

# 自家発電事業者と電力会社の効率的連系について

## Efficient Power Interchange between Self Generation Plants and Utilities

キーワード：電気事業、自家発電、自家発補給電力契約、  
リアル・オプション、エクステンジ・オプション

笹井 均 鳥居 昭夫

本論文では、自家発電事業者と電力会社による発電の間の最適発電分担を実現するための制度設計について論じる。自家発電を行う事業者と電力会社との契約に工夫を施すことによって、自家発電を行う事業者を含んだ全体としての発電システムを、現在のシステム下で実現されるより効率的にすることが可能である。効率化が可能な理由は、自家発電の限界費用の短期的変動が電力会社の限界費用変動に比べて大きい場合には、融通取引を行うことによって発電の社会的総費用合計を節約できる可能性があるからである。この論文では、さらにこの社会的費用の節約分を定量する方法を提示することによって、合理的な料金制度はどうあるべきかという問題を論じる。その結果、電力事業者と自家発事業者との間の効率的な契約形態は exchange option の bundle であることが示される。最後に、燃料市場の価格が幾何ブラウン運動をするときを例として、融通取引における最適な基本料金を算出する。

1. 望ましい電力供給システム
2. 効率的生産分担と二重投資
  - 2.1 ピーク・ロード料金
  - 2.2 自家発事業者と最適な生産分担
  - 2.3 現在の制度の下での非効率の発生と二重投資
3. 望ましい自家発事業者と経済的融通制度
4. 自家発事業者との経済的融通取引における合理的な基本料金の設定

### 1. 望ましい電力供給システム

一つの地域における電力供給システムを、なるべく望ましい形に構築していくことは、電力企業のみならず地域経済にとっても、重要な長期的課題である。地域電力供給システムは、必ずしも地域独占の地位にある電力会社の発送配電システムだけによって構築されているわけではない。電力会社以外に、自家発電によって電力の自家供給をおこなっている事業者も電力の生産に携わっている。消費されている電力のうち、自家発電によって賄われている割合は決して小さくはない<sup>1</sup>。し

たがって、効率的な電力供給システムを考える場合には、これら自家発電をおこなっている事業者を無視してしまうことはできない。最適な電力供給システムは、自家発電を含めたうえでの、総合的なシステムとしての最適性を備えているのでなければならない。

電力供給システム全体としての効率性は、自家発電と電力会社によるネットワークが、

<sup>1</sup> 2000年度の使用電力量の合計10,915億kWhにおいて、自家発自家消費電力量は1,508億kWhであり、約13.8%を占める。2001年3月末時点の発電設備容量で見ると、電気事業と自家用の最大出力合計258,837MWのうち、自家用は30,241MW（約11.7%）を占める。また、電気事業用の発電所数1,811に対し、自家用の発電所数は2,537にものぼる。

どのように供給を分担するかに依存する。一般の製造業が産出する生産物の市場においては、市場で取り引きされる量と自家生産・自家消費される量との最適配分は市場価格をシグナルとして達成される。生産能力を有する需要家にとっては、限界費用が市場価格と等しくなるまで自家生産を行い、それ以上は市場を通して買い入れを行うのが最適な選択である。自家需要量を全部生産してもまだ限界費用が市場価格以下である主体は、やはり市場を通して、他の需要家に対して供給を行うだろう。このメカニズムによって決定される生産の配分は、市場全体での生産コストを最小化するという意味において、最適な分担となっている。

これと同等な、市場システムによる自家生産・自家消費と市場における取引との配分機能を、自家発電を含めた電力供給市場に求めることはできるだろうか。後に示すように、現在の電力供給制度の下では、自家発電との最適発電分担をはかることができない。すなわち、最適な配分は達成されていない。しかし我々は、自家発電を行う事業者と電力会社との契約に工夫を施すことによって、自家発電を行う事業者を含めた一つの地域内における発送電システムを、より効率的にすることができると考えている。なぜなら、自家発電事業者のエネルギー源は電力会社に比べると多様ではなく、為替レートや原油価格に依存する部分が多い。そのため、自家発電の短期的な費用の変動も電力会社に比べて大きく、短期的な調整、ここでは融通取引を行うことによって費用を節約する余地は大きいからである。この小論の目的は、そのような可能性を紹介し、さらに社会的費用の節約を余剰として推計する方法を提示することである。

以下、第2節では、現在の制度の下でなぜ

効率的な生産の配分ができないかという、「二重投資」の問題を紹介する。第3節では、自家発電を行う事業者と電力会社との契約における工夫の可能性を紹介する。さらに、第4節では、そのような制度の下で社会的費用の節約がどの程度発生するかを推計する方法を提示し、あわせて合理的な料金制度はどうあるべきかという問題を考える。

## 2. 効率的生産分担と二重投資

### 2.1 ピークロード料金

最初に、簡単なモデルを用いて現在の料金制度の問題を説明しよう。電力会社は供給容量に対する長期限界費用＝長期平均費用が一定の値 $c_0$ で供給設備を持つことができる。もし、発電容量が $K$ kWであれば、1期間あたり $c_0K$ の資本費用がかかる。また、変動費は発電量に比例し1kWhあたり $c$ であるとする。したがって、 $K_1$ kWの設備を保有し1期間内に $Q_1$ kWhを供給すると、電力会社のコスト総額は $c_0K_1 + cQ_1$ である（1期間が $t$ 時間あるとすれば $Q_1 \leq K_1 t$ ）。一方、自家発電事業者も電力会社と同じ供給容量に対する長期限界費用＝長期平均費用 $c_0$ で供給設備を持つことができるとする。ただし、発電量に比例する変動費はkWhあたり確率的に $c + \Delta c$ 、 $c - \Delta c$ をとるものとする。電力会社は電源を多様化し、長期契約の下で輸入しているLNGを燃料とする汽力発電所や原子力発電所等に頼ることによって、石油の国際価格などの変動が燃料費に反映されるのをある程度防ぐことができるが、自家発電事業者はこれができないと考えている。

次に、需要構造を説明する。自家発電事業者以外の一般の顧客から発生する需要はピーク時とオフ・ピーク時とで異なるものとし、それぞれ、逆需要関数 $P^H = P^H(D)$ 、 $P^L = P^L(D)$ で表されるとする。ここで、 $P^H$ 、 $P^L$ はkWhあた

りの電力量料金であり、それぞれの1階の微分係数は常に負であり、すべてのDに対して  $P^H(D) > P^L(D)$  と仮定する。

自家発事業者を市場から除外すると、電力会社の（社会的余剰を最大にする）最適行動は通常のピークロード価格理論によって説明される。社会的余剰を最大にする政策決定者にとって目的関数は、

$$\alpha \int_0^{Q^H} P^H(q) dq + (1-\alpha) \int_0^{Q^L} P^L(q) dq - c(\alpha Q^H + (1-\alpha)Q^L) - c_0 K$$

である。ここで、 $Q^H$ 、 $Q^L$ はピーク時、オフ・ピーク時の需要量、 $\alpha$ は1期間のうちのピーク時の割合 ( $0 < \alpha < 1$ ) である。この目的関数を、

$$K \geq Q^H, K \geq Q^L$$

という条件の下で極大化すればよい。ラグランジュ関数を

$$\alpha \int_0^{Q^H} P^H(q) dq + (1-\alpha) \int_0^{Q^L} P^L(q) dq - c(\alpha Q^H + (1-\alpha)Q^L) - c_0 K + \lambda(K - Q^H) + \mu(K - Q^L)$$

とおくと、Kuhn-Tuckerの条件よりこの問題の解は、

$$\begin{aligned} (1) \quad & P^H(Q^H) = c + \lambda / \alpha \\ & P^L(Q^L) = c + \mu / (1-\alpha) \\ & \lambda + \mu = c_0 \\ & \lambda(K - Q^H) = 0, \\ & \mu(K - Q^L) = 0, \\ & K \geq Q^H, K \geq Q^L \\ & \lambda \geq 0, \mu \geq 0 \end{aligned}$$

を満たさなければならない。この解が一般にピーク・ロード価格を与える。この時、必ず  $\lambda > 0$  となることに注意されたい。なぜなら、もし  $\lambda = 0$  とすると、 $\mu = c_0 > 0$  より、 $K = Q^L \geq$

$Q^H$  となる。これは、 $P^H(Q^H) = c < c + \mu / (1-\alpha) = P^L(Q^L) < P^H(Q^L)$  に反する。したがって、 $\lambda > 0$  となる。この時、 $K = Q^H \geq Q^L$  である。ここではさらに、この解が  $\mu = 0$ 、したがって実現するピーク需要がオフ・ピーク需要より大きく、 $Q^H > Q^L$  となる場合のみを分析することにする<sup>2</sup>。  $\mu = 0$  の時は条件(1)の3番目の式より  $\lambda = c_0 > 0$  となる。

したがって、ピーク時の需要がオフ・ピーク時に比べて高くなるという典型的なケースでは、解は、

$$\begin{aligned} (2) \quad & P^H(Q^H) = c + c_0 / \alpha \\ & P^L(Q^L) = c \\ & K = Q^H > Q^L \end{aligned}$$

である。この解では、すべての資本費用はピーク需要に課され、ピーク時ではこの資本費用と短期限界費用とを賄う料金が課されている。このピーク時にあわせて供給容量  $K$  が決定される<sup>3</sup>。オフ・ピーク時には短期限界費用  $c$  のみが要求されている。また、収支は均衡していることに注意されたい<sup>4</sup>。

解(2)で示されるピークロード料金では、すべての料金が kWh に対して課される電力量料金として徴収されており、基本料金は徴収

<sup>2</sup> 解が  $Q^H > Q^L$  となるためにはたとえば、ピーク時の需要がオフ・ピーク時に比べて十分に高いことを意味するすべてのDに対して  $P^H(D) \geq P^L(D) + c_0 / \alpha$  を仮定すればよい。この仮定の下では、必ず  $\lambda = c_0 > 0$ 、 $\mu = 0$  となる。なぜなら、もし  $Q^H = Q^L = D$  となったとすれば、

$$\begin{aligned} P^H(D) - P^L(D) &= \lambda / \alpha - \mu / (1-\alpha) \\ &= \{(1-\alpha)(\lambda + \mu) - \mu\} / \{\alpha(1-\alpha)\} \\ &= c_0 / \alpha - \mu / \{\alpha(1-\alpha)\} < c_0 / \alpha \end{aligned}$$

であるが、これは上の仮定、すべてのDに対して  $P^H(D) - P^L(D) \geq c_0 / \alpha$  に反するからである。

<sup>3</sup> 本論文においては予備力を確保するために必要な設備容量を無視している。

<sup>4</sup> 総費用は、  
資本費用  $c_0 Q^H +$  変動費  $c\{\alpha Q^H + (1-\alpha)Q^L\}$  であり、総収入は  
ピーク時  $\alpha(c + c_0 / \alpha)Q^H +$  オフ・ピーク時  $(1-\alpha)cQ^L$  である。両者が等しいことは容易に確かめられる。



ク時、オフ・ピーク時の自家発事業者の供給量、 $K_s$ は自家発事業者が保有する供給容量(=U)、 $\beta$ は確率的に1か-1をとる変数である。また、自家発事業者の本業に対する利益は一定としてこの目的関数からは除外している<sup>6</sup>。

この目的関数を、

$$\begin{aligned} K &\geq S^H, K \geq S^L, K_s \geq S_s^H, \\ K_s &\geq S_s^L, S_s^H \geq 0, S_s^L \geq 0 \\ S^H + S_s^H &= Q_H + U, S^L + S_s^L = Q_L + U \end{aligned}$$

という条件の下に極大化する問題を解けばよい。退化したラグランジュ関数は

$$\begin{aligned} &\alpha \int_0^{Q^H} P^H(q) dq + (1-\alpha) \int_0^{Q^L} P^L(q) dq \\ &- c(\alpha S^H + (1-\alpha) S^L) \\ &- (c + \beta \Delta c)(\alpha S_s^H + (1-\alpha) S_s^L) \\ &- c_0 K - c_0 K_s + \lambda(K - S^H) + \mu(K - S^L) \\ &+ \lambda_1(S^L + S_s^L - Q^H - U) \\ &+ \mu_1(S^L + S_s^L - Q^L - U) \\ &+ \eta(K_s - S_s^H) + \eta_1(K_s - S_s^L) \end{aligned}$$

となる。2.1と重複を避け Kuhn-Tuckerの条件を整理し、さらに2.1と同様に実現するピーク需要がオフ・ピーク需要より大きい場合

を考えるとこの問題の解が満たすべき条件は、

$$\begin{aligned} (3) \quad &P^H(Q^H) = c + c_0/\alpha \\ &P^L(Q^L) = c \\ &K = S^H > S^L \\ &-\alpha\beta\Delta c + c_0 - \eta \leq 0 \\ &-(1-\alpha)\beta\Delta c + c_0 - \eta_1 \leq 0 \\ &S_s^H(-\alpha\beta\Delta c + c_0 - \eta) = 0 \\ &S_s^L(-(1-\alpha)\beta\Delta c + c_0 - \eta_1) = 0 \\ &\eta(K_s - S_s^H) = 0, \\ &\eta_1(K_s - S_s^L) = 0, \\ &K_s \geq S_s^H, K_s \geq S_s^L \\ &\eta \geq 0, \eta_1 \geq 0 \end{aligned}$$

となる<sup>9</sup>。たとえば、笹井[1987]を参照されたい。

まずピーク時を考える。 $\Delta c$ が十分に小さく、 $c_0 > \alpha \Delta c$ であれば、4番目の式より $\eta > 0$ となるから、 $U = K_s = S_s^H$ となり、自家発事業者の短期限界費用にかかわらず自家発事業者は自家需要を自ら賄うべきであることが分かる(この時、 $K = S^H = Q^H$ )。一方、オフ・ピーク時には異なった帰結となる。 $\beta = -1$ の時には、5番目の式より $\eta_1 > 0$ となるから、ピーク時と同様自家発事業者は自家需要を自ら賄うべきであるが、 $\beta = +1$ の時には、7番目の式の括弧内が常に負となる。したがって、 $S_s^L = 0$ でなければならない。この時、需給条件より $S^L = Q^L + U$ であるから、自家発事業者の需要は電力会社が賄うべきであるという

<sup>6</sup> 需要量によって差別的な料金制度が可能であり、低需要量の顧客に対しては基本料を安く、電力量料金を比較的高めにとできる(したがって通減的な電力量料金制度)とすればそれは低需要量の顧客にもサービスへのアクセスの機会を与えることになり、必ずしも社会的余剰の最大化だけではとらえられない社会的な要求に応えることになる。この時、低需要量の顧客の電力量料金は一部固定費の負担を含むことになる。しかし、三段階料金制度として知られるこの制度は、日本では低需要者への政策的な低料金の適用およびエネルギー消費を抑制するという別の趣旨によって、通増的な電力量料金という形で運用されており、ピーク需要者から電力量料金を固定費を回収する傾向を強めている。また、一方オフ・ピーク時のみの契約である夜間電力契約等においても基本料金が設定されているのが現状である。

<sup>7</sup> この論文では、自家発事業者が何らかの目的から一定の容量を持っているときに、経済効率性を実現するため、その容量を有効に利用するための制度を分析している。自家発事業者の最適容量を分析することはこの論文の主旨を超えた問題である。

<sup>8</sup> 自家発事業者の電力需要はすべて派生需要であるので、電力需要家としての消費者余剰はこの本業に対する利益に反映されている。電力調達コストの変化は最終生産物の価格に影響し、最終生産物の需要にも影響を与えると思われるが、総コストに占める電力コストの割合は無視できるものと仮定して複雑化を避けている。この論文では、電力調達コストの削減のみが、利益増として目的関数に反映されるようになっていく。

<sup>9</sup> この解は、確率モデルであるにもかかわらずそれを考慮した最適化になっていない。2.2のモデルが、動学的モデルではなく、ワンショットの最適化問題であり、政策目的関数のうち $\beta$ を単に $E(\beta)$ とするだけで期待効用最大化のモデルと解釈することができる形となっていることを用いて、結論には影響しない単純化を行った結果と解釈されたい。

ことになる。これらのことは、短期限界費用が安い方が生産を担当すべきであるという至極当然の結果を意味している。また、2.1と同様、電力会社の固定費はピーク需要者が負担すべきであるということに注意されたい。そして、自家発電事業者はピーク時には自家供給しているから、ピーク需要者ではなく、固定費の分担は要求されない。

### 2.3 現行制度下での非効率の発生と二重投資

ここまでの分析では、自家発電事業者を含む電力供給システム全体を考えた場合、望ましい生産配分は、自家発電事業者のコスト水準とピーク、オフ・ピークによって異なることが明らかとなっている。ピーク時には、コスト水準にかかわらず自家発電事業者は自家需要を賄うべきであり、オフ・ピーク時には、自家発電事業者と電力会社の短期限界費用を比較し安価な方が生産を負担すべきであった。このような最適生産分担は、現在の日本の料金制度の下で実行可能であろうか。

もし2.1で最適とされたピーク・ロード料金制度を電力会社が採用していたとするなら、自家発電事業者の存在した場合も最適な生産配分が達成されるはずである。モデルでは、すべての固定費負担がピーク時の需要者の負担となっている。自家発電事業者はピーク時には自家需要を賄うべきであったから、電力会社とオフ・ピーク時のみの供給契約を結ぶことができれば、この固定費負担を免れることができる。電力量料金がモデルの示すように電力会社の短期限界費用 $c$ のみを反映したものであるなら、オフ・ピーク時には自家発電事業者は自らの短期限界費用 $c + \beta \Delta c$ と電力量料金 $c$ とを比べ安価な供給手段を選択するだろう。この選択は社会的にも最適な選択となる。

しかし、現実には純粋なピーク・ロード料金制度は採用されてはならず、各需要家に対してピーク需要者とオフ・ピーク需要者は一致すると仮定して、すべての需要家に基本料金が課されている。この時には、オフ・ピーク時にのみ電力会社より電力供給を受ける権利を保有したい自家発電事業者も、基本料金を支払わなければならない。自家発電事業者は、将来的な短期限界費用の変動を考慮し、電力会社の設定する基本料金を比較し、契約がペイするかどうかを判断する。もしそれがペイせず、契約が結ばれなければ社会的な非効率が発生する。これは、自家発電事業者は他の需要家に想定されているように、ピーク時にもオフ・ピーク時にも需要を持つ顧客ではないからである。したがって、制度上便宜的にもうけた全需要家に基本料金を課するという料金制度と望ましいピーク・ロード料金制度との齟齬が非効率を生んだのである。

もし、自家発電事業者の短期限界費用の変動幅が非常に大きく、電力会社と供給契約を結ぶメリットが基本料金を超えると判断したとすると、また新たな非効率源が発生する。オフ・ピーク時には、自家発電事業者は電力量料金と短期限界費用とを比較して最適な選択を行う。この場合の非効率はある程度解消する。しかし、この自家発電事業者はピーク時にも同じ選択をしようとするだろう。もし、ピーク時に自家発電事業者の短期限界費用の変動がきわめて大きいと判断したとすると、自家発電事業者はピーク時にも電力会社に供給を要請する。電力会社が要望に応えるためには $(P^M)^{-1}(c) + U$ という供給容量を新たに持たなければならない。これは、自家発電事業者の自家需要に対し、電力会社と自家発電事業者の双方が供給容量を持つことを意味し、非効率が発生する。この非効率は「二重投資」による非効率と呼

ばれる。

現在の自家発電事業者との供給契約における基本料金は、生産分担の効率性をはかるものではないし、「二重投資」の可能性を考慮して設定されてもいない。歴史的な経緯によって設定されたものである<sup>10</sup>から、上記の二つの非効率のどちらかが発生しているかを知ることにはできない。しかし、ピーク時、オフ・ピーク時の区別無く一律に基本料金を設定している限り、「生産分担の非効率」か「二重投資の非効率」かのどちらかの非効率が常に発生するのである<sup>11</sup>。

さらに注意しなければならないことは、短期限界費用は時間的にランダムに変動するという点である。ということは、将来の変動について適切な予測を行う必要があるということになる。これらのことを視野に入れた効率的ネットワークが構築されねばならない。オフ・ピーク時にも一律に課したり、ないしは任意水準であったりする基本料金制度は、この短期限界費用のランダムな変動を全く考慮していない制度である。

### 3. 望ましい自家発電事業者との経済的融通制度

以上のように、現在の制度の下では、自家発電事業者と電力会社とからなる電力供給システムは必ずしも最適な形では機能しておらず、非効率の発生が懸念される。上で見たように、ほとんどの原因はピーク時とオフ・ピーク時で差別的な契約がされていないことによる。もし自家発電事業者に対して、オフ・ピーク時にのみ電力会社から供給を受ける権利を保証する契約を提供することが可能であれば、二重投資の問題を回避しつつ効率的生産配分を達成できる。一方、ピーク時に自家発電プラントを稼働させることは、直感的にも電力供給ネットワーク全体にとっても望ましいのは明らかである。この契約は、少なくともオフ・ピーク時には、社会的なコストの節約を可能とする。したがって、料金体系を適切に設定することによって、自家発電事業者と電力会社とがコスト節約分を分配できれば、双方に魅力のある契約となる可能性がある。

次に、このような契約を可能とする料金体系を考えよう。オフ・ピーク時の電力量料金は、通常の大口径電力契約と同様に、短期限界費用に基づいた水準である必要がある。基本料金についてはどうだろうか。オフ・ピーク時にのみ電力会社の供給容量を用いる場合には、このサービスを提供するにあたって発電容量に対する資本コストはかからない。したがって、何らの基本料金も自家発電事業者が負担をする必要を説明することはできない。Kuhn-Tuckerの条件もこれを示している。しかし、だからといって基本料金が不要にするべきではない。基本料金は定額的な資金の移転であり、社会的余剰の式には明示的に表されていない。通常、価格、料金は最適な資源配分、今の場合は望ましい生産分担、

<sup>10</sup> 自家発電を行う事業者と電力会社とは、自家発電補給電力契約を締結することができる。この契約は、自家発電を行う事業者を対象とし、発電設備の検査、補修又は事故によって生じた不足電力の補給を目的としている。この契約では、一定期間の最大電力量の実績値で基本料金を決定するという過去に行われた「デマンド料金制」の名残によって、その期間供給を受けなかった場合には安い基本料金で電力会社との接続を継続することができる（この経緯については電気供給約款研究会編 [1996] に詳しい）。実際、東京電力株式会社平成10年2月10日実施の電気供給約款によると、基本料金は、その期間供給を受けた場合には通常契約の10%増し、供給を受けない場合には33%ないしは22%である。一方、電力量料金は10%増しとなる。ただし、電力量料金 10% 増しは定期検査または定期補修の場合に適用される。それ以外の場合には、37.5%増しとなる。この契約は、あくまで検査・事故等の際の補完的契約であり、電力会社との経済的な融通の機能をはかったものではない。

<sup>11</sup> たとえば、生産分担の非効率を解消するために自家発電事業者には基本料金を0とした場合には、常に「二重投資の非効率」が発生する。これは、「二重投資」の最も典型的な例である。

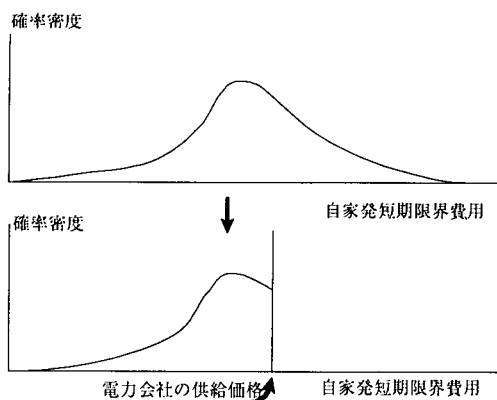


図1 自家発電事業者の短期限界費用の確率密度の移動

をもたらすための価格シグナルとして働く。基本料金はこのような価格シグナルとして何らかの資源配分 (allocation) 機能を持つことはない。しかし、効率化によって発生する社会的利益の分配 (distribution) を行う機能を持たせることができる。

したがって、基本料金のこの分配機能について論じるためには、上述のオフ・ピーク時のみの電力の経済的融通契約がどの程度の社会的利益を生み出すかを同定しなければならない。この社会的利益は、最適な生産分担の達成によって実現されるが、その大きさは「期間内で発生する短期限界費用の不確実な変動によってもたらされるリスクを電力会社が吸収するサービスの価値」と等しい。このことをもう少し説明しよう。自家発電事業者は、オフ・ピーク時には、自家生産と電力会社からの供給という選択肢を持っている。この複線的な供給の可能性は、電力供給システム全体の総費用を下げる働きを持っている。自家発電事業者の自家発電の短期限界費用は、大口電力の電力量料金に比較して大きく変動する。したがって、自家発電事業者にとって見れば、図1に示されるように、短期限界費用の上方への変動がカットされるという効果を持っているのである。この効果が、「期間内で発生する短期限界費用の不確実な変動によつ

てもたらされるリスクを電力会社が吸収するサービスの価値」である。

自家発電の事業者は、電力会社に頼らなくとも、多様な方法で、限界費用の変動リスクをヘッジすることができる。先物市場での燃料の確保や、その他為替リスクを回避する方法は種々の金融的手段によって可能であろう。しかし、電力会社が提供するリスク吸収サービスは、電力供給システムとして実質的に (physically) 行っていることに注意しなければならない<sup>12</sup>。したがって、証券の発行で行うように、単なるリスクの移転ではなく、より効率的にリスクを吸収できる。これは、自家発電事業者に対して証券会社が行うリスク移転サービスよりもより魅力的なオファーを提供できるということに反映される。

このサービスは発電という実物資産の運用にあたって柔軟性を確保できることによるサービスであるから、サービスの価値も実物オプション (real option) として評価することができる<sup>13</sup>。

#### 4. 自家発電事業者との経済的融通取引契約における合理的な基本料金の設定

この節では、自家発電事業者との経済的融通取引契約における合理的な基本料金の設定問題を数学的モデルを用いて分析する。リスクの吸収というサービスの提供に対する価格付

<sup>12</sup> 電力会社は多様な電源を保有しているので、燃料のスポット価格が上昇した場合にも、長期契約の下で輸入しているLNGを燃料とする汽力発電所や原子力発電所・水力発電所の発電量を増大させることによって、石油の国際価格などの変動が燃料費に反映されるのをある程度防ぐことができると考えている。この機能が、単なるリスクの移転とは異なるリスクの「吸収」を可能とする。各時点で、最も安価な熱源を用いるという単純な原則が、現行制度の下では実現できていないというのが本稿の主旨の一つである。

<sup>13</sup> 実物オプションについてはたとえばジャロウ他編 [1997] 第21章を参照せよ。



け問題に対して、ファイナンスにおけるオプション価格設定の議論を援用することができる。ただしここでは、非常に単純化されたモデルを設定している。また、この節のモデルでは2.3のモデルに比べて、自家発電事業者の短期限界費用の変動を一般化し、さらに自家発電事業者は自家需要よりも大きな供給容量を持ち、電力会社に売電を行う場合も分析している。

自家発電を行っている事業者は、市場から調達した燃料を消費することによって発電し、その電力を用いて生産活動を行っている。調達する燃料の価格はランダムな変動を示し、次のような幾何ブラウン運動に従うものとする。

$$(4) \quad dS(t) = \mu S(t)dt + \sigma S(t)dw(t),$$

$S(0)$ :given

ここで、 $S(t)$ は時刻 $t$ における燃料1単位あたりの価格、 $\mu$ はdrift、 $\sigma > 0$ はvolatility、 $w(t)$ は standard Brownian Motion である。また、燃料市場と共に次の債券市場を導入する。

$$dB(t) = rB(t)dt, \quad B(0) = 1$$

ここで $B(t)$ は時刻 $t$ における債券の価格、 $r > 0$ は利子率である。すなわち時刻 $t=0$ で1円を投資したときの時刻 $t$ でのmoney market account における価値と考えても良い。上記の市場においては、 $S(t)$ をもとにしたオプションを考えることができる。ファイナンス理論においては、売買の自由な上記のような市場において、同じペイオフを生じる証券(security)は同じ価格を持つという条件(無裁定条件)のもとで、オプションの合理的な価格が導出される<sup>14</sup>。ヨーロッパ型オプションについての結果は、Black-Sholesの公

式として知られるところである。たとえば、Duffie[1996]を参照されたい。さて、自家発電事業者は燃料を消費することによって固定した自家需要に対する発電を行うわけであるが、この電力需要に対する短期限界費用の水準は燃料の価格を完全に反映し燃料価格に比例的であるものとする。したがって、電力1単位あたりのコストの時間軸上の動きを(4)式と考えると一般性を失わない。一方、電力会社の限界費用の水準も次のような幾何ブラウン運動にしたがって、ランダムに変動するものとする。

$$(5) \quad dS_0(t) = \mu_0 S_0(t)dt + \sigma_0 S_0(t)dw_0(t),$$

$S_0$ :given

1単位あたりの電力量料金もこの限界費用に基づいて(5)式によって与えられているものとする。 $S(t)$ と $S_0(t)$ は独立ではなく、その間には何らかの相関がある。すなわち $W(t)$ と $W_0(t)$ の相関係数 (correlation coefficient)  $\rho = E[W(t) \cdot W_0(t)]/t$ とする。

まず、オフ・ピークの場合を考えよう。オフ・ピークとは前節の議論と同様、電力会社が短期限界費用に基づいて電力量料金を設定した場合、需要が電力会社の供給能力を下回り、供給余力があるケースである。この期間を $[0, T^0]$ とし、自家発電事業者および電力会社の短期限界費用が各々方程式(4)(5)にしたがうものと仮定する。電力会社は、自家発電事業者と次のような契約を結ぶことができる<sup>15</sup>。

『自家発電事業者は期首において一定の基本料金を支払うことによって、オフ・ピーク期

<sup>14</sup> 燃料市場の完備性を仮定している。

<sup>15</sup> オフ・ピーク時において、電力会社は余剰電力を保有しているため、余剰分を供給することは(たとえ燃料価格が変動したとしても)その分だけ自己の利益になるはずである。一方、自家発電事業者は、常に自家発電を行うより、自家発電と電力会社からの供給という自由な選択肢をもつことにより利益が増大する。したがって、電力の融通を伴うシステムの方が、そうでないシステムよりパレート優位となる。

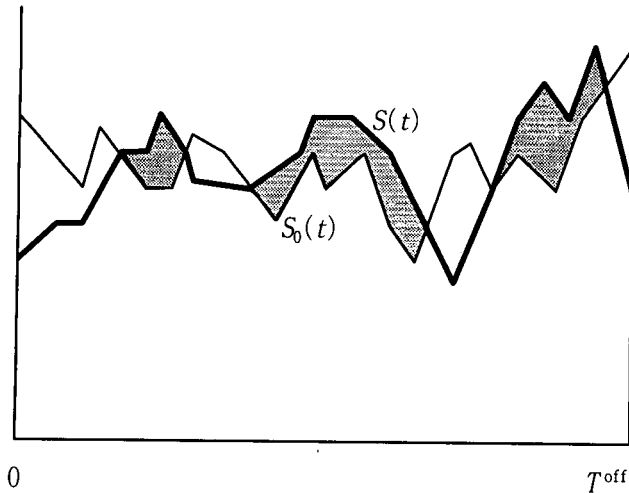


図2 ある $S(t)$ の実現値の軌跡

間中いつでも自由に電力会社から1単位の電力を価格 $S_0(t)$ で利用することができる。』

$[0, T^{\text{off}}]$ 期間の $S(t)$ ,  $S_0(t)$ の実現値の一つの例を図示すると図2のようになる。上記の契約の下では電力サービスは各スポットにおいて安い方の価格で利用できる。そのためある将来時点 $u$ において得られる（電力1単位あたりの）ペイオフは

$$\max\{S(u) - S_0(u), 0\}$$

となる。

電力会社の電力をいつでも自由に利用できることから得られる自家発電事業者のペイオフの総計は、 $S_0(t)$ から上方に乖離した $S(t)$ と $S_0(t)$ との差の累積分（積分）、すなわち斜線部分の面積である。解かなければならない問題は、このペイオフを契約時点( $t=0$ )において集計し、発生する社会的余剰を求め、合理的基本料金の設定を考えることである。

ところで、ペイオフ $\max\{S(u) - S_0(u), 0\}$ は $u$ 時点において $S(u)$ を価格 $S_0(u)$ で購入したときのペイオフと一致する。電力市場において得られるペイオフが電力市場と直接リンクする燃料市場におけるexchangeオプションとして実現できるわけである。したがって、時点 $u$ において電力市場で得られるペイオフの時点 $t=0$ における価値を満期 $u$ における

exchangeオプションの $t=0$ での価格と考える。

明らかに、満期の時刻が $[0, T^{\text{off}}]$ 上に連続的に分布するexchangeオプションをすべて保有したときのペイオフの流れは図2の斜線部分の流れに一致する。このことから $[0, T^{\text{off}}]$ 上で連続的に満期を迎えるexchangeオプションを保有した場合の価値を集計したものがこの契約による社会的余剰に相当すると考えることができる<sup>16</sup>。

ところで、満期 $u$ のexchangeオプションの現時点における価値（価格）は、Margrabeの公式（たとえばAmman[1999]）から次のように与えられる。

$$C(S, S_0, u) = S(0)\Phi(z) - S_0(0)\Phi(z - \bar{\sigma}\sqrt{u})$$

where,

$$z = \frac{\log \frac{S(0)}{S_0(0)} + \frac{\sigma^2}{2}u}{\bar{\sigma}\sqrt{u}},$$

$$\Phi(x) \equiv \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x e^{-\frac{t^2}{2}} dt,$$

$$\bar{\sigma} = \sqrt{\sigma^2 + \sigma_0^2 - 2\rho\sigma\sigma_0}$$

したがって、 $0 \sim T^{\text{off}}$ 上で連続的に満期を持つexchangeオプションをすべて保有した場合の価値は、

$$V(T^{\text{off}}) = \int_0^{T^{\text{off}}} C(S, S_0, u) du$$

となる。これが、自家発電事業者と電力会社が電力1単位の融通契約を結んだ場合の効率化によって発生する社会的余剰の大きさである。

したがって、 $V(T^{\text{off}})$ が電力会社の設定する基本料金のベンチマークとなる。基本料金が0と $V(T^{\text{off}})$ との間の値に定められれば、自家

<sup>16</sup> このようなりアル・オプションをヨーロッパ・コール・オプションのポートフォリオとして考える方法は、McDonald and Siegel [1985]に見られる。

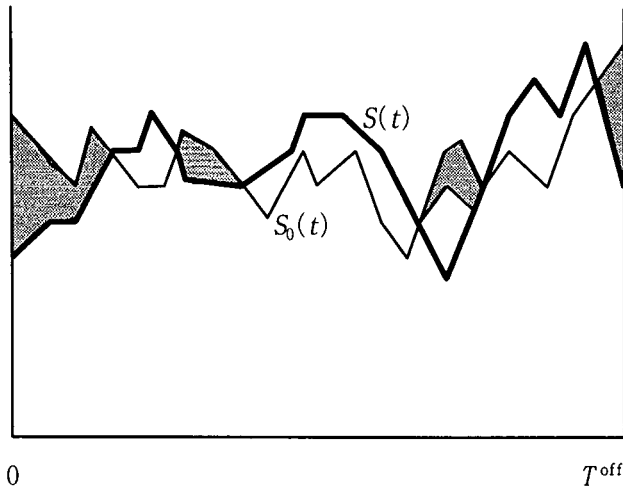


図3 ある $S(t)$ の実現値の軌跡

発事業者は電力会社とこの契約を結ぶことによる利益があるので、実際に契約は締結されるだろう。一方、基本料金が $V(T^0)$ を超えると、この契約は自家発事業者にとって魅力あるものとはならない。また、電力会社はオフ・ピークのみ供給契約であり資本費用はかからず、電力量料金は短期限界費用に基づいて課すので、基本料金がそのまま利益となる。注意しなければならないのは、 $V(T^0)$ は、契約期間、期首における自家発事業者および電力会社の短期限界費用、自家発事業者および電力会社の短期限界費用のvolatilityによって定まる可変量値であることである。当然どれかの値が変化すれば $V(T^0)$ も変化し、基本料金もそれに応じて変化すべきであるということになる。

次に、ピークの場合を考える。期間を $[0, T^p]$ とし、自家発事業者および電力会社の短期限界費用はやはり方程式(4)および(5)にしたがうものと仮定する。電力会社が短期限界費用に基づいて電力量料金を設定した場合、需要が電力会社の供給能力を上回り、電力会社に供給余力はない。しかしながら、自家発事業者は将来の生産の拡大を考慮に入れて、ないしは効率的な発電規模ないしは熱供給を確保するために自己の需要を上回る供給能力を

備えた資本投資を行っているものとする。したがって、自家発事業者の方が供給余力を持っている。電力会社は、自家発事業者と次のような契約を結ぶことができる。

『自家発事業者は期首において一定の基本料金を支払うことによって、ピーク期間中いつでも自由に電力会社に1単位 $S(t)$ で電力会社に電力を売ることができる。』

この契約を結ぶことによって得られる自家発事業者のペイオフは図3の斜線部分の面積である。ここで我々は将来のある固定した時刻 $u \in [0, T^p]$ において $S(u)$ を $S_0(u)$ で売ることのできる権利を導入する。このexchangeオプションの時刻 $u$ におけるペイオフは、 $\max\{S_0(u)-S(u), 0\}$ となる。前と同様に $0 \sim T^p$ 上で連続的に満期を迎えるプット・オプションのペイオフの流れは図3の斜線部分と一致する。この累積値の $t=0$ における価値が効率化による社会的余剰の大きさであると考えられることができる。満期 $u$ のこのexchangeオプションの価値(価格)を $P(S, S_0, u)$ と表すことにする。 $P(S, S_0, u)$ と $C(S, S_0, u)$ との間には明らかに次の関係式が成立する。

$$P(S, S_0, u) = C(S, S_0, u) - \{S(0) - S_0(0)\}$$

したがって、 $0 \sim T^p$ 上で連続的に満期を持つexchangeオプションをすべて保有した場合の現時点での価値は

$$V(T^p) = \int_0^{T^p} P(S, S_0, u) du$$

によって与えられる。これがピーク時の電力売電契約1単位あたりで効率化によって発生する社会的利益である。

この $V(T^p)$ の値が電力会社の設定する基本料金のベンチマークとなる。注意しなければならないのは、この契約でも基本料金は自家発事業者から電力会社へ支払われることである。電力会社は、電力会社(自己)に電気を販売する権利を販売できるのである。そして

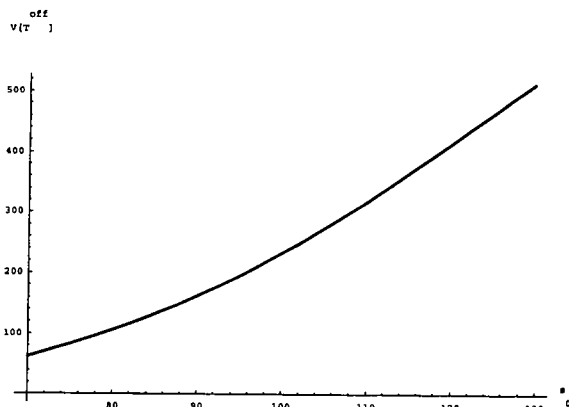


図4 オフ・ピーク時の融通取引による社会的余剰  
( $\sigma=0.1, r=0.05, T^{\text{off}}=10, c=100$ )

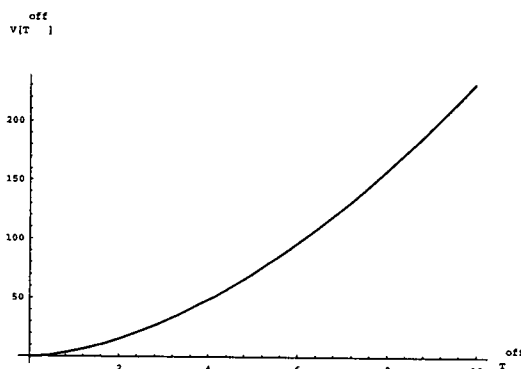


図5 オフ・ピーク時の融通取引による社会的余剰  
( $\sigma=0.1, r=0.05, T^{\text{off}}=10, S_0=100$ )

オフ・ピーク時の契約と同様に、基本料金は社会的余剰の価値  $V(T^{\text{off}})$  に対応して定められるべきであり、自家発電事業者および電力会社の短期限界費用のvolatilityに依存する可変量であるべきである。

ここで、もし電力会社の限界費用が式(5)で示したようなランダム・ウォークをせず、固定されている場合はどうなるであろうか。この場合は、式(5)において  $\mu_0=r, \sigma_0=0$  といった場合に相当する。この時には、

$$C(S, c, u) = S(0)\Phi(z) - e^{-ru}c\Phi(z - \sigma\sqrt{u})$$

where,

$$z = \frac{\log \frac{S(0)}{c} + (r + \frac{\sigma^2}{2})u}{\sigma\sqrt{u}}$$

$$\Phi(x) \equiv \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^x e^{-\frac{t^2}{2}} dt,$$

となる。ただし、 $c \cdot e^{-ru} = S_0(0)$  であり  $c$  は一定の電力会社の限界費用である。

この特殊な場合の  $V(T^{\text{off}})$  の試算値を示す。図4は  $r=0.05, \sigma=0.1, c=100, T^{\text{off}}=10$  の場合に異なる  $S_0$  の値に応じた  $V(T^{\text{off}})$  の値を、図5は  $r=0.05, \sigma=0.1, c=100, S_0=100$  の場合にやはり異なる  $T^{\text{off}}$  の値に応じた  $V(T^{\text{off}})$  の値を示している。 $V(T^{\text{off}})$  は短期限界費用の期首値が高いほど大きな値をとるが、期首値が電力会社の

電力量料金を超えるとほぼ線形に上昇している。電力量料金は  $10(u) \times 100(c)$  で1000であるから社会的利益はこの値に対応しても十分大きいことが分かる。また、 $V(T^{\text{off}})$  の値は期間の長さに対してもほぼ線形であることが分かる。

さらに、図6、図7は図4、図5と同じパラメータの下での  $V(T^{\text{off}})$  の値を示している。図6よりピーク時に電力会社に販売する権利の価値は、短期限界費用の期首値が電力量料金を超えると0に近くなる。また、図7より満期の値が長くなる場合には、同価値は逡減的に上昇する。それぞれの結果は、オフ・ピーク時の契約とはかなり異なっているのが興味深い。

## 5. 結語

詳細を省くが、1965年から1995年までの各年度の大口電力料金（総合単価）をとり、その変動係数を計算すると0.468であった。一方、同じ期間に自家発電の主要な燃料であるC重油の各年度の平均価格の変動係数は0.693であった。このように、自家発電の費用水準は電力会社の料金に比べて大きな変動を示している。近年になるほど、電力会社はエネルギー源の分散をはかり、また総費用の中に占

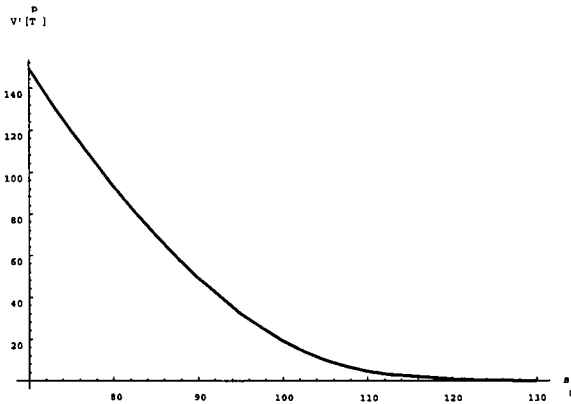


図6 ピーク時の融通取引による社会的余剰  
( $\sigma=0.1, r=0.05, T^{vol}=10, c=100$ )

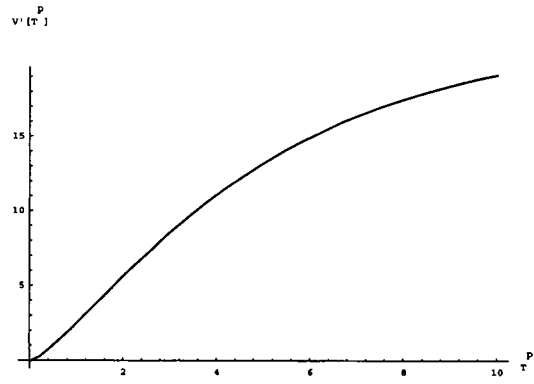


図7 ピーク時の融通取引による社会的余剰  
( $\sigma=0.1, r=0.05, T^{vol}=10, S_0=100$ )

める燃料費の割合も低下してきた。そのため、電力会社の料金水準の変動は、燃料価格の変動に比べて安定化する傾向にある。1985年から1995年までの10年間だけについてみると、大口電力料金の変動係数は0.057、C重油の価格の変動係数は0.163である。以上のように、自家発電の費用変動は、電力会社の料金水準の変動に比べて十分に大きい。

また、自家発のシェアと（大口電力料金対C重油価格でみた）相対的な費用比率との関係を描いてみると、負の相関が顕著であり、単純相関係数も-0.45である。さらに、自家発シェアの変化率と相対的な費用比率との単純相関係数は-0.39であった。いずれの相関係数も、有意水準5%の両側検定において帰無仮説が棄却される水準であり、有意な負の相関があることがわかる。このように、自家発のシェアは相対的な費用を如実に反映したものとなっている。この傾向は、自家発電費用の相対的な変動の大きさと合わせて、自家発事業者と電力会社との間の経済的融通取引に大きな潜在的需要があるかもしれないということを示唆している。

現在の制度の下では、自家発事業者と電力会社との間の発電分担を効率的に行えないし、自家発事業者と電力会社のどちらにとつ

ても、制度を活用するインセンティブはない。本論文では、料金制度を工夫することによって、発電分担に効率化をもたらす経済的融通取引が生まれる可能性を示し、そのような効率化をもたらす料金制度を現実的なプランとして実際に構成できることを例として示した。しかし、この例は、もっとも単純な状況を仮定した上で導出されている。volatilityなどの仮定をより現実に近いものとし、より精密で妥当性があるモデルを構築するのは、今後の課題である。

謝辞

本研究について横浜国立大学経営学部森田洋助教授には多くの有益な助言をいただいた。また、匿名のレフェリーには貴重なコメントをいただいた。記してここに感謝の意を表したい。

【参考文献】

- [1] Amman, Manuel [1999], *Pricing Derivative Credit Risk*, Lecture Notes in Economics and Mathematical Systems, Springer.
- [2] Duffie, Darrell [1996], *Dynamic Asset Pricing Theory*, Princeton University Press: Princeton, New Jersey.
- [3] Jarrow R.A. et al. eds.[1995], *Finance*, Elsevier (今野他訳『ファイナンスハンドブ

- ック』、朝倉書店、1997年)
- [4] McDonald, R., and D. Siegel [1985], "Investment and the Valuation of Firms when there is an Option to Shut down," *International Economic Review*, Vol. 6, pp. 331-49
- [5] 電気供給約款研究会編 [1996]『新版 電気供給約款の理論と実務』、社団法人日本電気協会新聞部
- [6] 笹井均[2000]、『最適決定の理論入門』、学文社
- [7] 東京電力株式会社 [1998]『電気供給約款』平成10年2月10日実施
- （ ささい ひとし  
横浜国立大学大学院 国際社会科学科  
とりい あきお  
横浜国立大学 経営学部 ）