

第6回 電力レジリエンス等に関する小委員会議事録

日時 2019年4月26日(金) 18:00~20:00

場所 電力広域的運営推進機関 会議室 A、B、C

出席者：

<委員>

大山 力 委員長(横浜国立大学大学院 工学研究院 教授)
岩船 由美子 委員(東京大学 生産技術研究所 特任教授)
大橋 弘 委員(東京大学大学院 経済学研究科 教授)
加藤 政一 委員(東京電機大学 工学部電気電子工学科 教授)
松村 敏弘 委員(東京大学 社会科学研究所 教授)

<オブザーバー>

【一般送配電事業者等】

岡本 浩 (東京電力パワーグリッド株式会社 取締役副社長)
白銀 隆之 (関西電力株式会社 執行役員 送配電カンパニー 企画部 担任)
戸巻 雄一 (北海道電力株式会社 送配電カンパニー 流通企画部長)
山田 利之 (東北電力株式会社 送配電カンパニー 電力システム部 技術担当部長)
星 克則 (電源開発株式会社 執行役員)

【発電事業者・小売電気事業者】

石山 一弘 (東北電力株式会社 執行役員 企画部長)
宮本 喜弘 (四国電力株式会社 執行役員 総合企画室 経営企画部長)
菅野 等 (電源開発株式会社 常務執行役員)
鹿島 武昭 (株式会社エネット ICTシステム部 担当部長)
田中 信昭 (JXTGエネルギー株式会社 リソーシズ&パワーカンパニー電気事業部長)

【再生可能エネルギー事業者】

増川 武昭 (一般社団法人太陽光発電協会 事務局長)
鈴木 和夫 (一般社団法人日本風力発電協会 副代表理事)

【経済産業省】

曳野 潔 (資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課長
兼 省エネルギー・新エネルギー部 制度審議室長)
鍋島 学 (資源エネルギー庁 電力・ガス事業部 電力基盤整備課 電力供給室長)
日置 純子 代理(電力・ガス取引監視等委員会事務局 ネットワーク事業制度企画室長)

欠席者：

都築 直史 (電力・ガス取引監視等委員会事務局 総務課長)

配布資料

- (資料1-1) 議事次第
- (資料1-2) 委員名簿
- (資料2-1) 更なる供給力等の対応力確保策の検討(稀頻度リスク他)
- (資料2-2) 更なる供給力等の対応力確保策の検討(北海道エリアの特殊性)
- (資料3) 北本の更なる増強等の検討
- (資料4) 太陽光・風力発電設備の周波数変動に伴う解列の整定値等の見直し
- (資料5) 本小委員会で整理した事項について(案)
- (参考資料) 電力レジリエンス等に関する小委員会 用語集

議題1：更なる供給力等の対応力確保策の検討

- ・事務局から、資料2-1、資料2-2により説明を行った。
- ・主な議論は以下のとおり。

[主な議論]

(鹿島オブザーバー) 2点ほどコメントさせていただきたい。まず1つ目が資料2-1の11ページ目のところで、稀頻度リスク分を確保するかがまとめられており、今回は1%積んで111%といったようなまとめになっていると考えている。その中で四角の5つ目に、今後の調達量について不断の見直しを行っていくことが書いてあるのは非常にありがたく、是非ともやっていただきたいと考えている。1つだけ質問というか確認になるが、第4回の本小委員会の中で稀頻度リスク分については停電コストなどを参照して妥当性を確認することが書かれていた。前回、そのコストについては110%で11,000円、111%で20,000円となっており、1%増加することによって9,000円のコストアップになるかと思っている。9,000円上がったとしても111%確保すべきだといったことをコスト面から何かしら評価しているのであれば、是非教えていただきたい。2点目は、20ページの費用負担の在り方についてである。今後、国の審議会等で議論するとなっているが、小売としては確かに供給力確保義務ということも課せられており、それについて小売はしっかりと対応しなくてはならない。一方でそれが合わなかった時にはインバランス料を払うとなっている。インバランス料を払うということと、このコストを小売が負担するという案1になると、インバランスと供給力確保のところ少し重複する部分があると感じているので、その点についてもしっかりと検討していただきたい。特に稀頻度リスクのところについては大規模な電源脱落ということで、小売としてはなかなか予測ができないところなので、原因者負担という考えも含めて慎重に議論していただきたい。いずれにしても、今後、引き続き国の審議会となっているので、そのような観点も含めて検討いただきたい。

(事務局) 先ほどのコストの評価については、前回色々ご意見いただいたと思っている。その中で20,000円という数値では示したが、それはある条件のもとで算定して得られたものである。また、供給信頼度の確保というものを考えた時、レジリエンスの検討を行うにあたって、現

状の信頼度レベルの維持を考えるとということの重要性、レジリエンスの強化の重要性のご意見をいただいたと考えている。コストはある指標として参考値を示したが、コストでの評価で決めたというよりは、守るべき信頼度レベルはどこかというところでご議論いただいたと認識している。

(岩 船 委 員) 先ほどコメントもあった資料2-1の11ページ5つ目の■について、容量市場開設後に調達量について不断の見直しを図るとあるが、どういう引き金があれば、どういう理由があれば見直される可能性があるのか。どういった条件で見直しが入るのか教えていただきたい。

(事 務 局) まずは EUE 算定によって評価していくことを基準に考えているので、需要実績や気温の実績等を踏まえて、それを検討の中に反映し目標値を適切に評価していきたいと考えている。需給状況等を勘案して必要予備力については改めて起きた事象などを踏まえ、どういったものを持つべきかを引き続き、不断の見直しとして検討していくものだと考えているので、今回仮に 111%と決めた場合に、未来永劫ずっと変えないのではなく、起きた事象ごとに基づいて、また検討していくように考えていくと認識している。

(岩 船 委 員) 非常に負担が大きい場合もあり得ると思うので、柔軟に考えていただきたい。

(岡本オブザーバー) まず資料2-1で、今までの議論を分かりやすくまとめていただいていると思っている。21ページは費用負担の在り方となっているが、左側の調達の仕組みというところを見ると、色んな議論が整理されており分かりやすい。今回行ったことは色々な場でご議論いただいたことを総ざらいして、確実に信頼度を維持する枠組みとしてワークするようにセットしていただき、容量市場開設後も担保できるようにという議論をしていただいたと思っている。費用負担については今後また議論いただくと思うが、このような場で安定供給上必要な供給力というか、デマンドレスポンスも含めてやるということで、これをしっかりと調達していく。そこに必要なコストが生じているということもあるので、誰がどのように負担していく場合においても、費用が確実に回収できるということを制度的な部分を含めて検討いただきたい。資料2-2については確認になるが、北海道エリアの状況を考えるということが6ページに表現されているが、非常に寒いということがあり、「②他エリアからの電力融通に制約があること」と「③発電所1基の計画外停止が予備率に与える影響が大きいこと」があって、②と③は信頼度評価する中に織り込まれるのではないかと思う。13ページに記載されていることがそういうことだと思っているが、一旦全国大での供給力を全国で一番効率よく調達する全国大の容量市場が回ったうえで、北海道エリアの特殊事情を踏まえると、その結果として実際、どこにどういった電源が落札するか、もちろん連系線の制約もあるので一定程度、入札結果によってどのようにばらつくかが分からないところがあるので、北海道エリアの特殊事情を踏まえた供給力が確保できないのであれば、それを追加で確保にいくというような、全国大の容量市場の枠組みを変えない中で追加するという表現なのかと思っているが、そういう理解でいいのか確認したい。

(事 務 局) 最後の 13 ページのところについては、具体的には「容量市場の在り方等に関する検討会」でご議論いただきたいと思っているが、北海道エリアの冬の信頼度が全国と違っている。基

本的に今の容量市場は各エリアの信頼度を EUE 一律にして調達量を決めていくという仕組みとそぐわないところがあるので、調達方法の考え方を変えないといけないということを一部頭出しさせていただいたところである。具体的には「容量市場の在り方等に関する検討会」のなかでどういう調達をし、どういう費用の負担をしていくかをご議論いただきたいと考えている。

(松村委員) まず予備力が足りなくなりそうな時の調達のコスト負担に関してであるが、先ほどのご意見で、そのような場合にはインバランス料金を払うのだから小売が二重負担になるのではないかという議論の妥当性は、インバランス料金制度に依存している。インバランスの費用が限界費用に等しい価格がついていて、限界費用が通増しているということなので、スケラビリティの問題はあるが、もしその条件が満たされていれば、本来固定費用も含めて回収できるはずである。そうだとすると二重負担で不当という言い方はあり得るのかもしれない。一方現状それよりもはるかに低いインバランス料金となっており、それがずっと続くとなると、その考え方はとりにくいと思っている。今インバランス料金の改革は議論されているところであり、限界費用にしようという方向に進んでいる。したがって二重負担ではないか、という議論は、一定の説得力は持ち得るが、それが採用されるという条件のもとで初めて説得力がある。したがってそれが大幅に遅れることになったときにそれでよいのかは別途問題になり得る。次に、仮に託送料負担というのは非常に合理的な考えだと思うが、その負担に関しては国できちんと審議してくれというのは真っ当なことである。託送料改革は、この問題に限らず色々な文脈で合理化する、より良いものにする議論は既に始まっているはずで、それに向けてやっていくと思うが、わざわざ非合理的なもの、非効率的なものにする必要はない。本日、別の委員会でも発言があったが、託送料金で回収できていないという話は絶対におかしいのでやめていただきたい。料金の改定申請を出せば、広域機関でこれは託送料負担だと認めて、送配電部門が負担すると認めたコストを監視等委員会に持って行き、そのコストを託送料の原価に参入するのが不当だと言われることはほぼ無いと思う。そういうことを防ぐためにも監視等委員会の方がオブザーバーとして出てきている。普通に改定申請を出せば通るはずのもの。それは単にストックがあってそれを吐き出さないので改定申請を出していないというだけのこと。回収漏れという議論は変。いずれにせよ託送料金制度を改革するときにはこのようなことも考えて改革すべしとの意見は合理的だとは思いますが、それは他の制度改革をするための必要条件ではないことを常に考える必要がある。現行であってもコストを回収する道はきちんと残されていることを認識する必要がある。次に北海道の特殊事象ということだが、確かに寒いということもあり、連系線の容量が小さいということもあり、それが原因でこのような議論をしていることは分かるが、最大落ちる量がこれよりはるかに小さければそこを考えても大丈夫という結論だったはず。北海道だけ特殊と整理しなくても良かったはず。この手の議論は既に料金審査のところで行っていると認識している。北海道電力が系統の特殊な事情があり、他のエリアに比べてより多くの予備力、調整力を調達しなくてはいけないと主張した時、そのような事情が仮にあったとしても、それはそのような巨大な発電所を作った事業者の責任なのだから、他と同じだけしか原価算定は認めない、追加的に必要な部分は北海道電力で負担するという整理になっ

たはず。2020年度以降の枠組みで言えば北海道の小売・発電部門が負担するのが自然な考え方で、それがまさに原因者負担だと思う。「容量市場の在り方等に関する検討会」などで引き続き検討するのはいいが、明らかに原因者が分かっている原因者負担と現行でそのように整理されているにも関わらず、それを変えるようなことがあったとしたら、今後、広域機関が原因者負担と言ったとしても誰も耳を貸さなくなる。再エネや新規参入者に対しては原因者負担と言うが、そうではないところに関しては知らぬふりするというような誤認を招いたらとんでもないことになる。この点重々認識したうえで議論していただきたい。これは原因を作った人がきちんと負担すると考えるのが正しいと思う。

(岩 船 委 員) 今回、最終的にどのようにまとめられるか分からないが、一生懸命計算した停電コストがあまり表に出てきていない気がする。必要供給力が110%と111%では停電コストが大分違ったという話があったが、それが参考値であったとしてもやはり一定の条件のもとできっちり計算したものなので、ある一定の停電を許容した場合に支払ってほしいお金だと普通は考える。それは一般の人に判断してもらうことも必要かもしれないので、まとめる時点では両方きちんと停電コストを含めて整理したものを用意していただきたい。

(大 山 委 員 長) 松村委員からのご指摘もあったが、それは書き振りの話で、全面的に内容を変える必要があるというご意見ではないと認識している。その辺りを含めた多少の修正、および今の岩船委員のご意見で修正するところ等があると思うが、修正については委員長である私に一任いただくことでよろしいか。後で事務局と調整して修正をしたい。

議題2：北本の更なる増強等の検討

- ・事務局から、資料3により説明を行った。
- ・主な議論は以下のとおり。

[主な議論]

(大 橋 委 員) 3点質問させていただきたい。どれもテクニカルな話で恐縮だが、まず22ページに便益計算の結果を示していただいているが、もう少しこの結果に至った経過を見せることは可能か。つまり、20ページでkWhあたりの燃料費コスト単価等を頂いているが、どのくらい潮流が流れているのか。CO2を評価されているが、これがどのくらい出ていて金額がどのくらいなのか。参考資料にもないため、この数字を信じるしかないという状態となっている。あまり個々のものまで見せるとデータ上の問題があるかもしれないが、もう少し見せられないものか。2点目は、23ページの再エネ効果54.1%とあるが、この数字をどうやって作ったのか分からなかった。再エネによる効果なので、再エネがどれだけ入るかということと、入らなかった時との比較をされているという理解をしているが、仮に再エネが入らなくすると分母の数字も変わるのではないかと思う。つまり全体の燃料費・CO2削減効果も変わるのではないか。そうすると再エネ効果をきれいに取り出すのは難しいのではないかと思う。まとめにもこの数字を出されているので教えて頂きたい。最後に27ページのアデカシーの定量化は困難であるという結論であるが、これがよく分からない。アデ

カシーの評価は、過去に信頼度がどれだけ向上されたかというのを検討されていたのではないかと思う。そういう意味で言うと計算は出来るのではないか。ただそれをどう金銭化するのかが出来ないのかもしれないが、金銭化しないものについては、アデカシー向上の効果として出せるのではないかと思った。間違いだったらご指摘いただきたい。

(事務局) 便益の内訳については、今日お示しできるものが手元にない。今後、これに引き続き広域系統整備委員会の中でも議論していくことになるため、その中でお示しさせていただければと思う。再エネ効果の試算であるが、基本的に再エネの導入量は447万kW固定であり、その状態でWith-Withoutにおいて再エネが発電することで生み出した便益というものがいくらだったかというものの割合として整理している。もともとWithoutで抑制されていた分があり、それが解消されることによって発電し、火力と差し替わることで生まれた便益を金額として整理したものである。アデカシーの効果は、おそらくクライテリアとして満たしているというものが大前提としてあり、アディショナルな部分の効果についてどう考えるかということだったと認識している。そういう意味で、kWの広域的取引の価値というものをアデカシーの効果と呼ぶかということはあるが、今後、連系線を増強することに対する効果として考えられるのではないかというご提案である。現状、そういった全国大でのアデカシーの向上というものが連系線によってどの程度向上するかということについて、まだ市場が出来ていないということを考えるとその金額を出すのは現時点では難しいということを申し上げた。アデカシーの効果について、大橋委員がおっしゃったのは量の算出ができないのか、金額の算出ができないのかということだと思う。量の方は、北海道エリアのみの予備力削減効果は比較的容易に算出できるが、今回はあくまでも広域的に予備力が減らせるかということになると、EUEで算出したうえでそれでどれだけの量が減らせるかということ計算しないといけない。それが今の段階では難しく、それができれば量については算出可能となる。おっしゃる通り、金額の話も現時点では想定が難しい。その2つの要素で困難だということを申し上げた。

(大橋委員) EUEの計算が間に合わなかったということか。

(事務局) おっしゃる通り。今回、本委員会で稀頻度リスクを踏まえた検討手法が決まったばかりなので、それ前提の計算というのは今回間に合わなかったということである。今回EUEで試算値を色々お示しさせていただいているが、最終的に数値を決める時には、調整力等委員会の中で前提条件等をご確認いただいた上で、正式な値を出さなければいけないと思っている。そこが、まだこの期間内では間に合わなかったということである。

(大山委員長) 資料の書き方が少し違う感じがするのでそこは少し直した方がよいのではないか。

(岩船委員) 第40回広域系統整備委員会の「東北東京間連系線に係る広域系統整備計画について」の議題で言えば良かったと思ったが、やはり全体の便益計算結果の数字だけ見ても、どの電源がどの電源に変わったというイメージができないので、もう少しブレイクダウンしていただきたいと思う。せめてCO2と燃料費の効果を分けて欲しい。東北東京の結果が公表された後にある人に言われたことであるが、20ページの燃料費・CO2単価について発電コスト等検証ワーキングの新政策シナリオを用いているが、4年前のデータで古いのではない

か。最新の新政策シナリオを使うというのが妥当かどうかという判断はできないが、国際的に便益評価の際にどういうシナリオを使っているかというのは足並みをそろえる必要があるのではないかと思った。それをダイレクトにしないにしても燃料費とCO₂コストが出ていれば、ある程度あたりが付くので、燃料費+CO₂でパラメータ解析をされているが、それぞれ起こりうると思うので、そこは丁寧に説明できる材料を整えていただきたいと思った。最後、確認であるが、19ページの北海道の風力は蓄電池付が前提だったと思う。今回の計算はそれで間違いないか。太陽光も増えていると思うが、それも蓄電池が前提となるのか。太陽光は短周期に影響しないから関係ないか。

(事務局) データの方はブレイクダウンしていきたい。発電コスト等検証ワーキングのデータであるが、国で使っている数値としてはこれが最新値という理解である。その感度については、先ほど申し上げた通り、少し振ってみてどの程度変わるかということでご判断いただくということかと思う。風力については蓄電池がセットとなっており、太陽光については設置しないということだと考えているが、補足があれば北海道電力さんからお願いしたい。

(戸巻オブザーバー) 現状、出力変動緩和対策を必須として蓄電池設置を前提とさせていただいているところ。

(加藤委員) 便益評価について質問させていただきたい。今回の新々北本の便益を考えるときに、資料では特に明示されていないが、東北の再エネの新規導入量は大きなファクターになるかと思う。先日の東北東京連系線の時にも蓋然性の高い再エネの導入量ということで費用便益を計算されている。おそらくその値をこちらの方でも使われていると思うが、東北の再エネ導入量が仮にあの値より増えた場合、東北東京連系線増強の便益は増えるはずだが、一方、そちら側が増えれば今回の新々北本新設のケースは、北海道から東北に送る電力に制約を受けるため、便益が下がると思う。もともと新規接続される再エネ量は蓋然性の高いデータを使われていると思うが、38ページで感度解析されているが、東北に入る再エネの量が変化した場合に便益がどのように変わるか、ある程度現実的な範囲で振ってみて検討された方がよいと思った。

(事務局) 東北の再エネ導入量としては、東北東京連系線増強検討時に見込んだ量は、大幅な地内増強が発生するようなところで一回区切ったということにしている。東北北部募集プロセスの入札状況等を踏まえての量である。それ以上のシナリオというものを描けなくはないが、基本的にはあの程度の量であれば蓋然性が高いと判断した。加藤委員がおっしゃるようにそれ以上入ればどうなるのかということ、おっしゃる通りの結果になるかと思うが、大幅な地内制約が発生するだろうということを考えると、今の数字くらいがもっとも蓋然性が高いと見ていいのではないかと我々としては考えている。

(加藤委員) 地内制約が発生しない最大の量を想定したという理解だと、新々北本新設の便益は、逆に少なめに安全側に評価されており、便益はこれよりもよくなるという認識でよいか。

(事務局) あまりそこを断定的に言うのは難しいが、大幅な地内制約が発生するところの手前で止めているということ。おそらく地内増強は発生するが、ものすごく大幅な地内増強は発生しないというレベルの前で止めているということ。

(松村委員) エネ庁への質問であるが、今回のとりまとめが、求めていたものに対する回答になっているのか。もしこれだけではなく、もっとこれが必要というのがあれば言うていただかないと役割を果たしていないことになるので、不足があれば指摘をお願いしたい。それに関連していると思っているが、元々新々北本の議論をする時に、そもそも作るのがいいのか、もし仮に作るとしたらいくつかの選択肢があり、それらのどれがいいのかという判断をしたいというのはもちろんあるが、私の誤認がなければ、可能性として賦課金を投入するという議論もあった。そうすると便益の割合、北海道・東北・東京エリアにどれだけ便益が落ちるといったものと、国全体のメリットの内訳みたいなものが分かると、どれぐらい賦課金を投入すべきか、どれぐらいの割合で投入すべきかということの参考になるので、そういうこともして欲しいというような要請だったと認識している。この点は、東北東京間の連系線の話とは違っていると思っており、東北東京については、最初の 2 つの部分についてはある。増強するのかもしれないのか、増強するとしたらどのような方法があるのかという中で、結局、従前通りで実施することが決まった。本当に従前通り増強するということに対して十分な便益があるかどうか重要な問題だったのかもしれないが、今回の場合は、内訳がとても重要になる。よって大橋委員が言及されたようなことは、今回に関してはとても重要である。内訳が分かっていると議論ができなくなるので、全体でこれだけというのではなく、もう少し詳しいものを出していただいて、それぞれが本当に妥当かということ議論しなければいけない。次に、それに関して、23 ページの再エネ効果ということで 54.1%と見たときに、決めるのはここじゃないということは重々承知しているが、50 数%が再エネ効果なので、これだけ賦課金で面倒見て下さいとそういう事なのかと一瞬思っ「そんなに低いのか」とびっくりしたが、よくよく文章を見るとそういう事ではないというのが分かる。逆に言うと、この再エネ効果何%というのは、この小さなカテゴリーはどういう意図があって出したのか分からなかった。少なくとも賦課金投入というものをどのくらい正当化できるのかというものが分かるような格好で内訳を示すだけでなく整理していただくと、この後の議論にとっても役に立つのではないかと思った。

(事務局) 再エネの効果について松村委員から少ないというご指摘があったが、もともと抑制されているものは再エネだけではなく、優先給電ルールで抑制されている火力も相当ある状況である。

(松村委員) 少ないと申し上げたのは、私が最初誤認して 5 割ちょっとが再エネ効果なので賦課金を 55%投入して 45%は北海道の負担ということなのかと思い、そんなに少ないのかと思って言っただけであり、よくよく資料を読めばそういうことは書いていなかった。おっしゃることは分かっている。

(豊野オブザーバー) 先ほどから議論になっている 23 ページの費用対便益効果の分析について、エネ庁としてはバックデータをいただいております、理解しているつもりでいる。先程から委員の皆さまがおっしゃっているように、このデータを信じるのかということについては、公表データとしてお示しすべきということかと思うので、おそらく広域系統整備委員会で今後議論されることになるかと思うが、広域機関と相談の上、しっかり対応をしていきたいと思う。その上で、新々北本新設により流れている量は、恐らく再エネより高効率火力によるもの

が大きいと思うが、燃料費・CO2単価が異なるため合計値として見た場合に、再エネが流れた時の効果が54%程度あったと承知している。内訳について、CO2と燃料費の合計値としてこうなっているという理解である。国の方の審議会では、3月の議論において、便益に応じて負担するべきではないかということをお示しさせて頂いている。その前提に基づき、実際にどのような便益の内訳があるのかということについてはご議論いただければと思っている。そういう意味では、ここは、再エネの寄与分として54%という数字が出てくるのではないかと思う。残りの46%は何なのかという議論は、今回、アデカシーやセキュリティというよりむしろ広域メリットオーダーの効果として評価されている部分と思う。ここは、国の審議会の議論ということになると思うが、この46%は特定の地域が裨益しているということではないと思っている。国の審議会の議論を若干ご紹介させて頂くと、これについては広域メリットオーダー的に全国で裨益していることではないかというご議論と、電気が実際流れている部分とkWhの事業者間精算という部分、様々な要素があるのではないかと思っている。そこはエネ庁として整理させて頂き、しかるべき場でご議論いただければと思う。

(増川オブザーバー) 23ページに再エネ導入量の前提条件として447万kWと記載があるが、19ページの前提条件は2018年度供給計画2027年度断面の導入量ということではどうか。これ以降再エネ導入量は増加しないということで考えるのか、その辺りを少しお聞きしたい。実際、新しい連系線が出来るのが2026年あるいは2030年とすると、その後20~30年稼働することを考えると、再エネの導入量を考えるのは非常に難しいと思う。少なくとも想定が難しい場合は、38ページのように感度分析を実施していただければある程度参考になるのではと思った。

(事務局) 再エネ導入量については、費用対効果を検討する際は、ある一定の前提条件を置く必要があるため、蓋然性の高い数字ということ、最新の供給計画の最終年度を使うというのがまず考えられることと思う。それ以上入るかどうかというところは、かなり予測が困難なものであり、ある程度国の目標等と比較し、蓋然性が高いというところでこの程度を見込んだということである。費用便益評価上は、再エネが入れば入るほど良くなる方向なので、今回は、ある程度保守的な評価としてもこうだということかと思う。

(星オブザーバー) 旧北本の設備を所有している立場から3点述べさせていただく。1点目、今回の便益評価からは北本連系設備全体として120万kWにするのが優位だというご結論と理解しているが、この120万kWの便益を得るためには、旧北本60万kWが土台となっているということを念押しさせていただく。2点目、旧北本の自励式化について、更新の前倒しをしてまで実施する必要はないという結論であるが、旧北本を更新のタイミングに合わせて自励式化するという点に関しては、ブラックスタート後の回復がより早くなるという評価も頂いており、また、新北本・新々北本とは別ルートに自励式設備が存在するという点は、設備集中リスクを回避できるという点でも意味があるので、更新の際には改めて検討をお願いしたい。3点目、旧北本の更新という形について、前回は申し上げたが、旧北本1極については運開後約40年ということで顕著な劣化傾向は見られていないが、適切な時期での更新が視野に入ってくる。今後、関係電力会社を含め協議させて頂くが、その際には、別位置

でのリプレースや元位置でのリプレース、先ほど申し上げた自励式化の是非について、広域機関含めて再度ご検討をお願いできればと思う。

(戸巻オブザーバー) 1点発言させていただきたい。当社においては、昨年9月の北海道胆振東部地震に伴う大規模停電を踏まえ、国や広域機関の方で検証・提言をとりまとめて頂き、それに対応して弊社においても社内検証委員会にて対策を進めているところである。そのようなレジリエンス強化の取組みを進めるとともに、さらに北本連系設備については、今年の3月に+30万kW運開しており、安定供給が図られている状況である。今回の新々北本30万kW新設については、北海道エリアの更なる安定供給、再エネ導入拡大、広域的取引活性化に資するという評価結果であり、新北本ルートが合理的であると示されていると考えている。その具体化に向けては、便益に応じた費用負担、確実な回収の在り方等についてご検討をお願いしたい。

(山田オブザーバー) 私からは若干コメントさせていただければと思う。増強の効果ということについて、便益評価結果を含め37ページにお示し頂いた通り、「北斗-今別ルート+30万kW地内増強なし」ということが最も有利な案ということをお示し頂いた。先程、内訳の説明が必要という意見もあったが、当社としては、結論に対して異存はない。その上で、以前の委員会でも申し上げたが、東北地内は同期安定性で厳しい状況になっている。その中で地内増強を回避して運用で行うということになると、その辺りを考慮した具体的な運用をどのようにするのかというのが大きな課題となる。具体的な検討については別途、別の場ということになるかと思うが、運用者に過度の負担とならないような運用面の課題について今後検討頂きたいと思う。もちろん私どもも一緒に検討させて頂く。先ほどお話があった通り、23ページに新々北本新設による広域的取引の拡大と再エネ効果として54%といった数字もお示し頂いている。今後、違う場で費用負担について議論されることになると思うが、そういったことも踏まえて、受益者を明らかにし、それに応じた負担の在り方についてもご検討いただければと思う。

(菅野オブザーバー) 先程から議論になっている費用便益評価について発電事業者側からコメントさせて頂く。今回のシミュレーションは、現状とは異なる大きな競争環境を想定して計算されている。この資料を拝見すると、5割強が再エネ導入の影響であり、残りの4割強は、北海道の原子力や石炭火力がフルに稼働して東北、東京エリアの古いLNG火力が抑制されるということが起こっているのではないかと推測する。この辺りは先ほど委員の方からもご指摘のあった通り、もう少し情報開示して頂ければと思う。競争環境を想定してどんな発電所をつくるかは事業者の責任だが、今回のシミュレーションは現状とは異なる状況を想定されているため、情報の開示をよろしく願いしたい。

(岡本オブザーバー) 17、18ページに前提条件を記載頂いているが、これまで色々な検討を実施してきており、これを見ると全体が見て取れるというか、それぞれトリガーとなっている事象があり、各々の計画が存在する。結局、全体にさまざまなニーズがあった中で東地域のプランとしてそれぞれ整合を取りながら検討頂いている。それについては確認するようなコメントがあったかと思うが、それぞれ部分最適で検討し、足し合わせたら全体は変でしたということにはなっていない検討をされていると思う。検討をまとめられる際には、それぞれの計画の

整合が取れ、全体としてこれで良いということを明示的に記載頂き、それをベースに便益評価の検討を行い、費用負担も整理していただいていると後で見分かるように整理しておいて頂ければと思う。

(大山委員長) 基本的には内訳を整理するということがあったかと思うが、事務局からコメントはあるか。

(事務局) 主に内訳のところが出ていないということがあったかと思う。すべてデータは持っているのですが、それをもう少しわかるような形で国の方に出すとともに、この後は、国の審議等を踏まえて広域系統整備委員会で議論することになるかと思うが、そちらの方で結果も併せて報告するという形にさせていただければと思う。国に出すものについては、委員長に確認させていただくという形で進めさせていただければと思う。

(大山委員長) 内訳については出せる範囲で書くということで、それについては私の方に一任させていただければと思う。今後とも、広域系統整備委員会で追跡をすること前提である。異論ないか。

(委員一同) 異論なし。

※費用対便益結果の内訳のデータを資料3に追加、Webページにて公表済(2019年5月10日)

議題3：太陽光・風力発電設備の周波数変動に伴う解列の整定値等の見直し

- ・事務局から、資料4により説明を行った。
- ・主な議論は以下のとおり。

[主な議論]

(増川オブザーバー) PVには設備側からUFRやOFRの整定値に関してこうでなければならないという要件は基本的にない。このため、連系協議の中で一般送配電事業者の指示に従って整定したものと理解している。新規に設置する発電設備について、整定に関する費用が発電事業者負担であることは当然であるが、後から変更する場合にも、発電事業者が負担すべきなのかという事には疑問がある。ちなみにドイツでは義務化されたとのことであるが、誰が費用を負担したのか教えて頂きたい。大型の発電設備については定期点検もあり技術者が現場に行く機会がそれなりにあるので、そういったタイミングにあわせて整定変更を行うのであれば、追加コストはそれほどかからないと思われるので、発電事業者は協力していくべきと考えている。一方、小型の発電設備や住宅用の発電設備については、4年に1度等、定期点検を推奨しているものの、わざわざ出向いて対応するコストをユーザーに負担してもらうことはあり得ないと思う。このため、これらについてはPCSの更新時での対応になるものと考えている。

(事務局) 18ページの※のとおり、ドイツでは再エネ賦課金と系統利用料金から整定変更費用を負担した。

(白銀オブザーバー) 20,22 ページに整理いただいた即効性のあるレジリエンス向上対策として、中西地域では負荷側 UFR の整定値を 59.1Hz として負荷遮断を実施するという広域的な運用を開始する。このため、遠い場所での事故でも負荷遮断が起こる可能性があるため、一般の方々への理解活動が重要になると考えている。37 ページ以降に参考資料をつけて頂いたが、広域機関等の力も借りて理解活動を行っていきたい。また、抜本的な対策として発電側 UFR の整定変更が必要であることから、一般送配電事業者として今後も取り組んでいくので、引き続き関係団体、国、広域機関にはご協力をお願いしたい。

まとめ：本小委員会で整理した事項について（案）

- ・事務局から、資料5により説明を行った。
- ・主な発言は以下のとおり。

(大山委員長) 今のご報告のとおりであるが、先程からのご議論を踏まえて修正すべき点はかなりあるかと思うが、それはしっかりやるということとして、一定の結論は得られたのではないかと思うがいかがか。もしコメント等あればお願いする。

(委員一同) 異議なし。

(大山委員長) それではこれをもって第6回電力レジリエンス等に関する小委員会を閉会する。最後になるが、短期間内での集中的な審議にご協力いただきありがとうございました。

—了—