



RIETI Discussion Paper Series 08-J-064

電力市場のシミュレーション分析 —特別高圧業務用市場におけるクールノー競争と新規大型電源の影響—

田中 誠
経済産業研究所

金本 良嗣
経済産業研究所



Research Institute of Economy, Trade & Industry, IAA

独立行政法人経済産業研究所
<http://www.rieti.go.jp/jp/>

電力市場のシミュレーション分析
—特別高圧業務用市場におけるクールノー競争と新規大型電源の影響—*

田中誠

経済産業研究所ファカルティフェロー
政策研究大学院大学

金本良嗣

経済産業研究所ファカルティフェロー
東京大学大学院経済学研究科・公共政策大学院

要旨

これまでの電力市場自由化の研究では、自由化全分野を対象にしたシミュレーションが行われてきたが、特別高圧業務用需要以外の分野では新規参入がほとんど起きていない。本稿では、現実に PPS の参入が生じている特別高圧の業務用需要を対象にしたシミュレーション分析を行う。今後予定されている PPS の新規大型電源の運転を想定して、PPS の供給力の増大が市場に与える影響についても分析する。これまでの研究では、一般電気事業者間で競争が行われると仮定しても、クールノー均衡の電力価格は極めて高くなるのが通常であった。本研究では、現実を踏まえて競争分野を特高業務用に限定したので、均衡価格がより現実的な水準になった。夏季における日中の 1 時間の取引に関して、PPS の参入が全くないベース・ケースでも、西部市場で 10.08 円/kWh、東部市場で 11.26 円/kWh の価格であった。送電混雑は、東西間を結ぶ連系線にのみ生じ、西から東に向かって送電容量一杯に電力が流れる。次に、西部市場で 500MW、東部市場で 1,100MW が PPS により供給されると想定した場合には、西部市場で 9.99 円/kWh、東部市場で 10.51 円/kWh の価格がつく結果となる。ベース・ケースと比較すると、西部市場で 9 銭、東部市場で 75 銭の価格低下となる。さらに PPS の新規大型電源の運転開始により、PPS の供給量が西部市場で 550MW、東部市場で 800MW 増加するケースを考えると、西部市場で 9.89 円/kWh、東部市場で 9.99 円/kWh の価格がつく結果となる。ベース・ケースと比較すると、西部市場で 19 銭、東部市場で 1 円 27 銭の価格低下となる。

* 本稿の内容は筆者個人の見解を示すものであり、筆者が所属する機関の公式見解を示すものではない。

1. 序

日本では、2000年より特別高圧需要の小売自由化が始まり、特定規模電気事業者（PPS）と呼ばれる事業者の新規参入が可能となった。その後、2004年には小売自由化の範囲が高圧需要にも広げられ、段階的に自由化範囲が拡大されてきている¹。現在、PPSが参入しているのは、主に特別高圧の業務用分野（オフィスビルや商業施設等）である。それ以外の分野では、ほとんど新規参入が起きていないのが現状である。特定規模需要全体に占めるPPSのシェアは2%程度にすぎないが、特別高圧の業務用需要に限定するとPPSのシェアは約2割にまで達する。

そこで、本稿では、特別高圧の業務用需要を想定した電力市場のシミュレーション分析を行う。特別高圧の業務用需要は、全需要の数パーセント程度と推定される。本稿では、全需要の数パーセント程度で競争が生じ、それ以外については長期契約等により事前に決まった供給分であると仮定して分析を行う。そして、契約済以外の需要において、PPSが参入する状況を想定し、価格の変化等を調べる。特に、最近では、PPSの新規大型電源の運転が日本の東西で予定されている。例えば、東部市場においては、ガス会社等の共同出資による川崎天然ガス発電と扇島パワーの計画が進行中である。両者とも液化天然ガス（LNG）を燃料としており、川崎天然ガス発電は2008年度中に発電容量約800MW、扇島パワーは2010年度中に発電容量約800MWの運転が開始予定である。また、西部市場においては、ガス会社の出資による泉北天然ガス発電の計画が進行中である。泉北天然ガス発電も、液化天然ガス（LNG）を燃料としており、2009年度中に発電容量約1,100MWの運転が開始予定である。このような新規大型電源の登場が、市場にどのような影響を与えるかについても分析を行う。

本稿では、市場支配力を持ちうる一般電気事業者がクールノー競争を行うものと想定する。クールノー競争を想定した欧米の電力市場のシミュレーション分析については、Cardel et al. (1997)、Borenstein and Bushnell (1999)、Smeers and Jing-Yuan (1997)、Hobbs (2001)をはじめとして既に多数の先行研究がある。日本の電力市場の分析については、欧米の研究事例と比べて、先行研究がまだ少ない。細江・秋山 (2007、第2章) は、寡占的な市場ではなく完全競争市場を想定して、日本の全国市場を分析している。クールノー競争を想定したモデルとしては、Hattori (2003) や金本他 (2006、第5章)、Tanaka (2007) 等がある。Hattori は西部市場、金本他は東部市場、Tanaka は全国市場を対象として、クールノー競争の結果や企業分割等の効果について分析している。また、金本 (2007) は、託送方式による日本の電力市場を主に理論的に分析している。これらの先行研究に対して、本稿の特徴は、日本の全国市場を対象としつつ、現実的にPPSの参入が生じている特別高圧の業務用需要を想定した分析を行っている点である。特に、今後予定されているPPSの新規大型電源の運転

¹ 日本の電気事業制度改革の経緯については、戒能 (2007)等が参考になる。

を想定して、PPS の供給力の増大が市場に与える影響についても分析している。

本稿で用いるシミュレーション・モデルは Tanaka (2007) をベースとしているが、PPS の電源をモデルに明示的に組み込み電源増設の効果も分析可能にしている点で改良を加えている。また、一般電気事業者の発電費用として燃料費だけでなく操業可変費も考慮する等、より現実に近いシミュレーションを試みている。

本稿の構成は、次のとおりである。第 2 節で、一般的なモデルを定式化し、第 3 節で、日本の電力市場を想定したシミュレーション分析を行う。第 4 節で、以上の議論を簡単に要約する。

2. シミュレーション・モデルの構造

2.1 基本設定

本稿では、沖縄県と北海道を除く地域を対象としたモデルを構築する²。電力の供給は、各地域に立地する既存の一般電気事業者、新規参入者である特定規模電気事業者（PPS）、電源開発株式会社や公営事業者等のその他の事業者により行われる。序で述べたように、現時点で PPS が参入して競争が起きているのは、主に特別高圧の業務用分野（オフィスビルや商業施設等）であり、それ以外の分野では、ほとんど新規参入が起きていない。したがって、全需要の 6 パーセント程度と推定される特別高圧の業務用需要を想定したシミュレーション分析を行う。

小売市場では一般電気事業者の直接的な競争は起きていない。しかしながら、卸取引については、電力取引所において全国レベルの市場ができています。本稿のモデルでは、小売市場と卸市場の区別がなされていないので、卸市場を想定して、一般電気事業者間のクールノー競争を仮定する。したがって、一般電気事業者は、連系線の制約のもとではあるが、全国的な電力間競争を行っているとは仮定されている。他方、PPS とその他の事業者についてはシェアが小さいので、簡単化のために、供給量を外生的に与える。この仮定は、PPS が価格支配力をもたず、しかも、発電の限界費用が市場価格より低い場合に成立する。

図 1 には、本稿で分析対象とする地域と連系線の構成を示してある。各地域を A～H、地域間の連系線を 1～7 と呼ぶこととする。A～H は、各地域に立地する一般電気事業者の呼び名も兼ねる。また、連系線 6 を挟み、西側の A～F を西部市場、東側の G・H を東部市場と呼ぶことにする。表 1 に、各地域における実際の供給力と需要状況を示してある。これらの値は、『電力需給の概要』や『電気事業便覧』等の主に 2001 年度の値をもとに筆者が推計した値である（以下、本稿で示す需要・供給データは全て送電端）³。表 2 に、本稿の対象となる地域間連系線の送電容量（熱容量）を示してある。これらの値は、第 7 回電

² 沖縄県と北海道を分析対象としないのは、他地域との連結がない（沖縄県）あるいは、連系線容量がきわめて小さい（北海道）からである。北海道と本州を結ぶ連系線の容量は、600MW に過ぎない。

³ 共同火力発電は、その他の事業者の供給力に含めている。水力発電と原子力発電は、それぞれ発電容量の 40%、80% を供給力として計上している。

気事業分科会（2002年4月）の別添資料等に基づく筆者推計値である。

（この辺に挿入）図 1 地域と連系線

（この辺に挿入）表 1 最大電力と供給力（2001年度）

（この辺に挿入）表 2 連系線の送電容量（熱容量）

2.2 記号

本稿で用いる記号を以下に整理しておく。

| | |
|--|--|
| n, m, i | 地域のインデックス。 $n, m, i = 1, \dots, N$ |
| l | 連系線のインデックス。 $l = 1, \dots, L$ |
| $q^{n,utility}$ | 地域 n に立地する一般電気事業者の供給量計。 |
| $qmax^{n,utility}$ | 地域 n に立地する一般電気事業者の供給量の上限（発電容量の上限）。 |
| $\bar{q}^{n,utility}$ | 地域 n に立地する一般電気事業者の供給量計のうち、長期契約等により事前に決まった供給分。 |
| $q^{n,pps}$ | 地域 n に立地する特定規模電気事業者（PPS）の供給量計。 |
| $q^{n,other}$ | 地域 n に立地するその他の事業者の供給量計。電源開発株式会社や公営事業者等の供給分を指す。 |
| $q^{n,s}$ | 地域 n における供給量計。 $q^{n,s} = q^{n,utility} + q^{n,pps} + q^{n,other}$ |
| $q^{n,d}$ | 地域 n における需要量計。 |
| $C^n(q^{n,utility})$ | 地域 n に立地する一般電気事業者の発電費用。 |
| $C^{n,all}(q^{n,utility}, q^{n,pps}, q^{n,other})$ | 地域 n に立地する供給事業者全ての発電費用。 |
| $B^n(q^{n,d})$ | 地域 n における需要者の（グロスの）便益。 |
| $P^n(q^{n,d})$ | 地域 n における需要者の限界便益（逆需要関数）。 $q^{n,d}$ のもとの地域 n の価格を表す。 |
| \bar{P}^n | 一般電気事業者の $\bar{q}^{n,utility}$ の取引に適用される価格。 |
| W^n | 広域的な送電混雑管理のもとで地域 n に設定される送電料金。ノード料金制における混雑料金の考え方に基づいて設定され、混雑した送電ネットワークから電力引き出す時に各地域で課金される（送電ネットワークに電力を注入する時には支払いを受ける）。 |
| $h^{l,n}$ | 潮流分流係数（PTDF）。直流法の潮流計算において、他の地域のネットの発電量を 0 としたまま地域 n から基準地域に向け 1 単位の電力を送電した時に連系線 l に分流する電力の値を表す。 |

k^l 連系線 l の送電容量（熱容量）。

2.3 電力の供給

すでに述べたように、一般電気事業者はクールノー競争を行うと仮定し、PPS とその他の事業者については、供給量を外生的に与える。一般電気事業者に関するクールノー競争のモデルは、Hobbs (2001) や Tanaka (2007) に基づいて定式化する。これらのモデルと同様に、次のような状況を考える。まず、発電される電力の価格に関しては、一般電気事業者はプライス・テイカーではなく、一定程度の価格支配力をもつと仮定する。すなわち、一般電気事業者が各自の発電量を変化させると、電力価格に影響を及ぼすので、一般電気事業者は戦略的に発電量を決定するとする。他方、送電料金に関しては、価格支配力をもたないものと想定する。この場合、一般電気事業者は送電料金を所与とみなす。

標準的なノード料金制の考え方では、地域ごとの送電料金（ネットワークからの引き出し料金） W^n を定義することができる。この定義のもとでは、仮に地域 n から地域 m に電力を託送する場合、 $-W^n + W^m$ の託送料金がかかることになる⁴。一般電気事業者は送電料金に関する価格支配力をもたないと想定するので、 W^n は一般電気事業者にとって所与の値である。

ここで、電力価格と託送料金との間には、次の関係が成り立つ。すなわち、任意の 2 地域の電力価格の差は、両地域間の輸送費に相当する託送料金にちょうど等しい。式で表せば、 $P^m - P^n = -W^n + W^m$ 、あるいは $P^n - W^n = P^m - W^m$ が成り立つ。これは、地域間における裁定取引の機会が存在しないことを意味する。

上記で、地域 n の電力価格は、 $P^n(q^{n,d}) = P^n(\sum_i q^{i,s} - \sum_{i \neq n} q^{i,d})$ と表される。なぜならば、地域 n の需要量 $q^{n,d}$ は、全地域の供給量から n 以外の地域の需要量を差し引いた値 $\sum_i q^{i,s} - \sum_{i \neq n} q^{i,d}$ に等しいからである。ただし、 $q^{i,s} = q^{i,utility} + q^{i,pps} + q^{i,other}$ である。

電力価格や送電料金に関する以上の設定に基づき、電力市場における一般電気事業者の利潤最大化問題を定式化する。既存の一般電気事業者は、地域ごとに 1 社ずつ立地しており、そのインデックスは $n = 1, \dots, N$ で与えられる。本稿では、長期契約等により事前に決まった供給分 $\bar{q}^{n,utility}$ およびそれに適用される価格 \bar{P}^n を外生的に与える。この $\bar{q}^{n,utility}$ を除いた供給量 $q^{n,utility} - \bar{q}^{n,utility}$ に関しては、上述の電力価格 $P^n(\sum_i q^{i,s} - \sum_{i \neq n} q^{i,d})$ により取引が

行われる。発電容量の上限制約も考慮した上で、一般電気事業者 n の利潤最大化問題は、次

⁴ 地域 n から地域 m に向けて連系線を使って託送を行う場合に、地域ごとに設定される送電料金（ネットワークからの引き出し料金）が課される。到着地域の地域 m において、連系線ネットワークから電力を引き出す際には、引き出し料金 W^m が課される。一方、出発地域の地域 n において、連系線ネットワークに電力を注入する際には、マイナスの引き出し料金 $-W^n$ が課される。すなわち、ネットワークに電力を注入する際には、 W^n を受け取る。結局、地域 n から地域 m に託送を行う際には、託送料金 $-W^n + W^m$ が課されることになる。

のように表される。

$$\max_{q^{n,s}} P^n \left(\sum_i q^{i,s} - \sum_{i \neq n} q^{i,d} \right) (q^{n,utility} - \bar{q}^{n,utility}) + \bar{P}^n \bar{q}^{n,utility} - C^n(q^{n,utility}) \quad (1)$$

$$\text{s.t. } P^n \left(\sum_i q^{i,s} - \sum_{i \neq n} q^{i,d} \right) - W^n = P^m \left(\sum_i q^{i,s} - \sum_{i \neq m} q^{i,d} \right) - W^m, \quad \forall m \neq n \quad (2)$$

$$q^{n,utility} \leq q^{max,utility} \quad (3)$$

$$0 \leq q^{n,utility} \quad (4)$$

$$\text{where } q^{i,s} = q^{i,utility} + q^{i,pps} + q^{i,other}$$

2.4 システム・オペレーション

電力潮流は各連系線の容量を超えることができない⁵。また、市場全体で電力の需給バランスが常に維持されなければならない。システム・オペレータは、これらの制約のもとで社会的余剰を最大化すると考える⁶。

直流法による潮流計算では、各地域のネットの供給量（供給量と需要量の差） $q^{n,s} - q^{n,d}$ と潮流分流係数 $h^{l,n}$ とを用いて、電力潮流を定式化できる。すなわち、連系線 l の電力潮流は、 $\sum_n h^{l,n} (q^{n,s} - q^{n,d})$ と表される⁷。この表現を用いると、各連系線の容量制約は、

$$\left| \sum_n h^{l,n} (q^{n,s} - q^{n,d}) \right| \leq k^l \text{ と表すことができる。左辺を絶対値で表すのは、電力潮流が流れ}$$

の向きに応じて正・負のいずれかの符号をとるからである。さらに、市場全体で電力の需給を考えると、需給バランス制約は、 $\sum_n (q^{n,s} - q^{n,d}) = 0$ と表すことができる。ただし上記

で、 $q^{n,s} = q^{n,utility} + q^{n,pps} + q^{n,other}$ である。

以下に示すように、システム・オペレーションの問題は、これらの制約のもとで社会的余剰を最大化する問題として定式化される。

$$\max_{q^d} \sum_n \left\{ B^n(q^{n,d}) - C^{n,all}(q^{n,utility}, q^{n,pps}, q^{n,other}) \right\} \quad (5)$$

$$\text{s.t. } \sum_n (q^{n,s} - q^{n,d}) = 0 \quad (6)$$

⁵ 垂直統合型の一般電気事業者が管理する地域内部の送電容量については考察の対象としていない。

⁶ 日本を例にとれば、2005年に運営を開始した電力系統利用協議会（ESCSJ）と日本卸電力取引所（JEPX）の機能を併せもつような機関が、広域的なシステム・オペレータであると考えられる。

⁷ 直流法による潮流計算の詳細については、新田目（1980）等を参照されたい。

$$\sum_n h^{l,n}(q^{n,s} - q^{n,d}) \leq k^l, \quad \forall l \quad (7)$$

$$-\sum_n h^{l,n}(q^{n,s} - q^{n,d}) \leq k^l, \quad \forall l \quad (8)$$

$$\mathbf{0} \leq \mathbf{q}^d \quad (9)$$

$$\text{where } q^{n,s} = q^{n,utility} + q^{n,pps} + q^{n,other}$$

$q^{n,utility}$ は、クールノー競争下で一般電気事業者により戦略的に決定されるため、システム・オペレータにとっては所与となる。また、 $q^{n,pps}$ と $q^{n,other}$ も、ここでは外生的な値を考えるため、システム・オペレータにとって所与である。したがって、上記の問題は、制約条件のもとで $\sum_n B^n(q^{n,d})$ を最大化する問題に実質的には等しい。

ラグランジュの未定乗数を、需給バランス制約 (6) については λ 、連系線の容量制約 (7)、(8) についてはそれぞれ $\eta^{l+}, \eta^{l-} \geq 0$ とおく。式 (5) から (9) で表される問題のカラシュ＝クーン＝タッカー条件 (KKT 条件: Karush-Kuhn-Tucker conditions) より、 $0 < q^{n,d}$ に対して、地域ごとの価格であるノードル料金が次のように求まる。

$$P^n(q^{n,d}) = \lambda + \sum_l h^{l,n}(\eta^{l-} - \eta^{l+}) \quad (10)$$

標準的なノードル料金制の考え方では、地域ごとに設定される送電料金 (ネットワークからの引き出し料金) は、 $W^n \equiv P^n(q^{n,d}) - \lambda = \sum_l h^{l,n}(\eta^{l-} - \eta^{l+})$ と定義することができる。

W^n は、ネットワークの送電混雑の度合に依存した値をとり、各連系線のシャドウ・プライス η^{l+}, η^{l-} に基づいて計算される。

2.5 均衡解の導出

式 (1) から (4) で表される一般電気事業者の問題と式 (5) から (9) で表されるシステム・オペレーションの問題に関して KKT 条件を求めると、これらの条件は混合相補性問題 (MCP: Mixed Complementarity Problem) を形成する。混合相補性問題は、 $\mathbf{x} \geq \mathbf{0}$ 、 $\mathbf{f}(\mathbf{x}) \geq \mathbf{0}$ 、 $\mathbf{f}(\mathbf{x})^T \mathbf{x} = 0$ 、 $\mathbf{g}(\mathbf{x}) = \mathbf{0}$ を満たす \mathbf{x} を求める問題のことである⁸。一般に混合相補性問題は、解析的に解くのは困難であるが、数値計算により解くことが可能な場合が多い。本稿では、逆需要関数や限界費用関数に線形関数を想定して線形の混合相補性問題を考え、数値計算により均衡解を導出する。実際の計算には、数値計算ソフトウェアである GAMS を用い、ソルバーとして PATH (Dirkse and Ferris, 1995) を利用する。

⁸ 相補性問題の解説としては、例えば Cottle et al. (1992) や福島 (2001) 等が参考になる。

3. シミュレーション

3.1 基本設定

前節のモデルに基づき、日本の電力市場を想定したシミュレーション分析を行う。ここでは、典型的な夏季における日中の1時間の取引状況を考察対象とする。シミュレーションのベースとなるデータには、『電力需給の概要』（経済産業省資源エネルギー庁電力・ガス事業部編）や『電気事業便覧』（電気事業連合会統計委員会編）等の主に2001年度の値を用いる。

各地域の需要関数については、線形の関数を想定し、カリブレーションにより推定する。金本他（2006、第5章）と同様に、需要の価格弾力性を0.1、指標価格を10円/kWhとして、2001年7月の最大電力の実績をもとに需要関数のパラメータを推定する⁹。一般電気事業者の費用に関しては、『電力需給の概要』で公表されている発電ユニットごとの2001年度の燃料消費量、燃料価格、発電量等のデータをもとに限界的な燃料費を推定し、操業可変費も加えた上で、限界費用関数を線形近似する。操業可変費には、総合資源エネルギー調査会原子力部会（1999年12月）の耐用年発電原価試算値を参考にした筆者推計値を用いる¹⁰。表3に、需要関数と限界費用関数に関するパラメータを示す¹¹。

（この辺に挿入）表3 需給に関するパラメータ

日本でPPSの参入が起きているのは、主に特別高圧の業務用分野（オフィスビルや商業施設等）である。それ以外の分野では、ほとんど新規参入が起きていないのが現状である。この現状を踏まえ、本稿では、全需要の6%程度で競争が生じており、残りの需要に関しては長期契約等により既に契約済のものと想定する。具体的には、長期契約等により事前に決まった一般電気事業者の供給分と電源開発株式会社や公営事業者等のその他事業者の供給分の合計値 $\bar{q}^{n,utility} + q^{n,other}$ を、全需要の約94%となるよう外生的に設定する¹²。この契約済以外の需要に関して、一般電気事業者とPPSが供給を行うものとする。

3.2 ベース・ケース：PPSの参入がないケース

まずベース・ケースとして、PPSの参入が全くない状況を考える。これは、全需要の約6%にあたる契約済以外の需要に関して、各地域の一般電気事業者8社がクールノー競争を行

⁹ 大河原（1995）は、発電平均費用の推定値が10～11円/kWhであると論じている。2001年時点で、自由化対象の需要は全需要の約25%にすぎず、新規事業者の参入もまだほとんどない状況であった。そこで、2001年の需要データは、実質的に総括原価に基づく規制下の実績とみなし、発電平均費用10円/kWhを用いて需要関数のパラメータを推定する。

¹⁰ 操業可変費は、水力発電を1.0円/kWh、LNG火力を1.1円/kWh、石炭・石油火力を1.5円/kWh、原子力を1.9円/kWhとしている。原子力の操業可変費は、核燃料費、廃棄物処理費等を含むと想定している。

¹¹ 各地域とも、需要曲線と限界費用曲線のy軸切片は、それぞれ110、1.0である。

¹² 外生変数の値は、2001年7月の最大電力の約94%として与える。

うケースである。

図 2 には、(輸出入を考慮する前の) 一般電気事業者の供給量、契約済以外の需要量、および輸出量に関するシミュレーション結果を示してある。B、E、F、H は他地域に輸出を行い、A、C、D、G は他地域から輸入を行う結果となっている。現実には、一般電気事業者による地域間競争はほぼ皆無に等しい。しかし、図 2 に示すように、もし各社がクールノー競争を行ったならば、契約済以外の需要に関して地域間競争が生じることになる。特に、大都市圏の G の需要に対して、西部の事業者ならびに H から大幅な売電が行われる結果となる。

(この辺に挿入) 図 2 ベース・ケースの取引状況

契約済の分も含め需給全体を考慮して電力潮流を計算すると、西部市場と東部市場を結ぶ連系線 6 のみがバイディングとなる。連系線 6 には、西から東に向かって送電容量一杯に電力が流れ、送電混雑が生じる。それ以外の連系線では、電力潮流は送電容量の範囲内に収まる。結果として、東西で価格差が生じ、西部市場では 10.08 円/kWh、東部市場では 11.26 円/kWh の価格がつく。

Tanaka (2007) では、PPS の参入がないベース・ケースにおいて、西部市場では 12 円台、東部市場では 19 円台の価格がつく結果となっている。操業可変費の有無等、発電費用のデータに違いがあるため単純に比較はできないが、Tanaka と本稿で結果に差が生じる主要な要因は、対象とする競争市場の規模にある。本稿では特別高圧の業務用需要を想定し全需要の約 6% の市場を対象とするのに対し、Tanaka では規制需要を除いた残りの分、すなわち全需要の約 65% の市場を対象としている。対象とする市場規模がより大きい Tanaka では、市場支配力の効果がより大きく出るため、東西ともに価格が高くなる。特に、東部市場における巨大企業 G の供給量抑制効果が大きいため、Tanaka では東部市場の価格がよりつりあがり、東西の価格差も大きくなっている。

3.3 ケース 1 : PPS の参入があるケース

次に、PPS の参入が生じているケースを考える。電気事業分科会制度改革評価小委員会の報告書参考資料 (2006 年) には、特定規模需要に関する PPS の地域別販売電力量シェアが示されている。また、『電力調査統計月報』(日本電気協会) では、特定規模需要の電力量のデータが公表されている。これらを参考にして、ケース 1 では、PPS の地域別の供給量 $q^{n,PPS}$ を表 4 に示すとおりに設定する。西部市場で 500MW、東部市場で 1,100MW、東西合計で 1,600MW 分が、PPS により供給されると想定している。

(この辺に挿入) 表 4 PPS の地域別の供給量

図 3 は、上記の設定のもとでの取引状況を示している。特に、大都市圏 G において PPS の供給量が多いため、G の輸入量が大幅に減少する。ベース・ケースと比べ、G の輸入量は約 29%減少する。一方、地域 H における一般電気事業者の供給量、ひいては H から G への輸出量が大幅に減少する。ベース・ケースと比べ、H の輸出量は約 35%減少する。

(この辺に挿入) 図 3 ケース 1 の取引状況

図 4 には、各地域の契約済以外の需要量に対する供給内訳を示してある。さらに、図 5 には、(輸出入を考慮した後の) 一般電気事業者と PPS の供給量のシェアを示してある。特に、地域 G では PPS のシェアが約 31%を占める。このようにケース 1 は、大規模なオフィスビルや商業施設等が集中する地域 G において PPS の参入が進んでいる状況を示している。

(この辺に挿入) 図 4 ケース 1 の供給量内訳

(この辺に挿入) 図 5 ケース 1 の供給量シェア

電力潮流に関しては、ベース・ケースと同様に、西部市場と東部市場を結ぶ連系線 6 に西から東に向かって送電容量一杯に電力が流れ、送電混雑が生じる。それ以外の連系線では、電力潮流は送電容量の範囲内に収まる。東西で価格差が生じるが、PPS の参入により両市場とも価格が低下し、西部市場では 9.99 円/kWh、東部市場では 10.51 円/kWh となる。ベース・ケースと比較すると、西部市場では 9 銭、東部市場では 75 銭の価格低下となる。

3.4 ケース 2 : 東部市場において PPS が増産するケース

以下では、東部市場の PPS がコスト面で有利な電源を建設し供給量を増やすケースを考える。現実にも、東部市場において、ガス会社等の共同出資による川崎天然ガス発電と扇島パワーの計画が進行中である。両者とも液化天然ガス (LNG) を燃料としており、川崎天然ガス発電は 2008 年度中に発電容量約 800MW、扇島パワーは 2010 年度中に発電容量約 800MW の運転が開始予定である。そこで、ここではケース 2 として、両者の合計発電容量約 1,600MW のうち、半分の 800MW が PPS としての供給契約を獲得するケースを考える。PPS の 800MW 分は、地域 G において供給されるものとする。

図 6 の取引状況が示すように、地域 G における PPS の供給量が増加するため、G の輸入量はさらに減少する。ベース・ケースと比べると、G の輸入量は約 51%の減少となる。一方、地域 H における一般電気事業者の供給量、ひいては H から G への輸出量もさらに減少する。ベース・ケースと比べ、H の輸出量は約 62%減少する。

(この辺に挿入) 図 6 ケース 2 の取引状況

地域 G における PPS の供給量は、800MW 分が追加されることで計 1,900MW になる。図 7、図 8 が示すように、地域 G の契約済以外の需要に関して、PPS の供給量のシェアは約 51%にまで達する。

(この辺に挿入) 図 7 ケース 2 の供給量内訳

(この辺に挿入) 図 8 ケース 2 の供給量シェア

電力潮流に関しては、地域 G における PPS の供給量の増大に伴い、連系線 6 の東向きの潮流が大幅に緩和される。結果として、ケース 2 では、連系線 6 も含め全ての連系線において、電力潮流が送電容量の範囲内に収まる。それにより、東西の価格差が解消し、両市場とも 9.99 円/kWh の価格がつく。ベース・ケースと比較すると、西部市場では 9 銭、東部市場では 1 円 27 銭の価格低下となる。

3.5 ケース 3 : 東西両市場において PPS が増産するケース

次に、ケース 2 の状況に加えて、西部市場の PPS もコスト面で有利な電源を建設し供給量を増やすケースを考える。実際、西部市場において、ガス会社の出資による泉北天然ガス発電の計画が進行中である。泉北天然ガス発電は、液化天然ガス (LNG) を燃料としており、2009 年度中に発電容量約 1,100MW の運転が開始予定である。そこでケース 3 として、発電容量約 1,100MW のうち、半分の 550MW 分が PPS としての契約を獲得し地域 D で供給するケースを考える。東部市場に関しては、ケース 2 と同じ状況を想定する。

図 9 の取引状況が示すように、地域 D における PPS の供給量が増加するため、D の輸入量は減少する。ベース・ケースと比べると、D の輸入量は約 41%の減少となる。その分、B、E、F がそれぞれ少しずつ輸出量を減らすことになる。

(この辺に挿入) 図 9 ケース 3 の取引状況

地域 D における PPS の供給量は、550MW 分が追加されることで計 800MW になる。図 10、図 11 が示すように、地域 D の契約済以外の需要に関して、PPS の供給量のシェアは約 42%に達する。

(この辺に挿入) 図 10 ケース 3 の供給量内訳

(この辺に挿入) 図 11 ケース 3 の供給量シェア

電力潮流に関しては、連系線 6 に西から東に向けて送電混雑が生じるが、程度は大きくない。価格は、西部市場では 9.89 円/kWh、東部市場では 9.99 円/kWh となる。ベース・ケースと比較すると、西部市場では 19 銭、東部市場では 1 円 27 銭の価格低下となる。最後に、表 5 にベース・ケースおよびケース 1～3 における価格を整理しておく。

(この辺に挿入) 表 5 PPS の参入による価格変化

4. 結語

本稿では、日本の全国市場を対象としつつ、現実に PPS の参入が生じている特別高圧の業務用需要を想定した分析を行った。特に、今後予定されている PPS の新規大型電源の運転を想定して、PPS の供給力の増大が市場に与える影響についても分析した。シミュレーション分析により得られた主要な結果は以下のとおりである。夏季における日中の 1 時間の取引に関して、PPS の参入が全くないベース・ケースでは、西部市場で 10.08 円/kWh、東部市場で 11.26 円/kWh の価格がつく。東西間を結ぶ連系線にのみ送電混雑が生じ、西から東に向かって送電容量一杯に電力が流れる。次に PPS が参入している現状を踏まえ、西部市場で 500MW、東部市場で 1,100MW が PPS により供給されると想定した場合、西部市場で 9.99 円/kWh、東部市場で 10.51 円/kWh の価格がつく結果となる。ベース・ケースと比較すると、西部市場で 9 銭、東部市場で 75 銭の価格低下となる。さらに PPS の新規大型電源の運転開始により、PPS の供給量が西部市場で 550MW、東部市場で 800MW 増加するケースを考えると、西部市場で 9.89 円/kWh、東部市場で 9.99 円/kWh の価格がつく結果となる。ベース・ケースと比較すると、西部市場で 19 銭、東部市場で 1 円 27 銭の価格低下となる。

今後の課題について、何点か言及しておく。第一に、PPS の行動をより精緻にモデル化することが必要である。新規大型電源の建設が進み PPS のシェアが拡大していく可能性のあることを考えると、PPS の発電費用を踏まえてフリッジ供給者等として内生的にモデル化する必要がある。そのためにはまず、PPS の発電費用を推定しなければならない。第二に、一般電気事業者の長期契約に関する意思決定をモデルに組み込む必要がある。一般電気事業者が長期契約分とスポット取引分の供給量の振り分けを決定する内生的なモデルを考え、動学的な分析に拡張していくことが必要である。第三に、供給者の戦略的行動に関して、様々な可能性を探ることも重要である。現実に起こりうる状況として、供給者達による暗黙の協調について分析することが一つの課題である。第四に、電源投資や新規参入を考えるためには、季節や時間帯による負荷変動を考慮して、負荷曲線全体を対象にしたシミュレーション分析を行わなければならない。

参考文献

- Borenstein, S., and J. B. Bushnell (1999) “An Empirical Analysis of the Potential for Market Power in California’s Electricity Market,” *Journal of Industrial Economics* 47, 285-323.
- Cardell, J. B., C. C. Hitt, and W. W. Hogan (1997) “Market Power and Strategic Interaction in Electricity Networks,” *Resource and Energy Economics* 19, 109-137.
- Cottle, R. W., J.-S. Pang, and R. E. Stone (1992) *The Linear Complementarity Problem*, Academic Press, San Diego.
- Dirkse, S. P., and M. C. Ferris (1995) “The PATH Solver: A Non-Monotone Stabilization Scheme for Mixed Complementarity Problems,” *Optimization Methods and Software* 5, 123-156.
- Hattori, T. (2003) “A Simulation Analysis of the Potential for Market Power in the Western Segment of the Prospective Japanese Electricity Market,” Paper presented at Advanced Workshop in Regulation and Competition, 16th Annual Western Conference, San Diego, California.
- Hobbs, B. F. (2001) “Linear Complementarity Models of Nash-Cournot Competition in Bilateral and POOLCO Power Markets,” *IEEE Transactions on Power Systems* 16, 194-202.
- Smeers, Y., and W. Jing-Yuan (1997) “Spatially Oligopolistic Model with Opportunity Cost Pricing for Transmission Capacity Reservations—A Variational Inequality Approach,” Universite’ Catholique de Louvain, CORE Discussion Paper 9717.
- Tanaka, M. (2007) “Oligopolistic Competition in the Japanese Wholesale Electricity Market: A Linear Complementarity Approach,” RIETI Discussion Paper Series 07-E-023.
- 新田目倅造 (1980) 『電力系統技術計算の基礎』、電気書院
- 大河原透 (1995) 「東京圏における電力需給の諸問題」、八田達夫・八代尚宏編『東京問題の経済学』、東京大学出版会
- 戒能一成 (2007) 「電力自由化はいかなる効果を持ったか—1990年代から現在までの定量的政策評価—」、本書第1章
- 金本良嗣 (2007) 「託送方式の電力市場におけるキャパシティー選択と卸取引」、RIETI Discussion Paper Series 07-J-027
- 金本良嗣・蓮池勝人・藤原徹 (2006) 『政策評価ミクロモデル』、東洋経済新報社
- 福島雅夫 (2001) 『非線形最適化の基礎』、朝倉書店
- 細江宣裕・秋山修一 (2007) 「送電料金改革の効果分析—パンケーキ方式から郵便切手方式へ—」、八田達夫・田中誠編著『規制改革の経済分析—電力自由化のケース・スタディ—』、日本経済新聞出版社

表 1 最大電力と供給力 (2001 年度)

| | A | B | C | D | E | F | G | H | 計 |
|-------------------------|--------|-------|--------|--------|-------|--------|--------|--------|---------|
| 最大電力 | 15,971 | 5,449 | 10,840 | 30,901 | 5,021 | 26,246 | 61,431 | 13,480 | 169,339 |
| 一般電気事業者とその 他の事業者の供給力 | 19,442 | 6,605 | 12,184 | 30,225 | 6,077 | 28,652 | 56,744 | 16,024 | 175,953 |
| 一般電気事業者の供給 力(自社電源) | 15,223 | 5,471 | 9,547 | 26,362 | 5,172 | 27,832 | 49,512 | 13,193 | 152,311 |

出典:『電力需給の概要』や『電気事業便覧』等の主に2001年度の値に基づく筆者推計値。

表 2 連系線の送電容量（熱容量）

| | 単位：MW | | | | | | |
|----------|-------|-------|--------|-------|-------|-------|-------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 |
| 連系線の送電容量 | 5,570 | 2,400 | 16,660 | 5,570 | 5,570 | 1,200 | 6,000 |

出典：第7回電気事業分科会の別添資料等に基づく筆者推計値。

表 3 需給に関するパラメータ

| | A | B | C | D | E | F | G | H |
|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|-----------|
| 需要曲線の傾き | -0.006261 | -0.018352 | -0.009225 | -0.003236 | -0.019916 | -0.003810 | -0.001628 | -0.007418 |
| 限界費用曲線の傾き | 0.0006885 | 0.0015652 | 0.0009844 | 0.0003399 | 0.0016765 | 0.0003025 | 0.0001678 | 0.0006641 |

表 4 PPS の地域別の供給量

| | A | B | C | D | E | F | G | H | 西部市場 | 東部市場 | 合計 |
|---------|----|---|----|-----|---|-----|-------|---|------|-------|-------|
| PPSの供給量 | 50 | 0 | 50 | 250 | 0 | 150 | 1,100 | 0 | 500 | 1,100 | 1,600 |

表 5 PPS の参入による価格変化

| | 単位: 円/kWh | | | | | | | |
|---------|-----------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|-------|
| | A | B | C | D | E | F | G | H |
| ベース・ケース | 10.08 | 10.08 | 10.08 | 10.08 | 10.08 | 10.08 | 11.26 | 11.26 |
| ケース1 | 9.99 | 9.99 | 9.99 | 9.99 | 9.99 | 9.99 | 10.51 | 10.51 |
| ケース2 | 9.99 | 9.99 | 9.99 | 9.99 | 9.99 | 9.99 | 9.99 | 9.99 |
| ケース3 | 9.89 | 9.89 | 9.89 | 9.89 | 9.89 | 9.89 | 9.99 | 9.99 |

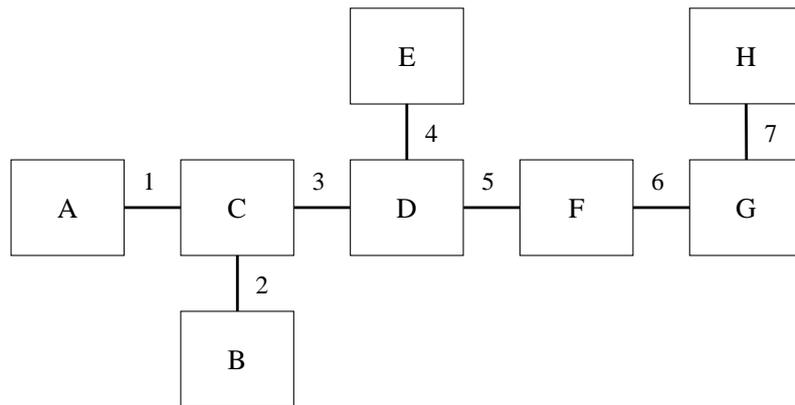


図 1 地域と連系線

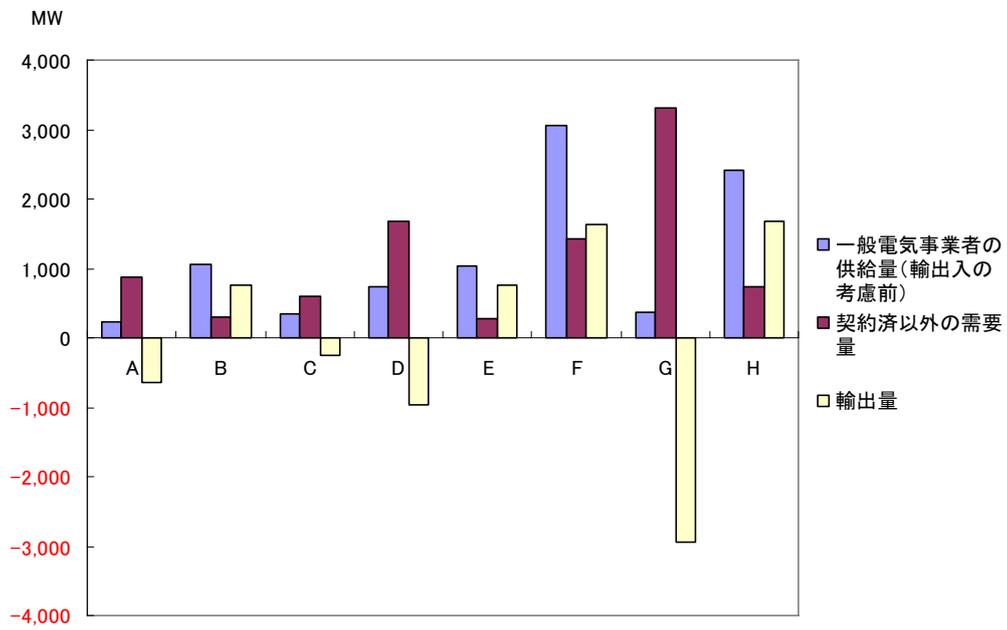


図 2 ベース・ケースの取引状況

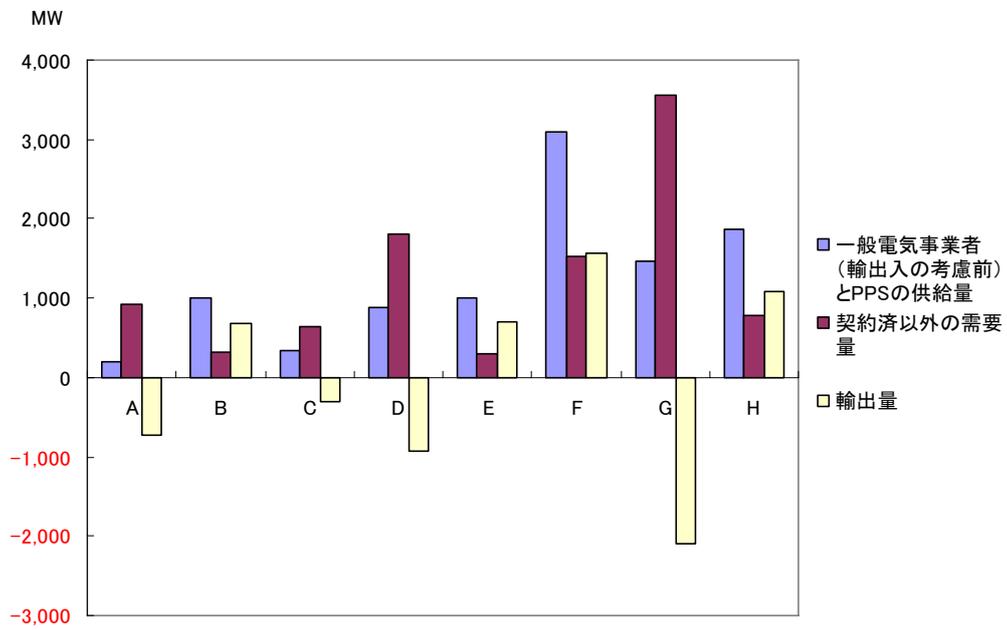


図 3 ケース 1 の取引状況

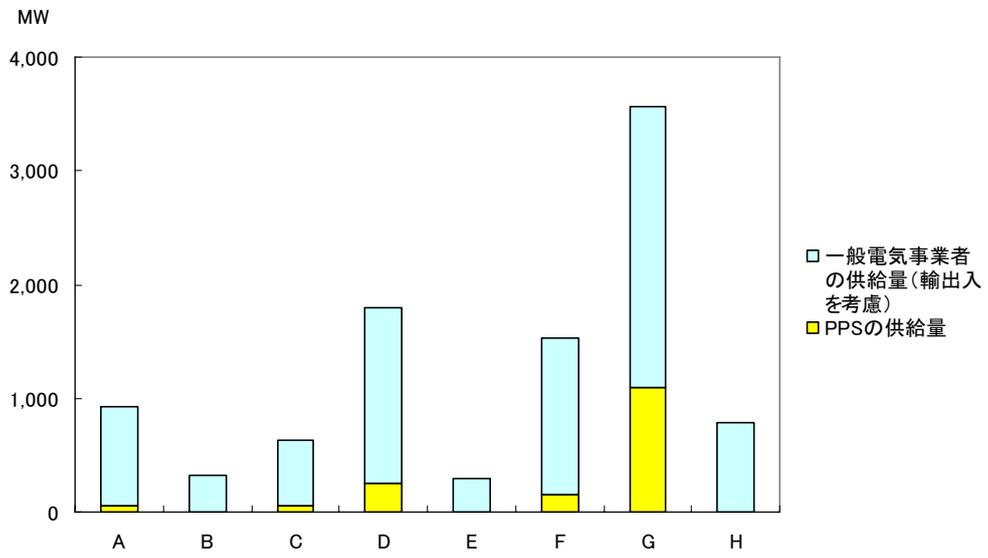


図 4 ケース 1 の供給量内訳

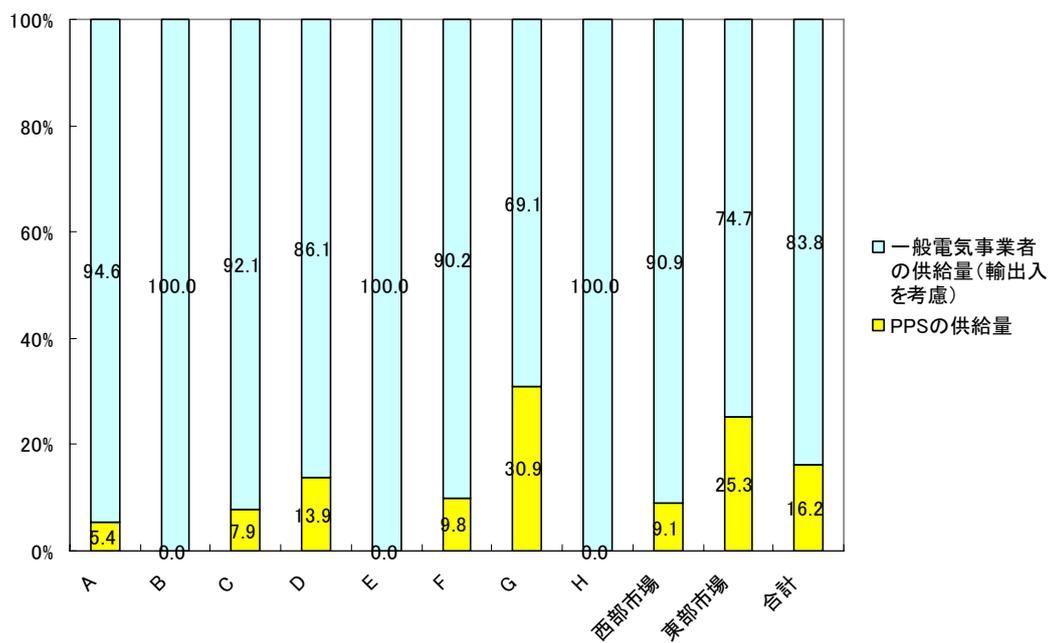


図 5 ケース 1 の供給量シェア

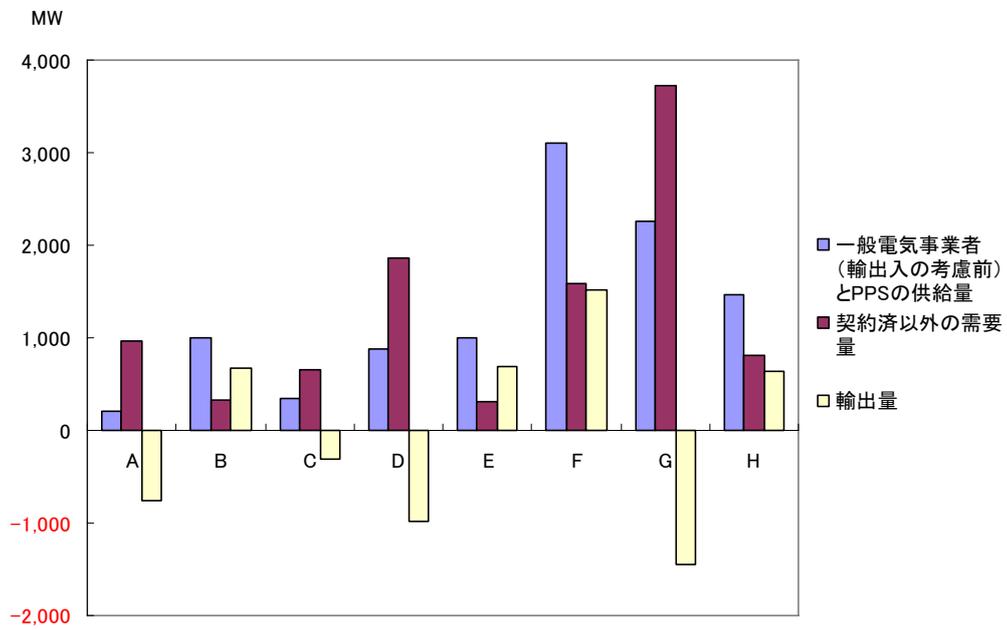


図 6 ケース 2 の取引状況

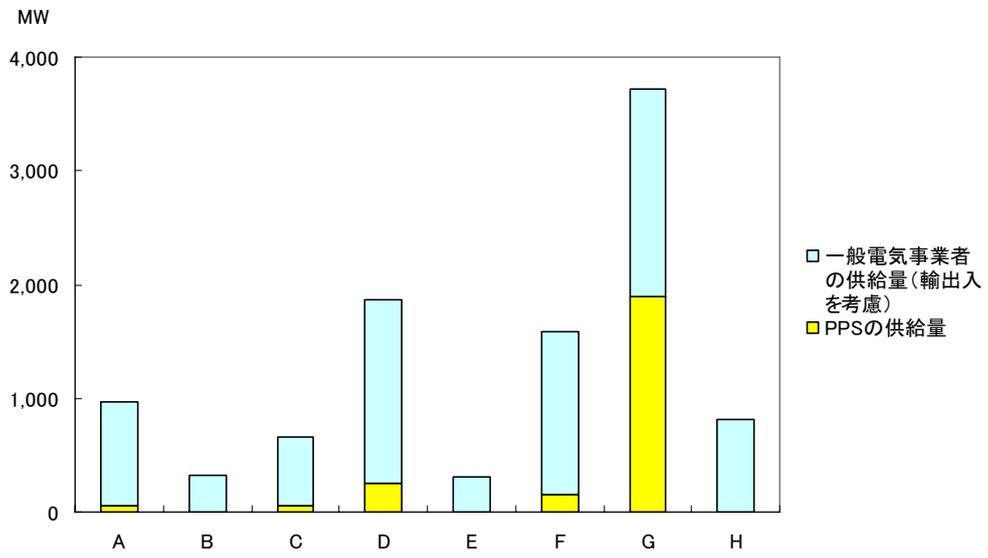


図 7 ケース 2 の供給量内訳

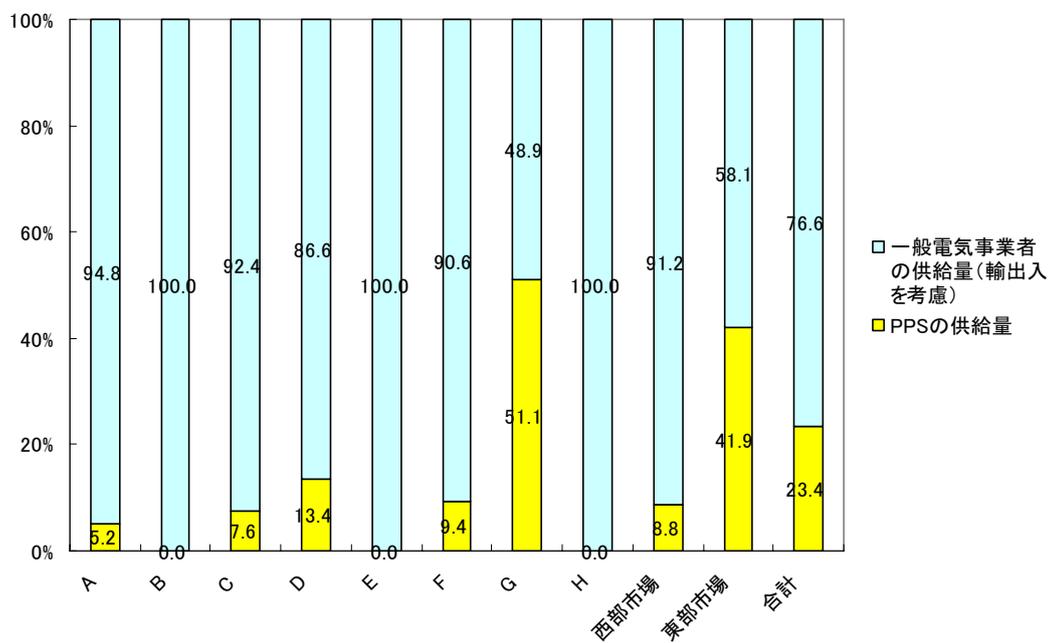


図 8 ケース 2 の供給量シェア

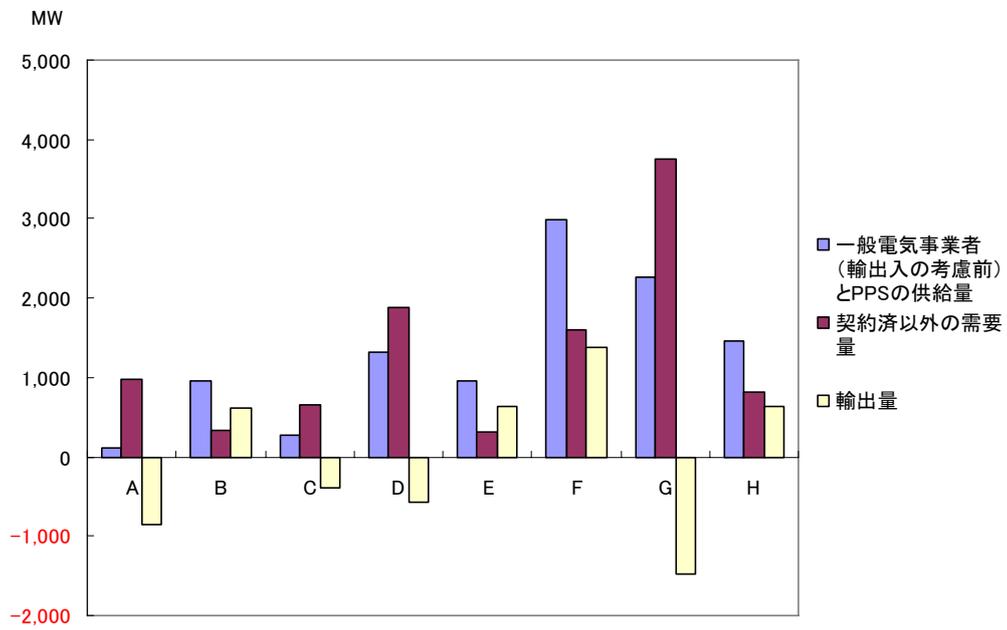


図 9 ケース 3 の取引状況

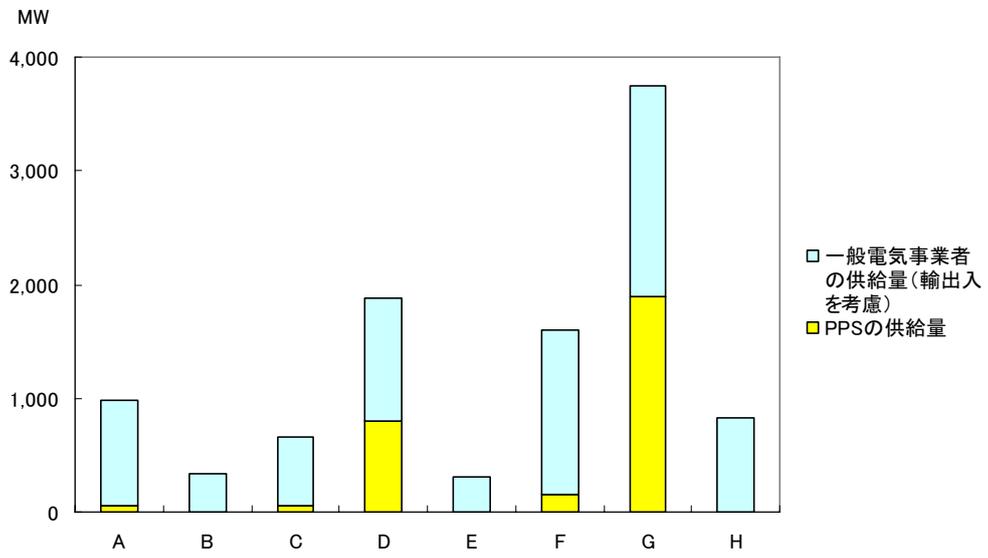


図 10 ケース 3 の供給量内訳

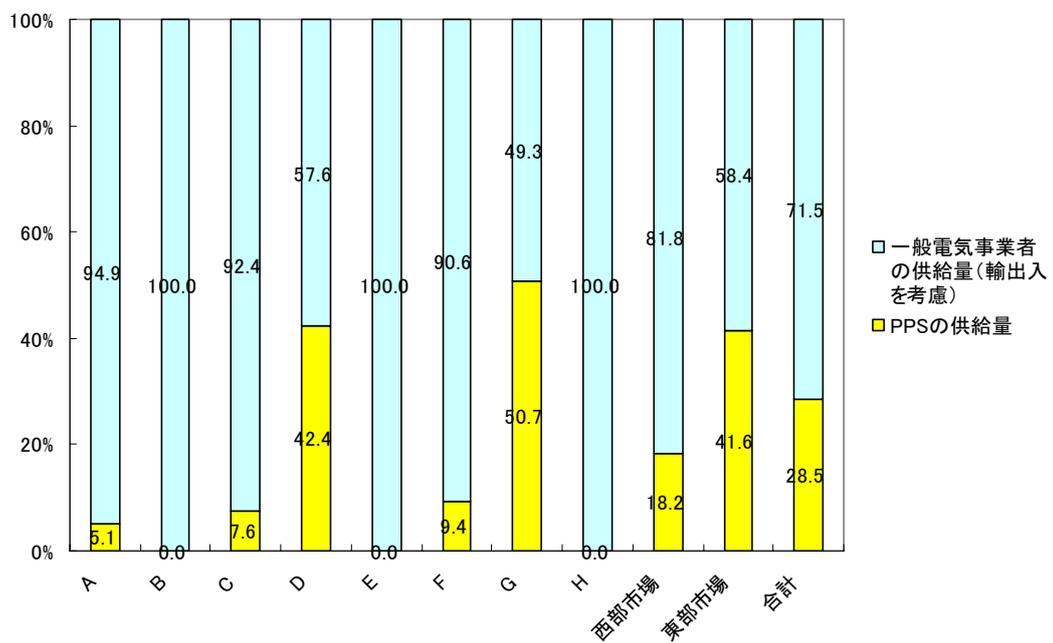


図 11 ケース 3 の供給量シェア