

家庭用電力自由化のシミュレーション分析

<東京大学公共政策大学院>

経済政策コース1年 江頭勇太

経済政策コース1年 小柳津 靖之

経済政策コース1年 松場 茜

国際公共コース1年 元橋一輝

<要旨>

本論文は、日本における家庭用電力の小売自由化について分析したものである。現在、日本では、産業用電力は自由化が進んでいるものの、家庭用電力ははまだ自由化が進んでいない。一方、海外では、既に家庭用を含めた全面自由化が進んでいる国が多くあるが、自由化によって電気料金が低下するか、あるいは上昇するかは国によって異なっている。今後、日本においても電力の全面自由化を進めていく中で、家計がどの電力事業者からでも自由に電力を購入できるようになれば、電力市場はどのように変化するのだろうか。

本研究では、東京電力、関西電力、東北電力の3社について分析を行った。それぞれ需要の価格弾力性の推計、限界費用の推計、そして、余剰シミュレーションの3段階に分けて分析している。

第一の需要の価格弾力性は、電灯需要量を被説明変数、電灯価格、ガス価格、実質域内総生産、電灯契約戸数、冷房度日、暖房度日を説明変数とした時系列データから求められる。しかし、3つの事業者ごとにそれぞれ価格弾力性を求めても、有意な結果は得られなかった。これには、多重共線性やサンプル数の少なさといった問題点が挙げられるだろう。日本全国の9電力事業者のパネルデータからは、有意な価格弾力性を推計することができた。パネルデータにより推計された価格弾力性は、 -0.156 である。

次に、求めた価格弾力性と、ある一時点の価格と数量のペアを用いれば、線形の逆需要関数を推計することができる。ここでは、電灯需要量がピーク時と平均時の2種類の場合について、逆需要関数を導出している。

第二の限界費用は、水力、原子力、石炭火力、LNG火力、石油火力に分類して考えた。電力事業者は、限界費用の安い方法から順に発電していくと仮定し、3社について階段状の限界費用曲線を求めた。

最後に、第三の余剰シミュレーションは、既に求めた逆需要曲線と限界費用曲線を用いて、現状、寡占、独占の場合について、均衡価格と均衡数量及び余剰を求めた。寡占は、自社と同等の能力を持った企業が新規参入し、2社のクールノー競争になった場合を、独占は、現行の料金規制が撤廃され、1社が独占価格をつけた場合について分析している。また、関西電力管内に東京電力が参入した場合や、東京電力と東北電力の2社が東京及び東北の統合市場に電力を供給した場合などのシミュレーションを行った。

結果として、いずれの場合も、寡占や独占になると現状よりも価格が上昇し、社会余剰が減少することが分かった。つまり、現状の規制を緩和したとしても、新規参入企業が1社のみ、あるいは参入が全く起こらない場合は、現状よりも社会厚生上望ましくない結果になってしまう。電力が必需品であり、価格弾力性が非常に小さいため、価格を引き上げやすいのである。逆に、現状よりも価格が低下するような競争を促すには、事業者によって異なるが、6社から11社の新規参入がなければならないだろう。

以上より、2社によるクールノー競争や料金規制のない独占は、現行の規制料金下での独占よりも望ましくない。もちろん、価格弾力性の有意性に問題がある点、需要関数を単純化して求めている点など、現実と合致しない部分もあるかもしれない。しかし、本研究により、日本における家庭用電力の小売自由化を進めるにあたり、現状よりも価格が低下し、社会余剰が増加するためには、2社による寡占ではなく、多数の企業の新規参入を促すことが重要であるといえるだろう。

<目次>

1. はじめに	4
1.1. テーマを選んだ動機	4
1.2. 研究方針	4
2. 電力自由化の経緯	4
2.1. 電力自由化とは	4
2.2. 日本における電力の小売自由化の流れ	5
2.3. 日本における電力料金の推移	7
2.4. 海外における電力の小売り自由化の事例	8
3. 電力自由化に関する先行研究	10
4. 理論的背景	10
4.1. 完全競争	10
4.2. 独占	11
4.3. ベルトラン競争	12
4.4. クールノー競争	12
4.5. 共謀	13
4.6. 均衡の比較	13
5. 逆需要関数の推定	14
5.1. 逆需要関数の導出方法	14
5.2. 弾力性推定に関する先行研究	15
5.3. 時系列データ分析	16
5.4. パネルデータ分析	24
5.5. 価格・需要量ペアの選択	27
5.6. 逆需要関数の導出	27
6. 限界費用の推計	30
6.1. 限界費用の推計方法	30
6.2. 東京電力の限界費用の推計	31
6.3. 関西電力の限界費用の推計	32
6.4. 東北電力の限界費用の推計	33
7. シミュレーション分析	34
7.1. 東京電力管内のシミュレーション	35
7.2. 関西電力管内のシミュレーション	38
7.3. 東北電力管内のシミュレーション	46
8. さいごに	49
8.1. まとめ	49
8.2. 今後の課題	50
補論：回帰分析で使ったデータ	51

1. はじめに

1.1. テーマを選んだ動機

日本における電力自由化は、現在に至るまで着々と行われてきている。しかし、未だ自由化されていない対象分野として重要なものとして、家庭用電力の小売分野が残っている。また、現在経済産業省における電力システム改革専門委員会では、家庭用電力を含めた全面自由化で一致し、早ければ2015年前後に実現する見込みである。さらに、海外の多くの主要国では、家庭用電力の小売自由化が既に実施されている。

こうした中で、日本における家庭用電力の小売自由化は、研究対象として取り組む価値があるほど重要であることと、現在ホットトピックであることを勘案し、今回テーマとして選んだ。

1.2. 研究方針

まず、電力自由化に関する先行研究を整理する(第1節)。その上で研究の前提として、電力自由化の経緯を述べる(第2節)。ここでは、電力自由化がそもそも何であるかに始まり、日本や海外における電力自由化の推移を整理する。

以上を踏まえて、研究の中核部分に入っていく。研究が前提とする理論的背景(第4節)を述べた上で、実際の分析に入る。分析については三段階からなる。

第一に、家庭の電力消費の価格弾力性を推計する(第5節)。

第二に、各電力会社の限界費用を推計する(第6節)。

第三に、価格弾力性で需要曲線を近似し、限界費用曲線と併せて、家庭向け電力自由化により地域独占が複占になった場合の価格・消費者余剰への影響を推計する(第7節)。

最後に、まとめてとして結論を述べる(第8節)。

2. 電力自由化の経緯

2.1. 電力自由化とは

電力自由化とは、従来独占とされてきた電気事業において参入規制を緩和することである。また、市場競争を導入し、資源配分の効率化・電気料金の引き下げを促すことを目標して行われる。

電力自由化には、大きく分けて三類型ある。以下の通りである。

(1) 発電の自由化

誰でも電力供給事業者になることができるようにする電力自由化のことである。

(2) 小売の自由化

どの事業者からでも電力を買えるようにする電力自由化のことである。

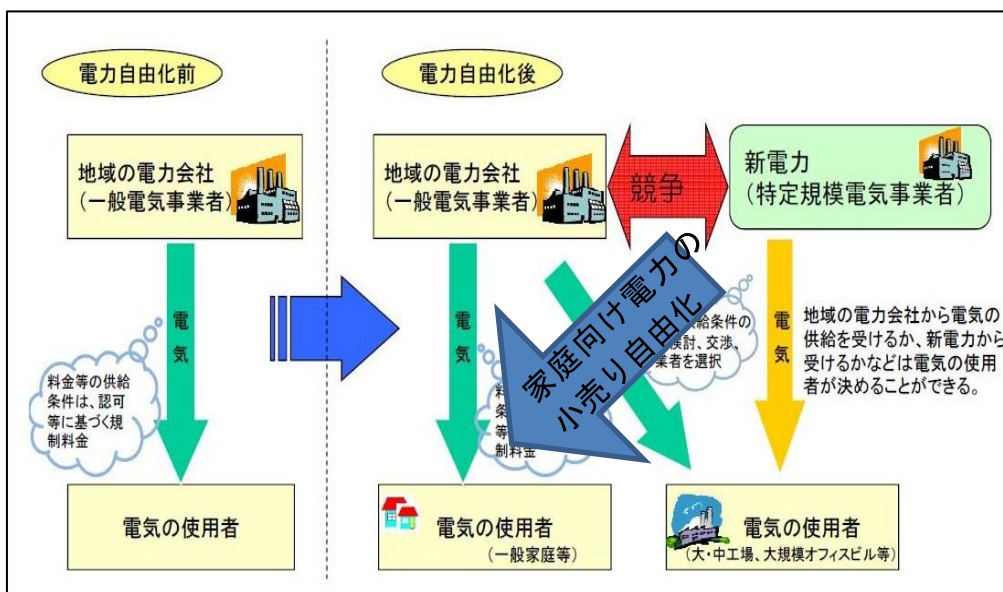
(3) 送・配電の自由化

誰でもどこへでも既設の送・配電設備を使って電力を送・配電できるようにする電力自由化のことである。

今回の研究では、二番目の小売の自由化に焦点を絞って研究を行う。以下、その小売の自由化について説明する。

電力の小売事業は、電気事業法による参入規制によって地域の電力会社に小売供給の地域独占が認められてきたが、規制緩和により、現在では家庭用等規制が残る部分を除いて、自由化されている。これにより、電気の大口使用者は、経済性や供給サービスの観点で電気の小売事業者を選択し、また料金についても小売事業者と交渉の上決定することができるようになった（図 2-1 参照）。今回の研究では、小売の自由化対象として依然として残っている家庭用電力の部分について自由化がなされたケースを考察する。

図 2-1 電力の小売自由化の概要



出典) 資源エネルギー庁

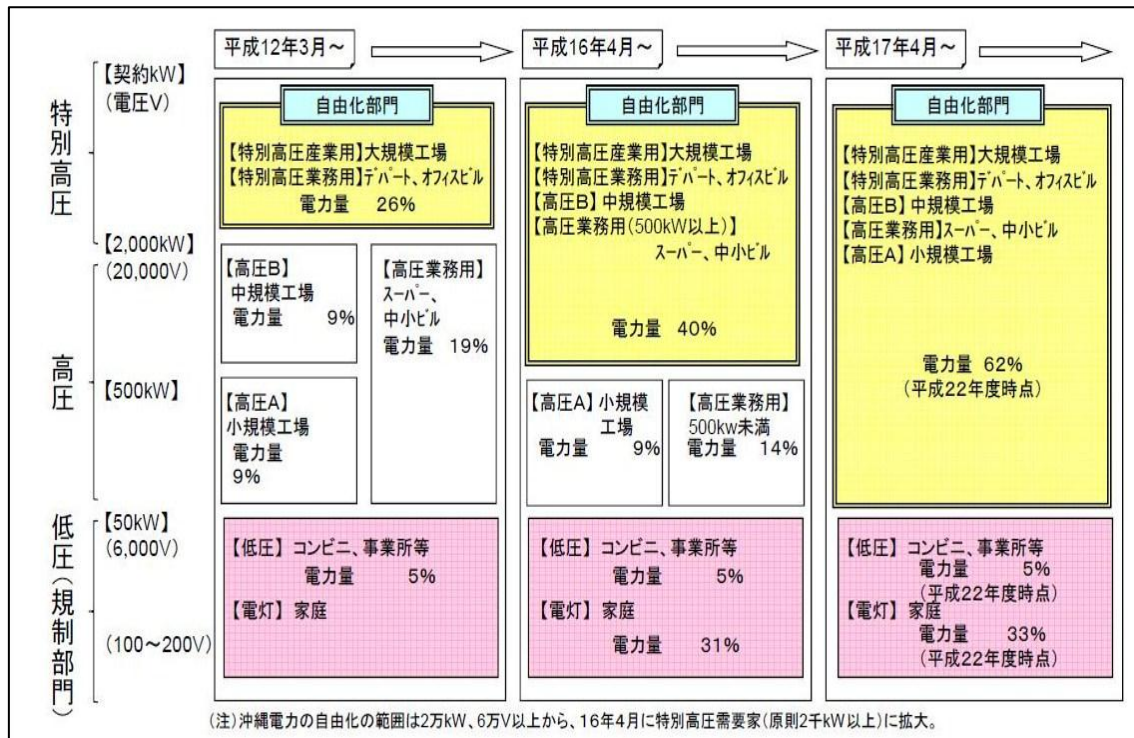
2.2. 日本における電力の小売自由化の流れ

初めに、日本における電力の小売自由化の流れを概説すると、

- (1) 1995年：電力会社に卸電力を供給する発電事業者（IPP）の参入が可能になった。
- (2) 2000年：大口需要家に対して、特定規模電気事業者（PPS）による小売が認められた。自由化範囲は約3割（電力量ベース）となった。
- (3) 2004年：自由化対象が拡大した。自由化範囲は約4割（電力量ベース）となった。
- (4) 2005年：自由化対象がさらに拡大した。自由化範囲は約6割強（電力量ベース）となった。
- (5) 2007年：全面自由化の是非を議論されたが、先送りされた。
- (6) 2012年5月：電力システム改革専門委員会（経済産業省）が全面自由化で一致した。早ければ2015年前後に実現する見込みである。

また、2000年以降の詳細な流れを、以下の図に示す。今回の研究対象範囲は、最下段の低圧（規制部門）における電灯である。

図 2-2 電力の小売自由化の流れ



出典) 資源エネルギー庁

今回の研究対象である電灯部分、つまり家庭用電力の部分を含めた全面自由化が、現在経済産業省の委員会で検討されている。その委員会における議論は以下の通りである。

「経済産業省の「電力システム改革専門委員会」(委員長=伊藤元重・東大教授)は18日、電力小売りについて家庭向けを含め、全面的に自由化することで一致した。人件費や燃料費などに一定の利益を上乗せする「総括原価方式」も撤廃し、電力業界に競争原理を導入する。電力会社の発電事業と送配電事業の分離など電力自由化も加速する。一般家庭の電力購入の選択肢が増え、電気料金の引き下げにつながる可能性がある。家庭向け電力の自由化は、政府が今夏にまとめる新たなエネルギー基本計画に盛り込む。電力業界も受け入れる方向で、来年春にも電気事業法の改正案を国会に提出する。周知期間を経て早ければ2015年前後に実現する。電力の小売りが全面自由化されれば、消費者は電力会社のほか安価に電力を提供する新電力(特定規模電気事業者=PPS)や再生可能エネルギー専用の小売業者などから自由に購入先を選択できる。」ⁱ

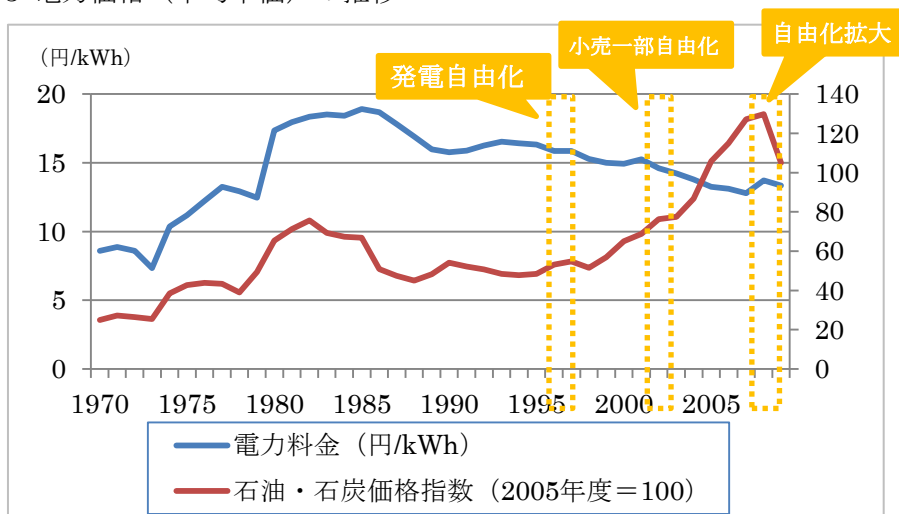
ⁱ 出典) 読売新聞 2012年5月19日

2.3. 日本における電力料金の推移

今回の研究は、電力自由化の電力料金に対する影響を含めて推計するので、その前提として今までの電力料金の推移について触れておきたい。また、過去の電力自由化の試みに対して電力価格がどう反応しているのかについても確認しておきたい。

第一に、電力価格を平均単価として計算した時における電力価格の推移を以下の図に示す。ここにおいて、電力価格は以下のように計算した。電力価格＝電力料収入÷（販売電力合計－電灯計）。また、国内企業物価指数（総平均）で相対化してある。以下の図を見れば分かる通り、各電力自由化後も電力価格は減少基調にある。

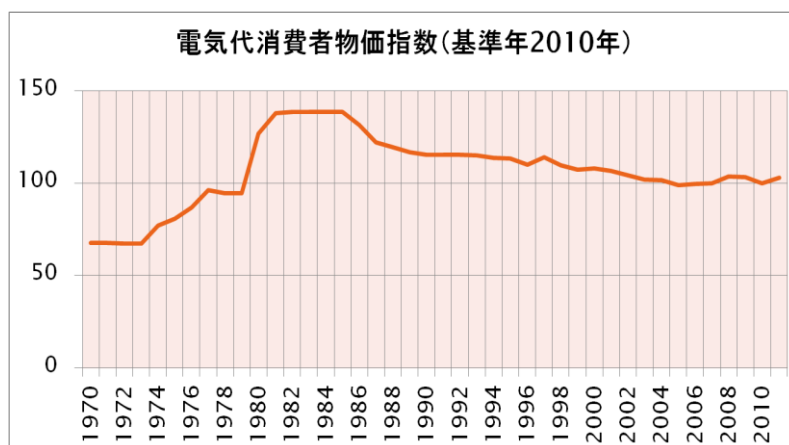
図 2-3 電力価格（平均単価）の推移



出典) 電気事業連合会「電力統計情報」、日本銀行「企業物価指数」のデータより筆者作成

第二に、電気代の消費者物価指数によって、電力価格の推移を追う。以下の図の通りである。こちらも 1980 年代後半以降は減少基調にある。

図 2-4 電力価格（電気代消費者物価指数）の推移



出典) 総務省統計局消費者物価指数

2.4. 海外における電力の小売り自由化の事例

海外においては、日本に先行して、家庭用電力の自由化を含めた小売の全面自由化が行われている。海外における全面自由化の流れや、それによる価格の変化を踏まえることで、今回の研究における日本でのシミュレーションの前提としたい。

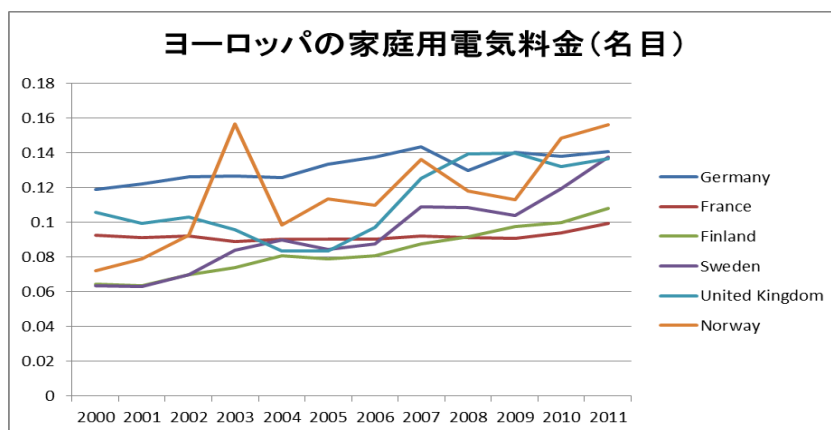
初めに、各国における電力の小売自由化の動向を整理する。以下の表にまとめた。

表 2-1 各国における電力の小売自由化の動向

英国	(1979年) サッチャー政権誕生以降, 自由化進展 (1999年) 小売全面自由化
ドイツ	(1998年) 小売全面自由化
フランス	(2004年) 家庭部門除き小売自由化 (2007年) 小売全面自由化
ノルウェー	(1991年) 小売全面自由化
米国	(1996年～2000年) 24州とワシントンD.C.で小売自由化決定 (2000年夏～2001年冬) カリフォルニア州電力危機 → 自由化停滞 (2011年現在) 15州とワシントンD.C.で自由化済み ※ ただし燃料費や環境対策費上昇の影響もあり電気料金は自由化・非自由化州の双方で上昇傾向。

次に、家庭用電力自由化の価格に対する影響を見るために、以下ヨーロッパにおける家庭用電力料金の推移の図を掲げる。

図 2-5 ヨーロッパの家庭用電力料金の推移

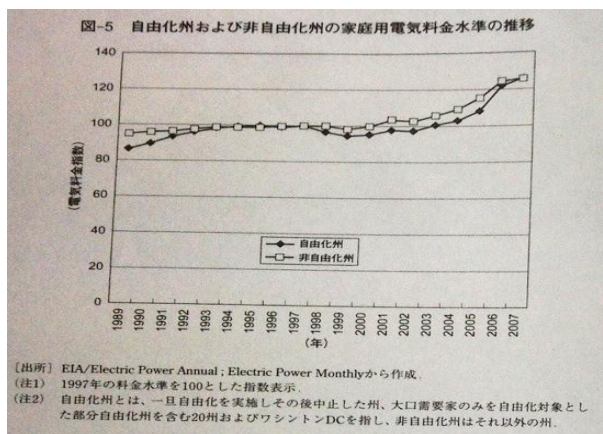


出典) Eurostat “Electricity prices for household consumers”

最後に、事例研究としてアメリカとイギリスにおける例を見ていく。ここでは、電力の小売自由化によって電力料金が上昇・減少した国をそれぞれ挙げている。

第一に、アメリカにおける事例である。小売り自由化州における家庭用料金は、自由化開始当初は料金割引や価格上限措置もあり一時的に低下したが、2000年以降はほぼ一貫して上昇している。2004年以降は、価格上限規制が撤廃され市場料金に移行するにつれ、上昇度合いがより顕著になっている（図2-6参照）。

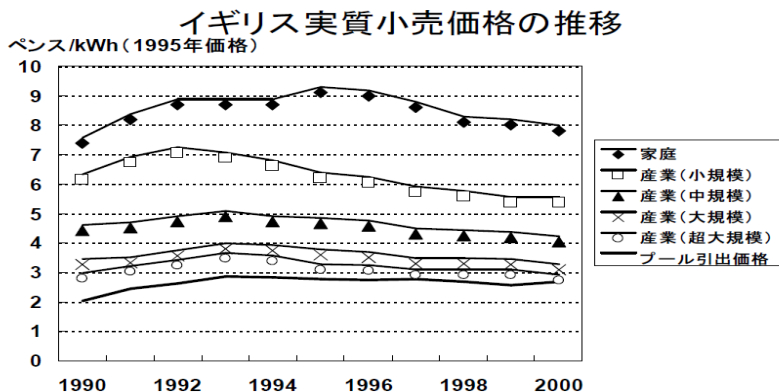
図2-6 アメリカにおける家庭用電気料金の推移



出典) 海外電力調査会『海外諸国の電気事業』

第二に、イギリスにおける事例である。イギリスでは、1990年1MW超需要家を対象に部分自由化を開始して以降、順次自由化範囲を拡大していった。1999年には全面小売り自由化を達成した。実質価格で見ると家庭用においても低下傾向にある。また、2001年3月NETA（新電力取引制度）に移行し、さらに料金の低下が見られた。

図2-7 イギリスにおける実質小売価格の推移



(注1) 家庭: 3,300kWh/年使用時、産業(小規模): 88万kWh以下/年、産業(中規模): 88万~880万kWh/年、産業(大規模): 880万kWh以上/年、産業(超大規模): 15,000万kWh以上/年
 (注2) 実質化はGDPデフレーターを用いた。
 (出所) DTI, "Digest of United Kingdom Energy Statistics"

出典) 日本エネルギー経済研究所「海外諸国の電力改革の現状」

以上二つの例で見たように、電力の小売全面自由化の電力料金に対する影響は国によって異なる。こうした問題意識を踏まえて、今回の研究では日本ではどうなるかについてシミュレーションを行なっていく。

3. 電力自由化に関する先行研究

日本の電力自由化について定量的に分析した研究は多くない。蓮池・金本(2005)は電力自由化後の卸取引市場についてシミュレーション分析を行い、クールノー競争のケースでは電力価格が効率的な水準の約 6 倍に上昇するとの結果を得ている。また、長期契約の導入やフリッジ・プレイヤーの参入によって電力会社の市場支配力を低下させることができることを示している。また、内閣府(2007)は 90 年代後半以降の電力市場の規制緩和による消費者余剰の増分を推計し、2005 年度までに 5 兆 6,630 億円の消費者余剰の増加が生じたとしている。一方、村岡(2010)は費用便益分析の手法を用いて電力小売り全面自由化の分析を行い、自由化による便益がメーター設置、紛争処理などの費用を上回ることから、全面自由化が支持されるとの結論を得ている。

以上の先行研究はいずれも消費者余剰アプローチによるものであり、本稿でもこれらに代わり、シミュレーションによる電力小売り全面自由化の余剰分析を行う。

4. 理論的背景

電力自由化後に電気料金や経済厚生がどのように変化するかは、自由化後の電力市場がどのような競争状態になるかによる。本節では、自由化後に想定される競争形態として、完全競争、独占、ベルトラン競争、クールノー競争、および共謀についてその理論的枠組みを簡単に確認する。

4.1. 完全競争

完全競争市場では、各企業は価格を所与として利潤を最大にするような生産量を決定する。

いま、企業が多数存在するとし、第 i 企業の利潤が次のように表されるとする

$$\pi_i = pq_i - C_i(q_i)$$

ここで、 p は市場価格、 q_i は第 i 企業の生産量、 $C_i(q_i)$ は第 i 企業の費用関数である。

第 i 企業の利潤最大化の 1 階条件は次のように表される。

$$\frac{\partial \pi_i}{\partial q_i} = p - C_i'(q_i) = 0$$

すなわち、完全競争下の企業は限界費用が価格と等しくなるように生産量を決定する。

いま、すべての企業の費用関数が $C(q_i) = cq_i$ ($c > 0$) で表されるとし、市場の逆需要関数が次のような線形の関数で表されるとしよう。

$$p = a - bq \quad (q: \text{需要量}, a, b: \text{正のパラメータ})$$

このとき、均衡需給量および均衡価格は次のようになる。

$$q^{PC} = \frac{a - c}{b}$$

$$p^{PC} = c$$

また、消費者余剰 CS, 生産者余剰 PS, 社会的余剰 SS は次のようになる。

$$CS^{PC} = \frac{(a - c)^2}{2b}$$

$$PS^{PC} = 0$$

$$SS^{PC} = \frac{(a - c)^2}{2b}$$

4.2. 独占

独占企業の生産量を q , 市場の逆需要関数を $p(q)$ とすると, 独占企業の利潤 π は次のように与えられる。

$$\pi = p(q)q - C(q)$$

利潤最大化の1階の条件は,

$$\frac{\partial \pi}{\partial q} = p(q) + p'(q)q - C'(q) = 0$$

$$\Leftrightarrow p(q) + p'(q)q = C'(q)$$

となる。この条件式は、独占企業が限界収入と限界費用が等しくなるように生産量を決定することを示している。

ここで、4.1 と同じ費用関数、および線形の逆需要関数を仮定すると、利潤最大化の1階の条件から独占均衡での生産量および価格が次のように求まる。

$$q^M = \frac{a - c}{2b}$$

$$p^M = \frac{a + c}{2}$$

また、消費者余剰, 生産者余剰, 社会的余剰はそれぞれ次のようになる。

$$CS^M = \frac{(a - c)^2}{8b}$$

$$PS^M = \frac{(a - c)^2}{4b}$$

$$SS^M = \frac{3(a - c)^2}{8b}$$

完全競争の場合と比べると、消費者余剰が減り生産者余剰は増えるが、全体として余剰は減り、死荷重が

$$DWL^M = \frac{(a - c)^2}{8b}$$

だけ発生している。

4.3. ベルトラン競争

ベルトラン競争では、各企業は他企業の価格を所与として自らの利潤を最大化するように価格を決定する。財が同質な場合、ベルトラン均衡の価格は完全競争の場合と等しくなり、最適な資源配分をもたらすことが知られている。ⁱⁱ

4.4. クールノー競争

価格を戦略変数とするベルトラン競争に対し、生産量を戦略変数とする寡占競争モデルをクールノー競争とよぶ。クールノー競争では、均衡生産量が効率的な水準と比べ過小になり、死荷重が発生する。このことを、再び 4.1 と同様の費用関数および線形の逆需要関数を用いて確認してみよう。

企業 1 と企業 2 の 2 社だけが存在する複占市場を考える。それぞれの企業の利潤は次のように与えられる。

$$\pi_1 = [a - b(q_1 + q_2)]q_1 - cq_1$$

$$\pi_2 = [a - b(q_1 + q_2)]q_2 - cq_2$$

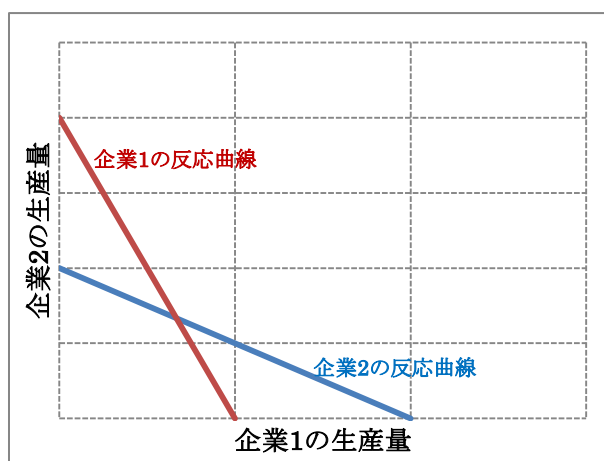
クールノー競争では相手の生産量を所与として利潤最大化を行うから、最大化の 1 階条件は次のようになる。

$$\frac{\partial \pi_1}{\partial q_1} = a - 2bq_1 - bq_2 - c = 0$$

$$\frac{\partial \pi_2}{\partial q_2} = a - bq_1 - 2bq_2 - c = 0$$

上記の式は相手の生産量に対する自分の最適生産量を表す式であり、各企業の反応曲線とよばれる。一般に、クールノー競争における企業の反応曲線は図 4-1 のような右下がりの曲線となる。

図 4-1 企業 1,2 の反応曲線



反応曲線の交点が両企業の均衡生産量となる。均衡生産量は、反応曲線の式を q_1, q_2 につ

ⁱⁱ 例えば, Shy(1996), Ch.6 参照。

いて解くことでも求められる。すなわち、均衡生産量は次のようになる。

$$q_1^c = q_2^c = \frac{a - c}{3b}$$

このとき、市場全体の生産量および価格は次のようになる。

$$q^c = q_1^c + q_2^c = \frac{2(a - c)}{3b}$$

$$p^c = \frac{a + 2c}{3}$$

また、消費者余剰、生産者余剰、社会的余剰、死荷重は次のとおりである。

$$CS^c = \frac{2(a - c)^2}{9b}$$

$$PS^c = \frac{2(a - c)^2}{9b}$$

$$SS^c = \frac{4(a - c)^2}{9b}$$

$$DWL^c = \frac{(a - c)^2}{18b}$$

4.5. 共謀

共謀のケースでは、各企業は、全企業の利潤の合計を最大とするように生産量を決定する。以下、企業数が 2 社の場合の共謀についてみてみよう。

両企業の利潤の合計は次のように表される。

$$\pi = (a - bq)q - cq \quad (q \equiv q_1 + q_2)$$

上式を合計生産量 q について最大化すると、1 階の条件式は次のようになる。

$$\frac{\partial \pi}{\partial q} = a - 2bq - c = 0$$

したがって、均衡での合計生産量が次のように求まる。

$$q \equiv q_1 + q_2 = \frac{a - c}{2b}$$

すなわち、共謀の場合の合計生産量は独占企業の生産量と等しい。合計生産量が等しいため、価格、消費者余剰、生産者余剰、および社会的余剰も独占の場合と等しくなる。このように、共謀している企業が対称的な場合、均衡生産量・価格はそのうちの 1 社が独占している場合と等しくなる。

4.6. 均衡の比較

4.1~4.5 のモデルにおける均衡解を表 4-1 にまとめる。

表 4-1 各競争モデルの均衡解

	生産量	価格	CS	PS	SS	DWL
完全競争	$\frac{a-c}{b}$	c	$\frac{(a-c)^2}{2b}$	0	$\frac{(a-c)^2}{2b}$	0
独占	$\frac{a-c}{2b}$	$\frac{a+c}{2}$	$\frac{(a-c)^2}{8b}$	$\frac{(a-c)^2}{4b}$	$\frac{3(a-c)^2}{8b}$	$\frac{(a-c)^2}{8b}$
ベルトラン競争	$\frac{a-c}{b}$	c	$\frac{(a-c)^2}{2b}$	0	$\frac{(a-c)^2}{2b}$	0
クールノー競争	$\frac{2(a-c)}{3b}$	$\frac{a+2c}{3}$	$\frac{2(a-c)^2}{9b}$	$\frac{2(a-c)^2}{9b}$	$\frac{4(a-c)^2}{9b}$	$\frac{(a-c)^2}{18b}$
共謀	$\frac{a-c}{2b}$	$\frac{a+c}{2}$	$\frac{(a-c)^2}{8b}$	$\frac{(a-c)^2}{4b}$	$\frac{3(a-c)^2}{8b}$	$\frac{(a-c)^2}{8b}$

以上の分析から、寡占市場の生産量、価格、および社会的余剰について次のような大小関係にあるのがわかる。

生産量 : ベルトラン競争 > クールノー競争 > 共謀
 価格 : 共謀 > クールノー競争 > ベルトラン競争
 社会的余剰 : ベルトラン競争 > クールノー競争 > 共謀

5. 逆需要関数の推定

本節では、シミュレーションの際に必要な東京電力、関西電力、東北電力各管内の逆電灯需要関数を推定する。

5.1. 逆需要関数の導出方法

本稿では、シミュレーションでの数値計算を簡単化するため、次のような線形の逆需要関数を用いる。

$$p = a - bq \quad (p: \text{価格}, q: \text{需要量}, a, b: \text{正のパラメータ})$$

逆需要関数を特定化するにあたり、次のようにしてパラメータ a, b を求める。

$$b = -\frac{\Delta p}{\Delta q} = -\frac{\Delta p/p}{\Delta q/q} \cdot \frac{p}{q} = \frac{1}{\varepsilon} \cdot \frac{p}{q}$$

$$a = p - bq$$

ここで、 ε は電灯需要の価格弾力性である。よって、逆需要関数を特定化するためには、電灯需要の価格弾力性と一組の価格・需要量のペア (p, q) を与える必要がある。本稿では、電灯需要の価格弾力性については対数型の需要関数を計量経済学的手法により推定するこ

とで求め、価格・需要量のペアについては後述するとおり、平均的な需要状況の場合とピーク時の場合の2パターンを用いて逆需要関数を導出した。

5.2. 弾力性推定に関する先行研究

電灯需要の価格弾力性を推定した先行研究としては、Matsukawa *et al.*(1993)が沖縄を除く9電力会社管区における1980～1988年のプール・データを用いてinput cost share関数を推定し、家庭の電灯需要の価格弾力性が0.37であるという結論を得ている。また、内閣府(2007)は年次データを用いて産業用も含む電力需要関数を推定し、0.37という推定値を得ている。谷下(2009)は1986～1998年までの9地域パネルデータを用いて電灯需要関数を地域ごとに推定しており、短期で0.5～0.9、長期で1.0～2.7という高めの弾力性推定値を得ている。また、同研究では、パネルデータを使用した場合プール・データに比べ弾力性推定値が高く出る傾向が指摘されている。一方、戒能(2009)は総務省「家計調査報告」のデータを用いて所得階層・世代層別に電力消費関数を推定している点が特徴的であり、弾力性の推定値は総平均で0.83であるとの結論を得ている。また、世帯当電気代支出が多い中上位所得層や50代層以外では弾力性が有意に観察されないとの指摘をしている。このほか、直近の研究として、村岡(2010)が時系列データから電灯需要関数を推定し、0.13という弾力性推定値を得ている。

海外の研究例としては、例えば、Kamerschen and Porter(2004)が米国の時系列データを用いて家庭用電灯需要関数と電灯料金関数を同時推定し、価格弾力性について0.85～0.94との推定結果を得ている。

以上の先行研究を表5-1にまとめた。少なくともこれらの先行研究の結果を見る限り、価格弾力性の推定値について一貫した傾向は読み取れない。電灯需要の価格弾力性を外生的に与える場合0.1や0.01など直観に基づいた低めの値を用いるケースが多いようだが、そのような安易な仮定は正当化できないといえる。

表 5-1 弾力性推定に関する先行研究

	国	データ	推定期間	推定値	備考
Matsukawa <i>et al.</i> (1993)	日本	プール	1980-88	0.37	
Kamerschen and Porter(2004)	米国	時系列	1973-98	0.85-0.94	
戒能(2009)	日本	時系列	1981-08	0.83	
谷下(2009)	日本	パネル	1986-06	0.6-0.92	地域別
内閣府(2007)	日本	時系列	1986-05	0.37	産業用含む
村岡(2010)	日本	時系列	1970-08	0.13	

5.3. 時系列データ分析

5.3.1 地域区分とデータ

本分析で用いる各電力会社の地域区分は次のとおりである。また、回帰分析で使用したデータの出所については補論を参照のこと。

表 5-2 地域区分

東京電力	茨城県, 栃木県, 群馬県, 埼玉県, 千葉県, 東京都, 神奈川県, 山梨県
関西電力	滋賀県, 京都府, 大阪府, 兵庫県, 奈良県, 和歌山県
東北電力	青森県, 岩手県, 宮城県, 秋田県, 山形県, 新潟県

5.3.2 東京電力管内の需要関数の推定

(1) 弾力性の推計（当初案）と問題点

東京電力管内の弾力性を推計するにあたり、当初は次のモデルを仮定した。使用したデータは 1980~2008 年度の年次データである。

$$\ln(mwh_t) = \alpha + \beta_1 \ln(dcpit) + \beta_2 \ln(gcpit) + \beta_3 \ln(gdpt) + \beta_4 \ln(pop_t) + \beta_5 \ln(hot_t) + \beta_6 \ln(cool_t)$$

mwh:東京電力管内での電灯消費量

dcpit:関東圏内の電気代の CPI

gcpit: 関東圏内のガス代の CPI

gdpt:関東+山梨県の各都道府県の県民経済計算の合計

pop: 関東+山梨県の総人口または電灯契約戸数（その場合 home と表記）

hot:東京の暖房度日

cool:東京の冷房度日

β_1 が電灯消費の電気代に対する価格弾力性だと考えられる。ただし時系列分析である為、実際の分析では、各変数の弱定常化の為に階差をとり、また自己相関・系列相関を消すために ARIMA モデルを考えた。

しかしいくつかの問題があり、上のモデルで階差を採り ARIMA を導入しても各係数が想定されるものと符号が逆に出たり、P 値が非常に高く（0.9 以上）になってしまう等の結果になってしまった。

問題点としては、まず各変数の弱定常性が満たされていないことが考えられた。表 5-3 は $\ln(mwh)$ の二階階差の dfgls 検定の結果であるが、二階階差を採っているにも関わらずまだ弱定常性を満たしているとは言い難い。

DF-GLS for diff_lmwh_2 (表 5-3)

Number of obs = 18

Maxlag = 8 chosen by Schwert criterion

[lags]	DF-GLS tau Test Statistic	1% Critical Value	5% Critical Value	10% Critical Value
8	0.089	-3.770	-3.101	-2.534
7	0.844	-3.770	-2.946	-2.462
6	-0.394	-3.770	-2.903	-2.476
5	-1.034	-3.770	-2.947	-2.555
4	-1.352	-3.770	-3.052	-2.678
3	-3.136	-3.770	-3.194	-2.824
2	-3.160	-3.770	-3.347	-2.972
1	-6.227	-3.770	-3.485	-3.102

Opt Lag (Ng-Perron seq t) = 7 with RMSE .0213575

Min SC = -6.541076 at lag 1 with RMSE .0323509

Min MAIC = -6.703427 at lag 8 with RMSE .0195132

この他にも暖房度日等が二階階差を採っても弱定常性を満たしていないと考えられた。

次に考えられる問題点として、gcpi(ガス代の消費者物価指数)が mwh (電灯消費量)にとって外生でない可能性が考えられた。表 5-4 は、mwh と gcpi のグレンジャー因果性検定の結果であるが gcpi が mwh にとって外生とは言い難かった。このためか gcpi を説明変数に入れると他の説明変数の有意性が下がったり、符号が想定されるものと逆にすることが多かった。

Granger causality Wald tests (表 5-4)

Equation	Excluded	chi2	df	Prob > chi2
mwh	gcpi	9.4982	2	0.009
mwh	ALL	9.4982	2	0.009
gcpi	mwh	5.8199	2	0.054
gcpi	ALL	5.8199	2	0.054

最後に、gdp と人口の指標(pop もしくは home)との多重共線性が考えられた。人口は GDP 増加の一要因なので、この可能性は高いと思われる。

(2) 弾力性の推計 (改訂案)

(1)での問題点を考慮し、東京電力管内の分析では以下のようなモデルを改めて構築した。

$$\text{diff_ln}(mwh_t)_2 = \alpha + \beta_1 \text{diff_ln}(dcpi_t)_2 + \beta_2 \text{diff_ln}(pgdp_t)_2 + \beta_3 \text{diff_ln}(home_t)_2 + \beta_4 \text{diff_ln}(hot_t)_2 + \beta_5 \text{diff_ln}(cool_t)_2$$

pgdp:一人当たり GDP(gdp÷pop)

diff_~_2 は二階階差を意味する

上記のモデルでは、まだ弱定常性について疑われるものの、ひとまず全ての変数について二階階差を採っている。さらに gcpi は内生性を考慮し説明変数から外した。さらに、gdp と人口の指標の多重共線性を考慮し、一人当たり gdp を説明変数に加え、一人当たり gdp と人口の指標の多重共線性を防ぐため人口の指標には home を使用した。なお、実際の分析では ARIMA モデルを導入し BIC・AIC が最も小さいものを採用した。結果は表 5-5,5-6 のとおりである。

表 5-5

diff_lmwh_2	Coef.	OPG.Std.Err	z	P> z
diff_ldcpi_2	-0.122164	0.1077463	-1.13	0.257
diff_lpgdp_2	0.2049157	0.2292671	0.89	0.371
diff_lhome_2	0.9773815	1.117277	0.87	0.382
diff_lhot_2	0.0885099	0.0243187	3.64	0
diff_lcool_2	0.0526431	0.0063585	8.28	0
cons	-0.0004076	0.0018557	-0.22	0.826
ARMA				
ma				
L1	-1.298157	0.2997837	-4.33	0
L2	0.9999916			
/sigma	0.007195	0.0010145	7.09	0

表 5-6

Model	Obs	ll(null)	ll(model)	df	AIC	BIC
.	27	.	91.96942	8	-167.9388	-157.5721

この結果では、まだ有意とは言い難いものの、電気代 CPI に対する係数の P 値が(1)での 0.9 以上と比べて大幅に改善している。また、全ての係数の符号が想定されるものに合致している。更に、diff_lhome_2 の係数はほぼ 1 であり、これは外生的に世帯が 1% 増えれば電気代の消費量も 1% 増えることを意味し、これも想定に一致している。

以上の結果から、まだ有意性に問題はあつたものの東京電力管内の需要関数を導出する際の弾力性には、このモデルの diff_ldcpi_2 の係数である -0.122164 を採用していくことにした。

5.3.3. 関西電力管内の需要関数の推定

次に、関西電力管内の電灯の需要関数を推定し、価格弾力性を求める。

[モデルとデータ]

関西電力管内の電灯需要関数を推定するにあたり、電灯価格以外に説明変数として次のようなものを使用した。まず、電気の代替財としてガスを考え、ガス価格を説明変数に入れた。代替財であるガスの価格が上がれば、ガスから電気へ需要が移ると考えられることから、ガス価格の係数はプラスであると想定される。次に、所得の増加による電気使用量の増加をコントロールするために域内総生産を所得の指標として使用し、人口・世帯要因による電灯需要の変動をコントロールするための変数として電灯契約口数を用いた。さらに、年度ごとの気候の違いが電灯需要に与える影響をコントロールするため、「冷房度日」および「暖房度日」という変数を使用した。なお、すべての変数について自然対数をとった値を用いた。

以上を踏まえ、推定する式を示すと以下のとおりとなる。

$$\ln D_t = \alpha + \beta_1 \ln P_t + \beta_2 \ln GAS_t + \beta_3 \ln GRP_t + \beta_4 \ln K_t + \beta_5 \ln Cool_t + \beta_6 \ln Hot_t + u_t$$

ここで、 D は電灯需要量 (MWh) , P は電灯価格 (円) , GAS はガス価格 (円) , GRP は実質域内総生産 (百万円) , K は電灯契約口数, $Cool$ は冷房度日, Hot は暖房度日を表し, u_t は誤差項である。また, t は年度を表すインデックスであるとする。

以下、使用したデータについて簡単に説明する (詳しくは補論参照)。まず、電灯需要量および電灯契約口数については電気事業連合会「電力統計情報」から得た。また、電灯価格については、総務省「消費者物価指数」の「電気代」指数を用いる場合と、電気事業者の電灯料金収入を電灯需要量で除した「平均単価」を用いる場合の 2 通り推定した。ガス価格については、「消費者物価指数」の「ガス代」を使用した。このほか、実質域内総生

産は内閣府「県民経済計算」より、冷房度日・暖房度日は『エネルギー経済統計要覧 2012 年版』（日本エネルギー経済研究所）より入手した。なお、推定期間は 1980～2008 年度である。

[単位根検定]

時系列分析において、非定常な変数を用いて回帰を行った場合、実際は因果関係がないにも関わらず統計的に有意な回帰結果が得られてしまう、いわゆる「見せかけの回帰」(spurious regression) の可能性が生じる。したがって、回帰分析を行う前に、単位根検定により変数の定常性をチェックし、非定常な変数については階差をとるなどして定常化しなければならない。

次の表 5-7 は、DF-GLS 検定によって各変数の単位根検定を行った結果である。DF-GLS 検定の結果より、ガス価格を除くすべての変数で 1 回階差をとることにより定常性が満たされていることが確認できた。

表 5-7 DF-GLS 検定の結果

	階差なし	1 回階差
電灯需要量	-3.525**	-4.012***
電気代	-0.040	-2.392*
平均単価	-0.085	-3.003***
ガス価格	-1.113	-1.927
GRP	-0.607	-3.103*
電灯契約口数	-0.473	-3.549**
冷房度日	-2.129*	-5.612***
暖房度日	-1.700	-5.507***

(注) *, **, *** はそれぞれ有意水準 10%, 5%, 1% で単位根の存在を棄却することを示す。

[推定結果と考察]

ARIMA モデルの推定結果を以下に示す。なお、ラグ次数 (p, q) は AIC 基準に基づいて選択した。

表 5-8 ARIMA モデルの推定結果 (ガス価格あり)

	電灯価格＝電気代	電灯価格＝平均単価
電灯価格	0.109 (0.82)	-0.284 (-1.07)
ガス価格	-0.168 (-1.27)	0.019 (0.15)
GRP	0.286*** (3.38)	0.375** (2.33)

契約口数	0.158 (0.38)	0.193 (0.31)
冷房度日	0.083*** (7.71)	0.091*** (8.74)
暖房度日	0.059*** (6.47)	0.066*** (8.87)
定数項	0.028*** (2.60)	0.022** (2.04)
ラグ次数	ARMA(0,2)	ARMA(1,3)
AIC	-172.4	-177.3
サンプル数	29	29

(注1) *, **, *** はそれぞれ有意水準 10%, 5%, 1%で有意であることを表す。

(注2) カッコ内の値は z 値を表す。

まず、電灯価格として電気代指数を用いた場合の結果をみると、電気代指数の係数がプラスに出ており、z 値も有意でない。また、ガス価格の係数は有意でないもののマイナスになっており、ガスが電気の代替財であるという想定に反する結果となった。そのほかの説明変数については、実質域内総生産および冷房度日・暖房度日の係数が有意な結果となっており、所得および気候の変化が電灯需要に有意な影響を与えていることが確認できる。ただし、契約口数については有意な結果を得られなかった。

次に、電灯価格の変数として電灯平均単価を使用した場合の結果をみると、平均単価の係数は有意でないもののマイナスに出ており、ガス価格の係数も想定通りプラスとなっている。そのほかの変数については、電気代による回帰の場合とほとんど同様の結果となった。

電灯価格として電気代を使用した場合に有意な推定値が得られなかった要因として、電気代とガス代の上に多重共線性が生じている可能性が考えられる。そこで、説明変数からガス価格を落として推定した結果が次の表 5-9 である。

表 5-9 ARIMA モデルの推定結果 (ガス価格なし)

	電灯価格＝電気代	電灯価格＝平均単価
電灯価格	-0.064 (-0.79)	-0.262* (-1.66)
GRP	0.334*** (3.19)	0.361** (2.48)
契約口数	0.122 (0.22)	0.191 (0.33)
冷房度日	0.082*** (5.45)	0.089*** (12.14)
暖房度日	0.057***	0.066***

	(6.09)	(10.40)
定数項	0.027** (2.16)	0.022* (1.87)
ラグ次数	ARMA(1,3)	ARMA(1,3)
AIC	-172.0	-179.1
サンプル数	29	29

(注1) *, **, *** はそれぞれ有意水準 10%, 5%, 1% で有意であることを表す。

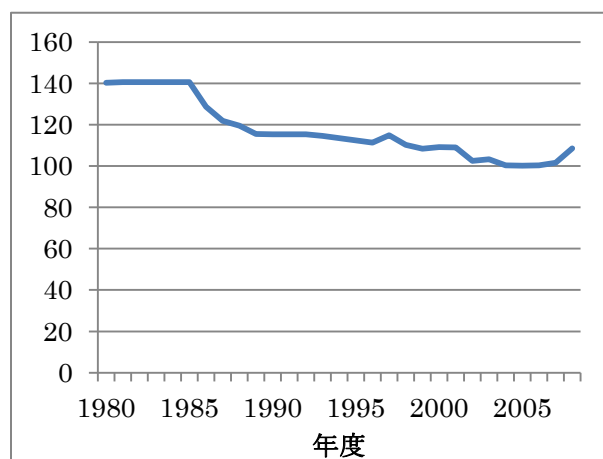
(注2) かつこ内の値は z 値を表す。

まず、電気代の係数をみると、符号はマイナスとなったものの依然として z 値が低く有意になっていない。これに対し、平均単価の係数はマイナスかつ有意な結果となっており、係数の大きさ（＝弾力性）も妥当な水準であるといえる。この推定結果を踏まえ、関西電力管内の電灯需要の価格弾力性としては、0.262 を採用することとした。

以上のとおり、合計 4 パターンの回帰分析を行ったが、電灯価格として電気代を用いた場合、有意な弾力性の推定値を得られなかった。この原因を探るため、関西地域の電気代の推移をみてみると、1980 年代の初めと 1990 年代の初めに電気代がまったく変化していない期間があるのがわかる（図 5-1）。このような電気代が一定な期間が係数の推定値に何らかのバイアスを及ぼしている可能性がある。

電気代が変化していない期間を除いて回帰を行う方法も考えられるが、その場合、サンプル数がさらに少なくなってしまう問題が生じる。また、意図した結果を得るためにサンプルを削ること自体、恣意的な要素を含んでおり、回帰分析の信頼性を損ないかねない。したがって、サンプルを削るのではなく、四半期データ、パネルデータなど別の種類のデータを用いることでサンプル数を増やすことが望ましいといえる。

図 5-1 関西地域の電気代指数の推移（2005 年度＝100）



5.3.4. 東北電力管内の需要関数の推定

東京電力及び関西電力と同様に、東北電力管内の需要の価格弾力性の推計を行った。

[モデルと変数について]

$$dlmwh2 = \beta_0 + \beta_1 * dl dcpi2 + \beta_2 * dl gcpi2 + \beta_3 * dl gdp2 + \beta_4 * dl cool2 + \beta_5 * dl hot2$$

ここでは、上に示した式をモデルとして考えることとする。まず、このモデルの被説明変数 $dlmwh2$ は、東北電力管内の電灯需要量を表している。説明変数は、順に $dl dcpi2$ が電気代の消費者物価指数、 $dl gcpi2$ がガス代の消費者物価指数、 $dl gdp2$ が管内に含まれる7県の域内総生産の合計、 $dl cool2$ が冷房度日、 $dl hot2$ が暖房度日である。電気代の消費者物価指数の係数である、 β_1 が需要の価格弾力性に当たる。各変数は1980年度から2008年度までのデータを使用している。

[Box-Jenkins 法による定常化解析]

ここでは、時系列分析で使用される Box-Jenkins 法に基づき、5.6.1 で示したモデルを立てた理由を述べることとする。

電気代の指標として、1kwh 当たりの電灯単価（電灯料収入を電灯需要量で除したもの）を用いることも考えられるが、被説明変数である電灯需要量から電灯単価への因果性があるため、消費者物価指数を用いることとした。また同様に、人口も域内総生産との多重共線性を考慮して、説明変数からは外した。

次に、DF-GLS 検定の結果、1 回階差では定常化しなかったため、各変数は 2 回階差を取ることとした。自己相関、移動平均なしで回帰をすると、1 期目と 2 期目に自己相関が認められたため、ARMA(1,1)、ARMA(1,2)、ARMA(2,1)、ARMA(2,2)の 4 通りについて調べてみた。

表 5-10 東北電力の ARIMA モデルにおける AIC と BIC

	AIC	BIC
AR(1), MA(1)	-165.9557	-154.2932
AR(1), MA(2)	-161.6081	-149.9456
AR(2), MA(1)	-162.0875	-150.425
AR(2), MA(2)	-137.6356	-125.9731

[ARIMA を用いた回帰結果と考察]

表 5-10 より、AIC, BIC の値が最小である、ARMA(1,1)を採用する。以下にその回帰結果を示す。

表 5-11 ARIMA を用いた東北電力の価格弾力性の回帰結果

dlmwh2	Coef.	Std. Err.	z	P>z
dl dcpi2	-.0269554	.0833607	-0.32	0.746
dl gcpi2	-.0842721	.0717368	-1.17	0.240
dl gdp2	.1783447	.0948961	1.88	0.060

dlcool2	.0091755	.0027054	3.39	0.001
dlheat2	.0903265	.0176213	5.13	0.000
_cons	.0562232	.0274642	2.05	0.041
ar L1.	.8858319	.159917	5.54	0.000
ma L1.	.444736	.2595128	1.71	0.087

しかし、ここから東北電力管内の価格弾力性は-0.0269554であると単純に結論付けることはできないだろう。価格弾力性を表す `dlcool2` の係数の P 値が高く、係数の値が有意ではない。また、代替財として考えていたガス代の消費者物価指数の係数がマイナスであることも問題がある。ガス代の価格が上昇すると、電気の需要量が減少することになってしまうからだ。電気代とガス代が燃料費の影響を同じように受けていることが原因の一つであろう。その場合、説明変数にガス代を採用することが適切でないと考えられる。変数の選定方法も含め、このモデルは改善すべき点が多い。

5.4. パネルデータ分析

5.3 では、時系列データを用いて 3 地域の需要関数を個別に推定したが、弾力性を有意に推定できないケースが多々みられた。その原因の一つとして、時系列方向のデータだけでは十分なサンプル数が得られなかったことが考えられる。ここでは、サンプル数の不足を改善するため、沖縄を除く 9 電力会社のパネルデータを構築し、パネル分析による弾力性の推定を行う。

5.4.1. 推定式と推定方法

本節の分析でも、前節の時系列分析同様、対数変形した需要関数を最小 2 乗法により推定する。具体的には、次のような式を推定する。

$$\ln D_{it} = \alpha + \beta_1 \ln P_{it} + \beta_2 \ln GRP_{it} + \beta_3 \ln K_{it} + \beta_4 Cool_{it} + \beta_5 Hot_{it} + \theta_i + \mu_t + u_{it}$$

ここで、 i は地域、 t は年度を表すインデックスである。また、 θ_i, μ_t はそれぞれパネル分析における個体効果および時間効果を表す項であり、 u_{it} は誤差項である。なお、冷房度日・暖房度日について、地域によっては 0 をとる年度が存在するため、ここでの分析では対数をとらずに説明変数に加えている。

上式を固定効果モデルにより推定する方法として、最小 2 乗ダミー推定(LSDV)、階差推定、グループ内推定(within estimation)、グループ間推定(between estimation)などがあるが、本分析では変数を定常化する目的も兼ねて 1 階差分モデルによる推定を行うこととする。したがって、実際に推定する式は次のようになる。

$$\Delta \ln D_{it} = \beta_1 \Delta \ln P_{it} + \beta_2 \Delta \ln GRP_{it} + \beta_3 \Delta \ln K_{it} + \beta_4 \Delta Cool_{it} + \beta_5 \Delta Hot_{it} + \Delta \mu_t + \Delta u_{it}$$

5.4.2. 地域区分とデータ

本分析で用いた地域区分は以下の表 5-12 のとおりである。なお、推定に使用するデータは時系列分析で用いたものと同様のものである。ただし、静岡県については富士川以東が東京電力、富士川以西が中部電力の管内となるため、GRP を適当に割り振る必要がある。ここでは、秋山・細江(2007)にならい、静岡県の GRP のうち 3 分の 1 を東京電力管区、残り 3 分の 2 を中部電力管区に割り振った。推定期間は時系列分析同様 1980～2008 年度とする。

表 5-12 パネル分析における地域区分

地 域	含まれる都道府県
北海道	北海道
東 北	青森県, 岩手県, 宮城県, 秋田県, 山形県, 新潟県
東 京	茨城県, 栃木県, 群馬県, 埼玉県, 千葉県, 東京都, 神奈川県, 山梨県, 静岡県(富士川以東)
中 部	長野県, 岐阜県, 愛知県, 三重県, 静岡県(富士川以西)
北 陸	富山県, 石川県, 福井県
関 西	滋賀県, 京都府, 大阪府, 兵庫県, 奈良県, 和歌山県
中 国	鳥取県, 島根県, 岡山県, 広島県, 山口県
四 国	徳島県, 香川県, 愛媛県, 高知県
九 州	福岡県, 佐賀県, 長崎県, 熊本県, 大分県, 宮崎県, 鹿児島県

5.4.3. 単位根検定

パネル分析においても、時系列分析同様、変数の定常性が満たされていない場合「見せかけの回帰」の可能性が生じる。5.7.1 で述べたとおり本分析では 1 階差分をとった変数で回帰を行うが、各変数が定常性を満たしているかをここで改めて確認する。パネルデータに対する単位根検定の手法は近年さまざまなものが開発されているが、ここではその中でも一般的に用いられている Levin-Lin-Chu(LLC)検定, Harris-Tzavalis(HT)検定の 2 つを試みた。その結果が以下の表 5-13 である。

まず, LLC 検定の結果からみると、階差なしの場合、暖房度日に単位根の存在が疑われる。これに対し、1 回階差をとった場合、むしろ単位根の存在を棄却できない変数が増えているのがわかる。一方, HT 検定の結果をみると、1 回階差をとった場合、すべての変数について定常化しているのが確認できる。LLC 検定がうまくいかない原因ははっきりしないが、本分析では HT 検定の結果に基づき 1 回階差をとった変数を用いることとする。

表 5-13 LLC 検定と HT 検定の結果

	LLC 検定		HT 検定	
	階差なし	1 回階差	階差なし	1 回階差
電灯需要	0.000	0.897	0.959	0.000
電気代	0.013	0.000	0.952	0.000

平均単価	0.000	0.003	0.959	0.000
GRP	0.000	0.122	0.621	0.000
契約口数	0.000	0.084	0.981	0.000
冷房度日	0.000	0.138	0.000	0.000
暖房度日	0.148	0.000	0.000	0.000

(注) 表の数値は「すべてのパネルに単位根が存在する」という帰無仮説を棄却できない確率である。

5.4.4. 推定結果と考察

5.4.1 で示した式を定数項なしの最小 2 乗法によって推定した結果を以下の表 5-14 に示す。なお、推定は電気料金の変数として「電気代」を用いた場合と「平均単価」を用いた場合、および時間効果を入れた場合と入れない場合の計 4 パターンについて行った。

表 5-14 パネル分析結果

	電灯価格＝電気代		電灯価格＝平均単価	
	時間効果なし	時間効果あり	時間効果なし	時間効果あり
電灯価格	-0.132*** (-3.80)	-0.156*** (-3.50)	-0.212*** (-5.29)	-0.141*** (-3.29)
GRP	0.174*** (4.97)	0.130*** (2.90)	0.167*** (5.00)	0.136*** (3.03)
契約口数	1.854*** (32.42)	0.310*** (2.74)	1.701*** (26.43)	0.285*** (2.51)
冷房度日	0.146*** (20.04)	0.138*** (14.63)	0.148*** (20.78)	0.140*** (14.86)
暖房度日	0.061*** (11.52)	0.052*** (7.21)	0.063*** (12.17)	0.052*** (7.14)
Prob > F	0.000		0.000	
サンプル数	252		252	

(注 1) *** は有意水準 1% で有意であることを示す。

(注 2) カッコ内の数値は t 値である。

(注 3) 時間効果の係数は省略した。

(注 4) 係数のオーダーをそろえるため、冷房度日・暖房度日は 1,000 で割った値を説明変数とした。

(注 5) Prob > F は、時間効果の係数がすべて 0 であるという帰無仮説を棄却できない確率である。

まず、F 検定の結果から、電灯価格にいずれの変数を用いた場合も時間効果を考慮したモデルを採用するべきであると結論付けられる。これを踏まえ、時間効果を入れたモデルの推定結果をみると、電灯需要の価格弾力性は電灯価格に電気代を用いた場合で 0.156、平均単価を用いた場合で 0.141 と推定値に大きな差はみられなかった。その他の係数についても、電気代を用いた場合と平均単価を用いた場合で推定値に大きな差はなく、符号、t 値ともにすべて有意な結果が得られた。このように時系列分析と比べ安定した結果が得ら

れたのは、やはりサンプル数の改善によるところが大きいと考えられる。

5.5. 価格・需要量ペアの選択

5.1 でみたとおり、逆需要関数を特定化するにあたり、ある一時点の価格・需要量の組を与える必要がある。ここで、どの時点での価格・需要量を使用するかが問題となるが、本分析では、需要関数の推定に使用したデータが1980~2008年度であったことを考慮し、与えてやる一点は最新年度の2008年度を基準にすることにした。そして、電力消費が平均的な時（以下、平均時とよぶ）とピーク時の二点を考え、二種類の逆需要関数を導出する。また、ここで導出する逆需要関数は後で導出する限界費用曲線との整合性を考え、1時間当たりのものである。

平均時とピーク時について、電力会社管内ごとにそれぞれ次のような方法で価格、需要量を算出した。まず、平均時の価格については、2008年度の従量電灯 B 3 段階目料金+燃料調整費を平均したものをを用いた。また、平均時の発電量については、2008年度の電灯需要量を 365×24 で割った値を用いた。次に、ピーク時の需要量については、2008年度のピーク時の1時間あたり需要量を求め、これに販売電力合計に占める電灯の割合を乗じた値を用いた。そして、ピーク時の価格は、需要量ピークを記録した月の従量電灯 B 3 段階目料金に燃料調整費を加えたものを使用した。

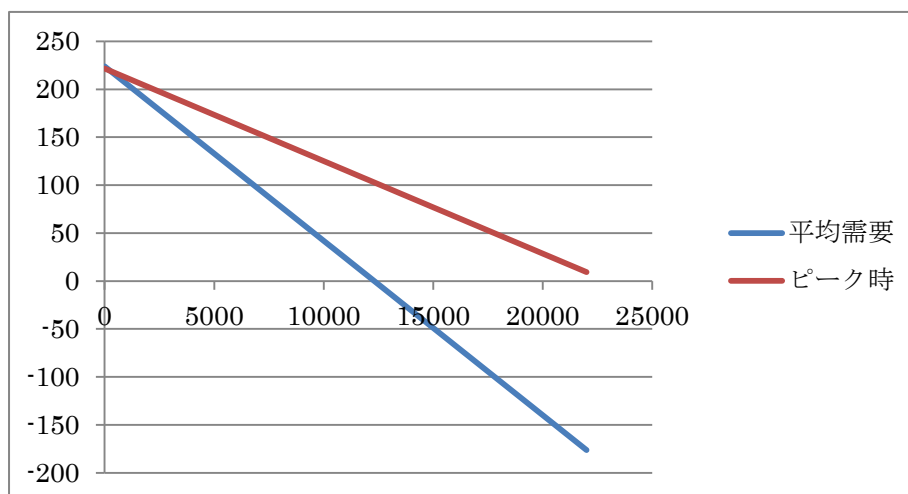
5.6. 逆需要関数の導出

5.6.1. 東京電力管内の逆需要関数

まず、平均的な1時間当たりの需要関数を導出した。電気事業連合会の統計によれば、2008年度の電灯消費量は96,058,614MWh(メガワットアワー)である、これを 365×24 時間で割れば1年を通した平均的な1時間当たりの需要が計算でき、約10,966MWとなった。また、価格については2008年度の従量電灯 B 3 段階目料金を燃料費調整額も含めて平均し、24.37円となった。これらの情報より、平均的な1時間の逆需要関数は $P = 223.84154 - 0.01819Q$ と導出出来た。(図 5-2)

次に、ピーク時の逆需要関数を導出した。2008年度の東京電力管内の1時間当たりの電力消費のピークは電気事業連合会の統計によれば8月8日15~16時頃であり、その際の電力消費量は60,891MW(メガワット)であった。これを電灯消費量だけの値に直すため、ピーク時でも電灯消費量の販売電力合計に対する割合は変わらないと仮定して、この割合の2006~2010年度の5年平均である0.336031262を掛け、ピーク時の電灯消費量は20461.2796MWとなった。また、価格については標準的な一般家庭が従量電灯 B のプランで契約し三段階目の水準まで消費することから当時の従量電灯 B 3 段階目料金22.31円に燃料費調整額1.81円を加えた24.13円を使用した。以上の情報をもとにピーク時の東京電力管内の逆需要関数は、 $P = 221.57865 - 0.00965Q$ と導出された。(図 5-2)

図 5-2 (縦軸:従量電灯 B 三段階目料金, 横軸:MW (1000kW))



5.6.2. 関西電力管内の逆需要関数

先述したとおり，関西電力管内の電灯需要の価格弾力性は，時系列分析より得られた 0.262 を用いる。また，関西電力ホームページ内のプレスリリースより，2008 年度の価格（従量電灯 B 3 段階目料金＋燃料調整費）の平均値は 25.63 円/kW，ピークを記録した月の価格は 26.04 円/kW であったことがわかった。平均時の需要量については，電気事業連合会「電力統計情報」の「電灯電力需要使用電力量」のうち「電灯合計」の値（49,226,556MWh）を 365×24 で割ることにより求めた。一方，ピーク時の需要量については同統計の「最大電力」の値に 2008 年度の販売電力合計に占める電灯の割合（0.338）を乗じた値を用いた。ちなみに，2008 年度の需要量ピークを記録したのは，8 月 5 日 15 時であった。

表 5-15 関西電力管内の価格・需要量

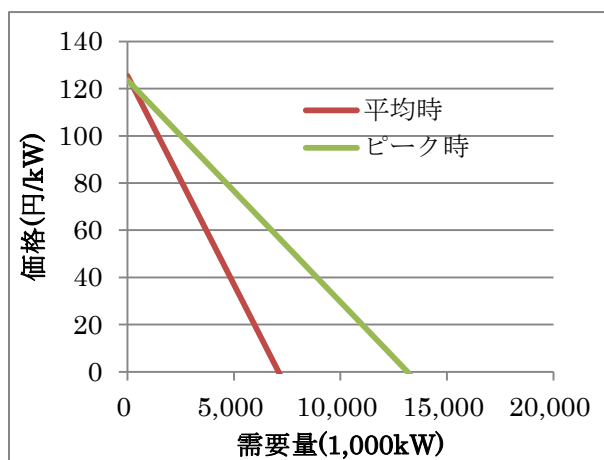
	価格	需要量
平均時	26.04 円/kW	5,619MW
ピーク時	25.63 円 kW	10,422MW

以上の数値より，関西電力管内の逆需要関数を求めた結果，次のようになった。

$$\text{平均時} \quad p = 123.45443 - 0.00939q$$

$$\text{ピーク時} \quad p = 125.42931 - 0.01769q$$

図 5-3 関西電力管内の需要曲線



5.6.3. 東北電力管内の逆需要関数

前述のように、東北電力管内の ARIMA モデルから推定される価格弾力性の信頼性は低い。したがって、ここでは 5.6 のパネルデータ分析から得られた価格弾力性を、東北電力の代替指標として用いることとする。

1. 平均時の需要曲線

需要量と価格のペアとして、1 年間の平均値を用いるケースについて考える。まず、需要量は 2008 年度の電灯需要量である、24,678,996(1,000kWh)を 365×24 で割り、2,817(1,000kW)とする。価格は、2008 年度の従量電灯 3 段階目の料金平均を取り、24.37 円とする。逆需要関数は、

$$p = 180.59 - 0.0555q$$

と求めることができる。

2. ピーク時の需要曲線

次に、需要量は、最大出力 14,738(1,000kW)に、全体に占める電灯需要の割合である 30.76%を掛けた 4,533(1,000kW)とする。最大出力とは、1 年間のうち電力を最大に供給したある 1 時間の供給量であり、ここでは 2008 年 8 月の出力を用いている。また、価格は従量電灯の 3 段階目の料金 22.94 円に、2008 年 8 月の燃料費調整制度の分 1.23 円を足した 24.17 円とする。したがって、逆需要関数は

$$p = 179.11 - 0.0342q$$

と導出できる。

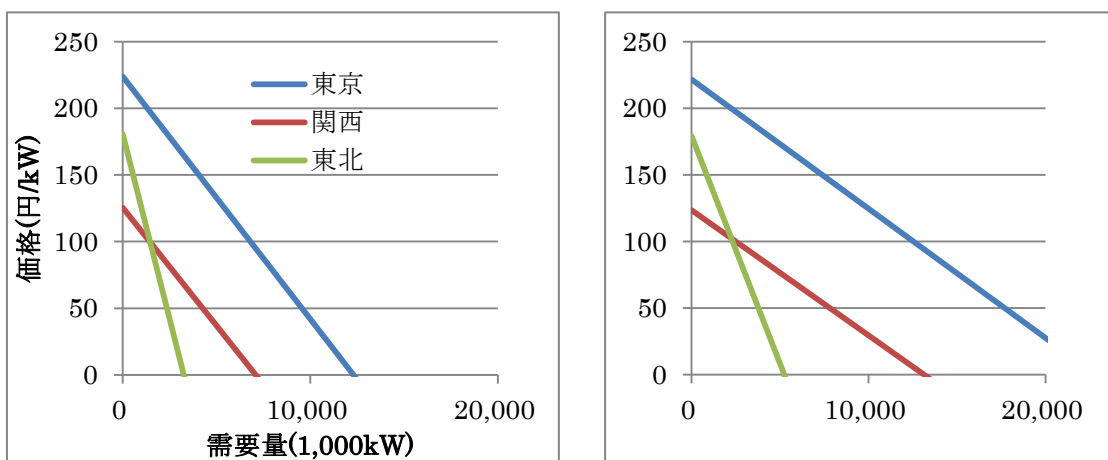
5.6.4. 導出された逆需要関数

以上により求めた各地域の逆需要関数を改めて表 5-16, 図 5-4 に示す。

表 5-16 各地域の電灯の逆需要関数

東京	平均時	$p = 223.84 - 0.0182q$
	ピーク時	$p = 221.58 - 0.0097q$
関西	平均時	$p = 125.43 - 0.0177q$
	ピーク時	$p = 123.45 - 0.0094q$
東北	平均時	$p = 180.59 - 0.0555q$
	ピーク時	$p = 179.11 - 0.0342q$

図 5-4. 各地域の需要曲線（左：平均時，右：ピーク時）



6. 限界費用の推計

本節では、東京電力、関西電力、東北電力各社の限界費用を推計する。

6.1. 限界費用の推計方法

各電力会社の限界費用を算出するにあたり、次のような仮定をおいた。

1. 電源として原子力、水力、火力発電のみを考え、新エネルギーなど発電量に占める割合が低い電源については捨象する。
2. 原子力および水力発電の限界費用は 0 とし、火力発電については燃料費のみを可変費と考え、人件費・維持管理費などについては捨象する。
3. 火力発電の燃料は石炭, LNG, 石油のみを考える。
4. 限界費用は次の式により算出する。

$$\text{限界費用} = \frac{\text{燃料単価}}{\text{熱量} \times \text{発電効率} \times (1 - \text{所内率}) \times 2.78 \cdot 10^{-1}} \quad (6.1)$$

ここで、燃料単価および熱量については各電力会社で共通とし、燃料単価は財務省

「貿易統計」のうち、瀝青炭（統計品目番号：2701.12099）、LNG（同：2711.11000）、C重油（同：2710.19173）について輸入金額を輸入数量で除することにより輸入単価を求め、それらの2006～2010年度の平均値を各燃料の燃料単価として使用した。また、熱量については後白ほか(2005)にならい設定した。なお、発電効率および所内率については後述する。以上のようにして求めた燃料単価、熱量を表6-1に示す。

表 6-1 燃料種ごとの燃料単価および熱量

	石炭	LNG	石油
燃料単価	9,949.86 円/t	50,667.66 円/t	55.59 円/kg
熱量	28MJ/kg	54MJ/kg	40MJ/kl

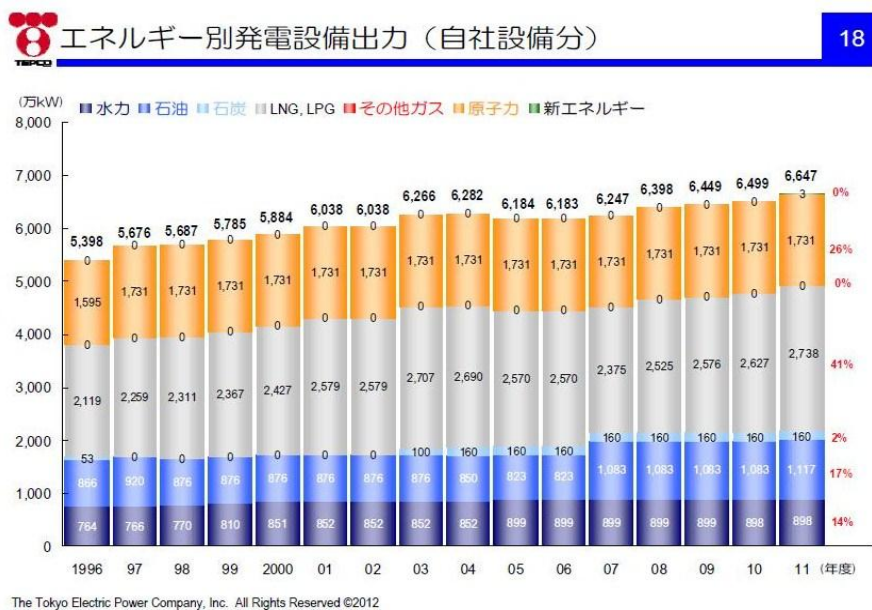
(注) 熱量は後白ほか(2005)を参考に設定。

5. 電力会社は限界費用の低い燃料順に使用する。

6.2. 東京電力の限界費用の推計

東京電力の限界費用曲線を推定するに当たっては、まず東京電力が水力・原子力・火力（石炭）・火力（LNG）・火力（石油）のそれぞれのエネルギー源から最大どれだけの出力を出すことが出来るかについてのデータが必要である。このデータについては、東京電力のHPからエネルギー別発電設備出力（図6-1）が得られたので、東日本大震災の影響を考慮し2010年度のデータを採用した。なお、図6-1の出力は販売電力合計に対するものなので、ここでも電灯消費量の販売電力合計に対する割合の2006～2010年度の5年平均である0.336031262を各エネルギー源別出力に掛け合わせ、電灯需要に対してのみの限界費用曲線を考える。

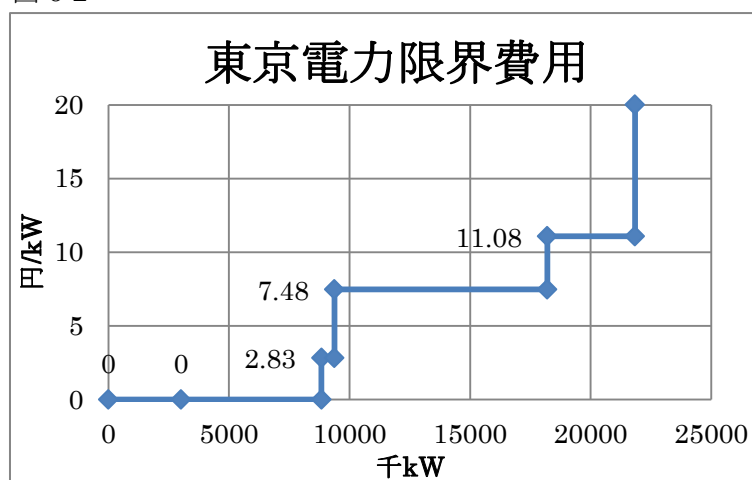
図 6-1 （出典：東京電力ファクトブック）



次に、各エネルギー源別に限界費用を推計する。まず、所内率については東京電力サステナビリティレポート 2010 から最新の 2009 年度の値 3.8%を使用した。また、発電効率についてはこちらも東京電力の HP から最新の 2009 年度の値 0.469 を採用した。以上から、限界費用は石炭 2.83 円/kW, LNG7.48 円/kW, 石油 11.08 円/kW と計算できた。

最大出力と限界費用の上記二つの情報から、限界費用曲線は 0 円/kW(0~8834 千 kW), 2.83 円 /kW(8834~9372 千 kW), 7.48 円 /kW(9372~18199 千 kW), 11.08 円 /kW(18199~21839 千 kW)と推計出来た。(図 6-2)

図 6-2



6.3. 関西電力の限界費用の推計

関西電力の限界費用を算出するにあたり、熱量については先述のとおり後白ほか(2005)を参考に表 6-1 のとおり設定し、発電効率および所内率についてはそれぞれ次のようにして求めた。

まず、発電効率については、電気事業連合会「電力統計情報」における「燃料実績」の「熱効率」のうち「発電効率」について 2006~2010 年度の平均値を使用した。また、所内率については、同じく「電力統計情報」より「発電電力量(発電電力量)」の「自社発電所所内用」のうち「火力」の数値を、「供給力」のうちの「火力計」の数値で除することで求め、それらの 2006~2010 年度の平均値を使用した。以上のようにして求めた発電効率、所内率を表 6-2 に示す。

表 6-2 関西電力の発電効率と所内率

発電効率	41 %
所内率	4.1%

以上で算出した数値をもとに、(6.1)式に従い関西電力の限界費用を計算した結果、次のような値を得た。

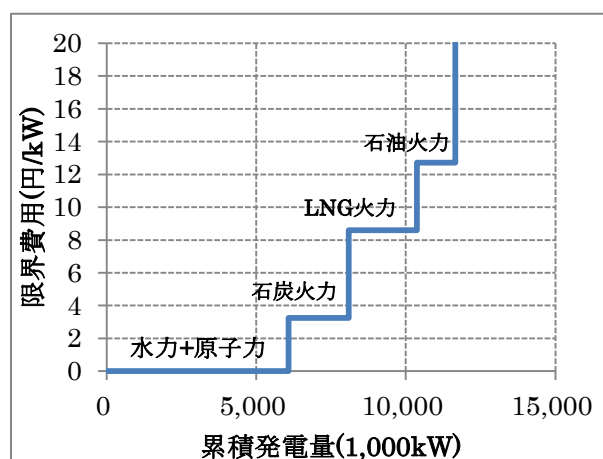
表 6-3 関西電力の限界費用

石炭火力	LNG火力	石油火力
3.25 円/kW	8.59 円/kW	12.72 円/kW

次に、各電源の発電能力を次のようにして求めた。まず、原子力および水力については電気事業連合会「電力統計情報」の「発電設備(電気事業者別・原動力別)」のうちの「最大出力」より求めた。一方、火力に関しては同統計では燃料種別の発電能力が得られないので、次のようにして算出した。まず、関西電力『ファクトブック』各年版より原子力、水力、石炭、LNG の発電電力量構成比を得られる。そして、電気事業連合会「電力統計情報」の「発電設備(電気事業者別・原動力別)」のうち原子力、水力について「最大出力」を求め、これらを先の原子力、水力の発電電力量構成比で割ることで発電電力量構成比と最大出力を1対1対応させる係数を算出する。この係数を石炭、LNG の発電電力構成比に乗じた値を石炭火力、LNG 火力発電の発電能力とした。さらに、石油火力発電の発電能力は、同じく「電力統計情報」の「最大出力」のうちの「合計」から、先に求めた原子力、水力、石炭火力、および LNG 火力の発電能力を差し引いた値を用いた。以上のようにして求めた発電能力は電灯・電力合計のものであるため、何らかの方法により電灯用の発電能力に変換する必要がある。そこで、「電力統計情報」の「電灯電力需要使用電力量」における「電灯需要」のうち「電灯合計」を、同「販売電力合計」で割った値を発電能力のうち電灯に割り当てられる割合とみなし、これを各電源の発電能力に乗ずることで電灯用の発電能力とした。上記の方法で 2006～2010 年度の関西電力の電源ごとの発電能力を求め、最終的にそれらの平均をとった値を使用した。

以上のようにして導出した関西電力の限界費用曲線を以下に示す。

図 6-3 関西電力の限界費用曲線



6.4. 東北電力の限界費用の推計

まず、東北電力の火力発電の熱効率 η は 41.21%、所内率は 4.24%である (2006 年度から 2010 年度までの 5 年平均)。これらを(6.1)式に代入すると、限界費用は石炭が約 3.24 円、

LNG が約 8.55 円, 石油が約 12.67 円と求められる。

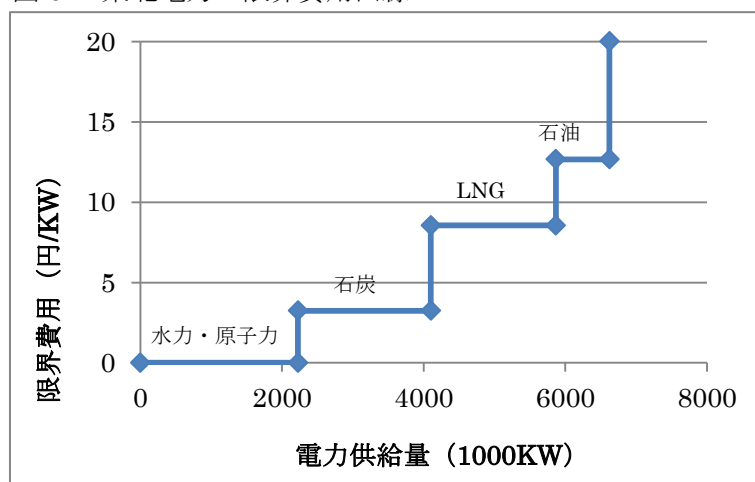
表 6-4 東北電力の発電方法別の電灯発電量と限界費用

	電灯発電量	限界費用
水力	1152	0
原子力	1073	0
石炭	1876	3.24
LNG	1764	8.55
石油	758	12.67

(出所) 発電量(単位:1000kw)は東北電力ファクトブック, 2012 年 3 月より推計

表 6-4 は以上の結果をまとめたものである。電灯発電量は東北電力ファクトブックから得られる発電量を, 全体に占める電灯の割合(東北電力の場合は 2006 年度から 2010 年度の平均をとって, 約 30.76%) で除したものである。表 6-4 より, 限界費用曲線を図 6-4 に示す。つまり, 0 から 2226 までは水力発電と原子力発電, 2226 から 4102 までは石炭, 4102 から 5866 までは LNG, 5866 から 6624 までは石油による火力発電を行うと考える。

図 6-4 東北電力の限界費用曲線



7. シミュレーション分析

家庭向け電力小売りを全面自由化した場合に電気料金や経済厚生がどのように変化するかは, 自由化後にどの程度電力会社同士の競争が働くか(または働かないか)による。本節では, 第 5 節で推定した電灯の逆需要関数, および第 6 節で推計した各電力会社の限界費用をもとに, 家庭向け電力小売りを全面自由化した場合の経済厚生についてさまざまな競争状態を仮定しシミュレーション分析を行う。

7.1. 東京電力管内のシミュレーション

家庭向け電力の小売り市場が自由化された場合のシミュレーション分析を以下の様に行った。

まず需要曲線は電力消費のピーク時のもの($P = 221.57865 - 0.00965Q$)と平均時のもの($P = 223.84154 - 0.01819Q$)の二種類を使用する。次に、それぞれの需要曲線について電力の小売り市場が自由化され、電力価格が供給量に従い需要曲線上で決まるようになり、新規参入も自由になった場合の価格や余剰への影響を分析した。ここでは、まず東京電力と同じ設備・供給能力を持つ企業が一社参入してクールノー競争になった場合(対称的な複占)、一社も参入できず東京電力の独占になった場合について価格や余剰への影響を推計した。次に、東京電力と同じ能力を持つ参入企業が増えていった場合、何社参入すれば現状より価格が下落し供給量が増加するかについての推計も行なった。最後に関東と東北の家庭向け電力市場が統合され、東京電力と東北電力が関東と東北の需要者全体を相手にクールノー競争を行った場合の価格や余剰への影響も分析した。この場合需要曲線は屈折した形状になり、ピーク時では価格がおおよそ179.04以上では $P = 221.57865 - 0.00965Q$ 、以下では $P = 212.2326 - 0.00753Q$ となる(図7-1)。一方の平均時では、価格がおおよそ180.59以上では $P = 223.84154 - 0.01819Q$ となり、以下では $P = 213.165 - 0.0137Q$ となる(図7-2)。

分析結果は以下のとおりである。ピーク時についての結果が表7-1~7-3、平均時についての結果が表7-4~7-6である。

ピーク時

表 7-1

	現状	対称的な複占	独占
価格 P(円)	24.13	73.86	114.53
需給量 Q(kW)	20461	15308	11093
消費者余剰	2019998	1130639	593745
東京電力の余剰	401112	565251	1256086
参入企業の余剰		565251	
生産者余剰	401112	1130502	1256086
総余剰	2421110	2261141	1849831

表 7-2

企業数	供給量 Q(kW)	一社当たり	価格 P(円)
10 社	20874	2087	20.14
9 社	20665	2296	22.16
8 社	20410	2551	24.62
現状	20461	20461	24.13

図 7-1

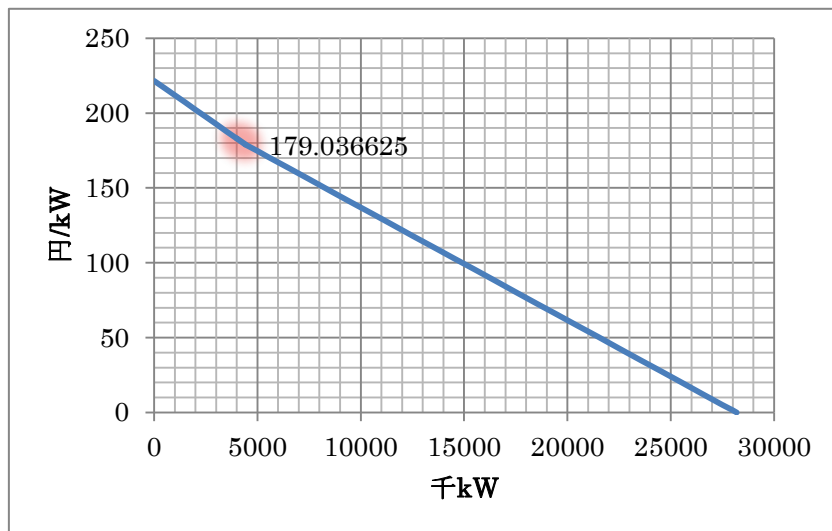


表 7-3

	統合後	統合前
関東での価格 P(円)	84.92	24.13
東北での価格 P(円)	84.92	24.17
需給量 Q(kW)	16908	24994
消費者余剰	1096923	2371170
東京電力の余剰	864973	401112
東北電力の余剰	531009	99768
生産者余剰	1395982	500880
総余剰	2492905	2872050

平均時

表 7-4

	現状	対称的な複占	独占
価格 P(円)	24.37	74.61	111.92
需給量 Q(kW)	10966	8204	6153
消費者余剰	1093702	612119	344317
東京電力の余剰	253796	306060	688634
参入企業の余剰		306060	
生産者余剰	253796	612120	688634
総余剰	1347498	1224239	1032951

表 7-5

企業数	供給量 Q(kW)	一社当たり	価格 P(円)
10 社	11187	1119	20.35
9 社	11075	1231	22.38
8 社	10938	1367	24.87
現状	10966	10966	24.37

図 7-2

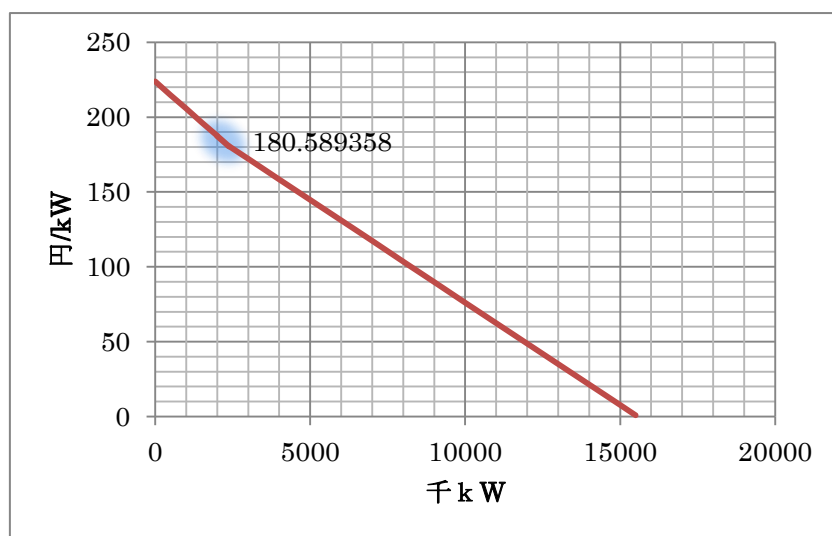


表 7-6

	統合後	統合前
関東での価格 P(円)	73.92	24.37
東北での価格 P(円)	73.92	24.37
需給量 Q(kW)	10164	13783
消費者余剰	720353	940389
東京電力の余剰	398798	253796
東北電力の余剰	340700	66730
生産者余剰	739498	320526
総余剰	1459851	1260915

結果を見ると、どちらのケースにおいても、自由に供給量を決められる独占状態になると東京電力は現状のおよそ 5 倍弱の価格を付ける事が可能となる。ここに対称的な企業が 1 社参入すると価格は現状の約 3 倍まで低下するが、依然としてかなり高い価格となる。

また、どちらのケースにおいても、現状より価格が低下する為には 9 社による競争が必要、即ち 8 社の参入が必要となっている。ここでは参入企業は東京電力と同じ設備能力を

持っていることを仮定しているが、実際には水力などの限界費用が 0 のエネルギー源で東京電力の 1/20（平均時）～1/10（ピーク時）の発電能力をそれぞれの企業が持っていればこの結果を達成できる。

最後に市場が統合されたケースであるが、ピーク時では対称的な複占より高い価格に、平均時では対称的な複占より低い価格になっている。これは、東北電力の供給力が非常に小さく東北と関東を合わせたピーク時の需要量には、たとえ独占的に行動しても対応しきれないことが原因である。よって、市場が統合されたケースでは競争相手の企業はある程度の設備能力を持っていることが、価格を下げるためには必要である。

7.2. 関西電力管内のシミュレーション

次に、関西電力管内について自由化後のシミュレーション分析を行う。

7.2.1. 関西電力がプライス・テイカーになった場合

最初に、ベンチマークとして自由化後に関西電力がプライス・テイカーとして行動した場合の均衡解を分析してみよう。需要曲線は第 5 節で導出した関西電力管内の需要曲線を用いる。関西電力がプライス・テイカーとなった場合、供給曲線は関電の限界費用曲線と一致し、市場均衡では効率的な資源配分が達成される。

図 7-3 は需要が平均時、ピーク時のケースそれぞれについて市場均衡を表した図であり、表 7-7 は均衡での価格、発電量、および余剰を示したものである。

図 7-3 関西電力がプライス・テイカーとなった場合（左：平均時、右：ピーク時（以下同））

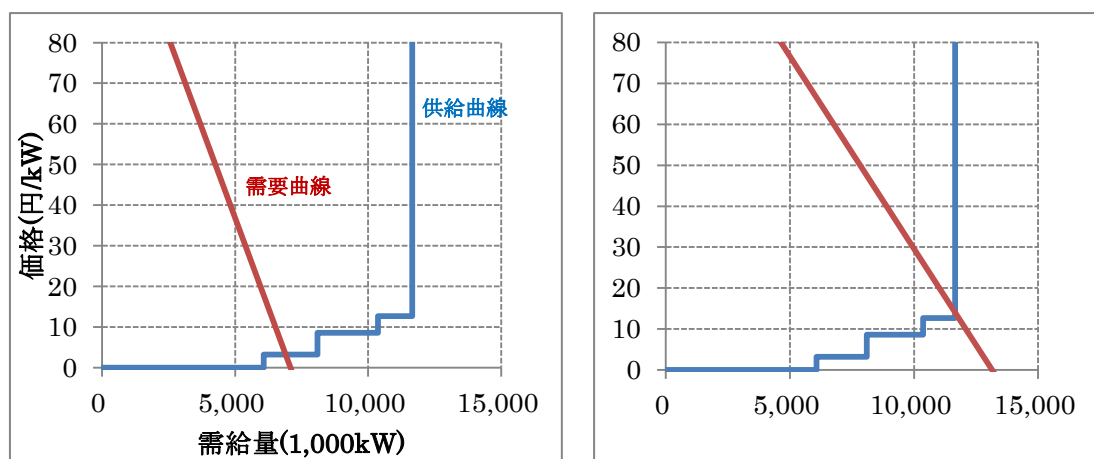


表 7-7 関西電力がプライス・テイカーとなった場合の経済厚生

需要曲線	価格	発電量	CS	PS	SS	DWL
平均時	3.25 円/kWh	6,901kW	421,487	19,737	441,224	0
ピーク時	14.1 円/kWh	11,652kW	638,115	121,540	759,655	0

まず、平均時では、均衡発電量は 1 時間あたり 6,901kW で、価格はこの発電量での関西

電力の限界費用と等しく 3.25 円/kW となる。一方、ピーク時では、関西電力は発電能力いっぱいまで発電を行い、均衡価格は 14.1 円/kW となる。また、社会的余剰は平均時のケースで約 441 百万円、ピーク時のケースで約 760 百万円となっている。なお、いずれのケースでも効率的な資源配分が達成され、死荷重は生じない。

7.2.2. 現状維持の場合

次に、現状での価格、発電量が 7.2.1 でみた最適な水準と比べどのようになっているのかを確認しておこう。図 7-4 は、先にみた図 7-3 に現状の価格、発電量を示す破線を描き加えたものである。この図から、平均時、ピーク時のいずれのケースでも、現状の発電量は最適な水準よりも過小になっており、価格は限界費用よりも高くなっているのがわかる。現状における余剰および死荷重を表 7-8 に示した。

図 7-4 現状の価格と発電量

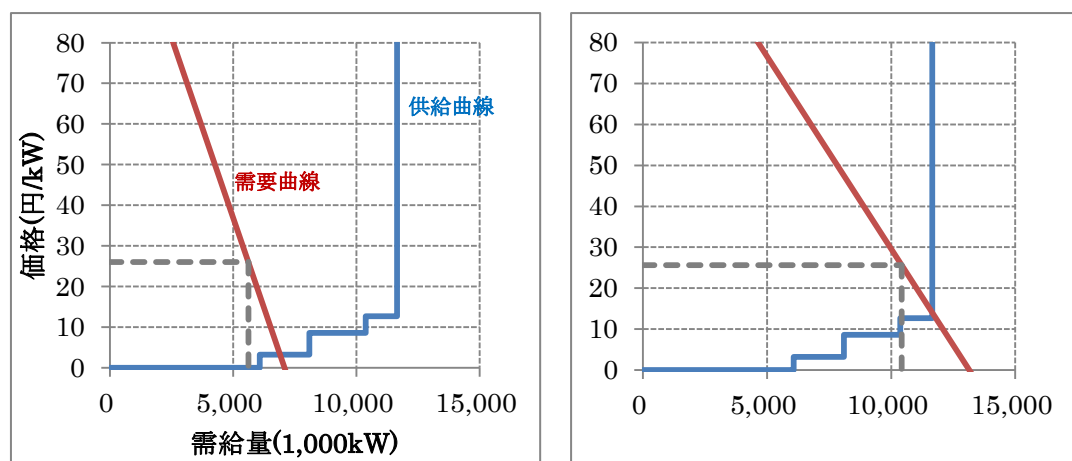


表 7-8 現状の経済厚生

需要曲線	価格	発電量	CS	PS	SS	DWL
平均時	26.04 円/kW	5,619kW	279,258	146,331	425,589	15,635
ピーク時	25.63 円/kW	10,422kW	510,538	240,348	750,886	8,769

現状の価格を 7.2.1 の効率解と比べると、平均時のケースで約 8 倍、ピーク時で約 1.8 倍になっている。また、効率的な場合と比べ平均時で約 15.6 百万円、ピーク時で約 8.7 百万円の死荷重が発生している。もちろん、7.2.1 の関電がプライス・テイカーになるという状態はある種の理想であり、実際には自由化後すぐにそのような完全競争的な市場が実現される可能性は乏しい。そこで、次に自由化後の電灯市場が独占、あるいは寡占市場になった場合のシミュレーションを行う。

7.2.3. 関西電力の独占となった場合

まず、自由化後に関西電力の独占となった場合のシミュレーションを行う。これは、自

由化したあと新規参入がまったく生じなかった、あるいは新規参入が生じたものの結局関西電力の一人勝ちとなった状況を表していると考えればよいだろう。

独占の場合、関西電力は限界収入と限界費用が一致するように発電量を決定する。図 7-5 は平均時、ピーク時のケースについて、独占の場合の市場均衡を表したものである。

図 7-5 関電独占の場合

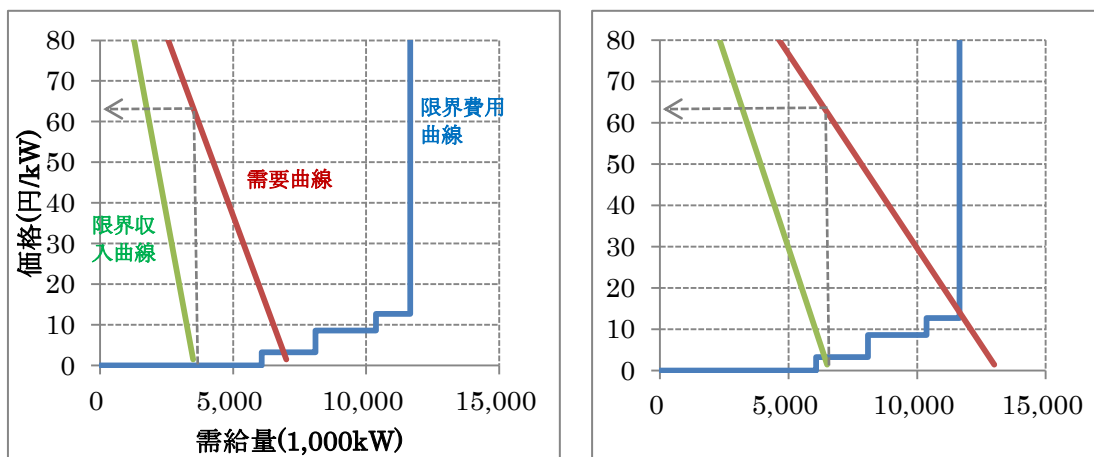


表 7-9 関電独占の場合の経済厚生

需要曲線	価格	発電量	CS	PS	SS	DWL
平均時	62.7 円/kWh	3,542kW	111,053	222,107	333,160	108,064
ピーク時	63.4 円/kWh	6,402kW	192,608	404,953	597,561	162,093

独占となった場合、平均時、ピーク時のいずれのケースでも関西電力はかなりの程度供給抑制を行い、価格は約 63 円/kWh まで上昇することとなる。その結果、消費者余剰は 7.2.1 の効率的な場合と比べ 70% 前後減少し、平均時で約 108 百万円、ピーク時で約 162 百万円の死荷重が発生している。

7.2.4. 東京電力・関西電力の複占となった場合

次に、自由化後に東京・関西両地域の電灯市場が東電・関電の複占になった場合のシミュレーションを行う。複占市場での競争として、ここではベルトラン競争、クールノー競争、および完全共謀の場合について考える。

なお、本シミュレーションでは東京・関西地域の電灯市場を統合した需要曲線を用いる必要があるが、それは両地域の需要曲線を水平方向に足すことで得られ、次のように表される。

$$\begin{aligned}
 \text{平均時} & \begin{cases} p = 223.84154 - 0.01819q & (0 \leq q \leq 5,519) \\ p = 173.91476 - 0.00897q & (q > 5,519) \end{cases} \\
 \text{ピーク時} & \begin{cases} p = 221.57865 - 0.00965q & (0 \leq q \leq 9,964) \\ p = 171.95696 - 0.00476q & (q > 9,964) \end{cases}
 \end{aligned}$$

[ベルトラン競争]

4.3 で述べたように、ベルトラン競争の場合、均衡価格は完全競争の場合と一致する。すなわち、各企業の限界費用曲線を水平方向に足し合わせたものと需要曲線の交点で価格が決まり、均衡では効率的な資源配分が達成される（図 7-6）。

図 7-6 東電・関電の複占：ベルトラン競争の場合

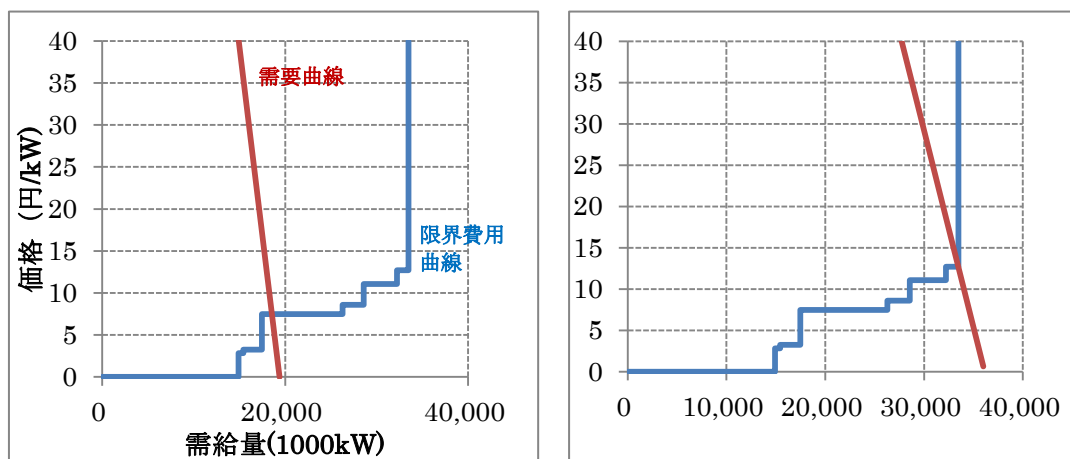


表 7-10 東電・関電の複占：ベルトラン競争の場合の経済厚生

需要曲線	価格	発電量	CS	東電 PS	関電 PS	SS	DWL
平均時	7.48 ¥/kW	18,553kW	1,543,791	68,580	53,974	1,666,346	0
ピーク時	12.72 ¥/kW	33,462kW	2,664,928	169,912	105,795	2,940,636	0

まず、平均時からみると、均衡での発電量は約 1 万 8 千 kW で、表には示していないが、発電量の内訳は東電 10,459kW、関電 8,094kW であった。一方、ピーク時には、価格は 12.72 ¥/kW まで上昇し、東電は発電能力いっぱいまで、関電も発電能力ぎりぎりまで発電を行うこととなる。

[クールノー競争]

次に、東電と関電がクールノー競争を行った場合のシミュレーションを試みよう。図 7-7 は、東電と関電の反応曲線を描いたものである。

図 7-7 東電・関電の反応曲線

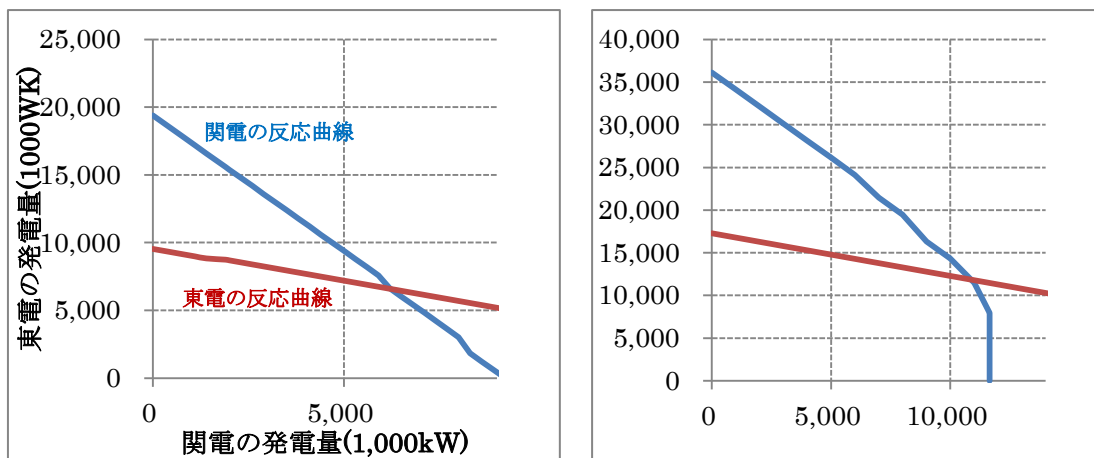


表 7-11 東電・関電の複占：クールノー競争の場合の経済厚生

需要曲線	価格	発電量	CS	東電 PS	関電 PS	SS	DWL
平均時	59.05 円/kW	12,804kW	735,258	388,729	366,854	1,490,841	175,505
ピーク時	64.07 円/kW	22,675kW	1,223,698	741,280	659,678	2,624,656	315,981

均衡発電量をみると、平均時のケースで 1 時間あたり 12,804kW、ピーク時のケースで 22,675kW となっている。また、表には示していないが、発電量の内訳は需要平均時で東電 6,583kW、関電 6,221kW、ピーク時で東電 11,888kW、関電 10,787kW となった。

均衡発電量を効率的な水準であるベルトラン均衡の場合と比べると、平均時、ピーク時いずれのケースでも 3 割程度過小になっており、特に東京電力の供給抑制の度合いが強いことがみてとれる。さらに、均衡価格はベルトラン競争のときと比べ平均時のケースで約 8 倍、ピーク時のケースで約 5 倍にまで上昇し、その結果、平均時、ピーク時のケースでそれぞれ約 176 百万円、約 316 百万円の死荷重が発生している。消費者余剰の減少率をみると、平均時、ピーク時の両ケースともにベルトラン競争のときと比べおよそ 50%減少している。

[共謀]

最後に、東京電力と関西電力が共謀した場合のシミュレーションを行ってみよう。共謀の場合、両企業は互いの利潤の合計を最大化するような発電量を選択することとなる。したがって、両企業の限界費用曲線を水平に足し合わせた合成限界費用曲線と、両企業が直面する限界収入曲線が等しくなるところで発電量が決まる。図 7-8 はこの様子を示したものである。

図 7-8 東電・関電の複占：共謀の場合

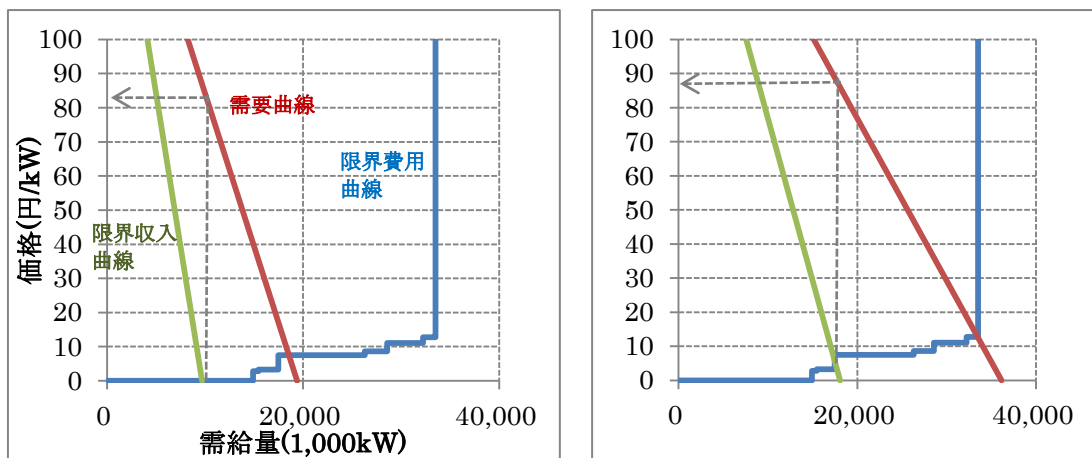


表 7-12 東電・関電の複占：共謀の場合の経済厚生

需要曲線	価格	発電量	CS	PS	SS	DWL
平均時	86.95 円/kW	9,693kW	421,422	842,843	1,264,265	402,081
ピーク時	88.86 円/kW	17,466kW	726,046	1,543,970	2,270,016	670,620

東電と関電が共謀した場合、クールノー競争の場合よりもさらに強い発電量の抑制を行い、平均的な需要時、ピーク時ともに価格は 80 円台後半まで上昇することになる。ベルトラン競争と比べると消費者余剰は 7 割以上減少し、死荷重は平均時で約 402 百万円、ピーク時の場合で約 671 百万円に拡大する。

7.2.5. シミュレーション結果まとめ

関西電力管内のシミュレーション結果を表 7-13 にまとめた。これらの結果から、自由化後に新規参入が進まない場合、電灯価格が高騰し現状よりもさらに大きな厚生損失が生じることがわかる。したがって、電力自由化の是非は、どの程度新規参入が見込まれるかにかかっているといえるだろう。

表 7-13 シミュレーション結果まとめ

需要曲線	競争状態	価格	発電量	SS	DWL
平均時	プライス・テイカー	3.25 円/kW	6,901kW	441,224	0
	現状	26.04 円/kW	5,619kW	425,589	15,635
	独占	62.70 円/kW	3,542kW	333,160	108,064
	ベルトラン複占	7.48 円/kW	18,553kW	1,666,346	0
	クールノー複占	59.05 円/kW	12,804kW	1,490,841	175,505
	共謀	86.95 円/kW	9,693kW	1,264,265	402,081
ピーク時	プライス・テイカー	14.10 円/kW	11,652kW	759,655	0

現状	25.63 円/kW	10,422kW	750,886	8,769
独占	63.40 円/kW	6,402kW	597,561	162,093
ベルトラン複占	12.72 円/kW	33,462kW	2,940,636	0
クールノー複占	64.07 円/kW	22,675kW	2,624,656	315,981
共謀	88.86 円/kW	17,466kW	2,270,016	670,620

7.2.6. 新規参入による価格低下

7.2.4 では、東京電力と関西電力の複占の場合のシミュレーションを行い、クールノー競争あるいは共謀の場合、電灯価格がきわめて高い水準まで上昇することを確認した。しかし、実際には、これほど高い価格付けが行われた場合、超過利潤を狙って特定規模電気事業者（PPS）などが電灯市場に新規参入し、競争が激化することによって電灯価格が低下することが考えられる。そこで、ここでは、新規参入する企業の数によってクールノー均衡価格がどのように変化するかをシミュレーションしてみる。

まず、新規参入が生じた場合のクールノー競争モデルについて簡単に説明する。新規参入の企業数を n とすると、逆需要関数は次のように表される。

$$p = a - b(q_1 + q_2 + q_3 + \dots + q_{2+n})$$

ここで、 q_1 は東京電力の発電量、 q_2 は関西電力の発電量、 q_{2+i} ($i = 1, 2, \dots, n$) は第 i 番目の新規参入企業の発電量であるとする。

東京電力、関西電力、新規参入企業(n 社)の反応曲線はそれぞれ次のようになる。

$$a - 2bq_1 - bq_2 - bq_3 - \dots - bq_{2+n} = c_1 \quad (1)$$

$$a - bq_1 - 2bq_2 - bq_3 - \dots - bq_{2+n} = c_2 \quad (2)$$

$$a - bq_1 - bq_2 - 2bq_3 - \dots - bq_{2+n} = c_3 \quad (3)$$

...

$$a - bq_1 - bq_2 - bq_3 - \dots - 2bq_{2+n} = c_{2+n} \quad (2+n)$$

ここで、 c は限界費用を表す。簡単化のため、限界費用はすべての企業で一定であるとし、さらに、すべての新規参入企業間で等しいとする。すなわち、

$$\bar{c} \equiv c_3 = \dots = c_{2+n}$$

である。

このとき、すべての新規参入企業は対称的になるため、均衡での発電量は等しくなる。すなわち、

$$\bar{q} \equiv q_3 = \dots = q_{2+n}$$

となる。

以上により、クールノー均衡での各企業の発電量を求めるためには、結局、次の 3 本の反応曲線だけを考えればよいことになる。

$$a - 2bq_1 - bq_2 - bq_3 - \dots - bq_{2+n} = c_1 \quad (1)$$

$$a - bq_1 - 2bq_2 - bq_3 - \dots - bq_{2+n} = c_2 \quad (2)$$

$$a - bq_1 - bq_2 - (2+n-1)b\bar{q} = \bar{c} \quad (3)'$$

この連立方程式を q_1, q_2, \bar{q} について解くと、次の解が得られる。

$$q_1^c = \frac{a - (n+2)c_1 + c_2 + n\bar{c}}{b(n+3)}$$

$$q_2^c = \frac{a + c_1 - (n+2)c_2 + n\bar{c}}{b(n+3)}$$

$$q_{2+i}^c = \frac{a + c_1 + c_2 - 3n\bar{c}}{b(n+3)}, \quad i = 1, 2, \dots, n$$

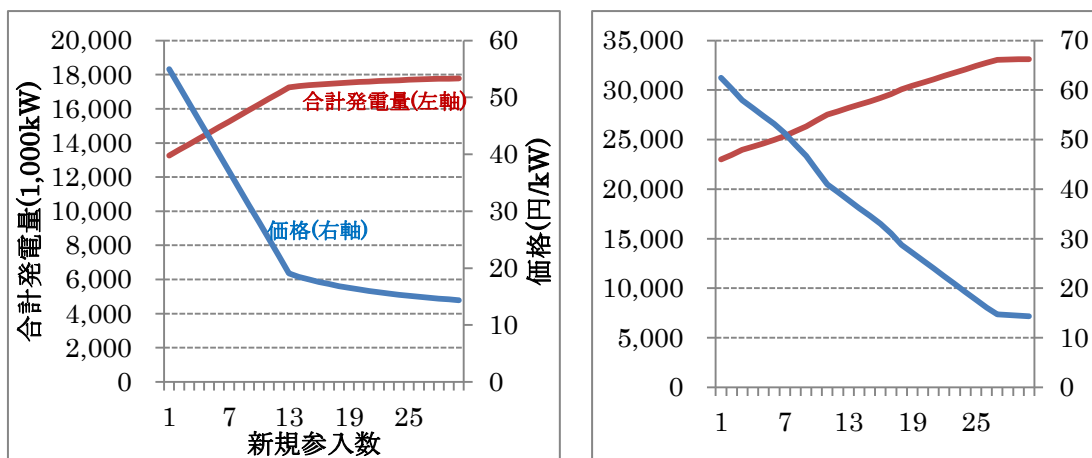
また、これらを逆需要関数に代入することにより均衡価格が次のように求まる。

$$p^c = \frac{a + c_1 + c_2 + n\bar{c}}{n+3}$$

実際にシミュレーションを行うにあたり、新規参入企業の限界費用は一律 10 円/kW で一定とした。また、新規参入企業の最大発電能力は 1,000MW とし、こちらもすべての新規参入企業で等しいと仮定した。なお、これらの数値は蓮池・金本(2005)を参考に設定したものである。

図 7-9 は、平均時、ピーク時のケースについて、新規参入する企業数とクールノー均衡での合計発電量および価格の関係をシミュレーションした結果である。

図 7-9 新規参入数と均衡発電量・価格の関係



平均時では、新規参入企業数が 11 社の時点で、価格が自由化前と同水準の約 25 円/kW となる。一方、ピーク時のケースでは、新規参入が 20 社となったところでようやく価格が 25 円/kW まで下がっている。また、図 7-9 をみると、両ケースとも一定の新規参入数に達すると追加的な参入による価格の低下幅が小さくなっているのがわかる。これは、新規参入の数がある一定の値に達すると、各新規参入企業は発電能力 (1,000MW) 以下でしか発電しないようになるためである。

この結果を踏まえると、小規模な新規参入者を想定した場合、自由化後に電灯価格が低下するには最低でも 10 社以上の新規参入が必要となり、特に、夏季の需要ピーク時の価格高騰を抑えるためには 20 社程度の新規参入が必要ということになる。もちろん、本分析はさまざまな仮定のもとに導かれたひとつのシミュレーションにすぎないが、家庭向け電力の自由化が、少なくとも短期的には、経済厚生を悪化させてしまう可能性を示唆したもの

であるといえよう。

7.3. 東北電力管内のシミュレーション

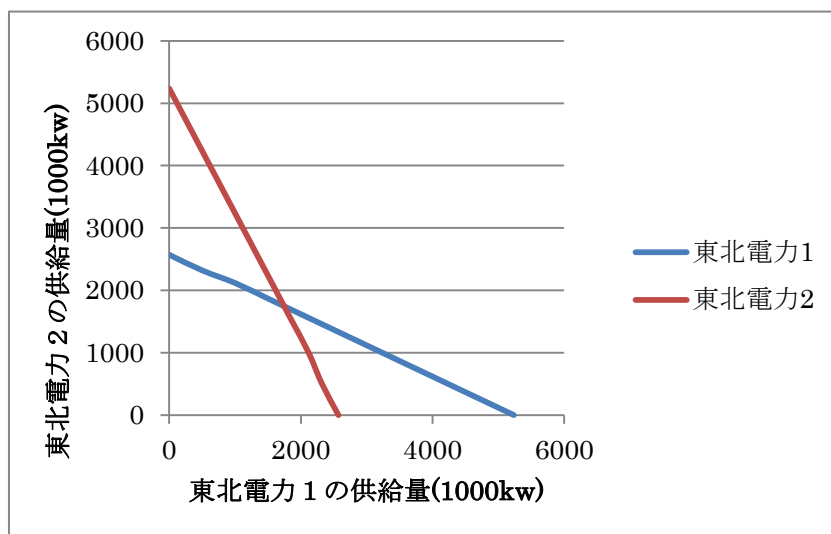
7.3.1. 東北電力の対称的クールノー競争

東北電力管内に、東北電力と同等の能力を持っている、つまり限界費用曲線が等しい企業が1社参入してきたとする。既存企業を東北電力1、新規参入企業を東北電力2とおき、2社間でクールノー競争を行うと仮定する。

① ピーク時

2社の反応曲線は図7-10に示した通りである。横軸が東北電力1の供給量、縦軸が東北電力2の供給量を表しており、それぞれ相手の供給量を所与として、自社の利益が最大になる供給量を決定する。均衡は2つの反応曲線の交点で、2社ともに1745.71(1000kw)ずつ、合計で約3491(1000kw)供給する。逆需要関数より、その時の均衡価格は59.7円である。この供給水準の場合、2社ともに水力発電と原子力発電のみで発電を行うことになり、限界費用はゼロになる。

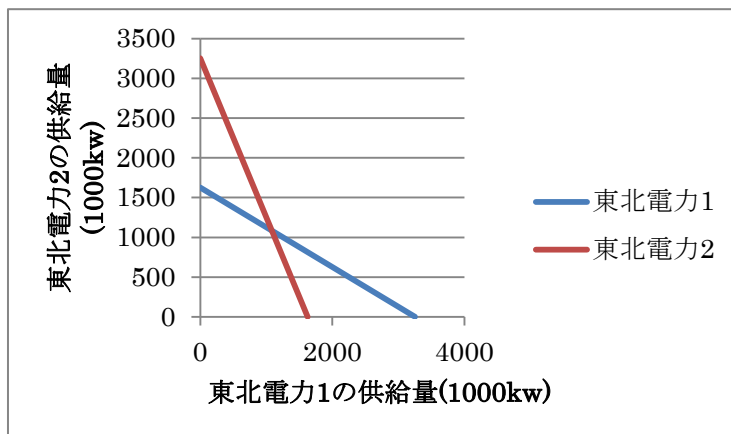
図7-10 最大出力時の東北電力1と東北電力2のクールノー競争



② 平均時

①と同様の方法で、クールノー均衡は2社ともに1084.6(1000kw)、合計で2169(1000kw)を供給する。均衡価格は60.20円となる。価格弾力性が小さいため、価格は①のケースとそれほど変わらないものの、供給量が非常に少ない水準となる。2つのケースともに、現行の制度よりも供給量が減少し、価格が上昇することが分かる。

図 7-11 平均時の東北電力 1 と東北電力 2 のクールノー競争



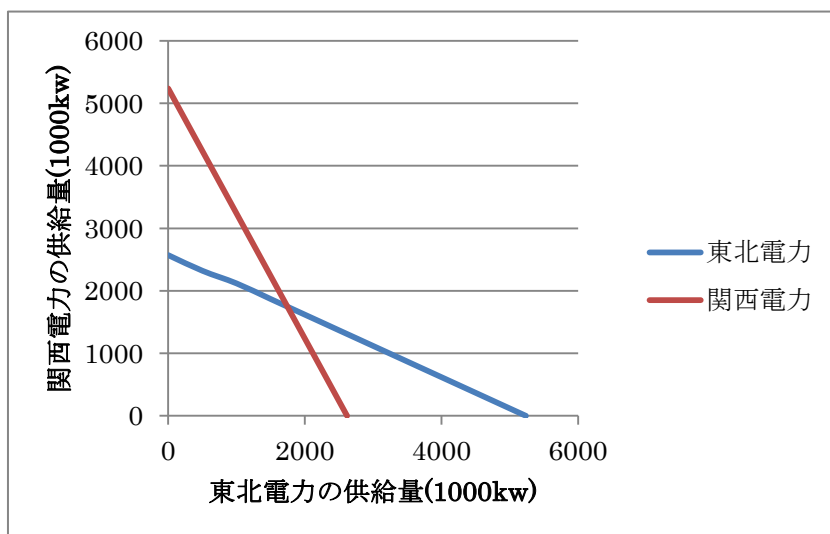
7.3.2. 東北電力管内における東北電力と関西電力のクールノー競争

次に、東北電力管内に関西電力が参入してきた場合、両社の供給量はどのように変化するかを見ることとする。

① ピーク時

図 7-12 からも推察されるように、東北電力の対称的クールノー競争と結果が非常に似ている。両社は石油による火力発電を除けば、限界費用がほぼ等しい。関西電力がわずかの量しか供給せず、東北電力が多く供給する時、東北電力の限界費用の方が相対的に高くなる。そのため、関西電力が供給を増やし、それに反応して東北電力が供給を減らすと、2社の限界費用は等しくなると考えられる。均衡点は、対称的クールノー競争と同様の結果となる。②のケースでも、対称的クールノー競争と同じ結果となるため、省略する。

図 7-12 東北における東北電力と関西電力のクールノー競争



7.3.3. 統合市場

次に、東北及び関西の2地域が統合した市場で、東北電力と関西電力が競争し、電力を供給するという状況について検討する。

①ピーク時

まず、統合市場の逆需要関数を求めると、

$$p = 179.11 - 0.0342 * q \quad (0 \leq q \leq 3254)$$

$$p = 143.73 - 0.0117 * q \quad (q > 3254)$$

となる。

よって、2社の反応曲線から、関西電力が4,187MW、東北電力が3,910MW供給する。統合市場全体の供給量は8,097MWで、均衡価格は48.99円となる。

②平均時

平均時の統合市場の逆需要関数は、

$$p = 180.59 - 0.0555 * q \quad (0 \leq q \leq 1237)$$

$$p = 131.86 - 0.0080 * q \quad (q > 1237)$$

である。

①と同様にして、関西電力が5,580MW、東北電力が4,917MW供給する。統合市場全体の供給量は10,497MWで、均衡価格は47.89円となる。

7.3.4. 余剰シミュレーション

最後に、これまでに得られた価格と供給量から、現状の規制料金、クールノー寡占、規制のない独占の3つの場合について、それぞれ余剰がどのように変化するか比較する。

① ピーク時

表 7-14 余剰分析①

	現状	クールノー寡占	独占
価格(円/kw)	24.17	59.7	91.18
供給量(1000kw)	4533	3491	2571
消費者余剰	351172	208455	113034
生産者余剰	99768	208438	233303
総余剰	450940	416893	346337

② 平均時

表 7-15 余剰分析②

	現状	クールノー寡占	独占
価格(円/kw)	24.37	60.20	90.29
供給量(1000kw)	2817	2169	1627
消費者余剰	220036	130563	73459
生産者余剰	66730	130574	146902
総余剰	286766	261137	220361

表 7-14, -15 より、独占だけでなく、寡占になった場合においても、総余剰が減少することが分かる。寡占の場合、どちらのケースでも、価格が 1.47 倍になり、供給量が 23%縮小すると予測できる。総余剰は、ピーク時で約 7.55%、平均時で約 8.94%減少すると分かる。現状のように料金規制をかけた場合が最も消費者余剰が大きくなるのである。自由化を実行したとしても、その結果、2 社だけの寡占や規制のない独占市場になってしまった場合、電力会社の利潤最大化行動は、価格の引き上げと供給制限を引き起こす可能性が高いと考えられる。今後、電力自由化を進めていく中で、総余剰を拡大するためには、多数の企業の参入を促す必要があるだろう。

7.3.5. 価格低下を促すには

では、何社の企業が参入すれば、現状の規制料金よりも価格が低下するような競争が生まれるのだろうか。市場に存在する企業数を n 社、市場全体の供給量を Q とおくと、逆需要関数は、 $p = a - b * Q$ である。ここに、

$$Q = \frac{n}{n+1} * \frac{a}{b}$$

を代入すると、

$$p = \frac{a}{n+1}$$

と表せる。これを解くと、ピーク時、平均時の 2 つのケースとも、 $n > 6.41$ の時に、価格が現状より低下することが分かる。したがって、価格が低下するような競争メカニズムが働くためには、企業数が 7 社まで増加する必要があるといえる。

8. さいごに

8.1 まとめ

以上家庭向け電力の小売り自由化が実行された場合の影響について分析してきた。以下にその結果をまとめたい。

シミュレーションの結果を見ると、まず小売り自由化がなされ、各地方において一般電気事業者と同じ設備を持つ企業が一社参入しクールノー競争になった場合、各企業は現状のおよそ 3 倍程度の料金を付ける事が可能だと言える。これは電灯が家庭にとって必需財であり、価格弾力性が非常に低いことが原因である。また、時系列分析において、ガス代の電灯消費への影響が有意でなかったこと等が示す通り、電気に対する代替財が事実上存

在しないことも要因である。そのため現状の規制価格は、消費者と電力会社双方に一定の余剰を確保する水準に設定されていると言える。最も限界費用の高い石油での限界費用はおよそ 11~14 円であり、従量電灯 B の三段階目料金は 25 円前後であるから、人権費や固定費用等の存在を考えると極端に高価格をつけているとは言えないからである。

では、自由化によって電灯料金を現状より下げるためにはどうすればよいのか？各地方の分析によれば、およそ 6~11 社の新規企業が参入すれば現状より電灯料金を低下させることが可能である。ただし、このとき各企業は水力・原子力のような限界費用の低いエネルギー源で発電していることが前提である。

以上より、電力自由化によって電灯料金を低下させるためには、規模の大きい新規企業を参入させることを考えるのではなく、規模は小さいが限界費用の低い新規企業を複数参入させることを目指すべきだと言える。そのためには、新エネルギーのなかでも限界費用の低いものへの研究支援、また現在ほとんどが一般電気事業者か都道府県によって管理されているダムの権限の移譲等の措置が電力自由化と同時に求められるのではないだろうか。

8.2 今後の課題

今回の分析では、新規参入企業の限界費用曲線については一般電気事業者と同じと仮定した。今後は、特定規模電気事業者の費用構造等を分析し、参入企業の限界費用曲線をより明確にする必要があるだろう。

また、電灯需要の価格弾力性の時系列分析では、有意な結果を得ることが出来なかった。この点については、サンプル数を増やす、所得の変数の再考などの対応が必要になってくると思われる。

次に、本分析では価格弾力性はピーク時と平常時の 1 時間で同じだと仮定した。しかし、実際には二つの弾力性は異なるはずである。よってピーク時と平常時の弾力性をそれぞれ求める方法を考えていく必要があるだろう。

最後に、本分析では日本のみを研究対象としたが、海外を分析していくことも考えられる。すでに自由化が行なわれた国の分析を行う事で、自由化によって価格を下げるためにはどうすればよいのか、より明確になるだろう。

<参考文献>

Kamerschen, D. R., and Porter, D. V. (2004) "The demand for residential, industrial and totak electricity, 1973-1998," *Energy Economics*, 26(1), 87-100.

Matsukawa, I., Madono, S., and Nakashima, T. (1993) "An empirical analysis of Ramsey pricing in Japanese electric utilities," *Journal of the Japanese and Industrial Economies*, 7(3), 256-276.

Shy, Oz (1996), *Industrial Organization: Theory and Applications*, The MIT Press.

秋山修一・細江宣裕(2007)「電力需要関数の地域別推定」, 『RIETI Discussion Paper Series 07-J-028』

戒能一成(2009)「家庭向け電灯料金制度の定量的評価分析」, 『RIETI Discussion Paper Series 09-J-015』

後白一樹・竹内翔・波多野洋史・松尾竜典・水谷周三(2005)「電力会社とガス会社の合併による経済効果に関する分析」 <http://www.pp.u-tokyo.ac.jp/courses/2005/40160/documents/ElecGas.pdf>

谷下雅義(2009)「世帯電力需要量の価格弾力性の地域別推定」, *Journal of Japan Society of Energy and Resources*, Vol. 30, No. 5.

内閣府(2007)「規制改革の経済効果－利用者メリットの分析(改訂試算)2007年版－」, 『政策効果分析レポート』

蓮池勝人・金本良嗣(2005)「寡占市場に関する政策評価－卸電力取引市場の評価－」 『RIETI Discussion Paper Series 05-J-024』

村岡浩次(2010)「電力小売全面自由化の費用便益分析」, 『早稲田大学大学院商学研究科紀要』, 70巻, 167-188.

【補論：回帰分析で使用したデータ】

・電灯需要量

電気事業連合会「電力統計情報」の「電灯電力需要使用量」のうち「電灯合計」を用いた。

・電気代

総務省「消費者物価指数(平成22年基準)」の「都市階級・地方・大都市圏・都道府県庁所在市別中分類指数」のうち関東地方, 関西地方, 東北地方の「電気代」指数を用いた。

・平均単価

先述した電灯需要量および「電力統計情報」の「収支総括表」のうち「電灯料収益」を用いて, 次のようにして算出した。

$$\text{平均単価} = (\text{電灯料収益} \div \text{電灯需要量}) \div \text{GDP デフレーター}$$

なお, GDP デフレーターは内閣府「都道府県別経済財政モデル」データベース中の「県民経済計算」のデータを用いて, 次のように算出した。

$$\text{GDP デフレーター} = \text{域内名目 GDP} \div \text{域内実質 GDP}$$

・ガス価格

電気代と同様の統計から「ガス代」指数を用いた。

・実質域内総生産

内閣府「都道府県別経済財政モデル」データベース中の「県民経済計算」のデータを使用した。

・人口

総務省「推計人口」の「都道府県別人口」を地域ごとに単純加算した値を用いた。

- ・契約口数

電気事業連合会「電力統計情報」の「電灯電力契約口数」のうち「電灯合計」の値を用いた。

- ・冷房度日, 暖房度日

『エネルギー経済統計要覧 2012 年版』（日本エネルギー経済研究所）の「都市別冷房度日」および「都市別暖房度日」より東京, 仙台, 大阪のデータを使用した。なお, 冷房度日は 24 度を超える日の平均気温と 22 度との差を合計したものであり, 暖房度日は 14 度を下回る日の平均気温と 14 度との差を合計したものである。