



RIETI Discussion Paper Series 05-J-024

# 寡占市場に関する政策評価 —卸電力取引市場の評価—

蓮池 勝人

株式会社野村総合研究所

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/>

# 寡占市場に関する政策評価 —卸電力取引市場の評価—

蓮池勝人<sup>1</sup>・金本良嗣<sup>2</sup>

## 要 旨

電力自由化の先進国では、自由化の過程で電力供給者の市場支配力が問題となった。日本においても、電力市場における競争性の確保は重要な課題である。本稿では、シミュレーション・モデルによって電力市場の競争性を評価する手法を解説する。

仮想例として、電力会社 2 社から構成される複占市場をとりあげ、夏季ピーク時の 1 時間についての卸電力市場のシミュレーション・モデルを構築する。まず、各企業が価格を所与として行動する場合に達成される効率解（ベルトラン均衡、あるいは完全競争均衡）を計算し、クールノー均衡をこれと比較する。クールノー均衡の価格は効率解の約 6 倍、死重損失は 1 時間で 629 百万円になる。

市場支配力を抑制する政策として、長期契約の導入、フリンジ・プレイヤーの参入、電力会社の分割の 3 つを考え、数値シミュレーションによってこれらの効果を評価する。

まず、長期契約については、その割合が高まるにつれて市場支配力が低下する。長期契約の比率が 30%、60%、90%と上昇すると、価格は 0%の時の 47.0 円/kWh から 33.3 円/kWh、21.2 円/kWh、11.0 円/kWh と下がっていく。社会的余剰はクールノー均衡を基準にすると、30%の時には 358 百万円、60%の時には 545 百万円、90%の時には 625 百万円増加し、90%のケースでは効率解とほぼ同じになる。

フリンジ・プレイヤーの参入については、その規模や限界費用により効果は多少異なるが、ほぼ効率解と同様の社会的余剰の増加を得るためには、総需要の半分程度にも達する大規模な発電能力をフリンジ・プレイヤーが保有する必要がある。

大きい方の電力会社を 2 分割すると、長期契約を 30%とするのと同程度の 384 百万円の社会的純便益が得られた。

以上の結論は単純な仮想的なケースについて得られたものであり、現実の電力市場の評価を行ったものではない。しかし、シミュレーション・モデルを拡張してより現実的にすれば、電力市場の競争性評価の有効な手法となることが期待できる。

キーワード：消費者余剰、電力取引市場、クールノー・モデル

JEL classification: D43, D61, L94, L51

<sup>1</sup> 株式会社野村総合研究所 主任コンサルタント

<sup>3</sup> 経済産業研究所ファカルティ・フェロー、東京大学公共政策大学院・大学院経済学研究科 教授

本稿は、独立行政法人経済産業研究所における「政策評価のための小規模ミクロ経済モデルの構築」研究プロジェクトの成果の一部をとりまとめたものである。経済産業研究所の支援と研究プロジェクト・メンバーの藤原徹氏の協力及びコメントに感謝したい。経済産業研究所の支援と研究プロジェクトにおいて開催された研究会及びDP検討会の出席者の方々のコメントに感謝したい。なお、本稿の内容や意見は、筆者個人に属し、経済産業研究所の公式見解を示すものではない。

## 目次

1	はじめに	3
2	電力自由化と卸取引市場	3
1.1.	米国におけるカリフォルニア州の電力危機	4
1.2.	英国における市場支配力の制御	5
1.3.	日本における市場支配力の可能性	6
2	卸取引市場の政策評価モデルの基本的な考え方	7
2.1.	寡占市場	7
2.2.	電力自由化に関する政策評価モデルの事例	8
3	卸取引市場のシミュレーション：ベルトランとクールノー	10
3.1.	シミュレーション・モデルによる政策評価シミュレーションの基本的な考え方	10
3.2.	ベルトラン均衡（効率解）	15
3.3.	クールノー・モデル	18
4	市場支配力対策のシミュレーション分析	23
4.1.	長期契約	23
4.2.	フリンジ・プレイヤー	29
4.3.	電力会社の分割	39
4.4.	シミュレーション分析のまとめ	43
5	まとめ	44
	(参考資料 1) グリッド・サーチ	48
	(参考資料 2) フリンジ・プレイヤーの限界費用の違いによる影響	49

## 1 はじめに

電力や電気通信のようなこれまで独占が許されていた産業において自由化が行われ、競争が導入されてきている。このような自由化政策の成功は、競争によって需要者に自由化の恩恵が及ぶようになるかどうかにかかっている。不幸にして競争の実効性が確保されない場合には、欧米諸国で行われたような生産設備の強制（あるいは、半強制）売却や企業分割等の大胆な手法によって競争を促進するか、あるいは逆に、価格規制等を再導入するかといったことの検討が必要になる。

寡占市場の分析には、伝統的な産業組織論として、市場シェア、ハーシュマン・ハーフィンダール指数などの市場集中度に関する評価指標や、競争が不十分なために得られる超過利潤の尺度としての利潤率が用いられてきた。しかしながら、こうした指標では市場の非効率性や社会的厚生への影響の度合いを知ることはできない<sup>1</sup>。また、電力産業のように、需要の価格弾力性が小さく、しかも、供給キャパシティを拡大することが短期的には困難な場合には、ハーシュマン・ハーフィンダール指数等は市場支配力の指標として適切でないことが Borenstein and Bushnell (1999)等によって指摘されている。

本稿では、寡占市場における競争の実効性の評価を数値シミュレーションによって行う手法を解説する。適用例として、日本においても近年自由化が進められている電力事業をとりあげ、卸電力取引市場（以下、卸取引市場と略記する）に関するゲーム理論的寡占モデルのシミュレーション分析を行う。

第2節では、自由化後の電力産業と電力取引市場の課題について概括し、第3節では卸取引市場に関する政策評価の基本的な考え方を述べる。第4節は日本の電力会社2社を模写する仮想的な寡占市場について、数値シミュレーションを行う。第5章では、長期契約の導入、フリンジ・プレイヤーの参入、電力会社の分割の3つの市場支配力対策を講じた場合について、定量的な政策評価を行う。最後に、第6節で全体のまとめを行い、今後に残された課題を論じる。

## 2 電力自由化と卸取引市場

電力産業において、送配電ネットワークは大きな規模の経済性をもち、2者以上の供給者が重複してネットワークをはりめぐらすことははなはだ非効率である。この理由から、電力産業は自然独占であるとされてきた。しかし、発電部門については規模の経済性は大きくなく、競争の導入が可能である。この認識から、北欧諸国とイギリスでは発電事業を送配電部門から切り離し、発電分野と小売分野の自由化を行った。これらの諸国での自由化が一応の成功を見たので、他の諸国でも電力自由化が進展しつつある。

---

<sup>1</sup> 清野（1993）では、利潤率、ハーフィンダール指数と社会的厚生との理論的な関係をまとめている。

日本でも、2000年から大口需要家を対象に電力小売りの自由化が行われ、2005年4月からは高圧で電気の供給を受けるすべての需要家に自由化範囲が拡大されている。また、この自由化範囲拡大と時期を同じくして卸取引市場が開設されている。

卸取引市場の活用で先行している欧米では、いくつかの問題が明らかになった。その主要な問題のひとつが卸取引市場における参加者の市場支配力である<sup>2</sup>。

### 1.1. 米国におけるカリフォルニア州の電力危機

米国においては、市場支配力の問題としてカリフォルニア州の電力危機が良く知られている。カリフォルニア州では1998年から本格的な電力の自由化が行われ、独立系統運用機関（ISO）および公設の卸電力取引所（PX）が設置され、3つの大手民間電力会社<sup>3</sup>はPXからの調達を義務付けられた。また、回収不能投資（ストランデッド・コスト）を回収できるようにするという理由で、小売価格は自由化されなかった。さらに、市場支配力を持ちうる2つの大手民間電力会社<sup>4</sup>が所有する火力発電所の売却勧告が出されたが、高値で売却できたため、各社は自主的にほとんどの火力発電所を売却した<sup>5</sup>。

こうした状況の下で、シリコンバレー等で34年ぶりの猛暑に見舞われた2000年の夏に電力危機が発生した。2000年6月14日には電力需給が逼迫したため、ISOの指示により民間電力会社PG&Eはシリコンバレー地区等に対し輪番停電を実施した。また、カリフォルニア州の卸電力価格は前年比で270%の大幅な上昇を記録した（図1、図2）。

このカリフォルニアの夏季の電力危機の要因については、多くの文献で分析がなされているが、主要な要因は以下のようなものである<sup>6</sup>。

#### ①社会経済要因

- ・ 好景気とIT産業の発展による電力需要増加
- ・ 州外からの供給不足（州の南北を結ぶ送電容量の不足による融通制約、高温・渇水による他州での需給逼迫、天然ガス価格の上昇、SOx排出権取引価格の上昇等に起因する）
- ・ 渇水による発電能力不足

#### ②電力制度要因

- ・ 小売価格が固定されており、需給逼迫時のユーザーへ適切な価格シグナルが不在だった
- ・ 需給逼迫時の少数発電事業者による市場支配力の行使
- ・ 長期にわたり制度に不確実性があったため、発電所建設が進んでいなかった

<sup>2</sup> 熊谷・服部(2004)で、英米における市場支配力の実証研究をサーベイしている。

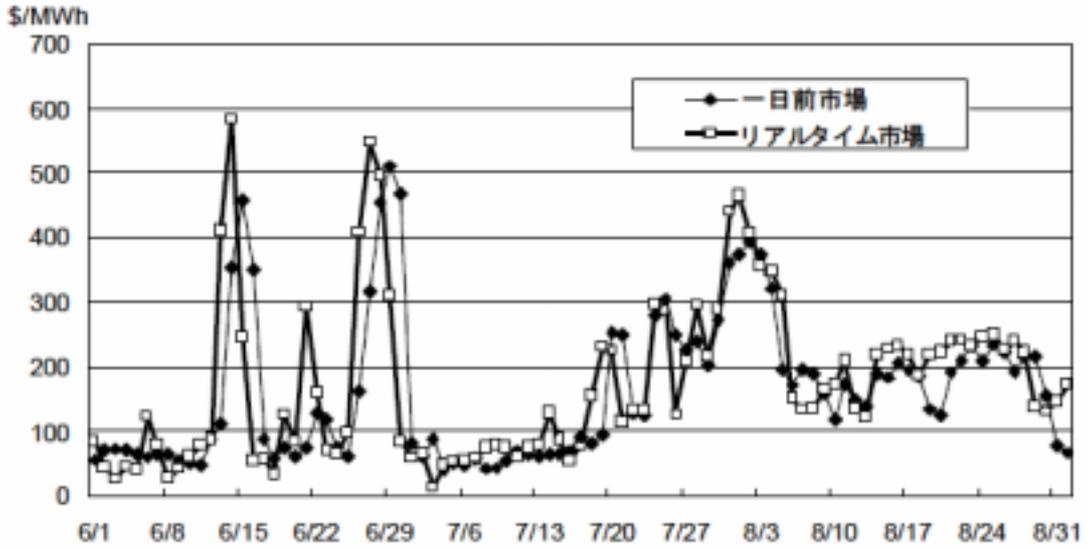
<sup>3</sup> Pacific Gas and Electric (PG&E)、Southern California Edison (SCE)、San Diego Gas and Electric (SDG&E)の3社。

<sup>4</sup> PG&E、SCEの2社。

<sup>5</sup> カリフォルニア州の電気事業改革の概要は資源エネルギー庁(2001)にまとめられている。

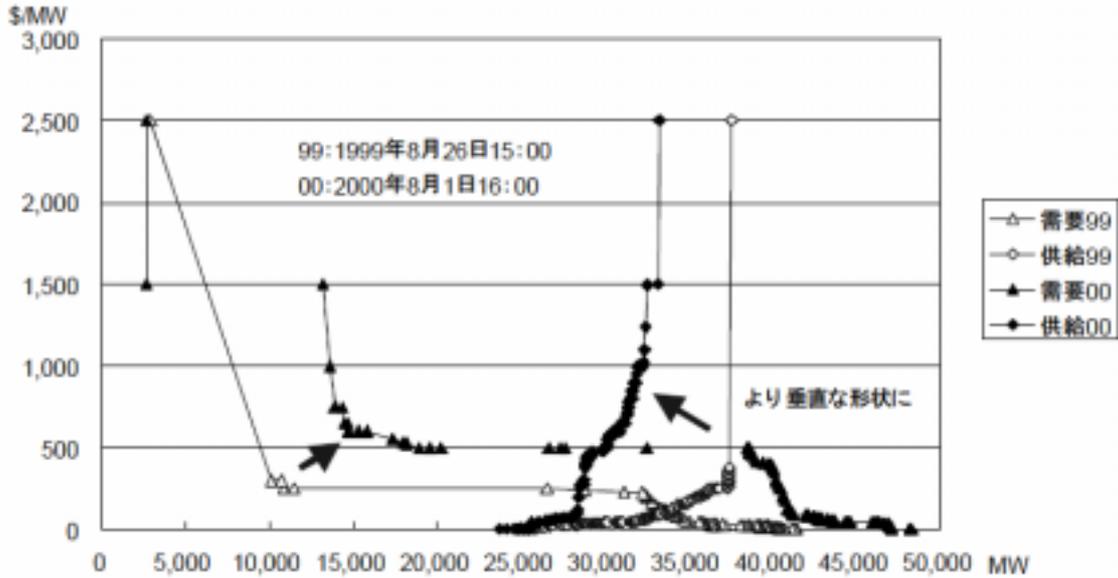
<sup>6</sup> 浅野・矢島(2004)、野村(2002)など。

図 1 カリフォルニア州における 2000 年夏季の卸電力価格



出所) 資源エネルギー庁 (2001)

図 2 カリフォルニア州における夏季の需要曲線と供給曲線



注) 1999 年 8 月 26 日ステージ 1 発令 (需要家への節電呼びかけ)、2000 年 8 月 1 日ステージ 2 発令 (可能な需要家への供給遮断)。図中の時刻は最大電力を記録した時刻 (それぞれ 4,133 万 kW、4,337 万 kW)。

出所) 資源エネルギー庁 (2001)

## 1.2. 英国における市場支配力の制御

英国のイングランド・ウェールズでは、1990 年に電気事業改革が行われ、国有の中央電力発電局 (CEGB) が火力発電会社 2 社、原子力発電会社、送電会社に分割され、配電・小売を行う 12 の配電局が地域電力会社に移行した。同時に、発電部門への参入が自由になり、強制プール

市場も導入された。当初、発電部門では、新規参入は少なからずあったものの、需要変動に対応して供給を変化させる役割を担っていた石炭火力の電源を発電大手2社が所有していたため、市場支配力を行使することができた。その後、規制当局による半強制的な電源の売却（ダイベストイチャー）が進められ、2000年頃から卸価格が低下してきた。なお、ほぼ同時期の2001年には、取引所での電力売却が義務づけられる強制プール市場から任意に取引所に参加できる NETA（New Electricity Trading Arrangements）に移行することによって、相対での長期契約が可能になった。後ほど見るように、長期契約の存在は市場支配力を低減させる効果をもつ。

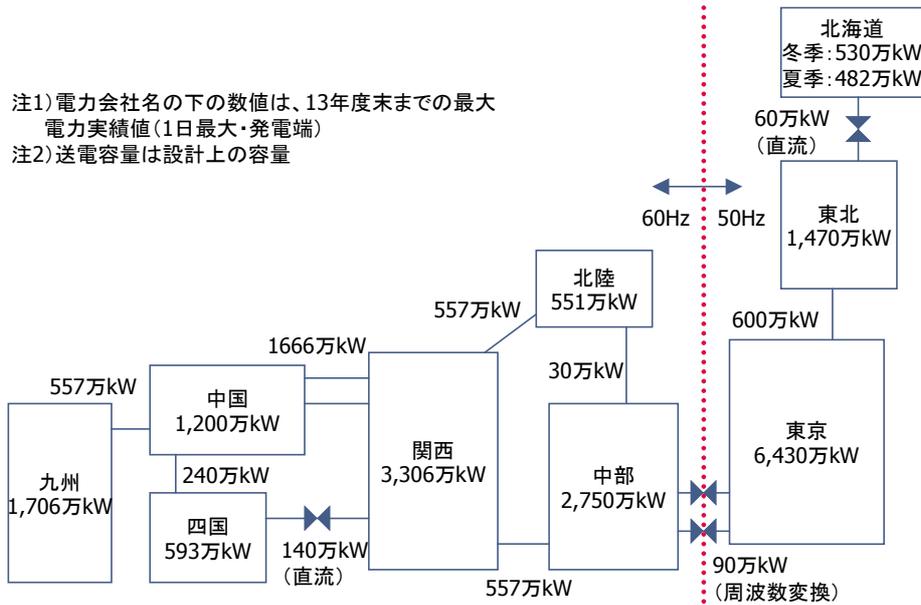
### 1.3. 日本における市場支配力の可能性

送配電と発電・小売が分離されたカリフォルニアやイングランド・ウェールズと異なり、日本の電力会社は自由化後も垂直統合体制を維持している。また、日本全体の発電容量に占める電力会社のシェアが大きく（系統に接続された総発電容量のうち、自家発を除き 86%）、取引市場に与える影響力が大きいと考えられる。

また、10電力会社のうち、沖縄電力以外の9電力会社は連系線で接続されているが、連系線の容量は各電力会社内の送電網の容量や電力需要に比べ圧倒的に小さい。特に、東日本と西日本では電力の周波数が異なるため、東京電力と中部電力の供給区域の境に周波数変換所が設けられている。これらの変換所は、容量も小さい上に、周波数変換に伴うロスが大きい。したがって、巨視的に見ると、日本の電力系統は周波数変換所を境に東西に分断されていると言える。さらに、日本の系統連系は「くし型系統」と呼ばれ、9つの電力会社が縦に直列的に接続されている。特に、50Hz エリアである東日本は、電力会社が3社しかなく、競争性の確保に問題が生じやすいといえる。

日本の卸取引市場が効果的に機能するためには、電力会社が取引市場に十分な電力を供給して新規参入事業者が十分な電力を調達できるようにし、しかも、市場支配力をもたず効率的な価格で供給するようになることが必要である。以下の分析の焦点は、これがどういう条件のもとで可能になるかということである。

図 3 日本の9電力会社と連系線



出所) 資源エネルギー庁(電気事業分科会市場環境整備WG第8回資料)より作成

## 2 卸取引市場の政策評価モデルの基本的な考え方

### 2.1 寡占市場

上述のように卸取引市場では市場支配力が発生しやすいので、政策評価のポイントは取引市場参加者(プレイヤー)の市場支配力がどの程度抑えられ、独占力による社会的厚生低下が受容可能な水準にとどまるかどうかにある。

供給者の数が少ない場合には、各供給者は供給量を絞ることによって利益を増加させることができる。供給者がこうした行動をとると、資源配分の歪み生まれ、死重損失が発生する。寡占市場においては、ベルトラン・モデルとクールノー・モデルがよく知られている。ベルトラン・モデルは、各企業が他の企業の価格を所与として利潤最大化行動を行うモデルである。このモデルでは、価格が限界費用に等しくなり、完全競争と同じ効率的な資源配分がもたらされる。これに対して、クールノー・モデルでは、各企業が他企業の供給量を所与として、利潤最大化行動を行う。クールノー均衡においては価格が限界費用と等しくならず、資源配分の非効率性が発生する。

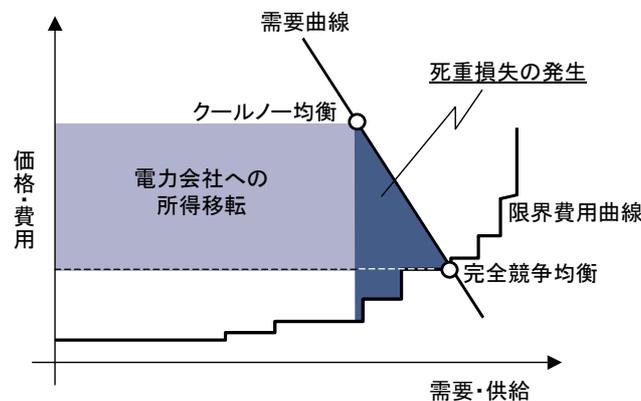
ベルトラン・モデルとクールノー・モデルの中間的なケースの分析もなされているが、説明の単純化のために、本稿ではとりあげない。また、Green and Newbery (1992)は、供給関数均衡という概念を用いて電力市場を分析している。

## クールノー・モデル

評価対象とする市場がどのモデルに近いかは難しい問題である。ただ、寡占市場のモデルとして市場支配力が強く出るモデルがクールノー・モデルであることから、悲観的なケースとして、クールノー・モデルを提示することは有効である。また、クールノー・モデルは非常に簡単な構造をしているので、数値シミュレーションが比較的容易である。

クールノー・モデルでは、他企業が供給量を動かさないと仮定して行動する。したがって、各企業は水平ではなく右下がりの需要曲線に直面していると考えられることになり、供給量が最適な供給量に比べ過少になる。効率性の観点からは死重損失が発生し、分配の観点からは消費者から生産者へ所得移転が生じる（図 4）。

図 4 クールノー均衡における資源配分の歪み



## 2.2. 電力自由化に関する政策評価モデルの事例

電力自由化に関する政策評価モデルは、電力自由化が進んでいる欧米でも 1990 年代前後から盛んに行われてきた。代表的な事例を以下に示す。

Green and Newbery(1992)では、プレイヤーによる利潤最大化行動のもとで、市場に入札する供給関数の均衡を求める「供給関数均衡モデル」を用いた。そして、英国における電力市場に関する分析を行い、プレイヤー数が 2 者から 5 者に増えるに伴い、均衡価格は急激に低下することを示した。この分析から、競争が有効に機能するための企業数は、電力産業では他の寡占産業よりも多く、5 者程度が必要であると結論づけた。

Borenstein *et al.* (1999)、Borenstein and Bushnell (1999)では、カリフォルニア州の電力市場に関して、クールノー・モデルを用いて、フリッジ・プレイヤー（自身の供給行動が価格に影響を与えないため、プライス・テイカーとして行動する小規模発電事業者）が存在する場合の市場のシミュレーションを行った。その結果、一年のうち需要が多い数ヶ月間、特に、水力発電の出力が需要に対して相対的に減少する秋から初冬にかけて、市場支配力を行使できる可能性があることを示した。さらに、大手電力会社の火力発電所の一部売却（ダイバスティチャー）によって、市

場支配力を大きく低減できることを示した。

Neuhoff *et al.* (2005)では、欧州の3つの研究グループによるネットワーク制約の下でのクールノー・モデルが、市場設計やプレイヤーの意思決定等の仮定に応じて、どの程度の頑健性を持つのかを、欧州北西部（ドイツ、フランス、オランダ、ベルギー）の卸取引市場について、同じデータを使って比較を行っている。その結果、完全競争市場を仮定した場合には、3つのモデルが予測する市場価格は一致するものの、クールノー・モデルでは、発電市場と送電市場のタイミングに関する制度設計の仮定や、発電事業者の意思決定が送電価格と小規模発電事業者の意思決定にどのような影響を考えているかによって、予測された価格は大きく異なった。

一方、Joskow and Kahn (2002)は、カリフォルニア州の電力市場について、市場支配力の事後的な検証を行っている。公表データのみを使って、競争的なベンチマーク価格を推計し、それを実際の価格と比較している。これは、マークアップ率を計測していると解釈できる。その結果、ベンチマーク価格と実際の価格とは乖離があり、この乖離は需要要因、他エリアからの供給減、ガスの高価格、排出権価格の上昇といったものだけでは説明できないことを示した。また、同時に供給量の絞り込みについても分析を行い、供給者が市場支配力を行使していることを示した。

また、Bunn and Martoccia (2005)も、英国における1990年から2001年までの強制プール市場に関して、発電の限界費用と入札価格との比から計算したマークアップ率を用いて、発電会社が市場支配力を行使していたか否かの事後的な評価を行った。その結果、1996年に発電所の強制売却を実施するまでの強制プール期の前半の期間では、最も市場シェアが大きかったナショナル・パワーが市場支配力を行使したが、競合他社の資本市場での評価が自社よりも相対的に高まることを意識し、完全には行使しなかった。強制プール期の後半（1997～2001年）では、発電所が強制売却され、ナショナル・パワーの市場支配力が減少したことから、それ以前ほどの市場支配力を行使できなくなった。ただし、暗黙の共謀の可能性があったことを示した。

電力自由化の費用便益分析としては、Newbery and Pollitt (1997)がある。そこでは、CEGBの分割・民営化による1995年～2010年についての便益の現在価値を、①燃料消費の削減便益、②環境外部性の削減、③リストラによる費用削減便益、の3つから推計した。その結果、CEGBの分割・民営化によって119億ポンド、1kWhあたり0.21ポンド（当時の電力価格の2.8%に相当）の便益を得られ、分割・民営化は有効であったと結論づけた。また、その便益が誰に帰着したかの分析も行い、小売価格が下がらなかったために、多くの便益は電力会社の株主に帰着したことを示した。

さらに、Growitsch and Wein (2005)は、垂直統合が残されたドイツにおける、電力会社による接続料金の設定が、電力会社の特徴・形態にどのような依存があるかを計量経済学的に検証している。その結果、一部の市場（低圧のメーター無し需要家）において、発電部門を持たない独立した企業は、規制の脅威、範囲の経済による低コスト構造等を有する、発電部門を持つ垂直統合された企業よりも1kWhあたり0.15セント高い接続料金を課し、また、高圧のネットワークを

持つ企業は、持たない企業よりも範囲の経済性が発揮されるために 1kWh あたり 0.25 セント安い接続料金を課していることを示した。ただし、それ以外の需要家に関しては、こうした効果は統計的な有意性を持って確認することはできていない。

日本においても、定量的なシミュレーション分析を行った例が出ている。Akiyama and Hosoe (2003)は、IPP（独立系発電事業者）の参入による影響を、9 電力会社が連系線で接続された環境を想定してシミュレーションしている。ただし、完全競争を想定しているため、市場支配力は考慮されていない。この論文では、現状の IPP の参入は、供給者から消費者への余剰の移転が生じさせるものの、社会的厚生への変化を与えていないことを示し、さらに、今後計画されている IPP の参入は社会的厚生を高めることを示している。

### 3 卸取引市場のシミュレーション：ベルトランとクールノー

電力市場の自由化政策においては、市場参加者の市場支配力を低下させ、競争的な市場を形成することによって、効率的な市場がもたらされるようにすることが重要である。以下では、卸取引市場において、市場参加者の市場支配力がどの程度存在しうるかを予測し、現在検討されている政策代替案が市場支配力の抑制にどの程度有効であるかを検討する。そのために、電力産業の需要、費用、送電網の基本的な構造を反映し、電力供給企業の戦略的行動を明示的に導入する寡占市場モデルを構築する。

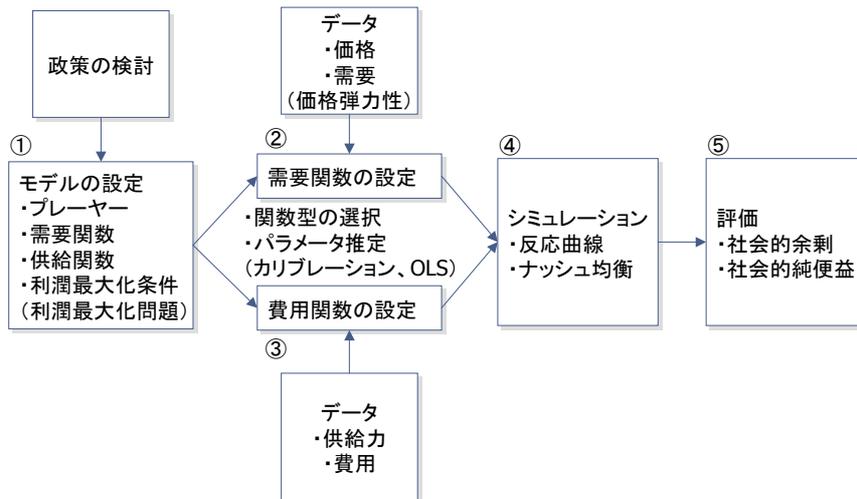
本章では、卸取引市場に参加する企業が 2 社存在する場合を想定し、ベルトラン・モデルとクールノー・モデルの構築方法を示し、シミュレーションの方法を示す。次章では、市場支配力対策として以下の 3 つの政策をとりあげ、その効果のシミュレーション分析を行う。

- ① 卸—小売間の長期契約の効果
- ② フリンジ・プレイヤーの参入効果
- ③ 電力会社の企業分割の効果

#### 3.1. シミュレーション・モデルによる政策評価シミュレーションの基本的な考え方

シミュレーション・モデルによる政策評価は、以下のような流れで行う。

図 5 シミュレーションの流れ



### ①モデルの設定

対象とする政策に応じて、プレイヤーの数、種類、利潤最大化問題を想定し、利潤最大化条件を求める。プレイヤーの種類としては、価格支配力を持つプレイヤーか、そうでないフリンジ・プレイヤーなどを想定する。利潤最大化問題を定式化する際のポイントは、各企業が直面する需要関数の設定である。ベルトラン・モデルにおいては、自分が価格を変えても、他企業は価格を変えず、需給の変動に関しては供給量を変化させて対応すると想定する。したがって、各企業は水平の需要関数に直面する。これに対して、クールノー・モデルでは、他企業は供給量を変えず、需給の変動に対応して価格が変化すると想定する。したがって、クールノー・モデルにおいて各供給者が直面する需要関数は、市場全体の需要関数から所与と考えている他供給者の供給量を差し引いた「残余需要関数」であり、各企業は右下がりの需要関数に直面する。

### ②需要関数の設定

需要関数の推定方法は回帰分析などにより計量経済学的に求める方法もあるが、以下では「カリブレーション」による方法を用いる。カリブレーションでは、関数形に応じて係数の推定に最低限必要な組のデータから計算する。例えば、我々が用いる  $p = \alpha x + \beta$  という一次の逆需要関数であれば、価格弾力性と一組の価格・需要量ペアから連立方程式によって推定できる。

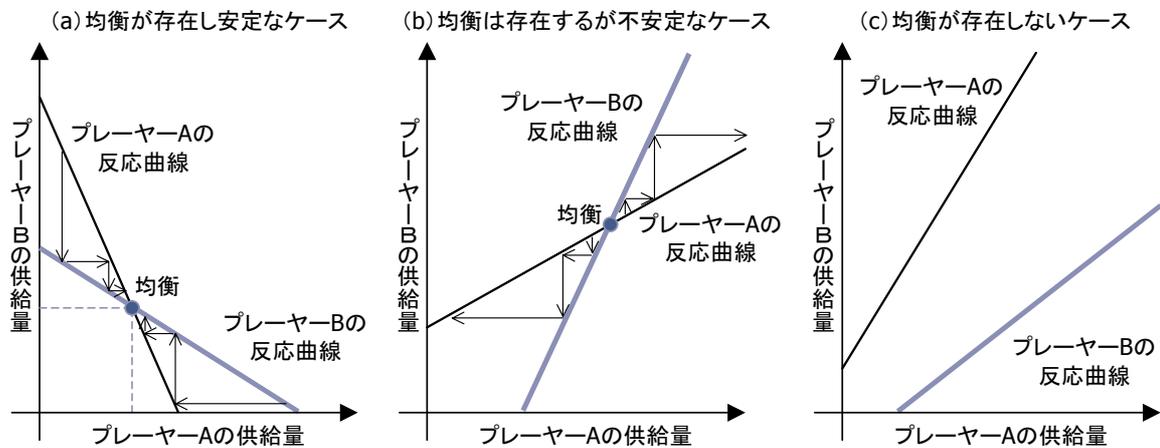
### ③費用関数の設定

費用関数の推定についても、計量経済学的方法とカリブレーションによる方法を用いることができるが、個別発電所に関する技術的情報（用いている燃料の消費量、価格や発電量等）があれば、個別に限界費用を推計し、それを集計することができる。同じ発電所（ユニット）の限界費用が出力に依存しないと仮定すれば、限界費用が安い順に供給量が積みあがる階段状の費用関数となる。

#### ④シミュレーション

各プレイヤーの利潤最大化条件と需給均衡条件から市場均衡を計算する。ベルトラン・モデルの場合には、市場価格が各企業の限界費用に等しく、市場全体の需給が一致する点が均衡になる。クールノー・モデルの均衡を求めるには、各プレイヤーの反応曲線を求める。反応曲線とは、他方のプレイヤーの供給量と、それを所与としたときに自己の利潤を最大化する供給量との関係を表した曲線である。この反応曲線をそれぞれのプレイヤーについて描き、それを重ねた交点が均衡となる。なお、均衡が存在しても不安定なケースや、均衡が存在しないケースがありうるため、注意する必要がある。均衡における各プレイヤーの供給量が求まると、これを需要関数に代入して価格を求めることができる（図 7の点 C の価格）。

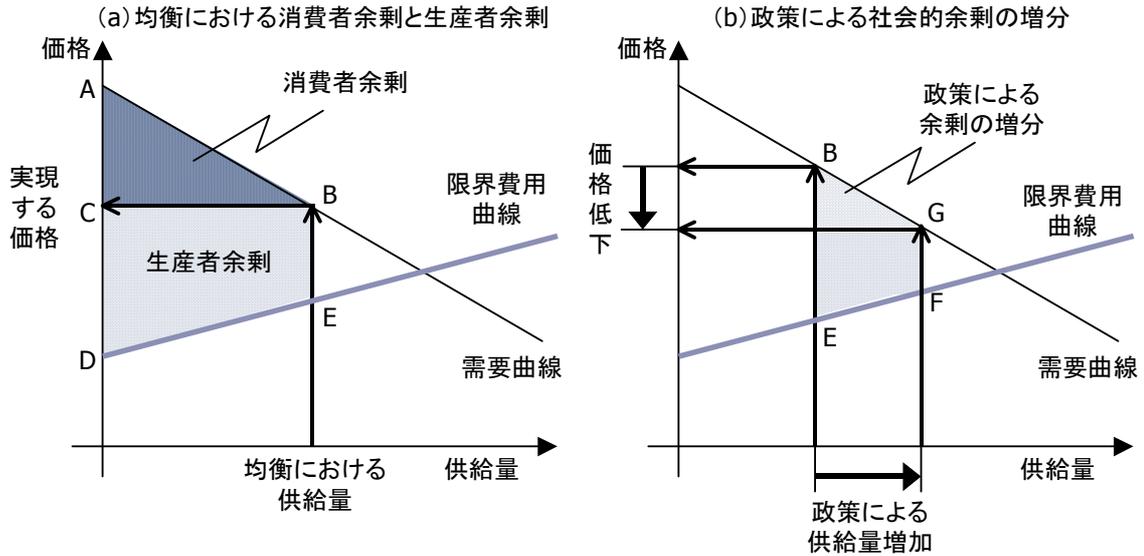
図 6 反応曲線と均衡



#### ④評価

均衡価格と需要曲線で囲まれた範囲 ABC が消費者余剰を示し、均衡価格と限界費用曲線で囲まれた範囲 BCDE が生産者余剰を示す。下図の(b)は、政策によって供給量が増加したときの純便益を示している。政策による便益は、増加する消費者余剰と生産者余剰の和であり、台形 BEFG の面積となる。なお、消費者余剰と生産者余剰がどう変化するかを測ることによって、分配の変化についても評価することができる。

図 7 社会的厚生の評価



データ

生産者(発電事業者)に関して必要なデータは、供給可能量とそれに対応した限界費用である。Akiyama and Hosoe (2003)のように、線形の関数で近似することもできるが、電力会社の発電に関するデータが得やすいことから、発電所(ユニット)ごとの供給容量とコストによって限界費用曲線を推計することができる。

発電事業者のコストは、燃料費、修繕費、減価償却費、外注費、労務費等から成る。シミュレーションで必要なのは限界費用であるので、燃料費がまず該当する。修繕費等も運転時間、出力に応じて変動する部分がある。ただし、発電所の種類に応じてコスト構造が大きくことなることに留意する必要がある。原子力は、放射性物質である燃料棒が発電の有無に関わらず消耗するため、燃料費は固定費であると言える。また、水力発電も、燃料費は生じない<sup>7</sup>。

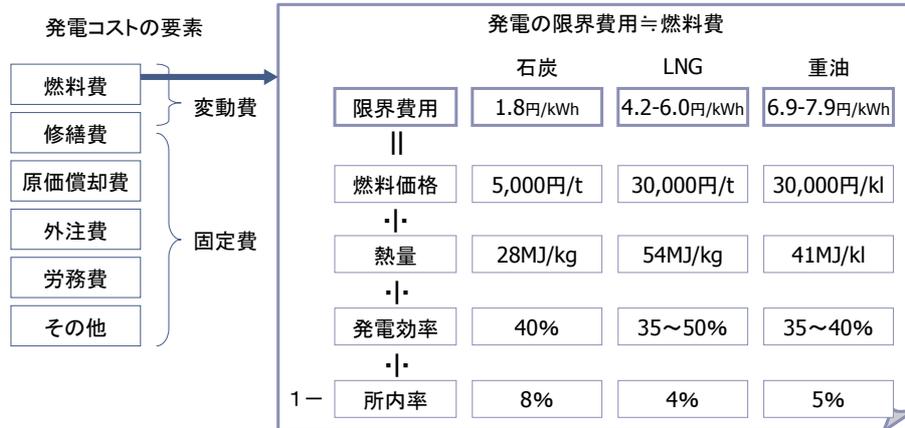
以下では、火力発電に関する燃料費以外の費用、原子力発電、水力発電の全ての費用が、限界費用として無視できるものとした。したがって、限界費用は、火力発電の燃料費のみで、原子力発電、水力発電でゼロであるとしている。

なお、限界費用を考える場合に、限界的な供給を担う発電所等の固定費を回収するための費用が含まれるとする場合が多いが、ここでは発電所の増設を考えず、短期の限界費用のみを考える。

火力発電に関する燃料費は、一般に、図 8に示すように、燃料価格、燃料が持つ熱量、発電ユニットの発電効率、発電した電力のうち発電所内で消費する割合である所内率から決まる。

<sup>7</sup> ただし、出力調整が可能な方式では、クールノー・プレイヤーは「今発電せず、より高い価格になるまで、発電せずにリザーブしておく」といった運転が可能であるため、燃料費は生じないが、機会費用を生じる可能性がある。

図 8 火力発電に関する限界費用の考え方



したがって、限界費用は下式のように表せる。

$$(1) \quad mc_{ij} = \frac{price_{ik}}{cal_k \cdot eff_{ij} \cdot (1 - int_{ij})}$$

ここで、 $j$  は電力会社  $i$  の電源ユニット、 $k$  は燃料種別を示し、 $mc_{ij}$  は各発電ユニットの限界費用、 $price_{ik}$  は年間の燃料費用、 $cal_k$  は燃料の単位あたり熱量（電力量換算）、 $eff_{ij}$  は電源ユニットの発電効率、 $int_{ij}$  は所内率を示す。

複数の燃料種に対応した混焼方式の場合や、起動時の燃料の種類が違う場合があるので、下式のように拡張した式を用いる。

$$(2) \quad mc_{ij} = \frac{\sum_k price_{ik} \cdot vol_{ijk}}{elec_{ij} (1 - int_{ij})}$$

ここで、 $vol_{ijk}$  は各電源ユニットの燃料種別の燃料消費量、 $elec_{ij}$  は発電量を示す。

燃料価格は、電力会社の有価証券報告書で年度の燃料調達価格が記載されているのでそれを用いた。同じ燃料種でも品質により価格が異なるが、ここでは同一の価格とした。上述したとおり、熱量、発電効率、所内率は、資源エネルギー庁が毎年まとめている「電力需給の概要」に記載されている。稼働率の低い発電所では、起動のための燃料が相対的に多く必要となるが、ここではこうした効果は考慮していない。

また、本稿では単純化のため、連系線に関する費用、制約、送電ロスはないものと仮定した。

需要は、夏季のピーク時を想定し、1時間あたりの電力量で表現している。需要曲線は、線形を仮定しているため、上述したとおり、一組の需要と価格および価格弾力性の3つの値があれば、推定することができる。

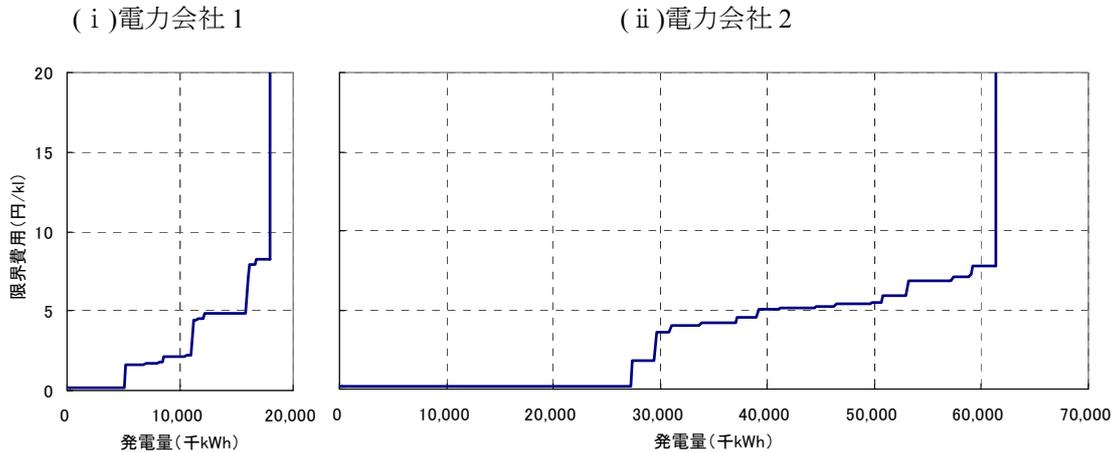
表 1に基本的なデータをまとめる。

表 1 発電容量と需要

(単位: 千kW・千kWh)		
	電力会社1	電力会社2
原子力	2,077	16,533
水力	2,896	10,693
限界費用ゼロの電源計	4,973	27,226
火力	13,101	34,066
合計	18,073	61,292
需要	74,911	
需要の価格弾力性	-0.1	

上述の方法によって計算した夏季のピーク 1 時間の両電力会社の限界費用曲線は、図 9 のようになる。

図 9 各電力会社の限界費用曲線



### 3.2. ベルトラン均衡 (効率解)

最初に、各企業が他企業の価格を所与として行動するベルトラン・モデルを考える。既に述べたように、このケースは完全競争市場と同じ結果をもたらし、効率的な資源配分がもたらされる。

モデル

企業 1、企業 2 の 2 社は市場価格 (あるいは、他企業の価格)  $p$  を所与として発電量の意思決定を行う。つまり、企業は利潤、

$$(3) \quad \Pi_i = px_i - TC_i(x_i) \quad (i=1,2),$$

を、供給量  $x_i$  に関して最大化する。ここで、 $\Pi_i$ 、 $TC_i$ 、 $x_i$  はそれぞれ企業  $i$  の利潤、総費用、

発電量である。なお、各企業はすでに保有している既存の電源を所与として、利潤最大化を行うものとしているため、企業の戦略変数は発電量である。

この利潤最大化問題を解くと、1階の条件は

$$(4) \quad \frac{\partial \Pi_i}{\partial x_i} = p - MC_i(x_i) = 0 \quad (i=1,2)$$

となる。ただし、 $MC_i$ はそれぞれ企業*i*の限界費用、限界収入である。この条件から、

$$(5) \quad p = MC_i(x_i) \quad (i=1,2)$$

となり、価格が限界費用に等しくなることが分かる。これは、ミクロ経済学で一般的な完全競争市場における供給量決定条件と同じである。

市場全体の需要関数を  $X = D(p)$  とすると、価格弾力性  $\varepsilon$  は

$$(6) \quad \varepsilon = \frac{p}{X} D'(p)$$

である。ここで、 $X = x_1 + x_2$  は市場全体の発電量である。需要関数の逆関数である逆需要関数を  $p = \phi(X)$  と書くと、価格弾力性は

$$(7) \quad \varepsilon = \frac{p}{X} \frac{1}{\phi'(X)}$$

となる。

シミュレーションにおいては、需要関数が線形であると仮定し、逆需要関数を

$$(8) \quad p = \alpha(x_1 + x_2) + \beta$$

と置く。このとき、価格弾力性は、

$$(9) \quad \varepsilon = -\frac{1}{\alpha} \frac{p}{x_1 + x_2}$$

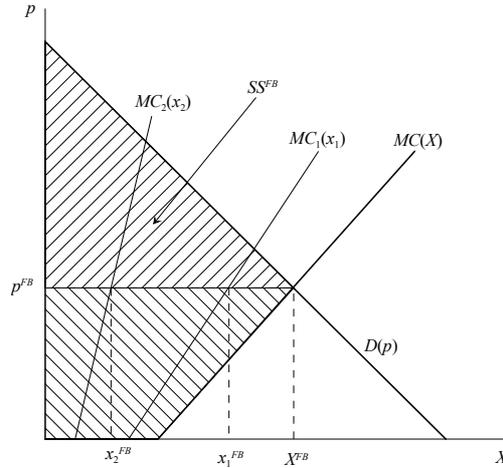
となる。

市場均衡では両企業の限界費用が価格と等しくなるので、

$$(10) \quad \alpha(x_1^{FB} + x_2^{FB}) + \beta = MC_1(x_1^{FB}) = MC_2(x_2^{FB})$$

が成立する。ただし、 $x_i^{FB}$  ( $i=1,2$ ) は企業*i*のベルトラン均衡における発電量である。ベルトラン均衡はファースト・ベスト (First Best) の効率解を達成するので、添字 *FB* で表している。以下の図はベルトラン均衡を図示している。各企業の限界費用曲線を横方向に足した  $MC(X)$  と需要曲線の交点が均衡価格を与える。この場合の社会的余剰 (消費者余剰 + 生産者余剰)  $SS^{FB}$  は斜線部の面積で与えられる。

図 10 ベルトラン均衡



シミュレーション

上述のデータを使って、ベルトラン均衡では夏季のピーク時における取引市場価格がいくらになるかを計算する。

まず、需要関数のカリブレーションを行う。ただし、日本では卸電力市場ができたばかりで、価格も価格弾力性のデータも存在しない<sup>8</sup>。ここでは、表 1のとおり価格 10 円/kWh のとき両電力会社の 1 時間あたりの需要を合わせて  $x_1 + x_2 = 74,911$  千 kWh、需要の価格弾力性を  $-0.1$  として求めた<sup>9</sup>。この条件のもとでの需要曲線の係数  $\alpha$ 、 $\beta$  は、需要と価格の組み合わせと価格弾力性の式(9)から以下の連立方程式を解くことによって求めることができる。

$$(11) \quad \begin{cases} 74,911\alpha + \beta = 10 \\ -0.1 = -\frac{1}{\alpha} \frac{10}{74,911} \end{cases}$$

この方程式を解くと、 $\alpha = -0.00133$ 、 $\beta = 110$  が得られる。

次に、電力会社 1 と電力会社 2 の限界費用曲線を横方向に足し合わせて市場全体の限界費用曲線  $MC(x_1 + x_2)$  を求めれば、この曲線と需要関数の交点の発電量、価格が均衡となる (図 11)。

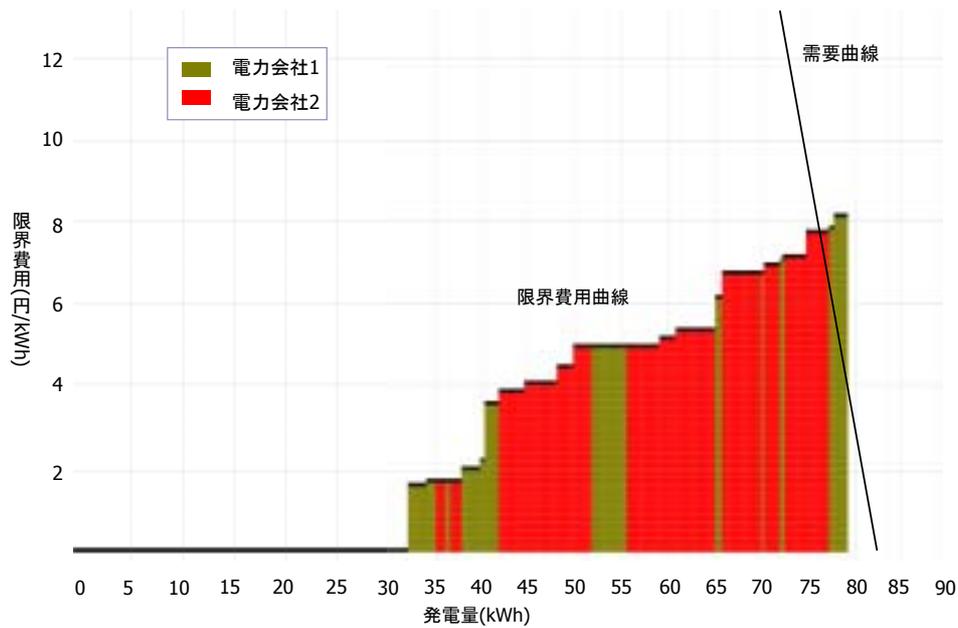
均衡では、 $p^{FB} = 7.81$  円/kWh、 $x_1^{FB} + x_2^{FB} = 76,552$  千 kWh となる。

<sup>8</sup> なお、ピーク期ではないが、'05 年 4 月から始まった日本卸電力取引所での価格 (4 月 1 日から 18 日まで) は、最高で 8.82 円/kWh、最低で 6.11 円/kWh であった。

<sup>9</sup> 電力需要の価格弾力性は、一般的に極めて小さいと言われている。Akiyama and Hosoe (2003) で以下のとおり推計されている。

電灯	-0.1256
業務用	-0.0745
小口	-0.0497
大口	-0.2217

図 11 電力会社 1 と電力会社 2 の合成限界費用曲線と需要関数



このとき、社会的余剰  $SS^{FB}$  を計算すると、

$$(12) \quad SS^{FB} = 4,276 \text{ 百万円}$$

となる。

### 3.3. クールノー・モデル

次に、各社が他企業の供給量を所与として行動するクールノー均衡を考える。このケースは、市場支配力対策としての上述した 3 つの政策の評価を行う上での基準点(ベンチマーク)となる。

モデル

企業 1、企業 2 の 2 社による複占市場を考える。市場全体の需要関数が  $x_1 + x_2 = D(p)$  で与えられており、各企業は他企業の供給量を所与と考えているので、企業  $i$  が直面する需要関数は  $x_i = D(p) - x_{j \neq i}$  である。これを用いると、利潤は

$$(13) \quad \Pi_i = p(D(p) - x_{j \neq i}) - TC_i(x_i)$$

となる。逆需要関数を  $p = \phi(x_1 + x_2)$  と書くと、これを

$$(14) \quad \Pi_i = \phi(x_i + x_{j \neq i})x_i - TC_i(x_i)$$

と書き換えることができる。企業  $i$  はこの利潤を  $x_i$  について最大化する。

この利潤最大化問題を解いた、1 階の条件は限界収入が限界費用に等しいというおなじみの条件である。企業  $i$  が直面する需要関数の価格弾力性を  $\varepsilon_i$  とすると、

$$(15) \quad \varepsilon_i = \frac{p}{x_i} \frac{1}{\phi'}$$

であり、限界収入=限界費用の条件は

$$(16) \quad p\left(1 + \frac{1}{\varepsilon_i}\right) = MC_i(x_i) \quad (i=1,2)$$

となる。

(8)式の線形逆需要関数のもとでは、限界収入は  $MR_i(x_i) = \beta + \alpha(x_1 + x_2) + \alpha x_i$  となり、利潤最大化の1階の条件(16)式は

$$(17) \quad \beta + 2\alpha x_i + \alpha x_{j \neq i} = MC_i(x_i) \quad (i=1,2)$$

となる。

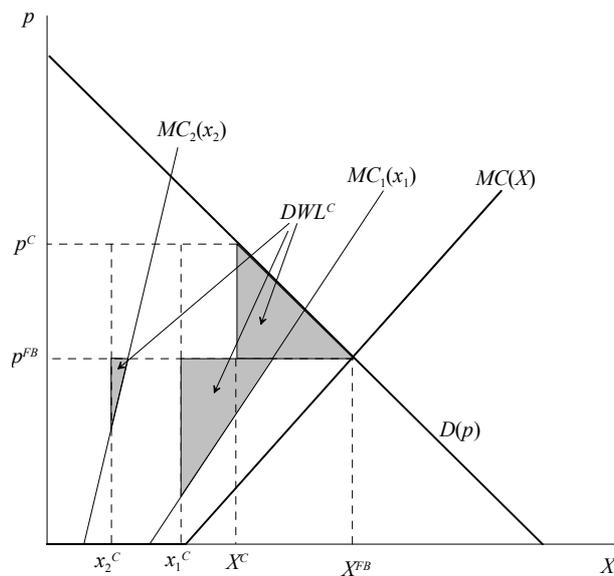
反応曲線を用いると、クールノー均衡の導き方を以下のように説明できる。まず、反応曲線は他企業の生産量を所与にしたときに自社の利潤を最大にするような生産量を表すものであり、

$$(18) \quad x_1 = \tilde{x}_1(x_2), \quad x_2 = \tilde{x}_2(x_1)$$

のように書くことができる。これは、上の(17)式を  $x_i$  について解くことによって求められる。

こうして求めた反応曲線の交点がクールノー均衡を与える。下図のように、クールノー均衡はファースト・ベストよりも価格が高くなり、供給量が減少する。また、一般に2企業の限界費用は等しくならず、死重損失  $DWL^C$  (ファースト・ベストからの社会的厚生への減少分) は、下図のグレーの部分の和になる。

図 12 クールノー均衡における死重損失



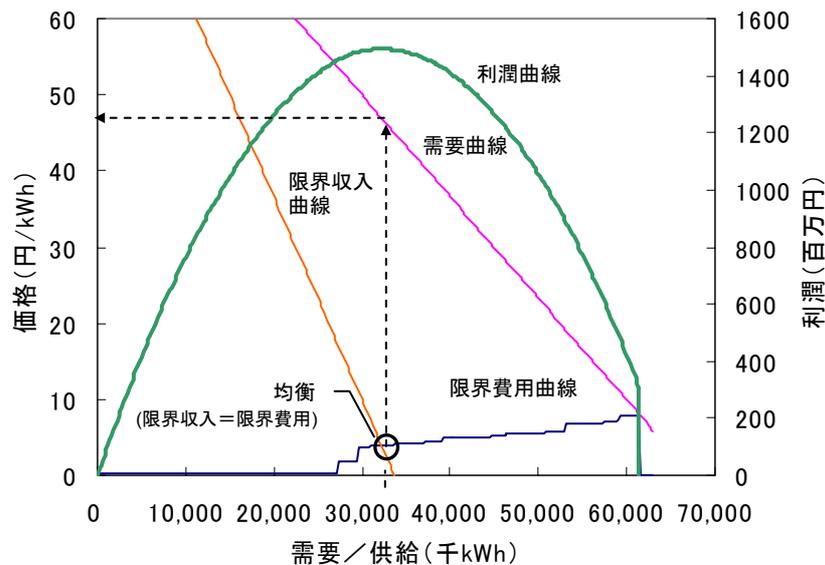
## シミュレーション

費用関数が解析的に表せないので、市場均衡の数値解を求める。他企業の生産量を所与とした上で、自社の利潤を最大とする供給量  $x_i$  を計算することによって、それぞれの企業の反応曲線を求めると、その交点が均衡解となる。

他電力会社の発電量を所与としたとき、自社の利潤を最大化する発電量は、(17) 式により限界収入と限界費用が一致する発電量である。ただし、限界費用ゼロの電源（原子力と水力）は必ず発電能力一杯まで発電するとする。したがって、発電量について、限界費用ゼロの電源の発電能力以上で、全電源の発電能力以下であるという制約を置く。

これを図示すると下図のとおりである（電力会社1が15,000千kWh発電した場合の電力会社2の利潤最大化の例）。このケースでは、限界収入＝限界費用となる発電量は32,200千kWhであり、これが利潤を最大にする発電量である。この時の市場価格は約47円/kWhとなる。

図 13 電力会社2における利潤最大化発電量



注) 他社（電力会社1）の発電量15,000kWhを所与とした場合の、電力会社2が直面する残余需要曲線と、限界費用曲線、利潤曲線、限界収入曲線。

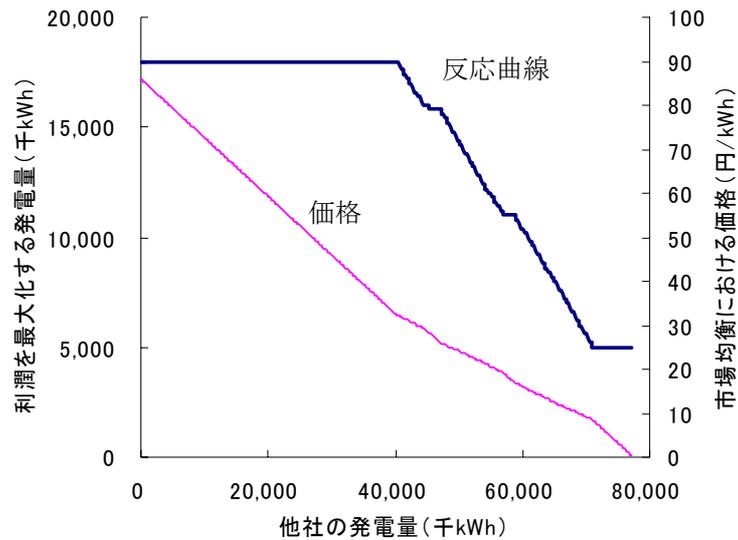
## 反応曲線

他社の発電量を0から十分大きい量まで与えて、(17) 式を満たす（利潤を最大化する）発電量を、各電力会社について計算し<sup>10</sup>、所与とした他社の発電量と利潤を最大化する自社の発電量の関係を図示したのが反応曲線である。

<sup>10</sup> ここでは、他社の発電量として0～80,000千kWhについて200kWhステップごとに与え、利

同様に、電力会社1の反応曲線は下図のようになる。すなわち、電力会社1は、他社の発電量が41,200千kWhになるまでは、発電能力いっぱい発電するが、それより大きくなると発電量を絞り、71,800千kWh以上になると発電量を下限まで（限界費用ゼロの電源の発電容量まで）引き下げることになる。

図 14 電力会社1の反応曲線と市場価格

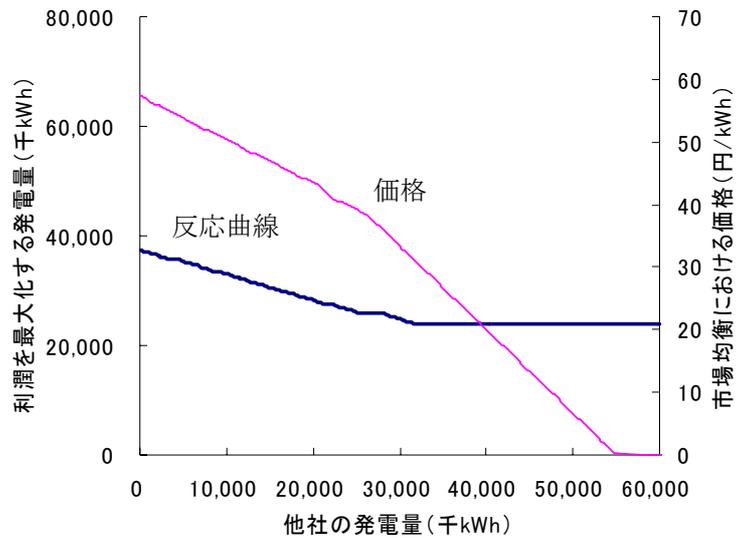


電力会社2の反応曲線を図示すると以下のとおりである。電力会社2は、電力会社1の発電量が増加するとともに発電量を減らす、他社の発電量が26,200千kWh以上になると限界費用ゼロの電源の容量である27,400千kWhを供給する。

---

潤を最大化する発電量を計算した。

図 15 電力会社 2 の反応曲線と市場価格

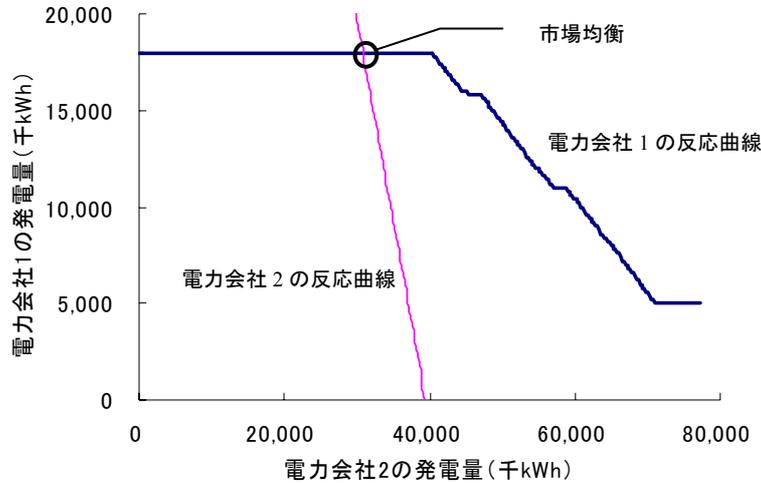


市場均衡・死重損失の算出

以上の 2 社の反応曲線を重ね合わせて、両者の交点を求めると均衡発電量が計算できる。均衡発電量は、電力会社 1 が 18,000 千 kWh、電力会社 2 が 29,200 千 kWh となる。電力会社 1 が発電容量を使いきるのに対し、電力会社 2 は発電量を絞ることによって価格を吊り上げ、利潤拡大を図る。なお、市場均衡における価格は、47.0 円/kWh となり、効率解  $p^{FB} = 7.81$  円/kWh に比べ約 6 倍の価格となる。

このとき、死重損失は  $DWL = 629$  百万円となる。利潤は、電力会社 1 が 756 百万円、電力会社 2 が 1,040 百万円だけ増加する。消費者余剰の減少は 2,424 百万円である。

図 16 反応曲線による市場均衡の導出



注) 電力会社2の反応曲線は、縦軸と横軸を入れ替えたものである。すなわち、電力会社1の利潤最大化発電量は、電力会社2の発電量(横軸)を所与として決まるが、電力会社2のそれは、電力会社1の発電量(縦軸)を所与として決まる。

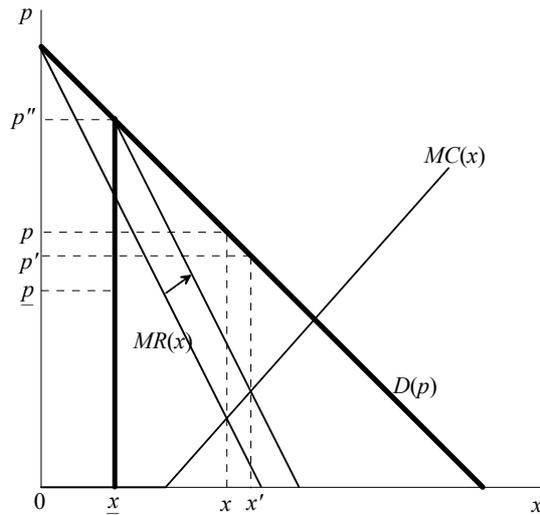
#### 4 市場支配力対策のシミュレーション分析

前節で見たように、クールノー均衡の市場価格は極めて高く、効率解の約6倍にもなる。これは、電力需要の価格弾力性が小さいことによっている。次に、市場支配力対策として、長期契約の導入、フリンジ・プレイヤーの参入促進、電力会社の企業分割の3つを考え、それらの効果に関するシミュレーション分析を行う。

##### 4.1. 長期契約

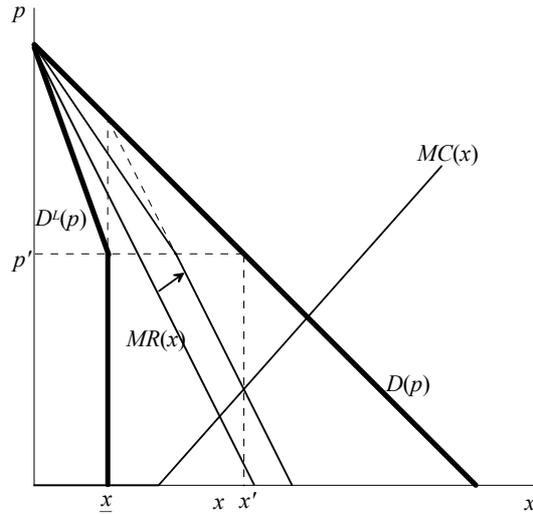
長期契約がある場合には、一般に取引市場の価格弾力性が大きくなり、クールノー・プレイヤーの市場支配力が低下する。これは以下のように説明できる。市場取引に参加する発電事業者が、電力小売業者やユーザーとの電力供給の長期契約を持っている場合には、市場取引の対象となる需要および供給が長期契約分だけ減少する。下図で、長期契約分が0と $x$ の間であるとする。この長期契約分については価格 $p$ が固定されており、企業は残りの部分について利潤最大化を行う。そうすると、限界収入曲線は供給量ゼロの点ではなく、供給量 $x$ の点から引かれることになり、右方向にシフトする。その結果、供給量が $x$ から $x'$ に増加し、価格が $p$ から $p'$ に下がる。

図 17 長期契約が利潤最大化供給量に与える影響



上の図の背後には、需要価格が高い順に需要者が長期契約を結ぶという想定がある。この想定から、 $p''$  以上の需要価格を持つ需要者のすべてが長期契約を結び、需要価格がそれ以下の者だけが短期市場に参加することになる。これは必ずしも現実的でないが、長期契約の存在が短期市場の価格を下げる傾向を持つという結論はこの仮定に依存していない。同じ需要価格を持つ需要者が長期契約と短期市場の双方から調達するケースを考えてみよう。以下の図 18は長期契約と短期市場が完全に代替的なケースについて、長期契約の効果を見ている。長期契約と短期市場が完全代替であるので、需要者がリスク中立的であれば両者の価格は等しくなければならない。長期契約を事前に結ぶ人たちは完全に将来の短期市場でつく価格を予見しており、この価格が  $p'$  であるとする。そうすると、長期契約の価格も  $p'$  になる。そして、長期契約を結ぶ需要者は  $p'$  以上の需要価格をもつ者に限られる。ただし、図 17のように最も高い需要価格を持つ者達が調達電力の全てについて長期契約を結ぶとは限らない。図 18では同じ需要価格を持つ者は同じ比率で長期契約を選ぶとしており、長期契約の需要は  $D^L(p)$  で表されている。ここで重要なのは、 $p'$  以下の需要価格を持つ需要者は長期契約を結んでいないことである。短期市場の需要者はこの長期契約需要者を除いた部分になる。短期市場の限界収入曲線は図のように価格  $p'$  のところでキックするが、この点より下では図 17と同じになる。したがって、この場合でも均衡価格は長期契約がない場合に比較して低くなる。

図 18 長期契約と短期市場が完全代替のケースにおける長期契約の効果



モデル

ベンチマーク・ケースと同様に、電力会社 1、電力会社 2 の 2 社による複占市場を考える。各電力会社は自分の供給分  $x_i$  の一部を長期契約で供給しているとする。長期契約分の電力量は  $\underline{x}_i$  で価格は  $\underline{p}_i$  とする。各企業は他企業の供給量を所与と考えているので、企業  $i$  が直面する需要関数は  $x_i = D(p) - x_{j \neq i}$  で、逆需要関数は  $p = \phi(x_i + x_{j \neq i})$  ある。これを用いると、電力会社の利潤最大化問題は

$$(19) \quad \text{Max}_{x_i} \Pi_i = \phi(x_i + x_{j \neq i})(x_i - \underline{x}_i) + \underline{p}_i \underline{x}_i - TC_i(x_i) \quad (i=1,2)$$

となる。この利潤最大化問題を解くと、1 階の条件は以下のとおりである。

$$(20) \quad \frac{\partial \Pi_i}{\partial x_i} = p + (x_i - \underline{x}_i) \phi' - MC_i = 0 \quad (i=1,2)$$

これから、

$$(21) \quad p \left(1 + \frac{1}{\varepsilon_i}\right) = MC_i(x_i) \quad (i=1,2)$$

が導かれる。ここで、ベンチマーク・ケースと異なり、価格弾力性は

$$(22) \quad \varepsilon_i = \frac{p}{(x_i - \underline{x}_i)} \frac{1}{\phi'}$$

となる。

逆需要関数が線形で  $p = \alpha(x_1 + x_2) + \beta$  の場合には、利潤最大化条件は

$$(23) \quad \beta + \alpha(x_1 + x_2) + \alpha(x_i - \underline{x}_i) = MC_i(x_i) \quad (i=1,2)$$

となる。この式から反応曲線

$$(24) \quad x_1 = \tilde{x}_1(x_2, \underline{x}_1), \quad x_2 = \tilde{x}_2(x_1, \underline{x}_2)$$

が得られ、これらの交点が均衡になる。

なお、社会的余剰の計算においては、長期契約の価格を卸取引市場の均衡価格とした。これは、長期契約とスポット市場との裁定が完全で、企業がリスク中立であることを仮定している。自由化された市場で長期契約とスポット市場との間の裁定が存在する場合には、これらの間の配分は市場で決定されることになり、我々のシミュレーションのように長期契約の割合を固定することはできない。この点の検討は今後の課題として残されている。

#### シミュレーション

長期契約について、総需要（2001年8月の平均3日最大電力）の30%、60%、90%の3種類を考える。この割合は、両電力会社が同じ値をとるものと仮定した。

シミュレーションでは、基本モデルと同様、両電力会社について、式(23)を満たす、すなわち、利潤を最大とする発電量を、他社の発電量0~80,000千kWhについて計算した。

下図は、長期契約の割合に応じた反応曲線である。長期契約が増えると、いずれの電力会社でも他社の同じ発電量に対して、自社の発電量を増やすことになる。

図 19 長期契約がある場合の電力会社1の反応曲線

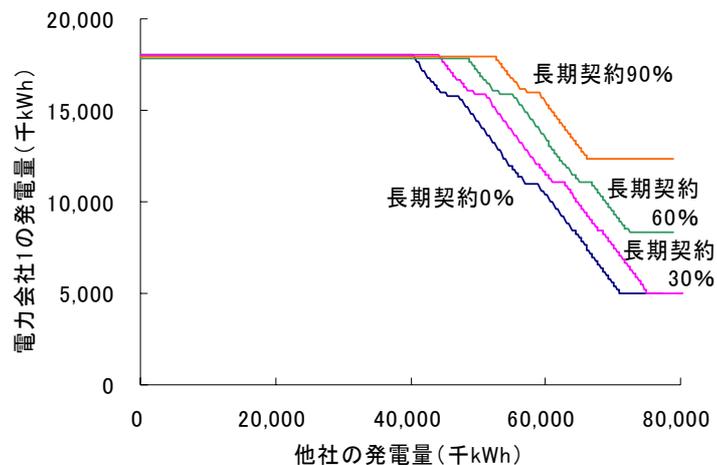
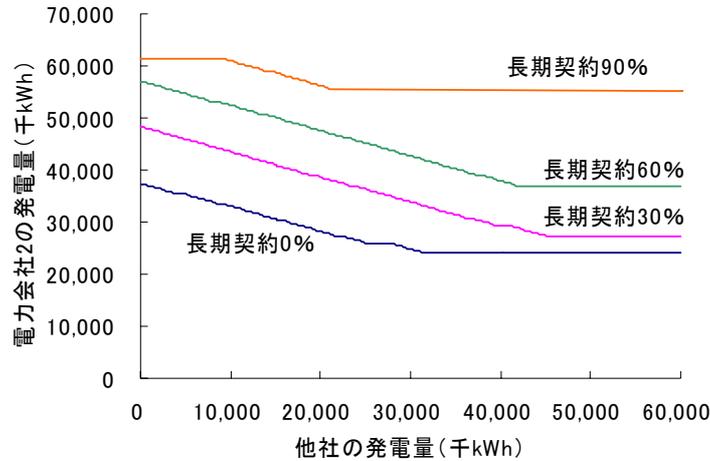


図 20 長期契約がある場合の電力会社 2 の反応曲線



これらの反応曲線を、基本モデルと同様に「他社」を互いの電力会社とし、重ね合わせたのが下図である。ここでは、長期契約の割合を、両電力会社とも同じ割合にそれぞれ設定し、上記の4つのケースについて比較を行った。

長期契約がない場合には、電力会社1が能力一杯で発電するのに対して電力会社2が発電量を絞って価格を操作し、利潤を増やそうとする。上に示したとおり、長期契約が増えると、両者とも、他社の発電量が同じでも、自社の発電量を増やす。そのため、均衡は次第に右に（電力会社2が発電量を増やす方向に）シフトする。ただし、長期契約が90%の場合のように、電力会社2が十分な発電を行うようになると、逆に電力会社1も市場支配力を有し、供給量を絞ることになる。

図 21 長期契約がある場合の電力会社1・電力会社2の反応曲線  
 (長期契約の割合=0%) (長期契約の割合=30%)

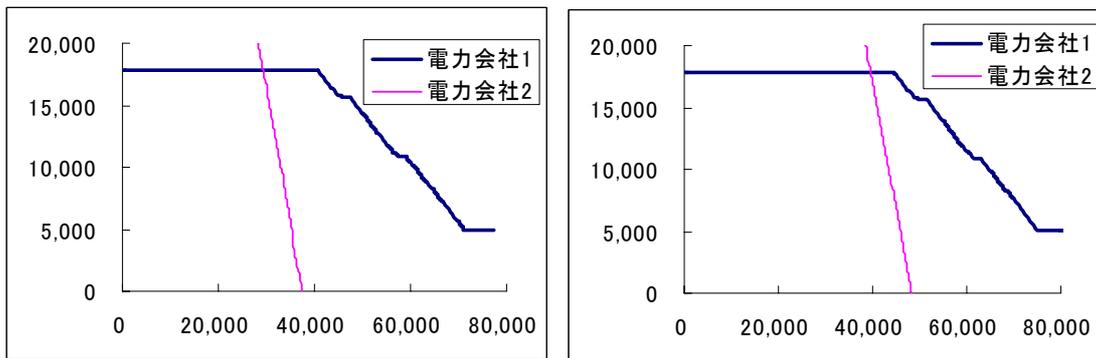
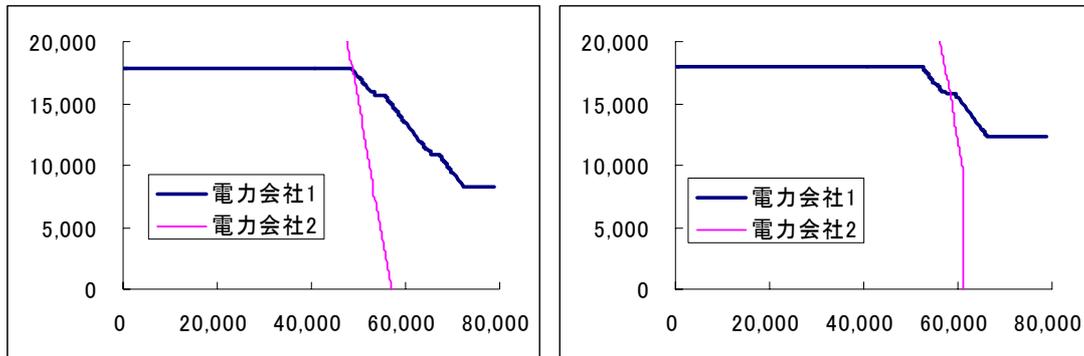


図 21 長期契約がある場合の電力会社1・電力会社2の反応曲線（つづき）  
 （長期契約の割合=60%） （長期契約の割合=90%）

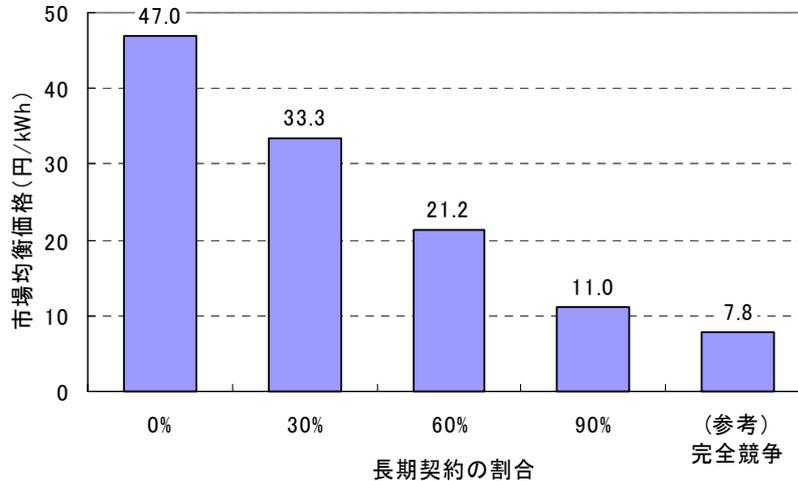


単位) 横軸：電力会社2の発電量（千 kWh）、縦軸：電力会社1の発電量（千 kWh）

以上のそれぞれの場合について、市場価格を比較すると、下図のように、長期契約がない時の価格は 47 円/kWh であるが、長期契約の割合が 30%、60%、90%と高まるにつれて、市場価格は低下し、90%の時には 11 円/kWh にまで下がる。

このように、長期契約は、取引市場における市場支配力の行使を抑制する効果がある。

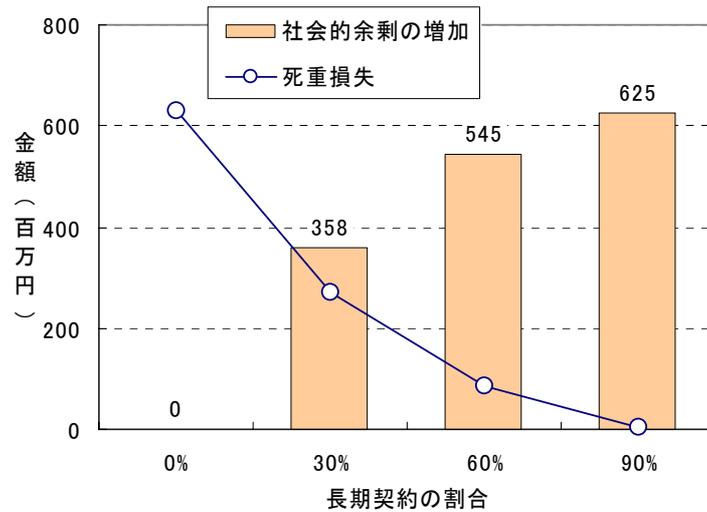
図 22 長期契約の割合と市場均衡価格の関係



### 社会的純便益

長期契約があるときの死重損失と社会的余剰は、図 23のように、長期契約の割合が増加するにしたがって、死重損失は減少、社会的余剰は増加する。長期契約の割合が 90%のとき、死重損失 *DWL* は 4 百万円、社会的余剰はベンチマーク・ケースと比較して 625 百万円増加する。

図 23 長期契約による社会的余剰の増加



#### 4.2. フリンジ・プレイヤー

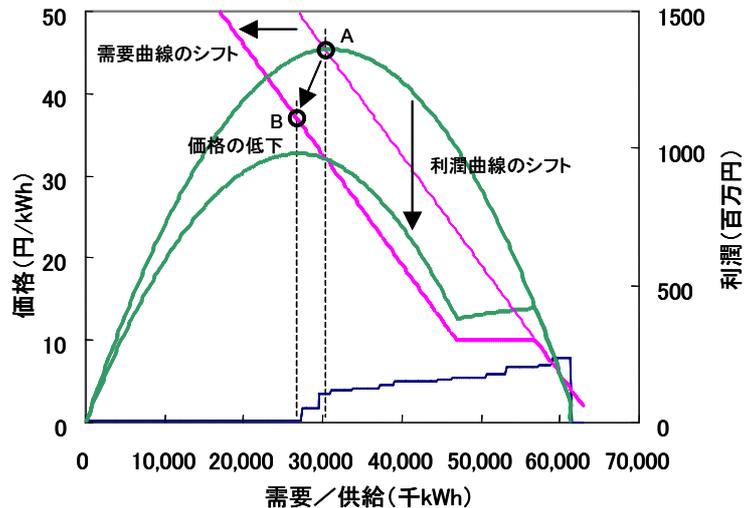
フリンジ・プレイヤーとは、市場支配力を行使できるほど規模が大きくなり、プライス・テイカーとして（価格を所与として）行動する発電事業者である。フリンジ・プレイヤーは、市場価格が自社の発電の限界費用よりも上回っているときは発電を行い市場に供給し、逆に、下回っているときは発電を中止し市場に供給しないと仮定する。フリンジ・プレイヤーのこうした行動を前提に、クールノー・プレイヤーの電力会社2社が直面する競争環境を Borenstein *et al.*(1999)の手法に従って、以下のように定式化する。

フリンジ・プレイヤーはプライス・テイカーとして行動するので、限界費用曲線が供給曲線になる。クールノー・プレイヤー達が直面する需要は、市場全体の需要からフリンジ・プレイヤー達の供給を差し引いたものになる。例として、電力会社1が18,000千kWh供給し、フリンジ・プレイヤーが限界費用10円/kWhで10百万kWの電源を持つ場合の電力会社2の行動を考える<sup>11</sup>。電力会社2が約46,600kWh以上供給すると、市場価格は10円/kWh以下となり、フリンジ・プレイヤーは供給しないが、それ以下の供給量では、市場価格が10円/kWhを上回り、フリンジ・プレイヤーが供給することとなる。この供給量を需要曲線から差し引くと、下図のように、約46,600千kWh以下のところで需要曲線がフリンジ・プレイヤーの供給能力である10百万kW分だけ左にシフトする。電力会社2が直面する需要曲線は、このフリンジ・プレイヤーの供給分を差し引いた残余需要曲線である。この時の電力会社2の利潤曲線は、フリンジ・プレイヤーがない場合（ベンチマーク・ケース）に比較して、46,600千kWh以下の部分が下方にシフトす

<sup>11</sup> フリンジ・プレイヤーが1社の場合、10百万kWの電源を持てば市場支配力を持つ可能性があるが、例えば、1百万kWの電源を持つ発電事業者10社から成っているとすれば、各社が持つ市場支配力は十分小さいと見なせる。

ることになる。これによって、電力会社2の利潤を最大化する価格は45円/kWhから36円/kWhに低下する。供給量は30,800kWh(A)から27,400kWh(B)に減少する。

図 24 フリンジ・プレイヤーが存在する場合の電力会社2が直面する環境変化  
(フリンジ・プレイヤーの供給能力=10百万kW)

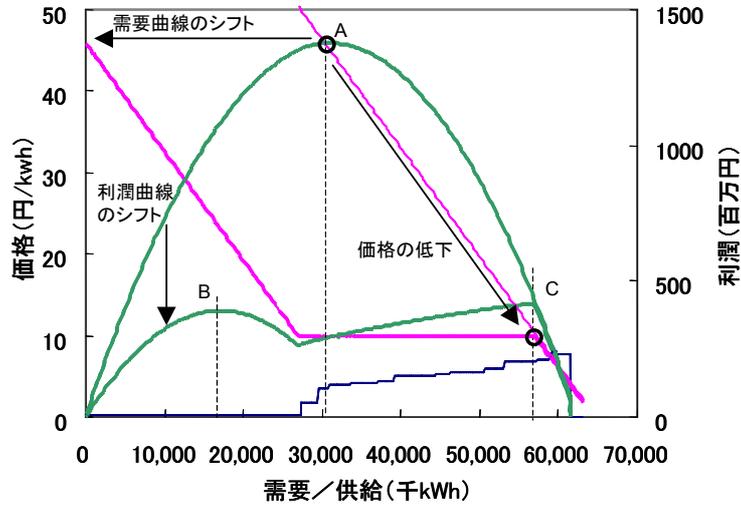


注1) 電力会社1の供給量が18,000kWhのとき

注2) フリンジ・プレイヤーの供給能力は10百万kW、限界費用は10円/kWh

次に、フリンジ・プレイヤーの供給能力がより大きく、合計で30百万kWの場合を考える。この場合には、下図のように需要曲線のシフトはより大きくなり、利潤曲線も大きく下がる。電力会社2の利潤を最大化する供給量は、下図の利潤曲線のBではなく、Cとなる。このように、フリンジ・プレイヤーが存在する場合には、局所的な最大値(極値)が2つ以上存在する可能性がある。これは、フリンジ・プレイヤーが増加していくと、ある時突然にBのような点からCのような点に大きくジャンプする可能性があることを示している。また、Cにジャンプした後は、フリンジ・プレイヤーの供給能力がこれ以上増えても最適な供給量は変化しない。

図 25 フリンジ・プレイヤーが存在する場合の電力会社2が直面する環境変化  
(フリンジ・プレイヤーの供給能力=30 百万 kW)



注1) 電力会社1の供給量が18,000kWhのとき

注2) フリンジ・プレイヤーの供給能力は30 百万 kW、限界費用は10 円/kWh

モデル

企業1、企業2のクールノー・プレイヤーと、フリンジ・プレイヤー企業 $f$ の3社による市場を考える。

フリンジ・プレイヤーのキャパシティーは $\bar{x}_f$ で、限界費用はこのキャパシティーに達するまでは一定で $MC_f$ であるとする。フリンジ・プレイヤーの利潤最大化問題は

$$(25) \quad \begin{aligned} \text{Max}_{x_f} \quad & \Pi_f = px_f - MC_f x_f \\ \text{s.t.} \quad & 0 \leq x_f \leq \bar{x}_f \end{aligned}$$

となる。ここで、 $x_f$ は供給量である。この問題で、価格と限界費用の双方が所与とされているので、価格が限界費用より低いときには供給量はゼロになり、逆に、高いときにはキャパシティー $\bar{x}_f$ となる。価格が限界費用に等しい場合には、ゼロとキャパシティーの間のどの供給量も最適解になる。したがって、フリンジ・プレイヤーの供給は

$$(26) \quad x_f = \begin{cases} 0 & \text{if } p < MC_f \\ [0, \bar{x}_f] & \text{if } p = MC_f \\ \bar{x}_f & \text{if } p > MC_f \end{cases}$$

となる。

クールノー・プレイヤー達はフリンジ・プレイヤーの行動を織り込んで意思決定を行うので、彼らが直面する需要関数を求めるには、フリンジ・プレイヤーの供給量を差し引く必要がある。我々が仮定している線形需要関数のケースでは、クールノー・プレイヤー $i$ が直面する逆残余需要関数は図26のようになる。数式で書くと、

$$(27) \quad p = \alpha(x_1 + x_2 + \bar{x}_f) + \beta \quad \text{if } x_i \leq \hat{x}_i(MC_f, x_{j \neq i}) - \bar{x}_f$$

$$(28) \quad p = MC_f \quad \text{if } \hat{x}_i(MC_f, x_{j \neq i}) - \bar{x}_f \leq x_i \leq \hat{x}_i(MC_f, x_{j \neq i})$$

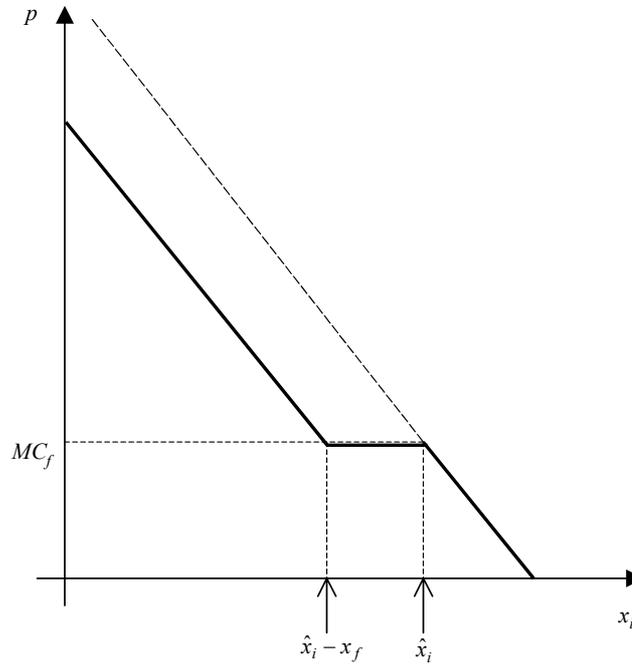
$$(29) \quad p = \alpha(x_1 + x_2) + \beta \quad \text{if } x_i \geq \hat{x}_i(MC_f, x_{j \neq i})$$

となる。ここで、 $\hat{x}_i$  は

$$(30) \quad \hat{x}_i(MC_f, x_{j \neq i}) \equiv \frac{MC_f - \beta}{\alpha} - x_{j \neq i}$$

と定義している。

図 26 残余需要曲線



このときのクールノー・プレイヤーの利潤は以下ようになる。

$$(31) \quad \Pi_i = x_i \{ \alpha(x_1 + x_2 + \bar{x}_f) + \beta \} - TC_i(x_i) \quad \text{if } x_i \leq \hat{x}_i(MC_f, x_{j \neq i}) - \bar{x}_f$$

$$(32) \quad \Pi_i = MC_f(x_i) - TC_i(x_i) \quad \text{if } \hat{x}_i(MC_f, x_{j \neq i}) - \bar{x}_f \leq x_i \leq \hat{x}_i(MC_f, x_{j \neq i})$$

$$(33) \quad \Pi_i = x_i \{ \alpha(x_1 + x_2) + \beta \} - TC_i(x_i) \quad \text{if } x_i \geq \hat{x}_i(MC_f, x_{j \neq i})$$

利潤最大化の1階の条件は以下ようになるが、この解は複数存在する可能性がある（図 27参照）。

$$(34) \quad \alpha(2x_i + x_{j \neq i} + \bar{x}_f) + \beta = MC_i(x_i) \quad \text{if } x_i \leq \hat{x}_i(MC_f, x_{j \neq i}) - \bar{x}_f$$

$$(35) \quad MC_f = MC_i(x_i) \quad \text{if } \hat{x}_i(MC_f, x_{j \neq i}) - \bar{x}_f \leq x_i \leq \hat{x}_i(MC_f, x_{j \neq i})$$

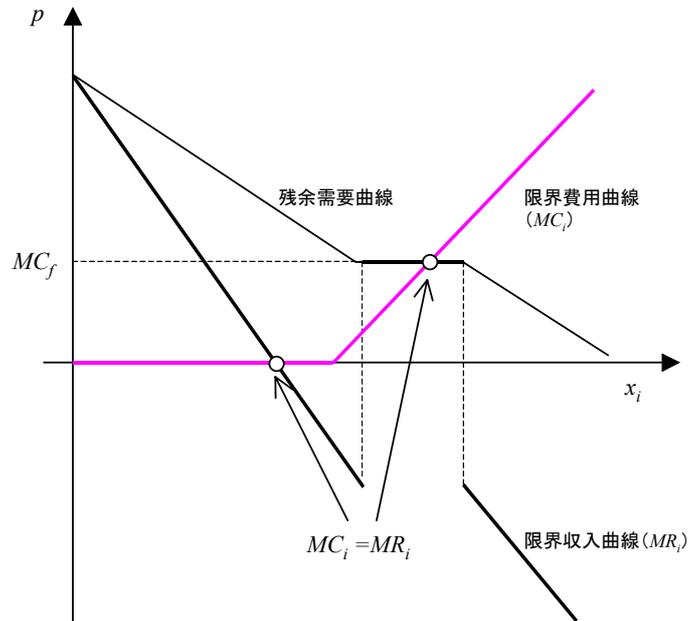
$$(36) \quad \alpha(2x_i + x_{j \neq i}) + \beta = MC_i(x_i) \quad \text{if } x_i \geq \hat{x}_i(MC_f, x_{j \neq i})$$

これらの式から反応曲線

$$(37) \quad x_1 = \tilde{x}_1(x_2, MC_f, \bar{x}_f), \quad x_2 = \tilde{x}_2(x_1, MC_f, \bar{x}_f)$$

が得られ、これらの交点が均衡になる。

図 27 企業  $i$  の利潤を極大化する供給量



注) 図は利潤最大化の極値が2つあるケース

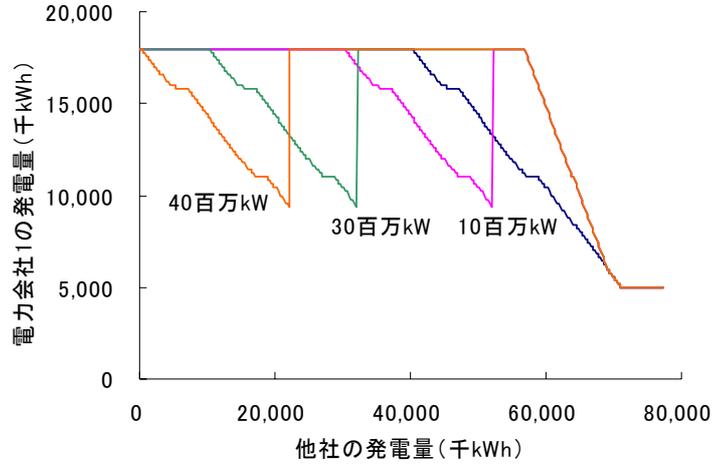
#### シミュレーション

ここでは、限界費用が 10 円/kWh のフリッジ・プレイヤーについて、発電能力を 10,000 千 kW、30,000 千 kW、40,000 千 kW の 3 種類とした。

これまでと同様、他社の発電量を所与として利潤を最大化する発電量を順次計算し、反応曲線を描いた。下図に、フリッジ・プレイヤーの発電能力別の電力会社 1、電力会社 2 の反応曲線を示す。

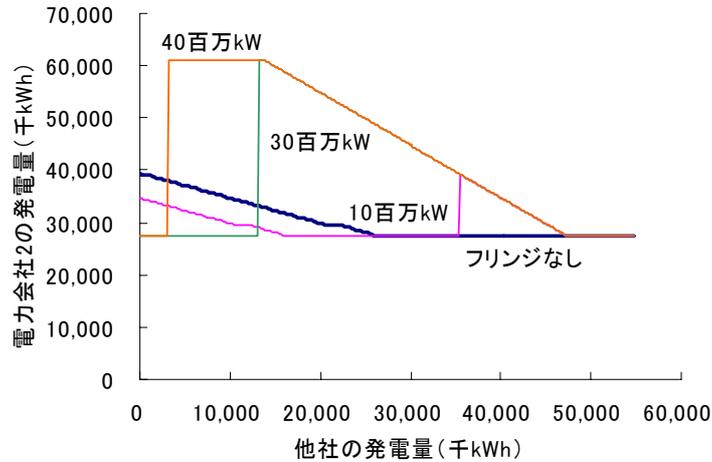
両者とも、フリッジ・プレイヤーの参入によって需要が奪われるため反応曲線が左にシフトする。ただし、図でわかるとおり、利潤を最大化する供給量がジャンプしている。

図 28 フリンジ・プレイヤーがいる場合の電力会社1の反応曲線



注) 数字はフリンジ・プレイヤーの発電能力

図 29 フリンジ・プレイヤーがいる場合の電力会社2の反応曲線

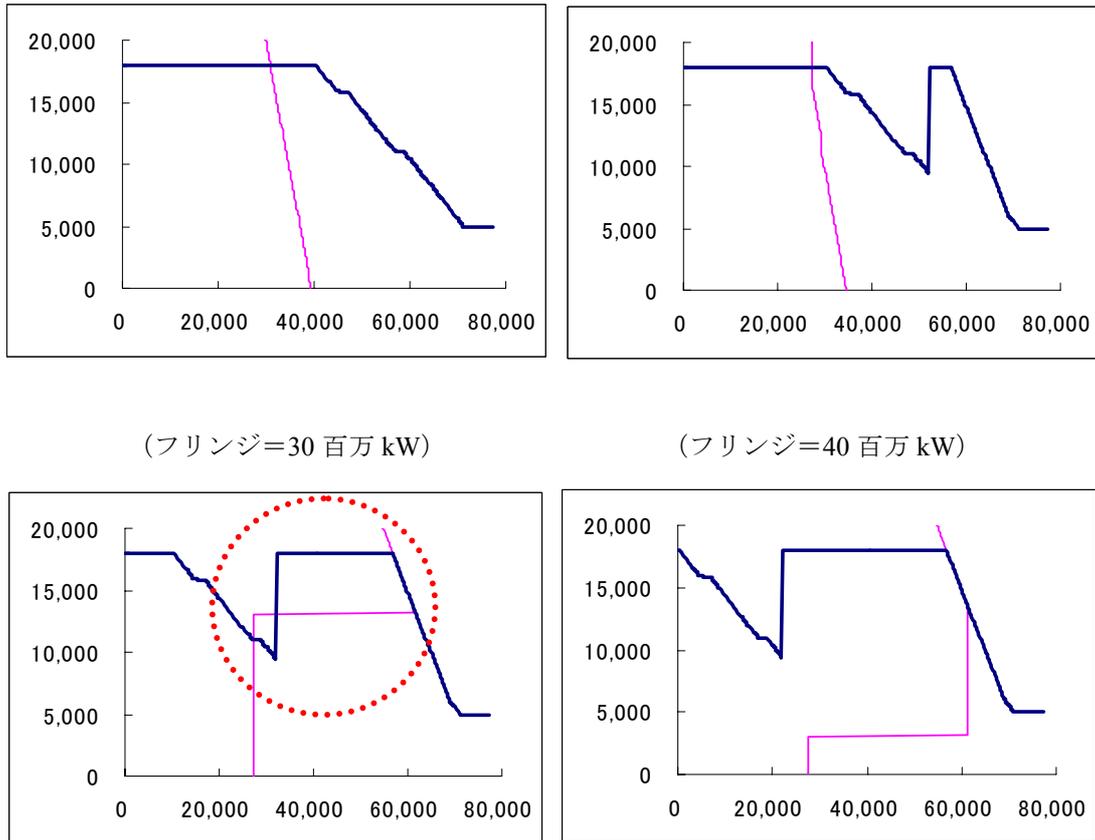


注) 数字はフリンジ・プレイヤーの発電能力

これらの反応曲線を、これまでと同様に「他社」を互いの電力会社とし、重ね合わせたのが図 30である。フリンジ・プレイヤーがない場合には、電力会社1が能力一杯で発電するのに対して電力会社2が発電量を絞って価格を操作し、利潤を増やそうとする。なお、利潤を最大化する発電量がジャンプする場合には、反応曲線が複数の箇所で交点を持つ場合がある。これは、複数の均衡が存在することを示し、初期値によって均衡が異なる可能性がある。Borenstein *et al.*(1999)では、複数の均衡があっても、長期的には、最も利潤の大きい均衡が実現され、かつ、一般的に価格が高い均衡の方が利潤が大きいため、複数の均衡のうちで最も価格の高い均衡が実現される

と仮定している。なお、こうした場合には、Borenstein *et al.*(1999)で行っているような「グリッド・サーチ」を行うことによって、複数ある均衡の中から選択することもできる<sup>12</sup>。

図 30 フリンジ・プレイヤーがいる場合の各電力会社の反応曲線  
(フリンジなし) (フリンジ=10 百万 kW)



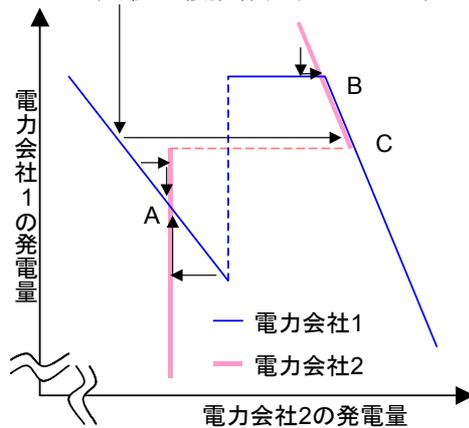
単位) 横軸：電力会社 2 の発電量 (千 kWh)、縦軸：電力会社 1 の発電量 (千 kWh)

フリンジ・プレイヤーの供給能力が 30 百万 kW の時には、反応曲線の交点が複数あり、均衡が複数存在する可能性を示唆している<sup>13</sup>。そこで、この交点の様子を詳しく見ることにする。図 31は、反応曲線が交わる部分を拡大した図である。図の矢印は、一方の電力会社の発電量を所与とした場合の他社の最適発電量を結んでいる。A に収束する場合と、BC 間に収束する場合があることがわかる。これらの均衡は全て安定な均衡である。

<sup>12</sup> グリッド・サーチの簡単な説明は参考資料 1 を参照。

<sup>13</sup> フリンジ・プレイヤーの供給能力が 40 百万 kW のときも、反応曲線が重なる部分が均衡となり複数の均衡が存在するが、いずれの均衡においても供給量の合計は変わらない。

図 31 フリンジ・プレイヤーの発電能力が 30 百万 kW の時の反応曲線  
(均衡が複数存在するケース)



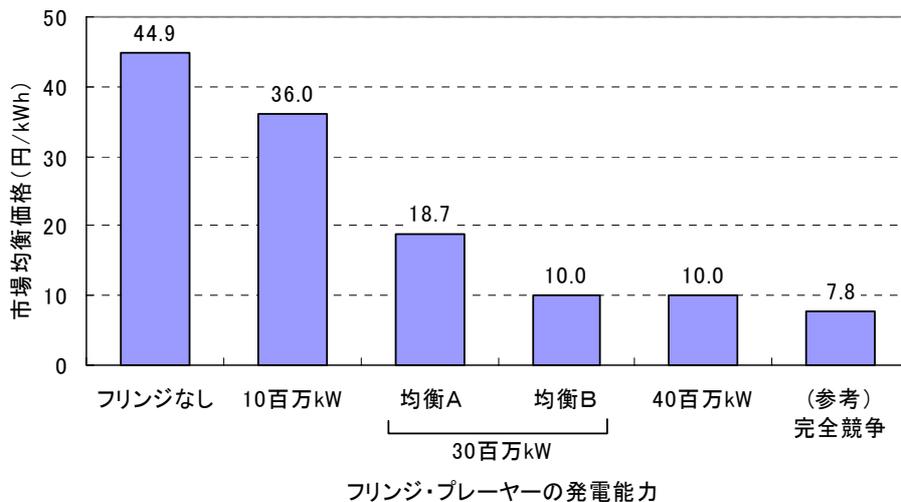
均衡 A では、電力会社 1、電力会社 2 がそれぞれ 11,000 千 kWh、27,400 千 kWh 供給し、フリンジ・プレイヤーも発電能力いっぱいの 30,000 千 kWh を供給する。この時の価格は 18.7 円/kWh である。一方、BC 間では、フリンジ・プレイヤーの供給量がゼロになるように、価格をフリンジ・プレイヤーの限界費用 10 円/kWh よりほんの少しだけ低い水準に維持する。この場合には、2 電力会社間の供給量の配分は一意に決まらない。電力会社 1 の発電量が最も大きくなる均衡 B では、電力会社 1、電力会社 2 がそれぞれ 18,000 千 kWh、56,800 千 kWh 供給する。2 社の供給量合計が同じであれば、電力会社 2 がより多く供給するケースも均衡になりうる。以下では、説明の簡単化のために、均衡 B を BC 間の均衡の代表としてとりあげる。また、市場価格は 10 円/kWh よりほんの少しだけ低い水準でなければならないが、10 円/kWh であるとする。

均衡 A と B における電力会社の利潤を比較してみると、両方の電力会社で均衡 A の方が均衡 B より大きくなる。電力会社 1 は均衡 A の利潤が約 195 百万円/時間であるのに対して均衡 B での利潤は 137 百万円/時間、電力会社 2 は均衡 A で 508 百万円/時間、均衡 B で 402 百万円/時間となる。したがって、電力会社が均衡での状態を予測すれば、フリンジ・プレイヤー達の参入を許して、高い価格による利益を享受しようとするはずである。

以上の市場価格をまとめると図 32 のようになる。フリンジ・プレイヤーがない場合の価格は 44.9 円/kWh であるが、フリンジ・プレイヤーの発電能力が 10 百万 kW、30 百万 kW、40 百万 kW と高まるにつれて、市場価格は低下し 40 百万 kW の時には 10 円/kWh にまで下がる。フリンジ・プレイヤーの発電能力が 30 百万 kW の時には、A と B の 2 つの均衡があるが、価格が高い A の均衡になる可能性が大きい。

このように、フリンジ・プレイヤーの取引市場への参入は、クールノー・プレイヤーの市場支配力の行使を抑制する効果がある。

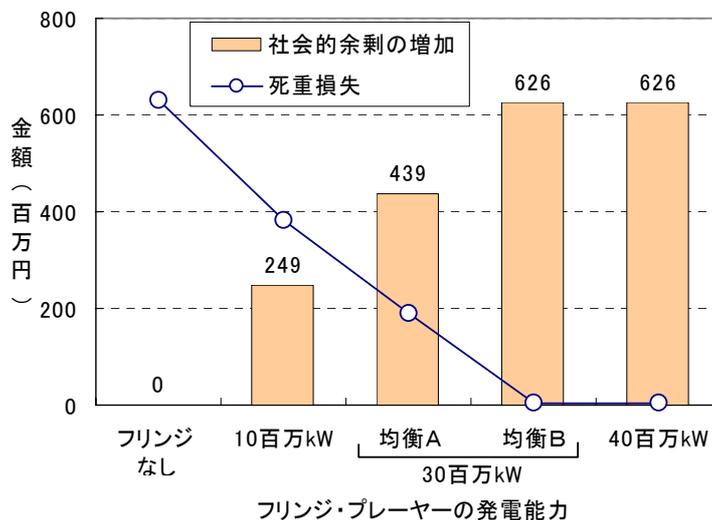
図 32 フリンジ・プレイヤーの発電能力と市場均衡価格の関係



死重損失・社会的純便益

図 33はフリンジ・プレイヤーが存在する時の死重損失と社会的余剰の増加を表している。フリンジ・プレイヤーの発電能力が増加するに伴い、死重損失が減少し、社会的余剰が増加する。フリンジ・プレイヤーの発電能力が40百万kWのとき、死重損失DWLは2.1百万円、ベンチマーク・ケースと比較しての社会的余剰の増加は626百万円となる。

図 33 フリンジ・プレイヤーの存在による社会的余剰の増加



フリンジ・プレイヤーの限界費用の違いに関する感度分析

ここでの分析においては、フリンジ・プレイヤーの限界費用を10円/kWhとしたが、限界費用と需要の大きさによって取引市場のクリアリング価格(需給がバランスする価格)がフリンジ・

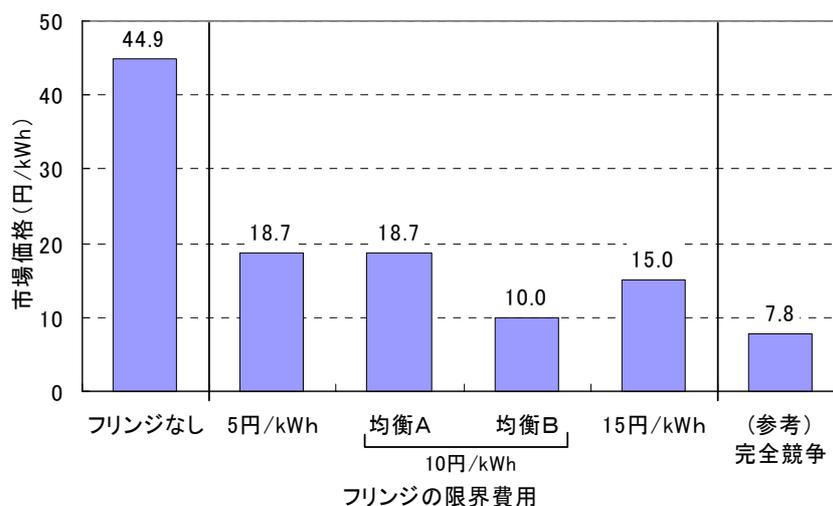
プレイヤーの限界費用を下回ることもありうる。このような時には、フリッジ・プレイヤーは市場に供給できず、電力会社の市場支配力への影響はピーク時に比べ限定的になる。逆に、フリッジ・プレイヤーの限界費用があまり低くても、効果は変わらない。

図 34に、30,000kW の発電能力を持つフリッジ・プレイヤーの限界費用が 5 円/kWh、10 円/kWh、15 円/kWh の時の市場価格を示す<sup>14</sup>。5 円/kWh のケースでは、フリッジ・プレイヤーが発電能力一杯に供給するのが唯一の均衡になる。残りの部分について、電力会社 2 社がクールノー競争を行い、市場価格は 18.7 円/kWh となる。

これに対して、フリッジ・プレイヤーの限界費用が 15 円/kWh の時には、フリッジ・プレイヤーの供給量がゼロになるまで価格を下げるのが唯一の均衡になる。このケースでは、フリッジ・プレイヤーが（実際には供給しないが）限界的な供給者となり、市場価格がフリッジ・プレイヤーの限界費用に等しくなる。

フリッジ・プレイヤーの限界費用が 10 円/kWh の時には、既に見たように 2 つの均衡が存在する。フリッジ・プレイヤーの参入を許さない均衡 B では価格が 10 円/kWh となるが、この場合には均衡 A の方が電力会社の利潤が大きいため、均衡 B は実現しない可能性が大きい。

図 34 フリッジ・プレイヤーの限界費用ごとの市場価格

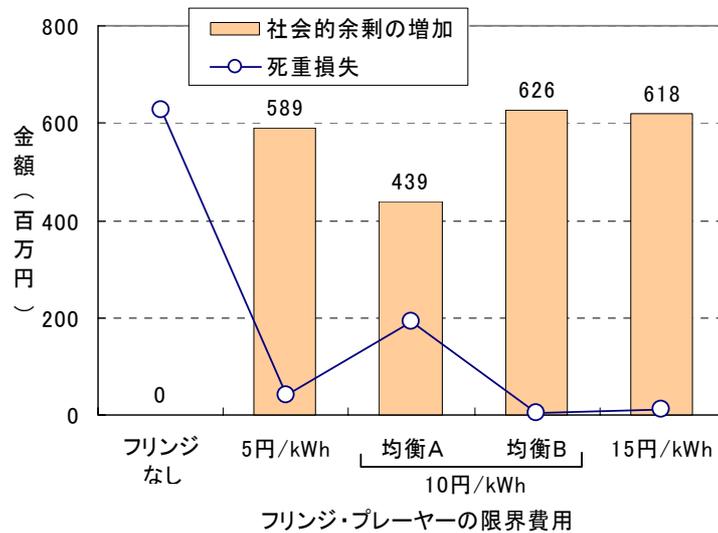


注) フリッジ・プレイヤーの発電能力は 30,000 千 kWh

図 35に示すとおり、フリッジ・プレイヤーの限界費用が 10 円/kWh の均衡 B の場合に社会的余剰の増加が 626 百万円と最も大きくなる（死重損失 *DWL* は 2.2 百万円）。ただし均衡 A が実現した場合には、社会的余剰の増加は最も少ない。なお、フリッジ・プレイヤーの限界費用が 5 円/kWh の時と、10 円/kWh の時の均衡 A とでは、いずれも市場価格が十分高くフリッジ・プレイヤーが供給しており、総供給量も市場価格も等しいが、フリッジ・プレイヤーの供給コストが低い分、限界費用 5 円/kWh の時の方が、生産者余剰が低いために、社会的純便益の増加は大き

くなる。

図 35 フリンジ・プレイヤーの限界費用ごとの社会的純便益



注) フリンジ・プレイヤーの発電能力は 30,000 千 kW

#### 4.3. 電力会社の分割

クールノー競争において、プレイヤーの数が増えるとプレイヤーの市場支配力は弱まり、価格が低下する<sup>15</sup>。ここでは、電力会社 2 の発電所を 2 つの企業に分割し、電力会社 1 と電力会社 21、電力会社 22 の 3 社によるクールノー競争を考える。

##### モデル

各社の利潤最大化問題はベンチマーク・ケースと基本的に同じである。逆需要関数が

$$(38) \quad p = \alpha(x_1 + x_{21} + x_{22}) + \beta$$

であるので、利潤最大化の 1 階の条件は

$$(39) \quad \beta + \alpha(x_1 + x_{21} + x_{22}) + \alpha x_i = MC_i \quad (i = 1, 21, 22)$$

となる。電力会社 1、電力会社 21、電力会社 22 の利潤最大化条件をともに満たす供給量が均衡になる。

##### シミュレーション

電力会社 1 と電力会社 2 を 2 つに分割した電力会社 21 と電力会社 22 の電源構成と需要量は以下の表のように想定した。最も限界費用の低い発電所を電力会社 21 に当て、次の発電所を電力会社 22 に当てる、というように、限界費用の低い順に交互に電力会社 21、電力会社 22 に割り

<sup>14</sup> これらのケースの反応曲線は参考資料 2 を参照。

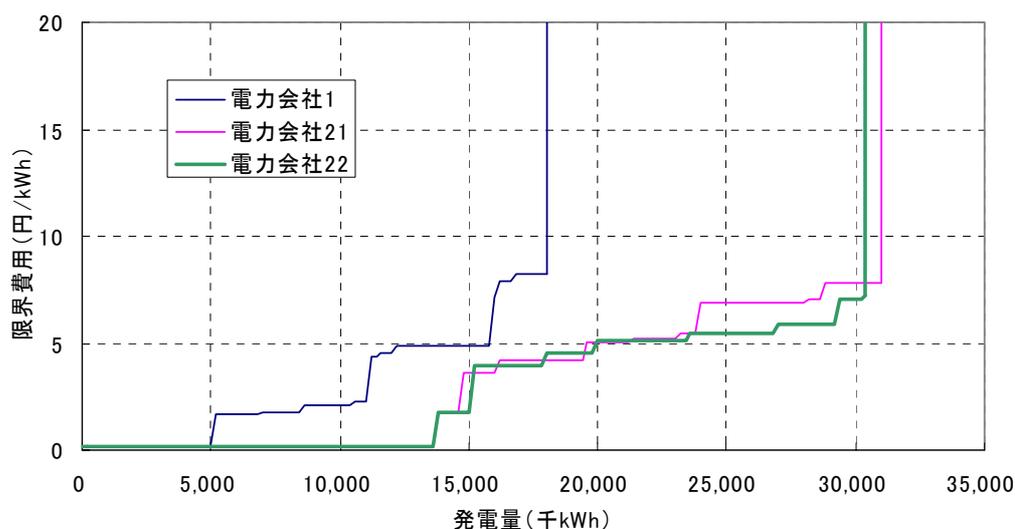
<sup>15</sup> 簡単なモデルによる証明は梶井・松井(2000) 186 ページ参照。

当てた。必須電源については、ちょうど2分の1ずつを割り当てた。こうして得られた3社の限界費用曲線を示しているのが、図36である。

表2 電力会社1を分割した場合の需給の設定

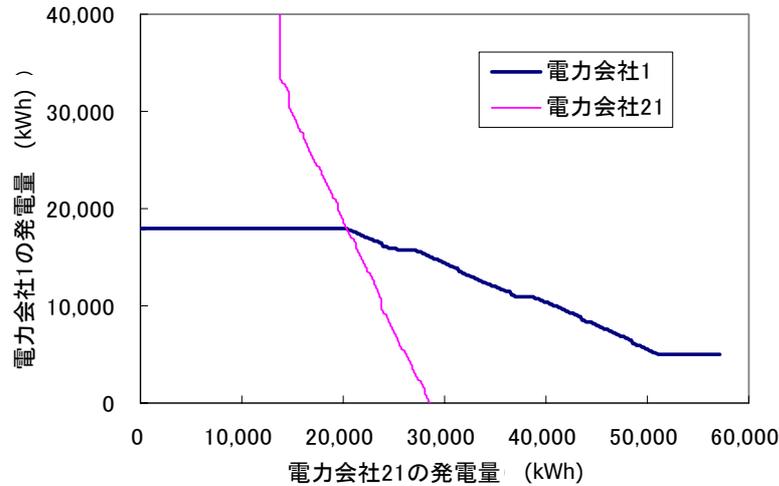
	(単位: 千kW・千kWh)		
	電力会社1	電力会社21	電力会社22
原子力	2,077	8,267	8,267
水力	2,896	5,346	5,346
必須電源計	4,973	13,613	13,613
火力	13,101	17,375	16,691
合計	18,073	30,988	30,304
需要		74,911	
需要の価格弾力性		-0.1	

図36 各電力会社の限界費用曲線



この限界費用曲線をもとに、ベンチマーク・ケースと同様の需要関数を用いて、各社の反応曲線を計算した。下図に、電力会社22の発電量を20,000千kWhとした場合の、電力会社1と電力会社22の反応曲線を示す。ここで所与とした電力会社22の発電量(20,000kWh)はこの電力会社にとって最適ではない。電力会社22についても(39)式の利潤最大化条件が満たされる点を見つける必要がある。ここでは、すべての組み合わせを計算して、所与とした発電量と最適化した発電量が等しくなる発電量を探すというアプローチを採用した。

図 37 電力会社 22 の発電量を 20,000 千 kWh とした場合の反応曲線



注) 長期契約、フリッジ・プレイヤーはなし

具体的には、①電力会社 22 のある発電量を所与とした時に、電力会社 1 と電力会社 21 の反応曲線の交点を求める。次に、②電力会社 1 と電力会社 21 の発電量の合計を所与とし、電力会社 22 の反応曲線から利潤が最大となる発電量を見つける。③これが、①で所与とした電力会社 22 の発電量と同じになるか否かをチェックする。この①から③までの作業を、電力会社 22 の発電可能な全ての発電量（必須電源の能力から全ての電源の能力まで）について、200 千 kWh ステップで行う。

ただし、フリッジ・プレイヤーが存在する場合等、複数の均衡が存在する場合には、この方法では適切な解が求められない可能性がある。そのような場合は、参考資料 1 に示したグリッド・サーチによる方法で求められる。

こうして求められた均衡は表 3 のとおり、3 社合計で 58,400 千 kWh が発電され、市場価格は 32 円/kWh となる。なお、発電量が幅を持っているのは、このシミュレーションが発電量の分解能が 200kWh しかないためである。

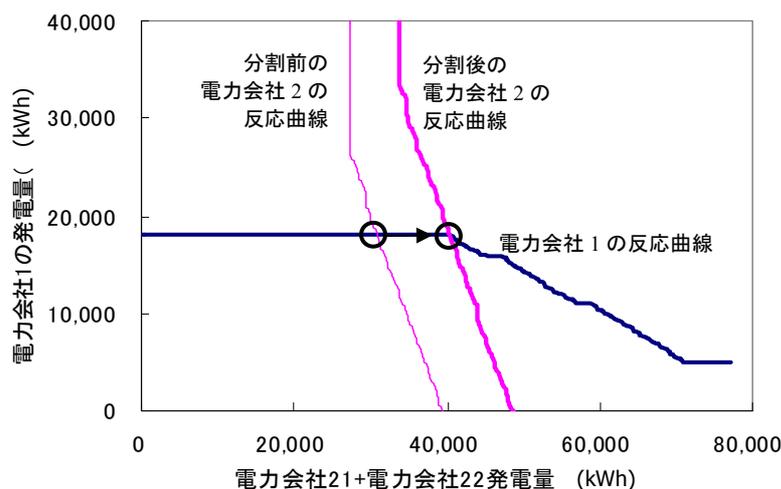
表 3 均衡における各社の発電量と市場均衡価格

	発電電力 (千kWh)	市場価格 (円/kWh)
電力会社1	17,800 ~18,000	32.0
電力会社21	20,200 ~20,400	
電力会社22	20,000 ~20,200	
合計	58,400	

分割後と分割前とを反応曲線で比較すると、図 38 のように、分割によって電力会社 1 の反応

曲線は変化しないが、電力会社 21、22 の反応曲線の合計は、右にシフトする。その結果、均衡での電力会社 2 の発電量は、29,200 千 kWh から 40,200 千 kWh に 38% も増加する。この図からわかるとおり、電力会社 2 の反応曲線のシフトがもう少し大きいと、逆に電力会社 1 が供給量を減少させることとなる。ただし、電力会社 1 の反応曲線の傾きが小さいため、電力会社 2 の発電量はそれほど減少せず、市場全体での供給量は増加する。

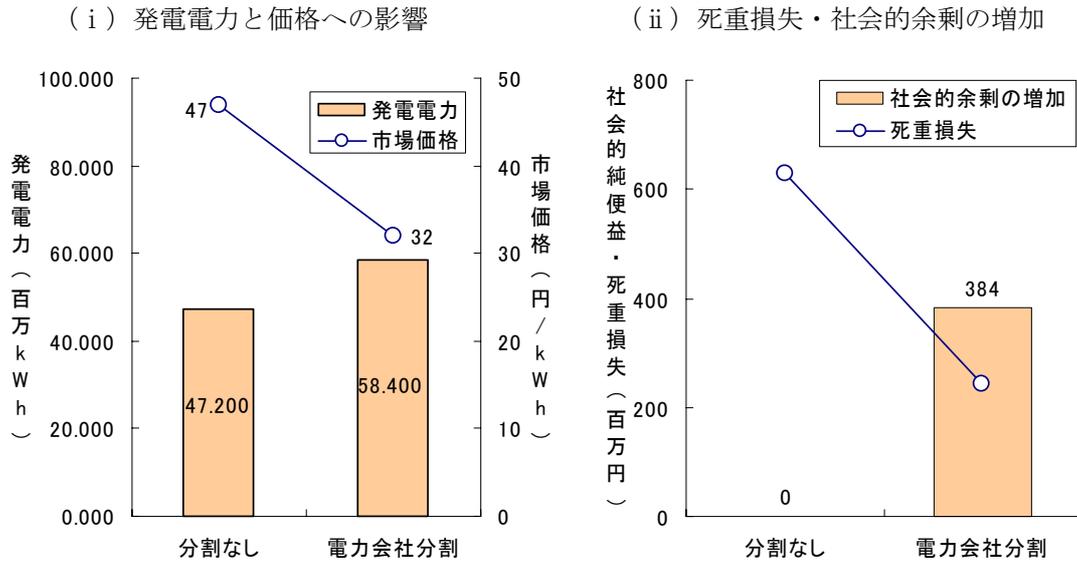
図 38 電力会社 2 の分割による反応曲線への影響



- 注 1) 分割後の電力会社 2 の反応曲線は、電力会社 1 の発電量を所与としたときの、電力会社 21、22 の互いの利潤を最大化する発電量の組を合計した値で描いたもの  
 注 2) 長期契約、フリッジ・プレイヤーはなし

ベンチマーク・ケースと比較し、死重損失、社会的純便益を計算すると、図 39 のようになる。両エリアの市場全体での発電電力は、2 社の複占市場では 47,200 千 kWh だったのに対し、電力会社 1 を分割した場合は 58,400 千 kWh と、23% も供給量が増加する。そのため、2 社の時に 47 円/kWh だった取引市場の価格も、分割によって市場のプレイヤーが 3 社になると 32 円にまで低下する。このとき、社会的純便益は 384 百万円となる。

図 39 電力会社分割による市場支配力への影響



注) 長期契約、フリンジ・プレイヤーなし

#### 4.4. シミュレーション分析のまとめ

図 40にこれまでのシミュレーション分析の結果をまとめる。

夏季最大のピーク時の1時間について、ある2社の電力会社の需給の状況を想定したシミュレーション・モデルを構築した。需要関数は線形、供給関数は水力、原子力発電の限界費用をゼロ、火力発電の限界費用を実際の燃料消費量から産出した燃料費として計算した限界費用曲線とした。

互いの価格を所与として行動するベルトラン・モデルでの卸売市場価格は7.81円/kWhとなった。ベルトラン・モデルでは価格が限界費用と等しくなり、効率的な資源配分がもたらされる。一方、クールノー・モデルでの市場価格は47円/kWhと、ベルトラン均衡の6倍にもなる。また、両者の社会的余剰の差は1時間当たり629百万円にもなる。

電力会社が需要者と長期契約を結ぶと、短期市場での需要曲線がシフトし、価格弾力性が大きくなる。その結果、市場支配力が弱まり、価格が低下する。長期契約の比率が30%、60%、90%と上昇すると、価格は0%の時の47.0円/kWhから33.3円/kWh、21.2円/kWh、11.0円/kWhと下がっていく。社会的純便益はクールノー均衡をゼロとすると、30%の時には358百万円、60%の時には545百万円、90%の時には625百万円となり、90%のケースでは効率解とほぼ同じになる。

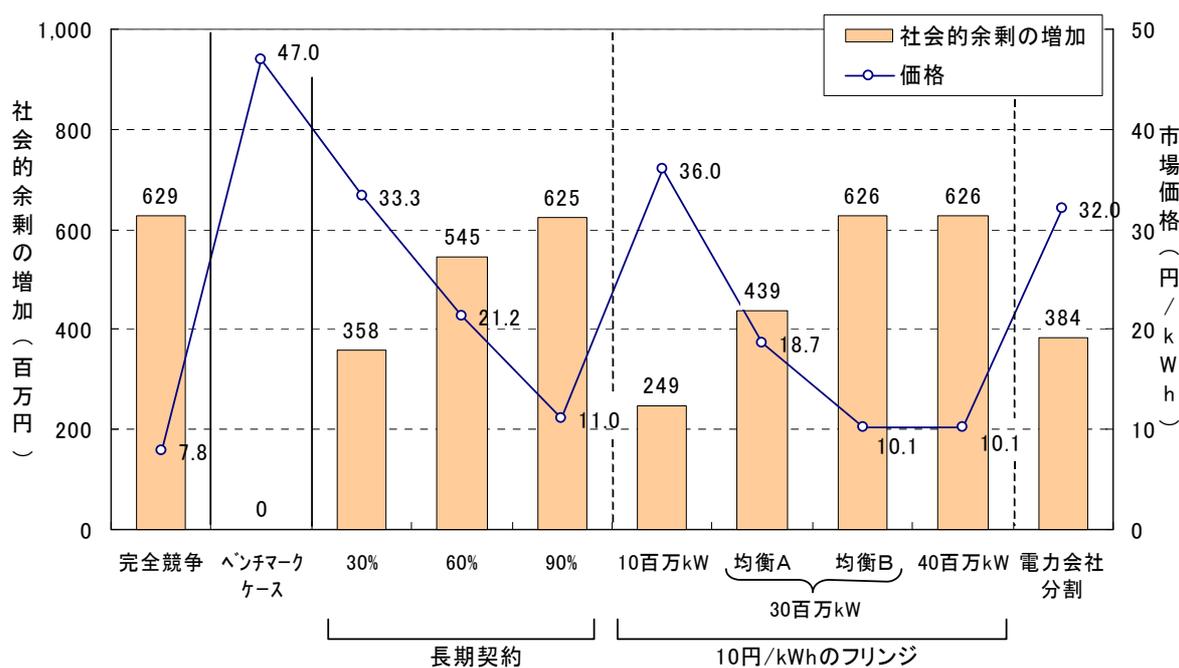
次に、価格支配力をもたない小規模な供給者(フリンジ・プレイヤー)が存在することによる効果を評価した。10円/kWhの限界費用を持つフリンジ・プレイヤーが市場に参加するケースを考えた。このケースでは、フリンジ・プレイヤーの発電能力が大きくなるに伴い、市場価格は低下する。フリンジ・プレイヤーの発電能力が30百万kWの時には、均衡が二つ存在する。それ

らの一つは、フリッジ・プレイヤーの参入を阻止するレベルまで価格を下げるもので、もう一つはフリッジ・プレイヤーの参入を許すものである。後者の方が価格が高くなり、電力会社（クールノー・プレイヤー達）の利潤が大きくなる。したがって、これを予測すれば、電力会社は参入を阻止しようとはしないはずであり、参入を許す均衡が成立する可能性が大きい。

フリッジ・プレイヤーの発電能力が40百万kWになると、市場価格はフリッジ・プレイヤーの限界費用に等しくなり、効率解とほぼ同じ社会的余剰が達成される。しかしながら、この発電能力は電力会社1の2.3倍近くであり、容易に達成できる規模ではない。

最後に、自由化の先進国で行われた電力会社の分割や発電所の売却（ダイベスティチャー）の効果を見た。具体的には、今回のシミュレーション対象とした2社のうち1社を分割するケースのシミュレーションを行った。その結果、市場価格は32円にまで低下し社会的純便益は384百万円となった。しかしながら、効率解の6割程度の純便益しかなく、2社から3社への分割では十分な効果が得られない。

図 40 シミュレーション分析による政策評価のまとめ



## 5 まとめ

電力自由化の先進国では、自由化の過程で市場支配力が問題となった。日本においても、新規参入者のシェアが小さいことや電力会社各社を結ぶ連系線の容量が少ないこと等から、電力市場における市場支配力が問題となる可能性がある。本稿では、卸電力取引市場における競争性の程

度をシミュレーション・モデルによって評価する手法を解説した。

仮想例として、夏季最大のピーク時の1時間について、ある2社の電力会社の需給の状況を想定し、シミュレーション分析による政策評価を行った。シミュレーションでは、まず、効率解と一致するベルトラン均衡を計算した。次に、市場支配力が最も大きくなるクールノー・モデルによるシミュレーションを行い、これをベンチマーク・ケースとした。このときの価格は効率解の約6倍、死重損失は1時間で629百万円にもなる。

市場支配力を抑制する政策として、長期契約の導入、フリンジ・プレイヤーの参入、電力会社の分割を考え、これらの実施の効果を社会的余剰の増加（社会的純便益）で評価した。

まず、長期契約については、その導入により、市場支配力を大きく低下させることができた。長期契約の割合が現在の需要の90%程度になれば、ほぼ完全競争市場と同様の社会的純便益625百万円を得ることができた。フリンジ・プレイヤーの参入では、その規模や限界費用により効果は多少異なるが、フリンジ・プレイヤーの発電能力が総需要の半分(40百万kW)程度になれば、ほぼ完全競争市場と同様の社会的純便益が得られる。また、2社のうちの1社を分割する政策は、長期契約を30%とするのと同程度の384百万円の社会的純便益をもたらした。

今回の分析では、以下のような課題が残っている。

第一に、ベルトラン・モデルとクールノー・モデルの2つの極端なケースだけを分析した。これらの中間に位置するケースや供給者が共謀するケースの分析も必要であろう。こういった分析については、航空市場の競争性を分析した Oum *et al.* (2004)が参考になる。また、Green and Newbery (1992)が用いている供給関数均衡も検討の対象にすべきであろう。

第二に、本稿で用いた限界費用や需要関数に関する仮定の妥当性の検証や改善が必要である。限界費用については、電力会社間の送電費用を考慮していない。また、発電費用についても以下の単純化の仮定をおいている。

- (1) 水力発電、原子力発電の限界費用をゼロとした。
- (2) 火力発電については限界費用を燃料費のみとした。実際には、運転時間に応じた修繕費等も限界費用に含まれると考えられる。
- (3) 共同火力の発電所については、発電量が一定水準を超えると重油等を吹き増すことが必要となり、実質的には限界費用が異なる2種類の発電所と考えるべきかもしれない。

需要関数は、政策評価の結果に大きな影響を与えるにもかかわらず、今回のシミュレーションでは需要関数の形状やカリブレーションにおける価格および価格弾力性を大胆に仮定した。したがって、こうした点についても感度分析を行って、今後明らかになる取引市場における実際の価格と需要の関係を用いたカリブレーションを行うことが必要である。また、現状では卸電力取引市場での取引量は小さく、電力会社も新規参入者も自社保有の電源や自家発電から長期契約で調達した電力が供給のほとんどを構成している。こういったケースは、我々が分析した長期契約ケースに近いと思われるが、この解釈が妥当かどうかの検討も必要である。

さらに、電力会社間の送電容量を考慮していないため、送電制約のもとでの均衡は今回のシミュレーション結果と異なる可能性もある。

第三に、シミュレーションの条件についても、改善の余地がある。今回のシミュレーションではピーク時のみを対象としたが、オフピークの場合の行動は大きく異なる可能性がある。ピーク時にはすべての供給者が供給キャパシティーに近いレベルで供給しているので、自社が供給を絞っても他者は供給量を増加させることが困難である。このような時にはクールノー均衡が成立しやすい。ところが、オフピーク時には供給量を容易に増加させることができるので、ベルトラン均衡に近くなることがありうる。また、供給者達が明示的あるいは暗黙の協調行動をとる可能性も存在する。シミュレーション・モデルのもう一つの使い方は、実際の価格と供給量の動きをシミュレーション結果と比較することによって、供給者達がどのような行動をしているかを分析することである。

第四に、動学的な効果を省略している点も、結果に大きな影響を与えていると考えられる。動学的には、新規参入の脅威が市場のプレイヤーの市場支配力を低下させるが、こうした効果を考慮していない。新規参入の容易さの効果を考えるためには、動学的な要素を導入する必要がある。また、長期契約が存在するケースには、長期契約とスポット市場への供給量の振り分けを供給者がどう決定するか分析が必要である。本稿でも示したように、長期契約が増加すると、スポット市場の価格が下がる傾向があるので、これを各供給者が読み込むと長期契約の割合を抑える行動に出る可能性がある。

## 参考文献

- Akiyama, S. and N. Hosoe (2003), "A Spatial Equilibrium Analysis of Regulatory Reform in Japan's Electric Power Industry," GRIPS Research Report Series I-2003-0001.
- Borenstein, S., J. Bushnell, and C.R. Knittel (1999), "Market Power in Electricity Markets: Beyond Concentration Measures," *Energy Journal*, 20(4), 65-88.
- 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(Sep), 285-323.
- Bunn, D.W. and M. Martoccia (2005), "Unilateral and collusive market power in the electricity pool of England and Wales," *Energy Economics*, 27, 305-315.
- Green, R.J. and D. Newbery, (1992), "Competition in the British Electricity Spot Market," *Journal of Political Economy* 100, 929-953.
- Growitsch, C., T. Wein (2005), "Network Access Charges, Vertical integration, and Property Rights Structure—Experiences from the German Electricity Markets," *Energy Economics*, 27, 257-278.
- Joskow, P.L. and Edward Kahn (2002), "A Quantitative Analysis of Pricing Behavior in California's Wholesale Electricity Market During Summer 2000," *Energy Journal*, 23(4), 1-35.
- Newbery, D.M. and Michael G. Pollitt (1997), "The Restructuring and Privatisation of Britain's CEB—

- Was It Worth It?" *The Journal of Industrial Economics*, 45(3), 269-303.
- Neuhoff, K, J. Barquin, M.G. Boots, A. Ehrenmann, B.F. Hobbs, F.A.M. Rijkers and M. Vázquez (2005), "Network-constrained Cournot Models of Liberalized Electricity Markets: the Devil is in the Details," *Energy Economics*, 27, 495-525.
- Oum, T.H., X. Fu, and M. Lijesen (2004), "An Analysis of Airport Pricing and Regulation in the Presence of Competition Between Full Service Airlines and Low Cost Carriers," Discussion Paper CIRJE-F-316, Center for International Research on the Japanese Economy.
- 浅野浩志・矢島正之 (2004) 『電力市場における市場支配力の理論と実際』, 電力自由化の経済学(第2章)、東洋経済新報社.
- 梶井厚志・松井彰彦 (2000) 『ミクロ経済学：戦略的アプローチ』, 日本評論社.
- 清野一治 (1993) 『規制と競争の経済学』, 東京大学出版会.
- 熊谷礼子・服部徹 (2004) 『電力市場における市場支配力の理論と実際』, 電力自由化の経済学(第2章)、東洋経済新報社.
- 資源エネルギー庁 (2001) 『海外諸国の電力改革の現状と制度的課題』.
- 野村宗訓 (2002) 『電力市場のマーケットパワー』, 社団法人日本電気協会新聞部.

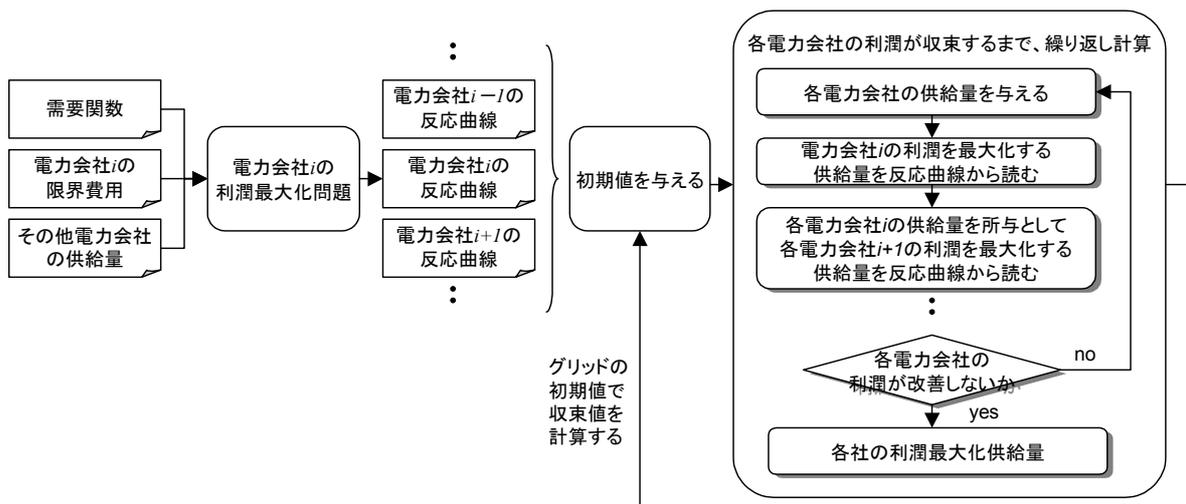
(参考資料 1) グリッド・サーチ

まず、他社の合計供給量を所与とした反応曲線を各社について計算する。次に、各電力会社の反応曲線を使って、各電力会社の利潤が収束するまで、繰り返し計算する。

この収束計算の方法は以下のとおりである。

ある 1 社（ここでは A 社とする）を除く電力会社の発電量を所与（初期値）として与える。次に、A 社の利潤が最大となる発電量を A 社の反応曲線から読む。次に、この A 社の発電量を所与として、A 社ではない例えば B 社の利潤を最大化する発電量を B 社の反応曲線から読む。同様に全てのプレイヤーの最適化を行う。この時点で、最後に最適化を行ったプレイヤー、例えば X 社以外は、もはや最適な発電量ではなくなっている。したがって、再度、A 社からこの最適化の計算を順次行う。どのプレイヤーも発電量を変えても利潤が変わらない発電量が得られるまで（収束するまで）、この計算を繰り返す。

図 A-1 グリッド・サーチの具体的な方法



(参考資料 2) フリンジ・プレイヤーの限界費用の違いによる影響

○フリンジ・プレイヤーの限界費用=5 円/kWh のケース

図 A - 2 電力会社 1 の反応曲線

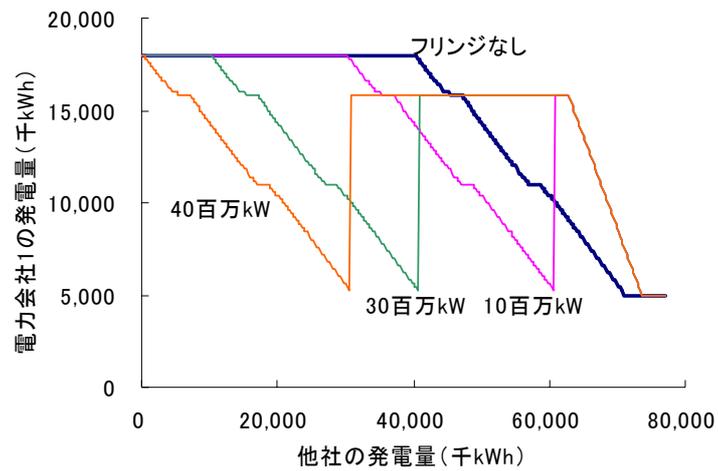


図 A - 3 電力会社 2 の反応曲線

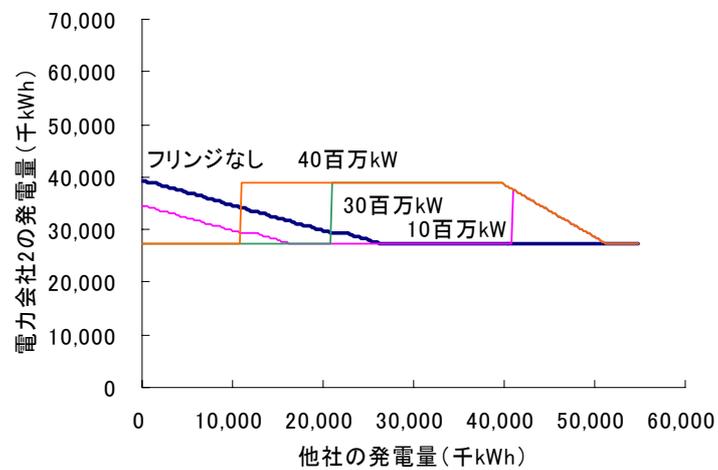
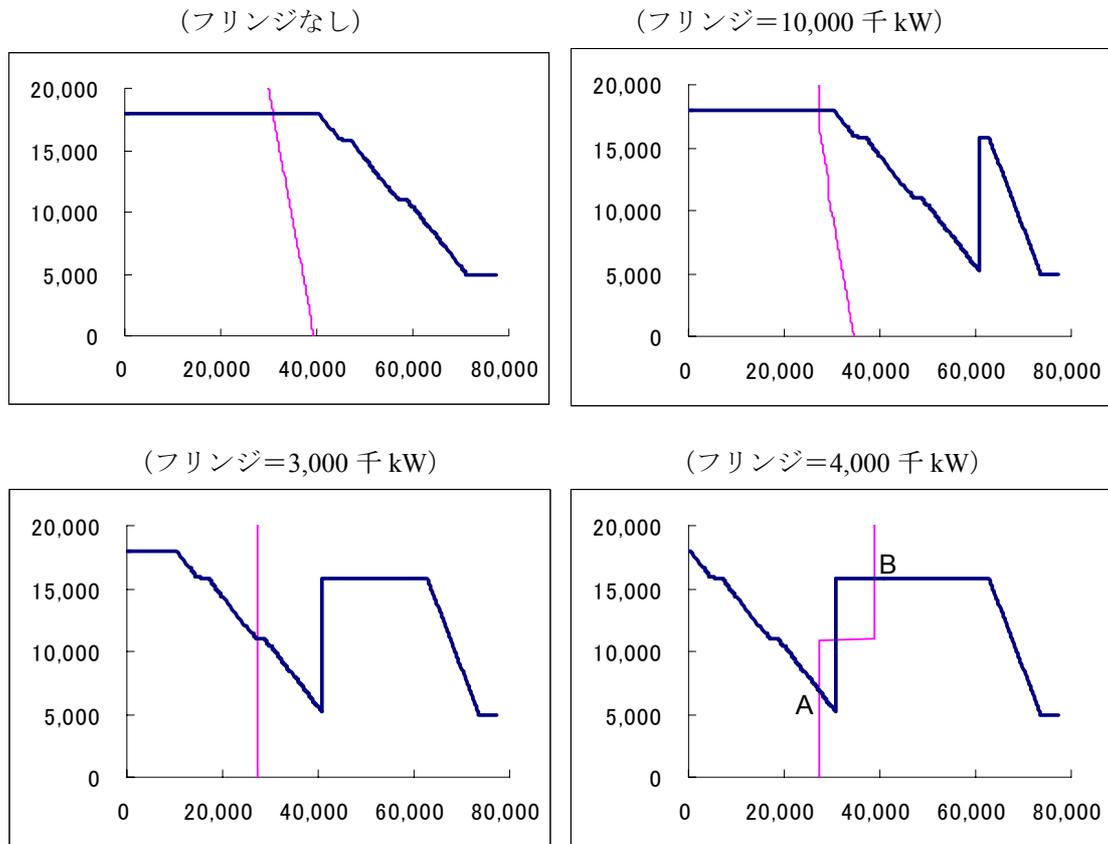
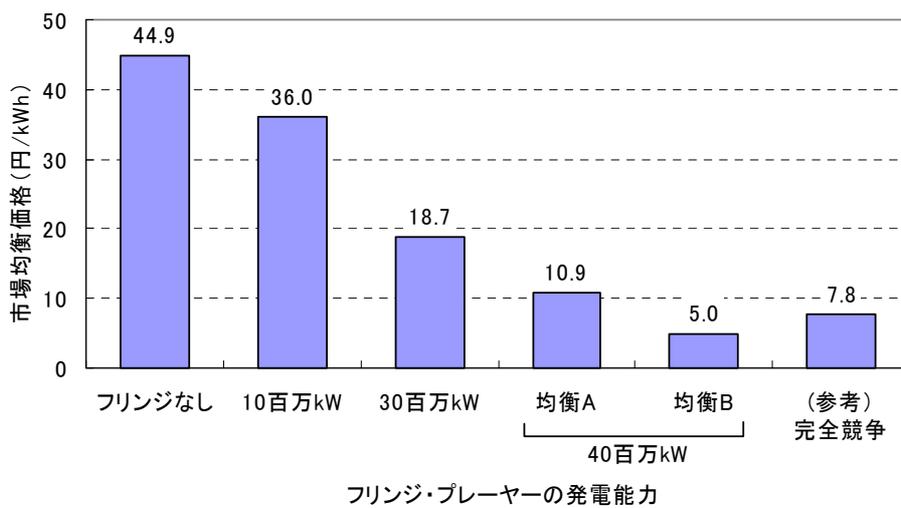


図 A - 4 反応曲線



単位) 横軸 : 電力会社 2 の発電量 (千 kWh)、縦軸 : 電力会社 1 の発電量 (千 kWh)

図 A - 5 フリッジ・プレイヤーの発電能力と市場均衡価格の関係



○フリッジ・プレイヤーの限界費用=15 円/kWh のケース

図 A - 6 電力会社 1 の反応曲線

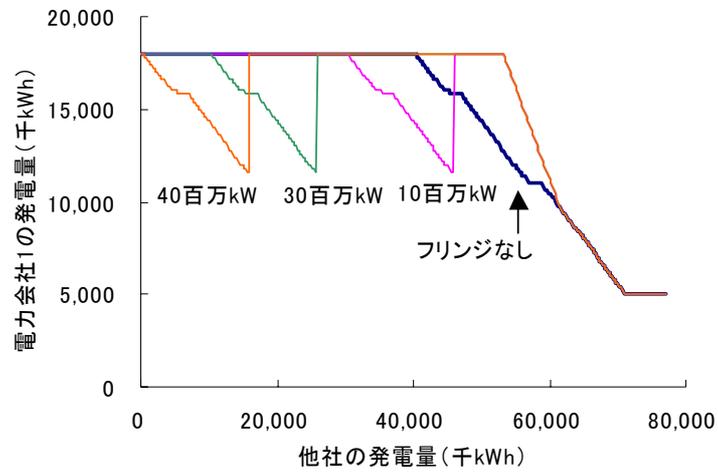


図 A - 7 電力会社 2 の反応曲線

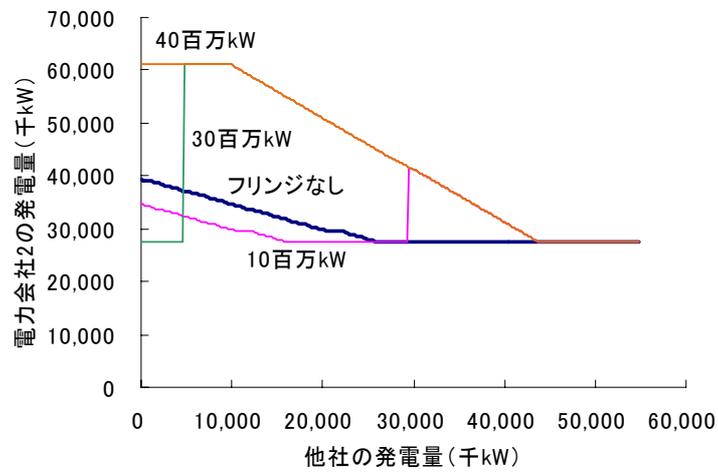
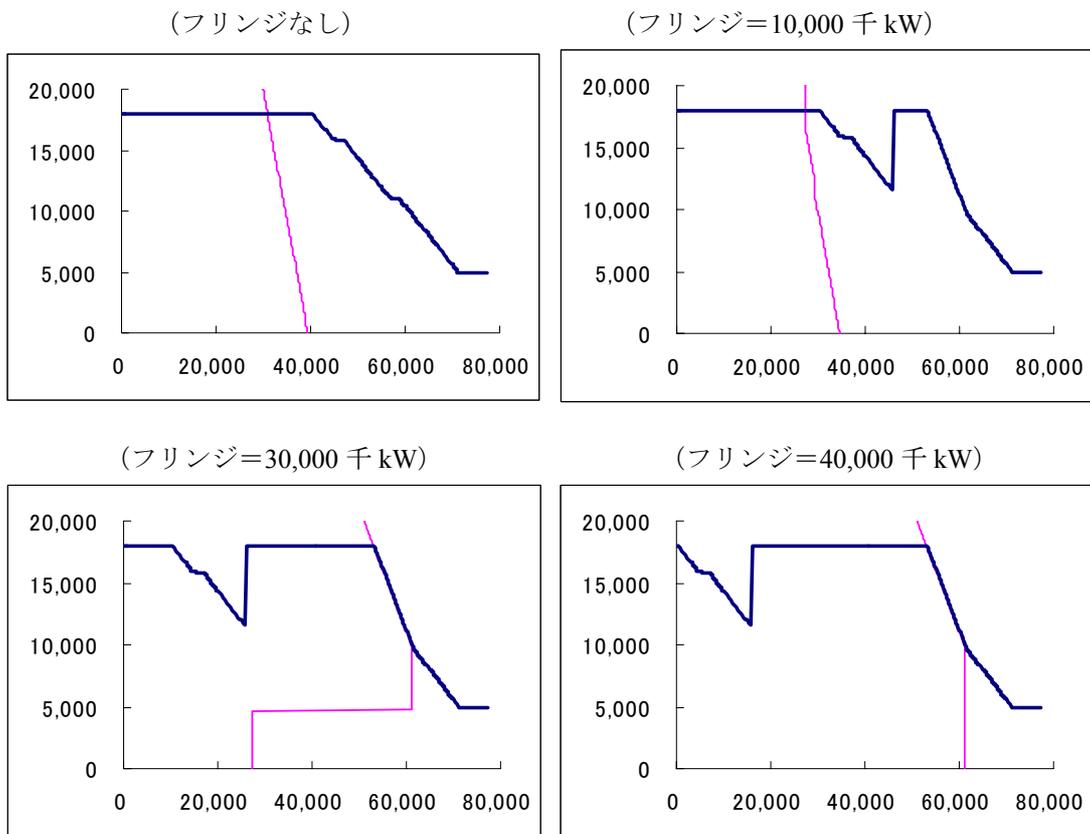


図 A-8 フリンジ・プレイヤーが存在する場合の反応曲線



単位) 横軸：電力会社2の発電量(千kWh)、縦軸：電力会社1の発電量(千kWh)

図 A-9 フリンジ・プレイヤーの発電能力と市場均衡価格の関係

