

## 第2回 電力レジリエンス等に関する小委員会議事録

日時 2019年 1月 22日 (火) 18:00~20:00

場所 電力広域的運営推進機関 会議室 A、B、C

出席者：

<委員>

大山 力 委員長 (横浜国立大学大学院 工学研究院 教授)  
岩船 由美子 委員 (東京大学 生産技術研究所 特任教授)  
大橋 弘 委員 (東京大学大学院 経済学研究科 教授)  
加藤 政一 委員 (東京電機大学 工学部電気電子工学科 教授)  
松村 敏弘 委員 (東京大学 社会科学研究所 教授)

<オブザーバー>

### 【一般送配電事業者等】

岡本 浩 (東京電力パワーグリッド株式会社 取締役副社長)  
白銀 隆之 (関西電力株式会社 執行役員 送配電カンパニー 企画部 担任)

### 【発電事業者・小売電気事業者】

宮本 喜弘 (四国電力株式会社 執行役員 総合企画室 経営企画部長)  
菅野 等 (電源開発株式会社 常務執行役員)  
鹿島 武昭 (株式会社エネット 技術本部 部長 (システム統括))  
宮武 康夫 代理 (東北電力株式会社 企画部 部長)  
阪本 周一 代理 (J X T G エネルギー株式会社 リソーシズ&パワーカンパニー  
電気事業部 電気業務グループ 担当マネージャー)

### 【再生可能エネルギー事業者】

増川 武昭 (一般社団法人太陽光発電協会 事務局長)  
鈴木 和夫 (一般社団法人日本風力発電協会 副代表理事)

### 【経済産業省】

曳野 潔 (資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課長  
兼 省エネルギー・新エネルギー部 制度審議室長)  
鍋島 学 (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)  
都築 直史 (電力・ガス取引監視等委員会事務局 総務課長)

欠席者：

石山 一弘 (東北電力株式会社 執行役員 企画部長)  
田中 信昭 (J X T G エネルギー株式会社 リソーシズ&パワーカンパニー電気事業部長)

## 議題1：更なる供給力等の対応力確保策の検討

- ・事務局から、資料2により説明を行った。
- ・主な議論は以下の通り。

### [主な議論]

(白銀オブザーバー) まず、供給信頼度の考え方については特段の異論はなく、引き続き整理していただきたい。厳気象対応の考え方について、24ページに記載いただいているが、厳気象をどのように定義するか、至近10年というのが適切なのか、というのは難しいところだと思うが、一般送配電事業者として検討に協力してまいりたい。34ページに記載いただいている、夏季以外の厳気象対応について、これを検討することは大切だと考えるが、同じページに図示されているとおり、夏季以外の調達量を徒に増やすことになるのは国民負担の観点からどうかという面から一点、図に電源I'の必要量を書き添えていただいているが、補修調整等によっても量は変わる。たとえば、広域機関において補修調整等の運用面のプロセスの整理等も含めて検討していただくことが、国民負担の最適性という観点から必要だと思う。また、供給力の確保量を増やすということになった場合、当然、確保コストも増加するため、そのコストの負担のあり方、また、最終的な国民負担の適切性もあわせて議論していくべきだと思う。適切な場で議論いただきたい。

最後に1点、質問をさせていただきたい。ご承知のとおり現行の調整力公募は44ページの中央の図のような考え方で実施しているが、56ページの需給検証の考え方を2019年度から適用したことで、仮に予備率が3%を割るようなことになった場合、どのような対応を想定されているのか教えていただきたい。

(事務局) 公募時期が既に終わっていることは承知しているが、足りなくなった場合、現実的にどのようなスケジュールが組めるのかということについては事務局で整理したいと思っている。現行のルールにおいては、電源入札といった仕組みもあるが、本当にタイミング的に間に合うのかということも含めて、また別途ご相談させていただきたいと思っている。議論の場としては、本小委員会ではなく、調整力及び需給バランス評価等に関する委員会（以下、調整力等委員会）が適切だと考えている。

(岡本オブザーバー) 事務局にまとめていただいたことに、非常によく理解・賛同できる部分と、腑に落ちない部分がある。まずは全体のところで申し上げると、需給検証という仕組みがある一方で、調整力等委員会等で議論いただいていると思うが、いわゆる容量市場ができたときに、確保する供給力の目標量を定めていくプロセスがあると思っており、これらが全体としてサイクルのようにになっている仕組みと私は理解している。需給検証と容量市場における供給力の目標量を定めるプロセスの両方において、整合のとれた信頼度基準や、考え方をもとに議論いただく必要があると思っている。いずれも同じアデカシーという問題を扱っているため、もちろんタイミングによる違いとか、ある部分で目標量を決めながら一方で検証して見直す等の役割分担もあるが、考え方としてはひとつ整合が取れたものが必要ではないかと思っている。資料の4ページ以降に、調整力等委員会での議

論のとおり、信頼度基準に EUE を用いていくということに記載していただいております、それに基づく連系線の考慮の方法の提案はもっともだと思います。そうだとすると、需給検証の方法も、ある意味、そこに乗ったようなやり方ができるのではないかと考えている。いずれにしても、白銀オブザーバーからもご発言があったとおりだが、レジリエンスを向上させるためには冗長性を向上させることがある程度必要であり、それには当然コストが必要になる。冗長性を上げたことによって、消費者に対して生まれる便益が見える化したうえで、コストの妥当性について議論していただく必要がある。容量市場の検討でも、いわゆる容量の調達コストと停電コストを見比べてバランスをとる考え方をしていると思っておりますが、10年に1回の稀頻度についても同じような議論していただく必要があると思っております。

また、いくつか個別の論点について申し上げます。資料の冒頭にあるとおり、各エリアの供給信頼度を EUE に見直して、連系線を考慮すれば、マージン(A)は実は確保する必要がなくなるというのはもっともだと思います。調整力の公募の見直しについては20ページから記載いただいております、現状、様々な要因があると思うが、夏季・冬季ピークそれぞれある中で、平年 H3 需要の 7%とか 8%とか言われている信頼度基準が実は計画外停止等もカバーしており、そのうえでさらに電源 I 〃 で追加確保が必要になるということであれば、それは実質的に従来からの 8%、あるいは、その前提である 7%という数値を上げる必要があるということだと理解している。そういうことが必要であれば、もちろんそうしなければならないし、そのためにかかるコストも含めた話になると思っております。もう1つ申し上げますと、需給検証の考え方について40ページ以降でご議論いただいておりますが、需給検証で求める供給力は、本来的には容量市場の段階で確保されていなければならない。容量市場のオークションは4年前から実施されているが、4年間の中で必要量、需給状況が変わってくれば、差分は、そのオークションで確保されていくはずだと思っております、需給検証の段階になってから、実は目標量が違っていたということがあれば、やはり困るのではないかと。もちろん、制度を変えた当初にはそのようなことが起きるかもしれないが、基本的には整合をとっていただく必要があると思っております、需給検証では、容量市場で確保した供給力がきちんと確保されているか確認すること、あるいは、信頼度基準の設定が現状に即していたのか検証することになると思っております。くわえて、44ページに議論があるが、基本的に平年 H3 需要の 8%には、計画外停止や不等時性も含む需要変動への対応等が含まれていると理解しており、すなわち平年 H3 需要の 8%があれば信頼度基準が充足されているということになるが、それでは足りないということであれば、やはり信頼度の評価方法を従来の LOLP ではなく EUE で年間を通して見なければならぬ等というような議論もあるので、今後はもともとと言われていたものより上げていかなければならないということも議論されているのかと思っております。信頼度基準をどう上げていくかということと、それによって消費者にどのような便益が生じるかということと、供給力を調達するコストにどのように影響するか、また、それは停電コストと比較して妥当なレベルなのかということもパ

ッページで見たい。全体的な考え方として、56 ページに書いていただいているように需給検証で計画外停止や不等時性を考慮する点や、マージンの考え方といった整理はもっともだと思うが、計画外停止率はもともと各エリアの平年 H3 需要の7%とか8%で考慮されており、それで足りないのだとすると、信頼度基準の考え方を整理することが必要だと思っており、現状のまとめにおいて、そこに違和感がある。

(佐藤事務局長) 冒頭で言われた容量市場導入後の需給検証の方法や、発言の中では言及されていなかったが供給計画のヒアリングの方法等、まさに整理が必要だと思っている。本件については事務局でも整理をし始めたところであり、然るべき場で岡本オブザーバーが言われたように再度整理をさせていただきたい。容量市場導入後も、現状と同じということはある得ないと思っている。また、後半の計画外停止率や不等時性と、厳気象対応の電源 I 〃との関係や、確定論や確率論等の関係については、次回以降に議論させていただく稀頻度対応との関係性も考慮する必要がある、ここまでですら全て腑に落ちるわけではないのであれば、次回以降はさらに腑に落ちない可能性があるため、整理をして稀頻度対応の議論の際に考え方を示させていただきたい。

(大山委員長) いずれにしても平年 H3 需要の 8%と厳気象 H1 需要の 3%で計画外停止等の考え方が揃っていないことが気になるが、進めていくところは進めていくべきと考えている。

(岡本オブザーバー) 考え方が揃っていなければ、様々な尺度で見た際に分からなくなるので、同じ尺度で測れるものは測っていただき、示していただければありがたいし、一方、同じ尺度で測れないものがあることも事務局(佐藤事務局長)が言われたとおりであり、それについては、特出しで考え方を整理していかざるを得ない。できるだけ尺度を揃えられるものは揃えていただき、皆さまが納得のうえ負担いただく形になればありがたいと思っている。

(大山委員長) 今回の議論では、完全ではないと思うが、どちらかといえば揃える方向になっていると思う。

(大橋委員) 電源 I 〃について、見直す方向性というのは夏季と冬季とで需給の厳しさが違うため冬季も勘案しようという結論のようだが、振り返って考えてみると、この電源 I 〃というもの、あるいは厳気象 H1 需要の 103%という数字は、そもそも決めて作った数字であり、確定論とか確率論という話もあったが、根拠がある訳ではなく、経験的に決められているだけ値であり、適切性について論じることはそもそも難しいのではないかと。そうした意味で言えば、本当はチェックすべきなのは、実際に電源 I 〃の発動が 10 年に 1 回程度なのか、という点ではないかと思っている。それ以上に発動されているとすると、先ほど岡本オブザーバーが発言されたように供給信頼度の考え方の見直しにつながるのではないかと、そもそもそこに入るべきものが電源 I 〃という形で対応しているだけなのではないか、という議論につながると思う。そういう意味では、本当は夏季と冬季で分けることが結論になっているが、もう少し大きな見直しも検討するために、電源 I 〃の発動実績を確認された方が良いのではないかと考える。

(岩 船 委 員) 質問と意見がある。まず 8 ページに、各エリアの公平性の観点から需要家の供給力不足の大きさはエリアの規模によらず一律、とあるが、そもそもこれは連系線の容量等の関係があるので一概に言えないと思うが、実際起こるリスクはその需要規模にかなり依存するのか。したがって単機容量と需要の大きさの兼ね合い等によって同じパーセントと考えるのが本当に良いのか、この辺りはすでに検討されているのか。

2 点目は大橋委員の考えに少し似ているが、今回の夏季だけを見るとか、冬季だけを見るとか、あと不等時性の話もそうだが、8760 時間とまでは言わないものの、不等時率を考えるのはある意味当たり前だという気がしており、何も断面をひとつひとつ区切る必要がないのではないかと。また、再エネ等も増えてきたため、それは需要側の要因ではないかもしれないが、年間を通じてそのあたりも検討していく必要があるのではないかと。そういう意味で、そもそもこれまで実際、たとえば稀頻度的な事象が昨年度までの想定に対してどのくらい発生していたのかといった経年のデータ整理が必要なのではないか。最大需要の増減の要因を、気象要因だとか省エネのトレンドだとか分離したうえでもう少し長期的なトレンドを追って、気象要因がどのくらい効いたのか、といった分析ができるように整理をしてから、初めて予備率の量が適正かという判断ができるのではないかと。

ほかのご提案はごもっともだと思った。

(事 務 局) 岩船委員が最後に発言された気象要因を取り出すという点だが、今でも過去の需要は気象要因のみを取り出して評価をしている。たとえば、トレンドとして需要構造が変わり下がってきているという想定は、既に最新の需要想定に、気象要因だけを過去の最も過酷だったものを適用したうえで想定しているため、そういう意味では現行の想定は基本的に気象条件だけを取り出してきている、ということになるのではないかと考えている。

(岩 船 委 員) たとえば稀頻度事象の発生等、各年イレギュラーな状況があったうえで、去年までの想定にどの程度の裕度があったのかといったような、今は LOLP だと思うが、需給見通しが安全サイドで推移してきたのか、それとも、去年は厳気象対応が数多く発生した気がするがその回数は見込みより多かったのか、そのような傾向は見えないものか。

(事 務 局) 需要だけではなく需給の面でも過去からのトレンドを見るべきだという意見ということで、承知した。

(松 村 委 員) まず過去 10 年に 1 回程度の厳気象という点について、別の委員会ではこのような議論をしたと記憶している。昨年冬季には、非常に気温が低い状況があり、過去 10 年で 1 回程度とすると、この条件で上書きされる格好になるが、この状況は異常値で、本当にまた起こり得るのか、という議論があった。そして、そのために供給力を確保するのかという議論に対しては、たとえば夏季について、異常な高気温の年があったとしても、これはたまたま発生した異常値でこの後 10 年間起きそうにないのか、もしくは温暖化等の影響で今後はこのようなことが起きやすくなったのかは、よほど知見がない限り分からない状況であり、とはいえ去年と同じことがまた起こって停電することは許さ

れないため、ひとまず、過去 10 年に起こった中で最も過酷な状況に対しても対応できるようにするという整理であった。したがって、前年が相当な厳気象だったとき、これが異常値かどうか、ひいては今後考慮しなくても良いかどうかは議論しなくても良く、その後、仮に厳気象が 10 年間更新されなければこれは異常値であり、考慮する必要がないということで外れていくものではないか。10 年更新されなかった値が、仮に 11 年後に再び起こったときですら停電が許されないと考えると、発生した厳気象が異常値か構造的なものか議論することとセットでなければ、コストが膨大になってしまう。今までの考え方からすると、10 年という区切りで、過去 10 年間 1 度も更新されなかったものは除いていくのが自然な整理だと思う。

次に 44 ページについて、ずっと議論になっているが、まず供給計画の評価方法は昔からこの考え方に基づいているが、私の理解では厳気象 H1 需要の 3%という評価は比較的最近、震災後の夏季の需給バランスを評価するうえで、猛暑だから停電するといった状況を防ぐために最低限 3%は必要ということから出てきて、その後電源トラブルが一切無いのにもかかわらず停電になる状況ではないことを確認するために用いられてきた。44 ページの図だと中央のグラフの供給力は左側のグラフの供給力より高く書かれているが、必ずしもそうなるわけではなく、実際に、エリアによっては左側の供給力の方が高くなっていることがある。これは、リスクの要因として今までの考え方のような、電源の計画外停止等を考慮しても問題ないかという点や、仮にそのようなことがなかったとしても猛暑 H1 需要が発生した場合問題ないかという点を確認し、そのうちの大きい方を取るという考え方。2つの状況を想定し、どちらにも対応できる供給力を確保しておけば、その他の普通に考えられる状況にも対応できる、という考え方に基づいて評価していることをまず理解する必要がある。もし中央のグラフの供給力の方が左側のグラフの供給力より大きくなっている場合、基本的には電源 I' を追加調達して対応することになっている。その場合の必要量は猛暑 H1 需要をもとに算定されるが、それは猛暑 H1 需要が発生したときだけに使うという前提で調達されたのではなく、猛暑 H1 でも大丈夫な量を確保しておけば、他の状況でも対応できるという考え方でこの調達量になっている。したがって、元々の制度設計からして 10 年に 1 回しか電源 I' は発動しないつもりで検討されてきたわけではなく、また、夏季を念頭に置いているものの冬季に発動することはない、という考え方でもなく、冬季は夏季に比べれば厳しくはないので考えなくても良いだろうが、夏季に対応できるだけの量があれば冬季にも対応できるという考え方で、こうなっている。9月に発動されたことすらあり、そのときは太陽光の予測はずれが相当な量発生したため発動されたが、これも本来の目的に反したものではない。そのようなことも起こり得るが、猛暑 H1 需要よりは厳しくないだろう、という考え方で量が決まっているだけのことである。したがって、電源 I' の発動を検証するのは良いが、猛暑 H1 で発動されることを前提として想定した回数より実際の発動回数が多い、などという議論はナンセンス。だからこそ、元々、多くのエリアで冬季でも発動できるように調達しているということ。

続いて、昨年度、東京エリアにおいて冬季に厳しい状況が発生し、ひっ迫融通も受けたときにも、必要な供給力自体は夏季を上回っている訳ではなかったことも、再び思い出す必要がある。今回の案は、その上で、夏季に対応できるなら冬季にも対応できるだろうという前提が本当に大丈夫かどうか不安なので検討するということなのではないか。そして、元々平年 H3 需要だけで需給バランスを評価していたのを、厳気象 H1 需要でも評価することにしたのと同じように、冬季も考えてみるが、今まで想定していたとおり夏季が問題ないなら冬季も問題ないという結論になり、それでも大丈夫だったとしたら調達量は増えないことになるし、それで大丈夫ではないということになれば、冬季も考えるようにした方が良く整理されることになる。冬季に関する今までの考え方を根本的に変えるというよりは、最も厳しい状況とは何かという認識が変わってきたというだけのことであると思っている。

(加藤委員) 供給信頼度のあり方のところで、事務局からの、供給信頼度基準を LOLP から EUE に変えるという提案は非常に合理的で、特に各地域の EUE を一律にするという考え方は非常に公平性が高く良いと思うが、EUE はどのように計算するのか。LOLP の場合は、旧来から多くの考え方があって割と計算しやすいと思うが、EUE は昔から計算が難しく、そのような論文も数多く出るような分野だった。そういった意味で、考え方としては良いが、EUE を一律にするためにどうすればいいか、特に LOLP との関連づけも考えてということだろうと思うが、どのような方法があるのか教えていただきたい。

同様に需給検証について、56 ページのまとめにあるとおりマージン(B、C)のみ確保することも合理的で納得しているが、問題はこのマージン(B、C) が事前に決まるのかどうか。すなわち、調整力の配分によっては当然のことながら連系線の潮流変動が大きくなるし、たとえば 2 系統考えた場合、両方うまく調整力を持てば連系線の潮流変動も小さくなるためマージンも小さくなる。そういったことを考えると、このマージン(B、C)が実際の容量、あるいは調整力の調達によって変わってくるため、この考え方が実際に使えるのかどうか、質問したい。

(事務局) 岩船委員の 1 点目の質問と共通する話と考えたが、各エリア需要 1kW あたりの EUE を一律にする計算に関する議論の中で、調整力等委員会において応援ロジック等について議論しており、不足率を一定にするロジックが妥当との整理がなされ、それを実現するためのツールにおける確率計算の中で各エリアの不足率が一定になるような評価をさせていただいている。もし連系線の制約がなければ基本的にはそのロジックを組むことによって各エリアの不足率一定ということで需要 1kW あたりの EUE も一律の形で計算結果が出てくるという考え方で進めている。連系線制約があった場合は、容量市場の約定ロジックの中で連系線の分断を判断して、分断を考慮してブロックを分けた中でそれぞれまた安価な電源や DR を調達していくことで、この一律の EUE の値を維持するようなロジックで進めさせていただければと考えている。

次にマージンの件について、現状の需給検証の話を見せていただくと、実需のはるか前の段階で計算しなければならないということで、年間計画段階での需給バランス等に

基づいてそのマージン(B、C)等を設定し、評価するというやり方であり、まずその段階で一応決まることになっている。今後、需給調整市場が導入されたときにはそれを踏まえた形になると思う。あくまで現状の考え方は、そのような形である。

(加藤委員) つまり、将来的には市場の状況に応じてマージンを見直すというか、リアルタイムとは言わないまでも、それなりの反映をさせていくということによろしいか。

(事務局) 需給調整市場導入後の整理がつけば、必要により反映していくと思う。

(鹿島オブザーバー) 最初に厳気象 H1 需要の見直しについて、安定供給のために適切な見直しを行うことは重要だとは思いますが、他の委員等からも意見があったように、安定供給とコストのバランスを十分考慮いただき、考え方の見直し等の検討を進めていただきたい。

次に、需給検証の考え方について 2 点ほど質問したい。今回のエリア間の需要の最大値の不等時性を考えるということは非常に合理的だと思っているが、このエリアの最大需要と計画外停止の不等時性といったところの検討余地はないのか。要は、夏季と冬季、特に 8 月と 1 月に計画外停止が多いのか少ないのか、といった点も含めて検討いただければと思う。

もう 1 点は、当面の需給検証において考慮する計画外停止率は主要な電源である火力発電の 2.6%とするということで、当面の検証はこの数字を使っていたことで問題ないと思うが、今後、容量市場の導入に伴い計画外停止はペナルティの対象となるため計画外停止率が徐々に小さくなっていくことも考えられるので、この数字の見直しも検討いただければと思っている。

(事務局) 47 ページの表にあるとおり実績を取り、厳気象発生時における計画外停止率が 2.6% より多いか少ないか確認している。右側の表で、2.6%という数値を用いた供給力合計に対する計画外停止 465 万 kW に対して、実績でもほぼそのぐらい出ているということを確認できているため、期待値としてこれだけを見る、として評価している。

(豊野オブザーバー) まず電源 I' の定義について、先に松村委員から発言があったが、44 ページの図では平年 H3 需要と厳気象 H1 需要の差ということになっていて厳気象 H1 に対しても大丈夫なように最大限オレンジの部分全体が必要と理解している。しかし、これは「10 年に 1 回しか発動しない」という意味だとの誤解が一部生じており、その認識のもとに仮により高頻度で発動があった場合に、そんな説明は聞いていなかったということになっているとすれば、それはビジネスの現場レベルで誤解があるというか、説明の問題なのかもしれないと思っている。DR も含めた適切な普及と活用の観点からは、この辺の認識をしっかりと合わせていくことが大事なのではないかと考える。中身の問題ではなく、関係者の認識を揃えておかなければいけない、という趣旨。需要家の側からみて、電源 I' が余計に発動されているように認識し、元々の説明と発動数が合わないということにならないよう、運用に関する認識の共有が大事だと思っている。

また、鹿島オブザーバーの話と少し関連しているが、不等時性と計画外停止の関係について、不等時性については 49 ページで連系線の制約を考慮したブロックで分けることになる一方、計画外停止率については 2.6%という統一された数字で見ている。しか



し、計画外停止率はエリアごとで見た場合、どのぐらいの差があるのか。特に連系線で分断がないエリアごとに分けた場合に、どのエリアでも 2.6%以下であれば特段問題はないと思うが、現実には火力発電の稼働率が高いエリアについては、計画外停止率が一般的に高くなる傾向があるのではないかと考えている。43 ページに、計画外停止率のあり方については別途、考え方の整理について速やかに反映、とあるので、今後の検討なのかもしれないが、計画外停止率を 2.6%と全エリアで統一的にみていいのかどうか、精査いただきたい。

(鍋島オブザーバー) 34 ページ、厳気象に対応するための供給力確保における課題というスライドの中で、夏季ピークのエリアにおいても冬季において供給力が不足するおそれがある、という図が示されているが、原因はこの図にもあるとおり、補修等による計画停止に伴う減少があるため夏季にはきちんと供給力が確保されているが冬季には不足してしまうという問題が起こるといえるものである。ただ、この図の※2にもあるが、「補修等による計画停止期間は一般送配電事業者が調整力提供者と協議のうえ決定することが可能である。」となっている。したがって、きちんと協議が整って冬季のピークにおける計画停止が少なければ、この追加的な供給力をわざわざ確保する必要もなくなるということである。来年度の供給計画を策定するにあたって、広域機関からも各事業者に対してこの夏季・冬季のピークに補修をすることはなるべく避けていただくようお願いをしているところかと思うが、一般送配電事業者において調整力提供者との協議をきちんとしていただくとともに、一般送配電事業者においてはリーダーシップを発揮していただくことが重要ではないかと思う。それでも対応しようがないときには、こうした供給力の確保の必要性が出てくるという問題ではないかと思っている。

(白銀オブザーバー) 34 ページの、補修等による計画停止期間は一般送配電事業者が調整力提供者と協議のうえ決定することが可能という記載について、私の理解では一般送配電事業者が調整力提供者と協議して、調整力については調整ができるが、小売分の供給力として見ている、いわゆる電源Ⅲについての調整プロセスは広域機関等での調整をお願いできればと思っている。

(事務局) 今回、需給検証についてご説明させていただいたのは、まずは当面の対応としてこの方法でやらせていただきたいという趣旨である。将来、EUE や容量市場が導入されるときに需給検証をどうすべきなのか、というのはこの先の議論だと思っているため、当面の対応としては、今回ご提案した方法でやらせていただきたい。

(松村委員) 資料に記載されていたことではないが、白銀オブザーバーの、仮に需給検証の考え方を変更したことにより調整力が足りなくなったとしても、既に調整力公募を実施している状況で、どのように対処するかという発言に対して、事務局は「電源入札」と回答していた。電源入札はオールマイティーな手段であり、常にオプションの1つであることは十分承知しているが、この場合、電源Ⅰ'を積み増すことになるかと思う。電源入札にはDRが入っていない。したがって、電源入札は最終的なセーフティーネットであり、

その前に電源Ⅰの追加調達等、様々な手段があるため、いきなり電源入札の実施とならないように検討をお願いしたい。

(事務局) おそらく様々な方法があると思うので、どの手段がどの段階から実施可能なのか1つずつ確認しながら検討していきたい。

(大山委員長) 56ページのまとめについては特に大きなご異論はなかったと思う。需給検証をすぐに進めていかなければならないということなので、事務局提案に基づいて調整力等委員会で進めていきたいと考えるが、よろしいか。

(一同、異議なし)

## 議題2：太陽光・風力発電機の周波数変動に伴う解列の整定値等の見直し

- ・事務局から、資料3により説明を行った。
- ・主な議論は以下の通り。

### [主な議論]

(加藤委員) 瞬時電圧低下の場合はPCSの素子保護のために電源が脱落するのは理解できる。一方、北海道に関しては夜間であったため太陽光の脱落は無かったが、周波数が低下した時に太陽光や風力が脱落するというのはなぜか。周波数が下がっても、PCSの耐量を超えることは無いと思われるが、UFRによりある程度の周波数変化を検知したら解列する設定になっているという理解でよいか。

(事務局) そのとおりである。北海道の件では太陽光は夜中で発電していなかったが、風力については周波数がUFRの整定値レベルまで低下し、時限を超えたために解列したものである。

(加藤委員) 瞬時電圧低下対策とは異なりインバータの変更は必要ないということか。周波数の問題であればUFRの整定変更で対応でき、発電事業者への負担はそれほど大きくないという認識でよいか。

(事務局) そのとおりである。UFRの整定変更は技術員派遣で対応でき、その費用が必要であると考えている。

(増川オブザーバー) 太陽光としてはUFR整定値の要望はない。系統連系時に一般送配電事業者との協議により整定しているとの理解である。コストの件に関しては、大型の発電所であれば定期点検を実施していることから、技術員による整定変更はさほど問題にならないと思われる。一方、住宅用PVについては、技術員派遣費用は住宅にとってはかなりの負担となり、また、件数も相当なものであることから問題であると考えている。

(阪本代理) 整定値が下がったユニットが増加すると系統にどういった影響があるのか。また、一旦下がった周波数を元に戻すにはどのようなプロセスがあるのか。

- (事務局) 電源の不要解列により発電機による供給力が足りなくなるため、負荷遮断を実施し需要と供給のバランスをとることになる。周波数低下にはガバナフリーの発電機出力を増加させるが、それでもだめなら負荷遮断を行う。
- (大山委員長) 発電側の UFR が動作すると、ますます供給力が減り周波数低下を助長するため、そういったことを回避したいということである。
- (阪本代理) 周波数が下がると需要面で相当な影響があるのかどうか教えて頂きたい。一旦下がった周波数を元に戻す対応はどのような事をするのか教えて頂きたい。
- (事務局) まずは AFC やガバナフリーにより発電機出力を調整しバランスをとろうとする。それでもバランスがとれない場合は負荷遮断を実施する。
- (大山委員長) UFR の整定値が高すぎると悪さをするが、整定値が低くて悪さをすることはないということである。
- (松村委員) 特別高圧以外の問題について対応を検討するということであるが、まずインセンティブがないということが問題であればエネ庁がインセンティブを与えればいい。そうではなく、相当なコストがかかり、本当に整定変更を実施したのかの確認にもマンパワーが必要だというのであれば、そもそもフィジブルではないのではないか。対応を検討すると資料にはあるがどういう対応を検討されるのか。
- (事務局) 主に低圧の部分についてであるが、UFR の整定変更は対応すればするだけ不要解列を減らすことが出来るため、整定変更に必要な技術派遣費用等に対して、大規模電源の脱落のような稀頻度事故時の負荷遮断量削減の効果を考え、概算となるが費用対効果をお示しできればと考えている。
- (松村委員) そもそも実施することに意味があるのか、コストにペイするのかについてこれから検討するということか。
- (事務局) そのとおりである。
- (岡本オブザーバー) パワコンで周波数の整定値を変えられるかについて、そもそも値が固定されているものや、メーカー以外設定できないものが多数ある。そうすると実際には FRT 要件適用開始以降は、電圧と周波数の変動に対し運転領域が設定されており整定値の問題はない。既連系の FRT 非対応のものはパワコンの交換が必要であったり、技術員派遣で多くのコストが必要であったりなど問題が多い。事務局の審議事項の中でパワコンであれば 10 年程度で入れ替わっていくとあるが、今後連系する発電機に対しては FRT 要件が適用されるため、これから FRT 非対応の発電機が増えることは無く、徐々に改善される方向であることから事務局の取りまとめのとおりと理解している。一方、本当にパワコンが 10 年で入れ替わるのかといった影響を見ていく必要がある。参考ではあるが、以前ドイツで、50.2Hz 問題と呼ばれる周波数上昇時に発電機が一斉に解列するという問題があった。系統分離したときに発電機が一気に解列するため、遡及してお金をかけて交換したと聞いている。影響が大きく信頼度上看過できないのであれば対応せざるを得ない。海外の事例ではあるが、どういうことをして理解

を得たのかなどを見ていく必要があるのではないか。当面の対応としては事務局の取りまとめのとおり、遡及対応というのは非常に難しいものと考えている。

また、UFR の整定変更については、今回の事務局の取りまとめを出発点として、地道な対応を継続したいと考えており、皆様のご協力も頂きたい。

(増川オブザーバー) 住宅用のパソコンの寿命は平均 15 年と言われており、今年の 11 月に卒 FIT 組が 50 万件位発生し、これらは既に 10 年程度運転しており順次入れ替わると思う。この場で議論する項目ではないが、将来のグリッドコードの見直しをエネ庁で議論するときには、単独運転防止機能についても少し緩和していただけるようお願いしたい。

なお、太陽光業界では回転機ではないことから発電機ではなく発電設備という用語を使っているため、可能であれば直して頂きたい。

(鈴木オブザーバー) 風力発電協会からの要望であるが、現在は出力抑制に向けた契約の変更について地道に事業者をお願いしており、九州エリアではほぼ完了している。このため、高圧、特別高圧であれば整定値変更についても対応できるのではないかと考えている。お願いであるが、系統 WG でもグリッドコードの策定を進めているので、調停率制御、FRT、UFR 整定値のバランスを取りながら進めて頂きたい。

(菅野オブザーバー) 当社も二十数か所の風力発電所を保有しており、「対応要否審議」というところも含めるとかなりの箇所において UFR 整定変更の対応が必要と認識している。少なくとも特高の風力については一定規模の事業者であれば、「対応要否審議」のところも含めてこの委員会で何らかの方針を固めて早めにアナウンスをしていただくことで一般送配電事業者と速やかに協議して対応を進めることが可能と考えている。

(岩 船 委 員) 住宅用のパソコンについて、PCS 取り換え時に発電事業者が一般送配電事業者に連絡してもらえるよう周知を行うということであるが、これは必要なのか。また、この連絡は自動的に行えないのか。

(事 務 局) きちんと対応できたのかフォローアップしたいと考えている。そもそもの枠組みとして、設備を変える時には一般送配電事業者に連絡するという約束もあるので、確実に実施するために周知するということである。

(岩 船 委 員) 実際に設備を更新した時に連絡は行われているのか。

(増川オブザーバー) パソコンの更新時には一般送配電事業者に連絡するというルールになっていることから、実際に連絡されているものと理解している。

(白銀オブザーバー) 系統連系技術要件の見直しについては、レジリエンス向上のために対応していくことと認識している。グリッドコードの整備には相当の時間がかかると思われるので、系統アクセスルールを速やかに改定することで明確化してはどうか、と記載いただいている。我々としても、まずは系統アクセスルールを見直すべく社内でも手続きを進めてまいりたい。今後の連系協議や整定変更の協議についても発電事業者の協力を得ながら実施していきたいと考えているのでよろしくをお願いしたい。

### 議題3：閉会

(大山委員長) 本日の予定議題は以上となる。全体を通してコメント等ありませんでしょうか。

以上で本日の議事は全て終了しました。これをもちまして、第2回電力レジリエンス等に関する小委員会を閉会する。遅い時間までご議論いただきありがとうございました。

—了—