

第36回調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 議事録

日時：2019年2月19日（火）16:30～18:15

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）
大橋 弘 委員（東京大学大学院 経済学研究科 教授）
荻本 和彦 委員（東京大学 生産技術研究所 特任教授）
合田 忠弘 委員（愛知工業大学 工学部 客員教授）
松村 敏弘 委員（東京大学 社会科学研究所 教授）
加藤 和男 委員（電源開発㈱ 経営企画部 部長）
塩川 和幸 委員（東京電力パワーグリッド㈱ 技監）
高橋 容 委員（㈱エネット 取締役 技術本部長）
花井 浩一 委員（中部電力㈱ 電力ネットワークカンパニー 系統運用部長）
増川 武昭 委員（(一社) 太陽光発電協会 事務局長）

オブザーバー：

大久保 昌利 氏（関西電力㈱ 執行役員 送配電カンパニー担任（工務部、系統運用部））
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）

配布資料：

- （資料1-1）議事次第
- （資料1-2）調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 定義集
- （資料2-1）2019年1月10日の中部エリア需給状況に関する分析について
- （資料2-2）2019年1月10日の中部エリアの需給状況および太陽光出力の予測方法について_中部電力株式会社提出資料
- （資料3）2019年度の供給力確保策について
- （資料4）需給検証の考え方について（報告）

議題1：2019年1月10日の中部エリア需給状況に関する分析について

・事務局より資料2-1、花井委員より資料2-2により説明を行った後、議論を行った。

〔主な議論〕

(花井委員) 需給ひっ迫融通を受電したことについては、皆さまにご心配をおかけした。広域機関におかれては、融通受電に際し迅速にご指示いただき感謝している。システムを利用されるお客さまにご迷惑をおかけすることはなかったものの、安定供給の備えに対する大切さを改めて痛感した。冬季の運用においては、かねてからお話ししていたとおりのことが起きてしまい、私どもも反省しているし、今後どのような運用面の対策があるか検討している。太陽光発電や風力発電の普及拡大に伴い、発電出力の予測は難しくなってきており、予測精度の向上が必須となってきていることも痛感した。

(事務局) まず、これまで広域機関と事業者は、太陽光発電の出力は現在の気象技術では、太陽が実際に出てくるまでは予測は当たらないということを書いてきた。

今回の事象を見てみると、資料2-2の7ページにあるように、当日の想定は7時でも出力想定値が261万kW、3σだと85万kWだが、実際の太陽光発電の出力は12ページにあるように105万kWだった。つまり、7時でも予測は外れてしまうということである。

もう1点、これまで本委員会において、太陽光発電の出力の下限は3σまで見ればほとんど問題ないということも書いてきた。需給調整市場検討小委員会において林委員より「3σでもリスクとして見る下振れの幅は小さいのでは」という話もあったが、今回の事象では、資料2-2の7ページのとおり、23時、7時の出力想定値の3σは86万kW、85万kWと、12ページにある実績の105万kWより小さいため、3σには入っていたという事になる。

今回、資料2-1の23ページは中部電力のヒアリングにより作成しているが、前日22時に3.5%の予備力で起動並列は不要と判断したときに、エリア需要は2,279万kWと想定している。実際の需要は24ページにあるとおり2,345万kWで、需要上振れリスクの見積もりが小さかったということ。3σまで供給力が減ることが分かっていたら当然、需要はもっと伸ばさなければいけない、ということをしなかったことに尽きている。中部電力としては、24ページにあるように、これまでの実績から考えて、太陽光発電の出力がここまで落ちたことが無いため、需要もそれほど伸ばさなかった、ということである。何が言いたいかというと、3σまで供給力が減るなら、何故もっとエリア需要を多く見積もらなかったのか。これまで広域機関としてもはっきり定量的には言ってこなかったが、相当コストがかかることだが、今後どう考えるのが一番重要である。

今回の件を受け、中部電力は資料2-2の最終15ページにあるように、1月10日の需要誤差実績相当を需要の上振れリスクとして加味した運用で対応していると記載しているので、やっていただきたいと思うが、ここまでの需要上振れリスクを見ることに対する他の事業者の考え方について、塩川委員と大久保オブザーバーに確認したい。

→ (塩川委員) 今回の件は、昨年冬の2月22日に発生した東京エリアでのひっ迫融通とかなり似た事象だと思う。東京電力PGとしては、昨冬の融通以降、太陽光発電の下振れと需要の上振れ

は、特に冬は重なる事を前提に考えている。具体的には、揚水発電が非常に多いため、上池の水位を高くする、それでも足りなければバランス停止機を稼働するような、主に kWh をどれだけ備えるかという運用をしているのが実態。実際の運用においては、エリア特性を考えると、各エリアで対応すべきリスクは同じとしても、どういう形で備えるのかは少し違うと思う。当社では去年の経験を踏まえて、そういう取り組みをしているというのが実態である。

- (大久保オブザーバー) 需要想定において、上振れを見なければならないということだが、想定時点の気温がそれほど変わっていなかったので需要が変わっていないのではないかと。基本的に、需要は気温に応じて変わるため、気温がそれほど変わっていなかったため需要が変わっていないのだと想像する。ただ、供給力は、太陽光の下振れを 3σ まで見た手当てをするべきだったと思う。関西電力でも、需要想定では気象状況や日射からどのようなカーブとなるか予想しているし、太陽光発電の下振れリスクを考慮した供給力の手当、基本的に同じような運用をしている。ただ、今後、再エネがここまで増えると調整力の必要量はかなり多くなってきており、資料 2-1 にあるように電源Ⅱの事前予約や電源Ⅰ´等、様々な手当方法はあるが、そのようなスキームを使う中で、費用負担の在り方についてはしっかり議論いただきたいと思う。
- (事務局) 3σ の太陽光発電の下振れリスクの想定であれば、当然、その時は気温も 3σ に相当する程度下がると想定しなければならないのではないかと。寧ろ 3σ の供給力の下振れリスクに対して需要の上振れリスクを計算しないのはイロジカルではないかと、ということ。つまり、供給力の 3σ まで想定として考えるのであれば、当然その時に気温が下がることも考え、それに見合った需要にしなければ、供給力だけ 3σ に下振れしても片手落ちなのではないかということが言いたかった。
- (花井委員) これから気温のぶれ等も、しっかり検証していくことを社内で検討している。気温に対する需要の相関は持っているので、この気温であればこのくらいだ、という過去の事例等も踏まえた想定をしていたが、太陽光発電導入量の増加により、需給状況が変わってきている実態もある。従って、夏季では需要と太陽光の出力比率の相関等も得られるが、冬季はそのようなデータが全然集まっていない、という実態もあるため、このあたりもしっかり分析していくのでは、と考えている。
- (事務局) 少し違う話となるが、たまたま昨日、気象関係の研究者と話をしており、気象庁の予報を出すときに、その確度を A・B・C で評価していると聞いた。一般には A・B・C としか出していないが、実際には色々なシミュレーションにより、もう少し細かい確率分布を持っているとのことで、それを出すことができるんじゃないかと聞いた。大きい高気圧がいて、全然下振れリスクがないといった時もあると思うので、こういったことも検討いただければ、と思う。

(荻本委員) 今回議論しているこの状況は、まさに再エネがだんだん増えてきて問題が顕在化してきたということだと思う。予測の外れが、近い将来一番大きな不安定要因になることは 2 年くらい前からしているが、広域機関の 2 年くらい前の資料では最大残余需要の時間を見ており、

日没後だったので予測の外れの影響があまりない、という報告を受けていた。それを責めるわけではないが、様々なことが変わってきて1つの現象が顕在化している状況だと思う、だから是非、様々なことが発生し得ることを想定し、将来を考えないと、大変なことになる。今はエリア全体バランスだが、ローカル系統の電圧や基幹系統の電圧の問題、それらがいつか顕在化してしまう可能性が非常に高まっているので、皆で考えていかなければならない。

先ほどの事務局の発言は、もうすぐ発表されるMSMのアンサンブル予測でこれは、「様々な条件を基に複数のシミュレーションをし、その結果に大きな隔たりがあれば、その半日後や1日後は大きな誤差が生じる可能性が高いため注意が必要」というような使い方をする新しい予報の内容である。これが実際の運用にどのくらいの効果があるのか、どう備えたらいいのかは、電力全体では打つ手が一つに決まらず、非常に難しい問題で、英知を集めてやらないと、かなり拙いと思う。何か問題が発生した時に「こうすべきだった」ではなく、同じ問題は外国でもたくさん発生しており、初めて起こるまで待つ必要はないので、将来を見越して検討すれば良いと思う。

(合田委員) 需要予測と発電量予測、それから予測外れの時をどうするかについて、これから検討するという事なので、是非そうして欲しい。その中で特に、太陽光発電の出力予測について、大元のデータが正しいのかについて1つも発言がなかった。私が一番懸念しているのは資料2-1の11ページが一番下のところで「広域融通があるものの、天候急変が広範囲に発生するリスクがある」というところ。各エリアでそれぞれ気象会社からデータを入手し、独自の手法で予測をしていると思うが、各社の使用している大元のデータは一つだと思う。大元のデータが外れれば全社で予測外れを起こし広範囲での天候急変が発生する。この対応策として、大元のデータが本当に正しいのかについても一度検証し、必要なら新しい手法のことを考えておかないと、結局いくら対策をとっても大きな発電量変動が発生し、またその対策を取らなければならない。本件について、是非考えて欲しい。

もう1点は、資料2-1の8ページで、先ほど花井委員から6時から7時の予測で当日の見直しをしているという説明だったところ。もちろんこの予測精度を上げるのも大切だし、当日6時には日射量がないから本当に当たらないのか、というのも1つの観点かと思うが、例えばある程度時間を見ながら検討していくと、午前も午後も105万kWの融通量にはならなかったように思うので、予測のタイミングとデータの使い方についても検討して欲しい。

(松村委員) まず、今回のケースについて、事務局も調達量が足りなかったという結論ではなかったし、不適切というわけでもなかったもので、それは問題ないと思う。しかし、今回のような異常なケースにおいて、ひっ迫融通が発生したのは本当に悪いことなのか考える必要がある。今回の気象の変動や予測とのかい離のような、かなり異常なパターンは年に1回1地域で発生し、結果としてひっ迫融通となったこと自体は、この「ひっ迫融通」という制度を考えると適切な状況だったと考えることができる。今後、同様の事態が発生した時にひっ迫融

通を発生させないようにすることを考えすぎると、コストが上がってしまう。今回の中部電力の対応もおかしかったとは思わない。問題の本質は3σではなく、太陽光発電の下振れと需要の上振れの相関関係だが、これについて中部電力は予め認識しており、本委員会でも以前にそういう可能性があることを十分認識していることを発言していた。認識した上で対応を取ったにも関わらず、対応しきれないくらい異常なことが起こった、ということを見ると、今回の事例から、今後はひっ迫融通に至らないように対応する、ということが本当に正しいものか冷静に考える必要がある。一方で、これから太陽光発電の普及が進むと、この回数はもっと増えることは有り得るため、予測の精度を上げて対策の精度を上げることも重要ということも理解できるが、ここまで異常な状況となった時にひっ迫融通が発生するのは自然なことだと思う。

次に、荻本委員が2年前の本委員会での事務局の回答に関して発言したことについて、2つの点は必ず区別して欲しい。1つは、年間調達する調整力やキャパシティをどれだけ持つ必要があるのか、もう1つは、当日の運用でどれだけバランス停止を抑えるか、という話で、全く違う話である。今回はバランス停止した電源があったため、年間断面でのキャパシティ不足ではなく、まずは運用の話。広域機関が冬のピークは点灯時間帯なので太陽光の供給力を見込んでいないと発言したのは運用の話ではないと思う。2つを混同しないようにして今後も議論するべき。今回のケースではバランス停止した電源があったため、結果論としては起動しておいた方が良かった、と言えるかもしれないが、そこは事務局の指摘通りコストもかかるため、そのバランスを考えつつ、今後運用をどうしていくのか、こういった事象が起こる度に考えることが必要だと思う。

また、電源Ⅰについて、中部電力は夏だけを募集しており、他のエリアは夏冬、あるいは通年という形で募集をしている。確かに、冬にも使えるようにするのは検討に値する。しかし、中部電力の募集方法が一方的に悪いということは決してなく、期間を限定することで、その期間だけなら対応できる人も応募できることになり、コストが下がる可能性は十分ある。そうすると、コストと実際の安定供給に資する効果の見合いで考えることなので、夏だけに限定すること、夏と冬に限定すること、通年契約、それぞれのオプションの中で考えるべき。今回までの中部電力の対応について頭から悪かったと決めつけるのは絶対に良くないと思う。

次に、出来得る限り年間で対応できる、春や秋でも有り得るのは、確かにその通りで、予想外れや太陽光発電の出力予測外れに対して電源Ⅰで対応できることはあると思う。出来得る限りと記載してあるので大丈夫だとは思いますが、供給力として見込む形にして年間いつでも発動できる形とするのが良いのか、あるいは夏と冬に限定し、春や秋に発動する場合には、例えば kWh 価格で割増して回数の枠外で発動できるような契約を予め締結しておく等、様々な方法があると思うので、1つに決め打ちせず、どのような方法が、一番コストが低く、かつ供給安定に資するのかを考えていく必要があると思う。

→ (荻本委員) まさに今、松村委員の発言のとおりアデカシーの話と区別しておらず申し訳ない。その延長で1つ思い出したが、卸電力市場では1時間前まで取引できるが、FIT 特例は対象外となって二日目の予測でのバランスを認められていることが、一般論としては非常に大きな

インパクトを持っている。これにより非常に大量の調整力が必要になることも同時に考えないといけない。例えば九州エリアだと、200万kWを超える予測外れがあった記録もある。海外では、こういった非常に大きな予測外れに対して、どんどん調達するという対応をせず、リアルタイムまで取引を続け、なるべくエネルギー市場で解決する考え方。これが定石で、まさに運用である。それができない間は、方法があるかもしれないが、本来はどんな方法が大切なのか、ということも検討し、本委員会から別の場にメッセージを出すことも大切だと思うし、予測についても、本委員会で議論した結果を気象予測をしている人にメッセージとして伝える、このようなことも、今やらなければならないことだと思う。

→ (大山委員長) FIT関係はどうしても調整力でもかなり歪めている感じがあるため、当面は対応しているかなければならないが、今後何とかしていかねばならないし、何とかしたい。

(大橋委員) 事務局の資料も中部電力の説明も、すごく詳細に検討しており、今回の事象に対して丁寧な分析をしたと思う。方向性としては、融通の量をなるべく低減する。それによりエリアの需給を各一般送配電事業者が責任をもって見る、ということはやらないと、その責任が緩むことはあってはいけない。その意味で、今回のような検討で融通量をいかに減らしていくのか、なるべくひっ迫融通を発生させないようにするのか、というのは1つの考え方だと思う。同時に、各エリアの一般送配電事業者で創意工夫をする、最大限前向きに取り組んでいくのも重要だと思う。ただ一点、広域機関から提案のあった電源Ⅰ'の通年調達に対して中部電力より電源Ⅰ'の調達方法に関する説明がなかったため、これまで、あるいは今後どうするのかについて教えてほしい。

→ (花井委員) 中部エリアでは、広域機関が示す算定式で必要量を出しており、資料2-1の35ページにあるように、年間通じて計算すると夏に必要量が出てくるため、それで公募しているのが今の状態。中部エリアについては、電源Ⅰ'の発動実績もまだないため、今はこのままで良いのでは、と考えている。ただ、先ほどからの議論のとおり、年間を通じて発動できることについて、送配電電業者としては助かることもあるため、引続き議論をしたうえで、どういう時に発動していくのか議論していくものだと考えている。

(鍋島オブザーバー) ひっ迫時に融通を行うこと自体は、必要な時にはお互い協力するということが良いことだと思う。今回のケースでは、関西エリアから中部エリアへの融通余力がなかったが、融通の可否は融通原資の有無にもよるため、特に、原資がない場合には融通できないということとなる。また、制度として、こういった状況では他のエリアに頼っても良いというような保証や検証も行われていない。結果的に、ひっ迫時に融通が行われ、安定供給が確保されること自体は良いと思うが、ひっ迫時に融通が行われるたび、どのような原因で発生したのかを調べ、例えば、気象予報の精度を高めたりということを継続的に行っていくことが大事だと考えている。

議題2：2019年度の供給力確保策について

議題3：需給検証の考え方について（報告）

- ・事務局より資料3、資料4により説明を行った後、議論を行った。

〔確認事項〕

- ・電源入札等の検討開始の判断時期について、2019年度冬季の需給変動リスク分析を供給計画の取りまとめの時期（3月末）に前倒しする

〔主な議論〕

（塩川委員）2つの議題は、いわゆるキャパシティに関わっているが、資料3の9ページに追加の調整力公募や電源入札の記載があるように、冬季の需給変動リスク分析をした結果で追加的な供給力が必要であれば、当然エリア全体として何か供給力を確保することが必要であることは、我々も認識している。ただし、その前提として、夏季や冬季の高需要時に各小売電気事業者が供給力を確保することが重要であり、今年度の供給計画策定にあたっては、前段で広域機関より設備補修について夏季・冬季の高需要期を避けた計画にして欲しいこと、小売電気事業者は可能な限り調達先を確定するよう努めるなどの要請をいただいているところであり、是非、この実効性を高める取り組みを引き続きお願いしたいところである。あわせて、仮に追加調達公募が必要となると、コストがかかることなので、国の場となると思うが、このコストの回収をどうするかについて、需給検証とは別でしっかり議論していく必要があると考えている。

（荻本委員）供給側で計画外停止を考慮し、需要側で不等時性を考慮すると、全体的にバランスがとれた方向に行くと感じる。

質問だが、資料4の13ページにある2.6%という数値は、ユニット別の計画外停止率だと思う。2018年に発生したことを考えると、地震とはいえ、同一の原因でプラント全体が停止したことが発端となった国の電力レジリエンスWGの議論は、現在途中経過だと思うが、現段階で本案が良いということは、「プラント全体が同じ原因で停止することは見ないことにした」ということが合意されていないといけないと思うが、それについて議論はしているのか。もともと火力発電の計画外停止率は2.6%という調査結果により議論をしてきたではあるのだが。

→（事務局）今回検証するのは、計画外停止の平均的な期待値を出したもので、レジリエンスの評価は、供給力側で発生する稀頻度リスクをどのように捉えるかということだと考えている。そこらは電力レジリエンス等に関する小委員会で、別の論点として議論する予定であり、こちらは供給力が平均的な期待値としてどのように下がるのか、という前提のものである。

→（荻本委員）レジリエンスの話ではなく、供給力側の停止期待値をどう処理するかという提案と理解した。

（鍋島オブザーバー）今回、需給検証において不等時性を考慮するという話だが、均平化を入れた時と同

様、各エリアで独立してそのエリア内で供給力をすべて確保するという形にならず、ある種の相互依存のような形になってきている印象がある。需給検証がそのような形になるのであれば、運用もそれに合わせる必要があると思うので、万が一、融通の必要がある場合においては、電源Ⅰ´をどのように発動するのかについても今後検討していかなければならないのではないかと思います。このように、需給検証は需給検証で発展させていくとともに、運用の在り方もそれに合わせてどのような在り方が良いか、今後、広域機関や各事業者において検討していくことになるのではないかと。

→ (事務局) いま、鍋島オブザーバーの発言内容については、まさに広域機関内で議論しているところ。電源Ⅰ´に関しても ΔkW を広域運用・広域調整となったら、例えば各エリアで共通の掲示板のようなものを用いて、ある程度経済運用することが可能か等、考えられることがあると思うので、是非、今後議論を深めていきたい。

(大橋委員) 本質的ではなく細かくて恐縮なのだが、資料4の10ページの図について、そもそも今回、計画外停止率が概ね500万kWぐらいあり、不等時性は概ね448万kW、これも切り上げると500万kWあった。それをこの図に当てはめてみると、まず見直し前のところでは、計画外停止率はこれまで見ていなかったもので、この部分は供給力を上に積み増すような形になるのではないかと。他方、今回の見直しでは不等時性を勘案するため、厳気象H1が500万kWに3%分を見て $500 \text{万kW} \times 103\%$ だけ下がる、それが現在と比較すると、不等時性の大きさと3%の関係で決まるので、増えるかどうか分からない、という理解で良いか。その理解で正しければ、少し図が違うのではないかと。

→ (事務局) 見直し前の供給力は、計画外停止率を見ていない、つまり計画外停止が起きない前提となるため、大きめに積んでいるということ。そのため、見直し後では青の矢印にあるとおり、計画外停止が発生する前提であれば、見込める供給力が少なくなるという見方をする。ただ、普通は大橋委員の発言通り計画外停止率を考慮すると、大目に持つべきという話となるため、矢印が逆ではないかという意見があるが、これまでの検証方法と今回との違いを表したものとなるため、イメージが違って見えるのだと思う。

(大山委員長) それでは議題2は、実際に効果的にできるように前倒しするという事で、それ自体には問題はないと思う。ただ、データが揃ってないことがあるため、実際にはまた議論が必要となる可能性はあるが、ともかく時期を早めるという事で良いと思う。

次に、議題3は電力レジリエンス等に関する小委員会で議論された内容・報告なので、次回の小委員会の議論の時、あるいは事務局の検討に活かして欲しいと思う。

→ (一同、異議なし)

以上