

第1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4月26日（火）8:00～10:10

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）
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（㈱F-Power 副社長）
加藤 和男 委員（電源開発㈱ 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㈱ 技監）
高橋 容 委員（㈱エネット 取締役 技術本部長）
平岩 芳朗 委員（中部電力㈱ 執行役員 電力ネットワークカンパニー 系統運用部長）

欠席者：

荻本 和彦 委員（東京大学 生産技術研究所 特任教授）

配布資料：

- （資料1）議事次第
- （資料2）委員名簿
- （資料3）委員会名称及び諮問事項の変更について
- （資料3参考）電力広域的運営推進機関委員会規程
- （資料4）議事の公表について
- （資料5）需給バランス評価・需給変動リスク分析について
- （資料6）今年度の検討スケジュールについて
- （資料7）長期断面の必要予備力の検討について
- （資料8）マージンの検討に関連する業務規程の変更案について
- （資料9）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10）意見・質問書_荻本委員提出資料

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：委員紹介

- ・事務局より、資料 2 により説明を行った。

議題 3：委員会名称及び諮問事項の変更について

- ・事務局より、資料 3 及び資料 3 参考により説明を行った。

議題 4：議事の公表について

- ・事務局より、資料 4 により説明を行った。

議題 5：需給バランス評価・需給変動リスク分析について

- ・事務局より、資料 5 により説明後、議論を行った。

〔主な議論〕

(高橋委員) 5 ページのグラフについて、積み上げられている 4 色の部分は、すべて電源入札の対象となるのか。

7 ページの「需給バランス評価・需給変動リスク分析の概要」について、入札はある程度見込める需要に対して行われるものかと思うが、ここに稀頻度リスクを含めるといふ点について説明があればお願いしたい。

→ (事務局) 5 ページのグラフについては、供給力に懸念が生じうる場所という意味で色分けしているが、このうち、どの部分に対して入札を実施するかどうかは、入札委員会にて検討されるものと現時点では考えている。

7 ページの稀頻度リスク分析については、入札の対象は、必ずしも稼働を前提とした新設電源だけではなく、長期計画停止電源等、色々なオプションがあると考えている。そういう意味で、稀頻度リスクに対応するものも、入札の対象から排除はしておらず、それも含めて今後の検討事項であると考えている。

(塩川委員) 電力需給検証小委員会における評価と、本委員会での評価の関係性はどうか。

また、電力需給検証小委員会において猛暑 H1 は、10 年に一度程度の猛暑とされているが、本来 H1 とはどのようなレベルを目指すべきか、またその猛暑 H1 と H3 がどういう関係性にあるのかを考える必要がある。今後、長期に必要な予備力、調整力の水準を決める際は、長期と短期の関係性や、H3 と H1 の考え方という点が関係して、たとえ長期ではこのくらいで良いと言っても、実は短期ではもっと供給力を持たなければいけないという風に繰り返しやることになるのではないか。

今年の夏は今のレベルでやるべきだと考えるが、今年の冬以降や来年度以降は、

猛暑 H1 あるいは厳寒 H1 の発生頻度は、10 年に一度がいいのか、5 年に一度がいいのかという議論をしていく必要があるのではないかと。

→ (事務局) 電力需給検証小委員会との関係性については、電力需給検証小委員会は旧一般電気事業者の需給を対象としている一方で、本委員会はエリア全体を対象とした評価をするため、そういう意味で、電力需給検証小委員会と全く同じものを扱っているわけではないと整理している。

H1 水準の考え方をどうするかについては、昨年度の調整力等に関する委員会でもひとつの課題として挙げており、長期と短期の関係性を明確にするためにも、短期の H1 に加えて、長期も H1 で評価するというオプションもあるのかもしれないが、この関係性については、今後整理していきたい。

→ (大山委員) 電力需給検証小委員会も、おそらく、これからはエリア全体を対象とするのではないかと。

(平岩委員) 4 ページにおいて、「本委員会への諮問事項」として、「電源入札等の検討開始の必要性を判断するための需給バランス評価及び需給変動リスク分析に係る検討」をし、その後理事会を経て、入札委員会では入札実施の必要性を含めて議論するとある。本委員会において「詳細な調査をすれば最終的に入札の必要はないかもしれないが、検討を開始してはどうか」と少し幅広に発議するならば、2 ページの制度設計ワーキンググループの整理における「国民負担を伴うため、入札実施は慎重に判断」という部分との関係性はどのようになるのか、考えがあれば教えていただきたい。

→ (事務局) 本委員会では、入札の決定はしないものの、入札の検討をすべきという方向性までは議論するものと考えている。入札を実施することはかなりの決断になるため、別途入札委員会と、評議員会の審議が必要であると考えている。

(大橋委員) 入札対象の電源の調達方法について、5 ページにあるような供給力は一括して調達するのか、あるいは、供給力の種別等で調達するのか、イメージが決まっていれば教えていただきたい。

また 2 ページの電気工作物の定義には、DR は含まないという理解でよいか。

→ (事務局) 調達のイメージについては、入札委員会で検討すべき事項のため、その時々状況によると考えている。

電気事業法において発電用の電気工作物に限った表現になっているため、少なくとも広域機関電源入札に関しては、DR は今のところ対象ではないと考えている。

→ (松村委員) 法律上 DR が対象にならないとしか読めないのだとすると、制度改革の主旨として、需要と供給は等価として扱うべきものであるため、その点については別

の場で検討する必要があるだろう。また対象については、基本的にラストリゾートという位置づけのため、あらゆる事態が念頭にあると考えられる。対象電源のイメージは、それはどんな危機なのかに依存するわけで、全体として供給力が足りない状況だとすると、確実に動いてくれば、上げ下げの変動がしにくい電源であったとしても十分だが、量は足りているけれど速いスピードの電源が足りない状況だとすると、当然その機能を備えたものが対象になると考えられるので、あらゆるものが対象になるのだと考えている。実際に発動するときは、かなりの非常事態であるため、このような状況を出来るだけ避けるために、それ以外の制度手当も重要になってくる。この委員会で検討した後に、入札まで仮に行かなくても、かなり危ない状態であれば、制度の手当てをすべきというメッセージにもなるため、実際の実施は制限的にするとしても、検討段階の調査自体は幅広くするべき。

→ (事務局) DRについては、法律事項であるため、しかるべきところで議論されていくと考えている。

また、対象電源については、松村委員のご指摘の通り、状況によりあらゆる電源が対象になりうると理解している。

他の制度手当については、委員の皆さまが必要と判断されれば、この委員会からそういうメッセージを発するということもあると考える。

(加藤委員) 電源入札制度はセーフティーネットの位置づけであることを踏まえて、今後どのように電源入札等を実施するかという観点で、2点コメントしたい。

1点目としては、必要な供給力が必要な時期に調達できるよう、不足あるいは廃止のタイミングと、入札等で調達されるタイミングの整合が取れるようにすべき。7ページの「供給力減少リスク」に記載のように複数電源の長期停止等がすでに想定されるのであれば、慎重である必要はあるものの、時期を逸することなく入札等の可否を判断していかなければいけないと考えている。

2点目としては、7ページに「稀頻度リスク分析」についても記載があることについて、これまで稀頻度事象の実績で言えば、5ページにあるように、kWとkWhの両面の対応に対して、石油火力あるいは揚水等により安定供給を維持できた場合があると認識している。電源入札制度の中で稀頻度リスク分析をどう扱うかは大変難しい問題であるが、今後の検討の中の稀頻度リスク対応としては、エリアごとの検討だけではなく、既設設備を全国大で有効に活用していくという視点も必要ではないか。

→ (事務局) 1点目について、調達タイミングの整合性が取れるようにというご意見はもつともであり、これを踏まえて事務局としては、6ページのとおり、6月末までに早目に評価しなければならないこと、また12月にかけて評価しなければならないこと、

いことを分けて、2段構えで検討したいと考えている。

稀頻度については、全国大での検討を含めて、具体的にはこれから検討していきたい。

(合田委員)7ページ等において、リスク分析についての記載がある。この委員会としては、様々な委員会の中で決まった前提となるルールに基づいて調整力等に関わるルールを決めていくことになる。しかし、前提となるルールが守られるかどうかはわからないので、これらのリスクについても考える必要があるのではないかと。例えば、電源入札の検討で、入札が必要という前提でやっていくのは確かによいが、もし入札をしないということになった場合への対応等も、予め何か対処を考えておく必要があるのではないかと。

→(事務局)この委員会以外の仕組みがあるのかという点では、たとえば、国の審議会での議論等があると考えますが、そこは、あつちはあつちで、こっちはこっちという考え方ではやってはいけない世界なので、それは委員会の審議事項については担当省庁とも連携しながら進めていきたい。

(合田委員)この委員会で決めるルールは制度設計の一番最下層の部分であり、様々な問題が顕在化する部分であるため、電力系統の保護などのように、いろんな事象を想定して、予め対策を取っておくべきである。

→(事務局)密接に他との連携を取りつつ、進めていきたい。

また、入札さえやれば将来電源を確保できるのか、それが本質的に大丈夫なのかといったように、別の視点での検討が必要であれば、それに資する情報を適宜発信していきたい。そういう意味で、10ページ以降に、容量メカニズムや供給力確保義務について参考資料を付けさせていただいた。

(亀田委員)5ページにおいて、リスク管理としての発電設備維持等、一般送配電の調整力、ピーク対応供給力、ベース・ミドル供給力という仕訳になっているが、これらの中身について確認してほしい。従来のピーク対応供給力は水力等であったが、現在では太陽光発電もそのような役割を果たしていると考えている。

また、需給バランスと調整力、需給の変動等への対応力という部分とは、分けて議論をしていただきたい。

→(事務局)5ページの図は、電源入札の検討用の説明としてかなりは省略して記載しているため、具体的に供給力・調整力とは何か、また再エネについてどういう評価をするのかについては、それぞれの役割をきちんと整理した上で、今後の議題の中でご説明させて頂きたい。例えば、再エネ供給力について、予備力という観点で評価する場合には、昼間にどれだけ効果が期待できるかというように、きちんと

評価した上で、資料 7 に記載している。

議題 6 : 今年度の検討スケジュールについて

- ・事務局より、資料 6 により説明後、議論を行った。

〔主な議論〕

(高橋委員) 4 ページに記載のある区分⑤の稀頻度について検討していくということであるが、電源入札の検討においても、電源とマージンとの両面で検討するという理解でよいか。

→ (事務局) そのような議論をすべきかどうかも含め、入札委員会 (仮称) で検討することになると考える。

(合田委員) シミュレーション作業会について、ボイラー・タービン系を含めてのシミュレーションとなるとモデルが相当複雑になると考える。モデル定数の妥当性がシミュレーションの精度に影響することになるが、各社ボイラー・タービン系のデータについては、自社発電機固有のデータとなるため、提供を受けるのは難しいのではないかと考える。その場合、標準モデル等を使用することも考えられるが、それだと精度が落ちてしまうのではないかと考える。

→ (事務局) ご指摘のとおりモデルの精度をどうするのかというのが重要と考えている。データとして得られるのかということもあるが、一方で出来るところから始めるという観点で、ある程度精度を犠牲にして粒度を下げ進めるということも含めて検討しなければいけないと考えている。方向性を検討したうえで、説明させていただきたい。

(大橋委員) 3 ページについて、本委員会において、データを分析しながら必要量の考え方をまとめ、その結果が一般送配電事業者の調整力の公募に反映され、公募された結果が必要量を満たしているかを確認することになると考えるが、どのようなタイミングでどう広域機関の検討がかかわっていくのか教えていただきたい。

→ (事務局) 電源 I の必要量と記載しているが、この必要量をどのように算定すべきかについて、第 3Q の審議に向けて議論いただく必要があると考えている。公募後の確保状況の確認については、広域機関の業務として、調整力の確保計画を年度末に集約し確認することになっており、そこで必要なものが確保されているかどうかを確認する仕組みとなっている。何か問題があれば次の年度の検討に進んでいくということで、毎年ローリングしていくことになる。

→ (大橋委員) 記載されている考え方や必要量は、来年度の公募に向けて検討しているということでしょうか。

→ (事務局) まずはそういうことになる。第 3Q で公募要領を作成すると思われるため、このようなスケジュールとさせていただいた。ただし、今年度は第 2Q の夏季まで

のデータで検討せざるを得ない状況のため、来年度も引き続きデータを分析しながら検討していくものとする。

議題 7：長期断面の必要予備力の検討について

- ・事務局より、資料 7 により説明を行った。

〔主な議論〕

(塩川委員) 確認含めて 3 点意見したい。10 ページについて、需要のベースラインが至近 3 ヶ年の平均とのことだが、3 ヶ年のバラツキは考慮せずに平均をとった方が確からしい、又はバラツキはあまり影響がないと判断したのかどうか確認したい。

2 点目は 13 ページ、14 ページについて、気温影響による需要変動は H3 発生日のデータとのことだが、その他要因による需要変動は、各月各時刻の平日全日を使用している。さらに一番下の記載では、気温影響の小さいところでは H3 発生日のデータを使用しているということで、H3 発生日、平日全日と使用するデータの違いに何か考えがあるのか確認したい。

3 点目は 26 ページについて、補修の設定ということに対して、参考ケースは震災前ということ、事務局の分析どおり冬にかなり補修が設定されているとのことと考えるが、一方で左側のイメージ図の方は、各月の予備率が一定になるような補修の設定となっている。本来は、イメージ図と参考ケースの間のようなところが補修の設定になると考える。全体の補修量、例えば kW・日のようなものを余力が出るところにはめ込むような補修量の設定を考えた場合、古典的なスタッキングレシオのような考え方をを用いて必要な余力分を分析するなど、検討いただければと考える。

→ (事務局) 1 点目の需要のベースラインの設定について、33 ページにベースラインの設定の詳細を記載しており、24、25、26 年のそれぞれの年度について、H3 需要の実績に対する上位 N 日目の需要実績の比率をとり、その 3 ヶ年平均をとって平均的な形にしたということである。年度毎にバラツキがあるのではないかという点について、バラツキがある場合は、気温の変動もしくはその他の変動で模擬するものと考えており、ベースとしては平均的なところをとってはどうかと考えている。至近 3 ヶ年としているが、3 ヶ年でよいかどうかは今後の検討課題であると考えており、現時点では震災以降の 3 ヶ年で設定したということである。

2 点目の 13 ページ、14 ページの気温の変動とその他の変動について、データのサンプルの対象が H3 発生日のケースと平日全日のケースがあるという点であるが、需要の考え方として、基本的には同じ月・時間であれば需要が高いところほど LOLE の分析には効いてくると考えており、需要の高いところの実績をもとに模擬するのが 1 つ考え方としてあると考え、気温影響による需要変動は H3 発

生日のデータを使用し分析している。一方で 14 ページのその他要因による需要変動については、気温影響を取り除くと、月の中では、その他要因による変動は同様であり、全てのものを分析するのが適当ではないかと考えている。ただし、気温影響の小さい期間では H3 発生日のデータを使用しており、これは、気温影響を取り除いていない中で、対象期間の平日全日のデータとすると、気温の傾向によりベースラインとして現れるようなものまで含まれてしまうのではないかと考え、現時点ではこのようなデータの取り方としている。本来どうあるべきかについては、次回に向けもう一度検討していきたいと考えている。

3 点目の 26 ページの補修の設定に仕方については、ご指摘のとおりであり、左図のように予備率が一定になるまで補修を最適に積み上げるということについて、そこまでの補修量を積む必要がない可能性も考えられ、また 1 か月だけ凹んでいるところに補修がはまるかどうかなど実態とは異なる面もあると考えており、この補修の設定についても次回に向けて検討したいと考えている。

(高橋委員) 24 ページについて、需給バランス評価の資料の 5 ページに電源の積み上げが記載されており、低稼働になるほど発電コストが上がるのであれば、供給信頼度を上げるほど確保する電源のコストが上がっていくことになるため、供給力確保コストは直線とはならないのではないかと。

25 ページについて、燃料費は市場価格により変動するため、その変動を考慮する必要があると考える。燃料費を想定するのは難しいが、その変動要素も加味する必要があるのではないかと。

→ (事務局) 需給バランス評価の資料では、燃料費も考慮した総コストとして安いものから積み上がっているイメージとなっている。一方 24 ページについては、基本的に予備力の議論であるため、稼働した時の燃料費を含めたコストで評価するものではなく、供給力確保の固定費部分で評価するのが適当ではないかと考えている。予備力を積み増す場合に、どのような種類の電源が作られていくのかは想定が難しいため、LNG の場合、石油の場合と幅を持った評価をしているとご理解いただきたい。25 ページについても、予備力ということで稼働した時の燃料費については考えていない。

(加藤委員) 再エネ導入の影響について 1 点コメントする。昨年開催された第 5 回調整力等に関する委員会の資料において、再エネの出力変動を考慮しない場合に比べ、再エネの出力変動を考慮した場合の方が予備率は低下するという結果が示されたと理解している。今回の検討における再エネの模擬方法が、昨年の第 5 回調整力等に関する委員会の時と同様ではないのかもしれないが、再エネの導入量が増えた場合に、必要な予備力が増えるのか、減るのかという結果について注視している。少なくとも今後検討する短期断面で考えると、再エネの導入量が増えた場

合に、例えばランプ変動や余剰時の下げ代も含めて考えれば、必要な調整力は増えるものと理解している。仮に長期の検討において、再エネの導入量が増えた場合に必要な予備力が減少するという結果が出るのであれば、再エネの導入の影響という観点で言えば、短期で検討する調整力とは逆の結果になるのではないかと考える。従来は長期断面で8~10%の予備力を確保すれば実需給で対応できるという考え方であったと理解しているが、もし逆の結果が出るのであれば、例えば長期断面で予備力、短期断面で調整力をそれぞれ検討し、必要に応じて短期断面で必要な調整力を、長期断面から維持・確保するような仕組みも検討する必要があるのではないかと考えている。結果がまだ出ていない段階であるが、長期断面と短期断面の整合をうまくとりながら検討を進めていただきたい。

→（事務局）今回の検討では再エネの変動を考慮しない場合のシミュレーションが実施できていないため、傾向について言える状況ではないが、昨年の結果からすると、長期については、おそらく減る方向にあるのではないかと考えている。後半部分についてはご指摘のとおりであり、短期断面で必要な調整力を精査した結果、長期断面で必要な予備力と比較し逆転するようなことがあれば、それは考慮して、短期断面で必要なものを長期断面から確保することは当然必要な議論だと考えている。

（平岩委員）今回、LOLE や EUE などの新しい手法を検討するにあたり、一般論として、計算手法の妥当性や結果についても、数値の妥当性や数値の意味するところを確認していくことが重要であると考えている。8760 時間を分析するという点について、13 ページの気温影響による需要変動の確率分布は、過去の各月 H3 発生日の気温の実績データと至近 3 ヶ年の気温感応度から求めており、想定需要は時間毎に補正しているものの、需要変動の確率分布は H3 をベースにしたものとなっていると考える。ひと月の中にも平日、休日があり、8 月や年末年始では特異日もある。そのような需要の違いがある中で、各月の H3 をベースとした気温による需要変動の確率分布を用いているのであれば、ある程度割り切りをしているという認識である。また、8760 時間の検討をするとなると、長期の観点からの検討とはいえ、1 日の中の発電機の運用実態とあまりにもかけ離れた前提とすると、何を検討しているのかわからなくなってしまうと考える。例えば 26 ページについて、左のイメージ図では毎月の H3 需要に対する予備率とそれに対する供給力が、その月の 720 時間すべて系統並列しているという前提で算定されていると考えるが、実際の運用においては、需要の低い夜間帯では何台かの発電機が停止している状況もあるため、8760 時間検討しているという割には大雑把な前提を置いている、もしくは夜間は供給力不足にはならないという前提を置いているようなことになりはしないか。経済性の評価においても、停電コストは、夏の平日平均は 13 時から 15 時のピーク時間、冬の平日平均は 17 時から 19 時のピーク時間

の平均コストから算出されている。また、事前予告がある場合の停電コストで試算しているが、電源脱落等を考えると必ずしも予告できるとは限らず、停電コストも予告できる場合とできない場合がある。新たな手法の最初の検討でもあり、全ての条件を盛り込んで精緻にやるのは難しいと考えるが、本委員会でも求めていく今後の算定手法と対象断面について、どのような形が良いかよく検討すべきと考える。本委員会での元々の議論は、従来の LOLP で対象としていた 8 月の 15 時断面のみでよいのか、他の月あるいは夕方・夜に太陽光発電出力がなくなった時間帯で大丈夫なのかとの発想からスタートし、また海外の手法など候補に入れて検討してみるということであったが、本当に 8760 時間の検討を目的としているのか。8760 時間を検討するのであれば、実態になるべく近い諸元を用いていく必要があるのではないかと。もしそれが難しいのであれば、事務局の説明にもあったように、需給が比較的厳しい断面に着目して検討していくという手法もあるのではないかと。資料中の米国 PJM の記載では、一日のピーク時間帯で供給力不足の判断をしているという事例もあることから、より有効な検討の方法を議論いただきたい。

→ (事務局) 8760 時間になると考慮できない部分があり、ご指摘のとおりいろいろと割り切っている部分がある。割り切っているところを厳密にやればよいのかというと、例えば先ほど説明したとおり、発電機の補修の入れ方一つで結果が数%ずれてしまうこともある。基本的に自由度が高まるため、あらゆるものが動きすぎて必要な予備力が幅を持った数字となる。長期の予備力を計算するのであれば、割り切らなければならない部分もあるのではないかと事務局では考えており、そのような意味で、どのように検討していくかについて様々なご意見をいただきたいと考えている。

(松村委員) 今の話は、さっぱりわからない。調整力の話をしているのではなくて予備力の話をしているのではないのか。今までの運用では、確かに予備力を一定程度確保できていれば、その内数として十分調整力があるので、日々の運用も大丈夫だという発想に立っていたのだとすると、今後はこれを分けるわけだから、別途調整力の問題があることは理解できる。しかし、この委員会では、両方検討することになっている。予備力の制約で大丈夫だとしても、調整力が十分確保できていない状況であれば、予備力不足で発生する停電はこの程度だとしても、調整力を考慮しなければ、ここでの想定よりも停電確率は大きなものとなるという主張ならわかるが、調整力は当然別途議論されるはず。このような問題については、調整力の議論の時に検討することだと思いついていた。

なぜ夜は連系している発電所は少ないというような類のことや、下げ代も含めて、調整能力が不足する懸念の問題がこの局面で出てくるのか。これらは予備力の議

ケースもしばしば出てきているので、この辺りは、精査する余地はある。
停電コストについては、現時点では、これで仕方がないというのは理解するが、DR が本格的に導入されて、価格や入札価格が出てくるようになれば、さらに正確に評価できるようになるというように、長期的には考える余地があるのではないか。

→ (事務局) 事務局としては、松村委員と平岩委員が言われたことは、実は同じことを言われているのではないかと考えている。長期の予備力で、どこまで考慮すれば良いのかというのは、別途調整力としてどうなのか、あるいはリスクとして、例えば連系線のマージンのところでも議論しており、それぞれのフレーズでいろいろ議論をしている中で、きちんと精査した上で、最終的に、粒度を決めるべきではないかと考えている。そういう意味では、何でもかんでも入れればよいということではないと考えている。恐らく、平岩委員のコメントもそういうことだと理解している。そういう観点から、どこまでやるのかについて、ご意見をいただきたい。連系線の応援の想定については、今回のシミュレーションにおいては、マージンと空容量の範囲で応援できるという条件で応援を想定しており、計画潮流については考慮できていると考えている。

LNG 火力と石油火力のコストの単価については、発電コスト検証ワーキンググループのデータを確認したところ、LNG火力の建設費は、12万円/kWに対して、石油火力の建設費は、20万円/kWとなっている。つまり、石油火力の方が、建設費としては高いという評価になっている。このコストは、モデルプラントから算出されており、LNG火力については、比較的至近の4プラントから算出されているが、石油火力については、至近では新設がないため、15年前とかのモデルプラントから算出されているので、その辺りが影響している可能性はある。

→ (松村委員) 仮にこの数字が正しいとすると、石油火力を作る意味は何一つないということではないか。LNG火力より建設費は高く、燃料費も高く、排出係数も高いので、既設の発電所を維持することは十分意味はあるが、新設するのは合理的ではないことになる。今回使った数字が間違っているとしても正しくても、この数字を使うのは問題ではないのか。

→ (事務局) 今回の試算では、供給力確保のコストは、新設をベースに試算しているので、実際には、既設の維持になる場合は、もう少しコストは安くなり、その場合は、供給力確保のコストは下にシフトし、社会コスト的にはもう少し予備力は多くても良いということになると考えている。

(合田委員) どういう評価手法を採用するのか (LOLP にするか、LOLE にするか)、どういうデータを使うのか (H1 にするか、H3 にするか) 及びどの様な粒度のデータでどの程度のタイムスパンの検討をするのか等については、我々がこれから目指

すべきネットワーク構成、系統運用、供給信頼度に密接に関係してくる。このため、それぞれの得失を勘案の上、我々はこのことがやりたいので、今回はこの手法とこのデータを使うという風に、関連付けを明確にした検討をお願いしたい。

こんなことは無いと考えているが、例えば、LOLP と LOLE については、従来日本では LOLP を採用しているが、欧米では LOLE を採用しているので、日本でも LOLE を採用するというようなことにはならないようにしていただきたい。日本の系統構成にはこういう特徴があって、こういう系統運用や信頼度を目指すので、LOLP ではなく、LOLE を採用するという風にしていただけるとありがたい。H1、H3 も同様に、こういうことを議論するから、今回は H1 を採用するという風にするべきだと考える。検討によって採用する指標が異なる等の若干の矛盾があっても、何を指すのかということが重要であると考えている。

(大橋委員) 太陽光発電の確率分布については、サンプルの取得時間の粒度で確率分布の結果が変わるのではないか。例えば、太陽光発電の変動は時刻別で変動分布を設定しているが、月別ならばどうか。この粒度の取り方で結果が変わるのであればどの粒度で確率分布を設定すべきか検討が必要ではないか。

また、経済分析の結果として、総コストカーブの底部はなだらかで幅がある等は、定量的な分析を行わないと分からないと考える。一方で、定性的、すなわち直観的にずれているという意見も大事にした方が良いのではないか。ブラックボックスで計算した結果だけ伝えられても不安になる。「定性的な面をふまえて分析をした結果の頑強性を確認した上で、定量的な評価を行う。」という組立で説明した方が、モデルの頑強性の面から納得感を得られるのではないか。

→ (事務局) 太陽光発電の変動分布は、例えば、8月の15時であれば、過去20カ年の8月の15時の日別(31日間)の日射量の実績(サンプル数620=20カ年×31日)から確率分布を設定している。一方、水力発電は過去30カ年の8月の日別(31日間)の平均出水量の実績(サンプル数930=30カ年×31日)から確率分布を設定しており、粒度的には同等と考えている。

(亀田委員) 気象のデータは、過去30年分を採用されているとのことであるが、それは、どういう利用のされ方をしているのか。太陽光発電の場合、日射量については、過去30年とここ10年ぐらいはずいぶん傾向が変わってきている。気象データについてもそういう面はないのかという懸念がある。

それから、予備力の話については、太陽光発電協会でも、実績の需給データを使って、内部で試算をしたところ、太陽光発電の導入が進んだことで、昼間のピー

ク時の予備力が低減していることが確認されている。前回の試算では、15時、17時、19時で試算されており、もっと気温感応度が低い時間帯ということになると、昼間以外の時間帯の話になっているように感じており、その辺りにについて教えて欲しい。

→（事務局）太陽光発電の実績は、過去20年の実績を使っている。気温の実績は、比較的統計が残っているので、過去30年の実績を使っている。30年というのは、気象庁の平年気温を算出する際に過去30年の実績を使っているの、同様に30年の実績を使っている。それが、適当かどうかについては、ご意見があればいただきたい。

予備力の決定については、ご指摘の通り、昨年分析では、予備力を決定する時間は、昼間ではないのではないかと仮説を提示している。それもあって、15時の決め打ちでLOLPを計算するのではなく、夕方、夜間も含めてLOLEという手法でやるという流れで、分析を進めている。LOLEを使用することで、クリティカルに予備力が決定する要因が昼間ではないかもしれないということを織り込んでいると考えている。

（沖委員）今回の資料で、検討の期間を8760時間としているところが、30年前と大きく異なっている。これは、当然計算できるようになったからやっていると考えるところだが、昔は、8月のピークだけの1断面で計算し、供給予備力を算出していた。8760時間の分析については、1年間の全部の時間帯で、需要と供給をすべて設定し、何万回かの確率計算をし、その結果、適正予備力がこれだけあればよいという答えを出すということになる。8760時間の分析を検討するようになったきっかけが、再エネの導入だとのことであるが、需給調整や需給運用を実施している現場の感覚では、季節によって、予備力の持ち方のイメージが異なるように感じている。

8760時間の分析をする意味を考えた時、例えば、1つの仮説であるが、月毎に720時間の分析をするならば、月毎の予備力を算出することができる。8760時間全部の時間帯で分析することは本当に正しいのかについて疑問を感じている。例えば、太陽光発電の導入が原因で8760時間の分析をするようになったのであれば、夜は太陽光発電の出力が出ないので、無意味ではないか。そうであるならば、昼間だけ分析するとか、重要な時間帯だけ分析するとかの選択肢もあっても良いのではないかと考える。

先ほどの話で、ピークが15時から19時変わったのであれば、13時から19時で分析するとか、それを月別に分析した方がよければ月別に分析するとかすればよいのではないか。太陽光発電は、季節によっても状況は異なり、変動量も変わるし、実際に出力も変わる。そういう意味で、そういう風な選択肢はなかったの

かと感じている。

つまり、今は、計算がたくさんできるので全部やりましょうという発想は正しくないのではないかと考えており、それを長期に展開する時は、8月だけをとるのか、あるいは、冬と夏だけをとるのかというような発想で検討してはどうかと考えている。データが多くなれば良いが、そうすると精度が悪くなるという話があるのであれば、必要な部分だけを縮めて精度を上げることを目指すという選択肢もあるのではないかと考えている。

→ (事務局) ご指摘の点は、事務局内でも感じている。実際に厳しそうなのは、夏や需要が高い時であると想定されるが、時間帯については、再エネの影響で特定しづらいという面がある。また、最近では、北海道エリアだけではなく、東北エリアについても冬にピークが来るようになったという変化もある。そういう意味では、どの季節が全国で見たときに厳しいかということも特定しにくくなっており、やはり年間を通じて分析する必要があるのではないかとスタートとしては思っているところである。しかし、それをしたがゆえに、本当は、需給上厳しくない断面、例えば、端境期や夜間に変に不足量が発生し、それに引っ張られて、最終的な評価が影響を受けるのであれば適当ではないので、今回 8760 時間の試算をした上で、いろいろ分析した結果、省略することが適当な断面があれば、省略することも検討していきたいと考えている。

先程、平岩委員のコメントにもあったように、PJM では、平日のピーク断面だけ評価している。また、イギリスでは、冬季だけを評価しているという事例もあるので、参考にして検討したいと考えている。

→ (松村委員) 今の点に関連して、昨年の委員会でも、月 0.3 回の停電が発生する程度の確率と出てきた場合、1 年は 12 か月あるので、確率的に年 0.3×12 回停電することですか、それとも、一番厳しい断面の分析をしているので、それ以外の断面では制約は緩く停電は起きないということで、確率としては月 0.3 回 = 年 0.3 回と考えれば良いのか、と質問をした時に、かなりの程度正しいと考えるが、確実ではないので、もう少しちゃんと調べてみるということで、8760 時間の分析をすることになったと記憶している。

ご指摘の通り、春とか秋に供給力が不足して停電するということはあまり考えられないので、そこのところは、ラフな分析とし、定期点検とかが集中して、おかしなことが起こっていないかどうかをチェックするというように、分析の濃淡はあってもいいのではないかと。ただし、メッセージとして出すときには、月 0.3 日と出す場合は、1 年ではどうなるのかということが分かりにくくなるので、見せ方については別の問題があるということは認識すべきと考える。

→ (事務局) 確率論的な集合を使っているが、確定論的な集合の考え方になっているのではないかと感じている。夏のピークに供給力が足りなくて停電が起るかもしれ

ないとした場合、それはどのくらいの話なのかということであるが、ここで分析しているのは、毎日毎日いろんな時に発生するブレの分布を想定して、それらを全部考慮した時にどれだけの確率で停電が起きるのかということ进行分析し、8760時間当たり、何時間と表すか、あるいは電力量で表すかということをやっている。また、経済的な予備率はいくらかという計算をする場合、10年間にどのくらいの頻度でどのくらいの停電が起きるのかの予測をする必要があり、そのためには、1年通しての分析からまずスタートする必要があるということを進めている。これがどれだけ有効かということは別問題で、あまりにバイアスのある結果だと昔の確定論的な手法の方がベターだということになる可能性もある。

- (沖委員) 8760時間の分析については、モンテカルロ法の話だと考えるが、昔の、8月の最大3日の需要で計算されている時代でも、全く同じく、確率論で実施していた。毎日の需要のピークがあって、これに、電源脱落の確率を入れて、水力発電の渇水の確率を入れて、それから、連系線の効果を入れると、後は、モンテカルロ法で何回も計算をして、最終的に0.3日/月の停電になるような予備率を算出していた。この計算も8月とか夏季の需要だけを使って計算した確率論だと考えている。そうだとすると、期間を限定してもモンテカルロ法で分析するわけで、確定論ではなく確率論ではないかと考えている。
- (事務局) そういう意味ではそうであるが、予備率を上げれば停電の確率が減るとする場合、そのためにはコストがかかる。そのコストに見合うリスクがあるかどうかを見る場合には、年全部を見てみなければいけないということである。夏1か月以外は全く問題がないことが分かったならば、夏だけの分析をすればよいのではないか。現在の分析の中で、リスクがある時間帯や日が抽出できて、どこにターゲットを当てれば良いのかが分かれば、そこだけ精度を高く分析するというのは当然あり得ると考えている。
- (沖委員) どこにリスクがあるのかということ考えた場合、長期の予備力の検討については、単に供給力が余っていれば良いということなので、夜の計算は不要ではないか。例えば、GWの夜の場合、長期固定電源ばかりが稼働しており、調整力は全部最低負荷になっていけば、当然調整力が無くなる断面はあることになるが、調整力と予備力は異なるので、そういう対応については、長期の予備力の検討の中の確率論の分析ではなく、短期の調整力の検討の中で、実際の運用も考慮して対応すればよいのではないか。
今は、計算機をいくら回しても、コストは安いので回しても良いが、精度を上げるため、データを絞り込むことによって、無駄なデータを集める必要がなくなるのであれば、そういうことも検討しても良いのではないか。
- (大山委員長) 確かに夜の分析は不要ではないかという点は、その通りかなと考える。季節の話については、今回の試算では、予備率を均等化しているので、実は、春や

秋が厳しいかもしれないということはあるかもしれないと考えている。現在、8760時間の分析を実施しているので、1回分析した上で、どこが省けるのかというのは、その結果を見ながら判断すれば良いのではないかと。

議題8：マージンの検討に関連する業務規程の変更案について

- ・事務局より、資料8により説明を行った。

以上