

Title	汽力発電プラントの最適経済運用モデル：環太平洋地域一般均衡モデルの電力部門サブモデル
Sub Title	
Author	新保, 一成(Shinpo, Kazushige)
Publisher	慶應義塾大学産業研究所
Publication year	2000
Jtitle	KEO discussion paper. G : 『アジア地域における経済および環境の相互依存と環境保全に関する学際的研究』(KEO discussion paper. G : "Inter-disciplinary studies for sustainable development in Asian countries"). No.G-85
JaLC DOI	
Abstract	<p>1 はじめにわれわれは、これまで日本経済の一般均衡型モデルを用いて京都議定書における日本の温暖化ガス削減目標に関する政策メニューの実行性と整合性を検討してきた。これらの分析において残された課題は、モデルにおける体系の変化が炭素税や排出権取引などの新たな政策の導入による要素相対価格の変化によってもたらされる生産要素間代替と技術変化を出発点として起こることから、政策の導入によって選ばれた生産要素間の結合の仕方あるいはエネルギー効率の改善は具体的にどのような技術と結び付いているのかを明確にすることが困難で、それが故にさまざまな政策メニューの実行可能性について突っ込んだ議論がし難いということであった。この点は、いわゆるボトムアップと呼ばれるモデルとの比較において常に批判の対象となる点でもある。一方で、ボトムアップ型モデルは、政府や金融市場、国際貿易などを含めた経済の相互依存性という点からは欠落している部分も多い。WG 5は現在、日本、東南アジア（韓国、中国、台湾、タイ、フィリピン、マレーシア、インドネシア、シンガポール）、アメリカを含む環太平洋地域の一般均衡型モデルの開発を行っている。そこでは、排出権取引やクリーン開発メカニズムなどの国際的な温暖化政策の実行可能性と各国政策間の整合性を検討することを目的としている。これらの政策シミュレーションを行うには、現在各国がどのような技術状態にあるのかを把握し、シミュレーションに際してどのような技術に移転するかを明確にしておくことは政策メニューの検討にますます重要になってくることは、われわれの日本モデルの経験からも明らかである。特にわれわれは、電力、鉄鋼、セメントという典型的なエネルギー多消費型産業について具体的な生産技術と対応したモデルを構築していく。これらの産業は、温暖化政策という点からも重要なばかりではなく、発展途上国においては発展のためのインフラストラクチャーを形成するために欠くことのできない産業である。幸いなことに戦後の周本はこれらの産業について様々な技術を経験してきている。日本の技術進歩の過程において、どのような技術が導入されれば、どの程度のエネルギー効率の改善が達成できるのかをモデルで表現できれば、各国の技術が日本の経験してきた技術のどの時点のものであるのか、そして新たにどのような技術を導入すれば、各国の経済構造を反映してどのようなことが起きるのかを知ることができるはずである。このような目的を達成するために、電力については発電所別のパネルデータ、鉄鋼セメントについては工程別のデータを詳細に分析し、それぞれの工学的な情報をマッチングさせることによって具体的な生産技術との対応をはかることにする。これまでは、われわれは日本の産業を35産業程度に分析した2桁レベルのデータを観察の対象としていた。2桁程度に集計されたデータでは具体的な技術との対応は非常に困難であった。今回、集計度の低いデータを用いることにより、それぞれのデータと工学的なインフォメーションとの結合が可能になり、より自律度の高いモデルの作成を目指している。図1の領域Aは、生産量やエネルギー投入量などの経済変数の中で物理・北学的な条件によって制約される範囲を示す。たとえば、この領域の外にある技術は熱力学の第2法則に反する熱機関を具体化した生産工程などということになる。領域Bは、物理・化学などの妹則に基づいて実際に実現している生産技術または実現はしていなくても将来実現可能な技術によって決まる領域である。領域Cは、利潤極大や費用最小などの経済学的な条件によって制約される範囲を示す。たとえば、等量曲線と相対価格が接し得る領域である。この領域の問題は、たとえ集計度の高いデータを用いたとしても観測期間内においては領域Dの範囲内に収まっている（内挿テストに合格した）としても、経済体系にショックを与えたときに領域Eに属する解を出し得るということである。工学的なインフォメーションを持った人が、そのエネルギー効率はどのような技術に対応しているのかというような質問を発するときには、モデルが求めた解が領域Eに入っている可能性を否定できないのである。このようなモデルを自律度の低いモデルと呼んでいる。したがって、われわれが今回集計度の低い具体的な生産技術と対応させることができるデータを用いて構成するモデルは、モデルが求める解が領域Dの範囲内に必ず収まるようなモデルであり、新たな技術の導入が経済に及ぼす影響を評価可能なモデルである。本論では、環太平洋地域一般均衡モデルの電力部門のサブモデルを構成する汽力発電所間の最適負荷配分モデルについて説明する。同時に開発されている鉄鋼部門のサブモデルについては新保・平形[2]で報告されている。発電とは、外部から供給されたエネルギー資源を電気エネルギーに変換する仕組みである。エネルギー資源の利用面から発電方式を分類すると、水力発電</p>

	<p>、火力発電、原子力発電、地熱発電などに分類される。さらに、火力発電は発電方式によって、汽力発電、ガスタービン発電、内燃力発電、複合発電に分類される。汽力発電とは、燃料をボイラで燃焼し、その熱エネルギーで高温高圧の蒸気を発生し、これを蒸気タービンに送って動力に変換し、さらに発電機によって電気を生成する発電方式のことをいう。これらのうち大容量発電に対応できるのが汽力発電ならびに複合発電であり、火力発電の主流である。一般に電力システムとは、単位時間に発生する負荷（電力需要）に対してこれらの発電方式を組み合わせることによって、負荷に対して安定的に電力を供給するシステムのことである。電力負荷は夜間、昼間といった時間帯や夏、冬といった季節ごとにも大きく変動する。図2は、日本の典型的な日負荷曲線と電源構成である。この図に示すように、一日中一定のベース負荷に対しては、自然流・貯水池方式の水力発電と起動・停止に時間のかかる原子力・火力発電で24時間フルに対応し、中間負荷の時間帯には順次火力を起動させ、ピーク負荷に対しては起動・停止が短時間でできる石油火力、揚水式水力、ガスタービンで対応している。本論で紹介するモデルでは、図2に示されるような負荷パターンが与えられたもとで、経済的に最適な、つまり発電コストを最小にする電源構成を求めることを目的とする。现阶段のモデルは、電力負荷パターンに対して、原子力、水力、内燃力、ガスタービンで発電する分は与えられたものとして、複合発電を含む汽力発電所間の最適負荷配分を決定する。モデルのフレームワークは、電力系統工学で電力系統の経済運用と呼ばれるものに対応している（関根[3]、芹澤[4]参照）。このモデルで経済的に最適な負荷配分を決める要因は、各発電所の熱効率と燃料価格である。熱効率は、各発電所のボイラ、タービン、発電機の工学的特性によって定まる部分と稼働率という経済的な要因によって定まる部分がある。そして各発電所の発電費用は、熱効率と燃料価格の両面から決定される。したがって、ある電力負荷を満たすために、どのような工学的特性を持った発電所を電力系統に並列するかは、極めて経済的な選択の問題に帰着される。以下、発電所熱効率とそれを記述する効率曲線について述べ、続いて汽力発電所の最適負荷配分を決定するモデルについて説明する。最後に、燃料価格の変化や熱効率の低いプラントを高いプラントに更新した場合の最適負荷配分の変化に関する試験的なシミュレーションの結果を報告する。</p>
Notes	表紙上部に"日本学術振興会未来開拓学術研究推進事業複合領域「アジア地域の環境保全」"の表示あり
Genre	Technical Report
URL	<a href="https://koara.lib.keio.ac.jp/xoonips/modules/xoonips/detail.php?koara_id=AA12113622-00000085-0001">https://koara.lib.keio.ac.jp/xoonips/modules/xoonips/detail.php?koara_id=AA12113622-00000085-0001</a>

慶應義塾大学学術情報リポジトリ(KOARA)に掲載されているコンテンツの著作権は、それぞれの著作者、学会または出版社/発行者に帰属し、その権利は著作権法によって保護されています。引用にあたっては、著作権法を遵守してご利用ください。

The copyrights of content available on the KeiO Associated Repository of Academic resources (KOARA) belong to the respective authors, academic societies, or publishers/issuers, and these rights are protected by the Japanese Copyright Act. When quoting the content, please follow the Japanese copyright act.

汽力発電プラントの最適経済運用モデル  
環太平洋地域一般均衡モデルの電力部門サブモデル

新 保 一 成

No.G-85

学振未来 WG5-9

# 汽力発電プラントの最適経済運用モデル

## 環太平洋地域一般均衡モデルの電力部門サブモデル

新保 一成 (慶應義塾大学商学部)

2000年2月

### 1 はじめに

われわれは、これまで日本経済の一般均衡型モデルを用いて京都議定書における日本の温暖化ガス削減目標に関する政策メニューの実行性と整合性を検討してきた。これらの分析において残された課題は、モデルにおける体系の変化が炭素税や排出権取引などの新たな政策の導入による要素相対価格の変化によってもたらされる生産要素間代替と技術変化を出発点として起こることから、政策の導入によって選ばれた生産要素間の結合の仕方あるいはエネルギー効率の改善は具体的にどのような技術と結び付いているのかを明確にすることが困難で、それが故にさまざまな政策メニューの実行可能性について突っ込んだ議論がし難いということであった。この点は、いわゆるボトムアップと呼ばれるモデルとの比較において常に批判の対象となる点でもある。一方で、ボトムアップ型モデルは、政府や金融市場、国際貿易などを含めた経済の相互依存性という点からは欠落している部分も多い。

WG5は現在、日本、東南アジア(韓国、中国、台湾、タイ、フィリピン、マレーシア、インドネシア、シンガポール)、アメリカを含む環太平洋地域の一般均衡型モデルの開発を行っている。そこでは、排出権取引やクリーン開発メカニズムなどの国際的な温暖化政策の実行可能性と各国政策間の整合性を検討することを目的としている。これらの政策シミュレーション

を行うには、現在各国がどのような技術状態にあるのかを把握し、シミュレーションに際してどのような技術に移転するかを明確にしておくことは政策メニューの検討にますます重要になってくることは、われわれの日本モデルの経験からも明らかである。

特にわれわれは、電力、鉄鋼、セメントという典型的なエネルギー多消費型産業について具体的な生産技術と対応したモデルを構築していく。これらの産業は、温暖化政策という点からも重要なばかりではなく、発展途上国においては発展のためのインフラストラクチャーを形成するために欠くことのできない産業である。幸いなことに戦後の日本はこれらの産業について様々な技術を経験してきている。日本の技術進歩の過程において、どのような技術が導入されれば、どの程度のエネルギー効率の改善が達成できるのかをモデルで表現できれば、各国の技術が日本の経験してきた技術のどの時点のものであるのか、そして新たにどのような技術を導入すれば、各国の経済構造を反映してどのようなことが起きるのかを知ることができるはずである。

このような目的を達成するために、電力については発電所別のパネルデータ、鉄鋼、セメントについては工程別のデータを詳細に分析し、それぞれの工学的な情報をマッチングさせることによって具体的な生産技術との対応をはかることにする。これまで、われわれは日本の産業を35産業程度に分類した2桁レベルのデータを観察の対象としていた。2桁程度に集計されたデータでは、具体的な技術との対応は非常に困難であった。今回、集計度の低いデータを用いることにより、それぞれのデータと工学的なインフォメーションとの結合が可能になり、より自律度の高いモデルの作成を目指している。図1の領域Aは、生産量やエネルギー投入量などの経済変数の中で物理・化学的な条件によって制約される範囲を示す。たとえば、この領域の外にある技術は熱力学の第2法則に反する熱機関を具体化した生産工程などということになる。領域Bは、物理・化学などの法則に基づいて実際に実現している生産技術または実現はしていても将来実現可能な技術によって決まる領域である。領域Cは、利潤極大や費

用最小などの経済学的な条件によって制約される範囲を示す。たとえば、等量曲線と相対価格が接し得る領域である。この領域の問題は、たとえ集計度の高いデータを用いたとしても観測期間内においては領域Dの範囲内に収まっている(内挿テストに合格した)としても、経済体系にショックを与えたときに領域Eに属する解を出し得るということである。工学的なインフォメーションを持った人が、そのエネルギー効率はどうのような技術に対応しているのかというような質問を発するときには、モデルが求めた解が領域Eに入っている可能性を否定できないのである。このようなモデルを自律度の低いモデルと呼んでいる。したがって、われわれが今回集計度の低い具体的な生産技術と対応させることができるデータを用いて構成するモデルは、モデルが求める解が領域Dの範囲内に必ず収まるようなモデルであり、新たな技術の導入が経済に及ぼす影響を評価可能なモデルである。

本論では、環太平洋地域一般均衡モデルの電力部門のサブモデルを構成する汽力発電所間の最適負荷配分モデルについて説明する。同時に開発されている鉄鋼部門のサブモデルについては新保・平形 [2] で報告されている。

発電とは、外部から供給されたエネルギー資源を電気エネルギーに変換する仕組みである。エネルギー資源の利用面から発電方式を分類すると、水力発電、火力発電、原子力発電、地熱発電などに分類される。さらに、火力発電は発電方式によって、汽力発電、ガスタービン発電、内燃力発電、複合発電に分類される。汽力発電とは、燃料をボイラで燃焼し、その熱エネルギーで高温高圧の蒸気を発生し、これを蒸気タービンに送って動力に変換し、さらに発電機によって電気を生成する発電方式のことをいう。これらのうち大容量発電に対応できるのが汽力発電ならびに複合発電であり、火力発電の主流である。

一般に電力システムとは、単位時間に発生する負荷(電力需要)に対してこれらの発電方式を組み合わせることによって、負荷に対して安定的に電力を供給するシステムのことである。電力負荷は夜間、昼間といった時間

帯や夏, 冬といった季節ごとにも大きく変動する. 図 2 は, 日本の典型的な日負荷曲線と電源構成である. この図に示すように, 一日中一定のベース負荷に対しては, 自然流・貯水池方式の水力発電と起動・停止に時間のかかる原子力・火力発電で 24 時間フルに対応し, 中間負荷の時間帯には順次火力を起動させ, ピーク負荷に対しては起動・停止が短時間でできる石油火力, 揚水式水力, ガスタービンで対応している.

本論で紹介するモデルでは, 図 2 に示されるような負荷パターンが与えられたもとで, 経済的に最適な, つまり発電コストを最小にする電源構成を求めることを目的にする. 現段階のモデルは, 電力負荷パターンに対して, 原子力, 水力, 内燃力, ガスタービンで発電する分は与えられたものとして, 複合発電を含む汽力発電所間の最適負荷配分を決定する. モデルのフレームワークは, 電力系統工学で電力系統の経済運用と呼ばれるものに対応している (関根 [3], 芹澤 [4] 参照).

このモデルで経済的に最適な負荷配分を決める要因は, 各発電所の熱効率と燃料価格である. 熱効率は, 各発電所のボイラ, タービン, 発電機の工学的特性によって定まる部分と稼働率という経済的な要因によって定まる部分がある. そして各発電所の発電費用は, 熱効率と燃料価格の両面から決定される. したがって, ある電力負荷を満たすために, どのような工学的特性を持った発電所を電力系統に並列するかは, 極めて経済的な選択の問題に帰着される.

以下, 発電所熱効率とそれを記述する効率曲線について述べ, 続いて汽力発電所の最適負荷配分を決定するモデルについて説明する. 最後に, 燃料価格の変化や熱効率の低いプラントを高いプラントに更新した場合の最適負荷配分の変化に関する試験的なシミュレーションの結果を報告する.

## 2 発電所熱効率

汽力発電所の熱効率は, 単位期間内の実際の発電電力量とそのために実際に投入された燃料の量の比として計算される実熱効率と, 各発電所に備

え付けられている発電設備の工学的情報から熱力学によって計算される理論熱効率に分けて考えることができる。

これら2量は、理論熱効率が実熱効率の上限値として考えられるという関係にある。理論熱効率は、「給水ポンプ → ボイラ → タービン → 復水器 → 給水ポンプ」という蒸気のサイクルを一連の等温、等圧、断熱変化によって構成されるランキンサイクルで説明される。ランキンサイクルは理想的な可逆変化であるが、実際の蒸気サイクルには伝熱などの不可逆現象が存在するので、実熱効率が理論熱効率に到達することは実際には不可能である(熱力学の第2法則)。この意味で、理論熱効率は実際に観測される実熱効率の上限を与えると考えられる。

『電力調査統計月報』(通商産業省資源エネルギー庁公共事業部)の月次データを用いて発電所ごとの実熱効率を観察した結果を以下に要約する。図3は、東京電力横須賀発電所の観察結果をグラフで表示したものである。図3の上段は、燃料投入量を熱量換算した量を横軸に測り、縦軸に発電電力量を熱量換算した量を測り(燃料投入量と発電電力量とも単位はGcal)、1月あたりの燃料投入量と発電量を1970年以降についてプロットしたものである。したがって、原点と各プロットを結ぶ直線の傾きは各月の実熱効率を示すことになる。紙面の都合上、東京電力横須賀発電所のみを図を示したが、『電力調査統計月報』で観察される約100の汽力発電所のほとんどについて、実熱効率は一定であるように観察される。

しかし、実熱効率が原点を通る直線上にぴったりと並んでいるわけではないので、これらの散らばりが非系統的因子によるショックによるものなのか、あるいはこれらの散らばりを説明する系統的因子が存在するのかをもう少し吟味してみたい。図3の中段は、計算された実熱効率の時系列を描いたのものである、つまり横軸は時間で縦軸が実熱効率を示している。図中央に引かれた実線は実熱効率の標本平均の位置を示し、実線の上下に引かれた点線は標本平均 ± 標本標準偏差の3倍の位置を示している。これと同じ図を全ての発電所について描いてみると、標本平均 + 標本標準偏差の3倍を上回る実熱効率がほとんど観測されないのに対し、標本平均 - 標

本標準偏差の3倍を下回る実熱効率が頻繁に観察されることがわかる。

電気学会 [5] などによれば、発電ユニットの負荷率が低いところでは実熱効率が低く、出力が定格出力に近づくにしたがって実熱効率が理論熱効率に接近していくことが示されている。そこで、負荷率の代理変数としての歴時間利用率(横軸)と実熱効率の逆数である投入係数の関係をプロットしたのが図3の下段である。ここで、歴時間利用率とは「1月あたりの発電量(KWh) ÷ (1時間あたり定格出力(KW) × 1月あたりの日数 × 24時間(h))」で定義される。1時間あたりの定格出力は『電力需給の概要』と『電源開発の概要』(通商産業省資源エネルギー庁公共から得た。図3(下段)が典型的に示すように、どの発電所を見ても歴時間利用率が高まるほど実熱効率が高くなっていることが観察された。

### 3 効率曲線の推定

以上の観察より、各発電所の実熱効率は、定格出力の範囲内で実際の出力の増加関数であることがわかったので、これを効率曲線として定式化した効率曲線に含まれる定数を推定する。図3(下段)の横軸は0から1の範囲で変動する歴時間利用率を取ったが、これを実際の出力(KWh)を1時間あたり出力(KW)に変換しても同じことである。ただし、1時間あたり出力(KW)は0から定格出力(KW)の範囲で変動する。ここでは、1時間あたり出力を統御しても残る実熱効率の変動は非系統的因子によるショックとみなす。先に述べたように、実熱効率は熱力学的に計算される理論熱効率を上回ることができない。そこで、理論熱効率と実熱効率の差を以下のような効率曲線によって表すことにする。

$$a - a^*(P, T) = \beta + \alpha \frac{1}{x} + \gamma x + \epsilon \quad (1)$$

ここで、 $a$ は実投入係数(実熱効率の逆数)、 $a^*$ は理論投入係数(理論熱効率の逆数)、 $P, T$ はボイラ-タービンの圧力と温度)、 $x$ は1時間あたり出力(KW)を示す。 $\epsilon$ は実熱効率の変動に関する非系統的因子の影響を示し、 $N(0, \sigma^2)$ なる正規分布に従うものとする。 $\alpha, \beta, \gamma$ は、推定されるパラメタ

で、後で示すようにいずれも正の値であることが要請される。

理論熱効率は、『電源開発の概要』および『電力新設備要覧』（日刊電気通信社）から得られるボイラ-タービンの圧力 ( $P$ ) と温度 ( $T$ ) を利用して、日本機械学 [6] の実用国際状態式から計算した。ただし、上記資料では、復水器の背圧および復水温度と再熱サイクル・ユニットの再熱圧力がわからないので、復水器の背圧については背圧を日本標準の  $0.05\text{MPa}$  として飽和曲線方程式を温度について解いて復水温度を求めた。また、再熱圧力については、再熱温度が与えられると再熱器の初圧と理論熱効率の関係は、1つの最大値を持つ曲線となるので理論熱効率が最大となる初圧を数値的に探索して再熱圧力とした。

Chenery[7][8] による工学的生産関数は、方程式に現れる全ての定数がこのような工学変数によって表されるものであるが、ここで推定される効率曲線は観察された統計資料から計量経済学的手法によって推定される定数を含むという意味で、工学的・計量経済学生産関数と呼べるものである。

効率曲線の定数  $\alpha, \beta, \gamma$  の推定は、最小自乗法で行い、各定数の符号制約を満たさない発電所に関しては、 $\sqrt{\alpha}, \sqrt{\beta}, \sqrt{\gamma}$  の自乗に関する非線形最小自乗法か Geweke[9] によるベイジアンのかえに基づく不等号約付推定法によって推定した。

## 4 汽力発電所間の最適負荷配分モデル

各発電所の1時間あたり燃料需要量は、効率曲線(1)から計算される投入係数に発電量  $x_i$  を乗じることによって求めることができる。

$$e_i(x_i | P_i, T_i) = \alpha_i + \{a^*(P_i, T_i) + \beta_i\} x_i + \gamma_i x_i^2 \quad (2)$$

この燃料需要量に燃料価格  $w_i$  を乗じたものが1時間あたり燃料費用関数である。

$$c_i(w_i, x_i | P_i, T_i) = w_i [\alpha_i + \{a^*(P_i, T_i) + \beta_i\} x_i + \gamma_i x_i^2] \quad (3)$$

明らかなように、この費用関数は燃料価格に関する連続1次同次関数で、燃料価格に関する凹関数であるから、通常の経済学的な費用関数の性質を満たしている。

この費用関数のもとで各発電所の限界燃料費用  $\lambda_i$  と平均燃料費用  $\mu_i$  は次のように与えられる。

$$\lambda_i(w_i, x_i | P_i, T_i) = \frac{\partial c_i}{\partial x_i} = w_i \{a^*(P_i, T_i) + \beta_i + 2\gamma_i x_i\} \quad (4)$$

$$\mu_i(w_i, x_i | P_i, T_i) = \frac{c_i}{x_i} = w_i \left\{ a^*(P_i, T_i) + \beta_i + \alpha_i \frac{1}{x_i} + \gamma_i x_i \right\} \quad (5)$$

限界費用  $\lambda_i$  は、出力  $x_i$  の1次関数であり、これをもう一度  $x_i$  で微分すると  $2\gamma_i$  となるから  $\gamma_i > 0$  のときに燃料費用は発電量に関して逓増する。また、平均費用  $\mu_i$  を出力  $x_i$  でもう一度微分すると  $w_i \left( \gamma_i - \alpha_i \frac{1}{x_i^2} \right)$  となるので、出力が  $x_i = \sqrt{\frac{\alpha_i}{\gamma_i}}$  のとき平均費用が最小となり限界費用と一致することになる。

さて、 $n$  基の発電プラントを電力系統に並列させている電力事業者が1時間あたりの負荷を満たすために総燃料費を最小にするように各発電プラントの負荷配分を決定するという分析原理を導入すれば、次のようなモデルとして表現することができる。

$$\min \sum_i^n w_i [\alpha_i + \{a^*(P_i, T_i) + \beta_i\} x_i + \gamma_i x_i^2] \quad (6)$$

$$\text{s.t. } \sum_i^n x_i = Y = X - X_A - X_H - X_O + X_L$$

$$x_{Li} \leq x_i \leq x_i^*, \quad 1 \leq i \leq n$$

$X$  は電力事業者に与えられた1時間あたり総電力需要量、 $X_A, X_H, X_O$  は原子力発電、水力発電、その他の発電(地熱発電、内燃力発電、ガスタービン発電)による1時間あたり電力供給量、 $X_L$  は送電損失を示す。したがって、 $Y$  が汽力発電所によって供給されなければならない総電力量を示すこ

となる。また、 $x_{L_i}$  と  $x_i^*$  は各発電プラントの最低出力と最大出力量 (定格出力あるいは認可出力) である。

この最適化問題のラグランジュ乗数を  $\lambda$  とすると燃料費最小化のための必要条件は、

$$\lambda_i = \lambda \quad 1 \leq i \leq n \quad (7)$$

となり、各発電プラントの限界燃料費を均等にすることが最適な負荷配分となる。

最適化の必要条件を整理することによって、限界燃料費用  $\lambda$  と各発電プラントの発電量は次のように求めることができる。

$$\lambda = \frac{2Y + \sum_j^n \frac{a_j^*(P_j, T_j) + \beta_j}{\gamma_j}}{\sum_j^n \frac{1}{\gamma_j w_j}}$$

$$x_i = \frac{2Y + \sum_j^n \frac{a_j^*(P_j, T_j) + \beta_j}{\gamma_j}}{2w_i \gamma_i \sum_j^n \frac{1}{w_j \gamma_j}} - \frac{a_i^*(P_i, T_i) + \beta_i}{2\gamma_i}$$

$$x_i = x_{L_i}, \quad \text{if } x_i \leq x_{L_i}$$

$$x_i = x_i^*, \quad \text{if } x_i \geq x_i^*$$

これまでみたように、各汽力発電所の限界費用が等しくなるように各発電所の出力を決めることが最適な経済負荷配分ということになる。しかし、これは系統に並列される発電プラントの数があらかじめ決まっている場合である。さきに述べたように、実際の系統運用では常時すべての発電プラントを並列させているわけではなく、負荷の大きさに応じて系統に並列させる発電プラントを決定している。

さて、先に示したように費用最小化原理にしたがえば、平均費用が限界費用に等しいときに最小の平均費用が達成される。また、系統に並列されている発電プラントに関しては限界費用が均等になるように出力を決定するのが費用最小化の条件を満たすことになるから、均等な限界費用に対

して平均費用の低いプラント, すなわち最小平均費用の小さいプラントから系統に並列させていくことが経済的有利である. このモデルでは, 出力が  $x_i = \sqrt{\frac{\alpha_i}{\gamma_i}}$  のときの平均費用が小さいものから順に並列優先順位を決めればよいことになる.

いま, 電気事業者に与えられた1時間あたりの負荷が  $Y$  であるとき, 上記の手順で決定される並列優先順位にしたがって  $k$  個の発電プラントが系統に並列されている状況を考えよう. このときの電気事業者の総費用を  $C(Y, k)$  と表せば,

$$C(Y, k) = \sum_i^k c_i(x_i) \quad (8)$$

$$Y = \sum_i^k x_i \quad (9)$$

と書くことができる. 各発電プラントの出力  $x_i$  は, 限界費用均等条件より,

$$\lambda_k = \frac{\partial c_1(x_1)}{\partial x_1} = \dots = \frac{\partial c_k(x_k)}{\partial x_1} \quad (10)$$

を解くことによって求められる.

並列されているプラントの中で優先順位の最も低い  $k$  番目のプラントを停止して  $k-1$  台で運用することを考えよう. このときの総費用を  $C(Y, k-1)$  で表せば,

$$C(Y, k-1) = \sum_i^{k-1} c_i(x'_i) \quad (11)$$

$$Y = \sum_i^{k-1} x'_i \quad (12)$$

と書くことができる.

ここで,

$$x'_i = x_i + \Delta x_i \quad (13)$$

とすると,

$$C(Y, k-1) = \sum_i^{k-1} c_i(x_i + \Delta x_i) \quad (14)$$

$$\cong \sum_i^{k-1} c_i(x_i) + \sum_i^{k-1} \frac{\partial c_i(x_i)}{\partial x_i} \Delta x_i \quad (15)$$

$$= \sum_i^{k-1} c_i(x_i) + \lambda_k \sum_i^{k-1} \Delta x_i \quad (16)$$

$$= \sum_i^{k-1} c_i(x_i) + \lambda_k x_k \quad (17)$$

となる. これから,  $k$  台目を並列のままにしておくときの総費用と停止させたときの総費用の差を計算すると,

$$C(Y, k) - C(Y, k-1) = c_k(x_k) - \lambda_k x_k \quad (18)$$

となるから,

$$\frac{c_k(x_k)}{x_k} = \mu_k > \lambda_k \quad (19)$$

の場合, すなわち優先順位の最も低い  $k$  台目のプラントの平均費用が  $k$  台を並列させたときの均等限界費用よりも高いときには  $k$  台目のプラントを停止させるのがコスト的に有利となる.

以上より, 並列優先順位が与えられたもとでは,  $\mu_k > \lambda_k$  なら並列優先順位の最も低い  $k$  台目のプラントを停止し, 順次同じ手順を繰り返して,  $\mu_n \leq \lambda_n$  となったときに  $C(Y, n+1) > C(Y, n)$  であれば  $n$  台の並列が最小費用ということになる.

また,  $\mu_k < \lambda_k$  なら未並列のプラントの中で最も優先順位の高いものを順次並列させて,  $\mu_n \geq \lambda_n$  となったときに  $C(Y, n) > C(Y, n-1)$  であれば  $n$  台の並列が最小費用ということになる.

## 5 シミュレーション

ここでは、上記のモデルを用いて試験的に行ったシミュレーションの結果を報告する。ここでの目的は、現状のモデルで『電力調査統計月報』で観察される各発電所の実際の出力をどの程度フォローできるかを確かめることと、このモデルによる政策シミュレーションの可能性を探ることにある。試みたシミュレーションは以下の通りである。

**BASE** 10 電力会社別の 1997 年総需要量と 1997 年の燃料価格を与え、10 電力会社別の発電プラントごとに発電量、燃料需要量を求める。

**SIM1** BASE にたいして石炭価格を 3 倍、石油価格を 2 倍、LNG 価格を不変として、燃料相対価格の変化がモデルの解に与える影響を調べる。

**SIM2** BASE に対して、各発電会社で最も発電効率の低い発電所を、一国全体で発電効率の良い LNG 火力発電所の  $a^*(P, T), \alpha, \beta, \gamma, x^*$  に置き換えることによって、発電所の新設がモデルの解に与える影響を調べる。

**SIM3** SIM1 と SIM2 を同時に行う。

次の表はシミュレーションの要約である。

	燃料シェア・実熱効率			平均実熱効率	平均費用
	石炭 (実熱効率)	石油 (実熱効率)	LNG (実熱効率)		
データ	21.7%	30.2%	48.1	38.4%	-
	(37.2%)	(37.8%)	(39.4%)		
BASE	18.5%	37.1%	44.4%	38.5%	4824 円/kcal
	(38.8%)	(38.1%)	(38.6%)		
SIM1	16.6%	34.6%	48.8%	38.6%	7739 円/kcal
	(38.7%)	(38.1%)	(38.9%)		
SIM2	24.1%	30.6%	45.3%	39.1%	4750 円/kcal
	(40.3%)	(38.8%)	(38.6%)		
SIM3	22.6%	30.5%	46.9%	39.3%	6837 円/kcal
	(41.1%)	(38.9%)	(38.6%)		

BASE の結果をみると、石油火力の割合が実際のデータよりも過大に推定され、その分石炭と LNG 火力の比率が過小推定になっている。これは、

主に石油火力が中間負荷からピーク負荷の対応になっていることを考えると、モデルに与えた負荷パターンに問題があると考えられる。相対価格の変化と新プラントの追加のシミュレーションについては、各燃料間の比率の変化の方向に関しては、直観と同じ方向に変化しているといえるであろう。これらのシミュレーションにおいて石炭火力の実効効率が上昇しているのは、石炭価格の上昇やプラントの置き換えによって効率の悪いプラントの稼働率が低下し、高効率のプラントのみの運用になった結果である。今後は、負荷パターンの与え方や並列優先順位の与え方によってモデルの解がどのように対応するかを確かめながら、モデルの精度を高めていきたいと考えている。

## 参考文献

- [1] 小尾 恵一郎, 『計量経済学入門 - 実証分析の基礎』, 日本評論社, 1972 年.
- [2] 新保 一成, 平形 尚久, 「鉄鋼業のプロセスモデルの開発-環太平洋一般均衡モデルの鉄鋼部門サブモデル」, KEO Discussion Paper 『アジア地域における経済および環境の相互依存と環境保全に関する学際的研究』, 2000 年.
- [3] 関根 泰次, 『電力系統工学』, 電気書院, 1985 年.
- [4] 芹澤 康夫, 『電力システム工学』, 丸善, 1996 年.
- [5] 電気学会, 『火力発電』, 電気学会, 1985 年.
- [6] 日本機械学会, 『1980 SI 蒸気表』, 日本機械学会, 1997 年.
- [7] Chenery, Hollis B., “Engineering Production Functions,” *Quarterly Journal of Economics*, Vol. LXIII, No. 4, November 1949, pp. 507–31.
- [8] Chenery, Hollis B., “Process and Production Functions from Engineering Data,” in Wassily Leontief ed. *Studies in the Structure of the American Economy*, 1953, New York: International Arts and Science Press.
- [9] Geweke, J., “Exact Inference in the Inequality Constrained Normal Linear Regression Model,” *Journal of Applied Econometrics*, Vol. 1, 1986, pp. 127–141.

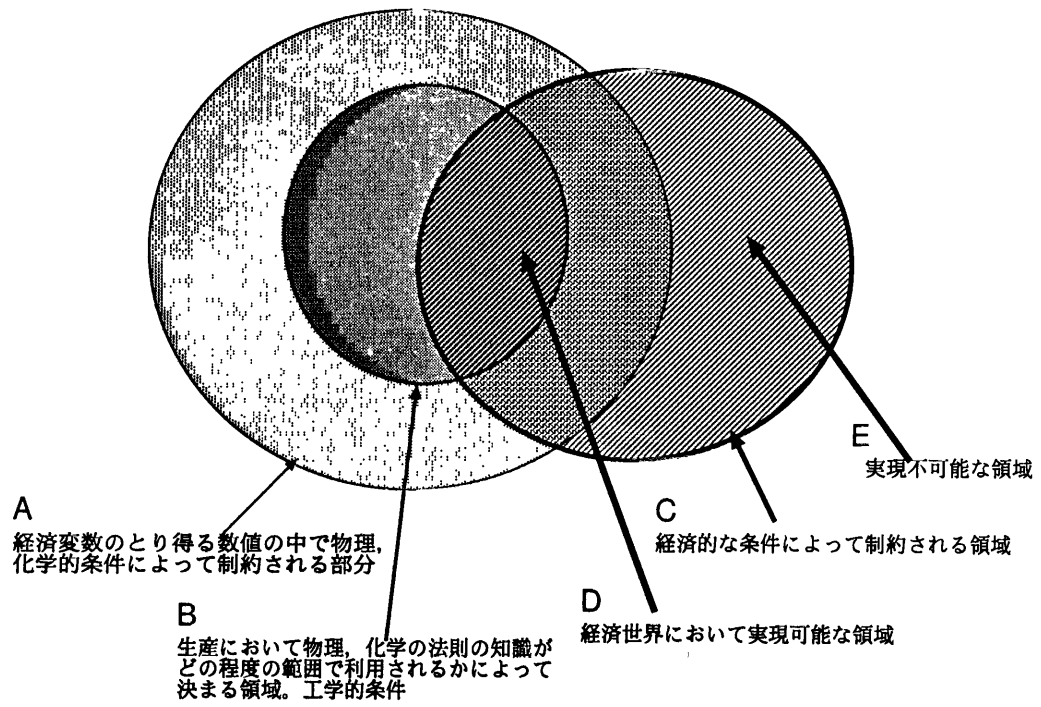


図 1: モデルの自律度

小尾 [1](p.258) より作成

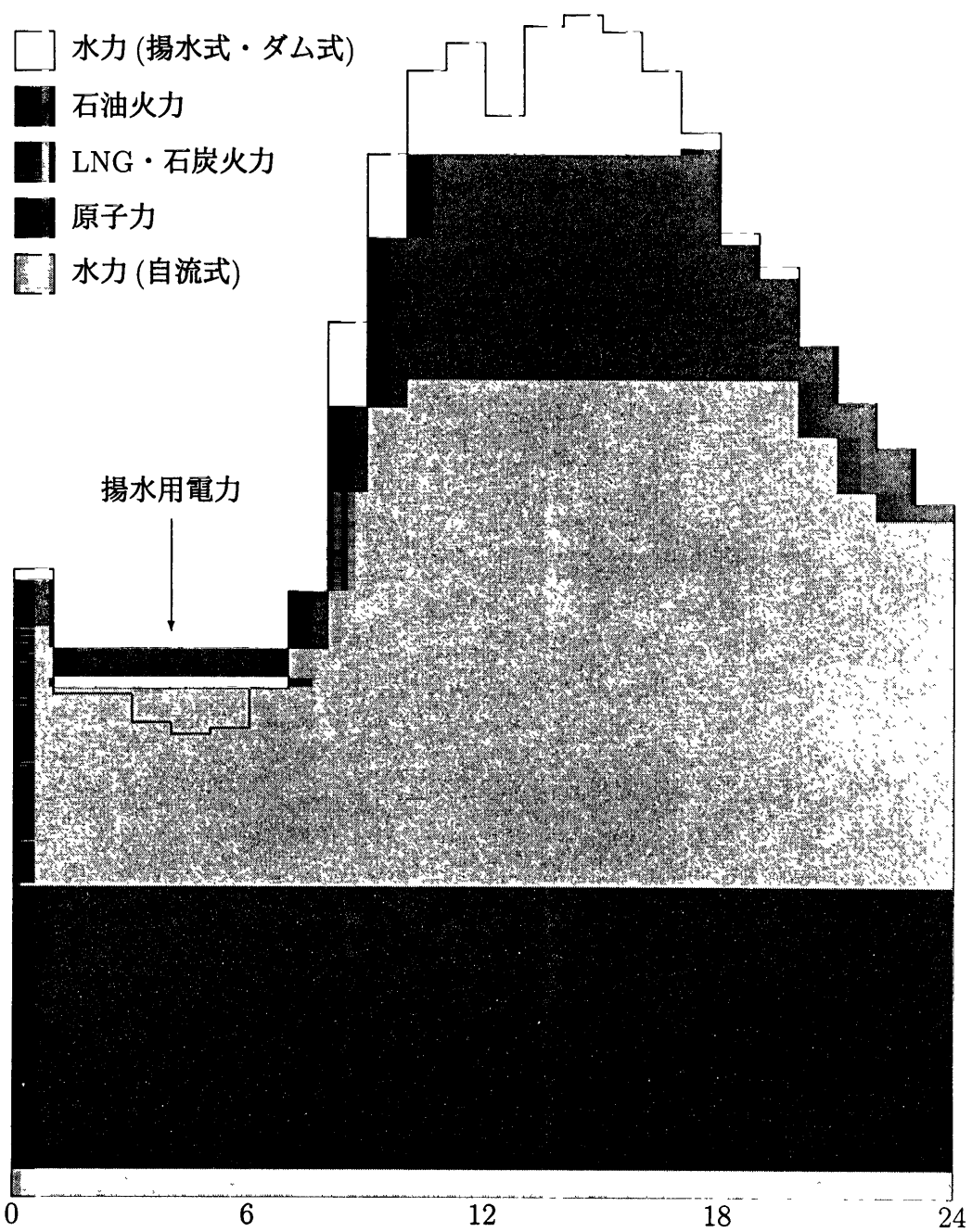


図 2: 典型的な日負荷曲線と電源構成

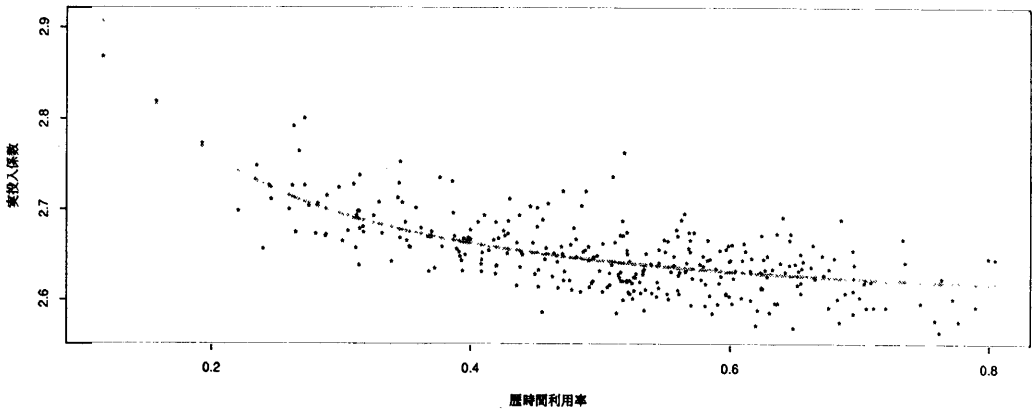
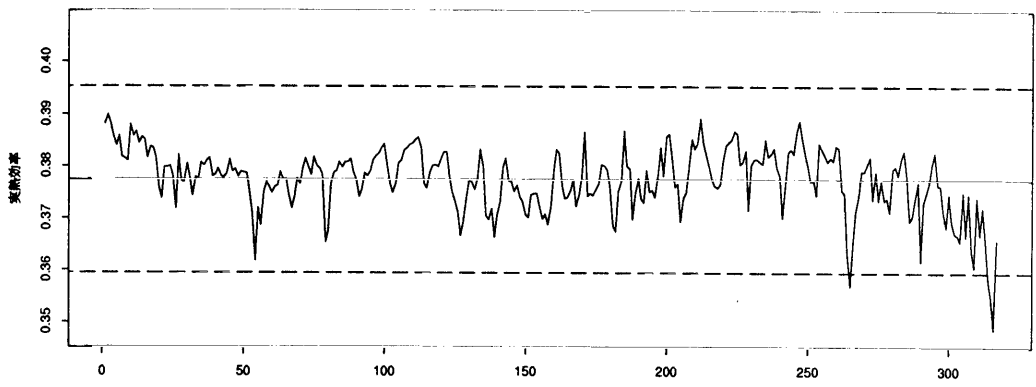
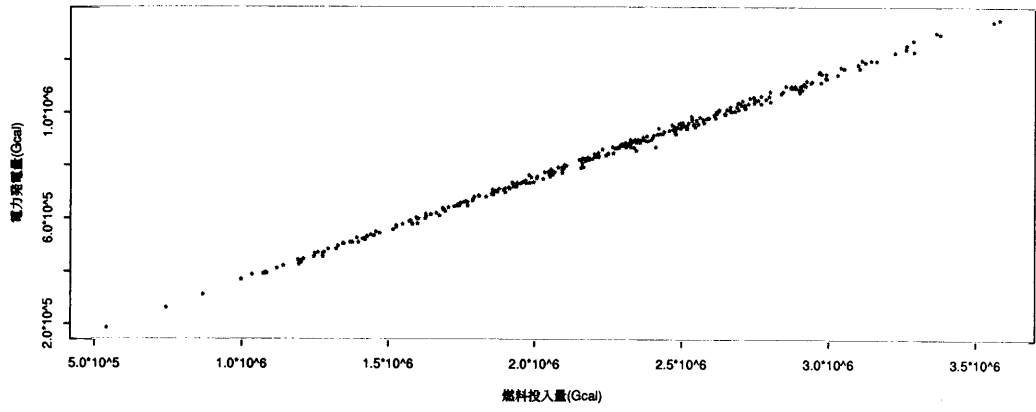


図 3: 東京電力横須賀発電所