

第15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 議論要旨

日時：平成30年6月20日（水）13:30～15:25

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)電力流通事業本部 給電計画グループ チーフマネージャー）

オブザーバー：

和田 憲明 氏（経済産業省 資源エネルギー庁 電力・ガス業部 基盤整備課 電力供給室 室長補佐）

久保田 唯史 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）

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）

配布資料：

（資料1）議事次第

（資料2）需給調整市場に係る技術的な課題の整理について

（資料3）細分化した調整力の必要量算出方法について（続き）

議題1：需給調整市場に係る技術的な課題の整理について

・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〕

- ・まず、事務局から補足をさせていただく。3ページにおいて202X年度と202Y年度に区別して課題を整理した点について、202Y年度の課題については中給システムの抜本的な改修が必要となる一方、202X年度の課題については中給システムの抜本的な改修が不要であり、むしろ202X年度の課題を区別しなければ、202Y年度のスケジュールに引っ張られてしまい202X年度の課題まで遅れてしまうのではないかと考えている。また、これらを踏まえると、202X年度というのが本当に2024以降となるのかについても改めて検討が必要ではないか。連系線の容量確保については広域機関が早期に検討すべき事項であり、また、複合約定ロジックの構築についても当初のスケジュールどおり進めれば良いということを見ると、これらの課題を2024年度以降に検討するという点について、疑問が出てくるのではないか。もし202X年度の課題を2024年度以降に検討するというのであれば、2020年度と2021年度の課題以外にもっと大きな問題がある。もしくは複合約定ロジックの構築が非常に煩雑である等の理由がなければ、202X年度の課題を2024年度以降に検討するとして良いのかという議論が出てく

るのではないかと。

また、本作業会に関連して、26 ページの中給システムの改修については、各一般送配電事業者が検討もしくは作業していただかないと進まなく、また、この点については、電事連とも進め方や考え方について、調整させていただきたいと考えている。ただ、3 ページに記載している課題については、需給調整市場検討小委委員会（以下、小委）や制度検討作業部会（以下、TF）でも、本内容を中心に提示していきたいと考えているが、これを提示して 202Y 年度は検討もしくは実施不要という結論にはならない。工程や費用にもよるが、いずれにせよ課題②～⑦を全て徹底的に議論すべきとなるはずであり、今後は是非相談させていただきたい。

→（事務局）今の発言について、少々補足させていただく。3 ページについて、202X 年度が 2024 年度以降でも良いのではないかとのご意見はあると考えている。ポイントとなるのは、一般送配電事業者 9 社の二次調整力②相当の広域運用開始が、2022～2023 年度の期間となることを想定しているが、まず、これらの広域運用の改修が確実に実行可能な工程が引け、さらに実際運用してみて問題ないという点が明らかになった上ではじめて広域調達も開始するということだ。また、現時点では 2024 年度に容量市場のクレジットが発行されることが決定されていることも踏まえ、2024 年度に必要となることを記載するため資料上は便宜上 202X 年度を 2024 年度以降に記載しているが、今後、この前後関係を徐々に明らかにできるのではないかと考えている。決して、連系線の課題や複合約定ロジックの検討がボトルネックとして記載したのではないという点、補足させていただく。

・7 ページについて質問させていただく。まず調整力調達の業務フローについて、前年度までに契約等を締結するとされているが、時期は今後更に具体化されるのか。

次に、DER リストを提出することとされているが、分散型電源が普及したという前提で、分散型電源レベルのリストと理解しているが、更に需要家ごとに機器レベルまで提出する必要があるのか、これはどちらをイメージしているのか。家庭のリソースを踏まえた上で、DR という用語を使用していると考えているが、家庭において、更に蓄電池もしくは空調設備等といった細かい機器レベルのリソースを指しているのか、用語の定義を確認させていただきたい。

→（事務局）1 つ目の質問について、前年度における提出の具体的な時期であるが、従来延長で考えると、調整力の契約は前年度中に完了させるのが一般的と考えていることから、前年度末と考えている。また、DER リストの提出という点では、リストを一度提出していただかないと契約ができないと考えていることから、提出後に契約という流れになると考えている。これらを踏まえた今後の方針については別途検討する必要があると考えており、今後、本フローへの記載を検討する。

2 つ目のご質問であるが、DER リストを提出いただくのは、家庭の空調設備といった機器レベルのものまでを指しているわけではなく、アグリゲーターがリソースとして使うものをどういう単位でリストに記載して、一般送配電事業者へ通知されるのか次第だと考えている。例えば需要地点ごとにリストに記載して提出いただくということであれば、需要地点内のリソースの構成に関する情報は不要であると考えている。一方で、需要家の自家発等については個別にリストに登録できると考えているため、こうしたケースであれば個別に情報を提供いただくということになるかもしれない。いずれにせよ、アグリゲーター側でどのような情報が必要になるのか次第で、リストに記載する事項も変わるのではないかと。

→ (オブザーバー) まず、前段の部分について、仮に前年度に提出することとなったとしても、提出した内容は変更が可能となるよう検討していただきたい。年度末に登録したにも拘わらずリソースの構成がはっきりしていないのかという意見があると理解しつつも、それ以降も追加が可能という点は残しておくべきだと考える。

後段の DER リストだが、DR、もしくはポジワット、いわゆる発電機のような機能を持つ機器といった視点で分けることになるのではないかと考えている。需要家の機器が需要を制御する DR にしか使われないということであれば、従来通り需要家リストで済むと考える一方、工場等の産業レベルから家庭向けまで DR の範囲が広がる場合、DER リストへの記載件数が増えるといった違いがでてくるのではないかと考えている。また、今後、エネルギー・リソース・アグリゲーション・ビジネス (以下、ERAB) が、市場化もしくは実用化していくことを踏まえると、例えば蓄電池からの逆潮流を活用したポジワットとしての運用も想定されるが、そうすると需要家リストとは別に機器リストといった記載方法もあるのではないかと考えている。これらを踏まえてもう少し DER リストの詳細検討が必要ではないかと考えている。

→ (事務局) 一般送配電事業者に対し、計量を実施する際に、発電機や蓄電池等の運用したリソースが分かるようにすれば良いのではないかとのご意見をいただいたという認識であるがそれで間違いないか。

→ (オブザーバー) そのとおり。

→ (一般送配電メンバー) ここでいう DER といったときの発電機というと小型の発電機だけが該当しており、容量をある程度決めた方が良いのではないかと考えている。ERAB 検討会で議論する内容かもしれないが、大型の発電機も全部入ってしまうのかということ、恐らく違うイメージを持っているのではないかと考えている。小型の発電機を集めて、その中の一機だけに LFC 機能があるから全て LFC の対象だと言われると少し違う認識であり、その整理は ERAB 検討会も含めて、ご検討いただきたい。

→ (オブザーバー) ERAB 検討会での議論ありきではなく、まずは資源エネルギー庁内で議論した上で、それが検討会の中で扱うべき項目であれば当然検討していきたいと考えている。

→ (事務局) 若干懸念しているのは、リストを出していただくということはアグリゲーションするようなイメージがある一方で、どのような敷居を設けるのかということだ。アグリゲーション単位とは言えアグリゲーターの規模が相当大きくなり、例えば 100 万 kW とか 200 万 kW という規模になったとしても、アグリゲーション単位として認めるのか。例えばアグリゲーターの計算機が壊れて 100 万 kW が脱落すると問題であるため、ある程度発電機と同等の扱いとする閾値は将来的には必要になると考えている。こうした点を含めて、アグリゲーションに関する部分は現時点で詳細を検討できていないと考えており、こうした点は引き続き検討していく必要がある。

→ (オブザーバー) 需要地点ごとに DR として扱う場合、リソースは容量の大小にかかわらずこれらを全て 1 つのリソースとしてみなすと考えているが、そうではなく逆潮流のような形で発電機と似たような機能を出せるような分散型電源となると、こういったリソースは別途容量を含めて検討が必要ではないかと考えている。例えば EV から逆潮流が可能となった場合、需要が無い時においては直接逆潮流させるといったことも可能になるため、この点についても考えていく必要がある。

・ 16 ページの商品ブロック区分について、VPP の実証事業を進めている中で、課題等についても徐々に

明らかになっている点があると考えている。例えば、DR は価格競争力があるものの頻発性に乏しい一方で、蓄電池は高速で応動できるという点で、有望なリソースであるものの、継続時間が短いといったリソース毎に一長一短があると考えている。そのため、これらのリソースの特性を活かす制度設計が必要ではないかと考えており、現状の商品メニューは大型電源も DR も同じ範疇で検討されているが、例えば DR とか蓄電池専用の商品区分も検討する必要があるのではないかと。特に、DR をうまく活用することで調整力として確保する電源の量を少なくできる可能性もあるのではないかと。DR は出力の増減に限界があるということであれば、指令値はできるだけ変えないような運用をし、DR が調達可能なブロック区分も検討してはどうか。

次に継続時間についてであるが、やはり DR は長時間継続させることが難しく、例えば 1 時間もしくは 2 時間といった継続時間の商品を調達する場合、今はブロックで調達するとされているものの、予見性がまだ無いため、こうした制度設計についても、検討の余地があるのではないかと。

→ (事務局) 実証事業の観点からご意見をいただいたという認識であるが、本システムが完成した際に商品化できるのか否か、この点について詳細なご意見をいただかない限り、商品化を見送る実証段階のままで検討するのは時間的にも費用的にも問題があると考えている。もっと具体的な実証の結果と制度設計を紐づけ、実務レベルで話を詰めた上で検討が必要だと考えている。

→ (オブザーバー) そこは別途今でも議論させていただいていると考えている。

→ (事務局) 特に再エネ関連の実証事業は、実証段階までで商品化を断念する案件も多く、商品化の蓋然性が高いものでない限り、検討しても仕方がないと考えている。そこは是非、資源エネルギー庁内部でよく議論していただいた上でシステムや制度を作れば、確実に商業化できるといったものについては、積極的に商品化すべきであると考えているため、具体論で是非詳しく教えていただければと考えている。

→ (オブザーバー) 先日、蓄電池関連を視察した際にかなり応答が早いという認識を持った。同じ LFC であっても反応速度が速い分、周波数調整に寄与する度合いが高い。ただ、課題⑱の調整係数については、去年の TF のときに機能的に差別化が図れるものについては、入札の際に横一線で比較するのではなく、考慮すべき要素として調整係数を検討する必要があるとされていたという認識だ。この点について、具体的にどのような考慮して、どれくらい下駄を履かせるべきなのかといった点について、今後検討すべきという共通認識を持っていることが確認できれば、問題ないと考えている。

→ (一般送配電メンバー) これまで GF が 100 万 kW 確保する必要があったところが、高速のものが入ると、80 万 kW で良いといった場合には効果があると思うが。

→ (オブザーバー) ただ、蓄電池については持続時間が短いといった欠点がある。使えるリソースについては、商品の要件を設定すべきと考えている一方で、特定のリソースを使うために、商品の要件を無理に設定することは避けるべきだと考えている。

→ (オブザーバー) 継続時間が短いのであれば逆に不利にする調整係数があっても良いように考える。その場合は、係数設定がとても難しくなりそうで頭を抱えてしまうが、また議論をさせていただきたい。

→ (オブザーバー) だから係数で調整するよりかは、ブロック時間を一定にした商品を設計した方が実際は合理的なのであって、DR が入れるか入れないかと言う一点について議論したいのは分かるものの、本当にそれが合理的なのかどうかというのはよく検討したらどうか。

→ (事務局) 今回の意見募集において様々な意見を事業者からいただいている、各事業者とも商品の要件

として求める数字がバラバラだ。あらゆる項目に対してあらゆる組み合わせを意見してきているので、どちらかと言うと各社各様の商品を要求してきているイメージを受けている。そこで意見から想像するのは、アグリゲーションをするビジネスというのは、様々な特性をもった分散型電源があるにも関わらず自分のリソースだけを眺めてそれを kW が増えるように縦積みしているのではないかということだ。そもそも、アグリゲーションするというのは出力方向に縦積みだけではなくて、時間軸方向に横積みをするというか、リソースの時間配分をして持続時間もある程度持たせることができたり、反応速度も変えることができたりするのではないか。一つのリソースでできないことを様々な能力をもったリソースを組み合わせることで様々なことができるというのが、IoT を使ったアグリゲーションビジネスだと思っていて、どうも今目の前にあるリソースを縦積みして、それを一斉に制御することだけを考えて意見しているのではないかという気がしており、そのあたりについて実証事業の中でどうなっているのかを確認したい。そういうところを踏まえると、例えば縦積みが横積みになるのだから、最低入札量だけは減らして、その代わりその他の要件についてはある程度横積みにするから可能であるといったような議論をしていかないと、ある事業者が参入できるようになってある事業者は参入できなくなるので、事業者の数だけ商品を作ることになり、それぞれが競争の無い市場になってしまう。今言った話も含めて、現状どのように考えていて、今後どうしていくかというところを今後よく相談させていただきたい。

- (オブザーバー) そこは是非議論をさせていただきたい。現状で申し上げると、縦積みと横積みのどちらも実施している。リレーという形でリソースを組み合わせっていて、必要な容量・制御量を達成できるかどうかを試しているものの、やはり時間は大きな課題となっている。4時間を1つの継続時間の区切りとして、4時間の中でリレーをした上で対応することを目標としているが、それでも限界がある。限界というのはいまよくないということである。
- (事務局) リソースの数が少ないからうまくいっていないのか。
- (事務局) 数を増やせばいくらでも時間は長くできるのではないか。
- (オブザーバー) リソースが増えれば言われるとおり時間軸に沿って横に繋げていけるが、4時間もしくは4時間を延ばしていったときに、参加したリソースは制御時間内ずっとベースライン内に制御しないとイケない。例えば最初の1時間だけ蓄電池が参加して放電して宅内に電気を送っている場合、制御が終わって1時間後以降に今度は充電をしてしまうと、結局は切り替えた2番目のリソースで最初の蓄電池が充電してしまうため、2番目のリソースの電気を1番目のリソースが消費しているようなものになってしまう。
- (事務局) しかし、数を膨大に増やせば対処できるのではないか。商品化が難しいが横積みの数を増やすことで課題を解決できるかという点を詰めてほしい。
- (オブザーバー) そこは正に継続時間のところが大きな課題なので、例えば2時間とか1時間と短くすれば分散型電源というのはより使える可能性がある。そうすれば縦に積上げやすくなるため継続時間は大きな課題だと申し上げている。よって、分散型電源の可能性は無くしたくない。また技術的な部分もあると思うので、実データを踏まえて議論させていただきたい。
- (事務局) やはりこだわる部分を1つ言わせていただくなら継続時間だということであれば、そこを考えれば良い。様々な論点がありすぎて、どれをピン止めするのが非常に重要なところであり、そこは是非資源エネルギー庁内で詰めていただきたい。全てに応じることは無理なので、正に先ほど言われ

たように、ポイントが継続時間ということであればそれを是非言っていて、その代わり他の要件は現行案とさせていただきたい。

→ (大山主査) 継続時間のところでは、あるコマで発動すると次のコマに反動が来るというのがあるので、系統運用側から逆に考えると4時間の調整幅が欲しいのに、2時間の商品を2つ買ってきたら最初の2時間は良いが、あとの2時間は反動が来るとなれば分ける訳に行かない可能性もある。

→ (一般送配電メンバー) 今の例で、アグリゲーターが2社いるときに、最初の2時間の後、次の2時間で最初の2時間分を一生懸命戻していたら、効果がないことになるのでは。その場合、アグリゲートしていると言って良いのか。

→ (オブザーバー) それは極端な例で、1つの蓄電池で1つの2時間を対応すると当然放電した分を充電しなければならないが、そこは何台も束ねることで1台あたりの影響を少なくするという形で、系統全体からみて需要が増えない形にするというのはできると考える。

→ (事務局) それは指定している時間以外のところで、充電した分もきちんと監視してマイナスポイントにするとか考えなければいけない。

→ (一般送配電メンバー) そうすると落札した時間だけではなくて、その後の時間もずっとベースラインを監視していなければならなくなってしまうなど、様々考えなければならない。

→ (オブザーバー) 課題はとても多いが、蓄電池はまだその中では可能性がある。

→ (事務局) 可能性があるものでもそれだけ詰めなければいけないので大変である。是非実務レベルで詰めていきたい。

→ (事務局) DR や VPP の専用商品を設けてはどうかという指摘について、特別の電源種別を優遇する仕組みを設けないという TF の前提に議論していると思う。これをもし変えたとすると、広域機関で議論できないと思うので、是非、国で議論いただきたい。

→ (オブザーバー) DR であれば現行の電源 I Ⅰ のような使い方が使い勝手が良いと考える。

→ (オブザーバー) 特定の事業者のために制度を変えるようなことは考えておらず、必要な制度に参入できる事業者に参入いただくものと認識している。そのため、DR にとって電源 I Ⅰ の仕組みがよいのであれば、需給調整市場への参入を無理に考えるよりも、電源 I Ⅰ に参加いただく方が良いと考える。

→ (事務局) 将来は需給調整市場から消えていって、本日のご議論ではないが容量市場に吸収されていくということかもしれない。

→ (オブザーバー) 蓄電池のようなものが応動時間の早い商品のところで活躍できるというのはあるのではないかと。

- ・ 21 ページの調整力の調達・運用方法のところでもう少し詳細な情報が必要だと思っていて、監視方法と言った方が適切なのかもしれないが、実際に運用している断面で電源や DR、蓄電池がどう動いているのかというのを、どれぐらいの頻度で中給が監視しようと考えているのかが明らかになっていないのではないか。今までは電源だけが見られていたので、中給と直接繋がって全部リアルタイムで見えるという状況だったのかもしれないが、今後の分散型電源を考えると、例えば電源が動いているか動いていないかというだけの情報だけで済むのか、kW 値として必要なのか、それがどのぐらいの時間の粒度で必要なのかという情報が明らかにならないと、アグリゲーターがどういったシステムを構築すべきかの設計ができないので、そういう情報を検討いただきたい。

- (事務局) アグリゲーターには、自分の持っているリソースがどういう状態になるのかというのを把握しないで信号だけ出し続けるような事業者もいるということか。それとも自らの基準などに基づいて把握しているということなのか。どちらか。
- (オブザーバー) ケースバイケースだ。リアルタイムというのがどのくらいの分解能かにもより、機器自身はそういう情報を蓄えているが、アグリゲーターのシステムにどれだけの頻度で送信しているか、例えば1分おきの瞬時値や、5分平均値を送信しているのかはアグリゲーター次第である。先行してオーバースペックのシステムを構築してしまうと、分散システム自身が高価になってしまうので、市場の要求事項に応じてシステムを構築している。
- (オブザーバー) 確認だが、監視の事を言われているのか。
- (オブザーバー) 監視と同じイメージであり、中給からリソースがどのように動いているのかを見るのかということである。
- (一般送配電メンバー) 実績把握のことか。
- (オブザーバー) そのとおりである。
- (事務局) リアルタイムで行う監視と、責務を果たしたかという事後確認の恐らく2つの意味の監視があり、リアルタイムの方を言われているのか。
- (オブザーバー) そのとおりである。
- (オブザーバー) リソース毎にリアルタイムで監視するのか。需給調整市場としての支払いの問題として実績は確認する必要があると思うが、系統運用者は系統全体を監視できれば問題はなく、リソースまでリアルタイムで監視する必要があるのか。リアルタイムで監視していなくて、例えば下げ指令と逆方向に発動したとしても、ただ単に全体の需要が上がったことになり他に下げ指令をするだけではないのか。
- (一般送配電メンバー) それは事務局が言われているように量の多さにもよるが、現在は大きい発電機をリアルタイムで監視してさえいけば恐らくあまり問題ないと思うが、DRがどんどん増えてきたときにどうなのかというのは少し気にはなるものの、基本的にはリアルタイムより後での監視でも良いのではないか。
- (事務局) それはリソースの量の大きさに関係してくるのではないか。全体としても単体としても量が小さい場合や、単体としては小さくても量が増えていった場合、ある単体がとても大きい場合などの検討は、今後、必要である。
- (一般送配電メンバー) スマートメーターが導入しければ変わるのかもしれないが、現在は需要を発電機出力の合計値から計量しているので、発電機の実績の中に入ってこない量は全て需要から抜けてしまう。例えば1日後に需要に入れて良いのかということも考えなければいけない。スマートメーターであれば良いのかなど、そういったことも様々変えればいけないと思う中で、今必要なものは何かというのは整理が必要だ。
- (事務局) 当面の導入目標が10万kWや50万kWであったとして、それを上限として一度考えるのであれば、ある程度簡単にこのレベルで良いのではないかという線は引けるかもしれない。それを越えてくるようであれば、また次のハードルを設けるといったステップの踏み方もある。そういう意味では事務局で勝手に数字を設けられないので、もしそちらの方で具体的な数値があるのであれば、それを1つの前提に置いて検討するというのは選択肢としてもあるのかもしれない。

- (オブザーバー) それは最低入札量の話ではないか。
- (事務局) 最低入札量ではなく総量の話である。
- (一般送配電メンバー) リアルタイムでテレメーターが必要か、余力確認をリアルタイムで把握したいかという点については、DR の総量としての目標が分かれば、リソースの把握レベルの線が引けるのかもしれない。
- (オブザーバー) アグリゲーター単位の総量でこれくらいになりそうだからということか。
- (事務局) 全アグリゲーターの合計の話である。1 個のアグリゲーターがいくつかという話よりも、全体の合計としていくつくらいになりそうかという話である。そうすると、系統への影響というのは総量として効いてくるので、総量がこの範囲だったらこういうやり方ということである。リソース 1 個 1 個ではない。
- (オブザーバー) アグリゲーターは様々なのでそれらの積上げは難しい。
- (事務局) 監視の仕方を求めている話なので、プレイヤーがまとまっていようとバラバラであろうとどちらでもよく、それを把握することが大事と思うか、思わないかということであり、結局は総量が大事ということである。ご提案になるが、実証事業の延長としてある程度の総量目標があれば、それを上限と考えて許容できるレベルの検討ができるのではないか。
- (オブザーバー) これも先ほど事務局が言われたことで、何ができて何ができないというのを整理してもらわないとよく分からない。
- (事務局) ある程度まとめてくれなければ、実運用ではやらないと言うだけで終わってしまう。DR が非常に重要というのが分かるが、最後は実用化に向けたものを作れるように言ってもらえないか。
- (オブザーバー) 資源エネルギー庁内で議論して、託送制度も含めてだと思いが、系統の中のワンプレイヤーとしてどのように DR が参加するかというのを、DR として何を考慮していただきたくて、何が逆に DR としてやらなければいけないのかという点を整理して、今後ご相談をする。
- (事務局) 冒頭述べたように、3 ページのスケジュールをむしろ早めてくれと言われているため、これを遅らせてまで様々なことに対応するのは、常識論として無いと考える。遅らせてまで DR 推進のための検討をするというのは、大議論の結果是非やってくれというのであれば恐らくやるかもしれないが、普通では考えられないことである。このスケジュールで対応できる場所は、なるべく対応したいとは考えている。
- (オブザーバー) そこは是非我々も広域機関の方、もしくは一般送配電事業者の方と議論したいところだと思っているので、それをさせていただければと思う。

・ 14 ページにある広域需給調整の運用の業務フローのイメージは、3 ページのいつの段階をイメージしているのか。

- (事務局) 14 ページの業務フローは、三次調整力①や二次調整力②の広域運用が始まって以降の内容であり、2021 年度以降の話をしている。
- (オブザーバー) 2021 年度の内容を 14 ページに記載しているということか。そうすると「三次②以外を用いた複数エリアの調整量の送信」や「インバランスネッティング」というのは、実需給のどのくらい前にやるイメージか。
- (事務局) 14 ページと 13 ページの時間がずれていて、13 ページは三次調整力②の発動に係る業務フ

ローなので、三次調整力②が始まるのが 2021 年度以降であることから 2021 年度だということ。14 ページはインバランスネッティング等が始まっていて三次調整力②以外の発動に係る業務フローであることから、ここで三次調整力①相当にも関係するので、2020 年度でも使うことになっているということである。

- (オブザーバー) 2020 年度なり、2021 年度から 14 ページの業務フローを使うということと理解した。そうすると、複数エリアの調整量とか、インバランスネッティングというのは実需給のどれくらい前にやっているのか。GC の後か。
- (事務局) そのとおり。
- (オブザーバー) そうすると各一般送配電事業者が GC の後にどのくらいのインバランスが発生しそうかを予想して、実需給までは 30 分とか 40 分とかあるだろうが、大体 40 分後はどのくらい足りないだろうというのを予想して、それを全部誰かが合算して、かつ広域メリットオーダーで動かしていこうということか。
- (事務局) そのとおり。
- (オブザーバー) そのときに広域メリットオーダーの中には最初は三次調整力①相当だけが入ってくるが、2021 年度には三次調整力②も入ってくる。
- (事務局) 三次調整力②は発動時間が長く GC 以降に発動できないと考えていることから、二次調整力②が入れば二次調整力②から広域メリットオーダーに盛り込むというのをイメージしている。
- (オブザーバー) 理解した。ただ、いずれにしても各一般送配電事業者が持っている調整力は電源 I に相当するようなもの、つまり既に契約しており手元にある調整力であり、各エリアの必要調整量を大体把握をした上で広域メリットオーダーを考慮して運用していくということか。
- (事務局) 今の説明は、例えば 14 ページは 2020 年度以降としつつも、最も難しい商品も全部入っているから、商品によっては続くということ。場合によっては、202Y 年度まで続くことになる。二次調整力①の広域運用までやろうとしたらこの業務フローとなるため、「三次調整力②以外」と記載してあるものの、二次調整力①の広域運用が始まっているかそうでないかによってはかなり年度が違ふこととなる。
- (事務局) 対象とする演算周期が違う。三次調整力①であれば 15 分周期くらいで演算するし、二次調整力②になると 5 分周期になる。それより早く調整力となると、周期はこれから詰めなければならないが、10 秒や 20 秒くらいはかなり早い周期で演算する。
- (オブザーバー) そうすると将来の連系線の潮流については、今は 30 分間隔で変えているのを、15 分間隔とか 5 分間隔とかで変えるところまで考えているということか。
- (事務局) それかマージンを設けてその範囲内で対応するなどとなるかと考えている。
- (事務局) GC 後の連系線について一般送配電事業者が使える量というのが 30 分単位で決まっているので、その枠の中であれば調整力を通せるということとなる。
- (オブザーバー) P0 ということか。要するに、その範囲内で値を 5 分間隔とかで変えていくというイメージになるということか。対象が最初は三次調整力①相当だけであり、二次調整力②がいつ広域運用されるかにもよるとは考えられるが、各エリアの調整力の kWh のコストを平準化していくという観点では、ここは大事と考えている。足元では各エリアで kWh 価格が違って、スポット市場の断面では、分断が無い限り全国で kWh 価格の値段は統一しているが、スポット市場以降において上げ指令を

出すとなると、エリアによって kWh 価格が全く違うというのがある。他方で、エリア毎に需給調整が行われているという観点から言うと、インバランス料金はエリア毎の需給を反映したインバランス料金にする方が望ましいと考えられ、あまりにも kWh 価格が違うままインバランス料金をエリア毎に決めていくと、あるエリアでは故意に不足インバランスを出して、他のエリアでは故意に余剰インバランスを出すということが頻発してしまうおそれがあり、各一般送配電事業者の運用が、一方は上げ調整ばかり、他方は下げ調整ばかりとなる可能性がある。それでも恐らく最後は均衡していくから良いということかもしれないものの、これがきちんと働くのかどうかということは、インバランスの価格面で結構重要と考えていたが、今の話だとこれが早い段階で構想されているということであり安心した。是非これをしっかり実現していただきたい。

→ (事務局) ただ、三次調整力②以外については kWh の発生量はとても少ないから、そんなにクリティカルになるのかと感じている。ΔkW は以前の九州エリアのようにとっても高いということであれば、平準化は十分あり得ると考えるが、三次調整力②以外は kWh についてはそれほどクリティカルではないという気がしないではない。特に二次調整力①というのは応動時間が 5 分以内であり、kWh 価格が違ったとしても非常に応動時間が短くて kWh の発生量が少ないから、どれくらいクリティカルなのだろうか。

→ (オブザーバー) 三次調整力②の調達も ΔkW 価格の安い調整力から買うため、実際の運用断面で kWh 価格の安い調整力があるエリアに発動が偏っている場合や、応動時間の早い調整力しかないエリアがあるとした場合に問題があるかと考えている。やってみると様々な問題が出てくるのではないかと考えている。

→ (一般送配電メンバー) 今のところで、二次調整力①までこのシステムでやるという説明であったと考えるが、実際は二次調整力①など演算周期が短い商品ではインバランスへの対応はほとんど行わないのではないかと考えている。広域需給調整がもともとインバランス対応に要する費用を減らすための仕組みであることを踏まえると、二次調整力①相当を広域運用するときに演算周期を短くするだけで良いのかという点などについては、まだよく分からない。だから 202Y 年度になっていると考えており、そこはどうかやれば良いかは検討しなければいけないと考えている。だから、我々としては二次調整力②までの広域運用の中で、インバランス分の調整をできるだけ行うことを現在の目標と考えて進めている。

→ (事務局) 今の発言は、14 ページの業務フローは三次調整力①と二次調整力②が念頭にあるものであって、それ以外はもう少し詰めなければいけないということか。

→ (一般送配電メンバー) もしかすると、この他の方法でやらなければいけない可能性もあるのではないかと考えている。

・私の認識では、二次調整力①と一次調整力の細分化をしないという選択肢は無いと考えており、また、課題②～④は二次調整力①と一次調整力を広域化する場合には必ずやることだと考えている。それより下の課題⑤～⑦は細分化をするかしないかにかかわらず検討しないといけないし、できるならした方がより効率的になるものだという理解で良いか。

→ (一般送配電メンバー) そのとおり。あとはコストとリードタイム、メリット等をしっかり検討してい

くことになる。

- (オブザーバー) そうだとすると、事務局が言われたとおり、三次調整力①とか二次調整力②とかは 202X 年度というのをできるだけ早めた方が良いという点に全く異論は無い。的外れな質問だとしたら申し訳ないが、2024 年度になると容量市場が始まるから必要な kW は確保されているという前提で今まで議論してきたと考えるが、仮にこの 202X 年度が 2024 年度より前か後かにかかわらず、現在において電源 I とか電源 II とかで確保しているものは一次調整力から三次調整力②までの機能を全て兼ね備えているはずであり、そうすると 2024 年度に 202X 年度や 202Y 年度が間に合っていない場合には、一般送配電事業者は調整能力の一部は確保しているけど、一部は確保していないということがあるのではないか。要は一般送配電事業者として、一次調整力から三次調整力②まで具備している電源が十分に確保されていない可能性があるまま、つまり全部が広域調達できないまま始まってしまうと、そこから先は年間調達なのか週間調達なのかは別として、ずっとエリア内で調整力公募のようなものを続けるということが良いか。その場合、完全に kW は支払わなくなるが、 Δ kW を延々と支払い続けるというよく分からないエリア内公募か何かを続けることとなり、もはや電源 I と同じではないかという気も若干するが、そういうものが延々と続いて結局一般送配電事業者の相対電源みたいなものが延々と残るという理解でよろしいか。
- (事務局) そうならざるを得ない。広域調達できていないのだから、公募の方が安くなる可能性があるということが恐らくずっと続くということ。
- (オブザーバー) そうすると、結局電源 I 公募が無くならない事態が結局起こることになる。
- (事務局) ご指摘のとおり。だからこそ 202X 年度を 2024 年度よりも前に早めるべきであるという意見が必ず出ると考えられる。
- (オブザーバー) 私も今までそう考えていた。しかしそうだとすると、以前からの議論にあるように容量市場が始まったとしても容量市場で kW 価値を 100%回収できるわけではなく、固定費の一部は Δ kW に乗っていないとおかしくなる。そうでなければ電源が維持できなくなる。古い電源であれば問題ないかもしれないし、容量市場で驚くほどの高値が付けば維持できるかもしれないが、どこかに kW 価値を乗せなくておかなければならない。そのときの kW 価値の配分はどうなるのかという懸念からの発言であるが、そういう問題は結局起き続けるということか。今は 2020 年度までは調整力公募を続けるとしており、kW 価値はそこで負担するから固定費は問題ないとしてあるが、そこから先も結局 202Y 年度にならない限りこの問題は解決されないということか。
- (事務局) 年間公募が一部は残るということだ。
- (事務局) 固定費がどこで回収されるかというのは事業者の戦略によるものと考え。容量市場が始まった時に、例えば現状で発電事業者と小売事業者が相対契約しており、固定費を相対契約に織り込んでいるような電源についても今後は容量市場側にシフトしていくのだろうと考えると、kWh 単価に固定費の取り漏れが流れ込んでいくこともあり得ると考えていて、そうしたときに需給調整市場側で使う kWh 単価が卸電力取引市場で使う kWh 単価と裁定されていくのであれば、 Δ kW よりもむしろ kWh 単価の方に固定費が乗っていく可能性も無いことは無い。
- (オブザーバー) そうすると監視する方は大変になる。
- (事務局) 要するに容量市場ができて全部容量市場で kW 価格が取れるかどうかは分からなくて、容量市場が始まろうが始まるまいが、常にその問題はあ。

- (オブザーバー) 何を言いたかったのかということ、2024年度までは公募を続けないといけないという説明をする人多くいるが、その説明は適切でないということ。
- (一般送配電メンバー) 逆に2024年度より前に202X年度が来ても同じか。
- (オブザーバー) それも同じである。もし202Y年度が2024年度より前になれば解決されると考える。
- (一般送配電メンバー) それは理解する。しかし、三次調整力①と二次調整力②は市場調達できるものの、202Y年度までは公募で電源Iのようなものを確保することから、 ΔkW の二重取りが起きてしまう。
- (一般送配電メンバー) ΔkW を2回払うことになる。
- (オブザーバー) その監視等がとても難しくなると考えた。いつも2024年度に容量市場が始まればkWは確保されると主張する人が多くいるが、その説明はやめた方が良く考えている。
- (事務局) kWは容量市場が始まったとしても、全ての電源が確保されない可能性はあり、その場合は固定費がkWhとか ΔkW に流れるだけだ。
- (オブザーバー) 2024年度を過ぎれば問題が解決すると読み取れるような資料が散見されるが、気を付けないと誤解を生んでしまう。この作業会に参加している人ならばすぐ分かるが、普通の人は分からないだろう。
- (事務局) 問題点は2つある。1つは2024年度になっても容量市場が完璧にならない限り、202Y年度が2022年度とか2023年度になったとしても問題があること、もう1つは、202Y年度とか202X年度が2024年度より遅い場合は当然に何かしらの公募が続くという問題があるという2つの意味で、kW価値に対して何らかの手当てをしない限り問題があるということ。
- (一般送配電メンバー) そうは言っても、例えば三次調整力①とか二次調整力②が2023年度に広域調達・運用できるとした場合に、これが2023年度より前になると、需要の108%の電源を確保するものが何もなくなくなる。そうするとやはり容量市場があって、確かに容量市場では全額もらえないかもしれないものの、この電源は廃止してはいけないという担保をするのが容量市場だと考えているので、容量市場が始まったあとに需給調整市場でやりとりすることになるのではないかと考えている。
- (事務局) 広域化できないと固定費が過剰に織り込まれた単価となる可能性があるので、そこをどうするかということ。
- (一般送配電メンバー) 監視の議論は202Y年度が遅くなり過ぎてしまうとその話はあるし、202Y年度が2024年度より早くなると需要の108%の電源をどうやって維持するのかという問題は残る。
- (オブザーバー) 論理的には今後10年程度は起こらないと思うが、需要の108%の供給力が存在しても、二次調整力①に応札できる能力の電源が存在しているかどうかは分からない。
- (一般送配電メンバー) 確かに分からない。本来は系統連系技術要件を制定するしかない。
- (オブザーバー) 厳しい系統連系技術要件を制定しているから問題ないという将来となれば良いのだが。
- (一般送配電メンバー) 電源が小規模化してきている中ではそれも定かではない。
- (事務局) だから広域調達や市場間の裁定が必要だと申し上げていて、つまり完全に裁定されれば、調整力市場は無視するとしても、容量市場で固定費を回収し切れなければ卸電力取引市場のkWh価格にkW価値が入ることになる。完全に市場間の裁定がされていれば、 ΔkW 価格でゲーミングをするのではなく、自動的に ΔkW 価格にkW価値の未回収分が流れ込むだけだ。容量市場でkW価値が本当に

回収できているのであれば、kWh 価格にも Δ kW 価格にも kW 価値は流れ込まないわけだが、それほどまでに完璧な市場とはならないから監視は必要である。少しでも裁定をするようなればそれほど監視をしなくて良いということになるので、常に TSO も市場参加するようにといいことを言われているのではないか。

- (オブザーバー) だから Δ kW 価格については自主的なルールが必要なのではないか。
 - (一般送配電メンバー) 2024 年度に何を廃止できるのかということ、調整力の年間公募だけは容量市場が創設されれば廃止できるということだけだと考える。要は、需要の 108%の電源を維持しなければいけないという年間公募を廃止できる。
 - (事務局) それでも、先ほど申し上げたように、二次調整力①と一次調整力の広域調達・広域運用ができないのであれば、公募をした方が恐らく安価となるので、その分を 8%から除くのではないか。
 - (一般送配電メンバー) 確かに、二次調整力①と一次調整力の広域調達・広域運用が遅れるということはそういうことだ。
 - (事務局) 202X 年度が 2024 年度より先になると、そのときの公募の単位が、年間なのか週間なのか、前日などの単位で必要な量に変わるのかというややこしさが出る。
 - (事務局) 202X 年度を 2024 年度より手前にしてしまうと kW の考え方が難しくなるので、202X 年度は 2024 年度以降とした方が良いのではないかといいことか。
 - (事務局) つまり、二次調整力①と一次調整力の広域調達・広域運用がされていないと、需給調整市場の開始を 2021 年度に遅らせた時と同じ議論が出てくる。九州電力の送配電部門が九州電力の発電部門からしか買わないから、それであれば市場よりも公募とした方が安価になることと同じことで、二次調整力①と一次調整力の域内調達・域内運用が続くから、恐らく公募が続く。
- ・一次調整力 (GF 相当枠) の評価方法、つまりアセスメントはどのようにされるのか決まっているのか。
- (事務局) まだ決まっていない。

議題 2 : 細分化した調整力の必要量算出方法について (続き)

- ・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]

- ・必要量の議論をするときに、14 ページのドイツの事例では LOLP で決定していると書いてあり、不足分が確率としても電力量としてもどういう意味を持つ値なのか。具体的な運用に繋がるような指標が目安として出てくると、もう少し意味が掴みやすいと考える。
- (事務局) 資料を作成する上で気を付けたい。
- ・中長期の議論をしている容量市場では 1kW あたりの EUE で調達量を決定するとしていて、需給調整市場では必要量の算定に実需給断面のコマ毎の値を使用するという違いがあることが認識しつつ、小委で議論するときにきちんと説明するイメージが無いので、こういった考え方で使い分けをしているのか。
- (事務局) 容量市場の在り方等に関する検討会 (以下、容量市場検討会) では、調達量は必要最小限としている。一方で、需給調整市場の必要量は、少なくとも最大必要量を確保しておかないと実需給で対

応できなくなるから困るという考え方と認識している。

→ (事務局) 容量市場というのは設備投資をする中の社会コストを手当てする市場なので、ある程度信頼度のラインを決めるために 1kW あたりの EUE の概念が出ている。日々の運用の話では、設備は存在するがそれを翌日に待機させておくかどうかということなので、待機させていなかったから設備は存在していたのに停電させたというのは、容量市場で必要量を設定した時より事態の程度が大きいのではないかと考えている。そういう意味でも、考え方が違うのではないかと理解していた。

・ 2 点ある。1 点目は前回の作業会で発言しそびれて申し訳ないが、5 ページで三次調整力②の必要量算定に前々日予測を使うとしているところで、現在資源エネルギー庁で FIT 特例制度①の計画スケジュールを見直す議論をしていることからすると、前々日予測で必要量を算定すると調達量が多すぎると考える。資源エネルギー庁の議論で計画修正のタイミングが定まっていない中で恐縮だが、そこを見据えて検討いただけるとありがたい。

2 点目は、今後更に卒 FIT の電源が出てくると、小売 BG の方で計画を調整することになると考えている。ドイツが正にその例だと思っているが、小売買取りとして実需給の 15 分前の GC まで小売 BG が計画を調整しているから、発動が低速な調整力の必要性はなく、14 ページの三次調整力②に○が付いていないのは、恐らくそういうことだ。何を申し上げたいのかというと、今後再エネ予測の仕方が難しくなってくるので、引き続きこの辺りは議論をさせていただきたい。時間前市場の厚みが無く GC 直前に調整できないという意見が事業者からあれば、どうしても GC までに調整しきれずに、TSO が調整する量に流れ込んでくる量もあるかもしれない。ドイツのように GC までに調整するようにルール化すれば日本でも本当にできるかどうかは、もしかしたら三次調整力②の調達の考え方の中で対応しなければならないことかと考える。

→ (事務局) それは関係ないと思う。なぜかということ、太陽が照る時間となればそれ以降に行う予測は相当当たる。そこがクリティカルだ。例えば 6 時半に太陽が照り始める日であれば、7 時半くらいに予測すればほぼ外れない。そうすると GC が実需給の 15 分前だろうが、1 時間前だろうが、それはあまり関係ない。

→ (オブザーバー) それはそのとおりだ。申し上げたかったのは、どちらかということ小売 BG が調整するようなルールになってくるときに、三次調整力②をどのように算定するのかということだ。

→ (事務局) それはもちろんそのとおりだ。しかしそれは、ドイツのように GC が実需給の 15 分前であることと全く関係ない。

→ (オブザーバー) 15 分とは直接的には関係ない。

→ (事務局) FIT 特例制度①のスケジュールとの関係では、例えば小売 BG が計画を調整してくということであれば、三次調整力②はもしかしたら不要になり、むしろ三次調整力①等の必要量に小売 BG の予測誤差を盛り込んでいかなければならなくなるかもしれない。スケジュールがいつ頃からどのように変わっていくかは仮定を様々置くと検討が煩雑になるので、まずは現行制度を前提に検討しているところだ。必要量を例えば前々日予想から前日予想に変えればどうなるのかということ、単に前日予想に置き換えるだけではないか。

→ (オブザーバー) そのようなイメージを持っている。スケジュールの検討は行っているさなかで、前々日予測をしようすることが資料 3 に明示的に書かれているので、資源エネルギー庁の検討次第でこれ

が変わり得るということをコンセンサスにしていきたい。

→ (事務局) 前々日と当日の差が前日と当日の差になるというだけで、考え方自体が変わるということでは恐らくないのではないかと。スケジュールに前日計画修正を入れるということであればタイトだ。その中に三次調整力②の市場を開くことになるので、その調整はよくさせていただきたい。BGはスポット市場と計画提出、時間前市場があり、広域機関では連系線の管理があり、TSOにも計画提出がある中で、三次調整力②の市場があるので混雑している。

→ (一般送配電メンバー) 必要量の決定においては、その時点での再エネ出力想定によってテーブルが変わるので、必要量としていつ、どう設定するのかというところが重要ではないか。

→ (事務局) 再エネを小売電気事業者が扱い、その供給力が前日に変わりえるということなので、市場に玉を出す原資も変わるはずであり、小売電気事業者側も業務が輻輳することになる。一般送配電事業者と小売電気事業者の双方の業務が変わるので、結構タイトになる。

→ (一般送配電メンバー) ノンファームまで検討に入れると空き容量の算定などがとても複雑になる。

・太陽光発電の出力想定というのは、FIT 設備以外も含めたエリア内にある太陽光発電設備の容量そのものを使用しているのか、FIT 特例制度①あるいは FIT 特例制度③のみを対象にしているのか。

→ (一般送配電メンバー) FIT 特例制度①と FIT 特例制度③を両方の出力を想定している。

→ (オブザーバー) それぞれ別にとという意味か。

→ (一般送配電メンバー) そのとおり。ただ、エリア全体の設備容量で想定をして、それぞれの比率で按分をしている。

→ (事務局) エリア内で 1000 万 kW の太陽光発電設備があつて、その内 FIT 特例制度①が 950 万 kW あれば、まずは全体を想定して、950 万 kW 分に按分している。

→ (オブザーバー) 現行も FIT 特例制度①は前々日のデータで、FIT 特例制度③だと前日朝のデータと推測するので、その時期のずれが今後の見直しに考慮することになるかもしれない。計画を作るタイミングが違えば、その誤差も発生することになる。

・5 ページのところで、太陽光発電設備の容量は年々伸びていっていることだと思うので、その伸びを反映できるような必要量の考え方にしておかないといけない。

→ (一般送配電メンバー) どのように補正していくかはこれから考えなければいけない。伸びの比率をそのまま使うのもおかしく、設備量が 2 倍になったからといって誤差が 2 倍にならないだろう。3 年分ぐらいデータが貯まると、設備量に対して誤差がどう伸びるのが分かってくると思うので、そのあたりを考慮しながらの整理ではないか。

・6 ページのところで、現状案の 4 時間を 3 時間にしてはどうかという話で、説明の中では短くしてはどうかと要望があったということと、一番大切なのは周波数の品質面という話もある中で、少し短くして 3 時間にしてはどうかとなっている。ここは今後様子を見ながらだとは思いますが、4 時間から 3 時間とした理由をもう一度ご説明いただきたい。

→ (一般送配電メンバー) 電源 I の継続時間が 3 時間だから、ブロック時間を 3 時間にすれば新規参入者もできるラインなのではないか。

- (オブザーバー) よく事業者から聞くのは2時間であるが、全体的な最適なのかというのは、引き続き議論させていただきたい。
- (辻主査代理) ブロック時間を短くした方が参入には良いという話はもちろんあるとして、先ほどの説明の中では周波数が最も大事だということであった。調整対象の発電機を切替えるたびに周波数を乱れるというのは、3時間でも4時間でも切替えのインパクトは変わらないということで問題ないと考えれば、新規参入を考えて短めにするということが良いか。
- (一般送配電メンバー) 周波数品質面から、短くできるかは徐々に検討していきたいということ。いきなり2時間や1時間、30分とするのはハードルが高い。まずは電源I´を基準にということで、ここから様子を見るというのはどうか。
- (オブザーバー) それならば、「電源I´と同様に」ということを書けば良いのではないか。
- (オブザーバー) 2時間程度にならないか、また色々議論させていただきたいところだ。
- (オブザーバー) そこは先ほど申し上げたように、DRを参入させるために需給調整市場を検討しているわけではないので、系統運用者側が受け入れられないのならば対応できない。
- (事務局) 縦積み、横積みの問題も聞かせていただきながら、なぜ2時間なのかというところを聞かせていただきたい。リソースがたくさんあるのであれば、横に並べれば何時間でも発動できる印象だ。電源I´でも継続時間を3時間としている一方で、やはり2時間にしてほしいということであれば、何がネックなのか。最低入札量が大きいから縦に積まざるを得ないということであれば、最低入札量を下げた代わりに継続時間を3時間にすることもあるかもしれない。そのあたりを具体的に議論させていただいて、個別の要件をばらばらに議論するのではなく、全体を議論させていただきたい。そうしないと、あらゆる組み合わせの商品を作ることになってしまう。

以上