

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 系統ワーキンググループ (第9回)

日時 平成28年11月25日 (金) 14:01～16:55

場所 経済産業省 本館17階 第1～3共用会議室

議題

- (1) 各社の30日等出力制御枠および出力制御の見通し等について
- (2) 北海道エリアにおける風力発電の連系について
- (3) 東北北部エリアの系統連系について
- (4) 出力制御の公平性の確保ルールについて

1. 開会

○荻本座長

それでは、定刻になりましたので、ただいまから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9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、ご出席いただきましてまことにありがとうございます。

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いたします。

○曳野電力・ガス事業部電力需給・流通政策室長

ありがとうございます。

本日は、委員の皆様全員のご出席をいただいております。

また、前回同様、オブザーバーとして関係業界、電力会社からもご参加をいただいております。

本日は、電力会社7社からご説明、プレゼンテーションをいただく予定でございます。

また、引き続きまして、本日の資料につきまして確認をさせていただきます。

配付資料一覧、お手元にごございますけれども、議事次第、委員等の名簿、座席表、それから資料が1から11までございます。資料の8と11については2種類ございます。それから一番後ろに、参考資料として電力各社の設備一覧という資料がついております。ちょっと大部の資料でございますけれども、乱丁・落丁などございましたら、会議の途中でも結構ですのでお知らせいただければと思います。

以上です。

○荻本座長

それでは、本日の議事に入ります。

なお、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お願いいたします。

2. 議事

(1) 各社の30日等出力制御枠および出力制御の見通し等について

○荻本座長

それではまず、事務局から本日の議題について説明をお願いいたします。

○曳野電力・ガス事業部電力需給・流通政策室長

本日は、前半で議題の1としまして、各社の30日等出力制御枠及び出力制御の見通し等についてご議論いただければと思います。これにつきましては、各電力会社より資料1から資料7のご説明をいただいた後、事務局から資料8の説明をさせていただきます。その後、質疑をいただければと思います。

また、議題の2につきましては、北海道エリアにおける風力発電の連系について、それから議題の3、東北北部エリアの系統連系について、それから議題の4、出力制御の公平性の確保ルールについてということですが、これにつきましては、お手元の資料でいいますと資料の9、10、11という資料に基づいて、それぞれ北海道電力さん、東北電力さん、事務局よりご説明をさせていただきます。その後、質疑いただければと存じます。

また、本日は大変資料も大部となっておりますので、進行の関係上、各社、事務局の説明につきましては、あらかじめ予定時間をお知らせさせていただいております。予定時間を超過した場合には、事務局より合図を出してお知らせをさせていただきますので、ご協力をお願いできればと思います。

以上です。

○荻本座長

それでは、九州電力から資料1の説明をお願いいたします。

○九州電力・山科電力輸送本部部長

九州電力の山科でございます。

それでは、再生可能エネルギーの接続可能量（2016年度算定値）算定結果についてということでご説明をさせていただきます。

1ページ目、基本的な考え方、ありますけれども、これは前回ご説明したものと同様でございます。

ますので、説明を省略させていただきます。

同様に2ページ目、3ページ目、ステップ1、2、3、4とずっとありますけれども、前回ご説明しましたのと同じですので説明を省略させていただいて、ちょっと変更したのがステップ5の14ページ目、ここを少し説明させていただきたいと思います。

14ページ目、火力発電の抑制のところでございますけれども、前回では調整力につきまして、広域機関で決定されたものを適用するという形にしてございました。以降、広域機関におかれましては調整力の検討ということで、上げ調整力について検討されまして、暫定的に従来の値を適用するという形で決定がされております。具体的には、電源Iにつきましては、偶発的予備力7%を暫定的に適用するという形で、ここではその偶発的予備力7%に加えまして持続的予備力1%を加えたものの8%、これを供給力8%を含むということで、供給力を考慮して、並列が必要な発電機のユニットというのを決定するという形で明確化をしております。

あとは、並列が必要ない発電所のユニット、LFC調整力2%という形で記載しております。今回、広域機関におかれましては下げ調整力のほうが今後検討ということでございまして、このLFC調整力2%につきましては、今後、下げ調整力の中で最適に必要な調整力の必要量というところが検討された場合にはここはまた見直しになるということで、今回は暫定的に2%を置いて算定をしたというところでございます。

以降につきましては、ステップ5、揚水式水力、関門連系線の活用、出力制御の考え方等、基本的には前回と同様ですので説明を省略させていただきます。

それでは23ページ目、接続可能量の算定結果ということで、算定した結果をご説明させていただきます。今年度の算定値につきましては、そこに記載のとおり太枠で書いてございますけれども、太陽光については795万キロワット、風力については168万キロワットという算定値になりました。これについては、昨年度の算定値よりも太陽光は849万、風力が180万だったわけですが、これからかなり減少という形になってございます。利用につきまして分析いたしました結果、エリア需要で算定してございますが、エリア需要が昨年度の自社需要に対しても若干減少になっていると。一方で、エリアでの供給力を算定するに当たりまして、やはりバイオマスなどの基本的な電源が増加しているということもございまして、こういった減少値になったものというふうにご覧いただけます。

続きまして、出力制御見通し算定の考え方のところ、25ページになりますけれども、これについては前回と内容は同じでございます。

26ページ目になりますけれども、その中で、出力制御見通しの追加接続量については適切なものを検討するという形で記載してございました。その中身でございます。下のグラフを見ていた

だきまして、現在の接続状況と申込みの状況ですが、28年10月末のデータを見ていただきますと、接続済みが665万、承諾済みが402万ございまして、合計1,067万キロワットが大体既に接続済みか承諾済みかという状況でございます。なので、当社の太陽光の接続可能量が817万でございますので、プラス250万以上という形でまずは整理をさせていただいております、そこから上になりますけれども承諾済みまで、それにさらに加えまして申込みまでの全体量を見ますと、28年5月末から1,163万、1,125万と接続がだんだん進むにつれて、少し減少してきているような状況でございます。現在は6万の系統、22万の系統、そういったところ、系統用トランスなども含めまして、上位系統の接続に当たっての増強についての協議をやっているところでございまして、その中の事業者の方の中では調整がついていないところについては、広域機関さんのほうで調整プロセスの中で調整していただくなどの状況で接続を進めているところでございます。

中には、こちらのほうから負担金の提示をしたところでは、意思の確認の回答がないといった事業者さんもおられまして、1,400万のうち100万キロワット程度は接続に至らないものというふうに考えてございまして、指定ルールの方が月4万から5万キロワット、このまま接続すると見ましても、大体将来では1,300万程度つながるものということで考えているところでございます。そういったしますと、追加接続量の範囲といたしまして、プラス200万からプラス500万、こういったところが適切かということで、この範囲で100万キロワット刻みで表示させていただくということで考えておるところでございます。

その結果でございますけれども、27ページ目に算定結果を示してございます。太陽光の出力制御の見通し、3カ年の平均値ということで、2013、2014、2015年度の算定結果の平均という形で、一番上の表で示させていただいております。プラス200万キロワットで出力制御率で表示してございますが10%、出力制御量で2億2,500万キロワットアワーと、プラス500万キロワットで26%という形での出力制御の見通しということの結果でございます。

なお、これにつきましては当日の時間ごとの天気、日射量が前日の天気予報、日射量予測どおりになった場合を前提としてございまして、この値については当社としてはお約束できるものではないということで、事業者の方には説明させていただくということで考えているところでございます。接続可能量の算定結果、それから出力制御の見通しについての算定結果は以上のとおりでございます。

ちょっと次の別紙に移っていただきまして、当社におきましては、今の状況としましては接続量が、先ほど説明しましたように太陽光が660万ぐらいございます。今後もまたどんどん接続してくるということでございまして、至近で本土におきましても出力制御の可能性があるので、事業者様のほうには、具体的に本土で出力制御をやるときにはどういった方法でやる、い

つごろ出力制御の連絡をいたしましてどういった対応をしていただくということをご説明しているところがございます。そういった状況から、具体的にどのような運営方法にするかにつきまして、この場でご説明をさせていただきたいということで、別紙でまとめさせていただいているところがございます。

3項目、目次に書いてございますように、優先給電ルールに基づく出力制御のスケジュール、想定誤差を考慮した運用方策、関門連系線の活用方策ということで、3点説明をさせていただきます。

2ページ目、あけていただいて、優先給電ルールに基づく出力制御のスケジュールということでございますけれども、まず前日からですけれども、朝上げたスポットの入札、スポットの取引を行って、太陽光の取引を行うということでございます。それを行った後、気象データの受信をしまして、この中で需要想定、再エネ出力想定を行い、それをもとに12時ごろ、翌日の需給のバランスを策定すると。この中で、優先給電ルールに基づきまして火力の抑制、揚水の活用、こういったものを織り込んで太陽光、風力の出力制御の必要量などを算定いたします。

それに当たりましては、電源Ⅲの前日の要請、広域機関による長周期広域周波数調整の要請、バイオマスの出力抑制の前日指示、こういったことを行った上で、太陽光、風力への出力制御の前日指示、これは旧ルール事業者の方になりますけれども、前日指示を行いたい。当日には、当日の朝の気象データに基づいてもう一度需給バランスを見直しします。これに基づきまして、旧ルール特高事業者の方を対象にさせていただきますけれども、もし不要な出力制御の指示がありましたらこの時点で解除させていただきたいというふうに思っております。

指定ルール発電事業者の方に対しましては、今、遠隔制御装置を具備するということが条件になってございます。これについては、1時間前の配信という形にしたいと思っておりますけれども、それに当たりましてその1時間前に需給バランスをつくって、その必要量を再度算定するということがございまして、実需給2時間前の予測をもとに制御スケジュールを更新、1時間前に更新というスケジュールで行いたいというふうに思っております。実需給に当たりましては電源Ⅰ、Ⅱの出力抑制、それから長周期広域周波数調整、最終的な緊急対応、こういったスケジュールで出力制御をやらせていただきたいというふうに考えておるところでございます。

2番目に、想定誤差を考慮した運用方策ということでございます。想定誤差を考慮した運用の必要性ということで3ページ目にまとめてございますが、先ほどのスケジュールのとおり、再エネの出力制御の指示はFIT法に基づきまして前日に実施する必要がございまして、誤差量の大きい前日時点におきまして再エネの出力値を想定し、優先給電ルールに基づきまして火力等の出力抑制を最大限考慮した上で出力制御量を策定する必要があるというところがあります。現地で

の出力操作を基本とする旧ルール太陽光の場合には、当日指示による操作の解除というのが非常に難しいということがございました。

一方で、太陽光出力想定と需要想定の前日計画と実績には最大で300万キロワット程度の誤差が発生しているということで、下の表を見ていただきますと、左側の太陽光出力・需要の合成誤差で、春には164万から300万キロワットという誤差が発生しているという状況でございます。こういった誤差を考えますと、こういった問題があるかというのを4ページ目にちょっとご説明をさせていただきます。

下のグラフのほうを見ていただいて、一番左の棒グラフが前日段階での需要想定、需給バランスの想定ということで、優先給電ルールに基づきまして最大限抑制、あるいは揚水動力の最大限活用を行いまして火力などの供給力をカウントいたします。その上で、太陽光などの再エネの出力を上乗せしますけれども、需要から上回るところのみを出力制御をいたすということで、ピンクの部分を出力制御いたしますと、実需給段階で太陽光出力がかなり上回った場合には、余剰電力がかなり発生して安定供給が図れないということになるということで、5ページ目にありますように、前日誤差相当を旧ルールの指示の段階では織り込んだところで出力制御量を大き目にやる、指定ルールの指示の段階でも2時間前の誤差を織り込んだところで出力制御を実施すると、そういったことで実需給では問題がないような形で調整を図っていくというやり方をやらせていただきたいというふうに思っています。

実際に、その想定誤差量の考え方については6ページ目にありますけれども、実際には曇りの日は上げ調整の誤差が非常に大きく、月ごとにも非常に変わってきますので、想定する出力帯、高出力帯、中出力帯という形で、7ページ目にその具体的な誤差量を記載してございますが、月ごとあるいは出力帯ごと、こういった形できめ細かに誤差量を設定して、無駄な出力制御がないような形で調整させていただきたいと。

あとは、具体的な出力制御のやり方につきましても、8ページ目に少しまとめてございますけれども、実際、想定誤差量全てを前日の出力制御量の指示とするものではなくて、出力制御の旧ルールの対象の方の一部につきましては、事業者との調整をさせていただいて了承を得られた方については、実需の2時間前の段階で緊急的に制御を了承していただくということを行うことによって、無駄な出力制御をなくすといったことをやらせていただきたいというふうに考えてございます。

あと、11ページ目、公平性を考慮した出力制御方法という形で、基本は30日、出力制御対象事業者の年間出力日数が30日に達するまでは旧ルール事業者、指定ルール事業者を交代で制御することによる公平性を担保するという、それから30日を到達した以降につきましては、旧ルー

ル事業者に対して指定ルール事業者の制御日数が大きく増加しないように、年度単位で旧ルール事業者の制御日数上限を最大限活用するといったことで公平性を担保させていただきたい。

ただ、このケース1とケース2の判断につきましては、供給計画に基づく出力制御の想定に基づきまして、年度当初で判断するというをやらせていただきたいというふうに考えてございます。

具体的なものについては、12ページ目、13ページ目に少し個別具体的に書いてございますが、そこでちょっと説明を省略させていただきます。

あと、関門連系線の活用方策でございますけれども、14ページ目に少しまとめてございます。運用容量が45万から60万ということでありまして、計画潮流を上回るところの空き容量の部分については、スポット取引などを踏まえてしっかり経済的な取引をやって、再エネ供給をやらせていただきたいということでございますけれども、計画潮流におきましても優先給電ルールを活用しまして、この原資となっている火力などを抑制することによって再エネで振り替えて送っていると。あるいは、スポット取引を行った後でもまだ残る空き容量の部分につきましても、長周期広域周波数調整によって、最大限再エネを送ってまいりたいということで考えているというところでございます。

すみません、長時間になりましたけれども、以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございました。

では続きまして、北海道電力さん、お願いします。

○北海道電力・中村流通本部工務部長

北海道電力の中村でございます。

資料2に基づいてご説明をさせていただきます。再生可能エネルギーの接続可能量算定結果と出力制御見通しにつきまして、昨年度との違い、そして当社としての特徴的なところを中心にご説明をさせていただきます。

19ページまでについては、接続可能量の算定フローですけれども、昨年度から大きな変更ございませんので、説明を省略させていただきます。

20ページをごらんいただきたいと思います。この20ページにつきましては、算定条件の昨年度との違いを比較しているものでございます。2016年度の算定値におきましては、需要、太陽光、風力を最新の2015年度実績に基づくデータに更新してございます。また、地熱とバイオマスにつきましても、2015年度の実績を織り込んでおります。

なお、需要につきましては北海道エリア需要実績ということで、具体的に変わっている点につ

きましてはアンダーラインを引かせていただいております。

続きまして、21ページをごらんいただきたいと思います。こちらについては、各発電種別の設備容量ですけれども、一般水力、地熱、バイオマスについては至近の状況を反映して若干の変更がありますけれども、原子力については変更はございません。

続いて、22ページをごらんいただきたいと思います。以上の前提条件のもとで、接続可能量を算定した結果をこの22ページにお示ししております。一昨年度の系統ワーキングにおいて算定した接続可能量であります太陽光発電117万キロ、それから風力発電36万キロワットを前提に、今年度の条件で算定した結果、太陽光、風力いずれも接続可能量、昨年度の算定結果と同様ゼロということになってございます。

続いて、23ページをごらんいただきたいと思います。こちらには、参考に出力制御日数等の算定結果をお示ししております。一昨年度算定しました接続可能量で考慮した30日の出力制御に対しまして、昨年度は64日の出力制御日数であったものが、上の表に書いてあるとおり太陽光は85日、風力については1,910時間ということで、いずれも増加しているというところでございます。

出力制御日数が増加した理由については、25ページをごらんいただきたいと思います。この25ページにつきましては、出力制御日数が増加している理由ということで、このグラフ、2013年度から2015年度の各年度の日平均需要を示したグラフになってございます。年間で2015年度エリア需要は、2013年度自社需要よりも20万キロワットほど減少している状況にありまして、特に5月の段階、5月1日のところ辺を見ていただきますと39万キロワットと大幅な減少になっております。この影響によりまして、出力制御日数が増加するという結果となっております。

引き続きまして、27ページをごらんいただきたいと思います。こちらについては、2016年度算定値では需要が昨年度に比べさらに減少していることから、出力制御日数が増加する結果となりました。今後、地熱やバイオマスの導入量が増加すると、さらに出力制御日数が増加する可能性があります。実運用段階におきましては、卸電力取引所における取引を活用することにより、出力制御日数の低減を図ってまいります。ただ、それにもかかわらず出力制御に伴う補償費用が発生する場合には、託送料金で回収するということとなります。このため、出力制御に伴う補償費用の負担につきましては、再エネの導入が進む地域の事業者のみが負担を負うことにならないように、補償費用の全国サーチャージ化などの制度面での対応についてご議論をお願いしたいというふうに考えているところでございます。

続きまして、指定ルール案件の出力制御見通しについて、29ページでご説明を申し上げます。29ページにつきましては、太陽光・風力の導入状況をグラフ化しているものでございます。また導入見通しにつきましては、太陽光は至近年の導入、申込み状況から、指定ルール案件の導入量

をプラス100万キロワット、それから風力につきましては、環境アセスメントの手續状況からプラス200万キロワットと設定いたしました。

出力制御の見通しの結果について、31ページ、32ページでその結果についてご説明を申し上げます。まず、31ページ目につきましては、太陽光発電の指定ルール案件の出力制御見通しでございます。2013年度から2015年度までの3カ年平均ですけれども、プラス100万キロワットでは出力制御時間が1,234時間、出力制御率が41.2%という結果になってございます。

それから32ページにつきましては、風力の指定ルール案件の出力制御見通しを示してございます。こちらについては、先ほど申し上げましたけれども、環境アセスをやっているというところのプラス200万キロワットの部分までお示しをしているということで、表の一番下のプラス200万キロのところをごらんいただきますと、出力制御時間が3,521時間、出力制御率が27.8%という結果になってございます。

なお、これらの出力制御の見通しにつきましては、あくまでも一定の条件に基づく試算ということでございます。

続く33ページ、34ページについては、年度別の試算結果を参考に示しております。実際の時間等については、需要等の条件により変化する可能性もございます。そういったところを考慮しながら見ていただければというふうに思っているところでございます。

当社から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。

続きまして、東北電力さん、お願いします。

○東北電力・坂本電力システム部技術担当部長

東北電力の坂本でございます。

私からは、2016年度算定値の算定結果についてご説明いたします。

まず、2ページ目をごらんいただきたいと思います。今回の算定項目ということで、(1)の風力・太陽光の2016年度算定値、(2)といたしまして指定ルール事業者の出力制御見通しとなります。

3ページ目をごらんいただきたいと思います。これは昨年度と今回の算定状況の違いを示してございます。需要断面、太陽光の想定、風力の想定は2015年度値に置きかえてございます。需要実績につきましては、昨年度は自社需要、今年度はエリア需要の実績としてございます。あとはバイオマス、地熱、水力等に関しましては最新の情報に見直し、あとその他の項目は変更はございません。

次に、4ページ以降は、25ページまで算定のフローとか、あとは各電源の想定値について記載してございますので、説明は割愛させていただきまして、26ページをごらんいただきたいと思います。

26ページでは、風力の2016年度算定値の結果をお示ししてございます。風力の各年度の算定値は、太陽光の連系量を30日等出力制御枠であります552万キロワットに固定して算定してございます。太陽光を上限30日までに使い切ることを前提にして、風力の制御時間が等価時間管理で720時間となる連系量が風力の2016年度算定値となります。結果は246万キロワットということで、昨年度よりも需要の減少等の影響で若干減少してございます。

なお、風力発電の30日等出力制御枠とかは、日本風力発電協会殿のご提案であります等価時間管理を全ての風力事業者に適用した場合を前提として算定しております。この前提が崩れた場合、値が大きく減少することになりますので、今後、出力制御に関する契約更新等を確実に進めていただく必要があるかというふうに考えてございます。

次に、27ページをごらんいただきたいと思います。これは、太陽光の2016年度の算定値の算定結果でございます。太陽光の算定値は、風力の30日等出力制御枠である251万キロワットに固定して算定してございます。算定した結果が544万キロワットということで、昨年度の算定値と比較しますと算定値が増加してございます。これは再エネの抑制が多く発生する4月において、昨年度より値が小さかったことなどが影響しているというふうに判断してございます。

次に、29ページをごらんいただきたいと思います。これは、風力発電の連系量の想定、推移を示してございます。10月末時点で連系の確定量が249万キロワットということで、30日等出力制御枠にほぼ近い値に近づいてきてございます。そのため、弊社のホームページで公表してございます連系確定量の更新頻度をふやすことで、事業を計画している事業者様への迅速な情報発信に努めていきたいというふうに考えてございます。風力発電の今後の連系に関しましては、今後の連系を考えまして、プラス150万キロワットを試算してございます。

次に、30ページをごらんいただきたいと思います。これは太陽光発電の連系量の想定でございますけれども、至近の連系の増加等を考えまして、最大で450万キロワットが連系するだろうという想定で試算してございます。

31ページをごらんいただきたいと思います。指定ルール of 風力と太陽光の出力制御見通しについて記載してございます。制御時間、制御率とも2013年度から2015年度までの3カ年のそれぞれの実績に基づいて試算してございまして、3カ年の平均値をあらわしてございます。試算結果ですけれども、指定ルール of 風力が150万キロワットに連系した場合の制御率は9.6%、また指定ルール of 太陽光が450万キロワット連系した場合の指定ルール of 太陽光発電の制御率は40.7%とな

りました。この数値は、電力需要とか再エネの予測誤差は考慮してございませんので、仮定の中での試算結果ということをご理解いただきたいと思います。

32ページ、33ページにつきましては説明を省略いたします。

以上です。

○荻本座長

どうもありがとうございました。

それでは、続きまして北陸電力さん、お願いいたします。

○北陸電力・棚田電力流通部長

北陸電力の棚田でございます。

当社の再生可能エネルギーの2016年度算定値について説明いたします。

2ページ目以降は基本的な考え方とか算定フローでございますので、これは昨年と変更ございませんので、次は27ページまでお進みください。

27ページのほう、こちらのほうは算定諸元の昨年からの変更点をまとめたシートでございます。まず、需要につきましては2014年の自社需要から2015年のエリア需要に変更しておるということでありまして、あと、太陽光、風力につきましても2015年度の実績を反映した形ということでありまして、あと、バイオマスですけれども、設備容量につきましてはプラス4万キロ増加しておりますので、供給力としましては1万キロワットから2.7万キロワットということで増加しております。連系線活用につきましては、昨年同様30万キロワットを織り込んだ形になっております。

続きまして、28ページをごらんください。算定結果であります。太陽光につきましては91万キロワット、風力につきましては50万キロワットとなりまして、昨年と比べましてほぼ10万キロワット減少する形になっております。

その要因につきましては、29ページのほうでご説明いたします。減少いたしました要因としましては、需要とかあと再エネの出力の変化が考えられるということでありまして、まず、需要につきましては年間トータルでは減少しておりますけれども、出力制御に影響の大きい4月、5月の昼間帯の需要、これを見ますと大体約3万キロワット増加しているということで、これは連系可能量が増加する方向に働きます。一方で太陽光、風力の4月、5月の昼間帯の出力を見ていただきたいと思いますが、11万キロワット増加しておるということでありまして、あわせてバイオマスの供給力が2万キロワット増加しているということでありまして、トータルとしましては算定結果が減少した形ということになっております。しかしながら、前回の系統ワーキングでエネ庁のほうから示された考え方によりまして、30日等出力制御枠の見直しを行わない方向かなということでありまして。

続きまして、34ページまでお進みください。指定ルール太陽光の出力制御見通しの算定ということでございます。

次の35ページに、再生可能エネルギーの導入状況についてまとめております。これは、ことしの10月末の導入状況でありますけれども、太陽光の連系済み、そして契約申込み済みの合計につきましては103万キロワットというふうになっておりまして、接続可能量は110万キロワットに大分近づいておるとい状況であります。

なお、風力につきましては合計が19万キロワットということで、比較的余裕がある状況であります。

続きまして、36ページをごらんください。今後の太陽光の導入想定でありますけれども、増加の傾向につきましては大分緩やかになってきているということではありますが、至近のトレンドを伸ばしていきますと、今年度末には110万キロワットに到達する見込みということでもあります。当社はこれまで出力制御の見通しを示しておりませんでしたけれども、接続可能量110万キロワットに近づいているということでもありますので、省令の趣旨に従いまして、今回初めて出力制御の見通しを示す必要があるかなというふうに思っております。

続きまして、37ページをごらんください。将来の導入量の想定でありますけれども、同じように至近のトレンドから10年先まで延ばした形ということではありますが、プラス60万キロワットの合計で170万キロワットということで想定しております。

続きまして、38ページをごらんください。出力制御見通しの考え方でありますけれども、これにつきましては他社と同様でありますので、具体的には39ページをごらんください。出力制御の年間の上限に達するまでは、出力制御ルールごとに公平になるようにしてございまして、年間の上限を超過した場合には、指定ルールの太陽光へ360時間を超えた分を割り当てるといふうな形でやっております。

続きまして、39ページをごらんください。出力制限見通しの算定結果でありますけれども、プラス20万キロワットのステップで算定しております。一番大きなプラス60万キロワットを追加導入した場合ということで、表の一番下をごらんください。指定ルールの太陽光でいきますと年間358時間、大体30日相当ということでもあります。出力制御率につきましても、15%の見通しというふうになっております。

最後のほうに、留意事項、ルール、書いてございますけれども、説明については以上であります。

○荻本座長

どうもありがとうございました。

それでは続きまして、中国電力さん、お願いいたします。

○中国電力・藤原流通事業本部部長（系統運用）

中国電力の藤原でございます。

私から、資料5に基づいて説明させていただきます。

まず1ページでございます。1ページは、昨年風力については109万キロ、太陽光については660万キロを認めていただきましたということで、前提ということで書かせていただいております。

2ページ、3ページにつきましては昨年と同じでございますので、省略させていただきます。

4ページでございます。4ページは昨年からの変更点を書いておりまして、変更とするところにつきましては、年度の変更に加えるうる年補正と自社需要からエリア需要へ、そして新電力電源を原則全量停止ということにしております。

5ページでございます。具体的な数字でございます。需要のところでございますが、今回自社需要からエリア需要へ見直しております。昨年度、冬季の気温が高目に推移したことによりまして、暖房需要が減少に加え、当社のエリアの鉄鋼のマイナスの伸びがあるということ、大口需要の減少によりまして実績が自社需要よりエリア需要のほうが約4億キロワット減少することとなりました。そのほか、原子力、一般水力については変更ございません。バイオマス、小水力につきましては、接続検討の増加などにより増加をしております。火力につきましては、スポット市場への切り出しによりまして減少ということでございます。

6ページでございます。これは検討断面でございまして、うる年補正ということで、8,784時間で検討しております。昨年の最小需要日は5月10日、562万キロワットでございます。

それから、7ページから17ページでございますが、ステップ3からステップ5までの具体的な数値を記載しております。ほとんど昨年と同じでございますので、省略をさせていただきます。

18ページでございます。こちらが算定結果でございます。太陽光の接続可能量が、風力109万キロワットを前提といたしました場合616万キロワット、風力の接続可能量は太陽光660万キロワットを前提とした場合、ゼロということの結果となりました。

20ページでございます。風力がゼロになったことについて少し説明をさせていただきます。太陽光が660万キロを前提といたしますと、風力の接続可能量はゼロとなりましたが、風力がゼロの場合でも太陽光の出力制御日数、時間というものが36日と421時間ということで30日、360時間を超過するという結果でございます。

21ページに需給のバランスのイメージを記載しております。一般的に、昼間帯の太陽光、風力の余剰、または深夜帯の風力の余剰により、火力の下げ代不足が発生をいたします。当社の特徴

といたしまして、最低需要に対する太陽光の30日の出力制御枠の割合が大きいこと、また風況の適地が少ないことに加えて、昼間帯の風力の利用率が非常に小さいという特徴がございます。そのため、太陽光の出力が大きい昼間帯における下げ代不足が制約となりまして、風力の接続可能量がゼロになってしまうということでございます。

もう少し詳しく説明させていただきます。22ページです。こちら、風力を109万キロを前提としました太陽光の接続可能量は616万キロでございますので、これに合成2 σ 値、太陽光88%、風力6%を掛けますと左側の棒グラフとなります。風力が7万キロワット、太陽光が541万キロワットの合計548万キロワットとなります。それに対して、太陽光660万キロを前提といたしますと、合成2 σ 値の太陽光88%を掛けますと580万キロワットとなりまして、右側の棒グラフでございます。この結果は先ほどの548万キロワットを32万キロワットを超過することになり、風力を抑制いたしましても太陽光の余剰分を解消できないということから、風力の接続可能量がゼロとなったものでございます。ただし、今回は短期的な需要変動による減少でございますので、30日等出力制限枠は現状どおり、太陽光は660万キロワット、風力は109万キロワットということになるということでございます。

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。

では続きまして、四国電力さん、お願いいたします。

○四国電力・池澤電力輸送本部系統運用部長

四国電力の池澤でございます。

資料の6に基づきまして説明させていただきます。

まず、接続可能量、2016年度算定値の算定でございますが、シートの2ページをごらんください。前提条件といたしまして、太陽光の算定は風力64万キロワット、風力の算定は太陽光257万キロワット、それぞれ現状の30日等出力制御枠、これを前提といたしております。

それから、昨年度算定との主な差異でございますが、1つ目が今年度からはエリア需要に見直したことで、それからもう1点は当社伊方1号機の廃止を織り込んだ、この2点でございます。

算定のフロー、それから算定方法につきましては、基本的に他社さんと同じでございますし、昨年からも特段の変更はございませんので説明は割愛させていただきます、具体的な諸元について数値等でご説明したいと思います。

まずはスライドの12ページをごらんください。こちらのほうで、風力と太陽光の定格出力に対する割合を示させていただいております。従来どおり、晴天の日につきましては合成2 σ 値、曇

天の日につきましては合成平均という値で、それぞれこの表のような定格出力に対する割合を織り込んで算定してございます。

続きまして、14ページをごらんください。抑制前の回避措置ということで、火力発電につきましては、当社の場合はLFCの確保に必要な坂出3号、4号、この2台、合計27万キロワット、これを見込んでおりまして、これ以外については全て抑制停止ということで計算をいたしております。

次は、17ページをごらんください。当社における連系線の活用につきましては、従来から風力の接続可能量の拡大における織り込み相当ということで20万キロワット、これを見込んでおりました。今回も継続してこれを見込んでございます。

続きまして、18ページです。揚水式水力については、当社における大型の揚水、本川1、2号のうち1台を見込むと、これも従来どおりでございます。

続きまして、23ページをごらんください。まず、今回の需要実績でございますが、2016年度のエリア需要は右端、年間電力量で289億6,000万キロワットアワーということで、自社需要からエリアに見直しましたが、それでも節電の影響やそれから省エネ機器の導入の拡大といったこともありまして、マイナス2.5%ということで需要は減少してございます。

それから、再エネの発電実績でございますが、これにつきましては年間電力量で62億1,000万キロワットアワーということで、昨年度からふえてございます。これにつきましては、昨年の系統WGでもお話に上がったかと思えますけれども、近年、発電電力量を増加させるために、太陽光パネルをPCSの容量より10%から20%程度多く設置する、いわゆる過積載といったものの事業者さんが非常に増加しておりまして、この影響を反映したのになっております。

続きまして、24ページをごらんください。バイオマス発電所につきましては、抑制が困難な地域バイオマスというもののだけを出力として織り込んでございますが、その数字が16年度算定値で15万9,000キロワットということで、昨年より6万6,000キロワット増加してございます。一方、原子力でございますが、冒頭で申しましたように伊方1号の廃炉ということで、44万4,000キロワット減ということになってございます。

これらを踏まえまして算定した結果が、26ページでございます。まず、太陽光のほうの接続可能量でございますが、2016年度算定値は241万キロワットということで、昨年算定値230万キロワットから11万キロワット増加いたしました。この差異分析ということで下に書かせていただいておりますが、昨年から需要が減少したことによってマイナス8万キロワット、ベース供給力、先ほど申し上げましたバイオマスの増加によりましてマイナス7万キロワット、それから太陽光の過積載等で出力がふえたことによりましてマイナス18万キロワット。一方、伊方1号の廃炉によ

りプラス44万キロということで、差し引き11万キロワットふえたというふうに考えてございます。

続きまして、27ページをごらんください。風力発電のほうの接続可能量でございますが、こちらでも2016年度は71万キロワットということで、昨年算定値64万キロワットから7万キロワットの増となっております。

28ページをごらんください。これを踏まえた30日等出力制御枠でございますが、昨年の系統WGにおきます見直しの考え方にのっとりまして、太陽光は現行の257万キロワット、風力は今年度算定値の71万キロワットとなるというふうに考えてございます。

続きまして、29ページをごらんください。指定電気事業者制度下における太陽光出力制御見通しの算定でございます。こちらのほうの前提条件といたしましては、太陽光は257万キロワット、風力は先ほど算定いたしました71万キロワットということで計算をいたしてございます。

その計算結果は、33ページをごらんください。至近のトレンドから今後10年間でプラス60万キロワット程度までふえる可能性があるということで、そこまで20万キロワット刻みで計算させていただいてございます。他社さん同様、この値は2013年から2015年度の実績ベースにおける算定結果の平均値ということとさせていただいております。なお、各年度の値は参考のほうに記載をさせていただいてございます。ということで、プラス20万キロワットであれば26.5%が、60万キロワットでは38.6%というふうにふえていくという計算結果になっております。

最後ですが、34ページをごらんください。幾つかエクスキューズを書かせていただいております。上の2つにつきましては、昨年同様でございますので省略させていただいて、3つ目でございます。四国エリアにおきましては、再エネの導入量が急速に増加しておりまして、今後、再エネの出力制御が必要となる可能性も考えられますことから、発電事業者の皆様に対し、優先給電ルールなどについて今後丁寧に説明していくということで考えてございます。

説明は以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。

それでは引き続きまして、沖縄電力さん、お願いいたします。

○沖縄電力・当真送配電本部電力流通部部長

沖縄電力の当真であります。

当社における再生可能エネルギーの2016年度算定値の算定結果についてご説明いたします。

1ページをお願いいたします。こちらのほうでは、これまでの経緯を簡単に記載してございます。今回、平成28年4月のライセンス制導入に伴いまして、優先給電ルールの変更や沖縄やんばる海水揚水発電所の設備廃止がございましたので、考慮の上、太陽光発電及び風力発電の2016年

度算定値の算定を行いました。また、太陽光発電の出力制御見通しの算定につきましても、あわせてご報告いたします。

2ページ、3ページにつきましては、昨年度の系統ワーキングと同じですので省略させていただきます。

4ページをお願いいたします。こちらのほうでは、検討断面における需要想定の設定でございます。図のほうは昨年度の電力需要実績をあらわしておりますけれども、2014年度と比較しまして年平均で約1.4万キロワットの需要が増加しております。

5ページをお願いいたします。こちらのほうは、検討断面における出力の設定でございます。前回同様、一般水力、地熱、原子力につきましては、沖縄本島系統における所有設備及び対象の設備はございません。それから、バイオマス発電につきましては、出力制御が困難となる地域資源型バイオマス設備の1.6万キロワットの出力を想定しまして、その他設備は停止として算定してございます。また、小水力設備につきましては、0.1万キロワットの出力を想定しております。

6ページから10ページにつきましては、前回と同じ考えのもとで、最新のデータを用いて検討してございます。

11ページのほうをお願いいたします。こちらのほうでは、回避措置、電源Ⅰ・Ⅱの抑制でございます。電源Ⅰ・Ⅱは、安定供給の観点から設備仕様やピーク需要に対応するための供給力及び調整力などを考慮の上、並列が必要な発電所のユニットは調整力を確保した最低出力、それ以外は停止としてございます。

12ページをお願いいたします。こちらのほうでは、回避措置、電源Ⅲの抑制でございます。弊社エリア内におきましては、現在、電源Ⅲに区分される発電設備はございません。

13ページをお願いいたします。2015年度の最小需要断面となります火力発電の出力配分は、表のとおりとなっております。

14ページをお願いいたします。こちらのほうは、再エネの出力制御につきましては、前回同様、各ルールにおける無補償での出力制御の上限を最大限活用いたします。

15ページをお願いいたします。昨年の系統ワーキンググループにおける算定条件の比較でございます。前回の変更点といたしましては、エリア需要の年度実績、風力、太陽光の年度実績による出力想定、バイオマス、小水力の出力想定及び揚水式水力の設備廃止となっております。

16ページをお願いいたします。今回算定いたしましたのは3項目となります。1つ目は太陽光発電の2016年度算定値、2つ目は風力発電の2016年度の算定値、3つ目のほうは太陽光発電の出力制御見通しの算定となっております。

18ページのほうをお願いいたします。まず、太陽光発電の2016年度の算定値でございます。

2015年度需要は、2014年度と比較しまして年平均需要が増加したものの、他社設備の廃止に伴う影響によりまして、2016年度算定値は47万キロワットに減少する結果となっております。

19ページ、お願いいたします。こちらのほうは、最小需要断面における昼間並びにピーク需要時のバランスを示してございます。

また、20ページのほうに火力ユニットの出力想定についても示してございます。

24ページのほうをお願いいたします。次に、風力発電の2016年度算定値でございます。2015年度需要は、2014年度と比較いたしまして年平均需要が増加したものの、他社設備廃止に伴う影響によりまして、2016年算定値は17.2万キロワットに減少する結果となっております。

25ページをお願いいたします。太陽光及び風力の30日等出力制御枠についてご説明いたします。当社におきましては、他社設備廃止に伴う電源構成の変化がございましたけれども、人口の伸びですとか観光客数の増加に伴いまして短期的な電力需要の増加が見込まれることから、30日等出力制御枠につきましては現行の太陽光49.5万キロワットと風力の18.3万キロワットを維持することとしております。

それから、26ページのほうをお願いいたします。こちらのほうは参考といたしまして、電力需要の推移を示してございます。人口の伸びに伴う家庭用の需要の増加ですとか、人口、観光客数の増による商業観光関連施設の増などによりまして、電力需要は増加傾向となっております。

27ページをお願いいたします。こちらのほうは、沖縄における人口及び家庭用電灯口数の推移を示してございます。人口の増加に伴いまして、電灯需要の増加が見込まれます。

28ページをお願いいたします。こちらのほうでは、沖縄における入域観光客数及び宿泊施設の客室数の推移を示してございます。入域観光客数の増加に伴いまして、電力需要の増加が見込まれております。

29ページをお願いいたします。こちらのほうから、太陽光発電の出力制御の見通しについてご説明いたします。事業者への出力制御の方法につきましては、前回同様の考え方に基きまして実施いたします。

33ページのほうからお願いいたします。こちらのほうで、太陽光の出力制御見通しの算定方法についてご説明いたします。足元における太陽光の接続契約の申込みの増加量から、10年後の接続契約の申込み量を57.9万キロワットとして想定してございます。

34ページをお願いいたします。こちらのほうで、太陽光の出力制御見通しの算定結果でございます。30日等出力制御枠を超過した際の太陽光の出力制御見通しの算定結果につきましては、実績ベース方式によりまして過去3年分の平均値を示してございます。

37ページをお願いいたします。こちらのほうでは、太陽光と風力発電設備の導入状況を示して

ございます。

当社からの説明は以上となります。

○荻本座長

どうもありがとうございました。

それでは、続きまして、事務局からの説明をお願いいたします。

○曳野電力・ガス事業部電力需給・流通政策室長

では、資料8-1に基づいてご説明をさせていただきます。今、各社からご説明いただきました接続可能量の算定の数値等に基づいての取りまとめになります。

まず、2ページをごらんください。全体として5項目ございますけれども、まず接続可能量の算定方法については11ページまでございますが、これは前回のワーキングでご説明させていただいたことと重複いたしますので省略させていただきます。

2ポツ、30日等出力制御枠の見直しの考え方、12ページをごらんください。前回もご説明をした、去年と同じ考え方でございますけれども、各年度の算定値が出てきた後に、これが短期的な需要変動に基づくものであれば30日等出力制御枠は見直さない。また、これが電源構成の大きな変化が主たる要因である場合であって、かつ接続申込み量が30日等出力制御枠に未達の場合には見直すと、こういった整理に現状なっております。これは新エネ小委員会のほうでもおおむねこういう整理を現状することが適切であるという整理がされているところでございます。

それに基づきまして、各種電源の前提条件等は、14ページから21ページにかけてございます。これは、先ほどの各社からの説明のダイジェスト版ということでもございますので、こちらの説明は割愛させていただきます。

続きまして、23ページ以下が接続可能量の算定結果ということで、25ページをごらんください。こちらに取りまとめの結果がございます。それぞれ太陽光、それから風力の一番上の段にありますのが、現行の30日等出力制御枠の数字でございます。これに基づいて各社が算定いただきました今年度の算定値というものが、これは先ほどそれぞれご説明があったところでございます。それぞれについて増減要因を見たところ、主な要因というのはおおむね需要の減少によって、むしろ算定値が下がっているという状況もございますが、これまでのルールの当てはめに基づく、そうした各社については現状の出力制御枠を維持するという考え方になります。

四国電力さんにおいては、電源構成の変動というところが要因としてございましたところ、30日等出力制御枠の増加をした部分がこの風力の部分になりますので、こちらについては64万キロワットが71万キロワットに増加するという計算結果になります。

また、沖縄電力さんについては、先ほど直前にご説明いただきましたけれども、電源構成の変

動もございましたが、むしろ短期的な需要の増加というところが主たる要因として考えられますので、こちらのほうは維持が適当ということで、先ほどもご説明をいただいたところでございます。

なお、1点補足で申し上げますと、東北電力さんについては風力発電について部分制御を前提にして算定がなされているということでございますが、いずれにせよ出力制御枠の結果には影響はしていないというふうに承知をしております。

それから、27ページをごらんください。こちらが出力制御の見通しにつきまして、詳細につきましては各社のご説明資料の中でございますけれども、30日等出力制御枠、それから最小需要、それから過去3年間の実際の需要、日照等を基礎として一定の増加の場合にどれぐらいの出力制御が行われるかということの、太陽光についての見通しでございます。より詳細なデータにつきましては、各社の説明資料を参照いただければと思います。

28ページにつきましては、風力発電につきましての北海道、東北エリアでの見通しでございます。

それから最後、参考でございますが、29ページをごらんください。こちらにつきましては、需給情報に関しまして、前回のワーキングでもご説明をいたしました、10月以降、順次各社がエリアごとの需給実績を公表しておりますので、その場所をここでお示ししております。

なお、今後各社においては、ホームページにわかりやすくリンクを掲載予定であるというふうにお聞きしております。

それから、資料8-2は、この検討ワーキングの概要といたしまして、先ほどご説明した8-1の25ページの資料をさらに簡略化したものでございますので、こちらも同じでございますので説明は割愛させていただきます。

以上です。

○荻本座長

どうもありがとうございました。

1時間ちょっとということで、非常に分厚い説明をいただきました。

それでは、自由討議の時間としたいと思います。ご意見、ご質問ございましたらお願いをいたします。ご発言される場合は、いつもどおりですがネームプレートを立てていただきまして、戻していただくというようなことをお願いをいたします。

では、馬場委員、どうぞ。

○馬場委員

ご説明ありがとうございました。

1つちょっと気になっているのが、東北電力さんからお話があったとおり、風力発電のJWPAルールの話なんですけれども、これはなかなか前回アンケートをとられて、結構厳しい話かなというような話だったんですけれども、これ、やっぱり確実に何か進んでいないと、なかなか今の算定結果というものがちゃんと適用できない可能性もあるというようなことでありますので、その見通しの状況とか、そういったようなことというのはどうなっているのかということ、何か情報があれば説明をしていただければなというのが1点と、いろいろ算定していただいた結果、やはり指定ルールの方々の負担というのは非常に大きくなりつつあるというようなことでありますので、やはり早目に30日等出力制御枠というところに行く前までに何らかの手当てをしてあげないと、そういったところの負担がまだまだ大きくなってしまわないかという懸念があるということ、実際にはこれ、前から申し上げているとおりシミュレーションでやっているというようなことでございますので、なかなか運用のほうも厳しくなるのではないかなと思いますので、いつまでこういった接続可能量というもので切っていくのかということ、そろそろ考えても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

ありがとうございました。

第1点は、JWPAさんですかね。出力抑制の件、見直しという、契約の見直しを前提にした制御を提案されているということに関して、見直しはどうかと。

○日本風力発電協会・鈴木副代表理事

出力抑制に関する契約の見直しというのは、随時皆さんのほうに、新しい事業者の皆さんのほうにお話しさせていただいているところで、そういう前提で進めさせていただきたいということで、電力さんのほうとも個別には協議させていただいているかと思えます。

○荻本座長

今、進行中ということでしょうか。

○日本風力発電協会・鈴木副代表理事

はい、そうです。

○荻本座長

2番目、指定ルールというご発言いただきました。これは事務局ですか。

○曳野電力・ガス事業部電力需給・流通政策室長

前回もご指摘をいただきまして、この系統ワーキングは新エネ小委のほうから、そもそも30日のこういう指定電気事業者制度、または30日の枠内での制御というのを行う前提でご議論いただ

くべしというミッションにはなっておりますけれども、馬場委員のみならずそういうご意見を頂戴しておりますので、少し今後の制度のあり方、もう少し全体のあり方について、しかるべき場で議論すべきではないかというご指摘だというふうに承りました。

○荻本座長

ありがとうございます。

大山委員。

○大山委員

まず、北海道電力さんのほうからの算定結果があつて、太陽光、風力ともゼロだというのは結構衝撃的な結果だなというふうに、去年もそうだったということですが、これはあくまでも太陽光を117とすると風力はゼロ、それから風力を36とすると太陽光はゼロということなので、そこは理解できたんですが、ただ、その次のページ、23ページを見ますと、5月の太陽光の抑制日数31日、風力が736時間となっているので、これはかなりほとんど抑制しているというふうに見えるなど。ということは、今後、北海道のエリア内の需要がどうなるかわかりませんが、需要減少とか考えると実は非常に厳しいところに来ていて、太陽光、風力なんて問題じゃなくて、抜本的に何か考えなきゃいけないんじゃないかと、ちょっと風力、太陽光の系統ワーキングから離れてしまうかもしれませんけれども、ちょっとそういうのが心配になるような数字かなという気がしていますので、その辺もし何かコメントがあればお願いしたいというふうに思います。

それから、これは単なるコメントですけれども、沖縄さんのやんばるの廃止が大変残念だったなというふうに思いました。

あと、指定の話ですけれども、私も30日から指定に変わると急に負担が重くなるというのは結構問題だなと思っていますので、事務局の資料の12ページに見直す、見直さないなんていう話がありますけれども、これも本当に見直すのでふやしていいのかなというのは、ちょっと気になるところです。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。

1番目のご指摘というのは、恐らく馬場先生の言われた可能量というのをこういうやり方で考えるのかということと、裏腹の関係かなと思わないでもありませんけれども、北海道電力さん、何かコメントがございましたら。

○北海道電力・中村流通本部工務部長

北海道電力、中村でございます。

大山先生ご指摘いただいたところ、ご心配いただいているところ、そのとおりだと思います。こちらの算定につきましては、一定の条件下におきまして算定しているものでございますので、実運用上の話では、先ほどもちょっと一部触れましたけれども、北本を使ってスポット、卸を使って可能な限り下げ代分を調整するというか、抑制するというようなところにも努めてまいりたいというふうに思っております。後ほどの議論にもなりますけれども、再生可能エネルギー、これ以上ふやすというところについては何らかの対応をしていくということが必要になっているというふうには認識しておりまして、私どもとしても先生方のご意見も踏まえながら、積極的、前向きに取り組んでまいりたいなというふうに思っているところでございます。

以上です。

○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、どうぞ。

○岩船委員

ありがとうございます。

私は、九州電力さんの別紙の出力制御のスケジュールのことについてお伺いしたいと思いました。いろいろと難しい条件の中で、スケジュールを検討されたわけですがけれども、例えば1ページ、2ページのように、今回はこのようにやるということを想定されているようですがけれども、例えばこういう条件が変わるともう少し楽にできるとか、そういったようなご示唆があれば、ぜひ教えていただけないでしょうか。

○九州電力・山科電力輸送本部部長

出力制御の難しさというのは、やはり予測誤差への対応という形になります。実際には前日からの誤差が大きいということで、気象予測のほうはちょっと前日からの誤差というのは、なかなか削減するのが厳しいという条件なんですけれども、実際はこれを前日段階ではなくて、もうちょっと至近のところで制御をさせていただけるという形になると、その誤差分というのはだんだん短くすることができるということでございまして、今回の制御の中でも、一部特高事業者さんとは事前に、事業者さんと了解を得た上で短時間で制御する部分というところを盛り込んでいますけれども、それを現実的には拡大していくというのが個別の解決策かなというふうに思っているところでございます。

以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございます。

いかがでしょうか。

○岩船委員

それは、遠隔制御できる仕組みをもっと入れていくという認識でよろしいですか。

○九州電力・山科電力輸送本部部長

はい、そのとおりでございます。

○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。

今ご指摘の点ですけれども、もう一つの面というのは、いよいよ今まで一部の島とかで抑制は実績があるわけですけれども、本島、メインのエリアで起こるかもしれないという可能性の中で、こういうふうにやろうということをお示しいただいたわけなんですけれども、淡々とやられるということでしょうかね、そういう必要な事態が起こったら。

○九州電力・山科電力輸送本部部長

必要性が生じたという状況では、やっぱり早目からわかるということはなかなか難しいので、危ないというところがわかりましたら、また事前にご相談させていただいてどのような対応とるのかというのはありますけれども、事業者さんにはあらかじめお知らせした上で、準備をさせていただいた上でやらせていただきたいなというふうに思っております。

○荻本座長

ありがとうございます。

太陽光協会のほう、何か。

○太陽光発電協会・増川光発電部会長

ありがとうございます。

これは、九州電力さんの別紙のほう、同じようなご質問なんですけれども、2ページ目の優先給電ルールに基づく出力制御のスケジュールのページでございますけれども、ここでまず1点目が、これは実際にインターネットに接続されている方はこれでできるんですけども、そうでない、環境がないとか、そもそもつなげないという方々は、多分カレンダーで制御されると思うんですけども、その辺のところ、どういうふうな制御を考えられているのかというのが一つご質問と。

それから、これはここでの議論じゃないと思うんですけども、スポット入札の締め切りが9時半になっているわけですけれども、実際に気象データを受信するのは10時以降ということで、

前日取引のゲートクローズの後に気象データが入ってきて、それからスポットの売りに出すとき、非常に苦労されるのかなと思っているんですけども、これはここでの問題じゃないんですけども、本来であれば御取引、前日のゲートクローズをもう少し後ろに落として、気象データにちゃんと基づいて、明日の予測に基づきスポットに売りに出るとかすると、電力さんも非常に楽になるし、市場がよく活用できるんじゃないかなと思いました。この議論じゃないと思うんですが。

あともう一つ、次の3ページのところの想定誤差、これ結構やっぱり予測の精度というのは非常に重要だと思うんですけども、もしこれが誤差がほとんどないと仮定したら、かなり接続可能量というのはふえるんだろうと思うので、その辺のインパクトがどのくらいか、おわかりでしたら教えていただくと助かります。

以上です。

○九州電力・山科電力輸送本部部長

まず、先ほどのスポットの話というところでご説明いたしますと、もちろんスポットの入札の段階では、その時点での最新の気象データをいただいた上で入札にかけます。ここに書いてあるのは、要は翌日の需給バランスをするために10時過ぎの気象データをももらった上でやっているということ、このタイミングだけを、気象情報のデータの受信のタイミングが書いてございますけれども、それ以外にも何度も受信データをしております。

あと、指定ルールの方の太陽光事業者さんのオフラインでのということでしょうか。基本的には遠隔制御の分を具備いただくというのが前提条件ですので、もしそこでどうしてもつながらないということであればカレンダーでやるということになってございますけれども、その分、あらかじめカレンダー機能として、どんなパターンで出力制御をやるということを登録させますので、そのデータで出力制御をしていただくという形になろうかというふうに思っております。

それと、合成誤差の発生に伴うインパクトという形でございますけれども、基本的にはこれを入れたところでの制御の仕上がりというのはどういうふうになるのかというご質問かと思えますけれども、接続可能量を算定したときに2 σ 方式ということで、曇りの日を晴れの日の出力として設定して算定したというのはございます。一応、この2 σ 方式で算定したもの以内の制御率の中でおさまるとことは確認してございます。問題は、最小でインパクトということですから、じゃあこれを誤差をゼロにした場合の制御率は何になるのかというのが、先ほどお示ししております実績ベースでの出力制御率ということになろうかということでございます。

私のほうからは以上でございます。

○荻本座長

よろしいでしょうか、ありがとうございます。

ほか、いかがでしょうか。

よろしいですか、ありがとうございました。

私のほうからは、ここではそういう抑制というものを条件に接続可能量というようなものを検討してきたんですけれども、実際に抑制が起こるかもしれないというようなところにだんだん近づいているということだろうと思います。ということで、ある意味ではこの検討がどれだけ正しいかというような話かもしれませんが、それは置いておいて、それは全ての条件が現実になるわけではありませんので。ここでご説明いただいた、このように操作ができるというようなあたり、どこかの段階で訓練というところとちょっと大げさかもしれませんが、一通りやってみるというようなものをお願いできればなと思うんですが、そのあたりいかがでしょうか。

○九州電力・山科電力輸送本部部長

制御のほうについての実際の実績での……

○荻本座長

いえいえ、その出力制御の運用の訓練というか練習ですね。

○九州電力・山科電力輸送本部部長

訓練ですね、わかりました。

今、遠隔での制御というのは、今は国の実証事業の中で遠隔の試験というのをやらせていただいています、一応これを導入したときには、一気に通貫での試験というのを考えております。事業者さんまで巻き込んでするかどうかというのは、ちょっと我々も検討したいと思っていますけれども、ぜひやらせていただきたいというふうに思っています。

○荻本座長

わかりました。どうぞご検討いただくようお願いいたします。

それでは、次の議題へまいりたいと思いますが、よろしいでしょうか。

2. 議事

(2) 北海道エリアにおける風力発電の連系について

(3) 東北北部エリアにおける系統連系について

(4) 出力制御の公平性の確保ルールについて

○荻本座長

それでは議題2、北海道エリアにおける風力発電の連系について、それから議題3、東北北部エリアの系統連系について、及び議題4、出力制御の公平性の確保ルールについてに移りたいと

思います。

それでは、北海道電力さん、東北電力さんに説明をお願いします。

それから、事務局、お願いいたします。

○北海道電力・中村流通本部工務部長

北海道電力の中村でございます。

風力発電のさらなる連系拡大に向けた方策について、資料9に基づいてご説明をさせていただきます。

まず、1ページ目をごらんいただきたいと思います。1ページ目につきましては、前回までにご説明した内容の振り返りということで書かせていただいておりますので、簡単に内容をご紹介します。北海道エリアの風力発電の状況ですけれども、北海道エリアは需要が他地域と比べて小さくて、軽負荷時に火力3台運転となる時間が発生しておりまして、この発電機の調整力については限界があるという状況になっております。

2丸目に書いてありますとおり、接続可能量につきましては36万キロワットということになっておりまして、もう既に35万キロ程度の風力連系が行われているという状況になっております。また、下げ代面の関係につきましては、風力発電については指定ルールでの受け入れという状況になっているというところです。

そういった状況の中で、風力発電のさらなる連携拡大について、下から2つ目の丸のところに書いてございますとおり、風力発電のさらなる連携拡大については、事業者様のほうに蓄電池による出力変動緩和対策の検討をさせていただいているという状況にあります。この内容につきましては、本年4月に弊社の公表ルールであります系統アクセスマニュアルを改正して、緩和対策に関する技術要件を公開しているところでございます。

また、このほかに、一番下の矢じりに書いてありますけれども、系統蓄電池ということで南早来に電柱を設置しておりまして、昨年12月から各種検証を始めているところでございます。

また、もう一つのやじりに書いてありますとおり、地域間連系線を利用させていただいて、東京電力殿から提供される調整力と風力出力制御を組み合わせ、導入拡大を図る実証試験にも取り組むところでございます。

3ページ目をごらんいただきたいと思います。3ページ目につきましては、先般の系統ワーキングの中でお示しした内容、そして系統ワーキングの中でご議論をいただいた論点のところを再掲しております。5ポイントほど書いております。上から①、②、③につきましては、先般、弊社のほうから内容についてご説明をさせていただいたところの取り組みについて改めて記載をさせていただいているものでございますし、④、⑤につきましては前回のワーキングの中の論点と

ということで、改めてご指摘をいただいたところについての弊社の取り組みについて、簡単に説明をしているところでございます。

詳細については後ほどのペーパーで説明しますが、この表の①番目につきましては、先ほどご紹介しました、ことしの4月に公表しました事業者様に蓄電池をつけて調整をいただくというところに加えて、新しい要件として、火力4台以上のときには長周期変動対策を不要とするということにして、3台時の指定時間帯の停止、これは風力事業者さんのほうで停止をしていただくということで蓄電池の容量を低減できるということが出来ますので、これを新たな対策、方策として提案をしていくというところで、これについては今後、事業者様のほうからご要望があれば、こういったところの協議を進めていくということで考えてございます。

それから、②番目につきましては系統の蓄電池、系統側に置く蓄電池の活用ということでございます。1ポツ目に書いてありますとおり、先般のご議論も含めまして、系統側に蓄電池を置くことについて、効率性あるいは容量が小さくできるというところでございますので、弊社としましても連系を希望する事業者様を募集するスキームを早急に検討してまいりたいというふうに考えてございます。

2ポツ目に書いてありますけれども、南早来、弊社の変電所の近くで系統蓄電池の実証試験をやっておりますので、その中間評価が12月に行われる予定にしております、これの中の定量評価の知見を使って、系統蓄電池の具体的な、技術的な容量等について確定をしていきたいというふうに考えております。

それから、4ポツ目のところに書いてありますが、この系統側の蓄電池、特定のエリアのお客様が不利益をこうむることのないことを確認した上で、可及的速やかに募集要領などの準備を進めまして、準備が整い次第、風力事業者様から接続申込みを受け付けるということで考えているところでございます。

それから3番目につきましては、東京電力様の調整力を活用させていただいて、北本連系を使ってということで、20万キロ募集したところの空き枠が6.3万キロあるということでございますので、こちらについては東京様、そして広域機関様との協議等を詰めまして、早急に再募集をかけてまいりたいというふうに考えております。

それから4番目については、弊社初めてのLNG火力発電所が31年度末に運開する予定になってございますので、こちらを使って蓄電池容量、系統の蓄電池容量の低減を図れるという見込みがありますので、こちらの検討も早急に検討を詰めてまいりたい、2ポツに書いてありますように、費用負担のあり方ということで、こちらを使うことによる費用負担のあり方についても、実施に向けた検討を進めてまいりたいというふうに思います。

5番目については、後ほどのご説明をさせていただきます。

1ページめくっていただきまして、4ページになります。4ページにつきましては、先般のワーキングでお示した、先ほどご紹介した対策の①というところについて、改めてペーパーを用意しているものでございます。火力3台時の指定時間に風力発電を停止していただくということで、左の図のように、指定時間、事業者様のほうに風力発電をとめていただいて、事業者様には短時間の変動対策のみに対応いただくことで、事業者様に設置いただく蓄電池容量を低減するという新たな対策、方策を提示してまいりたいというふうに考えてございます。

それから、5ページにつきましては、この新たな方策によってどの程度の蓄電池の縮小ができるかというところをお示ししているものでございまして、4月に公表した指定時間に長周期の出力変動緩和対策として設置する蓄電池容量に比べまして、容量を小さくすることを示しております。上段に書いている、停止なしと書いている段のところが、NAS電池で60%、6時間というところで、これが4月の要件で検討していただくところの我々の試算した蓄電池レベル感だというふうに見ていただきたいと思いますが、これが新たな条件下でやると60%の0.8時間ということで、時間容量を大幅に少なくすることができるということになります。我々の試算では、初期投資の欄をごらんいただいて、当初の条件では48%という形で、風車費用比で48%というもので投資が要ることが、新しい条件下では24%程度に初期投資を低減できるということでございます。

それから、次の6ページをごらんいただきたいと思いますが、こちらにつきましては、火力機が3台運転となる時間について、具体的にどの程度あるかというところをお示ししているものでございます。年間で、まず試算1と試算2という表が載っておりますけれども、試算1については下げ代評価の試算条件と同様でございまして、先ほど説明した内容にも入っておりますが、需要が26年度実績、そして太陽光、風力については30日等の出力抑制枠である117万、それから36万キロが連系した条件という形で、この場合の火力3台運転となる時間が年間の74%程度となる見込みということを示しております。

一方、その下段にあります試算2というものについては、参考としてお示したものでございますが、30日等の出力制御枠内の720時間ルール案件の出力制御をふやさない範囲の中で、4台目の火力機をできる限り運転するとした場合の試算になってございます。この場合については、3台運転となる時間は74%から33%という形に減少するということになります。この時間の割合につきましては、一定の条件下で試算した目安値でありますので、具体的なところでいきますと、需要状況により変動する値という形でお考えいただければなというふうに思います。

それから、7ページ目になります。試算2ということで、もう1台火力機を入れるというところで3台時間の比率が減るということをお示した6ページでご紹介しましたが、発電機が

増加することによりまして、その分、下げ代分が厳しくなるというところで、出力制御時間が増すというところになります。720時間ルールの場合には影響しない条件のため、指定ルール案件の出力制御時間を見ると、4%程度の出力制御率が悪化するというのが見てとれるかと思えます。さらにもう1台火力機を入れるということになりますと、追加並列することでの燃料費の増分も発生するというところになります。需要の低い時期だとか4台目を運転する場合に、長周期変動対策も含め、運用可能かどうかについてはさらに検討を進めていく必要があるというふうに認識をしております。

それから、8ページにまいります。8ページにつきましては、先ほど一番最初にお話ししました系統側の蓄電池の活用について詳しく説明しているところがございます。中身につきましては先ほど説明した内容ですので、下の段の系統側蓄電池の募集の概要というところをごらんいただきたいと思えます。

1丸目に書いておりますけれども、設置する蓄電池に係る費用については共同負担とすることを前提として、連系の希望案件募集について検討を進めてまいりたいというふうに考えております。募集を行う内容につきましては、広域機関様の実施している電源接続案件募集プロセスの手法に準じて行うこととしてまいりますけれども、蓄電池設置を対象とした事例がないことですので、募集方法だとか費用負担の考え方について、関係の皆様と協議、検討を進めてまいりたいというふうに考えております。

先ほどご紹介ありましたけれども、3つ目の丸のところでは、南早来でやっております系統蓄電池の実証試験、この成果をもとに制御方法だとか蓄電池規模、そういったところについても評価委員会の皆様のご意見もいただきながら、系統側の蓄電池募集に反映していくように努めてまいりたいというふうに考えているところがございます。

それから、9ページにつきましては、これは前回の系統ワーキングでお示した内容で、系統側の蓄電池でどの程度効果があるものなのかということを再掲しているものでございます。

もう1枚開いていただきまして、10ページにその内容、こちらも前回系統ワーキングでお示したものでございますが、ちょうど下のシミュレーションの結果というところをごらんいただきますと、③のAというところで、周波数の偏差が下線を引いてありますけれども半分程度になるというところ、これが系統側の集中した蓄電池を置いたときの効果ということになるということで、蓄電池の容量を減少できるというところの一つの計算結果でございます。

それから、11ページにつきましては、ちょっとポンチ絵ではありますが、系統側蓄電池の制御というようなところについてのご紹介ということを書いております。北海道の地図の上に3点ほど書いておりますけれども、風力、太陽光の実際の変動補償制御をどのようにやるかとか、

実際にガバナー相当の制御をしてやるのか、あるいはLFC等でやるのかというような制御方法が幾つかありますので、こういったものから最適な制御方法の中で、こういった蓄電池、あるいはそれに基づく風力連系拡大ができるのかというようなところを早急に詰めてまいりたいというふうに考えております。

それから、12ページでございます。12ページにつきましては、先ほどの下げ代面の出力制御見通しを示しております。これも先ほどご紹介したものを再掲しているものでございますが、北海道エリアについては、風力発電について指定ルールでの受け入れとなっておりますので、昨年度の試算で風力発電が200万キロワット追加連系された場合については、ちょうど一番上の段の2015年度の欄の一番下にプラス200万キロのところに書いてございますが、4,000時間を超える抑制時間、そして制御率は35%を超えるということになってございます。この系統側の蓄電池の活用による連系拡大に当たっては、出力制御量が増加するという影響を十分考慮した上で、コスト面での評価を踏まえて議論を行う必要があるというふうに考えているところでございます。

13ページにつきましては、東京電力様の調整力を活用させていただいて、20万キロの空き分の6.3万キロを早急に東京様、広域機関さんと協議を進めて募集をかけてまいりたいというようなところを書いてございまして、2月めどというようなところを書いてありますけれども、具体的に協議を早急にまとめて、この分の募集をかけてまいりたいというふうに考えているところでございます。

それから、14ページでございます。こちらについては、LNGの活用でございます。弊社、石狩湾新港に31年の2月に運開するLNGがありますので、これを最大限使うということで、北海道エリアのところで軽負荷時期について火力3台運転となりますけれども、このうちの1台を調整力の早いこのLNGに振り替えるというものでございます。もともと石狩湾のLNGについては、ピーク、ミドル電源として活用の見込みでしたけれども、この活用についても弊社として検討を進めてまいりたいというふうに考えているところでございます。

これに伴って、差し替えの燃料費用部分の増分がありますので、この費用負担の考え方についてはまた別の場面で議論していただく必要があるというふうに考えております。

また、このLNGを活用した部分については、系統側の蓄電池の容量の低減に充てたいというふうに考えてございまして、これも含めて検討を進めてまいりたいというふうに考えているところでございます。

それから、15ページでございます。15ページについては、北本と京極揚水の活用の関係について、これも前にご紹介したものを利用してご説明をしているところでございます。再エネが導入拡大した場合については、北本それから京極揚水を最大活用することになります。具体的には、

京極発電所につきましては純揚水ということで、下げ代対策も考慮しまして、昼間帯には主に揚水運転、そして揚水時の出力調整についても出力調整幅を最大限に生かして活用してまいりたいというふうに考えているところでございます。

また、北本のところ、このポンチ絵では下のほうにオレンジ色に書いてあるところですが、下げ代対策として送電、これは本州側に流す送電でありますけれども、実証試験分の出力に合わせ、長周期変動分の送電等を実施して、さらに平常時AFCということでAFCも活用しながら、系統周波数の安定化で最大限活用してまいりたいというふうに考えております。

それから、16ページにつきましては、再エネの拡大時の需給状況、2016年度の算定値を求めた際のシミュレーションの結果の一部をお示ししております。揚水につきましては、下の青い字でずっと出ておりますけれどもポンプアップというのを、昼間の太陽光が立ち上がる時期についてポンプアップをするという形で最大限利用し、通常するときについてはそのポンプアップをした水を点灯時間帯に使っていくというようなことを想定して、こちらも最大限活用してまいりたいというふうに考えているところでございます。

最後の17ページにつきましては、これも前にご紹介した例でございますけれども、1時間の出力波形を拡大させるとこういった状況になるということで、京極揚水、それから北本のAFCも可能な限り目いっぱい使うという形で進めてまいりたいというふうに考えているところでございます。

私のほうから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。

では、続きましては東北電力さん、お願いいたします。

○東北電力・坂本電力システム部技術担当部長

東北電力の坂本でございます。

それでは、資料10に基づきまして説明いたします。2ページ目をごらんいただきたいと思えます。前回のワーキングで、系統増強を前提として電源制御を行うことによりまして、暫定的に再エネ連系量の増加が可能というご説明をさせていただきました。その際、確認を求められた内容ということで、1つ目の矢羽根で書いてありますけれども、電源制御による連系の恒久化及び平常時抑制の適用についてと、あとは電源連系評価における不等時性の考慮についてということで確認を求められてございます。

それでは、3ページをごらんいただきたいと思えます。これは前回のワーキングで説明した内容でございますけれども、横軸は時間軸のイメージで年数をあらわしてございます。縦軸は再エ

ネの連系量を示してございます。その表のところ、基幹系統増強A工期と書いてありますけれども、これはAの増強工事の期間を示してございまして、このAの増強工事が完了すれば、例えばここでいえば、連系量が左側のほうに書いてありますけれども、 α 1まで増加ということの意味してございます。赤い矢印は電源制御を前提に、Aの工事を完了する前に連系が可能な量となります。緑・青の矢印も同じような形で、電源制御を前提にして工事のBとか工事のCが完了する前に連系できる量を示してございます。この場合ですけれども、赤、緑、青の事業者の方は系統増強費用を負担することになります。

次に、4ページをごらんいただきたいと思います。これは、電源制御を恒久化した場合の事象ということで記載してございます。赤の矢印は、電源制御を恒久的に提供した場合の連系できる量を示してございまして、この場合は増強工事は必要ありません。赤のラインを超過するような場合は系統増強が必要となりまして、それはAの増強工事が終わってから、緑の分の矢印の連系の増加ができるということになります。青に関しましても、Bの系統増強が終わった後に連系の可能量がふえるという形になります。先ほどの3ページと比べますと、緑と青の連系の時期が遅くなるようになります。また、緑と青の事業者の方は系統増強費用を負担するという形になります。

次に、5ページ目をごらんいただきたいと思います。先ほどの案1と案2を比較した形になります。増強費用に関してですけれども、案1の場合は赤、緑、青の事業者の方々は増強費用ありと、連系時期に関しましては系統の増強前に連系が可能という形になります。一方、案の2のほうでは、4ページ目の赤の事業者の方は増強工事なしに連系が可能という形になります。一方、緑と青の事業者の方々は増強の後に連系がされると、そして系統増強費用の負担があるという形になります。

次に、6ページをごらんいただきたいと思います。電源制御を取り入れる場合に必要となる検討課題ということで、2点ほど挙げてございます。

最初の矢羽根ですけれども、過去の案件の補償とか返金の請求に対応しないルールの特典化が必要ではないかということで、過去の案件からの補償等が求められるとなかなか対応し切れないということで、その辺のルールも明確にすることが必要ではないかというふうに考えてございます。

また、2つ目の矢羽根ですけれども、作業停止に伴う発電の停止、無償化のルールも明確化が必要というふうに考えてございます。上から3行目にありますけれども、基幹系統を適用するに当たっては、当該送電線のみならずループ系統での作業停止時も発電停止が必要となる可能性があります。こういうことから、作業停止に関する調整がなかなか難航するのではないかということ

で、ルールの明確化が必要というふうに考えてございます。

次に、7ページ目をごらんいただきたいと思います。これは電源制御の方法ということで、今後具体的な検討を深める必要がございますけれども、安定度面とか電圧面及び熱容量面で、それぞれの電源制御の制御する時間のレベルが異なるということから、その辺を見ながら検討する必要があるというふうに考えてございます。

次に、8ページ目をごらんいただきたいと思います。熱容量評価における電源の見方ということで記載してございます。基幹系統ですけれども、全系の需給バランスを考慮した上で、最大実績相当から再エネの電源種別ごとの不等時性を考慮して評価してございます。ちょうど真ん中ら辺に書いていますけれども、再生可能エネルギーの高出力時の想定としましては、 2σ 相当を夏場の平均値として採用してございます。そういったことでも、現在では既に空き容量がない状況となっております。

次に、9ページをごらんいただきたいと思います。電源制御を適用するに当たっての送電線の信頼度の考え方を記載してございます。

最初の矢羽根ですけれども、これは昭和52年度の通達によって、ある一定の電線温度を限度といたしまして、短時間の過負荷が可能となるような送電線の運用をしてございます。電源制御を適用する場合ですけれども、先ほど申し上げましたとおり、時間が短い場合、いろいろありますので、その時間に応じた過負荷の容量を検討することで増加が見込める可能性もございますので、今後検討を深めていく必要があるというふうに考えてございます。

あと3つ目の矢羽根ですけれども、平常時の電源制御の適用ですが、なかなか変動電源の発電出力の予測が困難であるということと、あとは広範囲にわたるループ系統でありますので、基幹系統の適用は今後十分な検証が必要ではないかというふうに考えているところでございます。

10ページ目をごらんいただきたいと思います。事故の事故実績等を示してございます。500キロボルトの北上幹線と275キロボルトの奥羽幹線の事故実績を、過去5年間分を表にしたものでございます。表に記載のとおり事故が発生してございまして、いずれも電源制御を実施するような状況には至ってございません。

下の矢羽根ですけれども、作業停止ですが、作業停止に関しましても電源制御を行うような状況になってございませんけれども、今後、設備の利用率が向上しますと、場合によっては計画的な作業停止においても電源の制御は必要になる可能性があるというふうに考えてございます。

次に、11ページをごらんいただきたいと思います。電源制御の対象ということですが、既設の事業者の方に対しましては、事故時の電源制御不要という形で連系していただいているといったところがございます。既設の事業者の方々の発電制御を考えると、トータルの制御量が

減少する可能性がございますけれども、こういったことから既設事業者のところまで電源制御の対象範囲に含まれるかどうかを明確にする必要があるのではないかとこのように考えてございます。

説明は以上です。

○荻本座長

どうもありがとうございました。

それでは次に、事務局からお願いいたします。

○曳野電力・ガス事業部電力需給・流通政策室長

資料11-1をごらんください。系統連系の拡大に向けて特に取り組むべき当面の課題についてということで、ご説明いただきました北電さん、東北電力さん、それから既存電源と将来電源の公平性についてということでまとめさせていただいております。

まず3ページをごらんください。これは、北海道電力さんからご説明いただいたことと重複ございますけれども、北海道における風力発電の連系拡大において3つの選択肢の追加、また2つの対応をしっかりとやっていくということ①から⑤で記載させていただいております。今後の進め方として、特に系統側の蓄電池を設置するという③の対応につきましては、現状、南早来の変電所で行われております大型蓄電システム実証事業の中間評価、これは12月、来月めどに行われるということで今調整中というふうに伺っておりますが、その結果も踏まえて、1月をめどに総合エネ調の再生可能エネルギー導入促進関連制度改革小委員会なりを開催を調整したいと思っております。この詳細についての検討を進めてまいりたいというふうに考えております。

具体的にこの5つの論点、これは前回のワーキンググループでも事務局からお示しさせていただきましたが、これについての今後の対応の方向性について、4ページにまとめさせていただいております。北電さんのご説明と、ここで記載しております対応の方向性あるいは内容といったものについては相当重複ございますので、追加的に幾つかだけ申し上げれば、解列条件付きの接続受け入れと、3台時の解列条件というものについては長周期対策が必要なくなるということで、蓄電池の必要容量の大幅削減が可能であるということでございますが、そもそもこれは自然変動電源が増大に伴って、系統側で必要となる調整力の確保のあり方等について、今後検討が必要ではないかと考えられます。実証実験、北本の風力導入の空き枠についての再募集ということで、今回②で書いておりますが、こちらにつきましてはこの実証実験が6.3万も含めて速やかに可能となるよう、広域機関において必要なルール整備というものを速やかな検討をお願いしたいというふうに考えております。年明けに再募集を開始し、年度内めどに実施案件については確定できればというふうに考えられるところでございます。また、将来的にはこの20万キロワットの実証

結果等も踏まえながら、さらなる拡大方策についても検討が必要と考えられます。

それから、③の系統側蓄電池の活用につきましては、設置費用についての負担のルール等も整備、検討を進めながら、連系の募集プロセスを年度末を目途に、試行的に実施する方向で検討を進められればというふうに考えております。こちらにつきましては、また海外においては周波数調定率の制御が可能な風力発電所、あるいはスペインなどではいわゆる風力中給といわれるようなリアルタイムでの制御を行っている例も既にごございますので、こうした先進事例も踏まえながら、こういったある意味ではスマートグリッドといいますか、先進型のより技術を導入していくという可能性についても検討が必要じゃないかというふうに考えられるところでございます。

また、4番目のLNG火力発電所の活用につきましては、北電さんよりその活用についての明確な発言をいただいたところでございますけれども、これをもって系統側蓄電池の必要容量の低減を図るとともに、この差し替え費用の負担のあり方、これは若干系統ワーキングの議論をまた出してしまうということになると思いますので、しかるべき場で議論を進めてまいりたいというふうに考えております。

加えて、この右側、将来的な課題というところに書いてございますけれども、現にLNG火力についても、よりハイスペックな出力変化速度のものというものを導入していくということで、むしろ調整力の増大可能性についても検討が必要ではないかと考えるところでございます。

揚水発電所、それから北本連系線につきましては、本日の北電さんの説明の中でも最大限実施しているというような、活用しているというようなご説明いただきましたけれども、今後とも活用状況を確認してまいるとともに、北本連系線、2019年に60万キロワットから90万キロワットに増強されるというような状況もある中で、平常時のAFCの調整力、現状は6万キロワットプラスマイナスという状況ですが、この拡大可能性についても検討課題でないかと考えられるところでございます。

次に、東北北部エリアの系統連系についてということで、6ページでございます。先ほど東北電力さんから、幾つかの系統の増強に関しての今後の計画の進め方、段取り、それから幾つかルールが明確になる必要があるのではないかというような提起をいただきましたので、事務局として現状のルールについて改めての整理をさせていただいて、この場でお示しをさせていただいております。

まず、当面の連系可能量を拡大させる系統運用についてということで、この電源制御を系統事故の起因による電源制御を可能とするという対策につきましては、送配電事業者が事故等の発生により補償なく発電設備の出力抑制を行うことは、現行のFIT法の施行規則に基づいて、既存の発電設備を含めて既に可能となっているというところでございます。

ただし、実際に出力抑制を可能とするための装置の設置費用というものを事後的に既存の発電事業者に求めるということになりますと、事業の予見可能性を損なうということが考えられますので、ご協力をいただくとかこの対応をいただくに当たって、装置の設置について、既存発電事業者が費用負担というのは求めないということが適当ではないかと考えるところでございます。

その下半分のところに、FIT法の施行規則というものをつけさせていただいておりますが、6条3項のホの(1)というところでございまして、天災事変の場合にはとめるということが無補償でできるということになってございまして、これに応じない場合には接続拒否事由に当たるということが既に明記されているところでございます。

ただし、後ほどご説明をさせていただきますが、こうした協力を行うことについて、公平性のルールの中で調整を行うことは可能ではないかと考えられるところでございます。

次に、7ページをごらんください。こちらは、資源エネルギー庁としてお示しをしております特定契約・接続契約のモデル契約でございまして、この中でも合理的な理由を示した場合には出力抑制により生じた損害の補償を求めないという契約がございまして、その場合には下から5行目でございますが、上位系統である変電所や送電線の事故に伴う対応も含まれるということで、もちろんどのような対応になったかということの合理性について、丁寧な説明が送配電事業者から求められるところでございます。

ただ、いずれにいたしましても、今回、北東北の件につきましては、先ほどのご説明にありましたとおり、過去5年においては非常に限定的なケースであるということがイメージとしては考えられるところでございます。

次に、8ページをごらんください。こちらにも現行ルールの確認でございます。系統連系時の工事に伴う出力の抑制についてということで、これは実は先行して実際につながっている方と、今後つながる方の調和の問題になってくるかと思っておりますけれども、実際に連系設備を増加するに伴って、その場合に系統の工事の場合に抑制をいただくということで、後から入る方のために、先行者の方々に若干工事に対するご協力をお願いするというケースが出てまいります。

また、実際に工事のケースがふえた場合に、できるだけ系統増強を限定的にしようということ、結果的に系統の混雑というか、電気の流量がふえることによって、工事の日が相対的には増加することが考えられるわけでございます。これにつきましては、ルール上は系統工事時においてはまさにFIT法の施行規則に基づいて、送配電事業者が補償なく発電設備の出力量の抑制を行うことができるということで、6条3項のへという、この省令に明記されているところでございます。

同様に、接続契約のモデル契約、9ページでございまして、こちらについても契約上、明記す

ることがモデルケースとして書いてございます。もちろん、必要最小限度であるということでございますが、系統の増強量を、繰り返しになります。最小限にしようと思えば思うほど、工事に対するご協力をお願いするということで、ある意味トレードオフの関係になってくるということでございます。国民負担を最小化する観点からは、その調和が必要であろうというふうに考えるところでございます。

最後に、既存電源と将来電源の公平性についての論点でございます。これは一般的なルールに関する論点でございます。

調達価格等算定委員会においては、現在、リプレースを行った場合のFITの売電価格のあり方が議論されているところであります。これに基づきまして、30日なり360時間なりで、現状のいわゆる30日等出力制御枠のルールで接続されている発電設備がリプレースを行い、また再度、売電を行うといったことが考えられるところであります。この場合、再エネの導入拡大をどんどん図っていくと。

それから事業者の、きょうの議論でもございましたけれども、一部の方々の負担が非常に重くなっていくということよりも、むしろ調和を図っていくという観点からは、この接続申込み量が30日等出力制御枠を超えているエリアにおいては、リプレース案件については既存電源時の条件を一旦リセットして、全体を合わせて指定ルールを適用することによって、既存電源と将来電源の公平性を図っていくことが必要ではないかということでございます。

こうした観点からは、リプレースのみならず、今後のFIT設備の廃止、あるいはFIT期間の終了に伴って、30日等出力制御枠のルールに空き枠が生じる場合においても、全体としての出力制御量の緩和、それから平準化を図っていく観点から対応が必要じゃないか、つまり既存電源と将来電源の公平性が重要じゃないかということでございます。この点につきましては、前回のワーキンググループでも発電事業者の方からも、公平性は非常に大事であるというようなご意見がございましたので、本日それに基づきましてこのような資料を準備させていただいたところでございます。

次に、資料11-2をごらんください。出力制御の公平性の確保ルールにつきまして、前回、骨子をお示しさせていただきましたが、本日、その具体的に掘り下げた中身について準備をさせていただいております。

2ページが目次で、全体の項目でございますが、3ページをごらんください。まず基本的な考え方、これは前回もご説明させていただきましたが、審議会の議論の中で、これは新エネ小委の中で出力制御を行う場合の発電事業者間の公平性あるいは柔軟性確保ということで、こちらに基づいたルールの整備という位置づけでございます。

次に、4ページをごらんください。出力制御の機会の公平性に関する内容でございます。上限につきましては年間30日、あるいは部分制御の考慮時間としては時間制でございます。または指定電気事業者制度の中での出力制御と、これは幾つかの類型がございますけれども、通時的なルールで全体、発電事業者が均等に出力制御を行われるようにする必要があろうという考え方でございます。ただし、これは手続の公平性の確保ということでございまして、結果において均等に出力制御が保証されるわけではない、その場合でも公平性に反することにはならないということでございます。

具体的に下に書いてございますが、例えば非常に晴れている日に制御をされた場合と、曇っている、薄曇りの日に制御された場合で実際の出力制御量、これは推計値になるかもしれませんが、これは変わるわけでございますが、何か恣意的に行うわけではなく、その手続上しっかり公平性が確保されていれば、結果的に出力制御の量が変わった場合に、公平性に反することにはならないということではないかということでございます。

3つ目のポツでございますが、またその系統連系の導入拡大のために、先ほど東北電力さんの関係でございますが、電源制御を受け入れると、あるいは協力を行っていただくという事業者については、電源制御を実際に行った場合には30日に達する範囲内の枠内では日数にカウントしても公平性に反することにはならない、実質的にはこの枠内におさまっている限りにおいては、ご協力いただいてもそれが経済的な損失につながらないような配慮を行ってはどうかということで、これによってご協力を得ていくということで、むしろ全体としてのコストを下げたいってはどうかというご提案でございます。

次に、5ページをごらんください。ルールのもとでの接続する再エネ発電事業者からの公平性についてということでございますが、これはまず1つ目のポツでございますが、全体の出力制御量がそれぞれの出力制御の上限に達すると見込まれるまでの間は、全ての発電事業者に対して公平に出力制御を行っていくと。ただ、手続上、明確にする場合において、例えば時間制御や指定ルールの発電事業者は、1日当たり必要な時間数のみ停止するといったことは、決めていくこと自身は許容されるのではないかと。

それから、30日の上限を超えて出力制御を行う場合には、もともとの日数制御、それから時間制御が適用される再エネ事業者には、可能な限り上限まで出力制御を行うと。ただし、上限まで出力制御が行われない場合でも、調整の柔軟性が高い事業者に対しては一定の順番の入れかえ等が行われることは、これは年度最後で見た場合にどうなるかということになると思いますが、一定の制御側の柔軟性を確保するという必要はないかということでございます。

一番下でございますが、太陽光の10キロ未満の家庭等については、まずは10キロワット以上の

制御を行った上でそれでも必要となる場合と、このケースですと右から2番目のところで、太陽光の10キロワット未満ということで、これはほかの制御が足りなかった場合にのみ、10キロワット未満には出力制御を行うということでどうかということで、これは若干、公平性の観点から、ここはむしろ小規模なところに対する対応としての特例措置という形になっております。

次に、6ページをごらんください。こちら、出力制御の見通しについては公表するというもので、これは現状もそうなっておりますので、それをしっかりルール上明確化していくということでございます。

それから、7ページは全体の見直しを見直していくと、随時見直していくと。それから留意事項として、上限として保証するものではないということの留意状況でございます。

それから8ページにつきましても、これは現状行われていることについての系統ワーキング、あるいは各社がホームページ等での開示を行っていることについての情報開示についてのルール化でございます。

9ページも同様でございます。

10ページが、広域機関等での検証に関する事項でございます。広域機関は、現状、種子島等で行われた場合における検証をもう既に実施をいただいております、その結果は公表されているところでございます。今後、こうした離島のみならず、本土での出力制御の可能性も考えられますので、自然変動電源の抑制を行う前に、実際に講じた措置が着実に行われているかという観点に加えて、出力制御が行われた翌年度に、実際に先ほど申し上げた手続に沿って、年間を通じて出力制御が適正に行われたかどうかということで、これは先ほど申し上げた結果の公平性じゃなくて機会の公平性、それから再エネ事業者間の公平性の項目に照らして行っていただければというふうに考えております。

また、こうした基本的な考え方については、本日の系統ワーキングでまさにご議論いただいているわけですが、今後、改定等あれば、主な事項であればこのワーキング、あるいは別なホームページでの公表等で、しっかり手続の適正性を図っていく必要があるかと考えております。

それから、11ページをごらんください。こちらについては、経済的出力制御を将来的に行う場合については、協力義務というものを定めたいというふうに考えております。ただし、この具体的な逸失電力量の算定方法、それから買取価格が異なる場合にどういう形で調整していくかということについての実務的な検討が必要と考えております。これは留意事項でございます。

それから、12ページは風力の出力制御は部分制御考慮時間で行うということで、ここは逆にルール化をここでしておりますので、ぜひとも事業者のご協力が必要という部分になっております。

これによってご協力が得られることで、公平、効率的な出力制御が可能になるというふうに考えております。

それから、一番最後に補足でございますが、先ほど東北電力さんの説明の中で、資料10という中で、案の1と案の2という、3ページと4ページですね、こちらで両方の案をお示しいただいて、5ページの中でそれぞれの案の1と案の2の対比をいただいたところでございます。もちろんこの増強費用について、先行者である赤い色の人たちが、非常に負担が軽いという意味では案の2がそうなんですけれども、今後、再生可能エネルギーを持続的に入れていくという考え方に基づけば、増強が今回限りで1回限りで終わるということが断言できればそうなんですけれども、しっかり系統の対策もしていきながら持続的に入れていき、かつ2番目以降の方との公平性を確保するという観点からは、事務局としては案の1のほうが公平性の観点からは適切と考えますけれども、この辺についてももし何かそれ以外の方法が適切であるということであれば、ぜひご議論いただければというふうに考えております。

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、討議の時間といたしたいと思いますが、まず最初に広域機関さんから、今ご説明がありました資料に関してご発言があればお願いいたします。

○電力広域的運営推進機関・佐藤理事

決めていただいたものに沿って、普通だと裁量権があればあるほどありがたいんですが、今回に関しましてはなかなかならぬほどありがたいので、今後も私どもとしては、ルールに従って検証のみができる形をなるべく整えていただければと思いますが、今回お示しいただいたやつで、相当部分、整えていただいたというふうに理解しております。ありがとうございます。

○荻本座長

ありがとうございました。

それでは、討論ということでございます。ご意見のある方はぜひ名札を立てていただきたいと思っております。

○大山委員

いろいろと対策を考えていただいて、どうもありがとうございます。

事務局の資料11-1の4ページ目に、いろいろと将来的な検討課題というのが入っているんですけれども、周波数調定率制御が可能な風力発電所とか、リアルタイム制御とか、そういったことをぜひこれから検討していくべきだなというふうに思っています。

それから、その下にあるLNGの件ですけれども、出力変化速度等にすぐれたLNGの導入ということで、今回、北海道電力さんのほうで3から5%という、そういうのを入れますよということになっているんですけれども、これを入れたときには出力変化率がこれで十分とか、そういう検討をなさったかどうかというのをちょっと伺っておきたいなというふうに思いました。とりあえずそれだけでお願いします。

○荻本座長

ありがとうございます。

では、お願いしてよろしいですか。

○北海道電力・中村流通本部工務部長

北海道電力、中村でございます。

今、大山先生のほうからご指摘いただいたのは、ペーパーとしては資料9の14ページに書いてあるところでございます。出力変化の速度について、3～5%/分という数字を示しておりますけれども、弊社の1号機につきましては、この仕様で今、建設を進めているというところでございます。私どものほうの今までの知見の中では、決してこの3～5%/分という調整力、変化速度として、スピードの遅いというものではないというふうには認識しております。

ただ、いろんな国内、それから国外も含めまして、いろんな知見がまだある、そしてまだ早い変化速度のものもあるやに聞いておりますので、そういったところも調査をしながら検討を進めてまいりたいなというふうに思っているところでございます。

私のほうからは以上でございます。

○荻本座長

前半の新技术というか、風力の新技术に関してはいかがでしょうか。

○北海道電力・中村流通本部工務部長

風力の新技术、ちょっとすみません、もう一度ご質問の中身をご指摘いただければと思うんですが。

○大山委員

特に質問というわけじゃなくて、一電力会社で考えるということではないというふうに私は思っていますけれども、風力側で周波数を見て制御するとか、オンラインで制御するとか、そういうことを入れていけばずっと楽になると思いますので、それについてはこれを北電さんにやってくれという意味ではなくて、考えていきたいと思いますというつもりで発言しました。

○荻本座長

わかりました。

どうぞ。

○電気事業連合会・三谷電力技術部部長

電気事業連合会からご回答させていただきたいと思いますが、おっしゃるとおり、一電力会社という問題じゃないかと思えますし、こちらには事務局さんのほうで将来的な検討課題ということで、2点ほど代表的なのを挙げていただいたと認識しておりますけれども、これ以外にもいろいろなものというのが、今後の新しい技術というのも出てくるかもしれませんので、幅広くいろんな方策について検討してまいりたいと、それは電力大として取り組んでいきたいと思っております。

○荻本座長

ありがとうございます。

○大山委員

ぜひ、世界をリードする技術をつくっていただければと思っています。

○荻本座長

私もちょっとコメントしますと、今まで風力も太陽光も、電力量、アワーをただ売ろうというようなことが基本だったんですが、例えばドイツなんかで非常に電気代、売れる値が下がっているということで、風力もPVも調整ができます、その調整の能力も買っていただきたいというのが非常に大きな潮流になっておりますので、日本だとできるのかできないのかというところにいるような状況なんですけれども、それはもうできるといった上でどうやってインプリメントするかというところがほとんどメインになっていきますので、ぜひそこはお願いしたいと思います。

ほか、いかがでしょうか。

○松村委員

先ほどの大山先生の質問の後半のほうは、あの回答でよかったのかがよくわからなかった。僕も同じようなところを疑問に思いました。その前に一つ確認させて下さい。聞き間違いだったかもしれないのですが、口頭の説明で、仕様を変えると燃料費が上がると説明を受けたような気がしたのですが、固定費が上がるのならとてもよくわかるのですけれども、私の聞き間違いだったでしょうか。

○北海道電力・中村流通本部工務部長

北海道電力の中村でございます。

先ほど冒頭に私が説明した内容に関してのご質問だと思います。費用負担、ちょっと燃料費と私は言ったかもしれませんが。固定費という考え方で結構でございます。

○松村委員

ありがとうございました。

それから、大山先生がお聞きになったのは、私も疑問に思ったのですが、最初に検討するときこの性能で十分と思ったのかという点への回答で、これから他にもいろいろ、国内も海外も高性能のものがあるやに聞いていますのでこれから調べます、と聞いたような気がしたのですけれども、北海道電力がLNG火力を入れたのは、国内でもほぼ最後発に近いわけですよね。だから、事例は他に山のようにあったわけで、入れるときに当然検討したのではないですかというのが質問だったと思ったのです。これから調べるのですか。

○北海道電力・中村流通本部工務部長

今のご質問に対する答えですけれども、LNG火力の使用検討に当たっては、LNGとしての調整力として性能の高いものをとということで検討した結果で、メーカーさんなりの知見も情報収集をしまして、今の3%から5%、これは出力によってもどこで使うかによってスピードが変わりますので、そういったことも検討した上で、1号機の仕様については3から5%ということを仕様として決めているところでございます。

○松村委員

電事連にお伺いしたほうがいいのか、あるいは事務局に聞いたほうがいいのかもかもしれませんが、例えば関電が比較的最近、新しいをつくっていますよね。これも大体こんな程度の性能なのですか。

○荻本座長

どうぞ。

○曳野電力・ガス事業部電力需給・流通政策室長

個別の企業の調整力は、申し上げると多分差しさわるとは思いますけれども、先ほど低くはないというふうに、正確に北電さんはおっしゃっていただいたと思うんですけども、3から5%というのは、事務局としては、低くはないけれども高くはないという認識でございます。

○松村委員

こういう性能も経営情報なんですね。大変失礼しました。

どう考えても、北海道のような系統規模の小さなところのほうが、こういう類の性能は高いものが需要ではないかと素人的には思えるのですけれども、どうしてこんなふうになってしまったのか。私は元々の検討段階でこうなってしまったのがどうしてなのかは、いまだにとっても不思議です。同じようなことが京極のときにもあったわけですが、また同じことが繰り返されたのかというような気がします。ただ、今さら言ってもしょうがないので、疑問に思っているということだけにとどめます。

次に、北電が出されたものの中で議論が必要だと思ったのは、3台動かすのか4台動かすのか。4台動かすと、いいことばかりじゃなくて、むしろ下げ代が足りなくなって負の影響があるが、どっちのほうがいいですか、ということをはっきり言っていただいた。確かに下げ代がいろんな局面で効いてくるというのはずっと伺っていますので、特に北海道のようなところでは4台動かすことのデメリットがこれだけはっきりしたわけですから、ここは北海道電力の判断に任せる、3台のほうがいいということであればその判断は不当だとはいえないのではないかと。

次に、東北の資料に関して、言われたことに異議はなかったのですが、ちょっと気になったことがあった。スライドの6ページのところで、今回の件に限らず一般論で、これは事務局から回答があったのもうこの問題自体は解決したと思うのですけれども、作業停止とかは確かに一般にいろんな人が関連していて、調整に再生可能エネルギーの事業者まで加わると、とても煩雑になるというのは確かにそうだと思うのですけれども、これはこの件に限らず、やはり春から夏前だとか、夏明けから冬前に基本的に工事をするというのは変えないでいただきたい。今までどおりやっていただきたい。これによって、確かに再生可能エネルギーの方にとっては、再生可能エネルギーの適した時期にとめられることは確かに不本意かもしれないのですけれども、これは安定供給という観点から見ても、あるいは社会的なコストを節約するという観点から見ても、今まで合理的なことをやっていたと思います。

再生可能エネルギーに適した時期だということは、逆に言うと電気が余りがちな時期だということでもあるので、そのときにその結果として制御されるということがあったとしても、それは社会的なコストとしては比較的低い時期でもあるということとは言えると思います。そのような観点から見ても、今までのやり方は決して間違っていない。これが再生可能エネルギー事業者からの要望で、大きく変わるとかということになると社会的コストを増やしかねないので、これはぜひ今回ご提起されたとおりのやり方で、今までどおりの手続で、今までどおりのやり方でやれるように。これに限らず、送電線の作業計画はそういう形でできればと思います。

次、資料11-1のスライド11について、確認させてください。

提案は全くそのとおりでと思います。リプレースのときに、もともとの30日制御枠のほうで維持されるとやるよりも、こうするほうが公正だということによくわかる。この運用を確認させて下さい。仮に100、30日の接続枠があったとして、今現在120の事業者が入っている。つまりもう枠が埋まっている状況。だからこれは空いていないという状況になるわけですね。1の人がリプレースをして30日枠から外れたとすると、今まで100あって、100埋まっていて、1の人が30日枠から外れたんだから、30日枠に残っている人は99になるわけですね。99になるけれども、これは99のまま維持して埋めない。そういうことですね。誰か待っている人が埋めてリプレース

した人が外れるということではないことを確認させてください。

もう100の枠で120なんていう状況になっているときには、ある意味で指定電気事業者というのがすごく出力抑制を受けるという状況になっているわけですから、なるべく30日枠は小さくするほうがいいと思います。そういう運用だと思うのですが、一応念のために確認させてください。

次に、資料11-2のスライド5、その前のスライドのところも含めて反対することは特に何もないのですが、全ての発電事業者に対して公平に出力抑制をすることを基本とすると言いながら、その後、柔軟な対応が可能だという形で書いているので、これは問題ないと思うのですが、できる限りやり方を縛らないでいただきたい。同じカテゴリーに入っている人が、少なくとも手続の面では公平にというのは必要条件だと思うけれども、それ以上のことは求めなくてもいいと思っています。自主的な取り組みによって出力抑制をしやすくする、しにくくなるとか、そういうようなことがあるときに、自主的な取り組みをしてくれた人が、結果的に相対的に抑制が少なくなると、非協力的な人が、もちろん30日という上限は守らなければいけないけれども、多くなるとかというようなことがあったとしても、それが手続でビルドインされていたとしても、それは不公平だとは思わない。そういうこともかなりの程度許容されるようにしないと、これからいろんな制度やルールを考えていくときにとてもやりにくくなると思います。同じカテゴリー、同じグループの人が大きな差がないというのが基本だということでもいいと思います。

それから最後に、経済的な抑制、経済的な手段にということについて、前向きに検討していただけるということで、この点はありがたく聞きました。これに関して、例えばお金、実際に抑制されたけれども、30日を超えて抑制されたけれども、じゃそれを補償するというときに、幾ら補償するのかという、単価とか量とかの問題もあるというのは、確かにそのとおりだと思います。ご指摘のような問題はあると思います。あるいは、そもそも買い取りの単価が違うときにどうするのかという問題もあるとは思いますが、しかしこれは考え方としては、例えば30日までは法律で認められているわけだから、例えば抑制しなかった人も30日分抑制したとみなすとすると、とってくる部分は計測できているはず。実際にお金を払っているわけですから。5月何日は、本来抑制するはずだったのだけれども、抑制しないでお金払いましたということがあったとすると、それを基金としてためて、30日枠の人だから本来は30日を超えて抑制できないような人が余分に抑制したときの補償の原資にすれば、時間という点では1対1で移せないかもしれないけれども、よりFIT価格の高い人を抑制して、安い人の方に持ってくるかということをするれば、指定電気事業者に過度な負担をさせなくても、もっと長い時間でも抑制可能ということもあり得ると思います。

いろんな形で制度の工夫はできるはずですし、ご指摘の問題は解決する方法は幾らでもあると

思います。問題があることは十分わかりましたが、そのようなものを解決する手段は必ずあると思いますので、ぜひ前向きに検討をお願いします。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。

とても多かったので、私の整理もしないといけないんですが、最初にLNGに関してはコメントということで承りたいと思います。

それから、3台、4台についてもコメントということで承りたいと思います。

それから、その次の送電線に関しては、連合会さんにコメントいただければと思います。

それから、あとの3つはどちらかという事務局ということですので、リプレース時の考え方、1なくなったときにどう考えるか、それからその次がなるべく柔軟にというのはどういうことかということと、最後の点ということ、まず3点、事務局からお願いします。

○曳野電力・ガス事業部電力需給・流通政策室長

ありがとうございます。

まず、資料11-1の中で、リプレースにおける考え方でございますが、これは松村委員からご指摘いただいたとおりです。1をリプレースした場合には99の枠になり、埋めないという考え方に基ついております。この考え方は、ある意味では資料8-1の12ページにございます30日等出力制御枠について、既に接続申込み量が30日消化している場合にはふやさないということと、ある意味整合的ではないかというふうに考えております。

ただ、冒頭、馬場委員なりからご指摘いただいたとおり、そもそもこの考え方をいつまで維持するんだというようなご意見もいただいておりますので、制度全体の問題として今後考えていかなければいけないということだと認識をしております。

それから、公平性のところは、基本的にはご指摘いただいたように、同等のカテゴリーについての公平性というところがございます。そういう意味では、ここの「全ての発電事業者に対して公平に出力制御」と書いておきながら、その後が柔軟性を書いているものですから、少し明確化をする必要があろうかと思っておりますけれども、いずれにせよ、例えば調整の柔軟性が高い方々についての、これは系統運用者の立場からすれば、むしろそれを最後にとっておきたいというインセンティブもあると思っておりますし、前回は議論になりましたように、むしろある意味では既に対応するはずだというふうに業界でコミットしていただいているものについて、協力をいただける方々といいただけない方について、本当に公平性を確保する必要があるのか。これは実は、そこは公平にやらないのであればこちらが公平でやる必要ないという議論は当然あろうかと考えております。

それから、経済的な枠組みについては、事務局としてのまだ整理が進んでいないというところが正直なところでございますが、いずれにせよここの中で明記するというのは、経済的出力制御ができないのであれば、そもそもここに書かないという前提で今対応させていただいているところでございます。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。

それでは、途中でありました送電線、オフのときに工事をするということは、全体の便益のために維持してほしいというご発言がありましたけれども、いかがでしょうか。

○電気事業連合会・三谷電力技術部部長

そうですね、作業時期、今までと変えるべきではないというご意見だと承りますけれども、おっしゃるとおりだと思います。将来的に需給構造自体が全く変わってくるという話になればまた違うかもしれませんけれども、現行の需給構造であれば、いわゆる端境と我々が申し上げている時期というのも変えるべきではないというご意見だと承りますので、ぜひご参考にさせていただきますようお願いしております。

○荻本座長

ありがとうございます。

それでは、岩船委員、お願いします。

○岩船委員

ありがとうございます。

私、まず北海道電力さんの資料を拝見しまして、最初に出た案よりも事業者が負うべき蓄電池の負担が減るような方向で、大変検討していただいてよかったなと思いました。ただ、全体を見ると、火力の4台運転で非効率になって燃料費が増えるとか、LNG火力と石炭火力の差し替えでコストアップとか、そういったもろもろの費用負担と、それをやめて蓄電池を入れたほうがいいのか、というような全体的なシミュレーションができていないと思います。今回、北海道電力さんが、再エネがこれ以上入っては困る、というような姿勢であるという声を受けてこの話題が取り上げられてきたのだと思います。そもそものこのWG自体も、電力会社が接続拒否してきたのは本当にそれが妥当なのかみたい、ということをチェックするために設けられたものだと思います。そういう意味で、電力会社さんだけから数字が出ている範囲では、この先、皆さんの合意を得るのがどんどん難しくなるんじゃないかなと思います。

なので、できるだけデータ等をオープンにして、当事者以外の方がきちんとした需給シミュレ

ーションができるような、仕組みを構築すべきではないでしょうか。発電機のユニットコミットメントまで含めて、シミュレーションできれば、火力を4台運転するよりも、電池を入れたほうが例えば費用対効果がいいですとか、そうすると、そのとき一般負担はどうなって特定負担はどうなりますとか、試算できます。再エネがふえることの調整力のコストというのを、もっと適切に評価していく必要があるのではないかと思います。できれば、それは電力さんだけではなく、当事者じゃない第三者がやるべきではないか、という気がします。そういう方向を少し目指していただきたいと思います。

もう終わってしまった資料で申しわけないんですけども、資料8-1で、最後に29ページのところで、需給情報に関する情報の公開というのを整理していただきました。ただ、これ以前は、前回の会議で取り上げられていたので、探してみたのですが、一部の電力会社さんのデータが見つかりませんでした。そういうことがあって、整理していただいたと思うんですけども、こういったデータがきちんと公開されていくことが大事だと思います。今ここに載っているだけで、恐らくこの系統WGの第9回目の資料、何の何の一番後ろですとかいうのは、誰も余り気がつかないと思うんですね。ですので、きちんとデータを公開するのであれば、それになるべく関心のある人がアクセスしやすいような形で情報を公開していただきたいです。こういったシミュレーションがきちんとできてくれば、先ほどの松村委員のお話にもありましたけれども、資料11-2の11ページ、経済的出力制御、こういったことをきちんと定量的に評価することにつながってくださるというふうに思っています。風力に関してはある程度一定のルールを決めることができたようなので大丈夫と思いますが、太陽光に関してはプレイヤーも多くて、恐らくこの資料の5ページにあったような、いろんなルールの混在がどうしてもきっと対応しなくちゃいけなくなると思います。ですので、本当に抑制する局面になったら、この混在したルールを順番に回していくのは、かなり綱渡りみたいな話だと思いますので、最後は経済的に調整していくような方向を目指していくしかないんじゃないかなと思います。ですので、なるべく早く経済的出力制御の具体的な検討に取りかかっていたいただきたいと思います。そのためには公平な、皆さんの合意が得られるような需給シミュレーションをもっと突き詰めていくべきではないかと思います。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。

一体どっちに向かってお伺いしていいかわからないぐらいのご発言ですが、まず事務局、とりあえず。

○曳野電力・ガス事業部電力需給・流通政策室長

経済的手法については、先ほど松村委員からのご指摘にお答えしたとおりでございますが、この系統ワーキングで、ある意味ではデータを出していただいて、第三者の目からも検証するという、まさに手法をとっていただいているわけですけれども、情報公開、岩船委員からのご指摘も踏まえて、今回は需給情報については各社、公開を今回していただいておりますし、またすみません、そういう意味でいうとリンクについては非常にわかりにくいというようなことで、私自身もぱっとわかるわけでも必ずしもなかったもので、これは需給見通しのページにリンクを張っていただくことで、事実上対応ができるんじゃないかというふうに考えております。

いずれにせよ、エネ庁としても各社の積極的な情報公開については促してまいりたい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した。

ほかはよろしいですか、とりあえず。

今のことにに関してでしたら、電事連さん、先。

○電気事業連合会・三谷電力技術部部长

需給情報の公開については、非常に探しにくいというご指摘を岩船先生からいただいたと認識しておりまして、事務局からもご回答いただいたとおり、でんき予報のページからリンク張るという対応については、また各社準備することにしておりますが、また広域機関さんがいなくなっちゃったんであれですけれども、もともと広域機関のホームページのほうにポータルのようなものを設けてございまして、今資料にあるURLを全部打ち込まなくても各電力会社の名前を叩けば、その該当の需給情報のページに行くというふうにもなっております。

ただ、これの宣伝が全くできてないというところもありますので、またこれも広域機関さんにご相談して、ちょっとこういうところに情報があるということが明確になるように進めてまいりたいと思いますし、その前段の部分、第三者でもそういう検証ができるようなデータ、そういう公開の仕組みというのがあるんじゃないかということにつきましても、広域機関さんに丸投げしてはあれなんですけれども、こちらとご相談させていただきながらあり方というのも考えていきたい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。

恐らく私、2年前にこのワーキングを始めたときに、どういう解析をしてここで議論をするのかというところから始めたことを覚えておりまして、丸2年たってそういう議論ができるようになったなど。情報がそろってきて、またはそのやり方について各電力さんも非常に洗練されてき

て、恐らく社会全体でそういうことをフォローできるかどうかということに行こうとしているのではないかと思います。

それでは、あと岩船先生から、ルールが混在していて非常に大変ですねということが、恐らく太陽光発電協会さん、何かコメント、その点あればということと、今、お札立てていることを続けてお願いします。

○太陽光発電協会・増川光発電部会長

ありがとうございます。

ルールにつきましては、非常に利害も住宅用とメガソーラーで多分全然違いますし、なかなか本当に公平なルールかどうかというのを皆さん事業者さんに投げかけても、なかなか統一して意見を出すのは非常に難しいと思います。

ただ一方で、公平性も大事ですが納得性というのも大事だと、出力が仕方がなく納得して抑制されるとかということも大事だと思いますので、今度ルールをつくっていく、我々の希望としては全国統一のルールにさせていただき、細かいところも含めてできるだけそうしていただきたいのと、ルールをつくる上で可能な範囲で事業者の意見を取り入れていただきたいというのが我々のまず要望でございます。

あと、それから、これは東北電力さんの資料10と関連してですけれども、4ページと5ページの、今回新たな提案ということで案2というのを出していただいたんですけれども、これはまさに前回私のほうからもコメントさせていただきましたけれども、コネクタンドマネージといえますか、システムを增強する前にとりあえずつながせていただいてシステム利用率を上げて、効率的な運用してもらいながら、どうしても余るときは、あるいは熱容量を超えるときは抑制してもらおうという、まさにその提案だと思ひまして、大変ありがとうございます。增強工事が本当に必要であれば、将来的にコストアンドベネフィットみたいに增強すればいいと思うんですけれども、必ずしもそうじゃないところも結構あると思いますので、これは東北電力さんに限った話じゃなくて、一般論として考えられると思いますので、これはもう少し深掘りして、ほかの電力会社さんにもぜひご検討いただければありがたい。

あと、制度的にも、事務局のほうではいろいろ課題はあるけれども、可能だというふうに理解したんですけれども、それでよろしいかというのが一つ。

それからもう一つですけれども、これは今回は当面の接続可能量をふやすということで大変ありがたい話なんですけれども、中長期的にどうやってふやしていくかということ、ぜひ次回以降の議題に取り入れていただきたいなというのと、これは岩船委員の専門になると思いますが、今回は需要が非常に影響があると、需要をふやす、つくっていくということも非常に大事だという

ふうに理解しましたので、少し中長期的な話になりますけれども、需要をふやすということもこの議論に取り上げていただきたいなというのが一つお願いです。

それから、多くて申しわけございません、あともう一つは、出力制御に関する情報公開ですけれども、これに関してもできるだけ、リアルタイムというのは無理だと思うんですけども、例えば実際に抑制したかどうか、制御したかどうかというのは翌日にはもうわかっているはずですので、例えば電力会社さんの電気予報というのはホームページにも公開されていますが、それを活用していただいて、あした何か抑制かかりそうだとかということで、例えば主婦の方が昼間洗濯しようとか、エコキュートをじゃあ昼間動かそう、そういうのも結びつく可能性があるので、できるだけ情報公開をしていただきたいというのがお願いでございます。

あと、規則的に、たくさん出て申しわけないんですけども、出力抑制、制御のルールに関してですけれども、オフラインとオンラインの区別をするかというのが、これは非常に慎重に検討する必要があると思いますので、オフラインの場合は1年間カレンダーで制御されちゃうわけですけれども、それはどうなるんですかという、非常に公平性の観点から難しい話なので、できるだけオンラインにしてもらうために、どうそれを誘導することも含めて、これは多分我々事業者も一緒になって考えなきゃいけないことだと思うんですけども、ぜひそっちの方向に持っていくような話にしていただければと思います。

私のほうからは以上でございます。

○荻本座長

またたくさんあって、まず、案2かという話については、あとでご意見をいただきたいと思えます。

需要をふやすという話と、情報公開で需要をふやすということはコメントということでしたければよいかと思います。

公開については、後で事務局にコメント、もしあればいただきますが、案2、東北さんの資料に関する案2というご指摘がありましたけれども、これについて何かございますか。

○東北電力・坂本電力システム部技術担当部長

東北電力が案2を出したというよりは、前回のワーキングで恒久的に電源抑制をした場合どうなるかというふうなことを問われましたので、その状況を客観的に、案1、案2と書きましかつけれども、ケース1、ケース2みたいな形で整理させていただいたということでありまして。

○荻本座長

ありがとうございます。

事務局はいかがでしょうか。

○曳野電力・ガス事業部電力需給・流通政策室長

基本的に、案1、案2でいいますと、ここでは並列的に並べていただいていますけれども、先ほどご説明の中でも申し上げましたけれども、公平性を重視するのであれば案の1になるのではないかということだと考えております。

○荻本座長

ありがとうございます。

それでは、風力発電協会さん。

○日本風力発電協会・鈴木副代表理事

皆さん協議されている中、大部分ラップしている内容になるんですが、今回、北電さんと東北電さんのほうで見直ししていただいて、今後の見通しの拡大策、方向性について議論いただいているわけですが、先ほど事務局というか委員長のほうからも話ちょっとありましたが、資料11-1の4ページ目、その対応方策の中にももちろん書いてある内容です。

一つは風力発電設備、あるいは風力発電所としては結構ヨーロッパのほうが開発経緯が早かったせいもあって、10年ぐらい前からもう既に周波数を検出して有効電力を下げる、上がった場合は下げるとか、そういうのは常時付帯で効いている設備が結構恒久的にあります。アメリカでもたしかそういう話が最近出てきておりますので、最近、固定買取制度のほうの見直しの議論も進む中で、全体的にコストを下げる方向にしなければいけないというのを協会としても考えなければいけないスタンスにあるので、まず北海道電力さんのほうの話というか、連系枠のポイントは周波数の話だと思いましたので、ガバナフリーで運転できるような風力発電所、あるいは風力発電機についての検討を、蓄電池併設より優先順位を高く検討に入れていただきたいというお願いです。同時並行的でも必要かと思えます。

それと、先ほどLNGの話がありましたが、多分昨年度ぐらいの火力原子力協会さんとの話では、ガスタービンのコンバインドであれば、最新鋭機であれば、かなり速い応答速度で上げ下げできるようなのをスペックにしているという話は承知しておりますので、この種類というかLNGの数%という中身を明らかにしていただく必要があるのではないかというふうに感じました。少なくとも、早いやつで最新鋭のガスタービンコンバインドですと1分間のレートが15~16%できるように伺って、それをスペックにしたというのをお聞きしておりますので、その仕様ではないんだろうなどは思いますが、調整力という側面から見るとそういう検討が必要なのではないかと思えます。

それから、東北電さんのほうに再検討していただいた中で、先ほども議論になっておりますが、案の1、案の2の中で、やはり公平性のところと、それから当然その系統増強ありきの議論で進

めていただくのは問題だと我々も思っておりますので、段階的にやっていく必要がある中で公平性をするという意味では、案の1の方向の可能性が高いのではないかなと思いつつも、くれぐれも不要な送電線、不要とは言わないですけども、必要以上の送電線の増強というのを抑えながら、増強ありきでなくて無駄な送電線をつくらないように、既存の系統を最大限有効活用するというのを第一義的に考えた対応をお願いしたいということでもあります。

当然この中で、増強する前の電制枠、それから増強した後の枠の中に、現在想定されている連系予定量というものがどういうものがあるかというのを、例えば火力系のものもこれからは入らざるを得ないのかもしれないかもしれませんし、そういうのを明確にさせていただきたいというのがお願いであります。いずれにしても、両案とも電制枠とそれから系統増強以降の枠についての見通しについて定量的、ある意味で概略でも定量的に示していただくのが必要だろうと思っておりますので、よろしくお願ひします。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。

恐らくLNGは検討はされるというご発言でしたので、この場ではさらなる回答は要らないかと。よろしいですね。

それでは事務局から。

○曳野電力・ガス事業部電力需給・流通政策室長

まず、一番最後にコメントいただいた、系統の増強ありきではなくて最小限であるということについては全くそのとおりで思っております。これはコストを最小化しなければいけないという、電力コスト全体として最小化しなきゃいけないというエネ庁としての立場としても全く同感でございますし、また送配電事業者の立場からしても、これは系統の増強をした場合には当然一般負担が入ってきますので、いたずらに増強した場合にはその地域の方々の電力コストのコストアップ要因になりますので、送配電事業者においても、そのようなインセンティブは制度上ないのではないかとこのように考えております。

他方で、ちょっと先ほど申し上げたとおり、工事の系統増強を最小限化することによって、送配電線の利用率が上がってまいりますので、工事に対するご理解、ご協力を賜らないといけないんじゃないか、これはトレードオフの関係にあるということでございます。

それから、ガバナフリーみたいな話については、事務局としてもまだ勉強中でございますが、ぜひこういうのは積極的に取り組んでまいりたいと思っております。

最後に、実際の調整力、LNGのところですが、これは私どもが今把握している限りでは15%

のものというのは聞いたことがございません。10%を超えるようなものの例というのは聞いたことがございませんけれども、ただ、今ここで本日お示しされた3から5%よりは高い導入実例というのはあるというふうに承知をしております。

○荻本座長

ありがとうございます。

今の点、東北電力さんから何かございますか。送電線を将来どういうところが使うのかということで、火力というような単語も出ていますけれども、それももしあれば含めて。

○東北電力・坂本電力システム部技術担当部長

計画されている電源を織り込んだ中で、必要最小限の系統増強をして、効率的な設備をつくるということは基本としてございますので、なるべく無駄な設備をつくらないことで計画してございます。

あと、連系量を明確にしてというふうなお話だったかと思います。これは他社の状況を明確にしてくれということでしょうか。

○日本風力発電協会・鈴木副代表理事

今、一応想定されている申込み、あるいは量というのがあるほかに、再生可能エネルギー以外のものというのもその中に入っているのかいないのかという、そういうところでございます。当然、今、北海道電力さんのほうで実証されることで、東京のほうに融通する電力量というのも当然あって、そういう意味で将来的なある一定の見通しを立てながら、増強というのは行われるべきだろうというふうに考えているためですね。

○東北電力・坂本電力システム部技術担当部長

個別の事業者というわけではないですか。

○日本風力発電協会・鈴木副代表理事

個別という意味ではなくて、どういう電源種類のもので送電線の強化の中身が、結局、最終的な増強費用を負担するときに、全員に均等に、公平に負担をしていただく、そのために恩恵にあずかる、恩恵にあずかるという言い方はおかしいですけども、そのために必要な負担を公平に負担していただきたいという観点からです。

○東北電力・坂本電力システム部技術担当部長

いずれ増強するために必要な増強工事は起因となっている、事業者の方々に負担していただくという形になると思いますので、そういうことはそのとおりになると思います。

○荻本座長

ありがとうございました。

委員のほうからは、ほか、いかがでしょうか、今までの議題を含めて。

どうぞ。

○岩船委員

先ほどのデータの件、需給実績のデータを拝見したときに太陽光がありますが、屋根置きの方の自家消費分はどう扱われているのかという情報がありませんでした。そして需要といった場合には、太陽光の自家消費分というのはどうなっているのでしょうか。どこにも情報がなかったの
で確認させてください。

○荻本座長

ちょっとスペシフィックな話ですけども、どちらか。

○九州電力・山科電力輸送本部部長

多分、事業実績に使っているものは、自家消費分については換算されていないデータだという
ふうに思っています。ちょっと確認が必要だと思いますけれども、ちょっとそこまではやられて
いないと。

○岩船委員

そこら辺を注記していただければと思いました。お願いします。

○荻本座長

ありがとうございます。

ほか、いかがでしょうか。どうぞ。

○馬場委員

ありがとうございます。

LNGの話が結構出てきたわけなんですけれども、最新鋭のLNGをこれから検討されるとい
うことであれば検討していただきたいんですが、ちょっと北海道さんの系統規模から考えると、
結構このところユニットのほうも考えなきゃいけないのかもしれないし、今あるユニットとい
うのが脱落したときとかというようなことを考えると、非常に影響が大きいのかなと。

そうすると、若干保守的にならざるを得ないのかもしれないかもしれませんが、今後いろいろなと
ころで実績が出てくるので、今の1号機は多分、かなりそういった意味でも保守的なものを使われ
ているのかなとは思いますが、今後のことを考えたら、今後のやつは何かおっしゃら
れるように検討されるといいのかなというのが1点。

ただ、あとここでちょっと議論すべき話ではないと思うんですけども、やはり電池をやる、
それから少し固定費のかかるLNGを入れるというようなことを考えると、やはり費用負担につ
いてはちゃんと別な場で考えたほうがいいのではないかなと。このままだとやはり北海道の方々

に非常に大きな負担をかけてしまって、結局、その利益を得ている人はどこにいるのかということとかを考えると、やはりそのところをしっかりと検討していただかないと、我々として技術的にはこれがいいというようなことになっても、なかなかそれが受け入れられるものなのかどうかというような疑問もあると思うので、ぜひこの場ではないと思うんですけども、その辺は考えていただいたほうがいいのではないかなというふうに思います。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。コメントということによろしいですかね。

ほかはいかがでしょうか。

いろいろこのセッション、ご意見いただいたんですね。私から1つ申し上げたいのは、今のお話に関連しますけれども、北海道電力さんで電池というものを一つの候補にして、今後は手続を進められるというようなことも示されておりますので、ほかの委員会にも諮るということを含めて、なるべく速やかに進んでいくのがよろしいかなと思います。

ただ、きょうたくさん意見出ましたように、いろんな可能性があるというものをとりあえず捨てないで、でも速やかに進めていくというようなことをしていただければいいかなと思っております。

これで大体、議事、済んではおりますが、全体を通していかがでしょうか。よろしいでしょうか。

それでは、恐らく時間が5分前ぐらいですので、いいところまで来たと思います。よろしいですね。

本当にきょうは、前半は割と進行上は早く終わったということだったんですが、後半は非常にたくさん、いろいろな深いご意見をいただきましたので、ぜひ将来の検討、または引き続きの検討に生かしていただきたいと思います。きょう出た中でほかの、ここで検討することではないがということで幾つかご指摘もいただいております。例えば、馬場先生からもご指摘にあったように、全てを指定ルールに持っていくと、そういうようなこと、ここでは詰め切れないことについてぜひ検討を、別の場ということでしたらそこで進めていただきたいと思っております。

それでは、今後のスケジュールということで、事務局、お願いいたします。

○曳野電力・ガス事業部電力需給・流通政策室長

ありがとうございます。

本日の議論で、本年度の30日等出力制御枠の数字につきましては、取りまとめができたというふうに認識をしております。

今後のワーキンググループの開催につきましては、追って必要に応じてご連絡をさせていただければと思います。

○荻本座長

ありがとうございます。

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。

どうもありがとうございました。

—了—