

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 49 回）

日時 令和 5 年 12 月 6 日（水）17：00～19：24

場所 オンライン開催

1. 開会

【資料 1】 再生可能エネルギーの出力制御の抑制に向けた取組等について [事務局]

【資料 2】 四国エリアの下げ調整力に係る課題と対応について [四国電力送配電]

【資料 3】 系統用蓄電池の接続・利用の在り方について [事務局]

【資料 4】 日本版コネクト&マネージにおけるノンファーム型接続の取組 [事務局]

【資料 5-1】 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 5-2】 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]

【資料 5-3】 風力発電の導入拡大に向けた実証試験について [北海道電力ネットワーク]

【参考資料 1-1】 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]

【参考資料 1-2】 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]

【参考資料 1-3】 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]

【参考資料 1-4】 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]

【参考資料 1-5】 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]

【参考資料 1-6】 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]

【参考資料 1-7】 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]

【参考資料 1-8】 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]

【参考資料 1-9】 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]

【参考資料 1-10】 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]

○小川電力基盤整備課長

それでは、定刻になりましたので、ただいまより総合資源エネルギー調査会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49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は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。

いつもと同様、委員の先生方におかれましては、可能な範囲で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挙手ボタンを押していただき、また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。

それでは、この後、議事に入ります。以降の議事の進行につきましては、座長をお願いいたします。

2. 説明・自由討議

- (1) 再生可能エネルギーの出力制御の抑制に向けた取組等について
- (2) 効率的な系統運用に向けた諸課題について

○馬場座長

皆様お忙しい中、ご参集いただきどうもありがとうございました。

それでは、本日の議事に入りたいと思います。

本日は、議題としては一つ目が「再生可能エネルギーの出力制御の抑制に向けた取組等について」、それから二つ目として「効率的な系統運用に向けた諸課題について」ということでございます。本日、非常に資料の数は多くございますけども、多くが参考資料ということで、参考にしていただければというふうに思います。

それで、質疑については議題ごとに行うということでよろしくをお願いいたします。

それでは、時間もありますので、まず最初の議題です。再生可能エネルギーの出力制御の抑制に向けた取組等についてということで、資料1から資料3まで説明していただきまして、それで質疑のほうに移りたいと思います。

それでは、事務局から資料1の説明のほうをよろしくをお願いいたします。

【資料1】 再生可能エネルギーの出力制御の抑制に向けた取組等について〔事務局〕

○小川電力基盤整備課長

ありがとうございます。

それでは、まず資料 1、再エネの出力制御の抑制に向けた取組等について、ご覧いただければと思います。

1 ページ目にありますけれども、本日のご議論は大きく三つ、出力制限の長期見通し、そして二つ目に実施状況・課題、ここで一旦切りまして、四国電力さんにご説明をお願いします。そして三つ目、新たな再エネ出力制御対策パッケージについてということでご説明、ご審議いただきます。

はじめに、再エネ出力制御の長期見通しについてであります。4 ページ目をご覧ください。

出力制限の長期見通し、本ワーキンググループで毎年、試算結果を公表しております。具体の数字、参考資料ということでつけておりますけれども、今回はその結果をまとめてご報告いたします。これらの見通しの数字というのは、あくまで試算値というところで、いろいろな前提については資料にも記しているところであります。そういった意味での大きな傾向というところでご確認いただければと思います。

次の算定結果、次の 5 ページ目をご覧ください。

まず、赤枠で囲っているところが、各社のケース②と呼ばれるところ、ここは一定の仮定の下に、再エネの導入が進んでいったときの出力制御の見込み値であります。これをベースにしつつ、それぞれ需要・供給・系統、青枠の中に囲ってあるような対策を講じたときに、制御率がどう変わっていくかということを記しております。この各社ケース②の前提となる諸元は、参考で 7 ページにありますけれども、ここでのご説明は割愛いたします。

5 ページ目に戻りますと、まず数字、これは昨年も同様の傾向でありますけれども、まず北海道、東北の数字が非常に高くなるということで、西のほうでは中国で十数%となりますし、九州が 30%というところであります。それぞれ需要対策、上の箱になります例えば各エリアの最低需要の 10%分、蓄電池 6 時間容量分の需要が創出と仮定すると、これもエリアによって効き方は変わってきますけれども、例えば北海道でいいますと、54.8%が 48.2%ということで、7%弱減ると。九州も同じく 7%程度減るというこの需要対策、それから供給対策は、これもエリアによって変わってきます。こちらは北海道、東北では比較的大きく減少しますけれども、一方で九州はマイナス 2%にとどまるという結果になっております。

さらに系統対策でありますけれども、こちらは北海道、あるいは東北でも大きく制御率の低減に寄与するという結果になっております。

もう一つ、6 ページ目ですね。こちら、以前いただいたご意見を踏まえて、今まだ試算でありますけれども、受電可能量を考慮した出力抑制率の結果の傾向を見るという意味で記しております。若干前のページとケースの前提が少し違うので、数字が必ずしも同じには比べられないですけれども、一番下にありますような受電可能量を考慮したときに、北海道、東北が高いということ、それから西のほうもかなり高い形ということと、あとその他の地域の制御率も少し高くなっていくというのが、そういった結果になっております。

いずれも試算結果というところで、具体の方法、例えばやり方などは 8 ページに参考としてつけております。

以上が今回の試算の結果、長期見通しになりまして、続きまして、出力制御の実施状況、課題というところで15ページに飛びます。

こちら今、足元の状況ということでいいますと、秋になりまして、九州エリアを中心に出力制御が増えていました。12月に入っても、九州では日によっては行われているということでありまして、特に九州エリア、次の16ページにありますけれども、9月そして10月と、出力制御がやや多くなっているというのが足元の状況であります。

一部対策の実施状況ということで18ページ、一例ということで記しておりますけれども、後ほど出力制御対策のパッケージの取組の一つとして出てきます火力の引下げ、定格出力の引下げについては、今、各送配電事業者において発電事業者と協議を行っているという状況であります。

例えば中国でありますと、出力50%超というところを少しでも下げてというところでの協議を行っているというところでありまして、これは今ほかの各社にも取り組んでいただいているところですので、また折を見て、その結果、実施状況をしっかりフォローアップしていきたいと思います。

続きまして、19ページ目になります。下げ代不足の課題であります。

背景としまして、出力制御実施エリアの拡大、域外送電量が減っているということ、さらに再エネの出力制御、現状、この10kW未満の家庭用太陽光発電というのは出力制御の対象外ということがあります。そうした中で出力制御できる太陽光と、あるいは再エネというのが、できないものが増えているというようなこともありまして、こういった中での供給余剰を回避するための下げ代と呼ばれるもの、それがだんだん少なくなっているという状況がエリアによってはあります。

これが、例えばということで四国エリア、こちら、そもそもエリアの需要が小さくて、従来でいえば、関西、中国への送電ということを行っていましたが、最近は送れる量、受電する関西、中国でも受電可能量が減っている中での送電、域外送電が減っている、あるいは、制御対象外の事業者の割合が約4割ということで高いということで、来年のゴールデンウィークにも下げ代不足ということの可能性があるということでもあります。

この点はこの後、四国エリアの状況について、四国電力送配電さんから、現状の取組課題についてご説明をいただければというふうに考えております。

事務局からは、一旦ここで以上です。

○馬場座長

ありがとうございました。

それでは、続きまして、四国電力送配電様より資料2のご説明のほうをお願いいたします。

【資料2】 四国エリアの下げ調整力に係る課題と対応について〔四国電力送配電〕

○瀬川四国電力送配電（株）系統運用部長

四国電力送配電の瀬川です。

それでは、四国エリアの下げ調整力に係る課題と対応についてご説明いたします。

1 ページ目、四国エリアの再エネ導入量は、2022 年度末時点で、設備量で 361 万 kW となり、今春の最小需要 223 万 kW を大きく上回っている状況となっております。

2 ページ目は、四国エリアの再エネの制御量の状況で、2022 年 4 月に初めて実施して以降、2022 年度は 13 回、2023 年度は 11 月末時点で 35 回と大きく増加してございます。下図は、出力制御実施日の最大制御量と四国域外への送電量の推移です。オレンジ色の折れ線グラフの四国域外への送電量が、今春は大幅に減少したことなどにより、需給の下げ代が厳しくなった結果、水色の棒グラフの出力制御量及び制御回数が大きく増加してございます。

3 ページ目になります。需給の下げ代が特に厳しいゴールデンウィークについて、昨春と今春の状況をまとめたものですが、来春のゴールデンウィークの下げ代の運用が厳しくなるということを懸念しているところです。

4 ページ目は、来春のゴールデンウィークの下げ代の見通しで、特に下げ代が厳しい 13 時の断面において、域外送電量が 2023 年度実績相当にとどまる場合、豊水時に下げ代余力が不足するおそれがあります。

具体的には、下の表の右から 2 列目の欄をご覧ください。原子力は定格運転で 88 万 kW、火力は必要最低限で 60 万 kW、再エネ合計で 385 万 kW を計上して、電源合計で 533 万 kW、これに揚水 60 万 kW、これは 30 万 kW×2 台分。それから域外送電量 70 万 kW を加えると、供給力合計①は 403 万 kW となります。一方、需要を 216 万 kW とすると、供給力①－需要②として 187 万 kW の再エネ出力制御③が必要となります。

ここで、現在、実制御対象となっている出力制御可能量④は太陽光全体の約 6 割程度の 172 万 kW 程度にとどまっていることから、下げ代余力の④－③はマイナス 15 万 kW となりまして、下げ代が不足するおそれがございます。

5 ページは、将来の下げ代の見通しになります。四国エリアは、全国に先駆けて人口減少の影響などにより需要は漸減していく一方で、再エネ電源の導入量は着実に増加していく見通しです。10 年後には需要が 10 万 kW 減少、太陽光の 10 kW 未満の制御対象外分が約 20 万 kW 増加し、下げ代が現状よりも 30 万 kW 程度厳しくなる見通しです。

6 ページ目、四国エリアでの下げ代確保や出力制御低減に係るこれまでの取組状況ですが、具体的には、まず供給面の対策としては、旧ルール 500 kW 以上のオフライン事業者の太陽光の事業者の皆様へのオンライン化の推奨、火力電源の最低出力を定格出力の 30% の引下げの協議、次に系統対策としては、至近の連系線潮流が減少している状況を踏まえて、本四連系線の運用容量を減少させて、これによって火力の電制電源の抑制、すなわち出力制御量の低減に資する取組を 2023 年度の 9 月より開始してございます。

それから、水力の OF、周波数の上昇時の遮断になりますが、このリレーを活用して、火力電制電源の抑制について、これも 2023 年 9 月より開始しております。

ネットワークとしての需要側の対策としては、託送料金メニューの見直しによる需要シフトについて、ピークシフト割引などの適用範囲の拡大、対象時間帯を拡大ということで、

これは 2023 年 4 月から拡大してございます。

なお、ここには記載してございませんが、ホールディングス側の需要対策としては、これまでも産業用向けの上げDRメニューなどの取組を実施しているように聞いてございます。

7 ページは飛ばして 8 ページ目、このように対策を進めてきておりますが、来年のゴールデンウィークには下げ代不足の可能性が出てきておる状況で、また、将来、下げ代が厳しくなることが想定されます。

そのため、対策の深掘りが必要と考えておりまして、足元からできる短期的な対策と、数年単位で対応していく設備更新などが必要な中長期的対策に整理し、関係箇所と連携しながら着実に取り組んでいく予定です。

短期的対策は、供給面では、旧ルールの 10 kW 以上 500 kW 未満の太陽光事業者様へのオンライン化のさらなる推奨、既設火力の最低出力の引下げ、こちらは、現在協議しています。系統面として広域的な対応として、下げ代不足融通などによる域外送電の拡大、需要面のところは括弧書きで昼間帯への需要シフトとありますが、ここはホールディングス側の小売事業者の取組ということで、具体的には既に実施中の産業用の上げDRの拡大とか、昼間需要拡大に資する料金メニューサービスの検討をしているというふうに聞いてございます。

次に、中長期対策としては、供給面では太陽光事業者様の実制御範囲の拡大ということで、代理制御から実制御化ということが考えられるかと思います。需要面では、括弧書きの昼間帯の需要創出や導入スパンが比較的短い蓄電池の導入拡大は、ホールディングス側の小売であったり、発電事業者の取組などでございますが、公表ベースでは大型蓄電池の設置とか、再エネを活用した水電解装置などの実証プロジェクトを自治体や地元企業と連携して進めているように聞いてございます。

特に蓄電池については、下げ代対策蓄電池導入、いわゆる揚水の代替としての制度面からの強化というのを国に推進していただければというふうに考えてございます。

9 ページは、短期的対策で挙げた太陽光事業者様へのオンライン推奨についての補足になります。四国エリアでは、実制御対象の太陽光の割合が 4 割と高いため、実制御対象の拡大、いわゆる制御 kW の拡大、増加ができれば、下げ代確保の有効な手段の一つであると考えています。このため、現状代理制御対象の旧ルール 10 kW 以上 500 kW 未満のオフライン事業者様にオンラインでの実制御に対応いただけるよう、オンライン化のメリットをお伝えして、オンライン化を推奨してまいります。

これらの太陽光の設備については、その多くがオンライン化に伴って、出力制御機能付の PCS への取替えが必要になるというふうに思われますので、事業者様への理解促進が不可欠であり、エネ庁殿や太陽光発電協会様と連携して対応してまいりたいと考えております。

また、PCS 取替えには一定の時間を要することが一つの課題というふうにも考えております。

最後に 10 ページです。これらの下げ代対策、下げ代の確保対策を進めていくものの、一定程度時間を要するもので、その効果が限定的になるという可能性もございますので、来年のゴールデンウィークなどで万一、下げ代不足が発生した場合は、下げ代不足融通を要請することも考えられます。そのため、万一の場合に備えて、下げ代不足融通時の運用方法などについてエネ庁殿や広域機関殿と連携して検討してまいりたいと考えております。

以上になります。

○馬場座長

ご説明いただき、どうもありがとうございました。

それでは、先ほど中断いたしました資料 1 の続きについて、再度、事務局よりご説明のほうをよろしくお願いいたします。

【資料 1】 再生可能エネルギーの出力制御の抑制に向けた取組等について [事務局]

○小川電力基盤整備課長

ありがとうございます。

それでは続き、資料 1 に戻りまして、24 ページをご覧ください。

こちら、出力制御の事後検証についてでありますけれども、九州エリアにおいては、本ワーキンググループでご議論いただいた上で、23 年度から代表日による検証ということと、四半期ごとにまとめて検証と、従来の広域機関による全日の検証から、全体の効率化ということで、そういった取組に変えております。これを他に出力制御が多くなっているエリア、22 年度から実施されてきている東北、中国、四国についても、この九州と同様の扱いということ、今後行っていければというふうに考えておるところで、ご報告になります。

続きまして、資料でいいますと出力制御対策パッケージということで、36 ページまで飛んでいただければと思います。このワーキング、それから親委員会に当たります再エネ大量小委、さらには電ガ小委でも、これまでご議論いただいてきております。

年内に対策パッケージを取りまとめるということでご議論いただいております、その基本的な考え方というところは、37 ページに記しております。2 年前にも同様のパッケージということでまとめておりますけれども、今回は特にこの需要面での対策ということ、需要家の行動変容を促すというところ、それから二つ目のポツにありますけれども、予算措置、制度的措置を一体的に講じて需要の創出シフトを図るといったところをメインに対策というのを記しております。

概要ということで 38 ページ目以下になります。需要面でありますけれども、まず家庭ということで、1.①というところに、家庭用蓄電池、あるいはヒートポンプ給湯器の導入などというところで記しております。予算を大幅に拡大するといったところ。それとともに、②では機器の DR Ready 化ということで、遠隔の操作が可能になるようなものをより積極的に導入を後押ししていくということに加えて、今回でいいますと、この③のところ、料金メニュー、このワーキングでも従来からご指摘をいただいていた点、今回特に大

手電力会社においても、今後そういった新しいメニューを出していきますというお話がありました。そういった意味で、この新たな料金メニューということと、①にあるようないろいろな機器の導入ということで需要のシフトというのを強力に後押ししていきたいというふうに考えております。

続きまして 39 ページ、こちらは産業部門ということでありますけれども、蓄電池のみならず、本ワーキングでも既にご指摘をいただいています E V とか、データセンターといったような需要を動かしていくということ、さらには D R ということでは、③にあるような電力多消費産業における D R の推進ということで、こちらにも需要シフトをしっかりと促していくということであります。

40 ページは供給面ということで、従来、あるいは特に 2 年前ですと、こちらがメインで引き続き再エネ発電設備のオンライン化というのをさらに進めるでありますとか、火力の最低出力の引下げということで、これをしっかりと進めていくというのが、この供給面での対策になります。

41 ページには、そのほか火力、水力の運用の高度化といったところも挙げております。

さらに 42 ページになりますと、系統状況、先ほどの長期の試算でも効果が大きいというふうに出ておりました。一方で、こちらは時間、年数を要するということでありますが、しっかりとこちらを進めていきたいというふうに考えております。

さらに 4 ポツでは、中長期的な検討課題ということで、本日、ここでのご説明は割愛いたしますけれども、事業者からもご要望をいただいているような変動再エネの調整力としての活用、あるいはネガティブプライスに関する検討、これらは様々な現行制度に関係してくるところですので、別の場で、電力システム全体に関する検討の中で、今後検討を深めていければと思っております。

以上が資料 1 で、続けて対策の一つでもあります蓄電池のところを資料 3 でご説明いたします。

【資料 3】 系統用蓄電池の接続・利用の在り方について [事務局]

○小川電力基盤整備課長

1 ページ目にありますけれども、蓄電池の活用に向けては、前回の本ワーキングにおいて、実証などを通じて、制度的な課題を含めた実務的な課題について、検討を深めていくということとされております。制度的な課題ですので、一定の時間を要するわけでありますけれども、一方で導入そのものは加速しているということで、一番最後の 8 ページ目に前回の資料、あるいは前々回にお示ししたのはありますけれども、各地で、この薄い水色のほうが接続検討、受け付ける検討のところですね。濃い青のほうが契約申込みと。先ほど四国さんからは、下げ代不足対策という話もありました。こちらを見ますと、四国はほかのエリアに比べても今はかなり少ないという状況でありまして、どちらかというと、北海道、九州での導入の検討が進んでいるという状況であります。

そうした中で、1 ページ目に戻りますと、予算支援措置、あるいは来年 1 月の長期脱炭素電源オークションというのも予定されておまして、蓄電池の導入が今後急速に進むということが期待されております。

そうした中で、少し今後のということではありますと、まさにこれから入ってくるということではありますけれども、再エネの出力制御抑制との関係ではありますと、kW とともに、この長時間容量というものの導入も徐々に促していくというのも効果的でないかというところでもあります。海外においても、そういった傾向があるところでありまして、そういった具体策というのも検討してはどうかというのが一つであります。

一方で、この家庭用の蓄電池というのも重要だということでありまして、今回経済対策の中でも、この家庭用蓄電池の系統への連系と、促進という観点からの認証制度の在り方の見直しということが挙がっております。具体的などころについては、この J E T 認証と呼ばれるところにつきましての運用面の見直しなどをしていってはどうかというのが、こちらでのご提案になります。

参考のところをかいつまんとお思いますけれども、3 ページ目には、諸外国における長時間容量蓄電池の動向ということで、出力制御の時間、あるいは需要の動向、市場価格の動向など、昼間長時間、ここでいいますとゼロ円になるという時間が長いということも想定して、蓄電池の容量を大きくしていくというのが重要になってくるのではないかとこのところでもあります。

続いて 4 ページ目は、こちらは蓄電池の導入見通しということで別の場でお示したものでありますけれども、左下のグラフになりますけれども、2030 年に 14~24 GWh 程度といった見通しをお示ししております。

また、J E T 認証の話、家庭用の蓄電池の系統接続ということではありますと、5 ページ目に挙げております。

さらにということではありますと 6 ページ目、こちらは蓄電池に関しての法令上の整理ということで、今後別の場におきまして、蓄電池がビジネスとして行っていく上での電気事業法上における小売供給の在り方等の整理について、まさに別の場、電ガ小委などで検討を深めているということとしております。

資料 3 について以上になります。

○馬場座長

ご説明いただき、どうもありがとうございました。

資料 1、2、3 と説明していただきまして、資料 1 のほうでは、出力制御の長期見通しについてと、それから今の、これからちょっと短期的にも課題となっている点、それからパッケージについて、資料 1 にて説明していただき、資料 3 のほうで蓄電池のさらなる活用についてご説明いただきました。

それでは、ただいまの議題 1 につきまして、事務局及び四国電力送配電様からのご説明を踏まえ、ご議論いただければというふうに考えております。ご意見、ご質問がありましたら

ば、いつもどおりでありますけども、挙手ボタン押していただきますよう、よろしくお願いいたします。それで順次、私のほうから指名させていただければというふうに思います。どうぞよろしくお願いいたします。いかがでしょうか。

じゃあ、原先生、よろしくお願いいたします。

○原委員

原でございます。事務局様並びに四国様、ご説明ありがとうございました。

質問とコメントになりますが、まず資料2につきまして、下げ代不足ということでご説明をいただきました。これが問題になるだけ大量に太陽光の投入が進んできたということの裏返しなのかというふうにも思っておりますけれども、1点お伺いしたいのは6ページのところの系統面の対策というところで、水力OFリレー活用という話がありますが、これ、通常、水力で使われているOFリレーを火力にも適用して、火力の電制をかけていくという、そういう認識でよろしいのでしょうか。このOFリレーの頭についている水力と、電制対象の火力の対応がちょっと読み切れてなかったもので、確認までにお伺いした次第です。よろしくお願いいたします。

○馬場座長

ありがとうございます。

じゃあ、四国さん、よろしくお願いいたします。

○瀬川四国電力送配電（株）系統運用部長

四国です。7ページをご覧いただけたらと思うのですが、出ますでしょうか。

水力のOFリレーの関係は、棒グラフでいうと左半分のほうになるのですが、従前、本四連系統線の運用容量が120万kWあるのですが、そのうち特に制御が要らない分が無制御分ということで、四国は交流と直流で二つ連系しているのですが、それ以外のところを直流のところのEPSSの制御分、空き容量の部分の容量と、もう一つ、火力の電制電源という組合せで運用容量を確保しているということなのですが、ここの部分で、左から二つ目のところですね。OFリレー分というのを、ここ、水力の周波数が上昇したときに、水力の機器を、発電所を遮断していくということで、この分相当が入ることで、先ほどの水色の火力の電制電源分を抑制するという形になって、再エネの出力制御分、域外に送れる量が橙色の矢印になっていますが、これが増えると、そういうものでございます。

○原委員

分かりました。OFリレーを使うという話ではなくて、その分、取ってあるところを、この出力抑制回避のために活用するということで理解いたしました。そういう理解でよろしかったでしょうか。

○瀬川四国電力送配電（株）系統運用部長

はい。

○原委員

分かりました。ありがとうございます。

あと、資料1と資料3をちょっと横断したようなコメントになるのですが、蓄電池の話につきましては、北海道エリアを代表として、ローカルな混雑が要因となって、特に受電側がうまく使い切れないというような問題が顕在化しているというようなお話が、数回前のこの系統ワーキングの中でも話題があったかと思います。

すなわち、やはり入ってくる場所、容量、kwhが大きいものを誘導するという話もありましたけれども、容量の観点だけではなく、やはり入ってくる場所についてもケアが必要なのかなというふうに思っております。

資料1のほうでは、ウェルカムゾーンマップという形で、少し需要の立地点を誘導するというような話もありましたけれども、こういったものを活用して蓄電池のほうにつきましても、適材適所的に入ってもらような格好の働きかけというのが必要かなというふうに思っておりますので、その点もご検討いただければというふうに思っている次第です。

まず、私から以上でございます。

○馬場座長

ありがとうございました。

資料2についてはご質問を伺って、ご回答をいただきまして、今コメントをいただいたかなというふうに思います。

事務局から何かございますでしょうか。

○小川電力基盤整備課長

ありがとうございます。

原先生にご指摘いただいたとおり、蓄電池をどこに入れていくかという観点、大変重要だと思っております。その際に、蓄電池は用途がいろいろありますので、資料3の8ページにありましたようなエリア、ここは自然体で、どうしても例えば市場の価格差、分断が起きるといったところでのビジネスチャンスを捉えての現状、北海道、九州というところに寄ってくるところと、もう一つおっしゃっていただいたような混雑の観点、系統混雑の観点になりますと、今度はエリアの中でもどういうところがより有効なのか。この辺、どういう形で誘導といいましょうか。というのも、今はどちらかというと量の観点ですが、おっしゃっていただいたような場所という観点もしっかり取り組んでいきたいと思っております。ありがとうございます。

○原委員

ありがとうございます。

ただ、ちょっとさら問いというか、さらコメントになりますけれども、資料1にあるようなマップを公開して、この辺であればウェルカムという見せ方だと、ちょっと間接的な誘導になっているかなという気もしまして、やはり効果的なところに直接、立地したいというふうに思ってもらえるような、もう少し直接的なインセンティブな見せ方ということも必要なのかなというふうに思いましたので、この先、この辺も少し深掘りをしてご検討いただくのが重要かなと思いました。

私からは以上でございます。

○馬場座長

どうもありがとうございました。そのほか、何かございますでしょうか。

じゃあ、後藤委員、よろしくお願いいたします。

○後藤委員

ご説明ありがとうございました。少し基本的なところで教えていただきたいと思います。

資料1の5ページの出力制御率と各対策の推計値が出されておりますけれども、これを拝見しますと、やはり抜本的な系統対策をしないと、なかなか数値が減ってこないというような難しさがあるのかなと思います。

とはいえ、一方、需要対策、供給対策に関しましては、電力会社様によってはかなり需要対策、供給対策で比較的大きな効果があるところもあり、こういったところの数値の確からしさといいますか、この推計自体は共通のツールで、それほどツールによって各社様の数値にぶれはないという認識でよろしいのかどうかという点が1点目と、もう一つは、比較的效果が大きそうなところといっても、この後、後ろのほうにも少しご説明をいただいているかと思っておりますけれども、ハードルの高さといいますか、細かく分けて見ていくと、費用対効果にもそれぞれ違いがあるのかなと思ひまして、その辺りの優先順位の考え方といったものがどのようになっているのか、教えていただけますでしょうか。

○馬場座長

ありがとうございます。

二つご質問があったかと思いますが、事務局のほうからお願いできますでしょうか。

○小川電力基盤整備課長

ありがとうございます。

まず5ページのこの見方でありまして、おっしゃっていただいたように、系統対策のほうが非常に大きな効果のように見えるというところであります。

一方で、例えば需要対策でいいますと、上の青枠にありますような各エリアの最低需要の10%分について需要が作られたと仮定、例えば先ほどの四国さんでありますと、最低需要が200数十万だと、そのうちの10%分、20万が入ったらこれぐらいということでありまして、当然入る量が2倍、3倍になれば、この効果のところ、減少幅のところも大きくなるというところではあります。ただ、そうはいっても、やはり系統対策のところ非常に効果が大きいというのがあります。

その上で、各社間のずれのところは、これはそれぞれのエリアの供給の構造にもよってくるところがあります。分かりやすい例でいいますと、供給対策で火力の最低出力を下げるというところについて、例えば九州エリアでは、この効果が2%と、ほかに比べると小さい。逆にいうと、今、既に出力制御が以前から発生していた九州エリアでは、この最低出力というのを下げてきている。これは個別に発電事業者と協議をしていくものですから、2年、3年かけて下げていくといったような例も多くなっております。そういった取組が早くから

行われたところでは、さらに追加的なというところでの火力の出力の引下げの効果は限られるといったところも出てきますので、そういった意味でのエリアによる違いは出てくるところであります。

その上で、特にパッケージとの関係でも、取組と費用対効果というところでいいますと、系統対策のところは効果が大きい一方、ここにあともう一つ、時間軸というのも入ってきて、足元の短期的なところでいうと、やはり効果が大きいのは需要対策になってくるのかなというところで、今回も需要のところは特にメインでというところで考えているところであります。

事務局からは以上です。

○後藤委員

ありがとうございます。

そうすると、各社様それぞれの事情で、いろいろなケース・バイ・ケースということで、数値が大きいということが対策の効果が割とハードルが低くて、費用対効果的にも見込みやすいと一概には言えないという、そういった理解でよろしいでしょうか。

○小川電力基盤整備課長

はい、結構です。

○後藤委員

分かりました。ありがとうございます。

あと、ツールの共通化という点では、各社様それぞれに個別の事情を考慮した上で制御をなさっているという、この理解でよろしいでしょうか。

○小川電力基盤整備課長

はい。おっしゃっていただいたような形であります。

○後藤委員

分かりました。クリアになりました。ありがとうございます。

○馬場座長

ありがとうございました。

では、続きまして、岩船委員、よろしくお願いいたします。

○岩船委員

ご説明ありがとうございました。

まず、資料1に関してです。今ご質問があった点なのですが、5ページは従来どおりの方法で各社さんが計算した結果だと思うのですが、6ページの参考の資料なのですが、こちらの資料は太陽光と風力の導入量の伸びとかが違うわけなのですが、基本的に、日本全体の潮流を考えた上で、つながっている連系先の受電可能量も考慮されていると思いますので、恐らくは今後はこちらが主になっていくのかなと。かつ、受電可能量も考慮したものというのが、今後は重要になってくるのかなと思いました。まず、この認識で合っているか。これからちょっといろんな数字が出てくると、事業者さんとして一体どれ

をリファアーすべきなのかというのが重要で、分からなくなると思いますので、その辺りのご見解といいますか、今後どんなふうに整備していくおつもりなのかというのをご説明いただけたらいいかなと思いました。

この6ページのものが、今後ある程度デフォルトになっていくとして、ここでは先ほど、やはり系統対策が一番効くのではないかみたいなお話があったと思うのですが、今これからパッケージに入れてく対策というのが、なるべくこの一元のツール、8ページに計算方法の説明があるのですかね。このツールを使って、どのぐらいの費用対効果があるのかというのは、やればやるだけ大変で切りがないかもしれないのですが、ある程度これで一括して解けるのであれば、定量的なところをお示しいただけないかなと思いました。これが需要側の対策。

供給側の対策は、恐らくある程度、火力の最低出力引下げなんかはもう限界に来ているのかなという気がしなくもないので、連系線の価値ですね。その辺り、定量的に評価していただけだとありがたいと思います。

供給側じゃないのですが、もう一つ重要なのは、再エネの導入分布自体を変えということも重要な供給対策だと思うのです。確かにこれ以上、九州に太陽光を置くのは、もうそろそろ厳しそうであり、もう少し西日本、四国さんはちょっと厳しいみたいな話がありましたけれども、中国ですとか関西ですとかその辺りに、もう少し九州の増える分の見通しをこちらのほうに寄せたら、出力抑制量がどうなるかというような、日本全体として出力抑制量が下がれば、そのほうが価値が高いと思われますし、そういった示唆もしていただければ、立地誘導ということにつながるのではないかなというふうに思いました。

これが一点で、もう一つは、先ほど原委員がご指摘になった点で蓄電池の件です。蓄電池も今のままだと、どこに置いても同じ補助金がもらえるのであれば、土地代の安いところとか、非常に入れやすいところから置かれていく可能性が高いと思うのですが、やはり望ましい場所というのをある程度きちんと一送さんに考えていただいて、ここに入れるのであれば、補助金の率が高いとか、そういうようなやり方で、蓄電池の場所を誘導していくということも考えられるのではないかなと思いました。蓄電池の補助金はきっとかなり莫大な額だと思いますし、これがただ満遍なくまかれるというのもあまり工夫がないと思いますので、ぜひご検討いただければと思いました。

以上です。

○馬場座長

ありがとうございました。

それでは、事務局よりご回答のほうをお願いいたします。

○小川電力基盤整備課長

岩船先生、ありがとうございます。

まずツールのところは、おっしゃるように、今後この6ページのところが重要になってくるというふうに考えております。まだちょっと始めて、トライアル段階ということで、今は

こういう従来のやり方と新しいやり方と、今併存ということで、いろんな数字が出て見にくくなっておりますけれども、こちらにむしろ統一していければというふうに考えているところであります。

その際に、ご提案いただいたような費用対効果を定量的にでありますとか、あるいは再エネの分布を変えた場合というのを供給対策のほうで考えてみるといった点、これはすみません、ちょっと今後の宿題とさせていただきます。おっしゃるように太陽光、出力制御との関係では、九州よりはもっと別のエリアにという話と、エネルギーミックスを目指していく中では、日本全国、今のペースでいってもなかなかチャレンジングなところに向けての再エネを増やしていかなければならないというのが、今の足元の状況ではあります。

そういった意味で、もう一つご提案いただきました蓄電池の導入補助、まずどこが望ましいか、望ましい観点も、先ほど申し上げたようなエリア的な観点、さらには系統の観点、これもかなり変わってくる、今も流動的に変わってきて、将来を見通して、どこが望ましいのかという点をどういうふうに決めていくか、特にその率を補助とかを変えていく場合には、どういう形があるかというのは、少し送配事業者などとも議論してみたいと思います。

ご指摘、ご提案、ありがとうございます。

○馬場座長

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。

○馬場座長

続きまして、松村委員、お願いいたします。

○松村委員

松村です。

発言します。まず資料2に関してはコメントですので、回答は不要です。

四国のスライド5。10年後にこんなにきつくなるのはもっともだと思いますので、将来のことも考えて、事業者だけでなく、私たちも行動しなければいけないことを強く言っていただきたいと思います。とてもありがたい指摘です。でも私は不思議の国に紛れ込んだような気分になっています。例えば10年後だったら、さすがにいくら送配電の親会社が怠慢だったとしても、エコキュートをはじめとした電気温水器が深夜動いていることはないはず。出力抑制が起こる局面では、当然昼間に動いていますよね。それから、10年後には、例えば下げ調整力を供給するために、最低出力以上で火力を動かしておくなんていうばかげたことは、日本全国できつとなくなっていますよね。更に、春とか秋とかに、足元はともかくとして、10年後であれば、さすがに最低出力が50%とか30%とかという、ある意味で性能の低い火力発電所に依存して、上げ調整力を調達しなくても、上げ調整力はきつと確保できているので、その分は改善していますよね。こういう要素があるのではないかな。もちろん、そ

それは送配電事業者がコントロールできないことを多く含んでいるので、それを完全に当てにするわけにはいかないとの整理はわかるのですが、確かにこれからどんどん厳しくなるという点もありますが、当然に対応は進むはずだし、進めていかなければいけないことを、この資料を見て、改めて私たちは認識しなければいけないと思います。

今言ったようなばかげたことが、足元はともかくとして10年後も続くようなことのないように、私たちはちゃんと制度設計を考えていかなければいけないと、改めて思いました。

次に蓄電池に関して。まず蓄電池の立地に関しては、本来、立地するのが望ましい地域、望ましい場所、あるいは社会的な価値が相対的に低いところがある。それを補助金の傾斜をつけてという発想は重要なので、ぜひ検討はしていただきたいのですが、でも蓄電事業者の収入の大半が補助金というのは不健全な状況。基本的に最後の少しの後押しが本来正しい補助金の在り方だと思います。

その上で、そうすると、そこに置かれることの社会的な価値が高い場所に置かれれば、その分だけ収入が多くなる仕組みのほうが重要。そういう仕組みを整えていくことのほうが遥かに重要だと思っています。

いつも繰り返しているネガティブプライスも、その一つのピースだと思いますが、ノードル制も一つのピースだと思います。そういうものは、将来ちゃんと入れられることを前提とし、それで考えもなく場所を選ぶと収益性が落ちることをきちんと制度として作り込んでいく。すぐにはできないと思いますが今後作り込んでいくことのほうが、より重要だと私は思っています。

次に、同じく資料3に関してですが、ちょっと議論がよく理解できないところがあります。典型的にはスライド3のところ。諸外国においても長時間容量電池を促進するようという議論が出てきて、日本でも必要だというのは、正直、何をしたいのかがよく理解できないのです。

例えば、入りと出の能力が同じ物で、キャパが50の蓄電池とキャパが100の蓄電池があれば、キャパが50のものなら2時間で充電が終わってしまうものが、キャパが100なら充電に4時間かかります。放電についても同じようなことが言えます。キャパが大きければ大きいほど、ある意味で自然体で対応する時間が長くなるので、なるべくキャパを大きくしましょうという議論だとすれば、まだ理解できるが、それは性能の問題ではなく容量の問題。それでも、入りと出というのが、同じ能力を持っている50のものが二つあるのと、入りと出が同じ能力の物が100のものだとすると、前者のほうが品質としては優れていると思います。つまり後者と同じ運用をしようと思えば前者のほうでもできるけれど、前者のような運用を後者のほうでできないという意味では、前者のほうが明らかに優れていると思います。

しかし、前者のほうで運用の仕方を間違えると、本当に必要な時間帯に充電してくれなくて、みんな集中して充電してくれなくてもいいような時間帯に充電しちゃうとかという、そういう運用の面で大きな問題が起こり得るということは十分理解できるのですが、言わば

キャパとしてというか、物として、なぜ後者のほうというのを促進しなければいけないのかという理屈がよく分からない。これは多分に物の問題じゃなくて、運用の問題なのではないかということを感じています。なぜこれが重要で、なぜ諸外国でこれが促進されているのか、能力の低い方が費用が低いから効率的という議論はナンセンスで、費用が低ければその分導入の誘因は大きくなり、ことさら能力の低いものを後押しする必要性を意味しない。長時間にわたって合理的に充電されることを促していく、そういう運用をするように促していくことの重要性はとてもよく理解できるのですが、スペックとしてというかキャパとしてというか、そちらって、なぜこちらをことさら推進するのが、理屈がよく分からないので、今後機会があれば、もう一度なぜこれが必要なのか、運用ではなくて、設備としてなぜこれが必要なのかを整理して、またご説明いただけるととても助かります。

以上です。

○馬場座長

ありがとうございました。まず、資料2についてはコメントでいらっしゃったということでもありますけれども、いろいろな対策というのを考えなきゃいけないし、それが10年後にはちゃんと動いているようにしなきゃいけないという、重要なご指摘だったかなと思います。

それで、電池についていくつかご意見、ご質問をいただきましたので、事務局のほうでご回答はお願いできればと思います。

○小川電力基盤整備課長

ありがとうございます。

まず、松村先生からご指摘いただいたのは全くそのとおりかなと思いますところが、補助の位置づけ、それから制度としての作り込みというところでありまして、エリアの関係でいうと、今も卸電力市場、スポットで価格シグナルが出ていくわけですが、系統の混雑というところというところ、将来的なノーダルといった形でないと、今はそのシグナルが出てこない。またネガティブというお話もありました。この辺は制度として、補助金はあくまで、今、過渡的なところでやっておりますけれども、制度として作り込んでいくというのが非常に大事だというふうに考えております。

ご疑問、ご懸念といいたしましょうか、理解が難しいというところのお話、長時間化というものもある意味、今おっしゃったところとも関係してくると思います。

アメリカの例なんかは、まさに市場、そしてネガティブという中で、ビジネス的に自然に長時間のほうがよりチャンスを得るということで、経済的に導入が進む。これが一つの目指すべき姿と考えたときに、そこはまだ時間がかかる中で、どういう形で、長時間といったときにも、例えば長期脱炭素電源を念頭に置いていただけると、例えば同じ1万kWのものが入ってくるときに、容量ベースでのオークションといったときにも、1万kWの3時間よりは1万kWで四、五時間あったほうが、全体の関係ではありがたいところはあるけれども、普通のオークションでやると、kWで同じになる。おっしゃっていただいたような運用では

あるのですけども、入り口のところで、もしかしたら今後そういうところは考えていく必要があるかなというところで、すみません、ちょっと舌足らずでありますけれども、補足をさせていただきます。ありがとうございます。

○馬場座長

ありがとうございました。

松村委員、いかがでしょうか。

○松村委員

ありがとうございました。説明に納得しました。

○馬場座長

ありがとうございます。

長時間率のものを持ってくるのか、短時間のものを複数持ってくるのかというのは、いろいろ考え方はあるかなと。長時間のほうを持ってくると、多分電力変換器の容量が小さくて済むので、もしかしたらコストエフェクティブなのかもしれませんし、その辺はいろいろな考え方があのかなというふうに思います。ただ、整理は必要かなというふうに思いました。ありがとうございます。

それでは、JPEAの増川オブザーバー、よろしくお願いいたします。

○増川オブザーバー

太陽光発電協会、増川でございます。本日はいろいろ大変な中、整理いただきまして、事務局、それから四国電力様に感謝申し上げたいと思います。

私からはまず質問が二つと、あとコメントがいくつかございます。

質問の一つ目は、資料1の5ページと6ページのところなのですが、受電会社の受電可能量を考慮した場合というのが、今回新しくお示いただきまして、非常にこちらのほうが確かに合理的かなというふうに思っております。

質問は、この下の受電可能量を考慮したところの数字と、この上のほうの5ページの赤枠のところの関係がちょっと分かりにくいので教えていただきたかったのですが、北海道電力さんですと、赤枠のところは54.8とありますけれども、これに相当する数字が6ページの受電可能量考慮51.5%に相当するのか、あるいは全然これ同じように比較してはいけないのかというのが、ちょっと分かりにくかったので教えていただけると大変ありがたいと思います。

これに関しては、いずれにいたしましても、北海道、東北、それから北陸、関西、中国、四国、九州と、恐らくこれ、再エネ平均でしょうから、太陽光はこれの1.5倍とかというのを考えると、これを見ると、多分太陽光の発電事業者は、これで地域として今後投資していきけるのは、東電ぐらいしかないというふうに考えられてしまうのも、今後再エネを増やしていかなきゃいけない中で、なかなか厳しいなというふうに感じます。ですので、いろんな対策を講じていただくということと、それをどういう対策をすればどう効果があるということで、5ページにお示しいただきましたけれども、需要側の対策にしても、例えば今既に導

入済みのヒートポンプ給湯器を夜間に動かしているのを昼に動かしたらどれだけの効果になるのでしょうか。

それから、今後ヒートポンプ給湯器の導入が増えていくと思うので、それがそういうふう
に運用されると、どれだけの効果があるのでしょうか。そういう少し定量的な評価を加えてい
ただいてお示しいただくと、より分かりやすいかな。この辺は需要側対策については、岩船
先生が専門でございますので、いろいろ知見はあろうかと思えますけれども、その辺をもう
少し分かりやすくお示しいただいて、10年後等のご検討に加えていただきたいと思います。

それから、例えばまだ今導入は日本は少ないですけど、電気自動車、10年後はそこそ
こ入っているのかなと思えますけれども、電気事業者の使い方にしても、単なる充電だけでは
なくて、一部になるのでしょうか、充放電V2Gですかね。そういった使い方も将来可
能となってくると思えますので、それにつきましても、今から準備してそういうふうにして
いかないと、そうならないので、なかなか簡単な話じゃないと思うのですが、できる限り
電気自動車も、V2Gとして蓄電池として使えるようにしていくというのも、多分自動車課
さんとも連携が必要なかもしれませんが、そういうところもぜひ需要対策に加えてい
ただければありがたいかなというふうに思います。これが1点目。

それから2点目は、今のヒートポンプ給湯器に関連してですけど、四国電力さんにもいろ
いろ資料2でお示しいただきましたけども、恐らく四国電力さんの見通しの中にも、今既に
ヒートポンプ給湯器がつけられていて、夜間動かされている需要家さんがどれだけいて、今
どれぐらいの需要なっているかというのは、もしかしてデータをお持ちであるとすれば、そ
れを昼間に変えた場合にどれだけ効果があるかとか、導入見通しも多分四国電力さんがお
持ちであれば、その辺まで、ぜひ今後の検討に加えていただければありがたいと思います。
もしその辺のヒートポンプ給湯器の効果等の見通しがあれば、ぜひ教えてください。これが
質問の二つ目です。

それからもう一つは、松村委員からもお話がありましたけれども、下げ調整力を確保する
ために、下げ調整力のための火力を起動して、多分下げ調整力を確保するとなると、そこそ
こ稼働率がないと、下げ調整力が確保できないので、そういう運用をされているのだと理解
しておりますけども、それがそういう運用をしなくて済むように、需給調整市場では難しい
という話もありますけど、需給調整市場でなくても、例えばゲートクローズ後にオンライン
制御できる太陽光、特高であれば、需給から直接制御できると思うのですけれども、そうい
うものを制御することによって、大体何か下げ調整力太陽光を使えないか、その場合には、
経済的な調整としては、今でオンライン代理制御をやっています。そのスキームを何かうまく
使ってできないかというのをぜひいろいろ工夫していただいて、需給調整市場だと難し
いというのであれば、そういった方法も検討いただいて、ぜひ火力を起動して着地を、わざ
わざ下げ調整を確保するというようなことをできるだけ早く解消していただければありが
たくなります。

それから、資料3の蓄電池に関してでございますけれども、先ほどの3ページのところに

も関連します。それで、蓄電池の立地誘導ということが岩船委員からもお話があったかと思うのですが、それにつきましては、やはり価格シグナルが一つ大きなインセンティブであり、立地誘導になると思います。制度的にここにつくりなさいというような補助金をたくさん厚くするという方法もありますけれども、例えばこのネガティブプライスがいいかどうかというのは検討が必要なのですけども、例えばネガティブプライスを許容するとすれば、九州エリアでのネガティブプライスが多くなるはずですので、事業者の制度的な支援がなくても、九州エリアに蓄電池を入れると、ボラティリティを使って収益が上がるというのが明らかになるので、一つのそういう立地誘導についても、そういう価格シグナルをうまく使うというのが重要なというふうに思っていますので、その辺も検討に加えていただければと思います。

それから、長時間の蓄電池ということですけど、やはり今、蓄電池は我々事業者からすると大変高いので、容量はkWhの容量はできるだけ少なくしたほうがトータルのコスト、費用対効果が大きいというふうな、そういう結果もございますので、そういうkWの時間が短くても、ここでも価格シグナルが適正に出てくる。この場合、右の表だと、価格シグナルがゼロ円より以下、記載から見えない。ただ、それを許容すると、例えば11時から13時がマイナス10円になりますという価格シグナルが出れば、その時間帯に需要、その蓄電池をうまく使うというふうに自然になりますので、そういう価格シグナルを使って、仮に充電時間が短くても、うまくそれを最大限に需給調整の全体最適化につながるようなことというのも、できればぜひそういうことも検討していただければと思います。

私からは以上です。ありがとうございました。

○馬場座長

ありがとうございました。

資料1について、もし知見があれば需要側対策ということで、ヒートポンプ給湯器やEVのそういった効果について、どれぐらいありそうなのかというような話と、それから、資料2についても、もし知見があれば、ヒートポンプ給湯器の効果はどれくらいなのかということ、それからご意見として、オンライン制御でPVを下げ調整力として使えないかという話、それから、資料3でやっぱり立地誘導というような話があったかと思いますが、事務局と四国送配さんよりご回答をいただけますでしょうか。

○小川電力基盤整備課長

ありがとうございます。多岐にわたるご指摘、ご質問もありました。

まず5ページと6ページの関係。すみません、ここはちょっと分かりにくくて、違いとおっしゃっていただいた比較は、赤枠と6ページの充電可能量考慮というところが近いものになります。数字的にも近いけれども少しずつ違ってくる。この理由で一つ大きいのは、6ページの上の青枠の中に記しております。こちら6ページのほうは、各社ケース①というもので、供給計画の導入量、再エネの伸びが1.0倍であります。それに対して5ページのほうは、下に小さく注1であるのですけども、1.4倍程度までということで、ちょっと再エネの

導入量のこの伸びのところが、5ページと6ページで前提が違っているというのが大きな違いになっております。既にご指摘をいただいております次年度以降、ちょっとこのところは統一化を図っていきたいというのを考えております。

それから、ちょっと5ページに戻ってしまいますけども、この需要対策の見方です。各エリア最低需要の10%分ということなので、これも見方ですけど、例えば四国エリアなり九州エリア、今ヒートポンプがこれぐらい入っていると、数十万キロと見た場合に、この最低需要との比較で、じゃあ、どれぐらいというのは、大体規模感は計算できるかなと。

そういった意味で、いろいろご要望をいただきましたけれども、このツールでいろんなケースを想定して数字を全部お見せしていくか、ある程度の基本のところをお示しして、あとは、見る側で活用していただくというのもあるのかなというところを思っております。

あとご指摘、ご要望いただいたところにつきましては、まさに今後の課題ではあるのですが、再エネの下げ調整力の課題、ここは火力についてどこまで、そこまで動かさなくてもいいのではないかなというところは、おっしゃるような下げ調整力ということと、あとは、もちろんタ方の時間にどう上げていけるかというのも、併せて考えていかなければならないかなというのが一つですね。

おっしゃるように九州エリアでネガティブになれば、蓄電池はより入るという話と、ネガティブを入れるということで生じるその分の費用の話、誰がネガティブで出して、その分の費用をどう見るかというところと合わせて、全体の中で考えていく必要があるかなというふうに思っております。

事務局からは以上です。

○馬場座長

ありがとうございました。

四国送配さんから何かございますか。

○瀬川四国電力送配電（株）部長

温水器とか給湯器関係の夜間から昼前の負荷移行については、来春以降、そういう取組ができないかと、今ホールディングス側で検討を進めていまして、規模感的にいうと、数万kWというふうなレベル感というふうに聞いております。

以上です。

○馬場座長

ありがとうございました。

増川オブザーバー、いかがでしょうか。追加で何かございますでしょうか。

○増川オブザーバー

特にありません。ありがとうございました。ご丁寧に回答いただきまして、感謝いたします。

○馬場座長

続きまして、伊佐治オブザーバー、よろしくお願いいたします。

○伊佐治オブザーバー

送配電網協議会の伊佐治です。よろしいでしょうか。

先ほどの資料1についての補足でございます。5ページと6ページの違いでございますけれども、5ページの下※3のところに書いてございますとおり、あくまで5ページは連系線活用量100%、中三社は0%で見ているということでございますので、5ページについては、受電可能量を考慮できていないというふうにご認識いただければよいかと思います。

先ほどのご議論でもありましたとおり、やはり受電可能量をしっかり考慮することが一番大事でございますが、今のところ試算としておりますのは、全エリアを一体として算定するために、検討条件の一部簡略化であったり、各エリアの制約条件等を一部反映できていないものがございますので、そういったところについて、今後検討が必要と考えております。

したがって、現状は試算という位置づけでございますが、今後、長期見通しで正式な算定結果として活用できるように、エネ庁殿とも相談しながら、ツールを改良して、より良いものにしていきたいと思っておりますので、よろしくお願いします。

○馬場座長

ありがとうございました。追加でのご説明ということで、ありがとうございました。

そのほか、何かございますでしょうか。よろしいでしょうか。

まず1番目の議題として、皆さんからいろいろご意見をいただきました。多くあったのは、やはり電池の立地の誘導をしたほうがいいと。ただ、それをどうやっていくのかというようなご意見、いろいろ賜ったかなと思います。それから、出力制御量の算定ツールの共通化と、それから高度化についてもいろいろご議論をいただいたかなというふうに思います。そういったところを今後生かして、検討をさらに進化できるといいのかなというふうに思いました。

それで、ちょっと私から最後一つ、資料2の中にありましたけども、要するに今オフラインの太陽光というものの、これ、やっぱりなるべくオンライン化すべきものではないかなと、何か毎度同じこと言っていますけども、将来的には、やはり全てがオンラインで制御できるという世界、それを目指すべきではないかなというふうに思いました。

それで、以上で最初の議題について終わりにしたいと思います。

続きまして、次の議題のほうに移りたいと思います。

次の議題は、効率的な系統運用に向けた諸課題についてということで、まず事務局より、資料4のご説明のほうをよろしくお願いいたします。

【資料4】 日本版コネクト&マネージにおけるノンファーム型接続の取組 [事務局]

○小川電力基盤整備課長

それでは、まず資料4をご覧くださいと思います。

本日のご議論ということでノンファーム型接続、こちらの申込みが順調に増えているというところで、上から三つ目のポツにありますけれども、契約の申込みが1,200万kWを超

えてきていると。その前段階、建設検討の申込みが7,000万kWを超えているというのが足下の状況になっております。

本日ですけれども、まず一つ目、3ページ目は系統情報の公開・開示であります。こちら、これまでもご意見・ご要望をいただきながら、情報公開を進めてきております。

これらは4ページ目以降にまとめておりますけれども、例えば系統の潮流の状況ですとか、それから、これは今後というところでありすけれども、混雑に関する情報を出していく。あるいは5ページにありますような出力制御の状況も出してということで、さらには6ページは、今後このユニット別の発電実績というのを出していくという形で、順次情報公開、公表の範囲を広げてきております。

そういった意味で、どこを見ればいいのか、各送配事業者、あるいは物によっては広域機関というところがありますけれども、様々な情報が今出るようになってきている中での一つ課題といたしましうか、ちょっと9ページに記しております。これまでもこういったデータを出していくかということ、それから形式についても統一化というところでやってきておりますけれども、細かいようでいて、一つ大きいところとしまして、上から三つ目のポツにあります、各一般送配電事業者が公表するのを、例えば出力制御にせよ、全国の状況を比べながら統一的に把握しようとしたときに、一つ一つの情報の出し方が微妙に違う、万kWhとMWhとか、こういった単位の話になったり、あるいはデータの期間の話であったりというところ。

10ページに具体例を記しております。どちらがベターとかそういう話ではなくて、今、全国のをみると違いがあるというところで、ここはまさにデータの利用・活用の観点からも統一化をしていきたいというところでありまして、若干システムの改修などもあるので、少し時間を要するとは思いますが、この点、11ページに記していますようなガイドライン公表の考え方も少し見直ししながら、地道ではありますが、大事なこの情報を使うに際しての重要な点、よりよい形に変えていければと考えております。

続きまして、系統混雑に関する中長期の見通しになります。

前半でご議論、ご報告いたしましたのが、エリア需給に起因する出力制御ではありましたが、こちら、個々の系統の混雑による出力制御の見通しというところでありす。今後、混雑による制御が発生し得るということで、その見通しなどを今後出してほしいというご要望をこの場でもいただいております。

そういった意味で、14ページに方向性を記しております。どんな項目を想定すべきかということで、どれぐらいの時期を想定してやっていくか。需要の想定、ベースの実績値。具体のところについては、次回以降、またお示ししながらご議論をいただくことで、今後の混雑の見通し、繰り返しになりますが、まだ国内で発生していないけれども、もう24年度には東電エリアで発生する可能性があるということでありすので、この辺、需給以上にこの条件設定が重要になってきますので、そこをどうしていくかというところを、また今後ご議論いただければと思っております。

最後、19 ページになりますけれども、ノンファーム型で接続する再エネ、F I Tインバランス特例③というところで、送配事業者がある意味調整をするという特例③のところににつきましての対応になります。

19 ページ、二つ目にありますけれども、ローカル系統の混雑時には、既に整理を行ったやり方で、発電事業者の側で発電計画を書き換える必要があるというところであります。

一方で、このF I Tのインバランス特例、本来であれば、F I Tの発電事業者が行う調整のところは、これ送配電事業者が一括でやるということでありまして、そういった意味での発電計画値の書換えが不要という制度。この両方で不整合が起きるので、取扱いを整理するというものであります。

具体的な対応を 20 ページに記してあります。まず一般的なローカルの混雑においては、発電の契約者が書換えというところと、代替的な供給力を調達するというところとありますけれども、このF I T特例③については、発電事業者の対応を求めることができないわけですので、送配電事業者がどういうふうにするかというところとあります。これにつきましては、送配電事業者が基幹系統における混雑でやっている対応、再給電と呼ばれる方法に準じた形で対応してはどうかというふうに考えております。

費用についても、ここは準じた形ということで、当面ということではありますけれども、送配電事業者の一般負担という形での対応ということではどうかということ、他方ということと言いますと、最後のボツにありますけれども、今後そういった出力制御が増えて、一般送配電事業者の一般負担というのが仮に増えてくるといったような場合には、別の方法もむしろ考えなければいけないかなと。この辺は前半のご議論でもありました、今後のこの系統混雑と、例えばノーダルといったような今後の検討のところとも絡んでいきますけれども、当面の対応ということで、この基幹の再給電に準じる形ではどうかというふうに考えております。

【資料 5-1】 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]

○小川電力基盤整備課長

続けてということで、資料 5-1 の冒頭 1 ページ目のところを説明いたします。この後、北海道さん、東京さんからのご報告がありますけれども、北海道エリア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ところとあります。

1 ページ目、二つ目のボツにありますけれども、こちら、まず北海道エリアでの接続検討変動緩和要件、蓄電池の設置という要件は、このワーキングでご議論いただきまして、この夏 7 月から不要とするという整理を行っております。現在まである申込み状況は、累積で 700 万 kW を超えているというところとあります。

この変動緩和要件というのをなくしたことに伴って、将来的に十分な量、調整力を確保できるかというところで、これまでも、このワーキングにこの北電の北海道でのシミュレーション結果というのをご報告しておりますけれども、本日もその結果をご報告いただきつつ、

今後についてご議論をいただければと考えております。

事務局からは以上です。

○馬場座長

ありがとうございました。

それでは、続きまして北海道ネットワーク様より、資料5－2についてご説明のほうをよろしく願いいたします。

【資料 5-2】 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]

○木元北海道電力ネットワーク（株）部長

北海道電力ネットワーク、木元でございます。資料5－2につきましてご説明させていただきます。

2スライドをお願いいたします。

本日のご報告内容ですけれども、先ほどもお話がございましたけども、3月に一度2021年度の実績を基に平滑化効果を反映した上で、将来の調整力必要量というものを試算いたしまして、それと合わせて、過不足についてもお報告させていただいたということでございます。

本日でございますけども、右下に表がございますけども、赤枠で囲った部分、実績年度を2020年度実績に更新し、また、複合約定と連系線による調整力の広域調達、これを反映して、改めてご報告させていただくというものでございます。

3スライドは飛ばさせていただきますして、4スライドになります。

4スライド、シミュレーションの検討条件ということになりますけども、これ前回とほぼ同様でして、実績年度を新しくした以外は、条件については同様という形になります。

あと5スライドから9スライドにつきましては、前回ご説明した内容になりますので、割愛させていただき、10スライドにつきましても接続系統の申込み状況、先ほどお話がありました、出力変動緩和要件を不要とした前提での申込み状況ということで、太陽光と風力を合わせて、700万kWを超える量が接続検討の受付をいただいているという状況でございます。

シミュレーション結果につきましては、11スライド以降ということになります。

11スライドでございますけども、2022年度の実績を基にしたシミュレーション結果ということでございます。左側が今回の試算結果で、右側が前回の試算結果ということで並べて記載してございます。

まず実績年度の違いはございますけども、大まかに言うと、今500万kWのところ、ここは調整力の必要量が増加しておりますけども、全体の傾向としては、同様の結果が得られているということで考えてございます。500万kWのところ合計調整力が増えておりますけども、これは風力の変動ですとか、誤差が大きくなったのではないかとというふうに考えてご

ざいます。

あと特徴的なところを少しご説明させていただきますと、風力の追加連系量 100 万 kW のところ、これが二次の②と三次の①で、前回からかなり減っているという状況でございます。これにつきましては、もともと太陽光と需要の変動が大きかった時間帯がありますけども、これは風力の増加が相殺して減ってしまったということで、この最大変動が発生する時間帯といいますかブロックが変わったということで、前回からこの必要な調整力が減ったということで考えてございます。

それから、あと二次の②のところ、300 万 kW から 400 万 kW にかけて、必要な調整力が減ったということでございます。これは前回も同じ二次の②で、400 万 kW から 500 万 kW のところで調整力が減っております。これにつきましては、12 スライドに説明してございますけども、この必要量が減ったということで、出力制御が理由であるということで、これにつきましては前回ご説明した内容と同じということでございますので、細かい説明は割愛させていただきたいというふうに思います。

続きまして、13 スライドでございます。13 スライド以降、調整力の供出量の考え方ということで説明してございます。

まず、13 スライドは複合入札についてでございます。

右側に図もございますけども、前は、調整力一次から三次の①まで分けて考えてございますけども、今回の複合ということで、例えば火力につきましては、応札可能量が最も大きい三次の①に入札するという上で、一次と二次の①②はその内数として扱っているということでございます。

その他の純揚水と蓄電池につきましては、kWh に制約がありますので、一次と二次の①のみの複合商品と考えております。

混合揚水につきましては、二次の②への入札ということで、今回設定している、そういう条件で検討したということでございます。

続きまして、14 スライドでございます。ここは連系線の活用についてです。

まず一次と二次の①につきましては、北本連系線が直流設備ということで、広域運用の対象外ということで、これにつきましては、連系線の活用について考慮していないということになります。

続きまして、二次の②と三次の①でございますけども、制度設計専門会合で報告されました卸電力市場向けに残す連系線容量、これを考慮してございます。

字が小さくて、見づらくて申し訳ないのですが、卸電力市場向けに容量を 100% 使う時間帯が結構ありますので、実際には、この連系線容量を活用できる時間帯が限られているということでございます。

それから、北本連系設備につきましては、段差制約を考慮するという必要がございますので、広域調達につきましては 15 万 kW が上限となるということでございます。

以上が連系線活用でございます。

続きまして、15 スライドでございます。

系統用蓄電池の活用でございます。真ん中のところに記載してございますけども、今系統用の蓄電池接続検討を 320 万 kW ほどいただいているということでございます。このうち、実際に接続契約、契約まで申込みいただいているのが、大体 45 万 kW 程度でございます。このうち、どれだけ調整力の供出をしていただけるかというところは、なかなか難しいところではありますけども、今回の検討におきましては半分程度を調整力に計上するということで設定しております。また、kWh 制約もございますので、継続時間が長い二次の②と三次の①への入札を行わず、今回につきましては一次と二次の①のみ、複合商品として扱ったということでございます。

続きまして 16 スライド、電源の追加起動でございます。

必要な Δ kW が調達できない場合、余力活用契約によりまして電源の追加機能を認めるというふうに整理されてございますので、今回連系線と蓄電池で調整力の不足が解消されないという場合には、メリットオーダーで火力電源の追加起動を実施するという事で、これを反映したということでございます。

17 スライドはちょっと飛ばさせていただきまして、18 スライドでございます。

火力分担負荷に応じた運転火力ユニットと揚水発電、それから蓄電池の考え方について表にしているということでございます。火力分担負荷の増加に合わせて、運転する火力ユニットを増やしていくということを反映してございます。

以上が調整力の必要量、後が供出についての基本的な考え方でございまして、結果が 20 スライド以降ということになります。

まず 20 スライドにつきましては、調整力の必要量につきまして評価してございまして、字が小さいのですが、一次から三次の①の商品ブロック別、それから月別、時間のブロック別に調整力の必要量を算定しているということと、あと風力の追加 100 万 kW から 500 万 kW、この追加に応じて必要な調整力を評価したということでございます。

続きまして、21 スライドお願いいたします。21 スライド以降は、調整力の過不足の評価ということになります。

まず 21 スライドは、複合約定を反映した結果ということでございます。必要な調整力と調整力の供出量、この比較した結果ということになりますけども、赤色が調整力が不足しているブロックということでございます。プラス 100 万 kW から調整力の不足が発生しているということで、特に三次の①が調整力の不足が大きいということと、あと一次から二次の②につきましては、300 万 kW までは赤色が発生していない、不足が発生していないというシミュレーション結果となりました。

続きまして、22 スライドでございます。

22 スライドにつきましては、系統用の蓄電池と、あと連系線活用を反映しているということでございます。

下の表をご覧いただきたいというふうに思いますけども、一次と二次の①につきまして

は、系統用の蓄電池を反映しまして、赤色がなくなったと、不足時間帯がなくなったということでございます。

続きまして、二次の②と三次の①につきましては、連系線の活用を反映してございますけれども、先ほどお話しさせていただきましたように、活用できる時間帯が限られているということございまして、減ってはいるんですけども、それほど劇的に不足がなくなったということではないという結果が得られております。

続きまして、23 スライドでございます。

23 スライドにつきましては、電源の追加起動を反映しているということで、前提としましては、短時間で火力が並列可能だという仮定を置いておりまして、基本的には全ての火力機、作業停止を除きますけれども、これを追加起動した場合の調整力の過不足状況を示しているということでございます。ただ、火力追加起動しますと、需給バランス要因で出力制御が増えていくということになりますけれども、今回の評価では、それは反映できていないということになります。

結果が下の表ということになりますけれども、三次の①につきましても、200 万 kW まで調整力不足解消されますけれども、300 万 kW 以上では、一部ブロックで不足が発生するというシミュレーション結果ということになってございます。

ただ、今回いろいろな方策を折り込んでおりますので、24 スライドに前回の結果を記載してございますけれども、これに比べると、不足する時間帯というのがかなり減少したというシミュレーション結果を得られました。

最後、まとめでございますけれども、ちょっと長くなりますので全て読みませんが、今回の平滑化効果を含め、一定の前提条件に基づいた検討ということになってございますので、実運用においては調整力を確保できない、あるいは変動が増加するということもございまして、今回の結果よりも出力制御の期間が増加する可能性があるということでございます。

それから、最後から二つ目のボツですけども、これは前回もちょっとお話しさせていただきましたけれども、調整力不足時に自然変動電源、出力制御するという制度設計につきまして、引き続きご検討いただきたいというふうに思いますし、再エネポテンシャルが大きい北海道エリアに風力発電等を大量に連系されますと、調整力費用が増えるということがございますので、特定エリアに負担が偏ることがないように、引き続きこういった点についてもご議論いただければというふうに考えてございます。

資料については、以上でございます。

○馬場座長

ありがとうございました。

それでは、また続きまして、事務局から資料 5－1 の続きをご説明いただければと思います。

【資料 5-1】 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]

○小川電力基盤整備課長

それでは、資料5-1に戻りまして、まず4ページ目であります。

時間の関係もありますので簡単にですけれども、今し方ありましたご報告、いろいろ仮定を置いてありますけれども、足下調整力不足が生じる断面はないというところと、将来的にはそういうさらなる調整力の導入を図っていく必要があると。この辺も今回、蓄電池の調整力としての活用を取りあえず半分程度というようなところで試算していますし、この辺はいずれにしろ、今後の再エネの連系量、それから調整力の確保量などを見ながら、不足は起きないようにしっかり対応していく必要があるかなというところであります。

それから、次の5ページ目でもありますけれども、この域外から調整力を調達する風力実証というのをやってきておりますので、進捗について、まずご報告をいただければと思っております。

○馬場座長

ありがとうございます。

それでは資料5-3を用いて、北海道電力ネットワーク様よりご説明のほうをお願いいたします。

【資料 5-3】 風力発電の導入拡大に向けた実証試験について [北海道電力ネットワーク]

○木元北海道電力ネットワーク（株）部長

北海道電力ネットワーク、木元でございます。資料5-3、風力発電の導入拡大に向けました実証試験につきまして、ご報告させていただきます。

2スライドをお願いいたします。

北海道電力ネットワークと、あと東京電力パワーグリッド2社で、地域連系線の活用による風力発電の連系拡大を目的とした実証試験を実施してございます。

細かいスキームにつきましては後ほどご説明させていただきますけれども、丸の三つ目になりますが、当社の実証風力、2020年度までに全てのサイトの連系が完了して、その後、一、二年実証しまして、取りまとめを行うという予定でございましたけれども、事業者様の連系の遅れがございまして、現時点では全てのサイトの連系が完了するのは2025年度となる見込みでございます。

一方で、全ては連系してはおりませんけれども、ほとんど連系しておりますので、これまでの実証試験の結果を検証するとともに、この実証終了後の運用方法について検討いたしましたので、ご報告させていただきます。

3スライドをお願いいたします。

まず一つ目につきましては、風力発電の連系につきましては、需要と供給を一致させるための調整が必要だということでございます。

北海道エリアにおきましては、風力発電の連系拡大によりまして、当初地内の調整力のみ

で連系の拡大を図ってございましたけども、これが不足するというおそれございましたので、右側に図がありますけども、自然変動電源の出力を短周期変動と長周期変動の変動の大きいところに分けまして、北海道内でちょっと、短周期変動は確保できるのですが、長周期変動の確保ができないということで、地域連系線を介して東京エリアの調整力を活用することで風力発電の連系を拡大すると。こういった目的で実証試験を実施しているということでございます。

実証試験による風力発電の連系規模につきましては、募集 20 万 kW に対しまして 19.8 万 kW、実証試験の開始は 2017 年 11 月からということでございます。

4 スライド、お願いいたします。4 スライドは、具体的な実証試験スキームと説明させていただくシートになります。

実証試験スキームの概要ですけども、右下に点々で囲った図がございますので、ちょっとこちらを見ながらご説明させていただきたいというふうに思いますが、北海道におきましては、前日の予測値に基づきまして、図の青線ですけども、この青線に相当する予測値を卸電力市場、スポット市場に供出するということでございます。予測から当然予測誤差というものが出てきますので、実需給の 1 時間前の時点の出力予測値、これが図の赤線になります。この差分につきまして、黄色く色をつけた部分ですけども、これは東京さんのほうから調整力として送受電する、受けもあれば送りもあるということでございますけども、その予測誤差につきまして、東京さんのほうから調整力を受け取るということでございます。

さらに実需給の 1 時間前の時点の予測値と実際の出力とは差分が出ますので、その差分につきましては、北海道エリア内の調整力により調整するというところでございます。これが概略のスキームになります。

5 スライドをお願いいたします。

続きまして、調整力の授受についてですけども、この調整力をエリア外から調達するに当たりまして、北本の連系線と、あと東北・東京間の連系線にマージンを設定させていただいているということでございます。このマージンを確保した上で、必要な調整力を受給していることとなります。

調整力の設定につきましては、5 スライドの右下にありますけども、過去の設定から、発電量の 20% ぐらいを確保させていただきまして調整力を検証しているということでございます。

6 スライドにつきましては、状況によってマージンを減少する取組をさせていただいているということで、これにつきましては、説明を割愛させていただきたいというふうに思います。

続きまして、7 スライドになります。7 スライドですけども、当初計画と連系量の比較ということでございます。当初計画は青い線で記載してございまして、オレンジ色の赤棒が実績と、あと今後の予定ということでございます。現在 19.31 万 kW が連系しているということでございますけども、全量連系 19.8 万 kW ということで、当初予定から四、五年遅れて

いるという状況でございます。

8 スライドは、実証試験におきます検討確認項目ということで、3 項目ございますが、具体的には9 スライド以降でご説明させていただきたいと思います。

9 スライドにつきましては、地域間連系線の効率的な利用方策の検討ということで、左側のスライドをご覧くださいと思いますけども、青線の前日スポットの予想に対しまして、1 時間前の予測値が赤線ということで、実績が黄緑色の線ということになりますけども、下の一番下にあります必要調整量が東京さんから調整力を受電することで、真ん中にあります赤線、ここまで必要調整力を減らすことができたということでございます。これが9 スライドでございます。

続きまして、10 スライドでございます。10 スライドにつきましては、系統影響の確認ということで、まず平滑化効果でございます。

下にグラフと表がございますけども、表のほうが分かりやすいと思うのですが、年度が推移するにつれて、風力実証の連系する量が増えるにつれて、予測誤差の 20%以内の滞在率が増えているということで、平滑化が進んでいるということが確認できます。

それから 11 スライドでございますけども、11 スライドにつきましては 30 分以内の変動の分布ということで、これも下に表がございますけども、既に連系されている分と実証風力と合わせて、30 分内変動の 3σ 値減ってきているということで、これも平滑化が確認できるということでございます。

続きまして、12 スライドでございます。

12 スライドにつきましては、出力制御技術の確認ということで、調整力を送受電できないときに、出力上限値を定めるということで制御をしてございます。

下に二つのサイトの実績を記載してございますけども、オレンジ色が上限値でございまして、いずれのA風力もC風力もこの上限値以内に出力制御をしていただいているということが確認できました。

続きまして、13 スライドでございます。

13 スライドに、これまでの実証に対する成果をまとめてございますけども、3 点、今お話しさせていただきましたところが確認できたということでございます。

特に三つ目のところにつきましては、当時エリア外と調整力の需給をする広域需給調整、こういったスキームがない中で、エリア外とのそういった調整力の受給が可能だということが確認できたということでございます。

14 スライドが、実証試験終了後の運用方法でございます。

丸の二つ目ですけども、需給調整市場と広域需給調整の開始がなされているということで、必要となる調整力につきましては、エリア外含め市場により確保するということが出来る、そういった仕組みが整ったということでございますので、一番下の丸になりますけども、自然変動電源全体の予測誤差に実証風力を折り込んで、エリア内外から調達した調整力を効率的にうまく活用することが合理的かなというふうに考えてございます。

15 スライドでございます。

運用移行のタイミングにつきましては、まだ全てのサイトが連系しているということではないですけれども、ほぼほぼ実証試験につきましては終了したと、結果が得られたということで、終了に向けて準備を進めていくことが望ましいというふうに考えてございまして、具体的には 2024 年度 4 月に実証試験を終了して、需給調整市場での調整力を調達する運用に移行してはいかにかというふうに考えてございます。

最後に、必要となる対応でございますけれども、移行するときには、あくまで必要な調整力が確保できない場合に出力制御が発生するという位置づけでいかにかというふうに考えてございますけれども、これにつきましては連系者様にも説明し、ご理解いただきたいというふうに考えてございます。

あとマージンにつきましては、実証試験のマージンの扱いを取りやめるという方向で、これにつきましては、広域機関様のほうと対応を協議したいというふうに考えてございます。

前述した運用方法に移行するということにつきまして、今回ご議論いただきまして、ご理解いただいた上で進めさせていただきたいと考えてございます。

説明については、以上でございます。

○馬場座長

ありがとうございました。

それでは、また途中となっております資料 5－1 について、事務局より説明のほうをよろしく願いいたします。

【資料 5-1】 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]

○小川電力基盤整備課長

資料 5－1、5 ページ目、4 ポツ目以降になります。

今し方ご報告がありまして、一定の成果が得られたということで、ご提案がありまして、来年 4 月、需給調整市場の本格稼働ということのこのタイミングで、この実証を終えて、以降は需給調整市場で必要な調整力を調達することとしてはどうかというふうに考えております。

一番最後、なおのところでありますけれども、実証で約 20 万 kW で連系されている風力発電、これは調整力不足の場合には出力制御という制約でありましたので、引き続き調整力が不足する場合に、エリア全体での不足というのは、今のところ、シミュレーションでは足元見込まれないということでもありますけど、仮にそういう場合には、出力制御を行う条件というところは、引き続き維持してはどうかというふうに考えております。

事務局からは以上です。

○馬場座長

ご説明いただき、どうもありがとうございました。

それでは議題 2 について、ただいまのご説明に対しまして、ご意見、ご質問があればよろ

しくお願いいたします。

後藤委員、よろしくお願いします。

○後藤委員

ご説明ありがとうございました。資料4について、公開情報の形式等の統一化というところで、こちらの共通化は非常に大事だと思っていて、ぜひお進めいただければと思いました。

データを使う側としては、データを読むコストというのが非常に大きくて、フォーマット等が微妙に違っているというのは非常にミスリーディングでもありますし、そういったところの共通化であるとか、また加工可能な形式というところもございましたけれども、そういったところが進めば、情報の理解が容易になって、そういった情報を使って投資判断などの分析であるとか、予見性も高まるということで、関連する事業の活性化にもつながるのかなというふうに思いました。

一方で、フォーマットがそろっていればいいのかというと、少し難しい面もあるのかなと思ったのですが、同じ言葉でも細かな内容で中身が違っているというところは、結構ほかのデータベースなどにもよくあるというふうに思います。

例えば会計情報のような長い歴史があって、かなりフォーマットもしっかり定まっているようなものであっても、細かいところは注記情報などをしっかり読む人が読まないと分からないといったようなところもありますので、その辺りの言葉の定義から確認をしながらお進めいただくとよいのではないかなと思いました。

幸い各社様の改修のタイミングで順次対応というようなことですので、その辺りの確認の時間も取れるのかなと思いました。コメントでございます。

○馬場座長

ありがとうございました。非常に重要なコメントかなというふうに思います。私もこれらのデータを使って何か統計処理をしようと思ったとき、単位が違って、何か変な結果が出て戸惑ったことがあるので、ぜひやっていただければなというふうに思います。

そのほか何かございますでしょうか。

岩船委員、よろしくお願いいたします。

○岩船委員

ご説明ありがとうございました。

まず資料4のほうで、今の情報公開の件です。

今後、系統混雑の予見に資するということで、4ページでは、変電所単位の1時間単位の実績潮流量が公開されると。かつ6ページでは、認可出60万kW以上のユニット別の発電実績が公開されるということで、大分情報の透明化が進むなと思って見ていました。ただ、この認可出力10万kW以上のユニットの公開なのですけれども、これは例えば太陽光発電のような小さい容量のものは、結局データとしてローカルな情報は、この整理だと捕捉されないのではないかなというのを懸念しております。ローカルだと、送電線に自分以外でどのぐ

らいPVが流れてくるかとかいうのも非常に重要な情報だと思いますので、10万kW以上のユニットというところには入らないにしても、何か集約された形で、送電線の再エネの量とか発電量を情報として公開する必要もあるのではないかと思います。ご検討いただければと思います。

もう一点は、ここで先ほど後藤委員からもご指摘のあった単位の統一の話なのですが、国の資料自体がkWとMWをよく混在しているので、そこら辺からもう少し意識改革も必要なのではないかと私も思いました。ご検討いただければと思います。

北海道電力さんのシミュレーションの件で、資料5-2ですね。調整力のシミュレーションの結果、詳細なご説明ありがとうございました。状況はよく理解できたと思いますし、今後必要な調整力がこの11ページにあるように、非常に増えていくということですね。こういったことを、しっかり前もって把握しておくことは重要なことだと思います。

その上で、最後のまとめのページで、確かに一番最後のポツですよね。再エネのポテンシャルが大きいエリアに再エネはたくさん入ると。発電所を建設する費用自体は、事業者さんの負担かもしれないけれども、調整力の費用というのを再エネのポテンシャルが大きいエリアだけが負担していくというのは、かなり将来の託送料金ということを考えても、アンバランス度が大きくなるなと思って、この点拝見しておりました。今すぐではないかもしれませんが、このような負担をどうしていくかということは重要な観点だと思いますので、今後ご検討いただければと思います。

以上です。

○馬場座長

ありがとうございました。

単位とかフォーマットの統一の件ですとか、あとは再エネポテンシャルの大きなエリアについて、調整力をどうしていくのかというようなご意見をいただいたかなというふうに思います。

事務局、もし何かあればご回答いただければと思いますがいかがでしょうか。

○小川電力基盤整備課長

ありがとうございます。単位の統一、それから岩船委員からは意識改革というお話もいただきました。私自身も、振り返るとどちらかというと需給とか、あるいは火力を議論するときは何となく万kWでいつつ、再エネになるとメガとかギガとか言ったり、意識改革が必要だという点を改めて感じました。

それで調整力の費用のところ、これ、将来的にはこの偏りが出てきたなということで、課題の提起をいただいております。足元、レベニューを見る限り、むしろエリアによって、そこまで有意な差はない状況でありますけれども、ここにあるような話が出てきたときには、やっぱり考えなければいけないという意味でも、検討課題かというふうに感じております。

事務局からは以上です。

○岩船委員

すみません、岩船です。

PVのローカルな発電量の情報というのは、どうなのでしょう。お願いします。

○小川電力基盤整備課長

ありがとうございます。

ここは今、情報公開をしているというので一つ、発電情報公開を区切っております。おっしゃるように低い、小さいところの太陽光のところを潮流として把握するというよりは、ある程度のまとまりのところの太陽光の、実際には一つ一つ、どういうふうに把握。今もメーターがあるということと、実際にリアルタイムでは一定の推計でやっているのとで、検討課題ではあるのですが、出し方、集め方も含めて、よく事業者とも議論していかないといけないかなと感じております。

以上です。

○馬場座長

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。もしかしたら、その発電実績と地点別の潮流から、ある程度推計できるのかもしれないのですが、少しだけ念頭に置いていただけるとありがたいです。

以上です。

○馬場座長

ありがとうございました。

続きまして、まず委員のほうからお願いしたいと思います。山口委員、よろしく願いたします。

○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。

私もこれまでの委員の皆様のご指摘とほとんど同じ意見でございます。データの統一に加えて意味も合わせるということも大切なというふうに思います。あと、発電の10万kW以上のというのは、ちょっと大き過ぎるかなというふうに思うので、何か小さいものも公開できるような工夫が見たいなと思います。

あと、スライド5-2の北海道電力様の報告、5-3も合わせて、非常によくご説明いただきましてありがとうございました。この調整力の必要量について、年によってやっぱり結構変わってきちゃうのだなというのはちょっと思ひまして。これは実績なので、それはそれでいいのですが、今後実績が増えてきて、再エネの連系量も増えてくると、その年によって、必要量の絶対値が大きく変わってくるということになる、いろんな意思決定に混乱を来すと思いますので、この複数年の実績の統計的なデータをどういうふうに分布として扱って、この 3σ をどういう意味での 3σ にするかというようなことを、どこかで考えていかなきゃいけない時期がそのうち来るのではないかなと思いますので、そういう準

備もできればいいのではないのかなというふうに思いました。

以上です。

○馬場座長

ありがとうございます。

そうですね。意味とデータの統一、それから公開の最低容量の話がありまして、それであると、調整力の必要量の計算で、複数年のデータの扱いという、非常に重要なご指摘かなと思いました。これについて、事務局、それから北海道電力様、どちらかで何かご回答いただけますでしょうか。

○小川電力基盤整備課長

事務局からは特にありませんけども、北電NWさんはいかがでしょうか。必要のばらつきの話。

○木元北海道電力ネットワーク（株）工務部部長

北海道電力ネットワークでございます。

まさに今、お話しされたことは非常に重要かなというふうに思っております。今回の結果でも、かなり差が出てきておりますので、やはりデータを蓄積して、それに基づいて対応等を考えていくことが重要ではないかなというふうに考えております。

以上でございます。

○馬場座長

ありがとうございました。

それでは、続きまして原委員、お願いいたします。

○原委員

今、山口委員からご指摘、コメントのありました観点と同じことを申し上げようと思いましたが、同じ内容ですので、私のほうは取り下げさせていただきたいと思えます。

○馬場座長

ありがとうございました。

それでは、増川オブザーバー、よろしくお願いいたします。

○増川オブザーバー

皆様方、ご説明ありがとうございました。私からは質問が一つと、コメントがいくつかございます。

まず質問というか、まず御礼申し上げなきゃいけないのが、データを各送配電事業者様で整理されていなかった統一するという方向で、大変ありがたく、使う側としてはもう大変感謝申し上げます。

それから、質問は資料4の8ページ目でございますけれども、こういった形でご回答いただけると大変ありがたく、分かりやすいかなと思えます。

あともう一つですけども、実績値でもよろしいのか、あるいはその予測値であれば、どのぐらいの頻度とか、どのぐらいの時間とかが何か目安として分かるとありがたい。その辺の

何かデュレーションカーブのような形ではなくお示しいただけるのかどうかというのを教えていただきたいのが質問でございます。

それから、情報公開に関しましては岩船先生からもコメントがございましたけれども、太陽光の場合、10 万 kW を超えるというのは多分今の季節でもかなり少ないですし、今後多分ほとんどないのではないかなと思われるので、その小規模の太陽光はほとんど、多分今後導入されるものの 98% は多分 10 万 kW 未満だと思いますので、それをどうやって補足して、潮流をどういうふうにするかというのは非常に大きな課題となると思いますので、大変なことだと思います。ぜひチャレンジしていただければ大変ありがたいと思います。

それから、もう一つ。すごく細かい話で大変恐縮なのですが、10 ページ目に公開のフォーマット、これはもう電源別に既に公開いただいているところでございますけれども、時間は 1 時間単位で公開されていますけれども、できれば 30 分単位で、多分データとしては 30 分単位でお持ちだと思っておりますので、この公開の仕方、データが増えるとは思わず、それを使う方も大変だという話もあるのですが、30 分にしていただけるとありがたい。なぜかと申しますと、スポット市場が 30 分単位でございまして、フィードインプレミアムの実績とか、今後の予測とかをするときは、ちょっとデータを合わせるのが非常に苦労しているということもございますので、これは本当にお願いでしかないので、可能な限りで 30 分単位でしていただければ、今後増やしていかなきゃいけないフィードインプレミアムの促進にもつながるかなと思いますので、ぜひご検討いただければと思います。

それから、このノンファーム型接続、この同じ資料 4 の最後のほうに F I T インバランス特例③につきましては、一般負担ということになるということですが、これに関して、私どもから何か言うことは特になのですが、一つやっぱり配慮していただきたいのが、今後はフィードインプレミアムも増やさなきゃいけない。それから、F I T から F I P への移行をしていかなきゃいけないと、私どもは思っておりますけれども、F I T 特例③が何か得だというふうになってしまうと、F I P への移行、あるいは F I T での事業開発の妨げになるとはあまり思わないのですが、ならないような配慮が今後少し必要かなと思いますので、その辺は、もちろん F I P への移行をどうやって推進していくかというのと併せて、少し配慮いただければありがたいかなと思いました。

それがこの資料 4 ににつきましてでございます。

それから資料 5-1、それから北海道電力さんの資料 5-2 ですか。北海道電力さんの 11 ページにお示しいたしまして、先ほどコメントもあったと思うのですが、この見通しが調整力の必要量というのは 3σ の予測誤差だと思うのですが、ベースに算出されているということなのですが、先ほどの実証事業でもお示しいただいたように、導入量が増えれば増えるほど、その 3σ の 99.7%、非常に精度が上がっていくということもございましたので、その辺を今後うまく組み込んでいただきたいということと、あとこの 3σ を減らす方法も今後重要になってくると思いますので、それを予測精度の補助もあるでしょうし、あるいはもしかすると、先ほど北海道電力さんがおっしゃられたとおり、いかに集中し

ないで、分散して設置していく慣らし効果をよりはっきりさせるとか、あるいは再エネ側でもしできることがあれば、少しでも再エネ側の調整力をうまく活用するとかによって、これを小さくできるということが、こういった調整力の必要量を減らすということに貢献ができるのであれば、それをぜひご検討いただいて、再エネ側でできることもしっかりやっていかなきゃいけないと思っていますので、その辺もぜひ配慮していただければと思いました。

私からは以上でございます。ありがとうございます。

○馬場座長

ありがとうございました。資料4について、いくつか情報公開のやり方のご要望ですとか、あとはF I Tの③の在り方、それから資料5については統計効果ですとか、それから再エネの活用というものを考えられないのかというようなご要望、ご意見があったかと思います。これについて、事務局から何かご回答はございますでしょうか。

○小川電力基盤整備課長

様々のご要望ありがとうございます。まず情報のところでいいますと、実績に関してはデュレーションという意味では、1時間単位の実績になっております。一方で見通しのところは、どうしてもいろんな過程の中では一定の断面でお示ししていかざるを得ないかなというふうに考えているところであります。そのご要望の中で時間の示し方も、できれば30分単位、スポット市場との関係というのはなるほどと思った一方、何を細かくしてというところは、よくよくちょっとこの時間軸、そして負担との関係での検討が必要かというふうに考えております。

また、今回の整理と共にF I Pへの移行を促す観点、重要な点をご指摘いただいております。配給電での一般負担でない方法も当然あり得るわけでありますけれども、そういった意味での特定負担みたいなものが、どこまで需要性があるのか促すために、F I Pのほうに何かよりメリットというのは、ちょっとこの文脈では出てこないとは思いますが、特例③の在り方にも関わってくると思いますので、そういった意味での今後の検討かというふうに感じております。

とりあえず、事務局からは以上です。

○馬場座長

ありがとうございました。

それでは、伊佐治オブザーバーよろしくお願いいたします。

○伊佐治オブザーバー

送配電網協議会の伊佐治です。私からは、資料4で2点ございます。

まず、13 ページの中長期見通しの算出方針につきまして、毎年実施している電力広域機関の委員会での混雑想定と前提条件等を統一化するというご提案をいただいております、こちらは一般送配電事業者の検討負担の軽減の観点からも、この方向で整理していただくことに賛同いたします。

その上で、14 ページに見通しの精度向上と検討者の負担のバランスについて記載いただ

いておりますが、広域機関の委員会での混雑想定では、毎年、一送各社において複数人が数か月を費やして算定を行っているところがございます、さらなる負担の増加を抑制するためにも、なるべくシンプルな算定条件を希望いたします。当然、我々一般送配電事業者としても算定条件の検討、それからその後の算定について協力させていただきますので、引き続きよろしくお願いします。

続いて、20 ページの5ボツのところでございますが、FIT特例③の系統混雑対応を再給電方式に準ずるスキームで対応すると、その結果、基幹系統も含めて、混雑処理による供給力の穴埋めを調整力で行うということになってきます。その場合、調整力自体は全系の需給安定のための必要量として確保していて、それしか確保していないということでございますので、将来、混雑処理の量が大きくなってくると、それに伴う代替供給力を調整力の $\Delta k W$ で対応することになってしまいますので、調整力が不足する懸念が生じてくると考えています。

また、先ほどもありましたが、混雑処理に伴う電源持ち替え費用を事業者が直接負担しない場合に、混雑発生系統への接続を回避するという電源の立地インセンティブが働かないといった懸念もございます。

いずれにしても、ノンファームのアクセス数が増えているということで、混雑処理量が増加してきた場合には、今回の整理を費用負担の在り方も含めて、抜本的に見直していただく必要があるかと思っておりますのでよろしくお願いします。

私からは以上です。

○馬場座長

ありがとうございました。作業負担の件、それから混雑処理の費用負担について、ご意見をいただいたかなというふうに思います。事務局のほうから何かございますでしょうか。

○小川電力基盤整備課長

ありがとうございます。

伊佐治オブザーバーからいただいたご指摘、全く同様の認識を持っております。特に費用負担などは、基幹系統での再給電も、そもそも当面ということでの整理。ここは前半でも少しありました、今後の系統混雑のところについてノーダルが入ってくればといったような話と共通かなというところで考えております。

以上です。

○馬場座長

ありがとうございました。そのほか、何かご意見はございますでしょうか。

ないようでしたら、最後に全体を通して、ご意見、ご質問がありましたらお知らせいただければと思いますけども、いかがでしょうか。

よろしいですかね。どうもありがとうございました。

3. 閉会

○馬場座長

本日、有意義なご意見を多数いただき、どうもありがとうございました。私のハンドリングが悪くて、時間をかなりオーバーしてしまいまして、申し訳ございませんでした。

それで本日は、まず再生可能エネルギーの出力制御の抑制に向けた取組等について、再エネ出力制御の抑制に向けた新たなパッケージ案ですとか、それから蓄電池の活用可能性などについてご意見をいただきました。この中で、どうやって電池の立地誘導をしていくのかというようなご意見ですとか、あとは出力制御の見通しについて、ツールを統一化して、分かりやすくしていくべきではないかというようなこと、それからあとは10年後とかに対応が後手に回っていないようにというような、そういったようなご意見等をいただいたかと思います。本日の議論を踏まえて、事務局におかれましては、年内のパッケージの取りまとめに向けた検討等を進めていただけるとよろしいかなというふうに思います。

それから、続きまして効率的な系統運用に向けた諸課題についてでは、系統情報の公開開示及び長中期の見通しの可能性についてご議論いただいたと。合わせて、北海道電力ネットワークにおけるシミュレーションの結果をご確認いただき、風力実証の完了についてもご議論いただいたかというふうに思っております。風力発電の広域的な調整の使い方については、特段大きなご異論はなかったのかなというふうに思います。一方で、情報公開につきましては、小規模な分散型の再生可能エネルギー電源の出力というのが何か補足しづらそうかなというようなことですか、あとは情報公開のやり方についていくつかご意見をいただいたというふうに認識しております。

事務局におかれましては、本日の議論を含めて、また具体的な検討等を進めていただければなというふうに思います。

それでは、以上で第49回系統ワーキンググループを閉会したいと思います。

皆さん、遅くまでどうもありがとうございました。