

## 第2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：平成28年5月30日（月）18:00～20:10

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（同志社大学大学院 理工学研究科 客員教授）
- 松村 敏弘 委員（東京大学 社会科学研究所 教授）
- 沖 隆 委員（株式会社F-Power 副社長）
- 加藤 和男 委員（電源開発株式会社 経営企画部 部長代理）
- 亀田 正明 委員（(一社)太陽光発電協会 事務局長）
- 塩川 和幸 委員（東京電力パワーグリッド株式会社 技監）
- 高橋 容 委員（株式会社エネット 取締役 技術本部長）
- 平岩 芳朗 委員（中部電力株式会社 執行役員 電力ネットワークカンパニー 系統運用部長）

配布資料：

- （資料1）議事次第
- （資料2）平成28年度を対象とした需給バランス評価・需給変動リスク分析の方法について
- （資料3）平成28年度供給計画とりまとめ時点での需給バランス評価の基準について
- （資料4）調整力及び需給バランス評価等に関する委員会 定義集

議題1：開会

- ・事務局より、資料1により説明を行った。

議題2：平成28年度を対象とした需給バランス評価・需給変動リスク分析の方法について

- ・事務局より、資料2により説明後、議論を行った。

〔主な議論〕

- （合田委員）まず5ページについて、STEP0とSTEP1を分けて記載してあるが、その理由は何か。STEP0からSTEP1までの3か月で、データの何が変わるのか。
- 2点目に、7ページについて、4～6月の評価の記載がないが、評価しなくても良いのか。

3点目に、9ページの表の項目について、「リスク要因」、「供給力に関する状況把握」、「その他関連情報」とあるが、どのような考え方で分類しているのか。リスク要因に新規開発電源は入っている一方で、高経年火力が止まることはリスクに入っていないが、この分類でよいのか考え方を聞きたい。

→（事務局）5ページの3ヵ月の差について、STEP0は、供給計画取りまとめの大臣送付が3月末でありスケジュールがタイトなため取り急ぎ実施するものであるが、STEP1では、その後、供給計画のデータを時間をかけて分析するという意味で、両者のタイミングに違いが出るものである。またデータの違いについては、STEP0の段階では、供給計画を取りまとめて速やかに国に提出する段階であり、例えば、新規に事業を始める発電者で、電事法上の発電事業者になっていないので供給計画の提出義務はないが、実際には発電所の開発計画は進んでいる地点等、この段階では供給計画の提出対象となっていない情報は補足できていないが、STEP1の段階では、これも織り込もうという意味で、両者のデータに違いがある。

2点目について、7ページにおける4～6月の評価について、仮に4～6月の供給力が不足している場合は6月に評価を実施したのでは遅い。来年度以降は3月末までに行うSTEP0の時点で状況が判明しているので、場合によっては委員会を6月末より早く開く等の対応が出来ると考えている。

3点目について、9ページの項目の分類について、「リスク要因」は、考えられるリスクを挙げており、「供給力に関する状況把握」は、供給力に含まれるもののそれ全体が必ずしも供給力の減少リスクではないものを把握するために挙げており、これらをどのように評価するかは、今後ご議論頂きたいものである。「その他の関連情報」の1つ目「供給区域需要と小売電気事業者の想定需要の合計値とのギャップ」は供給力がマイナス側に働く可能性のあるものの状況把握、2つ目「休止・長期計画停止」は供給力がプラス側に働く可能性のあるものの状況把握である。

（平岩委員）5ページの電源入札等の実施判断における第1年度の評価であるが、STEP1以降は当該年度に入っていることから、供給計画の第1年度計画の評価と、当該年度の計画外停止など運用面の評価と、両方の側面があるかと思う。STEP1で6月末までに評価するということだが、夏に需給バランスが危なく、広域機関としてアクションを起こすべきとなったとき、場合によっては遅すぎることもあるのではないかと。節電の要請等で企業の操業状態を変える必要がある場合等にも、相当期間が必要。そのあたりは臨機応変に広域機関の委員会として対応するのか、あるいは普段の運用面の対応として、需給ひっ迫が起きたら速やかに行動を起こすのか、本表での第1年度の評価との関係を教えてほしい。

2 点目に、9 ページのリスク要因の表において、電源もしくは送電線の N-1 故障による最大脱落量と新規開発供給力の遅延について記載があるが、実際の需給変動リスク事象としては、例えば、既設の電源でも夏前の点検時に問題が見つかって夏まで稼働できない場合もある。ここではあくまで設備形成上適正かどうか、入札実施判断のためのファクターとして、これらのリスクを掲げている、という認識でよいか。

→ (事務局) 5 ページについて、運用は平時からしっかりと、いざとなれば広域機関からの指示等も含めて実施するものであり、これは 6 月末を待たずにすべきことである。需給バランスについても、6 月末まで待たずに評価すべきことは、必要な段階で評価する。あくまでこの資料では、電源入札等に関わるべきかどうかという観点からスケジュールを記載している。

2 点目の、9 ページのリスク要因の表については、定検の遅延等も含めて、その時点で明らかになっているリスクは評価として入れるべきであるし、運用上問題があるとすれば運用上で対応するものである。

→ (大山委員長) 第 1 年度の夏の需給バランス評価は、遅くとも国の電力需給検証小委員会と同じタイミングでないとまずいのではないか。

(亀田委員) 8 ページにおいて、「供給計画では計上されていないが期待可能な供給力を計上」とあるが、これは何を指し、「期待可能」なものとは、どのように把握するのか。また、「リスク要因」の部分における「新規開発供給力」については、再エネも対象に入るのか。

→ (事務局) 供給計画は電気事業法上の発電事業者のみが提出の対象であり、これから発電事業を行う予定の事業者で、まだ発電事業者になっていない場合などは、その事業者の供給力は供給計画に計上されていない。「期待可能」なものをどのように把握するのかについては、環境アセスの実施前後、建設開始の前後等、どの時点のものをカウントすべきか現時点で未定だが、具体的な評価に入ってからご議論いただこうと考えている。「新規開発供給力」の遅延も同様で、実際に立ち上がらない可能性をリスク要因として考慮するかどうか、具体的な評価に入ってからご議論いただこうと考えている。

(高橋委員) 5 ページにおいて、STEP2 の評価内容として「需給バランスの再評価、需給変動リスクの再分析」とあるが、これは詳細検討における再確認なのか、もしくはここで再度評価・分析しなおすのか、それを入札委員会で実施するのか確認したい。

また、8 ページにおいて、「本委員会としては、エリアごとの送電端での需給バランスを評価することとしたい。」とあるが、何か他の方法があるのならば、教え

てほしい。

→（事務局）5 ページにおける「再評価」、「再分析」とは、一からすべてやり直すわけではなく、電源入札の実施は大変重い判断であるため、STEP1 から状況の変化がないか、本当に電源入札が必要かという観点で再度確認するものである。

8 ページの「エリアごとの送電端」については、電力需給検証小委員会では送電端での評価はしておらず、旧一般電気事業者の需給バランスをもとに評価しており、我々としては供給計画と同様に送電端での評価を出したい。また、「エリアごと」でない例として、全国計とか、FC を挟んで東と西の評価もあるが、供給計画でエリアとしてのデータがあるので、まずはエリアごとに評価するのがよいと考えている。

（大橋委員）今までは、需給バランス評価と言った場合には調整力もスコープに入っていた理解であるが、調整力は7 ページにて各月について「今年度は確保状況の確認のみ」とあるが、調整力は別の場で評価するのか、どういう扱いになるのか、教えていただきたい。またそれはこの委員会で議論するのか、どういう建付けになっているのか、イメージを知りたい。

→（事務局）ここでは電源入札等というプロセスに入るかどうかを書いており、（7 ページでの）調整力は狭い意味で、上げ調整力として、アデカシーとして期待できるものについて話をしている。それとは別に、調整力全般についてどのようなスペックが必要かについても評価が必要である。広域機関のルールには、供給計画とは別に、調整力確保計画の提出を求めるというものがあり、具体的な調整力についてチェックする仕組みがある。なお初年度のため、この取りまとめはまだ実施しておらず、具体的な議論は広域機関でもこれから実施していく。現時点では、調整力の確保計画の評価はこの委員会の諮問事項にはなっていないが、必要であれば今後の検討課題となるかもしれない。

（加藤委員）7 ページにおいて、需給バランス評価における上げ調整力の評価はどのような観点で実施するのか。また、調整力自体が不足することが想定された場合、この電源入札等のプロセスの中でどういう扱いになるのか。

→（事務局）上げ調整力を具体的にどう評価するかは、この資料以上のことはお答えできるほど詰められておらず、6 月の実際に評価をいただく段階でご議論いただきたい。

電源入札に関して需給バランスの評価をする中で調整力も確認しようとルールに書いてあるが、そこで想定していたのは「供給予備力を確保出来ない状況においては、上げ調整力も確保できているか確認する必要がある」というもので、供給予備力が足りているかどうかの議論の内数として調整力の確認が出ているのであり、調整力の評価をどうするかは決まっていない。電源入札にいくステップ

の中で、調整力として必要なスペックを満たしているかの評価を行うかどうかは、広域機関でも議論しておらず、これからこの委員会の中で議論するかどうかも含めて、今後、整理していきたい。

→（荻本委員）調整力についての議論は、去年若干やったものの、ペンディングになっている。定義が無いものについては検討のしようがなく、海外調査の結果も含めて、調整力とは何かという定義づけを前倒しでやっておく必要がある。

（塩川委員）9 ページにおいて、「供給区域需要と小売電気事業者の想定需要の合計値とのギャップ」とあり、事務局による説明の中で、小売が過小評価をしているかを確認すると言っていたが、それは違うのではないか。小売りは需要想定ではなく販売計画なので、足したものとエリアの需要と合わないのは当然であり、過小評価しているかどうかは、実績と計画の差や、インバランスがどれくらい出たかとかそういうところで見べきである。ただ、「発電事業者の電源開発・廃止判断に影響する可能性がある情報として把握」という意味では、1 回データを取ってみると色々な発見があるかもしれないので、いろんな側面から見て、何が見えるか考えていけばよいのではないか。

→（事務局）おっしゃるとおり、ここの評価が直接すぐ需給バランス評価に影響するというわけでは必ずしもなく、これは状況の整理として把握しておきたいものである。

議題 3：平成 28 年度供給計画とりまとめ時点での需給バランス評価の基準について

・事務局より、資料 3 により説明後、議論を行った。

〔主な議論〕

（荻本委員）4 ページの「過去の景気の変動実績に基づき 1～3%」については、6 月に実施する評価では、1%とするとの説明であるが、6 ページの昨年の分析結果からは、1%になるようには見えないと感じている。なお、この数字を増やした場合は、追加で供給力を調達する必要がある可能性があり、必ずしも増やせばよいと考えているわけではないが、解釈については説明が必要だと考えている。

8 ページの 2 つ目の論点の「2.」の連系線の扱いについて、例えば、北海道本州間連系設備のように（海底）ケーブルの連系線については、錨が引っかかる等のトラブルにより長期間停止してしまう、または、予備のケーブルが敷設されているので、一定の期間で修復できるという状況があって、交流の連系線とは異なった復旧プロセスになると考えている。このような事情については、確率論的手法の検討の中では、どのように取り扱われているのかを教えて欲しい。

同じ欄の「d.余剰購入太陽光発電の取扱い」について、余剰購入の太陽光発電を評価するためには、需要本体と太陽光発電の出力は分けざるを得ないと考えて

いる。現時点で、どのようなデータを集めつつあるのか、また、そのデータの収集スケジュール、収集可能なデータが限定的である場合は、その限定的なデータをどのように分析するのかについて教えて欲しい。

供給予備力必要量の検討については、上げ調整力だけに限って検討しているように感じているが、早晚それでは済まなくなると考えており、並行して、9ページの検討は実施いただきたいと考えている。

10ページの供給予備力必要量の図について、需要のピークが昼間ではなく夕方になる状況となれば、太陽光発電の供給力が無いので、「L5相当」というのは間違いとなるので見直すべきではないか。

一方で、上げ調整力の必要量の図について、一見、最大の時間を表しているように見えるが、下部に「例えばゲートクローズ1時間前時点」と記載があるように、実際には、すべての時間帯についての図である。この図の「上げ調整力必要量」について、ピーク時間帯を表しているとすれば、供給予備力必要量の図と同様の上げ調整力になるが、すべての時間帯の上げ調整力だということであれば、一番厳しいのは、例えば5月の14時に、太陽光発電の出力が大きくなり、残余需要が最小になったが、その一瞬後に、かなり曇ってくる可能性があるので、上げ調整力が必要になってくるということはこの図は表していることになる。この上げ調整力については、1点バランスの上げ調整力ではなく、外国では、ランプ調整力と呼んでいる領域の話となる。調整力の検討については、何を相手にどこまで検討するのかというのは時間がかかる話であると考えられるため、是非並行して検討いただきたい。

→（事務局）6ページの分析結果では、震災後のエリア毎のデータを見ると0.5%~2.7%であり、9エリア合計で見ると1.4%という状況である。一方で、震災前も含めると、より上振れリスクがあるということになる。この状況の中で、なぜ1%にするのかということについては、未来永劫1%とすると決めるものではないが、一方で震災前のデータから今後も数%程度の上振れリスクがあるという結論を出すのも、この段階では早いのではないかと考えている。1%ではなく、1.4%ではないのかという議論もあるかと考えるが、6月に実施する評価においては、従来通り1%で見てはどうかと考えている。今後については、確率論的手法による供給予備力の議論と共に、もう1度ご議論いただいで整理したいと考えている。

ケーブルシステムの復旧時間、及び、北海道本州間連系設備については、北海道エリア内の電源脱落に対して、緊急的に本州から応援することで周波数低下を防ぎ、負荷遮断を抑制・回避する機能がある中で、確率論的手法のシミュレーションにおける連系線の扱いと整合しているのかという点も含めて、別途検討の上、ご議論いただきたいと考えている。

余剰購入に関しては、以前の検討でもお示したように、確率論的手法の検討

の中での問題や、ご指摘のように、必要な調整力の議論をするにあたって、分析・運用する上での問題もあると考えている。どのようなデータを集めて分析するのか、その中でどういう課題があるのかについては、別途、お示ししたいと考えている。

10 ページの供給予備力必要量の図は、供給計画に基づくエリアのピーク需要発生時の1断面を表しており、上げ調整力の必要量の図は、ご指摘のように、1年間を通じた色々な断面を表している。上げ調整力の必要量の議論が供給予備力必要量の議論にどのように関係するのかについては、整理した上で、ご議論いただきたいと考えている。

- (荻本委員) 6 ページの 1.4%については、全国を見ればよいのか、それとも、供給計画は、エリア毎に作成するので、エリア毎で見ないといけないのか。
- (事務局) 今回は、従来どおり各エリア 1%で評価したいと考えている。新しい指標と基準の検討は途上であり、また、従来の指標と基準を積極的に変える理由もないため、トータルとして従来の 8%を使いたいというご提案である。
- (荻本委員) エリア毎に見る場合に、例えば、中部エリアについては、2.7%、2.7%、5.5%、5.1%と記載があるが、それでも、1%でよいのか。
- (事務局) 従来もきちんと評価すれば、エリア毎に違った数字になっていたと考えられるなかで、全国一律の数字を使い続けていたということだと考えている。
- (荻本委員) 今までは、8~10%のところを、今回は、8%にするということではないのか。
- (事務局) 8~10%の 10%は上限という訳ではなく、あくまで 8%以上あればよいと考えている。
- (松村委員) 8%という最低の基準を満たしているかどうかを 6 月に実施する評価において使用するということであり、実際には 9%、10%あったとしても、それは過剰だと判断するわけではない。適切な供給予備力については今後の検討により上限の 10%が正しい可能性もあるが、6 月に実施する評価においては 8%以上の基準で評価するという提案であると考え。今までも 8%を基準にしているのは基本的に同じなのでそのまま踏襲するという提案。この基準の採用については、あくまでも、直近の評価だけであり、適切な供給予備力については今後議論することだと理解している。それ以上のことで、どのような懸念があるのか。
- (荻本委員) 数字の問題ではなく、計算結果は公表されているので、これをどのように使うのかというところに懸念を感じている。
- (事務局) STEP1 の長期の分析については、リスク評価も含めて実施することになるが、その際に採用する基準については、確率論的手法の検討に併せて、1~3%についても、昨年 1 度ご議論いただき、宿題事項になっているため、再度お示しさせていただいた上で、トータルとして何%にするのかについて、その際にはエリア毎に分けるのか、全国一律で同じ基準にするのかも含めて、6 月以降の STEP1 の評

価時に改めてご議論いただきたい。

→ (沖委員) 6 ページのデータについては、5 ページの気温補正後のデータから算出しているのか。そうだとすると、この需要変動については、気象要因による変動は除いたものになるが、景気循環によるものに加えて、気象要因以外の要因による変動分が加味されているのではないか。そうだとすると中部エリアの 2.7%という数字が、景気循環による部分だけを表しているとは考えづらいのではないか。景気循環の部分がどれくらいあるのかはわからないが、今まで問題が無かったのであれば、私としては 1%でとりあえず良いのではないかと考えている。

また、景気循環による変動というのは、昔から検討されているが、高度成長期の昭和 30 年や 40 年と比べて、現在は需要規模も大きく、景気循環による変動部分のパーセンテージは小さくなっているのではないかと感じている。そういう意味でも、1%でとりあえず実施することについては、私は賛成したい。

→ (荻本委員) 繰り返しになるが、値についてではなく、我々がこういう議論を定量的な分析に基づいて実施する際に、こういうデータをどのように扱うのかということは、真摯に検討いただきたいということであり、今のような議論があり、そこから解釈して、最終的に 1%になるのであれば、問題ないと考えている。ただ、こういう数字から 1%にするということが、この表を見ただけですぐにはわからないのであれば、解釈の説明が必要ではないかと考えている。

→ (事務局) 事務局として 6 ページをどのように捉えるべきかというご提案ができていないなかで、本年度は 1%で評価したいというのが実態である。

→ (荻本委員) そうであれば、その旨記載すべき。そうしないと、このデータが公表された時にどうしてだろうという疑問がでてくる。

(亀田委員) 今回は、従来どおり 8%を基準として評価することに対して、特に問題ないと思う。その上で、従来の供給予備力必要量の考え方についてお聞きしたい。4 ページにエリア内で供給予備力を 8~10%確保すればよいと記載されているが、連系線期待分の 3%はどのように考えれば良いのか。また、調整力について議論するのであれば、10 ページの上げ調整力の必要量の図で考えるべきではないか。予測値に対して変動電源である再エネは、上振れも下振れすることを踏まえると、10 ページの供給予備力必要量の図ではなく、上げ調整力の必要量で議論すべき。今後、調整力について検討することなので、大いに期待したい。

→ (事務局) 4 ページの連系線期待分の 3%について、確率論的手法による検討においては、連系線を通じた他エリアからの融通を考慮することで、各エリアの予備力が補完できることを前提として評価している。従来分析では、お互いに補完できる供給予備力を 3%としている。もし、連系線期待分の 3%を考慮せず、各エリア単独で供給予備力を満足しなければならない場合は、8~10%に連系線期待分の 3%を



加えた 11～13%がエリア内の必要予備力となる。今回掲載している経済分析も他エリアからの融通を考慮して計算した結果を用いた分析である。

次に、10 ページについて、今回の供給予備力の必要量の分析では、夏季の昼間時間帯だけでなく、夜間や軽負荷期等も含めて分析していることから、理論的には上げ調整力の必要量の評価も行っているといえる。しかし、一方で、供給予備力の必要量の評価は、停電コスト等の前提条件次第で変化しやすいため、供給予備力の必要量の評価のみで良いのかどうかは、今後の検討事項である。

→ (荻本委員) 正確に言うと、供給予備力の必要量は供給計画における第 n 年度の 8,760 時間の評価の結果であるとの理解でよいか。そうであれば、供給予備力も調整力も質的には同じものであるが、一方で 4 ページの 1～3%はこれとは異なるものとの理解でよいか。

→ (事務局) 4 ページの 1～3%は確率論的に評価される供給予備力とは異なる。また、確率論的に評価する供給予備力についても夏季の 1 断面ではなく、多断面の評価が必要であると考えている。今回、事務局による試算結果も昨年度の供給計画の諸元を 8,760 時間に展開して評価した結果である。

(合田委員) 3 ページの表現上の問題として、偶発的な需給変動に対応するための 7%と、今回分析した景気変動等に伴う需要分析の全国合計の 1.4%を足すと 8.4%となり、変動が大きくなるにも関わらず、その値よりも小さい 8%を基準とすることは論理的におかしくないか。従来の 1～3%のうち、小さい方の 1%を採用したということではないのか。

→ (事務局) ご意見どおり、6 ページは単純に参考として掲載したものであり、この分析結果を根拠として 1%に決めたわけではない。あくまで、従来の指標である 1～3%のうち、1%を今回は採用したいという提案である。

(大橋委員) 10 ページについて、先程の事務局の説明に違和感がある。供給予備力の内数として調整力を評価する、すなわち 10 ページの供給予備力の必要量を評価することで上げ調整力の必要量を評価すると説明されたが、それは違うのでないか。調整力については、供給予備力で評価する以外の要因の評価も必要であり、それは広域機関できちんと評価する必要がある。供給予備力と調整力は、それぞれ別に議論すべきと考える。

→ (事務局) 供給予備力の必要量の評価は、上げ調整力の必要量の評価を含んでいるという説明で誤解を与えたが、調整力全体の議論においては、上げ調整力以外の要素の評価も必要であることから、供給予備力の評価で、調整力全体の評価を行えるとは考えていない。

→ (大山委員長) 少なくとも調整力の議論では、発電機の実出力変化率等も評価する必要がある

るため、供給予備力の評価だけでは不十分であると考えている。

(松村委員) 大橋委員の発言に同意。今までの議論を聞くに、調整力と供給予備力の議論を混同しているのではと感じていたところ。供給予備力の必要量を満足しても必ずしも十分とは言えず、調整力の必要量も満足する必要がある。資料3は供給予備力の議論であり、調整力については参考として掲載されているだけ。調整力の議論としては、上げ調整力だけではなく、下げ調整力の議論も必要である。供給予備力としては満たしているが、調整力としては不足しているから、もっと手当が必要となる可能性もある。

次に、1~3%の説明について、従来の1~3%のうち1%を採用したとの説明ではなく、今回は従来の8~10%のうち、最低限必要とされてきた8%を至近の評価に採用するという説明で良いのではないか。

→ (事務局) ご異論がなければ、その方向で検討する。

(加藤委員) 私も10ページの事務局の説明に違和感があったが、大橋委員と松村委員の発言で供給予備力と調整力は別ものであることが明確化されたと思う。また、供給予備力の必要量が調整力の必要量より多い場合であっても、調整スピードの遅い電源ばかりであれば、上げ調整力として使えないということであり、調整力としての必要量をきちんと評価すべきと考える。

次に、託送料金に原価算入できる予備力の固定費コストについて、現行は供給予備力の評価結果をもとに原価算入されていると考えているが、今後は別の考え方もでてくるのか、それとも現行どおり供給予備力の計算結果をもとに原価算入されることになるのか。再エネ導入量の拡大により、供給予備力の必要量が減少するという試算結果に対して、危惧しているので確認したい。

→ (事務局) 10ページの図をめぐる議論を混乱させたことは反省。調整力の必要量については広域機関で議論していくものと考えているが、託送料金の原価については、電力・ガス取引監視等委員会にて議論されると認識している。

(沖委員) 私も、原価の話はここでの議論ではないと認識している。それと連系線が分断することを考慮した評価が必要との発言があったが、従来の確率論的手法の検討においては、連系線が常時接続された前提で評価されていたと理解している。もし、連系線の2回線故障を考慮してシミュレーションを行うと、連系線期待分を考慮できなくなり、必要予備力が8~10%から11~13%に増加することになり、過剰にリスクを考慮することになるのではないか。託送料金が高くなる可能性もあるため、連系線の計画外停止の影響については、一考頂きたい。

次に、10ページの2つの図について、事務局としては、供給計画に基づく供給

予備力と実運用に基づく調整力を対比するために記載したものと考えるが、我々実運用者からみると、供給計画上の供給予備力の議論をするときに、上げ調整力の必要量の図を掲載する必要はないと考える。今回の供給予備力の計算は 8,760 時間全てを対象とした評価なのか。

→ (事務局) 連系線の計画外停止の考え方については、別途検討のうえ議論したい。従来の LOLP 計算は 8 月のピーク断面を対象とした評価であったが、今回の検討では 8,760 時間の評価を行っている。具体的には、供給力は月別供給力、自然変動電源は各月各時間の過去実績データから確率分布を設定して、37 ページに記載したシミュレーションフローのように計算している。

→ (沖委員) 色々なケースを組み合わせで確率的に評価しているということは、供給予備力の検討において、上げ調整力も評価しているともいえるが、調整力の必要量としてきちんと確定論的に評価されているわけではないということで理解した。

(塩川委員) 11 ページ以降の LOLE、LOLP の計算方法について、今回の見直しにより、かなり良くなったのではないかと考えている。

次に、9 ページについて、各エリアの供給予備率を一律にして評価した結果をみると、LOLE 等の供給信頼度が各エリアで異なっている。逆にみると、供給信頼度を一律として評価した場合、おそらく系統規模の大きいエリアで必要となる供給予備率は、系統規模の小さいエリアで必要となる供給予備率よりも大きくなるものと思われる。これは系統規模の小さいエリアの方が、系統規模の大きいエリアからの応援を大きく享受できるからと考えられる。そのように考えた場合、エリアの予備力は誰のものなのか、すなわち、当該エリアのものなのか、全国のものなのか、本委員会マターではないかと思うが、費用負担の面で気になっているところ。

(沖委員) エリアの予備力が誰のものなのかとの議論について、まず広域機関が全国大の供給予備力必要量を算定し、次にその結果をもとに、送配電事業者が、どの程度の供給予備力を自エリアで確保するのか判断するという事ではないか。各エリアの必要量を広域機関で判断するべきではないと思う。

(塩川委員) 例えば、必要となる供給予備率を 8%とした場合、その内の 2%は他のエリアのために確保していることを、応援の頻度やその期待値などにより、予備力の使用実態を分析できないかと考えた次第。また、連系線に制約がなければ、各エリアで必要となる供給予備率は全国一律の供給予備率になると考える。各エリアで必要となる供給予備率に差がでるのは、連系線の容量に制約があるためだと理解している。

→ (沖委員) 連系効果を期待するのが広域機関の精神であると考えたと、予備力は誰のものというのは、別の議論ではないか。素直に計算結果から得られた結果を適用

するという、長い歴史のある現行の考え方を否定するものではないと考える。将来的には、そのような議論は必要かもしれないが、今は従来の考え方で進めていくべきではないか。

(荻本委員) 今の議論に関連して、全国で確保していれば良いというのは電氣的に正しいと考えるが、本日の議論の結果、6月に供給計画の第1年度目を評価するときは、どのような基準で判定することになったのかをおさらいしていただきたい。

→ (事務局) 資料ではエリア毎に数字を出す記載しているが、今の議論にもあるとおり、必ずエリア毎に数字を決めないといけないという訳ではなく、エリア毎に出したうえで、連系効果等を考慮してどう評価するかということと考えている。よって、エリア毎に数字は出すが、結果としてエリア毎か全国一律かは、別途検討するものであると認識している。

→ (荻本委員) その認識で、ほぼ良いと考える。

→ (松村委員) 今の点であるが、極端なことをいうと、西日本全体の需要に対して、西日本全体でこれだけの供給力を持っていればよく、どのエリアに分布しているのかはみない。ただ、偏りすぎているのはよくないので、二次的なチェックはする。そのように大きく発想を変えるのも原理的にはあり得ると考える。したがって、荻本委員が効率的、望ましいと思われる方式があれば、提案すればよい。本委員会のミッションでもあると考える。そのようなお考えがあれば、今でなくとも積極的に出していただければよい。

また、費用の話が出てきているが、本委員会のマターではないし、大部分広域機関マターかどうか分からない。費用については、本委員会で最も合理的な姿が現れた後に、それに対応するものとして決定されるものと考えている。費用が確保されなければ、このようなルールでは困るとの発想ではなく、安定供給を行ううえで最も効率的なものを考え、後はそれに対応した費用を考えていくという建付けにしないと、議論が進まないのではないかと考える。

(荻本委員) 先ほどの発言は、6月に何を行うかという1点である。本来何をやらないといけなにかについては、先ほどの議論のとおり、調整力を含めてどのように考えるかが最も重要な課題だと認識している。並行して議論が進められるよう、毎回、少しずつ議論する等の進め方をお願いしたい。

以上