

第37回 広域系統整備委員会議事録

日時 2018年12月4日(火) 15:00~17:00

場所 電力広域的運営推進機関 会議室 A、B、C

出席者：

<委員>

古城 誠 委員長(上智大学 法学部地球環境法学科 教授)
伊藤 麻美 委員(日本電鍍工業(株) 代表取締役)
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)
工藤 禎子 委員((株)三井住友銀行 常務執行役員)
田中 誠 委員(政策研究大学院大学 教授)
大久保 昌利 委員(関西電力(株) 執行役員 送配電カンパニー 担任)
大村 博之 委員(JXTGエネルギー(株) 執行役員 リソーシズ&パワーカンパニー
電気ガス販売部長)
鍋田 和宏 委員(中部電力(株) 執行役員 コーポレート本部 部長)
松島 聡 委員(日本風力開発(株) 常務執行役員)
柳生田 稔 委員(昭和シェル石油(株) 執行役員)
下河内 克倫 代理(大阪ガス(株) ガス製造・発電・エンジニアリング事業部
電力事業推進部 戦略企画チーム 課長)

<オブザーバー>

日置 純子 (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)
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)

欠席者：

坂梨 興 委員(大阪ガス(株) 理事 ガス製造・発電・エンジニアリング事業部
電力事業推進部長)

配布資料

資料1 : (長期方針) 流通設備効率の向上に向けて
資料2 : 計画策定プロセスの検討開始要件適否の状況について
資料3 - (1) : 電力レジリエンス等に関する小委員会の設置について
資料3 - (2) : 電力レジリエンス等に関する小委員会の設置について(趣意書)(案)
資料4 : 北海道本州間連系設備に係る計画策定プロセスの開始判断について

1. (長期方針) 流通設備効率の向上に向けて

- ・事務局から資料1により説明を行った。
- ・主な議論は以下のとおり。

[主な議論]

(伊藤委員) あまりの容量の多さと、新しい言葉がたくさん出てくるのでどこまで理解できているかというところはあやしくて、すごく雑な質問になってしまうのだが、何もかも欧米を真似する必要はないと思う。ただ今回視察して、今の日本の置かれている状況との違いがいろいろと見えてきて、そもそももっと早くわからなかったのかというのがひとつ。それと、アメリカは少し違うかも知れないが、N-1電制を海外がやらない理由はあるわけで、なぜそこに日本が踏み込んでいこうとしているのか。日本独自ということは何度か出てきており、それはそれでいいのかも知れないが、果たしてそれが本当にいいのか、何でも日本独自で良いと行ってガラパゴス化してしまう傾向もあるが、そこはどうなのか。また、ノンファームに関しても色々探っていくと難しそうだとすることも分かってきている。そもそも誰がN-1電制をやろうと思ったのかとか、ノンファームという考え方を出したのかとか、何度も何度も議論してきており、その議論が無駄だったとは言わないが、何か順番が違うような気がする。また、ノンファームに対して言えば、ビジネスとして本当に成り立っていくのかという印象を受ける。本当に浅いところでの印象ではあるがそういう考えを持ったので、その辺りの疑問というか意見を述べさせていただいた。

(事務局) 本当に率直な意見だと思う。反省点も含めて、我々も全く同じような印象を持っている。まず何故わからなかったのかということについては、我々も文献調査をしていたが、部分的な情報しかわからず、そういう報告書等では先行的にやっているものだけが報告されて、やっていないという情報は得られなかった。よって、そこばかりの情報で海外の方はたくさんやっているという印象を持ってしまったというのがまず1点だと思う。それと今回やはり行ってみないとわからなかったのは、配電系統というのはやはり海外でも情報公開が進んでないということである。National Gridでもそうだが、PJMのような基幹系統の情報というのは比較的公開されているが、配電系統の情報というのは本当に行かないとわからないというのが今回調査を進めていってわかったことである。それとその中でN-1電制などを本当に日本でやって大丈夫なのかという話がある。これは以前から委員会でも言っている通り、歴史的に日本はN-1電制をやってきた経緯があるということと思う。逆に言うと海外はその経験がないと思うので、信頼性等の観点からもなかなかそこに踏み出せない。逆に言うと、日本はそういう意味では高度な取り組みを既にやっていたものを水平展開することなので我々としてはそれほど大きな問題はないと思っている。一方でノンファームについては、当初からコンセプトはいろんな問題があると思っており、今回の調査で比較的明らかになってきたと思う。先ほどビジネスとしてどうなのかという話があったが、まさしくそこは我々も同じような思いがあり、そもそも抑制量の予見性が極めて難しい中でファイナンスも含めて本当にこの仕組みというのが利用されるのかどうかというのは非

常に難しい問題だろうと思っている。その辺りはむしろ系統利用される方の意見も伺いたい所であるが、我々が色々な所で聞く話によると結構難しいのではないかと、という意見もある。今回事業性も含めて論点出ししているのは、その辺りも含めてご議論頂きたいと思っているし、海外であまりノンファームというのが行われていないというのは、逆に言うとその辺を物語っているのではと思っており、みなさまのご意見を伺いたい。

(松島委員) ノンファームのメリットオーダー抑制方式について検討してくださり感謝する。言うのは簡単だが、検討してみるといろいろと難しさがあるということがわかってきたところで、44 ページにもある通り「並行して検討していくものの、その導入は次のステップ」というのも、十分な検討を置いた上でないと次のステップに進めないということもよく分かった。ただ我々風力発電業界では、ノンファーム型の FIT は将来存在するだろうと思っている。過積載による発電所の整備というのも現実に行っており、これはもうノンファーム型 FIT というのはあるだろうという中で将来の予測を立てて行きたい。その中では自らの充てる固定費を回収できるかできないかわからないが、そういう時の対処のために検討を我々も続けていきたいし、広域機関の方でもノンファーム型のメリットオーダー、これについても検討を続けていただきたいのでよろしくお願ひしたい。

(加藤委員) 先ほどのご意見と少し似ているところがあるが、特に海外調査の所で、アメリカ以外は系統増強を前提として、その過程において接続を認めているということだが、そうすると PJM は別だが、ヨーロッパの国というのはおそらく日本と同じように電力需要がそんなに伸びていない、むしろ頭打ちの国だと思う。日本版コネクト&マネージというのは、元々設備を有効利用しよう、設備を増強せずにできるだけ再エネを接続しようということが前提だと思うが、海外調査を見ていると、海外では送変電設備をどんどん増強する、しかも電力需要は伸びていない、ということは設備利用率の低い送変電設備がどんどん増えていく中で資産ばかりが増え、最終的には託送料金がかなり跳ね上がってしまい、電気料金の上昇につながるのではと思う。逆にいうと日本はそれを避けたいということで、こういうことをやっているわけだが、海外の場合、それは許容されているという認識でよろしいか。

(事務局) 今回の海外の調査でその辺までは聞けていないが、おそらく総コスト最小化というコンセプトだろうと思う。日本でもそういう方向性はこの前、国の方で示していただいたが、再エネの効果があるのであれば、一方で託送コストはある程度上がってもいいというコンセプトだろうと思う。ただし再生可能エネルギーというものを、そもそも FIT だけではなく系統アクセスにも全てにおいて優遇しているという仕組みがベースにあるというのは1つ大きく違う所と思っている。アクセスも当然優遇するし送電線増強はできなくても全てを補償するというような仕組みがドイツやイタリアではベースにあるということである。イギリスなどでは、そのあたりは託送料金が上がってもいいが、日本のような発電側課金という仕組みがもう既にかなり入っており、それもかなりの量を発電側課金、発電側に請求をしているということと思っている。その分の需要家側への負担というのは、最初は需要家側に行くかもしれないが、発電側に相当の負担が行くと、かつそういう混雑のある系統にはなかなか来ないようなディスインセンティブを持たせているということなのかなと思っている。やはり日本と海外の大きな違いは再生可能エネルギーの規模の違いと思っており、同じ送

電線増強でも配電系統の増強で問題になっているのはむしろ日本の方が大きく、海外はどちらかというとも基幹系統の話と思っている。日本の場合、末端から入ってくるのでそれこそ末端から基幹系まで全ての増強が発生しているような状況になっているが、ヨーロッパの場合、どちらかというとも大規模風力がメインで、直接基幹系に入ってくるので、おそらく増強の規模の度合いも問題の大きさも少し違うのではという印象を受けている。

(岩 船 委 員) 海外調査の内容、大変興味深く拝見させていただいた。基本的には系統増強前提で入れていくということなのだが、そうはいってもやはり増強までにはかなり時間がかかる場合もあるだろう。そうすると必ずしも暫定連系ではなくて、結構長い暫定連系といったもので、何年かはその状況でオペレーションをしなければならないという事例も結構あるのではないかと。そういう場合には、国によってはリ・ディスパッチみたいなことをされているというのが前提になっているので、ヨーロッパではそういうきめ細かな運用がされているというストーリーにもしかしたらつながったのかなと思う。よって暫定連系の状況を見れば今度考えるノンファームの議論に役に立つのかというのが1つ目の質問。2つ目は、全体を通して伝わってくるのが「ノンファームは難しい」というイメージなのだが、そうであればこの議論を一体どこまで今後詰めていくのか。日本の市場のあり方とか FIT との関連とかから考えて、かなり実現性が難しいのであれば、N-1 電制までという考え方も十分あり得るのではという気がする。ここで決めることではないのかも知れないが、そのあたりの方向性についてどのようにお考えかを教えていただきたい。

(事 務 局) まず暫定連系の扱いはノンファーム型接続とは全く違って基本的にはファーム電源の扱いになる。ファーム電源になると基本的には発電側基本料金を払っている事業者だとすればそれだけの託送料も負担していることになるので、ある程度イギリスのように出力抑制に対して補償しているというのも理由としてある程度成り立つのではと思っている。日本においていわゆるファーム電源の暫定接続というものを実現させるのは、おそらく海外の事例などを参考にできるのではと思っている。今回のノンファームのように系統増強を前提とせずに接続させるというのは、やはり少し無理があり、今の日本の仕組みの中でやるというのはかなり難しいと思っている。しかし、やらない方がいいのではないかと議論はもう少し先に延ばしたいと思っており、日本の仕組みでできることはどこまでなのかというのをもう少し詳細に見ていきたいと思っている。その上でやるのかやらないのか、もしくはその中で限定的にやれるのはどこなのかという議論に結び付けていきたいと考えている。

(佐 藤 理 事) 少し補足させていただくと、この暫定連系でも何度も担当者のご説明させていただいている TSO の部分、DSO の所ではなくて上位系統のところまでできるまでやっているというので DSO レベルとは相当制御の密度が違うというか、もっとはるかに大きいところなのでそれを DSO のように小さなおとこで神対応するというのは少し意味合いが違う。あともう一つ本当にやるのかというご質問については、先程松島委員から明確にやってくれというご要望があったので、検討は必ず行う。ここでやめるところではない。実現可能性などを本当に TSO レベルかも知れないが、日本でできるのかできないのかを徹底的に検討させていただきたいと思っている。

(岩 船 委 員) 先ほど松島委員からノンファーム型の風力は十分ありうるという話だったが、それが今回整理されているように、スポットではなくて時間前市場だけでしかハンドリングできないとしても可能性があるのかどうか、そのあたりについてのご見解をお聞かせいただきたい。

(松 島 委 員) 風力発電については、発電所のファーム容量に合わせて発電所を作っているのではなく、売っている既製の発電機を買ってきて作るため、出力と容量が必ずしも合うわけではない。よって余力を持っている場合が多いが、それを買ってくれるのであれば、送電できるのであれば送電したい。そういうことから、ノンファーム型はあってほしいと思っているし、そういう仕組みができればやりたいと思っている。しかしその電気が高かったら競争力がなくて当然だと思っているので、メリットオーダーという考え方がそこには混ざってくるのではと思っている。

(曳野オブザーバー) 先程から、ヨーロッパにおいて需要が伸びていないにも関わらず送電線を作れば電気代が上がるのではないかという話が出ているが、基本的に私自身そういう認識をしている。したがって日本では少なくとも、できるだけ投資を避けて工夫をしたほうがいいのではないかという議論から、N-1 電制やノンファームという話が出てきたという認識である。ドイツなどでは公的に指定された送電線については、いわば別枠で変分改定して、かつその IRR が非常に高い形で送電事業者に値上げが認められており、レベニューキャップの外側として扱われているので、例えばドイツの北部だと kWh あたり 10 円ぐらいの託送料金になっているが、南部では 3 円とか 4 円なので、地域価格差が 3 倍ぐらい出ている。このため、少なくとも TSO の託送料金を全国一律にしようという法案が昨年成立したと認識している。日本ではどこまでやるかということだと思う。国の審議会でご議論いただいたのは、仮に一切ネットワークに投資しないと、仮に投資をある程度すれば効率のいい風力なり太陽光なりの再エネが導入できるといったような地域がある中、ネットワークに一切投資をしないことによってむしろネットワークと発電を合計したコストの最小化がされないケースがあり、電力会社が託送料金を一切上げないという発想だと、むしろ社会的なコストが上がってしまうのではないかと、こういう議論がなされているという認識である。その上で、今日の海外調査の報告の 8 ページ、「導入拡大によって補償額が大きくなるためドイツ北部では導入量の調整を行う」というのを初めて知った。つまり何でもかんでも補償すればいいのではなく、ドイツですらこういう規律が最近入ってきているということだと思う。再エネに対する補償を全て行い、再エネ事業者の予見可能性を最大まで上げるのが一番正しい政策だというご指摘をたまに受けるが、そういうことではなく、やはりその負担とのバランスのとれた規律というのをドイツのような国でも入れてきているということについては、今回、示唆に富んだ調査結果ではないかという認識を持った。その上で、ノンファームの話にしても今すぐ網羅的には難しいとは思いますが、この間、別の場でご指摘いただいたように、例えば日本の場合、未稼働の案件があり、今回色々政府としても対応を考えているが、必ずしも当然に送電の容量を取り消せるかどうかわからないというケースがある中で、むしろノンファームという選択肢がある場合、たまたま宙に浮いた送電枠があっても、それを含めて電源の建設状況であるとか稼働の状況によっては、情報公開とあいまってノンファームによって結果的に送電ができるような状況になり得ると思う。合理的な仕組みがどこまでできる

かということについては、相当難しい議論だと思うが、ぜひご議論いただきたいと思う。あと45ページで、国での議論が必要であるという点についてはしっかりと対応していきたい。

(寺島理事) 岩船委員から非常に限定的で使いにくくてダメなのではないかという話と、一方で松島委員からどうにか考えたいという話があった。39ページのステップ5までいくというのは結構大変だと事務局からもお話したが、ステップ4というのは同一のバランスグループ内や時間前市場とか色々な形で活用できる可能性があり、その際、空容量がステップ3ではっきりしたのであればそれを活用しようというノンファームも考えられる。それを先ほど曳野課長が未稼働電源という話をしたが、そういう意味では一気に5までというのは大変だが、少なくとも4のことができることに対しては松島委員からの話とも関連するのではないかと考えている。

(工藤委員) 海外調査についてはファイナンスの観点から予見性確保をみていただきたいとお願いしていたが、対応いただき感謝する。非常に勉強になったし有意義なものがあったと思っている。日本と同等の恒常的なN-1電制やノンファーム型接続を導入している国というのはないわけだが、先ほど加藤先生がおっしゃったと思うが、元々日本の場合はこのN-1電制やノンファーム型接続というものを考え始めたのは、系統増強を少なくするというのも一つの目的だったので、これを以って系統増強を検討していくということにはならないのだろうと理解している。また出力抑制に対して補償制度がある国というのもあったが、日本では再エネについてコストダウンの加速、FITからの自立を目指してFIT制度の見直しが行われているところなので、再エネだけというわけではないが、出力抑制に対する補償制度というのは国全体の政策と合わせてバランスを持った形で行われる必要があるのではないかと考える。あと、私も資料を拝見した時はノンファーム型接続というものを電気発電事業者様で求める方が本当にいるのかと思っていたが、先ほど松島委員や理事からもお話があったとおり、ある類型においてそれはあり得るということであれば、よく事業者様との会話もしていただき、予見性を確保できるのか、予見性を確保できないのか、受容可能なリスクとして事業を進める方がいるのかは、よくご覧になってまた教えていただきたいと思っている。あと19ページのN-1電制の本格適用の課題対応について、身代わり電制時の精算については具体的な機会損失費用の品目もどういったものがあるのか、費用精算において精算義務のある小容量で多数の発電事業者の支払い能力があるかなど、非常に難しいオペレーションを迫られると思うので、ここもよくこれから議論させていただいた上でルール化できたらと思う。

(大久保委員) N-1電制の本格適用に関して、今回は具体的なやり方についてご提案をいただき感謝する。ただこれについては、やはり発電事業者が納得できるような仕組みが大切だと思うので、それを踏まえて意見を3点とお願いが1点ある。まず1点目、25ページ目の機会損失の点について、ここに書かれているように、緊急停止に伴ってトラブル等の修理が発生するケースがあると思う。ほとんどのケースであれば、こうはならないと思うが、万が一修理が発生するケースになった時には、やはりその費用というのは「一律に定めることは困難」と書いてある通りだと思う。そこで、ここに書いているように「費用精算項目や適正性の確認方法をあらかじめ明確にしておくとともに、過去の実績などから標準的な費用の目安を

示していく」ことも大事だと思うが、特に「適正性の確認方法」というのは、より具体的に決めておかないと、後で揉める元になると思うので、広域機関と一般送配電事業者の役割分担を含めてやっておくべきである。あと「標準的な費用の目安」の「標準的」というのは、ケースバイケースと思うので、どこまでできるかというのはなかなか難しいのではと思っている。2点目は24ページで再エネの発電計画がないような電源の出力抑制量をどうやって出していくかという算定式があるが、その中で近傍の日射量や風速の実績等を使ってやるという方法が書かれている。例えば今であれば、一応風速や日射量というはあるが、その地点の実際の風速や日射量を当てていないというところもあるので、例えば過去の発電実績を蓄積しておいて同じような気象条件の時のサンプルとして実績データを用いる方法や、簡略化して月平均実績データを用いる等、現実的なやり方を考えたほうがいいのではないかと思う。それから3点目は28ページ目に高压の電源の見方をどのように把握したらいいかについて2つほど案を提示していただいているが、案1の方は正確に把握できるものの、書いてあるようにやはり日常的に系統が変わっていることもあり、システムを含めかなり困難だということがあるので、やはりN-1故障というのが稀頻度であるという想定であれば案2というのが現実的ではないかと思っている。発電事業者の予見性を高める観点からも、系統連系時と同一系統で対象事業者かどうかを決めるので、発電事業者も納得性があるのではないかと思う。それから最後お願いだが、29ページ一番下の方に未払いや支払不能時のトラブル対応について検討すると書かれているが、これについても抑制された事業者または一般送配電事業者が困ることのないようなルールを考えていただきたいと思う。発電事業者が納得性の高いスキームが必要となるので、発電事業者のご意見を聞いていただきたいと思う。

(田中委員) 1点目は海外調査のところで質問なのだが、今回4か国欧州で視察をされてコネクとマネージのようなものを行っているということだが、他のヨーロッパの国はやっているのかやっていないのか。あるいは今回は対象としていなかっただけなのか、他の事例があるのかというのをお聞きしたい。それからもう1点、今回の調査では基本的にヨーロッパでは系統増強を基本とする、その間の暫定的なノンファーム的なものということであるが、一方でイギリスのDNOではANMを行っている。これはある程度恒常性のある出力抑制をするノンファームのようなものに見受けられるが、これをみるとヨーロッパでもやはり何か恒常的に設備の増強というものを抑制しながらなるべく今ある設備を効率的に使うということがイギリスなどでは少し下の電圧の所でやっているように見受けられる。これは何が理由なのか分かるのであればお聞きしたい。ヨーロッパにあっても、イギリスの下位の電圧のところでは結構再エネが入ってきているのではないかと推測される。それでどんどん下位に再エネが入ってくると、系統増強した後で本格的にファームに変えていけばいいという発想でやっていくと、ヨーロッパでもやはり難しい面もあるのではないかと推測する。そうであれば、日本の状況に少し似ていて、系統増強をある程度抑制しながらなるべく既存設備を使い、コストベネフィットが必要があればその時には増強する、そういう日本の発想に近いのではと思う。もしこのイギリスの下位の電圧の所が日本の状況に似ているのであれば、問題意識を共有することで、日本の方向性を考える時も役に立つのではと思った。それからも

う1点、ヨーロッパではイギリスの ANM の件は別にすると、基本的には系統設備を増強して暫定的にノンファーム的なものをするということだが、今回、こういう仕組みを日本でも部分的には応用できるのではないかという気がする。少なくとも、東北東京間連系線などでも増強をやっているが、設備増強まですごい時間がかかる。その間発電事業者はなかなか接続できないわけだが、こういうヨーロッパの仕組みを一部応用すると、もし発電事業者の人で希望があって、かつ制度的に可能なのであれば、ヨーロッパで暫定的にやっているのが可能だと思うが、日本でも設備を増強するケースで、それまでに暫定的にノンファーム的なものを希望者に適用していくということが先行的にできるかもしれないと思う。本格的にいろいろなことを検討するのは難しい点があると思うが、部分的には応用したり先行的に適用したりする可能性はあるのではないかという気がする。

(事務局) 1点目のヨーロッパの他の国はどうかという点だが、この調査では当初スペインも入っていた。系統混雑しているので混雑管理もあるのではという推測で調査を始めたが、基本的に熱容量と運用容量を超過しないような規制も最近は設けられているという話があり、また現時点で系統混雑の理由も、従前接続した風力によるもので混雑していることが確認できたため、基本的にコネクト&マネージのようなものではなく、需給調整のターシャリーといったものを使って調整しているだけなので、アクセス時のコネクト&マネージのような管理手法ではないと判断し、割愛させていただいた。その他の国はまだ確認できていない。次に ANM に関して、イギリスはやはり陸上風力の関係で TSO の系統が混雑したことをきっかけとしてコネクト&マネージが始まっている。今、ガス・電力市場規制庁の Ofgem がコンサルテーションを出している。その理由としては、今後、配電系統 (DSO 系統) の方にも小規模の連系が増加していくといった課題に対して、ANM を実系統に仕組みを入れて取り組まれており、アクセスの改善というテーマで今後負担金も含めてどう整理するのかということで、彼らの方でまさに検討しているところだと聞き取っている。ANM というのはスマートグリッドであるが、配電事業者 (DSO) に何うと、コンピュータの速度があまり速くないという状況で、制御のタイミング等にも問題があり、基幹系統ですぐに使えるようなものではないというところは確認している。いずれにしても英国でも今後、下位電圧からの突き上げ潮流に対しては、何らかの対策を打つ必要があるとガス・電力市場規制庁も認識しているといった状況である。あと3点目、イギリス以外のヨーロッパの仕組みを部分的に応用できるのではということについては、今回の調査では需給調整市場や相対で調整するスキームがあるが、いずれにしてもファーム電源の扱いで補償するとなると、そこについては金銭の話が入ってくるので、その辺についてはもう少し考えていかなければならないと思う。アイルランドのような3年間位とかその程度ノンファームで先に接続させているような例も海外ではあるので、その辺りどこまで使えるのかというのは、まだ今後検討していかなければいけない内容と思っている。

(柳生田委員) 今回、調査して頂いて、私も漠然とこういうノンファームとかコネクト&マネージというのは幅広く行われているものだと思っていたところが、実は行われていなかったというのはすごく驚きだったわけだが、それはそれですごく大きな成果と思っている。ただ、どの国でも空いている送電線を有効利用しようと思うのは当然にしてそう思う中で行われてい

ないということは、これは一つ事実として重く受け止めなくてはならないと思った。事業者目線で考えると、どういったところにこのノンファームのニーズがあるのかももう少しある程度想定して、すごく大きなニーズがあるのかどうかというところが今漠然としていると思っている。例えばファイナンスを考えた場合でも、スポット市場前日にならないとわからないというところ、要は事業者の大部分が稼働率の予見が立っていない中でファイナンスがつかないと事業者も投資判断はできないと思っている。だから松島委員がおっしゃったような、例えばほとんどの部分はもう収益が確保されていて、余った部分で追加的に売ればそれはそれでラッキーだと、追加の収益になるといったノンファーム接続の場合はメリットがあるのではと思うが、それは、極めてレアなケースではないか。そうだとすれば、ほとんどの事業者目線でいうと、これを利用して投資判断するのが難しいということにもなりかねず、検討にも相当時間も手間もかかるだろうし、システム構築があるとお金もかかるだろうから、どれくらいニーズがそこにあるのかというのをある程度想定されたほうがいいのではないかと思う。

(鍋田委員) N-1 電制、ノンファームという話については、既設の設備を使い込んでいって稼働率を上げていくということで検討が始まっていると認識。本日の議論、それから資料の中にも実現可能性、経済性、重要性を総合的に勘案して、これが方向性として示されているので、進むべき方向に沿っているのではないかと思う。ある意味正確性をどこまで求めるかということと割り切りというところのバランスをどこに置いておくのか、そういう観点が必要なのではないかと思う。それから N-1 電制の本格適用をしてファーム電源を抑制していくところになると、発電事業者の納得性というのが相当大事になる。そこがないと元々ワークしなくなってしまうと思っている。少し細くなるが、2点ほど、先ほど意見も出たのでお話ししたい。24 ページの四角の 3 つ目、FIT 電源については電源地点近傍の(日射量)実績等をとったらどうかという案が示されている。これは1つあると思うがやはり最初に発電事業者とこういうものを進めるときにこういう地点のものの実績をとることにしようと決めることがやはり発電事業者も納得感があるのではないかと思う。例えば風力であれば風力自体に自分の風速計を必ず持っている。太陽光についても大規模なところについては日射量計を持っている可能性が十分ある。そういうものを用いるのがやはり一番正確な数字が出ると思うので、そういうものを用いるというのも案としてはあり得るのではないか。それから 25 ページ、先ほど意見が出ていたが、四角の 3 つ目に、トラブルになった時の補修費用の目安は「過去の実績などから標準的な費用の目安を示す」と書かれている。どういふのがいいのか調べないといけないと思うが、過去の実績でどこが壊れたかによっておそらくこの費用、相当大きかったり小さかったりすると思う。標準的な費用の目安ではなく過去の実績からどれくらいお金がかかったのかということは示すことができるのではないかと思うが、標準的なものを用いるのは少し難しいのではないかと感じた。

(大橋委員) N-1 電制について、今回の調査を踏まえた上で簡単にすべきところは簡単に考えるという方向性はよいと思うし、また当初、ベースラインというか、もし止めなかったらとした場合の仮想的な抑制量についても処理することができるかなと思っていたが、記載いただいたような形であれば問題ないのではないかと思う。確かに風力であるとおそらく地面からの

高さによって風速が変わるので、色々問題はあるとは思いますが、先程あったように実測値等がもしあればそういうものも使えるだろうと思うので、これに関して異論はない。ノンファームについて、非常に悩ましいと思っているのは、そもそもこの手前で想定潮流の合理化をやってきて、一定程度ファーム電源というものを入れようという取り決めをやって、さらなる上乘せの話になっていると思う。これから検討していただけるのであれば教えてほしいのだが、ノンファーム電源というのは一体どんな電源なのか。先ほど曳野課長から話のあった未稼働のものを含めてなのか、自家発とかそういうものもありうるのか、ほとんど FIT 対応のものなのか、そこの点がよくわからない。いずれにしても考えないといけないうのは、ファーム電源とノンファーム電源との間の公平性というのはちゃんと確保されなければいけないのではないか。あと、ノンファームを入れた場合、また仮にメリットオーダー抑制などを始めた場合に、発電市場に対する影響もそうだが、kW としてどう勘案するのかなど、そういう所も統合的に考えないと、ここだけ空いているから埋めるというだけの話ではないと思っているので、そのように横も見ながらの目線でしっかり取り組んでいただきたい。

(事務 局) ご指摘いただいた通り、これの裏に先生がおっしゃっているような課題は潜んでいると思っている。特にノンファームが時間前市場で大量に入ってくると、その市場価格は本当にどうなるのかという話や、あと、発言頂いたようなファームとノンファームの公平性の問題、そもそもノンファームというのは隙間利用を前提として入ってきており、ファーム電源が優先されるという基本コンセプトはあるものの、時間前市場の段階でそれはどうなのかという課題だと思う。ご指摘の通りだと思っており、まだその辺り十分整理できてないところはあるが、少なくとも今の仕組みの中でどこまでできるのかというのも我々として整理したいと思っているので、またその時にご議論いただきたい。

(下河内代理) N-1 電制に関して何点か。24 ページの機会損失の費用について、kWh を中心にイメージされているが、これは例えば容量市場や需給調整市場の kW の収益も機会損失に入るのか？別途あるのではと思っているがその点確認いただければと思う。次に 25 ページの適正性について、申告額をベースに行うということであるが、先ほどご意見も出ている通り、なかなか標準的な費用というものが難しいとか、費用の実績が当然まだないということ考えた時に、やはり少なくともそういった実績みたいなものが蓄積されるまでは、この確認をおそらく送配電事業者さんが行うのだとすると、例えば広域機関さんなり第三者機関なりのチェックといったプロセスを経る等、より透明性の高い仕組みなどもご検討いただいてもよいのではという印象を持った。次に課題②の受益者の負担額について、案 1 と案 2 があり、おそらく高圧電源と書いてあるが、ひょっとしたらそれより小さい低圧とかも入っているかも知れないし、案 1 と案 2 でどれだけ金額に差が出るのかとか、そういったことも多少は影響するのではと思う。そんなに大きな差はないとか、そもそも N-1 故障というのがそんなに起こる事象でないということであれば案 2 のように割り切るという考えの方が合理的だと思う。先ほども少し意見があったと思うが、発電事業者からすれば精算額の大小とか正確性というのももちろん重要なのだが、やはりどの程度割り当てられるかといった予見性も大事だと思っており、その観点からは案 1 のような時価みたいなものよりも案 2 のようにあらかじめ割り切った上で、わかりやすい仕組みにするというほうが優れた面がある

のではと知っている。そういった観点からどちらにするかご検討いただければと思う。最後、資料に書かれていない点であるが、N-1 電制が発動された時に、それがどういう理由で起こったか、例えばこういうことがあるかどうか分からないが、送配電事業者側の事由によって、本来は起こらないけれども実際には起きてしまったみたいなことがあった時、そういった場合には電制対象外の人が分担して対象となった人の補填をするという発想ではなく、ある意味送配電事業者サイドと、電制された方との協議という考え方もあり得るのかと知っている。そのあたり電制がどういう事象で起こるかということをおまわりよくわかっていないのだが、そういうことがあり得るのであれば、今後の検討の中でそういった点もご議論いただいてもいいのではと知っている。

(事務局) 機会損失については記載の通り、kWh の中でもまずは kWh の入り口くらいの話で、kWh も本当にこれでいいのかというレベルであり、まだまだこれから何があるのかという議論は必要だと思っているので、これしか機会損失がないということはないと思っている。適正性の確認というのについては、まだこれも一般送配電事業者がやるのか広域機関がやるのか今後の議論であり、やはり標準的なものは難しいにしても何らかの価格を出すとするれば、広域機関のような公的な機関を通した方が納得性は高いのではないかといい議論も必要になってくると思うのでその辺も今後の議論かと思っている。28 ページのシステムに関しては、おっしゃる通りどれぐらいシステムの価格が下がるのか今後示していかなければならないし、精算額が果たして本当にいくら位なのかといった概算も今後示しながら進めていく必要があると思っているので、その辺りの数字をにらみながらご議論していただければと思っている。最後、電制が動作をする原因については、当然今言われているのは例えば自然災害等についての議論であって、何か作業ミス等が原因のものはそのもともと損害賠償などの議論の方だと思うので、ここではあくまでも一般的に責がないような故障を想定している。一般送配電事業者に責がないような事象で電制した時に、という前提だと理解していただきたい。

2. 計画策定プロセスの検討開始要件適否の状況について（報告）

- ・事務局から資料2により説明を行った。
- ・質疑なし。

3. 電力レジリエンス等に関する小委員会の設置について

4. 北海道本州間連系設備に係る計画策定プロセスの開始判断について

- ・事務局から資料3-（1）、資料3-（2）、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]

(古城委員長) この議題は審議事項ですので、ここに出された資料3-（2）の「電力レジリエンス等に関する小委員会の設置について」、これを承認して頂く必要がある。内容としては、今

いろいろ説明があったように、国からの要望によって、北本連系線の増強について早急に検討しなければいけない。緊急の件で、当委員会でやっていくのは時間的に難しいので、小委員会を設置してそちらに委任するということになる。委任事項については説明があったとおりということで、ただいまの説明についてご質問、ご意見があればお願いします。

(松島委員) この検討体制で賛成したいと思う。ただ一つだけ少し引っかかるので質問したい。例えば資料4の5ページにある赤線を引いた所、喫緊の検討課題ということで北本連系線の自励式への転換の是非と書いてあるが、私も技術的なことはわからないので正しい意見が述べられないのだが、ブラックアウトが起きた時にそれを建て直すために連系線を使って本州から北に送るという意味なのだと思うが、新北本連系線ができた後、すなわち来年の3月以降であればこれは不要なのではないかと思っているが、それでもこういったことを検討するというのをわざわざ書いてあるのは少し違和感がある。私だけでなくいろんな人も同じ考えを持つと思うので、不要な設備を作るのではないだろうかというちょっとうがった言い方かもしれないが、そんな感じを受けたので、ぜひともご説明・ご見解をお願いしたい。

(事務局) 端的に言わせていただければ今30万キロワットの新設が予定されているが、それが自励式であるが、それで足りているのだろうかといったところの検討と思っている。おそらく2つ要素があって、今まさしくブラックアウト検証委員会のほうもこれから最終報告が出るということになるが、その中で新北本が出来た後の対策についても今後どうしていくかというのを多分まとめることになるので、まだその結果何が来年度以降足りてないのか足りているのかということも含めて、ある一定の評価をさせていただくということを踏まえて考えなければならないということと、あとは実際にその対策に対して北本の増強を考えた時に、どういった案があり得るのかいくつか並べていく中の一つとして、要は工期とか費用とかも含めて考えた時に何か優位な点があるのであればそういったことについても検討しなければならないのではないかと考えている。

(古城委員長) みなさま、特にその他ご意見がないようなので、「北海道本州間連系設備に係る計画策定プロセス」については速やかに検討に着手し、その検討は今回の提案のとおり、新たに設置される「電力レジリエンス等に関する小委員会」にて進めていただくようお願いしたい。承認されたということにさせていただきます。

5. 閉会

(古城委員長) これにて、本日の議事はすべて終了となったので、第37回広域系統整備委員会を閉会する。ありがとうございました。