

第21回調整力の細分化及び広域調達の技術的検討に関する作業会 議事メモ

日時：平成31年3月11日（月）15:00～17:00

場所：電力広域的運営推進機関 会議室A・会議室B

出席者：

大山 力 主査（横浜国立大学大学院 工学研究院 教授）

辻 隆男 主査代理（横浜国立大学大学院 工学研究院 准教授）

加藤 浩二 委員（東京電力パワーグリッド（株） 系統運用部 広域給電グループ マネージャー）

佐藤 幸生 委員（中部電力（株） 電力ネットワークカンパニー 系統運用部 給電計画グループ スタッフ課長）

高垣 恵孝 委員（関西電力（株） 送配電カンパニー 系統運用部 給電計画グループ チーフマネージャー）

オブザーバー：

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 政策課 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）

鈴木 太一 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補佐）

配布資料：

（資料1）議事次第

（資料2）二次調整力①広域運用の現状活用案の検討状況について_一般送配電事業者9社提出資料

（資料3）広域需給調整システム（運用）の開発状況について_一般送配電事業者9社提出資料

（資料4）容量市場開設後における発動回数制約電源の取扱いについて

（資料5）需給調整市場における三次調整力②の事前審査およびアセスメントについて

（参考資料）ERAB 検討会第9回制御量評価WG事務局提出

議題1：二次調整力①広域運用の現状活用案の検討状況について

・高垣委員より資料2について、説明を行った後、議論を行った。

〔主な議論〕

（事務局）細かい質問だが、9ページの現状を見ると、TSO1は二次調整力①の150を全て自分で行う必要があるが、広域運用すると150が100でよくなる。逆に言うと、50を誰かがよりメリットオーダー順に動かすことができているということである。今であれば150の調整力を使うが、広域でできるようになると100は自分で行うが、20か30は二次調整力②のメリットオーダー順に誰かが行うから意味があるはず。

→（一般送配電メンバー）メリットオーダーよりかはネッティングによる意味がある。

→（事務局）ネッティングする意味は2つあって、今だとバラバラに需給調整をしているので、こちらは不足であらば余剰となるが、それを全体で考えるとそれぞれで行わなくてもよくなるので、その分調整する量が減る。かつ、色々なところでメリットオーダーを行い、二次調整力①でもメリットオーダー順に行おうと思えばできる。その理解で良いのかを教えてください。

現状の方法から広域運用をこのように行くと、まず、どういうコストが削減されるのか。ネッティングは良く分かる。

次に、正に 11 ページにもあるが、ネッティング後に制御量を各エリアに割り振ることになり、割り振ることを普通に考えると、例えば TSO1 のところは本来 200 動かして、実際の現状は 150 動かすが、広域運用ができるようになると 100 しか動かさなくてよくなる。それを普通に考えると、今までだと 200 あり、二次調整力①もメリットオーダー順に動かすもの、今までであれば 150 まで動かすものが 100 までで止めることができる。使わなかった分は TSO2、3 が動かすことになる。この発電機は TSO1 の 100~150 よりもメリットオーダー順で良くなかったら意味はないが、それをシステムに入れるということによいか。

- (一般送配電メンバー) LFC による数秒単位の制御は、GF に近い部分がある。GF は周波数を見ながら制御するもので、経済性を見ながら制御しているわけではない。LFC はそれに近いものと考えている。
- (事務局) GF に近い所でも、一次調整力で議論したように、本来であったらフルで動かさないといけないものを一次調整力に使う電源はわざと出力を下げるわけであり、そうするとそれもメリットオーダー順に、本来であれば九州電力であれば 20 下げないといけないのに 10 だけ下げて、他のエリアでメリットオーダー順に性能が悪い電源をもっと下げてくれということで、一次調整力のメリットオーダーができる。そうすると、普通に考えると、二次調整力①でも本来であれば空けなくてもよいものを、他の電源で空けて、メリットオーダー順でコストが低い電源は稼働するようにするというので、同じようにするのはどうか。
- (一般送配電メンバー) それは ΔkW のメリットオーダーであり、需給調整市場で調達する ΔkW の経済性で反映されるものとする。
- (事務局) 当然それはある種のメリットオーダーを体現していないと、需給調整市場に不具合がない限りは大丈夫ということで良いか。当然のことは確認しているだけである。
- (一般送配電メンバー) ΔkW のメリットオーダーと kWh のメリットオーダーは違うものと考えている。資料の 4 ページのとおり、kWh のメリットオーダーを実現しようと思うと、複雑化するので AR によるネッティングだけを考えている。kWh のメリットオーダーを計算するためには、演算に時間がかかると思っており、その実現は難しい。ただし、資料の広域運用をできるようにすることで、 ΔkW の広域調達、言い換えると、 ΔkW のメリットオーダーを実現できるようになる。ただし、運用上 (kWh) のメリットオーダーを計算しようとする時間がかかってしまい、周波数影響等、システム上実現が難しいという領域だということである。
- (一般送配電メンバー) メリットは 4 つあると思っており、広域調達することで「調達のメリットオーダー」ができる。次に、「調達量」である。最初はできないのかもしれないが、ネッティングを実施することによって、調達量を減らすことができる。そして、実際に使う時の「運用のメリットオーダー」は、高垣委員の言うとおおり、そこは応動時間が早いので、一度調達したものを全部使う領域である。更に「発動量」について、ネッティングをすると減らすことができる。そういう関係だと考える。
- (事務局) 三次調整力②は、一次調整力等とはやはり異なり、三次調整力②だとある程度時間があつてどこまで差替えが可能か、という議論ができるが、LFC はできない。kWh は概ね比例するが、

違う可能性もあるということで、そのメリットオーダーは取れないかもしれない、ということと理解した。4つありうるが、取れないメリットオーダーもあり得る。概念はあるが、二次調整力①では取りきれないメリットオーダーもある、と言ったほうが良い。

→ (一般送配電メンバー) 9 ページに記載しているネッティングの分も、プラス、マイナスされた分は連系線潮流として流れることになるが、メリットオーダーで実現されているわけではなく、ネッティング後の分担量で実現されている。そうすれば、周波数制御への影響は軽減できる。システム上も実現可能である。

(事務局) 図を変えたほうがよいと思っているところがある。9 ページと 11 ページの TSO の現状で、二次調整力①を 100 動かしているわけだから、11 ページの LFC 動作可能量は少なくとも 100 以上でないとおかしいのではないか。TSO1 は理解できる。可能量 200 の範囲で動いている。9 ページと 11 ページが直接リンクしていないということか。

→ (一般送配電メンバー) 11 ページの LFC 動作可能量の 200、40、60 はバーチャルな数値で記載しているが、再考する。

→ (事務局) 需給調整市場検討小委員会 (以降、小委) においては、そういう説明をしたほうが良い。つまり、現状はこのような範囲で実施していて、ネッティングしている分は、当然収まるということである。先ほどの説明も、利益の概念は 4 つあるが、差替えが実際に無理なので、kWh は差替えできないかもしれないが、3 つのメリットがあり、今より相当良くなる、という説明をしたほうがよいと考える。

(辻主査代理) AR のネッティングの話が出たが、実際の制御システム上、K の値をどのように設定するのか。推定値なので変わってきて、実際のインバランスとは少し違う場合があると考え。恐らく、エリア内で LFC を行っているうちは、その正確性がどうであっても、制御をかけていけばだんだんゼロになり、正確性は問題にならないと思うが、広域化してエリアごとに K の値が大小あつたりすると、AR が実際のインバランスと違うことがあり、それをネッティングで加算することで問題が起きないか、という点が懸念である。K の値がどの程度正確なのか、それも仮定しつつシミュレーションしていただきたい。

→ (一般送配電メンバー) シミュレーション上は、現状判明している K で行うことになると思う。

→ (一般送配電メンバー) シミュレーション上は上手くいくが、実際どうか、ということも多々ある。シミュレーション後、実運用も様子を見ながら慎重に進めなければならない。

→ (一般送配電メンバー) 実績を見ながら本手法をシミュレーション検証するが、同時に別のパラメータを振らせると、計算結果が正しいかがわからなくなる。K を変えてシミュレーションを行う、という点は別途考えたい。

→ (辻主査代理) 本質的な話ではないかもしれない。逆に同期を取って広域運用を実施しようと思ったら、実際の潮流と大きく違った、ということがあるかもしれない。K のずれを補正していくことも本当は検討すべきではないか。

(辻主査代理) LFC 動作可能量で配分するという話があり、現状は速度で配分していることもあると考える。それだと皆、同様の比率で使っていくイメージになるが、容量で割り振ると、速い電源が多くある地域の LFC が先に使い切られてしまう、ということが起きないか。そのあたりはどうか。

- (一般送配電メンバー) 資料に記載のとおり LFC の既発動分を差し引くことにすれば、既発動が多いエリアには配分されないと考える。具体的にどうやって計算するのかは、技術的検討をもう少し進めないといけない。概念としては、調整力が偏在していても、LFC 容量がないエリアには配分しないということが大事である。各社の動作可能量の計算式を確認すると、ほとんどが変化速度を加味して演算するようになっている。EDC 領域の制御とセットで考えている会社もあるので、そのあたりをどのように処理するか、各社からどういった情報を出して貰うか、引き続き検討し整理していきたいと考えている。
- (辻主査代理) 各エリアへどう配分するかは、各エリア次第ということか。
- (一般送配電メンバー) 各エリアにおいて、X 秒後にどれだけ LFC 動作可能量を出せるのかによる。
- (一般送配電メンバー) 今回のモデル①はあくまで、中給システムを変えないでどこまでできるのかというものである。周波数を乱さず、効果があるとなれば、先ほどのメリットを取りに行くということである。中給システム抜本改修のときには、もう少し制御の方法を揃える方向である。
- (一般送配電メンバー) 仕様統一案では、ある程度揃えるつもりで検討する。本(現状活用案)検討では、各社中給では、データの送受信など、一部システム改修が必要ではあるが、各社システムは大幅に変えずに対応することで、検討を進めている。

(大山主査) 関連のある質問で、まずは K が正しくないかもしれないという点について、実際にやる前に大丈夫かどうか、を確認しないとまずいのではないか。それを最初からやる必要は無いが。

もう 1 点、LFC 動作可能量について、5 分後の動作可能量なのか、1 分後の動作可能量を各エリアから送信するのか。考え方はいろいろあるので、検討してはどうか。そうすると、応動の早いものから動くかもしれない。それがいいのか、悪いのか分からないが。

- (一般送配電メンバー) 今のところ、1 分程度で考えている。

(事務局) AR ネットティングは、TBC 制御だから可能なのか。FFC でもできるのか。

- (一般送配電メンバー) FFC でも特に問題ない。ただ FFC の場合、他エリアの分まで、今までどおり制御して良いか、という別の課題がある。
- (事務局) AR が、周波数偏差、系統定数、系統規模から連系線の計画潮流を勘案して作られている。この計画潮流は TBC で決まっている。AR を決めるときに TBC の要素が入っている。TBC と FFC のエリアが混在すると、皆の変動を見ながら動くエリアと、自分の分を管理しながら動くエリアが出てくる。その意味で、TBC で各エリアに必要量がばらまかれ、合計しても合致する、という形になっている。
- (大山主査) 逆に言うと、TBC と言っているが、それを全部合わせて配分すれば、全エリアが FFC をやっているのとあまり変わらない。全エリアで FFC を実施するが、連系線の容量を超えない

ようにする、という制約を入れた FFC を全系で実施しているというイメージである。TBC かどうかよくわからないということである。

- (オブザーバー) 9 ページで確認である。右側の図で、TSO1 には 150 の AR が配分されておりネットィング後は 150 が 100 に下方修正されている。TSO1 が調達した調整電源の kWh 単価が安くて、TSO2、3 が高い場合には、コスト的には TSO1 の調整力を発動させたほうがよい場合もあると思うが、そこは割り切ってネットィングするということか。
- (事務局) 蓋然性としてはあり得るが、一般送配電メンバーが指摘した広域周波数調整の 4 つのメリットのうち他の 3 つが達成できるのでネットィングはやったほうが良いと考える。
- (一般送配電メンバー) 複数台でのメリットオーダー演算を、連系線の空きや変化速度を見ながら数秒単位で演算するのはシステム面では難しい領域。
- (事務局) 一般送配電メンバーが 4 つのメリットは小委に付議する際には明示されたほうがよいと考える。
- (一般送配電メンバー) 鈴木オブザーバーが指摘された課題については、調達時点で TSO2、3 の調達量がゼロになっていると考えればよいのではないか。
- (事務局) その点で誤解が残っている。この説明の図は一瞬を切り取ったものだが、この図だけではこれが 10 分あり 30 分なり続く kWh の絵のように見える。この絵が 30 分続いているとすれば鈴木オブザーバーの指摘のようなことはあり得る。だが GF とか LFC は上げ調整したら下げ調整することを連続的にくりかえる。上げと下げがチャンスイーブンで来るので、kWh は 30 分くらいの単位でみれば全くないとは言わないがあまりないということである。ある瞬間に安い電源を上げたり下げたりしても、高い電源を上げたり下げたりしても、いずれも 30 分単位でみれば±0 になり、電源の kWh 価格による差はでないということである。そこが三次調整力②と違う点である。
- (事務局) 三次調整力②は kWh が決定的だが、一次調整力は待機料が ΔkW のすべてである。つまり ΔkW で圧倒的にコストが引張られるから、kWh がよほど高くても大丈夫ということである。
- (一般送配電メンバー) 一次調整量と二次調整力①では、調達段階で、実需給で発動される電源等がある程度決まる、ということをもう少し明確にしたい。
- (オブザーバー) 誤解かもしれないが、 ΔkW の単価をどう考えるかについては、kWh 単価の機会費用的なものだと思うので、単純に考えると、 ΔkW の安いものは、kWh の高いものかと思うがどうか。
- (事務局) kWh の単価というより性能ではないか。kWh の単価は幾らで電気を発生できたかであるが、 ΔkW は効率で値が付く。
- (オブザーバー) 効率が良いものが確保されるということか。
- (事務局) 同じ燃料を使うのであれば、メリットオーダー順で安くなるように ΔkW の値がつく。ただ、指摘のように kWh になると燃料を幾らで調達したかによって異なる。三次調整力②のような、kWh が確定的に出る調整力と比べるとはるかに小さく、 ΔkW で決まるため、 ΔkW 順にメリットオーダーを並べればほとんど終わるということである。

- (オブザーバー) そう考えると、二次調整力①だけの電源はないのかもしれないが、kWh 単価は登録しないのか。
- (事務局) 意味がないと考えている。最初に質問の方がよかったのかもしれないが、二次調整力①は、主にどのような場面で使うのか、という質問がまず来る。小委の資料にはそこをまず書く。まさに周波数調整におけるギザギザの応動のように、kWh が正味で発生無いことがほとんどである。そうすると、kWh の概念はわずかしかなか出ない、ということになる。
- (一般送配電メンバー) 基本的に二次調整力②以降の調整力で kWh を対応し、どうしても残る部分を、二次調整力①で扱う。二次調整力①の制御により kWh は多少発生するかもしれないが、目標としては、二次調整力①や一次調整力は kWh が出ないように、二次調整力②以降の商品を制御する。
- (一般送配電メンバー) 海外だと GF の kWh 部分には対価を払っていないところもある。kWh はほとんど発生しないと思うが、日本では少しでも kWh が発生したら支払いはするものと考えている。
- (辻主査代理) kWh が発生し過ぎないようにということで、23 ページにも、最後は EDC に引き継いでいくということが書いてある。

議題 2 : 広域需給調整システム (運用) の開発状況について

- ・ 佐藤委員より資料 3 について説明を行った後、議論を行った。

[主な議論]

- (オブザーバー) 7、8 ページについて確認である。大きな方向性に問題はないと思うが、7 ページの 3 ポツ目で、最後の括弧に「将来的には簡易指令システムが中給システムと連携し、発動指令も自動化することも検討中」とあるが、この検討の結果、連携できないとなったとしても、今回の方向性に影響は無いという判断でよろしいか。
- (一般送配電メンバー) どちらにしても、8 ページの右の案も左の案も最後は手動で指令を出すイメージである。これが簡易指令システムに繋がったら、最後の手動の部分が自動となるということである。その一歩手前のところが今回示したことである。
- (一般送配電メンバー) エリア中給からパソコンの絵が描いてあるところが自動になるか手動になるのかの違いである。10 ページにも、「発動指令」ということで同じように括弧に赤字で書かせていただいている。
- (辻主査代理) エリア中給に、調整量 α が来るというところまでの流れを、広域需給調整機能と同様の枠組みの中で行うというだけで、それ以外のところは、基本的には変わらないということか。
- (一般送配電メンバー) そのとおり。
- (辻主査代理) スケジュールについて、各エリア順番に試験を実施していくとある。例えば、北海道は現地試験を 2021 年 1 月としているが、季節的に少し不安が残る。
- (一般送配電メンバー) 試験を行っている時は、基本的に中給のシステム自体は従来通り二重系を確保した状態で行うので、実運用には影響はない。万一、中給システムにトラブルがあれば、多少時期をずらすということは考える。

- (事務局) 現地試験が1月で工場試験は前年の秋だが、現地試験の時でも、中給システムは全く影響なく試験できるということか。
- (一般送配電メンバー) 各エリアの中給システムは作業時でも二重系を確保できる構成となっている。作業中にさらに運転系がトラブルになると二重系を確保できなくなるが、その時は作業を延期するなどの調整を行う。
- (一般送配電メンバー) まず影響はないだろうが、需給ひっ迫などが発生したら作業は一時延期するなど臨機応変に対応するものと考えている。

議題3：容量市場開設後における発動回数制約電源の取扱いについて

- ・一般送配電メンバーより資料4について説明を行った後、議論を行った。

[主な議論]

- (オブザーバー) 調整力公募における電源I´は、対応する義務がある期間が、夏季7月から9月に限定されている。加えて時間も日中に限定されている。今回の発動回数制約電源は、電源I´と同じなのか、それとも違うのか。
- (事務局) 容量市場のリクワイアメントとしては、年12回と決めている。少なくとも、夏、冬限定といった形では決めていない。昼限定にするかどうかは正直悩んでいる。詳細は決めていないが、いつでも発動するかもしれない、となるとDR側も困ると思うので、一定程度需給バランスが厳しい中での発動になると思う。常識的な範囲で決めることになるとは考えている。
- (オブザーバー) 現在、電源I´はDRに限っているわけではなく、火力等も電源I´になっていると思うが、火力等も発動指令義務について同じように対応する前提になっているのか。
- (事務局) 同じである。正確に言うと、発動回数制約電源は容量市場で調達する量に含めて上限を決めて調達する、という言い方をしている。然るに、安くて通常のリクワイアメントのものが入ってくることもある。一方で、揚水とか火力などの電源についても発動指令電源というリクワイアメントで参加したい、ということは妨げていない。上限値の範囲内、つまり今の電源I´に稀頻度等を考慮した量に対して、DRの発動指令に制約があっても入れるようなものなら、その中であれば入ることは可能ということだが、いつ指令が来るか分からないので、火力のように常にホットにしておかないと対応できないような電源は難しだろうと考える。揚水やDRであれば大丈夫だと思うが、事業者の選択になる。
- (一般送配電メンバー) 今の電源Iや電源I´はTSOの占有電源になるイメージがあるので、相手も供出しづらく、高い電源を調達することになると思っていたが、今回は、12回の発動回数制限はあるものの、それ以外は自由にしていいことになると容量市場のその枠は競争が盛んになるのではないか。
- (事務局) 電源とDRのどちらが高いか。DRが高ければ電源に全て枠を埋められてしまうこともある。
- (一般送配電メンバー) 容量市場では12回しか発動できないため、kWの対価は安いのか。
- (事務局) kW単価は同じである。そのため、上限を決めている。8,760時間動かすということに対して、同等の対価にすると発動回数制約電源のkW単価はかなり目減りしてしまう。効率的に

容量を確保しようとした時に、そこをディスカウントしてしまうと、安価に確保できる DR が確保できないかもしれないため、そこはディスカウントしないで、量として上限を決めた。H3 の 108%は通常の電源で取ったうえで、今の電源 I 相当に限定するという整理を容量市場の在り方等に関する検討会では行った。

- (オブザーバー) 5 ページの需給ひっ迫時の対応について、当日午前中に落札コマのある三次調整力②のアグリゲーターに対して、TSO から容量市場のリクワイアメントとしての発動指令を夕方に受けた場合、アグリゲーターはどちらにも発動しないといけないとか、場合によっては時間が被る可能性もある。そのあたりの取扱いを整理した方が良いのではないかと。
- (事務局) 容量確保契約の方は、契約が全く別である。容量確保契約はそこで指示が来た時に、発動したかどうかだけで判断される。たとえば夏に発動指令が来る確率が高くて、1日2回は対応できないと思えば、夏を避けた時期に、余裕のある分で、三次調整力②に応札するという事などを考えたほうが良いのではないかと。ただ、連続発動しても問題ないのであれば、どんどん三次調整力②に応札すれば良い。とにかく容量確保契約はあくまで指示した時にちゃんと発動したかどうかだけを見る契約であり、まずはこの契約の責務を果たすことが大前提である。
- (オブザーバー) 容量確保契約に基づく指令の時間帯が三次調整力②の時間帯と同じであれば、容量確保契約は達成できたということか。例えば、前日のでんき予報等を見て、発動回数制約電源の発動がありえるから、三次調整力②に応札してしまおうということ、同時間帯であればそれは達成できたという評価になるということか。
- (事務局) 容量市場の契約を果たせばよい、ということである。
- (辻主査代理) その場合の支払いは、7 ページの話と同じか。容量確保契約に基づいた指令に応動したとみなして支払いも行われるということか。
- (事務局) 同じ 3 時間にたまたま経済 DR を実施していたら、わざわざ時間前市場に応札するものでもないし、経済 DR として約定をしているわけであるから、そこで kWh を支払っていく。ただ、先ほど発言があったのは、三次調整力②として落札した 3 時間の後の 3 時間に容量市場の指令が来たらどうなのかということ、それは両方指令に応じてもらわないと困るという話にしかない。
- (辻主査代理) 発動回数に余裕がある場合、とっているのはどういうことか。
- (事務局) 例えば 20 回応動できるアグリゲーターがいれば、容量市場のリクワイアメントに対しては 12 回応じられる。ただあと 8 回は使うことができる。ではこの 8 回をどこで使うか、という意味で申し上げている。
- (辻主査代理) その場合は、年間で 20 回応動できたとして、連続で指令が来たらと対応できないということか。
- (事務局) 対応できないのであれば、容量市場としての指令が来ないような時期に三次調整力②に応札すべき、ということ。
- (辻主査代理) トータルで 12 回三次調整力②に応札できれば良い、ということではないということか。
- (事務局) それだと需給ひっ迫と全然関係ない時期に三次調整力②に応札してしまうため、意味がない。

- (オブザーバー) 容量市場の発動の時間帯は、9～12時とか、12～15時とか決まっていなくて、11時～14時とか、ある意味三次調整力②の発動タイミングとはずれる可能性がありうる。
- (事務局) もちろんそのとおりで、何を言っているかという点、5ページと7ページで全く同じことしか書いていなくて、対価まで払っているのだから、指令されたとおりに応動しなかったらペナルティが付くに決まっているから、そんなペナルティにならないように、一応念のために7ページは書いただけ。三次調整力②は何の関係もない。
- (事務局) DRよりもメリットオーダーとしては良いものがあるかもしれないが、それについては関知しない。リクワイアメントに記載のとおり、需給逼迫時にはTSOがやりたいようにやるだけ。7ページについても念のため記載したのみであり、ペナルティをいくらでも払ってよく、次の年に契約されなくなるかもしれないが、それでもギリギリに賭けてみるというのであればそうすればよい。再契約されないかもしれないし、膨大なペナルティを払うことになるかもしれないが、そこは事業者の勝手である。7ページの内容は、いつ指令が来るかもしれないので、常識的に考えて、12回分を終わっていて、それでもまだ対応できるのであれば少なくともペナルティは受けないので良いのではと一応記載したのみ。
- (辻主査代理) 当然、リクワイアメントを果たした後のことの話である。
- (事務局) 容量市場のリクワイアメントを果たした後であれば、安心して対応できるとの意味である。
- (事務局) ただ、確かに途中で言われたとおり、発動回数制約電源であれば、それ程需給が厳しくないときは使われないので、購入してくれる相手がいるのであれば、明日は使われないだろうと判断した場合に、ある程度計算しながら販売するのは常識的な対応である。ただ、そのリスクは全て自分に跳ね返り、気候が激変して発動指令が出た場合は応動できなくなったこととなる。そうすると、世の中何があるかわからないので、7ページに記載のとおり12回分を終えた後に対応するのがよろしいのではということ。

(オブザーバー) 発動回数制約電源の要件が容量市場のリクワイアメントに基づいて指令されるとのことであるが、一般送配電事業者が発動判断をするところで、DRも色々な価格があると思うが、どのような判断基準に基づいて事業者を選定するのか。

- (事務局) エリアの供給力不足の量と、発動回数制約電源の量を比較して、これまでの実績では全て発動しても足りないということばかりで、半分だけ発動して対応したということはなかった。今後広域的に判断していく場合においても、おそらく発動する際は全て発動することになるケースがほとんどではないか。ただ、もしそうでないのであれば、kW 価値は支払っているのに、kWh 価値が安いものから確保するのが自然だとは思いますが、限られた時間の中でどこまでできるか、広域的に発動する場合にどうするかといった細かいことは考える余地があるのかもしれない。

(事務局) 様々な場で議論されているが、電力・ガス取引監視等委員会(以降、監視等委)ではどのように考えるか。TSOがこの需給調整に関するコストを全く審査しないで、あらゆるものをコストとしてそのまま託送料金に転嫁して良い、という制度にすると、何も考えなくなる。メリットオーダーを考えても、面倒なだけである。極端に言えば、そうなるのではないか。今の大田

オブザーバーの質問は、どのような制度設計にするかである。ほとんどパススルーとするのであれば、あまり考えないのではないかと。

- (事務局) 総合評価方式で調達時の kW と kWh をセットでどれを調達するかということは容量市場ではできなくなってしまう。kW を見るだけである。事務局が言ったように詰めていけない。
- (事務局) 加えて kWh 単価については、前回の小委で、直前まで差替えられる仕組みを入れようとしている。監視等委にて検討されていると思うが、その仕組みが入れば、元々の価格は、実はないようなもので、需給がひっ迫していけば、kWh 単価はどんどん上がっていく。時間前市場の落札価格も上がっていくし、このような制約電源も、調整力の単価も上がっていく、という状況になると考える。そうすると、提出された kWh 価格の中から、どれを発動するか、という話になる。

(一般送配電メンバー) 11、12 ページについて、改めてフランスやアメリカを見ても、やはり DR は容量市場に参入するのが基本ではないのか。調整力に参入するのは相当厳しく、海外でもあまり無理をさせておらず、調整力としてしっかり調整できるものを参入させている。三次調整力②以外の他の調整力の要件は、新規参入者を調整力に入れるために、あまり妥協しないほうがよいのではないかと。調整力としての応動ができるなら、もちろん参入していただいてよいが、調整力に参入できなくても、容量市場には参入できる、ということのアグリゲーターの方にも理解いただくことが必要と考える。

議題 4：需給調整市場における三次調整力②の事前審査およびアセスメントについて

- ・事務局より資料 5 について説明を行った後、議論を行った。

[主な議論]

- (オブザーバー) エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス検討会(以降、ERAB 検討会)を多く引用していただき、大きな方向性は賛同している。事前審査は調整力型、アセスメントは供給力型という大きな方向性に基づき設計されており、そこは良いと思う。一方、各論については、29 ページの事前審査について、測定間隔が 5 分で、実際のアセスメントと実運用では測定間隔が 30 分となるので、事前審査のためだけにメーターやシステムなどに投資して試験を受けるといった形にならないように、何か工夫することを考えていただきたい。
- (事務局) 今後一般送配電事業者でこういったメーターを付けるのか検討されると思う。個人的なアイデアにはなるが、例えば事前審査だけであれば、現状アグリゲーターは細かく測定しながら制御していると聞いているので、そういったデータが使える可能性もあるし、加えて、例えばクランプメーター等の簡易なもの、一般送配電事業者が提供したものを付ける方法もある。恒久的な設備にしようとする、回路を改造しなければならないので、コストについては、事前審査だけなのか、それとも恒久的な設備とするかで結構変わり得るのではないかと考えている。
- (オブザーバー) 既にアグリゲーターが持っている、若しくは導入している仕組みを使っていた中であればいいと考える。

- (事務局) 計量法や他の関連制度がどうかとか、そのあたりは見なければいけない。
- (オブザーバー) 計測値自体の正確性という面もあると考える。
- (事務局) 例えば、検定メーターのパルスを横で受けて送る仕組みとすれば、メーターの精度は問題ないかもしれない。
- (オブザーバー) その部分に検討の余地があれば、是非お願いしたい。次に 2 点目、40 ページのアセスメント方法における許容範囲 $\pm 10\%$ について、海外事例も色々な許容範囲が適用されていると考える。特に日本の場合は事前審査の場合も $\pm 10\%$ で、アセスメントも $\pm 10\%$ で同一という形であれば、調整力型と供給力型で、実際の供給力型の許容範囲に検討の余地があるのではないか。
- (事務局) それは kWh で見るから、 $\pm 10\%$ ではなく $\pm 5\%$ でもよいのではないかと、ということか。
- (オブザーバー) そうではなく、逆の意味で、入り口をもっと厳しくして、実運用をもっと緩くするという意味である。
- (事務局) 例えば 5 分単位で見る事前審査の方は $\pm 5\%$ 程度にして、アセスメントの方は $\pm 20\%$ 程度にするということか。能力があるのにそこを緩和するのは、何か後にすごく悪いことをしたいという事業者が発言の裏にいるような気がして、今の発言を聞いて不安になった。
- (オブザーバー) もちろん、そこは指令値から外れたらペナルティ対象であり、当然の指令値に追従する能力を求めるものだと思っているが、実際に制御量評価ワーキンググループでの議論等では、需要の振れという影響があって、それも踏まえて制御が必要となり、全体的な評価の中で、つまりは許容範囲や個別計測といった色々な取り組みの中で整理すべきものという話であった。
- (一般送配電メンバー) 先ほどの容量市場に参入するのか需給調整市場に参入するのかという話だと思うが、三次調整力②の市場で、例えば三次調整力②は DR だけではないと思っている、他の発電機なども余力があれば参入するとした時に、全てのリソースが 10%ずれてしまうと、必要量として本来 5~6%確保しなければいけないところを、例えば 6.6%程度確保しなければならなくなるので、ここはある程度しっかりした事業者に参入してきてほしいという線を、ある程度引いた方が良く考えている。
- (事務局) ここの精度が問題になって、市場には参入できないということは考えられるか。
- (オブザーバー) 実証事業での実績を見ると、以前は $\pm 20\%$ で評価していたものを、至近 1 年は $\pm 10\%$ で評価していて、制御が厳しいという声はある。それは当然別途フィードバックという形で調整した上で $\pm 10\%$ に収めており、できないというわけではないが、それなりの対応はした上で、ということである。
- (事務局) それは三次調整力①などの実証事業のことか。
- (オブザーバー) 三次調整力②も含めてである。
- (事務局) 現行の電源 I ʼ は 10%の範囲である。電源 I ʼ で可能であれば対応できるものと考えている。20%まで範囲を外れると、もはや商品要件に合っていると言えるのか。それは、監視等委から指摘があるものとするが、その分、一次~三次調整力①の必要量が増加してもよいのか、トータルでコストが安くなったと言えるのか、ということになる。

- (オブザーバー) 調整力に求められる要件の観点から難しいコメントしていることは重々認識している。DR 事業者や実証内容の実態を踏まえると、そういう議論もあるのではないかとということ、あとは、フランスの市場も 80%以上という要件としており、必ずしも±10%が全世界で採用される事例ではないのではないかと思う。
- (事務局) 海外を参考にする場合は、専用市場かどうかを見る必要があり、日本では専用市場を求めている。海外が専用市場としているというのは、コストではなく、省エネなど違う目的で導入していると聞いている。精度としては少し劣っても許容できる。まず、背景が違うということも合わせて見ていただきたい。ぜひ実証事業の中で精度を上げられるよう、3年後に間に合うように進めていただきたい。
- (オブザーバー) 3点目が 33 ページであるが、試験データの採用というところで、まさに実証事業の結果も参考になるのではないかと思う。これは、第三者の確認した書類が原則、となっているが、この中では実証の成果も採用できるのではないかと思うので、考慮いただければと思う。
- (辻主査代理) 40 ページにあるような供給力型のアセスメントの場合、一次調整力ほかの必要量が増えてくるなら、見直しもあり得るということだが、その場合に因果関係というか、結局、30分計量計器しか設置せずに運用すると、あとで検証できないのではないかと感じた。その場合は、必要に応じて何かを取り付けて確認するのだろうが、その調整が可能なのかを懸念している。
- (一般送配電メンバー) ご指摘の通りで、我々が心配しているのは、検証は多分できなくて、再エネの増加か、何なのか、もはやわからなくなるのではないかと考えている。
- (事務局) 調整力の必要量が増加した場合、その要因を調査することになるので、その際には、これが要因の一つとして考えると思うし、そういうことであれば、やはり厳しくする、ということもあり得る。それをあらかじめ示しておかないと参入する事業者も準備できない。そういう意味で記載しているが、すぐに原因を究明できる仕組みがあるかという点については、メーターを設置しないという時点で、検証できないと考える。
- (辻主査代理) そうであれば、様々な要因を全体的に解析していかないといけない、ということだと思うので、その都度、共有いただければと思う。
- (事務局) 40 ページについて、計測値の基準の考え方のベースラインのところ、想定値をベースラインとすることで良いか。事前事後の実績からではなく、事業者の想定値をベースラインとすることは、ある意味言い値になるので、客観的なベースラインとしての評価をどう考えているのか。
- (事務局) 需給調整市場は卸市場と違い、指令が出るかどうか分からない。指令が出なければ、想定した需要値に合わせに行くことになるが、想定した需要値からずれると、それもアセスメントの対象になるので、指令が出るかどうかあらかじめわからないのであれば、きちんとした想定値を出してくるものとする。指令が出なければ、その想定値に合わせに行かないという点でけん制が効いているのではないか。
- (事務局) 指令前に提出されたもので評価するということか。

- (一般送配電メンバー) 対象となるブロックで3時間は必ず調整力として対応することになるので、±0の指令が出ていると考えれば良い。
- (事務局) 指令が来ない場合は変化が0の指令がきたと考え、指令が来ても来なくても、基準値+指令値に合わせて行かなければならない。一方、卸市場においては、自ら発動するタイミングを決定できるので、そこは客観的な数字にしないと危険である。
- (一般送配電メンバー) 実績や High 4 of 5 により後で確認することになる。
- (事務局) 海外を見ても、需給調整市場は直前の実績を基準値にするか、自らあらかじめ先の想定値を提出させるか、2つのやり方がある。
- (事務局) それは小売事業者ごとではなく、アグリゲーター毎に積み重ねて算出してもらうということか。
- (事務局) 基本はアグリゲーター毎に算出してもらうが、最後にインバランスと切り分けることを考えると、アグリゲーターが制御しているリソースの中で小売毎に分けるという作業をしないと、インバランスの精算ができなくなる。そういう作業は必要である。

- (事務局) ERAB や DR 実証は、類型 2 は High 4 of 5 で行っていたのではないか。
- (オブザーバー) 今年度まではそのとおり。
- (一般送配電メンバー) ERAB の制御量評価 WG において同様の話が出たときに、今年度からの実証はこういうことが必要だ、ということで理解して頂いたと考えている。
- (オブザーバー) まさに今後アナウンスしていき、次年度の実証の中でも、事前の基準値の申告が必要となるということを盛り込んでいきたいと思う。
- (事務局) 三次調整力②の事前審査の話や、発動回数制約電源の話もそうであるが、ERAB ガイドラインにおいて、アグリゲーターを専業にしている事業者に一致する類型がなく、実は市場に直接参入する事業できないのではないかと懸念があると聞いている。ガイドラインを見直す際は、そこも是非確認していただきたい。
- (事務局) 容量市場ではあまり明言していないのだが、ERAB ガイドラインのベースラインを準用すると整理しており、基本的には High 4 of 5 で、代替も認めることにしていたのだが、容量市場も基本的に TSO が発動指令を出すものなので、ある意味需給調整市場と同じということか？
- (一般送配電メンバー) ただ、需給調整市場の三次調整力②では、必ず商品ブロックの3時間に指令に従うことが先に決まっている。この3時間の指令が±0であれば、それに従うことになる。いつ指令が出るかわからない需給ひっ迫時の発動においても常に±0の指令に従うとなると、参入に対してのハードルが上がってしまうことになる。
- (事務局) 必ず3時間、とはどういうことか。
- (一般送配電メンバー) 例えば、6~9時のブロックに100だけ落札されたときに、100の発動指令があるかもしれないし、発動指令が無ければこの3時間は事業者の責任で±0に合わせることになる。時間が限定される中で、±0の指令もしくは、途中で100発動の指令に合わせることはできるが、需給ひっ迫時は、いつ指令が出るかわからない時に常に±0に合わせるとなると、

それを順守するハードルが上がってしまうことになる。よって、High 4 of 5 にならざるを得ないと考える。

- (事務局) もともと、発電や小売が計画を提出し、それをベースラインにするというは違うのか。
- (一般送配電メンバー) アグリゲーターが、想定できるものとする。
- (事務局) 小売事業者のうち、一部の需要だけが調整力となるため、必ず一致しているかという点、小売事業者は1つ1つの積み上げで需要を作っていないことから、一致しているようで、一致していないことになる。
- (事務局) それは容量市場も需給調整市場も同じではないか。
- (事務局) 同じである。三次調整力②というのは、アグリゲーターが、月日や時間を指定して応札してくるので、その部分は直前に適切な想定値を提出するという点であるが、容量市場は年間契約されるので、3時間以上前に年間通じて提出するというのは、労力ばかりかかるものとする。
- (事務局) 応札の前に出してもらおうということか。
- (一般送配電メンバー) その3時間に加え、その前の1時間を加え4時間分、提出すれば良い。
- (事務局) ベースラインをアグリゲーターがコントロールできるのではないかと、というのがもともとの疑問であった。
- (一般送配電メンバー) 指令値が±0ということも含めて対応しなければことから、けん制は効いていることになる。
- (事務局) 卸市場では基準値を自ら決められることができると、発動した量を需要から引いたものを提出することができてしまう。需給調整市場は、指令がない場合に対応しなければならない、というリスクもあるので、その点はけん制が効いている。その差がある。
- (事務局) 理解した。
- (一般送配電メンバー) 事業者もやはり自分で直前に想定したいとニーズがあるのではないかと。
- (事務局) 事業者に聞いていると、指令が±0であってもやはり細かく合わせなければならないので、その時のリソースである需要がどう変化するのか、操業状況はどうか、ということを細かく反映したいというニーズは聞いている。
- (オブザーバー) 話は戻るが、事務局から指摘のあった類型については、見直すということで制御量評価ワーキンググループにおいて議論しているところであり、すぐに公表はできるわけではないものの、別途公表しつつ来年度以降対応していきたい。

以上