

第5回同時市場の在り方等に関する検討会

日時 令和5年12月27日（木）14：00～16：29

場所 対面（電力広域的運営推進機関第二事務所会議室）兼オンライン会議

1. 開会

○事務局

定刻となりましたので、ただいまより第5回同時市場の在り方等に関する検討会を開催いたします。委員及びオブザーバーの皆様方におかれましては、ご多忙のところご参加いただき、誠にありがとうございます。

なお、松村委員におかれましてはご欠席、秋元委員におかれましては16時頃に途中退席とのご連絡をいただいております。

また、電力ガス取引監視等委員会の新川オブザーバーの代理で、ネットワーク事業監視課の鍋島課長にご出席をいただいております。

本日の検討会についても、広域機関第二事務所での対面とオンラインの併用にて開催しております。ウェブでの中継も行っており、そちらでの傍聴も可能となっております。

それでは、以降の議事進行は金本座長にお願いいたします。金本座長よりしくお願いいたします。

2. 議題

（1）算定方法等の違いによる市場価格傾向について（検証B進捗報告）

○金本座長

それでは早速でございますが、お手元の議事次第に沿いまして、これから議論に入りたいと思います。

本日は3点の議題についてご議論いただくことになっておりますが、まず議題1「算定方法等の違いによる市場価格傾向」について、議論をお願いしたいと思います。

まず事務局の広域機関から資料3について、ご説明をお願いいたします。

○下根マネージャー

広域機関事務局の下根でございます。

一つ目の議題の「算定方法等の違いによる市場価格の傾向について（検証Bの進捗報告）」について、ご説明させていただきます。

右肩2ページが背景でございます。検証Bの内容といたしましては、価格算定に関わる話でございまして、複数の方法があり得る中で、それぞれが市場価格にどのように影響を及ぼすのかを検証する内容となっております。今回、一定の前提条件のもとで試算した結果が出

そろったため、算定方法の違いによって、市場価格や、U p l i f t の大小がどのような傾向を示すのかを一定程度把握できたため、今回お示しさせていただきます。

一方で、今回の試算結果は、あくまでも一例にすぎず、それ自体が将来の市場価格自体を示しているわけではありませんので、今後パラメータ等を変えた上で、同じような傾向を示すのか、そういったところも引き続き検討が必要ではないかと考えている点だけご留意いただければと思っております。

まず、議論の振り返り（検証の進め方）でございます。

右肩 5 ページが検証 B の全体的なイメージでして、こちらはいわゆる同時最適の S C U C ロジックを用いて同時最適の結果をコマごとに求めており、このページの下の方のように k W h と Δ k W の同時最適という結果は一意に求まるというところでございます。

今回の検証 B におきましては、この当該コマにおいて、価格を 5 円とするのか 3 円とするのかなど、幾つか選択肢があり得る中で比較検証を行うという内容になっております。

続きまして、検証に用いたデータのご説明でございます。こちらは前回、第 4 回の検証 A でお示したデータとほぼ共通のデータを用いておりますので、詳細の説明は割愛させていただきます。

1 点、このうち市場価格に最も影響すると思われ燃料費の作成方法に関しましては、改めて詳細を説明させていただきます。

11 ページ下の方にもございますように、公開情報でございます C I F 価格や、文献値から求まる部分負荷効率、そして非公開情報でございます個別ユニットのスペック情報、そういったところを平均化したもので、各ユニットの燃料費特性を算定しております。

この点、左の赤線で囲っている箇所でございますように、燃料に関しましては市況によって大きく変動することがあり得ると思っておりますので、そういった点が冒頭も申しました通り、パラメータを変えた上での傾向把握も重要であると考えております。

続いて 12 ページが、今回用いたロジックのご紹介でございます。市場価格の傾向をつかむために作成したツールであり、検証 A でカスタマイズをしている電中研 S C U C ツールほど詳細な模擬はしていないため、例えば各エリア内の系統までは模擬をしていないところでございます。これによって、基本的な考え方は同じとしつつも、全国 9 エリアのエリアプライスを算定することに特化したツールになっております。

13 ページから、複数ある価格算定案のご紹介、振り返りでございまして、こちら大きく三つ、案 A、案 B-1、案 B-2 の案がございます。

案 A に関しましては、同時最適の結果とはまた別に、 Δ k W なかりせばの k W h バランスを再算定いたしまして、そちらの結果の最高価格、マージナルを引用してくるという案になってございます。

真ん中、B-1 に関しましては同時最適の結果をそのまま用いまして、その中の最高価格、マージナルの電源を引用してくる案になります。

B-2 に関しましては、いわゆる P J M 方式でございまして、シャドウプライスを用いた

案となっております。

また、引用するカーブに関しましても、大きく2通りあり得まして、こちらは最低出力費用をどう取り扱うのかに関しまして、上段の①は、限界費用の右肩上がりのカーブに加えて、最低出力以下の第1カーブに最低出力分を上乗せする限界費用等カーブという形もあり得れば、そういうところを平均化した形で、下段の②平均費用カーブのような形もあり得るところでございます。

こういったところは、右の図にも書いてありますように、最低出力における値は等しくなるところで、そこから定格までの領域に関しては、基本的には平均費用カーブのほうが高くなるところでございますが、こういったところを比較検証を行うところでございます。

続いて、Upliftの取扱いでございまして、こちらは前回、第4回MRIの資料にもございましたPJMにおけますmake whole paymentと同じような考え方でございます。つまり市場価格で得られた収益と起動費等、実際にかかった費用の差し引きがマイナスになった際に補填を行うという考え方でございまして、回収漏れ費用の補填がどの程度の額になり得るのかを検証するところでございます。

この点、右下にもございますように、論点といたしましては、その取漏れの判定期間をどのようにするのが論点でございまして、例えばコマ単位で、一つのコマごとにマイナスが生じれば即座に補填するのか、あるいは1日単位、1週間単位で、市場で得られた利益と相殺した上で、トータルでマイナスになった際に補填をするのが論点として存在しているところです。

そういったところを含めまして、第2の議題におきましては、今回の試算結果をお示しさせていただきます。

22ページが複数の価格算定方法ごとの試算結果でございまして、先ほどの案A、B-1、B-2、限界費用等カーブ、平均費用カーブ、Uplift判定期間で多数の組合せがあり、全18パターンの組合せを列挙しております。

表の見方といたしましては、冒頭申しましたように、将来の市場価格そのものをお示しすることが目的ではなく、あくまでも価格の比較検証を行うことが目的であるため、左上、案Aの限界費用等カーブを1.0とおきまして、その他の案が相対的にどの程度の規模になっているのかお示ししているところでございます。

表を見ていただきますと、例えば左側の案A、あるいは右側の案B-2が1.0に近い、同じような水準感である一方、真ん中の案B-1は1.7倍と相当程度に高くなっているというのが見えてくるというところでございます。

また、上段の限界費用等カーブ、下段の平均費用カーブに関しましても、先ほどの説明にもございましたとおり、僅かながら平均費用カーブのほうが高い傾向が見受けられます。

加えて、Upliftでございしますが、こちらに関しましても、年間の総取引費用における割合を示しておりますが、こちらは案A、B-2が2%から3%程度で推移しているのに対し、真ん中の案B-1は0.1%程度と小さくなっております。

ここからどういったことが読み取れるのかを今回評価したのが、次のページ以降になります。

25 ページが、市場価格平均値の傾向（構造）を示したところでございます、まずは案 A と B-1 の比較を行ったというところでございます。こちらは先ほどの燃料費の作成にもございましたところ、基本的にはどの電源種におきまして、最低出力費用が含まれる第一区分の値が最も高いため、そういったところから市場価格平均値の傾向は、第一区分で約定する時間帯がどの程度存在するのかに大きく依存するところでございます。

この点、下の表を見ていただきますと、例えば、案 A に関しましては、8760 時間のうち約 10% 程度の時間帯が第一区分で約定する時間帯でございますが、案 B-1 に関しましては、ほぼ 100% に近い時間帯が第一区分で約定しているため、約定価格の平均値が相当高くなっております。

この理由については、真ん中、右の図にもございますように、案 B-1 は同時最適で Δ kW を確保するために持ち替えをする必要があり、その結果として大宗の時間帯において最低出力の電源が存在していることから、第一区分で約定する時間帯が多くなるというところでございます。

続いてのページに関しましては、案 A と案 B-2 の比較でございます。同じ同時最適の結果を用いていながら、案 B-2 はそこまで高くなっておらず、これはマージナル価格を引用している考え方ではなく、いわゆるシャドウプライスというところで、需要が微妙に 1 増えたときの出力増加する電源の単価を引用しているところに起因しております。

真ん中、右の図にもございますように、同時最適の結果としては、比較的単価の安い電源にも上げ余力が存在することもあり得るところから、それらが約定価格として選ばれる等の要因によって、B-1 案に比べると低廉になっているというところでございます。

今回の試算結果におきましては、案 A と B-2 が同じぐらいの水準感であったというところは、結果としては表れているというところではございますが、こういったところが、パラメータを変えたときに同じような傾向を示すのかというところは、引き続き検討が必要ではないか考えております。

続きまして、Uplift との関係でございます。Uplift の総額や卸取引費用全体に占める割合に関しましては、先ほど申しましたように、案 B-1 が最も少ない結果になったところでございます。

この要因としては、下の図にもございますように、約定電源のラインナップ自体は変わらない中、市場価格が上がるということは、その分だけ回収漏れの費用が減ることになりますので、Uplift の割合は減りますが、一方、市場価格が上がることに伴う卸取引費用が上昇しているというところでございます。

すなわち、市場価格と Uplift はトレードオフの関係かと考えており、前回 MRI の資料にもございましたとおり、米国の PJM では 10 年ほど前、Uplift の割合が 10% 程度あったことがあまりよろしくないという話が出て、1% に低減したという話がありま

したが、ただ単純にU p l i f t が少なければよいという話ではないと思っており、こういった双方の取引の合計コストにも着目する必要があるのではないかと考えております。

また、起動費等の取漏れを判定する期間に関しましても、定性論的には当然コマ単位で補填する方が額が多くなり、1日単位、1週間単位となるに従い少なくなると考えており、真ん中の表にもございますように、定量評価でもそうした傾向が表れておりました。

ただ、思ったよりは乖離が大きくないというところでもございまして、こういったところが、パラメータを変えて同じような傾向を示すのかというところも引き続き検討ではないかと考えております。

今後の進め方に移らせていただきますと、今回の試算結果について、案A、B-1、B-2、そういったところの傾向、市場価格の構造をお示しさせていただいたところでございます。

一方ということで、冒頭も申しましたように、今回の試算結果はあくまで一例にすぎないというところでもございますので、今後、下の段にもございますように、C I F 価格の燃料市況など、変動があり得ると考えてございますので、パラメータを変えた上で検証を続けまして、同じような傾向を示すのかどうなのかというところは、しっかり深掘りしていきたいと考えてございますし、そういった結果も踏まえまして、引き続きk W h 価格、あるいはΔ k W の価格の決定方法についても、検討を進めていきたいと考えております。

資料に関しまして、説明は以上となります。

○金本座長

どうもありがとうございました。それでは、自由討議、質疑応答の時間に移りたいと思います。会議室にいらっしゃる方は名札を立てていただいて、ウェブの方は挙手ボタンでお知らせいただければと思います。

それでは、どなたかございますでしょうか。

横山先生、どうぞ。

○横山委員

詳細な解析のご紹介ありがとうございます。まだ途中結果ということで、今後の進め方にもありますように、いろいろなパラメータを変えた上で、引き続き検討を進めていただくということで、私の質問は途中の試算結果のところを質問させていただきたいと思います。

22 ページの試算結果は非常に興味深いんですが、この中のU p l i f t 割合について興味がありまして、これは年間卸取引費用に対するU p l i f t の割合ということで、年間卸取引費用というのを事前説明のときに聞くのを忘れたんですが、これはシングルプライスのある市場価格を決めて、それに対して、取引量のk W h を掛けた、総取引支払料と考えてよろしいのでしょうか。

次に目的関数で、もちろん最小化をするのは燃料費プラス起動費ということで、目的関数の値の中で、最小の燃料費とこの起動費の値というのも分かっていると思うんですが、起動費の値、または起動費の目的関数の最小値に占める割合が分かっているかと思うんですが、

その値と、このU p l i f t でまだ回収漏れをしている値との乖離はどれぐらいなのかと。多分、当然ある程度回収できているんで、目的関数の起動費の最小値の中のものよりは多分少ないと思うんですけど、どのくらいのものかは非常に計算上興味がありまして、質問させていただきました。

以上です。

○金本座長

他に挙がっている人がいないようですので、事務局からまずお願いいたします。

○下根マネージャー

横山委員、ご質問いただきましてありがとうございます。

まずU p l i f t の割合について、そもそも分母や年間卸取引費用とは何かというところのご質問に関しましては、ご発言いただきましたとおりの見解でございまして、市場価格の平均値を算定する前には、各コマの市場価格が案A、B－1、B－2で求まっているため、そのコマごとの約定量を全て掛けまして、それを約8760時間分足し合わせますと、年間の総取引コストが出ますので、それを分母としてU p l i f t を分子とした場合のパーセントとしております。

そういった観点からは、今回同じパーセントで表しておりますが、例えば、案AとかB－2に比べますとB－1のほうが年間の総取引費用に関しましても、おおよそ1.7倍ぐらいになっているという傾向もありますので、そういった意味では分母も大きくなっているというのがB－1の特徴でございします。

2点目にいただきましたところ、目的関数のThree－Partの最小化は、ご指摘のとおりでございまして、そもそも電源態勢自体は、この案A、B－1、B－2であろうが、すべからくThree－Partの情報に基づいて、コスト最小化した電源態勢にしておりますので、その中で、価格をつけたときに、起動費が取れ漏れていたゾーンがどれぐらいの割合であったのかというところを算定しているということもございしますので、ちょっと定量的な数値まで持ち合わせてはいないのですが、イメージ的には29ページでお示ししたように、すべからくこのラインナップ自体は変わらないという中で、市場の価格、当該コマも値段次第で計算すると、取り漏れるところがマイナスになれば補填するという考え方で加算していくと、今回のような分子、額が求まるというところでございします。

関係性的には以上でございします。

○横山委員

分かりました。すみません、私の質問があまり的確でなかったと理解しまして、目的関数の最小値の中の、理想的な燃料費と起動費の最小値が出ていると思うんですが、その中の起動費の割合というのはどんなものでしょうか。

○下根マネージャー

ご質問ありがとうございます。ここに関しましては、そもそも諸元といたしましては説明を割愛したところでございますが、右肩10ページに載せている起動費の規模感で言います

と、各燃種ごとにDSS、WSS、CSSというところで計上しているところがございます。

当然、各電源も1日に複数回起動する電源がないわけではないですが、そこまで多くの回数起動しているわけではないと考えますと、起動費の占める割合は、そこまで大きくないと考えております。

○横山委員

可能であれば、後で結構ですので、割合等を教えていただければと思いました。ありがとうございました。

○金本座長

この取り漏れ分というのは起動費よりもはるかに小さいはずですよ。起動費分を、値段が高いときに取り戻した分がかなりありますので。ですからこういう計算するとき、この中で起動費分がどれだけとか、もうちょっと細かいところまであるといいかなという気はいたしました。

それでは、委員の方々を優先ということで、秋元委員お願いいたします。

○秋元委員

ご説明いただきましてありがとうございます。試算いただいて状況は分かりました。直感と合っているのは、案のB-1がかなり高くなってきて、これはΔkW別にあるとすると、この約定方法はちょっと不適切なんだろうという感じはしましたので、案Aか、案B-2かというような感じなのかなというのが私の受け止めです。

ただ一方で、案Aと案B-2が近いんだけど、何で近いのか、近くなりそうな感じはするんですけど、ここに若干差があるのも何でかなという感じもあって、そこをもう少し検証する必要があるかなという感じを持ちました。ちょっと考えれば分かるのかもしれませんが、少し近いという感覚は分かりますが、若干の差がどうして生まれてきているのか。ここでご説明にはなっているのかもしれませんが、若干、完全にクリアでもないかなという感じもしました。

その上で、ご質問なんですけど、今回の分析は、別にだから最適化計算をB-2のケースでしているわけでもないんですかね。ただ、シャドウプライスということは、何か最適化計算したんだろうという気がしますので、そういう面では、完全な最適解になっているケースをここではお示しになられているのかどうかについて、ご示唆いただければというふうに思いました。

何でかと言いますと、やっぱり混合整数計画問題の場合、しかも最適値から少しずれると、このシャドウプライスが飛びやすい可能性もあるかなという気もして、その場合に、例えば差分法で計算するという手も、計算時間的に2回計算しないといけないために若干問題もあるのかもしれませんが、検証として考えたときに、この完全なシャドウプライスというのは限界値で微分値になりますけど、少し量を、例えば1MWhで振ってみて、その部分で差分法で、限界値に近いようなものを費用計算してみて、シャドウプライスとの差みたいなものを確認しておくということも、意味のないことではないのかなという気はしていま

す。当然ながら線形計画法でいくんだったら、もう完全に合致するのは当然で、なるべくその差分の部分を小さく取れば合致してくると思うんですけども、ちょっと非線形の混合整数計画というところと、完全な最適値になっているのかどうかというところによって、シャドウプライスの出方というものが変わる可能性もあるかなと思ったので、ちょっと念のため、ご指摘とご質問でございます。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。3ケースとも、一応最適解を解いた後に、価格を計算しているということです。ただ、最適解を解いたときの解が、どの程度、本当の最適解なのかということについて情報が何もないので、前回でしたか、電中研さんでやられたときは、0.03の辺りになってしまったりとかというのがあったんですが、これはどんな感じでしょうか。

○下根マネージャー

秋元委員、金本座長、ご質問、コメントをいただきまして、ありがとうございます。

まず1点目にいただきましたご質問に関しましては、金本座長にお答えいただいたとおりでございます。説明は割愛したのですが、右肩17ページにございますように、今回は、検証Aでやっております最適化ツールと同じようなものを用いて、電源の態勢自体は、案A、B-1、B-2ともに共通的な最適のバランスを突っ込んでいる、ここでいう左側のものに行っているというところでございます。このこのコマのプライシングというところで、また別の計算ということで、どういった方法があり得るのかと右の計算をやっているというところでもございますので、その点は、金本座長にお答えいただいたとおりでございます。

秋元委員にもご質問いただきましたところ、左側の最適性のいかんによっても、シャドウプライスの結果も変わるのではないかとこのところはご指摘のとおりかというふうに思っております。金本座長からもいただきましたとおり、検証Aのツールに関しましては、まだまだこれからMIP-GAPの差を縮めていく作業が待っておりますが、今回は冒頭にもお示ししましたように、系統も模擬していない、相当簡易的に構築した価格算定に特化したツールというところもございますので、そういったところでのGAP値に関しましては相当程度小さく、ほぼ最適に近い値を出しているというところで、本検証に関しましては、シャドウプライスを評価させていただいております。

○金本座長

それでは、あと委員の方から大分挙がっていますので、まず小宮山委員お願いいたします。

○小宮山委員

小宮山でございます。ご説明ありがとうございます。

まずコメントでございますけれども、案B-2、シャドウプライスで市場価格を計算したケースで、こちらご説明にもございましたように、コストの安い電源で、比較的調整力、上げの余力が存在する電源が選択、そこで価格が決まるというような、非常にシステマティックで、非常に数学的にも美しく、非常に合理的な解だというふうに、簡易的な計算の中でも

そうしたことが現れていて、今後検討する際にも大変有用な方法であると受け止めた次第です。

それとあともう一点、U p l i f t との市場価格の関係で、こちらもやはり市場全体のコストで見る視点というのが非常に大事であるというふうに受け止めました。市場価格が今現在での分析では、市場価格が高い際にU p l i f t が逆に少し比率が低下する傾向があるということで、一種のトレードオフのような関係も見られたということで、コスト全体で見る視点というのがやはり大事だと受け止めた次第です。

それから最後に、こちらもコメントでございます。今後の分析方針に関しまして、C I F 価格、燃料費について感度分析されるということでございますけれども、今回、同時最適ということで起動費と燃料費、全体最適ということで、恐らくL N G と石炭価格のこの熱量等価で見たときの価格の値差でも、恐らく最適な起動パターンとか、運転パターンが変わるんじゃないかというふうにも思われますので、一律に燃料価格が上がる場合に加えて、この石炭価格とL N G 価格の熱量等価で見たときの、価格の相対的な比率についても着目して分析いただくと、その際に市場価格がどういうふうに推移していくかという点も、もし可能でしたら分析いただければというふうに思っております。

私からは以上でございます。

○金本座長

はい、どうもありがとうございます。たくさん挙がっていますので、まずご質問をまとめてということでお願いいたします。次、市村委員、お願いいたします。

○市村委員

ご説明いただきましてありがとうございます。案AからB－1、B－2ということで、非常に示唆的な結果が得られたと思っております。いずれにせよ、今後、パラメータ変えた上で、いろいろな形でもう少し分析をしていただくということだと理解しておりますので、どの案がいいかというのは、その意味では、その結果も踏まえて、考えていくということかなと思っております。

1点ご質問なんですが、22 スライド目で挙げていただいているところとの関連でというか、先ほど小宮山委員が少しおっしゃったことと関連してくるところかと思うんですが、この案A、案B－1、案B－2という中で、市場における総支払コストが、どういう形になっているのかは見ておく必要があるかなと思っております。

相関関係があるということなんですが、市場価格でシングルプライスでつくところと、当然U p l i f t で補填されてくるところとなると、市場における総支払コストというのは、それぞれ変わってくると思いますので、その視点も含めて、今後ご検討いただければというふうに思っております。

以上です。

○金本座長

ありがとうございます。次は、五十川委員お願いいたします。

○五十川委員

ありがとうございます。報告いただき、ありがとうございました。ほかの委員とかぶる点もありますが、3点コメントさせていただきます。

価格算定について幾つか案が出ているところですが、それぞれの価格及びUpliftについて、イメージをつかむことができました。ただ、こういった定量的な評価も重要なのですが、実際につく価格がそもそもどうあるべきかという点が、そもそもの話としてあろうかと思います。この点、実際の限界費用を捉えられる仕組みが取れるのであれば、それがよいのではないかと考えているのですが、どうでしょうか。

今回の資料では、 ΔkW の交流網と、最低出力費用の取扱いの二つの論点に関わる点でありまして、前者については13ページの案B-2、後者については16ページの限界費用で考えるのが、一つの分かりやすい定義なのかなと思っています。

費用補填がどの程度生じるかというのは、もちろん観点として重要なのですが、補填がなくて済むからという理由で、案B-1や平均費用の考え方を全体に適用するのは、方向としてかなり疑問があるところです。なので、そもそもコスト全体でどうなのかというふうな話は報告でもありましたし、委員からのコメントでもありましたけれども、それに加えて、そもそもつく価格というのは、どうあるべきなのかという話があるんじゃないかなというふうに思っています。

2点目、19ページにある、取り漏れ判定期間についてです。このうちコマ単位で扱うという考え方については、少なくとも違和感があります。全体として取漏れがあると問題だというのは分かるんですけども、コマ単位で赤字が発生するのを許容しないという話ではないと理解しています。

日々最適化を行うわけですので、併せて取漏れの判断も、1日単位で行うのが自然ではないかという感触を持っています。より長期の運用も考えて1週間単位という考え方もあるかもしれませんが、31ページに先例も記述されていますように、1日単位を一つのベースとして考えるのはどうかと思っています。

3点目、今回の計算結果についてです。30ページを見るとUplift割合が高くて3%程度という結果になっています。この3%という数字をどのように解釈できるのかというのが気になっています。

前回、PJMに関するサーベイの中で、総請求額に占めるUplift費用の比率がPJMのケースで、数%程度かつ下落しているという話があったと思います。

横山先生のコメントとかぶる部分はあるんですけど、要は前回見たような数字と比較できる数字なのかという点が気になっています。だとすると今回高い組合せで考えても3%程度ですので、そこまでおかしくないかと解釈してよいのでしょうか。最後の点はやや細かい質問ですが、以上になります。

○金本座長

はい、どうもありがとうございました。次は河辺委員、どうぞ。

○河辺委員

ありがとうございます。河辺です。今回検証Bにつきまして詳細分析を進めていただきましたことを感謝申し上げます。私からは、複数の価格算定方法のところでコメントさせていただければと思います。

先ほど金本座長からの補足のご説明で、今回のこの検証におきましては、まずスライドの12 ページのところにございます目的関数や制約条件といった定式化のもとで、最適化計算SCUCを行っていて、その得られた結果に基づいて13 ページの案Aから案B-2の方法で価格の算定を行っていただいたと理解しております。

それぞれの案の全体を見てみますと、実際、最適化計算を行った12 ページの制約の中では、 ΔkW の制約も考慮されているということなので、その意味では、案B-2というのが合理的な算出方法のように感じたところではあるんですが、その価格算定の結果が、スライドの22 ページでお示しいただいております、結果を見てみますと案B-2というのに対して、案Aというのも同程度の算定結果にはなったと捉えております。ただ、案Aというのは、最適化計算において考えている ΔkW の制約とか、そういったものは一切無視して、それで kWh を埋めていって、マージナルコストを計算するということなので、この最適化のときにやっている前提条件とは結構違うなと思っておりまして、それでも案Aと案B-2というのが、同じような算定結果になっているところで、ちょっとこれがどうしてかなというところが、まだ十分に理解できていない状況です。一方は、マージナルコスト、一方はシャドウプライスというところもあるかと思うんですけど、この案Aと案B-2というのが同程度の価格になるというのが、これは何か一般にこういう性質があるものなのかという考察が、何か今後必要のような気がいたしまして、たまたまなのか、それとも一般にこういうふうに近い値を取るものなのか、この辺りちょっと気になったところで、また今後の検証で、その辺りも一緒に考えていけたらと思っております。

以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございます。あとはオブザーバーの方々ですかね。順番が全然分からなくなっただけで、恐縮ですが、東谷さんのほうから順番にお願いいたします。

○東谷オブザーバー

JERAの東谷です。1点コメントさせていただきます。

今回、一定の前提条件のもとで、 kWh 価格やUp liftに関わる複数の算定方法について定量的に比較できるものをお示しいただきましてありがとうございます。

この結果に対しては特段違和感ございませんが、今後、この検証結果を踏まえて、最終的にどの案を採用するのかを決めるに当たっては、単純に各案の価格が低いものを採用するというのではなく、先ほど委員の先生からもご発言ありましたが、 ΔkW 価格を含めた価格算定方法全体としての合理性とか、あるいは電源の起動特性を踏まえた適正な価格シグナルという観点なども考慮の上、ご検討いただければというふうに思います。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。次は、石坂オブザーバー、お願いいたします。

○石坂オブザーバー

東京ガスの石坂でございます。どうもご説明ありがとうございます。このU p l i f t と k W h 価格の関係、非常に興味深く拝見させていただきました。

1点コメントは、東谷さんと同じなのですが、事業者目線でどれが望ましいかということを見るためには、この価格だけ見ても正直分からなくて、 Δ k W 価格がどういうふうに決まるのかとか、実際その Δ k W 価格を算出してみて、このk W h 価格とはどういう関係にあるのかとか、あとそれぞれがボラティリティとしてどういう傾向を示すかということのを全部見てみないと、事業者としてどういう影響が出るかというのはなかなか分からないものですから、これから明らかにしていただけるものと思いますけれども、そういうものをこれからお示しいただきたいと思います。

以上でございます。

○金本座長

ありがとうございます。次は、増川オブザーバーよろしくお願いします。

○増川オブザーバー

太陽光発電協会の増川でございます。ありがとうございます。

私からは質問が2点ございます。資料24ページの春4月、5月にかけての三つの案の価格のシミュレーション結果が出ておりますけれども、案A、案B-2に関しては、余剰が出るときは、市場価格がそのとおり出ているということになるわけですが、一方、この赤い線の案Bを見た限りにおいては、昼の時間帯、余剰が出ているである時間帯のほうが高くなっていると。これは何が起きているかご説明願いたいんですが、恐らく再エネがたくさんある時間帯というのは上げ下げの調整力をたくさん必要になるので、そういう意味だと、たくさん調整用の電源が起動していて、そういう結果になっているのかなと想像はできるのでそれが正しいかどうかというのが一つ目。

二つ目は、もし仮に、ここの調整力としては火力、水力等が考慮されているんだと思うんですけど、もし仮に、変動性再エネを一部でも調整力として活用できるということになれば、案B-1の赤が結構下がるかなという気もするんですけど、その考えが正しいかどうか、2点教えていただければ幸いです。よろしくお願いします。

○金本座長

どうもありがとうございます。次、野澤オブザーバーお願いいたします。

○野澤オブザーバー

ありがとうございます。e n e c h a i n の野澤です。非常に分かりやすい資料をまとめていただいて感謝しております。

質問が2点あります。1点目は念のための確認なんですけど、これは金本座長からもご説

明あったとおり、最低価格計算を前段でやっているということは、要は発電のこの稼働というのはどの案でも変わらなくて、これはあくまで価格の話だけですと、そういう理解でよろしいですかという確認です。

2点目が、この23ページ、24ページが、結構示唆深いなと思っております。案B-2が、結構ぎざぎざしているというか、非常に上げ下げの価格の上限のボラティリティが大きいなぱっと見て思っていて、先ほどの東京ガスさんからもコメントがあったとおり、やっぱりプライシングナルというのは非常に重要だなというふうに思っていて、これが恒久的に、この案B-2は結構そういう傾向を示すのかというところが、もし何か仮説とかも含めてあれば、ご教示いただけると非常にありがたいなというふうに思っています。

何でかという、やっぱり事業者目線という、要はこの価格の動向というのは非常にもう突き詰めて見ていった上で、卸取引とかを先物も先渡しもやっていくことになるんですけど、なぜこの価格になったのかが、ある程度やっぱり突き詰めて見えないと取引もしようがないという、プライシングナルの観点というか、繰り返しになるんですけど、結構重要だと思うので、そういう観点で、もしランダムに価格がぶれている傾向に仮説があれば、ご教示いただければなというふうに思っております。ありがとうございます。

○金本座長

これで大体ですか。齊藤オブザーバーが挙がっていますけれど、よろしくお願いします。

○齊藤オブザーバー

ありがとうございます。私から22ページについて発言させていただきたいと思います。今回ご提示いただきました試算結果につきましては、このケースごとの一定の傾向を比率でつかむことができるものだというふうに考えてございます。

一方で、発電事業者といたしましては、市場の見直しによりまして、この発電事業を今後も維持していくために、必要なコスト回収が可能かどうかを評価することが必要だというふうに思っておりますので、引き続きこの検証を進めていただきまして、最終結果をご報告いただく際には、検証の前提条件とともに絶対値のレベル感も、こういった提示も含めて、いただければというふうに思います。

以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございます。あとは鍋島様、お願いいたします。

○鍋島オブザーバー代理

本日は電力ガス取引監視等委員会の新川事務局長の代理で出席しております。

まず、事務局におかれましては、詳細な分析に感謝いたします。

私のほうから2点コメントですけれども、1点目は22ページの分析についてで、皆様おっしゃられているとおり、今回はkWhの価格についての分析でありまして、案B-2の場合ですと、発電事業者としてはUpliftとか、あるいはΔkW収入という形で、収入がないと成り立たないと思うので、このΔkWの加工費用も含めて、トータルでどういう価格

になるかということを考えるのが重要になってくると思います。

それからもう一点は、これは本筋の議論ではないかもしれませんが、今回Upliftの費用として、最低出力のマストランの部分もUpliftとして考慮していると理解しております。ただ、これについては、例えば出力制御が起きているときに、ほとんどの発電所が最低出力で運転しているときに、どの電源が本当に ΔkW を確保するためのものとして、Upliftとして補填が認められて、どの電源が自己都合のマストラン運転の電源なのかというような点についての選別方法なども、今後は議論になってくるのではないかという点を感じました。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。そのほか、ございませんでしょうか。大丈夫ですか。

では事務局のほうから、お答えできるところについてお答えをお願いいたします。

○下根マネージャー

事務局でございます。委員の皆様、オブザーバーの皆様、いろいろ多岐にわたるご示唆、アドバイスいただきまして、ありがとうございます。

いただきましたご質問、回答できる範囲で回答させていただければというふうに思っております。まず小宮山委員にいただきました、今後のシミュレーションの進め方というところで、市場価格を踏まえてというところに関しまして、ただ単に高騰したケースだけを取るのではなく、燃種間のバランスが少し崩れるようなものを見たほうが、そもそもの最初の発電機態勢自体も変わり得て、さらに傾向の違いがつかめるんじゃないのかというご示唆はごもっともだと考えてございまして、おっしゃるとおり、単純に全ての燃料費が倍になっているだけで、倍の値段が出て終わりみたいな話になってしまいますので、そういったところはちょっと、どのポイントをつかむのがそういった傾向が出やすいのかという観点で、時期の選定はしっかりさせていただきまして、ご示唆いただいたところも含めて、分析したいと考えております。

22 ページ等におきましても、今回はちょっと傾向を示すためにというところで、指数化したところを評価で出したりでございまして、あるいは年間の総取引費用みたいなところに関しまして、ちょっと見える化ができていないというところもございまして、こういったところに関しましては、今後必要に応じてしっかり出していきたいなとも思っておりますし、今回、年間総取引コストに関しましては、先ほどの回答の中でも少し回答したところはございますが、おおよそ市場価格の平均値と等しいような倍数にはなっていたというところもございまして、ちょっと改めて、そういったところは別の機会、次回以降、ご説明できるような形を考えていきたいかなというふうには考えているところでございます。

また、五十川委員をはじめとして、今後どのように案を決めていくのか、比較の検証としては、今回のような内容を理解した上で、決めていくプロセスに関しまして、ご指摘のとおりだと思っております。単純に検証した結果の数字の大小だけで比較するのではな

く、そもそも価格の構造として妥当なのか、合理的なのかという観点でございますとか、事業者の皆様方に与える影響、そういったところも勘案しながら決めていくべきというところはお指摘のとおりだというふうに考えてございますので、案AとB-2というのは近い水準になっているということ自体も、今回、現時点、事務局のほうでもなぜなのかというところまでつかみ切れていないところもございますので、そういったところ、パラメータを変えてみて傾向を把握した上で、さらに深掘りをした上で、考え方としても合理的なものは何かをしっかりと示しできるように、次回以降、準備していきたいと考えているところでございます。

五十川委員にいただきました三つ目の質問でございます、Upliftの3%というところが、PJMと比較して同じような評価で勘案できるものなのかに関しましては、PJMの10%、1%が、分母が本当に等しいのかまではちょっと把握できていないところはございますが、感覚的には近いものだと考えてございますし、あるいは、このページの右下にもございますとおり、今回の試算したUpliftに関しましては、あくまでもkWhの収入のみを見込んで、控除したマイナス分の補填だということでもございますので、この点、今後ΔkWの収入について幾つか考え方があろうかというふうに思っておりますが、そこを織り込むことによって、量自体や割合、額は低減すると考えておりますので、そういったところも併せてお示しした上で、PJMに近い数字になっているのかを改めてご確認いただければいいのかなと考えております。

増川オブザーバーからいただきましたところの春期の傾向でございますが、こちらはご示唆いただいたとおりかなと思っております、例えばというところで、ここである4月28日の昼間帯みたいな時間帯でございますが、恐らくご指摘のとおり、再エネ余剰の時間帯であり、リード文にも書いてございますように、案Aでございますとか、B-2であれば、その評価というところは0円というところで、ある意味では現行と同じく正しく評価できているというふうに思っておりますが、一方、B-1になりますと、高騰しているのは何故かという点に関しまして、ここもご推察どおりかなと思っております、やはり再エネ余剰時でございますので、調整力を確保するために、ほぼほぼ全ての火力が最低出力だというふうに思えば、より一層高騰しやすいというようなところで、ある意味では逆の傾向が出ているということなんだと思っております。

この点、今回の検証におきましては、火力、水力をもって調整力を確保するというふうにしてございますので、こういった傾向になるというところでもございますし、先ほどご示唆いただきましたとおり、今後、再エネ自体が調整力を供出できるリソースに変わり得ることであれば、こういった傾向もまた変わってくるというところは、ご指摘のとおりだというふうに考えているところでございます。

続きまして、野沢オブザーバーからいただきましたところの1点目に関しましては、再度のご確認ということだったと思いますが、案AからB-2に関して全て同じ発電態勢の中で評価しております。

2点目にいただきました、23 ページ、24 ページのB-2が少しボラティリティが高く見えるという点に関しまして、少しトゲのようにになっている理由について分析したところ、様々な要因がありました。例えば揚水の並列ですとか、今回の値が東京エリアを含んだ広域ブロックでありますので、こういったタイミングで、広域ブロックを構成するエリア自体の形が変わっているタイミングがあった結果、B-1であれば特に変わらないパラメータであったとしても、シャドウプライスでやった場合には少し影響を受けるということで、たまにこうした傾向が見受けられました。

だからといって、B-2のボラティリティが高いのかと思いますと、これは年間8,760時間の市場価格の分布も、また改めてお示ししたいと考えておりますが、B-2が飛び抜けてボラティリティが高いとは思っておらず、この点は次回以降、しっかりデータをそろえた上で、お示ししたいと考えております。

最後、鍋島オブサーバー代理にいただきましたところ、今回、kWhの検証であり、おっしゃるとおり、Upliftの分析におきましても、先ほどの回答のとおり、ΔkWの話も含めて評価すべきだということをご指摘のとおりだと思ってございます。あるいはUpliftが最低出力の補填につながるというところが、果たして合理的な割り当てなのかということに関しまして、こちらは前回MRIの資料にもございましたとおり、セルフで起動している最低出力分に関しては、そもそもUpliftの対象外で、全てプールスケジュールでの起動であれば対象になっているような違いもあるというところもございますので、そういったところで責任の分担は図れるという考え方もあり得るというふうには考えてございますが、詳細は今後詰めていくべきポイントだと考えているところでございます。

一通り回答させていただきました、事務局のほうからは以上となります。

○金本座長

どうもありがとうございました。追加のご質問とかございますでしょうか。

いずれにせよ、これ、最初のステップでございまして、これですぐどういうプライシングするか決めようと諮っているわけではないということを理解をしていただきたいと思います。

取りあえず、現段階は、こういうシミュレーションができることが分かったということで、ある種、その点についてはご安心いただけるということをご報告している、そんな感じかと思えます。どういうプライシングが望ましいかというのはもっといろいろな検討が必要ということで、まだいろいろご意見を伺うということかと思えます。

2. 議題

(2) 同時市場における調整力に関するタスクアウト項目の報告について（中間報告）

○金本座長

それでは、次の議題に移らせていただきます。

議題2は、同時市場における調整力に関するタスクアウト項目の報告についての中間報告でございます。これも事務局の広域機関からご説明をお願いいたします。

○下根マネージャー

続きまして、二つ目の議題「同時市場における調整力に関するタスクアウト項目の中間報告」を説明させていただきます。

右肩2ページでございますが、同時市場におきまして、いわゆる供給力と調整力の同時最適を検討しているところではございますが、一言で調整力というふうに申しましても、現行5区分ある非常に多岐にわたる商品であるというところもございますので、こういったところが同時市場になった暁には、どのように変わり得るのかというところは、非常に純技術的な検討、テクニカルな話が多分に含まれるというところもございますので、こちら、横山委員に主査を務めていただいております調整力の細分化作業会のほうにタスクアウトいたしまして、これまで計3回議論してきたところでございます。今回はその中間のご報告という形で、まとめた内容をご報告させていただきます。

ではまず作業会の位置づけでございますが、開催の状況のご説明でございます。

6ページでございますが、こちらの左下の図にございますところは、同時市場におけます検討、全体のイメージでございまして、検証Aで、SCUCロジックの実現性でございすとか、あるいは先ほどもご議論いただきました検証B、価格算定の方法、そのほか、B/C評価でございすとか、様々な検討が同時並行的に進んでいるというところでございます。

この調整力に関する内容に関しましては、下の図の矢印にもございますとおり、検証Aで同時最適のロジックを組むにしろ、検証BでΔkWの価格の考え方を決めるにしろ、B/Cで、調整力の低減効果を見るにしろ、調整力の区分、考え方というのはどのように変わり得るのかというところを詰めてから進めるべきかというところで、その大元となる赤で囲ったところが今回のタスクアウトの内容になっております。ここで得られた結果を踏まえまして、今後検証A、B、あるいはその費用便益評価等々にもつなげていきたいというところを記載しております。

右肩9ページが具体的なタスクアウトの項目でございまして、幾つかございますが、一つ目が、現行5区分ある調整力の商品に関しまして、同時市場になった際の必要性というところでございますとか、あるいは二つ目、そういったところの商品区分を見直すとすれば、こういった方向性があり得るのかという話。そういったところに伴って、三つ目の項目で、必要量というのはどう変わり得るのかという話があるというふうに考えてございます。

こういったところが一定程度まとまりましたら、四つ目の項目にもございますように、検証Aで扱っているSCUCロジックで、どのように制約に落とし込むのかという話につながっていくというふうに考えてございまして、今回は、このうちの1から3というところがこれまで議論してきた内容ですので、中間的なご報告をさせていただきます。

では、早速検討状況のご説明でございますが、まず検討に入る前に、現行の需給調整市場

と同時市場によって、市場構造において何が変わるのか、前提として何が変化するかをしっかりとつかんだ上で検討すべきかというふうにも考えてございますので、次のページには、まず現行の制度と同時市場との違いを明確化したというところでございます。

右肩 16 ページが一つ目でございます、現行の制度と同時市場の違いは多岐にわたると考えてございますが、調整力として最も影響あるというふうに考えてございますのが調整力を確保するタイミング、柔軟性の違いだと考えてございます。

真ん中の段にございますとおり、現行の需給調整市場におきましては、一般送配電事業者が前週もしくは前日に調整力を確保するというところもございます、言い換えますと、この時点で電源態勢をフィックスするというところから、調整力の考え方等々が決まっております。

一方というところで、同時市場、こちらにおきます、いわゆるイメージ②というところではございますが、こちらに関しましては、前日以降、GCまで都度SCUCができるのであればという前提の下での検討でございます、都度都度SCUCを行うことができるということであれば、言い換えますと、GCまで調整力の追加調達が可能になるということですので、どのように考え方が変わるのかというところになるというところでございます。

続いて、大きな変更点の二つ目といたしまして、17 ページでございます、こちらはタイミングとともに大きく変わり得る点としては、調節力必要量を考える上での需給バランス、計画作成主体の変更だと考えてございます。

現行制度におきましては、いわゆるBG計画と実需要との差を誤差というふうに定義いたしまして、その誤差に対しまして調整力で対応を行っておるというところが実態ではございますが、一方、同時市場のイメージ②、こちらに関しましてはTSO計画を踏まえた上で、前日以降もSCUCを行うような制度になるということでもございますので、言い換えますと、調整力・予備力を調達する基準がTSO計画に変化するのも同義かなというふうに考えてございまして、そうなりますと、いわゆる誤差というものの定義自体が変わり得るというふうに考えているところでございます。

三つ目が予備力の考え方でございます、こちらは第2回でもちょっとご議論いただいたところではございますが、米国と異なりまして、やはり日本におきましては相当程度、起動時間が長い電源もあるというところでもございますので、前日以降、いざ追加起動しようと思ったときに、そういった追加起動できるリソースがない事態にならないように、GC以前から一定程度は予備力として確保、起動しておく必要があるのではないかとというのが論点であったというところでございます。

こういった大きく三つの状況変化も踏まえた上で、各論点の検討を行いました。

まず、(1) 現行商品の必要性でございます。

右肩 20 ページでございますが、こちらの項目に関しましては、調整力が対応すべき事象に着目いたしまして、それぞれに対応する商品が必要かどうか、そういった観点で検討を行ったというところでございます。具体的には、平常時の時間内変動、いわゆるGFでござい

ますとか、L F Cと呼ばれる成分でございますが、こういうところは事前に予測するのが困難というところもございますので、先ほどのS C U Cの仕組みが変わったというふうになりましても、物理現象的に変わるものではないというふうに考えてございますので、現行同様、必要と整理してございます。

他方、やはり大きく変わり得るのは、予測誤差というところでもございまして、現行は左下の図にもございますように、F I T制度に伴う前日以降の再エネ予測誤差でございますとか、あるいはG C以降の再エネ予測誤差と需要予測誤差を合成した残余の誤差、こういったことに対応しているというところではございますが、右下、同時市場のイメージ②におきましては、前日以降もT S O計画を基準にS C U Cを行うというところでもございますので、この前日からG Cにおきましても、再エネ予測誤差と需要予測誤差、両方に対応する必要があると考えてございまして、こういったところ、G C以降とも平仄を取りまして、残余として対応することが整合的ではないかと考えたところでございます。

次に、緊急時に対応する商品の必要性でございまして、現行は、主に電源脱落の際に周波数を維持するという観点から、G F、L F C、E D Cを受け渡して対応しておるというところでございます。

この点、同時市場になったとしても、電源脱落がいつ起きるか分からないという点は変わらないため、直後の瞬間的な対応に必要なG F、L F Cに関しましては、基本的には必要というふうに考えているところでございます。

再考する余地があるのが、電源脱落によって喪失した供給分の補填というところで、継続分E D C成分だと考えてございまして、こちら現行は短時間、数コマではB Gが対応できない領域があるというところから需給調整市場で調達しているというところではございますが、この点は先ほどの前提条件の違いでも申し上げたとおり、一般送配電事業者によるS C U C追加起動は可能という状況変化も踏まえると、再考の余地があるというところでございます。

具体的には、電源脱落后の一時的な予備力低下を許容するというところで、つまるところ、平常時で確保したE D Cを間借りする形で対応しつつ、その間に並行的に一般送配電事業者による追加起動でカバーする、そういった対応を取ることができれば、あえて継続分のE D Cというところを常に取り必要はないのではないかとというところで、そういった合理的な対応を志向したところでございます。

続いて、予備力の定義でございまして、こちらは現行の需給調整市場で扱っていないG C以前の商品だというところから予備力というネーミングをつけさせていただいたところではございますが、他方、真ん中下のイメージ図にもございますように、予備力というところをG Cの時点で一齐に全量リリースして、その瞬間に調整力を調達するのかというところではないと考えてございまして、実質的には、G Cを境に予備力が調整力に変化することと同義かなと考えてございますので、つまるところ、連続性を持った商品と捉えるのが自然かというところで、改めて定義させていただいたというところでございます。

まとめますと 27 ページの表のような形で必要、不要が判断できたかなというふうに考えてございます。

また、こちらは、現行の商品におきましては、同一の事象等々に関しましては、右の列にもございますように、複数の商品区分が設定されている、そういった状況でもございますので、次の章では、こういったところも深掘りできないのかという観点で検討を行ったというところでございます。

では、続きまして（２）商品区分の見直しでございます。こちらは、まず商品区分見直しの方向性、基本的な考え方でございますが、同時市場のイメージ②におきましては、都度、SCUCを行うことができるかと申し上げたところではございますが、どの程度都度なんだというところに関しましては、理想論的な話ではございますが、追加起動可能なリソースを余さず活用する観点、よりきめ細やかに対応する観点からは、できる限り高頻度で実施することが望ましいと考えてございます。

言い換えますと、そういったことを実現するためには、SCUCの計算負荷を軽くすることが肝要であると考えてございますので、そういったところを考えますと、現行の商品区分をやみくもに増やすという方向ではなく、集約する（減らす）方向性が整合的であると考えたところでございます。

ただ、一方、現行５区分ある理由というところに関しましては、新規参入リソースが参入しやすいようにと用意してきた商品でもございますので、せっかく参入を考えていただいた新規参入リソースの方々が入れなくなることにならないように、一定程度配慮が必要ではないかと考えてございます。

そういった観点も含めまして、まず商品集約の検討の一例をお示しさせていただきたいというふうに思っておりますので、まずはより要件に近いEDCの商品でございます、二次②、三次①の集約を検討したというところでございます。

こちら、この二つの商品、何が違うのだという話に関しましては、左下にもございますように、予測誤差に関しましては、コマをまたいで連続的に発生する成分と階段状に追加で発生する成分があるというところでもございまして、この点、連続性のある成分、青のところ、リソースC、Dに関しましては、一定程度、そこまで早く応動しなくても問題なかろうというところで、三次①、15分応動という商品を用意してございまして、一方、緑のところ、階段状のところに関しましては、二次②、5分応動で対応という考え方で対応しているというところでございます。

こういったところを集約しようとした暁には、まずは新規参入を阻害しないという観点から応動時間の長い三次①、15分側に合わすという方向性が考えられるというところではございますが、それによって門戸を広くすることは大事かと考えてございますが、単純に15分でいいよと言ってしまいますと、全てが15分になったときに、これまで二次②が担っていたような事象に対応できなくなるというところが課題だというふうに思っております。

その対策といたしましては、要件としては幅広く用意しておきつつ、門戸を広く扱うとい

うところではございますが、そうして約定したリソースの全てが 15 分で動くわけではないと考えてございますので、約定したリソースのうち、ハイパフォーマンスな部分をうまく活用することによって、右下の図にもございますように、全てのリソースで全体的に対応するという方向性を志向してはどうかと考えたところでございます。

一方、具体的にどのようにうまく活用するのかというところは、これからの検討かなと考えてございますので、こういったところは P J M におけます海外事例等も参考にしながら、引き続き詳細な検討も進めていきたいと考えております。

そういったところをまとめますと、32 ページというところでございまして、まだまだ二次①、三次①の検討も含めて始まったばかりではございますが、そのほかにも、例えば一次①、二次①を集約できないのかでございまして、あるいは三次②に関しましても、同じ EDC と考えれば、先ほどの検討の範疇に入れられないのか、そういった観点でも検討を行っているということもございまして、引き続き検討のほうしっかり進めていきたいというふうに考えているところになります。

そういった（１）、（２）の方向性を踏まえつつ、（３）で商品必要量がどのように変わり得るのかというところにも検討着手したというところでございます。

こちらは、現時点においては少し幅のある考えになるのかなと考えてございまして、それは真ん中に示してございますように、前日から確保いたします予備力がどの程度必要なのかにかかってくると考えてございます。

こちらは、大きく案 1 から案 3 というふうに並べてございまして、これは前日以降、追加で起動可能なリソースがどの程度あるのかというところが、どれぐらい見込めるのかという話との関係性だと考えてございまして、ある意味リスクを見て、全くそういったものがないというふうに考えれば、前日から全量起動しておく案 1 のような考えになるというふうに考えてございまして、あるいは逆に楽観的に、いつでも追加起動可能だというふうに考えれば、案 3 のように、その領域はゼロにできるというところでございます。実態としてはその真ん中かというところで、一定程度幅のある考え方かというふうに思いながらも、そういったところを含めて、今回必要量の試算を行ったというところでございます。

38 ページがその試算結果でございまして、一定の前提条件のもと、真ん中の列、需給調節市場におけます必要量の考え方と、右の列、同時市場における考え方というところを比較したというところでございます。

このうち、赤字で記載したところは、先ほど（１）でございまして、（２）で検討した内容を盛り込んだところでございまして、例えば、予測誤差対応に関しましては二次②、三次①を集約した暁には低減ができるではないかというところでございまして、あるいは前日からの予備力に関しましても幅のある考え方というところで、0～4,500 とそういったところを示しているというところでございます。

また、下から二つ目に関しましては、電源脱落の継続成分でございまして、こちらは、考え方として不要にできるというふうに整理したところでもございまして、純粋にゼロに

なるというところもございまして、合計いたしますと必要量の規模感といたしましては、現行の必要量の50～80%ぐらいになるのではないかと考えたところでございます。

一方ということで、今回の試算は、あくまでも必要量の規模感を把握するための概算だということもございまして、こちらの下イメージ図にもございますように、2024年すぐに同時市場になったらどうなるのかといった検討結果にすぎないため、今後より精緻な便益評価等々にも活用することを考えますと、その下段にもございますように、2030年以降再エネが大量導入された暁に、同時市場なかりせば、どうなっているのかという③でございまして、そこに対して同時市場を適用すればどうなるのかという④を比較検証することが必要ではないかというふうに考えてございますので、引き続き検討のほうを進めていきたいというところもございまして。

また、調整力の必要量に関連するパラメータといたしましては、 ΔkW 確保エリアという考え方も大事だということもございまして、今回、そういったところに関しまして、アメリカでございまして、日本の違いも踏まえて検討を行ったところでございます。

こちらの ΔkW 確保エリアというのは、どういうイメージか下の図にも示してございまして、現行はエリアごとに調整力の必要量が存在するため、そういったところから、エリアごとの必要量を算定しているというところではございますが、仮にエリアの区分を無くせば、一番下の段にもございますように一括して調達することができ、その分だけピーク値というのが同時発生するわけではないということを考えますと、トータルの量自体も減らすことができるというところで有益ではないかと考え、検討に着手したというところもございまして。

この点、まず米国ではどのように対応しているのかに関しまして、PJMでございまして、以前よりお伝えさせていただいてございまして、PJMは日本の系統規模とほぼ近い需要規模であるというところではございますが、PJMにおきまして、 ΔkW の確保エリアはどの程度細分化しているのかということに関しましては、日本の九つほど細分化してはございませんで、sub-zoneと呼ばれます2～3程度の細分化の規模であるというところもございまして。

そういった中で、どのように対応するのかに関しましては、N-1事故発生時の潮流解析を事前に行うでございまして、その際に、制約違反が発生した際には、事前に補正を行うことで対応しながらも、補正では対応できないような、よっぽど酷い混雑があるようであれば、事前に市場を分断させておくという形で、2～3に分かれておるというところが実情であるというところもございまして。

一方で、現行の日本というところは、「連系線しか混雑が発生していない」でございまして、あるいは先ほど申しましたとおり、「エリア単位で調節力必要量が存在している」ことを前提として、これまでいろいろな考え方を精査してきたというところではございますが、先ほどのPJMとの違いというところもございまして、あるいは今後、連系線のみならず、地内でも混雑が発生し得ることを考えた際に、どのように考え方を変えるべきかとい

う観点で検討を深掘りしたというところになります。

今回はあくまでも方向性を示すのみではございますが、49 ページにございますように、先ほどまでの海外の考え方や、あるいは同時市場という時期になりますと、次期中給とも連携するということもございますので、調整力の広域運用可能なプラットフォームが整っているというふうにも考えてございますので、そういった中では、よっぽど許容できない、そういった制約条件がない限りにおいては、こういった調整力が広域運用できる単位で、一括調達することが合理的ではないかと考えたところでございます。

具体的には、下の図にもございますように、時間内変動、いわゆるG F・L F C成分に関しましては、現行におきましては、直流設備をまたいだ制御は難しいというところもございまして、50Hz、60Hz に分かれたような確保エリアになるかと考えてございまして、E D Cに関しましては、そういった制約もないというところもございまして、全国一括という考え方も取り得るのではないかと考えてございます。

こういった考え方を適用することによって不等時性を考慮した必要量算定が可能になるというところから、現行に比べて、さらに調整力必要量が低減できるのではないかと考えてございまして、そういったところを基本的な方向性にしたいと考えているところではございますが、一方、並行した検討が必要かなというふうに思っておりますのが、アメリカでもございましたような、よっぽど酷い混雑、許容できないような制約とはどのようなものなのかの整理でございまして、あるいはこの確保エリアの中で大なり小なり混雑が発生するときにはどのように対応するのかというところも並行して検討が必要ではないかというふうに考えてございまして、そういったところは引き続き実施していきたいと思っております。

続きまして、(4)の項目でございまして、こちら冒頭も申し上げたとおり、(1)から(3)の検討というところが、もう少し煮詰まった暁には、S C U C ロジックにおいて、どのように表現するのかを整理していきたいと考えてございまして、現時点では未着手というところでもございまして、説明のほうは割愛させていただきます。

まとめに関しましては、先ほど来の内容のほう重複して記載したところでもございまして、こちら説明は割愛させていただきます。

資料の説明のほうは以上となります。

○金本座長

どうもありがとうございました。それでは、これから自由討議、質疑応答の時間に入りたいと思います。これまでとおり、名札を立てていらっしゃるか、あるいはウェブの方は挙手ボタンでお知らせをいただければと思います。ご発言はございますでしょうか。

では、石坂オブザーバー、お願いいたします。

○石坂オブザーバー

どうもありがとうございます。オブザーバーから先に発言させていただいて恐縮でございます。

17 スライド目ですけれども、ここ結構大きなことが書かれているという認識でおりまして、この囲みの中の四つ目の四角の考え方とか、あるいは下の図、左側にBG需要予測及び供給力確保と書いてありますけど、これがなくなった上で、TSO予測需要に応じた予備力確保と書いてある。ここは単に調整力の考え方にとどまらず、見方によっては、バランシンググループというものの在り方そのものをどうするかということを議論しなきゃいけないように見えなくもないので、ここをどのように考えているのかということをご見解をお聞きしたいと思っております。

ただ、今、大げさなこと申しましたが、これ38ページ目にいきますけれど、一番下に小さい※があって、この部分は、 3σ から 1σ プラス追加調達量という議論をされているというのは理解してまして、17ページに戻ると、左の図で需要予測誤差と書いてところを 3σ ではなくて、 1σ プラス追加調達量と定義すると、追加調達量に当たるのがTSO及び予測需要に応じた予備力確保ということになるのだとすれば、そんな大げさな話でもなくて、単に整理の問題だけだというふうな感じもしておりますので、ここのお考えがどうかというのをお聞かせいただければと思います。

以上です。

○金本座長

そのほかございますでしょうか。河辺委員、お願いします。

○河辺委員

ありがとうございます。検証を進めていただきまして、ありがとうございます。

私からは、スライド37、38の予備力必要量の案に関して、少し教えていただきたいところがございますので、理解の確認も込めて質問させていただきます。

まず、今回三つの案をスライド37のところで挙げていただいております、各案における予備力の必要量の算定がここでの主題で、結果が38の表にまとめていただいているというところです。

スライド38の表におきましては、ベースケースとして、現行の需給調整市場の下での必要量合計というのでも示していただいております。それに対して、同時市場を前提とした案の1、2、3というところで、それが右のところにございまして、案ごとに表を見たときに、その案ごとに必要量が変わってくると。特に需要予測誤差、再エネ予測誤差対応というところで、案ごとに変わっているというところです。

各案で、案1というのは、これは前日時点での同時市場におきまして、予備力確定することだと思っておりますけど、前日時点での予測値に基づいて確保することなので、ほかの二つの案に比べると多めに出るということではあるんですけど、ただ、その需給調整市場の下での必要量と比べますと、それでも少ないと。恐らくこの一番下の必要量合計というところというと、案1というのは1万1,700という結果だと思っておりますけれども、需給調整市場の1万4,200に比べると小さくなっているということで、まず、これは理由としては商品区分を見直したことによる低減効果と考えてよいのでしょうか。

もう一点、同じく案1から案3のところで、特に案3というのをちょっと例に質問させていただきたいんですけども、この案3はGCの直前までSCUCを入れ直すことができるということで、前日からGCにかけての残余需要の予測誤差に対する予備力必要量というのはゼロということを前提として、恐らく算定されていると理解しております。

そのとき、実際の日間の需給計画というのを案3のもとで行うということを考えたときには、前日段階からGCにかけて、その時々々の残余需要予測というのに基づいて、計画を立てると思うんですけど、そのときに案3であっても、前日の各時点で一切予備力を確保しない需給計画は立てないのではないかなと。ある程度、どの発電機で予備力確保するとかを見込みながら計画は立てていくのが、現実の世界なのかなというふうに思ったんですが、そのあたり、案3というのは、どういうSCUCを行うということを前提として考えられているのかというのをお聞かせいただきたい。勝手な推測としては、約定させる、させないみたいな、そういうところなのかなというのも思ったところで、計画としては予備力を確保した計画を立てるんだけど、約定はさせないというイメージが案3というようなところなのかなというところも推察したりしました。ここでの必要量低減というのは、あくまで目的は、それに要する費用を低減するというのが、もともとの目的かなとも思いましたので、約定させる、させないとかもちっと絡むと思ひまして、ここの案3というのはどういう前提で、実際の需給計画とか、約定のタイミングとかを考えればいいのかというところ、2点目を教えていただければというのが質問です。

すみません。長くなりました。以上でございます。

○金本座長

それでは市村委員、お願いいたします。

○市村委員

ありがとうございます。まず私からは、17 スライド目のところなんですけど、先ほど石坂オブザーバーがおっしゃったことについて、これは私の理解ではありますけども、これはBG制かどうかということは、法律的にはというか、いずれでも問題ないというか、同じように考えていくような考え方はあり得るということかなというふうに思っています。というのも、これも昔の実務作業部会のところで議論がされていたところだと思いますけれども、前日段階での電源起動というところを、何を基準にやっていくのかというところ、それがいわゆるTSOなのか、事業者BGの予測なのかというところで、どちらかというTSOの予測需要というのが合理的、精度が比較的高いと。こういったようなところも踏まえてそれを基準として考えていくべきじゃないかという議論があったということだと理解しています。

そういった考え方に基づいて、前日からGCまでの予測誤差というところをこれ予備力として、需要の予測というところも新たに確保していくという考え方かと思ひますので、これはバランシンググループ制度の中でも適用可能という考え方かなというふうに考えているところでございます。

関連して、38 スライド目のところで、先ほど河辺委員がご指摘されたところ、ちょっと私も頭の整理をしていきたいなというところではあるんですが、この同時市場のところでは減る部分というところなんです、先ほどの17スライド目の図とかで見ると、やはり確保するものが何かというと、前日からGCまでの、いわゆる予備力というところのTSO予測需要といったところ、ここはある意味増えてくるという、成分としては追加で調達しなければいけないということなのかなというふうに思います。そうするとプラスは出てくるんですが、一方で、商品をそれぞれではなくて、一緒に調達することで効率化が図られてくるというところと、三次②というところの確保する量と需要側の予測誤差として前日からGCまでに確保する量というところ、ここが重なってくるところもあるのかなと。こういったようなところでの効率化というような形になってくるのかなというふうには思っているんですが、ここら辺の理解に相違がないかというところは、お伺いできればと思いました。

関連して、二次②と三次①の統合は一つの方角性かと思っているんですが、一方で、それぞれ必要量として算定していたところというところがあると思うので、これを遅いほうだけに合わせるということで問題ないのかとか、結局インセンティブ設計というのは、どうしても確保できない部分が出てくる可能性があるというところのリスクとの見合いということだと思いますし、むしろ、それぞれ分け過ぎて、概念的に必要量が増えてしまうといった懸念・課題というものはあるかと思うので、その効率性というところとの、あとは必要量が調達できるかということとのバランスなのかなというふうに思っているんですが、ここら辺は、ちょっと技術的なところは分からないところでもあるので、本当にこれで問題ないのかというところは、少し気になったところでございます。

あと最後ですが、49 スライド目のところに関しては、ここは基本的にはこういった方向で、広域的なエリア調達というところはまさにやっていき、この中でより効率化が図られるということもあると思いますので、やっていくべきかなというふうに思っています。

あとは少し気になったところでは、恐らく将来、期近では、ここ10年とかは大丈夫なのかもしれませんが、いわゆる慣性力の関係で、もちろん調整力というだけではなくて、その慣性力と見たときにどういう範囲で調達していくのが合理的なのか、一定のこれは制約条件としてつけていって、調達の量を変えていくということだけなのかもしれませんけども、今後考えていく必要があるのかなというふうに思った次第です。

私からは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。次は五十川委員、お願いいたします。

○五十川委員

まとめていただき、ありがとうございました。

個別についてですが、1点だけコメントさせていただきます。31 ページに、商品区分の集約化についての記載があります。区分として必要ないものはまとめていくという方向性はよいのですが、それが実際の運用でどのように実現可能なのかというのは、正直ここにあ

る情報だけでは、まだ分かっていないというのが正直なところです。

インセンティブ設計という言葉がありますが、具体的にどのようにインセンティブを決めて、どのようなロジックでそれがうまくいくのかという点があるかと思います。

また、ある種のクオリティをビッドに反映するというのは、考え方としてはありますし、検討に値するものではあると思っています。

資料に記載のありますように、先行事例を参考にしながらだと思いますが、ぜひ検討を進めていただければというふうに思っています。

簡単ですが、以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

小宮山委員、お願いいたします。

○小宮山委員

ご説明ありがとうございました。1点だけコメントでございますけれども、特に商品区分、また、それに付随して、必要量に恐らく関連する話だと思っておりますけれども、G Cの実需給まで、仮に今後S C U Cをどんどん流していった際に、やはりコスト最小化、全体最適を行う上では、やはり各電源、技術的に調整力として共有できる部分は、障壁はなくして、平等に見る方向性が、コスト最小化を実現する上では大変大事かと思っておりますので、そうした点から今回、二次②と三次①に寄せるというのは大変合理的なご提案かと思っておりますので、今後そうした区分けする場合としない場合とで、どれぐらい調達コストが変わってくるかどうか、そうしたことも、もし可能でしたらシミュレーションしていただければなと思っております。

私から以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございます。

東谷オブザーバーをお願いいたします。

○東谷オブザーバー

はい、東谷です。私のほうから1点コメントさせていただきます。

調整力の区分や必要量の算定方法については、特段コメントすることはございませんが、事業者の立場としては、これらの調達方法、すなわちどのような市場設計にしていくのかというところが、非常に気になるところでございます。

例えば、今回の資料の27ページの一番下の※のところに、P J MにおけるG F機能の強制供出のことが記載されております。こういった仕組みを導入するか否かによっても、事前に確保すべき調整力に影響を与えるというふうになるかと思えます。調達方法については、このタスクアウトした作業会のスコープ外であるということは承知しておりまして、むしろこの本検討会で扱う論点かというふうに思いますが、今後事業者の意見も踏まえながらご議論いただければというふうに思います。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

次は、増川オブザーバー、お願いいたします。

○増川オブザーバー

ありがとうございます。太陽光発電協会、増川でございます。

私はコメントが幾つかございます。まず一つ目は、今回、調整力という観点から、現行制度から同時市場になると何が変わるか非常に整理していただいて、今までなかなか何が変わるか説明しづらかったのですけれども、これを見て、非常に自分としても整理がつきそうだなということで大変ありがたく思います。

それから、これ全体を通してなんですけれども、この検討の方向性に関しては、ここの検討会で進めていることが間違っていないという印象を持ちました。ですので、それも含めて、ここに整理していただいて大変ありがたく思いますので、この方向で進めていただければなと私としては思います。

もう一つコメントは、これは細かい話なんですけれども、スライドの 29 ページ、商品区分の見直しのところで、29 ページのリード文にもお示しいただいておりますけれども、極力計算時間を短くする意味も含めて、商品区分を集約することは正しい方向だなと私も思います。

ただ一方、先ほどもコメントいたしましたけれども、変動再エネを使うとか、需要がリソースをうまく使うとか、あるリソースを最大限活用して、全体最適に近づける。あるいはそういう全体最適に役立つようなリソースの投資を呼び込むとか、そういう新規参入という観点からは、そこを配慮して商品区分というのにも必要になろうかと思しますので、そのバランスが重要なというふうに思いますので、その点を踏まえて、ぜひ検討を進めていただければと思います。

私から以上です。ありがとうございました。

○金本座長

どうもありがとうございます。

次は、西浦オブザーバー、お願いいたします。

○西浦オブザーバー

ユーラスエナジー、西浦です。私からも何点かコメントさせていただければと思います。

まず、29 ページ、あるいはまとめのところでも触れていただいておりますが、商品区分の見直しに関しまして、極力 S C U C のロジックの計算時間を短くする。計算頻度を上げていくという方向で、現行の商品区分から集約する方向を基本とするというところにつきまして、こちらも同感で、考えております。

やはりまだ現状として、前日市場を同時市場としたときの時間前市場の形態というのは決まっていない認識ですけれども、仮に、同時市場と同様な形態とするということになれば、この S C U C の実施頻度は、時間前市場の開場頻度の下限になってくると理解しております。

す。そういう観点からも、ここは高い頻度で実施できるものにするのが望ましいのではないかと考えているところでございます。

次に 39 ページ、今後、将来的な再エネ導入量の影響を踏まえた上での将来の必要量の試算が必要ということで、そのとおりだと思っております。

今回、38 ページの区分の見直しによる必要量の試算、減少削減といえますか、減らせますよというところの試算、あくまでも 24 年の導入量を前提にしているという理解でおります。こちら、同時市場、将来の市場の想定を検討している中で、ぜひ将来を想定した試算をお願いできればと思います。

加えまして、49 ページあるいはまとめでも結構ですが、時間内変動について今回広域運用不可ということを前提とされているというふうに理解をいたしました。ここにつきましても、同時市場で将来市場のことを検討している中で、北本とか、東京中部間、あるいは今後増強される連系線というのを将来的にどこまで有効活用していくのかという考え方次第では、この辺の結果も変わってくるのかなとも思っております。

試算ということでできるのであれば、この辺の時間内変動分も、運用を広げていった場合に、ある意味、感度といえますか、どのような形になるのかというのも、試算としてはあってもよいのではないかなというふうに思いました。

私からは以上となります。

○金本座長

どうもありがとうございました。

永田オブザーバー、お願いします。

○永田オブザーバー

電力中央研究所の永田でございます。ありがとうございます。

検証Aのほうで、SCUCの検討をさせていただいている関係で、49 ページについて一言だけコメントを申し上げたいと思います。

ここでの議論、今までご説明ご議論にあったように、調整力を広域的に確保していくところの基本線は、私もそのとおりだと思っておりますけれども、ここで書いていただいているとおり、これから混雑を前提するような系統というものに中長期的にはなっていくということでございますし、場合によっては細分化というところも十分考えられるかなというふうに、私どもとしては思っております。

その際にSCUCという話でいうと、調達エリアが細分化されていって、多くなってくると、やはりどうしても計算時間等に影響が出てくるというふうに考えてございます。そうしたところ、検証Aのほうでも歩調を合わせて、少しご議論をさせていただければと思っておりますので、よろしく願いいたします。

以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございます。

○鍋島オブザーバー代理

ありがとうございます。まず事務局におかれましては、分かりやすく論点を整理していただきまして、大変ありがとうございます。

49 ページのところなんですけれども、私、作業会のほうにも出席していて、そのときはあまり事務局の資料の趣旨をよく理解しないままに発言してしまいましたけれども、49 ページのスライドにつきまして、商品区分ごとに技術的に可能な限り広域での市場を目指していくと。技術的に可能な限りでという留保つきで、広域での市場を目指していくということだと理解しておりますし、その方向性については、全く異論はないんですけれども、そうした話とはまた別に、先ほど永田オブザーバーからもありましたけれども、その一つのエリアの中で、どういうふうに工夫していくとか、市場分断が生じるようなエリアの最小単位のようなものをどうしていくかということについては、今後のエリア内混雑の管理手法であるとか、あるいはkW市場のエリアの最小単位なども含めて検討していくような課題というふうに思っております。この分析においてはまず、エリア側は一つということで議論されているけれども、中長期的には、そこは課題なんだろうと思っております。

あと地理的なことで申し上げますと、現行の需給調整市場におきましては、連系線の使用量を減らすという観点で、自エリア優先約定ロジックが含まれていると認識しております。そうした運用を踏襲すべきかどうかという問題については、この同時市場の問題なのか、それとも同時市場を待たずに検討すべき問題なのか分かりませんが、費用負担が、それぞれのエリアによって偏在化するというようなこともあり得ますので、様々な観点から検討されていく必要があるのではないかとこのように思っております。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

そのほかございますでしょうか。小宮山委員。

○小宮山委員

1点だけ、先ほど申し忘れたことを1点だけ。49枚目のスライドでございますけれども、これご提案でございますけれども、恐らくSCUC全体最適で、コスト最小化した際に、具体的に一次、二次、三次が、具体的に広域調達される最適解、それが最適解として入ってくるのかどうか、そこをやはり評価した上で、そのニーズを踏まえて制度設計する観点というのも大事なという気もいたしております。実際、全体最適で広域的に調達できるという前提条件として、一次、二次、三次が本当に最適解として入ってくるのかどうか。今の現況の電源構成、もしくは将来の電源構成を踏まえて、そうしたシミュレーションができればいいんですけれども、そうしたことを踏まえて、検討を深めるというのが大事なと思った次第です。

以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございます。

あとウェブで、山本オブザーバー、お願いいたします。

○山本オブザーバー

ありがとうございます。送配電網協議会の山本でございます。私から2点ほどコメントさせていただきます。

まず、これは、先ほど河辺委員、市村委員のご発言ともかぶるんですけども、38 ページの需給調整市場と同時市場における必要量の比較につきまして、一般送配電事業者が確保するGC以降の予測誤差に対する調整力の必要量が低減しておりますのは、現行の三次①と二次②を集約することによる効果と、BG計画基準からTSO計画基準へ変更することによる精度向上によるものと認識してございます。

また、前日からGCまでの予測誤差につきましては、確保主体は別途整理が必要と思えますけれども、追加機能が直前でも間に合う電源は事前に確保するのではなくて、SCUCの中で追加起動判断を行うことで必要な予備力も低減でき、先ほど申し上げた点とあわせて、効率的な運用になるものと理解してございます。

次に、これも市村委員、石坂オブザーバーのご発言と関連するんですけども、17 ページの右下の図につきまして、同時市場の対応イメージ図とありますけれども、ここでは調整力、予備力を調達する基準が従来BG計画基準であったものが、同時市場ではTSO計画基準に変わることと表現したものと理解してございます。こちらについては、あくまで調達基準をTSO計画に変更するものであって、今までの議論からすると、一般送配電事業者はGC以降の需給調整に対応することには変わりはなく、GC以前の予測誤差に対応する予備力は、SCUCに基づき、市場において対応するものであり、繰り返しになりますが、確保主体は別途整理が必要なものと認識してございます。

今後の同時市場の詳細検討におきましては、GC以前の予備力の確保主体や17 ページの※2に記載されておりますように、ΔkW-Iの取扱い及び発電小売送配電の各事業者の役割分担を踏まえた負担の関係についても整理をお願いしたいと思えます。

私から以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。

エナジー・プールの市村オブザーバー、お願いいたします。

○市村オブザーバー

ありがとうございます。市村でございます。まず、事務局のご説明どうもありがとうございました。大変理にかなっていると思っております。

私のほうからは2点ばかりコメントをさせていただきます。第一に、多くの方が既に言及されていますが、同時市場に向けて、需給調整市場の商品区分を一定程度ストリームライン化していくという考え方、特に今回はフィーチャーしていたのが二次②と三次①の話だったと思えます。今日の事務局の案の方向性で進めていただければと、私自身思っております。

需給調整市場の議論が、今から六、七年前にスタートした際に、確か二次②の考え方と三

次②の考え方については、様々な議論があったなと私自身記憶しています。特に二次②は二次①と比較すると、応動時間が同じ5分以内でありながら、片や①のほうがLFCで、片や②がEDCだと。あのときの整理は確か、二次①の予備力としての二次②というような、そんな整理の仕方、皆さんの議論をセトルダウンしたと私自身、記憶しています。

今後は、同時市場になってくれば、やっぱり社会コストをどう下げていくかという観点が必要になると思うので、私、今回の二次②と三次①、ともにこれEDCであるわけですから、こういうものをまとめていくというのは合理的かなと思っています。

一方、六、七年前の需給調整市場の議論でもあった、もう一つの三次②についても、今日は全然そのスコープではないと思いますが、やっぱり再エネの予測誤差と需要の誤差ですね。それを残余需要誤差というような整理をしていくとなると、この三次②についても、今後議論が必要なかなと個人的には思っています。

ヨーロッパでは、ご存じのように三次②という考え方はないわけですね。あえて三次②は英語で何と言うかという、Replacement Reserve for FITなわけですね。なので、これFITのReplacement Reserveということで、FITがこれからFIPに変わっていくと、三次②というのはどうあるべきなのか。こういう議論はやっぱりこれから必要かなと思っています。

もう一つが、これも先ほど皆さんがおっしゃっていると思いますが、38 スライド目でございます。確か石坂さんがおっしゃっていたと思いますが、BGの考え方も含めて、やっぱり検討することが必要だと思いますが、同時市場になって、3-1と2の②を統合していくと、当然のことながらストリームラインするのは当然なんですけども、一方で、安定供給上、調整力というのは非常にマンドトリーで、逆に何が起きているかという、やはり何だかんだいって調整力が足りないという、こういう現実があるわけですね。したがって、ストリームライン化を図るのは非常にいいと思うんですが、やはり調整力不足に至らないような、確実に調整力が調達できるような、そのような視点で議論は進めていただければなというふうに思っております。

私のほうから以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。そのほかよろしいでしょうか。

それでは、事務局のほうからお答えをお願いいたします。

○下根マネージャー

事務局でございます。委員の皆様方、オブザーバーの皆様方、大変多岐にわたるアドバイス、ご示唆をいただきましてありがとうございます。いただいたコメント、質問等に関しまして、お答えできる範囲でお答えさせていきたいというふうに思っております。

まず一番はじめに、石坂オブザーバーからいただきましたご質問に関しましては、この点は、市村委員でございますとか、先ほど山本オブザーバーからもいただいた内容とも重複するところになるのかなと思ってございますが、ご指摘のとおり、BG制がどうこうという話

をしているわけでは決してございませんで、前身の制度検討作業部会におきまして、前日段階で起動停止を判断するにおいては、T S O予測等活用したほうが精度が高く、それによって効率化が図れるということを言っていたというところでもございますので、そういった意味で、T S O予測で予備力を確保するという予測の業務、実務対応が発生し得るというところで、このような表を作っているというところでもございますし、それにおけます確保の主体でございますとか、あるいはB G計画とT S O計画の差分、そういったところの取扱いに関しましては記載しているとおりでございますが、別途整理が必要というふうに考えてございます。

この点、最初の作業会の位置づけのところにも記載しておったところでもございますが、今回はテクニカル、純技術的な検討ということでさせていただいた上で、そういった同時市場における調整力の制度的な建付けや取扱いに関しましては、こちらの検討会のほうで、引き続きということだと思ってございますので、今、ご指摘いただきましたところを踏まえて、引き続き議論を進めていくというふうに考えているところでございます。

続きまして、河辺委員にいただきました案1でございまして、案3の認識に関するご質問というところでもございまして、案1に関しましては、ご指摘のとおり、少し多めになってしまうというところは自明かなというところ、それでも現行よりも小さいのはなぜだというご質問に関しましては、このあたりも山本オブザーバーはじめとして、幾つか補足いただいた内容とも重複するところではございますが、まさに先ほども申しましたとおり、T S Oの基準に変えるというところで予測精度が上がっている、誤差自体が低減しているというところからトータルでは減っているというところが見えているというところでもございます。

案3のイメージといいますか、全く取らないことができるのかというところに関しましては、現実問題、案3がそもそも取り得るのかという検討自体もこれからだということもございまして、現時点におきまして、それができる、できないということはなかなか申し上げづらいところではございますが、この案3におきまして、少なからずG C以降に必要な誤差に関しましては、予備力としても取っておくということだと思ってございまして、あるいはそれ以上、どこまで必要なのかというところに関しましては、起動特性とか、予測精度の向上とのトレードオフの関係を見極めながら、今後ちょっと詰めていきたいというふうに思っておりますので、現実において、案3がそもそも取り得るのかというところに関しましては、これからの検討だということでもございます。

続きまして、市村委員や五十川委員からいただきました、インセンティブ設計のところに関しましては、ご指摘のとおり、これで本当にワークするのかというところが今後の検討においては大事だということではご指摘のとおりでございまして、この点、具体的な検討はこれからではございますが、P J Mにおけますハイパフォーマンスの考え方、一例としてご紹介させていただきますと、応動実績とか、そういった性能が速いものに関しましては、そのパフォーマンスのスコアが高いというところで、例えば約定処理で優先約定するでございまして、あるいは精算の際にも少し支払いを多くする、そういった約定側でも、精算側で

も、両方でちょっとインセンティブをつけているみたいなのところがございます。

そういったところも含めて、五十川委員のご質問にもございましたとおり、そこをどう落とし込んでいくのかというところは、これからSCUCロジックにおいて、どこまで具備できるのかも含めての検討かなというふうに思っておりますが、そういったところをうまく活用することによって、そもそもそういった性能が高い商品を持つ設備維持のインセンティブにもつながるのかなとも思っております。そういったところから、そもそも高速のものがなくなっていくということ自体を防いで、全体整合的な制度になっているのではないかというふうにも考えているというところでございますし、具体的にどのように実現するのかということに関しましては、引き続き検討だというところでございます。

市村委員にいただきました、続いてのご質問でございます、慣性力に関しましては、こちらは調整力等委員会でございますとか、別の場で検討も進んでいるというところではございますが、少し調整力と性質が違うみたいなのところもございまして、一言で慣性と言いましても、周波数低下を防ぐものなのか、あるいは同期安定度、イナーシャを保つものなのか、そういうところによっても、そもそも対策のメニューが変わるというところでもございますし、これまでの検討の中でも割と地域性といいますか、ローカル性が強い代物でもございますので、広域的に一括で取ることが果たして合理的かという観点も含めて、今後検討が進んでいくものだと思っておりますので、当然、今後再生可能エネルギーが増えていった暁には、そういった慣性不足が顕在化していくことも課題としてはあり得るというふうに認識しておりますので、ちょっと別の場かもしれませんが、そういったところの検討は、引き続きしていきたいというふうには考えているところでございます。

小宮山委員からいただきましたところ、一次から三次が最適に取れるかどうかというところに関しましては、この点は(4)のSCUCロジックにどういう制度条件で渡すのか、そこで検証Aに渡した暁に、どういうふうに約定処理がなされるのかという検討を踏まえて、お示ししていけたらいいのかなと考えておりますが、まだそこに渡す前段階、そもそも区分が何区分なのだというところをちょっと精査させていただいた上で、どのような処理があり得るのか、その結果の評価に関しましては、小宮山委員にいただきましたとおり、検証Aで、電中研さんと協力しながらしっかりやっていくという話だというふうに思っております。

続きまして、東谷オブザーバーにいただきました、事業者目線では調達の方法とか、そういったところがどのようになるのか気になるというところでございまして、ここもご指摘のとおりだというふうにも考えてございまして、この点は、先ほどの回答とも重複するところではございますが、まずは調整力の区分・必要量というところを精査した上で、例えばどう約定するのかに関しましては、今後、検証Aで、どういう制約条件に落とし込んで、検証Aの中でどのような電源がΔkWの約定対象になり得るのかをお示しするというところでございますとか、あるいはそこに対してどう値をつけるのかというところに関しましても、検証Bの次のステップでやっていくべき話と思っておりますので、約定対象になるかど

うなのかを検証A、そしてどのような対価がつくのかというのを検証Bというところで、併せて今後提示していきたいと思ってございますので、その際にいろいろご意見いただければというふうに考えているというところでございます。

続きまして、増川オブザーバーからいただきましたところ、方向性にはご同意いただいたというところでございまして、その上で新たなリソース、PVでございませうとか、DR、そういったところをどう活用するのかということに関しましては、まさに我々も同じような観点、新規参入のリソースを阻害しないという観点が重要だということでは、共通的な目線かなと思ってございまして、現行の市場におきましても、そういったところのプレーヤーも増やすという観点で取り組んできた取組ということ自体が否定されるものではないというふうに思ってございますので、集約を図りつつ、どううまく融合していくのかというところは今後取り組むべき課題だというふうに考えているというところでございます。

続きまして、西浦オブザーバーにいただきましたところ、おっしゃるとおり、SCUCを高頻度でやるということイコール時間前同時市場かということと必ずしもそうではないということではございますけれども、少なからず基盤技術としてSCUCがこういうことまでできるということが条件としてあって、初めてそういった議論ができると思ってございますので、まずは技術的にしっかりそういうことができるように詰めていくことが大事だということでは、ご認識のとおりだと思ってございます。

49 ページにございましたところ、GF、LFCも含めて広域運用できないのかということに関しましては、このあたりは今後の技術次第なのかなとも思ってございまして、現行のFCとかに関しましては、いわゆる他励式というところで、点弧のタイミングとかそういったところも含めまして、なかなか高速制御は難しいという実態もございませうので、今後、自励式のFCとかそういったものが増えてきた暁には、そういった技術進展もあり得るのかなと思ってございますが、ちょっとそういったところの技術開発とか、そういうところもにらみながら、仮に時間内変動成分に関しましては、直流をまたいだ広域運用が可能というふうになるのであれば、自然と広域調達の単位というところも広がるというところは、自然な考え方ではないかと考えているところではございます。

最後に、市村オブザーバーからは、過去の経緯とかも含めてご紹介いただきましたし、そういったところも踏まえて、引き続き検討をしっかりとしていきたいというふうに思ってございます、あるいは何人かの方々からいただきましたように、三次②というところをどのように扱うのかということも、今回、前日以降のところ、再エネ予測誤差、需要予測誤差をセットで残余需要予測誤差として扱うことが合理的だという、技術的なところをお示したところではございますが、そういったところを制度的にどう落とし込むのかというところは、改めての課題だと認識してございますので、引き続き取り組んでいきたいというふうに思っているところでございます。

事務局から一連の回答のほうは以上となります。よろしくお願いいたします。

○金本座長

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。

これも検討が始まったばかりでございます。これから鋭意検討を進めていくということかと思えます。

私から1点だけ、最近、またアメリカの様子を調べていたら、PJMは去年の改革で、火力等の予備力ビッドをなくしてしまったと。これはどういうことかという、エネルギーのビッドの中に最大出力を技術要件で入れますので、それからエネルギービッドで成約した分を差し引いた残りをPJMが調整力として勝手に使うというふうにしたようです。ある意味、非常に合理的な仕組みなのかなと思いますが、これから市場設計するときにオプションが増えてしまって、また大変だなという気もいたしますので、これから鋭意考えていただき、どういうのが合理的かということも検討していただく必要があるということかと思えます。

2. 議題

(3) 同時市場におけるDRの取り扱いについて

○金本座長

第2の議題はここまでにさせていただいて、次は、3番目の同時市場におけるDRの扱いについてということで、これも事務局の広域機関のほうからご説明をお願いいたします。

○下根マネージャー

はい、三つ目の議題でございます。同時市場におけるDRの取扱いに関しまして、こちらの資料の説明をさせていただきます。

右肩2ページは背景ということでございまして、前身の実務検討作業部会におきまして、このときに一旦DRの取扱いということで論点出しのほうをしておございまして、この際には事業者からの提案内容も踏まえながら、今後、DRの最大限活用のためにどのような仕組みが考えられるのかの検討を行うというふうにしておったところでございます。

また、前々回、第3回におきましては、エナジープールジャパン、市村オブザーバーよりプレゼンテーションいただきまして、DRの種別でございますとか、事業領域の実態に関してプレゼンをいただいたというところに加えて、委員の方々よりも、DRの難しさを踏まえた上での活用の方法、そういったところをご議論いただいたというところでございます。

本日はそういったご意見等々も踏まえまして、改めて今後同時市場においてDRを取り扱うにあたっての論点の洗い出しを行ったというところで、資料のほうをまとめたというところでございます。

まず、議論状況の振り返りでございまして、まず右肩5ページが前身の作業部会の議論状況でございまして、このときにはPJMにおけますDRの入札情報、そういったところもご紹介したというところございまして、火力とおおむね同じような情報かなというところ

を紹介した上で、日本における特殊性でございますとか、考慮要素を踏まえて、どのようにしていくべきかが論点だとしていたところでございます。

またというところで、事業者のニーズ、ご意見というところもいただいております、下の真ん中のところにもございますように、例えばということで一つ目、DRアナウンスが困難というところの実態もあるというところから、 ΔkW への入札か、 kWh の入札かというところを指定できるようにしてほしいといったニーズでございますとか、二つ目、DRは起動費が存在しないというところから限界費用カーブのみの登録にしてはどうかというご提案、また三つ目に関しましては、産業育成の観点から、プライススペースの入札を認めてほしいと。そういったご意見をいただいていたところでございます。

右肩の7ページが、前々回いただきましたプレゼンテーションの内容でございます、DRのリソース種別、こちらに関しましては、一言でDRというふうに申しましても、実態としては多種多様なものがあるという実態でございますとか、あるいはその事業形態といたしましても、市場向けの取引でございますとか、実態としては市場外が多いという状況も踏まえた制度設計が重要というふうなご示唆をいただいたところでございます。

当日のご議論に関しましても、DRの難しさというところは理解した上で、それでもどのようにすれば市場向けとして活用しやすいのかでございますとか、あるいは市場外であったとしても安定供給やコスト低減にどのように寄与できるのか、そういった観点で検討することが重要だということもいただいております。

そういったところを含めまして、次の章ではDRの概要でございますとか、現行制度における取引形態のご紹介を含めまして、第3章で同時市場において取り扱う際の論点の洗い出しを行ったというところになります。

まず、10ページ、DRの概要（設備形態）でございますが、こちらは先ほどもございましたように、DRの内数として、様々な種別があるというところでございます、例えば生産プロセスDR、自家発代替DR、蓄電池活用DRがあるというところではございますが、その形態といたしましては、下の図にもございますように、いわゆる需要家側に存在する「Behind-the-meter (BTM)」の下にある設備形態として、様々な種別があるということだと思っております、こういったところを制御することによって、調整するというのが受電点、系統側から見ますと抑制のように見えるというところからDRというふうなところで、一元的に呼ばれているというふうに理解しております。

続いて、取引形態に関しまして、12ページは、現行のスポット市場等々におきましても、取引は可能になっているというところでもございまして、例えばその市場の価格が高騰した際には購入量を抑制する。逆もまた然りというところでもございまして、そういった取引をする際の小売電気事業者、需要家、DR事業者の関係性等に関しましては、下の図のとおりだというところでございます。

また現行の需給調整市場におきましても、DRリソースに参入いただけるように準備のほうは進めてございまして、そういったところ、同じような形態を活用することは考えられ

るというふうに考えてございます。

次に、市場外DRというところに関しましては、例えばというところで、balancingグループの中でクローズするような取引かというふうに考えてございまして、こちらは需要が上振れした際には下げDRを行う、あるいは下振れした際には上げDRを行う。そういったところで、インバランスリスクの回避、同量達成のための取引形態が行われていると理解してございます。

こういった実態を踏まえまして、同時市場で扱う論点というところで、第3章に入るところでございまして、17 ページにその取扱いのパターンが幾つかあるというところを記載してございます。

市場向けに関しましては、先ほどもございましたとおり、kWhの取引、ΔkWの取引、またはその両方があり得るというところもございまして、その組合せ上、3パターンあるというところがございますとか、あるいは市場外取引に関しましては、balancingグループの中の取引形態だというところ、四つ目として扱っているというところがございます。

そういったところから、まずは市場向けで活用する際の論点というところで、19 ページ以降に列挙してございまして、入札情報、価格規律、入札の扱い、その他というところで、次ページ以降に詳細な説明のほうさせていただきます。

まずは論点①というところございまして、こちら入札情報、このページに関しましてはkWh市場に売り入札する際の情報でございます。

この点は冒頭にもございましたように、過去の作業部会におきましては、DRに関しましては起動費が存在しないというところから、増分燃料費のみの登録でよいのではないかとというふうにいただいたところございました。

一方というところで、下のところに示してございますPJMの事例でございますが、こちらは起動費に該当するような shutdown Cost みたいな項目もあるというところがございます。あるいは、先ほどのリソース種別にもございましたとおり、DRの内数としてのリソース種別は様々あるというところでもございますので、事業者ご指摘のとおり、起動費が存在しないリソースもあれば、起動費が存在する、それを活用したリソースもあるというふうにも考えてございまして、そういったリソースをすべからく活用する観点からは、入力項目としては幅広く設けておいた上で、入力されなければゼロとして扱う、そういった柔軟性のある方法で対応するのではないかと考えているところでございます。

続いて、買い入札の話というところございまして、こちらはPJMにおきましても、価格に関係なく量のみを入れる絶対買いの方法、固定需要Bidと価格と量、両方入れる価格変動需要Bidがあるというところございまして、こういったところは価格弾力性につながってくるというところで、この約定処理の実現性に関しましては、検証Aでしっかりやっているといるというところではございますが、入札の方法といたしましては、両方とも認められるというふうにも考えてございまして、こういったことを組み合わせることによって、DRの再現もできるのではないかとというふうに考えているところでございます。

続いて、22 ページが ΔkW への入札情報でございまして、こちらアメリカ PJM の ΔkW 、アンシラリーサービス市場ですね、こちらの入札情報というところに関しましては、レギュレーションにおきましては容量や価格が含まれているというところまでは分かっているというところではございますが、この点ですね、一つ目の議題にもございましたように検証Bを通じて、今後DRに限らず、全般的な話として ΔkW の価格決めの方法、入札方法を考えていきたいと考えてございますので、そういった各種検証でございまして、追加の調査の結果も踏まえて、議論のほうは進めていきたいというふうに思っております。

論点①ー3に関しましては、 kWh か ΔkW か、入札を指定できる仕組みというところではございまして、こちらは先ほどのニーズにもございましたように、どちらか指定できる仕組みにしてほしいというようなご要望でございました。この点ですね、PJMにおきましても kWh か ΔkW における発電可能量が入力できると、そういった項目があるというところでもございまして、事業者側の制約を入札情報に反映できるようになっておるというところから、そういった工夫を取り入れることも一案ではないかと考えているところでございます。

続いて、論点②、プライススペースの話というところでございまして、こちらDRの産業育成の観点から、プライスでの入札を認めてほしいという話があったというところではございまして、当時の取りまとめにおきましては現行の適取ガイドラインの規定等も鑑みながら検討を進めていくというふうにしておったところでございます。

こちらに関しましても、DR特有の論点というよりは今後検証Bを通じまして、 kWh でございまして、 ΔkW の価格決定のメカニズム、あるいは限界費用の定義、そういったものをしっかり議論していく予定でもございますので、こちらに関しましても、そちらの検討とも平仄を取りながら、検討していきたいというところでございます。

続いて、論点③でございまして、こちらは下げDR・上げDRの買い売りの入札をどのように扱うのかというところではございまして、分かりやすく言うと需要曲線で表すのか、供給曲線で表すのかというところの見える化でございます。

この点は、DR事業者の行動の具体化というところで、こういった視点で入札を行うかという観点から検討を行ったというところではございまして、下げDRに関しましては、考え方として二つ取り得るのかなというところで、需要曲線、供給曲線、両方で表すほうがあり得るというふうにも考えてございまして、この点、次のページ以降で具体的な例を示していきたいと考えてございます。

まず、下げDRを供給曲線で表す考え方というところではございますが、こちら、左の図にもございますように、下げDRなかりせば、やる前の需要に関しましては、一旦どんな価格でも買う絶対買いのBidとして入れるというところではございまして、それと組み合わせる形で、下げDRを供給曲線側でも売るというふうになりますと、それが価格次第で売れますと、その組合せによってDRの実現が図れるというところではございます。

逆もまた然りというところではございまして、両方とも需要曲線の組み合わせで表す方法

というところでございますが、こちらは下げDRを全量やった上での残りの需要というところは、どんな価格でも買う需要だというところで絶対買いの領域、そして下げDRの量に関しましては、価格を持った需要曲線というところで、こちらも組合せによって再現できるのではないかというふうに考えているところでございます。

続いてのページは、上げDRの話というところございまして、こちらは上げDRなかりせばの需要は、どんな価格でも買う絶対買いの需要かなというふうにも思っております。ここに追加して上げDRの量というところは価格次第で実施するというところで、安ければ実施するというところを、需要曲線の組み合わせで表現できるのではないかというふうに考えているところでございます。

まとめますと29ページのような形かなと思っております。いずれかしこ、いろんな組合せがあり得るというところではございますが、具体的にどのようにして実現していくのかというのに関しましては、引き続き検討かというふうに思っているところでございます。

続きまして論点④、ベースラインの話というところでございます。こちら、現状の日本のまず実態からおさらいというところでございますが、現状の日本におきましては卸取引、いわゆるkWh取引の際には統計的手法ということで、high 4 of 5というやり方、調整力取引の際には直前計測型といったような、要は違ったベースラインを使っているという実態がございます。

この点、PJMにおきましては違ったベースラインを使っているというのは、実は共通ということでございまして、kWhは統計的手法、ΔkWは直前計測というような方法は同じようなパターンであったというところでございます。

そうなりますと、同時市場における論点としては、31ページにございまして、先ほどの取引形態でございますとか、どちらの市場で活用するのかというところの組合せによって課題が顕在化するというところでございます。下のパターンにもございますように、どちらかの市場でしか活用しないbでございますとかc、こういったパターンに関しましては、ベースラインが異なっていたとしても大きな問題とならないというふうにも考えてございますが、仮に案aというところで、kWh、ΔkW両方の市場に入札した上で、両方に約定した場合、この際はベースラインが異なる状況においては、アセスメント、応動の評価が適正にできないという課題が生じるというふうにも考えてございます。

こういったところに関して、どのように対応していくのかというところに関しましては、b、cしか認めないのか、あるいはベースラインを統一してaも取り扱うのか、様々なやり方が考え得るというところではございますが、引き続き、検討のほうはしっかりやっていきたいというところでございます。

続いて、論点⑤がアグリゲーションの話でございます。こちら、現状の日本におきましては卸取引、JEPXの最低入札量は0.1MW、需給調整市場におきましては1MWになっているというところございまして、小規模なDRリソースに関しましては、アグリゲーション

ンすることによって、こういった市場での最低入札を満たした上で参入いただいておりますというところでございます。

この点、PJMではどうなのかというところに関しましては、dispatch group という形、名前でアグリゲーションでの参入が認められておるというところではございますが、一定程度の制約は存在しているというところではございまして、具体的にはkWhの市場に関しては同一価格エリア内での入札単位の組成しか認めないというところではございますとか、あるいはΔkWの市場に関しましては dispatch group を原則認めていない、そういった要件が存在しておったというところではございます。

これはどういった理由に基づくものなのかというところに関しましては、系統混雑への対応というところではございまして、同一価格ではないというふうになりますと、イコール系統混雑が発生しているというところもございしますので、そういった中で事業者側で持ち替えとか、そういったことが行われますと混雑が助長される。そういったところがあるというところから、同一価格エリアの中でしか認められていないという実態があるというところではございます。

他方、PJMにおけます最低入札量というところは、日本に比べても小さいというところで、kWh、ΔkWともに0.1と小さく設定されておるというところではございまして、こういったところから参入の容易性もあるのかと考えてございます。

いずれにせよ、同時市場において、DRのアグリゲーションをどのように扱うのかということにつきましては、今後の検討かなというふうにも思っておりますので、海外事例等も踏まえながら、引き続き検討していきたいと考えているところでございます。

ここまでの市場向けの論点ではございまして、続きまして市場外の取扱いにおける論点というところではございます。こちらは、Balancing Group の取引だということもございしますので、端的に言いますとTSOから把握できないDRをどのように扱うのかというような論点ではございます。

38 ページにございますとおり、実際のところ、TSOがDRを把握できないというところは、そのとおりかというふうにも思っております。この点ですね、現実的な話といたしましては、冒頭にもございましたように、DRリソースの大宗を占める Behind the meter の設備は小規模かつ膨大にわたるというふうにも思っております、全量をSCUCで扱うということは、いささか非現実的ではないかと考えてございます。

また、市村オブザーバーからいただきましたプレゼンテーションによりますと、実態として市場向けで活用しようとするリクワイアメント等々のハードルが高いというところもございしますので、そういったところをマストとすると、かえってDRの発展阻害につながる可能性もあるというところでもございしますので、市場外DRも認めることが、結果的にDRリソースの有効活用発展にも資するというふうにも考えてございます。

ただ、一方、DRに関しましては市場向けで活用してほしいと、そういったことを期待する声も多いというところもございしますので、そういったところに関しましては、DR事業者

の実務を踏まえながら、市場取引しやすい環境整備というところで、前半のほうに述べました論点をしっかり整理することによって、市場供出を促していく、そういった方向が考えられると思っています。

また、T S OがDRを把握できないところに関してどう考えるのかというところに関しましては、そういったところの影響が顕在化しているであろう需給ひっ迫時等に関しましては、市場供出という形でなくても発電予定量等の情報把握、連携が大事なかなというふうにも考えてございますので、そういったところの在り方に関しましては今後しっかり検討、議論していきたいというふうに考えているところでございます。

本資料の説明のほうは以上というところでございます。

○金本座長

どうもありがとうございました。

それでは自由討議、質疑応答の時間に入りたいと思います。これまでどおり、会議室にいらっしゃる方は名札を立てていただいて、W e bの方は挙手ボタンでお知らせください。

ご発言の方はいらっしゃいますでしょうか。

五十川委員お願いします。

○五十川委員

ご説明いただきありがとうございます。2点コメントさせていただきます。入札情報については最適化を行う上で、不足のないものになっていけばよいと思います。その中で個別点についてですが、23 ページの論点①－3についてです。役所希望により対象顧客範囲が変化し、DRアナウンスメントが困難となることからk W h市場での入札か、Δ k Wでの入札かを指定できる仕組みが必要という記載があります。

この点はおっしゃるとおりであると思っており、そもそもDRとしての性質が異なってくるということだと理解しています。23 ページにあるように事業者の制約を入札情報に反映し、その制約を組み入れて最適化を行うということでのよいのではないかと考えています。

関連する部分がありますが、2点目、ベースラインについてです。資料だと30 ページ以降になります。k W hとΔ k Wでベースラインが異なるというのは確かにおっしゃるとおりであり、この点は整理が必要な部分かと思います。ただ、31 ページにあるように、ベースラインを統一するということがそもそも可能なのか、考え方として適切なのかという点は疑問を持っています。そもそもDRとして性質が異なるものという理解をしておりますので、31 ページのbとcという形で分けて扱うのが自然であるようにも思います。

ただ、この点は、そもそもaの需要がどの程度あるかという点に依存する部分かと思いますので、その点も踏まえて検討していただくのがよいのではないかとと思います。

以上です。

○金本座長

はい、どうもありがとうございました。そのほか、ございますでしょうか。

鍋島オブザーバーお願いします。

○鍋島オブザーバー

DR部分につきましては同時市場の導入後におきましても、社会の中で様々な形で活用されていくべきものだと思います。その際には、同時市場後のインバランス制度がどうなるかという点も関わってくると思いますので、それも含めて考えていく必要があるのではないかなというふうに思います。

これはコメントでもありますがけれども、同時市場においても、小売事業者側は買い入札をするものと理解しております。小売事業者の想定需要、それから同時市場からの調達量と、小売事業者における実需要の間のインバランスというものが有り得るわけで、どういう方法で小売事業者がそれを解消するのか、例えばそうした場合に市場外のDRとして小売事業者が需要インバランスを解消する手段になり得るのではないかなといった視点もあるのではないかなというふうに思います。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。石坂オブザーバーお願いいたします。

○石坂オブザーバー

どうもありがとうございます。34 ページ目のPJMの実情について、ちょっと結構驚きを持って見ておりました。PJMみたいにかなり価格エリアを結構それなりに細分化しているところで、同一価格エリア内でしか入札を認めないとなると、多分PJMエリアというのは、小規模なDRというのは、まだ普及してないからかもしれないのですけれども、なかなか参入しにくい状況になっているのだらうなと思います。

翻って日本を見たときに、38 ページ目にお書きいただいているので、あまり心配してないのですけれども、例えばPJMと同じような考え方になったときに、場合によっては小規模DRみたいなものが市場外しか認めないみたいな、そういう極端な議論に走らなければいいなとは思ってしまして、書いていただいているので、そのとおりでとは思いつつも、基本的には市場外のDRという考え方があるとしても、なるべくDRの普及、特に日本みたいに電源立地がなかなか難しい国においては、DRの普及は小規模を含めて非常に推進していかなければいけないので、市場向けDRにできる限り参加できるように要件をつくっていただくのが、やっぱり望ましいと思っておりますので、よろしく願いいたします。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。そのほか、ございますでしょうか。

では小宮山委員お願いします。

○小宮山委員

はい、小宮山でございます。ご説明大変ありがとうございました。

一点だけ入札情報に関しまして、市場向けDRに関しましても、やはり同時市場の重要な思想として、やはり Three-Part Offer、それに付随した技術情報、あらゆる定量的な情報

を踏まえて、一定のロジックを踏まえて、全体最適を通じてコスト最小化を図ると、そこが大きな目標でございますので、DRに関しましても、やはり Three-Part Offer 情報、付随する技術情報、やはり提供するのが原則かというふうに思っております。

その中で、やはり実態を踏まえて、不要なところは、ご説明ございましたように起動費についてはゼロを入力するとか、そうしたことを行うことでよろしいのではないかというふうに思っております。

以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございます。あと増川オブザーバーお願いいたします。

○増川オブザーバー

太陽光発電協会、増川でございます。

私から、ちょっと本質的なコメントではないんですけども、38 ページに論点⑥でお示しいただいたように、TSOから把握できないDRということでございますけれども、これDRではないですけど、太陽光の場合、今後導入が進むのは自家消費、配電系統の Behind-the-meter が相当入ってくる可能性がありますよね。そのときに残余事業に結構大きな影響を与える可能性があるんで、そこをうまく把握していくというのが課題になるなど。この検討と直接関係はないかもしれませんが、その点はぜひ頭の片隅に置いておいていただきながら、それをどうやっていくかというのは課題だということで、ぜひお願いしたいと思います。

私からは以上です。

○金本座長

市村委員お願いいたします。

○市村委員

はい、ありがとうございます。私からは1点、38 スライド目のところで、先ほど来議論があるところでもあるんですけども、基本的にはこれ市場外というのは何をもって市場外というのかという議論はあるような気がするんですけど、こういった取引のしやすい環境を整備しつつ、市場競争を促していくといった方向性、これは基本的にはこういった方向性なのかなというふうには思っています。

あと一点、あえて申し上げますと、例えば容量市場で落札しているようなDRというのがあろうと思うんですけど、それが年間12回ですかね、発動の期間があるという中で、逆にそういった発動のタイミングについては市場供出を求めていくですとか、何かそういったようなアレンジというか、そこに対する課題が何があるのかということも含めてだと思えますけど、そういったリクワイアメント・アセスメントのハードルが高くてという点が一つ課題だとすれば、例えば今申し上げたような容量市場のリクワイアメントに応じることを前提としているのは電源ということについては、供出するタイミングについては市場供出を求めていくですとか、こういったようなアレンジの仕方もあるかなというふうには思って

おりますので、今後、詳細検討していくときに、そういった視点も含めてご検討いただければと思っております。

以上です。

○金本座長

どうもありがとうございます。

あと関西電力の齊藤オブザーバー、お願いいたします。

○齊藤オブザーバー

ありがとうございます。それでは、私からB Gの立場で少し発言させていただきたいと思えます。

資料の34、35ページについてでございます。ここではP J Mの事例を引用いただきまして、このDRのアグリゲーションについての取扱いを最低入札量の在り方とあわせて検討していくというふうにされております。

このDRのアグリゲーションにつきましては、複数のリソースの組合せによる調整力の要件の確保など、我が国の再エネの拡大を見据えても、意義のある取組だというふうに考えてございます。また、ほかの審議会でも、このアグリゲーションにおける低圧へのリソース拡大等も検討していくこととされているかと思えますので、DRの拡大の観点も踏まえつつ、事業者が様々なDRの取組を進めていけるように、今後の検討をよろしく願いたいと思えます。

以上でございます。

○金本座長

どうもありがとうございました。あと市村オブザーバーお願いいたします。

○市村オブザーバー

どうもありがとうございます。まずは事務局に、うまくまとめていただきまして、御礼申し上げます。

私のほうから三つほどお話をさせていただいて、まず論点②ですね、プライスベースで入札を認めるか否かという話なんですけれども、以前もお話をいたしました、デマンドレスポンスの本質って、平たく言うとベースライン次第なんです。このベースラインというのがまた曲者で、いかようにも事業者の経営哲学次第で操作できるリスクが常にあるんだということを前提に考えますと、例えば、この論点②のプライスベースなのか、コストベースなのかという議論をするときには、私は実際にヨーロッパで事業をやっている姿とか、今、日本で電源Ⅰ、それから今後発動指令電源、それ以外の市場外DRをやっている中で、やっぱり適正な事業報酬率を上乗せした上でのコストベースであるべきかなという気がいたします。

どうしてもプライスベースに行くと、うがった見方をするとベースラインをいじることによって、いくらでもできちゃう蓋然性がどうしても高まっちゃうんで、ここはやはりトランスペアレントにコストベースであるべきで、その際、適正な事業報酬率というのはあるべ

きなのかなというふうに思っています。

それから、同じくやっぱり根っこは一緒なんです、論点④なんです、これも結局ベースラインをどうするかという議論なんです、本質論で申し上げれば、kWhも△kWも本来同じベースラインであるべきだと私は思っています。

それで、結局、この本質は何かというと、よいところ取りの発想というのは、やっぱり今申し上げたようなゲーミングのリスクが常にあることを考えると、そういったリスクがはらんで、例えば、需給がひっ迫のときに行われるDRって、ある意味で安定供給のラストリゾートみたいなことを担うわけですね。なので、そこをどう考えるかでいくと、まずはトルオーダーかもしれませんが、同じベースラインで議論していくのが、僕は前提なのではないのかなというふうに思っております。

それからもう一つ、ちょっとどなたか忘れましたが、市場内に向けたという気持ちが重要だというのは、おっしゃるとおりでございます。やっぱりその本質は何かというと需要家さんの意識でございます。需要家さんの意識というのは、極論を言うと、やっぱり需要家さんというのは自分たちの生産ラインは需要だと思っているんですね。ただ、ここで僕らが議論するとき、やっぱりある意味ではDRのリソースは負荷だと思って議論することが多くて、需要であるという前提で考えると、当然その先には後工程にお客様がいて、そのお客様に対して商材を提供するために需要家さんの生産ラインがあるわけで、それに対して一定程度のエネルギーコストの、ある意味では固定費という名のエネルギーコストの低減に寄与し得るDRという発想と、後工程にある、お客様に提供する商材との便益の分析が、どこまで考慮できるのかというところに行き着くのかなというふうに思っています。

今後議論していく部分では、このところを加味した上で、ぜひ幅広い議論ができればなというふうに思っております。

私のほうからは以上です。

○金本座長

どうもありがとうございました。そのほか、ございますでしょうか。

もう大体いいですか。それでは事務局のほうからお答えをお願いいたします。

○下根マネージャー

事務局でございます。三つ目の議題に関しまして委員の皆様方、オブザーバーの皆様方から多岐にわたるご意見いただきまして、ありがとうございます。今回は論点出しというところもございますので、いただいたご意見を踏まえて、しっかりやっていきたいというふうに思っております。

その上で、いただいたところで現時点で回答できるところ、回答させていただければというふうに思っておりまして、まず冒頭、五十川委員にいただきましたところのベースラインの統一に対する難しさでございますとか、考え方としてそもそも妥当なのかということに関しましては、ご指摘の点、ごもっともかなと思っております、この点、最後の市村オブザーバーから、ベースラインを統一する方向性もあるのではないかとこのところでは

ただいたところでございまして、こういったところは考え方として何が統一できるのか、できないのかでございまして、あるいはこちら調整力のベースラインに関しましても、二つ目の議題とも重複するところがございしますが、E D Cに関するベースラインとG F等々に関するベースラインは、また違う考え方もあり得るというところもございまして、そういった性質の違いも加味しながら、検討が必要じゃないかというふうに思っております。その上で実態として、そもそもaというパターンを希望する事業者がどのぐらいいるのかというところともにらめっこしながら検討というところは、五十川委員のご指摘、ご示唆のとおりだというふうに思っているところでございます。

続きまして、鍋島オブザーバーからいただきましたところ、インバランス制度との兼ね合いも非常に重要だというご指摘、もっともだというふうに考えてございます。

今回、市場外D Rというところで、そういったBalancing Groupの中での取引、インバランスリスク回避というところの取引形態というところもご紹介いただいたところもございまして、こういったところの活用がより一層図られるためにも、インバランス料金制度がしっかりワークすることが大事であるというところもございまして、この点は今後、同時市場におきましても、1週間前から実需給にかけて一元的な制度と捉えた上で、そういったインバランス料金も含めた整合的な価格になっているのかというところは今後の論点かというふうにも思っておりますので、そういったことも併せてしっかり議論、検討していきたいというふうに考えているところでございます。

続きまして、石坂オブザーバーや齊藤オブザーバーからいただきましたところ、アグリゲーションのところの実態でございまして、まず今回はP J Mの事例というところもご紹介させていただいたところでございまして、ご指摘いただいたとおり、現行の日本に比べると制約が多いところがあれば、逆に緩いといえますか、最低入札量的には入りやすいところもあるという両面があったというご紹介であるというところでございまして。

アグリゲーションの趣旨に関しましては、ご指摘いただいたとおりと思っております。今後の小規模リソース、そういったところもD Rを有効活用する観点でございまして、組み合わせることによって新たに生まれる価値の創出を考えますと、いかに有効活用するかが大事だということはご指摘のとおりだと思っておりますので、そういったところの視点も踏まえながら、海外との違い、日本において何を考えるべきかというところは今後詰めていきたいというふうに考えているところでございます。

続きまして、増川オブザーバーからいただきましたところは、把握できないところに関する関連論点というところで、P Vの話もいただいたと考えてございまして、その点はご指摘のとおりだというふうにも考えてございます。

こちらに関しましては、以前、再エネの取り扱いに関してご議論させていただいた際にも、実際市場に出す側の大きなサイトでございますと、事業者側の予測精度の向上も非常に重要であるというところである一方、全体的なところに関しましてはT S Oの予測精度を上げることも大事だと、そういったところは両輪であり、かつ連携して、よりよくしていくこ

とが大事だと申し上げたところもございますので、先ほどのご議論にもありましたとおり、残余需要の予測精度を上げていくと、そういった観点からも、そういうところが大事になっていくと考えているというところでございます。

市村委員にいただきました市場供出の観念をどう考えるのかというところに関しまして、ご指摘のとおりだと思ってございまして、現行制度の連続性でいいますと、ご指摘のとおり、DRは容量市場におけます安定電源というよりは発動指令電源というところで、常時、市場供出が求められるというよりは年間12回、リクワイアメントが達成できる範囲内において性能を発揮いただくということで、そういった形での市場供出もあり得るのではないかというのは、ご指摘のとおりだと思ってございますので、現行の制度とも連続性も含めて、どのように考えるかというところは、今後しっかり整理していきたいと考えているところでございます。

最後の市村オブザーバーからいただきましたところですね、今回の資料に関しましても前々回のプレゼンを基に作成させていたということで、大変勉強になったというところでございます。

本日いただいたご意見に関しまして、プライスベース、コストベース、そういったところに関しまして、そういった実態を踏まえながら、今後DRのみならずしっかり議論を進めていきたいというふうに考えてございますので、引き続きご助言のほういただければというふうに考えているところでございます。

事務局からは以上となります。

○金本座長

はい、どうもありがとうございました。それでは何か、特にご発言はございますでしょうか。よろしゅうございますか。

3. 閉会

○金本座長

それでは、これで用意されていた議題は全てでございます。

活発なご議論、年末押し迫ってということでございますが、ありがとうございました。この検討会、非常に重要な検討会だということでございますので、引き続き議論を深めていきたいと思っております。

これをもちまして、第5回の同時市場の在り方等に関する検討会を閉会させていただきます。今日は大変ありがとうございました。

良いお年をお迎えください。

以上