

電力市場シミュレーションモデルの構築と取引価格形成の分析

渡邊 勇[†] 岡田 健司^{††} 栗原 郁夫^{†††}

[†] (財) 電力中央研究所 情報研究所 〒201-8511 東京都狛江市岩戸北 2-11-1

^{††} (財) 電力中央研究所 経済社会研究所 〒100-8126 東京都千代田区大手町 1-6-1

^{†††} (財) 電力中央研究所 狛江研究所電力システム部 〒201-8511 東京都狛江市岩戸北 2-11-1

E-mail: †{isamu,k-okada,kurihara}@criepi.denken.or.jp

あらまし 電力市場における取引形態などの市場設計パラメータの、価格変動に対する影響をマルチエージェントシステムを用いて分析した結果について報告する。発電および供給事業者をエージェントとしてモデル化し、獲得報酬を最大化するような最適な行動戦略を強化学習機構を用いて学習させる。電力システムを含んだモデル電力市場を設定し、市場参加者の入札戦略(行動)が取引価格や電力システムに与える影響や、様々な取引制度が価格水準に与える影響などについて定量的な分析を行った結果を示す。特に、市場支配力・需給逼迫・系統制約などが取引価格に与える影響について論じる。

キーワード 電力市場, 電力自由化, マルチエージェント

Development of Electric Power Simulation Model and Analysis of Pricing Behavior

Isamu WATANABE[†], Kenji OKADA^{††}, and Ikuo KURIHARA^{†††}

[†] Communication & Information Research Lab., CRIEPI 2-11-1 Iwado kita, Komae-shi, Tokyo

^{††} Socio-economic Research Center, CRIEPI 1-6-1 Ohte-machi, Chiyoda-ku, Tokyo

^{†††} Power Systems Dept., Komae Research Lab., CRIEPI 2-11-1 Iwado kita, Komae-shi, Tokyo

E-mail: †{isamu,k-okada,kurihara}@criepi.denken.or.jp

Abstract In this paper, we propose a multi-agent simulation model as a means of analyzing the characteristics of electric power market. Generating companies (GENCOs) and distribution companies (DISCOs) are represented as autonomous adaptive agents, which progressively learn to adopt optimal bidding behavior. The proposed model is based on a typical market structure implemented in several countries, consisting of day-ahead and real-time market. The congestion management mechanism is also involved. The results of simulations under the various scenarios combining different demand levels and generating capacities are presented. In particular, we presented the results analyzed from the viewpoint of market power, supply-demand balance and power system constraints.

Key words Electricity Market, Deregulation, Multi-agent

1. はじめに

電気事業の規制緩和により、各国で競争的電力市場の導入が検討・実施されている。わが国においても、今後の自由化の方向性に関して電力市場の創設を含めた議論が開始されている。しかし、市場原理によって価格が決定される状況下においては、電力市場における取引価格の変動が大きな問題となる[1]。価格変動は市場の安定性を脅かす要因の一つであり、電力取引のあり方を議論するに当たって、価格変動と様々な制度設計要因との関係を明確にしておくことは重要である。

近年、電力市場における市場参加者の行動決定に関するエージェントシステムを応用した研究が数多くなされている[2]~[9]。また、電力市場だけでなくCO₂排出権取引市場やRPS(Renewable Portfolio Standard)市場との組み合わせとして取引市場をモデル化した上で、エージェントシステムを用いて市場参加者の行動戦略を分析する研究も存在する[10],[11]。マルチエージェントシステムの利点は、市場参加者の動的な挙動表現と分散意志決定主体の柔軟なモデル化が可能な点であると考えられる。電力市場シミュレーションでは、取引市場での商品(電力)の売買取引だけでなく、発送配電に関連する電力系

統固有の技術的問題も考慮する必要があり、モデル化等の面で自由度の高いエージェントアプローチは非常に有効なアプローチの一つである。

本稿では、電力市場における取引形態などの市場設計パラメータの、価格変動に対する影響をマルチエージェントシステムを用いて分析した結果について報告する。当所で開発した、マルチエージェントシステムを適用した電力市場シミュレーションにおいて、電力システムを含んだモデル電力市場を設定し、市場参加者の入札戦略（行動）が取引価格や電力システムに与える影響や、様々な取引制度が価格水準に与える影響などについて定量的な分析を行った結果を示す。

2. 電力市場のモデル化

2.1 電力市場モデルの枠組み

電力自由化が先行する諸外国の電力市場を参考に、本稿ではプール型の卸電力市場と私的契約に基づく相対取引が混在する電力供給構造を想定する（図1）。電力会社を含む発電事業者は、従来通りの相対契約に基づく電力供給を行う一方で、プール市場を介して供給事業者と電力の市場取引を行う。供給事業者は一般消費者の需要を取りまとめ、その需要に見合う電力を相対契約や市場取引によって調達する。

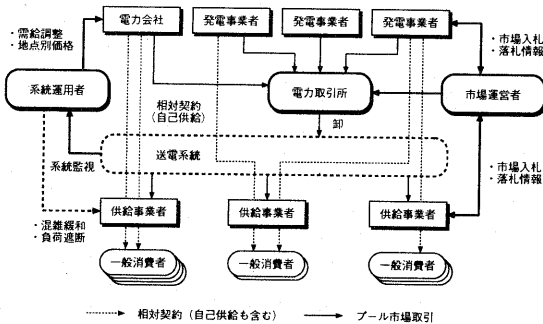


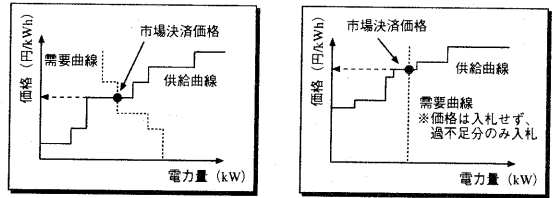
図1 想定した電力市場構造

電力市場は、市場運営者が市場参加者（発電および供給事業者）からの入札に基づき翌日の需給計画を策定する前日市場と、系統運用者が想定需要と実際の需要との差分を調整するリアルタイム市場からなる。

前日市場では、卸電力が実際に取り引きされる前日までに、市場参加者が希望価格と取引量を電力取引所に入札する。電力取引所は、各発電（供給）事業者からの入札を総合した供給（需要）曲線を作成し、その交点をもって市場決済価格を決定する（図2）。リアルタイム市場では、発電事業者は前日市場と同様に希望価格と取引量を入札するが、供給事業者は需要の過不足分のみを系統運用者に申告する。系統運用者は提出された市場全体の供給曲線に基づき需給調整を行い、市場決済価格を事後的に双方の事業者に報告する。

2.2 系統モデルと混雑管理

電力取引に与える系統制約の影響を考慮することから、標準的なモデル系統（母線数47、送電線数78、発電所数10）を



前日市場での価格決定方式

リアルタイム市場での価格決定方式

図2 電力取引量と価格の決定方式

介した電力取引を想定する。本稿では、想定した送電システムを南北2地域に分割し、地域間を連系する送電線（潮流上限値4000MW）でのみ混雑（運用制約を越える過負荷潮流が流れる）が発生するものとする。系統運用者は、与えられた系統構成と市場参加者の発電容量に基づき潮流計算を行った結果、送電線潮流が送電容量制約を超過した場合には、その過負荷潮流（混雑）が解消されるまで発電振替等の調整を行う。混雑が解消された時点で、出力調整した発電設備のうち最も高い入札価格を用いて地点別価格を決定し、電力市場の取引価格とする[12]。

2.3 電力市場取引の流れ

本稿で想定した電力市場における市場取引の流れは図3に示すとおりである。系統運用者は各発電事業者が提出した発電計画をもとに系統計算を実施し、混雑発生など信頼度上問題がないかをチェックする。系統に混雑が発生する場合には、これを解消するような発電調整計画を系統運用者が作成し、発電事業者に通知する。これによって発生する費用については混雑料金として計上される。

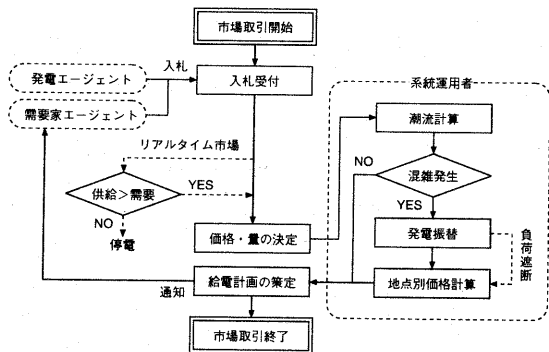


図3 電力市場取引の流れ

3. 市場参加者のエージェントモデル

3.1 発電エージェントの入札行動

発電エージェント（発電事業者）は限界費用の異なる複数の発電設備を所有しており、各設備の限界費用に期待利潤を上乗せした価格を各市場に入札する。また、保有する発電設備の総発電容量の一部を限界費用の安い設備順に前日市場に入札し、残りをリアルタイム市場へ入札する（図4）。

保有する発電設備の総発電容量を Q_M (kW) とすると、前日市場への入札量 Q_1 (kW) を総発電容量に対する割合として次

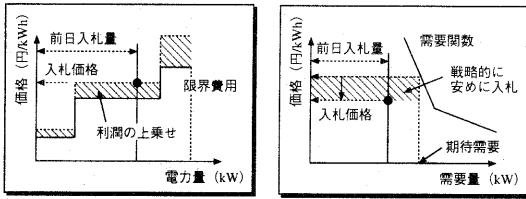


図4 各エージェントの入札行動 (左:発電, 右:需要家)

式にしたがって決定する。

$$\hat{Q}_1 = \beta \times Q_M \quad (0 \leq \beta \leq 1) \quad (1)$$

この時の入札価格 \hat{P}_1 (円/kWh) は、発電設備の限界費用 MC (円/kWh) に期待利潤を上乗せする形で決定される。

$$\hat{P}_1 = \frac{MC}{1 - \alpha_1} \quad (0 \leq \alpha_1 < 1) \quad (2)$$

ここで α_1 はマークアップ率 (markup rate) と呼ばれ、その値は発電設備の種類に依らず一律とする。

リアルタイム市場への入札も前日市場と同様に決定される。ただし、総発電容量 Q_M から前日市場での約定分 Q_1 を差し引いた発電可能容量 ($\hat{Q}_2 = Q_M - Q_1$) をすべて入札する。

3.2 需要家エージェントの入札行動

需要家エージェント (供給事業者) は、自身が必要関数を用いて期待需要から期待販売価格を計算し、この期待販売価格に割引率を乗じた価格を前日市場に入札する。期待需要の一部は前日市場に入札し、残りをリアルタイム市場に入札する。

前日市場への入札量 \hat{D}_1 (kW) は、期待需要 D_M (kW) に対する割合として次式にしたがって決定する。

$$\hat{D}_1 = \delta \times D_M \quad (0 \leq \delta < 1) \quad (3)$$

この時の希望価格 \hat{P}_1 は、期待需要と需要関数から求められる最終需要家への期待販売価格 \hat{P} よりも戦略的に安めに入札するという方針にしたがい、 \hat{P} に対する割引率 γ を用いて次式のように決定する。

$$\hat{P}_1 = (1 - \gamma) \times \hat{P} \quad (0 \leq \gamma < 1) \quad (4)$$

なお、本稿では期待需要 D_M は外生的に与えるものとし、その量も固定とする。

3.3 エージェントの学習機構

市場参加者の入札行動に関して、発電エージェントおよび需要家エージェントはそれぞれ複数のパラメータについて学習する必要がある。具体的には、発電エージェントは前日およびリアルタイム市場における各マークアップ率と前日市場への入札比率、需要家エージェントは前日市場における割引率と入札比率について最適なパラメータ値を学習しなければならない。

本稿では、エージェントの学習機構として Roth-Erev モデル [13] を採用する。Roth-Erev モデルは強化学習機構の一種であり、過去において高い報酬を得た戦略を相対的に高い確率で採用するという単純な学習機構である。採用した戦略と報酬の関係を累積し、報酬分布にしたがって次の戦略を選択するもの

である。なお、発電エージェントへの報酬は、売上総額から発電費用の総額を差し引いた利潤を総発電容量 (規模) で割った値で定義する。

$$(\text{発電側報酬}) = \frac{(\text{売上総額}) - (\text{総発電費用})}{(\text{総発電容量})} \quad (5)$$

需要家エージェントへの報酬は、需要量から算出される最終需要家への期待販売価格を、プール市場での平均購入費用で割った値で定義する。

$$(\text{需要家側報酬}) = \frac{(\text{期待販売価格})}{(\text{平均購入費用})} \quad (6)$$

ここで平均購入費用とは、前日市場およびリアルタイム市場での購入価格を各市場での購入電力量で加重平均した値であり、取引価格が安い市場から多くの電力を購入した場合には報酬が増加している。

4. 電力市場シミュレータの開発

筆者らはこれまでに、Java を用いた電力市場シミュレータのプロトタイプを開発している (図5)。市場取引価格や取引量に加え、南北2地域間の連系線での潮流変化 (混雑発生状況) などを調べることができる。

現在は、域内混雑管理に対応した混雑管理ロジックの改良と GUI 関連の改良を進めている。既開発の市場シミュレータは、2地域間を結ぶ連系線上の混雑にしか対応できなかったが、地域内で発生する混雑にも対応できるように、混雑管理ロジックの変更を行った。また、電力システムを新規に作成・定義したり、ファイルから読み込んだデータを GUI 上で編集することが容易になれば、様々なシナリオ設定の下での市場シミュレーションがより手軽に実行できるようになる。図6左に示すように、利用者はマウス等の入力デバイスを用いて電力システム構成を定義し、各送電線のデータ等を編集することができる。送電線・発電設備・需要家・相対契約などのデータを表形式で一括編集することもできる (図6右)。

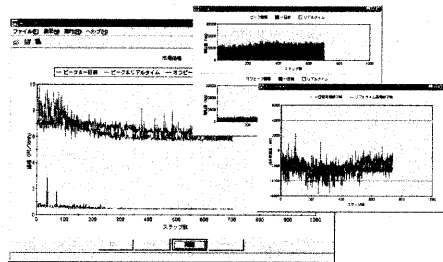


図5 電力市場シミュレータの開発

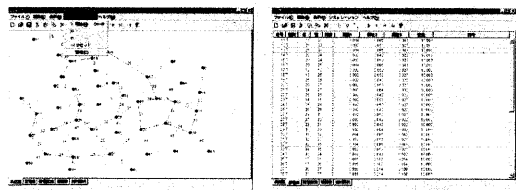


図6 市場シミュレータの改良 (GUI 機能の拡充)

表1 市場構造のシナリオ設定

需要家側シナリオ	発電側シナリオ		
	基準ケース	ガリバー型	通常寡占型
基準ケース	S1	S2	S3
一律増加型	S4	S5	S6
一部増加型	S7	S8	S9

5. 電力取引シミュレーション

5.1 シナリオ設定

市場構造や混雑管理の有無など様々なシナリオ設定の下で市場シミュレーションを行い、市場価格の振る舞いを分析する。シミュレーションに用いる需給量の設定は、想定したシナリオに基づき表1に示す通りとした。需要家側シナリオにおける基準ケースの総需要量を26300MWとし、一律増加型では全需要家エージェントの需要を一律に約20%（全系統で5260MW）増加させ、一部増加型では南地域の需要のみ3200MW増加させる（図7）。

発電側シナリオにおける基準ケースの総発電容量を32300MW（北地域14400MW、南地域17900MW）とし、北地域に限界費用の安い発電設備が多く存在するように設定した。したがって、北地域から南地域への潮流（南流）が主となる。また、通常寡占型に加え、総発電容量の約55%を一社が独占的に保有するガリバー型も想定シナリオに含める（図8）。発電エージェント数は5、需要家エージェント数は30とし、発電エージェントが保有する総発電設備数を44とする。

5.2 エージェントモデルの妥当性検証

複数の発電および需要家エージェントが存在する電力市場において、各発電エージェントが合理的な入札行動を行っているかを、表1のシナリオS1のデータを用いて検証を行った。ただし、各発電設備を個別の発電エージェントとしてシミュレーションを行った（発電エージェント数44）。シミュレーションのステップ数は5000に設定した。

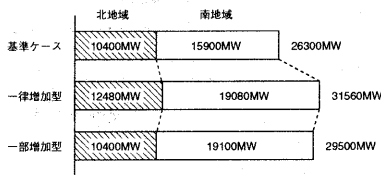


図7 需要家側シナリオ

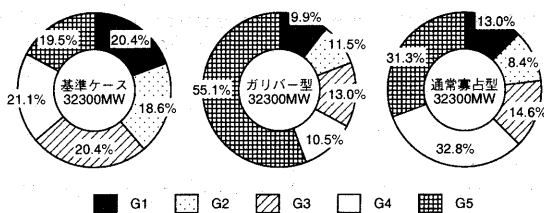


図8 発電側シナリオ

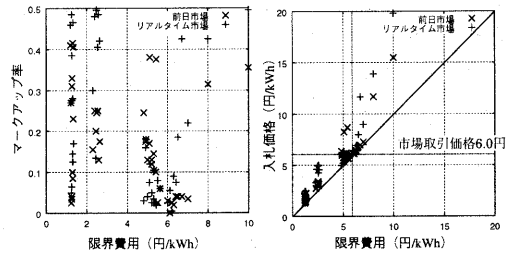


図9 最終ステップでの発電エージェントのマークアップ率（左）と入札価格（右）

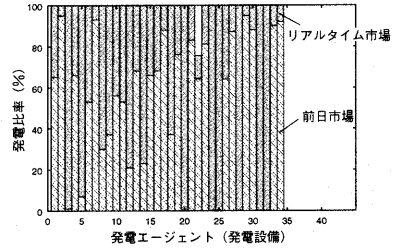


図10 最終ステップでの発電エージェントの発電比率

最終ステップにおける発電エージェントの入札行動を示したのが図9および図10である。因みに、この時の市場取引価格は6.0円であった。各発電エージェント（発電設備）のマークアップ率（図9左）を見ると、限界費用が6.0円付近の発電エージェントはマークアップ率が非常に小さい値になっていることが分かる。また入札価格（図9右）を見ると、限界費用の安い発電設備を有するほとんどのエージェントが取引価格6.0円を下回る価格を入札している様子が分かる。

限界費用の安い発電設備は、取引価格を上回らない程度にマークアップ率を適当に設定し（そのためマークアップ率は大きくばらつく）、取引価格付近に限界費用をもつ発電設備はマークアップ率を押えて確実に約定を狙う。また、取引価格を上回る限界費用をもつ発電設備は約定する見込みが確率が極めて低いのでランダムなマークアップ率を設定する。その結果、図10に示されているように、限界費用の安い発電設備（一つを除いて）は全発電容量を稼働させることができ、取引価格6.0円を越える発電設備（設備番号35～44）は全く発電できない状況に収束する。以上の結果から判断するに、各発電エージェントは合理的な入札行動を学習していると考えられる。

5.3 シミュレーション結果

表1に示した各シナリオについて独立した100回のシミュレーションを行った結果を示す（表2）。本稿では各エージェントの学習が進んだ安定状態における価格水準等に特に興味があるため、最終100ステップの価格（量）の平均値でシミュレーションの価格（量）を代表させる。したがって、複数回のシミュレーションの平均や標準偏差などの統計量は、この収束後の平均値をもとに算出していることに留意して欲しい。

表2より、需要家側シナリオ間で価格水準が大きく異なることが分かる。特に、需要量が一律20%増加した需給逼迫時

表2 シミュレーション結果

	前日市場		リアルタイム市場	
	取引量 (偏差)	価格 (偏差)	取引量 (偏差)	価格 (偏差)
S1	5338 (1394)	7.4 (0.53)	20964 (1394)	7.2 (0.43)
S2	4842 (1454)	10.9 (0.68)	21459 (1454)	10.9 (0.56)
S3	5201 (1146)	9.1 (0.84)	21101 (1146)	9.2 (0.90)
S4	2213 (736)	15.0 (0.07)	29349 (736)	19.0 (0.71)
S5	2729 (1055)	14.9 (0.10)	28833 (1055)	19.1 (0.56)
S6	2508 (910)	14.9 (0.10)	29054 (910)	18.9 (0.72)
S7	4346 (2042)	13.4 (1.10)	25156 (2042)	11.7 (0.91)
S8	3759 (1061)	13.5 (0.57)	25743 (1061)	12.8 (0.42)
S9	4156 (1137)	12.8 (0.69)	25344 (1137)	12.0 (0.53)

※ (偏差) は標準偏差

(S4, S5, S6) には平均取引価格が高騰する様子が見られる。また、前日市場とリアルタイム市場で比較した場合、需要家側シナリオ基準ケース (S1, S2, S3) の場合は取引価格はほぼ一致するが、一律増加型 (S4, S5, S6) ではリアルタイム市場の方がより高い価格水準まで達し、市場間で価格差が生じる結果となった。発電側シナリオ間で比較した場合、基準ケース (S1) よりもガリバー型 (S2) の平均取引価格が上昇している様子が分かる。これは、市場支配力を有する発電エージェントの存在が取引価格に何らかの影響を与えていると考えられる。

すべてのシナリオで全取引量の多くの割合がリアルタイム市場で取り引きされており、需給逼迫時 (S4, S5, S6) には9割以上の電力がリアルタイム市場で取り引きされる。表2の括弧内に示されている平均取引量の標準偏差を見ると、需給逼迫時のばらつきが他のケースと比較して小さいことが分かる。前日市場とリアルタイム市場の取引価格差が非常に小さい基準ケースなどでは、市場参加者はどちらの市場で取引しても獲得報酬に変化がなく、シミュレーション毎に発電比率が大きく異なるためばらつきが大きくなっている。

以上より、取引価格に影響を与える市場要因として、(1) 需給逼迫状況、(2) 市場支配力の有無が考えられる。さらに、(3) 系統制約による影響についても考察する必要がある。次節以降で、これら3種類の市場要因が取引価格に与える影響について考察する。

5.4 需給逼迫による影響

需要側シナリオの基準ケースを0%として、需給逼迫時の20%まで段階的に総需要量を変化させた場合の、リアルタイム市場での取引価格の変化を図11に示す。また、最大マークアップ率を変化させることで発電エージェントの入札上限価格を変化させた場合の挙動についてもあわせて示す。

需要の増加に伴いリアルタイム市場の取引価格は上昇し、需給逼迫時には上限価格付近にまで達することが分かる。リアルタイム市場の最大マークアップ率を0.9に設定した場合、平均取引価格は約84円まで高騰し、同じ最大マークアップ率で需要増加率0%の場合と比較して約10倍もの価格に高騰する。リアルタイム市場では需要家エージェントは購入希望価格を提示しないため、入札量が常に全量売却できる需給逼迫状況においては、発電エージェントが前日・リアルタイム市場の両市場で

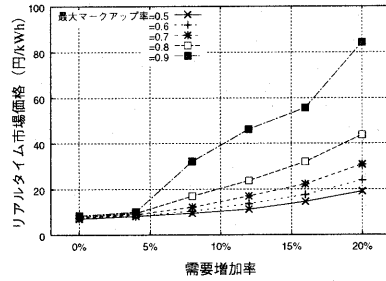


図11 需給逼迫による影響 (発電側: 基準ケース)

入札価格を吊り上げ、報酬の最大化を追求するのは合理的な入札行動と見做せる。

5.5 市場支配力による影響

ガリバー型シナリオ (S2, S5, S8) において市場支配力を有する発電エージェント G5 の入札行動を調べることによって、前日市場への意図的な出し渋りやリアルタイム市場での価格の吊り上げ行為の有無について確認する。発電エージェントの入札行動は、前日およびリアルタイム市場における各マークアップ率と、前日市場への入札比率によって特徴づけられるため、S1とS2の両シナリオにおけるマークアップ率や入札比率を比較することで市場支配力の影響を確認する。

前日市場への入札比率とリアルタイム市場のマークアップ率の関係を示したのが図12である。シナリオS2の発電エージェントG5の行動はシナリオS1での行動とは明確に異なり、前日市場への出し渋りに加えてリアルタイム市場での価格吊り上げ行為が確認できる。また、S2において発電エージェントG5が保有する発電機が常に限界発電機 (需給曲線の交点に位置し、取引価格の決定に影響をもつ発電設備) となっていることも確認できた。さらに、シナリオS2における他の発電エージェントの入札行動と比較したところ、市場支配力を有する発電エージェントG5だけが他のエージェントとは異なる入札行動をとっており、その入札行動は市場支配力の行使による報酬の最大化を意図したものであることが明らかである。

5.6 系統制約による影響

系統制約が取引価格に与える影響について考察する。図13は、混雑管理を行った場合と行わなかった場合での (混雑管理前の) 平均送電線潮流の違いについて示したものである。混雑管理を行った場合 (図13左) は、ほとんどのケースにおいて

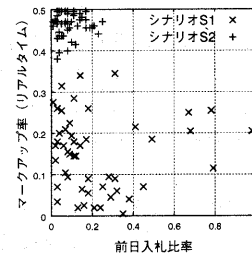


図12 市場支配力の影響 (シナリオ間の比較)

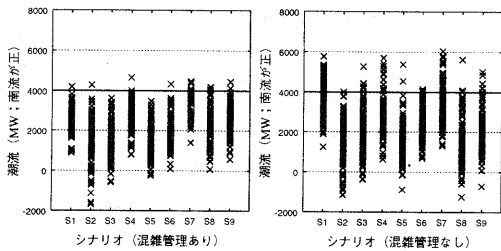


図 13 混雑管理の有無による影響 (前日市場)

送電容量である $\pm 4000\text{MW}$ の範囲内にある。これに対し混雑管理を行わなかった場合 (図 13 右) は、発電側シナリオの基準ケース (S1, S4, S7) において送電容量を越えた潮流が流れ、頻繁に送電線混雑が発生している様子が見られる。

次に、南北 2 地域を連系する送電線の送電容量の大小 (系統制約の厳しさ) が取引価格 (この場合は地点別価格) に与える影響について調べる。図 14 は、2 地域間を連系する送電線の送電容量を 1500MW から 4500MW まで 500MW 刻みで変化させた際の、地点別価格の振舞いについて示したものである。送電混雑が発生しない 4500MW では、前日・リアルタイム市場の両市場において南北両地域の地点別価格は一致するが、系統制約が厳しくなるにつれてリアルタイム市場における地点別価格の差が広がり、送電容量が 2500MW 付近では南地域の地点別価格は発電エージェントの入札上限価格である 20 円近くまで達することが分かる。前日市場の地点別価格が下落していくのは、前日市場での電力取引量が減少したためであり、取引量の少ない前日市場では混雑も発生せず、したがって南北 2 地域の地点別価格も差が生じない。

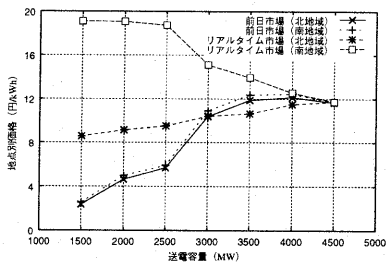


図 14 系統制約による影響 (シナリオ S7)

6. おわりに

本稿では、市場構造が卸電力市場の価格変動に与える影響について、マルチエージェントシステムを用いた基礎的な分析結果について報告した。シミュレーション結果に基づき、市場参加者の入札行動が取引価格に与える影響について分析した結果は次のとおりである。

(1) 需給逼迫時にはリアルタイム市場の取引価格が高騰し、その価格水準は発電エージェントの入札上限価格にまで達する。前日市場においても取引価格は上昇し、その価格水準は需要家エージェントの入札上限価格に等しくなる。

(2) 市場支配力を有する発電エージェントの入札行動において、前日市場への出し渋りとリアルタイム市場での価格吊り上げ行動が確認できた。リアルタイム市場では、保有する発電設備が価格形成に有利なポジションを常に確保するなどの戦略的行動が見られる。

(3) 地域間を連系する送電線容量は地点別価格に大きな影響を与える。

本稿で示したように、需給逼迫や送電線混雑による市場取引価格の高騰の基本的なメカニズムは確認できた。ただし、今回のシミュレーションでは考慮していない各需要家エージェントの総需要削減 (他の時間帯へのシフトなど) や相対取引量の調整などを導入することによって、プール市場価格の高騰が抑制できる可能性もある。今後は、寡占状態の発電市場など様々な市場構造でのモデル検証を踏まえた上で、市場参加者のプール取引と相対取引との選択問題、予備力確保や不確実性等の価格変動への影響分析など、より現実的な問題について検討を進める。

文 献

- [1] X. Guan and Y.-C. Ho and D. L. Pepyne, Gaming and Price Spikes in Electric Power Markets, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol.16, No.3, pp.402-408, 2001.
- [2] I. Otero-Navas, C. Meseguer, C. Battlle, and J. J. Alba, A Simulation Model for a Competitive Generation Market, *IEEE Trans. on Power Systems*, Vol.15, No.1, pp.250-256, 2000.
- [3] A. J. Bagnall and G. D. Smith, Game Playing with Autonomous Adaptive Agents in a Simplified Economic Model off the UK Market in Electricity Generation, *Proc. of 2000 International Conference on Power System Technology (POWERCON 2000)*, Vol.2, pp.891-896, 2000.
- [4] I. Watanabe, K. Okada, K. Tokoro, and S. Matsui, Adaptive Multiagent Model of Electric Power Market with Congestion Management, *Proc. of Congress on Evolutionary Computation (CEC2002)*, 2002.
- [5] 渡邊他, 電力市場シミュレーションに基づく取引価格形成の検討, 第 26 回計測自動制御学会システム工学部会研究会, pp.31-38, 2002.
- [6] 小宮山他, 送電系統を考慮に入れた電力市場のマルチエージェントシミュレーション, 第 26 回計測自動制御学会システム工学部会研究会, pp.25-30, 2002.
- [7] 山口他, 電力市場モデルによる電力価格の変動に関する研究, 平成 13 年電気学会電力・エネルギー部門大会, No.43, 2001.
- [8] 洪他, マルチエージェントモデルによる電力市場シミュレータ, 平成 11 年電気学会全国大会講演論文集 6, pp.20-21, 1999.
- [9] 永田他, マルチエージェントを用いた電力自由化市場のモデル化, 平成 11 年電気学会全国大会講演論文集 6, No.22-23, 1999.
- [10] 大河原他, CO2 排出権と電力の取引シミュレーション—実験経済学のアプローチとマルチエージェントモデル・アプローチとによる比較—, 環境経済・政策学会報告要旨集, pp.10-11, 2002.
- [11] 芦村他, 強化学習を用いた RPS 制度の評価に関する基礎検討, 日本オペレーションズ・リサーチ学会秋季発表会アブストラクト集, pp.108-109, 2002.
- [12] 岡田他, 新規参入による送電線混雑を考慮した送電料金設定方式, 電気学会論文誌 B, Vol.119-B, No.12, pp.1364-1372, 1999.
- [13] A. E. Roth and I. Erev, Learning in Extensive-Form Games: Experimental Data and Simple Dynamic Models in the Intermediate Term, *Games and Economic Behavior*, Vol.8, pp.164-212, 1995.