

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79回）議事要旨

日時：令和5年5月25日（水）9時00分～12時00分

場所：対面＋オンライン会議

出席者

<委員>

大橋座長、秋元委員、安藤委員、男澤委員、河辺委員、小宮山委員、曾我委員、武田委員、辻委員、廣瀬委員、又吉委員、松村委員

<オブザーバー>

石坂 匡史	東京ガス株式会社 エネルギートレーディングカンパニー	電力事業部長
小川 博志	関西電力株式会社	執行役常務
加藤 英彰	電源開発株式会社	常務執行役員
菊池 健	東北電力ネットワーク株式会社	電力システム部 技術担当部長
國松 亮一	一般社団法人日本卸電力取引所	企画業務部長
小鶴 慎吾	株式会社エネット	取締役 経営企画部長
小林 総一	出光興産株式会社	常務執行役員
佐々木 邦昭	イーレックス株式会社	経営企画部副部長
新川 達也	電力・ガス取引監視等委員会事務局	局長
中谷 竜二	中部電力株式会社	執行役員 経営戦略本部 部長
山次 北斗	電力広域的運営推進機関	企画部長

<関係省庁>

環境省

議題：

- (1) 容量市場について
- (2) 予備電源について
- (3) ベースロード市場について
- (4) 非化石価値取引について

<連絡先>

経済産業省 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課
TEL：03-3501-1749（内線4761） FAX：03-3501-3675
〒100-8931 東京都千代田区霞が関1-3-1

議事要旨

(1) 容量市場について

- 控除量案の 120 万 kW について保守的に見積もる観点はいいと思う。火力・水力の不参加分の量は蓋然性が高いという理由で抽出しているのは理解している。
- 一方、年度ごとの不参加容量がどのような理由で入札していないのかをもう少し深掘りした方がよいのではないか。例えば需要期の稼働見込みのような実情が見えると、期待する容量として考えてよいか分かるのではないか。もう少し情報整理をいただけるのであれば、お願いしたい。
- 控除量について 2027 年度に向けて 120 万 kW という提案に基本的には賛同する。この数字の規模感が短期的には変わる可能性は少ないと思うが、長期的には変わり得るものと認識している。適用する際は適宜確認することが大事だと思う。
- 火力・水力の不参加分は他の個別要因と比べると高い蓋然性のある供給力になり得ることを理解した。可能であれば、火力・水力の不参加分の 4 年後の稼働見込みを確認し、その確認結果をもとに控除量を決めることについても御検討いただきたい。
- 容量市場で確保する必要供給力から一定の根拠に基づいた控除量を設定し、さらに予備電源 B を保険的な位置付けとして調達することに異存はない。
- 容量市場関係の提案について、すべて合理的だと思うので支持する。
- 4 ページの控除量への織り込みの検討に関する「×」の意味について、事務局の意図が同じであれば訂正不要だが、控除の根拠になり得ないということではなく、根拠にしない方が適切と判断したということだと理解している。
- 一方、原子力の増加を見込まないことの弊害もあるのではないか。原子力はロットが大きいので、控除しない場合は追加オークションで原子力が入札されたときにゼロ円入札で埋まってしまい、デマンドレスポンスが入るインセンティブを損なわないかを懸念する。
- 最初に多めに控除しておけば、追加オークションの募集を増やすことで対応できるのではないかと考える一方で、この委員会で、蓋然性への不安さへの意見が出てきた中、火力・水力の不参加分にそれなりの量を見込むことから、ここで無理すると不安を煽ってしまう。
- そのため、事務局の提案を支持するが、原子力を控除量に織り込まないことによる一定の問題が出てくる可能性があることは認識すべき。
- 火力・水力の容量市場不参加分として想定した控除量に明らかな過不足が出たら、追加オークションの段階で調整することはあり得ると理解でよいか。
- 15 ページの提案は是非進めていただきたい。ただし、次回オークションまでの期間が限られる中、もともと簡易的だった方法を微修正して進めるという理解である。次々回のオークションでも同様のやり方を踏襲するのであれば、怠慢のそしりを免れないと思う。
- 新設の市場が別途検討されている中、今の Net CONE の考え方を維持するのかという観点も含めて、次々回に向けて抜本的な議論が進むようにしていただきたい。期間が限られる中で、簡易的な方法を採用すると資料に書かれている意味を各所で考えるべきだと思う。
- 6~7 ページの費用負担の議論について、小売の負担となっている部分については、小売事業者の工夫の余地を生ませ、社会全体としてコスト抑制が進むように今の扱いになっていると思う。社会全体としてどういうコスト最小化を目指すのかという視点は重要である。
- 稀頻度リスク対応分を小売負担から託送負担にすることについては議論できるかもしれないが、厳気象対応分まで託送負担へと扱いを変えるのは難しいのではないかと考えるので、慎重に議論させていただきたい。

- 26 ページの非効率石炭の稼働に関する誘導措置については 2025 年度向けに導入してから未だ実需給断面を迎えていない。カーボンニュートラルの流れが加速化していることは理解しているが、誘導措置の効果が反映された実績を確認した方がよいのではないかと考えている。
- 26 ページについて、非効率石炭のフェードアウトを進める従前の議論の際にも、省エネ法に基づく規制措置と容量市場の誘導措置の効果を見ながら、それぞれの措置を不断に見直すことが重要と議論されていた認識。
- カーボンニュートラルの流れが加速していることを踏まえ、見直しの検討を行うという御提案は賛成する一方、長期脱炭素電源オークションの開催はこれからなので、供給力になるタイミングにはタイムラグが見込まれる。
- 見直しを行う場合でも、安定供給を適切に確保する観点から、短期的な目線でなく中長期も見据え、発電量低減と供給力確保のバランスの観点を持ったうえで、慎重な検討を要すると思う。
- 非効率石炭火力の予備電源としての役割への移行という点も考慮しながら検討していくと思っている。誘導措置の見直しについて、資料上で「検討」という言葉を使っている背景にはそういった点も含意されていると考えている。
- 3 ページの控除量の根拠について、今回は事務局で 2024 年度・2025 年度における容量市場に不参加となっている火力・水力について丁寧に確認したということだが、火力については今後高経年化が進んで休廃止となる電源が現れることに留意した方がよい。
- また、追加オークションでの調達量として 2025 年度から H3 需要の 2%分を控除した経緯の中に、直前まで稼働が見通せない電源に取引機会を与えるためという整理がされていた。今回控除量の根拠となっている自家発の中には、追加オークションが開催された場合に参加する電源もあると思う。
- 控除量を保守的に算定していただいていると思うので、控除量を 120 万 kW として進めていただくことに異論は無い。今後控除量の数値の妥当性については、実需給年度の容量市場外の供給力を確認する等、事後的な検証を進めていただきたい。
- 自家発の出力は生産プロセスに依存しており、逆潮流は大きく変動する。逆潮流のボリューム感を踏まえて、控除量については慎重に判断していただきたい。
- 需給調整市場や容量市場の実運用開始といった色々な環境変化が起こる。控除量の前提となる構造や事業者の行動の変化は大いにあり得るので、広域機関としても確認していきたい。
- 容量市場の管理者としては、色々な電源に入ってほしい立場でもあるので、そういった意味でも継続的な議論をお願いしたい。
- 稀頻度リスク、厳気象対応の費用負担について、託送負担とする際の議論は慎重に行う必要があるのではないかと考えている。託送料金は託送料金として、できるだけ低廉である必要があると思う。予備電源や容量市場の稀頻度リスク、厳気象対応を託送負担とする場合でも、できるだけコスト抑制を図っていく必要があると考えている。
- 容量市場、長期脱炭素電源オークション、予備電源を総合して、どの程度のコストがかかっているかを定期的に把握・検証するメカニズムが必要ではないかと考えている。
- 蓄電池の余力活用運用に関する現状整理について、今回取りまとめていただいたこと感謝申し上げます。蓄電池の余力活用にあたっては機器ごとに様々な特性があると考えられる中、蓄電池のサイクル数や寿命などに配慮が必要と考えている。今回整理いただいたことも踏まえながら、蓄電池の保有事業者との個別協議など必要な準備を進めていきたいと考える。
- 費用負担の見直しについて、議論の前提として、これまでの小売電気事業者と一般送配電事業者の役割自体を見直すものではないと理解している。原則として、役割と負担が整合するように検討をお願いしたい。

- ページ7に記載されている電源Ⅰ'の調達については、あくまでも実効性ある供給力確保措置が講じられるまでの暫定的な措置と理解している。一般送配電事業者が小売電気事業者に変わって確保している供給力とも認識している。また、広域機関の調整力等委においても、小売事業者には引き続き供給力確保義務があることに留意が必要と指摘されている。そのため、今後の議論については、電源Ⅰ'の現在の取扱いを踏襲した議論はできないのではないかと考えている。

(2) 予備電源について

- 予備電源の調達量について、過去実績も少なく定量的に見積もることが困難な中、提案の規模感があり得ると理解。容量市場の控除に伴う調達費用の抑制と、予備電源の調達に対する便益の規模感について、今後検討を深めていただきたい。
- 一定の根拠に基づき容量市場の控除量を設定し、予備電源 B を保険的位置付けとして調達することについて異存無し。
- 予備電源の候補が十分に存在しない状況も想定する必要がある。メインオークションの段階で予備電源の応札量の見込みを事前に確認する方法や、十分な量の調達が見込まれない場合は控除量の調整を検討することも必要ではないか。
- 予備電源の調達規模感は合理的な提案。調達コストに一定の想定をもってこの数字感が出ていると思うが、仮にコストが高いと分かった場合、提案された幅の範囲で調達量を考慮する必要がある。
- 予備電源の立ち上げに 1 年かかる場合、どれほどのニーズがあるのか。大震災の際は供給力だけでなく需要も下がる可能性も高く、時系列の中で需要の減少と供給力の復活どちらが先によると思う。事務局提案は需要が一定との想定になっているとも感じており、もう少し詰めさせていただきたい。
- 容量市場の非効率石炭火力に対する誘導措置は、非効率石炭火力の予備電源への移行も考慮しながら検討必要があると考える。
- 予備電源の追加オークションへの参加に関する整理について異論無し。長期立ち上げ電源が追加オークションに落札した場合、運用やリクワイアメントが追加オークションのルールに従うのか、予備電源としてのルールとなるのか、今後整理していただきたい。
- 予備電源の実施主体として広域機関と提案されたことについて認識。「広域機関とも連携」と資料に記載されているので、今後資源エネルギー庁とも連携して進めてまいりたい。なお、広域機関では今年度の長期脱炭素電源オークションや来年度の容量市場実需給開始でリソースが限られることもあり、この点関係の皆様と進めてまいりたいので、よろしく願いたい。
- 立ち上げプロセスについて、追加オークションで予備電源 A を調達した場合、その費用負担の大部分が小売事業者となることにやや懸念がある。立ち上げプロセスの費用負担者についても、予備電源の性質・目的に応じて慎重な議論をお願いしたい。
- 緊急設置電源の事例に関して、緊急設置電源の設置と被災電源の復帰の時系列を示さないと、立ち上げに 1 年かかる電源の必要性が分からないのではないか。
- 予備電源の対象費用について、修繕費を挙げている中で事業報酬を含めるとしているが、修繕費とは別の維持更新のための資金調達コストという理解で良いか確認したい。
- 費用負担の提案に感謝。広域機関の行う電源入札が託送負担であることは承知しているが、予備電源 A・B を託送負担とすることが相応しいかは、色々な議論があり得ると考える。また、容量市場において稀頻度リスクや厳気象対応を託送負担とする場合の議論も慎重にお願いしたい。
- 以前から指摘があるが、長期脱炭素電源オークションや容量市場など、供給力の確保に掛かるコストを把握するメカニズムが必要ではないか。
- 予備電源の費用負担の在り方について、その位置付けや性質を踏まえた上で、小売もしくは託送のどちらにするのか、今一度整理いただきたい。
- 適時的確な費用回収の在り方や方法についても整理いただきたい。

(以下、「(1) 容量市場について」「(2) 予備電源について」をまとめて)

- 容量市場の控除量に関して多く御意見いただいた。辻委員からも御質問をいただいたが、容量市場外の火力・水力が入札しない理由については、事業者によりケースバイケースである。年により変

動するものの、集めると一定量となることも考慮して保守的に 120 万 kW と提案したもの。今後の控除量は適宜見直すよう御指摘いただいております、広域機関とも連携しつつヒアリングを行い、慎重に対応していきたい。

- 松村委員から御質問をいただいた控除量根拠の分類に関する〇×の位置付けは御指摘のとおり、該当の事情から判断したという意味である。また、原子力の位置付けはよく議論していきたい。
- 追加オークションを開催する時に不足することが明らかな場合、この控除量を取らないということになると調達のタイミングがコマ切れになってしまうので適切かどうか分からなくなってしまうので、容量市場のオークションの全体の在り方も含めて考えていきたい。
- 秋元委員から頂いた、予備電源 A について、需要が下がることも念頭に置くべきという御指摘はそのとおりと考えている。立ち上げの実体についても深掘りしたいが、東日本大震災は一つの例であり、あらゆる事象を想定するという観点から、調達量に一定のバッファは設けたい。福島県沖地震では 500~600 万 kW の電源が脱落、長期的に必要となる電源は 100~200 万 kW であったところ、今回お示した 300 万~400 万 kW という数字は、それほど外れていないと考えている。
- 廣瀬委員から頂いた事業報酬の御指摘について、一般的には資金調達コストを踏まえ検討することになるが、予備電源は利益を生まない電源を維持することとなり、全く事業報酬を認めないとなることが事業活動として適切かという観点でインセンティブは必要と考えている。より詳細は今後検討してまいりたい。
- 本日は 2027 年度メインオークションに向けて、容量市場における費用負担と確保量について主に御意見いただいた。また、非効率石炭火力の誘導措置についても一定の御意見を頂いた。予備電源についても調達量と費用負担について多く御意見を頂いた。
- こうした論点を中心として、事務局には今後検討を深めていただきたい。なお、予備電源の調達量について過去の経緯を調べるべきだとの御意見はもっともと思うが、震災当時は現場の方々の御尽力が相当程度にあったことも忘れてはならないと思う。

(3) ベースロード市場について

- 長期商品について、2年間の受渡しをする商品を取引所取引で扱っている例が世界にあるのか。1年先、3年先における1年間の受渡しを取引するような先物があることは承知しているが、このようなものを取引所取引として扱っている例はないのではないのか。このような取引は相対で取引されており、相対でなければできないからだと考えている。
- このよう商品を扱うのであれば、預託金は結構な額預からないと受けられないと思っている。事業者への預託金の負担はあるが、取引所もやる以上は十分な額を確保しておかねばならないと思っており、かなり高くなると思う。そのことから、かなり難しく、それを出してまでもやりたい事業者がいるのかと思う。
- 事後調整をされるものの、価格算出については電源構成も変わるなか、その都度価格を変えていくのもおかしな話である。一方、2年間固定として考える必要があるのであれば、供出義務者の電源構成も安定的な方向をとることになると思う。電源構成のリスクについても考慮するという話になるので、本当にこのような商品にニーズがあるのかが、わからない。2年間商品を扱えといわれても、取引はできあがらないのでは。長期の2年間という商品については、取引所取引にはそぐわないものであると思われる。
- 事後調整スキームについては、新電力については、事後調整単価は平均単価を充てることとしているが、そもそも新電力の売入札に事後調整単価が必要なのか。B L市場は、B L電源を出さないといけない市場ではないことを考えると、なぜ新電力に事後調整単価を設定するのか分からない。そもそも、本議論は供出上限価格について、理由は不明確であるが高すぎるということで始まったものと認識。そのため、調整単価は、供出義務者の供出上限価格に適用すれば良い話である。供出義務者であっても、供出上限価格以下で入札する場合は、事後調整単価は不要ではないか。新電力については、事後調整単価を設定する必要はないものとする。供出義務者の供出上限価格での入札のみ調整単価を設定すると仕組みで十分ではないか。事後調整についても、あくまで一時的なものであると認識しており、一般的なルールとするというのは取引所取引に似合うものではない。
- 現在の石炭価格をみると、昨年度のようないたずらなりリスク含みは今後考えられるかということと考えられないのでは。そのような市場状況であれば、もう1年様子を見る、ということもあると思う。昨年度と同じようにやっても、混乱なくスムーズに行くのでは。
- やり方を変えるというのであれば、取引所も準備には時間がかかるものとして、すぐにできるかということにはできないと思っている。
- 取引スケジュールについては、容量市場の追加オークション後にやることには賛成。そもそもオークションを3回やるのがナンセンスである。シングルプライスオークションにおいて、当たりを付けながら3回やることを決めた時から反対していた。オークションを何回も繰り返しやることの効果はわからない。価格を探るというのであれば、ザラバの方があってくると考える。2か月を短くするのではなく、2回にした方がすっきりするのでは思う。
- 発電側課金については、まとめられた方向でいいのでは。シングルプライスオークションで約定するため、入札価格でなく、高めに約定することを考えると、供出上限価格の算定にこれを含めるということであるなら納得である。
- 今までの議論を適切にまとめてもらったと思い、事務局提案を全て支持する。監視等委員会が示したのから比較すると、規律が効きにくくなったのではないかと前回は発言した。国松オズから無茶な価格を入れることはないと言ったが、そのようなはずはないということは思わないが期待はしている。
- この整理だと監視委に返されるということになるが、監視等委員会に注視いただきたい点がある。

リスクについて前年に織り込むということになれば、先物価格などを反映したものをに入れてくることは自然だと思うが、そこにプレミアムをのせて応札したという事業者がいた場合は、それが適正なのかきちんと観てもらいたい。ガイドライン違反と断言できないが、その可能性があるということが万が一出てきたら、今までのようなやり方ではなく、個社名を明らかにしたうえで、議論の場で示していただきたい。個社情報をあげるといって騒がれるかもしれないが、リスクの織り込みについて示すだけであり、個社名をあげないと、なぜそのような入れ方をしたのか、個社が説明する機会も難しくなってしまう。是非、個者名を挙げて、妥当性を議論することを是非検討してもらいたい。

- 長期商品については、あまり例のないものであり、相対取引のほうが望ましいと発言があったが、そのとおりだと思う。内外無差別の取引が発達し、長期商品が合理的に供給されれば、売手買手双方にとっても相対契約で契約する方がはるかに合理的である。その結果としてB L市場の長期商品のニーズがなくなり、取引が低迷することは望ましいこと。ただ、足下ではそのような取引が発達していない。その前提で、長期の必要性に対してエネ庁が並々ならぬ問題意識を持っており、このような形を示すことで、それよりも良いものを内外無差別の中で作っていくことの出発点として有効に機能する可能性があるし、その意欲を示すということでも意義がある。相対取引が発達し、市場参加者の長期商品へのニーズがなくなるということはネガティブに評価する必要はないと思うが、本当にそうなるように、各レイヤーは十分努力していかなければと思う。
- 長期商品の取引価格について、案①で賛同。昨年度オークションにおいて、価格が高騰し約定が極めて少なくなるということがあった。今回においても、リスクが見積もられる固定費が過度なものにならないように監視をお願いできればと思う。
- 事後調整単価の公開方法について、買手としては、公開された単価から、購入する・しないを判断するため、調整単価の幅がある程度想定できる案②の方が望ましい。その場合、2社以下の場合には最低・最高を開示しないことになっているが、それは加重平均と約定単価が乖離することもあり得るので、その場合も最低・最高を開示する方向で検討いただけると幸い。また、事前公開を行うタイミングについても、実務的な観点から、入札の参考とするべく、できるだけ早く、前倒ししていただけるのがありがたい。
- 発電側課金について、課金単価が公表される前までのオークションについては、過去の試算した単価水準を参考にすることの事務局案は妥当であると考えられる。スポット市場等における取り扱いも監視等委員会の制度設計専門会合で議論する予定。
- 松村委員から指摘いただいた点については、事後検証は大規模発電事業者を対象に毎回行っているところ、今後についても、各オークション後に確認し、変動リスクを過度に織り込む事業者がいた場合には、ご指摘いただいた方法も視野に含めて対応を検討していきたい。
- 論点1について、案①を採用するということがだが、発電事業者が自ら計画をたてるわけであって、合理的・客観的に考える前提であればやむをえない。
- 論点3について、事後調整単価の計算方法について、全日本通関統計を使う方向で示されているが、本来燃料費調整制度は長期的に収支が均衡する仕組みであるが、B L市場の商品は年度単位の取引になるため、市況の変動が大きい時等は約定量が大きく変動する傾向もあり、結果として収入と費用の結果が均衡しないケースが発生しうる。実際にやってみて、収入と費用の状況に著しい乖離が残るケースがでるようであれば、参考月を近づけることや、事後的に精算する仕組みなど、改めて検討いただきたい。
- 論点6の発電側課金について、公表される前までの暫定的な取り扱いと理解しているが、過去に示された kWh 課金単価は2015年度の荒い計算である。公表された単価と乖離が大きい場合、

過不足が生じるリスクがある。過去の単価と実際の単価に乖離が大きい場合は、事後的に清算することも検討いただきたい。

- 国松オブから2年商品は市場取引に馴染まないのではと指摘があったが、導入検討背景としては、B L市場はそもそも新電力の電源アクセス環境を改善していくという目的のものであり、その観点では、小売は1年超の卸取引を受けたいというニーズがあるものの、現在のB L市場だけではそのニーズを満たすことは難しい。もちろん相対取引がベースになっていくべきであるが、1年超の取引があまり行われていないなか、電源へのアクセス環境をどう改善すべきか、可能な方法を模索しているなかで2年商品に至っている。こちらも、ひとつの新たな試みということでもあり、今後、その結果も踏まえて適切に検証しつつ、見直しを行うことも必要になると考えているところである。
- また、調整単価のあり方について、供出義務者のみ適用するという意見もいただいたが、2年商品も調整単価を適用することになるところ。1年ものであれば固定価格取引を選ぶこともできるが、2年ものは調整単価付きとなるため、新電力の卸が入っていけないことになると市場全体の活性化という観点にとってはマイナスの側面になるかと思うところ、そのなかでデメリットをいかに排除するかという観点から、加重平均単価を採用するといった新しい方法にチャレンジしていきたいと考えている。
- 小川オブからいただいた発電側課金単価について、第1回オークション時点で単価がセットされていなければ試算値を使うことになるが、発電側課金に限らず、費用を見込んでいくなか、差異は起こりうるものかとは思いますが、乖離幅が大きくなるのであればなんらかの検討が必要になると思う。
- B L市場、本日さまざまなお意見いただいた。長期商品も一定のニーズがあるものの、市場参加者にリスクを負担させるわけにもいかず、どうふうな制度であるべきか、ご指摘も賜った。

(4) 非化石価値取引について

- FIT 証書による代替調達手段について、発動の条件として非 FIT 証書最終オークションに必要量を入札することを盛り込むことで、非 FIT 証書売り切れも条件とした方がよいのではないか。
- FIT 証書による代替調達手段について、事前に発動の有無を判断するのではなく、非 FIT 証書が売り切れたことを以て自動発動とする形でよいのではないか。
- 排出係数の算定が誤っておりご迷惑をおかけし誠に申し訳ない。原因究明と再発防止を徹底し適切に対応する。
- 需給状況把握について、リアルタイムに証書の取引状況を口座に取引を反映できないため、今後 1 年程度の期間を目途に対応を予定。
- 代替調達価格について、FIT 証書の調達価格を非 FIT 証書の上限価格以上で認めることで、相対での非 FIT 証書の価格をいたずらにつり上げることを防止できるため賛同する。発動タイミングは今後詳細を検討する必要があるが、何かしらの公表は必要だと思う。
- 今後、第 4 回オークションの結果に対する監視、及び年一回の内部取引と相対取引結果を監視することで、売り惜しみや価格つり上げがなかったかを検証する。
- 非 FIT 証書の売り切れにより自動発動とご意見をいただいたが、あくまで例外的な措置であるため事前に判断し、関係者に周知した上で最終オークションを行う必要があると考える。
- 第一フェーズのような原因での需給ひっ迫は第二フェーズでは可能性が低いと考えているため、代替手段は例外的な措置であることを強調したい。