

第7回同時市場の在り方等に関する検討会

日時 令和6年3月18日（木）14：00～17：00

場所 対面（電力広域的運営推進機関第二事務所会議室〇）兼オンライン会議

1. 開会

○長窪調整官

定刻となりましたので、ただ今より、第7回同時市場の在り方等に関する検討会を開催します。

委員およびオブザーバーの皆さま方におかれましては、ご多忙のところをご参加いただき、誠にありがとうございます。なお、秋元委員におかれましては、14時30分ごろに途中出席とのご連絡を頂いています。本日の検討会についても、広域機関第二事務所での対面とオンラインの併用にて開催しています。ウェブでの中継も行っており、そちらでの傍聴も可能となっています。

また本日は、米国における市場制度について説明を頂く関係で、資源エネルギー庁の委託事業者である、三菱総合研究所の上田様と橋浦様に参加いただいています。

それでは、以降の議事進行は金本座長にお願いします。金本座長、よろしくお願いします。

2. 議題

（1）同時市場の詳細論点について①（電源の調達・運用、入札規律）

○金本座長

それでは、お手元の議事次第に沿いまして、これから議論に入りたいと思います。本日は3点の議題についてご議論を頂くことになっています。まず議題1は、同時市場の詳細論点についてです。これには電源の調達・運用、入札規律が入っています。本検討会も本日で第7回でして、これまでの検討会の内容を踏まえて、より詳細な論点について議論できればと考えています。

本件について、事務局の資源エネルギー庁より資料3-1の説明を、三菱総合研究所の橋浦様より資料3-2の説明を頂きます。よろしくお願いします。

○長窪調整官

資源エネルギー庁の長窪です。それでは、資料3-1について説明を差し上げます。

まず資料3-1の2ページをご覧ください。本日も議論いただきたい内容を記載しています。前回までに、本検討会の目的や、各検証の進め方、今後の主要論点に関するご議論を頂いたところです。事務局としては、先ほど座長からもお言葉があったとおり、本検討会は1年程度での取りまとめを目指すとしていたので、取りまとめに向けて詳細な制度設

計の議論を進めたいと考えています。

次に7ページをご覧ください。今後検討が必要と考えられる詳細論点として、事務局として論点をまとめています。これまで本検討会における主要論点として、時間前市場の設計と調整力確保のタイミング、電源の調達運用に関するB/Gの自由度、約定価格の計算方法や費用の回収方法といったところを提示してきました。これに加えて、先の勉強会や作業部会、本検討会でのご意見を踏まえ、同時市場の導入の是非に係る論点として、この7ページの下表に書いてあるようなところがあるかと考えています。

大きな論点として、まず一つ目は時間前市場の設計、調整力の確保方法、それから入札と電源の調達・運用といったところで、これは入札義務や入札規律についての論点です。また市場価格算定・費用回収方法や、その他としてインバランス料金制度、他制度・他市場への影響、費用便益分析、同時市場運営主体の役割といったところを議論して、取りまとめにつなげていければと考えています。その中でも本日は入札と電源の調達・運用という、本日の議論内容として赤囲みをしているところについて、ご議論いただければと思っています。

一方で、本検討会で取り扱わない論点の取り扱いということで、11ページをご覧ください。本検討会においては、先ほどまとめた論点の他に、市場主導型の混雑処理方法や再エネ出力制御対策、ネガティブプライスの導入を含めたものですが、こういったものについてのご意見を頂いていました。これらの論点は、同時市場の設計にも非常に重要な論点だとよく認識していますが、一方で必ずしも同時市場に閉じたものではなく、電源投資や燃料調達、他の制度等を総合的に検討する必要があると考えています。このため、市場主導型の混雑処理方法や再エネ出力制御対策の在り方については、電力・ガス基本政策小委員会や、あるいは大量導入小委といったようなところで議論できるように準備を進めていきたいと考えています。

次に2ポツの用語の定義ですが、本日の議論に入る前に、改めて用語を再定義したいと考えています。特に17ページをご覧ください。電源運用・入札に関する用語の再定義になります。「セルフスケジュール電源」という用語について、これまでは「発電量を自社で確定させたい電源」という定義してきましたが、例えば米国の市場を参考にとすると、セルフスケジュール電源についてもディスパッチャブルな領域はあり得るということや、そのような運用の実態も踏まえると、これから入札義務や入札規律についてご議論いただく前に、定義をもう少し細かくしておこうと考えた次第です。

定義について具体的には21ページと22ページに書いてあります。21ページをご覧ください。例えばSelf Scheduled UnitsあるいはResourcesといったところについて、自己計画電源といった用語を当てています。本検討会における定義としては「電源等の起動および出力容量下限までの出力を、電源等の保有主体が決定する電源」という形で再定義をしてはどうかと考えています。

特に23ページの図をご覧ください。セルフスケジュールと言っていたもの

について、自己計画電源と定義して、一方で、市場において起動停止を決められる電源を Pool Scheduled Units/Resourcesの市場計画電源と定義しています。またその電源を入札する時に、セルフスケジュールかプールスケジュールかといったことの他に、パラメータとして出力容量の上限と下限を設定して入札をすることになっているので、これらについてもそれぞれEconomic Max. を出力容量上限、Economic Min. を出力容量下限と定義しています。このような定義を用いて、セルフスケジュール、自己計画電源については、自らで起動とそれから出力容量下限までの出力を決める、つまりセルフスケジュールユニットにすれば、出力容量下限までの出力は自分で決められるので、これがMust Run、絶対出力容量になります。

一方で、出力容量上限から出力容量下限までの領域については、自己計画電源、セルフスケジュールの場合であっても、出力配分可能領域となり、後ほどの入札義務や入札規律との関係では、この出力配分可能領域の取り扱いが一つの論点になるものと考えています。

論点に入ります。1点目が入札と電源の調達・運用のうち入札義務です。

25ページをご覧ください。この入札義務の論点は、同時市場ができた場合に、どの程度の範囲で、あるいはどの程度の強度で入札を事業者に求めていくかという論点です。その点を考える上で、まず現行制度における市場供出の考え方を整理したいと考えていて、25ページ以下に記載しています。

まず現行制度においては、発電事業者はスポット市場で取引することは強制されてなく、供給者・受給者間の取引の大宗は相対契約で行われていると承知しています。その上で、適正な電力取引についての指針において、供給者は余剰電力を市場供出することが望ましいとされています。この余剰電力について、適取指針においては、自社供給力から自社想定需要・予備力・入札制約をそれぞれ差し引いた残りの供給力と定義されています。また旧一般電気事業者等においては、市場支配力の観点から、余剰電力を限界費用で市場供出しないことが、相場操縦を強く制限させることになっています。このため、スポット市場の開場の断面においては、基本的には相対取引、スポット取引を含む広義の電力市場において、予備力や入札制約を除いた全ての電源が供出されている状態になっていると考えています。

さらにもう一つルールがあります。容量市場のリクワイアメントにおいて、安定電源については、卸電力取引所または需給調整市場に発電余力を供出することが求められています。需給逼迫（ひっばく）の恐れがある場合、広域予備率8%を切る場合には、燃料制約等の制約により発電余力が供出できなかったとしても、ペナルティが課されます。

さらに現行制度について30ページをご覧ください。容量市場で約定した安定電源については、発電事業者は、余力活用契約を締結することや、電気の供給指示に応じることが求められています。

以上をまとめまして、相対取引や市場取引を含めた広義の電力市場においては、基本的

に平常時においては予備力や入札制約を除いた供給力全量が供出されることになっていて、緊急時には供給力全量が供給されるという整理になっていると理解しています。

次に33ページをご覧ください。現行制度における予備力の考え方の整理です。今回、新たに同時市場においてどのような形で供出を求めていくかという議論を行う関係で、予備力について整理をする必要があると考えて、このページ以降でまとめています。

予備力については、これまでも度々議論を重ねているところで、スポット市場との関係では、旧一般電気事業者は、自社需要の1%分の予備率はスポット市場に投入しなくとも売り惜しみに該当しないという整理になっていると理解しています。

この経緯ですが、まず小売り全面自由化以前においては、一般電気事業者がその供給区域における供給義務を負っていたので、この供給義務の中で予備力も含めて確保していました。ただ一方で一般電気事業者でしたので、この予備力をどの部門で確保されるかは、必ずしも明らかではなかったところです。

次に34ページですが、小売り全面自由化以降は、小売り全面自由化に伴って、必要な供給予備力の確保については、送配電事業者と小売電気事業者が調達する形になりました。この34ページの下図にあるとおり、想定需要の上振れに備えるための予備力といったものについて、一般送配電事業者が周波数維持義務として調達する部分と、それから小売電気事業者が供給能力確保義務として確保する部分があるという整理になっています。

さらに39ページですが、容量市場が導入されると、供給能力は基本的に容量市場を通じて確保されるので、小売電気事業者が果たすべき供給能力確保義務は、容量市場における容量拠出金の支払い義務であるという整理が今のところされています。このため、計画値同時同量義務については、スポット市場等で売り切れが生じてインバランスが発生したような場合であっても、小売電気事業者がスポット市場で適切に買い入札を行っているなど、そういった要件を満たしている場合には、計画値同時同量義務違反ではないとされています。一方でこのような予備力の考え方については、発電事業者にとってその燃料調達の観点等から引き続き詳細検討が必要とされるので、今後、電力システム改革の検証において議論が必要と思っているところです。

このような経緯で42ページをご覧ください。現行制度における予備力の考え方の整理です。スポット市場と予備力の関係については、旧一般電気事業者は、翌日の自社需要の1%相当の予備力を超える電源分を、スポット市場に限界費用相当価格で投入することが求められています。

次に44ページをご覧ください。同時市場における市場供出の考え方をどうするかですが、現行制度においても、同時市場においても、基本的にはより多くの電力がその市場に供出されることが望ましいという構造自体は変わらないと考えています。一方で、現行市場と同時市場の大きな違いとして、同時市場においては全体の最適化をより追求できることや、供給力と調整力の両方が売買できる市場であることを踏まえると、現行制度以上に同時市場供出による社会全体のメリットが高まると考えていて、同時市場においては、さ

らに前日同時市場の断面において、より多くの電源の供出が望まれると考えています。

若干、付言、しますと、現行制度においては、基本的には電源を特定しないkWhの取引が相対取引や市場取引で積み重なった上で、それを踏まえて発電事業者が電源バランスをまず組みまして、一般送配電事業者がゲートクローズ後に需給調整市場や余力活用契約に基づいて電源態勢を最終調整します。一方で、同時市場においては、相対取引が行われる点は現行と同様ですが、前日同時市場でThree-Part Offerで入札をしていただくことによって、この段階でSCUCを回して同時最適化をしてラインナップを組むのが同時市場の最大のメリットです。その観点からはより多くの電源が同時市場に出てくることが望ましいと考えています。

その点を踏まえると、発電事業者については、相対契約や同時市場の取引を含めた広義の電力市場について、平常時においては入札制約を除いた供給力全量を供出する、緊急時には供給力全量を供出すると、こういった形の供出が望ましいのではないかと考えています。現行制度において予備力や入札制約を除いた供給力全量となっているところについて、予備力は持たなくてもよいという整理です。また売り惜しみ等の相場操縦がより発生しにくい設計とも言えるのではないかと考えています。

他方で、予備力に関する議論については、先ほども申し上げましたとおり、容量市場など、他市場の設計や供給能力確保義務の在り方等にも深く関わるので、電力システム改革の検証において議論を深めて、最終的な結論を出すことにしたいと考えているところで

す。

以上とはまた別に、この入札義務の在り方を考える上で重要なこととしては、入札という形かどうか、あるいは約定・発電するか否かにはかかわらず、特に系統混雑や需給逼迫時の対応等のために、各電気事業者が電源等情報を市場へ提供することを通じて、一元的な情報の把握・管理の仕組みを合理的に構築することが必要ではないかと考えています。

次に49ページをご覧ください。入札義務の次に入札規律についてもご議論いただきたいと考えています。これについては49ページに書いているとおり、基本的に入札の在り方として、セルフスケジュール、自己計画電源という形で入札することと、それから市場計画電源、プールスケジュールの形で入札することが考えられます。

次に50ページをご覧ください。今回ご議論いただきたいのは、このセルフスケジュール電源としての入札について、どの程度の制限を設けるかです。この点について、セルフスケジュール電源としての入札は、基本的には長期固定電源に限るべきであるといったご議論もあったと承知しています。この50ページの下の方に理由をいろいろと書かせていただいておりますが、まず電源については、基本的には発電事業者が自由に使用、収益できることが原則です。また日本全体のkW・kWh両面での安定供給のためには、発電事業者がその電源の運用について一定の裁量を持っていることが望ましいのではないかとということです。また発電事業者が自ら電源を運用する場合に比べて、同時市場で起動停止・出力配分を決定する場合には、Three-Partを行いますので、その点ではある程度精密にできる

とはいえ、やはり参照できる情報には限界があります。こういったことを考慮すると、電源の入札区分、すなわちセルフスケジュール電源として入札ができるかについては、発電事業者が原則として自由に選択できる仕組みとすることが適当ではないかと考えています。

ただ一方で、いろいろと制約あるいは条件はあると考えていて、安定供給や適正な取引の確保の観点からの必要がある場合には、自己計画電源であっても一定の制約に服することが求められると考えています。

まず一点目は、先ほど申し上げた入札義務の考え方に照らし合わせるとするならば、相場操縦規制や容量市場のリクワイアメントに基づいて、発電事業者がセルフスケジュール電源として入札したものについて、出力容量下限まで出力されることになった場合、その出力容量下限から出力容量上限のところに出力配分可能領域がある場合には、この余力については出力配分可能領域として入札をすることは必要になってくるのではないかと思います。またこの点については適切な取引規律や厳格な監視も必要と考えています。

また、いくら自己計画、セルフスケジュールといっても、需給逼迫等の緊急時においては、一般送配電事業者による緊急的な電源運用が必要になる場合は当然あるのではないかと考えています。さらに電力の需給バランス維持の観点から、出力制御や混雑処理のための対応を検討する必要もあるのではないかと考えています。これは今でもそうですが、出力制御が行われるような場合においては、優先給電ルールに従った対応が行われているので、出力容量の上限をいくら高く設定したいといっても、できない時はあります。一方で混雑処理のような場合は、あるエリアで混雑が発生している場合に、出力容量の下限を持ちあげたいと思ってもなかなかできないことは当然あるので、そういった対応を検討する必要もあるのではないかと考えています。

その下の囲みに例として書いているのは、一つのイメージです。例えば出力制御が発生することが明らかに予測されるコマについては、長期固定電源等を除いて、全ての電源を市場でディスパッチャブルなものとして入札することを制度的に求めるなどの仕組みが必要ではないかと考えています。

次に52ページをご覧ください。電源について、セルフスケジュール電源として入れるか、プールスケジュール電源として入れるかは、原則自由で、ただし制限があるところですが、そのオファーは、入札する時のパラメータ、つまり出力容量下限や出力容量上限の設定について、自由度をどうするかという論点も必要かと思っています。この点も、考え方としては、セルフスケジュール電源の選択と同様に、電源の各種制約等を踏まえると、発電事業者が主体的に設定可能でよいのではないかと考えています。ただ一方で、先ほどセルフスケジュール電源の場合について申し上げたのと同じような考え方で、さまざまな制約は実際にあり得ると考えています。

以上をまとめたものが53ページの図です。自己計画電源として入札するか、市場計画電源として入札するかは、発電事業者が主体的に選択が可能であると、また出力配分可能領

域の幅をどうするかについても、発電事業者が主体的に設定可能という考え方で原則としてはよいのではないかと考えています。しかし、下に赤で強調しているとおり、相場操縦や売り惜しみ等防止の観点からの取引規律および監視、また容量市場のリクワイアメントへの対応、需給逼迫等の緊急運用、再エネ出力制御や混雑対応については、引き続き議論が必要と考えています。

次の論点ですが、自己計画電源を選択した場合の入札方法になります。57ページをご覧ください。この検討会の前身の作業部会までにおいては、セルフスケジュール電源の入札方法については、大きく選択肢が3つあるだろうとしていました。その一つは、量のみ市場に入札する方法、次が量と価格を市場に入札する方法、また選択肢③として市場外の取引である場合がおおむねであろうことから、量のみを登録するという方法が挙げられていました。

今回の整理を前提にしますと、同時市場においてはセルフスケジュール電源の入札を原則として自由に認めることになるので、選択肢①か③になるのが自然ではないかと考えています。さらにこの選択肢①と③のどちらにするかは、どちらを選んでも実際の電源のラインナップ、起動・出力される電源は変わらないと考えられるので、どちらがよいかは、今後市場設計をしていく上でやりやすいほうといたしますか、より整合的なほうを選択していく形でよいのではないかと考えています。

4番目に自社電源の余力の活用の論点です。この点については62ページをご覧ください。前日同時市場後の自社電源の余力の活用ということで記載しています。まず今の運用の確認ですが、発電BG、バランシンググループは、一般送配電事業者との託送契約上、ゲートクローズ断面で当該発電BGの計画発電量と実発電量とを一致させる義務を負っています。前日同時市場における約定後に、電源脱落、出力低下等が発生した場合の対応ですが、発電BGは、今の制度であれば、例えば相対取引で電源を特定しないkWhを売っているような場合、あるいはJEPXでkWhは約定したような場合において、ある電源が立ち上がらないことがあった場合は、当然、自分のBGが持っている他の電源を追加起動・出力することによって埋め合わせることはできます。

これについて同時市場においても同様の運用を認めてよいかが一つの論点になるかと思っています。その点で、前日同時市場における約定後に電源脱落・出力低下等が発生した場合に、自社電源の余力を追加起動・出力することを認めてよいかどうかです。

この点については、発電バランシンググループが前日同時市場でラインナップが決まった後に、決められたラインナップと異なる形で自社で運用したとすると、せっかく最適計算をしたのに、全体最適の結果に反するのではないかとという考え方も当然あると思っています。

ただ一方で、発電バランシンググループの負担で行う限りにおいては、他の市場参加者にその時点で追加コストが発生するものではないと考えています。またそのような形で、最後に発電バランシンググループ内で対応可能という予見性を確保することによって、例

例えばこちらの電源が動かないのであれば、代わりにこちらで燃料を消費しておこうといった形で、発電BGが一定の裁量を持つことで、かえってその市場計画電源、ディスパッチャブルな電源として入札をしやすくなる効果があるのではないかと考えています。そのように自社の余力を活用できる余地を認めることによって、電源や燃料にきちんと余力を持っておくという運用にも役に立つのではないかと考えています。

この点を踏まえて、発電事業者による前日同時市場以後の自社電源の余力の活用は認めるべきではないかと考えています。ただしこれは前日同時市場では先ほどの入札義務のとおりにはまずはいったん全て出していただくことが前提になっています。あくまでも前日同時市場で約定しなかった売れ残りの電源の活用を認めるものです。

さらにその自社電源の余力、あくまでも余力とはいっても、それを時間前の断面で持ち上げることがあると、系統全体の電源バランスが変わって混雑が発生するなど、安定供給上で問題が生じることはあり得ると承知しています。この観点からは、例えば余力として活用できる電源について、混雑が発生しないことが想定されるゾーンに限定するなど、何らかの措置が必要であると考えています。

この点についても、同時市場において、入札義務のところでも申し上げたとおり、情報の一元的な把握・管理の観点から、市場外取引であっても出力量の登録を求めることが考えられます。そうだとすれば、前日以降の断面においても、発電バランシンググループが自社電源の余力を活用するためには、何らかの形で市場に登録なり、あるいは時間前市場への入札なりといったことはしていくことになると考えています。そこで市場運用者あるいはその運用者において、系統制約を考慮することはできるのではないかと考えています。もっともそれが実務上でどのような在り方で可能かは、なかなか難しい部分もあると思いますので、引き続き技術的な検討を進めてはどうかと考えているところです。

最後の論点は電源の差し替えです。この電源差し替えについては、まず65ページに現在の運用についての認識を記載しています。今現時点の運用において、発電事業者と小売電気事業者の間に相対契約が存在している場合には、発電事業者において市場価格が安いであろうと十分に予見できる時には、わざわざ自分の電源を回さないで、市場からその電力を調達して、相対契約において小売電気事業者に渡すといった実務が行われていると認識しています。

この点について、同時市場においてどのように考えていくかですが、69ページに今の考え方をまとめています。このような電源差し替えを同時市場において行う場合にどう考えるかですが、そもそも差し替えが可能という電源ですから、いわゆる長期固定電源とは異なり、本来は起動停止・出力配分的意思決定が可能な電源であると考えています。

そうすると、こういった電源について市場に供出されずに発電事業者において買い入札しかならないとなると、それは同時市場においてなるべくたくさんの電源を出していただいて同時最適をするような同時市場の趣旨を踏まえると、若干残念なことになります。

それを踏まえて、同時市場における仕組みとしては、今と同じように買い入札だけを行

う電源差し替えではなく、いったん発電事業者として回るかどうか、Three-Partで市場に入れてもらいます。Three-Partで約定すれば、それは発電事業者として限界費用を超える価格で入札するので、それはそれでよいということで、Three-Part Offerで約定しなかった場合は、市場から発電事業者に電力を渡して、発電事業者が相対で小売りに電力を渡していくと、こういったような仕組みを同時市場として制度設計できないかと考えています。

このような形で発電事業者の電源が回らなかった場合について、どうしてわざわざ市場が発電事業者に電力を渡すかですが、この点については、法令、会計上、デリバティブ取引に当たるかどうかという論点があると考えています。市場外の相対契約が単なる差金決済になってしまうと、どうしてもデリバティブ取引として、金融商品としての会計処理が必要になります。これに当たらないためには、市場外の取引において電力の現物取引をしている形に構成する必要があると、現在確認しているところではあります。そうすると、このような形で市場が発電事業者に電力を渡して、発電事業者が小売りに市場外で、あるいはその市場を通じて電力を渡すことによって、相対契約が実行可能にならないか、そのような仕組みを検討したいというところです。

最後に参考としてこれまでの意見をまとめていますが、ご説明は割愛させていただいて、資料3-1について事務局からの説明は以上となります。

○金本座長

どうもありがとうございました。

続きまして三菱総合研究所から資料3-2のご説明をお願いします。

○橋浦

三菱総研の橋浦です。資料を投影します。少々お待ちください。

それでは、資料3-2、米国・PJMにおける相対取引の運用についてと第4回検討会での意見へのご回答について、ご説明します。

まず資料の3ページをご覧ください。第4回の検討会では、PJMの卸電力市場の仕組みについてご紹介を差し上げました。本日は、卸市場外で行われている相対取引の仕組みや、PJMがその相対取引をどのように扱っているのか、その内容をご報告させていただきます。

5ページをお願いします。こちらは米国のPJMにおける電力市場の構図で、下の図の上半分については、第4回でご説明のとおり、卸電力市場の仕組みについてご説明しています。PJMでは、発電事業者が発電オファーという形で、Three-Part Offerや、その他、電源のリソース特性等を表す運転パラメータを提出して、その情報に基づいて電源の起動停止や経済出力配分を行っています。加えて図の下半分の青枠で囲っている部分ですが、卸電力市場の外で相対取引を希望する2者間において取引・精算する仕組みがあります。本日はこの青枠の内容についてご説明します。

次の6ページをお願いします。PJMでは、卸市場外で締結した2者間での相対契約を

報告する仕組みとして、Internal Bilateral Transactionと呼ばれる仕組みが存在しています。こちらは英語の頭文字を取って、以後はIBTと呼びます。このIBTは、相対取引を報告した2者間で電力の受け渡しを行ったと見なす仕組みです。相対取引を希望する売り手と買い手は、In Scheduleと呼ばれる専用ツールを用いて、電力の受け渡し・精算に必要な情報をPJMに報告して、その情報を基に、相対に係る費用精算の一部をPJMを介して行っています。下の表にあるように、IBTで登録する情報としては、売り手と買い手の情報、地点情報、受け渡し電力量、精算価格となっています。

続いて7ページをご覧ください。こちらがPJMにおけるIBTの取引構造を図示したものです。PJMによると、IBT取引は大きく3段階のフローを経ることで売り手から買い手に電力を受け渡しているとされています。

まず①ということで、下の図左上の売り手のか所をご覧ください。売り手は、指定したSourceの地点、これは売り手が電力を買う地点ですが、その地点でPJMから電力をいったん調達します。その対価として、調達した電力の取引量とその地点の市場価格を乗じたIBTの料金を、PJMにいったん支払います。これによって売り手は受け渡す電力を調達したので、その受け取った電力を②ということで売り手から買い手に受け渡します。そして③として、買い手は受け取った電力を、買い手側の地点、Sinkと呼んでいますが、この地点でPJMへ電力を受け渡します。その対価として、取引量と買い手側の地点の市場価格を乗じたIBT料金を受け取ることになっています。

これだけですと、売り手が電気の料金を支払って、買い手が受け取っているように見えますが、リード文の青丸の2ポツ目にありますように、売り手は一般に発電事業者が想定されますので、発電事業者は卸市場に発電量を出していて、その発電量に応じた発電収入をPJMから受け取ることができます。左側の矢印、発電収入の受け取りはPJMから売り手側へ、一方でIBT料金は売り手からPJMに出ていますので、これは実質的に差し引きされてキャンセルされることになります。買い手側も同様に、IBT料金の受け取りと小売需要に対する買電料金の支払いが差し引きされて、キャンセルされます。ですので、最終的な売り手と買い手の正味のキャッシュフロー、お金のやり取りは、この図では赤字で描いている矢印の通り、実質的に市場外の相対契約によって買い手から売り手に支払われる金額によって固定化されることになります。

続いて8ページをご覧ください。IBTにおける留意事項です。こちらはFERCにヒアリングを行った時に、IBTは今どれくらい使われているかと質問しました。最近ではあまり一般的な取引ではないといわれていますが、これは米国が少し特殊な事情で、古くからIBTという取引が使われていましたが、かつては物理的な電気を取り扱っていない、いわゆる金融的なトレーダーがこのIBTを使っていました。このようなトレーダーが本来払わなければならない費用の一部を回避しているのではないかという苦情がありまして、その結果、現在では物理的な電力を扱っている事業者、いわゆる発電事業者や小売

り事業者のみが行っているとされています。

また2ポツ目で、各種文献やアリングの調査において、I B Tを使わない相対契約、いわゆる差金決済、C f Dも指摘されていますが、こちらは回答者によって相対取引の認識や解釈に一部相違が見られました。特に会計上の論点や電源運用との関係性については、今後も調査が必要だと考えています。

11ページ以降では、第4回で委員・オブザーバーの皆様から頂いたご質問への回答を記載していますが、こちらは資料をもって弊社からの回答に代えさせていただきます。

資料3-2については以上になります。

○金本座長

どうもありがとうございました。

それでは、自由討議・質疑応答の時間に移りたいと思います。会議室にいらっしゃる方は名札を立てていただいて、ウェブの方は挙手ボタンでお知らせください。小宮山先生にお願いします。

○小宮山委員

小宮山です。ご説明をありがとうございました。本日ご説明いただいた方針に、全体的に基本的に賛同させていただきたいと思います。

1点だけ規律のところでコメントをさせてください。この同時市場で大切なポイントとしては、同時市場のほうへ電源のk W hそれからΔ k Wを可能な限り供出した上で、全体最適を図ることで、記載にもあったように、社会的なメリットを最大化していく、安定供給や経済性のメリットを最大化していくことが何より大事だと認識しています。

その中で、セルフかプールか、事業者に裁量を持たせることも一方で必要ではないかと、私も思っている次第です。電源については、ここに記載いただいているとおり、起動停止・出力配分を決定するために参照できる情報にも限界があります。またS C U C・S C E Dロジックでは定量化が難しい部分もあるように認識しています。そうしたことも踏まえると、電源の入札区分については、発電側がプールかセルフかを選択できる仕組みにすることが、全体的に望ましいと私も思っています。

最後に1点、気にしているのは、このセルフかプールかの市場全体での比率が、どのような形で社会全体のメリット、経済性や安定供給に影響を与えるかを、少し気に掛けています。例えばセルフを選択する電源の比率が高まることで、社会全体のメリット、経済性や安定供給にどのような影響を及ぼし得るか、そうした点も今後考察することが大事ではないかと認識しています。私からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

その他にありますか。それでは五十川委員にお願いします。

○五十川委員

論点を整理いただきましてありがとうございます。私からも資料3-1について、特に

入札区分の選択についてコメントさせていただければと思います。資料は50ページ以降でしょうか。

電源の入札区分について提案されているように、発電事業者が原則として自由に選択できる仕組みとする点について特段異存はありませんが、この提案に至ったロジックを少し確認できればと思っています。

50ページの1ポツにありますように、原則はプールスケジュールのみでも低価格入札によって同様の目的が達成できるのではないかという議論がこれまでありましたが、今回この点への回答には直接なっていないのではないかという気がしています。気になっているのは、目的を達成する上で、やはりセルフスケジュールが実質的に意味があって必要だということなのか、あるいは、ものすごく低価格にすれば全く同じことがプールスケジュールでも達成できるけれども、基本的にはここに書いてある、電源は発電事業者の財産というロジックによってのみセルフスケジュールが必要とされているのか、その辺りの整理を確認できると幸いです。

また51ページから52ページについて、小宮山先生からもありましたが、セルフスケジュールを認めるとしても、モニタリングや種々の対応、規律付けが重要となってくるはずですので、この入札区分の選択の仕組みが有効に機能するように、今後は丁寧に細部を詰めていく必要があると認識しています。私からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

横山委員をお願いします。

○横山委員

どうもありがとうございます。入札と電源の調達・運用に関して詳細なご検討いただきまして、ありがとうございます。

私は自社電源の余力の活用について少しコメントしたいと思います。それ以外は特に意見はありません。大変結構だと思いました。

この62ページでしょうか。前日同時市場後の自社電源の余力の活用で、発電事業者による前日同時市場以後の自社電源の余力の活用は認めるべきではないかということですが、前日市場後、時間前市場までの間に、何回か逐次のSCUCが行われるのではないかと思います。その関係において、追加電源として自社の勝手な運用ではなくて、TSOが逐次のSCUCで運用を決める方法も、時間前市場のゲートクローズまでの間に決めることもあるのではないかと思います。その辺がよく分からなくて、事務局がこちら辺をどのように考えたのかをお聞きしたいと思いました。この点だけです。以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

その他はいかがでしょうか。新川さんをお願いします。

○新川オブザーバー

監視等委員会の新川です。丁寧な論点の整理をありがとうございました。

資料３－１の45ページにおいて、相対契約や同時市場の取引も含めた広義の電力市場について、供給力の供出が望ましいと記載されていると承知しています。この点に関して、現状では、適正取引ガイドラインにおいて、スポット市場においては余剰電力の全量を限界費用を除く価格で供出することが、全事業者にとって望ましい行為とした上で、市場支配力を有する可能性の高い事業者に対しては、事前的措置として余剰電力全量の供出を特に強く求め、事後的措置として相場操縦の監視を行っています。

これを踏まえると、容量市場のリクワイアメントをどうするかという論点を除いて考えると、同時市場においては、まずはネットワークにつながっている電源について最適運用を計算するためには、極力多くのネットワークに接続する電源、原則としてはネットワークに接続する全ての電源について入札をしてもらうことが望ましく、他方、その電源の入札方法については、自己計画電源なのか、固定出力電源なのかも含め、発電事業者が自由に選択できることが原則です。ただし、市場支配力のある事業者などについては、基本的には現在と同様に、一段高い規律・制約条件以外の供給力について全量供出が求められることではないかと考えています。

いずれにせよ、電力・ガス取引監視等委員会としては、同時市場が導入されたとしても、不当な売り惜しみを行う事業者がないかどうか、しっかりと監視をする必要があると考えています。以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

松村先生をお願いします。

○松村委員

松村です。聞こえますか。

○金本座長

はい。聞こえています。

○松村委員

発言します。発電事業者が原則として自由に選択する仕組みとするというスライド50のところで、私は正直に言ってとても残念ですが、発電事業者を含めて多くの圧力がこれだけあることを前提とすればやむを得ない整理だと思います。その上で、しかしそれでも多くの電源に参加してもらうことがある意味でとても望ましいことなので、一定の制約を加える整理も合理的だと思います。全体として、現在の仕組みを極力変えたくない、大きな改革にたくない意思が出てしまっている点がとても残念ではありますが、それでも一歩でも進めようとして、その後の51以下の議論が出てきているのだと思います。

原則自由と整理する以上、できるだけ合理的なものが、できるだけ多く市場に出てきてほしいとするのであれば、それがいろいろな手段によってそちらに誘導していくことがとても重要になると思います。大きな手段として、容量市場でのリクワイアメントをさらに

生かしていくことも当然あり得るでしょうし、監視を強めることもあると思います。合理的な市場ができれば監視は緩められるという期待は、もうこの整理でなくなったと思います。調整力も、同時に調達することであれば、kWh市場以上にある意味で足元を見れば市場支配力を行使しやすい市場だと考えれば、監視対象を広げることを含めて考えていかなければいけないと思います。

市場支配力の行使に関して、いろいろなところで繰り返し言っていますが、実際に市場に参加してくれて、札を入れて、その価格が高過ぎるのではないかという監視はできているのに、札を入れてくれない、つまりここではある意味で参加してくれない、あるいは限定的にしか参加してくれないところの監視が緩いと、できるだけ同時市場のほうで参加してもらう方に誘導していくことに、著しく反すると思います。

例えば上限も下限もキャパの80%で設定している電源に関していえば、残り20%のキャパの部分は、いわば無限大の価格で入札することと事実上同じことになります。その無限大の価格で入札することが本当に合理的かどうかを、監視等委員会ではきちんと監視していくことがとても重要になると思います。これは同時市場ができる前もできた後も同じだと思います。旧一般電気事業者だけでなく、調整力を担う可能性があり、そこで一定の支配力がある可能性がある事業者については、出さなかった電源、この市場に参加しなかった電源に関して、かなり厳しく見ることが不可欠だと思います。

次にスライド62、先ほども議論になった差し替えのところですが、ここに書いてあるとおりに理解していたので問題ないと思っていましたが、ここで書いているのは、市場に出して落札されなかった電源で、キャパ100だけれども80までしか落札できなかった電源、残りの20を自社の別の電源が出力が低下したのに合わせて増出力するといったことは、原則として認めるということでしょうか。これは上限と下限を80と設定して、それで20の能力が余っているところに自由に動かせることを整理したわけではないでしょう。どう考えても、文字を見ればそう書いてあると思いますが、先ほどの説明のところで、情報登録が後段で別の文脈で出てきて、それで何らかに参加するという説明が繰り返されました。これは情報登録していれば許されるわけではないでしょう。参加して落札されなかった電源だけのことでよろしいですか。上限と下限を80としている電源に関して、残りの20は自社の都合で簡単にスケジュールを変えられるという話をしているのではないことを、念のために確認させてください。市場にきちんと参加してくれることに誘導していくためには、これはとても重要なポイントだと思います。

これ以外のところでも、市場に参加した電源と自分で決めた電源、起動をコミットすることについては問題ないと思いますが、特に出す量の上限を制約しているものに関しては、監視も含めたいろいろなもので、決して市場に参加してくれたところに比べて有利になることのないように、それぞれの制度をこれから細かく設計していく時に考えていかなければいけないと思います。以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

次は河辺先生をお願いします。

○河辺委員

河辺です。資料について丁寧にご説明いただきまして、ありがとうございました。私からは資料3-1の自社電源の余力の活用のところでコメントさせていただきます。

今映していただいている資料のところで記載がありますように、混雑の発生を生む位置にこの余力を持つ電源がある場合をあらかじめ想定していくことが重要だと、私も思っています。例えば前日市場以降の時間前の市場において、仮に系統混雑の原因になり得るゾーンにこの自社電源の余力があって、それと同時に時間前の市場に入札している他の電源も同じゾーンに位置していたような場合に、自社電源の余力活用を優先することによって、他の電源の約定結果に影響を及ぼすこともあるのではないかと、気になりました。

そうした点も含めて、他の市場参加者への影響を考慮いただきながら、安定供給という観点と併せて、引き続きこの部分の検討を深めていただければと思います。以上です。ありがとうございます。

○金本座長

どうもありがとうございました。

次は市村委員をお願いします。

○市村委員

市村です。ご説明いただきまして、ありがとうございます。全体として、私としてはバランスの取れた整理になっていると思っています。

その中で、これまでの仕組みと今後の仕組みの中で何が変わるのかを少し考えていくと、スライド45ページ目でも書いてありますが、電源情報が一元的に把握される、管理されることだと理解しています。これは逼迫時の対応という、安定供給という観点もそうですし、先ほど来、議論のあります、売り惜しみといったところの中で、監視の観点からも極めて重要ではないかと思います。小宮山委員、五十川委員などからも、検証といったお話もあったかと思いますが、実際にやっていく中でどのようなことになっているのか、ここは不断に見ていくということですし、それが売り惜しみなのか、より効率性なのか、こういったところで大きな違いが生じるのかどうかも、ここら辺は具体的に制度設計をしながら見ていくこともできると思います。その意味で、そういった点が全体としては重要な点だと思っているところです。

もう一点申し上げますと、売り惜しみの観点でいうと、やはりこれは基本的には時間前市場の仕組みともセットで考えていく必要があると思っています。先ほど来、議論のあります、電源の差し替えの話もそうです。これは前日段階で電源を差し替えるということですが、前日段階以降の断面で差し替えられて余っている電源、これも当然きちんと活用しなければいけません。ザラ場なのか、時間前の同時市場なのかといった議論は、これから検討していくのだと思いますが、時間前のザラ場、時間前の同時市場といったこと、これ

をあるタイミング、一番最初の開場のタイミングでやるなどによって、その際の規律も含めて、きちんと玉を出すような設計は重要だと思っています。前日の同時市場だけではなく、時間前の仕組みの在り方といったところもセットで考えていく必要があると思っています。

先ほど62ページの余力の活用について松村委員がおっしゃっていたところは、私もそのとおりだと思っています。基本的にあくまでも前日の同時市場で約定しなかった売れ残りの電源の活用なので、それで入札をして、余剰の玉出し、限界費用での全量の玉出しをした上で、それで約定しなかったものの活用がこの趣旨だと思っています。そこはそういった前提であれば、一つの整理ではないかと思っています。

最後の69スライド目ですが、電源差し替えについて、この仕組みが仮にできるとすると、セルフスケジュールの差し替えもこれと同じようなところだと思いますので、どちらかでもよいのではないかという気もします。ただ一方でこの仕組みも、今後、デリバティブ、会計上の整理も関係してくると思いますので、ここら辺が実務としてどういった整理ができるのかも含めながら、今後詳細を検討していくことが必要ではないかと思っています。私からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

次は送配電網協議会の山本オブザーバーをお願いします。

○山本オブザーバー

ありがとうございます。送配電網協議会の山本です。今回事務局に整理いただいた方向性で異論はありませんが、調整力確保の観点から1点コメントをさせていただければと思います。

同時市場を導入することで、 kWh と ΔkW の両方を同時に取引するとしても、例えば自己計画電源が増えてくると、電源の出力配分可能領域の範囲が狭まる可能性がありますので、場合によっては調整力の調達未達のような事象が生じることも考えられます。従いまして、調整力確保の観点からは、自己計画電源であっても余力がある場合には出力配分可能領域として入札していただくことに加えて、市場計画電源での入札インセンティブが働くような市場設計など、調整力が確保される仕組みをご検討いただきたいと思います。

また一般送配電事業者は周波数維持義務が課されていますので、事務局の整理どおり、需給逼迫時の緊急時において、一般送配電事業者による緊急的な電源運用が引き続き必要かと考えています。私からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

次はJERAの東谷オブザーバーをお願いします。

○東谷オブザーバー

JERAの東谷です。私から入札義務に関連してコメントさせていただきます。

まず45ページの同時市場における市場供出の考え方では、供給力を供出することが望ましいとされる市場の対象を、現行制度と同様に、相対契約の取引を含めた広義の電力市場としていただいている一方で、※1の注釈が付されて、相対契約がある場合の同時市場への入札情報登録については、別途検討扱いとなっています。具体的には56ページの自己計画電源を選択した場合の入札方法において、相対契約の取引についても入札義務を課すのか、あるいは情報登録のみとするのか、2つの選択肢が示されて、今後各種論点等を勘案しながら検討していく旨が記載されています。

ここで重要なことは、3ポツ目に記載いただいているとおり、電源等情報の一元的な把握・管理の仕組みの構築が本来の目的であって、入札や情報登録はその手段でしかないということです。69ページの電源差し替えのやり方についても同様ですが、何が目的なのかを明確にし、手段である市場への入札自体が目的化することがないようにご留意いただければと思います。

とはいえ、同時市場はThree-Part Offerにより全体最適をより一層追求できることが期待できるので、市場取引を活性化させることに対しては、われわれも賛同するところで。ただし、この同時市場で実現できるのは、あくまで日間や週間といった短期的な最適化であることは、認識しておく必要があるかと思っています。

他方、長期的な観点で配慮しなければならない代表的なものとしては、日本の固有事情でもある安定的な燃料確保の問題があり、これには相対契約が重要な役割を果たしています。従って、市場取引だけが活性化すればよいわけではなくて、相対契約の取引とうまく併存させていくことが大切ではないかと思っています。現在、相対契約の取引を市場を通して行う仕組みとして、主にPJMの事例について調査がなされていますが、こういった日本の固有事情も踏まえ、相対契約にネガティブな影響が出ないよう慎重にご検討いただければと思います。私からは以上になります。

○金本座長

どうもありがとうございました。

次はenechainの野澤オブザーバーをお願いします。

○野澤オブザーバー

ありがとうございます。声は届いていますか。

○金本座長

はい。聞こえています。

○野澤オブザーバー

今回まとめていただいてありがとうございます。資料3-1について整理されている方向に違和感はありません。特にページ50～53、発電事業者が主体的にセルフとプールといった入札方法や出力容量を選択・設定できる事務局案に賛同します。

その上で今後の検討の少し実務的な話になりますが、留意点として、資料3-1のページ69、それから資料3-2のIBTのところ、こちらでお話いただいたデリバティブ扱

いのところについて、2点だけ簡単にコメントさせていただき。

既にご検討いただいている方向かと思いますが、やはりこれはデリバティブ扱いにならないようにしていただくことが非常に重要かと思います。仮にこれがデリバティブ扱いに整理されると、大部分の発電事業者、小売事業者にとっては、証拠金管理のオペレーションや資金繰り、それから期またぎで財務会計上の利益が変わり得るという大きな影響が出てしまって、実務上でワークしなくなる恐れがあります。

他方でオペレーションについては、資料3-2のページ7の図を見る限り、少し煩雑な形に運営されているような印象があります。これはPJMの場合だと思いますが、PJMからインボイスが2本、バイラテラルインボイスが1本、全部で3本で、実際にキャッシュフローを3回動かすとなると、面倒は面倒だと思いました。逆にこれはバイラテラルで1本のインボイスを出して、PJMに対してはセルフスケジュールの量だけを登録するのでは駄目だったのかということも感じています。恐らくデリバティブにならないように、「きちんと現物で動かしていますよ」という照査のために、このように3本の形でやっているのかと思いましたが、デリバティブ扱いを防ぎつつ、オペレーションがそこまで煩雑にならない形を模索していく方法がないのかというのは、引き続き残課題として感じました。

もう一点はクレジットの話です。大変細かいところですが、IBTの商流にISOがかむことで、結果的にこのISO、システム全体が不要に与信リスクを取ることにならないようにだけ、留意いただきたいと感じています。といいますのも、バイラテラルの取引は、基本的には発電事業者が小売事業者のクレジットリスクを取って、これで終わりという話になります。ページ7の場合、裏でバイラテラルの②の取引があるから、①と③でISOがかんでもクレジットとしては問題ないということだと思いますが、その辺りはこの②の取引を確実に広域のスケジューリングのところで担保していますといったことがないと、不要にリスクをISOが取ることにもつながりかねません。何かがあった時に、本来影響が出ないところでISOに影響が出てしまうことはあってはならないと思いましたので、釈迦に説法ですが、この点は留意いただきたいと感じた次第です。以上になります。

○金本座長

どうもありがとうございます。

次は関西電力の岩田オブザーバーをお願いします。

○岩田オブザーバー

音声は届いていますか。

○金本座長

はい。聞こえています。

○岩田オブザーバー

ありがとうございます。本日は齊藤の代理で出席しています、岩田です。私から資料3

ー1について発言させていただきます。

今回お示しいただいた入札と電源の調達・運用に関する内容については、BG制の下、発電事業者が中長期的な観点での燃料調達や設備制約等を踏まえつつ、自立的に電源運用を行っていくこと、これと系統運用者が効率的に調整力を確保して、自然変動電源の導入拡大下でも確実に需給調整が行える、この両立を図るという基本的な考え方の下で、各論点の方向性をお示しいただいたものと理解しています。

今後この各論点を深めていただくに当たっては、先ほどの基本的な考え方が今後の具体的な仕組みの中で実現されるとともに、われわれとしても最大限努めてまいります。電源トラブル等に対する事業者のリスク等も考慮いただき、機能的で信頼性のある市場となるように検討を進めていただければと思います。

われわれ発電事業者としても、今後とも制度の詳細検討に協力させていただき所存ですので、よろしくお願いします。以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

次はユーラスの西浦オブザーバーをお願いします。

○西浦オブザーバー

ユーラスエナジーの西浦です。声は届いていますか。

○金本座長

はい。よく聞こえます。

○西浦オブザーバー

ありがとうございます。私からは資料3-1について2点ほどコメントさせていただければと思います。

11ページです。今回、市場主導型の混雑処理方法や再エネの出力制御対策、こちらはネガティブプライスの導入も含むということで、そちらについては本検討会だけではなく他の審議会と議論することとしたいと整理いただきました。この取り扱い自体には大きな異論はありませんが、やはり同時市場の設計としては、それらの論点が将来議論になった際に、柔軟に対応できることは確認しておく必要があると思いました。また当面の混雑処理は再給電方式ですが、こちらについて市場制度の中において何らか考慮する必要があるのか、あるいはいったん制度の枠外とすべきなのかは、認識の共有が必要だと思っています。

57ページの自己計画電源を選択した場合の入札方法のところ。こちらは第3回検討会でも取り上げられたと認識していますが、選択肢①の場合、小売り側が全て市場を通じた電力取引を行うと理解しています。この場合、小売事業者を介して特定電源と需要家との取引、いわゆるコーポレートPPAがきちんと成立するのか、それがグローバルな再エネ調達基準を満たせるのか、また今後24/7のようなカーボンフリー電力の調達のニーズも高まってきた場合に対応できるのか、その辺りもぜひ考慮いただきたいと考えている

ところです。

一方で選択肢③の場合に、出力配分が必要になった時に量のみ登録という電源が、どれだけの量になるのかにもよるかとは思いますが、ここをどのように扱っていくのか、例えばプロラタ配分があり得るのか、その辺りは検討が必要ではないかと思いました。私からのコメントは以上となります。

○金本座長

ありがとうございました。

増川オブザーバーをお願いします。

○増川オブザーバー

太陽光発電協会の増川です。ご説明をありがとうございました。

今までも今回もそうですが、基本的には火力と変動制再エネ以外の電源を想定して、いろいろな検討をなされていると理解しています。今後、変動制再エネに関してもセルフスケジュールにした場合に、どのように札を入れるのか、それから前日市場で確定した後も、気象予報によって出力が時々刻々とゲートクローズまで変動することになりますので、その扱い、もちろんFITの電源、それから先ほどお話があったように、コーポレートPPAの電源で、もしかしたら扱いが異なるかもしれませんが、その辺の検討をぜひ今後は深めていただきたいと思います。再エネの場合は、前日市場よりも時間前市場の取り扱いが特に変動して、重要になってくると思いますので、そこをしっかりとご検討いただければありがたいと思います。

それからもう一つは、前日市場でも太陽光等で余剰になった場合には、今現在行われているような出力制御も必要になろうかと思しますので、その場合の約定処理の仕方についても、何か変える必要があるのか、どこを考慮しなければいけないかも、今後ご検討いただければと思います。私からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

これで一巡となりますが、他によろしいですか。大丈夫でしょうか。

それでは、事務局からお答えできることについてお答えをお願いしたいと思います。よろしくをお願いします。

○長窪調査官

資源エネルギー庁の長窪です。さまざまなコメントを頂きまして、ありがとうございました。大変貴重なご意見で、今後とも事務局としては参考にして進めたいと思っています。

ご質問等を頂いたところについて、何点か今の事務局としての考えを申し上げます。まず最初に、小宮山委員から、SCEDロジックでは定量化が難しい部分もあるし、入札区分については発電側がセルフかプールか選択できる仕組みが望ましいとおっしゃっていた点は、われわれとしても全く同じように考えています。ただその一方で、市場全体

での比率がどのような形になるか、社会全体のメリットが気になるとおっしゃった点も、おっしゃるとおりだと思っています。

本日も同席いただいているMR Iさんから第4回でご報告を頂いたとおり、PJMにおいても、発電量に占める5割くらいがセルフスケジュールとして出てきているという話だったと思います。そういったような現状が海外ではあるので、わが国においても、相対契約が裏にたくさんあるということではあります。そういったことも踏まえながら、なるべく市場に出てくる量を多くしていく取り組みが重要ではないかと思っています。

次に五十川委員に頂いたご質問です。セルフスケジュールの入札方法について、低価格で入札することにすれば、おおむねセルフスケジュールで入札するのと同じ効果があるはずですが、すごく低価格で入れることを今回選択肢に入れていない理由はあるのかというご質問だったかと思っています。

この点について、今の事務局の考え方としては、まず選択肢①・②・③とありますが、もちろん入札規律の関係で、どこまで低価格入札を認めるかという詳細な議論は別途あるかもしれませんが、基本的に例えば選択肢の③を取ったからといって①を駄目だと、つまりセルフスケジュールについて市場外の取引として登録するという形にしたからといって、セルフスケジュールを市場に入札することが駄目だという形にすることまでは、今のところ考えているわけではありません。選択③のような形の入札あるいは登録も認めることを考えています。同じように規律についても今後考えなければなりませんが、低価格入札で表現したい場合に、それを表現することも直ちにそもそも駄目ではないのではないかと考えています。むしろ低価格入札でも同じようなことが実現できるところは、逆に言えば、量のみの登録や入札でも同じです。そうであれば、量のみの登録と入札について、セルフスケジュールはそもそも価格をオファーしない電源だと思いますので、価格を入れてもらう意味もそこまでないとしたら、量のみの登録・入札を許してもよいのではないかと考えたようなところです。

次に横山委員からのご質問で、余力活用の論点について、時間前の断面でSCUCで逐次運用を決める方法もあるのではないかとということです。それは制度の立て付けとしてはもちろんあり得ると考えていますが、今のbalancingグループの考え方を踏まえると、そのbalancingグループが頑張ってゲートクローズまではbalancingをしていくような整理になっています。ですから、そのSCUCで決めた運用で勝手に誰かがバランスをつくるのではなくて、ゲートクローズまではbalancingグループが余力も活用しながら一生懸命balancingしていくことを考えています。

この点については、市場設計の考え方があるかと思っています。小宮山委員にもご示唆いただいたとおりですが、SCEDロジックでは定量化が難しい部分もあります。またJERAの東谷さんからもご指摘いただきましたが、中長期的な燃料調達や安定供給も考える必要があります。そういったようないろいろなことを加味すると、やはり発電balancingグループがいったんは自分の電源をもって最適化してバランスをつくることは、重要で

大事な意味があると考えています。

一方で、今回、同時市場を入れることによって、前日断面で最初から混雑も考慮したSCUCを一回つくることができると、これは非常なメリットと考えています。要するにバランシンググループとSCUCのメリットのいいところ取りをしたいのが今回のコンセプトですから、バランシンググループがバランシングをする余地については、一定の裁量を認めていくことがよいのではないかと考えています。

それから確認させてくださいとコメントを頂いていたのは、松村委員から余力の活用の理解についてご質問を頂きました。これは委員のご理解のとおりといたしますか、資料に書いてあるとおりです。市村委員からも補足を頂いていたとおりですが、資料62ページに書いてあるとおり、あくまでも前日同時市場で約定しなかった売れ残りの電源の活用を認めるもので、電源トラブル等に備えるために電源の売り惜しみを認めるものではありません。少し説明がよろしくなかったかもしれませんので、申し訳ありませんでした。

河辺委員や市村委員からは、自社電源の余力やその差し替え、時間前の市場設計も考慮する必要があるといったコメントを頂きまして、おっしゃるとおりと思っています。ありがとうございます。

JERAの東谷様からは、入札や情報登録はその手段でしかないというお話を頂き、何が目的なのかを明確にすべきで、長期的な安定的な燃料確保も重要だというご指摘を頂いたかと思います。おっしゃるとおりで、資料に書いてあるように、安定的な燃料調達も大事ということもあって今回の整理にしています。ただ一方で、また繰り返しになりますけれども、同時市場では、前日断面で一回混雑も考慮したSCUCを回してラインナップがつかれることがメリットですから、そのような意味では同時市場になるべくたくさんの電源が出てくることは非常に望ましいところです。松村委員もおっしゃっていただいているように、そちらの方向に誘導していくことは大事だと思っています。

いろいろコメントを頂きましてありがとうございました。今後の参考にしていききたいと思います。委員・オブザーバーからMRIの報告についてもコメントを頂きましたので、もし補足することがありましたらよろしくお願いします。

○橋浦

三菱総研の橋浦です。

enechainの野澤オブザーバーから資料3-2についていただいたご質問について、確かに資料7ページには矢印がたくさんありまして、インボイスが3本走っているように見えて煩雑になっているように、この図では見えます。PJMでは、特に発電事業者にはこれ以外にも調整力料金等の支払いがありまして、恐らくですが、こういったPJMとの精算に関わるものは、全てネッティング、つまり差し引きされて、最終的な請求は1本なのではないかと考えています。この点はPJMのアカウンティングマニュアルがありますので、追加調査も可能かと考えています。

もう一点、クレジットリスクについてのご指摘も頂きました。直接のご回答ではありま

せんが、9ページにInScheduleに関わる規則、ガイドラインということで、矢羽根の2ポツ目に、市場参加者がPJMに対して義務の不履行を働いた場合は、それ以降のIBTの報告を、事前に行っているものを含めて全て無効となるので、一定程度そういったリスクは負わないようになっていないかと考えています。これだけをもってそれを言い切ることはできませんので、引き続き調査が必要ではないかと考えています。以上になります。

○金本座長

先ほど横山委員から、前日市場後のTSOの起動停止はどうなるのかというご質問がありました。それについては特に決まっていなという形でしょうか。

○横山委員

すみません。横山です。長窪さんのお答えで、バランシンググループを前提としてという話はよく分かりましたが、そうすると、前日市場以後の需要の増減と再エネの増減に対しては逐次SUCUで対応するけれども、発電機の脱落や大きな出力低下に対しては自社電源の活用で行うと私は理解しましたが、よろしいでしょうか。

○長窪調査官

基本的にそのご理解でよいと思いますが、まず時間前のところでどのような仕組みにしていくかは、金本先生もおっしゃるとおりで、これから検討ではないかというのが一点あります。

またそのような形で自社の余力の活用をすることも結構ですというのが今回の整理で、一方で、発電事業者が自分の電源が持ち上がらないと思えば、普通の買い入札を入れることも構いませんし、そうすれば当然市場運用者のほうでまたラインナップを組み直すことになるはずだと思っています。そのような意味では、発電事業者に現行と同じような裁量を認めてもよいのではないかとということで、その点についてSCUCでやりませんと申し上げているわけではありません。発電事業者が今の自分の情報を新しく入札などで登録すれば、それを踏まえて市場運用者のほうで必要に応じてSCUCを回すことになり、そこでまたラインナップが決まっていきますので、ご理解のとおりだと思っています。

○横山委員

ありがとうございました。

○金本座長

あと私からのコメントで、先ほどのPJMのIBTの話ですが、どうも入札のプログラムに関する解説を見ていると、相対の部分は相対だというチェックがあつて、それで一応価格ビッドも入れられるようですが、入れると即座にPJMが反対取引をして、キャンセルしてゼロにするという感じになっているようです。ですから、多分これで請求書が回って支払いというプロセスがないのではないかと考えています。この点については、しっかり調べたわけではないので、もう少し調査をお願いできればと思います。

基本的にこの相対の取引は、PJMのものをみると、相対だと届けるとすぐに需要側が

全責任を負うことになっていきますので、発電側が何かビッドを入れるわけではない感じになっています。ですから、需要側が発電側の要請に応じてまとめてビッドを入れるという感じのようです。この辺はしっかり調べることができれば調べてもらえればと思います。

その他にはありませんか。よろしいですか。

○下根マネジャー

広域機関事務局の下根です。

先ほど横山委員から頂いたご質問に補足させていただきますと、電源トラブル等に関しては、今、リアルタイムに運転しているものが本当に脱落事故で途端に起きる電源脱落トラブルの話と、あるいは翌日以降に立ち上げようと思っていたものが、約定しているけれども、何かしらのトラブルによって立ち上がらないという、2通りの話があると思っています。今回、主に論じていたのは、後者の話だと思っており、約定して翌日以降に立ち上げようとしたものがなくなった結果として、別に代替するものを改めて余力の範囲から選んでくる、そしてそれを時間前に登録して、翌日以降の計画を再度立てるという仕組みを、今回は提案していると考えております。

他方で、先ほど来、横山委員から頂いていたご質問は、瞬間的に電源脱落が起きた時に供給力の不足分をどうするのかに関して、現行においてもTSOの調整力運用によって、GF、LFC、そしてEDCを用いて、3コマ、要するに90分は対応して、4コマ目以降はBGが代替電源を確保していくことになっています。そういったところで、アメリカ等の仕組みにおいても、緊急時のSCUCといったものを用いて、瞬間的な脱落に対しての立ち上げ等は当然SCUCを活用することはあり得ると思っておりますが、4コマ以降の扱い等に関して、90分の中で即座にBGサイドがセルフを立ち上げるのか、あるいはもう既にTSOが立ち上げたものをそのまま活用するのか、そういったところはケース・バイ・ケースでいろいろなパターンがあり得ると思っています。その辺りは、こういったケース、こういった条件になるのかを、今後詳細検討していくことだと思っております。

(2) ΔkW価格算定方法（検証B）に関する進捗報告について

○金本座長

それでは、もう1つの議題に入らせていただきます。これは議題2で、ΔkW価格算定方法に関する進捗（しんちよく）報告についてです。議題2につきましては、三菱総研の橋浦さまから資料4-1の説明を、それから、事務局の広域機関から資料4-2の説明をいただきます。よろしくお願いします。

○橋浦

三菱総研の橋浦です。資料を共有します。それでは、資料4-1として「PJMにおける調整力の取り扱い」をご説明します。

3ページ目をご覧くださいまして、本日は調整力の区分や入札・約定処理・精算の仕組

み等についてご報告を差し上げたいと思っています。なお、PJMの調整力の調達の仕組みは非常に複雑になっていまして、本日はそのポイント、要点に絞ってご報告を差し上げまして、細かい調整力の仕組みにつきましては、参考資料やページ下の注釈という形で補足させていただいています。よろしくお願いします。

それでは、5ページをご覧ください。こちらがPJMにおける調整力区分でして、大きく3種類の調整力、Reserve、Regulation、Frequency Responseが存在しています。このうち一次調整力に相当するFrequency Responseについては、強制供出となっていて、それ以外のRegulation、Reserveが市場調達の対象となっています。本日は市場調達の対象となっている2種類についてご説明差し上げます。

続いて6ページ目です。こちらは卸電力市場と調整力取引の対応関係でして、まず、容量市場で落札された電源は、卸電力市場とReserve市場の両方に応札する市場応札義務を有しています。

また、卸電力市場に発電オファーを登録した火力等の電源は、Reserveが供出できる場合は、自動的にもうReserve市場に応札したというふうにみなされます。それ以外のリソースにつきましては、Reserveに任意で応札することができます。

そして、一番下、Regulationにつきましては、リアルタイム市場のみ調達していまして、こちらは特に応札義務がなく、応札を希望するリソースが提出することになっています。

それでは、順に各調整力の仕組みについてご説明します。8ページをご覧ください。こちらからまずReserveの仕組みについてご説明差し上げます。

Reserve市場に参加する場合は、リソースは入札量と価格情報を登録します。このうち入札量につきましては、先ほど6ページでご説明しましたとおり火力等の電源については、卸市場に提出されたオファー情報を基にPJMが自動的に入札量を算定しますので、こちらは登録が不要というのは、自動的にもう入札がされると。それ以外のリソースは、事業者が入札量を登録する必要があります。

続いて、入札価格につきましては下の表にありますように、Reserveは実際には3種類あります。価格の登録が認められているのは、一番上のSynchronized Reserveのみ、これ同期しているリソースが対象となるReserveですが、こちらのみが対象となっています。現状は0.04\$ / MWhが上限価格として設定されています。

そして、丸ポツの3ポツ目ということで、先ほど市場応札義務があると申し上げましたが、市場応札義務を有している電源がDispatchableな領域を持つにもかかわらずReserveを供出しない、供出可能としない、つまりAvailableとしない場合は、この応札義務を満たしていないとみなされることになっています。

続いて、10ページ目をご覧ください。こちらからReserveの約定方法についてご

説明を差し上げます。PJMでは、卸市場とReserve市場が同時最適化されています。そのためReserveの約定時には、先ほどご説明した事業者が登録したReserveの入札価格に加えて、卸市場との同時最適化に係る逸失利益をPJM側で算定しまして、オファー価格と合計したものを、それを実効価格と読んでいまして、それを算出しています。

各リソースの実効コストの安い順に並べ、メリットオーダー順に並べまして、Reserveの必要調達量を満たすまで、実効コストのメリットオーダー順に約定しています。約定したリソースのうち最も高い実効コストを持つリソースが、Reserve市場の約定価格としてシングルプライスで決定されることになります。この下の表でいきますと、リソースA～Dまで約定しまして、そのうちDがマージナルなリソースになりますので、この電源の実効コストが市場価格になるということです。

続いて、12ページをご覧ください。こちらはReserve調達費用の負担の考え方です。PJMでは、調整力調達費用は、小売事業者がその費用を金銭的に負担する義務があります。

Reserveにつきましては、小売事業者は1時間ごとのPJM全域のエリア需要、もしくはサブゾーンと呼ばれる地域別の需要に対して各事業者さまのkWh比率のシェアに応じて負担額を算定、案分負担しています。なお、PJMでは、調整力の相対取引も存在すると言われていまして、相対取引による調達・販売分も差し引きして、最終的な負担額というのが補正算定されています。以上がReserveの考え方です。

続いて、Regulation取り扱いについてご説明します。

14ページをご覧ください。Regulation市場に参加する場合も非常に多くの登録項目がありまして、下の表にありますように、まず入札ステータス、RegulationのkW制約の上限、下限、入札量、シグナルタイプ、価格情報、価格については容量価値と応動価値にそれぞれ分かれていますが、これらを登録します。登録された情報を基にPJMが約定処理を行っています。

次の15ページをご覧ください。こちらがRegulationの入札方法でして、Regulationのオファーを行う場合、かつ入札価格を登録する場合は、まず入札ステータスをAvailableとして登録して、プライステイカーとして登録する場合は、Self-Scheduledとして登録します。入札をしない場合は、Unavailableとして登録しまして、こちらは卸市場のみということになっています。Regulationにつきましては、リソースの特性を踏まえてRegulationのkW制約の上下限を登録することができまして、この範囲内においてRegulationの入札量を設定することができます。

表の右半分の図です。Economic Max. やEconomic min. と呼ばれる卸市場のkW制約とは別に設定することができます。なお、図の関係であえてずらしていますが、必ずずらす必要はなくて、これはこれはリソースの特性に応じて任意で設

定することになります。

続いて16ページ以降にて、約定、価格決定、精算の仕組みについてご説明します。

Regulationにつきましては、登録された容量価値と応動価値のオファー価格に卸電力市場での逸失利益を合計して、それをRankという形で算定します。そして、Rankの合計値が低いリソースからメリットオーダー順に決定をします。なお、逸失利益は、PJMが同時最適化の処理時に算定するので、応札価格にはありませんが、個別に算定されています。

そして、もう1点重要な点が2ポツ目にありますように、Regulationについては、過去の応動実績からリソースのパフォーマンス値、指令に対してどれぐらい程度高く動いたかといったものが評価されまして、このパフォーマンス値を使ってオファー価格と逸失利益を割り算することで、リソース別にRankの補正を行っています。そして、パフォーマンスの値が低いほど、つまり0に近いほどランクの値が高く補正されまして、メリットオーダー上、不利になります。

続いて、17ページをご覧ください。こちらが約定価格の算定方法です。先ほど申し上げたようにRankの低い順に、メリットオーダー順に決定したものから、結果を基に約定価格を次のように算定しています。

まず①ということで、約定したリソースのうち、最も高いパフォーマンス値で補正した後のRankの値を持つ電源を、Regulationの総約定価格として決定しています。こちらRankというのは、容量価値と応動価値を足し合わせた概念ですので、両者を切り分ける必要があります。そこで②で、約定したリソースの中で最も高い応動価値を持つものを、応動価値のシングルプライスとして決定します。そして、①で算出した価格と応動価値のシングルプライスを引き算することで、容量価格のシングルプライスを決定します。この資料では、青枠で囲った13から緑枠で囲った2を引き直すことで、差し引きした11が容量価格のシングルプライスとして決定されます。

続いて18ページをお願いします。18ページは、調整力提供者は、1ページ前でご紹介した、シングルプライスで決定された約定価格を基に、Regulationの約定量を乗じることで対価が計算されます。さらに応動価値・容量価値については、リソースごとのパフォーマンス値によって、今までの精度のリソースほど、言い換えると精度の低いリソースほど対価が割り引かれまして、さらに応動価値につきましては、マイレージ比率というものを補正しています。こちら何かといいますと、Regulationにつきましては応動価値は、固定価格のような形で補正されます。では、実際に動いた量はどのように設定しているのかというと、指令によってどれぐらい動くかを過去の実績を基にあらかじめ価格に織り込んで設定をしており、そういったものを補正するものとしてマイレージ比率を、さらに掛け合わせることで補正を行っているようです。

そして、2ポツ目です。シングルプライスで決定された容量価値には、ある意味マージナルなリソースの逸失利益が含まれていますので、精算上は容量価値と応動価値の2種類

が市場全体で精算されています。ただし、もし逸失利益の取り漏れが発生したリソースが存在した場合は、その費用が補填されることになっています。

少し飛ばしまして、23ページをご覧ください。Regulationの調達費用の考え方ということで、こちらReserveと同様に小売事業者がその費用を金銭的に負担する義務を負っています。原則として1時間コマのエリア需要に対して、各事業者のkW h比率のシェアに応じて負担をしています。

少し駆け足になりましたが、最後25ページにて、まとめをご説明します。表の説明は繰り返しのなりますので割愛させていただきます。

リード文2ポツ目に記載の通り、日本の需給調整市場と比較しますと、逸失利益やその他の一定額については、その形や考慮方法は異なりますけれども、一定の配慮がなされているものと理解しています。一方で、電源の起動費や最低出力費のための機会費用については、調整力の入札・約定価格決定・清算では一見考慮されておりません。こちらは恐らく同時に入札している卸電力市場の中のUplift等で回収なり、補填されているものと理解しています。この点、明確に確認できていませんので、引き続き調査が必要だと考えています。資料4-1については以上となります。

○金本座長

ありがとうございました。続いて広域機関から、資料4-2のご説明をお願いします。

○下根マネジャー

広域機関事務局の下根です。そうしましたら、続きまして資料4-2、 Δ kW価格算定方法、検証Bに関する進捗のご報告というところで説明をさせていただきます。

右肩2ページ、背景ですが、こちらは前回第6回の本検討会におきましては、複数条件の試算結果を基に、今後の検証の前提、ベースとしてkWh価格の算定方法を、いわゆる案B-2、シャドウプライスとしたところです。それを踏まえて Δ kWの価格算定に関する検証を進めるとしたところです。

今回、先ほどMRI、橋浦さまにご報告いただきましたようなアメリカにおけます価格算定方法を参照した上で、日本における Δ kWの価格、こういったところの検討を進めたというところで、この内容に関しましてご議論いただきたいというところです。

こちらの第1章におきましては、先ほどの資料4-1とかぶるところがありますので、本日の説明は割愛させていただければと思っています。

続きまして、15ページ、今回の進捗のご報告になります。 Δ kWの価格に関する各種検討内容というところで、こちらは前回にも示した検証の進め方にのっとりまして、まずは機会費用や逸失利益がどの程度の規模感発生するのかを把握しようというところや、あるいは先ほどの海外調査、また詳細検討を進めていく中で新たに生じた論点もありますので、そういったところも含めてお示しするところです。

まずは機会費用・逸失利益の規模感です。こちら、算出についての考え方を17ページに掲載しています。まず、先ほどもありましたとおり案B-2、シャドウプライスで求めた

価格というところを、そのコマにおけます卸電力市場の価格と見なします。その上で、そのシャドウプライスよりも単価の高い電源に関しましては、真ん中下にありますように Δ kW確保のため追加起動した電源だと見なすことが可能だと思っておりますので、ここにかかった追加起動の費用、あるいはその最低出力の持ち上げ費用を①機会費用として計上するということです。そして、シャドウプライスより単価の低い電源に関しましては、こういったところを持ち下げることによって Δ kWを供出したと見なすことができますので、そこにかかった逸失利益を計上するといったところで、年間の各費用の総額を算定したところです。

結果が19ページです。こちらは先ほどの説明にもありましたように、追加起動費用が含まれるということもあり、逸失利益に比べると機会費用のほうが多くなったところ、規模感的には年間の卸取引費用に占める割合としまして、2.4%、0.3%といった規模感であったということです。こういったところが前回までご議論いただいていたUpliftとどのような関係性があるのかということに関しては、次の20ページでご説明したいと思っております。

こちら、前回までUpliftは3%、4%、それぐらい発生していると申し上げたところですが、これはあくまでもkWh収入のみ見込んだ場合の回収漏れの費用でもありますので、このページの右側の図で記載していますように、kWh価格で回収できなかった起動費、最低出力といったところの領域全てを指しているということです。このうち、今回シャドウプライスより高価な電源というところの起動費、最低出力費用は Δ kWの費用と見なしていますので、下の図にありますように一部は①の機会費用に含まれるということでもあります。こういったところから3.6%のうち2.4%程度は Δ kWの費用として見なすことができると考えています。そのため今後、 Δ kWの費用を検証していく過程におきまして、Upliftの規模感としては低減されるであろうと見込んでいます。

続きまして、新たに生じた論点ということで、 Δ kW約定量の特定方法です。こちらは23ページをご覧くださいと思います。イメージとしましては下の図にもありますように、例えば Δ kWの必要量が30欲しいというところで新たに電源を1台追加したケースを示しています。この場合ですと、やはり電源等に関しては起動停止、あるいは最低出力といった離散的な要素があるところでもありますので、かならず30の余力にぴたりと合うかということそうではありません。下の図でもありますように Δ kWの供出可能領域としては100発生し得るところでもあります。そういった中で今回の論点としましては、この100の領域の中からどこが Δ kWの約定量なのか、30の領域はどこなのかをどのような考え方で決めるのか、これによって価格自体も変わり得るところを論点化しています。

幾つか特定方法に関しては例があると思っております、まず、調整力発動費用を安価にするという観点から限界費用の安価な順に、左の図でいいますと、左から割り当てていく考え方があり得るところです。他方、その場合は、今回でいうと5円電源、追加起動に応じた機会費用の電源といったところの約定量の割り当てが小さくなるということもあり

ますので、その結果として単位量当たりの $\Delta k W$ のコストが高額になります。これによってシングルプライスのマージナルの費用として引用した場合には、全体としてコスト高になるといった課題が見受けられたところです。

こういったところを解消する観点から逆の視点というところで、右側から順に割り当てる例もあり得るのかと思っています。これによって単位量当たりの $\Delta k W$ のコストが軽減すると考えるところですが、一方で今度は逸失利益の電源に割り当てがないケースもゼロではないと考えており、そういった逸失利益の取り漏れにつながらないかという課題があるところです。

であればというところで、単位量当たりの $\Delta k W$ のコストの低減や、あるいは逸失利益の取り漏れを防止する観点からは、同時最適の結果、 $\Delta k W$ の供出可能領域と見なされたものに関しましては、全て $\Delta k W$ の約定量として扱うような方法も考えられるところです。他方で、 $\Delta k W$ の必要量は30とっているにもかかわらず、100に対して対価を与えていることに関してどのように考えるのかというところは課題ではないかと思っております。こういったところはなかなか定性論だけでは結論が出ないと思っておりますので、今回挙げた例以外も含めまして、定量的な評価も含めて深掘りしていきたいと考えているところです。

続きまして、前日以降の同時最適も踏まえた $\Delta k W$ の扱いです。こちらは1つ目の議題でも少しご議論いただきましたとおり、今後、時間前市場の設計というところでも大きな論点として取り上げていく予定です。このあたりに関して、時間前市場の設計としては、いわゆるイメージ①とイメージ②ということで、両極端の案を示しており、このうちイメージ②がいわゆる時間前同時市場、前日以降、都度SCUCをするという絵姿ではありますが、こういった場合におきましては、前日以降の需要の変動等によりまして最適解を新たに算定し直すというところでもありますので、左の図から右下の図に至る際に、 $\Delta k W$ の割り当ては必ずしも特定のリソースに固定されたものとは限らないところもあります。こういった場合、例えば真ん中の8円の電源、これは前日 $\Delta k W$ を確保していた一方で、時間前の断面になりますと $k W h$ に変わっているところもありますので、そういった中で $\Delta k W$ の供出にかかった機会費用、逸失利益をどのように考えるべきかというところの整理を要すると考えております。

特に、ということで、35ページ、現行の逸失利益はどのような考え方なのかを振り返ります。こちらは前週の需給調整市場、 $\Delta k W$ の取引におきましては、前日のスポット市場の価格を参照します。そして、前日の $\Delta k W$ の取引におきましては、時間前市場の価格を参照するというところでもありますので、すなわち逸失利益というものが指している内容に関しましては、 $\Delta k W$ で確保したが故に、以降の時間帯の卸電力市場の取引ができなくなることに對する機会損失費用を指していると思えます。こういったところで先ほどの例にもありましたように、真ん中の電源に関しては、前日で $\Delta k W$ を確保しておいた一方で、時間前市場においては $k W h$ 収益が確保できているということであれば、

逸失利益の考え方自体をどのように扱うべきか、こういったところを深掘りしたいと考えています。

最後に、今回の件で得られた示唆と今後の進め方というところです。38ページが得られた示唆というところです。まず、機会費用・逸失利益についての規模感に関しましては、やはり起動費等が含まれる分、機会費用が占める割合が多いというところもありまして、これが前回までご議論いただいたUpliftの半数を占めるようなレベル感であったというところです。

また、新たな論点というところに関しましては、 ΔkW 約定量の特定方法をどうするのか、こういったところは幾つかある案に対しまして定量的な評価も含めて深掘りしていく必要があるかと考えています。

そして、今後前日同時市場以降の話、時間前市場も設計していく必要があるというところでもありますので、そこに合わせまして機会費用、逸失利益の定義自体をどのように扱うべきなのかも議論になってくると思います。

こういったところを踏まえまして39ページ、今後の検討の進め方をお示ししています。先ほどと同じ内容になるところではありますが、機会費用、逸失利益に関しましては、特定方法如何によっても ΔkW の価格、収入等が変わり得るところでもありますので、幾つか考えられる例に対しまして、シングル、マルチ両面で検討を進めた上で、定量的な観点から示唆を得たいと考えています。

また、時間前市場の差し替えも当然発生する確率はゼロではないと考えていますが、まずは前日市場の設計を固めるという観点から、いったん仮にということで、前日以降取引が何もないといったところを想定しまして、それであれば機会費用、逸失利益も確定するであろうというところで、そういった前提で検討を進めたいと思っています。その上で ΔkW の差し替えがある時にどうするのだというところに関しましては、その次のフェーズで時間前市場の価格、インバランスの価格といったものを検討するフェーズがあるところでもありますので、そこに合わせて検討を進めたいと考えています。

また、今回論じなかった③その他に関しましては、 ΔkW の入札を入れた時にどのような挙動を示すのか等々の検証の結果も踏まえながら、引き続き定性的な観点とも並行しながら検討を進めたいと考えています。

こういったところを複合的に整理した上で ΔkW の収入のみならず kWh 収入、そして、Upliftの規模感がどうなるのかというところを定量的につかみながら、価格算定方法の検討を進めていきたいと考えているところです。事務局の説明は以上となります。

○金本座長

どうもありがとうございました。それでは、自由討議、質疑応答の時間に入りたいと思います。前と同じように会議室にいらっしゃる方は名札を立てていただき、Webの方は挙手ボタンでお知らせください。何かありますでしょうか。では、横山委員、お願いします。

○横山委員

横山です。ご説明ありがとうございました。今後の検討の進め方のところまでの詳細なご検討につきましては、私もよくまとめていただいたと思っています。

やはりスライドの26～27の $\Delta k W$ 約定量の特定方法についてというところで、例Ⅰ、例Ⅱ、それからその次の27ページの方法等を拝見すると、それらは42枚目のところの今後の検討の進め方でお示しいただいているシングルプライスの案なのか、マルチプライスの案なのかというところに大きく関わってくるのかと見ています。

基本的にはT S Oのこれまでの調整力確保のコスト増が非常にかかっており、そのコストを最小化したいという要望があります。それは先ほどのご説明でもおっしゃっておられたと思います。それから、もう1つは発電事業者の方、調整力のコストを適切に回収するという点、この2つをいかに調和させて決めるかということではないかと思います。

そういう意味でできるだけ例Ⅰ、例Ⅱと、次のページにもありますが、できるだけシンプルな原理原則に基づいて決める方法ということで、どういう場合についても先ほどの点、T S Oの調整力費用を最小化して、また、発電事業者さんのコストを適切に回収するという観点から見て、シングルプライスがいいのか、マルチプライスがいいのかをぜひ検討いただければと思います。

シングルプライスだと、案Ⅰ、案Ⅱなど見ているとなかなか難しいかという感じを私は少し受けました。この例を見て、このような結果もあるのだという感じを受けました。まだマルチプライスについては計算されていないようですので、ぜひそのあたりを調べていただいて、また議論させていただければと思いました。どうもありがとうございました。

○金本座長

どうもありがとうございました。では、河辺先生が先ですか。河辺先生、お願いします。

○河辺委員

すみません。ありがとうございます。河辺です。私もただ今、横山先生からコメントがありましたところをコメントさせていただければと思っています。

今回お示しいただきました各案の違いによって、 $\Delta k W$ 調達に乘せる費用がどのように変わるのかというところ、マルチプライスとした場合との費用比較も含めて気になっているところです。ここの部分は $k W h$ 収入や $U p l i f t$ の規模感とも合わせて定量評価していくという、まとめに記載いただいている方針でぜひ進めていただければと思います。

その上で1つ確認させていただきたいところです。 $\Delta k W$ の割り当てに際しましては、現行の需給調整市場で考慮されているように、各発電機の応動能力の違いも考慮して割り当てが必要があると理解していますが、ここでは応動能力の違いは今後どのように扱っていく予定なのかを教えてくださいました。以上です。

○金本座長

次は五十川先生、お願いします。

○五十川委員

ご説明ありがとうございます。また同じところですが、 ΔkW 約定量の特定のところについてコメントさせていただきます。スライド26～27ページです。

説明の限り少なくともまだ理解が不十分かもしれませんが、Ⅰの方法メリットオーダーで電源を割り当てて価格もそれに対応させるというのが、自然だという印象があります。ⅡあるいはⅢの方法で価格が下がるというのは、この例からもとても分かりやすく理解できますが、そうやって計算された価格が何を表しているのかという点をつかみ切れていない部分があります。特段理論的な話があるわけではなく、あくまで ΔkW 価格を下げるための方策の例示という解釈でよいのでしょうかというのが、質問です。

もちろんシングル、マルチをどうするかと現在議論されているところですが、今後の検討で変わってくる部分があるので、現時点であまりどうこうという話はしないほうがよいと思いますけれども、1点申し上げたいのは、あまり価格が高過ぎる、低過ぎるといった点を調整するために、制度自体が何か理屈と合わないような形で歪まなければいいかと思っています。

また併せてもう1点ですが、前段のシミュレーションで逸失利益の割合がマイナーではないかという議論がありました。この点を併せて考えると今回の例で、Ⅰの方法で ΔkW が高くなるという話でしたが、これで例示されているものほど実際には極端なものにはならない可能性が高いのでしょうか。併せて伺えれば幸いです。以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。次は小宮山先生、お願いします。

○小宮山委員

小宮山です。大変分かりやすくおまとめいただきましてありがとうございます。

私も今後の進め方で、特に ΔkW の価格の算定に関して、どういう方法を取り得るかで機会費用、逸失利益、ひいては ΔkW の約定価格が少し変わり得るさまざまな恐らくケースがあり得ると思っています。

これは採用するか否かは別として、1つSCUC、SCEDのロジックのほうで、調整力の確保量に関する制約をやはり入れながら最適化を恐らく行うことになると思います。その制約のシャドウプライスが ΔkW の価値を表す指標になっているかと思いますので、そうしたものも一応参考情報として、それも見ながら電源の起動状況等も確認しながら、どういった方法が一番適切か、少し考察を深めていくことも大事ではないかと思った次第です。以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。次は松村先生にお願いします。

○松村委員

松村です。聞こえていますか。

○金本座長

聞こえています。

○松村委員

ありがとうございます。発言します。

今回の広域機関からの資料では、調整力市場の価格という、あるいは調達の方法というので、シングルプライスにするのか、マルチプライスにするのかというだけではなく、もっとかなりテクニカルな問題が相当にあることを示していただいたのだと思います。細部の設計がとても重要になってくるということで、その点を再認識させてくれたというだけでも、とても価値のある資料だったのではないかと思います。今後詳細な設計を今回示されたような観点を含めて議論を進めていかなければいけないと思います。

その際にぜひ考えていただきたいのは、このメンバーはもうみんな大丈夫だと思いますが、シングルプライスにするか、マルチプライスにするかって、ものすごく大きなレベルのところでシングルプライスだと一番高いところで全部統一して付くからすごく高くなる、マルチプライスだと安く抑えられるという、そういう発想はぜひ卒業していただきたい。マルチプライスにするか、シングルプライスにするかによって当然入札に絡むという、入札の戦略などが一般論として変わることであり、同時市場だって同じことが当然起きます。

それから、シングルプライスであれば価格に影響を与えるのは限界電源だけですが、マルチプライスなら全ての電源ということになるので、関心の負荷も全く違うようなことも考えていただきたい。

それから、調整力市場の価格を抑えることはとても重要な面ではあるので、今回の資料はとても合理的な整理がされていると思います。一方で、他の市場と当然にリンクしていることも頭の隅にぜひ入れていただきたいと思います。この検討会の範囲外にあることは十分認識していますが、容量市場とそれ以外の、容量市場の観点から見ると他市場収益になる同時市場、調整力市場というのは当然にリンクしていることになるので、ここでのコストがかさんだことが、システム全体のコスト、消費者が負担するコストが増えることと直結しているとは限らないことも頭に入れながら議論していかなければいけないと思います。

とても重要な点だと思っているのは、今足元でも調整力市場はマルチプライスであることによる弊害がいっぱい起きていることを、私たちは一方で認識しなければいけません。一方で現在調整力市場はとても薄い市場というか、調達未達、調達不足が頻発する市場で市場支配力がものすごく行使しやすい市場というので、こんな市場でシングルプライスにしたら、もうどこまで価格が上がるか分からない、そういう恐れが一方であります。一方で、その問題をそもそも引き起こしているのは、マルチプライスなのではないかという懸念もあります。とても難しい状況に直面していることを私たちは認識しなければいけないと思います。

この前のラウンドの整理で、電源の動かし方というのはある意味原則自由としたこと

は、今足元で起こっている調整力市場に関する調達不足、あるいは市場支配力の行使し放題というひどい状況が再現されるかもしれないことも、一方で私たちは頭に入れておかなければいけません。とても難しい制度設計をこれからしていくのだということは、認識する必要があると思いました。以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。では、市村委員、お願いします。

○市村委員

市村です。ありがとうございます。私から2点です。

まず資料4-1についてです。少しお伺いしたかったのが、8スライド目のReserveのオファーの情報と、Regulationの入札方法といったところを見ていくと、Reserveオファーの場合については、卸市場とReserve市場の両方に容量市場で約定した電源についての応札義務が課されている、こういう記述があるかと思います。一方で、Regulationについて、もちろん電源の応動の特性などはあることは理解していますが、ここら辺についてRegulationというのは基本的には入札するのは自由な形というか、PJMの中ではそういった一定の何らか例えば調整機能がある電源については、応札の義務を課しているなど、そういったところがあるかないかというところを、そこを少し教えていただければと思います。

もう1点、資料4-2については、基本的にはいろいろな検証をさせていただいているところですので、今後引き続き進めていただくということだと思っています。少し1点、前提としての確認です。39スライド目の今後の進め方でいただいているところで、3つ目の四角あたりのところです。まずもって前日取引より後ろの取引が存在しない前提で検討を進めると。その後は ΔkW の差し替えというか、前日以降の時間前の取引といったところを引き続き検討するということです。

まずここで一応念のためですが、 ΔkW というのはPJMでいっているいわゆるRegulationとReserve、この2つを合わせた概念という理解でいいのかというところです。その上で基本的にはやはり前日で必要な量を確保していくことの前提、前回、前に何度か議論したような気もしますが、そこら辺の考え方について前提として何を置かれているのかを、すみませんが、改めて少し教えていただければということです。以上です。

○金本座長

東京ガスの石坂オブザーバー、お願いします。

○石坂オブザーバー

東京ガスの石坂です。聞こえていますでしょうか。

○金本座長

よく聞こえています。

○石坂オブザーバー

ご説明ありがとうございます。

資料4-1と4-2、それぞれにあります。まず資料4-2からコメントさせていただきたいと思います。20スライド目です。Upliftとの関係についてという図ですが、これが半分感想めいたコメントになります。全体像を理解する上で非常に分かりやすく、私は非常に助かる資料になっていると思いました。

この緑の部分、kWhで取り漏れたUpliftになる部分と、下側いきまして、赤と青の部分があります。この赤と青の部分というのが、現状でいうところの需給調整市場の価格を決めている部分になりまして、どうも分析によると青のほうがずっと量が多いようだと。ということは、現状の需給調整市場というのは、実は青の部分でほとんど決まっています。

上と見比べると、実は青の部分は緑の部分と完全に重なっています。ということは、現状の ΔkW を決めている価格の部分は、同時市場においては、実はUpliftとの間でどういう整理をするかというのは、非常に重要な論点になるのだということに気付かされたということです。となると、 ΔkW だけを取り出してどうのこうのする、そこがシングルかマルチかという議論をしても実は仕方がないのだということに気付かされましたということです。

Upliftの部分について、各事業所でどういう価格の付け方をして、どういう支払いを行うかを同時に決めていかないと、事業者にとってこれはどういうことになるかという全体像が見えなくことになります。資料の39、最後には事務局さんも書かれています。まさにUpliftと ΔkW というのは、同時に議論していただきたいと思っています。それが資料4-2です。

それを踏まえて4-1につきましては、若干質問をさせていただきたいと思います。まずそのものなのですが、PJMにおいてReserveとRegulationと分けているということです。一応日本においては、2つは区別することなく需給調整市場で扱っていることになっています。PJMにおいて日本では需給と受注の一緒くたにしている2つの商品を、全く分けて約定方法も異なるようにしているというのはなぜかというのがもし分かれば、教えていただきたいということです。

次に今度は4-1の10スライド目になります。ここで書かれていること、Reserveのほうですが、入札価格に逸失利益を加算し、マージナルをシングルプライスとして参照とあります。これ自身はそれでいいのですが、ここは逸失利益のことだけを記されていますけれども、日本の需給調整市場価格は、先ほども申し上げたとおり青の部分、機会費用部分は非常に大きなところを占めています。ここがPJMに対して一体どういう扱いになっているのかが、少しこの資料からは読めないの、解説をいただければと思います。以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。あと増川オブザーバー、お願いします。

○増川オブザーバー

太陽光発電協会の増川です。ありがとうございます。私からは資料４－１につきまして質問が１つ、それから、資料４－２についてコメントとお願いがあります。

資料４－１ですが、５ページ目のスライドにお示しいただきました、調整力の区分の概要のところですが、このR e s e r v eの中にはNon Synchronized R e s e r v e、非同期電源、需要リソースということが出ています。少しその辺はP J Mでは再エネの比率が低いので、日本と少し状況は違うのかもしれませんが。このNon Synchronized R e s e r v eにそういう変動性再エネ、風力と太陽光等が含まれるのかどうか、どういう扱いを受けるのか、何か情報がありましたら、ぜひ教えてください。

それから、R e g u l a t i o nの中にも所定出力到達時間が短いのですが、太陽光、蓄電池にしても通信手段にもよりますけれども、応動速度が速く、応動時間が速くできると思います。これにも含まれるのかどうかを教えていただければ幸いです。これが質問です。

それから資料４－２です。先ほどの私のコメントと重なりますが、基本的には火力等の調整力を想定して検討されていると理解しています。まずはそこをしっかり整理して、検討することが重要だと思っています。変動性再エネについても、この辺の $\Delta k W$ の扱いをどうするのかというのは、今後の課題かと思っていますので、それも今後の検討課題として加えていただければと思います。

特に出力の余剰が出て、市場価格が０円、それ以下になっている時につきましては、基本的に出力の制御が行われるわけです。その下げ調整力、場合によっては上げ調整力の提供可能、もちろん火力は全然違いますが、そこをうまく活用することが全体の調整力のコストを下げることに繋がると思いますので、そこをどう活用するのか。非常に定量的評価は難しいことは承知していますが、考え方はぜひ整理いただいて、その辺も今後の検討課題としてお願いできればと思います。私からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。次は送配電網協議会の山本オブザーバー、お願いします。

○山本オブザーバー

ありがとうございます。送配電網協議会の山本です。

資料４－２の１７～２０ページ、先ほども出ていましたが、アワー価格の価格算定方法を案Ｂ－２とする場合の機会費用、ならびに逸失利益の規模感やU p l i f tとの関係性について示されていますけれども、今後 $\Delta k W$ やU p l i f tの費用負担の在り方を議論する際には、この $k W h$ よりも限界費用が高くなっている、高い電源は全体としてみれば $k W h$ と $\Delta k W$ の両方のために動かしている点を考慮しながらご検討いただければと思います。私からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。次は、関西電力の岩田オブザーバー、お願いします。

○岩田オブザーバー

音声は届いていますでしょうか。

○金本座長

大丈夫です。

○岩田オブザーバー

ありがとうございます。関西電力の岩田です。ご説明ありがとうございました。私からは資料4-2について、ご発言させていただきます。

今回 $\Delta k W$ 価格に関する検討結果の進捗として、 $\Delta k W$ の約定量の特定方法や前日以降の同時最適も踏まえた $\Delta k W$ 価格の取り扱いをお示しいただきました。われわれ事業者としても持続的な安定供給の観点から、この $\Delta k W$ の供出に寄与していきたいと考えていますので、前回、齊藤からも申し上げましたとおり $\Delta k W$ 価格の算定方法の検討に当たりましては、発電事業者が調整電源を確保、維持するための健全なインセンティブの在り方、これも含めて検討を深めていただければと思います。以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。次はJERAの東谷オブザーバー、よろしくお願いします。

○東谷オブザーバー

JERAの東谷です。資料4-2について1点コメントさせていただきます。

私も資料20ページのところです。石坂オブザーバー、それから、山本オブザーバーの意見と同じようなところになりますが、この絵は非常に分かりやすく整理していただいております、ありがとうございます。

少し気にしているところは、21ページの参考スライドになります。よく読むと緑の枠の部分については、コマ単位であればこの絵のとおりですけれども、1日単位や1週単位ということになると、他のコマの収入とで相殺されて、先ほどのグラフの青い枠よりも小さくなるようなことも起こり得ることが記載されています。ですので、緑の枠のところは少し特殊で、そういった相殺のようなものがあり得るところもありますので、全体を見た時に、要は回収漏れがないような形で全体の仕組みの設計をお願いいただければと思います。以上になります。

○金本座長

どうもありがとうございます。他にありますか。

少し私から確認の質問です。23スライドのところで余力をどう振り分けるかという話をしています。上のほうを見ると最適化問題を解いているようで、最適化問題を解いたら最適解が出てくるはずで、それはどうなっているのか。余力のところは決まらないような話が後ろにあります、それは $\Delta k W$ の社会的なコストが0ならば、どの電源にはめるか決まりません。電源ごとに $\Delta k W$ コストが違えばどの電源が最適というのが出てくるという

ことですが、決まらないのは ΔkW のコストを0に置いたので、解が複数あるとか、無限にいっぱいあるというケースになっているのではないかと。ですから、そうだとすればもう少し最適化モデルの設定を考えていただいて、多分そのようなことはPJMではないと思いますので、それをやっていただいてから議論したほうがいいのかといった感じです。それについて少しご質問です。

取りあえず以上について回答をお願いできればと思います。

○下根マネジャー

広域機関事務局の下根です。委員の皆さま方、オブザーバーの皆さま方、大変多岐にわたる有意義なご示唆をいただきましてありがとうございます。回答できる範囲で回答させていただきます。

まず、横山委員にいただきましたところ、今後の例を絞り込んでいくに当たりましての観点としましては、TSO目線として ΔkW の価格が高騰しないように、あるいは一方でBG側の調整力を供出するインセンティブ、ここらあたりは岩田オブザーバーにいただきましたところとも共通するところがありますが、そういった観点が重要ではないかというところでは。

また、松村委員からは、さらに加えてというところで、 ΔkW の市場のみを考えるのではなく、 kWh の市場、そして kW の市場収益も含めた全体バランスではないのかと、そういったご示唆もいただきまして、まさにご指摘のとおりだと思っています。幾つか取り得る案、ここに求められる費用の規模感を見比べながら、そういったインセンティブ、あるいは対価として妥当なのかを含めてご議論なのだと考えているところです。

特に松村委員からいただきましたところはそのとおりだと思っていまして、現行の算定方法でSPAとMPAをそのまま単純に比較してしまいますと、SPAのほうが高くなってしまうのは明らかですが、一方、そうしてしまいますとマルチプライスにおきまして何1つ収益がない状況での価格しか出てこないところもあります。この点は松村委員からいただきましたとおり、そもそもインセンティブを生むために入札の方法自体が変わり得るだろうということも含めて、マルチプライスの価格がどう変動し得るのかも含めた上で評価だということでは、ご指摘のとおりだと思っています。

続きまして、河辺委員からいただきましたところ、今後は ΔkW の費用の動きは kWh とUpliftを合わせて示していくことに関しては、東谷オブザーバー等々からもいただきましたご要望とも共通的なところかと思っていますので、しっかりお示ししたいと考えています。

その上で質問を1ついただきましたが、応動能力の違い、現行の制度では考慮していたのではなかったかというご質問に関しましては、より正確にいきますと、現行は複合能力を有する、複合商品に限っていえば、他の商品に比べると約定されやすいという意味でのインセンティブはあるところです。他方でGF、LFCといった高性能だからといってEDCに比べると対価性が高いかというと、そういうところでは差は設けていないというところ

ころでもあります。現行に関しては ΔkW の高さでしか評価をしていないところでもありますので、資料4-1でもありましたように、高機能のものに関してはパフォーマンスを評価する方法もあり得るのではないかとのご示唆だと思っていますので、今後そういったところも含めて検討なのだと思います。

続きまして、五十川委員からいただきましたところは、費用の規模感を見るのも大事だけれども、考え方も非常に大事であるところは、まさにご示唆をいただいたとおりでと思っています。その点は説明の中でもご説明させていただいたように、例Ⅲが、そもそも考え方として妥当なのかというところ自体も課題だと考えています。定量評価と合わせてそういった考え方がどのようなのかは、しっかり検討していくべきだと考えているところです。

続きまして、小宮山委員からいただきましたアドバイスで、以前の検討会でもいただいたと記憶していますが、SCUCの中で ΔkW の確保制約、その価格もその確保制約に関するシャドウプライスで求めているかどうかというところ、こちらは金本座長からいただいたところとも共通的なところでもありまして、ご指摘のとおり ΔkW に入札コストがあって、そこで傾斜が付けば先ほどの特定できない、目的関数一致するが故にどこに特定すればいいかわからないという問題が起こり得ないというのは、事実だと思っています。他方で、説明を割愛したところでもあります、28ページにもありますように、現行の日本の考え方は、追加起動費も含めた機会費用というところを ΔkW 費用として観念しているところでもありますので、こういったところが入札コストに織り込みづらいところであり、また、シャドウプライスが限界費用からしか引用できない単価というところもありますので、こういった起動費を含めたものを評価するのに適しているのかというところが、非常に重要な観点になってくると思っています。PJMと調整力の考え方がかなり違うという日本の特徴も鑑みながら、日本の場合はどうすべきなのかというところを今後詰めていくべきポイントだと考えているところです。

続きまして、市村委員からいただきましたところ、こちらは扱う ΔkW に関してはReserveとRegulationだけかというようなご質問だったかと思っています。こちらは、現行の日本においては、アメリカでは強制供出となっております、Frequency、つまりGFについても需給調整市場で調達していますので、基本的にはGFも含めた上での同時最適になると考えているところです。

また、前日でFIXした上での時間前の話かというところに関しましても、まずはその前提で検討をさせていただくべきと考えていまして、その上で時間前以降に、 ΔkW が差し替わった時にどういった課題があり得るのか、どう精算するべきなのかを詰めていく段階で全体像をお示しできればと考えているところです。

その他いただきましたところに関して、増川オブザーバーからいただきましたところも、以前よりいただいているご指摘だと思っておりますが、変動性再エネの調整力を活用する観点から、どういった在り方が考えられるのかというところも重要な観点だと考えて

います。

山本オブザーバーからいただきましたところ、費用負担の在り方等に関しても、今後の大切な論点だと考えているところです。

資料４－２に関して頂いたご指摘等に対する回答は一旦以上かと思っています。よろしければMRIさんから、資料４－１に関してよろしくをお願いします。

○橋浦

三菱総研の橋浦です。いただいたご質問の中で、順番にさせていただきます。

まず、市村委員から、資料４－１の６ページに関して、卸市場やReserveについては応札義務があるけれども、Regulationがないのかというご質問について、弊社が確認したところはないと理解しています。先ほどの松村先生からもご指摘があったとおり、そもそものシングルプライスになりますと入札戦略のようなものも変わってくる可能性がありますので、制度と事業者の応札行動等の両方を見ていかないといけないのではないかと考えています。PJ MがRegulationの調達についてどのように考えているのかという点については、追加調査が必要だと思っています。

２点目が、東京ガスの石坂オブザーバーからいただきましたUpliftの取り扱いについて、資料４－１にてPJ MはReserveとRegulationを区別しているが、分けている仕組みについてなぜかというご指摘については、どうして分けているのか、PJ Mの思想に関わってくる部分でして、今時点で明確にご回答できる状況できません。

続いて、10ページ目にてReserveの市場では逸失利益を考慮しているけれども、機会費用はどうなっているのかというご質問につきましては、一番最後の25ページまで飛んでいただきたいと思います。２ポツ目にありますように、逸失利益は考慮している一方で、機会費用については明確に確認ができていません。恐らく卸電力市場のUplift側で機会費用は使っているのではないかと考えています。この点も引き続きのUpliftと調整力の機会費用、逸失利益の観点で、両面から追加の確認が必要だと考えています。

そして、最後に太陽光発電協会の増川オブザーバーからいただきました、Reserveに太陽光、風力といった変動性再エネが含まれているのかという点に関しまして、８ページをお願いします。非常に小さい文字で恐縮ですが、表の下注の※の２つめです。読み上げますと、太陽光・風力・原子力については、通常Reserveの入札対象外となっています。ただ、PJ Mの例外承認を得た場合は、これらの電源も入札できることとなっています。この点についてはPJ Mも参加できると理解しています。

一方でRegulationの取り扱いについては、まだ明確に確認できていませんので、こちらは追加調査が必要だと思っています。弊社からの回答は以上となります。

○金本座長

どうもありがとうございます。その他よろしいですか。

Regulationが別扱いというのはヨーロッパもそうで、一緒にしているのは日本だけぐらいな感じかとは思っています。

あと、ここでの調整力費用の機会費用は、経済学の機会費用と全く違って、逸失費用というのが機会費用なのです。これは私も経済学者ですから頭がこんがらがって大変です。どこかのタイミングでしっかり学問的な整理と合うような形に変更していただければと思います。

ここでいう機会費用は、皆さんが言うておられるように、基本エネルギーと調整力と両方いっぺんに出している電源については、まとめて考慮されているので出てこないということかと思っています。ということで次にいきたいと思っています。

(3) 同時市場における費用便益分析の具体的進め方について

○金本座長

次は3番目の議題です。同時市場における費用便益分析の具体的な進め方についてです。事務局の広域機関から資料5のご説明をお願いします。

○下根マネジャー

続きまして資料5です。こちらは同時市場における費用便益分析の具体的進め方について、こちらの資料内容のご説明をさせていただきます。

右肩2ページ、背景でして、こちらはB/Cを扱ったのが第3回本検討会というところでもありまして、この際には米国の市場の変遷や、B/C評価の事例等を紹介した上で、前提条件等、日本で評価可能と考えられるような項目の抽出といったところを、検証AやB、あるいは細分化作業会のタスクアウトで得られた知見等も踏まえた上で、定量評価が可能かの準備を進めていくとしていたところです。

今回は、それらの具体的なシミュレーションに入っていくにあたり、便益項目に関するシミュレーションを用いた分析方法に関して整理するとともに、併せてあまり深掘りできてい wasn't した費用の計上方法、こういったところに関する評価方法を検討したためご議論いただきたいというところになります。

7ページから、便益項目に関するシミュレーションの話となり、まずはシミュレーションの条件から整理させていただきます。

9ページ、前回の振り返りではありますが、便益項目の定量的な分析に関しまして、まずは需要の弾力性がないモデルで検討を始めた上で、エネルギーコスト、CO₂対策コストの低減を便益として算出してはどうかというふうにしていたところです。

また、評価対象期間に関しては、同時市場に関係があると考えられる次期中給システム運開次期、あるいはそういった大規模システム耐用年数等々を踏まえまして、2030年ごろから10年という評価期間にしていたところです。

そして、先ほどのエネルギーコスト、あるいはCO₂対策コストの評価をどうするのか

に関しては、至近の計画策定プロセス、あるいは過去のマスタープランにおいても、世界情勢等の変動を考慮して、一定程度価格に幅を持たせて評価をすべきという考え方や、あるいは、具体的諸元に関しては、至近の計画策定プロセスで用いている値があるということでもありますので、そういったところを参照したいと考えているところです。

続いて12ページ、10年間の評価の方法というところです。こちらは定量評価可能な項目における1つ目の便益である調整力コストの低減、そして2つ目の便益である混雑処理費用の低減に関しては、今後再エネ導入量が拡大していくのに伴いまして、より一層調整力必要量、系統混雑が増加すると思っており、それらの低減効果という便益自体も増加すると思っています。そういった観点、効率的に検討を行う観点、ならびに保守的に評価するという観点から、初年度の便益を10年横置きで評価してはどうかと考えているところです。

続きまして、割引率、年経費率の考え方に関してになります。これは考え方のご説明だけですが、将来の貨幣価値を現在価値に換算するということ、あるいは、実際にかかった費用に関しては、初期投資のみならず、人件費、修繕費等も含めたランニングもかかり得るところですので、そういったところを均等な年間投資額に換算するということです。

最後のシミュレーションツールに関しましては、今後調整力コストの低減効果、混雑処理費用の低減効果といったところを算定しようと思いと、調整力確保制約、あるいは送電容量制約を模擬した上でSCUCを回す必要があります。そういったところ、こういったツールがあるのかというところですが、こちらは検証Aで実施していますような、電中研さんのSCUCツールの他、海外の事例を見渡しますとPROMOD、PLEXOS、そういったものがあり得るところです。

一義的には検証Aで使っています電中研さんのツールを使うことが望ましいとも考える一方で、やはり検証Aにおきまして相当程度市場制度としてのカスタマイズということも検証を進めているところでもありますので、そこでの遅延が懸念される観点から、その他の代替案としまして、PROMODに関しては、こちら広域機関の審議会等におきましても、マスタープラン等々の評価で使っており、環境ノウハウが既にあるといった点、そういったところを活用して効率的に検証をする観点から、今回PROMODを用いて便益分析を進めたいと考えているところです。

続きましては、1つ目の便益の調整力コストの低減効果、これの具体的な算定イメージです。19ページは前回お示ししたイメージですが、こちらは同時最適に伴う調整力必要量の低減量を定量的に把握した上で、コスト低減効果を算定してはどうかということをお示ししていたところです。

これをどのように具体的にを行うのかに関しましては、次の20ページにありますように、こちらは昨年末にご報告を差し上げたところですが、調整力の細分化作業会の中間報告というところでもありまして、現時点で同時市場に移行した場合に調整力必要量は減るのか

どうなのか、そういった規模感はどうなっているのかをご報告差し上げたところです。具体的には、現行必要量の5～8割程度に減るのではないかと示したところではあります。

今後、右下の部分にもありますように、将来2030年代に再エネが増えた暁に、同時市場なかりせばの場合、調整力必要量がどの程度増えるのか。そして、それが同時市場に移行すればどの程度減るのかというところを、今現在進行形で試算しているところです。こういった結果が手に入りますと、何%から何%に低減するといったところが諸元として手に入るところです。

そういった数値が手に入りますと、次の21ページにも掲載していますように、具体的なシミュレーションに移れるかと思っています。こういった調整力の必要量が例えば8%から4%に減るということであれば、その分単価の高い電源の起動台数が減るところでもありますので、それによって日本全体の燃料費、CO₂対策コストが減るところで、こういった差分を定量的な便益として評価してはどうかと考えているところです。

続きまして、2つ目の便益である混雑処理費用の低減に関してになります。こちらは、同時市場においては、いわゆるSCUCロジックを用いまして、前日段階から全国大の電源持ち替えによる混雑処理が可能というところでもあります。こういったところが現行の再給電方式によるエリア単位の個別最適から、より良くなる点だと考えているところです。

こういったところをどのように模擬するのが25ページ以降でして、まずは現行の再給電方式の模擬に当たりましては、大きく2つに分けています。ステップ1におきましては、地域間連系線のみ制約を設けて最適化計算を行います。これによって現行の卸電力市場と同じ状態を模擬した上で、その計算結果としてエリアの中に混雑が発生する状況となります。

そういった中、ステップ2におきましては、連系線潮流をステップ1の結果としまして、エリアの中で発生した混雑を解消すべく、エリアの中で持ち替えを行うところで、再給電方式を模擬したいと考えているところです。

対しまして27ページにありますように、同時市場の模擬に関しては、連系線・地内の送電線、こういった制約を一括で認識した上でSCUCを回すところですので、これによって全国大の最適な電源態勢が定まるというところです。

この結果、28ページにもありますように、真ん中のステップ2、再給電方式におけます日本全国の電源態勢、そして、SCUCによる電源態勢というところで、エネルギーコスト、CO₂対策コストの低減効果というところが試算可能と考えています。こういった差分を定量的な便益として評価したいと考えているところです。

29ページは、先ほどの便益①と便益②の関係性を整理したものです。やはり便益を分析する際には、二重計上しないように検討の条件や順番を整理する必要があると考えています。この点、条件さえ正しく整理すれば、どちらからやっても構わないところですが、検

証の都合上、先ほどもありました再給電方式の模擬というところが、2ステップあり、いささか煩雑になるところもありますので、まずは②混雑処理費用の低減効果を試算した上で、両方ともSCUCで回す、そういった世界観に合わせた上で①の調整力コストの低減を計上するといったところで、二重計上をせず効率的な試算を行っていきたいと考えているところです。

続きまして、費用の計上方法です。こちらは前回ご議論いただいた際には、やはり同時市場を導入する際の主たる費用としましては、電源起動・出力配分システムや、あるいは価格算定といった市場システムの構築費用が考えられると思ったところです。こちらは第3回、前回にもご議論いただいたところではありますが、この際、次期中給システムの扱いをどうするのが大きな論点になっていました。こちらは次期中給システムに関しては、同時市場になろうがならまいが、いずれにせよ経年劣化による更新に要する費用がかかるところと、仮に市場制度が同時市場に移行することが決まった暁に、プラスアルファでカスタマイズする追加の費用、そういったところに分かれると考えていまして、このうち前者の更新費用に関しては、この費用便益分析におきましては計上しない、サンクコストにするのが妥当ではないかと考えているところです。

一方でというところではありますが、具体的に費用の算定を計上していくに当たりましては、システムの概算見積もりといったところの作業が必要になってくるところです。市場システムの費用計上、あるいは事業者側のシステムの改修、そういった費用を計上しようとしめると、やはり一定程度制度の概観が見えてこないとなかなか難しいところもあります。この点、1年程度での取りまとめを目指している本検討会におきましては、そこまで制度の概観を明らかにした上で、メーカーやシステムベンダーへのヒアリング等を通じた費用の算定というところまでは、なかなかたどり着かないのではないかと考えています。そういったところから他に代替案がないのかという観点に立ちまして、海外事例等を参考に評価方法に関して検討を行ったところです。

37ページが、今回調査した事例です。この点、便益と一緒にではありますが、同時最適に特化した費用の評価事例はなかったところです。他の事例としまして、いわゆるノーダル制への評価事例が見つかったところでして、こちらのノーダル制に関しては、同時市場以上に複雑な制度の移行と考えますと、そこでかかった費用としましては、同時市場の移行評価に当たっては安全側に働くと考えているところです。

まずは1つ目の事例としまして少し古い事例ではありますが、2008年、アメリカERCOTの事例です。この際、市場制度に移行する費用としましては、システム変更等の費用ということで、約4億ドルを算定していたところです。また、英国のOfgemにおきましては、至近2022年に費用便益分析をしていまして、こちらは考え方も相当細分化されています。まず系統運用者が担うセントラル的なシステムに関しては新規構築であり、そして、市場参加者のシステムは既存更新であると分類した上で、各事業者へのヒアリング、そして、海外事例からの推定を比較検証しながら見積もりを行っているところです。

結果としては、海外事例から引っ張ってきたほうが高額になったところで、先ほどの2008年のERCOTの事例を現在価値換算した上で、最終的な評価としては、システム導入コスト5億ポンドということで、日本円に直しますと800～900億程度の規模感だと評価していたところです。

こういったところが同時市場の移行費用評価に使えるのではないかと考えていまして、下の図に示していますように、英国と日本では系統容量が大きく違うと思ってもいいのですが、その分だけ事業者のシステムの数も違うであろうというところの補正が必要なのかと思っています。あるいは、今後の物価上昇等をどのように織り込むのかもまだまだ課題としてはあると思っています。まずはそういった海外事例の費用の評価方法をベースに、今後の費用評価を行うようにさせていただきたいと考えているところです。

最後に今後の進め方になります。今回は便益、そして、費用の計上方法に関して、具体的な方法をお示ししたところです。本日のご議論も踏まえまして、具体的なシミュレーション等にも入っていった、改めて定量的な費用便益分析、いわゆるB/Cの数値をお示したいと考えています。

またということで、今回取り上げなかったところではありますが、定量的な評価に並行して、定性的な便益や費用等の評価も非常に重要であると認識していますので、そういったところはシミュレーションと並行してしっかり実施をさせていただきまして、改めてB/Cの結果とともにお示ししたいと考えているところです。本日の説明に関しては以上となります。

○金本座長

どうもありがとうございました。それでは、質疑の時間に入らせていただきます。今までと同様に会議室にいる方は名札を立てていただいて、Webの方は挙手ボタンでお知らせいただければ幸いです。それではありますでしょうか。では、委員の方はいらっしゃらないようですから、エナジープールジャパンの市村オブザーバー、お願いします。

○市村オブザーバー

ありがとうございます。まずこの同時市場の検討会も今日で7回目ということで、そろそろ具体的なイメージを示していくタイミングに入ったと思っています。その中でB/C分析について、非常に真摯に向き合って準備をいただいた事務局の皆さまには経緯を表したいと思っています。

こちらの検討会では、ある意味相応に完成度の高いシステムがあるという前提で議論が進んでいるわけです。時々私は申し上げていますが、あえてシステムを作る側の目線です。受注者側のベンダー側の目線で意見を申し上げたいと思っています。われわれ当然のことながら太陽光の予測や需要家の予測など、DRを行う上では不可欠なシステムを構築しています。少しそういうベンダー側の目線であえて意見を申し上げます。

今回ERCOTの事例を基に系統運用側のシステムとして、1つの仮説に仮説を重ねた上で5億ポンドという数字を記載されています。これをどう考えるかですが、既に何度か

この場でも議論されていますが、ERCOTにはご存じのように容量市場もFITもないわけで、われわれが日本で今行おうとしている同時市場とは前提もスペックも変わってきます。

また、資料の中には割り戻しを10年を前提に今ここでは仮説を唱えて進めていますが、最近のマルウェア対策やサイバーアタック、サイバーセキュリティーの対応を考えると、われわれシステムベンダーの間ではもっと早く回すことが妥当なのではないかというのが、マジョリティーの意見を占めます。

座長も何度かおっしゃっていたと思いますが、今回の同時市場の検討はやはり世界でも類のないというか、前例のない取り組みをわれわれは今やっているわけです。そういった中で今回いよいよ7回目ということで、具体的な定量的なデータが出たわけです。私が若干懸念するのは、ひとたびこういう定量的なデータが公表されると、その数字が独り歩きをしていく可能性はやはり否定できません。

もちろん今回このデータというのは、系統運用者側のある意味ではシステムの整備ということですが、back to backで考えれば当然市場参入を考えている事業者側のコストなども当然あると思います。どのぐらい同時市場にコミットしてくるのかというのは、これからの制度設計次第だと思います。例えば発電事業者だって1,000社ぐらいあります。小売事業者も700社ぐらいあります。こういった方々が同時市場に参入するためのシステムを構築する費用はそれなりのものだと思います。社会コストという点では系統側も、また、事業者側もそれは相互に目配りする必要があるのかと思っています。

従いまして、先ほど事務局の方からも、今後もさらなるB/C分析は進めていくということですから、それはそれで本当にわれわれも真摯な議論を進めていきたいと思いますが、やはり次回移行もこういった数字が独り歩きしないようなピン留めというのは留意をして、進めていく必要があるのかと思っています。私からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。その他ありますでしょうか。小宮山委員、お願いします。

○小宮山委員

ご説明いただきありがとうございます。今回資料で方針が提示されているところは賛同させていただきたいと思います。中でもやはり事業の評価が非常に難しい部分なのかと思っています。今回海外の事例でも他国の例を基に推定しているということで、そちらを踏襲するという41枚目のスライドの方針にも賛同させていただきたいと思います。

やや気になりますのは、少し系統の構造等もこうした費用に影響を与える可能性も軽微ながらあるのかもしれない。今回ERCOT、それから、イギリスの例を参考にされるということで、イギリスの系統の構造も例えば日本ですと、東日本の系統の構造とイギリスはかなり類似している部分もあるように認識しています。今回そちらイギリスの事例も参考にするというので、それほど悪くはないかと思っている次第です。私からは以上で

す。

○金本座長

どうもありがとうございます。では、新川オブザーバーをお願いします。

○新川オブザーバー

新川です。同時市場における費用便益分析は非常に重要であると思っています。

今回事務局の資料で同時市場のシステムに関する記載がありました。現在、一般送配電事業者において、次期中給システムの構築がなされていると理解していますが、次期中給システムについては実運用に使用するシステムであって、計画的に構築することが重要であると理解しています。

他方、その使用が同時市場の約定ロジックと大きく異なる場合には、連携する際に複雑な仕組みが必要となる他、コスト高になる可能性もあると認識しています。同時市場の議論で必要な機能が出てくれば、次期中給システムの追加実装等で反映するとはいえ、コストや障害発生リスクを考えれば、どんな乖離が生じても追加実装で対応できるよう、IT部門の努力いただくということだけではなくて、同時市場の議論においても次期中給システムの使用等も勘案しながら議論することが、時には必要ではないかと考えています。以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。秋元先生、お願いします。

○秋元委員

秋元です。ご説明いただきましてありがとうございます。私も費用便益分析に関して、丁寧にご検討いただいたことに関して感謝申し上げたいと思います。

少し若干1点だけどういう取り扱いなのか、少し私の中で分からなかったのが、PROMODを使うというのは、今の段階では適切ではないかと思いましたが、SCUCツールを電中研さんのほうで開発して、これまで提供、分析をいただいている中で、最適解に行き着いていなくて準最適解として出てくる部分との扱いをどうしていくのか、少し聞き漏らしたのかもしれない。そのあたりにおいて費用便益分析の結果も、その結果次第では結構変わってくる可能性もあるかと思います。少しそのあたりの扱いの方針について、もしご説明があったら、申し訳ありませんが、聞かせていただければと思いました。以上です。

○金本座長

ありがとうございます。その他ありませんか。よろしいですか。では、事務局からお願いします。

○下根マネジャー

広域機関事務局の下根です。大変多岐にわたるアドバイス、ご質問をいただきましてありがとうございます。

まず費用の計上に関しましては、小宮山委員や市村オブザーバーにアドバイス頂いたと

おりだと思っており、まず、大きな方向性自体はご異論なくご賛同いただいたと思っておりますが、やはり費用の計上を他国から持ってくる際にはいろいろな注意点が必要なのだというところで、小宮山委員からは系統の違いも考慮事項ではないかという一方で、イギリスからの引用というところでは、日本と類似性があり得るというところで一定程度妥当だという評価をいただいたと思っています。

一方で、市村オブザーバーからは、実際の実務という観点に立つと、システムというところがどのようなものになるのかが、最新の動向も含めてなかなか全部網羅できたわけではないと思っています。そういう点はおっしゃるとおりだと思っていまして、一定の前提を置いて今回検討は進めてさせていただきますが、定性論になるのか、あるいは今後の物価上昇等で見込むのか、こういったところは少し今後検討しようと思っていますが、何らかの留意点や定性的な評価も合わせながら、しっかりと数字が独り歩きしないようにという観点も含めて、整理は進めていきたいと思っていますところ。

続きまして、秋元委員からいただきましたPROMODに関するご質問に関しましては、最適化のギャップについて、電中研ツールがまだまだ精度に課題があるところで、検証において取り組んでいるのが実態だということをご指摘のとおりだと思っています。他方で、電中研さんに取り組まいただいているのは、一定の制約時間の中で答えが出るのかというところでやっていますので、そういった中で回しますと、容易に収束する場面もあれば、難しい場面もある、そういったところで年間評価をどのようにやっていくのかが、運用も含めた課題であると捉えているところです。一方、PROMODの評価においては、少し言い方はあれですが、計算時間を相当程度かけて収束に持っていっているところもありますので、最適解に関わる課題自体は、相当程度の計算時間をかけるという、マシンパワーのほうで解決するところもあります。そういったところも含めてマスタープラン、計画策定プロセスを使っているという実績も含めて評価しているところです。

最後に新川オブザーバーからいただきましたところもご指摘のとおりだと思っています。同時市場の制度設計といったところが、今後の次期中給の様々なコストに跳ね得るところ自体も事実だと思っていますが、そういったところが青天井でいいわけではないという認識です。次期中給側で先行している技術もあろうかと思っていますので、そういったところを逆に制度側にフィードバックするといった観点も含めて、両方良くなるような制度設計を行っていくことが大事とのご示唆だと思っています。それはそのとおりだと考えておりまして、それらを心掛けた上でしっかり進んでいきたいと思っています。事務局からは以上となります。

○金本座長

どうもありがとうございました。この費用便益分析はなかなか難しく、1つシステムのコストについては、ざっとPJMの費用構造などを見ると、日本のコストよりもはるかに安くできているようで、PJMの人が言っているのも、MIPベースにしたので、コストダウンになったと。コンポーネント化ができて、以前よりシステム構築が容易になった

という議論をされていました。そういったものにも少し目配りをしていただいて、システムコストについてはそういう視点から調べて、海外と同じぐらいのコストにできるはずだという視点も必要かと思います。もう少し幅広に見ていただいたほうがいいのかという気がしました。

それでは他にありませんでしょうか。

3. 閉会

○金本座長

では、まだ時間が10分ほど早いですが、これで終わりにさせていただきたいと思います。いつも申し上げていますが、この電力システムのために非常に重要な検討会ですので、引き続き議論を深めていきたいと思います。

これをもちまして、第7回の同時市場の在り方等に関する検討会を閉会させていただきます。今日はどうもありがとうございました。

○一同

ありがとうございました。