確認することで、入札価格の適正性を確認する、とあるので X 倍が小さくなるほど監視対象が増えることになるが、監視等委員会としては監視対象が増えたとしても、やり切るつもりなのでご承知おきください。

(上手委員)

電源投資のインセンティブになることが必要ということは理解しているが、小売電気事業者としての負担がどの程度になるかということも十分考慮いただいたうえで数値を設定していただきたい。6 スライドにある C エリアのエリアプライスを超えて約定する C7 電源の約定価格は公表されるものと理解しているので、こういった数字感との関係と先ほど述べた小売電気事業者への負担を考慮した上で検討いただきたい。

(岡本委員)

今後、市場競争が限定的であるかどうかは監視等委で監視されるものと理解しているが、監視等委と広域機関との役割分断はどのようなイメージをしているか。市場競争が限定的なエリアについて、例えば市場設計の見直しで手当てる、あるいは、市場競争が限定的なエリアが恒常的に出ているのであれば連系線容量に制約があるということなので、連系線容量の適正化を検討する、ということであれば広域機関の検討会で検討されるものとする。議論の建付け、役割分担はどう考えればいいのか。

(都築事務局長)

市場の開設者として、生データを扱いリクワイアメントに対しアセスメントを実施する、という面の監視は広域機関で実施していく。他方で、入札行動が不適正な経済行為になっていないか、という点は監視等委と連携をとって監視し

ていく。具体的にどこで線を引くのか、どの点を共有していくのか、については今後検討していく必要があるが、市場の開
設者として監視していかなければいけない点と、マーケット全体として監視していく、という大きな違いはあるものと考え
ている。

(市村委員)

確たる論拠があるわけではないが、事業者委員の意見を踏まえてみていくと、今後必要に応じ見直していくというこ
とではあるが、まずは 1.5 倍からスタートしていく、ということが一つの考え方ではないか。

(小宮山委員)

可能であればシミュレーションを通じて数字を決めることが望ましいが、現状ではシミュレーションが非常に難しいと思
うので、9 スライドのまとめにあるとおりでよいのではないか。

(竹廣委員)

少なくとも速やかに見直しができる方法での検討をお願いしたいと制度検討作業部会でも発言した。容量市場の
検証については、毎年行われる状況検証と 5 年毎行われる包括的検証があるが、X 倍の検証については毎年の状
況検証の俎上に載せて振り返っていただきたい。8 ページに発電事業者の意見で、供給力が減少しているエリアに対
して投資インセンティブ性が必要であるため、1.0 倍はないのではないかと、という意見について、1.5 倍であれば投資イ
ンセンティブは働いているのか、という点について 5 年毎行われる包括的な検証で見えていただきたい。

(大山座長)

本日の意見を踏まえ、制度検討作業部会へ報告することとする。

(3) 発電側基本料金の扱いに関する検討の進め方について

- 事務局より、資料5に沿って、発電側基本料金の扱いに関する検討の進め方について説明が行われた。

[主な議論]

(市村委員)

事務局には分かりやすく整理をしていただいていると思うので、16 スライド目の論点整理表に従ってコメントする。ま
ず、右側の「需要曲線の設計上特段の考慮を行わない」ということについては、そもそも発電側基本料金については
Gross CONE にも織り込まないということと理解。性質上発電事業者にかかる固定費が Gross CONE にも織り込
まれないというのはおかしいし、事業者が応札する際に、発電側基本料金を織り込む理屈がなくなる。この案はないと
思う。次に、「需要曲線のコスト算定項目として考慮」する場合だが、この案は、発電側基本料金を Gross CONE
に織り込む案と理解。そして、Gross CONE から他市場からの収益を控除した分が Net CONE となると理解してい
るが、Gross CONE に織り込んだ時点で、他市場からの収益を見直さない限り、Net CONE は上昇することになる。
そのため、他市場収益をどう考えるかがポイントとなるが、シミュレーションが難しいことは、事務局資料にもあるとおり。
将来的にある程度実績が積み重なった時点で検討することはありうるかもしれないが、現時点では現実的ではないと
思う。そして、これまで他市場からの収益は、諸外国の事例を踏まえて、Gross CONE の 2 ～ 3 割程度見込んでい
ることを踏まえて決定しているのだから、参考とした諸外国において、発電側基本料金が Net CONE において織り込
まれているかを確認し、織り込まれている市場があるなら、その市場で、他市場からの収益を何割程度含まれているの
か、といったことを踏まえて検討することも一案ではないかと思う。事務局論点 2 つ目はその趣旨と理解している。真ん

中の Net CONE に影響しないという考え方を取る場合、発電側基本料金分だけ他市場収益へ反映する考え方になるが、そもそも、諸外国の例を踏まえて、具体的な金額というよりは一定の割合で決定しているこれまでの整理とは、整合しないのではないかと。また、この論点は、仮に Net CONE が高くなったとしても、国民負担、小売電気事業者の負担が増えるものではないと思っている。確かに中長期的に事業者の行動を予測することは不可能だが、経済合理的に行動する事業者を仮定した場合、Net CONE に発電側基本料金が織り込まれると、小売電気事業者としては、広域機関に支払う容量拠出金の一部として発電側基本料金を負担することを見込み、自らの託送料金が減額した部分については、スポット市場の入札価格には織り込まないことになるのではないかと。そうすると、発電側が限界費用ベースの入札であることから、他市場からの収益は増加しないとも考えられる。このことを踏まえると、他市場からの収益は現状と変えずに、発電側基本料金分だけ、Net CONE が上がるという結論も十分合理的と思う。他市場収益を見直すか否かという点は議論の余地があると思うが、「需要曲線のコスト算定項目として考慮」し、Net CONE に織り込むという結論が合理的と考えている。

(松村委員)

市村委員の整理は、一つの合理的な整理とは少しも思わない。一つの選択肢としても相当に間違った理論に基づいていると思う。まず、発電側基本料金を Gross CONE に織り込み、控除収益に反映しないとなると需要曲線を動かすことになり、価格は当然に上がるが、それが何故、消費者に影響を与えないのか全く分からない。市村委員も強力に推進した結果として、経過措置が骨抜きで制度設計され、その分ウィンドフォールゲインが生じ価格が上がったことが、消費者の負担になっていることを思い出していただきたい。次に、この他市場収益を諸外国の事例を参照し、Gross CONE の 2～3 割と決めた。もし本当に諸外国に合わせるのであれば、シミュレーションをきちんとすべき。足元の価格でシミュレーションを行えば、Net CONE はほぼ 0 となることを考えて頂きたい。長期的に予測が難しいことは理解するが、長期的に予測が難しいとなると、例えば 3 年毎に毎回アップデートし、本当に長期的に太陽光の大量導入により卸価格が下がるのであれば、長期的には Gross CONE の部分が変わらなくても、Net CONE の価格が上がってくることにより価格を改定するやり方もある。ただそういうやり方をとらず、敢えて 2～3 割とした。コストの部分も上乘せし、何%分もしか反映されないのを正当化する理屈が分からない。次に今回の改革は託送料金が下がることとセットで出てきた話である。これは、何回も同じことを申し上げているが、費用の直接的な負担者が消費者から生産者へ変わったことに関しては、本来、発電側の負担が増えた分だけ消費者側の負担が減るため、完全にキャンセルされニュートラルになるはず。一方で、完全なニュートラル性が成り立たないのは、kWh 課金から kW 課金に変わる点である。kWh 課金から kW 課金に変わったことは、一般的に稼働率が低い電源は不利となり、稼働率が高い電源は有利となる。Net CONE を計算しているのは、ガス火力ということから、最新のガス火力が、稼働率の観点からは全体の電源に比べて完全に負け組で、したがって十分に転嫁できないということであれば、控除収益が長期的にも増加の方が小さいことはあり得るが、逆もあり得る。したがって、なぜ他市場収益が Gross CONE の 2～3 割が普通と考えるのは理解できない。ゼロと考えるのが普通である。もし本当に合理的な選択肢の一つとして主張されるのであれば、もう少し理論的な観点で整理して、説得力のある理屈に基づいて発言していただきたい。

(市村委員)

1 点目の経過措置と今回の論点とは別ではないかと思っている。経過措置の話は、私も広域機関の検討会で議論に参加したが、最終的には議論に参加していない。また、論点としてみれば、発電側基本料金にどう織り込むかと経過措置は全く別の議論ではないかと思っている。あとは、他市場収益の変化をどのように見込むかということだが、先ほど私が申し上げたとおり、諸外国を含めてシミュレーションが出来るのであればよいが、現実的には難しいことを前

提とすると、一つの考え方として諸外国の例を見ていくこともあろうかと思う。kWh 課金と kW 課金の違いはあるが、それを踏まえても、Net CONE に織り込まれてる場合と織り込まれていない場合とでは、実際のところ小売電気事業者の行動に影響が出てくると思う。それ自体があまり理屈がないとは思っていない。私の考えとしては先ほど述べたとおり。

(松村委員)

先ほど市村委員が関係ないといった点は受け入れられない。経過措置の議論をした時に、私ははっきりと言ったつもりである。経過措置をいい加減に設定した上で、需要曲線を上げてしまうとニュートラルリティは満たされなくなってしまう。したがって、いい加減な経過措置を設定した後に、需要曲線を上げようとする輩が必ず出てくる。そうすると、それは発電事業者の利益になる。こうした制度を設計した以上、需要曲線を動かすことは消費者に大きな影響を与えるということを認識した上で議論しないといけないと私は今までも一貫して発言してきたし、事実として正しいと考えているので、無関係とは少しも考えていない。

(市村委員)

少なくともこの論点と直接の関係はないと思っているし、経過措置を踏まえて、厳しく見ていくべきという趣旨であればわかるが、理論的な関係性はないと考えている。

(佐藤オブザーバー代理)

普通に考えると、Net CONE が上昇すると支払額が大きくなる。資料 3 のスライド 18 を見ると、Net CONE が上昇すると屈曲点が上に上がって上限価格が上がるので、まさしく需要曲線が上にいくことになる。供給側の行動が変わらない限り、交点が上がることになるので、支払額も上がることになるのはどうしようもないのではないかと。

これを考慮して、資料 5 のスライド 16 であるが、結論先にありきは問題だというのは分かっているが、需要曲線のコスト算定項目として考慮して、Net CONE には影響しないという選択をしないと、我が国においては Net CONE を算定する際に用いることとしているスポット市場からの収入をかなり特異に決めているということもあるので、単純に新たな控除品目をそのまま Gross CONE に足すということで Net CONE を動かさない限りは特に影響しないということになる。しかし、そもそも算定のところで、諸外国を参考にして決めており、ここだけ急に積み上げ方式でシミュレーションするのは、事務局からの説明にもあったとおり極めて難しいことになり、問題があると言えなくもないが、結論ありきになってしまうが一番下の※に記載があるが、英国等の事例を考えつつ、Net CONE に影響しないということ結論を考えつつ、どこかで結論を得ないといけないので、そう考える以外はやむを得ないと思う。

(中村委員)

Net CONE の水準は、別の委員会での検討の結果、容量市場での調達量が追加されたので、現状でも停電コストの観点で言うと約 2 万円/kWh と相当に高いものになっている。こうした状況を踏まえると、Net CONE の水準を更に積み増すというよりも、まずは各事業者の判断で入札価格に入れることとして、容量市場を開始してはどうかと考えている。

(紀ノ岡委員)

市場からの収入をどの程度見積もるかに尽きると考えている。スポット市場もあればベースロード電源市場等のスポット市場以外の卸市場もあり、トータルで見ると、どれだけ控除するかということであるが、結局これがいくらになるのかを想定するのは非常に難しいというがあるので、直ちに Net CONE に反映するという事は理論的にはそうするべ

きだと理解できるが、具体的な数字として直ちに反映するというのは難しいと理解している。したがって、2024 年度のオークションの結果を検証しながら改めて検討していくしかないのではないか。

(小宮山委員)

発電側基本料金は非常に難しい問題で、不確実な要素が多いので文書のみで突き詰めるのは難しいと思う。そのためスライド 16 にシミュレーションによる見直しに記載しているとおり、前提条件の設定が難しいといった課題はあるということだが、ある程度蓋然性のある前提条件でシミュレーションができないのか、障害があるのであればどういったところに障害があるのかを丁寧に検討いただきたい。こういったケースこそシミュレーションの役割だと思うため、どうにかシミュレーションできないかと思った次第である。また、下の注意書きに他市場収益について、容量市場が導入されている英国においては、発電側基本料金の全部または一部が織り込まれていると考えられると記載しているが、具体的に英国の容量市場のルールでどういった背景のもとでどういった情報をもとにこの記述がされているのか、今後検討を進める上で知りたいと思う。

(都築事務局長)

1 点だけ最低限お答えする。小宮山先生がおっしゃった英国の事例について、英国は容量市場のシステムが入る前から発電側基本料金があるため、英国の具体的な計算の中に一定程度織り込まれているだろうと推定で記載している。従って全部または一部という記載をしており、我々が具体的につぶさに把握するところまで至っていない。他方、シミュレーションについては過去に Net CONE の他市場収益を 3,000 円/kW と決めるときは、非常に困難な状況だったと聞いている。そこにさらに発電側基本料金を入れるということで、過去をもう一度トレースすることになるのではないかとこのところでなかなか難しいと記載している。いずれにしても今日ここで結論を得るように提案しているわけではないため、次回の検討会までに具体的に整理して改めてご相談させていただきたい。その時に議論としてあるのは、Net CONE にどう反映させるかについて、スライド 16 の注書きとしているが、すでに先行している英国は一定の比率で発電側基本料金が入った上で、他市場収益を見込んでいるのであればそれを直輸入することの妥当性、べき論としての適切性は大いに論点はあるが、そういうことを考えていくことは、一つのオプションとしてはあるのではないかと考えている。次回までに整理してご相談させていただきたい。

(圓尾委員)

結論としては、各社の入札行動が非常に大事であり、決定要因であると思うため、現段階で特段の考慮、発電側基本料金を Net CONE に織り込まなくてもいいのではないかと考えている。申し上げていいかわからないが、どう Net CONE を算定して、どう需要曲線を設定するかは本検討会でロジカルに議論してきたと思うが、それぞれの立場で相場観があり、ここに落ち着いたと理解している。他市場収益の 3,000 円/kW も含めて、仕上がりイメージしてそれぞれの立場で議論してきた。他市場収益の 3,000 円/kW というのを検証できる立場でまとめて見直せばいいのであって、固定費が見込めたからといって Net CONE を現段階で相場観を崩してまで上げる必要はないと考えている。

(松村委員)

Net CONE に影響しないと書くと基本的には誤りという意見が出てくるかもしれない。Gross CONE を上げ、控除収益の大小が現時点では正確なシミュレーションが難しいのでキャンセルするものと見做す程度のもので、影響しないと決めつけているのではない表現にした方が、今後議論しやすいのではないと思う。

(加藤委員)

発電側基本料金について、制度設計専門会合及び制度検討作業部会でご議論いただいているが、発電側基本料金は小売側から発電側へ kW で託送の費用負担をつけかえるということになり、発電事業者にとっては固定費の負担が増える。先ほどおっしゃっていたように相対の取引、他市場で回収していくことになるが、こちらについては卸料金のなかで適正に公平に転嫁されることを期待している。その際に、発電を主な事業としている弊社のような会社や、発電と小売を持っている会社等の事業形態の違いなども踏まえた上で、発電部門の負担増の公平かつ確実な転嫁が期待できるルールを様々な角度から議論する必要があると記載されているが、ぜひお願いしたいと考えている。

(座長)

今日結論を出すということではないため、ご意見を踏まえて検討を進める。

(4) EUE 算定を踏まえた揚水の取扱いについて

- 事務局より、資料6に沿って、EUE算定を踏まえた揚水の取扱いについて説明が行われた。

[主な議論]

(松村委員)

資料に記載されているので問題ないと思うが、揚水は難しい問題があるから、やたらとペナルティが適用されないようにいろんな事情を考慮して、ちゃんと設備が維持されていて合理的に運用していたが形式的に条件を満たされないという場合にペナルティがかからないように、留意していただきたい。事業者の選択制について、考慮する要素として書かれているのはもっともで、合理的なものが出てくると思うが、一方で、本来外から見ているとこれくらいの容量になりそうなのに、事業者が選択した結果として小さな容量になった場合、ある意味リスク回避、ペナルティの回避という点から見ると合理的な側面もあるから頭から否定してはいけないが、一つ間違ると売り惜しみになりかねない。実際には 100 のキャパがあるのに 90 しか入札しないのは、売り惜しみじゃないことの確認は選択制を入れる上で必要。そのようなことはあまりないかもしれないが、見ていただきたい。客観的に見てこのくらいのキャパが本来見込めるが、いろんな状況があって少なめにリスク回避のために見積もることがあっても、逼迫するときにはまっとうな容量がこれくらい出せるという量があれば、需要曲線からその分を控除するというやり方もあり得る。事業者はこれくらいの容量といっているが、実際これくらいは見込めるということで、FIT 電源と同じ発想で、需要曲線から控除することも原理的にはありえると思う。これができれば、監視はほとんど必要なくなる、つまり、自分が小さな容量を出すことによって、価格吊り上げる効果は 0 になるので監視の必要性はそもそもなくなることになる。事業者がどのようなものを出してくるのかに依存するが、選択肢として考えていただきたい。

(小宮山委員)

運転継続時間ごとに調整係数をやるのは大変良い仕組みだと思う。スライド 14 で、揚水は安定供給上、ブラックスタート電源として重要な役割を担う電源なので、kW 価値評価については、丁寧に見て、控除するのは実運用を考慮して検討していただきたい。

(大山座長)

以上で本日の議事は終了する。

以上