

長期限界費用の計測と電気料金問題

西野 義彦 富田 輝博 大山 達雄

〔要旨〕

公益事業の料金形成に限界費用原理を適用することの理論的有効性に関しては、すでに一般に認められているところであるが、ことに現在の電気事業にみられるように、費用特性を異にする多数の発電プラントから構成されているシステムに関して、限界費用価格形成を一層徹底した形で適用して行くと、理論的には季節別・時間帯別料金に展開されることになる。

本稿では、わが国電気事業における長期限界費用の計測を試みるとともに、それら限界コストの季節別料金制への展開を示す。

今回、長期限界費用の計測にあたっては、まず設備計画および運転計画を含む電気事業の線形計画モデルを構成し、各種制約条件のもとでの最適解から得られる shadow price をもとに、限界容量コストおよび時間帯ごとの限界運転コストを推定する。つまり、負荷持続曲線の形で与えられた電力需要を満たしながら、計画期間全体における資本費と運転費との現在価値合計を最小にするような各期の増分 kW および増分 kWh 当りシステム費用を求めることになるが、モデルの特徴としては、環境規制、供給不足コストの問題、および供給予備率の内生化などが同時に考慮されている。

計測対象期間は、昭和 42 年度から 60 年度までの 2 年を 1 期とした 10 期間であるが、推定結果の主な諸点を列挙すると次の通りである。

- (1) わが国電気事業の長期限界費用は、昭和 44 年度頃から上昇傾向に転じ、昭和 50 年度で 42 年度レベルの約 3.5 倍、60 年度で 7.7 倍に達している。これを内容構成でみると、42 年度に対する 50 年度の限界容量コストおよび限界運転コストの増大割合は、前者が 2.1 倍、後者が 4.0 倍であるのに対し、50 年度に対する 60 年度の割合では、限界容量コストが 4.0 倍、限界運転コストが 1.9 倍となる。
- (2) 時間帯別限界コストについてみれば、ピーク時間帯とオフピーク時間帯とのコスト比は、石油ショックによる燃料費の高騰によって、50 年度で 3.7 倍と縮小したが、その後は資本費の比重が高まるにつれ、再び拡大傾向を示し、54 年度では 5.5 倍程度となっている。
- (3) 夏季と夏季以外の季節における限界コストを比較すると、昭和 54 年度で、夏季が夏季以外のおよそ 1.5 倍である。これを限界運転コストのみの関係でみると、約 1.1 倍となる。今後、ピーク時間帯とオフピーク時間帯とのコスト比がやや拡大傾向にあることから、夏季と夏季以外のコスト比はやや大きくなるものと思われる。

はしがき

1. 理論的背景

- 1.1 発電システムと限界費用
- 1.2 限界コストと収支バランス
- 1.3 設備調整と適正予備容量

2. モデルの構造

- 2.1 モデルの特色
- 2.2 モデルの前提
- 2.3 内生変数

2.4 制約条件

2.5 目的関数

2.6 限界費用の計測方法

3. 推定結果

3.1 インプット・データの説明

3.2 長期限界費用の計測

3.3 シミュレーション・ケースの分析

3.4 時間帯別限界コスト

むすび

はしがき

わが国の電力需給は、需要面における夏季ピークの尖鋭化、供給面における電源立地難、環境規制の強化等から、近年夏季ピーク時において極めて逼迫する傾向があり、この傾向は、今後も継続ないし増大していく可能性が強いと予想されている。このような課題に対処する方策の一つとして、さきの電気事業審議会料金制度部会（昭和54年3月）においても、料金面から季節別料金制の導入が提言されることになった。

本稿は、以上のような事情を背景として、季時別料金設計の理論的基礎材料を提供することを目的に、わが国電気事業における長期限界費用について計測を試みたものである。

ところで、電気事業の料金形成に限界費用原理を適用することに関しては、理論面および実践面から、過去10数年にわたって幾多の論議が展開されてきた。それに比べると、今まで電気事業の限界費用について具体的な計測ないし実証分析を試みた事例はあまりにも少ない。その意味で、ここに提示する限界費用計測の方法論およびその背景となっている理論は、決して普遍的なものでもなければ唯一のものでもないが、新しい方向での電気料金問題を考えるための参考資料となれば幸いである。

1. 理論的背景

1.1 発電システムと限界費用

電気に対する需要は時々刻々変化している。電気事業は、この変化する需要に対応するため、様々な費用特性を持つ異なったタイプの発電設備を開発し保有している。

システム全体としてみた場合、年間を通じ常

に供給しなければならない最低の負荷（需要）があり、このベース負荷に対し供給する発電プラントは、資本集約的で運転コストが最も低い費用特性を持つプラントであることが全体として効率的である。一方、年間のわずかな時間にあたるピーク負荷に対してのみ供給する発電プラントは、運転コストが多少高くても設備費が相対的に低い費用特性を持つプラントが選択される。また、このベース用発電プラントとピーク用発電プラントの間には、様々な中間負荷用プラントが存在する。この中間負荷タイプの発電プラントは、一般に幅広い出力範囲にわたって連続運転が可能で、負荷の変動に対して比較的速やかに調整できるよう設計されており、費用特性もさきのベース用プラントとピーク用プラントとの中間に位置している。

各発電プラントごとに、それぞれ固有の単位発電能力(kW)当り資本費と使用時間数とともに比例的に増加して行く運転費用とがある。いま、単純にピーク用、中間負荷用、ベース用の3種類のプラントがあるとして、それぞれkW当り総費用を図に表わすと、次のようになる。

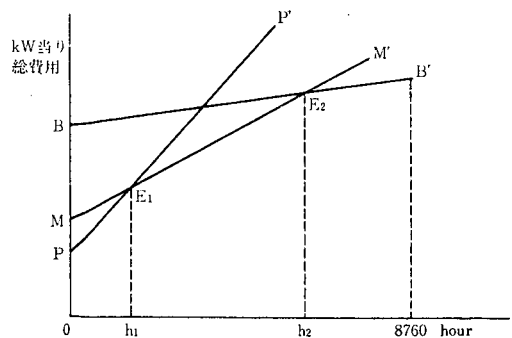


図 1.1 各種プラントと発電コスト

PP' はピーク用プラント、MM' は中間負荷用プラント、BB' はベース用プラントのそれぞれ

れの費用曲線を示している。ここでは、単純化のため各プラントの限界運転コストを一定と仮定しているの、それぞれの費用曲線は直線で描かれている。各費用曲線における縦軸上の切片、つまり OP、OM、OB は、それぞれのプラントの kW 当り年間資本費を示している。

以上のように、各プラントの費用特性が、それぞれ図に示すような形で異なって与えられている場合には、ピーク用プラントは年間を通じ h_1 時間以下の稼働が最も効率的であるが、それ以上の時間の運転は効率的でない。中間負荷プラントについては、 h_1 時間以上でかつ h_2 時間を超えない稼働が最も望ましい。また同様に、ベース用プラントは、 h_2 時間以上で可能なら年間を通して運転することが最も効率的であるということになる。

実際には、このように3種のプラントがはっきり区分されることはかなり稀であって、その費用特性がそれぞれのタイプの間位置するようなプラントも数多く存在するので、費用最小の運転領域 $PE_1 E_2 B'$ は、もう少し滑らかな曲線（包絡線）で示されることになる。

いずれにしても、各プラントの費用特性が与えられれば、それに対応してそれぞれのプラントの年間における最適運転時間が得られてくる。このことは、年間における各時間ごとの負荷を高い順に配列した負荷持続曲線（load duration curve）に、それぞれのプラントを対応させて考えることができることを意味しており、このような対応関係が、与えられた負荷パターンを満たしながら、システム全体として費用が最小になる発電システムの分担を同時に表わしている。換言すれば、年間の負荷パターンが与えられれば、システム全体の費用を最小にするそれぞれのタイプの必要とされるプラント

規模が決定される。もし、それぞれのプラントの費用特性が何らかの事情で変化してくれば、たとえ負荷パターンに変化がなくとも、それぞれの必要とされるプラント規模は変化せざるを得なくなる。それは、図 1.1 における点 E_1 および E_2 の位置が変化するためである。

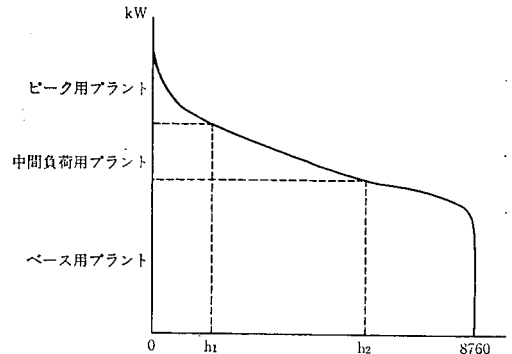


図 1.2 負荷持続曲線と発電プラント

ところで、限界費用で料金を設定するということは、システムにおいて稼働中の限界プラントの運転コストに基づいて料金を決定することを意味している。この限界プラントの運転コストは、時間ごとに異なっている。図 1.1 について言えば、各時間ごとの限界運転コスト（marginal operating cost）は、その時間に対応した包絡線上の傾斜で示され、オフピーク時間帯よりもピーク時間帯の方が、その傾斜は急で、限界運転コストが高いことを表わしている。

一方、限界容量コスト（marginal capacity cost）については、一般に、システム費用が最小になる条件のもとでのピーク用プラントの容量コストで測るのが適当である。その理由は、次節以降で言及される。この容量コストの負担に関しては、ピーク需要のみが負担責任を負うべきであるとか、ピーク需要以外にも同時に負担

責任があるとか、現在でも議論の多いところであるが、ここでは、追加容量が需要および供給の不確実性に依存して決定されている実状を考慮して、ピーク需要ならびにピーク需要以外の需要家も、電力供給不足確率 (loss of load probability; LOLP) の相対的大きさに比例して負担責任を持つべきであるという立場をとる¹⁾。この LOLP は、もちろんピーク時間帯が最も高く、中間負荷の時間帯に行くに従って、その大きさは急速に減少して行く形をしているので、容量コストは、結局大部分がピーク時間帯に、そして残り部分がピークに近い中間時間帯に割り当てられることになる。

1.2 限界コストと収支バランス

以上のような形で、すべての時間帯の料金が、限界コストに基づいて設定されている場合には、収入合計はシステム全体の費用に等しくなっている。

いま、3種のプラントが存在するシステムを考えることにし、それぞれの費用特性、年間運転時間、設備容量を次のように表わされるものとする。

表 1.1 各種プラントの特性

	kW 当り年 資本費	kWh 当り運 転コスト	年 間運 転時間	設備 容量 (kW)
ピーク用プラント	β_1	b_1	t_1	K_1
中間負荷プラント	β_2	b_2	t_1+t_2	K_2
ベース負荷プラント	β_3	b_3	$t_1+t_2+t_3$	K_3

総運転時間 $t=t_1+t_2+t_3=8760$ 時間
 総設備容量 $K=K_1+K_2+K_3$

各プラントの kW 当り年資本費および kWh 当り運転コストが与えられているとすると、それぞれのプラントの年間最適運転時間が得られ、さらにこの年間最適運転時間とシステムの負荷持続曲線が与えられれば、それぞれのプラ

ントの最適設備容量が決定される。ここで、各プラントの費用特性は、 $\beta_1 < \beta_2 < \beta_3$, $b_1 > b_2 > b_3$ であるとする。

各プラントの年間運転時間および設備容量が最適条件を満たしている場合には、各時間帯の料金を以下のように設定することが、総費用に等しい収入合計を与えることになる²⁾。

表 1.2 各時間帯の料金

時 間 帯	時間間隔	kWh 当り価格
ピーク時間帯	t_1	$b_1 + \frac{\alpha_1 \beta_1}{t_1}$
中間時間帯	t_2	$b_2 + \frac{\alpha_2 \beta_1 K}{t_2(K_2+K_3)}$
オフピーク時間帯	t_3	$b_3 + \frac{\alpha_3 \beta_1 K}{t_3 K_3}$

ここで、 $\alpha_1, \alpha_2, \alpha_3$ は、それぞれの時間帯 (ピーク、中間、オフピーク) の容量コストの負担割合を示し、 $\alpha_1 + \alpha_2 + \alpha_3 = 1$ という関係がある。もしピーク時間帯のみが容量コストをすべて負担するものと仮定すれば、 $\alpha_1 = 1, \alpha_2 = 0, \alpha_3 = 0$ となり、ピーク時間帯の料金は $b_1 + \frac{\beta_1}{t_1}$ で表わされ、中間時間帯は b_2 、オフピーク時間帯は b_3 となる。

最適条件が満たされている場合、ピーク用プラントが使用されるのは、 $\beta_1 + b_1 h < \beta_2 + b_2 h$ の場合であり、

$$h = \frac{\beta_2 - \beta_1}{b_1 - b_2} = t_1 \quad (1.1)$$

また、中間負荷プラントが用いられるのは、 $\beta_2 + b_2 h < \beta_3 + b_3 h$ という条件においてであって、

$$h = \frac{\beta_3 - \beta_2}{b_2 - b_3} = t_1 + t_2 \quad (1.2)$$

- 1) 同様の立場をとるものとして、文献 [3], [4] がある。
 2) 文献 [4] では、ここでの $\alpha_1 = 1$ のケースについて証明を行なっている。

が成立している。

ところで、収入合計は

$$Kt_1\left(b_1 + \frac{\alpha_1\beta_1}{t_1}\right) + (K_2 + K_3)t_2\left(b_2 + \frac{\alpha_2\beta_1K}{t_2(K_2 + K_3)}\right) + K_3t_3\left(b_3 + \frac{\alpha_3\beta_1K}{t_3K_3}\right) \quad (1.3)$$

したがって、

$$K(t_1b_1 + \beta_1) + (K_2 + K_3)t_2b_2 + K_3t_3b_3 \quad (1.4)$$

(1.1) 式から、

$$\beta_1 = \beta_2 - t_1(b_1 - b_2) \quad (1.5)$$

(1.5) 式を (1.4) 式に代入して、

$$K(t_1b_2 + \beta_2) + (K_2 + K_3)t_2b_2 + K_3t_3b_3 \quad (1.6)$$

を得る。

一方、費用合計は、

$$K_1\beta_1 + K_2\beta_2 + K_3\beta_3 + K_1t_1b_1 + K_2(t_1 + t_2)b_2 + K_3t_3b_3 \quad (1.7)$$

(1.2) 式から

$$\beta_3 = (t_1 + t_2)(b_2 - b_3) + \beta_2 \quad (1.8)$$

(1.5) および (1.8) 式を (1.7) 式に代入して、

$$K\beta_2 + K_1t_1b_2 + K_3(t_1 + t_2)(b_2 - b_3) + K_2(t_1 + t_2)b_2 + K_3t_3b_3 \quad (1.9)$$

したがって、

$$K(t_1b_2 + \beta_2) + (K_2 + K_3)t_2b_2 + K_3t_3b_3 \quad (1.10)$$

となり、(1.6)=(1.10) から収入合計と費用合計とが等しくなっていることがわかる。この関係は、予備容量が存在する場合にも、各時間帯の kWh 当り価格を、それぞれ

$$b_1 + \frac{\alpha_1\beta_1}{t_1}(1+\delta), \quad b_2 + \frac{\alpha_2\beta_1K}{t_2(K_2 + K_3)}(1+\delta), \quad b_3 + \frac{\alpha_3\beta_1K}{t_3K_3}(1+\delta); \quad \delta = \text{供給予備率}$$

と変えるだけで、同様に成立する。

ここで提示された限界コストに基づく価格づけでは、各時間帯の運転コストに見合う料金は、その時間帯において稼働中の限界プラントの運転コストで測るので、ピークおよび中間時間帯においては、それぞれの時間帯の平均運転コストよりも幾分高いコストを、限界運転コストとして賦課することになる。ピーク時間帯の限界運転コストに見合う料金には、ベースおよび中間負荷プラントの資本費の一部が含まれ、中間時間帯のその料金には、ベース負荷プラントの資本費の一部が含まれている。別の見方をすれば、ベースおよび中間負荷プラントのような資本費については相対的に高いが運転コストについては相対的に低いプラントの導入は、システム全体として運転費の節減に寄与する面があり、資本費の割り高な分がピークおよび中間時間帯の運転コストとして、料金によって回収されると理解できる。オフピーク時間帯では、限界運転コストと平均運転コストとが等しい。いずれにしても、ベースおよび中間負荷プラントの資本費から、運転費の節減分を差し引いた正味の資本費は、最適システムの条件下では、常にピーク用プラントの資本費に等しくなっている。ここでは、これを限界容量コストと呼んでいる。

1.3 設備調整と適正予備容量

設備調整が適正に行なわれている場合には、短期限界コストと長期限界コストとは等しくなる。たとえば、増大する需要をみたすために、既設プラントを運転することがシステム全体として費用最小の方法であるならば、既設プラントの運転を拡大して行く。その場合、既設プラントの限界運転コストは高まって行くが、同時に供給不足コストも増大して行く。もし、この

限界運転コストと限界供給不足コストとの合計が、設備拡大によってその超過負荷をまかなうコストよりも高くなると予想される場合には、計画担当者は設備容量の拡大を実行することになる。

ところで、既設設備の限界運転コストと限界供給不足コストとの和は短期限界コストを表わし、設備拡大を伴う限界供給コストは長期限界コストを意味しているので、設備調整が適正に行なわれている均衡状態においては、短期限界コストと長期限界コストとは等しくなっている。また、そのときには、限界供給不足コストと限界容量コストとは等しくなっている。

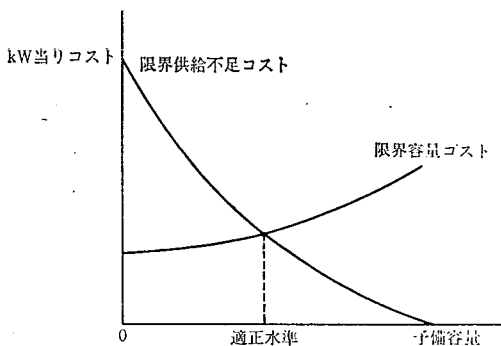


図 1.3 適正予備容量の決定

限界容量コストと限界供給不足コストとが等しくなる状態において、供給予備の適正水準も決定される。つまり適正予備容量は、設備容量の限界費用と設備容量拡大による限界便益、すなわち供給不足の予想限界費用とが等しくなる点まで設備拡大がなされる結果として決定される。

供給不足コストは、図に示すように、供給予備容量が増大するにつれて減少して行くが、それは予備容量の増大につれて電力供給不足確率 (LOLP) が低下して行くことによる。また、

予備容量の水準が同じであっても、需要および供給における不確実性が增大すれば、LOLPは高まる。さらに、LOLPに変化がなくとも、需要家の社会的文化的水準が高まって行けば、供給不足による機会費用は高まる。したがって、図 1.3 に示すような限界供給不足コスト曲線は、電力の需要および供給における不確実性の度合、および需要家の生活水準などによって、上方あるいは下方にシフトするものと理解される。

2. モデルの構造

2.1 モデルの特色

前章で、電気事業の料金設定における限界費用の意味についてみてきた。この章では、電気事業における長期限界費用を計測するために、今回構築したモデルの構造について述べることにする。

われわれのモデルは、基本的には、電気事業の設備計画および運転計画を含む線形計画モデル (linear programming model) であり、その解法の中で得られるシャドウ・プライス (shadow price) によって、電気事業における長期限界費用を計測しようとするものである³⁾。

将来の電力需要が負荷持続曲線を含めたいろいろな形で与えられた場合、その需要を電力システムとしての信頼性を保った上でまかなうような発電設備の建設計画あるいは運転計画を作成することが必要となる。そこで、電力システムとしての資本費 (固定費) と運転費 (変動費) の現在価値の総和を最小化する計画を作成するために線形計画モデルが用いられる。このようにして、最適な発電プラントの組み合わせが

3) この理論的側面の考察については、文献〔6〕を参照されたい。

得られ、最適な運転計画が作成されているという条件の下で、kW あるいは kWh の形で電力需要が単位量だけ増加した場合、電気事業あるいは電力システムにおける総費用の増加量が限界費用 (marginal cost) を表わすことになる。

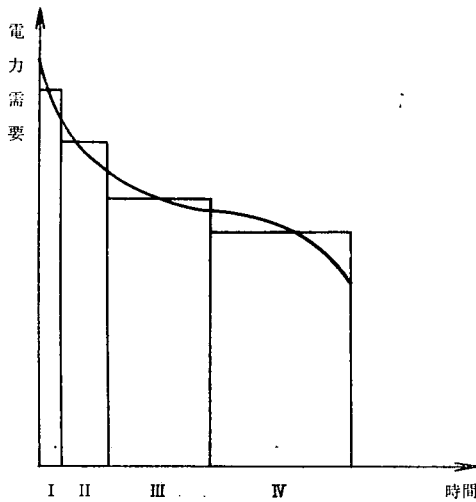


図 2.1 負荷持続曲線 (4時間帯に分割した場合)

いま図 2.1 に示すように、負荷持続曲線がいくつかの時間帯 (ここでは 4 時間帯) に分けられた場合を考えてみよう。なおここでは、各時間帯における電力需要 (kW) が、もとの負荷持続曲線つまり毎時間の電力需要 (kW) をプロットしたもとのから得られたそれぞれの時間帯の電力量とほぼ同じになるように定められるものとする。このようにして得られた近似負荷持続曲線において、各時間帯における 1 単位の電力量 (kWh) の増加が、それぞれの程度の総費用の増加をもたらすかをみたのが時間帯別 kWh の限界費用であり、また、最大ピーク時の電力需要 (kW) が 1 単位だけ増加した場合にどの程度の総費用の増加をもたらすかをみたのが最大 kW の限界費用ということになる。

このように、ここでいう限界費用は、システム全体を問題としており、特定の発電プラントの資本費あるいは運転費というように、単純な形では得られないことがわかる。つまり、“電力供給システム全体”において総費用最小化を達成しながら、与えられた電力需要をまかなうという体系を考えることがここでのポイントである。ここにシステム全体を包括する線形計画モデルを作成し分析を行なうことの意義が存在すると言えよう。

2.2 モデルの前提

対象となる電力システムとしては、図 2.2 に示されるように、軽水炉を中心とする原子力発電設備、石油、LNG、石炭、ガスタービンなどの火力発電設備、一般水力、揚水発電などの水力発電設備などの各種発電プラントが、ウラン、重油、LNG、石炭などを燃料として消費して発電を行ない、送配電設備を経て、各種産業あるいは家庭における電力需要をまかなうまでのシステムが考えられる。

まずこのモデルでは、基準となる年を境として、その年以降を将来と考え、将来における電力需要を負荷持続曲線の形で与えた上で、その需要をまかなうような将来の発電設備の最適建設計画あるいは最適運転計画を求める。そこで、対象とする発電設備は、大きく分類して既設設備と新設設備に分けられるが、その内訳は以下の通りである。

- a) 既設設備 (基準年において既に運開になっている設備) : 発電方式別に分類
 - 重原油火力 (大型火力, その他) : 重油, 原油を燃料とする火力発電設備
 - 石炭火力 : 石炭を燃料とする火力発電設備
 - LNG 火力 : LNG (液化天然ガス) を燃料とする火力発電設備

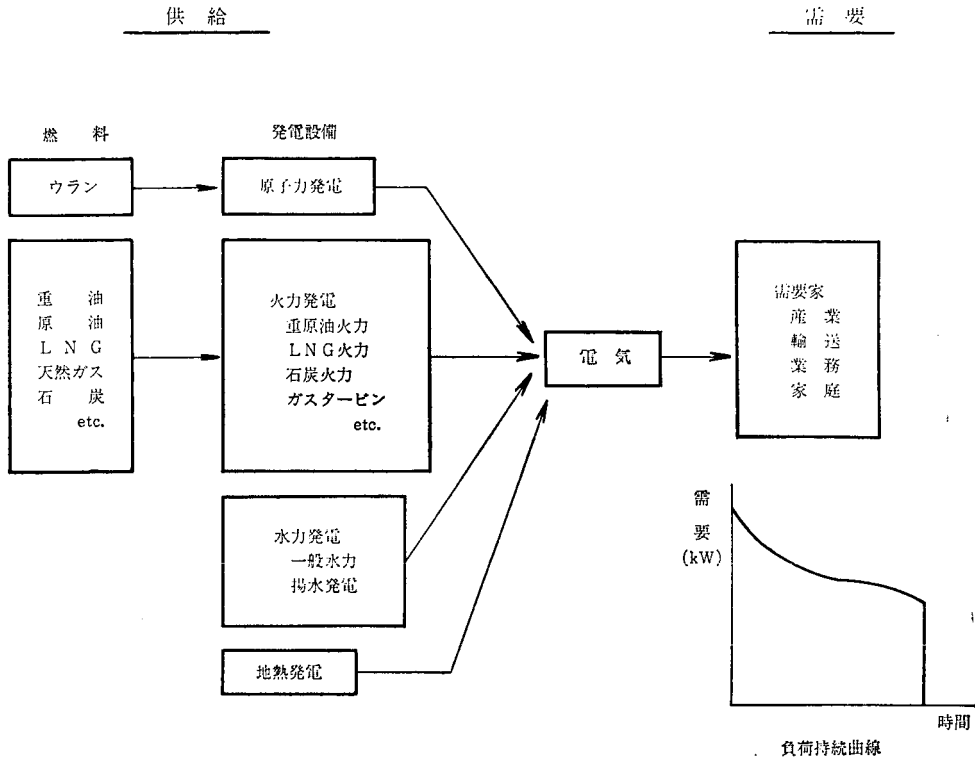


図 2.2 電力システムの概略

- ガスタービン：ガスタービン火力発電設備
- 原子力発電：主として軽水炉を中心とする原子力発電設備
- 一般水力：自流式あるいは貯水池式水力発電設備で混合揚水式発電設備を含む
- 揚水発電：純揚水式発電設備
- その他：地熱発電設備を含めたその他の発電設備

b) 新設設備（基準年以降に運開される発電設備）：発電設備ユニット別に分類

外生条件としての負荷持続曲線の扱いについては、図 2.3 に示されるように、時間帯については瞬間ピークを含めると 5 分類（0：瞬間ピーク、Ⅰ：ピーク時間帯、Ⅱ：中間時間帯（Ⅰ）、Ⅲ：中間時間帯（Ⅱ）、Ⅳ：オフピーク時間帯）、発電設備の運転領域に関しては 4 領域（ピー

ク、ミドル 1、ミドル 2、ベース）が設定される。

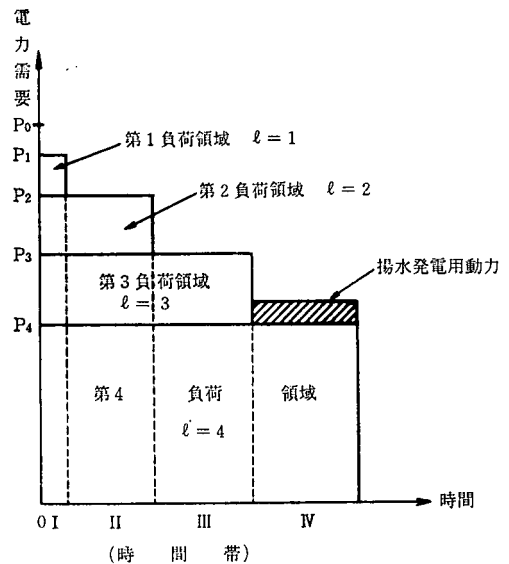


図 2.3 近似負荷持続曲線の構成

つまり図から分かるように、負荷持続曲線は矩形領域に分割され、横軸上の分割が時間帯を表わすのに対して、縦軸上の分割が負荷領域に対応づけられている。モデルが線形 (linear) で表現される必要があることから、負荷持続曲線も階段関数の形に近似されている。

近似負荷持続曲線は、電力需要パターンを示すものとして、将来の各期に対して外生的に与えられる。

以下の説明では、表現を単純にするため、次のように表記する。

$I = \{ \text{新設設備のユニットの集合} \}$

$J = \{ \text{既設設備の発電方式の集合} \}$

$K = \{ \text{対象とする期 (年) の集合} \}$

$L = \{ \text{ピーク, ミドル1, ミドル2, ベースからなる負荷領域の集合} \}$

$T = \{ \text{近似負荷持続曲線における各時間帯の集合} \}$

$M = \{ \text{火力発電用燃料の集合} \}$

以上述べたような発電設備の分類および近似負荷持続曲線の設定をもとにモデルが作成される。

2.3 内生変数

このモデルで用いられる内生変数は、発電設備に対してその建設に関するもの、運転に関するもの、および電力システムとしての信頼性を表わすものとしての供給予備率に関するものと、大きく3種類に分類することができる。以下、次のように内生変数の定義を与える。

(a) 既設設備に関する内生変数

z_{jkl} : j 発電方式の既設設備の k 期における l 負荷領域での運転出力
 $j \in J, k \in K, l \in L$

g_{jkm} : j 発電方式の既設設備の k 期における m 燃料の消費量

$j \in J, k \in K, m \in M$

(b) 新設設備に関する内生変数

x_{ik} : ユニット i の新設設備の k 期における稼働状態を示す変数

$i \in I, k \in K$

$0 \leq x_{ik} \leq 1, i \in I, k \in K$

$x_{ik} = 0$: ユニット i が k 期末に運開されていないことを示す

1 : ユニット i が k 期初に運開されていることを示す

y_{ikl} : ユニット i の新設設備の k 期における l 負荷領域での運転出力
 $i \in I, k \in K, l \in L$

f_{ikm} : ユニット i の新設設備の k 期における m 燃料の消費量
 $i \in I, k \in K, m \in M$

(c) 供給予備率

δ_k : k 期における設備の供給予備率
 $k \in K$

$0 \leq \delta_k \leq 1, k \in K$

供給予備率が将来の各期に対して内生化されている点は、これらを外生的に取り扱っている通常のモデルとはかなり異なる。

2.4 制約条件

まず、電力需要に関する条件についてみると、将来の各期における近似負荷持続曲線は、図2.3のように外生的に与えられ、 k 期における各時間帯別の電力需要 (kW) は、瞬間ピーク、ピーク、中間1、中間2、オフピークの各々に対して、 $P_{0k}, P_{1k}, P_{2k}, P_{3k}, P_{4k}$ で示される。ただ揚水用電力は、純揚水式発電のための揚水用動力としての電力需要 (とくに深夜電力の利用と考えられる) を表わしており、この電力需要は、以下に説明されるようにモデルの中で内生的に求められる。各期 k に対して与え

られる電力需要に関する主要な制約条件は、以下の (a), (b) の 2 種類である。

(a) 瞬間ピーク時 (時間帯 0) の kW に関する需要充足条件

既設, 新設を含めた発電設備の設備容量に瞬間ピーク時 (時間帯 0) の設備利用率を考慮した上で, 瞬間ピーク時の kW 電力需要をまかなうことを示す制約条件である。

$$\sum_i \theta_{ik} C_i x_{ik} + \sum_j \theta'_{jk} C'_j \geq (1 + \delta_k) P_{0k}, \quad \forall k \in K \quad (2.1)$$

θ_{ik} : ユニット i の新設設備の k 期における瞬間ピーク時の利用可能率

θ'_{jk} : j 発電方式の既設設備の k 期における瞬間ピーク時の利用可能率

C_i : ユニット i の新設設備の設備容量

C'_j : j 発電方式の既設設備の設備容量

P_{0k} : k 期における瞬間ピーク時 (時間帯 0) の電力需要 (kW)

上の (2.1) 式における θ'_{jk} は, 瞬間ピーク時における既設設備の利用可能率として表 2.1 のように与えられる。また新設設備に対しては, すべてのユニットに対してすべての期に 100% としている。つまり新設設備は, すでに運開となっている分に対しては, 瞬間ピーク時 (夏季最大ピーク時) にすべて設備容量に等しい運転出力で稼働しているものとしている。

表 2.1 瞬間ピーク時における発電方式別期別の既設設備利用率 (%)

発電方式	期									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
重原油火力	98	95	95	95	90	90	90	90	85	85
石炭火力	98	95	95	95	90	80	80	80	75	75
LNG火力	100	100	100	98	98	98	98	98	95	95
ガスタービン	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
揚水発電	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
原子力	98	98	98	98	95	95	95	95	93	93

(b) 時間帯別の kWh に関する需要充足条件

既設, 新設を含めた各種の発電設備の運転によって, 図 2.3 で与えられるような各期ごとの近似負荷持続曲線の時間帯別の電力需要をまかなうことを示す制約条件である。

$$\sum_i \sum_t y_{ikt} + \sum_j \sum_t z_{jkt} \geq P_{tk} + \mu_{tk}, \quad \forall k \in K, \quad \forall t \in T \quad (2.2)$$

P_{tk} : k 期における t 時間帯の電力需要 (kW)

μ_{tk} : k 期における t 時間帯の揚水用動力としての電力需要 (kW)

なお, 上の (2.2) 式における揚水用動力としての電力需要を表わす μ_{tk} は, 揚水が深夜電力のみを利用して行なわれることを前提として, $\mu_{tk} = 0, t = 1, 2, 3, k \in K$ となっている。したがって, 各期に対して $t = 4$ の場合のみに, 以下の (d) の制約条件式で定義される μ_{tk} が用いられる。

次に, 各種の発電設備が運転を行なう場合の運転出力と設備容量との関係を表わす制約条件が運転負荷領域別の設備利用可能率を考慮して以下の (c) のように与えられる。

(c) 運転出力に関する制約

既設設備の運転出力に関する制約

$$\sum_{l \in I'} z_{jkl} \leq \xi_{j'l'} C'_j, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K, \quad \forall l' \quad (2.3)$$

新設設備の運転出力に関する制約

$$\sum_{l \in I'} y_{ikt} \leq \eta_{il'} C_i x_{ikt}, \quad \forall i \in I, \quad \forall k \in K, \quad \forall l' \quad (2.4)$$

$\xi_{j'l'}$: j 発電方式の既設設備が l' で表わされる運転負荷領域で運転されている場合の設備利用可能率

$\eta_{il'}$: ユニット i の新設設備が l' で表わされる運転負荷領域で運転される場合の設備利用可能率

(2.3), (2.4) 式における ξ_{jv} , η_{iv} に対応する発電方式別の時間帯別設備利用可能率は、既設設備、新設設備とも同様に表 2.2 のように与えられる。

表 2.2 発電方式別時間帯別の設備利用可能率 (%)

発電方式	時間帯			
	1	2	3	4
重 原 油 火 力	95	80	80	65
石 炭 火 力	95	80	80	65
L N G 火 力	80	80	80	65
ガ ス タ ー ビ ン	100	100	*	*
揚 水 発 電	100	30	*	*
原 子 力	80	80	80	65

(表中の * 印は、対応する発電方式の設備がその時間帯で運転を行わないことを示す。)

なお (2.3), (2.4) 式で与えられる添字 l' は、各発電方式の既設設備あるいは新設設備の各ユニットが運転される運転負荷領域の集合を表わす。したがって、たとえばある発電設備 (あるいはユニット) が図 2.3 の近似負荷持続曲線の構成において、{第 2 負荷領域 ($l=2$), 第 3 負荷領域 ($l=3$), 第 4 負荷領域 ($l=4$)} なる運転負荷領域の集合で運転されると仮定しよう。この場合に上述の l' として考えられるのは、 $\{l=4\}$, $\{l=4, l=3\}$, $\{l=4, l=3, l=2\}$ の 3 種類の組み合わせである。その他の場合にも同様にして組み合わせが考えられる。つまり (2.3), (2.4) 式は、各発電設備 (あるいはユニット) が、それぞれ前提とした運転方法 (運転負荷領域の設定) に応じて、異なる設備利用可能率の上限を有することを示している。

(d) 揚水用動力に関する制約

次に、制約条件 (b) のところで紹介した揚水用動力としての電力需要に関して、その定義式とそれに関する制約条件について述べよう。いま、図 2.3 における各運転負荷領域の運転時

間数が以下のように定められているとする。第 l 運転負荷領域の 1 年間における持続時間数を d_l 時間とすると、

$$d_1=300 \quad (\text{ピーク}, \quad l=1)$$

$$d_2=2720 \quad (\text{ミドル 1}, \quad l=2)$$

$$d_3=5640 \quad (\text{ミドル 2}, \quad l=3)$$

$$d_4=8760 \quad (\text{ベース}, \quad l=4)$$

ところで、揚水式発電設備が運転負荷領域 $l=1, 2$ で運転され、揚水用動力としての電力需要がオフピーク時間帯 $t=4$ のみに割り当てられるとすると、この場合の揚水用動力に関する定義式および制約条件式は次のように与えられる。

$$\mu_{4k} = \sum_{l=1}^2 \left(\sum_j z_{jkl} + \sum_i y_{ikl} \right) d_l / \eta (d_4 - d_3), \quad \forall k \in K \quad (2.5)$$

$$\mu_{4k} \leq P_{3k} - P_{4k}, \quad \forall k \in K \quad (2.6)$$

ここで、(2.5) 式における既設設備の発電方式 j は揚水発電設備の添字を表わし、また新設設備のユニット i は新設の揚水発電設備のユニットの添字を表わすものとする。また (2.5) 式における η は揚水発電効率として外生的に与えられる。制約条件式 (2.6) は、オフピーク時間帯 $t=4$ の電力需要 (kW, 揚水用動力としての電力需要を含む) が、 $t=3$ の電力需要 (kW) より大にはならないことを示す。

(e) 燃料消費と発電電力量に関する制約

各種の発電設備による発電電力量と各種の燃料消費との関係については、既設設備に関し、発電方式別そして各期別、新設設備に関しユニット別そして各期別に、以下のように与えられる。

既設設備

$$\sum_l z_{jkl} d_l K'_{jl} \leq \sum_m g_{jkm} e_m, \quad \forall j \in J, \quad \forall k \in K \quad (2.7)$$

新設設備

$$\sum_l y_{ikl} d_l K_{il} \leq \sum_m f_{ikm} e_m, \quad \forall i \in I, \quad \forall k \in K \quad (2.8)$$

K'_{jl} : j 発電方式の既設設備が第 l 負荷領域で運転される場合の燃料消費率

K_{il} : ユニット i の新設設備が第 l 負荷領域で運転される場合の燃料消費率

K'_{jl}, K_{il} はいずれも各々の設備において単位電力量を発電するのに必要な熱量で表わされる。

e_m : m 燃料の固有単位量当りの熱量

g_{jkm} : j 発電方式の既設設備の k 期における m 燃料消費量

f_{ikm} : ユニット i の新設設備の k 期における m 燃料消費量

g_{jkm}, f_{ikm} はいずれも燃料別の固有単位で表わされる。

今回のモデルでは、表 2.3 に掲げる 10 種類の火力発電用燃料が考慮される。表 2.3 における燃料別の固有単位量当り発熱量は (2.7), (2.8) 式における e_m に対応する。また, (2.7), (2.8) 式における K'_{jl}, K_{il} は、発電設備別の負荷領域別燃料消費率として表 2.4 のように与えられる。

表 2.3 火力発電用燃料

燃料	固有単位	発熱量(Kcal)	硫黄分含有率(%)
重油(低硫黄)	l	9,600	0.26
重油(中硫黄)	l	9,700	1.17
重油(高硫黄)	l	9,800	2.76
原油(低硫黄)	l	9,300	0.17
原油(中硫黄)	l	9,400	0.73
原油(高硫黄)	l	9,500	2.20
ナフサ	l	8,400	0.37
軽油	l	9,100	0.09
L N G	Kg	12,000	0.00
石炭	Kg	6,500	1.00

表 2.4 各種発電設備の負荷領域別燃料消費率 (Kcal/kWh)

発電設備	第1負荷領域	第2負荷領域	第3負荷領域	第4負荷領域
既設重原油火力(1)	3162.2	2928.0	2711.1	2510.3
既設重原油火力(2)	2927.9	2711.0	2510.2	2324.3
新設重原油火力(2)	2927.9	2711.0	2510.2	2324.3
石炭火力	3009.3	2786.4	2580.0	2388.9
L N G 火力	2851.0	2639.8	2444.3	2263.2
ガスタービン	3096.0	2866.7	*	*

(表中の*印は、その対応する発電設備が当該負荷領域では運転を行わないことを示している。)

(f) 燃料消費量に関する制約

燃料別に各期における使用(消費)可能量の上限を制約条件として与えるものである。

$$\sum_i f_{ikm} + \sum_j g_{jkm} \leq \Gamma_{km}, \quad \forall k \in K, \quad \forall m \in M \quad (2.9)$$

Γ_{km} : m 燃料の k 期における使用可能量の上限値

(g) 公害規制(硫黄分排出量の規制)に関する制約

とくに大気汚染物質の排出量規制などで代表される公害規制は、地域的な特性に大きく依存している。そこでこのモデルでは、地域を表わす添字 r を用いてこれらの集合を R とし、各地域 r にある新設設備ユニット、あるいは既設設備発電方式の集合をそれぞれ $i(r)$ と $j(r)$ と表記すると、公害規制制約は次式のように与えられる。

$$\sum_{i \in i(r)} \sum_m S_{km} f_{ikm} + \sum_{j \in j(r)} \sum_m S_{km} g_{jkm} \leq \Delta_{kr}, \quad \forall k \in K, \quad \forall r \in R \quad (2.10)$$

S_{km} : k 期における m 燃料の硫黄分含有率

Δ_{kr} : r 地域の k 期における硫黄分排出量の上限値(規制値)

2.5 目的関数

最後に、このモデルの目的関数について述べ

よう。目的関数は最小化されるべきコスト関数であるが、その費用の項目は大きく資本費、運転費（原子力発電設備を除く）、原子力発電設備の運転費、供給不足コストの4項目に分類される。目的関数としてのコスト関数の概略は以下のように与えられる。

$$\begin{aligned} & \text{minimize} \\ & \sum_{i \in I} \sum_{k \in K} a_{ik} x_{ik} + \sum_{i \in I} \sum_{k \in K} \sum_{m \in M} b_{km} f_{ikm} \\ & + \sum_{j \in J} \sum_{k \in K} \sum_{m \in M} b_{km} g_{jkm} \\ & + \sum_{i \in I} \sum_{k \in K} \sum_{l \in L} v_{ik} y_{ikl} d_l \\ & + \sum_{j \in J} \sum_{k \in K} \sum_{l \in L} v'_{jk} z_{ikl} d_l + \sum_{k \in K} h_k(\delta_k) \end{aligned} \quad (2.11)$$

このコスト関数(2.11)の各項の係数は、すべて現在価値換算式を含んでいるものとする。したがって、たとえば対象とする将来の各期が年単位でとられるとすると、年割引率 γ を用いることによって、現在価値換算のために $1/(1+\gamma)^k$ が各項の係数に乘じられることになる。

a_{ik} : ユニット*i*の新設設備の*k*期における年資本費

b_{km} : *k*期における*m*燃料の固有単位量当りのコスト

v_{ik} : ユニット*i*の原子力発電新設設備の*k*期における単位発電電力量当りのコスト

v'_{jk} : *j*発電方式(原子力発電)の既設設備の*k*期における単位発電電力量当りのコスト

$h_k(\delta_k)$: *k*期における供給予備率 δ_k の関数としての供給不足コスト関数

(2.11)式において、第1項は新設設備に関する資本費のユニット別、期別の合計、第2項と第3項はそれぞれ新設設備、既設設備のための燃料費(運転費)の燃料別、期別の合計、第

4項と第5項はそれぞれ新設、既設の原子力発電設備の運転費のユニット別あるいは発電方式別の期別の合計、第6項は期別の供給不足コストの合計である。

このモデルは、目的関数(2.11)式において、第5項までが内生変数に関して線形であるが、第6項の $h_k(\delta_k)$ 、 $k \in K$ は δ_k に関して凸関数である。ここでは、 $h_k(\delta_k)$ を次のような形に仮定している。

$$h_k(\delta_k) = \frac{D_k}{\delta_k}, \quad k \in K \quad (2.12)$$

$\delta_k > 0$, D_k , $k \in K$ は正の定数。

したがって、今回のモデルは分離型計画モデル(separable programming)と呼ばれるべき性格のものである。つまり(2.12)式は、モデルの中では、 δ_k , $k \in K$ を区間分割することによって直線(折線)近似される。このような形の供給不足コスト関数が、それぞれの $k \in K$ に対して δ_k に関して凸関数であることは言うまでもない。したがってこのような分離型計画モデルは、供給不足コスト関数を折線近似した上で線形計画法の解法としてのシンプレックス法を適用することによって解くことができる。このようにして得られた解は、厳密には(2.11)、(2.12)の両式で与えられる目的関数を有するモデルによる解とは一致しないであろう。しかしながら、最適解の分析には十分な程度の精度を有する解を提供しており、シャドウ・プライスの分析をする上で、十分に意義があるものと思われる。次節では、このようなモデルに対する限界費用分析に関して、とくにその計測方法について述べることにする。

2.6 限界費用の計測方法

前節の(2.11)、(2.12)式で与えられるような目的関数を有する分離型計画モデルが、線形

計画法の解法としてのシンプレックス法で解くことができることはすでに述べた⁴⁾。そこでこの節では、線形計画モデルを前提とした上でのシャドウ・プライスによる限界費用の計測方法について述べることにする。

需要に関する制約条件をみると、まず (2.2) 式に関しては、そのシャドウ・プライスは期別、時間帯別の電力需要 (kW) P_{ik} の単位量の変化に対する目的関数 (2.11) の値の変化を表わす。つまり (2.2) 式における P_{ik} が単位量だけ変化すると、運転出力としての y_{ikl} あるいは z_{jkl} が変化し、それによって (2.9) あるいは (2.10) の f_{ikm} あるいは g_{jkm} が変化することになる。したがってこれらの量の増減を総計したものが (2.2) 式のシャドウ・プライスとして得られるわけである。このようにして得られた基準年ベースのシャドウ・プライスをそれに対応した時間帯の持続時間で除し、現在価値換算によって名目ベースにもどすことによって単位電力量 (たとえば 1 kWh) の需要増に対する総費用の増加、つまり各時間帯の kWh 当り限界費用が名目価格ベースで得られることになる。

次に、(2.1) 式についてそのシャドウ・プライスの持つ意味を考えてみよう。(2.1) 式は負荷持続曲線における瞬間ピーク時の kW 需要充足条件である。したがってその制約条件式のシャドウ・プライスは、夏季ピーク時の最大電力需要が単位量 (たとえば 1 kW) だけ増加した場合にどれだけのコスト増 (目的関数で表わされる総費用の増加) があるかを示すものであるが、それに際しては、他の条件が (最適基底行列も含めて) すべて変化しないことを前提としている。ところが (2.1) の制約条件式において外生値 (定数項) を右辺に、内生変数を含む

項をすべて左辺に移項すると次式のようになる。

$$\sum_i \theta_{ik} C_i x_{ik} - P_{0k} \delta_k \geq P_{0k} - \sum_j \theta'_{jk} C'_j, \quad \forall k \in K \quad (2.13)$$

したがって上式から、 P_{0k} の単位量の微小変化は右辺値の変化ばかりでなく、左辺の内生変数 δ_k の係数の変化をもたらすことになる。つまり厳密には、(2.1) 式あるいは (2.13) 式で与えられる瞬間ピーク時 (近似負荷持続曲線の時間帯 0 に対応する) kW 需要充足条件のシャドウ・プライスは、夏季ピーク時の最大電力需要の単位量の変化に伴う総費用の変化としての“年間最大ピーク時の kW 当り限界費用”を表わしていないことになる。しかしながら内生変数としての δ_k , $k \in K$, が最適基底行列に入っていないとすると、かつまた P_{0k} の微小変化に対しても δ_k , $k \in K$, が最適基底行列に入ることはないとすると、(2.1) 式で与えられる瞬間ピーク時の kW 需要充足条件のシャドウ・プライスは、夏季ピーク時の最大電力需要の単位量の変化に伴う総費用の変化としての kW 当りの限界費用を表わすと言うことができよう。したがって内生変数としての δ_k , $k \in K$, が最適基底行列に入っていない場合と入っている場合とでは、厳密には、瞬間ピーク時の kW 需要充足条件のシャドウ・プライスに対する解釈を変えねばならないであろう。 δ_k , $k \in K$, が最適基底行列に入っている場合の線形計画問題の解の形、目的関数の値に関しては文献 [5], [6] に掲げられている。またこれらの文献には、上

4) 分離型計画モデルの詳細については、以下の文献ならびに巻末の [5], [6] を参照されたい。

Dantzig, G. B.; *Linear Programming and Extensions*, Princeton University Press, Princeton, N. J., 1963.

Hadley, G.; *Nonlinear and Dynamic Programming*, Addison-Wesley Publishing Company, Inc., Reading, Mass., 1964.

述の最適基底行列が不変であるための線形計画モデルの右辺値の変化量に対する制約，あるいは(2.1)式の制約に対して得られるシャドウ・プライスの構成要因の分析等についても詳細が示されている。

3. 推定結果

ここでは，第2章で述べてきたモデルを用いて，ある電力システムに関するシミュレーション分析を行ない，そのLPモデルのシャドウ・プライスから長期限界費用を推定する。3.1節では，モデルに必要なインプット・データについて説明し，3.2節で，これらインプット・データの下での最適建設計画と最適運転計画から得られた長期限界費用に関する推定結果（標準ケース）を提示する。3.3節では，需要および燃料費に関する若干のシミュレーション実験の結果を示し，3.4節では，さらに時間帯別限界コストについて分析を展開する。

3.1 インプット・データの説明

インプット・データは，大きく分けて需要関係と供給関係に分類される。われわれのモデルでは，需要はすべて外生変数として与えられ，この需要に対応して供給すなわち設備計画および運転計画が決定される。需要に関しては，負荷持続曲線が中心であり，供給に関しては，新設・既設の発電設備，燃料および供給不足コストなどがインプットされる。

なお，今回のモデルでは昭和41年度から60年度までの20年間を計測対象期間とし，これを2年を1期とする10期に分け，各期における代表年を2年目の年とした。したがって，昭和40年度末において運開となっている発電設備を既設設備とし，それ以降運開の設備は新設設備とした。

まず需要に関しては，各期について図2.3のような負荷持続曲線の形で与え，6期までは実績に基づいて作成し，7期以降は各時間帯電力需要(kW)とも年率平均ほぼ6.5%の伸び率で想定した。6期における負荷持続曲線のパターンは，瞬間ピーク時の需要を1とすると，次のようになっている。

表 3.1 時間帯別電力需要 (kW)

時間帯	0	1	2	3	4
6 期	1.000	0.887	0.727	0.559	0.391
10 期	1.662	1.474	1.208	0.929	0.650

供給に関しては，発電設備に関するデータと燃料に関するデータに分けられる。発電設備のうち既設設備については，発電方式別に設備容量等をインプットするが，新設設備については，ユニット別に，発電方式，設備容量，運開可能時期，総工事費，年経費率などを与える。

火力発電用燃料についても，表2.3に掲げる種類別に，各期の単価を与えるが，7期以降については，以下のような推定によった。すなわち，7期の値は，各燃料とも一律に6期の31%増とし，8期から10期までは，名目で年率7%（各期14.5%）の上昇と想定した。核燃料費については，kWh 当り単価として直接想定した値を用いた。

3.2 長期限界費用の計測

ここでは，前述のモデルに3.1節で述べたインプット・データから得られた限界費用の推定結果（これを標準ケースと呼ぶ）について検討しよう。時間帯別の限界費用は，2.6節で述べたように，(2.1)，(2.2)式にかかわるシャドウ・プライスから計測される。表3.2は，瞬間ピーク時および4時間帯の各々に対する限界費用を各期について掲げたものである。

表 3.2 時間帯別限界費用の推移 (標準ケース)

期	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
瞬間ピーク時 (円/kW)	3,590	3,524	5,182	5,468	6,533	8,400	13,094	16,801	23,888	26,057
ピーク時間帯 (円/kWh)	2.176	2.194	2.422	3.766	8.700	8.882	10.960	12.906	15.207	16.896
中間時間帯(I) (円/kWh)	1.995	2.012	2.220	3.453	7.925	8.091	10.047	11.832	13.941	15.489
中間時間帯(II) (円/kWh)	1.726	1.741	1.922	2.908	6.717	6.857	8.467	9.964	11.740	12.701
オフピーク時間帯 (円/kWh)	1.217	1.239	1.495	2.423	5.597	5.714	6.405	7.341	8.406	9.615

表 3.2 にある時間帯別限界費用の推移を図示したのが図 3.1 および図 3.2 である。負荷持続曲線の各時間帯における 1kWh の電力需要増に対する電力システム全体のコスト増 (主として運転費増) を表わす限界費用は、石油ショックを反映して第 5 期に急増し、6 期は小康を保ったものの、7 期以降、漸増の傾向を示している。これに対して、瞬間ピーク時の 1kW の電力需要増に伴う資本費増を中心としたコスト増を表わす限界費用は、運転費増を表わす限界費用と異なった増加のパターンを示している。すなわち、5 期よりも 6 期以降の方が増加率が高く 30~50% 増となっている。

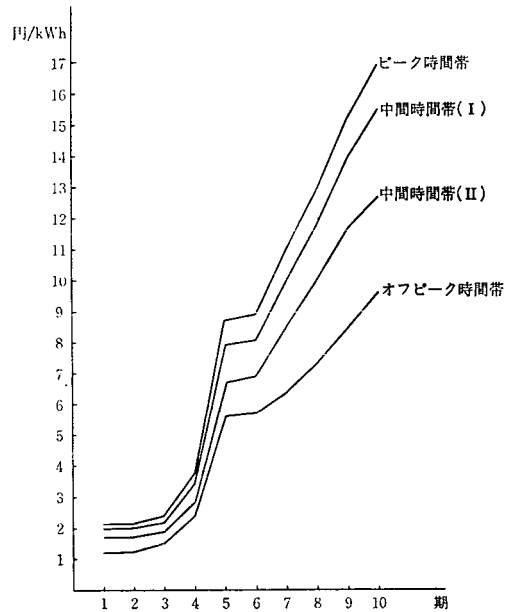


図 3.2 時間帯別限界費用の推移

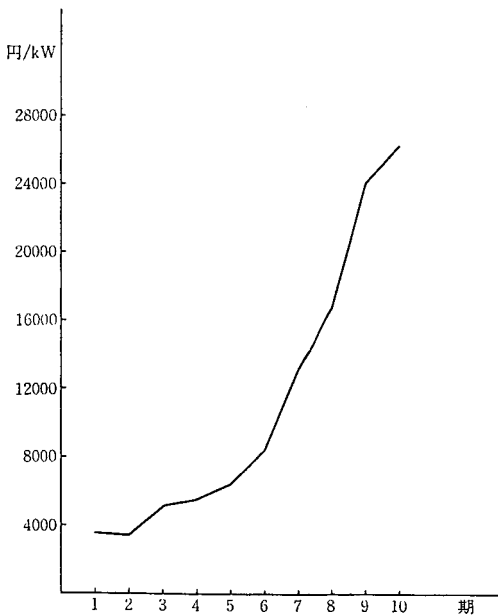


図 3.1 瞬間ピーク時限界費用の推移

そこで、このようなパターンをとった理由をより詳細に知るためには、瞬間ピーク時の限界費用を構成要因別に分解してみる必要がある。(2.1) で与えられる瞬間ピーク時の需要充足条件のシャドウ・プライスは、資本費関連コストと燃料費関連コストに分割できる⁵⁾。つまり、電力需要(kW) の増加に伴うコスト増には、新設による資本費の増加ばかりでなく、それによってもたらされる燃料費の節約分をも同時に考慮されている。言い換えると、新しい発電設

5) この点に関する詳細は文献 [5] を参照されたい。

備を運開することによって、熱効率あるいは燃料消費率の劣る古い既設発電設備の稼働を節減することによる分が燃料節約分として表わされている。標準ケースに対して、これを計算すると、表3.3のようになる。表の結果をみると、6期以降、ことに燃料節約分がかなり大きく、そのためkWの限界費用の急騰を抑制していることが確認される。これらの期における最終投入プラントは、いずれもLNG火力のため、重原油火力プラントと比較して、燃料節約分が大きい。ここで最終投入プラントというのは、当該期において、運開可能な新設プラントのリストのうち、電力システムに投入される最終のプラントをさす。したがって、LPモデルの解では、 x が0と1の間の値をとっており、期中に運開されることを示している。

表 3.3 瞬間ピーク時の限界費用の構成 (標準ケース) (単位 円/kW)

期	限界費用	資本費増分	燃料節約分
1	3,590	5,349	1,759
2	3,524	6,674	3,150
3	5,182	5,872	690
4	5,468	6,055	587
5	6,533	7,792	1,259
6	8,400	15,867	7,467
7	13,094	18,540	5,446
8	16,801	24,360	7,559
9	23,888	34,200	10,312
10	26,057	35,118	9,061

3.3 シミュレーション・ケースの分析

前で述べた標準ケースを基準として、次のようなケースを設定し、シミュレーション分析を行なった。ケースは、需要に関して4ケース、燃料コストに関して2ケースの計6ケースであり、シミュレーション期間は7期から10期までの4期間である。

需要に関しては、負荷持続曲線のうちのピーク時間帯のみ標準ケースと比べて、水準におい

て各期2%増加した場合(ケースD1)、2%減少した場合(ケースD2)、および中間時間帯(I)のみ標準ケースと比べて、2%増加した場合(ケースD3)、2%減少した場合(ケースD4)についてシミュレーションを行なった。

燃料コストに関しては、すべての燃料種別に対して、標準ケースでは、7期は6期の31%増、8期以降10期までは各期14.5%増(年率7%)としたのに対し、シミュレーションでは、7期は6期の33%、8期以降16.6%増(年率8%)のケースをF1とし、F2のケースは7期は6期の29%増、8期以降12.4%増(年率6%)とした。以上をまとめて、主要な変数について標準ケース、シミュレーション・ケースの想定値を一覧表にすると、表3.4のようになる。

表 3.4 シミュレーション・ケース

ケース		期			
		7	8	9	10
需 要	標 準	1.14	1.30	1.48	1.66
	D1, D3	1.16	1.33	1.51	1.69
	D2, D4	1.12	1.27	1.45	1.63
燃 料 費	標 準	1.31	1.50	1.72	1.97
	F 1	1.33	1.55	1.81	2.11
	F 2	1.29	1.45	1.63	1.83

注) 6期の値を1.0とした。

表3.4に示すような想定値をインプットして、各ケースごとに時間帯別限界費用の推移を求めると、表3.5から表3.10までに掲げた表が得られる。

表 3.5 時間帯別限界費用の推移 (ケース D1)

期	7	8	9	10
瞬間ピーク時(円/kW)	13,008	16,801	23,799	26,057
ピーク時間帯(円/kWh)	11.264	12.906	15.230	16.896
中間時間帯(I)(円/kWh)	10.047	11.832	13.962	15.489
中間時間帯(II)(円/kWh)	8.467	9.964	11.758	12.701
オフピーク時間帯(円/kWh)	6.405	7.341	8.406	9.615

表 3.6 時間帯別限界費用の推移 (ケース D2)

期	7	8	9	10
瞬間ピーク時 (円/kW)	13,107	16,832	23,924	26,097
ピーク時間帯 (円/kWh)	10.671	12.227	14.407	16.001
中間時間帯(I) (円/kWh)	10.083	11.916	14.041	15.600
中間時間帯(II) (円/kWh)	8.467	9.964	11.740	12.701
オフピーク時間帯(円/kWh)	6.405	7.341	8.406	9.615

表 3.7 時間帯別限界費用の推移 (ケース D3)

期	7	8	9	10
瞬間ピーク時 (円/kW)	13,107	15,314	23,835	24,178
ピーク時間帯 (円/kWh)	10.671	12.599	14.429	16.483
中間時間帯(I) (円/kWh)	10.083	12.279	14.062	16.064
中間時間帯(II) (円/kWh)	8.467	10.268	11.758	13.079
オフピーク時間帯(円/kWh)	6.405	7.341	8.406	9.615

表 3.8 時間帯別限界費用の推移 (ケース D4)

期	7	8	9	10
瞬間ピーク時 (円/kW)	13,094	16,801	23,888	26,867
ピーク時間帯 (円/kWh)	10.960	12.906	15.207	16.896
中間時間帯(I) (円/kWh)	10.047	11.832	13.941	15.071
中間時間帯(II) (円/kWh)	8.467	9.964	11.740	12.701
オフピーク時間帯(円/kWh)	6.405	7.341	8.406	9.615

表 3.9 時間帯別限界費用の推移 (ケース F1)

期	7	8	9	10
瞬間ピーク時 (円/kW)	12,994	16,522	23,410	25,328
ピーク時間帯 (円/kWh)	11.179	13.388	16.053	18.232
中間時間帯(I) (円/kWh)	10.248	12.273	14.717	16.714
中間時間帯(II) (円/kWh)	8.636	10.336	12.393	13.705
オフピーク時間帯(円/kWh)	6.534	7.615	8.890	10.373

表 3.10 時間帯別限界費用の推移 (ケース F2)

期	7	8	9	10
瞬間ピーク時 (円/kW)	13,198	17,118	24,259	26,689
ピーク時間帯 (円/kWh)	10.741	12.391	14.389	15.658
中間時間帯(I) (円/kWh)	9.846	11.360	13.191	14.355
中間時間帯(II) (円/kWh)	8.298	9.566	11.109	11.770
オフピーク時間帯(円/kWh)	6.276	7.051	7.921	8.906

シミュレーション・ケース全体を通じて得られた結果をみると、標準ケースと比べて、最適建設計画および最適運転計画はそれほど大きく変化していないので、時間帯別の限界費用の変化もわずかなものが多いということが一般的にいえよう。

この点に関してまず需要について、標準ケースとシミュレーション・ケースを比較検討してみよう。D1 から D4 までのケースの結果を標準ケースの結果と比べて、限界費用の変化している時間帯についてまとめてみると、表 3.11 のようになる。表において、各期別、各時間帯別に、○で囲んだ数字のかかれているのが、標準ケースと異なる値の限界費用を示したケースの番号であり、何も番号の出ない時間帯は、標準ケースと同じ結果が得られたことを示している。表 3.11 をみると、最も大きく変化

表 3.11 需要シミュレーション：標準ケースと比較して限界費用が変化したケース

期	7	8	9	10
瞬間ピーク時	①②③	①②③	② ③	②③④
ピーク時間帯	①②③	①②③	② ③	②③
中間時間帯(I)	②③	①②③	② ③	②③④
中間時間帯(II)		① ③	③	③
オフピーク時間帯				

注) ○で囲んだ数字は需要シミュレーションのケース番号。

したケースはケース D3 である。中間時間帯(I)の需要を標準ケースより2%増加させた場合、運転のパターンの変化は中間時間帯(I)のみならず、瞬間ピーク、ピーク時間帯、中間時間帯(II)にも及んでおり、しかも、シミュレーションの全期間を通じて、限界費用が変化していることが読みとれる。ケース D3 における中間時間帯(I)の限界費用は、標準ケースと比べて増加し、中間時間帯(II)も増加する

が、ピーク時間帯は減少している。瞬間ピークの限界費用は7期を除いて、かなり大きく減少しており、燃料節約が標準ケースより大きいことを示している。

ケース D3 について変化しているのは、ケース D2、つまりピーク時間帯の需要を標準ケースより2%減少させた場合である。運転のパターンの変化は、ピーク時間帯だけでなく、瞬間ピーク、中間時間帯(I)にも及んでおり、しかも7期から10期まで全期を通じて変化している。ケース D2 のピーク時間帯の限界費用は標準ケースと比べて各期とも減少し、逆に、中間時間帯(I)の限界費用は増加している。瞬間ピーク時の限界費用はいずれの期も標準ケースよりやや増加しており、燃料節約分がわずかであるが減少したことを示している。

ケース D1、ケース D4 については、インプットの変化による影響は部分的であり、小さい。すなわち、ケース D1 においては、7、8期のみであり、ケース D4 では10期のみ変化している。

つぎに燃料コストのシミュレーションについてみることにしよう。このシミュレーションでは各燃料とも同一の増加率を仮定しており、しかも標準ケースと比べて、増加率は1、2%しか異ならないため、シミュレーション・ケースにおいても運転のパターンは標準ケースとほとんど変わらない。したがって、得られた限界費用は燃料価格増加率の高低にかかわらず、各時間帯とも、増減率は同一である。すなわち、これを各期別にまとめると、表 3.12 のようになる。

燃料シミュレーションについて、限界運転費用の増加率(対前期比)を計算すると、表 3.13 が得られる。この表から、標準ケース、ケース

表 3.12 燃料シミュレーション：標準ケースと比較した限界費用の増減率(%)

ケース		期			
		7	8	9	10
F	1	2.0	3.7	5.6	7.9
F	2	-2.0	-4.0	-5.4	-7.3

表 3.13 ケース別時間帯別限界費用の増加率推移(単位 %)

ケース	時間帯	第7期	第8期	第9期	第10期
標準	ピーク時間帯	23.4	17.8	17.8	11.1
	中間時間帯(I)	24.2	17.8	17.8	11.1
	中間時間帯(II)	23.5	17.7	17.8	8.2
	オフピーク時間帯	12.1	14.6	14.5	14.4
F 1	ピーク時間帯	25.9	19.8	19.9	13.6
	中間時間帯(I)	26.7	19.8	19.9	13.6
	中間時間帯(II)	25.9	19.7	19.9	10.6
	オフピーク時間帯	14.4	16.5	16.7	16.7
F 2	ピーク時間帯	20.9	15.4	16.1	8.8
	中間時間帯(I)	21.7	15.4	16.1	8.8
	中間時間帯(II)	21.0	15.3	16.1	6.0
	オフピーク時間帯	9.8	12.3	12.3	12.4

F1、ケース F2 の3つのケースに共通してみられる特徴をあげると、ピーク、中間 I、中間 II の3つの時間帯とオフピーク時間帯との間で増加率の推移に差異がみられることである。ピーク、中間 I、中間 II の各時間帯の限界費用は同一ケース、同一時期についてはほとんど同一の増加率を示している。すなわち、7期、10期は燃料価格の増加率より限界費用の増加率が低く、8期、9期は逆に限界費用の増加率の方が高い。さらに、オフピーク時間帯の限界費用の増加率は各ケースとも7期を除いて、燃料価格の増加率にほぼ等しい、という結果が得られた。

3.4 時間帯別限界コスト

長期限界費用は限界運転コストと限界容量コストから構成されている⁶⁾。これを時間帯別に

6) 限界運転コストはkWhのシャドウ・プライス、限界容量コストはkWのシャドウ・プライスに対応している。

みるには、限界運転コストについてはすでに時間帯別に得られているが、限界容量コストについては、各時間帯に配分する必要がある。

限界容量コストの負担責任については、第1章で若干ふれたように、ピーク時間帯がすべてを負担すべきであるという考えと、ピーク時間帯以外も幾分負担すべきであるという考えがあり、議論の多いところであるが、ここでは後者の立場をとり、各時間帯における LOLP の相対値をベースに配分することが適当であると考ええる。つまり、需要と供給の両面における不確実性を考慮し、各時間帯の LOLP を求め、年間全体の LOLP に占める各時間帯の LOLP の割合を、限界容量コスト負担の基準に用いる。

いま、ごく単純なモデルとして、規模の等しい 30 の発電プラント、および需要の不確実性を考慮した供給予備容量を持つシステムを考えよう。供給停止となる確率が、各プラントとも 0.1 であるとする、各時間帯の LOLP の相対値は、次の通りになる⁷⁾。

表 3.14 各時間帯の LOLP 相対値

	時間数	予備率 3.3%	予備率 6.7%	予備率 10%
ピーク時間帯	300	0.354	0.492	0.626
中間時間帯(I)	2,420	0.614	0.493	0.369
中間時間帯(II)	2,920	0.032	0.015	0.005
オフピーク時間帯	3,120	0.0	0.0	0.0

各時間帯における LOLP の相対値は、対象とする電力システムの構成、各プラントの供給停止確率、負荷持続曲線の形状、供給予備率の大きさ等によっても、かなり異なっている。その意味では、ここに掲げた単純な例示は、単なる目安を提供するに過ぎない。より一層具体的事例についての分析は、今後に残された課題の

一つであろう。

以上の諸点を念頭において、ここでは、表 3.14 における予備率 6.7% のケースについて、容量コストの時間帯配分を行なうと、その kWh 当り容量コストは表 3.15 のようになる⁸⁾。

これによると、54 年度の kWh 当り限界容量コストは、ピーク時間帯が 24.21 円、中間時間帯(I) が 3.67 円、中間時間帯(II) が 0.12 円、オフピーク時間帯がゼロということになる。また、運転コストと容量コストとの合計でみた時間帯別限界コストは、表 3.16 に示される。これを 54 年度についてみると、ピーク時間帯が 35.17 円、オフピーク時間帯が 6.41 円であって、オフピーク時間帯に対するピーク時

7) この場合、あるプラント数が供給停止となる確率は、 $n=30$, $p=0.1$ の 2 項分布をしている；

$$P(k) = \binom{n}{k} p^k (1-p)^{n-k}$$

ここで各時間帯の LOLP 相対値といっているものは、単位時間当りの供給停止確率にそれぞれの時間数を乗じ、合計を 1 としたものである。

k	$P(k)$	$\sum_{k=1}^n P(k)$
0	0.0424	0.9576
1	0.1413	0.8163
2	0.2277	0.5886
3	0.2361	0.3525
4	0.1771	0.1754
5	0.1023	0.0731
6	0.0474	0.0257
7	0.0180	0.0077
8	0.0058	0.0019
9	0.0016	0.0003
10	0.0003	0.0
11	0.0	0.0
⋮	⋮	⋮
30	0.0	0.0

単位時間当りの供給停止確率

予備率	3.3%	6.7%	10%
ピーク時間帯	0.8163	0.5886	0.3525
中間時間帯(I)	0.1754	0.0731	0.0257
中間時間帯(II)	0.0077	0.0019	0.0003
オフピーク時間帯	0.0	0.0	0.0

8) この算定方式は、第1章における表 1.2 による。ここで、 α_i は各時間帯の LOLP 相対値、 β_i は限界容量コストを示す。

表 3.15 時間帯別容量コスト (円/kWh) : 標準ケース

期	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ピーク時間帯	6.39	6.12	9.25	9.67	11.77	15.47	24.21	31.07	44.16	46.17
中間時間帯(I)	0.89	0.85	1.32	1.49	1.81	2.35	3.67	4.71	6.69	7.30
中間時間帯(II)	0.03	0.03	0.04	0.05	0.06	0.08	0.12	0.15	0.22	0.24
オフピーク時間帯	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0

表 3.16 時間帯別限界コスト

期		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
ピーク時間帯	円/kWh	8.57	8.31	11.67	13.44	20.47	24.35	35.17	43.98	59.37	63.07
中間時間帯(I)	円/kWh	2.89	2.86	3.54	4.95	9.74	10.44	13.72	16.54	20.63	22.79
中間時間帯(II)	円/kWh	1.76	1.77	1.96	2.95	6.78	6.94	8.59	10.11	11.96	12.94
オフピーク時間帯	円/kWh	1.22	1.24	1.50	2.42	5.60	5.71	6.41	7.34	8.41	9.62
平均単価	円/kWh	2.38	2.37	2.91	4.14	8.34	8.84	11.34	13.59	16.78	18.40
容量コスト	円/kWh	0.65	0.62	0.97	1.10	1.34	1.72	2.68	3.44	4.90	5.34
運転コスト	円/kWh	1.73	1.75	1.94	3.04	7.00	7.12	8.66	10.15	11.88	13.06
ピーク時間帯 オフピーク時間帯	倍	7.02	6.70	7.78	5.55	3.66	4.26	5.49	5.99	7.06	6.56
平均単価に占める 容量コストのウェ イト	%	27.3	26.2	33.3	26.6	16.1	19.5	23.6	25.3	29.2	29.2

間帯のコスト比は 5.5 倍である。平均単価は 11.34 円，うち容量コストが 2.68 円，運転コストが 8.66 円で，平均単価に占める容量コストのウェイトは 23.6% となる。

長期的推移をみると，容量コストについては 42 年度に対する 50 年度で 2.1 倍，50 年度に対する 60 年度では 4 倍程度とみられるが，運転コストの方は，石油ショックによる高騰で 42 年度に対する 50 年度では 4.0 倍，50 年度に対する 60 年度では 2 倍程度の上昇と思われる。このような傾向を反映して，平均単価に占める容量コストのウェイトは，48 年度以前の 30% 前後から，50 年度の 16% に低下し，以後再び次第に高まってきている。

オフピーク時間帯に対するピーク時間帯のコスト比も，40 年代前半の 7 倍程度から 50 年度の 3.7 倍にまで縮小し，以後やはり次第に拡大傾向を示していることがうかがえる。

ところで，以上述べてきた推定結果については，若干の注釈を必要としている。つまり，ここで取扱っているコストは，発電部門のみのコストであって，電気事業における総原価のおよそ 6 割弱に過ぎない。このほかに，送変配電部門，販売・一般管理部門などのコストもあり，これらを考慮すると，結果も若干修正される必要がある。

む す び

最後に，前章で求めた時間帯別限界コストを，季節別料金制に展開する理論的方法について，若干言及しておく。

季節別に時間帯別限界コストを割り振る一つの簡明な方法は，それぞれの季節帯における時間帯別電力量ウェイトで，その時間帯別限界コストを加重平均することである。

いま，季節別限界コストを s_j で表わせば，

$$s_j = \frac{\sum_i p_i x_{ij}}{\sum_i x_{ij}}$$

となる。

ここで、

p_i : i 時間帯の kWh 当りコスト ($i=1$:
ピーク, 2 : ミドル I, 3 : ミドル II,
4 : オフピーク)

x_{ij} : j 季における i 時間帯の使用電力量
(たとえば $j=1$: 夏季, 2 : 夏季以外
の季節)

$$x_{ij} = t_{ij} \cdot kW_i$$

t_{ij} は j 季における i 時間帯の時間数,

$$\sum_i \sum_j t_{ij} = 8760$$

kW_i は i 時間帯の電力需要 (kW)

各季節帯における時間帯別構成 t_{ij} は、対象となる電力会社により、あるいは年次によってかなり大きな変動がみられるが、いまかりにきわめて単純化して、ピーク時間帯の 300 時間はすべて夏季 (7~9 月) に発生し、夏季のそのほかの電力使用はその他の時間帯にほぼ均等に生じるものとする、年間における季節別時間帯別の時間数および電力量構成は、およそ次の

表 4.1 季節別・時間帯別の時間数および電力量構成

	夏季 (7~9月)	夏季以外	計
ピーク時間帯	300 (13.6) 20.0	0	300
中間時間帯(I)	628 (28.4) 34.3	1,792 (27.4) 36.7	2,420
中間時間帯(II)	640 (29.0) 26.9	2,280 (34.8) 35.9	2,920
オフピーク時間帯	640 (29.0) 18.8	2,480 (37.9) 27.4	3,120
計	2,208	6,552	8,760

注) 中段 () 内は時間数構成比, 下段は電力量構成比 (%)

ようになる。

この時間帯別電力量構成比を使って、前章に示された時間帯別限界コストを加重平均すると、表 4.2 にみられるように、52 年度で夏季

表 4.2 季節別コスト比

年 度	52	54	56	60
夏 季	11.39 (7.48)	15.24 (9.12)	18.57 (10.70)	25.70 (13.92)
夏季以外 の季節	7.88 (6.99)	9.88 (8.49)	11.71 (9.93)	15.65 (12.88)
比	1.45 (1.07)	1.54 (1.07)	1.59 (1.08)	1.64 (1.08)

注) 下段 () 内は限界運転コストのみでみた数字。

は夏季以外のコストのおよそ 1.45 倍となる。限界運転コストのみでこの関係をみると、1.07 倍であるので、1.45 倍とこれとの差が限界容量コストを含めたことによって引上げられた分であるということがわかる。夏季と夏季以外とのコスト比は、52 年度以降についてみれば、やや拡大傾向にあると言える。

ところで、実際のレートメーカーングにあたっては、基本料金 (kW 料金) と電力量料金 (kWh 料金) という 2 部料金制となっており、容量コストのかなりの部分が基本料金を形成しているが、一部は電力量料金に含まれているので、電力量料金における季節別コスト差は、限界容量コストを含めた場合の 1.45 と運転コストのみの場合の 1.07 との間にあるものと解釈できる。

参考文献

- [1] Turvey, R.; *Optimal Pricing and Investment in Electricity Supply*, George Allen and Unwin, London, 1968.
- [2] Scherer, C. R.; *Estimating Electric Power System Marginal Costs*, North-Holland Publishing Co., 1977.
- [3] Vardi, J., Zahavi, J., and Avi-Itzhak, B.;

“Variable Load Pricing in the Face of Loss of Load Probability”, *The Bell Journal of Economics*, Spring 1977.

- [4] National Economic Research Associates, Inc.; *A Framework for Marginal Cost-Based Time-Differentiated Pricing in the United States* (prepared for EPRI project), 1977.

(『紹介：EPRI-EEI「電気料金の研究」その3』, 電力中央研究所 経済研究所 内部資料, No. 7706, 1978.)

- [5] 西野義彦・富田輝博・大山達雄「電気事業における長期限界費用の計測」電力中央研究所 研究報告 No. 579001, 経済研究所 1979.

- [6] 大山達雄「電気事業における限界費用計測方法の理論的側面」電力中央研究所 経済研究所 内部資料, No. 7804, 1979.

にしの よしひこ
 電力経済研究部
 電気事業経済研究室
 とみた てるひろ
 電力経済研究部
 電気事業経済研究室
 おおやま たつお
 技術経済研究部