

第9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29年12月26日（火）16:15～17:35

場所：電力広域的運営推進機関 会議室 B・C

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）

福田 拓広 委員（東京電力パワーグリッド(株)系統運用部 系統運用技術グループ 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（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）

佐久間 康洋 氏（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（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 課長）

配布資料：

（資料1）議事次第

（資料2）需給調整市場における商品ごとの必要量の考え方の方向性について

議題1：開会

議題2：需給調整市場における商品ごとの必要量の考え方の方向性について

・事務局より、資料2を説明の後、議論を行った。

〔主な議論〕

・47ページについて、前回の作業会でも意見を述べたが、いつ必要量が判明するかはどのように整理されていくのか。今までの議論だと、調達のタイミングは三次調整力②では前日で、それ以外は前週となっていたと思うが、その段階で必要量が明らかとなるのか。その段階では実需給断面の予測誤差や時間内変動は分からないと思うので、予測値で算定するつもりなのか。また、商品区分は47ページの表を更に上げ・下げで区分することになっていたかと思うが、各商品区分を上げ・下げに分けて必要量を調達するのか、それとも上げ・下げまとめて商品ごとに必要量を調達するのかによっても算定の考え方は変わるのではないか。後者の場合は必要量が分かったとしても、どの量が上げ分でどの量が下げ分に相当するかを分けるのは難しいと思うが。

→（事務局）今年の調整力公募でもそうであるが、必要量については基本的な考え方を広域機関で整理することになると思う。三次調整力②は主に再エネ予測誤差に対応するものとするのであれば、天気次第なところもあり、予め量を決めておくと買い過ぎになる場合もある。雨が続けている場合は大量に調達

すると調達し過ぎになることもあり、その逆もあるため、状況を見ながら翌日の必要量を調達することになるのではないかと。一次調整力や二次調整力に関しては今後の分析次第であるが、年間を通して必要な量がある程度は分かるかもしれない。

上げ・下げについても、同様な分析をして必要量を算定していくことはできると考えているが、実際に調達するかどうかについては別の話であり、GC後の余力活用も考慮しながら調達の仕組みを含めて考えていきたい。特に下げ調整力については、小売電気事業者が限界費用の安価な電源から順にフル出力にする計画を作成していることを考えると、下げ幅は自ずと系統内にあると考えられ、必要量全てを調達する必要があるかは考えていく必要がある。現状の託送原価に下げ調整力の費用が見込まれていないため、様々なことを勘案していかなければならない。

→(オブザーバー) 正にご発言いただいた下げ調整力の対応というところで、上げDRというのも下げ調整力の一種になるのではないかと考えるが、上げDRがどのように制度化され運用されていくかは全く議論できていない。しかし、そういう上げDRのようなリソースを活用していくことを踏まえると、下げ調整力不足の対策として三次調整力②の下げの部分が独立した商品であると、上げDRが応札できるのではないかとと思う。

→(事務局) 一次調整力と二次調整力は、上げ方向にも下げ方向にも応動するものだと思う。三次調整力②が再エネに対応するものだとすると、再エネ導入量が非常に多いエリアで昼間に太陽光発電が高出力になり、火力発電機を全台最低出力にするような状況になってくると、事前に下げ調整力として調達しなければならなくなるかもしれないが、一方でそういう事象が年中あるものでもないのかもしれない。そのような観点で分析していくことになると思う。

- ・47 ページの整理はある種の割り切りをもって分かりやすく整理されたのかと思うため、こういった整理の方法があると思いつつも、本日開催した制度設計専門会合や制度検討作業部会の議論も踏まえて申し上げると、ターゲット時期が2020年か2020+X年かで整理の仕方が相当変わってくるのではないかと印象を持った。特に再エネについては、制度設計専門会合でデータを基に議論したところであり、FIT特例制度①の予測を前々日16時に実施する仕組みをいつまで継続するのかという意見も頂いており、もし、この仕組みを大胆に変えていくということになるのであれば、本作業会の今回の検討の前提も相当変わってくるのではないかと。現実的には既にFIT特例制度①を利用している事業者が相当数いるため、その事業者が買取期間を終えるまでの間に仕組みを変えるのは難しいかと思う一方で、ただ2020+X年をスコープとして見ていくと様々な選択肢が考えられるのではないかと。仮にFITの発電計画変更の締切が需要計画と同様に1時間前になるのであれば、そもそも天候に起因して予測外れが発生する需要予測誤差と再エネ予測誤差に対応する調整力を二次調整力②・三次調整力①と三次調整力②とできれいに分けることができるというのは、科学的には腑に落ちない気がする。急に暑くなってクーラーを入れる人がいることと、急に天気が変わって再エネの発電量が増えることが性質的に変わらないのと同様に、需要予測誤差と再エネ予測誤差は性質的に変わらないのではないかと。FIT特例制度①の予測タイミングが前々日の16時という前提を踏まえて検討するとこの表となるのだろうと理解をするが、ただFIT特例制度②を利用している事業者であればGCまで発電計画を変更することも当然ありえるはずであり、それを考慮しているのかとも感じる。今後、FIT特例制度③を利用する事業者が増えていく中で、FIT特例制度③は前日に予測し、計画変更しないことになっているが、一般送

配電事業者が買い取っているのだから、制度を少し変更して GC まで計画変更できるようにし、時間前市場を利用して予測誤差分の電源を売買できるようにすれば、再エネ予測誤差と需要予測誤差の本質的な違いは無いのではないか。だから、このような整理を先に行い、将来的な姿を示したうえで、当面の現実を踏まえて整理する方が、世の中との関連が分かって理解されやすいかと思う。

それを考えた時に、31 ページの 3■目にある調達タイミングで必要量も異なるというのは正にその通りだと思うが、翌日発電計画作成後に調達することもオプションにあるならば、 Δ kW を調達するのか、kWh を調達するのかという観点で考えると、ほぼ確実に予測が外れることを前提として、kWh を調達していくこととほぼ同義になるかと感じている。kWh を調達するならば、時間前市場で応札することと実態上はほぼ同じになっていくのではないかと感じる。三次調整力②というのは一体調整力なのか、時間前市場で応札するものなのかどちらなのかという気もする。三次調整力②の応動時間が 1 時間であることを踏まえれば、時間前市場の玉がどれくらい 1 時間前の時点で残っているのかという問題はあるにせよ、小売電気事業者が時間前市場を活用して需要計画変更を 1 時間前まで行っているのだから、再エネ予測誤差も同様にできるのではないかと感じる。三次調整力②で対応することは、突き詰めて考えるとこれは時間前市場であると思ってしまう。時間前市場を活用するのではなく、わざわざ三次調整力②で対応しようとしているのは、一般送配電事業者は時間前市場に参加するものではないと、頭が固くなっているのではないかと感じる。突き詰めたところ三次調整力②が時間前市場と同じとして、現行の FIT 制度の実態を踏まえ、理想像ではなく当面の措置として三次調整力②を残すのであれば、一般送配電事業者は時間前市場を利用して予測誤差分の電源を売買するという言い方がいいのではないかと感じる。

まとめると、言いたいこととして 3 点ある。1 点目はいつの時点を念頭に 47 ページの表を考えているのかということ。それと FIT 制度の計画をいつ立てるのかというところが、どのくらい柔軟に動くという前提で作るのかということ、2020+X 年を書いたうえで 2020 年をどうするのかを整理する方がいいのではないかと感じる。3 点目は、そこまで考えた時に、需要予測誤差と再エネ予測誤差は本質的な差が無いのではないかと感じる。

また、26 ページの 2■目について、予測誤差に段差が発生するのは事実と思いつつも、予測誤差を生み出している需要も発電機も、30 分コマ毎に急に上がったり下がったりするわけでもないように思うため、このような段差が発生する時に一般送配電事業者以外はどのように出力調整しているかが気になった。FC みたいな連系線だと 30 分単位での段差は発生するため、FC のイメージなのかなとも感じたが、そうだとするならば連系線も 30 分単位で急な段差が発生しないようなオペレーションも、将来的にはありえるかと思った。ただ、現実的には段差が発生するのである程度程度の検討が必要であると思うが、47 ページの表ではどのように扱っているのか。

- (事務局) 26 ページについては、47 ページの表の小売の予測誤差のところでは三次調整力①だけでなく二次調整力②にも○を付けることで対応している。
- (オブザーバー) しかし実際に発生する段差を考えた時、応動時間のもっと早い調整力も本当は必要ではないか。例えば 29 分 59 秒から 30 分 00 秒にかけて本当に段差が発生するのだとすれば、応動時間のもっと早い調整力が理屈上は必要になるのではないかと感じる。
- (事務局) 理屈上はその通りだが、実際の発電機はもう少し滑らか出力が変動しているし、小売電気事業者はそもそもこのような運用はできない。
- (オブザーバー) そういうことであればよく分かった。

→（事務局）前半の方にご指摘いただいた、2020 年をターゲットにしているのか、2020+X 年をターゲットにしているのかということについて、現行の FIT 制度を前提にしているのであれば 2020 年がターゲットとなり、2020+X 年をターゲットにするのであれば FIT 制度も変わりえるため、47 ページの表はもう少し変わりえるのではないかというのはその通りである。FIT 制度において、FIT の予測の作成と計画の変更主体を一般送配電事業者とするのか、それ以外の事業者とするか、もしくは、計画提出のタイミングがわりえるのではないかということについては可能性という意味ではありえる。

ただ、見直した 2020+X 年の FIT 制度の絵姿というのは無いのが現状であり、それを仮定して論じることがこの場で議論することではないため、現行制度をベースとせざるをえず、それであれば 47 ページの表となるかと考えている。しかし、確かに FIT 制度が見直されれば表の○が付く位置は変わってくるかと思うので、検討の中で今後も制度見直しの動向など留意していきたい。

→（オブザーバー）もう少し私の立場をはっきりさせて申し上げると、現行制度を前提として調整力の調達量を増加させることになると、監視等委としてはあまり賛成できないというか、監視等委の委員の方々の意見を聞く必要があるが、託送料金等で全員で負担していくものではないというのが現時点の感触である。むしろ発電事業者等が本来は予測精度を上げていくべきだし、本作業会での提示の仕方としては負担の在り方にも配慮すべきだと思うため、FIT 制度の絵姿が見えないから 47 ページの表の通りであるというのは、適切ではないのではないかと。

→（大山主査）私としても、2020 年ではなく、2020+X 年の方のあるべき姿が先にあり、一方で、現行の FIT 制度を考慮すると、今回のような表の○の付け方になるという説明であれば良いと思うが、あまり先を見ていないような表だけを出すのはいかがなものかと感じる。これについては是非対応していただきたい。また、48 ページのタイトルが「2020 年および 2020+X 年」と一括りになっていることも気にかかる。

・今ご指摘いただいた三次調整力②について、やや悩むところではあるが、ご発言のようなやり方もあるだろうと感じた。例えば、火力発電機が当日発生する FIT 予測誤差に対応できるような出力帯で運転していて、その発電余力が時間前市場に玉として潤沢に残っているという前提が成り立てば、できそうであると感じた。しかし、こういった仕組みを我々ができずにいるところがある。運転予備力が潤沢にある状態は運用しやすいが、低出力帯で運転する火力発電機が増えてしまうので、コストアップにつながりやすくなることを考える必要がある。もちろん、三次調整力②を過剰に確保しない方が良いのはもっともであるが、事前に確保した方が良く考えている理由として、FIT 電源は一般送配電事業者が予測する仕組みとなっているため、それに対応する調整力を、共有・集中して必要最小限の量を確保する仕組みにしておいた方が国民経済的に良いのではないかと考えているためである。現行の FIT 制度を前提に考えている。

一方で、FIT 特例制度②を利用している事業者や買取期間を終えた事業者は、時間前市場等を利用して予測誤差に対応しているはずである。FIT も含めて、発電事業者が発電量を自ら予測することがそもそもの制度の前提であるように感じており、そのように制度が変わっていくのであれば、事務局のご発言のように三次調整力②の仕組みも変わるようになると思う。

電源機側の出力段差については、実態としてそのようなことはないだろうと思うところもあるが、発電機は出力の 2 乗で燃料費が変わるはずであるため、発電事業者は発電機の燃料の最適化の観点から

なるべく一定出力で運転した方が良いという点である。もちろん、ゆっくり出力を上げていく発電事業者もいるとは思いますが、発電機事業者の責務が 30 分間の kWh を一致させることだと考えると、できる限り一定出力で運転する事業者が出てくると思う。しかし現在は電源の大宗が電源Ⅱである旧一般電気事業者の電源であるため、私が懸念していることはあまり顕在化していないと思うし、将来にわたって電源Ⅱに相当する契約形態の電源が大宗を占めるのであれば変わらないと思う。この懸念は、電源Ⅱに相当する契約形態の電源をいつまで残していけるかということとセットである気がする。

- ・ 47 ページについて少しコメントさせていただきたい。「電源脱落（単機）」という表現は、送電線の 1 回線事故でも電源脱落する可能性があるため、「電源脱落（N-1）」という表現の方がより良いのではないか。また、表で○が付いている事象は、調整力の必要量を算定するうえで考慮していく事象を表しているのだとすると、44 ページのように調整力が受け渡しをすることを考慮しながら○を付ける箇所を変えることはありえると思う。まだ検討の途上だから 47 ページのような表になっていると思うため、受け渡しも踏まえつつ考えていただければと思う。

もう 1 点は細かなところであるが、30 分より時間粒度の細かな領域では残余需要、つまり再エネ分を除いた火力・水力・原子力等が分担する需要値を使用して必要量を算出するのだらうと考えていることと思う。その細かな領域では、再エネと小売需要の切り分けが非常にあいまいであるため、時間内変動の行内ではどこにでも○が付くこともあり得てしまうのではないか。これについても今後検討されていく中で、どこに○を付ければいいのかを決めていただければと思う。

→（事務局）今後の検討にご意見を参考にさせていただく。

- ・ 一般送配電事業者は時間前市場を利用すべきという先程のご発言について、もし仮に FIT 特例制度②が FIT 電源の大宗を占めていたとして、時間前市場等を利用して GC まで発電計画を変更しながら予測誤差に対応したとして、それでもなお残る誤差は諸外国と同様に一般送配電事業者が対応することとなる。そうであるならば FIT 特例制度①は一般送配電事業者が発電計画の作成主体だという理由で、時間前市場に参加することは原理的にはできないとは言えないのではないかと思う。調整力用電源の単価や各 BG の発電計画等を全て把握している一般送配電事業者が、時間前市場に参加して本当が良いのかや、売買して損失や利益を計上して良いのか等、様々な課題は恐らくあるはずだ。再エネ予測誤差だけでなく、国の方とも相談しながら総合的に考えていければと思う。

→（一般送配電メンバー）一般送配電事業者が時間前市場に参加することになるのであれば、一般送配電事業者が調整力に活用する分の玉を強制的に供出してもらう制度にしなければいけなくなる。そのため、活用分を時間前市場に強制的に供出させるのか、需給調整市場で三次調整力②を確保するかの差なのかと思う。

また、調整力と再エネ予測誤差の議論をする時は、どうしても毎回大量に再エネ予測誤差が発生する図ばかり使用することになるが、そういった誤差が発生するのは 1 か月に 1 回か 2 回であって、20 日以上はそれ程誤差が発生しているわけではない。誤差が発生ないように予測しているはずであり、誤差は当日もしくは実需給断面に近付かないとよく分からないというのが実態であるため、その辺りも考慮していただきたい。

→（事務局）本日の制度設計専門会合では、再エネ予測誤差は予測タイミングを前々日から前日に変更す

れば劇的に改善するのか、当日朝になれば改善するのか、むしろ当日朝の日射が出てくるまでは改善を見込めないかなどを考慮しながら、現行制度の変更を検討していくという議論がされていた。第 19,20 回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会でも前々日誤差と前日誤差の比較をしたがほとんど差はなく、第 22 回で取り上げた九州電力が発動した電源Ⅰに関する資料では、当日の朝 9 時頃の予測で一段と実測に近い予測となったため、いつ計画提出すべきかは、予測精度が向上するタイミングと、向上するタイミングで発電機の追加起動が可能かなど運用にどのような影響が出てくるかということなど、全体を見て考えていかなければならないと思う。

→ (一般送配電メンバー) 計画提出のタイミングを変えるにしても、いずれにせよ予測と実績との差を調整することになるため、調達量はまだ議論があるが、△kW の確保という意味では市場調達はすることになると思う。

→ (事務局) 実績が分からない段階では調整力という手段で調整していくというのであれば、発電機を保有していない一般送配電事業者は△kW を調達しなければならない。

・ 31 ページで晴れや雨、曇りと分かりやすく書いていただいているが、翌日予想が晴れ、雨、曇りの 3 通りで運用するというのはなかなか難しい。例えば出力帯毎にその誤差を分析しておく等の方法もあるかと思う。

→ (事務局) 晴れや雨というのは分かりやすく書いたつもりだった。運用者からは、薄曇りの日が最も誤差が生じやすく、運用しにくいとも聞いている。

→ (一般送配電メンバー) 1 日の中で変化が大きい時に誤差が生じやすい傾向があると思う。

・ これまでのご発言を聞いていると、再エネも含めて GC まで誤差をなくように計画変更がされているという実感が恐らくなく、結構誤差が生じるから実需給断面では一般送配電事業者が調整しなければならないという感覚からの発言であると感じた。私も実際は恐らくその通りかと感じる。7 ページでは、電源Ⅱにもかなり早い段階で起動指令を出すと書いてあり、実際にそのように運用しているのだろうと思う。この資料は電源Ⅱの余力のようなものがある前提で作っているのか、無い前提で作っているのか。確かに 11 ページ 4■目では「他制度の検討状況を踏まえつつ」とは書いてあり、他制度によっても相当変わってくるとは思うが、どのような前提で考えているのか。

→ (事務局) 先ず必要量を算定して、実際に調達する時になってから電源の余力をどのくらい期待するかとなるのではないか。だから、「必要量=調達量」としてしまうと、電源の余力をどのように考慮するのかとか、下げ調整力の調達はどうするのかということになると思う。今後、電源Ⅱという契約そのものは無くなると思うので、容量市場でどのようなリクワイアメントを課していくのかなど、インバランス制度はどうなるのかなど、制度全体の中で考えないといけないのではと思う。

→ (オブザーバー) そうであるならば、若干立場離れて申し上げると、何時間か前に電源Ⅱの起動指令を出しているということは、やはり小売電気事業者の需要予測をそれほど信頼していないということになり、47 ページの三次調整力②の 1 行目に○が付いていないことと矛盾している気がする。

→ (一般送配電メンバー) 電源Ⅱは大部分が火力発電であるため、起動指令を出して 5 分、10 分で起動できるわけではない場合がどうしても多く、状態によっては起動に半日、2 日要することもある。そのため、翌日に必要な余力については概ね前日の夕方に運用を確認して、起動・停止をある程度決めてい

るであろうと思う。再エネ予測誤差にしても、需要予測誤差にしても、誤差を見越して発電機を差し当たり確保した上で、実際は予測が外れるかどうかを見ながら当日それを発動するかを決めていると思う。

そういう意味では、我々も需要をきちんと予測しているつもりではあるが、運用を主体にしながらやるとなかなか当たらないこともあり、本当の至近にならないと分からないことがある。FITの方は、例えば日射量予測の精度が上がっていった、ある程度先を見越せるようになれば状況が変わると思う。発動するタイミングが早いのか遅いのかというのはあるが、基本的にはある程度前日に決めていると思うため、前日というのは恐らく変えられないのではないかと。

- (オブザーバー) 1点確認である。先程のご発言は電源Ⅱについてであったが、電源Ⅰも同様に運用しているということで良いか。電源Ⅱを2日前からわざわざ動かすのはあり得なく、電源Ⅱの余力は基本的に起動している電源の出力変動可能分ということで良いか。
- (一般送配電メンバー) ご指摘の通り、電源Ⅰに限らず余力として運用しようとしているもので、予備力なり調整力なりで確保しようと思っているものである。
- (オブザーバー) それは電源Ⅰに限定していないのか。
- (一般送配電メンバー) 電源ⅠもⅡも含まれる。
- (オブザーバー) 電源Ⅱは基本的にスポット市場に応札するかどうかというのがあり、落札されなかった電源が余力として活用されるという理解で良いか。
- (一般送配電メンバー) ご指摘の通り2日前というのはあまりないのかもしれない。スポット市場で売ってしまった電源に我々が起動指令を出したとしても、BG側の発電計画に織り込まれているため、その起動費用を我々は支払わないという印象を持って申し上げた。個別の契約の形態は把握していないため実際は異なることがあるかもしれないが、最終的にはBG側の発電計画と発電実績との差で恐らく支払いをすることになる。したがって、前もって起動指令を出したからと言ってスポット市場に入札できない訳ではなく、落札されてしまえばそれまでかもしれない。
- (オブザーバー) 関連して申し上げますと、11ページの3■目は現行の電源Ⅰ・Ⅱに対応すると思う。電源Ⅰに相当する電源の調達には国の審議会も含めて延々とやってきたつもりはあるが、電源Ⅱに相当する電源の扱いについてはまだ議論をしていないというのが我々の認識であり、需給調整市場開設後の電源Ⅱに相当する電源の扱いは今後議論しておかなければならないと考えている。事務局がご発言していたように、スポット市場に出していない場合に余力を一般送配電事業者に提供することを容量市場のリクワイアメントに盛り込むといった議論もされており、それとの関係をどうするのかといった整理が必要である。
- (事務局) 電源Ⅱの話は正にご指摘の通りだと思っていて、結局最後に電源Ⅱの余力を調整に使っていると、いつまで経ってもインバランスの本当のマージナル価格が分からなくなるため、やはりそれをどうオープンにするのかとか、その商品を作るのかということも含めてきちんと考えた方が良いと思う。
- (オブザーバー) そこはご指摘の通りだが、調達し過ぎてコストが上がってもあまり意味が無いと思っていて、例えば容量市場のリクワイアメントとの関係で、120万kWの電源がホットな状態で需要が100万kWであると分かっているときに、わざわざ20万kW分を1kWとして調達する必要が無い。スペックに寄るのでそれ程単純ではないが、もう少し精査が必要かと思う。安定供給に必要なものは、当然喻えコストがかかろうとも調達するということだと思うが、調達しなくていいものまで調達する

必要は無いので、容量市場との関係を含めてきちんと考えていかないといけないのではないかと。

→ (事務局) 英国のbalancing mechanismはΔkWとしての調達はずらずに、使用した kWh 分だけ支払うため、電源Ⅱがオープンになっているようなものではないか。

→ (事務局) 遠藤理事が英国の話がされているが、容量市場検討会での調整機能を具備した電源については余力を提供するという議論は、英国のbalancing mechanismの仕組みに余力を提供するというのは、イメージが合うと思った。しかし、余力を期待して事前に確保するΔkW量が減らすことはできないだろうと思う。

→ (大山主査) 需給調整市場が開始してきちんと機能していれば、市場でΔkWを調達した電源の kWh を発動したのか、そうでない電源の kWh を発動したのかはきちんと把握できないとおかしい。需給調整市場が開始した後ほどのくらい余力を活用したのかを把握はできるはずであるが、前もって把握するのはなかなか難しい。

→ (オブザーバー) ご指摘の通り、運用実績を見ながら変えていくという方法もあり得ると考えており、初めに少しコストが多くかかってしまうのは、多少やむを得ないところがあるのかと思うところもある。

→ (事務局) 需給調整市場が開始する前から期待できる余力の量を出せるかという点が多分難しいと思うし、みなし小売電気事業者の予備力に関する行動がまさに変わろうとしているなど様々なことが変わる中で、現時点のデータがそのまま使用できるかも分からない。そこは適宜見直していくという考え方もあるのではないかと。

・47ページの表の再エネ予測誤差の行で、二次調整力②と三次調整力①に○が付いていないのはなぜか。

→ (事務局) 再エネ予測誤差については、基本的に三次調整力②で対応できるのではないかと。

→ (オブザーバー) 15分とかの応動速度の調整力は不要ということか。

→ (事務局) 30分より短い周期の変動については、時間内変動に対応する調整力で対応できるのではないかと考えている。三次調整力②はある程度の時間にわたって発生する誤差に対応して、それよりも細かい変動については、時間内変動の中で処理をできるのではないかと考え、切り分けたものである。

→ (一般送配電メンバー) 若干異なる言い方をすると、恐らく二次調整力②や三次調整力①の必要量を何を基に算出するのかという事ではないか。現状計測できているもの、例えば残余需要を使用すると再エネの誤差も含まれることになり、何を基にするかによって○が付いたり、付かなかったりすることはないか。私は残余需要を使用するだろうと思うため、表に○が付いてもおかしくはないかなと思うが、もう少し検討は必要だ。

→ (オブザーバー) そうすると、需要と再エネの欄は2行に分かれているが、境目がなくなるということか。

→ (事務局) 悩ましいところではあるが、私のイメージでは短時間の領域での算出では境目がなくなってくるかもしれない。最適な必要量を個別に算出できるようになると、境目ができてくることもあるかもしれない。

→ (オブザーバー) この表の今後の扱いは分からないが、仮にこの表を見て調整力のコスト負担の議論がされることを想定すると、現時点で境目を作ることができないのであれば、境目をなくすか両方に○を付けた方がよいのではないかと。現状の表では、再エネの影響がないように見えてしまうのではないかと。

→（一般送配電メンバー）恐らく今回は議論をするための案として提示していただいているのだと思うため、○を付ける箇所は必要量を算出するために必要なデータを確認しながら決めていくのではないかな。

→（事務局）仮に、全て FIT 特例制度②に移行したとして、BG が GC までに予測誤差がある程度まで小さくなるように FIT の発電計画変更をすとしても、やはり需要予測と同様に、一般送配電事業者が調整する誤差は残ると思う。その場合は、三次調整力②という商品がなくなり、二次調整力②と三次調整力①が対応する誤差に再エネも該当してくることになると思うと、最終的にはすべてに○が付いてしまうかもしれない。そうならないように割り切った整理をするかもしれないが、もう少し検討していきたい。

（辻主査代理）二次調整力の必要量については、本日のような議論で決まる量と電源脱落の量のうち大きい方になるということだと思う。電源脱落への対応として一次調整力で必要な量があって、そこから二次調整力、三次調整力へと受け渡していくのだと思うが、N-1 事故で想定しているものが最大ユニットの電源脱落であれば、時間内変動よりも相当大きな量となるイメージであるが、そういった理解で宜しいかな。

→（事務局）調整力公募で考慮している電源脱落の値は、同一周波数エリア内の最大ユニットを各社の系統容量で按分した値としている。需給調整市場での必要量も同じ考えで良いかどうかは、今後の検討事項だと思う。GF は電源脱落時にはエリア毎ではなく、周波数を見て系統全体で動作するため、最大ユニットを考慮するというのは 1 つの考え方ではないかな。

→（辻主査代理）そうであれば、二次調整力の必要量は電源脱落で結構支配的に決まる印象を持つが、趣旨としてはそれとは別に時間内変動に対する量を確保しておかなければいけないと思う。最過酷の場合と、表のような平常時でも事故がある場合と無い場合というような切り分けはしなくて良いのかな。

→（事務局）時間内変動も N-1 事故が同時に起こっても対応できる場合を平常時として、47 ページの表を作っている。もう一方の緊急時は N-1 事故より大きい電源脱落を想定しているが、負荷遮断等が動作する水準については並行して確認していかなければならないと思う。

→（一般送配電メンバー）確認だが、系統安定化装置や負荷遮断で対応する量は需給調整市場で確保しないという認識で良いかな。

→（事務局）系統安定化装置や負荷遮断というのは需給調整市場とは違う仕組みである。

・先程の二次調整力に関するご発言に関連して、必要量を検討する際には、考慮する事象が発生した際に周波数をいつまでに戻すかという品質維持の観点があるように思う。例えば、大電源脱落の時には、品質維持をある程度犠牲にしてある程度の時間、周波数が外れていても問題ない、と整理すれば、三次調整力を使用して周波数を回復させるかもしれない。N-1 事故でも同様に、例えば 4 分で周波数を戻さなくてもよい、と整理すれば、二次調整力には○が付かない気がする。つまり、事象毎の品質維持の水準を決めていくと○が付く箇所が変わっていき、必要量も自ずと決まるのではないかな。

以上