



RIETI Discussion Paper Series 23-J-048

電力システムの経済学Ⅲ：発電における非凸性と電力市場設計

金本 良嗣

政策研究大学院大学



Research Institute of Economy, Trade & Industry, IAA

独立行政法人経済産業研究所

<https://www.rieti.go.jp/jp/>

電力システムの経済学Ⅲ：発電における非凸性と電力市場設計*

金本 良嗣（政策研究大学院大学）

要 旨

電力システムには市場の失敗をもたらす厄介な技術的特性がいくつもあり、電力市場の設計は容易でない。それらのうちであまり知られていないが知的にチャレンジングなのが、発電機の起動コストや最低出力制限によってもたらされる非凸性（Non-convexity）である。これらの非凸性が存在すると、競争的市場均衡の存在が保証されないので、電力市場の設計には工夫が必要である。日本でも起動コストの問題が深刻になってきており、電力市場の再設計が検討されている。本稿では、発電における非凸性への対応について、欧州型と米国 ISO 型の 2 つのアプローチを概観する。さらに、非凸性下のプライシングに関する最近の議論や自然変動電源の増加にともなって発生している大きな予測誤差に対する対応をとりあげる。

キーワード：前日市場，当日市場，需給調整市場，リアルタイム市場，起動コスト，非凸性

JEL classification: D47, D61, L94

RIETI ディスカッション・ペーパーは、専門論文の形式でまとめられた研究成果を公開し、活発な議論を喚起することを目的としています。論文に述べられている見解は執筆者個人の責任で発表するものであり、所属する組織及び（独）経済産業研究所としての見解を示すものではありません。

* 本稿は、独立行政法人経済産業研究所（RIETI）におけるプロジェクト「電力市場のシステム・デザインとわが国への示唆」の成果の一部である。本稿の原案は、経済産業研究所（RIETI）のディスカッション・ペーパー検討会で発表したものである。検討会参加者からの有益なコメントに感謝したい。また、佐々木鉄雄氏から有益なコメントを頂いた。ここに記して、感謝の意を表したい。

発電における非凸性と電力市場設計

目次

1. はじめに.....	2
2. 発電における非凸性（起動コスト等）とユニット・コミットメント問題	3
3. 系統運用と電力市場の欧州型アーキテクチャー	6
3.1. 電力取引と需給調整.....	7
3.2. 需給調整市場（調整力 ΔkW 市場）	8
3.3. 前日市場	9
3.4. 計画提出（Nomination）	11
3.5. 当日市場	12
3.6. 需給調整（調整力 kWh 市場）	12
3.7. インバランス料金	13
3.8. 混雑管理	13
3.9. 欧州における市場設計の課題と改革案	14
4. 米国 ISO 市場型アーキテクチャー.....	16
4.1. 2 回決済システム（Two Settlement System）	16
4.2. 前日市場	18
4.3. 信頼性ユニットコミットメント（Reliability Unit Commitment）	22
4.4. リアルタイム市場	23
4.5. 市場支配力対策	24
4.6. 欧州型と米国 ISO 市場型の比較.....	25
5. 最適化ソフトウェア	26
6. 発電における非凸性と電力のプライシング	29
6.1. 起動コストを導入した電力市場モデル	29
6.2. LMP の問題点と米国 ISO における修正	30
6.3. LMP の補正手法	33
6.4. LMP 補正手法が電源投資に与える影響の比較	39
7. 当日におけるプライシングとリアルタイム市場における複数期間最適化	42
7.1. 当日におけるプライシング	42
7.2. 複数期間リアルタイム最適化	43
7.3. 15 分市場と Flexible Ramping Product	44
8. 終わりに.....	44
参考文献	45
付録 1 米国における MIP の改良	51
付録 2 複数期間リアルタイム最適化に関する最近の研究	52
付録 3 略語リスト	53

1. はじめに

電力システムには市場の失敗をもたらす厄介な技術的特性がいくつもあり、電力市場の設計は容易でない。それらのうちであまり知られていないが知的にチャレンジングなのが、発電機の起動コストや最低出力制限によってもたらされる非凸性(Non-convexity)である。これらの非凸性が存在すると、競争的市場均衡が存在しない可能性がある。市場均衡が存在しなければ、電力自由化は最初からつまづいてしまう。この問題への対応策は大きく分けて2つある。

米国 ISO (Independent System Operator, 独立系統運用機関)においては、需要者、供給者の入札に基づいて最適な起動パターンと発電量を混合整数計画(Mixed Integer Programming; MIP)によって決定する¹。この最適解は一般には市場均衡にならない。最適解だが赤字になる入札や黒字であっても最適解にならない入札が発生するからである。米国 ISO は、そういったケースには損失を補填することによって最適解が実現されるようにしている。これに対して、欧州(及び日本)では最適解から乖離することを許容して、損失補填を行わないアプローチを採用している。

ただし、双方とも市場均衡の約定計算に MIP を用いていることは同じである。起動停止等の決定に用いる MIP は一般的には解くのが極めて難しく、NP 困難と言われている。しかしながら、90 年代から MIP の解法がめざましい進歩をとげ、良好なパフォーマンスを示すソフトウェアが開発されてきた。米国 ISO では PJM (PJM Interconnection LLC) が先頭を切って 2005 年に MIP を採用し、2015 年には米国 ISO のすべてが MIP を採用している。また、欧州においても起動コストに対応するために導入されたブロック注文(Block Orders)や複雑注文(Complex Orders)を処理するために MIP が用いられている。

自然変動電源の増加にともなってどの国でも当日の起動停止が多くなり、起動コストを含めた最適化の重要性が高まっている。日本も例外ではない。前日市場における旧一般電気事業者の売り入札においてブロック入札が占める割合は 40%を超えている。2023 年時点では約定計算に MIP を採用していないこともあり、欧州のような多様な注文方式を導入することができていない。そのために低コストの電源が落札機会を逃してしまう非効率性が発生しているとの指摘がある²。

また、需給調整市場が電力卸売市場と切り離されていることによって、需給調整市場で十分な調整力を調達することが困難になっており、需給調整市場と電力卸売市場の同時最適化が検討されている³。PJM では 10 年以上前から同時最適化が実現されている。欧州ではまだであるが、同時最適化の導入に関する検討が始められており、すでにシミュレーション・モデルを用いた分析が行われている。

欧州でも米国でも再生可能エネルギー大量導入に対応するためには市場設計のさらなる改良が必要であることが認識され、そのための検討が精力的に行われている。本稿ではそれらの中でプライシングに

¹ 混合整数線形計画法(Mixed Integer Linear Programming; MILP)とも呼ばれる。

² 資源エネルギー庁の「卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の在り方勉強会」における議論を参照。

³ 前脚注の勉強会、及び「あるべき卸電力市場、需給調整市場及び需給運用の実現に向けた実務検討作業部会」において検討されている。

関わることを重点的に取り上げる。米国 ISO の伝統的なプライシング方式は起動コストを含まない限界費用 (Incremental energy cost) をベースに価格を決定するものである。起動コスト等が存在する場合には最適解で供給者に赤字が発生するケースがあるが、上述のようにこういった場合には ISO が損失補填を行うこととしている。しかしながら、自然変動電源の増加に伴って、起動時間の短いファストスタート (fast-start) 電源を変動調整に多用するようになったので、この伝統的な限界費用プライシングは修正されつつある。多くの ISO において、短時間だけ稼働するファストスタート電源については起動コストを価格に組み込むことが認められている。

欧州 (及び日本) では米国 ISO と異なり、起動コストによって発生する損失を補填することはしていない。その代わりに最適解をあきらめて、供給者に損失が発生するケースは最適解であっても約定させないこととしている⁴。実は、こういったアプローチは約定計算アルゴリズムに大きな負荷をかけている。欧州では自然変動電源の増加に対応するために、取引時間単位を 60 分から 15 分に短縮する方向が打ち出されている。これが約定計算への負荷を高めるので、赤字注文を除外する方式を継続できなくなることが懸念され、赤字注文を除外しない方式の検討が始まっている。ただし、米国 ISO と異なり、損失補填を市場運営者が行うのではなく、利益がプラスである他の入札者が負担を分担する仕組みが主として検討されている。

本稿の構成は以下の通りである。2 節では、起動コスト等の非凸性とそれがもたらす問題について解説する。この問題への対応として、欧州型と米国 ISO 型のアプローチがあるが、3 節で欧州型を、4 節で米国 ISO 型をとりあげる。次に 5 節で約定システムにおいて用いられている最適化ソフトウェアを概観する。6 節では非凸性のもとでのプライシングについて最近の動向や研究を紹介する。米国 ISO ではプライシングがなされるのは前日市場とリアルタイム市場であり、欧州のような当日市場におけるプライシングは存在しないが、自然変動電源の増加にともなって当日におけるプライシングの必要性が高まっているという議論がある。また、リアルタイム市場におけるプライシングを 5 分毎の単一期間から複数期間に拡張することの検討が行われている。7 節ではこういった問題をとりあげる。最後に 8 節で主要な結論を整理し、今後の課題を論じる。なお、付録 1 と 2 はそれぞれ米国における MIP 改良の取り組みと複数期間リアルタイム最適化に関する最近の研究を紹介する。付録 3 は本論文で用いる略語のリストをまとめている。

2. 発電における非凸性（起動コスト等）とユニット・コミットメント問題

個人や企業が利己的に自分の利益を最大化していても、市場メカニズムが効率的な生産と消費を実現できるというアダム・スミスの「見えざる手」の考え方が電力自由化の背景にある。しかしながら、市場メカニズムが効率性をもたらすためにはいくつかの前提が満たされていなければならない⁵。第一に、市場

⁴ 日本ではこれまでのところ最適解を計算しないアルゴリズムを用いているが、約定結果が最適解になっていないのは欧州と同じである。

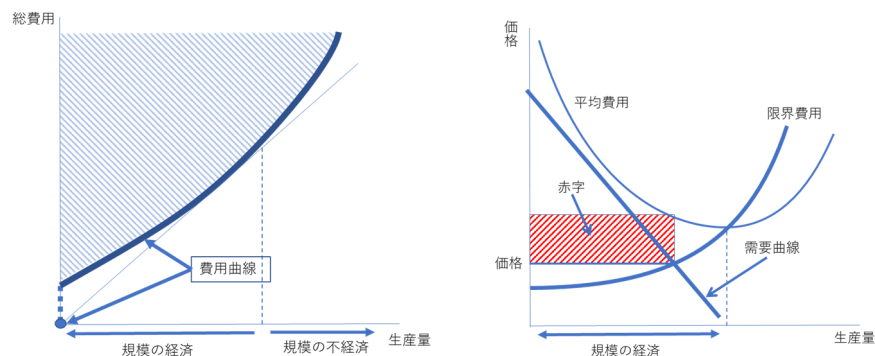
⁵ 厚生経済学の第一基本定理によると、主体間のすべての相互作用 (interactions, goods と bads) について価格がついて、完全競争均衡が成立していれば、パレート効率性が達成される。ここで、パレート効率性とは「誰かの効用を犠牲にしなければ他の誰の効用を高めることができない」状態であるという意

がすべての生産・消費活動(副産物を含む)を網羅していて、価格がついていない財・サービスが存在しないことが必要である。たとえば、温暖化ガスの排出に対して適切な価格付けがされていないことは市場の失敗をもたらす。第二に、すべての主体が価格を所与として行動している(プライステイカーである)という完全競争の条件が必要である。第三に、すべての財・サービスについて需要と供給が等しくなる市場均衡が成立していなければならない。

電力市場において特に重要なのは第三の問題であり、完全競争均衡が存在しない可能性がある。生産と消費において凸性が成立していなければ、完全競争均衡の存在が保証されないからである。図 1 の左側はミクロ経済学の教科書にある最も簡単な(総)費用曲線を表している。費用曲線は生産可能な最低の費用を表し、費用曲線の上の部分が生産可能な領域(生産可能性集合と呼ばれる)である。生産を始めるためには建物や設備が必要なので、固定費がかかる。つまり、全く生産しない場合には総費用がゼロであるが、生産を始めようとする固定費を負担しなければならない。そうすると、図 1 のように費用曲線が原点を含むので、生産可能性集合は凸集合ではなく、また費用曲線も凸曲線にならない。

右図は対応する限界費用曲線と平均費用曲線を表している。生産量が小さい場合には規模が拡大すると平均費用が下がり、規模の経済性が働く。規模の経済性が存在する部分では平均費用が限界費用を上回る。完全競争においては各供給者はプライステイカーとして行動するので、利潤最大化の点は需要曲線と限界費用の交点となるが、この点では利潤がマイナスである。したがって、この図のケースでは供給量はゼロになり、競争市場均衡は存在しない。

図 1 凸性が成立していない場合の費用曲線と競争均衡



以上の議論は電力市場にもあてはまる。しかしながら、固定費の問題はどの産業でも見られ、電力市場に特殊ではない。図 1 の右側の例は独占市場になり、もともと競争均衡にはならないケースである。需要がより大きくなると複数の供給者が存在ようになって寡占市場になり、供給者の数が十分に多くなれば、競争市場に近づいていくと期待できる。電力市場でやっかいなのは、これとは別のあまり知られていないタイプの非凸性が存在することである。

その第一は、火力発電(石炭、石油、天然ガス等)や原子力発電において顕著な「起動コスト(Start-up

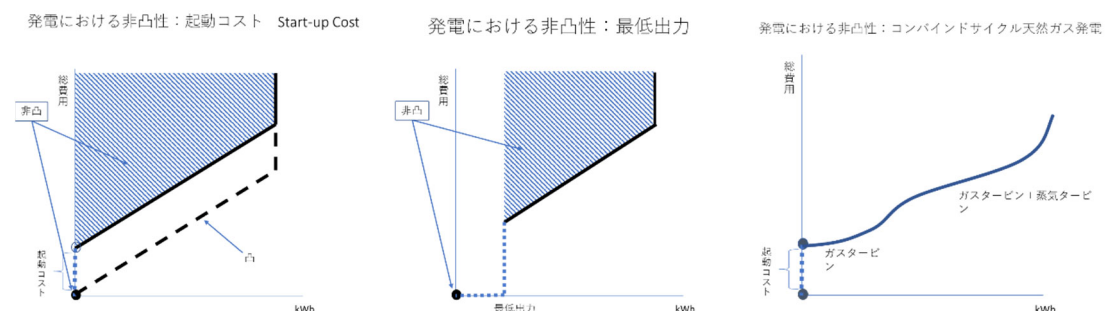
味での最適性である。

Costs)」である。これらの発電機は燃料や蒸気、ガス等を暖めなければタービンを回せないで、起動時に追加的な費用が発生する。起動コストの大きさは電源タイプや停止期間によって様々である。Stoft (2002), p.292 によると、アメリカでは通常の発電機についての起動コストは\$20～\$30/MW であると推定されている。日本の公表データは存在しないようであるが、永井他 (2016) の需給運用シミュレーションでは kW あたりの DSS 起動費⁶をコンバインドサイクルでは 2～10 円/kW、石油火力では 23～32 円/kW と想定している。起動コストが存在すると、費用曲線が図 2 の左図のようになり、固定費が存在する場合と同様な非凸性が発生する。

第二に、通常は一定出力以下での運転が困難であり、「最低出力」制限 (Lower Operating Limit; LOL) が存在する。たとえば、資源エネルギー庁 (2021)によると、新設の火力発電設備の最低出力は現行概ね 30%、一部 50%である⁷。また、流れ込み式水力・原子力・地熱は「長期固定電源」と呼ばれ、発電量を短時間で調整することが難しいとされている⁸。

コンバインドサイクル天然ガス発電機においては、ガスタービンだけで運転している出力レベルから蒸気タービンを併用する出力レベルに移るところで費用が増加するので、下図右端のようになり、追加の非凸性が発生する。

図 2 発電における非凸性：起動コスト、最低出力、コンバインドサイクル



起動コストや最低出力制限のもとでは競争均衡が存在しない可能性がある。Stoft (2002, p. 245)は、そのことを簡単な例を用いて説明している。以下では計算を簡単にするために数値を変えた例を用いて解説する。1 時間だけ 10 万 kW の需要があるとする。発電所の最大容量は 20 万 kW である。発電の限界費用はこの最大容量に達するまで 20 円/kWh であり、それを超える発電は不可能であるとする。各発電所の起動コストは 600 万円 (kW あたり 30 円) である。20 万 kW の容量一杯に発電したときの利潤は、価格が 50 円 (限界費用の 20 円を 30 円上回る) の時にちょうどゼロになる。価格が 50 円/kWh 未満であると赤字になるので供給はゼロである。価格がちょうど 50 円/kWh の場合には、発電量は 0kW か 20 万 kW

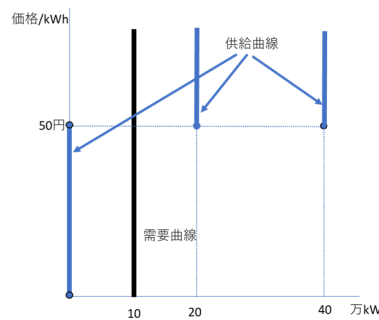
⁶ DSS (Daily Start Stop) は 1 日の間に起動停止を行うことを言う。

⁷ 最低出力を 20～30%に低下させていく方向が打ち出されている。

⁸ ただし、フランス等では原子力発電も柔軟に出力調整しながら運転しており、出力調整が技術的に不可能であるというわけではない。

W のいずれかである(発電量がこれらの中間になることはない)。価格が 50 円を超えると容量一杯に発電し、20 万 kW になる。したがって、供給曲線は以下の図 3 の青線のようになり、供給量がゼロと 20 万 kW の間や 20 万 kW と 40 万 kW の間になることはない。したがって、図のように需要が 10 万 kW のケースでは競争均衡が存在しない⁹。

図 3 起動コストと競争均衡の不存在



競争均衡が存在しない問題への対応策は大きく分けて 2 つある。

第一に、米国 ISO においては、需要者、供給者の入札に基づいて最適な起動パターンと発電量を最適化計算ソフトウェア(約定システム)が計算し、それを市場均衡とする。ところが、上で述べたように競争均衡が存在しないケースがあり、最適解で赤字になる事業者が発生する。米国 ISO における対応は、赤字になる事業者に損失補填を行うことである。この損失補填は Uplift と呼ばれている。

第二は、欧州で採用されている方式であり、最適解から乖離することを許容する。最適解において供給者に損失が発生するケースがあるし、逆に供給者の利益がプラスであっても最適解ではないケースもある。欧州では最適解をあきらめて、これらのケースは約定させないことにしている。利益がプラスであっても供給が許されない生産者が存在しうるが、こういった供給者への補償は行われない。

3. 系統運用と電力市場の欧州型アーキテクチャー

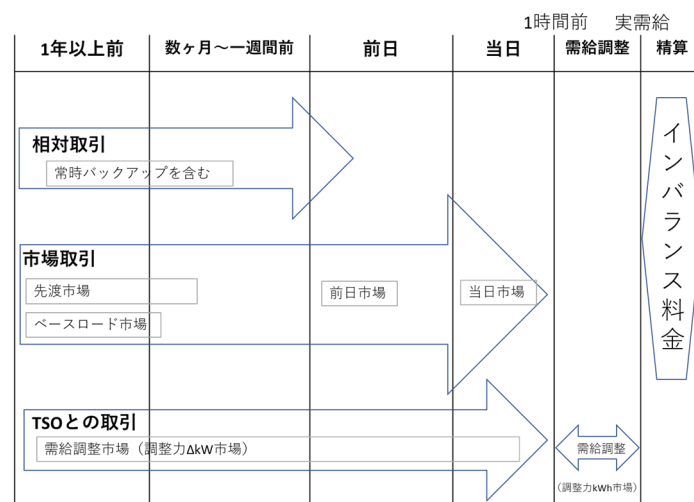
細かく見ると、電力市場の設計は国や地域によって様々である。それらをすべて扱うことは現実的でないので、代表的な欧州型と米国 ISO 市場型の 2 つのアーキテクチャーについて概観する。本節では欧州型を取り上げ、次節で米国 ISO 市場型を概説する。欧州型アーキテクチャーにおいてはゾーン制市場を採用し、ゾーン間では価格が異なりうるが、ゾーン内では同一価格としている。また、卸電力取引所 (Power Exchange) と送電系統運用者 (Transmission System Operator, TSO) が分離している。日本の電力システムは欧州型にならって構築されている。米国 ISO 市場型アーキテクチャーは地点別に価格をつける地点別限界価格 (Locational Marginal Pricing, LMP) を採用している。また、ISO が市場を運営しており、系統運用と価格形成が一体化されている。

⁹ ただし、戦略的な相互依存関係を各供給者が認識するゲーム理論の枠組みではナッシュ均衡が存在することが示されている。

3.1. 電力取引と需給調整

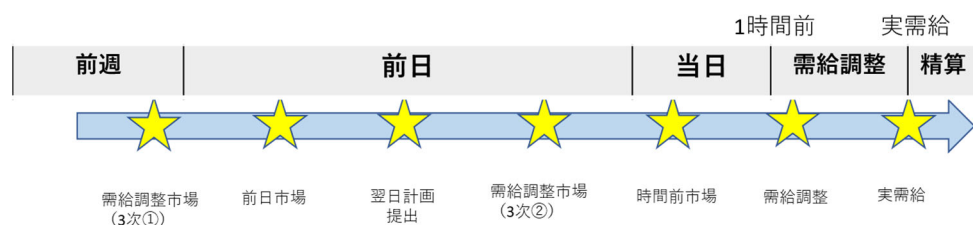
欧州型の電力市場アーキテクチャーにおいては、発電事業者や小売事業者の間で取引を行うフェーズとその後、TSO が需給調整を行うフェーズとの2つに分かれている。これらの分岐点となるのがゲートクローズである。ゲートクローズのタイミングは国や地域によって異なり、ドイツやフランスでは実需給の30分前であり、英国や日本は実需給の1時間前である¹⁰。

図 4 電力取引の時間軸



ゲートクローズまでは事業者間の相対取引と匿名ベースの取引所取引が行われる。通常は、発電事業者と小売事業者が BG (Balancing Group, バランシング・グループ) を構成し、BG 内の需要を供給が満たすように取引を行う。相対取引は前日といった短期のものから1年あるいはそれ以上前までといった長期のものまで様々なものがある。取引所取引は実需給の一日前の前日市場が主体であるが、当日にゲートクローズ前まで開かれる当日市場¹¹もある。また、中期(1ヶ月から2年後)の先渡市場も存在する。

図 5 需給調整市場とエネルギー市場のタイムライン



¹⁰ ドイツの一部の入札エリアでは 5 分前まで入札可能である。三菱 UFJ リサーチ&コンサルティング(2021)を参照。

¹¹ 時間前市場とも呼ばれる。

ゲートクローズ後は TSO の実運用に移行し、需要に供給がピッタリ合うようにするための需給調整や系統制約を満たすための混雑管理を行う。たとえば、突然の電源故障や需要変動によって供給が不足する際には、それを穴埋めするための電源やデマンド・レスポンスが必要になる。これらは TSO が需給調整市場において調達と運用を行う。電源キャパシティーの一部を需給調整用に TSO が確保して、キャパシティーいっぱいには発電しないようにしておくことによって非常時に備えている。

現在のところ、日本における需給調整市場とエネルギー市場のタイムラインは図 5 のようになっており、これらの市場が開かれるタイミングは同期していない。欧州でも同様であり、これらが同時最適化される米国 ISO 市場とは異なっている。この問題については後ほど 3.9 節で取り上げる。

TSO が需給調整に要したコストは、実需給後にインバランス料金として課金される。BG がインバランス算定の対象となり、各グループの BRP (Balancing responsible party, 需給調整責任者) がインバランス料金の支払に責任をもつ。インバランス算定の仕組みは国によって若干の相違がある。ドイツでは BG における実発電量と実消費量の差分がインバランスとなる(実同時同量制)。北欧では BRP が発電量と消費量の計画値を提出し、発電インバランスと消費インバランスの 2 つがそれぞれの計画値と実現値の差分として定義される。

3.2. 需給調整市場（調整力 ΔkW 市場）

需給調整市場は 2 つの部分からなっている。第一は、需給調整に用いる電源(及び、デマンド・レスポンス)のキャパシティーを確保(予約)しておく市場であり、日本では調整力 ΔkW 市場と呼ばれている¹²。第二は、ゲートクローズ後に需給調整のための電源稼働を行う市場であり、日本では調整力 kWh 市場と呼ばれている¹³。ゲートクローズ後には、調整力 ΔkW 市場で確保した電源容量に加えて、スポット市場や当日市場で約定しなかった余力活用電源¹⁴を用いることができ、これらを kWh 価格が低い順に運用する。需給調整用に用いるキャパシティーは予備力と呼ばれたり調整力と呼ばれたりしている。本稿では叙述を簡単化するために予備力と総称する。

調整力 ΔkW 市場で調達された電源等には提供された容量(kW)に応じた支払がなされる。需給調整サービスの供給者は BSP (Balancing service provider) と呼ばれる。電源の多くは需給調整のための予備力を提供することもできるし、エネルギー市場に電力を供給することもできる。また、キャパシティーを分割して、一部を需給調整市場に、残りをエネルギー市場に供給するといったこともできる。したがって、これらの 2 用途間の配分を最適化することが市場設計の重要な課題の一つになる。

欧州 ENTSO-E は予備力を応答スピードが速い順に FCR (Frequency Containment Reserve, 周波数制御予備力), FRR (Frequency Restoration Reserve, 周波数回復予備力), RR (Replacement Reserve, 代替予備力) の 3 つに分類している。FCR は Primary Reserve (一次予備力) と呼ばれ、通常は周波数の変

¹² 英語では Balancing Capacity Market とか Reserve Capacity Market とかと呼ばれている。

¹³ 英語では Balancing Energy Market と呼ばれている。

¹⁴ 容量市場の運用が開始されるまでの間は調整力公募における電源 II が余力活用電源に対応する。

動に応じて自動的に出力を増減させる調速機(ガバナー)によって対応するものである。FRR は FCR が対応した後に稼働して周波数を基準周波数に回復させる。RR は次に起きるかもしれない攪乱に対応できるように FRR を基準レベルにもどすために発動する。FRR には自動で稼働して周波数を基準周波数に回復させる aFRR (automatic frequency restoration reserve, 自動周波数回復予備力)とマニュアルで稼働して、aFRR を置き換えるかサポートする mFRR (manual frequency restoration reserve, 手動周波数回復予備力)がある¹⁵。

3.3. 前日市場

欧州型と米国 ISO 型のいずれにおいても相対取引や自己供給¹⁶が許されており、この点では同じである。しかしながら、細かく見ると相違点も存在する。後ほど見るように、米国 ISO 型では相対取引や自己供給も前日市場やリアルタイム市場に供給量(=需要量)を提出しなければならないが、欧州型では市場には提出せず、別途、翌日計画を TSO に提出する。しかしながら、欧州においても前日市場がすべての市場参加者が観察できる価格シグナルを提供しており、重要な位置を占めている。欧州型の前日市場は以下のような特徴を持っている。

第一に、米国 ISO 型と同様に、翌日の 24 時間分の電気を取引する。入札するのは時間帯毎の価格と売りあるいは買いの量(kWh)である。多くの国では 60 分単位であるが、英国では 30 分単位の商品も取引可能である。日本では 30 分単位である。

第二に、米国 ISO と異なり、入札は発電所毎ではなく、各 BG の集計量であり、ポートフォリオ入札 (Portfolio Bids)と呼ばれている。個別発電所の起動・停止 (Unit Commitment)と発電量 (Dispatch)は BG が決めている。

第三に、市場価格はシングルプライスオークション方式(ペイアズクリアー (Pay-as-Cleared) 方式とも呼ばれる)で決定される。これは高い価格から並べた買い注文と低い側から並べた売り注文の交点で市場価格を決定する方式である。市場価格より安い売値を入れた売り手も市場価格を受け取り、高い買値を入れた買い手も市場価格を支払えば良い。すべての落札者が同じ価格になるので、均一価格制 (Uniform Pricing)と呼ばれている。なお、売買は取引所との間で行われ、売り手は取引所から支払いを受け、買い手は取引所に支払いをする。

第四に、入札する価格はエネルギー価格のみであり、米国 ISO のような起動コスト等の入札はない。ただし、ブロック注文 (Block Orders)や複雑注文 (Complex Orders)が認められている。起動コストが存在する電源は、飛び飛びの時間帯しか落札できないと頻繁に起動停止を行うことになり、大きなコスト増になる。ブロック注文は飛び飛びの落札を排除する入札方式である。ブロック注文は複数の時間帯(ブロック)をまとめて入札するものであり、約定については、すべての時間帯が落札するか、どの時間帯も落札しな

¹⁵ aFRR と mFRR はそれぞれ Secondary Reserve (2 次予備力), Tertiary Reserve (3 次予備力)と呼ばれることがある。

¹⁶ 自己供給は、小売事業者が自分で発電を行って、市場を介さずに電力需要をまかなうことを指す。

いかの 2 択になる。複雑注文も複数時間帯について入札するが、約定するための条件として一定の方式で計算した収益が得られるかという最低所得条件 (Minimum Income Condition, MIC) が設定される。この最低所得条件は起動コストに類似した費用項目を含んでおり、米国 ISO 方式の簡略版とも解釈できる。

1 節で触れたように、欧州では MIP を用いる約定計算エンジンを採用しているので、以下のような処理を行っている。まず、MIP を用いて最適解を計算する。この最適解においては損失を被る供給者が存在するケースがあるし、逆に供給者の利益がプラスであっても最適解ではないケースもある。前者は PAB (Paradoxically Accepted Block) と呼ばれており、後者は PRB (Paradoxically Rejected Block) と呼ばれている。欧州では PAB は落札させないこととしており、PAB が存在しなくなるまで繰り返し計算を行っている¹⁷。また、PRB は許容しており、収益がプラスであっても最適解ではないので供給が許されない生産者が存在する。こういった供給者への補償は行われない。

日本でもブロック注文が導入されているので、欧州と同様な問題が発生する。ただし、約定プログラムが MIP ベースではないので、若干様相が異なる¹⁸。ブロック注文があると以下のようなケースが発生する。ブロック注文を入れると価格が下がり落札しないが、これを除外すると、供給が減少するので、価格が上がって利益が出るというケースである。日本ではこういったケースは落札させないというルールを採用している。

図 6 にあるように、日本におけるパドックス発生率は北海道を除いてはそれほど高くないが、市場規模に比較して電源が大規模な北海道においては 18% にも達している (2018 年)。欧州ではこの問題の緩和のために、リンクブロック (Linked Block) や排他条件ブロック (Exclusive Block)¹⁹ などの複雑な注文方式を導入しており、これらの利用は増加傾向にある²⁰。

第五に、EU の前日市場はゾーン制である。国全体が 1 つのゾーンになっているドイツ、フランス、英国等や、一国がいくつものゾーンに分かれているノルウェー等がある。ゾーン内は単一価格であるが、ゾーン間の市場結合 (Market Coupling) においては間接オークション (Implicit Auction) によって価格差を発生させている。これは EUPHEMIA と呼ばれているアルゴリズムを用いて行われる。EU には複数の取引

¹⁷ 日本ではこれまでのところ最適解を計算しないアルゴリズムを用いているが、最適解になっていないのは欧州と同じである。

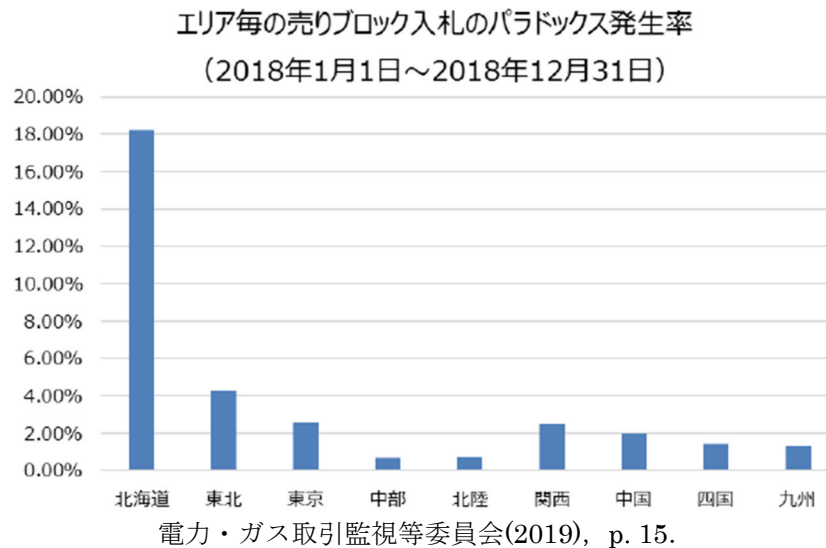
¹⁸ 日本卸電力取引所では欧州で用いられている約定計算エンジンを導入することになったので、いずれ欧州と同様な処理になると思われる。

¹⁹ リンクブロックは、ブロック入札間に親子関係を設定し、子ブロックの落札が親ブロックの落札に依存するようにした商品である。例えば、親ブロックに起動費を含めた高い価格を設定し、追加の子ブロックには燃料費相当のみの費用を設定して、親ブロックが落札することを子ブロックの約定の条件にする。排他条件ブロックは、複数のブロックを入札するが、約定するのは最大限それらの中で 1 つだけという排他条件を設定できる商品である。たとえば、短い時間帯ブロックなら高い価格、長い時間帯ブロックなら低い価格といった複数の入札を行い、それらのうちでベストのものが選択される。(Shah and Chatterjee (2020))

²⁰ All NEMO Committee (2021) を参照。

所があり、事業者はいずれかの取引所に注文を出す²¹。それらを集めて、EUPHEMIA がゾーン間の系統制約を考慮した約定計算を行っている。

図 6 ブロック入札における Paradoxically Rejected Bids



なお、米国 ISO は予備力を含めた最適化を前日市場において行っているが、欧州(及び、日本)では予備力の市場は別途 TSO が管理しており、米国のような同時最適化は行われていない。

ゾーン間の市場結合のためには、ゾーン間送電容量を計算して、それが満たされるように価格を決めなければならない。送電容量の計算方法には、ATCMC (Available Transfer Capacity Market Coupling, 利用可能送電容量による市場結合)とFBMC (Flow-Based Market Coupling, 潮流ベースの市場結合)の2つがある。ATCMC は隣接する2ゾーン間で送電容量を決めるものであるが、欧州のようなメッシュ型ネットワークでは正確な送電容量が計算できない。この課題を解決するために、複数ゾーンの潮流状況を踏まえて送電容量を決めるFBMC が考案された²²。Central Western European システム(ベルギー、オランダ、ルクセンブルク、フランス、ドイツ、オーストリアの9カ国から構成される)では2015年からFBMCを採用している。

3.4. 計画提出 (Nomination)

前日市場で取引が成立した後に、発電事業者は発電計画を TSO に提出する。これは計画提出 (Nomination)と呼ばれている。この発電計画は TSO が別途入札する予備力の容量も含む。また、取引所への入札は BG 単位の Portfolio Bids であったが、ここで提出する発電計画は個別発電所のものであ

²¹ 現時点では、EPEX Spot と Nord Pool の2つが EU の多くの国で電力取引所を運営している。これらに加えて、各国内だけで運営している OMIE (スペイン)、GME (イタリア) 等がある。

²² なお、ATCMC でも FBMC でも N-1 基準は満たさなければならないとされている。

る²³。

3.5. 当日市場

計画提出の後に取引所における当日市場がオープンする。当日市場は基本的に連続取引 (Continuous Trading) であり、日本ではザラ場方式と呼ばれている。これは注文が入ってきたらその度ごとに価格条件が合う取引相手がいるかをチェックし、いれば即座に取引を成立させるものである²⁴。なお、こういったザラ場方式に加えて、前日市場のようなシングルプライスオークション市場をもつ国もある。ドイツやベルギーでは前日の 15 時にオークションが行われる。また、スペインでは 6 回にわたってオークションが行われる²⁵。

当日市場においては 60 分単位の商品に加えて、30 分単位 (ドイツ、英国、フランス等) や 15 分単位 (ドイツ) の商品も提供されている。入札締切 (ゲートクローズ) の時間は以前は日本と同じく実需給の 60 分前であったが、英国では 30 分前、ドイツ、フランスでは 5 分前に短縮されている。また、前日市場と同様に当日市場もゾーン制市場である。

3.6. 需給調整 (調整力 kWh 市場)

当日市場が閉鎖された後に、TSO による需給調整が行われる²⁶。前述のように、需給調整に用いる予備力は前日市場等の電力エネルギー市場にも供給できる電源であり、調整力 ΔkW 市場でそれらのキャパシティの一部を予約・確保している。ゲートクローズ後には、調整力 ΔkW 市場での確保分に加えて、スポット市場や当日市場で売れ残った余力活用電源を用いることができる。通常はこれらを kWh 価格が低い順に運用する (調整力 kWh 市場)。電源を需給調整のために実際に稼働させた (電力供給を行わせた) 際には (事前に取り決められた) エネルギー価格を支払う。しかしながら、稼働させなかった部分についてはエネルギー価格の支払いはない。

欧州や日本のように複数の TSO が存在する場合には、各 TSO が確保してある電源の中で最も安価なものを用いるのが効率的である。調整力 kWh 市場の重要な役割はその際の TSO 間の取引を効率化することである。EU では国際間共通プラットフォームを構築し、手動周波数回復予備力 (mFRR) の市場 MARI と自動周波数回復予備力 (aFRR) の市場 PICASSO を 2022 年 12 月から稼働させている。MARI はゾーン型のモデルであり、需要者は TSO で供給者は BSP である。リアルタイムの 10 分前に 15 分ごと

²³ Papavasiliou (2020) によると、ベルギーにおいては送電制約を満たさない場合は提出された発電計画を TSO が拒否することもありうる。

²⁴ 売り手側と買い手側の入札価格に差がある場合には、先に入札した方の入札価格が取引価格となるのが通常である。

²⁵ 電力・ガス取引監視等委員会 (2021), p.19.

²⁶ 英国ではシステム運用者が送配電事業者から分離させられて、独立系統運用者 (National Grid ESO) が設立された。需給調整等はこの系統運用者によって行われている。

に稼働される²⁷。調整力 ΔkW 市場で調達された電源は調達容量まで入札する義務がある。PICASSOも同様なゾーン型モデルであり、4 秒ごとに稼働する。これらの目標稼働時期は 2021 年 12 月であったが、少し遅れて 2022 年に稼働が始まった。

3.7. インバランス料金

実需給の後に TSO は供給・需要の計画値と実績値の差を計算し、それに応じて BRP にインバランス料金を課す。インバランス料金は需給調整のコストによって決まるのが通常であるが、計算方法の詳細は国によって異なっている。EU はインバランス精算制度の調和に向けて、以下の原則を掲げている。

- (1) インバランス料金は電力エネルギーのリアルタイム価値による²⁸。
- (2) BSP への支払いは限界費用による Pay-as-Cleared 方式とする²⁹。
- (3) BRP のインバランスが余剰であるか不足であるかによらず単一の価格とする³⁰。

しかしながら、現状ではまだ国による相違が残っている。

金本(2022)でも紹介したように、停電を余儀なくされるような逼迫時には価格メカニズムがうまく機能しないので、政策的介入によって停電コストを反映した価格に近づけることが望ましい。EU では欧州委員会が 2017 年のガイドライン(European Commission, 2017)で逼迫時プライシング(Scarcity Pricing)の導入を推奨している。これを受けて、ベルギーでは逼迫時プライシング導入のための技術的な検討が進められている。その詳細については CREG (2020, 2021)が詳しい。

3.8. 混雑管理

すでに述べたように EU はゾーン制を採用しており、ネットワーク混雑への対応はゾーン内とゾーン間で異なっている。ゾーン間で混雑が発生する場合には、価格差を発生させることによって対応する(間接オークション)。ゾーン内では均一価格であり、混雑管理は再給電によって行う。再給電は、混雑送電線の送り側(混雑系統)にある発電所の出力を抑制し、受け側(非混雑系統)の発電所の出力を増加させることによって混雑を解消するものである。図 7 は非混雑系統の需要が D^1 で混雑系統の需要が D^2 であ

²⁷ PICASSO と MARI は kWh の市場であり、予備力容量(ΔkW)の市場ではないことに注意されたい。

²⁸ European Commission (2017)は、インバランス料金はリアルタイム価値で清算されなければならないとしている：

(b) ensure that imbalances are settled at a price that reflects the real time value of energy;

²⁹ European Commission (2017) では、

Such methodology shall: (a) be based on marginal pricing (pay-as-cleared);
と書かれている(Article 30)。

³⁰ ACER (2015) では以下のように書かれている。

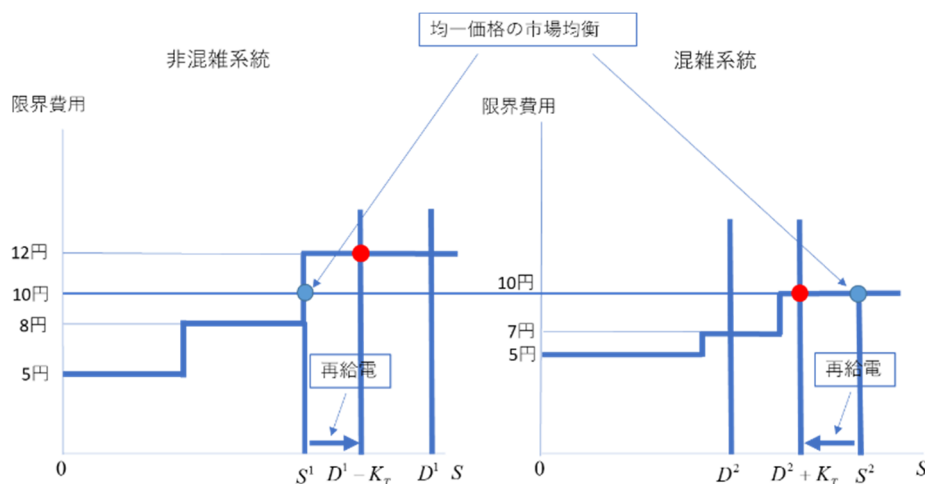
the Agency is of the opinion that a single price for positive and negative imbalances should be implemented, with the possibility to use a dual price when a TSO provides the justification that it meets the criteria envisaged in the proposal for harmonisation of imbalance settlement.

る場合を表している。仮に送電容量が十分に大きい場合には混雑系統内にある限界費用 10 円/kWh の電源が価格を形成する。この場合の両地域における発電量は S^1 と S^2 となり、混雑系統から非混雑系統への送電量は $S^2 - D^2 = D^1 - S^1$ となる。ここで送電線の容量が K_T の場合には、送電容量が不足するので、混雑系統内にある限界費用 10 円/kWh の電源を抑制し、その代わりに非混雑系統内の 12 円/kWh の電源を焚き増さなければならない。このケースでは $12 - 10 = 2$ 円/kWh の混雑処理コストが発生する。

再給電はまず需給調整市場で TSO が調達した電源を用いて行うが、それで足りない場合には他の電源を用いることになる。再給電によって発生する発電事業者の費用増加は TSO が補償し、その費用は託送料金(系統利用料金)でまかなっている。

日本では、間接オークションの導入後は連系線をまたいだ市場分断が行われている³¹。しかし、地内(各送配電事業者の管轄区域内)では市場分断はなく、欧州と違って送配電事業者が再給電によって混雑対応をすることもしていなかった。しかしながら、ノンファーム型接続の導入にともない、再給電を行うこととなった(資源エネルギー庁;2021)。

図 7 再給電によるネットワーク混雑管理



3.9. 欧州における市場設計の課題と改革案

欧州においては米国と違ってエネルギー市場と予備力市場が同時最適化されていないので、非効率性が発生している。特に重要とされているのは、逼迫時にエネルギーと予備力の価格がシンクロナイズしていないことである。ベルギーにおいては逼迫時プライシングの導入が検討されているが、その際に大き

³¹ 連系線をまたぐ相対取引は先着優先の混雑処理を行っていたが、2018 年 10 月に間接オークションに移行した。連系線をまたぐ取引は一日前市場への応札が義務づけられ、送電制約が発生する場合には地域間で値差が発生する。経過措置として 2016 年度から最長 10 年間は既存利用者に金融的送電権を付与。先着優先の混雑処理による非効率な発電は間接オークション導入によって解消した。

く取り上げられたのは、リアルタイムの予備力市場がないことである³²。逼迫時プライシングは需給が逼迫して予備率が一定以下になると、電力価格(エネルギー価格と予備力価格の双方)に上乗せ分を追加して、人為的に価格を上昇させるというものである。米国 ISO では前日市場とリアルタイム市場の双方にこれが導入されている。また、エネルギー市場と予備力市場が同時最適化されているので、逼迫時には双方の価格が上昇する。EU ではインバランス料金がリアルタイム市場に相当するが、予備力のうちで実際に給電した分についてはインバランス料金による支払いを受けるが、給電されなかった分についてはインバランス料金の支払いがない。このことが需給逼迫への市場の対応を不完全にする指摘されている。実需給時の逼迫が予想されると、それが当日市場や前日市場の価格に反映されて、逼迫回避行動が起きるという Back Propagation(逆伝播)が十分に機能しないという議論である。シミュレーション分析によると、予備力にリアルタイムの逼迫時プライシングを導入することによってコンバインドガス火力の採算性が大きく改善する(Papavasiliou, et al.; 2021)。

前述のように、欧州では起動コスト等によって市場均衡が存在しなくなる問題の対応策として、最適解をあきらめて、PAB を許さないという制約の下で次善の最適を求めているが、これは約定計算アルゴリズムに大きな負荷をかけている。PAB は最適解の中で赤字になる注文であるが、赤字になるかどうかを見るためには価格が必要である。ところが、価格是最適化問題を解いた後でなければ得られない。したがって、PAB 制約のもとでの最適化は単一の最適化問題としては定式化することができず、最適解を求めた後に価格を計算する双対問題を解いて、赤字注文かどうかをチェックする。赤字注文が存在する場合には、それらを除外するような制約(Cutting Plane, 切除平面)を付け加えて、再度最適化問題を解くという反復計算を繰り返す。これは MPEC (Mathematical Program with Equilibrium Constraints, 均衡制約計画問題)と呼ばれており、制約をつけない通常の MIP より解くのが遙かに難しい³³。そのために、EU においてもブロック入札の数等に制限がかけられている。

この問題は、同じ価格をすべての落札者に適用しなければならないという EU ガイドラインの均一価格制(uniform pricing)によってもたらされている。Van Vyve (2011) は均一価格の規制を外して、最適解を追求すべきという提案を行っている。この提案の詳細については後ほど 6.3 節で紹介する。

欧州では国毎の電力市場を統合してきたので、多様な入札方式が併存しており、前日市場の約定アルゴリズムである Euphemia は、北欧と中西欧州のブロック注文、スペインの複雑注文(Complex Orders)³⁴、イタリアの Prezzo Unico Nazionale (PUN)のすべてを同時に扱っている。これはアルゴリズムにとって大きな負荷になっているので、アルゴリズムの開発・保守を行う N-Side は火力発電用入札方式(thermal orders)に統合することを提案している。この入札方式は後述する米国 ISO の 3 パートオファー方式に類

³² CREG (2020, 2021), Papavasiliou (2017, 2018, 2021)等を参照。

³³ Madani, et al. (2016)。なお、MPEC は MPCC (Mathematical Program with Complementarity Conditions) と呼ばれたり、Bilevel Optimization Problem (2 レベル最適化問題) と呼ばれたりもしている(Madani and Van Vyve; 2015)。

³⁴ Complex Orders には MIC (Minimum Income Condition) Orders や LG (Load Gradient) Orders がある。

似している。また、Complex Orders はアルゴリズム上の扱いが難しいので、処理の容易な Scalable Complex Orders (SCO) に移行してきている。SCO は起動コストと類似した項目を含んでおり、3 パートオファの単純形と見ることができる³⁵。

Richstein et al. (2019) は SCO に類する複数パート入札を単純入札(每期独立の入札)、及びブロック入札と比較している。彼らの結果によると、起動コストと不確実性が存在する場合には、単純入札とブロック入札は非効率な結果をもたらすが、複数パート入札はこういった非効率性をもたない。

4. 米国 ISO 市場型アーキテクチャー

米国 ISO 市場は欧州型アーキテクチャーと大きく異なった枠組みを持っている。米国には 7 つの ISO が設立されており、それぞれが少しずつ異なった市場設計をもっている。ここでは、それらのうちで最大で代表的とされている PJM を例にとって米国 ISO 市場型アーキテクチャーを概観する³⁶。

4.1. 2 回決済システム (Two Settlement System)

米国 ISO においてはゲートクローズ前後という区別はなく、基本となるのは実需給時におけるリアルタイム市場と前日に開かれる前日市場である。需要者、供給者はまず前日市場に翌日の 24 時間について、1 時間毎の入札を行う。それをベースに、システム運用者 (ISO) がネットワーク制約のもとでの最適化問題を解いて、地点別限界価格 LMP を決定する。

リアルタイム市場は実需給時の 5 分間毎に市場価格を決定する。各市場参加者はリアルタイム市場に向けて前日市場からの変更を入札する。この入札は実需給の 65 分前にクローズされる。前日市場で決められた価格と量は金銭的な拘束力があり (financially binding)、リアルタイム市場はそれ以降の変化分についての調整を行う。たとえば、発電事業者が前日市場で成約した供給量と市場価格が (Q_{DA}, P_{DA}) であり、リアルタイムの供給量と市場価格が (Q_{RT}, P_{RT}) であると、受け取る額は合計で

$$\text{支払額} = P_{DA}Q_{DA} + P_{RT}(Q_{RT} - Q_{DA})$$

となる。この仕組みは Two Settlement System (2 回決済システム) と呼ばれている。また、リアルタイム市場は Balancing Market (需給調整市場) と呼ばれる。

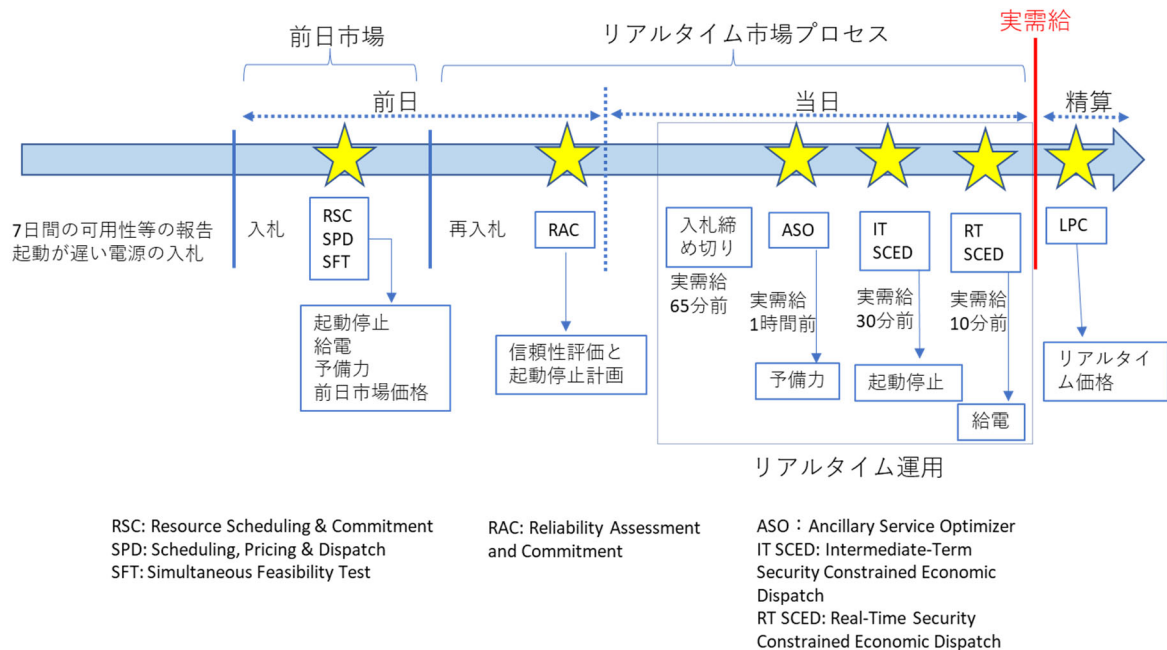
³⁵ SCO は以下のような構成になっている。

- 各時間毎の階段状注文価格曲線。各時間に一つずつで、時間毎に異なっても良い。
- 最低所得条件 (買い注文の場合は最高支払額条件) を決める固定金額 FT (3 パートオファにおける起動コストに対応)
- 時間あたりの MAV (Minimum Acceptance Volume, 最低出力量)
- 負荷勾配条件 (Load Gradient Condition) : 出力増減勾配についての制限値を指定
- 予定停止条件 (Scheduled Stop Condition) : あらかじめ予定停止期間を指定しておく、その期間内においては本来のタイミングより停止を 1 時間遅らせる。

³⁶ 以下の解説のかかなりの部分は Helman, et al. (2008) に拠っている。この本が出版された後の 2017 年までの展開については米国及びカナダの ISO が集まって組織した ISO/RTO Council (IRC) が IRC (2017) に簡単にまとめている。2017 年以降の状況については、PJM (2022a) 等の ISO マニュアルに拠っている。

上述のように、米国 ISO 市場は前日午前に翌日の 24 時間分の取引を行う前日市場と当日 5 分ごとのリアルタイム市場が主体である。これらの市場のタイムラインは PJM においては以下の図 8 のようになっている³⁷。

図 8 PJM における市場取引のタイムライン



まず、前日市場が開く前に、容量市場で落札した電源は翌 7 日にわたる発電可能性を報告する。また、起動時間が 24 時間を超える電源は翌 7 日分のオファー価格を提出しなければならない。

前日になると、市場参加者は午前 11 時までに入札を行う。それを受けて PJM は各電源の起動停止と起動した電源の発電量、予備力の調達量を決定する。その後に前日市場の価格(エネルギーと予備力の双方)を決定し、それらを通常は 13 時 30 分までに公示する。後ほど詳述するように、これらの計算は RSC(Resource Scheduling & Commitment)、SPD(Scheduling, Pricing & Dispatch)、SFT(Simultaneous Feasibility Test)の 3 つのソフトウェアを用いて行われる。

前日市場の結果が利用可能になってから 14 時 15 分までは再入札時間となっており、市場参加者は入札の変更を行うことができる。その後に、PJM は信頼性評価と起動停止計画の策定³⁸を改めて行い、前日市場の結果を修正する。なお、ここで決める起動停止計画はリアルタイム市場の一部と整理されており、前日市場からの変更分はこれ以降に発生する変更も含めてリアルタイム市場価格を用いて精算される。

当日においても、実需給の 65 分前までは入札の変更が可能である。入札変更を締め切った後には、

³⁷ 詳細については、PJM (2022a) を参照されたい。

³⁸ RAC(Reliability Assessment and Commitment)と呼ばれている。

実需給 1 時間前に予備力の最適化プログラムである ASO (Ancillary Service Optimizer) が電力エネルギーと予備力の同時最適化を行う。このプログラムは実需給時間の 60 分後までの先読みを行う。次に、IT SCED (Intermediate-Term Security Constrained Economic Dispatch) が実需給 30 分前までに追加的な起動停止を決定する。このプログラムは 15 分、30 分、75 分、120 分の先読みを行う。その後、RT SCED (Real-Time Security Constrained Economic Dispatch) が実需給 10 分前に最終的な給電 (dispatch) と予備力の割り当てを決定する。このプログラムは 8~10 分の先読みを行う。

実需給後に、LPC (Locational Pricing Calculator) が最終的な RT SCED の結果をもとに 5 分ごとのリアルタイム市場価格を計算する。

PJM においては相対取引 (Bilateral Contract) や自己供給 (Self-Supply) が許されている。これらの取引は価格入札を行わず、供給量あるいは需要量だけを申告する。ただし、後ほど見るように、混雑料金と限界ロス料金は負担しなければならない。表 1 はリアルタイムの供給に占めるこれらの取引の割合を示している。2020 年においては、市場供給は 30% 以下であり、自己供給が 60% 前後、相対取引が 15% 前後であった。

表 1 PJM における相対取引と自己供給の割合 (2020 年)

	Bilateral Contract	Spot	Self-Supply
1 月	17.1%	24.7%	58.2%
2 月	16.6%	23.8%	59.6%
3 月	16.9%	23.8%	59.3%
4 月	17.2%	21.5%	61.3%
5 月	17.2%	21.6%	61.1%
6 月	15.9%	23.3%	60.7%
7 月	15.3%	25.5%	59.2%
8 月	15.9%	24.4%	59.7%
9 月	16.1%	25.7%	58.3%
10 月	16.0%	28.1%	56.0%
11 月	15.3%	26.3%	58.4%
12 月	14.9%	26.4%	58.7%
年間	16.1%	24.7%	59.2%

出典 : PJM Market Monitor (2020), p. 135.

4.2. 前日市場

前日市場とリアルタイム市場では 1 万を超える地点別に価格 (LMP) が決定される。まず、前日市場におけるオークションは、電力エネルギーと調整力・予備力の需要を満たすために必要な総費用を発電と送電の制約の下で最小化する動学的最適化プログラムに供給オファーと需要ビッドを入力することによ

って行われる³⁹.

前日市場においては,

- (1) 起動コスト(Start-up cost): 発電機を起動するときのコスト
- (2) 増分エネルギー費用(Incremental energy cost): 燃料費等の運転経費
- (3) 無負荷費用(No-load cost): 発電機を出力ゼロで運転するときのコスト⁴⁰

の3つと, 最大出力(緊急時と経済的), 最低出力(緊急時と経済的), 標準変化率(default ramp rate)等の技術的な制約条件を入力する. これらのデータをもとに, ISO が系統制約下での費用最小化を行う混合整数プログラム(MIP)を解いて, 起動・停止と発電量を定める⁴¹.

この最適化プログラムには周波数制御予備力(Regulation)と運転予備力(Operating Reserves)も含まれ, これらを電力エネルギーと同時最適化している⁴².

図 8 に示しているように, 前日市場の最適化プログラムは RSC(Resource Scheduling & Commitment), SPD(Scheduling, Pricing & Dispatch), SFT(Simultaneous Feasibility Test)の3つのソフトウェアから構成されている. RSC は翌日以降の 48 時間分の最適な起動・停止計画を計算する. SPD は RSC が求めた起動停止スケジュールを前提に時間毎の発電量を定めるとともに, LMP や予備力価格を決定する. SFT は Contingency Analysis(想定事故解析)を行って, 制約式を作成し, それを SPD に渡して, 信頼性基準が満たされるようにする. なお, PJM 以外の ISO では RSC は SCUC(Security Constrained Unit Commitment, 系統制約付き起動・停止計画)と呼ばれることが多い. また, SPD と SFT をまとめて SCED(Security Constrained Economic Dispatch, 系統制約付き給電指令)と呼ぶことが多い.

前日市場におけるプライシング

起動・停止と発電量(及び, 調整力・予備力の確保量)を決める MIP プログラム(dispatch run と呼ばれ

³⁹ 伝統的には, 需要側は価格に依存しない需要量をビッドしていたが, 価格感応需要(Price Responsive Demand)の入札が認められるようになった. PJM が用いている最適化プログラムは費用最小化問題として定式化されているが, 単なる費用最小化では価格感応需要は最適化されないため, 価格感応需要価値(Price Responsive Demand Value)を費用から差し引く処理が行われている. これは消費者余剰と生産者余剰の和を最大化する通常の社会厚生最大化問題と同じ結果をもたらす.

⁴⁰ PJM は無負荷費用を以下のように仮想的に定義している.

No-Load Cost (\$/hour) is the hourly cost required to theoretically operate a synchronized unit at zero MW. It consists primarily of the cost of fuel, as determined by the unit's no load heat (adjusted by the performance factor) times the fuel cost. It also includes operating costs, Maintenance Adders, and emissions allowances. (PJM 2022b)

⁴¹ 起動コストと最低出力制限以外にも, 出力変化速度(Ramp rate)や出力変化時間(Ramp time)等の重要な技術的制約が存在し, それらにも対応している. ここで, 出力変化速度は出力変化(増加あるいは減少)の速度(kW/h あるいは発電容量の%/時間)であり, 出力変化時間は起動してから最低出力制限に達するまでの時間である.

⁴² エネルギーの供給と同様に, Regulation と予備力についても自己供給(self-supply)が許されている. ただし, 信頼性確保のために, これらはゼロ価格で入札することが要求されている.

る)を解いた後に、LMPを決めるLPプログラム(pricing runと呼ばれる)を走らせる。後者のプログラムは dispatch run で解いた起動・停止を所与として起動している電源の発電量を最適化し、そこから出てくるシャドープライスを LMP とする。LMP は高圧送電ネットワークの各ノード(バス)におけるエネルギーバランス制約に関するシャドープライスであり、起動される電源のうちで最高の増分エネルギー費用に等しく設定される。LMP はエネルギー、送電ロス、混雑の 3 つに分解され、

$$\text{LMP} = \text{システム限界価格} + \text{混雑料金} + \text{限界ロス料金}$$

となっている。エネルギー部分を表すシステム限界価格は基準ノードの価格である。送電ロスと混雑料金は一般にノードによって異なる。送電ロスの限界費用は平均費用の約 2 倍であることを反映して、送電ロス料金は発生する送電ロスの約 2 倍になっている⁴³。

送電ロスと混雑が存在する場合には、ISO は余剰収入を得る。これらは金融的送電権と送電ロス還付金の形で市場参加者に配分される。

すでに触れたように、起動コスト等の非凸性が存在する場合には競争均衡が存在しないことがある。米国 ISO の対応策は最適解の起動パターンと発電量を ISO が指令し、それを守らせる(あるいは、守るインセンティブを与える)ことである。競争均衡が存在しない場合には、最適解で損失が出る事業者が発生するが、そういった事業者には損失を補填する。この損失補填は Uplift と呼ばれている。

エネルギー価格オファーを出す全ての発電ユニットと全ての価格感応的需要ビッドは、ディスパッチ可能であれば、前日市場価格を決めることができる。ここで、ディスパッチ可能というのは ISO が出力を増減することができるという意味である。また、後述するヴァーチャル取引も市場価格を決めることができる。しかしながら、市場支配力対策のために、一定の条件の下では、ディスパッチ可能な発電ユニットでも価格を決めることが許されないことがある。たとえば、一定時間以上にわたって最低出力になっている電源は価格を形成することができない。

PJM においては送電利用料金(日本における託送料金に対応)は需要側が払うことになっており、発電側は負担しない。また、相対取引も認められているし、自己供給を行う垂直統合の公益事業体も存在するが、これらを含め全ての電力需要は送電利用料金を支払わなければならない。相対取引や自己供給は前日市場やリアルタイム市場を通じて電力エネルギーを購入する必要はなく、当事者間で決めた価格と数量での取引ができる。しかしながら、投入地点、引出地点毎の取引量を ISO に申告する必要がある。投入地点と引出地点の LMP の差(=混雑料金と送電ロス料金)については限界送電利用料金として PJM に支払う必要がある。

ファストスタート (Fast Start) 電源

自然変動電源の増加に伴って、その変動を調整するために起動時間の短い(fast-start)電源⁴⁴が多用

⁴³ 送電ロスは通常は送電電力量の 2 次関数で近似されるので、平均送電ロスは限界送電ロスの約半分である (Helman, et al., 2008, Section 5.7.3)。

⁴⁴ PJM では起動時間が1時間以内で最低運転時間が1時間以内か最低ダウン時間が1時間以内の電

されるようになった。そのために最近になって LMP 方式は修正され、短時間だけ稼働するファストスタート電源については、起動コストを組み込むことを認める特別な扱いがされるようになった。具体的には、起動されることになったファストスタート電源については、整数緩和を施し⁴⁵、起動コストを組み込んだ価格で LMP を形成することができるようにした。

バーチャル取引 (Virtual Trading)

Helman, et al. (2008)によると、2000 年から東部の ISO はバーチャル取引を導入した。PJM が入札ベースの電力市場を始めたのが 1997 年であるので、バーチャル取引はごく初期から存在していたことになる。バーチャル取引は実物の電力を取引するものではなく、純粹に金融的な取引である。前日市場に売りや買いの入札を行うが、実際に電力を供給あるいは需要するものではなく、リアルタイム市場で相殺する取引を行うことがセットになっている。たとえば、前日市場で売りの入札 (Increment Offers)を行っても、実際の電力供給に変換されることはなく、リアルタイム市場で買い戻さなければならない。

リアルタイム市場は前日市場より価格変動が大きいので、物理的な需要や供給を行う主体にとってはバーチャル取引は価格変動リスクをヘッジするためのツールとなる。特に、混雑料金部分はその時の潮流状況に依存して大きく変動するので、これのヘッジが重要になった。金融的送電権は前日市場にしか設定していないので、リアルタイム市場における混雑料金変動をヘッジするためにはバーチャル取引が必要である。

物理的な電力取引を行わない金融機関等もバーチャル取引に参入している。これらの金融取引を行う主体は前日市場とリアルタイム市場の間の裁定を行う。バーチャル・トレーダー間の競争によって、前日市場とリアルタイム市場の価格がより収束するようになったと言われている。

PJM (2015)はバーチャル取引が果たしている役割を評価し、以下の 4 点がとりわけ有益であるとしている。

- 物理的な供給や小売を行う主体に対してヘッジの機会を与える。
- 金融機関等が市場に参加するので、流動性が高まる。
- 投機的取引と裁定取引によって、前日市場とリアルタイム市場との間で価格と起動・停止がより収束するようになるので、市場の効率性が高まる。
- 市場参加者が増えるので市場支配力が軽減される。

バーチャル取引の導入によって、前日市場は物理的側面がより小さくなり、金融的側面が大きくなった。前日市場の後に追加的な信頼性ユニットコミットメントを行うようになった一つの理由はこれに対応するためである。

源をファストスタート電源としている。

⁴⁵ 0 か 1 のいずれかでなければならないという制約を 0 と 1 の区間にあればよいという制約に置き換えて最適解を求め、そのシャドウプライスを価格とする。この手法だと起動コストのすべてを LMP が反映するわけではない。たとえば、整数緩和のもとでの最適解が 0.5 であると、起動コストの半分が増分エネルギー費用に上乗せされる。もちろん、起動コストで回収できなかった部分は Uplift で補填される。

予備力の同時最適化

前述のように、PJM では前日市場において周波数制御予備力(Regulation)と運転予備力(Operating Reserves)を電力エネルギーと同時最適化している⁴⁶。PJM 管内には発電と小売の双方を持つ公益事業者が存在する。そういった事業者は予備力を自己供給(self supply)することが許されている。信頼性確保のために、自己供給分はオークションにおいてゼロ価格で入札することが要求されている。需要側(LSE⁴⁷)は予備力に対する入札を行わず、ISO が代わって調達する。

逼迫時プライシング

逼迫時プライシング(Scarcity Pricing)は、予備率が低下する需給逼迫時に予備力価格を人為的に高く設定するものである。これはテキサスの ERCOT で始まり、PJM でも採用している。エネルギー市場は予備力市場と同時最適化されているので、逼迫時にはエネルギー価格も高くなる。

混雑管理

前日市場では、系統混雑はオークションにおける最適化の結果として出てくる地点間価格差によって処理される。これに対して、リアルタイムでの混雑管理はオペレーターによる分刻みの調整が必要とされるので、4.4 節で見るように非市場的意思決定がなされることもある(Helman, et al. (2008))。

4.3. 信頼性ユニットコミットメント (Reliability Unit Commitment)

前日市場の約定結果が、実需給時における十分な電力供給を保証するかどうかについて不確実性が存在する⁴⁸。第一に、バーチャル供給が物理的供給を置きかえていて、実際には供給力が不足しているかもしれない。第二に、需要側は前日市場にビッドすることが義務づけられていないので、バーチャル需要のビッドが許されていることも相まって、前日市場に入札された需要が過小なのか過大なのかわからない。この問題については、前日市場とリアルタイム市場の間に、信頼性ユニットコミットメント(Reliability Unit Commitment)と呼ばれる中間的なステップを付け加えることで対応している。なお、Reliability Unit Commitment という名称は Helman, et al. (2008)によるものであり、PJM の最近のマニュアルでは図 8 のように Reliability Assessment and Commitment (RAC)と呼んでいる。

信頼性ユニットコミットメントにおいては、2 つのことが行われる。第一に、バーチャルオファーを取り除いて、物理的な供給力がどれだけ存在するかを計算する。第二に、翌日の需要予測と前日市場で決ま

⁴⁶ 米国では日本と同様に予備力(調整力)について平常時(non-event)と緊急時(contingency、電源や系統の事故等の発生時)に分類することが多い(Ela and Hytowitz; 2019)。前者には Regulation がある。後者は Contingency Reserve と呼ばれ、PJM では Synchronized Reserve(同期予備力)と Non-Synchronized Reserve(非同期予備力)の 2 つから構成される Operating Reserve が相当する。

⁴⁷ 最終需要家に電力供給を行う事業者を LSE(Load Serving Entity)と呼んでいる。日本の小売事業者に対応する。

⁴⁸ 以下の議論は Helman, et al. (2008)による。

った需要量を比較し、前者が大きい場合にはその差を埋めるように、追加的な発電ユニットをコミットする。信頼性ユニットコミットメントによってコミットされた発電ユニットはリアルタイム価格での補償を受けるので、信頼性ユニットコミットメントはリアルタイム市場の始まりであると解釈できる。

信頼性ユニットコミットメントにおいては市場価格の計算は行わず、前日市場と ISO 需要予測との乖離を埋めるために起動する発電ユニットを MIP プログラムによって決定する。追加で起動された発電ユニットは、リアルタイムでのエネルギー供給についてリアルタイム市場からの支払いを受ける。リアルタイム市場でのエネルギー収入で起動コストと無負荷コストをカバーできるかどうかをチェックして、不足する部分についての補償額(Uplift)を決定する。

4.4. リアルタイム市場

リアルタイム市場においては、前日市場からの様々な変化を考慮に入れた最適化を行う。電源の起動は前日市場及び当日の信頼性ユニットコミットメントでほぼ決められているので、追加の起動停止はそれほど多くなく、主体はファストスタート電源であると思われる。リアルタイム市場における発電量はその時点で起動されている電源の発電量を最適化する線形計画(LP)問題を解いて求められる。前述のように、LP は MIP に比較してはるかに短時間で解くことができる。リアルタイムの地点別限界価格(LMP)は最適化問題のシャドウプライスから求められる。リアルタイム市場の価格は欧州型アーキテクチャーにおけるインバランス料金に相当すると考えられる。

リアルタイム市場は1時間毎の市場として運営されている。PJM ではリアルタイムのオファーとビッドを前日に集めて、当日の変更を許していなかったが、2017 年 11 月以降は当日の変更が許されるようになり、実需給時間の 65 分前まで変更が可能である。また、価格は 5 分ベースで計算される。

リアルタイムの起動停止、給電、市場価格

図 8 で見たように、PJM のリアルタイム市場では 3 つのプログラムを走らせている。第一は、予備力の最適化プログラムである ASO (Ancillary Service Optimizer) である。このプログラムは、電力エネルギーと予備力の同時最適化を行って、周波数制御予備力や柔軟性のない運転予備力の調達量を決定する。第二は、前日及び信頼性ユニットコミットメントから出発して、運用日の間中、数時間先まで見通しながら起動及び停止を行う IT SCED である。このユニットコミットメントにおいては、通常は前日市場でコミットされていないピーク電源、あるいはスケジュールを変更する必要があるピーク電源だけを考慮すれば良く、実需給 30 分前までに追加的な起動停止を決定する。このプログラムは 15 分、30 分、75 分、120 分の先読みを行う。第三は、ディスパッチのプログラムであり、IT SCED で決められたコミットメントを所与として、最適ディスパッチのために 5 分毎に発電出力を調整し、LMP を決定する。PJM では RT SCED と呼んでおり、実需給 10 分前に最終的な給電(dispatch)と予備力の割り当てを決定する。このプログラムは 8～10 分の先読みを行う。

価格(LMP)は pricing run によって 5 分毎に計算される⁴⁹。前日市場と同様に、ファーストスタート電源については整数緩和を施した上で最適解を求め、そのシャドープライスによって価格を計算する。このリアルタイム価格にリアルタイム供給量と前日市場供給量の差をかけたものがリアルタイム市場で支払われる。なお、実際の精算は 1 時間毎に集計したものをを用いて行われる(PJM, 2023, p. 28)。

需給調整⁵⁰

需給調整は基本的にリアルタイム市場で行われるが、事故や様々な不確実性に対応するための予備力も必要であり、ISO が事前に調達して、運用している。また、稼働している電源は提出してある出力制限の範囲内で ISO が出力を増減することができる。もちろん、それによる費用の増加は補填される(Make Hole Payment)。

前述のように、前日市場と同様にリアルタイム市場でも電力エネルギーと予備力を同時最適化している。また、需給逼迫時に高い価格を設定する逼迫時プライシング(Scarcity Pricing)はリアルタイム市場においても行われている。一般に、逼迫時価格を決める需要曲線は前日市場とリアルタイム市場で同じでなければならない。前日市場とリアルタイム市場のいずれか一方の市場価格を自分に有利にするためにもう一方の市場での行動を変えるインセンティブを持たせないためである。前日市場では同時最適化によって市場価格を決める際に逼迫時価格も決定される。リアルタイム市場ではシステムオペレーターが信頼性確保のために市場外アクションをとっている可能性があるため、逼迫時かどうかの宣言はオペレーターの人的意思決定である。

混雑管理

前日市場と異なり、リアルタイムにおける混雑管理は物理的な再給電を必要とすることが多い。システムオペレーターは LMP と給電指令を用いて混雑管理を行うが、数多くの他の非市場アクションを用いることも可能である。たとえば、PJM では、再給電の前に、コストのかからない手法⁵¹で利用可能なものをすべて用いて混雑を解消しようとする。非コスト的手法が尽くされた後に、個々の混雑送電要素(each individual congested transmission element)にディスパッチソフトが守らなければならない閾値(通常は、facility rating の 95~100%)を設定する。

4.5. 市場支配力対策

電力市場においては他の市場に比較して市場支配力の問題が厳しいことが認識され、米国 ISO においては周到な市場支配力対策が実施されている。ここでは PJM における市場支配力対策を概観する。

⁴⁹ リアルタイムの LMP を計算するプログラムは Locational Pricing Calculator (LPC)と呼ばれている。

⁵⁰ この項と次項の説明は Helman, et al. (2008)による。

⁵¹ それらの例は、PAR adjustments, transformer tap adjustments, MVAR adjustments, switching capacitors/reactors in/out-of-service, switching transmission facilities in/out-of-service, and curtailing transactions that have indicated that they are “not-willing-to-pay” congestion などである。

基本的なアプローチは、事前に限界費用等のコストデータを登録させておいて、市場支配力行使の懸念がある場合には、コストデータを用いて計算した上限価格で入札価格を置き換えるというものである。これは約定計算アルゴリズムに組み込まれており、ソフトウェア上で自動的に処理される。また、前日市場、リアルタイム市場、Regulation 市場、容量市場のすべてにおいて同様な入札価格変更措置が適用されている。

入札価格変更措置の発動基準は TPS (Three Pivotal Supplier) テストと呼ばれており、3 供給者による供給が当該市場の需要を満たすために必須であるかどうかをテストするものである。たとえば、当該市場における需要が D で供給者 i の供給量が S_i であるとし、供給者を供給量の大きい順に並べ替えるとす。供給者 j が TPS テストを満たすかどうかは、TPS 指数

$$RSI3_j = \frac{\sum_{i=1}^n S_i - \sum_{i=1}^2 S_i - S_j}{D}, \quad j = 3, \dots, n,$$

が 1 を下回るかどうかで判断される⁵²。TPS 指数が 1 を下回る場合には、3 者が結託して供給力をゼロにすると需要を満たすことができなくなるので、市場支配力行使の恐れがあるとされる。TPS 指数が 1 未満の場合には、供給者 j の入札価格はコストデータから計算された上限価格で置き換えられる。上限価格は通常は登録された増分エネルギー費用の 1 割増しである。

4.6. 欧州型と米国 ISO 市場型の比較

欧州型アーキテクチャーと米国 ISO 市場型アーキテクチャーの相違を整理しておこう。第一に、前日市場において欧州型ではエネルギー価格だけを入札し、ユニット・コミットメント(発電機の起動・停止)はバランシング・グループが決めるのに対して、米国 ISO 型では起動コストと無負荷費用やさらには最低出力等の技術的制約も入札し、ユニット・コミットメントは ISO が最適化問題を解いて決定する。ただし、米国 ISO 型でも相対取引や自己供給が許されていて、それらについては ISO による最適化の範囲外である。また、欧州では起動コスト等に対応するためにブロック注文や複雑注文が導入されている。

第二に、米国 ISO 型では個別電源別に入札を行うのに対して、欧州型ではポートフォリオ入札であり、各 BG が集計量と価格表を入札する。

第三に、欧州型では前日市場の後に当日市場がオープンし、ゲートクローズまで取引が行われるのに対して、米国 ISO 型では当日市場が存在せず、実需給時に 5 分間毎のリアルタイム市場が開かれるのみである。ただし、リアルタイム市場への入札(あるいは前日市場からの変更)は実需給の 1 時間程度前まで可能である。

第四に、欧州型ではエネルギー市場と予備力市場とが別立てになっていて、これらの同時最適化は行われていない。また、需給調整は TSO が調達した予備力を用いてゲートクローズ後に行う。米国 ISO 型

⁵² 供給者 j が最大あるいは 2 位の供給者の場合には、上位 3 社の供給量合計を総供給量から差し引く。

では予備力市場とエネルギー市場の2つを前日市場とリアルタイム市場の双方で同時最適化している。ただし、リアルタイム市場への入札(変更)締め切りは約 60 分前である。また、欧州でも同時最適化の導入に関する検討が始められている⁵³。

第五に、欧州型はゾーン制を採用するが、米国 ISO 型では LMP 制を採用している。欧州型では、ゾーン内は均一価格で、混雑管理はゲートクローズ後の再給電によって行う。再給電の費用は TSO が負担し、託送料金で回収するのが通常である。

米国 ISO 型は個別電源の起動コストや最低出力制限等の技術的特性を明示的に考慮していたり、LMP によって系統制約に細かく対応していたりして、欧州型より粒度(*granularity*)が高いので、より効率的なユニットコミットメントと給電が可能であると考えられる。Aravena et al. (2021) はこれらのうちでゾーン制と LMP 制の差に焦点を当てて、Central Western Europe システムの電力ネットワークシミュレーションモデルを用いた効率性比較を行っている。彼らの結果によると LMP の方が約 5% 効率性が高い。また、彼らはゾーン制における送電容量の計算方法についても比較しており、ATCMC と FBMC の間の相違はほとんどないという結果を得ている⁵⁴。

5. 最適化ソフトウェア

前節で見たように、前日市場からリアルタイムに至る一連のプロセスは UC(起動停止)、ED(経済給電)、Security Analysis(信頼性分析)、Pricing(価格付け)の 4 つの構成要素からなる市場管理システムによって担われている。このシステムは、監視制御システム(SCADA)や電力システム状態推定器(State Estimator)などから膨大なデータを取り込んで最適化計算を行い、その結果を決済システムに送っている⁵⁵。最適化計算は膨大な数の変数と制約式から構成されている。たとえば、少し古いデータであるが、Ott(2010)によると PJM の前日市場においては 1,210 の電源による 3 パートオファー、10,000 の需要ビッド、50,000 のバーチャル注文、8,700 の LMP ノード、10,000 のコンティンジェンシーがモデルされていた。

4.1 節で見たように、前日市場では RSC で最適な起動停止計画(UC)を求め、それを前提に SPD が最適な発電量(ED)を決める。その際に、SFT がネットワーク制約が満たされているかどうかをチェックし、満たされていない場合にはそれらの制約を ED 問題に付け加えて最適化計算をやり直す。SPD がすべての制約を満たすことができない場合には、RSC に遡って、満たされなかった制約を UC 問題に付け加えて、以上のプロセスを繰り返す。すべての制約が満たされたところで、繰り返し計算が終了する。なお、SFT においては N-1 基準が満たされなければならないので、すべての N-1 コンティンジェンシーについて、それが発生した場合でもネットワーク制約が満たされるかどうかをチェックする⁵⁶。N-1 コンティンジェ

⁵³ SDAC MSD (2022) を参照。

⁵⁴ FBMC は LMP に比較して 5.09% 効率性が悪く、ATCMC は 5.08% 悪いという結果を出している (Table 3)。

⁵⁵ Litvinov, et al. (2019) は米国 ISO における市場管理システムのアーキテクチャーを簡潔に分かりやすく解説している。

⁵⁶ 総数が N の設備のうち 1 台が故障(-1)することを N-1 故障と呼び、N-1 故障が起きても電力供給に

ンシーは膨大な数に昇るので、この信頼性分析には時間がかかるが、最近では並列計算による高速化がなされている。

UC 問題は $(0, 1)$ の離散的な選択である起動停止の決定を含むので、一般的には解くのが極めて難しく、NP 困難と言われている⁵⁷。しかしながら、MIP の解法が進歩して、良好なパフォーマンスを示すアルゴリズムが開発されてきた。90 年代からの進歩はめざましく、以前は近似解しか得られなかったのが、最適解をしかも実用的なスピードで求めることができるようになった⁵⁸。Bixby (2017) によると、1991 年の CPLEX 1.2 から 2008 年の CPLEX 11.0 の間に約 3 万倍のスピードアップが達成された。その後も大幅なスピードアップが見られ、CPLEX 11.0 とほぼ同等の Gurobi 1.0 から 2016 年の Gurobi 7.0 までのスピードアップは約 43 倍であった。ただし、UC 問題はもともと NP 困難な問題であるので、すべてのケースで最適解が実用的な時間内に求まる保証はない。実際にも、それほど大規模ではないケースで未だに最適解が求まっていない問題が存在する。

PJM は 2005 年に MIP を採用し、2015 年には米国 ISO のすべてが MIP を採用している⁵⁹。ただし、常に最適解を求めることができるわけではなく、MIP のパフォーマンスはモデルの定式化に依存する。後述するように、これまでモデリングの工夫に関する研究が数多く行われてきて、多くの進歩が見られた⁶⁰。しかしながら、UC 問題の特性からすべてのケースに適用可能な一般的なモデリング手法は存在しないと考えられている (Litvinov, et al. (2019))。

PJM における MIP 導入の概要と評価

Streiffert, et al. (2005) は PJM における MIP 導入の概要とそのメリット・デメリットについての解説を行っている。彼らによると、MIP 以前に用いていたラグランジュ緩和法との比較において、MIP の主要なメリットは、

- (1) 大域的最適を求めることができる。
- (2) 最適性の程度についてのより精度の高い計測値を提供できる。
- (3) 信頼性分析を最適化の中に取り込むことが容易になる。
- (4) モデリング機能と適応力が強化される。

の 4 つである。これらのそれぞれをもう少し詳しく見ていこう。

支障を起こさないという考え方を N-1 基準と呼ぶ。N-1 コンティンジェンシーはどれか一つの設備が故障したケースを指し、その場合にネットワーク制約が満たされるかどうかをシミュレーションでチェックしなければならない。送変電設備や発電設備のすべてについてこれを行う必要があるので、膨大な数の計算になる。

⁵⁷ NP 困難な問題においては、規模が大きくなると必要な計算時間があまりにも増大して、コンピュータで扱うのが困難になる。

⁵⁸ Bixby et al. (2000) は MIP の劇的な進歩に貢献した Heuristics, Node Presolve, Cutting Planes を解説している。

⁵⁹ O'Neill (2016)による。

⁶⁰ Chen, et al. (2021, 2022) 等を参照。

第一は、ラグランジュ緩和法では近似解しか求めることができなかったのに対して、MIP は大域的最適を求めることができることである。起動・停止といった $\{0, 1\}$ 変数がある場合には多数の局所的最適解が存在し、それらのうちのベストを見つけるのは容易でないが、MIP はそれを可能にした。

第二は、MIP はまず整数制約を無視し、連続変数に置き換えて線形計画法(LP)を用いた最適化を行う。(社会厚生)最大化問題では、この解は最適解の上限をもたらす。次に、すべての制約を満たす整数解(first feasible solution, 最初の実行可能解)を一つ求める。最適解はこれより悪くはなりえないので、最適解の下限となる。これらの上限と下限を出発点として、分枝限定法(Branch and bound)、切除平面法(Cutting Plane)、ヒューリスティクス(Heuristics)、前処理(Node Presolve)などの手法を駆使して、上限と下限の差を狭めていく。上限と下限が一致したときに最適解が得られたことが分かる。また、時間制約で最適解に到達できなかったときでも、上限と下限の差から最適解にどの程度近いかが分かる。

第三は、信頼性分析を起動停止と給電の最適化の中に取り込むことが容易になる。解いて得られた解がネットワーク制約や N-1 基準を満たしていない場合には、それらが満たされるように新たな制約式を付け加えて最適解を解き直すことが必要になるが、MIP はこのプロセスを容易にしかも高速に処理することができる。

第四は、MIP を用いるとモデリングが簡単になるので、ラグランジュ緩和法では難しかった新しい課題への適用が可能になった。たとえば、コンバインドサイクル発電のモデル化や予備力との同時最適化が簡単に実現できた。

もう一つの実務上のメリットは、ソフトウェア開発において問題の定義(要求事項のコード化)とアルゴリズム開発を分離できることである。ラグランジュ緩和法と違って、新しい制約や変数が追加されても MIP アルゴリズムはほぼ修正なしで利用できる。また、MIP ソフトウェアはバージョンアップによって毎年のように性能が向上してきたが、新しいバージョンの導入は最適計算エンジンを入れ替えるだけで容易に行うことができる。

ただし、MIP にも弱点はあり、注意深く扱わないと、実装において失敗する可能性がある。これらの例としては、(1)モデル規模の増大によって必要メモリーが急激に増加する、(2)ケースによって実行時間が大きくバラつく、(3)制約の定式化が複雑になるといったことがあげられる。たとえば、前日市場の最適化は翌日 24 時間に翌々日の 24 時間を加えた 48 時間程度の期間で行われ、得られた最適解の翌日 24 時間分を約定結果にしている。この場合には問題は発生していないが、信頼性ユニットコミットメントはより長期を見る必要があり、通常は 3~7 日の最適化が行われるが、その際には必要メモリーの増大等によるパフォーマンス低下が見られた。これの対策としては、たとえば 4 日目以降は 4 時間間隔にして時間ステップを減少させるといったことが有効であった。

Helman, et al. (2008) によると、PJM は MIP を前日市場に導入することによって 1 年あたり 5,400 万ドルのコスト節約ができたと推計している。MIP による節約は総発電費用の 1~4%の割合であるが、アメリカ全体では年間 10~20 億ドルの節約になる。これらの数字はそれほど大きなものではないと考える読者がいるかもしれないが、ソフトウェア改善のコストは便益に比較すると極めて小さく、便益費用比は多くのケ

ースにおいて 100 を超え、場合によっては 1000 を超えると言われている (O'Neill; 2019)。

MIP 導入後、PJM においては Perfect Dispatch と呼ぶ取り組みが行われている。これは完璧な給電指令が出されていたらどうなっていたかをシミュレーションして、実際の給電をそれと比較することによって、給電指令の改善を図るものである。PJM (2022c) の推計によれば、2008 年に始めて以来、この取り組みによって達成した電力供給コストの削減は約 13.4 億ドルであり、PJM 経常予算の 3.5 年分にのぼっている⁶¹。

Helman, et al. (2008) によると、現状では、交流最適潮流計算 (AC optimal power flow) を用いずに無効電力のデイスパッチを行っている地域が多い。また、無効電力は価格付けされていないか、不適切に価格付けされており、これを改善するためには最適潮流計算ソフトの改良が必要であるとしている。

ユニット・コミットメントにおける MIP は ISO が実務に用い始めてからすでに 20 年近く経過しているので、その間に様々な改良が積み重ねられている。これらについてはいくつかのレビュー論文が出ており、様々なアプローチのパフォーマンス比較も行われている。付録 1 では、①FERC が毎年開催しているソフトウェア・コンファレンスにおける報告、②IEEE タスクフォースによる改良、及び③DOE の補助金 (ARPA-E) による MISO を中心とした改良プロジェクト HIPPO の 3 つを簡単に紹介している。

6. 発電における非凸性と電力のプライシング

発電における非凸性の重要性が認識され、起動コスト等を含むモデルを用いた理論的分析が進展している。本節では、電力のプライシングについての最近の研究をレビューする。第一に、主として Gribik, et al. (2007) に依拠しながらこれまで提案されている LMP 補正手法の主だったものを紹介する。第二に、LMP 補正手法が電源投資に与える影響を比較した Mays, et al. (2021) を紹介する⁶²。

6.1. 起動コストを導入した電力市場モデル

説明の簡単化のために、送電ロスと送電容量制約は無視し、1 地域だけのモデルを考える。電源 j が時間 s において給電可能になっているかどうかを、0 か 1 をとる二値変数 $z_{js} = \{0, 1\}$ を用いて表す。そして、起動を表す変数を二値変数 $y_{js} = \{0, 1\}$ で定義し、 $y_{js} = 1$ の時には s 期の最初に起動されるとし、 $y_{js} = 0$ の時には起動されないとする。そうすると、 y_{js} は

$$y_{js} \leq z_{js} \leq z_{j,s-1} + y_{js}$$

⁶¹ Perfect Dispatch のシミュレーション分析は PowerGEM 社の PROBE を用いて行われている：
PROBE for ISOs: Customized, Advanced Market Simulation and Analysis
https://www.power-gem.com/PROBE_ISO.html#

⁶² EPRI (2019) と Hytowitz, et al. (2020) は各種 LMP 補正手法の詳細な比較を行っている。EPRI (2019) は各手法の相違を整理するとともに、各 ISO が実際に採用しているプライシング手法の詳細を解説している。Hytowitz, et al. (2020) は各手法が収入や価格にどのような影響を与えるかについてのシミュレーションを行っている。

を満たす. 電源 j の起動コストと限界 (増分エネルギー) 費用をそれぞれ c_j^S , c_j と書くと, 最適化問題を

$$\begin{aligned} \text{Max} \quad & \sum_s \pi_s \left\{ U_s(q_s) - \sum_j (F_j(K_j) + c_j q_{js} + c_j^S y_{js}) \right\} \\ (p_s) \quad & q_s = \sum_j q_{js}, \text{ for any } s \\ (\delta_{js}) \quad & q_{js} \leq K_j, \text{ for any } j \text{ and } s \\ (\lambda_{js}) \quad & 0 \leq q_{js}, \text{ for any } j \text{ and } s \\ & y_{js} \leq z_{js} \leq z_{j,s-1} + y_{js} \\ & z_{js} = 0 \text{ or } 1 \\ & y_{js} = 0 \text{ or } 1 \end{aligned}$$

と書くことができる⁶³. ここで, q_{js} は電源 j の時間 s における発電量であり, q_s は時間 s における電力消費量である. また, $U(q_s)$ は電力消費から得られる便益を貨幣換算したものであり, $F_j(K_j)$ は電源 j のキャパシティー費用である.

5 節で見たように, 発電機を起動するかどうかという (0, 1) の選択が追加されると, 最適化問題は混合整数プログラム (MIP) となり, 一般には NP 困難な問題である. しかしながら, 問題の構造に対応した様々な工夫が積み重ねられ, 膨大な数のノードと電源を持つ電力ネットワークにも適用可能になった. 米国 ISO では前日市場において MIP による最適解を計算して, 各電源の起動・停止 (UC) と発電量を決定する. LMP は最適解における限界電源の限界費用に等しくなるように決定される. 最近では修正がなされつつあるが, 伝統的には以下のような手法を用いてきた. MIP プログラムを解いた後に, 別途, 価格を決めるための最適化問題を解く (Pricing Run). これは, MIP で得られた UC の最適解を所与として発電量を定める線形計画問題であり, この問題のシャドープライスを LMP とする. 具体的には, 線形計画問題の双対問題を解くことによってシャドープライスを求めることができる.

こうして得られた LMP には起動コストが入っていないので, 発電事業者の利益がマイナスになる可能性がある. また, もっと悪いことに, LMP を前提とした利潤最大化の解は MIP で得られた最適解とは必ずしも一致しないので, 事業者は ISO の指令にしたがわないインセンティブを持つ. また, 市場に参加せず, 相対取引で電力供給を行うインセンティブをもたらす. これらの理由から米国 ISO では事業者の損失を ISO が補填している (Uplift). したがって, LMP は損失補填のための Uplift とセットになっている.

6.2. LMP の問題点と米国 ISO における修正

LMP 方式は, 2 つの問題を発生させることが指摘されている. 第一に, 需要が増加するときに逆に価格が下がることもある. したがって, 需給の逼迫度についてミスリーディングなシグナルを与えてしまう. この問題は頻繁に発生しており, PJM においては需要が増加するときに価格が下がるのが 5 分の 1 近くに

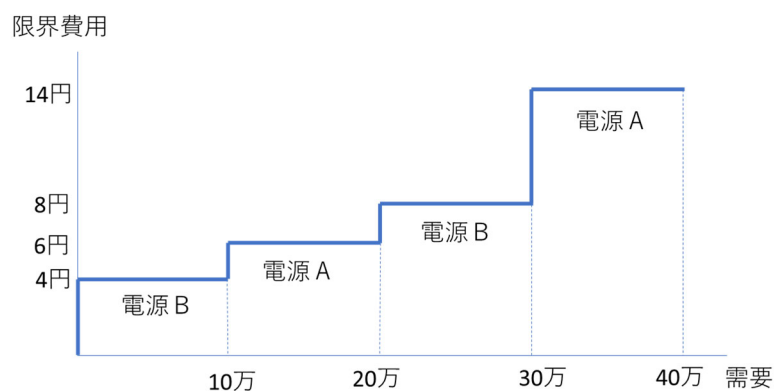
⁶³ この定式化は Gribik, et al. (2007) を簡略化したものである.

まで及んでいる⁶⁴。第二に、前節でも述べたように、起動コスト等の費用がまかなえなくて、収入不足が発生することがあり、そういったケースに電力供給をさせるためには、損失補填 (Uplift) が必要になる。これらの理由から、LMP は修正されつつある。まず、簡単な例でどういう問題が発生するかを見てみよう⁶⁵。

限界費用は高いが起動コストがかからない電源 A と限界費用は低いが起動コストがかかる電源 B があるとする。電源 A のキャパシティーは 20 万 kW であり、限界費用は 10 万 kW までは 6 円/kWh で、それを超えると 14 円/kWh になるとする。電源 B もキャパシティーは 20 万 kW であるが、起動コストが 60 万円である。限界費用は 10 万 kW までは 4 円/kWh で、それを超えると 8 円/kWh である。説明の簡単化のために、ある特定の 1 時間だけを考え、その時間帯の需要にこれら 2 つの電源で対応するとする。需要は 0 から 40 万 kW までの値を取るとし、需要量が増加すると電源ミックスがどう変わるかを見る。需要量が時系列的に増加することを想定しているわけではないことに注意されたい。

起動コストがかからないとすると図 9 のように限界費用が低い電源を優先するのが最適である。需要が 10 万 kW 以下の場合には限界費用 4 円の電源 B だけ、10 万～20 万 kW のケースは電源 B を 10 万 kW (限界費用 4 円) と残りを電源 A (限界費用 6 円)、20 万～30 万 kW のケースは電源 A を 10 万 kW と残りを電源 B (限界費用 4 円と 8 円)、30 万～40 万 kW のケースは電源 B を 20 万 kW、残りを電源 A を用いる。Gribik et al. (2007) にならって、この給電パターンを A&B と呼ぶ。

図 9 起動費用がかからないときの最適給電 (A&B パターン)

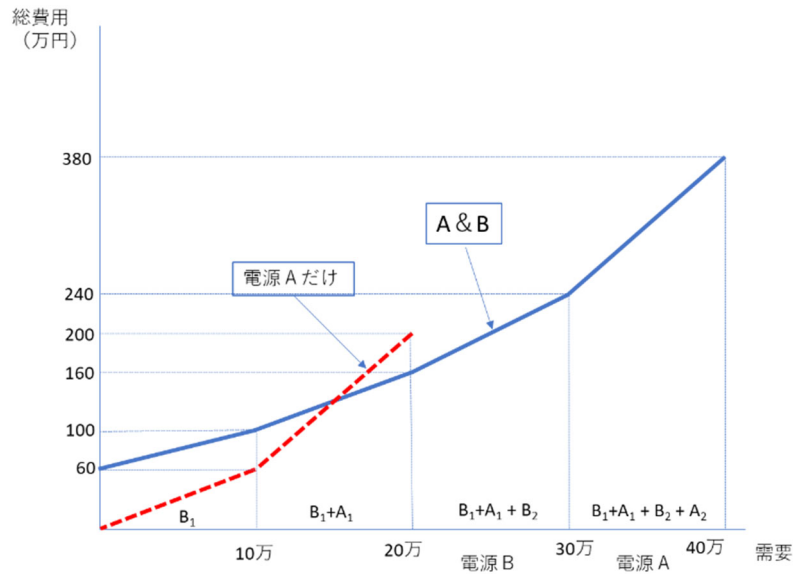


実際には、起動コストがかかるので、A&B パターンを採用したときの総費用は図 10 の実線のようにになる。したがって、需要が低い場合には、限界費用が高くても電源 A を使って電源 B の起動コストを回避した方が良い。赤色の点線は最初の 20 万 kW までを電源 A だけにするときの総費用を表している。赤い点線が青い実線と交わるのは需要が 15 万 kW の時である。したがって、需要が 15 万 kW に達するまでは電源 A だけを用いる方が良く、需要が 15 万 kW を超えたところで電源 B を起動させて A&B のパターンに移行する。

⁶⁴ Chao (2019).

⁶⁵ Gribik et al. (2007)における数値例を計算が簡単のように変更している。

図 10 起動費用が存在するときの総費用（A&B パターン）



起動コストが存在する時の最適な運転パターンは図 11 のようになる。この最適解のもとでは、図 12 のように、需要の増加にともなって限界電源の限界費用が下がる局面が発生する。需要が 15 万 kW を超えるまでは電源 A だけが供給しているので、限界費用は 10 万 kW まで 6 円でその後は 14 円に上昇する。需要が 15 万 kW を超えると、電源 B が入ってくる。需要が 20 万に達するまでは、電源 B が限界費用 4 円で 10 万、残りを電源 A が限界費用 6 円で供給する。したがって、LMP は 14 円から 6 円に下がる。需要が 20 万を超えると電源 B が限界費用 8 円で供給するようになって、LMP は 8 円に上がる。需要がさらに増加して 30 万を超えると電源 A が限界費用 14 円で供給する。

図 11 起動費用が存在するときの最適運転パターンと総費用曲線

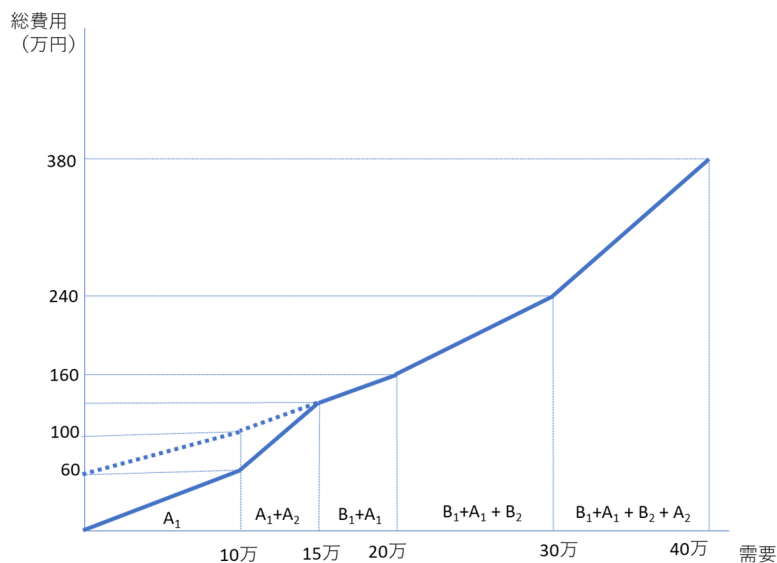
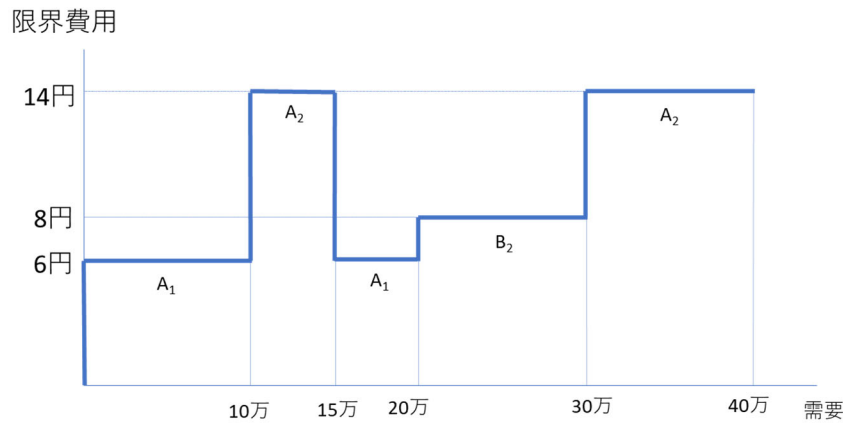


図 12 LMP（限界電源の限界費用）の推移と限界電源



この例では、需要が 30 万 kW 以下の場合電源 B は LMP だけでは起動コストがカバーできず、赤字になる。需要が 15 万～20 万 kW の間では 40 万円の赤字であり、需要が 20 万～30 万 kW の間では 10 万円の赤字になる⁶⁶。一般に、価格を限界電源の限界費用に等しくすると、起動コストをカバーできなくなる可能性があり、その場合には赤字補填が必要になる。

限界電源の限界費用を用いて LMP を設定するアプローチは、需給の逼迫度に関する価格のシグナリング機能を損なうケースがあることや赤字補填の Uplift が巨額になる恐れがあることなどから修正されつつある⁶⁷。MISO (Midcontinent Independent System Operator) は 2015 年から ELMP (Extended Locational Marginal Price) と呼んでいる凸包プライシング (Convex Hull Pricing) の簡略版を導入している。これは、MIP 最適化問題の (0, 1) の変数を連続変数に置き換えた線形計画問題を解いて、そのシャドープライスを用いるものである。これによって、起動コスト等が（部分的にではあるが）LMP に反映されることになる。次節では LMP の補正手法をより詳細に見ていく。

6.3. LMP の補正手法

LMP の補正手法については様々なものが提案されている。以下では、伝統的な LMP の特徴を整理した後に、補正手法のうちで主要なものを概観する。説明の簡単化のために前節で扱った数値例を用いる。この例におけるユニットコミットメントと給電の最適化は

⁶⁶ 需要が 15 万～20 万 kW の間は、電源 B の利潤は $(6-4) \times 10 - 60 = -40$ であり、20 万～30 万の間は $(8-4) \times 10 - 60 = -10$ 、30 万～40 万の間は $(14-4) \times 10 + (14-8) \times 10 - 60 = 100$ である。

⁶⁷ この点に関する米国 ISO の動向は EPRI (2019) が詳しい。

$$\begin{aligned}
& \text{Min}_{(x,u)} c_1(x_1) + c_2(x_2) + 60u_2 \\
& \text{s.t. } x_1 + x_2 = y \\
& \quad 0 \leq x_2 \leq 20u_2 \\
& \quad 0 \leq x_1 \leq 20 \\
& \quad c_1(x_1) = \begin{cases} 6x_1 & \text{if } 0 \leq x_1 \leq 10 \\ 60 + 14(x_1 - 10) & \text{if } 10 \leq x_1 \leq 20 \end{cases} \\
& \quad c_2(x_2) = \begin{cases} 4x_2 & \text{if } 0 \leq x_2 \leq 10 \\ 40 + 8(x_2 - 10) & \text{if } 10 \leq x_2 \leq 20 \end{cases} \\
& \quad u_2 = \{0,1\}
\end{aligned}$$

の問題を解くことになる．ここで、 $x = (x_1, x_2)$ は電源 A と電源 B の給電量、 u_2 は電源 B のユニットコミットメントを表し、 $u_2 = 0$ は停止している状態で、 $u_2 = 1$ は稼働している状態を表す． y は需要量を表す．

伝統的な地点別限界価格 (LMP)

伝統的な LMP は限界電源の限界発電費用に等しい価格を設定する⁶⁸．したがって、価格は図 12 の限界費用と等しくなる．これは、二値変数 u_2 を最適解 u_2^o に固定 ($u_2 = u_2^o$) して、連続変数 x について最適化したときのシャドープライスから求めることができる⁶⁹．

前述のように、LMP は限界電源の限界費用に等しいので、起動コストが存在する場合には赤字になる．Schiro (2016)はこの赤字額を収入不足 (Product Revenue Shortfall; PRS) と呼んでいる．収入不足の補填は Make-Whole Payment (MWP)と呼ばれており、ISO が Uplift の一つとして支払っている．もう一つ起こりうる問題は、最適解において起動されない電源がその時の市場価格のもとでは黒字のケースである．これは機会損失費用 (Lost Opportunity Cost; LOC) をもたらし、ISO の起動・停止指令にしたがわないインセンティブを発生させる．たとえば、これを予想した電源は市場入札をせずに、相対契約で電力供給を行うといった対応をするかもしれない．

凸包プライシング (Convex Hull Pricing ; CHP)

凸包プライシングは凸性を満たさない実行可能集合をその凸包で置き換える．関数 $v(y)$ の凸包 $v^h(y)$ は $v(y)$ を下から近似する凸関数のうちで最も $v(y)$ に近いものである．つまり、全域で $v^h(y) \leq v(y)$ を満たす凸関数の中で最も大きいものである．図 11 では非凸の部分が 10 万～30 万 kWh にわたって存在するので、凸包の総費用曲線と限界費用曲線は図 13 のようになる．

凸包価格は凸包総費用曲線を仮定して最適解を解いたときのシャドープライスであり、図 13

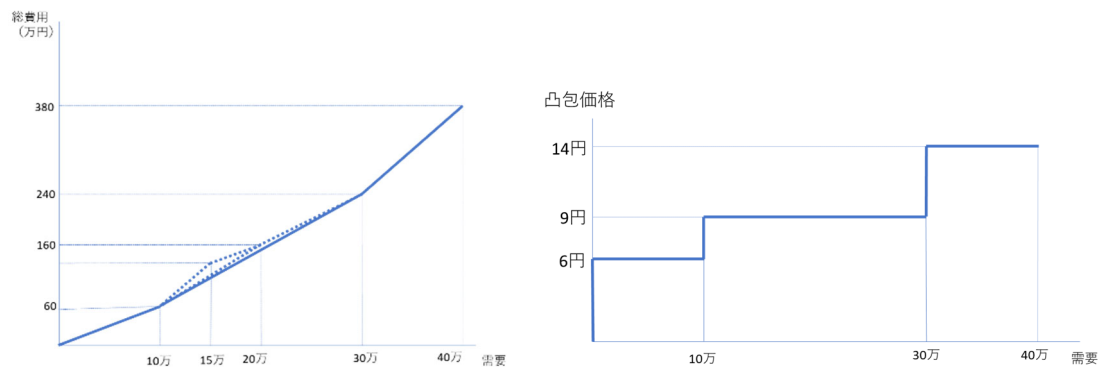
⁶⁸ Gribik, et al. (2007)では Restricted Model と呼ばれている．

⁶⁹ このモデルは O'Neill, et al. (2005) が提案したものである．なお、Gribik et al. (2007) はこのモデルを Restricted Model と呼んでおり、Hytowitz, et al. (2020) は Integer Pricing と呼んでいる．

の右側の図で与えられる. 非凸部分の限界費用は 9 円でどの電源の限界費用とも異なっている.

凸包価格は以下の性質を持つことが知られている. 第一に, 総費用曲線が凸曲線なので, 限界費用は需要の増加にともなって上昇する. したがって, 凸包価格は需要の増加関数である. 第二に, 最適解は凸包価格のもとでの市場均衡ではないので, 最適解を維持するための損失補填 (Uplift) はゼロにはならない. しかしながら, 凸包プライシングは収入不足 (PRS) と機会損失費用 (LOC) の総額を最小にするという魅力的な性質を持っている.

図 13 凸包の総費用曲線と凸包価格



凸包プライシングの難点はその計算が難しいことである. 凸包価格はラグランジュ双対問題 (Lagrangian dual problem) を解くことによって求めることができるが, この問題は収束させるのが困難である. 別の解法として, 双対問題ではなく主問題 (primal problem) の LP 緩和を用いる手法 (Hua and Baldick, 2017) やユニットコミットメント問題を拡張する手法 (Yu, et al., 2020) が考案されている. しかしながら, これらも実用に供されるレベルには至っていない.

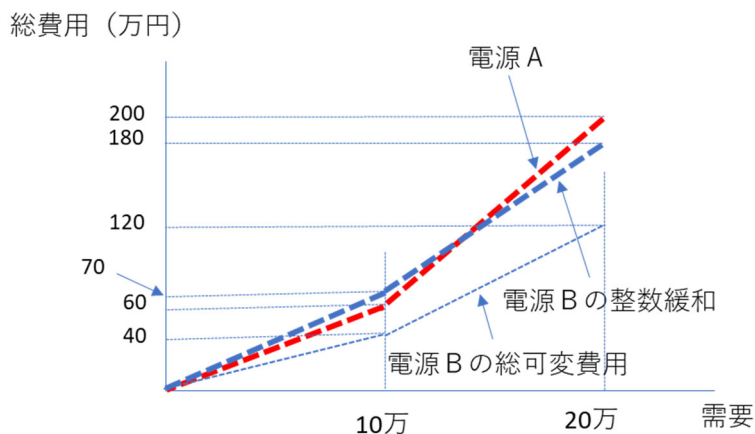
拡張 LMP (Extended LMP ; ELMP)

凸包プライシングは計算が難しいので, 実務ではその近似となる手法が用いられている. これは MISO によって拡張 LMP (ELMP) と呼ばれたが, 整数緩和法 (Integer Relaxation) とも呼ばれている⁷⁰. この手法は $u_2 = \{0, 1\}$ の整数選択を $0 \leq u_2 \leq 1$ の不等号制約で置き換えるものである. たとえば, 我々が用いている例では, 起動コストの 60 万円は限界費用の増加として均等に配分される. 電源 B の容量は 20 万 kW であるので, 限界費用の増加は 3 円/kWh となる. したがって, 電源 B の総費用曲線は図 14 の太い青の点線になる. この図で一番下の細い点線

⁷⁰ Gribik, et al. (2007)は Dispatchable Model と呼んでいる. また, 同様な結果をもたらすが計算プロセスが若干異なる Relaxed Minimum Pricing と呼ばれる手法も提案されている. Relaxed Minimum Pricing は起動コストを限界費用の増加に配分した後, 最適化を行うものである. Relaxed Minimum と Integer Relaxation は単純なケースでは全く同じ結果をもたらすが, 制約が追加される複雑なケースでは違いが発生する (Hytowitz, et al., 2020).

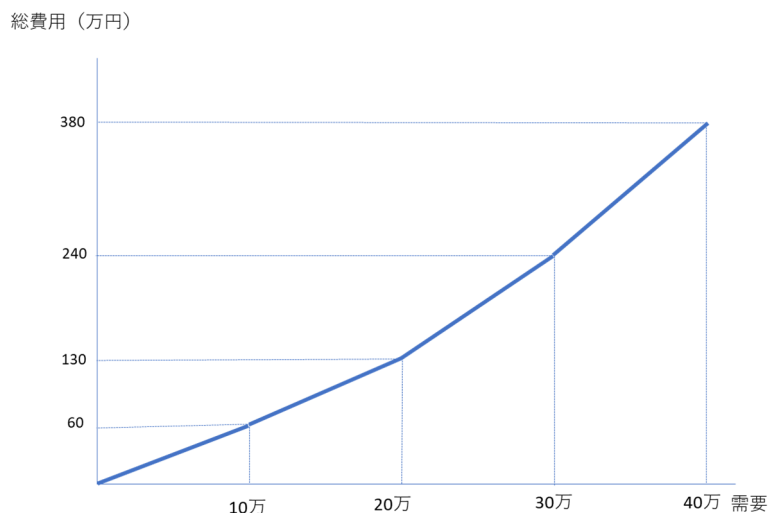
は電源 B の総可変費用曲線（起動費を単純にゼロと置いた時の費用曲線）である。

図 14 ELMP における個別電源の費用曲線



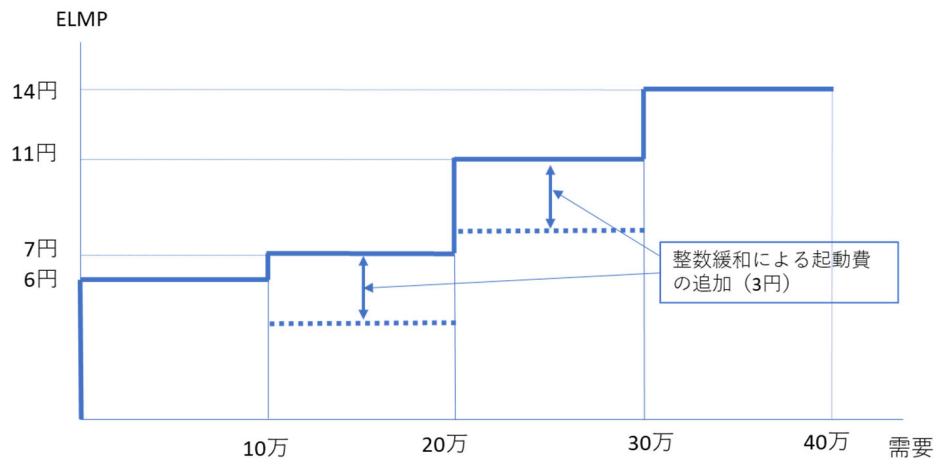
ELMP を求める際には図 14 の整数緩和費用曲線を仮定して最適化を行う．需要が 10 万 kW までは電源 A のコストが電源 B より低いので，限界電源は A である．これを超えると，電源 A の限界費用が 14 円に跳ね上がるので，電源 B を稼働させた方が良くなる．したがって，限界電源は需要が 10 万 kW～30 万 kW の間は電源 B であり，30 万 kW～40 万 kW は電源 A となる．これから以下の図のような総費用曲線が得られる．当然のことながら，この費用曲線は凸である．

図 15 ELMP における総費用曲線



ELMP の価格推移は以下の図になる．10 万 kW～20 万 kW では電源 B の限界費用 4 円に起動費用分が追加されて ELMP は 7 円であり，20 万 kW～30 万 kW では「限界費用 8 円＋起動費用分 3 円＝11 円」となる．

図 16 ELMP の価格推移



ELMP においても収入不足 (PRS) や機会損失費用 (LOC) はゼロにならず、損失補填の必要性は残る。

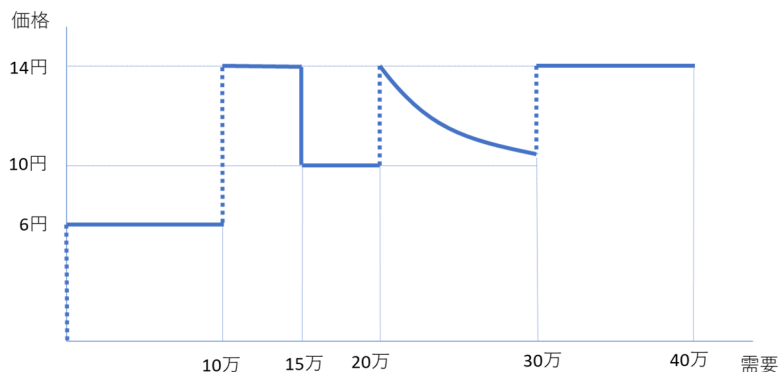
複数期間にわたる凸包プライシングでは、起動コストは起動後に連続稼働する時間に応じて配分されるはずであるが、実際に用いられている ELMP においてはそういった計算は行われていない。通常は、各電源の最小運転時間に対して配分され、ファスト・スタート電源については 1 時間のことが多い⁷¹。また、凸包プライシングでは稼働しない電源もすべて含めて凸包が求められるが、ELMP においては稼働させる電源についてだけ整数緩和が行われる。

平均増分費用 (Average incremental cost; AIC) プライシング

平均増分費用 (AIC) プライシングにおいては、起動コストは実際の発電量に応じて配分される。したがって、限界費用に上乗せする額は発電量が増えれば小さくなるし、稼働時間が長くなっても小さくなる。簡単のために 1 期だけ稼働するケースを考える。最適解では需要が 15 万に達したときに、電源 B が 10 万 kW 発電するので、この点での上乗せは $60 \div 10 = 6$ 円で、これに限界費用をプラスした 10 円が AIC 価格になる。需要がさらに増加しても、需要が 20 万に達するまでは電源 B の発電量は増加しないので、この価格が続く。需要が 20 万を超えると電源 B の限界費用は 8 円に増加するが、起動費の上乗せは 6 円から徐々に下がって、需要 30 万の点では 3 円になる。したがって、需要 30 万における AIC 価格は ELMP と同じ 11 円である。図 17 はこのケースの AIC 価格を図示している。

⁷¹ EPRI (2019)や PJM (2022a)を参照。

図 17 AIC 価格の推移



AIC プライシングの利点は収入不足の損失補填 (Make-Whole Payment) が必要なくなることである。ただし、AIC 価格は 10 円あるいはそれ以上であるので、電源 B の限界費用の 4 円及び 8 円を超えている。したがって、電源 B は 20 万 kW の容量一杯まで発電するインセンティブをもつ。つまり、AIC プライシングでは収入不足 (PRS) はないが、機会損失費用 (LOC) が発生する。したがって、Uplift の必要性がなくなるわけではない。

AIC 価格を求める手法は O'Neill, et al. (2017) や Chen, et al. (2020) が提案している。後者によると、MISO の実事例に適用したシミュレーションでも AIC は 3 分程度以下で解くことができた。これに対して、凸包プライシングは 1 時間以上かかるケースがあった。

Van Vyve による非均一価格制 (Non-uniform pricing) の提案

Van Vyve (2011) は欧州で前提とされている均一価格制 (uniform pricing) を変えることによって 3.9 節で見た欧州型市場システムの欠点を克服するという提案を行っている。この提案は米国 ISO 市場型に近いが、価格付けの方法が異なっており、LMP 補正手法の一つであると解釈できる。

第一に、米国 ISO と同様に非凸性をもつ社会厚生最大化問題 (混合整数最適化問題 MIP) を解いてユニットコミットメントと給電量を決定する。第二に、決定されたユニットコミットメントを所与として線形計画問題を解いて価格を決める。この線形計画問題は、市場運営者の収支がバランスするという制約とどの入札者も損失を被らないという制約のもとに、入札者による MWh あたり Uplift 負担額の最大値を最小化するというものである。第一のステップは基本的に米国 ISO 市場型と同じであるが、第二のステップは米国 ISO 市場型とは以下の 2 点で異なっている。

- Uplift をインザマネー (ITM, In the money) 注文 (入札者の利益がプラスの注文) によってまかなうことによってミッシング・マネー問題を解決している。
- ワルラス均衡 (決定された価格のもとで各主体の利益が最大化されていること) は保証しない。どの注文も損失を被らないというより弱い条件を用いている。

また、Uplift をインザマネー注文によってまかなうことを価格決定方式に組み込んでいるが、その際に、MWh あたり負担額の最大値を最小化することとしている。

Van Vyve (2011) はこの提案の長所を以下のように整理している. まず, 欧州型と比較すると, この提案は

- (i) 社会厚生をより大きくする.
- (ii) 少量の注文が不利になるという公平性の問題が発生しない.
- (iii) 非凸性が小さくなるので, 最適解を求める際の計算が容易になる. したがって, 発電の技術的な問題をより良く反映する複雑な入札方式を採用することが可能になる.

米国 ISO 市場型と比較すると,

- (i) 生産, 消費, 送電のすべての面において同じ最適解を達成する.
- (ii) わざと落札できないような入札を行うインセンティブを与えないので, 虚偽申告を規制する必要性が小さくなる.
- (iii) Uplift が最小化され, モデルの中でまかなわれることになる.

EU では非均一価格制(Non-Uniform Pricing, NUP)に関する検討を, ACER (European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators) と ENTSO-E が共同で組織した Market European Stakeholder Committee (MESC)が行ってきたが, 2023 年 3 月の MESC ミーティングで追加の R&D と実装評価を当面は停止することが提案されている (MESC, 2023). その理由としては以下の2点があげられている.

①2021 年のデータによるシミュレーションでは, 非均一価格制の導入による社会厚生の改善は 0.002% にとどまった.

②アルゴリズムのパフォーマンス改善 (time to first solution) が 7 - 9% にとどまっている.

6.4. LMP 補正手法が電源投資に与える影響の比較

非凸性が存在する場合には Uplift の必要性が全くなくなるようなプライシング手法は理論的に存在し得ない (Litvinov, et al.; 2019). したがって, 不完全な手法の中での選択を行わなければならないが, どの手法がベストであるかを定める基準はまだ考案されていない. たとえば, 凸包プライシングは Uplift を最小化するが, Uplift の最小化は社会厚生の最大化を意味する訳ではないので, これがベストの手法であるということにはならない. また, 需要が増加した時に価格が下がる局面が発生するという問題についても, これがどのような社会的ロスが発生させるのかという分析はまだ見たことがない.

Mays, et al. (2021)はプライシング手法が電源投資に与える影響に関して, ごく簡単な例を用いた理論的分析と大規模なシミュレーション・モデルによる定量的分析を行っている. 前者は 2 つの電源タイプを考えており, 電源タイプ 1 については起動コスト等の非凸性が存在せず, 電源タイプ 2 については起動 x_1 , x_2 は電源タイプ 1 と 2 のキャパシティー, α は起動費とエネルギー費用の相対的な大きさに関するパラメータ, τ は電源タイプ 2 の最低出力とキャパシティーの比率である. 電源タイプ 1 は再生可能エネルギーを想定して, 限界費用 (Energy Cost) がゼロで固定費がプラスであるとしている.

表 2 電源の費用構造

電源	投資コスト	起動費用	エネルギー費用	最低出力
1	80	0	0	0
2	50	$50\alpha x_2$	$50(1-\alpha)$	τx_2

出典 : Mays, et al. (2021), Table 1.

キャパシティー投資を決定する期間 1 においては需要が不確実であり, 期間 2 で需要が判明する. 期間 2 では実現した需要に対応して各電源の起動停止と給電量が決定される. 需要曲線は垂直に立ち上がり, 価格が停電コスト (VoLL) に等しくなる点で水平になるとしている.

期間 2 に実現する需要が増加するにつれて, このモデルにおける最適解は表 3 のような推移をたどる. 需要が小さい範囲 1 では電源タイプ 1 だけが起動される. 需要が電源タイプ 1 のキャパシティーを上回る範囲 2 では, 電源タイプ 2 を起動しなければ需要を満たせないが, 起動コストを上回るだけの便益がないので, 起動せずに停電を発生させるのが最適である. 範囲 3 ではタイプ 2 が最低出力で起動され, タイプ 1 を一部置き換える. この範囲ではタイプ 1 は容量未満で稼働する. 範囲 4 に入るとタイプ 1 は容量いっぱい発電する. 範囲 5 になると需要が両タイプの容量合計を超え, 停電が発生する.

表 3 電源キャパシティーを所与としたときの最適給電量

範囲	需要	p_1^*	u_2^*	p_2^*
1	$0 \leq D < x_1$	D	0	0
2	$x_1 \leq D < \max \{x_1 + \varepsilon x_2, \tau x_2\}$	x_1	0	0
3	$\max \{x_1 + \varepsilon x_2, \tau x_2\} \leq D < x_1 + \tau x_2$	$D - \tau x_1$	1	τx_2
4	$x_1 + \tau x_2 \leq D < x_1 + x_2$	x_1	1	$D - x_1$
5	$x_1 + x_2 \leq D < \infty$	x_1	1	x_2

出典 : Mays, et al. (2021), Table 2.

$\alpha = \tau = 0.5$ で VoLL が 10,000 の時の価格は表 4 のようになる⁷². 凸包プライシング (CHP) 以外では範囲 2 の価格が VoLL に等しくなっている. 前述のように, 範囲 2 では電源 2 の起動コストを上回る社会的便益が得られないので, 電源 2 が起動されないためである.

⁷² Mays, et al. (2021)では最低出力制限だけを緩和する Relaxed p min (RLMP) ケースも考慮しているが, ここでは省略する.

表 4 電源キャパシティーを所与としたときの価格

範囲	限界ユニット	LMP	CHP	ELMP	AIC
1	電源 1	0	0	0	0
2	需要	10,000	50	10,000	10,000
3	電源 1	0	50	50	75
4	電源 2	25	50	50	$25(1+x_2/(D-x_1))$
5	需要	10,000	10,000	10,000	10,000

出典：Mays, et al. (2021), Table 3.

表 5 はプライシング方式の違いが市場均衡電源キャパシティーにどのような影響を与えるかを示している。最適キャパシティーは $x_1^* = 0.628$, $x_2^* = 0.366$ であり、損失補填なしの LMP と同じである。したがって、損失補填を行わない LMP が最適な電源投資をもたらす。起動コストによって範囲 3, 4 では赤字になるが、需給逼迫が起きる範囲 5 の高価格 (VoLL) によって全体としては収支が償われる。

損失補填を行わない LMP が最適な電源投資をもたらすという結論は一般的に成立すると思われる。金本(2022)では起動費用等の非凸性が存在しないケースについてこの結論を導いているが、そこでの手法は起動費用等が存在しても適用可能だからである。もちろん、起動費用等が存在すると収入不足や機会損失費用が発生するので、損失補填無しでは発電事業者に最適な起動停止と給電から逸脱するインセンティブを与えてしまう。

表 5 市場均衡における電源キャパシティー

Uplift なし				
キャパシティー	LMP	CHP	ELMP	AIC
x_1	0.628	0.404	0.678	0.777
x_2	0.366	0.591	0.317	0.218
$x_1 + x_2$	0.994	0.994	0.995	0.995
Make-whole payments				
キャパシティー	LMP	CHP	ELMP	AIC
x_1	0.400	0.267	0.640	0.777
x_2	0.595	0.728	0.355	0.218
$x_1 + x_2$	0.995	0.995	0.995	0.995
Lost opportunity cost payments				
キャパシティー	LMP	CHP	ELMP	AIC
x_1	-	0.400	0.400	0.711
x_2	-	0.595	0.597	0.285
$x_1 + x_2$	-	0.995	0.997	0.996

出典：Mays, et al. (2021), Table 3.

需要が基本的に固定であるので、キャパシティーの合計はプライシング方式の違いによってほとんど影響を受けないが、電源ミックスは大きく変化する。

- Uplift による損失補填を行うケースでは、電源 2 の方が電源 1 より大きな利益を受ける。電源 1 には起動コストが存在しないので利益がマイナスになることがないからである。また、LOC は電源 1 にも発生するが、限界電源になっていたり、キャパシティーいっぱい発電していることがほとんどであるので、大きくない。したがって、損失補填を行うケースでは電源 2 のシェアが大きくなる。
- 価格が高いケースでは、電源 1 がより大きな利益を受ける。電源 2 が価格をつける場合には電源 1 はキャパシティー一杯あるいはそれ近くで稼働するからである。
- 凸包プライシングは過少な電源投資をもたらす。範囲 2 の価格が停電コストにならないので、収入が不足するからである。

以上をまとめると、電源タイプが 2 つだけの簡単なモデルによる理論的分析では以下の 3 つの結論が得られた。

- (1) 伝統的な LMP 方式(損失補填なしの限界費用価格)でも電源投資インセンティブは十分である。ただし、損失補填をしないので、起動停止については最適解から逸脱しようとするインセンティブが存在する。
- (2) 損失補填を行うことは限界費用が高い電源を有利にする。
- (3) LMP を補正するプライシングは限界費用が低い電源を有利にする。

大規模モデルによるシミュレーション分析では以下のような結論が得られている。

- (1) 凸包プライシングも最適解に近い電源構成をもたらす。
- (2) 凸包プライシングから乖離してオフライン電源の価格形成能力を制限すると、価格が上がり、キャパシティーを過剰にする傾向をもたらす。

7. 当日におけるプライシングとリアルタイム市場における複数期間最適化

多くの国、地域で自然変動電源の導入が進み、電力の需給運用は厳しさを増している。特に、当日における残余需要(需要電力量から自然変動電源の出力を差し引いたもの)の不確実な変動が顕著になり、それに対応するために新たな仕組みが求められるようになってきている。本節ではそれらのうちで、当日におけるプライシングやリアルタイム市場における複数期間最適化などの試みを紹介する。

7.1. 当日におけるプライシング

4.6 節でも見たように、欧州では前日市場の後に当日市場がオープンし、ゲートクローズまで取引が行われるのに対して、米国 ISO 型では当日市場が存在せず、実需給時に 5 分間毎のリアルタイム市場が開かれるのみである。Herrero et al. (2018) は米国においても当日市場を創設すべきであると主張している。彼らの議論は以下のようなものである。

欧州では当日市場の存在が大量の太陽光と風力を受け入れるために決定的な役割を果たしてきた。これは、変動電源の予測誤差が前日市場と当日市場の間で大きく減少するからである。需給調整に起動コストがかかる火力電源を用いなければならないときには、予測誤差の大小が需給調整コストを大きく左右する。米国では当日市場が存在しないので、変動電源のシェアが増加していくと、需給調整コストが過大になる。これを防ぐために、当日市場を導入することが望ましい。

変動電源発電量の予測誤差を低下させるインセンティブを与えるためにも当日市場は有益である。風力発電事業者が需給インバランスに責任をもつ仕組みになっているスペインで風力発電の予測誤差が継続的に減少してきたのは、こういったインセンティブ設計が有効であることを示している。

日本ではこれまで欧州型の市場設計を採用してきており、欧州ほど流動性は高くないが当日市場が存在している。このような状況で、米国型の 3 パートオファーや同時最適化の導入が検討されている。その際に、検討課題となるのは当日市場をどうするかということであり、Herrero et al. (2018)の提案は重要な示唆を与えている。

ここで注意しなければならないのは、市場の機能には量の側面(物理的な給電量や電源の起動・停止の決定)と価格の側面(市場均衡価格を決定して金銭をやりとりする)の 2 つがあることである。前者については、米国においても事業者は状況の変化に応じて入札を変更でき、ISO も当日の計画変更を順次行っている。その中にはファストスタート電源の起動・停止も含まれている。したがって、当日市場の導入によって量の側面で有意な改善が見られるかどうかは明かでない。当日市場が重要なのは価格の側面であり、前日市場とリアルタイム市場の間で追加の価格決定を行うことがどの程度有益かということが焦点になる。

需給運用のあり方に関する日本での検討の中では、需要予測について TSO の方が小売電気事業者よりも精度が高いというデータが提供された。この状況がこれからも続くとなると、当日市場におけるプライシングの必要性は大きくない。ただし、洋上風力などの大量導入が進み、局地的な状況を把握している発電事業者に予測精度向上のインセンティブを与える必要性が高まる場合には、当日市場の役割が大きくなると考えられる。

7.2. 複数期間リアルタイム最適化

米国 ISO のリアルタイム市場では 5 分毎に給電量が決定され、それに対応する価格(LMP)が求められる。伝統的には、これらの決定は各 5 分間毎に独立に行われていた。しかしながら、火力電源は出力の増減スピードに制約があり、急激な増減は不可能である。このような変化率制約(ramp rate constraints)が存在する場合には、各期の給電量を独立に決定することはできない。たとえば、需要の急激な増加が予想される場合には、それに対応できる発電機を用意しておかなければならず、限界費用が低い順に稼働させるメリットオーダーからは乖離する可能性がある。したがって、5 分ごとに独立に最適給電を求め

るのではなく、変化率制約を組み込んで先読みをする複数期間最適化(multi-period optimization with look-ahead)を行う必要がある(Hogan; 2022). たとえば、3 期間の最適化を行う場合には、まず第 1 期間～第 3 期間についての先読みを行って、最適給電を求め、この解にしたがって第 1 期間の給電を行う。次の期には、第 2 期間～第 4 期間までの先読み最適化から第 2 期間の給電を行うといったローリングを行う。

価格はこの先読み複数期間最適化から計算する。通常は、各最適化問題における最初の期間の価格をその期の価格として、それをローリングしていく。上の例では、第 1 期間～第 3 期間についての最適化から第 1 期間の価格が決まり、第 2 期間～第 4 期間の最適化から第 2 期間の価格が決まる。実際に、CAISO や NYISO はこういった複数期間リアルタイム最適化を導入している。CAISO では最初の 5 分間に加えて 12 の 5 分期間(合計 60 分)を組み込んだ最適化を行っている。

ローリング手法で価格を決めていった場合に市場参加者が最適解から逸脱するインセンティブを持たないか、時間的な非整合性がもたらされないかといった疑問が生じる。これらの問題についての研究は付録 2 で簡単に紹介している。

7.3. 15 分市場と Flexible Ramping Product

自然変動電源の増加によってリアルタイムの運用が難しくなっている CAISO などでは、複数期間最適化に加えて、いくつかの新しい仕組みを導入している。

第一に、CAISO では実需給 5 分前のリアルタイム市場に加えて、15 分市場(Fifteen Minute Market; FMM)を導入している。FMM では追加的な起動停止を行うとともに、金銭的に拘束力のある 15 分前の LMPを計算したり、予備力の追加的な調達を行ったりしている。

第二に、CAISO や MISO などは急速な出力変動を可能にするために Flexible Ramping Product (FRP) と呼ぶ新しい予備力商品カテゴリーを作っている⁷³。CAISO では FRP は 15 分前と 5 分前のリアルタイム市場で調達され、出力変動能力が不足する事態に対応している。

8. 終わりに

欧州と米国の電力市場システムは大きく異なっているが、双方とも多くの改良が積み重ねられており、学ぶべき点が多い。また、双方とも様々な問題点が残っていることが認識され、市場設計の改善のための議論が進行中である。以下では、日本の電力市場設計を考える上で重要だと思われる論点をあげておきたい。

第一に、欧州では前日市場及び米国のリアルタイム市場に相当するインバランス料金の双方について、予備力と電力エネルギーの同時最適化がなされていないが、4.6 節で紹介したようにこれについての改革案が議論され始めている。日本では前日市場における同時最適化の検討が始まっているが、インバランス料金における同時最適化の検討も必要である。

⁷³ CAISO (2020).

第二に、3.9 節で紹介したように、欧州では逼迫時プライシングの導入の際にリアルタイムの予備力市場が存在しないことが問題であるとされ、解決策が提案されている。日本でも、予備力で確保した電源のうちで実需給時に給電が行われた部分についてはインバランス料金の逼迫時プライシングが適用されるが、そうでない部分については逼迫時プライシングの適用がなされない。

第三に、米国では伝統的な LMP がファーストスタート電源については補正されてきており、さらには、平均増分費用プライシングを含めたプライシングの改革案についての議論が行われ始めている。日本でも、どういったプライシング手法が望ましいのかについての議論が必要であろう。

第四に、自然変動電源の急速な拡大にともなう、当日における需給調整が困難を増している。これまで当日市場が存在しなかった米国においては当日市場の導入が提案されている。また、カリフォルニアでは 5 分前のリアルタイム市場に加えて、15 分前市場が導入されている。日本では欧州にならって当日市場が開設されているが、米国流の 3 パートオファーや同時最適化を導入する際には当日市場をどうしていくかの検討も必要である。

参考文献

- Aravena, I., L. Quentin, A. Papavasiliou, Y. Smeers, 2021. "Transmission Capacity Allocation in Zonal Electricity Markets." *Operations Research* 69(4):1240-1255. DOI: 10.1287/opre.2020.2082
- Biggar, D. and Hezamsadeh, M. R. 2022. "Do We Need to Implement Multi-Interval Real-Time Markets?." *The Energy Journal*. 43. DOI: 10.5547/01956574.43.2.dbig.
- Bixby, R. E., 2017. "Computational Progress in Linear and Mixed Integer Programming." Joint EURO/ORSC/ECCO Conference 2017 on Combinatorial Optimization.
<https://ecco2017.euro-online.org/en/resources/files/invited-speakers/robertbixby.pdf>
- Bixby, E.R., Fenelon, M., Gu, Z., Rothberg, E., Wunderling, R. (2000). "MIP: Theory and Practice – Closing the Gap." In: Powell, M.J.D., Scholtes, S. (eds) *System Modelling and Optimization*. CSMO 1999. IFIP – The International Federation for Information Processing, vol 46. Springer, Boston, MA.
https://doi.org/10.1007/978-0-387-35514-6_2
- CAISO, 2020. Flexible Ramping Product Refinements Final Proposal.
<http://www.caiso.com/InitiativeDocuments/FinalProposal-FlexibleRampingProductRefinements.pdf>
- Chao, Hp., 2019. "Incentives for efficient pricing mechanism in markets with non-convexities." *J Regulatory Econ* 56, 33-58. DOI: 10.1007/s11149-019-09385-w
- Chen, C., Guo, Y. and Tong, L., 2020. "Pricing multi-interval dispatch under uncertainty part II: Generalization and performance." *IEEE Trans. Power Syst.* 36, 3878-3886.
- Chen, Y., Casto, A., Wang, F., Wang, Q., Wang, X. and Wan, J., "Improving Large Scale Day-Ahead Security Constrained Unit Commitment Performance," in *IEEE Transactions on Power*

- Systems, vol. 31, no. 6, pp. 4732–4743, Nov. 2016, doi: 10.1109/TPWRS.2016.2530811.
- Chen, Y., Whitman, P., O'Neill, R., 2020. "A Unified Approach to Solve Convex Hull Pricing and Average Incremental Cost Pricing,"
<https://optimization-online.org/?p=16700>
- Chen, Y., Pan, F., Holzer, J., Veeramany, A. and Wu, Z., 2021 "On Improving Efficiency of Electricity Market Clearing Software with A Concurrent High Performance Computer Based Security Constrained Unit Commitment Solver," IEEE Power & Energy Society General Meeting (PESGM), pp. 1–5, doi: 10.1109/PESGM46819.2021.9638040.
- Chen, Y., Pan, F., Qiu, F., Xavier, A., Zheng, T., Marwali, M., Knueven, B., Guan, Y., Luh, P., Wu, L., Yan, B., Bragin, M., Zhong, H., Giacomoni, A., Baldick, R. , Gisin, B., Gu, Q., Phibrick, R., Li, F., 2022. "Security-Constrained Unit Commitment for Electricity Market: Modeling, Solution Methods, and Future Challenges," in IEEE Transactions on Power Systems. DOI: 10.1109/TPWRS.2022.3213001.
- Cho, J. and Papavasiliou, A., 2023. "Pricing Under Uncertainty in Multi-Interval Real-Time Markets," Operations Research. Operations research, (2023)Published online in Articles in Advance 08 Nov 2022. <http://hdl.handle.net/2078.1/276777> – <https://doi.org/10.1287/opre.2022.2314>
- CREG, 2020. Study on the recent developments on the implementation of a scarcity pricing mechanism in Belgium.
<https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F2144EN.pdf>
- CREG, 2021. Study on the implementation of a scarcity pricing mechanism in Belgium
<https://www.creg.be/sites/default/files/assets/Publications/Studies/F2203EN.pdf>
- Ela, E. and M. O'Malley, 2015. "Scheduling and pricing for expected ramp capability in real-time power markets." IEEE Transactions on Power Systems. Vol. 31, No. 3, 1681 - 1691.
- Ela, E. and R.B. Hytowitz, 2019, Ancillary Services in the United States: Technical Requirements, Market Designs and Price Trends, EPRI, Palo Alto, CA: 2019. 3002015670.
<https://www.epri.com/research/products/000000003002015670>
- Eldridge, B., R. O'Neill, and B. F. Hobbs, 2019. "Near-Optimal Scheduling in Day-Ahead Markets: Pricing Models and Payment Redistribution Bounds," IEEE Transactions on Power Systems. PP(99):1–1
 DOI:10.1109/TPWRS.2019.2947400
<https://hobbsgroup.johnshopkins.edu/docs/papers/Near-Optimal%20Scheduling%20in%20Day-Ahead%20Markets-%20Pricing%20Models%20and%20Payment%20Redistribution%20Bounds.pdf>
- EPRI, 2019. Independent System Operator and Regional Transmission Organization Price Formation

- Working Group White Paper: Current Practice and Research Gaps in Alternative (Fast-Start) Price Formation Modeling.
- <https://www.epri.com/research/products/3002013724>
- European Commission, 2017. Commission Regulation (EU) 2017/2195 of 23 November 2017 Establishing a Guideline on Electricity Balancing.
- Gribik, P. R., Hogan, W. W., & Pope, S. L. (2007) Market-Clearing Electricity Prices and Energy Uplift.
- http://www.hks.harvard.edu/fs/whogan/Gribik_Hogan_Pope_Price_Uplift_123107.pdf.
- Guo, Y., Chen, C., Tong, L., 2021. "Pricing multi-interval dispatch under uncertainty part I: Dispatch-following incentives." IEEE Trans. Power Syst. 36, 3865-3877.
- Helman, U., Hobbs, B. F., O'Neill, R. P., 2008. "The Design of US Wholesale Energy and Ancillary Service Auction Markets", in Competitive Electricity Markets: Design, Implementation, Performance, F. P. Sioshansi, Ed. Oxford, UK: Elsevier, Ch. 5, pp. 179-243.
- Herrero, I., Rodilla, P., & Batlle, C. 2018. "Enhancing intraday price signals in U.S. ISO markets for a better integration of variable energy resources." The Energy Journal, 39(3)
doi:<https://doi.org/10.5547/01956574.39.3.iher>
- Hogan, W.W. Electricity Market Design and Zero-Marginal Cost Generation. Current Sustainable/Renewable Energy Reports 9, 15-26 (2022). <https://doi.org/10.1007/s40518-021-00200-9>
- Hua, B. and Baldick, R., 2017. "A convex primal formulation for convex hull pricing," IEEE Transactions on Power Systems.
- Hua, B., Schiro, D.A., Zheng, T., Baldick, R. and Litvinov, E., 2019. "Pricing in multi-interval real-time markets." IEEE Trans. Power Syst. 2019, 34, 2696-2705.
- Hyder, F., Yan, B., Luh, P., Bragin, M., Zhao, J., Zhao, F., Schiro, D., Zheng, T., 2023. "Discussion on Incentive Compatibility of Multi-Period Temporal Locational Marginal Pricing." Energies 16, 4977.
- Hytowitz, R. B., Frew B., Stephen. G., Ela E., Lau, J., Singhal N. and Bloom, A., 2020. Impacts of Price Formation Efforts Considering High Renewable Penetration Levels and System Resource Adequacy Targets. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A20-74230. <https://www.nrel.gov/docs/fy20osti/74230.pdf>.
- IRC, 2019. Market Design Executive Summary.
- https://isorto.org/wp-content/uploads/2017/09/20170905_2017IRCMarketsCommitteeExecutiveSummaryFinal.pdf
- Litvinov, E., Zhao, F., Zheng, T., 2019. "Electricity Markets in the United States: Power Industry

- Restructuring Processes for the Present and Future.” IEEE Power and Energy Magazine. 17. 32–42. DOI: 10.1109/MPE.2018.2872300
- Madani, M. and Van Vyve, M., 2015. “Computationally efficient MIP formulation and algorithms for European day-ahead electricity market auctions,” European Journal of Operational Research.
- Madani, M., Van Vyve, M., Marien, A., Maenhoudt, M., Luickx, P., Tirez, A., 2016. “Non-convexities in European day-ahead electricity markets: Belgium as a case study, ” 13th International Conference on the European Energy Market (EEM). DOI:10.1109/EEM.2016.7521190
- Mays, J., Morton, D. P., O’Neill, R. P., 2021. “Investment effects of pricing schemes for non-convex markets,” European Journal of Operational Research, Volume 289, Issue 2, Pages 712–726. DOI: 10.1016/j.ejor.2020.07.026
- MESC, 2023. Update on MCSC.
https://eepublicdownloads.blob.core.windows.net/public-cdn-container/clean-documents/Network%20codes%20documents/MESC/2023%20MESC%20documents/230309_MESC_TOP_3.1_Update_on_SDAC_SIDC.pdf
- N-Side, 2016. Non-uniform pricing and thermal orders for the day-ahead Market, presentation at PCR Stakeholder forum, Brussels.
https://www.epexspot.com/sites/default/files/2019-02/NonUniformPricingAndThermalOrders_Jan2016.pdf
- O’Neill, R. P., 2016. Lessons from the US ISO Markets, CEPG Conference, Mexico City.
https://hds.harvard.edu/sites/hwpi.harvard.edu/files/hepg/files/oneill_cepg_mexico.pdf
- O’Neill, R.P., Sotkiewicz, P.M., Hobbs, B.F., Rothkopf, M.H., Stewart, W.R., 2005. “Efficient market-clearing prices in markets with nonconvexities,” European Journal of Operational Research, Volume 164, Issue 1, 2005, Pages 269–285, DOI: 10.1016/j.ejor.2003.12.011
- O’Neill, R. P., Castillo, A., Eldridge, B. and Hytowitz, R. B., 2017. “Dual Pricing Algorithm in ISO Markets,” IEEE Transactions on Power Systems 32 (4), 3308–3310.
<https://www.osti.gov/pages/servlets/purl/1329629>
- Ott, A., 2010. Unit Commitment in the PJM Day-ahead and Real-time Markets.
<https://cms.ferc.gov/sites/default/files/2020-05/20100601131610-Ott%2C%2520PJM.pdf>
- Papavasiliou, A., 2020. European Markets 101 and Comparison with US Market Structure, EPRI ISO/RTO Market Design Tech Webcast Series.
https://ap-rg.eu/wp-content/uploads/2020/07/EPRI2020V3_Public.pdf
- Papavasiliou, A., Smeers Y., 2017. “Remuneration of Flexibility under Conditions of Scarcity: A Case Study of Belgium”, The Energy Journal, vol. 38, no. 6, pp. 105–135.

- Papavasiliou, A., Smeers Y., Bertrand G., 2018. “An Extended Analysis on the Remuneration of Capacity under Scarcity Conditions”, *Economics of Energy and Environmental Policy*, vol. 7, no. 2.
- Papavasiliou, A., Smeers, Y., de Maere d’Aertrycke G., 2021. “Market Design Considerations for Scarcity Pricing: A Stochastic Equilibrium Framework”, *The Energy Journal*, vol. 42, no. 5, pp. 195–220.
- PJM, 2015, *Virtual Transactions in the PJM Energy Markets*.
- PJM, 2022a. PJM Manual 11: Energy & Ancillary Services Market Operations.
<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m11.ashx>
- PJM, 2022b. PJM Manual 15: Cost Development Guidelines.
<https://www.pjm.com/-/media/documents/manuals/m15.ashx>
- PJM, 2022c. Perfect Dispatch Fact Sheet.
<https://www.pjm.com/documents/~ /media/about-pjm/newsroom/fact-sheets/perfect-dispatch-fact-sheet.ashx>
- PJM, 2023. PJM Manual 28: Operating Agreement Accounting
<https://www.pjm.com/~ /media/documents/manuals/m28.ashx>
- PJM Market Monitor, 2020. State of the Market Report for PJM, Volume II.
https://www.monitoringanalytics.com/reports/PJM_State_of_the_Market/2020.shtml
- Richstein, J., Lorenz, C., Neuhoff, K., 2019. “An Auction Story: How Simple Bids Struggle with Uncertainty,” *Energy Economics* 89, 104784. DOI:10.1016/j.eneco.2020.104784.
- Savelli, I., Cornélusse, B., Giannitrapani, A. Paoletti, S. and Vicino, A., 2018. “A new approach to electricity market clearing with uniform purchase price and curtailable block orders,” *Applied Energy* 2018. DOI:10.1016/j.apenergy.2018.06.00.
- Schiro, D. A., Zheng, T., Zhao, F. and Litvinov, E., 2016. “Convex Hull Pricing in Electricity Markets: Formulation, Analysis, and Implementation Challenges.” *IEEE Transactions on Power Systems* 31(5): 4068–75.
<https://ieeexplore.ieee.org/stamp/stamp.jsp?arnumber=7310885>
- SDAC MSD, 2022. Co-optimization Roadmap Study: Explanatory note.
<https://www.nemo-committee.eu/assets/files/co-optimization-roadmap-study-.pdf>
- Shah, D, Chatterjee, S., 2020. “A comprehensive review on day-ahead electricity market and important features of world’s major electric power exchanges.” *Int Trans Electr Energ Syst*. 30. DOI: 10.1002/2050–7038.12360
- Stoft, S., 2002. *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*, Wiley–IEEE Press.
- Streiffert, D., Philbrick, R. and Ott, A., 2005. “A mixed integer programming solution for market

- clearing and reliability analysis,” IEEE Power Engineering Society General Meeting, 2005, San Francisco, CA, USA, 2005, pp. 2724–2731 Vol. 3, doi: 10.1109/PES.2005.1489108.
- Van Vyve, M., 2011. “Linear prices for non-convex electricity markets: models and algorithms,” CORE DP.
http://www.uclouvain.be/cps/ucl/doc/core/documents/coredp2011_50web.pdf
- Yu, Y., Guan, Y., Chen, Y., 2020. “An Extended Integral Unit Commitment Formulation and An Iterative Algorithm for Convex Hull Pricing”, IEEE Transactions on Power Systems,
- Zhao J, Zheng T, Litvinov E., 2020. “A Multi-Period Market Design for Markets With Intertemporal Constraints,” in IEEE Transactions on Power Systems, vol. 35, no. 4, pp. 3015–3025. doi: 10.1109/TPWRS.2019.2963022.
- 金本良嗣 (2022)「電力システムの経済学 I：給電，電源接続，系統増強」，RIETI Discussion Paper Series 22-J-013.
<https://www.rieti.go.jp/jp/publications/summary/22030025.html>
- 資源エネルギー庁 (2021)「再エネ出力制御の低減に向けた取組の基本的方向性（案）について」第 35 回 総合資源エネルギー調査会 省エネルギー・新エネルギー分科会 新エネルギー小委員会／電力・ガス事業分科会電力・ガス基本政策小委員会 系統ワーキンググループ，資料 3.
https://www.meti.go.jp/shingikai/enecho/shoene_shinene/shin_energy/keito_wg/pdf/035_03_00.pdf
- 電力・ガス取引監視等委員会 (2019)「ブロック入札の現状及び今後のあり方について」第 36 回制度設計専門会合，資料 5.
https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/036_05_00.pdf
- 電力・ガス取引監視等委員会 (2021)「時間前市場等のあり方について」第 62 回制度設計専門会合，資料 7.
https://www.emsc.meti.go.jp/activity/emsc_system/pdf/062_07_01.pdf
- 三菱 UFJ リサーチ&コンサルティング (2021)「諸外国の卸電力市場における時間前市場及び先渡市場・先物市場に係わる調査報告書」
https://www.meti.go.jp/meti_lib/report/2020FY/000345.pdf

付録 1 米国における MIP の改良

米国においてはユニット・コミットメントにおいて用いられる MIP の改良が積み重ねられている。以下は、これらの一部を紹介する。

FERC ソフトウェア・コンファレンス

FERC が毎年開催しているコンファレンス⁷⁴では MIP の改良に関する取り組みが数多く報告されている。たとえば、2020 年のコンファレンスでは NYISO の担当者が蓄電池への対応などの改良を解説している⁷⁵。それらの主たるものは、(1) ハードウェア (AMD EPYC マイクロプロセッサ) とソフトウェア (Gurobi) のバージョンアップ、(2) MIP と LP のマルチスレッド化、(3) モデリングの改良であり、これらによって当初想定 の 4 倍の蓄電池を扱うことができるようになった。

また、揚水発電の最適化については 2020 年に PJM での試みが報告され、2021 年には MISO でのプロジェクトや EPRI (Electric Power Research Institute) による研究の紹介がある。2022 年には MISO と PJM のプロジェクトのさらなる進展の報告がなされている⁷⁶。2023 年には先読み最適化の確率的モデリングやコンバインドサイクル発電の最適化ソフトウェアなどに関する興味深い報告がある。

IEEE タスクフォース

IEEE に最適化ソフトウェアの改良に関するタスクフォース (IEEE Task Force on Solving Large Scale Optimization Problems in Electricity Market and Power System Applications) ができていて、その活動に関する報告論文が出版されている (Chen, et al.; 2016, 2022)。また、このタスクフォースはオープンソースの Julia/JuMP 最適化パッケージを公開している。このパッケージには、①推奨データ・フォーマット、②ベンチマーク・インスタンス、③モデル・インプリメンテーション、④ベンチマーク・ツールの 4 つが含まれている。

Chen, et al. (2022)によると、ユニット・コミットメント問題 (Security-Constrained Unit Commitment; SCUC)

⁷⁴ 正式名称は Technical Conference Increasing Market and Planning Efficiency through Improved Software であるが、FERC Software Conference と略称されている。2020 年から 2023 年までの FERC ソフトウェアコンファレンスのプログラムと報告資料はそれぞれ以下のサイトにある。

<https://www.ferc.gov/news-events/events/technical-conference-regarding-increasing-market-and-planning-efficiency-and#>

<https://www.ferc.gov/news-events/events/technical-conference-increasing-market-and-planning-efficiency-through-0#>

<https://www.ferc.gov/news-events/events/technical-conference-increasing-market-and-planning-efficiency-through-1#>

<https://www.ferc.gov/news-events/events/increasing-real-time-and-day-ahead-market-and-planning-efficiency-through#>

また、2023 年のコンファレンスは録画が YouTube の FERC チャンネルに公開されている。

⁷⁵ Day Ahead Network Constrained Unit Commitment Performance, Matthew Musto, Eleventh Annual FERC Software Conference, June 23 - 25, 2020

https://www.ferc.gov/sites/default/files/2020-06/T2-2_Musto_0.pdf

⁷⁶ Session W1 における PowerGEM LLC の Brian Thomas と Boris Gisin による報告を参照。

は一般的に,

Minimize:

$$f = \sum_{g \in G} c_g \quad (\text{SCUC.1})$$

Subject to:

$$\sum_{g \in G} (A_g p_g + B_g u_g) = D \quad (\text{SCUC.2})$$

$$(p_g, u_g, c_g) \in \Pi_g \quad \forall g \in G \quad (\text{SCUC.3})$$

と定式化できる. ここで, (SCUC.1) はシステム全体の運用コストであり, これを最小化している. (SCUC.2) は送電システムの物理的あるいは運用上の制約を表している. これには, エネルギーバランス, 予備力必要量, 送電容量制約が含まれる. (SCUC.3) は個々のリソース g の物理的制約を, 連続的生産変数 p_g , バイナリーの状態変数 u_g , 付随コスト c_g を用いて表している.

MIP 定式化を強化するための指標として, compactness と tightness が用いられる. compactness の改善のためには, ①冗長な制約や有効でない制約の除去, ②バイナリー変数の削減などが用いられる. tightness は整数性ギャップ integrality gap (IntGap) で測られ, これを小さくすることが求められる.

実際のユニットコミットメントにおいては, CPLEX, GUROBI, XPRESS といった商用の MIP ソルバーが用いられるので, モデル定式化のパフォーマンスを見るには現実的なテストケースを用いたシミュレーションを行う必要がある.

IEEE タスクフォースで現在までに行われた様々な改良を以下の 4 つに分けて紹介している.

A. Strengthening MILP Formulation for Performance Improvement

B. Decomposition and Coordination Methods

C. Other Decomposition Methods

D. Primal Heuristics

また, 今後の課題を, Combined Cycle, Electric Energy Storage, Distributed Energy Resource, Virtual Transactions, Sub-hourly Unit Commitment, Large Scale Transmission System, MW Dependent Ramp Rate に分けて整理している.

MISO の HIPPO プロジェクト

MISO では, DOE の補助金 (ARPA-E) を得て, SCUC の改良プロジェクト HIPPO を行っている. 参加者は, Pacific Northwest National Laboratory (PNNL), Midcontinent Independent Service Operator (MISO), GE Grid Solutions, Gurobi Optimization である. その進捗状況は, Chen, et al. (2016, 2021) で紹介されている.

2021 年の論文によると, HIPPO のソフトウェアは model factory, algorithm factory, execution management の 3 つの要素から構成されており, これらのそれぞれについて様々な改良を試みている.

付録 2 複数期間リアルタイム最適化に関する最近の研究

先読みを行う複数期間リアルタイム最適化においては価格をローリング手法で決めるのが一般的であ

る。この場合には、最初の期間の価格だけが実際に適用され、その後の期間の価格は単なる参考値である。ローリング手法のもとでは市場参加者が最適解から逸脱するインセンティブを持たないかが問題になる。また、この問題と密接に関連するが、ローリング手法によって時間的な非整合性がもたらされる可能性が議論された。時間整合性の問題については、少なくとも不確実性が存在しない決定論的な世界ではローリングで決まる価格が初期時点で全体を解いたときの最適解と一致することが望まれる。ところが、Ela and Malley (2015)はそうならない可能性を指摘した。しかしながら、Biggar and Hesamzadeh (2022)の分析によると、この問題は供給曲線が水平の部分を持っていて均衡が一意に定まらない変則的なケースで発生するものであり、供給曲線が右上がりでも水平の部分を持たないケースでは時間的整合性が確保される。

一般的には、不確実性が存在して、ローリングの途中で予想されていなかった変化が起きる。そうすると複数期間最適化で得られる将来期間の参考価格が実際に実現する精算価格と乖離するので、供給者が ISO の指令にしたがわない可能性が発生する。たとえば、将来の需要増に備えるためにキャパシティを空けておくことを求められる電源は今期の利益を犠牲にしなければならないが、実現する精算価格でそれを取り返せる保証はない。こういった場合に供給者のインセンティブを確保するためには、機会損失費用(LOC)を補填するといった対応が必要になる。

損失補填の必要額を減少させるための手法が考案されてきた。Hua, et al. (2019) は過去期間における最適化問題におけるシャドー・プライスを現在期間の最適化問題の目的関数に組み込む手法を提案している。Cho and Papavasillou (2022)はこの手法を不確実性のもとでの複数期間リアルタイム市場に適用し、それが事後的期待機会損失費用(ex post expected lost opportunity cost; PEL)を最小化することを示している。また、Zhao, et al. (2020)は前日市場の約定結果を複数期間リアルタイム市場と組み合わせることによって、LOC を減少させる手法を提案している。

さらには、Guo, et al. (2021), Chen, et al. (2020)は Temporal Locational Marginal Pricing (TLMP)という手法を開発している。これは、各電源の増出力率(ramp-up rates)、減出力率(ramp-down rates)に対応するラグランジュ乗数を用いて LMP を拡張するものである。そのために価格は各電源毎に異なるものとなる。増出力率と減出力率が等しく、発電コストが線形の場合には、TLMPのもとでは各電源は増減出力率を正直に申告するインセンティブを持つことが数値シミュレーションによって示されている。ただし、Hyder, et al. (2023)によると、増出力率と減出力率が異なり、発電コストが区分線形か2次関数の場合には増減出力率を偽って申告する方が利潤が大きくなる。

付録3 略語リスト

ACER: European Union Agency for the Cooperation of Energy Regulators

aFRR: automatic frequency restoration reserve, 2次予備力

AIC: Average Incremental Cost, 平均増分費用

ASO: Ancillary Service Optimizer

ATCMC: Available Transfer Capacity Market Coupling, 利用可能送電容量による市場結合

BG: Balancing Group, バランシング・グループ
 BRP: Balancing responsible party, 需給調整責任者
 BSP: Balancing service provider, 需給調整サービス供給者
 CHP: Convex Hull Pricing, 凸包プライシング
 ED: Economic Dispatch, 経済給電
 ELMP: Extended Locational Marginal Price
 ENTSO-E: European Network of Transmission System Operators for Electricity, 欧州送電系統運用者ネットワーク
 FBMC: Flow-Based Market Coupling, 潮流ベースの市場結合
 FCR: Frequency Containment Reserve, 周波数制御予備力, (Primary Reserve, 一次予備力とも呼ぶ)
 FMM: Fifteen Minute Market, 15 分前市場
 FRP: Flexible Ramping Product
 FRR: Frequency Restoration Reserve, 周波数回復予備力
 ISO: Independent System Operator, 独立系統運用機関
 ITM: In the money, インザマネー(入札者の利益がプラスの注文)
 IT SCED: Intermediate-Term Security Constrained Economic Dispatch
 LMP: Locational Marginal Pricing, 地点別限界価格
 LOC: Lost Opportunity Costs, 機会損失費用
 LOL: Lower Operating Limit, 「最低出力」制限
 LPC: Locational Pricing Calculator
 LSE: Load Serving Entity, 最終需要家に電力供給を行う事業者
 mFRR: manual frequency restoration reserve, 3 次予備力
 MARI: Manually Activated Reserves Initiative. 3 次予備力(mFRR)市場
 MESC: Market European Stakeholder Committee
 MIC: Minimum Income Condition, 最低所得条件
 MIP: Mixed Integer Programming, 混合整数計画
 MISO: Midcontinent Independent System Operator
 MWP: Make-Whole Payments
 NUP: Non-Uniform Pricing, 非均一価格制
 PICASSO: Platform for the International Coordination of Automated Frequency Restoration and Stable System Operation, 2 次予備力(aFRR)市場
 PJM: PJM Interconnection LLC
 PAB: Paradoxically Accepted Block
 PRB: Paradoxically Rejected Block

PRS:Product Revenue Shortfall, 収入不足
PUN:Prezzo Unico Nazionale
RAC:Reliability Assessment and Commitment
RR:Replacement Reserve, 代替予備力
RSC:Resource Scheduling & Commitment
RT SCED:Real-Time Security Constrained Economic Dispatch
SCADA:Supervisory Control And Data Acquisition, 監視制御システム
SCED:Security Constrained Economic Dispatch, 系統制約付き給電指令
SCO:Scalable Complex Orders
SFT:Simultaneous Feasibility Test
SPD:Scheduling, Pricing & Dispatch
TSO:Transmission System Operator, 送電系統運用者
TPS:Three Pivotal Suppliers
UC:Unit Commitment, 起動停止
VoLL:Value of Lost Load, 停電コスト