

電力・ガス取引監視等委員会 第17回 制度設計専門会合

議事録

1. 日時：平成29年9月29日 13:00～15:00

2. 場所：経済産業省 本館17階国際会議室

3. 出席者：

稲垣座長、林委員、圓尾委員、秋池委員、安藤委員、岩船委員、大橋委員、草薙委員、

新川委員、辰巳委員、松村委員、山内委員、

(オブザーバー) 上間 沖縄電力株式会社 企画本部 企画本部長、勝田 中部電力株式会社 グループ経営戦略本部 需給運用部長、小山 中部電力株式会社 販売カンパニー お客様営業部長、平岩 中部電力株式会社 電力ネットワークカンパニー 系統運用部長、國松 一般社団法人日本卸電力取引所 企画業務部長、白銀 関西電力株式会社 電力流通事業本部 副事業本部長、津田 関西電力株式会社 総合エネルギー企画室 需給企画担当室長、進士 電力広域的運営推進機関 企画部長、中野 S B パワー株式会社 取締役 兼 C O O 事業戦略部 部長、谷口 株式会社エネット 取締役 営業本部長 兼 低圧事業部長、中野 九州電力株式会社 コーポレート戦略部門 部長 (エネルギー戦略担当)、澤井 消費者庁 消費者調査課長、藤井 公正取引委員会 調整課長、小川 資源エネルギー庁 電力産業・市場室長、鍋島 資源エネルギー庁 電力基盤整備課 電力供給室長

4. 議題：

1. 卸電力取引の活性化の進め方について
2. 自主的取組・競争状態のモニタリング報告
3. 調整力の公募調達及び監視について
4. 法的分離 (兼業規制) に伴う行為規制の検討 (情報の適切な管理のための体制整備等) について

○新川総務課長 それでは、定刻となりましたので、ただいまより、電力・ガス取引監視等委員会第22回制度設計専門会合を開催させていただきます。

委員の皆様方におかれましては、本日もご多忙のところご出席賜りまして、まことにありがとうございます。

本日から、1名の専門委員の追加がございます。

ボストンコンサルティンググループ・シニア・パートナー&マネージング・ディレクターの秋池委員に、八田委員長長の指名によりご参加いただくことになりました。

秋池委員、よろしくお願いいたします。

○秋池委員 秋池でございます。よろしくお願いいたします。

○新川総務課長 本日、中野オブザーバーからは、少し遅れるとのご連絡をいただいております。

また、辰巳委員におかれては、途中で退席のご事情があると承っております。

それでは、早速でございますが、議事に入りたく存じます。

以降の議事進行は稲垣座長にお願いしたく存じます。よろしくお願いいたします。

○稲垣座長 それでは、早速、議事に入ります。

本日の議題は4つございます。第1は卸電力市場の活性化の進め方について、第2は自主的取り組み及び競争状況のモニタリング報告、第3は調整力の公募調達及び監視について、第4は法的分離（兼業規制）に伴う行為規制の検討（情報の適切な管理のための体制整備等）についてでございます。

今日は議題が多いものですから、15時ごろの終了を見込んでおりますが、議論の時間を確保するために、事務局においてはできるだけコンパクトにお願いいたします。

なお、本日の議事の模様は、インターネット（ユーストリーム）で同時中継も行っております。

それでは、議事に移ります。

まず、議題の(1)と(2)でございます。議題(1)の卸電力市場の活性化の進め方について、議題(2)の自主的取り組み及び競争状況のモニタリング報告については、まとめてご議論をいただきたいと思っております。まず、資料3-1から3-3について、オブザーバーから説明をいただきます。

最初は、沖縄電力株式会社・上間部長、お願いいたします。

○上間沖縄電力企画部長 沖縄電力の上間でございます。それでは、資料3-1に沿いまして、弊社の卸電力市場活性化に係る自主的取り組みの検討状況についてご説明させていただきます。

1ページにつきましてですが、「需給調整用の卸電力メニュー」の実施時期は、平成30年4月の供給開始に向けて検討を進めております。

当該メニューは、負荷追従部分へご活用いただくことを想定したメニューとなっており、低DC型の基本料金と電力量料金の二部料金とし、電力量料金については季節別、時間帯別の設定とし、燃料費調整を実施させていただく予定でございます。

単価水準につきましては、詳細を詰めているところでございますが、調整力コストを除くなど、内外無差別の観点を踏まえた水準で設定する予定でございます。

また、当該メニューと常時バックアップをあわせた卸供給割合につきまして、供給開始時点では特高・高圧に関しては接続サービス契約電力の7割、低圧に関しては5割の上限を設けさせていただく予定です。この比率については、今後の新電力の電源調達環境等も踏まえ、3年後の平成33年4月を目途に見直す方向で検討を行っております。

なお、単価水準の詳細につきましては、年内に決定し、年明けを目途に、お問い合わせいただいた事業者様へ提出させていただくことを予定しております。

2ページ以降に補足資料を付しております。

先ほど申しましたメニューにつきまして活用イメージをお示ししておりますが、複数の需要を組み合わせた場合に必要な電源調達量、いわゆる最大電力は、必ずしも同時発生するものではないため、契約電力の積み上げよりも小さくなります。そのような最大電力と契約電力の差を考慮しますと、先ほど申し上げた供給割合の上限7割につきましては、需要の組み合わせ次第では、常時バックアップと今回の卸メニューをあわせた弊社からの卸供給にて、ほぼ全量を賄える割合になるものと考えております。

3ページを御覧ください。モニタリングにおける本土での新電力の電力調達状況をみますと、2017年3月時点で、取引所からの調達と常時バックアップによる調達をあわせたkWhベースで56.8%となっております。弊社は、今回の卸メニューの設定によって、kWhベースで最大7割の卸供給をさせていただくこととなりますが、kWhベースではほぼ全量を卸供給させていただくこととなるため、他エリアと比較しても遜色がなく、沖縄の競争環境整備に大きく貢献するものと考えております。

4ページですが、弊社は、沖縄に卸電力市場がないことを踏まえ、沖縄で電気事業を営もうとする事業者のお客様需要に応じた電源調達手段が確保されるよう、独自の活性化策を行ってきており、今後も沖縄の競争環境整備に貢献していきたいと考えております。

自主的取り組みに関する説明は以上となりますが、前回の専門会合において、電源開発さんの石川石炭火力発電所の切り出し余力に関する議論がございましたので、ご説明させていただきます。

資料の6ページ、7ページを御覧ください。沖縄においては、電源脱落事の影響を抑えるため、電力需要を複数の発電機に分散して運用するなど、小規模独立系統という特殊性に起因する系統運用上の制約がある中で、経済負荷配分運転を行っております。

平成26年12月開催の資源エネルギー小委員会系統ワーキンググループにおいて、沖縄エリアにおける運用の特徴をお示しした資料を転載しておりますので、ご参考ください。

8 ページは、その特殊性を踏まえた運用を行った結果の電源開発さん並びに弊社石炭機の稼働率を記載しております。他エリアにおいては高稼働となる石炭機であっても、沖縄においては出力を抑制して運転するため、電源開発さんの石川石炭火力発電所と同様、弊社石炭機も70%程度の稼働率となっております。

9 ページを御覧ください。他エリアとの電力の出入りがない独立系統である沖縄エリアにおいては、仮に特定の電源Aの余力を活用しようとした場合、別の電源の出力は減少することとなります。弊社は、これによる経済性を損なうことがないように、電源Aからの受電電力量を減じることとなるため、結果として電源Aの余力は変わらないこととなります。

仮に実運用において電源Aの増配分を行った場合、沖縄系統全体の経済負荷配分が実現されないことになり、さらに増配分を進めた場合、運用下限以下となった電源B石炭機を停止し、持ちかえにより発電単価の高い石油火力を立ち上げることになり、さらに経済性が悪化することになります。

このように、沖縄においてはさまざまな特殊性がございますが、弊社としましては、これらを踏まえ上で、沖縄における競争環境整備に今後も引き続き協力してまいりたいと考えております。

弊社からの説明は以上となります。

○稲垣座長     ありがとうございました。

それでは、次に、中部電力株式会社の勝田部長、平岩部長、どうぞご説明をお願いいたします。

○勝田中部電力需給運用部長     それでは、資料3-2をお開きください。

1 ページですが、本日、私どもから3点ご説明させていただきたいと思います。

1 点目と3 点目、小売部門のテーマにつきましては、私、勝田から、2 点目の送配電部門のテーマにつきましては、系統運用部長の平岩からご説明させていただきます。

3 ページまでお進みください。囲みの中でございますが、需要計画に対しまして調達計画を一致させるためには、需要の上振れに対応できるよう、一定の予備力が必要であると考えてございます。

4 ページ、どの程度の予備力を確保しているかについて説明をさせていただきます。4 ページの表はゲートクローズまでのそれぞれの段階でどの程度の予備力をもっているかを

示してございます。

表のスポット取引前、タイミングといたしましては前日の10時前でございますが、この時点では予備率5%をもってございます。恒常的に発生する需要の上振れに対応できるよう確保してございます。この5%につきましては、次のページでご説明させていただきたいと思っております。

その隣の時間前取引開始時点、タイミングとしましては前日の17時でございますが、こちらもスポット前と同様の5%の予備率をもってございます。

スポット前から日が変わりまして、当日の朝に移りますけれども、この間、時間前市場に余力を供出して予備力を削減してまいります。その結果、当日の朝は3%の予備力をとすることを目標に運用してございます。

ゲートクローズまででございますが、需要の上振れが発生した場合、予備率が3%から減少してまいります。この予備率が3%から減少した場合であっても、時間前取引での予備力の調達を実施いたしません。下に例外がございますけれども、基本的には実施いたしません。

ゲートクローズ時点の実需給1時間前でございますが、この時点では予備力を確保するという前提とはしてございません。

5ページでは、スポット取引前の予備率5%の根拠を示してございます。平成28年度における需要想定誤差率の平均+2 $\sigma$ の5%としてございます。平成29年の4～8月のデータに基づき検証した結果は約6%でございました。この需要想定誤差率の平均+2 $\sigma$ 、標準偏差の2倍でございますが、これは需要の上振れが発生してもその95%をカバーできるという水準でございます。

6ページですが、弊社は、今後、予備力の削減に努めてまいりたいと考えております。スポット取引入札段階で予備力を削減する場合の課題を2点ほど上げさせていただいております。

1点目ですが、不足インバランスの発生頻度が増加する懸念がございます。予備力を削減することによりまして、これまでよりも不足インバランスの発生頻度が高まり、供給力確保義務を果たしていないと受け取られる懸念がございます。

課題の2点目は、時間前取引での調達における懸念でございます。グラフを御覧いただきたいのですが、スポットの取引量に対しまして、時間前の取引量はかなり少ないという現状がございます。こういった現状を踏まえますと、時間前では必要量が調達できない場

合に不足インバランスが発生してしまうという懸念がございます。

7ページですが、予備力の削減に向けてでございます。丸の2つ目のところでございませうけれども、卸電力市場のさらなる流動性向上のために、小売部門の予備力水準について焦点が当たっているものと認識してございます。弊社といたしましても、予備力の削減に向けて努めてまいりたいと存じます。

一方、課題に上げましたとおり、予備力を削減すると不足インバランスが増加する懸念がございます。こうした予備力削減による影響と、小売電気事業者の供給力確保義務との関係についての整理をぜひともお願いしたいと存じます。

○平岩中部電力系統運用部長 私からは、送配電部門によるスポット取引開場前の予備力についてご説明いたします。

10ページまでお進みください。中部エリアは太陽光の導入が進んでおり、ほとんどがFIT特例制度①が適用されております。この制度では、前々日16時に太陽光の出力予測値を小売電気事業者にゲートクローズまでの確定値として配分し、実需給で配分値から下振れた場合、送配電が対応する必要があります。なお、2016年度実績では、最大270万kW程度の下振れがございました。

このため、前日の朝の段階で、翌日の安定供給を確かなものとするため、コマごとに日射量予測に基づく下振れのリスク評価を行い、必要なコマに限り、各コマのエリア需要の8%に追加して予備力を手当てし、その合計が電源Ⅰ確保量を上回るコマに限り、その分を電源Ⅱで対応する運用をしております。これは小売電気事業者が電源Ⅱの余力の全量をスポット市場に玉出ししエリア外に落札された場合等、エリア内予備力が不足するおそれがあるため、電源Ⅱを手当てする場合のタイミングとしては、年間段階ではなく、スポット取引開場の直前としております。

なお、手当ていただきました電源Ⅱは、当該小売電気事業者の需要がゲートクローズまでに増加する場合等には、電源Ⅱの性格上、小売電気事業者の供給力として使用することが可能です。

また、小売電気事業者が増加した需要に供給力を充てることは、結果としてエリアの需給バランスを保つこととなります。

11ページです。上の方は電源Ⅰ確保量に追加して手当てした予備力の実績でございます。2017年4～8月の太陽光出力の影響がある5～20時のコマにおいて、平均38万kWとなっております。

その下は、参考として、同じ期間の各コマの残余需要予測誤差と、時間内変動の合計と、電源Ⅰ確保量を実績で比較したものです。左のグラフのように、電源Ⅰ確保量を150万kW程度超過するコマも存在します。

右のグラフでは、電源Ⅰ確保量を超過したコマ数は全体の2.6%となっております。

現状、FIT特例①は前々日に配分するルールでございますが、私どもとしては、手当てする電源Ⅱの量を少しでも減らすべく、太陽光の出力予測の精度を上げる努力を進めてまいりたいと思います。

以上です。

○勝田中部電力需給運用部長　それでは、13ページまでお進みください。13ページは、スポット入札時点で小売と送配電の予備力がどのようになっているかを説明してまいります。需給の状況によっては、スポット入札前に送配電部分から、電源Ⅱの一部をスポット市場に抛出しないよう要請を受ける場合がございます。要請を受けた小売部門は、エリアとして必要な予備力である8%+FIT誤差に小売部門の予備率5%を単純に加えるのではなく、電源Ⅱの部分について予備力を共用することで、入札可能量の減少を回避する運用を行っております。13ページの上の図は、今申し上げましたことを示してございます。

中部電力からの説明は以上でございます。

○稲垣座長　ありがとうございました。

それでは、関西電力株式会社・津田室長、ご説明をお願いいたします。

○津田オブザーバー　ありがとうございます。関西電力の津田でございます。

私の方から、当社の小売事業者としての運用断面での予備力確保の考え方についてご説明をさせていただきたいと思います。

1ページを御覧ください。まず、小売事業者として、入札断面での予備力を検討するに際しまして、供給力確保義務の観点で検討を行いましたので、その内容をご説明させていただきます。

下に記載しておりますのは、平成26年9月の制度設計ワーキングの資料です。この中で、小売事業者の供給力確保義務について、赤線の引いてあるところですが、「通常想定される需要に対応する供給能力に加え、需要の上振れ等の可能性に対応するための一定の供給予備力の確保が求められる」として、需要の上振れに備えた一定の予備力が必要と記載されております。

また、それに続く括弧で、「需要の上振れ等により供給能力が不足する場合には、市場等

からの追加的な供給能力を調達することが必要」として、不足する場合には追加的な供給力の調達が必要と記載されております。

これを受けまして、2ページですが、我々として実際どのようにスポット入札時点での予備力の水準を検討したかについてご説明いたします。

考え方といたしましては、スポット入札後に発生する需要の上振れに対しまして、一定範囲の上振れに対しては事前に予備力を確保して対応、頻度の少ない大きな上振れに対しては予備力としては全量を確保せず、発現した際に1時間前市場で調達する努力で対応し、それでも調達し切れない部分は最終的に不足インバランスとして補給を受ける、そのように整理をいたしました。

下の絵ですが、具体的に、今申し上げたことと、需要想定誤差の分布との関係を図示したものでございます。この中で、赤く塗っている部分は頻度の高い上振れ誤差でございますが、これに対しては予備力を確保することとし、その左側のより大きな上振れ誤差に対しましては、時間前で調達努力をした上で、不足インバランスが生じたとしても、供給力確保義務の違反にまでは当たらないと考えた次第です。

この赤い上振れ部分と、一番右側の需要の下振れの部分、この発生する頻度の合計がおおよそ95%程度となるよう、赤色と青色の境界を設定いたしまして、その境界のところに対応する誤差率が5%でございますので、確保する予備力を5%と設定しております。資料に5%という数字を書いておりませず、大変申しわけございません。

なお、この予備力5%という数値につきましては、本年4月の制度変更のタイミングで取得可能な昨年度中の実績で実需給のコマ数で申し上げますと、1万3,200コマで検討したものでございますが、今回、本年7月までの期間で改めて統計をとりましても、同様に5%という水準が出ております。

3ページですが、こうして算定した現状の予備力について従前と比較をさせていただいております。

中段、図の右側でございますが、平成29年4月以降は従前と異なりまして、小売と送配電がそれぞれ異なる役割、あるいは観点から、それぞれ予備力・調整力を確保することになっておりまして、送配電側で調整力7%、小売側では、先ほどご説明をいたしましたとおり、弊社の場合では5%という数字でございますが、そういう予備力を確保するという形になっていると認識しております。

私どもとしましては、この小売の部分の予備力につきましては、一番下に書いておりま



すけれども、ご当局や広域機関さんの方で供給力確保義務の観点から問題はないということをお示ししていただける場合は、水準を引き下げさせていただきたいと考えております。

4 ページは、時間前市場での予備力の考え方について記載しております。考え方あるいは数値の出し方は先ほどのスポットと同様ですので省略いたしますが、結果としての数字は上の四角の一番下に書いておりますけれども、市場の入札段階で3%という数字の予備力を確保しております。これにつきましても、先ほどと同様、供給力確保義務の観点から、問題はないとしていただける場合は、予備力の水準を引き下げさせていただきたいと考えております。

5 ページですが、参考として、需給の当日における業務の概要を示したものです。ポイントだけ申し上げますが、まず、小売事業者といたしましては、計画値同時同量業務というものを行ってございまして、その都度の需給の状況に応じまして、複数回のバランスの見直しと、それに伴う広域機関さんへの計画提出を実施してございまして、1時間前市場の入札をどの程度洗いがえているのかということに対しましては、今申しました計画値同時同量業務でバランスを洗いがえるタイミングに合わせて、入札の札の洗いがえを実施しているという状況でございます。

具体的には、以下に少しイメージを書いてありますが、詳細は割愛させていただきます。

最後に、6 ページはまとめです。2点書いております。

1 点目は、繰り返し申し上げましたけれども、供給力確保義務の観点で、我々小売が確保しております予備力をもたずとも問題ないとしていただける場合は、当社としても予備力を引き上げてまいりたいと考えております。

2 点目ですが、なお、小売事業者がこういう取り組みを行うことで、先ほどもありましたけれども、インバランス量等に影響があるおそれがあると考えておりますので、ゲートクローズ後の安定供給についてもぜひご留意をいただきたいと考えております。

以上でございます。

○稲垣座長      ありがとうございました。

いずれのご発表も、供給力確保義務を果たすに足る範囲においてさまざまな検討を加えた結果、いろいろな考え方なりで一定の結論を出しているという報告があったわけです。

それでは、資料3及び資料4について、事務局の木尾室長から説明をお願いいたします。

○木尾取引制度企画室長      まず、資料3の「卸電力取引活性化の現況」でご説明をさせていただきます。

この中には、先ほどご説明がありました沖縄の話、グロス・ビディングの話、そして最後に小売部門の予備力の話という、3件のテーマが入っております。

2ページ、沖縄でございます。まず、振り返りでございますが、沖縄の卸電力市場活性化については、電力システム改革貫徹のための政策小委員会中間とりまとめにおきまして、その特殊性にも留意しながら取り組みを行っていくことになっているということでございます。

3ページでございますが、今回、需給調整用卸電力メニューというものをご提案いただいたわけでございますけれども、その位置づけにつきまして、まず、沖縄エリアの特殊性でございますが、事務局といたしましては大きく3点あるかなと思っております。原子力・水力発電所の建設が困難である、系統が独立している、卸電力取引所が存在しないという点がまず特殊性としてございまして、その上で新電力の課題として、電源調達、需給調整のメニューがありまして、今回のご提案は中でも需給調整用の卸電力メニューに相当するということであると考えてございます。

その上で、ご参考としてでございますが、沖縄以外の他エリアにおける旧一般電気事業者の取り組みといたしましては、取引所がないという状況もございまして、一方で、余剰電力をその限界費用ベースで市場に全量投入していただくとか、グロス・ビディングをやっていたりなどの取り組みもしていただいていることには、留意をする必要があるだろうと思っております。

4ページですが、沖縄電力のご了解をいただきまして、今回の需給調整用卸電力メニューについての評価を新電力の方々に対して伺いました。大きくポイントで申し上げますと、特に常時バックアップに対して7割という供給量については評価する声が多くあったのかなと理解をしております。ただ、その際にも、具体的な中身については引き続きチェックする必要がありますねという声がありました。

もう一つ別の観点からの評価として申し上げますと、電発電源もそうですけれども、より安い電源へのアクセスというものについても重要ですよねというご指摘があったということでございます。

5ページ、今後の対応についての案でございます。事務局といたしましては、今回のメニューは一定の役割を果たすものと評価できると考えてございます。ただ、実際にこれが新規参入者の促進に資するかどうかについては、実際の供給価格の水準、供給量の申請タイミング等々の要素についてチェックしていく必要があるということがございますし、あ

るいは、安価な電源へのアクセス手段も必要であるということから、電発電源の一層の切り出しを含めた電源調達手段の多様化の検討も必要になるだろうと考えてございますし、今後の競争の進展状況によっては、さまざまな制度的措置のあり方についても検討する必要が考えられるのではないかと。

こういう認識のもとに、基本的には、今後、年内をめどにして取り組み状況のフォローアップを行うということを検討してはどうかと考えてございます。

以上が沖縄の話でございます。

7ページ、2件目のテーマでございますが、グロス・ビディングについてでございます。昨年の11月30日の第13回の制度設計専門会合において、旧一電9社の方々から、自主的取り組みとして、グロス・ビディングを取引所の活性化の観点から実施をするということを表明いただいているということでございます。

8ページ、具体的な中身ですが、各社に応じて若干の差異はございますけれども、大まかに申し上げれば、基本的には1年ぐらい時間をかけて10%程度にふやしていく、あるいは、将来的には2～3割程度に拡大していくということかなと理解してございます。私も各社にお伺いしたところ、基本的には各社とも既に実施を開始されており、一番早いところで6月から開始をされているということで、非常にありがたいことであると理解しております。

9ページ、実際の取引への影響ということでございますが、先ほど申し上げましたように、6月から始めているものなので、まだ本格的には始まっていないという状況ではございますけれども、明らかに取引量、約定量はふえてきているのかなと思っております。

10ページですが、さらに細かくみますと、グロス・ビディングについて、基本的には売買取入札を原則として限界費用ベースで実施していただくことになっているわけですが、グロス・ビディングの売り札の価格は4円台に集中しているということでございます。

また、これは結果論ではございますが、売りの部分が全て買い戻されているわけではないので、結果として、新電力事業者にとって安価な電源の調達という面にも効果が出てきているということかなと理解してございます。

今後、私どもとしては、実際にこういう取り組みが当初の目的どおり取引所の価格指標性にどのような影響を与えているかについて、検証していく必要があると考えてございます。

11ページですが、ご参考でございますけれども、取引は増加しているということであり

ます。

12ページは、実施状況ということで、各社ごとに特徴がややあらわれているところがございます。例えば、左上の図であれば、上の濃い青色が約定、薄い色が入札でございます。下側が同様に濃い青色が買いの約定、薄い色が買いの入札でございますが、同じ量を恐らくグロス・ビディングして出しておられ、一方で、買い戻されていない時間帯もあるといったような取り組みもみられるということでございますけれども、一方で、右上や左上の話というのは、グロス・ビディングとして出されているよりも、恐らく時間帯に応じて違うのだろうと理解をしております。

13ページですが、その上で、今後の検討の進め方ということでございます。今後、グロス・ビディングが実際にどのような効果があったのか、その効果を最大化するためにはどのようなことをやっていく必要があるのかということについて、検証を行っていきたいと考えてございます。

そこで、ご議論いただければと思っておりますが、その検証項目の案として申し上げますと、まず、価格指標性への影響であるとか、実際にグロス・ビディングについて各社が売り札・買い札をどういう形で出したのかについての考え方をお伺いするというのも必要なのかなと考えてございます。

いずれにせよ、このグロス・ビディングについて各社が取引所の活性化のためにご協力をいただき、一定の効果が始まっているということについては、非常にありがたいと考えております。

15ページ、最後のテーマでございますが、小売部門における予備力の確保の状況でございます。

先ほどの中部電力、関西電力のご説明とも重なるところがございますので、はしよらせていただきますが、この問題としては、一番上のポツに書いておりますけれども、注でございますが、調整力公募制度がこの4月から始まったわけでございます。開始後は一般送配電がH3需要7%相当分の調整力をもっているということでございますけれども、それとは別に、今ご説明がありましたように、小売の段階でも予備力を確保している。

一方で、この調整力公募制度の開始前はどうかと申しますと、注1に書いてございますが、旧一般電気事業者・送配電・小売全体で、スポットであればエリア需要の8%、時間前では5%を確保していたということを考えますと、送配電・小売の合計でみると、この調整力公募制度の開始後、ふえてしまっている。結果として、取引所に出る余剰電力

の売りが減っているということなのかなというところが、問題のポイントであると理解をさせていただきます。

その上で、私どもとしては、この話について、ゲートクローズの段階では基本的には小売の各社がもっている予備力はゼロが自然だろうと考えてございますし、その上で、時間前あるいはスポットの断面で何らかの予備力をもつことはあり得ると思っておりますが、一方で、社内で確保するという事までは必ずしも必要なくて、時間前で確保することもり得るのではないかと。

実際に他社の中では、スポット断面で1%程度の予備力を持ち、状況変化に応じて足りないそうであれば、時間前使用を活用しながら対応しているという事例もあるということから考えると、基本的には時間前使用の多用ということができないだろうということについては、引き続き検討する必要があるだろうと思っております。

もちろん、供給力確保義務との関係、不足インバランスを出すということは、供給力義務との関係でどうなるのかについても、基本的にはエネ庁の所管なわけでございますが、検討する必要があるであろうと考えてございます。

次に、資料4、「自主的取組・競争状態のモニタリング報告」について、時間の関係もございまして、簡潔にご説明させていただければと思います。

2ページ、JEPXの取引量（約定量）の日本の電力需要に占めるシェアでございますが、今回初めて5%まで順調に伸びているということでございます。

スポット市場についてポイントとなるところでは、システムプライスは8円ぐらいで、若干上昇しているかなと。一方で、東西間の市場分断が非常に高い水準で発生しているということがポイントになるかなと考えてございます。

電発電源の切り出しに関しては、四国電力がこの8月から3万kWの切り出しを開始したということでございます。

そういった状況を踏まえて、競争の状況でございますが、新電力のシェアは全国平均で、特別高圧・高圧分野でこの6月で13.8%、低圧分野では5.8%と、引き続き伸びているということでございます。

以上でございます。

○稲垣座長　ありがとうございました。

それでは、説明は資料3、資料4と大部に及びますので、議論の進め方についてお願いしたいと思います。議論は4つございます。沖縄エリアの自主的取り組み、グロス・ビデ

イング、小売予備力確保、そして資料4ですが、資料4は報告でございますので、これを踏まえていただいて、特に議論は予定しておりません。したがって、資料3の沖縄エリアの自主的取り組み、グロス・ビディング、小売予備力の確保、これを1議題10分以内程度でおさめたいと思います。

では、まず、沖縄エリアの自主的取り組みについて、45分ぐらいまで皆様のご意見をちょうだいしたいと思います。よろしくお願いいたします。

松村委員、よろしくお願いいたします。

○松村委員 この自主的取り組みについて、高く評価されるべきだと思います。しかし全く許容できない点があります。沖縄電力が出した資料のスライド1で、「なお、3年後に上限を見直す予定」と書いてあるが、これで全部ぶち壊し。3年後に大幅にこの上限が削られると予想すれば、3年間は稼ぐけれども、すぐに撤退するつもり事業者しか入ってこられないかもしれない。腰を据えて入ってこようとする事業者に対して水を差すことになりかねない。何でこんなものを入れたのか。強く憤りを感じます。

ただ、これは好意的に解釈すると、3年後までには電発電源の切り出しなどは1万でとどまっていることもあり得ないし、沖縄向けのJEPXの開設だって、1年、2年では無理でも、3年後ぐらいならあり得るので、そういう状況を踏まえて、そういう大きな変化があったときには、状況が変わったのだから見直すということなのだと思います。もしそうでなかったとするならば、せっかくな取り組みをしたとしても、もうこれで全部ぶち壊し。そういう意味、今後J-POWERの電源切り出し等の改革を3年以内に進めるので、その後見直しするつもりとの意味だと理解させていただきます。

次に、ここの説明で、J-POWERの稼働率がこんなに低いことから、その分だけもっと切り出しできるじゃないかという議論は少し乱暴だ、もう少し精査が必要だという主張は、理解しました。しかし、この資料では、1万以上に出せないことを正当化することは全く不可能だと思いますし、そんな意図も無いと思いますので、切り出しが1万に留まっている点については、理解はしますが納得していない。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。私も松村委員同様ドキッとしたのですが、そういう趣旨ではなくて、3年後に一層開放の趣旨に適するようにこれを進めると、こういうご趣旨ですね。そう理解せざるを得ないのですが、どうですか。

○上間沖縄電力企画部長 今、沖縄地域においてFIT電源が30万kWほどあります。

それから、3年後にバイオマスの5万kWの発電所が運開するという新聞報道等もございますので、弊社だけではなく、そういう電源の調達状況等も変わってくるのではないかとということがございますので、そのときには、新電力さんの電源の調達状況も踏まえながら検討をしてみたいという状況でございます。

○稲垣座長　今の段階で、新電力が入るのを躊躇するような情報がここに載っていると、これはそういう情報なのですか。

○上間沖縄電力企画部長　そういうことではなくて、今後、まだまだほかにもありますので、その辺もしっかりとみた上でやっていただきたいということでございます。3年後になくすとか、そういうことをいっているわけではございません。

○稲垣座長　要するに、どうぞ安心してどんどん入ってきてくださいと、こういうことですよね。まだ入っていないのだから。

○上間沖縄電力企画部長　はい、そういうことです。

○稲垣座長　ほかに。では、草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員　ありがとうございます。私も、このたびの需給調整用卸電力メニューの創設案に賛成させていただきます。ご努力を多としたいと思います。ただ、前回も申しましたけれども、依然として、私としては多くの離島の存在が気になるところでございまして、本島で競争が進展する結果生じるであろうユニバーサルサービスのファンダメンタルな利益のみ離島の方々は享受し得るという状況は、競争活性化の流れの中で何とか変えられないかと。

すなわち、小売全面自由化の便益というものを離島の方々にも明確に享受できる何か一工夫ができないのかと思います。離島という不便さを逆手にとって、マイクログリッドで小規模ながら競争を導入するといった、沖縄独自の可能性をより模索していただきたいと思います。

そういう意味で、資料3の5ページに出ております事務局案に賛成させていただきます。そして一番最後の「以上を踏まえて、年内を目途に、沖縄電力に対して、取組状況のフォローアップを行うことも検討してはどうか」はそのとおりなのですが、早急にやるべきことは年内に、もっとじっくり取り組むべきことは長い目でフォローアップすべきだと思いますので、よろしくお願いいたします。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございました。

辰巳委員、お願いいたします。

○辰巳委員　ありがとうございます。一言だけ。ご説明の中で気になった言葉があったもので。こういうお取り組みをなさるということを、問い合わせがあった事業者に対しては説明しますと、そう聞き取れてしまったのですが、そういうことなのでしょう。聞き違いであればいいのですけれども。

○上間沖縄電力企画部長　我々の卸のメニューというのは、小売の方々からすると仕入れ価格という形になるかと思っておりますので、こちらにつきましては、お問い合わせがあった小売事業者の方にそれぞれ個別にしっかりとお示しさせていただくということで、小売の料金と違いまして、一般に公にホームページで公開するということは今のところ考えておりません。

○稲垣座長　そういうご説明でございます。ただ、非常に高い方向へ向かってご努力をされているということは理解ができるわけなので、引き続き、どうぞお願いいたします。

それでは、安藤委員、お願いいたします。

○安藤委員　ありがとうございます。松村委員からあったような懸念を私も当然のようにもちまして、最後に、部長からは、沖縄における競争環境の整備に進んでいきたいというお話で、資料3では、「一定の役割を果たすと評価できる」とあるのですが、この資料に書かれていることというのは、基本的には沖縄は特殊だというお話が書かれておまして、小規模独立系統である、最低運転台数5台がなければうまくいかない、取引所がない、こういう話を書かれているわけです。

仮に、最低運転台数であったり、取引所がない、こういう状況が続くのであるのなら、新電力が自前で発電設備をもつのも恐らく難しいであろうし、それを適切に沖縄電力さんの方で発電設備間のコーディネーションのようなものを考えなければ電源が落ちるという説明をされているのであったら、このままこれが続くのであったら、3年後に7割を見直す、それも削っていく方向に見直すのは当然難しいのではないかと思うわけです。

ですから、この資料から読み取れる2つ整合的なプランというのがあって、1つは、他地域と同じ方向にちゃんと進むのだと。先ほど松村委員からもありましたけれども、発電も小売もちゃんと競争的環境をつくっていくのだと。つまり、沖縄の特殊的環境をなくして、ほかの地域に近づけていくのだということが、1つの考えられる方向性です。

もう1つの方向性は、この特殊な小規模独立系統であって、最低運転台数が必要だという、これが続くのであれば、発電は競争できないといっているのと同じことですね。そ



うであるなら、例えば、7割という水準をずっと今後も維持し続けて、何ならそれをもっとふやす方向でもいいかもしれませんが、7割というのが合理的な数字だったら、それでいいと思いますけれども、発電したものは内外無差別で小売に提供する。

そして、小売事業者同士の競争はきっちりやっていただく。発電については競争をあきらめるとというのが整合的なプランなのかなと、話を聞いて思ったのですが、先ほど座長からの質問に対して、どちらなのかなと。7割というのをより高い方向で、より新電力、新規参入者に対して手厚くケアをするという方向かという問い合わせに対して、首をかしげていらしたので、ちょっと不安だなと思った次第です。

以上です。

○稲垣座長 横に並んでいて、首をかしげられたのは見えなくて。やはり基本的にきちった方向へ向かっていらっしゃると。5割、7割というのはそういう趣旨でお書きになっていると私は読んでいますので、そのようにお伝えになっていると確信しておりますが。

圓尾委員、お願いいたします。

○圓尾委員 まず、需給調整用卸電力メニューをおつくりいただいたことに関しては、今回、詳しく公表され、高く評価したいと思います。

一方、J-POWER電源の切り出しの方ですが、私が前回お尋ねしたのは、前回の説明の中で「現時点においては協議を開始するつもりはない」というお話だったので、じゃあ、いつ開始するのですか、どういう条件が整ったら協議を開始するのですか、と聞いたのです。しかし、それについての答えはなかったので、あればお聞きしたいと思います。

それから、事務局資料の解釈とか松村先生のご解釈だと3年間に切り出しが進むと読み取られたようですが、私は、さっきの説明を聞いていて、「1万kW以上は一切切り出すつもりはありません」と聞こえたので、であるならば、松村先生もおっしゃったとおり、今回の説明では、この1万kWを超えて出したら問題が大きくてできない、ということの具体的な説明にはなっていないと思いますので、もう一段、詳細な説明をお願いします。例えば、1万を1万5,000とかにすれば、運用下限値を下回ってしまって、石炭火力の具体的な運営に大きな影響が及ぶとか、その辺の状況がこれだけだとみえてこないのも、もし何かあれば追加的に、今日でなくてもいいので、お願いします。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

ここでやりとりがあったので、谷口オブザーバー、関連ですか、別ですか。

○谷口エネット取締役 似てはいますけれども。

○稲垣座長 では、谷口オブザーバー、どうぞ、お願いいたします。

○谷口エネット取締役 ありがとうございます。今回のご提案により供給量の7割まで卸供給を受けられるということで、最初のステップとしては新電力の一社として非常に歓迎しているのですが、価格のところは気になっています。

これまでのご説明の中で、ほかのエリアとかなり違って予備力がたくさんあるという状況の中で、常時バックアップ等の電源設計というのは大体全電源平均なのですが、これに予備の電源をどこまで入れるかで値段がかなり左右されると思いますので、需要にちゃんと供給できるレベルの価格水準ということを考えたときには、電源設計における予備力をどこまで入れるかというのは、少し慎重にご検討いただきたいと思います。

もし我々が沖縄に出ていくことを考えた場合に、我々の潜在需要というのは非常に高負荷率の需要家が多くございます。そう考えると、全電源平均ではかなり厳しいと思っていますので、高負荷需要への対応や価格の牽制機能という観点からもJ-POWER電源のさらなる切り出しについては、ぜひご検討をお願いしたいと思います。

以上です。

○稲垣座長 一言お答えをと思いますが、いずれにしても、今、全然入っていない状況のもとでの5割、7割というのは一体どこへ行くのだという話になると、自分のところに戻ってくるということで、やはりきちんと環境をつくるということのご宣言と皆さん受け取るわけですが、不安があるということで、もう一度きちっと方向性についてここでお言葉をいただけるのであれば、私の見方が違っていたら、申しわけないことですが、

○上間沖縄電力企画部長 電発の追加の切り出しについては、全くやらないということではないのですが、まず、卸メニューによって、どれだけ新電力さんが入っていただけるのか、どういう活用をしていただけるのかというところをしっかりとみていただいた上で、それを検討するという事かなと我々は思っておりまして、今回は卸のメニューというのは社内でもかなり議論をした上で出してくておりますので、こちらの活用のされ方もまずはしっかりと検証していただきたいと考えております。

○稲垣座長 新電力といろいろ協議しながら進めていきたいと、こういうご発言のようです。

さて、次の論点へ行きたいと思います。グロス・ビディングの実施状況についてですが、

2時をめぐりに進めたいと思いますけれども、ご議論をお願いいたします。

新川委員、お願いいたします。

○新川委員　　グロス・ビディングの部分で、資料3の13ページ、今後の検討の進め方というところに関連してご質問です。

グロス・ビディングは、今年の初めぐらいでしょうか、ずっと議論してきたもので、結構効果があって、取引量がふえているということで、非常によい結果が出てきているなど思って資料を拝見しました。

もともとこの制度をやったらどうかというときの議論の目的の大きなものとしては、これまで、旧一般電気事業者さんの発電と小売の間で社内取引として行われていた取引を、取引所経由でやることによって価格の透明性を図るということと、新電力さんもできるだけ電力調達ができるように、取引所における取引量をふやしていくということが目的だったと思いますので、そういった観点からは一定の効果が出てきているなど思って拝見しました。

検証ということで、これがどのくらい本当に効果があるかというのは、今後みていかれるということだと思っておりますが、1点確認したかったのが、情報遮断という、これはもうかなり議論したところだと思うのですが、情報遮断は検証される項目に入っているということによろしいですか。

○木尾取引制度企画室長　　はい。

○新川委員　　その情報遮断のところ、考え方を確認したいのですが。

○木尾取引制度企画室長　　今のご質問のところでお答えさせていただきますと、一応入れているつもりでございまして、13ページの下から3つ目のポツですけれども、グロス・ビディングの取引体制の検証という中では、今後の議論を充実させるため、そういうことも伺っていくということはあるのだろうと思ってございます。

ただ、念のために申し上げさせていただきますと、同様の取り組みが見られる国において、情報遮断をしている国もあるのだと思っておりますが、私の理解では、我が国としてはにおけるグロスビディングについて、現時点で、情報遮断しなければいけないということまでは求めていない、今後の議論ということだと理解してございます。いずれにしても、検証はしていく必要はあると思っております。

○新川委員　　分かりました。情報遮断については、理想的には、発電部門は発電事業の採算をよく考えて行動して、小売の方は小売事業の採算を考えて行動するというような行動

様式になっていて、売りの入札は発電がかけて、買いの入札は小売がかけると。この間で情報遮断を図り、いつのタイミングで売り、買いの入札が、どのような量が、どんな価格で、どういうタイミングが出てくるかといった情報が両部門内でやり取りされるのを完全に遮断して、新電力さんとのイコール・フッティングを図ると。こうなっていると情報遮断が非常に効果的にワークすると思うのですが、現状は発電部門や、小売部門とは独立した部門において売り入札の判断を行える体制になっていないということで、小売の部門が両方やっているというのが現在の体制だとお伺いしているので、その中で情報遮断をかけたとしても、効果としては非常に限定的ではないかとは思いますが。

ただ、もし本当にできるのであれば、ちょっとでもやってみた方が、ないよりはいいのではないかと思いますので、社内においてどのようにして売りの入札が出されていて、どこがどうやって買いの入札を出しているのか、この間にどういうやりとりが行われているかというのは、検証の中でみてる価値があるのではないかなと思いました。それが1つ目です。

それから、高値買い戻し検証というところですが、これについてのルールは、買いの入札は原則として限界費用でやって、ただし、緊急な場合など、どうしても買い戻さなければいけないという特殊な事情があるときには成り行きでできるという、非常に限定的な形でしか高値入札や成り行き買いはできないので、それがきちんと守られているかを確認するという、そういう趣旨でよろしいでしょうか。

○木尾取引制度企画室長 はい、おっしゃるとおりです。

○新川委員 分かりました。あとは、ここに上がっている、どの時間帯で売り入札を出していくかという問題があると思うのですが、新電力さんができるだけたくさん市場取引をふやしてアクセスできる機会をふやそうと思うのであれば、むしろ日中なども満遍なく出るのが望ましいと思うのですが、最初からそういう要求をするとグロス・ビディングも使われなくなってしまうのかなと思ったりしますので、徐々にではあるものの、今は夜間しかお出しにならないとか、そういう運用論もあるのだとは理解していますが、できる限りこれがもうちょっと日中の時間もふえて、全体に新電力の方がアクセスできる機会がふえていくような形で運用できるようになると、より効果的なのではないかなと思って、資料の12ページですけれども、拝見いたしました。

以上です。

○稲垣座長 情報遮断の重要性については、今、必ずしも必要でないという見解もある

ということでご紹介がありましたが、まだ委員会の中できちっと結論を出しているわけではないという、そういう趣旨でございます。私の考えとしては情報遮断をやらなくてもいいという原則にすると、制度趣旨に反する構造を残しながら何らかの目的に寄与するということになるので、その必要性が明確にされない限りは、情報遮断を緩やかにしていいという結論は出ないと思うのです。

ということなので、そういう原則例外をきちっとすることと、それによる目的、保護すべき利益ということを明確にした上で、今後、検討していくことになろうかと思っておりますので、今のことについてはそのように理解しております。

松村委員、お願いいたします。

○松村委員　まず、成果があがっているという意見に関して、取引量が増えているから成果があがっているという発想は、理論的に絶対間違いだと思います。売りと買いが同量出て、キャンセルするだけなら、流動性には何の影響も与えなくとも形式上取引量は増える。これで成果があがっていると判断するのは誤り。

一方で、今回出ている資料ではとても丁寧にデータが出ていて、機械的にキャンセルする出し方ではなく、もう少し合理的な行動をしているように見える例が出てきている。ここを捉えて成果があがっていると評価するならば、必ずしも間違っていないと思います。しかし我々は気をつけなければいけないのは、単に取引量が増えたということだけをもって成果があがっていると判断するのではなく、今回のように詳しくみなければいけない。

情報遮断については、まさに今、座長にお願いいただいたとおり、私も事務局の整理に違和感がありました。諸外国ではやっていないという認識に関して注意していただきたい。情報共有なんてそもそもするわけない、というか、そもそも、そんなことをやることはほとんど考えられないのに何でそんな規制をすることが必要なのかと考える国で入っていないのかもしれない。あるいは、本当に情報共有するのが正しいと思って遮断していないのかもしれない。ここは区別すべき。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございます。

では、林委員、お願いいたします。

○林委員　グロス・ビディングにつきまして、資料3の11ページですが、先ほど事務局からご説明がございましたけれども、当初、初めての試みという中で、私はこの委員会で申し上げたのですが、とりあえず一度やってみましょうと、初めの一步ということで、ご

提案させていただいた上での結果だと思うのですが、11ページの上と下で、売りの約定量もふえていますし、先ほど松村委員からもありましたけれども、買いの約定量が必ずしも全てではないということで、ある程度その成果も出ていますので、この点は高く評価したいと思っています。

ただ、一方で、これで全ていいかというわけではないので、今後も、先ほどの事務局の資料にもありますが、今度はこれをどのように評価していくかということ、ちゃんと事実に従ってまたこの場でいろいろ議論していけばいいかなと思っています。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございます。

岩船委員、お願いいたします。

○岩船委員　ありがとうございます。何が正解かというところがよくわからないのですが、資料3の12ページで、買いと売りがバランスしていなくて、入れたほど買われていなかったというのは、この事業者さんがグロス・ビディングしようとして失敗したからなのか。入れ過ぎてしまったということで、もしかしたら、もっと時間が経過するにつれてそこは合ってくるようになるものなのか、どちらでしょうか。

これが結果として、同時同量ではなくて、全量買い戻されないから、新電力が安価な電源をおまけで調達できたという事実のとらえ方がよくわからないのですけれども。どういうことが効果があると考えればいいのでしょうか。

○稲垣座長　では、木尾室長からお願いいたします。

○木尾取引制度企画室長　簡単にお答えさせていただきますと、まず、情報遮断の話でございますけれども、先ほど座長からご指摘がありました、明確に整理したわけではありませんけれども、私ども事務局としての理解で申し上げますと、現時点で、社内の取引であるにもかかわらず情報遮断を求めるといふことにはしておりません。あくまでも取引の活性化ということの結果として、取引の厚みが増えることによって価格変動がある程度緩やかになるといったことを期待している、現時点では少なくともそういうことであると思っています。ただ、ご議論があったこともございますので、今後、そういうところについて可能な範囲でどの程度明確化できるかということについても考えていきたいと考えてございます。

それから、岩船委員からのご意見で、その効果というところでは、数字がなくてなかなか検証が難しいところはありますが、取引の厚みがふえて、価格変動がどのように緩やか

になってきているのか、ボラティリティがどの程度緩やかになっているのかについて、今後、数字で検証をと思っておりますけれども、基本的にはそういうことが期待できるのではないかということが1点でございます。

それから、結果論でございますけれども、12ページの左上のグラフで申し上げますと、濃い青と濃いピンクとを比べて、時間帯によっては濃いピンクのところはオレンジ色になってしまっているというところは、売ったけれども、買い戻していないということの意味でございます。一方で、売ったものが、4円を中心とするような比較的安い電源であるということからすると、結果として、新電力が石炭などの安い電源にアクセスすることができているということは評価できるのではないかなと考えているということでございます。

以上です。

○稲垣座長　よろしいでしょうか。

今後の検討の進め方の中で、今の積極的な評価についてはいろいろご意見が出たわけですが、今後、事務局として考えていることについては、その前提に立って今後その検証をどうするかという話ですね。一言だけお願いします。

○木尾取引制度企画室長　今日ご意見をいただいて、今後、数字的なところも含めて、情報手段等々についても検証し、考え方をまとめさせていただきまして、改めてご報告、議論をしていただきたいと思いますと思っております。

○稲垣座長　資料3の13ページに検証項目をいろいろ上げたわけですが、こうしたことを、今の評価を踏まえて、さらに検証を深めていくということでございます。

では、進士さん、お願いいたします。

○進士電力広域的運営推進機関企画部長　広域機関の進士でございます。広域機関としましては、調整力の量の確保というものを担当している関係上、今回のエリアの予備力というものは非常に大きな影響を及ぼしますので、客観的事実をきちっとファインディングしていくことが非常に重要かと考えております。

その観点から、大きく分けて2点、ご意見とご質問をさせていただきたいと思えます。

資料3-2と3-3で、中部電力様、関西電力様共通でお伺いしたいのですが、中部電力様の方を例にとりましてご質問させていただきますと、資料3-2の4ページに、ご説明にもありましたが、予備率5%、5%、3%となっておりますけれども、5ページにありますように、これは誤差率が5%程度ということで、この程度の予備率が必要というご説明でありましたが、この誤差率というのは、ここにもありますように、スポットならスポット

の時点と実需給の間との誤差でございます。

資料3にもありましたように、これはゲートクローズ時点でどれだけもっていなければいけないかという議論でございますので、事前に予測した時点とゲートクローズ時点での計画との差がどういう値であるかということが重要であると思っております。ですから、そういうデータも今後必要だと思えます。

それで、今の点とも関連しますが、例えば、スポット取引前に需要想定をされたということがありますけれども、これはスポット取引のための需要想定ということだと思っておりますが、だとすれば、スポット取引のときに需要想定をしたのではなくて、需要想定はそれよりもっと前にしていると思うのです。

したがって、この中部電力様の4ページの図でいいますと、どの時点でどういう需要想定をされて、それが誤差がどれくらいあって、ゲートクローズに向かってどのようにそれが小さくなっていったかという客観的なデータを今後集めていく必要があるのではないかと思います。

関西電力様の資料3-3の5ページに、「洗い替え」という言葉が幾つか出ております。多分、こういうことをやっていらっしゃるかと思うのですが、これをどのようなタイミングでどのようにやって、その需要の想定をどのようにリバイズして、ゲートクローズに向かって誤差が小さくなっていったかというところをつかむ必要があると思えます。

今のことの前提ですけれども、例えば、今回、玉出しをすとかということがあるわけですが、少しでも電力を売って利益を上げようとか、そういうインセンティブがあれば、より正確な予測をして、少しでも利益を稼ごうということになると思うのですけれども、そのようなインセンティブがもし余りなかったとすると、そのような見直しはそれほど行われたいのではないかと思います。その辺の見直しというものがどのように行なわれているかというところが非常に重要になると思えますので、ぜひよろしくお願ひしたいと思えます。

以上でございます。

○稲垣座長　ただいまの件は、事業者も、事務局の方も、よく踏まえて進むということになろうかと思えます。

それでは、松村委員、お願いいたします。

○松村委員　まず、これは私が前からずっと大騒ぎしているわけですが、なぜこんなに問題になっているのかをもう一回考えていただきたい。2016年4月に全面自由化された。



その後で、なぜ全面自由化前に比べて旧一般電気事業者がスポット断面で確保する必要のある予備力が増えたのか、多くの人が理解できないというのが出発点。

その前の段階ではもちろん一体だったわけで、一体に必要な予備力を確保していて、スポットで、そのときにも玉出しするといっていたのだけれども、一定の予備力はちゃんと控除していた。なぜその控除の値が、ライセンスが分かれた瞬間に大幅に増えなければいけないのか理解できない、ということが出発点なわけです。

そのときに、もともと7%という議論を2016年4月に先立って委員会でしたときに、本当にどれだけ必要なのか。一般電気事業者は一体だったときにどれだけ確保していたのかという点に関しては、情報は公開されていないので私たちにはわからない。わからないけれども、ごくごく限定的な状況では情報が明らかになった。限定的な状況というのは、当時あったESCJで全国融通を監視していて、全国融通を悪用してJEPXを使わないということがあるのではないかと懸念から監視していた。

そのときに、スポットの前の段階でどういう予想をしていて、それに対して必要量を調達してたのだけれども、その後、予想していたよりもはるかに需要が出てしまった結果として、全国融通に至った。こういうことを一々検証していたわけです。もし本当にエリア全体に必要な予備力がX%だったとするならば、少なくとも全国融通を受けるときに、スポットの前の予測でX%は確保できている状況でないと辻褃が合わない。X%を下回っていないから市場から追加調達していなかったままで、意図的に市場取引を回避したのではないとの説明であったはず。

その後の急激な需要の変動によってX%を下回ってしまい、更に危機的な状況、3%を割り込みそうだということで、慌てて全国融通を受けたということが、本当に正しいかどうかを検証していた。そのときに必要な予備力Xパーセントを7%とか8%とか10%とかと勝手にいうのはいいですが、あなたたちが行動していたときに、X%を下回っていたとしても全く買わなかったという事態が本当にはないのですかということ、ESCJができてからずっと監視していたわけです。

そのときの数字と照らし合わせて、どれくらいまでが合理的と主張できるかということで、7%というのが決まったわけです。これより大きな値が必要との主張が過去の一般電気事業者の行動と本当に整合的なのかを議論したわけです。実際にこれを下回っていても市場で調達しなかった事例があるとやりあった。そういうことを踏まえてこう整理したはず。

ところが、全面自由化されてライセンスが分かれた途端に、それぞれのエリアで支配的

な事業者が2つの部門をあわせてとらなければいけない予備力が急増したことについて、どうしてなのかがわからないということが出発点。それについて、2016年4月よりも前の段階で旧一般電気事業者がとっていた行動、自己の過去の行動を正当化した事実と、今の行動を、ちゃんとコンシステントに説明できるのかをきちんと考えていただきたい。

そのときに、7%ときめたときに、電事連や旧一般電気事業者の方が一生懸命いろいろなことを説明されたことと、今日説明されたことが本当にコンシステントですか。旧一般電気事業者は胸に手を当ててちゃんと考えていただきたい。今日ここに座っている人はそのときに説明した人間と違うなどというようないい加減なことではなく、同じ会社の人があるような説明をしているわけですから、そのときにどんなことを議論したのか、その観点からみて今日の議論は恥ずかしくないのか、ということをもっと考えていただきたい。

次に、5%というのが仮に正しかったとして、3%というのを時間前のところでは確保する。もしこの中部電力の説明が正しいのだとすると、予想が大きく食い合わない限り、平均的には2%に対応する量が時間前市場に出ているはず。中部電力はそんな札入れをしてくださっていたのですか。実際に中部電力の時間前市場の札入れと今日の説明は、本当にコンシステントですか。

5%確保していないと、時間前市場でちゃんと買い戻せるかどうかというのが怪しいから、だからとっておきますという説明は、それはあなたたちが時間前市場を全然使う気がなくて、流動性に乏しい市場にしてしまったからでしょう。エリアの大半の電源を持っている支配的事業者が使おうとしていなくて、玉出しの義務がない市場だから、基本的に薄い市場。この状況を放置していたからじゃないですか。この点ももう一回考えていただきたい。ここが厚くなっていないというのは、厚くならないような取引をしているからじゃないですか。

さらに、この後、ゲートクローズの前の段階で3%というのは一応確保しているということになっているのだけれども、しかし、仮にその時点で足りないということになったとしても、時間前で買い戻すことはしないといっているわけですね。ということは、その時点で、もし本当に突発的に需要が上振れし、その基準に3%も足りないという事態になったときでも、そのままうちやらかして系統部門にお任せ。支配的事業者が3%も需要を過小評価していたときは、正しく予想していたときより危機的な状況なわけですね。

危機的な状況のときには、系統部門におんぶにだっこだけれども、そうではないときには、基本的にかなり余裕があるときには、3%の予備力をもっていて、余裕をもっていて、

不足を出さないようにしている。これが本当に供給確保義務を果たした姿なのですか。供給確保義務というのは口実に使われているだけではないのかということ、この説明からもとても疑ってしまう。本当に厳しいときには3%は確保しない、0%になるかもしれないけれども、緩めのときにはかなり余裕をもって3%確保していますというのが、本当に供給力確保義務を満たしたと堂々と説明できるのかということ、ちゃんと考えていただきたい。

次に、関西電力が、当局がいいといってくればやりますよという発言は、とても無責任。まず、広域機関は調整力の公募調達量はどれくらいが適切かという議論をするときに、スポットの段階で支配的事業者がこれくらい確保してもらわないと安定供給に支障を来す、などということは決してなく——もちろんマイナスだと困るのですが、そこで5%もの予備力をもっていないと、その後の運用に差しさわりが出るというような、そういう調達はしてないということを明確に繰り返しているにもかかわらず、なおかつまだこんなことを言っている。

別の委員会では、スポットの段階で5%もの予備力を確保していなければ供給力確保義務を果たしていない、などとは考えないということも明確にエネ庁の人もいっているという事実を踏まえて、なおかつ、ちゃんといってくればというのは、もう完全に責任転嫁。もちろん、スポットで売ったことが唯一の原因で不足インバランスを出したということであれば、供給力確保義務を満たしていないなどといわれることはないと思います。

現実に、今までだって、5%もの確保をしていない事業者が複数あって、それが理由で何かいわれたことがあるのか。フォーマルな注意あるいは勧告などは受けたことがないというのはもちろん事実ですが、そうではなくて、その前の段階で、懸念をいわれたことがあるのか。そういうことをきちんと考えていただきたい。

基本的には、2016年以前のときにも、以降にも、取引をできるだけ減らすという方向には、安定供給をととても強調するけれども、そうでない方向のときには何となくうっちゃらかしという態度をとって、それで安定供給とか供給力確保義務とかという口実を言い続けることが、どれだけ信頼を損ねるかということは、もう一回ちゃんと考えていただきたい。

最後に、これは正しいということで5%。これから当局が明確にいってくれるなら変えるけれども、今までは正しかったのだといっているなら、これからは旧一般電気事業者の小売部門あるいは発電部門が老朽化した火力発電所をリプレースしないでどんどん畳んでいって、その結果前日断面で、スポット市場の前の段階で5%予備力を確保できなくな

るなどということはないはず。スポット時点で5%の予備力を持つには、その前の段階では当然供給力をもっていなければいけないわけですね。

その供給力がもてないようなほどに、どんどん火力発電所を畳んでいくなどということがあったら、今日の説明も含めて、全く単に玉出しをしたくないという口実のためだけでいっていたのだということを世に示すことになる。安定供給のことなど全く考えていない、安定供給を単なる口実として悪用する人たちなのだという世間に示すことになる。

もちろん、そのときにもつ予備力というのが、例えば、J-POWERの電源を切り出した結果としてそうなったというなら、それは当然供給力としては消えていないわけですから、そういうことで減っていったというならともかくとして、リプレースもしないで火力発電所をどんどん畳んでいった結果として供給力が減っていく、などというようなことが今後あらわれてくれば、この2電力会社はどのような会社なのかというのを世間に示すことになる。その点はちゃんと考えた上で、長期的な行動もしていただきたい。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

これについては、安藤委員、お願いいたします。

○安藤委員　　今、松村委員から似たような話があったのでどちらでもよかったのですが、資料3の15ページで、4社は小売部門において自社需要の2～5%以上という数字が並んでいるのに対して、5社は自社需要の0～1%という数字が並んでいるわけです。先ほどご説明いただきました例えば関西電力様の計算式や図による説明などをみると、この5%をもっているのが必要なのだとおっしゃるわけですが、ほかの5社はなぜ自社需要の0～1%で大丈夫なのかと。例えば市場規模であったり、どういう理由があつてほかのところはこれでうまくいっていて、自分たちのところはそれだけ大きく予想を外してしまうのだということを説明していただきたいと思ったのですが、似たような発言があったので、十分かと思って、札を一回倒しました。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございます。

それぞれの会社の事情もあろうかと思えますし、我々は検討した結果、ここは実名を出さないで記載したといういきさつがありますので、ご容赦いただいて、ありがとうございます。

では、谷口オブザーバー、お願いいたします。

○谷口エネット取締役　ありがとうございます。電力会社さん各社の小売部門の予備力のあり方は今後検討ということになっているのですが、それとあわせて需要予測の適切性についても検証をお願いしたいと思います。予備力確保の前段で需要予測を行って、それに現用の供給計画を充てているということなのですが、特に市場価格が高騰する東日本エリアにおいては、インバランスの状況からみると、需要予測が少し高目になっている結果、当日断面では非常に需要が下がっているようですが、このことはスポット市場に出す供給力を事前に抑えてしまうことにつながると思いますので、この予備力と別の切り口で需要予測の適切性もあわせて検証いただければと思います。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございました。

草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員　ありがとうございます。簡単に質問させていただきます。中部電力さんと関西電力さんのプレゼンから、両者の思いとしては、予備力削減の努力があった場合には、供給力確保義務の関係を再整理して、この義務を一定程度弱めることが可能か考えてもらえないかということがあるのだろうと思います。あるいは、そもそもこの際、旧一般電気事業者の小売部門の供給量確保義務というものを弱めるということが可能なのか考えていただきたい、普遍的に一定程度弱められないかというご要望だと私は受け取りました。

ただ、先ほどもございました資料3の15ページにありますように、旧一般電気事業者小売部門の予備力について、5社におかれては、予備力は非常に少なくて済んでいるという事実がありますので、そのような義務を弱めるといったことがあるべきなのかということ、慎重に考えるべきなのかもしれないと私は思います。

したがって、予備力が少ない5社について、しっかりと、どのようにされているのかを聞いてから、いろいろと考えていくべきではないかと思います。そのように考えたのですが、事務局の見解をお聞きしたいです。

○稲垣座長　では、後ほど。

では、辰巳委員、お願いいたします。

○辰巳委員　ありがとうございます。私も15ページの5社と4社の件は気になっていたのですが、電力の系統の関係の中で、この5社、4社ではなくて、違う区切りの仕方もあるかと思うのです。要するに、もう少し広域に動かすことができる範囲というのが。ですから、もしも自社で予備力が足りなくなった場合に、その隣のところから借りるというこ

とは、系統的には大丈夫なのだろうと理解するのですが、そのあたりの融通というのは、各社さんにあるのかどうかをお聞きしたいと思いました。

○稲垣座長 では、その点も後ほどまとめてお願いします。

大橋委員、お願いいたします。

○大橋委員 ありがとうございます。論点に関連してですけれども、資料3の15ページですが、0～1%とか2～5%というこの数字は事業者がいつている数字なのか、あるいは客観的にこの数字を押さえる方法というのがあるのかなというのの一つ思います。当然、年間で5%をずっとやっていますという話でもないのかなと思いますので、そのあたりはヒアリングの裏をとるようなことは可能なのかなどうか。

それから、広域機関がおっしゃいましたけれども、需要想定というのは一体どうされているのか。あるいは、洗い替えはどういうタイミングでやられているのかというの、どういう背景かということを理解する上で重要ではないかなと思います。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

次に、國松さん、お願いいたします。

○國松 J E P X 企画業務部長 ありがとうございます。予備力に関しましては、いろいろご議論いただいて、なるべく取引所に出していただく方向だと思いますし、各事業者におかれても、とっておいて使わないというよりは、売って利益を上げるということに向いておられるとすれば、スポット断面では0という形に近づいていくものと考えてございます。

それを気にされていた部分に関しまして、確認のご説明があったわけですが、そこに関して、とっていなかったから供給量確保義務違反という話には直接ならないというお話し合いがなされているのかなと思っておりますので、今後、取引所に多く出てくることを期待してございます。

1点は、系統運用部門さんのPVのところ、前日断面でもう足りないのはわかっている、電源Ⅱをとってほしいというのがありましたが、こういう話であれば、例えばですけれども、系統運用部門が取引所に買いを入れていただくという方が、より透明でいい話になるのではないかなと思います。前日断面で売り過ぎているというか、計画値を多く出し過ぎたというのが分かるのであれば、系統運用部門が買いを入れることによってバランスは保てますので、そういった方法も一つ考えていただければなと思ったところ

でございます。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

それでは、木尾室長、お願いいたします。

○木尾取引制度企画室長　　今、いろいろご指摘をいただきましたので、まとめて今後整理していきたいと思っておりますが、答えられる範囲で申し上げさせていただきます。

今後、検討していくに当たって、今日、中部電力、関西電力から状況をご説明いただいたわけでございますけれども、不足インバランスを結果として出してしまう、時間前使用を使えるのかどうかということと、時間前使用を使ったにもかかわらず、結果として不足インバランスが出てしまうのかという場合に、それはどういう形で法的に整理ができるのかということも含めまして、今後、細かく検討していきたいと思っております。

そのときには、時間前使用が本当に使えるのかというご指摘もありましたし、使ってくれという期待もありましたが、その辺についても議論を詰めていく必要があるだろうと思っております。

それから、谷口オブザーバーから余剰インバランスについてご指摘がありましたけれども、需要計画がより正確になればなるほど、不足インバランスが出る可能性も少なくなっていくと思っておりますので、課題としては認識しておきたいと思っております。

それから、辰巳委員からは系統の話のご議論がありましたけれども、私も詳細にお答えできる立場ではないかもしれませんが、特に島——日本全体が島かもしれませんが、島の部分で系統の連結が弱いところについては、一律に必ずしも0～1というのがどこまで適用できるかということについては、議論の余地があるだろうと理解しております。

もし必要であれば、広域の方から補足いただければと思います。

以上でございます。

○稲垣座長　　ありがとうございました。

では、事務局においては、ただいまのご意見を踏まえて、引き続き検討をお願いいたします。

また、事業者におかれては、ここでの委員は、大変お忙しい中をこの日を皆様で調整しております。最初の予備力については、進士委員から指摘があったように、一体、何に対していつの時点での供給をしようとするのかという問題、予備力なのかという問題の特定がなされないままに議論がされたり、あるいはプレゼンテーションがされたり、歴史を踏

まえないとか、中身が特定できないような話で、限られた時間のご報告で大変申しわけないのですが、やはり精度の高い検討をしていただいで、制度の高い議論がここで行われるように、どうぞご準備いただきたいと思います。日本を代表する産業分野を担う、日本を代表する電力会社でありますので、どうぞ社内においても厳しい議論の上で、ここで精密な議論ができるようにご協力いただきたいと思います。

それでは、次に、調整力の公募調達及び監視について、資料5に基づいて事務局から説明をお願いいたします。

○恒藤NW事業監視課長 資料5に入る前に、資料5の参考資料がついてございます。それを先に御覧いただけますでしょうか。

この調整力に関係いたしまして、今、資源エネルギー庁事務局の総合エネルギー調査会制度設計作業部会におきまして、関連する議論が進んでおりますので、それを簡単にご紹介させていただきます。

この資料5の参考資料は、先週、19日に開催されました会議で配付された資料でございます。

1ページを御覧ください。一般送配電が用いる調整力につきましては、今、公募を通じて確保しておるわけですが、2020年をめどに、需給調整市場というものを創設するということにされておまして、ここに向けた議論が始まったということでございます。

ずっと飛んで、14ページでございますが、その市場創設に向けたタイムスパンでございますけれども、システムの改修等の制約も考慮しつつ進める必要があるということで、2020+X年度に望ましい姿を実現することを目指しまして、2020年はその通過点として、できる部分から実現していくという方向が示されているところでございます。

15ページでございますが、検討の態勢としては、資源エネルギー庁で全体制度設計を行うこととし、広域機関で詳細設計を、そして監視等委員会で参入要件、市場監視等のあり方、コスト面からみた競争活性化についての検討など、こういう分担で進めていくことが示されてございます。

16ページでございます。ここに示されております個別の論点について、その議論が行われております。内容については18ページ以降の資料を御覧いただければと存じます。

このように、2020年以降の調整力、調達の仕組みについて議論が開始されたというご紹介でございますが、2020年以降の仕組みも、現在、実施をしております調整力公募の調達の延長線上といえますか、今の仕組みの経験の反省を生かして設計していくことが重要と



思われますので、こういうことも念頭に置きながら、今の運用についての監視、データの収集力・分析などを行っていきたいと考えてございます。

それでは、資料5の本体の方に戻っていただけますでしょうか。

まず、3ページでございます。この調整力の公募調達につきましては、昨年から始まったところでございますが、参加者が少なかったということも踏まえまして、少しでも参加者をふやすという観点で、改善すべき点について検討を進めてきたというところでございます。

その議論を踏まえまして、一般送配電事業者において検討が進められまして、公募要領の案がまとまっております、本日はそれについてご議論いただきたいと考えてございます。

4ページでございます。公募調達の概要を示しております。左のオレンジのところ、電源Ⅰは、一般送配電が調整力専用として常時確保する電源等でありまして、この契約先を公募により決定するというものでございまして、kW当たりの価格が安いものから落札をされるわけでございます。

その下の紫、電源Ⅱは、小売電源用のゲートクローズ後の余力を活用するというものでありまして、kWに応じた支払いはございません。

そして、実際に運用する段階では、発電事業者が毎週、このkWhの価格を登録いたしまして、電源Ⅰ、Ⅱにかかわらず、kWhの価格の安いものから指令を出すという仕組みになっているわけでございます。

5ページは、電源Ⅰの区分をもう少し細かく示した図でございます。電源Ⅰ-aと電源Ⅰ-bというのは、日常的な需給調整のためのもの、電源Ⅰ'というのは少し違う目的のものでございまして、10年に1回の猛暑や厳寒に対応するために送配電が確保しておく電源でございます。

6ページは、6月のこの会合におきまして、一般送配電から説明があった改善の方向性の資料でございます。表の左側は、発電事業者等からの意見を踏まえて、本会合から検討・要請をした課題でありまして、その右側の欄には、それぞれの課題に対する対応の方向性が記載されてございました。例えば、電源Ⅱに2つの区分を足すとか、簡易指令システムを導入するとか、設備要件を共通化するとか、こういう方向性を示していただいていたところでございます。

7ページと8ページに、これから実施する30年度分の調達の公募要領の案の概要を記載

してございます。

まず、7ページが設備要件でございますが、6月に示された方針どおり、今年度の調達からⅡ-bとⅡ´という区分が新設されることになってございます。また、Ⅰ´とⅡ´につきましては、新しく簡易指令システムを導入するということが予定されてございます。

8ページには、募集量を記載しております。来年度の募集量につきましては、広域機関から本年度と同じ量とするということが示されておりました、各社ともそれをもとに募集量を設定しております。

その広域機関から示された考え方につきましては、25ページ以降にその資料を添付しておりますので、必要に応じてご参照いただければと存じます。

8ページの下半分でございますが、契約期間につきましては、今年も1年間とされておりまして、これについては契約期間を短くすると公募回数がふえてコストも増える、また、まだ2回目でノウハウが蓄積されていないということ等から、今年も1年とし、その短期化については引き続き検討ということにされております。

以上が公募要領の概要でございます。

9ページに、事務局としての評価を記載しております。

まず、全体としては、この公募要領案はおおむねこれまでの議論が反映されていると考えてございます。具体的には、真ん中の表でございますが、まず、電源Ⅱに新しい区分が追加された、設備要件について各社少し違いがあったところは共通化された、公募スケジュールについても改善されたなどがございます。

ただ、電源Ⅰ´に関連いたしまして、もう少し改善が期待できると考えられる点が2点あると考えてございます。

10ページを御覧ください。1点目は、電源Ⅰ´の契約におきまして、指令に応じて出力増をした際に支払われるkWhの価格が、そのコマのインバランス料金を上限とされている点についてでございます。

これについては、デマンド・レスポンス事業者からその上限を撤廃してほしいという旨の意見が出されており、一般送配電に検討をお願いしていたところでございますが、検討の結果、一般送配電からは引き続き来年度もこのⅠ´のkWhの単価の上限はインバランス料金としたいという結論が示されてございます。

その理由は、下半分に書いてございます。kW価格を極端に安くして契約料を受け取った上でkWhの価格は極端に高くし、指令が最後の最後まで来ないようにして、発動を逃

れるといったフリーライドが発生をする可能性があるということ。それから、インバランス算定式が10月から見直されるので、より適切な価格になると考えられることが理由ということでございます。

11ページですが、これについては事務局としては再検討が必要ではないかと考えておりました。仮に非合理的なkWh価格を排除する目的としてkWh価格の支払いに仮に上限を設けるとしても、インバランス料金を上限にするのは合理的でないのではないかと。

理由としては、インバランス料金は予見可能性が低いので、それが上限となると、I<sup>1</sup>への入札の判断をしにくくなる効果があるのではないかとということと、インバランス料金は10月から変更されますが、 $\alpha$ には引き続き上下限3%がありまして、今の試算では最高値は54円程度とされております。多くの時間帯はこれより低い単価になると考えられますが、そうしますと、kWhのコストはこれより大きい電源は入札を控えるおそれがあると考えられまして、ただ、これらの中にもI<sup>1</sup>としては有用なものがあるのではないかと考えられるところでございます。

これが1点目のさらなる改善が期待される点でございます。

2点目は、12ページ、電源I<sup>1</sup>の募集期間についてでございます。これについても、デマンド・レスポンス事業者からは、十分な募集期間を確保してほしいという要望が出されておりまして、7月の本会合でも、需要家のリストを提出させるのは仕方がないとしても、締め切りについては配慮をすべきではないかというご意見もいただいていたところでございます。

これについて、一般送配電からは、やはり今年もI-a、I-bと同じスケジュールでやりたいという公募要領案が示されております。この案につきまして、事務局といたしましては、I<sup>1</sup>というのは厳気象対応のための電源でありまして、夏と冬に必要であるというものを踏まえ、ほかの電源とはスケジュールを別にするという対応も考えられるのではないかとということで、もう一度検討していただいております。

なお、夏と冬の需給検証において、I<sup>1</sup>も含めて供給量が確保されているか検証できるという必要もございますので、スケジュールを別にするに当たっては、こうしたことへの配慮も必要と考えるところでございます。

13ページ、まとめでございます。全般的にはおおむねこれまでの議論が反映されているが、電源I<sup>1</sup>についての、さっき申し上げた2点についてはさらなる検討が望ましいと考えられることから、関係する一般送配電事業者には再検討を要請することとしたいと。こ

ういう案としてございます。これについてご審議をいただきたく存じます。

それから、この後は、調整力の監視についての今後の方針についてでございます。

まず、15ページからは、電源Ⅰの入札についての監視でございます。

15ページは、今契約している電源Ⅰの傾向でございます。各社ごとに傾向に違いがありまして、ユニットの大きさも大きいところから小さいところまである。それから、燃料種についても違いがあるという状況になっております。

ちなみに、契約容量の平均が小さいところは、16ページにイメージ図を描いておりますが、電源ユニットの一部だけ電源Ⅰとして契約しているからというのが要因となっております。

昨年の傾向をみますと、17ページでございますが、Ⅰ-a とⅠ-b の入札におきましては、旧一般電気事業者が100%の契約となっております、結果的には競争がなかったという状況でございました。

18、19ページには、旧一般電気事業者の発電小売部門がどういう考え方で電源を入札したかをお示ししてございます。

20ページは、今後の監視の方針でございます。本年度の公募調達につきましても、競争が実質上限定的であると見込まれることから、当監視等委員会におきまして市場支配的な発電事業者が電源Ⅰに入札する電源の内容とその選定の考え方について確認をするということにしたいと考えてございます。あわせて、kW 価格の適正性も確認をすることにしたいと考えてございます。

22ページですが、2つ目は、電源Ⅰの活用実績の監視についてでございます。先ほども電源Ⅰの活用についての議論もございました。来年度の必要量については、広域機関の方で、本年度分と同じ最大3日平均電力×7%ということを出されておりますけれども、この検討に当たっては、今の電源Ⅰの活用状況というのは参考にされず算定をされております。これは制度を開始してまだ期間が短いということでこうなったわけでございますが、次回以降は電源Ⅰの活用状況も参考にしていくことが望ましいと考えられますので、当監視等委員会におきましてその活用状況を把握し、また、季節による変化等を分析していくことにしたいと考えてございます。

最後、24ページですが、4月の制度開始以降、調整力のkWhの価格についても監視をしております。そして、週ごとに加重平均価格をモニターしてございます。図に示してございますが、4～7月まで継続して、地域によって大きな価格差がある状況を継続してござ

います。これについて、今後、発電事業者の価格設定に問題がないか等も含めて、その要因を分析をしていきたいと考えてございます。

以上、調整力の公募調達の公募要領について、一部、再検討を要請するということと、今後の監視の方針について、事務局の案をご説明をいたしました。この方針でよろしいか、ご審議をいただきたく存じます。

以上でございます。

○稲垣座長　ありがとうございます。

それでは、皆様からご意見をちょうだいしたいと思います、ここでちょっとお断わりがございます。また、おわびもでございます。

私の不手際で、本日、15時の会議の終了を予定しておりましたけれども、活発な議論がございまして、ただいま14時45分ということでございます。したがって、本日予定しておりました議題のうち、最後の議題4の「法的分離に伴う行為規制の検討について」は、本日の議題から外しまして、次回に移させていただきたいと思っております。したがって、ただいまの議題が最後になります。

どうぞご意見をいただきますようお願いいたします。

岩船委員、お願いいたします。

○岩船委員　途中で、電源I´に関する論点が2点あったと思います。9ページです。まず、I´のkWh価格の上限設定に関して何をもってくるかという話なのですが、ここは参照すべきものがないので、一般送配電事業者さんの言い分とDR事業者さんのご希望と、どこでバランスをとるのかというのはすごく難しいとは思いますが、1つあるとすれば、既にDR事業が先行しているPGMですとか、フランスでどのような扱いになっているかというのを調べて、そこを参照して決定するというのがあるのではないかと思います。恐らくDR事業者さんであればそのあたりの海外の事情もお詳しいでしょうから、そういったインプットをお願いできればよいのではないのでしょうか。

そもそも入札の条件として、kWh価格を入れているようなところもあると聞いておりますので、そういったプロダクツの設計の段階から、kWhを入れることも考えられると思いますので、そういったことも含めてご検討いただければなと思いました。

あとは、募集期間については、夏と冬だけでいいと考えれば、ここだけスケジュールを延ばせるのではないかとするのはごもっともだと思いますので、十分な募集期間というのが、事業の実現に重要だということであれば、ぜひ期待に応えていただきたいと思います。

以上です。

○稲垣座長 ありがとうございます。

では、安藤委員、お願いいたします。

○安藤委員 ありがとうございます。11ページのkWh価格の上限設定についてですが、これも今、岩船委員からあったお話に近いのですけれども、アイデアとしては、kWだけでやるのがいけないのではないかと。kWとkWh価格の上限をセットにして、オークションの対象にしてはどうかと。例えば、私のところは、インバランス料金よりももっと低いところが上限でいいですよということもあるかもしれないですし、もっと高いところかもしれないけれども、使ってもらえるのなら使ってほしいです、ということもあり得るのではないかとということで、このインバランス料金を上限にするのが合理的かといった場合に、自分で上限の金額を入札時にいっていくという形もありなのではないかなと思いました。

それで、1点、確認ですが、このインバランス料金を上限にすることは合理的ではないのではないかとある中、現状でどのくらいの価格になっているのかということ、そこを超えることは余りないのであれば、これよりさらに高くするというにどの程度の合理性があるのかということ少し疑問に思いました。

というのも、その下のポツのところ、「多くの時間帯はこれより低い単価になると考えられる」などとあるので、ある程度予見可能性はあるのではないかなとこの文章からは読み取れたので、そこだけ少し疑問に思いました。

それから、次の12ページで、募集期間ですが、DR事業者様からの意見として、「公募期間を十分に確保してほしい」であるとか、時期をずらす電源I<sup>+</sup>については、夏と冬のみ必要であるから、スケジュールを別にしてもいいという話がある中、その前のご説明では、電源I<sup>+</sup>について、夏と冬だけでなく、通年で契約をしているという話もあるわけで、そうすると、契約している期間の中にお金が発生しているのであれば、例えば、4月から契約をしていることによって有利な事業者もいるのではないかと。

ということで、ほかの電源とはスケジュールを別にするという柔軟な対応をすると、メリットを受ける事業者もある中、反対に、それに伴う弊害が何かないのかということもご説明いただければそのバランスを考えることができるのですが、この時期をずらすということについて、どういうデメリットが起こり得るのか。これについても教えていただければと思いました。

最後に1点、細かい点ですけれども、17ページで、どれが電源Ⅰになるかという話ですけれども、表の最後のところに落札割合として全部100%が並んでいますが、入札に参加した事業者は全てこの旧一電の方々だけだったのでしょうか。それとも、ほかの事業者も一応入札に参加したのだけれども、価格面などで通らなかったという話なのか。そこを教えてくださいたいと思いました。

○稲垣座長　では、後ほど、事務局に対するご質問はまとめてお答えしたいと思います。

松村委員、お願いいたします。

○松村委員　まず上限価格は何が適正かということに関しては、安藤委員がご指摘になったとおりで、そもそも諸悪の根源は、上限価格という格好で対応するのが本当にいいのかということ。これは不意打ちでいったわけではなくて、制度が始まる時にもいったつもりです。どうしてkWhのコストを考慮して落札しないのかに関して、いろいろな理由でノーといわれた。このやり方だと、極端にkWhのコストが高いのだけれども、kWの方はコストが低いというのが大量に入ってきてしまうという問題がありうる、この問題がDRではあり得るということを指摘したはず。この問題がⅠで顕在化しかねない。それに対応するために上限価格を設定するなどという、極めて粗雑なやり方で対応してしまったのが、諸悪の根源なのだろうと思います。

本来なら、2つを考えて、トータルのコストが安い方から落札していくということをするれば、極端に高いものは、よっぽどkWのコストが安くなければ入れない。シミュレーションなどが仮に難しいとしても、10年に1回とか、そういう物すごく厳しいときだとすると、大体どのくらい平均的に発動するのかをエイヤツと決めてしまって、それでkWhのコストとkWのところまで足したものを低い準から採用すれば、合理化できるのではないか。

実際、燃料価格などは変動して、それが難しい発電機もあるのかもしれないのですが、もしそうだとすると、このインバランスで上限価格を受け入れるところは今までどおりそれだけでやって、それを受け入れないところはアディショナルにかかるコストの分だけ評価して、受け入れない電源との間でどこが落札するかを決めれば、kWhのコストが極端に高いDRは落札できなくなると思います。上限という発想ではないやり方も考えるべきかと思います。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございます。

大橋委員、お願いいたします。

○大橋委員 皆様とちょっと意見が違うかもしれませんが、今回のこの主にI<sup>+</sup>の上限価格の見直しの話が若干唐突だなという印象があります。そもそも電源I<sup>+</sup>の結果というのは随分前から出ていて、DRは、その量が少ないかもしれないけれども、落札はするに至ったと。メインの論点の1つというのは、事業者のリストの提出があったけれども、これまで上限価格というのは論点になってはいなかったのではないかと理解していて、そうした理由で若干唐突に出てきたなという感じがします。

DRのビジネスの観点でいうと、私自身は、この上限価格というのはバインドしていないのではないかと思います。主にkWの方が高いはずで、kWhは、契約するとき何回発動するというのも多分顧客に言っているのではないと思うのです。そうすると、kWhは、ある回数まではそれほど高くないのではないかという気はします。ただ、これはDR事業者にヒアリングした方がよくて、ここで、この上限がバインドしているかどうかをDR事業者がいなくして議論してもしょうがないかなという感じはします。

先ほど安藤さんがおっしゃったのですが、本来、公募した結果、4月から始まることを想定して、DR事業者も既に顧客を集め始めているのではないと思うのですけれども、これは延ばしたときに、DR事業者皆さんが賛成しているのならいいのですけれども、もし集めている方がもしいた場合に、その事業者はデメリットを受けるのかもしれないという気はします。

本来想定していることから外れたような話なので、これをイシューとして、今年度はヒアリングなどして、来年度以降に解決を図ってもいいのではないかなという感じもします。お任せをしますけれども、そういう印象をもっているということです。

○稲垣座長 ありがとうございます。

圓尾委員、お願いいたします。

○圓尾委員 私も、10ページのフリーライドが発生する可能性があるのでインバランス料金を上限としたいというところで、わからなかったのです。わからなかったというのは、リアルな発電所をイメージしていたので、kW価格を非常に安くして、kWhの値段を非常に高くすることによって、みずからの発電所の稼働を抑えて損を確定するような事業者なんているのだろうか？と置いていたのですが、松村先生のDRのご説明で、ああ、そういうこともあるのだなと理解しました。一般電気事業者の方がこういう理由でとおっしゃっているのは、今、松村先生がおっしゃったDRのことだけと考えるといいのか、ほかにも実際にリアルな発電所をもっている人の電源I<sup>+</sup>に関して何か懸念材料はあるのでしょうか



か?というのを確認したいと思います。

○稲垣座長　それでは、山内委員、お願いいたします。

○山内委員　上限の話とkWとhの話ですが、kWとhの話は既にお二人がおっしゃっているように、理屈からいうと、トータルして考える方が正しいと思うのです。ただ、それはさっきも松村さんがいっていましたが、どこまでリアルに入札などができるかという問題で、そのためにはいろいろな情報を集めて、彼らの情報はどこまであるかわからないけれども、そういったところから何らかの形でそういう制度設計をする必要があるのかなと思います。

それから、上限の方も、基本的には事務局の考え方というのは分かるのだけれども、さっき大橋さんがいったように、これはどこまでバインドしているのかというのがデュアルでわからない感じがするので、その辺の感覚もつかめればという感じがします。ただ、逆に、バインドしないのだったら、なくてもいいということになるわけで。そういう感じもします。

以上です。

○稲垣座長　ありがとうございます。

では、草薙委員、お願いいたします。

○草薙委員　ありがとうございます。資料5の12ページですが、DR事業者からの意見というのが出ていて、2つ目のボツで、「応札時に全ての需要家の確定が必要である場合には、公募締め切りを極力遅らせて欲しい。」という要望がございます。

これに関する確認ですが、確定が大前提ということでしたでしょうか。現実の運用としては、途中で需要家の差しかえを認めるという運用があったはずでございまして、このようなことになっているのかということを確認させていただきたいと思います。

その上で、需要家を集めている人が既に完成度を高めているときに、制度変更がかえってデメリットになるということはあるかもしれませんが、時間をたっぷり確保できて、対応がしやすくなるということで、メリットの方が大きいということかもしれないと思っております。引き続きニーズを調べていただきたいと思います。

7月の本会合の委員からの意見というのは、DRの公募時期を柔軟にということで、DRが入りやすく、かつ、安定供給に貢献できるように行うということがむしろ目指されているということであったと理解しております。

以上です。

○稲垣座長　　ありがとうございます。

では、白銀オブザーバー、お願いいたします。

○白銀関西電力流通事業本部副事業本部長　　ありがとうございます。上限価格の合理的な数字とはどういうものかというのは、なかなか難しい話題でございます。インバランス単価というのは、市場価格をベースとした分かりやすい一つの指標という意味で、ある案だと思っておりましたが、先ほどからいただいているようなご意見を踏まえまして、例えば、kW価格とkWh価格を考慮したものを落札者の選定に使うといった案も、事務局からは提示していただいておりますので、こういったものを含めまして検討する余地はあるのかなと思っております。

また、現時点で、我々として、インバランス単価にかわる上限価格としてもっと合理的なものがあるのかといわれると、それは正直、持ち合わせていないというのが現状ですので、先ほどのkWh価格と組み合わせるといことも含めて、一体どういう観点で合理的な落札の評価になるのか。この辺の論点や、合理的な基準の考え方について、監視等委員会のご指導を受けながら議論を進めさせていただければと思います。

一方、今後の落札に向けての進め方についてですが、現在のところでは、I<sup>1</sup>とそれ以外の電源もあわせて、10月初旬からの公募開始と考えてございます。ということは、もう待ったなしです。本日の議論で、I<sup>1</sup>についてはやはりもう少し議論するべきだということだと、我々としてはI<sup>1</sup>の募集については10月初旬の公募から切り離して、別途、公募を開始するということになろうかと思っております。

その場合、先ほどのkWh価格を考慮するということも含めて、しっかり議論を経て決定することになると思うのですが、来年の7月には、I<sup>1</sup>の電源の必要量を確保する必要があるとございます。それを考えますと、今回、遅らせることで、十分な期間があるとはなかなか言い切れないなという懸念をもっております。

まず、I<sup>1</sup>の公募期間については、事務局資料のように、しっかりと期間を確保したいと思っておりますので、1カ月の公募期間は確保したいと思っております。

また、来年の7月までに契約に至るというスケジュールで進めていく場合、例えば、従来、年度末までに進めております供給計画への計上をどうするか。あるいは、夏季の需給検証の場で、夏季の需給上の数字としてどういったものを扱うのか。この辺は一事業者では判断できない要素が入っておりますので、広域的運営推進機関をはじめ関係機関にその辺の扱いのご検討をいただきながら、今後のスケジュールを進めたいと思っております。特に

需給検証委員会は大きな 이슈にもなるのかなと考えてございます。スケジュールにも影響いたしますので、関係機関のご検討をいただきながら進めたいと思います。

以上です。

○稲垣座長　それでは、恒藤課長、お願いします。

○恒藤NW事業監視課長　幾つかのご質問がございましたので、回答させていただきます。

まず、安藤委員から、インバランス料金は今どれぐらいで推移しているのかというご質問がございました。手元に正確な数字がございませんが、私の印象では、大体、5～15円の間でほぼ多くの時間帯が推移していると思っております。

それから、I<sup>1</sup>を通年にするということについては、どういう影響があるのかということですが、まず、契約期間は、資料5の8ページの下に書いてございますけれども、今年の契約もそうですし、今の公募要領案もそうでございますが、1年間という期間でございますけれども、7～9月と12～2月が応答義務期間になっておりまして、ほかの期間は義務がないという契約のもとで1年契約になっているということでございます。

そういう観点で、事業者からすれば、今年の契約はこうなっているということもあり、それを想定して準備をしている事業者がいるかないかといえ、いる可能性があるのです。そういう人たちがおくらせることによって、ちょっと予想が違ったなという影響がある可能性はあるというのが実態でございます。

他方、そもそもこれが何のために契約しているかということを考えると、7～9月の厳気象については、この分が必要だからということで契約しているわけございまして、託送料金を使って契約するという観点では、必要な期間だけを応答義務とするということになっていると理解をしております。

それから、資料の後半のところに関連して、入札の割合のご質問がありましたが、去年の入札結果では、I-aとI-bについては、旧一電以外の入札は、トータルでは1%以下、0.1か0.2%ぐらいだったということでございます。

それから、大橋委員からは、この議論が唐突に出てきたというご指摘もございましたが、7月の本会合のときに、明示的にご説明をしておりませんでしたけれども、一般送配電から見直しの方向性を出していただいたときに、発電事業者あるいはデマンド・レスポンス事業者に改めてアンケートをいたしまして、その中の要望の一つとして入っておりまして、その際、一般送配電事業者からの対応方針というものも一覧表にしておりましたが、その

一覧表の中では、上限価格のあり方については、今年の秋の公募までに検討するという回答をいただいておりますので、今年の秋までに検討するという事で、検討していただいた結果、引き続き、昨年と同じインバランス料金にしたいという回答であったというのが経緯でございます。

それから、ビジネス上、この上限がどの程度関係しているかについては、すみません、私どもも把握はしてございません。これはデマンド・レスポンス事業者が最終需要家とどういう契約をしているかによりますので、いろいろなケースがあるのではないかと考えてございます。

それから、草薙委員からは、需要家のリストは確定をするのかというご質問がございました。間違っていたら訂正をしていただきたいと思いますと思いますが、私の理解では、入札時には全てのリストは出さなければいけないと。ただ、変更は可能という制度に今はなっていると理解をしております。

とりあえず、回答については以上でございます。

○稲垣座長 ありがとうございます。

それでは、これで議論を閉じたいと思いますが、皆様から何かあれば。

それでは、津田オブザーバー、お願いいたします。

○津田関西電力需給企画担当室長 先ほどの小売の予備力の件で、大変厳しいご意見を多数いただきました。全ての点にこの場でお答えできるものではないのですが、何点かだけ少しお答えしたいと思います。

本日の資料で、需要の想定誤差というのが大変大事なポイントであるにもかかわらず、いつからいつまでの、いつ想定しての話なのかという点につきまして、きちっと資料に提示できなかったということは、我々として反省をしております。手元にはございますので、またしっかりとお出しして、ご議論いただけるように準備を進めてまいりたいと思っております。

それから、過去の話とコンシスタントなのかといわれると、大変答えにくくなってしまっているのですが、本年4月からこういう形で小売で予備力をとっておりますのは、私どもとしましては、あくまでもご説明いたしましたような供給力確保義務を意識してのこととございます。我々は低減する方向で取り組んでいきますので、ぜひ何らかの整理をしていただければ大変ありがたいと思っております。

それから、監視委からご提示いただいた資料で、他社と大きく数字が違ってどうなのか

という点も、これは他社のこともあって非常にお答えしにくい部分もあるのですが、特に時間前の買い戻しなどの点で申しますと、中部さんと我々は大きい会社でございますので、需要想定誤差が例えば5%ぐらいありますと、2,000万の5%で100万kWというような量になりまして、一方で、時間前の市場は夏場でも平均して70万kWとか、そんな取引が現状でございます。

それとて、電力会社は努力が足りないであろうと言われると大変つらいのですが、現状はそういう状態でございますので、いたずらに時間前で買い戻せるということにも頼りにくい状況にあるということをご理解いただきたいと思います。

お時間をいただきまして、ありがとうございました。

○稲垣座長　ありがとうございます。

勝田オブザーバー、お願いいたします。

○勝田中部電力需給運用部長　中部電力の勝田でございます。関西電力さんからご回答いただいた点を除きまして、1点、おわびでございます。松村委員の方から、ゲートクローズまでの3%を減らしていくのだけれども、需要を供給力が割り込んでも調達しないのかというお話がございました。

資料には書いてございましたけれども、私は説明を飛ばしてしましまして、まことに申しわけございませんでした。供給力が需要を下回ると見込まれる場合は、不足する部分は調達を確実にいたしますので、その点だけ、説明不足をおわびさせていただきたいと思います。申しわけございませんでした。

○稲垣座長　ありがとうございました。どうぞよろしくお願いいたします。

それでは、本日の会合をこれで閉じたいと思います。

この秋に実施する平成30年度向けの調整力の公募調達のうちのⅠの公募要領については、ただいま委員からいただいたご意見も踏まえて、一般送配電事業者に再度ご検討いただくことといたします。スケジュールもあるわけですが、ここは制度設計の会合でありますので、その優先順位というのはおのずからあるということでございます。

事務局においては、その検討結果をよく確認した上で、次回会合に報告するようにお願いいたします。

また、今後の監視については、委員からいただいたご意見も踏まえて、事務局において着実に進め、ある程度まとまった段階で報告をさせていただきます。どうぞよろしくお願いいたします。

それでは、私の不手際で申しわけございませんでした。本日予定していた議事は以上で  
ございます。最後に、事務局から連絡事項があればお願いいたします。

○新川総務課長 次回の日程につきましては、正式に決定次第、改めてご連絡をさせて  
いただきます。

○稲垣座長 長時間、ありがとうございました。それでは、第22回制度設計専門会合は  
これにて終了といたします。

——了——