

# 北米電力市場における約定ロジックにかかるヒアリング調査結果について

2022年7月29日 資源エネルギー庁 電力・ガス取引監視等委員会

# 本資料の位置づけ等について

- 本資料は2022年6月に行った北米のISO(PJM・NYISO)でのヒアリング調査で得られた内容を報告するものである。
- ヒアリングで得られた情報については、できる限り編集を加えず、資料を作成しているため、 ニュアンスの違い等により、北米の各機関 (PJM・NYISO) 等が公表している資料と比較し、内容の解釈や粒度等に差が生じている場合がある。このような場合については、できる限り、注釈で補足を行った。
- 本資料は、今後検討を深めていくための調査の第一歩であり、今後、あるべき市場の姿について議論を行い、具体的な制度やシステムの設計をしていくためには、更なる調査が必要。
- 本日ご意見・ご指摘いただいた内容を踏まえ、引き続き、あるべき市場の姿の検討に必要な調査を進めて参りたい。

# 調査の趣旨

- 我が国における卸電力市場、需給調整市場の制度設計上、限界費用以外の発電ユニットの起動特性が十分考慮されたメリットオーダーが実現しているとは言いがたいのではないか。
- 例えば、スポット市場における売買入札には、価格と量の2情報のみが登録され、売買入札のそれぞれによって導かれる需給曲線の交点により、コマごとの約定価格と約定量が決定されるが、この約定ロジックのみでは、売り入札について、限界費用以外の各発電ユニットの起動特性に起因する様々な差(ユニット起動費、最低出力コスト、稼働に要する時間等)を考慮することができない。
- **起動特性と上記約定ロジックのギャップを埋める**ため、各ユニットの特性に応じた**ブロック入札**を行うことなどが認められてきたが、「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会」(以下、「勉強会」という。)においては、各市場に導入されているブロック入札について、**売り残りによる逸失利益の存在やスポット市場の売り切れ等の問題が指摘**されたところ。
- さらに、上記約定口ジックではカバーできない発電ユニットの起動特性や、需要変動を 補完するため、需給調整市場(△kW市場)が設けられているが、同様に価格と量の 2情報により約定処理が行われ契約電源が確定するため、需給調整市場による補完 をしてもなお、発電ユニットの起動特性が十分に考慮されたメリットオーダーが実現して いるとは言いがたいのではないか。

# 調査の趣旨(続き)

- 一方で、北米電力市場においては、発電側は価格と量だけでなくThree Part Offerと呼ばれるより詳細な起動情報を登録し、市場での約定処理を通じてアルゴリズムにより起動ユニットを最適化している。
- 勉強会においても、Three-Part Offerを導入するとともに、kWhとΔkWを同時に 約定させる仕組みの検討が提起されたところ。今後具体的に検討して行くにあたっては、 日本の実態を踏まえた検討が必要であるが、起動特性等も含め考慮された最適なメリットオーダーの実現に向けて、北米市場におけるアルゴリズムやロジック設定が参考になると考えられる。このため、今回、ヒアリング調査を実施した。

#### 出張概要

- 前頁までの問題意識により、事前に先方に書面で質問を送付の上、2022年6月末に、 北米での現地調査、聞き取りを実施。
- 調査事項
- ✓ 前日市場、リアルタイム市場のそれ ぞれにおける約定ロジック
- ✓ 各市場における小売電気事業者の役割
- ✓ 当該約定ロジックを前提とした再工 ネ、DRの取扱い等
- 調査対象
- ✓ PJM (6/27ヒアリング)
- ✓ NYISO (6/27ヒアリング)



#### 調査結果の概要:約定ロジック及び登録情報について

- PJM及びNYISOの前日市場おいては、Three Part Offer情報(①ユニット起動費、②最低出力コスト、③限界費用カーブ)や物理的なユニット情報(容量、上げ下げ、ダウンタイム等)、需要側の購入希望価格および量(※1)、アンシラリー情報(※2)等を考慮したアルゴリズムを用いることにより、市場約定ロジックの中で最適な起動・稼働電源を決定している。
  - →P.13, 14, 15参照
    - (※1) NYISOでは、①相対契約を前提とした量だけのBid、②予測需要量のみの登録(=絶対買い)、 ③価格及び対応量の3方式に整理されるという回答であった。実際に需要側がどのような目的でど のような情報を入札するは、今後、更なる調査が必要。
    - (※2) 具体的な情報の内容については、今後、更なる調査が必要。
- リアルタイム市場においても、供給側については同じ情報が活用されるものの、需要側から価格情報の提出はさせず、実際に計測された負荷(Load)を活用し、計算される(NYISO)(※3)。このため、LSE(小売電気事業者)は、前日市場で購入できなければ、需要を満たせない不足分をリアルタイム市場価格で支払うことになる。リアルタイム市場の価格は前日市場の価格より高い傾向にあるため(※4)、実質的に、リアルタイム市場の価格が我が国現行制度でいうところのインバランス料金のように機能し、LSEが前日市場においてできるだけ正確に需要分を確保するためのインセンティブが働いている(需要を正確に予測できなかった場合の特段のペナルティは無いとの回答)。→P.14, 16参照
  - (※3) PJMのヒアリングにおいては、リアルタイム市場においても需要側の価格・量の両方の情報を用いるという発言もあった。①価格情報をリアルタイム市場の約定処理でどのように用いるかや、②量について、需要側の実績需要なのか、前日市場で入札した希望の買い需要量なのか、両方とも参考にした上で約定処理を行っているか、等、解釈の幅があるため、今後、更なる調査が必要。
  - (※4) 実際にどの程度の価格差があるか等、今後、更なる調査が必要。

# 調査結果の概要:約定ロジック及び登録情報について(続き)

- PJM及びNYISOにおいては、こうした約定ロジックを用いることによりブロック入札や需給調整市場等の追加的手当を用いずとも、発電ユニットの起動特性を考慮した最適なメリットオーダーを実現することが可能となっている。さらに、前日市場とリアルタイム市場の約定ロジックに差を設ける(リアルタイム市場にLSE側は購入希望価格を登録できない)ことにより、LSEによる正確な需要予測を促している(※)。
  - (※) 前日市場とリアルタイム市場で実際にどの程度の価格差があるか等、今後、更なる調査が必要。
- なお、NYISOにおいてはセルフスケジュール電源についても、可視化や信頼性に疑義があった場合の変更要請のため予定量のみを市場に登録させていることを確認。また、DR電源についても、限
   界費用(PJMは+停止時コスト)を登録させている。このような工夫により、セルフスケジュール電源やDR電源を柔軟に上記ロジックと両立したり、取り込んだりしている。 →P.23, 25参照

#### 前日市場、リアルタイム市場における約定ロジック及び登録情報の概要(PJM、NYISO)

実需給断面 電源登録時 前日断面 当日断面 発電側Three Part Offer 提出、 発雷側 前日市場 当日市場 発電側価格情報 小売購入希望価格,量登録 NG購入量確定 約定処理 約定処理 修正 【前日市場】 【リアルタイム市場】 実需要のおよそ97%を取引 実需要のおよそ3%を取引 □ 発電側によるThree Part Offerと需要側の価格及び量の情報を ■ 原則前日市場と同様だが、リアルタイム 組み合わせたアルゴリズムを解き、約定価格と量を決定。 市場においては需要側は必要量のみを <mark>登録</mark>。 (前頁 2 ポツの注釈も参照) 【PJM】需要側Bidと供給側Offer双方を用いて処理。Security ■ NYISOでは実際に測定されたシステム Constrained Unit Commitment (SCUC) と呼ばれる混合整数プログ **負荷ベースで小売必要量が判断**され、 ラムによって、24時間を通した発電機の起動・停止と各時間の発電量(計画 約定価格と量が決定される。 値)を決定する。 【NYISO】Three Part Offerとアンシラリーサービスへの売り情報を元にアルゴ 前日市場で購入できなければ、LSE側は需要 リズムとして最適化された入札の中で、最も限界費用の低いものから稼働。シ を満たせない不足分をリアルタイム市場の価格 ステム制約、送電線制約、予備力制約、調整用サービスの要件を併せて考 で支払うことになる。リアルタイム市場の価格は 慮。 前日市場の価格より高い傾向にあるため、実 質的に、リアルタイム市場の価格が我が国現行 制度でいうところのインバランス料金のように機 ユニット起動費、最低出力コスト等のユニット起動特性を踏まえて約定処理。 能する。 さらに需要側の購入希望価格、アンシラリー情報等を考慮し、市場約定日 ※アンシラリーサービスの役割は周波数調整が主。イ ジックの中で最適な起動・稼働電源を決定。 ンバランス調整はリアルタイム市場で処理される。 □ Three Part 情報 (①ユニット起動費、②最低出力コスト、③限界費用 □ 物理的なユニッ □ 原則、前日市場への提出情報を活用 発 カーブ) ※DR電源は③(PJM:+停止時コスト)、セルフスケジュールは予定量 ト情報(<mark>特性、</mark> (発電事業者は1時間単位で価格修正が可 電 □ トげ下げレート、起動時間、最低ダウンタイム 容量の最高値 能) 側 □ アンシラリーサービスへの売りの情報(NYISO) と最低値) □ 購入希望価格(Willing to Pay) □ 必要量のみ (実際に測定されたシステム 小 □ 購入希望量 負荷ベース(NYISO)) 売 ※NYISOでは、①相対契約を前提とした量だけのBid、②予測需要量のみの登

録(=絶対買い)、③価格及び量の3方式に整理

約定

ジツ

**PJM** 

,NY

**ISO** への

登録

情報

# 調査結果の概要:「全量プール制」の実態について

- PJM及びNYISOはエリア内の全ての電源が市場を介して取引されるとされているものの、 実態としては、PJMで約4割、NYISOで約2割がセルフスケジュールによりあらかじ め稼働が確定している。→P.23, 24参照
- このうち、NYISOでは監視を目的にセルフスケジュール電源についても市場への「入札」という形での登録を求めているが、セルフスケジュールそのものが禁止されているわけでは無く、一定量を占めている。→P.23参照
- また、市場外の相対取引も併せて認められ市場取引量の一定量(NYISOでは「最も多い類型」)を占めており、相対取引に紐付いた売買入札は「量のみ」が登録されることとなる(※)。→P.13参照(※)セルフスケジュールとの関係については、確認が必要。

# 調査結果の概要:その他(ネガティブプライス、固定費回収)

- 再工ネには補助金が出ているため、-20\$,-40\$などのマイナス価格で入札が行われる。同様に、原子力にも補助金が出ており、さらに低い価格(-900\$)で入札される。州によっても違うが、PJM地域でも原子力や再エネに補助金を出していると思われる。(※連邦政府の補助金(プロダクションタックスクレジット)があるのは風力だけ。)
   (NYISO) →P.31参照
- 原子力の補助金は再工ネよりも少ないが、停止・再稼働にコストがかかり、出力が下がれば停止するしかないので、マイナス価格での入札が経済合理的となる。したがって、NYISO地域の原子力はほぼ全て市場供出でありセルフスケジュール分は無い。(NYISO) →P.31参照
  - ※なお、PJMの原子力は全てセルフスケジュールとの説明があった。 →P.31参照
- 固定費の一部がエネルギー市場で賄われ、賄いきれなかった分は容量市場で賄われると期待される。エネルギー市場と容量市場の2市場からの収入により、ユニット全体の費用が回収できるようになる。そうならない場合には、供給が不足するため価格が上がり、調整されていく。PJMには固定費の補填の権限はない。容量市場において、3年先の容量市場の価格を見て投資が行われ、新設電源ができることが期待されている。アンシラリーサービスでも固定費の支払いはない。しかしブラックスタート等では、固定費を加味することが行われている。(PJM) →P.27参照

# 調査結果の概要:その他(燃料調達、価格規律等(NYISO))

#### 【燃料調達の安定性確保】 →P.21参照

- NYCとロングアイランドでは**2つの燃料(ガスと石油)を使える**ようにしている。さらに発電事業者から独自に**情報収集**しており、**どれくらいの残燃料があるかを随時確認**している。
- ガス・石油の双方が使えない具体的な懸念にはまだ直面していないものの、電化による需要増や 再エネ拡大により今後はそうした問題も生じうる。
  - ※NYはパイプラインが各地からつながっているが、ニューイングランドはパイプラインの最後に位置しており、LNG輸入もしていることから、日本同様の問題が生じている可能性がある、とのコメントあり。

#### 【価格規律、市場監視】 →P.18, 32参照

- NYISOでは、売り入札価格が「参照価格(※)」よりも高く、約定価格に一定以上の影響を 与えると思われる場合には、その入札価格を自動的に「参照価格」に差し替える。
  - (※)参照価格とは、市場支配力が無い発電事業者のOffer、燃料価格等の費用及び熱効率等に基づく 公開された計算式により、NYISOが計算を行い、連邦政府に承認された料金表による価格。NY市 内分については、売り入札価格の参照価格への差し替えを自動処理している。
- なお、<u>差金決済契約(Contracts for Difference)の監視は行っていない</u>。

# 以降、1問1答 (聞き取り結果の詳細)

#### 0. 市場の位置づけについて

- 1)前日市場、リアルタイム市場のそれぞれにおいて、小売電気事業者に登録させる事項は何か(需要量のみか、価格も登録させるか)。登録(入札)は任意・義務のいずれか。
- 2) 前日市場、リアルタイム市場のそれぞれにおいて、発電事業者に登録させる事項は何か(Three Part情報(ユニット起動費、最低出力コスト、限界費用カーブ)のみか、その他にも事前に登録させている情報はあるか)。
- ✓ 需要側は、前日市場においては必要な「量」と「価格」双方の情報を出す(PJM, NYISO)(※1)。リアルタイム市場においては、供給側については同じ情報が活用されるものの、需要側から価格情報の提出はさせず、実際に計測された負荷(Load)を活用し、計算される(NYISO)(※2)。(※1)NYISOでは、下記3つ目の✓のような回答も得られた。実際に需要側がどのような目的でどのような情報を入札するは、今後、更なる調査が必要。
  - (※2) PJMのヒアリングにおいては、リアルタイム市場においても需要側の価格・量の両方の情報を用いるという発言もあった。①価格情報をリアルタイム市場の約定処理でどのように用いるかや、②量について、需要側の実績需要なのか、前日市場で入札した希望の買い需要量なのか、両方とも参考にした上で約定処理を行っているか、等、解釈の幅があるため、今後、更なる調査が必要。
- ✓ 需要側の価格は、前日市場においてLSE(小売電気事業者)が払うつもりのある価格(willing to pay)の上限。前日市場価格が当該入札価格を超える場合、LSEはリアルタイム市場からの調達に切り替える。(PJM)
- ✓ NYISOにおける前日市場では、①量だけ(LSEと発電事業者が既に相対契約を行っているもの)、 ②予測需要量のみの登録(=絶対買い)、③価格及び量("Price Responsible Load":10\$以下であれば50MWh、というようにLSE側が決めて入札する)、という3種類のLSEのBidを想定。①が最も多い。(NYISO)

13

#### 0. 市場の位置づけについて

- 3) 前日市場断面で小売・発電双方に登録させた情報を実際の電源起動・稼働の判断に用いているか。
- ① 発小双方からの入札情報を起動・稼働の判断に用いている場合
- ✓ 前日市場は、約定結果に伴い、実際に起動・稼働の要否が判断される実市場という理解で良いか。
- ✓ 小売電気事業者により登録された需要情報が判断に用いられている場合、小売電気事業者が正確に需要を予測することを どのように担保するのか(プール入札分と実績分に乖離があった場合のペナルティ等)。また、前日時点でのISOの想定需要 に前日市場での約定量が不足する場合、不足分を確保する仕組みはあるか。
- ② 発電側の入札情報のみを起動・稼働の判断に用いている場合(略)
- ③ どちらも用いていない場合(略)
- ✓ ①が正しい。(PJM, NYISO)
- ✓ 前日市場のアルゴリズムにおいて、Three Part Offerと需要側の価格・量Bidに基づき生産費用を最低化するように、物理的な 待機電源を調整する。需要側価格は実際の待機電源に影響する。需要Bid価格(willing to pay)が低すぎる場合、当該 発電機の起動が最適であったとしても、起動をコミットしない場合がありうる。 (PJM)
- ✓ 通常、前日市場よりもリアルタイム市場の方が高値となるため、LSEは前日市場でできるだけ確保しようとする。(PJM)
- ✓ LSEが出している負荷入札を受けて、3つのBid(前頁の3つ目の✓を参照)のうちどれかという点と、売りのOfferと併せて前日市場のコミットメントとなり、稼働・運用ユニットが決まる。前日市場の場合はアンシラリーサービスで調達してリアルタイムで使う。エネルギー市場とアンシラリーサービスはCo-optimizeされている。(NYISO)
- ✓ LSEが正確に需要を予測しなかった場合のペナルティはないが、前日市場とリアルタイム市場、2つの異なる市場を有しており、リアルタイム市場の方がボラティリティが高く、前日市場より価格が高いため、LSEが正確に予測するインセンティブが働いている。 (NYISO)
- ※なお、前日市場での取引成立後、ISO/RTOは最新の需要予測と比較して十分な供給力が確保できているかを精査し、不足すると判断した場合、前日市場での結果とは別に、必要な供給力を相対で確保することがある(Reliability Unit Commitment [RUC] などと呼ばれている)。(第3回卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会 資料4を参照)

- 1) PJMは、Three Part Offerによる発電側諸情報と、小売事業者等から登録された需要側諸情報に基づき、どのようなアルゴリズムで計算処理・比較衡量を行い、取引価格を決定しているのか。前日市場、リアルタイム市場のそれぞれについて、そのアルゴリズムの概要をご教示いただけないか。
- ✓ 発電側によるThree Part Offerと需要側の価格及び量の情報を組み合わせた複雑なアルゴリズムを解いている。需要側Bidと供給側Offer双方を用いた処理をしている。(PJM)
- ✓ ①Security Constrained Unit Commitment (SCUC) と②
  Security Constrained Economic Dispatch (SCED) の2段階がある。①SCUCは24時間全体を見た起動・停止計画と時間毎の給電計画を最適化する混合整数プログラム。SCEDは①の後、リアルタイムにかけて行う経済ディスパッチ。すなわち、需要に応じた給電を最適化する。(PJM)
- ✓ Three Part情報を収集し、さらにアンシラリーサービスの方の売りの情報を発電事業者から受け取る。 アルゴリズムとして最適化され、入札の中で最も限界費用の低いものから動く。このアルゴリズムにおいて考慮されるのはシステム制約、送電線制約、予備力制約、調整用サービスの要件等がある。 (NYISO)
- ✓ ISOにおいても天候をベースに需要予測を行い、前日市場でのLSEの予測需要と比較して使う。 我々がコミットメントや給電指令を出すときは、リアルタイム市場においても、実需給の瞬間の断面だけ でなく、その先の断面の予測も考慮している。リアルタイム市場は実際のLoadを確保するものだが、そ の先の断面の予測も考慮している。それは、LSEではなくISO自身の予測。(NYISO)

- 2) 前日市場の規模は、実需給の97%程度あると伺っているが、この規模は何を指しているか。下記の①か②だと思うが、どうか。
- ① 小売電気事業者が実需給の97%分の買い入札をしている。
- ② PJMによる前日段階での需要予測をベースとして97%(つまり、小売電気事業者からの買い入札以外のものも含む)。
- 3)上記1.2)の質問に関連して、小売電気事業者にとって、先物取引など他の方法でもヘッジ取引が可能であるにもかかわらず、前日市場で相当量(上記の質問の①であれば97%)もの取引を自らの意思で前日市場で行うのはなぜか(例えば、セルフスケジュール電源については既に起動が確定しているため、前日市場に限界費用0円として入札しなければいけないルールがあるため、前日市場とリアルタイム市場で大きな価格差が出る可能性がある等(後述))。
- 4)上記1.2)の質問に関連して、②の場合、フルプール制であるにも関わらず、前日市場で100%の取引が行われず、97%のみとなっているのはなぜか。この差分は、前日~実需給断面までの間の変動分と考えて良いか。そうであれば、前日段階では実需要よりも低めに見積もられる傾向にあるということか。

PJMによる需要予想に足りない分(3%)に相当する電源の起動判断はどのように行われるのか。前日市場外で行われるのであれば、それはいつ行われ、価格はどのように決められる(前日市場価格との関係性含む)のか。

- ✓ 実需給の97%という意味で合っている。 (PJM)
- ✓ 実需給のほとんどが前日市場で取引され、3%がリアルタイム市場で取引される。これは、需要側がリアルタイム市場を回避し、できるだけ前日市場で必要量を確保しているため。なお、先物市場は前日市場の価格とリアルタイム市場の価格を参照しているため、このように前日市場に集中する。 (PJM)
- ✓ NYISOでもほぼ同水準。その中には現物契約、相対契約が入っている。しかし、金融上の相対(差金決済等)は含まれていない。 (NYISO)

- 5)前日市場、リアルタイム市場の双方においてThree Part情報の提出が求められているが、前日市場とリアルタイム市場の運用、連携についてお伺いしたい。前日市場断面で提出されたThree Part情報はリアルタイム市場でも使い回されるのか。それとも、前日市場に提出済みの電源についても、リアルタイム市場でThree Part情報を再提出させ、あらためて取引量・価格を決定しているのか。
- ✓ 一般的には、発電事業者が前日市場で出したOfferをそのままリアルタイムマーケットでも使う。さらに、発電事業者はリアルタイム時間毎に価格を修正することができる。(PJM)
  - 6)前日市場断面での起動・稼働確定状況と、リアルタイム市場での追加起動・稼働判断は独立に決定されているわけではなく、前日市場断面での起動・稼働仮確定状況を反映したうえで、リアルタイム市場の約定結果を踏まえ、最終的な起動・稼働判断がされるという理解で良いか。また、仮に最終的な起動判断がリアルタイム市場で行われるとしたら、起動が間に合わない電源があるのではないか。
- ✓ 起動・稼働判断は前日市場で行われる。基本的には前日市場において起動・稼働のコミットメントがなされる。 (PJM, NYISO)
- ✓ 前日市場からリアルタイム市場の間の変動分について、発電所はリアルタイム市場を通じてディスパッチできる。さらに、もし必要であれば、前日市場よりも多くの発電機をリアルタイム市場を介してディスパッチする。例えば前日市場で300MWをオファーしていたが、リアルタイムでは100MWになったり500MWになったりするということがある。このように、最終的な起動・稼働はリアルタイム市場での経済性に基づき変動する。(PJM)
- ✓ リアルタイム市場の断面で需要が急激に上振れるような場合には、PJMは前日市場約定決定前にユニットをコミットできることがPJM Manual11にも明記されている。これは、PJMの指示権限に基づく。(PJM)
- ✓ LSEによる購入量よりも予測需要の方が多かった場合、ISOにおいて追加の発電資源を調達するが、めったに発生しない。前日市場において金融的に調整が行われることで、近似値になっていく。(NYISO)

17

- 7) PJMではPivotal Supplier Testを行い、市場支配力の認められる事業者に対してのみ限界費用での入札を求め、その他の事業者は価格ベースで入札できると認識しているが、このルールとThree Part Offerの関係について伺いたい。セルフスケジュール電源を含め、全ての発電事業者のThree Part情報が登録されるのか。Three Part Offerで発電事業者が登録する情報は、全て限界費用ベースか、それとも市場支配力を有しない事業者は、価格ベースでの登録が認められているのか。また、市場支配力を有する事業者により登録された「限界費用」の信頼性はどのように確認するのか。
- ✓ NYISOでは、売り入札価格が「参照価格」よりも高く、約定価格に一定以上の影響を与えると思われる場合には、その入札価格を自動的に「参照価格」に差し替える。 (NYISO)
- ✓ この「参照価格」は、市場支配力が無い発電事業者のBid、燃料価格等の費用及び熱効率で決める。我々はPJMと異なり、参照価格を置いて市場をモニタリングしている。NY市内分については、これらを自動処理している。参照価格の決定にあたっては、公開された計算式に基づきNYISOで計算し、その料金表が連邦政府に承認されている。今のところ発電事業者からの疑義はない。(NYISO)

# 2. 小売電気事業者の役割について

- 1)前日市場、リアルタイム市場の双方について、売手は発電事業者、買手はISOであり、各小売電気事業者は、前日市場において、容量市場と同様に、必要な「量」の情報のみを登録し、PJMによるアルゴリズムに基づく計算結果に従って毎日精算のみ行っているという理解で良いか。その場合、「量」の情報はISOによる系統全体の需要把握のために使われているのか。それともISOはその「量」を参考にはしないのか。また、小売電気事業者による希望「価格」情報を必要としないのはなぜか(例えば、市場での売り切れ時に、登録された「価格」を基準にして発電量を分配する等は不要か。)
- ✓ 0.1)2)、1.1)への回答参照。
  - 2)前日市場の約定価格の決定には、ISOによる需要予想が使われるのか、それとも小売電気事業者による買いBidのみが使われるのか。両方が使われる場合、どのように組み合わせるのか。
- ✓ ISOにおいても天候をベースに需要予測を行い、前日市場でのLSEの予測需要と比較して使う。我々がコミットメントや給電指令を出すときは、リアルタイム市場においても、実需給の瞬間の断面だけでなく、その先の断面の予測も考慮している。リアルタイム市場は実際のLoadを確保するものだが、その先の断面の予測も考慮している。それは、LSEではなくISO自身の予測(NYISO)。 ※1.1)への回答再掲

#### 2. 小売電気事業者の役割について

- 3) プール制下における小売電気事業者(LSE)に期待される役割はどのようなものか。容量拠出金の支払いやkWh実績に応じた精算を行うだけの存在であり、需給運用への貢献は求められていないという理解で良いか。小売電気事業者は、先物市場や相対取引(差金決済取引)をうまく活用することでしか、他社と電源調達に際して差別化したり、供給力の維持・確保に貢献したりすることができないという理解であっているか(突き詰めると、需給安定化の観点からは、ISOが直接、需要家から電気料金を回収するだけでよく、小売電気事業者に価値は無いとも考えられるが、小売電気事業者を制度上残しているのは、電源調達や需給安定化のためではなく、販売面での創意工夫を促すためという理解で良いか)。
- ✓ LSEも前日市場において価格・量双方の情報を出しており、LSE側の購入価格(willing to pay)を前日市場での約定の参考にしている一方、リアルタイム市場においてはLSE側から必要量情報のみを集めることでインセンティブ付けと需給一致を図っていることがここまでの説明により明らかになったため、省略。
  - 4) ISOにおいては、需要情報をどのように予測・アップデートしているか。日本の場合、小売電気事業者が顧客の工場の稼働予定等をつぶさに把握し需要情報に反映しており、かつインバランス料金によりペナルティを科すことでその正確性の担保を図っているが、プール制下においても、小売電気事業者にはそうしたミクロな需要情報の把握が期待されているか。仮に期待されていないとすれば、ISOはどのように需要情報を把握するのか(気象予測等により独自に計算する等)。逆に期待している場合、プール入札分と実績分に乖離があった場合のペナルティ等はどのように設定されているか。
- ✓ ISOにおいても天候をベースに需要予測を行い、前日市場でのLSEの予測需要と比較して使う。我々がコミットメントや給電指令を出すときは、リアルタイム市場においても、実需給の瞬間の断面だけでなく、その先の断面の予測も考慮している。リアルタイム市場は実際のLoadを確保するものだが、その先の断面の予測も考慮している。それは、LSEではなくISO自身の予測(NYISO)。 ※1.1)への回答再掲
- ✓ LSEが正確に需要を予測しなかった場合のペナルティはないが、前日市場とリアルタイム市場、2つの異なる市場を有しており、リアルタイム市場の方がボラティリティが高く、前日市場より価格が高いため正確に予測されるようになる。(NYISO) ※ 0.1) への回答再掲

#### 3. 燃料調達安定性の担保について

- 1)発電需要に必要なNG調達の安定性をどのように担保しているか。日本においては、配船等も考慮するとおよそ2ヶ月の LNG 調達リードタイムが必要だが、スポット市場(実需給前日)での調整ではこのリードタイムが確保できず、2021年1月には、燃料制約による長期間の売り切れ、これに伴う市場価格高騰が発生した。PJM(ISO-NE、NYISO)においては、パイプラインによるNG調達がメインであり、日本と同様の問題は発生していないという理解でよいか。燃料調達上のリスクがあるとすれば、具体的にどのような対応をしているのか。
- ✓ NYISOでも燃料不足の懸念はある。例えば、パイプラインを通じたNG調達量確定のタイミングが前日市場の発電側Offerよりも後ろにきており、発電事業者はNGを入手できる前提・予測に基づきOfferを行わなければいけない。このようなスケジュールの懸念がある。(NYISO)
- ✓ 一番の課題は冬のピーク需要において、負荷もかかるし価格も高くなるという点。このため、NYCとロングアイランドでは2つの燃料(ガスと石油)を使えるようにしている。さらに発電事業者から独自に情報収集しており、どれくらいの残燃料があるか随時確認している。(NYISO)
- ✓ 発電側の燃料調達インセンティブとしては、例えば、前日市場で約定した分は供給義務がかかるため、用意できていない場合にはリアルタイム市場で買い取り(バイバック)しなければならない。さらに、容量市場のリクワイアメントにもなっている。逆に、燃料不足が前日市場の入札時点で分かっているのであれば、発電事業者はそれをコスト (Offer) に反映させる。発電機はガスも石油も使えるようになっており、どちらかが使えないときには、もう一方の単価でOfferが行われる。信頼性担保のため、残燃料の備蓄量を常時モニタリングしている。(NYISO)
- ※ガス・石油の双方が使えない具体的な懸念にはまだ直面していないものの、電化による需要増や再エネ拡大により今後はそうした問題も生じうるとのこと。なお、NYはパイプラインが各地からつながっているが、ニューイングランドはパイプラインの最後に位置しており、LNG輸入もしていることから、日本同様の問題が生じているのでは、とのコメントもあった。

#### 【入札主体や入札方法】

- 1) 日本の場合、自然変動電源の吸収のためにも需給調整市場が用意されているが、 PJMのリアルタイム市場とアンシラリー市場の位置づけについて、自然変動電源の当日断面 での上下はリアルタイム市場で主に吸収され、アンシラリー市場においてはさらに細かく周波 数を整えることを目的とした取引が主に行われているという理解で良いか。
- ✓ 記載は概ね正しい。(PJM)
  - 2) エネルギー市場は稼働を予定している電源の全発電事業者が参加するという理解だが、 アンシラリー市場については、参加するか否かを発電事業者が選択できるという理解でよいか。 その場合、アンシラリー市場に発電事業者が十分な量の入札をしない場合、調整力不足が 懸念されると思うが、どのように対応を行っているのか。
- ✓ 市場による。予備力であれば全電源が参加しなければならないが、調整力市場は任意。
- ✓ 調整力市場で不足が生じる場合には、価格が高くなるため、多くの電源がオファーしようとすることから、問題とならない。

- 3) 分散型電源の稼働についてどのように制御しているか。また、その影響についてどのように対策が進められているか。
- ✓ 再エネはセルフスケジュールを認められていない。ISO側でまず再エネの出力予測を立てる。 (NYISO)

#### 4) セルフスケジュールについて、以下4点質問。

- セルフスケジュール電源をエネルギー市場に入札する際のルールはどうなっているか。例えば、セルフスケジュール電源については既に 起動が確定しているため、前日市場に限界費用 0 円として入札しなければいけないといったルールはあるか。 具体的には、セルフ スケジュールの電源は入札の際にどのような情報を入れるのか。 価格情報を入れる場合には、事業者が(ネガティブプライス含めて)任意に価格を決められるのか。
- セルフスケジュールの電源を市場に入札させ、市場価格を支払っていることには何か意味があるのか。逆に入札させない場合、何が問題か。
- セルフスケジュールの電源の出力量が予定よりもずれた場合はどのように対応を行うのか。入札者にペナルティはあるのか。
- セルフスケジュールについては、小売と市場外で相対契約を結んでいる電源だけではなく、相対契約(自社供給を含む)を結んでいないものの、確実に稼働したい電源も対象となるという理解でよいか。
- ✓ セルフスケジュールは15-20%程度残っており、セルフスケジュールしなくなったというのは事実と異なる。天然ガス(NG)の制約にマッチしたセルフスケジュール。ただし、可視化や信頼性に疑義があった場合の変更のため、セルフスケジュール電源も市場に入札させている。セルフスケジュール電源からは価格情報を取らず、量(MW)だけを提供してもらっている。(NYISO)

5) それぞれの市場(エネルギー市場、アンシラリー市場)について、どの事業者に売り買いの資格が存在しているのか。

例えば、下記のような例は考えられるか。

- ・発電事業者が買い入札(セルフスケジュール電源の差し替え等のため)を行う。
- ・小売電気事業者が過剰に確保したセルフスケジュール電源や経済DRを売り入札する。

#### ✓ 0.3)等への回答参照。

#### 【自然変動電源やDRなどの扱い】

- 6) 自然変動電源などはどのような情報を入札するのか。また、自然変動電源について入札者はセルフスケジュールでの入札と市場での最適約定に任せる入札とどちらを選択することが多いのか。その理由は何か。
- また、自然変動電源については、実需給に近づくにつれて、出力予測が正確になる。自然変動電源の出力予測は ISOが行っているという認識でよいか。
- ✓ 典型的には再工ネは限界費用だけを提出している。また、PJMエネルギー市場では再工ネは通常セルフスケジュール。PJMは送電線混雑がある場合にのみ給電指令を出すことがある。PJMの再工ネはセルフスケジュール40%中の5%のみであり、セルフスケジュールルール改定の必要性は当面ないと認識している。今後、再エネの出力は増えていくと考えられるため、コミットメントやアルゴリズムにも入れていきたいと思っている。(PJM)
- ✓ 再エネはセルフスケジュールを認められていない。ISO側でまず再エネの出力予測を立てる。 (NYISO) ※ 4 、 3 ) への回答再掲

- 7) Three Part Offerにおいては、DRはどのように考慮されているのか。起動費なし、限界費用のみの電源として登録されることとなるか。また、産業用や一般消費者用などの特徴の差によって、登録方法の違い(指令通りにDRが行われないリスクを係数として織り込む等)はあるか。DRの市場での約定量は、ISOによる需要予測に反映するのか。反映するならどのように行うか。
- ✓ DRは供給側として扱われる。他の供給電源と概ね同様であり、停止時コスト、限界費用カーブ等 (※1)を出して参加可能。(PJM)
  - (※1) PJMの公表資料によれば、DRがディスパッチを行う上での事前の通知時間や、時間毎の削減/増加量の制限値等、他にも入札情報が存在。今後、更なる調査が必要。
- ✓ DRからは限界費用だけを集めている。DRの技術を把握(※2)した上でベースラインを決めて、足りない部分からベースラインまでスケジューリングしていく。(NYISO)
  - (※2) 例えば、具体的なDRの手法(需要家の性質や需要削減方法等)を登録させ、DRの制約(使用不可時間帯等)をISOが把握するなど、様々な方法が考えうるため、今後、更なる調査が必要。
  - 8) 揚水発電は市場で最適運用をするOptimizerと自身で計画を立てて入札する選択制があるとの理解だが、市場参加者は基本的にこの Optimizerに任せているという認識でいいか。それとも、自身で計画を立てて入札する場合もあるか。
- ✓ 揚水発電について、Optimizerの使用の有無は任意であり、全ての事業者がOptimizerを使用する わけではない。ほとんどはセルフスケジューリングを行っている。(PJM)
- ✓ 水力はNYの準政府機関により所有・管理されている。このため民間機関では無い。週ごとや、2週間ごとに計画を立て、それに併せて日々入札が行われている。(NYISO)

25

- 9)上記の質問にも関連するが、揚水発電などは週間での計画が必要と思慮。しかし、前日市場もリアルタイム市場も1日ごとの市場。週間での計画と1日ごとの約定をどのように整合的に行っているか。
- ✓ 週間計画はその所有者が管理している。例えば、セルフスケジュールで維持されている。 Optimizerを使うのであれば、その情報を用いて、毎週スケジュールをオーナーが決める。毎日Optimizerに開始Corn、終了Cornが登録される。これが毎日管理され、週間計画が遂行されていく(PJM)

#### 【その他】

- 10)万が一、ISOの需要想定に見合うだけの供給力がない場合には、前日市場とリアルタイム市場の価格はどうなるのか(もしくは供給力が足りないという状況は想定されていないのか)
- ✓ 前日市場とリアルタイム市場の両方で、「Shortage Pricing」がある。予備力が少なくなってきた場合、価格は事務的に決められたものとなる。ただし、前日市場の場合は需要と価格が連動しているのでおそらく受け入れられないが、リアルタイム市場では自動的にShortage Pricingとなる。(PJM)

#### 5. 費用回収について

- 1) Three Part OfferのCost Componentsには、固定費にあたる費用は入っていないように見受けられるが、必要な固定費は容量市場で全て賄われているのか。容量市場後も固定費が不足した場合、どのようにカバーされているのか。あるいは、固定費の不足により退出が進むことになった場合、需給がタイト化するが、どのようにバランスを維持しているのか。アンシラリー市場においては、固定費を加味した約定処理は行っていないという理解でよいか。
- ✓ そのとおり。固定費の一部がエネルギー市場で賄われ、賄いきれなかった分は容量市場で賄われると期待される。エネルギー市場と容量市場の2市場からの収入により、ユニット全体の費用が回収できるようになる。そうならない場合には、供給が不足するため価格が上がり、調整されていく。(PJM)
- ✓ PJMには固定費の補填の権限はない。だからこそ容量市場があり、3年先の容量市場の価格を見て 投資が行われ、新設電源ができることが期待されている。アンシラリーサービスでも固定費の支払いはない。しかしブラックスタート等では、固定費を加味することが行われている。(PJM)
  - 2) PJMにおけるLMPは、柔軟性を持たない電源の限界費用もLMPとなるのか。
- ✓ カテゴリーによる。機会損失費用は「Make Whole Payments」というLSEに毎日配分されるものの1 つ。その中にLOCも入っている。 (PJM)
- ✓ 「Extended LMP」は使っていないが迅速に使える電源もあり、そういうものはLMPに固定費も加味して良いことになっている。「Make Whole Payments」というもの。市場価格が低い場合、原子力以外のリソースは限界費用を支払うが、原子力には支払われない。PJM内の原子力は全てセルフスケジュールであり、PJMからのUpliftの支払いは行われていない。(PJM)

27

#### 6. 需給運用について

- 1) 需給運用のために、ISOはThree Partの情報以外で、電源についてどのような情報を発電事業者から収集しているか。また、その情報は、セルフスケジュール電源とそれ以外で差があるか。どこかに収集情報が纏まっているレポートなどは無いか。
- ✓ 我々が収集する情報はそのユニットの物理的な性質、特性、容量の最高値と最低値。経済性、上げ下げレート、起動時間、最低ダウンタイム。これらを3ヶ月毎のレポートで説明している。セルフスケジュール分もそれ以外も同様に同じ情報を集めている。(NYISO)
- ✓ 経済性の最低・最高、ダウン、アップはThree Part情報と一緒に提出。物理的なユニット情報は最初の登録時。変更時にはISO事務局に相談してもらう。(NYISO)
  - 2) 石炭火力など、稼働に数日かかる電源も存在。前日市場での約定では起動が間に合わない可能性があるが、こうした電源をどのように起動させているか。前日以前に起動させる仕組みはあるか。
- ✓ 起動・稼働判断は前日市場で行われる。基本的には前日市場において起動・稼働のコミットメントがなされる。(PJM, NYISO)
- ✓ リアルタイム市場断面で需要が急激に上振れるような場合には、PJMは前日市場の約定決定前にユニットをコミットできることがPJM Manual11にも明記されている。(PJM)
- ✓ LSEによる購入量よりも予測需要の方が多かった場合、ISOにおいて追加の発電資源を調達するが、 めったに発生しない。前日市場において金融的に調整が行われ、近似値になっていく。(NYISO)
- ✓ 前日断面でも、リアルタイム市場断面でも、ISOには故障した場合の尤度としてN-1制度がある (Security Constrained Unit Commitment)。 (NYISO)

# (参考) PJM Manual 11

- 2.3.4.5 Consideration of Price-based Parameter-Limited Schedules in Commitment and Dispatch Generation Capacity Resources shall be eligible for commitment on Parameter-Limited Schedules:
- In the event that PJM: (i) declares a Maximum Generation Emergency; (ii) issues a Maximum Generation Emergency Alert, Hot Weather Alert, Cold Weather Alert; or (iii) schedules resources based on the anticipation of a Maximum Generation Emergency, Maximum Generation Emergency Alert, Hot Weather Alert or Cold Weather Alert for all or any part of such Operating Day; generation resources will be committed on the more economic schedule of their price based Parameter Limited Schedule and price based schedule.
- Under the above circumstance, if a Market Seller fails the Three Pivotal Supplier test in the Energy Markets, the Seller's resources will be committed on the schedule with the least cost among the cost-based schedule, price-based schedule and price-based Parameter Limited Schedule.

(参考) <a href="https://www.pjm.com/~/media/documents/manuals/m11.ashx">https://www.pjm.com/~/media/documents/manuals/m11.ashx</a>

#### 6. 需給運用について

- 3) セルフスケジュールの出力はいつまで変更可能か。セルフスケジュールの出力変更の量があまりに多い場合、他の起動されている電源だけで調整するのが困難な場合もあると思うが、どのように調整を行っているか。
- 4) セルフスケジュールの扱いについて。相対を認め、セルフスケジュールの割合が多いと、これらはマストランとなるため、特に余剰時には需給一致が困難となる。どのようにセルフスケジュール偏重による需給一致の困難さを回避しているか。また、セルフスケジュールとプール市場が併存する中で、プール市場でのネガティブプライスの存在は、需給一致に貢献しているか。

【対NYISO】セルフスケジュールは認めていないという理解でよいか。その場合、セルフスケジュールを排除したことのメリット・デメリット。

✓ セルフスケジュールは15-20%程度残っており、セルフスケジュールしなくなったというのは事実と異なる。天然ガス(NG)の制約にマッチしたセルフスケジュール。ただし、可視化や信頼性に疑義があった場合の変更のため、セルフスケジュール電源も市場に入札させている。セルフスケジュール電源からは価格情報を取らず、量(MW)だけを提供してもらっている。

(NYISO) ※4.4) への回答再掲

# 7. 価格規律について

- 1) ネガティブプライスがつく場面はどのような場合か。セルフスケジュール電源がマイナスの価格を入札することがありうるように思われるが、それ以外の場面で、ネガティブプライスがつくことは想定されるのか。
- 2) ネガティブプライスが特定の電源に対して有利・不利に働く効果はあるか。具体的には、原子力のようなベースロード電源と相対契約を結んだ小売はネガティブプライスの恩恵を受けられなくなるため、ベースロード電源との相対契約が減少するなどの動きは見られるか。
- ✓ 再工ネには補助金が出ているため、-20\$,-40\$などのマイナス価格で入札が行われる。同様に、原子力にも補助金が出ており、さらに低い価格(-900\$)で入札される。州によっても違うが、PJM地域でも原子力や再工ネに補助金を出していると思われる。連邦政府の補助金(プロダクションタックスクレジット)があるのは風力だけ。(NYISO)
- ✓ 原子力の補助金は再エネよりも少ないが、停止・再稼働にコストがかかり、出力が下れば停止するしかないので、マイナス価格での入札が行われる。原子力は一番最後に出力を低下する電源であること、入札時のプロダクションコストギャランティーがあることにより、最低限のコストがカバーされ、市場に出すことが経済合理的。NYISO地域の原子力は全て市場供出でありセルフスケジュール分は無い。(NYISO)
  - ※PJMでは原子力は全てセルフスケジュール。
- ✓ 原子力のコストのうち、Energy Cost、Capacity Costはそれぞれカバーされており、補助金もある。 このため市場に出すことが経済合理的となる。(NYISO)

# 8. 差金決済契約について

- 1) 差金決済契約(Contracts for Difference)については、容量市場拠出金との関係で問題となりうるものの、PJMのMarket Monitoring Plan中には記載がなく、それ自体を監視するスキームは特段ないように見受けられる。差金決済契約は特段監視されていないという理解で合っているか。日本の場合、発電部門と小売部門が一体となっている事業者においてグループ内・社内小売を優遇し、小売の競争者を排除しているといった指摘があるが、プール制のように全事業者が1つのプールで電源を調達することになったとしても、差金決済契約の内容次第ではいくらでも特定の小売電気事業者を優遇できると考えられる。米国においては、これを監視し、差金決済契約が実質的に競争者排除の手段として利用されることを防止するべきといった議論はないか。
- ✓ 差金決済契約の監視はしていない。市場が始まったときにNYでは全ての容量が分散されたため、発電・小売両方を持つ事業者はNYではほとんどらず、日本のような競争者排除の問題は生じていない。発電事業者には市場に販売し、利潤最大化するため、競争者排除のインセンティブは無い。(NYISO)