

総合資源エネルギー調査会  
省エネルギー・新エネルギー分科会新エネルギー小委員会／  
電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会  
系統ワーキンググループ（第23回）

日時 令和元年10月8日（火）17：00～19：13

場所 経済産業省 別館9階 944会議室

議題

系統連系に関する各地域の個別課題について

資料

- 【資料1】北海道の基幹系統増強案について [北海道電力]
  - 【資料2】北関東東部募集プロセスエリアにおける系統連系方策について [東京電力  
パワーグリッド]
  - 【資料3】基幹系統の設備形成の在り方について [事務局]
  - 【資料4】東北エリアの系統状況の改善に向けた対応について [事務局]
  - 【資料5】最新の出力制御の見通しの算定について [事務局]
  - 【資料6】再生可能エネルギー出力制御の高度化に向けた対応について [事務局]
  - 【資料7】再エネ出力制御の対応について [九州電力]
  - 【資料8】系統連系技術要件の整備について（風力発電設備のグリッドコードとしての出力変動緩和対策等の要件化） [送配電網運用委員会・日本風力発電協会]
  - 【資料9】太陽光発電の大量導入に向けたグリッドコードの整備 [太陽光発電協会]
  - 【資料10】火力発電設備等の周波数調整機能の具備について（系統ワーキンググループからの検討要請に対する報告） [電力広域的運営推進機関]
- (参考資料1)出力制御の公平性の確保に係る指針  
(参考資料2)電力品質確保に係る系統連系技術要件ガイドライン

## 1. 開会

### ○荻本座長

それでは、定刻になりましたので、ただいまより総合資源エネルギー調査会省エネルギー・新エネルギー分科会新エネルギー小委員会第23回系統ワーキンググループを開催いたします。

本日はご多忙のところご出席いただき、まことにありがとうございます。

なお、これまでのワーキンググループでは、主に系統連系にかかわる地域個別の課題について議論されてきましたが、全国大で再エネの導入が進む中、系統形成、運用等の観点からの横断的な課題についても議論されつつあり、再エネ政策のみならず、電力ネットワーク政策の観点も踏まえつつ総合的に検討する必要があることから、今回から電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会山内弘隆委員長の了承のもと、同委員会との合同ワーキンググループということになります。どうぞよろしく願いいたします。

それでは、事務局から本日の進行についてご説明をお願いします。

### ○曳野電力・ガス事業部電力基盤整備課長兼省新部制度審議室長

本日、松村委員におかれましては、ご都合によりご欠席とのご連絡をいただいております。また、本日、オブザーバーといたしまして、関係業界、電力会社からもご参加いただいております。

本日は電力会社のうち4社からご説明をいただく予定でございます。

また、本日の資料について確認をお願いいたします。

配付資料一覧、議事次第、委員等名簿、座席表に加えて、資料1から資料10まで、たくさん資料、ございますけれども、資料を準備させていただいております。

## 2. 議事

### ○荻本座長

ありがとうございました。

それでは、本日の議事に入ります。

プレスの皆様の撮影は、ここまでとさせていただきます。プレスの方の傍聴は可能ですので、引き続き傍聴される方は、ご着席をお願いいたします。

本日は、3つのパートに分けてご議論いただきたいと思います。

まず、第1のパートにおいて、エリア別系統対策に関して、北海道電力より資料1、東京電力パワーグリッドより資料2、事務局より資料3及び資料4のご説明をいただいた後、質疑の時間とさせていただきます。

次に、第2パートにおいて、出力制御に関して事務局より資料5及び資料6、九州電力より資料7のご説明をいただいた後、質疑の時間とさせていただきます。

最後に、第3パートにおいて、グリッドコード整備に関して送配電網運用委員会及びJWPAより資料8、JPEAより資料9、広域機関より資料10、事務局より資料3の一部のご説明をいただいた後、質疑の時間といたします。

それでは、まず北海道電力から説明をお願いいたします。

【資料1】北海道の基幹系統増強案について〔北海道電力〕

○北海道電力送配電カンパニー・細野副社長工務部長

北海道電力、細野でございます。資料に基づきましてご説明させていただきます。

めくっていただきまして、まず、スライド2をご覧ください。

前回のワーキンググループにおいて、北海道における基幹系統の制約状況について、図のとおりご報告させていただいております。

スライド3をご覧ください。

10月4日、先週、募集プロセスが公表されました。前回のワーキンググループでの、ご指摘事項を踏まえ、スライドの赤線部分ですけれども、このご指摘事項を踏まえて、今回、既設設備を有効活用する案について検討してまいりましたので、ご報告いたします。

スライド4をご覧ください。

今回ご提案するのは、既設系統を極力活用して対策をするということでございまして、具体的には位相調整変圧器を採用する案について検討を行ってまいりました。

スライドの左下の図のような系統構成に対しまして、位相調整変圧器を採用することで、右下の図のような潮流に調整をして空き容量を増やすという計画でございます。

スライド5をご覧ください。

具体的な増強案ですけれども、まず、スライド5については道南の系統の増強方策でございます。

スライドの左側の図、1でございますけれども、こちらは制約のある函館幹線を増強する案でございます。

それから、右側、こちらが大野変電所に位相調整変圧器を採用して、函館幹線のほうに空き容量を増加するという案でございます。

スライド6をご覧ください。

スライドの真ん中に表を記載してございます。

案1、案2の工事概要、工事費、空き容量の状況と工期について記載させていただいておりますけれども、ご覧のとおり、2は案1に比べまして空き容量の増加量は少ないですけれども、費用と工期は大幅に減少するという検討結果になってございます。

スライド7をご覧ください。

スライド7は、道東エリアの増強案でございます。

道東系統の増強の方策として、先ほどご説明したとおり、道南系統と同様に制約のある送電線の増強案、これが案1でございます。道東系統の場合は、制約のある送電線が1本

ではなくて3本ございますけれども、こちらを增強するという計画でございます。

それから、案2といたしまして、宇田別変電所に位相調整変圧器を採用する案でございます。

スライド8をご覧ください。

先ほどと同様に、スライドの中央に工事概要以下、記載させていただいておりますけれども、案2のほうは工事費、工期については1よりも格段に短くなっているということですが、空き容量については案1よりはちょっと少ないという状況になってございます。

スライド9をご覧ください。

スライド9は、苫小牧エリアの增強案でございます。

この系統については、道南、道東系統のように位相調整変圧器を入れて潮流調整をして空き容量を増やすということができない系統になってございまして、案1については制約のある送電線を增強するという計画ですけれども、それに加えまして、先ほどのような工期の低減とかはないけれども、できるだけコスト面、工期面で優位にあるような案ということで、案2を今回検討いたしまして、記載させていただいております。

案2については、伊達発電所と西双葉開閉所を結ぶ新しい送電線をつくるという計画でございます。

スライド10をご覧ください。

スライド10には、今言った案1、案2の比較を記載してございます。先ほどのような工期の短縮あるいはその費用の削減というのはできないけれども、比較的、案2のほうが有利ということで今回検討させていただいております。

スライド11をご覧ください。

スライド11はまとめでございますけれども、募集プロセスに関するまとめということで、電力の安定供給を大前提に、我々は再生可能エネルギーの導入拡大に向けて、国あるいは広域機関さんとともに検討してまいりたいというふうに思っているところでございます。

続きまして、スライド13をご覧ください。

こちらは、今度変わりました、募集プロセスの中で低圧発電設備の影響について説明したスライドでございます。

スライドの真ん中にグラフを記載させていただいておりますけれども、近年、太陽光を中心とする売電目的の低圧事業用発電設備の申し込みが増加してきている傾向にございます。2017年、2018年の至近2年では、グラフに記載のとおり、北海道全体で言いますと毎年10万キロワットのペースで連系が増えているという形になってございます。

このような状況がもし今後も続くということになると、スライドの上のほうに記載しておりますけれども、①、②に記載のような問題の発生が懸念されるというふうに考えているところでございます。

スライド15をご覧ください。

スライド15は、参考に低圧事業用発電設備の設置状況について記載させていただいております。

これは、北海道のある自治体の上空からの写真でございますけれども、赤い丸と青い丸、これが低圧の発電設備ということでございまして、図のとおり市街地の周りにはかなり点在しているということで、2017年と2018年で約310件、総量にしますと1万2,000キロワットの発電設備がここに連系されているという状況でございます。

スライド16をご覧ください。

スライド16は、スライド15とは逆に敷地を分割して分譲する形の設備でございます。

全体を合計すると、ここに記載のとおり2万5,000キロワットということで、特高と同様な規模になるというような、まだ実際には計画段階ですけれども、こういった問い合わせが来ているという状況でございます、今後こういったものの対応についてもご相談させていただきたいというふうに考えているところでございます。

私からの説明は以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございました。

続きまして、東京電力PGから資料2の説明をお願いいたします。

【資料2】北関東東部募集プロセスエリアにおける系統連系方策について [東京電力パワーグリッド]

○東京電力パワーグリッド・劉技術統括室長

東京電力パワーグリッドの劉と申します。

それでは、資料2につきましてご説明させていただきたいと思っております。

まず、冒頭でございますけれども、台風15号への対応につきましては、広く社会の皆様にご心配とご迷惑をおかけいたしました。この場をおかりしまして、心よりお詫び申し上げます。

それでは、スライド1をご覧ください。

リード文になりますけれども、茨城県や千葉県などで、現在、低圧事業用の発電設備の契約申し込みが旺盛な状況でございます。北関東東部の募集プロセスをお願いしているところでございますけれども、この対象エリアにおきましても想定を上回る契約の申し込みを受け付けさせていただいております。本件につきましては、本年3月18日の系統ワーキンググループでもご説明をさせていただいたところでございます。

一方で、当該エリアは募集容量に対しまして、昨今、応募容量が大幅に下回ったという情勢変化がございました。募集要綱に則った手続の継続の是非について判断させていただくために、募集プロセスの手続を一時延期させていただき、電力広域的運営推進機関様に対しましてもノンファーム適用系統への整理を申し入れさせていただいたところでございます。

今後、広域系統整備委員会でのご検討、また整理に向けまして、弊社といたしましても検討を進めさせていただきまして、当該エリアの発電事業者様に対してできるだけ速やかに検討、また整理の状況をお知らせさせていただきたいと考えてございます。

あわせまして、今後、これまで先行して確保しておりました枠を超過する見通しとなります。低圧事業用の発電設備につきましても、混雑時の発電出力抑制を前提とした接続をできるだけ早目に導入させていただきまして、契約のお申し込みに対する回答を行ってまいりたいと考えておりますので、この場でご審議いただきたいというのがお願いでございます。

スライドの2をご覧くださいと思います。

北関東東部募集プロセスの状況についてでございます。

左側下に工事概要図がございますけれども、赤い線で50万ボルトの常陸那珂火力線を新設させていただくということで、工事概要としましては記載のとおりでございますが、所要工期9年かかるというのが、まずは特徴的な内容になります。

また、募集プロセスのエリアにつきましては、右側がございますとおり茨城県を中心に広範囲にわたっている状況であります。

リード文に戻らせていただきますけれども、冒頭申し上げました募集容量に対しまして応募容量が大幅に下回るという情勢変化がございました。このように応募されている事業者様に著しい状況の変化が生じておりますこと、また、先般の広域系統整備委員会を通じまして、本プロセス対象エリアである那珂系統へのノンファームの適用について検討を開始するという方向が示されたことを踏まえまして、仮にノンファーム適用系統に整理された場合には、入札対象工事を増強せず連系できる可能性を考慮して、本プロセスの手続を一時延期させていただき、ノンファーム適用系統に係る検討を優先して進める方向としていただいているところでございます。

続きまして、スライドの3をご覧くださいと思います。

北関東東部募集プロセスエリアにおける低圧事業用の枠の確保状況でございます。

本プロセスを開始するに当たりまして、募集の対象外でございます低圧事業用発電設備向けに、今後の連系想定分として、冒頭申し上げましたとおり枠を確保させていただいております。

中央に棒グラフがございますけれども、上の方に記載しております低圧想定15万キロワットというものが今後の連系の想定分ということで、2019年1月時点にこのような想定をさせていただいております。

続きまして、スライドの4をご覧くださいと思います。

低圧事業用発電設備のお申し込みの状況でございますけれども、今申し上げました15万キロワットに対しまして、最新の申し込みの想定に基づきますと、早ければこの10月には本プロセスで先行確保していた15万キロワットの枠を超過する見通しとなっております。

また、先行確保時点での想定を上回ります契約解除実績が、4.5万キロワットございま

すけれども、これをさらに追加の枠として乗せたとしましても、超過までの期間を大きく延ばすのは難しいのではないかと、早ければ11月ごろには、追加したとしましても枠を超過する見通しになってございます。

続きまして、スライドの5をご覧くださいと思います。

系統連系の方策ということで、これは高圧と特別高圧の発電設備についてでございますけれども、まず、募集プロセスの応募の発電設備につきましては、ノンファームの適用系統に整理されるか否かの検討結果に応じまして、以降のアクセス手続をご案内をさせていただきたいと考えてございます。

また、募集プロセスに応募しておられない発電設備につきましては、ルールに則りまして、募集プロセスの完了以降にアクセスの手続をご案内させていただきたいということでございます。

続きまして、スライドの6でございます。

今度は低圧の事業用の発電設備についてでございます。

基幹系統の空き容量が不足するというところへの対応といたしまして、まず1つ目のオプションとしては、系統増強の上、ファーム型の接続をさせていただく。ただし、増強までの間、暫定接続の適用ということで、系統増強の完了を待たずして系統への連系を可としていく選択肢もございしますが、これが1つ目の選択肢になります。

2つ目は、現在要請させていただいておりますノンファーム適用系統への整理。

このように大きく2つの可能性がございしますが、発電事業者様にとりましては、只今ご説明さしあげましたオプションのいずれにおいても、混雑時の発電出力の抑制を前提とした接続になることに変わりはないものと、私どもは整理してございます。

以上を踏まえまして、弊社といたしましては、混雑時の発電出力抑制を前提とした接続を早期に適用させていただきまして、引き続き契約申し込みに対する回答を進めさせていただきたいと考えております。

なお、詳細につきましては、説明会等の機会を通じて発電事業者様に丁寧にご説明させていただいた上で進めさせていただきたいと考えております。

ご説明は以上になります。

○荻本座長

ありがとうございました。

続きまして、事務局から資料3、資料4の説明をお願いいたします。

**【資料3】基幹系統の設備形成の在り方について [事務局]**

○曳野電力・ガス事業部電力基盤整備課長兼省新部制度審議室長

では、まず資料3、「基幹系統の設備形成の在り方について」という資料をご説明させていただきます。

2ページをご覧ください。

これは前回の系統ワーキンググループの資料でございますけれども、基幹系統で空き容量がゼロとなっているといった中で、増強対応を検討しなければならないわけですが、地域における再エネのポテンシャルを踏まえつつ、合理的な設備形成に向けた検討を行う必要があるのではないかとございまして、具体的に次のページ、3ページでございますけれども、4つ目のポツになります。増強を行う場合にあっては、全国大でベストプラクティスを取り入れながら、より合理的な案となるように検討すること。また当面、それ以上の増強が適切でないと判断された場合には、ノンファーム型接続を含めた運用による対応の可能性についても検討すべきではないか、このような議論をいただいたところでございます。

具体的に、今それぞれの事業者の方々からご説明いただきましたけれども、広域機関のほうで広域系統整備委員会でも議論がなされておりますけれども、6ページをご覧ください。

具体的なノンファームの適用系統に関して、千葉方面の系統につきまして、先ほど東京電力パワーグリッドさんからもご説明ありましたけれども、これに関連して、広域機関の広域系統整備委員会において空き容量がゼロであること、また増強工事の完工が困難であるといったことを理由にノンファーム適用系統として整理がされております。これは先月の17日でございます。

諸手続を進めていくということになりますけれども、こうした同様の系統があれば、広域機関の専門的な委員会で検討を行った上で、要件を満たす場合にはノンファーム適用系統として整理していったらどうかと考えられます。一般論でございます。

次に、これに関連して、こうした試行ノンファームが適用される場合のFIT電源の取り扱いについて、8ページをご覧ください。

ノンファームの制度につきましては、今、広域機関でまさに制度の詳細を議論中ということでございますが、それに先行して、今、試行ノンファームという形で適用を進めていく、接続を進めていくということになりますと、この位置づけが課題になってまいります。

こうした試行型ノンファームの適用電源については、系統の設備増強コストは負担しないということではありますが、一方で容量は確保していない、また平常時の系統の混雑の出力制御の補償は受けないということになりますけれども、こうした制度が位置づけ、明確化されていないというのがFIT関係法令上の現状でございます。

したがって、こうした中で、この試行ノンファームの電源を円滑に導入していくという観点から、FITの関連法令において、今申し上げたような出力制御の位置づけ、またこれに伴う補償の位置づけといったことについて明記することが必要と考えられます。

あわせて、こうした場合の不足インバランスが発生する場合の取り扱いということでございます。

制度の考え方として、発電事業者みずからが調整責任を負うという考え方もあるわけですが、現行のFITインバランス特例制度は、こうした調整責任はFIT発電事業

者は負わないという仕組みでございますので、こうした現行制度を前提にすると、試行ノンファーム適用のFIT電源についても、今の制度が適用されるということでございます。

ただ、これはノンファームの制度化前に特例的に接続が認められるということでございますので、もし今後、こうした位置づけが変わった場合には、ノンファーム型接続の電源についても新たな制度が適用されるということで、これに従っていただくという点での事前合意が発電事業者と一般送配電事業者の間で必要ではないかと考えられるところでございます。

一方で、こうしたさまざまな制度が新たに変わっていくという中で、発電事業者の事業の予見性がきちんと確保されるというのは大事な観点でございます。これは別途、大量小委のほうで取りまとめられております情報公開の必要性ということについて、仮に追加的に何か議論をする必要があれば、この系統ワーキンググループでもご審議いただいた上で、関連する規程類の改正なども検討する必要があるというふうに考えられるところでございます。

次に、3番目といたしまして、北関東の東部の募集プロセスエリアでの低圧事業用の発電設備の取り扱いについて、11ページをご覧くださいと思います。

先ほど東京電力パワーグリッドさんからご説明いただいたとおり、低圧事業用の発電設備向けに確保していた枠が11月ごろにも超過する見通しということで、現行のままですと、募集プロセスが一時サスペンドされている中でファーム接続が困難となるということになります。枠が超過した場合の取り扱いについて議論する必要があるということでございます。

先ほどのご説明にもあったとおり、これが系統増強をする場合でも、ノンファームの適用系統として整理した場合でも、いずれの結論になる場合でも、低圧の発電設備については、当面、平常時の出力制御が前提とした接続をいただくこととなることとなりますので、これは枠を超過した以降は、こうした条件つきでの接続を受け付けるということが妥当と考えられます。

この点をご審議いただければと思います。

当然、こうしたルールが適用される中で、発電事業者の方々がしっかり理解をしてお判断いただけるように、説明会の開催も含め、丁寧なご説明ということが必要ということをお知らせしてここに書かせていただいております。

次に、先ほど北海道電力さんからご説明のあった北海道の募集プロセスに関する論点でございます。13ページをご覧ください。

先ほどのご説明のとおり、道南、道東、苫小牧と、この3つのエリアの募集プロセスが始まっているわけでございますけれども、この中の案の1、今までのとおりの10年以上という長い期間を要するものに対して、案の2ということだと、少し接続容量には少なくなるということではございますが、一方で非常に工期が短くなる、またキロワット当たりの負担額もかなり低減されると、こういうような特徴を有しております。

事務局といたしましては、こうした既存システムを活用しながら、可能な限り工期を短縮する増強案で、広域機関で検討して募集プロセスを進めてはどうかというご提案でございます。

ただ、こうした場合に、増強規模というのが将来の電源ポテンシャルと比べると小さくなるということになりますと、一旦増強しても、その後またどうするのかということになりますので、例えば、ノンファームの適用システムとして整理するというだけでも1ラウンド回ってくるわけですが、合理的なシステム形成のあり方について、これも広域機関で同様に検討を行うとしてはどうかというふうに考えられます。

次に、5番目の論点といたしまして、電源間のバランスに配慮したスキームについてということで、15ページをご覧ください。

今、現状進行中の東北北部の募集プロセスに関しては、中小水力、地熱、小規模バイオマスの3電源については、これはエネルギーミックスとの、着実に達成するといった観点から一定の優先枠が設けられたところでございます。

今後、別の場で議論されてきたような電源のポテンシャルを考慮して計画的にシステム増強を行っていき、こういうプッシュ型のシステム形成への転換ということが必要であろうということで、これは具体的な検討が進められているところでございますけれども、同様に、この募集プロセスにおいても一定の優先枠を、これは今手を挙げている方のみならずも限定するわけではなくて、将来のポテンシャルも考慮した上で、ある程度枠を設けてはどうかというところがご提案でございます。

ただし、その際に将来の接続者にどのように負担をいただくか、もしくは仮にこのポテンシャルの見通しと現実の接続がずれた場合に、一体どのようなルールで必要な費用を工面するかといった、こういった点もきちんと必要な制度措置が行われるという前提ということでございます。

先月19日の再エネ主力化小委においては、こうした、今申し上げた水力、地熱、バイオマスのような地域で活用され得る電源について、「地域活用電源」という言い方がされていますけれども、レジリエンスの強化にも資するような地域活用の要件、具体的には自家消費であるとか、地域内における資源・エネルギーの循環といったようなことが例示されておりますけれども、こうしたことも踏まえて、優先枠の対象となる電源について、今後どの電源を対象とするか、また、その際にどのような、今申し上げたような地域活用の要件というのを設定するか、詳細を、これは主力化小委での議論としっかりリンクを張りながら検討することが必要と考えられます。

16ページから18ページは参考資料になります。

6番目の論点は、後ほど別のところでご説明をさせていただきます。

#### 【資料4】東北エリアの系統状況の改善に向けた対応について [事務局]

○曳野電力・ガス事業部電力基盤整備課長兼省新部制度審議室長

資料4をご覧いただければと思います。「東北エリアの系統増強の改善に向けた対応について」という資料になります。

これの2ページをご覧ください。

これは、このワーキンググループでも何度もご議論いただいておりますけれども、足元の状況で言いますと、この接続回答後の入札の辞退と繰り上げの繰り返しを防止するために、辞退意思の確認をしたというのが7月まででございますけれども、足元では優先系統連系希望者、これを「第1集団」というふうにここで、以下呼ばせていただいておりますけれども、81件、389万キロワット、「第2集団」、非優先ということで繰り上げの可能性がある方というのが74件、174万キロワットとなっております。

辞退意思確認しておりますので、第1集団に入っている方々は事業の継続意思が高いというふうに推定はされますけれども、絶対に抜けないということではございませんので、また繰り上げが行われる可能性自身は残っております。

この、早期にできるだけプロセスを完了させる観点から、3つ目のボツになりますが、第1集団から辞退が生じた場合には、この残る第1集団の方で、暫定的にこの辞退相当の入札対象工事費用などを負担いただいた上で、この第1集団については、もう年度内に接続契約の申し込み手続を開始させるということとしてはどうかと考えております。

辞退により生じた空き容量については、これは繰り上げになりますので、第2集団の方から繰り上げていくということで、その上で、辞退相当の入札対象工事額というのを後から補正していくということで、第2集団の手続完了後に全体の募集プロセスは完了するという形になります。

この第2集団の方々については、募集要領に従って、事態が生ずる都度、繰り上げていくということで、これは同じ、繰り上げ機会は通常の募集プロセスと一緒ですので、特段、契約なり要綱に照らして不利益な変更にあたらないというふうに考えるところでございます。

今、申し上げたイメージ図のところは3ページにお示ししているところでございまして、ここで「優先」と書いてある第1集団の方々には、もう早期に接続契約の申し込み手続へ、年度内に移っていただくというようなスキームを想定しておりまして、辞退が出た場合には、この第2集団の中から繰り上げ選定が行われていくと、こういうイメージ図でございます。

4ページ、5ページは参考でございますので、説明は割愛させていただきます。

以上でございます。

○荻本座長

どうもありがとうございました。

それでは、自由討議の時間といたします。ご意見、ご質問等ございましたらお願いをいたします。発言される際には、順に指名させていただきますので、ネームプレートを立ていただき、ご発言の後に、もとに戻していただくということでお願いをいたします。

それでは、お願いします。

馬場委員。

○馬場委員

どうもありがとうございました。

北海道電力さんの資料について、非常に既存の系統を、要するに活用して短期間に容量をふやす方法を考えていただき、ありがとうございます。私としても、短期間にできるということと、それから既存の系統を有効に活用できるということで、案2というものをぜひ検討していただければなと思います。

ただ、結局、抜本的な改修というわけではないわけなので、やはり再エネの接続の枠というものが限られてしまうというようなことになると思います。

その中では、やっぱり資料3のほうにもありましたとおり、少し電源の種別に応じて優先をするというようなこともあっていいのではないかなと思います。

例えば、中小水力ですとか、それからバイオマスですとか、地熱といったものというのは、非常に設備利用率が高いというふうに想定されます。キロワットに対してキロワットアワーが稼げるような電源でありますので、系統増強に対して、要するに接続容量をふやす、キロワットをふやすということも大切だと思うんですけども、やはりアワーをふやすということ、それから発電予見性の高い、そういったような電源というものは少し優先をして、こういったプロセスの中で取り入れてもいいのではないかなというふうに思いました。

あと、それからまた東電さんのほうの話と、ノンファーム接続の件でありますけれども、少しそういったようなことというものも、今後、取り入れていってやればいいのかと思うんですけども、今まで低圧のほうで出力の制御をするということは余りやっていたので、そういったところで技術的な開発というか、困難というものもちょっとあるのかな。前回もちょっとお話ししたかもしれませんが、そういったようなところに配慮しながら、ぜひ検討を進めていただければいいのではないかなと思いました。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。

それでは、大山委員、お願いします。

○大山委員

ありがとうございます。

まず、設備増強というか、設備形成をどうするかという話、一般論としてですけども、とにかくコストというの考えながらやらなきゃいけないというのは当然だと思います。

ただ、余りに近視眼的になってやってしまうと、将来のさらなる増強の妨げになるということは避けたいということで、そのバランスをとりながらやっていくというのが一般論としてはあると思っております。

その上でまず、例えば北海道さんのやつですけれども、これはもともと古い設備のところ新しい電圧の高いものをつけたということで、異なる電圧のループ、異電圧ループになっていたということだと思いますので、これはちょうど北海道さんの資料の4ページ目の漫画ですけれども、これは単なる例に過ぎないと思うんですけれども、このようなせっかくつくった高い電圧の送電線が全くあいていると。

この場合の図で言うと、実は高い電圧のほうだけで運用容量が100あるのに、全体で100しか流せないという、この例は、非常にそういう極端な例になっていると思うんですけれども、そういうことを考えると、こういうものがある場合には、アメリカなんかでFACTSが入ってきたのも、こういうのが動機になっているということですので、当然のことながら、ぜひやっていただきたいというふうに思っております。

こういうものについて言えば、しばらく使っていて、またさらに増強という場合には、またいろいろできると思いますので、この考えは、私は結構だというふうに思っております。

苫小牧エリアの件についても、これで将来どうなるという検討までは、にわかにはわかりませんが、十分検討いただいた上で、ここで見る限りにおいては非常にいいかなというふうに思っております。

あと、東京電力のほうの話としては、これは増強は一旦、延期するということですので、運用をどうするかという話のほうに軸足が移っていると思うんですけれども、その場合も、やっぱり将来に禍根を残さないというのが一番大きい話だと思っていまして、これをやったことによって、逆に言うと、現状ファームの人がもう未来永劫ファームだと思込むというのが、私はちょっとよろしくないだろうなと思っております。そういったことも含めて、将来のことをちゃんと議論しなきゃいけないなというふうに思っています。

今のところ、その募集プロセスもうまくいっていないということですので、当面これをするのは全く問題ないと思うんですけれども、将来までずっとこれですよということの、まだサインは出さないでほしいなというふうに思っています。

あとは、事務局の資料3ですけれども、8ページ目にいろいろ書いてあったと思うんですけれども、これも、例えば4ポツ目の、将来変わるかもしれないから事前合意が必要だとか、こういうあたりのことが非常に重要なことだと思っておりますので、これ先ほど申し上げたことと重なるところだと思っておりますけれども、大変重要なポイントだと思っておりますので、しっかりやっていただきたいと思っております。

あと最後に1点だけ、北海道さんの一番最後のページの分譲して細かくしていると。これちょっとどうやったらやめさせられるのかわかりませんが、問題があるのは明らかだと思いますので、それはまたそれとして検討する必要があると思っております。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。

ほかいかがでしょうか。

岩船委員。

○岩船委員

ありがとうございます。

基本的にお二人の委員の方と意見は同じなんですけれども、まず北海道さんに関して、今回現実的な案を提案いただいたということで大変いいと思うんですけれども、先ほど大山委員のほうからもあったように、長期的にどうなのかというところですね。

将来的にもっと北海道に再エネを入れていくとなった場合には、今回の増強では不十分かもしれない。もちろんノンファームとしての利用というパスもあると思うんですけれども、やはり将来的に北海道のどのあたりにどのぐらい、例えばどの電源が入るみたいな、最初にその議論があってから増強案というふうに話を持っていかないと、今回のことで5年はこれでやったとして、さらに増強するには15年かかりますとなると、もし本当にもとめとつくる気だったら20年後になってしまうわけですね。

というような視点もありますので、そういった時間のおくれとともに、どの電源をいつごろまでにとというような、この系統ワーキンググループの枠組みではないかもしれないんですけれども、増強案ですとか、ノンファームとしての利用というのを本来考えていくべきではないかなと思いました。

東電さんに関しましては、佐京連系の件もありましたけれども、運用面で工夫していくということで、現実の費用対効果を考えるとこういうふうに進めていくしかないんだろうなと私も思いますので、東電さんの運用がほかの事業者さんにとってもいいお手本になるように進めていただければと思いました。

エネ庁さんの資料3に関して、ご提示された案に関して、このように進めていただければなと思いました。

あとは、例えば8ページの一番下のポツのようなところに情報公開の話がありましたけれども、ここをしっかりと、実際にそこに接続される事業者さんにもどういった情報が必要というようなところを丁寧に調べていただいて、スムーズに情報開示ですとか、それに基づく検討が進むようにお進めいただければと思いました。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。

それでは、オブザーバーの方を含めて何かございますでしょうか。

よろしいでしょうか。

どうぞ。

○東北電力送配電カンパニー・山田電力システム部技術担当部長

東北電力でございます。

先ほどの資料4のほうで、エネ庁様のほうから東北エリアの募集プロセスに関する改善

に向けた対応ということでご説明をいただきました。

今、東北部の募集プロセスについては、10月末の再接続検討の回答に向けて鋭意対応させていただいているところでございます。

なので、今回ご提示いただきましたスキームについて、当社のほうでもしっかりと対応させていただいて、年内募集プロセス完了ということで計画してございますので、スケジュールどおりにいけるように引き続き努力してまいりますので、ぜひまたよろしくお願ひしたいと思ひます。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。

それでは、次のパートに移ってよろしいでしょうか。

東京電力さん、どうぞ。

○東京電力パワーグリッド・劉技術統括室長

馬場委員のほうから、まず低圧の出力制御の技術的取組にしっかりと配慮するようにという貴重なご指摘をいただきましたので、私どもそこをしっかりと精力的に取り組んでまいりたいと思ひます。

どうもご意見、ご指摘、ありがとうございました。

また、大山委員のほうからも、将来的にミスリードがないようにというようご指摘を頂戴しましたので、私どものほうといたしましても、引き続き発電事業者様のほうに丁寧なご説明をしっかりと心がけていきたいというふうを考えておりますので、引き続きエネ庁さん、あるいは広域機関さんとも都度ご相談をさせていただきながら、慎重に進めさせていただきたいと思ひますので、引き続きのご指導のほどよろしくお願ひしたいと思ひます。

以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございました。

ほか、いかがでしょうか。よろしいでしょうか。

それでは、次の第2のパートに移ります。

事務局より資料5及び資料6、九州電力より資料7のご説明をいただきます。その後、質疑の時間といたします。

それでは、まず事務局からお願いします。

**【資料5】最新の出力制御の見通しの算定について [事務局]**

○曳野電力・ガス事業部電力基盤整備課長兼省新部制度審議室長

まず資料5について簡単にご説明させていただきます。

もともと系統ワーキンググループにおいて出力制御の見通しという形で毎年お示しをしていましたけれども、これを今年度についても同様に、ということでございます。

相当情報公開のほうも進んできているということで、各事業者さんのほうで、かなりも

う見通しを立てられるような状況になりつつあると思いますけれども、一定の前提に基づいて試算をするという形で本年度も提案をさせていただいております。出力制御の見通しの算定の前提は従来の考え方と同様でございます。

この2ページ目の2つ目のポツでございますように、実際の出力制限の時間数については、需要あるいは電源の稼働状況によって変動すると試算してございますので、これが何らか法的な保証を意味するものでございませぬ。あくまでも参考値ということでお示しをしているものでございます。

3ページ以降も、さまざまな考え方について書いておりますけれども、昨年と変わっておりませぬので、説明は割愛させていただきます。

#### 【資料6】再生可能エネルギー出力制御の高度化に向けた対応について [事務局]

次に資料6をご覧ください。

再エネの出力制御の高度化に向けた対応についてという資料でございます。

まず2ページでございます。

系統ワーキンググループでも、技術的な観点から将来的に現行の出力制御対象だけでは必要な制御量を確保できなくなると、系統運用に支障を来すおそれがあると、こういったような広域機関での議論もご紹介したところでございます。

こうした中で3つ目のポツですが、事業者間の公平性の確保、それからオンライン制御の拡大、経済的出力制御、この資料ではこの後代理制御という言い方もしておりますけれども、こうした各論点について整理をして旧ルールの500キロワット未満の太陽光風力についても当対象外となっていました、公平性をしっかり確保する観点から、今後実際に出力制御の対象とするということ、それから出力制御の提言とオンライン化のメリットが両立するような出力制御の運用見直しを行うということ、この観点から経済的出力制御の仕組みというのを導入、この3つが議論されてきたところでございます。

また、国としても新たな実証事業を検討してございますので、こちらのご紹介も最後したいと思っております。

まず5ページをご覧ください。

こちらは過去にもう既にご議論いただいておりますけれども、今回出力制御の事業者間の公平性を確保することから、旧ルールの500キロワット未満の、10キロワット以上の方々についても公平に出力制御の対象とするということでございます。これについて、実務上は一般送配電事業者との、あるいは小売事業者との契約の記載内容の見直しが必要となるケースがございますので、契約の当事者双方について、負担の少ない方法での見直しを行うことが適切であろうと考えられます。

次に、7ページでございます。

オンライン制御の拡大ということでございます。まずは、特別高圧のオフライン事業者のオンライン化から大きなスケールメリットが期待されますので、順次促していくという

ことをごさいますけれども、このオンライン化へのインセンティブを確保する観点からこの委員会でもご議論いただきましたが、「出力制御の公平性の確保に係る指針」、公平性ガイドラインの公平性の考え方を見直しまして、この出力制御の上限に達するまでの間は、オンライン事業者の制御回数がオフライン事業者より少ない場合であっても公平性に反することにはならないという、このワーキンググループでの議論を踏まえてガイドラインの改正案を作成しまして、パブリックコメントを実施しております。

寄せられた意見 83 件いただいておりますけれども、一部表現がわかりにくいといったご意見を踏まえて修正を行った上で、昨日、10 月 7 日に結果を公表させていただいているところでございますので、この場でご報告をさせていただきます。

次に 9 ページをご覧ください。

オンラインでの代理制御ということで、もともと経済的出力制御という形でご説明をさせていただいたものでございます。これは、まさにオフライン事業者の実務上の負担も軽減しながら、適切な出力制御を行うために、オンライン事業者がオフライン事業者の代理で制御を行うと。

そうしますと、実態上の制御は物理的には全てオンラインで行うということになりまして、オフライン事業者が本来行うべきであった出力制御は実施したものとみなして、買取費用の相当額は精算をして、オンライン事業者がかわりにこの代理制御した分の対価を受けるといことオンライン代理制御の仕組みの構築を目指す必要がございます。

この仕組みを構築するに当たっては、ここではイメージ図として 9 ページをお示ししておりますが、清算の方法をどうするか、発電事業者への支払いをどうしていくか、既存の契約との整理も含めて、実務も含めて検討を行う必要があると考えられます。

この効果といたしまして 10 ページをご覧くださいますと、まず今オフライン事業者、前日の夕方に電話かかってきてはそれぞれご対応いただく必要がございますので、そうした実務上の、人の手配みなどところも含めて負担が軽減しますし、またオンライン制御ですと実需給に近い柔軟な調整が可能となります。

現状ですと 2 時間前ということになっていきますので、できるだけ実需給に近い段階で誤差も少なくなるということが期待されます。これによって、九州では約 3 割再エネの制御量が昨年度では削減されているということがございますので、まさに出力制御量の低減、あるいは再エネの最大限の活用といったものにつながる効果が期待されます。

オフライン事業者は物理的には発電していることとなります。下にイメージ図で書いておりますけれども、オフラインの場合には朝から晩まであらかじめ全部とめてしまうと、あるいは 9 時から 16 時といったようなコアタイムで全部とめてしまうというような形にあらかじめなってしまいますけれども、逆に本来はオフライン事業者が制御すべきところに代理制御を行うと、右側のように必要な範囲だけ誤差も含めてより少ない量で制御するということになりますので、例えばこのケースですと 3 割ぐらい減るといイメージですけれども、1,000 ではなくて 700 の制御で済むということになります。

ただ、オフライン側は本来制御されるということになっていきますので、出力制御回数はオフライン側で1回というふうにカウントして制御されたものとみなして、買取費用はこの場合には交付金を交付しないという形になるかと思えますけれども、こうした形にして、オンライン事業者側は、逆に代理制御については制御回数としてはカウントしないということが適切と考えられます。

ただ、この場合の代理制御は700減ってしまったもの、計量上は700発電したであろうということが必ずしも正確に計量できないということにもなりますので、この推計の方法をどうするかというような形の実務上は課題がございます。

こうしたオンライン化促進といった趣旨も踏まえて、この補填金額、あるいはむしろこの得べかりし発電量というのは計算の方法ということになるかもしれませんけれども、こうした算定方法を検討する必要があるというふうに考えられます。

こうした新しい考え方を導入した場合の将来像についてまとめたものが11ページになります。

現状はオンライン制御とオフライン制御の2種類がございます。この下のイメージ図で言うと、一番上の段と下の段ということになります。今後新たに真ん中の段のオンラインの代理制御というものが手法として加わるわけがございます。

本来、オンラインでの制御が全てできれば最も効率的なわけがございますけれども、現状例えば九州でいいますと、4分の3ぐらいの方はオフラインということでもまだ残っておりますので、足元では必ずしもオンラインのみでは十分な制御量、深さというか、これを確保できない可能性がございますので、オフライン事業者についても、代理ではなくて当事者として一定程度制御をすることが当面は必要になるというふうに考えられます。

したがって、3種類の手法の組み合わせが当面運用として想定されます。どんどんオンライン事業者が増加していけば、将来的にはこの下の赤枠で囲っておりますようなオンライン制御と代理制御のみで出力制御を行うといった形へどんどん移行していくということが期待されるものでございます。

参考として、13ページで九州電力さんの、2019年の4月の制御実績をもとに試算した結果ということで書いてありますけれども、この場合は、現状に比べて制御量が2割程度低減するというような効果を見込んでございます。これはもちろん状況によっても変わるものでございますけれども、4月断面で見るとこれぐらいの効果が期待されるということでもあります。

最後14ページでございますが、今後のスケジュールということで、これはシステム対応、それから契約上の発電事業者も含めた契約の更改といった実務、それから関係者間にしっかり周知を図って準備いただくという観点から、下に書いてございますように2019年度、20年度さまざまな準備を行って、全国で2021年度以降導入していくと、こうしたようなタイムフレームで考えていってはどうかということでございます。

最後15ページでございますけれども、これは国の今概算要求で要求しているものでござ

ございますけれども、今オンライン制御ということになりましても、やはりどうしても2時間前ということで、インターネット公衆回線で調整を行っているということになりますので、瞬時ではないということでございます。

これについても瞬時の予測、リアルタイム制御というのは確かに困難ではあるんですけれども、例えば一度出力制御を行ったものについて、ある程度半分まで戻すとか3分の2まで戻すということは、可能になります。そういった形で太陽光を調整力として活用することが可能になりますと、この系統の安定化に貢献するだけではなくて、出力制御量の低減にもつながるのではないかと。

例えば、揚水や火力で補っている部分について、むしろ太陽光で調整してしまうということもあり得るのではないかとという考え方でございまして、イメージ図としては、この右下に書いておりますけれども、そもそも制御したら全く発電しない分をある程度調整として貢献いただいて、むしろ再エネ比率がふえていくというような発想でございます。

これは国のVPP事業、バーチャルパワープラント事業の中で、さまざまなEVとか蓄電池とかエコキュート、こういったものを使って調整を行う中で太陽光についてもアグリゲートできないかということで、今後実証を進めていければということで検討中でございます。

以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございました。

続きまして、九州電力から資料7の説明をお願いいたします。

#### 【資料7】再エネ出力制御の対応について [九州電力]

○九州電力送配電カンパニー・和仁電力輸送本部（系統運用）部長

九州電力の和仁でございます。

資料7、ご説明させていただきます。シート3をご覧くださいませでしょうか。

九州本土で出力制御を昨年10月に初めて実施して以降、2018年の下期に26回、29年度の上期に30回ということで計56回実施してございます。

本年度の下期につきましても電力需要減少してまいりましたので、秋から出力制御が必要となる見通しでございますけれども、本日はこの秋から導入を計画しております出力制御量の低減に向けた運用方策の見直しについて、ご説明をさせていただきます。

シート4をご覧ください。

これまでの出力制御の運用といたしますのは、太陽光出力が予測より上振れした場合でも、出力制御量が不足しないように、最大誤差相当を考慮した上で必要な出力制御量というのを決めてございました。

しかも、オフライン制御とオンライン制御の方々の回数を同等とする必要がございましたものですから、どうしても制御量が多いオフラインの事業者の方々に多くの指令を出さ

ざるを得ませんで、仮に当日そんなに上振れしないような場合でも当日対応ができませんので、オフラインの制御の方々はできませんので、出力制御を予定どおりやらざるを得ないという不合理さがあったということでございます。

そこで今秋、今年の秋からシート4の下の四角囲みでございますが、前日指令を出す際に、見込む予測の誤差量を、最大値ではなく平均値に見直しまして、その分オフライン制御を優先的に割り当てる方法に見直すことで計画してございます。仮に平均値以上の誤差が出た場合には、当日2時間前までの対応が可能なオンラインの制御の方々に対応いただくという方法でございます。

シート5でございますが、これが今回見直した後の運用のイメージ図でございます、シート6がこれまでの運用のイメージでございます。

シート6を見ていただきますと、見込んでいたピンク色の最大値の誤差相当、これがシート5になりますと、オレンジ色でございますが平均値相当に低減すると。季節にもよるのでございますが、オレンジ色の誤差の量というのはピンクの誤差の量のおおむね半分程度でございます。

この見直しによりまして、その分オフライン制御の前日指令の分を減じることができまして、仮に平均値以上の誤差が顕在化した場合にのみ、2時間前にオンライン制御で対応するということでございます。

これによりまして、オフラインとオンラインの方々との制御回数に差は生じますけれども、オンライン、オフラインともに制御の量が減りまして、その結果として、期間を通じての回数も減るということになるものでございます。

シート7をご覧くださいませでしょうか。

シート7は、本年の5月6日祝日の実績データをもとに、今回見直しをやったやり方ではどうなっただろうかというのをシミュレーションしたものでございます。

この日、実は前日に九州一円晴れるという予報だったんですが、当日に南部を中心に広く雲に覆われた、太陽光が下振れした例でございますけれども、今回の見直しを適用することによりまして、こういった場合におきましても、当日変更のきかないオフライン制御の方々との出力制御の量を、従来のやり方よりも13万キロワット少なくすることができたであろうという結果になってございます。

また、シート8をご覧くださいませますと、このシート8は、これまでの56回の出力制御の実績全てに対して、この見直しを行ったらどうなったかというシミュレーションでございますけれども、出力制御の量を約9%低減することができまして、回数につきましても、従前よりも一、二回低減することができたであろうという結果になってございます。

シート9、これは今回の見直し導入に当たりまして、弊社のホームページの公表内容一部見直しの内容になっております。出力制御量を平均誤差相当に基づき前日に指令しまして、当日に追加で制御する可能性がございますので、幅でお示しするというのを考えて

ございます。

シート 11 をご覧いただけますでしょうか。今後の取組でございます。

今回の運用方法の見直し、混乱を招かないように、再エネ事業者の方々にはメールで事前にご説明するとともに、お問い合わせには丁寧に対応させていただきたいというふうに考えております。また、広く一般の方々にもご理解いただくために、ホームページで見直し内容を掲載するとともに、報道各社の方々に説明会を実施する予定でございます。

最後、シート 13、14 でございますが、これはさらなる制御量の低減に向けた取組のご紹介でございます。

アンサンブル予報というふうに記載してございますけれども、これは今後いろいろな事象が起こる確率と、それが起こった場合の影響をシミュレーションして、最も確度の高い将来の現象とその影響を見きわめるという手法でございます。

ちょうど台風の進路図の予報円のようなイメージを抱いていただけたらいいかと思えますけれども、この手法を適用することによりまして、シート 14 でございますけれども、最も確率高く発生する赤いライン、これは太陽光の出力を示しておりますけれども、それと確率は低いけれども上振れするケース、また下振れするケース、そういう幅になるピンク色の幅というのが出てまいります。

この確度の高い赤い色とピンク色の一番上限の上の部分、この差を織り込む誤差量として出力制御量を決定していこうというものでございます。

平均値でありますとか、最大値でありますとか、そういう画一的な量、これで言うと緑色のラインなんですけれども、そういったものを誤差量とする従来の手法よりも、出力制御の指令のもととなる織り込み誤差量を低減することができまして、結果として出力制御の低減に資するものと考えております。

この手法は、気象協会さんと今共同で研究をいたしておりまして、来年度の早い時期で実用できるように現在検討を進めているところで、ご紹介させていただきます。

資料の説明は以上でございます。

○荻本座長

どうもありがとうございました。

それでは、自由討議の時間とさせていただきます。ご意見のある方はお願いいたします。どうぞ。

○馬場委員

ご説明ありがとうございました。

まず、資料 5 のほうなんですけれども、最近事業者の方も情報公開が広がって、それでいろいろな情報も手に入るし、それからシミュレーションの手法とか、そういったものというものも結構皆さん経験を積まれていて、もしそちらのほうで大分できるようになっているのであれば、もうここで見通しの算定についてどうこう言う必要もないのではないかなというふうに思いました。感想です。

それから、資料6について、非常に丁寧に説明していただきましてありがとうございます。

やっぱり再生可能エネルギー電源の出力制御の高度化というのは、これはまさに今後必須の事項であろうかと思えます。やはりオンラインで制御できる、そういった電源というものを今後拡大していかななくてはいけないと思えますので、ぜひここで議論されたようなことというのが実現していただければインセンティブにもなると思えますので、しっかりと議論して実行に移せられればいかなというふうには思えます。

九州電力さんのほうの資料でもオフライン制御とオンライン制御を組み合わせ、それで全体としての制御量を減らせるという話でありましたけれども、結局4分の3がまだオフラインで、4分の1しかオンラインのものがないということで、いい方法だと思うんですけども、もしかするとやっぱりオンラインで制御できるような容量というものが、現状だとまだ足りないというようなこともあるのかもしれないので、ぜひオンラインのほうを進めていくというようなことというのを早急にやっていく必要があるのではないかなというふうに思いました。

多分この辺については、後ほどのグリッドコードとか、そういったようなところにもかわってくるかなと思えますので、そちらのほうでも議論できればと思います。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。

ほか、いかがでしょうか。

岩船委員。

○岩船委員

今の点に関して、馬場委員からご指摘あった点に関して質問なんですけど、これからの新規の電源は全てオンラインの機能が追加されるという認識でよろしかったでしょうか。

であれば、過去の遺産というか、レガシーへの対応ということで、経済的な出力制御の話を進める方向で進めていただくのが、さまざまな費用対効果のバランスから考えてもいいと思っております。

ただ、今後新規のものに関しては必ずオンライン化というのを前提にして、今後どれだけふえても制御しやすい仕組みを構築していただければなというふうに思えます。

それ以外の公平性の話ですとか、九州さんの平均誤差を用いる話は、全て合理的な方向につながる方向だと思いますので、賛成いたします。

○荻本座長

ありがとうございました。

それでは大山委員。

○大山委員

私も九州電力さんはよく対応していただいていると思えます。

高度化の話、事業化支援についても、中身についてはぜひ進めてほしいというふうに思うんですけども、ちょっとだけ、中に書いてあるので契約の見直しというのが何となく気になっていまして、契約を見直さない人がいると、できればいいのになと思いながら遅々として進まないというようなことになりかねないような気がしますので、そのあたりもう少し、どういう見直しが必要かというようなことを、これはこれからの話かと思いませんけれどもよく精査してほしいなというふうに思います。

○荻本座長

すみません、今のご指摘は資料……

○大山委員

資料6の中の、例えば5ページの小さいやつとか、9ページなんかにも掲載されているというようなことです。

○荻本座長

わかりました。

それでは、事務局から先ほどの岩船先生の新規オンラインの話。

○曳野電力・ガス事業部電力基盤整備課長兼省新部制度審議室長

まず原則として、今どんどんオンライン化したものが新規では入ってきているとは理解していますけれども、例えば中3社の50キロワット未満のところについては、必ずしも全部オンライン化されてないというふうに理解をしています。まさにこのグリッドコードの議論も含めて今後どうしていくかということ自身が論点ではないかというふうに理解しております。

それから、大山委員からご指摘のあった契約のところですけども、経済産業省資源エネルギー庁としては、これまで4月、それから前回もご説明をさせていただいたとおり、これは事業者間の公平性を確保するという観点のもの、もしくは今後の再生可能エネルギーをふやしていくということから有益であって、かつ、この実際の運用をしばしサスペンドしていますけれども、将来的に適用がされますということをご説明もしておりますので、そもそも不利益変更にあたらず、したがって契約の要項で何か書いてあるケースについては通知で足りるというふうに理解しております。

ちょっと数字のところは九州電力さんのほうが詳しいかと思えますけれども、今、こうした旧ルールの方の6万5,000件のうち6万3,000件についてはこうした要項での対応が可能であるということで、具体的に通知をされた上で、もし当事者間でお話があれば丁寧な説明をしていただくということかと思えます。

残る2,000件については、場合によってはその契約の改定手続ということが必要かと思うんですけども、これにつきましても基本的には不利益変更ではないので、かつ発電事業者の方からすれば、改正FIT法のときにこうした出力制御についてご協力いただくということにチェックボックスにチェックを入れて対応いただいておりますので、既に意思確認として、こういうことについては対応いただくということについて既に、ある意味ご

了承済みであるというふうに理解をしています。

ただ、まさにこうしたことについて、当事者間で丁寧にご説明をいただいて、円滑に契約の改定をしていただくことが大事だと思います。

こうした中でもさらにできないというケース、普通は今申し上げたようなことですので事業者間でご理解、既にいただいているという理解ではあるんですけども、そうでない場合にどういう形で対応するかというのは、少し必要に応じて対策が必要かなと思っております。

○荻本座長

ありがとうございました。

ほかはいかがでしょう。

岩船委員。

○岩船委員

今のご説明で、これから入るものが全国的に見ると必ずしもオンラインでない可能性もあるということを考えると、資料6の10ページにあるところで、特に3ポツ目ですね。要するに、経済的出力制御をするからオフラインでもいいんではないかみたいな議論にならないように、恐らくやはり補填の方法に関しても、オンライン制御をするほうが得になる、メリットがあるような制度にしておかないと、オフラインの人がいつまでも経済的出力制御に頼るようなこともまずいのではないかと思いますので、その点もう少し工夫していただければいいかなと思いました。

○荻本座長

ありがとうございます。

ほか、いかがでしょうか。

オブザーバーの方を含めて、何かございますでしょうか。よろしいですか。

それでは、次へまいりたいと思います。

最後の第3のパートということで、まず送配電網運用委員会及びJWPAより資料8、JPEAより資料9、広域機関より資料10のご説明をいただきます。その後、質疑の時間といたします。

それでは、まずJWPAさんからお願いいたします。資料8、お願いします。

○東北電力送配電カンパニー・山田電力システム部技術担当部長

資料8につきましては、送配電網運用委員会から説明させていただきます。

○荻本座長

ごめんなさい。

【資料8】系統連系技術要件の整備について（風力発電設備のグリッドコードとしての出力変動緩和対策等の要件化）[送配電網運用委員会・日本風力発電協会]

○東北電力送配電カンパニー・山田電力システム部技術担当部長

それでは、東北電力の山田でございますが、資料8に基づきまして、系統連系技術要件の整備について、風力発電設備のグリッドコードとしての出力変動緩和対策等の要件化ということでご説明をさせていただきます。

1ページ目のクレジットでございますが、送配電網運用委員会と日本風力発電協会ということで、連名にさせていただきます。

この送配電網運用委員会といいますのは、一般送配電事業者としての技術的検討を深める場ということで、一般送配電事業者と学識経験者で構成する委員会として、今年の11月に開設をしてございます。

本件については、その送配電網運用委員会のもとで検討してきたということでそのクレジットとさせていただきます、今回、代表として東北電力のほうから説明をさせていただくということにさせていただきます。

また、風力に求める技術要件については、これまでもJWPAさんといろいろ協議をさせていただきます、JWPAさんと一送の間で合意したものということで、両者の連名ということにさせていただきます。

それでは、具体的な説明をいたしますけれども、2ページ目をご覧ください。連系要件の整備についてです。

再エネ大量導入小委の中間整理で、まず風力、火力、バイオマスのグリッドコード整備を進めるとされてございまして、風力についてはまず全国大で適用可能な要件の早期ルール化を目指す整理されてございます。

それを受けまして、各一般送配電事業者のほうで検討を進めてまいりまして、今回JWPAさんとも協議を進めてまいりました。本日はということで、風力発電設備の出力変動緩和対策等について、要件内容を提案、相談させていただきますということでございます。

下の参考のところをご覧くださいと①から④までございまして、その他の設備でございますが、①の発電設備の周波数調整機能については、火力は広域機関における検討に基づいた要件化、その他については、仕様の統一が困難ということで個別協議とさせていただきます。②として、火力、バイオマスの最低出力については、再エネ小委の結果に基づいた要件化。

それから③番として、運転可能周波数については電力レジ小委での内容を要件化しますということです。

④番といたしまして、これまで系統アクセスルール等に記載している等で、各社の連系要件の記載内容がばらばらというところもございましたので、今後、記載内容統一に向け取り組むということにさせていただきます。

3ページ目、4ページ目は参考で、現行の規定ですとか検討の進め方を記載してございます。

5 ページ目をご覧くださいまして、変動緩和対策等の要件化に当たっての考え方ということで、まず小規模系統の北海道、沖縄エリアにつきましては、周波数調整面に対応する対応ということで、サイト蓄電池、あるいは系統側蓄電池の設置によりまして、再エネ導入の拡大を図っているところでございます。

その他のエリアについては、今のところ過酷事象というものは確認されてございませんけれども、今後、大規模化がなされてまいりますと大きな出力変動も懸念されるところでございます。

さらに、系統事故等により周波数が大きく乱れたときに、それを助長するように出力変動が発生した場合には、系統安定を大きく乱すことも懸念されるということで、JWPAさんとしても現状の風車の制御機能を有効活用しながら、系統安定への寄与を提案いただいているところでございます。

それらを踏まえまして、各一送のほうの系統連系技術要件として、新規、それからリブレース電源を対象とした出力変動緩和対策について、全国で早期に適用可能な要件を検討してまいりました。

6 ページ目からが、今後の変動緩和対策の必要性でございます。下の図にございまして、これは3月の系統ワーキンググループの資料でございますけれども、カットイン、カットアウト時に右のような、ゼロフルで大きく出力が変動するという事象もございまして、そういった場合に、上に青字で書いてございまして、調整電源の容量あるいは追従能力が不足する懸念があります。それから、系統事故時に大きな出力変動が発生した場合、周波数品質への影響が懸念されるということで、これらの減少を目的に出力変動緩和対策を連系要件として求めることを検討してまいりました。

7 ページ目、8 ページ目が欧州の風力発電導入に係る系統課題ということで、詳細は割愛しますが、7 ページ目の一番最後、我が国には国際連系線がなくということで、風力発電の出力調整は極めて重要ということで認識しているところでございます。

9 ページ目をご覧くださいまして、ここからは具体的な要件になりますけれども、風力の出力変動実績の分析結果とか、実現性、負担等を踏まえまして、下のほうの(イ)から(ハ)の要件を策定してございます。

まず(イ)として、出力変化速度に対する要件ですが、発電に必要な自然エネルギーが得られる状況において、連系点での5分間の最大変動幅が設備容量の10%以下になること。

それから、(ロ)として、カットイン、カットアウトに対する要件といたしまして、カットアウト時には即座に停止しないようなストーム制御機能を入れると。あるいは、カットイン時には徐々に出力を上昇する対策をするといったような要件化を考えてございます。

(ハ)といたしまして、系統事故時の要件でございますけれども、系統周波数が上昇いたしまして適正値を逸脱するようなおそれがある場合には、調定率に応じた制御を行うことということでございます。

あと、下にチェックが3つございますけれども、(イ)と(ロ)については、風車制御機能以外にも対応が考えられるということで、機能に限定せず、性能要件として定めさせていただきます。

それから、今回の要件については、今後の実績を継続的に分析しながら必要に応じて見直していくこと。

それから、小規模系統とかエリア固有の事情については、必要に応じて個別に検討させていただくことで考えてございます。

10 ページ目をご覧くださいまして、カットイン、カットアウトが発生したと想定される時間帯ではということで、下のグラフございます。

左のようなデータ、2年分のデータでございますけれども、赤が長周期の変動、それから、青が短周期の変動をまとめてございますが、短周期については、出力変動の相関が相対的に弱いのに対しまして、長周期はかなり大きな出力変化になることが確認されてございます。

したがって、風力発電の出力変動が調整力の出力変化速度を上回る場合には、需給バランス調整ができなくなる可能性もあるということになります。

11 ページ目は短周期の相関、それから、12 ページ目は長周期の実績を示してございます。

13 ページ目をご覧くださいまして、要件の考え方ということで、まず出力変動実績からの評価でございますけれども、まず、短周期については、発電所間での平滑化が一定程度期待できるということで要件から外させていただいてございます。

一方ということで、長周期については平滑化効果が期待できないということで、下のグラフをご覧くださいまして、詳細は割愛しますが、1分1%刻みで集約した結果を見ますと、ほとんどの時間帯で1分当たり2%以下の変動になっているということで、1つの要件といたしまして、1分間の長周期変動を2%以下にするということが考えられます。

一方で、JWPAさんとして調査いただいた結果、今の風車単体での制御機能では対応できないというところもございましてということで、1分の変動幅を要件化とするのは適用が困難というふうに判断してございます。

そういった中で14 ページ目をご覧くださいまして、需給調整市場の商品設計も参考にしますということで、現在一送が確保する二次の①、いわゆるLFC相当になりますけれども、これは応動時間5分以内ということで、各エリア2%程度確保ということで仮定いたしますと、5分で2%の変動ということになります。それを、先ほどの長周期のほうの1分間を5分間で考えますと、5分10%というふうになります。

したがって、3番目に書いてございまして、系統容量の20%規模が風力といった場合に仮定した場合に、5分で10%が、いわゆる全体の5分2%に相当するということで妥当なレベル感と考えてございます。

これをまとめますと、15 ページ目になりますけれども、変動に対応する調整力の確保

ですとか応動時間によりまして、5分間での最大変動幅を設備容量の10%以下にするということで要件化を考えてございまして、これらについては、ウインドファームコントローラの制御により対応可能ということを確認してございます。

16 ページ目が参考で商品設計の内容、17 ページ目が北海道電力さんのアクセスマニュアルの状況でございます。

18 ページをご覧ください。今度はカットアウト、カットイン事象に対する要件の考え方ですが、下にまたカットイン、カットアウトの図がございますけれども、カットアウト時には定格出力から突然ゼロとなります。下のほうにございましており、カットアウト、カットイン事象については、連系点で急激な出力変動とならないよう対策を実施するということで、それに対しては、風車のストーム制御機能を活用すれば対応可能ということで、事業者様の発電電力の増加のメリットもあるということで確認をさせていただいているところでございます。

19 ページ目をご覧くださいと、今度は周波数調定率制御の考え方でございますが、系統事故による大規模負荷脱落が発生いたしますと周波数が大きく上昇するということで、それに対して再エネがそれを助長するような出力変動がありますと、系統安定が大きく乱れることも懸念されるということで、こういった場合には風車の制御機能でございまして周波数調定率制御機能を活用いたしまして、自動的に抑制するような対策を行っていただくということで、調定率は2から5%の範囲で一送から指定させていただきまして、不感帯は0.2ヘルツ以下ということで考えてございます。

20 ページ目はその他ということで、テレメーターで収集する情報の追加でございますが、今後のさらなる導入拡大に当たっては、出力予測精度の向上がより重要になるということで、下の表にございましてような風力発電所の風速、風向、最大能力値というものを、特高の事業者様から、発電設備からテレメーターで電送していただくということで要件化を考えてございます。

以上が要件の内容のご説明でございますが、21 ページ目をご覧くださいと、参考といたしまして、欧州のR f Gとの比較という表を掲載してございます。

左のほうに、欧州の各要件にそれぞれ対しまして、真ん中あたりにタイプA、B、Cということで表の下に説明ございますが、それに対しての日本での要件化の状況ということで、1つの丸が既に要件化しているもの、二重丸が今回要件化しているものということで、参考にご覧いただければと思います。

さらに、22 ページ目については、第19回の系統ワーキンググループの項目を基準に日本の技術要件を併記してございまして、今回日本で必要と判断したものを要件化したということで、赤字で示した内容が今回要件化した内容でございます。

23 ページ目でございます。

特に最後のストーム制御については、台風の多い日本としては必須ということで、今回要件化したものでございます。

最後に24ページ目以降、冒頭にご説明いたしましたその他の整備状況ということで①から④について、こちらのほうは送配電網委員会単独としての資料となりますけれども、具体的な説明は割愛いたしますが、26ページ目が周波数調整機能の具備の内容、27ページ目が最低出力、それから、28ページがUFRの整定、それから、29ページ目以降34ページ目までが記載項目の統一に向けた取組を示してございます。

あと、最後に35ページ目をご覧いただきまして、スケジュールでございますけれども、今回系統ワーキンググループでご説明をさせていただいて、今後、各一般送配電事業者のほうで託送供給等約款の変更認可手続に向けた準備を進めさせていただきたいと考えてございます。それを踏まえまして、先ほどご説明したその他の整備内容も含めまして、新たな要件について、託送約款の実施日以降に契約申し込みする発電設備を対象に適用させていただきたいと考えているところでございます。

私からの説明は以上となります。よろしく申し上げます。

○荻本座長

どうもありがとうございました。

続きまして、JPEAから資料9の説明をお願いいたします。

#### 【資料9】太陽光発電の大量導入に向けたグリッドコードの整備 [太陽光発電協会]

○鈴木（聡）オブザーバー

それでは、資料9の説明をさせていただきます。

太陽光発電の大量導入に向けたグリッドコードの整備ということで、検討状況についてご説明させていただきます。

1枚おめくりいただきまして、2ページ目でございます。

資料の内容でございますけれども、論点の整理、それと海外のグリッドコードとの比較によるグリッドコードの分析、それから今後の対応と課題という形になっております。

1枚おめくりいただきまして、3ページ目でございます。

まず、論点でございますけれども、技術論的には、将来の太陽光発電の大量導入を見据え、電力系統への安定化に資する対応、それから電力レジリエンス確保のための自律的な周波数の調整等の機能の充実だけでなく、機能の柔軟性、こちらは遠隔制御とか再設定、スマート化など、こういったところも具備していくことが必要かと考えております。

また、太陽光発電につきましては、強力な下げ調整力というのが考えられますが、また出力制御時につきましては上げ調整力ということも考えることができます。このようなことに対応するためのリアルタイムの出力制御、こういったことも視点としては重要であると考えております。

そして、制度的には、太陽光発電の継続的な導入拡大や関連するビジネスの推進、産業育成なども、グリッドコードを考える上での視点であるものと考えております。

おめくりいただきまして、4ページでございます。

こちらは、2017年に策定いたしました太陽光発電協会が策定しております将来ビジョンでございますが、2030年の実稼働の容量として100ギガ、2050年200ギガ、こういったことを目標に掲げております。

そのような中で、このような将来の大量導入に向けた電力系統の安定化に資する技術の対応が必要であると考えており、グリッドコードはこういうことに資するためのものとして今から検討していくべきものであると、そういう位置づけでとらえております。

おめくりいただきまして、5ページ目でございます。こちらから、現状の分析についてご説明させていただきます。

再エネの大量導入で先行しております欧米の規格をベースに、現在の日本の状況と比較をしております。

以下ご説明いたしますが、欧州の規格としましては、COMMISSION REGULATIONの2016、米国につきましては、カリフォルニア州のRule21を参照しております。

おめくりいただきまして、6ページでございます。

こちらは、説明の前に、スマートインバータとPCSの違いについて模式的に示したものでございます。パワーコンディショナに外部通信装置を付加したものを全体としてスマートインバータ、今回ご説明いたしますグリッドコードにつきましては、パワーコンディショナのうち、下のオレンジ色の部分でございますけれども、グリッドコードに関するさまざまな設定機能につきましてこれからご説明させていただきます。

おめくりいただきまして、7ページでございます。

こちらが欧州のCOMMISSION REGULATIONの内容でございます。こちらはリストになっておりますので、このリストと日本のグリッドコードの対比につきましては、次の8ページにてご説明させていただきたいと考えております。

8ページでございます。

欧州のいろいろな周波数安定性、ロバスト性とか、それぞれさまざまなものがありますが、日本の現在のグリッドコードの対応状況が真ん中のところでございます。二重丸は既に対応している部分でございますが、黒丸の部分につきまして、今後検討していく必要があるものと考えております。

また、横線につきましては、見送りという表示にしておりますが、こちらはどちらかといえば技術的なものよりも運用的な側面のある項目でございますので、この部分につきましては現在の対象から一旦外しております。

続きまして、9ページでございます。

こちらはカリフォルニア州のRule21でございます。欧州と同様に、次の10ページで日本のグリッドコードとの対応の比較について整理しておりますので、10ページにてご説明させていただきます。

10ページ目でございますが、カリフォルニアのルールにつきましては、フェーズ1からフェーズ3という設定になっております。フェーズ1の自律機能につきましては、おお

むね現状の日本のコードでもほぼ対応できている部分が多い状況です。一方、先進機能と書かれておりますような制御の部分につきまして、今後の検討が必要な項目となっております。

また、フェーズ2の通信につきましては、横棒を入れておりますけれども、これは通信機能の装置自体のことでございますので、パワーコンディショナの規定としましては横棒という形で、現在の直接的な対応から外しております。

以上をまとめましたのが 11 ページ目でございます。上側が欧州のルール、下側がカリフォルニアのルールでございます。それぞれ検討が必要な項目を抽出した資料でございます。

この両者におきましても、備考のところがございますように、例えば Frequency-Watt 制御、動的無効電流制御など、双方で重複していることもございます。そういったところも踏まえまして、日本のグリッドコードを考えるうえで、現状を整理しましたのが 12 ページ以降でございます。

12 ページでございますが、要件としましては、系統連系規程等を参考に、例えば適正電圧・周波数の維持、受電点の電圧調整、こういった項目を抽出しております。その中で機能のところ、技術的な機能で赤で示しておりますところが米国あるいは欧州のグリッドコードから抽出しました日本でも取り入れるべきと考えている点でございます。それぞれ電力系統の区分に応じて、必要のあるところ、必要ないところということを現在想定しております。

続きが 13 ページでございます。

こちらは先ほどの 12 ページの続きで、要件としまして不要解列の防止、単独運転の防止等々でございます。特に赤字が多くなっておりますところが遠隔の制御ということでございまして、スマートインバータというような考え方も含めて、遠隔でどのように制御していくかということが現在、今後の検討として多くの項目が残っている点でございます。

今後の進め方でございますけれども、14 ページでご説明させていただきます。

将来の太陽光発電の大量導入を見据えた日本版グリッドコードの案を検討しておりますが、この妥当性につきましては、既存及び将来の電力系統との整合、実用運用も含め、今後検討が必要な項目であると考えております。

現在の状況でございますけれども、下の表の実現手段の制定というところであると考えております。制定と申しますのは、必要な機能を特定し、要件化していくと、そういった段階であると考えております。①欧州などのグリッドコードの調査、②日本版グリッドコード案の原案、そして③専門家等の関係団体との協力体制の構築、ここが今現在のフェーズになっております。その後、研究機関で実施された過去の研究成果の調査や、また、グリッドコード案につき、各実用運用を見据えた設定の範囲、ステップ等の検討、そしてグリッドコードの制定というように進めたいと考えております。

その後、設定としましては、この制定を含めて、実際の実証性の検討及び試作機的设计、

それからシミュレーションの実施等、実際の運用に必要な項目についての検討を深めていくというようなステップで進めたいと考えております。

実際の検討内容につきましては、次のページ、15 ページにまとめておりますけれども、技術的な点としまして、受電点の電圧調整、遠隔制御、周波数制御、出力制御緩和、こういったところにつきましては、特に1、3、4については自律制御機能であるため、制御レベル、値に対しては送電側、配電側ともに実用面を考慮した設定の検討が必要ということで、このあたりが実際的な検討項目として挙げられているところでございます。

16 ページ目、今後のスケジュールでございます。

現在、こちらに示しておりますような日本電機工業会様を初め、各種団体様ともいろいろ協議をさせていただくように対応を進めております。

また今後、電気事業連合会様、一般送配電事業者、学識経験者、大学の方々等にも協力をお願いしながら進めていきたいと考えております。

グリッドコードのその必要な機能、要件の設定につきましては、まず最初の制定というところですが、現在、まだスケジュールにつきましては詳細検討中ではございますが、今後1年程度をめどに今考えております。その後、設定、実用化に向けて進めていきたいと考えております。

最後でございますが、17 ページでございます。

先ほど申し上げましたように、太陽光発電の導入量がどんどんふえていく中で、それぞれの導入レベルに合ったいろいろな電力システムに対する太陽光発電側の対策というのにも必要と考えております。

今後、2025 年、2030 年を見据えた、将来的に必要な機能ということを見据えながら検討を進めてまいりたいと考えております。

以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございました。

続きまして、広域機関から資料 10 の説明をお願いいたします。

**【資料 10】火力発電設備等の周波数調整機能の具備について（系統ワーキンググループからの検討要請に対する報告）[電力広域的運営推進機関]**

○都築オブザーバー

資料 10 に基づきまして、ご説明、ご報告をさせていただきます。

スライド 2 でございますが、まずは本日の趣旨でございますが、本ワーキンググループでの過去の議論を踏まえ、火力設備の系統連系に際して具備すべき周波数調整機能とその対象について、一般送配電事業者からの提案あるいは相談を踏まえまして、弊機関として検討を行ってまいりましたので、報告するという趣旨でございます。

スライド 3 から 5 にかけて、一般送配電事業者の提案・相談内容を具体的に書かせていただいておりますが、説明は省略をさせていただきます。

スライド6にまいります。

こうした相談内容を踏まえまして、私ども機関における検討内容について記載をさせていただきます。

ここに記しておりますように、大きく4点ございます。以下、スライド7以下で一つずつ取り上げてまいりたいというふうに思います。

スライド7にまいります。

まず1つ目、細かく言うと7つなんですけれども、その中の1つ目として、一般送配電事業者の提案・相談内容の妥当性の考え方というところでございます。

一般送配電事業者の提案・相談内容につきましては、一般送配電事業者の周波数調整を行う際に必要とする仕様を求めているのか、発電事業者にとって過度な負担となるものではないのかという観点から議論を進めたということが、ここに書かれている概要でございます。

スライド8は余白ですので、スライド9にまいりたいと思います。

まず、2点目の検討内容といたしまして、火力機における周波数調整機能の要件化の必要性についての判断でございます。ここについては、過去にこのワーキンググループでも、それからあるいは別の会合でも議論が蓄積しておりますので、確認的なものとして私ども機関としては議論をいたしました。

それから、次に3点目の検討内容のところ、検討内容3というところでございます。

要件化の対象とするバイオマス発電設備ということで、この取り扱いですが、地域資源バイオマスを除く混焼バイオマスにつきましては、下げ調整力不足となる際に火力機と同等に扱われているということを勘案すれば、火力発電設備と同等に要件化をしていくというのが妥当だというふうに整理をさせていただきます。

続きまして、4点目の検討内容です。ここは、対象となる発電設備容量でございます。

需給調整市場の参加要件として、最低入札量が5メガワットであること、連系要件で検討しているガバナフリー幅あるいはLFC幅が3から5%程度であるということを勘案しまして、電源規模として100メガワット以上という形にしております。

ここで沖縄でございますが、他のエリアと連系がないということで、現状の調整力と同等となる35メガワット以上ということでやむなしという判断をしております。

それから、次のスライド10に移りたいと思います。

5つ目の検討内容及び6つ目の検討内容ということですが、この部分が今回のご報告の餡子になってくる部分だというふうに理解をしております。

火力発電設備で要件化する具体的な周波数調整機能、仕様についてでございます。

先行的に、東京電力パワーグリッドの託送供給約款において、既にこうした点が要件化されております。こうした基準も念頭に置きつつ、可能な範囲で統一的なものにしたいという、そういう前提で検討を進めてまいりました。

検討に当たりましては供給計画がありますけれども、その電源構成を前提といたしまし

て、確保されている調整力によって将来の負荷変動、再エネの出力変動に追従可能かどうかというシミュレーションも行った上で、レベル感というものを定めているという、そういうことでございます。

対策としては、当然発電設備本体を高機能化していくような必要のある対策というのもあり得るわけですが、発電機、タービン、ボイラーなどの発電設備本体には追加的なコストが不要となるということで十分に対応が可能であるという判断のもと、こうした形での対応をしていくのが妥当というふうに整理をしているところでございます。

実際の要件設定に当たりましては、ガスタービン、それからガスタービンコンバインドサイクル、それから、その他というふうに大きく2つに分けてそれぞれ過度な負担とは言えないようなそういうものというふうにしております。

それで、1点ちょっと留意が必要なのは北海道と沖縄でございます。北海道につきましては系統容量が小さいこと、需要変動や電源脱落に対する周波数変動要素が大きいことから、50ヘルツ及び60ヘルツの同期系統よりも周波数調整目標範囲を広くせざるを得ないと、そんな状況になってございます。

また、沖縄につきましては先ほども少し申し上げましたが、系統が本土と連系しておらず、周波数調整機能を有する発電機の台数とか常時並列している発電機の台数が少ないということから、並列する全ての電源に需給調整機能があることが必要となっております。

このため、設備更新時に今連系している設備からスペックダウンされては結構困ったことが起きてしまうという、そんなこともございまして、既存の設備と同等スペックを要件化するのが妥当という、そういうような考え方で整理をしております。

今、考え方を申し上げましたが、具体的な基準につきましては項目とそれぞれの程度で、そこにつきましてはスライドの11から4枚、14までにわたりまして具体的な内容を記載させていただいております。

例えば11なんかの例で言いますと、例えば東京電力の既存、先ほど東京電力託送供給約款に記載があるという、そういうことでございますが、それがこの表の中の2つ目のところと、右が既存設備の程度がどんなもんかという、そういうようなところも書かせていただいております。

こうしたことを踏まえて、本体に追加コスト不要で具備できる仕様というところ、右から2列目のところですけども、そういったことを勘案しながら今回の基準と、そういうことが具体的に相談され、それを検討したという、そんな経緯でございます。

続きまして、スライド15にまいりたいと思います。

こうした要件につきましては、みんなが目指すべき目標という性質のものではなくて、具体的に満たすべき基準、最低ラインといったものを定めるものとなっております。

このため、既存設備に対して、レトロフィットを求めるというものではなくて、更新等のタイミングで要件の具備を求めていく趣旨としております。

もちろん、我々の検討の中でも議論はあったところなんですけれども、今は要件を満た

していないんだけど、今後の需給調整市場の開設などを控えまして、ビジネス戦略上、自発的にグレードアップさせるという、そういう対応を行うということを防げるものではないというのを申し添えさせていただきます。

スライドの16です。

本日、本内容についてご審議をいただいた上で、私ども機関の送配電等業務指針を改定いたしまして、大臣認可を受けたいというふうに考えております。その上で、各一般送配電事業者の託送供給約款改定につなげていくことができるというふうに考えております。

1点、補足的に申し上げますと、今回の検討は先ほど申し上げましたように、供給計画上の既存設備は当面維持されるということを前提にして行っているものでございます。このため、電源の構成が想定と大きく変わっていくような、そういう事態になれば見直しをしていくという、そんな形になるかというふうに考えております。

スライド17以降のところを若干資料をつけさせていただきます。欧州のグリッドコードとの関係についてでございます。

欧州のグリッドコードと比較して、例えばスライド17のところにおきましては、赤い枠組みで囲ってある部分ですね。この部分について、今回検討を加えて要件化を実現していこうとするものでございます。

例えば、もう一つ例を申し上げますと、スライド20のところをご覧いただければと思いますが、スライド20で欧州各国のグリッドコードとの関係で、相場観的にどうなのかというところがございますが、同様のものが規定されているということで、我々の対応につきましても、こうした形で客観的にご覧になっていただくことができるのではないかとこのように思っております。詳細な説明は省略させていただきます。

また資料、えらい長い資料になってしまっていて大変申しわけございませんが、後ろのほう、参考1とか参考2というのがございますが、こちらにつきましては、私どものところで検討時に用いた資料でございますので、これについての説明は省略させていただきます。

私からは以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。

それでは、資料3の6を事務局から説明をお願いいたします。

【資料3】基幹系統の設備形成の在り方について〔事務局〕の6

○曳野電力・ガス事業部電力基盤整備課長兼省新部制度審議室長

資料を戻っていただいて、資料番号の3の一番最後のページ、20ページをご覧ください。

募集プロセスにおけるグリッドコードの適用タイミングのあり方について、個別の論点でございます。

系統ワーキンググループにおいては、まさに今のような議論も含めて、これまでさまざまなグリッドコードの整備に関する議論を進めていただいたところでございますが、個別のこの技術要件については、電気事業法に基づく託送供給等約款の別冊ということで、系統連系技術要件に規定するという方針で基本的に考えております。というのは、基本的には法令に基づいてしっかり認可があって、そのルールについて、各事業者について守っていただくということが制度上、明確であるという趣旨でございます。

まさにこの約款の変更認可手続が想定されるところでございますけれども、先ほどのご説明の中でも、約款の実施日以降に契約申し込みする設備が対象だという基本的な考え方が示されております。

一方で、募集プロセスにつきまして、既に入札が行われている場合には、この意思表示と費用負担に応じた負担金、デポジットというのはもう既に支払われておりまして、また仮に入札後に新たな技術要件を適用するということになって事態が発生しますと、募集プロセス全体のおくれにつながるという懸念もございます。

したがって、この募集プロセスにおける最新の技術要件の適用については、契約申込時を適用するのではなくて、この場合には、入札の実施を最新の技術要件の適用の基準としてはどうかというご提案でございます。

それから、先ほどの大山委員からのコメントに関して、説明が少し足りていなかったの  
で1点、補足させていただきます。

出力制御に関しての契約の更改に関して、これは事業者が仮に同意しなかった場合どうなるかということでございまして、これに関しての契約の法解釈、大山委員のご指摘のところなんですけれども、いわゆる再エネ大量導入小委員会の3次報告、8月に取りまとめられた中の注の27というのがありまして、基本的には先ほど私がご説明したとおり、不利益変更ではないということ、それから契約の目的に反しなくて合理的なものですので、基本的には要綱の変更で行うことが妥当であって、また、各発電事業者は出力制御に協力することが、改正FIT法に基づいて当然遵守することが想定されているんだということなんです。その後、そのまま読み上げますけれども、「なお、これに違反した場合には、FIT法第15条第2号に規定する認定取り消し事由に該当すると考えられるため、行政手続法に基づく、適切な手続を経た上で認定取り消しを行うなどの対応が考え得る」と、このような整理がされております。もちろん、もう関係者の中で当然こういうことできちんと合意をして進めていただくのが望ましいですし、当然想定されるわけなんですけれども、一応制度上はそういった手続も一応あるということでございます。

以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございました。

それでは、自由討議の時間にさせていただきたいと思います。

最初に私の方から追加でちょっとご説明いただきたい点がございます。

それは、その資料 8、資料 9 の太陽光は今からということなのですが、大分固まっている資料 8 と資料 10 に関して、いつごろのどういう時点を想定して今回のご提案の内容が妥当だというふうに考えられたかと、そういうところをちょっと補足していただけないでしょうか。

と言いますのは、五、六年前に出力制御は必ず必要だということは必ずしも衆目の一致するところではなくて、まさに今やっているということになります。そうするとまた 3 年後、5 年後、同じことがなるべく起こらないようにしたほうがいいのではないかというふうに感じております。

そういう意味で、いつごろのどういう状況を想定して今回のご提案になっているかということについてコメントいただきたいと思いますが、まず一送さんのほうから。

○東北電力送配電カンパニー・山田電力システム部技術担当部長

今ほどのご質問でございますけれども、まず、今回のグリッドコードと申しますか、技術要件につきましては、冒頭のほうでお話いたしましたとおり、まず、いろんな風力、あるいは洋上風力というものが、各エリアで申し込みがたくさん来ている状況ということでございます。そのため、今現在として適応可能な要件をまずはルール化いたしましょうということで検討させていただいたということで、今後、先ほどお話ございました 3 年後、5 年後、もし今後別の要件と継続検討してまいる予定でございますけれども、その辺は必要になればまた改めて追加ですとか見直しというところも考えるということで、まずは現在のところを想定したということで考えているところでございます。

○荻本座長

ありがとうございました。

それでは、都築さん。

○都築オブザーバー

私ども、説明の中でも申し上げましたけれども、供給計画という 10 年の計画で電気事業者から私ども経由して経済産業大臣に提出されているものがあるかと思いますが、そこで想定されている設備というものを前提にしております。そういう計画に基づいて検討を行ったということでございます。

なので、先ほども申し上げましたように、そのところが大きく変わってくるような制度的な変更であるとか、それから需給状況の変化とか、そういうものがあつたときには見直しを行っていくということになるかと思っております。

○荻本座長

どうもありがとうございました。

それでは、皆さんからのご質問、ご意見をお願いします。

馬場委員。

○馬場委員

ありがとうございました。

まず、資料8のほうですけれども、非常によく現状できる、そういった技術的な検討と  
いうのをよくやっていただき、また、妥当な結果が出ているのではないかなと思います。

ただ、先ほど荻本座長のほうからの質問に対する答えにもありましたとおり、これは現  
状こういうものを早急に入れるというようなことでありますけれども、今後検討していく  
中でやっぱり変更が必要であるということであれば、やはりそこはいい方法であれば変更  
していくというようなこと、それを皆さんちゃんと確認した上運用していただけると、よ  
り今後もいい検討ができるのではないかなと思いますので、その辺はぜひよろしくお願  
いいたします。

それから、資料9のほうなんですけれども、ちょっとごめんなさい、これ私よく理解  
できてないところがあるんですけれども、今回はいろいろ調べていただきましてありが  
とうございます。これは、PCSそのもののグリッドコードというようなことで今回お話し  
されたのかなというふうに思いますが、結局、例えば資料9の13ページ目のあたりで遠  
隔制御というようなところがあるんですけれども、ここは今回グリッドコードの対象外  
として考えられるのかどうかというのがちょっとよくわからなくて、ここの中で赤字  
じゃなく黒字のところ、最大出力抑制制御（遠隔出力制御）というところで、これ今、  
低圧から特高まで全てこれは必要であるというような整理ではあるわけなんです  
けれども、これは遠隔制御について考えないということであれば、今スケジュールで  
考えられているグリッドコードの要件の中には、ここは検討しないということな  
のかどうかというのがちょっと疑問になったんですけれども、それはどうなんでしょうか。

○荻本座長

お願いします。

○鈴木オブザーバー

ご説明が悪かったかと思いますので、改めてご説明させていただきます。

遠隔制御というところの相似的なところはパソコンの機能ではございませんので、それ  
は別に検討するというので、その遠隔制御を受けてパソコン側の、制御側としてのコ  
ードの中身は、これは検討いたします。

○馬場委員

ということですね。

○鈴木オブザーバー

はい。遠隔制御を全くしないというのは、私の説明不足で、失礼いたしました。

○馬場委員

はい、わかりました。

それで言うと、今、資料6のほうの14ページ目の今後のスケジュールというところで、  
これはオンライン制御の拡大というようなことを考えたときに、これ特高なんですか、  
2021年度以降全国大で導入というような、そういったようなスケジュールになっていて、  
結局もう2019年度の後半に来ていて、もしそういった要件を具備したPCSというもの

をつくるとすると、下手するともうそろそろできてないと、要するにコードをこういうのをつくるんだということでメーカーさんのほうにあらかじめ言っておかないと、ちょっとスケジュールと合わなくなってしまうのではないかなという懸念があるんですけども、その辺のところというのは何か、今グリッドコードのほうの、例えば資料9の16ページ目のグリッドコードのスケジュールのところを見ると、結構随分実用化、2022とか23とかというようなことになっていて、もし可能であれば風力発電協会さんが出されたような形で、できるところから早目にグリッドコードをというような形でやっていったほうがいいのではないかなというふうに思いました。

以上です。

○荻本座長

いかがでしょうか。

○鈴木オブザーバー

ご指摘の点、よく理解いたしました。

遠隔制御と申しましても、制御の中身はいろいろございますので、そういったところの中身を踏まえて、必要なところから順次ということは検討の必要はあるかとは考えております。

○馬場委員

できればなるべく早くやっていただくのがいいのかなと思いました。

○荻本座長

ありがとうございます。

ほか、いかがでしょうか。

○岩船委員

ありがとうございました。

私も太陽光発電協会さんのほうで、大変よくヨーロッパとの比較等丁寧に整理していただいたと思うんですが、やはり最後のスケジュールがもっと加速してほしいというのが思ったところでした。

ぜひ、できるところからという話ありましたけれども、一応整理はしっかりできているので、あとは何を具備すべきかしないべきかという議論だと思いますので、迅速に進めていただければ、将来的にも非常に、これから太陽光はたくさん入ってきますので重要ではないかというふうに思いました。

あと、資料10のほうに関してなんですけれども、9ページで、今回の要件化の対象とする発電設備の容量が100メガワット以上ということで、それに関してなぜかというような説明も途中にあったかと思うんですけども、例えば17ページのヨーロッパの系統要件でいうと、ちょうど対応するものが50メガワット以上というようにもっと小さいものも含まれているように思うんですけども、もう少し長期的なことを考えると、これから火力の運用する時間も減って、割合的に再エネ等ふえて減ってくると思いますし、もっ

と小さいものも対象とすべきではないかというような議論もあるかと思うんですけども、その点いかがということをご質問させていただきたいと思いました。

もう一点あるんですけども、最後事務局のほうからあった資料3の最後のページの募プロにおけるグリッドコード適用タイミングの在り方という点なんですけれども、たしか風力のグリッドコードの議論をするときに、東北の募プロに間に合うというようなところが一つの目安だったような気もしていて、だけどこの20ページに書かれたことは、つまり東北の募プロのものは対象にならないんでしょうかという、であればそれはちょっと残念なのではないかと思ったという点でした。その点どうなのかということを確認させていただければと思いました。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。

それでは、都築さん、先に。運用が変化するかもしれないというときに容量をもうちょっと小さいほうも対象にする必要があるのではないかと。

○都築オブザーバー

今回の検討で規模というのは、当然検討に当たって非常に大きな条件設定として重要な点だったと思いますのでここでも言及をさせていただいたんですが、まず一番最初の前提として先ほど申し上げた点で、先行する東京電力が託送供給等約款の別冊にもう既に要件化をしております。これは250メガワットでやっております。今回はそれよりは下げているというのは、当然、託送供給約款は何年も前に大臣認可を受けているものですので、そこから環境変化とかそういうものも考慮しながら、現状で考えられ得る運用をいろいろとシミュレートした上で、それで、あとそれから需給調整市場、この資料で説明をさせていただいているところを勘案して定めたものでございまして、いろんな対応があって、ちっちゃいのを対象にするというのと、あと一個一個深く対応するというやつといろんなところがあるんですけど、その兼ね合いの中で、今回についてはこの辺のところではぼやりしたいことはやれるだろうという見通しが立っているということでこんな条件設定にさせていただいております。

岩船委員おっしゃられたところで、将来的に、またいろんな調整機能を持つものが変化してきて、調整力の内訳が変わってくるということもあり得るというふうには思っておりますので、逆に言うとそういうところは状況に応じてきちっと判断できるような、私どもとしては謙虚さを持って対応していきたいというふう考えております。

○荻本座長

ありがとうございました。

事務局から、3-6について。

○曳野電力・ガス事業部電力基盤整備課長兼省新部制度審議室長

3-6ですけれども、もし追加があれば東北電力さんからも補足いただければと思いま

すけれども、ここで言っているのは、一律義務化する対象について入札の日よりも後になると言っていることを申し上げているだけで、逆にそれ以前のもは一切やらないということではなくて、個別にご協力をお願いするという姿勢は変わらないと思います。恐らく東北電力さんのほうでも、既に個別にお話はされている部分もあるのではないかと思います。

例えば、去年の北海道のブラックアウトを受けて、例えばいろんな太陽光のFRT要件を変えていくとか整定値変えるとか、こういう話も義務化はされていないわけですがけれどもご協力をいただくと、こういうスタンスですので、ルールに従わない場合には継続しないといったような形での、ある意味では担保措置が相当厳しくかちっとやっていくというところになりますと、少し適用が後にならざるを得ない面はありますけれども、できるだけご協力をいただくというところは、基本的には必要ではないかというふうに考えております。

○荻本座長

ありがとうございます。

それでは、東北さん。

○東北電力送配電カンパニー・山田電力システム部技術担当部長

東北電力のほうから補足をさせていただきますと、今エネ庁様からご説明いただきましたとおり、正式には適用というものは入札の時期ということで先ほどお話をいただいたところでございますけれども、私どもといたしましては、既にお話しいただいたとおり、各事業者様のほうに要請という形でご説明はさせていただいておりますし、10月末のアクセス検討の回答時にも今回の要件を定めさせていただきましたので、それに準じた形で説明をさせていただきながら事業者様の、例えばストーム制御とかを適用すれば発電電力量のほうにメリットがありますよとか、そういうところもご説明させていただいて、極力協力をいただくということで対応させていただきたいと考えてございます。

○荻本座長

ありがとうございます。

それでは、ほかにご意見、ご質問がございましたら。

それでは、風力発電協会さん。

○鈴木（和）オブザーバー

ありがとうございます。風力発電協会のほうとしてコメントさせていただきます。

まず資料8についてですが、送配電網運用委員会さんのほうでまとめていただきまして、大変ありがとうございます。我々基本的には、この資料8については提案内容、技術要件についてJWPAとして了解してございます。

この風車制御機能の活用については、系統安定化へ寄与する、JWPAとしても、以前より協議あるいは提案をしております、確かに先ほど来お話ありました募集プロセスが始まる直前だったかと思いますが、そのときより適用についてお話をさせていただいてい

たかと思えます。

送配電事業者さんとそういった意味で協議してきた内容でありますので、JWPAとして了解している内容で賛成して進めたいと思っています。

ただし、この要件の中で、先ほどご説明もたしかあったかと思いますが、出力変化率の制限などにつきましては、相応の逸失電力量が発生してまいります。簡単なシミュレーションではありますが、年間六、七パーセントといったところの逸失電力量に相当する部分がありますので、事業者にとっては厳しい一面がございます。

ただし、協会内あるいは関係事業者さんとも話をした結果でありますので、このまま何もしないということになると、後々入ってくる事業者さんがさらに厳しい要件になります。また、将来的に風力の導入が大きく制約される可能性もございます。ということをお我々も認識しておりますので、風力導入拡大のために必要な要件として判断させていただいたというところでございます。

意見でございますが、最終的には一部ご議論いただいておりますが、風力あるいは火力発電ということだけではなくて、再エネ全般に対して各種電源の属性はございますが、電源全体として公平でバランスよく対応していただくことが効果的でございますので、これらについてさらにご検討いただければというふうに考えております。

それからあともう一点なんです、先ほど岩船委員さんのほうからご質問があつて、事務局のほうから、あるいは送配電網運用委員会の山田さんのほうからご回答いただきましたが、北東北の募集プロセスの案件に対してはこのグリッドコードの適用について、風力発電事業者としては非常に関心が高うございまして、先ほど来ご説明いただいたように、各事業者さんに積極的な対応を要請しているというところで、我々としても業界として積極的に対応していく方向で検討していきたいと考えております。

以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございました。

ほかいかがでしょうか。

どうぞ、東北電力さん。

○東北電力送配電カンパニー・山田電力システム部技術担当部長

今ほど風力協会さんのほうからお話しいただきました内容で、おっしゃるとおり調定率ですとかですと、逸失電力量というものはやっぱり避けて通れないところが若干あるかと思えますけれども、今ほどお話しいただいたとおり、それをグリッドコードの適用によりまして再エネの連系拡大に貢献するという観点から、全体的な風力のアワーのアップというところでご理解いただければなというところで、我々としては考えるところです。

あと、最後にお話しいただきましたとおり、東北の北部募プロのほうの適用については、ぜひ風力発電協会さんのほうでもご協力を賜ればということで思っておりますので、よろしく願いいたします。

以上です。

### 3. 閉会

#### ○荻本座長

ありがとうございます。

ほか、いかがでしょうか。よろしいでしょうか。

どうもありがとうございました。

本日は長い時間、遅くまで大変有意義なご意見をいただきありがとうございました。

まず、機関系統の設備形成の在り方については、増強が当面適切でないと考えられる系統があれば、広域系統整備委員会において検討を行った上で、要件を満たす系統についてはノーファーム適用系統として整理することやF I T法施行規則で出力制御の取り扱いを明確化するなどの提案がありました。

北海道3エリアの募集プロセスにおける増強規模については、既存系統を活用しつつ、可能な限り工期を短縮する増強案を広域機関において検討することや、今後の募集プロセスにおいて電源間のバランスに配慮して一定の優先枠を設けること、優先枠の対象電源及び要件は主力化小委の議論を踏まえ検討を行うという提案がございました。

いずれの提案も基本的な方向については認識の一致が得られたというふうに思いますので、事務局及び広域機関においては引き続き具体的な検討を進めていただきたいと思います。

北東北募集プロセスについては、再接続検討回答後に辞退者が生じた場合の追加対策が提案されましたが、特段の異論はなかったと思いますので、広域機関、東北電力は入札参加者に対して追加対策を実施するに当たっての情報提供を速やかに行っていただければと思います。

経済的出力制御についても、具体的方向性について賛同が得られたと思いますので、引き続き詳細な検討を進めていただきたいと思います。

グリッドコードのうち、風力や火力・バイオマス発電設備等の技術要件や適用範囲については大きな異論はなかったと思いますので、一般託送配電事業者、広域機関においては、本日の議論を踏まえ、適切な対応を進めていただければと思います。

また太陽光発電技術要件については、J P E Aを中心とした体制のもとでスケジュール感を持って検討を進めていただきたいと思います。

グリッドコード、将来を見据えてやるということが大切という意見もいただきました。なかなか実務的に困難ということがあると思いますが、まさに全体のスケジュール感を持って進めていただければと思います。

次回のワーキンググループの開催時期につきましては、事務局より別途お知らせをさせていただきますと考えております。

それでは、これもちまして本日のワーキンググループを閉会します。  
ありがとうございました。

—了—

お問合せ先

資源エネルギー庁 省エネルギー・新エネルギー部 新エネルギー課

電話：03-3501-4031

FAX：03-3501-1365