

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 83 回制度検討作業部会

日時 令和 5 年 7 月 31 日（月）12：00～13：30

場所 対面・オンライン開催

1. 開会

○事務局

では、準備が整いましたので、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 83 回制度検討作業部会を開催いたします。

委員、オブザーバー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。

なお、小宮山委員におかれましては 13 時頃までのご出席、河辺委員におかれましては 14 時 30 分頃までのご出席、辻委員におかれましては 14 時 15 分頃までのご出席となります。また、今回は対面と Web でのハイブリッド開催となりました。

それでは、早速ですが、議事に入りたいと思いますので、以降の議事進行は大橋座長にお願いいたします。

2. 説明・自由討議

（1）需給調整市場について

○大橋座長

はい。皆さん、こんにちは。

本日、お昼の時間にかぶった形での開催となってしまう大変申し訳ございません。充実した議論ができればなと思いますので、どうぞよろしくお願いします。

本日は、議題が全部で四つございます。需給調整市場について、容量市場について、予備電源について、ベースロード市場についてということでご議論いたします。

また、本日から室長が新しく代わり、後ほど簡単にご挨拶されると思いますが、早速ですが、お手元の議題に沿って進めます。

まず、資料 3、需給調整市場ということで事務局からまずご説明いただいた後、意見交換できればと思います。よろしくお願いします。

○事務局

はい。電力供給室長をこの 7 月から拝命いたしました中富でございます。どうぞよろしくお願いいたします。

では、早速、資料3に基づきご説明をさせていただきたいと思います。

需給調整市場についてでありますけれども、1ページ目、ご覧いただきますと、需給調整に関しては、2016年10月から、一般送配電事業者による調整力公募という形で、まずは調整力、エリア内で確保していつているという状況でございますけれども、2021年4月からエリアを越えた広域的な調整力の調達・運用と市場原理による競争活性化・透明化による調整力コスト低減を図るという目的で、需給調整市場を開設し取引を開始しております。2024年度から、需給調整市場の商品について、現状は、三次調整力①、②の取引のみとなっておりますけれども、ほかの商品についても24年度から導入予定となっております。

次、2ページのほうをご覧くださいますと、各商品の動向ということで、2024年度からということになっております。

4ページ、行っていただきますと、今回の議題でございますけれども、調整力の効率的な調達についてというのが一つ目でございます。21年度から三次調整力②、22年度から①、それぞれを需給調整市場で調達開始しており、残る3商品が24年度から取引開始という予定になっておりますけれども、21年度、22年度からの取引開始以降、三次調整力①、②で募集量に対して応札量が不足するという傾向が継続しており、応札された調整力が全量落札されるということも少なくない状況です。また、22年夏には、約定価格が大きく高騰するという事象も発生するなど、課題も生じております。

こういったことから、三次調整力①、②の取引において発生したこうした課題について、24年度に取引が開始される他商品についても同様に課題となり得る可能性があるということを見据えまして、関係各所と連携の上、主に、まず一つは価格規律、それから、もう一つは調整力調達量の観点ということで、対応策に関する検討を進めてきております。

価格規律については、電力・ガス取引監視等委員会のほうで、取引状況を確認の上、需給調整市場ガイドラインの改定による応札ルールの明確化等を進めていただいております。現在もその在り方について検討が進められているという状況と承知しています。

今回は主に、二つ目、調整力調達量の観点から、週間調達商品（一次～三次①）の調達量効率化について、電力広域的運営推進機関において議論された内容を踏まえ、安定供給等の観点も考慮の上、ご議論いただきたいと思いますと考えております。

5ページ、6ページ、7ページの辺りは、恐縮です、割愛をさせていただきます。

次、8ページ、ご覧いただきますと、26年度以降の調整力の調達の在り方に関する検討状況ということで、調達量については、募集量より応札量が少ない状況というのが生じておりますけれども、この状況が継続をしますと、調整力不足による安定供給への支障ですとか、市場競争の欠如による価格高騰も懸念されるところでございます。

こうした懸念について、安定供給の観点で、23年度までは調整力公募がございますし、24年度以降についても新たに開始される余力活用契約ということで、これらの仕組みがセーフティーネットになり得るとは考えられますけれども、その一方で、需給調整市場に本来期待していた調整力調達コストの低減、あるいは、運用コストの低減といった効率化を実現

するためにも、市場における応札不足ですとか、調整力の調達不足に対して対策を講じていくということが必要であります。

こうした状況を踏まえまして、エネ庁と広域機関のほうで発電事業者にヒアリングを行いましたけれども、特に1週間前に調達する三次調整力①については、需給変動リスク等もある中で、1週間後の予測が不確実であると。こういったことが応札する量を抑えざるを得ない要因になっているというご意見ですとか、それから、三次調整力①の応札後に控えるスポット市場との関係を考慮すると応札しづらいんだというようなご意見が少なからずございました。

こうしたことから、週間調達を行っている一次調整力～三次調整力①といった各商品については、システム改修等の時期も念頭に置きまして、26年度頃には不確実性の高い実需給1週間前の取引から、より確実性の高い前日取引に移行すると、こうした対応が合理的ではないかと考えられるため、広域機関とも連携の上、現在、検討を進めているところでございます。

9ページ、こちらのほうは、発電事業者へのヒアリングの結果でございますので、ご参考につけております。

それから、10ページをご覧くださいますと、これまでの22年度の需給調整市場の取引実績でありまして、約定量が不足をしているという状況ですとか、平均調達単価もやや高めに推移しているという、高めになっているという状況がご覧いただけるかと思えます。

11ページは、広域機関における需給調整市場の前日取引化に関する議論の状況まとめでございますので、ご参考につけております。

12ページのほうは、先ほど一言触れましたけれども、26年という切れ目に関しては、システム改修ということを考えますと、どうしても26年度頃からというところを見据えなければならないという事情について、ご参考に広域機関のほうで議論されたスケジュールを添付しております。もう既に、その24年度からの全商品取引開始に向けた改修を進めているという状況で、今回のシステム改修を追加しようということになると、どうしても26年度頃からはなるという事情の説明でございます。

続いて13ページのほうは余力活用に関する契約、こちらもご参考につけております。説明は割愛させていただきます。

14ページでございます。今申し上げたように、26年度以降については、前日等に移行するということが対応として考えられますけれども、システム改修に一定の時間を要するというので、26年度以前の対応については、それとは別途、暫定的にどうするかという検討が必要でございます。

このため、主に週間調達を継続する期間における対応策として、調整力の調達量をより低くして、効率的な運用ができないかといった点から、広域機関と連携して検討を行ってきたところでございますけれども、週間調達が継続する期間において、より効率的に調整力を調達する方法としては、週間断面で調達する調整力量を最大値の3 σ 相当から減らして、調

調整力が不足する可能性がある場合には、前日時点で追加で調達するという方法が考えられるものとして検討してございます。

15 ページ、ご覧いただきますと、この際の短周期成分であります一次及び二次調整力①については、調整力不足の予見が難しいということで、追加調達の判断を行うことは難しいと考えられます。安定供給の観点からは短周期で成分の調整力である一次及び二次①については、現行の整理どおり、週間断面で最大値相当の 3σ の調整力を調達するということが望ましいと考えられますけれども、その一方で、週間調達商品のうちの長周期成分である二次調整力①、三次調整力①であれば、調整力不足の予見性も得られる可能性があるというふうに考えられまして、週間断面における調達量を 1σ 相当まで低減されて、調整力が不足する可能性がある場合に限って、前日に従来の三次調整力②と合わせて追加で調達するという方法があるのではないかと考えております。

16 ページ、17 ページはご参考ですので、ご説明は割愛させていただきまして、続いて 18 ページでございます。

ここで論点、まとめさせていただいております。2026 年度以前における調整力調達量の効率化について、週間調達商品（二次調整力②と三次調整力①）について、追加調達を行う判断のタイミング、これについてはなるべく実需給に近く、それから、三次調整力②の調達前が望ましいと考えられるため、前日 12 時頃までに行うことが妥当と考えられるのではないかと。その際に、追加調達の判断基準としては、インバランスと広域予備率の関係性を踏まえて設定することが考えられます。

続いて二次調整力②、それから三次調整力①について、週間断面における調達量を 1σ 相当値まで減少させた場合ですけれども、 1σ 相当の調整力量では不足インバランス発生時の約 84% をカバーできると。言い換えれば 16% 程度はカバーできないと考えられるため、このような事象が発生する可能性がある場合に、調整力の追加調達が必要となると考えられます。

では、この不足が発生する可能性がある場合というのをどのように判断するかでありますけれども、広域機関のほうで分析を行っていただいたところ、不足インバランス発生時における全体の下位 16% 程度に該当する広域予備率、これが約 12% であったというふうに分析がされまして、この水準については、当日断面における安定供給維持の観点から一定の合理性があると考えられますので、こうしたことから、まずは前日 12 時前における最新の広域予備率が 12% を下回っているかどうかで、追加調達の要否を判断することとしてはどうかというふうな考えでございます。

なお、こうした対応についても、実際、取引状況等を都度確認しながら、仮に問題が生じるようであれば、速やかに見直しを行うこととしてはどうかと考えます。

また 19 ページでございますけれども、広域機関における試算結果を踏まえまして、週間調達商品の必要量は全エリア平均で 40% 程度減少することが、この取組によって期待されると。すなわち、効果がある社会的コストの低減に寄与するということが分析されましたの

で、こうしたよい取組については、切りのよい年度の 2024 年度からということのを待たずして、例えば 2023 年内など、一般送配電事業者各社のご準備が整い次第、早期に開始してはどうかというふうに考えております。

20 ページ以降は、広域機関での広域予備率の分析等々でございますので、ここでのご説明は割愛をさせていただきます。

続いて、飛びますけれども、25 ページ以降に参ります。系統混雑時の電源の扱いについて、二つ目の論点でございます。

基幹系統については、21 年 1 月からノンファーム接続の受付が開始、それから、ローカル系統についても 23 年 4 月からノンファーム接続の受付を開始しておりまして、一部では混雑も発生している状況です。

需給調整市場では 26 年度までの系統混雑に関する評価を踏まえても、混雑発生初期はその影響は小さく、混雑を処理するための調整力の確保についても、余力の範囲で対応可能であるという見通しを持ちましたので、基幹系統起因、ローカル系統起因のノンファーム電源については、需給調整市場の参加に必要な要件を満たしているということを前提として、当面、26 年度頃までの間は、需給調整市場に参加できるというふうに、このタスクフォースの場で 12 月に整理をしております。

ただし、今後、系統混雑が発生いたしますと、約定した調整力の価値が混雑によって発揮できないという可能性がございます。この場合に、混雑により調整力を提供できなくなった電源は、電源の立地誘導インセンティブ、あるいは売手側の入札インセンティブ、社会費用の増加等の見通しを踏まえまして、 Δ kW 約定費用は支払わないというふうに整理をしております。

その後、実務的な側面について、広域機関において整理を行っていただきまして、おおむね前日 17 時頃には混雑発生の予見性が得られて、それ以降、混雑系統における調整電源のリリース、それから、代わりとなる調整電源の確保が行われるという見込みになりました。

今回は、こうした状況を踏まえまして、系統混雑によって調整力の価値を発揮できないと判断されてリリースされた後の調整電源の扱いについてご議論をいただきたいと思います。

参考の途中のページは割愛をさせていただきます、31 ページまで飛びます。

系統混雑によって調整電源のリリースが行われる前日 17 時以降ということになりますと、時間前市場が前日 17 時からゲートクローズ前まで取引されるということになりますので、リリースされた調整電源は時間前市場に入札・約定することが可能となります。リリースされた調整電源が時間前市場で約定して計画潮流が増えるという場合には、混雑量と混雑処理量が増加することも起こり得ます。

こうした、この電源に対して下げ指令が行われるような場合においては、当面の間、混雑処理のために再給電費用は託送料金に清算されるということになりますので、結果としては社会コストの増大につながる可能性があるということが、広域機関の需給調整市場検討小委員会において示されて、国と連携して検討することが必要だというふうにされてお

ます。

こうしたことから、少しまた飛びまして 36 ページでありますけれども、 $\Delta k W$ のキャンセルを通じて、混雑系統に属していると認識した事業者が、時間前市場に入札するという行為も想定されることになりますけれども、こうした行為というのは、一種の裁定行為（ゲーミング）であるのではないかということで、望ましくないという考え方もございます。ちょっと今、説明を割愛いたしましたけれども、こうした可能性というのが、35 ページにもあります、広域機関の検討のほうで示されております。

一方で、実需給までの状況変化によって、必ずしも時間前市場で約定した量が全量下げ指令されるということとも限らないのでありまして、時間前市場においては、一定程度、価値を発揮できる可能性もないとは言いきれないという状況です。

また、当該行為が望ましくない行為ということで、仮に規制をする場合においては、発電事業者は最初から時間前市場等の卸電力市場に応札するようになるなど、需給調整市場への応札インセンティブが低下する可能性もございます。

ほかにも再給電方式と需給調整市場で費用負担の考え方を統一するというような案も出てくる可能性があるとは思いますが、結果としては、そのためのシステムの再構築費用もあるなど、社会全体の費用が増加する可能性もありまして、しかも現状、同時市場等の検討も進めている中では、こうした状況下において別途システム改修を行って、コストを得るという意味がどこまであるかという視点もあろうかと思えます。

こうした状況を踏まえますと、当面の間、当該事象が発生するのも限定的な状況であると考えられ、影響も軽微であると考えられることもありまして、基本的に現状の整理のまま、特段の制約は設けないこととして引き続き取引状況・混雑状況を見ながら必要に応じて検討していくことが考えられるのではないかと思います。

それで、また、現状のこうした整理については、市場主導型など新たな系統利用の仕組みを導入することを念頭に置きますと、こうした暫定的な対応を取ることが適切ではないかということで、引き続き、今後の仕組みの在り方については、別途の検討が必要ではないかと、そういうことではないかと考えております。

需給調整市場については以上でございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

論点は、二つありまして、一つは、2026 年度の後と前とでの調整電源の調達の在り方について、もう一つは、混雑時における調整力の取扱いについてという、基本的に 2 点の論点を挙げていただいているということです。

ぜひ皆様方から活発なご意見を頂戴したいと思います。オンラインの方は、従前どおりチャット欄にてご発言の希望の旨をお知らせください。現場の方、現地の方は、手を挙げていただければ即、当てさせていただきますので、よろしくお願いします。

はい、そういうことでありますので、よろしくお願いします。

いいですか。はい、それでは、石坂オブザーバー、お願いします。

○石坂オブザーバー

すみません、現場から出席しておりますので、先に当てていただいてありがとうございます。東京ガスの石坂でございます。

2点、発言させていただきたいと思います。

まず1点目が、14 ページ以降の 2026 年以前における調整力調達量の効率化の考え方でございまして、これ自体は現在起きている週間調達の問題を解決したとして賛同したいと思っております。

一方で、戻りまして8 スライド目の 2026 年度以降の考え方がどうなるかということについて少し懸念を持っております。ここは検討状況ということで、今、議論中ではあるのですが、8 スライド目に書かれていることが抜本策で、14 スライド目以降のものが暫定措置という位置づけになりますので、暫定措置だけがここで議論されていて、抜本措置のほうはこちらで議論できないのかというところに若干懸念を持っております。本当は、この抜本策も含めて、ここで議論すべきものなのかなと思いますので意見を言わせていただきます。

一方で、現在、kWh と ΔkW の同時市場の議論がまさに今週からスタートするのですが、それと絡めて 2026 年度以降の議論をどうすべきかというところが本来整理されるべきだと思っていますので、そのような議論をお願いしたいと思います。

2点目は、26 スライド以降の系統混雑時の費用負担の件です。今回の論点とは少しずれる話になるかもしれませんが、29 スライド目に、以前にこの場でお示しいただいたスライドが出てきて、このスライドが出てきたときに私の方から、例えば、エリアAの事業者Aが、もしΔkWのコストをかけていたとしたら、この実コストをかけていた人に何らか支給されることを考えるべきなのではないかという意見を言わせていただきました。

その後、広域機関のほうで議論いただきまして、30 スライド目のように、おおむね前日の17時に混雑発生とΔkWの発動制限の予見可能性が出てくるということなので、もしこのスケジュールどおりに行くならば、私が以前発言した懸念というのはないのだろうと思っております。

ただ一方で、本当に17時までに全部分かるのかということは、もう少し丁寧に検証すべきではないかと思います。そう思うのがなぜかというと、実際、論点の36スライド目の2ポツに、「必ずしも時間外市場で約定した量が、全量下げ指令されとは限らず」というフレーズが出てきたのですけれども、ということは、17時以降に状況が変わることがあり得るということなので、そのような可能性があるのなら、本当に実コストを負担した人に支給されないということがあり得るのではないかということ若干懸念として思っております、その辺りは丁寧に検証させていただきたいと思っております。

以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

若干、ご質問もありましたが、後ほど事務局からご回答をいただく、まとめてご回答いただくこととさせていただきたいと思います。

それでは、新川オブザーバー、お願いします。

○新川オブザーバー

新川でございます。私も現地に参加させていただいておりますので、オブザーバーでありながら、早めに当てていただきまして、ありがとうございます。

需給調整市場につきまして、需給調整市場における調整力の調達費用の上昇や、2024 年度以降の商品拡大を踏まえまして、電力・ガス取引監視等委員会としては価格規律の見直しに関する議論、検討を進めているところでございます。

本日議論されております調整力調達量の効率化や、需給調整事業に関してのご意見なども参考にしつつ、価格規律についても早急に検討を深めてまいりたいと考えております。

また、31 スライド、それから 36 スライドの整理に異論があるわけではございませんが、混雑管理方法として開始しております再給電方式につきましては、あくまで暫定的措置と理解をしております、適切に市場主導型等の新たな仕組みに移行するための検討を進めていくべきと考えております。

以上でございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

続いて、辻委員、お願いします。

○辻委員

はい、辻です。ご説明、ありがとうございました。

前半のほうの論点の、特に 2026 年度以前のところについて、一つ意見、申し上げます。

18 ページのところになると思いますけれども、ここでご説明いただいた考え方については、方向性として基本的には賛成しております。広域機関のほうの議論にも混ぜていただいて、そこでも申し上げていたんですが、気になる点としては、冒頭のほうにありましたように、基本的に調整力が不足する可能性が予見できるときに追加調達するという考え方があると思うんですけれども、様々お示しいただいたデータを拝見したときに、本当に広域予備率を基に不足インバランスが大きく出る可能性があるかどうかというところの予見性が、しっかりと相関性というか、十分にあるのかどうかというところは、なかなか明確に判断できないところだなとも思っております、ちょっと私の理解が十分でないということかもしれないけれども、ちょっとそういう点は気にしておりました。

一方で、広域予備率が小さいときは全体として余力が十分でないということも往々にしてあると思いますので、そういった意味で、不足が出たときの影響を抑えるという考え方も含めまして、ご提案のように、広域予備率、小さいところから 12% というか、16% 分です。取ってその閾値を設けたというその考え方については、結果としてはいいのかなと思っております。

お話にもありましたように、今後問題が生じることあれば速やかに見直しを行うということで気をつけて状況を見ていくことが重要かと思っております。

あと、同時に、これまでも検討されていたかもしれないんですが、こういう対応策を取ったときに、深刻なその調整力の不足ということが大きな問題にならないかどうかというのは、過去のデータをベースにして、ある程度、検証できるのではないかというふうにも思っております。既にそういう検討もあったかもしれないんですが、まだ深掘りできる余地があったのではとも思っておりますので、別途、そういった辺りも進めていけるとよいのかと思いました。

私から以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

続いて、河辺委員、お願いします。

○河辺委員

はい、ありがとうございます。

私のほうからは前半と後半の論点、それぞれ一つずつコメントさせていただきます。

まず、スライド 18 の調整力調達量の効率化についてのコメントになります。三次①及び三次②につきまして、応札量が不足するという近年の傾向、これ、継続しているということです。この状況を鑑みますと、週間調達における募集量を 1 σ 相当に低減し、不足が見込まれる場合には前日段階で三次②と合わせて調達するという、この方法につきましてこれは合理的なご提案であると思っております。

広域機関様でこれまでご議論があった部分だと思いますが、この追加調達の判断の仕方というところが重要、かつ、難しいところであるなというふうに思いました。今回ご提案いただいた広域予備率 12% という閾値につきましては、こちら、スライド 22 のほうにご記載いただいておりますように、週間断面から当日断面にかけての変動可能性を踏まえた影響評価というのを行っていただきまして、その結果、その当日断面でも広域予備率 3% を下回る可能性は低い数値であるということでお示しいただいておりますので、この方法で進めていただくことで異論ございません。

今後の改善に向けたコメントになるんですけれども、その追加調達の判断を行う際には、先ほど辻委員からもご発言がございましたように、不足インバランスとの相関が強い指標を用いるほど過不足の小さい効率的な調整力の調達につながるものだというふうに思いますので、今回ご提案の週間断面での広域予備率以外にも、不足インバランスとの相関が強い指標がないかどうかという点について検討を進めるということが、改善に向けた一つの方向性ではないかと思いました。

スライド 18 の下部のほうにご記載いただいておりますように、2024 年度以降の状況変化を反映していくということと併せまして、不足インバランスとの相関が強い指標について検討するという点についても、併せて進めていただけると幸いです。

次に、後半の論点のスライド 38 のリリース以降の $\Delta k W$ の扱いに関するコメントをさせていただきます。

本日、資料にご記載いただきましたように、前日 17 時以降に混雑予想が理由でリリースされた $\Delta k W$ というものも実需給断面に向けて需要や再エネの予測値が変化していった、混雑状況が改善されるという状況になれば、その時間前市場への参加を通して $k W h$ 価値を供出するというのも合理的であるというふうに考えております。

ただし、混雑状況が改善されているというのがやはり必要条件であると思っていまして、本来は、その想定潮流の更新というのを行い、前日 17 時以降も行いながら、その更新の結果に基づいて、時間前市場への参加の可否を判断するのが望ましいだろうとは思っております。

しかしながら、混雑予想の更新を含めた実務面の負担ですとか、それから、システム改修コストというデメリットの部分で現時点では大きいということでございますので、まずは特段の制約を設けずに進めていくという今回のご提案には賛同させていただきたいと思っております。

本提案につきましては異存ないんですけれども、混雑予想に基づいてリリースされた $\Delta k W$ というのが、今後、時間前市場に入札して約定されて、結果として再給電されるといったような事態がどの程度発生していった、コスト面でもどのぐらいのデメリットがあるのかということからは、引き続き、取引状況、混雑状況というのをぜひフォローしていただければと思っております。

以上でございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

続いて、小宮山委員、お願いします。

○小宮山委員

はい、小宮山でございます。ご説明、ありがとうございます。

私も 2 点コメントがございます。まず 1 点目は、2026 年度以降の調整力の調達の方法で提案の方向に賛同させていただきたいと思っております。2026 年度頃に前日取引に移行していくというのは合理的かと思っておりますので賛同させていただくところでございます。

それで、この 2026 年度、しばらく時間を要するという、システム改修等の時期も踏まえたご判断というふうに理解しておりますけれども、もし改修等の進捗が順調にいくようであれば、2026 年度よりも前倒しでぜひお進めいただければというふうに思っております。

それから、36 枚目のスライドでございますけれども、こちらもご提案の方法、方向性に賛同させていただきたいと思っております。市場主導型、新たな系統利用の仕組みを導入することを念頭に置いたということで、基本的には賛同させていただきたいと思っておりますけれども、今、先ほど河辺委員がおっしゃっておりましたけれども、実際の混雑の発生頻度とか再給電の発

生頻度、それからコストとの関係、そうしたことが問題に実際になるようであれば、改めて検討することが大事かというふうに認識してございます。

以上でございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

続いて、菊池オブザーバー、お願いします。

○菊池オブザーバー

はい、ありがとうございます。東北電力ネットワークの菊池でございます。

一般送配電事業者の立場からコメントを申し上げたいと思います。

本日の資料にも記載がありますが、週間調達商品の調達量の効率化ということに関しまして、論点を取りまとめていただいたことに関しまして、まずもって御礼を申し上げます。

資料には 18 スライド目と 19 スライド目に論点が提示されていますが、週間調達商品であります二次②と三次①の必要量につきまして、1 σ 相当に見直しを行いまして、必要に応じて追加調達を実施するという仕組みにつきましては、広域機関殿を中心に需給調整市場検討小委員会においてご議論された結果と受け止めておりますので、この内容に異存はございません。

一般送配電事業者としましては、この実現に向けて、準備をしっかりと進めてまいりたいと思いますので、よろしくお願いいたします。

私からは以上です。ありがとうございました。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

続いて、松村委員、お願いします。

○松村委員

はい、松村です。聞こえますか。

○大橋座長

はい。

○松村委員

発言します。今回の事務局の提案、全て合理的だと思いますので支持します。

まず、最後の点なのですが、ここも事務局がご説明いただいたとおりだと思います。再給電方式を取っている現状での整理としては妥当なものだと思いますが、一方で、今回の整理は再給電方式、早く制度をスタートするためと言って始めたこの制度は、潜在的にいろんな問題を含んでいることを改めて明らかにしたということ。今回このように整理したということは、資料でも正しく書かれているとおり、新たな仕組みに移る必要性がさらに高くなったということだと思います。

一方で、その移行を検討するというか、そういうことを既に整理されているし、書いてくださっているのだから安心はしているのですが、実際にこの議論は今進んでいるんでしょ

うかという点はよくよく考えていただきたい。こんな重要な問題であるのにもかかわらず、それで、実際にどういうやり方をするかと決まった後でも、それを実装するには相当に時間がかかるということが予想されます。

したがって、今の時点で将来の姿が明らかになっていたとしても、インプリメントに相当に時間がかかるのにもかかわらず、議論が止まっている状態だと、それはゆゆしきことだと思います。エネ庁あるいは広域機関において、この議論というのが早期に整理される、実装に時間がかかるのは十分分かりますが、早期に議論が整理されることを期待しています。

それから、前半についてです。これも合理的な整理がされていると思います。

まず、1σ相当まで週間で調達し、その後というのは市場でというのは、これは広域機関においても、ほかの選択肢、例えば全量を調達しておいて、その後、要らないと分かったものを市場で売却するという選択肢も含めて慎重に検討し、こちらに優位性があるということを確認した上で整理していると理解しています。

慎重な検討の結果、出てきたこの議論はとても合理的だと思います。

さらに、今回、広域予備率というようなことで整理されている、もっといい指標がないかということを検討してほしいということを委員からも出てきて、これはもっともな意見だと思いますが、しかし、これは私たちがすぐに思いつくようなものは、検討した結果これを選んだということなので、抽象的にもっといいものがないかというのを今後も検討してほしいというだけでは、本来、そもそも僅か2年間の話の中で、時間がかかって、実際には、仮にいいものがあつたとしても、実現はかなり難しいと思います。

したがって、評論家のように、何か検討してくださいじゃなくて、工学のプロとして、こういうものが具体的に連関しているのではないか、こういうものとリンクしたほうがいいのではないかという、検討すべき具体的な提案が出てくることを期待しています。

以上です。

○大橋座長

はい。続いて、中谷オブザーバー、お願いします。

○中谷オブザーバー

はい、ありがとうございます。中部電力の中谷でございます。

私から2点発言させていただきます。

一つ目が、週間調達商品の調達量の効率化についてです。週間調達商品の前日取引化が実現する2026年度よりも前において、二次②、それから三次①の週間断面における調達量を1σまで低減させ、不足する場合は前日に従来の三次②と合わせて調達するということについては賛同いたします。

18ページに、追加調達の可否を判断する広域予備率の基準値については、今後の取引状況等を確認しながら、必要に応じて見直していくこととすることですけれども、週間調達する際に、調達量を1σより減らすことや、前日に追加調達する際、広域予備率の程度によって追加調達量を変えるといった方法も考えられると思います。

当然、安定供給が大前提となりますけれども、さらなる調達量の低減策についてぜひ検討をお願いしたいと思います。

続いて、系統混雑時の費用負担についてですが、今回記載されているとおり、系統混雑時における費用負担の考え方が供給力として活用する場合は、再給電方式による一般負担、それから、調整力として活用する場合は特定負担と、統一されていないものとなっております。供給力と調整力で混雑処理方法に差が出ないような仕組みについて、引き続き検討をお願いしたいと思います。

私からは以上になります。

○大橋座長

はい、ありがとうございました。

続いて、齊藤オブザーバー、お願いします。

○齊藤オブザーバー

関西電力の齊藤でございます。今回からオブザーバーとして参加させていただくことになりましたので、どうぞよろしくお願いいたします。

それでは、資料につきましてコメントさせていただきます。

系統混雑時の費用負担と電源の扱いにつきまして、実務面の検討を深めていただき感謝申し上げます。この点につきまして、発電事業者の立場として1点コメントをさせていただきます。

まず、本論点は、今後、取引状況、それから混雑状況を見つつ、必要に応じて検討することとされておりますが、検討に際しましては、個々の電源の運用実態にも留意しつつご検討いただければと思います。

具体的には、混雑発生が予見可能となった前日の17時の調整電源のリリースに当たりまして、調整力の供出のため、既に起動している電源がある可能性があります。こうした電源は、時間前市場での活用が可能と整理されておりますが、約定しないケースもあり得ることから、需給調整市場で約定されたことに起因して必要となった費用の回収の在り方など、適切な調整力の確保と発電事業者の予見性の両立の視点で、今後ご検討をお願いできればと思います。

発言は以上でございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございました。

ご発言希望の方は以上でございますが、よろしいでしょうか。

はい。よろしいようでしたら、もし事務局のほうからご回答等があればいただけますでしょうか。

○事務局

はい。では、電力供給室長の中富でございます。

皆様、ご意見、コメント、ありがとうございます。

おおむねコメントの多くは、検討を今後も新たな仕組みを運用していくに当たって、動向をしっかりと注視しながら必要に応じて見直しをとということだったかと思います。そういう意味ではしっかりとよく動向は見ていきたいと思いますし、その際には、当然ながら暫定的な対応であるならば、それに対して抜本的な対応、暫定措置に対してかなりコストをかけてまで対応するかどうか、その対応と得られる効果との比較等もしっかりと冷静に見極めながら対処を検討してまいりたいと思います。

以上でございます。

○大橋座長

ありがとうございました。

本日、二つの論点ですけれども、ともに、取りあえず短期的にやるべき事項と、中長期的、例えば前半の議論であれば2026年以降どうしていくのかというご議論と、それぞれ二つの観点で論点を示させていただいたところですが、ただいま事務局からあったように、取りあえず足元のところについて、今しっかりと固めて、そちらのほうについては、ぜひ事務局に引き続き実現に向けて整理を進めていただければということでもありますし、また、中長期的な観点、再給電方式も含めてですが、そうしたことについて引き続きご議論をしっかりと進めていくということではないかというふうに思います。

ということで、事務局におかれは、引き続きしっかり整理いただければと思います。

はい。よろしいようでしたら、次の議題に進めさせていただければと思います。

(2) 容量市場について

○大橋座長

資料4、容量市場についてということですので、まず、事務局からご説明のほうをお願いします。

○事務局

はい。では、容量市場のほうについて資料をご説明いたします。資料4でございます。

容量市場のほうは、2ページ、ご覧いただきますと、大きく3点ございまして、27年度の実需給向けメインオークションにおける需要曲線、それから2番目、発動指令電源が需給調整市場に応札した場合の対応について、最後に2025年度、26年度実需給分の容量市場における供給力調達の在り方と費用負担の取扱いについてご審議いただきたいと思います。

では、次の次のページまで行きます。まず需要曲線の審議でございます。

6月30日に広域機関のほうで、27年度の実需給向けメインオークションの需要曲線の原案について報告が行われております。下の模式図に示されておりますとおり、広域機関のほうで原案を策定いただきますと、こちらの制度検討作業部会で審議をいただいて、ご了解を得られましたら、広域機関のほうにお返しして、曲線を決定していただくという、こういう流れになります。

4 ページ、ご覧いただきますと、27 年度の実需給向けのメインオークションについては、全国H3 需要×約 114.9%というのが目標調達量ということで、1 億 8,447 万 kW であるというふうに算定されました。

5 ページは、今回から導入されております必要供給力の見直しについてご参考につけております。

6 ページも同様でございます。

7 ページまで飛んでいただきますと、27 年度の実需給向けメインオークションにおける指標価格でございますけれども、最新の経済指標を用いまして、9,769 円／kW というふうに算定されました。こちらにも広域機関で6月に検討いただいた結果となっております。

後ろのほうはご参考ですので、ご説明、割愛をさせていただきます。

11 ページまで飛びます。今し方の数字を踏まえまして、目標調達量と、それから約定処理において加算する供給力というのも踏まえまして、需給曲線、需要曲線は 11 ページにございます、こちらのとおりというふうになりました。

後ろのほうもご参考です。

13 ページまで飛んでいただきまして、今後のスケジュールも概観していただきますけれども、本日、議論を踏まえて広域機関のほうに報告をしますと、その後、需要曲線の公表が8月には行われるというスケジュールとなりまして、8月から10月の間に参加登録と応札準備、10月以降に応札期間がありまして、12月以降に約定結果の公表と、こういう流れになる想定でございます。

1 点目、以上でございます。

続いて2点に参ります。

発動指令電源が需給調整市場に応札した場合の対応ということでありますけれども、19 年9月に開催されました制度検討作業部会におきましては、容量指標において落札された発動指令電源は容量確保契約に基づく発動指令に対応できるということを前提として、調整力としても活用が可能だというふうに整理をされております。

その後、今年の6月1日に開催された広域機関の需給調整市場検討小委員会において、発動指令電源が需給調整市場に基づく調整力指令と容量市場の発動指令を同時に受けた場合どうなるかということについて議論が行われています。

需給逼迫等によって発動指令電源に発動指令が行われた場合であっても、需給バランスを考慮した調整力指令では、実需給断面での需給バランスとして発動指令の全量発動が不要となる場合があります。

こういう場合において、発動指令電源は、調整力コストを最小とする観点から、発動指令電源は需給調整市場に基づく調整力指令に応じることが望ましいにもかかわらず、容量市場のほうのリクワイアメントを満たせないときのペナルティー金額が大きいと想定される発動指令のほうに応じることが示唆をされました。

発動指令電源が調整力指令に応じやすい環境ということも必要であろうということで、

発動指令があって、発動指令の時間帯において需給調整市場に約定している容量と発電指令容量に重複があるという容量分に限っては、容量市場のリクワイアメントを満たしているものとみなす方向性が提案をされております。

この提案内容は、系統全体のメリットオーダーを達成するために必要というふうに考えられますので、容量市場における発動指令電源のペナルティーの扱いについて、容量市場で落札された発電設備に基づく実需給が始まる 24 年度に向けて、基本的な考え方として、広域機関のほうで整理された方向性を反映することにして、各種具体的なアセスメントの方法については、別途、容量市場の在り方検討会のほうで検討を進めていくこととしてはどうかということでございます。

16 ページ、17 ページといった参考資料は、ご説明を割愛させていただきまして、20 ページをご覧くださいますと、容量市場のほうで発生するペナルティー、需給調整市場のほうで発生するペナルティーについて、広域機関のほうで分析していただいた比較を載せておりますのでご参考となります。

以上でございます。

さらに、22 ページ以降になります。25 年度と 26 年度の取扱いについてでございます。

これまで本作業部会において、容量市場における供給力の調達に在り方、それから、費用負担の取扱いについてご議論いただきまして、27 年度実需給向けのオークション移行に關しての整理を行ってまいりました。

容量市場における供給力の調達、これは必要供給力の見直しを反映した上で、容量市場外における供給力が一定程度存在するという前提に基づいて、控除量を考慮して実施するという整理になっています。

また、容量拠出金の費用負担についても、小売電気事業者、一般送配電事業者・配電事業者が行うということになっておりまして、このうち従来、託送負担については偶発的需給変動対応分として、H3 需要の 7 % というふうに整理されてきておりましたけれども、従来、小売負担とされていた稀頻度リスク対応分、H3 需要の 1 % に相当しますけれども、これを加えた H3 需要の 8 % というふうに 27 年度実需給向けについては整理をしてございます。

他方で、25 年度、26 年度実需給向けにつきましては、既にメインオークション、開催済みでありまして、また、実需給 1 年前に追加オークションの開催判断が行われる予定という中で、これら二つの年度についても、供給力調達の在り方と費用負担の扱いを整理いたしましたので、ご確認をいただきたいと思います。

24 ページですけれども、まず、メインオークション開催済み年度における容量市場での供給力調達の在り方、こちらについては、27 年度以降と同様で、最新の議論を通じて整理された必要供給力の見直しと、容量市場外の供給力に基づく控除量を踏まえたものとするのが適切ではないかと考えます。

次に、費用負担についてでありますけれども、こちらも同様に、稀頻度リスク対応分（H3 需要の 1 %）が小売電気事業者の予見可能性はなく、最終的には需要家が均等に負担する

ことになる託送負担がなじむという考え方が、こちらメインオークション開催済み年度にも当てはまるのではないかとこのように考えております。

もちろん、メインオークション開催時点の条件変更を避けるという観点から、メインオークション開催済み年度の託送負担の割合を変更しないということも対応の一つかとは考えられますけれども、稀頻度リスク対応分を託送負担と整理する考え方というのは、供給力の調達の在り方の検討を通じた小売と託送の負担のバランスを鑑みて整理されてきたというふうに考えますと、今回の考えのとおり、開催済み年度の費用負担についても適用することが適切ではないかという考えに至ったものでございます。

ご説明、以上でございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございました。

論点は、三つでございまして、まず最初の論点、2027 年実需給向けのメインオークションについてはご確認をいただくと、2 点目、発動指令電源のことについて、3 点目は稀頻度リスクについての託送負担についてということではないかと思っておりますので、以上三つの論点ですが、委員、オブザーバーの方、ぜひご発言のある方、意思表示していただければと思います。

まず、小宮山委員、お願いします。

○小宮山委員

はい、小宮山でございます。ご説明、ありがとうございました。

今回ご提案いただいた方向性に基本的に賛同させていただきます。

1 点だけコメントさせていただければと思います。24 枚目のスライドの費用負担に關しましてでございますけれども、今回、託送負担をH3 需要の8%ということで、基本的には賛同させていただきますけれども、この託送負担の負担も、こちらのスライドに書いてありますとおり、容量市場外の供給力に基づく控除量、それから、あと8%という、この必要量自体も市場の状況によって変わり得るものというふうに認識しておりますので、そうした点も踏まえて理解することが大事ではないかというふうに認識してございます。

私からは以上でございます。ありがとうございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

ほか、委員、オブザーバーの方でご発言、あればいただければと思います。

それでは、新川オブザーバー、お願いします。

○新川オブザーバー

はい、新川でございます。

私も24 スライドについてでございますけれども、従来、小売負担とされておりました稀頻度リスク対応分を2025 年度から託送負担とすることについては、基本的に容量市場にかかる費用総額が変わるものではなく、費用負担の問題ではございますので、本作業部会とし

て異論がないようであれば、監視等委員会事務局としても方向性において異論があるものではございません。

他方で、レベニューキャップ制度においては、託送料金の安定性等の観点から、5年一律の託送料金を基本としておりまして、政策変更に伴う費用変動については、事後調整の対象となるものであり、場合によっては期中調整の対象にもなり得るものと理解をしております。期中における制度変更の場合は、託送料金への反映のタイミングなどレベニューキャップとの関係に留意する必要があると考えております。

以上でございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

中谷オブザーバー、お願いします。

○中谷オブザーバー

はい、ありがとうございます。中部電力の中谷でございます。

メインオークションにおける需要曲線についてコメントさせていただきたいと思います。今回、2027年度向けに需要曲線を作成いただいておりますけれども、発電コストについては、至近では令和3年に検証されています。発電コストの諸元の変更は、包括的な検証までは行わないということは承知しておりますけれども、長期脱炭素電源オークションでは直近のコスト検証の数値をベースに上限値を設定しているということを踏まえると、次のオークションに向けては、最新版の反映について検討をお願いしたいと思います。

また、停電コストについても、これにつきましてはE S C J時代のアンケート調査に基づいて設定されたものだと思いますので、包括的な検証の際には、最新の停電コストについて検討をお願いできればと思います。

私からは以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

ほか、いかがでしょうか。

それでは、山次オブザーバー、お願いします。

○山次オブザーバー

広域機関の山次でございます。改めまして、一つ前の議題も含めまして、広域機関での検討を受け止めてくださいます。追加の議論、ありがとうございます。

事務局の皆様におかれまして、こちらの委員・オブザーバーの皆様におかれまして、また、広域機関側の検討会等の委員をいただいております方もいらっしゃいますけれども、そうした方々のご議論も踏まえて、こうした検討を進めております。私どもといたしましても、もちろん今回の議論に異存はございませんので、どうぞよろしくお願いいたします。

また、特にこの容量市場の1番と2番というところに関しては、まさに至近の話でございます。先ほど言及いただきました容量市場検討会というのは明日開催予定でございます。そ

れぐらしいスケジュール感の中でこちらの議論も反映して進めてまいりたいと思いますので、先ほど中谷オブザーバーからもありましたけれども、足元の議論という話と、これからの議論というところ、うまく峻別しながら進めていけたらと思ってございます。どうぞよろしく願いいたします。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

ほか、よろしゅうございますか。

それでは、もし事務局のほうからレスポンス等がありましたらいただけますでしょうか。

○事務局

特にはございません。コメント、意見、ありがとうございます。よく踏まえまして、特に市場の動向等を見ておくべきものについては、見ながら適切に対処してまいりたいと思いますし、関係機関ともよく連携してまいりたいと思います。

以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

本日、三つの論点をいただきまして、最初の論点は2027年度のメインオークションについて、需要曲線の前案を見ていただいたということでもあります。本日、ご異論ないということですので、こちらのほう、今後、広域機関を含めた決定プロセスに進んでいただくということかなと思います。

2点目は発電指令電源が需給調整市場に応札した場合の扱いについて、また、2025年度、26年度の容量市場における供給力調達の在り方と費用負担ということでご議論いただきました。

幾つか、レベニューキャップも含めて、留意すべき事項というところも、特に最後の3点目ではいただいたところですので、事務局におかれては、本日のご意見を踏まえた上で、さらに検討を深めていただければということだと思います。よろしく願いいたします。

(3) 予備電源について

○大橋座長

それでは、よろしいようでしたら、本日三つ目の議題、予備電源についてということで、事務局より資料5に基づいてご説明をまずいただければと思います。

○事務局

はい。では資料5に基づき予備電源についてご説明をいたします。

1ページ目をご覧くださいますと、もう既にこの作業部会でも、コスト試算、長期立ち上げ予備電源の活用、監視の在り方等々について、ご議論いただいております。本日も

これに引き続いて詳細論点についてご議論いただきたいと思います。

大きくは4点でございまして、対象電源種、最低応募容量、実施主体における予備電源制度の位置づけと費用回収となっております。

対象電源種でございます。3ページ、ご覧いただきたいと思います。予備電源制度、これまでの議論では、主に対象電源種として高経年火力を念頭にご議論いただいてまいりました。対象電源種の詳細検討に当たっては、本制度が容量市場のメインオークションにおいて2年連続不落札または未応札となった電源を対象としているということを踏まえ、容量市場に応札可能な電源種を参考に検討を進めていくということが適切かなと考えております。

容量市場では安定電源と変動電源（単独・アグリゲート）、それから発動指令電源を応札可能としておりますけれども、このうち変動電源と発動指令電源の自流式水力等々、こちらに記載のものは、必ずしも一定の供給力を継続的に供出可能電源とは言えないのではないかと思います。

また、揚水と蓄電池については一定条件の下で安定電源となり得ますけれども、ほかの電源から電気の供給を受けてポンプアップ、あるいは蓄電が必要というふうになりますのでやはり大規模災害時におけるバックアップの供給力としての価値は限定的かと思います。

加えて安定電源の中でも水力などの限界費用が小さい電源については、容量市場不落札などの経済性を理由に休止を判断するというような火力とは異なって、設備故障等がない限りは休止しない可能性が高いと考えられます。

また、これまで容量市場メインオークションにおいて、2年連続不落札となった安定電源は火力だけでありまして、こうした足元の供給計画における休止電源も火力のみというふうになってございます。

したがって、こうした様々な状況を踏まえますと、本制度の対象というのは実質的には、火力が中心になるというふうに考えられまして、かつ、足元の電源候補も火力のみというふうに考えられますことから、まずは火力のみを対象としてはどうかという考えでございす。また、今後、容量市場の不落札電源等の状況も見ながら、本当に火力のみを対象とすることでよいかといった対象電源種の見直しについては、鋭意検討していくということとしてはどうかと考えております。

4ページは、容量市場の電源区分のご参考まで、5ページも、容量市場における不落札電源の内訳をご参考にお示ししております。

続いて2点目に参ります。本制度における応募電源の最低容量についてでございます。

容量市場、それからkW公募においては、最低入札容量を1,000kWとしておりますけれども、これは比較的小規模な電源であっても、必要な供給力として総量で確保したいと、こういう趣旨でありまして、その一方、この予備電源制度については、大規模災害等による電源の脱落、また需要の急増など追加の供給力確保を行う必要性が生じた場合に稼働できる休止電源を確保するというにありまして、供給力不足が顕在化する場合への備えとい

う観点では、一定容量以上の電源を確実に備えることが望ましいのではないかと考えております。

また、発電所の休廃止に関する事前届出において休廃止予定日の9か月前までに届け出る必要がある電源規模であるとか、あるいは、発電情報公開システムにおいて停止、出力低下等の情報の開示が求められる基準も10万kWというふうにされております。また、長期脱炭素電源オークションにおける最低入札容量も原則10万kWというふうに整理されているところを踏まえますと、予備電源制度の最低応募容量もこうしたものを念頭に置いて10万kWとすることとしてはどうかというのが、ご提案でございます。

8ページ、9ページといったところは、今ご説明した背景の参考であります。9ページは、東日本震災における東京・東北エリアにおける不足の電源、数百万kW規模の電源が長期計画停止電源の合計であったというところをご参考まででございます。

10ページも割愛をさせていただきます。

続いて、12ページに参ります。三つ目でございます。実施主体における予備電源制度の位置づけについても、こちら、かなり詳細な話になりますけれども、一つ一つご説明いたします。

予備電源制度については、本作業部会での議論も経まして、実施主体は電力広域的運営推進機関というふうにしており、費用は託送負担というふうに整理をしたところでございます。今後、広域機関が一般送配電事業者から支払いを受けまして、予備電源を保有する発電事業者に必要な費用を支払うという具体的なスキームを検討していくこととなります。

一方で、現状においては、予備電源制度と同様に、広域機関が実施主体となって、託送料金負担で供給力を確保する制度として、「電源入札等」というものが存在しておりまして、これについては広域機関のほうに既に規程類、あるいは費目の整理等がされているところでございます。

電源入札等というものは、容量市場などあらゆる手段を通じても供給力が不足した際に、セーフティーネットとしての供給力の確保策ということで、予備電源との間では供給力の不足に対応するという共通点はあると考えてございます。

加えて、予備電源制度の運営に当たっても、既存の電源入札等のスキームを活用することで、予備電源制度に係る一般送配電事業者からの支払い、あるいは発電事業者に対する支払い、こういったところを円滑に進めることが可能になると考えられます。

以上を踏まえますと、広域機関における支払い等の仕組みとしては、電源入札等の一類型ということでこの予備電源制度を位置づけてはどうかということでございます。

よろしければ広域機関の定款など、必要な規程類の整備も進めたいと考えてございます。

電源入札等の制度については14ページ、15ページというところにご参考で資料をつけてございます。

電源入札等、15ページにございますとおり、将来の供給力不足が見込まれるとき、電源開発投資が促進されることが期待される、それでもなお供給力不足を回避できないという

ようなときに、この実施が検討されるというふうになってございます。

続いて、最後に費用回収についてでございます。

予備電源制度においては、一般送配電事業者から広域機関に支払う費用については、一般送配電事業者が託送料金の形で回収するということが必要でありますけれども、仮に電源入札等の一類型というふうに先ほどのような説明のとおり位置づけをさせていただいた場合には、現行制度においては、一般送配電事業者が広域機関から電源入札を実施した際に必要となる電源入札拠出金という形で課された場合に、託送料金の特例認可によって対応することとされております。

しかしながら、この特例認可というものについては、「託送供給等約款により難い特別の事情がある場合」ということに限定されておまして、供給力不足に備えてあらかじめ休止電源を募集する予備電源制度は、この対象とすることは適切ではないと考えます。

こうしたことから予備電源の費用については、特例認可ではなく、レベニューキャップ制度の収入の見通しの一部として回収することとしてはどうかと考えまして、なお、レベニューキャップ制度上での詳細な取扱いについては、電力・ガス取引監視等委員会にて検討を進めていただくこととしてはどうかと考えております。

あわせて、こうした対応のために必要な規程類の整備も進めてまいりたいと考えております。

以上でございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございました。

予備電源についてということで、四つの論点、若干、技術的な点も含まれていると思いますが、お示しいただいたということですので、委員、オブザーバーの方でご意見、あるいはご質問等、ぜひいただければと思います。いかがでしょうか。

それでは、新川オブザーバー、お願いします。

○新川オブザーバー

新川でございます。

予備電源の費用回収についてコメントさせていただきます。当該費用は、適切な範囲でレベニューキャップ制度の収入の見通しに、一部に入ってくるものだと理解をしておりますけれども、費用の妥当性をチェックすることは必要であると考えております。本作業部会等のご議論の内容を踏まえまして、レベニューキャップ制度上の詳細の取扱いにつきましては、資料に記載のとおり、電力・ガス取引監視等委員会において、検討させていただきたいと考えております。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

ほか、いかがでしょうか。

安藤委員、お願いします。

○安藤委員

はい、安藤です。よろしくお願いします。

1点だけ、7ページ目にある最低容量を10万kWとするという点について、老朽化した火力の規模として、10万kWよりも少し少ないもの、少し小さいものがあったりしないのかという点だけ確認させてください。この水準に設定することで、そこそこ活用できるものが使えないというもったいないことがないということが分かっているならば、この基準でよろしいかと思いました。

以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。後ほど事務局からレスポンス等いただきますので、続いて松村委員、お願いします。

○松村委員

はい、松村です。聞こえますか。

○大橋座長

はい。

○松村委員

発言します。今の安藤委員と同じ箇所です。最低容量10万というのは、合理的な提案だと思いますが、ちょっと議論のための議論なのかもしれないんですが、例えば、緊急設置電源が何かの理由で設置されて、それを撤去する、例えばスクラップにするものを1年、2年延ばすような可能性はないのでしょうか。これが10万以下というようなことはないのでしょ

うか。

大分前のことですが、事業者が料金審査の文脈で緊急設置電源を除却したいと言い、それで、委員のほうからは、安定供給の観点からもう少し維持することはできないのかという指摘に対して、コストの関係で除却するのが合理的だと事業者が断固として主張し、実際に除却されてしまった例は、かつてあったと思います。

同じような事例は、この趣旨にぴったり合うもの、つまり、緊急設置電源を少し長く延ばすとかというのは非常事態対応として、ぴったり趣旨に合っている気がする。ただ、もう現時点で、ほぼその類いの緊急設置電源は残っていないと思うので、議論のための議論だというのは分かっているのですが、ここを10万にすることによって問題ないのかは、検討した結果、こうですということを少しご説明いただけないでしょうか。

以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございました。

ほか、委員、オブザーバーからご意見などございませんでしょうか。よろしゅうございますか。

はい。それでは、ご質問というほどではないですけども、ご指摘等もありましたので、事

務局からご回答等をいただければと思います。

○事務局

はい。事務局でございます。

この容量の適切性でありますけれども、我々のほうでもあらかじめ一通り確認をしたところ、おおむねでありますけれども、特に旧一般電気事業者が保有している火力発電所というのはおおむね 10 万 kW 以上というふうに確認はできておりますので、こうした意味からしても、実質的にも支障のない容量かというふうに考えております。

他方で、緊急設置電源、ご指摘いただいた点でありますけれども、こちらのほうは、かつての事例を見てみますと、確かにかなり小さなものもあったという事実はございます。

ただ、現実には、現状、少なくともほとんどが廃止されているという状況があるということと、そうした状況を鑑みると、予備電源として今回 10 万 kW 以上ということで確保をするというところが、供給力、需給逼迫対応への備えという意味では重要ではないかというふうに考えている次第でございます。

以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

四つ論点をいただいたところですが、電源種については、2 年連続不落札な安定電源ということで、火力でよろしいのではないかとということで皆さんご同意いただいたのかなと思います。

最低応募容量については、10 万、H J K S の登録ということで一つの基準を設けたわけですが、これより小さいものもあるのではないかとご指摘もございました。他方で、緊急設置電源も含めて、そうしたものも数が少なくなっているということと、事務的なコストも考えると、ある程度の規模で抑えておくという考え方もあるのかなと思いますので、この方向でよろしければ、今回、事務局ご提案ということで、考えていっていただくということではないかと思います。

3 番目、4 番目については、今後、電取委での議論にも付託されたところですが、費用の妥当性も含めたご指摘があったということだと思いますので、以上を踏まえて、事務局にも引き続き議論を整理していただければというふうに思います。

はい。以上でよろしいようでしたら、最後の議題の方に進めさせていただければと思います。

(4) ベースロード市場について

○大橋座長

ベースロード市場についてということで、資料 6 に基づいて事務局よりご報告、まずお願いいたします。

○事務局

はい。資料6、ベースロード市場についてご報告をいたします。

6月21日に行われました制度検討作業部会のほうで、長期商品導入に伴う預託金の在り方等についてお示しをしたところでございます。

預託金については、現行の預託金1%というふうに想定した際の考え方との整合性を考慮した上で、合理的な範囲に収まるような預託金の設定についてJEPXにおいて具体的な検討を進めることとしたところでございます。

その後、JEPXさんにおいて、2年間の長期商品の導入、あるいは、事後調整単価の導入といったことに合わせて、預託金等、ベースロード市場運営に係る実務面の諸課題等について検討を行っていただきましたので、その内容についてご報告するものでございます。

まず一つ目、暫定的な対応ということになりますけれども、2023年度オークションにおける対応についてでございます。

預託金につきましては、約定価格やスポット価格を踏まえた案というものの、このJEPX間の中でのご議論としては示されたところでありましたけれども、現状からかなり増加するという可能性があったこともありまして、このベースロード市場の設置趣旨等々も鑑みますと、暫定的な対応ということで、買い札に対して、受渡し期間1年の商品は1%、2年の商品は2%というふうにすることが示されたところでございます。

ただし、こちらは暫定的な対応を行う期間の対応ということでございまして、その期間においては売手・買手が倒産等によって債務不履行となる場合、相手方の保有量の減算ということも念頭に置くものであります。

いずれにしても、あるべき預託金の在り方については、引き続き検討するということとされたところでございます。

また、新たに導入される事後調整付取引についてでありますけれども、こちら、システムによらない手作業での処理というふうにならざるを得ないということでありまして、業務負担が増大するとういうことが考えられることから、手数料について暫定的な対応として、現状、全商品1万円となっているところを1万5,000円、1件当たりとすることとして実運用の状況を見ながら引き続き検討するということとされたところでございます。

4ページは前回お示しした資料、5ページも同様に参考につけてございます。

6ページも2年前のご議論でありましたが、預託金水準について、当初は買い代金に一律3%を乗じた額ということでスタートしておったところ、1年ものでありますけれども、現状1%というふうに変更した経緯についての参考資料でございます。

続いて、事後調整付取引の処理について、8ページでございます。

事業調整付取引においては、従来の固定価格取引の約定・清算処理とは異なった約定処理、また事後調整単価の設定、燃料費変動を踏まえた毎月の受渡し価格の算定等が行われることとなります。

JEPXにおける検討では、この事後調整取引についてシステム対応するコスト、あるい

は、その時間等を考慮すると対応が難しいということで、システムの変更には頼らずに手動対応で入札処理を行うというものが示されたところでございます。

このため、事後調整付取引においては清算タイミング・取引方法・スポット投入方法等について、現行のベースロード市場商品と異なる対応となる見込みでありまして、詳細については、引き続き J E P X さんにおいて検討・調整を行っていただくということになります。

9 ページ、10 ページは参考でありますので、割愛をさせて、10 ページのほうだけ一言触れさせていただきますけれども、5 月の制度検討作業部会でお示ししたスケジュールのとおり、その時点、現時点においては、こうしたスケジュールに変更はなく、第 1 回オークション、線表のとおり、8 月というところにドットを打っておるとおりでございますので、現状はこれに向けて調整を進めておるといふところとご理解いただければと思います。

以上でございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

ということですので、以上の論点について、委員、オブザーバー、自由にご意見、ご質問等いただければと思います。よろしくお願いします。

それでは、石坂オブザーバー、お願いします。

○石坂オブザーバー

はい、石坂でございます。どうもありがとうございます。

特に意見があるわけではありませんが、前回この預託金の議論が出てきたときに、事業者の立場としては、低ければ低いほどよいが、そうはいっても、売手・買手どちらかがいなくなつたときに積み重なるリスクは何とかしなければいけないと申し上げて、実際、暫定案とは言いながら、2%で、なおかつ、倒産等により債務不履行になった場合は相手方の保有量を減算するというのでぎりぎりの調整を行っていただいたということで感謝を申し上げます。どうもありがとうございます。これに賛同したいと思います。

以上です。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

続いて、新川オブザーバー、お願いします。

○新川オブザーバー

事務局にご報告いただきました点はいずれも当面の措置として異論はございません。今後の在り方につきましては、実施状況を見ながら引き続き検討していただければと思います。

事後調整付取引につきましては、初めての取組になりますので、かつ、事業者に手作業での入力処理を求めるものでございますので、混乱やミスが生じないよう、事前に J E P X から丁寧に情報発信を行っていただければ幸いです。

ベースロード市場への入札価格・量が適正か、約定後のスポット市場への入札価格・量が

適切か等につきまして、JEPXとも連携しつつ、監視等委員会としても事後的にしっかり監視を行ってまいりたいと考えております。

以上でございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

続いて、國松オブザーバー、お願いします。

○國松オブザーバー

はい、ありがとうございます。日本卸電力取引所の國松でございます。

ベースロード市場に関しましては、いろいろ意見を申し上げてきたところ、このようなまとめになったというご報告かと思ってございます。弊所としましては、いろいろございましたが決められたことに関しましてはしっかりと取り組んでまいりたいというように思っております。

預託金に関しましては、ここで落ち着かせたのが取引所としての信用はかなりこれで失う形かなとは思います。相手方の量を減算するような取引というのは、やはり取引の参加者からは、決して信用されないことになります。それらは、私どもはかなり意識してやってきたつもりですけれども、この BL 市場に関しましては、ご依頼を受けて私どもで取り組むという中では、やむを得ない措置かなと思ってございます。

今回、ほとんどシステムに頼らず、手作業で行わせていただきます。手作業になる点というのは取引所の部分が多くは手作業になり、しますので、そこでミス、もちろんミスがないようにしっかりと取り組んでまいる所存でございます。

1点ですが、この BL、ベースロード市場に関しまして、多くの方が勘違いされているかもしれませんので申し上げたいと思います。この市場、約定価格で必ず受け渡せる、受渡しができる、量も価格も含めて、必ずその量・価格が来るものと約している取引では決してないということでございます。私どもの先渡市場ももちろんでございますけれども、そういった市場でございますので、これが物理的な相対の取引と同じ機能ではない取引をやっていくので、どうしてもそこが約せない部分、約することができないことがあるというのは、古くからおられる方はご存じのはずだし、忘れられているのかもしれませんが、これは物理的な受渡し、価格・量について約するものではありませんので、そこはご注意くださいながら、お取引をしていただきたいと思います。

以上でございます。

○大橋座長

はい、ありがとうございます。

ほか、いかがでしょうか。よろしゅうございますか。

事務局からは特段なさそうですので、それでは、本日は BL 市場についてということで、預託金のレベル、そして、手数料に関しても、今回、暫定的な対応ということで、お示しをいただいたところであります。

恐らく、これで始めてみて、その推移を見ながら、改めてまた議論するところもあるのかなというふうに思っていますが、取りあえず、これで進めるということで、國松オブザーバーからもご意見があったところかなと思っています。

事後調整付取引の処理についても、こうした形でやっていくということの案をお示しいただいて、これについても皆様方から特段のご異論がなかったということですので、取りあえず、BL 市場について、この形で第1回オークションに向けた準備をしていただければということだと思います。

はい、ありがとうございます。

3. 閉会

○大橋座長

本日ご用意させていただいた資料は以上のとおりなんですけれども、もし全体通じてご意見等、委員、オブザーバーからありましたらいただけますでしょうか。よろしゅうございますか。

はい。ふだんは相当長い会議なんですけど、今日は早くてよかったですね。

ということで、もし事務局からもないようでしたら、以上とさせていただきます。

活発なご議論、ありがとうございました。以上で閉会とさせていただきます。