

第9回需給調整市場検討小委員会 議事録

日時：平成31年3月5日（火）15:00～16:40

場所：電力広域的運営推進機関 会議室A・B・C

出席者：

大山 力 委員長（横浜国立大学大学院 工学研究院 教授）
市村 拓斗 委員（森・濱田松本法律事務所 弁護士）
大橋 弘 委員（東京大学大学院 経済学研究科 教授）
辻 隆男 委員（横浜国立大学大学院 工学研究院 准教授）
樋野 智也 委員（公認会計士）
松村 敏弘 委員（東京大学 社会科学研究所 教授）
市村 健 委員（エナジープールジャパン(株) 代表取締役社長）
今井 伸一 委員（東京電力パワーグリッド(株) 常務取締役）
久保田 泰基 委員（大阪ガス(株) エンジニアリング部 電力ソリューションチームマネジャー）
高橋 容 委員（(株)エネット 取締役 技術本部長）
野村 京哉 委員（電源開発(株) 執行役員）
花井 浩一 委員代理（中部電力(株) 電力ネットワークカンパニー 系統運用部長）
渡邊 修 委員（九州電力(株) エネルギーサービス事業統括本部 企画・需給本部 部長（需給調整担当））

オブザーバー：

大久保 昌利 氏（関西電力(株) 執行役員 送配電カンパニー担任（工務部・系統運用部））
大田 悠平 氏（経済産業省 資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力産業・市場室 室長補佐）
佐久間 康洋 氏（経済産業省 資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 新エネルギーシステム課 課長補佐）
恒藤 晃 氏（経済産業省 電力・ガス取引監視等委員会事務局 ネットワーク事業監視課長）
鍋島 学 氏（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 電力供給室長）

欠席者：

馬場 旬平 委員（東京大学大学院 新領域創成科学研究科 准教授）
林 泰弘 委員（早稲田大学大学院 先進理工学研究科 教授）

配布資料：

(資料1-1) 議事次第

(資料1-2) 需給調整市場検討小委員会 用語集

(資料2) 下げ調整力の調達の必要性について

(資料3) 海外事例を踏まえた事前審査・アセスメントに関する検討の方向性について

(資料4) 需給調整市場の参入にあたり提出が求められる需要家リストについて

(資料5) 中給システムの抜本的改修が必要となる項目に関する検討結果について_一般送配電事業者
10社提出資料

(資料6) 直流設備における調整力の広域運用可否について

(資料7) 本小委員会における議論の方向性と整理

議題1：下げ調整力の調達の必要性について

・事務局より、資料2により説明を行った後、議論を行った。

[主な議論]

(野村委員) 今回の提案は、下げ調整力は当面市場調達しないということだが、そもそも調整力の必要量があり買い手が一般送配電事業者であるという点で、今の段階で「市場調達しない」と整理することには違和感がある。その上でコメントする。

まず、優先給電ルールについて、今後、発電と送配電を分離する中で、発電事業者はメリットオーダーで電源の運転順位を決めることが合理的だが、一般送配電事業者は必要な調整力を確保するため、たとえ発電コストが高くてもそのような電源を優先して運転することも必要になると考える。ということは、発電事業者と一般送配電事業者の行動原理が異なる中で、一般送配電事業者が系統運用者として実施する優先給電ルールのみ依存するということではなく、その前段階で、週間断面などで下げ調整力の商品も設けておいて、必要量を確保できるようにしておく必要もあるのではないかと考える。優先給電ルールだけに頼るのではなく下げ調整力を商品として確保しておくということが必要ではないかと考える。下げ調整力について考えると、現行の優先給電ルールでは、例えば、揚水発電所を所有する発電事業者は上池の貯水量と市場価格の見合いで売り買いを決めることになるので、上池の空容量が事前に確保されているとは限らない。そのような中で、再エネ抑制に対応した揚水運転ができるとは限らない。したがって再エネの抑制量が最小となるような、最適な揚水運用にならない可能性もある。

それから、需給調整市場ができる2021年以降、電源ⅠやⅡを活用する調整力公募が需給調整市場に順次移行していくが、その中で、需給調整市場において、各商品区分が順次、広域調達されていくことになる。需給調整市場による広域的な調整力の調達が実現すれば、現行の優先給電ルールも見直しが必要になってくるのではないかと考える。

余力活用について、21ページに「余力活用に関する契約に実効性を持たせるには、発電事業者が余力活用に応じるインセンティブ性についての検討が必要」とあるが、そもそも余力活用に関する契約とはどういうものであって、需給調整市場との関係がどのようになっているか、この点が不明瞭でよく分からない。余力活用はあくまで実需給断面で余力がある場合に、一般送配電

事業者が、上げ代、下げ代として利用するスキームだが、一般送配電事業者が必要とする調整力は需給調整市場であらかじめ調達されるものとする。したがって余力活用電源の有無は、調整力の目標調達量とは直接関係ないのではないか。

最後に、余力活用の仕組みやインセンティブの設計はこの委員会で議論するもの、検討されるものなのか教えていただきたい。

(事務局) まず余力活用については、余力を活用していくことが大事、ということが国の審議会で示されており、それを前提としている。契約の中身としてどういうものを作るのか、という点は具体的には示せておらず、前後して申し訳ない。

次に、インセンティブの設計をどの委員会で行うのが望ましいのか、については、最後は対価の話になるので、この場が望ましいのか、国の審議会が望ましいのかは今後、国等と相談していきたい。

(渡邊委員) 今回の事務局案に異論はない。ただ、この場で申し上げることが適切かどうかは分からないが、旧一電の発電部門として揚水発電設備について 1 点申し上げる。一般論だが、揚水発電のポンプ機能は、特に火力機が抑制される再エネ出力制御時には、太陽光の大規模かつ瞬時の変動にも迅速に追従できる重要な手段であり、再エネ出力制御量の低減に大きく貢献している。揚水発電の設備維持については、現在、再生可能エネルギー大量導入・次世代電力ネットワーク小委員会等で検討されているところである。揚水発電のポンプ機能を、余力活用に関する契約締結を前提として、今後の需給調整において期待されているのであれば、他の発電設備が持っていない揚水発電のポンプ機能を評価していただいて、この設備が将来に亘って存続できるように一連の制度設計の中で考慮いただきたい。

(大久保オブザーバー) 下げ調整力の調達について、事務局案に異論はない。ただ、1 点お願いがある。21 ページのまとめに記載のところで、野村委員からも発言があったが、平常時の余力活用のインセンティブ性については、しっかりと検討いただきたい。

(久保田委員) 発電する場合のメリットオーダーは、燃料調達コスト V1 でほぼ説明が付くと考えているが、他方、発電抑制時のメリットオーダーについては必ずしも下げ側の V2 で表される燃料費とは一致しないと考えている。なぜかという、発電抑制で余った燃料については、貯蔵・保存の必要があり、また一旦調達した燃料はどこかで燃やさなくてはならない。その燃やすタイミングによっては、そこから得られる利益が変わってくる可能性がある。必ずしも燃料の限界コストで決まってくるような V2 では表されないと考える。従って、平常時については物理的な下げ調整力に不足が起こらないという点については理解できたが、調整力の市場での ΔkW 価値は、そのような下げ調整力のインセンティブを設定する機会になり得るのではないか。言いたいことは、発電事業者が下げ ΔkW における余力活用に関する契約等に応じるインセンティブ性について、この需給調整市場が使えるのか使えないのかの判断を待って、本日の結論を出してはどうかということである。

(市村健委員) こちらで議論する内容ではないということは私自身もよく理解しているが、折角の機会な

ので、DR 事業者として意見する。方向性としては、概ねこの内容で良いと思っているが、先ほど話題に出たインセンティブ性について、所謂、優先給電ルールの中で、上げ DR も、優先給電ルールの 1 つのエLEMENTとして十分考慮いただける蓋然性があるのか、という議論は、何らかの形で、この場ではないにしても、国の審議会等で一度検討いただければ大変有難い。例えば、13 ページに優先給電ルールが載っているが、我々が 11 月に東電 EP と一緒に上げ DR の民実証を行った。それは、約 2 万 5 千 kW の需要を創出することによって、この優先順位の中では、d と e の間に、バイオマスの出力抑制をやった後、再エネの出力制御の量を極力ミニマイズする方法として、d の後にある d' のような上げの DR を発動することによって、その分、再エネを活かしきるという発想に基づいている。これは民実証なので、その時の kWh は、誰がどのような形で担保するのかなど、その辺は全く民の間で決めている内容であるが、例えば、ここにあるように、発電事業者が有効活用に応じるインセンティブ性の検討という場があるのならば、例えば、上げ DR についても合わせて検討いただけると有難い。

(市村拓斗委員) 基本的には事務局の整理に異存はない。エリア内の供給量が需要量を上回るときは、優先給電ルールがあるので、それに基づいて指示する権利があり、それに従って下げ調整力自体を事前に確保する必要がないというのは、合理的な整理と理解している。その上で、念のためであるが、13 ページの優先給電指令について、電源 I や電源 II の運転は、基本的にはこのようになっていると思うが、下げたことによる起動費などは契約の中で補填するのか。そういったことがもしあるとすれば、下げ調整力を確保しないとしても、このような費用を見ていくのかどうかを考える必要がある。そういったものの有無を伺いたい。平常時は基本的にはこの整理かと考えている。余力活用に関する契約に、どういうインセンティブを持たせるかがポイントと考えている。

→ (事務局) 今回、 ΔkW 調達の話をしており、市場における ΔkW 調達を再エネ抑制が発生する状況下でも対価が発生しない優先給電ルールで代替できることを示した。運用段階において実際抑制した際の kWh の支払いは、今も一定の考え方のもと行われており、そこは変わらない。つまり、市場が始まっても優先給電ルールを続けるという状況下では、支払いは基本変わらないと思うが、今、電源 II 等の契約で支払っているもので、それが余力活用に関する契約へ移った時に払えない対象が出てこないか、についてはしっかりと見ていきたいと考える。

他の委員の方からもご意見をいただいたが、上げ調整力は先ほど説明させていただいた通り、あらかじめ ΔkW を買っておかないと物理的に調整できないが、下げ調整力については、 ΔkW を買っておかなくても物理的に調整できる、という点が異なる。そこに対しては特段ご意見をいただかなかったと考える。ご意見は、どちらかという対価の話、つまりインセンティブ性の話と受け止めた。そうすると、V1、V2 は少しコストからスプレッドして、そのスプレッドの付け方の話かもしれないし、結局は対価の話になると考える。インセンティブ性については、多くのご意見をいただいたので、そこについては引き続き国を交え考えていかなければならない。

(恒藤オブザーバー) 18、19 ページの再エネ抑制時の話だが、私自身は今の説明を聞いて、今後、優先給電ルールの下げ代の確保だけで、本当にスピードの速い下げ代が十分に確保できるのか、というのが未だ理解できていない。よく技術的に専門家の方々でご議論いただければ良いと思って

いるが、仮に本当に下げの ΔkW を取らなくて良いということであれば、それはそれで託送料金を下げるという観点から望ましいことだと思っており、そこでのコストは掛からないという前提でしっかり審査していきたい。

(大山委員長) 他にいかがか。私自身も、優先給電ルールがあるから、という理由で調達しないのは何となく座りが悪いと思ってはいたが、今のところは優先給電ルールがあり、それに従ってやれば、当面は要らない、ということかと考える。ただ、先ほど話があった、インセンティブ等、どのように手当していくかは当然考えていかなければならない。当面は、ということで、本提案で進めるということで合意いただけるか。

→ (一同、異議なし)

→ (大山委員長) インセンティブについては、これからしっかり検討することとしたい。

議題2：海外事例を踏まえた事前審査・アセスメントに関する検討の方向性について

・事務局より、資料3により説明を行った後、議論を行った。

[主な議論]

(事務局) 大久保オブザーバーにお聞きしたい。20、21 ページに関西電力の例がある。日本では、発電機は一次調整力から三次調整力②まで調整力を供出できて、要件は厳しく決まっているが、実際、関西電力で試験を行った結果、不良となる例は結構あるのか。極めて確認的に行っているだけなのか、色々厳しく決まっているが、実際試験をしてみると意外に要件を満たさないような発電機があるものなのか。感触を教えてください。

→ (大久保オブザーバー) 関西電力では、ほとんどのケースで、一般送配電事業者の要求スペックをクリアしている。ただ、一部の石炭火力については、変化速度が要求よりも遅かった、という事例があった。それを踏まえて運用している。

(恒藤オブザーバー) 40 ページに「その他の留意点」が書かれており、その中に「インバランスとなる量および調整力として発動した量の切り分け」とある。これは DR に限らず、発電機等も指令した量まで動かなかった、あるいは指令した量を超えて動いた場合に、調整力として動いた量をどのようにしてインバランスと切り分けるかということである。インバランス料金との比較で、意図的に動かない、あるいは意図的に多く動かして儲ける、ということができかどうかで、設計の在り方も変わってくると思うが、タイムリーに調整力として稼働した量を把握するという観点では、指令量をベースとしたほうが良いとも感じている。海外は指令量をベースにしているという印象を持っている。このあたりは、インバランス料金の検討とも並行しながら議論したい。

(辻委員) 今回、事前審査やアセスメントでどの程度の性能を要求するか、具体的な数字が何%以内と記載されている。こういった数字については、系統への影響を技術的に精査して決めていくものと考えているが、大枠としては異論ない。

(大山委員長) 事務局案の方針に対する反対意見は特になかったため、この進め方で検討してまいりた

い。

議題3：需給調整市場の参入にあたり提出が求められる需要家リストについて

- ・事務局より、資料4により説明を行った後、議論を行った。

〔主な議論〕

- (大橋委員) そもそも今回需要家リストを提出することで達成したい目的は何かと考えると、アグリゲーターが指令された供出量をきちんと出せるのかというのが求めるところで、その要求がきちんと達成できれば良いと考えるが、その時に需要家リストを提出することの意味はどういうことか。あくまで確認だが、仮に需要家リストがなかったとしても、実効性のテスト、事前審査をアグリゲーターが達成できていれば、需要家リストは、一般送配電事業者が知っておく必要はないような気もしているので、そのあたりをどのように考えるか。つまり供出可能量や指令値を幾つか与えて実効性テストなり事前審査をする時に、それがきちんと満たされていれば十分ではないのか。十分理解できていないので、そのあたり教えていただきたい。
- (事務局) まず需要家リストを出す意味は大きく2つあると考えており、1つは複数のアグリゲーターが同じ需要家を保有した状態で供出可能と言っていないか、といった重複をチェックするという意味と、もう1つは、実際に調整力として動いたものを確認していく時に、後で都合の良い動きをしたものだけを報告することのないように、どのリソースで動かすのか、をあらかじめお互い確認しておく必要があるのではないかということである。
- (事務局) 最初は試験の結果が完璧なので需要家リストは不要ではないか、との指摘だと思うが、おそらく試験を何回か実施した後に実運用に入り、試験も実運用も完璧であれば徐々に不要になるものの、蓋然性を高めるということではしかないが、日本では前例が非常に少ないため、さすがに最初の段階は確認させて欲しい、ということである。
- (事務局) 海外においても、最初は厳しく行って、慣れてきたら少しずつ緩和したり、逆に厳しくする等、実践した結果を踏まえながら改善を図っているようである。当初から完璧なものは提案出来なかったが、まずはこれで開始させていただき、その後、実態や事業者の意見を聞きながら考えていきたいと思っている。
- (松村委員) 需要家リストを提出しなければ、今議論があったような確認はとても難しいということはあるだろうし、発電機の場合には、発電機事業者が発電機Aから発電機Bに切り替えたが、供給力の量が変わっていないのだからテストしなくても良いという訳にはいかないの、一定程度はやむを得ないと思うが、DRの参入障壁を高くしないように出来るだけ流用して効率的にしていく、という点をよく考えて、合理的な範囲で今後も考えていただきたい。机上の空論かもしれないが、例えば、夏や冬は自家発を使いその余力でDRに参入できるが、春や秋は系統電力から安い電気を買って自家発を止めてしまう、というような事業者が仮にいたとして、夏や冬は需給調整市場に参入したいが、春や秋は出来ないという事業者に対し、夏のために春にチェックしますと言われても対応できないことはあり得るし、それは事業者のわがままとは言えない。そういう合理的な要求があり、今回の整理では対応が難しいということがあった場合には、柔軟に対応

できるように事業者の意見を聞きながら、個別に対応は言い過ぎかもしれないが、色々と工夫していただきたい。

→ (事務局) 試験方法について、事業者の意見も聞きながら相談していきたい。

(市村委員) まず事務局案の年最大 40 パターンの設定について、我々事業者としては、ゼロからスタートする場合はこういうこともあって当然かと思っているが、現在、電源 I 〃のマーケットが動いていて、我々は経済 DR を含めて実用させていただいている。例えばそういったお客さまに、今回需給調整市場に参画するというので、こういったベリフィケーションテスト、アセスメントを実施するとアナウンスした際、どういった反応が出てくるかは、実務を通して相談させて欲しい。なぜならば、ベリフィケーションテストであろうが、実発動であろうが、需要家の生産ラインに影響を与えるという意味においては同じであり、年間でこの程度のアウトプットを需要家に検討してもらっている中で、例えば容量市場であれば年間 12 回、各 3 時間、すなわち 36 時間という枠を生産調整のフレームワークの中でビルトインできるシステムを年初に計画しており、それに加えて、ベリフィケーションテストが加わるとなると、それは事前に相談しなければならないという蓋然性が出てくるからである。現実問題として、2021 年度からスタートする三次調整力②に使うお客さまは、すでに電源 I 〃で動いているお客さまでもあるため、そのあたりのファインチューニングは今後個別に相談させて欲しい。

→ (事務局) 資料 3 にも記載がある通り、過去データを使ってはどうか、という提案をしている。例えば今のお客さまにメーターを設置いただき、電源 I 〃発動時のデータで証明できるのであれば、それも 1 つの方法かもしれない。そのような対応は個別に相談させていただきたい。

(大山委員長) 事務局案の方針に対する反対意見は特になかったため、市場開設当初は、まずはこの内容で進めることでよろしいか。

→ (一同、異議なし)

議題 4 : 中給システムの抜本的改修が必要となる項目に関する検討結果について

- ・今井委員より、資料 5 により説明を行った後、議論を行った。

[主な議論]

(事務局) 半分が意見で、半分が恒藤オブザーバーへの質問である。認識が違えばご指摘いただきたい。

6 ページについて、対応案②で進めていただきたいと思うのだが、理由は、今恒藤オブザーバーが中心になって行っているインバランス制度改革が、最終的には実際の調整コストがインバランス料金に、需給ひっ迫時も含めて反映したいということで進んでいるためである。ただ、一番高い市場価格を需給ひっ迫時の単価に適用するということを考えており、究極は調整力で使用した実際の費用をインバランス料金として適用するようにとしたいということである。そうすると、需給ひっ迫の際に、30 分コマ毎の単価登録が良いのかどうかは分からないが、少なくとも毎日 1 回しか差替えが出来ない状態で、需給ひっ迫した場合は、時間前市場の市場価格が一番高くなってしまふ、という状況が当日中は継続するのではないか。対応案②でも完璧な対応か

どうかは分からないが、少なくとも需給ひっ迫する時は対応案①よりもはるかに有利というか、少なくとも今恒藤オブザーバーが目指しているようなインバランス料金改革を念頭に置くと、少なくとも対応案②を取っていかざるを得ないのではないか。異常にコストがかかるであったり、物凄く時間がかかるというのであれば、暫定でやらざるを得ないかもしれないが、ここに記載があるような改修規模であることや、2年間でできる可能性があるということであれば、やはり対応案②ではないかと思うが、認識等が違えばご指摘いただきたい。

→ (恒藤オブザーバー) インバランス料金がどうあるべきかということもそうだが、まずは市場を中長期的に機能させる、あるいは調整力の制度を中長期的に機能させるためには、やはり調整力を提供する事業者が適切な対価を得られることが大事だと考える。適正な対価を設定した中で一番安いものから起動していくことによって、まさにその時間帯の電気の価値が調整力の価格にもなり、それがインバランス料金にも反映されて、その時間帯にインバランスを生じさせた場合は、そのコストを支払うことで、全体的にその時間帯における電気の価値で、発電した事業者はその対価を受けるし、発動させた事業者はその対価を支払うという考えである。そう考えると、状況に応じてきめ細かく価格を設定できるようにしておくことは極めて重要だと思うので、時間帯毎にあるいは直前に変更できるようにするのは重要であり、この図で言えば対応案②を目指すべきだと考えている。この調整力の kWh 価格の支払いを pay as bid で決めるのか、あるいは pay as clear で決めるのかにも依存するが、仮に pay as bid で決めるとすると、ビッドした料金しかその発電事業者は対価を受けられないので、pay as bid で支払うとするのであれば対応案②はマストと考えている。

(樋野委員) 今の話を聞くと、対応案②の方が良いのではないかと考える。先ほど気になったのが、ベンダ側の業務逼迫で、2021年度に間に合わないのではないかと、という点である。一方、この資料では、2019年3月末までに仕様を確定すれば、2年程度でシステム改修が可能と記載されている。実際にリスクなどがあると、判断が変わってくるかもしれないが、これができるのであれば、対応案②で良いのではないかと。

→ (今井委員) 6ページの表現が紛らわしかった。ここに記載のある通り、基本的には2年あれば大丈夫と考えているが、システム改修については色々苦労している実績もあるため、保守的にみると、やはりリスクはあるということを示し上げたかったという趣旨である。2年でできると約束はできず、状況によっては2年を超過することがあるかもしれない。その際には、突然申し上げるのではなく、早いタイミングで、またこの場でも報告していきたいと考えている。あくまでもリスクとして申し上げたものである。

→ (樋野委員) 2021年4月以降のできるだけ早い段階でできた方が良く考える。

(市村健委員) 本件について私が意見した関係上、このような形で対応して頂き感謝する。6ページにあるように、週間あたり1単価、というのが現状であり、より限られたリソースをバランシングに貢献できるような形で最大限最適化していく、ということになれば、対応案①、対応案②は、どちらを取っても我々にとっては大変有難い話である。一方、時間帯別に分かれていることによって、先ほど松村委員から発言があったが、時間帯によって参入可能な需要家、参入が不可の需要家があり、それが1日に1単価となると、なかなかインセンティブとして働きにくい部分も

ある。改修コスト見合いになると思うが、可能ならば対応案②の方向に行っていたら、我々としては大変有難いことである。

(鍋島オブザーバー) 私も同じ箇所についてコメントする。単価登録の細分化については、需給調整市場に ΔkW と kWh の市場がそれぞれあった時に、需給調整市場の kWh の市場というのは、事実上、単価登録をどのように行い、その単価登録された調整力がどのように使われるか、単価登録の仕方が疑似的な一種の kWh 市場になると理解している。今回、単価の細分化が提案されたが、出来るだけ細かくなっていくということは細やかに kWh 市場の入札行動が可能になる、という趣旨かと考える。この点については、各方面から様々な要望があったところ、東京電力パワーグリッド始め、システム設計に努力頂いていることに感謝申し上げる。

→ (今井委員) 今回の制度改革の肝として、対策案②の要望が多いということで、先ほど申し上げたリスクについては何卒認識頂ければと思う。我々としては最大限努力して参りたい。

(大山委員長) 単価登録の細分化については、対応案②で進めていく。ただし、2021年4月に間に合わないリスクはあるということを確認しておく。それ以外は、一般送配電事業者の提案どおりでよろしいか。

→ (一同、異議なし)

議題5：直流設備における調整力の広域運用可否について

- ・事務局より、資料6により説明を行った後、議論を行った。

[主な議論]

(高橋委員) 需給調整市場創設の1つの目的は、調整力を広域運用して電源等を有効に利用することだと考える。ご説明いただいたように設備上の制約で、言い変えると市場分断で、その目的が制限されるのではないか。例えば北海道のようにエリアによっては調整力提供者が1社だけになるというイメージもあり、そうした場合に電源等が有効に活用されているかということが十分に検証できるような仕組みを準備いただく必要がある。そうでないと調整力が競争環境にあるかわかりにくい。そのあたりをチェックする機能を設けていただきたい。

(大山委員長) 技術的制約も考慮して検討を進めることとしたい。

議題6：本小委員会における議論の方向性と整理

- ・事務局より、資料7により説明を行ったが、委員からの意見は無かった。

以上