

## 第23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29年11月2日（木）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：

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（㈱F-Power 副社長）  
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）  
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）

オブザーバー：

恒藤 晃 氏（経済産業省 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長）  
中村 満 氏（北海道電力㈱ 上席執行役員 工務部長）  
那須 良 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 電力流通室長）  
和田 憲明 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 室長補佐）

欠席者：

増川 武昭 委員（(一社)太陽光発電協会 事務局長）

配布資料：

- （資料1-1）議事次第
- （資料1-2）検討スケジュールについて
- （資料1-3）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）北海道本州間連系設備順方向（南向き）の区分C1 マージンの減少策の検討及び北海道エリアへの風力拡大の検討について
- （資料2 参考資料1）2017年度版広域メリットオーダーシミュレーションの概要
- （資料3）広域的な調整力の調達・運用方法に関する今後の検討の進め方について

## 議題 1：開会

- ・事務局より、資料 1-1、1-2、1-3 により説明を行った。

## 議題 2：北海道本州間連系設備順方向（南向き）の区分 C 1 マージンの減少策の検討及び北海道エリアへの風力拡大の検討について

- ・事務局より、資料 2、資料 2 参考資料 1 により説明を行った後、議論を行った。

### 〔確認事項〕

- ・資料 2 の 60 ページ以降に示した回答内容案や今回の意見を踏まえ、系統 WG（ワーキンググループ）向けの報告用資料を作成し、大山委員長の承認を得た後、系統 WG への回答を行う件について了承を得た。

### 〔今後の課題〕

- ・社会的損失額の低減を目的とした対策について、前日の予測誤差を上限とした出力制御だけでなく、設備容量の何割かを常時制御すること等、他の手法の検討が可能かどうか検討する。

### 〔主な議論〕

（荻本委員）私も系統 WG のメンバーであるので、まずはその立場から話をしたい。系統 WG は今年度には 2 回、9 月と 10 月に開催している。41 ページに示された系統 WG からの付託に関する資料の中の 1 つ目の■については、系統 WG の場に北海道電力殿から出された案である。系統 WG では、これに記載されていることにこだわらず広く見ていただきたいと申し上げ、異論はなかったと認識している。前半にご説明された電源制限の件については、2016 年の 2 月や 12 月に本委員会でも検討したが、まさに世の中日進月歩であり、情報もその都度提供しなければならないという意図で、今年度 2 回目の系統 WG では JWPA（一般社団法人日本風力発電協会）から JWPA 方式の出力制御の進捗状況について説明いただいた。また、今年度 1 回目と 2 回目の系統 WG に一般送配電事業者から提出いただいた資料に、広域機関等で検討中のものは、広域機関等での検討を待つのが良いのではないかという趣旨の文言があったが、系統 WG は、世の中が期待している再生可能エネルギーのさらなる導入の方策について議論している場であるため、もし当該エリアの送配電事業者がより良い案を見つけられるとすれば、広域機関で検討が完了していないからと言って、より良い案を妨げるものではないということで良いかその場でお伺いし、反論はいただいていない。まず、そのような事情は正確に事務局に伝わっているのか確認したい。

→（事務局）資料 2 の 41 ページに引用したものは系統 WG の事務局作成資料で、資源エネルギー庁殿よりご提示いただいたものだと認識しており、記載された内容について検討するにあたって、事務局間で調整を行ってきた経緯がある。今言われたとおり、今年度 2 回目の系統 WG では様々な技術に関する検討があったので、そういった検討については今後キャッチアップし、議論していかなければならないと認識している。

- (荻本委員) 全国大の検討はどうしても時間がかかるため、結論はどうあれ、それぞれのエリアの、より進んだ検討を妨げるべきものではないという話が出ている事実は認識されているのか。
- (事務局) 認識している。
- (荻本委員) ここまでが系統 WG の関係者としての発言である。この場に他にも関係者がいらっしやるが、今のような共通理解で良いか。
- (那須オブザーバー) 系統 WG の事務局から検討を依頼させていただいている点について、1 か月程の短期間で技術的・制度的・経済的に検討をいただき感謝したい。この結果も踏まえ、他の対策と比較したときの、このオプションの位置づけや、北海道エリアに風力発電を導入することの効果等を総合的に勘案しながら、今後、系統 WG でも議論いただき、国としても検討を進めていきたい。

1 点だけ、先ほどの荻本委員からの、様々なオプションの話に関連して、前日の予測値を上限として出力を制御すれば経済的損失額を 30%低減できるというシミュレーションの結果を示していただいております、これも一つの方法だと考えるが、ほかにも例えば設備容量の 3 割とか 5 割を常時出力を制御することでも同等あるいはそれ以上の効果があるのかもしれない。もし可能であればそのような効果も試算していただき、系統 WG に報告いただきたい。実際のデータを分析をしていく必要があるので、北海道電力殿の協力も必要だが、工夫の 1 つとして、そのような手法も含めて検討いただきたい。

(荻本委員) 次は、本委員会の委員としての発言をさせていただきたい。大きな背景として、世界は進歩しており、技術も日々成熟している。しかし、一般論として、自由化・市場化された環境において、個別の企業はどうしても短期的な利益を確保しなければならず、5 年後 10 年後を見据えた最善の技術はなかなか見えてきづらい。そのような状況で重要になるのは、制度を検討する側がいかにか将来を見通した制度を検討できるかということで、広域機関やその他市場を整備する主体が、刹那的な問題に限らず、どこまで将来を見込んだ制度設計ができるかということに大きな責任を持たざるを得ない。もし先を見据えず、費用対効果が小さく、かつパフォーマンスの悪い技術を入れると、その技術を入れた設備が何十年も残り、そのコストは社会的に誰かが払わなければならなくなる。再生可能エネルギーもそうかもしれないが、後からいろいろな電源を投入したいと思ったときに、既設設備から構成される電力システムのパフォーマンスが悪いがゆえに、導入される量に制約が掛かってしまうこともあり得る。そういうことを考えると、今系統 WG に出ているような再生可能エネルギーの接続申込の状態を考えて、かつ、これから一定量の再生可能エネルギー設備が入ろうとしていることを考えると、早い意思決定によって、妥当な技術を入れていかなければ、先ほど申し上げたような、経済的にも、または国の政策として進めようとしている再生可能エネルギーの着実な導入にとっても足かせになってしまうということもあり得る。今、どのような技術が世界で最も成熟したものであり、我々の制度へどのように導入するかといったことは、本委員会を含めて検討していかなければならない。また、本委員会や、並行して行われている広域系統整備委員会における議論が詰まっていかなければ、先ほど申し上げた、各エリアの送配電事業者の優れた検討に期待することが必要なのではない

か。これができない場合、すなわち、将来必要となる機能を要件として満たすことを制度として設定しなければ、日本においてその機能を備えた設備を造れる企業がなくなってしまう。実際に風力発電は既に海外との差がついてしまっており、いろいろな機能を持った風力発電機が日本国内に設置されているが、使われていない状況である。なお、風力発電機に関しては良くも悪くも産業的にもほとんど勝負がついてしまっているが、太陽光発電機については小規模のシステムが多数ある等、色々と難しい条件もあるため、現時点において、世界の情勢は定まっていない。やはり制度を考える側が先を見た制度設計をしないと、現在の産業さえスポイルしてしまうということも大きな問題である。したがって、本委員会を含めて、制度を考える側はフォワードルッキングの姿勢で取り組むべきだと考えている。

- (事務局) 非常に重要な課題であり、荻本委員が言われたとおり、ここ1年2年しか見ないその場しのぎの検討ではなく、将来を見据えた検討をしていかなければならないと認識している。委員の皆様のご指導もいただきながら、そういう方向で検討を進めていきたい。
- (荻本委員) この点について具体的に申し上げると、電源制限は極めて効果が小さく、コストが高く、将来のパフォーマンスが悪いやり方なのかもしれない。もし、電源制限を採用しようかという議論をするのであれば、どのくらいの導入量がどのようなケースで確保できるかはっきり示した上で、これを採用するかどうか決めなければならない。悪いことが起こってからでは取り返しがつかず、また、遅れることについても、その間劣った設備を付けるか、何も付けずに待っているかという状態になるため危険である。したがって、電源制限については先ほど申し上げたように考えるが、そのような検討はしていただけるのか。
- (事務局) 今後増加していくことが見込まれる系統側に付く蓄電池や、第2回系統WGでも言及された、風力発電機のGF(ガバナフリー)機能等が周波数上昇対策として使われる余地はあると考える。それらも見ながら、最終的に電源制限が良いのか検討しなければならないと考えるため、そういった検討も今後して参りたい。
- (荻本委員) そういった検討はスピードが求められるが、もし全国大の場でなかなか結論が得られないのであれば、本委員会においても、個別のエリアのより進んだ検討を妨げないと明言いただく必要があると考える。それについても同意いただけるか。
- (事務局) それについては荻本委員の言われたとおりである。今後の検討についても、北海道電力殿の協力が不可欠だと考えているので、ご協力いただきたい。
- (大山委員長) 確認だが、風力発電機のGF機能を活用することや、常に少し出力を抑制しておくということも含めて、制御性を上げるというのが、非常に効果があるのではないかとお考えか。
- (荻本委員) その考え方で良いと考える。要は、社会全体が最も幸せであるような方法が分かれば、それに見合う制度が必ず作れるということである。明日、現在の制度を前提に、あなたがこれだけ損をして、あなたがこれだけ儲かるという前提で対応策を決めると、確かにまとまりはするかもしれないが、将来の禍根になるため、トータルとして最善なものが見つければ良いと考えている。
- (大山委員長) GF等も含めて、そういった抑制制御が効果的であるのは私も同意する。基本的には、やはり短周期であるとか長周期であるとか、地域内の常時の出力変動の方により効果があって、通常時の導入可能量が増えるという効果があると認識している。一方で、GF等は連

系線が急停止した際にも効果があるかもしれないが、その場合には電源制限の方が効果が大きいのではないかと。今申し上げているのは、電源制限をすれば他の対策をしなくて良いということではなく、GF等の対策もちろん実施していくとした上で、その効果を織り込んだ上で、どれだけ電源制限が必要なのか検討するという方法だと考えている。

- (荻本委員) 7ページのチャートを見ると、周波数が実際に上がってくるのには一定の裕度があるということなので、GFもこの領域ではそれなりの効果があるのではないかと。さらに、GFを採用すれば、もしかするとGFが動作していない可能性があるためその分のマージンを取るということも不要になるし、どこに付けるかという悩みもなくなる。非常にフレキシブルな運用が可能なのではないかと。
- (大山委員長) GFを付ければそういうときに効果があるのは分かるが、電源制限より効果があるという議論については賛同しかねる。
- (荻本委員) 先ほど話があったように、電源制限は切り過ぎとか、色々なサイドエフェクトがあるので、これから3年間で何が良いのかという話と、これから5年10年先に何が良いのかという話の両方を考えた方が良い。
- (大山委員長) これから5年10年先のためにGFを導入すべきという意見には大いに賛同するが、ただ、GFを導入すれば電源制限が要らなくなるかどうかはしっかり検討しなければならないということが、申し上げたいことである。
- (荻本委員) それはそのとおりである。今は電源制限だけが検討されているようなので、今後他と比較をして、どういう得失があるのかということを検討していただきたい。

(合田委員) 電源制限によってマージンを減らす検討に関連したものとして、連系線の容量を絞らなければならないときに、緊急制御装置のような対策を取ることによって容量を絞らずに電気を送った経験がある。なんらかの対策を取った上でマージンを減らすというのは良い検討であり、しっかり検討していただきたい。その観点から、コメントと確認と質問をさせていただく。

まず最初に、マージンの量をどう決めるのか。どのような計算式を用いるのか質問したい。

もう1つは、北海道本州間連系設備が緊急停止した際の仕上がり周波数を50.5Hzに収めるということだが、それで良いのか確認したい。50.5Hzから下げる手段を持っていることを前提として、緊急的には50.5Hzにするという話だと考えるが、将来的にそのような手段を持っていることを保証できるのか。例えば、マストラン電源も3台しか入っていないときであれば、その手段を持っていないということになる。50.5Hzとするのではなく、50.0Hzとしなければならないこともあるかもしれないが、その点についてどうお考えか。

- (事務局) 1つ目のご質問について、マージンを決める式は、23ページに記載させていただいた引き算でどうかと考えている。
- (合田委員) マージンの量の計算では系統容量がベースとなっているが、今の発電機の状況と、太陽光発電がたくさん導入され、マストラン電源しか入っていない状況とは全く異なるが、本当に系統容量をベースとして良いのか。というのも、系統の周波数特性(系統定数)×周波数

変化量ということで許容量も P kW と計算できると考えるが、系統定数 K というものを考えてみると、発電機の制御特性、ガバナ特性の  $K_G$  と、負荷の  $K_L$  とが両方合わさったものである。 $K_G$  は、マストラン電源しかないと既に無くなってしまっている。 $K_L$  しかない場合を考えると、現状の K を用いてその式に沿って計算すると許容量を間違えるのではないか。

- (事務局) 今回検討したのは、どのようにすればマージンを減少できるかということである。マージンの設定は日々見直しをかけており、その見直しは系統定数を考慮して計算しているが、細かい部分は北海道電力殿で実施されているので、北海道電力殿からご回答いただきたい。
- (中村オブザーバー) 2 つめのご質問は、50.5Hz で収めるといえるのはどういうことかということと、マストラン電源だけが運転しているときに 50.0Hz に戻せるのかということだが、50.5Hz というのはあくまで過渡的な数字であるため、この過渡が終わればマストランの中で 50.0Hz に戻していくということになる。あくまで過渡の一段階として 50.5Hz という数字を置いて考えている。
- (合田委員) そこで、太陽光発電がたくさん入ったときに、マストラン電源の出力は絞り込んでいるのではないか。更に絞り込む余裕はあるのか。
- (中村オブザーバー) 少なくとも先ほどご説明したとおり過渡の状態としての 50.5Hz を前提に置いて、そこから 50.0Hz に戻すというところの条件、すなわちどの程度の量の再生可能エネルギーがどのような条件で入っているのか等については、今データを手に持っていないためお答えできない。
- (合田委員) 承知した。今言われたようなことも含めて、どの周波数に戻せるのか検討していただきたい。
- (中村オブザーバー) 今ご指摘いただいた点も含めて、広域機関と連携して整理させていただきたい。
- (合田委員) 13 ページで、電源制限対象機としていくつかの電源が挙げられているが、電源制限システムを入れるとなったときに、ここに挙げられているものは全て対象とすると考えて良いのか。
- (事務局) どれを選ぶかについては、小容量の設備にたくさん付けていくと費用がかかる点や、それぞれ抑制した時の予測時点の出力から実出力への予測誤差に特性がある点等、費用対効果を考慮する必要がある。さらに、これらの電源を保有しているのは既存の事業者様なので、納得性も確保しなければならない。電源制限システムを入れるとなったときには、そういったことを勘案しながら選択する必要があると考えている。
- (合田委員) つまり、どれくらい電源制限対象として取れるか確認した上で、それをベースに電源制限量を見積もり、マージンを減らせる量を検討していくということと理解した。  
次に、19 ページで、前日スポット市場前にマージンを減少すると書かれているが、このとき、例えば、電源制限対象機の量を確認するが、前日スポット市場前に、それが確実に運転できる状態になっているかどうか確認可能なのか。
- (事務局) そのときに並列されている予定の発電機に対して、どの程度出力が予測できるかを確認する。
- (合田委員) つまり、各発電機が電源制限対象になっているかどうかを見ながら、並列するかどうかを決めるということか。

→ (事務局) 当日並列予定とされている電源制限対象の発電機に対して、その出力予測値を見て、マージンをどう設定するか考えるという順序である。

→ (合田委員) つまり、順序としては、当日電源制限が可能であることを確認した上で、マージン減少量を決めると理解した。

加えて、24 ページに様々な誤差について記載いただいているが、誤差として一番大きいのは、電源制限装置の故障等により電源制限ができないことにより発生する誤差であり、その対策をどうするか、システムを検討する際によく検討していただきたい。

また、通信については、おそらく、これから電源制限を入れるとなるとまず通信不能の場合の検討が必要ではないか。さらに、必要に応じて複数ルート of 伝送路を作る場合でも、同様に通信不能の場合の検討が必要だと思われる。通信不能が発生すると本当に電源制限が可能かどうかという問題にも係るため、事前に検討していただきたい。

27 ページに、装置の工程に関するイメージが記載されており、確かに 3 年あれば作ることは難しくない装置なので、ここに記載されている 3 年という期間は十分だと考える。ただ、電源制限対象となる事業者の発電機を停止することになるので、対象者の選定の際、総論は賛成だが各論は反対というような状態、すなわち「なぜ自分のところなのか」というようにもめることがあり得る。そこを事前に調整しておかなければ、いつまでもロジックが決まらず時間を要する可能性があることをご認識のうえ、検討いただきたい。その点と伝送ルートが決まってしまうと、あとはそこまで時間がかからないのではないか。

37 ページの今後の検討課題に、OFR (周波数上昇リレー) の整定値見直しが入っていたが、OFR は演算タイプの電源制限装置と違い、伝送路もいらず手軽だが切り過ぎになるということを前提として使うのであれば、OFR も一つの手段だと考える。

→ (事務局) OFR については先ほど説明させていただいたとおり、ある周波数になった時点で一斉に切るのではなく、段階的に切る等、様々な工夫をしながら検討して参りたい。

(松村委員) 初めに荻本委員が言われたことは基本的に正しいとは考えるが、この委員会でのこの話が出てくる意味が理解できなかった。まず、この検討は広域機関の事務局が勝手に行ったものではなく、北海道電力とも調整し、色々な手段を考えて行っているのだと理解していた。したがって、初めに荻本委員が言われた、各エリアの送配電事業者がより良い案を持っているのであればそれを妨げるべきではないという点に関して反対する人などいないと考えるが、この検討には既に当該エリアの送配電事業者の知恵が入ったものであるため、この議題の中でそれを言っただけの意味があるのか分からなかった。むしろ、荻本委員の言われたように、風力発電機に GF 機能を付けた設備を導入していこうとするのであれば、地域の知恵というよりは、マージン減少の効果だけではなく、他の問題も含めて相当に大きな効果があり得るので、大きな問題として全国大でやっていくべきだと誰かが強く言わなければならないのではないか。今、荻本委員が本委員会ですら言うだけ言ったが、あとは各エリアの送配電事業者でしっかり考えてくださいと言っただけで検討が進むようなら既に進んでいる。それで済ませるなら若干無責任ではないか。むしろ、荻本委員が系統 WG のような場で、このようなことをきちんと検討した上で推進すべきであると繰り返し指摘して、指導的な

役割を果たすべき。色々と大きな影響がある大きな問題なので、まずは全国大で検討を始めないと送配電事業者も動かないと考える。したがって、萩本委員には本委員会ではなく別の委員会でリーダーシップを取って、積極的にご発言いただくことを期待している。

次に、緊急時の下げ代不足が問題になっていることは分かるが、これは既に考慮されている。それに追加して 51.0Hz から 50.5Hz、そして 50.0Hz に戻すことは、重要なのは分かるが、なぜマージンの話と関係あるのかがよく分からなかった。マストランを考えたとき、マージンを設定するかしないかで状況がどう変わるのかを考えると、両方に共通した話であるため、この問題とは直接関係はないのではないかと。

次に、今回の提案で、現在は北向きに電気が流れているので、南向きのマージンを縮小することの利益は相対的に大きくないかもしれないが、それでもこの状況が変わるかもしれないため検討していただいたことには感謝している。北海道エリアではかなり高い確率で市場分断が発生し、電力の市場価格が他エリアより高い状況が恒常的に発生している。これは、普通に考えれば正常な状況ではない。例えば、冬季が需要のピークである北海道エリアにおいて冬季に恒常的に市場分断が発生し、市場価格が高値になるのは自然だが、夏や春秋にも発生している。北海道エリアは自然変動電源を比較的導入しやすく、本来であれば春秋には南向きに電気が流れるのが自然と考えられる状況でもそうっていないということは、市場において変なことが発生しているのかもしれない。つまり、もし仮に北海道電力が玉出しをまともにしておらず、市場価格が恒常的に高値になっているとすれば、正常に玉出しされれば市場の状況が大きく変わり得る。例えば、北海道電力の需要家の新電力への移行があるはずで、その分くらいは玉として出てくると予想される。実際に出ているかどうかは調べてみなければ分からないが、多くの人は出ていないのではないかと強く疑っている。それは緊急設置電源を動かすわけにはいかないためだと本気で言われるのであれば、北海道の環境を良くするために北海道電力から電気を買わないようにすべきだと北海道の需要家に呼びかけなければならない。なぜなら、北海道電力から電気を買い続ける限り、環境アセスを通っていない緊急設置電源が動いているが、北海道電力の需要家が新電力へ移行すれば動かなくなるためである。私はそれが正しいとは考えていないためそのようなことは言わないが、現在の状況はそのようなことを言いたくならない状況、すなわち玉出しをされていないのではないかと多くの人が疑っている状況で、この状況をきちんと精査すればすぐにでも市場が変わる可能性がある。1年間のうち一定程度南流が発生するのは自然な姿だと考えるので、ご検討いただきたい。

その上で、周波数が急上昇して困るのは、連系線の緊急停止時のような稀頻度なケースである。事務局からの今回の提案は、そのような稀頻度なケースへの対応として電源制限をするというものだと認識している。最も危機的なのは、風力発電や太陽光発電のような不安定な電源がその局面でたくさん稼働している状況である。そのときに、電源制限対象の風力発電はほとんど動いていないにもかかわらず、その他の風力発電は大量に動いており、結果として危機的な状況になることは原理的にあり得るが、連系線の緊急停止のような稀頻度ケースと、そのような現象が重なった状況に対応するために、相当な裕度を確保しなければならないという議論は、相当不自然に感じる。したがって、裕度がどの程度必要なのかという

点に関しては、サイトによって一定のばらつき要因がある可能性があるというだけではなく、もう少し合理的かつ総合的に考えて議論をしてほしい。

→（事務局）南側へ潮流が流れるのは、北海道エリアにおける風力発電量が多いときだと思われる。これについては松村委員の言われたとおりで、そのようなときに裕度がいかほど必要かといった点も確認して参りたい。実際にマージン減少量を決める際には、裕度を取り過ぎないようにという観点も持ちつつ安全サイドも見ながら検討したい。

→（中村オブザーバー）当社の玉出しの問題についてご指摘いただいたが、北海道エリアの太宗を占める電源を保有しているので、グロスビディングを含め、玉出しについては最大限の努力をしているつもりであるが、市場分断が起きているのも事実である。送配電部門の立場であるため小売については申し上げにくいところではあるが、弊社としては、最大限の玉出しをできるよう、現在も努力しており、今後も引き続き努力して参りたいと考えており、また、グロスビディングについても段階を踏みながら出していくよう検討している。

（荻本委員）1点目は、合田委員からもご発言のあった、マージン減少量の計算式に関連して、イナーシャをどのように考えたのかという点、そのときに動いているベースロードの発電機等をどのように考えたのかという点は、これ程までに従来電源が少なくなっていると大きな影響を持つため、どう考えたのか、そしてそれは妥当な考え方なのかご説明いただきたい。

2点目は、電源制限の話だけに限れば滅多に起こらない話なのでそこまでシビアに考えるべきものではないが、電源制限という仕掛けが別の部分でも想定されているため、そこにも影響するため申し上げますと、先ほど、マージンを減少するのは前日スポット市場前で良いのではないかという話があり、現時点ではそれで良いが、マーケットがリアルタイムに近づいた際には、マージンを減少するのもしリアルタイムに近づいていくということも併記しておいた方が良いのではないか。

3点目は、松村委員のご発言に関連するが、どれだけ裕度を見るのかという問題は、どれだけ電源制限設備を付けるのかという問題と表裏一体の関係である。サイト単体の予測誤差をどれだけ見ているのかとか、例えば30箇所には付けるので予測誤差はこうなるというようなデータがなければ何とも言いようがなく、これは極めて難しい問題である。なので、今回どのようなデータと考え方に基づいて、何箇所を想定すると先ほど提示いただいた数字になるのか、これは箇所数を想定しなければ出てこない話である。それが分かれば、一か所あたりのコストに乗じることで全対策費が出るので、コスト評価の際にもそれを入れていただきたい。

また、先ほど松村委員から色々とお言葉をいただいたが、それをどのように行うかは今後検討したい。

→（事務局）1点目のイナーシャに関するご質問に対しては、北海道電力殿からご回答いただきたい。

2点目のマージンを減少する際の予測の時点については、今は間接オークションの下、前日スポット市場で行うことを前提にしており、市場がリアルタイムに近づけば当然そのタイミングを見直していくということなので、付記させていただく。

3点目の想定箇所数について、もちろんコスト評価を行う際にはどのようなところに設

備を付けるのが良いかという問題もあり、既存事業者に対する納得性という観点からも重要である。新しく導入されたものにだけ付けるのであれば一律に付けていくこともあり得る。コスト評価を行う際にはそういったことも含めて検討する必要がある、これは広域機関だけでなく系統 WG で議論される場合もあるので、連携して取り組んで参りたい。今回の裕度は何箇所を想定して、どのようなデータに基づいて出たのかというご質問に対する回答は、北海道電力殿からデータをいただいております、北海道電力殿からご回答いただきたい。

- (中村オブザーバー) 今ご質問いただいているのは 25 ページのマージン減少量の試算結果の基になっている部分かと理解しているが、こちらについては、北海道エリアで特別高圧に連系していただいている風力発電機のデータを基に示しているものである。今、箇所数についてはデータを手に持っていないが、そういった実績データを基に示しているということである。
- (荻本委員) それから、先ほどの説明の中であった 20% という数字の考え方はどのようなものなのか。
- (中村オブザーバー) 21 ページの下の方に、2015 年時点での特別高圧連系風力発電の予測誤差分布を載せている。2015 年の実績の分布を見ると、±20% の範囲にほぼ収斂するため、今回はマージンの数値を発電設備容量の 20% と設定させていただいた。
- (荻本委員) これは何台の予測誤差を表しているのか。
- (中村オブザーバー) 台数のデータは、今は手元にない。資料に記載しているとおり、この時点での 28 万 kW の特別高圧の連系分となる。必要ならば別途報告させていただきたい。
- (荻本委員) 想定した台数に対して裕度を設定したということは、その想定台数に装置を付けなければその結果が得られないということになるがそれで良いか。
- (中村オブザーバー) まず、この 20% という数値は、北海道の特別高圧に連系する風力発電について、個別のサイトではなくならば効果も含めてどの程度ばらつきがあるか定量的に評価したものである。2015 年断面の数字ではあるが、予測誤差の分布というのは 20% に収斂するので、最大 20% を取ればマージンの中で調整できると考えて、設定をさせていただいている。
- この 20% という予測誤差は、あくまで既設のデータを基として示したものであり、北海道風力実証試験として、20 万 kW 募集した事業者様が実際に連系され、実証するのは今後の話なので、今後連系され始めてから実績データを取り込み、この 20% という数値が適切なものか、さらには縮小できないか、データを重ねながら検討して参りたい。
- (荻本委員) スケジュールにもその助走期間が入っているという理解で良いか。
- (中村オブザーバー) 北海道風力実証試験の 20 万 kW についてはスケジューリングをしており、およそ 2 年間でそれを評価したいと考えている。これから事業者様が接続されるので、実績を取りつつ、中間でも評価をして参りたい。
- (荻本委員) 承知した。最善の取り組みをしていただきたい。

(加藤委員) 技術的な観点からコメントさせていただきたい。先ほど合田委員から、例えば最低出力の火力の電源と再エネだけであれば、電源制限したときに 50.5Hz より下がらないのではないかという発言や、他の方からイナーシャの考え方に関するご質問があった。確かに最低出力の火力の電源と再エネだけであればそういったことも起こり得るかもしれないが、それ以外にも制御可能な電源、例えば水力の電源等があれば周波数の変動を定常値に戻せるだろ

うし、あるいはイナーシャの観点でも、その電源が運転されていればそのご懸念は一定程度クリアされるのではないかと。

(恒藤オブザーバー) 61 ページ以降、系統 WG への回答内容の案があり、61 ページの下の方に記載されている長周期変動対策のための他エリアからの調整力の確保というところで、62 ページ中央の、電力取引に与える経済面での影響を考慮する必要があるという旨の記述は非常に大事だと考えている。先ほど松村委員も言われていたが、最近頻繁に北海道本州間の市場分断が発生している。一例として 10 月 19 日には北海道エリアにおけるエリアプライスが 49 円/kWh、システムプライスとの差が 33 円/kWh という状況も発生している。これは限界コストが 49 円/kWh の発電機が北海道エリアで動いていた可能性を示唆していると考え、kWh 価格の差が実際に発生していたということは、それなりにマージンが大きくなっている、要するに北海道本州間連系設備の流量が小さくなっていることが電力取引に影響を与えているのではないかと考えている。仮に今回検討した両方向へのマージン設定を行うのであれば、逆方向のマージンも増加することになり、より流量が減ることになるため、北海道本州間連系設備の増強前に行うのであれば慎重な検討が必要。今後、系統 WG に回答されるとのことだが、電力・ガス取引監視等委員会としてはそのあたりも見ながら必要であれば意見を言っていくこともあると考えている。いずれにせよこの記述は大切である。

(大橋委員) マージン減少策に関して、緊急時における電源制限の検討があり、風力発電の話が多かったが、その理由は、系統 WG から検討依頼があったこと、ならびに、電源制限対象となる電源の中で、風力発電は蓋然性を持って出力が予見ができないことの 2 つだと理解している。最終的に 27 ページにあるシステムを入れる際に、風力発電の検討は色々したが、一步下がって、マージン減少策として何を電源制限するのが最も効果的かで判断するということが良いか確認したい。結局、サイトごとのケースと、ならし効果があるケースと見られているが、効果がある局面を考えると、ならし効果がある状態になっているのではないかと。個々のものも重要だが、効果的な策が何か考える局面での分析ということにフォーカスすれば、もう少し資料の数も減り、作業の手間も省けるのではないかと。

→ (事務局) 実際に設備を付けるときに、風力発電を一例にするとこのような余裕を確保する必要があるかという趣旨の検討であるため、何を電源制限するのかというのはこれから検討するもので、大橋委員の言われたとおりである。

既にならし効果がある状態ではないかというご指摘については、21 ページにあるように既に 28 万 kW の風力発電が連系されており、全てに設備を付けることができれば確かにならし効果がある状態と言えるが、仮に新しく連系されるものだけに付けるのであれば個々に見る必要があると考えている。

(合田委員) 資源エネルギー庁殿に対して 1 点質問をしたい。先ほど荻本委員の言われた、風力発電機に GF 等の機能を持たせるということに関して、GF かどうかは別にしても、太陽光発電に

についてもイナーシャを持たせて運転をすることや、周波数サポート機能を入れること等は、国際標準としては当たり前になっている。日本では、それらが入ることを前提にしているのか、既に入っているのか、これから入れようとしているのか、現時点での状況を教えていただきたい。

- (那須オブザーバー) 風力発電機に関しては、設備としては GF 機能を備えているが、GF が発動されていないものがいくつかあると認識している。系統 WG の中でも日本風力発電協会が実証を行っており、具体的には、東北エリア等の地域でどの程度の平準化効果を得られるか、あるいは調整力として期待できるのかという検討をしており、その結果を踏まえて、グリッドコードのようなものを検討していきたいと考えている。これについては系統 WG で今後も検討していくべきではないかと考えている。
- (合田委員) 機能は入っているが、ルールとしては存在しないため、これから検討していく状況であると理解した。

(中村オブザーバー) 本年 10 月における市場分断の発生状況について先ほど具体的にお話いただいたが、私どもとしても責任感を持って、前向きに玉出しに取り組んで参りたい。また、あくまで 1 断面の話ではあるが、本年 10 月には北海道本州間連系設備の作業による 1 極停止があったため、これも要素の 1 つになっていたのではないかと。いずれにせよこれから先も責任をしっかりと果たして参りたいと考えている。

(高橋委員) 資料の前半では区分 C1 マージンの話をしていて、後半長周期変動対策の話をしている。系統 WG への回答としては両方の話が入っているため、その 2 つの関係を教えていただきたい。

- (事務局) 前半の C1 マージンの話は本委員会でも過去から議論してきたものである。後半の話は、長周期変動に対応するために、エリア外に調整力を確保するという話であり、このためにマージンを設けるということから、今回、本委員会でご議論いただいた。
- (高橋委員) 系統 WG への回答案にはそのような背景が書いていないが、系統 WG では今言われたような背景で本委員会に付託をすることとなったという理解で良いか。
- (事務局) 資料には書いていないが、事務局間でそのような背景を確認し、検討したというものである。

(荻本委員) 系統 WG への回答内容案は、あくまで案なので、本日の議論を踏まえて適切に変わるという認識で良いか。

- (事務局) 本日色々ご意見をいただいたのでそれを反映させ、また、系統 WG 事務局とも調整し、より適切なものにさせていただきたい。

(沖委員) 23 ページに記載されているマージン減少量の考え方について、前日のスポット市場の前にマージン決める際、裕度を持つために予測誤差を見るのは良いが、安全度に含まれる  $\alpha$  については当日における風力発電の変動も見るとのことだが、北海道本州間連系設備では例えば 30 万 kW 等、決まった量の電気が流されているため、変動は常に道内で起こっている。

仮に、風力発電が周波数変動要因の太宗を占める電源だとすると、風力発電の出力が予測よりも少ないときには周波数が下がっており、多ければ上がっている。結果的に切る対象が全ての風力発電だとすれば、出力が予測よりも小さいとき、すなわち周波数が下がっているときには、切る量も少なく、ある程度補完するような形になっている状況があるのではないか。したがって、 $\alpha$ は過度に大きく見るべきではなく、それなりの量で良いのではないか。多く取るというのはいかかなものかと考え、北海道電力殿の考え方を伺いたい。

→ (中村オブザーバー)  $\alpha$ については、今は安全度の中に仮置きしているということで、必要性も含めて今後広域機関とも調整していきたい。 $\alpha$ の大小は現段階では一概には言えず、もう少し検討が必要である。

→ (大山委員長) 23 ページの記載も、「 $\alpha$ の必要性も含めて」というような書き方になっている。

(大山委員長) 様々なご意見をいただいたが、系統 WG に返さなければならないということで、事務局から、今の時点で直したい部分はあるか。

→ (事務局) 電源制限の検討というよりは、それ以外の新しい技術に関する検討を進めた上で、電源制限と比較すべきだというご意見が大きなものだったと理解している。そちらについては、北海道電力殿がどのようなデータをお持ちかということも関係するため、確認をしながら検討して参りたい。また、系統 WG のスケジュールもあるので、そこは事務局とも相談し、そのうえでどのように回答するかは調整していきたい。

→ (大山委員長) 事務局で修正案を考えていただき、系統 WG に報告を行う際、どのような方向性の資料とするかという具体的な点については、委員長の私にご一任いただくということにさせていただきますが、よろしいか。

→ [一同、異議なし]

### 議題3：広域的な調整力の調達・運用方法に関する今後の検討の進め方について

- ・事務局より、資料3により説明を行った後、議論を行った。

#### [確認事項]

- ・第7回までの調整力作業会における検討の方向性について、概ね賛同を得た。

#### [主な議論]

(加藤委員) 9 ページの、調整力の広域調達における連系線活用の困難性と今後の進め方という部分についてコメントをさせていただく。8 ページに連系線の混雑状況が示されており、確かに混雑が頻繁に発生している連系線もあるが、混雑していない連系線もあり、一定程度の空容量がある連系線もあるのではないかと認識している。あるいは、恒常的に同一の方向に潮流が流れている連系線もこの中には存在すると考えており、その場合には、潮流を緩和する方向の上げもしくは下げどちらか一方の容量は確保できるのではないか。例えば送り側の

エリアで言えば、受け側のエリアから上げ調整力を調達可能なのではないか。そのような観点で、9 ページの下から 4 つ目の■の記載を見ると、連系線容量確保に対する経済的評価を行うために今後データを確認していくと記載いただいているので、この中で個別の連系線の状況も確認していただきながら、様々な制約もあると思うが、下に記載されているように、実現可能な手法は何なのか検討いただきたい。昨年度の調整力公募において、エリア間での価格差が大きかったのは事実であり、本委員会でも、それ以外の場でも、できるところから広域化を進めていくべきだという発言があると思っており、コメントさせていただいた。

→ (事務局) 最初にいただいたコメントに関して、今後実績を見ていくにあたって、調整力のエリア間値差等だけではなく連系線の状況を見ていく必要があると認識している。混雑が頻繁に発生している連系線もあれば、空容量がある連系線もあり、そのような連系線については問題なく調整力の連系線確保ができると思われ、特に気を付けなければならないところはどこかという点や、どの程度の経済効果があるのか等も勘案し、重点的に見るべき連系線を決めながら確認して参りたい。また、混雑の方向がある一定方向を向いていることから、逆方向の上げもしくは下げであれば容量を確保できるのではないかというコメントについては、言われたとおりである。ただ、潮流がある方向に流れているということは、上流側に限界コストの安い電源があつて、下流側に高い電源があるということであり、調整力に関しても同じことが言えるのではないかと考えている。そのようなことも含めて、今後確認をして参りたい。

(平岩委員) 9 ページに関して 2 点申し上げたい。1 点目は、連系線活用の観点で卸電力取引と調整力確保の経済的評価をするにあたり、卸電力取引は kWh の世界であるのに対し、調整力の調達段階の取引価格は  $\Delta$  kW の世界であるため、評価軸を 1 つにまとめていくことが必要なのではないか。また、調整力の運用段階では、市場調達した調整力だけではなく、エリア内の調整力市場に応募しなかった電源等、もしくは落札できなかった電源等の余力も含めてメリットオーダーで発動していくことになるため、調整力の発動で連系線を活用する電力量が、調達段階で確保した連系線の容量と異なる可能性があり、それをどう評価するのか。それから、更に難しいのが、調整力の発動で連系線を活用する電力量が事前に分からず、広域調達の実績もない中で、資料の中では予測していくという方法が書いてあるが、チャレンジな検討だという印象。

2 点目は、供給信頼度評価との関係について。連系線の活用というのは、卸電力取引と調整力の確保という 2 つの割当の考えだけではなく、本来であれば供給信頼度面から、各エリアに必要な予備力や連系線に期待する量、これは従来マージンとして確保されていたが、これをどうするのか先に整理すべきではないか。本委員会でも議論をしてきたが、まだ結論は出ていないため、着実に検討を進めていただきたい。もう 1 つ供給信頼度に関連する課題として、例えば連系線利用ルールの見直しに伴い間接送電権等も導入されることとなっており、この議論では、連系線混雑時の経済的なリスクは金融的送電権等によりヘッジできると整理されているが、この議論の前提として、明記はされていないが、「混雑発生時に各

エリアにおいて一定の供給信頼度レベル以上には供給力が不足しないという前提がある」と認識している。こういった意味では、本委員会のミッションではないが、今後、容量市場での電源調達を考慮するにあたって、我が国の系統が串型系統であり連系線によっては混雑が発生するという特徴を踏まえ、供給信頼度を確保するために、各エリアにおいて電源の偏在が起らないような仕組みを検討していただきたい。

→ (事務局) kWh と  $\Delta kW$  と、ディメンジョンが異なるものをどう評価するのは非常に難しい問題だが、検討していく。もちろん、供給信頼度というものが全てのベースにあるため、それを踏まえた上で、マージンの活用方法等を検討して参りたい。それから、最後にコメントいただいた容量市場の面でも、全国大のマーケットとエリア別のマーケットとをどのような関係にしていくかは今後議論していく。

→ (荻本委員) 供給信頼度に対してケアが要するという話だが、そのために調整力を定義してそれを確保するということが大きな枠組みの中に入っていると理解した。

また、欧州において物事が必ずしもうまく進んでいるわけではないということは、欧州の人々が最も自覚しており、それは色々な文献からも分かることである。最も大きい論点は LMP (地点別限界価格) ができていないという点であり、これは本委員会で検討すべき話ではないので詳細に踏み込むつもりは全くないが、言いたいことは、我々が模範、あるいは他山の石とすべき例はどのようなもので、それがどういう特性を持ち、または評価をされ、変わろうとしているかを、フォワードルッキングで探るしかないということである。今あるものだけを参考にしては後れを取るばかりであり、実際に日本は FIT という面で、ドイツよりはるかに困難な運用になりつつある。したがって、その実態に因應するためにも、彼らが今取り組んでいることだけでなく、将来取り組もうとしていることも見ていかざるを得ないと考えている。そう考えると、資料 2 参考資料 1—に載っていたメリットオーダー解析には、予測誤差が入っていないので甘めの結果が出る。フォワードルッキングで考えるためには、少なくとも前日の予測誤差は見込まなければならないという認識で、いつの段階にはどのような分析ができるという点については、広域機関にてツールを磨いていただきたい。

→ (事務局) 荻本委員の言われたとおり、海外の事例に単に追従するだけでなく、彼らの問題意識も踏まえ、1 歩 2 歩前に進めるような議論を今後も進めていきたい。

→ (事務局) メリットオーダー解析システムについても少しずつ磨いていき、将来の色々な検討に役立つようにしていきたい。

(松村委員) 既に加藤委員からご指摘があったが、誤認されていないか心配になったので再確認したい。これは他の委員会でも同じ議論が出ており、多くの人が共通に懸念している問題なのでしっかり考えていただきたい。まず、A 地域から B 地域に重潮流が流れているときには、たいてい B 地域の方が電気の価格は高く、したがって、調達も同じようになるため、 $\Delta kW$  にそれほど価値がないというのは大きな誤認。実際に、既に公募がなされて価格も出されているので、それを見ればその認識が必ずしも正しくないということはただちに分かる。より重要な点は、例えば A 地域に大量の再エネ電源があり、その結果として電気が余ってい

て kWh の価値が相対的に低く、A 地域から B 地域に重潮流が流れている状況下で、上げ代の調整力は動いている火力発電所が多い B 地域の方が安く手に入ることもあり得る。その状況が恒常的なのであれば、B 地域で上げ代の調整力を調達することもあり得るため、引き続き色々な局面を考えていただきたい。

→ (事務局) 今言われたとおりだと考えており、実際のデータを確認しながら検討に取り組んで参りたい。

以上