

# イギリスにおける電力プール市場と資源配分効率

The British Electricity Spot Market and Allocative Efficiency

キーワード：プール市場，資源配分効率，入札価格，  
供給関数均衡モデル

松川 勇

## 1. はじめに

イギリス電力市場の大胆な改革が断行されてから、はや4年余りが経過した。プール市場の設立や託送の自由化等が相次いで実施され、イギリス国内はもとより、遠く離れたわが国でも大きな関心と呼んでいる。この壮大な「実験」の根底には、規制を最低限にとどめ、市場メカニズムを活用して資源配分効率の向上を追求する姿勢が貫かれている。わが国は発電から配電まで統合化された地域独占体制を採用しており、われわれにはイギリスの新しい制度は一見して非常に複雑で理解しにくい。イギリス電力規制庁は、制度改革の目標として電力市場における競争の促進および効率の向上を掲げているが、個々の規制方式をみると *de-regulation* というよりもむしろ *re-regulation* の印象を受ける。しかし、プライス・キャップ、設備要素 (capacity element)、プール価格の入札など、個々のルールには経済理論の成果が数多く盛り込まれている。新たに採用された規制方式の多くは、資源配分効率の向上を目的とした経済理論をベースとしており、果たして経済学が教える通りに資源配分効率の向上が成し得たかどうか、大変興味深い。

本報告 (松川 [1993]) では、とくに資源配分効率の観点から、イギリスの電力プール市場に関する規制方式のレビューを行なった。まず、電力プール市場における価格の設定方式を概観した後に、プール価格の動向および問題点を解説する。次に、資源配分効率の点からプール市場を評価した Green & Newbery [1992] および Green [1994a] を取り上げ、主要な論点を整理する。最後に、今後の展望を簡潔に述べる。なお、プール市場の詳細については川田 [1991] を、また、プール価格の動向および問題点については Green [1994b] を、それぞれ参照願いたい。

## 2. 電力プール市場の現状

### 2.1 電力市場の改革

1990年4月、政府はイングランドとウェールズの電力市場を対象とした大幅な制度改革を実施した。まず、発・送電部門における国営独占企業であった Central Electricity Generating Board (CEGB) を、発電3社および送電1社にそれぞれ分割した。発電市場における参入・退出規制が撤廃され、CEGBを分割して新たに設立された National Power (NP)、PowerGen (PG)、Nuclear Electric (NE)

の3社のほかに、コンバインド・サイクル・ガスタービン(CCGT)を中心とする独立発電事業者(independent generators)が新たに参入した。送電部門は参入・退出規制を継続してNational Grid(NG)社の独占市場とし、また、配電部門は従来通り12社による地域独占とした。発送電部門の制度改革にともない、NE社を除くすべての発・送・配電会社を民営化した。さらに、1,000kW(1994年4月からは100kW)を超える需要家については配電会社の系統を通じて直接需要家に販売できるようになった(小売り託送)。1998年には、すべての需要家が供給事業者を自由に選択できるようになる予定である。

イングランドおよびウエールズにおいて発電事業者として認可された企業の保有する発電プラントの容量は、1992年度末では59.5GWであった。このうち、NP社とPG社がそれぞれ45%および32%を占めている。原子力発電は国営のNE社が保有しているが、このシェアは16%であった。このほか、フランスとスコットランドから電力を購入しており、それぞれ2GWの容量を持つ送電線と850MWの容量を持つ送電線を利用している。1992年5月現在発電事業者として認可された新規参入者は14社であり、その大半はCCGTプラントを保有している。

## 2.2 プール市場の運営と価格の決定

1発電所からの供給が1万kWを超える発電事業者および販売量が500kWを超える供給事業者は、プール市場に参加して電力取引を行うことが義務づけられている。発電事業者は、毎日午前10時までに翌日の午前5時から24時間の期間(取引日)について30分ごとの時間帯における各発電ユニットの希望販売価格およ

び運転特性、供給力、運転柔軟度(出力変動速度、1日の起動停止許容回数、最低出力)等を提示する。

NG社は、取引日の需要想定と発電事業者の提示内容、前日までの発電機運転状況を考慮して入札価格の安い順に(メリット・オーダー)30分ごとの給電計画をつくる。この給電計画では、10時以降に修正された発電供給力や運転特性を考慮しており、予定発電量および計画予備力が決定される。但し、この時点では、送電制約や運転特性の細部は無視されている。

取引日前日の午後3時に、発電事業者に対して給電指令が出される。取引日には、予想と実際の需要の乖離やユニットの故障、送電線の制約等によって給電計画と異なる運用が起こる。予定発電量と計量値との差は支払時に調整され、また、無効電力や電圧・周波数安定化のために電力供給を行ったり、超過出力運転指令を受けたユニットについては、提示価格をもとに支払額が算定される。

電力プール市場の取引価格は、プール受け入れ価格(pool input price: pip)とプール引き出し価格(pool output price: pop)に区分される。pipは、発電事業者へ支払われる料金であり、系統限界価格(system marginal price: SMP)および設備要素から構成される。

系統限界価格は、午前10時の時点で入札されたプラントの提示価格の中の最大値に相当する。提示価格は、start-up price(起動価格: プラントの起動にかかるコスト)、no-load price(無負荷運転価格: 瞬動予備力関連のコスト)、incremental bid price(運転価格: 燃料費)の3種類に区分される。

系統限界価格はこれら3種類の価格を考慮して決められるが、需要の少ない時間帯に限り運

転価格のみを考慮して決められる。需要の少ない時間帯とは、大型石炭火力や原子力などの起動・停止の運転柔軟性のないプラントについて申告された発電容量が、需要の予測値を100万kW以上超過する場合である。これはB時間帯(Table B)と呼ばれ、他の時間帯はA時間帯(Table A)と定められている。原子力や大型石炭火力発電所を定格以下の出力で運転した方が小規模電源を起動・停止するより経済的であるため、B時間帯において運転されるのは原子力や大型石炭火力プラントである。

設備要素は、次式で定義される。

LOLP・(VOLL-SMP)

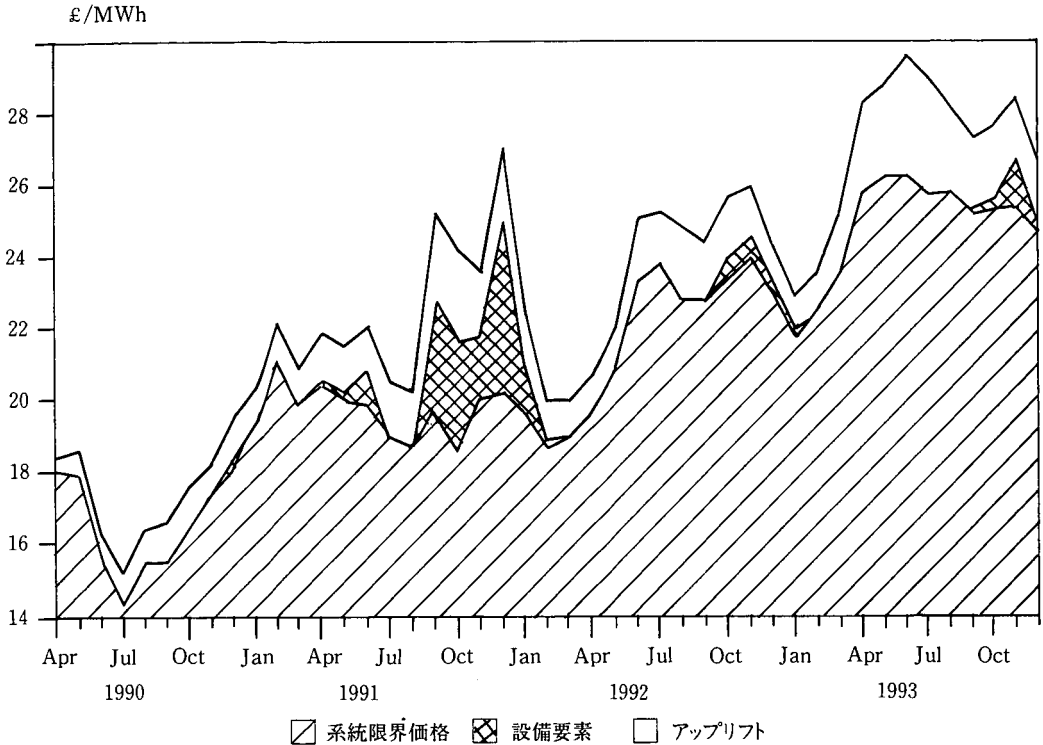
ただし、VOLL (value of lost load) は停電コストを表し、kWhあたり総生産額として算出され、2ポンド/kWh (340円/kWh, 1ポンド=170円)程度である(ちなみに、日本のkWhあたり総生産額は1991年で614円/kWhである)。また、LOLP (loss of load probability) は、供給遮断確率( $0 \leq \text{LOLP} \leq 1$ )を示す。この数値は通常ゼロもしくはゼロに近いが、需要が供給力の8割を超えると急増し、それともなって設備要素が増加する。需給が逼迫して設備要素が高い水準になると、新規参入のインセンティブが高まり供給力の増大が期待される。このように、設備要素は、価格メカニズムを通じて供給予備力を適正な水準に導く役割を担っているのである。

プール引き出し価格は、供給事業者、プールから直接購入する大口需要家および所内用として電力を購入する発電事業者の支払う価格に相当する。プール引き出し価格は、プール受け入れ価格とアップリフト (uplift) の合計で定義される。アップリフトは、プール受け入れ価格をもとに計算した発電事業者への支払額と、実際

に発電事業者へ支払われる額が一致するように、差額を回収する目的で設定され、これによって供給事業者の支払額と発電事業者への支払額が一致する。需要予測の誤差、送電線の制約、発電所の事故等があるため、実際の給電運用は計画通りにはいかない。B時間帯は原則としてベース電源が運転されているのでほぼ計画通りに運用されている。他方、A時間帯では、入札されていても送電線の制約等によって運転されない発電所があり、また、入札からはずれても、思わぬ需要増加や事故対策、無効電力供給や周波数・電圧安定化のために運転される発電所もある。プール受け入れ価格はメリット・オーダーの決定の際に用いられるため、事前に決める必要があるが、実際の運用は事前にたてた給電計画通りに行かないので、引き出し価格と受け入れ価格に乖離が生じてしまう。アップリフトは、両者の乖離を埋める役割を果たしている。ただし、アップリフトは算定方式が非常に複雑でわかりにくく、また、1992年において計画外予備力や送電制約に関する支払が大幅に増加し需要家や供給事業者から不満が噴出した。このため、NG社は、アップリフトの大部分を廃止して系統運用のコストを定額料金によってあらかじめ徴収する方式を採用する方向で、現在検討中である。

### 3. プール価格の動向と問題点

1990年4月からプール市場の運営が始まったが、インフレや需要変動などを考慮しても明らかに高い水準にプール価格が上昇したことから、NP・PG2社による価格操作が行なわれているのではないかと、との批判が供給事業者や大口需要家から相次いだ。図1は、月平均のプール価格の推移である。図からは、1991年の



出典：Green [1994b]

図1 プール価格の推移（月平均）

9月から12月において設備要素が際だって高い点および系統限界価格が92・93年に上昇した点が読み取れる。

まず設備要素の動向をみると、1990年から91年にかけて、4月から9月の6か月平均で0.02ポンド/MWhから0.74ポンド/MWhへ急騰した。設備要素は需給両面の影響を受けるが、需要動向をみる限り設備要素が大幅に増加する理由は見あたらない。ちなみに、1991年4月から6月における電力需要は90年の同時期に比べて3.5%増加したが、逆に91年7月から9月では1%低下しているのである。

設備要素が大幅に上昇した理由として、NP・PG 2社の供給力の過小申告が指摘された。前日の午前10時以降は価格を変更できないが、供給力は変更可能である。このため、需要が多

い時間帯の供給力を10時の時点で少なく申告することによって、LOLPの数値が高い水準になって設備要素が増加し、発電事業者のプール収入が増加する。発電容量全体の7割以上を2社が占める点を考えれば、需要が急激に伸びたわけでもないのに設備要素が急増したのは、NP・PG 2社が設備要素を高めに誘導して利潤を増やす行為をとったからではないか、と需要家が疑うのも無理はない。供給力の追加申告に対する処置として、イギリス電力規制庁は、NP社およびPG社に対して発電設備の閉鎖や供給力の申告の変更の際に具体的な理由を規制当局に届けることを義務づけた。その後設備要素の水準は低下し、供給力の操作によるプール価格の歪みは改善された。

次に、系統限界価格の上昇が問題となった

が、この背景には「差額契約 (contracts for differences)」の影響が考えられる。プール価格の変動に伴うリスクを回避するため、発電事業者と供給事業者は差額契約と呼ばれる一種のオプション契約を結んでいる。前年のプール価格や石炭などの燃料価格を参考として予め基準価格を設定し、実際のプール価格との差額を補償するのである。プール市場を設立する際に、エネルギー省は、1,000 kW 以下の需要家への電力供給に関して NP・PG 2 社と配電会社に 1 年間から 3 年間の差額契約を締結させた。契約では、国内炭の価格をベースに基準価格が設定された。その理由は、石炭産業の保護を目的として課された国内炭の購入義務のために 2 社が不利になるのを回避するためである。プール市場を設立した時点では、プール価格のベースとなる発電の限界費用は輸入炭を用いたプラントのコストに相当するものと予想されていた。輸入炭は国内炭に比べて安いので、両者の価格差を補填しなければ NP・PG 2 社は損失を被ってしまう。実際、1990 年のプール価格は輸入炭の価格に近く、国内炭との差の大半は差額契約で補われた。

しかし、国内炭に関する差額契約が期限切れになるのにもない、プール価格は上昇を続けた。1992 年の 6 月から 9 月における系統限界価格が前年の同期間に比べて 20% 増加したのを契機に、NP・PG 社による価格操作に対して批判が高まった。これに対し、電力規制庁は、NP・PG の 2 社が運転価格と無負荷運転価格の双方を前年の同期間に比べて大幅に引き上げた点を価格上昇の原因と認めたものの、プール価格が発電の回避コストよりも低い点を指摘したうえで、価格の上昇は妥当である、との判断を下した。その後、1993 年の 4 月以降に

プール引き出し価格が再び大幅に上昇し、2 社による価格操作に対する批判が再燃した。この時はプール価格が回避コストを上回ったため、電力規制庁は発電 2 社による価格操作について再度調査を行ない、結論次第では独占・合併委員会 (Monopolies and Mergers Commission) へ判断を委ねる旨を明らかにした。独占・合併委員会の権限は強く、不当な価格操作が行なわれた、と判断されるならば、発電 2 社が分割される事態も予想された。

1994 年 2 月に発表された電力規制庁の結論は、① NP・PG 2 社は 1995 年度末までに合計 600 万 kW 相当の発電所を他の発電事業者売却する、② 94・95 年度の 2 年間においてプール価格の上限を定める、の 2 点である。発電 2 社がこの提案を受け入れたため、結局独占・合併委員会の審査は行なわれないこととなった。①が実現すれば、2 社以外の事業者の発電能力が現在の 2 倍に増加し、発電市場における競争圧力が高まるものと期待される。

#### 4. 電力プール市場における資源配分効率

3 章で述べたように、規模の大きい NP 社および PG 社の 2 社によるプール価格の操作が問題となっている。電力規制庁は、今後新規参入が増加することによって 2 社の市場支配力が低下し、競争を通じてプール価格も適正な水準になるものとみている。たとえ 2 社の規模が大きくても新規参入が自由にかつ頻繁に行なわれるならば、2 社に与える競争圧力が有効に作用して限界費用を反映した適正なプール価格が期待できる。このような見解は、産業組織論における「コンテストブル市場 (contestable market)」理論と整合的である。

これに対して、独占力を弱めるために2社をさらに小規模な企業に分割する政策も考えられる。企業数の増加による価格低下のメリットと企業規模の増加による生産性の上昇のメリットはトレード・オフの関係にあるが、近年発電部門の規模の経済性に対する否定的な見解が支配的であるため、小規模に分割して価格を抑制できれば資源配分効率の向上が期待できる。事実、改革前の1987年には5分割の案も検討された。現行の体制のままで新規参入を促すか、または2社を分割して価格支配力を弱めるべきかは、重要な政策課題である。

新規参入者による競争圧力が強ければ、NP・PG 2社にとって資源配分効率を歪める価格を提示するインセンティブが減少し、プール市場の効率低下が抑制される。他方、2社をいくつかに分割することによっても価格支配力が減少し、規模の経済が損なわれない限り資源配分率は向上する。新規参入の進展による競争圧力の増加と複占企業の分割のどちらが効率的かを判断するためには、市場規模、価格弾力性、限界費用などの需給構造に関するデータをもとに、価格や生産量に関する企業の行動を分析し、社会厚生を算定する必要がある。以下では、まずGreen & Newbery [1992]の分析をもとに、新規参入が進んだ場合と2社を5分割した場合の2つのシナリオを取り上げ、基準ケースとして設定された完全競争状態（価格が限界費用に等しいケース）と比べてどの程度資源配分効率が損なわれたか、について比較を行う。次に、Green [1994a]の研究をもとに、市場支配力を弱める政策としてNP・PG 2社の発電設備の売却を取り上げ、2社を分割したケースとの比較を試みる。

#### 4.1 供給関数均衡 (supply function equilibrium) モデル

分析結果を議論する前に、Green & Newbery [1992]において仮定された点および分析に用いた理論モデルについて解説しよう。まず、企業の費用構造は、連続型の関数で近似した発電の限界費用曲線によって表すものとする。ピーク時における設備要素やアップリフト等の価格上昇は、生産量の多い領域における限界費用関数の勾配を高く設定することによって対処する。発電市場は、NP社およびPG社による複占状態にあるものとし、また、両者の生産量は同一とする（対称型複占モデル）。ナッシュ均衡を仮定し、また、両者の戦略には繰り返しがなく、戦略形成における学習効果を無視する（single-shot gameを仮定する）。さらに、2社の共謀についても扱わない。共謀が存在する場合には独占力の行使による歪みが拡大するため（Folk定理）、歪みを過小評価することになる。需要 $D$ は、需要関数 $D(p, t)$ で表現する。ただし、 $p$ はプール価格、 $t$ は需要が $D$ を超過する時間数（ $0 \leq t \leq 24$ ）である。したがって、 $D(p, 0)$ はピーク需要を表す。 $D_p \equiv dD/dp < 0$ 、 $D_{pp} \leq 0$ 、 $D_{tt} = 0$ とする。発電事業者は、需要関数を正確に予測できるものと仮定し、不確実性を扱わない。

発電事業者 $i$ の供給関数を $S_i(p)$ とすると、プール価格が存在するならばそれは $t$ における需給均衡価格であり、

$$D(p(t), t) = S_i(p(t)) + S_j(p(t))$$

なる $p(t)$ に相当する。発電事業者 $i$ は、プール価格のもとで利潤 $\pi_i = pq_i - C(q_i)$ を最大化するように供給関数 $q_i = S_i(p)$ を決める。

市場均衡解は、次の1階条件を満足する（簡便化のため、以下の式では時間 $t$ は省略）。

$$dq_i/dp = q_i / \{p - dC(q_i)/dq_i\} + D,$$

利潤極大化の2階条件は満足されることが証明されており、この微分方程式の解の軌跡 (trajectory) が局所的な意味で均衡供給関数に相当する。ここでは、対称的な複占を仮定しているので2社の生産量は同一であり、市場均衡解の1階条件は

$$dq/dp = q / \{p - dC(q)/dq\} + D,$$

となる。

最適な供給関数の均衡解 (軌跡) は、図2のように2本の曲線 OA および OC に囲まれた領域に存在する。OC は完全競争均衡解に相当し、 $p = dC(q)/dq$  である。OA は、独占均衡解に相当し、相手  $j$  の生産量を所与としたときの  $i$  の供給曲線である。これは、

$$p = dC(q_i)/dq_i - q/D,$$

で与えられる。

供給関数の均衡解は、ある一定の領域内にいくつも存在する。需要の最大水準未達の領域における価格と数量の組み合わせの範囲内では、供給関数の均衡解は独占解と限界費用曲線のいずれにも交差しないため、これらの曲線で囲ま

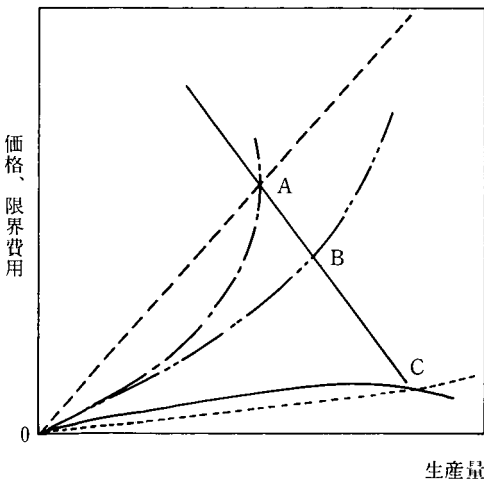
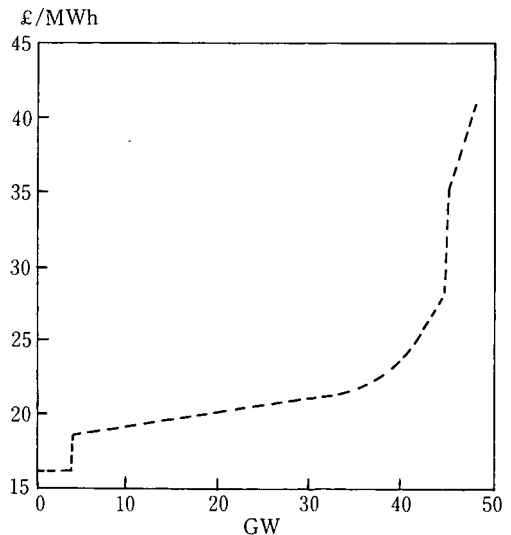


図2 供給関数均衡モデルと複占市場における資源配分効率のロス

れた領域の中に複数の解が存在する。例えば、図2では均衡解は曲線 OB だけでなく、領域 OAC 内に複数存在する。シミュレーション分析の際には、まず需要が最大となる場合の独占価格および限界費用を求め、次にこれらを初期値として供給関数均衡の1階条件を解く。新規参入の生産量については、予め参入の有無を決めるブレイク・イーブン条件を設定しておき、供給関数均衡および需給均衡と連動させて計算を行なう。最後に、価格・数量の需給均衡解を求めて社会厚生を計算する。

#### 4.2 「新規参入の促進」vs「複占企業の分割」

4.1で解説した理論モデルをもとに、NP・PG 2社の複占状態が引き起こす資源配分効率の低下を分析する。発電設備には少なくとも2年から3年の建設ラグがあるため、発電市場が自由化されてもすぐには新規参入ははすまないものと思われる。そこで、Green & Newbery [1992]では自由化してしばらく経過した1994年度を対象とする。NP社とPG社は、老朽化した石炭火力4GWをCCGTに代替する予定



出典：Green & Newbery [1992]  
図3 発電の限界費用曲線：1994年度

である。この点を考慮して、限界費用関数を図3のように想定した。CCGTの限界燃料費は、16ポンド/MWh (1.6p/kWh, 2.7円/kWh)と仮定した。これは、ガス価格を21ペンス/サム (1.4円/1,000kcal)、発電効率を45%として算定した数値である。

新規参入者の建設するプラントはすべてCCGTであるとし、燃料の限界費用を16ポンド/MWhに、また、ベース・ロード対応の運転を行うものとそれぞれ仮定した。導入の際には、燃料以外の運転経費として年間20ポンド/kW、建設費として400ポンド/kWそれぞれ掛かるものとした。資本費としては、20年減価償却、15%金利の仮定のもとで、年間64ポンド/kW (11,000円)を想定したことになる。

2社を分割しない場合は、新規参入者による競争圧力によってプール価格の上昇が抑制され、消費者余剰のロスも少なく済む。また、CCGTは発電効率に優れており、燃料費は大幅に減少する。しかし、新規の発電プラントの資本コストが大幅に増加するため、その分社会厚生は減少する。表1をみると、新たに8GW参入することがわかる。新規参入にともなうCCGTの増加は燃料費の節約をもたらし、燃料費節約によって生産者の利潤が、限界費用に等しく料金を設定するケース(基準ケース)に比べて大幅に増加した。しかし、新規参入のコ

スト増加によって、社会厚生が基準ケースに比べて2億ポンドも減少する結果となった。

次に、NP・PG 2社を均等に5社に分割すれば、分割しないケースに比べて価格上昇は少なく、消費者余剰の損失も小幅にとどまる(表1)。また、新規参入のブレイク・イーブン条件が満足されないので、新規参入はゼロであった。このため、資本費の増加もゼロであった。新規参入は複占企業の価格支配力を弱め、価格上昇を抑え、さらにCCGTの増加によって燃料費も減る反面、資本費増加が大きいため、資源配分効率の点では必ずしも望ましいとはいえない。これに対し、2社を5社に均等に分割すると、新規参入が減ってしまうが、価格支配力が弱まるだけでなく資本費の増加も抑制される。このため、1994年度のイギリスの電力プール市場に関しては、NP・PG 2社のままで新規参入を期待するよりは、5社に分割した方が資源配分効率上望ましい、といえる。

#### 4.3 「複占企業の供給力削減」vs「複占企業の分割」

電力規制庁は1994年2月、プール価格を適正化するために複占企業に対して保有するプラントの一部を他の発電事業者に売却する命令を下した。NP・PG 2社の供給力が抑制されれば、市場支配力が弱まってプール価格が低下し、効率向上が期待できる。そこで、今度は供

表1 5社分割ケースと、2社のままで新規参入が進むケースの比較

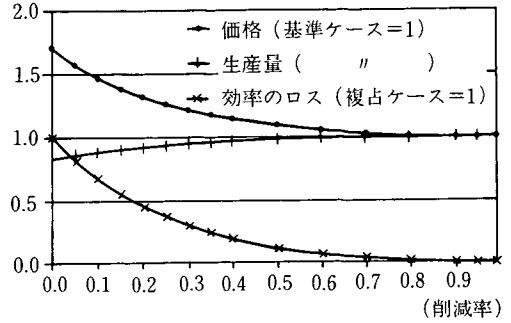
	5社分割	複占+新規参入
新規参入(GW)	0	8.0
生産量(TWh)		
NP社、GP社の生産量合計	201	139
新規参入者の生産量合計	0	56
NP社、PG社の設備稼働率(%)	48	33
平均プール価格(ポンド/MWh)	26.7	29.8
消費者余剰の変化(100万ポンド)	-27	-62
社会厚生の変化(100万ポンド)	54	-208



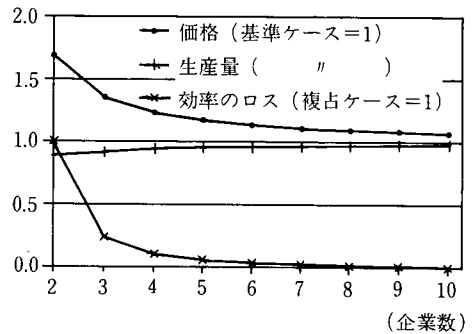
給力の削減による資源配分効率の変化を、企業を分割したケースと比較してみよう。

供給力を削減したケースと企業を均等に分割したケースにおけるプール価格、生産量、効率の減少を、それぞれ図4および図5に掲げた。価格および生産量は基準ケース（完全競争）を1としたときの数値、また、効率の減少は複占のケースにおける効率のロスを1に基準化した場合の相対値で表示している。図4・図5の横軸は、それぞれ2社の供給力の削減率および分割した企業数を表している。削減されたプラントは、小規模の新規参入企業に売却されるものとし、これらの入札価格は限界費用に等しいものとする。ただし、4.2の新規参入促進ケースと異なり、売却されたプラントの資本費は社会厚生には含まれない点に注意が必要である。なお、Green [1994a] では計算を簡便化するため、企業  $i$  の限界費用関数を  $c_i q_i$ 、また、供給関数を  $\beta_i p$  とそれぞれ仮定している ( $c_i$ ,  $\beta_i$  はパラメータ)。ただし、供給力削減ケースに限り NP・PG 2 社の間で生産量および限界費用に差を設けている。限界費用と等しく価格を設定する場合、供給関数は  $q_i = p/c_i$  である。

図4および図5からは、複占企業の供給力を削減すると、小規模に分割した場合と同様に資源配分効率の低下を抑えることができる点を読み取れる。例えば、電力規制庁の提案どおり2社の供給力を約15%削減すれば、効率の低下を半分に抑えることができる。これに対し、2社を3つに分割するだけで、効率の減少は2割程度に留まる。しかし、供給力の削減に比べ、企業分割にはさまざまな取引コストが必要である。この点を考慮すると、複占企業の供給力削減を新たに打ち出した電力規制庁の姿勢は評価



出典：Green [1994a]  
図4 供給力削減の効果



出典：Green [1994a] を一部修正。  
図5 分割の効果

されるべきであろう。

## 5. 結語

電力プール市場は「イギリスの実験」として海外から多くの反響を呼んでおり、すでにノルウェーは1991年から電力プール市場を運営している。わが国でも、卸供給事業の自由化や託送など発電部門における規制緩和が進展する可能性が高いが、プール市場の導入については検討されていない。しかし、自家発電やコジェネレーション、太陽光発電等の小規模・分散型電源の比重が高まり電力会社以外の供給が増加すれば、電力に関する多数の取引を円滑に進めるため、卸電力市場の整備が急務となろう。スポット価格にもとづく電力取引は資源配分効率の

点で望ましい性質を有しており、プール市場は自由化時代にふさわしい卸電力市場である。イギリスの「実験結果」は、わが国におけるプール市場の導入を検討する際に貴重な資料となろう。わが国でも、このような研究が今後蓄積されていくことを望んで結びとしたい。

参考文献・関連報告書

- [1] Green, R. J. (1994a). "Competition and the Structure of the UK's Energy Industries," in the proceedings of the 17th IAEE Annual International Energy Conference, Volume III.
- [2] Green, R. J. (1994b). "The British Electricity Spot Market," in the proceed-

- ings of the 17th IAEE Annual International Energy Conference, Volume I.
- [3] Green, R. J., and D. M. Newbery (1992). "Competition in the British Electricity Spot Market." *Journal of Political Economy* 100, 929-953.
- [4] 川田修司 (1991), 「英国電気事業の民営化にともなう規制緩和の現状と課題」, 海外研修報告 308, 海外電力調査会。
- [5] 松川勇 (1993), 「イギリスにおける電力プール市場と資源配分効率」, 電力中央研究所報告 Y93005。

(まつかわ いさむ  
エネルギーシステムグループ)