

発電における非凸性 と電力市場設計

金本良嗣

日本卸電力取引所理事長

政策研究大学院大学客員教授，東京大学名誉教授

アウトライン

1. 電力市場における市場の失敗
2. 欧州型と米国ISO型の市場アーキテクチャー
3. 欧州型アーキテクチャー
4. 米国ISO型アーキテクチャー
5. 最適化ソフトウェア
6. 発電における非凸性と電力のプライシング
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

参考文献

- [金本良嗣「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」RIETI Discussion Paper 23-J-048 \(ノンテクニカルサマリー\)](#)
- [「同時市場の在り方等に関する検討会」第二次中間取りまとめ](#)
- [「同時市場の在り方等に関する検討会」中間取りまとめ](#)
- 第18回運営委員会【資料4】欧州卸電力市場制度調査 前日市場の入札方法に関する調査（報告）.pdf
- 第19回運営委員会【資料3】欧州卸電力市場制度調査 時間前市場に関する調査.pdf

1. 電力市場における市場の失敗

復習：電力市場における市場の失敗

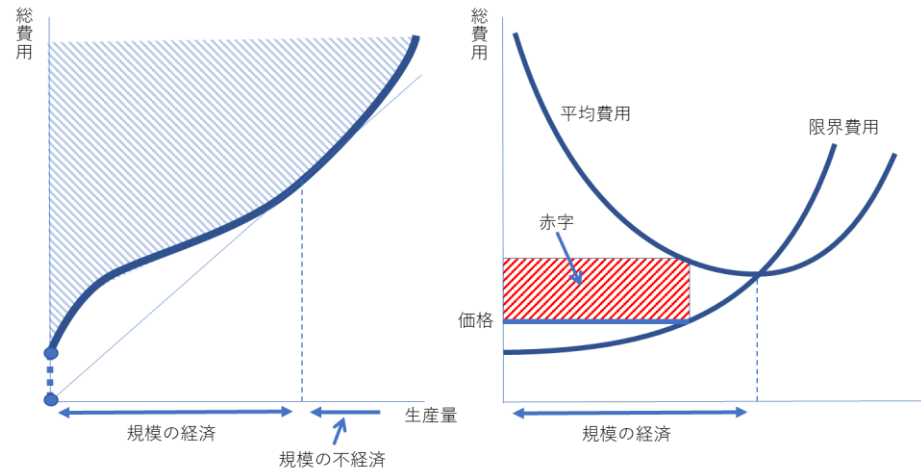
発電における非凸性と市場設計

起動コストと競争均衡の不存在：Stoft (2002)

復習：電力市場における市場の失敗

- 需要量コントロール：各顧客の実需要を供給者がコントロールできない。
 - 通常の商品では供給力が不足する場合には，需要が削減される（割り当て，売り切れ等）。
 - 電力市場では供給<需要が発生すると，全面的な停電。
⇒ 供給を需要に常時追随させる必要。対応策：逼迫時プライシング，デマンド・レスポンスの導入。
- 非凸性（nonconvexity）①：送配電網における規模の経済性
 - 競争の導入が不可能。
⇒ 送配電は独占部門として公的規制。送配電分離。発電と小売には競争を導入。
⇒ 送配電網投資に費用便益分析。
⇒ 送電容量不足の際にはゾーン制や地点別限界価格制による価格差を発生させる。
- 非凸性（nonconvexity）②：発電における起動コスト，最低出力制約。
 - 競争的市場均衡が存在しない可能性。
⇒ ブロック入札（欧州，日本）や3 part offer（限界費用，起動コスト，最低出力コスト）。混合整数計画法による最適化。

- 供給信頼性は公共財
 - ⇒ 一元的な系統運用。
 - ⇒ アデカシー，セキュリティ，レジリエンス確保のための政策介入
- 外部性：適切なプライシングができていない。
 - 例) 温暖化費用
⇒ 排出権取引，炭素税
⇒ 次善の政策：FIT，FIP



発電における非凸性と市場設計

- ◆ 起動コストや最低出力等の発電における非凸性が存在すると競争均衡が存在しない可能性がある。市場設計の工夫が必要。

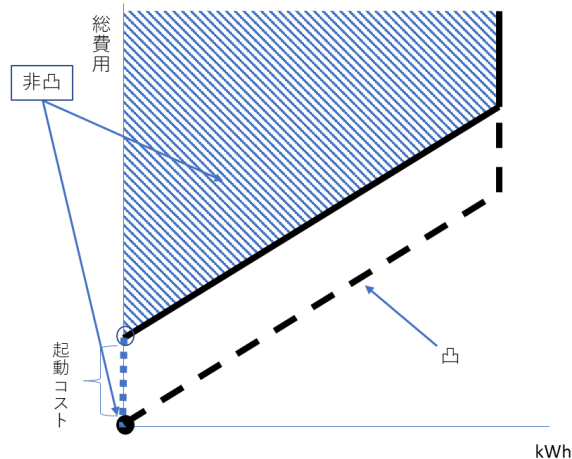
米国ISO：最適解を達成するために損失補填

- MIP（混合整数計画法）による最適化。入札電源の起動・停止（Unit Commitment）を決定。
- 限界費用（増分エネルギー費用）による価格付け。
- 発電事業者の損失はISOが補填（Uplift）。

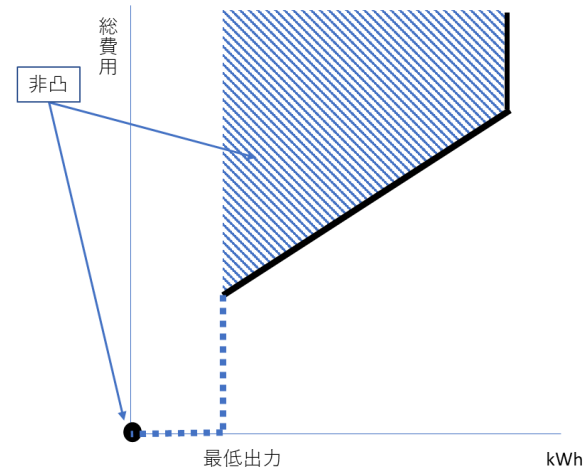
欧州&日本：損失補填を行わない

- 起動停止はバランスンググループが決定。
- ブロック注文や複雑注文（Complex Orders）によって起動コストに対応。約定計算はMIPによる最適化。
- 均一価格制、損失補填は行わない。
 - Paradoxically Accepted Bids（最適解だが損失が発生）は落札させない。PAB制約のもとでの最適化。
 - Paradoxically Rejected Bids（黒字だが最適解でない）の発生は許容。

発電における非凸性：起動コスト

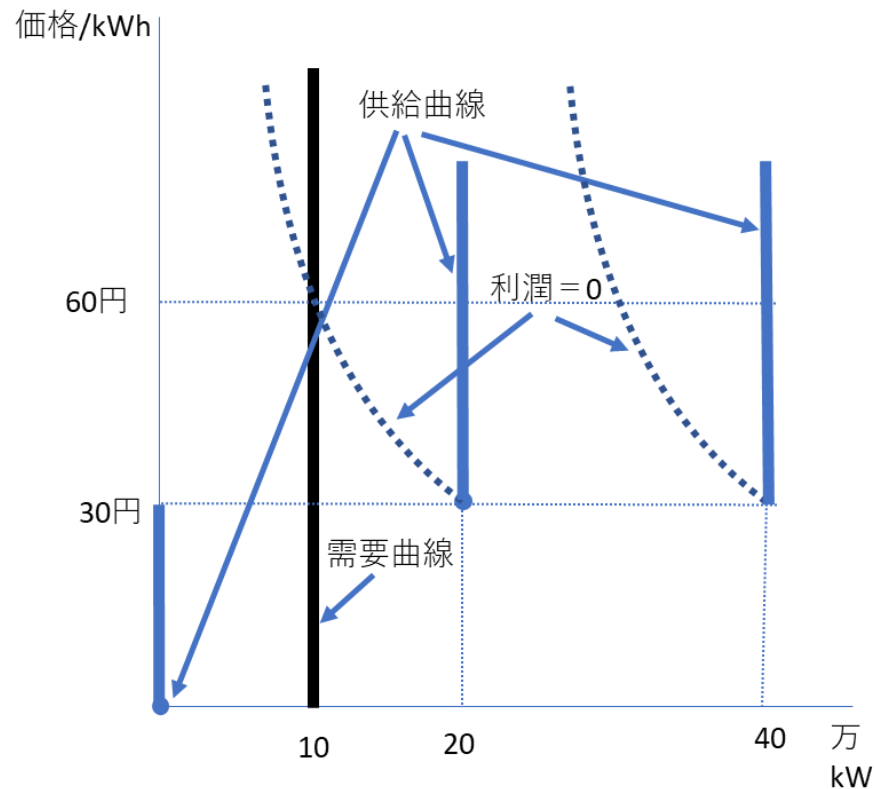


発電における非凸性：最低出力



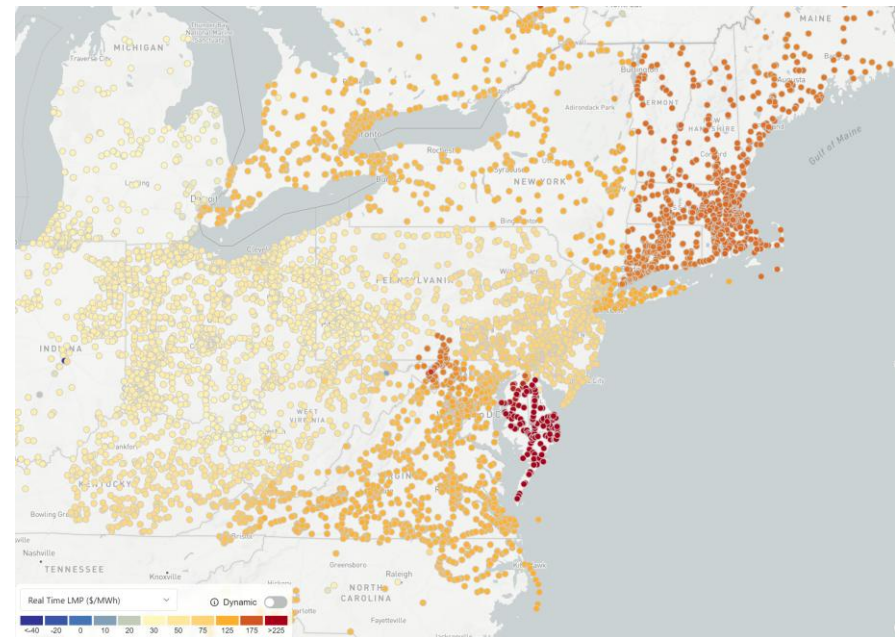
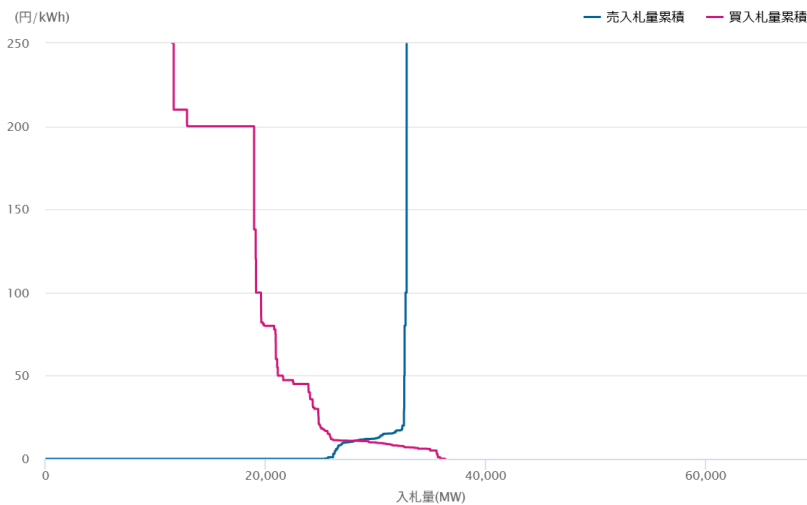
起動コストと競争均衡の不存在：Stoft (2002)

- 限界費用 = 10円/kWh, 発電容量 = 20万kWh, 起動コスト = 400万円, 1時間だけの需要に対応
- 利潤最大化供給量は0kWh (利潤=0) か20万kWh (利潤 = $(p-10) \times 20 - 400$) . 起動コストが存在するので, 価格 ≥ 30 円/kWh でなければ利潤がマイナス. 30円を超えれば容量いっぱい発電.
- したがって, 供給量は価格 ≥ 30 円 のときに20万kWh. 価格 < 30 円 のときはゼロ.
- たとえば, 需要が10万kWhの時には競争均衡は存在しない.



2. 欧州 (& 日本) 型と米国ISO型の市場アーキテクチャー

欧州型 (& 日本) と米国ISO型の比較



欧州型 (& 日本) と米国ISO型の比較

欧州型	米国ISO型
BG毎のポートフォリオ入札	個別電源毎の入札.
エネルギー価格だけを入札 ブロック注文や複雑注文(Complex Orders)によって起動コストに対応.	3パートオファー(増分エネルギー費用, 起動コスト, 最低出力コスト)を入札. 加えて, 数多くの技術的パラメータを入札.
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(BG)が決定.	市場入札した電源のユニット・コミットメントはISOが最適化. 相対取引と自己供給については事業者が決定.
前日市場の後に当日市場がオープン.	当日市場は存在しない.
ゲートクローズ後にTSOが需給調整. 需給調整費用によってインバランス料金を決定.	実需給時に5分間毎のリアルタイム市場. リアルタイム価格がインバランス料金に対応.
予備力市場とエネルギー市場の同時最適化は行われていない. 導入に関する検討が始められている.	予備力市場とエネルギー市場の同時最適化が前日市場とリアルタイム市場の双方で行われている.
ゾーン制:ゾーン内は均一価格. 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.	LMP制:地点別価格による混雑管理. 限界費用による価格付け.
約定計算はMIPによる最適化+PAB入札の排除. 発電事業者の損失は補填しない.	約定計算はMIPによる最適化. 発電事業者の損失はISOが補填(Uplift).

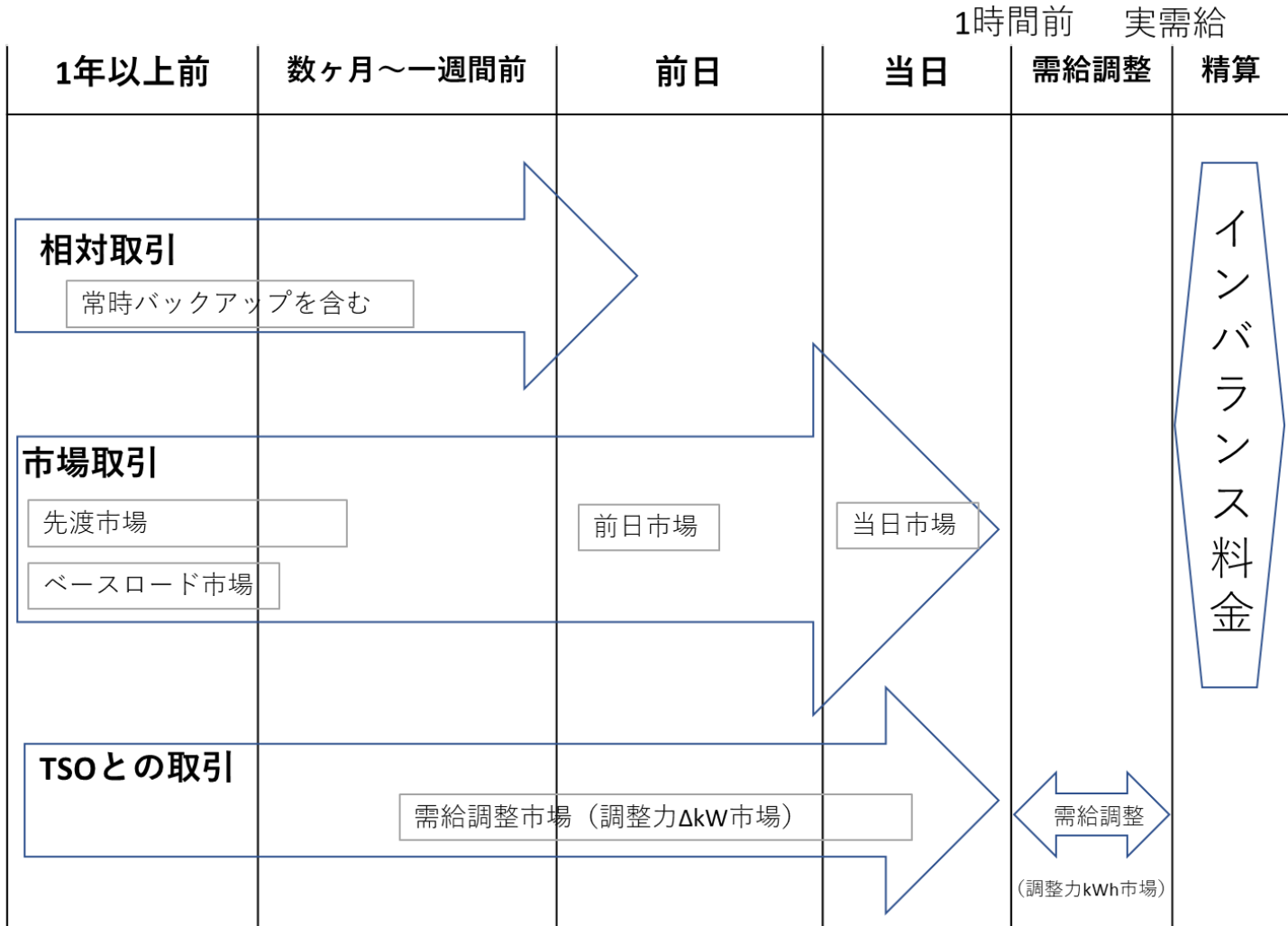
実需給約60分前に
入札変更締め切り

3. 欧州型アーキテクチャー

- 3.1. 電力取引と需給調整
- 3.2. 需給調整市場（調整力 Δ kW市場）
- 3.3. 前日市場
- 3.4. 計画提出（Nomination）
- 3.5. 当日市場
- 3.6. 需給調整（調整力kWh 市場）
- 3.7. インバランス料金
- 3.8. 混雑管理
- 3.9. 欧州型市場設計の課題と改革案

3.1. 電力取引と需給調整

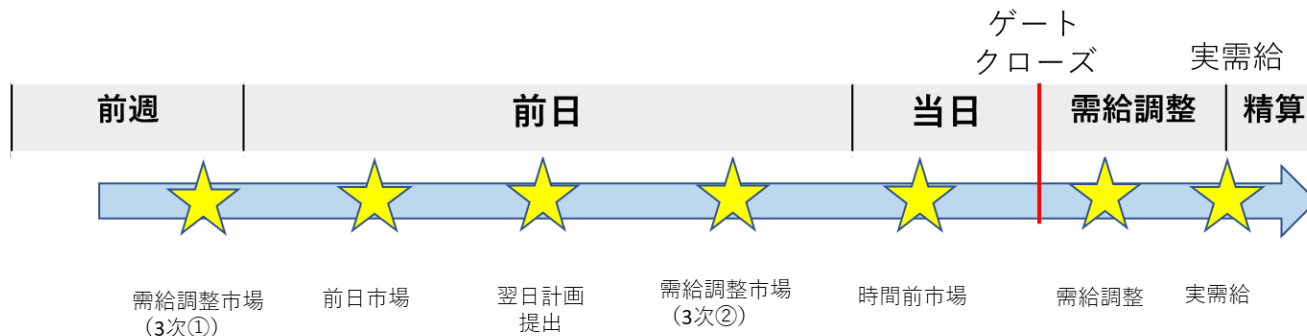
電力取引の時間軸



エネルギー市場と需給調整市場のタイムライン

- ゲートクローズ前：電力取引フェーズ。事業者間の相対取引と取引所取引（匿名ベース）。
 - 発電事業者と小売事業者がBG（Balancing Group）を構成。BG内の需要を供給が満たすように取引。
 - 相対取引：前日といった短期から1年あるいはそれ以上前までといった長期まで様々。
 - 取引所取引：前日市場、当日市場、中期（数日から数年後）の先渡市場、金融的取引としての先物市場。
- ゲートクローズ後：需給調整フェーズ。TSOによる実運用、需給調整と混雑管理。
 - 突然の電源故障や需要変動に対応するためにTSOが運用可能な電源やデマンド・レスポンスを確保。
 - TSOが需給調整市場において電源容量の一部を需給調整用に調達し、運用する。
- 需給調整市場とエネルギー市場が開かれるタイミングは同期していない。
 - 米国ISO市場では同時最適化。
- 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。
 - BGがインバランス算定の対象。BRP（Balancing responsible party）がインバランス料金を支払う。
 - 実同時同量制（ドイツ）と計画値同時同量制（北欧）：実発電量と実消費量 vs. 発電量と消費量それぞれの計画値と実現値。北欧での計画値同時同量制は実同時同量制に移行。

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



3.2. 需給調整市場（調整力 Δ kW市場）

- 調整力 Δ kW市場：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
 - 調整力 Δ kW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。
 - エネルギー市場と需給調整市場との間で配分を最適化する必要：電源の多くは双方に対応できる。
- 欧州における予備力の分類：
 - FCR（Frequency Containment Reserve, 周波数制御予備力）：Primary Reserve（一次予備力）とも呼ばれる。通常は周波数の変動に応じて自動的に出力を増減させる调速機（ガバナー）を用いる。
 - FRR（Frequency Restoration Reserve, 周波数回復予備力）：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。
 - aFRR（automatic frequency restoration reserve, 自動周波数回復予備力）：自動で稼働して周波数を基準周波数に回復させる。
 - mFRR（manual frequency restoration reserve, 手動周波数回復予備力）：マニュアルで稼働して、aFRRを置き換えるかサポートする。
 - RR（Replacement Reserve, 代替予備力）：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。

3.3. 前日市場

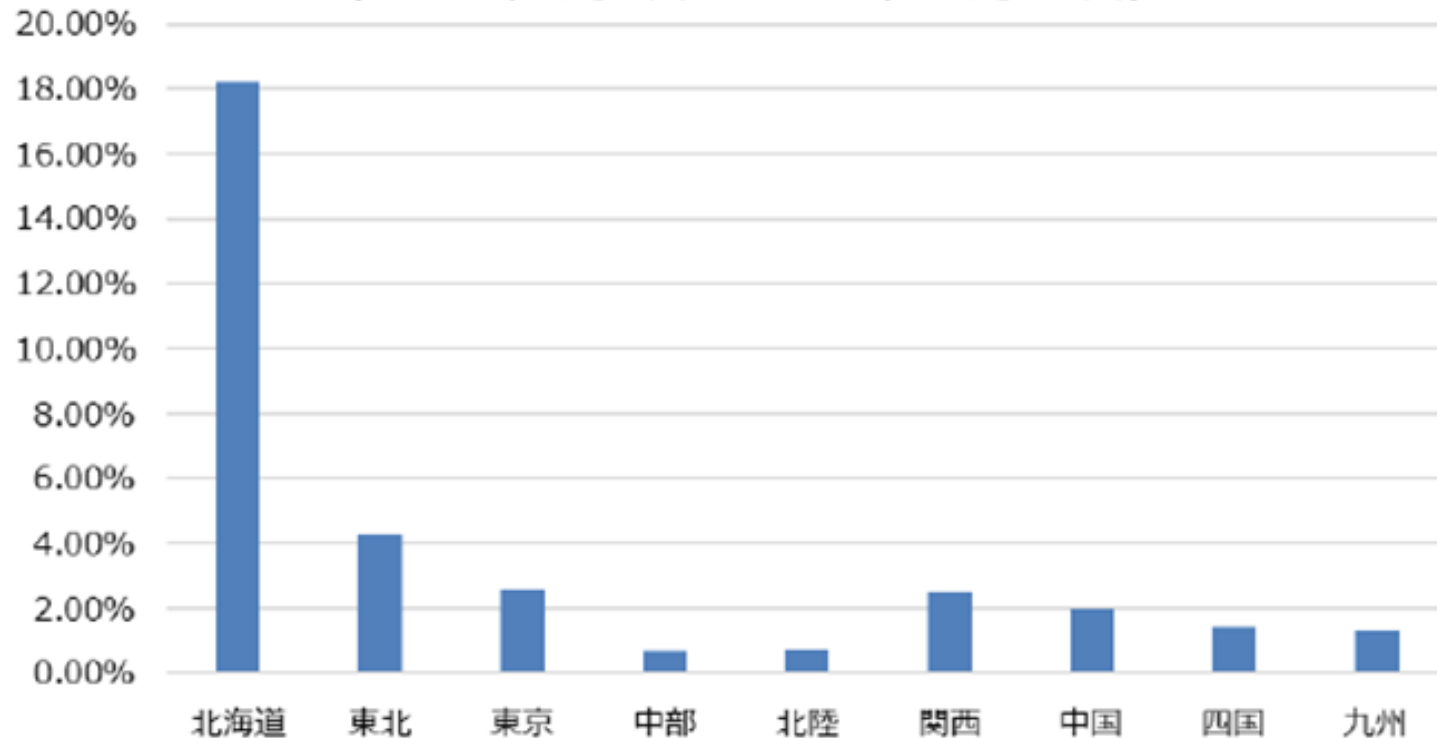
- 相対取引と自己供給：
 - 欧州型では相対取引や自己供給の供給量（=需要量）は市場には提出せず，別途，翌日計画をTSOに提出.
 - 米国ISO型では相対取引等についても供給量や需要量を前日市場やリアルタイム市場に登録.
- 前日市場取引：翌日の24時間分の電気を取引する.
 - 60分単位から15分単位へ移行（2025年）. 日本は30分単位.
- ポートフォリオ入札（Portfolio Bids）：入札は各BGの集計量.（例外：スペインやアイルランドは電源単位）
- シングルプライスオークション（ペイアズクリアー（Pay-as-Cleared））：
 - すべての落札者が同じ価格. 均一価格制（Uniform Pricing）.
 - 売買は取引所との間. カウンターパーティー・リスクは取引所が負う.
- 起動コスト対応：ブロック注文（Block Orders）や複雑注文（Complex Orders）
- ゾーン制：ゾーン内は均一価格.
 - ゾーン間は市場結合（Market Coupling）. 間接オークション（Implicit Auction）によって価格差.
 - ドイツ，フランス，英国等は国全体が1つのゾーン. ノルウェー等は一国内にいくつものゾーン.
 - 間接オークション：EUPHEMIAが複数の取引所への入札を集約して，一元的にゾーン間の系統制約を考慮した約定計算を行う.

ブロック注文と複雑注文

- ブロック注文と複雑注文
 - 起動コスト問題：飛び飛びの時間帯しか落札できないと起動コストによって大きなコスト増.
 - ブロック注文：複数時間帯（ブロック）の入札. すべての時間帯が落札するか，落札しないかの2択.
 - 複雑注文：複数時間帯の入札. 最低所得条件（Minimum Income Condition, MIC）. 米国ISOの3パートオファーの簡略版.
- MIPを用いる約定計算エンジン：
 - PAB (Paradoxically Accepted Block)：最適解において損失を被る入札（PAB）は落札させない. PABが存在しなくなるまで繰り返し計算.
 - PRB (Paradoxically Rejected Block)：供給者の利益がプラスであっても最適解ではない注文. PRBは許容. 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.
 - 供給者への補償は行われない.
- 日本のブロック注文
 - 約定プログラムがMIPベースではなかったが，2025年2月にベルギーN-SIDE社によるMIPベースのエンジンに移行した. 以下の説明は移行前のものである.
 - パラドックス：ブロック注文を入れると価格が下がり落札しない. 除外すると，供給が減少して，価格がブロック注文を上回る. こういったケースは落札させない.
 - 日本におけるパラ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（次スライド）.
 - 欧州ではリンクブロック（Linked Block）や排他条件ブロック（Exclusive Block）などの複雑な注文方式を導入. これらの利用は増加傾向. 日本ではリンクブロックとループブロックの単純なもののみ.

日本におけるブロック入札のパラドックス

エリア毎の売りブロック入札のパラドックス発生率
(2018年1月1日～2018年12月31日)



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

3.4. 計画提出 (Nomination)

- 計画提出：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.
- 計画提出における発電計画：
 - TSOが別途調達する予備力の容量も含む.
 - 個別発電所単位.
- 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 (Papavasiliou 2020) .

3.5. 当日市場

- 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
- 欧州大当日オークション市場開設前
 - ザラバ取引：北欧，中西欧ではザラ場取引（Continuous Trading）．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．
 - シングルプライスオークション市場：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．スペインでは6回にわたってオークションが行われる．
 - 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．
 - 前日市場と同様に当日市場もゾーン制市場である．
- 欧州大の当日オークション市場が2024年6月13日に開始された．
 - ザラ場取引と3回のオークション市場（前日午後3時，10時，当日午前10時）
 - ゾーン間のザラ場取引はオークションの前後20分間は停止．ゾーン内のザラ場取引は継続．

3.6. 需給調整（調整力kWh 市場）

- 調整力kWh 市場の役割：ゲートクローズ後のTSO による需給調整において、TSO 間の取引を可能にする。
- 調整力 Δ kW 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。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。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。
- EU における調整力kWh市場：
 - 国際間共通プラットフォーム。2022 年から稼働。
 - MARI：手動周波数回復予備力（mFRR）の市場。ゾーン型モデル。需要者はTSO で供給者はBSP。リアルタイムの10 分前に15 分ごとに稼働。調整力 Δ kW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：自動周波数回復予備力（aFRR）の市場。MARIと同様なゾーン型モデル。4 秒ごとに稼働。

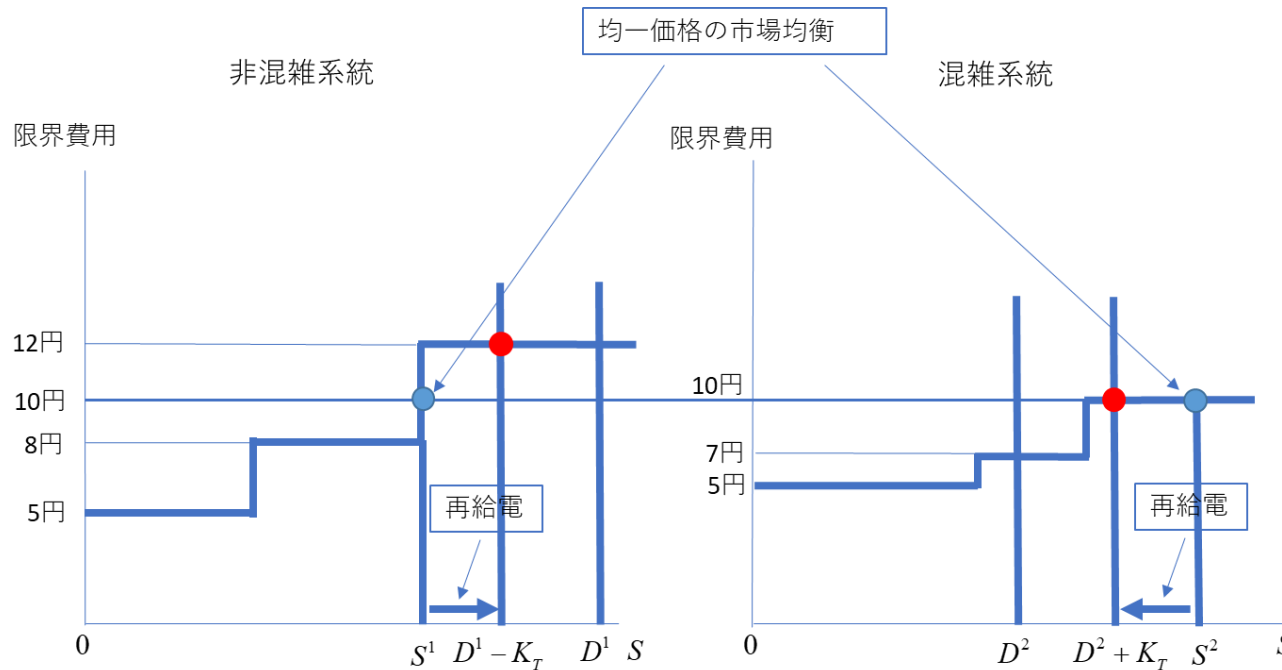
3.7. インバランス料金

- インバランス料金：供給・需要の計画値と実績値の差に応じてBRPにインバランス料金を課す。
- EUが定めるインバランス精算制度に関する原則
 - (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。
 - (2) BSPへの支払いは限界費用によるPay-as-Cleared方式とする。
 - (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。
 - 現状ではまだ国による相違が残っている。
- 逼迫時プライシング（Scarcity Pricing）の導入
 - 欧州委員会が2017年のガイドライン（European Commission, 2017）で推奨。
 - ベルギーの技術的な検討。CREG（2020, 2021）。

3.8. 混雑管理

- ゾーン間での混雑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。 混雑管理は再給電による。
 - 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。

再給電によるネットワーク混雑管理



3.9. 欧州型市場設計の課題と改革案

- エネルギー市場と予備力・調整力市場が同時最適化されていない。
 - 逼迫時プライシングにおいて予備力のリアルタイム価格が形成されない。
- 均一価格制
 - 最適解を実現できない。最適解を実現するためには米国ISOで採用されているUplift等の非均一価格制が必要。
 - PAB制約のもとでの約定計算はソルバーに負荷をかける。市場価格を計算しないと、PAB制約が満たされているかどうかわからない。繰り返し計算が必要。
- 起動コストへの対応：ブロック注文，複雑注文等の多様な入札方式。
 - 米国の3パートに近い形に統一する提案（Thermal Order）
 - 複雑注文（スペインで採用）は3パートに近い。
 - ブロック注文より複数パート注文（Complex Order）の方が効率的（Richstein et al.: 2019）。
 - 複雑注文は計算負荷が高いため、Complex OrderはScalable Complex Orderに移行（2025）。

4. 米国ISO型アーキテクチャー

- 4.1. 2回決済システム (Two Settlement System)
- 4.2. 前日市場
- 4.3. 信頼性ユニットコミットメント (Reliability Unit Commitment)
- 4.4. リアルタイム市場
- 4.5. 市場支配力対策
- 4.6. 欧州型と米国ISO市場型の比較

4.1. 2回決済システム (Two Settlement System)

- 前日市場：翌日の24時間について1時間毎の入札。
 - 前日市場で決められた価格と量は金銭的な拘束力がある。
(financially binding)
- リアルタイム市場：実需給時の5分間毎に市場価格を決定。
 - リアルタイム市場に向けて前日市場からの変更を逐次入札。
 - 入札(変更)は実需給の65分前にクローズ(PJM)。
 - Balancing Market (需給調整市場)とも呼ばれる。
- Two Settlement System (2回決済システム)
 - リアルタイム市場は前日市場以降の変化分についての調整を行う。

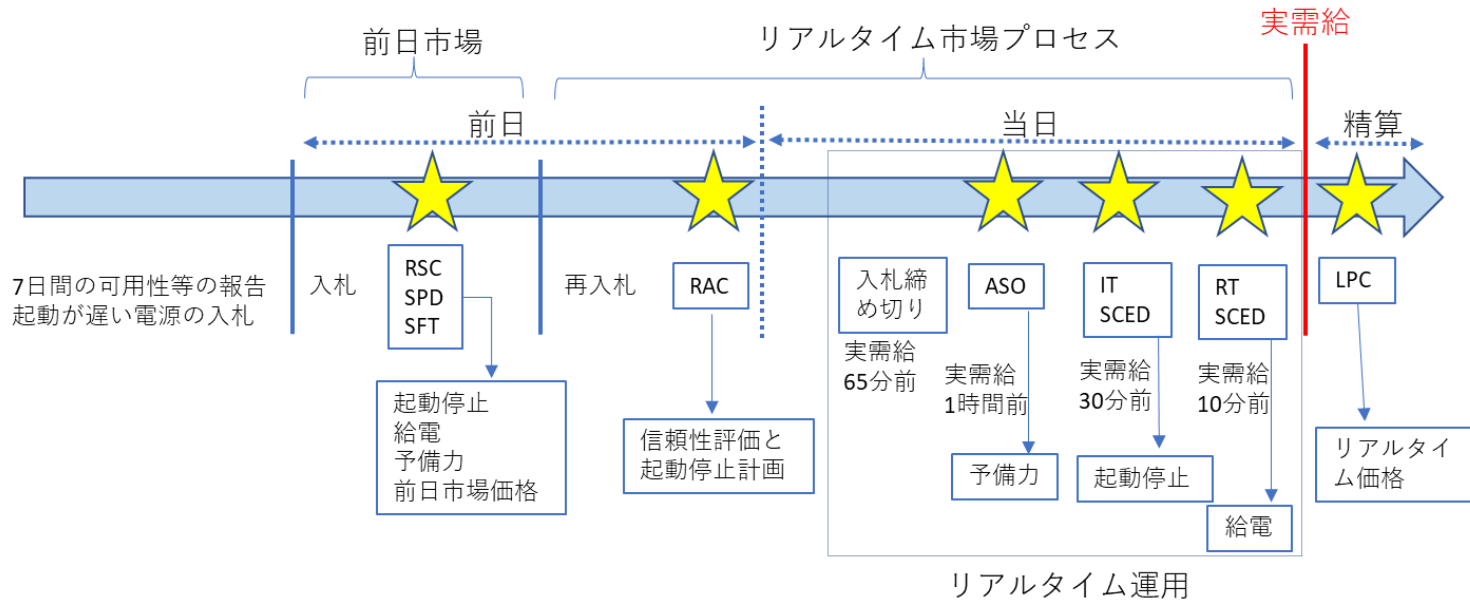
$$\text{合計支払額} = P_{DA}Q_{DA} + P_{RT}(Q_{RT} - Q_{DA})$$

P_{DA} , Q_{DA} : 前日市場の価格と数量

P_{RT} , Q_{RT} : リアルタイム市場の価格と数量

PJMにおける市場取引のタイムライン

- 基本的に同じMIPソフトウェアを用いて各市場における起動停止，給電，予備力の最適解を計算.
- RT SCEDと市場価格の計算はLPを用いる.
- 入札の変更は前日市場後も随時可能. リアルタイムの約1時間前に変更を締め切り.



RSC: Resource Scheduling & Commitment
SPD: Scheduling, Pricing & Dispatch
SFT: Simultaneous Feasibility Test

RAC: Reliability Assessment and Commitment

ASO : Ancillary Service Optimizer
IT SCED: Intermediate-Term Security Constrained Economic Dispatch
RT SCED: Real-Time Security Constrained Economic Dispatch

LPC: Locational Pricing Calculator

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 (PJM)

- 前日市場の入札
 - (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 (仮想的に) 出力ゼロで運転するときのコスト
 - 技術的な制約条件: 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.
- 系統制約下での費用最小化:
 - 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
 - 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.
- 前日市場の最適化プログラムの構成:
 - RSC (Resource Scheduling & Commitment) : 翌日以降の48時間分の最適な起動・停止計画を計算
 - SPD (Scheduling, Pricing & Dispatch) : 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. LMPや予備力価格を決定.
 - SFT (Simultaneous Feasibility Test) : 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.
 - 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) と呼ぶことが多い. 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

- LMPの決定：
 - dispatch runで起動・停止と発電量を決めるMIPを解く。既決の起動・停止を所与として発電量をLPで最適化。
 - pricing run でLMPを決める。dispatch runと基本的に同じであるが、Fast-Start電源については整数緩和を行う。
- $LMP = \text{システム限界価格} + \text{混雑料金} + \text{限界ロス料金}$
 - システム限界価格は基準ノードの価格。送電ロスと混雑料金は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倍なので、送電ロス料金は発生する送電ロスの約2倍。
 - 送電ロスと混雑料金の収入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。
- 損失補填 (Uplift) : 最適解で損失が出る事業者には損失を補填。
- 市場価格を形成できるオファーはディスパッチ可能なエネルギー価格オファーと価格感応的需要ビッド。
 - ディスパッチ可能: ISOの出力指令に (economic minimumとeconomic maximumの間で) 従うことができる。
 - バ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、ディスパッチ可能でも価格を決められないことがある。(例) 一定時間以上にわたって最低出力になっている電源。
- 相対取引と自己供給は当事者間で決めた価格と数量で取引ができる。
 - 投入地点, 引出地点毎の取引量をISOに申告。投入地点と引出地点のLMPの差 (= 混雑料金と送電ロス料金) は限界送電利用料金としてPJMに支払う。

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) 電源が多用されるようになった。
- LMP方式の修正：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。
 - 起動されたファストスタート電源については，整数緩和を施し，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。
 - 整数緩和： $u_2 = \{0,1\} \Rightarrow 0 \leq u_2 \leq 1$

バーチャル取引 (Virtual Trading)

- バーチャル取引：純粹に金融的な取引
 - 2000年から東部のISOはバーチャル取引を導入。
 - 前日市場に入札し、リアルタイム市場ではそれを相殺する取引が自動的になされる。
- リアルタイム市場における価格変動リスクをヘッジする。
 - リアルタイム市場は前日市場より価格変動が大きい。特に、混雑料金部分。金融的送電権は前日市場にしか設定していない。
- 金融機関等がバーチャル取引に参入。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。
- バーチャル取引の役割 (PJM 2015) :
 - 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。
 - 前日市場とリアルタイム市場との間で価格と起動・停止がより収斂するので、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。
- 前日市場の後に信頼性ユニットコミットメント：バーチャル取引の導入によって、前日市場は金融的側面が大きくなった。バーチャル取引を除いて信頼性ユニットコミットメントを行う。

予備力と電力エネルギーの同時最適化と混雑管理

• 予備力と電力エネルギーの同時最適化

- 前日市場において予備力（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
- 発電と小売の双方を持つ公益事業体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（ゼロ価格あるいは成行で）入札することが要求されている。
- 需要側（LSE, Load Serving Entities）は予備力に対する入札を行わず、ISOが代わって調達する。

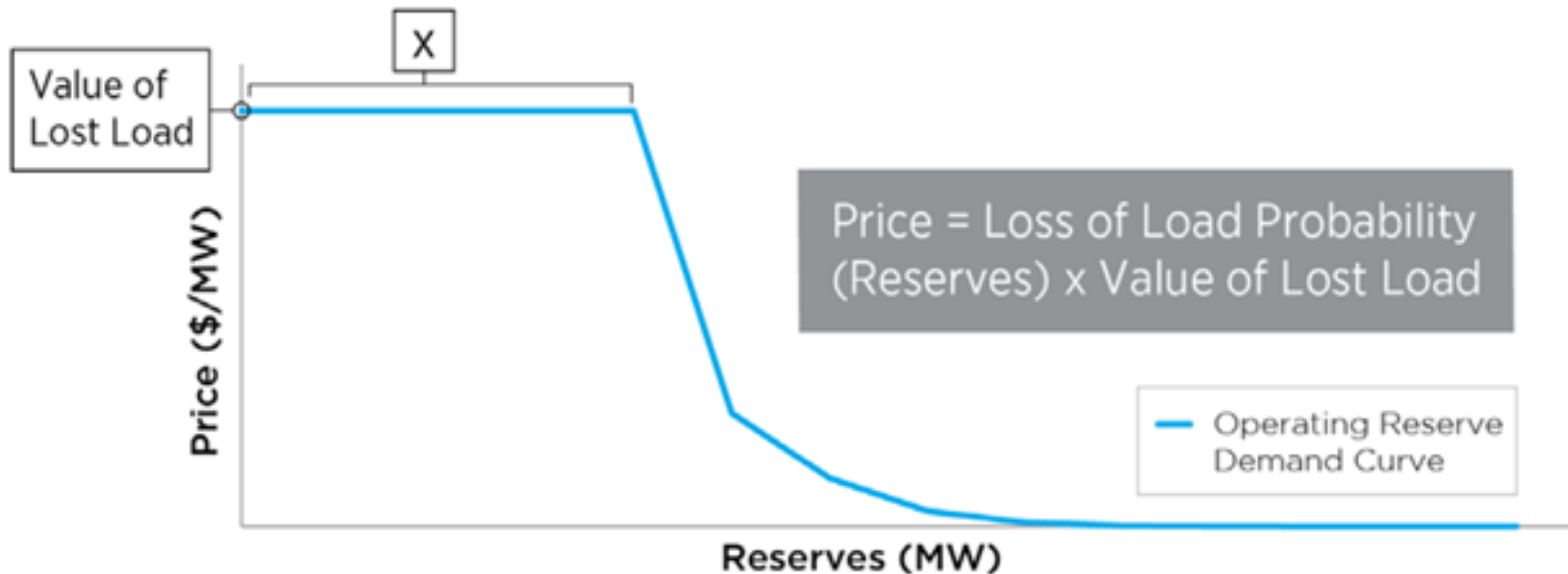
• 混雑管理

- 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。
- 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、非市場的意思決定がなされることもある（Helman, et al. (2008)) .

逼迫時プライシング

- 逼迫時プライシング (Scarcity Pricing) : 予備力の需要曲線を設定し, 需給逼迫時に予備力価格が高くなるようにする.
 - テキサスのERCOTで始まり, PJMでも採用している.
- 同時最適化の結果として逼迫時にはエネルギー価格も高くなる.

Figure 9. Demand Curve for Operating Reserves with Minimum Reserve Requirement



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

- 信頼性ユニットコミットメント：
 - 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.
 - 翌日の需要予測と前日市場で決ま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はリアルタイム市場の始まり.
 - 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支払を受ける.
- 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ない.
 - 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補償する (Uplift) .

4.4. リアルタイム市場

- リアルタイム市場：1時間毎の市場として運営されている。
 - 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。
 - 価格は5分ベースで計算。精算は1時間毎に集計 (PJM, 2023, p. 28)。
- リアルタイム市場におけるプログラム
 - ASO (Ancillary Service Optimizer)：電力エネルギーと予備力の同時最適化。
 - IT SCED：実需給30分前まで追加的な起動停止。15分、30分、75分、120分の先読み。
 - RT SCED：IT SCEDで決められたコミットメントを所与として、5分毎に発電出力を調整し、LMPを決定する。実需給10分前に最終的な給電と予備力の割り当てを決定する。8~10分の先読み。
 - 価格 (LMP) はpricing runによって5分毎に計算。
- ファストスタート電源：
 - 整数緩和を施した上で最適解を求める。
- 需給調整：基本的にリアルタイム市場で行われる。予備力はISOが事前に調達し運用。
 - 稼働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。費用の増加は補填 (Make Whole Payment)。
- 同時最適化：リアルタイム市場でも同時最適化。
- 逼迫時プライシング (Scarcity Pricing)：
 - 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。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。
 - 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。逼迫時かどうかの宣言はオペレーターの人的意思決定。
- 混雑管理：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数多くの非市場アクションを用いることも可能。
 - 再給電の前に、コストのかからない手法で混雑を解消しようとする。

4.5. 市場支配力対策

- 市場支配力対策：
 - 事前に限界費用等のコストデータを登録.
 - 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.
 - 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.
 - 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：TPS (Three Pivotal Supplier) テスト
 - 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.
 - 需要が D で供給者 i の供給量が S_i . 供給者を供給量の大きい順に並べ替える.
 - TPSテスト：TPS指数 $RSI3_j = \frac{\sum_{i=1}^n S_i - \sum_{i=1}^2 S_i - S_j}{D}$, $j = 3, \dots, n$ が1未満かどうか.
 - 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.
- TPS指数が1未満の場合には，供給者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.

4.6. 欧州型と米国ISO市場型の比較

欧州型

- BG毎のポートフォリオ入札.
- ブロック注文や複雑注文 (Complex Orders) によって起動コストに対応. MIPによる最適化.
- 前日市場: 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.
- 当日市場: 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.
- 需給調整: ゲートクローズ後にTSOが調達した予備力を用いて需給調整を行う.
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.
- 混雑管理: ゾーン制.
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.

米国ISO型

- 個別電源毎の入札.
- 3パートオファー: 増分エネルギー費用, 起動コスト, 最低出力コスト+技術的パラメータ (ramp rates, minimum and maximum output levels) .
- 前日市場: 起動コストと無負荷費用も入札し, ユニット・コミットメントはSOが最適化.
ただし, 相対取引と自己供給 (PJMでは70%超) についてはSOによる最適化の範囲外.
- 当日市場: 当日市場は存在せず, 実需給時に5分間毎のリアルタイム市場.
リアルタイム市場への入札 (変更) は実需給の1時間程度前まで可能.
- 需給調整: 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.
リアルタイム市場への入札 (変更) 締め切りは約60分前.
- 混雑管理: LMP制.

パフォーマンス: 米国ISO型の方が粒度 (granularity) が高いため, より効率的なユニットコミットメントと給電 (dispatching) が可能. Aravena et al. (2021) によるとLMPの方が約5%効率性が高い.

5. 最適化ソフトウェア

MIPソフトウェア

最適化問題

最適化ソフトウェアの構成

PJMにおけるリアルタイム運用

MIPソフトウェア

- 起動停止 (UC) 問題はNP困難.
- MIPの進歩：近似解しか得られなかったのが，最適解をしかも速いスピードで求めることができるようになった．1991年から2008年までで約3万倍のスピードアップ．ただし，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．
- 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．
- MIP導入のメリット (Streiffert, Philbrick and Ott (2005)) .
 - 大域的最適を求めることができる．
 - 最適性の程度 (上限, 下限) についてのより精度の高い計測値を提供できる．
 - 信頼性分析を最適化の中に取り込むことが容易になる．
 - モデリング機能と適応力の強化. コンバインドサイクル発電のモデル化, 同時最適化等が可能になった.
- PJMの最適化問題 ([Ott; 2010](#))
 - 1,210 generators, 3 part offers (startup, no load, 10 segment incremental energy offer curve)
 - 10,000 - Demand bids – fixed or price sensitive
 - 50,000 - Virtual bids / offers
 - 8,700 - eligible bid/offer nodes (pricing nodes)
 - 6,125 - monitored transmission elements
 - 10,000 - transmission contingencies modeled

最適化問題

- (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，生産の連続変数 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。

Minimize :

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

Subject to :

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

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

最適化ソフトウェアの構成

市場管理システム：UC（起動停止），ED（経済給電），Security Analysis（信頼性分析），Pricing（価格付け）

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

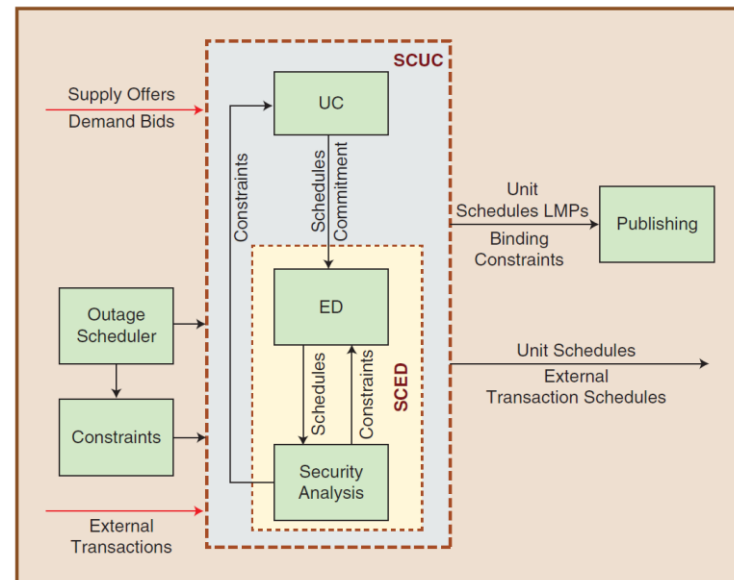
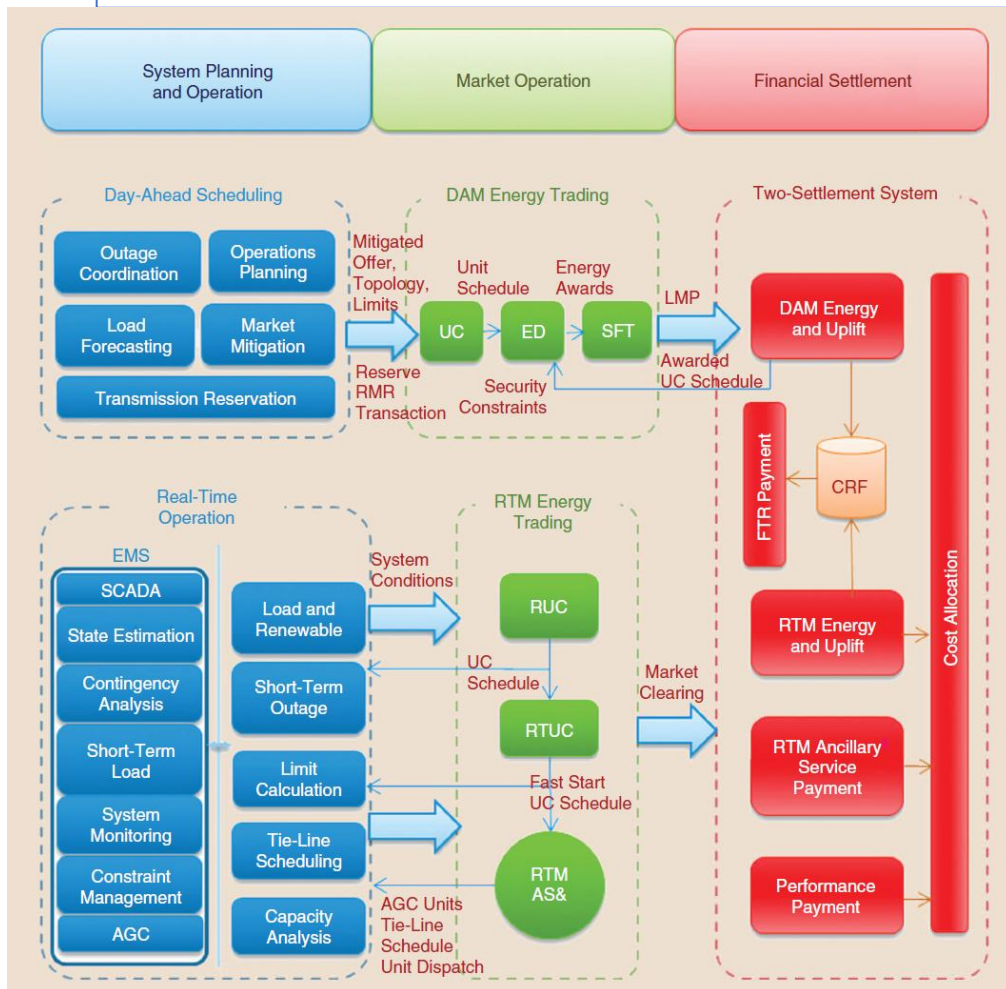


figure 6. The SCUC architecture.

PJMにおけるリアルタイム運用

Ancillary Services Optimizer (ASO)

Clearing and assignment of regulation and inflexible reserve resources (solved 60 minutes prior to target time, looks ahead 60 minutes beyond target time)

Intermediate-Term Security Constrained Economic Dispatch (IT SCED)

Demand Trajectory, generator loading strategy, Demand Response commitment for energy, CT commitment and inflexible synchronized reserve recommendations (solved 30 minutes prior to target time, looks ahead 15, 30, 75 and 120 minutes beyond target time)



The ASO jointly optimizes Energy, Synchronized Reserves, Non- Synchronized Reserves, Secondary Reserves and Regulation based on forecasted system conditions to determine an economic set of inflexible reserve resources to commit for the operating hour.

6. 発電における非凸性と電力のプライシング

米国ISOにおけるプライシングの改革：LMPの補正

LMPの補正手法

LMP補正手法が電源投資に与える影響の比較

参考文献：

[金本良嗣「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」
RIETI Discussion Paper 23-J-048](#)

米国ISOにおけるプライシングの改革

- 米国ISOにおける伝統的なプライシング方式：LMP = 最適解における限界電源の限界費用。
 - MIPで求められたユニットコミットメントの最適解を所与として、発電量を決める線形計画問題を解く。そのシャドープライスをLMPとする。
- 事業者の損失をISOが補填 (Uplift) 。
 - 収入不足 (Product Revenue Shortfall; PRS) : LMPには起動コストが入っていないので、発電事業者の利潤がマイナスになる可能性がある。
 - 機会損失費用 (Lost Opportunity Costs; LOCs) : LMPを前提とした利潤がプラスの場合でも、最適解では給電できないケースがある。
- 問題点の指摘
 - 需要が増加する局面で価格が下がることが頻発。(PJMでは1/5近く。)
 - ISOによるUplift負担が必要。

LMPの補正手法

- 凸包プライシング (Convex Hull Pricing ; CHP)
 - 凸包価格は需要の増加関数
 - 損失補填 (Uplift) はゼロにはならない
 - 収入不足 (PRS) と機会損失費用 (LOC) の総額を最小にする
 - 計算が難しく, 実装が困難.
- 拡張LMP (Extended LMP ; ELMP)
 - 凸包プライシングの近似
 - 整数緩和法 (Integer Relaxation) : $u_2 = \{0,1\} \Rightarrow 0 \leq u_2 \leq 1$
 - 米国ISOの多くでFast Start電源について採用.
- 平均増分費用プライシング (Average incremental cost; AIC)
- 欧州におけるNon-uniform pricingの提案
 - Upliftを入札者が分担. 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.

LMP補正手法が電源投資に与える影響の比較

- 損失補填を行わないLMPが最適な電源投資をもたらす。
 - ただし、発電事業者は最適解に従わないインセンティブをもつので、このケースは競争均衡として維持できない。
- 電源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。
 - 例) Upliftによる損失補填を行うケースでは、起動コストの高い電源が大きな利益を受ける。
- 凸包プライシングは過少な電源投資をもたらす。

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

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

当日におけるプライシング

リアルタイム市場における複数期間最適化

参考文献：

[金本良嗣「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」RIETI Discussion Paper 23-J-048](#)

当日におけるプライシング

- 欧州では当日市場が存在するが，米国ISOでは前日市場とリアルタイム市場だけ.
- 米国における当日市場導入の提案 Herrero et al. (2018)
 - 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当日市場が有益. スペインでは風力発電の予測誤差が継続的に減少.
- 市場の機能には物理的な給電量や起動・停止を決定するという側面と価格を決定するという側面の2つがある. 前者については，米国でもISOが当日の環境変化に対応している.
 - 前日市場とリアルタイム市場の間に追加のプライシングを行うことが有益か？

リアルタイム市場における複数期間最適化

- 複数期間リアルタイム最適化
 - 変化率制約 (ramp rate constraints) を組み込んだ先読み複数期間最適化 (multi-period optimization with look-ahead)
 - 先読み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する。それをローリング。
 - 時間的整合性は確保されるか？ Biggar and Hezamsadeh (2022)
- 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。
- CAISOやMISOなどではFlexible Ramping Product (FRP) と呼ぶ新しい予備力商品カテゴリーを追加。