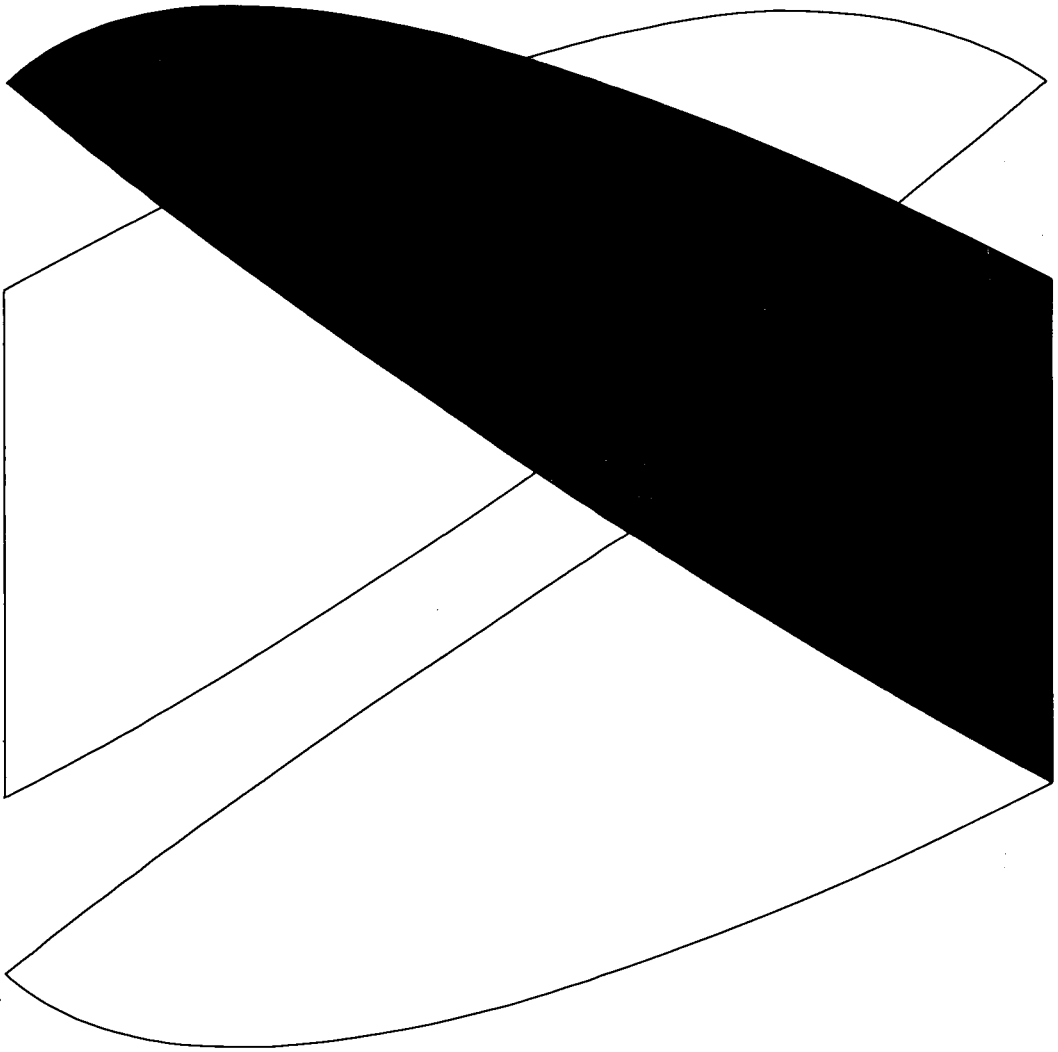


ISSN 0387-0782

電力經濟研究



No. 17

1983. 7

財団法人 電力中央研究所

經濟研究所

編集委員

内田	光穂	斉藤	雄志
西野	義彦	森清	堯
矢島	昭	若林	剛

目 次

特集 エネルギー問題

長期エネルギー需給展望の方法	齊藤 雄志	1
新エネルギー技術評価手法の体系化	内山 洋司	19
—経済性評価手法の開発と石炭新発電方式への試算例—	齊藤 雄志	
国際石油市場のモデル分析	熊倉 修	49
原油値下がりの日本経済に及ぼす影響	服部 常晃 伊藤 成康	71

<海外情勢>

国際石油市場における OPEC	廿日出芳郎	87
-----------------	-------	----

<新モデル紹介>

原子力発電コストモデル	矢島 正之 牧野 文夫	99
-------------	----------------	----

<研究ノート>

停電コスト評価	西野 義彦	117
—最適供給信頼度レベルの決定—	植木 滋之 牧野 文夫	
自然独占の理論と電気事業	井澤 裕司	127
—火力発電の費用関数—		

長期エネルギー需給展望の方法

キーワード：エネルギーモデル，エネルギー経済モデル，最適化モデル，シミュレーション型モデル，線型計画法，非線型計画法

齋藤雄志

〔要旨〕

電力中央研究所で昭和 56 年 3 月以来，長期エネルギー需給展望を作成し，公表しているが，本報告はその作成の方法，特にエネルギーモデルについて概説したものである。

長期エネルギー需給展望は，経済モデル（長期成長モデル，産業構造モデル）によって与えられる経済規模，産業構造を受けて作成されるが，3つのエネルギーモデルがそのために使用されている。第1は線型計画法による最適化モデル DEM-Optimal で，エネルギーシステムの総費用を最小にするようにエネルギー需給バランスを計算する。しかし最適化モデルによる解はしばしば非現実的な要素を含んでいるので，このモデルによる計算結果を補助情報としながら，総合的な判断をとり入れたシミュレーション型エネルギーモデル DEM-Parametric によって最終的なエネルギー需給シナリオが作成される。このほかに長期的，マクロ的なエネルギーと経済の相互作用をチェックするためにエネルギー経済モデル ETA-MACRO（スタンフォード大開発）も利用されている。

- | | |
|-----------------------------|-------------------------|
| 1. はじめに | ル DEM-Parametric |
| 2. 長期エネルギー需給展望のための全体フレームワーク | 5. エネルギー経済モデル ETA-MACRO |
| 3. 最適化型エネルギーモデル DEM-Optimal | 6. 長期エネルギー需給展望の問題点 |
| 4. パラメトリックエネルギー需給バランスモデル | 7. あとがき |

1. はじめに

電力中央研究所では昭和 56 年 3 月以来，長期エネルギー需給展望を作成，公表しているが，ここではその作成の方法を概説する。

電力中央研究所が作成する長期エネルギー需給展望は，2000 年あるいはそれ以降に対するものが中心となっている。それは，当研究所の技術研究所としての性格に依存している。つまり，多くの新しい主要なエネルギー・電力技術の実用化時期は 2000 年前後，あるいはそれ以

降であるために，それらをわが国のエネルギー・電力需給の中に位置づけて研究開発の方向を定めるには，2000 年あるいはそれ以降に対する長期エネルギー需給展望が必要である。いうまでもなく，将来のエネルギー需給には多くの不確定要因があり，長期のエネルギー需給を正確に「予測」することは不可能である。長期にわたる展望は，予測→検証→修正というプロセスを経ることはないので，それを「予測」であると主張しても，客観的意味を持たない。予測の結果が直接に予測者に強くフィードバックす

ることもないからである。むしろ長期的な展望は将来を計画するためのフレームワークであると考えた方が妥当である。しかし長期的将来には大きな不確定性があっても、我々はそれに関して無情報ではなく、歴史の流れの中からある一定傾向をくみとることができるかもしれないし、現時点に関する情報の中に様々な将来に関する情報が含まれていることもある。仮にこのような展望に、結果的に多少の誤りがあったとしても、将来を計画的に考えることに現時点的の意味があり、無計画性からくる無駄な社会的コストをより小さくすることが可能である。

長期的展望の方法は、その性格からいって、短期的予測の場合と異なる。明らかに過去の短い期間の時系列データに基づく計量的アプローチを利用することはできず、一定の判断基準をベースとすればどのようなエネルギー需給の形態が望ましいか、あるいは我々自身の総合的判断としてどのようなビジョンを持つことが妥当かといったことを考慮しながら展望を作成しなければならない。この意味で、長期展望は、規範的・総合的あるいは直観主義的なものにならない。

我々は展望作成とその基礎的分析のために、様々な手法を利用するが、これらの手法も上記の目的のために使用できるものでなくてはならない。そのため、現在、我々が利用する方法＝エネルギーモデルは、最適化手法と直観主義的な分析に適したパラメトリックなモデルを主体としている。

2. 長期エネルギー需給展望のための全体フレームワーク

電力中央研究所における長期エネルギー需給展望は、超長期エネルギー戦略研究会の作業の

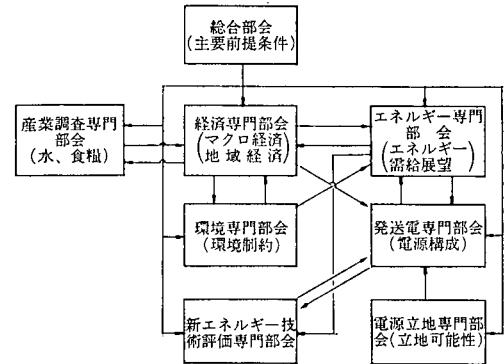


図 2.1 超長期エネルギー戦略研究会のフレームワーク

一環として図 2.1 に示すエネルギー専門部会において進められている。各専門部会とのつながりは次のようになっている。まず、経済専門部会や総合部会によって、経済成長の枠組が与えられる。方法としては、長期成長モデルやデルファイ予測等が使用される。エネルギー価格シナリオその他の展望の基本的前提条件は、総合部会によって決定され各部会に与えられる。エネルギー専門部会ではこれらを受けて、エネルギー需給展望を作成する。その一つとして作成された電力需要予測は発電電専門部会に手渡され、そこでそれに対する電源構成や将来の電気事業に関する様々な技術的問題が分析される。その分析のための一つの前提条件である電源立地問題は電源立地専門部会で調査・分析される。エネルギー専門部会、発電電部会で検討されたエネルギー・電力需給は、新エネルギー技術評価専門部会で新エネルギー技術・新電力技術を評価する基礎となる。環境専門部会その他は経済専門部会で検討する経済展望、エネルギー専門部会で作成するエネルギー需給展望の制約条件を検討する。

以下では、このうちエネルギー需給の展望に利用される各種のモデルとその相互関係について

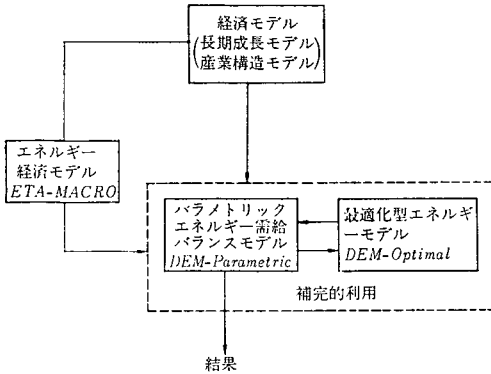


図 2.2 エネルギー需給展望のためのモデルの相互関係

て説明する。それを図 2.2 に示す。

これらのモデルのうち長期エネルギー需給の分析に中心的に利用されるのが、最適化型エネルギー需給モデル DEM-Optimal (DEM-O) とパラメトリックエネルギー需給バランスモデル DEM-Parametric (DEM-P) である。前者は LP (線型計画法) によるエネルギーモデルであり、電力・石油・石炭・都市ガスの供給部門と産業・輸送・業務・家庭の需要部門を持ち、需要、供給両部門を含む全エネルギーシステムのコストを最小にするようにエネルギー需給バランスを決定する。

最適化モデルは 1 つの目的関数からみて最も望ましい形態を分析することができるが、表 2.1 に示すように解の現実性その他の問題点を持っている。また、しばしば大型の最適化モデルはその操作性が低い。

この点を補い、長期エネルギー需給に関する様々な総合的情報をとり入れながら長期エネルギー需給分析を行いそのシナリオを作成していくのがパラメトリックエネルギー需給モデル DEM-Parametric である。これらの 2 つのモデルは、一方は最適化型であり、他方はシミュレーション型であり、短所を互に補いながら利

表 2.1 LP による最適化型エネルギーモデルの長短所

長 所	短 所
<ul style="list-style-type: none"> ・最小コストのシステムが構成できる ・コストによるエネルギー競合関係が分析できる ・限界費用が計算できる ・シミュレーションモデルでは見落としがちなエネルギー需給のやりとりが見える ・エネルギー技術の評価(経済性のみ)に利用できる ・合成燃料導入問題など超長期のエネルギー需給分析に向いている(評価基準が明確であるため) 	<ul style="list-style-type: none"> ・複雑な LP 型モデルは操作性が低い ・単純な LP 型はあまり意味をもたない ・暴走性を有する(解の不連続性) ・弱い制約条件は非現実的解を与える ・強い制約条件は LP の利点を失なわせる ・ソフトなモデルのコスト最小解は意味を失っているものが多い ・予測やシナリオ作成には向かない

ソフトなモデル…構造やパラメータにあいまいさが多いモデル

用される (DEM=Dual Energy Model)。

これらのエネルギーモデルでエネルギー需給バランスを計算するためには、その前提として経済成長や産業構造が与えられなければならない。これらに関する計算を行うのが、長期成長モデルや産業構造モデルである。

本稿ではこの 2 つの経済モデルについての説明を省略し、エネルギーモデル関連のみ概説する。

また、図 2.2 に示すエネルギー経済モデル、ETA-MACRO はマクロ的なエネルギーと経済の相互作用をチェックするために利用される。

3. 最適化型エネルギーモデル DEM-Optimal

最適化型エネルギーモデル DEM-Optimal は Hoffman による BESOM や IEA の MARKAL と同様に、線型計画法によってエネルギーのフローを輸送問題として定式化した

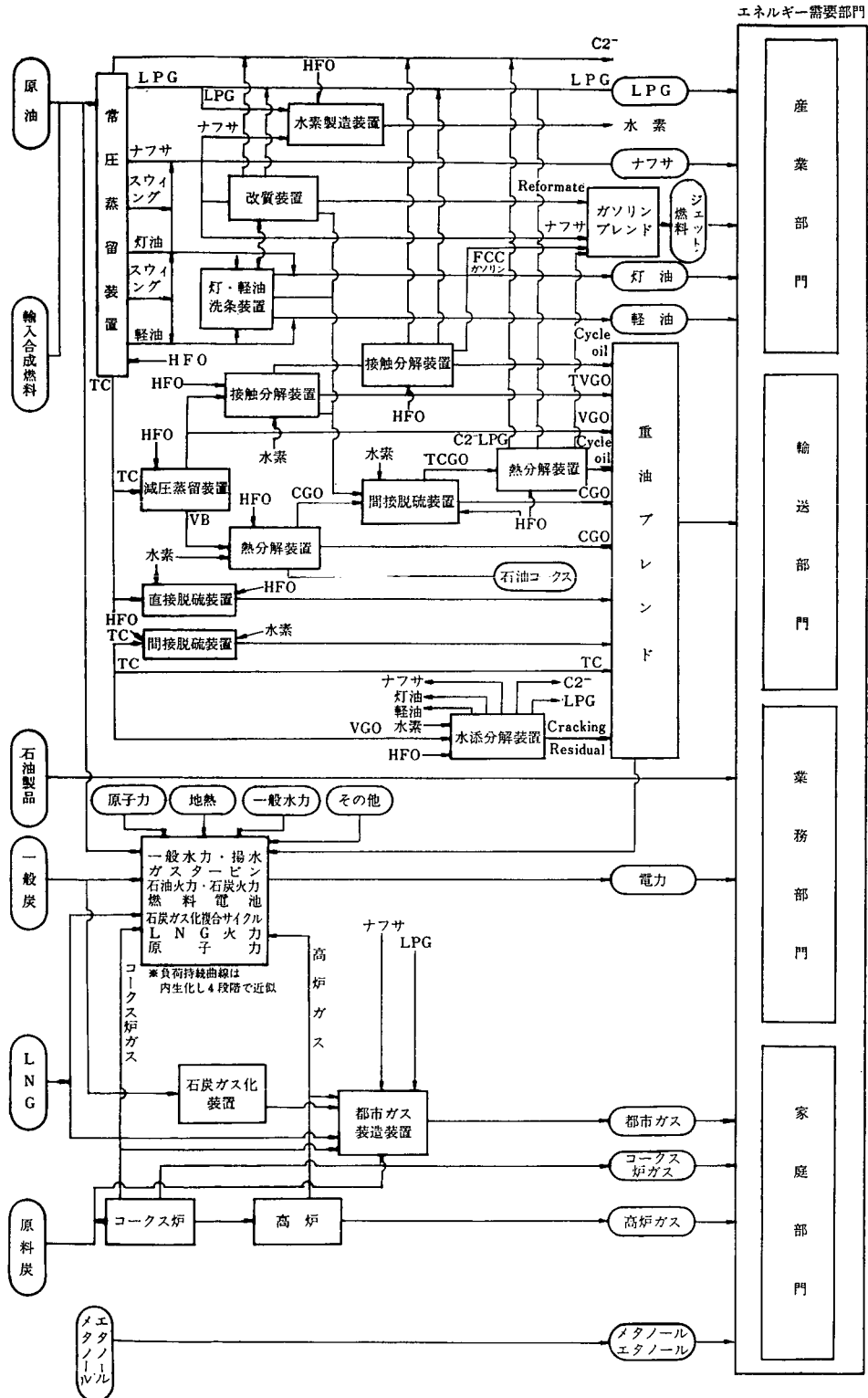
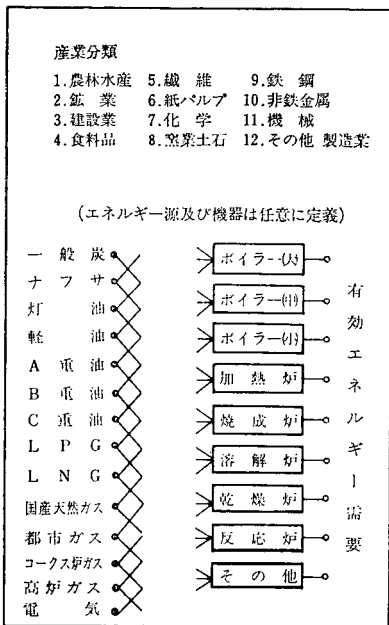
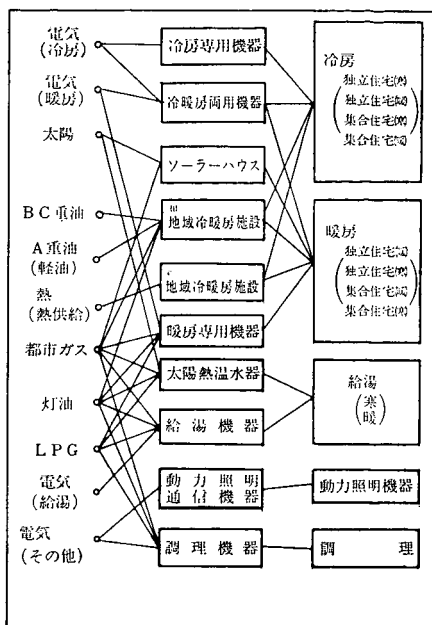


図 3.1 最適化エネルギーモデル DEM-Optimal

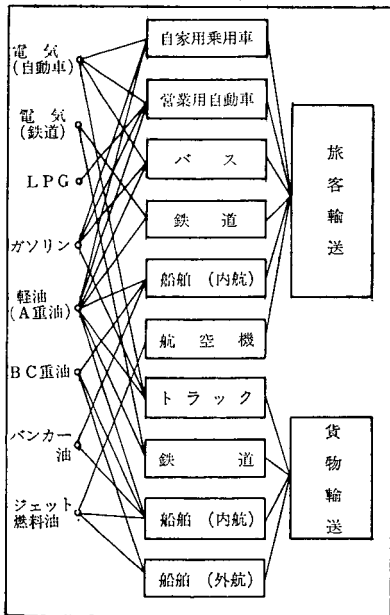
産業部門



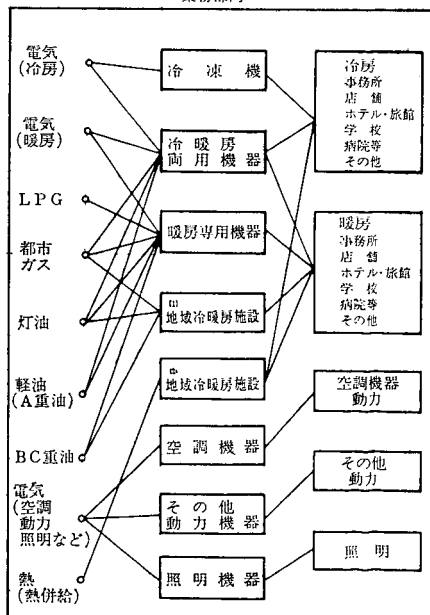
家庭部門



輸送部門



業務部門



プロセスモデルである。図 3.1 に DEM-Optimal の全体の構成を示す。

DEM-Optimal は単一年のエネルギー需給バランスのみを対象とするモデルであって、多段 LP モデルとはなっていないが、これはそのようにすることによって、単一時点のエネルギー需給バランス（特に石油部門と電力部門の相互関係）を詳細に扱う一方で、モデルの大きさを許容限度内におさえるためである。経験によれば、多段のエネルギーモデルを一段のエネルギーモデルで近似しても多くの場合、あまり大きな問題が生じないことも理由の 1 つである。

モデルは石油部門、電力部門、石炭部門、都市ガス部門等の供給部門と、産業部門、輸送部門、業務部門、家庭部門等の需要部門より成立っており、各需要部門の有効エネルギー需要が DEM-Parametric より与えられ、装置コストと輸入・国産のエネルギーコストの合計を最小にするように全体のエネルギーフローの最小化が行われる。

エネルギー供給モデルのうち石油部門は各種の原油が常圧蒸溜装置を通して各溜分に分けられ、さらに改質、分解、脱硫などのプロセスを経て石油製品として、最終エネルギー需要に供給されたり、電力や都市ガスへ原燃料として供給されるまでの間のフローをモデル化したものである。原油の油種は 11 原油で代表させてあり、石油製品としてはオフガス、LPG、ナフサ、ガソリン、ジェット燃料、灯油、軽・A 重油、B・C 重油、石油コークスに分けられている。

電力部門サブモデルは原油、石油製品、石炭、LNG、あるいは原子力、水力、地熱などのエネルギー源が各種の発電設備を介して電力需要に供給されるまでのエネルギー・フローを

モデル化したものである。発電方式は重原油火力、排脱重原油火力、石炭火力、石炭ガス化複合サイクル、石炭液化油火力、LNG 火力、ガスタービン、燃料電池 I (LNG)、燃料電池 II (水素)、揚水発電の 10 種に分けられている。更にこれらの発電設備は、需要地からの距離の相異によって遠隔型、近傍型、直結型の 3 種類に分類されている。(原子力、一般水力は外生)

石炭部門サブモデルは輸入あるいは国内で採鉱された石炭が各産業で消費されたり、あるいは発電設備、都市ガス製造設備などを介して間接的に最終エネルギー需要で消費されるまでのフローを対象としている。石炭は大きく原料炭と一般炭、そして国内産と輸入に分類されている。需要部門は主として鉄鋼部門、石炭火力(石炭ガス化複合サイクル、液化油火力を含む)、都市ガスなどである。

都市ガスサブモデルは LNG、ナフサ、LPG、石炭、国産天然ガスなどの原料が都市ガスに転換されるプロセスをマテリアル・バランスとして表現したものである。

以下では本モデルのうち、最も重要な石油部門と電力部門のみを説明する。

A. 石油供給サブモデル

(1) 原油輸入

$$cru(i) \geq CR(i) + CB(i) \quad (3.1)$$

$cru(i)$: i 原油の輸入可能量

$CR(i)$: 精製用原油輸入量

$CB(i)$: 電力用原油輸入量

(2) 製油所装置

$$cap(iu) \geq \sum_l UN(iu)(l) - UE(iu) \quad (3.2)$$

*) 以下、基本的な線型構造を説明する。なお、ここでは大文字英字は内生変数名を表わし、小文字英字は外生変数名を表わす。

$cap(iu)$: 装置 capacity

$UN(iu)(l)$: 装置 iu にチャージされた半製品 l の量

$UE(iu)$: 新設 capacity

l : 該当する装置へチャージされる半製品コードかあるいは原油の番号になる。

[半製品を原油ごとに取り扱わなければならない場合は原油の番号になる。]

(3) 半製品バランス (常圧蒸溜装置からの場合)

- ・原油をチャージするバランス式 (常圧蒸溜装置のみ)

$$CR(i) = UN(iu)(i) \quad (iu=1) \tag{3.3}$$

$CR(i)$: 精製用原油輸入量

$UN(iu)(i)$: i 原油が常圧蒸溜装置に入る量

$iu=1$: $iu=1$ は常圧蒸溜装置

- ・装置間の半製品バランス式

- ・半製品バランス式

$$\begin{aligned} \sum_{iu} yie(iu, k, i) \times UN(iu)(i) &= \sum_{iu} UN(iu)(i) && \dots\dots \textcircled{a} \\ &+ \sum_p PR(p) && \dots\dots \textcircled{b} \\ &+ \sum_{k'} SW(k)(k') && \dots\dots \textcircled{c} \\ &+ \sum_p JG(k)(p) && \dots\dots \textcircled{d} \\ &+ \sum_p (i)(k)(p) && \dots\dots \textcircled{e} \end{aligned} \tag{3.4}$$

$yie(iu, k, i)$: iu 装置から出る i 原油の半製品 k の収率

① $UN(iu)(i)$: 半製品 k が装置 iu にチャージされる量

② $PR(p)$: 製品 p の量 (p =LPG, ナフサ, 灯軽油)

③ $SW(k)(k')$: 半製品 k が半製品 k' にスウィングする量

④ $JG(k)(p)$: 重油以外の製品 p のための混合材 k の量 (p =ジェット, ガソリン)

⑤ $(i)(k)(p)$: 重油製品 p のための i 原油の混合材 k の量 (p =重油)

(4) ガソリン混合制約式

- ・アロマ制約

$$ar(p) \times PR(p) \geq \sum_k ar(k) \times JG(k)(p) \tag{3.5}$$

$ar(p)$: ガソリン製品のアロマ値

$ar(k)$: 半製品のアロマ値

- ・オクタン価制約

$$oc(p) \times PR(p) \leq \sum_k oc(k) \times JG(k)(p) \tag{3.6}$$

$oc(p)$: ガソリン製品のオクタン価

$oc(k)$: 半製品のオクタン価

- ・蒸気圧制約

$$vp(p) \times PR(p) \leq \sum_k vp(k) \times JG(k)(p) \quad (3.7)$$

$vp(p)$: ガソリン製品の蒸気圧

$vp(k)$: 半製品の蒸気圧

- (5) ガソリン製品バランス式

$$PR(p) \leq \sum_k JG(k)(p) \quad (3.8)$$

- (6) ジェット燃料の制約

$$75.0 \times JG(03) = 25.0 \times JG(05) \quad (3.9)$$

* 03 はナフサ, 05 は灯油であり, ジェット燃料のナフサ対灯油の混合比が 25 対 75 である事を表わす。

- (7) ジェット燃料のバランス

$$PR(p) = JG(03) + JG(05) \quad (3.10)$$

- (8) 混合制約式

- ・硫黄分制約式

$$s(p) \times PR(p) \geq \sum_k \sum_i s(k, i) \times (i)(p)(k) \quad (3.11)$$

$s(p)$: 製品硫黄分規格

$s(k, i)$: i 原油 k 半製品の含有硫黄分

- ・流動点制約

$$pp(p) \times PR(p) \geq \sum_k \sum_i pp(k, i) \times (i)(p)(k) \quad (3.12)$$

$pp(p)$: 製品流動点規格

$pp(k, i)$: i 原油 k 半製品の流動点

- ・比重バランス

$$sg(p) \times PR(p) \leq \sum_k \sum_i sg(k, i) \times (i)(p)(k) \quad (3.13)$$

$sg(p)$: 製品の比重

$sg(k)$: i 原油 k 半製品の比重

- ・動粘度制約

$$vis(p) \times PR(p) \geq \sum_k \sum_i vis(k, i) \times (i)(p)(k) \quad (3.14)$$

$vis(p)$: 製品の動粘度

$vis(k, i)$: i 原油 k 半製品の動粘度

- (9) 重油ブレンドバランス式

$$PR(p) \leq \sum_k \sum_i (i)(p)(k) \quad (3.15)$$

- (10) 水素バランス式

$$\sum_{iu} \sum_i kyd(iu, i) \times UN(iu)(i) \geq \sum_{iu'} \sum_i kyd(iu', i) \times UN(iu')(i) \quad (3.16)$$

$kyd(iu, i)$: iu 装置から発生する水素原単位

$kyd(iu', i)$: iu' 装置が消費する水素原単位

B. 電力サブモデル

電力部門サブモデルでは、我国全体のエネルギー需給システムの中で電力の需給システムがいかにあるのがトータルエネルギーシステムのコストという観点からみて望ましいかを考察しようとするものである。具体的には電力供給に関しては、発電設備を発電方式によって13種類に分類し、それを3種類の立地タイプの分類と組み合わせて、その各々の設備が各々の立地分類の中でいかに新設されるのが望ましいか、さらにはまたそれらの設備が負荷持続曲線で与えられる需要をまかなうに際して、いかなる運転形態をとってどのような燃料を消費するのが効率的であるかを求めようとしている。また電力需要に関しては、産業用電力需要が産業別、利用形態別で年負荷持続曲線の中で外生的に与えられているのに対して、家庭用、業務用、輸送用の電力需要は、これらが将来の不確定な要因を含み、かつまた燃料としても石油製品、石炭、都市ガスなどの他の燃料との競合性を有することからもモデルの中で内生的に求める形をとっている。つまり電力需要の年負荷持続曲線は、全部が外生的に与えられるのではなくて一部が内生化されているとすることができる。以上のようにして電力需給システムの将来の望ましい姿を描き出そうとすることがこの電力部門サブモデルのエネルギーモデルの中における役割である。つぎにモデルの構造について述べよう。

まず発電設備に関しては、1980年を基準年とし、この時点に建設済みであってさらに目標年である2000年でも運転可能な発電設備を既設設備と呼び、それ以外の1980年以降に建設される発電設備を新設設備と呼ぶことにする。これらの既設、新設の発電設備は発電方式によ

て重原油火力、排脱重原油火力、石炭火力、石炭ガス化火力、石炭液化火力、LNG火力、複合サイクル火力、ガスタービン、燃料電池I、燃料電池II、揚水、一般水力、原子力の13種類に分類されている。さらにこれらの発電設備は、その立地タイプによって遠隔型（都市から離れた遠隔地に立地され、主として遠距離送電によって都市に供給されるもの）、近傍型（主として大都市あるいは大工業地帯周辺に立地され、比較的近距离の地域に供給されるもの）、直結型（主として都市などの需要地内に立地され、その周辺地域に供給されるもの）の3種類に分類されている。これらの発電設備による電力供給によって図3.2にあるような負荷持続曲線と与えられる電力需要をまかなうわけであるが、年負荷持続曲線は発電設備の運転領域としてベース、ミドルI、ミドルII、ピーク（B、MI、MII、Pと略記する）の4負荷領域に分けられ、時間帯としては図3.2にあるように、0、I、II、III、IVの5時間帯に分けられている。しかしながら0時間帯は“瞬間ピーク”を表わすものであって、電力需要が年間最大となる“時刻”を示すものとする。

各々の立地タイプにおける発電設備およびそ

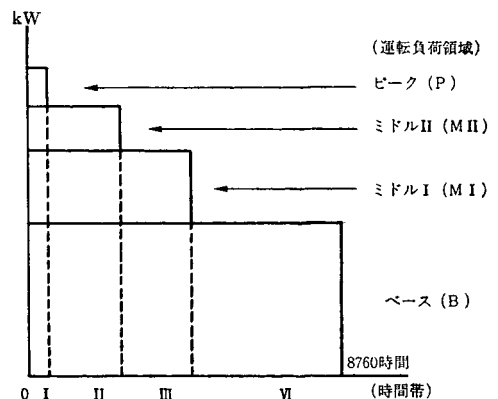


図 3.2 負荷持続曲線の概略

表 3.1 立地タイプ、発電設備、運転負荷領域、使用燃料の関連

	立地	発電設備	運転負荷領域	使用燃料
新設設備	遠隔型	重原油火力	B, MI, MII, P	重油, 原油
		排脱重原油火力	B, MI, MII, P	重油, 原油
		石炭火力	B, MI, MII, P	一般炭
		石炭ガス化複合サイクル	B, MI, MII, P	一般炭
		石炭液化火力	B, MI, MII, P	液化炭
	近傍型	重原油火力	B, MI, MII, P	重油, 原油
		排脱重原油火力	B, MI, MII, P	重油, 原油
		LNG火力	B, MI, MII, P	LNG
		複合サイクル火力	B, MI, MII, P	重油, 液化油, LPG, LNG
		燃料電池 I	B, MI, MII, P	LNG
		燃料電池 II	MI, MII, P	水素
	直結型	複合サイクル火力	MI, MII, P	重油, 液化油, LPG, LNG
燃料電池 I		MI, MII, P	LNG	
ガスタービン		MI, MII, P	軽油	
	揚水発電	MI, MII, P		
既設設備	重原油火力	B, MI, MII, P	重油, 原油	
	排脱重原油火力	B, MI, MII, P	重油, 原油	
	石炭火力	B, MI, MII, P	一般炭	
	LNG火力	B, MI, MII, P	LNG	
	ガスタービン	MI, MII, P	軽油	
	揚水発電	MI, MII, P		

これらの設備が運転する負荷領域とそれらの使用燃料との組み合わせは表 3.1 に示されるとおりである。

上に述べたような事項を大まかな前提として、電力部門サブモデルでは以下に述べるような内生変数、外生変数、入力データを用いてそれらの関係が数学的には線形の等式あるいは不等式の形で表現される。以下に 1) 変数および入力データ、2) 制約条件の順にその内容の概略を説明しよう。

1) 変数および入力データ

主要な内生変数は以下のとおりである。

- ① 各々の立地タイプ分類における各種の新設発電設備の設備容量
- ② 新設、既設を含めた各種の発電設備の負荷持続曲線の各運転負荷領域における運転出力——（各種の発電設備の運転方式を与

える）

- ③ 各種の発電設備の発電電力量とそれに対応する各種の燃料消費量——（発電設備の発電電力量は②で得られた値によって計算される）
- ④ 輸送部門における自家用、営業用の乗用車、バス、トラック、鉄道の各輸送手段別の負荷持続曲線中の時間帯別電力需要
- ⑤ 業務、家庭部門における冷房、暖房、給湯、空調・動力・照明の各利用形態別の負荷持続曲線中の時間帯別電力需要
- ⑥ 年負荷持続曲線の時間帯別電力需要の合計と瞬間ピーク需要およびこれらから得られる年負荷率

以下に掲げる量はモデルの中で外生的に与えられている。

- ① 原子力、一般水力（揚水を除く）、太陽光

発電，地熱，風力などの発電設備容量とそれらの負荷持続曲線中の時間帯別の運転出力——（特に原子力，一般水力に関しては過去のデータをもとにしてその設備容量から運転形態を設定してある）

- ② 各産業部門における負荷持続曲線中の時間帯別の電力需要——（産業別の電力需要量は各産業において利用形態別に需要モデルの中で合計量として得られるが，ここでは産業別，負荷持続曲線の時間帯別に外生的に与えられる）

入力データの主要なものは，以下のとおりである。

- ① 既設，新設を含めた各種の発電設備の運転負荷領域別の燃料消費率（燃料消費率は発電設備の年間の運転時間，つまり利用率によって異なるのを考慮している）
- ② 既設，新設を含めた各種の発電設備の運転方式別の利用可能率（設備の利用可能率の上限値が時間帯別に与えられる）
- ③ 立地タイプによる各分類別の各種の新設の発電設備の年当り資本費（設備建設費が立地条件によって異なるのを考慮している）
- ④ 供給予備率

2) 制約条件

このサブモデルで考慮されている制約条件の主要なものは以下のとおりである。

- ① 各種の発電設備の設備容量に関する瞬間ピーク時の kW 需要充足条件——（発電設備の瞬間ピーク時利用率，供給予備率，瞬間ピーク時の電力需要の関係として与えられる）
- ② 負荷持続曲線中の時間帯別需要充足条件——（各種の発電設備の運転によって負荷

持続曲線中の時間帯別の需要をまかなおうとするもので kWh の需要充足条件に相当する）

- ③ 揚水用動力，燃料水素製造用電力に関する制約——（深夜電力を用いて揚水発電のための水を上部池に上げるための電力消費，および燃料電池 II の燃料としての水素を製造するための電力消費を表わす）
- ④ 公害規制に伴う硫黄酸化物 SOx の量に関する制約
- ⑤ 発電電力量と各種の燃料消費量との関係に関する制約——（各種の発電設備の運転に伴う燃料消費を表わす制約で，電力部門サブモデルと他の石油，石炭などのサブモデルとを連結するものである）
- ⑥ 発電電力量と家庭，業務，輸送の各部門の電力需要との関係に関する制約——家庭，業務，輸送の各需要部門の用途別電力需要が負荷持続曲線中の時間帯別電力需要に分配されることを示す制約で，電力部門サブモデルを各需要部門モデルと連結するものである）

以下に上述の制約条件の各々に関して，その等式あるいは不等式表現を示す。

① 瞬間ピーク時電力需要 (kW) 充足条件

$$\sum_{i,j} \alpha_{ij} X_{ij} + \alpha_0 W \geq (1 + \delta) P_0 - \sum_j \beta_j H_j \quad (3.17)$$

α_{ij} : 立地タイプ i ，発電方式 j の新設設備の瞬間ピーク時の利用可能率

X_{ij} : 立地タイプ i ，発電方式 j の設備の新設設備容量

α_0 : 揚水設備（新設分）の瞬間ピーク時の利用可能率

W : 揚水設備の新設設備容量

δ : 供給予備率

- P_0 : 瞬間ピーク時の電力需要
 β_j : 発電方式 j の既設設備の瞬間ピーク時の利用可能率
 H_j : 発電方式 j の既設設備の設備容量合計

$$P_0 = \frac{1}{8760 \alpha} \sum_{i=1}^4 P_i d_i \quad (3.18)$$

- α : 予想される最高の年負荷率
 P_i : 第 t 時間帯の電力需要
 d_i : 第 t 時間帯の時間数

② 電力量 (kWh) 需要充足条件

- a) 発電設備別——(ここでは新設発電設備の運出力に関する制約を掲げることにする。既設設備の場合も同様にして設定される。)

$$\sum_{l \in L_{ij}} Y_{ijl} \leq \varepsilon_{ijl} X_{ij} \quad (3.19)$$

- Y_{ijl} : 立地タイプ i , 発電方式 j の新設発電設備の l なる運転負荷領域における運出力

- L_{ij} : 立地タイプ i , 発電方式 j の新設発電設備が運転されうる負荷領域の集合(表 3.1 の運転負荷領域の欄に相当する)

- ε_{ijl} : 立地タイプ i , 発電方式 j の新設発電設備が L_{ij} なる運転領域で運転される場合の設備利用可能率の上限値

- b) 時間帯別——(新設, 既設の発電設備の運出力の合計が時間帯別電力需要をまかなうことを示す)

$$\sum_{i,j,l} Y_{ijl} + \sum_{j,l} Z_{jl} + \sum_l U_l + \sum_l W_l \geq P_t \quad (3.20)$$

- Z_{jl} : 発電方式 j の既設発電設備の l なる運転負荷領域における運出力

- P_t : 第 t 時間帯における電力需要 (内

生化された電力需要をも含む)

- ③ 揚水用動力, 燃料水素製造用電力に関する制約

$$\mu = \sum_{l=3}^4 (U_l + W_l) D_l / \{\eta(D_1 - D_2)\} \quad (3.21)$$

- μ : 揚水用動力 (kW)

- U_l : 新設の揚水設備の第 l 運転負荷領域における運出力

- W_l : 既設の揚水設備の第 l 運転負荷領域における運出力

- D_l : 年負荷持続曲線中の第 l 運転負荷領域の持続時間数

- η : 揚水発電設備の効率

$$\lambda = \sum_{l=3}^4 Y_{ijl} D_l / \{\sigma(D_1 - D_2)\} \quad (3.22)$$

- λ : 燃料電池 II 用の燃料水素製造のための電力

- σ : 燃料電池 II の発電効率

((3.22) 式中の添字 i, j は, 各々燃料電池 II なる発電設備の立地タイプ, 発電方式を表わすものとする。)

- ④ SOx 規制に関する制約

$$\sum_{i,j} s_m (F_{ijm} + G_{jm}) \leq \Delta_m \quad (3.23)$$

- s_m : 燃料 m の硫黄分含有率

- F_{ijm} : 立地タイプ i , 発電方式 j なる新設の発電設備の燃料 m の消費量

- G_{jm} : 発電方式 j なる既設の発電設備の燃料 m の消費量

- Δ_m : 燃料 m の硫黄分規制量

- ⑤ 発電用燃料消費に関する制約

- a) 新設設備分

$$\sum_{i,j,l} \varepsilon_{ijl} Y_{ijl} D_l \leq \sum_{i,j} \delta_m F_{ijm} \quad (3.24)$$

- ε_{ijl} : 立地タイプ i , 発電方式 j なる新設の発電設備を第 l 運転負荷領域で運転する場合の燃料消費率

δ_m : 燃料 m の固有単位量当りの発熱量

b) 既設設備分

$$\sum_{j,l} \kappa_{jl} Z_{jl} D_l \leq \sum_j \delta_m G_{jm} \quad (3.25)$$

κ_{jl} : 発電方式 j なる新設の発電設備を第 l 運転負荷領域で運転する場合の燃料消費率

⑥ 各需要部門との関係を示す制約

ここでは簡単のために、産業あるいは家庭、業務、輸送の各需要部門の電力需要の用途を示すために k なる添字を用いることにする（たとえば k は、農林水産なる産業の動力・照明機器用電力需要、あるいは家庭用暖房用電力需要などを示すものとする）。

$$P_t = \sum_k V_{kt} + \sum_k EDI_{kt} \quad (3.26)$$

V_{kt} : k 部門の電力需要（内生変数）の負荷持続曲線中の第 t 時間帯における kW 電力需要

EDI_{kt} : k 部門の電力需要（外生変数）の負荷持続曲線中の第 t 時間帯における kW 電力需要

$$V_k = \sum_t V_{kt} (D_{5-t} - D_{6-t}) \quad (3.28)$$

V_k : k 部門の電力量需要（内生変数で家庭、業務、輸送部門の電力需要がこれに相当する）

$$ED_k = \sum_t EDI_{kt} (D_{5-t} - D_{6-t}) \quad (3.29)$$

ED_k : k 部門の電力量需要（外生変数で産業部門の電力需要がこれに相当する）。 $D_5=0$ とする

エネルギー供給モデルのうち、石炭、都市ガス部門は比較的簡単なマテリアルバランス式のみよりなっている（ただし、都市ガスはカロリーを外生的に与えるようになっており、原料はその条件を満たすよう選ばれる）。

需要部門は、各部門とも DEM-Parametric で計算される有効エネルギー需要を満たすよう

に機器やエネルギーのフローが選択される（詳細は文献 3）。需要部門の方程式数は全体の約半分を占めている。

4. パラメトリックエネルギー需給バランスモデル DEM-Parametric

DEM-Parametric のフロー図を図 4.1 に示す。このモデルは 2 つの目的を持って作られている。第一の目的は DEM-Optimal に対して有効エネルギー需要を計算して与えることであり、需要モデルとしての役目がある。第 2 は、DEM-Optimal その他の分析結果を総合して、最終的なエネルギー需給展望のシナリオを作ることである。最適化モデルはある一定の条件のもとで「最適」なシステムを構成してくれるが、その解が現実的であるというのではなく、また総合的に望ましいということでもない。DEM-Parametric は最終的なビジョンという絵を書くキャンパスの役目を持っている。

DEM-Parametric は上記に述べた目的からいってエネルギー需要面にウェイトを持ったモデルであり、需要は比較的詳細に分けられているが、個々の需要関数は比較的シンプルであり、そのパラメータは時には過去のデータをベースにしながらも恣意的に決められる。たとえば、乗用車に占めるディーゼル車の割合、冷房面積率（住宅の床面積の中で冷房する面積の割合）、電力シフトの割合などもその例である。

DEM-Parametric は DEM-Optimal に接続するためにエネルギー需給構造の分類は同一である。DEM-Parametric は図 2.2 に示されるように GNP や産業構造に関する情報を経済モデルから受けとり、各需要部門の需要を、省エネルギー、エネルギー代替を考慮しながら、需要→供給の順に需給構造をきめていく。この際

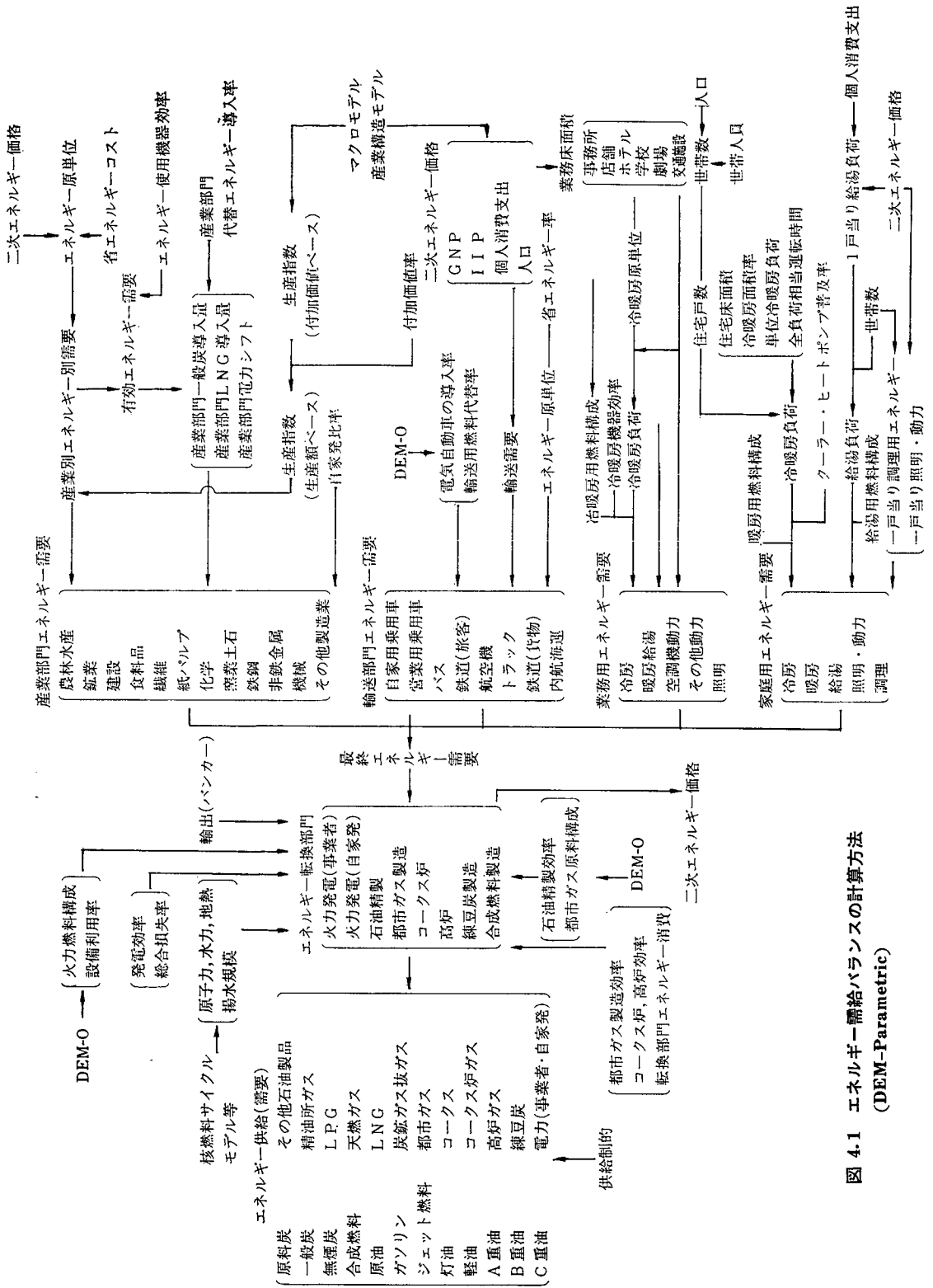


図 4.1 エネルギー需給バランスの計算方法 (DEM-Parametric)

に DEM-Optimal による情報、特にエネルギー供給構造に関する情報が折り込まれる。

DEM-Parametric は全体的・統一的な理論枠組がないという意味でシンプルなモデルではあるが、将来におけるエネルギー需給バランスを作成していく思考プロセスそのものをモデル化したものであって、総合的な人間の判断を折り込みやすく、また操作性も DEM-Optimal にくらべるとかなり高い。

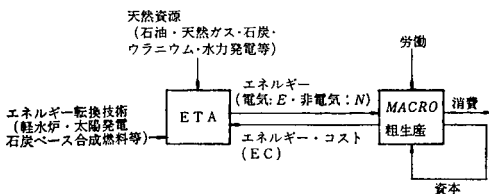
(DEM-Parametric の詳細は別途刊行の予定)

5. エネルギー経済モデル

ETA-MACRO

ETA-MACRO は米国スタンフォード大学の A. S. Manne とそのグループによって開発されたエネルギー経済モデルである。ETA-MACRO は構造的には比較的シンプルなエネルギーモデルであるが、①エネルギーシステムとマクロ経済の相互作用が分析可能である、②目的関数は消費効用の累積最大の形で、資本、労働、電気、非電気の4つの生産要素を持つCES生産関数を介して行われる、③非線形最適化が行われている、④エネルギー技術の供給制約を内生的に決定するPG1サブモデルを有し、エネルギー技術の競合関係が評価できる等の特徴を持っている。

図 5.1 の左側の ETA (Energy Technology Assessment) モデルはエネルギーシステムを表



出所: A.S.Manne [1]

図 5.1 ETA-MACRO の概略

わすプロセスモデルであり、通常の LP タイプのエネルギーモデルと同様に線形制約条件の形でエネルギー需給バランスが定式化されている。

この ETA サブモデルは、エネルギー資源に対する供給曲線を持っており、需要の増大や一部の資源に対する供給制約がエネルギー供給コストの増大となって経済やエネルギー代替に反映されるようになっている。

しかし、ETA-MACRO の最大の特徴は、他のモデルと異なり、エネルギー転換部門や、生産部門に対する制約が内生化されていることにある。通常の LP 型のエネルギーモデルでは各変数に対する制約は直接的に入力データによって与えられるが、ETA-MACRO では、次式で示されるような形で与えられている。

$$\left(\frac{\text{各技術の容量}}{\text{量の拡張量}} \right) \times \left(\frac{\text{単位}}{\text{コスト}} \right) \leq \left(\frac{\text{各技術}}{\text{の容量}} \right)$$

$$\times (\text{単位収益}) \times (\text{再投資率}) + (\text{外部資金})$$

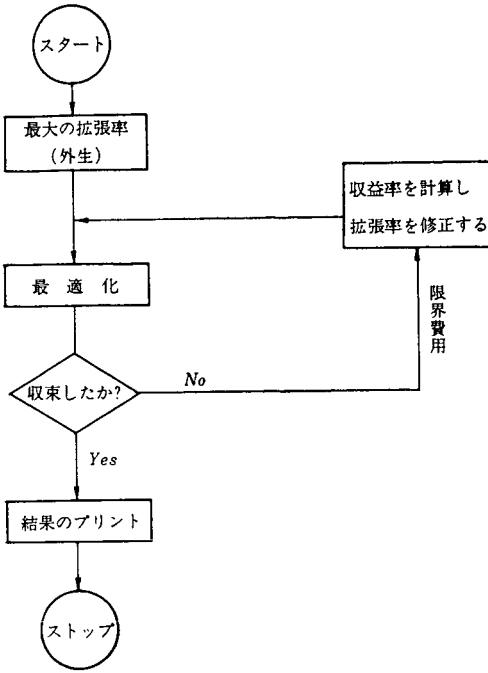
つまり、ETA-MACRO の最適化計算(消費の効用最大)の過程からエネルギー生産の限界費用が計算される。この限界費用=価格と生産のためのコストから単位収益が計算され、これと再投資率が各エネルギー技術に対する投資を制約する形となる。これは図 5.2 に示すように、モデル内でくり返し計算が行われる。

また ETA サブモデルの1つの特徴はエネルギー需要を電力と非電力の2つに統合していることである。

MACRO サブモデルは(5.1)に示すCES型の生産関数一本よりなる極めて簡単な経済モデルである。

$$Y = \left[a(K^\alpha L^{1-\alpha})^{\frac{\sigma-1}{\sigma}} + b(E^\beta N^{1-\beta})^{\frac{\sigma-1}{\sigma}} \right]^{\frac{\sigma}{\sigma-1}} \tag{5.1}$$

K=資本, L=労働, E=電気, N=燃料, Y=粗生産, σ =代替弾力性



Source : A. S. Manne [1]

図 5.2 PG1 における計算の流れ

エネルギーサブモデル ETA と経済サブモデル MACRO は、図 5.1 に示すように電力需要 E 、非電力需要 N 及びエネルギー生産コスト EC で結合されている。ETA は、エネルギー資源の供給関数を持っているため、ETA は E 、 N に対する供給曲線を、MACRO は最適化プロセスによって需給曲線を発生させ、両者需給均衡する形でエネルギー需要 E 、 N とその価格あるいはエネルギー供給構造を決定している。

ETA-MACRO は 5 年ごと 16 期 75 年間で対象にした超長期モデルであって (5.2) に示す消費の効用の最大化によって、最適経済成長経路及びそれに対するエネルギー需給構造が決定される。目的関数はつぎのとおりである。

$$\sum_{t=0,5}^{70} \left(\frac{1}{1+\delta} \right)^t \log c(t) + \sum_{t=75,80}^{\infty} \left(\frac{1}{1+\delta} \right)^t \log [c(75)(1+g)^{t-75}] \quad (5.2)$$

ここに c は消費、 δ は割引率、 g は 75 年以降の成長率を表わしている。

このモデルの目的は、エネルギー・セクターと経済セクターの相互依存的な関係をモデル化し、エネルギー需給、あるいは価格の変化等のエネルギー制約がマクロ経済指標、すなわち GNP、消費、投資等にどのようなインパクトを与えるかを評価分析することにある。これは、エネルギーの経済的インパクトの近似計算がエネルギー政策の評価を行う上で重要な役割を持つという考え方を示している。同時にマクロ経済政策にとって、エネルギー制約が大きな影響力を持つという考え方である。当然のことながら、逆にマクロ経済の GNP の成長率等の変化はエネルギー・セクターに影響を与える。もちろんモデルではこうしたマクロ経済変数の変化が、エネルギーの生産あるいは個々のエネルギー技術に与える効果の評価分析に力点が置かれている。

従来の多くのエネルギー・モデルは、どちらかといえば GNP あるいは他の経済的指標を所与として、経済セクターとは独立してエネルギー供給あるいはエネルギー政策を分析してきたといえる。この点では、ETA-MACRO モデルは、経済・エネルギー両セクターの相互的依存関係を考慮した数少ないモデルといえる。

また、モデルの目的は、長期（あるいは超長期）的なエネルギー・経済の相互関係に力点が置かれている。モデルでは、特に 2000 年以降の時期に分析の焦点が置かれている。この時期は、現在の化石燃料資源の宿命的な枯渇が深刻化し、新しいエネルギー供給資源、技術への主

要な転換を始めるべき時期にあたる。このことは、ETA-MACRO モデルが、特にエネルギー問題に関して不確実性の増大するこの時期のエネルギー、経済の諸代替計画の比較、評価をできるだけマクロ的に統合しようとする意図を持っていることを示している。その意味では、モデルはエネルギー・経済の長期的な問題に関する1つの包括的な政策シミュレーション・モデル性格が強いといえる。

6. 長期エネルギー需給展望の問題点

まず最初に問題にしなければならない点は、我々は長期的な将来についてどこまで情報を持っているかという点である。ことによると、エネルギー需給展望の基礎となる経済・社会条件について、実は我々は漠然としたイメージ程度の情報しか持っていないのかもしれない。たとえば、2000年以後日本の粗鋼生産量がどの程度になるのかを予測しようとしてもそれはまったく不可能なことであろう。GNPの規模、消費の水準、産業構造のどれをとっても長期的予測を正確に行うことはできないとみてよい。それどころか多くの長期エネルギー需給の前提である経済予測が短中期のところで失敗している。(もちろん、この種の経済予測は短期経済予測にくらべると理論的枠組も単純である)

むしろ、この長期エネルギー需給における経済・社会展望は将来の整合的目標もしくはビジョンを与えることに意義があるとみてよい。失業率をある水準以下におさえるためにGNPの成長率はどの程度のものが必要なのか、またそのためにわが国はどの産業が機関車の役目を果たしていくのか…等の論理がその1例である。そして全体の整合性を保つためにモデルが必要とされるといえよう。

しかし一方では、目標として作成される展望は、その時の社会経済情勢や展望作成機関の立場に左右される傾向がある。特に後者は最も重要な予測誤差の要因の一つである。

長期展望には、予測としての4つのレベルがある。精度の高い方からいえば、i) 客観的予測、ii) 信念、iii) 目標、iv) 単なるシナリオとなる。展望作成者は、「目標」よりは「信念」、「信念」よりは「予測」たらしめようと努力するが、結果は「信念」を越えることはできず、過去の例に見られるように「信念」もしばしば事実によって否定されている。

しかしまた逆に経済・社会に関して未来がまったく不確定であるという単純発想も明らかにまちがいである。人々の価値、生活様式、制度、生産技術……には巨大な慣性があり、経済や社会の基本的な部分の変化はそう簡単には生じない。明確な法則は見出し得なくとも、「信念」のある「目標」を作ることが、経済・社会展望の大きな役目である。

第二は技術予測の問題である。一般にエンジニアは技術予測に関し保守的、エコノミストその他は楽観的であるといわれる。しかし、過去の多くの予測をみていると別の特徴もあるような気がする。その一つは省エネルギーのような市場のメカニズムが強力に働く近未来の技術に対して、人々は悲観的、保守的傾向が高く、遠未来の技術に対しては楽観的予測が多いように思える。

上記の2つの特徴は統計的調査の結果でなく、著者自身のおもいちがいかもしれないし、また、ましてすべての人々がこのような特徴を持っているということでもない。しかし、もしこのことが正しいとすれば人々は未知の技術情報に関して楽観的、部分的に情報を持っている

技術に関しては保守的であるということになる。

第3は長期エネルギー需給予測の方法論である。近年の計算機や統計的手法の発達によって、各種の予測技術は大きく発展をとげ、多くの複雑なモデルが作られるようになったが、長期予測という意味では、ここ20年あまり手法上の大きな進歩はないようにも思える。

しかし一方では、展望の整合性という意味では、この種の分析の数が増えることや調査の規模の増大に従って大きな進歩が得られていると、いってよいであろう。

7. あとがき

本報告は、電力中央研究所で長期エネルギー需給展望のために使用しているモデルの体系とその主要な部分について概説したものである。紙数その他の関係で各モデルとも説明が不十分になっているが、詳細については昭和59年3月頃までに別途ガイドブックを作成する予定な

のでそれらを参照していただきたい。なお、ここに述べたモデルのうち DEM-Optimal は、現千葉工大教授小川洋氏の指導のもとに、大山達雄氏（現埼玉大学）、長田紘一氏（SRC 株式会社）および著者等のメンバーによって作られたものである。また本稿は参考文献 1)、2) を一部要約したものである。

参考文献

- 1) 斉藤, 阿波田, 内山, 長田, 伊藤: 長期エネルギー・経済モデル ETA-MACRO の構成, 電力中央研究所報告・調査報告 581013, 昭和 57 年 3 月.
- 2) エネルギー・電力需給の長期展望, 電力中央研究所報告・研究報告 Z04, 昭和 54 年 7 月.
- 3) T. Saito, T. Oyama: Outline of the Enersy Model DEM-1, 電力中央研究所 経済研究所 内部資料 No. 218, 昭和 55 年.

(さいとう たけし)
経済部
エネルギー研究室

新エネルギー技術評価手法の体系化

——経済性評価手法の開発と石炭新発電方式への試算例——

キーワード：新エネルギー技術評価，石炭新発電技術

発電コスト，感度解析

内山 洋司 齊藤 雄志

〔要旨〕

本研究では、将来電気事業が導入する可能性のある5種類のベース負荷用石炭新発電方式の経済性を、開発された評価手法によって解析し評価している。評価手法は、将来を予測する上での不確実性を考慮し、建設費について個々の技術の確率分布をとり、他のパラメータに関しては、ある確率での推定値を求めている。さらに、建設費の確率分布を基に発電コストの確率分布を算定し、その差を表わす確率密度関数から、基準技術（微粉炭火力）に比べた新発電技術の経済的な開発利益と開発リスクを算定している。評価の結果から、次のようなことがわかった。

- ① 発電コストの値は、燃料価格の上昇率に大きく依存している。
- ② 新技術の経済的開発価値は、まず燃料価格に、次にそれぞれの発電効率に大きく依存している。
- ③ 新技術の発電コストで表わされる経済性は、かなり競合した関係にある。
- ④ 新技術の開発利益は、現在の燃料価格上昇の予測と技術予測からは2000年まで、期待できる可能性は小さい。それが現われるのは、2000年以降のことであり、特に石炭ガス化複合発電と新鋭微粉炭火力に期待できる。
- ⑤ 金利の上昇は、新技術の開発価値を下げることになり、建設費の高い技術ほどその影響は大きくなっている。

- | | |
|------------------------|-------------------|
| 1. はじめに | 件 |
| 2. 評価対象技術 | 3.6.1 燃料価格の上昇率 |
| 3. 評価方法 | 3.6.2 卸売価格の上昇率 |
| 3.1 発電効率の推定 | 3.6.3 金利と割引率 |
| 3.2 建設費の推定 | 3.6.4 発電効率 |
| 3.3 発電コストの算定 | 3.6.5 環境対策費 |
| 3.3.1 年間発電費用 | 4. 評価結果 |
| 3.3.2 発電コスト | 4.1 発電効率と建設費の結果 |
| 3.4 経済的開発利益と開発リスクの算定 | 4.2 発電コストと感度解析の結果 |
| 3.5 感度解析 | 4.2.1 発電コスト |
| 3.6 発電コストおよび感度解析計算の前提条 | 4.2.2 感度解析 |

1. はじめに

石油危機以後、様々な新エネルギー技術が開発あるいは検討されつつあるが、それらの技術のうちどれが重要であり、どれがそうでないのかは、まだ十分に明らかにされておらず、また社会的評価も一定していない。今後の新エネルギー技術開発を効率的に進めていくためには、各技術の技術環境特性、経済性、商用化時期、寄与量、開発の難易度等を統合的かつ総合的に評価、分析した上で各技術の開発の優先順位を明らかにする必要がある。

本研究の目的は、将来電気事業が導入する可能性のある新発電方式の経済性を中心に解析し評価することにある。評価手順は最初に各技術の発電効率と建設費を基準技術（在来型重油火力、微粉炭火力）を基にして、推定している。次に、それらの値から各技術の発電コストを算定し、それによって計算できる新技術の経済的開発利益と開発リスクを算定している。評価では、各技術に共通した技術的、経済的前提条件を統一しており、各技術の各種データの整合性をとっている。対象とした新技術は、ベース負荷用の石炭発電方式である。

将来を展望するどのような技術評価においても生じることであるが、将来を予測する値には、本質的に不確実な要因が含まれている。本研究での不確実性に関する評価の仕方は、建設費については、個々の技術の確率分布をとり、他のパラメータに関しては、ある確率での推定値を求めている。特に、燃料コスト、発電効率、金利、環境対策費に関しては、将来の動向を低ケース（確率25%）、中間ケース（50%）、高ケース（25%）の場合に分けて値を推定し、最終的に得られる経済的な開発利益と開発リス

クを感度解析によって求めている。

2. 評価対象技術

評価の対象となっている発電技術は、次に示す5つの石炭新発電技術であり、総電気出力が2,000 MWeのベース負荷用のものである。また、評価対象となっている各種発電方式の技術特性を示すと、表1のようになる。

(基準技術)	(使用燃料)
重油火力	重油
微粉炭火力	石炭
(新技術)	
新鋭微粉炭火力	石炭
常圧流動床発電	石炭
加圧流動床複合発電	石炭
MHD複合発電	石炭
ガス化複合発電	石炭

3. 評価方法

評価は、基準技術（重油火力、微粉炭火力）の熱効率と建設費を基に各種技術の発電効率と建設費を推定し、その値から、各技術の発電コストを求めている。また、基準技術と新技術の発電コスト分布の差から、新技術導入における経済的開発利益と開発リスクを算定している。発電効率と建設費とから得られる新技術の潜在的な利益算定の手順は、図1のように表わされる。

次に、各技術の発電効率、建設費、発電コスト、経済的開発価値および感度解析の方法を簡単に説明する。

3.1. 発電効率の推定

計算方法は、各発電技術をできる限り要素技術に分解して、それぞれの主要機器に対する熱

表 1 各種発電方式の技術特性

項目	技術名	重油火力 (1)	微粉炭火力 (2)	新鋭微粉炭火力	常圧流動床蒸気	加圧流動床複合発電	石炭ガス化複合発電	MHD複合発電
発電	電気出力	蒸気発電 1,000 MW×2	蒸気発電 1,000 MW×2	蒸気発電 超臨界圧タービン 1,000 MW×2	蒸気発電 常圧流動床ボイラ 500 MW×4	ガスタービン タービン O. T. 139 MW×4 S. T. 361 MW×4	ガスタービン タービン O. T. 583 MW×2 S. T. 407 MW×2	MHD 発電 蒸気タービン MHD 544 MW×2 S. T. 456 MW×2 計 1,000 MW×2
		246 kg/cal 538/566°C	246 kg/cal 538/566°C	第1目標 320kg/cal 620/595 /595°C 第2目標 350kg/cal 620/595 /595°C	246 kg/cal 538/538°C	タービン入口 15.5 kg/cal 183 kg/cal 538/538°C	タービン入口温度 1,300°C 160 kg/cal 538/538°C	MHD 出口温度 2,014°C 246 kg/cal 538/538°C
燃料	受入	シーバース式 パイプ揚げ	アンローダ 受入コンベア スタッカー	(2)に同じ	(2)に同じ	(2)に同じ	(2)に同じ	(2)に同じ
		タンク貯蔵	屋内貯蔵	(2)に同じ	(2)に同じ	(2)に同じ	(2)に同じ	(2)に同じ
供給	転換	パイプ式流送	払出コンベア 微粉炭機	(2)に同じ	払出コンベア 粗粉砕	払出コンベア 粗粉砕	噴流床ガス化炉 Texaco, 酸葉プラ ント	(2)に同じ
		貫流形 (分割戸)	貫流形	(2)に同じ	四段流動床ボイラ	水平式二段加圧流動 床	ガス洗浄装置 膨脹タービン	主燃焼器, SCC 高温空気が熱器
通風	系統	押込通風機 ガス再循環通風機 再循環ガス混合通風 機	(1)に同じ	(1)に同じ	平衡通風方式	(1)に同じ	(1)に同じ	
		ポンプ圧送式	ポンプ圧送式			排熱回収サイクル方 式	排熱回収ボイラ	直交変換器
給水・蒸気・復水・ 冷却系統	系統	主蒸圧器 (送油風冷) 所内・起動変圧器 (油入風冷)	主蒸圧器 (送油風冷) 所内・起動変圧器 (油入風冷)	(2)に同じ	(2)に同じ	(2)に同じ	(2)に同じ	ディーゼルボイラ 中間ボイラ 排熱回収ボイラ
		脱硫, 脱硝, ばいじ ん処理, 排水処理	脱硫, 脱硝, ばいじ ん処理, 排水処理	(2)に同じ	石灰石再生方式 集じん機, 排水処理	石灰石再生方式 集じん機, 排水処理	ガス洗浄装置	シード回収再生方式 スラッグ処理装置
備	考							
								酸素製造のガス化設 備用動力として 102 MW×2 を使用 される

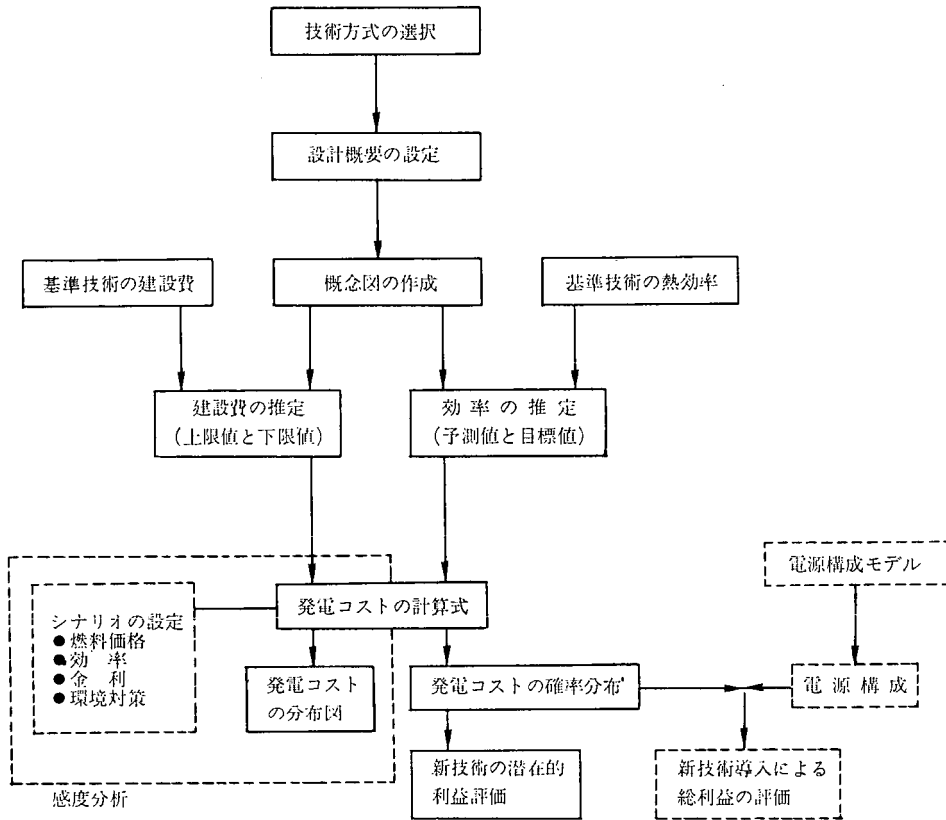


図 1 経済性を中心とし評価手法の構成

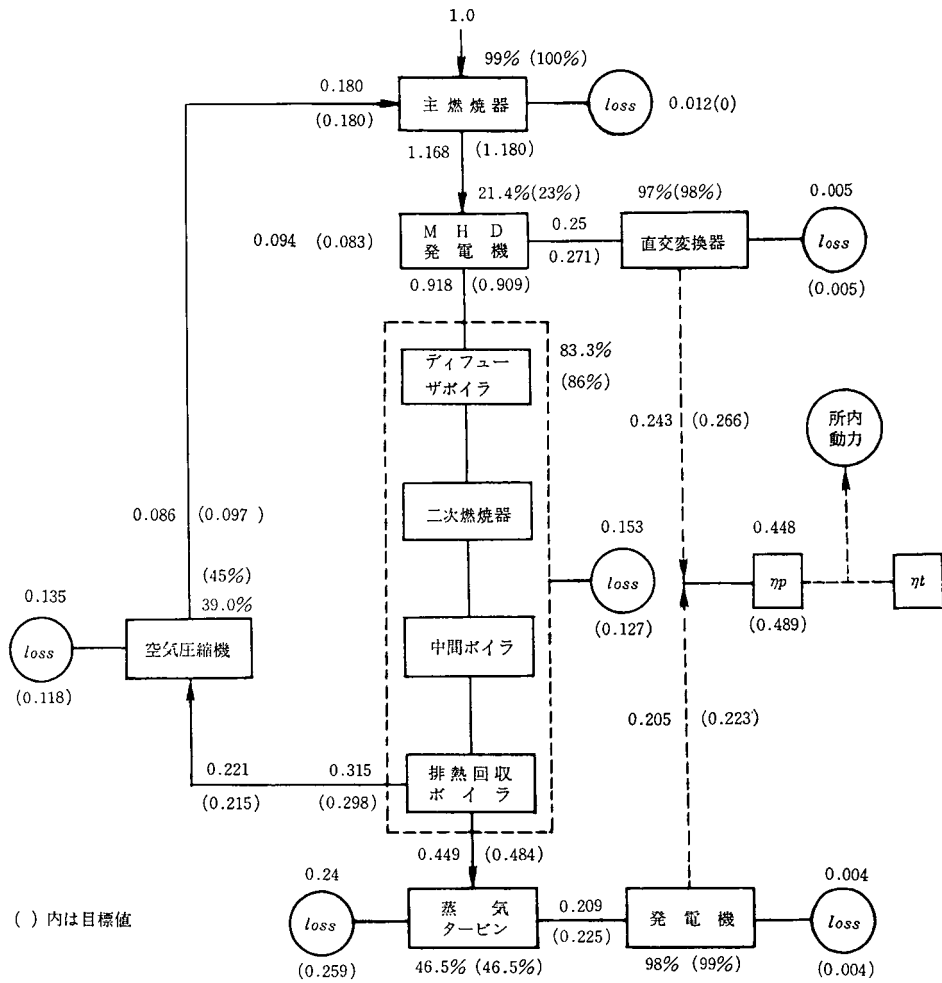
効率を推定した。推定に際しては、在来型火力（重油火力、微粉炭火力）の各プロセスにおける熱効率を基に新技術のエネルギーフローを作成し、その発電端効率と送電端効率とを求めている。新発電技術の熱効率の推定例として、開放型 MHD 複合発電のエネルギーフローとそれによって得られた発電効率を図 2 に示す。

3.2. 建設費の推定

発電所の建設費を計算する場合、それは主に、土木建設関係、機械・電気設備関係、環境設備関係及び給係費用に分けることができる。この分類方法は、本研究で調査されているベース負荷の新発電方式にも適用できる。対象とな

っている新技術の発電方式は、蒸気サイクル、ガスサイクル、直接発電方式のいずれか一つ、あるいは、それらの複合方式であり、新発電方式といえども、建設費の内訳には、基準技術の設備と共通なものが数多くある。

基準技術の建設費は、発電所の立地、発電規模等によって同一発電方式と言えども、その値は一定になるとは限らない。本研究では、基準技術の建設費の各詳細な項目に関して文献資料を調査し、各設備の費用に関する上限値と下限値を設定して、次のように巾でもって建設費を求めた。



	実現可能予測値	目標値
主燃焼器効率	99.0%	100%
MHD発電機効率	21.4	23
直交変換器効率	97	98
ボイラー効率	83.3	86
蒸気タービン効率	46.5	46.5
発電機効率	98	99
空気圧縮機効率	39	45
定格発電端効率	44.8	48.9
年平均発電端効率	43.7	47.7
所内比率	2.5	2.5
年平均送電端効率	42.5	46.4

図 2 新発電技術の熱効率の推定例 (MHD 複合発電)

(建設費の細目)	(推定価格：1980年価格)		〔開発段階〕	〔偶発因子〕
	〔下限値〕	〔上限値〕		
土地	a_1	～ b_1	A 基礎概念	50%
建物	a_2	～ b_2	B プロセス研究	25%
構築物	a_3	～ b_3	C パイロット研究	15%
⋮	⋮		D 実証研究	10%
総係費	a_n	～ b_n	E 商用化段階	5%
			O 既設設備で適用可能	0%
合計	$\sum_{i=1}^n a_i \sim \sum_{i=1}^n b_i$			

これから、基準技術の建設費 (A) とその偏差 (ΔA) は次のようになる。

$$A \pm \Delta A = \sum_i^n \frac{2}{a_i + b_i} \pm \sum_i^n \frac{2}{b_i - a_i}$$

新発電技術の建設費のうち、基準技術の建設項目から利用できる設備に関しては、次式により異なる発電出力を考慮して求めた。

$$(\text{各設備費用}) = \text{基準技術の設備費用} \left(\frac{\text{新技術の発電出力}}{\text{基準技術の発電出力}} \right)^\alpha$$

α : 設備によって変わるパラメータ

$$(\alpha = 0.5 \sim 0.75)$$

新技術の設備の中には、既設設備の利用可能なもの以外に、既存設備を改良したり、新たに開発しなければならないものがある。そういった費用の見積りには、かなりの不確実性があり、その不確実性は、設備の開発段階によって大きく影響を受ける。そこで、新技術の建設費の推定にあたっては、各設備の開発段階に応じて、下記に示す偶発因子 (Contingency Factor) を考慮し、文献等から得られた下限値にその値を乗じて加算し、その費用の上限値としている。

上記推定法を使った新発電方式の建設費の一例として開発型 MHD 複合発電の建設費を表 2 に示す。

表 2 において、注目すべきことは、新発電方式の建設費全体に対して、実際に建設する上で予期せぬ設備費用あるいはリスクによる増分費用を考慮していることである。こういった費用の不確実さは発電プラントが現在の程度の開発段階にあるかで異なることが考えられる。

これに関しても要素技術で定めた開発段階による偶発因子を使い、その値を新技術の建設費の下限値に乗して、上限値を求めている。その結果、下限値が建設費推定の上での最も楽観的な値に対して、上限値は、最悪のケースにおける建設費と判断できる。このことから、一般に新発電方式の建設費は開発段階に応じてその分布が異なり、基礎研究の段階にある技術ほど、その分布幅が大きくなる。

3.3. 発電コストの算定

各発電方式の発電コストは、それぞれの年間発電費用を以下の項目に従って算定し、その値から、初年度発電コストおよび耐用年間発電コストを求めている。

表 2 MHD 複合発電の建設費の推定

1980年価格 (単位: 億円)

I. 土木建設関係: 微粉炭火力に同じ

土木建設関係費総額	922 ~ 1,054
-----------	-------------

II. 機械電気設備関係

項 目	基 準 技 術 (微粉炭火力)	MHD 複合発電 (MHD: 544 MWe×2, S. T.: 456 MWe×2)			
		開発段階	開 発 装 置 名	下限値	推定価格
燃料転換処理装置 ・揚運炭装置 ・貯炭場(屋内)	127~136	O	—	—	127~136
		O	—	—	56~ 60
	B	前処理供給系	198	198~248	
	A	燃焼器・加速ノズル	81	81~122	
	E	二次燃焼器	10	10~ 11	
直接発電装置	—	A	発電チャネル	66	66~ 99
		B	超電導磁石(冷凍機舎)	403	403~503
		B	空気加熱システム	728	728~911
		B	シード回収・再生・供給設備	256	256~320
		E	空気圧縮機	50	50~ 53
蒸気発生装置 ・ボイラ本体	340~360	B	ディフューザ・ボイラ	53	53~ 66
		C	中間ボイラ	36	36~ 41
		D	排熱回収ボイラ	60	60~ 66
		D	排ガス冷却器	51	51~ 56
	O	(通風装置は必要ない)	—	56~ 69	
・通風装置, 管類等	210~240	O	—	—	—
		O	—	—	—
タービン発電機装置 ・タービン発電機ユニット ・タービン補機, 付属設備	240~250	O	(蒸気タービン)	—	133~130
	60~ 80	O	(")	—	33~ 49
復水器, 給水器装置	158~180	O	—	—	290~330
電 気 装 置	290~330	O	—	—	387~427
		D	直交変換器	387	—
雑・予 備	—	—	—	—	32~ 38

機械電気関係費総額	3,197 ~ 3,905
-----------	---------------

III. 環境関係設備

項 目	基 準 技 術 (微粉炭火力)	MHD 複 合 発 電			
		開発段階	開 発 装 置 名	下限値	推定価格
脱 硫 装 置	400~430	O	—	—	50~ 60
脱 硝 装 置	80~100	O	—	—	—
電気集塵装置	60~ 65	O	—	—	40~ 60
灰・ダスト処理装置	30~ 35	O	—	—	30~ 35
水・化学処理装置	40~ 55	O	—	—	40~ 55

環境設備関係費総額	160 ~ 210
-----------	-----------

IV. 総係費・その他

総係費・その他費用	468 ~ 577
-----------	-----------

不 確 実 性 費 用	1,312	(開発段階: プロセス研究)
-------------	-------	----------------

建 設 費 総 額	4,747 ~ 7,058
-----------	---------------

3.3.1 年間発電費用

[資本費]

- ・減価償却費（定額法，定率法，減債基金法の3種類について計算）
- ・金利
- ・固定資産税；1.4%
- ・諸費；0.8%

[直接費]

- ・給料手当；0.3%
- ・修繕費
- ・諸費；1%

[関連費]

- ・業務分担費；直接費×0.08
- ・事業税；(資本費+直接費+業務分担費+燃料費)× $\frac{0.015}{1-0.015}$

[燃料費]

$$\frac{8,760 \times \text{設備利用率} \times 0.86}{\text{発電端効率}} \times \text{燃料価格} \times \text{電気出力}$$

但し，燃料価格 [円/kcal]

$$= \frac{\text{燃料費}[\text{円/kg, 円/l}]}{\text{燃料発熱量}[\text{kcal/kg, kcal/l}]}$$

重油：9,750 kcal/l，石炭：6,200 kcal/kg

[環境対策費]

- ・灰捨て費；1,000 円/t
- ・灰処理，化学物質費用

3.3.2 発電コスト

$$\text{初年度発電コスト} = \frac{\text{初年度発電経費}[\text{円}]}{\text{発生電力量}[\text{kWh}]}$$

但し，発生電力量=8,760×設備利用率

$$\times \left(1 - \frac{\text{所内率}}{100}\right) \times \text{電気出力}$$

耐用年間発電コスト

$$= \frac{\sum_{t=1}^n (\text{各年の発電コスト})_t / (1 + \text{割引率})^{t-1}}{\sum_{t=1}^n 1 / (1 + \text{割引率})^{t-1}}$$

3.4 経済的開発利益と開発リスクの算定

発電コストの計算で，建設費の値がある確率分布による幅で与えられているとすると，他のデータが一定の場合，発電コストの値も，建設費と同様な確率分布で与えられることになる。

今，建設費の確率分布を下限値，上限値が95%の正規分布で与えられているとすると，基準技術と新技術の確率密度関数は次式でそれぞれ表わされる。

$$\phi_r(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}C_r} \exp\left(-\frac{(x-x_r)^2}{2C_r^2}\right) \dots(1)$$

$$\phi_n(x) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}C_n} \exp\left(-\frac{(x-x_n)^2}{2C_n^2}\right) \dots(2)$$

上式から，新技術と基準技術の発電コスト差(δ)を表す確率密度分布は，図3のようになり，それは(3)式のように定式化される。

$$\phi(\delta) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}C} \exp\left(-\frac{(\delta-\Delta x)^2}{2C^2}\right) \dots\dots(3)$$

$$C = \sqrt{C_r^2 + C_n^2} \quad (-\infty < \delta < \infty)$$

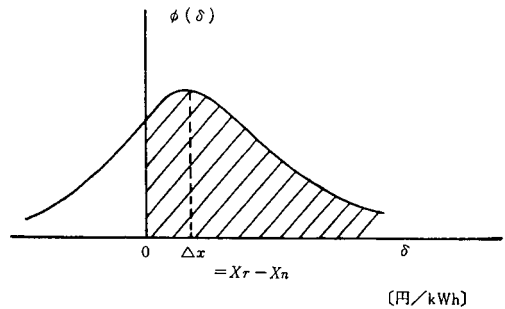


図3

図3で正の部分の面積を示す斜線部分は，新技術が基準技術に比べその発電コストがどの程度安くなるかを示す，期待できる確率で，その値は，(4)式で表わされる。

$$P_0 = \frac{1}{\sqrt{2\pi}C} \int_0^{\infty} \exp\left(-\frac{(-\Delta x)^2}{2C^2}\right) d\delta \dots\dots(4)$$

期待できる確率を，さらに開発の利益で表わ

すと(4)式は(5)式のように書き表わされる。

$$P_1 = \frac{1}{\sqrt{2\pi} C} \int_0^{\infty} \exp\left(-\frac{(-\Delta x)^2}{2C^2}\right) \delta d\delta \quad \dots\dots(5)$$

一方、逆に、開発によるリスクは、図3の確率分布図で負の部分に相当するから、開発リスクを表わす式は(6)式のようになる。

$$P_2 = \frac{1}{\sqrt{2\pi} C} \int_{-\infty}^0 \exp\left(-\frac{(-\Delta x)^2}{2C^2}\right) \delta d\delta \quad \dots\dots(6)$$

もし、新技術の将来における電源設備全体に占める設備容量がわかっている場合、その発電所が運開されて経済的寿命が終るまでの開発利益は、運開年の現在価値で表わすと(7)式のようになる。

$$P = \frac{\sum_{t=1}^n P_1 \cdot F \cdot G / (1 + \text{割引率})^{t-1}}{\sum_{t=1}^n 1 / (1 + \text{割引率})^{t-1}} \quad \dots\dots(7)$$

F : 設備利用率

G : 設備容量 [kW]

n : 耐用年数

3.5. 感度解析

発電コストの計算で、最も大きな影響を与えるのは、燃料価格である。さらに、建設費、効率、環境対策費といった他の要因も、技術の比較評価を行なう上で、重要な問題となる。本研究では、建設費について確率分布を考慮し、他のパラメータを一定にして発電コストの確率分布を求めている。しかし、建設費以外のパラメータの将来の値も本質的に不確実なものであり、その不確実性を評価する必要がある。

感度解析の研究は、そういったパラメータの影響により将来の各技術の発電コストと経済的な開発利益と開発リスクがどのように変わるかを分析したものである。感度解析の方法は、発電コスト計算に大きな影響を与える燃料価格、金利、各技術の発電効率、環境対策費を分析要因として選び、低ケース(確率25%)、中間ケース(50%)、高ケース(25%)における各値を推定して行なった。それによって得られる新技術の開発利益と開発リスクは、次のような関係図から得られる。

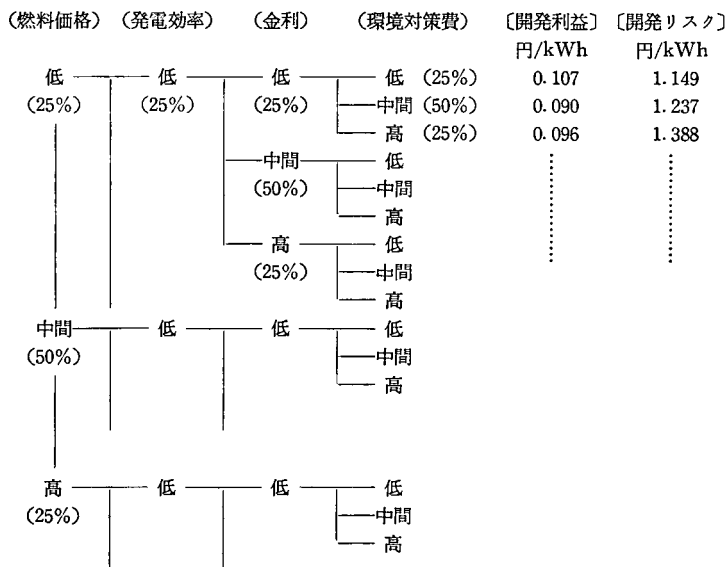


図4 感度解析のケース図

感度解析によって得られる経済的な開発利益と開発リスクは、図の各ケースの確率をそれぞれの開発利益と開発リスクにかけ合わせて、その和をとって得られる。

3.6. 発電コストおよび感度解析計算の前提条件

発電コストを求めるには、その計算に必要なとなる経済的パラメータを設定する必要がある。本研究で使われた各種パラメータの値は、次のようなものである。

3.6.1 燃料価格の上昇率

将来の燃料価格を推定する方法として、いくつかの石油価格モデルやエネルギーモデルがあるが、どの方法を用いたとしても、長期的に将来の燃料価格をなんらかの合理的基準のもとで解くことは難しいことである。

本研究では、次に示す3ケースの実質上昇率による価格シナリオを設定している。

表 3 燃料の実質価格上昇率

	1980 1985	1985 1990	1990 2000	2000 2010	2010 2020	2020 2030	2030
低ケース (確率25%)	% -3	% 0	% 0	% 2	% 2	% 2	% 2
中間ケース (確率50%)	-2	1	2.5	2	1	0	0
高ケース (確率25%)	0	2	3	3	2	1	1

上の価格上昇率は、石油、石炭の両方に適用しており、その値から、名目の価格上昇率を次式を使って求めた。

$$P_E = P \times \bar{P}_E / 100$$

- P_E : 名目燃料価格
- \bar{P}_E : 実質燃料価格
- P : 卸売物価指数

表 4 燃料の名目価格上昇率

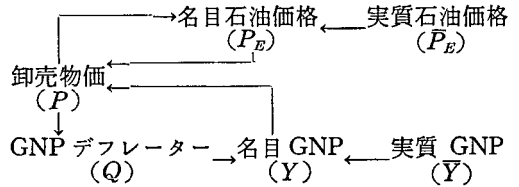
	1980 1985	1985 1990	1990 2000	2000 2010	2010 2020	2020 2030	2030
低ケース	% -3.2	% 0.8	% 0.7	% 3.3	% 3.1	% 2	% 2
中間ケース	-1.8	2.2	4.2	3.3	1.8	2.4	2.4
高ケース	1.0	3.6	4.9	4.7	3.1	1.6	1.6

重油価格：47,394円/k_l

石炭価格；16,640円/t (1980年価格)

3.6.2 卸売価格の上昇率

建設費や燃料の将来の名目価格を求めるためには、卸売物価の上昇率を決める必要がある。本研究では、卸売物価を、石油価格と GNP 成長との独立変数によって説明できると仮定し、次のように定めた。



卸売物価指数 P を (8) 式で仮定し、1965 年から 1980 年までの間について計測してみると、(9) 式のような比較的誤差の小さい結果が得られた。

$$P = \alpha P_E^\beta Y^\gamma \quad \dots\dots(8)$$

P : 1975 年 = 100 とした卸売物価指数

P_E : 1975 年 = 100 とした輸入原油価格指数 (CIF)

Y : 名目 GNP

$$P = 16.62 P_E^{0.233} Y^{0.149} \quad \dots\dots(9)$$

($R^2=0.99$, $DW=2.3$, β, γ の t 値は 16.5, 7.8)

(9) 式を算定するうえで必要となった他の関係式を表わすと (10) 式のようになる。

$$Q = -8.72 + 1.101 \times P$$

$$(R^2 = 0.95, DW = 1.0)$$

$$\left. \begin{aligned} P_E &= P \cdot \bar{P}_E / 100 \\ Y &= \bar{Y} \cdot Q / 104.4 \end{aligned} \right\} \dots\dots (10)$$

GNP の成長は、電研のエネルギーモデル計算で設定された標準シナリオのケース2を用いており、次のような値である。

	1980年 総額(兆円)	実質GNP伸び率 (\bar{Y})							
		1980 1985	1985 1990	1990 1995	1995 2000	2000 2010	2010 2020	2020 2030	2030
GNP	185.8	4.2	3.5	3.2	2.8	2.0	2.0	1.0	1.0

名目 GNP の値と燃料価格の各ケースの値を基に、卸売物価指数の上昇率を計算すると、下表のような結果が得られた。

表 5 卸売物価指数の上昇率

	1980	1985	1990	2000	2010	2020	2030
	1985	1990	2000	2010	2020	2030	
低ケース	-0.2%	0.8%	0.73%	1.2%	1.1%	1.0%	1.0%
中間ケース	0.2	1.2	1.67	1.3	0.7	0.2	0.2
高ケース	1.0	1.6	1.87	1.6	1.1	0.6	0.6

3.6.3 金利と割引き率

表 6

	金 利	割引き率
低ケース (確率25%)	6%	6%
中間ケース(確率50%)	8	8
高ケース (確率25%)	10	10

3.6.4 発電効率

各種発電方式の発電効率の値は、発電効率の推定から得られた予測値と目標値をそれぞれ低ケース (確率 25%)、高ケース (確率 25%) の値と決め、その平均値を中間ケース (確率 50%) の値と設定した。各ケースにおいて使われ

た年平均送電端効率を次に示す。

表 7 各種発電方式の送電端効率

	低ケース	中間ケース	高ケース
(基準技術)			
微粉炭火力	36.1	36.9	37.6
重油火力	36.7	37.3	37.8
(新技術)			
新鋭微粉炭火力	37.1	38.5	39.8
常圧流動床発電	36.1	36.6	37.0
加圧流動床発電	37.3	38.4	39.5
MHD複合発電	42.6	44.5	46.5
石炭ガス化複合発電 (所内比率 9.6%)	39.5	42.8	46.1
(所内比率12.6%)	38.2	41.4	44.6

3.6.5 環境対策費

環境基準が厳しくなった場合の追加費用として、各シナリオに対し次のような値を決定した。

・設備増加分 (万円/kW)

	低 ケース	中間 ケース	高 ケース
(基準技術)			
微粉炭火力	0	0	0.70
重油火力	0	0	0.55
(新技術)			
新鋭微粉炭火力	0	0	0.70
常圧流動床蒸気発電	0	0	0.35
加圧流動床複合発電	0	0	0.20
石炭ガス化複合発電	0	0	0.09
開放型MHD複合発電	0	0	0.50

・運転保守費分 (万円/kWh)

	低 ケース	中間 ケース	高 ケース
(基準技術)			
微粉炭火力	0	0	0.08
重油火力	0	0	0.02
(新技術)			
新鋭微粉炭火力	0	0	0.08
常圧流動床蒸気発電	0	0	0.10

加圧流動床複合発電	0	0	0.10
石炭ガス化複合発電	0	0	0.20
開放型MHD複合発電	0	0	0.20

4. 評価結果

4.1. 発電効率と建設費の結果

基準技術の熱効率を基に各新技術のエネルギーフローを作成し、それによって求められた発電効率を表8に示す。表から、複合システムによる発電技術ほど発電効率が高く、ほとんどが40%以上を越えていることがわかる。

尚、この表で示されている予測値と目標値は感度解析の計算で必要となった発電効率の低ケースと高ケースにそれぞれ対応している。

次に、不確実性を考慮して推計された各技術の建設費の内訳と総額を表9に示す。価格は、1980年価格で推計されており、基礎的な研究段階にある技術ほど建設費の分布幅が大きいことがわかる。図5は、各技術の建設費を棒グラフで表わしたものである。これによると、MHD複合発電、燃料電池複合発電の機械電気設備費が他に比べて大きいことがわかる。図6は、得られた各発電方式の建設費と送電端効率をプロットしたもので、それぞれの技術における発電

効率と建設費の最大値と最小値をとって、その間の分布を葉形で表わしたものである。これから葉形の面積は、建設費と発電効率に関し、各技術がもつ不確実性の度合いを表わすことになる。

4.2. 発電コストと感度解析の結果

4.2.1 発電コスト

各技術の均等化発電コストを各運開年において誤差範囲を含めて得られた結果を表10に示す。表は中間ケースのときの値で、表には、定額法、定率法、減債基金法の償却方法が変わったとき、それぞれの発電コストがどのような値となるかを示してある。それによると、均等化発電コストに関しては、償却法によってほとんど変化が生じていない。

図7と図8は、中間ケースの2000年と2030年における各発電方式の均等化された年間発電費用を設備利用率に対しプロットしたものである。図で比較すべき利用率は、ベース負荷の70%付近であり、それによると、ガス化複合発電（所内比率9.6%の場合）と新鋭微粉炭火力が比較的良好なことがわかる。

図9と図10は各発電方式の2000年におい

表8 各技術の熱効率

技術名	定格発電端効率		年平均発電端効率		年平均送電端効率	
	予測値	目標値	予測値	目標値	予測値	目標値
微粉炭火力	40.0	41.6	39.0	40.6	36.1	37.6
重油火力	40.1	41.8	39.1	40.8	36.7	37.8
新鋭微粉炭火力	41.1	44.1	40.6	43.0	37.1	39.8
常圧流動床発電	40.0	41.1	39.0	40.0	36.1	37.0
加圧流動床複合	40.9	43.4	39.9	42.3	37.3	39.5
MHD複合発電	44.8	48.9	43.7	47.7	42.6	46.5
ガス化複合 (所内比率 9.6%)	44.8	52.3	43.7	51.0	39.5	46.1
(" 12.6%)	44.8	52.3	43.7	51.0	38.2	44.6

表 9 各種発電方式の建設費の内訳

技術名 建設費項目	重油火力(基準)		微粉炭火力(基準)		新鋭微粉炭火力		常圧流動床発電		加圧流動床発電		石炭ガス化複合発電		MHD複合発電	
	1,000 MW×2		1,000 MW×2		1,000 MW×2		500 MW×4		G. T. 139 MW×4 S. T. 361 MW×4		G. T. 593 MW×2 S. T. 407 MW×2		MHD 544 MW×2 S. T. 456 MW×2	
土木建設	地	43~51	86~109	922~1,054	922~1,054	922~1,054	500 MW×4	922~1,054	922~1,054	922~1,054	922~1,054	922~1,054	922~1,054	922~1,054
	建物	165~181	174~191											
構築物		474~563	659~754											
機械電気設備	燃料転換処理	160~175	333~358	333~358	333~358	333~358	363~394	363~394	433~552	433~552	1,733~1,978	472~577	472~577	
	直接発電装置	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	1,503~1,886	1,503~1,886	
	蒸気発生装置	510~560	550~600	650~718	650~718	650~718	535~614	535~614	620~737	620~737	207~237	256~298	256~298	
	タービン発電機	300~330	300~330	330~377	330~377	330~377	356~392	356~392	491~581	491~581	450~542	166~183	166~183	
	復水・給水装置	158~180	158~180	158~180	158~180	158~180	195~222	195~222	155~176	155~176	84~96	91~104	91~104	
	電気装置設備	260~295	290~330	290~330	290~330	290~330	290~330	290~330	290~330	290~330	290~330	677~757	677~757	
	雑・予備	14~15	16~18	18~20	18~20	18~20	17~20	17~20	20~24	20~24	28~32	32~38	32~38	
	脱硫装置	360~390	400~430	400~430	400~430	400~430	137~147	137~147	—	—	—	50~60	50~60	
	脱硝装置	70~90	80~100	80~100	80~100	80~100	80~100	80~100	—	—	—	40~60	40~60	
	電気集塵装置	55~60	60~65	60~65	60~65	60~65	60~65	60~65	347~392	347~392	60~65	70~90	70~90	
その他	20~30	70~90	70~90	70~90	70~90	70~90	70~90	—	—	46~51	—	—		
総係費・その他	299~352	358~416	372~434	372~434	372~434	342~402	342~402	368~445	368~445	422~499	468~577	468~577		
費用の不確実性	—	—	393	393	393	538	538	992	992	456	1,312	1,312		
建設費総額	2,888~3,272	3,537~3,971	3,696~4,562	3,696~4,562	3,696~4,562	3,367~4,358	3,367~4,358	3,646~5,283	3,646~5,283	4,242~5,340	4,747~7,058	4,747~7,058		
建設単価(万円/kW)	14.4~16.4	17.7~19.9	18.5~22.8	18.5~22.8	18.5~22.8	16.8~21.8	16.8~21.8	18.2~26.4	18.2~26.4	21.2~26.7	23.7~35.5	23.7~35.5		

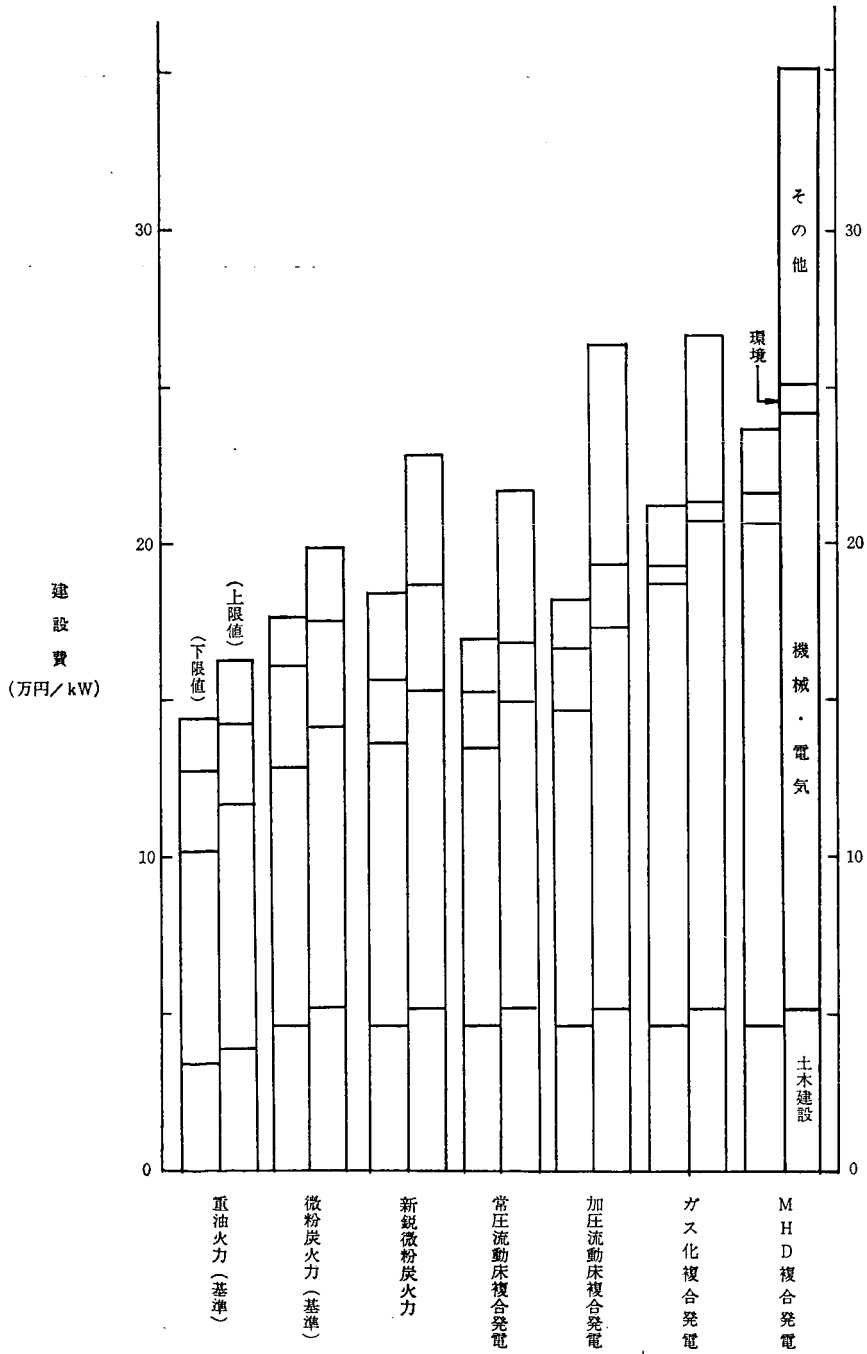


図5 建設費の内訳

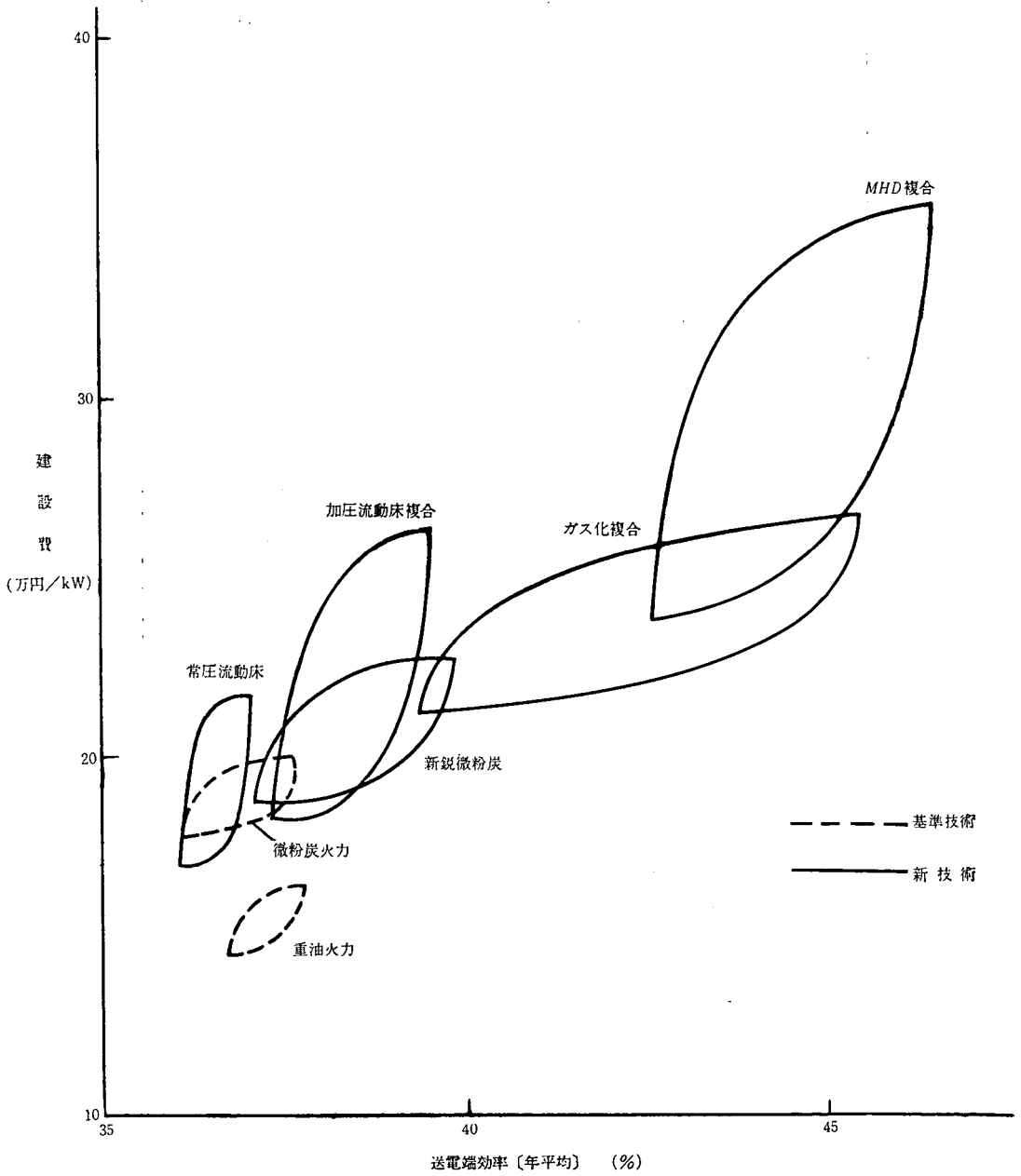


図 6 建設費と送電端効率との関係

表 10 各種発電方式の均等化発電コスト

(定額法)

(運開年名目価格：円/kWh)

技 術 名	運 開 年			
	1990	2000	2030	
在来型技術 {	重油火力	22.12±0.28	29.00±0.33	49.97±0.39
	微粉炭火力	15.32±0.33	19.54±0.37	31.48±0.45
新鋭微粉炭火力	15.46±0.65	19.62±0.75	31.24±0.90	
常圧流動床発電技術	15.55±0.74	19.81±0.85	31.88±1.03	
加圧流動床発電技術	15.91±1.21	20.15±1.40	31.90±1.68	
M H D 複合発電	16.96±1.75	21.10±2.03	31.92±2.41	
石炭ガス化複合発電 {	所内比率 9.6%	15.53±0.83	19.55±0.95	30.39±1.15
	所内比率 12.6%	16.07±0.85	20.23±0.98	31.44±1.18

(定率法)

(名目価格：円/kWh)

技 術 名	運 開 年			
	1990	2000	2030	
在来型技術 {	重油火力	22.08±0.28	28.95±0.33	49.91±0.39
	微粉炭火力	15.28±0.32	19.48±0.37	31.41±0.45
新鋭微粉炭火力	15.41±0.64	19.56±0.74	31.17±0.88	
常圧流動床発電技術	15.49±0.74	19.75±0.85	31.80±1.02	
加圧流動床発電技術	15.85±1.20	20.08±1.39	31.81±1.66	
M H D 複合発電	16.90±1.74	21.03±2.01	31.83±2.40	
ガス化複合発電	15.46±0.81	19.46±0.94	30.28±1.13	

(減償基金法)

(名目価格：円/kWh)

技 術 名	運 開 年			
	1990	2000	2030	
在来型技術 {	重油火力	22.14±0.30	29.03±0.33	50.00±0.40
	微粉炭火力	15.35±0.33	19.57±0.38	31.52±0.45
新鋭微粉炭火力	15.49±0.65	19.66±0.75	31.29±0.90	
常圧流動床発電技術	15.58±0.74	19.85±0.86	31.93±1.03	
加圧流動床発電技術	15.94±1.22	20.19±1.41	31.95±1.69	
M H D 複合発電	17.00±1.76	21.15±2.04	31.98±2.42	
ガス化複合発電	15.57±0.83	19.59±0.96	30.45±1.15	

て運開したプラントの発電コストの構成を初年度と運開 15 年後について表わしたものである。これらの構成図によると、2000 年運開における重油火力の場合燃料費の占める割合が 70% であり、石炭火力の場合で 35~55% の割合となっている。さらに、運開してから 15 年後の燃料費の割合は、重油火力で 90%、石炭

火力で 55~65% とかなり高くなることがわかる。

次に、中間ケースにおける各新発電技術の経済的な開発利益と開発リスクについて、1990 年、2000 年、2030 年のそれぞれで運開されたときの計算結果を図 11 に示す。図から、将来の経済的な開発利益に関しては、新鋭微粉炭火

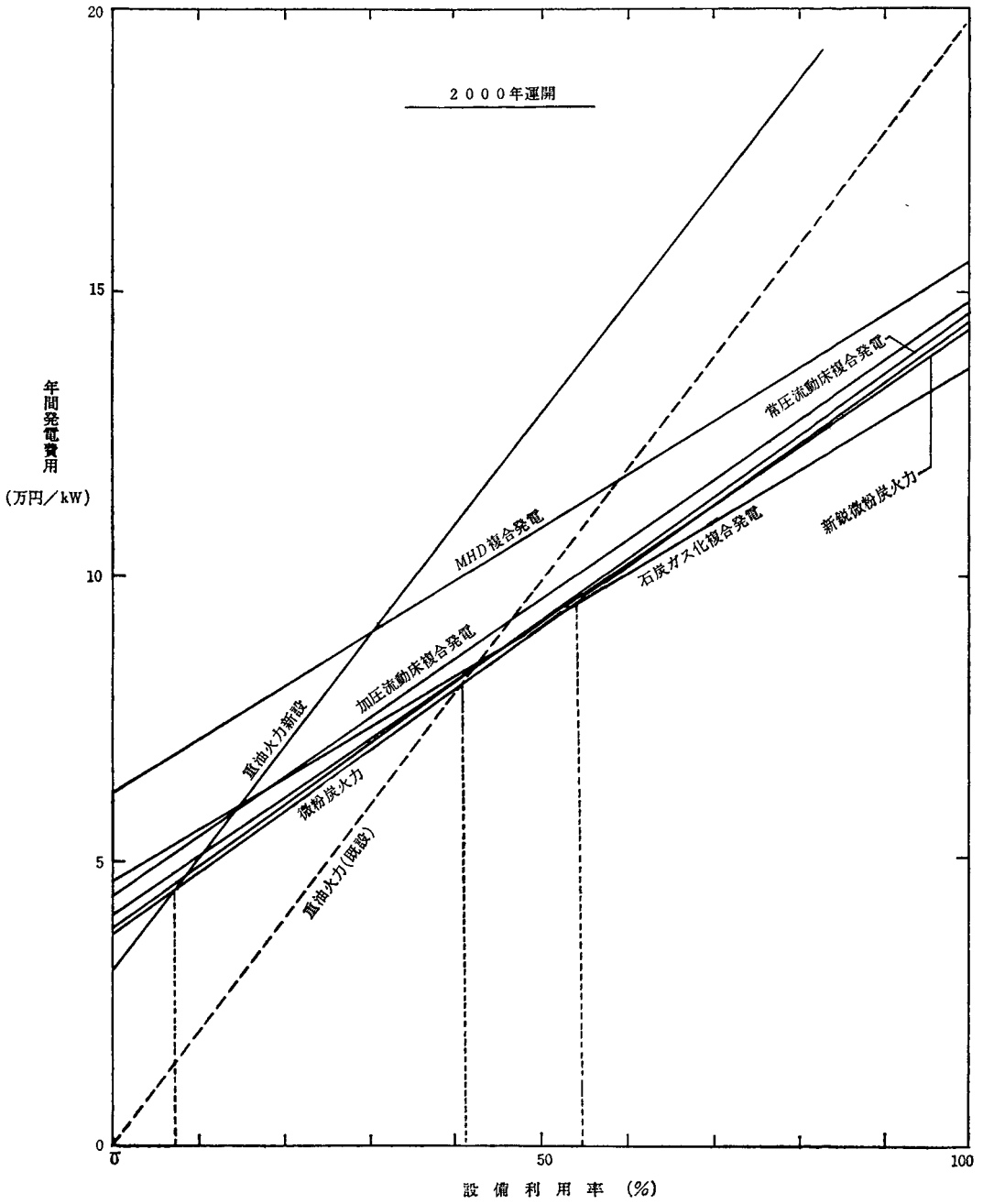


図7 設備利用率に対する年間発電費用 (中間ケース)

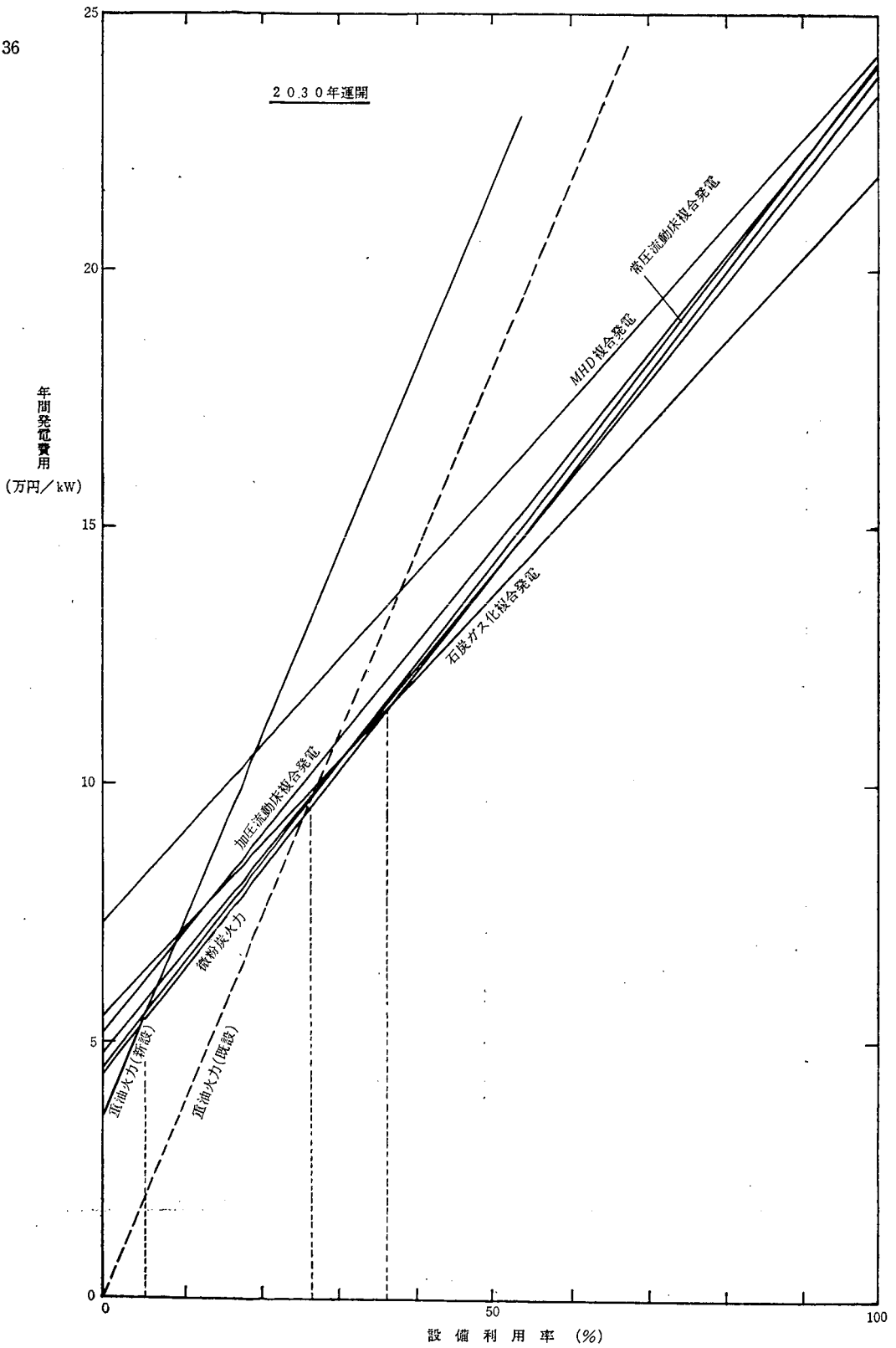


図8 設備利用率に対する年間発電費用 (中間ケース)

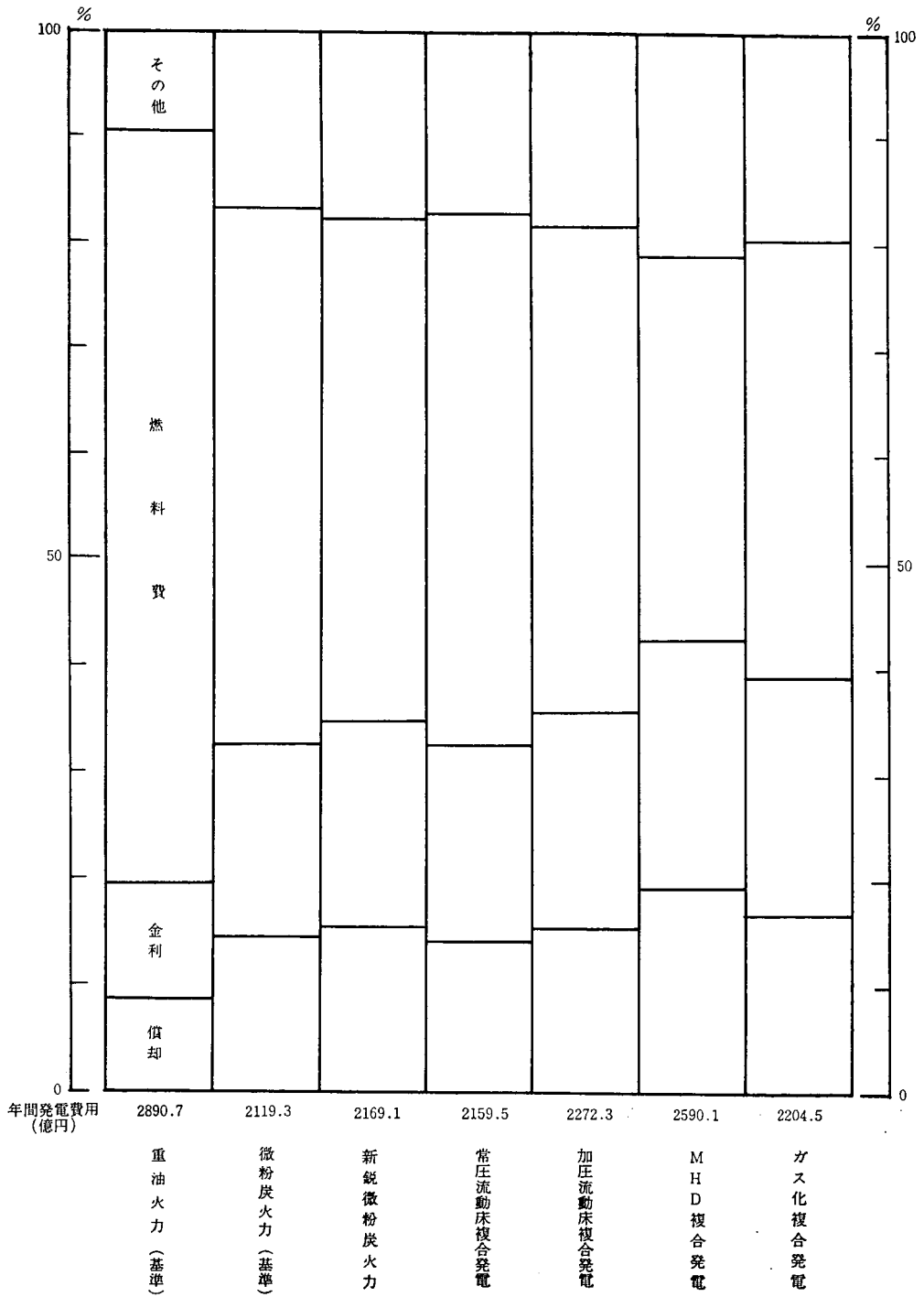


図 9 初年度発電コストの構成 (2000 年運開)

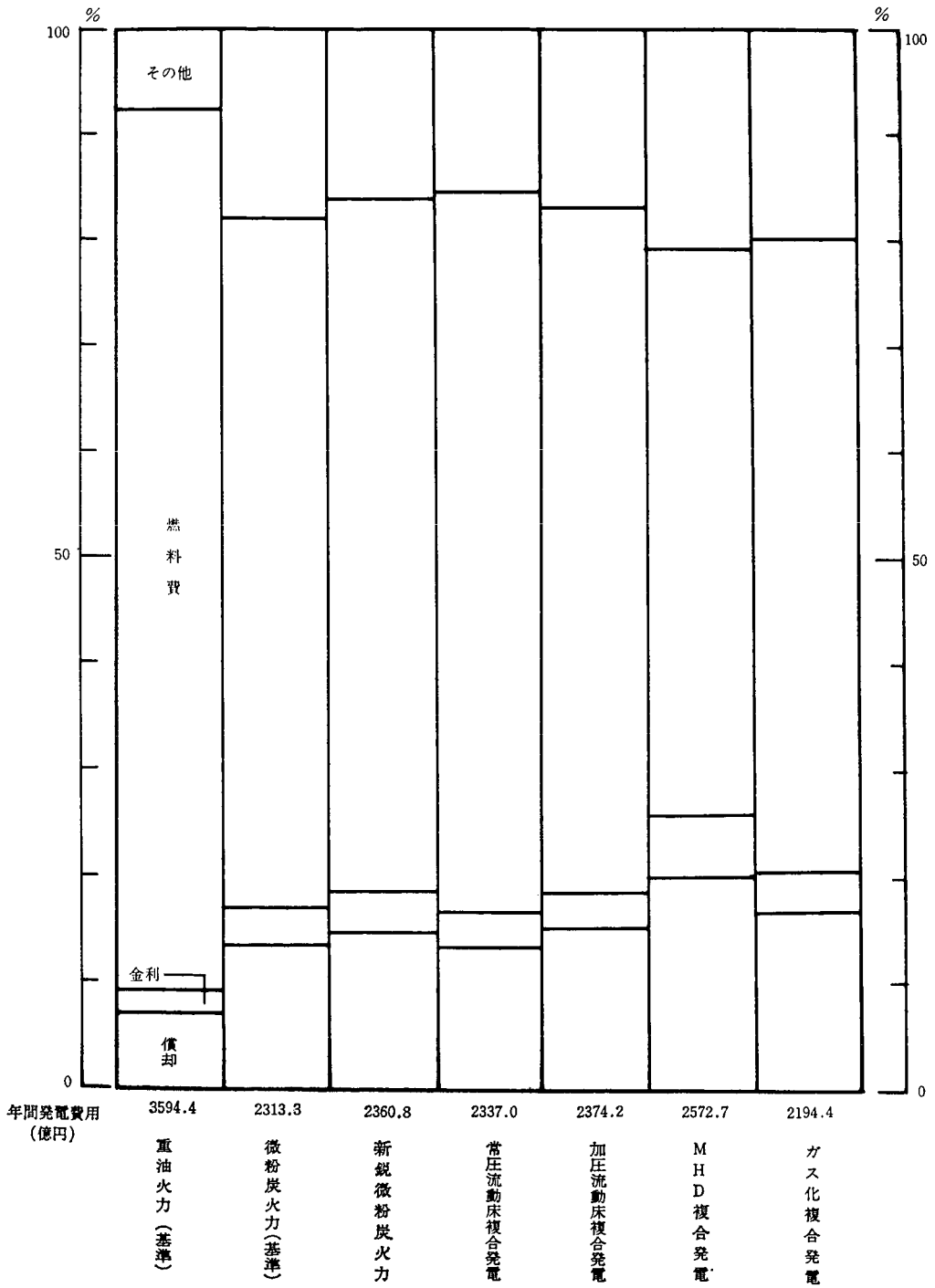


図 10 運開 15 年後の発電コストの構成 (2000 年運開)

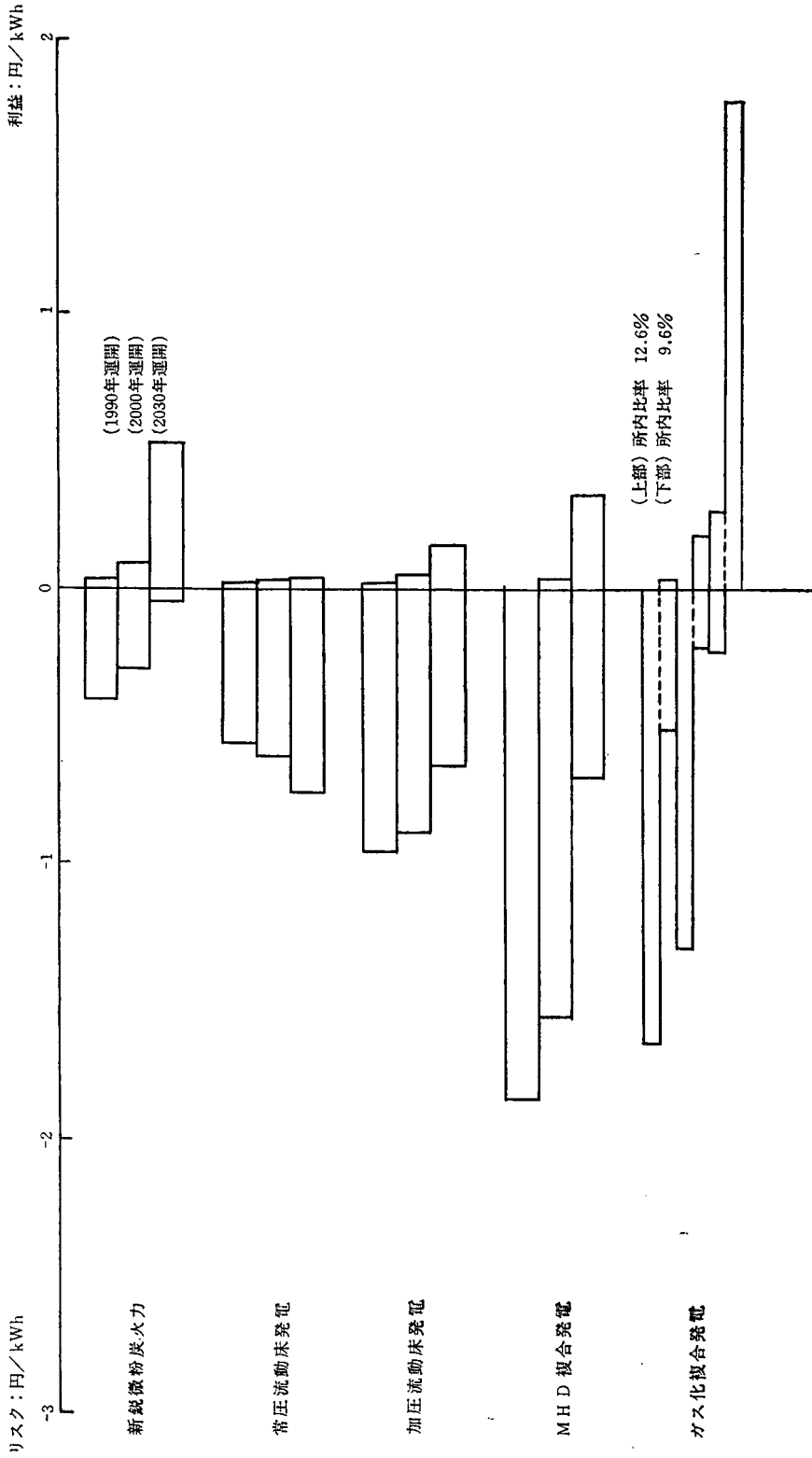


図 11 新発電技術の経済的開発価値 (中間ケース)

力とガス化複合発電が比較的那の値が大きくなる有望であることがわかる。流動床発電に関し本研究で得られた開発利益は、比較的小さい。これは、燃料炭として他の石炭技術と同一の炭種を用いているためである。しかし、流動床発電は、低品位炭が使用できるメリットを持っていることから、低価格の燃料を使った場合、その開発利益は、図 11 の結果より大きくなること期待される。

4.2.2 感度解析

燃料価格、発電効率、金利、環境対策に対する将来の値を、高ケース、中間ケース、低ケースに分けて予測し、それぞれに対し、新技術の開発利益と開発リスクを求めた。図 12 と図 13 は、新技術にとって最も良い条件が整ったケースと、逆に最も悪い条件になった場合について、その開発利益と開発リスクを算定したものである。図からも明らかのように、最も良い条件（確率 0.4%）になったとき、新技術の開発利益は、将来非常に大きくなる。しかし、一方で図からわかるように最も悪い条件（確率 0.4%）になった場合、新技術の開発利益は、ほとんどなく、リスクの値が大きくなってしまふ。この結果の変化に最も大きな影響を与えているのは、将来の燃料価格であり、燃料価格が将来どのように変わるかで、新技術の評価が決まってしまうことがわかる。

燃料価格、発電効率、金利、環境対策費が、低ケースと高ケースで変化したとき、2000年に運開した場合の各新発電技術の均等化発電コスト、開発価値、経済的開発価値がどのように変化するかを表わしたものを付録の図 15 から図

19 までに示す。これらの図からは、次のようなことがわかる。

- ① 発電コストの値は、燃料価格の上昇率に大きく依存する。
- ② 開発価値は、まず燃料価格に、次に効率に依存している。

燃料が低価格ケースにおける新技術の開発価値は、ほとんどが在来型技術に比べて劣っている。

- ③ 金利は、高くなると開発価値を下げることになり、その影響は建設コストの高い技術ほど大きくなっている。

図 20 は、発生確率を考慮して 81 の組合せに対し感度解析を行い各新発電技術の開発利益と開発リスクを計算し、表わしたものである。図から 2000 年までの運開では、新技術の開発利益は、リスクに比べすべて小さいが、2030 年になると新鋭微粉炭火力とガス化複合に関してその開発価値が大きくなっていくことがわかる。その期待できる利益は、2,000 MW の発電所を利用率 70% で運転した場合、次のようになる。

	年間利益[億円] (2030年 年運開プ ラント)	耐用年間総利益[億円]	
		2030年価格	1983年価格 (割引率:8%)
新鋭微粉分炭 火力	58	461	12.4
石炭ガス化複 合発電 (所内比率 9.6%の場合)	204	1,621	43.5

(うちやま ようじ
さいとう たけし
経済部
エネルギー研究室)

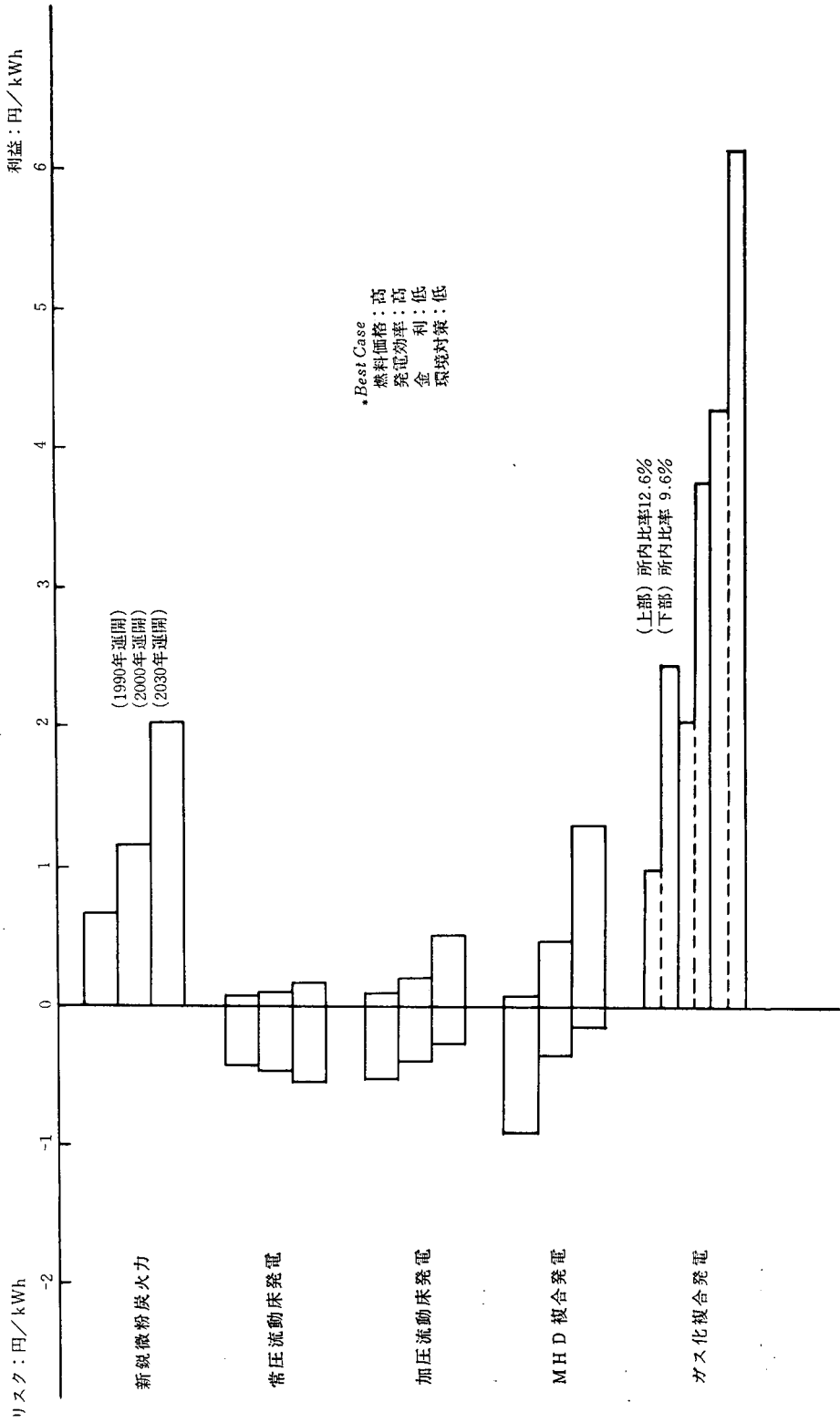


図 12 新発電技術の経済的開発価値 (Best Case*)

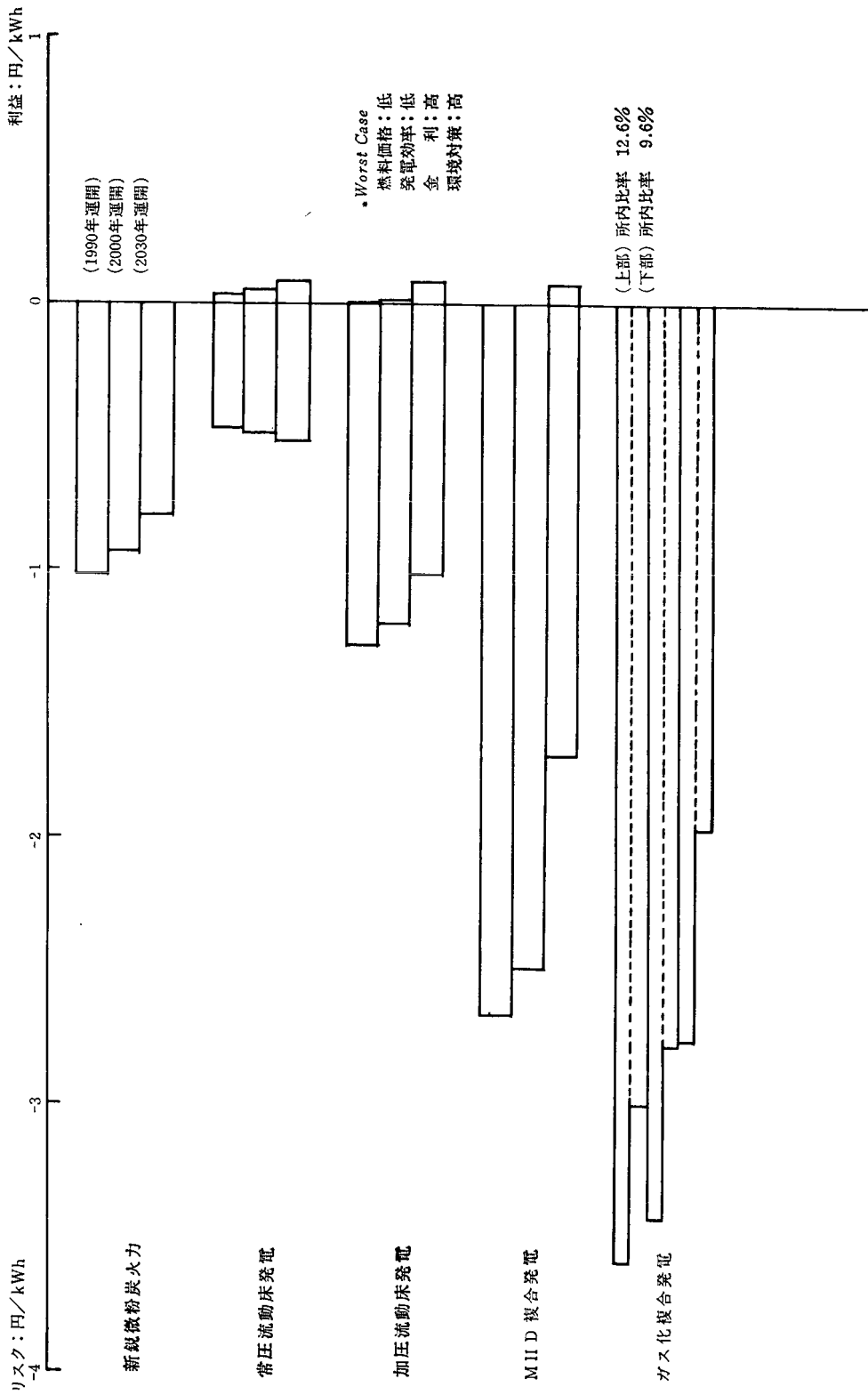


図 13 新発電技術の経済的開発価値 (Worst Case*)

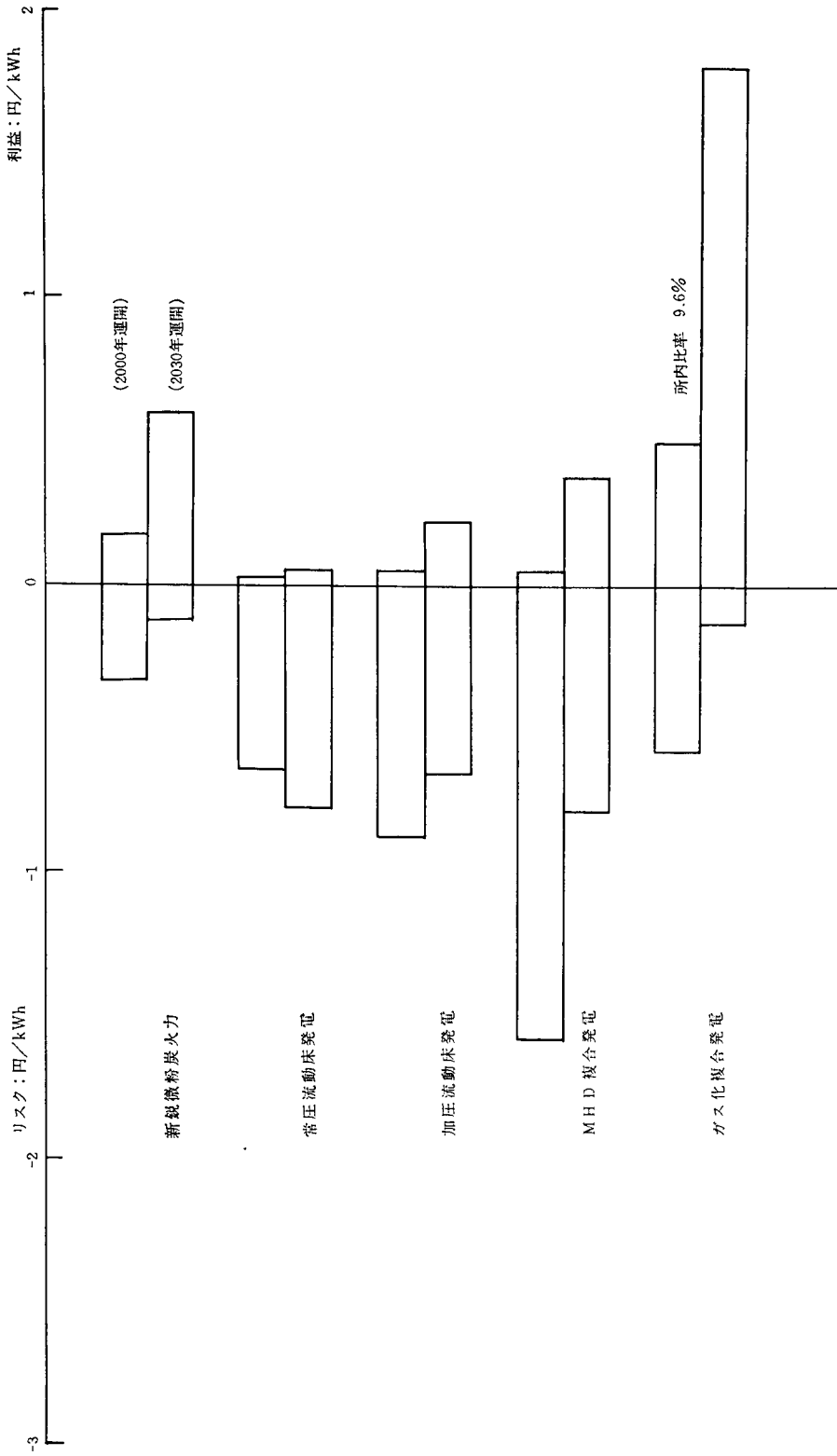


図 14 新発電技術の感度解析の結果

付録 各種新発電方式の感度解析

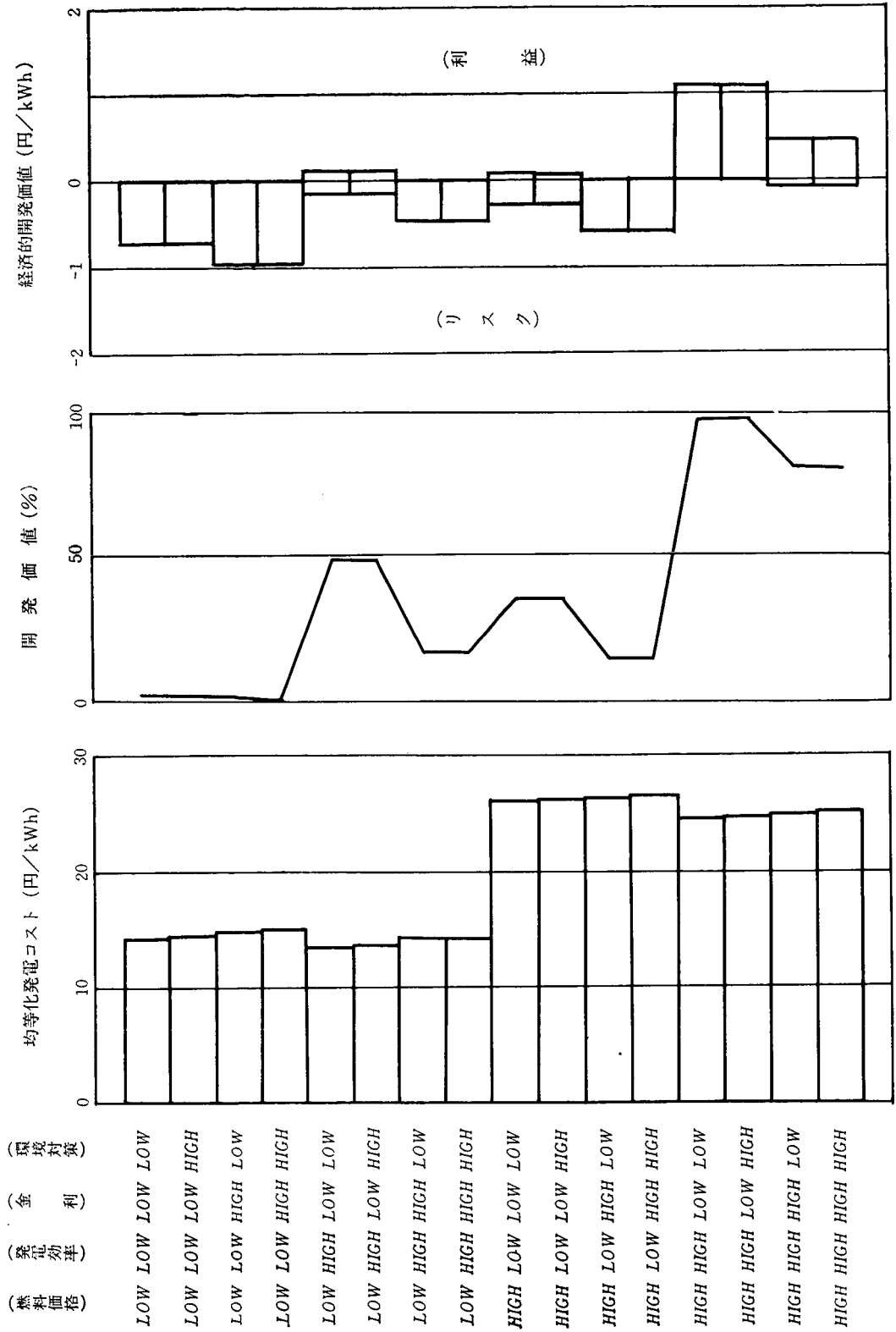


図 15 新鋭微粉炭火力の感度解析 (2000 年運用)

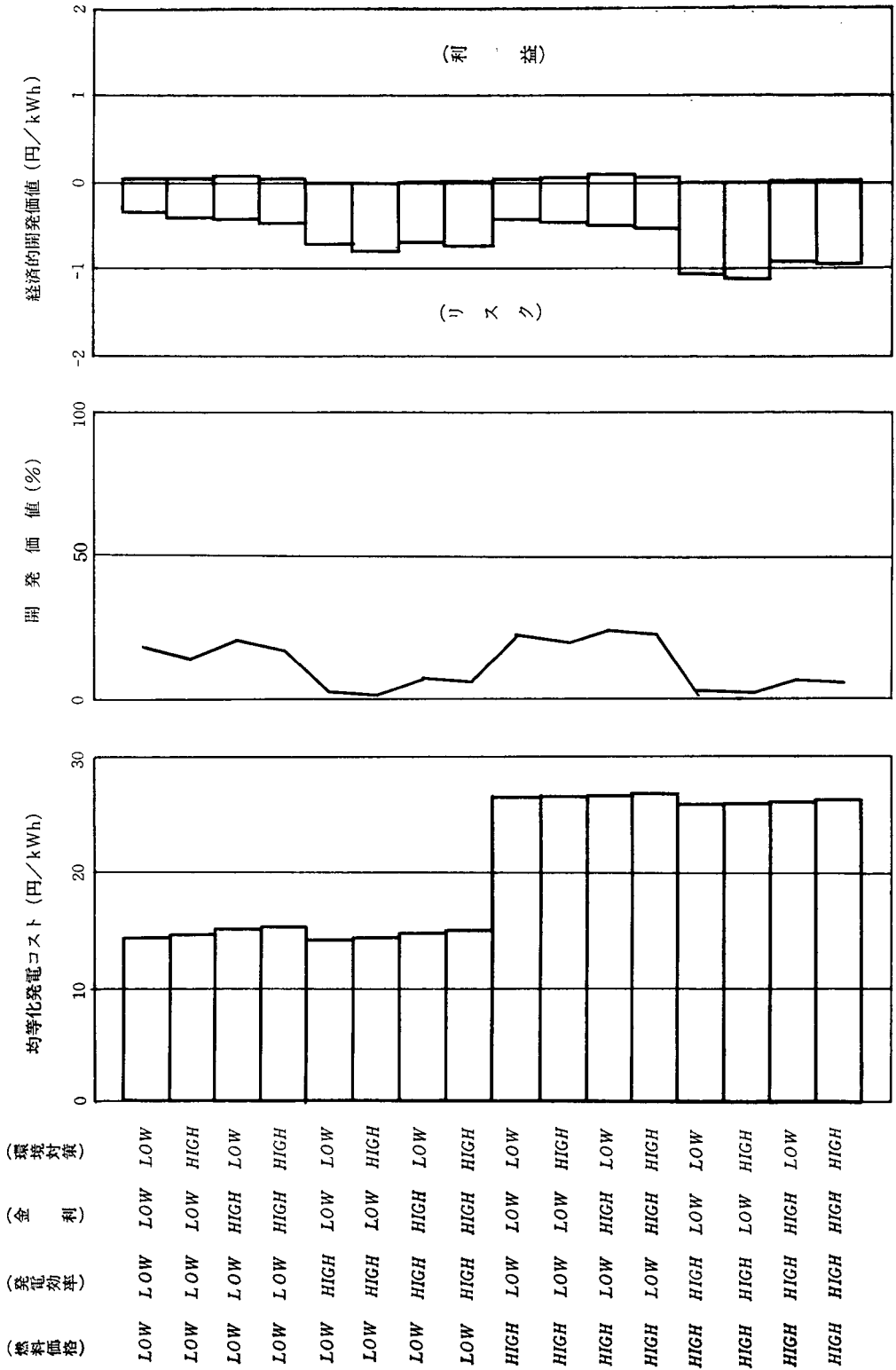


図 16 常圧流動床発電技術の感度解析 (2000 年運用)

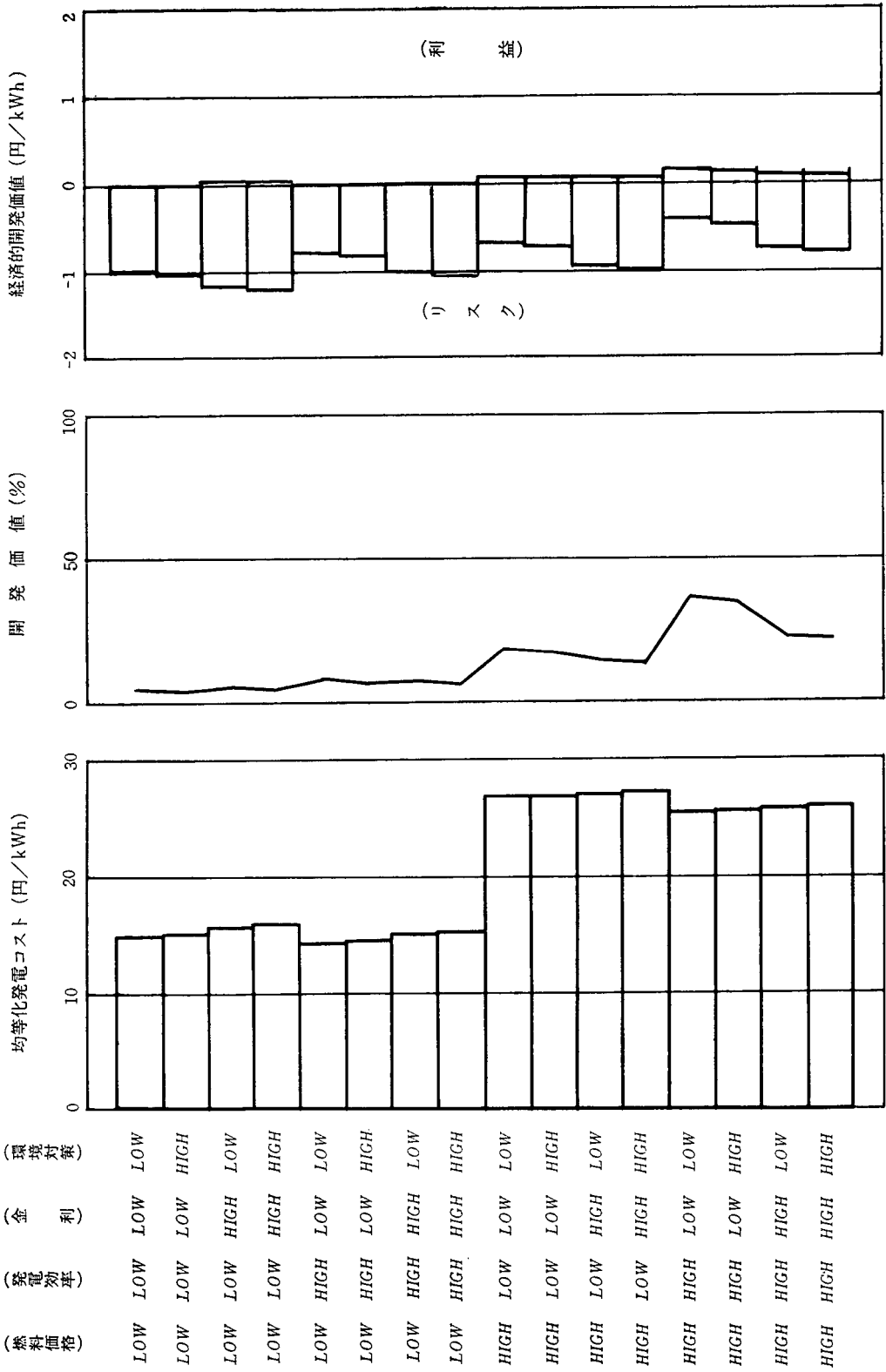


図 17 加圧流動床発電技術の感度解析 (2000 年運用)

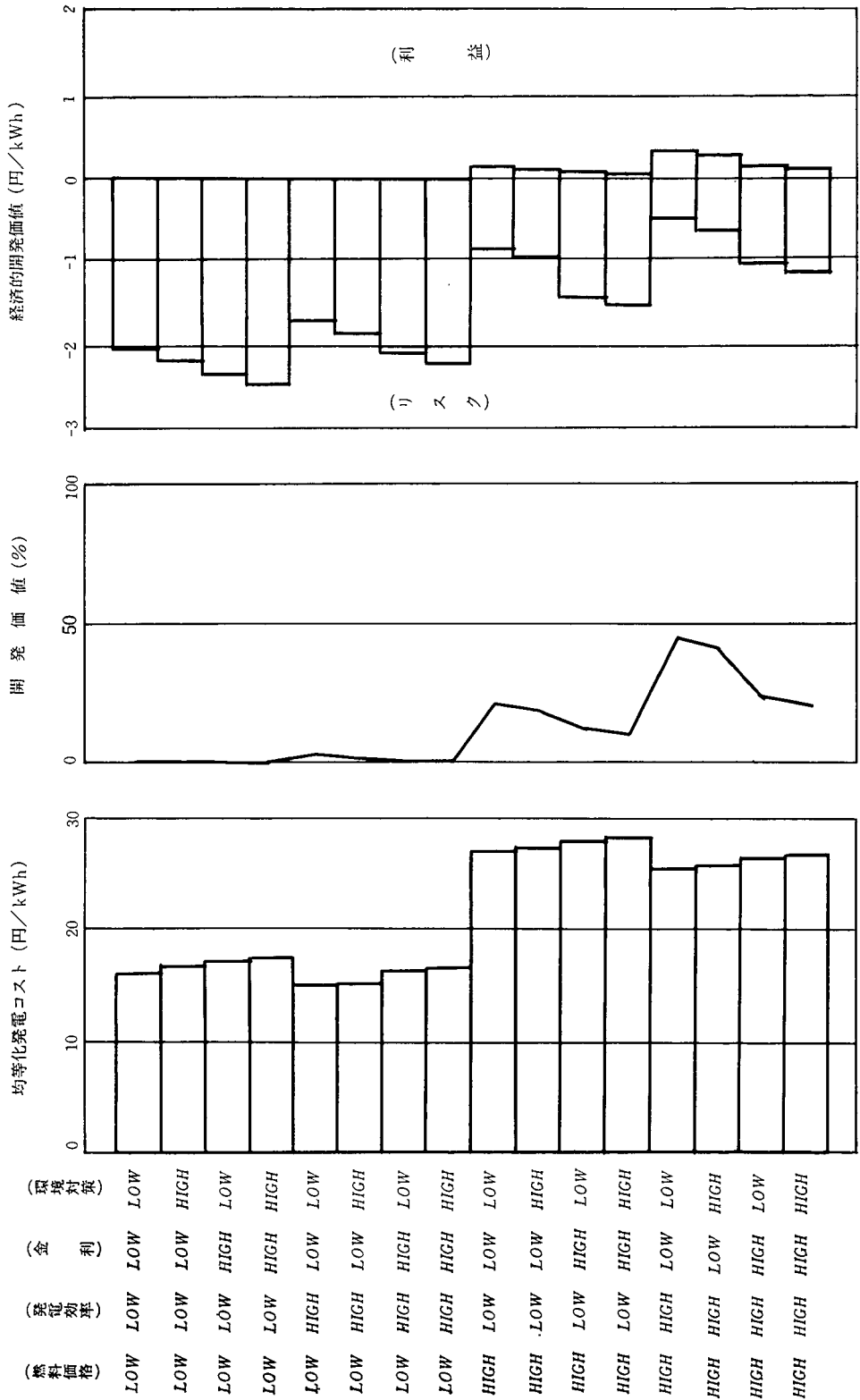


図 18 MHD 複合発電の感度解析 (2000 年運開)

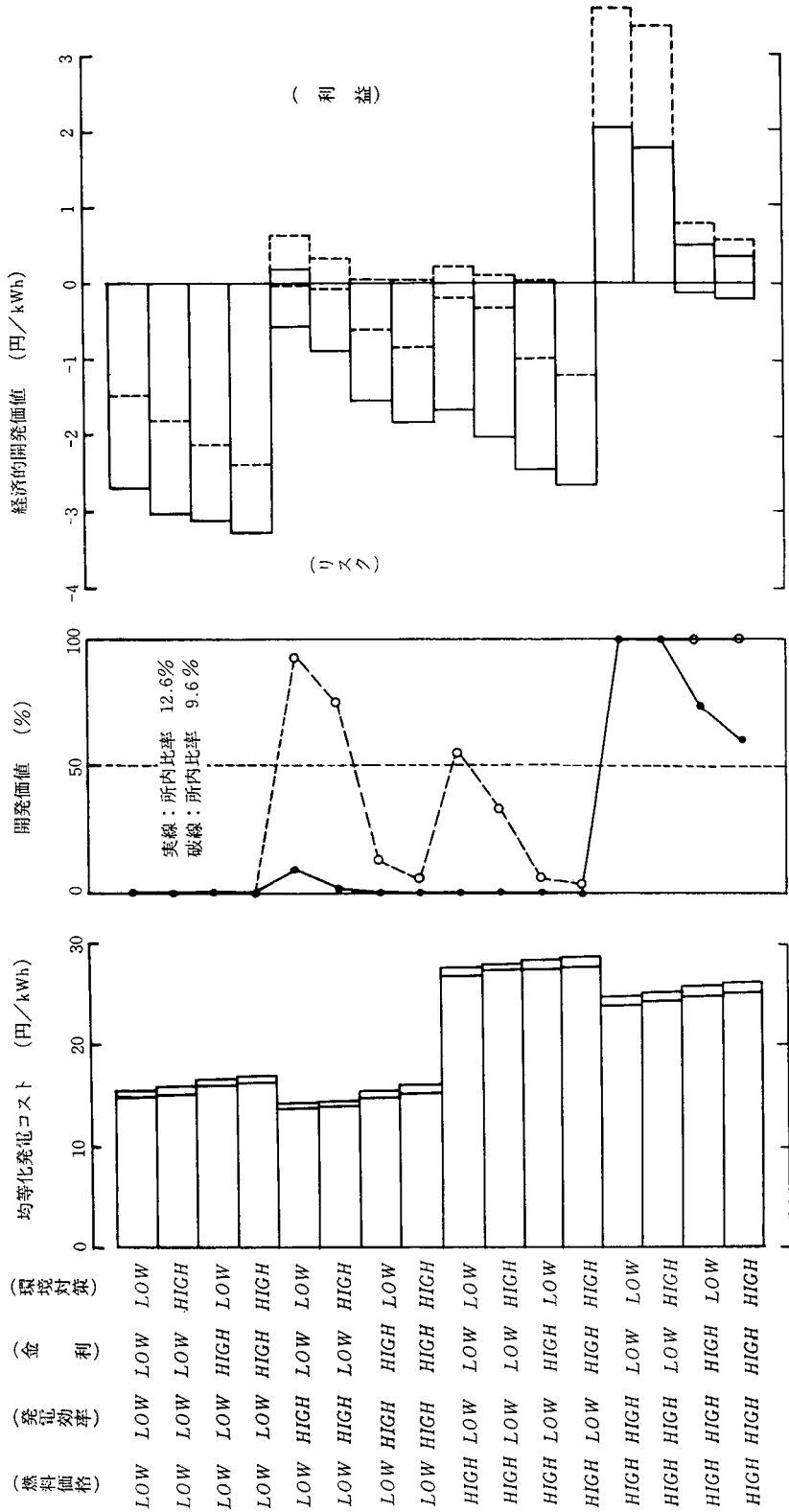


図 19 ガス化複合発電の感度解析 (2000 年運用)

国際石油市場のモデル分析¹⁾

キーワード：原油価格，原油需給，計量経済モデル，
シミュレーション分析

熊 倉 修

〔要 旨〕

国際石油市場における原油価格の決定メカニズムを経済学的観点から解明することを目的として、OPEC 諸国の国別マクロ経済モデル（供給ブロック・モデル）と、主要な原油輸入国のエネルギー需要モデル（需要ブロック・モデル）からなる国際石油市場モデルを作成した。

供給ブロックと需要ブロックを個別に用いて次のようなシミュレーション分析を行った。

- ① 供給ブロックを用いた、第2次オイル・ショック以降の原油需要の低落の OPEC 諸国経済におよぼした影響の分析、および今後の原油需要の回復とその OPEC 諸国経済におよぼす影響に関する分析。
- ② 需要ブロックを用いた、1983 年 3 月の OPEC による原油値下げの、需要国の経済とエネルギー需要におよぼす影響の分析。

- 1 はじめに
- 2 シミュレーション分析
 - 2.1 供給ブロック
 - 2.2 需要ブロック
 - 2.3 シミュレーション結果から見た原油需給

動向

- 3 付 録
 - 3.1 モデルの構造
 - 3.2 供給ブロックの内挿シミュレーション

1. はじめに

国際石油市場における原油の需要、供給量と、原油価格の決定メカニズムを、経済学的観点から解明することが、この研究の目的である。いままでもなく原油の需要・供給あるいは原油価格は、経済の論理のみによって決まるものではない。しかし国際石油市場のメカニズムを経済の論理によって、どこまで説明しうるかを明らかにすること、あるいは国際石油市場において需要と供給とを均衡させる需給均衡価格と現実の原油価格との関係を明らかにすること

は、原油の国際的な需給と価格決定のメカニズムの解明にとって、1つの有効な接近方法であろう。

このような観点から、この研究においてはオーソドックスな計量経済学的手法を用いて、この問題にアプローチしている。モデルは、原油供給ブロックと原油需要ブロックから構成され

1) 本稿は、京都大学教授 佐和隆光 を主査とし、久保雄志（筑波大学）、齊藤観之助（旭川荘厚生専門学院）、荒井泰男（電力中央研究所）、熊倉修（電力中央研究所）、谷口公一郎（筑波大学学生）をメンバーとする、研究グループによるこれまでの成果を要約したものである。この研究の詳細については、電力中央研究所研究報告「国際石油市場のモデル分析」第 I～III 編と、近刊の第 IV 編を参照されたい。

ている。需要ブロックと供給ブロックを結合し、原油の需給を均等させることによって、国際石油市場における需給均衡価格を解くことができる。

原油供給ブロックは、自由世界における原油輸出量を決定する。われわれのモデルでは、原油輸出国のうち、OPEC 加盟 10 か国（アルジェリア、エクアドル、ガボン、インドネシア、イラン、イラク、リビア、ナイジェリア、サウジアラビア、ヴェネズエラ）について、国別にマクロ経済モデルが作成されている。クウェート、カタール、アラブ首長国連邦の OPEC 3 か国と、非 OPEC 原油輸出国については、データの制約などの理由で、国別モデルは作成されていない。したがって、これらの諸国の原油輸出量は、モデルでは、外生変数または単純な原油輸出関数によって説明されるようになっている。

原油供給ブロック各国モデルは、7本の構造方程式と6本の定義式からなる、マクロ経済モデルである。各国モデルは、原油価格、原油需要国である OECD 7か国の平均国内物価などを外生変数として、国別の原油輸出量を決定する。

原油需要ブロックは、自由世界における原油総需要量を決定する。原油需要国のうち、OECD の主要構成国である 7か国（日本、アメリカ、カナダ、フランス、西ドイツ、イタリア、イギリス）について、国別モデルが作成されている。その他の OECD 諸国と、OPEC 諸国を除く途上国の原油需要量は、このモデルでは外生変数として扱われる。

供給ブロック・モデルと、需要ブロック・モデルとは、それぞれ別個に用いるならば、一応使用に耐えるものが得られた。しかし両ブロッ

クを結合して、モデル全体として解くためには、いくつかの解決しなければならない問題が残されている。

そこで今回は、供給ブロックと需要ブロックとを別々に用いて行ったシミュレーション分析の結果を紹介することにする。

2. シミュレーション分析

1983年の原油値下げが、原油輸出国と原油供給国の経済にどのような影響を及ぼすか、原油の世界的な需給関係にどのような影響を及ぼすかなどを検討することを目的として、供給ブロック・モデルと需要ブロック・モデルを別々に用いてシミュレーション実験を行った。

2.1 供給ブロック

供給ブロックの各国モデル（付録参照）では、需要ブロック・モデルと結合させないで、単独で解く（原油価格を外生変数として与える）場合には、原油輸出国は、与えられた原油価格の下で、自国の経済にとって必要とされる原油輸出額（外貨必要額）を常に実現することができるという状態が想定されている。

今回は、モデルの構造をかえて、原油転出額が与えられたときの原油輸出国経済のビヘイビアについてシミュレーションを行うことにした。付録に示した供給ブロック・モデルの方程式体系から原油輸出関数を除外し、原油輸出額（原油輸出量×原油価格）を外生変数として与えてモデルを解いた。

モデルが作成されている 10 か国のうち、観察期間が 1972 年までしかないガボンは、シミュレーション実験から除外した。

モデルの観察期間以後の、1980年～1987年の各国の原油輸出額について、次の3つのケー

スを設定し、第1次オイル・ショック後の1975年から1987年までの期間について、シミュレーションを行った。

ケース1：原油輸出量は、1975年～1982年は実績値、1983年～1987年は、1983年3月のOPEC総会で決定された各国の生産割当量の水準に固定される（ここでは、原油の国内消費を無視している）。原油価格は、1975年～1982年は実績値、1983年～1987年は、1983年3月に値下げされた基準原油価格29ドルに固定される。

ケース2：原油価格と、1983年までの原油輸出量は、ケース1と同じであるが、1984年以降の原油輸出量は各国とも毎年同一率（約10%）で増加し、1987年にはOPEC9か国合計の輸出量が、1979年の9か国合計の水準に回復すると仮定する。

ケース3：原油輸出量は、1979年までは実績値をとり、1980年以降は1979年の水準が維持される。原油価格は、1982年までは実績値をとり、1983年以降は値下げが行われず、1987年まで34ドルの水準が維持されると仮定する。

ケース1は、1983年以降の原油輸出額が1983年の水準にとどまる悲観的ケース、ケース2は1987年には1979年の水準まで回復する楽観的なケースとして想定したものである。ケース3は、第2次オイル・ショック以後の原油輸出額が、OPECの当初の思惑どおりに推移し、1982年以降の原油輸出額の落込みがなかったと仮定した時の、OPEC各国経済への影響をシミュレートしようとするものである²⁾。

原油輸出額の減少は、原油輸出国の国内総生産を減少させる。また多くの場合、貿易収支の悪化をもたらす、外貨準備を減少させるであろう。

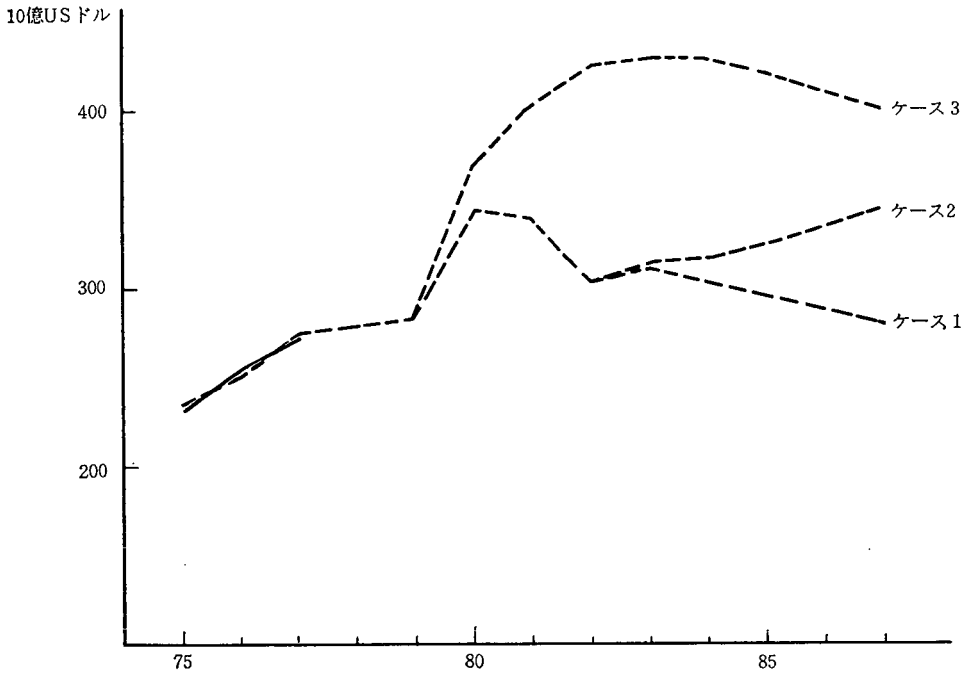
シミュレーション実験の結果に基づいて、第2次オイルショック以降の原油需要の低落が、原油輸出国の経済にどのような影響をもたらしたか、また今後どのような影響をもたらすかについて検討しよう。

図2.1、(1)～(3)に、OPEC9か国合計の実質国内総生産、名目輸入額、名目貿易収支の推定値を示す。

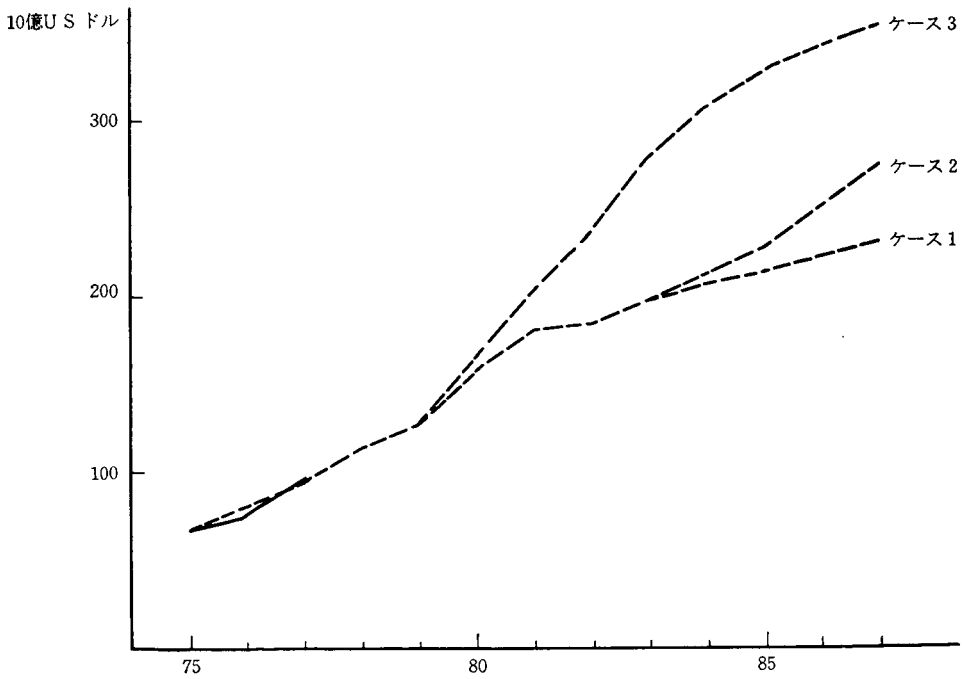
OPEC9か国合計の実質国内総生産は、ケース1においては84年以降マイナス成長になると推定されている。ケース2においては、84年の1.7%から87年の3.0%まで、成長率は逡増していき、1987年の実質国内総生産は1979年の水準にほぼ等しくなる。一方、79年の輸出量がその後も維持され、原油価格も34ドルの水準が維持されると仮定したケース3では、実質国内総生産は、1979年から1982年までの3年間に1.5倍に増加する。しかしその後成長率は低下し、1984年以降はマイナス成長に落ち込む。実質国内総生産は、原油輸出額が増加している間は増加するが、原油輸出額が停滞すると、まもなくマイナス成長に入る。

名目輸入額の推定値は、実質国内総生産のトレンドにはほぼ対応した傾向を持って推移している。原油輸出額が1983年の水準に固定されているケース1の場合、名目輸入額は年率4%前後の伸びを示す。原油輸出額が年率約10%で増加するケース2においては、名目輸入額は年率7～10%で増加する。ケース2の結果から、名目輸入額の原油輸出額に対する弾力性を計算すると、1984年0.2、1987年0.6と、時間と

2) その他の外生変数のうち、原油を除く輸出と統計上の不突合については、1979年までは実績値をとり、1980年以降については1979年までのトレンドを延長して推定した。為替レートは1982年までは実績値をとり、1983年以降は1982年の水準に固定した。

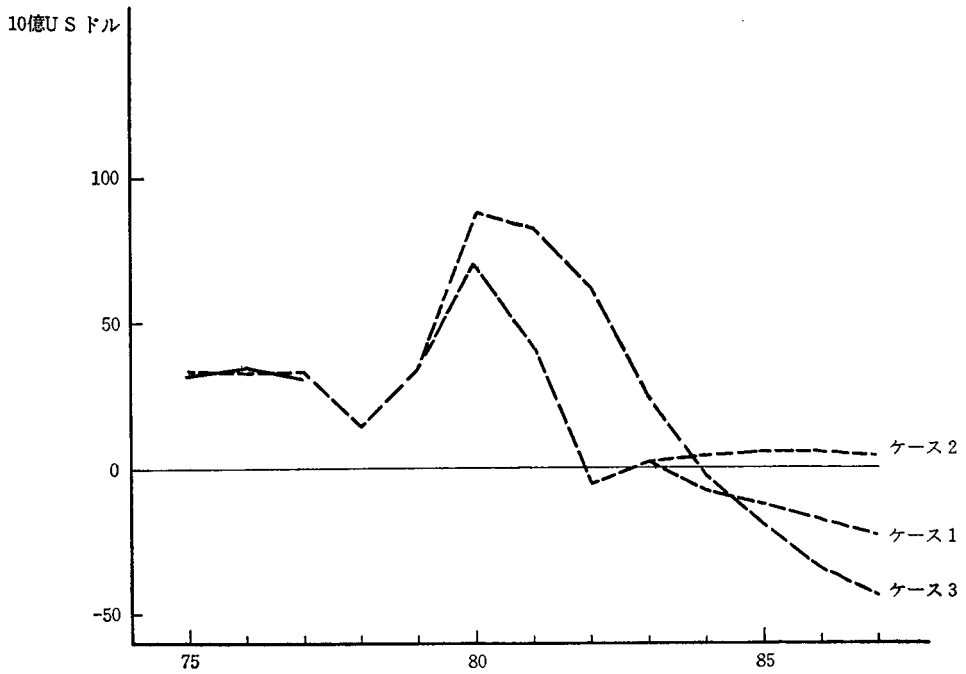


(1) OPEC 9か国計 実質国内総生産
 実線は実績値, 以下図 2.5 まで同じ。

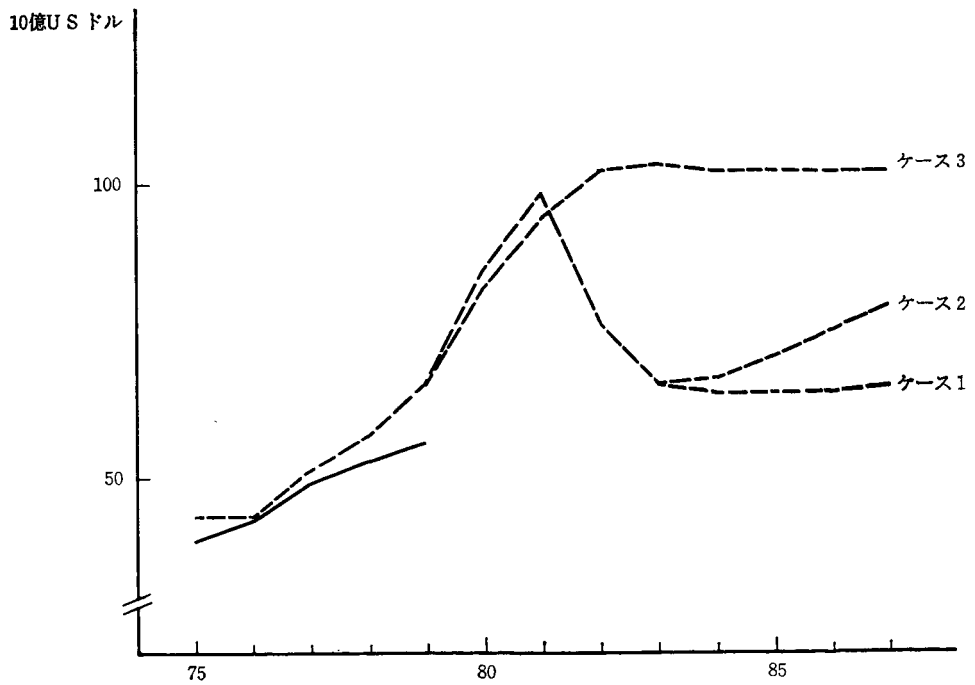


(2) OPEC 9か国計 名目輸入額

図 2.1 原油輸出に関するシミュレーション結果

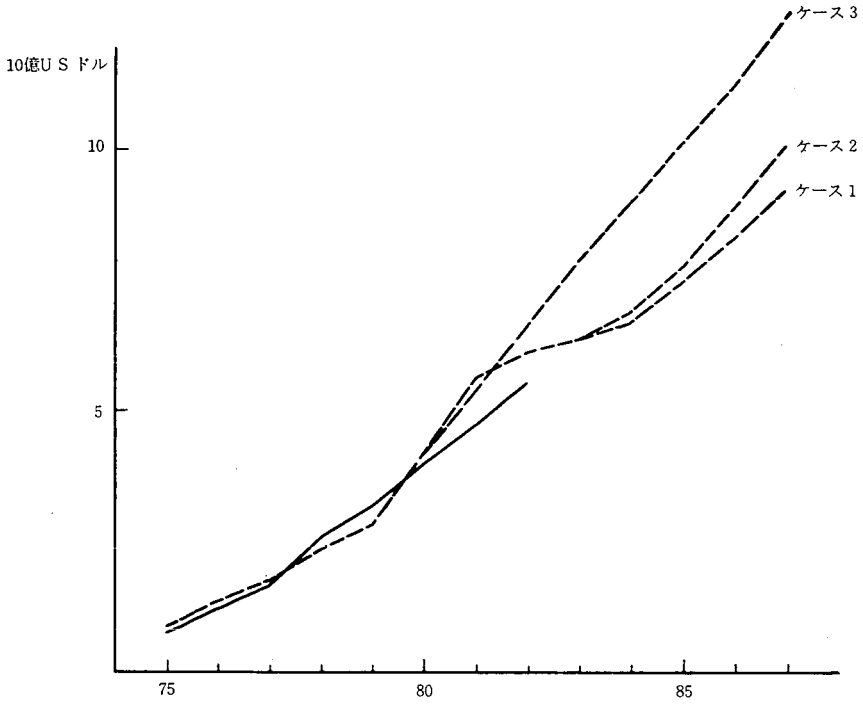


(3) OPEC 9か国計 名目貿易収支

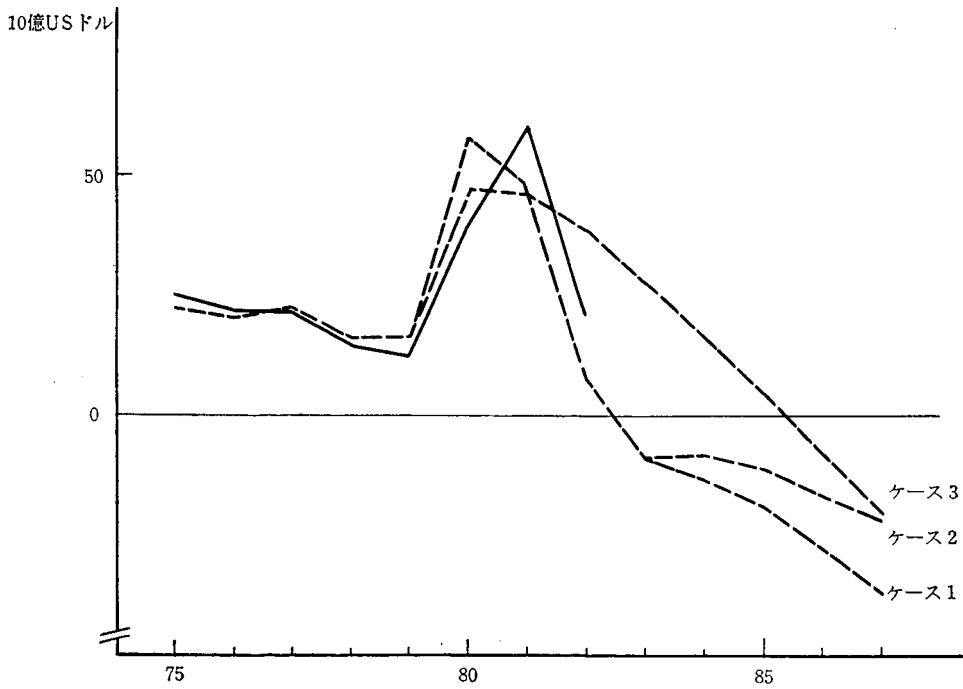


(4) サウジアラビア 実質国内総生産

図 2.1 原油輸出に関するシミュレーション結果

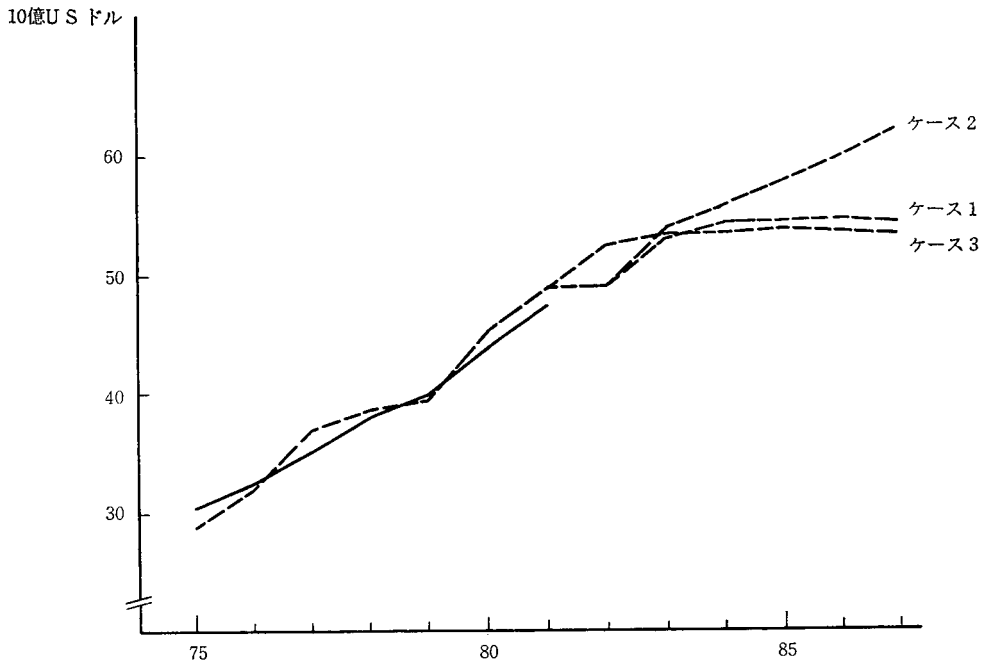


(5) サウジアラビア 名目輸入

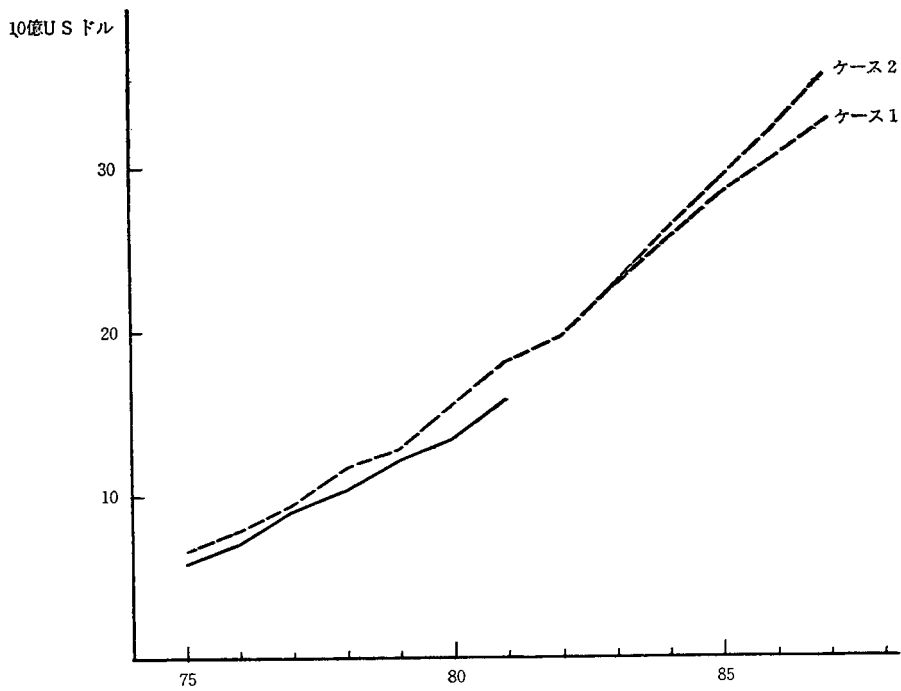


(6) サウジアラビア 名目貿易収支

図 2.1 原油輸出に関するシミュレーション結果



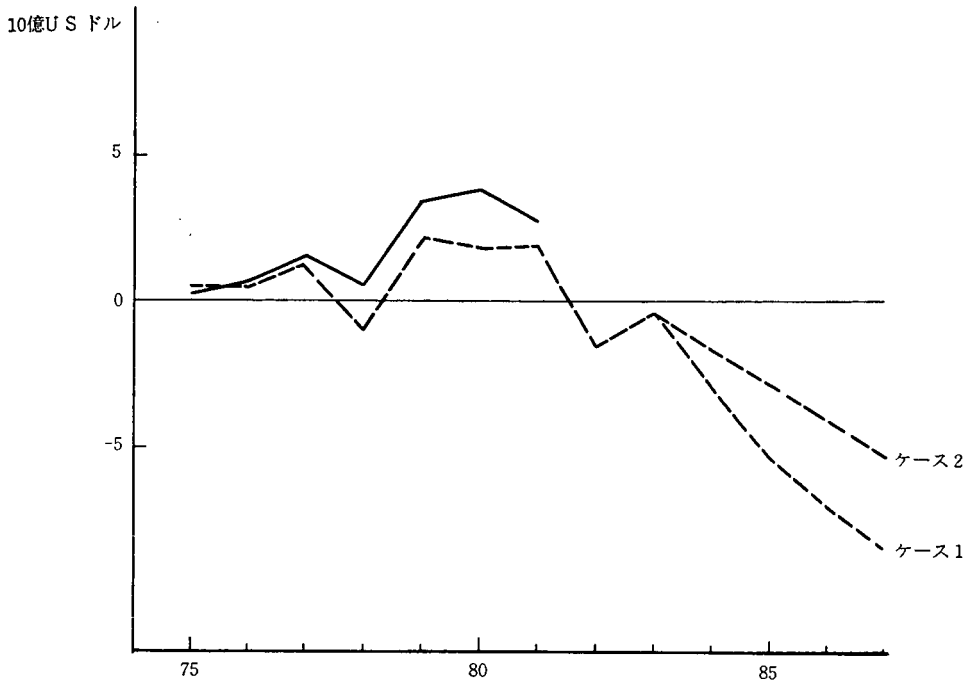
(7) インドネシア 実質国内総生産



(8) インドネシア 名目輸入

ケース3は、ケース1の推定結果とほぼ一致するので省略した(図 2-1 (9) も同じ)

図 2.1 原油輸出に関するシミュレーション結果



(9) インドネシア 名目貿易収支

図 2.1 原油輸出に関するシミュレーション結果

ともに増加する傾向を示す。

以上の結果からも予想されることであるが、名目貿易収支は、ケース1、ケース3においては、悪化の一途をたどる。とくにケース3のように原油輸出額が急増した後に停滞する場合には、その後の輸入の増加によって貿易収支の悪化は一そう顕著となる。

図 2.1, (4)~(9) に、9か国の中から、原油輸出への依存度の高いサウジアラビアと、比較的低いインドネシアのシミュレーション結果を示す。

実質国内総生産は、両国とも原油輸出額の変動を忠実に反映して変動している。原油輸出への依存度の低いインドネシアにおいても、原油輸出額の停滞は、実質国内総生産の成長率を0に近い水準に低下させることが示されている。

原油輸出額の停滞が国別の実質国内総生産にどのような影響を及ぼすかを比較するために、ケース1について1979年の国別実質国内総生産を100として基準化して、推定結果を図示したのが図 2.2 である。1984年以降の原油輸出額一定と仮定した期間を見ると、実質国内総生産が増加する国と減少する国とがある。原油輸出額が不変であっても、その他の輸出の成長率や輸入価格の国内物価への影響などの相違によって、国別の経済成長率にこのような差が生じていると思われる。

名目輸入額を見ると、サウジアラビア、インドネシア両国ともに、OPEC 9か国合計の名目輸入額の増加率よりも高い増加率を示している。両国の実質国内総生産が1984年以降ゼロ成長になるケース2においても、名目輸入額は

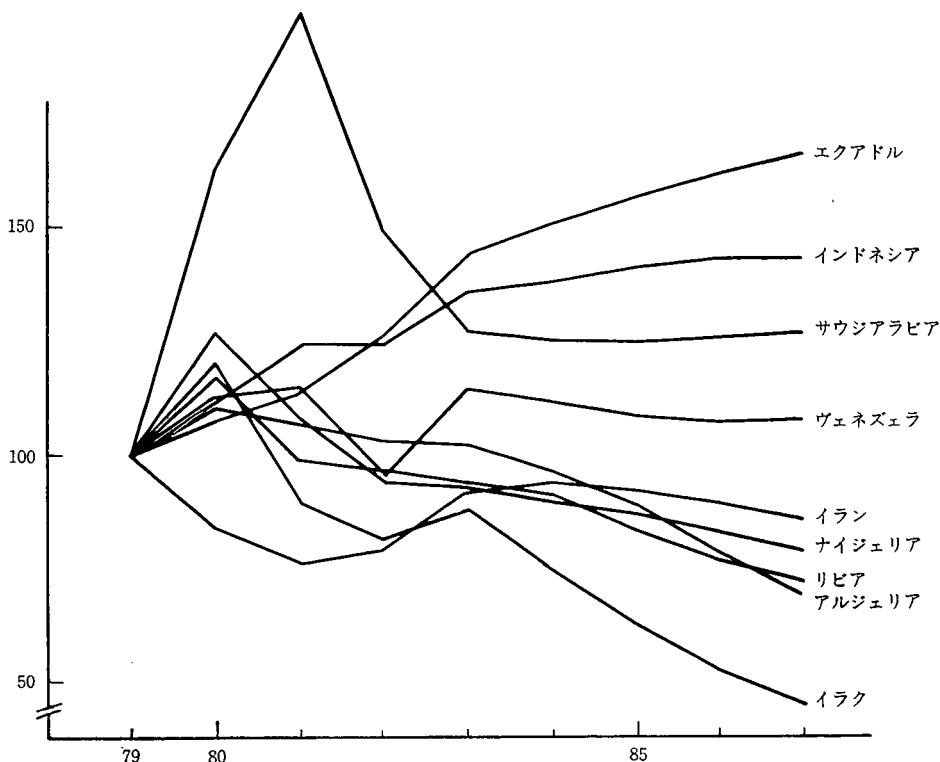


図 2.2 原油輸出に関するシミュレーション結果 (ケース1)
 実質国内総生産 (1979年=100)

高い増加率を示している。

名目貿易収支は、両国ともシミュレーションの各ケースにおいて、原油輸出額の停滞ともなっていて悪化する傾向を示している。とくに、ケース2においては、OPEC 9か国合計では、名目貿易収支は横ばい傾向を示すが、両国では悪化傾向を示す。

以上の結果から、原油輸出(額)の原油輸出国経済に及ぼす影響について、次のことが言えよう。① 原油輸出額(原油輸出货量×価格)の変化が各国の経済に及ぼす影響は、各国の経済構造の差によって、国別に差違が生じる。このシミュレーション実験では原油輸出額を外生変数として与えており、原油輸出額の変動が、量の変動によってもたらされるか、価格の変動に

よってもたらされたかは、無差別である。しかし、付録2に示すように原油価格の変化が原油輸出国経済に及ぼす影響にも、国別に差がある。今回は分析できなかったが、原油輸出货量と価格の水準の各国経済に及ぼすこのような差違は、各国の原油価格決定ビヘイビアに何らかの影響を及ぼしているであろう。② 原油輸出額の増加は、原油輸出国の経済成長の主要な誘因である。一定期間の間に、一定額の原油輸出額の増加が行われるとした場合、過去2回のオイル・ショックにおけるような、階段状の増加よりもなだらかに増加する方が、長期安定的な経済成長という観点からは望ましい。

2.2 需要ブロック

需要ブロックの外生変数である原油価格についていくつかのケースを設定し、需要ブロック・モデルを解いて、原油値下げの影響に関するシミュレーション実験を行った。需要ブロック・モデルにおいては、原油価格の値下げは、実質国内総生産に対してプラスの効果を及ぼし、一次エネルギーと原油の需要を増加させる。

前項で述べたように、原油需要の減退にともなう原油価格の値下げ（したがって原油輸出額の減少）は、原油輸出国の経済にマイナスの影響をもたらす。ひいては原油需要国の（対 OECD）輸出の減退、国際収支の悪化にともなう対外債務返済不能や海外資産の引き上げなど、原油需要国にとってもマイナスの影響を及ぼす可能性がある。

しかし、ここで行ったシミュレーションには、このような因果関係は反映されていないので、実質国内総生産などの推定結果は、現実に予想される値に比べて過大に推定されている可能性がある。

シミュレーション期間は 1975 年～1987 年とした。外生変数である原油価格は、1982 年までは実績値をとった。1983 年以降については、1983 年 3 月に OPEC が決定したアラビアンライต์ 29 ドルの水準が 1987 年まで維持されるケース（ケース 1）と、原油値下げが行われず、1983 年 3 月までの価格 34 ドルが 1987 年まで維持されると仮定したケース（ケース 2）との、2 つのケースを設定した。

図 2.3 は、OECD 7 か国合計の原油需要量の推定値を示したものである。原油価格が 1983 年に 29 ドルに値下がりし、1987 年までその水準に維持されるならば、原油需要量は 1983 年

には増加傾向に転じ、1987、8 年には、第 2 次オイル・ショック前のピークに近い水準まで回復する。値下げがなく 34 ドルの水準が維持された場合でも 1984 年には増加に転じるが、需要回復の速度は遅い。

図 2.4 は、ケース 1 による各国別原油需要量の推定値を、1979 年=100 として基準化して図示したものである。原子力など石油代替エネルギー開発の進展の度合い、経済成長率などの国別の差によって、今後の原油需要量の動向に大きな差がもたらされることが予想される。

表 2.1 は、OECD 7 か国合計と日本について、ケース 1 のシミュレーション結果と、ケース 1 とケース 2 の結果とから算出した原油値下げの効果を示したものである。

原油値下げのエネルギー需要への効果を見ると、一次エネルギー需要量は、OECD 7 か国合計で、1983 年には原油換算 43 万 b/d、日本では 7 万 b/d 増加する。これは 83 年の需要量のそれぞれ 0.7%、1.0% に当たる。原油需要量は、同じく 1983 年に、OECD 合計で 36 万 b/d (83 年需要量の 1.5%)、日本で 9 万 b/d (同じく 2.1%) 増加する。また OECD 全体で見ると、原油値下げは当初原油以外の一次エネルギーの需要も増加させるが、1986 年以降は、原油需要量の増加が一次エネルギー需要増加を上まわるようになり、原油値下げによって石油以外のエネルギーから石油への代替が進展することが示されている。日本の場合、値下げ当初から、原油需要量の増加が一次エネルギー需要の増大を上まわり、原油値下げによる石油への代替効果が強く現われている。

経済成長率に関しては、今回の値下げは、値下げがなかった場合に比べて、OECD 7 か国合計で、1983 年に 0.39%、1984 年で 0.22%、

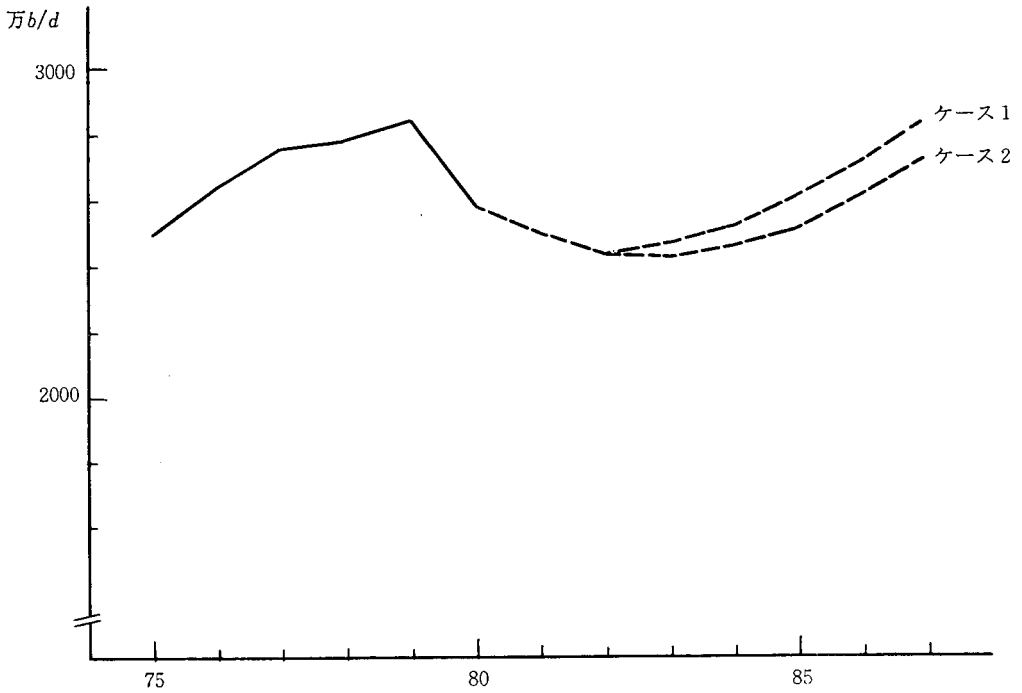


図 2.3 原油価格に関するシミュレーション結果
OECD 7か国合計 原油需要量

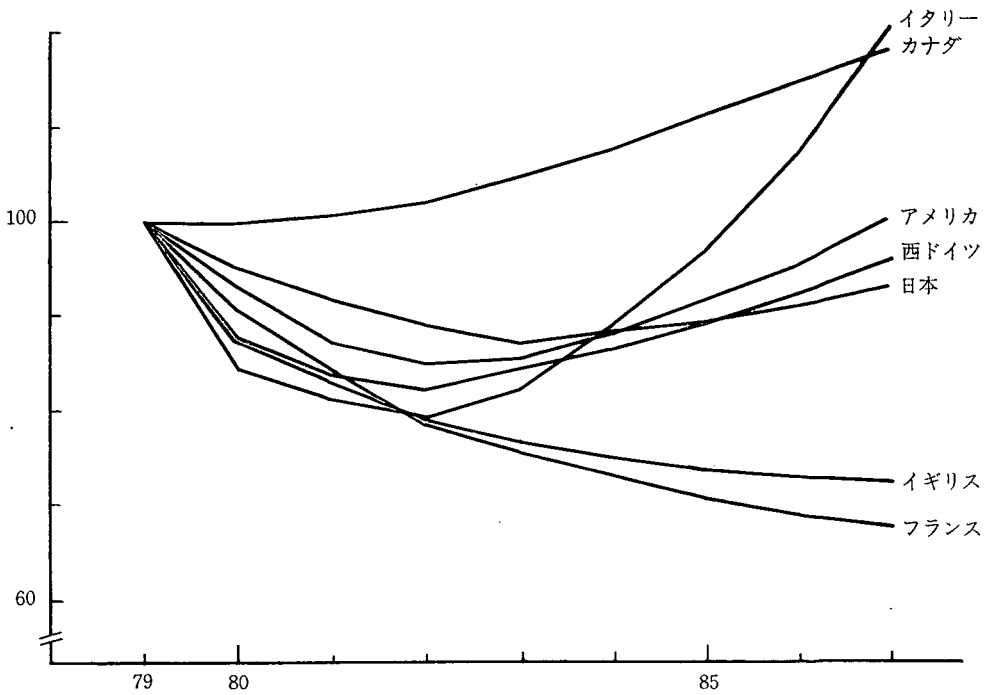


図 2.4 原油需要量の推定値 (1980年=100)
ケース1 (原油価格, 1979年~83年:実績値, 1984年~87年:34ドル)

表 2.1 原油値下げに関するシミュレーション結果（ケース1）

(1) OECD 7か国計

	一次エネルギー需要量		原油需要量		実質国内総生産		
		値下げ効果		値下げ効果	値下げ効果		
					実 額	成長率	
1982	58.99		24.38		4,254.3		
1983	61.25	+0.43	24.66	+0.36	4,434.8	16.6	0.39
1984	63.85	+0.68	25.23	+0.61	4,629.5	26.9	0.22
1985	66.78	+0.88	26.09	+0.85	4,836.8	33.9	0.13
1986	69.98	+1.04	27.20	+1.06	5,056.5	39.4	0.09
1987	73.43	+1.18	28.55	+1.26	5,288.6	44.1	0.06
	石油換算 100 b/d		100 万b/d		1975年価格 10億ドル		%

(2) 日 本

	一次エネルギー需要量		原油需要量		実質国内総生産		
		値下げ効果		値下げ効果	値下げ効果		
					実 額	成長率	
1982	6.92		4.15		713.1		
1983	7.30	+0.07	4.24	+0.09	762.0	3.7	0.53
1984	7.78	+0.14	4.38	+0.16	816.0	6.4	0.28
1985	8.32	+0.19	4.57	+0.23	875.1	8.5	0.20
1986	8.94	+0.25	4.82	+0.31	939.4	10.3	0.14
1987	9.63	+0.29	5.12	+0.38	1,009.0	11.8	0.08
	石油換算 100 万b/d		100 万b/d		1975年価格 10億ドル		%

経済成長率を引上げる。日本については、1983年0.53%、1984年0.28%、経済成長率を引上げると推定されている。

2.3 シミュレーション結果から見た原油需給動向

最後に、これまでに述べて来た、供給、需要ブロックのシミュレーション結果に基づいて、国際石油市場における需給関係と価格の今後の動向について、とくに今回決定された29ドルという価格水準が、原油需給関係から見てどのような水準にあるのかという観点から検討しよう。

ここでは、自由世界全体の原油需要量から自由世界の非OPEC原油供給量を差し引いたものを、対OPEC原油需要量と定義する(OPEC

の実現された原油輸出量は、対OPEC原油需要量から、需要国の在庫純減と中央計画経済諸国からの純輸入を差し引いた量に等しくなる)。

需要ブロックのシミュレーション結果から推定した、対OPEC原油需要量を図2.5に示す³⁾。自由世界全体の対OPEC原油需要量は、1979年(実績2,600万b/d)以降なだらかに減少すると推定されている。そしてケース1では1983年に、ケース2では1985年に増加に転じる。両ケースとも、1980年～1987年の対OPEC原油需要量は、2,200万～2,500万b/dの範囲で変動すると推定されている。

3) 対OPEC原油需要量の推定は、次のように行った。需要ブロック・モデルに非OPEC原油供給関数を追加し、OECD7か国以外の自由世界諸国の原油需要量は、1981年の水準が1987年まで維持されると仮定し、外生変数としてモデルに与え、需要ブロック・モデルを解いた。

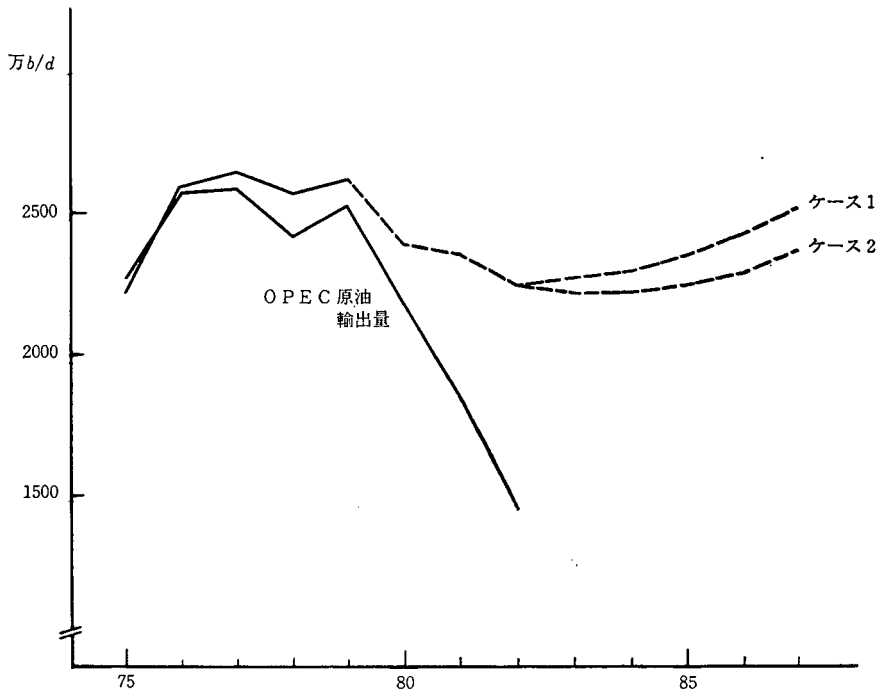


図 2.5 対 OPEC 原油需要量

注) 対 OPEC 原油需要: ~1979年;実績値
 1980年~1987年;モデルによる推定値
 OPEC 原油 輸出力: ~1979年;実績値 (モデルのインプット・データ)
 1980年, 実績値 (Arab Oil & Gas, 1861年11月1日)*
 1981年, エネ研推定*
 (* 日本エネルギー経済研究所「エネルギー経済」1983年
 3月号, p. 11 より引用)

一方 OPEC の原油輸出力実績は、1979 年の 2,500 万 b/d から急激に減少し、1982 年には 1,500 万 b/d を下まわるに至った。1980 年から 82 年にかけて、対 OPEC 需要量と OPEC の輸出力とのギャップが拡大している。このギャップは、需要国の在庫の取りくずしと、中央計画経済諸国からの純輸入によるものである⁴⁾。

1983 年現在、需要国の取りくずし可能在庫は大幅に減少しており、今後はこのような大量の在庫取りくずしを予想することはできない。そこで、中央計画経済諸国からの純輸入に今後大きな変動がないとするならば、対 OPEC 原

油需要量と OPEC の実現された原油輸出力との間のギャップは今後縮小していくと考えることができよう。

これらの点を考慮すると原油価格 29 ドルの

4) 原油の在庫に関しては、信頼に足る統計は存在しない。自由世界の原油在庫変動の推定値の 1 例として、ここでは、Petroleum Intelligence Weekly によるものを示そう。

1981年 1 億バレル (27 万 b/d)

1982年 5.5 億バレル (151 万 b/d)

1983年 2 億バレル (55 万 b/d)

(P. I. W., Feb. 14, 1983)

中央計画経済諸国からの、自由世界の原油輸入量は、次のように推定されている。

1980年 100 万 b/d

1981年 174 万 b/d

1982年 (上期) 195 万 b/d

(P. I. W., Dec. 6, 1982)

水準による原油輸出量の回復のパターンは、供給ブロック・モデルを用いた原油輸出額に関するシミュレーションのケース2の原油輸出量に類似したものとなるであろう。つまり、供給ブロックのシミュレーション・ケース2と需要ブロックのシミュレーション・ケース1とは、国際石油市場において現実に実現されうる均衡価格と需給量の1つのシナリオに対応した、両ブロックの経済の動向をシミュレートしたものと見ることができよう。そして、シミュレーション結果から、原油価格 29 ドルという水準は、現在の需要国経済にとって好ましい影響をもたらすものであると同時に、原油輸出国にとっても一定水準の経済成長率の実現を可能とする原油輸出額の増加をもたらすものであると言えよう。

3. 付 録

3.1 モデルの構造

(1) 供給ブロック

原油供給ブロックの国別マクロ・モデルは、7本の構造方程式と6本の定義式からなる。

① 消費

$$C/ = f(GDP/, C/_{-1})$$

または

$$C/ = f(GDP/, F/_{-1})$$

② 投資

$$I/ = f(GDP/, F/_{-1})$$

③ 輸入

$$M/ = f(C/, I/, M/_{-1}, PM)$$

④ 輸入価格

$$PM = f(PGAV * EXR)$$

⑤ 国内一般物価

$$PG = f(PM, PG_{-1})$$

⑥ 原油供給

$$XP \cdot \overline{POP} = f(M, F_{-1})$$

⑦ 名目外貨準備高

$$F = f(Z, F_{-1})$$

⑧ 名目輸入

$$M = (M/ \cdot PM) \div \overline{EXR}$$

⑨ 名目輸出

$$X = XP \cdot \overline{POP} + \overline{XO}$$

⑩ 名目貿易収支

$$Z = X - M$$

⑪ 実質外貨準備高

$$F/ = (F \cdot \overline{EXR}) \div PM$$

⑫ 実質輸出

$$X/ = (X \cdot \overline{EXR}) \div PG - \varepsilon$$

⑬ 国内総生産

$$GDP/ = C/ + I/ + X/ - M/$$

変数

(内生変数)

$C/$: 消費 (1975年価格, 百万USドル)

$I/$: 投資 (1975年価格, 百万USドル)

$M/$: 輸入 (1975年価格, 百万USドル)

$X/$: 輸出 (1975年価格, 百万USドル)

M : 名目輸入 (百万USドル)

X : 名目輸出 (百万USドル)

XP : 原油輸出 (百万バレル/年)

Z : 名目貿易収支 (百万USドル)

F : 名目外貨準備高 (百万USドル)

$F/$: 実質外貨準備高

(1975年価格, 百万USドル)

$GDP/$: 実質国内総生産

(1975年価格, 百万USドル)

PM : 輸入価格 (1975年=1.00)

PG : GDP デフレーター (1975年=1.00)

(外生変数)

\overline{XO} : 原油以外の輸出 (百万USドル)

- \overline{PGAV} : OECD 7か国平均物価
(1975年=1.00)
- \overline{POP} : 原油価格 (USドル/バーレル)
- \overline{EXR} : 為替レート (国別通貨単位/USドル, 1975年=1.00)
- ϵ : 統計上の不突合

供給ブロックの国別マクロ・モデルの外生変数は、原油価格、OECD 7か国平均国内物価、為替レート、原油以外の輸出額、および統計上の不突合である。

このモデルでは、国内総生産の構成要素である消費、投資、輸入、輸出は、内生変数としてモデルの中で決定される。輸出に関しては、原油輸出額(原油輸出量×原油価格)が名目輸入額と外貨準備高を説明変数として決まる。そして原油輸出量は、原油輸出額を原油価格で割って求められる。

モデルを構成する関数のうち、消費関数、投資関数、輸入関数は通常のマクロ・モデルで用いられる定式化である。いくつかの国においては、これらの関数の説明変数として、資産効果を示すものとして外貨準備高を含めた式が有意に推定されている。

国内物価は、輸入価格と前期の国内物価によって説明される。輸入価格はOECD 7か国平均の国内物価によって決定される。原油需要ブロックの各国モデルでは、原油価格によって国内物価が決まるようになっているので、原油価格変動の需要側各国国内物価への影響は原油輸出国の輸入価格を通じて原油輸出にフィード・バックされる。

名目輸出と名目輸入から貿易収支が決まり、貿易収支と前期の外貨準備高から当期の外貨準備高が決まる。外貨準備高は次期の消費、投

資、輸入などに影響を及ぼす。

原油輸出関数の定式化は、原油輸出国の行動に関する1つの仮説に基づいて行われている。この関数は、原油輸出国はその輸入の支払代金として必要となる外貨収入をもたらすに十分な量の原油輸出を行なうという仮説から導き出されている。

原油輸出国の貿易収支バランスは次のように定義される。

$$XP \cdot \overline{POP} + \overline{XO} - M / \cdot PM / \overline{EXR} = Z$$

この式を書きかえた。

$$XP = (M / \cdot PM / \overline{EXR} + Z - \overline{XO}) / \overline{POP}$$

において、 \overline{XO} と \overline{POP} は外生変数である。ここで、名目輸入額 ($M / \cdot PM / \overline{EXR}$) と貿易収支 (Z) とが、先決的に与えられるならば、輸入代金を調達し、かつ一定水準の貿易収支を達成するのに必要な原油輸出量を上式から算出することができる⁵⁾。

このモデルでは、輸入と原油輸出とが輸入関数、原油輸出関数によって決まり、貿易収支が、上記の貿易収支バランス式によって内生変数として決まるようになっている。

原油輸出関数は、原油輸出額を名目輸入額と外貨準備高を説明変数とする次のような関数である。

$$XP \cdot \overline{POP} = f(M, F_{-1})$$

上式において、名目輸入のパラメータはプラスを予定する。また外貨準備高の水準が高ければ、原油輸出によって当期に調達しなければならない外貨量は減少するから、外貨準備高のパラメータはマイナスを予定する。

この関数において、原油輸出量の原油価格弾力性は-1であり、原油輸出量は原油価格の減

5) 「国際石油市場のモデル分析」第Ⅲ編においては、貿易収支を外生変数として、この式を原油輸出関数として用いた。

少関数である。

なお、この原油輸出関数においては、原油供給能力が考慮されていない。モデルを用いてシミュレーションを行う場合には、原油輸出量が供給能力を上まわることがないように、原油輸出量に対して何らかの形で上限を設定しなければならない。

(2) 需要ブロック

需要国モデルは、一次エネルギー需要、原油消費比率、国内総生産、国内一般物価を決定する4本の構造方程式と3本の定義式から構成される。

① 一次エネルギー需要

$$DE=f(GDP, POPR, DE_{-1})$$

② 国内総生産

$$GDP=f(POP, GDP_{-1}, T)$$

③ 国内一般物価

$$PG=f(POP, PG_{-1}, T)$$

④ 原油消費比率

$$OR=f(POPR, OR_{-1})$$

⑤ 原油需要

$$DO=\frac{OR}{1+OR} \cdot DE$$

⑥ 為替レート調整済み原油価格

$$POP=\overline{POP} \cdot \overline{EXR}$$

⑦ 実質原油価格

$$POPR=POP/PG$$

(変数)

(内生変数)

DO : 原油需要 (百万バレル/年)

DE : 一次エネルギー需要

(石油換算, 百万バレル/年)

GDP : 実質国内総生産

(1975年価格, 10億USドル)

PG : GDP デフレーター (1975年=1.00)

OR : 原油需要/その他の1次エネルギー需要

$POPR$: 実質原油価格 (各国為替レート調整済み, USドル)

POP : 名目原油価格 (各国為替レート調整済み, USドル)

(外生変数)

\overline{POP} : 基準原油取引価格 (USドル)

T : 時間

\overline{EXR} : 為替レート (国別通貨単位/USドル, 1975年=1.00)

このモデルでは、外生変数である原油価格の上昇は、国内総生産を減少させる方向に作用する。また一次エネルギー需要と一次エネルギー需要に占める原油需要のウェイトを引き下げる方向に作用する。

①式は、エネルギーをひとつの生産要素として含んだマクロの生産関数から誘導される派生需要を決定する関数であると理解される。②式は、原油価格の上昇による国内総生産への影響を総合的に表現した関数であり、この効果の中には、原油価格上昇による供給側への影響および、原油価格の上昇とそれによってもたらされる一般物価水準の上昇による。需要側への影響(デフレ効果)とが含まれる。③式は、原油価格上昇の一般物価水準への効果を、④式は、原油価格上昇による原油から他の1次エネルギーへの代替効果を表わしている。

(3) 需要、供給ブロックの結合

供給ブロックの各国モデルは、原油価格、OECD 7か国平均国内物価などを外生変数として、原油輸出量を決定する。需要ブロックの各国モデルは、原油価格を外生変数として原油

需要量を決定する。

供給ブロックと需要ブロックを結合して、世界石油市場における原油需給を均等させることによって、原油価格をモデルによって決めることができる。自由世界（計画経済圏諸国との間の原油輸出入は無視する）における原油の総需要量は、OECD 7か国の需要量と、「その他のOECD 諸国」および「OPEC 諸国を除く途上国」の需要量を加えたものであり、原油の総供給量は、モデルが作成されている OPEC 10か国と、今回はモデルを作成しなかったクエート、カタール、アラブ首長国連邦、および非OPEC 諸国の原油供給量を加えたものである。

OPEC 諸国の原油供給量は

$$XTP(POP) = \sum_1^{13} XP_i(POP)$$

となる。OPEC 諸国に対する原油需要量は、

$$DOT(POP) = \sum_1^9 DO_i(POP) - SNO$$

となる（ここで $i=1\sim7$: モデルを作成した OECD 7か国, $i=8$: 「その他の OECD 諸国」, $i=9$: 「OPEC を除く途上国」を示す。SNO は非 OPEC 諸国の原油輸出量を示す）。

$DOT(POP) = XTP(POP)$ として需給均等させれば、需給均衡価格を解くことができる。

モデルにおいては、原油の需要関数も供給関数も右下り（価格弾力性がマイナス）になっている。今回のモデルでは需要関数の傾きが供給関数の傾きより大きく推定された。したがって、世界石油市場にワルラス的な調整過程を仮定するならば、このモデルによる需給均衡価格は不安定解となっている。

(4) 使用データ

① エネルギー、原油需要

供給ブロック、需要ブロックともに、国連の World Energy Supplies, World Energy Sta-

tistics (WES) を用いた。

供給ブロックの原油輸出量は、原油生産量－国内消費量として算出されている。需要ブロックの原油需要は、apparent supply of crude petroleum を用いた。これは原油の非エネルギー需要を含み、在庫の増減を差し引いた原油の純消費量である。一次エネルギー需要は、商業エネルギー総消費量を採用したが、その中の液体燃料の数値を上の原油需要量の数値で置きかえた。

② 実質国内総生産、一般物価指数など

供給ブロックについては、世界銀行、World Tables から、国民所得関係のデータと価格データを採った。需要ブロックについては、これらのデータを OECD, National Accounts of OECD Countries から採った。

③ 原油価格

原油価格は、世界銀行、Commodity Trade and Price Trends から、アラビアンライトの Ras Tanura における年平均実現価格を採用した。

④ 為替レート、外貨準備高

IMF, International Financial Statistics から対 US ドル年間平均為替レートと、外貨準備高を採用した。

これらのデータがすべて利用可能なのは、供給ブロックについては 1979 年以前（イラン、イラクは 1977 年以前、ガボン は 1964 年～1972 年）、需要ブロックについては 1980 年以前である。モデルの推定は、1960 年から、最新のデータの得られる 1979 年（供給ブロック）または 1980 年（需要ブロック）までの期間を対象として行った。

3.2 供給ブロックの内挿シミュレーション

供給ブロック、需要ブロックの内挿シミュレーションの詳細については、「国際石油市場のモデル分析・第IV編」を参照されたい。

ここでは、今回の作業によって大幅に改良された供給ブロック・モデルの内挿シミュレーション実験を簡単に紹介する。

モデルの観察期間について、外生変数である原油価格が現実とは異なった経路をとって変動した場合を想定してシミュレーションを行った。この実験によって、それぞれのケースの原油価格によって、原油輸出の経済がどのような影響を受けるかについて分析する。

供給ブロック各国モデルでは、原油輸出はその輸入の支払代金として必要とされる外貨収入を獲得するに十分な量の原油を輸出するという行動を採ると仮定されている。供給ブロックを単独に用いてシミュレーションを行う場合には、原油輸出は、需要側の要因に制約されることなく、原油輸出量を決定することができることと仮定されている。このような状況の下では、一定の外貨収入を得るという目的からすれば、原油価格を下げて輸出を増加させることと、原油価格を上げて輸出を減少させることとは、原油輸出国にとっては無差別であることになる。

しかし、原油価格の変化は、原油需要国の国内物価に影響を及ぼし、それは原油輸出国の輸入価格の変化となって輸出国にはね返って来る。シミュレーションには、この効果を組入れる。これによって、原油価格の変化によってもたらされる価格面での波及効果が原油輸出国の経済にどのような影響を及ぼすかを知ることができる。

モデルの外生変数である原油価格について次

の2つのケースを設定した。

ケース1：1974年以降、原油価格が1973年～1979年の年平均成長率で上昇した場合。

ケース2：1974年以降、原油価格が、第1次オイル・ショック以前の1968年～1973年の年平均成長率で上昇した場合。

ケース1は、外生変数として実績の原油価格を用いた基準ケース（ファイナル・テスト）に比べて、原油価格の上昇幅は同じであるが、その上昇の経路がなだらかである場合を想定している。ケース2は、基準ケースに比べて、原油価格の上昇幅が小さく、かつ上昇経路がなだらかであった場合を想定している。

もう1つの外生変数である、OECD 7か国平均国内物価は、各ケースの原油価格を需要ブロック・モデルに外生変数として与えてシミュレーションを行い、各国の国内一般物価の推定値から作成した。

供給ブロック10か国のうち、1972年までしかデータの得られないガボンを除き、9か国についてシミュレーションを行った。

図3.1(1)は、9か国合計の実質国内総生産の推定値を示したものである。国内総生産は各ケースとも、基準ケースをわずかに上まわるという結果になっている。つまり、原油価格が1973年に急激に上昇した基準ケースに比べて、同じ上昇幅がなだらかに実現される場合（ケース1）においても、価格上昇率がより低い場合（ケース2）においても、OPEC全体としては経済成長率は高くなる。

しかし、国別にシミュレーション結果を見ると、アルジェリア、イラン、イラクでは、各ケースの実質国内総生産は、基準ケースのそれを上まわっているが、エクアドル、ヴェネズエラの実質国内総生産は基準ケースのそれを下まわ

表 3.1 シミュレーション各ケースの原油価格, OECD 7 国平均国内物価

		1974	1975	1976	1977	1978	1979
基準ケース	POP	9.79	10.72	11.51	12.40	12.70	17.00
	PGAV	0.9098	0.9977	1.0379	1.1295	1.2903	1.4152
ケース 1	POP	3.67	4.99	6.77	9.21	12.51	17.00
	PGAV	0.8613	0.9393	0.9808	1.0774	1.2516	1.3831
ケース 2	POP	3.12	3.62	4.19	4.85	5.61	6.49
	PGAV	0.8564	0.9262	0.9576	1.0387	1.1878	1.2920

単位 原油価格 US ドル
 OECD 7 国平均国内物価 1975年=1.0

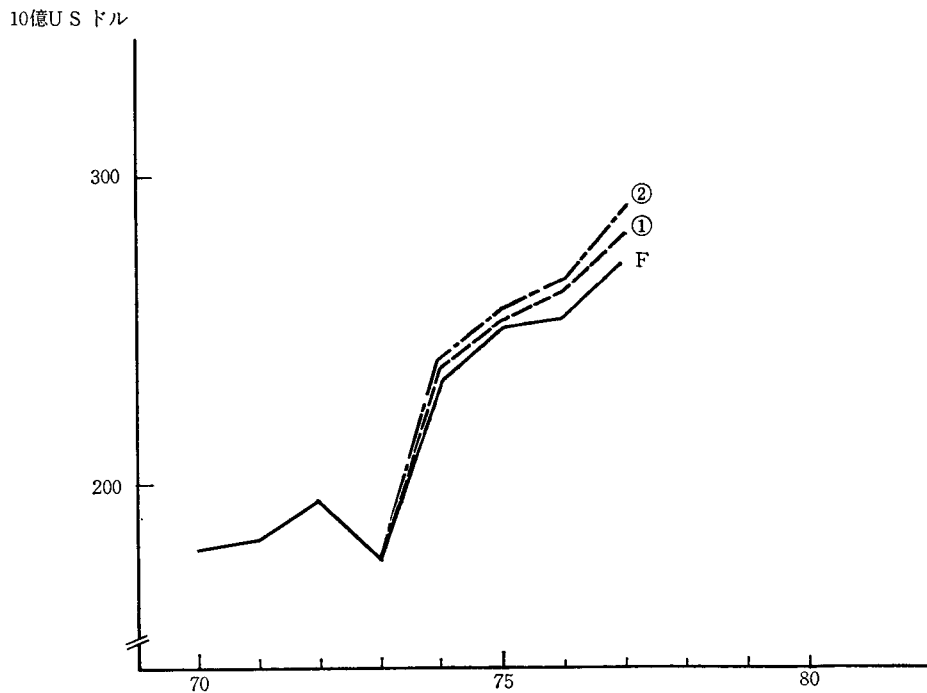
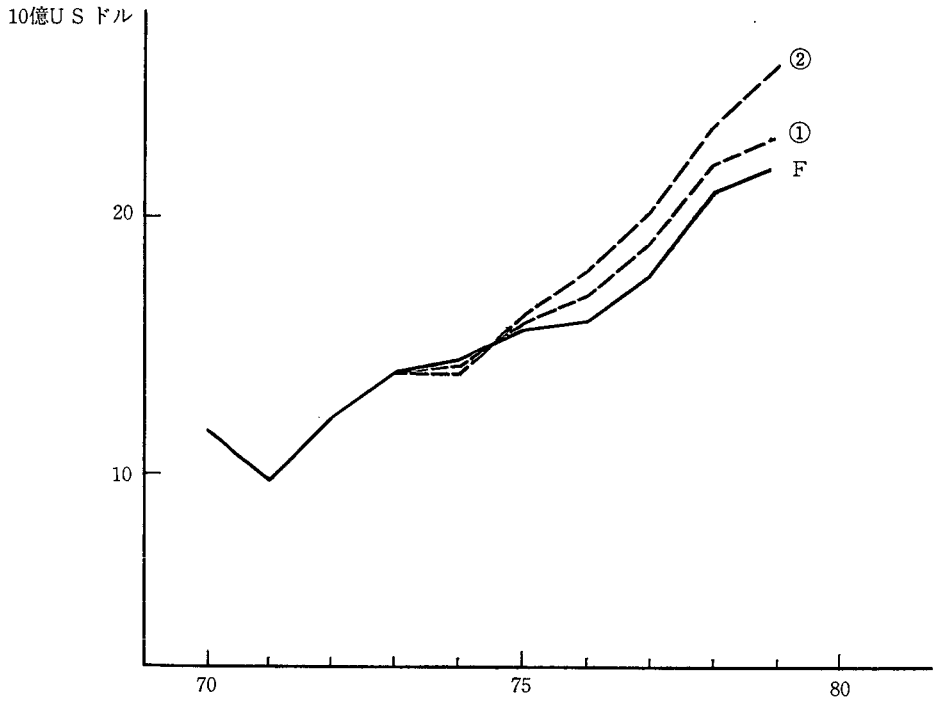


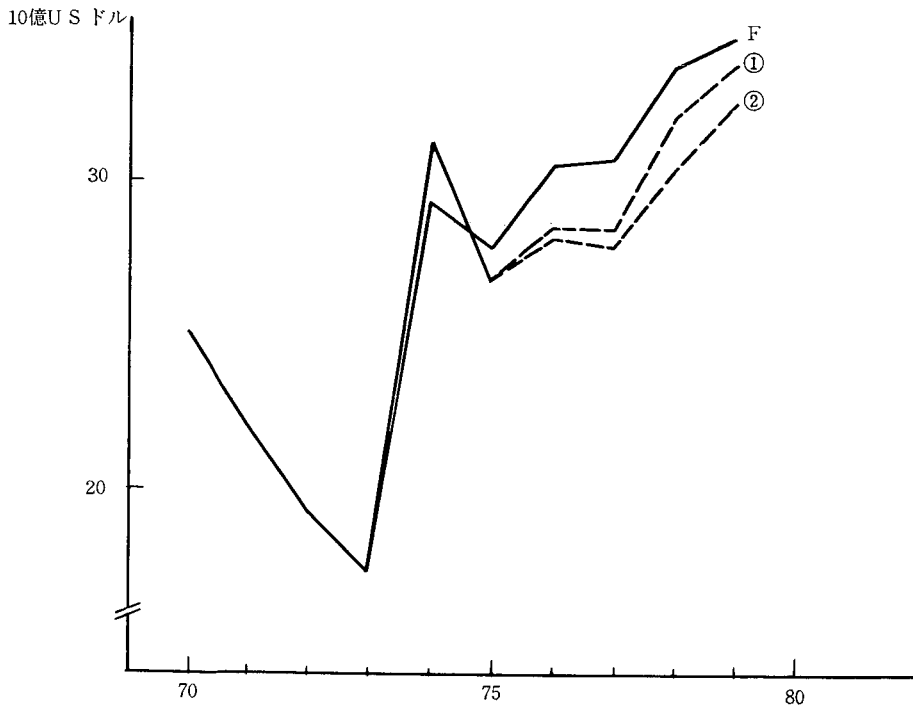
図 3.1 原油価格に関するシミュレーション結果

(1) OPEC 9 国実質国内総生産

①は, シミュレーション・ケース 1, ②は, シミュレーション・ケース 2
 Fは, ファイナル・テストの結果を示す。



(2) アルジェリア 実質国内総生産



(3) ヴェネズエラ 実質国内総生産

っている。その他の諸国では、基準ケースに近い水準の実質国内総生産が推定されている。原油価格水準の変化が、輸出国の実質国内総生産に及ぼす影響には、国別に大きな差が見られる。図 3.1 (2), (3) は、原油価格を基準ケースから引き下げることによって実質国内総生産が増加する国の例としてアルジェリアを、逆に実質国内総生産が減少する国の例として、ヴェネズエラをとりシミュレーション結果を示したものである。

原油価格の変化は、原油輸出国の輸入価格、国内一般物価を変化させる。輸入価格の変化は

名目輸入額の変化をもたらし、原油輸出額などの諸変数に波及していく。国内一般物価の変化は直接実質国内総生産を変化させる。これらの効果に加えて、輸出入の変化は貿易収支（および外貨準備高）を変化させ、次期以降の消費、投資などに影響を及ぼす。原油価格変化の影響は、モデルの各変数間の複雑な因果関係を通じて波及していき、結果として、その影響に上述のような国別の差違が現われているのである。

（くまくら おさむ
経済部
エネルギー研究室）

原油値下がりへの日本経済に及ぼす影響

キーワード：原油価格変化，マクロモデル，政策反応関数，
交易条件変化，所得移転，価格効果

服部 常晃 伊藤 成康

〔要旨〕

原油の値下がりには、過去2回のオイルショックから類推できるように、その方向は逆であるとしても世界および日本経済にさまざまな影響を及ぼす。石油輸入国であるわが国への影響は次のように要約できる。①原油輸入代金の負担減により経常収支が改善する。②輸入コストの低下により国内諸物価が下落する。③交易条件の改善に伴う実質所得の増加により、国内需要が拡大して実質GNPや電力需要が増加する。④経常収支の改善に伴い通常は為替レートは円高に向かう。⑤石油価格の下落に伴う相対価格の変化は、生産や電力需要の構成変化をひきおこす。⑥国内経済の変化は、各経済主体の行動変化（企業の投資行動、家計の消費行動、政策当局の財政金融政策）を惹起する。

原油値下がりの影響は主としてプライス・メカニズムを通して経済活動に波及するが、その際、複雑な波及のラグや乗数的波及効果さらには政策効果の影響も加わる。このため、原油値下がりの影響度を計測するには、経済の相互依存関係を明示化したマクロ計量モデルによる分析が不可欠となる。本稿の分析では、当所で開発した「電研マクロモデル」を使用した。試算結果は次表のとおりである。

原油 10% 値下がりへの及ぼす影響 乖離率（幅）%

	三年間の影響*			58年度経済への影響**
	初年度	2年目	3年目	
実質GNP	0.17	0.51	0.70	0.10~0.30
電力需要	0.11	0.56	0.94	0.05~0.25
卸売物価	-1.88	-2.53	-2.65	-1.82
経常収支(億ドル)	22.3	28.6	24.5	41.7~48.9
為替レート(円/ドル)	-2.2	-5.9	-5.5	-1.5

(注) * 対象期間は昭和51~53年度、標準ケースの数値

** 政策変更等、前提条件の違いにより数値に幅がある

原油値下がりの影響度には、初期条件（分析の対象期間）の違いによる差異が顕著に生じる場合があり、計測に当たってはこの点について留意が必要である。

- はじめに
- 原油値下がりの波及効果
- モデルによる分析
- 原油値下がりの影響度の計測
 - 原油値下がりの単独効果の分析
 - 4.1.1 主要項目の変化
 - 4.1.2 生産活動と電力需要への影響
 - シミュレーション分析
 - 4.2.1 公定歩合引き下げ
 - 4.2.2 58年度経済に及ぼす影響
- むすび

1. はじめに

第一次オイル・ショック発生から奇しくも10年目、原油価格はいまや下方修正の局面を迎えた。原油値下げの主因は世界不況の深刻化、新油田の発掘、省石油・代替エネルギーの急速な進展などである。原油動向はさておき、本稿では、原油値下げの日本経済への影響について詳細な分析を行う。その影響度の計測には、経済の相互依存関係を数量的に明示化したマクロ計量モデルによる分析が適している。試算に当っては、当所で開発した「電研マクロモデル」を使用した。

2. 原油値下がりの波及効果

原油値下げは世界的な経済問題であるから、当然、日本経済を分析する前に、世界経済への影響について見通しておかねばならない。原油価格の下落は、産油国から石油消費国への所得の移転をもたらす。産油国の経常収支は悪化するが石油消費国のそれは改善する。産油国は経常収支の悪化に伴い経済を引き締めようが、直ちに消費水準を落とすことは難しい。一方、石油輸入国は先進諸国を中心として、国内物価の下落を通じて消費水準を高める。消費国における需要増・生産水準上昇の効果がきいて、次第に世界経済は全体としてみれば活発になる。これに伴い世界貿易は拡大に向かう。

また、価格面では、原油以外の一次産品および先進国の工業製品など海外諸物価は世界経済回復のスピードにも依存するが、総じていえば下落する。しかし、下落の程度は原油価格のそれを下回るから、非産油国の交易条件は改善される。

次に、日本経済へのインパクトを考察しよ

う。原油値下がりには、基本的には、わが国の交易条件の改善を通じて、実質所得を増大させ経済の拡大をもたらす。波及経路を示せば図 2.1 のようになる。まず、海外諸物価の鎮静化によ

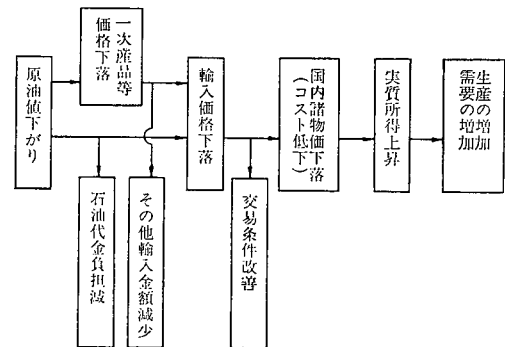


図 2.1 原油値下がりの影響（フロー・チャート）

って、わが国のドル建て輸入価格（原油を含む）が下落する。為替レートは後述するようにやがて円高に向かう。このため、円建ての輸入価格は円高の分だけ一層の下落を示す。輸入価格の下落による輸入代金の負担減は経常収支を改善させる。一方、輸入コストの低下は、素原材料品→中間製品→完成品の順に波及していき、卸売物価や消費者物価など国内諸物価を引き下げる。原油値下げの効果が諸物価に浸透していくと、各経済主体の実質所得が高まり、需要の増加が生ずる。そして、乗数的波及効果を通して経済活動の活発化が進む。

以上を要約すれば、次のようになろう。原油値下がりには、第一に、わが国の経常収支を改善させる。第二に、諸物価を引き下げる。第三に、各経済主体の実質所得（購買力）の上昇を

* 本稿は、当所における日本経済の短期動向分析プロジェクトの研究結果の一部をとりまとめたものである。

本稿の詳細については、内田・服部・伊藤〔2〕を参照されたい。電研マクロモデルの構築・拡充に際しては、建元正弘阪大教授の御指導を賜った。記して謝意を表わしたい。また、本研究に御協力を頂いた当所の植木滋之、阿波田禾積の各氏に御礼申し上げる。

通じて需要を喚起する。かくて、経済全体の生産活動は活発化される。

問題はその複雑なメカニズムをいかに計量的に把握するかである。

3. モデルによる分析

原油値下がりの影響は、価格転嫁における波及のラグや実質所得の増加に基づく乗数的波及効果、さらには、海外部門（輸出入）からの波及効果など、すべての要因を齊合的に分析してはじめてその計測が可能となる。事前的な影響度の計測ということまで勘案すれば、マクロ計量モデルが最も優れたツールであるといつてよいであろう。我々は、我々が予測目的で開発したマクロ計量モデルを使ってシミュレーション実験を試み本稿の課題に接近することにした¹⁾。分析に入る前に、以下二つの重要な事柄について述べる。

(1) 交易条件の変化による所得移転について

原油値下がりによる輸入価格の下落は、対外交易条件（輸出価格/輸入価格）の改善をもたらすが、それがどの程度になるかは、国内コスト低下による輸出価格下落の幅にも依存する。交易条件の改善により海外から所得が流入するわけであるが、交易条件変化による所得移転額の計測にはいくつかの方法がある（文献〔6〕～〔9〕参照のこと）。そのうち、最も一般的な計測方法は次式で表わされる。

$$\begin{aligned} & \text{交易条件の変化による名目所得移転額} \\ & (TRY) : \\ & (PE - PE_0) \cdot E_0 - (PM - PM_0) \cdot M_0 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \text{交易条件の変化による実質所得移転額} \\ & (TRY) : \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} & \left(\frac{PE}{PVD} - \frac{PE_0}{PVD_0} \right) \cdot E_0 \\ & - \left(\frac{PM}{PVD} - \frac{PM_0}{PVD_0} \right) \cdot M_0 \end{aligned}$$

PE : 輸出デフレーター (0は基準時)

PM : 輸入 " (")

PVD : 国内需要 " (")

E : 実質輸出

M : 実質輸入

交易条件の変化による名目所得移転額は、輸出入の数量を不変として、輸出入価格の相対的な変化に依存した対外支払額の変化額と定義される²⁾。実質所得は、通常、名目所得を国内アブソープション・デフレーターで割ることにより求められるが、交易条件変化による実質所得移転額（以下、単に実質所得移転額とよぶ）についても同様な方法がとられる。

この分析では、原油価格変化の影響度は基準解からの乖離率で測っている。このため、上式を実際に適用する場合、各変数の基準時水準のかわりに当期の基準解を用いる。このような修正を加えた上で、原油 10% 値下がりによる所得移転額（海外から日本への流入）を計算すると、表 3.1 のようになる。所得流入額は名目では 6,900 億円、実質 6,400 億円である。両者は同程度の水準を示しているが、これはデフレーターが 50 年基準であり、計算のスタートが 51 年度であるため国内需要デフレーターが 1.0 に近いためである。所得流入の大半が、輸入価格の下落、とくに原油価格下落によるものであ

1) 当所の現マクロモデル開発初期における原油価格シミュレーション分析としては、阿波田論文（文献〔4〕）がある。
2) これは所得移転額を経常海外余剰の変化としてとらえる方法である。その変化は数量要因と価格要因とに分解されるが、「交易条件の変化による所得移転額」というのはそのうち価格要因による変化額を表わす（文献〔6〕、〔7〕各 56 年版）。

表 3.1 交易条件の変化による所得移転額

10億円, () < > %

名 目	所得移転額 (流 入)	輸 出	輸 入	所得移転額		
				石油差額	GNP	石油差額
						GNP
	685.1 (100.0)	-327.4 (-47.8)	-1,012.5 (147.8)	-618.3 (90.2)	<0.41>	<0.37>
実 質	640.2 (100.0)	-202.1 (-31.6)	-842.3 (131.6)		<0.41>	

(注) 1. 51 年度の計算値
2. 算定式は本文参照

る。一方、輸出価格はコスト低下をうけて下落し、それは交易条件改善の効果がある程度まで相殺している。所得移転額の対 GNP 比をみると、名目、実質ともに 0.41% である。単純に言えば、原油 10% の値下がりには実質 GNP を 0.4% 程度押し上げると言えそうであるが、もちろんそうではない。これは、あくまで、交易条件変化による一次的効果（インパクト）の大きさを示すにすぎない。

(2) ショック度について

二度のオイルショックの経験を通して、原油価格上昇は、トリレンマ的ショックを与え、しかもそのショック度はオイル・ショックの度びに強まることが指摘された（文献〔6〕,〔7〕）。

ショック度の上昇は次のように説明できる。原油価格変化のショックの大きさは、たとえば次の指標で概略、とらえることができる。まず、石油デフレについては、前述したような、海外への所得流出額（ないしは石油輸入金額の増加額）の対名目 GNP 比。石油インフレについては、石油コストの増加額の対製品価格比（マクロベースでは石油輸入金額増加額の対名目総生産額（総需要額）比）、また、石油赤字については、石油輸入金額の増加額の対輸入総額比である。

各比率の分子にある石油金額の増加額は、価格が変化する前の石油輸入金額に原油価格の変化率を乗じたものである。したがって、各比率、つまり、それぞれのショック度は、原油価格の変化率（幅ではない）が同じでも、原油価格が変化する時点での次の指標のレベルによって異なることになる。①石油デフレに対しては（石油輸入金額/名目 GNP）、②石油インフレに対しては（石油輸入金額/名目総需要）、③石油赤字に対しては（石油輸入金額/輸入総額）の各比率。

表 3.2 トリレンマ的影響度の推移

	①石油赤字 ショック度 (石油輸入金額 輸入総額)	②石油イン フレ度 (石油輸入金額 名目総需要)	③石油デフ レ度 (石油輸入金額 名目GNP)
昭和48年	15.7	1.3	1.4
49	30.4	3.5	4.1
51	32.7	3.3	3.8
53	29.8	2.2	2.5
54	30.4	3.0	3.4
55	37.5	4.4	5.1
56	37.1	4.0	4.7
57	35.0	3.7	4.3

(出所) 56年版『日本経済の現況』、ただし、53年以降は当所の計算値、57年は速報値。

初期条件としてのこれらの比率が高いほど、原油価格が変化した場合、価格の変化率が同じでも原油価格変化のインパクトは強くなる。

表 3.2 に示すとおり、各比率は経年的に変化している。とくに、それはオイルショック直後では、原油価格上昇による輸入金額の増加により上昇し、影響度は一段と強まっている。かくて、ショック度は原油価格が上昇する度に強まると一応はいえる。

以上のことは、原油価格シミュレーション分析においては、上記の各比率の水準等、初期条件ないしは分析の対象となる時期が、乗数の大きさ（計測結果）に影響する可能性が強いことを示唆している³⁾。計測にあたっては、この点について留意すべきである。

実際、今回の試算では、51 年度スタートと 58 年度スタートとの二つの計測を行ったが、乗数は一部の項目で差異が認められた。この点については後述するとして、ここでは、ひとまず上述の各比率は 55 年以降は逆に下降し、第二次オイルショックで強まった影響度は弱まる方向にあることだけを指摘しておく。

4. 原油値下がりの影響度の計測

4.1 原油値下がりの単独効果の分析

本節では、原油値下がりの影響度をモデルにより計測するが、その際、原油値下がりに伴う政策の変更や電気・ガス料金の改訂についてはひとまず考慮しない（これを標準ケースとよぶ）。それらの効果を加えた分析も行っているが、ここでは紙幅の関係から、その結果については簡単にふれるにとどめる。対象期間については分析上の便宜的な理由から昭和 51～53 年度の 3 年間を選んでいる。

4.1.1 主要項目の変化

計測結果を掲げる場合、原油値下げ効果の波及順序に従って記述する方法もあるが、ここでは、わかり易さという点から、GNP 項目や物

価など主要項目毎に示す。

(1) 海外関係

原油値下げは先進国を中心に世界経済に好影響を及ぼす。実質世界貿易は半年程度のラグを以て拡大に向かい、1 年後（4 期目）では 0.96%、2 年後（8 期目）1.27%、3 年後（12 期目）1.23% の増加（乖離率）を示す。

世界工業製品価格は、原油コストの低下を反映して下落する。ラグは数ヶ月程度。半年後 -1.0%、1 年後 -1.1%、2 年後 -0.56%、3 年後 -0.87%。

ドル建て輸入価格は、原油以外のその他輸入品価格下落の効果もうけて、半年後では -3.67%、1 年後 -4.46%、2 年後 -4.34%、3 年後 -5.22% と下落幅は大きい。

(2) 国内物価・賃金

円建て輸入価格は、ドル建て輸入価格を為替レートで換算して得られる。為替レートは後述するように円高に向かう。円建て価格は円高の分だけ下落率を高める。半年後 -4.14%、1 年後 -5.91%、2 年後 -6.86%、3 年後 -7.43%。原油（ドル建）10% の値下げは、円建て輸入価格を 2 年後には 7% 近く引き下げ、国内物価へのインパクトは大きい。

卸売物価は、原油を中心とした輸入原材料コストの低下を反映して下落する。物価引き下げ要因に対して、一方では、需要増による引き上げの要因も次第に強まる。しかし、最終的には、卸売物価の変化のパターンは、輸入価格のそれに近い形となる。卸売物価は、半年後 -1.78%、1 年後 -2.40%、2 年後 -2.56%、3 年

3) このほか、在庫水準や需給ギャップなどの諸変数、景気循環の局面、政策の変更などによる影響もある。初期条件の違いによる乗数の変化については文献〔3〕、〔4〕を参照のこと。第一次オイル・ショックを境に政府投資の GNP 乗数が低下したことが実証的に明らかにされている（〔3〕）。

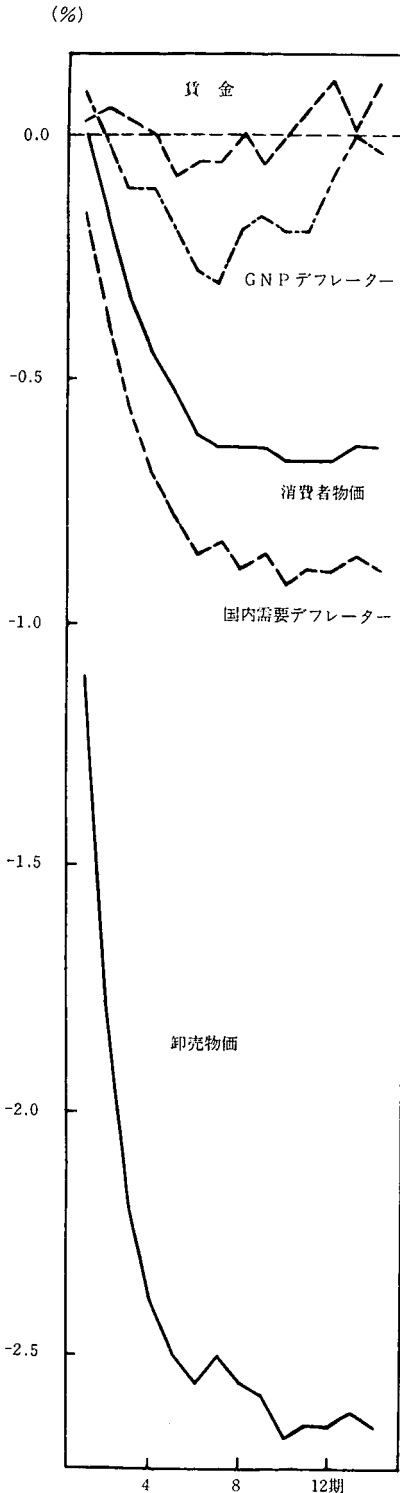


図 4.1.1 物価・賃金

後 -2.66% と下落する (図 4.1.1)。

消費者物価は卸売物価と賃金より決定される。賃金は後述するように変化の幅が小さく、原油値下がりの消費者物価への波及は主として卸売物価の下落による。半年後 -0.17%, 1年後 -0.46%, 2年後 -0.65%, 3年後 -0.67% (図 4.1.1)。

賃金関数は、インフレ期待を考慮した拡張されたフィリップス型である。インフレ期待は前期の消費者物価上昇率で代理してある。推定式にはこの他、労働生産性要因を追加している。消費者物価の下落に対して、他方では、生産拡大による労働生産性の上昇と失業率の改善が生じる。言うまでもなく、物価下落は賃金引き下げ要因、生産拡大は引き上げ要因である。賃金の変化は、両者の効果が相殺し合って極めて小幅にとどまる (図 4.1.1)。半年後 0.05%, 1年後 0.01%, 2年後 -0.01%, 3年後 0.10%。

最後に、実質賃金の変化について述べておこう。実質賃金の変化率については国民所得の定義から次式が成立する。

$$\left(\frac{\dot{W}}{PVD}\right) = \left(\frac{\dot{P}}{PVD}\right) + \left(\frac{\dot{V}}{L}\right) + \alpha$$

W/PVD : 賃金/国内需要デフレーター

P/PVD : GNP デフレーター/ "

V/L : 実質 GNP/就業者数

α : 労働分配率

労働分配率をかえないような (中立的) 実質賃金変化率は、上式において $\alpha=0$ とおいて得られる。また、右辺第1項 (P/PVD) は、一定の条件 (数量不変) をおけば、次式のように交易条件変化による実質所得変動の変化率で表わせる。

表 4.1.1 実質賃金の変化

乖離率 %

	①(P/PVD)	②(V/L)	③=①+②	④ 実質賃金 (モデルより計算)	⑤実質賃金ギャップ ④-③	⑥ 所得移転
半年後	0.38	0.08	0.46	0.45	-0.01	0.38
1年後	0.59	0.36	0.95	0.73	-0.22	0.59
2年後	0.68	0.66	1.34	0.88	-0.46	0.61
3年後	0.81	0.80	1.61	1.01	-0.60	0.66

(注) * 四半期ベースの 2, 4, 8, 12 期目の数値
 ① 交易条件変化による実質所得変動の影響
 ② 労働生産性変化率
 ③ 労働分配率を不変に保つ実質賃金変化率
 ⑥ 交易条件変化による実質所得変動の変化率

$$(P/PVD) = \frac{TRY/V}{P_0/PVD_0}$$

TRY : 交易条件の変化による実質所得変動

V : 実質 GNP

したがって、次のことがいえる⁴⁾。

(労働分配率を不変に保つ実質賃金の変化率)

$$= \left(\frac{\text{交易条件変化による}}{\text{実質所得変動の影響}} \right) + \left(\frac{\text{労働生産性}}{\text{の変化率}} \right)$$

しかしながら、労働分配率を不変に保つ実質賃金が、労働市場で決定される賃金に一致する保証はない。いま、以上の関係を用いて、原油価格が下落した場合の実質賃金の変化をみると表 4.1.1 のようになる。P/PVD 比率の変化率は理論通り、交易条件変化による実質所得の変化率に近い水準を示している。モデルより計算される実質賃金は労働市場で決定される賃金を反映しているから、マイナスの実質賃金ギャップは、原油価格下落の下では労働分配率が低下することを意味している。逆にいえば、原油価格上昇の下では労働分配率は上昇するわけである(ただし他の事情一定としている点に注意)。実質賃金がこのような変化のパターンを示すのは、モデルの推定期間に、労働分配率が大幅に上昇した第一次オイル・ショック期およびその前後期間のデータが含まれているため、その影

響が現われたものと考えられる。

賃金のパフォーマンスは、周知のように二度のオイル・ショックを比較すると大きな変化がみられる。このため、賃金決定式も含めて、労働分配率への影響についての分析はさらに検討を加える必要がある。

(3) GNP とその項目 (GNP)

最終需要 (GNP) がどう変化するかは、GNP 項目の各変化の相対的な大きさに依存する。基本的には、原油価格値下がりによる交易条件の改善によって実質所得が増加し、実質 GNP は増加する。実質 GNP 増加の寄与度について、GNP 各項目の変化をみると、経済条件の与え方にもよるが、民間設備投資は当初は必ずしもプラスの効果をもつとは限らない。また、輸出はプラスから次第にマイナス要因へと転じていく。輸入の増加は GNP に対してマイナス要因である。

GNP 項目の個別的なパターンはさまざまであるが、これを国内需要と経常海外余剰とに区別してみると特徴は明確になる(図 4.1.2)。まず、国内需要は、民間設備投資の当初における

4) ただし、間接税等の変化は無視されている(文献[6]~[9]参照、とくに[6],[7]56年版が詳しい)。

(10億円)

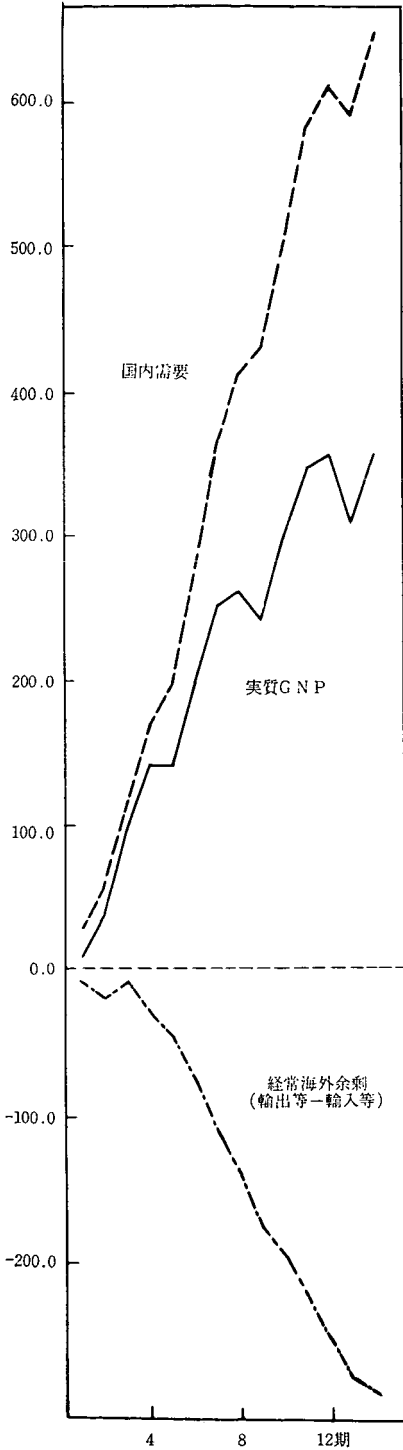


図 4.1.2 実質 GNP 他

(%)

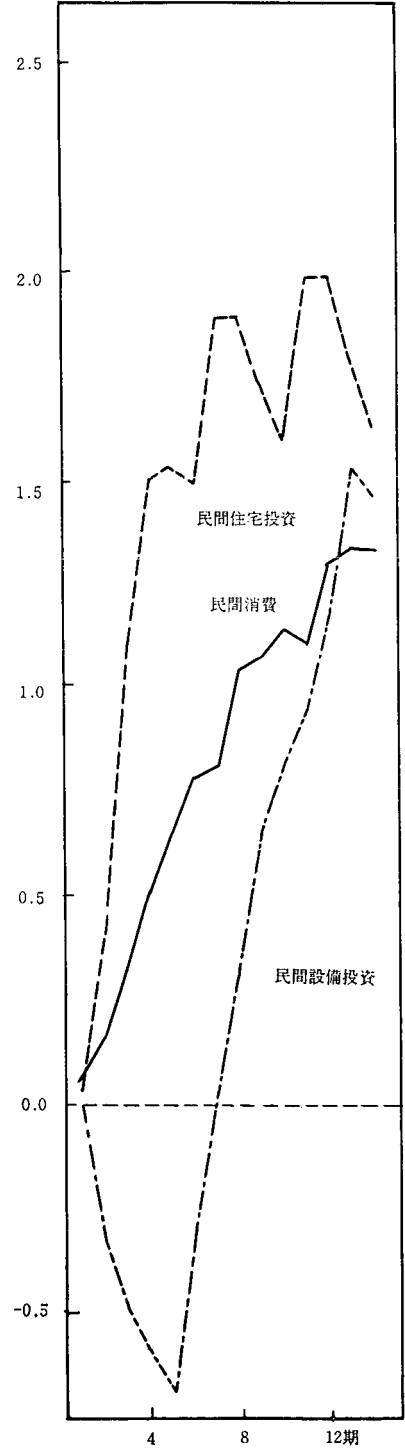


図 4.1.3 国内民間需要項目

減少を上回る他の需要項目の増加があり、最初から増加傾向を示す。一方、経常海外余剰（輸出－輸入）は、国内需要の拡大に伴う輸入の増加に加えて輸出の減少（当初は若干増加）があり、最初から減少基調を示す。

経常海外余剰の減少は、GNPのマイナス要因であるが、その効果は国内需要拡大によるプラス効果打ち消すほど強くはない。このため、実質GNPは最初から増加していく。実質GNPは、当初は原油値下がりの効果の浸透が浅く、その増加率も大きくはない。効果が明確になるのは半年後から2年目にかけてである。

実質GNPは順次増加していき、半年後では0.08%、1年後0.35%、2年後0.66%、3年後0.81%の増加。

名目GNPはGNPデフレーターが下落するため、実質GNPより増加率が小さい。半年後0.06%、1年後0.22%、2年後0.45%、3年後0.70%。

GNPの変化を国民の生活水準という観点からみると、広義の生活水準は、国内の消費と投資の和である国内需要で測ることができる。国内需要は経常海外余剰が減少する分だけ実質GNPよりも増加率が高い。したがって、国民の生活水準は原油値下がりによって着実に上昇する。

実質国内需要はGNPより増加率が高く、半年後0.14%、1年後0.45%、2年後1.05%、3年後1.40%の増加。

次に**GNP各項目**の基本的な変化について示す（表4.1.2、図4.1.3参照）。

（家計消費）

消費者物価や住宅価格の下落は、家計の実質購買力を高めて需要を喚起する。かくて民間消費（実質値、以下同じ）は増加する。民間住宅

投資も、実質金利上昇というマイナス効果を受けけるものの、家計の実質所得増加の効果がこれを相殺して増加する。

（企業投資）

企業設備投資は、いくつかの要因が相殺し合う。投資拡大のプラス要因は、民間消費など他の部門の需要の増大、一方、マイナス要因は、実質金利の上昇、さらには省エネ投資意欲の減退などがある。企業設備投資は、需要拡大までのラグが長く、当初一年程度はマイナス要因がきいて、むしろ減少を示し、その後、増加に転じる。民間在庫投資は、他部門の需要増に対応して増加する。

表 4.1.2 実質GNPの変化 乖離率 %

	半年後	1年後	2年後	3年後
実質GNP	0.08	0.35	0.66	0.81
国内需要	0.14	0.45	1.05	1.40
民間消費	0.17	0.53	1.04	1.32
民間住宅投資	0.43	1.51	1.89	1.99
民間設備投資	-0.32	-0.60	0.34	1.18
輸出等	0.21	0.46	-0.26	-0.63
輸入等	0.66	1.13	2.32	3.25

（注）すべて実質値、四半期ベース。

（政府支出）

政府投資は、予算の変更がないとすれば投資財価格の下落を通じて実質的に増加する。

（輸出入）

輸出にとって、世界貿易の拡大は当然プラス材料である。一方、価格面では、原油値下げの当初は、わが国の輸出価格が大幅に下落するため日本の対外競争力は上昇する。しかし、やがて為替レートが次第に円高の度合を強め、日本の対外競争力は弱まる。このため、輸出はしばらくの間は増加するが、やがて、価格競争力が低下し減少に転じる。

一方、輸入にとって、民間消費など国内需要

の増加は輸入の促進要因である。また、海外品と競合関係にある製品輸入の内外相対価格の動向をみると、当初は国内品の方が有利（安価）であるが、次第に円高の効果が強まり、海外製品が有利化する。しかし、国内需要の増加の効果が価格効果よりも相対的に強いため、輸入は増加傾向を示す。

（４） 経常収支

経常収支は、原油値下がりによる影響が著しく現われる項目の一つである。ここでは、年度ベースの数値をもとに経常収支の変動要因分析の結果を示しておく（表 4.1.3）。初年度では、経常収支は 22.3 億ドル改善される。そのうち輸出減少分は -2.1 億ドル、輸入減少分は 24.4 億ドルであり、経常収支の改善は全額、輸入金額の減少（寄与率 109%）による。そのうち石油輸入代金の減少分は 19.7 億ドル（同 88.2%）と品目的には原油が大半をしめる。また、輸入の中では価格要因が 30.5 億ドル減（同 136.8%）、数量要因 6.4 億ドル増（同 -28.6%）となっており、経常収支の改善は輸入における価格要因（価格下落）によることは明らか。しかし、数量要因を無視してよいというわけではない。2 年目を降をみると、経常収支の改善額は

25～29 億ドルであり、内容的には輸入金額減少による改善効果が強い。輸入は、数量、価格いずれの要因もその効果が経年的に強まる。石油代金の負担減は 19 億ドル前後で初年度と同様の水準である。一方、輸出は数量、価格要因が相殺し合い、全体的な効果は三年間を通じて大きくはない。

（５） 為替レート

為替レート関数は、基本的には国際収支説に基づく。すなわち、円の対ドルレートはドル為替の需給均衡点（フロー量）で決まる。為替レートは経常収支の改善により円高に向かう。半年後 -0.49%（1.4 円高）、1 年後 -1.51%（4.0 円高）、2 年後 -2.64%（6.1 円高）、3 年後 -2.34%（5.0 円高）。

4.1.2 生産活動と電力需要への影響

原油値下がりによる最終需要構成の変化や相対価格変化を通じて、産業構造や電力需要構成の変化をひき起こす。

（１） 産業別生産活動

生産活動は、素材型産業、機械工業、石油・石炭産業、その他工業の四つの産業に分類されている。最終需要の変化はもちろん各産業の生産活動に波及するが、その波及効果は民間消

表 4.1.3 経常収支の変動要因分析

億ドル、()%

	経常収支	輸 出			輸 入			
		数量要因	価格要因		数量要因	価格要因	原油 数量×価格	
初年度	22.3 (100.0)	-2.1 (-9.4)	2.8 (12.6)	-4.9 (-21.9)	-24.4 (109.4)	6.1 (-27.4)	-30.5 (136.8)	-19.7 (88.2)
2 年目	28.6 (100.0)	5.8 (20.4)	0.0 (0.1)	5.9 (20.5)	-22.8 (79.6)	16.0 (-56.0)	-38.8 (135.6)	-19.4 (67.7)
3 年目	24.5 (100.0)	2.0 (8.2)	-6.0 (-24.4)	8.0 (32.6)	-22.4 (91.8)	29.5 (-120.6)	-51.9 (212.4)	-18.6 (76.1)

（注）1. 数値は年度合計値

2. 算定式は次の通り。

数量要因： $P(X-X_0)$

価格要因： $(P-P_0)X_0$

ただし、 P は価格（ドル建）、 X は数量

費、民間設備投資など個別需要項目毎に異なる。この他、エネルギー・コスト対製品価格比率（石油価格/卸売物価で代理）や在庫比率なども生産活動に影響を及ぼす（表 4.1.4）。

(i) 素材型産業

生産シェアの小さい石油・石炭産業を除けば、生産の増加率は最も高く、増加のスピードが速い。素材型の増加率が高い原因は、需要要因よりも相対価格要因に求められる。

(ii) 機械工業

機械工業は当初は減少し、その後、増加に転じるが、増加率は他の産業よりも小さい。このような変化は当初は民間設備投資の減少、2年目以降は輸出（機械工業における重要な需要先）の減少基調の影響によるもの。

(iii) その他工業

その他工業は家計部門の需要とより密接な関係をもっている。その他工業は、家計部門の需要の増加を主軸として増加する。

表 4.1.4 生産活動 乖離率 %

	製造業計			
	素材	機械	その他	
半年後	0.03	0.43	-0.23	-0.04
1年後	0.25	1.04	-0.40	0.33
2年後	0.96	1.71	0.32	1.11
3年後	1.34	1.92	1.00	1.26

(注) 四半期ベース

(2) 産業別・種別電力需要

マクロ・モデルでは、電力需要は、電灯、業務用、小口、大口の四種別に区別され、大口電力はさらに三つの産業向けに分割されている。

(i) 種別電力需要

種別間では、電灯と業務用電力の伸びが最も大きい。次が小口、最低が大口電力である（表 4.1.5 参照）。電灯と業務用電力が同程度の（高

い）伸び率を示すのは、種別間における所得変数の変化率の相対的な大きさと弾性値のそれとが、ちょうど相殺される大きさになっているからである。たとえば2年目についてみると、所得変数の変化率は電灯が業務用の約1.5倍であるのに対し、所得弾性値は逆に電灯が業務用の約半分である。このため、所得効果の強さは二つの種別間ではほぼ等しくなる（電灯需要については民間消費を用いているから厳密には支出弾力性を意味する）。一方、小口電力は、所得変数として業務用電力と同じ実質 GNP が用いられているが、所得弾性値そのものが業務用電力の4割程度小さく、その結果、伸び率も業務用電力より下回ることになる。大口電力の伸びが小さいのは、次節で示すように価格要因によるマイナス効果によるものと考えられる⁵⁾。

表 4.1.5 電力需要 乖離率 %

	合計	電灯	業務用	小口	大口	乖離率 %		
						素材	機械	その他
半年後	0.04	0.16	0.09	0.08	-0.07	-0.05	-0.09	-0.13
1年後	0.28	0.55	0.48	0.39	0.01	0.05	-0.08	-0.10
2年後	0.78	1.24	1.15	0.80	0.36	0.46	0.14	0.15
3年後	1.08	1.63	1.52	1.00	0.59	0.70	0.36	0.36

(注) 1. 標準ケース（電気料金一定）の数値
2. 上から順に四半期ベースの2, 4, 8, 12期目の数値

表 4.1.6 電力需要の所得弾性値

	短期	長期
電 灯	0.81	1.32
業 務 用	0.96	2.10
小 口	0.92	1.30

(注) 所得変数は次の通り
電灯：民間消費
業務用、小口：実質 GNP

5) ここでは、電力需要関数のスペシフィケーションの違いにより計測結果に差異が生じることを指摘しておく。たとえば、電灯需要関数における所得変数がストック変数（耐久財ストック等）である場合、フロー変数（民間消費等）の場合に比べて、モデルから計算される電灯需要の伸びは当初純いということが確認された。電力需要の分析に関しては、たとえば文献〔5〕を参照のこと。

(ii) 産業別電力需要

大口電力を産業別にみると、素材型産業向けが最も高い伸びを示し、他の工業向けはほぼ同じ変化を示す(表 4.1.5 参照)。

電力需要の変化は基本的には所得効果と価格効果で説明できる。所得要因については、産業間での比較がやや複雑になるため、価格要因からみてみよう。産業別電力需要関数における価格弾性値は、 $-0.17 \sim -0.21$ (長期)の範囲にあり、産業間では大差がない。したがって、素材型産業向けの伸び率が最も高いのは、価格効果よりも所得効果(契約電力の変化の効果も含む)の相対的な強さにその原因が帰せられる。すなわち、生産面における素材型産業の増進が強いことが原因。なお、全産業とも価格要因としてはマイナスの効果をうけている。一部産業で電力需要が当初むしろ減少するのは、この効果によるものである。原油価格変化の下では、エネルギーの相対価格は大幅に変化する。このため、電力需要における価格効果も、価格弾性値がゼロに近い値でなければ、ある場合には相当強力に作用する。

4.2 シミュレーション分析

原油値下りの効果が、諸物価、生産活動など、国内経済に浸透していくと、政府や企業など各経済主体が経済的対応を変える場合がある⁶⁾。経済的対応の仕方は多様であるが、本稿では、一つの例として公定歩合政策の変更をとり上げ分析する。また、今回の原油値下げの58年度経済への影響についても、本節でとり上げる。

4.2.1 公定歩合引き下げの影響

政策には固有の政策目標があるが、マクロ経済政策の目標は、物価安定と経済成長が第一で

ある。しかし、両者は同時に達成することが困難であり、少なくとも短期的にはトレード・オフの関係にある。政策はこれらのトレード・オフ関係をふまえて決定される。金融政策の一つである公定歩合政策についても同様である。通貨当局の考えている政策目標間でのトレード・オフ関係は、政策反応関数を計測することによって明らかにされる。推定した政策反応関数をモデルに導入すれば、原油値下りに対応した公定歩合変更の影響を織り込んだ計測が可能となる。ここでは、上記二つの政策目標を考慮して、次のような政策反応関数の計測を試みた。

$$RIO = 0.62220 + 0.05624 \dot{PW} + 0.03445 \dot{V}_{-1} \\ (7.93) \quad (1.44) \\ + 0.80019 RIO_{-1} \\ (15.84)$$

$$S = 0.427 \quad \bar{R}^2 = 0.940 \quad DW = 1.70$$

推定期間：昭和45年/4-6~55年/1-3

RIO ：公定歩合

\dot{PW} ：卸売物価変化率(対前年同期比)

\dot{V} ：実質GNP変化率(")

上式は、物価上昇ないしは景気過熱に対しては公定歩合引き上げ、物価下落ないしは景気停滞に対しては公定歩合引き下げが行われることを示している。推定式の決定係数は高く、関数のフィットは良好である。

モデルの計算によれば、原油10%の値下りにより公定歩合は半年後0.16%、1年後0.34%、2年後0.17%、3年後0.05%(ポイント引き下げられる(表4.2.1参照))。

公定歩合引き下げの変化要因について示せば、初年度の引き下げ要因は、その大半は(卸

6) たとえば、オイル・ショックによる家計の買い控え行動のマクロ経済への波及効果の分析については文献[3]を参照のこと。

表 4.2.1 シミュレーション分析 (公定歩合引き下げ)

乖離率 %

	実質 GNP		民間設備投資		電力需要		卸売物価		公定歩合	
	A	B	A	B	A	B	A	B	A	B
半年後	0.09	0.08	-0.28	-0.32	0.04	0.04	-1.78	-1.78	-0.16	0
1年後	0.40	0.35	-0.36	-0.60	0.31	0.28	-2.38	-2.40	-0.34	?
2年後	0.78	0.66	0.96	0.34	0.93	0.78	-2.43	-2.56	-0.17	
3年後	0.89	0.81	1.64	1.18	1.22	1.08	-2.49	-2.66	-0.05	0

(注) 1) いずれのケースも原油 10% 下落を前提
 2) Aは公定歩合引き下げを仮定, Bは標準ケース
 3) 公定歩合の引き下げ率は政策反応関数の推定結果による

売)物価の下落である。2年目以降は、公定歩合の引き下げ幅は縮小に向かうが、これは物価下落による実質所得の上昇によって経済活動が上向き、実需面から逆に引き上げの圧力が増すためである。

公定歩合の引き下げは、市中金利の下落をひきおこす。全銀約定平均金利は、1年後 0.17%、2年後 0.15%、3年後 0.06% (ポイント) 下落する。実質金利は、公定歩合の変更がない場合に比べて、名目金利の下落幅だけ低下する。しかし、それでも実質金利 (名目金利-卸売物価変化率) はプラスである。これは、原油値下がりによる卸売物価の下落率が、市中金利のそれよりかなり大きいことが原因である。

金利低下は国内投資を活発にさせ、乗数的波及効果を通じて実質 GNP や電力需要を一段と押し上げる。しかし、物価面への影響は小さい (表 4.2.1 参照)。

民間設備投資は、当初なお減少を示すが、これは、①先述のように実質金利がなおプラスであること、②省エネ投資の減退があること、など設備投資にとってマイナスの効果が当初は需要拡大による効果よりも強いためである。

4.2.2 58 年度経済に及ぼす影響

原油値下がりの影響度を経済見通しという立場から計測する場合には、実体経済の動向にも

注意を払わねばならない。今年3月の OPEC ロンドン会議において、原油の値下げ幅はひとまず5ドル/バーレル (下落率 14.7%) に落ち着いた。ここでは、分析の連続性から、値下げ率 10% を仮定した場合の 58 年度経済に及ぼす影響について計測し、その結果をごく簡単に紹介する (表 4.2.2 参照)。

表 4.2.2 原油 10% 下落の 58 年度経済への影響 (要約)

乖離率 %

名目 GNP	0.17 (0.09~0.31)
実質 GNP	0.18 (0.10~0.30)
実質国内需要	0.25 (0.22~0.41)
生産 (製造業)	0.18 (0.08~0.50)
電力需要	0.09 (0.05~0.25)
卸売物価	-1.82
消費者物価	-0.26
経常収支 (億ドル)	48.9 (41.7~48.9)
為替レート (円/ドル)	-1.5 (年度末 3円高)

(注) () 内数値: 最大は政策ミックス型, 最小は貿易摩擦型の計測値より作成されている。物価面では大差はない。

影響度は政策のタイプや政策変更の度合、さらには海外経済の動向など、予測の前提条件により異なる (詳細は文献 [1] または [2] を参照のこと)。一例をあげれば、実質 GNP の増加率は最大が公定歩合 1% 引き下げプラス減税の政策ミックス型の 0.30%、最小が貿易摩擦持続型の 0.10% と幅がある。また、これま

での分析結果とを比較すれば、前述したような初期条件（分析対象期間）の違いの影響は、とくに経常収支の改善額（率ではなく幅）に著しく現われている。

経常収支の改善額は、51年度スタートでは初年度 22 億ドル、58年度スタートでは 49 億ドルであり、後者が著しく大きい。これは第二次オイルショックを經過して原油価格が一段と上昇したため、価格変化率が 10% と同じでも経常収支への効果は異なるためである。

しかし、その他の変数、たとえば実質 GNP や物価などの変化率（乗数）には、以上二つの分析結果の間で大きな差はみられない。これは次のように解釈できる。前述したいわゆるトリレンマ的影響度を表わす各石油比率は、第二次オイルショックで原油価格の高騰を反映して再び上昇したが、55年以降は逆に下降し、原油価格変化のインパクトは弱められた（前掲表 3.2 参照）。このため、三つの石油比率の 58年現在の水準は 51年のそれにむしろ接近しており、インパクトの強さも両年度間で大きな差異を生ぜず、二つの分析結果の乗数にも一部項目を除き大きな差が現われなかったものと考えられる。石油比率の最近時点での下落傾向は、第二次オイルショックを境として、石油生産性（実質 GNP/石油消費量）が急スピードで上昇したことがその主因である。石油生産性の上昇は、定義式から明らかなように、石油比率（たとえば石油輸入金額/名目 GNP）の下落をもたらすし、原油価格変化のインパクトを弱める作用をするのである。

なお、乗数の差異の分析については、以上の要因のほかモデルの諸関数のスペシフィックエーションの違いの影響をも検討する必要があると考えられる（脚注の 3 を参照のこと）。

5. むすび

原油値下がりによる影響について、これまででは主としてモデルのセクター別に分析を行ってきた。最後に、経済的效果の特徴を考慮してこれを整理し本稿のむすびとしたい。なお、以下の表は、政策の変更等を仮定しない標準ケース（51年度スタート）を一つの例として選び、これから作成してある。

（1）石油ショック度の変化

原油価格変化の影響度は、初期条件つまり分析対象の時期によって異なる。分析に先立って、この点に注意が必要である。本分析との関連からいえば、いわゆるショック度は第二次オイルショック直後をピークとして最近ではむしろ弱まる傾向を示している。その背景には石油生産性の急スピードの上昇がある。

（2）交易条件の変化による所得移転

原油値下がりによる交易条件の改善をもたらす。交易条件改善による所得流入額（所得流出額の減少）は、標準ケースでは次のとおりである。

名目	6,900 億円	0.41%
	(対 GNP 比)	
実質	6,400 億円	0.41%
	(対 GNP 比)	

(内 石油代金 6,200 億円)
(対 GNP 比 0.37%)

以上の交易条件変化による所得流入額は直接各経済主体に配分されるのではない。コスト低下は一般に価格メカニズムを通して各経済主体の実質所得を高め、乗数的波及効果を通じて経済水準を上昇させる。したがって、影響度の（事前的な）計測には、経済の相互依存関係をとらえたマクロ計量モデルの利用が適していると考えられる。

(3) 経常収支へのインパクト

上述の所得移転額の計算は、輸出入価格（交易条件）の変化だけに着目した、いわば一次効果のみを示している。輸出入価格の変化や他の経済的諸変化は輸出入数量の変化をもたらす、経常収支に影響を及ぼす。表 5.1 に示すとおり、経常収支は原油値下がりによって改善する。その主因は、輸入における価格下落の効果によるものであり、品目的には原油輸入代金の負担減である。経常収支の改善は為替レートの円高化をもたらす。

表 5.1 主要経済指標 乖離率 %

	初年度	2年目	3年目
名目 G N P	0.11	0.27	0.52
実質 G N P	0.17	0.51	0.70
実質国内需要	0.23	0.77	1.21
生産（製造業）	0.12	0.67	1.20
電力需要	0.11	0.56	0.94
実質賃金	0.26	0.56	0.69
卸売物価	-1.88	-2.53	-2.65
消費者物価	-0.24	-0.62	-0.67
輸入価格	-4.54	-6.57	-7.32
国内物価	-0.46	-0.84	-0.90
経常収支(億ドル)	22.3	28.6	24.5
為替レート (円/ドル)	-0.78 (-2.2)	-2.40 (-5.9)	-2.51 (-5.5)
交易条件	3.35	5.12	5.99

(注) 標準ケース(昭和51~53年度), 年度平均。

(4) 国内物価へのインパクト

原油値下がりとは他の一次産品価格の下落に圧力を加える。わが国の場合、為替レートの円高化の効果も加わって、円建ての輸入価格は大幅に下落する。それはコストの低下を通じて国内諸物価を引き下げる。表 5.1 に諸物価の変化を示す。物価の下落は、家計や企業などの実質所得を増加させる。たとえば、家計の実質賃金(名目賃金/消費者物価)は 0.26~0.69%(年度

ベース)上昇する。それに伴い労働分配率も変化するが、どのように変化するかは賃金の決定の仕方に強く依存している。

(5) 経済成長へのインパクト

実質所得の上昇による需要拡大は、乗数的波及効果を通じて経済活動の拡大をもたらす。表 5.1 に実質 GNP、生産活動、電力需要等の各変化を示す。

実質 GNP の変化と所得移転効果との関連については、とくに記しておく必要がある。実質所得流入額が対 GNP 比 0.41% であるのに対し、実質 GNP の増加率は初年度 0.17%、2年目 0.51%、3年目 0.70% である。両者を比較すると、実質 GNP の増加率は、初年度は所得移転比率より低く 2年目以降は高い。実質 GNP のこのような時系列的変化は、明らかに波及ラグおよび乗数的波及効果の影響によるものである。換言すれば、原油値下がりの効果が明確な形で現われるまでには時間がかかるわけである。三年間平均では、実質 GNP の増加率は 0.46% となり、これは所得移転比率 0.41% に近い水準である。これを弾性値として計算すればそれは 1.15 (0.46/0.41) である。つまり、実質所得移転額の乗数倍(約 1.2 倍)が GNP の増加となって現われる、と読むこともできる⁷⁾。

次に、GNP 項目(実質ベース)の変化について付言する。原油値下がりとは、国内物価下落に伴う実質所得の増加を通じて国内需要を拡大

7) 実際には、実質所得移転額が経年的に変化するため、正確な乗数の値を求めることは困難である。また、各年の変化をみると、実質所得移転額に投資乗数をかけて GNP の変化率を求めるという便宜的な方法は、正確さを欠いているといえる。実質所得移転額を用いた影響度の計測は、価格浸透のラグや海外部門からの波及効果、政策の変更などを考慮すると、それが一次的なインパクトの大きさをとらえるとしても、それだけでは全体的な効果を計測することは難しい、といえよう。

するが、一方では、国内需要拡大による輸入の増加と円高による輸出の減少とにより経常海外余剰を縮小する。後者の経常海外余剰の減少は実質 GNP を押し下げる作用をするが、この効果が前者の国内需要の GNP 拡大効果を上回ることとはなく、その結果、実質 GNP は増加する。しかし、後者の効果が小さいというのではない。後者の前者に対する割合は、初年度では 23.8%、2 年目 32.2%、3 年目 41.3% である。

GNP 項目を国民の生活水準という観点からみれば、国内の消費と投資の合計である国内需要（アブソープション）が一国の生活水準を測るものである。国内需要は、上述のように実質 GNP を上回る勢いで増加する（表 5.1）。したがって、国民の生活水準は着実に改善される。また、内・外需の比率をみると、輸出が減少するため内需比率は上昇する。これは、交易条件の改善によって国内総生産のなかから内需に回せる割合が増えることを意味する。

（6） 相対価格変化によるインパクト

原油価格の変動は、国内諸物価の相対的な関係をかえる。表 5.2 に主要な相対価格の変化を示す。石油価格・卸売物価比率や石油価格・GNP デフレーター比率の低下は、価格効果を通じて生産構成の変化や石油消費の増加をもたらす。一方では、それは省エネ投資の減退をまねく。民間設備投資に関連していえば、物価下落による実質金利の上昇という投資意欲減退の要因も発生する。また、電力料金・卸売物価比率や電灯料金・ガス料金比率の変化は、相対価

表 5.2 相対価格の変化 乖離率 %

	初年度	2年目	3年目
原油価格/卸売物価	-9.01	-9.98	-9.87
電力料金/卸売物価	1.88	2.53	2.65
名目金利-卸売物価上昇率	1.88	0.66	0.12

（注）表 5.1 に同じ。

格効果を通じ電力需要に相当大きな影響を及ぼす。したがって、原油価格変化の下での料金改定の電力需要に及ぼす影響は、ある場合には無視しえないほど大きな効果をもつ。

参考文献

- 〔1〕 内田光穂，服部常晃，伊藤成康『原油値下りの及ぼす影響』当研究所，内部資料，58年3月23日
- 〔2〕 内田光穂，服部常晃，伊藤成康『原油値下りの日本経済に及ぼす影響』当研究所，研究報告 582027，58年5月
- 〔3〕 内田光穂，服部常晃，伊藤成康『政策効果と原油価格上昇効果の分析』当研究所，研究報告 582001，57年8月
- 〔4〕 内田光穂，阿波田禾積，服部常晃，武藤博道『電研マクロ・モデル 1980 の動学的特性』当研究所，研究報告 580003，55年12月
- 〔5〕 植木滋之，牧野文夫『昭和 55 年度 電力需要停滞の分析』当研究所，研究報告 581010，56年12月
- 〔6〕 経済企画庁『経済白書』55，56年版
- 〔7〕 同 上『日本経済の現況』56～58年版
- 〔8〕 同 上『世界経済白書』54，55年版
- 〔9〕 OECD, *Economic Outlook*, 25～28

はっとり つねあき
いとう なりやす
経済部
経営研究室

<海外情勢>

国際石油市場における OPEC

キーワード：OPEC, 国際石油市場, サウジアラビア,
公式価格 (GSP), 生産割当

廿日出芳郎

〔要旨〕

第二次石油ショック後の供給過剰に対する OPEC の対応をフォローし、OPEC が石油価格の維持と市場の安定をめざして努力してきた経過を示した。

世界の原油生産におけるシェア低下などから、OPEC 独力による市場の安定化はもはや困難であり、メジャーも十分な力をもたない今日、国際石油市場をコントロールするものは不在であるといえる。

こうした状況の下において国際石油市場は、極端な供給過剰と供給不安との交代、石油価格の乱高下にさらされる可能性が大きく、今日の緩和された需給関係が安定して続く保証はないとみるべきであろう。

最後に、国際石油市場のコントロール回復の可能性とその方向について若干の展望を行った。

1. OPEC をとりまく新しい環境
2. 最近の経過とサウジアラビアの役割
- 2.1 OPEC 価格の再統一
- 2.2 原油生産割当の発足
- 2.3 市場安定化へのサウジのイニシアティブ
3. OPEC と国際石油市場の今後

1. OPEC をとりまく新しい環境

1970 年代後半までに、OPEC 諸国は石油資源の国有化をほぼ完了したが、81 年以来、これら諸国は、完全国有化後初めての石油供給過剰に直面している。

第二次石油危機の反動としての今回の供給過剰は、第一次危機後のそれよりも大規模であるばかりでなく、中東石油供給がメジャーの共同管理に委ねられた戦後よりも、1930 年代の国際石油カルテル成立後には、余り例をみない深刻なものと思われる。こうした供給過剰に対して、産油諸国は共同行動によって対処してい

るが、完全国有化後の環境における石油市場コントロールは困難をきわめた。

その成立以来、石油資源に対する主権の拡大に努めてきた OPEC は、完全国有化により所期の目標を達成した今、その歴史の新しい局面に入ってきているといえよう。

成立以来 23 年近くを経過する OPEC の歴史には二つの大きな転機があったといわれる¹⁾。

第一の歴史的転機はいうまでもなく、OPEC 結成そのものであり、それは 1960 年 9 月にバ

1) "The Spirit of Taif: Emergence of New Role for OPEC", *PfW*. June 26, 1978.

グダットにおいて、主要石油輸出国 5 ヶ国によって結成された。発足当時のメンバーは、サウジアラビア、イラン、イラク、クウェート、ベネズエラであり、その後、以下の 8 ヶ国が加入し、現在 13 ヶ国により構成されている。カターール (1961 年加入)、インドネシア (62 年)、リビア (62 年)、アブダビ (97 年)、アルジェリア (69 年)、ナイジェリア (71 年)、エクアドル (73 年)、ガボン (75 年)。

OPEC 成立の起因は、1959 年、1960 年の二度にわたるメジャーの原油値下げによる政府収入 (主として税収) の減少をおそれた産油国 5 ヶ国が、共同して値下げ撤回と石油価格の安定を石油会社に要求したことであった。

こうした OPEC 成立の事情からみて、その当初の目的は、石油価格の安定であった。そしてその創立会議において、「国際石油市場における価格安定を保証する手段を創出すること」という組織の主目的が、決議された²⁾。

第二の歴史的イベントは 1968 年 6 月の会議であり、そこで採択された“Declaratory Statement of Petroleum Policy”はその後の 70 年代の変化を準備したといわれる。

「“Declaratory Statement”の歴史的な意味は、これによって OPEC の目的が、『価格の安定』から、その石油資源に対する主権の宣言へと拡張したこと」であり、「この新しい方針の下で、メンバー諸国はその固有の資源に対するコントロールを拡大する努力を行った³⁾」。

こうした流れをみると、石油資源に対する主権の確立の目標を完全に達成した OPEC は、新しい歴史の局面にすでに入っているといえる。

本稿においては、新しい状況の下で供給過剰に直面する OPEC の動向を最近の経過におい

て見るとともに、この動向の背後にある基本条件について若干の検討を行う。

なお、2 における最近の動向の説明でも明らかであるように、原油の公式価格は、産油量上限とともに OPEC 内部の調整の焦点である。ここでは、以下の説明に必要な最小限の範囲で、公式価格について述べておこう。

公式政府原油販売価格 (Official Government Crude Sales Price) はふつう公式価格または GSP (政府販売価格) とよばれており、OPEC の加盟諸国政府は、OPEC で取り決めた公式価格で、外国政府または民間石油会社 (メジャーを含む) に原油を販売し、収入を得ている。一部を除いて完全国有化を達成した今日、産油諸国はその資源から生産した原油を自ら販売し原油収入を得ており、公式価格は文字通り、政府の原油販売価格である。以上のことは単純明快にみえるが、実はつぎのような訳で、しばしば混同されている。

国有化以前の産油国は、石油会社からの税収の形で石油収入を得ていた。すなわち石油会社は産油国で原油を生産・販売して利益をあげ、その一定率を所得税として産油国に納めた。産油国は石油会社の利益とそれを左右する石油価格に関心を持ち、価格安定による税収確保のため、OPEC を結成し共同歩調をとった。1960 年代の石油値下り傾向の中で OPEC の税収確保のための新ルールが次第に成立し、実勢価格とは別に会社の利益計算上の価格が設定され、これが安定的に維持されるようになった。

公示価格として知られたこの課税参照価格 (tax reference price) の決定権は 1973 年に

2) Resolution No. 1, (OPEC 1st Conference at Baghdad, 1960)

3) *PIW* June 26, 1978.

後、OPEC が完全に握るようになったが、同じ頃、石油資源国有化が始まった。当時は部分的国有化で、国は石油収入を、一部は石油販売、残りは税収から得ていた。この時代に政府の決める価格には、政府販売に関わるもの（GSP）と石油会社に関わるもの（課税参照価格）とがあった。以上のように、一口に OPEC が産油国政府の価格を決定するといっても、その内容は極大把握に見ても、時代と共に大きく変化してきており、混乱した議論を避けるために、少なくともこうした事実の一通りの理解が必要であろう。

2. 最近の経過とサウジアラビアの役割

2.1 OPEC 価格の再統一

1981 年 10 月末、OPEC はジュネーブ会議で、価格の統一に合意し、第二次石油ショック以来、2年以上続いた分裂価格を解消した。サウジアラビアの要求を入れて、大半の OPEC 諸国が高騰しすぎた原油公式価格を引き下げたのである。同時にサウジアラビアも公式価格を引き上げて、両者が歩み寄るかたちで、統一価格が実現した。

この価格分裂は、もともと、第二次石油ショックによって生じたものである。サウジアラビアを除く OPEC 諸国は、当時、原油スポット市場の価格急騰に追随するようにして公式価格を引き上げていったが、これに対し、サウジアラビアは、原油価格の急激な値上げに抵抗し、公式価格を低めに抑えていた。

こうして生じた分裂状態の中で、サウジアラビアは、他の OPEC 諸国に対して、公式価格引き下げによる価格再統一を主張しつつ、その実現のため、原油の増産を続けたりした。そのため 1980 年春以来、原油は過剰気味となっており、こうした状況下で 1981 年秋の価格統一が実現したのである。

各国の値下げ・値上げ状況は表 1 のとおりである。サウジアラビアが標準油種（アラビアンライト）価格をバーレル当り 32 ドルから 34 ドルに値上げしたのに対して、他の多くの諸国は 2.50 ドル程度値下げした。ただ、ナイジェリアは例外で、2 ドル値上げしたが、同国はすでに他に先駆けて 1 月以来 5.5 ドルの大幅値下げをしていたからである。

1981 年秋の OPEC 価格統一について、当時のワシントンポスト紙の社説は、つぎのよう

表 1. 公式政府原油販売価格 (1981 年 10 月 29 日決定)

		新 価 格	標準油種との 価格差	旧 価 格	変 化
サウジ	アラビアンライト (34°)	34.00	—	32.00	+2.00
クウェート	クウェート (31°)	33.00	-1.00	35.50	-2.50
リビア	ブレガ (40°)	37.50	+3.50	40.00	-2.50
アルジェリア	サハラブレンド (44°)	37.50	+3.50	40.00	-2.50
イラン	イラニアンライト (34°)	34.60	+0.60	37.00	-2.40
ナイジェリア	ボニーライト (37°)	36.50	+2.50	34.50	+2.00
インドネシア	ミナス (34°)	35.00	+1.00	35.00	変化なし
イラク	キルクーク (36°)	34.18	+0.18	34.18	変化なし
U A E	ムルバン (39°)	35.70	+1.70	36.58	-0.86
カタール	ドウカン (40°)	35.65	+1.65	37.42	-1.77

出所: MEES, 9 & 16 Oct. 1981.

な興味ある指摘を行っている。

「OPEC が統一価格を実現したことは、サウジアラビアがこの3年近くにわたって執念深く進めてきた戦略の勝利を意味している。これは、サウジアラビアの経済力を恐ろしいまでに見せつけた出来事だった……」

OPEC 内ではサウジと、石油価格の大幅かつ急速な引き上げを主張するイラン、アフリカ諸国との間で、主導権争いが繰り広げられてきた。

サウジは、高価格派諸国をサウジの価格政策に従わせるため、他の産油国よりもいく分低い価格で石油を売り、消費国の希望よりもいく分多く生産してきた。サウジはライバル達を、サウジ原油の中におぼれさせてきたのである。

これこそ、現在、国際市場で石油が過剰気味になっている原因である。忘れてはならないのは、この過剰はサウジ一国の力によって生まれたのであり、同国は好きな時にこれを解消できるということである。……」

サウジアラビアの石油市場への影響力を過大に評価しすぎたきらいはあるが、同紙は OPEC におけるその主導権の強さを的確に言い当てている。

そして、その後の経過においても、サウジアラビアはそのリーダーシップを引き続き発揮し、OPEC 全体の方向づけを大きく左右してきている。

そのサウジアラビアの石油価格に対する基本姿勢はどのようなものであろうか。それは一言で言えば、石油価格の急激な変動を回避すべきだという姿勢である。値上がり、値下がり問わず、石油価格の急激すぎる変化は、世界経済を混乱に陥れ、それによって産油国・消費国ともに経済的に不安定になるからである。

こうした考えは、第一次石油危機の後、OPEC 内にすでに生じていたが、その後、サウジアラビアはこれを積極的に支持し、実行に移す努力を進めるようになった。

サウジアラビアのこうした努力の著しい例として、1978年に「長期戦略のための六ヶ国閣僚委員会」が OPEC 内に設立され、ヤマニ石油相がその議長を務めたことがあげられる（委員会メンバーは、サウジアラビア、アルジェリア、イラン、イラク、クウェート、ベネズエラ）。

サウジアラビアのリードする OPEC 長期戦略委員会は、「原油価格の緩やかな上昇は可能でありかつ望ましい⁴⁾」という立場に立っていた。なぜならば、「それはインフレと為替変動から収入を守るという OPEC の価格決定の第一の目的を充たす⁵⁾」からであり、同時に値上げが徐々に行われるならば、世界経済成長を妨げないからである。そして、2年後に、長期戦略委員会は、こうした立場に立って、OPEC の価格戦略についての方針を結論として提案した。

この委員会の結論は、その後の石油情勢の変化から、実行不能になったが、その背景にある考え方は、その後もサウジアラビアの行動の中に生かされているといえよう。

サウジアラビアは、1979年以来原油の急激な値上がりに対抗して、価格抑制の役割を一国のみで担ってきた。そしてすでに述べたとおり、サウジアラビアの行動は、1981年秋の OPEC 価格統一の成功として一応結実した。

この価格合意の成立に当たって、サウジアラビア石油相は「この価格水準を守るため、最善

4) "ABC of OPEC's Pricing System", *PIW* Oct. 6, 1980.

を尽したい⁵⁾」と述べた。

それは、「他の OPEC 諸国による値上げのためのいかなる試みに対してもサウジは増産を行う」と共に、「過剰気味の市場において新価格体系を守るためにいつでも生産カットを行う用意のある⁶⁾」ことを意味していた⁶⁾。同時にヤマニ石油相は「70 年代のような出来事は、80 年代には生じないだろう。私は石油価格の急騰を避けて、混乱なく、徐々に値上げしたいと考えている⁷⁾」と述べている。

なお、この時彼は、石油市場の過剰が、長くは続かないだろうとの見解を示したが、この考えは、その後の経過に照らして楽観的にすぎていた。

国際石油市場の glut (供給過多) は、それから 1 年半以上も続き、その間、石油価格は全体として弱含みに推移してきた。したがって 81 年秋の価格統一以後、サウジアラビアの役目は、それまでの価格抑制の役割から一転して価格を下から支える役割へと変って、今日に至っている。

2.2 原油生産割当の発足

OPEC のとり決めた新しい原油価格体系の下で、石油市場は一時安定したかにみえたが、冬の需要期が終り、82 年春が近づくと、再び、石油市況は緩み、原油スポット価格が低下しはじめた。

新たな原油価格の急低下に直面した OPEC は、従来からの価格取り決めに加えて、その歴史上初めて原油生産調整に踏み切った。すなわち 1982 年 3 月に OPEC 各国の石油相はウィーンで会合し、OPEC の生産量の上限を 1750 万バレル/日 とすると共に、各国別に許容される原油生産量の上限を取り決め、合意したの

である。

生産割当 (quota) 制とよばれるこの生産調整は、以前から OPEC 内で議論されてきたものの、実現は困難とみられていた。その生産割当が合意に達したのは、「消費国とメジャーは (在庫払い出しなどを通して)、OPEC に対し、値下げを強いるため共謀している⁷⁾」との認識が、各国代表の間に拡がり、危機感を抱いたためであると当時の報道は伝えている。いずれにしても、OPEC は、原油価格の維持のために生産調整というより踏み込んだ効果的な手段を採らざるを得なかったのである。

82 年 3 月の石油相会議で合意された各国の原油生産割当量は表 2 のとおりである。

表 2. OPEC の原油生産上限 (1982 年 4 月以降)

	上 限	1983年初めの 生産量	増 減
Saudi Arabia	7,000	8,500	-1,500
Iran	1,200	1,100	+100
Iraq	1,200	1,300	-100
UAE	1,000	1,383	-383
Kuwait	650	650	0
Qatar	300	403	-103
Neutral Zone	300	305	-5
Mideast Total	11,650	13,641	-1,991
Other OPEC			
Venezuela	1,500	1,950	-450
Nigeria	1,300	1,750	-450
Indonesia	1,300	1,492	-192
Libya	750	800	-50
Algeria	650	700	-50
Ecuador	200	200	0
Gabon	150	140	+10
Total OPEC	17,500	20,673	-3,173

単位 1,000バレル/日
出所: PIW, March 29, 1982.

なお会議での合意は 1,800 万バレル/日であったが、会議後サウジアラビアが自国の割当

5) "Yamani at Geneva (記者会見)", *MEES*, 9 Oct. 1981.
6) *MEES*, 16 Oct. 1981.
7) *PIW*, March 29, 1982, p. 1

量を 50 万バレル/日 だけ自発的に削減したため、OPEC 全体の生産上限は 1,750 万バレル/日 となり、4 月 1 日より実行されることとなった。

この OPEC の原油生産上限 1,750 万バレル/日 は、同年初めの生産量 2,067 万バレル/日 の 15% 減である。

各国別の生産削減率はかなりばらつきがあるが、年初生産量よりも大きな生産量が割り当てられたイランを除いて、すべての国がそれぞれ削減した⁸⁾。

サウジアラビアに割り当てられた生産量（追加削減後は 700 万バレル/日 で年初生産量 850 万バレル/日 に対し 17.6% の削減であり、OPEC 全体の削減率 15% をやや上回っている程度である。

しかし、この会議の席上サウジアラビアは、標準油種価格 34 ドルの維持のために必要ならば 5 月以降さらに一層の減量を考慮する用意があると表明しており、このサウジの意向が OPEC 生産調整の合意の大前提として各国によって了解されていたといわれる⁹⁾。すなわち、各国はサウジアラビアの一層の減産という約束と引きかえに減量と生産割当を受け入れたのである。

こうして成立した歴史上初めての産油国による生産調整は、当面効果を上げ、石油市況は急速に回復した。しかし、石油需要の不振が長がびく中で、生産調整によっても glut の解消に至らなかったのみでなく、時の経過と共に、OPEC 内の足並みの乱れが表面化してきた。

その一つの原因は、同じ 3 月の石油相会議が、アフリカなどの軽質油、超軽質油の値下げを決定したことであった。この決定は標準油種（アラビアンライト）との油種間価格差（diffe-

rential) を縮小するという形をとったが、そのため、たとえば代表的アフリカ原油と標準油種との価格差は 2.50 ドルから 1.50 ドルに縮小し、アラビアンライトなどが割高となる結果となった。しかし、さらに重大なことは、一部産油国が公式価格を据え置いたまま内密に値引きを行ったり、生産割り当てを無視して増産を行ったことであり、そのため OPEC の取り決めは事実上、反古となっていったのである。こうした状況下で、glut における OPEC の価格維持機能回復をめざした新たな努力が、1982 年秋にサウジアラビアを中心にふたたびはじめられた。

2.3 市場安定化へのサウジのイニシアティブ

1982 年 10 月の GCC（湾岸協力会議）のサララ声明は、こうした OPEC 立てなおしのための努力の第一歩であった。

サウジアラビアを中心に、クウェート、UAE、カタールなどペルシャ湾岸 6 カ国で構成される GCC の石油相は 82 年 10 月中旬にオマーンのサララで会合し、当面の石油情勢を検討した。会議後発表された声明は、生産・価格取り決めを無視するメンバー諸国を中心に、OPEC 内外の産油国の無秩序な行動を非難すると共に、これら諸国に対し強い調子の警告を与え注目を集めた。

声明はつぎのように述べている。「……去る 3 月の決定により、OPEC は石油値下り回避

8) すでに生産水準の低下した会議直前の生産量と比べると、合意された生産上限は 74 万バレル/日の削減にすぎず、また生産増加を認められた国は、イランの他にインドネシア、リビア、ガボンなどである。

9) *PIW* March 19, 1982, p. 2., なお会議は、この生産割当が次の石油相会議で再検討されること、また、それ迄の期間新設の閣僚委員会（UAE 石油相を議長とする）が市場動向の監視を行うことなどを決定している。

に成功した。それは変動する石油価格の危険から、消費国・産油国を救った。しかしながら、一部の OPEC メンバーや他の輸出国の行動が市況を弱め、石油産業のすべての関係者にとって有害な混乱を生み出していることに、各国石油相は大きな不満をもって注目している¹⁰⁾。

声明が非難しているのはつぎの三点である。

(1) 一部 OPEC メンバーが割り当てられた産油量上限を超えて生産し、自ら取り決めた価格より安く石油を売っていることである。つづいて、(2) OPEC 取り決めにおいてアフリカ原油が割安であること、(3) 北海の産油会社やメキシコが意のままに値下げしていること、が指摘されている。

声明は最後に、他の産油国が責任ある行動をとらない場合、報復を行う可能性があることを示唆しているが、その警告は、この種の外交文書の表現としては、もっとも強硬な調子のものであった。

生産割当を無視した増産が、非難の中心であった。たとえば(昨年九月実績で)イランは割り当て量 120 万バレルに対し 250 万バレルを、またリビアは 75 万バレルの割り当てに対し、150 万バレルを生産した。また、これら諸国は増産した石油の販路確保のため、公式価格の値引きを行っていた。

その値引きは公式価格を変えず、個々に内密に行われ、そのやり方はつぎのように多様であったといわれる。

(1) 単純な値引、(2) 信用期間の延長、(3) 精製契約を結び、原油からの製品を安値で相手に売る、(4) パーター取引において、相手国からの輸入品を不当に高い価格で買い取る、(5) 一括契約を結び、原油は公式価格で売るが、製品や LNG を市場より低い価格で売

る、(6) 公式価格で売るが、運賃を輸出国が負担する CIF ベースである、(7) 未国有化部分がある場合、会社の自社生産石油の課税条件の緩和、など¹¹⁾。

こうした一部産油国による協定無視の増産、値下げにもかかわらず、OPEC の産油量が全体として抑制され、値下げ競争による大幅な値崩れが避けられたのは、サウジアラビアを中心としたペルシャ湾岸諸国が大幅に減産したからである(表 3)。

表 3. OPEC 諸国の産油量 100 万バレル/日

OPEC	82年9月	産油能力
中東 OPEC		
サウジアラビア	5,500	11,000
イラン	2,300	2,500
イラク	800	1,500
クウェート	700	2,500
UAE ・ アブダビ	850	2,100
" ドバイ	350	370
" シャルヤ	7	15
カタール	287	650
中立地帯	370	600
中東 OPEC 計	11,163	21,235
他の OPEC		
ベネズエラ	1,980	2,400
ナイジェリア	1,170	2,400
リビア	1,400	2,000
インドネシア	1,300	1,600
アルジェリア	800	1,100
ガボン	140	200
エクアドル	225	250
全 OPEC 計	18,178	31,185

出所: PIW, Nov. 15. 1982.

サウジアラビアは、700 万バレル/日の生産上限に対し 550 万バレルまで減産したが、この産油水準はその産油能力 1,100 万バレル/日の半分にすぎず、同じくクウェートも産油能力の半以下にまで、大幅減産を行った。

10) "Text of Gulf Oil Ministers' Statement" *MEEES*, 18, Oct. 1982.

11) "Oil Prices in 1983: a Critical Year" *MEEES* 6 Dec. 1982, Supplement p. 10.

原油値崩れと極端な過剰は、こうして避けられたものの、ペルシャ湾岸諸国はそのしわ寄せを受ける結果となった。

割高の公式価格を維持しつづけ、減産した結果、たとえばサウジアラビアの原油生産の OPEC 内でのシェアは 40% から 28% に大幅に低下したが、このことは経済的損失のみでなく、政治的な損失を招くおそれもあった。

サウジアラビアの公式価格維持による利益のより大きな分け前を得たのは、イラン、リビアなど協定を無視した諸国であった。とりわけ、イランは、イラン、イラク戦争において、イラク支援のサウジアラビアと対立関係にあり、サウジの価格維持策は、いわば敵に塩を送る結果となった。

石油値下げ競争回避のためのサウジアラビア等の減産は、自らの困難を招いたが、こうした事態を変えるため、すべての加盟国による重荷の分担を主張したのが GCC のサララ声明であった。

サララ声明は、その後半年にわたる生産・価格をめぐる OPEC 内の動きの起点となったが、同声明の約 1 ヶ月後に発表された、石油専門家グループによる報告書、“Oil Prices in 1983: a Critical Year” は、次の展開へのステップを開いた¹²⁾。

GCC に親密な立場の専門家達によるこの報告書は、サララ声明を理論面で補強するものと一般からみられ、OPEC の新しい生産割り当て取り決めの必要性を強調したのであった。

その内容は、世界の石油需要の低迷が続くという厳しい見通しに立って、概そつぎのようなものであった。

現状のままでは、縮小する市場の中で、各国がシェアを奪い合い、価格戦争、値崩れへと進

んでいこう。もちろん、各国が協力すれば OPEC は石油市場をコントロールでき、過当競争は回避できる。そのためには、各国別に産油量の上限を割り当てる必要があり、各国はその新しい取り決めを結ぶべきだと主張している。

この報告が OPEC の直面する危機の深刻さを強調したことは、メンバー諸国に大きな衝撃を与えたといわれ、当時、目前に迫った 12 月の定例石油相会議へ向けて、新しい割り当て協定合意のための各国の努力が開始された。

その後の経過について、かいつまんで述べるとつぎのとおりである。

OPEC は 82 年末と 83 年 1 月 23、4 日の二度の石油相会議を通じて、生産割当の取り決めの合意にはほぼ達成していたといわれる。

それが合意寸前に御破算となったのは、サウジアラビアとクウェートの反対によるものであった。

この反対は、理不尽な横車、感情に走った反対などと一部で評されたが、サウジアラビアの立場は、次のようなものと一般に解されている。

すなわち、サウジは、83 年 1 月以来、原油価格の値下げが不可避との見解を持っており、現行の高すぎる公示価格を支持するような合意の成立を怖れたのであるといわれる¹³⁾。

つまり、石油市場安定のためには、生産制限のみでは不十分であり、値下げによる需要回復をはかるべきだというのである。このサウジアラビアの主張は他のメンバー諸国に浸透したものとみられ、その後、OPEC は、産油量の割

12) *MEEES*, 6 Dec. 1982, Supplement.

13) *PIW*, Jan. 31, 1981, p. 5~6.

当と併せて、公式価格の値下げについての全加盟国の合意をめざして、動きはじめ、3月中旬の合意達成までの長い期間、調整の努力が続けられた。

3. OPEC と国際石油市場の今後

以上では、glut (供給過多) に対応する OPEC の動向を現象に即してフォローしてきたが、ここでは国際石油市場における OPEC の地位と今後のその役割について大づかみに展望する。

極端な石油価格の変動の回避を基本姿勢とするサウジアラビアのリーダーシップが定着するならば 今後は OPEC の政策も「価格の安定」をより強く指向することになるだろう。

サウジアラビアの OPEC におけるリーダーシップの基盤については、すでに多く議論されているところである。すなわち、メンバー最大の産油能力をもちながら、少ない人口を擁し、いわゆる low absorber であることから、産油量の調節能力がきわめて大きいこと、また、その背景には、世界最大の確認埋蔵量を有することが指摘されている。さらに、石油価格の安定というサウジアラビアの政策方向が、他の産油国の長期的利益とも一致することがひろく認識されつつあることも考えられる。

しかし、国際石油市場との関連で注目すべきことは、サウジアラビアとメジャーとの強い絆であろう。サウジアラビアは国有化後今日までメジャーとの緊密な関係を保っている OPEC 唯一の国である。

OPEC 産油国の多くは、1976 年を中心に、メジャーの資産国有化を完了したが¹⁴⁾、各国とも、メジャーと長期供給契約を結び、しばらくは、旧来からの関係を続けた。ところが、1979 年頃から、この結び付きは急速に失われた。表

表 4. 原油輸出の取引先の変化 (1979~1980 年)

単位百万バレル/日	サウジアラビア	その他 OPEC 諸国	計
メジャー向け {79年10月実績	7.2	9.7	16.9
{80年予想	6.5	5.8	12.3
市場向け* {79年10月実績	1.7	9.7	11.4
{80年予想	2.1	12.8	14.9
輸出 {79年10月実績	8.9	19.4	28.3
{80年予想	8.6	18.6	27.2

出所：APS, 31, Oct. 1079, より作成

* 「市場向け」には、各国精製会社との直接取引(DD)、政府間取り引き(GG)、およびスポット市場での販売が含まれる。

4に示すように、サウジアラビアを除く OPEC 各国のメジャーへの石油販売量は減少した(表4は、予想量であり、実際にはサウジ以外の国のメジャーへの販売はさらに減少したとみられる)。

サウジアラビアの原油輸出は依然、主としてメジャー向けに行われ、それ以外の経路での輸出は、この予想を下回っている¹⁵⁾。取引種類の輸出統計は乏しく、最近の実態を示すことはできないが、長期契約によるメジャーとの安定した関係は、サウジアラビアを除いては、大部分が解消されている。

最大の産油国サウジアラビアにおいては、少なくともメジャーとの強い絆が保たれていることの意味の一つは、メジャーの原油購入減によるサウジアラビアの減産が、OPEC の減産・生産調整に役立っていることであるが、そのもう一つのより大きな意味は、OPEC の今後に関わっている。というのは、産油諸国は 73 年

14) サウジアラビアの完全国有化の時期は、メジャーへの国有化資産の補償が完済された 80 年 3 月と一般にみられている。しかし、国有化協定の主要部分はすでに 76 年 1 月から実質発効され、そのためメジャーは自社生産原油をすべて失い、以後政府から石油を全量購入する形をとっている (MEES, 26 May, 1980 他)。

15) ベトロミン (サウジ国営石油会社) によれば、その direct crude sales は 1980 年中頃に 140 万バレル/日にすぎず、残りの原油はメジャーに販売されている (PTW, June 23, 1980)。

の石油禁輸やその後の調整期にも、メジャーの協力を得て初めて成果を得てきたからである。サウジを除く産油諸国とメジャーとの絆が失われた結果、石油価格変動の振幅は一段と大きくなっている今日、国際石油市場の安定を達成するには、やはりメジャーとの協調が必要であるが、サウジアラビアはそのとき、OPEC とメジャーとの橋渡しの役割をもっともよく果たすことができる。

もちろん、サウジアラビアの指導力が高まり、OPEC の政策が価格安定を指向するようになったとしても、国際石油市場に対するそのコントロール能力には限界がある。

その第一は、それが主権国家から構成されていることによるのであるが、OPEC は大枠について取り決めを行うものの、具体的運営についての協議は行われぬ。たとえば原油生産量についてみても、四半期毎に、生産量上限を決めるのみで、需給の変化に対応した運営は市場監視委員会や各国営石油会社などに委ねる他なく、その調整能力には限界がある。

第二に、たとえその内部調整力が向上しても、単に OPEC のみでは、国際石油市場のコントロールは困難だということである。これは主に、世界の原油供給におけるシェア低下によるもので、その調整において、今後、メキシコ、英国など非 OPEC 諸国との協調の必要性がますます強まるとみられ、このことは OPEC の力の後退を意味するものと一般に理解されている。

しかしこれを国際石油市場のコントロールの立場から見ると、さらに重要な側面があると思われる。それは、今日の国際石油市場のコントロールが原油のコントロールのみではきわめて困難だという事実である。

この事実の理解を助けるために、かつて原油のコントロールを通して、市場全体のコントロールが可能であった事情を要約して説明しよう。

メジャーは、第二次大戦後から 70 年代初頭まで、中東原油の共同生産・共同管理によって国際石油市場をかなりの程度コントロールし、安定させてきたといえよう。それは、低コストの中東原油が強い価格競争力をもち市場シェアを拡大したためであったが、とくに 1960 年代には、石油輸入制限により米国市場が半ば隔離されたため、残る国際市場における中東原油のシェアは圧倒的となった。さらにその生産のほぼ 100% はメジャー 7 社間の様々な組合せの共同会社が行っていたので、その調整は今日にくらべて容易であったろう。

中東原油の共同管理によって国際市場をコントロールできたのは、上のような好条件がいくつか重なったためであるが、今日、それらはすべて変化している。

新しい産油地が生れ世界の産油地域の数が多くなり、原油供給主体が OPEC などにおいてメジャーから主権国家に変わり、その数も増えた結果、原油のコントロール自体が以前よりも困難になっている。今や、第二次大戦後以来の原油コントロールによって国際石油市場のコントロールが可能なのは過去のものとなったようであるが、これにかわる新しいコントロールのシステムはまだ現われていない。

「国際石油市場をコントロールするものは不在である¹⁶⁾」という見方(仮説)に立つならば、今日の供給過剰をどう見るべきであろうか？

16) "Nobody in Control of Oil Market", *PIW*, Oct. 4, 1982. "Structural Changes Seen Unsettling World Oil Market", *PIW*, Nov. 15, 1982.

それは、極端な供給過剰と供給不安との周期的交代・石油価格の乱高下の時代の始まりを意味し、あるいは最悪のケースでは戦前の国際石油カルテル成立前の無秩序な競争時代の再来を意味するともいえよう。したがって、今日の緩和された需給関係が安定して今後も継続するとみるべきではなく、まして今日の周期的なサイクルの一局面のみから、エネルギー開発などの長期的政策問題について判断を変えるべきではない。

もちろん、産油国、消費国とも石油市場の安定を望んでおり、無秩序な競争の回避は今後の課題である。

この場合、大切なことは原油の供給調整のみに依存して、石油市場を安定させることは不可能であるということであり、まして OPEC の調整機能は限られた範囲のものである。

原油のコントロールそのものは、非 OPEC 産油国を含めた幅広い供給調整、さらに、消費国政府の石油備蓄政策の活用によっても、ある程度効果を高められよう。しかし石油市場のより一層の安定には製品市場のコントロールが必要である。

この面で、とくに大きな課題となっているのは、最大の不安定要因の一つのヨーロッパ製品市場での過当競争の解消であるが、ここではメジャーによる市場再編のきざしが現われている。それは、縮小するヨーロッパ市場からのメジャーの一連の撤退と関連しており、ガルフ石油が全面撤退を、また BP、テキサコも英・独を残し撤退を進めている中で、ヨーロッパ製品市場は Big 2 (エクソンおよびロイヤルダッチ・シェル) とモービルの3社による寡占化の方向を進みつつあるといわれる¹⁷⁾。こうした少数のメジャーによる寡占化の傾向は、製品市場、ひいては原油市場の安定をもたらすものとして、今後の動向が注目される。

国際石油市場がコントロールされ、石油価格が安定化へと向うための条件は一方でメジャーによる製品市場のコントロールが行われるとともに、他方でこれを基礎として原油需給が調整されることであり、その側面では、メジャーと OPEC を中心とする産油国の協力が不可欠であろう。

(はつかで よしろう)
経済部
エネルギー研究室)

17) "The Third Oil Shock Leading to Structural Changes in World Oil Trade", *International Petroleum Finance*, Feb. 15, 1983.

<新モデル紹介>

原子力発電コストモデル*

キーワード：原子力，発電コスト，核燃料サイクルコスト

矢島正之 牧野文夫

〔要旨〕

原子力発電コストモデルは、各電源の発電コストの長期的傾向を把握し、原子力発電の経済性を評価するために構築された。本稿は、このモデルの構造を明らかにし、発電コストの計算と電源開発計画・燃料価格・稼働率等に関するシミュレーション分析の結果を検討したものである。

これまでの計算によると、放射性廃棄物の処理・処分や廃炉等のバック・エンドの費用を加えても、原子力発電の他電源に対する経済的優位性は今後とも動かないと考えられる。また、相対的にコストの安い原子力のウェイトが高まるため、総平均の発電コストの上昇は抑えられ、長期にわたり安定的に推移していくことになる。しかしながら、原子力発電コストの計算には多くの不確実性がともなうため、今後とも精緻なインプット・データを作成することにより、評価の信頼性を高めていくことが重要である。

なお、本研究報告は当所の所内研究「原子力発電コストの長期展望」の57年度中の作業結果をとりまとめたものである。

1. まえがき
2. モデルの概要
3. モデルの構造
 - 3.1 費用項目別コスト計算方式
 - 3.2 電源別発電コスト計算方式
4. 発電コストの推計
 - 4.1 標準ケース
 - 4.2 電源開発シミュレーション
 - 4.3 燃料価格感度分析
 - 4.4 稼働率シミュレーション
5. 核燃料サイクル・サブモデル
 - 5.1 モデルの構造
 - 5.2 核燃料サイクルコストの推計
6. 今後の課題

1. まえがき

原子力高度化時代を迎えて、原子力発電の経済性向上が重要な問題となる中で、OPEC 諸国による原油価格大幅引き下げがあいつぎ、有力な石油代替エネルギー源としての原子力発電の経済性が改めて議論されるようになった。

このような背景のなかで、2000年に至る各電源の発電コストの長期的傾向を把握し、原子

力発電の経済性を評価するために、原子力発電コスト計算モデルを構築した。今回開発したモデルの第1の特色は、核燃料サイクルコストの各ステップを計算するサブルーチンをもち、ウラン精鉱から成型加工に至るフロントエンドのみならず、再処理、放射性廃棄物の処理・処分

* 本モデルの設計資料に関して情報システム部高橋誠主査研究員および研究開発本部吉備信也主査研究員の絶大な協力を得たことに感謝する。

などのバックエンドの費用の計算が可能になったことである。これによって核燃料サイクルコストの原子力発電の経済性に及ぼす影響が分析できるようになった。また、本モデルが感度分析またはシミュレーション分析用に設計されており、燃料価格・建設価格や稼働率の変化と減価償却方法の違いなどの算定条件の変化に対応し得るよう、汎用性を配慮してつくられていることが第2の特色である。

本稿では、この原子力発電コストモデルの構造を紹介し、あわせて仮説的な電源開発計画にもとづいて今後の電源別発電コストの経済性を検討した。

2. モデルの概要

モデルを構築し、発電コストを算定するにあたって、つぎの諸前提を置いた。

- 1) 原子力発電は軽水炉のみとして、使用済燃料は再処理するが、生産されたプルトニウム、回収されたウランは2000年までリサイクルせず貯蔵する。

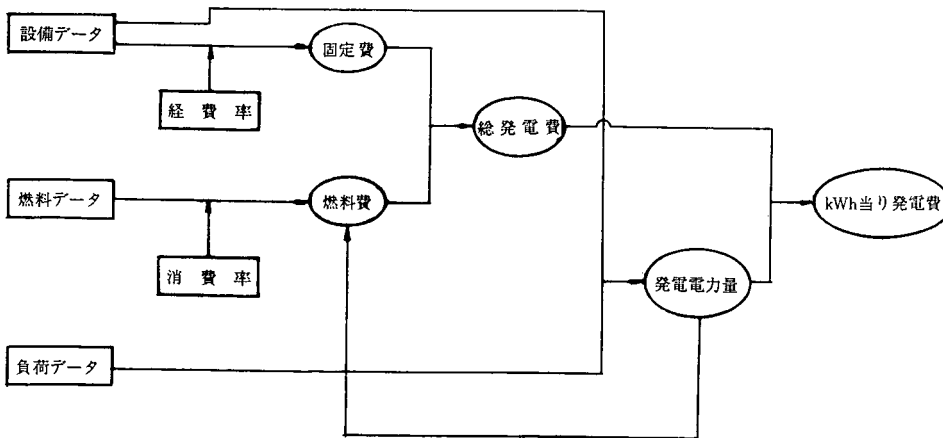
- 2) 対象とするプラントは、ある年に稼働している全プラントとする。なお、以下において、新設プラントとは1980年以後に運開するプラント、既設プラントとは1979年以前に運開したプラントと定義する。
- 3) 初年度コストではなく耐用年間平均コスト・ベースで計算する。
- 4) 1980年基準の卸売物価指数でデフレーションした実質価格で計算する。

モデルの概要は、図2.1のフローチャートに示される。

インプットデータは設備データ・燃料データ・負荷データから構成される。

設備データの内訳は、運開年(年)・設備容量(kW)・建設費(円)・法定耐用年数・物理的耐用年数である。運開年・設備容量・建設費は各プラントごとに計上され、耐用年数は原子力・火力・水力の発電方式別に与えられる。

燃料データは、原子力・石油火力・石炭火力・LNG火力・揚水式など発電方式別に与えられる燃料単価からなる。原子力発電の核燃料サ



□ : インプット・データ

○ : アウトプット・データ

図 2.1 モデルのフローチャート

イクル費はサブルーチンでサイクルの各ステップごとに計算される。また今回の計算では、揚水式の燃料単価として深夜電力単価を用いた。

負荷データとしては、各種発電方式別に物理的耐用年間に経年的に変化する稼働率を用いた。

設備データの建設費からは固定費が算出される。固定費は金利・償却費・その他固定費・保守修繕費から構成される。これらは費用項目別に与えられる経費率を建設費に乗ずることによって求められる。原子力発電の場合には、これらの費用に加えて廃炉費と運転にともない発生する低レベル廃棄物の処分費が計上される。

燃料データは燃料費を計算するために用いられる。火力発電の場合には、発電方式別に、重原油価格 (円/k l)・石炭価格 (円/t)・LNG 価格 (円/t) に消費率と発電電力量を乗ずることにより燃料費が求められる。揚水発電の場合には、消費率の代りに揚水発電効率 (揚水式で 1 kWh 発電するのに必要な電力量) が用いられる。また、原子力の場合には、燃料費はサブモデルで計算されるが、その算式については 6 節で説明する。

固定費と燃料費から総発電費用が求められ、これを設備容量と稼働率から計算される発電電力量で除することによって、kWh 当り発電費用が算出される。

以上の説明から明らかなように、モデルは「積上げ」計算方式を採用している。これは、諸条件の変化に対応しうるよう汎用性を考慮したため、シミュレーション又は感度分析を行いやすいように構築されている。

モデルのインプット・データとアウトプット・データは付表 1 に掲げられる。

3. モデルの構造

3.1 費用項目別コスト計算方式

発電費用は金利・償却費・その他固定費・保守修繕費および燃料費により構成されるが、原子力発電では廃炉費と運転に伴い発生する低レベル廃棄物の処分費も含まれる。金利・償却費は、設備建設に伴う金利・減価償却費とし、その他固定費は、(1) 固定資産税、(2) 人件費、保険料等の直接費、(3) 業務分担費、事業税、法人税、その他経費等の間接費を含むものとする。また、保守修繕費は通常は直接費として計上されるのであるが、ここでは将来の技術変化あるいは追加設備の設置等によるコスト増を考慮して特に 1 項目としてとり上げることにした。

各費用項目の算式は、つぎの通りである。

1) 金利・償却費(各年別)

$$\begin{aligned} \text{金利・償却費} &= \text{建設費} \times \text{年経費率(各年別)} \\ &= \text{建設費} \times (\text{金利} + \text{減価償却率}) \end{aligned}$$

2) その他固定費(各年別)

$$\begin{aligned} \text{その他固定費} &= \text{建設費} \times \text{年経費率(各年別)} \\ &= \text{建設費} \times \text{その他固定費率} \end{aligned}$$

3) 保守修繕費(各年別)

$$\begin{aligned} \text{保守修繕費} &= \text{建設費} \times \text{年経費率(各年別)} \\ &= \text{建設費} \times \text{保守修繕費率} \end{aligned}$$

4) 燃料費(各年別)

a. 原子力発電

$$\text{核燃料サイクル・コスト(6 節参照)}$$

b. 火力発電(燃料種別)

$$\begin{aligned} \text{燃料費} &= \text{設備容量} \times \text{年間時間数} \times \text{年利用率(経過年数別)} \\ &\quad \times \text{燃料消費率} \times \text{燃料単価(各年別)} \end{aligned}$$

c. 揚水発電

燃料費＝設備容量×年間時間数×年利用率×揚水発電効率¹⁾×深夜電力単価(各年別)

1) 揚水発電で 1 kWh を発電するために必要とされる電力量。

5) 廃炉費(各年別, 原子力のみ)

わが国における最近の調査研究により, 廃炉総額は建設費(法定耐用年間すなわち運開後の 16 年間の物価上昇率を考慮)の 20% とする。

また, 今回の計算では, 減債基金方式により法定耐用年間にわたり毎年均等額ずつ廃炉費用を積立てるものとした。年間積立額の算式はつぎの通り。

$$d = \frac{0.2c \times i \times (1+r)^{16}}{(1+i)^{16} - 1}$$

d : 年間積立額

c : 建設費

i : 金利

r : 実質価格上昇率

6) 運転にともない発生する低レベル放射性

廃棄物の処分費(各年別, 原子力のみ)

今回の計算では, 発生後 1 年間貯蔵された後, 翌年に処分されるものとした。

計算式はつぎの通り。

$$L_t = V_0 \times \delta_{t-2} \times W_{t-2} \times (P_{1t} \times \alpha_t + P_{2t} \times \beta_t)$$

ここで, L : 運転にともない発生する低レベル廃棄物の処分費(円, BWR・PWR 別)

V_0 : 廃棄量…現在における BWR・PWR (100 万 kW) 別年間発生本数 (200 l ドラム)

δ : 減容効果(現在の発生量 1 に対する比率)

W : プラントの設備容量 (100 万

kW)

P_1 : 海洋処分費用(円/本)

P_2 : 陸地処分費用(円/本)

α : 海洋処分比率

β : 陸地処分比率

$$(\alpha_t + \beta_t = 1)$$

t : 年度

3.2 電源別発電コスト計算方式

プラント別のコスト計算は上述の計算方式にしたがって計算されるが, それをもとにして発電方式別の発電コストあるいは総電源平均発電コストは次に説明する方式で計算される。計算に際しては, 設備を 1979 年までに既に運開になっているもの(既設設備)と 1980 年以降に運開になるもの(新設設備)とに分けている。

まず, 金利・償却費, その他固定費, 保守修繕費に関しては, 原子力, 火力(石油火力, 石炭火力, LNG 火力), 水力(一般水力, 揚水式水力)の発電方式別につきのような計算方式にしたがって計算される。

1) 金利・償却費

$$\text{既設設備金利・償却費(各年別)} = \sum \left\{ \begin{array}{l} \text{当該年における} \\ \text{既設設備のプラ} \\ \text{ント別金利・償} \\ \text{却費} \end{array} \right.$$

$$\text{新設設備金利・償却費(各年別)} = \sum \left\{ \begin{array}{l} \text{当該年に運開と} \\ \text{なっている新設} \\ \text{設備のプラント} \\ \text{別金利・償却費} \end{array} \right.$$

$$\text{金利・償却費(各年別)} = \text{既設設備金利・償却費} + \text{新設設備金利・償却費}$$

2) その他固定費

$$\text{既設設備その他固定費(各年別)} = \sum \left\{ \begin{array}{l} \text{当該年における} \\ \text{既設設備のプラ} \\ \text{ント別その他固} \\ \text{定費} \end{array} \right.$$

$$\text{新設設備その他固定費(各年別)} = \sum \left\{ \begin{array}{l} \text{当該年に運開と} \\ \text{なっている新設} \\ \text{設備のプラント} \\ \text{別その他固定費} \end{array} \right.$$

その他固定費 (各年別) = 既設設備その他固定費 + 新設設備その他固定費

3) 保守修繕費

既設設備保守修繕費 (各年別) = \sum 既設設備 { 当該年における既設設備のプラント別保守修繕費 }

新設設備保守修繕費 (各年別) = \sum 新設設備 { 当該年に運開となっている新設設備のプラント別保守修繕費 }

保守修繕費 (各年別) = 既設設備保守修繕費 + 新設設備保守修繕費

原子力発電については、つぎのような計算式で計算される、運転にともない発生する低レベル廃棄物の処分費と廃炉費が加算される。

4) 運転にともない発生する低レベル廃棄物の処分費

既設設備低レベル廃棄物処分費 (各年別) = \sum 既設設備 { 当該年における既設設備のプラント別低レベル廃棄物の処分費 }

新設設備低レベル廃棄物処分費 (各年別) = \sum 新設設備 { 当該年に運開となっている新設設備のプラント別低レベル廃棄物の処分費 }

低レベル廃棄物処分費 (各年別) = 既設設備低レベル廃棄物処分費 + 新設設備低レベル廃棄物処分費

5) 廃炉費

既設設備廃炉費 (各年別) = \sum 既設設備 { 当該年における既設設備のプラント別廃炉費 }

新設設備廃炉費 (各年別) = \sum 新設設備 { 当該年に運開となっている新設設備のプラント別廃炉費 }

廃炉費 (各年別) = 既設設備廃炉費 + 新設設備廃炉費

燃料費は、原子力、火力（石油火力、石炭火力、LNG火力）、揚水に対して次のような計算方式にしたがって計算される。

6) 燃料費

既設設備燃料費 (各年別) = \sum 既設設備 { 当該年における既設設備のプラント別燃料費 }

新設設備燃料費 (各年別) = \sum 新設設備 { 当該年に運開となっている新設設備のプラント別燃料費 }

燃料費 (各年別) = 既設設備燃料費 + 新設設備燃料費

発電コスト計算のための発電方式別発電電力量は、以下の計算式で計算される。

7) 発電方式別発電電力量

発電電力量 (発電方式別・各年別) = $\frac{\text{設備容量} \times \text{年間時間数} \times \text{利用率}}{\text{各年別}}$

したがって、発電方式別の各年別発電コストの計算はつぎの通りである。

8) 原子力の発電コスト

総コスト (各年別) = $\frac{\text{金利} \cdot \text{償却費} + \text{その他固定費} + \text{保守修繕費} + \text{運転にともない発生する低レベル廃棄物の処分費} + \text{廃炉費} + \text{燃料費}}{\text{各年別}}$

発電コスト (各年別) = 総コスト / 発電電力量

9) 火力（石油火力、石炭火力、LNG火力）、揚水式の発電コスト

総コスト (各年別) = $\frac{\text{金利} \cdot \text{償却費} + \text{その他固定費} + \text{保守修繕費} + \text{燃料費}}{\text{各年別}}$

発電コスト (各年別) = 総コスト / 発電電力量

10) 一般水力の発電コスト

総コスト (各年別) = $\frac{\text{金利} \cdot \text{償却費} + \text{その他固定費} + \text{保守修繕費}}{\text{各年別}}$

発電コスト (各年別) = 総コスト / 発電電力量

以上の発電方式別発電電力量と総コストを用いて、次の方式で総電源平均発電コストが計算される。

11) 総電源平均発電コスト

総電源平均発電コスト (各年別) = $\frac{\sum \text{発電方式} \{ \text{発電方式別総コスト} \}}{\sum \text{発電方式} \{ \text{発電方式別発電電力量} \}}$

4. 発電コストの推計

2節で説明した発電コスト計算のために必要な諸前提から、各電源別（原子力・火力・水力）および総電源平均発電コストの2000年に至る動向を推計した。また、シミュレーション分析・感度分析としては、（a）電源開発規模、（b）燃料価格、（c）減価償却法、（d）稼働率、（e）建設価格等の変化が発電コストに与える影響を分析した。それらの前提条件を以下のようにまとめる。

（a）電源開発規模

1983年以降の最大電力の増加率は標準ケースでは年率3%とし、これよりも高いケースと低いケースとを想定する。これらに対応する電源開発計画を設定した場合の発電コストを計測する。

(%)

	最大電力増加率 (1983~2000年)
ハイケース	4
標準ケース	3
ローケース	2

（b）燃料価格上昇率

シミュレーションとしては、燃料価格の年上昇率が標準ケースに対し±1%変化した場合の発電コストを計測する。

（i）核燃料サイクル

(%)

	精 鈹	転 換	加 工	輸 送
	1982~2000	1982~2000	1981~2000	1981~2000
ハイケース	3.0	3.0	1.0	3.0
標準ケース	2.0	2.0	0.0	2.0
ローケース	1.0	1.0	-1.0	1.0
	再 処 理		Pu, U クレジット	
	1982~1985	1986~2000	1982~1985	1986~2000
ハイケース	8.0	3.0	8.0	3.0
標準ケース	7.0	2.0	7.0	2.0
ローケース	6.0	1.0	6.0	1.0

（ii）その他

(%)

	石油・LNG		深夜電力
	1982~1983	1984~2000	1982~2000
ハイケース	-17.4	1.0	2.0
標準ケース	-18.4	0.0	1.0
ローケース	-19.4	-1.0	0.0

（c）減価償却法

標準ケースは定額法とし、シミュレーション・ケースでは定率法による発電コストを計算する。

（d）稼働率

シミュレーションでは、稼働率を10~90%まで10%きざみで変化させ、各稼働率に対応した発電コストを計測する。

以上を前提として標準ケースの計算と各シミュレーション・感度分析を行う。

4.1 標準ケース

まず標準ケースについて、各電源別（原子力・火力・水力）および総平均発電コストの2000年までの推移を見ておく（図4.1）。まず第1に、1983年以降は原子力が最も安く、この傾向は2000年まで継続している。火力に関しては原油価格の値下げの影響によって、発電コストは1983年に低下するものの、それ以降は2000年まで大きく変化することはない。原油価格の値下りによる燃料費低下にもかかわらず、火力は1990年代前半まで最もコストの高い電源となっている。水力の発電コストは1990年代前半から最も顕著に上昇する。これは燃料費が高く稼働率が低い揚水発電プラントの増設が続くことによるものである。そのため1990年代前半には水力の発電コストは最高になり、それ以後もコスト上昇は続く。2000年における水力と原子力の発電コストの格差は約9円/

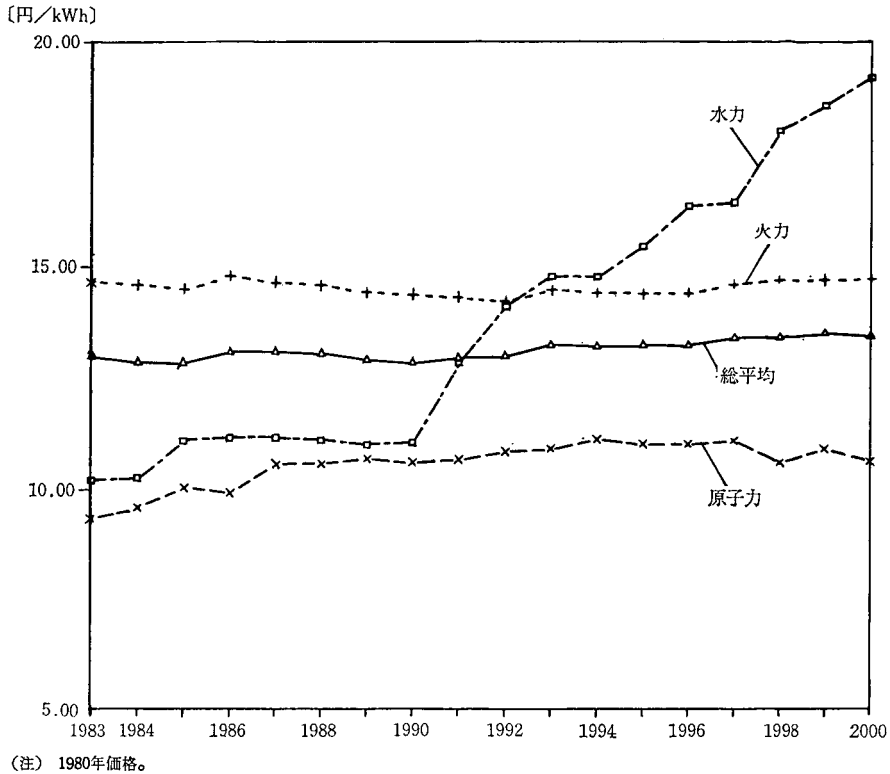


図 4.1 電源別発電コスト (標準ケース——新設・既設合計)

kWh に拡大する。総平均発電コストは、ほぼ横這いの水準で 2000 年まで安定的に推移していく。これは、コストの低い原子力が全体の発電電力量に占める比率が増大することによって、総平均コストの上昇が抑制されるからである。

4.2 電源開発シミュレーション

最大電力の増加率が標準ケースよりも高いケース (4%) と低いケース (2%) を想定し、これらに対応する電源開発規模を設定した場合の電源別発電コストに与える影響を計測した (新設・既設合計)。いずれの電源においても、開発規模が小さくなるにしたがって発電コストは低下する。これは償却期間を経過した資本費の安いプラントの占める割合が増加するため

ある。

高ケースと低ケースの発電コストの差は 2000 年で原子力が約 1.5 円/kWh, 火力が約 1.0 円/kWh, 水力が約 8.0 円/kWh となり、電源開発規模が発電コストに及ぼす影響は、水力・原子力・火力の順に大きい。

水力については、開発規模が大きいほど水力全体の発電量に占める揚水のウェイトが大きくなること、またその発電コストが高いことの理由により、電源開発規模の影響を強く受けている。火力では、発電コストに占める燃料費の割合が大きく資本費のウェイトが小さいために、開発の影響は小さい。火力と比べ、資本費の大きい原子力では、開発規模が発電コストに及ぼす影響はやや強くあらわれる。

4.3 燃料価格感度分析

燃料価格の年間上昇率が標準ケースに対し、 $\pm 1\%$ 変化した場合の発電コストに与える影響につき感度分析を行った（新設・既設計）。燃料価格の変化の影響は火力に最も大きくあらわれる。2000 年における高ケースと低ケースの差は 4～5 円/kWh となる。水力では燃料費の高い揚水の増設にともない、燃料価格の変化の影響が強くあらわれる。2000 年時点での高ケースと低ケースの差は 3～4 円/kWh である。原子力では燃料価格の変化の影響が比較的小さい。2000 年時点における高ケースと低ケースの差は 1～2 円/kWh である。

燃料価格の変化が発電コストに及ぼす影響は、火力・水力・原子力の順に大きい。これは、各電源の発電コストに占める燃料費のウェイトの違いを反映している。

4.4 稼働率シミュレーション

稼働率の変化が各電源の発電コストに与える影響についてシミュレーション分析を行った（新設・既設計）。計算結果は、図 4.2 と図 4.3 に示される。

1982 年：稼働率の変化の影響は、原子力・水力・火力の順に大きくあらわれる。原子力に

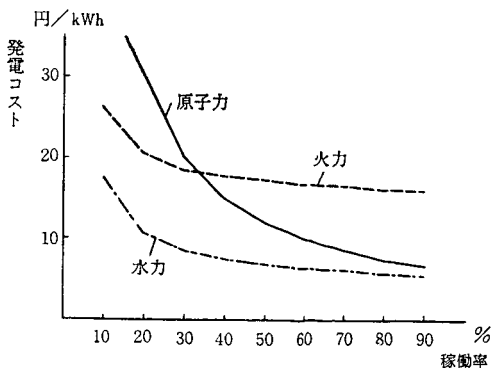


図 4.2 稼働率シミュレーション (1982 年)

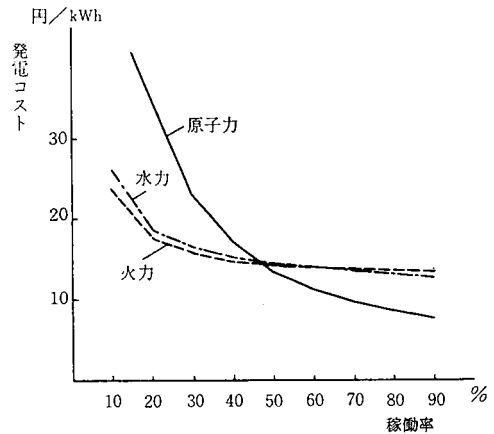


図 4.3 稼働率シミュレーション (2000 年)

に対する影響が最も大きいのは、原子力のコストは大部分が固定費的性格をもっているためである。これに対して、火力では燃料費の割合が大きいため稼働率変化の影響は最も小さい。

水力は法定耐用年数を経過したプラントが多いため、あらゆる稼働率に対して最も安い電源である。原子力と火力の発電コストは 30～35% の稼働率で均衡し、その稼働率水準を上回ると原子力のコストが火力のコストを下回る。

2000 年：1982 年と比べると、コストの高い揚水の増設により、水力のコストの上方シフトが著しい。原子力も建設価格や核燃料サイクルコストの上昇によって、コストは若干上方にシフトする。これに対し、火力のコストは 1983 年における原油の値下げの影響により下方にシフトする。このため、原子力のコストは、稼働率が 45～50% のところで水力のコストを下回ることになる。また、原子力と火力の発電コストが均衡する稼働率は 45～50% に上昇する。原子力の火力に対する経済的優位性は 1982 年に比べ、若干低下するものの、ベースロード電源としての原子力の優位性は 1982 年に比べてより明白にあらわれている。

5. 核燃料サイクル・サブモデル

今回開発したモデルは、核燃料サイクルの各ステップを計算するサブルーチンをもち、ウラン精鉱から成型加工に至るフロントエンドのみならず、再処理や放射性廃棄物の処理・処分などのバックエンドの諸費用が原子力発電の経済性に及ぼす影響を分析できるように構築されて

いる。

本章では、核燃料サイクル・サブモデルの構造、計算の諸前提および推計結果について説明する。

5.1 モデルの構造

核燃料およびその燃焼後発生する放射性廃棄物は、図 5.1 に示されるようなプロセスをたど

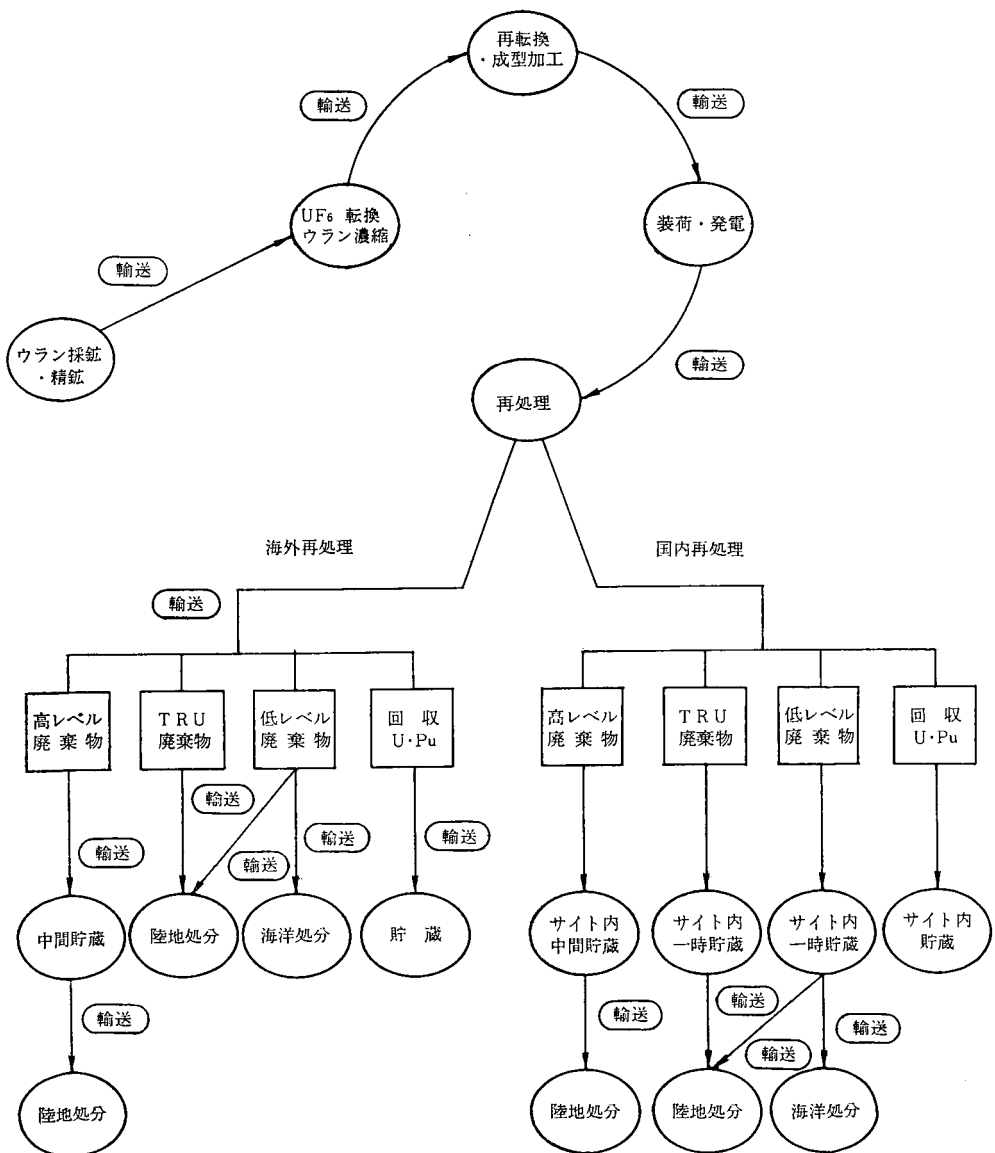


図 5.1 核燃料および廃棄物の流れ

る。同図では、使用済燃料を廃棄物として処理・処分することなく、再処理することを前提としている。また、再処理後発生する放射性廃棄物の処分等に関しては、いくつかのケースが考えられるが、この図は表 5.1 に示されるシナリオに基づき作成されている。

ウラン採鉱場で採鉱・精錬された天然ウラン (U_3O_8) は濃縮工場に輸送され、 UF_6 に転換さ

れ所定の U^{235} 濃度まで濃縮される。濃縮されたウラン (UF_6) は成型・加工工場に輸送され、酸化燃料 (UO_2) に再転換され、燃料集合体に組み上げられる。燃料集合体は原子力発電所に輸送され、発電に供される。発電に供された使用済燃料は再処理工場に輸送され再処理される。ここで再処理はイギリス、フランスでの海外再処理と国内再処理の両方を併用する。海外

表 5.1 核燃料サイクル各工程の時系列およびシナリオ

工 程	時 系 列	シ ナ リ オ
ウラン精錬	装荷 2 年前に購入	<ul style="list-style-type: none"> ○ 成品はウラン転換・濃縮工場に輸送する。 ○ 輸送期間 (2 ~ 3 ヶ月)。
UF_6 転換・ウラン濃縮	装荷年 2 年前	<ul style="list-style-type: none"> ○ UF_6 転換とウラン濃縮は同一サイトで行うため輸送は不要。 ○ 減損ウランは濃縮工場に貯蔵。 ○ 成品は国内の成型加工工場に輸送 (1 ~ 2 ヶ月)。
再転換・成型加工	装荷 1 年前	<ul style="list-style-type: none"> ○ 再転換と成型加工は同一サイトで行うため輸送は不要。 ○ 新燃料集合体は原子炉サイトへ輸送され、原子炉内に一時貯蔵 (数ヶ月)。
装荷・発電	(装荷年)	<ul style="list-style-type: none"> ○ BWR では燃料は炉内に 4 年滞在。 ○ PWR では燃料は炉内に 3 年滞在。 ○ 稼働率は 65%。
使用済燃料取出し	装荷後 4 年 (BWR) " 3 年 (PWR)	<ul style="list-style-type: none"> ○ 炉より排出された使用済燃料は炉内プールで 18 ヶ月冷却貯蔵される。 ○ 18 ヶ月冷却・貯蔵された使用済燃料は、海外再処理工場へ輸送される (3 ヶ月) か、国内再処理工場へ輸送される (1 ヶ月)。
再 処 理	炉取出し後 3 年	<ul style="list-style-type: none"> ○ 再処理工場到着後 6 ~ 12 ヶ月プール内で一時貯蔵後、再処理。 ○ 1989 年までは海外再処理、1990 年以降は国内再処理とする。
回収 Pu, U の貯蔵 〔海外再処理〕	再処理後 1 年で返還	<ul style="list-style-type: none"> ○ 再処理後、1 年目に返還され直ちに貯蔵。Pu は Pu サーマル又は FBR 導入時より使用。 ○ U のリサイクルは 2000 年までは考えない。 ○ サイト内で貯蔵 Pu の貯蔵期間は Pu リサイクル開始年まで。 U のリサイクルは 2000 年まで考えない。
〔国内再処理〕	再処理後直ちに貯蔵	
高レベル廃棄物 〔海外再処理〕	再処理後 1 年で返還	<ul style="list-style-type: none"> ○ 返還受入れ後、中間貯蔵サイトに輸送し、30 年間貯蔵する。 ○ 30 年間貯蔵後、最終処分場に輸送され陸地処分される。 ○ 再処理後直ちにサイト内で 30 年間中間貯蔵する。 ○ 30 年間貯蔵後最終処分場に輸送され、陸地処分される。
〔国内再処理〕		
TRU 廃棄物 〔海外再処理〕	再処理後 1 年で返還	<ul style="list-style-type: none"> ○ 返還後直ちに最終処分場に輸送され、陸地処分される。 ○ 再処理後直ちにサイト内で一時貯蔵する (期間 1 年)。 ○ 一時貯蔵後最終処分場に輸送され、陸地処分される。
〔国内再処理〕		
低レベル廃棄物 〔海外再処理〕	再処理後 1 年で返還	<ul style="list-style-type: none"> ○ 返還後直ちに海洋処分および陸地処分。 ○ 再処理後サイト内で一時貯蔵し (期間 1 年)、その後海洋処分および陸地処分。
〔国内再処理〕		

再処理の場合、再処理に伴って発生・生成される廃棄物および核燃料物質（ウランおよびプルトニウム）は、国内に返還され、それぞれ貯蔵・処分される。国内再処理の場合は、これら廃棄物、核燃料物質はサイト内で貯蔵され、廃棄物はその後処分される。

核燃料サイクルはウランの購入から再処理後の廃棄物処理・処分まで長期の年月を必要とするところから、そのコストの算出に際しては、このような時間差を無視することはできない。時間の要素を考慮しながらサイクル・コストを評価するために、モデルは核燃料サイクルの各ステップのコストを炉内中央年に現在価値化している。

サイクル・コストの計算式は次の通りである。

1) ウラン精鉱

$$C_1(t) = 2.6 \times \alpha_1 \times p_1(t - T_1) \times (1+i)^{T_1}$$

2) 転換

$$C_2(t) = \alpha_2 \times p_2(t - T_2) \times (1+i)^{T_2}$$

3) 濃縮

$$C_3(t) = \alpha_3 \times p_3(t - T_3) \times \beta \times (1+i)^{T_3}$$

4) 成型・加工

$$C_4(t) = p_4(t - T_4) \times (1+i)^{T_4}$$

5) 使用済燃料輸送

$$C_5(t) = \alpha_5 \times p_5(t - T_5) / (1+i)^{T_5}$$

6) 再処理

$$C_6(t) = \alpha_6 \times p_6(t - T_6) / (1+i)^{T_6}$$

⋮

n) サイクルの n 番目のステップ

$$C_n(t) = \alpha_n \times p_n(t - T_n) / (1+i)^{T_n}$$

サイクル・コスト

$$CT(t) = \sum_{k=1}^n C_k(t)$$

ここで、

p_1 : ウラン精鉱価格 (円/lb-U₃O₈)

p_2 : 転換価格 (円/kg-U)

p_3 : 濃縮価格 (円/kg-SWU)

p_4 : 成型・加工費 (円/kg-U)

p_5 : 使用済燃料輸送費 (円/kg-HM)

p_6 : 再処理費 (円/kg-HM)

p_n : サイクルの n 番目のステップの価格

α_n : n ステップの倍率

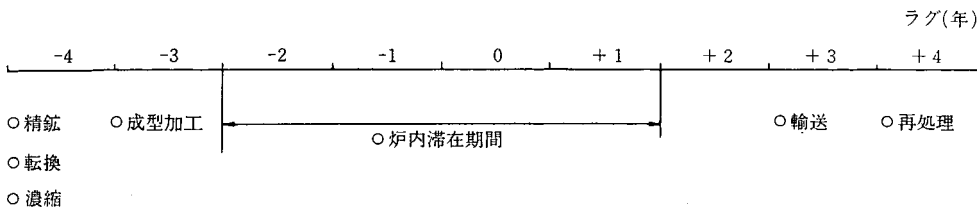
β : 単位分離作業当量

t : 年

T : 炉内中央年までの各ステップ手当年数

i : 金利

核燃料サイクルコストの計算に必要なインプット・データは、サイクルの各ステップの単価 (p_n)、サイクルの物質収支 (α_n, β)、炉内中央時点を基準年としたタイム・ラグ (T) および利子率 (i) である。核燃料サイクルの各工程



注) BWRケース。
 BWRでは炉内滞在期間は4年である。炉内中央時点は3年目とした。
 PWRでは炉内滞在期間は3年、炉内中央年は2年目となる。したがって、炉内中央時点を基準年として、精鉱、転換、濃縮は3年目に、成型加工は2年前に手配されることになる。

図 5.2 核燃料サイクルのシナリオにもとづくタイム・ラグ (再処理まで—BWR)

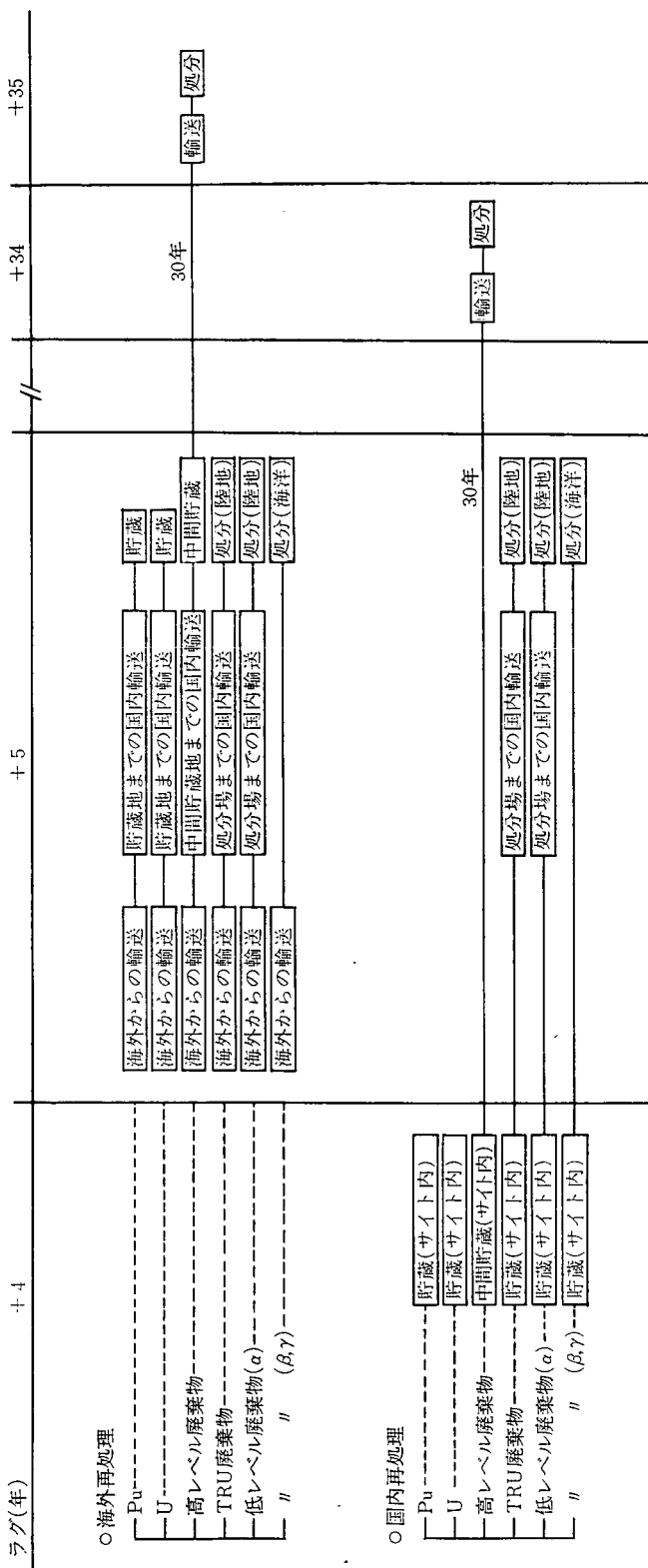


図 5.3 核燃料サイクルのシナリオにもとづくタイム・ラグ (続・再処理後の廃棄物処理・処分等)

に基づいて設定した(図 5.2, 5.3)。また、各工程の物質収支は表 5.2 に掲げられる。表は以

表 5.2 核燃料サイクルの年間物質収支
100万kW

		BWR	PWR
ウラン精鉱 t(u)		159	177
UF ₆ 転換 t(u)		158	176
ウラン濃縮	成品 t(u)	31.3 (av 2.56%)	26.8 (3.25%)
	減損ウラン t(u)	125	148
	Y kg swu/kg	3.25	4.75
	作業分離量 tSWU	102	127
転換・成型加工 t(u)		31.2	26.7
再処理	使用済燃料 tHM	30.3	25.9
	回収ウラン t(u)	30.0	25.7
	回収 Pu (Pu fi)	0.246 (0.163)	0.251 (0.171)
再処理廃棄物	高レベル (本キャニスタ)	23	19
	TRU (200 l ドラム)	180	160
	低レベル 陸上処分 (200 l ドラム) 海洋処分	260 240	220 200

のタイム・ラグは、表 5.1 に示されるシナリオ下の 4 つの前提のもとに、電気出力 100 万 kW の BWR および PWR について求めたものである。なお実際の計算に際しては、対象となる原子力発電所の出力の 100 万 kW に対する比率を求めて各ステップの物質投入量が求められる。

- 1) ベースとなる装荷燃料および使用済燃料に関する炉心特性データは、新型転換炉実証炉評価検討専門部会中間報告書の値を用いる。
- 2) 初期炉心と平衡炉心では特性データが異なるため、寿命期間 30 年の平均値を年間の物質収支とする。
- 3) 各工程のロスは 0.5% とする。
- 4) ウラン濃縮における減損ウラン (tail assay) 濃度は 0.25% とし、作業分離量は DOE の濃縮役務基準表より推算する。

なお、今回の計算では実質利子率は 6% とした。

5.2 核燃料サイクルコストの推計

前節で説明した核燃料サイクルコストの計算方法と諸前提にもとづき核燃料サイクルコストを推計した。図 5.4, 表 5.4 および表 5.5 には、BWR ケースについて計算した結果が示されている。計算に用いた主要な価格データは、表 5.3 に示す通りである。

また、使用済燃料は 1989 年までは海外で、1990 年以降は国内で再処理されるものとした。

核燃料サイクルコストは、1981 年時点で 3.1 円/kWh であったのが、2000 年には 4.0 円/

表 5.3 核燃料サイクルに関するコスト・データ (1980年価格, 円)

		'82			備考
ウラン精錬	lb-U ₃ O ₈	9,000	'83~ 2%		DOE 公示価格。
	kg-U	2,000	(エスカレーション)		
濃縮	kg-SWU	34,000	'83~ 2%		DOE 確定量契約料金。
	kg-U	87,000	(エスカレーション)		
使用済燃料輸送	kg-HM	60,000	'83~'88 2%	'89 '90~ 2%	構内輸送費と海上輸送費を含む。
	(海外輸送)		(エスカレーション)	35,000 (エスカレーション)	
再処理(海外・国内)	kg-HM	160,000	'83~'85 7%	'86~ 2%	ガラス固化費用を含む。
			(エスカレーション)	(エスカレーション)	

表 5.4 核燃料サイクルコスト (1981, 82, 83 年—海外再処理)

(1980 年価格)

ステップ No.	1981 年 円/kWh	(%)	1982 年 円/kWh	(%)	1983 年 円/kWh	(%)
1	0.76	24.8	0.95	29.5	0.97	29.7
2	0.01	0.4	0.01	0.3	0.01	0.3
3	0.54	17.8	0.52	16.0	0.56	17.3
4	0.65	21.2	0.63	19.6	0.57	17.5
5	0.28	9.1	0.28	8.8	0.29	8.9
6	0.83	27.0	0.84	26.1	0.86	26.4
7	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00	0.0
8	0.01	0.2	0.01	0.2	0.01	0.2
9	0.04	1.4	0.04	1.3	0.04	1.3
10	0.09	3.0	0.09	2.9	0.10	3.0
11	0.01	0.2	0.01	0.2	0.01	0.2
12	0.04	1.3	0.04	1.3	0.04	1.3
13	0.04	1.4	0.04	1.3	0.04	1.3
14	0.04	1.4	0.04	1.4	0.04	1.4
15	0.02	0.6	0.02	0.5	0.02	0.6
16	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00	0.0
小計	3.36	109.7	3.53	109.4	3.56	109.5
フロントエンド計	1.97	64.1	2.11	65.3	2.11	64.8
バックエンド計	1.40	45.6	1.42	44.1	1.45	44.7
Pu クレジット	-0.18	-5.8	-0.18	-5.6	-0.19	-5.7
U クレジット	-0.12	-3.9	-0.12	-3.8	-0.12	-3.8
合計	3.07	100.0	3.23	100.0	3.25	100.0

- 注) 1. 精鉱
 2. 転換
 3. 濃縮
 4. 成型加工
 5. 輸送
 6. 再処理
 7. Pu, U の海外から国内貯蔵地までの輸送
 8. Pu, U の貯蔵
 9. 高レベル廃棄物の海外から国内中間貯蔵地までの輸送
 10. 高レベル廃棄物の中間貯蔵
 11. 高レベル廃棄物の輸送
 12. 高レベル廃棄物の処分
 13. TRU 廃棄物, 低レベル廃棄物 (α , β , γ) の海外より国内処分場までの輸送
 14. TRU 廃棄物の処分
 15. 低レベル廃棄物 (α) の処分
 16. 低レベル廃棄物 (β , γ) の処分

表 5.5 核燃料サイクルコスト (1990, 2000年—国内再処理) (1980年価格)

ステップ No.	1990年 円/kWh	(%)	2000年 円/kWh	(%)
1	0.87	25.7	1.07	26.5
2	0.07	2.2	0.09	2.2
3	0.82	24.2	1.00	24.9
4	0.57	16.7	0.57	14.2
5	0.17	4.9	0.20	5.1
6	0.99	29.1	1.20	30.0
7	0.01	0.3	0.01	0.3
8	0.12	3.4	0.14	3.5
9	0.01	0.2	0.01	0.2
10	0.05	1.5	0.06	1.5
11	0.02	0.6	0.03	0.6
12	0.05	1.5	0.06	1.6
13	0.02	0.6	0.02	0.6
14	0.00	0.0	0.00	0.0
小計	3.77	110.9	4.47	111.2
フロントエンド計	2.34	68.8	2.73	67.8
バックエンド計	1.43	42.1	1.74	43.4
Pu クレジット	-0.22	-6.5	-0.27	-6.7
U クレジット	-0.15	-4.3	-0.18	-4.5
合計	3.40	100.0	4.02	100.0

- 注) 1. 精鉱
 2. 転換
 3. 濃縮
 4. 成型加工
 5. 輸送
 6. 再処理
 7. Pu, U のサイト内貯蔵
 8. 高レベル廃棄物の中間貯蔵
 9. 高レベル廃棄物の輸送
 10. 高レベル廃棄物の処分
 11. TRU 廃棄物, 低レベル廃棄物 (α) の輸送
 12. TRU 廃棄物の処分
 13. 低レベル廃棄物 (α) の処分
 14. 低レベル廃棄物 (β, γ) の処分

kWh になる。またフロントエンド計は 1981 年に 2.0 円/kWh であったのが、2000 年には 2.7 円/kWh となり、バックエンド計は 1.4 円/kWh から 1.7 円/kWh に推移する。総発電コスト (Pu, U クレジットを除く) の構成比をみると、フロントエンド計は 1981 年で 58.5 % (バックエンド 41.5%), 2000 年で 61.0 % (バックエンド 39.0%) であり、バックエンド計をいく分上回る。費用項目別構成比では、

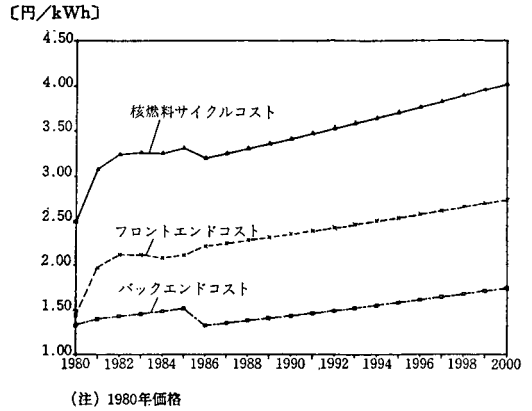


図 5.4 核燃料サイクルコスト

1981 年時点では再処理 (24.6%), 精鉱 (22.6 %), 成型・加工 (19.4%), 濃縮 (16.2%), 廃棄物処理・処分 (8.6%), 使用済燃料輸送 (8.3%), 転換 (0.3%) の順に大きいが、2000 年では、再処理 (26.9%), 精鉱 (23.8%), 濃縮 (22.4%), 成型・加工 (12.7%), 廃棄物処理・処分 (7.7%), 使用済燃料輸送 (4.5%), 転換 (2.0%) の順となる。

総発電コストに占めるサイクルコストの割合は、1981 年から 2000 年まで 35% 前後で推移していきと考えられる。

6. 今後の課題

2000 年以降の原子力発電の経済性を評価するために、プルトニウム・ウランのリサイクルが可能となるような核燃料サイクル・サブモデルの拡張改良を行う。同時に、再処理費・建設費等についても詳細な分析ができるようにサブモデルを作成し、一層の汎用性をもつ発電コスト計算モデルを構築する。

やじま まさゆき
 経済部
 社会環境研究室
 まきの ふみお
 経済部
 経営研究室

付表 1 インプット・アウトプットデータ

(1) インプットデータ		発電方式(原子力・石油火力・石炭火力・LNG火力 一般水力・揚水式) 別 既設・新設別
1) 電源設備	プラント名 運開年(年) 設備容量(kW) 建設費(円) 法定耐用年数(年) 物理的耐用年数(年)	発電方式別経過年数別 年度別
2) 稼働率	設備利用率(%)	年度別 核燃料サイクルの物量バランス, タイムラグ(いく つかのシナリオにもとづく)
3) コスト(1980年価格)	重原油価格(円/kJ) 石炭価格(円/t) LNG 価格(円/t)	年度別 核燃料サイクルの物量バランス, タイムラグ(いく つかのシナリオにもとづく)
a. 火力燃料単価	精鈾(円/lb-U ₃ O ₈) 転換(円/kg-U) 濃縮(円/kg-SWU) 成型加工(円/kg-U) 輸送(円/kg-HM) 再処理(円/kg-HM) Pu クレジット(円/kg-Puf) Uクレジット(円/kg-U) Pu 輸送・貯蔵(円/kg-Puf) U輸送・貯蔵(円/kg-U) 高レベル廃棄物処理・輸送・貯蔵・輸送・処分(円/kg-U) TRU 廃棄物処理・輸送・貯蔵・輸送・処分(円/kg-U) α廃棄物処理・輸送・貯蔵・輸送・処分(円/kg-U) β, γ廃棄物処理・輸送・貯蔵・輸送・処分(円/kg-U) 使用済燃料処理・輸送・貯蔵・輸送・処分(円/kg-HM) 割引率(%)	海外再処理, 国内再処理
b. 核燃料サイクル単価 (kW 比例)	運転にともない発生する低レベル 廃棄物の処分費 (kW 比例, 円/200 l ドラム) 廃炉費(円/プラント)	ワンスルー・ケース 原子力のみ 年度別・陸地処分・海洋処分別単価 陸地処分と海洋処分の比率(経年的変化) 減容効果 プラント別年度別積立額 建設費エスカレーション 金利
c. バックエンド費	金利償却費率(%) その他固定費率(%) 保守修繕費率(%)	発電方式別
d. 固定費	(2) アウトプット・データ	年度別
1) 燃料消費量	石油(kJ) 石炭(t) LNG(t)	年度別

2) 核燃料サイクル諸量その他	金利・償却費 (円) その他固定費 (円) 保守修繕費 (円) 燃料費 (円) (核燃料サイクル費一ステップ別) 運転にともない発生する低レベル廃棄物の処分費 (円) 廃炉費 (円)	年度別・サイクルの各ステップごと (運転にともない発生する低レベル廃棄物の処分, 廃炉を含む)
3) 発電電力量 (kWh)		年度別・発電方式別
4) 発電原価		
a. 発電費用		年度別・発電方式別
b. 発電単価 (円/kWh)		年度別・発電方式別・経費費目別

<研究ノート>

停電コスト評価

——最適供給信頼度レベルの決定——

キーワード：停電コスト，供給予備率，供給信頼度，電力設備計画，
系統運用計画，自家用予備電源

西野義彦 植木滋之 牧野文夫

〔要旨〕

停電コスト評価の問題は、近年、供給予備率や供給信頼度等に関連し、電力設備の最適計画ならびに運用を考えるに当たっての重要な要素となりつつある。欧米主要諸国では、かなり以前からこの停電コストに関する調査と推計を実施してきているが、わが国については、そのような推計を具体的にを行った事例は、今までほとんど見当らなかった。

今回の研究作業の主な内容と特徴は、①過去になされた停電コストに関する推計結果や方法論のサーベイを行い、②マクロ的アプローチと若干の個別調査を含むミクロ的アプローチとの両面から相互チェックを図りながら、③わが国の停電コストについて需要種別ごとの推計を試みている点である。

ここで言う「停電コスト」とは、電力の供給支障にともなう需要家サイドの単位コストを意味しており、この種のコストを限りなく低減させるため質の高い電気の供給を受けようとする、設備の増強等の必要から、一方で電力の供給コストは高まってくるという関係にある。したがって、ある供給信頼度レベルまでは、需要家の負担すべき総コスト、つまり電力供給コストと停電コストとの和は、次第に低下して行くが、その点を超えると、逆にその総コストは高くなる。結局、停電コスト推計のねらいは、需要家が負担すべき総コストが最小となる点、すなわち適正供給信頼度レベルを求めることにある。

分析結果の主な点は、およそ以下の通りである。

(1) わが国の停電コストは、経済全体としては、料金単価に対する倍率でみると、およそ 30~40 倍であると推定される。(2) 工業部門と住宅部門とを比較すると、前者の方が後者よりも高く、製造業平均では 40~50 倍、住宅用ではおよそ 10~20 倍である。商業部門は、恐らくその中間に位置するものと思われる。(3) 製造業については、電力多消費産業の方が電力寡消費産業よりも総じて高く、前者では 40~70 倍、後者では 20~30 倍程度である。(4) なお、自家用予備電源を充分保有している場合は、上記停電コストの値をさらに引き下げることが可能であり、またその方が社会全体としても望ましいと言える。

1. 停電コスト評価の必要性
2. 停電コスト評価の方法論
 - 2.1 二つのアプローチ
 - 2.2 停電コストの決定諸要因
 - 2.3 インパクト・コストと対処コスト
3. 停電コストの推計
 - 3.1 過去の推計結果
 - 3.2 今回推計 (1)
 - 3.3 今回推計 (2)
 - 3.4 むすび

1. 停電コスト評価の必要性

わが国をはじめ主要先進諸国における電力供給の信頼度レベルは、今日すでにかなり高い水準にある。

もし、電気事業がこの供給信頼度を現在レベルよりもさらに高めようとする、電力設備増強のための必要投資額は、一般にますます大きくなる傾向にある。ところが、その必要とされる多額の投資に較べて、供給信頼度レベルの向上から得られる需要家サイドのメリットは、必ずしも相対的に大きいとは限らない。設備増強のための投資の増大は、電気事業の総原価を引き上げ、結局需要家の負担すべき料金水準はそれだけ高くなる。したがって、供給信頼度があるレベルに達すると、それ以上に信頼度レベルを高めようとするのは、需要家にとっても、供給コストの負担増大という観点から、かえって好ましくないという状態になる。

このように、供給信頼度の引き上げによる需要家サイドのメリットと、そのために需要家が負担しなければならない供給コストの上昇とのバランス関係において、電力設備の計画と運用を考えて行くことが、重要なポイントとなる。言い換えれば、電力の供給コストと供給支障にともなう需要家のコストとの和、すなわち需要家にとっての全体的なコスト負担を最小にするように、電力供給設備の規模、したがって供給信頼度レベルを考えて行かなければならないということである。そのためには、「需要家サイドからみた停電のコスト」を検討・評価しておく必要がある。

以上の事柄を図に示すと図1のようになる。いま、電力需要、燃料コスト等が与えられているとした場合、電力供給設備（電源および電力

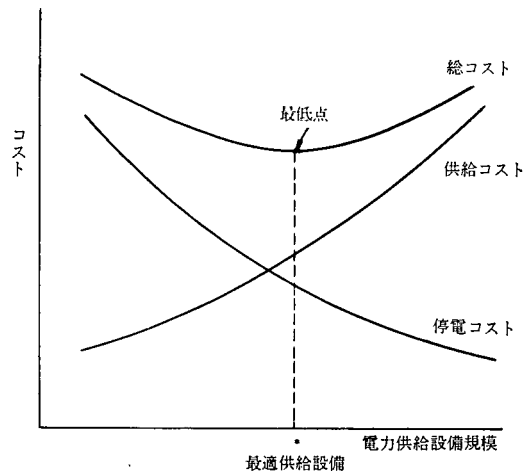


図1 最適供給設備規模の決定

流通設備)の規模を拡大して行けば、電力の供給コストは増大して行く。一方、停電による需要家のコストは、この設備増強、供給信頼度レベルの向上によって、次第に低下して行く。したがって、この二つのコストの和が最小となる点が、社会的にみた最適な供給設備規模であり、そのときの供給信頼度が適正なレベルを示すことになる。このことは、設備の増強にともなう限界供給コストとそのときの限界停電コストとが等しくなった点で、最適な供給信頼度レベルが決定されるという具合に、言い換えることもできる。

もちろん、やや長期的観点に立って、電力需要の規模が増大して行く場合についてみれば、同一の供給信頼度レベルを維持するためには、それに対応した供給設備の拡大が必要である。というのは、需要規模の拡大は、図1において停電コスト曲線が右方にシフトして行くことを意味するからである。

また、供給信頼度に対する限界停電コストがかりに不変であっても、何らかの要因で限界供給コスト曲線が、図2に示されるように、AからBへと上方へシフトした場合には、最適信頼

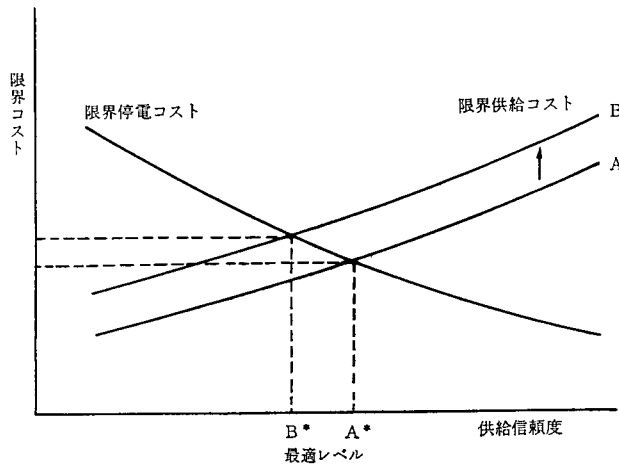


図 2 最適供給信頼度レベルの決定

度レベルは、以前の点 A^* よりも低いところの B^* という点で決定されることになる。

以上が、停電コスト評価を行う主なねらいであるが、このような電力供給設備規模の決定ばかりでなく、その設備運用面においても、適切な運用をはかる上で、この停電コストの評価、ことに個別・具体的な評価についての情報は、重要な役割を果たすことになる。

2. 停電コスト評価の方法論

2.1 二つのアプローチ

停電のコスト評価については、スウェーデンの調査をはじめ、イギリス、フランス、イタリア、カナダ、アメリカ等で、今までにもかなり行われてきた。そこでとられてきた停電コスト推計の方法は様々であるが、大別すると、次の二つに分けることができよう。

一つは、停電コストを国民経済全体との関連でとらえるマクロ的アプローチ、もう一つは、個々の需要家を対象とし、主にアンケート調査等をベースに、需要家種別ごとの停電コストを推計するミクロ的アプローチとがある。

前者、マクロ的アプローチの場合は、停電に

よって経済活動がその分だけ停止ないし阻害され、もしそのような停電がなかったならば当然生み出されていたはずの経済価値が失われることになるという点に着目する。その意味で、最も単純な方法としては、GNP をその総使用電力量で除してマクロ的な停電コストを求めるというアプローチがとられる。この方法のやや細分化された形としては、産業連関表を用いて、産業部門ごとの付加価値をその投入電力量で除して、部門ごとの停電コストを推計するという方法も考えられる。このような方法は、ごく大雑把な捉え方ではあるが、どちらかという客観的データをもとに、平均的な意味でのその国の停電コストを全体としてあるいは部門別に求めることになり、推計自体も比較的容易である。反面、個々の需要家の停電コストを、ここから得られた値で直接評価することには若干問題がある。

後者、ミクロ的アプローチの場合は、一般に個々の需要家ないし需要家グループについての停電コストの推計が可能であるが、調査から得られた結果の客観性という点では、多少問題がある。もしその調査結果が客観性の強いものと

評価されるには、かなり大規模なアンケート調査の実施が不可欠であり、実際に、スウェーデン、イギリス、フランス、アメリカ、カナダなどでは、大規模な実態調査をベースとした停電コストの推計を行ってきた。

2.2 停電コストの決定諸要因

ところで、停電のさい需要家がこうむるコストは、実際にはかなり複雑である。というのは、(1)需要家の種類、(2)停電の持続時間、(3)停電の頻度、(4)停電発生の時間帯（あるいは曜日）、(5)停電発生の季節、(6)地域の差、(7)予告の有無、(8)予備電源の有無、等によって、その停電コストは大きく異なってくるからである。

第1の需要家の種類と停電コストとの関係については、工業需要家では生産活動に対する停電の影響が問題となるし、商業需要家では販売・サービス活動に対する影響が問題となる。また、住宅需要家では家庭における余暇活動への影響がもっとも問題となろう。

第2の停電の持続時間と停電コストとの関係については、需要家のタイプあるいは業種によってかなり異なるが、一般に停電コストは、短時間の停電によっても発生する固定的コストと停電の持続時間にはほぼ比例する変動コストとからなっている。しかし業種によっては、停電持続時間がある許容限界に近づくと、その損害額が急増し、限界変動コストが急激に上昇するような場合もある。また一方、エレクトロニクスに代表される高度情報化社会への移行にともない、短時間の停電でも大きな損害を引き起こすケースが増大してくることも考えられる。

第3の停電の頻度と停電コストとの関係については、たとえば住宅需要家や商業需要家は頻

度が多少あっても1回の停電時間が短い方を望むであろうし、工業需要家は業種によっては停電の初期に発生するコストが大きいいため、1回の停電時間が若干長くとも頻度の少ない停電の方を概して望んでいる。

第4の停電発生の時間帯（曜日）と停電コストとの関係については、需要家の種類によって差があり、たとえば産業需要家では平日の昼間の停電がコスト的に高く、住宅需要家では朝と夕方の時間帯でもっともコストが高くなる。商業需要家では、当然営業時間内での停電のコストが高いであろう。

第5の停電発生の季節と停電コストとの関係については、一般に夏季と冬季の停電コストがその他の季節の停電よりも相対的に高いであろうし、とくに暖房需要の大きい北部地方の冬季と冷房需要の大きい南部地方の夏季の停電にその傾向が大きいと思われる。

第6の地域の差による停電コストについてみると、たとえば都市部の住宅需要家は、農村部のそれよりも、同じ規模の停電については一般にコストが高いと考えられる。

第7の予告の有無については、たとえば停電を数時間前に予告した場合には、停電に対し、需要家側の準備が可能となり、停電による被害をそれだけ防止することができ、停電があってもそれがあまり長時間持続するようなものでないかぎり、そのコストはごく小さいであろう。予告をとまなう作業停電と予告なしの事故停電とでは、同じ規模の停電であってもそのコストはかなり異なるとみられる。

第8の予備電源の有無については、予備電源を持たない需要家は、停電の発生によって通常直ちに何らかの被害をこうむることになるが、予備電源を保有している場合には、短時間の停

電に対しては被害を最小限にとどめることが可能となる。その被害の程度は、予備電源の容量とその運転可能時間にも依存するが、予備電源の保有自体コストのかかる問題であり、保有しない場合の停電のコストと保有にともなう建設・保守・運転のコストとの比較考量のもとで、予備電源に関する保有の適否と、保有する場合の容量等を決めることになる。

2.3 インパクト・コストと対処コスト

停電コストを便宜上停電による直接的なコストに限定して考えた場合にも、さきの予備電源の有無により停電のコストが異なる点については、さらに論及しておく必要がある。

一般に、停電コストには二つの種類のコストがある。一つは、停電によって直接引き起こされるコスト、つまり「インパクト・コスト」であり、もう一つは、停電が発生したときその被害をできるだけ小さくしようとして事前に対処手段を用意しておくことのコスト、つまり「対処コスト」である。予備電源の保有・運転にかかわるコストは、この対処コストに属する。と

ころが、このような停電に関する対処措置を事前に充分用意しておくことは、停電によって直接引き起こされる被害を低める効果があるが、一方で対処コストが高まって行く。

このように、需要家は一般に、ある与えられた外生条件の下では、停電にかかわるコスト、すなわちインパクト・コストと対処コストとの合計を最小にするように対処手段（設備）の規模を選択することが、社会的にみても適切であると言える。しかし現実には、様々な事情により、すべての需要家がこのような適正なレベルの対処設備を保有しているとはかぎらず、一般には、最適点よりも低いレベルの対処設備、したがって相対的にかなり高いレベルの停電コストが観測されるケースが多い。その主な理由としては、今日、電気事業の供給する電力の信頼度レベルがすでに相当高い水準にあるため、停電発生の可能性がきわめて少なく、個々の需要家にとって、適切な規模の対処設備を持つことに対する費用・便益の把握が不明瞭になっていることであり、ことにインパクト・コストと対処設備の規模との関係が明瞭な形で認識されて

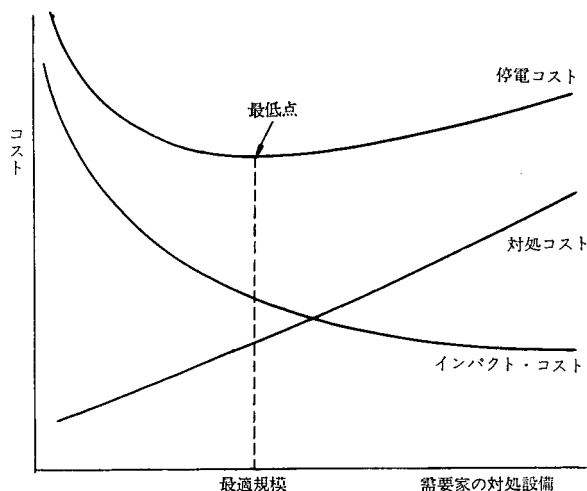


図3 インパクト・コストと対処コスト

いないことによる。

3. 停電コストの推計

3.1 過去の推計結果

停電コストに関する調査は、すでに 1940 年代からスウェーデンにおいて実施されている。1948 年の調査では、停電コストを kW 評価と kWh 評価に分け、平均して停電 1 kW 当りのコストは 0.5 クローネ (35 円)、1 kWh 当りのコストは 1 クローネ (70 円) という結果を得ている。また 1968 年には、停電コスト評価委員会を設け、大規模な調査を行っているが¹⁾、これによると、停電 1 時間での住宅需要家のコストは 3 クローネ (210 円)/kWh、工業需要家のコストはおよそ 2 クローネ (140 円)/kWh で、これは、同じ時期のそれぞれの電気料金単価の比でみると、住宅需要家の場合 30 倍、工業需要家については 40 倍に相当する²⁾。

イギリスでは、1967 年に H. J. Sheppard によって試みられているが³⁾、そこでは、工業需要家の停電コストは kWh 当り 7 シリング (330 円) で、工業用電力単価の 55 倍であった。商業需要家については kWh 当り 13 シリング (610 円) で商業用電力単価の 70 倍にあたり、また住宅需要家についての停電コストは 2 シリング 4 ペンス (110 円)/kWh で、住宅用料金単価のおよそ 15 倍に相当した。

アメリカ合衆国における停電コストの推計は、1967 年から開始された。Shibly, Patton and Denison は⁴⁾、GNP をアメリカ全体の消費電力量で割ることによって、全体としての停電コストを求めている。1967 年を対象としたこの推計では、停電コストは kWh 当り 0.6 ドル (220 円) という値であり、これは同年の総合電力単価 1.6 セント/kWh の 40 倍とな

っている。

1977 年 7 月に発生したニューヨーク大停電の被害額を調査したアメリカのエネルギー省 (DOE) の推計によると⁵⁾、kWh 換算で 4.11 ドル (1,100 円) となり、これは総合電力単価のおよそ 130 倍に相当している。もっとも、この被害推定には、直接的インパクトばかりでなく、略奪・破損、警官・消防士への時間外賃金、復旧費用など相当に広範囲な間接的インパクトを含んでいるので、かなり過大な推計とみてよい。

また、1978 年 7 月にフロリダ州キーウエストで、電力の供給削減が 25 日間続いたが、この停電コストに関する調査が EPRI によって行われた⁶⁾。この調査結果によると、全体としての kWh 当りコストは 2.3 ドル (480 円) となり、そのときの電力単価 5 セント/kWh の約 45 倍となっている。さらに、同年 3 月にサンディエゴで発生した停電に対する調査と停電コストの推計が、EPRI によって同様に行われているが、工業需要家のコストは 3.12 ドル (660 円)/kWh、商業需要家については 2.62 ドル (550 円)/kWh という結果が得られており、これらは、それぞれの電力単価 (工業用 4 セント/kWh、商業用 5 セント/kWh) の倍率に換算す

- 1) スウェーデン電力庁ほか; 「スウェーデン停電評価委員会報告」(1969), (邦訳: 日本 IERE 会議資料 No. 30, 1970)。
- 2) このように、電気料金単価を基準として停電コストのレベルを評価することは、時代と場所を超越して比較評価することもある程度可能とする。
- 3) H. J. Sheppard; "The Economics of Reliability of Supply-Distribution", *Electrical Review*, 13 Oct. 1967.
- 4) R. B. Shibly, A. D. Patton and J. S. Denison; "Power Reliability v. s. Worth", *IEEE Transactions PAS-91*, Sept/Oct. 1972.
- 5) W. T. Miles, J. Corwin and P. D. Blair; "Costs of Power Outages-The New York City Blackout", *IEEE Conference*, 1979.
- 6) EPRI; *Power Shortage Costs and Efforts to Minimize: An Example*, 1979.

ると、前者が 80 倍、後者が 50 倍ということになる。

3.2 今回推計 (1)

以上は諸外国で行われた停電コスト推計に関するいくつかの代表的事例であるが、今回われわれは、このような過去の調査研究をベースに、わが国における停電コストの推計を試みた。

まずごくマクロ的な把握として、国内総生産を電力需要電力量で除した形の停電コストを求めてみると、昭和 55 年度で 577 円/kWh であり、これを同年の実績平均単価 (20.9 円/kWh) の倍率で評価すると、およそ 30 倍となる。しかし、過去 5 年の平均でみると、この倍率は 40 倍程度であるとみることができる。

この国民経済レベルの推計を、産業連関表を用いて産業別に展開すると、

$$\frac{\text{産業別粗付加価値}}{\text{産業別投入電力量}} = \text{産業別停電コスト}$$

という形になるが、そこにはいくつかの問題がある。

- ①産業によっては、停電事故の発生によって、得られるはずであった付加価値をロスするのみにとどまらず、生産工程上にある原材料や半製品が損害を受ける場合がある。
- ②停電事故の発生によって、機械設備に破損を受け、停電が復旧されても生産活動が直ちに正常な状態に回復するとは限らず、機械設備の補修等が必要とされる場合がある。
- ③停電が発生しても、産業によっては生産活動が必ずしも全面的に停止するとは限らず、それに対応した付加価値がすべて産出されなくなると考えるのは適当でない場合がある。停電が需要家の生産活動を全面的に阻害し、得

られるべき付加価値が失われると考えられるのは、生産活動のほとんどすべてを直接電力に依存している業種である。

結局、以上の事柄を考慮し、停電によって引き起こされる①粗付加価値損失額、②中間投入 (原材料) 損失額、③資本設備損失額の 3 項目をもとに産業別停電コストを求めた結果が表 1 である。

表 1 産業別停電コスト (1)

産 業	停電コスト (円/kWh)	投入電力単価 に対する倍率 (倍)
農 林 水 産 業	552	43
食 料 品	328	29
織 維	398	36
紙・パ ル プ	585	78
化 学	474	68
石 油 製 品	273	40
窯 業・土 石	663	75
鉄 鋼	516	70
非 鉄 金 属	628	83
一 般 機 械	393	37
電 気 機 械	397	35
輸 送 機 械	375	37
製 造 業 計	493	59
3 次 産 業 計	581	43
産 業 計	542	47

(注) 行政管理庁「昭和 50 年産業連関表」をベースに推計。

これによると、kWh 当り停電のコストが高い産業は、窯業・土石、非鉄金属、鉄鋼、紙・パルプ、化学などの電力多消費型産業であり、逆に停電コストが相対的に低い産業は、機械、石油製品、繊維、食料品、および第 1 次・3 次産業である。前者、電力多消費型産業では、付加価値の損失による分はそれほど大きくはないが、原材料ならびに資本設備の損失による分がきわめて大きく、総合して停電コストが高くなっている。また後者の場合は、原材料・資本設備の損失分が比較的小さく、大部分は付加価値の損失によっているとみてよい。

いずれにしても、こうした産業別停電コストのより詳細な実態を把握するには、個々の企業や事業所レベルの多くの実態調査が必要であろう。

3.3 今回推計（2）

ここでは、以上のようなマクロ的アプローチを補完する意味も含めて、個別需要家に対して停電があった場合の予想被害等に関する実態調査を行い、得られた事業所レベルでのデータをもとに、業種別停電コストの推計を行った⁷⁾。実態調査および推計の方法としては、停電発生から 60 分後までの間の停電持続時間に対応した被害の累積額（被害曲線）を各需要家に問い、得られたサンプルをもとに、以下の算式によって産業別停電コストに展開するという形をとる。

$$c_u = C'_{iu} \cdot \left(\frac{E_i}{E'_i} \right) \left(\frac{N_i}{P_i} \right)$$

c_i : i 産業の停電コスト

C'_{iu} : アンケート調査による i 産業の停電被害額

E_i : 公表統計による i 産業の 1 需要家当り平均消費電力量

E'_i : アンケート調査による i 産業の 1 需要家当り平均消費電力量

P_i : 公表統計による i 産業の契約電力

N_i : 公表統計による i 産業の契約口数

t : 停電持続時間

この考えは、アンケート調査による産業別の消費電力量当り停電被害額が、当該産業の全事業所に共通であるという仮定に立っている。停電 1 分以内に発生するコストを固定コストとし、それ以後のコストを変動コスト（ここでは停電持続時間 60 分の値をあげている）として、

表 2 産業別停電コスト（2）

産 業	固定コスト (円/kW)	変動コスト (円/kWh)	総コスト (円/kWh)
食 料 品	319	23	342 (17)
織 維	291	39	330 (19)
紙 ・ バ	331	63	394 (24)
窯 業	833	428	1,261 (76)
鉄 鋼	787	56	843 (55)
非 鉄	682	33	715 (46)
電 気 機 械	202	57	258 (13)
輸 送 機 械	184	34	218 (12)
単 純 平 均			(33)

(注) () 内数字は、実績電力単価に対する停電コストの倍率。

産業別の推計結果を示したのが表 2 である。

これによると、この 8 つの産業における停電コストの電力単価に対する倍率の単純平均は 33 倍であり、産業別にみると、窯業、鉄鋼、非鉄が高く、機械、食料品、繊維が相対的に低い。

表 1 における 8 産業の平均値は 55 倍、産業全体で 47 倍となっている。しかし表 1 の値は昭和 50 年の数字であり、表 2 の値は昭和 56 年度に相当するものであって、同じ 56 年度のマクロ推計値（産業全体）は、およそ 30 倍であるから、表 1 と表 2 との間の斉合性はある程度とれているとみてよい。

また住宅需要家の停電コストについては、停電による家庭での余暇活動の喪失という観点から、「余暇と所得の選好理論」を適用することによって推定する。つまり、各個人の効用最大

7) この実態調査は、中部電力管内の需要家を対象として 1981 年末に実施された。回答総数は 35 (内訳：食料品 (5)、紙・バ (4)、化学 (5)、窯業 (3)、鉄鋼 (2)、非鉄 (3)、機械 (4)、商業・その他 (4)) である。

化行動を前提とすれば、余暇の限界価値と賃金率とは均等化するはずである。このことから、ここでは住宅需要家の停電コストを賃金率によって評価する立場をとる。

ところで、家庭内における余暇の過ごし方は、時刻によって大きく異なる。たとえば、出勤準備の早朝、あるいは夜間（睡眠時間を除く）の家族団欒における停電は、昼間（通常は主婦のみが被害対象）の停電よりも、その被害は大きいと考えられる。そこで、住宅需要家の停電コストを停電発生時間帯別に分けて計測する。

時間帯 T_1 （6～8時、18～23時）の停電コストとしては、常用労働者の実労働時間当り所定内給与額、時間帯 T_2 （8～18時）については、パートタイム女子労働者の時間当り所定内給与額をとり、また都市と農村との地域格差を考慮して、農村における停電コストとして、農業労働時間当り農業所得をとると、表3のようになる。

表3 住宅需要家の停電コスト

地域・時間帯	停電コスト (円/kWh)	実績電灯単価に 対する倍率
都市 T_1	476	17
T_2	246	9
農村	245	9

(注) この数字は昭和55年の値である。

これによると、住宅需要家の停電コストは、電灯単価のおよそ10～20倍であり、これを産業需要家の場合と比較すると、停電コストで $\frac{1}{3}$ 程度、料金単価に対する倍率では $\frac{1}{3}$ 程度である。

3.4 むすび

停電コストの評価にあたって、今回、われわ

れはマクロ的アプローチとミクロ的アプローチの二つの方法を用いた。それは、この二つのアプローチによって、相互補完的にチェックをはかり、ごく限られた情報の中で、できるだけ有効性の高い結果を得ようとしたためである。もっとも、個々の需要家に対し大規模な実態調査を実施することが容易であれば、そのみによっても、かなり客観性の高い有効な結果を得ることが可能であろう。しかし今回の推計作業では、諸般の事情から、そのような大規模な調査を実施することができなかった。

以上のような作業上の制約のもとで、今回の分析結果を要約すると、以下ようになる。

- (1) わが国の停電コストは、経済全体としては、料金単価に対する倍率で見ると、およそ30～40倍程度である。
- (2) 工業部門と住宅部門とを比較すると、前者の方が後者よりも高く、製造業平均では40～50倍、住宅用ではおよそ10～20倍である。商業部門は、恐らくその中間に位置するものと思われる。
- (3) 製造業について言えば、電力多消費産業の方が電力寡消費産業より総じて高く、前者では40～70倍、後者では20～30倍程度である。前者の停電コストが相対的に高いのは、停電の初期段階ですでに発生すると思われる機械設備や原材料の損害が大きいことによるものとみられる。

なお、今回の調査では、需要家が保有する自家発（予備電源）と停電コストとの関係を充分検討するところまで至っていないが、もし必要とされる予備電源を充分保有していると仮定すれば、製造業や商業部門にみられる相対的に高めの停電コストの値を、さらに低めることが可

能である。またその方が、社会全体としてコストを引き下げることになり、望ましいことであるとも言える。とくに、今後ますます高度のエレクトロニクス関係機器が生産工程や情報処理過程に導入されてくると、一層この点の問題の重要性は高まってくるものと予想される。

最後に、このレポートで取り上げた停電コストに関する具体的推計は、恐らくわが国では初めての試みであり、結果については、若干不十分な点が残されているが、諸外国で実施された停電コストの推計結果と比較しても、あまり大きく乖離しているとは思えない。もし、需要家に対しより大規模な実態調査を実施し、それをベースに推計作業を行うことができたとしたら、さらに好ましい結果が得られたはずであり、この点については、今後に残された重要な課題の一つであろう。

参考文献

- [1] 西野・植木・牧野；「わが国における停電コストの評価」電力中央研究所報告 No. 582007, 昭和 57 年 12 月.
- [2] EPRI; *Analytical Framework for Evaluating Energy and Capacity Shortages*, 1980. (邦訳：電研経済研究所内部資料 No. 8002 「EPRI：停電コスト評価の方法論」(1981))
- [3] M. Munasinghe; *The Economics of Power System Reliability and Planning: Theory and Case Study*, 1979.

にしの よしひこ
 うえき しげゆき
 経済部
 まきの ふみお
 経済部
 経営研究室

<研究ノート>

自然独占の理論と電気事業

——火力発電の費用関数——

キーワード：自然独占の理論，規模の経済性，
トランスログ費用関数

井 澤 裕 司

〔要 旨〕

本稿は、いわゆる自然独占の理論が電気事業の現行の体制において占めている地位を最近の理論の展開を捉えて検討するとともに、これらの議論の前提となる、わが国火力発電が実際に費用逓減的であるのか否かという問題を実証的に明らかにすることを目的とする。

本稿の構成は以下の通りである。第1節においては、本稿における火力発電の規模の経済性についての実証分析が、現行の電気事業体制に対してもつ意味を明らかにする。第2節ではわが国火力発電のトランスログ型費用関数を推定し、現に規模の経済性の発生が認められることを示す。第3節はこの実証結果の含意の検討であり、第4節をむすびとする。

- | | |
|-------------------|---------------------------|
| 1. 法律的独占と電気事業 | 2.4 トランスログ費用関数 |
| 1.1 法律的独占と自然独占 | 2.5 データ |
| 1.2 問題の所在 | 3. 実証の結果 |
| 1.3 平均費用逓減と破滅的競争 | 3.1 モデルのスペシフィケーション |
| 1.4 実証の意義 | 3.2 平均費用曲線 |
| 2. わが国火力発電の規模の経済性 | 3.3 σ および代替の弾力性の推定 |
| 2.1 長期費用曲線 | 3.4 実証結果のまとめ |
| 2.2 実証の概要 | 4. むすび |
| 2.3 規模の経済性の尺度 | |

1. 法律的独占と電気事業

1.1 法律的独占と自然独占

電力や鉄道などのように、排他的な私的使用が可能であるにもかかわらず、公共機関もしくは独占状態を法的に保障された私企業によって財、サービスが供給される産業が自由主義経済体制の下でも少なからず存在しており、このような独占は一般に「法律的独占」と呼ばれてい

る。

わが国の電力産業について言えば、『電気事業法』によって「電気事業を営もうとする者は、通商産業大臣の許可を受けなければならない」（第3条）ことが義務づけられ、その許可の基準のひとつとして「一般電気事業にあっては、その事業の開始によってその供給区域の全部又は一部について一般電気事業の用に供する電気工作物が著しく過剰とならないこと」（第

5条)が明記されているため、現に電気事業を営む者が存在し需要に見合うだけの生産を行っている限り、事実上その独占状態が保障されているのだといってよいのである。また『独占禁止法』においても「この法律の規定は、鉄道事業、電気事業、瓦斯事業その他その性質上当然に独占となる事業を営む者の行う生産、販売又は供給に関する行為であってその固有のものについてはこれを適用しない」(第21条)として、その独占状態を当然のこととして認めている。この「性質上当然に独占となる」事実がこれらの産業に本当に存在しているのかについては、たとえば鉄道事業において同一路線に複数の企業体が現実に存続していることから分かるように、論証され実証されねばならない問題であって、決して自明の事実というわけではない。また独占状態となる傾向があるということ、その独占状態を公認することが望ましいということとは全く別の範ちゅうに属する問題ではあるが、この条文は「その性質上当然に独占となる」事業についてはその独占状態を公認することが望ましいということを暗黙に認めているようにも見える。このような問題は個々の産業の性格を考慮して具体的に検討が行われるべきであるが、純粋に経済理論的な見地から、これらの問題に解答を与えようとしているのが「自然独占の理論(the theory of natural monopoly)」であるといってよいであろう。

端的に言って自然独占の理論とは、その産業で使用される生産技術が優れて「規模の経済性(economies of scale)」を持つために私企業による自由競争が独占状態をもたらしやすく、その不都合を排除するための公権力の介入が正当なものであることを主張するものである。その詳細な内容は必ずしも明確なものではないのだ

が、最もナイーヴな形で議論の筋道を示せば次のようになるだろう¹⁾。

(1) 規模の経済性が存在する産業では、平均費用が限界費用を上回っているために、競争市場で成立するような限界費用に等しい価格の下では生産を行うことによって企業が損失を蒙る。

(2) このため、生存競争のための際限のない価格引下げ競争(破滅的競争)が、一企業のみが生き残り独占的利益を享受しうるような状態になるまで続けられるであろう。

(3) このような破滅的競争は資源の浪費であり、他方、独占的利益の発生は効率、分配双方の観点から望ましくない。

(4) よって独占の弊害を除去し、かつ社会が規模の経済性による利益を享受するためには、公権力が独占の状態を保証する一方で、不当な独占利益が発生しないような規制を加えるべきである。

ここでは、公権力の介入の主な目的が、規模の経済性の利益の社会的な実現と、独占の弊害の排除とにあるとされていることを確認しておきたい。

ところで、一般には法律的独占の根拠と目的は単に破滅的競争の回避や独占的利潤の排除にのみあるのではない。各産業で提供される財、サービスの公益性を重視して、法律的独占として保護、規制を加えることで積極的に社会や利用者、消費者の利益を図ろうとする意図があると考えられるからである。

電気事業においても、『電気事業法』はこのことを電気事業者の供給義務として明らかにしている。すなわち、「一般電気事業者は、正当な理由がなければ、その供給区域における一般

1) 標準的な見解としては、今井他(1972)第7章参照。

の需要に応ずる電気の供給を拒んではならない」(第18条)ばかりではなく、通産大臣が認可する電気の供給規定の要件として「特定の者に対して不当な差別的取扱いをするものでないこと」(第19条第2項第4号)等が定められているからである。これらの供給義務は、現在の社会生活や経済生活にとって電気の供給が不可欠であって、利潤動機にのみ基づいた電気の供給は必ずしも公共の利益に合致しないという考えによるものと思われる。このような電気の性質を「電気の公益性」と呼ぶことにすれば、結局、現在の一般電気事業者が地域独占体として保護、規制を受けているのは、その自然独占的な性格と、公益性との二つの理由によるといえるであろう。

電気の公益性が供給義務として規定されていることから分かるように、ここでの公益性は主として送、配電部門について考えられているものと思われる。一方、規模の経済性は主として発電設備において発生するものと考えられるので²⁾、電気事業の法律的独占は、発電部門における規模の経済性と送、配電部門における公益性にもとづいているといえるであろう³⁾。

1.2 問題の所在

さて、上でみたような電気事業についての諸規定は、このような自然独占の理論と公益性への配慮が実体化されたものと考えられるのであるが、そこでの大前提のひとつである「電気事業には規模の経済性が発生する」という事実については全く当然のこととして受け入れられてきたとあってよいであろう。しかしながら最近になって、このような「常識」に対して次のような疑問が投げかけられるに到った。まず第1に、電気事業において現実に規模の経

済性が発生しているのだろうかという疑問である。実際、Christensen-Greene (1976) がアメリカにおいては必ずしも電気事業が規模の経済性を享受しているわけではないという実証分析を行っており、わが国においても、電気事業における規模の経済性の発生は自明の事実ではないということが大澤 (1982) によって指摘されている⁴⁾。第2に、たとえ規模の経済性が実際に存在しているとしても、はたして破滅的競争は不可避なのだろうかという疑問が生じる。もし破滅的競争が必然的なものではないのなら、現在行われている公的介入は改めてその根拠を問われることになるだろう。この問題は南部 (1982) によって整理、検討され、破滅的競争は必ずしも不可避ではないということが示されたが、具体的には、検討されるべき多くの課題が残されているように思われる。第3は、電気事業には資金調達上の規模の不経済が発生しているのではないかという疑問である⁵⁾。これは近年の電力投資の巨大化に伴い、電力会社が資金調達に困難を感じるようになったという事実が原因となっているのであるが、元々経済学でも、たとえば E. A. G. Robinson (1958) などによって、私企業の規模には財務上の上限があるのではないかととして取り上げられてきた問題

2) 57年度末の9電力固定資産約13兆円のうち、送・変・配電の占める割合は約6割であり、55年度末までの総累積固定資産形成でも5割を占めている。このことから分かるように発電と送・変・配電とは主従関係にあるのではなく、電気事業において同等の地位を占めていることに注意されたい。

3) 両者の性格がこのように完全に分離できるというわけではないことには注意されねばならないだろう。たとえば、既設の配電設備は潜在的な参入者にとっては強力な参入障壁を形成していると考えられるが、これは自然独占のひとつの理由としてあげることができるが、公益性とは関係しない。

4) 平均費用が通減的か否かは料金制度のあり方にも深い関係をもつことにも注意されたい。大澤 (1982) 参照。

5) エネルギー産業全体の資金問題の現状については、飯倉 (1982) 参照。

とも関係がある。財務問題は金融制度などとも密接な関係にあり理論的にも複雑な問題を含んではいるが、従来の産業組織論では看過されがちであった問題でもあるので今後の検討が必要とされるであろう。ただしこの問題は他とは性質を異にする問題であるので、本稿では明示的には取り上げないことにしたい。

1.3 平均費用逡減と破滅的競争

まず平均費用逡減と破滅的競争との関係について整理をしておこう。

自然独占の理論は「平均費用逡減」という現象と密接な関係にあり、両者はしばしば混同して取扱われてきた。しかしながら、

- (1) 自然独占の理論で問題とされている平均費用逡減とは厳密には一体どのような現象を指しているのか
- (2) 平均費用逡減は自然独占の発生の必要条件、あるいは十分条件であるのか

といった問題は重要であるにもかかわらず、必ずしも明確であったわけではない。

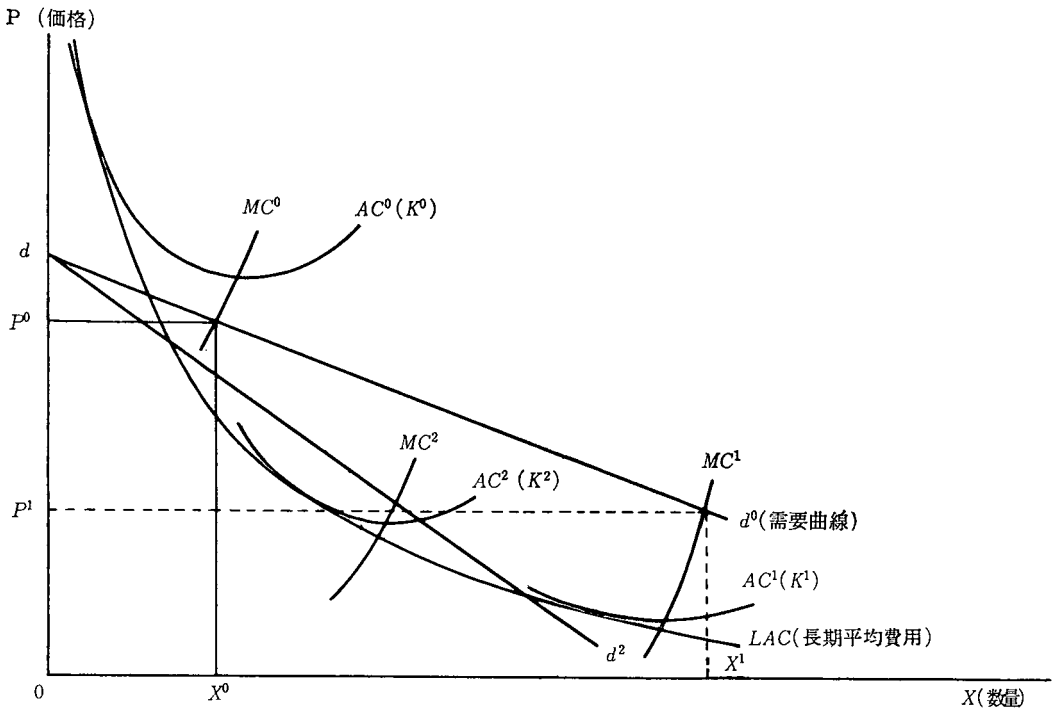
形式的には、平均費用逡減状態とは平均費用が限界費用を上回っている状態を指しており、この意味ではあいまいさは生じない。問題はこの「費用」がどのタイム・スパンで定義されているのかというところにある。通説は「短期費用」を用いて議論を展開しており⁶⁾、その産業が初期投資として莫大な固定資本を必要とする場合、平均固定費用も巨額なものとなり、その結果として平均費用逡減が生じると説明される。ここでは「莫大な固定資本」という表現によって「設備の不可分割性 (indivisibility——生産可能性集合の非凸性)」という状況の発生が暗に予想されていることに注意をしておこう。

一方、南部 (1982) はこのような通説に対し

て、規模の経済性は長期平均費用を用いて議論されるべきものであることを強調するとともに、長期平均費用逡増状態の下では自然独占が成立しえないことは明らかではあるが、企業が資本設備の水準を自由に選択でき、個別需要曲線も正確に予見できるとするならば、破滅的競争過程で学習効果が発生した場合には必ずしも自然独占の成立は不可避ではないということを示した。たとえば、第1図において、資本設備が K^0 で一定のとき、確かに短期平均費用曲線は AC^0 のように逡減し、所与の需要曲線 dd^0 の下では損失が発生するものの、資本設備を K^1 に増加させた場合には利潤を得ることが可能であるし、他企業の参入によって需要曲線が例えば dd^2 のように2分されたとしても、やはり資本設備を K^2 とすることによって共存することが可能であるというのである。

南部の議論は上の (1)、(2) の2つの問題が不可分の関係にあるということを示しており、また平均費用逡減という現象が必ずしも自然独占の成立を意味するわけではないということを示している点で重要な意義を持ったものと言わねばならない。しかしながら元来、自然独占の理論は費用逡減による市場の失敗をいかに救済するのかという規範的な性格を色濃く持っているものであり、効率性についての綿密な検討なくしては南部の議論は完結しない。たとえば第1図において、 K^2 という資本設備を持った企業2社に生産を行わしめるよりは、 K^1 という設備を持った1社に生産を行わしめる方が全体として低い平均費用で生産を行えるのであるから、何等かの所得再分配政策は必要としても、競争促進政策よりは独占化政策を行った方が社会的には望ましいのではないだろうか。

6) 今井他 (1971) pp. 142~160 参照。



第 1 図

また、もし $K^0 \rightarrow K^1 \rightarrow K^2$ などという時系列的な資本設備水準の選択が実際に行われたとすれば、社会的には大きな浪費を蒙ったことになるのではないだろうか、等々、効率性について検討されるべき多くの問題が残されているように思われる。特に、社会的な生産費用の最小化という観点からは、平均費用が逡減している限り企業規模の巨大化を図った方が望ましいということは明らかであろうと思われるので、効率性を議論するためにも、現に平均費用が逡減しているのか否かはかなり重要な実証上の問題として残るといってよいであろう。

1.4 実証の意義

このようにたとえ費用逡減の技術が採用されていることが自然独占の十分条件ではないことが明らかになったとしても、実際に電気事業が

費用逡減産業か否かという問題が重要ではなくなったということにはならない。

すなわち、まず第1に、費用逡減の技術が破滅的競争の必要条件のひとつであることは明らかであるから、Christensen-Greene がアメリカで見出したような現象がわが国においても発生しているのか否かは依然として興味深い問題である。

また第2に、より重要な問題として破滅的競争の問題とは独立に社会的効率性の問題が残るからである。先に強調したように、自然独占理論による法律的独占の根拠は、単に破滅的競争の回避のみあるのではなく、規模の経済性の利益を社会的に実現しようとする意図があると考えられる。この意味でも、そもそも法律的独占によってそのような利益が発生する余地があるのか否かは重要な問題であるというべきであ

る。

ところで、電気事業に限っていえば、すでにみたように法律的独占として存在するのは規模の経済性の発生に原因の全てがあるのではない。また、発電部門と送、配電部門とではその性格がかなり異なっていると考えられるので、両者を同一の効率性の基準でパフォーマンスを評価することは必ずしも妥当なことではないように思われる。すなわち、電気事業全体に規模の経済性が発生しているのか否かではなく、まず発電部門に規模の経済性が発生しているのかという問題を明らかにし、その上で送、配電部門の公益性を考慮しながら電気事業全体の法律的独占体制を考察するという手順が適切だと考えられるのである。実際、このような方法をとることで、たとえば発電部門と送、配電部門を分離し、後者は公益性のために法律的独占体制が望ましいとしても、前者については競争化政策をとった方が効率的なのではないだろうかといった疑問に対しても有効にアプローチしうるであろう。以下においてわれわれは必ずしもこのような設問を明示的に取り扱うわけではないが、以上の事情を考慮して、実証分析の対象を発電部門にしぼってゆくことにする。

2. わが国火力発電の規模の経済性

2.1 長期費用曲線

実証を行うに先立って、長期費用曲線という概念について若干の整理を施しておくことが、以下でわれわれの行う実証分析の意味を明確にするために有益である。

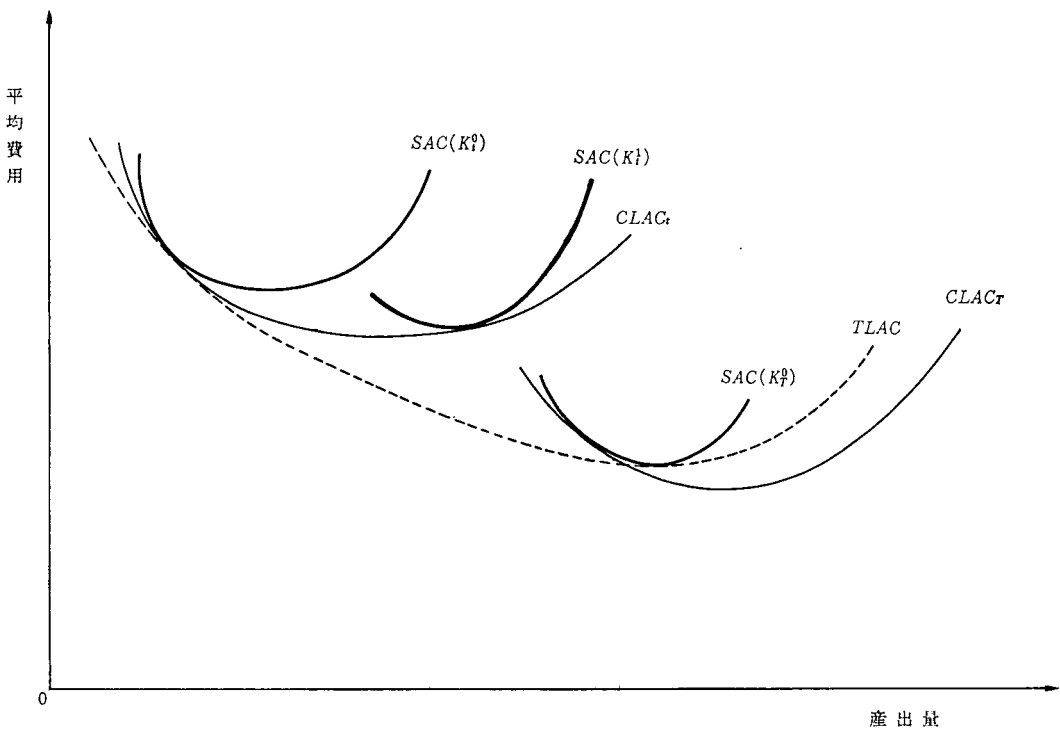
形式的には、長期、短期の区別については、すでに経済学上の明確な定義が与えられており疑問の生じる余地は全くない。すなわち、可変投入物についてのみの最適化から得られるのが

短期費用曲線であり、固定投入物をも含めて最適化を行った結果得られるのが長期費用曲線である。ここで概ね、可変投入物とは原材料、燃料等に相当し固定投入物とは資本設備使用等に相当する。労働がどちらに含まれるかは労働契約の内容等によって判断されるべきであろう。

しかしながら、実証作業を念頭に置いて長期費用曲線というものを考えるときには、さらに若干の注意が必要とされる。

いま分析の対象とする産業では全ての企業の技術可能集合が同一であるとしよう。ここでたとえば電力のように、市場が分割されていたとすれば、 t 期において、各企業はそれぞれの需要量に応じた資本設備の水準を選択するであろうから、各々の水準を K_t^0 , K_t^1 とすれば第2図の $SAC(K_t^0)$, $SAC(K_t^1)$ のような短期平均費用曲線が描け、また包絡線である $CLAC_t$ を得ることができる。ここで $K_t^0 \neq K_t^1$ であるから定義によって $CLAC_t$ は長期平均費用曲線であり、これは t 期のクロス・セクション・データから推定することができるはずである。

他方、 $T(>t)$ 期においても全く同様に $CLAC_T$ を推定することが可能であるが、 t 期から T 期にかけて技術進歩があるとすれば $CLAC_t$ と $CLAC_T$ との位置関係は第2図のようになっているはずである。ところで、 $SAC(K_t^0)$ と $SAC(K_T^0)$ が同一企業（あるいはその産業の仮想的な平均企業であってもよい）の t 期および T 期における短期費用曲線であるとすれば、その企業についての時系列データより SAC の包絡線である $TLAC$ を得ることができるであろう。この $TLAC$ も定義上、長期平均費用曲線であることはいうまでもない。われわれは $TLAC$ と $CLAC$ を明示的に区別するために、前者を「時系列長期平均費用曲線」、後者を「ク



第 2 図

ロス・セクション長期平均費用曲線」と呼ぶことにする。

時系列長期平均費用曲線は、技術進歩の動向を示すのに有効ではあるが⁷⁾、ある 1 時点では、その全ての領域が企業にとって選択可能というわけではないのであるから、自然独占の理論で問題とされねばならないのはクロス・セクション長期費用曲線であるのは明らかであろう。以下でもわれわれは明示的にクロス・セクション長期費用関数の推定を行うことにする。

2.2 実証の概要

われわれが行った、わが国火力発電の「クロス・セクション長期費用曲線」の推定作業について説明しておこう。

本稿で分析の対象とするのは 9 電力会社の汽力、内燃力、および原子力発電の費用関数であ

る。ここで水力発電を除外するのは、各プラントごとの個別的な立地上の特殊性が費用に強く反映されるために正確な費用関数の推定を行うことが難しいためである。実際には水力発電は立地条件の悪化による外延的な規模の不経済が発生しているものと思われるが、地域の特殊性を除いた一般的な傾向を探ることはかなりの困難を伴うものと思われる。

データは 9 電力会社について昭和 54~56 年度の 3 年分をプーリングして用いるので、サンプル数は 27 である。このような操作を行うのは単にサンプル数の不足を補うためである。

7) 技術進歩と規模の経済性との識別可能性については、それ独自の議論の発展の歴史がある (Sato (1982) chap. 2 参照)。以下でわれわれがクロス・セクションでの問題に限定して議論を進めるとしても、この識別問題から自由であるというわけではない。しかしながら、この問題はかなり複雑な問題でもあり、改めて検討を行うべきであるとも思われるので、本稿では明示的に取り上げないでおくことにした。

「クロス・セクション長期費用曲線」と「時系列長期費用曲線」とを区別したわれわれの立場からは、この操作について若干疑問がないわけではないが、分析の対象となる 168 プラントのうち、この 3 年間に新たに運開したものは 10 プラントであり、さほど不当な操作であるとは思われぬ。

ところで、規模の経済性は会社の経営規模の大型化によって発生するものだけではなく、より技術的な原因で、発電プラントの大型化によってもたらされると考えることもできる。現在稼動している各プラントについて個別のデータを得ることは難しいので、われわれは各会社別の数量データをプラント数で除して平均化したものを仮想的な「平均プラント」として用いてこのようなデータについても実証を行ってみたいことにした。

2.3 規模の経済性の尺度

ところで以下の議論のためには、何等かの規模の経済性についての尺度を設定しておくのが便利である。

規模の経済性をどのような尺度で捉えるのかについては、現在、確固とした定説が存在しているようには思われぬ。しかしながら、たとえば産出量を y から x へと増加させるとき、すなわち産出量を x/y 倍させるときに、その費用が y を産出していたときの費用の x/y 倍に達しないならば規模の経済性が存在すると思えることは自然なことであろう。すなわち費用関数を $C(\cdot)$ としたとき、

$$\frac{x}{y}C(y) - C(x) \geq 0 \quad (2.1)$$

が規模の経済性発生の条件であると思えるのである。ここで (2.1) 式を適当に変形すると、

$$C(y) - \frac{y\{C(x) - C(y)\}}{x - y} \geq 0,$$

さらに、 $x \rightarrow y$ の極限をとると

$$C(y) - y \frac{\partial C(y)}{\partial y} \geq 0$$

$$\therefore \sigma(y) \equiv 1 - \frac{\partial \log C(y)}{\partial \log y} \geq 0$$

となる。われわれはこの $\sigma(\cdot)$ を規模の経済性の尺度として採用することにしよう⁹⁾。

規模の経済性の尺度として考えられるのはこの σ のみではない。実際、規模の経済性は「規模の弾力性 (the elasticity of scale)」¹⁰⁾、すなわち

$$\varepsilon(z) \equiv \frac{\partial \log f(k \cdot z)}{\partial \log k}$$

を用いて論じられることもある¹⁰⁾。ここで $f(\cdot)$ は $C(\cdot)$ の双対関係にある生産関数であり、 z は投入量である。また k は規模を示す係数である。企業の利潤極大化条件と Shephard のレンマより拡張曲線上では

$$\varepsilon(z) \equiv \frac{\partial \log f(k \cdot z)}{\partial \log k} = \frac{\partial \log y}{\partial \log C}$$

が成立するため、 σ と ε とには

$$\sigma(z) = 1 - \frac{1}{\varepsilon(z)}$$

という関係が存在することが分かる。

また、われわれは前節までの議論において規模の経済性を平均費用の逡減ということ表現してきた。すなわち、

$$\rho(y) \equiv \frac{\partial}{\partial y} \left(\frac{C(y)}{y} \right) \leq 0$$

である。これは本節における議論とは矛盾しない。容易に分かるように、

8) 以下では便宜上、等号を含めて考えることにするが、厳密に不等号のみが成立するとしても議論の本質には影響はない。

9) これは Christensen-Greene (1978) がア・プリオリに与えたものと同じものである。

10) Johansen (1975) pp. 64~67 参照。

$$\rho(y) = -\frac{C}{y^2}\sigma(y)$$

であるから、 $\sigma(y) \geq 0$ ということは、 $C > 0$ という当然の条件の下では平均費用の逡減と同値であるからである。

以上をまとめると、規模の経済の尺度の間には次のような関係があることになる。

$$\begin{aligned} \sigma(y) &\geq 0 \\ \iff \\ \varepsilon(x) &\geq 1 \\ \iff \end{aligned}$$

$$\rho(y) \leq 0 \text{ for } C(y) > 0$$

定性的な問題にのみ関心がある場合には、われわれはいずれの尺度を用いてもよいわけであるが、 ε は生産関数から、 σ 、 ρ は費用関数から導出されていることに注意しておこう。本稿においては以下で費用関数の計測を行うので、簡便な σ を用いるのである。

2.4 トランスログ費用関数

推定にあたって、われわれは具体的な関数型としてトランスログ費用関数 (the translog cost function) を採用した¹¹⁾。これは Christensen-Greene (1976) がアメリカにおける実証研究に用いたものでもある。

周知のように、トランスログ費用関数は2階微分可能な任意の費用関数の1次近似として与えられ、最も一般的には次のように書くことができる：

$$\begin{aligned} \log C = & \alpha_0 + \alpha_Y \log Y + \frac{1}{2} \gamma_{YY} (\log Y)^2 \\ & + \sum_{i=K,L,F} \alpha_i \log p_i \\ & + \frac{1}{2} \sum_{i=K,L,F} \sum_{j=K,L,F} \gamma_{ij} \log p_i \log p_j \\ & + \sum_{i=K,L,F} \gamma_{Yi} \log Y \log p_i \quad (2.2) \end{aligned}$$

ただし、ここで

Y : 発電実績量

C : 発電費用

p_K : 資本費用価格

p_L : 労働費用価格

p_F : 燃料価格

であり、 K, L, F はそれぞれ資本、労働、燃料を示す添字である。(2.2) 式のパラメータには、2階偏微分についての対称性と価格についての同次性の要請を満たすために次のような制約が課せられる：

(対称性)

$$\gamma_{ij} = \gamma_{ji} \quad (S)$$

(同次性)

$$\begin{aligned} \sum_{i=K,L,F} \alpha_i &= 1, \\ \sum_{i=K,L,F} \gamma_{Yi} &= 0, \\ \sum_{j=K,L,F} \gamma_{ij} &= \sum_{i=K,L,F} \gamma_{ij} \\ &= \sum_{j=K,L,F} \sum_{i=K,L,F} \gamma_{ij} = 0 \end{aligned} \quad (H)$$

同次性の条件は、(2.2) 式において $\log Y$ を含む項が全て恒等的に0に等しいとき (すなわち、収穫不変のとき)、(2.2) 式が価格について1次同次となることを要請している。

また、Shephard のレンマを適用すれば

$$\frac{\partial \log C}{\partial \log p_i} = \frac{p_i X_i}{C} = S_i \quad i=K, L, F$$

が成立するので、(2.2) より

$$S_i = \alpha_i + \gamma_{Yi} \log Y + \sum_{j=K,L,F} \gamma_{ij} \log p_j \quad i=K, L, F \quad (2.3)$$

を導出できる。ただしここで X_i は投入量を示す。 S_i は費用に占める各投入財の割合を示しているから、

$$\sum_{i=K,L,F} S_i = 1$$

11) トランスログ関数の詳細については熊倉・大山(1981)および茂原他(1979)等参照。

は定義によって成立する。よって(2.3)の3本の式のうち1本は独立ではない。

トランスログ費用関数はその他にもパラメータに制約を課すことによって、ア・プリオリに関数形を特定することが可能であるが、われわれは次の4つのモデルについて推定を行うことにする：

(モデル NR)

上記(S), (H)以外の制約を課さない。

(モデル HM)

モデル NRに加えて

$$\gamma_{Yj}=0 \quad j=K, L, F$$

を制約として課す。これは(2.2)がhomothetic関数であることを示しており、要素間代替が規模に関して不変となる。

(モデル HG)

モデル HMに加えて

$$\gamma_{YY}=0$$

を制約として課す。(2.2)の場合、 σ は具体的に、

$$\sigma=1-(\alpha_Y+\gamma_{YY}\log Y+\sum_{i=K,L,F}\gamma_{Yi}\log p_i)$$

であるから、この制約は $\sigma=\text{const.}$ とするのと同様である。われわれはこれをhomogeneity条件と呼ぶことにする。

(モデル CRS)

モデル HGに加えて

$$\alpha_Y=1$$

を制約として課す。これは規模に関して収穫不変であることを示しており、当然 $\sigma=0$ である。

われわれは以上のモデルについて、NRを基準として尤度比検定を行う。言うまでもなく、統計的にモデルCRSが支持されれば、わが国の火力発電は規模の経済性を享受していないと

いうことを意味することとなる。

2.5 データ

われわれの用いたデータ間の関係は次の通りである。但、*印を付したデータは「有価証券報告書総覧」から、**印を付したデータは「電気事業要覧」から採っている：

$$C^*=K+L+F^*$$

$$L=(\text{給与手当})^*-(\text{給与手当振替})^*+(\text{厚生費})^*+(\text{雑給})^*$$

$$P_K=K/(\text{発電設備簿価})^*$$

$$P_L=L/(\text{従業員数})^{**}$$

$$P_F=[\text{発電燃料費単価}(\text{送電端;円/kWh})]^{**}$$

$$/[\text{重油換算燃料消費率}$$

$$(\text{送電端;l/kWh})]^{**}$$

ここで、C, Fは「損益計算書」の「電気事業営業費用」から採っており、全てのデータは汽力、内燃力、および原子力のみ限定している。またYとしては発電実績を用いることにした。

資本費用の算定は上記の恒等式に依っているが、具体的には、修繕費、補償費、賃借料、諸税、減価償却費、固定資産除却費、損害保険料および消耗品費等である。ここでは利子支払い等の資金調達に要する財務費用が除外されていることに注意されねばならない¹²⁾。これは最近、財務上の規模の不経済の発生が取ざたされていることを考えると問題がないわけではないが、データ上の制約もあり、当面やむを得ない措置であると思われる。

また価格は全て、平均値が1となるように正規化したものを用いることとする。

12) 実際には、財務費用は営業費用のおよそ10%程度の額である。

3. 実証の結果

3.1 モデルのスペシフィケーション

われわれの推定結果をまとめたものが第1表 A および B である。現在、トランスログ関数の推定は主に Zeller 推定あるいは最尤法を用いて行われるが¹³⁾、前者は (2.3) 式のうち推定に用いる 2 式の選び方に推定値が依存するのに対し、後者はその選び方に依存しないことが知られている。それでわれわれは完全情報最尤法 (full information maximum likelihood method) による推定を行うことにした¹⁴⁾。

モデル NR を基準として、モデル HM, HG, CRS について尤度比検定を行った結果が第2表である¹⁵⁾。ここで、会社については少くとも 2.5% 水準で推定費用関数が homothetic,

homogeneous, あるいは規模に対して収穫不変であるという帰無仮説をそれぞれ棄却してよいことが分かる。これに対して、平均プラントでは、14% 水準では、費用関数が homothetic であるという帰無仮説を棄却できない。この結果より、われわれはわが国火力発電の費用関数は、会社としてはモデル NR が、平均プラントでは、ほぼモデル HM が適合すると結論してよいと思われる。以下では、主に、9 電力会社についてはモデル NR を、各平均プラントについてはモデル HM を用いて議論を進めることにしよう。

13) トランスログ関数の推定については Berndt-Christensen (1973) pp. 88~90 参照。

14) ここでは“TSP”の FIML ステートメントを用いて推定を行った。

15) 尤度比検定の詳細については、たとえば柴山 (1962) pp. 444~448 参照。

第1表A (9電力会社)

	NR	HM	HG	CRS
α_0	5.36 (2.06)	5.83 (1.92)	3.95 (66.69)	2.66 (116.00)
α_Y	0.56 (1.10)	0.50 (0.86)	0.87 (52.74)	—
α_K	0.11 (0.68)	0.20 (11.92)	0.20 (12.40)	0.20 (13.36)
α_L	0.058 (2.08)	0.026 (13.10)	0.025 (13.46)	0.023 (15.84)
α_F	0.83 (4.88)	0.77 (45.56)	0.77 (47.85)	0.77 (48.93)
γ_{YY}	0.033 (0.67)	0.036 (0.63)	—	—
γ_{YK}	0.0094 (0.60)	—	—	—
γ_{YL}	-0.0032 (-1.16)	—	—	—
γ_{YF}	-0.0062 (-0.37)	—	—	—
γ_{KK}	-0.0030 (-0.050)	0.011 (0.16)	0.011 (0.18)	-0.0058 (-0.11)
γ_{LL}	0.022 (4.48)	0.027 (5.11)	0.026 (4.76)	0.0039 (0.75)
γ_{FF}	0.0017 (0.029)	0.0097 (0.15)	0.011 (0.20)	0.16 (0.29)
γ_{KL} (= γ_{LK})	-0.0086 (-1.30)	-0.014 (-2.21)	-0.013 (-2.27)	0.0089 (1.37)
γ_{LF} (= γ_{FL})	-0.013 (-2.50)	-0.013 (-2.11)	-0.013 (-2.54)	-0.13 (-2.02)
γ_{FK} (= γ_{KF})	0.012 (0.19)	0.0011 (0.16)	0.0017 (0.029)	-0.0030 (-0.57)

() 内 t 値

第1表B (平均プラント)

	NR	HM	HG	CRS
α_0	0.97 (0.035)	-1.16 (-0.45)	3.58 (21.97)	2.66 (116.00)
α_Y	1.82 (2.44)	2.17 (0.06)	0.88 (38.48)	—
α_K	0.19 (1.06)	0.20 (12.69)	0.20 (12.64)	0.20 (13.36)
α_L	0.048 (1.87)	0.024 (15.79)	0.023 (17.00)	0.022 (15.84)
α_F	0.76 (3.82)	0.77 (47.18)	0.77 (46.93)	0.77 (48.93)
γ_{YY}	-0.13 (-1.26)	-0.18 (-1.82)	—	—
γ_{YK}	0.0014 (0.058)	—	—	—
γ_{YL}	-0.0034 (-0.98)	—	—	—
γ_{YF}	0.0020 (0.079)	—	—	—
γ_{KK}	-0.0020 (-0.036)	0.0057 (0.10)	0.0023 (0.042)	-0.0058 (-0.11)
γ_{LL}	0.0070 (1.11)	0.013 (2.52)	0.0090 (1.69)	0.0039 (0.75)
γ_{FF}	0.019 (0.34)	0.019 (0.33)	0.019 (0.34)	0.016 (0.29)
γ_{KL} (= γ_{LK})	0.0072 (1.05)	-0.000021 (-0.0040)	0.0037 (0.67)	0.0089 (1.37)
γ_{LF} (= γ_{FL})	-0.014 (-2.67)	-0.013 (-2.45)	-0.013 (-2.15)	-0.013 (-2.02)
γ_{FK} (= γ_{KF})	-0.0051 (-0.090)	-0.0057 (-0.098)	-0.0059 (-0.11)	-0.0030 (-0.057)

() 内 t 値

第2表A (9電力会社)

	NR	HM	HG	CRS
対数尤度	191.12	187.24	186.40	175.70
χ^2 (自由度)	—	7.76*** (2)	9.42*** (3)	30.83**** (4)

第2表B (平均プラント)

	NR	HM	HG	CRS
対数尤度	186.75	184.82	183.37	175.70
χ^2 (自由度)	—	3.86* (2)	6.77** (3)	22.11**** (4)

(注) * 15.0%水準で棄却
 ** 10.0% "
 *** 2.5% "
 **** 0.5% "

3.2 平均費用曲線

われわれの推定したパラメータを用いて平均費用曲線を描いたものが第3図AおよびBである。ここでは各投入要素価格は27サンプルの平均値を用いている。会社については全域で平均費用が逡減しており、規模の経済性が発生していることはグラフからも明らかに読み取ることができる。ここでは、現在の生産水準を越える領域での平均費用逡減効果はごくわずかであり、2,000億kWhを越えるとほとんど平均費用は不変となることに注意しておこう。平均プラントについては、平均費用逡増領域にあるサンプルがわずかにある(5サンプル)のもの、ほぼ平均費用逡減領域での生産が行われていると結論してよいものと思われる。

ただし、われわれの分析では各社ごとで負荷持続曲線が相異しているという重要な事実について一切考慮されてこなかったということには充分注意されねばならないだろう。一般には、ピーク用電源には小型で相対的に効率の劣るプラントがあてられるものと考えられるので、われわれの実証結果は負荷持続曲線の形状に影響

を受けていることが予想されるからである。いくらまでもなく、負荷特性は発電プラントの総合的な効率性を考えるうえで重要な要素であり、改めて分析が必要とされるものではあるが、本稿ではここで注意を与えるにとどめておきたい。

3.3 σ および代替の弾力性の推定

σ および代替の弾力性の平均値を第3表AおよびBにまとめておく。ここで η_{ij} は、具体的には

$$\eta_{ij} = \begin{cases} (\gamma_{ij} + S_i \cdot S_j) / S_i S_j & i \neq j \\ [\gamma_{ij} + S_i(S_i - 1)] / S_i^2 & i = j \end{cases}$$

である。

第3表A (9電力会社)

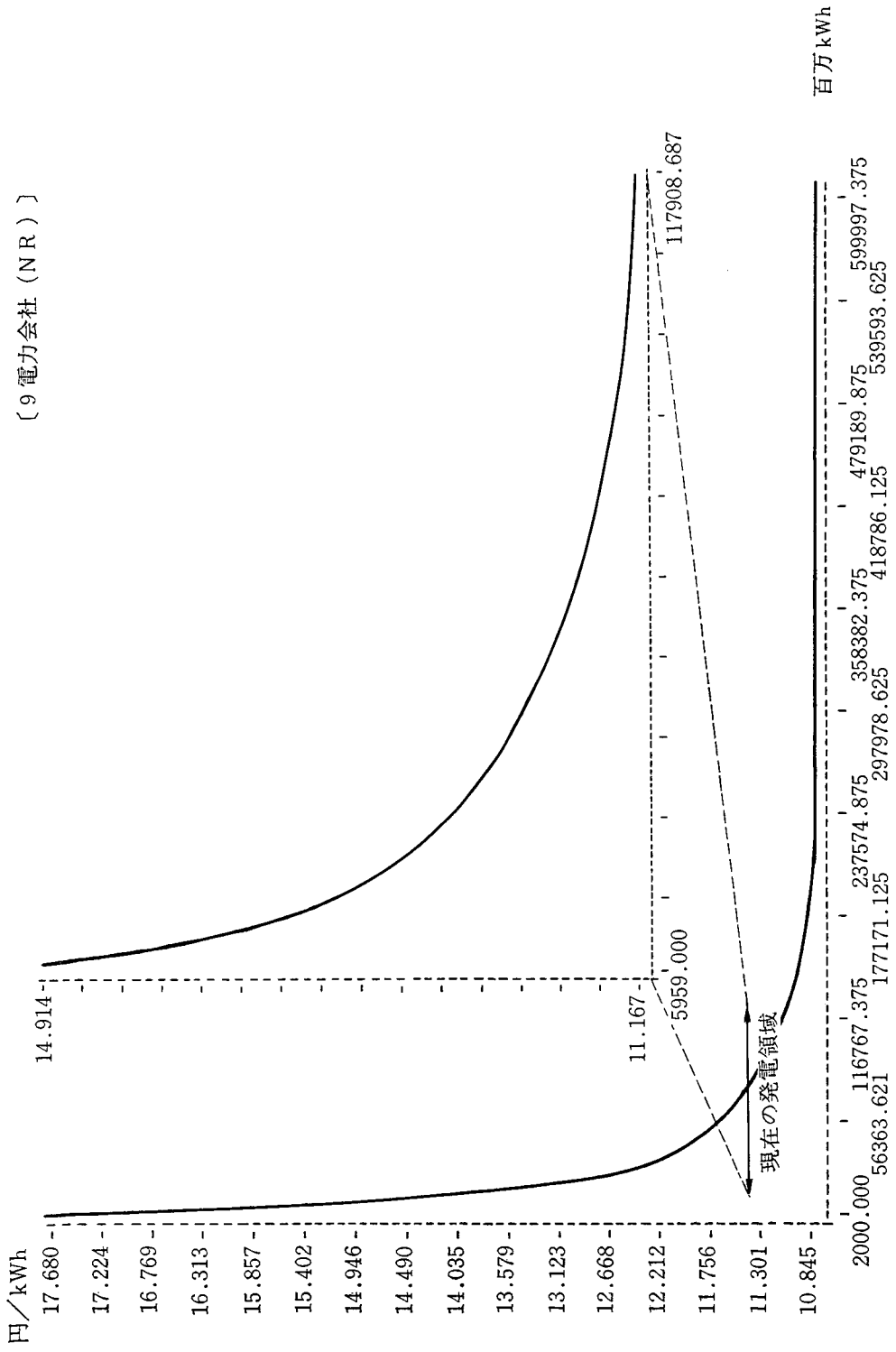
	NL	HM	HG	CRS
σ	0.093 (0.030)	0.13 (0.032)	0.13 (0)	0
η_{KK}	-4.21 (1.17)	-3.83 (1.001)	-3.83 (1.0090)	-4.29 (1.21)
η_{LL}	3.38 (17.0)	14.84 (24.3)	11.65 (22.25)	-35.07 (7.73)
η_{FF}	-0.30 (0.090)	-0.29 (0.088)	-0.28 (0.088)	-0.28 (0.087)
η_{KL} (= η_{LK})	-1.02 (0.92)	-2.35 (1.64)	-1.98 (1.46)	3.07 (1.02)
η_{LF} (= η_{FL})	0.24 (0.19)	0.25 (0.19)	0.25 (0.19)	0.27 (0.18)
η_{FK} (= η_{KF})	1.08 (0.012)	1.02 (0.0036)	1.01 (0.0019)	0.98 (0.0032)

() 内標準偏差

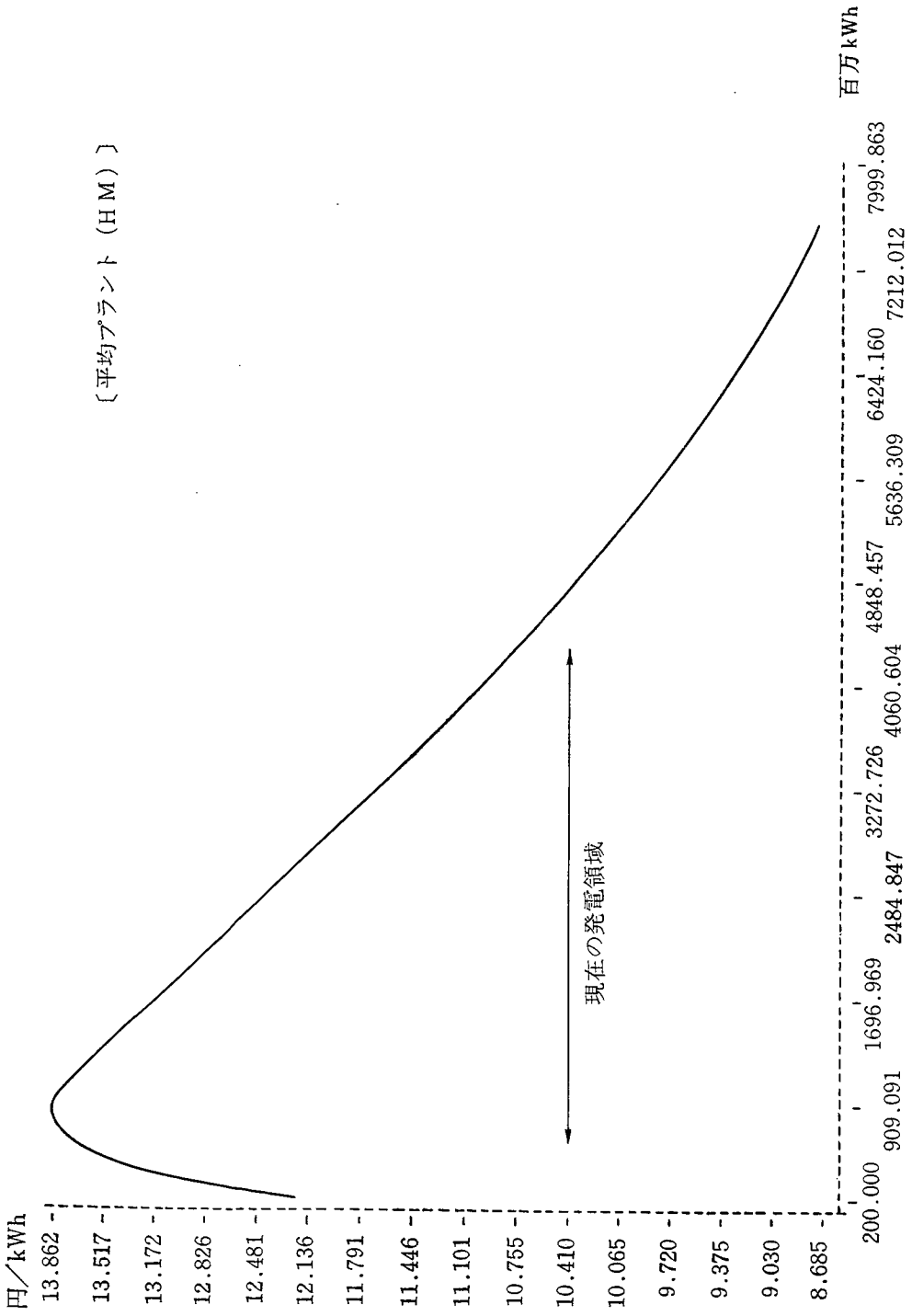
第3表B (平均プラント)

	NL	HM	HG	CRS
σ	0.14 (0.084)	0.15 (0.12)	0.12 (0)	0
η_{KK}	-4.19 (1.61)	-3.97 (1.07)	-4.07 (1.11)	-4.29 (1.21)
η_{LL}	-28.38 (3.79)	-14.68 (5.81)	-24.23 (2.07)	-35.08 (7.73)
η_{FF}	-0.27 (0.086)	-0.27 (0.086)	-0.27 (0.086)	-0.28 (0.087)
η_{KL} (= η_{LK})	2.68 (0.82)	0.99 (0.0025)	1.86 (0.42)	3.07 (1.02)
η_{LF} (= η_{FL})	0.19 (0.20)	0.23 (0.19)	0.28 (0.18)	0.27 (0.18)
η_{FK} (= η_{KF})	0.97 (0.0055)	0.96 (0.0061)	0.96 (0.0063)	0.98 (0.0032)

() 内標準偏差



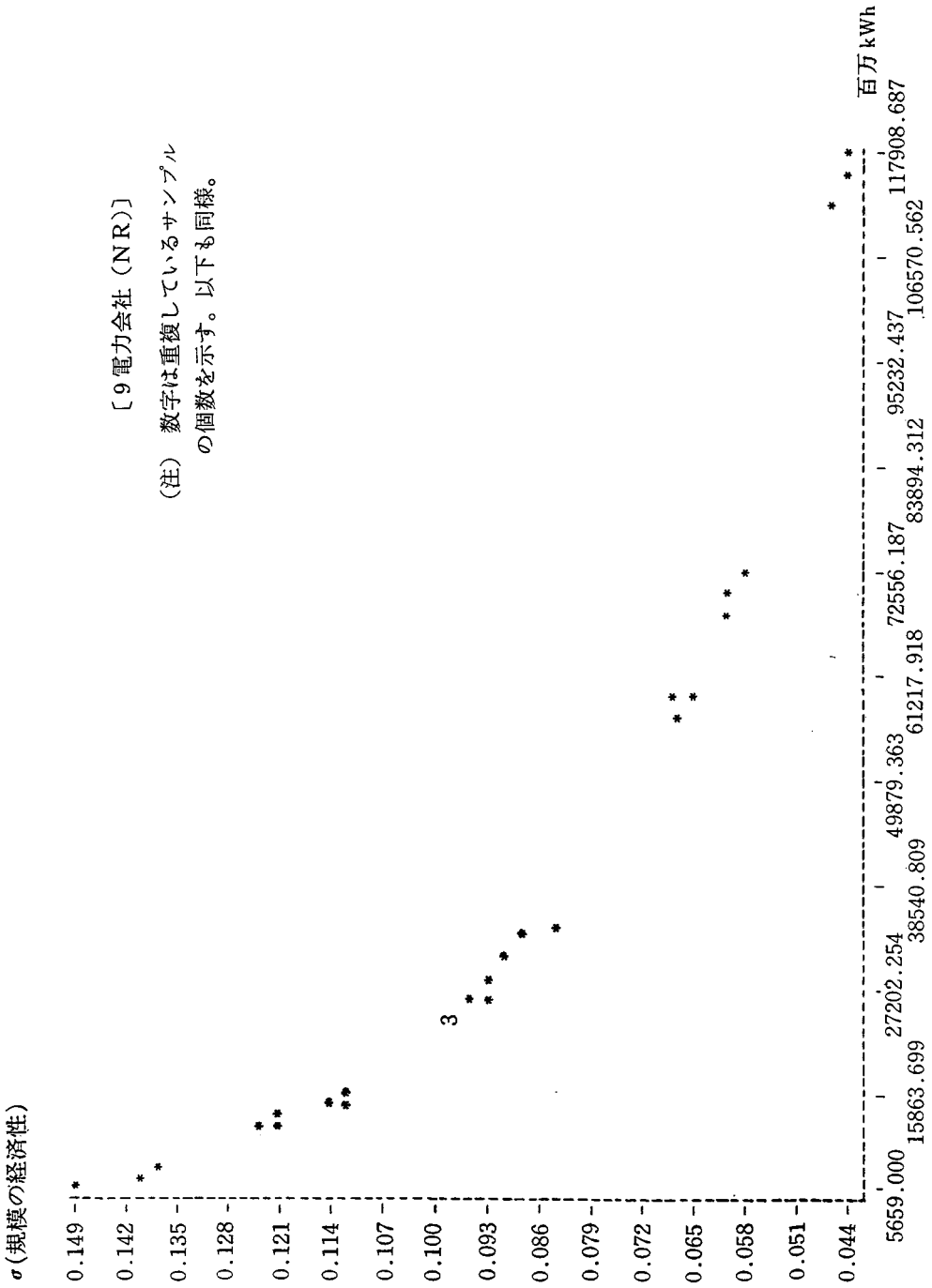
第3図A



第3図B

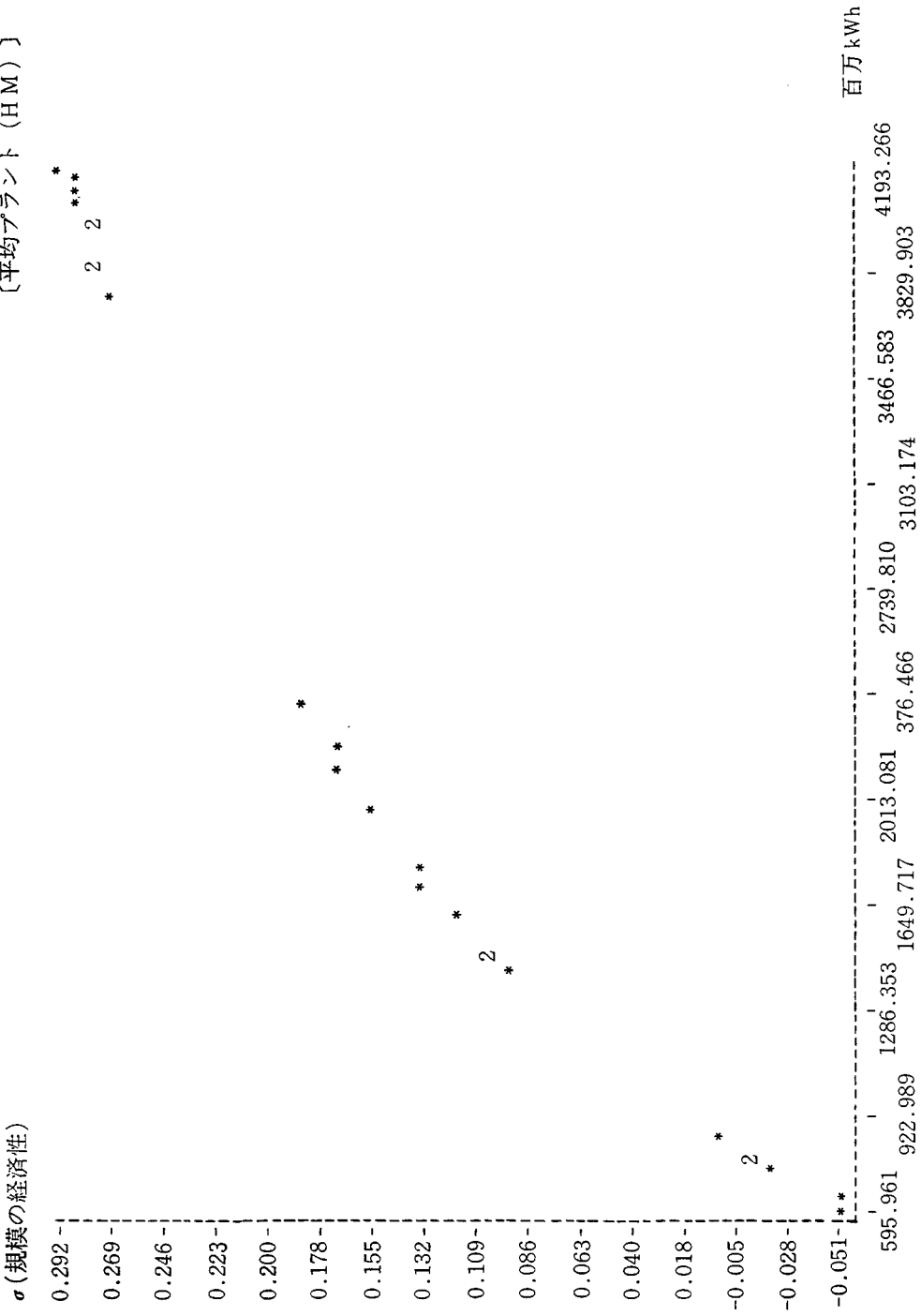
〔9 電力会社 (NR)〕

(注) 数字は重複しているサンプル
の個数を示す。以下も同様。



第 4 図 A

[平均アラウンド (HM)]



第4図B

また、 σ と産出規模との関係をグラフにしたものが第4図AおよびBである。これらのグラフは、会社規模の増大は規模の経済性の減少をもたらすのに対して、平均プラントの規模の増大はより大きな規模の経済性をもたらすことを明確に示している。

代替の弾力性の推定値については、会社について労働の自己価格弾力性の平均値が正となり、しかもかなり不安定な結果を与えていることが目立っている。これは各電力会社の雇用がかなり個別的な特殊事情に左右されているためであると思われる。

3.4 実証結果のまとめ

われわれの得たクロス・セクション長期平均費用関数、および σ の推定値について簡単にその含意をまとめておくことにしよう。

わが国火力発電はほぼ平均費用逡減領域において生産活動が行われており、その限りにおいては、消極的にはあるが、われわれの得た結果は現在の介入政策を支持する。特に、現在の企業規模は、第4図Aからも明らかのように、会社の合併から得られる利益はわずかであるのに対し、会社の分割によりもたらされる不利益は大きい領域にあることから、発電については産業組織論的観点からはほぼ妥当な企業数にあるといつてよいと思われる。また第4図Bは、プラントの総体的な大型化が規模の経済性をもたらすことを期待できることを示している。

4. むすび

われわれは産業組織論的な見地から、実証的に明らかにされるべき重要な問題として、クロス・セクション長期平均費用関数が逡減しているか否かという問題があることを確認したの

ち、わが国火力発電のクロス・セクション長期費用関数について次のような実証結果を得ることができた。

- (1) 9電力会社の火力発電の平均費用は逡減しており、全てのサンプルは規模の経済性を享受しうる領域にある。
- (2) 会社規模の増大によって火力発電の規模の経済性は低下する。
- (3) 9電力会社の火力発電の各平均プラントの費用関数は homothetic であり、規模の小さいサンプルは未だ平均費用逡増領域にある。
- (4) 火力発電の平均プラントの増大は規模の経済性の増大をもたらす。

社会的な平均費用の最小化という観点から得られる上記の結果の含意は直接的なものではあるが、実証に先立って検討したように、電気事業の法律的独占体制について発電の費用関数の形状がもつ意味は必ずしも決定的なものではありえない。われわれはこのような実証分析から政策的含意を導出するについては十分に慎重でなければならないだろう。その意味で、われわれの得た結果は、わが国の火力発電においては自然独占が成立する条件があるという命題に対する反証は得られなかったという消極的な主張を含意するにとどまることを改めて確認して、むすびに代えることにしたい。

*) 本稿の作成にあたって、熊倉修、斉藤雄志、若林剛（電力中央研究所）の各氏より有益な助言を頂いた。また本稿のもとになった報告書に対して筒井義郎氏（名古屋市立大学）より貴重なコメントを頂いた。記して感謝申し上げます。断るまでもなく、有りうべき誤りは全て筆者によるものである。

参考文献

- Berndt, E. R. and L. R. Christensen, "The Translog Function and the Substitution of Equipment, Structures, and Labor in U. S. Manufacturing 1929-68," *Journal of Econometrics*, 1 (1973), pp. 81-114.
- Christensen, L. R. and W. H. Greene, "Economies of Scale in U. S. Electric Power Generation," *Journal of Political Economy*, Vol. 84, No. 4, (1976), pp. 655-676.
- Johansen, L., *Production Functions*, North-Holland, Amsterdam, 1972.
- Robinson, E. A. G., *The Structure of Competitive Industry*, Cambridge U. P., 1958 (邦訳: 黒松巖訳『産業の規模と能率』有斐閣, 1969)
- Sato, R., *Theory of Technical Change and Economic Invariance*, Academic Press, New York, 1981.
- 飯倉稜「エネルギー関連投資の動向と留意点」, 清水文雄編『日本のエネルギー計画』エネルギー・ジャーナル社, 1982.
- 今井賢一, 宇沢弘文, 小宮隆太郎, 根岸隆, 村上泰亮『価格理論Ⅲ』岩波書店, 1972.
- 熊倉修, 大山達雄「Translog型生産関数理論の電気事業への適用」電力中央研究所研究報告, 580004, 1981.
- 南部鶴彦『産業組織と公共政策の理論』第12章, 日本経済新聞社, 1982.
- 大澤悦治「電気料金—その理論と現実的課題」, 『エネルギー』1983, 2月号.
- 柴山幸治『計量経済学』ミネルヴァ書房, 1962.
- 茂原一洋, 大山達雄, 斎藤雄志, 熊倉修, 山地憲治「Translog型生産関数の理論と応用」, 電力中央研究所内部資料, No. 7904, 1979.

(いざわ ひろし
経済部
エネルギー研究室)

経済研究所既刊論文

(昭和55年4月～昭和58年3月)

電力経済研究

No. 15	核燃料サイクルの動特性について 石油価格モデル —その1— 沖合漁業における漁業労働関係の実態 賦課金・補助金制度による水質保全——フランスの流域金融公社について—— 地域経済の長期分析——手法としての投資の最適地域配分論——	山地 憲 治 佐和隆光, 荒井泰男 三 辺 夏 雄 熊 倉 修 斉 藤 観 之 助	55. 5.
No. 16	発電所の景観評価 発電所立地と地元への対応策 —地元漁協との立地交渉に関するモデル分析— 発電所立地に伴う地域社会経済の変化 電力需要変動の要因分析 (文献紹介) 新発電システムの比較研究と評価(要約) (文献紹介) 現代経済の病理を考える —L. C. サロー『ゼロ・サム社会』(岸本重陳訳)を読 んで—	若谷佳史, 山本公夫 若谷佳史, 山中芳朗 荒井泰男, 斎藤観之助 植木滋之, 牧野文夫 内 山 洋 司 伊 藤 成 康	57. 5.
No. 17	本 号		58. 7.

情報処理研究

No. 10	講演：環境問題と数学モデル 生態系の数理モデル プランクトン拡散とパッチネス形成(16mm映画) 動弾性波伝播の数値解法 流れの場の拡散現象の数値解析 文献紹介：Kuhn-Tucker 点の感度分析	近 藤 次 郎 三 村 昌 泰 池 田 勉 他 田 口 友 康 池 田 勉 茂 原 一 洋	56. 3.
No. 11	特集 メンテナンス・サポート・システム 電気事業情報処理システムのメンテナンス——中国電力 におけるメンテナンス・サポート・システムの開発— (研究報告) 意思決定支援システムの計算機技術 テスト分析・選択システムの提案 原子力発電所におけるオンライン放射線被曝管理シス テムの性能予測評価 (調査報告) システム監査に関する調査報告	鈴木道夫, 坂内広蔵 寺野隆雄 鈴 木 道 夫 坂内広蔵, 正木和子 寺 野 隆 雄 伊藤祐次郎, 若林剛	57. 5.

電力中央研究所報告

580001	エネルギー問題のモデル分析	大山達雄	55. 6.
580002	トリウムサイクルの核燃料サイクル解析	山地憲治	55. 7.
580003	電研マクロモデル 1980 の動学的特性	内田光穂, 阿波田禾積 服部常晃, 武藤博道	55. 12.
580004	Translog 型生産関数理論の電気事業への適用	熊倉修, 大山達雄	56. 3.
580005	核融合エネルギー技術の社会的評価——米国社会におけるエネルギー・システムとしての有用性の検討——	根本和泰	56. 3.
580006	一変量時系列モデルによる電力需要分析	浜田宗雄, 山田泰江	56. 3.
580007	国際石油市場のモデル分析 第 I 編: 石油市場モデルの理論とモデルの構成	佐和隆光, 荒井泰男 斉藤観之助	56. 3.
580008	供給ショックの経済学: 展望	伊藤成康	56. 3.
580010	国際石油市場のモデル分析 第 II 編: 原油輸入国のエネルギー需要構造と原油価格——原油需要モデルと原油価格シミュレーション——	佐和隆光, 荒井泰男 斉藤観之助	56. 3.
580011	電気事業資金問題の長期展望 中間報告(1)	富田輝博	56. 3.
581001	原子力施設のデコミッションングに関する法規制と資金調達 —西ドイツ—	矢島正之	56. 4.
581002	原子力施設のデコミッションングに関する法規制と資金調達 —フランス—	熊倉修	56. 4.
581003	為替レート決定に関する実証分析: 展望	服部常晃	56. 4.
依頼581504	高速増殖炉の役割と実用化への課題	山地憲治	56. 4.
依頼581505	原子力発電所放射線管理システムの動作解析 ——TLD/ID ステーションのシミュレーション——	寺野隆雄	56. 7.
581006	地域経済の長期分析 第 II 編: 地域配分モデルの体系とパラメータの推定	斉藤観之助	56. 9.
依頼581507	MSF プロジェクト報告書 第 1 分冊 大規模事務処理ソフトウェアのための保守管理支援システム—MSF	坂内広蔵, 寺野隆雄 鈴木道夫	56. 11.
依頼581508	MSF プロジェクト報告書 第 2 分冊 データネーム統一化システム DNUIS	寺野隆雄, 坂内広蔵 鈴木道夫	56. 11.
581009	デンジョン・サポート・システムの概念と先駆的研究のかずかず	鈴木道夫	56. 11.
581010	昭和 55 年度電力需要停滞の分析	植木滋之, 牧野文夫	56. 12.
581011	エネルギー収支分析の有効性	斉藤雄志	57. 3.
581012	ソフトウェア仕様書体系の調査・評価——設計管理システムの要件分析——	原田実	57. 3.
581013	長期エネルギー経済モデル ETA-MACRO の構成	斉藤雄志, 阿波田禾積 内山洋司, 長田紘一 伊藤浩吉	57. 3.
581014	国際石油市場とメジャーズの収益性の動向——1960年代を中心に——	廿日出芳郎	57. 3.
581015	原子力分野における多国間事業の組織	矢島正之	57. 3.
581016	国際石油市場のモデル分析 第 III 編: OPEC 諸国の原油供給構造分析	斉藤観之助, 佐和隆光 荒井泰男	57. 3.
581017	コンピュータ・システムの性能評価とチューニング方法について	松井正一, 原田実 高橋誠, 森清堯 若林剛	57. 3.

調査581018	ヨーロッパ電気事業における情報処理の動向	森清 堯, 原田 孜	57. 3.
581019	水生微生物エコシステムにおける非線形拡散現象の数理と映像化——共同研究報告書——	赤崎俊夫, 池田 勉 石井仁司, 宇敷重広 川崎広吉, 黒住祥祐 佐久間敏一, 高橋誠 田口友康, 西浦廉政 藤井 宏, 細野雄三 三村昌泰, 山口昌哉 米川和彦	57. 3.
依頼581520	河川維持流量の算定手法に関する研究 ——景観評価手法 (その1)——	若谷佳史, 山本公夫 山中芳朗	57. 3.
581021	日本経済の短期予測モデルの構成	内田光穂, 服部常晃 伊藤成康	57. 3.
582001	政策効果と原油価格上昇効果の分析 ——マクロ・モデルによるシミュレーション実験——	内田光穂, 服部常晃 伊藤成康	57. 8.
582002	日本の火力発電の規模の経済性について	井 澤 裕 司	57. 7.
582003	欧米主要国及び国際原子力機関 (IAEA) における原子力施設の廃炉に関する調査研究 ——法規制と資金調達を中心に——	平 島 鹿 蔵	58. 1.
582004	アメリカ合衆国における減価償却制度の研究	”	58. 7.
582005	新エネルギー技術評価手法の体系化 I 新エネルギー技術の発電効率と建設費の推定方法 ——石炭新発電プラントへの試算例——	内山洋司, 斉藤雄志	57. 10.
調査582006	原子力における国際協力と共同開発事業	内 山 洋 司	57. 11.
582007	わが国における停電コストの評価	西野義彦, 植木滋之 牧野文夫	57. 12.
582008	業務別カナ漢字変換辞書の簡便な作成法 ——効率的な日本語データ処理のために——	寺 野 隆 雄	58. 5.
582009	移流拡散方程式のための有限要素法パッケージの開発	寺野隆雄, 池田 勉 松井正一	58. 6.
582010	自然風景地における送電線の景観的影響の評価	若 谷 佳 史	58. 7.
582011	発電所の景観評価手法一定量的評価について——	若谷佳史, 山本公夫 樋口忠彦	58. 7.
582012	発電所の景観デザイン手法——境界とアプローチのデザイン——	樋口忠彦, 若谷佳史 山本公夫	58. 7.
582013	発電所立地と地元への対応策——地元漁協との立地交渉に関するモデル分析—— 第 I 編 立地交渉の事例分析	若谷佳史, 山中芳朗	58. 8.
582014	分散型電源と電気事業——燃料電池導入の電気事業への影響——	西野義彦, 阿波田禾積 三辺夏雄, 牧野文夫	58. 7.
582015	計量経済モデルによる発電所立地の地域経済への影響分析	大 河 原 透	58. 5.
582016	技術計算サポートシステムの設計	高橋 誠, 松井正一	58. 7.
582017	大型計算機網を利用したオフィスコンピュータの連系	坂内広蔵, 森清 堯 高橋 誠, 鈴木道夫	58. 7.
582018	データ管理を基礎とした業務処理システムの構築 ——ある管理システムの構築・活用を例に——	坂内広蔵, 鈴木道夫	58. 7.
582019	発電所立地と地元への対応策 ——地元漁協との立地交渉に関するモデル分析—— 第 II 編 ゲーミングシミュレーションモデルの構築と適用例	若谷佳史, 山中芳朗	58. 7.

582020	環境総合評価手法の開発(その1) —環境パラメータの測定方法とその地域代表性について—	若谷佳史, 天野博正	58. 7.
582021	環境総合評価手法の開発(その2) —地域特性による個別評価の修正—	山中芳朗, 天野博正	58. 7.
582022	環境総合評価手法の開発(その3) —評価項目評価視点の重要度算定—	若谷佳史, 天野博正 山中芳朗	53. 7.
582023	環境総合評価手法の開発(その4) —総合評価基準の設定についての考察—	山本公夫, 天野博正	58. 7.
582024	電気料金の国際比較	内田光穂, 伊藤成康	58. 5.
582025	発電所のレイアウト景観の評価	若谷佳史, 山本公夫	58. 7.
582026	新エネルギー技術評価手法の体系化II 新エネルギー技術の発電コストと経済的開発価値 —石炭新発電方式への試算例—	内山洋司, 斉藤雄志	58. 7.
582027	原油値下がりによる日本経済に及ぼす影響	内田光穂, 服部常晃 伊藤成康	58. 5.
582028	景観予測手法の電力施設への適用	若谷佳史, 山本公夫	58. 7.
582029	電力需要の分析と予測 —変量時系列モデルによる接近—	浜田宗雄, 山田泰江 近藤裕之	58. 7.

CRIEPI REPORT

E 581001	Toward Realization of a Decision Support System —A Survey Note on the Concepts and Relating Researches—	Michio Suzuki	56. 9.
E 582001	Organization of Multinational Undertakings in the Field of Nuclear Fuel Cycle	Masayuki Yajima	58. 3.

電力経済研究 No.17

1983年7月29日 印刷発行

発行所 財団 電力中央研究所
法人 経済研究所

東京都千代田区大手町1-6-1

大手町ビル

電話 東京(03)201-6601

1200

印刷：藤本総合印刷株式会社

特集 エネルギー問題

長期エネルギー需給展望の方法	齊藤雄志……………(1)
新エネルギー技術評価手法の体系化	内山洋司……………(19)
—経済性評価手法の開発と石炭新発電方式への試算例—	齊藤雄志
国際石油市場のモデル分析	熊倉修……………(49)
原油値下がり の日本経済に及ぼす影響	服部常晃……………(71)
	伊藤成康
〈海外情勢〉	
国際石油市場における OPEC	廿日出芳郎……………(87)
〈新モデル紹介〉	
原子力発電コストモデル	矢島正之……………(99)
	牧野文夫
〈研究ノート〉	
停電コスト評価	西野義彦……………(117)
—最適供給信頼度レベルの決定—	植木滋之
	牧野文夫
〈研究ノート〉	
自然独占の理論と電気事業	
—火力発電の費用関数—	井澤裕司……………(127)