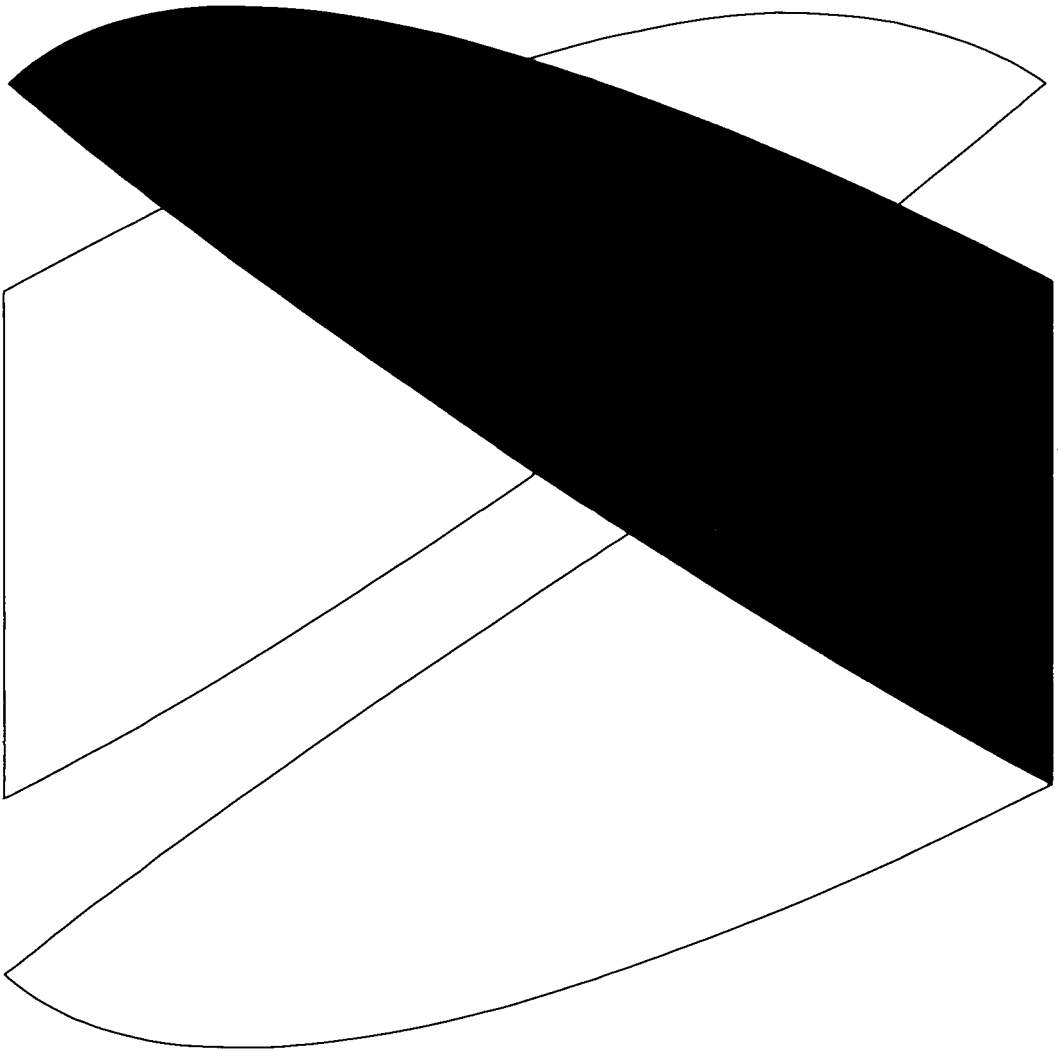


ISSN 0387-0782

電力經濟研究



No.24

1988.1

財団法人 電力中央研究所

經濟研究所

編集委員

伊藤 成康 内田 光穂
若谷 佳史 矢島 昭

正 誤 表

頁	誤	正
P.32 図 4.1 上から3 図目 P.67 キーワード 目次 2. 右列下から7 行目 " " 5 行目 P.68 右列上から5 行目 P.69 右列上から10 行目 P.70 左列上から4 行目		ケース 3 ケース 4 [季時別, I, B] [季時別, II, A] 非対称性

目 次

火力発電所のシステム熱効率評価	永田 豊	1
	内山 洋司	
電気事業における限界費用と料金形成	伊藤 成康	13
	中西 泰夫	
季時別料金制下における重電機製造業の電力需要調整の評価	浅野 浩志	25
	佐賀井重雄	
	山地 憲治	
電力貯蔵技術の経済性比較	内山 洋司	37
	清野 圭子	
海中における圧縮空気貯蔵システム	内山 洋司	47
	吉崎 喜郎	
電力貯蔵技術による負荷追従に関する経済効果	清野 圭子	57
——ダイナミック・オペレーティング・コストの分析——	内山 洋司	
エネルギー消費技術構造と燃料選択の要因分析	藤井 美文	67

火力発電所のシステム熱効率評価

キーワード：システム熱効率，火力発電，複合発電，
技術進歩，市場浸透

永 田 豊 内 山 洋 司

〔要 旨〕

将来の電源構成を考える上で、火力発電所のシステム熱効率（あるシステムに属する各火力発電所の熱効率をそれぞれの発電電力量で加重平均したもの）は重要な要素の一つである。本研究では、将来のシステム熱効率を予測するためのシミュレーションモデルを開発し、我が国の電源構成における、高効率の複合発電の導入効果を、2015年度までのシステム熱効率の予測を通して分析した。同時に複合発電導入ペース・電力需要の伸び・年負荷率・原子力の開発規模などの変化による感度解析を実施し、システム熱効率に影響をおよぼす要因を定量的に調べた。結果は以下に要約される。

1. 複合発電の導入により、2015年度末時点でのシステム熱効率は42.6%となり、これは複合発電を導入しない場合と比較して4.2ポイント高い。また、複合発電を導入しない限り、システム熱効率の現状からの飛躍的な改善は望めない。
2. 感度解析の結果、システム熱効率を改善するためには、
 - ① 設備利用率上限の改善
 - ② 発電効率改善のための技術開発
 - ③ 複合発電導入の積極的な推進が重要であることが明らかになった。
3. 将来、負荷率の低下が懸念されているが、極端な場合を除くと、年負荷率の変化がシステム熱効率に与える影響は小さい。

1. はじめに

2. 評価方法

2.1 システム熱効率

2.2 技術進歩と市場占有率

2.3 評価モデルの概要

3. 結 果

3.1 システム熱効率の予測

3.2 感度解析

4. おわりに

参考文献

付 録

・1985年度火力発電所給電実績（9電力）

1. はじめに

我が国の電源構成の中で、これまで圧倒的な発電シェアを誇っていた火力発電は、徐々にその主役の座を原子力に譲りつつある。このような状況のもと、火力発電の将来像は次のように考えられる。

設備面では、電力需要の伸び率低下・原子力発電の積極的な導入による新設の減少、反面、複合発電の導入による熱効率の向上があげられる。適用面では、負荷率の低下およびベース電源である原子力発電の比率の増大により、ピーク対応すなわち負荷追従型の運転を一層余剰なくされることが予想される。

本研究では、このような状況を念頭に置きつつ、将来の電源構成を考える上で必要なシステム熱効率を予測するためのモデルを開発し、我が国の電源構成における複合発電¹⁾の導入効果を、2015年度までのシステム熱効率の予測を通して分析した。同時に、システム熱効率に影響を及ぼす要因を抽出し、それらの値の変化がシステム熱効率に与える効果について定量的に調べた。

2. 評価方法

2.1 システム熱効率^[1]

システム熱効率 (System Thermal Efficiency, STE) は、ある決まった電力供給エリア (国, 地域, 電力会社別など) に属する火力発電所の集団について、同一期間内における各火力発電所の熱効率をそれぞれの発電電力量で加重平均したもので、その集団レベルでの平均熱効率とすることができる²⁾。

$$STE = \frac{\sum_i (TE_i \cdot GE_i)}{\sum_i GE_i} \quad (2.1)$$

但し、

STE: システム熱効率

TE_i : i 設備の熱効率

GE_i : i 設備の発電電力量

STE の上昇はより熱効率の高い技術の導入によって達成されることから、その伸びは技術進歩の指標であると同時に、より経済的な電源計画を決定するために必要な要素の一つである。STE は新設および廃止される設備容量とその熱効率、およびそれらの運用状況によって決まるが、これらは電力需要・新技術導入ペース・原子力開発計画・負荷特性などに大きく影響される。

現行の9電力体制が施行されて以来現在までのSTE(9電力)の変遷を図2.1に示す。1965年度頃までSTEは堅調に上昇してきたが、その後は頭打ちでほとんど変化が見られない。この主な原因として

- ① 在来型技術の技術進歩の停滞 (Technological Stalemate)
- ② 電力需要伸び率の低下および原子力の導入による火力の新設設備の減少
- ③ 環境規制強化と負荷追従運転による熱効

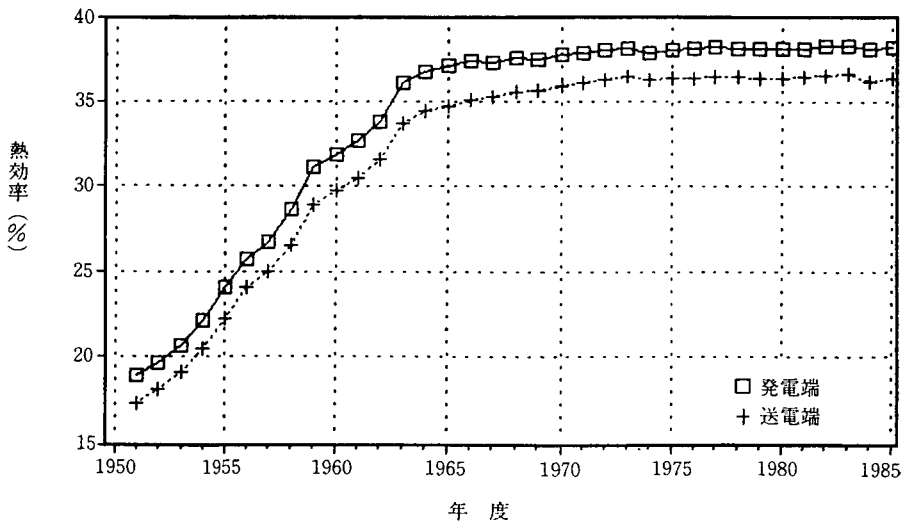


図 2.1 STE (9電力) の変遷

率の低下の3つが考えられる。しかし、①については1985年度以降複合発電技術の導入、②については設備更新分の需要もあるので、今後 STE は緩やかながらも上昇していくと考えられる。

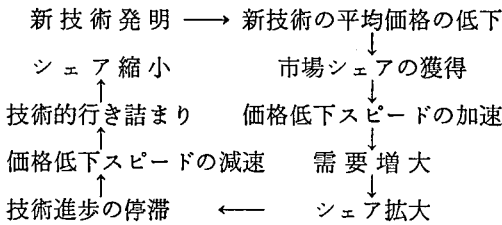
2.2 技術進歩と市場占有率^[2, 3]

複合発電が STE におよぼす影響を評価するために、将来の

① 複合発電の熱効率の改善状況

② " 導入規模

が必要となるが、これらは独立なものではなく、互いに影響しながら進展する。一般に、これまでの新技術の市場浸透は図 2.2 と、次に示す一連の過程をたどってきたと考えられる。



この過程は発電技術にも当てはまり、その実証例を我が国の水力-火力間の代替過程および火力の熱効率の改善状況に見ることができる

(図 2.3, 2.4)。そしてこれらの変化は、次に示すマーケットシェア関数 (Market Share Function, MSF) および技術進歩関数 (Technology Progress Function, TPF) で表される。

● マーケットシェア関数 (MSF)

マーケットシェア関数は、図 2.2 に示すような、技術の代替過程において時間と共に変化する新技術の市場シェアを、次の関数で表したものである。

$$MS_a(t) = \frac{1}{1+(h/(t-t_i))^r} \quad (t > t_i) \tag{2.2}$$

$$= 0 \quad (t \leq t_i)$$

但し、

$MS_a(t)$: a 技術の、t 年度におけるマーケットシェア

t_i : a 技術の導入年度

h : 総量で 50% のマーケットシェアを獲得するのに要する年数

r : シェア獲得の変化の仕方を表すパラメータ

h はその技術市場における代替の弾力性と密接に関係しており、巨額な設備投資を必要とす

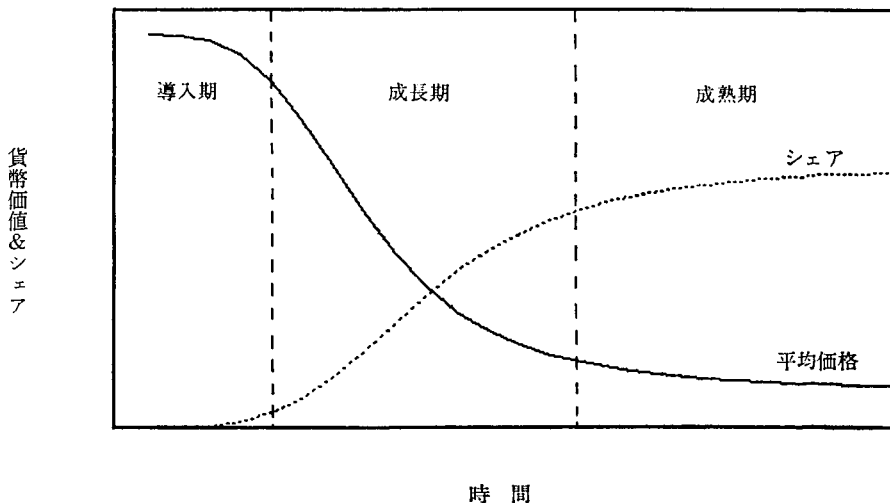


図 2.2 新技術の市場浸透過程

る発電技術の場合、他の市場と比べて大きい値を示す ($h=15\sim 25$ 年)。

●技術進歩関数 (TPF)

技術進歩関数は、新技術の技術進歩を時間の関数として表したもので、ここではベストプラントの熱効率の改善を進歩の指標とする。ベストプラントは、設備を運開年度別に分けたときに、各年度で熱効率が最大であるものを指す。その熱効率は、過去の実績から、一定値に向か

ってその差が指数関数的に減少しながら改善していく関数で表される。ここで、一定値はその技術の最終到達熱効率と考えることができる。

$$TE_a(t) = TE_{af} \cdot (1 - \exp(-\alpha t + \beta)) \quad (2.3)$$

但し、

$TE_a(t)$: a 技術の t 年度における熱効率

TE_{af} : a 技術の最終到達熱効率

α, β : 技術進歩を表すパラメータ

(2.2) 式および (2.3) 式を用いて回帰を行っ

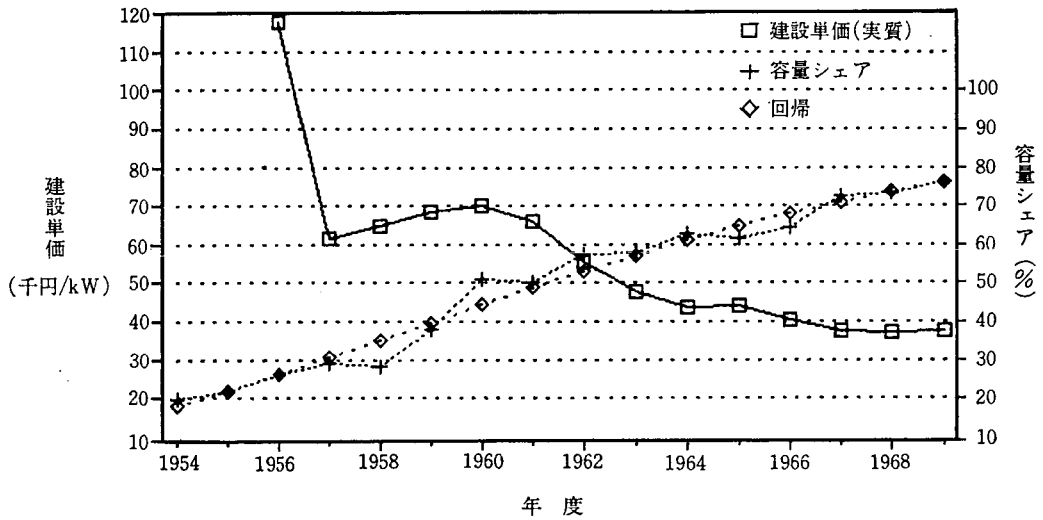


図 2.3 火力の建設単価と容量シェア

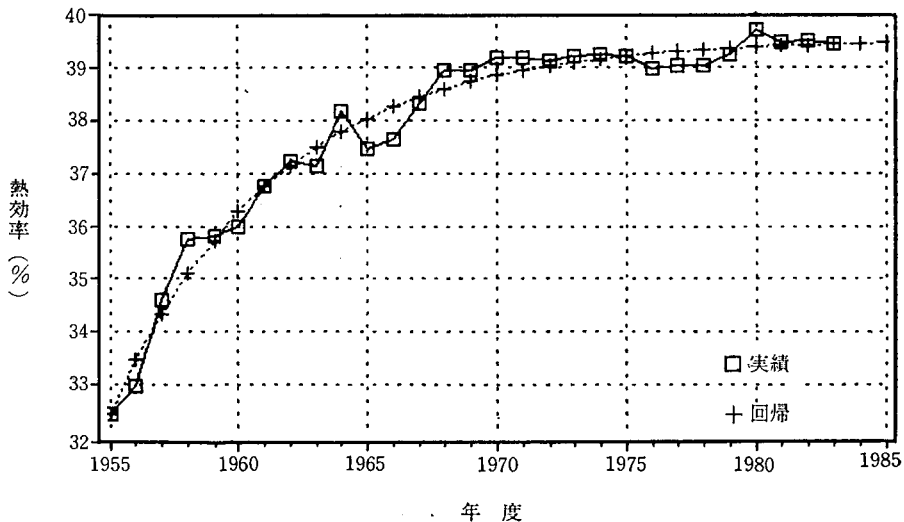


図 2.4 火力の熱効率改善状況

た結果を表 2.1 および図 2.3, 2.4 に示す。予測の際、TPF について在来型技術にはこの値を、複合発電には現状と推測される最終到達熱効率から決定した値を用いた。

表 2.1 MSF と TPF のパラメータの回帰結果

MSF(R ² =0.974)	r=4.044, h=23.26
TPF(R ² =0.976)	TE _{nr} =39.5227 α=-0.1556, β=302.6

2.3 評価モデルの概要

評価モデルの概要を表 2.2 に示す。また、計算手順を図 2.5 に示す。

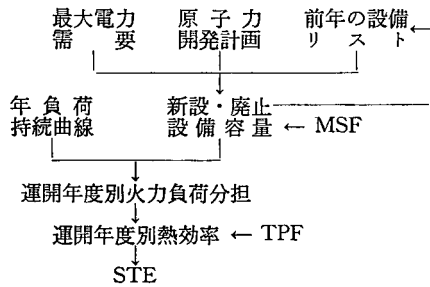


図 2.5 計算手順

ある年度の STE を求めるために必要なパラメータには次のようなものが考えられる。

〔設備面〕

- その年度に新設する設備の容量と熱効率
- " 廃止する設備の容量と熱効率
- その他の既存設備の容量と熱効率

〔運用面〕

- 各設備の荷分担（利用率）
- " 荷分担による熱効率の低下割合

これらのパラメータは次式で関係付けられる。

$$\begin{aligned}
 STE(t) &= \frac{\sum_{i=t-DY}^t (TE_i \cdot GE_i)}{\sum_{i=t-DY}^t GE_i} \\
 &= \frac{\sum_{i=t-DY}^t (TE_i \cdot CP_i \cdot UR_i)}{\sum_{i=t-DY}^t (CP_i \cdot UR_i)} \\
 CP_t &= CP_{nt} + CP_{ct} \\
 TE_t &= TE(i) \cdot (1 - X(UR_i)) \quad (2.4)
 \end{aligned}$$

但し、

表 2.2 評価モデルの概要

設備面	発電形式	火力と原子力の2種類
	火力技術	在来型と新技術の2種類 在来型：燃料（石油、石炭、LNG等）による区別をせず一括して扱う 新技術：複合発電（LNG・石炭ガス化）
	設備新設	各年の最大電力需要を満たすように設備を新設（火力＝全容量－原子力） 毎年運開する火力設備は在来型・新技術ともにその時点で熱効率が最高の「ベストプラント」
	設備廃止	耐用年数一定でそれを過ぎると即時廃止
需給面	既設設備	運開年度別に容量を合計、熱効率を発電量で加重平均したものをを用いる
	電力需要	年負荷持続曲線（ロードデュレーションカーブ）を階段状に近似
	負荷変動	年負荷持続曲線をピーク部分が先鋭化するように変化させて負荷率の低下を反映
技術面	運用形態	原子力はベース対応、火力はピーク・ミドル対応で利用率に応じて熱効率が変化 新しい設備から優先的に運転 計画・計画外停止分を除いた利用率上限の枠内で運用 火力：ピーク時フル稼働 原子力：年間を通して均等に停止
	技術代替	複合発電の熱効率の改善状況を「技術進歩関数」で表す 全火力容量中の複合発電のシェアを「マーケットシェア関数」で表す

STE(*t*): *t* 年度のシステム熱効率

DY: 耐用年数

TE_{*i*}: *i* 年度に運開した設備の熱効率

GE_{*i*}: " 発電量

UR_{*i*}: " 利用率

CP_{*t*}: *t* 年度の火力新設容量

CP_{*nt*}: " 在来型新設容量

CP_{*ct*}: " 複合発電新設容量

TE(*i*): 技術進歩関数

X(UR_{*i*}): 利用率による熱効率の低下割合

ここで新設容量 CP_{*t*} は、総設備容量（予備力を考慮しないので、最大電力需要に等しい）と廃止容量の和から原子力の容量を差し引いたものとして表される。

$$CP_t = TCP_{t-1} \cdot r + RCP_t - ACP_{t-1} \cdot r_a \quad (2.5)$$

但し、

TCP_{*t-1*}: *t-1* 年度の総設備容量

RCP_{*t*}: *t* 年度の火力廃止容量

ACP_{*t-1*}: *t-1* 年度の原子力設備容量

r: 最大電力需要の伸び率

r_a: 原子力容量の伸び率

廃止のスケジューリングには、

- ① 新設容量の一定の割合の容量だけ廃止
- ② 過去の廃止容量トレンドの利用
- ③ 耐用年数を一定の値に決める

などの方法があるが、寿命延伸の効果を調べるために、このモデルでは③の方法を採用した。

なお、新設容量のうち、複合発電の容量 CP_{*ct*} は、次式のように総容量中の複合発電のシェアが(2.2)式で与えられる値になるように決定される。

$$CP_{ct} = MS(t) \cdot TCP_t - MS(t-1) \cdot TCP_{t-1} \quad (2.6)$$

但し、

MS(*t*): マーケットシェア関数

新設設備の熱効率は、その年度中に新設される設備について共通で、在来型・複合発電ともに(2.3)式を用いて決定される。既存設備も運開年度別にまとめて扱う。

負荷分担は以下のようにして決める。負荷持続曲線から、ベース電源の原子力分を差し引き、火力の負荷時間帯別の需要を決定する。

$$D_{it} = DT_{it} - ACP_t \cdot AUR \quad (2.7)$$

但し、

D_{*it*}: *t* 年度、*i* 時間帯の火力需要

DT_{*it*}: *t* 年度、*i* 時間帯の総需要

AUR: 原子力平均利用率

次に、火力設備の運開年度別利用率 UR_{*i*} を決定する。決定の仕方は省略するが、考え方は、供給不足を生じないようにしながら、利用率制約のもと、できるだけ新しい設備を使用する、ということである。

実際には、各設備の熱効率は、定格値より低い値 TE_{*i*} を示す。気候・燃料の質・運用状況などの違いが原因として考えられるが、このモデルでは、熱効率の低下は利用率にのみ依存するとする。利用率による熱効率の低下割合 X(UR_{*i*}) を、内山^[4]の報告に従い、3次式で回帰した関数で推計し、各設備の実際の熱効率とする。

$$X(UR_i) = a_3 \cdot UR_i^3 + a_2 \cdot UR_i^2 + a_1 \cdot UR_i + a_0 \quad (2.8)$$

$$\begin{pmatrix} a_0 = -0.1590 \\ a_1 = 0.4695 \\ a_2 = -0.4890 \\ a_3 = 0.1785 \end{pmatrix}$$

3. 結 果

3.1 システム熱効率の予測

予測を行う前に、予測期間と期間の等しい過去 30 年間（1955～85 年度）についてシミュレーションを行い、計算値と実績値を比較した（図 3.1）。その結果、差は初年度を除いて±1 ポイントの範囲に入っており、特に STE の変化が小さい昭和 40 年度以降は±0.4 ポイント以下と小さく、モデルの信頼性を確認できた。

予測は表 3.1 に示す基準ケースで計算し、その値をベースに感度解析を行った。基準ケース

として用いた値のうち、需要と容量の平均伸び率は長期電力需給見通しから、負荷持続曲線は 1981 年度の実績から引用した。

基準ケースと、比較対象として複合発電を全く導入しないケースの結果を図 3.2 に示す。また、このときの設備構成を図 3.3 に示す。

基準ケースでは、複合発電の導入に伴い、STE は堅調に、S 字型を描くように増加し、2015 年度末時点で 42.6% まで達する。この値は非導入ケースに比べて 4.2 ポイントも高く、複合発電の導入効果の大きさを表している。一方、非導入ケースでは、STE は増加するどこ

表 3.1 STE 予測における基準ケース

基準年度	1985年度	負荷持続曲線								
予測年度	2015年度	時間帯	1(ピーク)	2	3	4	5	6	7	8
新技術導入年度	1985年度	時間 (%)	0	3.43	17.2	31.1	47.7	64.4	82.2	100
設備耐用年数	30年	負荷 (%)	100	90.6	78.0	71.5	64.1	55.8	48.9	41.9
年負荷率減少率	0.15%/年	火力全容量中の複合発電シェア (%)								
火力利用率上限	70%	年度	85	95	05	15				
原子力平均利用率	75%	シェア	0.0	5.0	41.0	76.7				
基準年度の原子力シェア	22%	ベストプラントの定格送電端熱効率 (%)								
需要と容量の平均伸び率 (%)		年度	85	95	05	15				
期 間	95/85 00/95 15/00	在来型	39.5	39.5	39.5	39.5				
最大	2.9 2.6 2.0	新技術	42.0	43.3	44.1	44.5				
原子力	5.2 5.2 4.2									

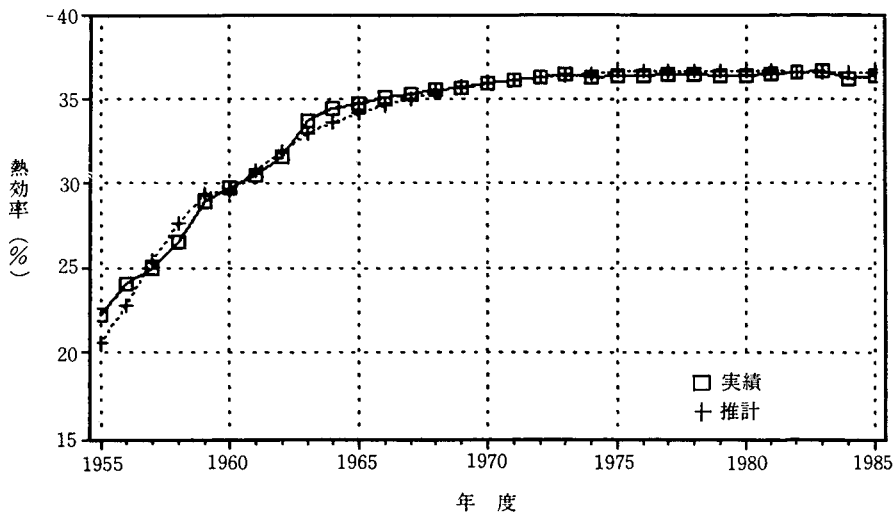


図 3.1 過去の実績による評価モデルの検証

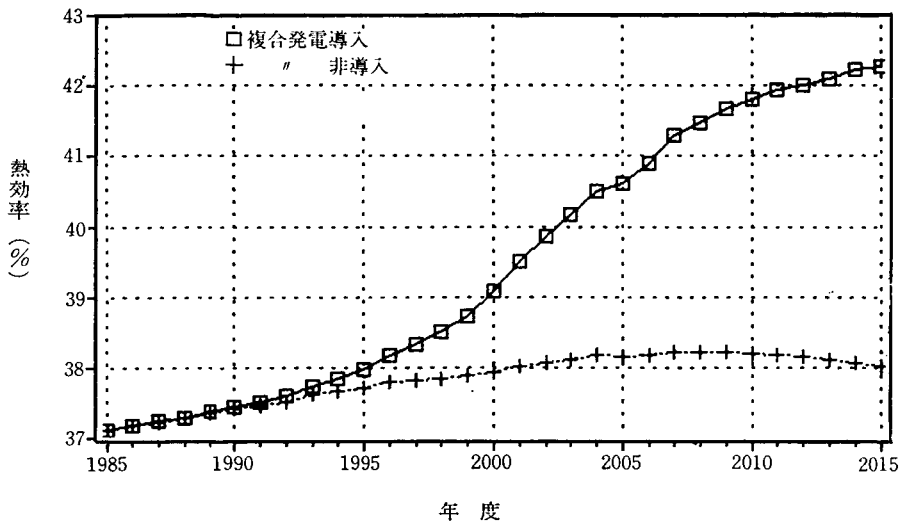


図 3.2 STE 予測結果 (基準ケース)

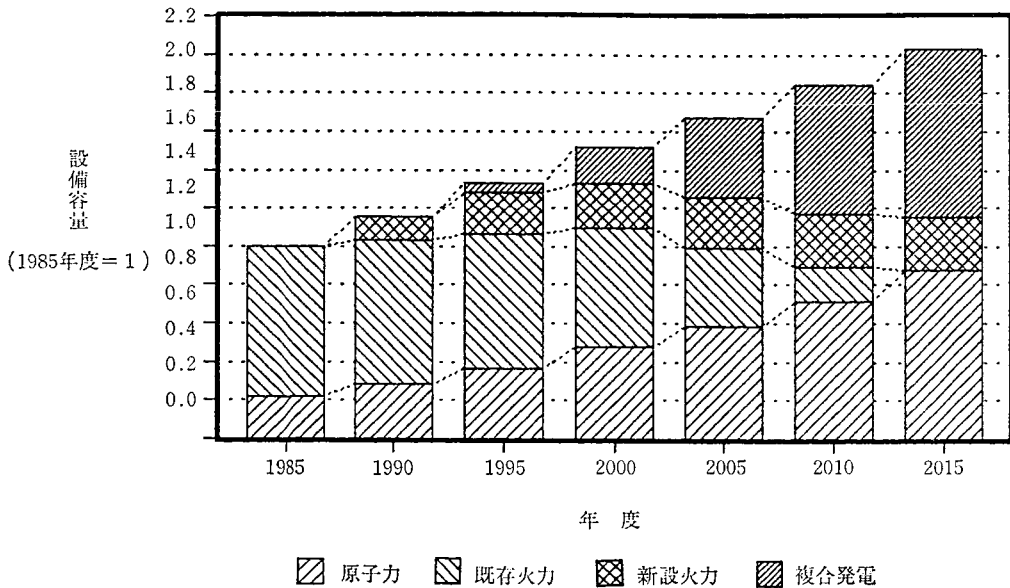


図 3.3 基準ケースの設備構成

ろか、逆に負荷率の低下により、後半わずかながら低下する。

3.2 感度解析

全部で7ケースについて感度解析を行った。このうち、③、⑤、⑥は火力技術そのものに関わる内的要因で、その他は、電力需要や電源構成に係わる外的要因であるといえる。

結果を表3.2に要約する。例として、最大電

力伸率・利用率上限・耐用年数を変えた場合のグラフを図3.4~3.7に示す。

① 最大電力需要を変えた場合

最大電力需要の伸び率が高いほど STE は高いという傾向がみられる。これは火力の新規設備需要が増加し、その結果複合発電の導入が促進されるためである。もう一つの特徴として、ケース間の差が予測期間の前半 (~2000) 大き

表 3.2 感度解析の結果

変化させるパラメータ	パラメータとSTEの相関	STEの変化の大きさ	特徴
最大電力需要	+	中	基準との差は前半広がり、後半に縮まる
原子力容量	-	中	最大電力需要とはほぼ同じ動向
利用率上限	+	大	全期間にわたって一様に変化、即効性あり
年負荷率	0	極小	負荷率改善の影響なし
耐用年数	-	中	25年と30年ではほとんど違いなし
最終到達熱効率	+	大	後半になるほど影響大
50% シェア達成期間	-	大	達成が遅れた分だけ STE の上昇も遅くなる

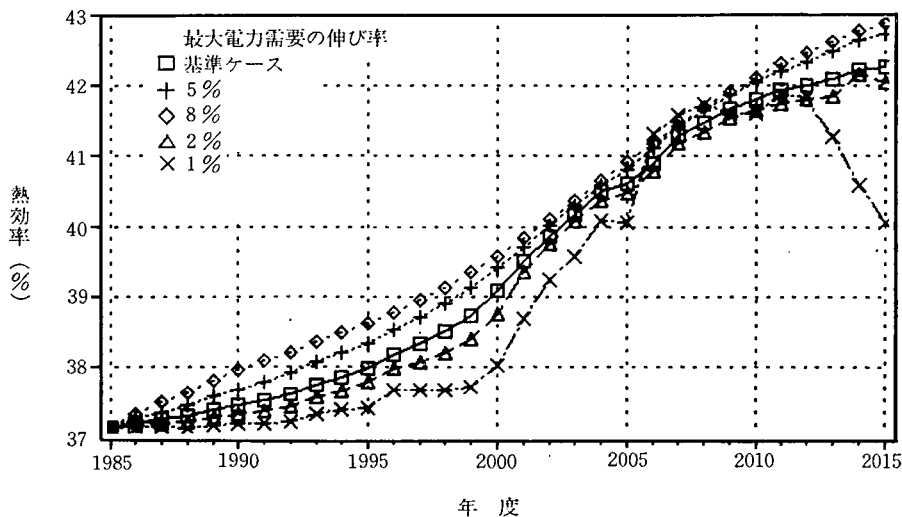


図 3.4 最大電力の伸び率を変えた場合

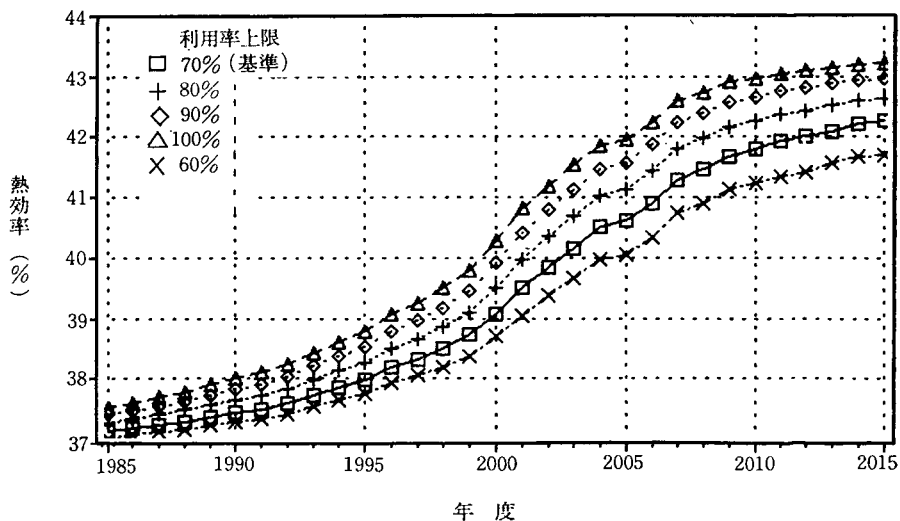
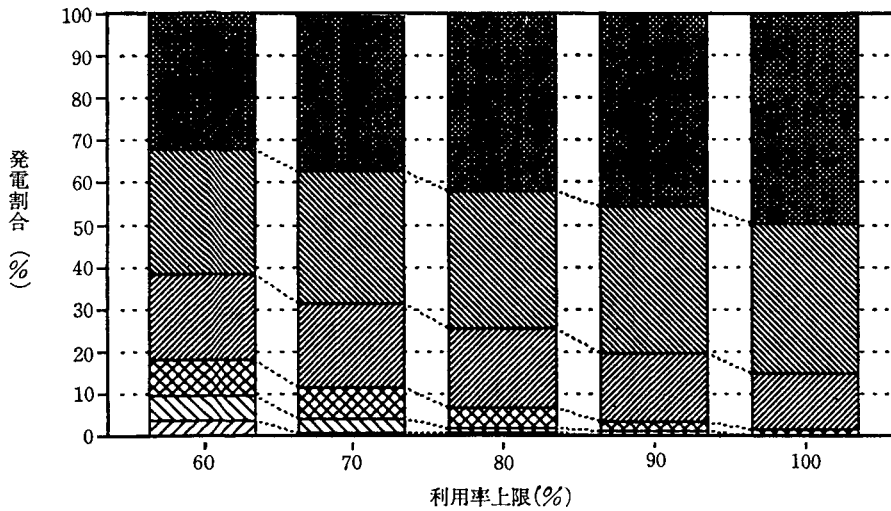


図 3.5 利用率上限を変えた場合



発電所の余命(年) 0-4 5-9 10-14 15-19 20-24 25-29

図 3.6 利用率上限を変えた場合の発電割合

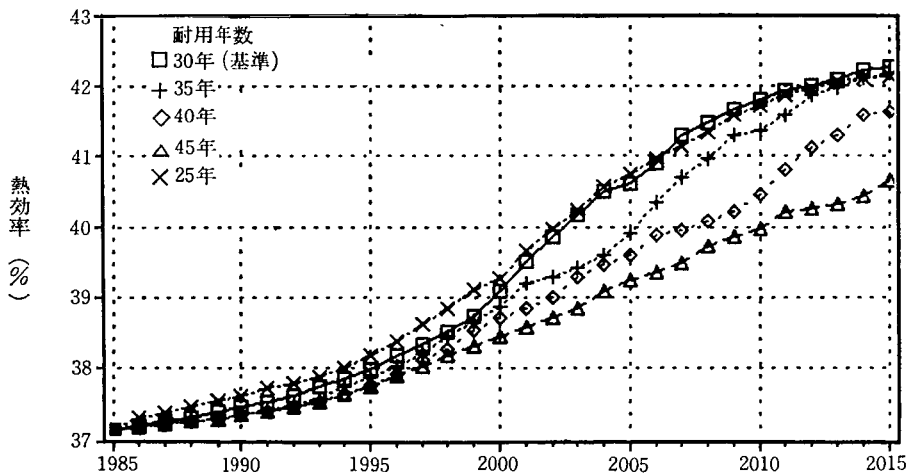


図 3.7 耐用年数を変えた場合

く後半に縮まっていることがあげられる(図 3.4)。

② 原子力設備容量を変えた場合

本質的には①と同じなので、同様の变化をする。しかし变化の仕方が若干違うため、①ほど前半の開きは大きくない。

③ 利用率上限を変えた場合

利用率上限が大きいほど、STE は大きい(図

3.5)。この理由は、図 3.6 (2015 年度の発電量の割合を、発電所の余命で 5 年毎に分けた集団についてプロットしたもの) からわかるように、利用率上限が大きいほど、熱効率の高い、新しい設備をより有効に使用することができるためである。

感度解析の他の結果と比較すると、利用率上限の改善(すなわち、定期点検期間の短縮およ

び計画外停止の減少)が、最も早急に STE を改善する方法であることがわかる。

④ 年負荷率を変えた場合

将来予想される範囲でパラメータを変えた場合、STE はほとんど変化しない。これは、例えば年負荷率が低下しても、新しい設備は優先的に使用されるので、ほとんどその影響を受けず、システム全体から見て、熱効率の低い、古い設備を使用しないで済むプラス効果と、利用率の低下による熱効率の低下というマイナス効果が相殺した結果である、と言えよう。逆に負荷率が改善した場合にも、同様のことが言える。

⑤ 最終到達熱効率を変えた場合

最終到達熱効率は、究極的に達成し得る熱効率であるので、もっぱら技術進歩に依存するものである。これを変えた場合、複合発電の割合が高くなる後半ほど影響が大きい。定量的にみると、最終到達熱効率が2ポイント上昇すると2015年度時点で STE は約 1.3 ポイント改善することがわかる。

⑥ 耐用年数を変えた場合

耐用年数が高いほど設備の更新が遅くなるため、STE は小さくなるのは明らかである。しかし、25年と30年では全期間にわたってほとんど差がみられない(図 3.7)。このことは将来、設備の寿命延伸を含めた更新スケジュールを組む際に重要である。

⑦ 50% シェア達成期間を変えた場合

50% シェア達成期間は、全火力容量中に占める複合発電の割合が、導入後から 50% に達するまでに要する期間で、複合発電の導入ペースを表すものである。これが長いほど複合発電の導入が遅くなり、STE は小さくなる。特に、長くした場合の影響が大きく、50% シェア達

成が遅くなると、等しい熱効率に到達するまで同程度の期間を要することがわかった。

4. おわりに

本研究は、複合発電の導入が将来のシステム熱効率に与える影響を分析するために、現存のシステムを次の2点、

① 原子力開発

② 年負荷率の変化

に着目しながら簡略的にモデル化し、我が国の電源構成に適用したものである。その結果、

●今後、複合発電の導入なくして、STE の現状からの飛躍的な向上は望めない。

●STE を改善するために重要な項目として、

① 各設備の時間稼働率の改善

② 発電効率改善のための技術開発

③ 複合発電導入の積極的な推進

があげられる。

●年負荷率の変化が STE に与える影響は小さい。

ということが明らかになった。

一般に、モデル化については常に現実との整合性が問題になる。このモデルは、過去の実績との比較から見る限り、第一段階としては信頼できるモデルであるといえよう。また、運用まで含めたシステム熱効率予測モデルとしては他に例がなく、その意味でも有用であろう。

今後の研究の発展方向について考察する。モデル自体では、より現実的なものに近づけるために、火力設備を燃料別、規模別へ拡張することが最も重要である。モデルの応用では、これを電源構成モデルとリンクして、設備の寿命延伸や最適廃止スケジュールの決定を含め、システム熱効率の改善による経済効果を、将来の電源計画に反映することである。

(注)

- 1) ガスタービンと蒸気タービンを組み合わせることにより、発電設備全体の熱効率の向上をはかる火力発電。
- 2) 次式に示す総発電電力量と総投入熱量の比で表される従来の平均熱効率とは異なる。

$$\begin{aligned} \text{平均熱効率} &= \frac{860 \times \text{総発電電力量 (MWh)}}{\text{総投入熱量 (10}^9 \text{ Kcal)}} \\ &= \frac{\sum_i GE_i}{\sum_i (GE_i/TE_i)} \end{aligned}$$

平均熱効率は STE より若干低い値を示し、その差は基準ケースでマイナス 0.1~0.2 ポイントとなる。

tries] Thch. Fore. and Soc. Change, 28, p. 335-350, 1985.

[2] DOE [Solar Energy Research and Development: Program Balance] A. 2, p. X4-12, 1978.

[3] R. J. Condap [Market Penetration of Energy Supply Technologies] 1980.

[4] 内山洋司「新エネルギー技術の発電効率と建設費の推定方法」電力中央研究所報告書 582005

参考文献

- [1] A. Pouris [Forecasting System Thermal Efficiencies in Technology Importing Cou-

(ながた ゆたか
うちやま ようじ
経済部 エネルギー研究室)

付 録

●1985 年度火力発電所給電実績 (9 電力)

運開年度	設備容量 (%) [10 ³ kW]	発電電力量 (%) [10 ³ kWh]	年平均設備 利用率 [%]	年平均送電端 熱効率 [%]
1955	132 (0.16)	129,692 (0.05)	11.19	25.64
1956	225 (0.28)	0 (0)	0	—
1957	550 (0.69)	5,775 (0)	0.12	28.72
1958	422 (0.53)	158,507 (0.06)	4.29	32.82
1959	1,576 (1.96)	1,766,492 (0.62)	12.76	32.39
1960	670 (0.84)	1,024,219 (0.36)	17.45	33.76
1961	275 (0.34)	703,457 (0.25)	29.20	31.62
1962	657 (0.82)	1,401,969 (0.49)	24.36	33.82
1963	2,286 (2.85)	3,035,808 (1.06)	15.12	34.42
1964	1,126 (1.40)	3,814,606 (1.34)	38.67	34.93
1965	687 (0.86)	2,346,148 (0.82)	38.98	34.09
1966	3,027 (3.77)	9,593,847 (3.36)	36.18	35.40
1967	156 (0.19)	0 (0)	0	—
1968	645 (0.80)	1,892,809 (0.66)	33.50	35.13
1969	1,237 (1.54)	3,713,316 (1.30)	34.27	35.47
1970	3,240 (4.04)	11,924,683 (4.17)	42.01	36.40
1971	5,570 (6.94)	16,675,883 (5.84)	34.08	37.35
1972	5,300 (6.61)	18,686,060 (6.54)	40.25	36.23
1973	3,756 (4.68)	6,804,797 (2.38)	20.68	36.07
1974	5,900 (7.35)	18,844,819 (6.60)	36.46	37.11
1975	950 (1.18)	4,209,127 (1.47)	50.44	36.97
1976	4,550 (5.67)	21,217,421 (7.43)	53.23	36.81
1977	7,237 (9.02)	29,605,440(10.4)	46.70	37.13
1978	3,410 (4.25)	14,622,568 (5.12)	48.95	35.85
1979	4,575 (5.70)	21,419,556 (7.50)	53.30	36.42
1980	3,125 (3.89)	10,437,388 (3.65)	38.13	36.10
1981	3,056 (3.81)	15,301,635 (5.36)	57.16	37.21
1982	2,312 (2.88)	8,272,673 (2.90)	40.85	35.02
1983	4,831 (6.07)	26,078,887 (9.13)	61.46	37.18
1984	5,361 (6.68)	21,229,294 (7.43)	45.20	35.74
1985	3,395 (4.23)	10,810,723 (3.78)	54.50	39.29
総 計	80,239 (100)	285,727,599 (100)	40.62	36.51

電気事業における限界費用と料金形成^(*)

キーワード：限界費用，料金変動，要因分解，ラムゼイ仮説

伊藤 成康 中西 泰夫

〔要旨〕

本報告では、わが国電気事業のデータに基づいて費用関数を計測し、限界費用を規定する要因である要素費用の変化と料金水準の変化の対応関係を分析するとともに、料金体系がラムゼイ原理的な意味で需要種別の限界費用を反映したものであるか否かの統計的検証を行う。

この結果、①第1次石油危機までは規模の経済性と需要の伸びをベースとした生産性の改善により料金の上昇がよく押さえられてきたのに対し、それ以降は生産性上昇の鈍化により要素費用の変動と料金の変動が平行な動きを示すようになったこと、②需要種別の電気料金設定はラムゼイ原理に従ったものとはなっていないこと等が示される。

1. はじめに
2. 分析の枠組
3. 料金変動の要因分析

4. 需要種別限界費用と料金体系

1. はじめに

近年、電気事業を始めとして、設備の有効利用等の観点から限界費用を反映した料金体系の導入が検討され、63年から実施の新電気料金体系もこうした考え方を採り入れたものといえよう。

しかるに、周知の如く、わが国の電気料金はレートベース方式による事業報酬を含む総括原価に基づいて決定されており、当面、この原則が変更されるという観測はない。したがって、総合単価としての料金水準を問題にする限り限界費用の意義は稀薄である。むしろ、料金形成において限界費用が問題となるのは需要種別・契約種別等の個別料金を決定する際においてであり、需要種別限界費用と料金体系との関係に

依存して内部相互補助の態様が如何なるものであるか、また、料金体系が（事業者または規制当局の意図の有無に拘らず）ラムゼイ原理的な原則に基づいて決定されたものであるか否か、等々の興味深い問題群が存在する。

しかし、わが国の電気事業の場合、上記の問題の検証を目的として複数生産物費用関数（multiple product cost function）を計測するのは、multicollinearityの問題があって極めて困難である。

そこで、本稿では、わが国電気事業のデータに基づいて、限界費用を規定する要因である要素費用の変化と料金水準の変化の対応関係を主として分析することにしたい（第2, 3節）。

(*) 本稿作成にあたり、本質的な部分で中馬正博、瀬尾英生両氏の御協力を得た。記して謝意を表したい。

先にも述べたように、わが国の電気料金はレートベース方式による事業報酬を含む総括原価に基づいて決定されており、したがって、料金水準の変動を原価の基礎諸元の変動に要因分解して考えることができる。ただし、コストの変化を、コスト・シェアをウェイトとした要素価格変化率と要素需要変化率の和の形に分解するだけではさしたる知見が得られない。本稿第3節では、W. H. Greene [1] の提示した枠組に従って、料金水準の変化を要素価格変化率、規模の経済性、技術進歩率、マークアップ・ファクターの変化率等の和の形に要因分解し、最近20数年間の動向を展望する。

冒頭に述べたように、料金形成における限界費用の意義は料金水準との関連においてよりも料金体系との関連においてより重要であり、実証分析のベースとなる費用関数計測上の困難があるとはいえ、標記の論題を冠する以上、現実の料金体系と需要種別限界費用との関係について素通りする訳にはいかない。そこで、最後に(第4節)、プールド・データに基づいて産業・民生用別の需要関数とこれに対応する2生産物費用関数を計測し、ラムゼイ料金形成を帰無仮説とする仮説検定を行うことにする。

2. 分析の枠組

本節では、以下の分析の基礎となる費用関数の定式化等について簡潔に述べる。

まず、電力会社の費用構造が次のような費用関数によって記述されるものとする。

$$(1) \quad C = \text{minimum of } p_K \cdot K + p_L \cdot L + p_F \cdot F \\ (= \text{資本費} + \text{人件費} + \text{燃料費}) \\ \text{where } (K, L, F) \text{ satisfies} \\ Q = f(K, L, F) \text{ (生産関数)} \\ = C(p_K, p_L, p_F, Q, t)$$

ここに、 Q : 電力需要、 K : 設備ストック、 L : 労働、 F : 燃料、 p_K : 資本コスト、 p_L : 賃金率、 p_F : 燃料価格、 t : タイムトレンド。

ここで、電気料金 p が原価を反映して

$$(2) \quad p = C/Q$$

をみたすように定められているものとする、

$$(3) \quad \dot{p} = \dot{C} - \dot{Q} = \sum_i s_i \dot{p}_i + \sum_i s_i \dot{x}_i - \dot{Q} \\ = \sum_i s_i \dot{p}_i - T\dot{F}P$$

ただし、ここに

$$(4) \quad T\dot{F}P = \dot{Q} - \sum_i s_i \dot{x}_i$$

(ただし、 $s_i = p_i x_i / C$ 、 $i = K, L, F$ で x_i は要素需要を表わす)

と表わされる。

また、全要素生産性上昇率 $T\dot{F}P$ 自身は、

$$(5) \quad T\dot{F}P = (1 - \partial \ln C / \partial \ln Q) \cdot \dot{Q} - \partial \ln C / \partial t$$

とも表わされるので、(3) のような要因分解は指数論的アプローチによっても費用関数の計測によっても行うことができる。しかし、規模の経済性指標 (SCE) が

$$(6) \quad SCE = (1 - \partial \ln C / \partial \ln Q)$$

によって定義されること¹⁾を考えれば、後の方がより informative であるといえる。ここでも、費用関数の計測に基づいて、(3) のような料金水準変動の要因分解を行うことにする。

ところで、費用関数は(1)式のように一般的な表現のままではモデルの統計的な推定に適していないため、関数型を特定化する必要がある。今回われわれが計測に用いたのはトランスログ型費用関数であり、次のように表わされる:

$$\begin{aligned}
 (7) \quad \ln C = & \alpha_0 + \alpha_K \cdot \ln p_K + \alpha_L \cdot \ln p_L + \alpha_F \cdot \ln p_F \\
 & + \alpha_Q \cdot \ln Q + 1/2 \cdot \beta_{QQ} \cdot (\ln Q)^2 \\
 & + 1/2 \cdot \beta_{KK} \cdot (\ln p_K)^2 + 1/2 \cdot \beta_{LL} \cdot \\
 & (\ln p_L)^2 + 1/2 \cdot \beta_{FF} \cdot (\ln p_F)^2 \\
 & + \beta_{KL} \cdot \ln p_K \cdot \ln p_L + \beta_{LF} \cdot \ln p_L \cdot \\
 & \ln p_F + \beta_{KF} \cdot \ln p_K \cdot \ln p_F \\
 & + \beta_{KQ} \cdot \ln p_K \cdot \ln Q + \beta_{LQ} \cdot \ln p_L \cdot \\
 & \ln Q + \beta_{FQ} \cdot \ln p_F \cdot \ln Q \\
 & + \alpha_T \cdot T + \beta_{KT} \cdot T \cdot \ln p_K + \beta_{LT} \cdot T \cdot \\
 & \ln p_L + \beta_{FT} \cdot T \cdot \ln p_F + \beta_{QT} \cdot T \cdot \ln Q
 \end{aligned}$$

(ここで、 \ln は自然対数を、 T はタイムトレンドを表わす)

通常、有効な推定を行うために先験的に利用しうる情報はすべて推定の際に考慮される。ここでは特に、費用関数を生産要素価格で(偏)微分すると当該要素需要が得られるという関係(Shephard のレンマ)を用いて導かれるコストシェア式を連立して推定する。

$$(8) \quad s_L = \alpha_L + \beta_{LL} \cdot \ln p_L + \beta_{LK} \cdot \ln p_K + \beta_{LF} \cdot \ln p_F + \beta_{LQ} \cdot \ln Q + \beta_{LT} \cdot T$$

$$(9) \quad s_F = \alpha_F + \beta_{LF} \cdot \ln p_L + \beta_{KF} \cdot \ln p_K + \beta_{FF} \cdot \ln p_F + \beta_{FQ} \cdot \ln Q + \beta_{FT} \cdot T$$

すなわち、(8)、(9)式は、それぞれ人件費、燃料費のコスト・シェアを表す式である。実際は、この他に資本費のコスト・シェア式が同様にして導かれるのだが、3つのシェアのうち2つが求められれば残りは自動的に決まるから明記しない。シェアは足し合わせて1に等しくなるという関係から、

$$(10) \quad \alpha_L + \alpha_K + \alpha_F = 1$$

$$\begin{aligned}
 (11) \quad & \beta_{LL} + \beta_{LF} + \beta_{LK} = 0, \quad \beta_{LK} + \beta_{KF} + \beta_{KK} = 0, \\
 & \beta_{LF} + \beta_{FF} + \beta_{KF} = 0, \quad \beta_{LQ} + \beta_{FQ} + \beta_{KQ} = 0, \\
 & \beta_{LT} + \beta_{FT} + \beta_{KT} = 0
 \end{aligned}$$

なる係数に関する制約が課され、やはり推定の際に考慮される(この間に β 係数行列の対称性

も仮定している)。モデルの推定は、(7)、(8)、(9)の右辺に(各 observation にかんして)独立な正規誤差を加えたものを最尤法(FIML)により推定する。

このモデルでは、(5)、(6)はそれぞれ

$$(12) \quad SCE = 1 - \alpha_Q - \beta_{FQ} \ln(p_F/p_K) - \beta_{LQ} \ln(p_L/p_K) - \beta_{QQ} \ln Q - \beta_{QT} \cdot T$$

$$(13) \quad T\dot{F}P = SCE \cdot \dot{Q} - (\alpha_T + \beta_{KT} \cdot \ln p_K + \beta_{LT} \cdot \ln p_L + \beta_{FT} \cdot \ln p_F + \beta_{QT} \cdot \ln Q)$$

と書き改められる。

ところで、容易に想像できるように、電気事業の収入には電力の販売収入以外の諸元も若干含まれ費用として資本、労働、燃料に帰属できないその他費用が含まれること、また、事業報酬以外の純利益(損失)が存在すること等から、(2)式のようなバランスは現実には成立していない。そのため、ここでは $RES = \dot{p} - \sum_i s_i \dot{p}_i + T\dot{F}P$ をリーケージ(その他費用)とマークアップファクターの変動、および真の誤差の和として解釈することにする。

3. 料金変動の要因分析

表3.1に掲げられたモデルの推定結果(推定されたモデルの事後的な説明力については、図3.1~3.4参照)を用いて前節(3)式の要因分解を行った結果が表3.2に掲げられている。

ここで $\sum \dot{p}_i$ なる項は全体としての要素費用の寄与分を表わしており、料金水準変動(\dot{p})のかなりの部分を説明する。 $T\dot{F}P$ は、いうまでもなく、生産性向上により要素費用の上昇を吸収する分を表わす。表3.2を見ると、年々の変動はあるが、第1次石油危機までは規模の経済性と需要の伸びをベースとした生産性の改善により料金の上昇がよく押さえられてきたことがわかる。逆に、それ以降は、要素費用の変動と料

表 3.1 トランスログ・モデルの推定結果

	推定値	t 値		推定値	t 値
α_0	31.8606	(0.64)	α_L	1.95310	(5.99)
α_F	-4.11049	(-5.44)	α_K	3.15739	(3.37)
α_Q	-3.60969	(-0.43)	α_T	0.114802	(0.28)
β_{LL}	0.130913	(8.93)	β_{FF}	0.211833	(14.74)
β_{KK}	0.216727	(6.85)	β_{LF}	-0.063010	(-9.95)
β_{LK}	-0.067904	(-3.98)	β_{FK}	-0.148823	(-8.03)
β_{QQ}	0.324269	(0.47)	β_{LQ}	-0.124730	(-4.87)
β_{FQ}	0.372689	(5.70)	β_{KQ}	-0.247960	(-3.10)
β_{LT}	-0.0012004	(-0.85)	β_{FT}	-0.025006	(-4.70)
β_{KT}	0.026206	(4.22)	β_{QT}	-0.0067503	(-0.21)

log of likelihood=237.145

推定期間 昭和36年度~昭和60年度

表 3.2 料金変動の要因分析 (%)

	\dot{p}	$\Sigma \dot{p}_t$	SCALE	TIME	RES
37年度	6.31	0.85	-4.77	4.87	5.35
38	1.69	13.38	-9.09	5.18	-7.78
39	1.00	2.03	-8.77	5.20	2.53
40	3.14	4.89	-3.98	5.21	-3.00
41	0.16	2.53	-10.38	5.14	2.88
42	-0.32	2.16	-9.07	5.11	1.49
43	0.80	3.30	-6.63	5.10	-0.97
44	0.00	3.41	-9.65	5.02	1.21
45	0.95	3.22	-7.80	4.86	0.68
46	2.68	3.25	-3.08	4.39	-1.87
47	0.77	1.40	-6.87	4.02	2.22
48	2.89	25.40	-5.24	3.12	-20.39
49	57.10	76.22	0.67	1.68	-21.47
50	9.32	4.21	-1.07	1.61	4.56
51	13.70	4.85	-1.91	1.49	9.27
52	9.92	3.83	-1.52	1.75	5.86
53	-3.38	-8.86	-1.35	1.90	4.93
54	4.78	28.02	-0.76	0.74	-23.22
55	52.96	31.98	0.01	0.01	20.96
56	2.98	7.87	-0.02	0.03	-4.90
57	1.30	4.54	-0.03	0.06	-3.27
58	0.38	-4.58	-0.40	0.44	4.92
59	0.00	-0.14	-0.47	0.44	0.17
60	0.76	0.29	-0.42	0.60	0.29

金水準の変動がパラレルな動きを示しており、料金改定のタイミングのズレが両者の不一致を説明するような格好となっている(58年以降の要素費用の低下はRESに吸収されている)。

次に、各要素価格の上昇率(特に寄与度ベースの値)の動きを期間別に追ってみると、昭和50年代初め頃までは賃金上昇率が高かったも

のが、40年代後半から50年代中盤にかけては燃料価格の上昇が最も著しく、50年代後半からは資本コストの上昇が顕著となった。この間、40年代前半まで、および、50年代後半の燃料価格の寄与度はマイナスであった(表3.3参照)。

ちなみに、料金上昇率の分散を σ_p^2 、要素価格上昇率、生産性上昇率、残差変動の分散ベク

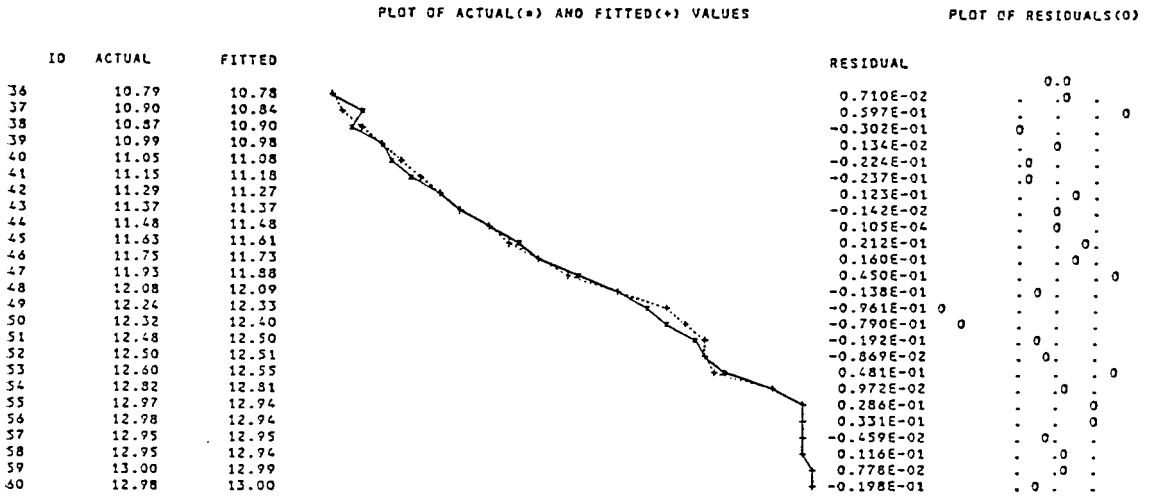


図 3.1 LOG (COST/p_R)

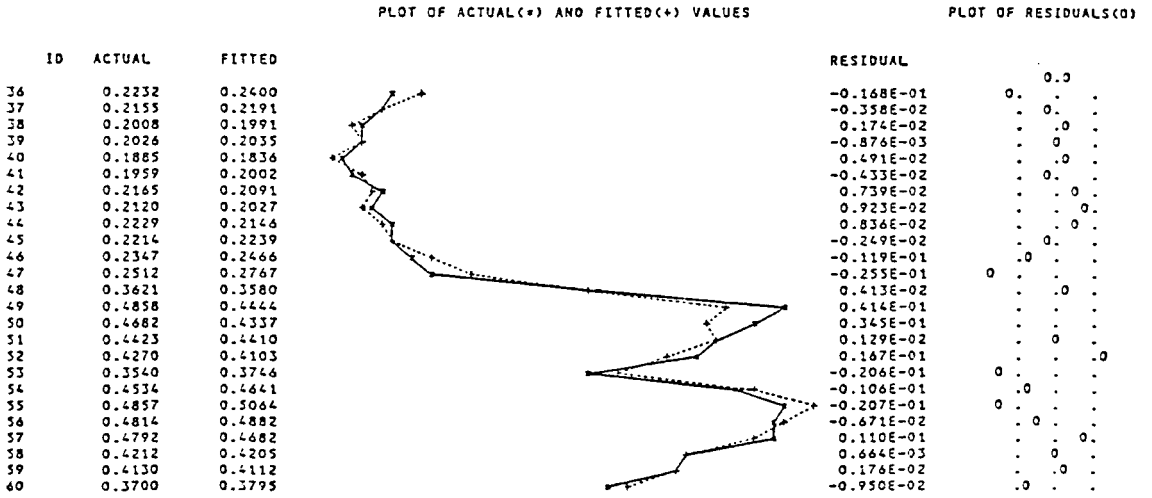


図 3.2 S_F

PLOT OF ACTUAL(+) AND FITTED(+) VALUES

PLOT OF RESIDUALS(O)

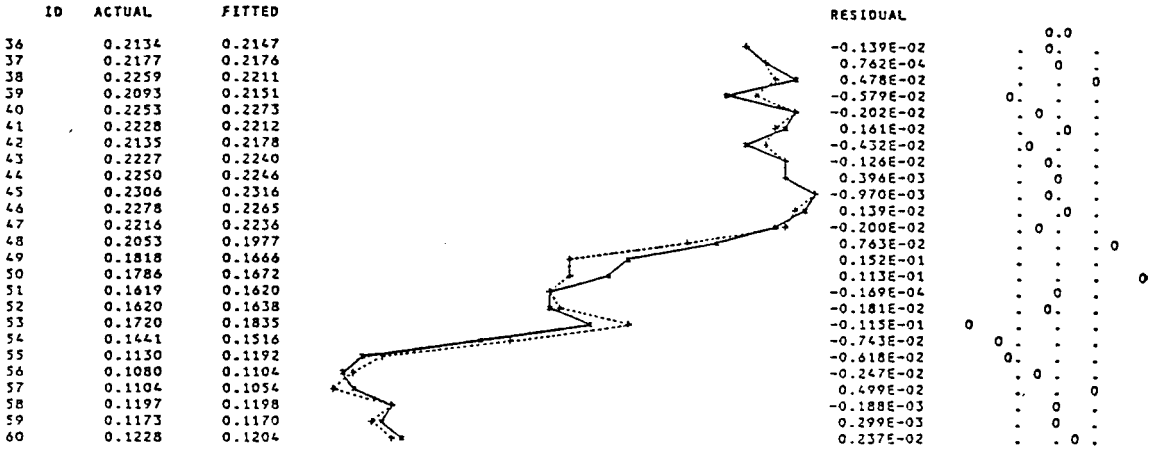


図 3.3 S_L

PLOT OF ACTUAL(+) AND FITTED(+) VALUES

PLOT OF RESIDUALS(O)

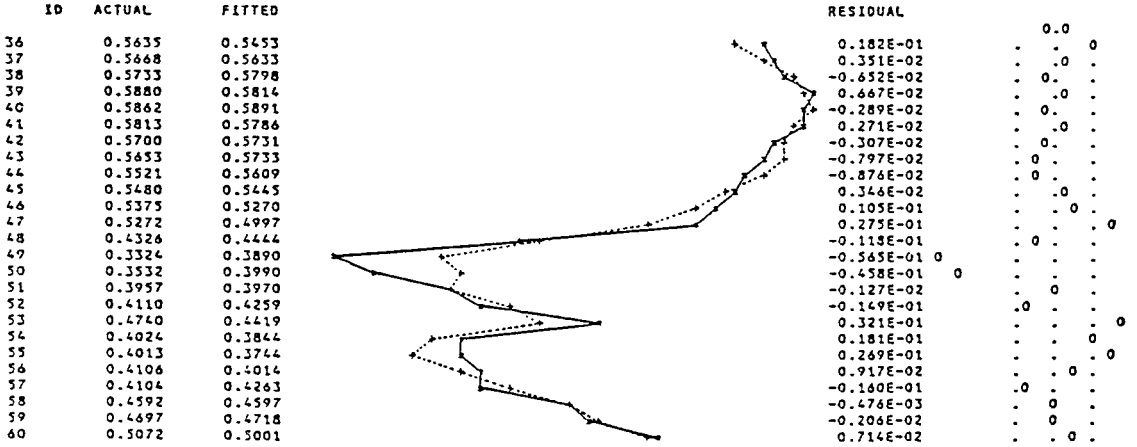


図 3.4 S_R

表 3.3 要素価格上昇率と寄与度 (%)

期 間	$\dot{P}L$	$\dot{P}F$	$\dot{P}K$	PLS	PFS	PKS
37~40	13.54	-2.76	4.96	2.69	-0.73	0.91
41~45	13.03	-0.59	0.21	2.92	-0.12	0.13
46~50	14.57	40.51	6.00	2.86	17.37	1.86
51~55	7.07	19.55	3.58	1.11	9.54	1.32
56~60	5.47	-2.06	3.78	0.64	-0.67	1.62

$PLS = \dot{P}L \times S_L, PFS = \dot{P}F \times S_F, PKS = \dot{P}K \times S_K$

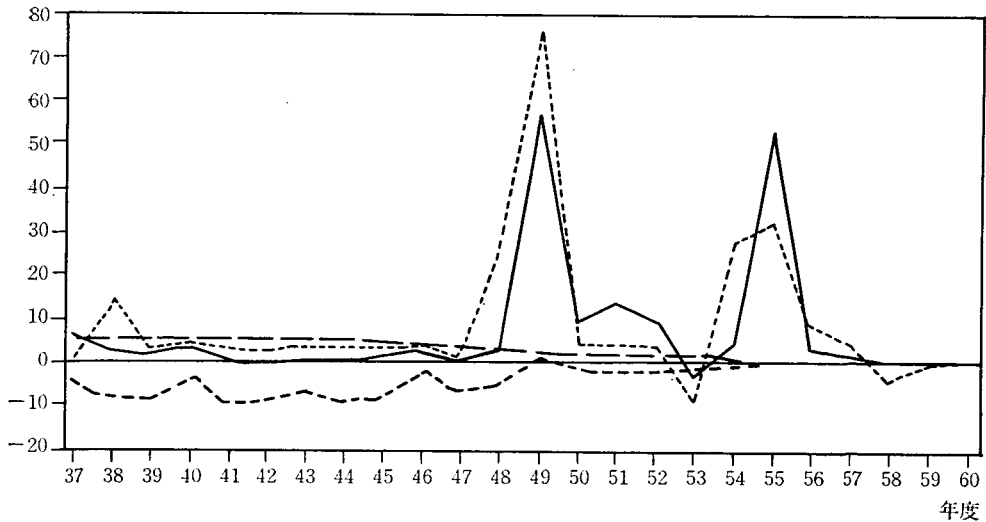
表 3.4 分散分解

相関係数行列 (37~60 年度)

	L	F	K	TFP	RES
L	1.00	0.32	0.40	0.25	-0.43
F	0.32	1.00	0.59	-0.34	-0.53
K	0.40	0.59	1.00	-0.10	-0.30
TFP	0.25	-0.34	-0.10	1.00	0.09
RES	-0.43	-0.53	-0.30	0.09	1.00

標準偏差 寄与度 ($\partial\sigma_p^2/\partial\sigma_i^2$)

P	0.15	
L	0.01	2.48
F	0.15	0.76
K	0.03	3.01
TFP	0.02	-0.95
RES	0.10	0.06



— 電気料金 - - - 要素費用 - · - · 規模の経済 ···· TIME

図 3.5 料金変動の要因分析 (%)

ターを σ ，それらの相関係数行列を R とすると， $\sigma_p^2 = \sigma' R \sigma$ なる関係，よって， $\partial \sigma_p^2 / \partial \sigma_i^2 = (R\sigma)_i / \sigma_i$ が導かれ， σ_i^2 1 ポイントの変化に対する σ_p^2 への寄与が求められる。この計算結果は表 3.4 に要約されているが，賃金および資本コスト変化の分散を 1 ポイント低下させれば，その 2.5~3 倍にあたる料金変動の分散の低下が見込まれる。燃料価格については，分散比 (σ_i^2 / σ_p^2) が 0.93 と最も大きいにも拘らず， $T\dot{F}P$ ， RES との負の相関（ショック・アブソーピングな調整効果）が大きいので， σ_p^2 への寄与率では 0.76 に留る。

最後に， $T\dot{F}P$ の中身について触れておくと， $SCE \cdot \dot{Q}$ は規模の経済性指標と需要の伸びの積であり，項 ($\alpha_T + \beta_{KT} \cdot \ln p_K + \beta_{LT} \cdot \ln p_L + \beta_{FT} \cdot \ln p_F + \beta_{QT} \cdot \ln Q$) は各要素に偏倚した技術進歩の効果（全体としては中立的）， Q の増大とともに費用を節減する学習効果，その他，負荷率，需要密度，等々の operating characteristics（ヘドニック属性と呼ぶ）の変化の効果等を代理する費用関数のシフト効果の合計を表わすものと解釈することができる。

モデルの推定結果（表 3.1）からわかるように，技術進歩は労働・燃料節約的かつ資本使用的であり，学習効果は確かに cost saving である。逆に，ヘドニック属性の変化の効果を代理するものと解釈した α_T はプラスであり（実年率 11%），技術進歩の効果を打ち消す方向に働いている。以上の規模の効果（SCALE）とタイムトレンドに関連する効果（TIME）は表 3.2 に掲げられており，第 1 次石油危機以降前者が急減したことがみてとれる。

4. 需要種別限界費用と料金体系

本節では，わが国電力 9 社のプールド・デー

タを用いて産業用・民生用別の電力需要関数とこれに対応する 2 生産物費用関数を推定し，「各需要種別間における料金の限界費用からの乖離率の比が需要の価格弾力性の逆数の比率に等しい」というラムゼイ原理に基づいて料金形成が行われてきたか否かの仮説検定を行う。

わが国の電気事業者あるいは規制当局が意図してラムゼイ原理に基づく料金形成を行ってきたという仮説に対してはア・プリオリに反論がなされようが，原価主義に基づく料金形成のパラメーターの中から経済学的に意味のある参照基準（reference）を求めようとすれば，セカンド・ベストの料金体系としてのラムゼイ料金形成を帰無仮説とすることは極めて自然である。その際，事業者あるいは規制当局の意図の有無の如何は関係ない。

この他に考え得る仮説としては（上の仮説と排他的ではないが），内部相互補助の有無に関するそれくらいのものであるが，後者については stand-alone cost なる概念に係わってくるため，トランスログ関数のようにゼロ値データを受け付けられない費用関数を用いては分析できないという問題がある。もちろん生産変数を Box-Cox 変換した一般化トランスログ関数を用いて分析する等の方法が考えられるが，符号条件はもとより，計算された限界費用の値等われわれの持っているア・プリオリな情報と矛盾しない推定結果を得るのはなかなか難しい。

そのような訳で，以下ではラムゼイ料金形成を帰無仮説とする仮説検定を行ってみることにしたい。

このため，第 2 節に示したトランスログ費用関数を 2 生産物のケースへ拡張して，

$$(14) \ln C = \alpha_0 + \sum_i \alpha_i \ln p_i + \sum_j \alpha_{Q_j} \ln Q_j \\ + (1/2) \sum_{i,j} \beta_{ij} \ln p_i \ln p_j \\ + (1/2) \sum_{Q_i, Q_j} \beta_{Q_i Q_j} \ln Q_i \ln Q_j \\ + \sum_{i, Q_j} \beta_{iQ_j} \ln p_i \ln Q_j$$

(ただし、価格変数の添字 i は K, L, F をはしり、生産変数の添字 Q_j は $j=1$ (民生用), $j=2$ (産業用) をはしる) なる複数生産物費用関数を考える。本来は、電灯 (家庭用), 業務用 (商業用), 大口・小口 (産業用) の 3 需要種別の 3 生産物費用関数を推定したい訳だが、多重共線性による不安定性を避けて上記の生産物区分を行った。

電力需用関数については、電灯 (家庭用), 業務用 (商業用), 大口・小口 (産業用) の 3 需要種別を考え、

$$(15) \ln E_i = \gamma_{i0} + \gamma_{i1} \ln(p_i/p) + \gamma_{i2} \ln X$$

(ただし、 E_i : 第 i 種電力需要 ($i=1$: 電灯, $i=2$: 業務用, $i=3$: 産業用), p_i : 第 i 種電力

料金単価, $p: i=1, 2$ に対しては消費者物価指数, $i=3$ に対しては卸売物価指数, $X: i=1, 3$ に対しては県民経済計算ベースの地域別実質総付加価値, $i=2$ に対しては契約電力) なる対数線型の関数型を考える。

帰無仮説は, $H_0: (p_1 - MC_1)/p_1 \cdot \gamma_{11} = (p_2 - MC_2)/p_2 \cdot \gamma_{21} = (d_3 - MC_3)/p_3 \cdot \gamma_{31}$ (ここに, MC_i は第 i 種電力需要に対する限界費用) と表わされる。

以下、表 4.1 に費用関数の推定結果、表 4.2 に電力需要関数の推定結果を、表 4.3 には $(p_i - MC_i)/p_i \gamma_{i1}$ の推定値を示す (推定期間は、いずれも 52~57 年度)。

ここで、仮説 H_0 の検定は、統計量 $(p_i - MC_i)/p_i \gamma_{i1}$ (ここに γ_{i1} は γ_{i1} の推定量) の (等分散の仮定の下での) 平均値の均等性の検定の形で行う。したがって、これは 1 元配置の分散分析モデルにおける F 検定の適用に帰着できる。表 4.3 の下段には、その結果が掲げら

表 4.1 費用関数の推定結果 (カッコ内は t 値)

α_0	3.593420	(2.35)	β_{FK}	-0.0528280	(-3.61)
α_L	0.499360	(15.63)	β_{Q1Q1}	-0.209644	(-1.42)
α_F	-0.133828	(-1.65)	β_{Q2Q2}	-0.265431	(-1.79)
α_K	0.634467	(8.53)	β_{Q1Q2}	0.260017	(1.74)
α_{Q1}	0.0169073	(0.06)	β_{LQ1}	-0.0346495	(-4.36)
α_{Q2}	0.460214	(1.07)	β_{LQ2}	0.0159073	(1.78)
β_{LL}	0.108572	(10.93)	β_{FQ1}	-0.0109073	(-0.56)
β_{FF}	0.130284	(10.02)	β_{FQ2}	0.0470442	(2.15)
β_{KK}	0.0839438	(4.28)	β_{KQ1}	0.0455568	(2.56)
β_{LF}	-0.0774562	(-20.86)	β_{KQ2}	-0.0629514	(-3.15)
β_{LK}	-0.0311158	(-2.97)			

対数尤度 342.506

表 4.2 電力需要関数の推定結果 (カッコ内は t 値)

γ_{10}	-0.513756	(-3.07)	γ_{11}	-0.121625	(-1.57)	γ_{12}	0.950301	(78.68)
s	0.0706239		R^2	0.992				
γ_{20}	0.373331	(4.44)	γ_{21}	-0.138820	(-3.58)	γ_{22}	0.999225	(129.07)
s	0.0503701		R^2	0.997				
γ_{30}	0.591092	(1.03)	γ_{31}	-0.442599	(-2.19)	γ_{32}	0.871299	(22.21)
s	0.225879		R^2	0.903				

表 4.3 ラムゼイ仮説の検定

	$(p_i - MC_i)/p$	$ \gamma_{i1} $	$(p_i - MC_i)/p_i \cdot \gamma_{i1} $
電 灯	-0.200295	0.121625	-0.0243609
業務用	-0.160314	0.138820	-0.0222548
産業用	0.557813	0.442599	0.2468870

$$F_{H0} = 25.6404 \quad F(2, 159)^{0.01} \leq F(2, 150)^{0.01} = 4.75$$

れている。

表 4.3 の結果から明らかなように、1%水準でラムゼイ原理に基づく料金形成仮説は棄却される。明記しなかったが、 $H_0^* : (p_1 - MC_1)/p_1 \cdot \gamma_{11} = (p_3 - MC_3)/p_3 \cdot \gamma_{31}$ についても、 $H_0^{**} : (p_2 - MC_2)/p_2 \cdot \gamma_{21} = (p_3 - MC_3)/p_3 \cdot \gamma_{31}$ についても同様に棄却される。仮説 $H_0^+ : (p_1 - MC_1)/p_1 \cdot \gamma_{11} = (p_2 - MC_2)/p_2 \cdot \gamma_{21}$ の検定については、費用関数における電灯需要と業務用需要の取り扱いからして無理があることは明瞭である。

概ね予期されていたこととはいえ、以上により、わが国の電気事業における料金体系は、収支制約の下で社会的厚生を最大化するというラムゼイ原理に従って決定されているものではないことが検証された（昭和 52～57 年度の期間）。この観測期間は、間に第 2 次石油危機を挟み、電事審などで限界費用を反映した料金形成が真剣に検討された時期でもあるが、どうやら灯力格差を低く押さえる配慮が優先していたようだ。

もちろん、上の結果は需要種別の料金形成についてのそれであり、夏季料金や深夜料金と非ピーク時料金との差について言及したものではないから、わが国の電気料金がピークロード原理に基づかないものであると主張しているのではないことに注意すべきである。また、ラムゼイ原理からの乖離それ自体が suboptimal であるというのは、いくつかの仮定に基づいた議論

であり、たとえば、電力市場への供給者の新規参入等を考慮すれば、ラムゼイ価格が sustainable でなくなる可能性も生じ、それゆえ別の基準に則った料金形成も考え得る訳である。こうした点からすると、季時別の限界費用構造と料金体系の季時別構造との関連を明らかにすること、需要種別間の内部相互補助の態様を明らかにして行くこと、等々の課題が残されているといわざるをえないが、これらの説明は他日に期したい。

データに関する注

C : 費用 = 燃料費 + 人件費 + 資本費

但し、人件費は、養成費を含む。

資本費 = 修繕費 + 減価償却費 + 固定資産税
+ 貸借料 + 水利使用権 + 託送料
+ 財務費用

Q : 販売電力量 - 他社受電電力量

p_L = 人件費 / 従業員数

p_F = 燃料費 / 重油換算熱消費量

$p_K = P_I \cdot (DP + R) \cdot (1 - TAX \cdot Z) / (1 - TAX)$

P_I : 投資財価格デフレータ

DP : 経済的減価償却率

= 減価償却費 / (期首固定資産残高
+ 固定資産期末簿価)

R : 社債・借入金利

= 支払い利息 / 期首社債・借入金残高

TAX : 法人税率

Z : 税法上控除対象となる減価償却の割引現在価値（投資一単位当り）

使用資料

- ・電気事業便覧
- ・電気事業会計報告書
- ・電気事業 20 年の統計
- ・財政金融統計月報
- ・物価指数年報

注1：規模の経済性の様々な定義については，Ide-Takayama〔2〕を参照のこと。

参考文献

- 〔1〕 Greene, W. H., "Simultaneous Estimation of Factor Substitution, Economies of Scale, Productivity, and Non-Neutral Technical Change," in A. Dogramaci ed., *Develop-*

ments in Econometric Analyse of Productivity, Kluwer-Nijhoff (1983), pp. 121-144.

- 〔2〕 Ide, T. and A. Takayama, "On the Concepts of Returns to Scale," *Economics Letters*, 23 (4) (1987), 329-334.

(いとう なりやす
なかにし やすお
経済部 経営研究室)

季時別料金制下における重電機製造業の 電力需要調整の評価*

キーワード：ロードマネジメント，季時別料金制，プロセス
モデル，重電機製造業，電力負荷特性

浅野 浩志 佐賀井 重雄
山地 憲治

〔要旨〕

スケジューリング・シミュレーション型のプロセスモデルを開発し、重電機製造工場をケーススタディの対象として電気料金構造に対する負荷の反応評価を試みた。予備的な考察から当該重電機製造工場においては季時別料金制によって操業計画の変更（リスケジューリング）が費用効果的になる操業ステップは大型発電機の試験ステップに限られることが明らかになったので、試験ステップに着目して料金制による負荷移行効果を解析した。試験ステップについては季時別料金制の採用によりそのステップの使用電力量の20～30%がピーク期からオフピーク期へ移行することが確認されたが、工場の年間を通しての全需要に与える影響はそれほど大きくはならない。今後は需要家側が蓄熱式空調、自家発電設備変更を含む総合的な季時別料金制対応策をとることを考慮した評価、および供給側がよりきめ細かい時間帯や料金差の設定、あるいは年間ベースではない弾力的な契約など、更に革新的な料金制度を提供する場合の検討が必要と考えられる。

- はじめに
- 重電機器産業およびタービン発電機製造プロセスの概要
- モデルの定式化とデータ
 - モデルの概要
 - 入力データ
- 電気料金構造とリスケジューリング
 - 試験ステップを除く製造ステップのリスケジューリング
 - 試験ステップのリスケジューリング
- 結語

1. はじめに

電力需要を積極的に望ましい方向へ誘導するロードマネジメントが、新しい電力経営方策の一つとして注目されている。なかでも、季時別料金制はロードマネジメントの重要な手段として注目され、現在適用需要家の拡大が図られつつある。本研究の目的は、電力消費形態が技術的要因と密接に結びついている産業用電力需要の料金制度に対する反応を、生産プロセスに基

づいた需要家行動モデルにより予測することである。すなわち、料金体系が与えられたとき、需要家が最も経済合理的な行動をとると仮定して、モデルを用いて電力負荷パターンを求める。特に産業用需要家は、生産コストの低減に敏感であるので、このシミュレーションの結果

* 本研究に当たっては、電力中央研究所内にロードマネジメント研究会を設置した。主査の東京大学工学部茅陽一教授をはじめ同研究会のメンバーから有益なコメントを頂いた。また、データの作成に際しては（株）東芝の長嶋勝三郎、長沼義隆両氏の全面的な協力を得た。ここに深甚の謝意を表す。

は現実の需要家の動きによく対応すると期待される。

このような観点から、著者らは最初の事例研究として典型的な素材産業である高炉一貫製鉄所の反応についての検討結果を報告した^{[1]~[2]}。今回は、加工組立て型産業の代表事例として電気機械工業を取り上げ、その中で、家電等の量産型ではなく受注生産を基本とする、重電機工場を検討の対象とした¹⁾。本報告における需要家行動モデルは、生産コスト最小化を目的とするスケジューリング問題として定式化する。基本製造工程およびエネルギー・電力消費構造を表す生産プロセスのモデルを作成し、人件費や電気料金構造等の投入要素価格の条件下で、所与の製品出荷量を最小コストで生産する準最適操業計画を求める。仮定する電気料金構造を変化させて、それに対する需要家の操業計画を介して、どのように電力負荷パターンが影響されるかを検討する。

2. 重電機器産業およびタービン発電機製造プロセスの概要

我が国の電気機械の生産額（従業員 30 人以上）が全製造業に占める割合は 17%（1985 年）に達しており、約 39 兆円である。電気機械の生産額のうち重電機器（原動機を除く）は 15% を占めており、その生産額は 5.7 兆円である^[3]。電気機械製造業全体の購入電力（1985 年）は約 183 億 kWh、重電機製造業で約 25 億 kWh である^[4]。電気機械製造業は 1986 年度の大口電力需要（9 電力会社計）の約 8% を占めている^[5]。電気機械製造業は、エネルギー多消費産業でないものの、リーディング・インダストリーとして電力需要に対して少なからぬ影響を持っている。

季時別料金制下における重電機製造業の電力需要調整の評価

1986 年のタービン発電機の製作実績は、51 台、総容量 11,000 MW で、輸出減が大きく利いたため総容量は 5 年平均の 9 割であった^[6]。対象工場のタービン発電機製作能力は年産約 5,000 MW に達するが、近年の出荷容量は 2,500 MW 程度にとどまっている。当該工場の主要出荷製品は、原動機、回転電気機械、原子力機器と多岐にわたるが、生産額の大きさおよび電力需要調整の観点から、大型タービン発電機をモデルでスケジューリングを行う対象製品とし、その他の製品の操業計画は固定する。生産形態は、受注生産方式を基本とし、受注から出荷まで 15~18 カ月と長期を要する。また、大型機器はオーダーおよび製造設備が少なく、スケジューリングが重要である。

事例工場の電力供給はすべて買電で賄われており、1986 年度の消費電力量は 5,790 万 kWh、生産高に対する電力コスト割合は約 1.2% である。電力需要の大きな変動要因は試験電力および冷房需要である。昼間に操業が集中し、しかも契約電力の 40~50% に達する試験電力を使用するため、年負荷率は 25%（1986 年度）とかなり低く、電力調整の余地が大きい。試験頻度は 2 件/月程度とそれほど多くはないが、必要な人員は少なく、夜間・休日シフトが期待できる。

製造プロセス計画は有限個の可能な経路の中から、最良のものを一つ選ぶという組合せ論の問題である。問題の規模を適切に設定するために、いかに作業工程を分割するかが鍵である。ここでは、電力需要、工数等のデータが十分な信頼性をもって計測されるレベルまで、表 2.1 に示すように製造工程を主要工程、ステップ、

1) 家電工場、半導体工場等については別途調査検討中である。

表 2.1 製造工程の階層構造

	数	例 1	例 2
主要工程	3	総組立	ロータ組立
ステップ	23	電気試験	シャフト
工程 (アクティビティ)	36~	短絡試験	スロット加工

アクティビティの3つの階層構造にブレークダウンする。まず、全製造プロセスは、ステーター、ローター、総組立の大きく3つの主要工程に分割される。ステーター主要工程では、タービン発電機の外形をなす固定子を製作する。ローター主要工程では、回転子を製造し、総組立主要工程で、これらの部品を組立て、電気特性試験を経て出荷する。電力消費のそれほど大きくないステップにおいては、ステップレベルで工数等所要入力パラメータを定義した。ステーター、ローター、総組立の主要工程ごとのステップ数はそれぞれ、7, 12, 4 で全ステップ数は23である。負荷調整上特に重要な電気試験ステップは、アクティビティレベルで所要入力パラメータを定義した。それぞれのタイムスパンは、主要工程で40日~7カ月、ステップで3日~4カ月、アクティビティで1日程度である。

3. モデルの定式化とデータ

3.1 モデルの概要

製造工程と操業上の特徴から、次のように長期、短期の階層的計画問題として定式化することが適切と考えられる。

- 1) 長期生産計画：各生産ステップを単位として年間の操業計画を立てる。
- 2) 製造ステップ計画：各ステップについて生産実施の時間的なプログラムを作成する。

長期の生産計画は、所定の期間において製品

の受注に伴って生ずる各ステップの作業をある評価基準の下で割付けるジョブショップ問題として定式化可能である。評価基準としては、スケジューリング理論における最短処理時間などが考えられる。今回は実例を参考にシナリオ設定したので、この長期生産計画はモデル化の対象としない。多くのステップで季時別料金制に伴う操業計画変更が繰り返される場合には整数計画法やグラフ解法を応用した最適化問題としての定式化が考えられる。

一方、短期の製造ステップ計画では、長期生産計画の結果を満足するように、どの仕事を、どの順序で、どの生産設備でいつ加工するかという詳細な実行計画を立てる。このときの目的関数は電力コストと労働コストとからなる短期操業コストである。さらに、電力コストは従量料金とダイヤモンド料金（基本料金）からなる。一般的に機械工業は、負荷率が低いので、電力コストに占めるダイヤモンド料金分がかなり大きい。

製造ステップ計画の計画期間は1カ月程度とする。1週間は週日（月~金曜日）、週末（土~日曜日）に分け、また、1日を第1ペリオド（8:00~12:30）、第2ペリオド（12:30~17:00）、第3ペリオド（17:00~22:00）、第4ペリオド（22:00~8:00）に分ける。

3.2 入力データ

主な外生条件と入力パラメータは対象とした工場の協力を得て以下のように設定した。 n 個の仕事（製番） $J_i, i=1, \dots, n$ はそれぞれ m_i ($\leq m$) 個の手順（アクティビティ）で構成されており、各手順 a_{ij} は m 台の機械 $M_j, j=1, \dots, m$ のいずれか1つによって処理されるものとする。各アクティビティに対し以下のようなデータが与えられているものとする。

μ_i : J_i の各手順を処理するために使用される機械の順序をベクトルで表現したもの
 p_{ri} : J_i の r 番目手順の処理時間 [hr]
 r_i : J_i の開始可能時刻
 d_i : J_i の締切時刻
 $D_{ij}(a_{ij})$: 所要電力需要 [kWh/hr]
 $L_{ij}(a_{ij})$: 所要労働力 [man*hr/hr]
 e_p, e_o : 電力価格 [¥/kWh], p: peak, o: off-peak
 w_p, w_o : 賃金率 [¥/(man*hr)]
 n_l : 期間内の操業移動可能なオフピーク時間帯数, $l=we, n$; we =週末昼間, n =週日深夜
 N_{we}, N_n : 期間内の操業移動可能なオフピーク時間帯の集合

コスト・パラメータを表3.1に示す。入力条件として最も重要な料金体系、時間帯別賃金率については2ケースを設定し、感度解析を行う。曜日別・ペリオド別に季時別料金を設定し、ピーク・オフピークの従量料金比を季時別料金Ⅰ

表 3.1 コスト・パラメータ

(A) 電気料金体系

時間帯区分	基本料金 [¥/kW・月]	従量料金 [¥/kWh]	
		季時別料金制Ⅰ	季時別料金制Ⅱ
1 8:00~12:30	1,550	12.15	11.67
2 12:30~17:00	1,550	12.15	11.67
3 17:00~22:00	1,550	12.15	11.67
4 22:00~8:00	0	6.08	7.78

週末(土, 日)は全日オフピークとする。

均一料金制: 従量料金=10.8 [¥/kWh]

基本料金=1,550 [¥/(kW・月)]

(B) 賃金体系

時間帯区分	割増し率Ⅰ		割増し率Ⅱ	
	週日	週末	週日	週末
1 8:00~13:30	1	1.4	1	1.8
2 12:30~17:00	1	1.4	1	1.8
3 17:00~22:00	1.3	1.4	1.7	1.8
4 22:00~8:00	1.51	1.61	2	2.1

週日昼間の単価=1,324 [円/時]

季時別料金制下における重電機製造業の電力需要調整の評価では2, 季時別料金Ⅱでは1.5とした。比較のために用いる使用時間帯によらず一定の均一料金としては特別高圧契約の料金(5万kW以上)を参考にした。なお, 基本料金は季時別料金制と均一料金制で等しいと仮定し, 季時別料金制のオフピーク時間帯にはダイヤモンド料金を課さない。また, 労働時間帯別賃金率については夜間, 休日の割増し率を賃金率Ⅱでは賃金率Ⅰの1.3倍とし, 平日常勤の賃金水準は電気機械製造業の常用労働者給与(1985年)から算出した[7]。

4. 電気料金構造とリスケジューリング

4.1 試験ステップを除く製造ステップのリスケジューリング

ローターバランス試験ならびに電気試験ステップを除くステップについて季時別料金制導入による操業計画変更が起こり得るか簡単な検討を行う。大型タービン発電機の製造ステップは23あるが, そのうち部品の組立て, 塗装等大きな電力を消費しないものが12あり, リスケジューリングの検討対象から外す。この節では残り11ステップのうち, ローターバランスおよび電気試験の2ステップを除く施盤, 加熱炉等を使用する9ステップを対象にリスケジューリングの可能性を考察する。

リスケジューリング対象アクティビティを選択するための簡単な指標を定義する。すなわち, あるアクティビティを電気料金のピーク時からオフピーク時へ移行するとき, それに伴う人件費増に比して電力コスト節減が大きいという条件は次のように書ける。

$$D_{ij}p_{ri}(e_p - e_o) \geq L_{ij}p_{pi}(w_p - w_o) \quad (1)$$

ダイヤモンド料金は合成負荷に対してのみ意味

を持ち、ローターバランス試験、電気試験以外は操業移行の最大電力への影響は小さいので、ここでの電力コストは従量料金のみとする。いま、操業の移行に関しては、週日昼間（第1～2ペリオド）から週末昼間へ、週日の昼間から深夜（第4ペリオド）へ、の2通りが考えられる。

試験以外で最も電力消費の大きいステップはローターステップ#2（ローターシャフトのロット機械加工）である。ここで使用する旋盤の定格電力は120[kW]で、平均電力は時間稼働率50%を仮定すると60[kW]である。(1)式を用いて週日から週末へシフトするときのブレークイブ・ピーク/オフピーク従量料金差を求めると：

$$e_p - e_0 = I_{ij}(w_p - w_0) / D_{ij} = 17.7 [\text{¥/kWh}]$$

すなわち、操業時間帯移行の最も条件の緩い週末昼間へのリスケジュールでさえピーク/オフピーク従量料金差は、17.7[¥/kWh]以上必要となる。この季時別料金制を実現するとすれば、ピーク/オフピークの料金比が10以上で、かつ収入中立的な均一料金が15[¥/kWh]程度となり現状では考えられない。

その他の機械加工ステップで同様なブレークイブ kW/man ならびにピーク/オフピーク従量料金差を求めると：

ステーターステップ#2

$$B_{we} = 19 [\text{kW/man}], e_p - e_0 = 28.3 [\text{¥/kWh}]$$

ローターステップ#1

$$B_{we} = 16 [\text{kW/man}], e_p - e_0 = 33.1 [\text{¥/kWh}]$$

となり、現状なみの料金水準、賃金体系を前提とすると、季時別料金制導入による生産コスト削減は困難である。以上の予備的な検討結果からリスケジュール・モデルを使った詳細な考察対象をローターバランス試験および電気試

験ステップに焦点をあてる。

4.2 試験ステップのリスケジュール

1ヵ月程度の製造ステップ計画を扱えるスケジューリング・シミュレーションモデルのプロトタイプ（パソコン上で実行可能）を開発した。このモデルでは、計画期間の各時間帯（1日4期モデル）に作業を実行するかどうかを0-1で割当てると、計画期間にわたる電力負荷パターン、電力コスト、労働コストを計算する。このモデルはタービン発電機の全工程に適用可能である。

計画事例として、3台のタービン発電機の電気試験、1台の水車発電機の電気試験、および2台のタービン発電機のローターバランス試験の6台の製品試験を含む月の実操業計画を選んだ。ただし、簡単化のため水車発電機の電気試験およびタービン発電機のローターバランス試験の操業計画は固定し、3台のタービン発電機についてスケジューリングを行う。電気試験ステップのアクティビティ構成は、3台共通で初期耐圧試験から発注者立合い試験までの9アクティビティである。シミュレーションに用いたアクティビティ・データを表4.1に示す。

操業計画には十分な余裕があり、かつ電気試験の納期が固定されているため、完了時刻最小化等の通常のスケジューリングにおける評価基準はあまり意味がなく、むしろ対応策を作成する際の目的関数は電力コストと労働コストからなる短期運転コストとする。対応策を決めるアルゴリズム（スケジューリング・ルール）は、基本的には操業制約条件のもとでリスケジュールに伴う人件費増に比して電力コスト節減が大きいアクティビティについてのみシフトすることである。ここでの電力コストは従量料金のみを考える。なお、以下のアルゴリズムは最

表 4.1 試験ステップのアクティビティ・データ

(A) アクティビティ・セット

製番 activity no.	T/G1, T/G2, T/G3	H/G	R/B1	R/B2
1	初期耐圧	初期耐圧	R/B I	R/B I
2	準備	R/B I		
3	昇圧	R/B II		
4	短絡	準備		
5	開放	開放		
6	定数測定	短絡		
7	R/B I	準備		
8	R/B II	定数測定		
9	立合い	(立合い)		

(B) アクティビティ・データ

製番 activity no.	T/G1			T/G2			T/G3			H/G			R/B1			R/B2		
	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c	a	b	c
1	9	1	6	9	1	6	9	0.5	6	9	3	6	45	2	6	63	3	6
2	9	0	4	9	0	4	4.5	0	4	9	4	6						
3	9	2	6	9	1.5	6	4.5	0.5	6	9	4	6						
4	9	5	6	9	4.5	6	4.5	1	6	9	0	4						
5	9	3	6	9	2.5	6	4.5	1	6	9	6	6						
6	9	2	6	9	2.5	6	9	1	6	9	6.5	6						
7	9	2	6	9	2	6	9	1	6	9	0	4						
8	9	2	6	9	2	6	9	1	6	9	4	6						
9	9	3	10	9	3	10	9	1	10	9	—	—						

各製番において、a：処理時間 [時]，b：所要電力 [MW]，c：所要人員 [人]，T/G：タービン発電機，H/G：水車発電機 R/B：ローターバランス

適スケジュールを保証するものではなく、1方向探索の局所最適解にすぎないことに注意する必要がある。スケジューリングで考慮される操業制約条件は次の6つである。

操業制約条件

- 1) 処理順序
- 2) 立合い試験は固定 (納期)
- 3) 着手可能日は1日までなら前倒し可能
- 4) 1日の作業時間は9時間 (通常の勤務時間) 以内
- 5) 同種のアクティビティの重複を避ける
- 6) 一般電力と合わせた電力負荷が契約電力を越えない

いま、3台の製品に関する試験が並列して処理され、かつ納期がずれている実例ケースをス

タート点として、次の2つのアルゴリズムにより最適スケジュールを探索する。つまり、製品内のアクティビティを電力多消費の順に優先して処理を割当てる方式 (アルゴリズムA) と、製品間の公平性を考慮して同一種類のアクティビティを納期の早い製品順に割当てる方式 (アルゴリズムB) を考える。以下に、両アルゴリズムを記す。

アルゴリズムA

S1) 製番 (i) についてアクティビティ (a_{ij}) を $EL_{ij}=D_{ij}/L_{ij}[\text{kW/man}]$ の大きいものから順に並べ、これらを $a_{ij(k)}$ とする (k : 順位)。次の部分集合に分類する。

$$A_1 = \{a_{ij(k)} | EL_{ij} > B_n\}$$

$$A_2 = \{a_{ij(k)} | B_{we} \leq EL_{ij} < B_n\}$$

$$A_3 = \{a_{ij(k)} | B_{we} \geq EL_{ij}\}$$

ここで B_l は (1) 式より導かれるブレイクイーブン kW/man 条件で次式で与えられる。

$$B_l = (w_p - w_0) / (e_p - e_0) \text{ [kW/man]} \quad (2)$$

B_l : breakeven kW/man, $l = we,$
 n ; $we = \text{weekday} \rightarrow \text{weekend},$
 $n = \text{daytime} \rightarrow \text{night}$

S2) A_1 について次の条件を満たすように、 k の順番にしたがってアクティビティ $a_{ij(k)}$ を割当てる。

- 1) 上記の操業制約条件を満足する。
- 2) if $k \leq n_{we}$ then $a_{ij(k)}$ を最早 $t \in N_{we}$ に割当てる。
 if $n_{we} < k \leq n_{we} + n_n$ then $a_{ij(k)}$ を最早 $t \in N_n$ に割当てる。必ず、 $k \leq n_{we} + n_n$ である。

S3) A_2 について S2) と同様の順序で、次の条件を満たすようにアクティビティ $a_{ij(k)}$ を割当てる。

- 1) 上記の操業制約条件を満足する。
- 2) if $k \leq n_{we}$ then $a_{ij(k)}$ を最早 $t \in N_{we}$ に割当てる。
 if $n_{we} < k \leq n_{we} + n_n$ then $a_{ij(k)}$ を最早 $t \in N_d$ (週日昼間) に割当てる。

S4) A_3 について S2) と同様の順序で、次の条件を満たすようにアクティビティ $a_{ij(k)}$ を割当てる。

- 1) 上記の操業制約条件を満足する。
- 2) $a_{ij(k)}$ を最早 $t \in N_d$ に割当てる。

S5) 納期順に全ての製番について S2)~S4) を繰り返す。ただし、均一料金制下より尖鋭な電力需要のピークを生じる場合に限って、S4) $t \in N_d$ の無差別なペリオドにアクティビティを移動する。

アルゴリズム B

3つの製番を納期の順に J_1, J_2, J_3 と呼ぶ。 $m=9$ である。

S1) a_{11} について EL_{11}, B_n, B_{we} を計算し、操業制約を満足する範囲内で、

if $EL_{11} > B_n$ then a_{11} を最早 $t \in N_{we}$ に割当てる。

範囲内に N_{we} がなければ a_{11} を最早 $t \in N_n$ に割当てる。

if $B_n \leq EL_{11} < B_{we}$ then a_{11} を最早 $t \in N_{we}$ に割当てる。

範囲内に N_{we} がなければ a_{11} を最早 $t \in N_d$ に割当てる。

if $B_{we} \leq EL_{11}$ then 最早 $t \in N_d$ に割当てる。

S2) $a_{21}, a_{31}, a_{12}, \dots, a_{19}, a_{29}, a_{39}$ の順に S1) を繰り返す。

季時別料金制の効果を検討するために表 4.2 に示す 6 ケースを比較した。付表に各ケースの操業計画を示す。均一料金制下の実例ケースの操業計画と比較すると、季時別料金制下では週末・夜間操業が多くなっていることがわかる。週末・夜間操業に従事している作業員数は、均一料金制下では 6 人であるのに対して、季時別料金制下では最大 12 人に増える。表 4.3 に示すように、ブレイクイーブン kW/man の条件が緩やかなほど、ケース 1 に比してシフトしたアクティビティ数は多い。ケース 1 において全アクティビティ数 27 のうち 4 アクティビティがすでに週末に処理されるため、シフト可能なアクティビティ数は 23 あり、実際にシフトしたのは最小で 8 (ケース 6)、最大で 15 (ケース 2, 3) となっている。ケース 2 とケース 3 では異なるスケジューリング・アルゴリズムを適用しており、結果として得られた操業計画は同一ではないが、シフトしたアクティビティ数

表 4.2 比較ケース

	実例操業計画	最適化探索した操業計画	
	均一料金	季時別料金 I	季時別料金 II
賃金率 I	ケース 1	ケース 2 (A) ケース 3 (B)	ケース 4 (A)
賃金率 II	ケース 5	ケース 6 (B)	

() 内はアルゴリズム A, アルゴリズム B を意味する。

表 4.3 リスケジューリングの結果

	ブレークオープン kW/man [kW/man]		シフトしたアク ティビティ数	
	B_{we}	B_n	週末	深夜
ケース 2) [季時別 I, I, A]	87	111	6	9
ケース 3) [季時別 I, I, B]	87	111	6	9
ケース 4) [季時別 II, I, A]	136	174	6	6
ケース 6) [季時別 I, II, B]	174	218	2	6

B_{we} : 週日昼間 (第 1 ~ 2 ペリオド) から週末昼間へのブレークオープン kW/man

B_n : 週日の昼間から深夜 (第 4 ペリオド) へのブレークオープン kW/man

ケースについては表 4 を参照のこと。

は一致している。

図 4.1 に試験電力以外の一般電力負荷とあわせた形で電力負荷パターンを示す。ディマンド料金を含む電力コストの節約を正当に評価するためには、需要家の負荷全体で最大電力および電力消費量を捉える必要がある。一般電力負荷を料金制度にかかわらず、図 4.1 に示すように実績 (一般空調用負荷は相対的に小さいため除く) に基づいて設定すると、一般電力負荷は計画期間全体でピーク時間帯が 1,568 MWh, オフピーク時間帯が 1,137 MWh となる。実例操業であるケース 1 における最大電力は 16.5 MW であるが、季時別料金下ではいずれのケースにおいてもピーク時間帯の最大電力を 3 MW 削減している。そのかわり、オフピーク時間帯である土曜日に電力需要のピークが移動した。また、ケース 2 とケース 3 を比較すると、ケース

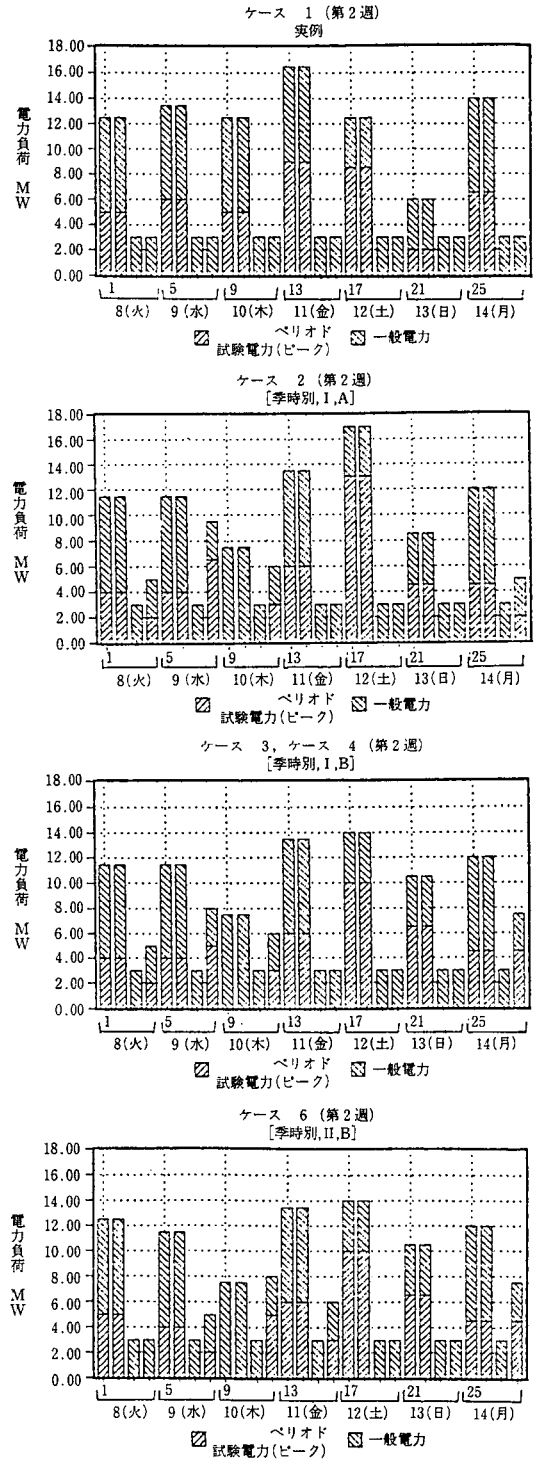


図 4.1 各ケースにおける電力負荷パターン
ケースについては表 4 を参照のこと

表 4.4 季時別料金制の効果

	電力負荷シフト効果		コスト内訳〔万円〕		コスト節約〔万円〕	
	ピーク kWh シェア〔%〕	シフト kWh 〔MWh〕	従量料金	労働コスト	A*)	B*)
ケース1)〔実例, I〕	77.7	—	1003.6	350.1	—	—
ケース2)〔季時別I, I, A〕	50.1	256.5	847.7	397.2	108.8	573.8
ケース3)〔季時別I, I, B〕	50.1	256.5	847.7	397.2	108.8	573.8
ケース4)〔季時別II, I, A〕	53.0	229.5	914.6	386.3	52.8	517.8
ケース5)〔実例, II〕	77.7	—	1003.6	374.9	—	—
ケース6)〔季時別I, II, B〕	55.9	202.5	880.5	429.2	68.8	533.8

*) A: 従量料金+労働コスト, B: A+ディマンド料金
ケースについては表4.2を参照のこと。

2は電力消費の大きなアクティビティを土曜日に集中的に割当てたために、負荷平準化の観点からすればケース3（アルゴリズムB）の方が望ましい。また、リスケジューリングによる負荷シフトは 203~257 MWh に達し、これは試験用電力量の 22~28%, 全電力量の 5.6~7.1% に相当する。

表4.4は、各ケースについて電力負荷シフト効果、ならびに計画期間（26日間）の生産コストの内訳を示している。ケース2とケース3における生産コストは等しく、時間外作業に伴う47万円の労働コスト増を十分上回る156万円の従量料金節約がもたらされる。電気試験ステップのリスケジューリングによるコスト削減額はディマンド料金節約とあわせて574万円に達し、現実の全電力コスト6,482万円（26日間）の8.9%に相当する。

また、一般電力を含めた全電力コストは従量料金で481万円、ディマンド料金で465万円を削減している。ただし、試験電力負荷パターンに対して収入中立の条件を課しているため、季時別料金Iを適用すると一般電力は負荷がそのままでも325万円の従量料金減をもたしていることに注意しなければならない。

従量料金比を1.5に設定した季時別料金II（ケース4）下では、シフトされるアクティビ

ティ数が少なくなるため、ブレイクイーブン条件から得られるコスト節約の直接効果（労働コスト+従量料金）は、ケース2に比して約半分の53万円に減少する。また、賃金割増し率を現状の1.3倍（ケース6）にすると季時別料金の従量料金比を小さくすること等価で、直接効果はケース3より40万円減少する。

以上の簡単なシミュレーション計算の結果、現実的なコスト・パラメータの下で、タービン発電機製造の電気試験ステップにおいて生産コストの節約とオフピーク時間帯への負荷シフトが起こりうることが示された。負荷調整量は、最大電力の18%、消費電力量の7%にのぼる。しかし、大型発電機の試験頻度はかなり変動するため、定常的にコスト節約の条件が満たされるとは限らない。そのため、年間ベースの料金契約では需要家が季時別料金制を選択するインセンティブは小さくなる恐れがある。

5. 結 語

スケジューリング・シミュレーション型のプロセスモデルを開発し、重電機製造工場をケーススタディの対象として電気料金構造に対する負荷の反応評価を試みた。予備的な考察から重電機製造工場においては季時別料金制によって操業計画の変更（リスケジューリング）が費用

効果的になるステップは大型発電機の試験ステップに限られることが明らかになったので、試験ステップに着目して料金制による負荷移行効果を解析した。試験ステップについてはそのステップの使用電力量の 20~30% の移行可能性が確認されたが、工場の年間を通しての全需要に与える影響はそれほど大きくはならない。今後は需要家側が蓄熱式空調、自家発等設備変更を含む総合的な季時別料金制対応策をとることを考慮した評価、および供給側よりきめ細かい時間帯や料金差の設定、あるいは年間ベースではなく弾力的な契約など、更に革新的な料金制度を提供する場合の検討が必要と考えられる。


参考文献

- [1] 山地憲治, 浅野浩志, 佐賀井重雄: 産業用需要家のプロセスモデルの開発——鉄鋼業の事例——, 電力経済研究 No. 22 (1987).
- [2] 山岡博, 林武人, 茅陽一, 山地憲治, 浅野浩志, 佐賀井重雄: 鉄鋼業の電力需要調整モデル, 昭和 62 年電気学会電力技術研究会 (1987).
- [3] 通産省: 工業統計表 (1987).
- [4] 通産省: 石油等消費構造等統計表 (1987).
- [5] 電連: 電気事業便覧 (1987).
- [6] 日本電機工業会: 資料調査 重電機器・昭和 61 年版 (1987).
- [7] 労働省: 第 38 回労働統計年報 (1987).

(あさの ひろし
やまじ けんじ
経済部 エネルギー研究室
さがい しげお
情報システム部 経営情報研究室)

附表 各ケースの操業計画

	第1週目							第2週目						
	1 火	2 水	3 木	4 金	5 土	6 日	7 月	8 火	9 水	10 木	11 金	12 土	13 日	14 月
ケース1	T/G1	-	-	-	-	-	1	2	3	4	5	6	7	8
[実例, I]	T/G2	-	-	-	-	-	-	1	-	-	-	-	-	-
ケース5	T/G3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ケース2	T/G1	-	-	-	-	1	2	3	4	5	6	7	8	
[季時別 I, I, A]	T/G2	-	-	-	-	-	1	2	3	4	5	6	7	
	T/G3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ケース3	T/G1	-	-	-	-	1	2	3	4	5	6	7	8	
[季時別 I, I, B]	T/G2	-	-	-	-	1	2	-	-	-	3	4	5	
	T/G3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ケース4	T/G1	-	-	-	-	1	2	3	4	5	6	7	8	
[季時別 II, I, A]	T/G2	-	-	-	-	-	1	2	3	4	5	6	7	
	T/G3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
ケース6	T/G1	-	-	-	-	-	1	2	3	4	5	6	7	8
[季時別 I, II, B]	T/G2	-	-	-	-	-	-	1	2	3	4	5	6	
	T/G3	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	
H/G	-	-	-	-	-	-	1	2	3	4	5	6	7	8
*	R/B1	1	1	1	1	1	-	-	-	-	-	-	-	-
	R/B2	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-


 : 作業中または、作業待期中の時間帯

* : 今回の実験に関しては、固定、数字はアクティビティの番号を示す。

(注) : ケース1とケース5の日程は同じ。ケースについては表4.2を参照のこと。

付表 各ケース操業計画 (続き)

	第3週目							第4週目						
	15 火	16 水	17 木	18 金	19 土	20 日	21 月	22 火	23 水	24 木	25 金	26 土	27 日	28 月
ケース1	T/G1	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
[実例, I]	T/G2	2	3	4	5	6	7	8	9	-	-	-	-	-
ケース5	T/G3	-	25	45	6	-	-	-	7	8	9	-	-	-
	T/G1	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ケース2	T/G2	-	-	-	-	6	7	8	9	-	-	-	-	-
[季時別 I, I, A]	T/G3	25	-	-	-	45	6	7	8	9	-	-	-	-
	T/G1	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ケース3	T/G2	-	-	-	-	6	7	8	9	-	-	-	-	-
[季時別 I, I, B]	T/G3	25	-	-	-	45	6	7	8	9	-	-	-	-
	T/G1	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ケース4	T/G2	-	-	-	-	6	7	8	9	-	-	-	-	-
[季時別 II, I, A]	T/G3	-	25	-	-	45	6	7	8	9	-	-	-	-
	T/G1	9	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
ケース6	T/G2	-	-	-	-	6	7	8	9	-	-	-	-	-
[季時別 I, II, B]	T/G3	25	45	6	7	-	8	9	-	9	-	-	-	-
	H/G	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
*	R/B1	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
	R/B2	-	-	-	-	-	1	1	1	1	1	1	1	1

 : 作業中または、作業待期中の時間帯

* : 今回の実験に関しては、固定、数字はアクティビティの番号を示す。

(注): ケース1とケース5の日程は同じ。ケースについては表4.2を参照のこと。

電力貯蔵技術の経済性比較

キーワード：電力貯蔵技術，揚水発電，圧縮空気貯蔵システム，貯蔵効率，建設費

内山 洋司 清野 圭子

〔要旨〕

本研究は、電力貯蔵技術の貯蔵効率の考え方と経済性についての簡易比較法を紹介したものである。対象技術は揚水、蓄電池、圧縮空気、フライホイール、超電導で、それぞれの技術について効率計算と、米国における建設費の推定値を基に発電コストを算定している。また、経済性から見た各種貯蔵技術の特徴も述べている。

- はじめに
- 電力貯蔵技術
- 経済性
- 貯蔵効率
- 建設費
- 発電コスト
- 圧縮空気貯蔵の経済性
- おわりに

1. はじめに

我が国の電気事業は電力需要の低迷，燃料価格の不確実さ，あるいは他産業とのエネルギー間競争など今まで経験しなかった諸問題に直面し，電力供給技術の導入評価は一層難しくなりつつある。現在，電力供給は火力と原子力を主体に行われているが，原子力発電はベース負荷電源としてそのウェートを次第に増しつつある。こういった中でこれからの火力電源は原子力を補完する技術として位置付けられ，環境面および運用面で技術の高度化が必要となると同時に発電容量も 500 MW かそれ以下になる可能性がある。このことは新既建設する火力技術の経済性を悪くすることになる。その対策としてプラントのモジュール生産（建設費の低減，工期短縮）や老朽火力の経済的運用（寿命

延伸，発電出力・効率の改善，燃料転換）などの方法があるが，貯蔵技術の導入はそれを代替するものとして意義が大きい。特に電力供給が火力から原子力へ移行するにつれ，需給調整能力の低下が懸念されており，その確保と省エネルギー化を図るためには，揚水発電に代る効率の良い電力貯蔵技術の開発が急がれる。電力貯蔵技術には，実用化している揚水発電の他に，蓄電池，圧縮空気，フライホイール，超電導などがある。こういった新技術が将来導入されるためには，貯蔵技術の経済解析法の理解と各技術についてその経済評価が必要となる。本研究は各種貯蔵技術についてその経済性の比較検討を目的に，経済試算の方法とその概略の推定結果を示したものである。

2. 電力貯蔵技術

電力貯蔵技術のうち揚水発電は実用技術として既に各国で広く普及している。我が国では、1985年現在、34地点に93基、1,436万KWの設備容量（全発電設備の9.3%）を有している。これに対し、米国では1984年時点で、やはり34地点に建設しており、総容量は1,300万KWで全発電設備の2.1%である。揚水発電は、他の貯蔵技術と比べプラント機器が単純で経済性に優れた技術ではあるが、最近はこの国でも立地制約と許認可問題によりその建設が難しくなっている。在来型技術の代替として、米国では地下揚水が、日本では海水揚水のパイロットプラント（30MW）の建設が計画されている。

揚水発電に替わる他の大型貯蔵方式には、圧縮空気貯蔵（CAES: compressed air energy storage）と超電導貯蔵（SMES: superconducting magnetic energy storage）がある。SMESは、負荷応答性が良く貯蔵効率も高いなど技術特性に優れているが、開発課題も多く、導入には強固な岩盤がある地形を必要とするなど立地上の制約もある。しかし最近、目を浴びている酸化物超電導材料が実用化すれば、従来の金属超電導材料を使ったシステムに比べ、建設費を大幅に低減できる可能性がある。CAESは、深夜の安い電力を利用して空気を圧縮機によって圧力エネルギーとして蓄え、それを昼間のピーク時にガスタービンに利用するシステムである。既に西ドイツ・フントルフにて290MWの商用プラントが稼働しており、米国ではアラバマ電力で100MW電気出力の実用プラントを建設する計画がある。この2つのシステムは、地中の岩塩層を利用しそこに圧縮空気を蓄

えるもので、土木工事が比較的容易で費用が安くできるという利点を持っている。

小容量の貯蔵技術には、フライホイール、蒸気貯蔵、蓄電池がある。こういった技術は、立地上の制約が少なく、分散配置も可能であるが、貯蔵時間は短い。フライホイールと蓄電池は、負荷追従特性が優れており、負荷平準化対策以外に、電力系統の信頼性向上や運用面での燃料費節約に貢献できる貯蔵技術である。フライホイールと蒸気貯蔵は、未だ電力用に商用化してはいないが、蓄電池は、既に西ドイツのベルリン電灯電力会社で17MWの実用プラントが運転中で、米国ではニュージャージー州のヒルスボローに2MWのプロトタイプ試験設備（BEST）が1981年末から稼働中で試験データの収集が行われている。

図2.1は、各種貯蔵技術の可能立地点を電力需要地を中心にして示したものである。立地制約のある揚水、超電導、圧縮空気貯蔵などの大

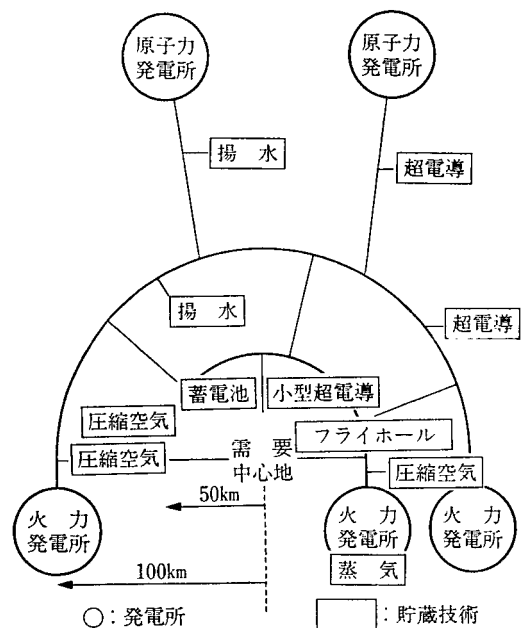


図 2.1 電力貯蔵技術の立地場所

型技術はその建設立地点が需要地から離れているのに対し、フライホイールや蓄電池といった小型技術は需要地に建設できる。一般に、前者は建設単価が安いが発電コストが高く運転面で瞬動性が悪いという欠点があるのに対し、後者は建設単価は高いが発電コストの削減や瞬動性に優れるなどの利点がある。

3. 経済性

電力貯蔵技術の導入は、電力系統に接続して電気事業が運用する場合と、需要家側に分散配置することで需要家の判断で制御する場合とがある。いずれの場合もピーク負荷の平準化によるコスト削減が主な狙いであるが、電力系統へ接続する場合は運用面や電源計画においても大きな貢献がある。表 3.1 は電気事業が電力系統に貯蔵技術を導入することで、得られる経済効果を示したものである。

本来、貯蔵技術の経済性は、表のような要因を詳細に分析し、立地条件を含めて電源構成から評価すべきものと考えられるが、その作業にはデータ入手などでかなりの難しさが伴う。こ

こでは貯蔵技術について詳細な経済解析を行う前の作業として、異なる貯蔵技術の経済性に関する特徴を理解することを目的に、貯蔵効率と建設費を分析し発電コストの試算を行い比較検討している。

3.1. 貯蔵効率

電力貯蔵技術の貯蔵効率は、通常ピーク時に放出する単位エネルギー量 (1kwh) に対し、それを蓄えるに必要なオフ・ピーク時の投入エネルギー量で割ることで計算できる。しかし圧縮空気貯蔵システムの場合、ガスタービンで発電するには貯蔵した圧縮空気の他に燃料を投入する必要がある。発電に投入する燃料は一次エネルギーであるため、他の貯蔵技術と効率比較をする場合その計算が複雑になる。図 3.1 は貯蔵に必要なエネルギー投入を CAES と揚水発電で表わしたものである。図に示す CAES を考えたとき、貯蔵に投入される電気エネルギーだけで効率を計算するとその値は 128% (=1/0.78) と 100% を越してしまう。CAES と他の貯蔵技術と比較するための効率計算には以下に述べる 3 種類の方法がある。

表 3.1 電力貯蔵技術の経済性

		設 備 面	運 用 面
発 電	負 荷 平 準 化	ピーク電源の削減 ベース電源の設備増 予備力の低減	燃料費の節約 利用率向上による熱効率の上昇 起動回数減少による起動損失の低減 と補修点検作業の軽減
	計 画	立地制約が小さい 建設期間の短縮 不確実な将来の電源計画への柔軟性 一時的、ローカルな負荷増への対応	燃料の貯蔵量、購入量に柔軟性
系 統 信 頼 性		調整設備 (電圧・周波数) の削減 動揺設備の削減 停電時の非常用電源を削除 短絡時の補償設備の削減	助燃費の削減 調整設備等の燃料費削減
送 配 電 そ の 他		設備の削減 建設の繰り延べ	環境保全を改善

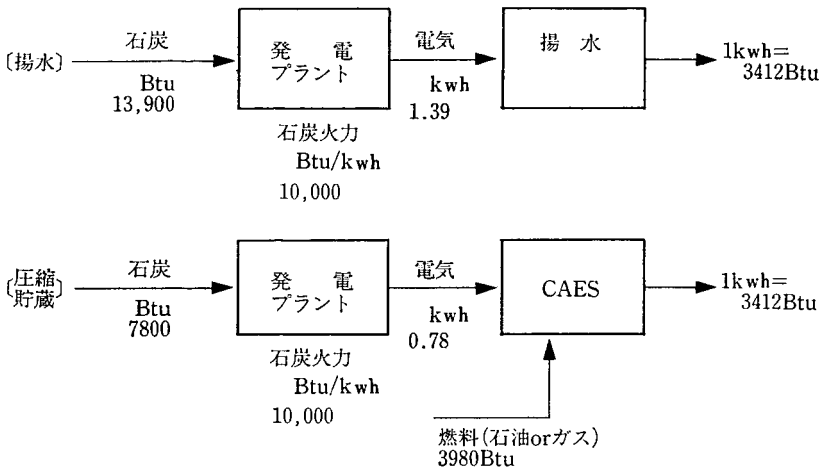


図 3.1 揚水と CAES の貯蔵効率

(1) 変換効率 (E_c): 貯蔵技術の生産エネルギー量を貯蔵技術へ直接投入されるエネルギー量で評価したもの。図 3.1 の貯蔵技術について E_c を求めると次のようになる。

[揚水] $E_c = 1 / 1.39 = 72\%$
 [CAES] $E_c = 1 / (0.78 + 3,980 / 3,412) = 52\%$

変換効率は貯蔵技術に投入する電力（二次エネルギー）と燃料（一次エネルギー）を区別しないで計算したものであり、図 3.1 に示す発電プラントの種類に関係なく同じ値になる。

(2) 総合効率 (E_a): 貯蔵技術の生産エネルギー量を発電プラントと貯蔵技術に投入される一次エネルギーで評価したもの。

[揚水] $E_a = 3,412 / 13,900 = 25\%$
 $[= \eta_c \cdot E_c]$
 [CAES] $E_a = 3,412 / (7,800 + 3,980) = 29\%$
 $[= \eta_c \cdot \eta_g / (\eta_c + \eta_g / E_c - 1)]$

ここで η_c は発電プラントの熱効率、 η_g はガスタービンの熱効率である。もし発電プラントに原子力 ($\eta_c = 0.33$) を使うとすると、総合効率は 24% (揚水)、28% (CAES)

となる。総合効率は貯蔵技術で発電する出力エネルギーを供給技術に投入するすべての入力エネルギーで評価する正味のエネルギー効率に相当することから、異なる貯蔵技術の効率を比較するには良い値である。しかし総合効率は発電プラントの効率に依存し、かつ一般に報告されている貯蔵技術の効率値と異なるため親しみにくさがある。

(3) 有効効率 (E_e): 発電プラントで 1 KWH 生産するのに必要な投入一次エネルギーは、貯蔵技術で 1 KWH 生産するのに必要な投入一次エネルギーのどの程度の割合であるかを評価したものである。

[揚水] $E_e = 10,000 / 13,900 = 72\%$
 $[= E_a / \eta_c = E_c]$
 [CAES] $E_e = 10,000 / (7,800 + 3,980) = 85\% [E_a / \eta_c]$

有効効率は総合効率を発電プラントの効率から評価したもので、CAES と他の貯蔵技術の効率比較には適している。有効効率は石炭火力で評価するより効率の悪い原子力で評価する方が大きくなる。CAES の有効効率を原子力で

計算したとき、その値は 88% となる。

表 3.2 は異なる貯蔵技術について、上で述べた三種類の効率の値を計算し示したものである。表の値から CAES を除く全ての貯蔵技術は変換効率と有効効率とが等しいことがわかる。

表 3.2 貯蔵効率の比較 単位：%

システム		変換効率 <i>E_c</i>	総合効率 <i>E_a</i>	有効効率 <i>E_e</i>
揚水(在来型)		72	25	72
蓄電池	鉛	75	26	75
	新型	65	22	65
圧縮空気	MAXI(100 MW)	52	29	85
	MINI(15~50 MW)	50	28	82
地下揚水		72	25	72
フライホイール		70	24	70
超電導		91	31	91

3.2. 建設費

一般に火力や原子力の発電技術はその定格出力で等しい電力を何時までも供給できるが、水力や電力貯蔵技術は容量に制約があるため、いつまでも定格出力で供給することはできない。電力貯蔵技術が発電技術と大きく異なる点は、建設費が発電設備と貯蔵設備とから成っている

ことである。そして、前者は KW に比例しているのに対し、後者は貯蔵容量すなわち KWH に比例して変ることである。それによって一日のピーク時間帯に発電する時間が異なったものになる。貯蔵設備費相当の KWH に比例する費用とは発電の定格出力を一定としたときその値がほぼ貯蔵容量に比例するものである。

その費用は貯蔵技術の種類で異なり、運動エネルギー、磁気エネルギー、あるいは化学エネルギーとして蓄える技術であるフライホイール、超電導、および蓄電池は設備が複雑になるため比較的大きい。それに対し揚水や CAES のようにダムや地下空洞のような自然を利用した貯蔵システムは土木作業が主となるため貯蔵設備の費用は安くなる。また後者は大容量化するのも比較的楽であり、設備大型化による経済的なスケール効果がある。もちろん負荷変動に対する応答性は前者の方が勝っている。

表 3.3 は貯蔵技術の建設費の公表データを示したものである。表の建設費は直接費と間接費との和で、土地代、危険費、建中利子を含んでいない値である。表で CAES の建設費は米国とフランスの場合は地中の岩塩層に空洞を掘っ

表 3.3 貯蔵技術の建設費

技 術	米 国 (1984 年価格)*1				フランス (1985 年価格)*2		日 本 〔万円/KW〕
	電気出力 〔MW〕	建設期間 〔年〕	発電プラント 〔\$/KW〕	貯蔵設備 〔\$/KWH〕	発電プラント 〔\$/KW〕	貯蔵設備 〔\$/KWH〕	
揚水(在来型)	1,000	10	600	10	1,200~2,000	2~100	15~20
鉛蓄電池	1	1	200	156	500~2,000	500~1,000	150~200
新型蓄電池	1	1	190	132	—	—	170~220
圧縮空気 (MAXI)	220	4.5	560	2	~1,200	1,000~2,000	16~22
圧縮空気 (MINI)	25	2.5	445	5	~2,000	30~200	—
地下揚水	2,000	14	600	30	—	—	—
海水揚水	150	—	—	—	—	—	75(パイロット)
フライホイール	1	1	140	600	—	—	—
超電導 (15 年後)	1,000	6	140	160	—	—	25~30

*1 R. B. Schainker and M. Nakhmkin, "Mini-compressed air energy storage (CAES): design, performance and economics", American Power Conference, Apr. 1985.
 *2 EDF 研究開発局広報誌 12 号 (1986 年 10 月)

てそこに圧縮空気を貯蔵するときの値で、日本の値は軟質岩盤のときの推定値である。

表から蓄電池とフライホイールは発電規模が小容量で、揚水、CAES および超電導は大容量であることがわかる。また揚水と CAES は貯蔵設備の KWH 当りの建設費が他の技術に比べ小さく貯蔵容量を増やし易いことがわかる。超電導が大容量であるのは大型化しないと全体の建設単価が下がらないためである。表の値を1日の発電能力に対しプロットしてみるとその関係が良くわかる。図 3.2 は揚水、蓄電池、CAES、フライホイール、超電導について、発電能力すなわち定格出力における貯蔵容量が変わる設備を建設するときの建設費の変化を示したものである。建設費からみた経済性では、発電能力に対し、揚水と CAES、それに超電導と蓄電池とが良く似た傾向になっていることがわかる。

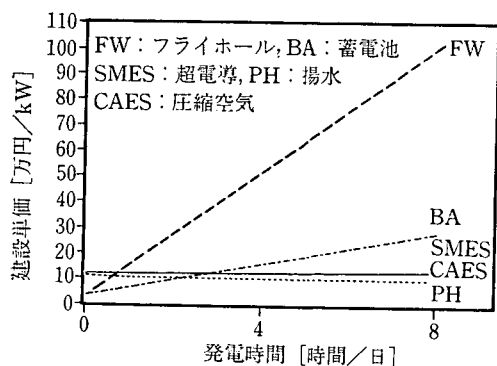


図 3.2 発電時間と建設費

3.3. 発電コスト

発電コストは、発電に要する費用をその技術が生産する発電電力量で割ることにより算出できる。発電電力量が発電端であれば発電端発電コストといい、送電端であれば送電端発電コストというが一般に発電コストというとき後者の値を指す。またプラントの運開初年度における費

用と電力量を基に計算した値を初年度発電コストといい、耐用年間で各年の費用を現在価値換算し1年間の値に均等化して求めた値を均等化発電コストという。初年度発電コストは異種技術の経済性を比較する場合、若干正確さを欠くが計算が容易であるため良く用いられる方法である。それに対し均等化発電コストは技術のライフサイクルでの経済性を表わし技術の経済性比較には有効であるが、割引率やエスカレーションの設定に難しさがある。ここでは経済性の概略検討を行う立場から初年度発電コストでもって各貯蔵技術を比較検討することにする。

発電に必要な年間費用は、固定費と可変費との和で表わされる。固定費は金利、償却、固定資産税などの和でその算定には建設費に年経費率をかける簡易法が良く使われている。可変費は運転保守の変動分と燃料費の和であり稼働時間によって値が変わる。電力貯蔵技術の燃料費は夜間にエネルギーを貯蔵するのに消費する電気代であるが、CAES の場合は昼間のピーク時の発電に使うガスタービン用の燃料も含まれる。固定費と可変費の和である年間費用を式で表わすと次のようになる。

$$TC = FC + VC$$

TC : 年間総費用 [円]

FC : 固定費 [円] = $(PC_g + PC_s \cdot SH) \cdot$

$$G \cdot FCR$$

PC_g : 発電プラント建設単価 [円/KW],

PC_s : 貯蔵設備の建設単価 [円/KWH],

SH : 1日の発電能力 [時間],

G : 発電容量 [KW], FCR : 年経費率

VC : 可変費 [円] = $(EP \cdot Ec \cdot \{1 - (Ec/\eta_g)\} + FC/\eta_g) \cdot G \cdot OH$

EP : 貯蔵源資 [円/KWH], Ec : 変換効率, η_g : ガスタービン効率, FC : 燃料

価格[円/KWH]

上式を使って各貯蔵技術の発電コストを1日の発電時間を4時間と8時間とで求め比較すると表3.4のようになる。ここで建設費は表3.3の値に日米間の購買力平価(203¥/\$:1984)とGNPデフレーター(1.033:1986/1984)とをかけた1986年価格に換算したものである。燃料はLNGとし、1986年の平均価格2.13円/1,000Kcalを用いている。夜間のエネルギー貯蔵に使う電気は原子力発電で供給されるものとし、その源資は燃料サイクルコスト費2.46円/KWHとした。

図3.3と図3.4は設備利用率に対しての経済性を1日の発電能力が4時間と8時間とで比較したものである。図の年間費用[万円/KW]は

発電コストに年間発電電力量をかけたもので、それは設備利用率に対し直線で表わすことができる。1日の発電能力を4時間(年設備利用率で11.4%に相当)とするシステムでは、揚水、圧縮空気、超電導それに蓄電池が在来のガスタービン発電より経済的であることがわかる。しかし発電能力を2倍の8時間(利用率で22.8%)にすると、経済的になる技術は揚水と圧縮空気だけとなり、この2つは大型において経済的であることがわかる。また圧縮空気は経済的には在来型の揚水発電に最も近い技術で、その代替技術として将来期待できるものである。

3.4. 圧縮空気貯蔵の経済性

揚水発電の代替技術としての期待がある圧縮空気貯蔵システムには地中に空洞を掘りそこに

表 3.4 貯蔵技術の発電コスト

技 術 名	建設単価 [万円/KW]		発電コスト [円/KWH]	
	(4時間)	(8時間)	(4時間)	(8時間)
揚水(在来)	13.4	14.3	21.3	10.7
蓄電池	17.3	30.4	34.5	25.8
新型蓄電池	15.1	26.1	31.0	23.4
圧縮空気(MAXI)	11.9	12.1	25.3	11.2
圧縮空気(MINI)	9.8	10.2	21.7	11.0
地下揚水	15.1	17.6	23.6	12.9
フライホイール	53.3	103.6	88.8	84.6
超電導	16.4	29.8	28.9	25.1
ガスタービン(在来)	17.0	17.0	37.3	22.1

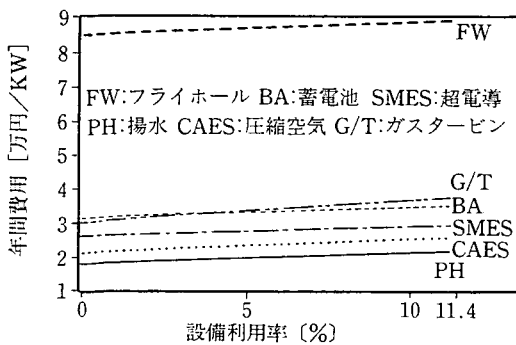


図 3.3 設備利用率と年間費用 (発電時間が4時間/日の場合)

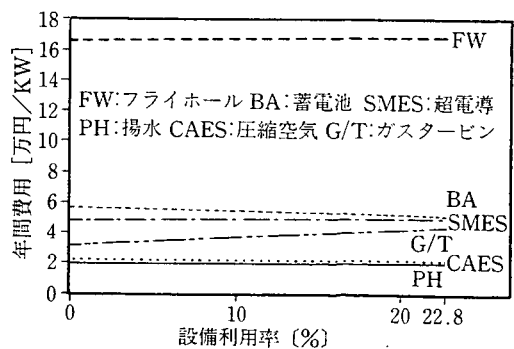


図 3.4 設備利用率と年間費用 (発電時間が8時間/日の場合)

圧縮空気を貯蔵するものと海底に貯気槽を設置し水圧を利用して蓄える方法がある。現在西独などで商用化、あるいは米国で建設計画中のプラントはすべて前者の地中システムである。図 3.5 は地中に圧縮空気を蓄えるシステムを示したものであるが、それには 3 種類の異なる方式がある。岩塩に空洞を掘る方式は塩と水との潮解性と凝固性とを利用し、土木作業が比較的容易であるが、残念なことに我が国にはそのサイトがない。背斜滞水層の利用は空洞を掘る必要がなく最も経済的ではあるが、電力需要地近傍に最適地点を探すのが難しい。

表 3.5 は各方式の建設費を、定格出力が異なる 4 種類の発電システムについて示したものである。表には KW と KWH とに比例する費用をそれぞれに示している。それによると KW 費用は方式の違いでそれほど大きな差が見られ

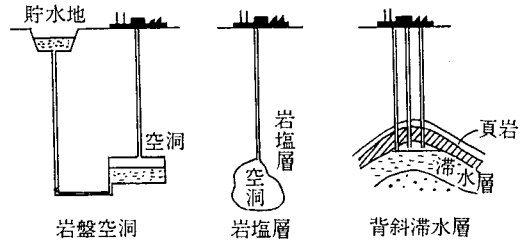


図 3.5 地中における圧縮空気貯蔵方式

ないのに対し、KWH 費用は大きな違いがある。特に岩盤に空洞を掘るときに建設費は他式に比べ値が大きくなっている。

図 3.6 から図 3.9 までは、表 3.5 の建設費を基に前節と同様、日米間の購買力平価と GNP デフレーターを用いて 1986 年の円に換算し、それから年間費用を設備利用率に対し計算し表わしたものである。図の結果によると、岩塩層はほとんど全ての発電出力において経済的であることがわかる。発電出力が大きいほど経済的と

表 3.5 各方式の建設費(*3)

1984 年価格

タイプ	25 MW		50 MW		100 MW		220 MW	
	発電 [\$/KW]	貯蔵 [\$/KWH]	発電 [\$/KW]	貯蔵 [\$/KWH]	発電 [\$/KW]	貯蔵 [\$/KWH]	発電 [\$/KW]	貯蔵 [\$/KWH]
岩盤空洞	776	39	537	31	440	31	558	6
岩塩空洞	601	6	445	5	421	5	550	2
滞水層	611	0.3	474	0.3	462	0.3	570	0.2

*3 R. B. Schainker and M. Land, "Compressed air energy storage can improve utility load factors", Modern Power Systems, Feb. 1986.

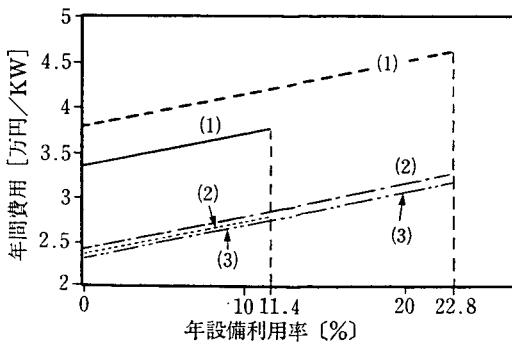


図 3.6 異なる CAES 方式の経済性 (25 MW)
(1): 岩盤 (2): 岩塩 (3): 滞水層

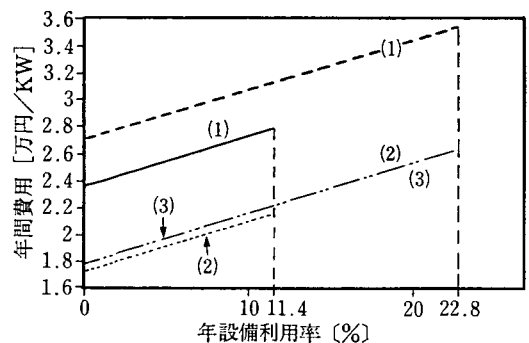


図 3.7 異なる CAES 方式の経済性 (50 MW)
(1): 岩盤 (2): 岩塩 (3): 滞水層

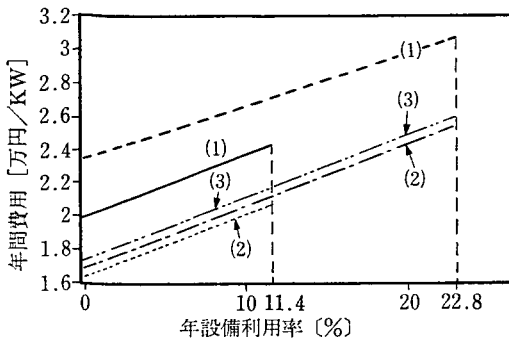


図 3.8 異なる CAES 方式の経済性 (100 MW)
(1): 岩盤 (2): 岩塩 (3): 滞水層

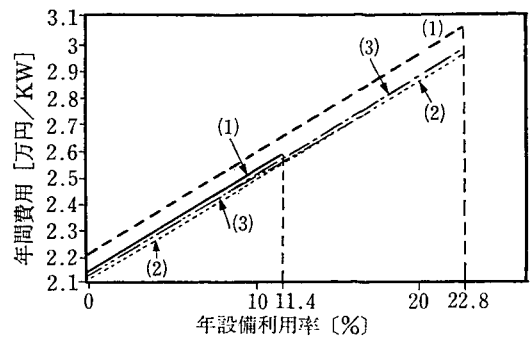


図 3.9 異なる CAES 方式の経済性 (220 MW)
(1): 岩盤 (2): 岩塩 (3): 滞水層

考えられたが、それは 100 MW までで、220 MW になるとガスタービンが 2 基必要となり付帯設備も増え経済性の向上はあまり期待できない。

4. おわりに

本研究は各種貯蔵技術の効率および経済性の分析法を紹介し、米国データを用いて異なる貯蔵技術の発電コストを概算し比較検討したものである。その結果、以下に述べる事が明らかになった。

- ① CAES と他の貯蔵技術の効率を比較するには有効効率を使うのが好ましい。
- ② 建設費には KW と KWH とに比例する費用があり、揚水と CAES は、KWH 費用が小さい、すなわち貯蔵設備容量を大きくしても建設費がそれほど高くない技術である。
- ③ 発電コストでは在来型のガスタービン発電に比べ、揚水と CAES が有利であり将来は超電導も経済的に有利となる可能性がある。

④ CAES は、揚水の代替技術として近い将来期待できる可能性がある。

⑤ CAES には、地中システムでは岩塩層、岩盤、背斜滞水層の方式があり、その中で経済的には岩塩層が最も有利と試算されたが、残念なことに我が国には立地点がない。

今回の経済試算は米国データをもとに行ったもので、各貯蔵技術の経済性についての特徴を効率、建設費および発電コストから示したものであって、評価においては正確さに欠けている。我が国で貯蔵技術の導入を考えるには、各技術についてのサイト候補地を調べ詳細な経済計算を基にその成立性を検討して行かなければならない。また導入に際しては単なる発電コストの試算だけでなく、電源構成面での運用と計画においてもその有効性を調べておく必要がある。

(うちやま ようじ
きよの けいこ
経済部 エネルギー研究室)

海中における圧縮空気貯蔵システム

キーワード：圧縮空気貯蔵，経済評価，建設費，発電
コスト

内山洋司 吉崎喜郎

〔要旨〕

我が国の地理上の特異性を生かして、海底に貯気槽を設置しそこに蓄えた圧縮空気を発電に利用するという新しい電力貯蔵システム構想を紹介する。このシステムは土木工事費が安く、特に難しいと思われる開発課題がないため、揚水発電の代替技術として比較的近い将来にその商用化が期待できるものである。本研究はそのシステムの成立性について技術的及び経済的な面から概略検討をおこなったものである。

検討の結果、経済的に在来技術である揚水発電と競合できる可能性があることがわかった。

- はじめに
- システムの概要とサイト条件
 - 方式
 - サイト条件
 - 法律上の問題点
- 検討結果
 - 技術検討
 - 経済性検討
- おわりに

1. はじめに

電力貯蔵技術は電力の負荷平準化と系統の信頼性を向上するという利点を持ち、最近の電力負荷率の悪化によりその必要性が高まってきているが、残念なことに揚水発電に替わる他の貯蔵技術は我が国において未だその商用プラントの導入がない。

圧縮空気貯蔵発電システム（以後 CAES と呼ぶ。a compressed air energy storage system）は、従来ガスタービン発電で燃焼用空気の高圧化エネルギーとして全体の約 60~70% のエネルギーが圧縮機の所内動力として消費されていたものを、夜間に原子力などの電力で貯

蔵した圧縮空気により代替することで、昼間のピーク時にタービン動力を 100% 電力として供給できるようにしたものである。現在、揚水技術の代替として西ドイツや合衆国において積極的に開発が進んでおり、西ドイツ・フントルフでは、岩塩層を利用して 290 MW 電気出力の実用プラントが既に運転中で、合衆国でも近い将来、同規模の実用プラントが建設できる予定になっている。我が国では、その検討が始まったばかりで、メーカーや電力会社の関心が徐々に高まりつつある。地中に貯気槽を設ける CAES は、我が国の場合その立地点を電力需要地の近傍に見出すことが難しく、その商用化のためには地下空洞や地中配管の耐震性など新

たに発生する技術課題を解決しなければならない。

ここに述べる方法は、海に囲まれているという我が国の地理上の特異性を生かし、貯気槽を海底に設置しそこに蓄えた圧縮空気を発電に利用するという概念である。この方法は、圧縮空気を蓄える貯気槽を始めほとんどすべての設備が工場で作成でき、リスクの高い現場での土木工事が少ないためその成立の可能性は高い。本研究は、この海中におけるシステムが我が国においてどの程度貢献し得るか、その成立性について技術的及び経済的な面から概略検討したものである。

2. システムの概要とサイト条件

2.1 方式

CAES は、空気をコンプレッサーなどで圧縮し圧力エネルギーとして貯蔵し、発電時はそのエネルギーを利用してガスタービンを駆動し発電するシステムである（図 2.1）。圧縮空気の貯蔵は、地中の岩塩層、岩盤、あるいは背斜滞水層に空洞を掘りそこに蓄えるのが一般的であり、現在商用化あるいは建設計画中のプラント

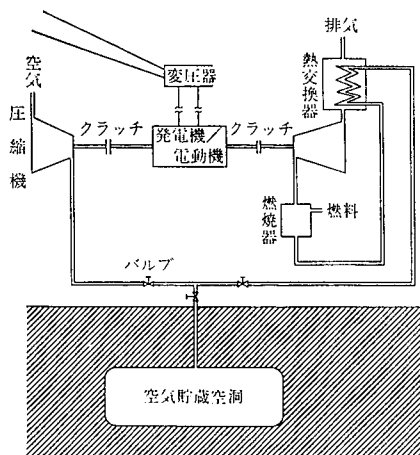


図 2.1 圧縮空気貯蔵システム

は全てそのいずれかの方法である。中でも岩塩層に貯蔵する方法は、土木工事が比較的容易で費用が安くできる利点を持ち商用化しやすいが、残念なことに我が国には候補地がない。しかし、圧縮空気は地中だけでなく水中にも蓄えることができる。特に四方を深い海で囲まれている我が国のようなところでは、海底に貯気槽を置き水圧を利用してそこに空気を蓄えることができる。

海中における CAES には、発電プラントの設置点の違いから 2つの方式が考えられる。すなわち、発電プラントを地上に設置する場合と海上にバージを浮かべそこに設置する場合とである。前者はバージの建設と海上の送電線が不要になるが貯気槽に空気を送る送気管が長くなる。それに対し後者はバージと送電線を必要とするが送気管が貯気槽の深さですみ空気輸送中の管内圧力損失が少なくてすむ。これら 2つの方式は、貯気槽の設置点が海岸からどの程度の距離に在るかでその建設費と性能が異なり、両者の優位性に違いがでてくる。

図 2.2 の (a) と (b) は発電プラントを陸上と海上のバージ上に設置した 2方式についての概念図である。陸上方式は発電プラントを除くと貯気槽と送気管との比較的単純な設備からなっているのに対し、海上方式になると貯気槽と送気管に加えて発電プラントと燃料貯蔵用のバージそれに送電線が必要になる。

2.2 サイト条件

貯気槽は出来るだけ海底深く設置するのが好ましい。海底の深さが増すほど水圧が高くなるため貯気槽に蓄えられている圧縮空気の圧力が高くなり単位容積当りの貯蔵エネルギーが増え、その分、貯気槽の貯蔵容量が減り貯気槽をコンパクトにすることができる。しかし一般

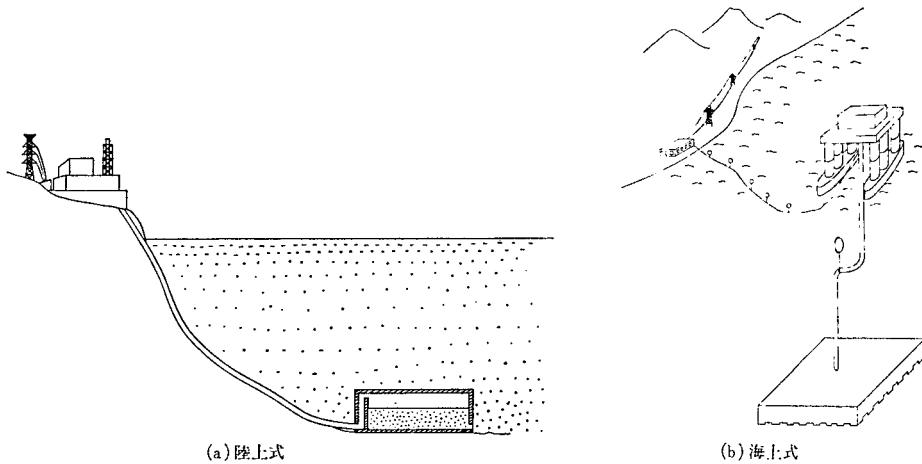


図 2.2 海中における圧縮空気貯蔵システム

に、海底の深さは陸からの距離に比例し、距離が増えるにつれ貯気槽の設置点は陸から遠くなる。発電プラントを海上に設置する場合、陸から離れるほどプラントバージ及び送気管が波浪や潮流の影響を受けやすく設計が難しくなるだけでなく、送電線が長くなったり運転、保守も難しくなる。またプラントを陸上に設置する場合も貯気槽の設置位置によって、送気管の長さが変わり、貯蔵空気の圧力損失や全体の経済性に大きな影響がでてくる。設置点を選定する際には、その他海流や潮流の強さあるいは海底の地質や傾斜条件を詳細に調査することが必要になる。

ガスタービン発電に必要な圧縮空気の圧力は12～80気圧で、これを水圧で賄うと最低で100m以上の深さが必要になる。水深100mであればかなりの候補地が我が国の沿岸部にあるが、経済性を考えると水深200m以上の地点に設置するのが好ましい。

2.3 法律上の問題点

海上、海中等に物体を設置又は浮遊させる場合、それを設置、浮遊させる海域、その物の目

的等により適用される法律が異なる。ただ、今回検討しているシステム(CAES)は、従来存在していない新しい概念であるため、法律には明記されていない。このため関係省庁と詳細に打合せを行い対処する必要がある。

現在までに調査した所、「海上交通安全施行令」第26条第3項に、『ガス事業法によるガス事業の用に供する工作物及び電気事業法による電気事業の用に供する工作物(電路及び取水管並びにこれら付属設備に限る)の設置には、届出を要しない』とあるため貯気槽関係は今の所法律上の問題は少ないのではないかと判断される。

また発電プラントを海上に半永久的に浮遊、設置する場合は、前と重複するが、設置海域により条件が異なる。同じ東京湾内にあっても「海上交通安全法」が適用される場所とそうでない場所があり、適用されても航路、避難場所等々検討が多岐に亘ると思われる。このため設置場所が絞り込まれたFSの段階で、具体的話として関係省庁と協議する事になる。

法律とは別の次元の話であるが、漁業権の間

題もあるため実現のはこびとなった段階では、漁業関係者との協議も必要になってくる。

3. 検討結果

3.1 技術検討

商用化するにあたり特に開発すべき基礎研究課題は見当たらないが、経済性を追求する立場から検討すべき課題は幾つかある。特に貯気槽と送気管に関しては耐用年数を長くし設置後の保守作業を必要としない材料の選定と設計の工夫が必要である。これに対しては、貯気槽を鉄筋コンクリート製、送気管を鋼鉄製で外部をアスファルトでコーティングしたものを使用することによって、運転中の保守作業も極力少なくでき、かつ耐用年数も長くすることができる。

送気管や貯気槽の最適設計は、設置点の海底条件、工場製作、曳航、据えつけなどでの技術的および経済的な問題を考慮し決まるが、ここでは詳細な検討に入る前の概略検討として、送気管と貯気槽の浮力と応力、および送気管の管摩擦損失について計算した結果を示すことにする。

(1) 前提条件

発電プラントは LNG を燃料とするガスタービン発電で、大都市の湾岸地帯に分散配置できる電気出力 250 MW の中規模発電所とする。発電用ガスタービンの空気流量は現状では 400 kg/s 程度までであるが、本研究では 250 kg/s とした。ピーク時の発電時間は 4, 8 時間の

2 ケースとし、貯蔵圧力は 30, 40, 50 kg/cm² (それぞれ水深 290, 390, 490 m に相当) の 3 ケースを考える。

上記の前提条件をもとに貯気槽の貯蔵容量と送気管の直径を求めると次のようになる。

●貯蔵容量 V [m³]

$$V=3,600 \cdot \alpha \cdot w \cdot H / \rho$$

α : 補正係数=1.1

w : 使用空気量 [kg/s]

H : 発電時間 [h/日]

ρ : 空気密度 [kg/m³]

●送気管内径 D [m]

$$D = \sqrt{4 \cdot w / \pi \cdot \rho \cdot v}$$

v : 空気流速 [m/s]

(空気密度 $\rho = p / R \cdot T$ p : 貯蔵圧力 [kg/m²], R : 空気のガス定数=29.27[kg·m/kg·K], T : 絶対温度=323[K])

(2) 浮力と鋼管・容器の肉厚計算

① 送気管：送気管の直径は大きいほど送気中の圧力損失が小さくなり貯蔵エネルギーロスを小さくすることができるが、管の取扱い、浮力対策を含めた施工性および経済性が問題となる。鋼管直径については、実用面での製作限界はないと考えられるが、汎用性のある製造法によるパイプライン用鋼管としては 1.5 m 以下が一般的である。鋼管の直径を 0.8, 1.0, 1.2 m とし、管肉厚を 20 mm とし、それぞれの鋼管を海中に沈めた時の鋼管外径までの浮力とそれを抑えるのに必要な鋼管の外部表面にコ

表 3.1 貯蔵容量と送気管内径

貯蔵圧力 [kg/cm ²]	貯蔵容量 [m ³]		送気管内径 (m)		
	(H=4)	(8)	(v=5)	(7.5)	(10)
30	125,000	245,000	1.42	1.16	1.00
40	93,600	187,000	1.23	1.00	0.87
50	74,900	150,000	1.10	0.80	0.78

ーティングすべきコンクリート（比重 2.5）の最小厚さを求めると次のようになる。

表 3.2 鋼管の浮力とコンクリート厚

内径 [m]	浮力 (1 m 当り) [kg]	コンクリート厚 [cm]
0.8	166	4.1
1.0	370	7.2
1.2	640	10.3

表のコンクリート厚は、管中空時で水中における鋼管重量がゼロとなる場合の値である。実際のコンクリート厚は海中における管の安定性（潮流による影響）および施工性を考慮して決定することになり、表の値より大きくなる。

② 貯気槽：海中に空気を蓄える場合、最も大きな問題は貯気槽の浮力である。容量 $A[m^3]$ の空気を貯蔵すると $1.025 A[t]$ の浮力が働き、それを蓄える容器はその浮力と容器が占める体積に働く浮力を加えた重量が最小限必要になる。貯気槽の浮力と（3）で述べる応力計算については、その前提として貯蔵空気容量を $200,000 m^3$ に設定しそれを海底に蓄えるのに最小限必要になる鉄筋コンクリート容器の厚さと応力を求めることにする。厚さの計算は浮力を全て容器重量で釣り合わせた場合とコンクリート廃棄物を重りとして容器上部に均等に搭載し容器肉厚の低減を図った場合の2つのケースについて行っている。計算を簡略化するため、容器は正方形とし容器肉厚は上下左右全ての面で同じ厚さとしている。比重は、海水が 1.025（通常 1.02~1.03）、容器鉄筋コンクリートと重り用の廃コンクリートが 3.0 とした。（通常の硬化したコンクリートだけの比重は 2.3 程度であるがここでは鉄筋を含めたコンクリート材を使用している。）

●容器だけの場合

貯蔵される空気の高さ（ h ）を、10, 12, 14,

16 m とした場合について各容器の肉厚を求めた（図 3.1）。

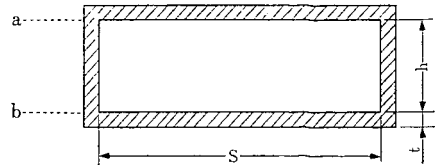


図 3.1 貯気槽（容器だけ）

表 3.3 容器肉厚（容器のみの場合）

空気高さ $h[m]$	10	12	14	16
容器横幅 $s[m]$	141	129	120	112
容器肉厚 $t[m]$	2.15	2.46	2.73	2.96

●重りのある場合

海中の貯気槽に蓄えられる空気の圧力は、設置位置の水圧に等しくなるため容器にはほとんど圧力が働かず容器強度への影響がない。容器強度は基本的には浮力と自重で決り、容器厚さはそれらを考慮した最適設計から求まる。これから容器の厚さは工場製作および経済性を考えるとできるだけ薄くするのが好ましい。しかし容器に働く浮力を抑えるためにはどうしても容器厚が大きくなり非経済的にならざるをえない。これを解決する方法として、図 3.2 に示すように浮力を抑える重りとして不要になったコンクリート廃棄物などを容器に搭載する方法がある。この方法によって容器厚が薄くなり経済性を高めることができる。ここではコンクリート廃棄物の海中における重量を 30,000, 50,000, 70,000 トンとしたとき、容器の肉厚を

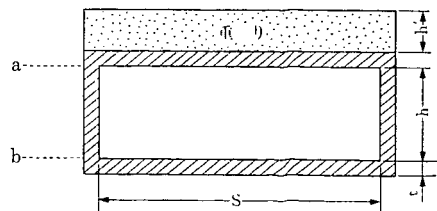


図 3.2 貯気槽（重りがある場合）

表 3.4 容器肉厚（コンクリート廃棄物利用の場合）〔m〕

コンクリート廃棄物重量（海中）〔t〕		30,000	50,000	70,000
コンクリート廃棄物重量（陸上）〔t〕		45,570	75,949	106,329
コンクリート廃棄物体積〔m ³ 〕		15,190	25,316	35,443
空気高さ	10 m	1.55 (0.75)	1.14 (1.25)	0.73 (1.75)
	12 m	1.78 (0.91)	1.32 (1.52)	0.84 (2.13)
	14 m	1.98 (1.06)	1.46 (1.77)	0.94 (2.48)
	16 m	2.15 (1.22)	1.60 (2.03)	1.02 (2.84)

（ ）内はコンクリート廃棄物厚さ h'〔m〕で、隙間なく仮に置けるとした場合のもの。

求めている。結果を表 3.4 に示す。

（3）応力計算

海底での貯気槽は水圧や空気圧に対する強度はほとんど考慮する必要がないが、貯蔵空気の出し入れ時に自重と浮力による内部応力が働く。これを図で示すと図 3.1 と図 3.2 で a 部には空気が充満したときに最大引張り応力が働き、b 部には空気が抜けたときに最大圧縮応力が働くことになる。もし昼間のピーク時に貯蔵空気を利用して発電するとなると、毎日 1 回引張り と 圧縮の繰り返し応力がかかることになる。引張り と 圧縮の最大応力は、容器だけの場合と重りを搭載する場合とでその計算式が異なったものになる。

●容器だけの場合

容器だけの場合は引張り と 圧縮の最大応力は同じ値になりそれは次式で表わされる。

$$\sigma_{T, C} = (r - r') \{ h + (s + 2t)^2 / 4(s + t) \}$$

r : コンクリートの比重

r' : 海水の比重

上式を用いて表 3.3 で得られた異なる空気高さの容器肉厚に働く最大応力を計算すると表

表 3.5 容器に働く最大応力（容器だけの場合）

空気高さ〔m〕	10	12	14	16
最大応力〔kg/cm ² 〕	9.28	9.11	9.07	9.12

3.5 のようになる。

●重りのある場合

容器上部に重りを載せた場合は、容器の上部と下部の重量割合が異なるため引張り と 圧縮の最大応力も異なったものになる。重りとして使うコンクリート廃棄物の海中における重量を Q とすると引張り と 圧縮の最大応力の式は次のようになる。

$$\sigma_T = (r - r') \{ h + (s + 2t)^2 / 4(s + t) \}$$

$$\sigma_C = (r - r') \{ h + (s + 2t)^2 / 4(s + t) + Q / 4t(s + t) \}$$

上式を用いて表 3.4 で得られた容器肉厚について最大引張応力 と 最大圧縮応力を計算すると表 3.6 のようになる。

通常、28日材冷のコンクリート強度は、圧縮強さが 100~600 kg/cm² で引張り強さはそ

表 3.6 容器に働く最大応力（重りのある場合）

空気高さ〔m〕	重り重量〔t〕	30,000	50,000	70,000
10	引張〔kg/cm ² 〕	9.19	9.13	9.07
	圧縮〔kg/cm ² 〕	12.56	16.79	26.01
12	引張〔kg/cm ² 〕	9.00	8.94	8.86
	圧縮〔kg/cm ² 〕	12.22	16.23	24.97
14	引張〔kg/cm ² 〕	8.96	8.88	8.79
	圧縮〔kg/cm ² 〕	12.08	15.94	25.90
16	引張〔kg/cm ² 〕	9.00	8.92	8.83
	圧縮〔kg/cm ² 〕	12.06	15.82	24.04

の約 1/10 程度である。表 3.5 と表 3.6 の計算結果から求めた最大応力は全てその許容応力内であって貯気槽の強度上の問題はないことがわかる。また鉄筋コンクリート部材の設計では、コンクリートの引張り応力は一般に無視されており、表 3.3 と表 3.4 で求めた容器厚さで強度は十分に保たれることがわかる。さらにもっと大きな安全係数の裕度を取りたいれば側面部の厚さを増せば良い。繰り返し応力に関しても、一般に 10^6 ~ 10^7 回 (2700 年~27000 年に相当) 繰り返したときでその疲労強度は静的圧縮強度の 50~60% であることから問題にならない。

(4) 送気管の管摩擦損失

貯蔵空気が送気管中を流れるとき管の摩擦によって圧力損失が生じる。管の摩擦による損失ヘッド (q) は、内径 D 長さ L の真っ直ぐな円管内を比重量 f の流体が平均流速 v で流れるとき、無次元の係数 λ を用いて次式で表わせる。

$$q = \lambda(L/D)(v^2/2g)(f/f')$$

λ は管摩擦係数とよばれ、フレキシブルホースで 0.09、鋼管で 0.025 である。 f' は水の比重量で 1,000 kg/m³、 f は空気の比重量で次式で表わされる。

$$f = 1.2931 \times 273 / (273 + T) \times p / 760$$

ここで T は空気温度 [°C]、 p は貯蔵空気圧力 [mm Hg] である。

以上の式を用いて管内径が表 1 の値をもつ送

表 3.7 送気管の損失ヘッド ($L=100$ m)
単位: m

		貯蔵圧力 [kg/cm ²]		
		30	40	50
流速 [m/s]	5.0	0.074	0.114	0.159
	7.5	0.203	0.313	0.489
	10.0	0.418	0.643	0.898

気管について、損失ヘッドを貯蔵圧力と流速を変えた場合で計算すると表 3.7 のようになる。

上の結果から送気管の損失ヘッドは 100 m の管長にたいし 0.07~0.9 m 程度であることがわかる。海上式プラントの場合は送気管の長さが 300~500 m でありそれによる損失ヘッドは 0.2~4.5 m である。それに対して陸上プラントの場合は、送気管の長さが 5~6 km になるためその損失ヘッドも 3.5~54 m と損失が大きくなる。

3.2 経済性検討

CAES は、大容量化が比較的容易で揚水発電に替る貯蔵技術としての期待がある。経済性に関する研究は、既に商用プラントあるいは建設計画のある欧米において幾つかの報告がある。しかしそれらの報告は、すべて地中に空洞を掘りそこに圧縮された空気を蓄える方法で、ここに述べている海中における空気貯蔵システムの経済性に関する報告は未だない。ここでは、海中での CAES の発電コストを算定することで、その経済性が既存のガスタービン発電や揚水発電に比べどの程度になるかを概略検討している。

(1) 前提条件

発電コストの計算は、以下に述べる技術的および経済的な前提条件を基に行った。

(技術面)

- 発電出力は 250 MW とし、ピーク時の発電時間は 8 時間とした。
- 空気の貯蔵圧力は 30 kg/cm²、40 kg/cm²、50 kg/cm² (水深はそれぞれ 290 m, 390 m, 490 m に相当) の 3 ケースとする。
- 海底地盤条件は、第三紀層の軟岩あるいは砂質土で、貯気槽の設置のために海底を整地する現場作業は不要とした。

- 陸上方式での送気管長さは 5 km とし、送気管の敷設方法は、海底曳航法を用い、曳航ルート上には自然および人工の障害物はないものとした。
- 発電プラントバージは非自航の 2 ロワータイプセミサブ式バージとする。

(経済面)

- 貯気槽、送気管、プラントバージの建設費は、成熟した技術を対象に見積っている。
- 陸上に発電プラントを設置する場合、貯気槽までの送気管据えつけ費は建設費に含めているが、管路のための浚渫および埋め戻し作業は無いものとし、敷設に必要な陸上の仮設ヤード用地費も無視している。
- 貯気槽は容器だけで浮力とのバランスをとるものとし、重り用にコンクリート廃材を使用しない設計としている。
- 貯気槽と発電プラントバージの曳航費、保険費および据えつけ工事費は場所により大きくバラツクため本研究では考慮していない。
- 価格は 1986 年度ベースとする。

(2) 建設費

比較の基準技術として在来型技術であるガスタービン発電と揚水発電を選んだ。ガスタービン発電所の建設単価は一般に 15~20 万円/kW 程度で、ここでは 250 MW 電気出力で 17 万

円/kW とした。揚水発電の建設単価は、10~30 万円/kW とサイトに依存し値が変動しているが本研究では 15 万円/kW とした。

CAES の建設費は発電プラント、送気管および貯気槽に分けて見積った。CAES の発電プラント費用はガスタービン発電の建設費からその概略値が推定できる。ガスタービン発電の場合、タービン出力の 2/3 以上が圧縮機用の動力などとして使われるため、圧縮機をタービン軸から切り離している CAES に比べて、同じ燃料投入で発電機出力は約 1/3 (=0.265/0.815) となる。CAES の建設費は発電機の容量増や電動機の追加などによってその総額が増えるが、電気出力が 3 倍以上になるため建設単価では発電プラント部に関してはガスタービン発電よりも容量が増えた分だけ経済的になる。

表 3.8 は CAES の建設費を貯気槽、送気管、海上バージおよび発電プラントに分けて、貯蔵空気の圧力が異なる場合で見積った結果である。

上の表で発電プラント費用はガスタービン発電とのタービン軸出力の比 (1/3) からスケール指数を 0.65 としてガスタービン発電の建設費から算定した。表の結果から、CAES の建設単価は揚水発電やガスタービン発電の値にほぼ近く、陸上式と海上式との比較では陸上式の方が 1 割程度安くなっていることがわかる。また

表 3.8 CAES の建設費

空気圧力 [kg/cm ²]	貯気槽 [億円]	送気管		バージ [億円]	発電 プラント [億円]	合計	
		陸上式 [億円]	海上式 [億円]			陸上式 [億円]	海上式 [億円]
30	181 (7.24)	65 (2.60)	5.2 (0.21)	96 (3.84)	208 (8.32)	454 (18.16)	490 (19.61)
40	149 (5.96)	60 (2.40)	4.8 (0.19)	96 (3.84)	208 (8.32)	417 (16.68)	458 (18.32)
50	121 (4.84)	50 (2.00)	4.0 (0.16)	96 (3.84)	208 (8.32)	379 (15.16)	429 (17.16)

() 内は建設単価 [万円/kW]

表から、貯気槽を深いところに設置し貯蔵空気圧を高めると、その分貯気槽が小さくなることから建設費も削減できることがわかる。発電プラントが建設費に占める割合は 40~55% 程度である。

(3) 発電コスト

発電コストは 1986 年の初年度コストで計算した。夜間に圧縮機の駆動に使用する電気は原子力発電所からの電気を使うものとし、貯蔵源資は原子力の燃料サイクルコスト (2.46 円/kWh) とした。ガスタービンの燃料は LNG とし 2.13 円/Mcal (1986 年平均) を燃料費用とした。1 日の運転時間を 8 時間としたときの発電コストの計算結果を表 3.9 に示す。

表 3.9 初年度発電コストの結果

単位：円/kWh

空気圧力 [kg/cm ²]	CAES		揚水	ガスタービン
	陸上式	海上式		
30	18.35	19.31	14.55	22.81
40	17.36	18.45	(11.21~)	(21.02~)
50	16.34	17.68	(24.57)	(25.48)

() 内は建設単価の違いによる発電コストを示す。

表の結果から CAES の発電コストは揚水発電とガスタービン発電の中間にあることがわかる。またその値は空気圧力が増すにつれ小さくなっており、その低減率は 10 気圧増えると 5% 程度である。

図 3.3 は年間の設備利用率に対する発電コストを各貯蔵技術について表わしたもので、CAES の可変費は揚水発電の値にほぼ等しいことがわかる。図には揚水とガスタービンについて在来技術の建設費のバラツキ分布を考慮して年間総費用を計算した結果を示してあるが、それによると CAES の年間総費用は揚水のバラツキ分布の中に入っていることがわかる。

4. おわりに

海中での貯蔵システムには特に難しいと思われる開発課題がないため、揚水発電の代替技術として近い将来にその商用化が可能である。また圧縮空気貯蔵システムはガスタービン技術の性能向上と共にその経済性が大きく高まる技術でもあり、貯蔵技術とハイブリット化した新し

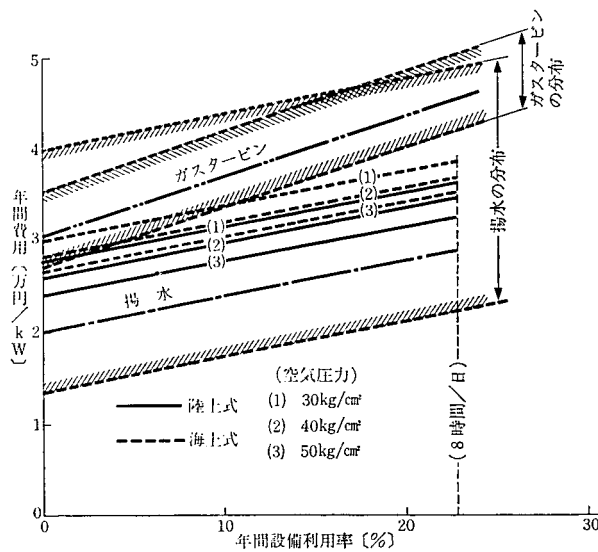


図 3.3 CAES の経済性

い火力発電システムとしての期待も大きい。さらに本システムは、湾奥の海水浄化や海洋牧場での深層海水利用あるいは他の海洋構造物と組み合わせたエネルギー供給システムなど付加価値を高めた役割を担うこともでき、海洋開発に今後大きく貢献できる可能性がある。今後の研究課題としては、具体的な地形を幾つか設定して

それぞれで必要貯蔵容量を決め、送気管や貯気槽の最適設計を行い製作及び据えつけ面で詳細な検討をしていく必要がある。

(うちやま ようじ
経済部 エネルギー研究室)
(よしざき よしお
日本鋼管(株))

電力貯蔵技術による負荷追従に関する経済効果

——ダイナミック・オペレーティング・コストの分析——

キーワード：ダイナミック・オペレーティング・コスト，

電力貯蔵，経済負荷配分，負荷追従

清野 圭子 内山 洋司

〔要旨〕

電力供給を需要の変動に追従させるために要する運転費用の総称をダイナミック・オペレーティング・コスト (Dynamic Operating Costs: DOC) という。本研究では、電力貯蔵技術が需要の変動に俊敏に追従する機能に着目し、現在火力発電に要求されている負荷追従運転を電力貯蔵装置で代替することによって削減される DOC をモデル分析した。需要変動の実績が事後的にゼロに等しい場合にも事前には変動の不確実さに備えるための DOC が必要となる。貯蔵装置を導入した今回のモデル計算では、この DOC が削減されることが示された。また、貯蔵装置を導入することで削減される DOC は、貯蔵装置の充放電レートやその上限が大きいほど値が大きいことも示された。

- はじめに
 - 分析の範囲
 - モデルの内容
 - 需要変動の不確実性について
 - 貯蔵技術導入によるDOB
 - 負荷平準化効果の分離
 - 経済負荷配分
 - 電力貯蔵設備の負荷追従代替能力
 - 前提条件と分析結果
 - 前提条件
 - 一次電源の構成と燃料単価
 - 負荷需要の設定
 - 貯蔵装置の特性と運用パターンの設定
 - 結果
 - おわりに
- 参考文献

1. はじめに

近年、情報機器等の普及や産業プロセスの変化にともなって、電力供給の信頼度向上が一層望まれるようになってきた。もちろんこの場合の電力の信頼度とは、停電の低減のみならず交流電気の周波数や電圧の変動を高い精度で抑制すること等を含んだものである¹⁾。

ところが一方で、以下に挙げるような傾向のために、将来はむしろ信頼度向上対策は技術的に困難さを増して行くことが予想される。

(1) 電力需要パターンは、今後ますます日負荷率 (=日間平均負荷/日間ピーク負荷) を低下させるように変化しつつある²⁾。このため、ピーク時には限られた供給設備を用いて予期せ

1) 周波数変動や電圧変動の影響は、次のようである。周波数が変動すると、需要家側ではモーターの回転むらや電気時計への影響があり、供給側では発電機の共振による危険が生じ、また、各ブロック間の安定した連系に支障をきたす。

電圧が変動すると、各種機器の寿命や絶縁に悪影響があったり、電圧が低い場合には所定の性能を発揮できなくなる。また、瞬間的な電圧低下はパーソナル・コンピュータのメモリーを消滅させることがある。

2) 今後、日負荷率の高い大口産業用需要が減少し、日負荷率の低い民生用需要が伸びるといわれている。

ざる需要変動に供給を追従させるのは困難になる。しかし、むしろ問題なのはオフ・ピーク時である。なぜなら、今後、負荷追従の困難な原子力発電が電源構成に占める割合は増大する傾向にあり³⁾、オフ・ピーク時における負荷需要の変動に供給側が追従することが困難になる可能性があるからである。

(2) しかるに負荷平準化のために現在用いられている揚水発電については、今後、その安価な立地点の確保が困難になることが予想される。

(3) 電力系統には、ある規模までの需要変動を、自然に抑制する機能がある。ところが、インバータ等を使用した新型の需要機器の普及が、系統のこのような機能を一時的、局所的に崩す可能性がでてきた。

これらの問題は、電力供給設備の技術革新や運用法の改善によって克服されることが望まれる。例えば、電気が大規模に貯蔵する事ができず、その供給が需要の急激な変化に追従する事が困難であるという制約を幾分でも緩和することが必要となってくるだろう。

ところで、この様な電力供給に特有な運用上の技術的制約のために要する費用のうち、運転費分をダイナミック・オペレーティング・コスト (Dynamic Operating Costs: 以下 DOC と略記する。) という。上の (1)~(3) の傾向を放置すれば、今後 DOC をいっそう増加させる虞がある。特に、電力の安定供給と低コスト化を目標とする電気事業にとって、電力需要の長期停滞が懸念される中で DOC 対策は年々重要となってくるであろう。このために、さまざまな技術的対策が考えられるが、特に上の (1) (2) の対策を考える際には電力貯蔵技術の導入による DOC の削減効果が大きい期待されて

いる。

本報告は、(1) (2) の対策として、発電所の効率的運用のあり方に着目し、特に電力貯蔵技術 (特に二次電池) を導入することによって得られる DOC の削減分をモデル系統について評価することを目的とする。

2. 分析の範囲

DOC は、供給設備の調整を要する長期の需給バランスに要するコストではなく、一定の設備を日間運用する際に負荷追従に要するコストを指す。電力供給が時々刻々の需要の変動により俊敏に追従する事ができれば、停電を低減できるばかりでなく電力系統の周波数変動を抑制する事ができる。このように供給側が電力供給を不確実な需要変化に追従させるために要する運転費用の総称が DOC であり、“ダイナミック”な運転コストと呼ばれる所以である。また、DOC を何等かの技術的対策によって削減できるとき、その削減分をダイナミック・オペレーティング・ベネフィット (Dynamic Operating Benefits: 以下 DOB と略記する。) と呼ぶ。

さて、ここで、短時間需要変動と、その抑制技術の実態について紹介しておこう。一日内に起こる需要変動は、図 2.1 のように様々な周期の変動が合成されたものである。図 2.2 はその変動周期ごとの負荷変動の大きさの傾向を示している。変動周期が約 20 秒以内のきわめて短周期の変動は、その規模も小さく、電力系統の自律的な変動抑制機能によって自然に抑制される⁴⁾。また、それ以上から数分の周期の変動

3) 昭和 62 年度施設計画によると、71 年度末には発電電力量の 37%、発電設備の 24% を原子力発電が占める予定である。

4) 1 章でも触れたように今後インバータ等を使用した新型の需要機器が普及すれば、ここでいう電力系統の自律的な変動抑制作用を弱める可能性があるともいわれているが、本報告ではその影響は無視する。

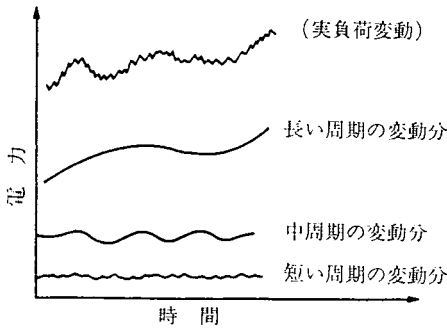


図 2.1 負荷変動の各成分概念図

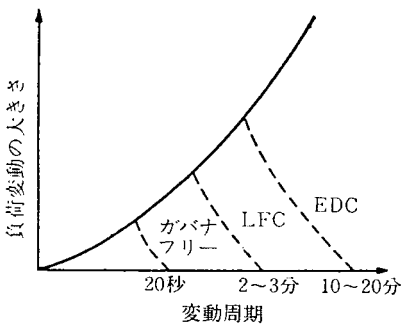


図 2.2 負荷変動の制御分担概略図

(図 2.1, 2.2 と文献 [4] から引用修正)

は、火力発電所や水力発電所のガバナ・フリー運転によって自動的に調整される。ガバナ・フリー運転とは、発電機が周波数変動を検出すると自動的にその変動を抑制する調速機(ガバナ)という装置を用いた運転である。次に、周期がそれ以上から 10 数分の変動になると変動の規模も大きいため、部分負荷運転(定格出力より低い出力での発電運転)中の火力発電機余力や停止待機中の水力を動員することによって調整される(これを LFC: Load Frequency Control という)。そして、10 数分以上の周期の変動については、系統全体の発電設備の協調を考慮した負荷配分によって調整される。この負荷配分は経済性を考慮して行なわれるので、経済負荷配分制御(EDC; Economic Load Dispatching Control)という。

これらの調整機能は、現在、主に火力発電と水力発電が持っている。ここでは、こういった需要変動の調整機能に必要となる運用コストのうち特に火力発電燃料費のみに分析対象を限定する。上で述べた負荷追従を行うために現在火力発電に課せられている運転要求を具体的にまとめると、以下の①～④のようになる。

① ガバナ・フリー運転をすること。

② 予測不可能な需要変動に備えて、常に一定レベルの発電機余力を維持すること。すなわち、部分負荷運転をすること。

③ オフ・ピーク時に負荷需要が発電可能最低出力を下回っても、停止せずにアイドル運転する。(一般に各ユニットは、ある出力以下では運転を維持できず、一旦停止すると起動するまで 4, 5 時間を要する。それゆえオフ・ピーク時間帯が短い場合は、このような運転要求が生まれる。)

④ ③と同様の場合、一旦停止して再び負荷需要が最低出力以上になった後に短時間に起動すること。(例えば、現在採用されている DSS (Daily Start and Stop) 運転が典型的な例。)

このうち①と②のために要する DOC とは、負荷を急変させることによるエネルギー損失分と、部分負荷運転のために定格負荷運転より低い発電効率になることによるエネルギー損失分とに相当する費用である。③のために要する DOC とはアイドル用燃料費であり、④のために要する DOC とは火力発電所を起動、停止するときに要する燃料費である。本報告では、特に①と②のために要する DOC のうちの低い発電効率で運転することによるエネルギー損失分を評価した。

ところで、①や②の運転要求に応えるためには火力発電設備以外にも俊敏な負荷追従機能を

有する設備があればよい。負荷追従機能をランプ・レート（＝最大容量に対する増分出力割合%/分）で表わし、火力発電機と各種電力貯蔵技術とのそれを比較すると、

火力 1～3%，電池 100%，揚水 20～30%，
圧縮空気貯蔵 33% 以上

（データ出典：文献〔3〕）

であり、貯蔵技術の方が火力よりはるかに大きい。そこで、本報告では火力の①や②の運転要求を代替する技術として電力貯蔵技術を選び、代替した場合に得られる火力発電用燃料費の潜在的削減分を DOB として評価した。

3. モデルの内容

現在火力発電が行っている負荷追従を、電力貯蔵設備の充放電によって代替させることによって得られる DOB を以下のようにモデル化した。

3.1 需要変動の不確実性について

実際の各発電設備の運用は、一時間きざみの想定需要に不確実な需要変動を見込んで、最も燃料費が少なくなるように決定される。よって、運用の決定者が需要の変動確率についてどの程度の情報を持っているかによって DOC は異なる。例えば、需要の変動実績が全くなくとも、決定者が事前にその情報を得ることができなければ、“不確実性に備えるためのコスト”として大きな DOC の負担が強られる場合がある。また、変動確率が運用決定者に確実に分かっていたとしても、その確率分布によって DOC の値は異なる。ここでは、以下のように需要変動の不確実性をごく簡単にではあるが考慮に入れて次のようなモデルを構成した。

ある 1 時間帯の需要が、予め想定された需要 $Q(t)$ から $100\delta\%$ の割合で増減することが予

測されるとする。最適な出力配分法は、変動の確率分布の想定に依存するので、本報告では次の極端な 2 つの状況を想定する。

想定 1) 需要の変動実績は無かったが、事前には想定需要の $\pm\delta$ 倍の変動が見込まれていた場合。これは、予め想定された需要からの変動が最も小さいケースである。

想定 2) 需要が $1/2$ の確率で想定需要 $Q(t)$ の $(1+\delta)$ 倍になり、他の $1/2$ の確率で $(1-\delta)$ 倍になることが事前に決定者にわかっている。これは、確率 1 で想定需要から最高割合 $100\delta\%$ で需要が変動するケースであり、すなわち想定需要からの変動が最も激しいケースの一つに相当する。

3.2 貯蔵技術導入による DOB

3.2.1 負荷平準化効果の分離

火力発電は高負荷運転時の方が効率が高いため、オフ・ピーク時の限界エネルギーコスト⁵⁾は、ピーク時のそれに比べて高くなる。貯蔵設備を導入して負荷平準化を行えば、発電設備の稼働率を上げてより低い限界エネルギーコストで運転することが可能になる。このような経済効果を負荷平準化効果と呼ぶが、これは DOB ではないことに注意されたい。なぜなら DOB は、負荷追従コストの削減による利益を指しているからである。よって、DOB を求めるためには、まず、「貯蔵技術を導入するが、負荷平準化のみを行い負荷追従の代替を行わないケース」、次に「貯蔵技術を導入し、負荷平準化に加えて負荷追従の代替を行うケース」について火力発電が要する燃料費を別々に算出し、後者から前者を差し引くことが必要になる。

5) 限界エネルギーコストとは、ある発電量水準において発電量を一単位増加させるのに必要な投入燃料費を指す。

3.2.2 経済負荷配分

系統内の各火力ユニットは、下に凸の二次関数で近似される費用出力特性を持っていると仮定する。また、 $Pi(t)$ を時間帯 t (各時間帯の長さは1時間) における i ユニットの出力 [MW] とし、 $Fi(Pi(t))$ を i ユニットの燃料費出力特性関数 [円/h]/[kW] (= i ユニットにおいて出力 $Pi(t)$ で1時間運転したときに要する燃料費を i ユニットの定格出力で除したものとすると、火力発電に要する燃料費を最小にする経済負荷配分は次の最小化問題の解である。

$$\text{MIN} \sum_{t} \sum_i Fi(Pi(t))$$

まず、需要変動が想定 1) の経済負荷配分における制約式は次のようになる。

<制約条件 1.>

$$\sum_i Pi(t) = \begin{cases} Q(t) + SO(t) & \text{(充電モードのとき)} \\ Q(t) - SO(t) & \text{(放電モードのとき)} \\ Q(t) & \text{(休止モードのとき)} \end{cases}$$

ここで、 i は火力発電のユニット番号を示し、 $Q(t)$ を時間帯 t について予め想定された負荷需要とする。

また、 $SO(t)$ を所与の充放電レート [MW] とする。

<制約条件 2.>

どの火力プラントも各々の最高出力に対して同じ出力割合で負荷追従を受け持つとし、各々の最低出力に対しても同じ出力割合で受け持つとすると、次のようになる。

① 貯蔵装置が負荷平準化のみを行い、負荷追従の代替をしないケース

$$Fi_{\min}/(1-\delta) \leq Pi(t) \leq Pi_{\max}/(1+\delta) \quad \text{for all } i, t$$

② 貯蔵装置が負荷平準化にくわえ、負荷追

従の代替も行うケース

$$Pi_{\min}/(1-d\delta(t)) \leq Pi(t) \leq Pi_{\max}/(1+d\delta(t)) \quad \text{for all } i, t$$

ここで、 Pi_{\min} 、 Pi_{\max} は、各々 i ユニットの出力の上限、下限 [MW] である。

$Q(t) \times d\delta(t)$ は、 $Q(t) \times \delta$ のうち、貯蔵装置で代替しきれない負荷追従すべき負荷で、

$$0 \leq d\delta(t) \leq \delta$$

である。(詳細は 3.2.3 で述べる。)

ここで、 $\delta = 0.10^6$ とする。

次に、需要変動が想定 2) の経済負荷配分については、制約式は次のようになる。

<制約条件 1.>

① 貯蔵装置が負荷平準化のみを行い、負荷追従の代替をしないケース

$$\sum_i Pi(t) = \begin{cases} (1+\delta)Q(t) + SO(t) & \text{(充電モードのとき)} \\ (1+\delta)Q(t) - SO(t) & \text{(放電モードのとき)} \\ (1+\delta)Q(t) & \text{(休止モードのとき)} \end{cases}$$

δ は想定 1) と同様に 1/2 ずつの確率で 0.10 と -0.10 をとるものとする。

② 貯蔵装置が、負荷平準化に加えて負荷追従の代替も行うケース

$$\begin{aligned} \sum_i Pi(t) &= (1+d\delta(t))Q(t) + SO(t) && \text{(充電モードのとき)} \\ &= (1+d\delta(t))Q(t) - SO(t) && \text{(放電モードのとき)} \\ &= (1+d\delta(t))Q(t) && \text{(休止モードのとき)} \end{aligned}$$

6) 昭和 57 年、59 年の夏季の期間最大変動率は全国大で 2~3% である。(中央電力協議会供給計画小委員会「短時間内における需要変動と対応供給力の運用実態に関する調査検討」による。) 個々の需要家の負荷変動が正規分布にしたがうと仮定すれば、変動は需要規模の 1/2 にほぼ反比例する。そこで、後に述べるようなモデルの系統規模と実需要規模の比率から $\delta = 10\% \sim 15\%$ を得た。

ここで、 $d\delta(t)$ は 1/2 づつの確率で後述する正值と -0.10 をとるものとする。

<制約条件 2.>

$$P_{i, \min} \leq P_i(t) \leq P_{i, \max} \quad \text{for all } i, t$$

但し、いずれのケースも簡単のために送配電損失を無視した。

3.2.3 電力貯蔵設備の負荷追従代替能力

火力発電の負荷追従機能を電力貯蔵設備によって代替するとき、その容量は前節で述べたように $d\delta(t)$ で表わすことができる。 $d\delta(t)$ が電力貯蔵装置の運用とともにどの様に変化するかを以下に示す。

想定 1) の場合、時間帯 t において $Q(t) \times \delta$ [MW] の電力を、他の周波数調整用電源が機能するまでに必要な 20 分間調整するだけの負荷追従を貯蔵装置で代替することにする。想定 2) の場合は、需要が確率 1 で想定需要から変動する場合を考えるので、1 時間帯すべてを調整するだけの負荷追従を代替するものとする。

また、 $SO(t)$ 、貯蔵レベル $SL(t)$ は以下の上限、下限制約と運用制約を持つものとする。

$$S_{\min} \leq SO(t) \leq S_{\max},$$

$$SL_{\min} \leq SL(t) \leq SL_{\max}$$

$$SL(t) - SL(t-1) = SO(t) \times \eta \times T'$$

(充電モードのとき)

$$= SO \times T$$

(放電モードのとき)

$$= 0 \quad (\text{休止モードのとき})$$

ここで、

S_{\min}, S_{\max} : 各々出力側に換算した充放電レート $SO(t)$ の上限と下限。

$SL(t)$: 出力側に換算した貯蔵レベルで、貯蔵装置内の貯蔵レベルに放電効率を乗じた値となる。

SL_{\min}, SL_{\max} : 出力側に換算した貯蔵レベル $SL(t)$ の上限下限。

T : 時間帯の長さ。ここでは、
 $T=1$ [時間]

想定 2) の場合、この運用制約のために $SL(t)$ には 2^4 個の状態が考えられるが、本報告では簡単のため、 $SL(t)$ を、需要が想定通りに推移し、変動が全くなかったときの $SL(t)$ で近似することにした。

貯蔵装置の負荷追従代替能力 $SRP(t)$ [MW] は、貯蔵されている電力の充放電分と運転モード切り替え分の和である。ただし、充放電レ-



図 3.1 運用パターン

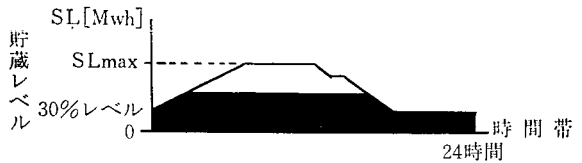


図 3.2 需要が想定需要通りの場合の貯蔵レベル



図 3.3.1 負荷追従代替能力の変化

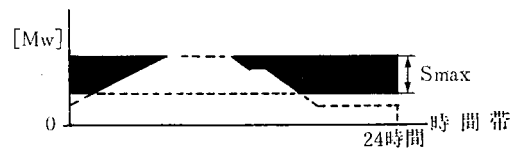


図 3.3.2 負荷追従代替能力の変化 (負荷が、想定より減少する場合) (斜線部分が代替能力)

トの上限 S_{\max} と SO の差の大きさ及び時間帯によっては、 $SRP(t)$ が制約をうける。

貯蔵によって代替しきれない負荷追従能力 $d\delta(t)$ は、以下のようである。

$$\text{想定 1) の場合: } d\delta(t) = (\delta \times Q(t) - SRP(t)) / \sum_i Pi(t)$$

$$\text{想定 2) の場合: } d\delta(t) = (\delta \times Q(t) - SRP(t)) / Q(t)$$

ここで、図 3.1 に運用パターン、図 3.2 にこの運用パターンに相当する貯蔵レベル、図 3.3 に負荷追従能力の変化を示す。

4. 前提条件と分析結果

モデル系統について分析した結果を示す。

4.1 前提条件

4.1.1 一次電源の構成と燃料単価

モデル系統における一次電源は、最大発電容量が 4,400[MW]、運転可能最低出力が 1,490[MW] の規模を想定した。また、各一次電源は、表 4.1 に示すような、出力一効率特性を持つ 6 つの火力ユニット 2 台ずつ計 12 台からなるとした。この関数形は、現在稼働中の代表的な火力ユニットのものである。想定燃料単価も表 4.1 に示す。

4.1.2 負荷需要の設定

昭和 61 年 8 月第 3 水曜日の火力割当分負荷パターンを選んだ。ピーク時の予備率は 10% とし、この負荷需要の負荷率は 70.5% である。

4.1.3 貯蔵装置の特性と運用パターンの設定

貯蔵技術は、二次電池を考えた⁷⁾。また、複数の貯蔵装置間の協調を考慮する煩雑さを除外するため、系統内の全ての貯蔵装置は同じ効率、同じ容量、同じ運用パターンを持つものとした。

負荷平準化効果を最大化する運用を求めるこ

とは本報告の目的ではないので、貯蔵装置の運用パターンには単純なものを設定する。すなわち、オフ・ピーク時間帯 7 時間に一定値 SO [MW] のレートで充電し、同じく SO [MW] のレートでピーク時間帯 5 時間に放電するとした。また、予備貯蔵電力量として運用前に最大電力貯蔵量から最小貯蔵量の差の 30% を確保しておくものとした。

直交変換器などを含めた貯蔵装置全体の往復充放電効率 η は、 $\eta = 5/7 = 0.714$ と仮定した。この η の値は、現在開発中の各種貯蔵装置の効率の見込みに近いものである^[9]。

4.2 結果

充放電レート SO 、充放電レートの上限 S_{\max} の影響を図 4.1、4.2 に示す。図の縦軸は、貯蔵装置が負荷平準化のみを行った場合に要した燃料費に対する DOB の割合である。また、横軸の数字は最大充放電レートが SO の何倍かを示したものである。

SO が系統規模の 10% の場合には、オフ・ピーク時間帯を除いて予備力代替能力 $SRP(t)$ が $(S_{\max} - SO)$ の制約一杯に発揮されていることが分かる。これに対して、 SO が系統規模の 1% の場合には、制約一杯に発揮されていないことによる影響が示されている。

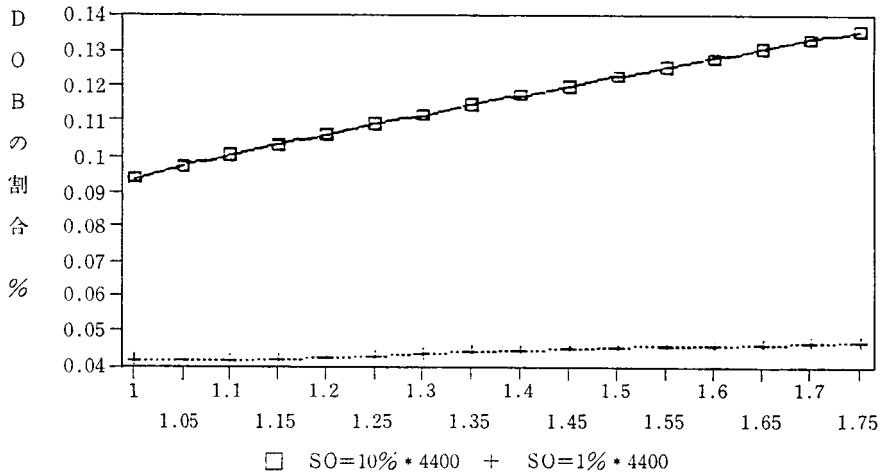
また、想定 1) は実績需要変動がゼロの場合だが、それでもピーク負荷需要が系統容量に近い場合には、不確実性に備えるために要する 0.1% オーダーの燃料費が節約できることが示された。

7) 二次電池は、充放電モードの切り替え速度、負荷追従速度が速いので DOB が期待できる。また、超電導電力貯蔵などと異なり、 S_{\max} が貯蔵レベルに依存しないので評価が簡便である。

表 4.1 一次電源の構成と燃料単価

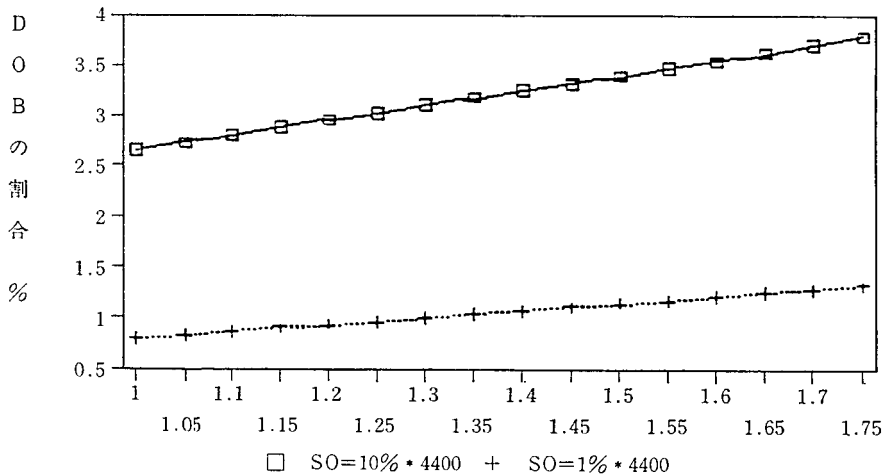
ユニット	定格容量 [MW]	出力-効率特性関数 [Mcal/h]	運転可能最低出力 [MW]	燃料
1	600	$F1(P1)=0.00019P1+1.92P1+143.7$	215	L N G
2	350	$F2(P2)=0.00019P2+2.06P2+ 65.22$	115	L N G
3	150	$F3(P3)=0.00041P3+2.22P3+ 20.85$	42.5	L N G
4	600	$F4(P4)=0.00020P4+1.92P4+143.7$	215	石油系
5	350	$F5(P5)=0.00022P5+2.00P5+ 61.51$	115	石油系
6	150	$F6(P6)=0.00050P6+2.08P6+ 28.09$	42.5	石油系

ただし、 P_i は負荷 [MW]。
 LNG の燃料単価として、4.3[円/Mcal]、重油の燃料単価として、5.5[円/Mcal] (各々、昭和60年度A社における炉前単価の実績値。)を用いた。



最大可能充放電レート [MW]
 (目盛りは定常充放電レートに対する倍数を示す。)

図 4.1 電力貯蔵装置による予備力代替効果 (想定1の場合)



最大可能充放電レート [MW]
 (目盛りは定常充放電レートに対する倍数を示す。)

図 4.2 電力貯蔵装置による予備力代替効果 (想定2の場合)

5. おわりに

今後、需要が低めの伸びで推移するといわれている中で、既存設備を有効に運用するシステムを探ることは重要な課題になろう。そのバックデータの一部となるのが様々な観点からのDOCの分析結果であり、今後の課題として以下のような分析が重要である。

① 運用コストのうち、需要変動の不確実性に備えるコストとしてのDOCの性格をさらに明らかにする。

② 需要の短時間変動についての分析を行い、より実態に近い形の定式化を試みる。

③ 出力調整速度(瞬動性能)の向上とDOBとの関係を明らかにする。

④ 充放電レート、その上限、予備貯蔵電力量の増分に要する固定費と、DOBとのトレードオフ関係を明らかにし、各々の最適な規模を求める。

⑤ 揚水、圧縮空気、超電導などの他の貯蔵技術間で比較を行う。

参考文献

- [1] R. B. Fancher, S. J. Jabbour, J. R. Spelman (Principal Investigator), "Dynamic Operating Benefits of Energy Storage", Electric Power Reserch Institute (EPRI) report AP-4875, October (1986).
- [2] H. W. Zainginger (Principal Investigator), "Benefit of Battery Storage as Spinning Reserve: Quantitive Analysis", EPRI report AP-5327, July (1987).
- [3] S. T. Lee, B. M. Louks, "Dynamic and Inherent Benefits of Energy Storage", Government Institutes, Inc., Proceedings of the 14th Energy Technology Conference April 14-16, 1987, Washington, D. C.
- [4] 野田編「電力系統の制御」, 電気書院(1986).
- [5] 「超電導エネルギー貯蔵システムに関する調査研究〔I〕, 〔II〕」, NEDO, (財)未来工学研究所(1984, 1985).
- [6] 栗原郁夫「電力貯蔵設備の動的価値の検討(その1)」, 電力中央研究所 研究調査資料 No. 185914.
- [7] 日本電力調査委員会(編集兼発行)「電力需要想定および電力供給計画算定方式の解説」(昭和62年11月).
- [8] 新電気事業講座編集委員会「電力系統計画と運用」, 電力新報社(1977).
- [9] 内山洋司, 清野圭子「電力貯蔵技術の経済性比較」, 電力経済研究 No. 24 (1988.1)

(きよの けいこ
うちやま ようじ
経済部 エネルギー研究室)

エネルギー消費技術構造と燃料選択の要因分析

キーワード：エネルギー消費技術，燃料選択，需要の
非対象性，ボイラー

藤 井 美 文

〔要 旨〕

我が国産業部門のエネルギー，電力需要は，第2次石油危機（1979年）以降停滞し，1980年代前半は，経済成長かつエネルギー相対価格低下局面において需要減になるなど価格に対し非対象な変動を示している。

このような需要変動の主要因は，エネルギー消費技術の変化（たとえば省エネルギー設備の導入）に求められるが，業種によっても大きな差異を示しており，今後の需要予測においては産業構造変化とともにエネルギー消費技術構造の変化を織り込むことが必要となってきた。

また燃料代替に関しても，需要の低迷に伴ってエネルギー・キャリア間の競争が激化してきており，将来動向の把握には燃料相対価格のみならず消費技術の特性をも考慮したより詳細なものが要求されてきている。

以上から本稿では，エネルギー消費技術を明示的にエネルギー需要に組み込んだデータベースを作成し（昭和55，58年の2時点），エネルギー消費技術の構造を示すとともに，最も消費量の大きなプロセス蒸気技術（ボイラー）を例にして，燃料選択の要因分析を試みている。この要因項目としては，燃料価格，技術進歩（物理的資本年齢），立地地域の環境規制，および施設規模が用いられている。

- | | |
|---------------------------|------------------|
| 1. はじめに | 3.1 データベースの作成 |
| 2. エネルギー需要の非対象性とエネルギー消費技術 | 3.2 エネルギー消費技術の構造 |
| 3. エネルギー消費技術の構造 | 4. エネルギー選択の要因分析 |
| | 5. まとめと今後の課題 |

1. はじめに

エネルギー経済分析は，生産関数とりわけ1970年代後半のトランスログ型生産関数を用いた一般均衡分析によって大きな前進を遂げ，この間になされてきた多くの実証分析結果は特に生産要素間代替の問題を中心に多くのインプ리케이션を提示してきたといえる。しかし，最も主要な論点であるアグリゲートされたマクロなレベルでのエネルギーと資本の関係が

代替か補完かをめぐって依然議論が続いており，また1980年代に入ってエネルギー価格の低下局面において需要が停滞するなど需要の非対象性に対するモデルの説明力（トレーサビリティ）が問題となっている。

これら要素間代替やエネルギー需要の非対象性の問題では，主として資本の取り扱いが中心となる。中でも技術進歩や技術の可塑性，個別技術の集計などエネルギー消費技術の取り扱いは大きなテーマであり，従来データの制約など

もありエネルギー消費技術に関する報告例は極めて限られたものとなっている。

本研究は、エネルギー経済のマクロ分析におけるエネルギー消費技術の取り扱いを検討することを視座に据え、その中間報告としてわが国製造業を対象としたエネルギー消費技術構造とこれが燃料選択に与える要因を分析することを目的とする。

2. エネルギー需要の非対象性とエネルギー消費技術

まず我が国産業部門のエネルギー諸変量の時系列変動を見てみよう。図 2.1 は総エネルギー需要、エネルギー相対価格（石油製品/GNP デフレータ）、GNP の関係を 1980 年を 100 として描いたものである。図 2.1 に見るように第 2 次石油危機後のエネルギー価格の急激な上昇に

よって減少したエネルギー需要は、80 年代に入り価格の下降局面においてもほとんど回復せず、ようやく 84 年頃からゆるやかな増勢に転じていることがわかる。

次にこのような価格に対する需要の非対象性を簡単なモデルを用いて、産業各部門別に計測してみよう。

ここでは、CES 生産関数から導出されるシンプルな総エネルギー派生需要関数を設定（式 1）し、これに動学的な要素を導入する（式 2）。これにより 2 式の λ ($0 < \lambda < 1$) は生産や価格の変化に対応したエネルギー需要の均衡への調整スピードを表しており、一種の不均衡度を示しているといえる。また長期の均衡を考えた際に導出される（3）式から得られるパラメータ $\sigma\lambda/(1-\lambda)$ は長期の価格弾性値を表している〔1〕〔2〕。

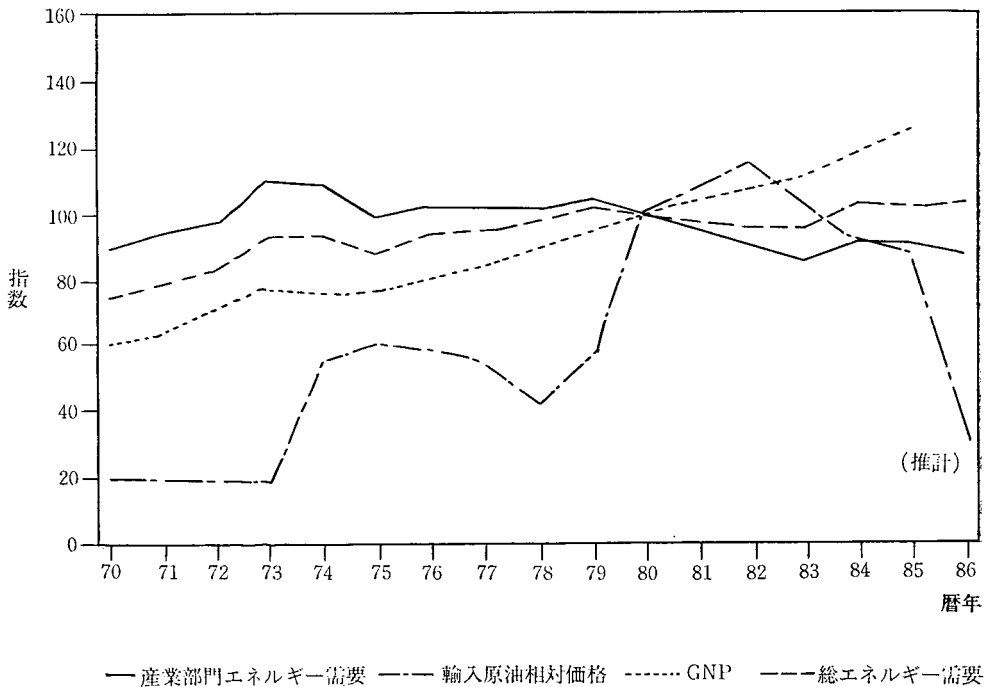


図 2.1 エネルギー諸指標の推移 (1980 年=100)

$$E_t^* = C_0 (P_v/P_e)_t^\sigma V_t^\beta \quad (1)$$

$$E_t/E_{t-1} = (E_t^*/E_{t-1}^*)^\lambda \quad (2)$$

$$\ln E_t = \{ \lambda \ln C_0 + \sigma \lambda \ln (P_v/P_e)_t + \beta \lambda \ln V_t + \lambda \ln E_{t-1} \} / (1-\lambda) \quad (3)$$

- E …実際のエネルギー需要
- E^* …エネルギー需要の均衡値
- V …付加価値
- σ, β …価格, 所得弾性
- P_v, P_e …付加価値, エネルギーの価格
- λ …調整スピード

図 2.2 は 1970~1984 年の製造業（8 部門）を対象にして、上記の調整速度と総エネルギー需要の対価格弾性（長期）の関係を示したものである。

図 2.2 からは、製造業各部門の不均衡な需要変化が、両者の関係において大きく 4 つに区分できる。まず素材産業は全般に長期価格弾性は大きく、調整スピードでは一次金属、窯業土石などの遅いグループと化学、紙パなどの速いグループとに分けられる。これに対して、加工組立産業では全般に長期価格弾性は小さく、調整スピードは機械などのように速いものと、その他のように遅いグループに分けられ、産業部門

間でのエネルギー価格変化への対応過程が相違をなしていることが分かる。

このことは、資本集約的な素材産業では生産・価格の短期の連続的な変化に対し技術構造を変化させることは困難であるものの、長期にわたってエネルギー価格が上昇するものと考えられる際には設備の変更などを通じて極めて大きい需要変化に結び付くことを示しているといえる。事実、1980 年代前半に見られるわが国産業部門のエネルギー需要の非対象性は、第 2 次石油危機（1979 年）前後に素材産業が旺盛な省エネルギー設備の導入をはかったことによってもたらされたといっても過言ではない [3]。

しかしエネルギー技術は単に生産要素やエネルギー・キャリア間の代替を制約する要因としてのみ作用する訳ではない。近年の燃焼装置はセメント焼成炉に代表されるように、燃料価格の変動に応じてバーナチップを石油、石炭双方に利用できる価格に対してより“柔軟かい”技術となってきていることも考えられる。このことは、トランスログコスト関数を用いたエネルギー（電力、石油・ガス、石炭の 3 燃料）間代替の計測結果から、エネルギー間の代替弾性値

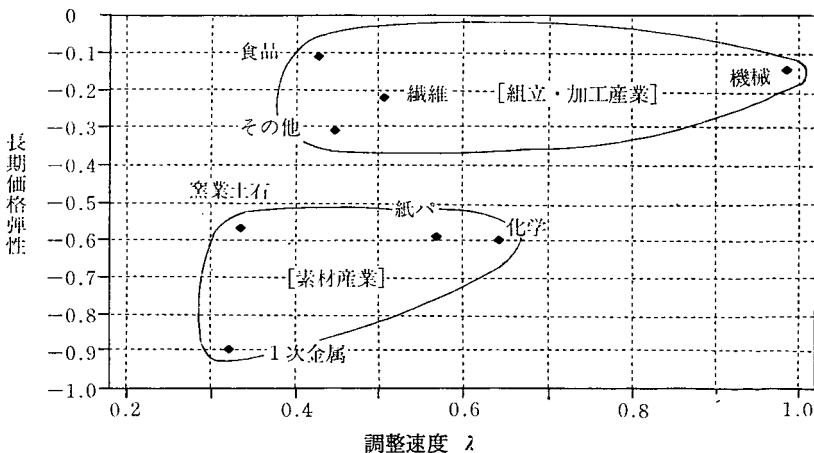


図 2.2 長期価格弾性と調整スピードの関係 (1970~1984)

表 2.1 エネルギー間代替弾力性の変化（製造業）

年	σ_{OO}	σ_{EE}	σ_{CC}	σ_{OE}	σ_{OC}	σ_{EC}
1966	-1.35074	-0.421023	-1.87389	0.335413	0.979266	0.371860
1967	-1.33701	-0.420062	-1.89958	0.353122	0.979162	0.363030
1968	-1.33030	-0.424532	-1.88875	0.352030	0.979401	0.362877
1969	-1.33269	-0.422505	-1.89467	0.352849	0.979291	0.362567
1970	-1.26405	-0.470584	-1.77240	0.335975	0.981697	0.359657
1971	-1.25474	-0.483181	-1.72645	0.325784	0.982304	0.362712
1972	-1.29297	-0.465344	-1.75363	0.327602	0.981506	0.372289
1973	-1.29574	-0.494170	-1.61545	0.290803	0.982896	0.390219
1974	-1.17458	-0.546427	-1.51031	0.267274	0.985275	0.352061
1975	-1.17702	-0.525457	-1.62968	0.306152	0.984194	0.343721
1976	-1.14652	-0.516951	-1.72292	0.334254	0.983681	0.320445
1977	-1.16713	-0.479773	-1.88237	0.371401	0.981804	0.305639
1978	-1.27131	-0.424559	-1.98233	0.379900	0.979132	0.325488
1979	-1.12815	-0.450265	-2.09931	0.418532	0.979743	0.243392
1980	-1.07027	-0.432745	-2.28561	0.457521	0.977740	0.156689
1981	-1.20590	-0.382340	-2.29079	0.444341	0.975335	0.213629

エネルギー需要動向と電力シフトに関する調査（昭和58年度 電力中央研究所）

が石油危機以降は時系列に“より柔らかい”方向にシフトしてきていることから読み取れる（表 2.1 参照）。

一般に需要の非対象性を出現させる要因には、①資本効率、②資本の可塑性、③産業構造変化、④政策・規制（省エネルギー税制や政策金融、環境規制）、⑤技術進歩、⑥期待（エネルギー価格や需要などに対する）、⑦不確実性、などが挙げられ（J. Sweeney. [4] 参照）、上記の結果もこれらの要因に影響を受けたものといえる。

このうち⑥⑦を除いては何れもエネルギー消費技術に関連した項目であり、集計されたレベルでの生産要素間やエネルギー間の代替が“エネルギー消費技術”にどのような経路で影響を受けてきたかを分析するとともに、またこれを従来の理論体系の中にどの様に組み込んでいくのかが重要な課題であるといえる。

3. エネルギー消費技術の構造

3.1 データベースの作成

わが国のエネルギー消費をその消費プロセス（技術）との関連で示した指定統計は極めて限

定されており、わずかに通産省の「石油等消費構造統計表（年報）」（昭和55年以降）、及び「石油等消費動態統計（月報）」（ \cup ）があるだけである。このうち前者は工業統計にリンクしており、製造業に関しては4桁分類の業種毎に25種類別のエネルギー消費が、用途（非電力で4種類、電力で3種類）別に示されている。また、技術では製造業の非電力エネルギー消費の3割を占めるボイラーに関して、規模（蒸発量）と使用温度などが示されている。

本分析では、エネルギー需要と需要技術との対応関係を得るために、この「石油等消費構造統計表（年報）」および各産業別の諸統計を用いて、エネルギー消費技術データベースを作成した。ここでの技術とは、「財、サービスの生産に必要なエネルギー最終形態と2次エネルギー・キャリアとの変換アクティビティー」を意味し（用途別区分に近い）、エンジニアリング機能分類を基に12種類に統合した（経済分析との関連において個別技術の統合を試みる際には、Kopp, Smithの実施したような個別技術（資本）の集計に関するテスト[5][6]が必

表 3.1 製造業部門分類 (84 分類)

No.	部 門	分 類	No.	部 門	分 類
1	鉄 鋼 業	製 鉄	43	非 鉄 金 属	圧 延
2	"	鋼 材	44	"	鋳物製造業
3	"	表面処理鋼材	45	"	電 線
4	"	鍛 鋼	46	"	ケーブル製造
5	"	鋳 鋼	47	"	そ の 他
6	"	鋳鉄鋳物製造	48	非 鉄 金 属 計	
7	"	そ の 他	49	パ ル プ ・ 紙	パ ル プ
8	鉄鋼業(除製鉄) 計		50	"	紙
9	鉄 鋼 業 計		51	"	パ ル プ + 紙
10	窯 業 土 石	セ メ ン ト	52	"	加 工 紙
11	"	ガ ラ ス	53	"	段 ボ ー ル
12	"	か わ ら	54	"	セ ロ フ ァ ン
13	"	陶 磁 器	55	"	織 維 板
14	"	炭 素 黒 鉛	56	パ ル プ ・ 紙 (加 工 紙 ~ 織 維 板)	計
15	"	石 綿	57	パ ル プ ・ 紙	そ の 他
16	"	石 灰 製 造 業	58	パ ル プ ・ 紙 (加 工 紙 ~ そ の 他)	計
17	"	そ の 他	59	パ ル プ ・ 紙 (除 そ の 他)	計
18	窯業土石(除セメント・ガラス) 計		60	パ ル プ ・ 紙 (含 そ の 他)	計
19	窯 業 土 石 計		61	出 版	
20	化 学 工 業	石 油 化 学	62	印 刷	
21	"	無 機	63	製 本 業	
22	"	有 機	64	出版, 印刷, 製本 計	
23	"	化 学 肥 料	65	パ ル プ ・ 紙, 出版 ・ 印刷	計
24	"	化 学 繊 維	66	素 材 産 業 計	
25	"	薬 品	67	食 料 品 製 造 業	
26	"	洗 剤	68	織 維 ・ 衣 服	
27	"	塗 料	69	木 材 ・ 木 製 品	
28	"	化 粧 品	70	ゴ ム ・ 皮 革	
29	"	そ の 他	71	そ の 他 の 製 造 業	
30	化学工業(除石油化学) 計		72	軽 工 業 計	
31	化 学 工 業 計		73	金 属 製 品	
32	石油・石炭製造業	石 油 精 製	74	機 械 工 業	一 般 機 械
33	"	潤 滑 油	75	"	そ の 他 機 械
34	"	グ リ ー ス	76	機 械 工 業	一 般 + そ の 他 機 械
35	"	そ の 他	77	機 械 工 業	電 気 機 械
36	石油・石炭製造業, その他 計		78	"	輸 送 機 械
37	" 石油 計		79	"	精 密 機 械
38	石油・石炭製造業, コークス		80	武 器 製 造	
39	石油・石炭製造業(除石油精製) 計		81	機 械 ・ 武 器 計	
40	石油・石炭製造業 計		82	金 属 ・ 機 械 ・ 武 器 計	
41	非 鉄 金 属	非 鉄 製 錬	83	加 工 組 立 産 業 計	
42	"	精 製	84	製 造 業 計	

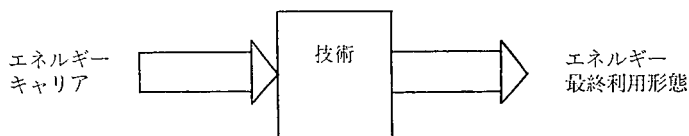


図 3.1 エネルギー消費技術の定義

表 3.2 エネルギー消費技術の分類

エネルギー消費技術分類			
1.	プロセス蒸気	8.	溶解2次
2.	加温	9.	電解(用電力)
3.	乾燥	10.	暖房(用燃料)
4.	焼成	11.	動力等(電力)
5.	乾留	12.	その他
6.	焼却	13.	(原料用)
7.	溶解1次		

表 3.3 エネルギー種類区分

エネルギー区分	エネルギーキャリアの具体例
1. 石炭ガス	BFG, COG, LDG, 電炉ガス
2. 石油ガス	LPG, 都市ガス, LNG, 天然ガス, 石油系炭化水素ガス
3. 軽質油	A, B重油, 灯油, 軽油, 改質生成油, ナフサ, 揮発油, 原油
4. 重質油	B, C重油, その他炭化水素油
5. 石炭(固体)	石炭, 石炭コークス, 石油コークス, 回収黒液
6. 電力	電力

要となるが、ここではテストを行っていない)。なおデータベースの作成に当たっては、エネルギー消費の需要要因(Product Mix の変化)を排除するため、業種をできる限り細分化(小計を含め全体で84部門)した(以上、表3.1、図3.1及び表3.2、3.3を参照)。

3.2 エネルギー消費技術構造

以上のデータベースから得られた昭和55, 58

年度におけるエネルギー消費技術の構造は、次のように示される。

図3.2は、両年における技術-エネルギーキャリアの関係を示したもので、プロセス蒸気(ボイラー)が全体の28%と最も大きなウェートを占め、次いで溶解1次(18%)、加温(17%)、動力・照明(13%)、焼成(11%)などの順となっている。

2時点間の変化では、焼却、溶解2次で消費量が増大している以外は、アルミ産業の衰退に伴って電解用電力が半分近くなったのをはじめいずれの技術においても消費量は減少を示し、1980年代前半の省エネルギーの実態を反映した結果となっている。

燃料別では、焼成炉(セメント)や溶解1次(高炉)で石油から石炭の転換が進んだのを始め、全般に石油系燃料の大幅な減少が見られる(20%減)。なかでも重質油の大幅な減少が顕著であり、シェアは低いもののガス(LNG)燃料への転換(プロセスヒート、加温)も進んだため、全性として燃料の軽質化が進行していることが特徴的である。

産業部門別では、素材産業で大幅な省エネ

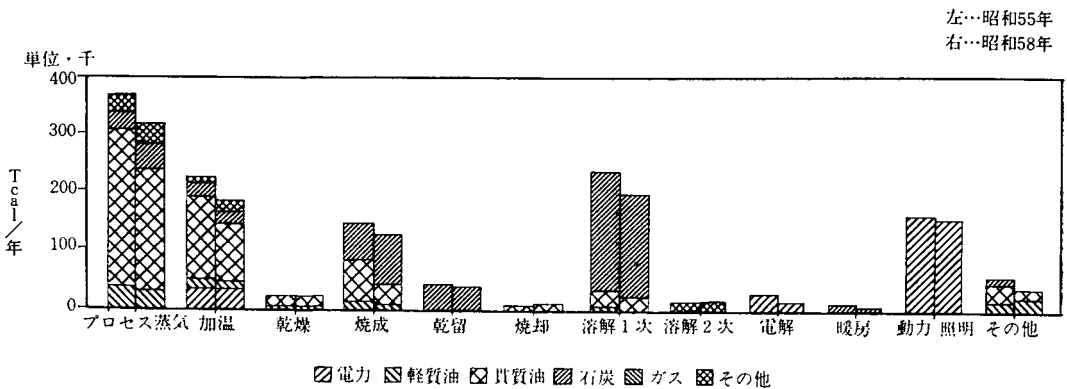


図 3.2 技術別燃料消費の変化 (6燃料種別)

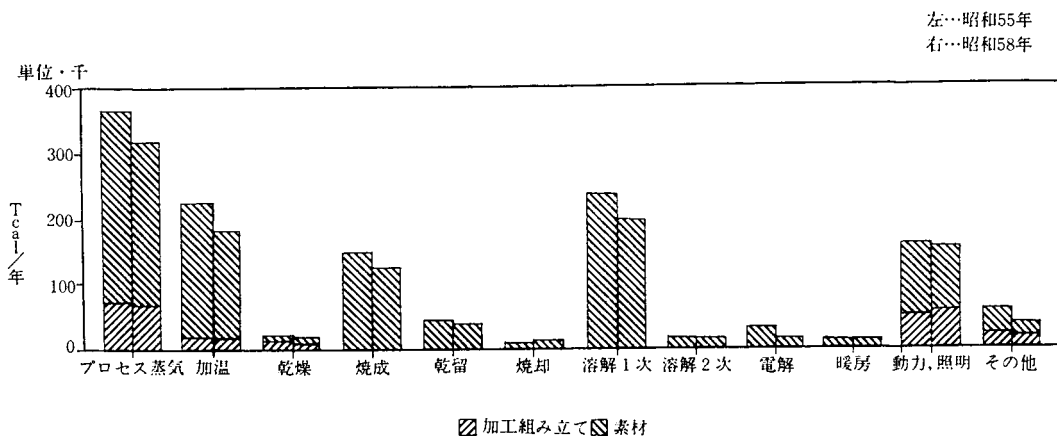


図 3.3 技術別燃料消費の変化 (産業別)

表 3.4 昭和 55~58 年の燃料代替の要因 (変化指数)

燃料代替の要因	変化に対する寄与度					
	石炭ガス	石油ガス	重質油	軽質油	石炭	電力
技術の変化	23	36	48	79	145	23
技術毎の燃料代替	100	100	100	100	100	100

(製造業計の6燃料毎の変化率への要因別寄与度)

ギーが行われたことが伺えるが、製造業全体の中でどの技術に関しても素材産業は依然大きな比重を占めている (図 3.3)。

さて、次に異時点間における燃料代替が技術アクティビティーとどのような関係にあるかを検討してみよう。表 3.4 は、昭和 55~58 年の燃料代替の要因を、技術の転換、技術内の燃料の転換、及び産業部門別の燃料需要の変化に分けてその寄与度を示したものである。この結果からは、異時点間における燃料代替の変化は、主として、技術アクティビティー内の燃料代替によって引き起こされたものであり、技術アクティビティーの変化は極めて小さいことが示される。この様に、燃料代替は技術アクティビティーの変化より、技術毎の特性によって決まる燃料の代替性に大きく依存していることがうかがえる。

4. エネルギー選択の要因 (技術の制約)

以上から、ここではわが国製造業のエネルギー消費技術として最も大きな比重を占めるプロセス蒸気 (ボイラー) を例にして、技術別燃料代替の要因分析を試みる。ここでの課題は、エネルギー代替の結果が、エネルギー相対価格変化以外の、環境規制や技術特性にどの程度影響を受けているかを観察することにある。

モデルは、下に示すような簡単な弾性値モデルであり (シェアモデルにはなっていない)、県別プールデータをサンプルにしたクロスセクション分析となっている。

$$\ln S_i = \alpha_i + \sum_j \beta_{ij} \ln X_{ij} \quad (4)$$

S_i ... i 部門における燃料のシェア (熱量ベース)

表 4.1 ボイラーの燃料（軽質油、重質油）選択の要因
（昭和 55, 58 年におけるクロスセクション）

要因 業種	その他(定数項)		価 格		規 模		技術進歩		環境規制		決定係数 (R-SQ)	
	昭55	昭58	昭55	昭58	昭55	昭58	昭55	昭58	昭55	昭58	昭55	昭58
製 造 業												
石油ガス	10.885	4.462	0.069	0.110	-0.237	-0.245	-1.334	-0.023	-0.943	-0.671	0.219	0.357
軽質油	-12.005	-6.012	0.038	-0.024	-0.459	0.304	3.689	1.794	-0.107	-0.075	0.287	0.249
重質油	6.337	9.743	0.013	0.068	-0.202	-0.276	-0.480	-1.091	0.161	0.024	0.429	0.315
食 品												
石油ガス	-3.932	0.470	-0.132	0.094	0.827	0.320	0.945	0.325	-0.377	-0.487	0.674	0.464
軽質油	7.464	6.556	-0.024	-0.047	0.182	0.476	-0.461	-0.498	-0.609	-0.639	0.269	0.387
重質油	6.284	3.452	-0.010	0.009	-0.184	-0.221	-0.767	0.015	0.487	0.319	0.354	0.410
織 維												
軽質油	-4.407	8.248	0.080	-0.038	-0.005	-0.352	1.900	-0.114	-0.481	-0.885	0.355	0.223
重質油	2.449	3.922	-0.006	0.003	0.219	0.188	-0.166	-0.397	0.379	0.297	0.511	0.381
紙パルプ												
軽質油	-11.435	7.744	0.115	-0.183	0.431	-0.375	2.478	-0.534	0.144	-0.115	0.479	0.229
重質油	8.383	12.001	0.006	-0.031	-0.224	-0.328	-0.611	-0.789	-0.088	-0.532	0.354	0.586
化 学												
石油ガス	7.715	3.047	-0.253	0.085	0.034	0.126	-0.778	-0.305	-0.492	-0.296	0.455	0.152
軽質油	-4.138	-1.663	-0.108	-0.092	-0.766	-0.402	2.271	1.703	0.016	-0.232	0.260	0.232
重質油	6.035	3.111	0.003	0.029	0.186	0.101	-1.091	-0.451	0.510	0.513	0.486	0.544
窯業土石												
軽質油	6.463	6.763	-0.092	-0.115	0.183	0.617	0.070	-0.443	-0.877	-0.724	0.174	0.431
重質油	2.500	1.702	0.011	-0.031	0.022	0.019	0.177	0.280	0.193	0.292	0.120	0.082
一次金属												
石油ガス	-5.257	3.859	-0.030	-0.158	-0.460	-0.096	1.144	-0.770	0.983	0.774	0.233	0.222
軽質油	-1.312	-6.244	0.058	-0.002	-0.834	-0.508	0.546	0.722	0.777	1.513	0.354	0.401
重質油	2.277	18.117	0.200	0.241	-0.469	-0.779	0.089	-2.748	0.225	-0.148	0.259	0.448
機 械												
石油ガス	0.273	6.900	-0.024	-0.084	0.161	0.327	0.504	-0.594	-0.286	-0.667	0.125	0.291
軽質油	6.781	9.012	-0.004	-0.021	0.252	-0.071	-0.269	-0.578	-0.579	-0.433	0.323	0.169
重質油	-8.821	2.147	0.067	0.103	0.366	-0.058	0.742	-0.162	1.416	0.410	0.453	0.273
そ の 他												
石油ガス	1.513	-1.405	-0.145	0.099	0.662	0.662	-0.068	0.250	-0.635	-0.504	0.432	0.441
軽質油	-0.482	1.760	0.032	-0.041	0.733	0.872	0.443	0.071	-0.442	-0.611	0.425	0.567
重質油	3.183	3.789	-0.017	0.005	-0.133	-0.201	0.015	0.051	0.329	0.278	0.176	0.231

$X_{i1} = p_i / \bar{p}$ (エネルギー相対価格)

$X_{i2} = Env_i$ (立地地域の環境規制値=K値)

$X_{i3} = Scale_i$ (施設の平均規模=工場当りの平均熱消費量)

$X_{i4} = Vin_i$ (施設年齢=年)

このクロスセクション分析からは、2時点間でのボイラー用燃料の選択に関し次のような結果が得られる。

① まず各燃料ともに相対価格の影響が極めて低いことが挙げられる。とりわけ重質油では符号条件が合致しない部門が多く見られ、この間の脱重質化が燃料価格では説明されないことを示している。これに対し設備の年齢を指標とする技術進歩は最も大きな影響要因であり、重質油ではマイナス、軽質油ではプラスを示し、老旧罐で軽質油を焚き公害防止設備などを備え

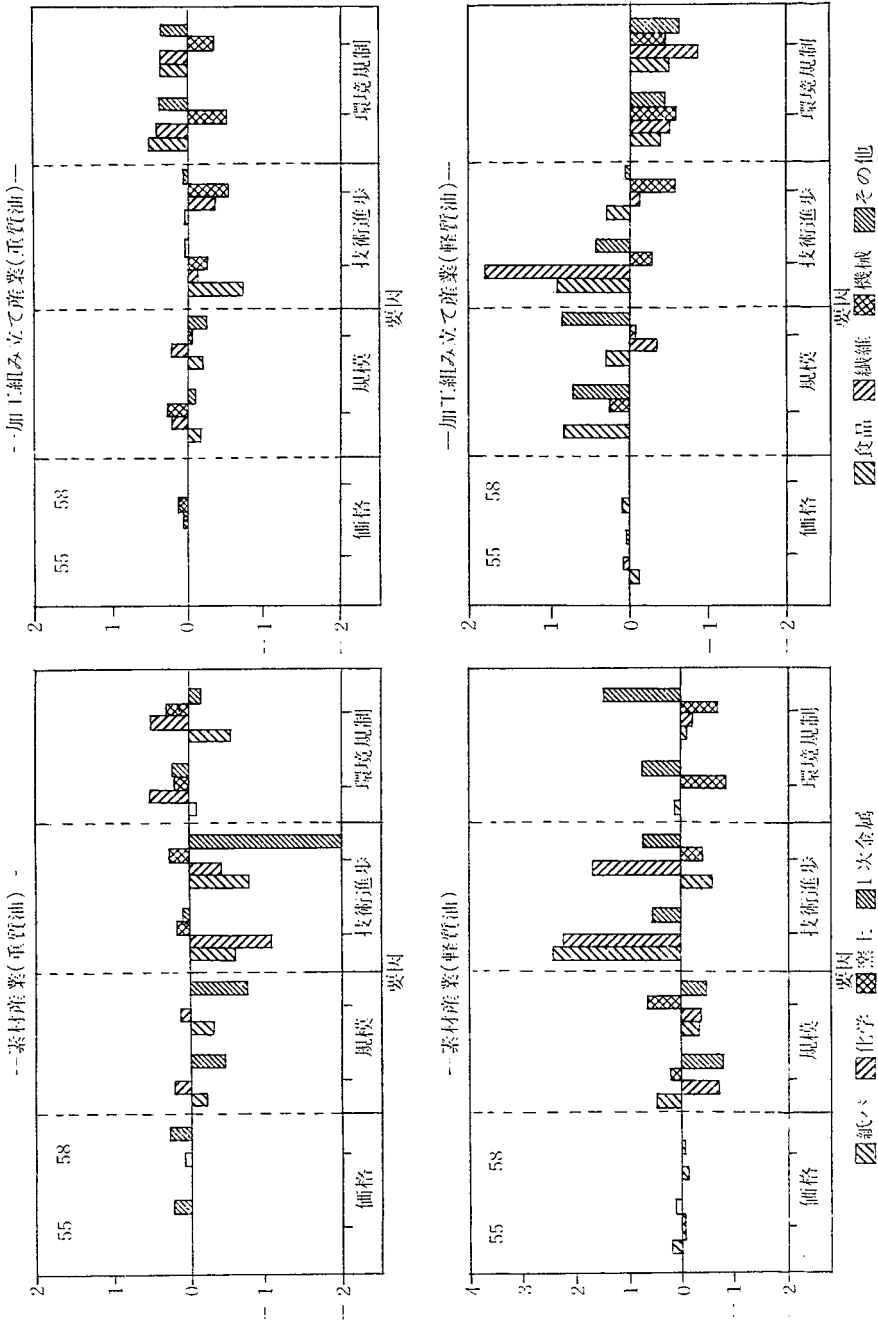


図 4.1 ポイラー燃料 (軽質油, 重質油) 選択の要因

新設罐で価格の安い重質油を焚く傾向が明確に見られる。したがって技術的に見て燃料転換が比較的容易であると考えられるボイラにおいても、燃料間の価格変化に対する短期での調整はむずかしく、設備更新を通じた調整が進められていることがわかる。2.に示した部門別の調整速度—長期価格弾性の関係では化学、紙パルプは比較的速い調整速度を表すことを観察したが、この要因分析においても技術進歩のパラメータが大きな影響を示し、両部門の主要エネルギー消費技術であるボイラーで設備年齢に対応した燃料選択（石炭への転換など）が行われていることが伺える。

② 設備の規模に関しては、加工組立型産業で規模の大きな設備ほど軽質化を促進するという関係が見られる以外は燃料選択に決定的な影響を与えてはいない。また設備の立地地域の環境規制に関しては、K値規制の厳しい地域ほど重質油が消費されている傾向が見られ、①で述べたようにこれらの地域では新設罐に公害防止設備を設置して重質油を焚くことによって規制への対応を行う、と同時にコストへの対応を行っていることが示される。

③ 昭和 55, 58 年の 2 時点間での変化では特に素材産業で重質油のシェア低下への影響が大きく、石炭や自生（再生）ガスへの転換が加速されていることが観察されるが、要因間での影響度では大きい変化は見られない。

5. まとめと今後の課題

以上、エネルギー消費（需要、代替）変動に大きな影響をもたらす要因としての消費技術に着目し、技術アクティビティの固定性と、燃料代替における非価格要因の影響度を確認してきた。

しかし本報告は、まだデータベースを 2 時点間に関して作成した段階に留まっており、技術の固定性をエネルギー経済分析の中にどの様に取り込むかという本研究の目的からすれば、分析の途についたばかりである。

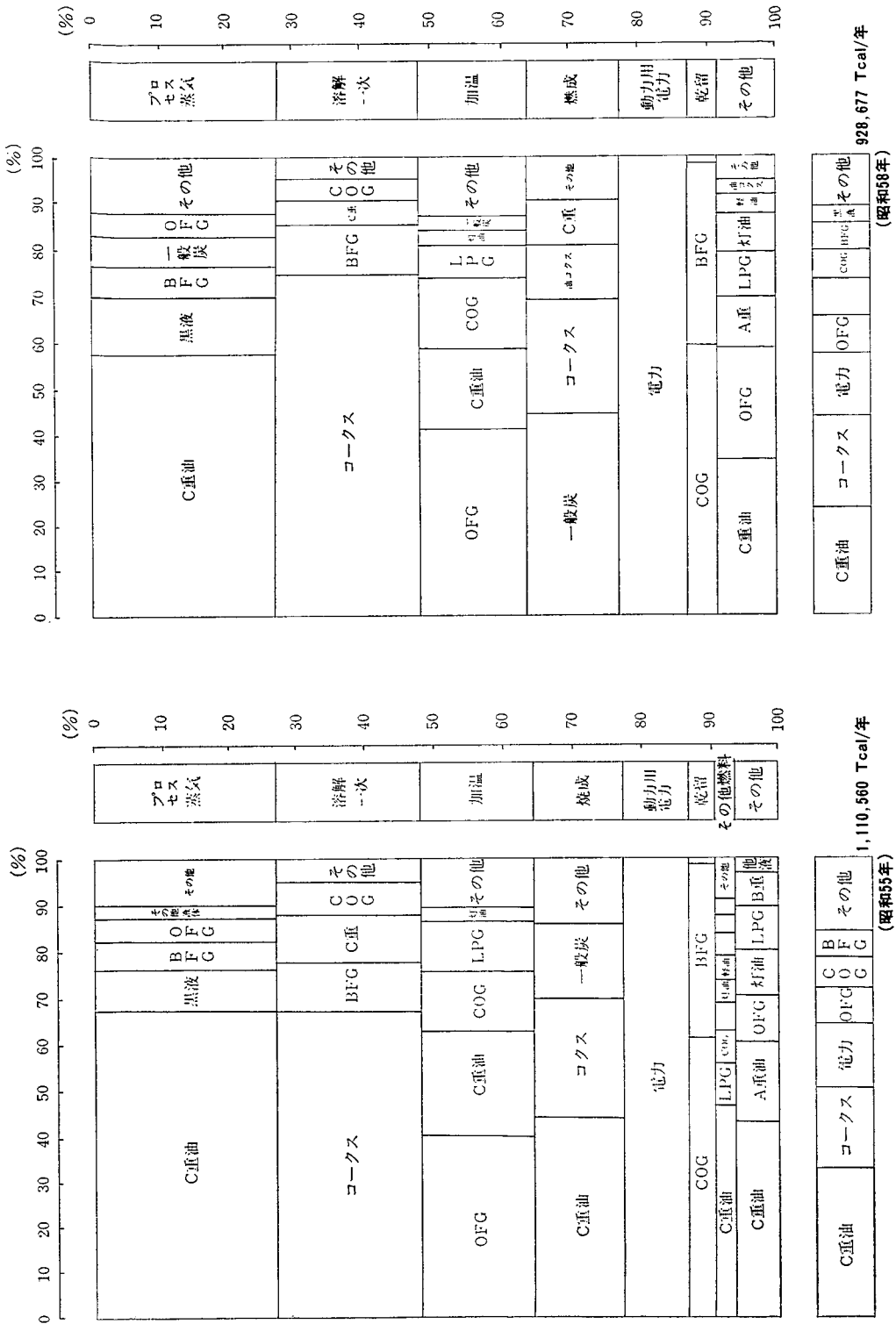
今後、集計されたレベルで上記の技術特性を反映したシェア関数を作成するなど、需要及び代替の問題にエネルギー消費技術を明示的に組み込んだモデルを検討して行きたい。

なお、本研究は所内に研究会を設け、ここでの討議を踏えて作業を進めてきた。研究会メンバーである、慶応大学清水雅彦、専修大学斎藤雄志、計量計画研究所外岡豊の 3 氏には極めて有用なコメントや御指導を頂いた。心より謝意を表したい。

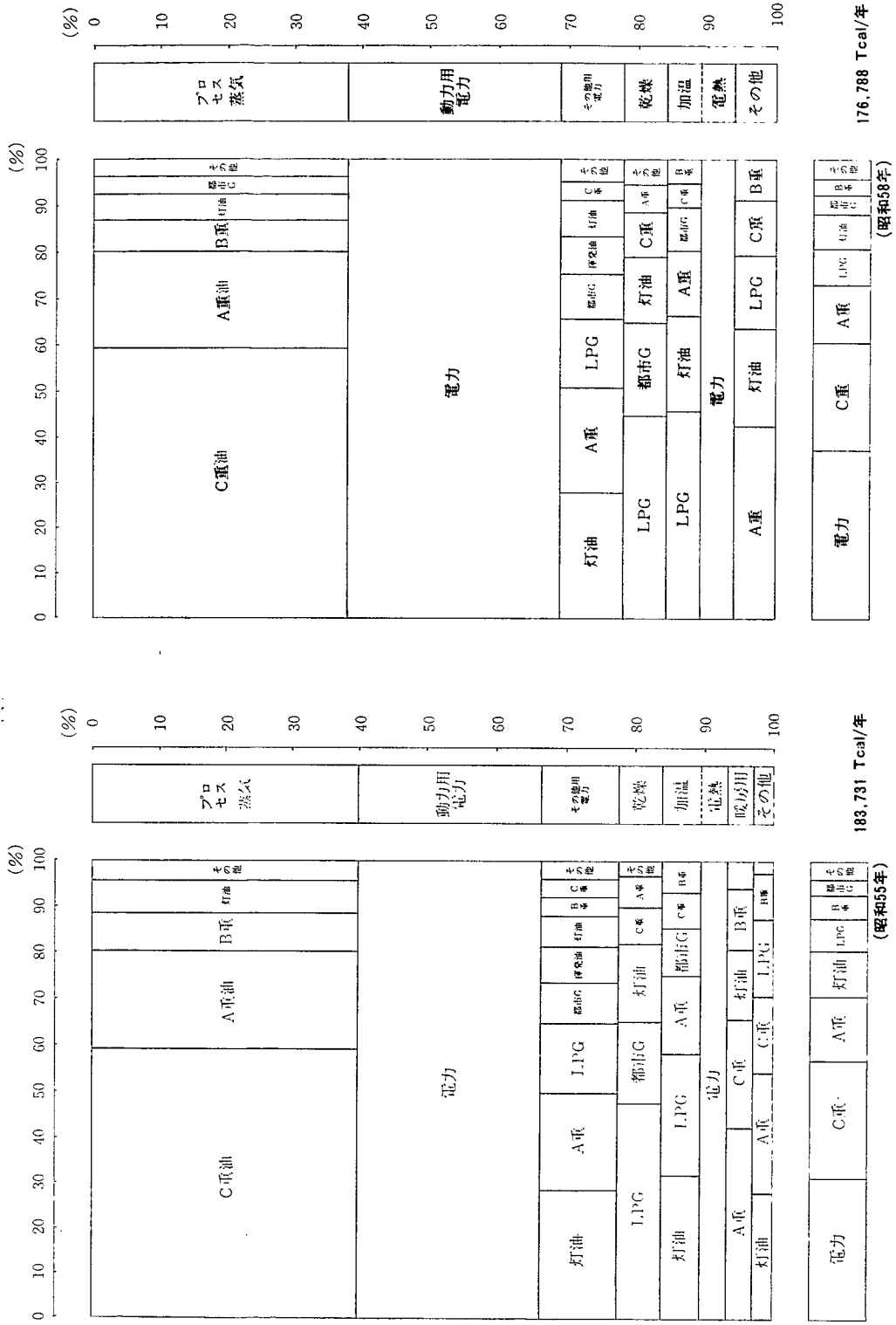
参考文献

- [1] L. D. Taylor, "The demand for electricity: A Survey," Bell Journal, April. 1975.
- [2] 阿波田 "電力需要の短期・長期の弾力性について", 電力経済研究 No. 10 Nov. 1976.
- [3] 内田, 藤井 "Historical Change in Energy Use in Japan" CRIEPI REPORT EY86005 Dec. 1986.
- [4] J. L. Sweeney, "Price Asymmetries in the Demand for Energy", IAEE 8th Annual North American Conference 1986.
- [5] 通産省「石油等消費構造統計表」(昭和 55 年～60 年度)
- [6] R. J. Kopp, V. K. Smith. Modeling and Measuring Natural Resource Substitution, MIT Press. 1981. pp. 145~173.

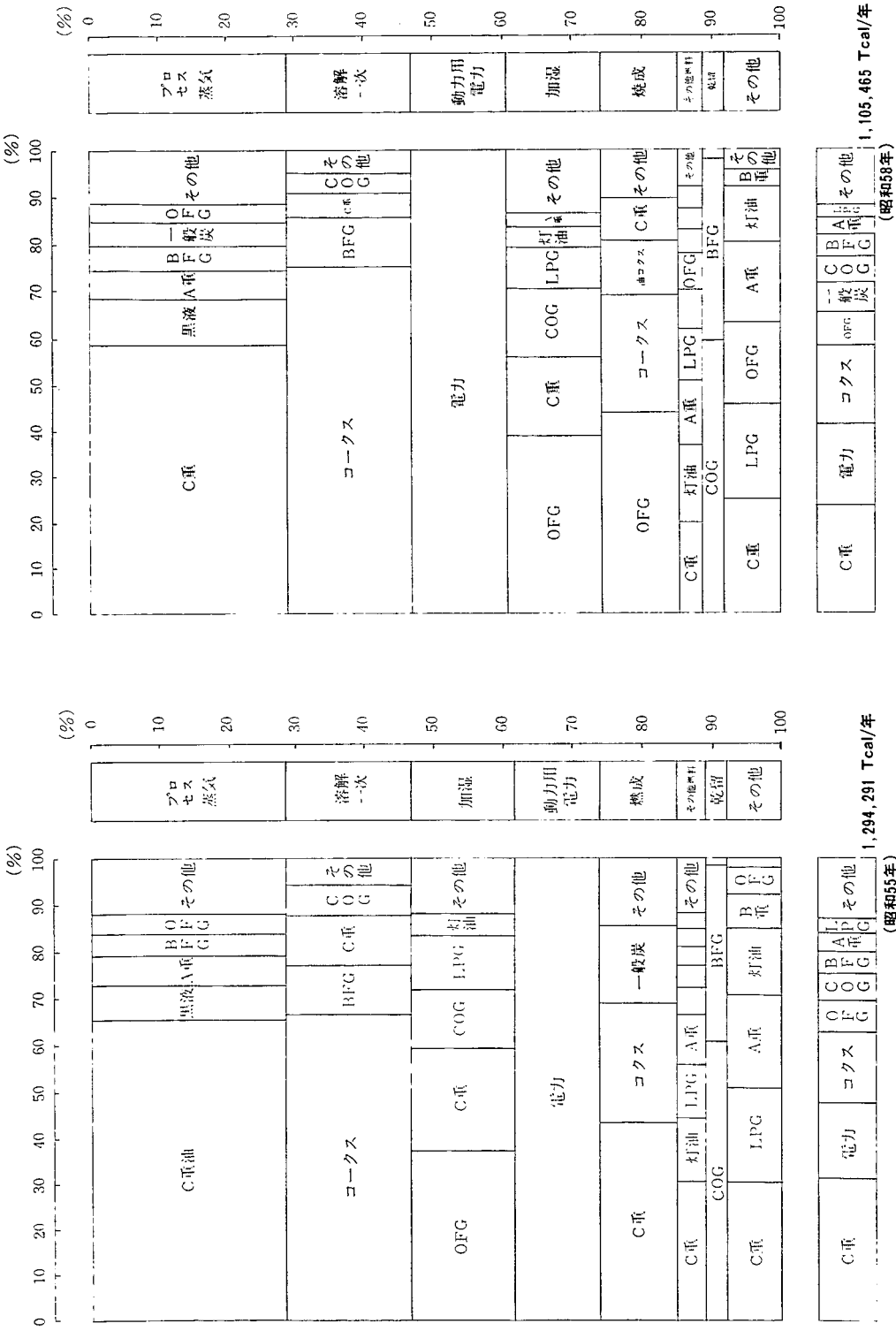
(ふじい よしふみ
経済部 エネルギー研究室)



付図1 エネルギー消費技術と燃料の関係(素材産業)



付図 2 エネルギー消費技術と燃料構成の関係 (加工組立産業)



付図3 エネルギー消費技術と燃料構成の関係(製造業)

経済研究所既刊 論文・資料

電力経済研究

<p>No. 1</p>	<p>電研マクロ・モデル：1958. I～1968. II 電力需要予測モデル 電気事業の企業モデル 大規模広域利水計画 (文献紹介) ラルフ・ターベイ：「電力供給の最適価格形成と最適投資」 (資料紹介) 池島晃：「世界エネルギー需給予測図表および日本エネルギー需給予測図表」</p>	<p>内田・建元 大澤・内田・斎藤(観) 大澤・内田・富田 本間・高橋(和)・瀬尾 川崎和男 星野正三</p>	<p>47. 8.</p>
<p>No. 2</p>	<p>エネルギーと原子力 その1 人間環境システムの一般理論をめざして 数理計画法最近の話題 過疎化過程の分析 (研究ノート) アメリカ国際収支動向(1950～69)に関する研究ノート (文献紹介) セルジュ・クリストフ・コルム：最適公共料金 米国「環境の質に関する委員会」第3回年次報告</p>	<p>高橋 實 天野博正 今野 浩 根本・荒井・直井 斎藤隆義 斎藤雄志 資料室</p>	<p>47. 12.</p>
<p>No. 3</p>	<p>エネルギーと原子力 その2 電研マクロ・モデル 1972 全国四地域計量モデル あいまいな量の計測と処理をめぐって 混合型整数計画法による発電所の最適建設計画の作成 (研究ノート) 電気事業の企業モデルによるシミュレーション 公益事業における価格形成と所得分配の公正 (文献資料紹介) 発電所温排水の都市利用 ベトナム共和国電力事情調査団報告書</p>	<p>高橋 實 矢島 昭 斎藤(観)・熊倉・阿波田 斎藤雄志 小川・大山 富田輝博 富田輝博 根本和泰 川崎・三浦</p>	<p>48. 7.</p>
<p>No. 4</p>	<p>エネルギーと原子力 その3 電力労働者の意識構造一判別分析による 最適経済成長と環境問題 過疎集落住民の「残留」と「移動」の意識構造 (研究ノート) 企業の社会監査と外部報告 公共経済学に関する若干の論文の検討 (文献資料紹介) ロナルド・エル・ミック：新しい電気の卸供給料金</p>	<p>高橋 實 大澤・小田島 西野義彦 根本和泰 廿日出芳郎 荒井泰男 矢島正之</p>	<p>48. 12.</p>

No. 5	<p>特集 電源立地問題</p> <p>電源立地システムの設計方法—モデルビルディングの試み</p> <p>電源立地反対運動とその論理構造—内容分析と一対比較法による分析—</p> <p>(研究ノート) 電源立地のための新しい地点選定の方法</p> <p>広域環境調査についてのリモートセンシングの適用</p> <p>米国電気事業と電源立地問題—アンケート調査に関連して</p> <p>(文献資料紹介) D. H. マークス, G. H. ジルカ: 発電立地のためのスクリーニング・モデル—環境基準と立地点選定モデル</p> <p>S. シュナイダー: [i] 航空機と宇宙衛星からの環境のコントロール</p> <p>A. H. アルドレッド: [ii] 宇宙からの遠隔探査の世界参画</p> <p>W. A. フィッシャー: [iii] 遠隔探査の現状</p>	<p>天 野 博 正</p> <p>三辺・根本・斎藤(雄)</p> <p>根 本 和 泰</p> <p>水 無 瀬 綱 一</p> <p>高 橋 眞 砂 子</p> <p>根 本 和 泰</p>	49. 3.
No. 6	<p>エネルギーと原子力 その4</p> <p>大規模企業の経営理念—日独両国の電気事業経営者の経営理念</p> <p>投資の最適地域配分—関西地域におけるケース・スタディ—</p> <p>Determinants of Wage Inflation—A Disaggregated Model for UK: 1964-1971</p> <p>(研究ノート) 企業合併の評価モデル</p> <p>電源立地のパブリック・アクセプタンス—発電所イメージ調査結果</p> <p>(文献資料紹介) 米国「環境問題諮問委員会」第4回年次報告</p> <p>米国「環境問題諮問委員会」: エネルギーと環境—電力を中心として</p>	<p>水 無 瀬 綱 一</p> <p>高 橋 實</p> <p>斎藤(統)・大森・廿日出</p> <p>大澤・斎藤(観)・阿波田</p> <p>内 田 光 穂</p> <p>廿 日 出 芳 郎</p> <p>根 本 和 泰</p> <p>資 料 室</p> <p>大 島 英 雄</p>	49. 9.
No. 7	<p>特集 エネルギー問題</p> <p>エネルギーと原子力 その5</p> <p>原油資源支配構造の変動と International Majors の新動向</p> <p>発電所熱利用システムの調査</p> <p>(文献資料紹介) N地域大型エネルギー基地計画調査—昭和47年度調査報告—</p> <p>N地域大型エネルギー基地計画調査—昭和48年度調査報告—</p>	<p>高 橋 實</p> <p>山田・廿日出・松井・古閑</p> <p>水無瀬・平 野</p> <p>水 無 瀬 綱 一</p> <p>平 野 睦 弘</p>	50. 3.
No. 8	<p>特集 電気料金問題</p> <p>「電気料金問題特集号」に寄せて</p> <p>電気料金理論の新展開</p> <p>負荷曲線と電気料金</p> <p>新しい電気料金制度をめぐる諸問題</p>	<p>外 山 茂</p> <p>西 野 義 彦</p> <p>大澤悦治・佐久間孝</p> <p>大 澤 悦 治</p>	50. 7.

No. 9	<p>電気料金改定の波及効果 (研究ノート) 従量電灯におけるブロック料金算定モデルとシミュレーション (研究ノート) 電力需要の価格分析 (研究ノート) 電気事業個別原価計算の推移 (会議報告) ユニベデ電気料金会議 (1975年4月) (文献資料紹介) 電力需要の価格分析:サーベイ (文献資料紹介) 最近のフランスの電気料金制度について</p>	<p>富田輝博 森清 堯 斎藤観之助 植木滋之 矢島 昭 斎藤観之助 荒井泰男</p>	50. 9.
No. 10	<p>エネルギーと原子力 その6 2水槽式波力発電とその経済性 企業の価格政策と管理価格インフレーション (研究ノート) 電研マクロ・モデル改訂についての作業メモ (研究ノート) 環境権に関する覚書——環境権論の社会的背景の一側面—— (文献資料紹介) N地域大型エネルギー基地計画調査 (文献資料紹介) 電気事業関連年表 特集 電力需要問題 「電力需要問題特集号」に寄せて 第1章 作業全般についての予備的考察 第2章 中期モデルとシミュレーション分析 第3章 産業モデルによる電力需要の分析 第4章 大口電力需要の産業別分析 第5章 電力需要の短期・長期の弾力性について 第6章 電灯需要の分析 第7章 従量電灯使用量分布に関する二、三の考察 第8章 アンケート調査および使用電力量調査の設計と実施 第9章 電灯需要のアンケート調査と使用量調査 第10章 小口電力アンケート調査:需要変動要因の分析 第11章 大口電力需要アンケート調査</p>	<p>高橋 實 本間尚雄 富田輝博 矢島 昭 三辺夏雄 水無瀬綱一・天野博正 高橋和助 大澤悦治 矢島 昭 内田光穂 熊倉修・浜田宗雄 富田輝博 西野義彦 阿波田禾積 服部常晃 森清 堯 荒井泰男 荒井泰男 植木滋之・横内靖博 阿波田禾積 植木滋之・横内靖博</p>	51. 10.
No. 11	<p>社会的紛争の基本的性質について 家庭用エネルギー需要の所得階層別分析 戦前の国際石油産業の構造と運営 送電線ルート選定モデル 電気料金変化の動学的波及分析 (海外出張報告) 主要先進国における原子力開発の最近の動向とパブリック・アクセプタンス</p>	<p>斎藤雄志 服部常晃 廿日出芳郎 天野博正・水無瀬綱一 西野義彦・富田輝博 根本和泰</p>	52. 3.

No. 12	<p>(文献資料紹介) 電気・ガス料金と低所得者層——英国の「電気・ガス料金作業部会」報告要旨——</p> <p>日本の電気事業における原子力発電の発電原価と火力発電の発電原価の考察</p> <p>新聞記事および雑誌論文における原子力発電の安全性論争の内容分析</p> <p>(研究ノート) 投資の乗数効果</p> <p>(研究抄録) Carter 大統領の「新エネルギー政策」の国際的側面</p> <p>組み合わせ理論における一問題一部分ラテン方格の拡張可能性について—</p>	<p>小倉 静雄</p> <p>高橋 實</p> <p>根本 和泰</p> <p>矢島 昭</p> <p>山田恒彦・廿日出芳郎・白石エリ子</p>	52. 9.
No. 13	<p>原子炉システムにおける核燃料資源利用効率の分析</p> <p>紙・パルプ産業におけるエネルギー消費</p> <p>化学工業と電力——需要価格効果をめぐって——</p> <p>(研究ノート) 電研マクロ・モデルによるシミュレーション分析</p> <p>スペース・ミラー(仮称)による大量エネルギー取得の可能性——リチウム・ロケットの技術について——</p> <p>(海外出張報告) 最近における電気料金制度の動向</p> <p>長期エネルギー需給の展望</p>	<p>山地 憲治</p> <p>熊倉 修</p> <p>浜田 宗雄</p> <p>矢島 正之</p> <p>高橋 實</p> <p>大澤 悦治</p> <p>小川 洋</p> <p>天野 博正</p>	53. 10.
No. 14	<p>(研究抄録) 電源立地計画案作成手法の開発——必要性と妥当性に基づく優先順位決定手法——</p> <p>電力会社の従業員の仕事意識——日独両国の比較——</p> <p>沿岸漁業の構造変化—愛知県南知多町師崎の調査報告—</p> <p>長期限界費用の計測と電気料金問題</p> <p>電力施設のための景観アセスメント手法</p> <p>(研究ノート) ドイツ・オーストリアにおける公企業研究の展開</p> <p>(研究抄録) 琵琶湖疏水ならびに蹴上発電所の技術について</p>	<p>斎藤 統・大森賢二 野原 誠</p> <p>熊倉修・朝倉タツ子 西野義彦・富田輝博 大山達雄</p> <p>若谷 佳史</p> <p>矢島 正之</p> <p>本間 尚雄</p>	54. 11.
No. 15	<p>核燃料サイクルからみた原子力長期戦略の分析</p> <p>西ドイツの原子力発電訴訟</p> <p>日本経済の長期成長モデル</p> <p>環境アセスメントの評価項目の特定方法について</p> <p>評価関数の開発と評価システムの設計</p> <p>評価手法の信頼性に関する研究</p> <p>核燃料サイクルの動特性について</p> <p>石油価格モデル —その1—</p> <p>沖合漁業における漁業労働関係の実態</p> <p>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——</p> <p>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——</p>	<p>山地 憲治</p> <p>斎藤 統</p> <p>阿波田 禾積</p> <p>天野 博正</p> <p>天野博正・若谷佳史</p> <p>若谷 佳史</p> <p>山地 憲治</p> <p>佐和隆光・荒井泰男</p> <p>三 辺 夏 雄</p> <p>熊倉 修</p> <p>斎藤 観之助</p>	55. 5.

No. 16	<p>発電所の景観評価</p> <p>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—</p> <p>発電所立地に伴う地域社会経済の変化</p> <p>電力需要変動の要因分析</p> <p>(文献紹介) 新発電システムの比較研究と評価 (要約)</p> <p>(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—</p>	<p>若谷佳史・山本公夫</p> <p>若谷佳史・山中芳朗</p> <p>荒井泰男・斎藤観之助</p> <p>植木滋之・牧野文夫</p> <p>内山洋司</p> <p>伊藤成康</p>	57. 5.
No. 17	<p>特集 エネルギー問題</p> <p>長期エネルギー需給展望の方法</p> <p>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—</p> <p>国際石油市場のモデル分析</p> <p>原油値下がりへの日本経済に及ぼす影響</p> <p>(海外情勢) 国際石油市場における OPEC</p> <p>(新モデル紹介) 原子力発電コストモデル</p> <p>(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—</p> <p>(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—</p>	<p>斎藤雄志</p> <p>内山洋司・斎藤雄志</p> <p>熊倉修</p> <p>服部常晃・伊藤成康</p> <p>廿日出芳郎</p> <p>矢島正之・牧野文夫</p> <p>西野義彦・植木滋之 牧野文夫</p>	58. 7.
No. 18	<p>所得階層別電灯需要の分析</p> <p>夏季電力需要の気象要因分析</p> <p>発電所立地の社会経済影響予測</p> <p>米国電気事業における公衆参加</p> <p>新発電技術の総合評価 —微粉炭火力と石炭ガス化複合発電の比較評価—</p> <p>軽水炉燃料高燃焼度化の経済性評価</p> <p>電力需要動向と電源構成</p> <p><新モデル紹介></p>	<p>服部常晃・桜井紀久</p> <p>小野賢治・森清堯</p> <p>大河原透・中馬正博</p> <p>高橋真砂子</p> <p>内山洋司</p> <p>山地憲治・松村哲夫</p> <p>斎藤雄志・大庭靖男 七原俊也・伊藤浩吉</p>	60. 1.
No. 19	<p>電研中期多部門計量経済モデルの構想</p> <p>フランスの電気料金 —最近の料金制度改訂を中心として—</p> <p>ロードマネジメントとその費用便益分析</p> <p>主成分分析による財務指標総合化の試み —アメリカ電気事業への適用—</p> <p>発電所の景観設計手法</p> <p>電力需要分析のための新しいデータ解析手法</p> <p>河川景観の評価</p>	<p>井澤裕司</p> <p>熊倉修</p> <p>浅野浩志</p> <p>関口博正</p> <p>山本公夫・若谷佳史</p> <p>小野賢治・大屋隆生</p> <p>若谷佳史・山本公夫 山中芳朗</p>	60. 7.

No. 20	<p>電気事業の設備投資と資金調達</p> <p><新モデル紹介></p> <p>中期電力需要予測モデル</p> <p>情報化と産業構造の変化</p> <p>経済性, セキュリティ, リスクからみた我が国の最適電源構成の検討</p> <p>水資源のエネルギー利用と河川環境管理</p> <p>地域計量経済モデルの開発</p>	<p>富田輝博・牧野文夫</p> <p>阿波田禾積・服部常晃 桜井紀久</p> <p>阿波田 禾 積</p> <p>内山洋司・高橋圭子 斎藤雄志</p> <p>若谷佳史・山本公夫 山中芳朗</p> <p>中 馬 正 博</p>	61. 1.
No. 21	<p><海外事情紹介></p> <p>経営面からみたアメリカ原子力発電不振の原因</p> <p>差益還元のマクロ経済効果の計測 —マクロ・産業連関モデルの適用—</p> <p>季時別料金制度の厚生経済分析：展望</p> <p>負荷研究の方法とロードマネジメント評価への適用事例</p>	<p>廿日出芳郎・関口博正</p> <p>服部常晃・桜井紀久</p> <p>伊 藤 成 康</p> <p>小 野 賢 治</p>	61. 7.
No. 22	<p>原子炉における燃料資源利用効率の考察</p> <p>住宅用太陽光発電の経済評価</p> <p>産業用需要家のプロセスモデルの開発 —鉄鋼業の事例—</p> <p>エネルギーサービスに関する生活者の意識構造の分析</p>	<p>山 地 憲 治</p> <p>西 野 義 彦</p> <p>山地憲治・浅野浩志 佐賀井重雄</p> <p>小 野 賢 治</p>	62. 1.
No. 23	<p>全国9地域計量経済モデルの開発 —モデルの構想と基本構造—</p> <p>我が国製造業の生産調整の影響 —鉄鋼, 自動車, 軽電機械の事例研究—</p> <p>金融自由化と企業財務</p> <p>使用済燃料貯蔵技術の経済性比較</p>	<p>大河原 透</p> <p>服部恒明・桜井紀久</p> <p>大 林 守</p> <p>山地憲治・長野浩司 三枝利有</p>	62. 9.
No. 24	<p>各種石炭ガス化複合発電の経済性 —建設費と発電効率の比較検討—</p> <p>エネルギーサービスに関わる生活者の意識多様化の分析</p> <p>本 号</p>	<p>内 山 洋 司</p> <p>小野賢治・森清 堯</p>	63. 1.

情報処理研究 (昭和57年5月~昭和63年1月)

<p>No. 11</p>	<p>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—</p> <p>(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</p> <p>(調査報告) システム監査に関する調査報告</p>	<p>鈴木道夫・坂内広蔵 寺野隆雄</p> <p>鈴木道夫 坂内広蔵・正木和子 寺野隆雄</p> <p>伊藤祐次郎・若林剛</p>	<p>57. 5.</p>
<p>No. 12</p>	<p>特集 オフィスオートメーション オフィスオートメーションとその問題点 電気事業のオフィスオートメーション</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. はじめに 2. OAの果たす役割 3. わが国のOA事例の現状 4. わが国OA技術の動向 5. 電気事業OAの現状と見通し 6. OA推進上の課題 <p>付 電力各社のOA化機器類導入概況</p> <p>研究報告 技術計算サポートシステム ソフトウェア仕様書体系の調査・評価 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</p>	<p>寺野寿郎</p> <p>若林剛・森清 堯 鈴木道夫・原田 実</p> <p>高橋 誠・松井正一 原田 実 松井正一・高橋 誠 森清 堯</p>	<p>59. 2.</p>
<p>No. 13</p>	<p>研究報告 経営経済データベース・分析システムの開発 知識処理に基づくプラントの予防保全支援システムの開発 大規模技術計算プログラムの品質管理 プログラム自動生成システム ARIES/I の開発</p>	<p>高橋 誠・森清 堯 松井正一・小野賢治 大屋隆生</p> <p>寺野隆雄</p> <p>松井正一・高橋 誠 原田 実・篠原靖志 鈴木道夫</p>	<p>60. 3.</p>
<p>No. 14</p>	<p>高度情報化時代の電気事業経営環境 電気事業高度情報化の展望と課題 高度経営情報システム DEMANDS —意思決定支援システムパイロットモデルの開発— 自動プログラミング・システム SPACE の開発 エキスパート・システムにおける不確実な情報の扱い</p>	<p>阿波田 禾 積</p> <p>若林 剛・小暮 仁</p> <p>森清 堯・鈴木道夫 高橋 誠・松井正一 大屋隆生・篠原靖志</p> <p>原田 実</p> <p>寺野隆雄・篠原靖志 松井正一・中村秀治 磯田八郎・松浦真一</p>	<p>61. 6.</p>

No. 15	超高速計算システムの現状と利用方法	大屋隆生・高橋 誠 松井正一	62. 9.
	研究報告		
	日替情報提供システム NEWS の開発 —高度経営情報システム DEMANDS の高度化—	松井正一・佐賀井重雄 森清 堯	
	計量経済モデルシミュレーションシステムの開発	松 井 正 一	
	OA機器を利用した動画作成システム	高橋 誠・松井正一 大屋隆生	
	知識整理支援システム CONSIST	篠 原 靖 志	
	ソフトウェア開発スケジュール管理システム SWIFT —開発工数・期間予測, スケジュール作成, 進捗管理 システムの開発—	高 橋 光 裕	
	だより		
	アメリカの最新AI事情 —AAAI・87に参加して—	鈴 木 道 夫	

電力中央研究所報告

576001	送電線ルート選定手法の開発 —リモート・センシング技術の応用—	天 野 博 正 水 無 瀬 綱 一 他	51. 11.
576002	電気料金変化の動学的波及分析	西 野 義 彦 富 田 輝 博 他	51. 11.
577001	Carter 大統領の「新エネルギー政策」の国際的側面	山田恒彦・廿日出芳 郎・白石エリ子	52. 6.
577002	組み合わせ理論における一問題 —部分ラテン方格の拡張可能性について—	大 山 達 雄	52. 5.
577003	原子炉システムにおける核燃料資源利用効率の分析	山 地 憲 治	52. 7.
577004	電源立地計画案作成手法の開発 —必要性と妥当性に基づく優先順位決定手法—	天 野 博 正	52. 10.
577005	電力会社の従業員の仕事意識—日独両国の比較—	斎 藤 統	53. 3.
577006	沿岸漁業の構造変化 —愛知県南知多町師崎の調査報告—	熊 倉 タ ッ 子 朝 倉 タ ッ 子	53. 3.
578001	琵琶湖疏水ならびに蹴上発電所の技術について	本 間 尚 雄	53. 9.
578002	核燃料サイクルからみた原子力長期戦略の分析	山 地 憲 治	54. 3.
578003	環境アセスメントの評価項目の特定方法について	天 野 博 正	54. 3.
578004	評価関数の開発と評価システムの設計—環境総合評価 システム開発の試み—	天野博正・若谷佳史	54. 3.
578005	電力施設のための景観アセスメント手法	若 谷 佳 史	54. 3.
578006	評価関数の信頼性に関する研究—環境評価への適用を 目ざして—	若 谷 佳 史	54. 3.
578007	日本経済の長期成長モデル—2部門成長モデル—	阿 波 田 禾 積	54. 6.
579001	電気事業における長期限界費用の計測	西野義彦・富田輝博 大山達雄	54. 7.

579002	西ドイツの原子力発電訴訟	斎藤 統	54. 6.
579003	フランスの原子力発電行政	斎藤 統	55. 3.
579004	Majors の米国における石炭支配の現状と展開	山田恒彦・廿日出芳郎 白石エリ子	55. 3.
579005	電研マクロモデル 1980 の構成	内田光穂・阿波田禾積 服部常晃	55. 3.
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 斎藤観之助	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 斎藤観之助	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	斎藤 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 DNUS	寺野隆雄・坂内広蔵 鈴木道夫	56. 11.
581009	デジジョン・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	斎藤 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	斎藤雄志・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 第三編：OPEC 諸国の原油供給構造分析	斎藤観之助・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 佐久間紘一・高橋誠 田口友康・西浦麻政 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・斎藤雄志	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—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	58. 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・斎藤雄志	58. 7.
582027	原油値下がりの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	欠 番		
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.
583001	国際石油市場のモデル分析 第Ⅳ編：モデルの改良と原油需給構造分析	佐和隆光・久保雄志 斎藤観之助・荒井泰男 熊倉 修・谷口公一郎	58. 10.
調査583002	知識処理技術の動向	寺野隆雄・松井正一 原田 実・大屋隆生 鈴木道夫	59. 2.
583003	夏季電力需要と気象要因	小野賢治・森清 堯	59. 4.
583004	技術計算プログラムの動特性改善手法	松 井 正 一	59. 4.
583005	OAのための業務分析—ある電力所の分析を例に—	鈴木道夫・森清 堯 松村健治・田中庸平 岩井詔二・水野秀昭 中野敏生・村山 始	59. 4.
583006	河川景観の評価	若谷佳史・山本公夫	59. 8.
調査583007	諸外国における原子力発電所の許認可手続き合理化に関 する調査	矢 島 正 之	59. 4.
583008	KEO-電研モデルの構成 —経済・エネルギーの相互依存分析—	尾崎 巖・黒田昌裕 吉岡完治・桜本 光 赤林由雄・大澤悦治 斎藤雄志・阿波田禾積 中村二郎・井澤裕司 伊藤浩吉・木村 繁	59. 4.

調査583009	世界のエネルギー需給バランス—第12回世界エネルギー会議コンサベーション委員会報告—	内山洋司	59. 4.
583010	核燃料サイクルコスト評価のための資金計画モデル	高橋 誠・矢島正之	59. 4.
583011	大規模技術計算プログラムの品質管理	高橋 誠・松井正一 寺野隆雄・森清 堯	59. 4.
583012	経営経済データベース・分析システムの開発	高橋 誠・森清 堯 松井正一・小野賢治 大屋隆生	59. 4.
調査583013	高度情報化社会の進展と電気事業の課題	古川 裕 康	59. 3.
583014	国際石油産業の変貌とその影響	廿日出芳郎・奥村皓一 松井和夫	59. 4.
583015	原子力発電所の予防保全支援システムに対する知識処理技術の適用	寺野隆雄・西山琢也 横尾 健	59. 5.
583016	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IV編 ゲーム・シミュレーション・システムの改良	若谷佳史・山中芳朗	59. 8.
583017	発電所の景観設計手法 —景観対策の効果と海岸イメージ—	若谷佳史・山本公夫	59. 9.
583018	部品合成によるプログラム自動生成へのアプローチ	原 田 実	59. 5.
583019	電源立地の経済社会環境影響評価モデルの開発	信国真載・福地崇生 竹中 治・小口登良 斎藤観之助・山岸忠雄 山口 誠・大河原透 中馬正博・山中芳朗	59. 7.
583020	国際石油市場の構造分析	佐和隆光・久保雄志 熊倉 修	59. 5.
583021	フランスにおける原子力開発体制の形成	熊 倉 修	59. 6.
584001	生産性の計測と国際比較の方法	内田光穂・伊藤成康 関口博正	59. 5.
584002	エネルギー需要構造の変化要因分析—石油危機後の停滞要因の解明—	服 部 常 晃	59. 8.
584003	カラーイメージデータ圧縮法の開発	松 井 正 一	60. 4.
調査584004	ロードマネジメントとその費用便益分析 —米国における実施状況と研究の現状—	山地憲治・浅野浩志	60. 7.
584005	電力需要分析のための新しいデータ解析手法とその適用例	小野賢治・大屋隆生	60. 4.
584006	パターン指向型プログラム開発技法	原 田 実	60. 5.
調査584007	超高速計算システムの現状と利用方法	大屋隆生・高橋 誠 松井正一	60. 4.
584008	機械翻訳システムの評価とその利用方式	寺 野 隆 雄	60. 6.
584009	モジュール型原子炉の経済性	山 地 憲 治	60. 5.
調査584010	ロードマネジメントのための負荷研究 —米国における研究動向の現状—	小 野 賢 治	60. 5.
584011	高度経営情報システム DEMANDS の開発 (I) —設計の基本方針とシステム構成—	鈴木道夫・森清 堯 高橋 誠・松井正一 大屋隆生・篠原靖志	60. 5.

584012	高度経営情報システム DEMANDS の開発 (Ⅱ) —経営 経済情報提供システム—	森清 堯・鈴木道夫 高橋 誠・松井正一 大屋隆生・篠原靖志	60. 5.
584013	夏季における電力負荷と気象	小野賢治・森清 堯	60. 4.
調査585001	フランスの電気料金 —最近の料金制度改訂を中心として—	熊 倉 修	60. 6.
調査585002	韓国電力公社の現状と将来について	西 浦 幸 次	60. 6.
585003	地域経済データの開発 その1 —製造業資本ストック・社会資本ストックの推計	大河原透・松浦良紀 中馬正博	60. 8.
585004	地域計量経済モデルの構築 〔中国地域計量経済モデル (バージョンⅠ) の構成〕	中馬正博・松浦良紀	60. 9.
585005	地域計量経済モデルの構築 〔中国地域計量経済モデル (バージョンⅠ) による予 測シミュレーション〕	松 浦 良 紀	60. 7.
585006	世界エネルギー需給モデル Ⅰ モデルの構成	熊 倉 修	60. 8.
585007	地域経済データの開発 その2 —産業別就業者数の推計	大河原 透・上田 廣	61. 1.
585008	電力施設の環境設計	若谷佳史・山本公夫	61. 1.
調査585009	米国, カナダ, オーストラリアのエネルギー政策 その1 —米国, カナダのエネルギー政策—	廿日出 芳 郎	61. 4.
調査585010	米国, カナダ, オーストラリアのエネルギー政策 その2 —オーストラリアのエネルギー政策およびウランウ 資源開発・輸出政策—	高 橋 眞砂子	61. 4.
585011	自動プログラミング・システム SPACE の開発	原田 実・高橋光裕	61. 4.
585012	生活者の意識構造の分析手法 —多様化する需要化ニーズ把握のために—	小 野 賢 治	61. 4.
585013	ダムゲートの寿命診断におけるエキスパートシステム技 術の適用と考察	寺野隆雄・篠原靖志 松井正一・中村秀治 松浦真一	61. 7.
585014	電力財務モデルの開発と応用	富田輝博・関口博正 牧野文夫	61. 6.
585015	高度経営情報システム (DEMANDS) における映像の 利用	大 屋 隆 生	61.10.
585016	経営情報システムにおけるローカルエリアネットワー クの活用	篠原靖志・高橋 誠	61. 4.
585017	高度経営情報システム (DEMANDS) 用ワークステー ションの開発	松井正一・篠原靖志	61. 4.
585018	ARIES/Ⅰ におけるプログラム生成法 —日本語要求仕様からの自動生成—	篠原靖志・原田 実	61. 4.
調査585020	負荷研究の方法とロードマネジメント評価への適用事例	小 野 賢 治	61. 5.
585021	地元振興に係わる制約とその打開策—地域ニーズの実態 把握方法について—	山 中 芳 朗	61. 6.
585022	業務処理システムの進化過程の分析	坂 内 広 蔵	61.12.
585023	時間関係と因果関係を扱う推論方式の開発	篠原靖志・寺野隆雄	61. 6.
Y 86001	地域振興に係わる制約とその打開策 —地域振興の構成要素と成功の要件—	山中芳朗・井口典夫	62. 9.

Y86003	知識整理支援システム CONSIST の開発	篠原 靖 志	62. 8.
Y86004	全国9地域計量経済モデルの開発 その1 人口ブロックの定式化	松川 勇・大河原 透	62. 6.
Y86005	東北地域計量経済モデルの開発	中 馬 正 博	62. 4.
Y87001	配電設備の景観設計—街路空間の快適性と配電設備のデザイン—	山下 葉・若谷佳史 山本公夫	62. 6.
Y87002	計量経済モデルシミュレーションシステムの開発	松 井 正 一	62. 7.
Y87004	エネルギーサービスに関する生活者の意識・ニーズ	小野賢治・森清 堯	62. 7.
Y87005	配電設備の景観設計—配電線地中化にともなう柱上設置機器のデザイン—	山下 葉・若谷佳史 山本公夫	62. 9.
Z 83002	地域経済の長期展望	超長期エネルギー戦略研究会経済専門部会	59. 5.
Z 83005	電力需要構造と電力シフト	超長期エネルギー戦略研究会エネルギー専門部会	59. 8.

CRIEPI REPORT

E 576001	Dynamic Effects of the Change in Electricity Rates on Price System	Yoshihiko Nishino Teruhiro Tomita	52. 1.
E 577001	Residential Demand Modeling for Electricity	Tsuneaki Hattori	52. 9.
E 578001	An Analysis of the Fuel Utilization Efficiencies in Nuclear Reactor Systems	Kenji Yamaji	53. 9.
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.
E 583001	A Total Approach to a Solution for the Maintenance Problems through System Configuration Management —Maintenance Support Facility MSF—	Kozo Bannai Michio Suzuki Takao Terano	59. 2.
E 584001	KEO-DENKEN Model: An Analysis of Energy-Economy Interactions in Japan	Hiroshi Izawa	59.12.
E 584002	Electric Power Demand and Electrification in Japan	Takeshi Saitoh Nariyasu Itoh	59.12.
E 584003	A Multilateral Comparison of Total Factor Productivity among Japanese Utilities for 1964-1982	Nariyasu Itoh	59.12.
E 584004	Load Leveling Efforts in Japanese Electric Utilities	Kenji Yamaji	59.12.
E 584005	Applications of the Over/Under Model to a Japanese Electric Utility	Kenji Yamaji	59.12.
E 585001	Potential Attractiveness of Modular Reactors	Kenji Yamaji	60.12.
E 586001	A Specification Compiler for Business Application SPACE	Minoru Harada	61. 5.

E 586002	A View of an Advanced Information Society and the Related Issues for the Electric Power Industry	Hiroyasu Hurukawa	61. 6.
E 586003	Quality Assurance Guidelines for Large Scale Scientific Programs	M. Takahashi S. Matsui T. Terano T. Morikiyo	61. 6.
EY 86004	Dynamic Analysis of Time-of-Use Rates for Electricity: Optimal Pricing and Investment under Welfare Maximization	H. Asano, Y. Kaya	61. 8.
EY 86005	Historical Change in Energy Use in Japan	M. Uchida, Y. Fujii	61. 12.
EY 86006	Proceedings of the Second CRIEPI-EPRI Workshop on Energy Analysis, Tokyo, Japan, September 24-26, 1986		62. 1.
EY 86007	Methods of Market Research Data Analysis for Electric Utilities	Kenji Ono	62. 1.
EY 86008	Development of Workstation for DENKEN Management Decision Support System (DEMANDS)	S. Matsui and Y. Sinohara	62. 1.

電力経済研究 No.24

1988年 1 月25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

1400 印刷：藤本総合印刷株式会社

火力発電所のシステム熱効率評価	永田 豊	1
	内山 洋司	
電気事業における限界費用と料金形成	伊藤 成康	13
	中西 泰夫	
季時別料金制下における重電機製造業の電力需要調整の評価	浅野 浩志	25
	佐賀井重雄	
	山地 憲治	
電力貯蔵技術の経済性比較	内山 洋司	37
	清野 圭子	
海中における圧縮空気貯蔵システム	内山 洋司	47
	吉崎 喜郎	
電力貯蔵技術による負荷追従に関する経済効果	清野 圭子	57
——ダイナミック・オペレーティング・コストの分析——	内山 洋司	
エネルギー消費技術構造と燃料選択の要因分析	藤井 美文	67