

第32回 広域系統整備委員会議事録

日時 2018年4月20日(金) 10:00~12:15

場所 電力広域の運営推進機関 豊洲事務所 A、B、C 会議室

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)
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)
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)
竹島 尚弘 代理(関西電力(株) 電力流通事業本部 工務・系統運用部門 工務部長)
阪本 周一 代理(JXTGエネルギー(株) 電気事業部 マネージャー)

<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)

【旧一般電気事業者発電部門】

酒井 大輔 (東京電力フュエル&パワー(株))

【再エネ関連協会・団体】

永谷 和久 (大口自家発電施設者懇話会)
足立 智伸 (公営電気事業経営者会議)
春増 知 (全国小水力利用推進協議会)
増川 武昭 (太陽光発電協会)
後藤 弘樹 (日本地熱協会)
相場 茂 (日本風力発電協会)
小祿 直幸 (日本木質バイオマスエネルギー協会)
宇野 晋 (バイオガス事業推進協議会)

【新電力事業者】

新井田 慶太（東京ガス（株））

欠席者：

大久保 昌利 委員（関西電力（株）電力流通事業本部 副事業本部長）

大村 博之 委員（JXTGエネルギー（株）執行役員 リソース&パワーカンパニー
電気ガス販売部長）

配布資料

資料1 : 一般負担の上限額の見直しについて

資料2 : (長期方針) 流通設備効率の向上に向けて

1. 一般負担の上限額の見直しについて

- ・事務局から資料1により説明を行った。
- ・主な議論は以下の通り。

[主な議論]

(松島委員) この議論の中心ではないが、発電側課金というのは、将来的には、自分自身は賛成であり、一般負担の上限額の見直しと並行して進めることを望んでいる。また、一般負担額の電源種別問わずという考え方に対しても賛成したい。今すぐの回答を求めるものではなく、十分検討して頂きたいという考えのもとでの質問だが、23ページの適用時期について、こういった検討中の案件というものの中には、FIT電源・再エネ電源も多く含まれていると認識している。資料に費用負担ガイドラインの適用以前という文言が入っており、これは平成27年11月6日以前と思うが、これ以前にFIT設備認定を受けた案件もあると認識している。資料の中にFIT設備認定等の兼ね合いの事が何も謳われていないので、その兼ね合いをどうするかを検討して頂きたいと思っている。例えば、平成27年11月6日以前に設備認定を受けている発電所、これが平成27年11月以前に接続検討の申込みをしておき、そこでは接続申込みには至らず保留となっていたが、その後募集プロセスがあったので、そこに応募した。また、接続検討が再度行われている、こういった案件が少なくとも100万kW以上あると個人的な調べの中で認識しているところであるが、そういった案件がどう扱われるのか、各エリアの電力会社も既に色々な形で対処されていると思うので、今すぐの返事でなくてよいので、十分検討して、それとの不都合が起こらないような形でまとめて頂ければと思っている。

(事務局) 基本的には、費用負担ガイドライン制定時に一旦整理をされたと認識をしている。今回の見直し自体は適用範囲を変えるものではなく、一般負担上限の額を変えるという事なので、最初の費用負担ガイドライン以前の案件については、費用負担ガイドラインに従って整理をされたと認識している。

(松島委員) 設備認定時期と接合する時期、又は改めてガイドライン以降に始まった募集プロセスの中で正式に応募した案件というのがどうなるのか。

(事務局) 前回、費用負担ガイドライン制定時に既に接続の認定を取っていた場合については、その申請を取り下げない限りは、新しいガイドラインの適用を受けていないという整理だったかと思う。

(松島委員) 私もそういうふうに運用されていると思っているが、資料に書かれていないので改めて設備認定との関係を説明した方が誤解は少ないと思う。

(竹島代理) 今回、上限額の見直しという事で、これまでの制度が電源種別毎に上限額を設定している事によって、特に発電設備の利用率が低い電源については、大規模な系統の増強を回避し、空容量のある系統に誘導するという効果があったと思っている。上限額が見直されれば、こういった効果は薄れると考えている。他方で発電側基本料金の導入の方では、5ページに記載があるが、送配電設備の他の投資の工事費にかかるインセンティブの設計が現在検討されていると認識しているので、こちらの制度で今までの仕組みと、それに代わる物として効果が出てくる事を期待したいと思っている。当然の事ながら、非効率な設備形成という話は明らかに望ましい物ではないので、今回の上限の見直しと発電側の基本料金の導入において、従来よりも非効率な設備形成が進んでいないかという事については、広域系統整備委員会の中でも是非フォローしていく必要があるのではないかと考えている。具体的なフォローの仕方、どう評価するかというのはまた相談させて頂くところとは思いますが、そういう必要性については皆さんと合意させていただきたいと思っている。

(古城委員長) 非効率な設備ができないように配慮して欲しいということか。

(竹島代理) どちらかと言うと、発電側基本料金の導入方法で、効率的な投資を促すようにという事で考えて頂いていると思っているので、当然、事後的になるとは思いますが、ちゃんとそれが機能しているかということについてフォローしていく必要があると思っている。だから、今新しい制度が更に必要だという話ではなく、ちゃんと見て行く必要があるのではないかという事である。こちらの方に反対の意見ではない。

(加藤委員) ご提案の一般負担の上限額を一律にしてkWで決めるというのは、設備利用率の悪い送電線についても、その費用の回収という意味でも非常に有効な方法で良い方法ではないかと考える。20ページのとおり、これまでの経緯から一般負担の上限額について4.1万円にしているが、実際は平均値が1.1万円である。そう言った意味から、一般負担の上限額4.1万円をすぐに見直さなくても問題ないという観点からは賛成する。基本的に一般負担の上限額を下げるという意見が、エネ庁の方の委員会であったと報告されていたが、それは恐らく電気料金への託送料金への跳ね返りを抑えるという意味で重要な観点だが、実際には、そんなに掛かっていないという事で、それで良いと思う。ただ一点気になるのが、

これまでの増強というのは高圧系統の増強が主で、余りコストが掛からなかった。ところが、現在の北東北の募集プロセスだと、超々高圧までの増強まで考えている。あの金額で考えると、このkWの値というのは、かなり大きな物になるんじゃないか。それが、一体どれぐらいになるのかという事を見て、例えばそれが4.1万円の下であるならば問題ないが、それを遥かに上回る様な値であれば、直ちにこの一般負担の上限額というものについても、見直しの検討を進めた方が良いのではないか。現在はこれで良いと思うが、今後の進展状況を見て、上限額の見直しを柔軟に出来るようにして頂ければと思う。

(田中委員) 15ページのところで今回、利用率の傾斜をやめるという事で、これまでの負担の平準化措置が不要ではないかという事としている。それを不要とする根拠なのだが、これまで広域系統整備委員会でも傾斜をつける事にして、それはそれなりに根拠があってそうしたものである。だから、今までの議論が間違っていたからやめるのではない事を確認したいと思う。実際のところ、傾斜をやめるとkWhで見た需要家側の負担というのは差が生じるし、実質的には負担が増加するという事だと思う。21ページを見ても、72億円程度は掛かるだろうという事で、需要家側の負担差も出るが、実質的には負担増になると理解している。コンセプトとしては前に決めた事はそれなりに正当性があるが、今回は発電側課金を入れるので需要家の方の負担差の拡大が抑制される面があるから、傾斜をやめても大きな問題はないだろう、つまり、今まで議論をしたロジックは間違いではないが、やめたとしても大きな影響はないからやめるとも理解できる。間違っているからやめるのではなく、今でも前の根拠はそれなりに正しいが、需要家面では大きな影響は出ないからもうやめると言っても良いのではと思う。

(事務局) 前回のものが間違っていたと言うつもりは毛頭なく、当然発電側の方でインセンティブが料金の中でなかった事も踏まえると、前回決めた当時においては支出の所で傾斜をつけるという考え方が効率的な設備形成には必要だったという事を前提に、今回ご議論頂いたという事である。

(大橋委員) 今回4つの視点頂いていて、その内の2点について思うところがある。まず、視点の1、この4.1万円の話だが、振り返って見るとどういった経緯で決まったのかと、確かこの制度が始まる前にも幾つか視点があったと思うが、その中で重要だったのが、承諾の上限があって、そこの部分を見た時にどうかと。それを超えない部分が過去の実績で言うと4.1万円だったというのが経緯だったのではないか。ただ、そんなにデータ数がない中で、時間がないから取り敢えず4.1万円でもいいですね?という感じで決めたように私は印象を持っていて、そういう意味で言うとこの数字も、いつかきちっと議論される事も時期としてあって良いのではないか。今回、この数字の事について加藤先生がおっしゃったように、特段異論がある訳ではないが、これがベストなのかと言われるとちょっと私はベストとも何とも言い難いという感じは持っている。今後、順次検討していくという文言もあったので、そこはお願い出来ればと思う。2つ目は、15ページの項目の②なのだが、基本的にこの3つの項目があるが、これまではその1ポツのように考えていて、発電者課金という2ポツが出来たからそれに照らして見ると、これまでの利用率の平準化は不要だという形だが、ただ、発電者の負担でそのちゃんと見た時に本当にそうなのかというのは、

実はこの文からは、ちょっとわからないという気がする。定性的には確かにベクトルの方向としてはそうかもしれないが、ただ、実際にはその4.1万円については、稼働率を作る時にかなり綿密に色々ヒアリングもして傾斜を付けたものであって、その時と比べて今回の発電者課金が同等の効果を持っているのかというのは実はよくわからない、発電者課金の数字にまさによるんだらうなという感じがする。そういう意味で言うと、不要ではないかと言われると、不要かどうか私は判らないというふうに答えざるを得ない。もしかすると、発電者課金の導入後でも、傾斜はよりゆるくなる可能性もあるかもしれないが、依然として傾斜をつける事が必要だという結論も在りうるだろう。そういう意味で言うと、実は今回時間がないのかもしれないが、発電事業者にとっての負担が一体どうなるのかというところの試算はやはり必要なのではないかというふうに思う。その上で、本当に今回のその制度を変える事が効率的な設備形成を促しているのかという、私はこの視点の②は重要だと思うので、もう少し本来丁寧に議論されるべきなのかなと感じている。

(伊藤委員) 色々といつも説明をして頂くので、エネルギーのエキスパートではないが、なるべく頑張ってお勉強はしてきたのだが、どんどん内容が難しくなっていて、本当にこれが正しいか正しくないか、多分色々議論された結果、計算方式の中でベストより、ベターな方に今持っていていっていると思うし、今後も色々検討しながらまた改善もしていくと理解はしているが、一方で先程加藤委員が送電線の種類によって、工事の種類によってはコストが異なるとお話しされていて、当然ながらそうだろうと。同じペンでも扱い方とか質とかによってコストが違うのは当たり前という観点からそうだと思う。今後、パブリックコメントを募集していく中で、多分余りにも難しすぎてエネルギーに関わる関係者しかコメントは寄せられてこないと思う。理解不能な部分も出てくると思う。前から言っているが、何とかもう少し解りやすく、要は一般の人達にも、やはりエネルギーがどれだけ大切でどういう形で供給しているかというのを理解して頂く為にも、何かこう例えばその辞書を作るとか手順書を作るとか、全員の賛同を得られないにしても、より理解して頂く何か仕組みを考えてもいいのではという思いがありコメントさせて頂いた。

(奥野オブザーバー) エネ庁の方でもこれまで色々議論してきたので補足をさせて頂ければと思う。私どもの理解としては、今日の広域機関の資料の15ページにあるように、その発電側の基本料金によって設備の効率性が高まることが期待されるので、一般負担の上限については一律という事が良いのではないかと考えている。もっとも、大橋委員からご指摘頂いたように、その効果として、4.1万円が適切であるのかという所は、事後的になるかもしれないが、検証が必要かもしれないと思うし、効率的な設備形成が図られる必要があるという所の問題意識は全く同じである。先程、加藤委員の方から、北東北の募集プロセスでのインパクトについてのご指摘もあったが、現状、入札対象工事になっている工事費が約1,300億円というふうに承知している。これが、接続可能量が350万kW~450万kWと聞いているので、仮に400万kWだとすると、kW辺り4万円弱という事で、この4.1万円の枠には収まっているという事にはなるかと思う。他方で、本日広域機関の方からご説明頂いた21ページの関係で言うと、72億円という訳ではなくて恐らく数百億円単位の額が一時的には増えていくという事になると思う。もっとも、発電側の基本料金が足される事により、長

期で見れば、特に今回募集プロセスに応募されている風力事業者が8割くらいになるが、初期負担の軽減と延べ払い、実質的に分割払いのような効果になっていくのかと思っている。これまでの議論の中で国の審議会の方でもご説明が足りなかった分について、若干補足させて頂きたい。今回、2.0万円が4.1万円に上がる事によって、風力事業者に対して、効率的な設備形成インセンティブが働かなくなるのではないかというような問題意識の元で、むしろ上限は1万円とか、下げる方が良いのではないかというようなご指摘も審議会の方で頂いたと承知している。確かにそういうご意見もあるが、他方、それと別な仕組みとして、調達価格算定委員会で、買取り価格を決める時には、今の仕組み上は事業者が通常要する費用というのが調達価格の基準になっている。その時に、「通常」とは一体何かという事になるが、風力の場合、例えば東北に今1,300万kWくらい応募がされている訳だが、そのケースでは、先ほど申し上げた4万円弱というのが系統の増強に必要な額となっている。もちろん、東北以外で設置する事も可能なので、その地域以外で設置する方が原則であって、東北が例外であるという整理であれば、この特定負担分というのは例外扱いになるのでコストに入らなくなるが、1,300万kWの応募がある中で、東北の方が通常だという事になると、この特定負担額をその買取り価格に入れる必要があるのではないかと、という議論になり得る。これはあくまでも第三者委員会で決めているため、エネ庁が決める話ではないが、ルール上は、これまでの議論からするとそうなる可能性があるというふうに思う。そうすると、特定負担のコストとして認められるものに、風力の場合IRRが8%掛かる。これにより、例えば10のコストに対して16ぐらいの国民負担というのが発生する形になる。もしこれを一般負担で処理すると、10のコストに対して、単純に計算して良いのか分からないが、今の送配電事業者のコストの総括原価上の事業報酬率は1.9%だと承知しているので、特定負担のケースよりは相当低いものが割引き現在価値になってくると思う。私が申し上げたのはあくまで仮説であるが、風力の特定負担分が通常要する費用だという事になるとすると、それを特定負担にしてしまう事で、かえって賦課金を通じて国民負担が増えてしまうため、そういう所も踏まえて、今回4.1万円というのが妥当ではないのかとご提案させて頂いているという事を補足的にご説明させて頂いた。

(古城委員長) 効率的な設備形成がされる事が大事だということで、今、一般負担の上限額というのを決めているのだが、発電課金を入れた後、理屈上はどちらでもそれを使える道具なのだが、今後は、その作用というのは、発電側課金の方で賄っていくから一般負担の上限額の方はあまり気にしないでくれという方向で議論は進んでいるのか。それとも、両方で調子を合わせながら、全体として目的を達成するというスキームなのか。

(奥野オブザーバー) 例えば、ドイツの場合では、一般負担の上限はないというふうに承知している。そのルールを日本に適用した場合には、例えば極端な話だが、北海道の離島から、kWあたり20万円や30万円といった、極めて多額の設備費用が掛かる場合にも、そのルールに基づけばすべて一般負担で基幹送電線を引いてくるという形になると思う。仮にkWあたり30万円だと、kWhあたり15円ぐらいの支出になると思うが、それが発電と関係なく掛ってくる訳だが、寧ろその国の審議会での議論としては、発電コストとネットワークコストの合計額が最小になるようにコストを考えなければいけないということで、その中での一

般負担の上限額自身が必要であるというふうに考えている。ただし、その際にも、例えば今回も風力事業者が大量に応募されている中で、この4.1万円は通常掛かるものなのか、それは例外というふうに考えるかによって結論は変わってくる。特定負担に整理することで、結果的に社会的コストが上がってしまうというケースがあるという背景説明をさせて頂いた。逆に、普通は1万円で済むという事であれば、全部特定負担にしてしまう方が、国民負担が下がっていくのではないかとこのように考えている。

(古城委員長) そちらの理由ともう一つ発電側課金で同じ議論は大体出来るなっていう議論が二通りあると思うが、全部代替するという所までは決まっていけないということか。

(曳野オブザーバー) 代替効果はあると思うが、必ずしも、当然に全て代替するというわけではないと考えており、事後検証を含めた対応が必要と考えている。

(佐藤理事) 竹島委員と大橋委員が仰った、フォローをきちんとやるというのは極めて重要だと思っている。賦課金の議論もあるが、そもそも発電課金は一旦全部発電設備に課金をするが、これは、託送料、中立という事で発電課金をしているため、当然その小売りと発電のところで色々な契約で転嫁をもう一回するわけである。そうすると、この発電課金で期待されているのは当然効率がいい発電設備に関しては一旦発電課金するが、実際の負担は下がるというふうになる事なので、それがどれぐらいきちんと転嫁があって、効率が良い発電設備に関しては、中長期的に負担が下がるかどうかフォローする必要がある。そうしないと竹島代理が仰ったように、設備毎に設定していた上限額の差を失くして、発電課金の方でそれがならされているはずなのに、結果としてならされてなかったら上限額の差をなくした意味がなく、もう一回上限額の差を設けるという事は在り得ると思う。ただ、今のところきちんと転嫁が出来れば、細かくはやってないものの、理論的な計算では当然効率が良い設備に関しては、中長期的にはかえって負担は下がるという結果になっているので、導入時の上限額で一旦差をつけてしまうよりは寧ろ、中長期的な発電課金の方が効率が良い設備に関しては、負担が下がるというのが理論的には確かなので一旦この案で通させて頂くという事である。ただ、転嫁の状況など色々上手く行かなければ、4.1万円も含めて、大橋先生が仰ったように全面的に考えるという事は当然必要だと思っている。

(柳生田委員) 今回の発電側課金は、小売と発電側で使用状況に応じて応分に負担するというイメージで、それは負担の総量が増える訳ではないと理解している。発電課金がされるという事で従来の kWh で寄与する電源とそうでないものとの負担額の軽重をつけるという考え方を止めるというのは唐突感があり、大橋委員と同じようなニュアンスで、その繋がりは何故なのかちょっとよく理解出来なかった所がある。もし上限額を一律にした方が経済合理性があるという、曳野オブザーバーの仰ったような内容なのであれば、そういうふうに説明して頂いた方が良く思う。もう一つ、4.1万円というのは、過去の経緯ではかなり承諾の上限に近いような、かなり高いコストだという認識を持っている。

(鍋田委員) 皆様のご意見をお聞きし、やはり今回の一般負担の上限額を上げるという事、4.1万円にするという事について重要な視点は2つあると思っている。一つは、発電側の基本料金はしっかり導入をしていくという、それに付随してくるものだという事と、やはり最終

的に需要家の皆さまにとってこれがメリットのある事になるという事が必要かと思う。事務局が資料の 22 ページにまとめているが、4.1 万円/kW 一律とした結果について引き続きチェックして頂くこと、色々ご意見が出ているが、そこが重要かと思う。最終的に需要家にとって良いものとしていく必要があると思う。

(岩 船 委 員) 私も、他の委員会にも出ていて、今回の話を何度も聞いて、やっと最近解ってきたところなのだが、やはり、今回の資料だけを多分見ている、全体像が見えなくて、やっぱり解らない。だから接続時の一般負担の上限をどうするかという話と発電側の基本料金がいくらになるかという話と、賦課金が全部セットで決まって、結局一般負担がどうなるかという話が最後にあり、その 3 つを全部見ないと本当は解らない話なのではないか。それぞれの委員会だけでは話が紛糾してきた、というのが私の印象で、4.1 万円ありきみたいにならざるを得ないので、皆さんの合意形成を図るなら、やはり全体が見えるような資料が一つ必要ではないか。ただ、やはり前提として先程、曳野オブザーバーからもお話しがあったように、これからおそらく風力を繋ぐコストっていうのがどんどん高くなっていくのは間違いなく、それでもこれから日本はまだ再エネを入れていこうとするのであれば、それ自体を飲み込んでいくためのもっと上段の議論がきっと必要で、それを前提にするなら、一般上限を 4.1 万円にするのも止むなしって事になるだろう。なので、恐らく上位の議論とセットで考えていかなくちゃいけないという気がしている。それがないとただここだけで、この理屈が通っているかという、正直言って微妙だなという気がする。先程、20 ページの絵は、結局この値は過去のもので、既に繋いだものの平均値を出しているだけだが、これから一般負担の上限を見直すというのは将来の話である。本当は東北の募集プロセスの話とセットで議論するのが正しいだろうという事になるので、やはりこの議論だけでは、ちょっと皆さんの合意を得るのは難しいかなという気がする。

(伊 藤 委 員) 目指す絵が見えない。説明して頂く時は分かるんだが、皆が多分見えている絵が統一していないような気がする。それに向かって今これがあるという条件しかなくて、だからこうなるんだっていうふうに説明して頂けると多分納得できる。今のままで納得しない訳ではないが、より解かりやすい、何となく感覚でしか入ってきていないので、さっきも良く分からないっていうのが、そういうところだと思う。大きな絵をもう少し描いて頂いた方が良いのかなという印象である。

(寺 島 理 事) 一言だけ、私の方から補足させて頂く。岩船委員、伊藤委員が仰った点、まさに「全体が見えない」、「何を狙っているのか」という点があるかと思うが、そこはまさに、資源エネルギー庁なり、監視等委員会なりのところで大きな枠組みとしての制度の議論をして頂いていると思っている。それが、まさしく私から申し上げれば、大きな託送制度の改革、即ち送電線を利用する料金制度をどうするかという議論だと思っている。その中では前回の一般負担の限度額の時も色々議論させて頂いた事ではあるが、その結果を踏まえて、今回は、全額需要家側の課金を見直して発電側課金という事を狙うんじゃないかということだと思う。そこには色々な効用があるという議論を頂いた上で、今般、一般負担の限度額の一律化という事をさせて頂いていると思っている。更にその上で、額としては

今まで通りの 4.1 万円でどうなのか、というご判断が必要なので、ここでは 4.1 万円の過去実績からもお話ししているという順番だと私は認識している。

(佐藤理事) 伊藤先生が仰った、大きな絵というのは 3 ページ、4 ページ、5 ページに書いてある。この託送料金の改革をやるというのが非常に大きな絵であり、この 3 ページ、4 ページ、5 ページのように非常に大きく託送料金制度を変える事になると、ここまでやっているのだから、今日ご議論頂いた上限額については一律として良いのではないかというのが大きな絵姿である。これで非常に大きな絵は描かせて頂いており、これに位置付けるというのが全体像である。

(古城委員長) 発電側課金を入れる事によって、非効率な設備を抑制できる機能というのは付け加わる訳なので、ある意味この一般負担の上限額が軽減できるという事については、定性的には分かるが、ある程度データ的にもあるのであれば、簡単に大雑把でよいので、示してもらえないか。それとも、そこは非常に不確実なので、フォローアップしながら、用心深くやっていくのか。

(曳野オブザーバー) 定量的にどこまでお示し出来るか解らないが、検討してみたいと思う。この手の話では、一般に負担が増える方と負担が減る方が存在して、仮に事業者の方が全員プラスという事であれば、今度は国民の負担が増えるという事になる。従って、先程私が申し上げた、例えば風力のケースで言えば、典型的なケースにおいてはこうだという傾向は申し上げられるが、全てのケースにおいてこうだという事は、多分申し上げられないと思っている。そういう前提の下で、検討させて頂きたい。

(太陽光発電協会オブザーバー) 私の方から 1 点だけ申し上げたいのは、太陽光発電のほとんどが 6.6kV より下流の配電系統に接続されている。今回の議論は基幹系統、基本 154kV より上の方である。例えば資料の 20 ページ、費用負担の特定負担と一般負担とを分けているが、事務局に教えて頂きたいのは、基幹系統の増強費用の費用だけなのかあるいはそこまでの下位系統の負担も入っているのかどうかということ。もしここに下位系統が入っているとすれば、ちょっと数字が変わるのではということと、それから太陽光の場合は、その下位系統の増強費用というのは全部自己負担、特定負担になるので、そこは除かれないといけないと思う。そこを教えて頂きたいのが一つ。それから申し上げたかったのが、太陽光の場合は下がガラガラで上が詰まっている場合であればこういうケースもあると思うが、今ほとんどが、下位系統が詰まっていて、下位系統の増強費用の負担が相当大きく、それでプロジェクトが出来ないというのがほとんどである。上位系統に行くまでに資金が尽きてしまうというのは大体そういう事であり、それが今の現実である。この上限を 1.1 万円から 4.1 万円に増やしたからと言って、闇雲にたくさん太陽光が接続されるという事はないと思われるという事を申し上げたい。

(事務局) このデータについては、6.6kV 以上で区切っているものである。

(日本風力発電協会オブザーバー) 私が意見申し上げたいところは、資料の 15 ページ、この辺の電源側の負担で平準化が図られるという事については、我々も別の委員会でもお願いしている通り、賛成である。それと、強くお願いしたいところは、23 ページと 24 ページ、この適用時期

についてというところ、これも我々が別の委員会でもお願いしている通りで、この通り是非しっかり進めて頂きたいというのが我々のお願いである。

(日本地熱協会オブザーバー) 一般負担の上限額の電源種別の金額差というのは、一定の合理性があるというふうに考えている。発電側基本料金の導入とセットで一般負担の上限額を一律にするという事は、設備の利用率の面で考えると、先程ご説明頂いたように、効率的な電源の負担が長い目で見れば下がるという事であれば、それなりの理屈としては成立すると私も思っている。ただし、本来この負担というのは利用率だけではなく発電設備の稼働期間も含めて議論すべきではないかと思っている。送電線というのは当然、FIT 期間の 20 年だけではなくて 40 年、50 年と長い期間の寿命がある。それで、一般負担の上限額の見直しというのが本委員会でも概ね了承されたという事で、それが基本路線であるというのであれば、FIT 期間の終了後、接続する電源が減った場合にも稼働が継続しているような発電者に後から課金の負担が増えないような、そういう制度設計はして頂きたいと思っている。

(バイオガス事業推進協議会オブザーバー) 全体像が中々見えず、的確にコメント出来るかどうか分からないが、協議会として 1 点だけ要望事項を上げさせて頂く。今、発電側基本料金の導入と一般負担の上限額の変更というのがセットで施行されると認識している。現状の案のまま行くと、バイオガスによる発電事業者にとっては両方ともコストが上がる要因となっている。先程、太陽光オブザーバーさんからも話があったようにバイオガス発電もほとんどが 2MW 未満の小規模な発電であり、基本は高圧線による受電をしているが、高圧線に関しては一般負担という制度がないため、増強に関しては全て自己負担しているという現状である。他方、太陽光さんの名前を出すのは恐縮だが、太陽光発電にとっては、発電側基本料金の導入というのは、コスト上昇の要因になるが、一般負担の上限額の見直しに関してはもしかしたらコスト低下の要因になるかもしれないというように、電源種別によって色々と差異が生じてしまうのではという事も懸念している。ここからは要望であるが、発電側基本料金の設定と一般負担の上限額の設定にあたっては、各電源種別にコストを明らかにして頂きたいという事と、本制度の本来の目的は系統の効率的な利用だと思うので、先程、委員の中で設備利用率の議論が色々あったが、やはり設備利用率の高い設備が導入されるようなインセンティブが十分働くような水準や仕組みを検討頂ければと思う。

(大口自家発電施設者懇話会オブザーバー) 14 ページに過去の実績という事で図があるが、ちょっと良く理解していないのだが、平成 12 年以降のデータという事で現在まで 17、18 年経っており、非常にデータ数が少ないと思う。ネットワーク増強工事という定義で数を減らしたのかもしれないが、そういった中で、4.1 万円というのはよく解らないので、増強工事の内容とちょっと紐づけて書かれたらより解りやすくなるのではと思う。4 ページに図 3 があるが、2 番～3 番までの範囲における一般負担での工事实績の話と思っているが、この辺りまでの工事をやれば例えば 1 万円とか、もっと上流までいくと 4 万円になっていくとか、そういうような紐づけをして頂くとより分かりやすくなるのではと思う。

2. (長期方針) 流通設備効率の向上に向けて

- ・事務局から資料2により説明を行った。
- ・主な議論は以下の通り。

[主な議論]

(岩 船 委 員) かなり難しい制度だと思って伺っていたが、1点質問がある。ファームが火力の場合とどうか、そもそもノンファームが再エネの場合、FIT 電源の場合の優先給電の関係とどうか、どのようにするのか。別に FIT 電源だからといってノンファーム電源であれば優先給電の対象にはならない理解でよいか。

(事 務 局) 現時点ではまだ正確に整理できていないが、系統制約と優先給電の需給の制約だと考えた場合は別の扱いであると今のところ考えている。系統制約については、ノンファームは抑制されるが、現時点では、再エネがもし系統の隙間の範囲内であれば、優先給電上抑制される事はないと考えている。

(岩 船 委 員) ファームの火力は、ノンファームがネットワーク上 OK であれば、そちらはやはり優先給電されて、そのファームの火力は出力を絞らなければならないという事か。

(佐 藤 理 事) それも含めて決めないといけなと思う。まだ、概念が全然ない。常識で考えると、どうして「ノン」という接頭語がつくのかという気はするが、少なくとも議論はしなければいけないと思う。少なくとも、大量導入小委ではアイルランドは違うという資料も出てきていた。

(寺 島 理 事) 補足であるが、ノンファーム、ファームというのは、系統上混雑しているところに対して常時抑制するかしらないかというものである。よって系統上の問題をどう考えるかの問題が今回のファーム、ノンファームである。一方で、優先給電指令そのものは、エリアの需給上の問題で、もし再エネを絞るのであれば、その前に需要と供給のバランス上何かを絞らなければならない場合、再エネの前に火力を絞るもの。そのため、需給上のものと系統上の制約のものは別の軸で考えていかないといけない。その上で、佐藤理事が申したように折り合いをどうするのかという議論にはなるという事を追加で説明させて頂く。

(阪 本 代 理) 事務局のいうノンファーム電源は、抑制をまず前提でやりましょうという、この整理自体は賛成である。その上で、10 ページのところだが、ノンファームの場合だと、メリットオーダーによる社会コストの最小化が図れるという事があり、その方向性はありなのではと思いつつも、1点ご指摘申し上げたい事がある。火力の場合だと、燃料を調達する際においては一定のコミットメントは実施される訳であって、抑制があればそのまま燃料調達量がオートマティックに下げられるという程の柔軟性はないわけである。これが、例えば、代替調整の電気を代わりに頂けたとしてもやはり燃料分のロスはある訳で、そこの所まで鑑みた事後の調整というのはかなり難事なのではないかと思う。この点をご指摘申し上げたいと思っている。最終的には、事業の予見性に関わる事と思うので、是非ご留意頂ければと思う。後は、ファーム電源の転向とどうか、それを検討したい事業者は多分再エネでも多いと思うが、ファームの電源というのは、その瞬間、瞬間においては発電出来る権利を有しているという整理であるが、その後どれくらいの期間でという話が今後出る事

はあるのか。一旦、ファームになった電源というのはずっとファームであるという整理でよろしいか。あるいは、この辺り議論される可能性というのはあるのかというご質問をさせて頂ければと思う。

(事務局) ファーム電源が、一定の期間後にファーム電源でなくなるというのは今のところないと考えている。

(坂梨委員) 17ページに関して、ノンファームがどれだけ動くのか考える上で潮流想定をしっかりとやっていきたいという方向性は賛成する。その観点で2点申し上げたい。ここではこのファーム電源の発電と需要の差分のところに着目されており、需要想定精度向上をうたわれているが、ファーム電源の中にも、自然変動電源等が含まれているという事を考えると、需要想定精度向上に加えて、自然変動電源等の出力の想定も、より精緻にやって頂きたいという事が1点。もう1点は、この想定精度を高めるという目的に対し、どこが主体で取り組まれるのかがよく分からない。ここをしっかりとやられるという事に対しては、一般送配電事業者に対して何らかのインセンティブが働く仕組みであって欲しいと思っている。当然、安定供給を守らなければいけない反面、その為にここでいう裕度を非常に大きく取り過ぎる事になってしまうと、結果的に中々ノンファーム電源が動かないという事になって困るので、如何にこの想定精度を高めるかに対するインセンティブという事も検討して頂ければと思う。

(田中委員) 23ページの部分出力ノンファームのところ、容量市場と整合を考慮して、ユニット単位にしたかどうかというご提案と思うが、容量市場との整合については余りにしなくて良いのではないかと感じる。というのは、もし部分出力ノンファームをやったとすると、1ユニット未満のファーム部分しか出て来ないのだが、これは容量市場の要件を満たさないという事で参加しない、それだけで済む、ということで別に問題ないのではないかと。要は、ノンファームの趣旨はネットワークを有効活用しようという事なので、出来る限り部分出力でも、ファーム、ノンファームに分けて出来るのであれば、ネットワークの有効活用に対しては良いのではないかと。容量市場の参加要件と整合しないという、そういう議論は関係ないのではないかと考えたというのが1点。それから、21、22ページのところで、これはファーム電源の転向の話であるが、22ページを見ると、ノンファームの電源がG3の一個という事で、シンプルに展開されていて理解は出来るのだが、現実には色々な例が出てくるのではないかと気がして、その場合はどうなるんだろうというふうに感じている。例えば、22ページでG3というのはノンファーム電源なのだが、例えば何かG6とかもう一つ同じ出力の電源があり、G3、G6、両方ともノンファームだとする。そうすると、何か設備増強があって真ん中の図に移行すると、この時に運用容量が上がって、G3のノンファームは運用容量の下に沈んで、G6という電源があるとなれば、これは運用容量を超えているような事になる。だが、両方ともノンファームを選択すると、G3とG6と要は複数ノンファームがいる訳なのだが、運用容量は決まっているので、この電源達の出力抑制をどうするのか。G3、G6と複数のノンファームがあるので、何かルールを決めて、両方とも抑制するのか、何かそういう事を決めないといけないのではないかと。更に3年を経過すると費用負担なしでノンファームからファームに転向す

る権利を得る可能性が出てくるという事なのだが、一社ではなく G3、G6 と二つあって、両方ともノンファームでやってきて3年経った時にファーム電源の新規接続が全くなければ、これはチャンスだという事で、3年経って G3 と G6 両方ともファームにしてくれと言った時、運用容量には限界があるため、両方ともファームに出来ない、その時はどうするのか。両方とも例えばルールを決めて、一部ファームにして一部ノンファームにするとか何かそういう、それこそ、部分ノンファームではないが、何かしないと、G3、G6 両方とも同時に申し込んで来ると困るのではないか。この絵は、現在シンプルな例であるが、実際は色々と複雑なのではという気がする。

(事務局) 部分出力ノンファームの方についても、ユニット単位でなければ出来ないという事でもない、決めている訳でもないので、引き続き検討をさせて頂きたい。先程の 22 ページの絵については、仰るとおりケースによっては、かなり複雑なパターンもあるかと思う。ただ一方で、ノンファーム型電源をタイムスタンプで抑制するか、均等に抑制するかというのも、また先程の沈みこんでしまう電源の方だけが発電出来るというルールにするかどうか、まだ議論されてないかと思う。その辺も併せて整理させて頂きたい。また、先程の 23 ページの容量市場との関係の補足で、おそらく、これは今後の議論になると思うが、ファーム電源は容量市場への参加資格を持つんだろうなど。ノンファームにしてしまうと参加資格そのものをどうするかという今後の議論になると思う。おそらく、ファームを選ぶ方というのは、容量市場の参加資格、いわゆる参加登録の資格を持つという大きな、そういうメリットもあるのでファームを選択されるのでは。そう考えると、やはり容量市場の制度との関係は見ていく必要があるため、ある程度の整合は必要だろうと思っている。もしここが部分的にノンファームにするのであれば、容量市場側でも、そういう部分的なものを認めるというか、そういう方向で進められるべきと思っているところである。

(古城委員長) 部分ノンファームという新しいものを作れば、容量市場でどう取り扱うかを決めれば、それで済む話ということか。

(佐藤理事) 済むというか、2つあると思っている。ファームの方も、ノンファームの定義如何によっては、ペナルティとかリクアイアメントというのは、ほとんどずっと見るということになっているため、そうすると、変にノンファームが入るとファームのところも常時動かせなくなるという事になり、ペナルティが掛かる可能性が多くなると思って、ノンファームを排除する方向に動きかねない事もあるので、しっかりと考えれば駄目だと思う。

(田中委員) 容量市場との関係ではおそらく色々な考えがあると思う。さっき仰ったことについて、仮に容量市場の方が1単位1ユニットになっていて、他方仮に部分出力ノンファームを認めるという事になった時に、さっき仰ったように、容量市場に入りたいからというインセンティブもあるかもしれないが、一方で電源によっては、容量市場は諦めるが、とにかく部分出力でもいいから、ネットワークを使いたいという人もいるかもしれないし、色々なニーズがあるのではという気がする。だから、ここは多分、色々ともう少し議論しなければならない部分なのだろうと思う。

(柳生田委員) 例えば、一つのユニットが既にあるとあって、それを増出力したいとニーズは必ずあると思うが、増出力すればノンファームで構わないと思って増出力した場合に、ユニット全体が容量市場に参加する資格がなくなるという話であれば、全くそういう事は検討出来なくなる。これは、例えば元々あったキャパシティというのは、そのキャパシティでは容量市場に入札出来ないと。しかし、その増出力した分というのはノンファームで、ここは容量市場入札しないと。自分がペナルティを受けない範囲で容量市場に入札するという選択肢があれば、そのユニット丸ごとで決めるというふうにしなくても良いのではないかと考えているので、是非そのように検討して頂きたいというふうに思っている。

(工藤委員) 先程、坂梨委員も仰っていた事に関連するが、17ページのノンファーム電源の系統制約算出のイメージというところ、コネクタ&マネージが有効に機能する為には、やはり高精度に空容量算出や裕度の想定が出来る事が重要だと思っている。その為に系統運用者の色々な負担の軽減や、インセンティブの付与というのは重要ではないかと思っている。負担の軽減のところだが、こういったシステムでデータを確保して、それをシステムで空容量とか裕度とかを算出していくと思うが、そういった時にAIやIoTなどを使ったシステム開発をしっかりとやって行く事というのが必要ではないかと思っている。現状、系統運用者の方でどの程度こういったシステムの開発が進んでいるかというのは、把握はしていないが、全員がバラバラにやるというよりは、国の方でも少し主導を取って頂いて、支援の枠組みなども作って頂きながら、IT企業や系統運用者同士での競業なども、仕組みとしてご検討頂いた方が良いケースがあるのでは。ご事情によっては、それぞれバラバラにやった方が良いという事もあるかもしれないが、そういったこともお考えいただいた方が良いのではないかと思う。後、これも似た事ではあるが、26ページの予見性の為の情報提供の点について、従来から触れさせて頂いているが、ノンファーム電源への投資判断やファイナンシャル供与という事を考えた場合に、やはり長期に渡る予見性の確保という事が重要であり、これについては、勿論、データの確保という事も重要だが、それをどうやって使って予測していくかというシステムも必要だと思うので、この辺もシステム開発が共通のインフラとしてされていく事が、より広く色々な参加者を呼ぶのではないかと思うので、ご検討頂ければと思う。

(竹島代理) 1点質問と1点意見を申し上げさせて頂きたい。21、22ページについて、先程と一部重なる部分ではあるが、事務局案の内容を確認させて頂きたい。設備増強された時に、既にノンファームの方には希望を聞くという話であるが、新たに入る方は、空容量があるのであれば、当然の事ながらファームになるという事を前提としていると思っているが、それで良いか。それから、先程、今後整理が必要との話と同じ部分にはなるが、新しく入る方と、希望してファームになりたい人、これの部分の順位の話というのも出てくると思うので併せてご検討頂き、案も作って頂ければと思う。それから25ページについて、資料の方に記載頂いている基幹システムのループシステムの課題のところには裕度の話が出ているが、上記の潮流想定が難化するに伴う裕度の確保、それから、ローカルシステムの方において、想定誤差等に対応するための裕度の設定という事を記載頂いているが、基幹システムについてはループシステム以外でも当然裕度の話は需要、それから電源側の動きによって出てくると思うので、基

幹系統のところ全般にも関わっているとすべきではないか。その上で今までも意見があったが、発電事業者の裕度の話については非常に大きな影響があるので、裕度の算出に AI などを使うという話も含め、何らかの規則的な取決めというのはやはり考えていく必要があると思っている。

(事務局) 先程、22 ページのところの話は G5 の方がという事であれば、前提条件は、空容量がある場合はファームしかないというところで、G3 の方はこの時にノンファームを希望されたので、ここは空容量という扱いであるので G5 の方はファームだという整理をさせて頂いている。

(竹島代理) 流れは当然そうだと思っているが、21 ページに希望があればという話を書いてしまうと、若干誤解を招くところもあるので念の為に確認させて頂いた。

(大橋委員) 1 点コメントと 2 点、確認させていただく。まず 1 点目は経済性に関するところだが、例えば 11 ページについて、そもそもノンファーム型の接続をするためだけに電源の投資をする人はいないと思う。他方でファーム電源の側からすると、先程、固定費の回収のところ、阪本代理から燃料等のコミットメントの話もあったが、いずれにしてもファーム電源側からすると効率的な運用は若干出来なくなる。対価はここに 2 点目に書いてある、その適正な対価であれば、もしかすると固定費も回収出来るかもしれないが、この適正性も第三者にとっての適正性なのか、事業者にとっての適正性なのか、そこもはっきりしないので、ファーム電源の側からするとそういう運用上の効率性というのは若干棄損する事もありうるのでは。そういうふうに考えると、10 ページの経済性の項目にはMerit Order しか書かれておらず、その他のところに固定費の回収と書かれているが、ここも短期的なMerit Order というメリットのなところと、長期的にはやはりその電源の投資が円滑に行われるのかという事に関する、若干の懸念というものも在り得るのではという感じがするので、そのトレードオフの部分をどう考えていくのかという事は視点としてあるのではと思う。あと 2 点、質問、確認させていただきたいのだが、15 ページに取引市場の活用とあるが、これは今回記載頂いているノンファーム型接続のうち、Merit Order 抑制型というものについて言っているという理解でよいか。2 点目は、31 ページについての質問であるが、仮に空容量が生じた場合、想定潮流の合理化のもとでは非稼働電源が新規電源よりも優先されていると思っていたのだが、この文面だとそうでもない書きぶりとなっているため、それについて教えて頂ければと思う。

(事務局) 1 点目の 15 ページの方はMerit Order 抑制型ではない方でも、こういうふうに市場で調整しないと需給バランスが取れないという整理である。Merit Order 抑制型の方ではない、従来型の議論で、隙間の中ではどこかで調整しないと需給バランスがとれないので、やはり調整するしかないという整理である。最後の容量市場との整合は、仰る通り、既存電源は現時点では少なくともタイムスタンプがあるので、非稼働電源が新規電源よりも優先されるという前提だとは思いますが、その辺りを明確にしていけないといけない。ただ容量市場側で、そういう場合は均等に抑制するみたいなルールが出来れば、必ずしもそうならないと思ったため、こういう書き方にさせて頂いている。大原則は、タイムスタンプは失っていないと考えているので、既存電源側が優先されるものとは考えている。

15 ページもメリットオーダーのように見えるが、要するにメリットオーダー抑制型と言っているのは、一旦バランスされたものを、いわゆる送配電が強制的にメリットオーダー化して抑制をしてリバランスするという話である。15 ページはどちらかというとその下にバランシンググループの需給バランスと書いている通り、基本的にはバランシンググループが市場で取引される、若しくは相対でされる、そこはもうご自由にして下さいと、そういう趣旨である。

(加藤委員) 先程の部分出力ノンファームの可否に関係して、実際、容量市場と部分出力ノンファームの整合性を取るという事なのだが、基本的には容量市場というのは需給に関係する話であって、一方、ノンファーム、ファームというのは系統制約に関する話であるという事からすると、目的とするところが違う訳である。実際に、容量市場という名前ではないが、昔、ニューヨークパワープールなんかは、一つのユニットでも一部の出力分だけは、そういう市場に出して、残りは相対なりエネルギー市場なりで売買出来るような形でやっていた。別に、どんなやり方でも出来ると。だから、ノンファーム・ファームの場合も部分出力だけをノンファームと見て一部をファームと見るというやり方も当然出来ると。ただ、先程の容量市場のところと違って、こちら側では、系統制約が絡んでくるので、一つのユニットを分けてしまうと、非常に考え方が複雑になってしまうのは明らかである。そうすると、やはりファーム、ノンファームの方は、まずはユニット単位と書かれているが、まずは、ではなく基本的にユニット単位でやった方がよい、あるいはそうせざるを得ないのではというふうに思う。そうすると、少しベクトルは違うが、容量市場の方もユニット単位でやっているという事で本来は違う目的ではあるが、同じような土俵で考えることができるので、制度そのものは非常にすっきりするのではというのが私の意見である。

(鍋田委員) 私の方から、2点程お話しさせて頂きたい。先程から、議論にも出てきているが、8 ページにノンファーム電源についてのオペレーションと費用負担を切り分けた仕組みについても検討をするという提案があった。それ以前に資料にも色々書かれているが、ファーム側から見れば、ノンファーム電源は出力抑制を前提として接続されるので適正な対価なしではファーム電源は抑制されない、この大前提だけはしっかりしておく必要があると思っている。それから、作業時やN-1電制時に、オペレーションと費用負担を切り分けていくという検討を進めていく訳だが、この場合は範囲とか時間的にも少し限定されるので検討しやすいと思うが、ノンファームになるとかなり範囲が広がってくるので、適正な対価を算定するとか徴収するというのは格段に難しくなるのではと思う。まずは、作業時とかN-1電制時の検討を進めて、しっかりときちんと整理した上で、ノンファームについても慎重に検討を進めるという事が必要なのではと思う。それから2点目、29 ページについて。想定潮流を精緻に予測して、それを合理化していくと、これは非常に大事な取り組みだと思っている。29 ページのところに、長期計画停止電源、それから非稼働電源というものが、電源稼働の蓋然性評価に稼働しないものとして取り扱うという絵になっている。この長期計画停止電源というのはわかりにくいので説明させていただくと、自分の電力需要を見て、今は計画的に停止しているものである。過去には、自分の大型ユニットに不具合があったりすると、停止している電源を復旧して対応すると、そういう実績もある

電源である。ですので、容量市場が出来るとそういうところに応札をして、仮に落札されるとか、それからこちらでは、各エリアの予備率の見直しもされるという事なので、容量市場など、他の制度との関係をしっかりと見ていく必要があると思う。

(佐藤理事) 17ページに関連して、坂梨委員と工藤委員から極めてもっともかつ重要な質問とご意見があったと認識している。何かというと、ノンファーム電源をちゃんと入れるインセンティブが送配電事業者にあるのか、ないのであればインセンティブを入れろというご質問があった。私は、それに関して送配電事業者は十分なインセンティブは現在でもあると思っている。何が言いたいかというと、これをやらない限り設備をどんどん作らなきゃいけない。ノンファームをこうやって頑張って適用することで、既存設備を最大限に利用する事ができるようになる。これについては、長期方針にて今ある設備を最大限に使う方針を、コネクスト&マネージの議論が出る前から先生方に十分ご議論頂いたと思っている。その過程で送配電事業者の方からも十分に意見を伺って、まさに、設備を作るよりも今ある設備をとにかく最大限に使うという大方針を立てて欲しいという要望も頂いてこのような方針としたので、十分にインセンティブがあり、この方向で進めて頂けると思っている。

(曳野オブザーバー) 資料の8ページ、また議論の中にも出てきたが、オペレーションと費用負担を切り分けて議論をするという事については、私どもも賛成である。メリットオーダーで議論した時に、例えば、ノンファームの電源が燃料費の安い再生可能エネルギーであった場合に、実際に再生可能エネルギーの発電が増えれば、kWh で見た場合の再生可能エネルギーの最大限の導入にも資すると考えているが、それは必ずしも再生可能エネルギーの発電者の方々の利益を最大化する訳ではなく、何らか負担の分配というのをすべきだと思っている。言うまでもない事であるが、憲法上は財産権というものについては、再生可能エネルギーの事業者であろうが火力の事業者であろうが、同様に存在しており、その担い手に対する適正な分配の下で、再生可能エネルギーの最大限の導入が図られるべきだと考えている。

(柳生田委員) 先程、加藤委員の方から意見があったが、我々実態として一つのユニットの中で、例えば夜間は制約されていて、昼間はファームだが夜間は事実上抑制されているという運用は実際行っているの、運用上難しいという事であればその辺がどう難しいのかという事を事務局としては検討して頂きたい。基本的には、ノンファームでなるべく有効活用すべきという趣旨だとすれば、可能な限りそちらの方向を志向して頂きたいと思う。

(東京電力燃料&パワーオブザーバー) 1点だけ、29ページの想定潮流と非稼働電源の関係について。先程からご議論があった通りだと思っている。端的に、長期停止電源や非稼働電源、これらは本当に、安定供給の為にいざ鎌倉電源で、非稼働、稀頻度リスク対応という位置付けだと考えている。これの取り扱いもやはり安定供給という観点から、よく議論をした方が良いと思っている。先程、タイムスタンプであるとか杓子定規に申しあげると、託送約款上の扱いとか、ファーム型電源であると認識はしているが、実際に非稼働電源、本当に稀頻度対応で持っており、いざ鎌倉でこれを動かすというところもあるので、安定供給に資するものであると思っている。実際に、15ページや16ページの運用の世界で系統の隙間で運転しなければ、結局、系統の隙間が生まれて、そこで効率の良いノンファーム型が運転

されるというところも確保されていると思うので、コネクト&マネージで十分に流通設備の効率化を図られていると考えている。他方で、31ページの非稼働と容量市場の整合性というのは、これは本当に委員の皆さま方からのご指摘の通り、良く議論すべきだと思っている。

(東京ガスオブザーバー) 1点だけ申し上げさせて頂く。23ページのところで、田中先生、柳生田委員からもネットワーク有効活用の点でご発言があったが、設備を増容量したがゆえに全体がノンファーム扱いになってしまう②の案だと、やはり事業者としては積極的に増出力というものをやるインセンティブがなくなり、結果として供給力確保に寄与しなくなるのではないかとというふうに思うので、供給力確保という観点から①の方向というものもあるのではないかと考えている。一方で、先程加藤先生の方から、より運用が複雑化するので基本的にはユニット単位でというお話しがあったが、もう少し、その辺についてはよく解らない点もあるので、容量市場のルールとの整合性を整理すると共に、技術的な制約等についても事務局の方で詰めて頂き、今後この点については、結論を是非出して頂ければと思っている。

(太陽光発電協会オブザーバー) コネクト&マネージであるが、我々も以前から是非導入をお願いすると言ってきた事なのだが、ここまで話が進んだ事に対して、非常にまず感謝申し上げたい。ただ、やはり我々が一つ課題と思っているのが、やはり先着優先ルール、接続のルールというものがあるわけで、それが故に、ノンファーム、ファームという区別になるんだと理解している。これと、コネクト&マネージを本当にやろうと思った時には、色々と整合性が取れない事が出てくるのではないかと懸念している。今日も話があったが、お金を払ってファームにして、その3年後、容量が空いていけば費用負担をしないでファームに出来るとか、それから、勿論、既存の電源の多くはおそらくそういう増強費用の負担をしないでファームになっている。それから、何年か後にどこかの電源を廃止すれば、たまたま空容量が空けば、そこでまた何も費用負担なしでファームに出来るというとか、同じファームでも、費用負担する人しない人というのが、未来も出てくるというのは、中々納得がいかないのではないかとこの事と、どうしても、新規電源の方に費用負担が偏る事になり兼ねないのではないかと。あと、これは再エネに限った事ではないが、火力発電所のリブレースで高効率の火力発電所を入れる時もノンファームになってしまうというの、CO2が減ってより国民経済的には良いはずの電源がノンファームになるというのは、そこは先着優先ルールがあるが故にというのは、ちょっと納得いかないという事で、その見直しを是非とも、この場ではないのかもしれないが、お願いしたいのが我々の要望である。ノンファーム接続でまずやるという事に対しては、我々は反対申し上げないが、これを導入する場合でも、例えば11ページにあるように、当初はノンファーム電源だけが抑制されるという事であるが、我々としては出来るだけ早くメリットオーダー、あるいは止められる電源が十分に報酬を得られるようにという事であれば、自分でいくら補償してもらえばいいか皆さん分かっているの、イギリスで導入されているオークション方式というものもあるのではないかと、という事で是非そちらの方に出来るだけ早く移行して頂きたいというのが二つ目のお願い。それから、もう一つ、こういう事はないと思うが、連系線の時と同じように系統容量を予約されていて、直前まで予約を解放しないで結局流さないといっ

たこともあったかと思うが、これと同様、ファーム電源が発電計画をずっと100%で出し続けて、結局ノンファーム電源が発電出来ない事が、意図しても意図しなくても出来るような事が無いように、そういう事が起こらないように、是非お願いしたいというのが3つ目。それから、25ページについて、ローカル系統も対象にして頂いて大変ありがたく思っている。先程も申し上げたが、太陽光発電の多くは配電系統に接続されているので、多分コネクと&マネージをやろうとすると、相当大変な事は承知しているが、そこについても是非、検討課題として将来やっていく方向でお願いしたいという事が4つ目。あともう一つ、これは、想定潮流の合理化の方に出ている非稼働電源とか長期稼働電源、具体的にどういう電源か私も余りイメージが湧かないが、これらはノンファームなのか、ファームなのか私もよく理解出来ない。要はファーム、ノンファームと、前の議題でもあった発電側課金というのはリンクしているのか。ノンファームであれば、発電側課金も100%ではなくて、その何%か判らないが、その利益に応じて負担するという事なので、その辺り、長期非稼働電源に関する発電側課金、それからファーム、ノンファームに関する発電側課金についても整理を是非お願いしたい。

(全国小水力利用推進協議会オブザーバー) 細かい質問で恐縮だが、25ページの適用系統のところには特別高圧以上の系統への適用が考えられると、最終結論なのかどうか解らないが、ノンファーム型のご検討がそういうふうになっていると書かれている。一方、18ページには、説明がなかったが、右下に高圧電源があつて、これは高圧系統という意味なのかどうか、前半のいろんなご議論で委員の先生方からも分かりにくいところがあるというご意見があつたが、出来るだけ用語とか、例えば系統について基幹系統とローカル系統という言葉を使っているが、エネ庁の送配電ワーキンググループでは、基幹系統と特別高圧系統と配電系統というような切り分けでご説明頂いているので、その辺り理解をきちっと出来るように今後の資料等でご配慮をお願いしたい。

(大口自家発電施設者懇話会オブザーバー) 9ページについて、メリットオーダー抑制方式で今後検討されるという事だが、我々自家懇は、N-1電制の議論の時も申し上げたが、熱電併給で、余剰の電力を出しているという関係があり、熱の方の調整費用だとか、後、実際の我々の自社の工場からの副生燃料を焚いて発電している訳だが、そういった副生燃料の処置の費用とか、そういったものもこの負担といったところに全部含まれていると考えているのでよろしくお願いしたいと思う。あと、温暖化ガスの視点でも、こうやる事によって温暖化ガスが増えるというケースが結構あるので、費用だけではなく、温暖化ガス削減という視点も是非追加をお願いしたいと思う。

(日本地熱協会オブザーバー) 8ページの最後に公平性についての事が書かれており、公平性という意味では電源の種別に区別をつけないという事なのだが、これは全体最適という面から見てどうなのか。何が言いたいかという点で、例えば、ベース電源というのがやはり優先接続出来るというようなインセンティブはないのかどうかという点である。今後そういう観点も考えるべきではないかと思う。

(バイオガス事業推進協議会オブザーバー) 25ページで、先程の太陽光オブザーバーさんの話にもあつたが、適用系統について「基幹系統からローカル系統にわたる全系統（特別高圧以上の系統）」

と書かれているが、是非、高圧系統、配電系統についてもご検討頂きたいと思っている。追加の情報として、私どもの協議会の会員企業は北海道で発電事業をやっているが、北海道電力との契約の中で、送電時間の制約や指令に基づく送電の停止といった条件込みでの契約、つまりノンファーム的接続を実際に運用しているので、その辺もご考慮頂いたうえで高圧系統についてもご検討頂ければと思う。

(日本風力発電協会オブザーバー) 19 ページにて、設備停止作業時のノンファーム電源の扱いについて投げ掛けられているが、ここに書かれているものは第一ステップというのを条件でという事でよろしいか。その辺りが明確ではないため、第二ステップとなるメリットオーダーの時に改めてまた議論になるという理解でよろしいか。

(事務局) 議論としては第一ステップだが、系統の制約上はノンファームが抑制されるというところは変わらないと思っている。第二ステップでもその前提条件のもと費用負担をやり取りするということである。

3. 閉会

(古城委員長) これにて、本日の議事は全て終了となりましたので、第 32 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。

—了—