

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36回）

日時 令和4年3月14日（月）14：00～16：40

場所 オンライン開催

資料

- 【資料1】再生可能エネルギー出力制御の長期見通しについて [事務局]
- 【資料2-1】再生可能エネルギー出力制御見通しの算定結果等について [東北電力ネットワーク]
- 【資料2-2】再生可能エネルギー出力制御見通しの算定結果等について [北海道電力ネットワーク]
- 【資料2-3】再生可能エネルギー出力制御見通しの算定結果等について [東京電力パワーグリッド]
- 【資料2-4】再生可能エネルギー出力制御見通しの算定結果等について [中部電力パワーグリッド]
- 【資料2-5】再生可能エネルギー出力制御見通しの算定結果等について [北陸電力送配電]
- 【資料2-6】再生可能エネルギー出力制御見通しの算定結果等について [関西電力送配電]
- 【資料2-7】再生可能エネルギー出力制御見通しの算定結果等について [中国電力ネットワーク]
- 【資料2-8】再生可能エネルギー出力制御見通しの算定結果等について [四国電力送配電]
- 【資料2-9】再生可能エネルギー出力制御見通しの算定結果等について [九州電力送配電]
- 【資料2-10】再生可能エネルギー出力制御見通しの算定結果等について [沖縄電力]
- 【資料3】北海道における調整力に関わるシミュレーション結果について [北海道電力ネットワーク]
- 【資料4】北海道における再エネ導入拡大に向けた調整力制約への対応 [事務局]
- 【資料5】再エネ大量導入のために必要となるグリッドコードの検討 [電力広域的推進機関]
- 【資料6】グリッドコードについて [事務局]

1. 開会

○小川電力基盤整備課長

それでは、定刻となりましたので、ただ今より総合資源エネルギー調査会新エネルギー小委員会と電力・ガス基本政策小委員会の下の、系統ワーキンググループ第36回の会合を開

催いたします。

本日は、ご多忙のところご出席いただき、ありがとうございます。本日のワーキンググループは、オンラインでの開催とさせていただきます。また、本日は、全ての委員にご出席いただいております。また、本日、オブザーバーとして関係業界などからもご参加いただいております。委員の先生方におかれましては、これまでと同様、可能であれば本ワーキンググループ中はビデオをオンの状態でご審議いただきますよう、お願いいたします。また、ご発言のとき以外はマイクをミュートの状態にさせていただきますよう、お願いいたします。ご発言をご希望の際には、ミュートを解除の上、ご自身の手を挙げて声を掛けていただき、あるいは必要な場合にはメッセージをいただき、座長からのご指名をお待ちいただきますよう、お願いいたします。

続きまして、議事に入ります。これよりの議事の進行につきましては、座長にお願いいたします。荻本座長、よろしくお願いいたします。

2. 議題

○荻本座長

はい、どうもありがとうございます。荻本です。

それでは、本日の議事に入りたいと思います。本日は3つの議題が予定されております。一つ一つの議題が終わるごとに質疑の時間を設けて進めていく予定です。

はじめに、1つ目の議題、再エネ出力制御の長期見通しにつきまして、まず事務局から資料1に基づきご説明をお願いいたします。

【資料1】再生可能エネルギー出力制御の長期見通しについて [事務局]

○小川電力基盤整備課長

電力基盤課長の小川です。それでは、まず資料1をご覧くださいと思います。2ページ目になります。

今回の長期見通しにつきましては、長期の見通しというところ、少し算定方法は後ほどご説明しますが、試算方法も変えての試算というところと、3つ目のポツにありますけれども、これまでご議論をいただいてきております対策を実施した場合にどのような効果が得られるかといった点もお示しいただくこととしております。

4つ目のポツのところにありますけれども、これまで過去に行ってきた試算と同様、これはあくまで試算値であるということで、実際にどういった条件の時に発生するかといったところにつきましては、その時々状況によるというところを留意点として記しております。

具体的な算定方法のところは、6ページ目、昨年10月の本ワーキンググループでお示しした資料をご覧くださいと思います。本日、各事業者からは、このフォーマットに沿った

形でご説明いただく予定であります。

大きな点としましては、中ほどにありますまず再エネの導入見通しのところ、ここにつきましては、次の7ページにいろいろ条件が書いてあります。6ページでいいますと、中ほどで数字が入っていない××万kW、あるいはその先の右のほうに蓄電池を導入した場合、火力の最低出力を引下げた場合など、数字が入っておりませんが、この考え方につきましては、次の7ページに記しております。

まず1つ目の再エネの導入につきましては、7ページ、一番下になりますけれども、注1のところ記しております。

太陽光と風力について、足元から2021年度供給計画2030年の導入量の伸びの1.5倍程度まで導入された場合を想定したものと。供給計画は、今、まさに新しい2022年度の取りまとめ中でありまして、直近の計画といっても1年前時点での2030年の導入量について、昨年10月にエネ基が閣議決定されたことも受けまして、2030年の導入量の伸びを1.5倍程度とすることで今回の試算を行っているということになります。

それから、対策のところは、具体をどれぐらいの数字にするか、これは同じこのスライドの枠内の中の需要対策、供給対策、系統対策と、それぞれ記しております。例えば需要対策でいいますと、各エリア最低需要の10%分について、蓄電池6時間容量分の需要創出と仮定したとか。供給対策でいえば、火力の最低出力を20%としたと。これもあくまで仮定であります。さらに、系統対策については、地域間連系線の増強。具体的ところは括弧に記してありますけれども、この中には既に建設が始まっているものと、今、まさにマスタープランの策定過程において議論をされているものの両方が混在しておりますけれども、これらを仮定した場合の効果ということで試算いただいております。

全体の試算結果などにつきましては、各社のご説明の後に、またまとめてこの資料でご説明しますが、冒頭、事務局からのご説明は以上になります。

○荻本座長

ありがとうございます。ちょっと1点ご質問なんですけれども。新たな導入量の各地域の配分はどのように考えられたのでしょうか。

○小川電力基盤整備課長

すみません。ご説明が足りておりませんでした。各配分という点では、この注1にあります2021年供給計画、各一般送配電事業者が見込んでいる2030年の導入量、それぞれを1.5倍程度にしております。そういった意味では、エリアの配分という意味でいうと、各エリアで見込んだものをそのまま1.5倍にしているという形になります。

○荻本座長

分かりました。じゃあ、それぞれのエリアでその1.5倍がどう算出されたかかは、各社で説明いただくということでよろしいですか。どうもありがとうございました。

それでは、続きまして東北電力ネットワークから、資料2-1の説明をお願いいたします。

○阿部オブザーバー

東北電力ネットワークの阿部でございます。聞こえますでしょうか。

○荻本座長

はい、大丈夫です。

【資料2-1】再生可能エネルギー出力制御見通しの算定結果等について〔東北電力ネットワーク〕

○阿部オブザーバー

それでは、資料に基づきまして説明させていただきます。

2ページ目をお開きください。ここでは、算定の前提条件や考え方を整理してございます。1点目では、優先給電ルールに基づきまして、火力、バイオマス最低出力まで最大限まで抑制すること。2点目については、ルール間、事業者間の制御機会が均等になるように制御すること。3点目で、2021年9月末時点の太陽光・風力の連系量を前提として、追加的に接続された場合の無制限無補償ルールの事業者さまの出力制御見通しを算定すること。あと4点目として、事務局さまから説明がありましたが、対策を導入したときの効果を算定することでございます。

次に、3ページ目には、算定条件の一覧表、昨年度の比較を載せてございますが、基本的には設備量の更新による見直しでございますので、説明は割愛させていただきます。

4ページ目が、算定のプロセスの流れを記載してございます。最初に検討断面を決めまして、次に検討する需要を想定いたします。そして、ステップ3で検討断面におけるベース出力の想定を行い、ステップ4で再エネ自体の出力を想定いたします。その後、ステップ5で優先給電ルールによる出力制御回避措置等も考慮した需給解析を行いまして、制御見通しの算定を実施してございます。

5ページ目には、ステップ1の検討断面の想定ということを記載してございまして、1年間8,760時間を3年分検討することを記載してございます。下の図は、4ページでご説明したプロセスの流れを整理したものでございます。

6ページでは、ステップ2の需要想定を整理してございます。3年間の東北エリアの需要実績を使用いたしますが、需要実績には自家消費分も加算して想定してございます。

ページをおめくりいただきまして、8ページ目をお開きください。ここからがステップ3のベース出力の想定になります。ベース出力については、長期的な傾向を把握するため、震災前30年の平均値を使用してございます。

8ページには原子力、9ページには水力、あと10ページには地熱、11ページにバイオマスの想定内容を記載してございます。

12ページまでお進みいただきまして、ここからが再エネの出力想定ということになります。太陽光、風力とも、特別高圧に接続している箇所は、発電実績データを蓄積してございますので、それに将来の設備量の増加を加味して将来の電源拡大時の出力を想定してございます。

13 ページ目に、太陽光の想定方法を少し補足してございますが、太陽光の場合、小規模なものが多く、個々の出力を把握することが困難ですので、その部分は気象庁のアメダスデータと各県の設備量からエリア全体の発電量を想定してございます。

14 ページ目以降が優先給電ルールによる回避措置になります。まず、火力のうち調整電源である電源Ⅰ・Ⅱについて、各種運転制約を考慮した上で、可能な限り最低出力まで抑制をいたします。その次に、電源Ⅲを最低出力まで抑制するというので、この前提で東北エリアの火力を抑制した例が下の表のところに示してございます。

次に、15 ページをお開きください。15 ページには、揚水式水力と系統用蓄電池による回避措置というものを記載してございます。

ページをめくりまして、さらに16 ページでは、会社間連系線の活用について記載してございます。算定に当たっては、連系線の容量を100%活用できる場合と活用できない場合、この2ケースで検討してございます。

次に、ページをおめくりしていただいて、18 ページをお開きください。ここからが将来の再エネ導入量の想定方法を記載してございます。2021年9月時点の導入実績、これに将来の連系拡大量を加味して、将来の再エネの設備量を想定してございます。拡大量としては、供給計画における30年度までの拡大量②といたしまして、その半量と想定したものを①、1.5倍と想定したものが③として、この3ケースについて検討をしてございます。

18 ページが太陽光、19 ページが風力の想定になってございます。

ページが戻って恐縮ですが、17 ページをお開きいただけますでしょうか。ここでは②のケースで想定したときの需給バランスの例をお示ししてございます。将来的に12時の時間帯で大体600万キロワット程度の出力制限が必要になるという結果になってございます。このような計算を3年分1時間刻みで計算いたしまして、出力制御の見通しを算定しているというような検討をしてございます。

それでは20 ページをお開きください。20 ページが出力制御見通しの検討結果ということでございます。上段のほうが連系線を活用できなかった場合、下段が100%活用できた場合になります。将来の再エネの連係拡大により、出力制御時間が大きな数値になってございますが、連系線の活用によりいずれのケースも20%程度減少するという結果になってございます。

21 ページから23 ページまでは、各年度の検討結果ということをお付けしてございます。

24 ページ、ここからが出力制御低減策の説明ということになります。まず、aとして蓄電池を最小需要の10%程度導入した場合、bとして火力等の最低出力を引き下げた場合、また次のページで、cとして会社間連系線の増強をした場合になります。

25 ページを開いていただけますでしょうか。東北エリアの場合は、既に北海道、東京エリアとの連系線増強が計画されておりますので、その計画を織り込むようになるという結果をお示ししてございます。

26 ページ目をお開きください。こちらが低減策を踏まえた検討結果ということでござい

ます。ここでは再エネの導入量が最も多い③のケースをベースに算定してございます。蓄電池を導入した場合で4%程度、火力等の最低出力を引き下げた場合で15%程度低減するというところでございます。また、連系線増強分を全量活用した場合については、40%以上低減して、0.6%まで減少するとの結果になってございます。

制御見通しの算定は以上になりますけれども、次に30ページをお開きください。最後に、東北北部エリア電源接続案件募集プロセスにおける暫定連系対策について少し説明をさせていただきます。

31ページに、開発方針の見直しについて記載してございます。本プロセスの系統増強工事には相応の時間を要するため、当社は発電設備の早期連系に向けて暫定連系システムを開発するというをこれまで説明させていただいておりました。現在、このシステムの開発に着手してございますが、2023年度に一定順序による再給電方式が導入されることになりましたので、それに対応したシステムの開発方針に変更させていただくことになってございます。

なお、暫定連系システム開発以降に連系を予定している発電事業者もいらっしゃいますので、この皆さまには2022年度以降の調整電源の活用による再給電方式、この開始のタイミングで早期の連系が可能となるということを既にお知らせしているところでございます。

弊社からの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、北海道電力ネットワークから、資料2-2の説明をお願いいたします。

○米岡オブザーバー

北海道電力ネットワークの米岡でございます。聞こえていますでしょうか。

○荻本座長

はい。

【資料2-2】再生可能エネルギー出力制御見通しの算定結果等について〔北海道電力ネットワーク〕

○米岡オブザーバー

それでは、北海道エリアにおける再エネ出力制御見通しの算定結果についてご説明させていただきます。なお、算定方法については、先ほど東北電力ネットワークさまからご説明がありましたので、要点のみご説明させていただきます。

4ページをご覧ください。需要想定については、2018年度から2020年度の実績を用いておりますが、胆振東部地震の影響を除外するため、2018年9月6日から14日は2017年の同曜日実績に置き換えております。

6ページから10ページにかけては、一般水力、原子力、火力、バイオ等、発電側の想定を示しております。

11 ページをご覧ください。連系線の活用量は、運用容量からマージンの年間計画値を差し引いたものを最大値として、その0%および100%で試算しております。

15 ページをご覧ください。太陽光、風力の導入見通しについて、今回の試算では足元の導入量を基本として2021年度の供給計画の2030年度時点での導入量増加分の0.5倍、1.0倍、1.5倍をそれぞれ加算した値としております。

17 ページをご覧ください。ここからが今回の試算結果となります。太陽光+風力の出力制御見通しの試算結果は、2018年度から2020年度データの平均で、連系線活用量0%の場合、ケース②では67.2% (6,197時間)、100%の場合はケース②では42.3% (3,916時間) となっております。

21 ページをご覧ください。出力制御率低減のためにエリア最小需要の10%の蓄電池を導入した場合、太陽光+風力の出力制御見通しは、ケース③で49.3%から49.0%に低減、火力やバイオマスの最低出力を引き下げた場合は40.1%まで低減しております。

22 ページをご覧ください。こちらは、出力制御率低減のために連系線を新々北本の30万キロと、北海道東京間HVDC400万キロ、合わせて430万キロワットを増強した場合の制御見通しです。既設連系線の活用は100%で固定し、増強分を50%活用と、100%活用の2パターンで試算してございます。

試算結果について、23 ページをご覧ください。太陽光+風力の出力制御見通しは、ケース③で連系線活用量50%のとき49.3%から0.9に低減、さらに連系線を100%活用した場合は再エネの出力制御はなくなります。

私からの説明は以上になります。ありがとうございました。

○荻本座長

ありがとうございました。それでは、続きまして東京電力パワーグリッドから、資料2-3の説明をお願いいたします。

○田山オブザーバー

聞こえていますでしょうか。

○荻本座長

はい。ちょっと声が小さめです。

【資料2-3】再生可能エネルギー出力制御見通しの算定結果等について [東京電力パワーグリッド]

○田山オブザーバー

それでは、ちょっと大きな声でしゃべります。東電パワーグリッドの田山でございます。それでは、資料2-3につきまして、東京エリアの特徴や算定結果を中心にご説明します。

まず、資料2-3の3ページをご覧ください。特記として、地域間連系線の扱いですけれども、中三社については今後再エネ導入が進む長期断面においては、他のエリアも既に再エネ出力制御を実施していると想定されることから、連系線活用量は0とし

で算定しているところが特徴になります。

それから、飛んでいただいて、諸元のほうは各社、北海道さん、東北さんと同じ考え方でやっていますので、19 ページまで飛んでいただけますでしょうか。

足元の東京エリアの太陽光、風力の導入量について、ここでまとめています。リードのとおり、去年9月時点の接続済みで太陽光1,686万キロ、風力は43万キロ、ここを発射台にして2030年度の導入の想定ですけれども、ベースケースのケース②が太陽光で2,040万キロ、風力で465万キロの導入量を想定しております。ケース①③はそのケーススタディということで、ご覧のとおりでございます。

それから、20スライドをお願いします。ここが試算結果となります。これも年度ごとに3カ年平均を示しております、ベースケースのケース②の場合、太陽光、風力の出力制御率は3.1%、制御時間にして265時間です。合わせてケース①と③についてもご覧のとおりでございます。

それから、21から23までは、そのエビデンスとなる年度ごとの試算結果です。

24スライドをお願いします。このケース③のところの対応として、供給対策について、火力電源の最低出力の引き上げを仮定した場合の試算でございます。表の右下の最低出力の引き下げ量の効果は約440万キロということになります。

25スライドをお願いします。この対策を踏まえて、2020年度の太陽光と風力出力制御率というのは、先ほどご紹介した6.3%から0.2%へ低減される結果となっております。

東電パワーグリッドからの説明は、以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございました。1点質問なんですけれども。連系線を考慮しないということは、受けも送りも考慮していないという条件でよろしいですか。

○田山オブザーバー

お答えします。まず、送りは考慮していません。受けの分については、長期固定電源等をエリアの中にあるものとして組み込んで、供給力として構成して、それを前提にしてシミュレーションのほうを実施しております。

○荻本座長

分かりました。じゃあ、再エネ分は考慮していないということですね。

○田山オブザーバー

はい。

○荻本座長

ありがとうございました。それでは、続きまして中部電力パワーグリッドから、資料2-4の説明をお願いいたします。

○中谷オブザーバー

中部電力パワーグリッドの中谷でございます。音声は聞こえていますでしょうか。

○荻本座長

はい、聞こえています。

【資料 2-4】再生可能エネルギー出力制御見通しの算定結果等について [中部電力パワーグリッド]

○中谷オブザーバー

では、資料のまず 4 スライドをご覧ください。ポイントを絞ってご説明させていただきます。こちらが出力制御の見通しの算定条件でございます。こちらについては各社と同様ですが、過去 30 年の平均等の実績ですとか、発電事業者さまとの協議結果に基づく利用率から出力の想定を行っています。

回避措置につきましては、電源Ⅰ・Ⅱ、火力は最低限電源Ⅲにつきましては発電事業者さまとの協議結果を反映しています。また、揚水式の発電所につきましては、点検等による 1 台停止を除いて、最大限の活用を考慮します。連系線につきましては、先ほどの東京電力パワーグリッドと同様、活用は 0 ということで算定します。

少し飛びまして、17 スライドをご覧ください。こちらが太陽光、それから風力発電設備の導入量想定でございます。2021 年度の供給計画において、2030 年度の太陽光導入量を 1,184 万キロワットと想定しました。昨年 9 月よりも約 90 万キロワットの増加。あと、風力につきましては、2030 年度で 60 万キロワットということで、昨年 9 月よりも 22 万キロワットの増加ということで、あとケースの①②③につきましては、他社と同様の考え方で算定をしております。

次のスライドをご覧ください。こちらが算定結果でございます。2018 年から 2020 年度の 3 年平均の算定結果として、ちょっと黒くしてありますが、ケース①では 2.4%、それからケース②では 3.4%、ケース③で 4.3%という結果になっています。

続いて、スライド 22 をご覧ください。こちらは、出力制御の低減策を踏まえた算定ということで、ケース③ a については需要対策、③ b については火力の最低出力の引下げというところで、次のページのスライドに算定結果を示しております。

こちらにつきましては、2020 年度の実績を基に算定をしております。基本ケースにつきましては 5.8%、蓄電池の導入については 4.2%、最低出力の引下げは 3.7%という結果になっております。

続いて、次のページでございますけれども、こちらは再生可能エネルギーの出力制御に係る運用の基本的考え方ということで、本年 2022 年 4 月から弊社のほうでは太陽光、風力の出力制御システムを運用開始しますので、この関係について説明させていただきます。

次のページをご覧ください。再エネ出力制御システムの構築や再エネ設備の出力制御機能付 PCS への切り替えなどを行い、事業者間の公平性に留意しつつ、再エネ出力制御を確実に実施するための準備を進めております。

また、オンラインの代理制御の導入につきましても、併せて準備を進めているところでございます。

次ページ以降にいろんな方法が示してございますけれども、こちらにつきましては昨年 12 月の系統ワーキングで先行会社が説明された内容と同様でございますので、省略をさせていただきます。

続いて、飛びまして 38 スライドをお願いします。今年のゴールデンウィークの需給見通しについて説明させていただきます。

40 スライドをご覧ください。こちらが、通常想定されるケースとして、想定 1 というところに書いてございますけれども、2021 年度のゴールデンウィークの需要や太陽光、風力、それから連系線の実績から想定する需給バランスであれば、一番下の欄に下げ調整余力とございますけれども、120 万キロワット程度の下げ調整力を確保できる見通しです。一方、その右側の想定 2 のリスクケースでございますけれども、こちらについては需要の減少ですとか、出水による水力の増出力、それから太陽光発電の出力増加等の条件が重なった場合には、一番下の欄にマイナス 40 万キロワットと書いてございますけれども、他エリアへの送電が必要となってくる見通しでございます。

次のページをご覧くださいまして、出力制御に関しましては、弊社にて出力制御システムの構築を行うとともに、発電事業者さまへ出力制御機能付 P C S への切り替えの依頼、それから運用申合書等の締結の実施を進めているところでございます。

弊社からの説明は、以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございました。続きまして北陸電力送配電から、資料 2 - 5 の説明をお願いいたします。

○石丸オブザーバー

北陸電力送配電の石丸でございます。聞こえておりますでしょうか。

○荻本座長

はい、聞こえております。

【資料 2 - 5】再生可能エネルギー出力制御見通しの算定結果等について [北陸電力送配電]

○石丸オブザーバー

カメラの都合で音声のみで失礼いたします。まず、右肩 2 スライドをご覧ください。

当社における出力制御見通しの算定内容ということで、下の表にございますが、本年 9 月の導入量から供計の 2030 年度時点導入量までの増分の 0.5 倍から 1.5 倍までを想定しております。ここでケース①の 0.5 倍ケースなんですけど、こちらは風力の導入量が 51 万キロとなりまして、※ 1 に書いてございますが、当社のエリアの風力の 30 日等出力制限率 59 万キロに未達となりますので、こちらのについては具体的な算定については省略させていただきます。

次に右肩 4 スライドをご覧ください。算定諸元は昨年までとほぼ同様でございますが、連

系線活用 50%パターンは省略しているというところが変更点でございます。

次に 16 スライドをご覧ください。こちらが算定結果になります。ケース②100%ケースにおきましては、連系線活用 0 の場合には合計の制御率が 51.1%、連系線 100%活用いたしますと、それが 2.0%まで低減いたします。ケース③1.5 倍の場合も同様でして、連系線 0 の場合は 54.1%、それが連系線 100%の場合は 2.6%まで低減されます。

右肩 20 スライドをご覧ください。こちらは出力制御低減策の実施のパターンでございます。当社のエリアの場合は、ケース③ a 系統用蓄電池の導入パターンと、ケース③ b 火力電源の最低出力引き下げのパターンを算定しております。

次の 21 スライドをご覧ください。こちらが結果でございます。ケース③ a 蓄電池導入の場合は、もともとベースケースで 3.7%の出力制御率が 3.1%に低減、それから③ b の火力の最低出力引き下げの場合は、それが 2.4%に低減ということで、蓄電池の導入の場合の出力制御の低減効果が小さいということで、分析としましては、豊水期自流式の水力の出力が多い時期でございまして、蓄電池の放電代がちょっと少ないのかなというふうに考えております。

次に 25 スライドをご覧ください。こちらは、オンライン代理制御の導入に伴う運用の見直しでございます。先ほどの中部さんなどと同じですので詳細は省略いたしますが、当社におきましては 2022 年度でオンライン代理制御を開始するために運用方法の見直しを実施しております。

内容は省略させていただきます。

35 スライドをご覧ください。こちらは今年のゴールデンウィークの需給見通しでございます。まず、想定 1 のケースの場合ですと、10 万キロワットほどの下げ代の余力があるものと思っております。リスクケースとしまして、需要の減少ですとか、水力の出力増などのリスク想定した場合は、最大で 24 万キロワットほど他エリアへの追加送電が必要となると思っておりますが、それができれば出力制御は無いというふうに思っております。

次の 36 スライドをご覧ください。出力制御に向けまして、各発電事業者さまの確実な対応に向けた取り組みでございます。まず、1 つ目の四角、出力制御システムにつきましては、今年度中に構築が可能と考えております。併せまして、(1) と (2) ですが、出力制御機能付 P C S の切り替え、あるいは事業者さまとの情報連絡訓練につきましても随時進めておりまして、今年度中には出力制御の準備が整うというふうに思っております。

弊社から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、関西電力送配電から、資料 2 - 6 の説明をお願いします。

○永原オブザーバー

関西送配電永原でございます。聞こえますでしょうか。

○荻本座長

はい、聞こえています。

【資料 2 - 6】再生可能エネルギー出力制御見通しの算定結果等について [関西電力送配電]

○永原オブザーバー

それでは、2-6に基づきましてご説明させていただきます。

3 スライドをお願いいたします。関西送配電につきましては、3 スライドに記載しておりますように、足元の導入量を振りましたケース①から③を、あと低減対策としましては全ての火力の最低出力を引き下げたケース③bのほうをシミュレーションをしてございます。

5 スライドをお願いいたします。こちらが算定条件でございますが、関西送配電につきましては下から2 段目、連系線の活用につきまして、東京パワーグリッドさんでありましたように、エリア外への送電、それから関西送配電の場合はエリア外からの受電のほうもなしということで、今回は算定してございます。

その後はほかのエリアと同様でございますので割愛いたしまして、18 スライドをお願いいたします。18 スライドに、太陽光と風力のケースごとの見通しを入れておりまして、こちらの左側に記載しております太陽光はケース①②③と設定しておりまして、風力につきましては関西エリアは連系の見通しが少のうございましてこのケース①②③と、このような数字で設定してございます。

それでは、次のスライドをお願いいたします。19 スライドが算定結果の3 年平均となっております。真ん中にありますケース②のベースケースにつきましては、太陽光と風力の合成で2.3%16 時間の出力制御という見通しとなっております。

その後、20 スライドから 22 スライドは各年度の算定結果でございますので、説明は省略させていただきます。

23 スライドをお願いいたします。23 スライドに、2020 年度の需要実績等に基づきまして、火力の最低出力を引き下げたケースについてシミュレーション結果を示しております。真ん中のほうの表にございますが、この量だけ最低出力が下がるということによりまして、下のほうの表にありますように、ケース③では8.8%の出力制御の見通しでございましたけれども、最低出力の引き下げによりまして0%の見通しとなっております。

関西送配電から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、中国電力ネットワークから、資料 2 - 7 の説明をお願いします。

○松永オブザーバー

中国電力ネットワークの松永でございます。聞こえていますでしょうか。

○荻本座長

はい、聞こえています。

【資料 2-7】再生可能エネルギー出力制御見通しの算定結果等について〔中国電力ネットワーク〕

○松永オブザーバー

それでは、まず再エネの出力制御見通しについてご説明いたします。考え方、算定フローにつきましては他社さまと同じでございますので、説明のほうは割愛させていただきます、ポイントを絞って 17 ページをご覧くださいと思います。

制御の回避措置としまして、連系線の活用でございます。

弊社は、九州、四国、関西エリアに囲まれている中継会社でございますので、連系線の活用につきましては、九州エリア、四国エリアからの送電可能量を控除したものを関西エリアに送るという前提で試算をしております。当社の活用量としましては、100%活用できるということで、年平均が 142 万、0%の場合は 0 万キロワットということで算定をしております。

19 ページをご覧くださいでしょうか。太陽光の導入見通しでございます。下のグラフの右から 2 番目、807 万キロワットと書いておりますけれども、これが 2021 供給計画の太陽光の導入見通しでございます。これを基準といたしまして、これはケース②でございますが。ケース①としまして、その伸びを半分にした 702 万キロワット、ケース③としまして、グラフの一番右でございますけれども、912 万キロワット、この 3 つで試算をしております。

続きまして、20 ページでございます。これが風力の導入見通しでございます。これも下のグラフにあるように、10 年後の真ん中の 106 万キロワット、これが基準ケースのケース②でございます、それぞれケース①、ケース③ということで試算をしております。

試算の結果につきましては 22 ページでございます。3 年の実績を基に算定しておりますけれども、この表のとおりでございます、上段の連系線の活用量 0 とした場合、ケース①②③をご覧くださいの数字となっております。一番上のケース①の 33.5 というのが太陽光、風力の合わせた制御率でございます。下段のほうですが、先ほど説明しました連系可能量を 100%活用した場合のケース①②③の試算結果をまとめております。いずれにしましても、制御量については低減できるという試算になっております。

続きまして、26 ページをご覧くださいでしょうか。先ほど説明しましたケース③をベースに出力制御低減策としまして、蓄電池の導入あるいは火力電源の最低出力の引き下げの試算もしております。ベースのケース③におきましては、連系線を 100%活用した状況で 28.6%ございましたけれども、蓄電池を導入することによってマイナス 11 ポイント低減しまして 17.4%、火力の最低出力を引き下げたことによってケース③に比較して 15 ポイント低減できるという見込みでございます。

続きまして、27 ページ以降に、この 4 月から行いますオンライン代理制御の運用について記載しております。これも 12 月に先行会社のほうで説明されました内容と同じでございます。

ますので、説明のほうは割愛させていただきたいと思います。

38 ページをご覧くださいませでしょうか。これは今年のゴールデンウィークの中国エリアの需給見通しでございます。2022 年度のゴールデンウィークにつきましては、想定される需給バランスであれば再エネ出力制御は不要というふうに見通しを考慮しております。これは下の表でございますところでは、想定 1 でございます。想定 1 のところの連系線の活用のところをご覧くださいませなのですが、これが 49 万キロワットの送電ということでございます。ゴールデンウィークの先ほどの空き容量のほうは 130 万キロワットでございますので、その中で運用できるという見込みでございます。

リスクケースとしまして、想定 2 としまして、需要の減少であるとか出水による出力増、これが重なった場合を試算しております。この場合は、また③の連系線活用のところをご覧くださいませなのですが、88 万キロワットということで、他エリアの送電量が 39 万キロワット増加するという見通しでございます。

私のほう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、四国電力送配電から、資料 2 - 8 の説明をお願いいたします。

○長谷川オブザーバー

四国電力送配電の長谷川でございます。音声はよろしいでしょうか。

○荻本座長

はい、聞こえています。

【資料 2 - 8】再生可能エネルギー出力制御見通しの算定結果等について [四国電力送配電]

○長谷川オブザーバー

それでは説明いたします。

まず、3 スライドをよろしくお願ひいたします。ここに、今回と前回の算定諸元の比較を示しております。下線を引いているところが今回の算定条件ということでありませ。ということで、年度以外はほぼ同じですので、以降のページは飛ばさせていただきます、16 ページをよろしくお願ひいたします。

16 ページが太陽光発電の導入量想定ということで、ケース①から③まで想定しております。ケース①につきましては、供計の 2030 年までの導入量増分の 0.5 倍ということで 351 万キロワット、ケース②が導入想定で 401 万、ケース③がその 1.5 倍ということで 451 万キロワットとしております。

スライド 17 をお願ひいたします。風力発電につきましても同様の考えで、ケース①が 58 万、ケース②が 88 万、ケース③が 118 万キロワットと想定しております。

続きまして、結果ということで 19 スライドをよろしくお願ひいたします。これが 2018 か

ら 2020 年の 3 カ年平均の結果であります。まず、連系線活用量 0 % と 100 % を算定しておりますが、上段の 0 % のケースのケース①につきましては 22.3 %、ケース②が 31.1 %、ケース③が 36.6 % となっております。これを連系線を 100 % 180 万キロワット活用いたしますと、それぞれ 0、0.5、1.6 ということで、非常に制御率が低くなっております。

続きまして、23 スライドをお願いいたします。これが追加ケースということで、ケース③ a が蓄電池の導入、ケース③ b が火力の最低出力の引き下げでございます。まず、再掲となっておりますが、ケース③ 2.1 % に対しまして、ケース③ a の蓄電池導入は 1.0 % ということで、約半分。ケース③ b の最低出力引き下げにつきましては 1.9 % ということで、若干減少というふうになっております。

四国につきましては以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。続きまして九州電力送配電から、資料 2 - 9 の説明をお願いします。

○井筒オブザーバー

九州から井筒です。聞こえますでしょうか。

○荻本座長

はい、聞こえています。

【資料 2 - 9】再生可能エネルギー出力制御見通しの算定結果等について [九州電力送配電]

○井筒オブザーバー

それでは説明いたします。私どもは各社さまと同じですので、ポイントを絞ってご説明します。

スライド 5 からお願いします。昨年との算定諸元の比較でございます。最新の計画地にアップデートしておりまして、昨年との違いは地熱、バイオマス、この辺の供給量がわずかに変動しておるといところで、算定結果が大きく変動するような計画変更はございませんでした。

スライド 6 からその内訳ですので、説明は省略いたします。

スライドの 18 をご覧ください。算定に用いました再エネ導入量でございます。下の棒グラフのケース②をご覧ください。九州エリアの 2021 年度の供給計画における 2030 年度断面の再エネ導入量の想定でございます。太陽光が現在からプラス 450 万キロワットの 1,510 万キロワット、風力がプラス 260 万キロワットの 320 万キロワットが接続されると、このようにわれわれは想定しております。

スライドの 19 をご覧ください。算定結果でございます。2018 年から 2020 年度の 3 カ年平均値でございますけれども、上段が連系線活用量が 0、下の段が連系線活用量が 100 % のケースでございます。下の段で説明いたしますと、ケース①から②③で約 2 割から 3 割の出

力制御率となる結果となっております。

スライド 20 からは昨年度の算定結果ですので、説明は省略いたします。

スライド 23 をご覧ください。これも出力制御の低減策で各社さまと同様でございます。

スライド 24 をご覧ください。まずケース③ a でございますけれども、蓄電池の導入、2020 年度の昼間の最小需要 763 万キロワットの 10%相当、出力 76 万キロワット相当の蓄電池が入った場合を想定して算出いたしました。下のケース③b は、火力、バイオマスの最低出力を引き下げたケース。九州エリアにつきましては、既に最低出力の引き下げが済んでおりますので、表の数値のとおり、引き下げ量が限定的なものとなっております。

次のスライド 25 をご覧ください。連系線の容量につきましては、現在のマスタープランの中間整理の計画でございます。送電可能量がプラス 278 万キロワット増強した場合、これを想定して試算をしております。

スライド 26 をご覧ください。算定結果でございます。ケース③を基本ケースといたしまして、蓄電池の導入により 28.0%と約 2 割の低減、最低出力引き下げは追加的な引き下げ量が限定的でありますので 31.0%と、効果が小さいという結果。連系線の増強につきましては、③ c で記載のとおりの結果となっております。

最後に、スライド 27 をご覧ください。参考といたしまして、今年度の出力制御率の見通しを記載しております。表の一番上の欄、これは昨年 9 月にご説明したもので、表の一番右の全設備出力制御率は 4.6%と想定をしておりました。その下の段、中ほどの欄ですが、2 月末までの実績を踏まえた結果、一番右の全設備 4.2%程度となる見込みです。今年度の出力制御率は大体 4.2%と想定しております。若干減りましたのは、12 月とか 2 月に需要が高かったことなどの影響によるものでございます。

旧ルールにつきましては、出力制御日数最大 30 日となるように調整をいたしておりますけれども、このように見通しよりも出力制御率が低減されたこともありまして、昨日まで、土曜日に出力制御を最後しているんですけども、現在旧ルール 26 日という状況でございます。今後、天候により、大体月末までには 28 日から 30 日程度となる見通しと算定しております。

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。それでは、電力さんの最後になりますが、沖縄電力さんから資料 2 - 10 の説明をお願いいたします。

○山里オブザーバー

沖縄電力の山里でございます。聞こえますでしょうか。

○荻本座長

はい、聞こえています。

【資料 2 - 1 0】再生可能エネルギー出力制御見通しの算定結果等について [沖縄電力]

○山里オブザーバー

弊社の再生可能エネルギーの出力制御見通しの算定結果についてご説明いたします。算定の基本的な考え方や算定手法につきましては、他社さまと同様ですので、割愛させていただきます。

10 ページをお願いいたします。昨年度との算定条件の比較でございます。今回の主な変更点としましては、バイオマスです。専焼のバイオマスにおきまして、昨年度は事業者さまと最低出力に関する交渉中だったこともあり、停止として算定しておりましたが、今年度につきましては事業者さまと合意した最低出力を織り込んだ算定を行ってございます。

また、第31回の系統ワーキングにおいて報告しました最低運転台数の見直しについても条件に織り込んでおり、火力の最低運転台数を5台から4台へ変更しております。

12 ページをお願いいたします。無制限無補償ルールにおける出力制御の見通しにつきまして、3つのケースについて算定してございます。2021年度供給計画における2030年度の想定接続量は、太陽光が43.6万キロワット、風力が1.3万キロワットの計44.9万キロワットとなっております。足元の導入量から2030年度までの想定接続量は、太陽光が7万キロワット程度、風力が0.1万キロワット程度となっており、それを基準としまして0.5倍、1.0倍、1.5倍としたケースをそれぞれケース①の41.4万キロワット、ケース②の44.9万キロワット、ケース③の48.5万キロワットとして算定してございます。

13 ページをお願いいたします。2018年度から2020年度における各年度の算定結果を平均した出力制御の見通しでございます。太陽光+風力の算定結果としては、ケース①では制御率0.2%の制御時間9時間、ケース②では制御率が0.9%の制御時間27時間、ケース③では制御率1.9%の制御時間53時間となっております。

14 ページから16 ページにつきましては、各年度の算定結果となっておりますので、後ほどご覧ください。

17 ページをお願いいたします。17 ページは出力制御の見通しにつきましては、以下の表に示す出力制御の低減策、蓄電池の導入、火力・バイオマスの最低出力の引き下げを適用した算定を行っております。算定に当たって導入量増加分、1.5倍のケース③を基に試算を行っております。連系線増強につきましては、対象外としております。

19 ページをお願いいたします。表の真ん中あたりになりますが、蓄電池導入対策として、2020年度の昼間帯の最小需要である69.1万キロワットの10%相当に当たる出力7万キロワットの蓄電池を導入した場合、制御率は0.1%で制御時間は2時間となりました。また、最低出力引き下げのケースとして、火力の最低出力を20%、専焼バイオマスの最低出力を40%まで引き下げた場合の制御率は0%となり、制御は発生してございません。

弊社からの報告は以上となります。

○荻本座長

ありがとうございました。それでは、再度、事務局から資料1の後半に基づき、ご説明をお願いいたします。

【資料1】再生可能エネルギー出力制御の長期見通しについて [事務局]

○小川電力基盤整備課長

それでは、資料1に戻りまして、7スライド目をご覧くださいと思います。ここでは、再エネ出力制御低減対策の効果というのを特に見るために、今、各社さんからご説明いただいたケース①②③のうち③、伸び率が1.5倍のケースかつ連系線を100%利用できるケースをまずこの赤枠で記しております。ご覧いただきますと、一番高い北海道で50%近くになっております。次いで東北で約40%、さらに中国、九州で30%前後となっております、その他のエリアは1桁台というのがまず全体の結果です。もちろん、連系線の利用率が下がると、この数字も大きくなるという関係にあります。

続きまして、各対策の効果ということでその下に記しております。大きく見ますと、各エリアによって対策の効果が少し異なってきます。まず、需要対策をご覧くださいますと、効果が大きいのは、例えば中国、こちらは2桁になっております。また、九州でも6%下がるという一方、その他のエリア、特に例えば北海道でいいますと0.3%の削減ということでありまして。これは、やはり季節や時間帯によって出力変動が大きい太陽光の導入量が多いエリアにおいては、こういった蓄電池需要のシフトの効果がより大きく出るのではないかとこのように考えられるところであります。

その次の供給対策、こちらもエリアによってかなり大きな差が出ております。非常に効果が大きいのは東北でありましたり、中国、さらには北海道といったところで効果が大きくなっております。これは、火力の比率もあるでしょうし、ここで言いますと先ほど九州さんからのご説明にもありました既に九州エリアではこの引き下げが進められているので、追加的な引き下げの効果はかなり限定的という結果となっております。

また、次の系統対策、こちらは既に工事が進められているもの、あるいは検討中のもの、全体を合わせてということではありますけれども、かなりここでの増強の容量は大きくなっておりますので、いずれのケースにおきましてもこの低減効果はほかと比べても大きくなっております。ただ、これもいずれも仮定の置き方によりますので、これ自体でもって系統対策が一番有効だといったことにはならない点の注意が必要かと思っております。

以上の点を8ページでまとめておりますけれども、全体のまとめは事務局からは以上になります。

○荻本座長

どうもありがとうございました。それでは、ここまでの各送配電会社および事務局からのご説明を踏まえまして、ご議論をいただきたいと思っております。ご意見やご質問等がありましたら、ミュートを解除していただき、ご発言いただければと思います。順次指名させていただきます。どうぞよろしくお願ひ申し上げます。あと、できれば画面もオンにいただければ、可能な方はオンにしてご発言いただければと思います。

○馬場委員

では、よろしいでしょうか。

○荻本座長

はい。馬場先生ですか。

○馬場委員

はい、そうです。

○荻本座長

はい、どうぞお願いします。

○馬場委員

非常に大変な計算をし、それをまとめていただき、感謝申し上げます。その結果から様々なことが分かったということで、大変貴重な計算ではないかと思えます。

まず1点お伺いしたいのですが、資料1の7枚目のスライドで、連系線の活用量が0%、100%と記されていますが、系統対策の増分を使う量を100%または、0%したケースと、連系線の送電可能容量の0%または100%を利用するケースが混在していた気がします。この資料が示す通り、系統を増強したときに、増強量の0%、50%、100%を利用したことを仮定して、ここでは比較するという趣旨で計算をすると理解したのですが、これは、正しいですか。

○荻本座長

ありがとうございます。これは事務局でお答えいただいてよろしいでしょうか。

○小川電力基盤整備課長

はい。今、おっしゃっていただいたとおりでありまして、この増強分についてというところになります。

○馬場委員

分かりました。ありがとうございます。この系統増強によって、出力制御率が大きく低減できる可能性もあることが示されましたが、途中、荻本座長から質問のあったとおり、余剰電力の受け手側のことがあまりこのシミュレーションでは考慮されていないため、よく注意してこの数値を受け止めなくてはならないと思いました。

また、需要側の対策で、電池を用いるケースについて紹介がありました。電池を活用することにより、出力制御率の低減効果が高いエリアと低いエリアが出てきてしまうというのは、そのエリアの置かれている状況に応じて変化すると理解しております。例えば、北陸電力様のご説明にもあったとおり、長時間出水が続き、電池の放電ができないような状況になると、出力制御を抑制するためには大きな電池容量が必要になるため、効果が小さくなることが懸念されます。デイリーな需給調整には今の仮定だと需要対策として効果的とは思いますが。

しかし、再エネの導入量が増えて行くと、他エリアで吸収してもらった時間帯の確保が困難になる可能性がある場合には、蓄電池の出力抑制低減効果の算定には注意が必要であると思われました。

以上、感想であります。

○荻本座長

ありがとうございました。それでは、ほかの委員の方、どなたかいかがでしょうか。

○原委員

北大の原ですが、よろしいでしょうか。

○荻本座長

はい。原委員、お願いします。

○原委員

今の馬場先生からのご指摘になった連系線の利用については、同じような考えを持っておりまして。受け手側のほうで他地域から来た余剰分を飲み込むだけの余裕があるのかどうかという点が非常に気になってございます。その意味で、今回は8,760時間分のシミュレーションを評価をされているということなので、日にち単位で飲み込めるかということも突き合わせがやろうと思えばできるのかなと思いますので。各社さんの横並びの連系を取るのなかなか難しいところがあるかもしれませんが、そういった観点でも評価をされるとより精度の高い試算になるのかなという気がいたしました。これはコメントでございませぬ。

もう一つもコメントになるんですが、需要の想定について直近の過去のデータに基づく想定をされて、将来の出力制御量の評価をされているということなんですが。需要のほうも今後にかけてはいろいろと変わってくる要素があるかと思しますので、その辺も今後の評価においては盛り込むことがもし可能であれば、より精度の高い見通しができるのかなというふうに思いました。2つともコメントでございませぬ。

以上でございませぬ。

○荻本座長

どうもありがとうございました。ほかの委員の方々、いかがでしょうか。

○岩船委員

岩船です。よろしいでしょうか。

○荻本座長

はい。岩船委員、お願いします。

○岩船委員

今の点に重ねてしまいますけれども、私も、やはりこうやって全社が並ぶと、これまでは九州さんとか、四国さんとか、一部のエリアだったので、向こうが受け入れてくれるかだけを考えていればよかったんですけども。明らかに今回は東電さん、中部さん、関西さんのような大需要地で再エネが流れてくるほうを考えない出力抑制量の算定というのはあまり意味がない可能性があるなと思しましたので。やはりこれからは計算の方法も少し考えていく必要があるかなと思います。少なくとも東西に分けた広域ネットワーク全体での需給を考えないと意味がないかと思しました。

それと、定量的な結果、表に最後、資料1の7ページにまとめてあるんですけども、これはどうやって入れたかというのと、出力抑制率しか上げていなくて、例えば蓄電池の導入であれば具体的に時間率も想定して、その結果何キロワットアワーの抑制を回避できたのかとか。供給側の対策にしても、最低出力を何キロワット下げることができて、それにより何キロワットアワーの抑制を回避できたかという、定量的な示し方が必要ではないかと思いました。でないと、比べづらいことだと思いますし、最終的にはそこはそれぞれコストのかかる対策だと思いますので、そういう費用対効果を検証していくためにも、できるだけしっかり定量的なものを示していく必要があるかと思いました。

で、先ほどちょっとお話がありました例えば蓄電池のメリットがその後のPVが多いのかとか、あとは揚水との兼ね合いとかで確かにエリアによって効果の出方が違うみたいのところは非常に重要な知見だと思いますので、そういうものがしっかり分かるような表現方法にしていきたいと思いました。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。いずれもコメントということでよろしいでしょうか。岩船委員。

○岩船委員

はい、結構です。

○荻本座長

すみません。ありがとうございました。

ほかのまだご発言いただいていない委員の方々、いかがでしょうか。

○後藤委員

よろしいですか。後藤です。

○荻本座長

はい。どうぞお願いします。

○後藤委員

ご説明どうもありがとうございました。これまでと違って、各種対策、需要側、供給側の対策を導入した場合もお示しいただいたということで、見通しがよくなっているのかなと思います。

気になった点としましては、先ほども出てきております蓄電池のところ、蓄電池の対策を行った場合、地域ごとにより特性も違って、効果の出方も違うというご説明であったかと思いますが。かなり限定的な前提条件で今回は示していただいているのかなと思ひます。この辺りはいろいろな想定、蓄電池の使い方であるとか入れ方にいろいろなパターンがあるというふうに理解しておりますけれども、この設定を今回は示していただいたことの意味というものが何かあるのでしょうか。あるいは、何パターンかいろいろと計算をしていただいた中で、今回は代表的なものを出してくださっているという理解なのか。その数字の読み方といいますか、効果の見方というものを教え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。こちらについては、事務局からお答えいただいでよろしいでしょうか。考え方ということで。

○小川電力基盤整備課長

ありがとうございます。7ページで記しております需要対策、蓄電池、各エリア、最低需要の10%分、それから蓄電池6時間容量分の需要創出と仮定しております。この考え方ですけれども、まず各エリアの最低需要の10%というところについては、一つの仮置きの数値でありまして、20%、30%というのももちろんある中で、まず10%と置いたと。いきなり需要の2割、3割も入るとするのはちょっと多いかなというところで10%としております。

より重要なのが、6時間容量分のところだと思ひまして、ここはある意味かなり長めの容量。もっと短時間の周波数調整ですと、例えば3時間とか、そういう形のでも利用されて、むしろその需給調整に使われるというパターンもありますけれども、ここは多少長め。こういう出力抑制との対応も考えて、少し長めのを取って仮置きしてやっているということになります。

事務局からは以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。今のお答えでよろしいでしょうか。

○後藤委員

はい、ありがとうございます。どのぐらいの誤差といいますか、振れ幅を持って見ればいいのかというところが分かると、さらに分かりやすいものになるのかなというふうに思いましたのでお聞きした次第です。

ほかの数値も同じですけれども、前提条件がいろいろあって計算していただいた数値というふうに理解しておりますので、当然想定ということで誤差が出てくる数値というふうに理解しておりますが、どれぐらいの幅を持って見ればいいのかというところで、何か参考になるようなものがありましたら、大変ありがたいです。

以上、コメントでございます。ありがとうございました。

○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か。松村委員でしょうか。

○松村委員

いいでしょうか。

○荻本座長

はい、お願いします。

○松村委員

適切な数字を示していただいで、ありがとうございました。ここにいる人は全て分かって

いるから問題ないとは思いますが。説明の時にぜひ誤解されないようお願いしたい。まず、これは間違っていないとか、正しくやっていただいたと思うのですがけれども、各地域 50%増しで入るとすればというのは、あくまで仮にそう想定したらということであって、50%増しで、この配分で各エリアに入るのが望ましいと言っているわけではない需要対策として蓄電池をこれぐらい一律に入れると想定すると、を言っているだけで、これをこれだけ各エリアに入れるのが望ましいと言っているわけでもない。これらの点を誤解されないようにする必要がある。

これぐらいの対策は取るとのコミットメントだと取られないように、ぜひ説明は丁寧をお願いします。

連系線に関しては、今現在計画されているか、あるいは少なくともマスタープランで具体的にB/Cを見て、それでこの建設が合理的だと考えられているものをピックアップしている。一方で、蓄電池は、そういうことは一切関係なく、機械的に想定値を入れている。

先ほどの議論で、実際にためるのはいいけれども放電することが十分できない場合には、予定されただけ継続的に蓄電できないというご発言もあったのですが、それが頻発するということは、要するにこういう目的で使う蓄電池を入れることのコストパフォーマンスがとても悪いことを意味している。蓄電池を入れてこれを吸収するということは、電気が足りない時間帯に放電し、そのコスト差がベネフィットとして出てくるはずなのに、それが十分に出てこないということは、要するにそのベネフィットがすごく小さいということ。そういう地域に蓄電池の形でこれだけ入れるのが望ましいのかというのは全く別の問題だということは、決して誤認されないように丁寧に説明をお願いします。

それから、同じくスライド7のところ、各エリアで効果が大きく違ってくるということを説明いただきました。この説明の中で、電源構成が違うということもある。あるいは、最低出力ということが、対策がもともと済んでいたかどうかということにも依存する。この再エネの割合、風力と太陽光のバランスというのによっても大きく数字が変わるということは、確かに適切に説明していただいたと思う。しかし例えば、同じように太陽光が大量に入っている、バランスとしては太陽光が大きいという共通性を持つ、九州と中国でもこんなに数字が違うことを不思議に思う人がいると思います。なぜこういうことが起こったのかを、より細かく分解して説明していただけると、さらに理解が進むかと思いました。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。今後のことということでコメントを頂いたことでよろしいでしょうか。

○松村委員

はい。全てコメントです。

○荻本座長

ありがとうございます。ほかはいかがでしょうか。よろしいですか。若干時間も押してお

ります。オブザーバーの方も、もしご発言があればお願いします。鈴木オブザーバーでしょうか。

○鈴木オブザーバー

はい。

○荻本座長

お願いします。

○鈴木オブザーバー

ありがとうございます。JWPAの鈴木と申します。説明ありがとうございました。私のほうからは、委員の皆さんからご指摘いただいた内容、あるいは事前に事務局のほうから連系線の効果等についてはこれだけで具体的にどうのということではないというお話もありましたが、明らかに系統対策の効果というのは大きいということは、皆さまはご認識いただいたと思います。大変ありがとうございます。

で、これを具体的に、蓄電池の場合は受け側の話もちろんありますし、もちろん連系線も受け側の話が追加で検討しなければいけないということはあると思いますが、やはり2030年のエネ基の基本計画を目標として進めるためには、やっぱり早期に対策をしなければいけないということが一番の課題だろうというふうに思いますので、ぜひ早期の対応で検討を進めていただければというふうに思います。これは意見です。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。ほかは、手が挙がっている方はもうお一方、どなたでしょうか。

○中澤オブザーバー

火原協の中澤です。よろしいでしょうか。

○荻本座長

どうぞお願いします。

○中澤オブザーバー

どうもありがとうございました。今回のシミュレーションによって各エリアの状況はよく分かったと思いますが、当然のこととして、今回は出力制御について着目したものになっております。当然急な天候の変化や予測外れの場合についても対応可能だということは検証されるのだと思いますが、そういったことを考えますと、火力については最低出力の引き下げにのみに着目するのではなくて、それ以外の負荷変化率や起動時間、あとはLFCの供給量といった性能についても考慮していただければと思います。やみくもに最低出力を下げるとそれによって他の性能が棄損される場合もあれば、逆にそういった負荷変化率とかLFCの量の性能を上げることによってかえって出力制御量を減らすことができる場合もあります。火力としては、最低出力以外の他の性能向上についても合わせて考慮していただけるとありがたいなと思います。

今回の試算はある前提条件によって計算されたものだということは各委員の先生からも出ておりますけれども、前提の置き方によっては、変な答えが出てしまうこともないとは言えないということだと思いますので、火力を含め発電側の運用がしっかりできるということも確認の上で、今後の検討を進めていただければと思います。

その上で、これも話が出ておりますけれども、どのような対策を取る場合にもコストがかかりますが、全体としてコストが抑えられるようにやるということが一番大事だと思いますので、どういうことが費用対効果が大きいのかということにつきましても、評価をしていただけるようにお願いします。いろいろなケースを考えていきますと、変数はすごく多くなるので難しい検討になると思いますけれども、一步一步やっていくしかないと思いますので、よろしく願いいたします。

以上です。

○荻本座長

どうもありがとうございます。大切なご指摘だと思います。ほかはいかがでしょうか。よろしいでしょうか。

○松野オブザーバー

送配電網協議会の松野です。

○荻本座長

送配電網協議会、はい、お願いいたします。

○松野オブザーバー

ありがとうございます。先ほど前提条件に関するご指摘、ご質問等がありましたので、ちょっと一言だけお願いいたします。

日々の運営におきまして、再エネの出力制御が発生するような状況では連系線を最大限活用するということが基本中の基本かと認識しております。一方で、送電線作業等によります運用容量の減少もありますし、受電会社が常に全量を受電できると限らないということから、なかなか将来の出力制御見通しを精緻に示すのは難しいと思っております。今年は、事務局から新たに提示されました一定の前提条件に基づき試算をさせていただきということでございます。そうした観点もありますので、再エネの導入量あるいは連系線の活用量に一定の幅を持たせた見通しを算定させていただきということで理解しておりますので、その点をご理解いただければと思っております。

以上でございます。

○荻本座長

どうもありがとうございます。今、言われたのは、そういうことを算定することが技術的に難しいのでという、そういう意味でよろしいですか。

○松野オブザーバー

申し上げたかったのは、精緻に見通し量を算定するというのは、やはりなかなか難しいところもあるということをお願いしたので、一定の前提条件の下での算定ということ

になること、これはある程度致し方ないところもあるかなというところでございます。

○荻本座長

はい。多くの委員の方から、受電のほうのことを考慮して精度が上げられないかという、これは質問ではなくてコメントなんですけれども、それが出た後ですので、このお答えだと答えにくいというお答えになりますが、そういうことでよろしいですか。

○松野オブザーバー

連系線がその時にどれくらい受電できるかというのは、さらなる精緻化というのはある程度可能だと思いますけれども、やはり一定の限界があるということも事実だと思いますので、そこは今後一送としましてもどこまで精緻化できるかというのは引き続き検討していくということだと思っております。

○荻本座長

ありがとうございます。ぜひ引き続き検討をしていただければと思います。ほかいかがでしょうか。よろしいですか。

それでは、だいぶん時間がたってしまったところがございます。

2番目の議題に参りたいと思います。それでは、北海道電力ネットワークから、資料3の説明をお願いいたします。

○米岡オブザーバー

北海電力の米岡です。聞こえていますでしょうか。

○荻本座長

はい。聞こえております。

【資料3】北海道における調整力に関わるシミュレーション結果について [北海道電力ネットワーク]

○米岡オブザーバー

それでは、北海道における調整力に関わるシミュレーション結果についてご説明させていただきます。

2ページ目をご覧ください。前回の第35回系統WGにおいて、事務局からこれまで弊社が実施してきたシミュレーションを最新の諸元にて再度実施すること、これをシミュレーションAと呼びます。また、再エネ追加導入量に応じた需給調整市場の商品として必要量を算定するシミュレーションを簡易的な手法を用いて実施すること、これをシミュレーションBと呼び、この2つのシミュレーション結果を報告するという方針が示されました。

3ページ目をご覧ください。シミュレーションAの結果を示してございます。最新の諸元により、まずは現状ケースをシミュレーションし、5ページのとおり周波数は運用目標範囲である $50 \pm 0.3 \text{ Hz}$ 以内に収まることを確認しております。

次に、1期の風力16.2万キロワットを連系したときに、系統側蓄電池1.7万キロワット×3時間がある場合とない場合のシミュレーションを実施し、ある場合の周波数は運用目

標範囲内、ない場合は周波数が運用目標範囲を逸脱するということを確認しました。この結果から、北海道において風力を追加連系するためには、出力変動対策が必要であることを再確認いたしました。

5 ページから 7 ページは、それぞれのシミュレーション結果を示してございます。

8 ページをご覧ください。今回は、概算を把握する観点から、シミュレーション B の中で風力変動および予測誤差については、2019 年度から 2020 年度の北海道内の既設風力の合成出力実績データの変動をそのまま設備容量比で等倍する簡易的な手法①を用いて試算しております。風力追加連係量をパラメーターとして、追加必要調整量を需給調整市場区分で評価しております。

11 ページをご覧ください。検討条件として、ゲートクローズ時点の予測と、実出力の差分を一次から三次①調整力で調整するものと仮定しております。

12 ページをご覧ください。シミュレーション B の結果を示してございます。風力追加連係量を 100 万キロワットから 500 万キロワットとして、それぞれの場合の追加調整力必要量を示してございます。プラス 100 万キロワットでは、一次から三次①までの合計で 43.3 万キロワットが必要となりました。プラス 200 万キロワットから 500 万キロワットまで、今回の簡易的な手法では追加調整力必要量は等倍で増えていきます。

13 ページをご覧ください。ここからは、ご参考として、系統側蓄電池プロセス（I 期残容量）の進捗状況を示してございます。募集要領 43.8 万キロワットに対して、発電事業者さまから 200 万キロワットを超える参加の意思表示を頂戴してございます。現在、募集要項案への意見募集を行っており、引き続き着実にプロセスを進めてまいります。

最後に 14 ページをご覧ください。参加の意思表示をいただいた事業者さまの分布区分を示してございます。円の大きさが容量の規模を示しており、室蘭、苫小牧地区に大きな規模の申し込みがありますが、これについてはこの地区で大型の案件が複数あったためでございます。

私からの説明は以上になります。ありがとうございました。

○荻本座長

ありがとうございます。ですが、今の資料で飛ばされた 5 ページの見方を簡単に結構ですので、どういう図なのかをご説明いただけませんか。

○米岡オブザーバー

5 ページをお示し願えますか。今回、シミュレーション A では、周波数が厳しい断面のシミュレーション結果を示しており左上のグラフが総需要のグラフになっております。グラフ横軸が秒を示しており、2,000 秒の付近で需要が上がっております。その下のグラフが風力+太陽光の発電量で、同じ時間帯に発電量が下がっております。需要が上がって発電量が下がることで周波数が下がりますので、それに対応するため、その下の火力 3 台合計出力が AFC 等で出力が上がっております。

また、左の一番下の図は京極 1 号機の揚水で 200 万で揚水で汲んでいたところ、周波数が

下がったため、その汲む量を減らすことにより、発電量は増え、需要は下がる方向に動いています。

右上へ行きまして、水力のAFCは、需要の上げに伴って出力が最大に張り付いておりません。

北本の平常時AFCは、需要の上げに伴って、北流が6万キロワットとなり、北海道が受電する方向で最大に張り付く状況となります。

一番最初の検討は、現状ケースの検討をしており、系統側蓄電池がないため左上の総需要の上がり、風力・太陽光の下がりによって、各対策をおこなっても周波数は49.709Hzと、一応目標の0.3Hz以内に収まっておりますが、そこまで周波数が下がったということを示してございます。

以上でよろしいでしょうか。

○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資料4の説明をお願いいたします。

【資料4】北海道における再エネ導入拡大に向けた調整力制約への対応 [事務局]

○小川電力基盤整備課長

それでは、資料4をご覧ください。今の北海道さんのご説明と若干前後してしまいますが、まず最初のスライド2ページ目をご覧ください。経緯的なところになりますけれども、今回、北海道さんからシミュレーション結果のご報告がありましたのも、まず経緯として2ポツ目のところにありますけれども、2013年以降、風力発電等の新規接続に対しては蓄電池の設置など、出力変動対策を講じなければならぬとされてきているということ。それから、その次にありますとおり、本ワーキングのご指摘事項も踏まえて、系統側での一括した出力変動対策ということで、先ほどもご報告がありましたけれども、蓄電池募集プロセスというのが2017年から行われているという状況であります。

しかしながらということで、現時点においてもやはり出力変動対策というのが求められておりまして、この要件の扱いということ、この見直しも求められているところであります。

そうした中で、下から2つ目にありますけれども、昨年12月の本ワーキングにおきまして、今、北海道さんにご報告いただいたシミュレーションの方向性についてご議論いただきまして、またその結果を本ワーキングでご報告いただいた上で、今後の在り方をご議論いただくということにしておりました。ご説明が前後して恐縮ですが、背景としてはこういう状況になっております。

で、今しがたありましたご報告の結果というところは、これは6スライドにまとめておりますシミュレーションA、Bという形でご報告いただいたところであります。

これまで過去に行ったものと同様の形でのシミュレーションA、現在ある調整力を基にどれだけ追加的に再エネを接続できるかという点につきましては、やはり出力変動対策な

しであると周波数調整が十分できなくなる可能性があるというところが示されたところであります。

また、もう一つ、新しい形でのシミュレーションB、こちらは逆に風力発電をどれだけ追加的に一定量を入れていった場合に調整力がどれくらい必要になるかという点をお示しいただいたところであります。数字としましては、100万キロワット追加的に連系するごとに約43万キロワットという数字であったところであります。

他方、この数字というのは、需給調整市場での複数の消費、それぞれの単純合算でありますので、別途検討、試算されている数字、複合約定ということではとおおむね4割程度低減する可能性ということでもありますので、こうした点を考慮すると、100万キロワットを追加連系するごとに約25万キロワットの追加の調整力が必要になるというのが今回のシミュレーションの結果であります。

こういった点を踏まえまして、今後の自然変動電源の導入の在り方ということでまとめておりますのが、7ページ目になります。

まず1つ目、出力変動対策要件は2013年以降要件となっておりますけれども、これは可能な限り早期に無くしていくこととしてはどうかというふうに考えております。一方で、需給調整を確実にやっていくという観点からは、2つ目のポツにありますような自然変動電源の増加をしっかりと見通して、それを見通しながら調整力というのを確保できる仕組みというのを整えていく必要があるというふうに考えております。

この必要な調整力の見通しというのは、今後の自然変動電源の導入見通し、いつ頃、どれくらい入っていくのかという仮定の置き方、見通しによりますし、また今回のシミュレーションにつきましては、昨年12月本ワーキングでもご議論いただきましたより精緻な方法もある中で取りあえず短期にできる方法でのシミュレーションであったものですから、この点をより精緻化するということが重要になってくるというふうに考えております。

さらに必要な調整力を確保していく。こちら時間も考慮してということで、再エネの導入見通しを見ながら、あらかじめ確保していくに際しての導入の環境整備でありますとか、あるいはこれも以前本ワーキングでもご議論いただきました自然変動電源、例えば風力などで、それ自体で調整力を出していく、提供していくといったような形。自然変動電源が入ると必然的に調整力が増えるという考えではなくて、自然変動電源が入っても必要な調整力は増えないで済むような仕組みといった点を検討。さらには、それでもやはり調整力が増える場合の費用の増加への対応について検討を行っていくこととしてはどうかというふうに考えております。

さらにということで一番下に記しておりますけれども、そういった対策、対応をまとめつつも、どうしても、もしも必要な調整力を確保できなかった場合の対応というものもあらかじめ検討しておく必要があるのではないかというふうに考えております。

以上の点を最後にまとめておりますのが、スライド8ページになります。さまざまな課題、必要な調整力の算定から確保、あるいは不足時の対策、さまざまな課題がありますし、こち

らは北海道エリアにとどまらない全国レベルの制度の検討といったことにもなりますので、そういった点について、項目によってはこのワーキングではなく再エネ大量小委という別の場においてご議論をいただくという形で、全体的に検討を進めつつ、その具体的な出力変動対策要件の撤廃時期については、こういった検討の進捗状況を踏まえながら夏ごろまでにご議論をいただくようにしたいなというふうに考えております。

事務局からのご説明は以上になります。

○荻本座長

どうもありがとうございました。それでは、ただ今の2つのご説明を踏まえご議論をいただきたいと思います。今回はこの分野に関する議論は少し寂しい状況でしたので、委員の先生方、オブザーバーの方々、積極的な発言を頂ければ幸いです。それでは、まず委員の方々からお願いいたします。

○馬場委員

では、馬場ですけれども、よろしいでしょうか。

○荻本座長

はい。馬場委員、お願いいたします。

○馬場委員

ご説明いただき、ありがとうございました。これから更に自然変動電源、VREをポテンシャルのある北海道エリアに導入すべく、出力変動要件を早期に撤廃するためには様々なことを考慮する必要があることを示した頂いたものと思います。

事務局資料7枚目の一番下に、需給調整市場における調達不調等により必要な調整力を確保できなかった場合の対応策について検討すべきと言及されておりますが、これは非常に重要なことであると思いました。

まだ精緻なシミュレーション結果ではないということではございますけれども、例えば100万kWの風力発電を追加するためには25万kWの追加調整力が必要になると算出されています。これは北海道エリアとしては非常に大きな量の調整力に相当すると思えます。

もちろん、今後様々な調整力を供給する電源が導入されるかもしれませんが、火力機だけでこの調整力を確保するには、相当量の火力機を運転する必要があり、需給調整も大変になり、調整力の確保は短期的には難しいと思えます。そうすると、できる限り早期に出力変動要件を撤廃するのであれば、確実に、常に調整力を確保できる条件でVREの連系可能量を定めることになると導入促進に対し逆効果になってしまうと思えます。調整力が確保できない時間帯ではVREの出力制御をするなど、ルールを決めることにより、VREをより多く導入するというのもできるのではないかなと思えますので、議論を今後、早急に進めていただく必要があるのではないか思いました。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。今のは要望ということですね。ご質問ということではなくて。

○馬場委員

はい。

○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か。松村委員、お願いします。

○松村委員

松村です。聞こえますか。今も馬場委員がご指摘になった事務局の資料の7スライドです。最後のところの「需給調整市場における調達不調等により必要な調整力を確保できなかった場合の対応策」というのが、とても理解しにくいものなので、もう少しブレイクダウンして、何を気にしているのかを明らかにしていただかないと思いました。これでは、ほかのところでも議論をするとしても、とても難しいと懸念しています。

でも、一方でとても重要なことなので、ちゃんと準備しなければいけないというのは間違いない。それでもちょっとこんなラフなことを言われても、とても困ってしまう。まず非常時への備えというのは、非常時というのは何を考えているのかにもよるのですが、本当にすごい非常時でおかしなことが起きるといふことにもとても重要なことなので備えなければいけなということだとすれば、この北海道の件に限定した話じゃない。

どこでも非常事態が起こって、その場合調達不調は起こり得るから、その時はどうするの、ということは当然考えなければいけない。いろいろ考えなければならぬのに、何でこの問題だけ取り上げるのかが、まず分からない。

それから、需給調整市場は、3次調整力②を除けば、基本的にこれから作られる制度も既にある制度も、スポット市場よりもはるか前に、今なら年間調達、今後も週間で調達することになる。この調達不調というのはどういうことか。ここで調達ができないということは、そもそもスポットに参加できるような電源、DRだとか電池だとかも含めて、参加できるような電源のかなりの部分は需給調整市場に参加できるわけで、先にそっちの市場が開くのもかかわらず、そっちが調達不調、つまり必要量が調達できないということになるということは、それはもうスポット市場は壊滅するということですか、電源が全くなくて。でも、ここで気にしているのは軽負荷期の話じゃないの？。何を言っているのかが、これだけ見てもさっぱり分からない。調達不調というのは一体何を気にしているのか。ここでは火力は軽負荷期には3台しかつながないという前提になっていて、3台以上というのは、そもそも事業者が出さないか、あるいは出されても拒否するというようなことがあって不調が起こるといふことだとすれば、それは調整力市場がまともに設計されていれば、価格はどこまででも上がる。供給が足りないというわけだから、どこまででも上がる。だとすれば調整力を供給する手段、いろんな手段があり得るので、そんな無限に大きな価格が付くんだったら当然に入ってくるんじゃないの、というようなことが想定されるのにもかかわらず、ここで安直に調達不調と言っているのは一体何なのかを明らかにしないで、こんなきついというか、重要な言葉がぼんと出されてもとても困ります。

それから、さらにブレイクダウンして、不足するというのは、もちろん一次調整力という

こともあり得るわけですが、上げ代ですか、下げ代ですか。で、今までは当然1つの火力発電所でどっちも供給するというようになっていて、それが調整力だろうと、そういう発想だったわけですが、仮に再エネで調整力を供給するということになったとすれば、下げ代であれば止めることで対応できるかもしれないけれども、上げ代は難しい。でも、上げ代ということだとすると、これは軽負荷期で、北海道で大量に再エネが入っていて、南に向かって電気が流れているという状況で、本当に再エネの調整力との組み合わせというので調達できないのかというのは、それほど自明なことではありません。こんな重要な問題をこんな簡単な説明ではなくて、もっと丁寧にブレークダウンして、何を議論しなければいけないのかを明らかにしなければいけないと思います。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。ただ今のご指摘と、馬場委員からの出力制御というキーワードもありましたけれども、事務局から補足説明をいただけないでしょうか。

○小川電力基盤整備課長

ありがとうございます。馬場委員、それから松村委員からご指摘いただいた点、まずは、今、この記し方として非常にこんなラフな記し方で具体的などころをもっとしっかり詰めない点、ごもっともなご指摘だと思います。何かこの場でもって決めるというよりは、こういったことの検討が必要でないかということで、じゃあ、具体的にどういった事態の場合にこういう懸念が生じるのかといった点につきましては、今、松村委員からもありましたような火力の稼働状況ですとか、具体の上げ代、どういう場合の不足、あるいは市場の動向などでどんな場合にそういった事態が生じるのかといった点につきましては、また機会を改めてご説明、ご議論をいただければと思いますし、今、ご指摘がありましたとおり、必ずしも北海道に限られるものではない。一方で、どうしても今回の調整力の議論、北海道については他エリアとの連系が限られているというところ、そして再エネの導入をこの後に要件を撤廃するとかかなり増えるということが見込まれるということで、まずは北海道を念頭に置きつつではありますけれども、他エリアにも関係するというところで、議論の場も含めて、事務局のほうでしっかり検討したいというふうに思います。

事務局からは以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。よろしいでしょうか。はい。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。私は、まず北海道電力さんに質問があります。今回、かなりはつきりと資料3の3ページで出力変動対策必要というふうに、もちろんそれはそうだと思うんですが、蓄電池がかなり必要のような書きっぷりだと思うんですが、5ページに示されたようなこういう厳しい状況というのは、1年間でどのぐらい起こるのか。そう

いう年間のシミュレーションをされているのでしょうか。やっぱりこれがどのぐらいの頻度で起こり得るかによって、取るべき対策というのは違ってくるのではないかなというふうに思いました。蓄電池は非常に高価なものですし、例えば5ページにあるように火力3台をこれが火力4台になれば、でかなり限られた局面しかないのであれば、恐らくそのほうがいいでしょうし。そういうことが分かるように、やはりこれは少なくとも今は2020年10月昼間とシミュレーションをされているんですけども、少なくともどういう頻度で起こり得るのかというのをしっかり示していただく必要があるのではないかと思います。

その上で、今回の運用が本当に限界的なのか、もう少し運用の工夫をする余地というのがないのかということ、これは質問ですのでお答えいただければなというふうに思いました。

あとは事務局のほうに関してですけれども、これからいろいろきちんとシミュレーション等もしっかりして、その上でどういう調整力の確保の在り方を検討していくかという話になると思うんですけども。特に、私は、再エネ側の制御機能という話が非常に重要なのかなと思っています。で、恐らく技術的にはできる。できるけれども、例えば再エネが制御した分を丸々調整力として対価を支払うのかという、その辺りの境界に関しても、今後、再エネが増える中で議論になっていくかなというふうに思っております。自分自身が入ることで必要な調整力が増えるということで、どのぐらいそれを提供し、そのうち丸々対価をもらうのか。それとも、ある程度再エネ側の条件として一定程度は調整力を出すことをもうあらかじめ入れ込むのか。その辺りは制度設計の議論として重要な点ではないか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す。

○岩船委員

すみません。もう一つだけ。

○荻本座長

はい。

○岩船委員

すみません。再エネ側もしっかり調整力を提供する仕組みを入れ込むことは重要だし、かつ送配電事業者さんにおかれましては、ぜひ、なるべく高度な運用を目指していただきたい。この2つです。で、確保すべき調整力もある程度抑えられれば、それ自体が非常に全体最適につながると思いますので、両方が最適なところを目指せるように、よろしく願いいたします。

以上です。

○荻本座長

それでは、ただ今の岩船委員のご発言、最初は北海道電力さんに対しては1年間の発生頻

度が重要で、年間シミュレーションが必要ではないかと、これはコメントで頂きました。

ご質問は、運用を工夫する、または運用の高度化という余地はないのかというご質問でしたが、いかがでしょうか。

○米岡オブザーバー

北海道の米岡でございます。ありがとうございます。岩船先生のおっしゃるとおり、今回、シミュレーションAにつきましては年間厳しい断面で検討してございまして、8,760時間での評価が必要ということはおっしゃるとおりでございまして。このため、今回、事務局からシミュレーションB、こちらの評価手法をご提案され、われわれのほうで今回は簡易手法にのっとってやったものとなっております。

この後、このシミュレーションBについては、手法②③とさらに高度な手法で検討していくことが事務局から提案されてございますし、そういうような検討結果を見ていく中で、我々としても高度な運用、こちらのほうはいろいろ考えていかなければならないというふうに思っております。

よろしいでしょうか。

○荻本座長

ありがとうございます。今、言われたAとBと分けておられますけれども、Bの中で8,760時間の需給解析をするという理解でよろしいですか。

○米岡オブザーバー

今回のシミュレーションBにつきましては、8,760時間の検討でございますので、これをさらに詰めていく形になるかと思っております。

○荻本座長

というか、需給解析というのがキーワードなんですけれども。必要量だけではなくて確保という言葉が入っているので、運用の中で確保できるかどうかをチェックしないといけないんで、運用台数とかを含めて。

○米岡オブザーバー

まず、どの断面で必要かということをチェックした上で、その断面、その断面でその調整力をいかに確保していくかというのを運用の中で考えていきたいと思っております。

○荻本座長

それを8,760時間の需給解析ということよろしいんですか。

○米岡オブザーバー

はい、結構でございます。

○荻本座長

ありがとうございます。それでは、事務局のほうに、制度設計、再エネの制御機能を活かすという辺りでご発言ございましたけれども、何か補足説明はありますでしょうか。

○小川電力基盤整備課長

ありがとうございます。岩船委員からご指摘の非常に重要な論点だと思っております。再

エネ側自らが追加的連系することで、必要な調整力が増える場合に、自らが調整力を提供する、その場合の対価を仮に支払う場合に、全部なのか、一部なのか、あるいは一定の何かむしろ義務付けをするのか。この点は大きな議論だと思いますし、その際には再エネの賦課金制度の下での話も念頭に置きながらの議論になってくると思ひまして、そういった意味でも議論の場としては再エネ大量小委を予定しているところでもあります。

事務局からは以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。議題2について、ほかに委員の方、オブザーバーの方から。

○岩船委員

すみません、岩船ですけれども。

○荻本座長

はい、どうぞ。

○岩船委員

今のご説明で手法①、手法②、手法③という話があったんですけれども、それは資料3の9ページのことをおっしゃっているんですか。その①②③のイメージがつかないので、そこがイメージできなかったのですが、説明を追加していただけますか。よろしくお願いします。

○荻本座長

いかがでしょうか。聞こえません。事務局、いかがですか。

○小川電力基盤整備課長

こちらは、多分、米岡さんからですかね。先ほだのご説明にありました、今回簡易な手法①でやりましたが、②③といった形でどういう風力の分布かというのの置き方次第でより精緻なシミュレーションという趣旨だったと思います。北電さんほうで補足がありましたらお願いいたします。

○米岡オブザーバー

米岡でございます。今、小川課長さまがおっしゃられたとおりでございます。

○荻本座長

具体的にお話しいただけませんか。

○米岡オブザーバー

今回、弊社資料9ページ、これにつきましては前回の系統WGで事務局から提出された資料でございます。北海道内の風力のデータから自然変動電源のデータを得る必要がありますが、今回は手法①といたしまして、風力の導入量が増えた場合も定格出力に対する変動割合は変化しないと仮定しております。

要するに平滑化効果を算出するのがまだ難しいため、そこまで見込まずに単純に倍した、非常に簡易な手法をイメージしてございます。ただし、これだけでは必要な調整量が過大となる可能性がございますので、平滑化効果を推計する手法については手法②、もしくは合成出力を近隣の既存発電所の出力データを代わりに用いて、合成出力を算出する手法③、これら

を用いた精微な検討については多少時間がかかりますので、弊社資料10ページ、これも前回の系統WGで事務局さまから示されたものではございますけれども、手法②③については2022年中に結論を得ることを目指すとしております。今回は、北海道ネットワークにおきましては、手法①を用いた結果を今年度中にご報告していただくことではどうかという記載に基づきまして、まずは①を年度内にご報告したものでございます。

よろしいでしょうか。

○荻本座長

分かりました。

○岩船委員

分かりました。ありがとうございます。ただ。

○荻本座長

ということは。

○岩船委員

すみません。岩船です。いいですか。

○荻本座長

どうぞ。

○岩船委員

調整力のポテンシャルの推計方法の精緻化であって、運用がどうなっているかという年間のシミュレーションはされないということで、どちらかというシミュレーションAのほうの結果がある特定の断面だけを見て議論をされているように思いましたので、私はそう意味で年間のシミュレーションが必要ではないかというふうに申し上げたんですけれども。そちらはもう必要ないというご判断だということではよろしいですか。

○米岡オブザーバー

米岡でございます。おっしゃるとおりシミュレーションAは厳しいところでやってございますので、運用についてはきちんとそれも年間でどのようにやっていくかというのを考えていかなければならないと思ってございます。

○岩船委員

ありがとうございます。できれば、そちらのほうも併せてご検討いただければと思いますので、どうぞよろしく願いいたします。ありがとうございます。

○荻本座長

どうもありがとうございます。私のほうから混線してすみません。それでは、ただ今挙手いただいております山口委員、原委員、後藤委員、順番にお願いいたします。

○山口委員

山口です。ご説明どうもありがとうございました。資料4の事務局資料のスライド8で今後の検討の進め方ということで大きく①から③までありますけれども、①とか②、③もそうかもしれないんですけれども、北海道もそうですし、ほかのエリアもそうかもしれないんで

すが、やはり連系線というのはある程度存在感があるといいますか、連系線の活用は非常に重要だと思うんですけども。先の議題でもそうだったんですけども、他エリア、相手エリア側の受け入れ量というか、そういった都合によって連系線の使われ方が変わってくると思いますので、他エリアでの8,760時間の需給の運用のシミュレーションなどを行って、こういう課題の検討に対して定量的に議論をしていく必要があるんじゃないかなというふうに思いました。

以上です。

○萩本座長

ありがとうございます。ちょっと時間が押していますので、コメントということにさせていただきますと思います。原委員、お願いします。

○原委員

北大の原でございます。先ほど萩本委員長のほうからのご質問に対する回答の中で、需給の解析をされるというコメントがあったかと思うんですが。私の中の理解では、シミュレーションBのほうはどちらかというとな必要量の算定であって、それをどういう電源でカバーしていくかという、需給の解析といいますか、需給の様子をシミュレートするような解析は不要なのかというふうに思っていたんですけども、そのまづ理解が合っているかというのが1点です。

もう一点は、今回のシミュレーションBの結果というのは、風力の追加連係量に対して追加的に調整力がどれだけ必要になるかというのを、風力の変動量だけに基づいて推計したものになっておりますが、実際には需給の調整のための調整力ということですから、既に設置されている風力の変動量であるとか、需要側の変動とか、そういったものと合わせて本当の必要量というのが出てくるので、少しその変動間の慣らし効果を加味すると、少しオーバーエスティメートになっている可能性があるのかなという気がしております。その辺について、もしお考えがありましたら、コメントを頂ければ幸いです。

○萩本座長

ありがとうございます。ただ今のご指摘に関して、これは北海道電力さんでしょうか。お願いいたします。

○米岡オブザーバー

北海道ネットワークの米岡でございます。調整力の追加の考え方はそのとおりでございます。今ある分に対して風力がどれだけ追加になったら調整力がどれだけ必要になるということを今回示させていただいたものです。それをどのように調達していくかについては、事務局資料にもございますように、需給調整市場がございますし、あと弊社の運用でもいろいろ考えていかなければならないと考えてございます。

よろしいですか。

○原委員

ちょっと質問に対する回答とすれ違っていたような感じがしまして。今回の必要追加的

な調整力の評価量というのは、追加で入った風力がどれくらい変動しているかということ
を求めているだけなのかなという感じがしております。追加で入った風力がどのように
出力変動を伴うかということだけを評価しているだけのような気がしまして。実際には、実
際に必要な変動量というのは、その他の変動要因と合成した上で評価すべきだと思います
ので、今回はあくまで追加的に入った風力がどれだけ変動しているかということの評価
したに過ぎないという理解でおりますが、その部分については理解は正しいでしょうか。
私の理解が正しいかどうか。

○荻本座長

北海道電力さん、いかがでしょうか。

○米岡オブザーバー

今、先生のご指摘のとおりでございます。

○原委員

はい、ありがとうございます。

○荻本座長

よろしいですか。失礼しました。それでは、後藤委員、お願いします。

○後藤委員

ありがとうございます。今回は試算結果を示していただいたということで、このような数
値に基づいて議論することは非常に重要であると思っておりますので、大変よい試みである
というふうに思っております。今後の対策として、スライド6あたりに示されている変動電
源の制御であるとか、調整力の調達であるとか、いろいろなオプションが使い得る中で、ど
れぐらいの費用をかけると何ができるのか。最適な対策が何であるのかというところを検
討していく中で、参考情報として見やすいような形で対策とコストの組み合わせといった
ような切り分けで示していただけるとありがたいのかなというふうに思います。

また、先ほど非常時というのがどういうことを意味するのかという議論もございました
けれども、ある程度コストを度外視して考えなければいけないケースであるとか、そうい
った場合もあるかと思っておりますので、シミュレーションをする側の思いといいますか、想定とい
いますか、そういったものを組み合わせて示していただけるといいのかなというふうに思
います。

以上、要望でございます。

○荻本座長

ありがとうございます。それでは、これで委員にはご発言いただきました。オブザーバー
の方はいかがでしょうか。よろしいですか。はい。

○米岡オブザーバー

すみません。北海道ネットワークの米岡ですけれども、よろしいでしょうか。

○荻本座長

はい、どうぞ。

○米岡オブザーバー

今回、事務局さまからさらなる再エネ導入拡大に対する資料を出していただきまして、われわれとしましても調整力の確保は大きな問題と考えております。今後、必要調整力の低減や導入の考え方についても検討していくことが示され、当社としても積極的に協力をさせていただきたいと考えております。

これまで委員の皆さまが言われたように調整力の確保につきましては、蓄電池やDR、HVDCの活用等幅広く検討して、トータルで低減策を検討していくことがわれわれとしても重要だと考えてございます。

また、今日は馬場先生や岩船先生からありましたが、再エネ側の対策についても調整力コストの低減は大変重要だと考えております。

最後に、北海道において需要規模を超える再エネの導入拡大に伴い、調整力の調達量は大幅に増えていくことが想定されてございます。今回提示された変動緩和型蓄電池を配置していく検討におきましては、増加する調整力の費用について、その負担が再エネ拡大エリアに偏ることなどないような議論を、この場ではございませんけれども、ぜひ進めていただきたいと思います。

以上でございます。

○荻本座長

分かりました。どうもありがとうございました。委員の方々からもご指摘があったように、いろんな示し方をしてほしい、または費用が最小になるようなという、かなり高度な要望が出ております。これは、一定のシミュレーションをやっていかないと答えが出ないという領域だと私は思いますので、それも一定の期間の中で実施できるようにご努力いただきたいと思います。

JWPAの鈴木さん、どうぞ。

○鈴木オブザーバー

すみません。JWPAの鈴木です。ありがとうございます。一点だけコメントさせていただきます。本件は全体的に北電さんの説明、それから事務局さんの説明も基本的にはサイト側蓄電池の廃止ということと、出力変動緩和要件の撤廃という方向に向けた議論、少なくとも2022年度内にはという方向での議論だったかと思いますが、解析については、前回のワーキングで私どものほうからもちょっと意見をさせていただきましたが、やはり精度というか、いわゆる原先生のほうからもあったように、いわゆる変動部分について風力だけのものを見ても足りないので、全体的な需要変動というものに対する調整力をどう付けるかという意味では、需給シミュレーションの精度をやっばり上げなければいけないというのが前回もご指摘させていただいたところでした。それに向かって北電さんの資料9ページ目の手法②であるとか、それから8,760時間のシミュレーションであるとかということ、今後、早期に進めていただいて、精度を上げていただくということで、同じく北電さんの資料12ページのような倍々的になっているようなものはあまりにもちょっとデータの信

頼度が低いのかなというふうに考えますので、今後、早期に修正、解析のほうを進めていただくようお願いしたいと思います。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。すみません。それで、既に議題を1つ残して9分のオーバーになっております。申し訳ありませんが、もう少しご参加いただけるようお願いをいたします。

それでは、次の議題に参りたいと思います。3つ目の議題のグリッドコードということで、広域機関から資料5について説明をお願いします。若干巻きでご説明いただければと思います。申し訳ございません。

【資料5】再エネ大量導入のために必要となるグリッドコードの検討〔電力広域的推進機関〕

○本澤オブザーバー

広域の本澤でございます。音声のほうは大丈夫でしょうか。

○荻本座長

はい、聞こえています。

○本澤オブザーバー

それでは、今、お話しいただきましたとおり、時間が超過しておりますので、ポイントのみご説明させていただければと思います。

まず、2ページになりますが、本日、ここに示しております4つのセクションでご説明させていただきます。

続きまして、4ページになります。こちらは、第20回の系統ワーキングにおきまして広域機関にグリッドコード検討といったところがタスクアウトされて、今現在、広域のほうでグリッドコード検討会を立ち上げて検討しているといったような状況となっております。

続きまして、5ページになります。

当面、2030年度エネルギーミックスの実現に向けて、短期的に要件化が必要な技術要件ということで、2023年4月の要件適用といったところを想定して議論を行っているところでございます。

その議論におきましては、再エネ導入時の起こり得る課題と解決策といったところを基に、制度の5つのグリッドコードの中で、特に系統連系技術要件を中心に要件を決めているといったところとなっております。

6ページは委員構成となっております、さまざまな専門分野の方にご参加いただいているという状況となっております。

続きまして、8ページのスケジュールのほうに移らせていただきます。短期的要件は後ほどご説明しますが、20件ほど抽出いたしまして、そのうち19件の技術要件の審議、検討と

いったところが完了しております、前回の第8回においては総合評価なども実施しております。今月3月の検討会において1件追加審議ということで、全ての個別要件の検討を完了するという予定となっております。

続きまして、9ページ、今後のスケジュールということになっております。先ほど短期的要件ということで23年4月の改定を目指していると申し上げましたが、真ん中あたりに今後の予定ということで、認可申請を今年の6月から7月に行うことを想定しております。また、関連規程類の改定といったところで、ガイドライン等についても来年度に同じく改定を行っていくという予定としております。

一方、中長期検討項目といったところで、2050年のエネルギー等々の話もありますので、こちらの検討といったところに、今、着手し始めて、今年の9月までにはある程度項目の決定といったところまでいきたいというふうに計画しております。

続きまして、11ページになります。こちらは、先ほど申し上げた短期要件といったところを抽出する仕分けの観点になっております。特に、早急に発電側で具備したほうが電力の安定供給に貢献すると考えられるといった項目を中心に、短期的要件を抽出しております。

その抽出した結果を12ページ、13ページに示しております。ここで真ん中の列が短期の検討項目となっておりますが、例えば発電設備の制御応答性ですとか、発電出力の一定維持といったところで、周波数低下時にもある程度出力を一定に維持していただくことや、再エネが系統に接続する際に並列時の許容周波数ということである一定以上の周波数、より高い場合には接続を待っていただくといったような機能を短期で入れております。

一方で、再エネの有効電力の増加速度上限といったところの項目は継続検討としまして、今後の議論といったところにしております。

続きまして、15ページが、本日はお時間の関係で説明は割愛させていただきますが、実際の今回検討している20件の要件について、対象電圧、対象電源等々を記載したものでございます。

続きまして、17ページに移らせていただいて、総合評価ということで、20件の個別評価を行った後に、最後に横串を刺した形で、費用、出力制御の低減効果、変動対応能力、公平性、実現性といった観点で横断的に総合評価を行わせていただいております。

18ページが実際のその20件をカテゴリー分けしまして、総合評価を行うといったところになりますが、最終的には左下の黄色でハッチを掛けております5件についてオーバーラップの部分があるということで、総合評価対象とさせていただきます。

続きまして、19ページ、20ページに総合評価の結果ということになりますが、19ページは周波数の変動対応能力ということで、シミュレーションを実施させていただきました。これらの要件を適用することで、系統の周波数が乱れた際に周波数の最下点が改善するといったところ、周波数の回復も早くなるといったところも見取れまして、要件適用として妥当と判断するという結論とさせていただきます。

続きまして、20ページの総合評価の実現性といったところになります。先ほど申し上げ

ました 20 件の要件につきまして、業界等とも議論をしている中で、高圧および低圧に関する要件の適用時期に関して、要件詳細が決定してから市場投入までに要するプロセスといったところを鑑みると、こちらに示しております 2 件、発電設備の並列時許容周波数の高圧、低圧、および電圧変動対策といったところ、こちらは力率の設定になりますが、この 2 件に関しては 23 年 4 月といったところになりますと全ての移行の完了が難しいといったところもございましたので、要件の適用としては 25 年 4 月の要件適用とすることになりました。

ただ、一方で、事前にガイドラインおよび系統連系規程に先行して規定していくということを含めて、広く周知しつつ迅速に移行して、最終的に 25 年 4 月には移行を完了するというところで進めていくという結論とさせていただいております。

続きまして、22 ページになります。こちらは今後のお話ということで、中長期要件化項目の仕分けということで、3つのカテゴリーで想定してございます。1つ目が中期ということで 2025 年前後に要件化を目指すもの、2つ目としまして長期の 2030 年前後に要件化を目指すもの、最後に継続検討という 3つの項目に分けております。

23 ページがそのロードマップといったところになります。それぞれ最終的には 2050 年のマスタープランといったところも見据えつつ、中期、長期といったところまでカテゴリー分けしつつ、できるだけ遅滞なく必要な要件を規定していくということで想定しております。

24 ページ以降はそれぞれの要件の概要と適用時期といったところになりますが、本日は時間も限られておりますので、こちらの説明は割愛させていただければと思います。

本件のご説明としては以上となります。

○萩本座長

どうもありがとうございました。それでは、事務局からのご説明をお願いいたします。

○小川電力基盤整備課長

それでは、資料 6 に沿ってご説明します。その前に一言。

○萩本座長

少し声が小さいようです。

○小川電力基盤整備課長

すみません。資料 6 のご説明の前に、萩本座長に一言申し上げます。すみません、事務局からのご連絡が不十分で、本日、時間としましては 16 時 30 分までということで各委員のお時間を頂いております。その上で、資料 6 について簡単にご説明いたします。

【資料 6】グリッドコードについて [事務局]

○小川電力基盤整備課長

本日、ご議論をいただきたい点を、2 ページ目の一番下に 2 点記しております。今しがた広域機関のほうからご説明もありましたうちの中長期の要件化が必要な技術要件の検討の進め方というのが 1 つ。もう一つは、需要側の機器における要件化の在り方という点になります。

まず1点目のご議論をいただく上で、3ページ目をご覧くださいと思います。もう委員の中ではよくご存じの方も多いわけではありますが、ここで言いますとグリッドコードと呼んでいるうちで、右のほうの電事法の認可対象でない規程ということで、②のガイドライン、あるいは③の系統連系規程というのがまずあります。もう一つは真ん中あたり、青の④で系統連系技術要件というのがありまして、これは経済産業大臣の認可を受けて、各送配電事業者が定めます。

こちらはある意味義務になるというところでありまして、右のほうのガイドラインというのと左の真ん中の義務となる技術要件という、この2つがあることを念頭に、スライド6ページをご覧くださいと思います。

1つ目に記しておりますのは、グリッドコードの体系としまして、今しがた申し上げたような幾つかの階層構造がありまして、それで改正がなされると直ちにそれがそのまま適用になるというところでありまして。

一方で、今しがた広域機関からのご報告にもありましたように、短期的な要件といったものであってもメーカー側の準備が間に合わないといったようなこともありまして、一部項目については23年ではなく25年ということにした項目もありました。

そういった意味で、新しい要件については、一定のリードタイムを確保することが望ましいというふうに考えております。

これをどのように進めていくかといったときに、まずはガイドラインというので定めて方向性を示しつつ、この大臣の認可を受けて基本的に直ちに適用になるこの技術要件というのはその上で定めていくと。ここで時間差を設けていくということで予見性を確保しながら新しい要件を導入していったらどうかというのが1つ目のご提案になります。

それからもう一点、需要家側の要件の定め方ということに関連して、8ページをご覧くださいと思います。今しがたのご説明と重複しますが、基本的にはガイドラインあるいは技術要件での適用範囲というのは、基本的には新設というのを前提としております。他方、2つ目のポツにあります基本新設だけれども相当の必要性がある場合には既設についても適用ということが整理されております。ですので、既設への適用、これは別に短期に限るものではないので、中長期の要件化が必要なものについてもこういった相当の必要性がある場合に限ってはどうかというふうに考えております。特に需要側の設備に関しては、数も多い、あるいは影響の範囲も広いというふうに考えられますので、この短期のものと同様に、中長期の要件化のところについてもこういった相当の必要性ということでもって例外的に既設についても適用の対象としていくということによいのではないかと考えております。

なお書きのところ、そういった既設への適用もある場合について、その場合の対応費用を削減する方法があるとしたらどんなことがあるかということも併せてご検討いただければということで一文を記しております。

事務局からのご説明は以上です。

○荻本座長

どうもありがとうございました。それでは、ただ今の2つの説明を踏まえてご議論をいただきたいと思います。まずは委員の方々から、ご発言がありましたらお願いします。ご発声ください。

○馬場委員

では、馬場ですけれども、よろしいでしょうか。

○荻本座長

はい。馬場委員、お願いします。

○馬場委員

ご説明いただきありがとうございました。私も実はグリッドコード検討会に参加させていただいており、それでいろいろ皆さんと議論をしております。事務局資料の6枚目のスライドをお願いします。このスライドの2ポツにあるように、近々に必要な要件についても一定のリードタイムが必要になることが検討会でも議論になり、リードタイムを認めざるを得ないと思っております。

一方でリードタイムというのを考えると、中期的に必要なと言われている要件も早急に検討をしないと、必要となったときに必要な量の機能を持っている機器が普及していることが望ましいのですが、実際には普及していない可能性も否定できません。今後の議論を加速させていく必要があるのではないかと思います。

それから、系統連系ガイドラインにおいて将来的に要件化する事項を明確化するとされています。明確化していただくと、多分、国内のメーカーさんは、それに対応し、要件化してから非常にリードタイムが短くなるような開発をされと考えておりますが、一方で、日本でいうグリッドコード、系統連系規程は即刻、利用する機能を規定しているため、将来使われるであろう機能を規程の中に入れることは馴染まないとされています。将来必要な機能を具備して欲しいという強制力のある規程が明確でないような気もしております。

リードタイムを確保しながら、早めに議論をしていくということも必要ですが、あらかじめ必要となる要件を具備したものを普及させ、必要なときに使えるようにする方策が必要であると思っております。そのような規定をどこかで議論をする、要するに中長期的に必要な機能を具備しておいてもらう、それをある程度制度化するというのをどこかで検討しておく必要があるのではないかと思います。

以上です。

○荻本座長

どうもありがとうございました。大切なポイントだと思います。一応コメントですが、では、ほかの委員の方々、いかがでしょうか。それでは、オブザーバーの方々を含めてどなたでもということでご意見を頂ければと思いますが、いかがでしょうか。鈴木オブザーバー、お願いいたします。

○鈴木オブザーバー

ありがとうございます。JWPAの鈴木です。事務局さんの資料8ページ目の右下2ポツ目、3ポツ目のところに関するところですが。相当の必要性がある要件に限って既設設備についても適用の対象、あるいは本当に必要で適用する場合には既設設備への適用は相当の必要性がある場合に限ることにはどうかというふうに記載がございます。今、馬場委員のほうからご指摘あったこととすごく関係があることだろうと思っております、われわれもグリッドコード化検討会の中では、必要機能の具備ですか、こういう専用機能は必要だというものについては早めに前倒しで実装を準備するようにさせるということと、実際に実運用上に適用するという時期は、実際の導入量であるとかシステムの整備状況によっても変わるかと思えますので、そういうのを適宜対応できるような、馬場委員からのご指摘と同じ意見でございますが、そういうことを分けて対応できるようにしていただければということ強く要望したいと思います。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す。ほかはいかがでしょうか。原委員、お願ひします。

○原委員

ありがとうございます。

同じく中長期的な要件化のところにつきまして。これについては、今、鈴木さまからのご発言にもあったように、必要性和重要度というんでしょうか、そういったものに基づいて決めていくという側面と、あともう一つは例えばソフトウェア的な改修程度で対応ができるものと、あらかじめある程度デバイス的に少し冗長性を持たせてつくらなければいけないものとあるのかなという感じがしております。そういった形での切り分けも必要なのかなという感じがいたしました。

具体的な例を挙げるといふことにはならないんですが、そういった観点での切り分けで中長期的な要件化というものは是非というものを検討するといふことが必要かなといふふうに思いました。コメントでございます。

○荻本座長

ありがとうございます。ほかはいかがでしょうか。岩船委員、お願ひします。

○岩船委員

ありがとうございます。私もグリッドコード検討会の委員でもありまして、私は需要側の機器の要件化のところに関してコメントさせていただきたいと思ひます。資料6の11ページのところにあるんですけども、基本的に需要側の機器への要件化は、今のところかなり最小限のものとなっていると、ここにも書かれているとおりで。かつ、やはり需要側の機器にいろんな要件を課していくといふことは、財産という意味でも、かつ特に小規模なものとなると難しいといふような議論がございまして、ここは具体的にどんな機能を具備していくか、でそれをどう義務化していくかといふようなところに関しては、グリッドコード検討会を超えてエネ庁さんのほうで少し議論が必要なのではないかといふフェーズに入ってきて

ていると思います。系統からというよりも、むしろ市場側のニーズに応えるというような整理の仕方もあるのではないかなという話もありましたので、その辺りをしっかりご議論いただければと思います。制御できないこういう小さいリソースが増えて、結局、今、期待されているDRにも使えないというのが一番残念な結果だと思いますので、そこはやはり早めに手当てする必要があるだろう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す。手が挙がっております。火原協の中澤オブザーバー、お願いします。

○中澤オブザーバー

火原協でございます。私もグリッドコード検討会のほうにオブザーバーで参加させていただいておりますが、グリッドコード検討会のほうは接続コードということで一番基本となる部分を議論するというので、コスト負担等については検討会のスコープ外だというふうに説明を受けております。と言いましても、現実には系統のために必要なものを入れていくとコストがかかってしまいますので、全体の運用の中で、どこかでコストのことについても評価をしていただけるようにしていただければと思います。

あと、もう一点は、これも他の先生からも出ておりますけれども、中長期的に設備対応が必要なものについては早めにやったほうがいいというのがありますが、一方で使うかどうか分からないということもあります。で、今日の1つ目の議論でもあったように、エリアによっても随分状況が違うということがありますので、一番基本となる接続コードについて、何でも一律決めればいいというものではないのかなと思っておりますので、その辺についても接続コードで決めるべきことと、それ以外の運用コードとか、市場のほうでやることというのについても、総合的に勘案しながら決めていただければと思いますので、よろしくお願いします。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。念のために、今、言われたのは火力についてのご意見なのか、全体に関するご意見なのかというのは。

○中澤オブザーバー

すみません。火力についても気になるところはございますし、恐らく他の太陽光や風力さんのほうもそれぞれ別なところで気になるところがあるのではないかなと思いましたので、一般論としてはそういうことなのかなとも思って発言させていただきました。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。ほかはいかがでしょうか。はい。

それでは、いろいろ意見を頂きました。複数の視点がありましたし、若干同じ意見または

コメントを頂いたところもございました。

今から事務局と広域機関から可能なコメントを頂きたいと思います。まず、広域機関さんからコメントを頂けないでしょうか。

○本澤オブザーバー

いろいろとコメントを頂きましてありがとうございます。中長期に関してご指摘いただいたとおり、リードタイムといったところも意識しつつ、可能な限り必要なものは早期に決めていくといったところを拝承でございます。その議論をしっかりと進めていきたいと思っております。ありがとうございます。

○荻本座長

ありがとうございます。それでは、事務局からいかがでしょうか。

○小川電力基盤整備課長

さまざまご意見ありがとうございます。基本は本日お示ししたようなガイドラインと、あとただちに義務というところを中長期の要件にしても需要側の要件にしても、2つを使い分けることで、望ましいものを示しつつ、それを直ちに全部に義務化するのか、一部からなのかも含めて、それはまた別の議論と。この2つの議論を分けて、具体的な項目に即して今後検討していく必要があるのかなというふうに考えました。

事務局からは以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。その他、いかがでしょうか。火原協の中澤オブザーバーは、これは前回の挙手ですか。

○中澤オブザーバー

すみません。下ろします。

○荻本座長

はい、大丈夫です。ほかはいかがでしょうか。一瞬出たと思うんですけども、海外のメーカーさんのことを考えると、または日本のメーカーさんが海外に出ていくというようなことを考えたときに、グリッドコードの考え方というのは何か工夫する余地が必要なのか、あるのか、この辺りはいかがでしょうか。もし、可能でしたら、広域機関さんからコメントを頂ければと思いますが。

○本澤オブザーバー

コメントありがとうございます。海外の動向といったところも広域のほうでいろいろと調べさせていただいております。もちろん日本だけに特化したような規程といったところはよろしくないといったところもあるかと思っておりますし、一方で国ごとに事情も変わってくるので、多少パラメーター等々を含めて差異が出てくるといったところも事実だと思っております。そこはしっかりと海外もにらみながら検討していくということが必要だろうというふうに認識しております。

一方で荻本先生がおっしゃるように、海外に逆に参入することも見据えつつ、日本の規定

をしていくといったところも一つの視点かなとは承知しておりますので、そういったところも考慮させていただければと思います。ありがとうございます。

○荻本座長

どうもありがとうございました。ほかはいかがでしょうか。よろしいでしょうか。オブザーバーの方々を含めてということですが、よろしいでしょうか。はい。

それでは、どうもありがとうございました。全体を通して、もしご意見やご質問等があればお願いしたいと思いますが、よろしいですか。はい。

3. 閉会

○荻本座長

それでは、本日の議事3つはおかげさまで終了しました。本日もと言っていいと思いますが、有意義なご意見を多数頂いたというふうに思っております。

本日のワーキンググループでは、議題1の再エネ出力の長期見通しということにつきましては、各社による算定結果や低減対策の効果について説明をいただきました。

これをどう解釈するか、またはこれを誤解のないようにわれわれが役に立てるためにはどのような情報を出していかないといけないかというような、将来に向けてのコメントを頂いたと思います。

それから、議題2の北海道の調整力制約の対応では、シミュレーション結果のご報告と今後の方向性をご提示いただきました。前は若干議論が少なかったんですが、今日は非常にたくさんのご意見を頂きまして、どうもありがとうございます。北電ネットワークと事務局におかれましては、本日のご意見等を踏まえて、調整力必要量と①から③、それから運用を考慮した需給調整解析とか、必要な検討を進めて、できればということですが、設備、運用全体の経済性というようなご意見も頂きました。可能な範囲でそれらも含めた解析評価を進めていただければと思いますし、その結果については大量導入小委員会および本WGにご報告をいただくようお願いをしたいと思います。

議題3のグリッドコードについては、中長期的に必要な技術要件等についてさまざまご意見を頂きました。方向性には異論はなかったということだろうと思います。ただ、カーボンニュートラルまたは新しい2030年の在り姿、このようなものが大きく変わっている現在です。このようにもにらみながら、具体的な検討を進めていただければと思います。

以上で、第36回系統ワーキンググループを閉会いたします。どうもありがとうございました。