

総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会  
電力・ガス基本政策小委員会 制度検討作業部会（第11回）

日時 平成29年9月19日（火）8：30～10：16

場所 経済産業省本館17階国際会議室

出席者：

<委員>

横山委員長、秋元委員、安藤委員、大橋委員、大山委員、小宮山委員、  
曾我委員、武田委員、廣瀬委員、又吉委員、松村委員

<オブザーバー等>

菅野電源開発株式会社執行役員・経営企画部長

國松日本卸電力取引所企画業務部長

斉藤イーレックス株式会社執行役員・経営企画部長

佐藤電力広域的運営推進機関理事

佐藤東京ガス株式会社電力本部電力トレーディング部長

新川電力・ガス取引監視等委員会事務局総務課長

竹廣株式会社エネット経営企画部長

内藤関西電力株式会社執行役員・総合エネルギー企画室長

鍋田中部電力株式会社執行役員・グループ経営戦略本部部長

柳生田昭和シェル石油株式会社執行役員・電力需給部長

山田東北電力株式会社電力ネットワーク本部電力システム部技術担当部長

上田株式会社三菱総合研究所環境・エネルギー事業本部主席研究員

議題：

(1) 需給調整市場について

経済産業省 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課  
TEL：03-3501-1511（内線4761）  
FAX：03-3501-3675  
〒100-8931 東京都千代田区霞が関1-3-1

○鍋島電力供給室長

それでは、定刻となりましたので、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11回制度検討作業部会を開催いたします。

委員の皆様方におかれましては、朝早くからご出席いただきありがとうございます。

本日、早坂オブザーバーはご欠席との連絡をいただいております。

本日は、欧米の需給調整市場の現状について、事務局から委託調査を行った内容についてご報告いただくため、株式会社三菱総合研究所より上田啓司様にお越しいただいております。どうぞよろしくお願ひしたいと思います。

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

○横山座長

皆さん、おはようございます。本日は、朝早くからお集まりいただきましてありがとうございます。

本日の議題は、需給調整市場についてということでご議論いただきたいと思います。

議事次第にもありますように、先ほど鍋島さんからご説明ありましたように、欧米の需給調整市場の現状について、三菱総研の上田さんからご説明していただいた後、資料4の需給調整市場について事務局からご説明をいただき、そしてまとめてご議論をいただきたいというふうに思います。

それでは、まず資料3の説明を、三菱総合研究所の上田さんよりご説明をお願いいたします。

○上田主席研究員

三菱総合研究所の上田でございます。それでは資料3に基づいてご説明したいと思います。

1ページ目ですけれども、冒頭から大分ビジーな図が出てしまっていて恐縮ですが、欧米の需給調整市場というのは、ある意味、当初から広域化ということを念頭に置いて検討が進んできたということもございますので、広域化という観点からファクトを整理しているということでございます。

欧州におきましては、卸電力市場の広域統合という段階から、現在、需給調整市場の広域統合、すなわち系統運用の統合という段階に進んで、ルール整備、実証に歩を進めております。

それから米国の場合には、エネルギー市場と系統運用と一体的に地域送電組織、すなわちRTOと呼ばれるもので管理をしている状況でございますので、このRTOの拡大が、広域運用の拡大へとそのままつながっているということでございます。

言えることは、地域や系統運用組織の違い等を乗り越えて、広域市場の構築というのは欧州、

米国ともに目指すところですが、やはり系統運用の統合となるといろいろ地域の違い等ございますので、時間をかけてしっかり取り組んでいる、息の長い取り組みであることが見てとれるかと思えます。特にこの後、欧州を中心に詳しくご紹介して、米国については簡単にご紹介したいと思えます。

2ページ目になります。もともと欧州の自由化というのは96年のEU電力指令がきっかけとなっておりますが、当初から各国ごとの自由化された電力市場ではなく、欧州で一つの自由化された電力市場を標榜して改革に取り組んできたという経緯がございます。

この中で、いわゆる間接オークション等を使いまして、前日市場につきましては取引所間のいわゆるマーケットカップリングという形で、国・地域を超えた広域的な市場構築というのをずっと取り組んできました。先ほど年表にもございましたけれども、おおむね2000年代にマーケットカップリングにめどがついた段階で、今まさにゲートクローズの後の系統運用、すなわちテクニカルフェーズの統合というところに歩を進めています。

ヨーロッパと日本は、基本的には同じマーケットモデルを採用しているわけですが、基本的な発想というのは、ゲートクローズの前の段階というのは、いわゆるコマーシャルアレンジメントですね、商業取引を最適化していく。この段階では、できるだけ電力の固有の要素というのを抜いて、いろいろな金融プレーヤーの方も含めて経済取引に集中していただく。逆にその他技術的な要素というのは、ゲートクローズ以後のいわゆる需給調整市場であるとか、系統運用というところに押し込めていく。

そうすると、各国ごとの電力事業固有の要素といったばらつきは、やはり全部こちらに集約してくるわけです。そういった意味では、欧州では、2009年からネットワークコードという形でルールづくりに取り組みながら、各地域でパイロットプロジェクトで実証的な取り組みを進めております。足かけ10年近くかけて、今この問題に取り組んでいるという状況でございます。

需給調整に関しましては、Network Code on Electricity Balancing が策定されまして、今年の3月に最終ドラフトという形で各国承認済みとなっております。

3ページ目に進みますが、この後、若干テクニカルな用語が出てきますので、用語の確認という意味だけです。技術用語は難解ですが、ネットワークコードの中では、各国の予備力について、このような用語の統一を図っているということでございます。

正確ではありませんが、おおむねの対応関係として、一番短い時間領域であるFCRがガバナフリー、それからaについてありますが、これはautomaticの意味でございますけれども、このaFRRがLFCに対応します。それからmFRR、これはmanualという意味です。このmFRRとこの後のRR、このあたりが大体日本でいうところのEDCに比較的近いのかなと思って

います。

ただ、用語の統一は非常に重要なことですが、各国の系統運用の実務というのは多様でございまして、予備力の実質的な標準化にはまだ至っていないというふうに我々は理解しております。

4ページ目でございます。ルール整備と同時に、主に2014年ぐらいに活発になりましたけれども、各国の需給調整市場の広域化に関して、パイロットプロジェクトといったものが進められております。

ここに示しておりますパイロットプロジェクト、一つ一つについてご説明はいたしませんけれども、先ほど言いましたFCR、それからaFRR、mFRR、RR、こういった各種の予備力の統合について、比較的、満遍なくパイロットプロジェクトの中で実証を行っています。

横にINと書いてございますけれども、これはいわゆるインバランスのネッティングということで、初期の取り組みとして非常に重要です。

続きまして5ページ目になります。実際に予備力を広域的に調達して融通していくとなると、国際連系線をどう使うのかという問題に直面いたします。

この点につきまして、ネットワークコードの中では、予備力に割り当てる連系線容量を設定する手法について、40条から42条まで3つの選択肢を示しております。この選択肢は、要は、エネルギー取引と予備力取引を、連系線容量を割り当てる際にどちらに経済的効果があるかという観点で比較して割り当てていくという手法でございます。

続きまして6ページ目になります。代表事例としては、やはりドイツにおける市場の広域化は触れざるを得ないと思います。ドイツの場合には、ご承知のように4つの大きなTSO、送電会社がございます、これが大体2006年ぐらいから、広域的な需給調整の統合の取り組みを始めています。おおむね2010年ぐらいでめどがついたという状況で、図で示してございますように、需給調整にかかわる費用というのは年によっては半減というような効果が出ております。

この間、実は2008年から、ドイツでは太陽光とか風力の設備容量が3倍にふえている中で、広域化だけが理由ではございませんけれども、広域化が一つの大きな要素となってコスト抑制に成功しているということでございます。

この成功を受けて、ドイツを中心とした周辺諸国は、このGCCの取り組みを国際的なものにすべく協調を始めているということでございます。

このドイツのGCCというのは、主に4つのモジュールから構成されていますが、国際的協調という観点では、モジュール1のインバランス相殺にとどまっているというステータスでございます。

7ページ目になります。北欧における需給調整の広域化ということで、パイロットプロジェ

クトがスウェーデンとノルウェーの間で進められました。

これは、先ほど Electricity Balancing の 41 条に相当する連系線の割り当てに関する実証になります。これは 2014 年から 2015 年の間にかけて、小規模なプロジェクトではございますけれども、両国間のエネルギー取引と、それから予備力取引、どちらに連系線を割り当てるのが適切かということで実証試験を行い、おおむね実証期間中、両国にメリットが生じたことを確認しております。

これを受けて、今年、両国の TSO は、北欧の需給調整市場に関して提案をしております。恐らく北欧のこの後の需給調整の広域化は、この提案を軸に検討が進んでいくものだろうと理解しております。

8 ページ目には、1 ページだけですけれども、米国の現状でございます。

米国では、系統の需給調整は、Balancing Authority と呼ばれる機能単位で管理されておまして、これはおおむね地域の有力電力会社が担当するという構造になっております。

米国では、FERC の命令 2000 において、広域的な地域送電組織の設立が奨励されておまして、ここに示してございます。今アメリカでは Balancing Authority というのは 66 あるんですけれども、RTO が設立されている地域におきましては、その RTO がそれを担当するというので、RTO が広がれば、広域的な市場管理が広がっていくというような関係にございます。非常に簡単でございますけれども、以上になります。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、続きまして資料 4 のご説明を事務局からお願いいたします。

○鍋島電力供給室長

それでは資料 4 をごらんください。需給調整市場という事務局資料についてご説明いたします。

最初に 1 ページ目をごらんください。調整力公募の実施・需給調整市場の創設ということで、6 月の本作業部会でご説明したスライドを再掲しております。

そこにもありますように、一般送配電事業者は、電力供給区域の周波数制御、需給バランス調整を行うことになっておりますけれども、必要な調整力を調達するに当たっては、特定電源への優遇や、過大なコスト負担を回避することが重要と議論されております。係る観点から、調整力の公募を昨年末から実施しております。

今後は海外の事例も踏まえまして、2020 年をめどに柔軟な調整力の調達や取引を行うことができる市場（需給調整市場）を創設し、調整力の確保をより効率的に実施するとされているとこ

ろでございます。

次のページをごらんください。一般送配電事業者による需給バランス・周波数維持ということで、図を掲載しております。

下の赤い線でギザギザになっておりますけれども、これが発電出力となっております。これは一般送配電事業者におきましては、需要の変動にあわせてこのように発電出力を変動させていく、追従させていく必要があるというふうにご理解いただければと思います。

小刻みに赤い線が上下しておりますけれども、こうした細かな出力調整を担うものが、そこにありますガバナフリーとなります。数秒から数分程度の需給の変動に対応するものになります。

こうして小刻みに動いておりますけれども、少し引いてみますと、赤い線全体としては波打っていると思います。この数分から十数分程度の変動に対して追従していくのが、負荷周波数制御、LFCと呼ばれる機能になります。

さらにこの赤い線、波打っておりますけれども、全体で見れば、最初のころよりも時間軸の後のほうが出力は持ち上がっているような形になっております。こうした出力を十数分から数時間程度という時間帯で変えていくというものが、経済負荷配分制御、EDCと呼ばれるものになります。

一般送配電事業者におきましては、電源に細かく指示を出したりしまして、こういうLFC、EDC、あるいはガバナフリーというものを組み合わせまして、細かく発電出力の調整を行っております。

こうした発電出力の調整を行う機能を、総じて調整力と呼んでおります。ということで、次のページをごらんいただければと思います。

そうした調整力で対応する事象というところでございますけれども、系統運用におきましては、需要の変動に供給力を追従していくという必要があるところですが、そうした予期しない需要の変動が起こる理由としましては、そこにありますように、時間内変動、あるいは予測誤差、電源脱落というようなものがございます。こうした需要変動に対応するために、先ほど申し上げたような調整力を確保していく必要がございます。

次のページをごらんください。これまでの供給力・調整力の区分けということで、調整力公募などで使われてきた言葉の用語の意味を再確認したいと思います。

まず、そこに電源Ⅰとございます。これは一般送配電事業者の専用電源等になりまして、一般送配電事業者のために常時待機しておりまして、一般送配電事業者の求めに応じて自由に使える電源となります。

続きまして、電源Ⅱでございますけれども、これは小売電気事業者の供給力等と一般送配電

事業者の調整力の相乗りとなる電源等がございます、小売電気事業者が使わずに余力となっているというような場合において、一般送配電事業者が使えるというような電源になります。

それから、電源Ⅲというものもございます、これは調整力として機能しない電源を、電源Ⅲと定義しております。

この電源Ⅰにつきまして、昨年度からさらに細分化して呼んでおりまして、電源Ⅰのうち、周波数制御機能を有するものを電源Ⅰ-a、持たないものをⅠ-b、さらに、厳気象対応用の調整力を電源Ⅰ' というふうに定義しております。一般送配電事業者はこれらの調整力を駆使して需給調整を行っております。

次のページをごらんください。これは平成 29 年度、今年度の公募調達分における調整力の必要量について示した図になります。

そこで、H3 需要とありますけれども、これは年間で3日程度あるかどうかの最大需要になります。この 108%、H3 需要×108%に当たるまでの調整力につきまして、電源Ⅰ-a、電源Ⅰ-bということで、送配電事業者は確保しております。

それから、H1 需要とありますけれども、これは 10 年で1日あるかどうかというような、そういう最大需要でございますけれども、この 103%に当たるまでの調整力を厳気象対応として、電源Ⅰ' として確保しているところでございます。

さらに、この右下のところに囲みでありますけれども、電源Ⅱでございますが、これは小売電源のゲートクローズ後の余力を活用するというものですので、固定費は支払っていないと。必要量を定めずに募集したということになっております。

次のページからは、調整力の公募結果を4ページほどつけております。

今年度の結果ですけれども、例えば電源Ⅰ-aの平均価格といいますと、上から5行目になりますけれども、エリアごとにいろいろ数字が変わっているというところが見てとれるかと思えます。

続きまして次のページ、7ページ目をごらんください。この電源Ⅰの公募結果の続きとなります。

見ていただきますと、右側に合計と書いておりまして、例えば3行目、落札容量 1,025.8 万 kW、その後 (一) となっておりますけれども、この (一) というのは、旧一般電気事業者以外の事業者の電源でございます、(一) ということはそういうものがない、すなわち電源Ⅰ-aについては、全て旧一般電気事業者の電源であったという結果が示されております。

さらに、次のページごらんいただければと思います。8ページ目ですけれども、これは電源Ⅰ'、厳気象対応分の電源でございますけれども、こちらにつきましてはダイヤモンドリスポンス

による応札もありまして、それも応札されましたので、幾分は一般電気事業者以外の調整力も含まれることになっております。

さらに、次のページをごらんください。9ページ目につきましては、電源Ⅱの募集結果になります。

こちらは、必要量を定めずに、固定費を支払わないので、必要量を定めずに募集が行われまして、若干ではございますけれども、旧一般電気事業者以外の電源も含まれております。

10 ページ目をごらんいただければと思います。これは前回の本作業部会でご議論いただいた資料でございますけれども、容量市場と需給調整市場の関係について示したスライドになります。

2つ目のポツですけれども、国全体で必要な kW 価値は全て容量市場で取引することとし、その上で、一般送配電事業者が必要とする  $\Delta$  kW 価値は全て需給調整市場で取引することとしてはどうかというような議論を行っていたところでございます。

11 ページは、 $\Delta$  kW という言葉のご説明になります。右側に  $\Delta$  kW のイメージというオレンジ色の図があると思います。 $\Delta$  kW につきましては、一定の時間内で電源を上げたり下げたりする、その上げしろ、下げしろを指すと。すなわち調整幅と書いてありますが、その調整幅ということになります。

また、先ほどご説明したとおり、一般送配電事業者は、出力変化速度が速いガバナフリー、LFC、あるいは比較的遅いEDCというような、さまざまな調整力を組み合わせて需給調整を行っておりまして、それぞれの出力変化速度に対応したそれぞれの機能を持つということが、送配電事業者にとっては必要になってまいります。

さらに次のページ、12 ページ目をごらんください。需給調整市場に係る検討範囲ということですが、需給調整市場に関しては、ゲートクローズまでの間に需給調整市場における  $\Delta$  kW を確保するという側面と、実運用において調達した調整力を運用するという側面が存在いたします。

補足いたしますと、送配電事業者は事前に  $\Delta$  kW という調整力の枠を確保するわけですが、運用の段階で事前に確保した全ての  $\Delta$  kW を使うわけではありません。需要の変動があれば、その程度に応じて  $\Delta$  kW を活用するというところでございまして、その際には、通常、可変費の安いものから活用していくということになります。

こうした調整力の調達フェーズ及び運用フェーズにおきまして、それぞれ、確実性・透明性や、効率性、柔軟性を高めていくということが可能な枠組みを構築していくことが重要になるのではないかとこのように考えております。

続きまして、需給調整市場の検討に当たっての留意点ということでございますけれども、そ



この図にありますように調達・運用における安定性の確保、それから効率的な調整力の調達・運用、3つ目に市場原理による競争活性化・透明化という観点が重要と考えております。

その際に、真ん中のところに黒字で書いてありますが、技術的課題等を踏まえた柔軟な設計を行っていくということが大事ではないかというふうに考えております。

次の14ページ目をごらんいただければと思います。需給調整市場創設に当たってのタイムスパンというスライドになります。

需給調整市場を創設するに当たりまして、特にエリアを越えた広域的な調整力の調達及び運用を行っていくためには、連系線の運用変更も含めたシステム改修が必要になると考えられます。こうした改修等を行うに当たりましては、数年にわたる入念な準備期間が必要になると考えられます。

ということでございまして、下の図に2020+X年度というふうにありますけれども、検討に当たりましては、将来の需給調整市場の目指すべき姿、将来像を見据えた上で、2020年度の需給調整市場の創設時は一つの通過点というふうに捉えまして、システム改修等や運用の抜本的な改変等の技術的制約を踏まえながら、市場設計を行うことが重要ではないかというふうに考えております。

続きまして15ページ、今後の検討の進め方というスライドをごらんください。

まず、申し上げたいこととしまして、本日の事務局資料の準備に当たりましては、広域機関の調整力委員会及びその下部に設置された調整力細分化作業会における検討結果を下敷きとしております。大山委員におかれましては、委員会、作業部会の両方の座長を務められ、検討に当たられてきたところでございます。

スライドの説明に戻りますと、2つ目のポツでございしますが、本作業部会でまず全体制度設計を行うと。その上で、実際に需給調整市場の運営を行うに際して万全を期すために、広域機関において市場運営等の課題についてより詳細な検討を行うと。監視等委員会において参入要件や市場監視等のあり方について検討を進めると。こういう進め方にしてはどうかと考えております。

16ページ目をごらんいただければと思います。本作業部会における需給調整市場に関する論点ということでございまして、その16ページ目に書かれている論点が、本日ご議論いただきたい論点となります。

順番に読み上げますと、1つ目は需給調整市場におけるメリットオーダーの考え方、2つ目は需給調整市場の商品区分、3つ目は広域化による効率化のあり方、4つ目は需給調整市場の開場時期のあり方、5つ目は需給調整市場の適切な管理運用（参入要件・ペナルティー、監視等）という論点になります。

次のページをごらんいただければと思います。17 ページ目ですけれども、こちらは次回以降の本作業部会でご議論いただきたい論点であります。

これも読み上げさせていただきますと、6 番目、需給調整市場の商品設計、詳細な商品設計になります、7 番目、需給調整市場の調達・運用方法、8 番目、容量市場との関係、9 番目、広域的な調整力の調達・運用方法、10 番目、広域化を踏まえた需給調整市場の運営のあり方ということでございまして、ここの論点では運営主体についてもご議論いただければというふうに考えております、11 番目、調整力コストの負担のあり方と、こういう論点となります。

それでは、本日ご議論いただきたい論点につきまして、順番にご説明をしていきます。

18 ページ目をごらんください。需給調整におけるメリットオーダーの考え方ということでございます。

1 つ目のポツですけれども、需給調整に当たりましては、 $\Delta kW$  と kWh の調達・運用が必要となります。2 つの要素をそれぞれどのように最大効率化するべきかが論点となります。

現在行われている調整力公募におきましては、 $\Delta kW$  の安いものから落札するという仕組みをとっております。実際の運用の際には、電源 I - a、I - b のみならず、基本的に別途募集した電源 II も含めまして、一般送配電事業者に対して kWh 価格を通知し、実需給断面において安いものから動かすというような運用がとられているところでございます。

19 ページは、海外の調整力調達に関する市場の考え方ということでございまして、海外の例でございますけれども、諸外国におきましても、 $\Delta kW$  の安価な順に調整力を確保した上で、kWh の安価な順に調整力を稼働する仕組みとなっております。

ただし、米国の PJM につきましては、 $\Delta kW$  と kWh を含めたコストを総合的に評価し、安価な順に調整力を稼働するという仕組みとなっております。

20 ページ目をごらんいただければと思います。需給調整におけるメリットオーダーの考え方という点でございますが、3 つ目のポツですけれども、外国の例もならいまして、制度開始時におきましては、一般送配電事業者が調達時に確保する  $\Delta kW$  については、 $\Delta kW$  のメリットオーダーに基づいて落札する調整力を決定するというふうにしてはどうかと思っております。

さらに、実運用においては、あらかじめ一般送配電事業者が確保した調整力、現状では電源 I になりますけれども、こうしたもの以外も含めて、発電事業者等の余力、今で言いますと電源 II になりますが、こういうものも広く活用した上で、基本的には kWh のメリットオーダーに基づいて調整力を発動するというような仕組みをつくるということとしてはどうかと考えております。

21 ページ目をごらんいただければと思います。需給調整市場の商品区分、論点②になります。需給調整市場の商品設計につきましては、まずもって一般送配電事業者が必要な調整力を確

実に確保し運用できるというような観点。

それから2つ目ですけれども、調整力の提供者（発電事業者・DR事業者）が参画しやすく、効率的な需給調整を実現できるような商品設計をするということが重要と考えております。

次のページをごらんいただければと思いますが、そこでは調整力公募における商品区分を掲載しておりますけれども、説明は割愛させていただきます。

次のページ、23 ページ目は、需給調整市場の商品設計に関するこれまでの議論ということで、6月6日の本作業部会での議論の内容をご紹介します。

さらに次のページで、一般送配電事業者による需給バランス・周波数維持の実態についてというスライドになりますけれども、これも前半のほうで説明した内容と重複いたしますので、説明は割愛いたします。

それから、次の25 ページもごらんいただければと思いますが、技術的観点から見た商品区分の検討ということで、広域機関における検討のスライドを掲載しております。こちらも、ちょっと割愛が続いて恐縮ですけれども、説明が重複すると思いますので省略いたします。

26 ページ目ですけれども、この商品区分につきましては、広域機関において技術的な検討を行っていただきました。そうした検討を行っていただいた結果でございますけれども、1つ目のポツですが、LFC、EDCといった、この制御機能ごとに各商品を区分することが妥当というふうにされたところでございます。

下の図で示されておりますけれども、これら技術的な見解も踏まえて、需給調整市場では制御区分ごとに一次調整力、二次調整力、三次調整力、さらにそれぞれ、上げ／下げ別ということで、10 区分を基本的な区分として、商品設計を進めることとしてはどうかというふうに考えております。

次のページをごらんいただければと思います。そうした基本的な考え方があるという上で、附帯する論点でございますけれども、まず、電源によりましては、複数の調整力機能を具備するものがあると。一次＋二次、あるいは上げ／下げの両方を具備するものがあるということがありますので、一電源等で複数の商品区分を兼ねることも許容することとしてはどうかと考えております。その際は、 $\Delta kW$  の総コストで評価するという事も検討してはどうかというふうに考えております。

また、ダイヤモンドリスponsなどの新規参入者の参入障壁とならないことも考慮しつつ、発動までの応動時間、継続時間の数値その他の要件につきましては、広域機関において引き続き詳細検討をしていただきたいというふうにしてはどうかと考えております。

それから、電圧調整、ブラックスタート、発電所というのは起動の際に通常外部からの電力

供給が必要なのですけれども、そういうものがなくても発電を開始できる電源というような、こういう特殊な機能を有している電源につきましては、どのような取り扱いを行うか、詳細商品設計の検討にあわせて議論をしてはどうかというふうに考えております。

以上が論点②のご説明になります。

次のスライドですけれども、論点③ということで、広域化による効率化というスライドをごらんください。

先ほど、三菱総合研究所の上田様からのご報告もありましたとおり、諸外国の需給調整市場におきましても、エリアをまたいだ広域的な調達・運用に取り組み始めていると。あるいは現に取り組んでいるというところでございます。

日本に特有な系統状況やシステム改修等、運用上の課題は考慮しつつも、今般の検討においては、我が国においても調整力の広域的な調達・運用の双方を実現していくことを前提に、市場設計を進めてはどうかというふうに考えております。

29 ページ目、次のスライドをごらんください。その際に想定されるメリットでございますけれども、1つ目のポツですが、①調達時の $\Delta kW$ の調達コストが低減するのではないか。②運用時により効率的に運用して、その $kWh$ のコストが低減するのではないか。③協調して広域的に運用すれば、そもそも確保しておくべき調整力の総量も減らすことができるのではないかというふうに考えております。

そういうふうなメリットがありますけれども、2つ目のポツですが、他方で、調整力の広域的調達・運用に当たっては、連系線制約等を踏まえた調達の確実性を十分に確保する必要があると考えております。また、システム改修や運用の変更も必要と考えられるので、そうした制約やコストも踏まえながら検討を進めていくことが必要ではないかと考えております。

次のページをごらんください。広域化の範囲とスケジュールというスライドになります。

今までご説明してきた観点も踏まえまして、広域機関において技術的にご検討をいただいたところ、このような検討結果が出てきたということでご紹介いたします。

1つ目のポツですけれども、2020年においては、まず低速域の三次調整力②の広域調達・運用を行うことを目指して準備を進めることとしてはどうかと。

その後、2020+X年においては、二次調整力②、三次調整力①②までの広域調達・運用を目指すことを基本に検討し、その際に、一次・二次調整力(GF・LFC)なども含め、広域調達・運用を行うかは、技術的な課題に留意しつつ、今後検討することとしてはどうかというふうに考えております。

次のスライドをごらんいただければと思います。2020年に向けた対応というところでござい

ますが、2020年につきましては、期近でありますということから、システムによる自動化等が間に合わないということも考えられます。この場合には、電話やメール等を使った簡易な広域調達・運用となることも許容せざるを得ないのではないかとこのように考えております。

その上で、広域調達・運用についての技術的な事項につきましては、本作業部会における検討を踏まえまして、さらに広域機関において詳細検討を行うこととすべきではないかとこのように考えております。

以上が論点③のご説明になります。

続きまして32ページ、論点④：需給調整市場の開場時期のあり方というスライドをごらんいただければと思います。

現在の調整力公募におきましては、1年間で必要な調整力を通年で確保しております。他方で、調整力につきましては、月単位あるいは季節単位で変動があるというふうに認識しております。

次の33ページ目をごらんいただければと思います。需給調整市場の開場時期のあり方についてですけれども、調整力の必要量につきましては、季節・日ごとに変動することから、実需給に近づくほど必要量の見通しが立てやすくなります。他方で、調整力を確実に調達する観点からは、事前に卸電力市場の取引前に必要な調整力を確保しておく必要があるのではないかと考えております。

現在、一般送配電部門におきましては、翌週の週間計画を立てた上で調整力を確保しているというような実態がございまして、調整力の調達に当たっては、前週に調達することが考えられるのではないかと考えております。

他方で、安定的な調整の観点からは、一定程度長期確保することも有用と考えておりまして、年間や季節規模で調達するようなベース部分につきましては、この年間単位だとか、季節単位ということで、一括して調達してしまうということも考えられるのではないかと考えております。このあたりの詳細につきましては、広域機関における技術的な検討も踏まえまして、本作業部会で改めて詳細な商品設計といたしまして議論いただければと思っております。

最後のポツですが、ゲートクローズ後の実運用に当たりましては、卸電力市場で落札されなかった電源の余力なども活用し、そうしたものも含めた活用可能な調整力をkWhのメリットオーダー順に発動できるというような仕組みを設けることが適当というふうに考えております。

34ページ目は、諸外国の需給調整市場における調達時期のあり方というところですが、これも説明は省略させていただきます。

35ページは、需給調整市場の開場時期のあり方に関するこれまでの議論ということで、6月

6日の本作業部会における委員の発言などを掲載しております。

36 ページ目をごらんください。需給調整市場の適切な管理運用（参入要件・ペナルティー、監視等）になります。

1つ目のポツですが、調整力につきましては、その機能が適切に発揮されなければ、系統運用に重大な支障が生じかねないということで、調整力は確実に供給されることが必須となります。このため、参入要件・ペナルティー、運用状況の監視等が必要となると考えております。

また、冒頭もご説明したように、調整力となり得るような電源、例えば電源 I につきましては、現状においてはほとんどが旧一般電気事業者が提供しているような、そういうふうな提供事業者が限られているというような実態もございます。こうした観点を含めた監視等が必要ではないかというふうに考えております。

調整力公募の参入要件・ペナルティーや市場支配力の行使への監視も含めた監視につきましては、調整力公募における議論も踏まえつつ検討を行っていく必要があると考えておまして、現在、監視等委員会において検討が行われていることから、監視等委員会においてさらに検討を行っていただいた上で、本作業部会で検討を行うこととしてはどうかというふうに考えております。

それから4つ目のポツですけれども、一般送配電事業者が確保する調整力の必要量につきましては、広域間において検討を行っていただいております。需給調整市場におきましても引き続き広域機関で検討することとしてはどうかというふうに考えております。

最後に、繰り返しになりますけれども、支配的事業者による市場支配力の行使の監視についても、監視等委員会で検討していただくということとしてはどうかというふうに考えております。

続きまして 37 ページ目ですが、これは監視等委員会の資料に基づいてつくった資料でございますが、説明は省略いたします。

最後、38 ページから 40 ページにかけまして、広域機関において検討された調達段階における広域化イメージということで、2020+X年の絵姿について図を掲載しております。

少し説明させていただきますと、まず、調達段階の図でございますけれども、左上にBG、発電事業者、DR事業者等というピンク色の箱がありますけれども、こうした事業者から単価情報をこの調整力調達機能というところに渡します。

その上で、青字で「エリアから必要調整幅を送付」とありますが、Aエリア、Bエリアで、どの程度の調整力を必要とするかということを考えて、調整力調達機能に提出する。この場合ですと、Aエリア15、Bエリア5ということで情報を渡す。

すると、調整力調達機能のほうで、②とありますけれども、この表の中からAエリア、Bエ

リアといろいろ安い発電機を計算しまして、安いもの順に調達していくというふうなことを計算する。③で、この場合ですと、Aエリア 8、Bエリア 12 というふうに動かしたほうが合理的であると考えて、それを通知する。④で、各エリア中給で調整幅を織り込んで計画を立てる。5番目に、連系線の容量を確保するというので、連系線の計画変更を行うという、こういう図になっております。

それから 39 ページになりますと、これは実運用段階になります。

ここでも左上にBG、発電事業者、DR事業者から、kWh 単価情報というものが調整力調達機能に送られます。これはゲートクローズ後、あるいはスポット市場の後で余った余力などの情報も含めて、調整力調達機能のほうに情報が送られます。そこでメリットオーダーリストを調整力調達機能のほうで改めて作成をします。これを広域需給調整機能というシステムのほうに送ります。

その上で、青字の①で「各エリアの必要制御量を通知」ということで、これはリアルタイムになりますが、Aエリア、Bエリアの中給で必要な調整力を調べて、広域需給調整機能のほうに送ります。この場合ですと、Aエリア 20、Bエリアが▲5、要するに下げ調整力が必要だというような図になっております。

②のインバランスネットティングとありますけれども、広域需給調整機能のほうで、上げが 20、下げが 5 であれば、要するに上げ 15 があればいいんだというふうに計算をします。③の kWh 単価により各エリアに制御量を配分ということで、メリットオーダーリストを見ながら、どの電源を動かせば合理的かということを広域需給調整機能が計算すると。この計算結果からは、Aエリア 7、Bエリア 8 を動かすことが合理的だという計算結果を得ると。

その上で、次のページの 40 ページに行っていただきますと、広域需給調整機能のほうから各エリア中給に、Aエリア 7、Bエリア 8 というような制御量を通知いたしまして、Aエリア、Bエリアでそういうふうな情報を受け取ると。

その上で、⑤で、必要に応じて連系線の計画値を変更する、あるいは変えない場合は制御量を各エリアで変更するというような措置をとりまして、最後 6、中給でメリットオーダーに基づいて、その各エリアの中で最適制御を行っていただくという図になっております。

こうしたものが、2020+X年での需給調整市場の将来像のたたき台イメージとして議論されているというところでございます。これはもちろん現時点のたたき台ですので、細部についての変更は十分にあり得るというふうに認識しておりますし、まずもってこれは 2020 年段階で実現するような図では全くないということは申し上げておきたいと思っております。

また、この実現に当たりましては、こういうシステムをつくったり、あるいは連系線の運用

変更というものも伴いますので、関係者の大変なご努力を必要とするということも申し上げておきたいと思います。

というところで、長くなりましたが、事務局資料の説明は以上になります。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、ただいま鍋島さんのほうからもご説明がありましたが、広域機関においても検討が行われておりますので、この広域機関において座長を務められておられます大山委員のほうから、追加的な説明がありましたらお願いしたいと思います。

○大山委員

どうもありがとうございます。私は、前回の容量市場と今回の需給調整市場、両方の広域機関における検討で、主査を務めさせていただいております。

需給調整市場については、容量市場との関係ももちろん重要だと思いますけれども、電力の供給信頼性に直接かかわるということですので、技術的な検討をきちんとすることが重要だと思っております。

制度的には、資料の中でもちょっと書かれておりましたけれども、電源Ⅱの位置づけが重要かなと思っています。電源Ⅱを活用するというためには、まずは電源Ⅱに当たるものがしっかり確保されていないといけないということで、電源Ⅲに当たる、調整できない電源がふえるというのは大変望ましくないということですので、インセンティブ、あるいはペナルティーみたいなものが必要になるかもしれないというような気がしております。まだ議論はできていないという段階です。

その上で電源Ⅱもあわせて需給調整市場で確保したいいろんなスペックが、電源とあわせて柔軟に運用すると。これは資料にも書かれているとおりですけれども、それが重要かなというふうに思っております。

それから、DR等の従来の発電とは異なる資源への気配りというのも非常に重要で、今回、需給調整市場の商品区分というのが一応出てきておりますけれども、これについては、まだDR等に対する気配りはやや足りない部分もあるかなというふうに思っておりますので、今後さらに検討していきたいというふうに思っております。

最後に、広域化による効率化ですけれども、こちら技術的に言うと、連系線を通る電力が大きく変動したりするのはまずいということを考えなきゃいけないし、それからこちらの資料3のほうの説明でも少し触れられていましたけれども、市場取引とどのように共存するかということも考えていかなきゃならないと思っています。



その上で、あるべき姿を描くことが大変重要ですが、当面は、資料でも触れられていましたけれども、2020年までに何ができるかということが非常に重要な課題になるかと思えます。運用システム全体の改修というのが2020年までにできるかという、それはできないというふうに考えるのが自然であろうと思えますので、そういう状況の中でできることは何かと。少しでもいい方向に向かうにはどうしたらいいかということを考える必要があるというふうに思っております。

全体としてまだ議論の途中ということですので、こちらについても本日の皆様のご議論を参考にさせていただきたいというふうに思っております。

以上です。よろしくお願いいたします。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、資料3と4の内容につきまして、ご議論をいただきたいと思えます。いつものように名札を立てていただければ、ご指名いたしますのでよろしくお願いいたします。

それでは、まず廣瀬委員のほうからお願いいたします。

○廣瀬委員

ありがとうございます。ご説明ありがとうございました。1点だけ、資料4の15ページに関してですが、検討の枠組みということでご説明いただきました。資源エネルギー庁さんが全体制度設計を担う中で、具体的な市場設計、運営主体・ルールの検討をされるというご説明をいただきました。

この中の運営主体につきましては、これはできるだけ早く決定することで、その他の検討事項に関する議論も全て、より具体的に、より進みやすくなるのではないかと考えます。

例えば、16ページにあります3番目の論点の広域化による効率化のあり方ですが、もちろんこれは一足飛びに広域的な調達・運用まで行けないということは充分理解させていただきました。実際にはエリアごとの運用のやり方の違いもございますし、システム改修にきちんとした時間が必要だということも理解しております。

そのような進捗によって、少しずつ広域化というのを進めていくことになろうかと思えますが、それでも、長期的に需給調整市場の運営がどの主体によってなされるのかが定まることで、より具体的な議論につながるのではないかと考えます。その点をぜひよろしくお願いいたします。

以上でございます。

○横山座長

どうもありがとうございました。

いかがでしょう。

それでは小宮山委員、お願いいたします。

#### ○小宮山委員

ご説明ありがとうございました。私のほうからは、資料4の内容に関しましては、ご提案されている内容も含めまして、基本的に全て賛同させていただきたいと思います。特に内容に違和感があるところはないと思っております。

私のほうからは特に意見はございませんけれども、まず27ページ目の商品区分のところ、室長からもご説明ございましたけれども、調整力とはやや質の異なるブラックスタート、こうした停電復旧機能を持つ、停電時に種火となるような、日本ですと例えば揚水式水力等あるかと思っておりますけれども、安定供給上、非常に重要でございますので、そうした扱いもこうした場で検討を進めていくことに賛同させていただきたいと思います。

それから続きまして、論点③の広域運用でございますけれども、こちらも広く調達できれば、調整力のコストの削減に貢献するというところで、ぜひ技術的な制約も踏まえて、積極的に進めていただければと思います。

しかしながら、調整力の広域運用は、技術的には大変難しい課題も恐らくあるかと思っております。例えば調整力が余りに偏在化いたしますと、日本の串形系統のようなもとの、もし連系線の事故、連系線の分断といったことが起これば、自エリアで例えばガバナフリーなり、LFCが効率的に調達できなくなると、これは周波数の変動に直接的に即座にあらわれますので、ある程度技術的なしきい値も十分に踏まえながら、広域運用を進めていただければと思っております。

それから、最後でございますけれども、論点の④番目、開場時期のあり方に関しましても、こちらも内容的には書いてありますとおり、技術的な制約を踏まえてご検討いただければと思います。

当然ではございますけれども、発電機も中給からの並列の指令から、実際に並列して、実際の給電の運用時間までに、これは技術によってさまざまかと思っておりますけれども、恐らく10時間とか20時間かかりますので、少なくとも実需給の直前に確保する仕組みであれば、より予測精度が高いもとの、調整力の削減に寄与するわけですが、ある程度そうした起動の準備に要する時間等、技術的な制約もございますので、そうしたことを、それから今後もより技術が進歩していけば、起動に係る準備時間も短くなるかと思っておりますので、そうした技術の動向も踏まえて調達のタイミングの議論を進めていただければと思っております。

私のほうからは以上でございます。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、松村委員のほうからお願いいたします。

○松村委員

まず、大きくりのところで、市場の役割分担というところでも、前回からずっと一貫して、 $\Delta kW$ 、 $kWh$ 、 $kW$  という格好で、それぞれ別の市場で役割分担するという整理は正しいと思う。しかし杓子定規に考えないようにすべき。どの市場に割り当てたら効率的かということも同時に考えながらやっていただければと思います。

例えば今回出てきたもので言うと、電源 I' に対応するものですが、これは素直に考えれば  $kW$  だと思うのですが、一方で、今回出てきた調整力市場に関しては、必要な調整力を週間単位で前の週に調達する提案が出てきました。容量市場だと恐らくそういう格好にならない、年間という格好になると思う。

そうすると、I' のような商品は、厳寒あるいは猛暑とかに対応するとすれば、特定の季節というか、少なくとも年中なくてもいいとすると、ひょっとしたら調整力市場で調達するほうが全体としてコストが安くなるかもしれない。そういうこともあり得るので、どの市場で扱うほうがいいのかという限界的なものに関しては、少し柔軟にというか、どの市場で扱うとコストが一番低く、一番効率的にできるかという視点もあってしかるべき。もちろん、メインストリームのところは事務局の仕分けのとおりで結構かと思います。

次にスライド 20、論点①のところで、対価の和というか、コストの和で最小化するというのも考えられる。PJMではそうしているのだけれども、ほかの国ではおおむね  $kWh$  のほうは考えなくて、日本でも、現在の調整力公募調達では、 $kWh$  のコストは考えていない。これについては、制度設計の最初の段階で議論があったと私は認識しています。

どうして  $kWh$  のコストを考えないで、単純に  $kW$  のコストだけで調整力を見ているのかという問いに対しては、そのときには、まずガバナフリー運転をするようなものに関しては、 $kWh$  は結局ゼロになるので、関係ないとの回答。

それからもう一つは、そういうお答えでなかったのかもしれませんが、よくよく後から考えると、その後、電源 II と差しかえるので、電源 I で調達したものが、文字どおり長い時間使うというわけではないということも考えれば、そちらを考えないというのもある程度合理的かもしれません。

しかし一方で、現状では余り問題でないとしても、長期的には、 $kWh$  の価格、コストがとんでもなく高い電源が出てくるようなときに、それでも、ほかのコストは若干安いので、それが大量

に入ってしまうのが本当にいいのかどうかは、考えていかなければいけない局面も出てくると思います。

DRが大量に入ってくることになると、kWh のコストはとんでもなく高いことも原理的にはあり得る。このことを、長期的には考えていかなければいけないと思います。

そのときに、PJMがやっているようなシミュレーションをする体制を整えるのは時間がかかるから無理ですというのは、勘弁してもらいたい。やり方としては仮にそこまで精緻にできなかったとしても、ざっくり稼働率は仮に5%と考えたとして費用を最小化するだとか、1%と考えて最小化するというようなことは可能。今のやり方は0%と考えているということですから、それよりは若干現実に近い想定にすれば、とんでもなく高いコストのものは入ってこなくなる。仮に精緻なものは今すぐやるのはとても難しい、かなり時間がかかるとしても、シミュレーションができなければゼロという発想ではなく、別のやり方がないかを考えるべきだと思います。

次に、広域調達、広域運用に関してです。前にも言ったのですが、今回の資料で、広域調達と広域運用が相当明確に違うということが明らかになったかと思います。今回の資料で、1週間の商品を1週間前に調達する、これが調達。ゲートクローズ後にどう使うのかというのが運用。2つの違いが誰の目にも明らかになったかと思います。調達と運用をきちんと分けた上で、広域化の議論もしていただきたい。

運用のない調達は原理的にあり得ない。調達はしたけれども、実際には絶対に使わない、広域的に使わないなどというのは、調達する意味がない。運用ができるということを前提として調達がある。しかし調達のない運用は原理的にあり得ることをきちんと考えていただきたい。

あらかじめ1週間前に拘束するということはないのだけれども、その場では連系線はあいていて使えることは十分あり得ると思います。

さらに、仮に連系線が詰まっているとしても、A地域からB地域に重潮流が流れていて、もうこれでいっぱいですということになったとしても、片方の地域の上げ、片方の地域の下げは、そのような制約があっても連系線が自由には使えないというときでも運用はできるはず。

流れる方向と逆の方向というようなものであれば、必ず運用できるということになるので、マージンで両方向完全にとられていて、電流は流れていないのだけれどももういっぱいという、特殊なケースを除けば、少なくとも運用の段階では、どちらかでは、どれかの商品かは絶対にあいているはず。したがって、いろんな制約があっても難しいから、調達はひょっとして難しいかもしれないけれども、運用はできるはずだということをきちんと考えた上で、商品のことを考えていただきたい。

今回のスライドで言うと、例えば30で、2020年断面では、三次調整のうちの低速枠というの

だけでとりあえず始めるというような提案に見えるわけですが、納得はしていませんが百歩譲って、調達はその方がいいのかもしれないのだけれども、運用というところからすると、もっと上のレベルのものだって、2020年の断面だってできないことはないはず。この点はちゃんと考えていただいて、今回出てきた提案は、あくまで調達まで伴うような本格的な広域化というのはスモールスタートで始めるということだと思いますが、運用について、同じ発想で、ここで思考停止をしないようにぜひお願いします。

さらに広域化に関しては、調達も含めて、なぜガバナフリーとかが難しいのかというのを、私はよくわかっていないのです。例えば中部電力のエリアと、関西電力のエリアで、それぞれ100ずつガバナフリーの能力が必要だということが仮にあったとして、でも交流でつながっているわけですから、関電のところまで200全部調整したって、原理的には連系線があいている限り大丈夫じゃないかと素人目には思えるわけです。

もちろんこれは暴論だということは十分わかっています。連系線が切れたときに、中部電力管内でガバナフリーの能力が全くなかったらまずい。これは十分わかるのですが、しかし一方で、200とゼロという状況ではまずいというので、思考停止しないようにお願いしたい。

101と99ではどうして問題が起こるのかというようなことが、素朴によくわからない。2020年+X年ですら、ガバナフリーのところは大きな問題が残っていますと言われても、私たちのような工学の素人にはにわかによくわからない。この検討については、どうしてそうなのかというようなことは、もし本当に難しいのであれば、もう少し丁寧に説明していただかないと納得できません。

次に、もう既に言いましたが、需給調整市場の開場時期のあり方に関して、事務局からの提案、週間で、その前の間に調達を基本に考えるというのは合理的な提案かと思います。その上で、年間で最低必要な量は、年間で調達してしまうことも考えられるのではないかという提案も合理的だと思います。

ただ、私が、とても恐れているのは、年間で必要な量というのを最低限押さえた上で、各週に追加して調達する発想が、ある意味でねじ曲げられて乱用されることを恐れています。今需要の7%という格好で調達しているものを、仮に需要が小さいときの7%を、年間で最低の需要の7%を年間で調達するのだととてもわかりやすいのですが、需要が少ないとき、基本的に太陽光だとかが大量に発電していて、調整力が大量に必要。だから、需要がピーク時の3分の1のときには、調整力は3倍必要という議論を始めると、実際には年間でほぼ全て調達するという格好になってしまいかねない。私は、こういう議論になることをとても恐れています。

年間で調達するという今回の事務局の提案は、需要の7%と仮に出てきたとすれば、最低需

要の7%ぐらいは年間で調達してもいいという提案だと受けとめています。ここを送配電事業者が恣意的に判断し、結局、ほぼ全部年間で調達するなどというような事態にならないよう、ぜひ注意をお願いします。

なぜ、これとても重要なのかというと、今なら年間単位で調達していますが、週間単位ということになると、需要が比較的低いところでは、本来、調整可能な電源が稼働しないで余っていることも予想される。1週間単位なら供給できるという電源が相当あり、調整力の価格が相当安くなることが予想される。でも年間でとるとということになるとすると、ピーク時には使わなければいけないからということで、出てこないこともあり得る。

だから、週間単位で調達するときに、不需要期でもそれなりに調整力が必要なので、追加的な調達をする量がそれなりにあったとしても、週間単位で調達すればコストはそんなに高くないことが予想できますが、年間で押さえてしまうと相当コスト高になりかねない。ここがむやみに拡大しないようにしていただきたい。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、山田さんのほうからお願いいたします。

○山田オブザーバー

ありがとうございます。まずは、欧米の需給調整市場の現状の資料と今回の論点についてわかりやすく取りまとめていただきまして、大変ありがとうございます。その上で、幾つかコメントを申し上げたいというふうに考えてございます。

まず、欧米の現状の資料に関連してでございますけれども、今回ご紹介がございました欧米の需給調整市場の広域化の取り組みというのは、我が国の広域化を考えると非常に参考になるというふうに思っております。

一方で、事務局のシート、28 ページですかね。それとあと先ほど来幾つかお話ございましたけれども、我が国におきましては、やっぱり欧米と違いまして、非常に需要変動が急峻であるですとか、系統構成がメッシュ型に対して串型であるといったようなこと、あるいは系統容量がそんなに大きくなくて、周波数変動に対する感度も大きいといったことも考慮する必要があると考えてございます。

したがって、このようなことも考慮しながら、欧米の仕組みのいいところを取り入れて、我が国独自の市場設計をお願いしたいというふうに考えておりますし、我々、送配電事業者といたしましても、最大限協力してまいりたいというふうに考えてございます。

続きまして、事務局からご紹介のございました資料に関してでございます。本作業部会における論点といたしまして、11点ほど挙げていただいておりますけれども、今回の①から⑤の論点につきましては、ご紹介いただきました内容の方向性に特段異存はございません。

その上で幾つか意見を申し上げたいというふうに思います。まず、論点①でございますけれども、シートの20スライド目でございますとおり、まず、あらかじめ確保する調整力以外に、発電事業者の余力も活用するというので、いわゆる電源Ⅱの活用でございますけれども、冒頭、大山先生からもコメントございましたけれども、我々、実需給断面におけるメリットオーダーを追求する観点が非常に有益というふうに考えてございますし、ゲートクローズ後の想定上の事象が発生した場合にも期待できるものというふうに考えてございますので、ぜひこのような仕組みの導入はお願いしたいというふうに考えております。

次に、論点③でございます。31スライド目に、三次調整力のいわゆる②の広域調達・運用ということで紹介がございまして、システムによる自動化が間に合わない場合、電話やメールを使った簡易な方法になるということも記載されてございます。

もし電話とかメール等による対応となった場合でも、我々、中給が中心になると思いますけれども、適正に対応してまいりたいというふうには考えてございますが、やはり確実かつ効率的な運用のためにはシステム化が望ましいのではないかなというふうに考えております。

したがって、なるべく市場開始時点からシステム化されることを含めまして、広域機関での検討になるかと思っておりますけれども、詳細検討がなされることをお願いいたしますとともに、我々も検討に対して協力してまいりたいというふうに考えてございます。

最後に、論点⑤についてでございます。論点⑤の調整力の必要量ということで、引き続き広域機関にて検討するということが提案されておりますけれども、我々、需給調整市場が創設された後も、必要な調整力というのは、今後再エネ導入拡大等もありますと、細分化された各調整力の必要量をどのように産出するかといったのが非常に大きな技術的課題というふうに考えてございます。

そして現在、その調整力の細分化ですとか、広域化の技術的な検討について、我々も参加させていただいて作業会で検討を行っておりますけれども、調整力の必要な検討についても、そういった場で検討を行っていただきまして、我々も協力してまいりたいというふうに考えてございますので、引き続きよろしくお願ひしたいと思ひます。

私からは以上でございます。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、佐藤さんのほうからお願いいたします。

○佐藤オブザーバー（電力広域的運営推進機関）

3点申し上げます。1点目は、大山先生がおっしゃったことの補足でもあります。スライド15 ページ目の今後の検討の進め方なんです、今まで事務局からご紹介もありましたように、商品設計とかいった技術的な検討を広域機関で大山座長のもとにさせていただきましたが、ここでその市場運営等の課題についてもというご提示がございましたので、私ども職員も相当限られているところではあります、工夫をいたしまして、また必要であれば作業会とか調整力委員会というところから、さらに需給調整市場に関する研究会といったものも設けまして、市場運営等に関して、さらに幅広く需給調整市場に関しての課題について、この場でコンセンサスを得られれば、私どもも考えていく用意があるということをお願いしたいと思います。これが1点であります。

あと2点目、31 ページの論点③のところ、ただいま山田オブザーバーからもちょっとお話があったところ、あと大山先生からもお話があったところなんです、まだ市場運営者が決まっていないということを考えると、事務局資料にありますように、2020年は期近であって、まずシステムによる自動化が間に合わないことはほぼ間違いないというふうに思われます。この場合は、ここにも書いてあるように、電話やメール等を使った簡易な広域調達・運用になることも考えられるということがほぼこれも間違いないと思います。

ただ、今ちょっと山田委員がおっしゃったように、そのシステムによる自動化が間に合わない、2020年にこれをやることはいかがといったようなニュアンスの発言がありましたが、私どもは、2020年、電話やメール等といった簡易なシステムであっても、広域調達・運用については何とか間に合わせてやるのが重要ではないかというふうに思っております。これは簡易なものであっても、システム化が間に合わなくても、何らかの広域調達・運用は必ず行いたいという決意のもと、検討を行いたいというふうに思っております。

あと3点目、先ほど松村先生がおっしゃったことですが、なぜ一次調整力といったものを、広域的に考えないかということでございますが、もちろん考えていくことは当然であると思いますが、私の認識では、先ほど山田委員からご指摘がなかったと思いますが、やはり我が国の場合は、各エリアが系統離脱を完全にしてしまったところも、何とかその地域ごとで調整をしていくということが大前提となっておりますので、最低限の一次調整力は各エリアが持つということを念頭に議論が進んでいるからだと考えます。もちろん、そういった前提をどう考えるかというのも、今後、需給調整市場 2020+X年を考える場合、極めて重要な論点であるというふうに理解をしております。



以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは大橋委員、お願いいたします。

○大橋委員

ありがとうございます。ほぼ1点だけなのですけれども、そもそもこの需給調達、運用に当たっては、資料にもありますけど、安定性を前提にして、競争活性化を通じて効率的に調達するんだと、あるいは運用するんだという点というのはしっかり守っていかなくちゃいけないのかなと思います。その上で、やはり卸市場で落札されなかったような電源容量があれば、そういうものというのは積極的に活用すべきだと。

現状、電源Ⅱというふうなものでくられていますけど、本来的に言うと、電源Ⅱに相当するような要件を具備しているものであれば、きちっとそういうものを入れていく。これは選択に任せるんじゃなくて、競争の中にそういう人たちを入れていくことで競争の活性化って促されるので、その人たちが乗ってこないと、逆に競争の活性化って促されないと思うんですね。

だから、ここあたりというのは、ある程度強制的にやっていくというのが競争活性化に不可欠なのかなと。必ずしも自由に選択させることが競争とか市場メカニズムをうまくワークさせる上で必須の条件というわけでもないのかなと思います。

最後の点ですけれども、 $\Delta kW$  と kWh を総合的に調達するという視点は、私もすごく重要だと思っていて、そういう意味で言うと、PJMのような形というのは理想だなと思います。現状は、そういうふうな形にはなっていないし、またシミュレーションが必要だという話もありましたけれども、全般的に言って、今の政策の議論の中でシミュレーションが弱いというのは事実かなと思います。

海外の資料とかいろいろ見てみると、かなり我々の行っている議論も定量的な観点からなされている部分も随分あるんじゃないかなと。つまり、定性的に結論が出ることって、多分一定程度限られていて、ある程度方向性が決まると、あとは定量的にどの程度政策のプライオリティー含めて重みづけしていくのかというのは、ある程度定量的に議論していかないと難しいのかなということもあります。

そういう意味で言うと、ぜひこのシミュレーションみたいなものを、これは別に国プロでやる必要はなくて、民間のコンサルさんも含めていろんなところが競争的にやっていけばいいんだと思いますけど、こういうものをきちっとやるような風土をつくっていかなくちゃいけないなというふうなことを思いました。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、順番にオブザーバーの皆さんに行きたいと思います。國松さんから順番に左のほうに行きたいと思います。

よろしくお願ひします。

○國松オブザーバー

ありがとうございます。需給調整市場なんですけれども、資料等、また委員の先生方からご指摘のとおり、大きく分けては2つの市場から成り立つものであると。1つが事前調達の市場、そういう面では $\Delta$ kWの市場と、運用の側面での市場だと思っております。

$\Delta$ kW、事前調達の市場に関しましては、エリアエリアの考え方、その規模であったりというようなところで、各一般送配電事業者さんによってしかるべき運用をされながら、それがなされているのが今現状だと思っております。

私が申し上げたいのは、その運用の市場のところございまして、こちら30分以内の運転に関しましては、恐らく、もちろんでございますけれども、 $\Delta$ kWで調達した電源が動くしかない。それは計量の側面からそうだと思うんですけれども、ここにございまして三次調整力と言われるもの、経済的に動かしたほうが良いというようなものに関しましては、30分計量で実務量を上げる。

これは私どもで今やっております時間前市場の活用等も考えていただけないかなと。今、時間前市場、1時間前の時点で売買を停止してございます。そこで売れ残った売りがございます。これを例えばですけれども、一般送配電事業者の方に買っていただくことによって、1時間後の30分のkWhは高くなるというようなことができます。

かつ私どもでは広域機関様と連携させていただいて、連系線の制約、空き容量等もチェックできる仕組みを既に用意してございますので、その活用もすれば30分単位の上げ下げ、上げ下げというか、上げでございますけれども、それは広域的に運用できるのではないかと。また、落札者への通知も私どもの取引システムを通じて通知されます。その面でいえば、その部分もこれまでの運転と変わらずできるのではないかと。

そういう意味では2020年の運用開始に間に合うような仕組みというのは、1つくれるのではないかなと、これはもうジャストアイデアでございますけれども、また検討の中でいろいろ私どもとしても提案させていただきたいと思っております。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、竹廣さんのほうからお願いします。

○竹廣オブザーバー

ありがとうございます。まず、全体のスケジュールでございますけれども、2020年+X年の将来像を見据えて2020年にできること、というアプローチにつきましては、重要なことだと思います。賛成させていただきたいと思います。

その上で、広域のメリットオーダーといったものを考えた場合に、エリアをまたがった調達が進まない理由が、連系線の制約だけではなくて、一般送配電事業者間の発電設備にかかわるオンライン指令システムの仕様ですとか、運用方法の違いといったものが課題の一つなのであれば、こういったものについては非常に時間がかかるものだと考えますので、あらかじめ標準化、あるいは仕様の統一化といったような検討を並行して進めるべきだと思います。

まさに時間がかかることなので、後からということではなく、システムの更改時期というのはその都度やってまいりますので、これもスコープに入れて、託送料金にはね返るであろう調整力の調達コストが下がるような検討を進めていく必要があると考えてございます。

それから、6月の制度設計専門会合でご紹介をいただきました、一般送配電事業者間での経済差しかえ運用ですね、30分の箱型でというような、前倒しの取り組みのご紹介がございましたけれども、こういったものにつきましては非常に期待をしているところでございますので、その運用状況ですとか、効果につきましても、またご紹介いただきたいと思います。

それから、固定費が不要な電源Ⅱについてでございますけれども、これは託送料金が下がるといった意味でも非常に期待されるべきものであると考えますし、DRですとか、昨今話題の蓄電池のみならずEVですね、EVに搭載されるような蓄電池も有効に活用されるように、これは少し時間がかかることかもしれませんが、商品設計の視野に入れてご検討いただきたいと思いますというふうに考えております。

それから、論点⑤ですが、需給調整市場が全国広域的な市場になるまでは、いわば制度的にエリアごとに区分された市場としてスタートされるものだと思います。その場合は、そのエリアで市場支配力が非常に強い事業者が、より支配力を発揮できるような側に倒れる可能性もございます。これは全国市場である卸電力取引市場とは少し性格が異なるものかなと考えておりますので、価格の公開ですとか、実際にメリットオーダーで安い電源から運用がされているかというようなことを、ぜひ監視していただきたいと思います。

それから最後に、長くなって恐縮ですが、質問なんですけれども、論点②の商品区分のここ

ろで、27 ページですけれども、 $\Delta kW$  の総コストで評価することも検討してはどうかという記載がございまして、これについてちょっと具体的なイメージが湧きませんでしたので、それぞれのコストを評価した場合と比べて、何がメリットがあるのかというところをご教示いただければと思います。

以上でございます。

○横山座長

どうもありがとうございました。

今のご質問はちょっと、今後の議論にも関係するかもしれませんので、すぐお答えいただきたいと思います。

○鍋島電力供給室長

$\Delta kW$  の総コストで評価するというところですが、詳細はまた広域機関のほうで検討ということかと思いますが、事務局のほうで思っておりますのは、例えば上げと下げという、この両方を使いますというときに、例えばそれぞれ 10 のコストだったものだったとして、他方で、ほかのものが、上げが 8、下げが 15 というものがあつたときに、単品で見たときは、例えば 8 のほうが安いんだけど、この最初の上げの 10、下げの 10 という人は、まとめて両方買ってくれば 11 で売りますよという、そういうふうなケースがあつたような場合においては、トータルのコストで見たら、最初の 11 で売ってあげますよという人が安いので、その人が落札するというような、そういうふうなイメージでおりました。

ただ、ちょっとそれより詳細なところにつきましては、具体的なところは広域機関でご議論いただければというふうに思っております。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、菅野さんのほうからお願いいたします。

○菅野オブザーバー

需給調整市場の論点④番の開場時期のあり方について、委員の先生からもご指摘があつたとおり、1週間前での調達、あるいは年間単位の調達、この辺の組み合わせが非常に重要だろうと思います。組み合わせを考えると、論点②の商品区分もあわせた検討が要るのかなと。

例えば揚水発電ですと、予め下げ代を使って水を揚げておくと。揚げておくことによって、今度は上げ代ができるということになります。下げ代、上げ代一体で計画的に活用するとすれば、早目の調達が望ましいという商品特性もあろうかと思っておりますので、商品特性と開場時期について組み合わせた検討が必要と思っております。

それから広域化の点について、システムの問題等々かなり難しい点があるのは理解しているつもりですが、現状の調整力公募において、エリア間での価格差があるのも事実です。特に連系線が常にあいているエリア間では、極力早い時期からの調整力の広域化が、2020 年を待たず 2019 年からでも実施できるのではなかろうかと考えてございます。今後の検討の中で我々も貢献させていただきたいと思っております。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、秋元委員のほうからお願いいたします。

○秋元委員

どうもありがとうございます。資料3について、まず1点だけコメント、質問になるのかもしれませんが、6ページ目で、ドイツの予備力の調達費用の推移で、広域化によって調達費用が減少してきているということが書かれていて、主な理由がこれによるものということなんですけれども、私もこれは基本的に理解はできるんですけれども、ただ、ヨーロッパの状況ということを考えてときに、ドイツは経済が割とよくて、南のほうや、ほか、かなり電力が余っている状況だという特殊な事情があるということを理解した上で、過大に評価し過ぎないほうがいいかなというのがちょっと思ったコメントで、あと東等に潮流が流れていってしまっているということで、基本的に東のほう負担が多くなっているという不満があると思いますので、それが適切にこの費用に乗っていればいいんですけれども、そうじゃない可能性もあるので、そういう状況も踏まえた上で理解しておく必要があるかなというのが1点目、コメントです。もし何かレスポンスがあればお願いします。

資料4については、これまでも皆様おっしゃっているように、私も全く違和感がなくて、基本的に賛成だということです。あえて1点だけ申し上げておけば、これは松村委員も大橋委員もおっしゃられたことと全く同じで、全体として調達するときに、 $\Delta kW$  のコストだけでランキングをつけて調達するのではなくて、 $kWh$  のコストに関しても若干乗せるような形で評価して、トータルのコストを小さくするというやり方は、もちろんいろいろシステムの難しい部分はあると思うんですけれども、松村委員がおっしゃったようなやり方は、非常に単純なやり方ではあると思うんですけれども、一つの単純で早くワークしそうなアイデアではあるだろうと思います。

だから、もちろんガバナフリーのような形での電源については  $kWh$  を考慮する必要はないですけれども、レベルによってどれぐらいの稼働率を想定するかというようなことを少し変えることによって、何か対応をとったほうが、全体として調達できるコストを下げられる可能性はあると思いますので、そういう検討は引き続き進めていただければというふうに思います。

以上です。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、武田委員のほうからお願いいたします。

○武田委員

全体として異論はないのですが、あえて数点述べさせていただきます。まず論点の④ですが、調整力の経済的な調達という観点からは、発電事業者がエネルギー市場と調整力市場とを一体として札入れの判断をできる。そういう視点が重要と思います。そのための一つの方策として、スポット市場、すなわちエネルギー市場と、調整力の調達市場との時間的な近接性が有用と考えます。資料の 34 ページにドイツの例が出ています。ドイツでターシャリーの調達が、スポット市場の時間的枠内で行われているのは、そういう趣旨であると思います。

もちろん確実な調達という視点から、多様な調達方法が必要だと思います。また技術的、システム的な制約はあると思いますが、経済的で確実な調達が可能にするためには、発電事業者が参加しやすい市場が重要と思いますので、あえて申し上げました。

2つ目に、論点の⑤ですが、参加要件です。参加要件については、プールとしての参加、ジョイントベンチャーとしての参加、VPPとしての参加も考えられるのではないかと。それによって再エネ電力、マイクロ発電というものが入りやすくなるということで、その要件のあり方の検討が重要かと考えます。

3つ目に、運用の市場についてです。運用の市場で、運用段階のメリットオーダーにて価格を決定するとなると、なおボリューム的には、現在と変わらず、前日のスポット市場が重要であることに変わりはないと思いますが、その価格指標性については、運用の市場が大変重要になるかと思っておりますので、公正さの確保が重要と考える次第であります。

以上、3点です。既にあったご発言と重なるところはありますけれども、あえて申し上げた次第です。以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、続きまして鍋田さんのほうからお願いいたします。

○鍋田オブザーバー

ありがとうございます。私のほうから3点ほどお話を差し上げたいと思います。まず、30 ページの広域化による効率化の部分でございますけれども、調整力を安価に抑えるために細分化とか広域化というものを考えていくわけですが、まずこの図にございますように、調整力

の、供給しやすい 30 分のところから広域化に取り組んでいって、その後、技術的なクリアをしながら、15 分とか、さらに応答の速いものにチャレンジしていくということをやっていくことは非常に合理的だというぐあいに思っております。

それから、続いて 27 ページの商品区分でございます。書いてくださっているように、今は一つの電源で多くの機能を使っているわけです。これからそれを、調整種の種別だとか、それから調達期間ごとに調達しますと、異なる調整電源、例えばデマンドリスポントも含めてですけれども、入れかえながら運用をしていくということが必要になります。このとき入れかえる瞬間、引き継ぎをするときに、周波数を乱さないようにしなければならないので、実需給段階での余力活用も含めて検討していく必要があると思っております。

それから 3 点目でございますが、29 ページのところでございます。連系線制約の話、先ほどからもいろいろ出てございますけれども、調整力をスポット市場より前に調達して、仮に連系全容量を事前に押さえてしまいますと、スポット市場とかベースロード電源市場にも影響を与える可能性がありますので、全体で経済合理的になるように考えていく必要があると思っております。

また、2020 年に向けて需給調整市場に対する売り手側、発電事業者側につきましても、いろいろなシステム改修が必要になってくる可能性がございますので、市場創設に当たっては送配電側だけではなくて、発電事業者側の対応についても配慮していただきたいと思っております。

それから、最後になりますけれども、先ほど松村委員のほうから、調達と運用というところの違いを非常に明確にお話をしてくださいました。私も調達と運用は違うと考えておりますが、さらに、運用という部分、ゲートクローズ後の運用という部分の中にも、ある意味、細かく言えば 2 つあるのかなと思っております。

1 つはゲートクローズ前に調達したものを、ゲートクローズ後にそのまま使うという運用のやり方もあるでしょうし、先ほど松村委員もおっしゃいましたけれども、連系線の空き容量を見て、一般送配電事業者が調達していました調整力を一般送配電事業者間でやりとりをして、そこで効率化していく、こういうやり方もあると思っております。

まさしく後者で述べたところが、今、中地域でやろうとしているところでございます。今、詳細仕様を検討しております。先行的に行いまして、その知見を踏まえながら、できればほかのエリアにも広げていければというぐあいに考えています。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、柳生田さんのほうからお願いいたします。

○柳生田オブザーバー

ありがとうございます。資料4について特に違和感なく、賛成させていただきたいと思えます。ただ前提としましては、きちっとこの市場が、競争環境が保たれて機能するということが重要だと思っていて、そういう意味ですと、新電力は、ボリュームという意味でおきますと、そこに貢献できる余地というのは極めて限定的であると思っています。

したがって、旧一般電気事業者同士の、エリアをまたいだ広域の競争が促進されることが期待されるわけですが、一方で技術的にですとか、物理的に難しい面があるということも事実だというふうに思えますので、特に初期の段階におきましては、きちっと市場が機能しているということを監視していただくということが重要じゃないかと思っています。決して市場支配力が行使されることがないように、監視をきちっとしていただきたいと思っております。

特に年間通じて約定するという前提ですと、ある程度固定費がどういうふうに割り当てられているかと、透明性がある程度監視しやすいと思いますが、その期間が細切れになったりすることで、次、約定できるかできないかわからないといったことになってきますと、そのコストというのが妥当なのかどうかというのが、なかなか評価しづらくなっていくという側面もあると思えますので、そういうことも含めて監視がきちっと機能するような形で、監視の方法を考えていただきたいというふうに思えます。

以上でございます。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、東ガスの佐藤さんのほうからお願いします。

○佐藤オブザーバー（東京ガス）

ありがとうございます。私ども新電力の電源の位置づけは、今、柳生田オブザーバーからご発言いただいたとおり、規模とか持っている内容から見て、需給調整市場に対して大きな貢献をするというのは事実上難しいとは思いますが、それでもやはり需給調整コストの低減という政策目的に照らし合わせますと、我々の電源の中で少しでも多くのものが入っていけるように考えていきたいと思っております。

具体的には、例えば論点②の商品区分における技術要件でありますとか、あるいは、商品4の市場の開設時期の考え方によって、例えば前週、あるいはさらに短期間の中で、需給調整市場での活用を考えることができれば、私どもが持っている電源の中で、助燃バーナーを使ってガスタービンコンバインドサイクルの出力を上げられるものや、あるいはJEPXの価格見合いで運転するかしないかを決めているような電源などは、需給調整市場にエントリーしていくことがで



きるのではないかと考えております。

今後、具体的な商品区分、あるいは市場開設時期について検討を進めていただく上では、こういった新電力の電源でありますとか、あるいはデマンドレスポンスの活用をどうすればより多く取り込んでいけるかという視点もお持ちいただければと思います。

以上でございます。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、又吉委員からお願いいたします。

○又吉委員

ありがとうございます。私も、一般的に事務局からご提案いただいた内容について賛同させていただきます。その上で2点ほど申し上げたいと思います。

1点目はメリットオーダーの考え方です。何度もご意見出ていますが、私も電源Ⅱ相当の電源を活用した上で、対価の和を最小化する方法というのが非常に望ましいと思いますので、ここをまた強調したいと思います。

2点目は、論点③に挙げられております広域化と効率化のあり方なんですけれども、広域化につきましては、技術的検証を踏まえた上での移行スケジュールを検討していくということが非常に重要だと思っております。

ご説明いただいた欧米での資料の中で、いわゆる需給調整の広域化の経緯のところをみてみましても、いわゆるパイロット、実証試験のようなものを行っていく中で、段階的にエラーを潰していくということをやっておられるので、こういった慎重なスケジュールというのが重要なのではないかと思います。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、内藤さんのほうからお願いします。

○内藤オブザーバー

ありがとうございます。1点だけコメントをさせていただきたいと思います。多くの方から、現行の電源Ⅱに相当するものの重要性についてのご指摘がございました。

前回のこの作業部会でもご議論がありまして、まず、調整能力を具備した電源が建設、維持されて、その電源が運用の断面で電源Ⅱとして十分能力を発揮できるように活用していくという一連の流れが大事だと思っております。新電力さんの電源、旧一般電気事業者の電源を問

わず、そういうことを事業者として取り組んでいけるように、インセンティブがいいのか、強制とペナルティーがいいのかというご議論もございましたが、バランスのとれたご検討をいただけたらありがたいと思っております。

以上でございます。

○横山座長

ありがとうございました。

それでは、山田さんのほうからお願いいたします。

○山田オブザーバー

ありがとうございます。先ほど広域機関の佐藤オブザーバーのほうからご指摘いただきました点について、ちょっとフォローさせていただきたいと思っております。

2020年断面の需給調整市場のシステム化についてでございますけれども、私どもといたしましては、もし可能であればということで、業務の確実性、効率性の観点から、そういったことが望ましいとは考えておりますけれども、電話、メールとなりましても、私どもといたしましても、しっかりと対応していきたいというふうに考えておりますので、よろしくお願ひしたいと思ひます。

それから需給調整力、いわゆるガバナフリーの広域化についてでございますけれども、やはり私どもといたしましても、どうしても系統分離地というのもちょっと考慮する必要があると考へてございまして、エリア内に最低限必要な一次給調整力、いわゆるガバナフリーの確保量がいかにあるべきかということも今後やはり十分評価いたしまして、検討してまいりたいというふうに考へてございまして、またよろしくお願ひしたいと思ひます。

以上でございます。

○横山座長

どうもありがとうございました。

それでは、新川さんのほうからお願いいたします。

○新川オブザーバー

ありがとうございます。需給調整市場の創設に当たっては、安定供給をしっかりと確保しつつ、効率的な調整力の調達・運用を行うことが要であって、詳細設計に当たっては、この点に十分な留意が必要であると考えております。

電力・ガス取引監視等委員会としても、資料中にある役割分担を踏まえて、需給調整市場が競争的かつスポット市場、インバランス料金との間で整合的なものとなるように、資源エネルギー庁及び電力広域的運営推進機関と連携して、必要な検討を行っていきたく思ひます。

また、次回以降の議題になると思いますが、事業者の適正な取引確保という観点からは、需給調整市場の設計とあわせて、インバランス料金のあり方やスポット市場価格との関係も非常に重要であると思っています。

その上で各論として、まず論点①につきまして、ガバナフリーやLFCのような周波数調整に利用される電源は、kWhが大きく発生しないため、 $\Delta kW$ のメリットオーダーにより落札するという考え方に違和感はありません。

一方の需給バランス調整に利用されるような電源は、ある程度大きく kWh が発生することが予想されるため、落札時において、 $\Delta kW$ の価格だけではなく、kWhの価格も加味した評価がなされていくことがいずれは必要だと考えています。

また、論点⑤につきまして、需給調整市場への参入要件、ペナルティーについては、競争の促進と安定供給のバランスに配慮しつつ、電力・ガス取引監視等委員会として、あるべき姿について検討を行っていきたいと思っています。

また、託送料金低減の観点から、確保される $\Delta kW$ 量は必要最低限であるべきと考えています。その検討に当たっては、現在の制度における調整力の活用状況が参考になると考えられますので、委員会におきまして、今後、電源Iの稼働状況について分析を行っていく予定でございます。仮に現在の電源Iが余り稼働していないような状況であれば、 $\Delta kW$ の確保量のあり方について問題提起をしていきたいと考えています。

以上でございます。

○横山座長

どうもありがとうございました。

ほかにご意見はございませんでしょうか。

よろしゅうございましょうか。

それでは、秋元委員のほうから、MRIの上田さんのほうにもご質問がありましたけど、何かコメントありましたら上田さんのほうからお願いできればと思いますが、いかがでしょうか。

○上田主席研究員

秋元委員のほうからご指摘があったドイツの事例でございますけれども、正しくご指摘いただいております。もちろんこの中に出てない費用等もいろいろございまして、例えば、風力の増加によって、北から南への潮流が増加し、国内の混雑費用が発生したり、そういったようなことがこの費用に入っておりませんので、見えていない部分があるというのは事実でございます。

それから、ドイツにおきましても、例えば2030年という長期の断面においては、やはり再エ

ネ等の導入によって調整力コストがふえてくるとするレポートも出ておりまして、ここで示していることだけが全てではないというのは事実かと思えます。

ただ、一定の断面でやはり広域的に協調してやっていくということに関して、コスト削減という効果があるということは、これはヨーロッパ全体で今、共通認識として認められていることですので、そういった観点を踏まえて国際的な取り組みとして広がっているというふう

に理解してございます。

以上です。

○横山座長

どうもありがとうございました。

私もちょっと上田さんに、今のコストのところ質問させていただきたいんですが、6ページのこのコストの削減の図の緑色が2012年で大きく減り、また2014年では紫色が大きく減っているんですが、この2つのSRLというのは何の部分なんでしょうか。おわかりいただければ、教えていただきたいんですけど。

大きくコストが削減されているのは、何かこの2つの部分かなと思ったんですけど。

○上田主席研究員

各調整力のその頭の部分ですけど、PがPrimary、SがSecondary、Mというのは、ドイツはちょっと固有でMinutesという呼び方をしておりますけど、おおむね一次、二次、三次というふうにご理解いただければいいかと思えます。ですから、二次の部分の費用が削減しているということでございます。

○横山座長

ありがとうございました。

ほかに何か上田さんに対するご質問はございますでしょうか。よろしいでしょうか。

ありがとうございました。

それでは、事務局のほうから何かコメントがありましたら、お願いしたいというふうに思います。

○鍋島電力供給室長

本日いただきましたご意見も踏まえまして、さらに検討を進めていきたいというふうに考えております。その際に、電力広域的運営推進機関におきまして、市場運営等に係る詳細検討、それから監視等委員会における参入要件、市場監視等のあり方検討と、それぞれ役割分担も意識しながら、検討を進めていきたいというふうに考えております。

○横山座長

どうもありがとうございました。

その他、ご意見がございませんようでしたら、本日の議論はこれまでとさせていただきますと思います。

引き続き広域機関のほうで、大変な議論かと思いますが、それから監視委員会、それから事務局におかれましても、検討を深めていただければというふうに思います。

それでは、長時間にわたりご議論いただきましてありがとうございました。これにて終わりにしたいと思います。次回の開催について事務局から何かありましたらお願いします。

○鍋島電力供給室長

次回の開催につきましては、日程等詳細が決まり次第、ホームページ等でお知らせいたします。

○横山座長

それでは、本日はこれにて終わりにします。どうもありがとうございました。

—了—