

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 45 回）

日時 令和 5 年 3 月 14 日（火）16：00～18：36

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
〔北海道電力ネットワーク〕
- 【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
〔東北電力ネットワーク〕
- 【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 3－1】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 3－2】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〕
- 【参考資料 1】再生可能エネルギー出力制御の低減に向けた取組について〔事務局〕

1. 開会

○小川課長

それでは、定刻になりましたので、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45回を開催いたします。

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もオンラインでの開催といたします。

本日は委員全員にご出席いただいております。また、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。

毎回のことでありますけれども、委員の先生方におかれましては、可能であればワーキンググループ中、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、ご発言の時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お送りいただきまして、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。以後の進行につきましては、荻本座長をお願いいたします。

2. 議事

○荻本座長

それでは本日の議事に入りたいと思います。本日は、再生可能エネルギー出力制御の長期見通しについて、それから系統連系に関する各地域の個別課題についての2つの議題を予定しております。

まず、最初の議題、再生可能エネルギー出力制御の長期見通しについて、事務局から資料1の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〕

○小川課長

それでは、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をご覧ください。

まず、冒頭、私のほうから簡単に内容説明の後、各社よりご報告いただきたいと思います。

今映っていますスライド2ページ目になりますけれども、再エネ出力制御の長期見通し、事業者の予見性を高める観点から、本ワーキングにおいて試算結果を公表してきております。

今回、最新の値を基に試算を行ったというところでありまして、その際、後ほど昨年のご議論を踏まえまして、今回は連系線の活用について、初めての試みになりますけれども、受電エリアの受電可能量を考慮した算定というのを試行的に行っております。

これは毎回でありますけれども、ここでの出力制御の見通しはあくまでも試算値でありまして、一定の仮定、前提を踏まえて各社において試算いただいたものになりますので、実際には特に長期の見通しといった時には、需要、電源の状況などによって変動するところでもあります。

具体的な算定の考え方というところでは、まず次のスライドのところにありますけれども、昨年の11月、本ワーキングにおいてご議論いただいた点、下に表で諸元をまとめてありますけれども、過去3年間の平均値を用いているといったところ、それから電源ごとのいろいろな条件をここに記したところでもあります。

また、受電可能量、今回初めてのトライアルというところにつきましては次の4スライド目にありまして、後ほど各社よりご説明いただく予定であります。

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。続きまして、北海道電力ネットワークから資料2-1のご説明をお願いいたします。

【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〔北海道電力ネットワーク〕

○木元オブザーバー

北海道電力ネットワークの木元でございます。それでは、資料に基づきましてご説明させていただきます。

まず2スライドになります。ここでは算定の前提条件ですとか考え方を整理してございますが、昨年と同じですので、詳細な説明は省略させていただきます。

それから、次に3スライドに算定の流れを記載してございますが、4スライド以降に各ステップの具体的な想定を記載してございます。

4スライドをお願いいたします。4スライド以降に各ステップの具体的な想定を記載してございます。ステップ1は検討断面の想定ですけれども、1年間8,760時間を3年分検討するということにしてございます。先ほどお話もございましたけれども、今年度、2019年度から2021年度が対象ということになってございます。

ステップ2の需要想定につきましては、3年間の北海道エリアの需要実績を使用しております。

ステップ3は再エネの出力想定になりまして、太陽光、風力とも各年度の発電実績に将来の設備量の増加を考慮して、将来の拡大時の出力を想定してございます。

6スライドをお願いいたします。6スライド目が一般水力、それから次の7スライド目が原子力と地熱、それから8スライド目がバイオマスの想定ということになってございますけれども、基本的に30カ年の平均ということで、昨年から変わっていないということになってございます。

それでは、9 スライド目をお願いいたします。9 スライド目以降が優先給電ルールによる回避措置ということになります。火力につきましては、需給調整ですとか電圧の維持を考慮した上での最低限の出力としております。

続きまして 10 スライド目ですけれども、こちらが揚水式水力と系統用蓄電池による回避措置の記載ということで、kW と kWh の制約を考慮しております。これも前回同様ということになります。

11 スライドをお願いいたします。会社間連系線の活用について記載してございます。算定に当たりましてはマージンを考慮した連系線の容量を 100%活用できる場合と、あと 0%で活用できない、この 2 ケースで検討してございます。

13 スライドに全体の算定条件をまとめてございますけれども、ご説明いたしましたように、基本的には昨年度と大きな変更はございません。

続きまして、15 スライドをお願いいたします。下のほうに将来の再エネ導入量の想定方法を記載してございます。2022 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。拡大量といたしましては、供給計画における 2031 年度までの拡大量をケース①としておりまして、その 1.5 倍を想定したものをケース②としてございます。2 ケースについて検討してございます。

その下の参考のところに具体的な数字を記載してございますけれども、特に 2031 年度の風力連系量 240 万 kW と記載してございますけれども、昨年度、2030 年度で 178 万 kW としてございましたので、この想定が大きく増加しているということでございます。

17 スライドをお願いいたします。17 スライドが出力制御見通しの試算結果ということでございます。上の表の上段が連系線を活用できない場合の出力制御された割合、下段が 100%活用できたケースの数字ということになってございます。将来の再エネの連系拡大によりまして、出力制御の割合がかなり大きな数字となつてございますけれども、連系線の活用によりまして、いずれのケースも 2 割程度出力制御が減少するという結果になってございます。

なお、先ほどご説明しましたように、再エネ導入量の見通しが増えているという影響もございまして、昨年度のご説明よりも出力制御の見通しが増加しているということでございます。

参考といたしまして、連系線活用量が受電会社の受電可能量を考慮したケースを記載してございますけれども、連系線の活用量が大きいということで、100%のケースの数字に近い値ということになってございます。

次、21 スライドをお願いいたします。21 スライドが出力制御の低減策実施時の試算結果となつてございます。蓄電池導入のケースは、基本ケースとほぼ同じ数字ということになってございます。これは年間を通じて揚水も活用した上で kWh としての作業量が乏しくなっているということが理由と考えてございます。一方、火力の最低出力を引き下げた場合には、下げしろに余力が出てくるということで、出力制御が緩和される結果になったも

のと想定しております。

22 ページをお願いいたします。22 ページが連系線増強を考慮したケースとなります。新々北本 30 万 kW と北海道東京間 HVDC 新設 400 万 kW、計 430 万 kW を考慮したケースを試算してございます。

次のページに試算結果を示してございまして、50%活用ケースですと多少出力制御が残るということになってございますけれども、100%活用ケースでは出力制御は発生しないという結果を得られております。

以上、北海道からの説明となります。

○荻本座長

ありがとうございました。続きまして、東北電力ネットワークからお願いいたします。

【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〔東北電力ネットワーク〕

○菊池オブザーバー

東北電力ネットワークの菊池でございます。弊社の資料につきましては、先ほどの北海道様とかなり重複するところがございますので、ポイントを絞ってご説明させていただければと思っております。

まず 3 ページをご覧くださいと思います。算定の条件の一覧表をここに整理しました。昨年と今回の差につきましては、基本的に設備容量の更新による見直しであり、大きな諸元の変化はございません。

続いて 4 ページをご覧くださいと思います。これは出力制御見通し算定プロセスのフロー図ということで、先ほど北海道様からもございましたが、ここに記載のステップ 1 ～ 4 の検討断面等の設定から、ステップ 5 の優先給電ルールに基づく需給解析を行いまして、出力制御見通しの算定を行います。5 ページ以降にそれぞれの詳細を書いております。

18 ページをご覧くださいと思います。今回の太陽光と風力の導入量の想定でございますが、北海道様からご説明ありましたが、まず 2022 年 9 月時点から 2031 年度までの伸びを考慮したものを①のケースとしており、2022 年度供給計画の最終年度である 1,573 万 kW としております。また、もう少し再エネ導入拡大ということで、①のケースの増加量の 1.5 倍である 1,973 万 kW で太陽光を想定する、②のケースがあります。

19 ページには、風力の導入総定量が記載しておりまして、①のケースで 446 万 kW、②のケースで 576 万 kW と、それぞれのケースを検討しております。

続いて 20 ページをご覧くださいと思います。これが太陽光、風力の出力制御の見通しの算定結果ということになります。上の表の上段が連系線を活用できなかった場合、下段が 100%連系線を活用できた場合ということでありまして、連系線の活用によりましていずれも 15～20%程度の出力制御率を緩和できるという結果になっております。

また、先ほど北海道様からご説明ありましたが、下の表は受電可能量を考慮した場合と

なります。ここで、上の表は3カ年の平均値でございますが、下の表は2021年度算定結果ということになっております。21ページに記載の2021年度のケース①の連系線活用量100%ケースが、出力制御率45.5%に対して、20ページの受電可能量を考慮した算定では出力制御率48%程度でございましたので、東北の場合も連系線が受電可能量を活用できた場合と100%の場合で、ほぼ近い値ということで評価しております。

やはり東北も同じように昨年度と比較しますと、再エネ、特に太陽光の連系量が拡大しているということでございまして、需要に対する再エネ比率が高まったということもございますので、出力制御率が大きな数字になっているということでございます。

21～23ページが各年度の単年度ごとの評価になっております。なお、この評価につきましては、連系線は現在建設中の東北東京間の第2連系線を考慮していない算定結果になっておりますので、その点をご留意いただきたいと思います。

続いて、飛んでいただいて24ページをご覧くださいと思います。出力制御低減策ということでございまして、これも北海道様からご説明ありましたが、1つ目が需要対策ということで、最小需要の10%の蓄電池を6時間容量分導入した場合、それから供給対策ということで火力の最低出力を低減した場合、それから次のページで連系線を増強した場合について検討しております。25ページが連系線の活用状況ということで、この連系線の増強というのが、先ほどご説明しました東北東京間の第2連系線を考慮した断面を想定しているということでございます。

26ページをご覧くださいと思います。再エネ導入量につきまして、先ほど2つのケースでお示ししたうちの再エネ導入量が大きい②のケースで検討してございます。出力制御率低減効果としましては、蓄電池を入れた場合には5%程度、火力の出力を下げた場合には13%程度低減するという結果になってございます。また、連系線増強分を100%活用した場合につきましては、40%程度低減しまして、11.2%まで低減効果があります。

弊社管内で比べますと、風力が多いということがございまして、太陽光のように昼間帯で発電するというわけではございませんので、1日を通して再エネ制御量を低減可能な系統対策、および火力の最低出力低減策の効果が大きくなるというような結果になってございます。

東北電力ネットワークからの説明は以上のとおりです。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に基づき説明をお願いいたします。

【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〕

○岸オブザーバー

東電パワーグリッドの岸でございます。それでは、資料2-3に従いまして、再エネ出

力制御見通しの試算結果についてご説明いたします。

まず、2 スラから 18 スラにつきましては、出力制御見通しの考え方や、算定の諸条件のため、ここは大きな違いはございませんので、説明は割愛いたします。

ちょっと飛びますけれども、19 スライドまでお願いいたします。足元の太陽光の導入量につきましては、1795 万 kW、風力が 43 万 kW です。供給ベースのケース①につきましては、太陽光が 2090 万 kW、風力が 421 万 kW の導入を想定しております。

また、ケース②につきましては、太陽光が 2238 万 kW、風力が 610 万 kW の導入を想定しております。

続いて 20 スラをご覧ください。以降が試算結果です。年度ごとに試算した結果の 3 年平均と受電可能量を考慮した試算結果の両方を載せております。

まず 3 年平均のケース①、ケース②の試算結果についてはご覧の表のとおりでございます。昨年からの大きな変化はございません。また、後に出てくる 23 スラに 2021 年度の連系線活用を見込まない場合と、それからここに載っている受電可能量を考慮した場合の制御率を比較しますと、制御率につきましてはいずれも 2.1% と変わらずで、他方、制御時間はわずかに減少する結果となっております。

以降、21 スラから 22、23 スラにつきましては、年度ごとの試算結果です。

22 スラをご覧ください。2020 年度の結果でございますが、新型コロナの感染拡大に伴いまして、こちら初めて緊急事態宣言が発令された年ですので、需要実績も低かったことから、3 カ年の中でも一番制御率が高い結果となっております。

続いて 24 スラをご覧ください。今年度は新たに需要対策といたしまして、277 万 kW、6 時間容量の蓄電池を導入したケースと、供給対策といたしまして、火力電源等の最低出力を 513.8 万 kW 下げたケースの両方について試算を行いました。その結果が 25 スラとなっております。

2021 年度におきましては、蓄電池導入のケースは、太陽光、それから風力の合成の出力制御率が 3.4% から 2.9% に低減され、火力電源の最低出力を下げたケースにおきましては、余剰がそもそも生じず、出力制御不要という形の結果となりました。これにつきましては、火力電源の最低出力を下げたほうが夜間含めてアワー面での効果が大きくて、出力抑制量の低減に寄与したものと考えております。

東京電力パワーグリッドから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。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 の説明をお願いします。

【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

中部電力パワーグリッドの中谷でございます。それでは、算定結果についてご説明させていただきます。先に説明された会社様と重複するところがございますので、ポイントを絞って説明させていただければと思います。

まず3スライド目をご覧ください。こちらには出力制御見通しの算定条件を示しております。各発電出力は過去3カ年の平均等の実績、それから発電事業者様との協議結果に基づく利用率等から出力を想定。

また、回避措置として、電源Ⅰ、Ⅱ火力については、最低限、それから電源Ⅲにつきましては発電事業者様との協議結果を反映しております。

それから、揚水式の発電所につきましては、点検等において1台停止を除いて最大限の活用を考慮していると。

それから、地域間連系線の活用につきましては、東京電力さんと同様に0として算定しております。

それでは、かなり飛びまして16ページまでお願いいたします。こちらで太陽光、それから風力発電設備の導入量の想定を示してございます。2022年度の供給計画におきまして、太陽光は2031年度が1188万kW、昨年9月よりも123万kWの増加となります。また、風力につきましては、2031年度が61万kWということで、昨年9月よりも23万kWの増加。それぞれの増加量の1倍、それから1.5倍の2ケースで出力制御見通しの算出を行いました。

次のスライドをご覧ください。出力制御見通しの算定結果になります。2019年度から2021年度、3カ年平均の算定結果として、太陽光、風力の合計制御量はケース①では3.3%、ケース②では3.7%になっております。昨年の想定では、それぞれ3.4、4.3ということで若干減少しておりますけれども、この影響としては算定年度を変更したこと、それからバイオマスの出力が減少したこと、太陽光設備を見直したということが主な要因と考えております。

それから、受電会社の受電可能量を考慮した出力制御見通しの算定結果につきましては、2021年度のみ算定しておりまして、太陽光、風力の合計制御率は2.4%ということでございます。

次のスライドに、2021年度の連系線0%の制御見通しを記載しております。太陽光、風力の制御率としては変わらずということになっています。これにつきましては、当社が出力制御を行っている断面においては、他のエリアにおいても受電する余力が小さいということで、制御率が変わらない結果となっています。

続いて21スライドをご覧ください。出力低減策の算定でございますけれども、蓄電池の導入と火力、バイオマスの最低出力の引き下げを行った場合の制御見通しについて算出しております。結果が次のスライドになります。

次のスライドをお願いいたします。低減策の適用時につきましては、2021年度のみ算定を行っておりまして、ケース②の基本ケースは太陽光、風力の合計制御率が2.8%、これ

に対して蓄電池導入ケースが 1.6%、最低出力の引き下げケースが 1.8%という結果でございました。当社の場合、風力の導入見通しが小さいものですから、蓄電池を導入した場合に、昼間帯に充電をして、太陽光が発電しない時間帯で放電するということができるので、制御率が低減しているものと考えております。

当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、北陸電力送配電から資料 2－5 の説明をお願いします。

【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〕

○山下オブザーバー

北陸電力送配電の山下です。それでは、早速説明させていただきます。

まず、3 スライド目をお願いします。記載の表のとおり、今回の算定における太陽光発電、風力発電の導入量は、足元の導入量から 2022 年度供給計画値までの増分に基づき、ケース①をその増分の 1 倍、ケース②を 1.5 倍として設定しております。具体的にはケース①では太陽光は 30 万 kW 増の 150 万 kW、風力発電は 150 万 kW 増の 1670 万 kW となっております。

続きまして、5 スライド目をお願いします。算定諸元を整理した表を記載しております。昨年度からの主な変更点は、需要および太陽光、風力の変動データを 3 カ年ずらした実績置き換えとなっております。

続きまして、17 スライド目をお願いします。今回の算定結果をまとめております。連系線活用量が 0 %、0 万 kW の算定結果は、ケース①で制御率 54%、制御時間 5,816 時間、ケース②で制御率 61.6%、制御時間 6,615 時間となりました。また、連系線活用量が 100%、1670 万 kW の算定結果はケース①で制御率 2.1%、制御時間 270 時間、ケース②で制御率 3.8%、制御時間 466 時間となりました。今回の算定結果は、昨年と比較して風力発電に対する制御量が増加しております。これは昨年度計算条件から風力の導入量の想定が 86 万 kW、これは去年の算定の数字ですけれども、ことしの算定結果は 1670 万 kW と大幅に増加したことによるものと考えております。

連系線活用を受電可能なエリアの下げしろを考慮して参考に算定した結果も下表に示しております。ケース①では制御率 20.5%、制御時間 3,706 時間となりました。連系線活用量 0 % の算定結果と比較して、制御率は約 6 割の低減、制御時間は 4 割弱の低減を確認することができました。

21 スライド目をお願いします。昨年度同様に出力制御低減策を実施した場合の出力制御見通しを算定いたしました。算定は 2021 年度の実績データを用いて、連系線活用量 100%、1670 万 kW のケースの条件で実施しております。その結果を 22 スライド目で示します。

需要対策である蓄電池導入では、制御率 3.6%、供給対策である火力の最低出力引き下げでは制御率 2.9%という算定結果となりました。共に一定の低減効果を確認しております。定性的には各社さんから説明されたように、最低出力引き下げのほうがアワーとして抑制する断面を減らすことができるということと考えております。

以上で北陸電力送配電の説明を終わります。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。続きまして、関西電力送配電から資料 2－6 の説明をお願いいたします。

【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

関西電力送配電、永原でございます。関西につきましても、考え方については他エリアと同様でございますので、ずっと飛ばしていただきまして、資料 18 スライドをお願いいたします。こちらが太陽光と風力の導入見通しになっておりまして、太陽光につきましては記載にありますように 2031 年度で 11,160,000 kW がケース①、ケース②はこのように設定しております。風力は右に記載のとおりでございます。

次のスライドをお願いいたします。先ほどの前提で 3 カ年の制御見通しを平均したものを表示しておりますけれども、関西につきましては前回の算定よりも太陽光の連系見通しの量が増えたということもございまして、ケース①については前回 0.5% だったものが、今回の算定では 2.4% になってございます。ケース②については 0.6% が 4.0% になってございます。

それから、下のほうに参考ということで、連系線活用のケースを算定しております。関西の場合は他エリアでの受電がほぼないということもございまして、後ほど付けております 2021 年度の制御率 2.1% とここでの算定結果 2.1%、ほぼ同じ値となっております。

続きまして、23 スライドをお願いいたします。こちらは蓄電池を導入したケースと火力の最低出力を引き下げたケースでございます。まずケース②、標準ケースで 3.8% のところ、蓄電池導入ケースでは 3.4%、それから火力の最低出力を下げた場合は 0.6% となっております。②a と②b のケースの差分につきましては、まず②b のほうが kW 量が少し大きいということと、②a のほう、蓄電池でございますので、6 時間の容量になっているということもありまして、②b のほうが出力制御を減らす効果大きいというような算定結果になってございます。

併せて関西のほうから 2 点報告させていただきたいと思います。24 スライドをお願いいたします。関西エリアにつきましては、21 年 10 月の系統ワーキングのほうで出力制御のシステムの構築に取り組んでいくというふうなご説明をさせていただきました。現状、それに基づきまして 23 年 9 月末のシステム完成に向けて準備を進めてございます。それとともに

下のほうに記載しておりますように、PCSの切り替え等について発電事業者様へのご説明等を進めてまいっております。

続きまして、25 スライドをお願いいたします。こちらは前回、1 年前の同じ供給見通しの試算におきまして、弊社のほうでの太陽光発電の接続量の誤りがございましたのと、出力制御率の計算におきまして、今年度計算するに当たりまして算定式を再確認しておりましたところ、誤りが見つかったということで、訂正させていただきたいというものでございます。赤字部分が修正箇所になっておりまして、25 スライド以降に添付しております。申し訳ございません。訂正させていただきます。

関西から以上でございます。

○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 の説明をお願いいたします。

【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

中国電力ネットワークの松永でございます。それでは、私からの説明もかいつまんで説明させていただきたいと思えます。

資料の 15 ページをお願いいたします。当社は立地的に、九州・四国・関西エリアに挟まれている中継エリアというところでございます。そのため、連系線の活用につきましては、中国・関西エリアの間の連系線の運用容量に対して、九州・四国エリアからの送電可能量を考慮した残りの容量を、中国エリアの連系線活用量として算定しております。

続きまして、その 2 つスライド後の 17 スライドをお願いします。中国エリアの太陽光の導入の見通しでございます。足元の導入量は 644 万 kW で、10 年後にはご覧のとおり 916 万 kW、あるいは 1052 万 kW の導入を想定しております。

次のスライドをお願いします。続きまして、風力の導入の見通しでございますが、足元の導入量は 35 万 kW で、10 年後は 145 万 kW、200 万 kW の導入を想定しております。太陽光の導入見通しと比較しますと、風力のほうは比較的少ないことが中国エリアの想定でございます。

それでは、算定結果ということで 20 スライドをお願いします。ここで出力制御の見通しの算定結果を記載しております。連系線を活用しない「0 %」の場合の出力制御率は、ケース①で 51.1 %、ケース②で 55.7 % との結果です。連系線の活用を「100 %」とした場合は、ご覧のとおりとなっております。昨年度報告した算定値から、いずれのケースの出力制御率も 10 ポイント程度大きくなっているというところでございます。これは算定条件となっております再エネの導入量が増加したことによるものでございます。

スライド下部の表には、受電会社の受電可能量を考慮した算定結果を記載しております。

ご覧のとおり出力制御率は 23.2%になっておりまして、この時の連系線の活用量は、60%程度と考えております。

続きまして、24 ページをお願いします。これは出力制御量の低減策として、蓄電池の導入と火力、バイオマスの最低出力を下げた場合を想定した算定結果でございます。各算定のベースとするケース②に比べまして、蓄電池を導入した場合の出力制御率は 19.5%ということで、6 ポイント程度低減しております。これは先ほど説明しましたように、風力の導入量に比べて太陽光の導入量が大きいということで、蓄電池を昼間に充電して、それ以外の時間帯で放電するという効果が一定程度見込めるという結果でございます。

また、火力あるいはバイオマスの最低出力を引き下げた場合の出力制御率は、ベースケースに比べまして 12 ポイント程度低減しております。これは中国エリアでは、電源Ⅲの事業者が多く、その事業者の最低出力の引き下げがなかなか進んでいないという実情と考えております。電源Ⅲ最低出力の現状は、40%程度でございまして、これを 20%まで低減できれば、出力制御率が 12 ポイント低減可能という算定結果でございます。当社としましては、この結果をふまえ、電源Ⅲ事業者へ訪問する機会を捉えまして、最低出力の引き下げの必要性等について丁寧にご説明し、事業者のご理解を頂こうと考えております。

私からの説明は以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございます。続きまして、四国電力送配電から資料 2－8 の説明をお願いします。

【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

四国電力送配電の長谷川です。それでは、資料 2－8 につきまして説明いたします。

まず、16 スライドまでお願いいたします。まず、太陽光の導入量想定ですが、足元の 323 万 kW に 2031 年の導入量程度ということで 100 万 kW をケース①、ケース②としましてその 1.5 倍の増の 1500 万 kW を想定しております。

続きまして、17 スライドをお願いいたします。風力につきましては、ケース①が足元 31 万 kW に増分 50 万 kW、ケース②が増分 75 万 kW というふうに想定して、今回シミュレーションを行っております。

続きまして結果ですが、19 スライドをお願いいたします。3 カ年平均の見通しですが、まず上の表ですが、連系線活用量 0%と 100%としておりまして、0%が 0 万 kW、100%が 1800 万 kW というふうに活用量 100%は多くなっております。結果につきまして、ケース①の 0%は 38.6%、活用量 100%は 1.3%というふうになっております。また、ケース②につきましては 0%で 42.3%、100%で 2.8%というような結果となっております。

その下の参考ですが、連系線活用量につきまして受電会社様の受電可能量を考慮した場

合ですが、ケース①で 26.7%ということで、どちらかというとも 0%寄りの結果となっております。

続きまして、23 スライドをお願いいたします。追加ケースですが、これにつきましてケース②をベースといたしまして、また連系線活用量は 100%としております。ベースが 2.8%に対しまして蓄電池導入のケース②－a の例につきましては 1.6%、最低出力引き下げのケース②－b につきましては 2.3%となっております。ケース②－a につきましては 1.2 ポイント減少しておりますが、ケース②－b のほうは 0.5 ポイントということで、減少量は少なくなっております。これにつきましては、四国エリアは最低出力の高いものがあまりないということで、ここを引き下げの効果は少ないというふうになっております。

四国からは以上です。

○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。

【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〕

○緒方オブザーバー

では、九州電力送配電の緒方でございます。では、弊社もポイントだけご説明したいと存じます。

スライド 5 をご覧ください。昨年度の算定条件の比較になります。昨年からは地熱およびバイオマスが若干減少しておりますが、算定結果に大きく影響するような大きな計画変更はない状況でございます。

それでは、次にだいたひ飛びましてスライド 18 をご覧ください。今回の試算ケースでございますけれども、再エネ導入量としまして 2022 年供給計画におけます 2031 年度の導入量の想定分およびその増分の 1.5 倍のケース①と②を想定してございます。

では、次のスライド 19 をご覧ください。2019 年から 21 年までの実績の 3 年平均を基に、連系線活用量の 0%および 100%で出力制御見通しを算定したものでございます。連系線活用量 100%の場合でケース①の場合に 23%、ケース②の場合に 29%の制御率となりました。

その下に受電会社様の受電可能量を考慮したケース、これはケース①での試算になりますけれども、制御率が 38%となりまして、上表におけます 0%と 100%活用時のほぼ中間ぐらいに落ち着く結果となりました。

スライド 26 をご覧ください。続きまして、出力制御率低減方策としまして、ケース②を基本ケースとしまして、蓄電池導入、火力、バイオマス最低出力引き下げ、連系線増強の効果を試算いたしました。

まず、蓄電池導入でございますけれども、基本ケースが 26%であるのに対しまして制御

率が 20%と低減効果が約 2 割、次に最低出力引き下げで 23%、連系線増強のプラス 50%で制御率 15%、プラス 100%で制御率 9%となつてございます。

②b の最低出力引き下げの影響が一番小さくなっているのは、弊社の中で最低出力の引き下げが進んでいる分の効果かなと存じます。

以上でご説明を終わらせていただきます。

○荻本座長

ありがとうございました。続きまして、沖縄電力から資料 2-10 の説明をお願いします。

【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〕

○大城オブザーバー

沖縄電力の大城でございます。弊社の再エネ出力制御見通しの算定結果についてご説明いたします。

2 ページの算定の基本的考え方や算定手法については、他社様と同様ですので割愛いたします。

3 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。実績の採用年度以外の変更点はございません。

4 ページから 11 ページにそれぞれの条件を掲載しております。

12 ページをお願いいたします。無制限、無保証ルールにおける出力制御見通しの算定結果について、2 つのケースについて算定しております。グラフの左の足元の導入量に対して、2031 年度の想定接続量はケース①で太陽光が 43.6 万 kW、風力が 1.3 万 kW の計 44.9 万 kW となっております。また、足元の導入量から 2031 年度の想定接続量までの増加分を 1.5 倍した値を足元の導入量に追加したケース②、47.9 万 kW として算定しております。

13 ページをお願いいたします。2019 年度から 2021 年度の昨年度の結果を平均した見通しでございます。太陽光プラス風力の算定結果としては、ケース①では制御率 0.74%、制御時間が 23 時間の見通しとなっており、ケース②では制御率 1.13%、制御時間が 38 時間となっております。前年度と比較した場合、2019 年度から 2021 年度の 3 カ年のうち、2021 年度は需要が高い影響で制御率が減少したため、3 カ年平均値も減少しております。

14 ページから 16 ページに昨年度の算定結果を掲載しております。

17 ページをお願いいたします。出力制御低減策として、表の前提条件の下、ケース②における見通しについて算定を行っております。

19 ページをお願いいたします。ケース②-a の蓄電池導入対策の場合とケース②-b の火力、バイオマスの最低出力引き下げの場合、制御率は 0%となり、制御は達成しておりません。弊社エリアでは制御量がそれほど大きくないため、昨年度の各対策を実施した場合を効果が確認できております。

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および参考資料1のご説明をお願いします。

【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]

○小川課長

それでは、資料1に戻りまして、まず前提条件と記しています8スライド目になります。今回各社のご説明の中にもありました再エネ導入量のところ、ここにまとめて記しております。例えば一番上にありました太陽光というところで、トータル合計で言いますと約6800万kW、これは足元の数字、それに対してケース①、②と2段プラスが書いてあります。①というのが今足元の伸び率をそのまま伸ばした時、②というのが1.5倍にしたものというものになります。

このトータルの数字のイメージで言いますと、ケース①、今の伸び率をそのまま引き伸ばしたもののというのがエネルギーミックスよりもちょっと低い9割程度ぐらいの数字、一方でケース②、伸び率1.5倍はほぼエネルギーミックスの数字というものになっております。風力の場合には少しミックスをむしろ上回るぐらいの数字の規模感になっているというものであります。

そういった前提の基に、各社に今回試算いただきまして、全体をまとめましたのが次の9ページになります。この9ページの赤枠で囲っているところが各社ケース②でありますので、さっきで言いますとミックスの規模の再エネが入ってきているところというところであります。これをベースにしまして、対策、上の青の枠囲いに書いてありますけれども、需要で言いますと各エリア最低需要の10%分蓄電池、実際には別に蓄電池に限らないわけですが、感度分析のためということで、10%分蓄電池と仮定した場合にどうなるか。まずこれが需要対策になります。

これはエリアによってどれぐらい効いてくるかというのが異なっておりまして、大きいところで言いますと東北、中国、九州というところで5~6%下がっております。エリアにおいてはあまり大きな差は出ていないというのが需要対策であります。

続きまして、供給対策になります。こちらは火力の最低出力を引き下げた場合ということで、先ほどご説明にもありました大きく出ているところ、効果が出ているところでは北海道、東北、さらには中国というところ、先ほど九州さんからは既にエリア内の最低出力はかなり下がっているのというところで、供給対策の効果はあまり出ていないというお話がありました。

系統対策については、北海道、東北、それから九州というところで、特に北海道ではその効果が大きく出ているところであります。

続きまして、10スライド目になります。こちら受電会社の受電可能量を考慮したものというところであります。これは上のほうに出力制御率の数字が並んでおります。受電可能量というのを考慮した場合の数字というのが3段目に並んでおります。すぐ上の連系線活

用量 100%というのと大きく差が出てくるのが、ここですと例えば北陸、あるいは四国、中国においても 10%ぐらい差が出てくる。こういったエリアにおいては連系線でどれぐらい外に送れるかというのが出力制御率に大きく影響してくるというのが見て取れるかと思います。

以上が出力制御率のところですが、参考ということで最後のスライドですが、足元の数字であります、22 年度、今年度、あともう少しで終わりですが、22 年度、九州以外の各エリアで出力制御が生じまして、先週末におきましてここで言いますと東北、中国、四国、九州、さらには沖縄でも出力制御が生じている。かなり暖かかったというところで、需要も落ちている中での出力制御というのが足元の状況になります。

あともう一つ、参考資料のほうは取り組みというところでもありますので、中身のご説明は本日時間も限られておりますので、ご説明は割愛したいと思います。

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。それでは、議題 1 について、事務局および電力会社からの説明を踏まえましてご議論いただければと思います。ご意見、ご質問等ありましたら、ミュートを解除の上、ご自身の手を挙げて、またお声を掛けていただきますようお願いいたします。必要な場合はメッセージもお使いください。よろしくお願いします。

まずは委員のほうからお願いします。岩船委員、お願いします。

○岩船委員

ご説明ありがとうございました。今回、これまでの 4 社、5 社だけではなくて、全てのエリアで抑制が起こる可能性が出てきたということなのかなと思って伺っておりました。その場合に難しいのが連系線の活用の話で、100%活用できるとは限らないのだということが今回、受電可能量を考慮した場合の出力制御率という新しく試算された数字に反映されているのかと思いました。

これが少しよく分からなくて、事務局資料の 9 ページの話で、北海道、東北と九州はマスの地域間連系線が増強されたらどうなるという数字があるわけですが、その増強結果と 10 ページの連系線の活用率というのがリンクしているのかどうかという話ですね。増強された上で受電可能量が考慮されているのかどうかで、また話が少し違ってくるなと思って聞いておりました。

もう一つ、10 ページの下の方の活用率のところがいまひとつよく分かっていないのだと思うのですが、これはそれぞれ順方向と逆方向で使われている時間があって、それぞれの中での平均的な活用率ということかなと思ったのですが、まずそれで合っていますよねと。であれば上で言っていたこれまでの連系線活用量 100%というのは、全ての時間 100%使えるという意味ではなくて、ある限られた時間だけ 100%使えるという想定だったのですかというのが質問ポイントです。

ここの数字が大事だと思うのは、この数字だけ見ると連系線を増強しても、相手方の受

電可能量が制約になって、結局全部使えないのであれば、増強したところで再エネの抑制率は下がらないということにならないだろうかというのが思ったことでした。私の言っていることが正しいかどうか教えていただきたいと思います。

まずここまでです。以上です。

○荻本座長

なかなか難しいところですが、まず事務局から一言頂けますでしょうか。それから必要に応じて各社さんからお願いしたいと思います。

○小川課長

岩船先生、ありがとうございます。ご説明が不十分でありました点をおわび申し上げます。

まずお尋ねの 10 ページの受電可能量を考慮したといった場合、ここで言いますのは連系線活用量と書いてある時には、前の 9 ページ、紛らわしいですけれども、ここでの系統対策というマस्पラの中間整理の増強というのはむしろ入っていないものになります。そういった意味では、9 ページというのはいろいろな対策を講じた場合の数字を見ております。10 ページはそういった対策が入っていない段階、細かく言いますと、10 ページは表の左上に書いてあります各社ケースの①、伸び率が 1.1 倍です。一方で 9 ページは各社ケース②、伸び率 1.5 倍というところで、そこは非常に紛らわしくて申し訳ないのですが、10 ページのところは各社ケース①、ベースのところやったというものになります。

その上で先生からご指摘ありましたとおり、9 ページにあるような対策、今ここでは系統対策、連系線増強するとかなり大きな低減効果があるけれども、10 ページにあるような受電可能量というのを考慮したら、ここの数字が変わってくる、もっと小さくなるのではないか。それはおっしゃるとおりであります。

今回初めての試みで、いろいろなケースを基に受電可能量というところはそこまでできておりませんで、単一の 1 つのケースを基にやってみたというところではありますけれども、今後、次年度以降についてはどういうものをベースにやっていくかというのはまた検討していきたいと思います。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。これは各エリアで特殊な条件はなく、今のご説明で全体だということでもよろしいですか。

○小川課長

そうですね。あともう一つ、連系線の 100%というのが特別な時間帯かどうかという話もありました。基本算定方法で言いますと、24 時間 365 日を取っておりますけれども、そのどの時間帯においても 100%の場合には 100%使える前提で出力制御が起きるのか起きないのかといった形で算定いただいております。

○荻本座長

ありがとうございました。岩船委員、よろしいでしょうか。

○岩船委員

ありがとうございました。今まだ初めての数字ということで、もう少し精査が必要なのかもしれないのですけれども、何となくマスタープランで送電線を増強すると、再エネの出力抑制が減るというシナリオと何となく感覚的に合わないなというところがありましたので、その辺りぜひ全体のバランスと連系線の効果がしっかり分かるように。その上で受電可能量の制約があるならあるで、ストーリーが整合しているかどうかというのをぜひご検討いただいて、またこの数字を見せていただければなと思いました。

9 ページに需要対策、供給対策、系統対策とあるわけですが、マスタープランである程度つくるという確度が高いと決まった系統対策というのが、恐らく一番確実なオプションだと思うのです。需要対策はそれぞれいろいろな事業者が本当にやるかやらないかという話があって、不確実性が高いと思いますし、供給対策に関しては火力の最低出力引き下げみたいな話は、既設にまで手を出さなきゃいけないとすると、それはそんなに簡単じゃないと思うのです。ですので一番確実そうな対策は今のところ系統対策なのかなと思うと、ここがどのぐらいきちんと機能するのかというのが今回受電可能量との関係というのも非常に重要だと思いますので、ぜひここは丁寧にご検討いただければと思います。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。それでは、他の委員の方々いかがでしょうか。それでは、後藤委員、お願いします。

○後藤委員

ご説明ありがとうございました。よく分かっていないところもあり教えていただきたいのですが、こういった数値をシミュレーションして出す目的というところが投資の予見性を高めるといいますか、送電側、発電側も含めて将来的に投資をどのように考えていくかというところで制約になる状況がどのような形で発生してくるのかというところが非常に重要かと思いますが、そういう観点からしますと、今1パターン、2パターンという形で、それからさまざまな条件も加えてご検討されているかと思いますが、このケースを増やすといえますか、状況がいろいろと変わってくる中で、参考となるシグナルとなるような数値を出していく上で、少しケースを増やしていくということが可能なかどうか、こういった算定がどれぐらい大変なものかという労力の部分があまりよく分かっていない面もありますので、その面も含めて教えていただければと思います。

ケース①、ケース②が1.5倍という説明がありましたけれども、例えばもっと少ないケースというのを検討する必要はないのか。それについても教えていただければと思います。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。それでは、これも最初事務局からお答えいただいて、必要に応

じて各社ということをお願いできますでしょうか。

○小川課長

ありがとうございます。後藤委員からご指摘ありました、具体的な手間のところは後ほどいずれかの会社さんからどれぐらいの労力というところは説明いただけるとありがたいかなと思います。

ご質問のありました点、これらのケース、ここで言いますとそれぞれの対策をしていくといったところではありますけれども、今後具体的にどういうふうにしていくのかというのは、また検討したいとは考えております。

事務局からお答えできることとして、もう一点、1倍より小さいところの話は、これも仮定の置き方なのですけれども、1倍のところは今の足元の平均、直近の基に設定しております。そういった意味ではこれがそのままの伸びでいったままではありまして、ミックスとの兼ね合いでそれよりも実際には上を目指しているという意味では1.5倍に振っていただきますけれども、おっしゃっていたような足元の1倍よりも落ちるというケース、もちろん実際には今後あり得るものではありますけれども、その場合には結果として出力制御率の数字は落ちてきますので、事業者へのメッセージといいましょうかシグナルとしましては、1倍というのより低いのをあえてケースとしては追加しなくてもいいかなと考えていたところ です。

事務局から以上になります。

○荻本座長

ありがとうございます。後藤委員、まず事務局からのお答えいかがですか。

○後藤委員

安全サイドといいますか、リスクとなるようなところにフォーカスをしてということで、コンセプトについて理解いたしました。

○荻本座長

それでは、労力というご質問でしたけれども、もし計算の手法が違うということであれば、複数社からどなたかお願いしたいと思いますが、いかがでしょうか。一番計算をやられてきたのは九州さんということでもありますけれども、どのような手法でどのぐらいの労力かというようなお話いただけますでしょうか。

○緒方オブザーバー

では、九州電力でございます。

11月末ぐらいに算定諸元をエネ庁のほうからご提示いただいて、それでわれわれ作業を進めます。今回、3月14日、今日にこのワーキングになりましたけれども、もともと2月の末に準備しておりました。

後藤先生のご質問に対してお答えするといいたしますと、やはり月単位のオーダーをかけて作業はしております。算定ケースが複数ケースあるというのもございますし、計算用の諸元をそろえるということもございますので、ですから数日とかで本当に根を詰めてやれ

ば1ケースはできるのかもしれませんが、複数ケースやらなければいけないということからいきますと、それなりの期間が必要になっているのが現状でございます。

お答えこういう感じでよろしゅうございますか。

○後藤委員

はい、ありがとうございます。作業の費用対効果というのもあるかと思いますが、情報が多ければ多いほどよいという面でもないところもありますし、その辺りどのように作業量と情報の効果とどのように考えたらよいのかというところでお聞きしたいと思っていました。

ですので今後の方向性として恐らくケース①、ケース②という形で今作業していただいているところを増やしていくのかどうか、どちら方向にどういうふうにするところも含めて、今後さらに議論がされていくのかなと思いました。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。荻本から補足で質問ですけれども、追加ケース、1ケース当たりは今のご発言では数日というイメージでよろしいでしょうか。

○緒方オブザーバー

再び九州電力の緒方でございます。荻本先生のご質問からいきますと、どのぐらいのものを変えるかにもよるのかなと思うので、ケースによって少し差がばらつくのかなという感覚はございます。

○荻本座長

分かりました。ありがとうございます。

それでは、他の会社さんで事情が少し違うというようなお話があれば伺いたいと思いますが、いかがでしょうか。また手法が少し違うということでも結構ですけれども。ないということは、手法は九州さんと同じなのだという理解でよろしいですか。計算をどうやって行っているかということですが。

分かりました。お伺いしたレベルでは同じ手法を使っているのだというご説明だったということにさせていただきます。

それでは、続きまして、山口委員、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。大変な計算だったとは思いますが、重要なことですので今後もやっていく必要があるかなと思います。計算方法をどんどん詳しくしていくとか、利害に関わることだと思いますので、詳しくしていかなきゃいけない一方で、後藤委員がおっしゃられるようにどこまで正確にやれば、将来のことをどこまでやるのかというのは難しいところかなと思いますけれども、計算方法の見直しとかそういったことは継続してやっていくべきかなと思います。

私も個人的に全国のシミュレーションをやったりすることはあるのですが、条件によっていろいろ結果が変わってきますので、そういった結果と併せて議論できるという

のかなと思います。

私から些末なことの質問なのですが、火力発電所の最低出力についてですけれども、私は発電所ごとの最低出力、設備としての最低出力だと思っていたのですが、スライド3のところで諸元のところに火力発電所は安定供給が維持可能な最低出力というふうなことが書いてありまして、以前にあったもので見落としていたのかもしれないのですが、電力系統としての安定供給を維持するためのマストラン電源のようなものとして計算しているものなののでしょうか。最低出力の設定も結構結果に影響を及ぼす重要なことなので確認させていただきたいと思います。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。事務局からお願いできますでしょうか。

○小川課長

ありがとうございます。ここは具体の考え方、基本は最低出力というところで現行おおむね30%、一部50%という9ページも示しているものではあるのですが、もしかすると一部は各社さんによってこの数字を電源によって変えている可能性もあるのかなと思うところでもあります。全体としては同じものというところではあります。この辺り、先ほど九州さんからもお話がありましたけれども、例えば九州さんとか割と低くしているのかなと思いましたけれども、補足がありましたらお願いできればと思います。

○緒方オブザーバー

九州電力でございます。山口先生のご質問に対してのお答えとしましては、火力発電所は安定的に運転できる最低出力というのがございますので、そこを先方様とご相談させていただきながら、どこまで下げても大丈夫ですかということで、ここまで下げても運転できますというところを確認させていただきながら、シミュレーションの時はその数字を使ってバランスを組んでいるとご理解いただければと存じます。なので火力さんによってそこにばらつきがあるのは事実でございます。お答えでよろしいでしょうか。

○荻本座長

最低出力プラス調整力を出すために少し上に上がっているということでしょうか。

○緒方オブザーバー

調整力分は加味しております。荻本先生のおっしゃるとおり。

○荻本座長

山口委員、いかがでしょうか。

○山口委員

ありがとうございます。調整力も含めた発電所ごとのユニットかもしれないのですが、ごとの安定出力ということで、ネットワークを考慮した安定度ということではないということよろしいですか。

○緒方（九州電力送配電）

どちらかといえば電源側が安定的に運転できるということでお考えいただければと思います。

○山口委員

慣性力も制約しているのですか。

○緒方オブザーバー

一応系統につながっていれば慣性力は発揮できると思っておりまして、慣性力で幾ら確保しているという話まで厳密に見ているわけではないです。

○山口委員

分かりました。どうも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。他の会社さんで何か事情が違うということがあればお願いしたいですが、いかがでしょう。よろしいでしょうか。

それでは、原委員、お願いします。

○原委員

各社様のご説明ありがとうございました。先ほど後藤委員からのご質問とそれに対する九州さんからの回答に関連しての質問というか確認になるのですが、今回新たに受電可能量を考慮したということで、これの算定手順についてなんですけれども、まず受電できる、先方にしてもらえるものという前提で、いったんどれぐらいの抑制率が出るかというのをシミュレーションで求め、各社さんの結果を持ち寄ってどれぐらい受け入れられるかというものを突き合わせた上で、再度相手にそれだけ送れる量が制約された時にどれぐらいの量になるかというような2回計算しているようなイメージになるのでしょうか。もしそうだとすると、結構これを考慮するということがかなり作業量の増加になるのかなと思って伺います次第です。

○荻本座長

まずこれも事務局から最初お願いしていいですか。

○小川課長

ありがとうございます。今、原委員からご指摘があったのが4ページの資料にあります算出方法、ご指摘のようにいったん各エリアで持ち寄ったもの、フェーズ1というものからフェーズ2で活用量を出して、その上でもう一回回していると理解をしておりますが、この点もできれば九州さん以外で実際にこれをやられた事業者さんに補足していただけるとありがたいです。

○荻本座長

関西さんか四国さん、いかがでしょうか。

○永原オブザーバー

関西送配電、永原でございます。先ほど事務局様からご説明のあったとおり、エリアごとに余剰量を算定して、あと受け入れ可能量も出てきますので、それを持ち寄って組み合

わせて、受け入れられるだけ受け入れて、受け入れられない分は出力制御になるというシミュレーションになってございます。

○荻本座長

原委員。

○原委員

ありがとうございました。そうすると、個社単位での検討にとどまらずに、各社間の連携もした上で、連携というのは作業的に連携した上で評価してみなきゃいけないということで、そういう意味でも作業の工程数が増えて結構大変そうだなと思いました。そのような大変な作業をしていただきましてありがとうございます。

以上でございます。

○荻本座長

やはり補足の質問ですけれども、等時性というのは保存してやり直すのでしょうか、それとも何かいったん平均値にするとかつぶしてからやるのかとか、その辺りはいかがですか。

○永原オブザーバー

関西、永原です。同じ時間ごとに組み合わせてやっておりますので、そういうシミュレーションになってございます。

○荻本座長

分かりました。ありがとうございます。

それでは、他いかがでしょうか。委員の方およびオブザーバーの方含めてお願いしたいと思います。それでは、J P E Aの増川オブザーバー、お願いします。

○増川オブザーバー

ありがとうございます。私の声聞こえてますでしょうか。

○荻本座長

はい、大丈夫です。

○増川オブザーバー

毎年のことではあるのですけれども、こういった長期見通しをお示しいただきまして、まずは感謝申し上げます。

全体を通しまして、昨年度に比較すると抑制量が増えている、厳しくなっているなのというのが全体的な感想なのですけれども、特に北海道、東北、中国、九州エリアにおいては、なかなか厳しい結果だなというのがまず感想でございます。

事業者の立場から申しますと、一般論の話ですけれども、抑制量が 10%ぐらいは皆さん確保されているのだと思うのですけれども、10%を超えてくると新規案件の開発をやろうという事業者が相当減るのかなというようなことが実態だと思いますけれども、そういった観点で見ますと、例えば北海道ですと連系線、マスタープランの増強がなされれば 100%活用でようやくゼロになるわけですけれども、活用がなければ 43%、これは風力、

太陽光合わせて、もっと大きいと思うのですけれども、抑制されると。それから、東北電力さんにおかれても、系統対策をやっても風力、太陽光平均で 11.2%。なされないと恐らく太陽光だけで 15%になっていると。

同じように中国電力さんの場合ですと、系統対策が入っていませんけれども、平均で 13.4 ですか、太陽光だけだと 16.6 と 15%を超えていると。九州さんも系統対策、マスタープランの関門連系線を増強しても太陽光だけで見ると 10%を超えているという、全部できてなかなか厳しいというのが事業者から、数字だけを見ると厳しいエリアがあるなというのが実態だと思います。

ですのでこれをどういうふうに事業者として受け止めて、自分たちの事業計画をつくっていくかというのを注意深く見なきゃいけないというのが感想の話ですけれども、ございます。

やはりこの結果を見ますと、特にマスタープランの系統増強というのは非常に重要だなと。これをなくして北海道、東北、九州エリアにおいては、多分今後、太陽光等で新規開発するというのは事業者ができないということをこの結果が物語っているような気がしますので、増強対策というのがいかに重要か、それを早くやっていただくことが事業者にとっても今後再エネを増やしていくためにも重要ななということを感じました。

もちろんここに出ている以外の対策もきっと丹念に探すとあるかと思いますので、そこも引き続きぜひ検討を深めていただいて、もちろん需要側、供給側、系統が全部できないこともございますし、岩船先生からご指摘があったように、受け入れ側がそれだけ受け入れられないと達成できないということです。プラスアルファをしっかりとやらないとなかなか再エネが入っていかないというふうなことかと思いますので、これ以外の、もちろんいろいろ検討されていると思いますけれども、ぜひ引き続き検討いただいて、何とか再エネの普及拡大にブレーキがかからないようにぜひお願いしたいなと思いました。

ちょっと話が長くなって申し訳ないのですけれども、例えばここに需要側対策と蓄電池がいろいろ示されておりますけれども、ヒートポンプ給湯器、住宅用、業務用、将来は工業用でもあり得ると思いますが、そういう熱利用の分野で電化を進めて、熱として蓄えるとかそういう対策も結構あるかと思いますが、あとは託送料金につきましてもいろいろ新しい制度変更等も検討されているようですけれども、本当に出力抑制が起こっている時間帯であればもっと思い切って割り引くということも簡単な話ではない、そういう検討もぜひお願いしたいとか、それから再エネ側としてはオンライン化をぜひ進めていかないというのは当然ですけれども、今後オンライン化を進めつつ、F I Pに移行がうまく進むことをわれわれも願っているわけですが、そういったことで電力仕様の統合をぜひ加速化していただいて、そういう電力仕様の統合ができつつある電源に関しては、調整力としても活用するようなこともぜひ検討いただいて、出力抑制が発生している時間帯であればもちろん下げ調整力というのが供給可能ですし、上げ調整力というのも条件は限られますけれども、上げ調整力というのも提供可能だと思いますので、その辺のこともぜひ検

討の選択肢から排除しないで検討を進めていただきたいと思います。

それからもう一つは、出力制御に関しましては、再エネの間で、太陽光の間でオンライン代理制御というのが今始まって、これは素晴らしい取り組みだと思うのですが、日本においては卸電力市場がネガティブプライスというのが許容されておりませんので、それが許容される話は別かもしれませんが、技術的に出力がなかなか下げるのが難しいとか止めるのが難しい電源もあるのも承知しておりますけれども、そういった電源が経済的意味でも他の制御されている他の太陽光との公平性の観点でどうかというのをぜひご配慮いただいて、場合によってはオンラインの出力制御の対象を変動制再エネに限らずもう少し広げるようなこともぜひ検討に入れていただけると大変ありがたいなと思いました。

話が長くなりましたけれども、私から以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございました。それでは、委員に戻りまして松村委員、お願いします。

○松村委員

最後に挙げようと思っていたのにタイミングが悪くて申し訳ありませんでした。

まず、岩船委員がご指摘になったマスタープランとの関係なのですが、私の理解ではマスタープランは1年365日48コマ、それぞれのエリアごとでの需要と発電状況を考えた上で、B/Cを計算していると理解していますので、連系線をつくれれば当然に全て確実に使われる、100%利用されるという想定にはなっていなかったと、合理的な、詳細な試算がなされていると思います。

したがって、その意味ではマスタープランのほうの計算は今回やられたようなことは、ある意味で考えられていたと理解していました。ただ、もし私の理解が間違っていて、マスタープランのほうはちゃんとできていないということだとすると、つまり連系線をつくれれば100%必ず利用される想定にもしなっていたとすると、それはBの部分の過大推計となる。念のために確認していただき、もしそうならないとすれば、マスタープランの次期の改定の時には、岩船委員がご指摘のようなことはきちんと考えなければいけないと思いました。

次に、今回出てきたのはあくまで推計なので、実際にこうなるか分からない。どちらの方向にぶれるか分からない。一方でこれからの政策の必要性、あるいは対策の必要性もある意味で示しているのかもしれない。太陽光発電協会からこんなに出力抑制があるのだと、今後の投資に悪影響という点をご指摘いただいたのですが、これだけ出力抑制が起こってくるといことは、ある意味で市場価格が0円になる、今ならほぼ0円、マイナスプライスというのが認められるようになれば、マイナスプライスになるところは、出力抑制が起こっていないところでも起こり得ることも考えると、かなり拡大し、蓄電池などの投資を促す。

さらに、もし例えば蓄電池だとかで調整力というのを適切に供給できれば、最低出力の

ある火力に依存しなくてもよくなる。そうなればその分だけ当然出力抑制も減らせる。

蓄電をしながら調整力を供給するというのは、ある意味で原理的に非常にたやすくできるはずだと思うのですけれども、三次調整力②に対応するものだったら、今余っているという想定の下で充電しているものを本当に需給が厳しくなったら止めるというだけのこと。充電の仕方というのを周波数に合わせることであれば、一次調整力だって供給できるので、そういうようなものがより合理的に、無理やりプッシュするということではなくて、合理的な市場メカニズムの下でよりたくさん入ることになれば、今回の想定は緩和する方向に向かうことだって十分ありえる。

そのようなことを妨げてしまうさまざまな弊害を取り除きながら、そういうものがこれから入ってくることは期待がとても大きいし、今回のメッセージもそういう可能性が十分あるので、つまり出力抑制の時間帯がそれなりの時間になるということがあるということは、逆に言えばそのような電気を利用するというチャンスだというようなことも同時にメッセージとしていろんな形で伝わっていくといいなと思いました。

さらに、これも指摘があったところですが、ネガティブプライスを認めるかどうかということについては、いろいろな意見があると重々承知していますが、そのような今後の投資に厳しいという見方があるということは、逆に言えばネガティブプライスを認める必要性がさらに明らかになったということでもあると思います。ぜひそちらのほうでこの系統ワーキングの課題ではないことは重々承知していますが、関連していることですので、オールエネ庁でネガティブプライスを導入できないかという検討を加速していただければと思いました。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。ご意見ということでよろしいですかね。それでは、岩船委員、お願いします。

○岩船委員

今、私の発言に関してコメントございましたので。私はマスの連系線ができれば100%活用されるとは言っておりませんし、そうも思っておりません。ただ、連系線が増強されると、かなり再エネ抑制量が減るという試算だったと思いましたので、そこの整合が取れているかご確認していただきたいと申し上げただけです。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。これはご質問に近いと思うのですが、事務局、場は違いますけれども、何かコメント頂けますか。

○小川課長

ありがとうございます。最初、岩船委員からのご質問は、まさにこのシミュレーションにおける100%活用のところが受電可能量を考慮すると違ってくるというご指摘でありま

したので、その点はそうですというところであります。

一方で、松村委員がおっしゃったところはまさにそうでありまして、マスプラのほうは24時間365日のシミュレーションをしていますので、連系線100%を仮定しているものではない。どちらかというと今回のものはそれぞれの各エリアに全体最適というより、それぞれのエリアベースで、あと感度分析ということで単発でいろいろな対策をしたらどうなるか、それで見ています。マスプラは全部同時に見ておいて、まさに全体最適でやっているという違いがあります。

その上で松村委員からもご指摘ありました、今いろいろなパッケージ、それから増川オブザーバーからもありました個々の対策で見るといろいろ効果が限られるというのはあるかもしれませんが、これらをトータルですることによって、全体の制御率を抑えていくというところでき取り組んでいきたいと考えております。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございました。今のお答えでよろしいでしょうか。岩船委員、よろしいですか。

○岩船委員

いいと思うのですが、今回のやり方である以上、仕方ないと思うのですが、本来はやはり全国の発電所、連系線を見ながら、再エネが増えていった時に出力抑制量どうなるみたいなシミュレーションもOCCTOのようなツールがあれば恐らくできるはずなので、本当はそこが一括で解けて、情報として発電事業者さんに示されることが本来は望ましいかなと思います。

コメントです。以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。それでは、オブザーバーに戻りまして、風力発電協会の鈴木オブザーバー、お願いします。

○鈴木オブザーバー

鈴木です。ありがとうございます。私のほうからはちょっと細かい点で申し訳ありませんが、この後、後半、3番目のテーマでならし効果の検討といった意味での調整力の確保の検討がなされている報告がございますが、この後の検討した結果というのは、今回の事務局の資料1の長期出力制御見通しにはある程度反映されているのでしょうか。計算のステップがまだよく理解していなかったものですから、あるいは自動的に入っているのだが、その効果は薄いということなのかという辺りについてご解説いただければありがたいなと思いました。よろしくお願いします。

○荻本座長

それでは、北海道電力さん、いかがでしょうか。

○木元オブザーバー

北海道電力ネットワーク、木元でございます。ご質問ありがとうございます。ただ今ご説明申し上げた結果はあくまで需給上の観点ということでございますので、後ほどご説明させていただきます変動に関するものは織り込んでいないということでご理解いただければと思います。よろしくお願いいたします。

○荻本座長

ということは、調整力を評価すると増える可能性があるということですか。

○木元オブザーバー

出力変動に関する調整力という観点は織り込んでおりませんので、それを入れると増える可能性はあるということでございます。

以上です。

○荻本座長

鈴木様、いかがでしょうか。

○鈴木オブザーバー

分かりましたが、いずれにしろこの後の3番目のテーマの後にまたご意見を頂ければと思いました。その時にもう一度手を挙げさせていただきます。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。それでは、火原協、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、中澤です。本日ご説明ありがとうございました。大変な計算だったと思いますが、どうもご苦労さまでした。

それで今日お話を聞いていての感想なのですが、今回は出力抑制に関するシミュレーションだったので、当然火力の最低出力を下げれば効果があるというのはある意味単純な計算ではないかと思います。一方でこれも委員の先生からお話がありましたが、火力の役割は余剰があった時は出力を下げますが、逆に天候が急に曇った時などに出力を上げなきゃいけないという上げの準備をしておくということを火力発電所のほうでは意識して対応しているということです。

その辺につきましては、多分今回のシミュレーション上でも考慮されているのだと思いますけれども、今回の話にあったように、今後対策をしていく中で火力の出力を下げたことによって、上げる側の余力がなくなってしまうようなことが無いことはちゃんと検討していただきたいし、その場合にはこれも電力さんから話があったように、しっかりと発電事業者に設備がどうですかということを聞いていただけるようにした方が間違いがないと思いますので、今後の検討に当たってはその辺についても考慮いただきますようお願いいたします。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。ご要望ということで承っておきます。他いかがでしょうか。よ

ろしいですか。

○荻本座長

それでは、後半の議題ということで、系統連携に関する各地域の個別課題についてということで、事務局から資料３－１の説明をお願いいたします。

【資料３－１】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〕

○小川課長

それでは、資料３－１であります。まず本日のご議論、２ページ目にあります。この後、北海道電力さんからご報告いただいた後、①、②、③、平滑化効果、それから出力制御の扱い、変動緩和要件などについてご議論をいただきます。

それで次の３ページのところに今回北海道さんからご報告いただく内容、昨年のワーキンググループにおいて平滑化効果のところの見方のところ、シミュレーションの精緻化が必要というご指摘がありました。これについては一次および二次①の調整力でありますけれども、２つ目のボツにありますように、NEDOにおきまして調査を行ってきて、その結果が報告されております。今回、北海道さんにおいてはこれを基に平滑化効果を算定したというものになります。

事務局、冒頭以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。それでは、引き続いて北海道電力ネットワークから資料３－２の説明をお願いします。

【資料３－２】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〕

○木元オブザーバー

北海道電力ネットワーク、木元でございます。資料３－２につきましてご説明させていただきます。

スライド２をお願いいたします。本日のご報告内容でございますけれども、昨年７月の第４０回の系統ワーキングにおきまして、風力発電の追加導入量に応じました将来の調整力必要量をシミュレーションしてご報告申し上げました。その結果が左下ということでございますけれども、その際平滑化効果等を反映することにより、さらなるシミュレーションの精緻化を図るということがご提案いただいたということでございます。

具体的に申しますと、右下に表がございますけれども、平滑化効果、変動抑制効果、あと解列枠、風力実証、こういったものを反映するということでございました。この反映したシミュレーションの結果をご報告させていただくということでございます。

次のスライドをお願いいたします。シミュレーションの検討条件でございます。下に図

がございますけれども、前回は風力の設備に基づいて、2021 年度実績ということで予測誤差 30 分内変動、10 万 kW というのはイメージですけれども、風力が増えた時、3 倍、5 倍になった時に、さらなる平滑化効果を見ないで、設備が 3 倍、5 倍になれば予測誤差も 3 倍、5 倍になるということを前回ご説明させていただいておりますけれども、繰り返しのようになりますが、それに平滑化効果ですとか出力制御の場合の変動抑制、あと解列枠といったものを反映するというものが今回ご説明する内容になります。

次のスライドをお願いいたします。まず、平滑化効果の反映でございます。左下に北海道地図と風力サイトが点で記載してございますけれども、現在北海道エリア約 58 万 kW の風力発電が連系されておまして、図で分かりますように日本海側に多く立地しているということでございます。

これに対しまして NEDO 様の委託調査事業の一環として、風力発電の平滑化効果による調査が実施され、その検証結果が 2 月に公表されたというところでございまして、右下にその結果がございますけれども、今回のシミュレーションではこの報告の提案に従いまして、年間で変動が最大となる 11 月の近似式を代表する曲線として採用して、今回シミュレーションしてございます。

次のスライドをお願いいたします。前ページでご説明しました結果を適用した場合の平滑化効果につきまして、下の表に記載してございます。例として一次のところでご説明させていただきますけれども、現在の連系量 58 万 kW に対しまして、例えば 100 万 kW 増えて 158 万 kW になった時、表の右側にございますけれども、設備容量は 2.7 倍になりますけれども、平滑化を考えると変動は 1.7 倍になる。同様に黄色く色掛けしているところ、558 万 kW になった時には、設備容量は 9.6 倍になりますが、変動は 3.2 倍ということで、かなり変動が抑制されるという結果が得られているということでございます。

ただしということで、ポツの 3 つ目に書いてございますけれども、この平滑化効果につきましては、同程度の規模の風力が北海道エリアに偏在することなく連系した場合ということを前提条件にしておりますので、例えば今後想定されます洋上風力のように、大規模風力が 1 カ所に連系するような場合には、ここまでの平滑化効果が期待できないと考えてございます。

それから、NEDO 様の検証結果のまとめ資料では、二次の②、それから三次の①の予測誤差につきましては、平滑化効果の対象外となっておりますので、今回のシミュレーションにおきましてもそのような扱いをしているということでございます。

次のスライドをお願いいたします。平滑化効果の具体的な反映方法、下の図に記載してございます。まず、風力の調整力必要量と太陽光、需要変動の調整力必要量をまずデータを分けてございます。風力の導入拡大に伴う調整力の必要量ということを先ほどの 5 スライドのデータを用いまして算出し、その後再度太陽光、需要変動の調整力の必要と合算しまして統計処理し、各月、各ブロックの調整力の必要量を算定しているということでございます。

次のスライドをお願いいたします。次に変動抑制効果の反映でございます。下に図がございますまして、30 分内変動と予測誤差を分けて考えてございます。30 分内変動につきましては、ゲートクローズ時点で予測されます火力分担負荷が北海道では火力の最低台数 3 台ということで考えてございまして、この最低出力を下回るコマにつきましては、出力制御が必要というふうに判定してございます。出力制御が不要なコマは、残余需要で調整力必要量を算出、これはこれまでどおりでございます。

図がございますけれども、出力制御がない時間帯につきましては、残余需要変動を取ってございまして、出力制御がある場合には需要変動のみということで、風力の変動を見ないということでシミュレーションしてございます。ただ、実際には出力制御が必要なコマであっても、再エネ変動が発生する場合がございますけれども、今回はそこまでシミュレーションに取り込むことが困難でしたので、このような扱いをしているということでございます。

それから、右側の予測誤差でございますけれども、下に図がございます。ゲートクローズ時点で予測される火力分担負荷が先ほどと同様ですけれども、最低出力を下回るという場合には出力制御が必要ということで判定し、下の図の上、出力制御値を上回る場合には出力制御値で固定されるという扱いにしまして、出力制御が必要なコマについては再エネの予測誤差を 0 ということで扱ってございます。出力制御に伴う変動抑制につきましてはこのような考え方を取ってございます。

次のスライドをお願いいたします。次に解列枠でございます。北海道エリアにおきましては、調整力として期待できる火力発電機の並列台数が 3 台以下の場合、解列するという条件に連系いただいている風力発電所が 2 カ所、計 5 万 kW ございます。

本シミュレーションで火力の並列台数が 3 台以下となる時間帯には、一次から三次①のそれぞれの必要量に係数を乗じて、解列枠相当の調整力必要量を減少させているということでございます。

具体的には小さい字で恐縮ですが、※のところ、例えば 100 万 kW の場合は、解列枠除きの風力設備量 153 万 kW、エリアの風力導入量 158 万 kW ということで、97% の係数を掛けているという形になります。以上、解列枠でございます。

次のスライドをお願いいたします。風力実証の扱いでございます。下に図がございますけれども、風力実証につきましては、前日予測の分を卸電力市場のほうに拠出しているということでございます。ゲートクローズから実需給の間の差につきましては、北海道エリアの調整力を活用してございまして、東京エリアには前日予測から 1 時間前までの予測誤差に相当する分を東京エリアの調整力を活用させていただいており、これが三次の②に相当するということでございます。ということでございますので、短周期変動の一次から二次の①、それからゲートクローズ時点での予測と実績の差、二次の②と三次の①につきましては、北海道エリアの調整力で対応しているということになりますので、一次から三次の調整力の必要量を算定する今回のシミュレーションにおきましては風力実証ということ

で、特別な考慮は不要だと考えてございます。

次のスライドをお願いいたします。以上を踏まえまして、精緻化項目のまとめということになりますけれども、平滑化効果、変動抑制効果、それから解列枠ということで、①、②、③ということで、シミュレーションに反映させるということでございます。平滑化効果と変動抑制効果につきまして、変動抑制している時に同時に平滑化効果をシミュレーションに反映させるということがちょっと難しかったものですから、下の図になりますけれども、平滑化効果と解列枠を考慮したもの、それから変動抑制効果と解列枠を考慮したものということで、これは各月、ブロックごとに比較しまして、必要な調整力が小さいほうというものを今回、調整力必要量ということで算定させていただいております。これが一次と二次の①の扱いでございます。

それから、予測誤差に相当する二次の②と三次の①につきましては、平滑化効果の対象外ということで、変動抑制効果のみの結果を採用しているということでございます。

続きまして、スライド 11 をお願いいたします。スライド 11 がシミュレーションの試算結果ということでございまして、左側が今回の試算結果、それから右側が参考に前回ご説明させていただいた試算結果ということでございます。グラフと表と両方記載してございますけれども、前回報告した結果と比べますと、必要調整力がかなり減少しているということでございます。特に一次と二次の①が平滑化が進むということで、小さい数字になっているということでございます。

それから、今回の結果につきまして、追加 400 万 kW から 500 万 kW に増える際、グラフで見ても必要量の増加がかなり鈍化しているということでございまして、ここは再エネの出力制御が主に効いているということでございます。

二次の②におきまして、300 万 kW から 400 万 kW の追加の時に、かなり必要量が増えておりまして、逆に 400 万 kW から 500 万 kW に行く時に、必要な調整力が減少しているということが結果として得られてございます。ここにつきましては、12 スライド、次のスライドで少しご説明させていただきたいと思っておりますけれども、左の図になります。風力 300 万 kW から 400 万 kW に移る時に出力制御が発生しまして、三次の①が減少して、二次の②が増えたということで、追加 400 万 kW の時に二次の②がかなり増えたというような結果になったということでございます。

次に 500 万 kW まで増やした時には、二次の②の必要量が発生した時も含めて、出力制御により変動抑制がかかったということで、500 万 kW になった時には二次の②が逆に減少したということで、普通では出てこないような結果がちょっと得られたんですけれども、それについては今ご説明させていただいたようなことが要因になっているということでご理解いただければと考えてございます。

続きまして、スライド 13 ページをお願いいたします。供出可能な調整力を試算しているものでございます。火力につきましては、火力分担負荷に応じて運転火力ユニットを増やしていつているということ、それから揚水発電につきましては、可変速を 2 台、混合揚水

を3台、それから蓄電池につきましては、南早来変電所に設置してございます大型蓄電池1.5万kWを一次調整力に計上しているということでございます。これが供出可能な調整力の試算の条件という形になります。

14スライド、次のスライドをお願いいたします。

○小川課長

事務局です。もう一回映し出すのに時間がかかるので、ご説明よろしければ続けていただけると。

○木元オブザーバー

はい、分かりました。図がございませんけれども、14スライドでは調整力必要量の評価ということでございます。調整力ごとに各月のブロックごと、時間ごとの調整力必要量を示してございます。今ご説明させていただきました精緻化項目の反映によって、調整力必要量がかなり減少してございまして、前回ご説明の時と比べて調整力が不足されているというブロックが少なくなっているということでございます。14スライドが今のご説明になります。

次のスライドをお願いできますでしょうか。15スライドですけれども、需給調整市場にございます各月の商品ブロックごとの調整力必要量の過不足状況を示してございます。字が小さくて恐縮でございます。黒い数字が調整力の余力を示してございまして、赤く塗っていると、また赤字でマイナスの数字を記載しているところは調整力が不足しているということを示してございます。

追加導入量が200万kWのところは、軽負荷期、春秋の昼間帯のみとなつてございますけれども、追加導入300万kWのところは、季節、時間帯に関係なく、ほとんどの時間帯で調整力が不足しているという結果になってございます。

まとめでございます。16スライドをお願いいたします。上の2つは先ほどお話ししたところでございます。シミュレーションの精緻化を図り、調整力必要量の増分というのが精緻化前と比べてかなり減少したということでございます。

一方、繰り返しになりますけれども、今回適用した平滑化効果が期待できるのは、風力が偏在することなく連系した場合が条件となりますので、今後洋上風力等の大規模風力が1カ所に集中し連系する場合には、平滑化効果がここまで見込めないということになりますので、調整力必要量は増加するという形になりますので、大規模風力等実績が出てくれば、またシミュレーション等の見直しが必要であると考えてございます。

それから、調整力必要量につきましては、2021年度の実績のみでシミュレーションしておりますので、また実績によっては変動が増加する結果が得られるということも考えられますので、今回のシミュレーションにつきましては、一定の前提条件、仮定を設定した上でということでご理解いただきたいということ。実運用におきましては今回の評価どおりに調整力を確保できない場合があるということにつきましてもご了承いただければと思います。

それから、安定供給確保に必要なセーフティーネットといたしまして、調整力が不足する場合には自然変動電源を出力制御するということが必要になりますので、こういったところの制度設計についても引き続きご検討いただければと考えてございます。

それから、最後になりますけれども、再エネポテンシャルが大きい北海道エリアに、今後、余剰風力と風力発電が大量に連系されることが想定されますけれども、調整力費用が増加していくということで、特定エリアにその負担が偏ることがないように、以前、大量導入小委で整理されてございますけれども、そういった面につきましても、引き続き費用負担についてご議論いただければと考えてございます。

報告につきまして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、事務局から資料３－１の続きをお願いいたします。

【資料３－１】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〕

○小川課長

それでは、資料３－１でまず４ページ目になります。こちらは今し方北海道さんから報告があった内容、前回の右のグラフから今回左下というところでありますので、ご説明は割愛いたします。

続きまして、資料スライド５ページになります。論点②－１になります。調整力不足の時の出力制御の在り方というところであります。これにつきましては、昨年９月の電力広域機関での専門委員会におきまして、需給調整市場で必要な調整力を確保できなかった場合の対応ということで整理がなされております。電源の追加起動というところでありますので、これによって必要な調整力が確保されるというところであります。

ただ、それでもなお調整力が不足する場合ということで、電源の追加起動に間に合わない、それ以上ないといった時には、調整力の確保された量を前提として変動再エネを抑えていくという形で、需給バランス調整が行われるというところでございます。

その際ということで３つ目のポツにあります火力、バイオマスなどは、前半のご議論がありました通常の需給バランスにおきましては最低出力まで下げられるというところでありますけれども、調整力が足りない場合には、必要最小限の範囲で限る必要がありますけれども、必要な出力を維持する、最低出力まで引き下げない。これも前半少しご質問との関係でやりとりがありました。そういった形で最低出力よりもちょっと上で持っておくというような運用を認めることとしてはどうかというところであります。

なおということで、変動再エネが余剰とならない時に調整力が不足する状況というのは、今の電源の状況などからすると想定されないのですけれども、将来的にはあり得ないわけではないというところでありまして、そういった状況が生じると考えられる場合には、改めて出力制御についての検討を行うというふうに整理したいというのが②－１になります。

続きまして８ページ目、こちらは②－２になります。対象となる電源というところであ

りまして、ここは既にこれまでもご議論いただいています既存電源、新規電源の公平性というところでありまして、調整力不足に対応する制御分については、変動緩和要件の撤廃時点以降に接続検討を行う電源が対象になると考えられます。

具体のやり方というところで言いますと、最後のポツに記しているような変動緩和要件撤廃以降の接続検討受け付けにつきましては、同意書、今ノンファームでやっているようなものになりますけれども、仮に調整力不足が生じた場合には、出力制御の対象になるということを条件としての接続というふうにしていってはどうかというところであります。この点は論点②－１、１つ前でもありました。今の時点ですぐそういうのが想定されるわけではないのですけれども、仮にそうなった場合にはという条件付けになります。

以上を踏まえまして、具体のスケジュール、10 ページ目になりますけれども、既に7月からということで一度整理しております。具体のところ、今回のシミュレーション結果を踏まえて、当面は調整力不足が生じる断面はないというところで、予定どおり今年の7月1日から変動緩和要件を不要とした接続検討の受け付けを開始することとしてはどうかと考えております。

具体の受け付けのところ、申し込みの集中も想定されるということでは、7月1日を待たずに北海道さんのほうで準備ができ次第、申し込み書類の内容の協議を開始すると。早ければ4月中と記しているところであります。こういった形で円滑に進めていければと考えております。

最後、11 ページ、論点③－２ということで、こちら蓄電池募集プロセスの残りの部分については、基本的に取りやめの方角ということで既にワーキンググループでも整理いただいておりますけれども、今回の整理を踏まえまして、3つ目のポツにありますけれども、Ⅰ期残りの容量の募集というのを最後としまして、Ⅰ期の残り、そしてⅡ期については正式に取りやめることとしてはどうかと考えております。

事務局からのご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、ただ今のご説明に関してご意見、ご質問等をお願いいたします。まずは委員の方、馬場委員、お願いします。

○馬場委員

ご指名いただき、ありがとうございました。また、丁寧にご説明いただき、感謝申し上げます。非常に大変な計算だったと思います。どうもありがとうございました。

北海道電力さんの11枚目のスライドを拝見すると、前回のご報告での結果と比較すると平滑化効果及び出力抑制による変動抑制の効果が大きく、必要な調整力の量を大きく低減可能であることが分かり、このような効果を含めて検討をする必要性を強く感じました。

ただ、今回の検討は現状の北海道内部の需要などのみを考慮して計算されており、追加で再エネを200万kW程度というのは、2030年時点近傍で考えられる最大の想定であると思いますが、さらに風力の追加の連系量があること想定をする場合、マスタープランで考

えられている直流の増強が行われた場合も検討する必要があると思います。

そのような場合、直流連系線は制御で電力潮流を制御出来てしまうので、変動分だけを北海道に残して、平滑化された電力を遠くに輸送するような下手な使い方をされると大変なことになってしまうと思います。

下手な直流送電の使い方をすると、出力抑制による変動抑制効果が効かなくなり、もっと変動が大きくなる可能性も考えられると思います。このような意味で直流の連系線をどう有効に活用するのもよく考えないといけないと、この結果を拝見し思いました。

多分、まだ時間があるので、変動成分だけを北海道の中に残し、送電先は知らんぷりということがないようにし、再エネの変動分の補償をどう公平に分担していくのかも考えていく必要があると思いました。

それから、事務局の資料では調整力が不足するような事態は考え難いが、万が一の場合のプロセスを整理していただきまして、ありがたく思っております。これで十分かどうかは分かりませんが、一応お守りで考えておくことは重要であると思いました。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。ご質問はなかったように思いますので、事務局から何かこの段階でございませうでしょうか。

○小川課長

特にありません。馬場委員からご指摘ありました直流送電の使い方のところ、まさにこれからの検討、課題だと考えております。ありがとうございます。

○荻本座長

ありがとうございます。他いかがでしょうか。松村委員、お願いします。

○松村委員

まず、事務局の提案は全て合理的だと思いますので、全て支持します。このとおりにやっていただければと思います。

北海道電力が示してくださったスライド 16 が今回の委員会にとってだけでなく、一般に重要なことが書いてあると思います。全くもったもなことを書いていただいたと思います。

最後から 2 番目のポツですが、これは全くそのとおりで、今回の文脈では事務局案でこれに対応することを示していると思いますので、事務局案どおりに行けばこれに対応したことになると思います。これに限らず本来は安定供給に大きな支障がある時には、ある意味でオールマイティという大変なのですけれども、ネットワーク部門はどんな命令でも発電事業者に出せる立て付けになっていないと、本来本当に困った時に対応できないし、実際に制度上もそうなっていると思います。

今回出てきたものは、具体的に予想されるものについては、そういうところに行かないようにあらかじめちゃんとルールを定めておくということで、今回適切に整理していただいたのだと思います。今後も同様の問題は次々と出てくると思います。そのたびに今回の

ように指摘していただければと思います。

最後の点も重要だと思うのですが、再エネを大量に導入する時に、大量に導入した地域の負担が増えるのは本来的におかしい。これは日本全体のために再エネを一定程度入れるということで、ポテンシャルが大きかったところに負担が大きくなるというのは、今回の件に限らずそもそもおかしい。これは日本全体で支えていくべきものだと思います。

連系線、あるいは地内の送電線などに関しては、徐々にそういう考え方が入りつつあると思いますが、それ以外にもいろいろなコストがかかり、それが本来地域の利益ということではなくて、第一義的には日本全体の利益だという時に、その負担をどうするのかということを、今回の件も重要ですが、これ以外の件も含めて今後この視点を持って考えていかなければいけないと思います。ご指摘ありがとうございます。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。他いかがでしょうか。それでは、原委員、お願いします。

○原委員

私のほうも今ご説明いただきました内容ならびに事務局様から頂きました論点につきまして賛同するところであります。

また、北海道電力さんのほうからご説明いただきました資料にもありますように、今回の必要な調整力のエスティメートは、ある意味ある前提条件に基づいた外挿的な評価になっていますので、またいろいろな前提が崩れてくると、その数値自体も多いほうか少ないほうか問わず変わってくるものかと思いますので、今後の導入増に併せて状況を常にウォッチしていただきながら、将来に向けた評価というものを継続的にやっていただくことが重要なかと思いました。作業としては大変かと思いますが、予見性を確保するという意味では重要なポイントかと思いますので、引き続きのご対応いただければと思います。

以上でございます。

○荻本座長

ありがとうございます。ご意見ということでよろしいかと思います。

それでは、JPEAの増川オブザーバー、お願いします。

○増川オブザーバー

ありがとうございます。今回の調整力の精緻化、必要な調整力につきましても大変分かりやすく解説していただき、ありがとうございました。

私のほうから1点質問と1点コメントがあるのですが、北海道電力さんの資料の10ページ目、これだけじゃないのですが、精緻化の項目として平滑化効果ということで、風力だけでなく太陽光と風力を組み合わせた場合ということも平滑化効果というのはあると思います。それも含まれているのだらうかと理解しています。その確認が1つと、それから②の変動抑制効果、解列、これも効果としては大きいんだなというふうに改めて認識しました。

この点に関しては、変動性再エネに抑制された場合に、変動が利用成分が小さくなるということでそのとおりだと思うのですが、これにつきましては二次の②、三次①の影響がここで述べられていますけれども、教えていただきたいのは三次調整力②に関しては全く影響がないのか。極端な例を申しますと、例えば 100%出力制御、抑制するということが起これば、予測誤差というのは基本的になくなるというふうに理解しているのですが、予測誤差に伴う調整力、三次調整力②に関しても、こういった変動性再エネの抑制されている時というのは影響があるのかどうかというのを教えていただければと思います。これが質問でございます。

それから、事務局さんの資料の 5 ページ、調整力不足による出力制御の在り方、これは松村委員からも話がありました。私の認識としては、広い意味では下げ調整力が不足する場合というのは出力抑制が発生する。九州エリアさん、それ以外のエリアでもそうだと思うのですが、調整力が足りなくて抑制するというのは、今でも広い意味では実施されているのかなという認識です。

北海道エリアさんの場合は、蓄電池の募集とかあったので、少し特殊なのかもしれませんが、広い意味ではそれは当然のことかなというふうに認識しているというのがコメントでございますし、それにつきましても必要に応じて再エネ側としても対応する必要があるかなと思っております。これについてもオンライン制御化というのが今後重要になると思いますので、その辺も送配協さんと一緒にいろいろ活動も含めてやってまいりたいと思います。

以上でございます。よろしく思います。

○荻本座長

ありがとうございます。それでは、ご質問に関して北海道電力さんからお願いできますでしょうか。

○木元オブザーバー

ご質問ありがとうございます。

まず 1 点目の風力と太陽光の平滑化というところでございますけれども、今 10 スライド出していただいておりますけれども、6 スライドをまずご覧いただいたほうがよろしいかと思います。風力と太陽光・需要変動とをここで同じ時間で重ね合わせておりますので、そういった中で風力と太陽光の平滑化は考慮されていると考えてございます。

それから、2 目、三次の②につきましては、今回三次の①までが対象ということで、今回検討対象外ということではありますけれども、出力抑制されれば予測誤差自体も小さくなるということになるかと思っておりますので、そういった意味で繰り返しになりますが、出力抑制発生すれば、三次の②の必要量ということにつきましても減るという形になるのかなと考えてございます。

以上でよろしいでしょうか。

○増川オブザーバー

ありがとうございます。よく分かりました。

○萩本座長

ありがとうございました。それでは、鈴木オブザーバー、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の鈴木です。

事務局さん、それから北海道電力さんに細かい平滑化の検討いただきまして、大変ありがとうございました。また、先ほどの1個目の質問の続きにもなるんですが、いわゆるページで言うと14、15ページというのが調整力不足になる評価をしていただいたブロックの表になっているわけですが、その中身から見て出力制御量が2031年の断面の長期見通しということになったので、400万kW～500万kW入るところを前提にした数値になっているのかもしれませんが、かつそうなると出力制御することで調整力不足に対応するということも条件に入ってきているので、何が中心で出力制御が増えているのかなというのが一義的には言えないかもしれません。

ただ、今後2030年ぐらいまでの間において、先ほど委員の先生からもありましたけれども、200万kWないしはプラスアルファと入っていく中では、必要調整力は若干なりとも改善する方向にはなっているというのはある程度明確になったのかなと思いますので、そういうところというのは具体的に制御見通しのところにどんな形で反映されるようになるのかなという見通しを北海道電力さんのほうにお聞きできればと思いました。

それからもう一点は、松村委員のほうからもありましたが、最後のまとめの表の下からポツ2のところの電力の安定供給確保に向けた調整力不足の自然変動電源の出力制御に対する制度設計というところで言うと、やはり将来的に変動再エネの出力制御を積極的にやらなければいけないという流れかなと思いますので、海外でも進めているような調整力のネガティブプライス制度というのもぜひ検討に努めていただければと思いました。

以上です。

○萩本座長

ありがとうございます。それでは、北海道電力さん、いかがでしょうか。

○木元オブザーバー

ご質問ありがとうございます。今ご質問いただきましたとおり、200万kWぐらい追加で入ってきますと、調整力が不足するということが将来的に想定されるというところでございます。これに対する調整力確保というご質問だったかと思いますが、今北海道エリア内に蓄電池を設置されたいという事業者さんも出てきていらっしゃると思いますので、蓄電池の活用ですとかそういったところが今日ご説明しました火力ですとか揚水といったものの以外で考えますと、有力なのは蓄電池の事業者さんが入っていらっしゃるということかなと考えてございます。今はっきりしたお答えをできなくて申し訳ないのですが、今想定される中ではそういった形での調整力の確保かなと考えてございます。

そういったお答えでよろしかったでしょうか。

○荻本座長

今回の必要量の低下が長期見通しの算定に入るかというご質問もありましたがいかがでしょうか。

○木元オブザーバー

すみません。先ほどの下げしろのところと今回の調整力の話の合体というお話かなと思いますけれども、先ほど九州電力さんからもこのシミュレーションがかなり大変だというお話があり、今回の両方合わせるとなると、なかなか正直言って難しいシミュレーションになるかなと思ってございますので、どうやって検討するかといったところも含めて、ご相談させていただきながら進めさせていただければと考えてございます。

以上でございます。

○荻本座長

鈴木様、いかがでしょうか。

○鈴木オブザーバー

ありがとうございます。確かに非常に大変だと考えておりましたので、ぜひ前向きに制御率の低減に向けた対応について引き続きよろしくお願いいたします。

以上です。

○荻本座長

ありがとうございます。他いかがでしょうか。よろしいでしょうか。

私から気付きの点があるのですがけれども、出力制御している時の変動とか予測誤差のところ、出力制御が一律で行われている状態と風力だと、PVもそうですけれども、1カ所ずつ出力制御が行われる場合では、結果がだいぶ違うはずだと思っています。もしかすると今回の計算って一律制御的な感覚で処理をされているような気がしていて、その場合は必要量の低減が大きいほうに答えが行っている可能性があると思うのですが、この点はいかがでしょう。北海道さん。

○木元オブザーバー

ご質問ありがとうございます。今ご指摘いただきましたとおり、出力制御につきましては一律制御のイメージで今回検討してございます。輪番的にやる場合と出力変動の抑制効果というのは違いが出てくるというのがご指摘のとおりかなと考えてございます。

変動につきましては、輪番で制御したほうが変動の抑制効果というのは高いという形になろうかなと思ってございます。このようなお答えでよろしかったでしょうか。

○荻本座長

いろいろ解析が難しいところだと思いますけれども、必要量を確保できるようにやり方を考えていただければよいかなと思っています。

それでは、全体を通していかがでしょうか。よろしいですか。

3. 閉会

○荻本座長

それでは、まとめをさせていただきます。本日も本当に熱心なご議論ありがとうございました。本日のワーキンググループではまず再生可能エネルギー出力制御の長期見通しについてということで、各社で算定結果や低減対策の効果について説明を頂きました。また、低減対策の進捗についてご報告いただきました。頂いた意見を踏まえて、引き続き出力制御低減に向けた取り組みを進めていただければと思います。

それから、後半、系統連系に関する各地域の個別課題について、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ということに関しまして、北海道電力ネットワークより調整力必要量に係るシミュレーションの精緻化についてご報告いただき、変動緩和要件の撤廃に向けた幾つかの論点についてご議論の上、了承いただいたと考えます。引き続き必要な取り組みを進めていただければと思います。

以上で第45回系統ワーキンググループを閉会といたします。どうもありがとうございました。