

省エネルギーの経済学的分析と
電力部門の特性を考慮した普及方策

1999年2月

永田 豊

目次

第1章 序論	1
1. 1 研究の背景	1
1. 1. 1 石油危機の発生と終息、および省エネルギーの進展	1
1. 1. 2 地球環境問題の発生と省エネルギーへの期待	4
1. 2 本研究の目的と論文の構成	6
第2章 省エネルギーと価格弾性値	7
はじめに	7
2. 1 エネルギー間競合モデルによる過去のエネルギー価格弾性値の分析	7
2. 1. 1 データ	7
2. 1. 2 モデルの構造	9
2. 1. 3 CO ₂ 排出量の算出	24
2. 1. 4 最終テストの結果	25
2. 2 炭素税による二酸化炭素排出削減の分析	33
2. 2. 1 BAUケース	33
2. 2. 2 炭素税ケース	34
まとめ	39
第3章 エネルギー効率の国際比較	40
はじめに	40
3. 1 手法と定式化	40
3. 2 日米のエネルギー効率の比較分析	45
3. 2. 1 エネルギー原単位の部門別分析	50
3. 2. 2 国全体としてのエネルギー原単位の推定	55
3. 3 日韓のエネルギー効率の比較分析	57

3. 3. 1	時系列データからみた日韓両国経済のエネルギー集約度	57
3. 3. 2	エネルギー原単位の部門別分析	59
3. 3. 3	国全体としてのエネルギー原単位の推定	64
3. 3. 4	今後の韓国のエネルギー需要	66
まとめ		67

第4章 電力部門における省エネルギーの経済性 68

はじめに		68
4. 1	民生部門の省電力技術と経済性の分析	70
4. 1. 1	民生部門の機器別電力負荷曲線の推定	71
4. 1. 2	電気機器の効率化による省電力ポテンシャルと経済性	84
4. 2	DSMによる社会的総費用最小化	91
4. 2. 1	分析方法	91
4. 2. 2	機器効率化によるDSMプログラムの設定	92
4. 2. 3	最適化型電源構成モデルと基準ケースの結果	93
4. 2. 4	DSMプログラムの経済性	97
まとめ		101

第5章 全体のまとめと結論 102

謝辞・参考文献・付録・研究業績

謝辞		104
参考文献		105
付録	エネルギー間競争モデル	108
A. 1	エネルギー間競争モデルの変数名	108
A. 2	エネルギー間競争モデルの全方程式と全推定結果	112
研究業績		131

第1章 序論

1. 1 研究の背景

1. 1. 1 石油危機の発生と終息、および省エネルギーの進展

二度にわたる石油危機を経て、日本は世界でも最も急速に省エネルギーを達成したと国際的に評価されている。しかし、原油の実質価格が第一次石油危機以前の水準にまで下落した1986年以降、日本のエネルギー需要は実質GDP（国内総生産）を上回る伸びを示している。一方、1990年代以降、地球温暖化問題が顕在化し、最大の温室効果ガスである二酸化炭素の排出抑制のため、省エネルギーへの期待が再び高まっている。

ここで、日本の過去の省エネルギーは、一体何によってもたらされたのかという疑問がわきあがる。エネルギー価格が他の物価より上昇したためなのか、それともエネルギー効率化技術の永続的な進歩によるものかのどちらかが考えられる。もし、前者の影響が強ければ、エネルギー価格が他の物価より下落すればエネルギー需要が増加するのは当然であり、一方、後者の影響が強ければ、エネルギー価格が下落しても、「価格に依存しない」省エネルギーにより、エネルギー需要の増加はわずかなものにとどまるであろう。これまで、過去の省エネルギーはその量のみが目ざされており、要因についてはあまり関心が払われなかった。地球温暖化問題の登場により、再び省エネルギーの必要性が叫ばれる中、「日本はすでに大幅な省エネルギーを達成してしまったので、これ以上の省エネルギーは無理。」であるとか、「エネルギー価格が上昇すれば、十分経済性が成り立つ省エネルギーが残されている。」など様々な議論が起こるのも、過去の省エネルギーに対する分析が不十分であることがその原因の一つとなっていると考えられる。

日本のエネルギー需要に関して簡単な計量分析を試みよう。年次データを用いて1965年度～96年度の日本の一次エネルギー総供給（*Energy*）を、実質GDPと実質原油価格（*P*）、一年前の一次エネルギー総供給（*Energy*(-1)）、そして技術進歩の代理変数であるタイムトレンド項（*Time*）*1で回帰分析する。分析結果は次の通りである（lnは自然対数、係数の下の括弧内はその係数のt値*2を表す）。

*1 ここで考えている技術進歩は、エネルギー価格が変化しなくても、エネルギー需要が毎年平均的にある割合で減少するという過去の事実に基づいたものであり、理論的には、(1-2)式のように被説明変数と時間項以外の説明変数が対数、時間項のみが対数ではない推定式において、時間項の係数が技術進歩率に相当する。

*2 回帰分析における説明変数の有意性を検定するための指標。有意水準や標本数、説明変数の数により判断基準が変わるが、有意水準5%の下で、標本数がある程度以上ある時、t値は絶対値が2より大きければ有意である。

データの出典は文献[1.1]である。

(タイムトレンド項がない場合)

$$\ln Energy = 1.14 + 0.069 \ln GDP - 0.035 \ln P + 0.806 \ln Energy(-1) \quad (1-1)$$

(6.91) (1.35) (-3.28) (11.8)

$$R^2 = 0.982, D.W. = 2.19, \text{Durbin's } h = -0.86^{*3}$$

(タイムトレンド項がある場合)

$$\ln Energy = 0.45 + 0.305 \ln GDP - 0.041 \ln P + 0.729 \ln Energy(-1) - 0.0077 \text{Time} \quad (1-2)$$

(1.02) (2.06) (-3.75) (9.04) (-1.69)

$$R^2 = 0.983, D.W. = 2.17, \text{Durbin's } h = -0.74$$

両推定式に一年前の被説明変数を説明変数として含んでいるのは、エネルギー利用設備が短期的には変更できないため、実質GDPやエネルギー価格の変化に対する反応が鈍いことを考慮するためであり、このような推定式を計量経済学では部分調整モデルと呼ぶ[1.2]。一年前の被説明変数の係数は調整係数と呼ばれ、エネルギー需要のうち、短期的に変化できない割合を表す。ここで短期とは、エネルギー利用設備が変更できないことから、一般的には1年以内であり、長期とは1年より十分長い期間である。

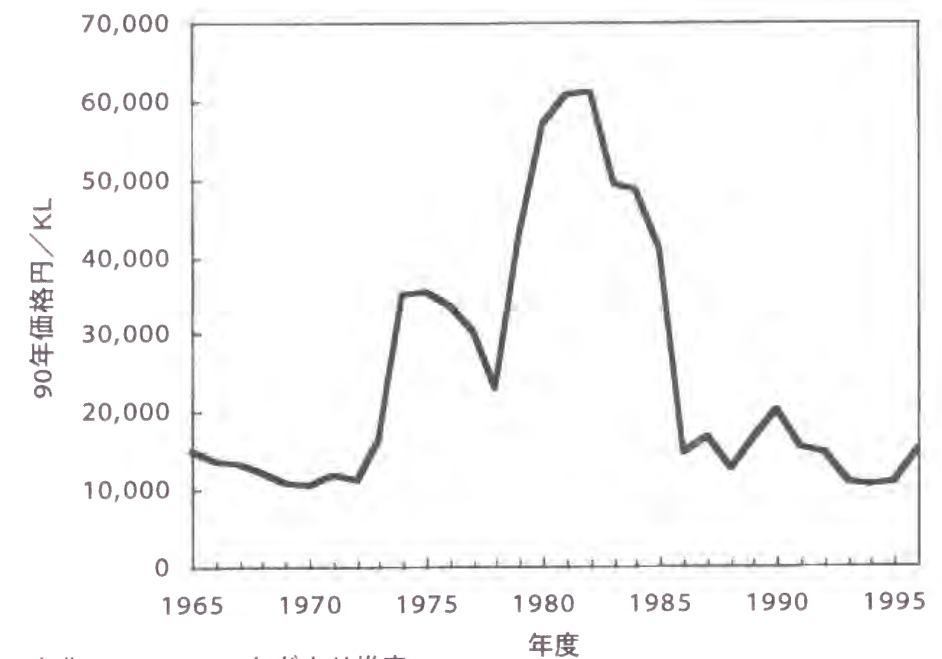
両式とも、決定係数は非常に1に近いうえ、ダービン=ワトソン比は2に近い。しかし、部分調整モデルでは理論的にダービン=ワトソン比が2に偏るとい問題があるため、系列相関の有無をダービン=ワトソン比で検定することはできない[1.3]。このような場合、系列相関の有無はダービンのh統計量で検定されるべきであり、h統計量は近似的に標準正規分布に従う。有意水準1%の時、ダービンのh統計量の絶対値が2.33未満であれば、系列相関はないと考えて良く、この推定結果では系列相関はないと考えられる。タイムトレンド項のt値は、5%の有意水準でぎりぎり有意でない判定される大きさであるが、注目すべきことは、タイムトレンド項の有無に関わらず、価格の係数(=短期価格弾性値)が似通っていることである。長期の価格弾性値は、短期価格弾性値を(1-一年前の被説明変数の係数)で割ったものであるため、タイムトレンド項がない場合で-0.183、ある場合で-0.151となり、比較的近い。タイムトレンド項の係数-0.0077は、エネルギー価格が上昇しなくても、技術進歩によりエネルギー消費が短期的には毎年0.77%、長期的には毎年2.8%ずつ減少することを意味する。

*3 R²は自由度調整済み決定係数、D.W.はダービン=ワトソン比、Durbin's hはダービンのh統計量を表す。自由度調整済み決定係数は1に近いほど回帰の適合度が高い。ダービン=ワトソン比は2に近いほど良いが、系列相関の有無の判断基準はデータや説明変数の数によって変わる。この例では、ダービン=ワトソン比が(1-1)式で2±0.35、(1-2)式で2±0.27の間であれば有意水準が5%の場合に系列相関がなく、両式とも基準を満たしている。

これらの式が意味することは次のようになる。もし、前者の式が正しければ、過去の省エネルギーはエネルギー価格の上昇によってもたらされたものであり、エネルギー価格が再び石油危機時の水準に上昇しなければ、省エネルギーは進まないということになる。逆に、後者の式が正しければ、過去の省エネルギーのうちの一部は「価格に依存しない」省エネルギーであり、エネルギー価格が上昇しなくても将来も省エネルギーが続くことを示している。

いま、円建ての実質原油輸入CIF価格*4が1965年度と1996年度がほとんど等しいことから(図1.1)、上に示した推定式で、実質原油価格が1965年度以降一定、すなわち二度の石油危機が起こらなかった場合のエネルギー需要と、加えて後者の推定式で、技術進歩がストップした場合のエネルギー需要を推定したものが図1.2である。この図で、各ケースは次のように設定している。

	推定式	石油危機	技術進歩
ケース1	(1-1)式	なし	—
ケース2	(1-2)式	なし	あり
ケース3	(1-2)式	なし	なし
ケース4	(1-2)式	あり	なし



出典：[1.4]、[1.5]などより推定

図1.1 実質原油輸入CIF価格の推移

*4 Cost, Insurance, and Freight. 輸送運賃と保険料込みの価格。

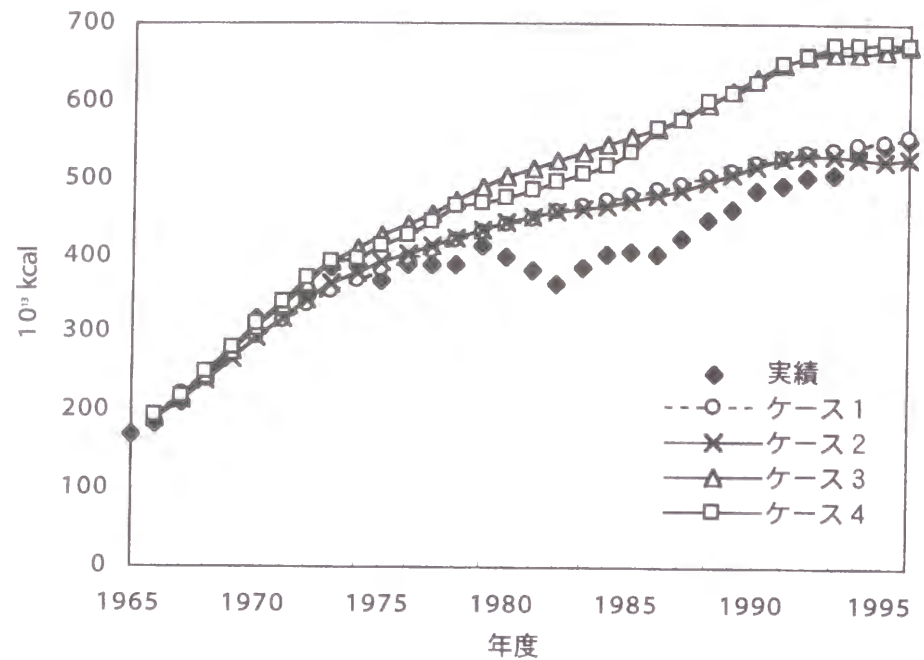


図1.2 一次エネルギー総供給の実績値と回帰結果によるシミュレーション

ケース1とケース2の線はきわめて接近しており、石油危機が起こらなかった場合のエネルギー需要は、技術進歩項の有無に関わらず、経済成長とともに増加し、1996年度は実績とほぼ等しい水準に達する。このことは、石油危機にともなう原油価格の高騰が80年代の省エネルギーに貢献していたものの、エネルギー価格の下落とともに省エネ効果はみられなくなったことを意味する。一方、技術進歩項がある方の推定式で、技術進歩の値をゼロにして技術進歩がストップした場合（ケース3とケース4）では、石油危機の有無に関わらず、エネルギー需要は大幅に増加し、1996年度では実績値の21%増となる。このように、今後のエネルギー需要を考える上で、過去のエネルギー需要の変化にエネルギー価格とエネルギー価格に拠らない技術進歩が果たしてきた役割を理解することが非常に重要である。

1. 1. 2 地球環境問題の発生と省エネルギーへの期待

地球規模の環境問題には、酸性雨・砂漠化・生態系の変化・熱帯雨林の減少・オゾン層の破壊・地球温暖化など様々なものがあるが、CO₂の濃度上昇による地球温暖化は、科学者の間ではすでに19世紀末から知られていた現象であった[1.6]。それが、1992年にリオデジャネイロで開かれた国連環境会

議を契機に世界的な関心が高まり、ついには1997年に京都で開かれた気候変動枠組条約第3回締約国会議（COP3）において、2008年～2012年間の温室効果ガスの排出量を先進国全体で1990年比マイナス5.2%に抑制するという、「法的拘束力のある」削減目標が定められた[1.7]。日本の削減目標は先進国全体の平均より厳しいマイナス6%であり、政府は目標の達成に向けて、省エネ法の強化など様々な対策に着手し始めている。

環境白書[1.8]によると、1993年度の日本においては、各温室効果ガスとその温暖化係数で荷重平均した寄与度のうち、94.4%がCO₂によるものである。また、CO₂の93.3%がエネルギーの燃焼から排出されている[1.9]。したがって、温室効果ガスの排出抑制は、エネルギーシステムから排出されるCO₂排出量の抑制に直結する。エネルギーシステムのCO₂排出抑制は、省エネルギーと燃料転換に大別できる。後者は発熱量当たりのCO₂排出量が少ない、原子力発電や新エネルギー、天然ガスなどにエネルギー源を切り替えることであるが、原子力発電には立地制約、新エネルギーには経済性の壁があり、大規模に拡大することは難しい。また、天然ガスについては、日本のように液化天然ガス（Liquefied Natural Gas, LNG）を消費する場合は、液化の段階でかなりのロスを伴うため、日本の排出量にはカウントされないものの、地球全体の温室効果ガスの削減という意味では問題がある。

したがって、省エネルギーへの期待が非常に強い。1998年6月に改訂された総合エネルギー調査会の「長期エネルギー需給見通し」[1.10]では、2010年度のCO₂排出量を1990年度水準に抑制するため、エネルギーの最終消費段階において、全部門合計で基準ケース*5より12.3%の省エネルギーを達成する必要があるという指摘がなされている。部門別では、産業が9.9%、民生が13.7%、運輸が15.2%となっており、民生部門と運輸部門により多くの省エネルギーが見込まれている。

今のところ、政府はこの省エネルギーを家電機器や自動車の省エネ基準の強化によって達成しようと考えている。しかし、省エネ基準の強化には欠点がある。それは、いわゆる「リバウンド効果」というもので、機器のエネルギー効率が改善した結果、消費者がより大型の機器を選択したり、使用時間が長くなって、予想通りの省エネ効果が得られないことである。それに対し、エネルギー価格の上昇は、短期的には機器の使用時間の短縮化、長期的には機器のエネルギー効率の改善や小型機器の普及と、包括的に省エネルギーをもたらすと考えられる。

*5 現行の省エネ政策のみを継続し、新たな省エネ政策を何ら取らないケース。基準ケースの2010年度のCO₂排出量は1990年度水準より炭素換算6,000万トン多くなるため、1990年度水準に抑制するためには17.3%の削減が必要となる。この目標を達成するケースが対策ケースであり、対策ケースでは石炭火力の抑制などの供給面の対策に加え、需要面で原油換算5,600万klの省エネが必要としている。

1. 2 本研究の目的と論文の構成

そこで、本研究では、過去の日本のエネルギー需給を国内および国外両面から分析することにより、エネルギー価格がエネルギー需要に及ぼしてきた影響について調べるとともに、現在の日本のエネルギー効率水準が国際的にみて優れているのかどうかを明らかにする。そして、省エネルギーの特殊な場合として電力部門に着目し、高効率機器に対する補助金という省エネルギーの普及方策について、経済性を分析し、電力部門については経済性に優れた省エネルギー方策が残されていることを明らかにすることを目的とした。

具体的には、第2章において、詳細なエネルギーデータベースをもとにエネルギーモデルを構築することにより、省エネルギーとエネルギーの価格弾性値について分析する。さらに、エネルギーモデルを用いたシミュレーション分析により、日本のCO₂排出量を炭素税で抑制するには、どの程度の税率が必要であるかを明らかにする。次に、第3章で、日本と米国および日本と韓国について、エネルギー効率を比較することにより、日本のエネルギー効率が国際的にみても優れた水準にあり、そのため、今後の省エネルギー余地が少ないことを明らかにする。最後に、第4章で、民生部門の機器別電力需要を推定し、電気利用機器の効率化が電力需要パターンに及ぼす影響を明らかにし、高効率機器に対する補助金という省エネルギーの普及方策の費用と、発電所の建設を回避することによる経済的便益の最適な組合せについて、最適化型の電源構成モデルにより分析する。

第2章 省エネルギーと価格弾性値

はじめに

エネルギーの価格弾性値をより詳細に分析するためには、前章で述べた日本全体のエネルギー需要関数は大まか過ぎるため、エネルギー需要およびエネルギー価格を細分化しなくてはならない。本章では、計量経済的手法を用いたエネルギーモデルを作成することにより、日本の過去のエネルギー価格弾性値について分析する。エネルギーモデルは、過去のエネルギーの需要と供給の実績が、エネルギー価格を通じて均衡していたと仮定して、それらの関係を推定式と定義式の連立方程式体系で表したものであり、経済成長率などを想定すれば、将来のエネルギー需要の予測も行える。なお、本節の内容は、文献[2.1]に掲載されたもののデータ期間を1995年度まで延長して再推定した結果であり、過去30年間のデータを用いて推定していることから、2015年度頃までの予測に十分耐えらると思える。

2. 1 エネルギー間競争モデルによる過去のエネルギー価格弾性値の分析

2. 1. 1 データ

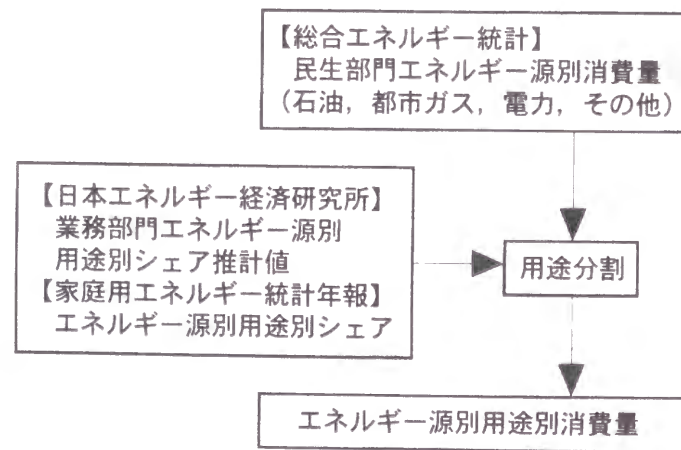
本章のモデルで使用したデータの出典を表2.1に示す。民生部門のエネルギー需要については、用途別のエネルギー需要データを作成した。作成方法を図2.1に示す。総合エネルギー統計との整合性をとるため、個々のエネルギー源別用途別データからエネルギー源別に各用途のシェアを抽出し、それを用いて各エネルギー源の消費量を分割した。運輸部門については、総合エネルギー統計で旅客と貨物のエネルギー消費量が分割されていないため、消費量が圧倒的に多いガソリンと軽油についてのみ消費量を分割し、LPG・ジェット燃料・電力は旅客用に、重油は貨物用に使用されると想定した。なお、産業部門については、総合エネルギー統計に化石燃料22種類のエネルギー消費量が掲載されているが、モデル作成のため、表2.2に示すように、主な用途が同じエネルギー源を同一のグループに属さないように8種類に集約し、エネルギー間の競争関係を損なわないように配慮した。

エネルギー価格のデータについては、消費量が急速に増加している産業用都市ガス価格の公表データが存在しないため、資源エネルギー庁が毎年発行しているガス事業統計年報・ガス事業便覧、および住環境計画研究所の家庭用エネルギー統計年報を用いて、都市ガス産業の売上額から家庭用の売上額を差し引いたものを、家庭用以外の都市ガス需要で除算することで作成した。結果を図2.2に示す。

表2.1 データの出典元

データ*1	文 献	発行元
エネルギー需要 エネルギー源別供給量および転換量 部門別エネルギー源別消費量 家庭部門用途別エネルギー消費量 業務部門用途別エネルギー消費量 運輸部門輸送機関別エネルギー消費量 電気事業エネルギー源消費量	総合エネルギー統計 " 家庭用エネルギー統計年報 エネルギー・経済統計要覧 運輸関係エネルギー要覧 電力需給の概要	資源エネルギー庁 " 住環境計画研究所 日本エネルギー経済研究所 運輸省運輸経済研究所 資源エネルギー庁
エネルギー価格 輸入エネルギー価格 石油製品および石炭製品 電力 都市ガス（商工業用） 家庭用エネルギー価格	日本貿易月表 物価統計年報 電気事業便覧 ガス事業便覧などより推定 家庭用エネルギー統計年報	大蔵省 日本銀行 電気事業連合会 日本ガス協会 住環境計画研究所
その他 人口 世帯数 主要経済指標 家計可処分所得 住宅床面積 業務部門業種別床面積 エネルギー源別CO ₂ 排出原単位 家電機器普及率 電源構成	推計人口 住民基本台帳 国民経済計算年報 家計調査年報 住宅統計調査報告 エネルギー・経済統計要覧 二酸化炭素排出量調査報告書 家計消費の動向 電源開発の概要	厚生省 自治省 経済企画庁 総務庁 総務庁 日本エネルギー経済研究所 環境庁 経済企画庁 資源エネルギー庁

*1 データの期間は基本的に1965年度から1995年度であり、一部途中期間から1995年度までのものもある。
出典：[2.1]



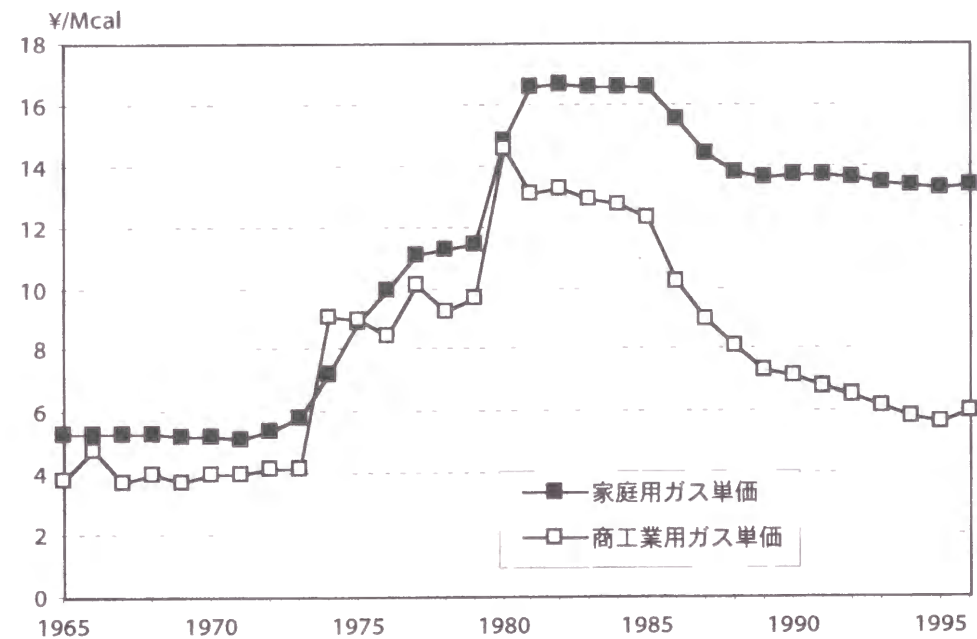
出典：[2.1]

図2.1 用途別エネルギー需要データの作成方法

表2.2 産業部門におけるエネルギー源の集約

集約後	集約前のエネルギー源
石炭製品 石炭 コークス	原料炭、一般炭、無煙炭等 コークス、コークス炉ガス、高炉ガス・転炉ガス
石油製品 軽質油 中質油 重質油 その他燃料油 非エネルギー消費	ガソリン、ナフサ 灯油、軽油、A重油 B重油、C重油 LPG、製油所ガス、オイルコークス 潤滑油、その他石油製品
都市ガス	天然ガス、LNG、都市ガス

出典：[2.1]

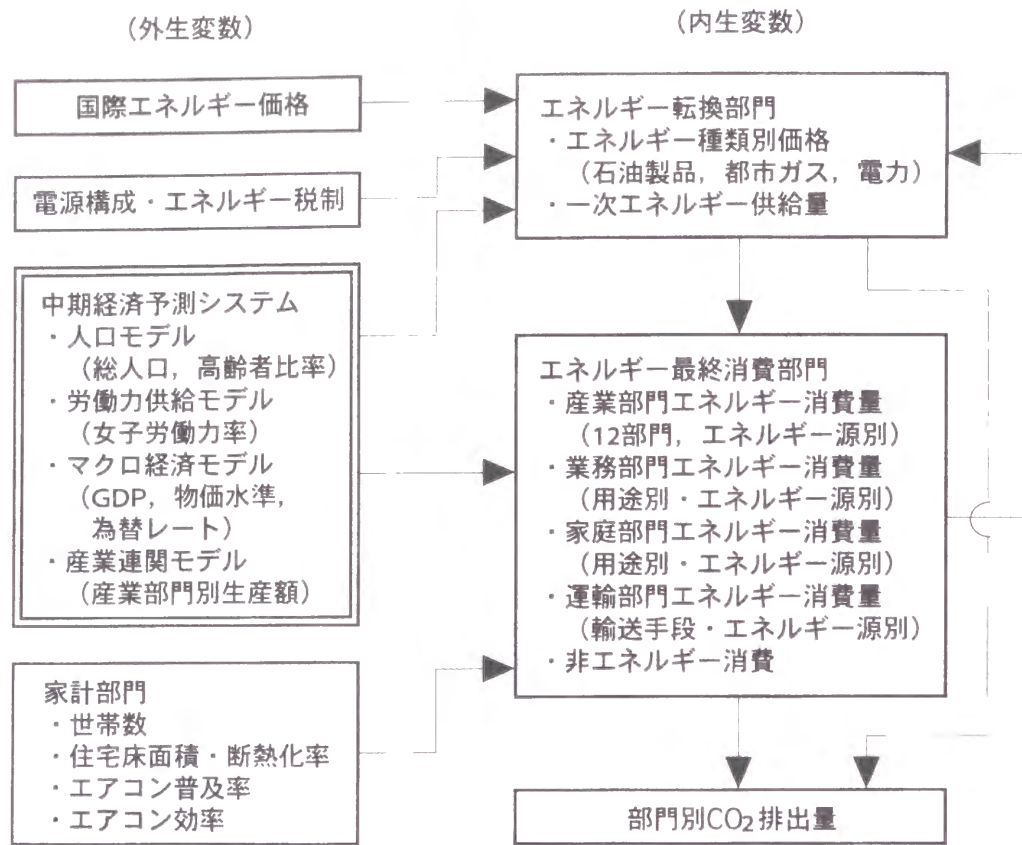


出典：[2.1]

図2.2 都市ガス価格の推定結果

2. 1. 2 モデルの構造

エネルギー間競争モデルの全体構造を図2.3に示す。また、モデルで用いられている全変数名および全方程式を巻末の付録に記す。



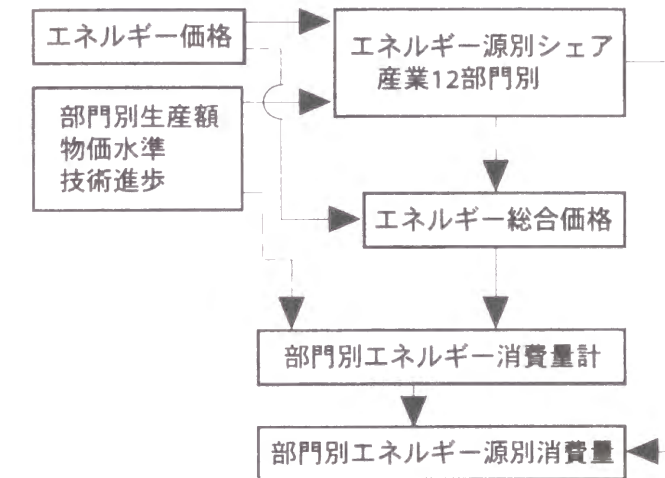
出典: [2.1]

図2.3 エネルギー間競争モデルの全体構造

(1) エネルギー需要ブロック (産業部門)

このブロックでは、産業部門の部門別・エネルギー源別需要が決定される。モデルの産業部門エネルギー需要ブロックの構造を図2.4に示す。まず、産業12部門の各部門について、(2-1)式や(2-2)式に示すように、各エネルギー源の全エネルギー消費に占める割合 (シェア) をエネルギー間の競争関係に影響する当該エネルギー源の価格比によって決定する。次に、求めた各エネルギー源のシェアを用いて、(2-3)式に示すように、エネルギー需要関数の説明変数の一つであるパーシェ型*6のエネルギー総合価格指数を作成する。エネルギー需要関数については、基本的には各部門の実質生産額当たりのエネルギー需要を被説明変数とし、建設業、窯業・土石、金属・機械、その他製造業の4部門についてはエネルギー需要そのものを被説明変数として推定した。なお、鉄鋼と非鉄金属については、生産額が一次金属として一括計上されているため、両部門を合計したエネルギー需要を推定し、95年度実績の消費割合 (鉄鋼91.7%、非鉄金属8.3%) で両部門に割り振っている。

*6 各年の需要をウエイトにして荷重平均して求めた価格指数。参考文献[2.2]。



出典: [2.1]

図2.4 産業部門エネルギー需要ブロックの構造

エネルギーシェア関数の形式は次の通りである。

- E_i^t : t 年度, i 部門最終エネルギー需要
- E_{ij}^t : t 年度, i 部門, j エネルギー最終需要
- P_i^t : t 年度, i 部門エネルギー総合価格指数
- P_j^t : t 年度, j エネルギー価格指数

①部門計に対するシェア

$$\ln(E_{ij}^t / E_i^t) = C + a_1 \times \ln(P_j^t / P_i^t) + a_2 \times \ln(E_{ij}^{t-1} / E_i^{t-1}) \quad (2-1)$$

②競争エネルギー間の相対シェア

$$\ln(E_{ij}^t / E_{ij}^{t-1}) = C + a_1 \times \ln(P_j^t / P_j^{t-1}) + a_2 \times \ln(E_{ij}^{t-1} / E_{ij}^{t-2}) \quad (2-2)$$

$$P_i^t = \frac{\sum_j P_j^t E_{ij}^t}{\sum_j P_j^0 E_{ij}^t} \quad (2-3)$$

(0は価格指数の基準年度のデータであることを表す。ここでは1990年度を基準年度とした)

なお、環境規制の影響で80年代以降、重質油から中質油への切り替えが進んだことを考慮するため、農林水産業、建設業、食品、繊維、非鉄金属、金属・機械の各部門において、中質油や重質油の推定式にタイムトレンド項を追加している。タイムトレンド項の係数は中質油のシェア関数でプラス、重質油のシェア関数でマイナスとなり、環境規制の影響でエネルギー価格の変化とは無関係に重質油が減少して中質油が増加したことが反映される。なお、自家発電については、エネルギー需要全体では

なく、電力需要に対する自家発電の割合を、自家発電用の燃料として最もよく用いられているエネルギー源の価格と電気事業の電力価格の比を説明変数として用いて決定した。また、異常値と考えられるデータが含まれている場合、その年の値だけが1で、残りの年は0の値をとるダミー変数を説明変数に追加し、異常値の影響を取り除いた。

エネルギーシェア関数の推定結果を表2.3に示す。

表2.3 産業部門エネルギーシェア関数推定結果

	エネルギー源 (式のタイプ)	価格弾性値 (競合エネルギー源とt値)	ラグ付き従属 変数 (t値)	タイムトレンド* (t値) (年はダミー変数の年)	R ²	DW	h			
農 林 水	②中質油		0.8615 (10.3)	0.0177 (2.5)	0.951	2.22	-0.81			
	①重質油		0.8651 (10.5)	-0.0172 (-2.5)				0.953	2.23	-0.81
	①電力	-0.2792 (中質油, -2.6)	0.8546 (10.9)					0.832	2.21	-0.68
鉱 業	②中質油	-0.4061 (重質油, -1.2)	0.9698 (13.2)		0.904	2.53	-1.63			
	①重質油	-0.3911 (中質油, -1.3)	0.9446 (9.8)					0.852	2.61	-1.75
	①電力	-0.1382 (重質油, -1.8)	0.8567 (8.9)					0.731	2.40	-1.31
	①自家発電	-0.0494 (重質油*1, -1.0)	0.7024 (5.5)					0.491	2.23	-0.91
建 設 業	①中質油	-0.0686 (重質油, -1.6)	0.7498 (5.8)	0.0029 (1.6)	0.944	1.55	1.14			
	①重質油	-0.3575 (中質油, -1.1)	0.7926 (6.4)	-0.0477 (-2.4)				0.987	2.12	-1.05
	①電力	-0.4093 (WPI*2, -1.8)	0.7599 (5.7)	-0.7114 (74年, -5.0)				0.946	2.18	-0.75
食 品	①中質油		0.7171 (5.3)	0.0110 (2.0)	0.947	1.53	1.87			
	②重質油		0.8674 (10.6)	-0.0221 (-2.3)				0.979	1.89	0.13
	①都市ガス	-0.0897 (中質油, -0.9)	0.8017 (9.1)	0.0159 (1.6)				0.990	2.35	-1.49
	①電力*3		0.4137 (2.3)	0.0427 (3.2)				0.986	1.77	2.90
	①自家発電	-0.2259 (重質油*1, -3.1)	0.8705 (12.1)		0.880	1.44	1.24			
織 維	①中質油		0.5530 (4.6)	0.0373 (3.8)	0.983	1.80	0.40			
	②重質油		0.7340 (8.6)	-0.0336 (-3.5)				0.983	1.50	1.40
	その他油*4	-0.0495 (都市ガス, -0.9)	0.8818 (13.5)					0.957	2.50	-1.38
	①都市ガス	-0.3445 (中質油, -4.3)	0.8926 (19.8)					0.976	2.00	-0.10
	①電力	-0.1432 (中質油, -1.7)	0.9598 (15.4)		0.891	1.38	1.38			
紙 ・ パ ル プ	①石炭+重質油	-0.0385 (総合価格, -1.8)	0.5713 (3.7)		0.964	1.25	3.95			
	①中質油	-0.1352 (WPI*2, -2.0)	0.9787 (10.9)	-0.0082 (-2.3)				0.843	1.30	1.71
	②重質油	-1.3482 (石炭, -3.9)	0.8558 (17.1)					0.970	2.26	-0.67
	①その他油	-0.4446 (中質油, -0.6)	0.6167 (2.2)					0.873	1.67	1.36
	回収黒液*4	1.2520 (生産額, 19.7)						0.969	0.87	
	①電力	-0.0486 (重質油, -2.6)	0.9493 (32.4)	-0.0207 (-9.5)				0.973	1.70	0.71
	①自家発電	-0.1467 (重質油*1, -5.9)	0.8082 (20.5)		0.954	1.56	0.70			

R²は自由度調整済み決定係数、DWはダービン=ワトソン比、hはダービンのh統計量である。

①はエネルギーシェア関数として(2-1)式、②は(2-2)式を用いていることを示す。

*1 自家発電の燃料として想定したエネルギー源

*2 競合エネルギー源を特定せず、物価指数を用いて価格を実質化した。

*3 上限を0.6に設定

*4 消費量を直接推定

出典：[2.1]

	エネルギー源 (式のタイプ)	価格弾性値 (競合エネルギー源とt値)	ラグ付き従属 変数 (t値)	タイムトレンド* (t値) (年はダミー変数の年)	R ²	DW	h			
化 学	①石炭	-0.7488 (重質油, -2.2)	0.8053 (9.8)	-0.6391 (95年, -1.9)	0.897	2.09	-0.28			
	①コークス	-0.3478 (重質油, -3.3)	0.9073 (15.3)					0.889	1.47	1.40
	①軽質油	-0.0369 (WPI*2, -3.4)	0.7210 (14.1)	0.00251 (2.6)				0.959	2.10	-0.48
	①中質油	-0.0730 (WPI*2, -0.9)	0.9058 (8.9)					0.844	1.32	1.83
	②重質油	-0.8105 (石炭, -2.3)	0.8803 (17.2)					0.959	1.54	0.98
	②その他油	-1.2135 (軽質油, -3.6)	0.3523 (2.4)					0.717	2.03	-0.26
	①天然ガス	-0.0749 (その他油, -0.7)	0.9799 (22.5)					0.961	2.59	1.78
	①都市ガス	-0.7982 (中質油, -2.7)	0.7252 (6.8)					0.944	1.55	1.44
	①電力	-0.0683 (重質油, -2.8)	0.8383 (12.0)					0.832	1.38	1.72
	①自家発電	-0.1112 (重質油*1, -4.0)	0.8524 (22.4)					0.949	1.70	0.73
窯 業 土 石	①コークス	-0.1822 (重質油, -1.7)	0.8960 (10.0)		0.771	2.04	-0.19			
	①中質油	-0.2273 (コークス, -2.5)	0.9745 (11.4)	-0.5047 (90年, -3.6)				0.845	1.49	1.36
	①重質油	-0.5946 (石炭, -2.8)	0.7887 (11.3)					0.947	1.12	2.17
	①その他油	-0.3080 (都市ガス, -1.9)	0.8538 (10.3)					0.800	1.53	1.44
	①都市ガス	-0.3373 (中質油, -4.1)	0.8535 (17.8)					0.975	1.53	1.32
	①電力	-0.1043 (中質油, -4.8)	0.9239 (56.2)					0.993	2.27	-0.77
	①自家発電	-0.0987 (石炭*1, -1.2)	0.8856 (8.1)					0.955	2.08	-0.28
鉄 鋼	①石炭+コークス	-0.0261 (重質油, -2.8)	0.9110 (22.1)	0.0563 (80年, 3.3)	0.956	2.36	-1.11			
	②中質油	-0.3614 (重質油, -1.8)	0.9897 (32.0)					0.981	2.02	-0.13
	①重質油	-0.5280 (石炭, 3.9)	0.8096 (18.5)					0.981	1.40	1.37
	①その他油	-0.3037 (都市ガス, -3.5)	0.8827 (8.7)					0.795	1.87	0.24
	①都市ガス	-0.3198 (中質油, -3.0)	0.9251 (23.1)					0.992	2.05	-0.28
	①電力	-0.0293 (重質油, -1.7)	0.9788 (33.0)					0.974	1.69	0.86
	①自家発電	-0.1587 (石炭*1, -2.6)	0.7530 (8.1)		0.974	1.74	0.61			
非 鉄 金 属	①コークス	-0.1232 (中質油, -1.3)	0.9766 (9.0)		0.806	2.22	-0.93			
	①重質油	-0.5803 (中質油, -2.4)	0.5588 (3.8)	-0.0274 (-3.1)				0.877	1.83	0.76
	①その他油	-0.1373 (中質油, -0.6)	0.6837 (6.4)					0.851	2.24	-1.70
	①都市ガス	-0.4159 (中質油, -3.5)	0.8062 (13.2)	-1.0628 (81年, -7.4)				0.969	1.81	0.51
	①電力	-0.0575 (WPI*2, -1.5)	0.8597 (11.4)	-0.1596 (90年, -2.6)				0.851	2.22	-1.09
	①自家発電	-0.1120 (中質油*1, -1.6)	0.9188 (15.2)	-0.3196 (87年, -4.1)	0.904	2.08	-0.30			
金 属 機 械	①コークス	-0.7244 (中質油, -2.6)	0.7410 (6.0)	-0.0180 (-1.8)	0.600	2.05	-0.30			
	①中質油	-0.1579 (都市ガス, -3.9)	0.8802 (14.2)					0.926	1.98	-0.73
	①重質油	-1.1941 (中質油, -2.3)	0.8446 (11.3)	-0.0322 (-2.3)				0.986	1.22	2.31
	①その他油	-0.0258 (都市ガス, -1.0)	0.7963 (5.3)	0.3886 (94年, 1.8)				0.763	2.32	-1.11
	②都市ガス	-0.3653 (中質油, -3.2)	0.8730 (14.6)					0.763	1.62	1.02
	①電力	-0.0474 (都市ガス, -1.2)	0.9877 (23.9)	-0.2103 (81年, -5.0)				0.981	2.64	-2.05
	①自家発電*5	-1.8945 (中質油*1, -2.8)	0.9487 (16.0)		0.962	2.45	-0.79			
そ の 他 製 造 業	①コークス	-0.2290 (中質油, -1.5)	0.9028 (11.0)		0.854	2.53	-1.85			
	①軽質油	-0.8304 (その他油, -1.7)	0.9093 (14.3)					0.930	2.37	-1.06
	①中質油	-0.0940 (重質油, -0.9)	0.9021 (19.0)					0.934	1.59	0.58
	②重質油	-0.8390 (中質油, -2.2)	0.6673 (5.4)	0.0577 (3.0)				0.972	1.02	2.99
	①その他油	-0.3679 (中質油, -3.2)	0.2789 (1.7)	-0.3789 (81年, -2.7)				0.703	1.78	1.44
	①天然ガス	-0.5725 (中質油, -2.3)	0.7290 (5.5)	-0.0498 (-2.0)				0.986	1.29	2.08
	①電力	-0.0526 (中質油, -1.3)	0.9546 (18.6)	-0.1391 (74年, -3.2)				0.931	2.23	-0.76
	①自家発電	-0.6152 (重質油*1, -2.8)	0.9183 (13.1)	0.8086 (84年, 2.8)				0.927	1.44	0.83

*5 上限を0.05に設定

シェア関数の推定結果からは、競合の激しいエネルギー源（例えば紙・パルプの重質油と石炭など）の価格弾性値は大きく、競合の激しくない電力などの弾性値は小さいという関係が読みとれる。また、全体にラグ付き従属変数の係数が大きい、これはエネルギー源の切り替えには設備の大幅な更新を伴うため、調整に相当な時間が必要なことを示している。

エネルギー需要関数は以下のようにして導出した。資本 K とエネルギー E を生産要素として持つCES型生産関数*7

$$Y = A[\delta K^{-\rho} + (1-\delta)E^{-\rho}]^{-1/\rho} \quad (2-4)$$

Y : 実質生産額

A, δ, ρ : 定数 ($A > 0; 0 < \delta < 1; \rho > -1$)

を利潤関数

$$W = P_Y Y - P_K K - P_E E \quad (2-5)$$

に代入し、利潤最大化の一階の条件を用いて K を消去して式を変形することにより、

$$\begin{aligned} \ln\left(\frac{E}{Y}\right) &= \frac{1}{1+\rho} \ln(1-\delta) - \rho \ln A - \frac{1}{1+\rho} \ln\left(\frac{P_E}{P_Y}\right) \\ &= C - a_1 \times \ln(P_E / P_Y) \end{aligned} \quad (2-6)$$

が得られる。これに技術進歩を表すタイムトレンド項と、前章と同様、エネルギー需要が短期的に変更できないことを考慮するために一年前の被説明変数を説明変数として追加し、次の形式のエネルギー需要関数

$$\ln(E/Y) = C + a_1 \times \ln(P_E / WPI) + a_2 \times Time + a_3 \times \ln(E(-1) / Y(-1)) \quad (2-7)$$

WPI : 卸売物価指数

$Time$: タイムトレンド (1965年度=1、以後毎年1ずつ増加)

を各部門について推定した。なお、エネルギーシェア関数と同様、ダミー変数を用いて異常値の影響を取り除くとともに、建設業と窯業・土石については、高付加価値化に伴うエネルギー需要の減少を反映するため、付加価値率（付加価値額と生産額の比）を説明変数として追加した。

エネルギー需要関数の推定結果を表2.4に示す。エネルギー需要関数の推定結果からは、ラグ付き従属変数の係数が大きく、短期の価格弾性値は比較的小さいという傾向が読み取れる。これから長期の価格弾性値を計算すると、-0.1~-0.9と産業間のバラツキが大きいことが分かる。

*7 Constant Elasticity of Substitution. 生産要素間の代替弾力性が一定であることを仮定した生産関数で、代替弾力性は $1/(1+\rho)$ となる。参考文献[2.3]。

表2.4 産業部門エネルギー需要関数

産業部門	価格弾性値 (t値)	ラグ付き従属変数 (t値)	その他 (説明変数とそのt値, 年はダミー変数の年)	R ²	DW	Durbin h
農林水産業	-0.0928 (-2.6)	0.7569 (9.6)	0.0837 (タイムトレンド, 2.9)	0.958	2.50	-1.59
鉱業	-0.1173 (-1.0)	0.8302 (4.8)	-0.2375 (67年, -1.9)	0.718	1.49	4.01
建設業*1	-0.0483 (-1.2)	0.5248 (3.4)	0.0749 (タイムトレンド, 1.7) 0.3857 (生産額, 2.3) -1.370 (付加価値率, -1.4)	0.956	1.10	4.41
食品	-0.0822 (-2.8)	0.8242 (14.7)		0.950	2.33	-1.06
繊維	-0.0842 (-2.5)	0.7769 (9.2)	-0.1753 (90年, -2.3)	0.738	1.81	0.35
紙・パルプ	-0.0989 (-5.0)	0.7782 (17.1)	-0.0652 (89年, -2.2)	0.968	1.66	0.71
化学	-0.0867 (-3.9)	0.9177 (26.1)		0.969	1.92	0.20
窯業・土石*1	-0.1123 (-6.4)	0.5407 (5.9)	0.1627 (生産額, 3.6) -1.280 (付加価値率, -3.9)	0.920	1.71	0.91
一次金属	-0.1473 (-2.9)	0.7248 (7.0)	-0.0020 (タイムトレンド, -1.1)	0.965	2.05	-0.32
金属・機械*1	-0.1112 (-1.6)	0.5608 (3.6)	0.3060 (生産額, 2.5)	0.968	1.05	4.68
その他製造業*1	-0.0571 (-2.1)	0.7975 (13.7)	0.0606 (生産額, 1.1)	0.963	2.04	-0.28

*1 原単位ではなく最終エネルギー需要を説明変数とする。

出典: [2.1]

(2) エネルギー需要ブロック (民生部門)

民生部門は、用途別にエネルギー需要が分割されている点以外は産業部門と同様、シェア関数と需要関数の2段階でエネルギー源別需要を決定する。シェア関数の形式は次の通りである。

E_i^t : t 年度, i 用途最終エネルギー需要

E_{ij}^t : t 年度, i 用途, j エネルギー最終需要

P_i^t : t 年度, i 用途エネルギー総合価格指数

P_j^t : t 年度, j エネルギー価格指数

①用途別エネルギー需要全体に対するシェア

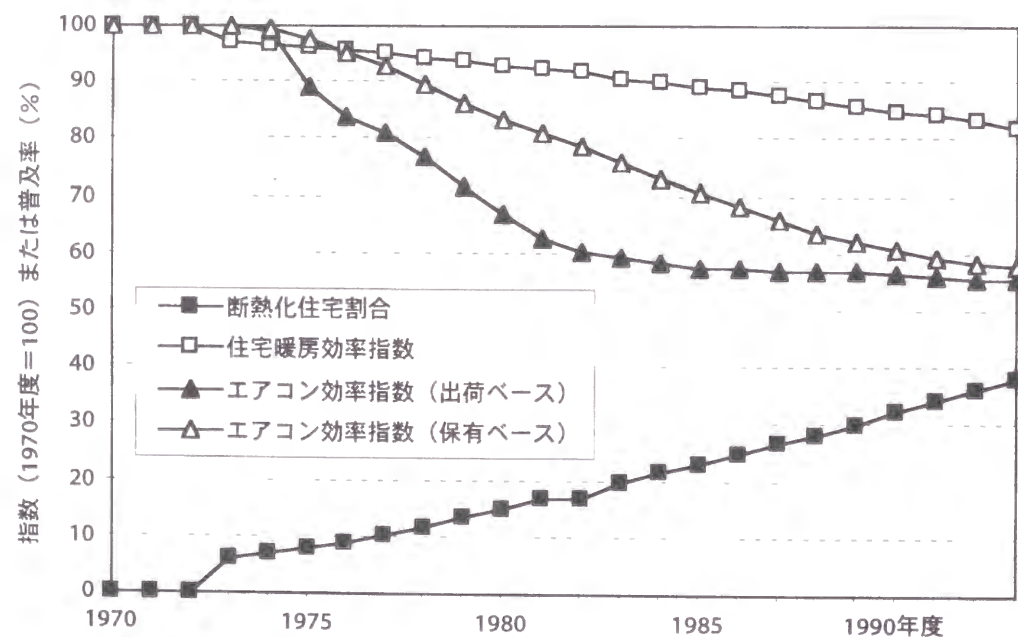
$$\ln(E_{ij}^t / E_i^t) = C + a_1 \times \ln(P_j^t / P_i^t) + a_2 \times \ln(E_{ij}^{t-1} / E_i^{t-1}) \quad (2-8)$$

②競合エネルギー間の相対シェア

$$\ln(E_{ij}^t / E_{i'j}^t) = C + a_1 \times \ln(P_j^t / P_{j'}^t) + a_2 \times \ln(E_{ij}^{t-1} / E_{i'j}^{t-1}) \quad (2-9)$$

家庭部門の灯油は、価格が他のエネルギーより圧倒的に安いにもかかわらずシェアを落としている。給油が面倒であったり室内の空気が汚れるという理由に加え、都市ガスが普及している都市部に人口が移動したことも影響している。このため、暖房用と給湯用の灯油のシェア関数にタイムトレンド項を追加し、エネルギー価格とは無関係に灯油の割合が減少していることを反映した。

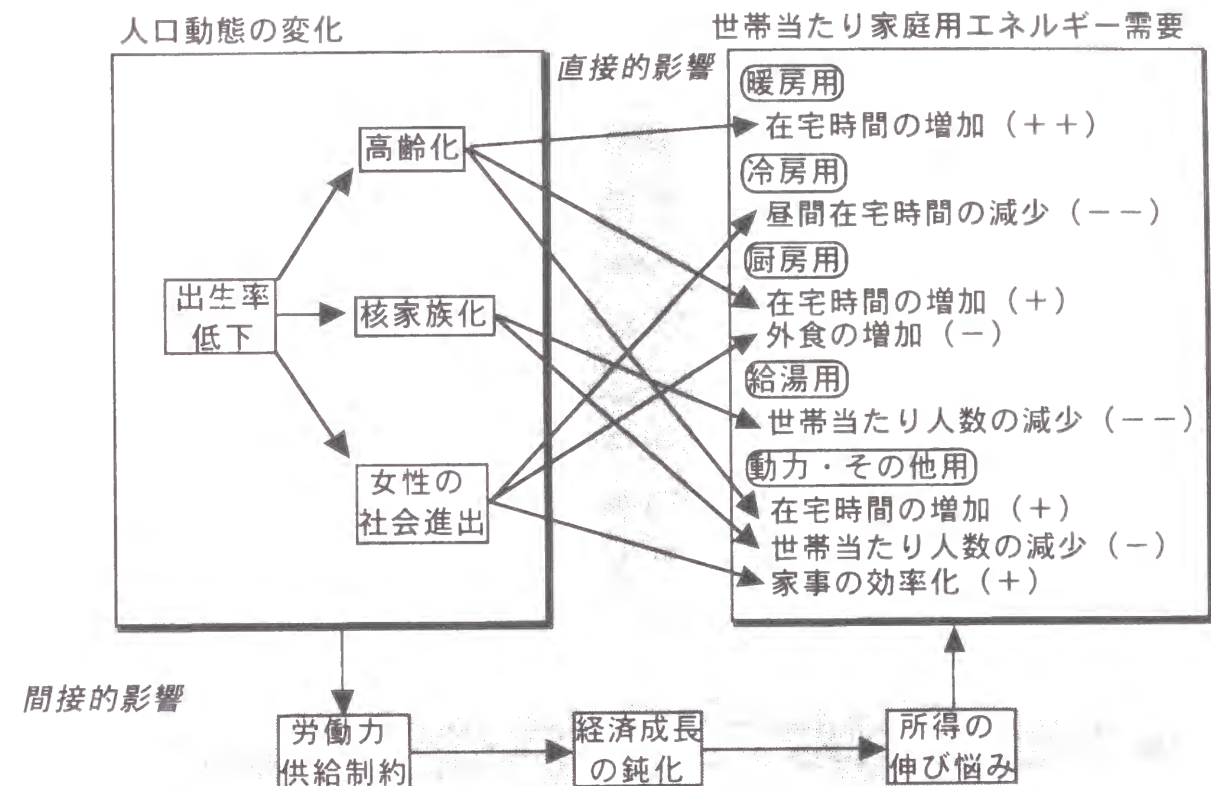
用途別エネルギー需要は、基本的に家庭部門では世帯当たりを、業務部門では需要全体を被説明変数とし、家庭部門の冷暖房用についてはデグリデー*8、家庭部門の給湯用は世帯人数当たり、および業務部門の動力・その他用は床面積当たりの需要を被説明変数として推定している。さらに、エネルギー効率の改善状況を定量化するため、家庭部門の冷房および暖房用エネルギー需要関数に家屋断熱化による暖房効率の向上とエアコンの効率化の影響を組み込んだ。住宅暖房効率指数およびエアコン効率指数は、東京や大阪の気候において最も一般的な、グラスウール断熱材50mm厚相当の断熱化を施した住宅の年間暖房負荷が非断熱化住宅の約54%であること[2.4]と、毎年新築される住宅の断熱化率あるいは出荷されるエアコン1台当たり消費電力の改善動向に、それらの平均寿命を勘案して保有ベースのエアコンの効率指数を作成することで行った。その推定結果を図2.5に示す。この図では、効率指数は住宅の暖房負荷当たりあるいはエアコン1台当たりの消費エネルギーで定義されており、1970年度比で暖房効率は18%、エアコン効率（保有ベース）は42%改善した。なお、冷蔵庫やカラーテレビなど他の家電機器のエネルギー効率も改善したが、これらの機器は効率改善と同時に大型化が進んだ結果、1台当たりの消費電力はあまり改善していないため、本章では効率化を考慮していない。



出典：[2.1]

図2.5 家屋断熱化とエアコン効率化による冷暖房負荷の低減率

*8 毎年の平均気温をもとに、冷暖房の必要度を表す指標。冷房デグリデーは1日の平均気温が24℃を上回る日の平均気温と22℃の差を年間にわたって積算したものであり、暖房デグリデーは1日の平均気温が14℃を下回る日の平均気温と14℃の差を年間にわたって積算したものである。



出典：[2.1]

図2.6 人口動態の変化の家庭用エネルギー需要への影響

また、人口動態の変化が家庭部門のエネルギー需要に与える影響については、次のようにしてモデルに組み込んだ。図2.6に示すように、この影響は家庭部門のエネルギー需要に関する行動様式の変化を通じて現れる直接的な影響と、それ以外の間接的な影響に区別できる。世帯当たりエネルギー需要に及ぼす直接的な影響については、高齢者の増加が在宅時間の増加をもたらし、それが暖房用需要を増加させること、女性の社会進出が昼間の在宅時間の減少をもたらし、それが冷房用需要を減少させること、核家族化が世帯当たり人数の減少をもたらし、それが給湯用需要を減少させるという、特に3つの関係が顕著であると考えられる。そこで、説明変数として、暖房用エネルギー需要関数に高齢者比率を、冷房用エネルギー需要関数に女子労働力率（20歳から64歳の女性のうちで、就業している人の割合）を追加し、給湯用エネルギー需要は世帯人数当たりのエネルギー需要を推定した。

一方、経済動向の変化を通じた間接的な影響は、図2.3に示すように、中期経済予測システムの他のモデル[2.5, 2.6]を利用して、人口高齢化に伴う経済成長の鈍化を反映したGDPや物価水準、および産業部門別生産額をエネルギー間競争モデルに入力することによって計算される。

エネルギーシェア関数およびエネルギー需要関数の推定結果を表2.5～表2.8に示す。産業部門と同様、ラグ付き従属変数の係数は0.7を超えているものが多い。ただし、有意でなかったため、家庭部門の一部の需要関数にはラグ付き従属変数は入っていない。価格弾性値はシェア関数における業務部門の冷房用都市ガスの値（対電力）が突出して大きく、近年の地域再開発における電気事業と都市ガス産業の競争を反映している。また表2.8から、上記の人口動態の変化の影響が、あらかじめ予想した通りの方向（高齢者比率が高まると暖房用エネルギー需要が増加し、女性労働力率が高まると冷房用エネルギー需要が減少する）でエネルギー需要関数が推定されていることが分かる。

表2.5 業務部門エネルギーシェア関数

用途 (式のタイプ)	価格弾性値 (t値)	ラグ付き従属 変数 (t値)	その他(説明変数とその t値, 年はラグ変数の年)	R ²	DW	Durbin h
暖房用						
①電力	-0.1066 (-2.2)	0.9654 (25.8)		0.972	2.45	-1.53
②都市ガス	-0.1151 (-3.8)	0.7643 (11.1)	0.1851 (93年, 3.0)	0.878	1.42	1.67
①石炭	-0.2382 (-1.3)	0.8323 (11.6)		0.829	1.82	0.43
冷房用						
②都市ガス*1	-1.8758 (-4.2)	0.2918 (2.3)	0.7510 (都市ガス暖房シェア, 1.3)	0.948	1.46	1.42
石油*2	-0.1496 (-4.3)	0.7211 (12.5)	0.2789 (生産額, 4.3)	0.983	1.84	-0.10
給湯用						
②都市ガス	-0.2141 (-5.2)	0.8347 (18.9)		0.978	1.16	2.36
石油*2	-0.0955 (-4.1)	0.8601 (27.2)		0.970	1.92	0.11
①石炭	-0.3650 (-2.6)	0.8104 (11.1)		0.815	1.84	0.42
厨房用						
①都市ガス	-0.0133 (-0.5)	0.6955 (10.7)		0.836	1.77	0.61

①は用途別エネルギーシェア関数として(2-8)式、②は(2-9)式を用いていることを示す。

*1 上限を0.3に設定

*2 シェアではなく消費量を直接推定

出典：[2.1]

表2.6 家庭部門エネルギーシェア関数

用途 (式のタイプ)	価格弾性値 (t値)	ラグ付き従属 変数 (t値)	その他(説明変数とその t値, 年はラグ変数の年)	R ²	DW	Durbin h
暖房用						
①電力	-0.2172 (-2.5)		0.0147 (機器普及率, 11.8) -0.3827 (79年, -3.1)	0.844	1.19	
①灯油	-0.0263 (-0.7)	0.8253 (22.3)	-0.00138 (タイムトレンド, -1.4)	0.969	2.05	-0.42
給湯用						
①電力	-0.1291 (-1.3)	0.7716 (41.7)	1.5889 (戸建住宅比率, 4.1)	0.987	2.59	-1.64
①LPG	-0.1081 (-1.6)	0.3283 (18.1)		0.932	1.72	0.67
①灯油		0.5473 (4.7)	-0.00340 (タイムトレンド, -2.4)	0.538	2.13	-0.81

出典：[2.1]

表2.7 業務部門エネルギー需要関数

用途	価格弾性値 (t値)	ラグ付き従属 変数 (t値)	生産額 (t値)	R ²	DW	Durbin h
暖房用	-0.1165 (-3.4)	0.7936 (15.3)	0.0891 (2.2)	0.961	2.15	-0.44
冷房用	-0.0890 (-0.7)	0.6176 (4.9)	0.4757 (2.6)	0.960	2.37	-1.51
給湯用	-0.1187 (-4.5)	0.8216 (19.5)	0.0887 (2.9)	0.979	2.24	-0.78
厨房用		0.8801 (12.6)	0.1260 (1.8)	0.994	2.21	-0.67
動力・その他用*1	-0.0202 (-0.8)	0.3340 (2.3)	0.5303 (4.3)	0.997	1.49	2.18

*1 床面積当たり消費量

出典：[2.1]

表2.8 家庭部門エネルギー需要関数

用途	価格弾性値 (t値)	可処分所得 (t値)	その他 (説明変数とそのt値)	R ²	DW	Durbin h
暖房用*1	-0.2483 (-7.6)	0.8318 (7.9)	0.2210 (高齢者比率, 2.5) 0.00053 (暖房デグレイト, 6.2)	0.959	0.61	
冷房用*1	-0.1852 (-0.9)		0.0464 (機器普及率, 16.2) -6.807 (女子労働力率, -6.4)	0.978	1.52	
給湯用*2		0.2558 (1.5)	0.8170 (一期前, 15.3)	0.992	2.27	-1.03
厨房用	-0.4211 (-3.5)	-0.3063 (-4.6)		0.437	1.15	
動力・その他用	-0.1555 (-3.4)	0.3215 (3.1)	0.5467 (一期前, 7.1) 0.9250 (住宅床面積, 3.9)	0.998	1.89	0.16

*1 効率補正後のデグレイト当たり消費量

*2 一人当たり消費量

出典：[2.1]

(3) 運輸部門

運輸部門では、輸送手段とその燃料はほぼ一対一の関係にあり、輸送手段を選択した時点で消費される燃料は一意に決まる。輸送手段は速度や大量輸送性などで役割分担が決まっており、エネルギー間の競合はあまり見られない。このため、他部門とは異なり、それぞれのエネルギー需要を直接推定した。消費規模を表す説明変数として、自家用自動車輸送には家計可処分所得を、それ以外の輸送には国内総生産を用いた。また、自動車の過去の燃費向上を反映するため、自動車のエネルギー需要関数にタイムトレンド項を追加した。

エネルギー需要関数の推定結果を表2.9に示す。旅客用LPGを除いて、自由度調整済み決定係数(R²)は0.95を超えており、回帰の適合度は高い。旅客用LPGの適合度があまり高くないのは、旅客用LPGは専らタクシーのみによって消費されるので、他の輸送手段と比べてエネルギー需要が少なく、データの毎年の変動が激しいためである。また、輸送設備の更新に長い時間がかかるため、他の部門と同様、ラグ付き従属変数の値は大きく、エネルギー需要は短期的に変化しにくいことが分かる。

表2.9 運輸部門エネルギー需要関数

用途	価格弾性値 (t値)	ラグ付き従属変数 (t値)	その他 (説明変数とそのt値, 年はダミー変数の年)	R ²	DW	Durbin h
自動車輸送人扣	-0.2275 (-3.2)		2.0713 (可処分所得, 21.4)	0.975	0.63	
航空輸送人扣		0.7438 (10.2)	0.4567 (国内総生産, 2.6)	0.993	1.31	0.71
自動車輸送ト扣	-0.1387 (-1.4)		1.5138 (国内総生産, 8.5)	0.964	0.38	
旅客用ガソリン*1		0.7550 (10.0)	-0.0177 (タイムトレンド*, -2.1)			
			0.4170 (可処分所得, 2.6)	0.972	2.45	-1.37
			-0.0042 (タイムトレンド*, -1.8)			
			-0.0623 (88年, -2.2)			
貨物用ガソリン*2		0.9047 (11.1)	-0.0064 (タイムトレンド*, -1.1)	0.987	0.74	3.46
旅客用軽油*1		0.7667 (10.6)	-0.0031 (タイムトレンド*, -1.3)	0.960	1.55	0.98
貨物用軽油	-0.1094 (-3.9)	0.3854 (4.1)	1.406 (国内総生産, 5.5)	0.997	1.78	0.49
			-0.0142 (タイムトレンド*, -1.5)			
鉄道用軽油	-0.2507 (-5.5)	0.9044 (23.5)		0.966	1.96	0.10
旅客用LPG	-0.4113 (-1.5)	0.5900 (3.2)	0.1379 (国内総生産, 1.6)	0.519	1.82	0.85
			0.2745 (83年, 2.6)			
船舶用重油	-0.1091 (-3.0)	0.9349 (18.0)	-0.3309 (90年, -4.5)	0.935	1.66	0.76
航空用ジェット燃料		0.8066 (12.9)	0.1944 (国内総生産, 2.0)	0.993	1.73	0.50
鉄道用電力計	-0.1212 (-4.7)	0.6173 (8.0)	0.2927 (国内総生産, 5.4)	0.994	1.87	-0.20
鉄道用自家発	-0.0616 (-2.4)	0.6859 (7.8)	0.2146 (国内総生産, 3.6)	0.990	1.87	0.10
			-0.0612 (87年, -2.4)			

*1 輸送人キロ当たり消費原単位
 *2 輸送トンキロ当たり消費原単位
 出典: [2.1]

これらのエネルギー需要関数から短期と長期の価格弾性値を求めると表2.10のようになる。短期の価格弾性値はマイナス0.1前後で、部門間に差は見られない。一方、長期の価格弾性値は概ねゼロからマイナス1の間で分布しており、部門別では産業部門と運輸部門の絶対値が他の部門より大きく、相対的にエネルギー価格により敏感に反応する。

エネルギー需要ブロック全体を通じて言えることは、総じて技術進歩を表すタイムトレンド項が有意ではなかったため、説明変数に含まれていないことである。言い換えれば、過去の省エネルギーのほとんどは価格効果を通じて技術進歩が進んだためであり、エネルギー価格が下落に転じれば、技術進歩が停滞してエネルギー需要が増加する可能性が高いことを意味している。

(4) エネルギー転換ブロック (石油精製)

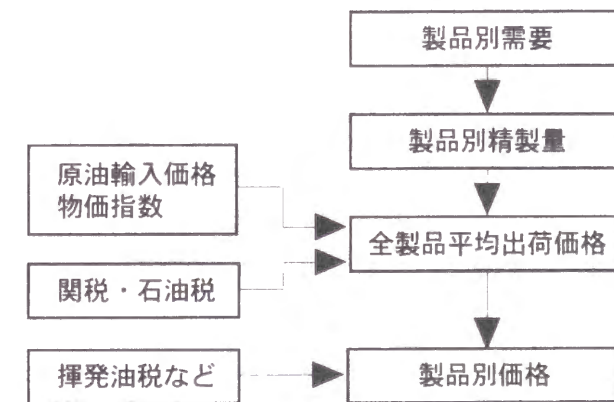
このブロックは、石油製品別のエネルギー価格が決定される。石油精製では、原油の組成に応じて様々な石油製品が得率と呼ばれる割合で同時に生産される。しかし、現在はこの割合以上に軽質油の

表2.10 価格弾性値の推定結果

部門/用途	価格弾性値		部門/用途	価格弾性値				
	短期	長期		短期	長期			
産業部門	農林水産業	-0.09	-0.38	自動車二キロ	-	-0.23		
	鉱業	-0.12	-0.69	自動車トキロ	-	-0.17		
	建設業	-0.05	-0.10	運輸部門	旅客ガソリン	-	-	
	食料品	-0.08	-0.47		旅客LPG	-0.41	-1.00	
	繊維	-0.08	-0.38		貨物軽油	-0.11	-0.18	
	紙・パルプ	-0.10	-0.45		船舶重油	-0.11	-1.77	
	化学工業	-0.09	-1.05		ジェット燃料	-	-	
	窯業土石	-0.11	-0.24		鉄道電力	-0.12	-0.32	
	一次金属	-0.15	-0.54		家庭部門	暖房用	-	-0.25
	金属機械	-0.11	-0.25			冷房用	-	-0.19
その他製造	-0.06	-0.28	給湯用			-	-	
			厨房用			-	-0.42	
業務部門	暖房用	-0.12	-0.56	その他用	その他用	-0.16	-0.34	
	冷房用	-0.09	-0.23					
	給湯用	-0.12	-0.68					
	厨房用	-	-					
	その他用	-0.02	-0.03					

一の欄は、エネルギー需要関数はあるが、エネルギー価格は有意ではなかったため、説明変数に含まれていないことを示す。

需要が多いため、接触分解装置などを用いて重油を分解し、軽油や灯油などのいわゆる中間留分の生産を増やしている。このため、石油精製ブロックでは、図2.7に示すように、まず石油製品平均出荷価格を決定し、続いて各製品の価格を決定するという2段階の方式を取る。説明変数に重質油の精製割合を組み込むことにより、需要構成の軽質化が製品価格を押し上げるという関係を考慮している。



出典: [2.1]

図2.7 石油価格ブロックの構造

・石油製品平均出荷価格

$$PPAV / WPI = -4.102 + 0.7496 * PIN / WPI - 23.32 * \ln(HORF / OLRF) \quad (2-10)$$

(-3.5) (28.5) (-22.9)

1966-95, R²=0.981, D.W.=1.28

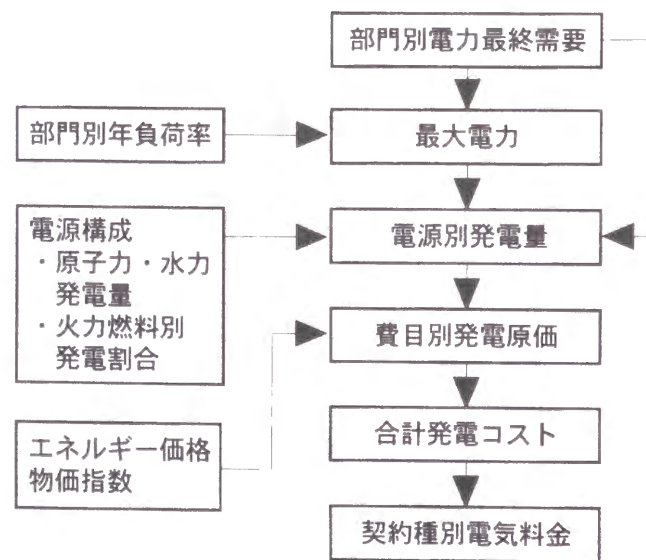
PPAV : 全製品平均出荷価格
 WPI : 卸売物価指数
 PIN : 原油輸入価格 (原油関税・石油税込)
 HORF : 重質油精製量
 OLRF : 石油精製量

(係数の下の括弧内はその係数のt値を表す)

(5) エネルギー転換ブロック (電力)

電気料金は原価主義に基づいて設定されている。また、電源計画は電源の経済性のみならず、環境影響やエネルギー安全保障など国の政策と密接に関係している。そこで、本モデルは電源構成を外生変数として、電力供給の総括原価を算出し、これをもとに契約種別の料金を決定する。モデルの構造を図2.8に示す。

本モデルでは、必要な発電設備容量や電気料金を決定するために、最大電力を内生化している。最大電力の計算方法は、産業・運輸・業務・家庭部門の負荷パターンがそれぞれ一定であると仮定し、過去の実績から各部門毎の年負荷率 (最大電力と年間電力需要の比) を計算し、将来の需要構成の変



出典：[2.1]

図2.8 電力価格ブロックの構造

化に応じて年負荷率が変わると想定した。その際、業務と家庭部門については、年負荷率低下の最大要因と思われる冷房用の電力需要を他の需要と区別して扱った。推定結果から、冷房需要の年負荷率は約20%と小さく、最大電力を大きく押し上げていることがわかる。

・最大電力

$$PEAK = (EPIN + EPTR) / 0.755 + EPCMO / 0.399 + EPCMC / 0.263 + EPREO / 0.620 + EPREC / 0.157 \quad (2-11)$$

(9.8) (4.3) (1.6)
(2.3) (3.1)

1970-95, R²=0.998, D.W.=1.92

PEAK : 夏期送電端最大電力
 EPIN : 産業部門購入電力量
 EPTR : 運輸部門 " "
 EPCMO : 業務部門 " (冷房用除く)
 EPCMC : 業務部門 " (冷房用)
 EPREO : 家庭部門 " (冷房用除く)
 EPREC : 家庭部門 " (冷房用)

(係数の下の括弧内はその係数のt値を表す)

・費目別費用関数

$$UCLA = 0.0056 + 0.000089 * CPI + 0.241 * UCLA(-1) + 0.0025 * DUMOILI \quad (2-12)$$

(7.3) (4.3) (2.0) (5.2)

1971-95, R²=0.979, D.W.=1.47, Durbin's h=1.68

$$\ln(UCCA) = -3.280 + 0.2461 * \ln(SEL(-1) / WPI(-1)) + 0.6728 * \ln(UCCA(-1)) \quad (2-13)$$

(-4.6) (4.5) (10.3)

1971-95, R²=0.985, D.W.=1.69, Durbin's h=0.61

$$\ln(UCRP) = -5.906 + 0.4348 * \ln(SEL(-1) / WPI(-1)) + 0.5431 * \ln(UCRP(-1)) \quad (2-14)$$

(-5.0) (4.9) (6.1)

1971-95, R²=0.972, D.W.=2.15, Durbin's h=-0.44

UCLA : 労働単位コスト (¥/kWh)
 CPI : 消費者物価指数
 DUMOILI : 石油危機ダミー (1973年度以前が0、1974年度以降が1)
 UCCA : 資本単位コスト (¥/kWh)
 SEL : 総設備容量
 UCRP : 修繕単位コスト (¥/kWh)

(係数の下の括弧内はその係数のt値を表す)

(6) エネルギー転換ブロック（都市ガス）

都市ガス料金も電気料金と同様、原価主義に基づいている。近年は、供給面では原料の天然ガス切り替えが進展し、ガス製造工程の簡略化により供給コストが低下している。需要面では、供給コストの安い産業用大口の需要家の増加が著しい。両者の影響で、以前より規模の経済性がより強く現れるようになっており[2.7]、これを反映するため、都市ガス製造の総資本費の説明変数に都市ガス需要を組み込み、短期的には規模の経済性が働くように考慮している。

・都市ガス総資本費

$$\ln(CCPTG / WPI * 100) = 0.8837 + 0.3646 * \ln(TGFI) + 0.6787 * \ln(CCPTG(-1) / WPI(-1) * 100) \quad (2-15)$$

1970-95, R²=0.988, D.W.=1.75, Durbin's h=-0.87

CCPTG : 都市ガスの総資本費
 TGFI : 都市ガスの最終需要計
 WPI : 卸売物価指数

2. 1. 3 CO₂排出量の算出

地球温暖化問題に対する関心が世界的に高まった90年代初頭以降、エネルギーモデルで温室効果ガスの一つであるCO₂の排出量を計算することは常識になっている。しかし、各エネルギー源の単位発熱量当たりのCO₂排出量（CO₂排出原単位）や、排出原単位の細分化の程度がモデル間で微妙に異なっているため、計算されたCO₂排出量がモデルによって異なることが多く、このような場合、ある年の排出水準まで排出量を抑制するという同一の目標をおいても、その水準自体が違ってしまふ。

本章では、他のモデルの計算結果と比較することを考慮し、最も一般的に用いられていると思われる、環境庁が使用しているCO₂排出原単位[2.8]を用いてCO₂排出量を計算している（表2.11）。なお、環境庁と同様、化学工業が消費したナフサ・LPGおよび潤滑油など非エネルギー消費の80%を非燃焼用として除外している。また、廃棄物燃焼からの排出量など、化石燃料の燃焼以外からのCO₂排出量（1995年度で2,180万t-C）は含んでいない。

CO₂排出量の推定結果を図2.9に示す。90年度以降の推定値と政府の推計値[2.9]との差は、最も大きい94年度でも0.84%しかない。また、削減の基準となる90年度の差はわずか0.09%であり、次節のように、90年時点の排出水準を抑制目標におくことは適切であると考えられる。

表2.11 CO₂排出原単位

燃料種		原単位 (g-C/Mcal)	燃料種		原単位 (g-C/Mcal)
石炭	原料炭	99.00	石油製品	ガソリン	76.58
	国産一般炭	104.22		ナフサ	76.05
	輸入一般炭	103.44		ジェット燃料	76.65
コークス等*1	コークス	~110		灯油	77.48
	コークス炉ガス	~110		軽油	78.39
	高炉ガス	~110		A重油	79.11
原油		78.11		C重油	81.80
天然ガス		56.39		潤滑油	80.47
都市ガス*2	90 (1965年度) → 58 (1995年度)			石油コークス	106.12
電力*2	210 (1969年度) → 125 (1995年度)			LPG	68.33

*1 コークス転換で産出する全燃料の平均原単位

*2 都市ガスと電力はエネルギー源の構成で毎年原単位が異なり、天然ガスや原子力の導入で減少傾向にある。

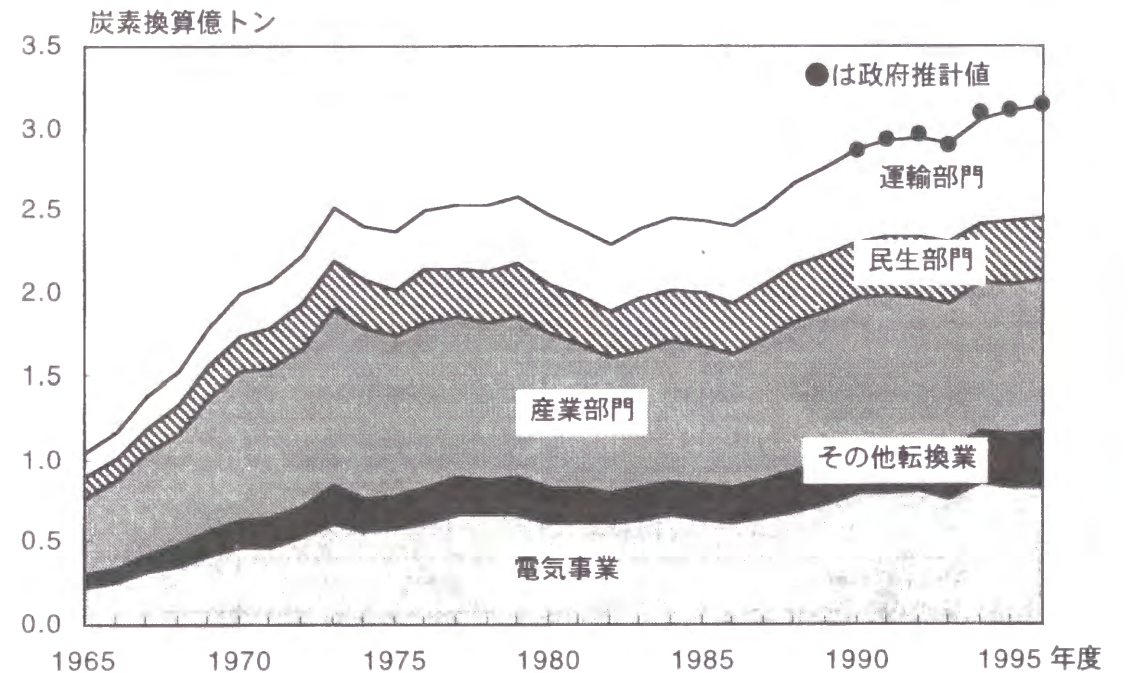


図2.9 CO₂排出量（化石燃料起源）

2. 1. 4 最終テストの結果

構築したモデル全体の適合度について調べるため、最終テストを行った。期間はすべてのデータが共通して含まれる1985年度から1995年度であり、1985年度（ラグ付き従属変数は1984年度）の実績値を出発点として、モデルをダイナミックに動かした場合の実績値と推定値の違いを調べた。期間全般にわたる適合度を測るための統計量として、次式で表されるタイルの不一致係数を用いた[2.10]。

$$\text{Theil's Inequality Coefficient} = \frac{\left\{ \sum_t (ACT_t - EST_t)^2 / T \right\}^{1/2}}{\left\{ \sum_t (ACT_t^2) / T \right\}^{1/2} + \left\{ \sum_t (EST_t^2) / T \right\}^{1/2}} \quad (2-16)$$

ACT_t : t 年度の実績値
 EST_t : t 年度の推定値
 T : 最終テストの期間数

主な変数のタイルの不一致係数を表2.12に示す。どの係数も適合度の目安である5%を下回っており、適合度は良好であるといえる。また、これらの変数の実績値と推定値を図2.10～図2.28に示す。運輸部門の石油製品が若干過大に推定されているが、これは最終テストを推定期間の途中である1985年度からの期間で行っているためであり、運輸部門単独で1976年度からの期間で最終テストを行った場合、このような過大推定は見られないため、再推定の必要はないと考えられる。

表2.12 最終テストにおける主要変数のタイルの不一致係数

変数名	タイルの不一致係数	変数名	タイルの不一致係数
一次エネルギー総供給	1.0%	石炭最終消費	1.7%
石炭一次供給	1.4%	コークス最終消費	1.7%
原油一次供給	2.2%	石油製品最終消費	1.9%
天然ガス一次供給	0.5%	都市ガス最終消費	0.6%
最終エネルギー消費計	1.3%	電力最終消費	0.7%
産業部門	1.2%	CO ₂ 排出量(日本全体)	1.2%
業務部門	1.4%	石油製品平均出荷価格	1.3%
家庭部門	0.8%	都市ガス消費者価格	1.0%
運輸部門	3.3%	電灯電力総合単価	2.0%
非エネルギー消費	1.3%		

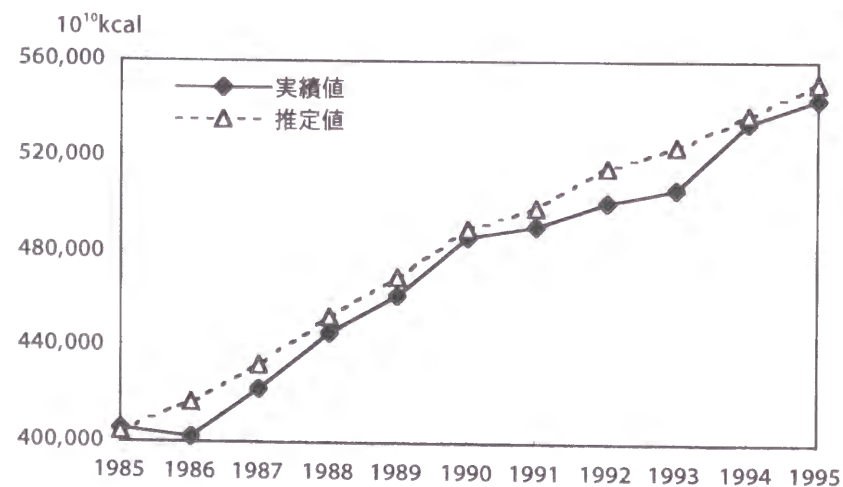


図2.10 最終テスト結果（一次エネルギー総供給）

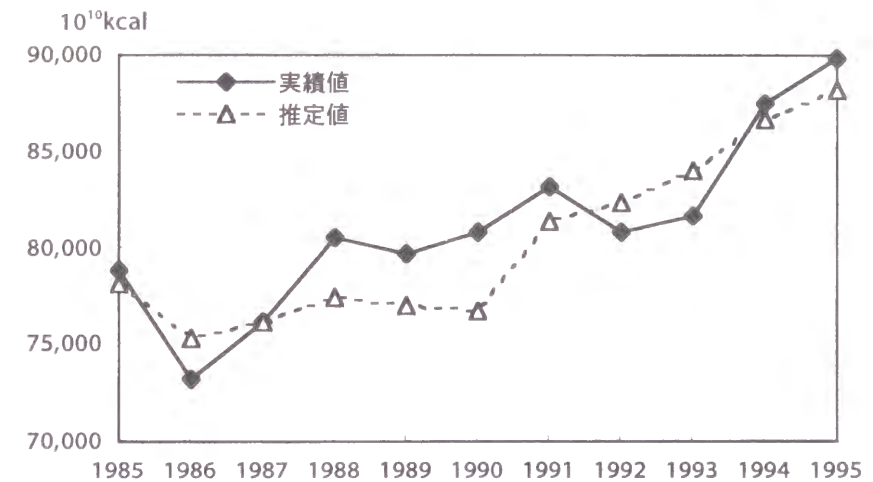


図2.11 最終テスト結果（石炭一次供給）

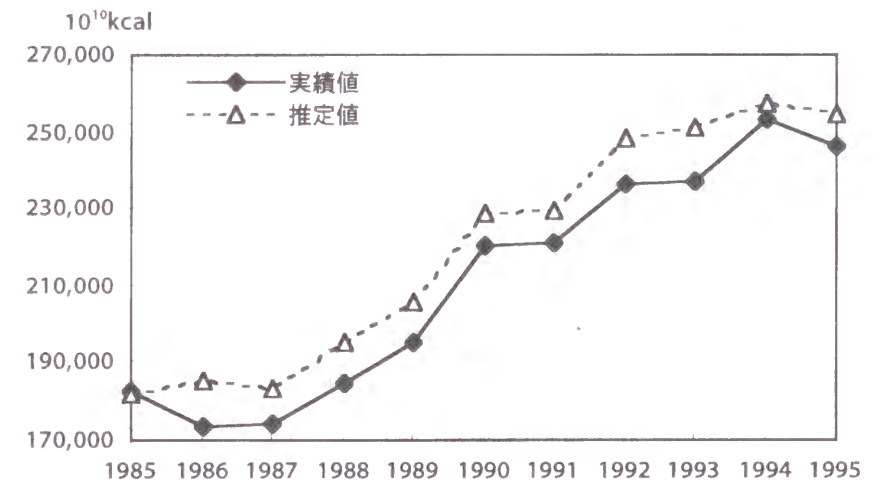


図2.12 最終テスト結果（原油一次供給）

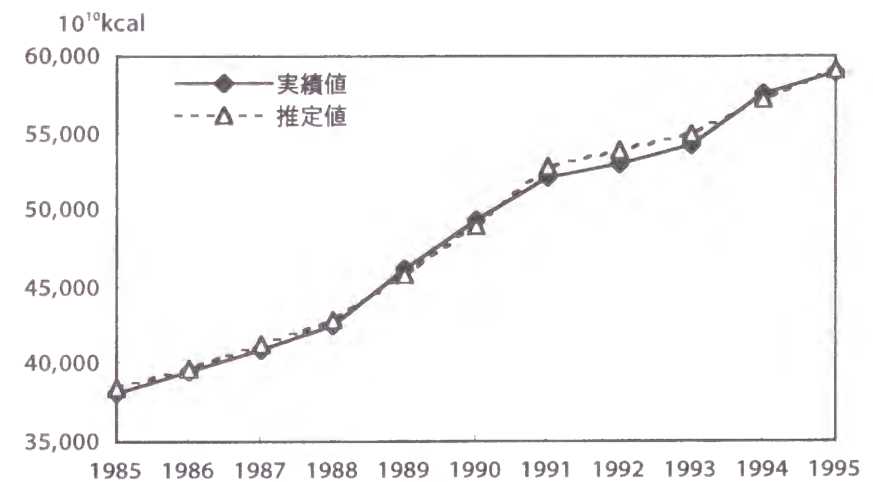


図2.13 最終テスト結果（天然ガス一次供給）

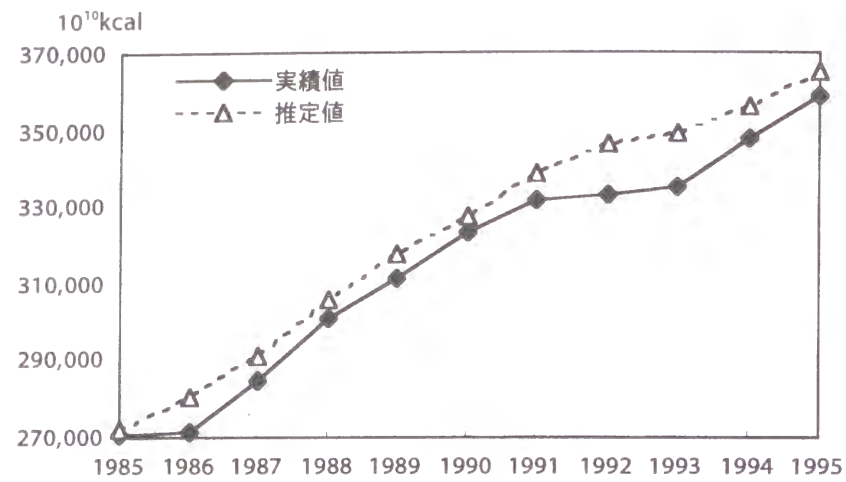


図2.14 最終テスト結果 (最終エネルギー消費計)

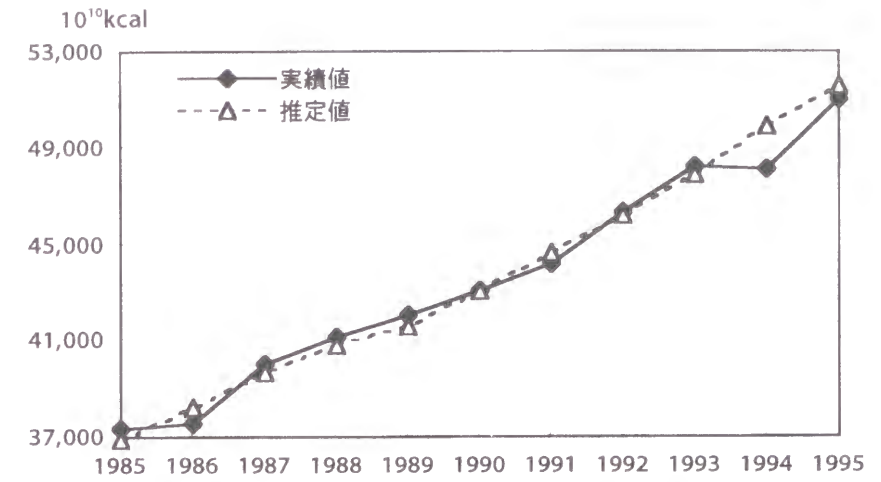


図2.17 最終テスト結果 (家庭部門最終消費)

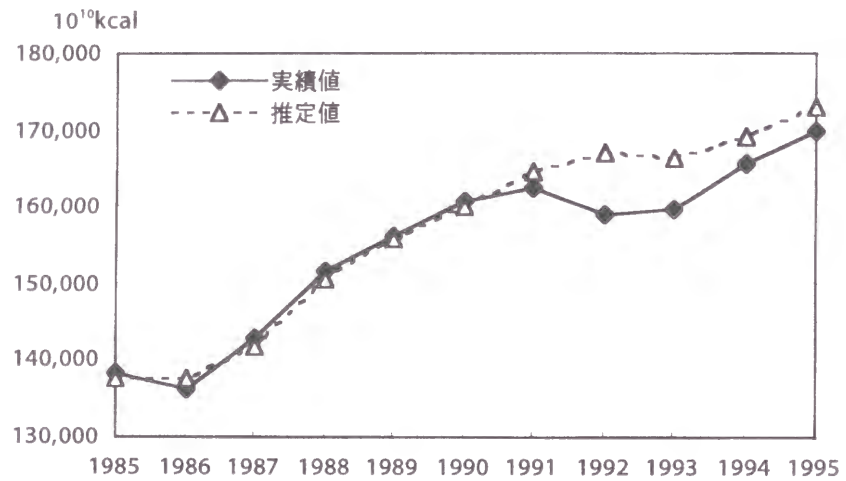


図2.15 最終テスト結果 (産業部門最終消費)

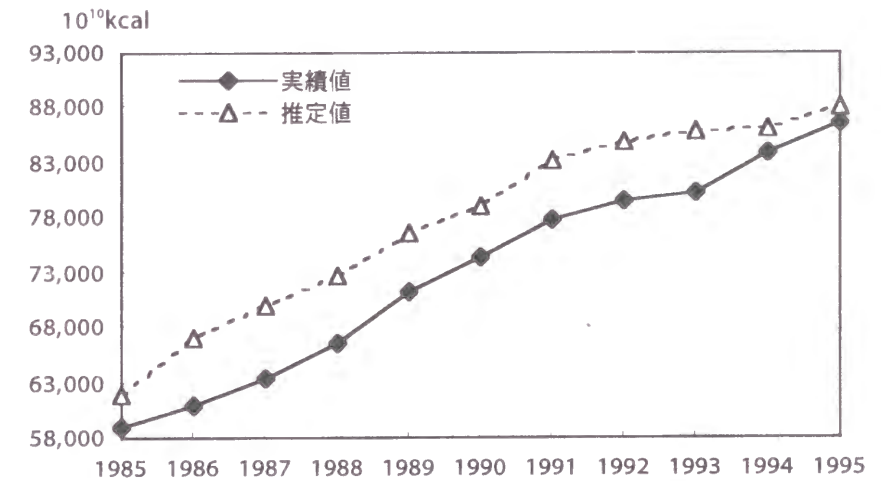


図2.18 最終テスト結果 (運輸部門最終消費)

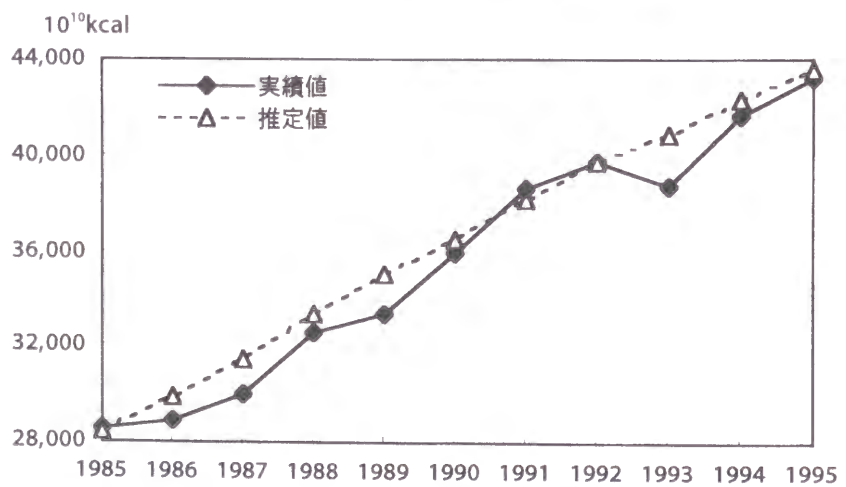


図2.16 最終テスト結果 (業務部門最終消費)

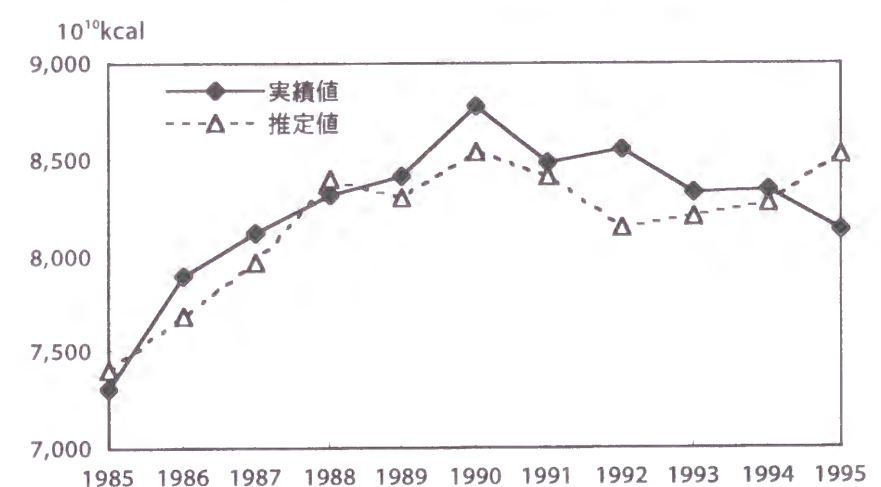


図2.19 最終テスト結果 (非エネルギー消費)

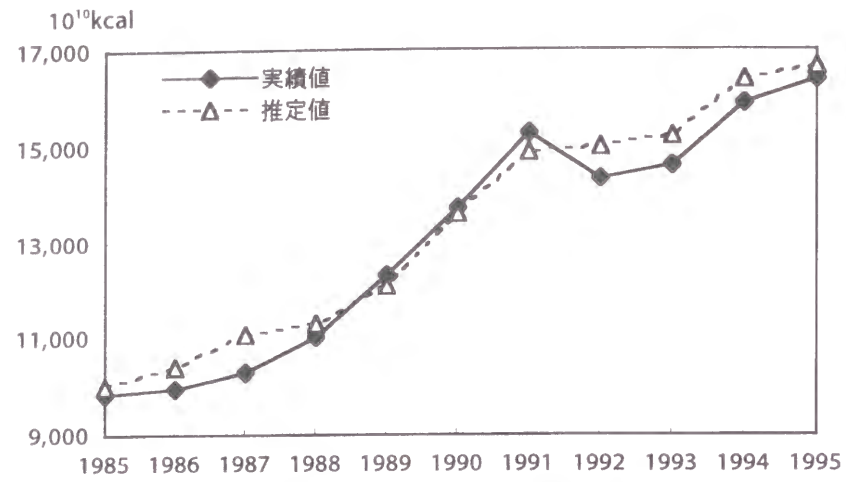


図2.20 最終テスト結果（石炭最終消費）

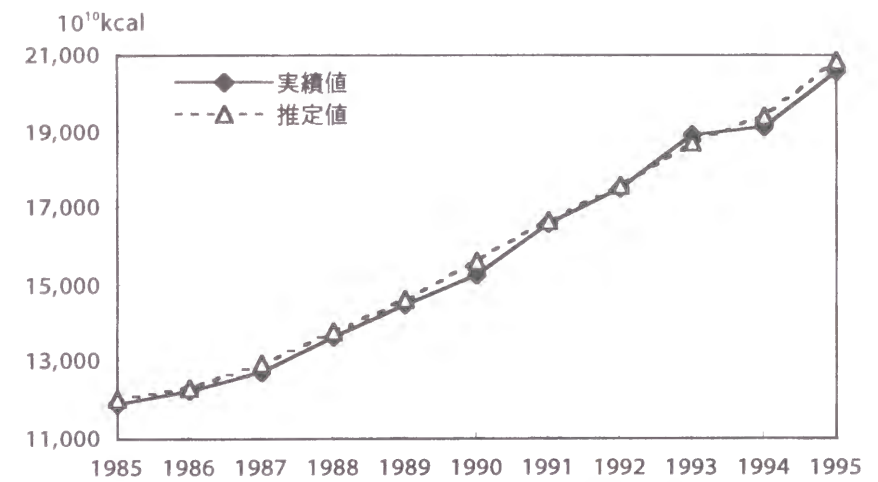


図2.23 最終テスト結果（都市ガス最終消費）

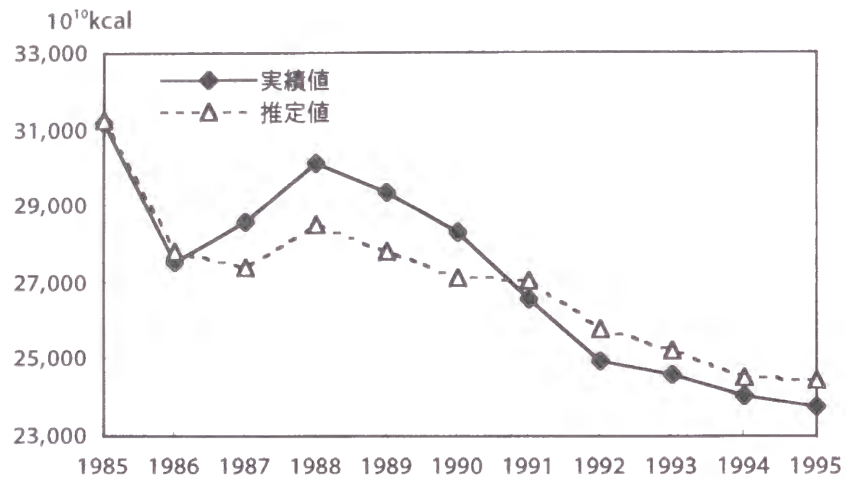


図2.21 最終テスト結果（コークス最終消費）

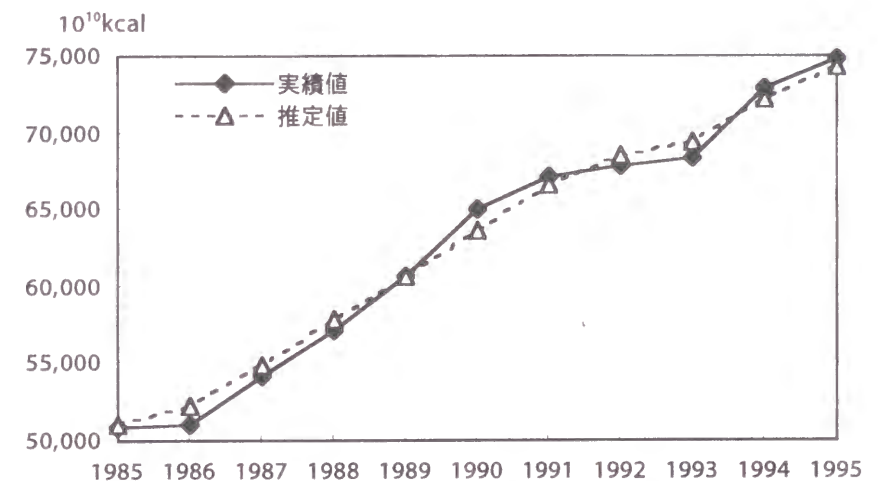


図2.24 最終テスト結果（電力計最終消費）

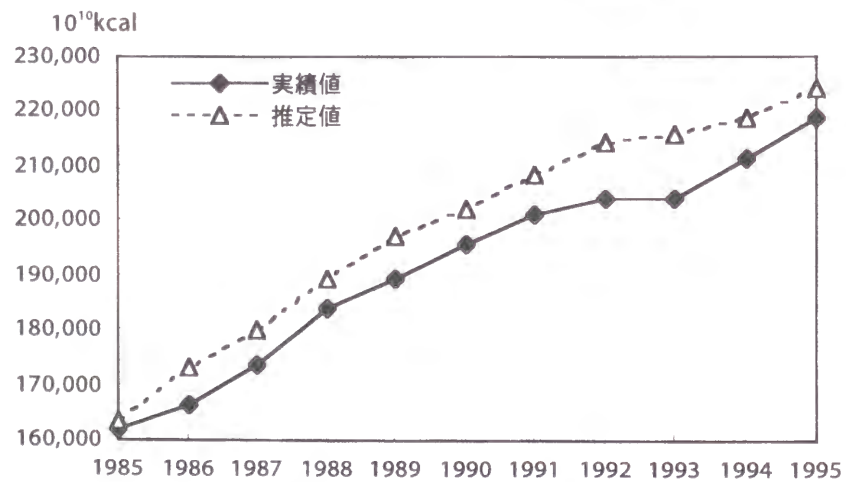


図2.22 最終テスト結果（石油製品最終消費）

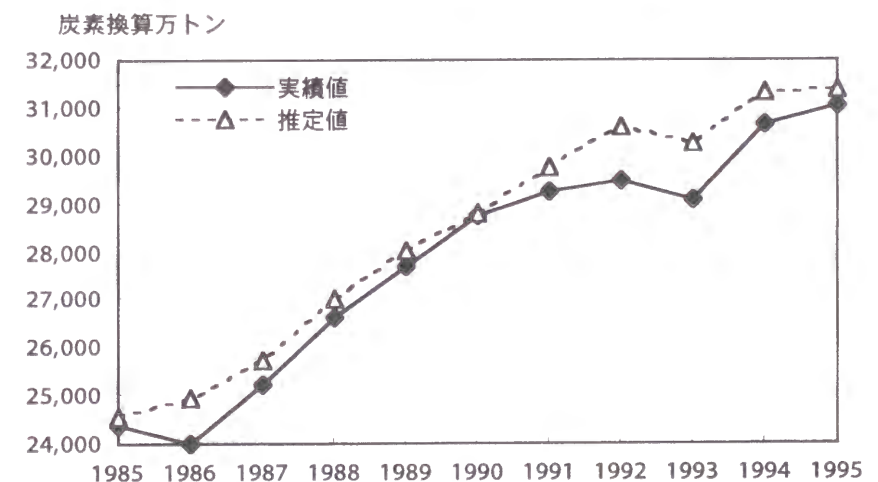


図2.25 最終テスト結果（CO₂排出量（日本全体））

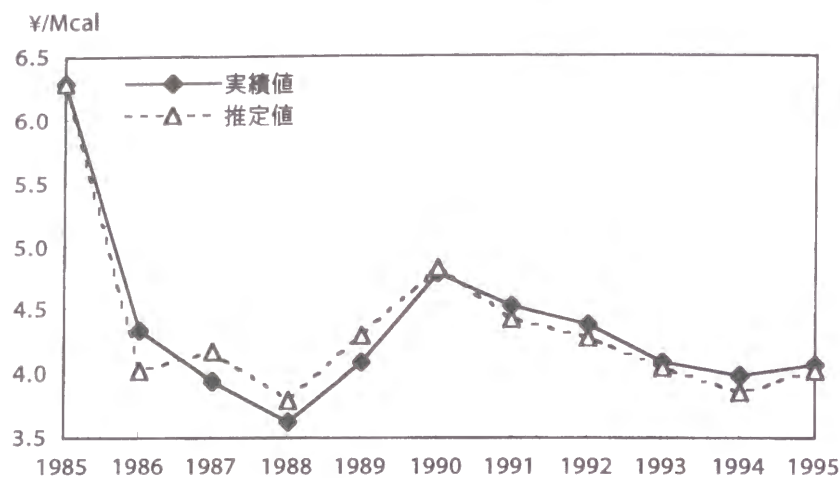


図2.26 最終テスト結果（石油製品平均出荷価格）

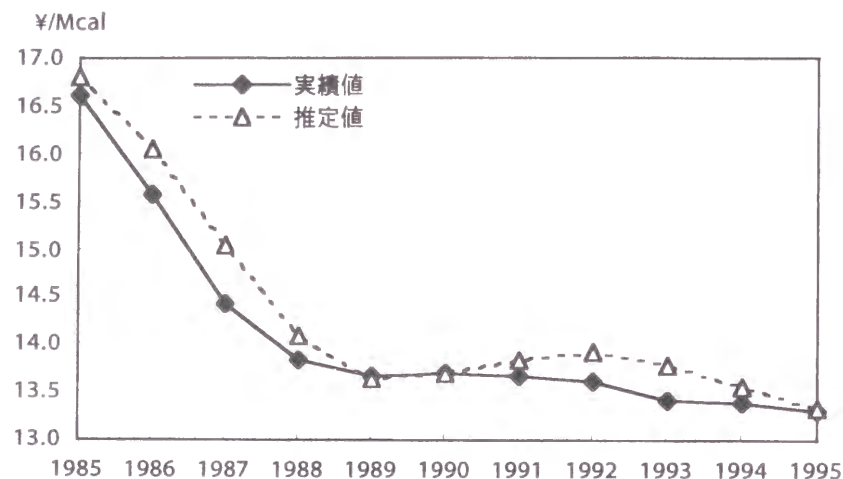


図2.27 最終テスト結果（都市ガス消費者価格）

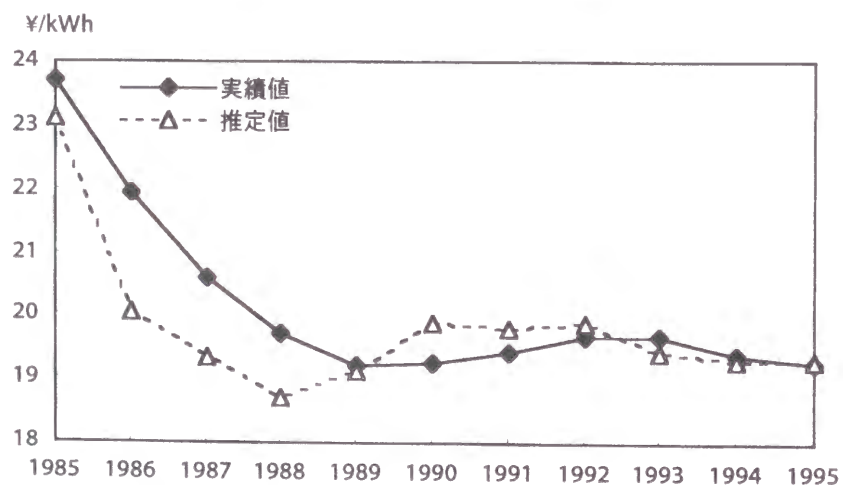


図2.28 最終テスト結果（電灯電力総合単価）

2. 2 炭素税による二酸化炭素排出削減の分析

本節では、前節に示したモデルを用いて、炭素税の価格効果によりCO₂排出量を抑制するためにはどの程度の税率が必要で、その結果エネルギー価格をどこまで上昇させなくてはならないかについて分析する。

炭素税がCO₂排出量を抑制するプロセスは、各エネルギー源の炭素含有率に応じた価格上昇による省エネルギーおよび燃料転換、そして炭素税収の処分が経済成長や産業構造など経済全般に及ぼす影響に分けられる。ここで、炭素税収の処分による影響は、その方法（所得税など他の税の減額や省エネルギー機器に対する補助など）によって大きく変わる。日本や世界全体を対象とした様々な計量モデルによる分析結果を比較すると、炭素税課税後のGDPが課税前より減少するという報告が多いが[2.11]、中には逆に多くなるという報告もある[2.12]。そこで、本節では、課税前と課税後のGDPなどの経済変数の値は変わらないと仮定した。

2. 2. 1 BAUケース

BAU (Business as Usual) ケースは、何らCO₂対策が採られなかった場合のシナリオであり、後に示す炭素税ケースでどの程度のCO₂排出量を抑制しなくてはならないかを推定するために必要となるケースである。BAUケースにおける名目原油価格および為替レートは日本開発銀行による想定値を、経済成長率や物価上昇率、産業構造などの諸前提は電力中央研究所による想定値を用いた[2.13]（表2.13）。原子力は2010年度に政府目標の7,000万kWを達成すると想定し、その他の電源構成については、平成9年度の電力施設計画[2.14]（2006年度まで）の傾向を2010年度まで延長した。

本シナリオに基づく2010年度のCO₂排出量（炭素換算、化石燃料起源、以下同じ）は346.7百万トンとなり、これは90年度の排出量水準より59.5百万トン（20.7%）多い。CO₂排出量はGDP、エネルギー集約度（GDP当たりのエネルギー需要）、炭素依存度（エネルギー当たりのCO₂排出量）の積で表すことができるから、CO₂排出量の年平均変化率はGDP、エネルギー集約度、炭素依存度のそれぞれの年平均変化率の合計で表すことができ、BAUケースでは次式のようなになる。

$$\text{CO}_2\text{排出量の増加率} = \text{GDP成長率} + \text{エネルギー集約度増加率} + \text{炭素依存度増加率}$$

$$(0.7\%) = (1.7\%) + (-0.6\%) + (-0.4\%)$$

表2.13 前提条件

	1995年 (実績)	2000年	2005年	2010年	全期間平均変 化率(%/年)
名目原油価格 (ドル/バレル)	18.1	23.0 (4.9)	28.4 (4.3)	35.1 (4.3)	4.5
為替レート (円/ドル)	94.1	112.2 (3.6)	116.7 (0.8)	121.5 (0.8)	1.7
実質GDP (90年価格兆円)	461.5	498.5 (1.6)	555.8 (2.2)	598.3 (1.5)	1.7
卸売物価指数 (90年=100)	92.2	96.2 (0.9)	101.6 (1.2)	107.6 (1.1)	1.0
消費者物価指数 (95年=100)	100.0	106.1 (1.2)	119.5 (2.4)	135.2 (2.5)	2.0
産業部門別生産額 成長率(%)		1995~2000 年平均	2000~2005 年平均	2005~2010 年平均	
農林水産業		-0.5	-0.9	-1.4	-0.9
鉱業		-3.2	-2.4	-1.9	-2.5
建設業		-0.2	1.2	0.3	0.4
食品		1.1	0.5	0.2	0.6
繊維		-0.3	-0.2	-1.6	-0.7
紙・パルプ		-0.1	0.7	-0.2	0.1
化学工業		1.9	2.1	1.3	1.8
窯業・土石		-0.9	0.6	-0.4	-0.2
一次金属		1.1	2.1	0.7	1.3
金属機械		3.0	3.5	2.6	3.0
その他製造		0.1	0.3	-0.8	-0.1
サービス業		1.6	2.7	1.8	2.0
合計		1.5	2.3	1.5	1.8

注) 括弧内は年平均変化率(%/年)を表す。
出典: [2.13]。

エネルギー集約度の低下率0.6%は、1965~95年の平均値0.9%より小さいものの、将来のエネルギー価格の上昇率が低いこと考えると、妥当な水準のように思われる。同様に、炭素依存度の低下率0.4%も、1965~95年の平均値0.3%とほぼ等しく、原子力が極めて実現困難と言われる政府目標を達成してもこの程度にしかない。

2. 2. 2 炭素税ケース

CO₂排出抑制目標は、総合エネルギー調査会需給部会の中間報告[2.15]で示された排出抑制目標に則り、2010年度の排出量を1990年度の水準(287.2百万トン)に抑制することとする。よって、2010年度のBAUケースからの削減率は17.2%となる。

炭素税ケースでは、エネルギー価格の上昇による需要側の省エネと燃料転換以外に、電源構成などエネルギー供給側のCO₂排出抑制が考えられる。しかし、原子力や水力などCO₂を排出しないエネルギー源には立地制約があるため、BAUケース以上に供給量を増やすのは困難である。また、火力発電の燃料を石炭からLNGに変えることも、LNG基地から遠距離導管を石炭火力発電所まで新たに建設しない限り難しく、これには多大な費用が必要である。そこで、火力発電の燃料別構成比はBAUケースと同じと想定した。

炭素税は、2001年度より各エネルギー源に表2.11に示したCO₂排出原単位に炭素1トン当たり何円という税率を乗じた分だけが課されるが、エネルギー源によって、炭素含有量のみならず課税前のエネルギー価格が異なるため、価格上昇率もエネルギー源によって大きく異なる。一例として、10,000円/ton-Cの炭素税が課せられた場合の2010年度のエネルギー価格上昇率を表2.14に示す。国内エネルギー価格の上昇率はどのエネルギーについてもあまり大きくなく、都市ガス消費者価格や電灯単価などの家庭用エネルギーでは3%に達しない。これは、課税前の価格が輸入エネルギー価格より相当高いためである。

炭素税は、2001年度より①一定額、②毎年段階的に引き上げるの2通りの導入方法について検討した。このとき、炭素税率は名目で設定しているため、①の方法では実質ベースの炭素税率が物価上昇分だけ毎年低下することになる。なお、炭素税以外の既存エネルギー税については、現在と変わらない

表2.14 10,000円/ton-Cの炭素税による価格上昇幅および上昇率(名目価格, 2010年度)

	2010年度の価格	炭素含有量	価格上昇幅	価格上昇率	
輸 入 価 格	原油税込輸入価格	29,191 円/kl	0.7225 ton-C/kl	7,225 円/kl	24.8%
	一般炭輸入CIF価格	9,157 円/ton	0.6413 ton-C/ton	6,413 円/ton	70.0%
	LNG輸入CIF価格	41,494 円/ton	0.7331 ton-C/ton	7,331 円/ton	17.7%
	LPG輸入CIF価格	27,344 円/ton	0.8200 ton-C/ton	8,200 円/ton	30.0%
国 内 価 格	ガソリン価格	136.5 円/l	0.6433 kg-C/l	6.43 円/l	4.7%
	灯油価格	80.2 円/l	0.6896 kg-C/l	6.90 円/l	8.6%
	軽油価格(輸送用)	111.8 円/l	0.7212 kg-C/l	7.21 円/l	6.5%
	A重油価格	74.5 円/l	0.7357 kg-C/l	7.36 円/l	9.9%
	C重油価格	32.9 円/l	0.8016 kg-C/l	8.02 円/l	24.4%
	LPG消費者価格	28.82 円/Mcal	68.3 g-C/Mcal	0.683 円/Mcal	2.4%
	都市ガス卸売価格	8.52 円/Mcal	55.0 g-C/Mcal*1	0.550 円/Mcal	6.5%
	都市ガス消費者価格	22.44 円/Mcal			2.5%
電灯単価	32.45 円/kWh	94.6 g-C/kWh*1	0.946 円/kWh	2.9%	
電力単価	24.35 円/kWh			3.9%	

*1 BAUケースの2010年度におけるCO₂排出原単位の平均値

いものとする。

計算の結果、必要な炭素税率は①の場合が47,400円/ton-C、②の場合が2001年度に6,610円/ton-Cで以後毎年同額ずつ引き上げ、2010年度に66,100円/ton-Cとなる。①の方が②より2010年度の炭素税率が低いのは、早期に高い税率を課すことにより、①の方が図2.29に示すように省エネルギー、そして図2.30に示すように省CO₂が②より速く進むためである。したがって、①の方が長期的な価格効果を表していると考えられるため、以後は①のケースについて結果を検討する。

表2.15は主な変数について、BAUケースと炭素税ケース①との主な変数の2010年度の値を比較したものである。炭素税ケースのCO₂排出量のBAUケースからの削減率は、一次エネルギー総供給や最終エネルギー消費より小さい。両者の差分(2.5~2.7%)は、より炭素含有率の少ないエネルギーに燃料転換することによって、エネルギー消費量を減らさずにCO₂排出量を減らした分に相当するが、それらはエネルギー消費量の減少率よりはるかに小さい。すなわち、燃料転換は省エネルギーほどCO₂排出削減寄与に寄与していない。このことは、BAUケースと同様、炭素税ケース①の結果を主要変数の年平均変化率で表すと明らかになる。

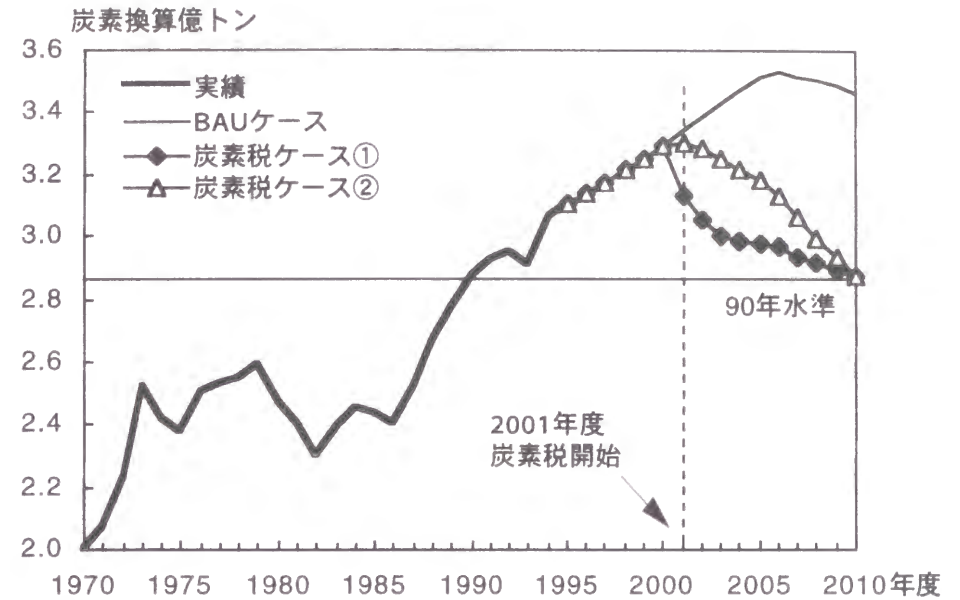


図2.30 炭素税による将来のCO₂排出量の変化

$$\text{CO}_2\text{排出量増加率} = \text{GDP成長率} + \text{エネルギー集約度増加率} + \text{炭素依存度増加率}$$

$$(-0.5\%) \quad (1.7\%) \quad (-1.6\%) \quad (-0.6\%)$$

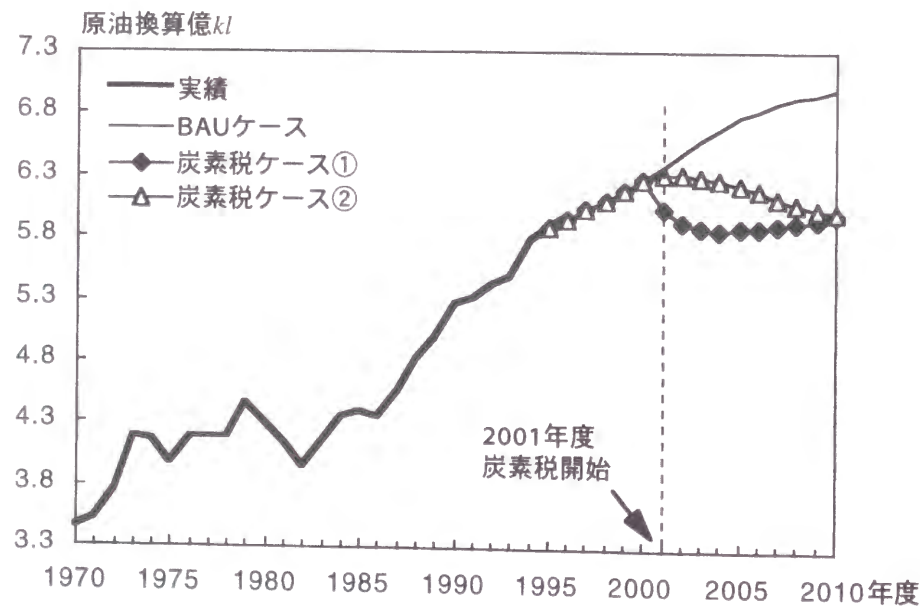


図2.29 炭素税による将来の一次エネルギー総供給の変化

表2.15 BAUケースと炭素税ケース①の比較(2010年度)

	BAUケース	炭素税ケース①	乖離率
CO ₂ 排出量(炭素換算百万トン)	346.7	287.2	-17.2%
一次エネルギー総供給(原油換算億kl)	7.00	5.98	-14.5%
石炭	1.24	0.96	-22.9%
石油	3.38	2.69	-20.5%
天然ガス	0.85	0.80	-5.7%
原子力・水力	1.42	1.42	±0.0%
新エネ・その他	0.11	0.12	+8.5%
最終エネルギー消費(原油換算億kl)	4.51	3.84	-14.7%
産業部門	2.00	1.50	-24.8%
業務部門	0.62	0.56	-9.1%
家庭部門	0.69	0.67	-3.6%
運輸部門	1.10	1.02	-7.7%
非エネルギー消費	0.10	0.10	-0.9%
部門別平均エネルギー価格(円/Mcal)	15.2	20.7	+36.6%
産業部門	9.2	14.3	+54.9%
業務部門	22.3	28.4	+27.2%
家庭部門	28.0	32.4	+15.6%
運輸部門	14.0	18.5	+32.5%
部門別平均価格弾性値			-0.40
産業部門			-0.45
業務部門			-0.33
家庭部門			-0.23
運輸部門			-0.24

BAUケースと比較すると、CO₂排出量増加率の1.2ポイントの低下に対し、エネルギー集約度増加率が1ポイント、炭素依存度増加率が0.2ポイント低下しているため、省エネの寄与度は燃料転換の寄与度の約5倍となっている。

いま、エネルギー価格とエネルギー消費の変化から、事後的にマクロベースの価格弾性値を求めると、全部門平均でマイナス0.40となっている。前節で推定したエネルギー価格弾性値（表2.10）では、長期の価格弾性値はゼロからマイナス1の間で分布しており、本試算結果は概ね長期的な価格弾性値と整合的であると考えられる。

本シミュレーションから言えることは、エネルギー価格弾性値は長期でもマイナス0.4程度であるから、エネルギーの価格効果だけでCO₂排出量を減らすためには高率の炭素税が必要になる。したがって、炭素税は省エネや燃料転換を促進するために必要な資金を集めるための手段として利用すべきである。これは、我々が同じアプローチで以前行った研究[2.16]と同様の結論である。

また、その後、環境庁の地球温暖化経済システム検討会においても、異なるアプローチで同様の結論が得られている[2.17]。同検討会では、アジア太平洋地域温暖化対策分析日本モデル（AIM/Japan）というモデルのうち、エンドユースモデルを使って分析を行っている。エンドユースモデルは、いわゆるボトムアップ型のモデルで、必要なエネルギーサービスを満たすのに最も経済効率的な技術が選択されるというモデルである。一方、本章におけるエネルギー間競合モデルは、エネルギー利用技術を陽に考慮しない、いわゆるトップダウン型のモデルであり、ボトムアップ型のモデルと対極をなすものである。すべてのモデルには一長一短があり、一つのモデルで得られた結論の信憑性には限界があるため、様々なタイプのモデルを使って分析を行うことが重要である。その意味において、本章の結論は信憑性が高いと考えられる。

まとめ

本章では、計量経済学的手法を用いてエネルギーモデルを構築した結果、日本のエネルギー需要の価格弾性値は短期がマイナス0.1前後と小さく、長期では概ねゼロからマイナス1の間で分布していることを示した。このため、炭素税を導入して将来のCO₂排出量を削減する場合、必要な炭素税率は炭素換算で1トン当たり数万円という高率にならざるを得ないことを明らかにした。

今後のモデルの改良点は、まず、年負荷率の内生化の推定結果の妥当性を確かめるために、部門別の負荷率データを収集することがあげられる。特に、冷房用需要の電力消費パターンについての大規模なロードサーベイが行われることを期待する。

エネルギー供給面では、一連の規制緩和の影響を組み込むことが必要となろう。特定石油製品輸入暫定措置法（石特法）の廃止に伴うガソリン輸入量の増加、電気事業法の改正による自家発電力の卸供給への参入、都市ガス大口料金の自由化などの新たな動きを注視していく必要がある。

一方、理論的な面では、エネルギー価格弾性値について、エネルギー価格の上昇局面と下落局面では弾性値が異なるのではないかという議論がある。これは、エネルギー価格が下落しても、後戻りすることのない（irreversible）エネルギー効率の改善があるため、価格下落時の弾性値は上昇時より小さいはずであるという指摘である。HaasとSchipper[2.18]は、OECD諸国の家庭部門のエネルギー需要について、エネルギー価格を過去の最高価格、価格上昇の累積分、および価格下落の累積分の3つに分解して価格弾性値を計測し、多くの国において、従来の方法より回帰の適合度は向上し、過去の最高価格のみが有意で、その価格弾性値は従来の弾性値より低いという結果を報告している。

本稿では、エネルギー価格に依らないエネルギー効率の改善は、一部タイムトレンド項としてモデルに含んでいる。また、炭素税のシミュレーションは、専ら価格上昇による影響をみるため、従来の方法で求めた弾性値を用いても問題ないと思われるが、上記の計測方法は、エネルギー需要モデルの改良の方向として重要である。

なお、本章の炭素税ケース①の2010年度における円建ての原油税込輸入価格は63,440円/*kl*で、過去の最高価格である56,070円/*kl*（1982年度）を上回っている。しかし、GDPデフレーターで実質化すれば、まだ1982年度の価格水準を下回っている。Haasらの議論が正しいとすると、炭素税ケース①以上の税率にしなければ、価格効果は有効に働かないということになり、その意味でも、炭素税によってCO₂排出量を削減するためには、非常に高率の税が必要であるということが予想できる。

第3章 エネルギー効率の国際比較

はじめに

第1章で省エネルギーの重要性が高まりつつあることについて述べたが、それでは、果たしてどこまで省エネルギーができるのが問題となる。とりわけ、日本はこれまでに多大な省エネルギーを達成してきたために、今後の余地は少ないという議論がある。もし、この議論が正しければ、第2章で述べたように、炭素税などによってエネルギー価格を上昇させても、エネルギー消費を減らすのは難しいと考えられる。

実際、エネルギー原単位（エネルギー効率の逆数）を示す指標として最も一般的なGDP当たりのエネルギー消費量（E/GDP）でみた場合、1995年において、日本を1とすると、アメリカは2.4、イギリスは1.7、フランスは1.4、ドイツは1.3などであり、日本の値は先進国の中で最も小さい。しかし、例えば、米国は国土が広く、また北欧諸国は気候が寒冷であるため、同じ技術を用いても一人当たりあるいは経済活動当たりでみた場合に多くのエネルギーを費やさなくてはならず、これら非技術的要因を含んだままのE/GDPはエネルギー効率を正確に反映した指標とは言えない。そこで、本章では、製造業・運輸・家庭・業務の各部門において、非技術的要因の国際間の影響を補正する計算方法について述べ、日本と米国および日本と韓国について、補正後のエネルギー効率を比較することとした。

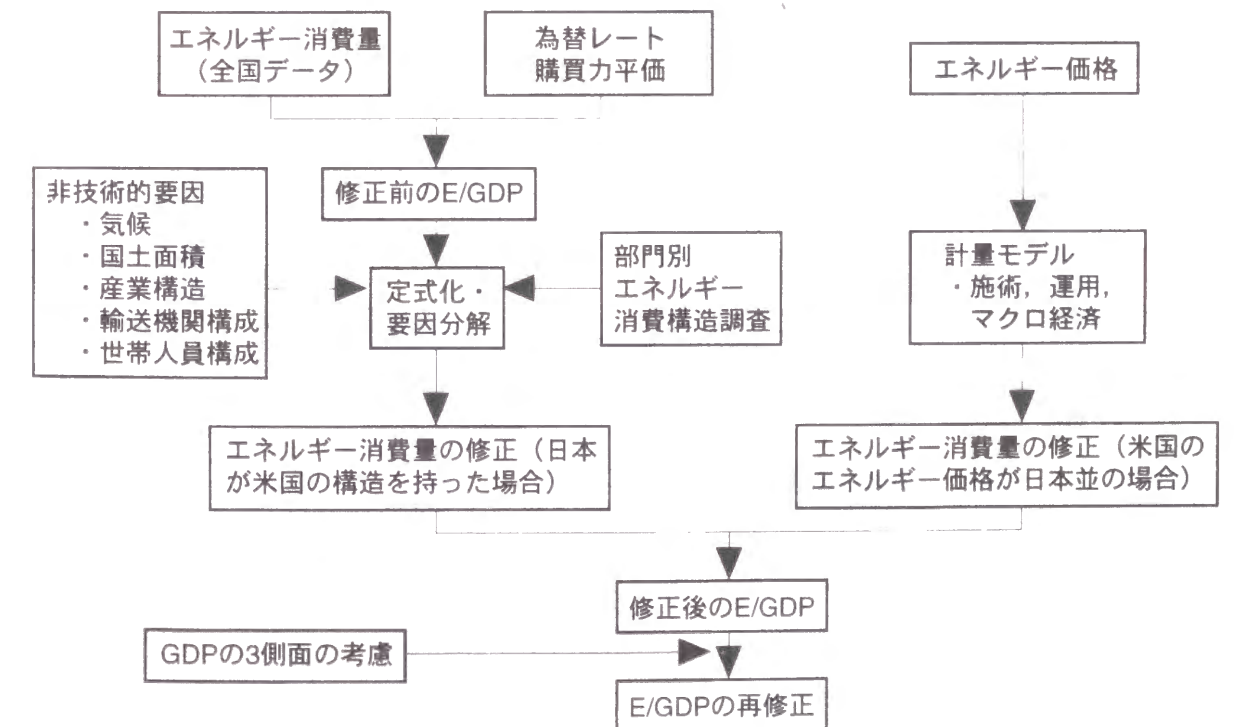
エネルギー効率の正確な指標を求めることは、省エネルギーによってCO₂の排出を削減する際に、COP3で採用が定められた、排出権取引やクリーン開発メカニズム（Clean Development Mechanism, CDM）などの国際協力の枠組みを実施する上でも重要であると考えられる。

なお、3.1節および3.2節の内容は文献[3.1]および[3.2]にて、3.3節の内容は文献[3.3]にてそれぞれ報告したものである。

3.1 手法と定式化

補正すべき非技術的要因には、Darmstadterら[3.4]の研究を参考に、産業構造、プロダクトミックス、国土面積、輸送機関構成、平均気温、一戸当たり住宅床面積、世帯当たり人員数（全世界平均）、業種別建物床面積構成、エネルギー価格を選んだ。

エネルギー原単位の分析手法はボトムアップとトップダウンの2つに大別できる。前者はエネルギー利用機器の効率を直接比較するもので、素材1トン当たりのエネルギー消費量や家電製品1台当たりの消費電力が典型的な例である。この方法は個々の技術の比較には大変有効であるが、国家間の比較や、先述の非技術的要因の分析にはふさわしくない。逆に、後者はマクロのエネルギー消費データをベースにするため、いかに細分化しても個々の技術効率を直接比較しうるに至らないが、エネルギー消費に影響を及ぼす様々な要因を定量的に分析できる。例えば、Schipperら[3.5, 3.6]は主に先進諸国のエネルギー消費構造を定量的に調査し、部門別エネルギー消費における時系列データの要因分解の手法を提案した。本章では、非技術的要因をエネルギー価格とそれ以外に分け、エネルギー価格以外の要因を同様の手法で分析する。その際、エネルギー原単位の日米比較を行ったMcDonald[3.7]の研究を参考に、エネルギー消費部門の細分化や為替レートなどの扱いを改善する。一方、エネルギー価格の分析は簡単な計量モデルを作成することで行う。そして両方の結果をまとめ、非技術的要因の影響を除いたE/GDP比を求める。最後に、GDPとエネルギー消費の関係を吟味し、GDPに直接寄与すると考えられるエネルギー消費だけを用いてエネルギー原単位の再修正を行う。これら全体の手続きを図3.1に示す。なお、後で述べる日韓比較では、エネルギー価格の違いは考慮していない。



出典：[3.1]

図3.1 エネルギー効率の国際比較の分析手順（日米比較の場合）

定式化では、エネルギー消費量を各部門に分解した後、部門毎に非技術的要因を取り除き、国家間で直接比較することのできるエネルギー原単位にまで分解する。部門毎の定式化は以下のように表される。

(製造業)

製造業では、「エネルギー多消費産業」と呼ばれる一部の業種で大量のエネルギーが消費されているため、製造業のエネルギー原単位を国際的に比較する際、産業構造の違いを考慮する必要がある。本章では、産業構造の違いを補正すると同時に、それに伴ったエネルギー源の構成の変化も考慮した。エネルギー源の構成の変化は各エネルギーの転換効率を通じて1次エネルギー需要に影響を及ぼす。また、エネルギー原単位を付加価値当たりで測定する場合、各業種の製品構成(プロダクトミックス)の違いも無視できず、例えば高付加価値の製品を多く生産するほど、GDP当たりのエネルギー需要は少ない。本章では、プロダクトミックスを表す変数として生産額と付加価値の比率を用いた。

$$PE = \sum_{i,j} PE_{ij} = \sum_i \left(\sum_j \left(\frac{PE_{ij}}{SE_{ij}} \cdot \frac{SE_{ij}}{\sum_j SE_{ij}} \cdot \frac{\sum_j SE_{ij}}{X_i} \cdot \frac{X_i}{\sum_i X_i} \cdot \frac{\sum_i X_i}{V} \cdot V \right) \right) \\ = \sum_{i,j} \left(\frac{1}{\eta_{ij}} \cdot ES_{ij} \cdot I_i \cdot XS_i \right) \cdot \frac{\sum_i X_i}{V} \cdot V \quad (3-1)$$

i : 産業, j : エネルギー源, PE : 1次エネルギー需要, PE_{ij} : i 産業, j エネルギー源の1次換算需要, SE : 2次エネルギー消費, X : 生産額, V : 付加価値, η_{ij} : エネルギー源 j の転換効率, ES_{ij} : 2次エネルギー源 j のシェア, I_i : 産業 i のエネルギー原単位, XS_i : 産業 i の生産額シェア

ここで、ある一つの要因の影響を、その要因の値と ES_{ij} だけを変えて PE の変化量 ΔPE を計算するという方法で求めた。例えば、産業構造の影響は、日本の XS_i と ES_{ij} の代わりに米国の値を代入し、(3-2)式で求められる。ここで、右辺第2項は、日本の産業構造が米国のようになった場合に付随して起こる電力需要の変化分であり、これは発電効率の逆数を通じて1次エネルギー需要を変化させる。

$$\Delta PE = \sum_{i,j} \left(\frac{1}{\eta_{ij}^{Japan}} \cdot ES_{ij}^{Japan} \cdot I_i^{Japan} \cdot (XS_i^{US} - XS_i^{Japan}) \right) \cdot \frac{\sum_i X_i^{Japan}}{V^{Japan}} \cdot V^{Japan} \\ + \sum_{i,j} \left(\frac{1}{\eta_{ij}^{Japan}} \cdot I_i^{Japan} \cdot (XS_i^{US} \cdot ES_{ij}^{US} - XS_i^{Japan} \cdot ES_{ij}^{Japan}) \right) \cdot \frac{\sum_i X_i^{Japan}}{V^{Japan}} \cdot V^{Japan} \quad (3-2)$$

(注) 右辺第2項の j^* はエネルギー源のうち、電力のみを指す。

(運輸部門)

運輸部門では、輸送機関の構成とともに、国土面積や経済発展段階の違いを強く反映した輸送需要の多寡がエネルギー原単位に大きく影響する。例えば、米国は国土面積が広く、人口密度が日本の10分の1未満であるため、国土に人口が分散して分布していることが輸送需要を多くしている。一方、1995年時点で韓国は国土面積当たりの道路延長が日本の4分の1しかなく[3.8]、このため輸送需要が少なくなっていると考えられる。そこで、国土面積あるいは経済発展段階の違いを表す代理変数としてGDP当たりの輸送需要を用いた。この変数を用いることにより、例えば米国では、国土面積が広いため、GDPの規模が同じでも輸送需要が多くならざるを得ないことが考慮される。

$$PE = \sum_{i,j} PE_{ij} = \sum_i \left(\sum_j \left(\frac{PE_{ij}}{SE_{ij}} \cdot \frac{SE_{ij}}{\sum_j SE_{ij}} \cdot \frac{\sum_j SE_{ij}}{T_i} \cdot \frac{T_i}{\sum_i T_i} \cdot \frac{\sum_i T_i}{GDP} \cdot GDP \right) \right) \\ = \sum_{i,j} \left(\frac{1}{\eta_{ij}} \cdot ES_{ij} \cdot I_i \cdot S_i \right) \cdot \frac{\sum_i T_i}{GDP} \cdot GDP \quad (3-3)$$

i : 輸送機関, T : 旅客人キロあるいは貨物トンキロ需要, S_i : 輸送機関 i の輸送量シェア, GDP : 実質GDP

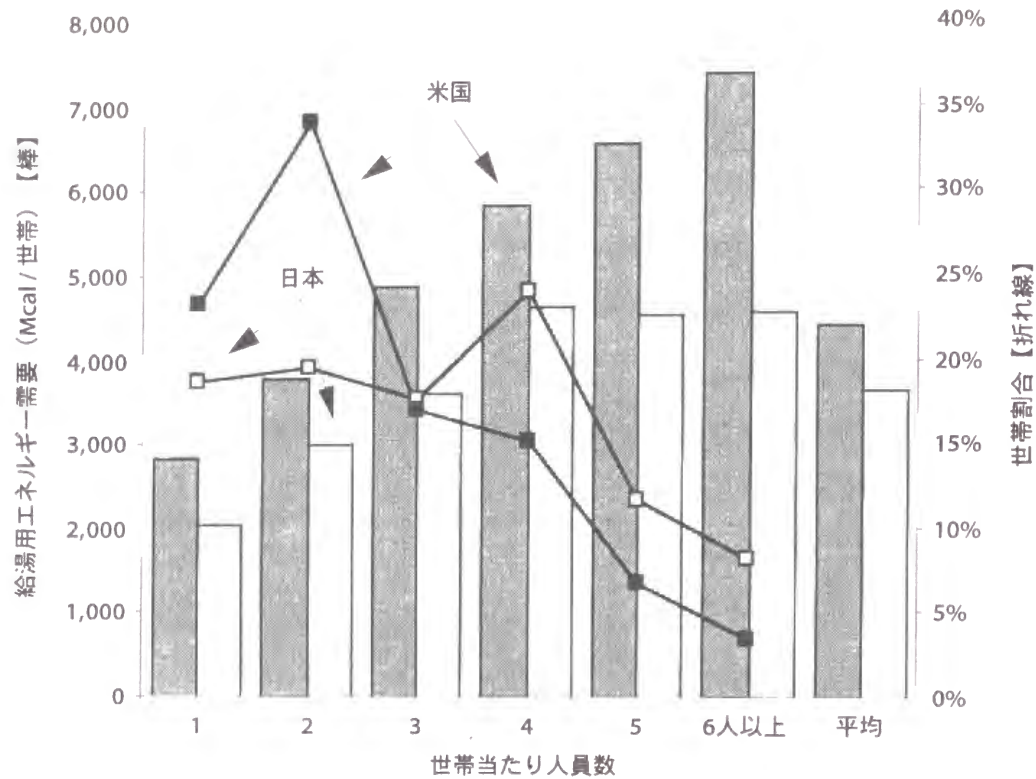
(家庭部門)

家庭部門では、冷暖房については気象条件と一戸当たり住宅床面積が、給湯については世帯当たり人員数が重要な役割を果たすことが知られている。例えば、図3.2に示すように、そこで、これらの要因について補正したエネルギー原単位を求めた。このとき、冷暖房については冷暖房デグリデーと床面積の積が含まれているため、補正結果には交差項が含まれる。交差項は、 $F \cdot DD$ の項で、 F と DD の値をそれぞれ単独で変えた場合の PE の変化量と、両者を同時に変えた場合の PE の変化量の差で、要因分解における PE の変化量の2次以上の微少量である。

・冷暖房

$$PE = \sum_{i,j} PE_{ij} = \sum_i \left(\sum_j \left(\frac{PE_{ij}}{SE_{ij}} \cdot \frac{SE_{ij}}{\sum_j SE_{ij}} \cdot \frac{\sum_j SE_{ij}}{F \cdot DD} \cdot \frac{F \cdot DD}{H} \cdot H \right) \right) \quad (3-4)$$

i : 用途(冷房あるいは暖房), F : 住宅当たり床面積, DD : 冷房デグリデーあるいは暖房デグリデー, H : 世帯数



出典：[3.9]を和訳。

図3.2 世帯人員数と給湯用エネルギー需要（米国1987年、日本1988年）

・給湯

$$PE = \sum_{ij} PE_{ij} = \sum_i \left(\sum_j \left(\frac{PE_{ij}}{SE_{ij}} \cdot \frac{SE_{ij}}{\sum_j SE_{ij}} \cdot \frac{\sum_j SE_{ij}}{H_i} \cdot \frac{H_i}{H} \cdot H \right) \right) \quad (3-5)$$

i : 世帯当たり人員数, H_i : 世帯人員数 i の世帯数

(業務部門)

産業部門と同様、エネルギー原単位は業種により大きく異なることが実態調査から知られている。また、業種構成は床面積によって測られるが、運輸部門と同様、国土面積の違うことによりGDPが同じ規模でも床面積が広いことを、GDP当たりの床面積を代理変数に用いて考慮した。

$$PE = \sum_{ij} PE_{ij} = \sum_i \left(\sum_j \left(\frac{PE_{ij}}{SE_{ij}} \cdot \frac{SE_{ij}}{\sum_j SE_{ij}} \cdot \frac{\sum_j SE_{ij}}{F_i} \cdot \frac{F_i}{\sum_i F_i} \cdot \frac{\sum_i F_i}{GDP} \cdot GDP \right) \right) \quad (3-6)$$

i : 業種, F_i : 業種 i の床面積

3. 2 日米のエネルギー効率の比較分析

分析に用いたデータの出典を表3.1に示す。米国の部門別サーベイは3年毎にしか行われていない。全データを同一年で統一することはできないが、2年程度の違いによる消費構造の変化は、両国間の違いに比べて小さいと考えそのまま使用した。データの国家間比較には注意すべき点が多く、表3.2にそれらの問題点と、本章での取扱いを要約した。この中で、円ドル交換レートを選択が特に難しい。為替レートは、製造業など貿易の多い部門の交換レートとしては適当である。しかし、他の部門では非貿易財の方が量的に多いため、代わりに購買力平価（PPP, Purchasing Power Parity）を用いた。製造業の交換レートとして為替レートが妥当であることは、エネルギー多消費財の重量当たりエネルギー原単位と為替レート換算の原単位の日米比が接近していることで確認した。

エネルギー価格は、日本のエネルギー効率が高い第一の理由と考えられる。特に、日米間では、税制の違いもあり、ガソリン価格が著しく違っている（購買力平価で換算しても、日本のガソリン価格

表3.1 分析に用いたデータの出典

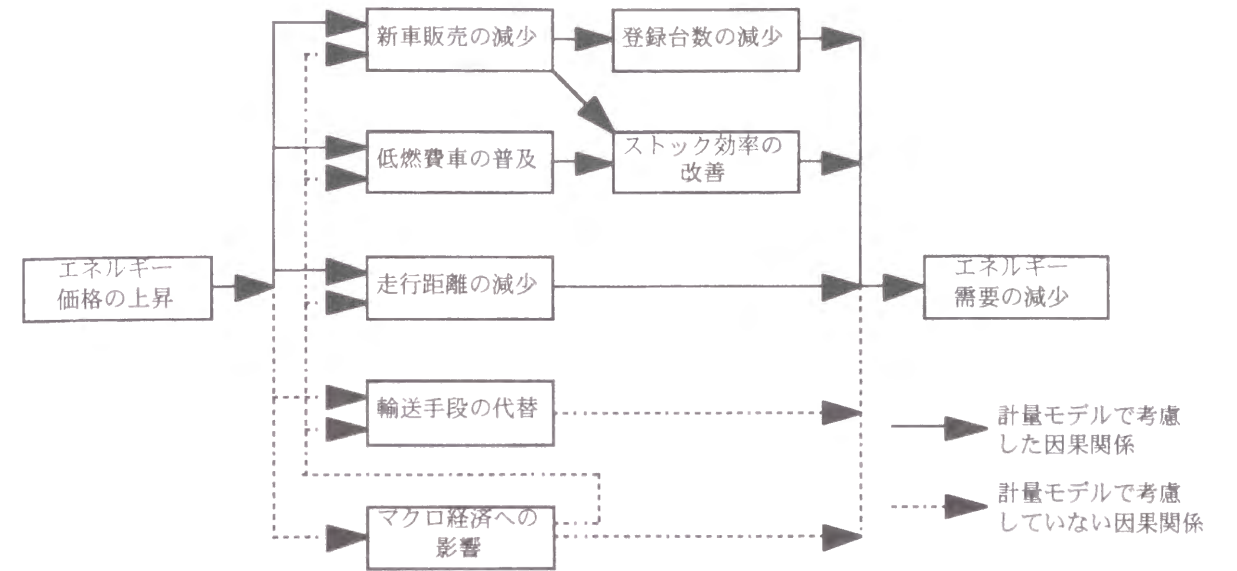
	日本	米国
GDP、デフレーター	国民経済計算年報（経企庁）	Survey of Current Business (DOC)
エネルギー消費量(全国)	総合エネルギー統計（通産省）	State Energy Data Report (DOE)
エネルギー消費量(産業)	石油等消費構造統計（通産省）	Manufacturing Energy Consumption Survey (DOE)
エネルギー消費量(運輸)	運輸関係エネルギー要覧（運輸省） 運輸経済統計要覧（運輸省）	Transportation Energy Data Book (ORNL) Highway Statistics (DOT)
エネルギー消費量(業務) 業種別床面積	民生部門エネルギー消費実態調査 （日本エネルギー経済研究所）	Commercial Buildings Energy Consumption Survey (DOE)
エネルギー消費量(家庭)	家庭用エネルギー統計年報 （住環境計画研究所）	Residential Energy Consumption Survey (DOE)
冷暖房デグリデー	理科年表（東京天文台）	Monthly Energy Review (DOE)
人口、世帯数、国土面積	日本の統計（総務庁）	Statistical Abstract of the United States (DOC)
住宅床面積	住宅統計調査（総務庁）	American Housing Survey for the United States (DOC)
部門別生産額・付加価値	工業統計表（通産省）	Statistical Abstract of the United States (DOC)
素材生産量	日本の統計（総務庁）	Commodity Year Book (CRB)
エネルギー価格、為替レート、購買力平価 (PPP)	Energy Balances of OECD Countries (OECD/IEA) Energy Prices and Taxes (OECD/IEA)	

出典：[3.1]

表3.2 エネルギー消費構造の国際比較における問題点と対処

問題点	対処
エネルギーデータ ・発熱量 化石燃料：発熱量の定義 電力：転換ロスの扱い ・売上ベース/消費構造サーベイ ・原料用エネルギー消費 ・冷暖房デグリデーの定義	総発熱量に統一 2次ベースに統一 両者が著しくズレていないことを確認 除外 米国の定義に統一
貨幣価値 ・円ドル交換レート (為替レートまたはPPP) ・異時点間補正	製造業：為替レート 製造業以外：PPP (購買力平価) GNPデフレーター
エネルギー価格と税率 生活水準とライフスタイル ・機器と乗用車の普及率と平均サイズ ・機器の平均使用時間	一部分析 考慮せず 考慮せず

出典：[3.1]



出典：[3.9]を和訳。

図3.3 ガソリン価格上昇の波及プロセス

は米国の2倍強)。しかし、エネルギー価格の影響は広範囲に及ぶため、単純な価格弾性値の計測だけでは不十分である。

そこで本章では、ガソリン価格のみに着目し、米国の自動車輸送部門について文献[3.10]を参考に計量モデルを作成した。図3.3に示すように、この計量モデルにより、米国のガソリン価格が日本並に上昇した場合における、自動車ストックを含む様々な影響について定量的な分析が可能となる。なお、米国では1978年以降、企業別平均燃費（CAFE）規準⁹と呼ばれる燃費基準が実施され、燃費が大幅に改善しているが、ここではガソリン価格上昇の影響について調べるため、新車平均燃費の推定式にCAFEダミー変数を導入した。計量モデルの主な構造を以下に示す。説明変数の後の括弧内の符号は、その説明変数の係数が満たさなければならない符号であることを示している。

$$\text{新車登録台数} = f(\text{世帯当たり平均所得}(+), \text{ガソリン価格}(-))$$

$$\text{新車平均燃費} = f(\text{ガソリン価格}(+), \text{技術進歩}(+), \text{一期前の燃費}(+), \text{CAFEダミー}(-))$$

$$\text{自動車登録台数} = \text{新車登録台数} + \text{一期前の登録台数} \cdot (1 - \text{廃車率})$$

$$\text{走行距離} = f(\text{世帯当たり平均所得}(+), \text{ガソリン価格}(-), \text{一期前の走行距離}(+))$$

$$\text{自動車平均燃費} = f(\text{新車平均燃費} \cdot \text{新車登録台数}(+), \text{一期前の燃費} \cdot \text{新車以外の登録台数}(+))$$

⁹ Corporate Average Fuel Economy. 企業別に毎年販売する自動車の車種別平均燃費の下限を定めたものであり、1978年に18mpg (mile per gallon, 7.7km/l) で導入され、1990年以降は27.5mpg (11.7km/l) で据え置かれている[3.11]。日本の省エネ法に基づく自動車の燃費基準と異なる点は、達成できなかった企業に罰金を設けていること、企業全体で燃費基準を定めていることである。これらの特徴により、企業が燃費は悪いが利益率が高い大型車の販売に傾斜することを防いでいる。

変数名を表3.3に示す。

表3.3 米国の自動車輸送用エネルギー需要モデルの変数名

変数名	意味	変数名	意味
NEWCAR	新車登録台数	MPGCAR	乗用車平均燃費
CARS	乗用車登録台数	MPGPT	パーソナルトラック平均燃費
PTRUCKS	パーソナルトラック登録台数	MPGOT	その他のトラック平均燃費
OTRUCKS	その他のトラック登録台数	DPSCRAP	廃車率
VMCAR	乗用車走行距離	PGASO	ガソリン価格
AVCAR	乗用車一台当たり平均走行距離	CPI	消費者物価指数
AVPT	パーソナルトラック一台当たり平均走行距離	IIP	鉱工業生産指数
AVOT	その他のトラック一台当たり平均走行距離	GNP	実質国民総生産
FCCAR	乗用車燃料消費量	PGNP	GNPデフレーター
FCPT	パーソナルトラック燃料消費量	TIME	タイムトレンド項 (西暦年)
FCOT	その他のトラック燃料消費量	DUM6079	CAFEダミー (1960年~1979年=1, 1980年以降=0)
MPGNEW	新車平均燃費		

出典：[3.9]を和訳。

各推定式の推定結果を以下に示す。所得やガソリン価格などの説明変数の符号条件はすべて満たされており、t値（括弧内に表示）も有意水準5%で有意であった。また、CAFEダミーの係数が-0.071であることは、1979年以前の新车平均燃費が1980年以降と比べ0.93 (=exp(-0.071))倍であり、1980年以降、CAFE基準によって、CAFE基準がなかった場合の技術進歩より7%燃費が向上したことに相当する。CAFE基準の影響は、1980年以降もCAFEダミーを1とおくことによって取り除くことができる。また、米国のガソリン価格が日本並の水準に上昇した場合の長期的影響は、例えば1980年以降10年間、米国のガソリン価格を日本並の水準に引き上げた場合の、1989年断面における燃料消費量の変化を計測すればよい。

・乗用車

$$\text{NEWCAR} = 10698.5 + 31700.1 \cdot (\text{GNP}/\text{GNP}(-1)-1) - 1377.30 \cdot (\text{PGASO}/\text{CPI})$$

(12.56) (5.25) (-2.02)

(1970-1990) $R^2 = 0.681330$, SER*¹⁰ = 625.488, D.W. = 1.47155

$$\text{LOG}(\text{MPGNEW}) = -20.6027 + 0.136402 \cdot \text{LOG}(\text{PGASO}/\text{CPI}) + 0.011049 \cdot \text{TIME}$$

(-3.09) (2.97) (3.18)

$$+ 0.597769 \cdot \text{LOG}(\text{MPGNEW}(-1)) - 0.071001 \cdot \text{DUM6079}$$

(5.22) (-1.50)

(1966-1989) $R^2 = 0.981974$, SER = 0.786027, D.W. = 1.50003

$$\text{CARS} = \text{CARS}(-1) \cdot (1 - \text{DPSCRAP}) + \text{NEWCAR}$$

$$\text{LOG}(\text{VMCAR}) = 0.078018 + 0.245856 \cdot \text{LOG}(\text{GNP}) - 0.069528 \cdot \text{LOG}(\text{PGASO}/\text{CPI})$$

(0.52) (2.90) (-3.57)

$$+ 0.711508 \cdot \text{LOG}(\text{VMCAR}(-1))$$

(8.05)

(1965-1990) $R^2 = 0.991996$, SER = 18.9032, D.W. = 1.70376

$$\text{AVCAR} = \text{VMCAR}/\text{CARS} \cdot 1000000$$

$$\text{MPGCAR} = -0.161489 + 0.998079 \cdot (\text{MPGNEW} \cdot \text{NEWCAR} + \text{MPGCAR}(-1) \cdot (\text{CARS} - \text{NEWCAR}))/\text{CARS}$$

(-0.52) (50.46)

(1966-1989) $R^2 = 0.991043$, SER = 0.221518, D.W. = 2.03322

$$\text{FCCAR} = \text{CARS} \cdot \text{AVCAR}/\text{MPGCAR}/1000000$$

・パーソナルトラック

$$\text{PTRUCKS}/\text{PTRUCKS}(-1) - 1 = 6.44074 + 0.248424 \cdot (\text{GNP}/\text{GNP}(-1)-1)$$

(7.66) (2.43)

$$- 0.015003 \cdot \text{PGASO}(-1)/\text{CPI}(-1) - 0.00322192 \cdot \text{TIME}$$

(-1.46) (-7.62)

(1969-1990) $R^2 = 0.998799$, SER = 196.107, D.W. = 2.78596

$$\text{LOG}(\text{AVPT}) = -4.61547 - 0.067388 \cdot \text{LOG}(\text{PGASO}/\text{CPI}) + 0.00382531 \cdot \text{TIME}$$

(-1.40) (-2.66) (1.71)

$$+ 0.678761 \cdot \text{LOG}(\text{AVPT}(-1))$$

(4.99)

(1970-1990) $R^2 = 0.953181$, SER = 195.786, D.W. = 1.65362

$$\text{LOG}(\text{MPGPT}) = -24.0997 + 0.076802 \cdot \text{LOG}(\text{PGASO}/\text{CPI}) + 0.013192 \cdot \text{TIME}$$

(-4.68) (3.98) (4.69)

$$+ 0.179395 \cdot \text{LOG}(\text{MPGPT}(-1))$$

(1.02)

(1967-1990) $R^2 = 0.991191$, SER = 0.124262, D.W. = 1.54665

$$\text{FCPT} = \text{PTRUCKS} \cdot \text{AVPT}/\text{MPGPT}/1000000$$

・その他のトラック

$$\text{OTRUCKS} = -4066.06 + 1298.97 \cdot \text{LOG}(\text{IIP}) - 219.475 \cdot (\text{PGASO}/\text{PGNP}) + 0.895467 \cdot \text{OTRUCKS}(-1)$$

(-1.27) (1.61) (-1.06) (16.18)

(1970-1990) $R^2 = 0.996908$, SER = 148.319, D.W. = 1.61807

$$\text{LOG}(\text{AVOT}) = -14.7147 - 0.053613 \cdot \text{LOG}(\text{PGASO}/\text{CPI}) + 0.010143 \cdot \text{TIME} + 0.445031 \cdot \text{LOG}(\text{AVOT}(-1))$$

(-2.57) (-2.05) (2.68) (2.35)

(1970-1990) $R^2 = 0.968018$, SER = 339.194, D.W. = 1.40819

$$\text{LOG}(\text{MPGOT}) = -6.11055 + 0.016971 \cdot \text{LOG}(\text{PGASO}/\text{PGNP}) + 0.00349496 \cdot \text{TIME}$$

(-1.99) (0.92) (2.04)

$$+ 0.611210 \cdot \text{LOG}(\text{MPGOT}(-1))$$

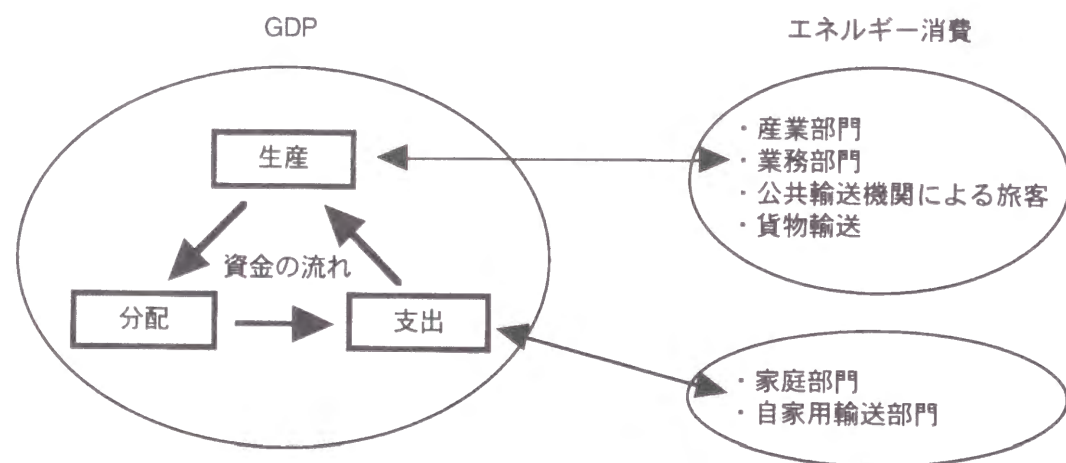
(3.71)

(1970-1990) $R^2 = 0.959174$, SER = 0.101575, D.W. = 1.63150

$$\text{FCOT} = \text{OTRUCKS} \cdot \text{AVOT}/\text{MPGOT}/1000000$$

*¹⁰ Standard Error of Regression. 回帰の標準誤差。

最後に、エネルギー需要をGDPに直接寄与すると考えられるものとそうでないものに分けてエネルギー原単位を計算する。GDPは三面等価の原則により、生産・分配・支出の各側面で等しい値にならなくてはならない[3.12]。ここで、これら各側面とエネルギー消費との関係を考えて、図3.4に示すように、全エネルギー消費のうち、産業・業務・公共交通機関による旅客および貨物輸送がGDPの生産に直接寄与し、一方、家庭と自家用輸送部門で消費されたエネルギーはGDPの支出面に関係していると考えられる。このため、GDP当たりのエネルギー消費をエネルギー原単位と考える場合、両者が一対一対応になるようにするためには、全エネルギー消費から家庭と自家用輸送部門で消費されたエネルギーを差し引いてGDP当たりのエネルギー消費量を求めべきである*11。この考えに従い、図3.1に示すように、最後にGDPの3側面を考慮したエネルギー原単位を計算する。



出典：[3.2]を和訳。

図3.4 GDPとエネルギー消費の関係

3. 2. 1 エネルギー原単位の部門別分析

代表的なエネルギー消費量データには各国独自のデータとIEA統計があるが、両者は化石燃料の発熱量の扱いが異なっており、各国独自のデータは総発熱量、IEA統計は真発熱量で表示されている*12。

*11 ある国のエネルギー消費構造が変わった場合、エネルギー消費のみならず、同時にGDPも変化することが考えられるが、これを推定するのは非常に困難である。例えば、自家用車の輸送比率が高まったとき、自家用自動車輸送の付加価値はゼロであるため、その部分のみについては、公共交通機関の輸送量が減る分だけ国全体のGDPにはマイナス影響となる。しかし、実際には、自動車輸送を拡大するために、道路などへの公共投資が必要であったり、自動車生産に伴う経済効果など、短期的および長期的な様々な波及効果を総合的に考慮しなくてはならない。そこで、本章では、エネルギー消費構造の変化に伴うGDPの変化を考慮せず、不変とした。
*12 化石燃料を燃焼したときに発生する水を水蒸気にするために必要な熱量を燃料の発熱量から差し引いたのが真発熱量で、差し引かないのが総発熱量である。前者は石炭、石油で約5%、ガスで10%小さい[3.13]。

このため、表3.4に示すように、各部門で各国独自のデータの方が5~10%多くなっているが、これは発熱量の違いからみて妥当といえる。米国は最終消費ベースで日本の約5倍、1次換算ベースで4.6~4.7倍のエネルギーを消費している（日本の方が電力化率が高いため最終消費に対する1次換算の値が大きい）。1989年の名目GDPは、米国が5兆1,632億ドル、日本が1兆9,443億ドルで、米国は日本の2.7倍の規模を持つ。その結果米国のGDP当たりのエネルギー原単位は日本の1.7 (=4.7/2.7) 倍となる。以下の分析では、用途別などより詳しい分類のある各国独自のデータを用いる。

表3.4 部門別最終エネルギー消費（1989年）

(石油換算百万トン)

	米 国		日 本	
	自国データ	IEAデータ	自国データ	IEAデータ
産 業	564.0	488.7	164.4	150.2
運 輸	563.3	488.9	71.2	66.3
家 庭	244.4	250.6	42.5	34.0
業 務	167.7	161.0	33.1	25.6
その他	—	4.1	—	10.7
一次供給	2,049.8	1,955.0	447.6	411.6

出典：[3.1]。

(1) 製造業

製造業の規模は生産額と付加価値（VA）によって表される。1988年の米国と1989年の日本を比較すると、米国は生産額で日本の1.5倍、付加価値で2倍の規模を持っている。付加価値で測った規模が生産額より大きいのは、米国産業の方が一般的に生産額当たりの付加価値が大きいことに起因する。これは、米国の各産業の製品構成（プロダクトミックス）が付加価値の高い製品をより多く含んでいるためであると考えられる。一方、製造業全体のエネルギー原単位に大きく影響する産業構造では、エネルギー多消費産業の割合が米国で27.1%（生産額）および24.7%（付加価値）、日本がそれぞれ25.1%および27.3%であり、両国間で差異は見られない。エネルギー原単位は、米国は生産額当たりで日本の1.7倍、付加価値当たりで1.3倍となる（表3.5）。産業別にみても、全ての産業で日本の方がエネルギー効率が低い。この最大の理由は、ドル高であった80年代に米国における素材生産が輸入によって急速に代替され、生産設備の更新が進まなかったことであると考えられる。例えば、1988年の米国の粗鋼生産設備は1981年の73%にまで落ち込んでいる[3.9]。

表3.5 製造業部門別エネルギー原単位

(1988年価格百万ドル当たり石油換算トン)

	米国 (1988年)		日本 (1989年)		米国/日本	
	生産額	VA	生産額	VA	生産額	VA
紙パルプ	375.8	801.6	198.1	571.6	1.9	1.4
紙	701.4	1,385.7	384.4	1,139.1	1.8	1.2
板紙	1,177.0	2,154.9	332.7	1,046.7	3.5	2.1
化学	268.9	520.3	119.7	239.0	2.2	2.2
窯業・土石	409.0	740.2	271.7	535.8	1.5	1.4
セメント	1,998.4	3,797.6	1,404.0	2,838.7	1.4	1.3
一次金属	433.3	1,129.7	322.7	976.1	1.3	1.2
高炉	979.2	2,359.4	689.5	1,685.4	1.4	1.4
アルミ	776.2	1,645.6	273.3	648.5	2.8	2.5
その他製造	43.0	84.8	17.1	49.8	2.5	1.7
合計	113.8	232.4	65.3	181.2	1.7	1.3

出典：[3.1]。

(2) 運輸部門

両国の旅客需要と貨物需要を表3.6に示す。米国は旅客で約4倍、貨物で約8倍の規模を持っている。輸送機関の構成では、エネルギー原単位の低下に大きく貢献していると考えられる鉄道の役割が大きく異なり、米国では鉄道は専ら貨物輸送に用いられているのに対し、日本では旅客輸送が主である。

米国のエネルギー原単位は、旅客輸送で日本の2倍、貨物輸送で0.3倍となる(表3.7)。この比は、日本の輸送機関の構成を米国の割合に統一してもそれぞれ1.5倍、0.5倍と差は縮まるものの傾向は変わらない。輸送機関別では、米国ではバスが最も効率的な旅客輸送手段であるのに対し、日本では鉄道の方が効率的である。これは日本の乗車率が米国の約2倍であることに起因する。

米国の乗用車の人キロ当たりエネルギー原単位は日本の1.5倍である。しかし、日本の統計には燃費の良い軽自動車が含まれており、軽自動車を除いて比較すると両国の差は1.3倍程度となる。自動車の平均サイズの違いがある程度寄与していると考えられるが、米国では1978年来のCAFE規制の導入、一方日本では1989年来の自動車税改正の影響で、新車については両国の平均サイズは急速に接近している。

米国の貨物輸送の原単位が小さい理由として、輸送1回当たりの運搬距離が長く、効率の高い幹線輸送の割合が多いことが考えられるが、これらに関する十分なデータが得られなかったため、本章では考慮していない。

表3.6 旅客需要と貨物需要 (1989年)

	米 国				日 本			
	旅客需要 (10億人キロ)		貨物需要 (10億トンキロ)		旅客需要 (10億人キロ)		貨物需要 (10億トンキロ)	
乗用車	4,216	84%	—	—	736	58%	—	—
バス	193	4%	—	—	109	9%	—	—
トラック	—	—	1,152	28%	—	—	263	51%
鉄道	41	1%	1,631	40%	369	29%	25	5%
航空	559	11%	16	0.4%	47	4%	0.8	0.1%
船舶	—	—	1,312	32%	6	0.5%	225	44%
合計	5,009	100%	4,112	100%	1,267	100%	513	100%

出典：[3.1]。

表3.7 輸送機関別エネルギー原単位と燃費 (1989年)

	米 国			日 本			米国/日本		
	旅客	貨物	燃費	旅客	貨物	燃費	旅客	貨物	燃費
乗用車	70.4	—	8.0	47.4	—	9.8	1.5	—	0.8
バス	15.5	—	2.5	15.4	—	3.5	1.0	—	0.7
トラック	—	53.9	2.9	—	103.0	7.5	—	0.5	0.4
鉄道	49.5	6.7	—	10.1	13.6	13.6	4.9	0.5	—
航空	75.8	—	—	40.2	544.5	544.5	2.0	—	—
船舶	—	6.3	—	284.1	11.9	11.9	—	0.5	—
合計	69.0	19.8	7.1	34.6	59.4	59.4	2.0	0.3	0.8

注) 単位は旅客が百万人キロ当たり石油換算トン、貨物がトンキロ当たり石油換算トン、燃費がkm/l

出典：[3.1]。

(3) 家庭部門

家庭部門のエネルギー原単位に大きく影響すると考えられる要因を表3.8に示す。住宅床面積・断熱化率・セントラルヒーティングの普及率を除き、両国には大きな差異は見られない。一方、世帯当たりのエネルギー消費量は全体で約2.6倍の開きがある(表3.9)。このうち、暖房用は4.7倍、冷房用は3.5倍と著しく異なる。これらの比は、日本の冷暖房デグリデー・床面積・世帯当たり人員数を米国並として補正した後もそれぞれ2.2倍、2.3倍と大きい。電気暖房の割合は米国が6%、日本が9%であり、一次ベースに換算すると若干差は縮まるが、依然日米差は大きい。米国は断熱化率が高いものの、セントラルヒーティングが普及しているため、実際に冷暖房されている床面積や利用時間数が両国で大きく異なっているためと考えられる。

表3.8 家庭部門の特性（米国：1987年、日本：1988年）

項目	米国	日本	米/日
世帯数（百万世帯）	90.5	37.6	2.4
世帯当たり人員数（人/世帯）	2.7	3.2	0.8
一人当たり床面積（㎡/人）	57.7	27.9	2.1
持ち家比率	64.0%	61.3%	1.0
一戸建て比率	60.9%	62.3%	1.0
セントラルヒーティング普及率	86.0%	5.4%	15.9
断熱化率	58.5%	28.4%	2.1
エネルギー支出の所得に占める割合	4.3%	3.3%	1.3
住宅当たり室数	5.3	4.9	1.1
新築住宅の平均床面積（㎡）	161.0	81.2	2.0
既設住宅の平均床面積（㎡）	153.6	89.3	1.7
暖房デグリデー（18℃基準、人口による荷重平均値）	2,606	2,061	1.3
冷房デグリデー（18℃基準、人口による荷重平均値）	643	712	0.9

出典：[3.1]。

表3.9 世帯当たり用途別エネルギー消費（Mcal/世帯/年）

	米 国 (1987年)	日 本 (1988年)		米国/日本	
		補正前	補正後*1	補正前	補正後
暖 房	13,782	2,928	6,366	4.7	2.2
給 湯	4,562	3,624	4,004	1.3	1.1
冷 房	1,260	357	555	3.5	2.3
その他	5,848	2,927	2,927	2.0	2.0
合 計	25,432	9,836	13,852	2.6	1.8

*1 日本の気候、住宅床面積、世帯当たり人数が米国並になった場合の消費量。
出典：[3.1]。

(4) 業務部門

米国の床面積は日本の4.7倍の規模を持つ。この比は同部門の付加価値額の比（3.1倍）より大きく、国土面積の違いを反映していると考えられる。業種別では卸・小売業の差が6.9倍と最も大きい。米国のデータには教会の床面積が含まれているため、原単位の分析では除外した。なお、業務部門では建物内に照明器具や計算機などの発熱源が多いため、冷暖房需要は家庭部門ほど外気温に依存しない。このため、気候に関する補正は行っていない。

業種別のエネルギー原単位を表3.10に示す。米国の原単位は全業種平均で日本の約1.3倍であるが、業種によっては米国の方が原単位が小さいものもあり、他の部門と比べても差は小さい。学校・試験研究機関の差が大きい一つの原因は、エネルギー原単位が大きい試験研究機関が米国に多く存在して

表3.10 業種別エネルギー原単位（Mcal/㎡）

	米 国	日 本	米/日
集会所・教会	234.1	—	—
学校・試験研究機関	406.6	112.8	3.6
飲食店	801.6	573.3	1.4
病院・医療関連施設	801.9	418.2	1.9
ホテル・旅館	448.5	489.5	0.9
卸・小売業	268.8	360.9	0.7
事務所ビル	382.3	227.0	1.7
その他サービス業	208.5	188.7	1.1
業務用平均	348.5	260.2	1.3

出典：[3.1]。

いることであると思われる。試験研究機関のエネルギー原単位は学校の3倍前後である。

3. 2. 2 国全体としてのエネルギー原単位の推定

前節で述べた方法に従って、日本のエネルギー消費構造が米国並であった場合のエネルギー原単位と、1980年以降10年間、米国のガソリン価格が日本並に高く、かつCAFE規制がなかった場合の自動車輸送部門のエネルギー消費量を求めた。1989年断面の結果を表3.11に示す。新車平均燃費は11.2%改善し31.5mpg（13.4km/l）となろう。この値は当時の技術でも可能であった。しかし、乗用車全体の燃費の改善幅は、新車登録台数減少の影響も受け+0.6%に留まる。エネルギー消費量は車種別に17%～32%の減少が予想される。なお、前節でも述べたように、このモデルは他の輸送機関による代替や、ガソリン価格の上昇がマクロ経済に及ぼす様々な影響を含んでいない。

表3.12に各要因の影響を定量的に求めた結果を示す。日米のエネルギー消費構造の違いは全体で米国のエネルギー原単位を1989年価格百万ドル当たり68石油換算トン高くしており、これは両国の違い

表3.11 米国のガソリン価格が日本並であった場合の自動車車種別影響（1989年）

	新型乗用車	乗用車ストック	自家用トラック	貨物用トラック
登録台数	-12.1%	-9.7%	-15.0%	-9.0%
走行距離	—	-7.8%	-14.4%	-7.1%
平均燃費	+11.2%	+0.6%	+6.5%	+2.8%
（絶対値）*1	28.3→31.5	20.1→20.4	13.6→14.4	8.6→8.8
燃料消費	—	-17.3%	-31.6%	-17.8%

注）パーセント表示はすべてガソリン価格を変更する前の値からの乖離率を表す。

*1 単位mpg（mile per gallon）。

出典：[3.1]。

の約4割に相当する。補正後の米国のエネルギー原単位は日本の1.35倍となる。また、GDPの3側面を考慮したエネルギー原単位を計算すると、米国のエネルギー原単位は日本の1.24倍となり両国の差は若干縮まるが、依然として日本の方がエネルギー効率が低い（図3.5）。

表3.12 日米間のエネルギー原単位の差への非技術的要因の寄与

(1989年価格百万ドル当たり石油換算トン)

	合計	製造業	運輸 (旅客)	運輸 (貨物)	家庭	業務
部門合計	67.7	-26.3	31.6	23.2	12.0	27.1
価格効果(米国)			11.8	4.2		
エネルギー構成		0.6	-3.0	2.0	3.2	-1.1
産業構造		-4.0				
プロダクトミックス		-23.0				
輸送機関構成			10.8	-15.9		
国土面積			12.1	2.9	8.9	23.1
気候					2.8	
交絡項					2.0	
世帯当たり人員数					1.4	
業種構成						5.2

出典：[3.1]。

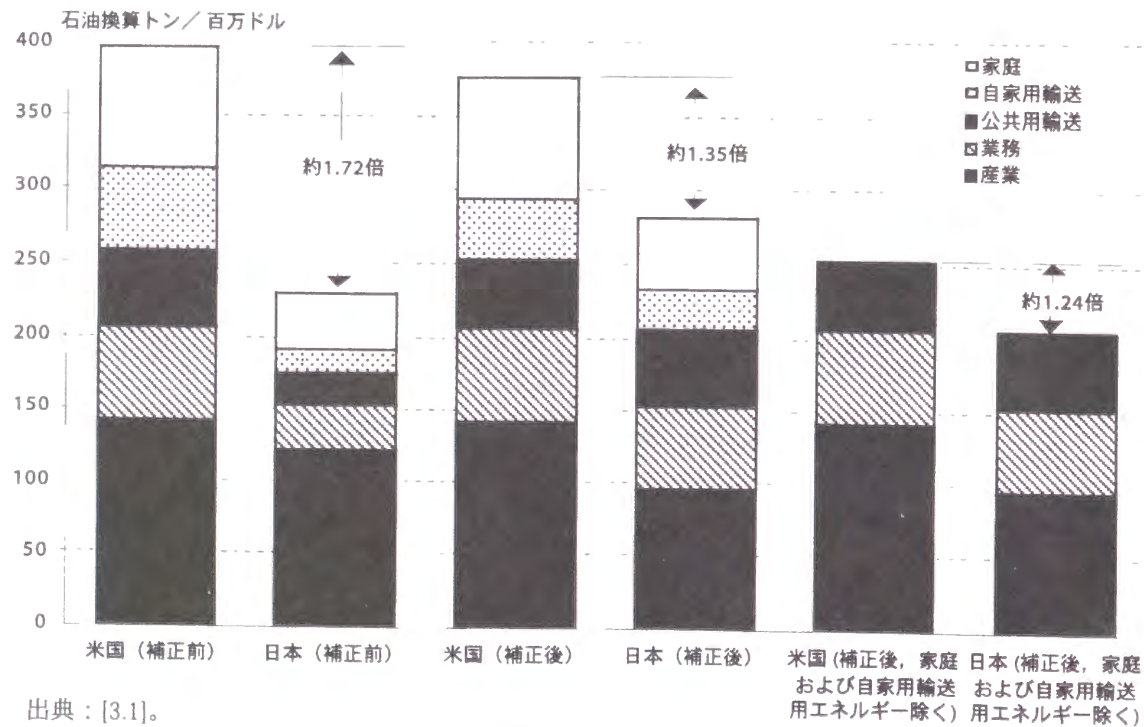


図3.5 非技術的要因の違いを補正した後のエネルギー原単位の日米比較

3. 3 日韓のエネルギー効率の比較分析

98年11月にアルゼンチンのブレノスアイレスで開催されたCOP4において、発展途上国は温室効果ガスの排出削減目標を定めるに至らなかったが、近い将来、発展途上国も削減目標を定めると推察される。実際、発展途上国グループの中でも、1996年にOECDへの加盟を果たし、先進国に最も近い存在と考えられる韓国は、98年9月に仙台で開催された「アジア・太平洋環境会議」(エコ・アジア98)において、2018年から先進国と同様の削減義務を負う方向で検討していることを表明した。

韓国が温室効果ガスを削減するためには、まず、韓国のエネルギー効率水準がどの程度であるかを知る必要がある。そこで、本節では、前節と同様の方法で日韓のエネルギー効率を比較分析する。

3. 3. 1 時系列データからみた日韓両国経済のエネルギー集約度

図3.6に日韓両国の人口当たりの実質GDPの推移を示す。図中で、実質GDPは1990年基準であり、1990年平均の為替レート(\$1=707.76won=¥144.8)を用いて換算した。1996年の韓国の人口当たりの実質GDPは、日本ではその30年前の1966年の値に相当する。一方、人口当たりのエネルギー消費は、近年急速にその差が縮まりつつある(図3.7)。韓国の人口当たりのエネルギー消費は、世界的に石油価格が下落した1986年以降、毎年10%前後という高い伸びを示しているが、これは重化学工業を中心とした経済発展に依るところが大きい。韓国の最終エネルギー消費に占める産業部門の割合は、1981年の44.9%が85年にはいったん42.6%にまで低下したのち上昇に転じ、92年にはそれまでの最高値53.7%を記録した[3.14]。ちなみに、日本では1970年度に64.5%の最高値が記録されている。

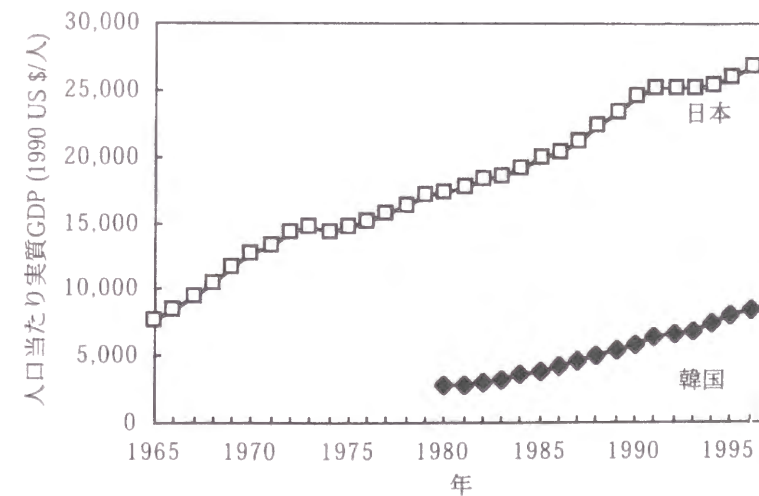
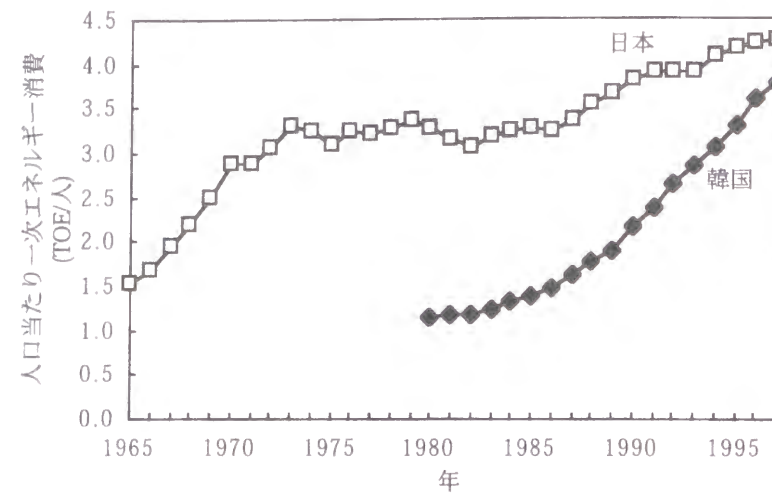
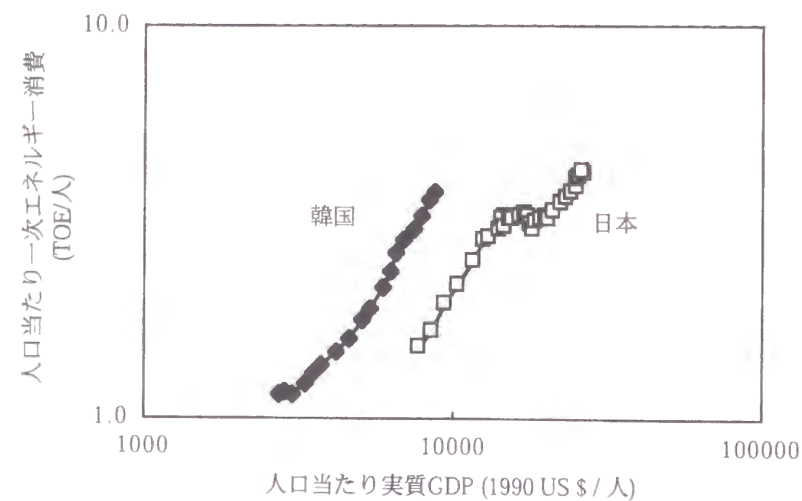


図3.6 日本と韓国の人口当たり実質GDPの推移



出典：[3.3]を和訳。

図3.7 日本と韓国の人口当たりエネルギー消費の推移



出典：[3.3]を和訳。

図3.8 日本と韓国の人口当たり実質GDPと人口当たりエネルギー消費の関係

この結果、横軸に人口当たりの実質GDP、縦軸に人口当たりのエネルギー消費をプロットした図では、韓国の線は日本の線より左上方に位置しており、韓国経済は日本よりはるかにエネルギーへの依存度が高いといえる（図3.8）。以下、1995年について、両国のエネルギー消費を詳細に比較し、気候や産業構造などのエネルギー効率に影響を及ぼす非技術的要因の影響を取り除いた両国経済のエネルギー集約度について比較する。

3. 3. 2 エネルギー原単位の部門別分析

表3.13に1995年における両国の人口、実質GDPおよびエネルギー消費量を示す。韓国は国全体で日本の約3割のエネルギーを消費しており、それを人口当たりになると約8割となる。しかし、韓国の名目GDPは、為替レートで換算した場合に日本の1/11、購買力平価で換算した場合でも1/5と非常に少ないため、韓国のGDP当たりのエネルギー原単位は、為替レートで換算した場合が日本の3.3倍、購買力平価で換算した場合でも日本の1.4倍となる。

部門別最終エネルギー消費は表3.14のようであり、韓国の方が、日本より産業部門および家庭部門の割合が高く、業務部門および運輸部門の割合が小さい。これは、韓国の産業構造で第2次産業の比

表3.13 日本と韓国の人口、名目GDPおよびエネルギー消費量（1995年）

	日本	韓国	日本/韓国
人口（百万人）	125.6	45.1	2.8
名目GDP（95年価格10億ドル）*1	5,135.2	456.6	11.2
名目GDP（95年価格10億ドル）*2	2,751.8	564.6	4.9
一次エネルギー国内供給（MTOE）	515.5	149.1	3.5
人口当たり実質GDP（\$1000/人）*1	40.9	10.1	4.0
人口当たり実質GDP（\$1000/人）*2	21.9	12.5	1.8
人口当たりエネルギー（TOE/人）	4.1	3.3	1.2
名目GDP当たりエネルギー（TOE/mil. \$）*1	100.4	326.5	0.3
名目GDP当たりエネルギー（TOE/mil. \$）*2	187.3	264.1	0.7

*1 為替レート（94.1¥/\$, 771.0won/\$）換算
 *2 購買力平価（175.6¥/\$, 623.5won/\$）換算
 出典：[3.3]。

表3.14 部門別最終エネルギー消費（1995年）

	日本		韓国		日本/韓国
産業部門	169.1	47.6%	61.4	52.0%	2.8
うち製造業	150.6	42.4%	56.9	48.2%	2.6
その他の産業	18.5	5.2%	4.5	3.8%	4.1
家庭部門	49.8	14.0%	21.9	18.6%	2.3
業務部門	42.7	12.0%	9.9	8.4%	4.3
運輸部門	85.5	24.1%	23.2	19.7%	3.7
うち旅客	53.5	15.1%	14.9	12.6%	3.6
うち貨物	32.0	9.0%	8.3	7.0%	3.9
非エネルギー消費	8.2	2.3%	1.6	1.4%	5.1
合計	355.2	100%	118.0	100%	3.0

出典：[3.3]。

率が日本より高く、第3次産業の比率が日本より低いこと、韓国の家庭では「オンドル」と呼ばれる床暖房機器の普及が高いこと、韓国の方が乗用車の普及率が低いことなどが大きく影響している。

(1) 製造業

生産額当たりのエネルギー原単位を表3.15に示す。なお、日本の生産額と付加価値は95年の産業連関表（速報版）のものであり、日韓両国ともに間接税および補助金を除いた値を用いている。エネルギー多消費産業の割合は、生産額と付加価値がそれぞれ韓国で31.6%および29.9%、日本で25.3%および23.8%となっており、ともに韓国の割合の方が大きい。

もう一つ注目すべき点は、ほとんどすべての産業において、生産額当たりのエネルギー原単位より、付加価値当たりのエネルギー原単位の方が日韓間の差が大きいことである。これは、韓国の方が日本より付加価値／生産額比率が小さいためであり、結果的に韓国の付加価値当たりのエネルギー原単位を大きくしている。

表3.15 製造業部門別エネルギー原単位（1995年）

(95年価格百万ドル当たり石油換算トン)

	日本		韓国		韓国/日本	
	生産額	VA	生産額	VA	生産額	VA
紙パルプ	109.3	316.8	128.3	440.3	1.2	1.4
化学	198.9	615.6	381.8	1,349.1	1.9	2.2
窯業・土石	133.5	319.5	306.2	842.5	2.3	2.6
一次金属	177.8	663.7	232.3	1,065.8	1.3	1.6
その他製造	10.5	31.6	30.3	106.6	2.9	3.4
合計	55.1	169.2	107.8	389.1	2.0	2.3

出典：[3.3]。

(2) 運輸部門

両国の旅客需要と貨物需要を表3.16に示す。日本は韓国と比べ、旅客で約7倍、貨物で約5倍の規模を持っている。これは人口比（2.8倍）や購買力平価で換算した名目GDPの比（4.9倍）よりも大きく、経済発展段階の違いを表している。輸送手段別では、特にバスの分担率が大きく異なっており、韓国では全旅客輸送の4割を占めているのに対し、日本ではわずか7%に過ぎない。韓国では95年時点で人口当たりの乗用車数が日本の4割程度と少ないうえ[3.8]、高速鉄道網が整備されていないため、長距離の移動を高速バスに依存している影響が強い。

表3.16 旅客需要と貨物需要（1995年）

	日本				韓国			
	旅客需要 (10億人キロ)		貨物需要 (10億トンキロ)		旅客需要 (10億人キロ)		貨物需要 (10億トンキロ)	
乗用車	820	59%	—	—	63.2	32%	—	—
バス	97	7%	—	—	80.6	41%	—	—
トラック	—	—	295	53%	—	—	52.8	48%
鉄道	400	29%	25	4.5%	45.0	23%	13.8	12%
航空	65	4.7%	0.9	0.2%	7.4	3.8%	0.1	0.1%
船舶	6	0.4%	238	43%	0.5	0.3%	43.9	40%
合計	1,388	100%	559	100%	196.7	100%	110.7	100%

出典：[3.3]。

表3.17 輸送機関別エネルギー原単位（1995年）

(百万人キロ・トンキロ当たり石油換算トン)

	日本		韓国		韓国/日本	
	旅客	貨物	旅客	貨物	旅客	貨物
乗用車	59.3	—	140.4	—	2.4	—
バス	17.8	—	63.6	—	3.6	—
トラック	—	108.5	—	136.8	—	1.3
鉄道	4.1	11.1	7.1	10.6	1.7	1.0
航空	42.4	570.3	63.5	48.8	1.5	0.1
船舶	335.1	12.6	200.8	20.3	0.6	1.6
合計	40.8	64.0	75.7	74.7	1.9	1.2

出典：[3.3]。

エネルギー原単位は、表3.17に示すように、輸送手段全体で韓国は日本の1.9倍（旅客）および1.2倍（貨物）となる。日本の方が自動車の分担率が高いため、もし、韓国のエネルギー原単位がそのまま、分担率が日本ようになったとすると、この差はそれぞれ2.3倍、1.3倍に拡大する。これは、輸送手段毎にエネルギー原単位を比較しても、一部を除いて日本の方がエネルギー効率が高いためである。各輸送手段のエネルギー原単位は、輸送機関単体のエネルギー効率ばかりでなく、乗車率や積載率、輸送1回当たりの運搬距離、幹線輸送の割合、平均速度など様々な要因の影響を受けるため、これだけで韓国の輸送手段のエネルギー効率が日本より劣っているとは言い切れない。しかし、日本と韓国では、日米間よりはるかに人口密度や生活様式が接近していることから、これらの影響は日米間ほど大きくないと考えられる。例えば、日本の鉄道幹線のほとんどが電化されているのに対し、韓国では電化されていないなど、韓国の方が明らかに輸送手段のエネルギー効率が低い可能性が高い。

(3) 家庭部門

家庭部門のエネルギー原単位に大きく影響すると考えられる要因を表3.18に示す。前にも述べたように、韓国ではセントラルヒーティングの普及率が極めて高い。反面、住宅の平均床面積は日本の64%程度に過ぎない。一方、一戸建て住宅と集合住宅では冷暖房用のエネルギー消費に大きな違いがあるが、日本と韓国では一戸建て住宅の比率が接近しており、住宅構造の違いによる影響は考慮しなくて良いと考えられる。

世帯当たりのエネルギー消費量は韓国が日本より約1.4倍多い(表3.19)。特に、暖房用が3.5倍と著しく異なっており、これはセントラルヒーティングの普及の違いによると考えられる。韓国の冷暖房デグリデー・床面積・世帯当たり人員数を日本並として補正した後でも、依然として韓国の方が多くのエネルギーを消費している。

表3.18 家庭部門の特性 (1995年)

項目	日本	韓国	日/韓
世帯数 (百万世帯)	43.9	13.0	3.4
世帯当たり人員数 (人/世帯)	2.9	3.5	0.8
一人当たり床面積 (㎡/人)	31.8	16.8	1.9
持ち家比率	59.8%	74.9%	0.8
一戸建て比率	59.2%	59.5%	1.0
セントラルヒーティング普及率	3.9%	100%	0.04
エネルギー支出の所得に占める割合	2.8%	2.3%	1.2
住宅当たり室数	4.9	3.1	1.6
新築住宅の平均床面積 (㎡)	92.9	83.6	1.1
既設住宅の平均床面積 (㎡)	91.9	58.5	1.6
暖房デグリデー (18℃基準)	1,919	2,739	0.7
冷房デグリデー (18℃基準)	835	646	1.3

出典：[3.3]。

表3.19 世帯当たり用途別エネルギー消費 (1995年, Mcal/世帯/年)

	日本	韓国		日本/韓国	
		補正前	補正後	補正前	補正後
暖房	3,047	10,605	11,679	0.3	0.3
給湯	3,806	3,806	3,128	1.0	1.2
冷房	263	70	141	3.8	1.9
その他	3,868	1,095	1,095	3.5	3.5
合計	10,984	15,576	16,044	0.7	0.7

出典：[3.3]。

(4) 業務部門

業務ビルの延床面積は、日本の方が韓国より5.4倍広い。これは人口比(2.8倍)や購買力平価で換算した名目GDPの比(4.9倍)よりも大きく、産業構造における第3次産業の割合の違いの影響を反映している(表3.20)。そのため、業種別では事務所ビルの差が10.9倍と最も大きい。

業種別のエネルギー原単位を表3.21に示す。延床面積で荷重平均したエネルギー原単位は両国ではほぼ等しく、他の部門と比べてエネルギー原単位が極めて接近している。業種別では、学校・試験研究機関と飲食店を除き、差は小さい。学校・試験研究機関については、気候の違いの影響が暖房用エネルギーの違いに影響しているため、寒さが厳しい韓国の方が日本より多くの暖房用エネルギーを消費している影響が含まれている可能性が高いと思われる。

表3.20 業種別エネルギー原単位 (1995年, 百万㎡)

	日本		韓国		日本/韓国
	床面積	割合	床面積	割合	
学校・試験研究機関	328.3	22.0%	33.5	12.1%	9.8
飲食店	56.9	3.8%	49.6	17.9%	1.1
病院・医療関連施設	73.8	4.9%	9.2	3.3%	8.0
ホテル・旅館	88.8	5.9%	13.5	4.9%	6.6
卸・小売業	355.9	23.8%	70.3	25.4%	5.1
事務所ビル	393.8	26.4%	36.2	13.1%	10.9
その他サービス業	195.5	13.1%	64.9	23.4%	3.0
業務用平均	1,492.9	100%	277.2	100%	5.4

出典：[3.3]。

表3.21 業種別エネルギー原単位 (1995年, Mcal/㎡)

	日本	韓国	日/韓
学校・試験研究機関	84.9	135.5	0.6
飲食店	622.8	305.0	2.0
病院・医療関連施設	400.2	449.0	0.9
ホテル・旅館	455.3	517.0	0.9
卸・小売業	342.7	261.6	1.3
事務所ビル	179.5	190.8	0.9
その他サービス業	188.4	209.4	0.9
業務用平均	242.5	251.3	1.0

出典：[3.3]。

3. 3. 3 国全体としてのエネルギー原単位の推定

表3.22に各要因の影響を定量的に求めた結果を示す。もし、韓国の非技術的要因が日本の値をとれば、全体で韓国のエネルギー原単位は1995年価格百万ドル当たり7.3石油換算トン小さくなり、これは両国の違いの約9.5%に相当する。補正後の韓国のエネルギー原単位は日本の1.37倍となる。部門別では、製造業が大幅なマイナス、旅客と家庭が大幅なプラスとなり、貨物と業務はわずかなプラスにとどまる。製造業が大幅なマイナスとなるのは、現在の韓国の製造業はエネルギー多消費産業の割合が高く、また付加価値率が低いという特徴を持っているため、日本並の産業構造や付加価値率を達成することにより、大幅な省エネルギーを達成できるためである。旅客が大幅なプラスとなるのは、韓国が日本並の輸送構造になれば、自家用車の依存度が高まることと、GDP当たりの輸送需要が増加するためである。一方、家庭が大幅なプラスとなるのは、住宅当たりの床面積が日本並に増えることの影響による。

これらの要因を補正した後のエネルギー原単位を求めたのが表3.23である。補正後の韓国のエネルギー原単位は日本の1.37倍となり、依然として韓国の方が大きく、省エネルギーの余地が日本より多いと考えられる。また、GDPの3側面を考慮したエネルギーエネルギー原単位の比を求めると、韓国のエネルギー原単位は日本の1.38倍となる(図3.9)。家庭と自家用輸送のエネルギー消費は、韓国のエネルギー消費構造が日本並になった場合に大幅な増加が予想されるため、GDPに直接関係するエネルギー消費のみで比較すると、エネルギー消費構造を補正する前の日韓比(1.48倍)よりエネルギー原単位の差は縮小する。

表3.22 韓国のエネルギー消費への非技術的要因の寄与

	合計	製造業	運輸		家庭	業務
			旅客	貨物		
部門合計	-7.3	-38.2	+20.5	+1.6	+7.1	+1.7
エネルギー構成		-9.1	+2.6	-0.2	+0.4	+1.3
産業構造		-14.9				
プロダクトミックス		-14.2				
輸送機関構成			+6.1	+1.3		
GDP当たり輸送需要			+11.8	+0.5		
気候					-7.2	
床面積					+14.0	+1.3
業種構成						-0.8

出典：[3.3]。

表3.23 補正後の日韓両国のエネルギー原単位

	日本	韓国	韓国/日本
名目GDP当たりエネルギー (TOE/mil. \$) 【補正前】	187.3	264.1	1.41
名目GDP当たりエネルギー (TOE/mil. \$) 【補正後】	187.3	256.8	1.37
一次エネルギー国内供給 (MTOE)	515.5	149.1	0.28
うち 家庭用	89.2	29.2	0.33
うち 自家用車	48.6	8.9	0.18
残りのエネルギー国内供給	377.7	106.9	0.28
名目GDP当たりエネルギー (TOE/mil. \$) 【再補正後】	137.3	189.4	1.38

出典：[3.3]。

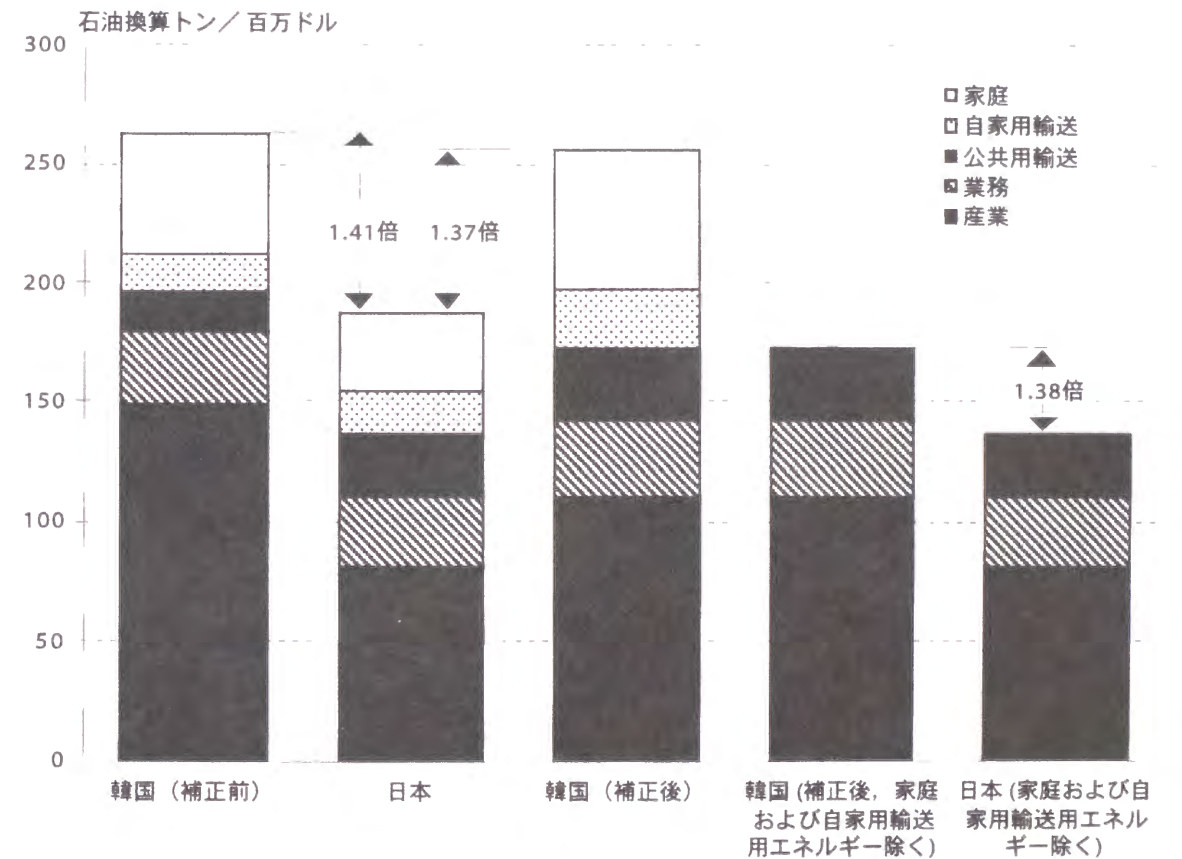


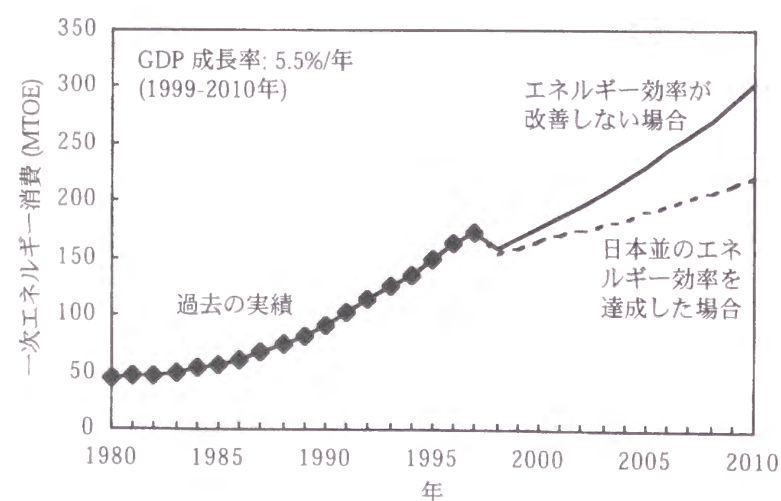
図3.9 非技術的要因の違いを補正した後のエネルギー原単位の日韓比較

3. 3. 4 今後の韓国のエネルギー需要

これまでみてきたように、1997年の韓国は一人当たりGDPでみる限り、日本の1960年代後半の水準である。エネルギー消費構造も、家庭部門におけるセントラルヒーティングの普及を除けば、製造業ではエネルギー多消費産業の割合が高く、運輸部門では乗用車の依存度が低いなど、当時の日本と似た状況である。

本分析における非技術的要因の中で、気候以外のものはすべて、韓国が将来、経済発展を遂げた後の姿を表していると言っても過言ではない。その観点に立てば、エネルギー原単位のプラス要因とマイナス要因がほぼ相殺してゼロになるため、エネルギー原単位が変わらなければ、GDPが成長した分だけエネルギー需要が増えてしまうことになる。しかし、本章の分析結果より、韓国が日本並のエネルギー原単位を達成すれば、エネルギー需要をその1/1.37 (=0.73) にまで抑制することが可能であることがわかる。

1997年以降のアジア通貨危機の影響を織り込んだ経済成長率は2000年までが年3.5%、2000年以降が年5.5%となっており[3.15]、2010年の韓国の人口当たりGDPは日本のほぼ1975年の水準となる。2010年のエネルギー原単位が不変であれば、エネルギー需要は95年の2.03倍に膨れ上がる。しかし、2010年に日本並のエネルギー原単位を達成することにより、95年の1.48倍（年平均増加率2.6%、対GDP弾性値0.55）の水準に抑制することができる（図3.10）。



出典：[3.3]を和訳。

図3.10 韓国の一次エネルギー国内供給の見通し

まとめ

本章では、エネルギー利用機器効率には直接関係のない様々な非技術的要因の影響について定量的に評価し、それらの影響を取り除いたエネルギー原単位の推定方法について述べ、日本と米国、そして日本と韓国について適用した分析結果を示した。その結果、これら非技術的要因の影響を取り除いた後のエネルギー原単位の比較により、日本が米国や韓国よりエネルギー効率が優れており、言い換えれば省エネルギーの余地が少ないことが明らかになった。非技術的要因の影響は、米国では国土面積が広大であるため、公共交通機関が発達せず、その結果自家用車など非効率な輸送手段に頼らざるを得ないこと、また住宅が広いこと冷暖房に多くのエネルギーが必要である事情が大きく影響している。一方、韓国では、産業構造に占めるエネルギー多消費の割合が高いことや、付加価値率が低いなどの要因がエネルギー原単位を押し上げている反面、住宅床面積が狭いことや、乗用車の普及率が低いことなど、エネルギー原単位を低めている要因もある。

国際的に省エネ目標を設定する場合、各国が一律何%削減するという省エネ目標を設定することはこれまでの省エネ努力を評価していないため不公平であり、各国の現在のエネルギー効率水準を考慮した省エネ目標が設定されるべきである。そのために、本章のような分析を各国について行い、非技術的要因の影響を取り除いたエネルギー原単位を推定することは重要である。

もちろん、本章の分析で残された課題は多い。今回分析できなかった要因として、輸送部門の乗車率・1回当たりの運搬距離、家庭部門の機器普及率と平均サイズ・動作時間、家屋やビルの断熱化率などがあげられる。また、運輸以外の部門の価格効果の分析も必要である。一層の分析のためには、詳細なエネルギー利用技術とそれらの経済性（省エネルギー供給曲線など）を含むエネルギー需要モデルの開発が必要である。

第4章 電力部門における省エネルギーの経済性

はじめに

電力の省エネルギー、すなわち省電力の場合、他のエネルギーと異なる利点がある。それは、電力は大規模に貯蔵することができないことに由来する。貯蔵ができないため、電気事業は最大電力需要に見合った発電設備を保有しなくてはならない。最大電力需要が突出して電力需要の季節間・日間の変動が拡大すれば、設備利用率が低下するため、発電コストの上昇が避けられない。電力需要の季節間・日間変動を表す指標に、年間平均電力需要を最大電力で割った年負荷率がある。電力需要の季節間・日間変動が増大すれば、年負荷率が低下するという関係にあるが、電力9社平均の年負荷率は、1970年度の67.1%から低下の一途をたどり、猛暑の1994年度には55.0%、1995年度も55.2%と2年続けて史上最低水準を記録した[4.1]。年負荷率の低下の原因は、冷房需要の増加と、民生部門の電力需要の増加が大部分を占めると考えられる。東京電力の調査では、1970年度に20%であった冷房需要の割合が、猛暑だった1994年度には2倍の40%にまで増加している[4.1]。また、民生部門の電力需要の割合は、自家発自家消費を除くと、1970年度の31.8%が1994年度には57.3%と飛躍的に増大している[4.2]。このような需要構造の変化が、夏期昼間の電力需要を押し上げたため、年負荷率の低下が進んだと考えられる。もし、機器の省エネルギーが、電力需要の季節間・日間変動の改善につながれば、省エネルギーの経済性は、発電コストの低下を含めて評価されるべきである。

一方、電気事業は、地球温暖化問題に対処するため、エネルギー消費に伴うCO₂排出量の抑制が求められている。発電システムからのCO₂排出を抑制するためには、原子力や水力、そして新エネルギーなど、ライフサイクルで見た場合のCO₂排出量が少ない発電設備の導入を増やせばよいが[4.3]、これらの電源は技術的・社会的・経済的に導入規模に限界があるため、電力の供給側の対応だけでCO₂を抑制することは困難な状況になりつつある。

この状況を打破するために、電気事業が積極的に需要側に働きかけて、負荷の形状を望ましい形に変えることをDSM（デマンドサイドマネジメント）と呼ぶ。DSMへの取り組みは1980年代にアメリカで活発になり、その後各州の規制当局が電気事業に対し、DSMと供給側の最適な組合せで費用最小化を達成する、IRP（Integrated Resource Planning）に基づいて電源計画を行うことを義務づけるよう発展した。近年では、規制緩和に伴って、需要家が電力会社を自由に選べる状況が生まれつつあるが、

負荷形成目的	方 策	内 容
ピークカット	直接負荷制御 随時調整契約 エコベンダー（蓄熱型自販機）奨励金	ピーク季の電力消費を減少させることにより、電力システムに対するピーク負荷を削減する。
ボトムアップ	深夜電力 第2深夜電力	オフピーク時に負荷を増大させ、発電所の設備利用率を向上する。
負荷移行 (ロードシフト)	季時別料金 年間調整契約 計画調整契約 蓄熱調整契約	ピーク季時に発生するであろう負荷をオフピーク時に移行し、ピークカットとボトムアップを同時に実現する。
省 エ ネ	省エネ情報の提供 エネルギー診断 高効率機器奨励金	需要家のエネルギー利用効率の改善を促すことにより、負荷時間全体を通して需要と環境負荷を減少させる。
負荷弾力化	瞬時調整契約 デマンド・サブスクリプション契約	需要家に対してサービス品質とサービスコストの組合せを提供し、供給信頼性制約の範囲内で負荷制御性を高める。

出典：[4.4]に加筆。

図4.1 DSMの目的と方策

DSMは需要家を自社につなぎ止めるための需要家サービスに形を変えつつある。

DSMは図4.1に示すような5つの目的に分けられるが、民生部門については、季時別料金制度や時間帯別電灯料金制度などが導入されている。しかし、季時別料金制度を選択する需要家は、均一料金よりメリットがある需要家のみであるため、導入ポテンシャルが少ないという問題がある。例えば、1996年度末現在、家庭部門の時間帯別電灯の契約口数は、従量電灯甲・乙の契約口数のわずか0.4%に過ぎない[4.5]。

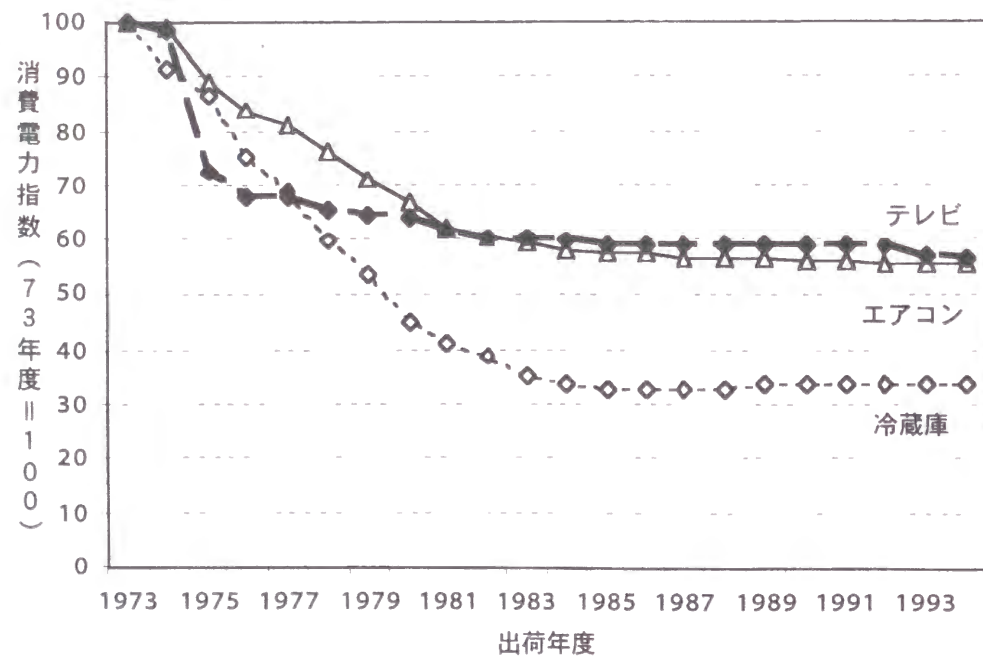
そこで本章では、DSM方策のうち、電気事業が民生部門の省電力投資に対して一定の補助金を支出して普及を促進するという「省エネ」型DSMプログラムを考える。DSMプログラムの対象を系統全体の最大電力が発生する夏期平日午後2時から3時頃の電力需要を重点的に削減する省電力投資に限定すれば、DSMプログラムの費用より発電所の建設回避により節約される費用の方が多いと考えられる。具体的には、民生部門において現在あるいは近い将来に利用可能な省電力技術と経済性を分析し、そのデータに基づいてDSMプログラムを設定する。そして、最適化型電源構成モデルを用いたシミュレーションから、DSMプログラムの成立性について分析する。また、機器効率化は、電力需要の抑制を通じてCO₂の排出抑制に貢献すると考えられるため、CO₂排出抑制の経済価値についても分析を行う。

4. 1 民生部門の省電力技術と経済性の分析

民生部門の電力需要は増加の一途にある。第一次石油ショック以降の20年間で、自家発電を除く全電力需要の伸びが年率3.4%であったのに対し、家庭部門は5.1%、業務部門は6.8%と極めて大きい[4.2]。民生部門の電力需要が増加した理由は様々あるが、家庭用エアコンの普及が「一家に一台」から「一部屋に一台」に広がりつつあるように、便利で快適な暮らしの追及がその一つであることは確かである。

家電機器の効率は図4.2に示すように、過去10年間以上にわたり改善が進まない一方で大型化や高性能化による「増エネ」が続いていたが、1994年辺りから家庭用エアコンや冷蔵庫に省エネをセールスポイントとした新機種が発売されるなど、機器の効率化を巡る動きがにわかに活発になりつつある。

本節では、民生部門の電気機器について、現在あるいは近い将来に利用可能な効率化技術を調査し、効率化技術の経済性、将来の普及可能量やその時の系統最大電力の削減量について分析する。なお、系統最大電力への影響を分析するためには日本全体での機器別の電力負荷曲線が不可欠であるが、これはほとんど知られていない。そこで、以下に示す手順で分析を進める。



出典：[4.6]。

図4.2 家電機器の消費電力の推移

- ①民生部門における機器別の消費電力量および負荷曲線の作成
- ②個別機器の効率化技術と費用の調査
- ③効率化技術の将来の普及ポテンシャルの推定

4. 1. 1 民生部門の機器別電力負荷曲線の推定

民生部門の電力消費量について、我々が利用できるデータは限られている。それらは、供給側から見た年間合計の販売電力量というマクロデータと、需要側から見た個々の実態調査によるマイクロデータである。ここで、マクロとマイクロの整合性が問題となる。マイクロデータは、一般にサンプル数が少ないため、日本全体の平均的な消費実態を反映していないという危険が付きまとう。そこで、本章では、マクロデータを基本とし、足りない情報をマイクロデータから補うという方針でデータを作成することで、この問題に対処することとした。

ここで推定するのは、家庭および業務部門の機器別電力負荷曲線であるが、このような理由から、まず年間合計の機器別消費原単位を推定し、その結果と利用実態調査を元に機器別電力負荷曲線を推定している。

(1) 家庭部門

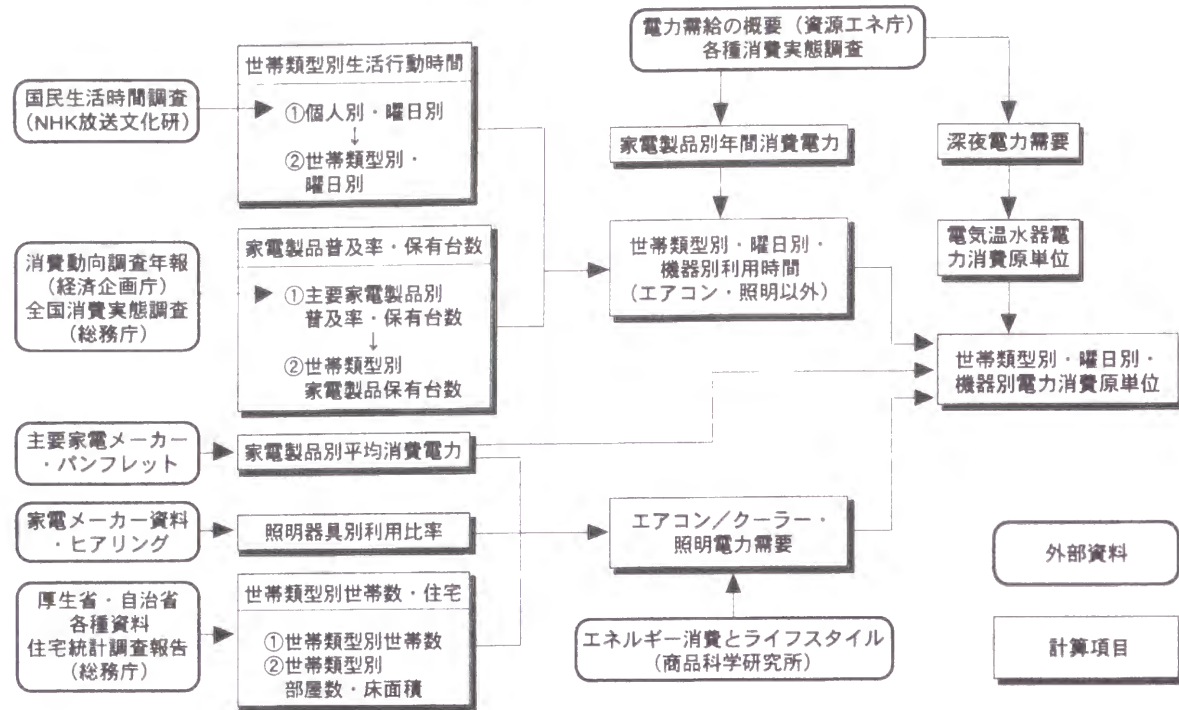
・機器別消費原単位の推定

家庭部門の機器別電力消費原単位の計算方法を図4.3に示す。機器別の電力消費原単位 (Wh/年) の推定は、以下の式のように、積み上げ方式で計算を行い、全世界帯の合計値をマクロデータと比較・検証している[4.7]。

世帯数	(世帯)
× 世帯類型別・機器別保有台数	(台/世帯)
× 世帯類型別・機器別利用時間	(h/年)
× 機器当たり消費電力	(W/台)

なお、エアコン/クーラーおよび照明機器についてのみ、機器の保有状況が世帯人数より床面積と密接な関係にあると考えられるため、次の式を用いている。

世帯数	(世帯)
× 世帯類型別床面積	(m ² /世帯)
× 世帯類型別・機器別利用時間	(h/年)
× 床面積当たり消費電力	(W/m ²)



出典：[4.8]。

図4.3 家庭部門における電力消費原単位の計算方法

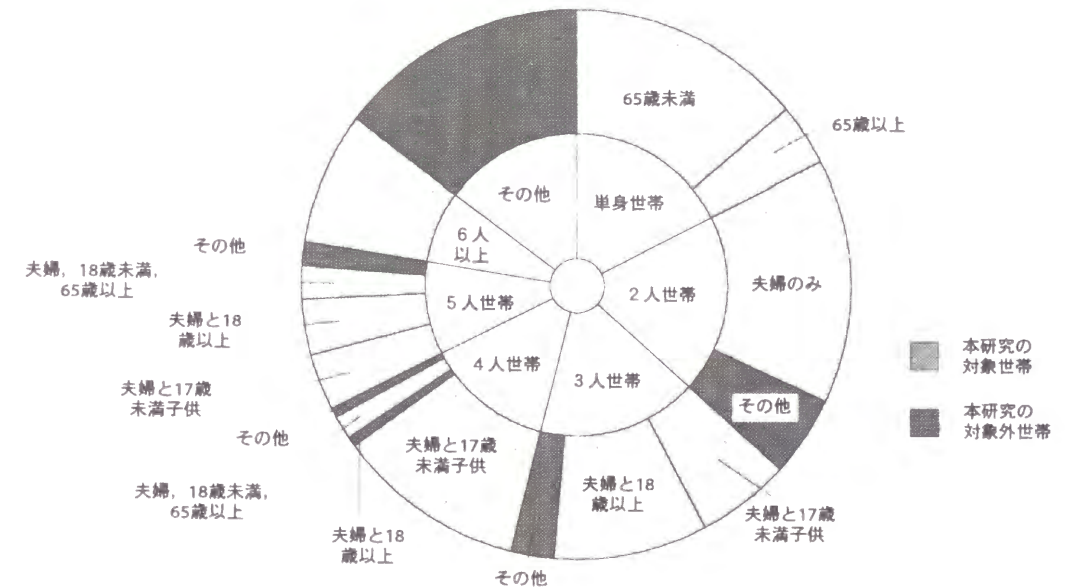
世帯類型は、機器の保有台数や稼働時間などの違いを通じて電力消費量に大きく影響を及ぼす。このため、まず世帯をその人数と属性に応じて、表4.1に示すように全部で15種類の世帯類型に区分し、各世帯類型について機器別の電力消費原単位を推定する。各世帯は、「有職男子」、「有職女子」、「主婦」、「子供」、「学生」、「高齢者」のいずれかの個人の組合せで構成されるとしている。ここで、「子供」は高校生以下、「学生」は高校卒業以上、「高齢者」は65歳以上を表している。本区分による各世帯類型の構成比を図4.4に示す。図からわかるように、今回の世帯類型の区分はすべての世帯をカバーしているわけではないが、各世帯人数の核となる世帯類型を押さえている。また、単身世帯および2人世帯については、職業の有無別の世帯数のデータがないため、後で述べる全世帯平均の電力消費原単位の計算の際には、世帯人数別に消費原単位を単純に平均している。

機器別保有台数は、総務庁の「全国消費実態調査」に世帯類型別の詳細なデータが掲載されている。しかし、本統計は5年毎であるため、1990年度のデータを作成するために、経済企画庁の年次データを総務庁データを元に分解した。また、世帯人数別の保有台数を作成するに当たり、全世帯平均の保有台数が1以上2未満の機器は、世帯人数が1人および2人の場合1台とし、3人以上の世帯の保有台数は全世帯平均に合うように逆算した。世帯当たりの保有台数が2を越える機器（テレビ）は、世帯人数

表4.1 世帯区分 (全15種類)

世帯属性 世帯人数	単身世帯	夫婦のみ世帯	親と子供世帯	高齢者世帯
1人	3種類 (有職男子, 有職女子, 学生)			1種類
2人	× 全体に占める割合が小さいため考慮せず	2種類 共稼ぎ, 専業主婦	×	×
3人		×	2種類 (子供, 学生)	×
4人			1種類 (子供2人)	2種類 (子供, 学生)
5人			1種類 (子供3人)	2種類 (子供, 学生)
6人以上		1種類		
複数世帯	× (世帯単位で原単位を算出するため考慮しない)			

出典：[4.8]。



出典：[4.8]。

図4.4 世帯類型別世帯割合 (1990年)

が1人の場合1台、2人の場合2台とし、3人以上の世帯の保有台数は同様の方法で計算した。推定結果および家電製品の平均消費電力を表4.2に示す。

表4.2 生活行動と使用する家電機器の保有台数および平均消費電力

生活行動	家電機器	保有台数 (台/世帯)			消費電力 (W/台)	
		単身世帯	2人世帯	3人以上世帯		
睡眠	電気毛布	0.97	0.97	0.97	105	
家事	炊事	電気釜	0.62	0.62	0.62	829
		電子レンジ	0.65	0.65	0.65	1,077
		オーブン	0.70	0.70	0.70	1,110
	掃除	掃除機	1.00	1.00	1.49	680
	洗濯	洗濯機	1.00	1.00	1.13	376
		衣類乾燥機	0.15	0.15	0.15	1,052
マスメディア	テレビ	テレビ	1.00	2.00	2.29	157
	レコード・CD	CDプレーヤー	0.34	0.34	0.53	30
		オーディオ	0.59	0.59	0.68	105
	ビデオ	VTR	0.67	0.67	1.03	40
常時使用	暖房便座	0.15	0.15	0.15	65	
	冷蔵庫	1.00	1.00	1.25	38	

注) エアコン/クーラー、照明機器および電気温水器を除く。
 常時使用機器の消費電力は1日当たりの平均電力を表す。
 出典：[4.8]。

機器別利用時間は、NHK放送文化研究所が行っている「国民生活時間調査」から得られる各個人の曜日別の生活行動時間を元に推定した。本章では世帯類型別の生活行動時間が必要であり、これを各個人の生活時間を単純に足し合わせるのではなく、家族内での行動パターンの重なりを考慮しながら推定した。例えば、テレビの視聴時間は、学生のいない世帯では世帯を構成する個人のうち最も長い視聴時間を採用するのに対し、学生のいる世帯では、学生がもう1台のテレビを別に見ていると想定した。

エアコン/クーラー以外の冷暖房機器（扇風機・電気こたつ・温風暖房機・電気カーペット）については、利用時間の推定が困難であるため、機器の世帯人数別保有台数を上記の方法で作成し、「電力需給の概要」にある全世帯平均消費原単位を分解することで推定した。

エアコン/クーラーおよび照明機器については、家電メーカーの資料やヒアリングにより、住宅床面積と消費電力の関係を調べた。その結果、住宅床面積と消費電力の間にほぼ比例的な関係があり、

1m²当たりの照明機器が約10W（蛍光灯）、エアコンが約100W（冷房利用時）であることがわかった。

電気温水器は専ら給湯用に用いられるが、電気温水器の消費電力量は深夜電力として全世帯合計の月別深夜電力需要しかデータが得られない。そこで、電気温水器の消費電力量は世帯類型に関わらず一定とした。実際は、電気温水器の消費電力量と世帯人数に相関があると考えられるため、単身世帯の消費原単位は若干多めに、世帯人数の多い世帯の消費原単位は少な目に推計されると思われる。

これらの推定値と上に示した式から、世帯構成別・季節別・曜日別・機器別電力消費原単位を推定することができる。結果を表4.3に示す。在宅時間が長い高齢者のいる世帯や、生活行動が独立している学生のいる世帯の消費原単位が大きいことがわかる。消費原単位を集計し、世帯数をかけて求めた世帯類型別の世帯当たり年間電力消費量を表4.4に示す。全世帯平均の世帯当たり年間電力消費量は、従量電灯甲乙と深夜電力の合計から推定した世帯当たりの年間電力消費量3,780kWhとよく一致している。

なお、この先の計算では全世帯平均の電力消費原単位しか用いていない。しかし、将来の電力消費原単位の推定には、世帯構成の変化の影響を考慮する必要があり、ここに示したような世帯類型別の情報が必要となる。

・電力負荷曲線の推定

家電機器の効率化が電気事業に及ぼす影響は、効率化による電力負荷曲線の形状の変化で表わされる。このため、機器別の電力負荷曲線を作成しなくてはならない。

本章では、前節で推定した全世帯平均の機器別消費原単位と、商品科学研究所および四国総研の実態調査で得られた各機器の典型的な運転パターンを用いて電力負荷曲線を作成した。主な家電機器の時間別電力消費割合（夏期）を図4.5に示す。そして、得られた全世帯平均の電力負荷曲線（夏期）を図4.6に示す。なお、本章ではピーク電力への影響についてのみ検討するため、特に夏期の電力負荷曲線のみに着目している。

(2) 業務部門

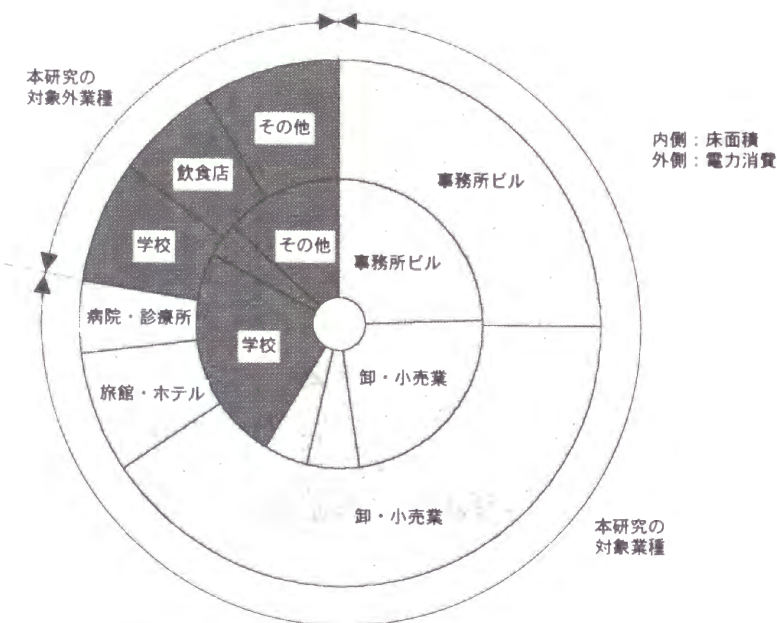
・機器別消費原単位の推定

業務部門では、事務所や卸・小売といった建物用途に分けて電力消費原単位を扱う。本章では、建物用途のうち、事務所ビル、卸・小売業、宿泊施設、病院の4用途について検討した。これらの用途は、図4.7に示すように、床面積で業務部門全体の約3/5を、電力消費で約3/4をカバーしている[4.9]。

業務部門の機器別電力消費原単位の計算方法を図4.8に示す。業務部門の機器別消費原単位は、家庭部門におけるエアコン/クーラーおよび照明機器と同様、機器の保有状況が床面積と密接な関係にあると考えられるため、次の式を用いて推定している。

$$\begin{aligned} & \text{建物用途別床面積} && (\text{m}^2) \\ \times & \text{床面積当たり消費電力} && (\text{W/m}^2) \\ \times & \text{建物用途別・機器別利用時間} && (\text{h/年}) \end{aligned}$$

機器別保有台数は、電力機器関連図書や建築会社の実態調査を参考に計算した。また、機器別利用時間は、同じく建築会社の設計資料をもとに設定している。計算に用いた建物用途別・機器別電力負荷密度と設置率を表4.5に示す。そして、以上のデータから推定した建物用途別床面積当たり電力消費原単位を、(財)日本エネルギー経済研究所や(社)日本ビルエネルギー総合管理技術協会が算出した原単位と比較して結果の妥当性をチェックした。結果を表4.6に示す。



出典：[4.8]。

図4.7 業務部門業種別床面積割合と電力消費割合（1990年度）

表4.5 建物用途別・機器別負荷密度および設置率

		事務所ビル		卸・小売業		ホテル・旅館		病院	
		電力負荷密度 (W/m ²)	設置率 (%)	電力負荷密度 (W/m ²)	設置率 (%)	電力負荷密度 (W/m ²)	設置率 (%)	電力負荷密度 (W/m ²)	設置率 (%)
照明	事務室・管理室	14.0	100%	14.0	63%	14.0	20%	14.0	32%
	売場（小売）			30.0	37%				
	客室・宴会会					20.0	50%		
	レストラン・厨房等					15.0	5%		
	病棟							10.0	35%
	診療・外来部門							15.0	33%
	駐車場・廊下・ホール等			4.1	100%	4.1	70%	2.0	93%
OA機器	パソコン	3.1	100%	3.1	63%	3.1	20%	3.1	93%
	オフコン・ミニコン	4.6	100%	4.6	11%	4.6	20%	4.6	50%
	ワープロ	0.8	100%	0.8	63%	0.8	20%	0.8	93%
	プリンター	5.6	100%	5.6	63%	5.6	20%	5.6	93%
	コピー	13.6	100%	13.6	63%	13.6	20%	13.6	93%
	ファクシミリ	2.6	100%	2.6	63%	2.6	20%	2.6	93%
	レジスタ（ECR/POS）			0.5	37%	0.5	5%		
その他機器	共有設備	4.1	100%						
	ショーケース（照明）			2.0	37%				
	冷凍冷蔵ショーケース			30.0	10%				
	店舗機器（陳列品等）			30.0	37%				
	冷凍冷蔵（客室・厨房）					10.0	40%		
	その他機器（AV等）					5.0	40%		
空調（セントラル）	医療機器							4.0	50%
	空調・換気	15.6	72%	15.6	48%	15.6	69%	15.6	91%
	熱源搬送（夏）	5.3	72%	5.3	48%	5.3	69%	5.3	91%
	熱源搬送（冬）	3.9	83%	3.9	48%	3.9	69%	3.9	91%
	冷房熱源（電気冷凍機）	34.0	43%	34.0	15%	34.0	39%	34.0	49%
	冷房熱源（吸収冷凍機）	3.3	29%	3.3	33%	3.3	31%	3.3	42%
	暖房熱源（ヒートポンプ）	34.0	6%	34.0	28%	34.0	6%	34.0	17%
暖房熱源（ガス・油ボイラ等）	1.1	77%	1.1	2%	1.1	17%	1.1	19%	
空調（パッケージ）	冷房（ヒートポンプ、冷房専用）	26.8	28%	26.8	52%	26.8	31%	26.8	9%
	暖房（ヒートポンプ）	26.8	17%	26.8	30%	26.8	30%	26.8	7%
その他	エレベータ	7.6	100%	7.6	11%	7.6	70%	7.6	93%
	エスカレータ			3.0	11%	3.0	2%		
	衛生（給湯・ボイラ等）	3.1	100%	3.1	11%	3.1	70%	6.0	93%
	その他（セリヤ等）	1.7	100%	1.7	100%	1.7	100%	1.7	100%

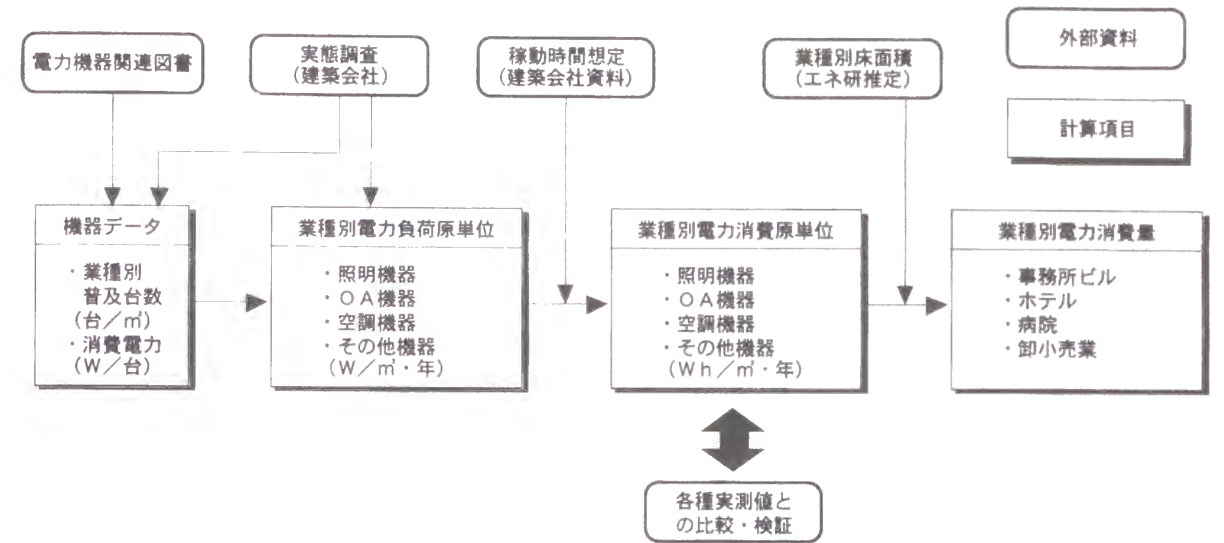
出典：[4.8]。

表4.6 業務部門建物用途別電力消費原単位

(単位: Wh/m²/日)

	事務所ビル	卸・小売業	ホテル・旅館	病院	
照明	179.2	296.6	175.4	176.3	
OA機器	パソコン	18.6	11.7	4.2	19.7
	オフコン・ミニコン	27.7	3.0	6.3	15.7
	ワープロ	4.8	3.0	1.1	5.1
	プリンター	10.2	6.5	2.3	10.7
	コピー	16.7	10.5	3.3	15.5
	ファクシミリ	7.2	4.5	1.4	6.6
	レジ (ECR/POS)	0.0	1.0	0.2	0.0
その他機器	56.5	171.3	83.8	6.9	
空調 (セントラル)	空調・換気	108.7	77.9	177.5	146.1
	熱源搬送 (夏)	22.4	18.8	32.2	43.4
	熱源搬送 (中間)	0.0	9.4	4.7	20.1
	熱源搬送 (冬)	16.5	13.9	30.7	32.3
	冷房熱源 (電気冷凍機, 夏)	85.7	37.7	116.7	149.8
	(中間)	0.0	18.9	5.8	49.9
	(冬)	0.0	0.0	0.0	15.0
	冷房熱源 (吸収冷凍機, 夏)	5.6	8.1	9.0	12.5
	(中間)	0.0	4.0	0.4	4.2
	(冬)	0.0	0.0	0.0	1.2
空調 (パッケージ)	暖房熱源 (ヒートポンプ, 冬)	57.8	70.5	23.2	45.6
	(中間)	0.0	0.0	2.3	9.1
	暖房熱源 (ボイラ等, 冬)	2.8	0.2	2.1	1.7
	(中間)	0.0	0.0	0.2	0.3
空調 (パッケージ)	冷房 (ヒートポンプ, 夏)	47.3	103.1	73.1	21.7
	(中間)	0.0	51.6	3.7	7.2
	(冬)	0.0	0.0	0.0	2.2
	暖房 (ヒートポンプ, 冬)	47.3	59.5	91.6	14.8
その他	(中間)	0.0	0.0	9.2	3.0
	エレベータ	67.5	8.5	56.6	44.3
	エスカレータ	0.0	3.3	0.7	0.0
	衛生 (給湯・ボイラ等)	15.6	1.8	13.2	29.6
季節別計	その他 (セキュリティ等)	40.8	40.8	40.8	40.8
	冷房期 (6~9月)	714.5	808.2	797.7	744.7
	暖房期 (12~3月)	677.9	784.4	714.4	630.2
	中間期 (4,5,10,11月)	553.5	724.4	593.1	611.2
年間合計 (億kWh/年)	609.8	694.8	161.3	128.4	
(参考) 他の年間合計原単位の推定結果					
日本エネルギー経済研究所 (90,91)	541.6	872.4	163.2	95.2	
日本ビル協会・総合管理技術協会 (86)	410.6	635.8	120.3	91.7	

出典: [4.8].

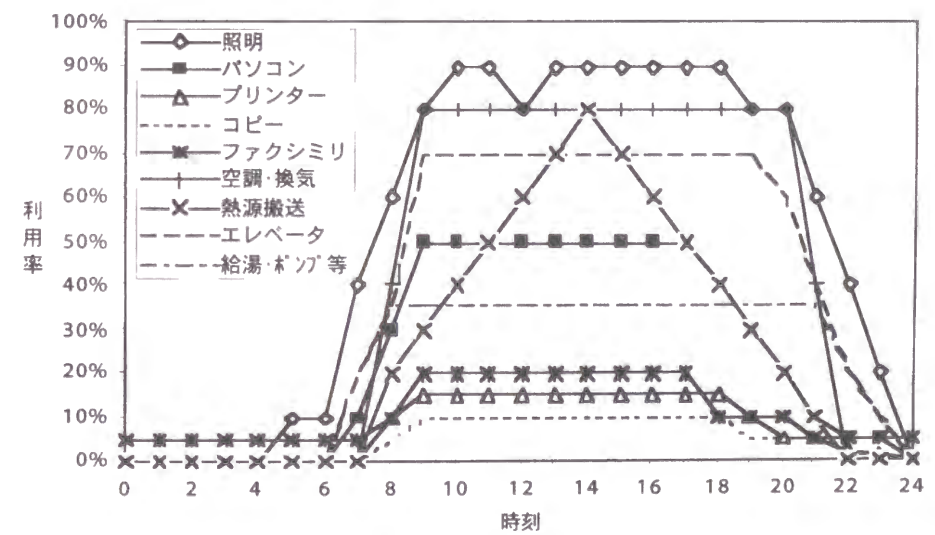


出典: [4.8].

図4.8 業務部門における電力消費原単位の計算方法

・電力負荷曲線の推定

電力負荷曲線は、家庭部門と同様、前節で推定した建物用途別の機器別消費原単位を、各機器の典型的な時間帯別利用率を用いて時間別に分解することで行った。事務所ビルの主な機器の時間帯別利用率を図4.9に示す。そして、得られた建物用途別の電力負荷曲線 (夏期) を図4.10に示す。



出典: [4.8].

図4.9 機器別・時間帯別利用率 (事務所ビル・夏期)

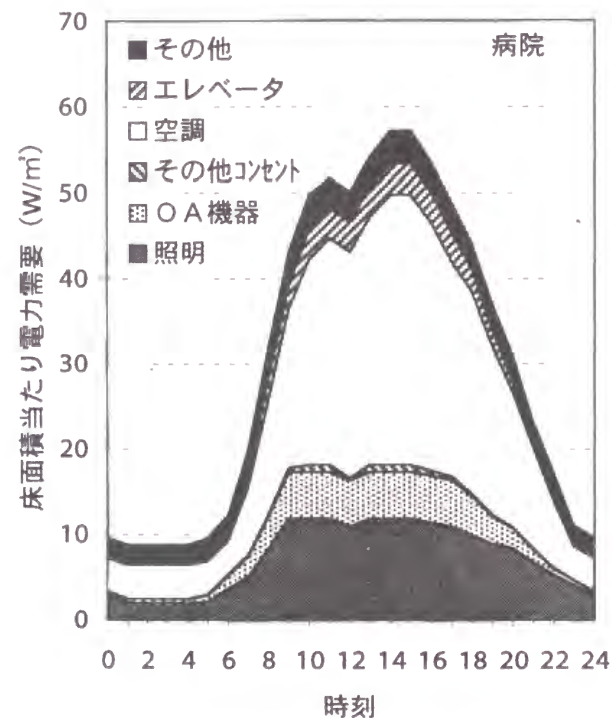
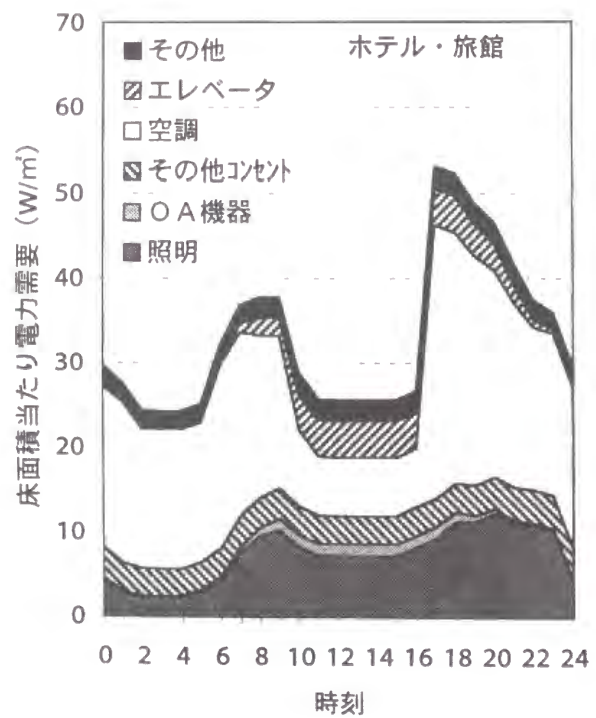
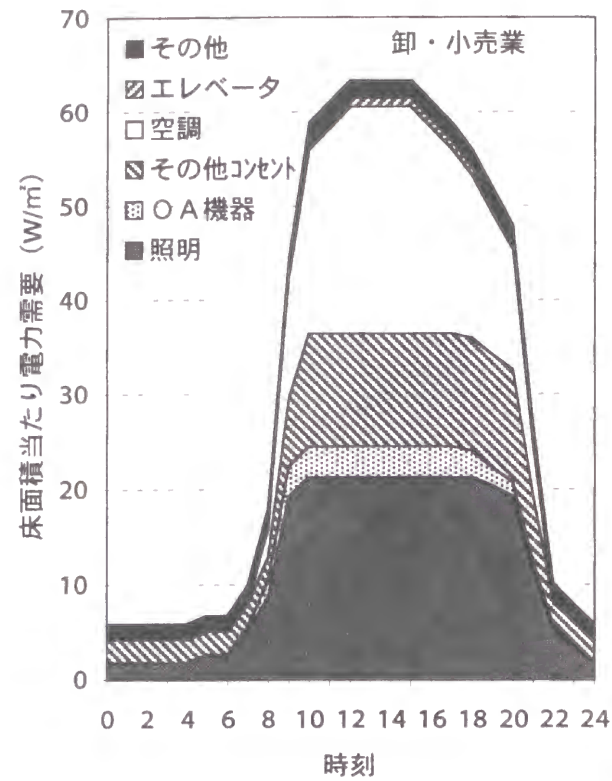
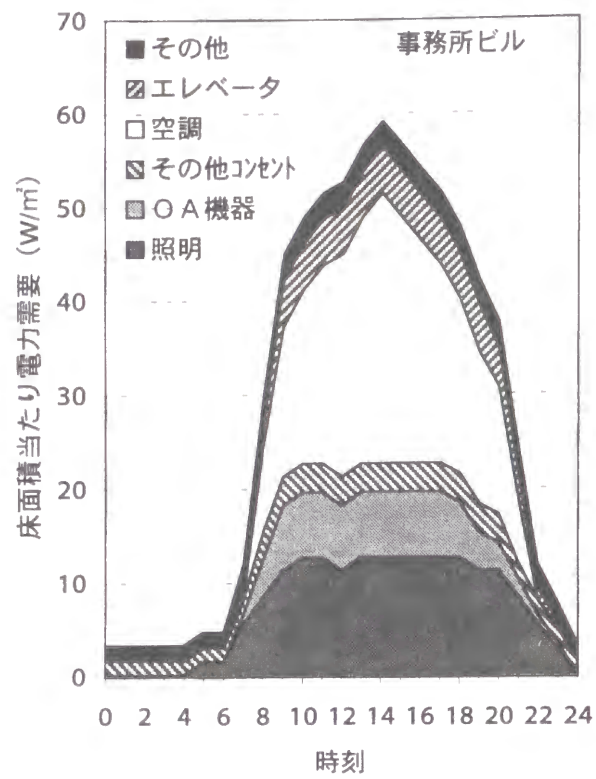


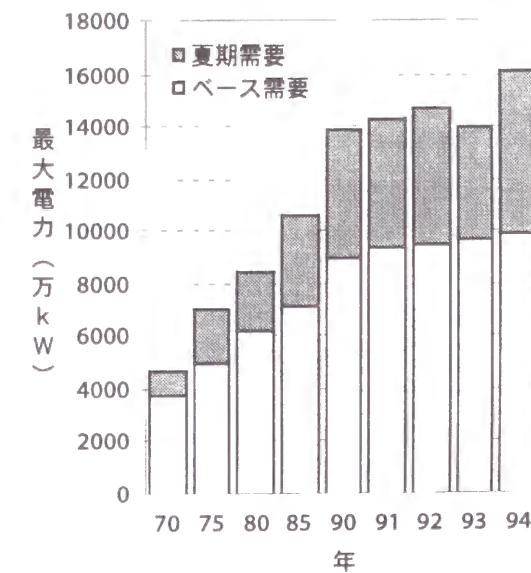
図4.10 建物用途別・機器別電力負荷曲線（夏期）

(3) 負荷曲線推定結果の妥当性

残念ながら、本章で推定した負荷曲線の妥当性を検討するために十分なデータは公表されていないか、あるいは存在しない。唯一利用できるものとして、近年政府によって行われた夏期最大電力の実態調査がある。それによると、日本全体の最大電力需要に占める夏期需要の割合は約1/3程度と推定されている（図4.11）。この図から、1990年の日本全体の夏期需要は約5,000万kWであることがわかる。

一方、本章の推定結果では、家庭部門の最大電力が1,900万kW（うち空調用1,010万kW、最大電力の53%）、業務部門が4建物用途計で4,310万kW（同1,880万kW、44%）となっている。業務部門の残りの建物用途の負荷パターンが4建物用途の平均と等しいと仮定して業務部門全体の最大電力需要を計算すると5,840万kW（同2,550万kW、44%）となる。

この結果、図4.11の最大電力需要から本章で推定した民生部門の需要を差し引くと、1990年の産業部門と運輸部門を合計した最大電力は6,310万kW、うち夏期需要は1,450万kW（最大電力の23%）となる。冷房されている工場の割合が小さいことと、系統最大電力発生時には休暇中の工場があることを考えると、産業部門と運輸部門の夏期需要の合計が業務部門と家庭部門の間にあり、全用途計の約1/4という本章の推定結果は、実態から大きくずれていることはないと考えられる。



出典：[4.8]。

図4.11 最大電力需要および夏期需要の推移

4. 1. 2 電気機器の効率化による省電力ポテンシャルと経済性

(1) 効率化技術

・家庭部門

ここでは、家庭部門の代表的な家電機器であるエアコン・冷蔵庫・テレビ・照明機器について、効率化技術とその費用について分析する。なお、これらの機器だけで家庭用電力の約78%が消費されている(表4.4)。

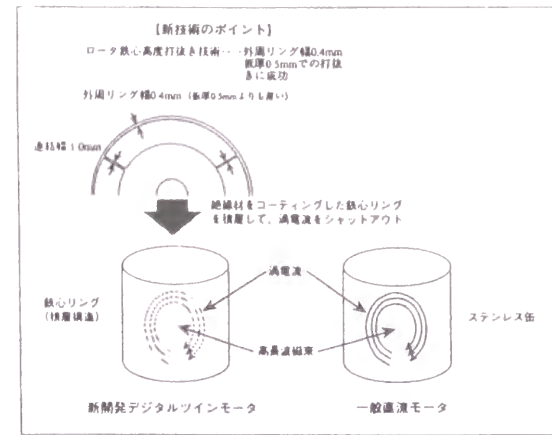
家電機器の効率化技術を表4.7および図4.12に示す。表中の省電力率は、最近の標準的なモデルと比較した場合の数値である。

表4.7 家庭部門の機器効率化技術の概要

機器	対策技術	省電力率	技術の概要	増加コスト(¥/台)
エアコン	高効率モータの開発	30%	ロータ・ステータの両方に永久磁石を用いたブラシレス直流モータ。絶縁材をコーティングした鉄心リングを積層することで渦電流の発生を抑制する。	70,000
	熱交換機の性能向上		フィン幅の縮小・伝熱管の細径化によって伝熱性能を向上する。さらに、フィンにワセットを設けて境界層を分断する。	
	室内送風性能の向上		ランダムピッチファンや複合曲面ブレードファンの採用に加え、熱交換器と送風機の位置関係・距離の最適化、舌部位置と形状の最適化、リケーシングおよび巻き始め位置と形状の最適化、吹き出し流路の形状と長さの最適化など、送風経路全体を考えた最適設計を施す。	
	デジタル制御	20%	デジタル制御により誘起電圧と巻線電流の位相を一致させる。	20,000
冷蔵庫	断熱材の改善	10%	熱伝導率が従来の断熱材の半分の真空断熱材の採用。	20,000
	ガスケットの改善	5~6%	ガスケットを改善し、扉周辺からの冷気の漏れを少なくする。	20,000
	圧縮機の改善	9~15%	高効率低温用ツインロータリーコンプレッサの開発。	20,000
	ヒート除去	2~4%	扉の周囲に取り付けられている結露防止ヒータの不要部分を除去。	0
テレビ	ブラウン管の効率向上	12%	RGB蛍光体の側面に反射板を、前面にカラーフィルタを取り付け、輝度を向上する。また、ガラスの表面をコーティングし、反射光を減らす。	20,000
	スイッチング電源採用	8%	大型のテレビに採用されているスイッチング電源を中・小型に適用。	800
	ビーム制御	11%	テレビを液晶化して垂直方向のビーム制御による省電力化を達成。	20,000
照明	インバータ制御	20%	インバータの高周波により照度を増加する。	6,920

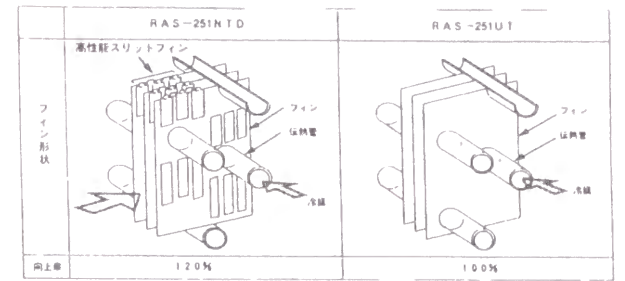
出典：[4.8]。

【デジタル・ツインロータリー・コンプレッサ】

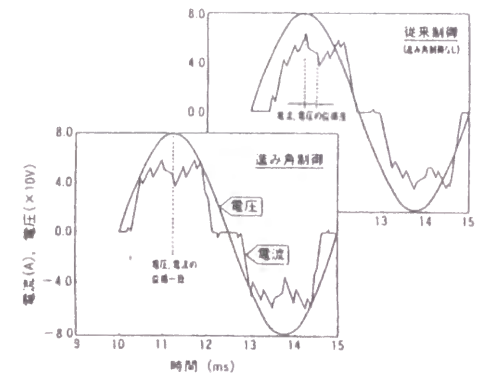


出所) 東芝資料

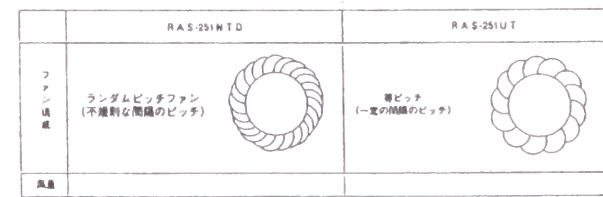
【高性能型熱交換器の例】



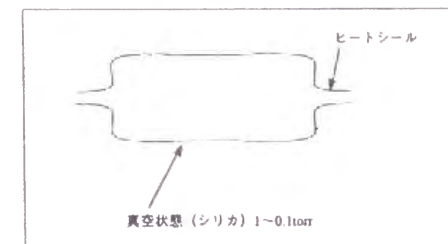
【デジタル制御における進み角制御】



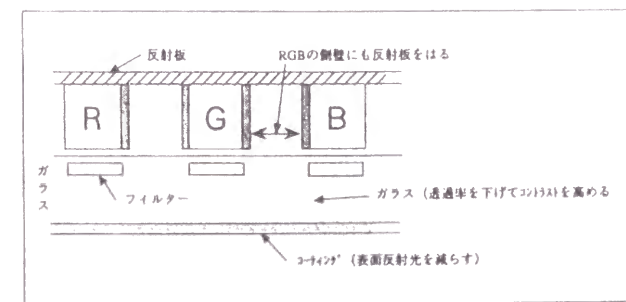
【ランダムピッチファンの概念図】



【冷蔵庫の真空断熱材の概要】



【ブラウン管の省エネルギー技術】



出典：[4.8]。

図4.12 家庭部門の機器効率化技術

・業務部門

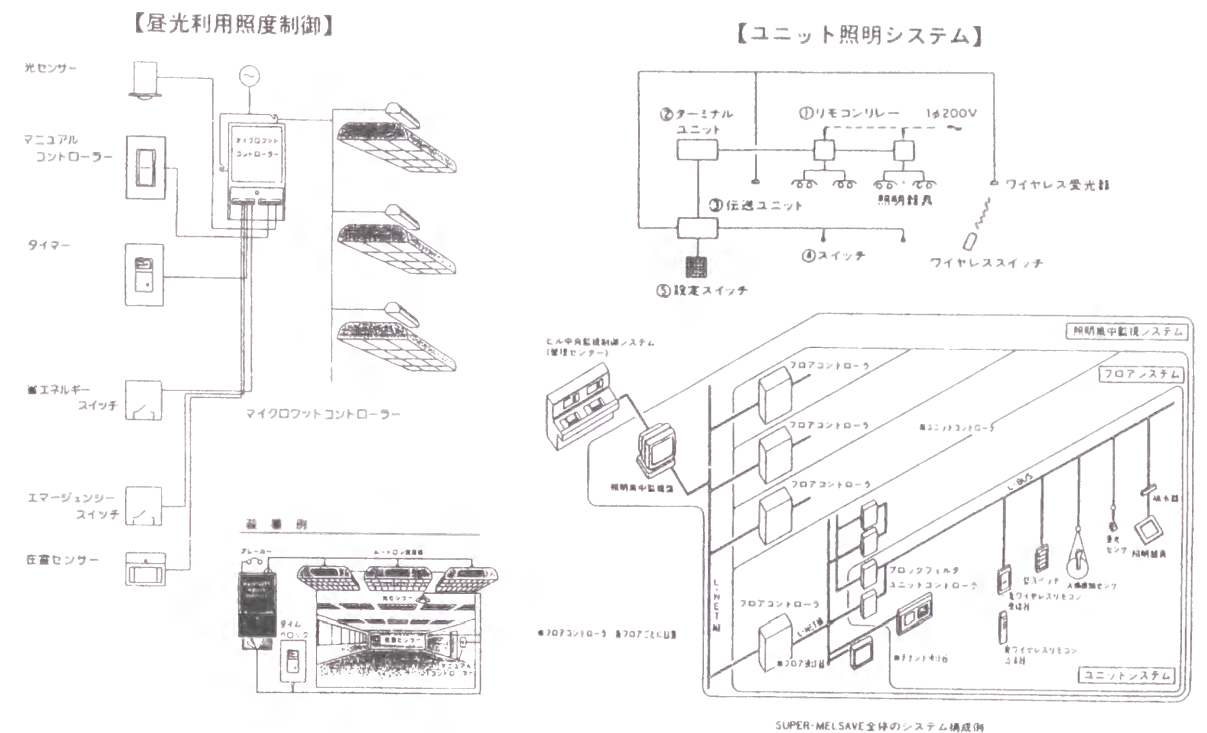
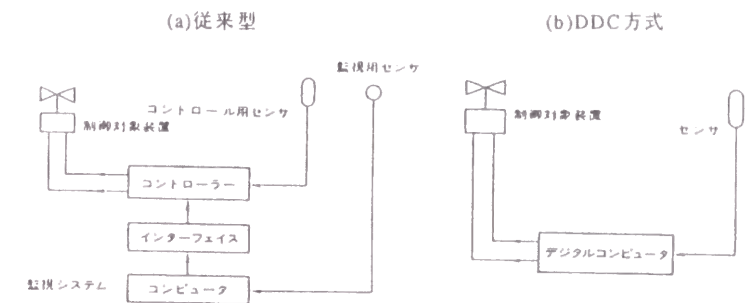
業務部門については、パソコン・空調・照明・エレベーターについて、効率化技術とその費用について分析する。効率化技術の概要を表4.8および図4.13に示す。

表4.8 業務部門の機器効率化技術の概要

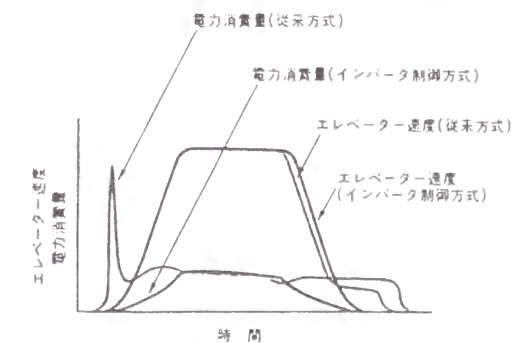
機器	対策技術	省電力率	技術の概要	増加コスト (¥/台)
OA機器	IC動作電圧の低下	26~42%	CPU・DRAM等周辺LSIを低電圧化して電圧を現在の5Vから3V程度(将来は1V)に削減する。省電力化は、ノート型PCのバッテリー駆動時間の延長が主な目的である。	0 (新製品)
	パワーマネジメント	39~82%	HDDへのアクセスやキーボード入力が一定時間ないと、本体およびモータをスタンバイモードにして、必要最小限の電力だけを供給する。米国EPAではEnergy Starというプログラムを設け、パワーマネジメントの普及を推進中。	0 (新製品)
照明	昼光利用照度制御	30%	照度制御器と窓から均等間隔で設置した光センサを組合せ、太陽光の明るさに合わせて蛍光灯の照度を自動的に調節する。照度制御により、新品の蛍光灯の照度を設計値まで抑制して省電力化することを含む。インバータ安定器と組合せて用いるのが一般的。	80,000 (40灯分)
	インバータ安定器	20%	安定器を高周波のインバータで制御して、損失を減少する。	6,920
	ユニット照明システム	10~20%	蛍光灯のスイッチングの最小単位を設定し、その組合せを任意に変更できるシステム。夜に全部の照明を一旦消し、残業者周辺のみを個別に点灯させるというのが一例。	1,250 (1m ² 当たり)
空調	DDC (Direct Digital Control) 空調	30~40%	室内状態検知センサと空調機器をマイコンで直結し、従来より高精度な温度制御を行う。ゼロインパント制御(室温と湿度で決まる目標値に幅を持たせた快適許容幅(ゼロインパント)で空調する。	-800,000 (対電子式) 20,000 (対電気式)
	VAV吹出口	40%	各空調機の負荷に合わせて吹き出し風量を変化させるシステム。還気空気の温度を測定して、風量調整バルブを自動的に回転させる。DDC空調と組み合わせて用いられることが多い。	80,000 (制御器込)
	インバータ制御ポンプ	40%	最大負荷に合わせて設定されている冷温水ポンプの制御方式を、従来の運転台数の変化やバルブの開度を変える方法からインバータ制御方式にする。	1,400,000 (55kW級)
	インバータ制御送風機	30%	ポンプと同様、最大負荷に合わせて設定されている送風機の風量を、従来のダンパ制御方式からインバータ制御方式にする。	510,000 (22kW級)
エレベータ	インバータ制御	5~10%	従来のサイリスタ制御からインバータ制御方式にする。これにより、起動時に多くの電力を消費しないで済む。	1,500,000 (20人乗)

出典：[4.8]。

【DDC空調制御方式と従来方式】



【エレベータの制御方式と電力消費量】



出典：[4.8]。

図4.13 業務部門の機器効率化技術

(2) ピーク電力削減量と経済性

各効率化技術の経済性は、投資回収期間により表される。投資回収期間は、ある対策への投資費用を全額借りて行い、毎年の利益で返済した場合に、返済が完了する期間であり、次式で表される。当然のことながら、 T は I や i が大きくなれば長くなり、 P や S が大きくなれば短くなる。

$$T = -\frac{\ln\left(1 - \frac{I \cdot i}{P \cdot S}\right)}{\ln(1+i)} \quad (4-1)$$

T : 投資回収期間(年), I : 初期投資費用(円/台), i : 金利(%), P : 電気料金(円/kWh),
 S : 年間省電力量(kWh/台/年)

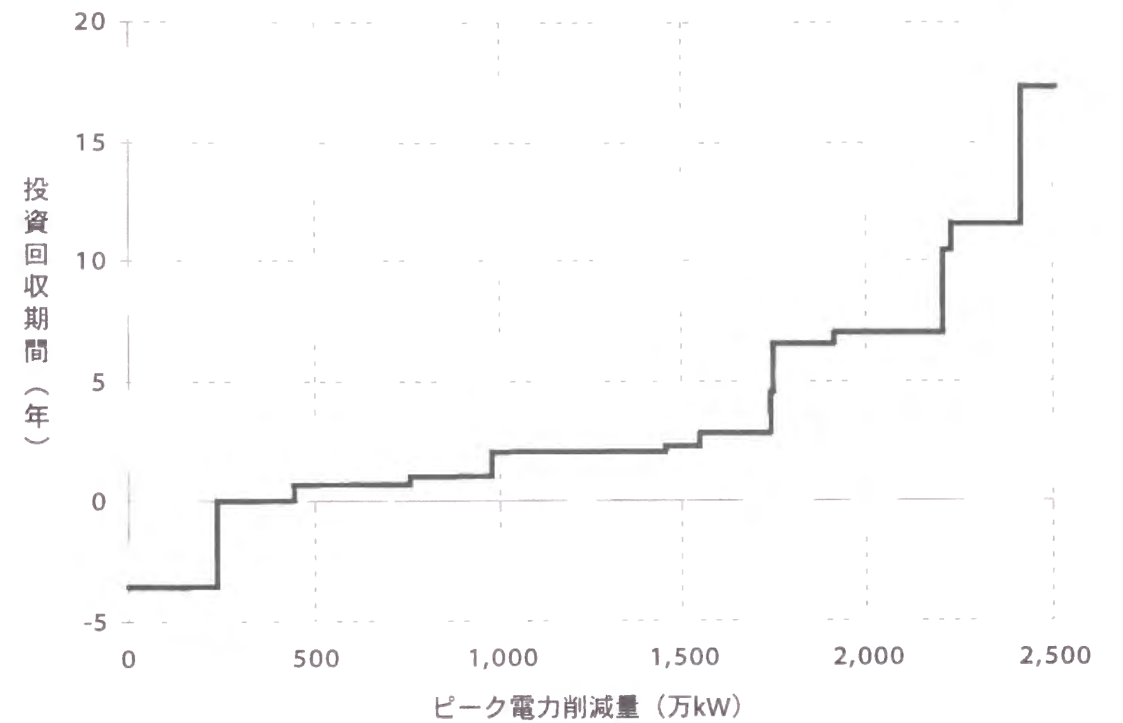
将来の電気料金は実質ベースで90年時点と変わらないと仮定した。金利は、すでに実施されている省エネルギー技術への設備投資に対する優遇措置を考慮し、年3%とした。また、家電機器の場合、効率化技術のコストを推定するのは非常に困難である。なぜならば、新製品に採用された対策技術の費用は市場で決まる製品価格に吸収されてしまうためである。そこで、いくつかの技術については、効率化技術を採用した製品の価格上昇幅をどの程度に収めるべきであるかという各メーカーの目標値をコストとして考えた。この目標値は、各技術について一台当たり一律2万円である。また、業務部門の照明とOA機器については、一つの機器に2種類の効率化技術を同時に採用することが有り得るが、このとき省電力量の二重計算を避ける必要がある。ここでは、効率化技術は経済性の順に採用されると考え、最も経済性が優れた技術の省電力率 η_1 は不変であり、経済性が2番目の効率化技術の省電力率 η_2 は両方の技術を同時に採用した場合の省電力率 η を次式で計算し、それから η_1 を差し引くことにより求めた。

$$\eta = 1 - (1 - \eta_1) \times (1 - \eta_2) \quad (4-2)$$

また、やや乱暴ではあるが、業務部門全体の省電力量は今回調査した4建物用途の平均省電力率をそのまま適用して算出した。

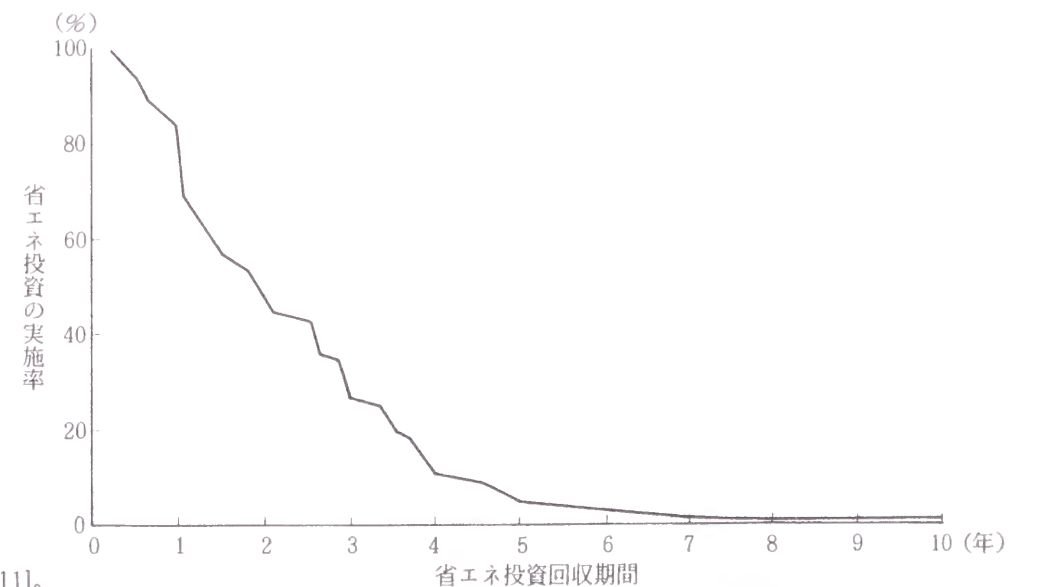
各技術について投資回収期間を計算し、投資回収期間の短い順に並べ替え、横軸にピーク電力削減量の累積値を、縦軸に各技術の投資回収期間をとったものを図4.14に示す。投資回収期間が機器の耐用年数より短ければ、その技術は経済的と判断することができる。しかし、一般的には、投資するかどうかの判断の分かれ目となる回収期間は設備の耐用年数よりはるかに短く、米国企業についての調査では、機器効率化に対する投資回収期間の平均値は約2年となっている(図4.15)。図4.14で、投

資回収期間が2年以内の技術によるピーク電力削減量の合計は、980万kW(1990年度における民生部門全体の13%、日本全体の7%)である。



出典: [4.10]。

図4.14 機器効率化技術の経済性とピーク電力削減量(1990年度)



出典: [4.11]。

図4.15 投資回収期間と企業の省エネ投資実施率

(3) 将来の普及ポテンシャルの推定

将来の電力需要は、世帯数・住宅床面積・所得・電気料金・機器保有率など、様々な要因によって変化すると考えられる。例えば、世帯数が増加すれば、冷蔵庫や洗濯機など「一家に一台」必要な家電機器の総数が増加する。本章では、家電機器の使われ方を表4.9のように想定した。冷蔵庫やテレビは世帯数に比例して増加し、エアコンや照明器具は世帯数×世帯当たり住宅床面積(=延床面積)に比例して増加すると想定した。なお、エアコンについては、近年発売された高効率モデルの普及が著しいため、普及率の増加と、一台当たり消費電力の低下を見込んでいる。他の機器は、世帯当たり人数の減少の影響と住宅床面積の増加の影響が相殺して、変化しないと想定した。なお、これらの指標の将来の値は、過去のトレンドを延長するか、電中研の「中期経済予測システム」[4.12]の2010年度までの予測結果を延長することで推定した。この結果、これらの指標の2014年度の値は表4.10のようになる。業務部門では、将来の電力需要は、単純に、業務ビル延床面積に比例した分だけ、DSMポテンシャルが増加すると想定した。家庭部門と同様、「中期経済予測システム」の2010年度までの予測結果を延長すると、2014年度の業務ビル延床面積は1990年度の1.48倍に拡大するため、各機器の電力需要も1990年度の1.48倍になるとした。

表4.9 家電機器の使われ方の想定

	ポテンシャル変化要因	世帯当たり保有台数	普及率	一台当たり消費電力	使用時間
冷蔵庫	世帯数	変化しない	変化しない	変化しない	変化しない
カラーテレビ	世帯数	変化しない	変化しない	変化しない	変化しない
ルームエアコン	世帯当たり住宅床面積×世帯数	床面積に比例	増加する	低下する	変化しない
照明機器	世帯当たり住宅床面積×世帯数	床面積に比例	変化しない	変化しない	変化しない

出典：[4.10]。

表4.10 家庭部門の電力需要関連指標の将来値

	1990年度	2014年度	倍率
世帯数(千世帯)	41,797	53,814	1.29
世帯当たり住宅床面積(m ²)	90.6	100.0	1.10
エアコンストック効率指数(1973年度=100)	60.8	48.9	0.80
ルームエアコン普及率(%)	63.7	94.4	1.48

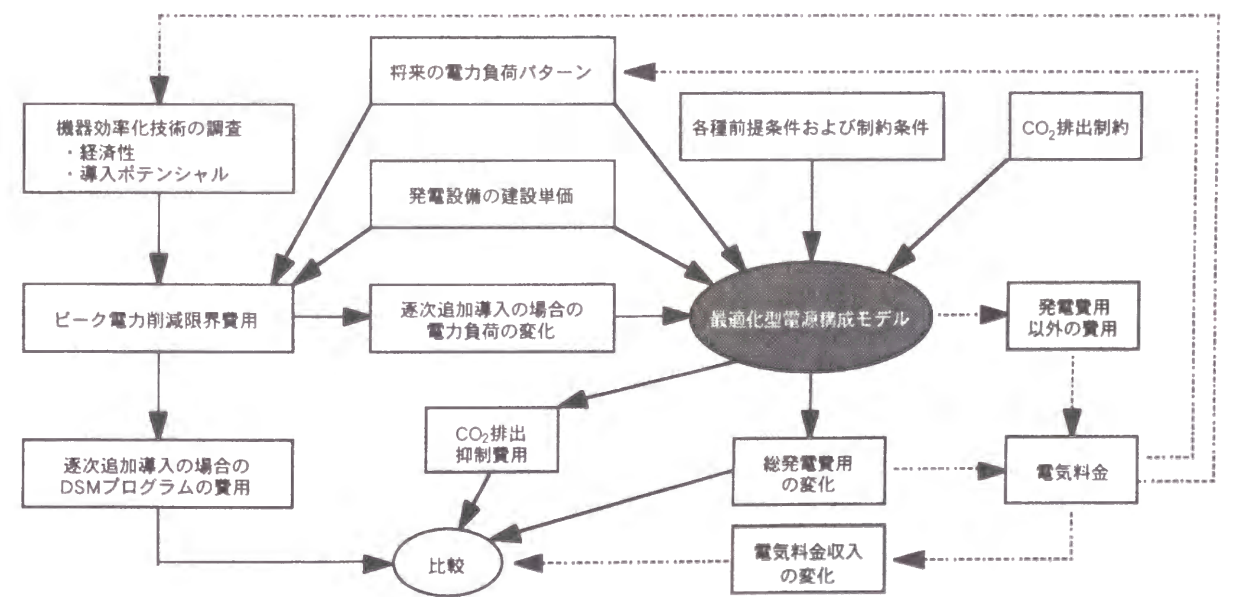
出典：[4.10]。

4.2 DSMによる社会的総費用最小化

4.2.1 分析方法

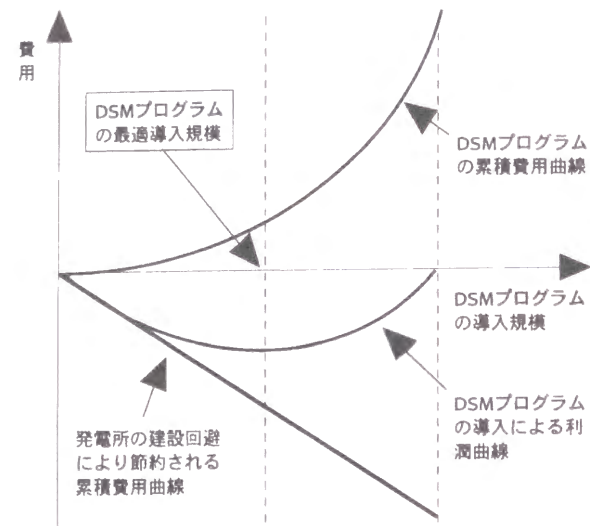
将来、電力需要が増加すると、ある量だけ発電所を建設するか、DSMの導入によってピーク電力需要を削減する必要に迫られる。本来は、需要側および供給側のすべてのオプションを同列に評価しながら、最も費用が安くなるオプションを探索するのが望ましい。しかし、4.2.3で述べる電源構成モデルは、電力需要を所与としているため、機器効率化によるDSMプログラムの最適導入規模を供給側の最適化と同時に決定することはできない。そこで、図4.16に示すような手順で分析を行った。

まず、機器効率化技術の経済性と導入ポテンシャルの調査結果から、各技術について、いくら補助金を支出すればどの程度ピーク電力需要を削減できるか(ピーク電力削減のための限界費用)を計算する。次に、その限界費用と発電所の建設単価を比較して、どの機器効率化技術をDSMプログラムの対象にすべきかについて検討する。いま、DSMプログラムの対象技術を、限界費用の安い順に逐次拡大していく場合、費用曲線は図4.17のようになると考えられる。DSMプログラムの累積費用は下に凸の曲線になる一方、発電所の建設回避により節約される累積費用曲線はほぼ直線になると考えられる。このため、両曲線の接線の傾きの絶対値が一致するまでDSMプログラムを導入するのが最も経済的であり、DSMプログラムの導入による利潤曲線は図に示すようになる。しかし、DSMプログラムを導



出典：[4.10]。

図4.16 DSMによる社会的総費用最小化の分析方法



出典：[4.10]。

図4.17 DSMプログラムの費用曲線と最適導入規模

入して発電所の建設を回避すると、建設費が節約できるだけでなく、電力需要の減少による燃料費の節約や、全ての電源の最適運用による運転費の減少などがあるため、これらを総合的に評価する必要がある。そこで図4.16に示すように、機器効率化技術を限界費用の安い順に逐次追加しながら導入した場合に、最適化型の電源構成モデルを用いて総発電費用の変化を求め、その金額とDSMプログラムの費用と比較することにより、DSMプログラムの最適導入規模について調べる。DSMプログラムの費用の計算方法については、次節で述べる。最後に、DSMプログラムを導入した場合と同じCO₂排出抑制を供給側だけで達成するために必要な費用を計算し、CO₂排出抑制費用を考慮した場合について検討する。なお、図中で点線で示したフローは今回の分析では考慮していないが、将来的には考慮すべき課題である。

4.2.2 機器効率化によるDSMプログラムの設定

前節で分析した、民生部門の機器効率化技術の経済性および将来の普及ポテンシャルに基づき、次のようにDSMプログラムを設定した。

まず、投資回収期間が2年より短い技術（業務部門の上位5種類および家庭部門の上位1種類）は、何ら普及援助策がなくても、自然に普及すると想定する。次に、投資回収期間が2年より長い各技術について、投資回収期間を2年にするために必要な補助金額を計算する。そして、補助金額と、その

技術が導入された場合のピーク電力削減量の比を計算し、この比を「ピークカット限界費用」と定義する。もし、ピークカット限界費用が発電設備の建設単価（約20万円/kW）より安ければ、発電所を建設するより、補助金を支出した方が総発電費用が安いと考えられる。ピークカット限界費用が200万円/kW以下の各技術のピークカット限界費用および1994年度～2014年度までの補助金額を表4.11に示す。補助金額は、各技術の将来の普及可能台数および機器の寿命を考慮しながら計算した累積費用を、3%の割引率を用いて94年価格に現在価値換算したものである。

表4.11 機器効率化技術のピークカット限界費用と補助金額

	機器・用途	効率化技術	ピークカット限界費用*1 (万円/kW)	補助金額*2 (94年価格億円)
業務部門	空調・換気	DDC（対電子式）	—	—
	OA機器	IC動作電圧低下	—	—
	OA機器	パワーマネジメント	—	—
	空調・換気	DDC（対電気式）	—	—
	空調・換気	インバータ送風機	—	—
	照明機器	昼光利用照度制御	0.8	455
	空調・換気	インバータポンプ	1.2	93
	照明	ユニット照明	57.2	11,009
	エレベータ	インバータ制御	64.7	1,039
家庭部門	照明	インバータ制御	133.3	29,101
	冷蔵庫	ヒータ除去	—	—
	エアコン	インバータ制御	5.0	1,208
	エアコン	モータ高度制御&熱交換器改良	28.5	10,277
テレビ	スイッチング電源採用	95.0	996	

*1 投資回収年数が2年以上の対策の回収年数を2年にするために必要な費用とピークカット電力の比

*2 2014年までに各技術にピークカット限界費用を補助金として支出する場合の総額の現在価値

出典：[4.10]。

4.2.3 最適化型電源構成モデルと基準ケースの結果

(1) モデルの構成

ここで用いる最適化型電源構成モデルは、線形計画法を用いたオーソドックスなものであり、日本全体を対象とし、1994～2014年度までを1期4年の5期に分割して期間全体の総発電費用の現在価値換算合計を最小化することを目的としている。主な制約条件は次の通りである。なお、一般水力および地熱の設備容量および発電量は所与とした。

(a) 電力需給制約（Σは電源）

$$\begin{aligned} & \cdot \Sigma(\text{各時刻の電源別発電量}) - \text{各時刻の揚水動力} \\ & = \text{各時刻の電力需要} \cdot \Sigma(\text{電源別設備容量} \times (1 - \text{所内率}) \times \text{季節別利用率上限}) \\ & \geq (1 + \text{供給予備率}) \times \text{各時刻の電力需要} \end{aligned}$$

(b) 設備容量・燃料消費量制約

- ・ 下限値 ≤ 各電源の各期の総設備容量および新設容量 ≤ 上限値
(下限値は除却分を差し引いた後の既存設備と電事審上程済みの新規設備の合計)
- ・ 各期のLNG消費量 ≤ 上限値 (長期契約購入やLNG受入基地の建設を考慮)

(c) 発電出力制約

- ・ 各時刻の電源別発電量 ≤ 電源別設備容量 × (1 - 所内率) × 季節別利用率上限
- ・ 下限値 ≤ 各電源のある時刻の発電量と1時間後の発電量の変化率 ≤ 上限値

(d) 揚水式水力の制約 (Σは電源および時刻)

- ・ 各時刻の揚水動力 ≤ Σ(揚水以外の発電量)
- ・ 各日の揚水発電量 = 貯蔵効率 × 各日の揚水動力

(e) CO₂排出制約 (Σは電源)

- ・ Σ(各期の電源別燃料消費量 × 燃料別CO₂排出原単位) ≤ 各期あるいは期間全体のCO₂排出上限

(2) 前提条件

前章で述べた前提に基づいて将来の電力需要を求めると、1994年度～2014年度の電力需要の年平均の伸び率が1.7%、最大電力が同1.8%となった(表4.12)。結果的に2006年度までは資源エネルギー庁の「平成9年度電力供給計画」[4.13]とほぼ等しい。

コストデータは表4.13のように設定した。各電源の新規建設コストは、通産省「電源開発の概要」をもとに推計し、実質ベースで将来も変わらないと想定した。建設コストは、耐用期間均等化年経費率(定額法)を使って、各年の固定費に振り分けた。1994年度から2014年度までの燃料価格は、近年の実績値と、日本エネルギー経済研究所の2030年の想定値[4.14]にもとづいて、一定の上昇率で上昇すると想定した。なお、石炭価格については15%の灰捨て費用を、石油価格についてはkI当たり約7,000円の精製・国内輸送費用を輸入CIF価格に上乗せしている。

表4.12 電力需要データ(基準ケース)

	1994年	1998年	2002年	2006年	2010年	2014年	年伸び率
送電端電力需要(億kWh)	7,846	8,478	9,112	9,822	10,532	11,011	1.71%
最大電力(万kW)	16,012	17,336	18,687	20,240	21,825	22,955	1.82%
年負荷率	55.9%	55.8%	55.7%	55.4%	55.1%	54.8%	-

出典：[4.15]。

表4.13 コストデータ

	原子力	石炭火力	LNG火力	LNG複合	石油火力	揚水式水力
建設単価(万円/kW)	37.7	30.4	21.4	23.2	20.6	19.6
耐用期間均等化年経費率(耐用年数)	10.44%(40年)	10.23%(40年)	10.03%(40年)	10.03%(40年)	10.33%(40年)	7.16%(56年)
寿命延伸費用(万円/kW)(延命年数)	-	-	-	-	14.7(20年)	-
燃料価格(単位)	(¥/kWh)	(¥/ton)	(¥/ton)		(¥/kl)	
1994年度	1.25	5,000	18,293		17,640	-
1998年度	1.25	5,285	19,744		18,584	-
2002年度	1.25	5,586	21,310		19,578	-
2006年度	1.25	5,905	23,000		20,626	-
2010年度	1.25	6,241	24,824		21,730	-
2014年度	1.25	6,597	26,793		22,893	-

出典：[4.15]。

表4.14 設備容量制約・燃料制約

	原子力	石炭火力	LNG火力	LNG複合	石油火力	揚水式水力
既設設備量(万kW, 1994年度)	4,037	1,861	3,673	626	5,397	2,086
計画済み新設設備量(万kW, ~2002年度)	637	1,620	62	1,242	15	504
新設設備容量上限(万kW/期)	1,000	-	-	-	-	-
総設備容量上限(万kW)	7,000	-	-	-	5,397	3,200
燃料消費量制約(万トン)	-	-	3,000~5,500		-	-

出典：[4.15]。

電力各社が想定している電源計画のうち、電源開発調整審議会を通過した電源計画は今後確実に実行されるものと考え、その計画済み設備容量を新設設備容量の下限値とした。

また、原子力・石油火力・揚水発電に関しては、経済性以外の要因(適地が限られていること、長いリードタイム、エネルギー安全保障など)を考慮し、新設設備容量および総設備容量に上限制約を課した(表4.14)。

LNG年間消費量の上限制約を1994年度は実績の3,000万トンとし、以後1期ごとに500万トンずつ大きくなるように設定した。LNGに制約を設ける理由は、その購入方法(長期購入契約)や供給設備(基地、パイプライン)が制約として働くと考えられるからである。

負荷追従率の上下限値は、各発電技術の運転に関する資料から見積もった。設備利用率上限値は、1994年度の発電所発電・補修計画を電源毎代表日毎に集約して見積もった(表4.15)。

表4.15 発電出力の制約

	原子力	石炭火力	LNG火力	LNG複合	石油火力	揚水式水力
負荷追従率 (%/hour)						
上限	8%	26%	41%	30%	45%	—
下限	-25%	-31%	-46%	-92%	-31%	—
設備利用率上限 (%)						
夏期3日最大	94.4%	85.7%	91.6%	93.1%	90.1%	96.0%
夏期平日	80.6%	79.0%	89.1%	87.2%	87.1%	96.0%
冬期平日	80.0%	84.5%	80.3%	80.9%	78.2%	93.0%
中間期平日	70.2%	63.3%	71.3%	81.1%	71.5%	93.0%
夏期休日	81.8%	80.0%	89.3%	88.4%	87.6%	96.0%
冬期休日	78.4%	85.7%	81.3%	79.6%	79.1%	93.0%
中間期休日	69.4%	61.9%	70.4%	81.7%	71.4%	93.0%

出典：[4.15]。

(3) 計算結果

原子力および揚水式水力は、制約条件（設備容量上限や開発速度上限）いっぱい貼り付き推移する（表4.16）。石炭火力・LNG火力・石油火力に代わり、LNG複合発電が大規模に新設される。LNG年間消費量上限は2014年度を除く各期間で働き、LNG発電の設備容量に燃料の面から上限制約を与える。石油火力は2011年度以降に寿命を迎えるほとんどの設備が寿命延伸される。

発電費用は、全期間合計で約126兆円（94年価格、一般水力および地熱を含まない）となる（表

表4.16 電源別最適設備容量（基準ケース）

		原子力	石炭火力	LNG火力	LNG複合	石油火力	揚水式水力
総設備容量*1 (万kW)	1994年度	4,037	1,861	3,673	626	5,397	2,086
	1998年度	4,508	2,615	3,736	1,624	5,316	2,390
	2002年度	4,591	3,292	3,710	2,215	5,112	2,550
	2006年度	5,574	3,574	3,640	2,422	4,631	3,200
	2010年度	6,459	3,383	3,640	4,032	3,960	3,200
	2014年度	7,000	3,348	3,475	5,025	3,958	3,200
新設設備容量*1 (万kW)	1998年度	<u>472</u>	<u>754</u>	<u>62</u>	<u>998</u>	15	<u>304</u>
	2002年度	<u>83</u>	692	0	589	0	<u>160</u>
	2006年度	1,000	<u>300</u>	0	209	0	650
	2010年度	1,000	0	0	1,610	0	4
	2014年度	799	0	0	993	2,107	0
廃棄設備容量 (万kW)	1998年度	0	0	0	0	96	0
	2002年度	0	15	0	0	203	0
	2006年度	17	18	25	0	481	0
	2010年度	116	191	70	0	671	4
	2014年度	257	35	165	0	1	0

*1 下線は下限制約、斜体は上限制約にかかっている。太字は寿命延伸した設備容量
出典：[4.10]。

表4.17 固定費と可変費

	1994年度	1998年度	2002年度	2006年度	2010年度	2014年度	合計*1
固定費（百億円）	454.2	523.3	559.2	609.9	660.5	693.9	9173.7
可変費（百億円）	180.4	190.0	211.9	221.9	236.9	258.5	3394.3
固定費の割合	71.6%	73.4%	72.5%	73.3%	73.6%	72.9%	73.0%

*1 1994～2014年度の20年間の費用を94年価格に現在価値換算して合計したもの。
出典：[4.10]。

4.17)。内訳では、固定費の割合が約73%を占める。また、時系列で見ると、多くの既存発電所が廃止を迎える2006年度～2010年度に、発電設備の建設が増えるため、固定費の割合が最大となっている。

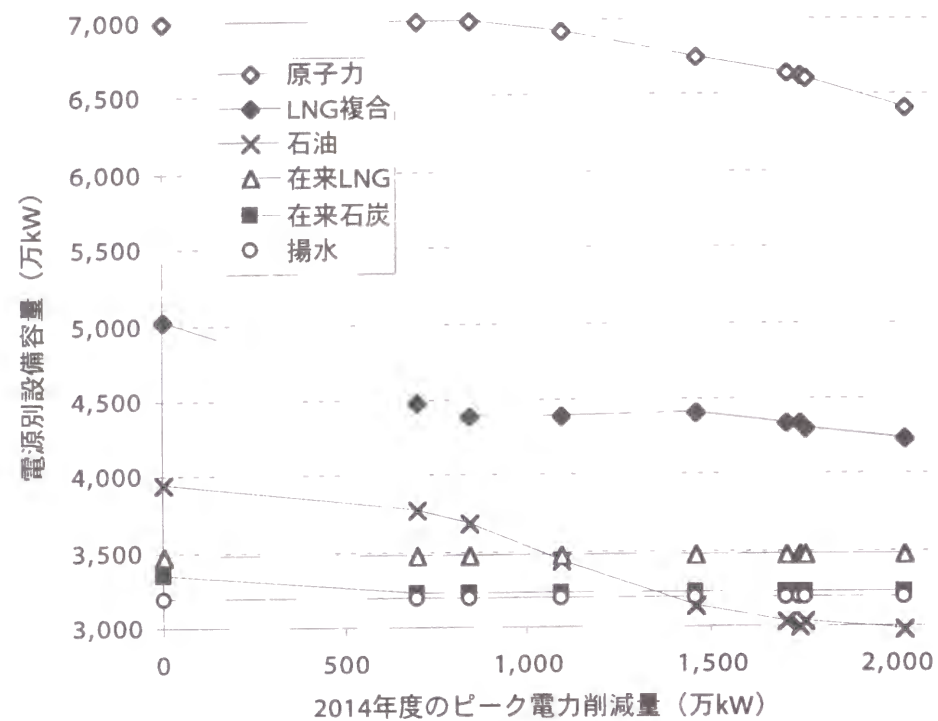
CO₂排出量（燃料からの排出分のみ）は、排出制約を課していないため、1994年度の炭素換算8,057万トンが2002年度に9,572万トンまで増加した後、2014年度に9,021万トンに減少する。全期間平均の排出量は炭素換算9,005万トン/年となる。

4. 2. 4 DSMプログラムの経済性

(1) DSMプログラムの最適規模

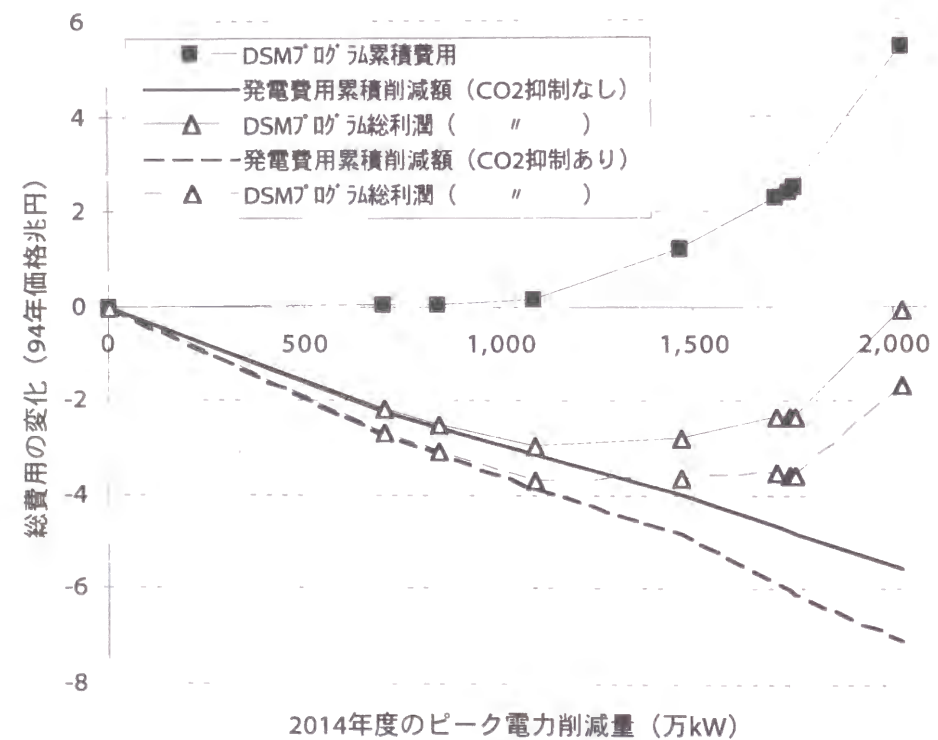
前節で述べた8種類の機器効率化技術が、ピークカット限界費用の安い順に逐次追加的に普及した場合について、最適化計算を行った。2014年度について、ピーク電力削減量と電源別設備容量の関係を図4.18に示す。ピーク電力削減量が増加するにつれて、LNG複合火力→石油火力→原子力の順に設備容量が減少しているが、これはDSMプログラムがピーク電力需要およびミドル電力需要を重点的に削減しているためである。図4.19に基準ケースからの総発電費用の変化について調べた結果を示す。

すべての技術が普及した場合、2014年度に基準ケースより2,020万kWのピーク電力需要が削減されることにより、2014年度までの累積発電費用は5.51兆円（94年価格）減少する。一方、機器効率化技術を普及させるためのDSMプログラムの累積費用は、5.42兆円（94年価格）となり、累積発電費用の削減額とほぼ等しい。ここで、両者の差額をDSMプログラムの利潤とすると、DSMプログラムの利潤は、DSMプログラムの対象範囲をピークカット限界費用が安い方から3番目までの機器効率化技術に限定した場合に最大の2.96兆円（94年価格、基準ケースの総発電費用の2.4%）となる。このため、この3種類の機器効率化技術に対して補助金を支出するDSMプログラムが最適規模ということが出来る。なお、この場合、全期間の発電電力量（一般水力と地熱の発電電力量を除く）は、基準ケースの2.0%減となるため、発電量当たりの費用も基準ケースより少なくなる。



出典：[4.10]。

図4.18 ピーク電力削減量と電源別設備容量（2014年度）



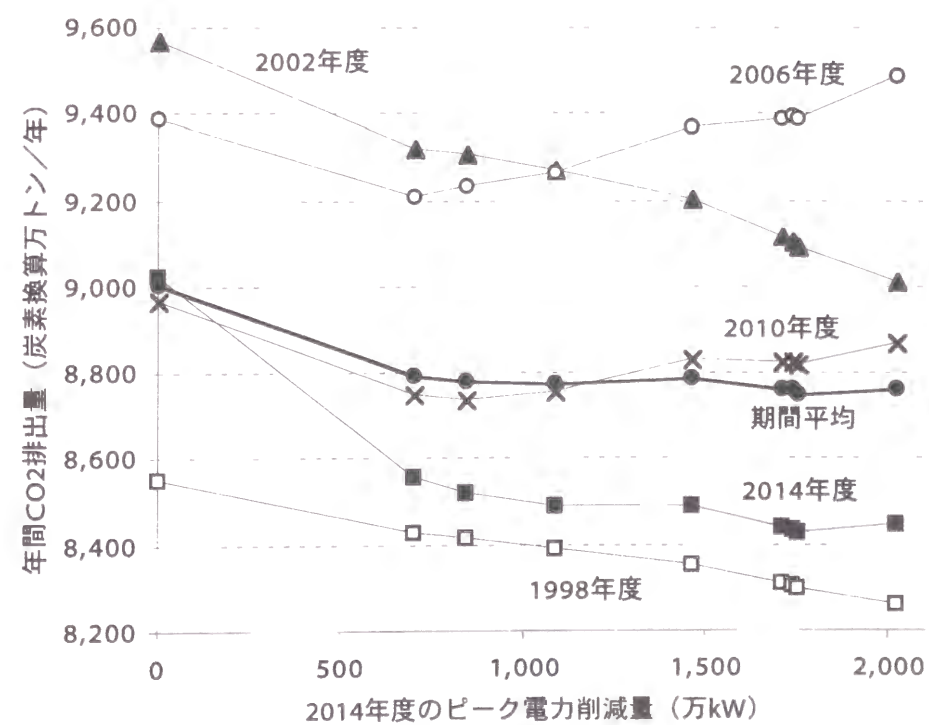
出典：[4.10]。

図4.19 DSMプログラムの費用曲線と利潤曲線

(2) CO₂排出抑制を考慮した場合

図4.20に、最適解における各年のCO₂排出量と、ピーク電力削減量の関係を示す。ピーク電力削減量が増加するにつれて、CO₂排出量は一様に減少するとは限らない。これは、ピーク電力削減量が増加するにつれて、原子力発電の最適設備容量が基準ケースより減少するためであり（図4.18）、特に基準ケースで原子力の建設設備容量が上限値に貼り付く2006年度と2010年度に顕著である。しかし、いずれの場合も、期間平均のCO₂排出量は基準ケースより減少しているため、DSMプログラムはCO₂排出抑制に貢献するといえる。

DSMプログラムによるCO₂排出抑制を経済価値として評価に加えるため、基準ケースのCO₂排出量に制約を加え、供給側だけでDSMプログラムと同等のCO₂排出抑制を行った場合の総費用の増加分を計算したものが、図4.19の「CO₂抑制あり」の場合である。CO₂排出量に制約を加えると、燃料費が安い石炭火力の発電量を減らし、LNG複合火力の発電量を増やさざるを得ないため（図4.21）、発電費用が増加する。したがって、DSMプログラムのCO₂排出抑制の経済価値を考慮すると、発電費用累積削減額およびDSMプログラム総利潤の曲線は下方にシフトし、DSMプログラムの経済性は向上するが、最適規模はCO₂排出抑制を考慮しない場合と変わらない。総利潤の最大値は3.65兆円（94年価



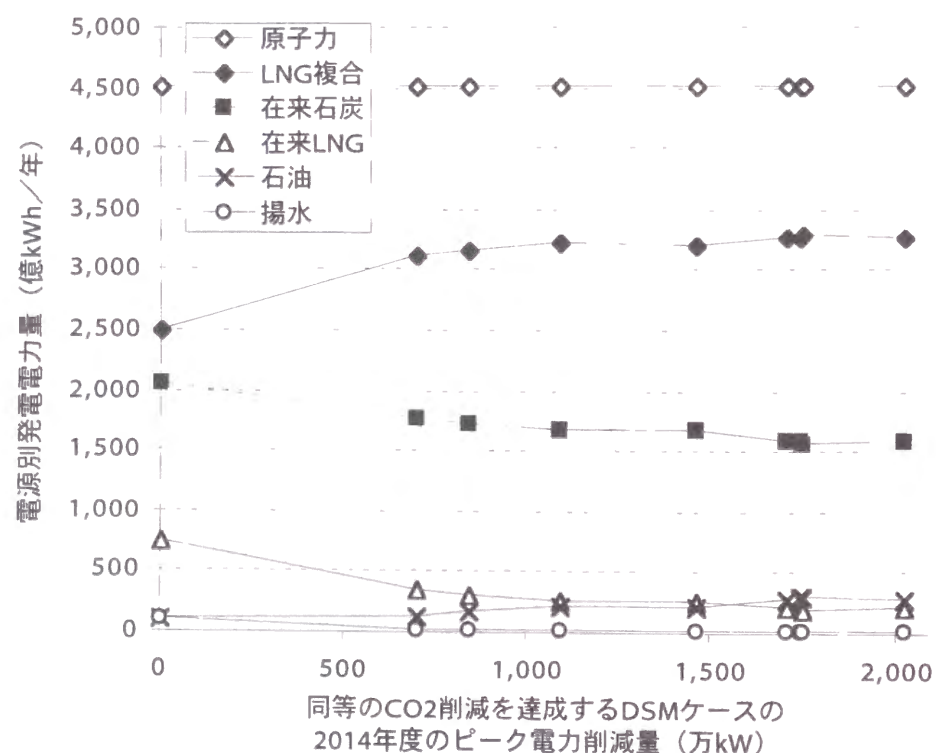
出典：[4.10]。

図4.20 ピーク電力削減量と各年のCO₂排出量

格、基準ケースの総発電費用の2.9%)に増加する。

上記の計算では、基準ケースで原子力が上限に貼り付いているため、供給側によるCO₂排出抑制費用が高めに出ている可能性がある。そこで、原子力の建設単価を、基準ケースで原子力が下限値しか建設されない価格で最も安い値(39.56万円/kW)に設定し、同様の計算を行った。このケースでは、基準ケースで石炭火力が大幅に導入されるため、CO₂排出量に制約を加えても、石炭火力を原子力に代えることで対応できるため、CO₂排出抑制費用は安くて済む。計算の結果、CO₂排出抑制費用は前のケースの66%に減少し、その分だけDSMプログラムの利潤も減少するが、CO₂排出抑制の経済価値がプラスであることには変わりない。

今後の課題は、電源構成モデルを電気事業全体に拡張し、発電費用の変化のみならず、送配電費用など他の費用の変化を調べることや、さらに電気料金の変化を通じて販売電力量の減少による減収まで含めて議論することである。また、機器効率化技術の普及に関して、投資回収期間と投資実施率の間の関係をモデルに組み込み、ある技術に対して補助金額の最適支出額を求めることも重要である。



出典：[4.10]。

図4.21 CO₂抑制ケースにおける電源別発電量 (2014年度)

まとめ

本章では、年負荷率低下の最大の要因と思われる民生部門の電力需要について、機器効率化技術に対して補助金を支出するというDSMプログラムの経済性および最適導入規模を、線形計画法に基づく最適化型の電源構成モデルを用いて分析した。その結果、経済性が優れた特定の機器効率化技術のみをDSMプログラムの対象にすれば、今後20年間に現在価値換算で約3兆円の発電費用を削減できる上、CO₂排出量も削減できることを明らかにした。また、同等のCO₂削減を供給側だけで行った場合の費用上昇分をDSMプログラムの価値として考えると、DSMプログラムの利益は約7,000億円増加する。

今後の課題は、電源構成モデルを電気事業全体に拡張し、発電費用の変化のみならず、送配電費用など他の費用の変化を調べることや、さらに電気料金の変化を通じて販売電力量の減少による減収まで含めて議論することである。また、機器効率化技術の普及に関して、投資回収期間と投資実施率の間の関係をモデルに組み込み、ある技術に対して補助金額の最適支出額を求めることも重要である。最後の点に関しては、すでに投資回収期間と投資実施率の間の関係を組み込んだプロトタイプモデルを開発済みであり、蓄熱式空調技術を対象としたケーススタディを行っている[4.16, 4.17]。

第5章 全体のまとめと結論

1990年代に入って急速に世界的関心が高まった地球環境問題、とりわけ二酸化炭素の排出による大きな地球温暖化問題は、将来のエネルギー需給に決定的影響を及ぼす。気候変動枠組条約第3回締約国会議（COP3）において、日本が約束した温室効果ガスの排出抑制目標の達成のため、省エネルギーへの期待が再び高まっている。しかし、原油価格の低迷や、日本は国際的にみて極めて高い水準の省エネルギーを達成していることから、省エネルギーが進みにくい状況にある。本論文は、過去の日本のエネルギー需給を国内および国外両面から分析することにより、エネルギー価格がエネルギー需要に及ぼしてきた影響や現在の日本のエネルギー効率水準について調べ、さらに省エネルギーの特殊な場合として電力部門に着目し、高効率機器の普及方策の経済性について分析したものである。得られた主な成果は以下のとおりである。

- 1) 計量経済学的手法を用いてエネルギーモデルを構築した結果、日本のエネルギー需要の価格弾性値は短期がマイナス0.1前後と小さく、長期では概ねゼロからマイナス1の間で分布していることを示した。このため、炭素税を導入して将来のCO₂排出量を削減する場合、必要な炭素税率は炭素換算で1トン当たり数万円という高率にならざるを得ないことを明らかにした。（第2章）
- 2) エネルギー効率の国際比較において、従来は気候や産業構造など、エネルギー効率に直接関係がない要因を含めたまま議論されていたが、これらの要因の影響を取り除いて、国全体のエネルギー効率を比較する手法を提案した。そして、日本と米国、および日本と韓国について、エネルギー効率を比較した結果、いずれの場合も日本の方がエネルギー効率が高いことを示した。（第3章）
- 3) 電力部門における省エネルギーは、夏期の最大電力を抑制することを通じて発電所の建設を回避する。この経済的便益を求めるため、民生部門について、機器別・時間帯別の電力需要および機器効率化技術の経済性を推定した。そして、線形計画法に基づく最適化型の電源構成モデルを用いて、高効率機器に対する補助金という省エネルギーの普及方策を採用する場合について分析した結果、補助金の支出対象機器に最適導入規模が存在し、その場合に普及方策を採らない場合より今後20年間に現在価値換算で約3兆円から3.7兆円の便益があることを明らかにした。（第4章）

政府の長期エネルギー需給見通し（98年6月）によれば[5.1]、今後も産業構造の変化や人口の高齢化の進展が続くことにより、最終エネルギー需要に占める電力の割合は高まることが見込まれている。本見通しにおける基準ケースでは、1996年度から2010年度の平均で、最終エネルギー消費が年1.1%で増加するのに対し、電力需要は年2.1%で増加するとなっている。中でも、民生用電力需要は年2.7%で増加することが見込まれており、CO₂排出削減の観点から、今後の省電力がきわめて重要である。本論文で示されたように、極めて高い水準の省エネルギーを達成した日本でも、民生用電力需要は、社会的観点から非常に経済性に優れた省エネルギーの余地が残されている分野であり、今後積極的に省エネルギーを推し進めていくことが望まれる。

今後の課題は次のとおりである。まず、エネルギーモデルについては、エネルギーの価格弾性値をエネルギー価格の上昇局面と下落局面で分けて考慮し、1986年以降続いているエネルギー価格の長期低迷が今後のエネルギー需要に及ぼす影響を明確にすることである。また、供給面では、近年に始まったエネルギー産業の規制緩和がエネルギー価格に及ぼす影響を考慮することが必要である。エネルギー効率の国際比較では、データの制約で考慮できなかった、輸送部門の乗車率・1回当たりの運搬距離、家庭部門の機器普及率と平均サイズ・動作時間、家屋やビルの断熱化率などの要因の影響を分析するとともに、運輸以外の部門のエネルギー価格効果の分析が求められる。電源構成モデルについては、モデルを電気事業全体に拡張し、発電費用の変化のみならず、送配電費用など他の費用の変化を調べることがあげられる。さらに、電気料金の変化を通じて販売電力量の減少による減収まで含め、社会全体の観点から、高効率機器の普及に対する政府や電気事業の役割について議論することである。

謝 辞

本研究は私が1987年に電力中央研究所に入所して以来、行ってきた様々な研究を集大成したものであり、その過程で非常に多くの方々のお世話になりました。

まず、大学の研究室の大先輩にも当たる内山洋司博士には、入所当初から研究のみならず様々な面でご指導いただき、ここで感謝の意を表したいと思います。

次に、山地憲治博士（現東京大学）には、公私ともどもにご面倒をみていただきました。

高橋雅仁氏には、電源構成モデルの実際のプログラミングを担当していただき、感謝しています。

また、エネルギー間競合モデルの開発に当たり、藤井美文氏（現文教大学）、熊倉修氏（現亜細亜大学）、松川勇氏（現武蔵大学）には、当初から共同で研究作業を進めていただき、私が計量経済学の素養を身につける上でも大いに助かりました。

さらに、電力中央研究所の中期経済予測システムの担当スタッフである服部恒明氏、櫻井紀久氏、大河原透博士、星野（旧姓 岩野）優子氏、若林雅代氏、加藤久和氏らにはモデル開発を通じ、マクロ経済に関する知識をご教授いただき、大変感謝いたしております。

Korea Energy Economics InstituteのTae Yong Jung（丁太庸）博士には、韓国の経済・エネルギー需要に関するデータを提供していただくとともに、共同研究者として、エネルギーと経済に関わる有益な議論をしてもらったことに感謝いたします。

1996年に京都大学に移ってから、大内玲さんには、学内・学外にかかわる様々な雑務を私に代わって処理していただき、非常に助かりました。

また、この論文を審査していただきます、佐和隆光教授をはじめとする京都大学大学院エネルギー科学研究科の教授の皆様に御礼申し上げます。

そして最後に、陰ながら研究を見守ってくれていた、両親、および妻美佐子に心からの感謝を申し上げます。

参考文献

第1章

- [1.1] 日本エネルギー経済研究所エネルギー計量分析センター：EDMC/エネルギー統計要覧'98, (財)省エネルギーセンター（1998）
- [1.2] 山本拓：計量経済学，新世社，pp.177-178（1995）
- [1.3] 簗谷千風彦：計量経済学（第3版），東洋経済新報社，pp.216-218（1997）
- [1.4] 経済企画庁：国民経済計算年報平成10年版，大蔵省印刷局（1998）
- [1.5] 資源エネルギー庁：総合エネルギー統計平成9年度版，通商産業研究社（1998）
- [1.6] 環境庁：環境白書（総説）平成9年版，大蔵省印刷局，pp.26（1997）
- [1.7] 環境庁：環境白書（総説）平成10年版，大蔵省印刷局，pp.9（1998）
- [1.8] 環境庁：環境白書（総説）平成9年版，大蔵省印刷局，pp.31（1997）
- [1.9] 資源エネルギー庁：<http://www-atm.jst.go.jp/pesco/NLET/N97102901.HTM>（1997）
- [1.10] 資源エネルギー庁：総合エネルギー調査会需給部会中間報告（1998）

第2章

- [2.1] 永田豊：エネルギー間競合モデル，電力経済研究，No. 35，pp. 93-105（1995）
- [2.2] 西村和雄：ミクロ経済学入門第2版，岩波書店，pp. 92（1996）
- [2.3] A.C.チャン（大住栄治，小田正雄，高森寛，堀江義 訳）：現代経済学の数学基礎（上），マグローヒルブック，pp. 462（1986）
- [2.4] (財)住宅・建築省エネルギー機構：省エネルギーハンドブック'93，pp.89（1992）
- [2.5] 加藤久和，服部恒明，若林雅代：人口モデルと労働力供給モデル，電力経済研究，No. 35，pp. 63-72（1995）
- [2.6] 服部恒明，星野優子，若林雅代：中期マクロ経済モデルと産業連関モデル，電力経済研究，No. 35，pp. 73-85（1995）
- [2.7] 植草益，横倉尚：講座・公的規制と産業②都市ガス，NTT出版，pp.99（1994）
- [2.8] 環境庁地球環境部：二酸化炭素排出量調査報告書，pp.11（1992）
- [2.9] 資源エネルギー庁：<http://www-atm.jst.go.jp/pesco/NLET/N97102901.HTM>（1997）
- [2.10] 和合肇，伴金美：TSPによる経済データの分析，東京大学出版会，pp.78（1988）
- [2.11] 石弘光：環境税，東洋経済新報社，pp.80-83（1993）
- [2.12] 天野明弘：地球温暖化の経済学，日本経済新聞社，pp.140（1997）
- [2.13] 日本開発銀行設備投資研究所：温暖化モデル検討会第7回会議資料（1998）
- [2.14] 電力新報社：エネルギーフォーラム，1997年6月号，pp.68-74（1997）

- [2.15] 資源エネルギー庁：http://www.enecho.go.jp/dayori/index05.html (1998)
- [2.16] K. Yamaji, R. Matsubashi, Y. Nagata and Y. Kaya: A study on economic measures for CO₂ reduction in Japan, Energy Policy, Vol. 21, No. 2, pp. 123-132 (1993)
- [2.17] 環境庁：地球温暖化経済システム検討会報告書（第3回報告），pp.106 (1996)
- [2.18] R. Haas and L. Schipper: Residential energy demand in OECD-countries and the role of irreversible efficiency improvements, Energy Economics, Vol.20, No. 4, pp.421-442 (1998)

第3章

- [3.1] 永田豊：エネルギー原単位の日米比較，エネルギー・資源学会誌，Vol.14, No.6, pp.574-581 (1993)
- [3.2] Y. Nagata: The US/Japan comparison of energy intensity. Estimating the real gap, Energy Policy, Vol.25, No.7-9, pp.683-691 (1997)
- [3.3] 永田豊, T. Y. Jung：エネルギー効率の日韓比較，エネルギー・資源学会第15回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集，pp.41-46 (1999)
- [3.4] J. Darmstadter, et al.: How Industrial Society Use Energy, The Johns Hopkins University Press (1977)
- [3.5] L. Schipper, et al.: Explaining Residential Energy Use by International Bottom-up Comparisons, Annual Review of Energy, Vol. 10, pp.341-405 (1985)
- [3.6] L. Schipper, and S.Meyers: Energy Efficiency and Human Activity: Past Trends, Future Prospects, Cambridge University Press (1992)
- [3.7] S.C. McDonald: A Comparison of Energy Intensity in the United States and Japan, Battelle Pacific Northwest Laboratories (1990)
- [3.8] 総務庁統計局：世界の統計 1998年版，pp.186-187 (1998)
- [3.9] Y. Nagata: Comparative Analysis of Energy Intensity between the U.S. and Japan, CRIEPI Report, pp.9 (1993)
- [3.10] 伊藤浩吉：米国における交通部門石油需要に関する計量分析，(財)日本エネルギー経済研究所 (1990)
- [3.11] E. G. Kirby: An evaluation of the effectiveness of US CAFE policy, Energy Policy, Vol.23, No.2, pp.107-109 (1995)
- [3.12] 吉川洋：マクロ経済学，岩波書店，pp.14 (1995)
- [3.13] 室田泰弘：エネルギーの経済学，日本経済新聞社，pp.31 (1984)
- [3.14] Korea Energy Economics Institute: Korea Energy Review Monthly, April 1998 (1998)
- [3.15] Korea Energy Economics Institute: Action Plan for Mitigating Greenhouse Gas Emissions in Energy and Industrial Sector (1998, 刊行予定)

第4章

- [4.1] 柳原隆司：電力事情と蓄熱式空調システム，エネルギー・資源学会誌，Vol.18, No.4 (1997)
- [4.2] 資源エネルギー庁：総合エネルギー統計平成6年度版，通商産業研究社 (1995)
- [4.3] 内山洋司：発電システムのライフサイクル分析，電力中央研究所報告，Y94009 (1995)
- [4.4] 山谷修作：よくわかる新しい電気料金制度，電力新報社，pp.100 (1995)
- [4.5] 電気事業連合会：電気事業便覧（平成8年版）(1996)
- [4.6] 資源エネルギー庁：省エネルギー便覧1997年版，(財)省エネルギーセンター，pp.80-81 (1997)
- [4.7] 奥田章順，内海和夫，内山洋司：家庭部門の電力利用機器による電力需要分析，エネルギー・資源学会第10回エネルギーシステム・経済コンファレンス講演論文集，pp.353-358 (1994)
- [4.8] 永田豊，内山洋司：民生部門における機器効率化による省電力効果，電力中央研究所報告，Y95001 (1995)
- [4.9] 日本エネルギー経済研究所：民生部門エネルギー消費実態調査（業務部門編I・II）(1992)
- [4.10] 永田豊，高橋雅仁，内山洋司：機器効率化によるDSMプログラムの最適導入規模，エネルギー・資源学会第14回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス講演論文集 (1998)
- [4.11] 市民エネルギー研究所：2010年日本エネルギー計画，ダイヤモンド社，pp.29 (1994)
- [4.12] 服部恒明，加藤久和，星野優子，若林雅代，永田豊，大河原透，山野紀彦，稲田義久：中期経済社会・エネルギー展望'95，電力経済研究，No.35 (1995)
- [4.13] 電力新報社：エネルギーフォーラム，1997年6月号，pp.68-74 (1997)
- [4.14] 太田裕之：2030年における最適電源構成の展望と太陽光発電及び電気自動車の導入が電源構成に与える影響，日本エネルギー経済研究所第307回定例会資料 (1995)
- [4.15] 永田豊，高橋雅仁，内山洋司：民生部門の負荷平準化技術の導入効果，電力中央研究所報告，Y96010 (1997)
- [4.16] M. Takahashi, H. Asano and Y. Nagata: Optimal Penetration Policy and Cost-Effectiveness of Demand-side Technologies in an Electric Power System by Integrated Resource Planning Model, Proceedings of IAEE 19th Annual North American Conference, pp. 84-92 (1998)
- [4.17] 高橋雅仁，浅野浩志，永田豊：生産習熟効果を考慮した統合型資源計画モデルによる蓄熱式空調機器の普及規模と費用対効果の分析，電気学会誌論文誌B，Vol. 119, No. 2, pp. 268-275 (1999)

第5章

- [5.1] 資源エネルギー庁：総合エネルギー調査会需給部会中間報告 (1998)

付 録 エネルギー間競争モデル

A. 1 エネルギー間競争モデルの変数名

モデルの外生変数を表A.1に示す。

表A.1 外生変数

変数名	意 味	変数名	意 味
経済指標		エネルギー価格	
GDP	実質GDP (1990年価格)	CIFCR	原油輸入CIF価格 (円/kl)
WPI	卸売物価指数 (1990年度=100)	CIFCG	原料炭輸入CIF価格 (円/ton)
CPI	消費者物価指数 (1990年度=100)	CIFCL	一般炭輸入CIF価格 (円/ton)
EXCH	為替レート (円/\$)	CIFNG	LNG輸入CIF価格 (円/ton)
XAG	実質生産額 (農林水産業)	CIFPG	LPG輸入CIF価格 (円/ton)
XMI	" (鉱業)	PCLDP	一般炭国内価格 (円/ton)
XCS	" (建設業)	エネルギー税	
XFD	" (食料品)	TMCR	原油関税
XIX	" (繊維)	TMFC	C重油関税
XPA	" (紙・パルプ)	TOI	石油税 (従価税, 1978~88年度)
XCH	" (化学工業)	TOI2	石油税 (従量税, 1988年度以降)
XCE	" (窯業・土石)	TPG	LPG税
XPM	" (一次金属)	TGA	揮発油税
XMA	" (金属製品・機械工業)	TGO	軽油引取税
XOT	" (その他製造業)	TJE	ジェット燃料税
XCM	" (農林水産業)	TCO2	炭素税 (過去はすべてゼロ)
VCS	実質付加価値額 (建設業)	電源構成	
VCE	" (窯業・土石)	SELNU	原子力発電設備容量
人口動態		HELNU	原子力発電発電電力量
JINKO	人口	HELHD	水力発電発電電力量
SETAI	世帯数	PHOTOVOL	太陽光発電発電電力量
KOREI	65歳以上人口比率	SCCNGPU	LNG火力コンバインドサイクル比率
LFRF2064	女性労働力率 (20~64歳平均)	SCLIMPU	電気事業石炭海外比率
気候・住宅関連		SHCL	石炭火力発電電力量シェア
COOLDD	冷房デグリデー (D22-24)	SHOG	その他ガス火力発電電力量シェア
HEATDD	暖房デグリデー (D14-14)	SHNG	KNG火力発電電力量シェア
FLOOR	一戸当たり平均住宅床面積	SHGE	地熱発電電力量シェア
KODATE	一戸建て住宅割合	ダミー変数等	
DANNETSU	家屋断熱化率 (ストック・入)	DXX	年度ダミー (19XX年度のみ1)
EFF	エアコン効率率指数 (1970年度=1)	DUMOIL1	石油危機ダミー (1974年度以降1)
COOLER	エアコン (冷専・冷暖房兼用) 普及率	DUMOIL2	逆石油危機ダミー (1986年度以降1)
HPUMP	エアコン (冷暖房兼用のみ) 普及率	TIME	タイムトレンド (1965年度=1, 以降1ずつ増)

内生変数は次に示すとおりである。

1. エネルギー需要 (4文字)

エネルギー需要 (4文字) = エネルギー源コード (最初の2文字) + 消費部門コード (後の2文字)

例: CLAG 石炭需要 (農林水産業)

エネルギー源と消費部門の変数名コードを表A.2に示す。

表A.2 エネルギー源と消費部門の変数名コード

エネルギー源コード (最初の2文字)	IV	在庫変動	
CL 石炭	PR	一次エネルギー国内供給計	
CK コークス等	PU	電気事業者	
CR 原油	AX	自家発	
OL 石油製品計	HE	熱供給事業者	
LO 軽質油	TG	都市ガス製造業	
MO 中質油	CK	コークス製造業	
HO 重質油	RF	石油精製	
OO その他油	SC	エネルギー部門自家消費	
GA ガソリン	SD	統計誤差	
GO 軽油	FI	最終エネルギー消費計	
JE ジェット燃料油	IN	産業部門計	
NG 天然ガス	AG	農林水産業	
TG 都市ガス	MI	鉱業	
NU 原子力	CS	建設業	
HD 水力	MN	製造業計	
GE 地熱	FD	食料品	
RE 新エネルギー計	TX	繊維	
SL 太陽熱	PA	紙・パルプ	
WO その他 (家庭用の薪等)	CH	化学工業	
EL 電力計	CE	窯業・土石	
EP 事業用電力	PM	一次金属計	
EA 自家発電	IR	鉄鋼	
HE 地域熱供給	AL	非鉄金属	
TL エネルギー計	MA	金属製品・機械工業	
FA A重油	OT	その他製造業	
CT 石炭計 (石炭+コークス等)	RC	民生部門計	
TH ボイラ用燃料計 (石炭+重質油)	RE	家庭用	
OT 電気事業の石油等のエネルギー源	RU	家庭用 (世帯当たり)	
消費部門コード (後の2文字)		CM	業務用
DP 国内エネルギー生産	TR	運輸部門	
IM 輸入	PS	旅客	
GP 一次エネルギー総供給	CG	貨物	
EX 輸出	NE	非エネルギー消費	

2. 用途別エネルギー需要 (5文字, 民生部門のみ)

エネルギー需要 (4文字) + 用途コード (C: 冷房, H: 暖房, W: 給湯, K: 厨房, M: その他用)

例: ELCMC 冷房用電力計需要 (業務)

3. 輸送手段別エネルギー需要 (5文字, 運輸部門のみ)

エネルギー需要 (4文字) + 輸送手段コード (C: 自動車, R: 鉄道)

例: GAPSC 自動車用ガソリン需要 (運輸旅客)

4. 「L」または「R」で始まる5文字以上の変数

- ・L+エネルギー需要 (4文字) : エネルギー需要の自然対数値
例: LTLCS=LOG (TLCS) エネルギー計需要 (窯業・土石) の自然対数値
- ・LG+エネルギー需要 (4文字) : 消費部門におけるエネルギー原単位の自然対数値
例: LGTLAG=LOG (TLAG/XAG) エネルギー原単位 (農林水産業) の自然対数値
- ・LS+エネルギー需要 (4文字) : 消費部門におけるエネルギーシェアの自然対数値
例: LSHOAG=LOG (HOAG/TLAG) 重質油エネルギーシェア (農林水産業) の自然対数値
ただし、自家発は電力計に占めるシェアとなる
例: LSEAPA=LOG (EAPA/ELPA) 自家発シェア (紙・パルプ) の自然対数値
- ・R+競合エネルギー源コード (2文字) + エネルギー需要 (4文字)
: 競合エネルギー間の相対シェアの自然対数値
例: RMOHOAG=LOG (MOAG/HOAG) 中質油と重質油の相対エネルギーシェア (農林水産業) の自然対数値
- ・RS+エネルギー需要 (4文字) : 当該エネルギー需要の上限付きロジットシェア
RSELFD=LOG (ELFD / (0.6*TLFD - ELFD)) 電力ロジットシェア (食料品)
RSEAMA = LOG (EAMA / (0.05*ELMA - EAMA)) 自家発ロジットシェア (機械)
- ・R+業務用途別エネルギー需要 (5文字) : 当該エネルギー需要の上限付きロジットシェア
RTGCMC = LOG (TGCMC / (0.3*TLCCM - TGCMC)) 都市ガスロジットシェア (業務冷房)
RSLCMW = LOG (SLCM / (TLCMW - SLCM)) 太陽熱ロジットシェア (業務給湯)
RHECMW = LOG (HECM / (TLCMW - HECM)) 地域熱供給ロジットシェア (業務給湯)

5. 消費部門別・エネルギー源別CO₂排出量 (7文字)

CO₂+エネルギー需要 (4文字) : 当該消費部門別・エネルギー源別CO₂排出量

6. その他の内生変数

変数名と意味を表A.3に示す。

表A.3 その他の内生変数

エネルギー価格関連		一次投入関連	
CIFNA	ナフサ輸入CIF価格	TTAX	一次投入計 (自家発)
PCRIN	原油税込輸入価格	TTCK	" (コークス製造業)
PPAV	石油製品平均出荷価格	TTTG	" (都市ガス製造業)
PGACP	ガソリン消費者価格 (東京地区)	電気事業関連	
PKERE	灯油消費者価格	DELPKS	最大電力需要 (送電端)
PGOWP	軽油卸売価格	DELTL	電灯電力需要
PFAWP	A重油卸売価格	SELPK	送電端供給力
PFCWP	C重油卸売価格	HELTL	総発電電力量
PNAWP	ナフサ卸売価格	SELTL	総電源設備容量
PTGWP	都市ガス卸売価格	UCCA	電気事業資本単位コスト
PTGCP	都市ガス消費者価格	UCRP	" 修繕単位コスト
PPGRE	LPG消費者価格	UCLA	" 労働単位コスト
PPGCP	LPG消費者価格 (東京地区)	UCFU	" 燃料単位コスト
PELTL	電灯電力総合単価	UCOT	" その他費用単位コスト
PELDT	電灯総合単価	UCTL	" 合計単位コスト
PELDR	電力総合単価	UCTH	火力発電燃料平均熱量単価
PELCM	業務用電力単価	SHOT	石油火力発電電力量シェア
PNERE	深夜電力単価	DEN1	電力化率 (一次供給ベース)
PLERE	電灯 (深夜除く) 単価	DEN2	" (最終消費ベース)
PCLAV	国内一般炭・輸入一般炭平均価格	都市ガス製造関連	
PCLPU	電気事業用一般炭平均価格	GCFUTG	都市ガス製造業燃料単位コスト
PCLCA	一般炭熱量単価	GCLATG	" 労働単位コスト
PNGCA	天然ガス熱量単価	CCPTG	" 総資本費
PCRCA	原油熱量単価	CTLTG	" 総費用
ICK	コークス価格指数 (1990年=100)	RSLTG	" 総売上
IAG	エネルギー平均価格 (農林水産業)	PTLTG	" 燃料平均熱量単価
IMI	" (鉱業)	RCKTG	コークス投入ロジットシェア (都市ガス製造業)
ICS	" (建設業)	RNGTG	天然ガス投入ロジットシェア (都市ガス製造業)
IFD	" (食料品)	RLOTG	ナフサ投入ロジットシェア (都市ガス製造業)
IPA	" (繊維)	CO ₂ 関連	
ITX	" (紙・パルプ)	CO2CKUN	CO ₂ 平均排出原単位 (コークス製造業)
ICH	" (化学工業)	CO2TGUN	" (都市ガス製造業)
ICE	" (窯業・土石)	CO2EPUN	" (電気事業)
IPM	" (一次金属計)	運輸部門関連	
IMA	" (金属・機械)	NINKMA	航空輸送人キロ (旅客)
IOT	" (その他製造業)	NINKMV	自動車輸送人キロ (旅客)
ICMHR	" (業務暖房用)	TONKMC	自動車輸送トンキロ (貨物)
ICMCR	" (業務冷房用)	その他	
ICMWR	" (業務給湯用)	DI	世帯当たり平均家計可処分所得
PREK	" (家庭厨房用)	GYOFLOOR	業務部門ビル延床面積

外生変数・内生変数に関する注釈

・以下に示すエネルギー需要は、過去のある時期には消費されていたが、近年は消費されていないため、モデルでは外生変数として扱った。

CLEX, CLIV, CLAG, CLMI, CLFD, CLOT, CLCM, CLRE, CLTR, CKIM, CKIV, CKMI, CKFD,
CKRE, CKTR, CRIV, CRTG, CRFI, CRCH, OLIV, NGTR, NGIR, NGAX, NGIV, NGCM, WORE,
WORUH

・以下に示すエネルギー需要は、消費量がゼロではないが著しく小さいため、推定が困難であることから、外生変数として扱い、将来予測の際には、1995年度の値で変化しないと想定した。

CLHE, CLTX, CLAL, CLMA, CKEX, OLIM, OLHE, LOIM, LOEX, MOIM, MOEX, HOIM, HOEX,
TGOT, NUAX, HDAX, GEAX, GEAG, GEKM, REAX, RESD, RETX, RECH, REAL, RECM, SLCM,
EATX,

・以下に示すエネルギー価格は、モデル内で指数で表すため、それらの変数の1990年度の値を、変数名の後に数字の0を付けた別の変数を定義して表している。

CIFCL, ICK, PNAWP, PFAWP, PFCWP, CIFNG, CIFPG, PTGWP, PELDR, PELCM

A. 2 エネルギー間競合モデルの全方程式と全推定結果

推定式は以下に示す199本である。ここで、係数の下の括弧内はその係数の t 値、方程式の下に行は左から順に計測期間（西暦の下2桁で表示）、自由度調整済み決定係数、回帰の標準誤差（Standard Error of Regression）、ダービン=ワトソン比、ダービンの h 統計量（ラグ付き従属変数のある方程式のみ）である。

これらの推定式および後に示す定義式を連立させ、計量経済分析のための汎用ソフトウェアである TSP（Times Series Processor）を用いて、ガウスザイデル法により連立方程式を解いた。

1 LGTLAG=1.78881-0.092752*LOG(IAG/WPI*100)+0.756936*LGTLAG(-1)+0.833756E-02*TIME
(4.07117) (-2.59633) (9.61814) (2.89162)
66-95, R²= 0.958129, SER=0.057290, DW=2.50033, Durbin's h=-1.59317

2 LGTLM1=1.36129-0.117276*LOG(IMI/WPI*100)+0.830238*LGTLM1(-1)-0.237495*D67
(1.00392) (-0.987679) (4.82937) (-1.94702)
+0.748828E-02*TIME
(1.68268)
66-95, R²= 0.717765, SER=0.112031, DW=1.49167, Durbin's h=4.00908

3 LTLCS=3.21747+0.385675*LOG(XCS)-0.048287*LOG(ICS/WPI*100)+0.524779*LTLCS(-1)
(3.53728) (2.31399) (-1.15458) (3.35407)
-1.37045*VCS/XCS
(-1.37962)
66-95, R²= 0.956428, SER=0.064828, DW=1.09613, Durbin's h=4.41385

4 LGTLFD=1.25263-0.082160*LOG(IFD/WPI*100)+0.824233*LGTLFD(-1)
(3.19965) (-2.80179) (14.6822)
66-95, R²= 0.950082, SER=0.045332, DW=2.32699, Durbin's h=-1.06209

5 LGTLTX=1.82138-0.084200*LOG(ITX/WPI*100)+0.776877*LGTLTX(-1)-0.175294*D90
(3.06872) (-2.47827) (9.18924) (-2.30332)
66-95, R²= 0.801202, SER=0.073818, DW=1.80763, Durbin's h=0.349380

6 LGTLPA=2.00851-0.098870*LOG(IPA/WPI*100)+0.778217*LGTLPA(-1)-0.065179*D89
(5.18045) (-4.96715) (17.0791) (-2.24433)
69-95, R²= 0.967562, SER=0.028331, DW=1.65948, Durbin's h=0.711587

7 LGTLCH=1.00390-0.086745*LOG(ICH/WPI*100)+0.917667*LGTLCH(-1)
(3.11609) (-3.86428) (26.0609)
66-95, R²= 0.968892, SER=0.052519, DW=1.91797, Durbin's h=0.201588

8 LTLCE=5.00973+0.162693*LOG(XCE)-0.112328*LOG(ICE/WPI*100)+0.540675*LTLCE(-1)
(5.62794) (3.56266) (-6.36510) (5.93339)
-1.27983*VCE/XCE
(-3.87981)
66-95, R²= 0.920362, SER=0.032369, DW=1.70670, Durbin's h=0.907678

9 LGTLPM=2.68081-0.147340*LOG(IPM/WPI*100)+0.724821*LGTLPM(-1)-0.203538E-02*TIME
(2.92167) (-2.93246) (7.03585) (-1.13255)
66-95, R²= 0.964975, SER=0.034380, DW=2.04738, Durbin's h=-0.319800

10 LTLMA=2.99089+0.305988*LOG(XMA)-0.111161*LOG(IMA/WPI*100)+0.560757*LTLMA(-1)
(2.92670) (2.46132) (-1.61490) (3.58644)
66-95, R²= 0.968234, SER=0.068709, DW=1.04545, Durbin's h=4.68383

11 LTLLOT=2.01795+0.060571*LOG(XOT)-0.057112*LOG(IOT(-1)/WPI(-1)*100)+0.797539*LTLLOT(-1)
(5.51734) (1.12315) (-2.08689) (13.6877)
70-95, R²= 0.963532, SER=0.038479, DW=2.04148, Durbin's h=-0.275432

12 RMOHOAG=0.230913+0.861543*RMOHOAG(-1)+0.017733*TIME
(1.22867) (10.3066) (2.47620)
66-95, R²= 0.951355, SER=0.177661, DW=2.22322, Durbin's h=-0.805251

13 LSHOAG=-0.236574+0.865054*LSHOAG(-1)-0.017156*TIME
(-1.22933) (10.4680) (-2.48026)
66-95, R²= 0.952545, SER=0.171616, DW=2.22597, Durbin's h=-0.808250

14 LSELAG=-2.77611+0.279203*LOG(PFAWP/PELDR)+0.854596*LSELAG(-1)+0.261982*D94
(-2.94907) (2.57820) (10.8512) (2.19419)
66-95, R²= 0.832387, SER=0.115489, DW=2.20716, Durbin's h=-0.677753

15 RMOHOMI=0.326497-0.406117*LOG(PFAWP/PFCWP)+0.969823*RMOHOMI(-1)
(2.01272) (-1.19281) (13.1539)
69-95, R²= 0.903794, SER=0.262774, DW=2.53342, Durbin's h=-1.62794

16 LSHOMI=-0.378514+0.391088*LOG(PFAWP/PFCWP)+0.944609*LSHOMI(-1)
(-2.31666) (1.33502) (9.84006)
73-95, R²= 0.852241, SER=0.221713, DW=2.61329, Durbin's h=-1.74859

17 LSELMI=-1.19458+0.138247*LOG(PFCWP/PELDR)+0.856663*LSELMI(-1)
(-2.10658) (1.80190) (8.91356)
66-95, R²= 0.730670, SER=0.121679, DW=2.40277, Durbin's h=-1.30709

18 LSEAMI=-0.095617-0.049443*LOG(PFCWP/PELDR)+0.702350*LSEAMI(-1)
(-0.214730) (-0.951754) (5.45458)
66-95, R²= 0.490618, SER=0.082253, DW=2.23346, Durbin's h=-0.913796

19 LSMOCS=-0.029872-0.068617*LOG(PFAWP/PFCWP)+0.749840*LSMOCS(-1)+0.293593E-02*TIME
(-0.992728) (-1.57489) (5.78856) (1.58687)
66-95, R²= 0.943830, SER=0.022039, DW=1.54552, Durbin's h=1.14372

20 LSHOCS=-0.332416+0.357494*LOG(PFAWP/PFCWP)+0.792563*LSHOCS(-1)-0.047721*TIME
(-2.75336) (1.09799) (6.41193) (-2.38589)
66-95, R²= 0.986887, SER=0.185972, DW=2.12100, Durbin's h=-1.05193

21 LSELCS=0.254384-0.409318*LOG(PELDR/WPI*100)+0.759863*LSELCS(-1)-0.711365*D74
(1.09255) (-1.81941) (5.74625) (-5.02550)
66-95, R²= 0.946391, SER=0.122700, DW=2.17771, Durbin's h=-0.751456

22 LSMOFD=-0.565314+0.717124*LSMOFD(-1)+0.011024*TIME
(-1.97259) (5.33096) (1.98618)
66-95, R²= 0.946593, SER=0.083881, DW=1.52993, Durbin's h=1.86738

23 RMOHOFD=-0.319482+0.867396*RMOHOFD(-1)+0.022095*TIME
(-1.65921) (10.5606) (2.34559)
66-95, R²= 0.978714, SER=0.156233, DW=1.89301, Durbin's h=0.131262

24 LSTGFD=-1.57476+0.089682*LOG(PFAWP/PTGWP)+0.801661*LSTGFD(-1)+0.015947*TIME
(-1.98299) (0.870473) (9.11770) (1.61572)
66-95, R²= 0.989651, SER=0.081873, DW=2.34886, Durbin's h=-1.48572

25 RSEAFD=-0.830837+0.413688*RSEAFD(-1)+0.042712*TIME
(-2.95434) (2.30136) (3.19035)
66-95, R²= 0.985612, SER=0.078019, DW=1.76785, Durbin's h=2.89739

26 LSEAFD=1.40630-0.225940*LOG(PFAWP/PELDR)+0.870484*LSEAFD(-1)
(2.61750) (-3.08166) (12.1472)
66-95, R²= 0.879536, SER=0.073186, DW=1.44455, Durbin's h=1.24419

27 LSMOTX=-1.66448+0.553043*LSMOTX(-1)+0.037259*TIME
(-3.62627) (4.56736) (3.84955)
66-95, R²= 0.983076, SER=0.093551, DW=1.80838, Durbin's h=0.397385

28 RMOHOTX=-1.01334+0.733994*RMOHOTX(-1)+0.033596*TIME
(-3.08595) (8.60379) (3.51639)
66-95, R²= 0.983094, SER=0.132394, DW=1.49883, Durbin's h=1.40247

29 LOOTX=1.03211-0.049522*LOG(CIFPG/PTGWP)+0.881838*LOOTX(-1)
(1.47376) (-0.861722) (13.5435)
82-95, R²= 0.957392, SER=0.049194, DW=2.50012, Durbin's h=-1.37509

30 LSTGTX=-3.32365+0.344483*LOG(PFAWP/PTGWP)+0.892649*LSTGTX(-1)
(-3.94974) (4.26066) (19.7651)
66-95, R²= 0.976453, SER=0.116459, DW=2.00311, Durbin's h=-0.096201

31 LSELTX=-1.18577+0.143168*LOG(PFAWP/PELDR)+0.959761*LSELTX(-1)
(-1.72348) (1.66395) (15.3747)
66-95, R²= 0.891343, SER=0.092392, DW=1.38494, Durbin's h=1.38379

32 LSTHPA=-0.049568-0.038475*LOG(IPA/WPI*100)+0.571333*LSTHPA(-1)-0.818633E-02*TIME
(-0.468454) (-1.75077) (3.65768) (-2.27713)
66-95, R²= 0.963555, SER=0.038205, DW=1.24594, Durbin's h=3.94849

33 RCLHOPA=-1.78594-1.34822*LOG(CIFCL/PFCWP)+0.855771*RCLHOPA(-1)
(-3.54743) (-3.88818) (17.1344)
74-95, R²= 0.969834, SER=0.307728, DW=2.26248, Durbin's h=-0.669018

34 LSMOPA=1.38683-0.135171*LOG(PFAWP/WPI*100)+0.978656*LSMOPA(-1)
(1.45494) (-1.96660) (10.9183)
66-92, R²= 0.842887, SER=0.137081, DW=1.29958, Durbin's h=1.70560

35 LSOOPA=-1.75652+0.444611*LOG(PFAWP/CIFPG)+0.616668*LSOOPA(-1)
(-1.08517) (0.576518) (2.20114)
82-92, R²= 0.872588, SER=0.198192, DW=1.66873, Durbin's h=1.35746

36 REPA=EXP(5.56795+1.25196*LOG(XPA)-0.020664*TIME)
(60.0568) (19.7021) (-9.49722)
65-95, R²= 0.969385, SER=0.040166, DW=0.872525

37 LSELPA=-0.415604+0.048553*LOG(PFCWP/PELDR)+0.949288*LSELPA(-1)
(-2.96345) (2.60009) (32.3514)
66-95, R²= 0.972989, SER=0.029596, DW=1.69810, Durbin's h=0.712325

38 LSEAPA=0.970015-0.146657*LOG(PFCWP/PELDR)+0.808249*LSEAPA(-1)
(5.56221) (-5.92384) (20.4628)
66-95, R²= 0.954326, SER=0.037008, DW=1.56235, Durbin's h=0.697922

39 LSCCLCH=-1.66079-0.748758*LOG(CIFCL/PFCWP)+0.805332*LSCCLCH(-1)-0.639147*D95
(-2.46521) (-2.23856) (9.84396) (-1.93505)
74-95, R²= 0.896982, SER=0.320800, DW=2.08674, Durbin's h=-0.282540

40 LSCCKCH=-2.46493-0.347763*LOG(ICK/PFCWP)+0.907346*LSCCKCH(-1)
(-3.99611) (-3.27754) (15.2899)
66-95, R²= 0.889155, SER=0.040322, DW=1.47247, Durbin's h=1.40099

41 LSLOCH=0.197776-0.036925*LOG(PNAWP/WPI*100)+0.721007*LSLOCH(-1)+0.251291E-02*TIME
(1.62028) (-3.44256) (14.0693) (2.59054)
66-95, R²= 0.959306, SER=0.028009, DW=2.09981, Durbin's h=-0.476529

42 RLOOCH=1.16839-1.21350*LOG(PNAWP/CIFPG)+0.352254*RLOOCH(-1)
(4.13476) (-3.63755) (2.43308)
66-95, R²= 0.716840, SER=0.209309, DW=2.03334, Durbin's h=-0.256676

43 LSMOCH=0.464656-0.072986*LOG(PFAWP/WPI*100)+0.905793*LSMOCH(-1)
(0.399868) (-0.895579) (8.86595)
70-95, R²= 0.844092, SER=0.113710, DW=1.31905, Durbin's h=1.82507

44 RCLHOCH=-1.04014-0.810470*LOG(CIFCL/PFCWP)+0.880285*RCLHOCH(-1)
(-2.16787) (-2.32355) (17.1808)
74-95, R²= 0.959348, SER=0.337503, DW=1.53841, Durbin's h=0.975342

45 LSNCH=-0.145496-0.074871*LOG(CIFNG/CIFPG)+0.979923*LSNCH(-1)
(-0.841541) (-0.727942) (22.4557)
69-95, R²= 0.961162, SER=0.085674, DW=2.59370, Durbin's h=-1.77621

46 LSTGCH=-8.11921+0.798214*LOG(PFAWP/PTGWP)+0.725228*LSTGCH(-1)
(-2.66512) (2.68279) (6.67257)
66-95, R²= 0.943504, SER=0.267840, DW=1.55233, Durbin's h=1.44416

47 LSELCH=-0.848679+0.068305*LOG(PFCWP/PELDR)+0.838301*LSELCH(-1)
(-3.91732) (2.77396) (12.0208)
66-95, R²= 0.832337, SER=0.038836, DW=1.37703, Durbin's h=1.71582

48 LSEACH=0.705040-0.111226*LOG(PFCWP/PELDR)+0.852437*LSEACH(-1)
(3.45170) (-3.98775) (22.3904)
66-95, R²= 0.949005, SER=0.044131, DW=1.70457, Durbin's h=0.731148

49 LSCCKE=-1.40815-0.182225*LOG(ICK/PFCWP)+0.896013*LSCCKE(-1)
(-2.26492) (-1.74353) (9.98641)
66-95, R²= 0.771169, SER=0.197320, DW=2.04247, Durbin's h=-0.185163

50 LSMOCE=1.40389+0.227268*LOG(ICK/PFAWP)+0.974549*LSMOCE(-1)-0.504738*D90
(2.13300) (2.53753) (11.3669) (-3.56112)
71-95, R²= 0.845015, SER=0.122444, DW=1.48920, Durbin's h=1.35799

51 LSHOCE=0.340107+0.594575*LOG(CIFCL/PFCWP)+0.788669*LSHOCE(-1)
(1.74993) (2.83222) (11.2718)
74-95, R²= 0.947442, SER=0.168412, DW=1.11581, Durbin's h=2.17453

52 LSOOCE=-2.93703+0.308036*LOG(CIFPG/PTGWP)+0.853788*LSOOCE(-1)
(-2.10630) (1.88843) (10.3041)
66-95, R²= 0.800347, SER=0.251614, DW=1.52947, Durbin's h=1.44326

53 LSTGCE=-3.37459+0.327279*LOG(PFAWP/PTGWP)+0.853453*LSTGCE(-1)
(-3.95134) (4.11312) (17.7995)
66-95, R²= 0.975450, SER=0.107230, DW=1.53450, Durbin's h=1.32023

54 LSELCE=-0.957922+0.104290*LOG(PFAWP/PELDR)+0.923905*LSELCE(-1)
(-5.16009) (4.84658) (56.2479)
66-95, R²= 0.992751, SER=0.021362, DW=2.27226, Durbin's h=-0.773308

55 LSEACE=0.427711-0.098677*LOG(CIFCL/PELDR)+0.885607*LSEACE(-1)
(1.31697) (-1.22727) (8.14956)
74-95, R²= 0.954643, SER=0.070688, DW=2.07729, Durbin's h=-0.282539

56 LSCTIR=-0.176638-0.026133*LOG(ICK/PFCWP)+0.911005*LSCTIR(-1)+0.056284*D80
(-2.97752) (-2.79951) (22.0603) (3.23763)
66-95, R²= 0.955713, SER=0.015513, DW=2.36462, Durbin's h=-1.11028

57 LSHOIR=-0.022461+0.528023*LOG(CIFCL/PFCWP)+0.809580*LSHOIR(-1)
(-0.211510) (3.89991) (18.5034)
74-95, R²= 0.981228, SER=0.102560, DW=1.40223, Durbin's h=1.37256

58 RMOHOIR=0.292103-0.361416*LOG(PFAWP/PFCWP)+0.989742*RMOHOIR(-1)
(2.09051) (-1.84422) (31.9537)
66-95, R²= 0.981283, SER=0.151493, DW=2.02162, Durbin's h=-0.125978

59 LSOOIR=2.05261-0.303667*LOG(CIFPG/PTGWP)+0.882670*LSOOIR(-1)
(2.42387) (-3.50606) (8.71222)
74-95, R²= 0.795429, SER=0.109933, DW=1.87401, Durbin's h=0.241484

60 LSTGIR=-2.97059+0.319818*LOG(PFAWP/PTGWP)+0.925098*LSTGIR(-1)
(-2.76658) (3.04463) (23.0946)
66-95, R²= 0.991705, SER=0.099751, DW=2.04746, Durbin's h=-0.278816

61 LSELIR=-0.242223+0.029284*LOG(PFCWP/PELDR)+0.978826*LSELIR(-1)
(-1.81154) (1.70877) (32.9863)
66-95, R²= 0.974042, SER=0.027139, DW=1.68594, Durbin's h=0.859620

62 LSEAIR=0.594914-0.158689*LOG(CIFCL/PELDR)+0.752977*LSEAIR(-1)
(2.53198) (-2.63151) (8.09667)
74-95, R²= 0.973526, SER=0.045826, DW=1.74247, Durbin's h=0.606521

63 LSKKAL=-0.841264-0.123187*LOG(ICK/PFAWP)+0.976604*LSKKAL(-1)
(-1.88371) (-1.29191) (9.00727)
66-95, R²= 0.806320, SER=0.121425, DW=2.21709, Durbin's h=-0.932590

64 LSHOAL=-0.689567+0.580255*LOG(PFAWP/PFCWP)+0.558785*LSHOAL(-1)-0.027429*TIME
(-3.56490) (2.44695) (3.78535) (-3.07751)
66-95, R²= 0.877382, SER=0.153989, DW=1.83462, Durbin's h=0.757945

65 LSOOAL=-0.889095+0.137340*LOG(PFAWP/CIFPG)+0.683682*LSOOAL(-1)
(-2.27136) (0.625580) (6.36012)
74-95, R²= 0.851371, SER=0.255110, DW=2.23931, Durbin's h=-1.70269

66 LSTGAL=-4.13452+0.415949*LOG(PFAWP/PTGWP)+0.806180*LSTGAL(-1)-1.06275*D81
(-3.45772) (3.52059) (13.1865) (-7.44362)
66-95, R²= 0.969218, SER=0.138004, DW=1.81317, Durbin's h=0.512508

67 LSELAL=0.056704-0.057547*LOG(PELDR/WPI*100)+0.859656*LSELAL(-1)-0.159615*D90
(0.558928) (-1.53271) (11.3977) (-2.57297)
66-95, R²= 0.850747, SER=0.060386, DW=2.22278, Durbin's h=-1.09497

68 LSEAAL=0.737430-0.111958*LOG(PFAWP/PELDR)+0.918790*LSEAAL(-1)-0.319614*D87
(1.27255) (-1.57193) (15.2124) (-4.06246)
66-95, R²= 0.904239, SER=0.075141, DW=2.07577, Durbin's h=-0.298884

69 LSKKMA=-5.04880-0.724383*LOG(ICK/PFAWP)+0.741046*LSKKMA(-1)-0.018037*TIME
(-2.90788) (-2.56653) (5.99996) (-1.76816)
66-95, R²= 0.599639, SER=0.391009, DW=2.05384, Durbin's h=-0.303116

70 LSMOMA=1.11288-0.157854*LOG(PFAWP/PTGWP)+0.880160*LSMOMA(-1)
(3.74377) (-3.94997) (14.1621)
66-95, R²= 0.925734, SER=0.074790, DW=1.97638, Durbin's h=-0.732718

71 LSHOMA=0.515866-1.19407*LOG(PFAWP/PFCWP)+0.844610*LSHOMA(-1)-0.032226*TIME
(2.32305) (-2.26679) (11.2838) (-2.34710)
66-95, R²= 0.985580, SER=0.267049, DW=1.21789, Durbin's h=2.31475

72 LSOOMA=-0.397656-0.025779*LOG(CIFPG/PTGWP)+0.796264*LSOOMA(-1)+0.038857*D94
(-0.658082) (-0.994108) (5.31693) (1.78162)
82-95, R²= 0.763415, SER=0.018928, DW=2.32402, Durbin's h=-1.10550

73 RMOTGMA=3.13878-0.365313*LOG(PFAWP/PTGWP)+0.873001*RMOTGMA(-1)
(3.12095) (-3.21559) (14.5625)
66-95, R²= 0.763344, SER=0.140153, DW=1.62380, Durbin's h=1.02259

74 LSELMA=0.053779+0.047371*LOG(PTGWP/PELDR)+0.987692*LSELMA(-1)-0.210335*D81
(1.07956) (1.24663) (23.8920) (-5.02714)
66-95, R²= 0.980994, SER=0.039848, DW=2.64182, Durbin's h=-2.04769

75 RSEAMA=15.1961-1.89446*LOG(PFAWP/PELDR)+0.948722*RSEAMA(-1)
(2.84173) (-2.78766) (16.0301)
85-95, R²= 0.962381, SER=0.301892, DW=2.44704, Durbin's h=-0.786168

76 LSCKOT=-1.82970-0.229006*LOG(ICK/PFAWP)+0.902768*LSCKOT(-1)
(-1.53022) (-1.45840) (10.9524)
66-95, R²= 0.853986, SER=0.241149, DW=2.53365, Durbin's h=-1.85285

77 LSLOOT=-0.580689-0.830413*LOG(PNAWP/CIFPG)+0.909321*LSLOOT(-1)
(-2.15035) (-1.65127) (14.2527)
74-95, R²= 0.930283, SER=0.269265, DW=2.36605, Durbin's h=-1.06211

78 LSMOOT=-0.042310-0.093974*LOG(PFAWP/PFCWP)+0.902099*LSMOOT(-1)
(-0.412349) (-0.880449) (18.9569)
67-95, R²= 0.933846, SER=0.097543, DW=1.58857, Durbin's h=0.582234

79 RMOHOOT=-0.831196E-02-0.839013*LOG(PFAWP/PFCWP)+0.667347*RMOHOOT(-1)+0.057661*TIME
(-0.043911) (-2.22240) (5.36388) (2.97920)
66-92, R²= 0.971720, SER=0.197568, DW=1.02016, Durbin's h=2.98651

80 LSOOOT=-1.16772+0.367907*LOG(PFAWP/CIFPG)+0.278924*LSOOOT(-1)-0.378939*D81
(-4.10975) (3.23958) (1.66490) (-2.71683)
66-95, R²= 0.703088, SER=0.135878, DW=1.77527, Durbin's h=1.43837

81 LSNHOT=-0.667283+0.572516*LOG(PFAWP/CIFNG)+0.729024*LSNGOT(-1)-0.049796*TIME
(-2.59559) (2.27028) (5.44537) (-2.02367)
69-95, R²= 0.985605, SER=0.130869, DW=1.28549, Durbin's h=2.07500

82 LSELOT=-0.464243+0.052575*LOG(PFAWP/PELDR)+0.954626*LSELOT(-1)-0.139137*D74
(-1.45604) (1.33405) (18.5911) (-3.16612)
66-95, R²= 0.931251, SER=0.042150, DW=2.22516, Durbin's h=-0.757892

83 LSEAOT=4.12514-0.615170*LOG(PFCWP/PELDR)+0.918261*LSEAOT(-1)+0.808628*D84
(2.88091) (-2.73933) (13.0806) (2.79908)
66-95, R²= 0.927005, SER=0.272854, DW=1.43521, Durbin's h=0.833457

84 TLCMM=EXP(-1.41987+0.334016*LOG(TLCMM(-1)/GYOFLOOR(-1))
(-3.78530) (2.28587)
-0.020213*LOG(PELCM/PELCM0/WPI*10000)+0.530261*LOG(XCM))*GYOFLOOR
(-0.780437) (4.28968)
66-95, R²= 0.996850, SER=0.021169, DW=1.49131, Durbin's h=2.17886

85 TLCMK=EXP(0.220449+0.880130*LOG(TLCMK(-1))+0.126006*LOG(XCM))
(1.55077) (12.5991) (1.77285)
66-95, R²= 0.993789, SER=0.037840, DW=2.20941, Durbin's h=-0.674561

86 TLCMH=EXP(1.96348+0.793550*LOG(TLCMH(-1))-0.116541*LOG(ICMHR)+0.089083*LOG(XCM))
(5.74470) (15.2977) (-3.38785) (2.19118)
66-95, R²= 0.961290, SER=0.052071, DW=2.14752, Durbin's h=-0.437936

87 TLCMC=EXP(0.748468+0.617626*LOG(TLCMC(-1))-0.089021*LOG(ICMCR)+0.475714*LOG(XCM))
(2.06046) (4.92466) (-0.705569) (2.59141)
66-95, R²= 0.960479, SER=0.127166, DW=2.36771, Durbin's h=-1.50968

88 TLCMW=EXP(1.68656+0.821607*LOG(TLCMW(-1))-0.118653*LOG(ICMWR)+0.088725*LOG(XCM))

(6.38306) (19.4905) (-4.52398) (2.89402)
66-95, R²= 0.979262, SER=0.038508, DW=2.24187, Durbin's h=-0.778368
89 RTGCMC=2.38389+0.291816*RTGCMC(-1)-1.87583*LOG((PTGWP/PTGWP0)/(PELCM/PELCM0))
(1.31260) (2.26899) (-4.18356)
+0.750951*LOG(TGLCMH.TLCMH)
(1.34146)
75-95, R²= 0.948462, SER=0.193720, DW=1.46479, Durbin's h=1.42220
90 OLCMC=EXP(0.910024+0.729229*LOG(OLCMC(-1))-0.128885*LOG(PFAWP/PFAWP0/WPI*10000))
(8.08301) (15.9172) (-4.39500)
+0.241402*LOG(XCM))
(4.19764)
66-95, R²= 0.986541, SER=0.043721, DW=2.26516
91 OLCMC=EXP(0.839130+0.721114*LOG(OLCMC(-1))-0.149572*LOG(PFAWP/PFAWP0/WPI*10000))
(6.76124) (12.4804) (-4.28192)
+0.278854*LOG(XCM))
(4.26220)
66-95, R²= 0.983170, SER=0.055562, DW=1.84361, Durbin's h=-0.101687
92 ELCMH=EXP(-0.062587+0.965399*LOG(ELCMH(-1)/TLCMH(-1))-0.119935
(-0.496729) (25.8149) (-2.21085)
*LOG((PELCM/PELCM0)/(PFAWP/PFAWP0)))*TLCMH
66-95, R²= 0.972216, SER=0.060890, DW=2.44640, Durbin's h=-1.53034
93 OLCMH=EXP(1.95925+0.796851*LOG(OLCMH(-1))-0.119125*LOG(PFAWP/PFAWP0/WPI*10000))
(6.26123) (16.4880) (-3.36333)
+0.082157*LOG(XCM))
(1.93726)
66-95, R²= 0.959856, SER=0.056341, DW=2.14440, Durbin's h=-0.423458
94 TGOLCMH=EXP(-0.719976 +0.764300*LOG(TGOLCMH(-1))-0.115106
(-3.25654) (11.0584) (-3.78347)
*LOG((PTGWP/PTGWP0)/(PFAWP/PFAWP0))+0.185115*D93)
(2.97313)
66-95, R²= 0.877951, SER=0.059027, DW=1.42059, Durbin's h=1.67445
95 TLCMH=EXP(-0.722423+0.832277*LOG(CLCMH(-1)/TLCMH(-1))-0.238229
(-2.36286) (11.6269) (-1.30935)
*LOG(ICK/ICK0*100/(PFAWP/PFAWP0*100)))*TLCMH
66-95, R²= 0.829212, SER=0.295037, DW=1.82441, Durbin's h=0.425574
96 CLCMW=EXP(-0.562179+0.810430*LOG(CLCMW(-1)/TLCMW(-1))-0.365026
(-2.48311) (11.1406) (-2.57501)
*LOG(ICK/(PFAWP/PFAWP0*100)))*TLCMW
66-95, R²= 0.814606, SER=0.244002, DW=1.84182, Durbin's h=0.423758
97 TGOLCMW=EXP(-0.195794+0.834661*LOG(TGOLCMW(-1))-0.214136
(-2.70958) (18.9054) (-5.20126)
*LOG((PTGWP/PTGWP0)/(PFAWP/PFAWP0))
66-95, R²= 0.978172, SER=0.057099, DW=1.15885, Durbin's h=2.35688
98 TGCMK=EXP(-0.029708+0.695477*LOG(TGCMK(-1)/TLCMK(-1))-0.013322
(-1.94076) 0.7092) (-0.475608)
*LOG(PTGWP/PTGWP0*100/ICK))*TLCMK
66-90, R²= 0.836286, SER=0.025293, DW=1.76645, Durbin's h=0.607943
99 RHECMW=-5.71919+0.071798*TIME-0.248835*LOG(PTGWP/PTGWP0*100/(ICMWR*WPI/100))
(-44.0802) (15.2804) (-2.08121)
75-95, R²= 0.980599, SER=0.069947, DW=1.21812
100 GYOFLOOR=-71.6890+0.970488*GYOFLOOR(-1)+26.0814*LOG(XCM)
(-1.91319) (67.0122) (2.66875)
66-95, R²= 0.999808, SER=4.43327, DW=1.49739
101 EACM=EXP(-1.62601+0.734706*LOG(EACM(-1)/ELCM(-1))-0.338266*LOG(PTGWP/PELCM))*ELCM

(-1.62232) (4.68116) (-1.57866)
76-95, R²= 0.963649, SER=0.063996, DW=1.49693, Durbin's h=1.22306
102 MOCM=EXP(0.019498+0.914373*LOG(MOCM(-1)/OLCM(-1))-0.075536*LOG(PFAWP/PFCWP)
(0.609501) (26.8650) (-1.72388)
+0.143766*D93)*OLCM
(3.41723)
66-95, R²= 0.963589, SER=0.039270, DW=1.33827, Durbin's h=1.79906
103 HOCM=EXP(-0.118410+0.979567*LOG(HOCM(-1)/OLCM(-1))+0.106739*LOG(PFAWP/PFCWP)
(-1.64627) (20.6437) (0.843063)
0.727709*D93)*OLCM
(-6.45255)
66-95, R²= 0.951316, SER=0.104161, DW=1.41907, Durbin's h=1.45720
104 TLRUH=EXP(6.06646+0.831824*LOG(DI/CPI)-0.248309*LOG(PKERE/CPI)+0.221040*LOG(KOREI)
(16.8553) (7.91213) (-7.59677) (2.46955)
+0.531605E-03*HEATDD)*(1-DANNETSU/100*0.46)
(6.19573)
65-95, R²= 0.959039, SER=0.044588, DW=0.614805
105 TLRUC=EXP(-6.42409-0.185209*LOG(PLERE/CPI)+0.046443*COOLER
(-9.27269) (-0.934772) (16.2491)
-6.80743*LOG(LFRF2064))*EFF*COGLDD
(-6.38004)
70-95, R²= 0.977501, SER=0.109498, DW=1.52483
106 TLRUW=EXP(0.946063+0.816987*LOG(TLRUW(-1)/JINKO(-1)*SETAI(-1))
(6.21236) (15.2595)
+0.255792*LOG(DI/CPI))*JINKO/SETAI
(1.46072)
68-95, R²= 0.991962, SER=0.040066, DW=2.27225, Durbin's h=-1.02837
107 TLRUK=EXP(6.43121-0.306293*LOG(DI/CPI)-0.421092*LOG(PREK/CPI))
(36.0334) (-4.64474) (-3.54118)
67-95, R²= 0.436769, SER=0.051709, DW=1.14902
108 TLRUM=EXP(-1.17106+0.321487*LOG(DI/CPI)-0.155495*LOG(PLERE/CPI)
(-1.77121) (3.13501) (-3.41476)
+0.546691*LOG(TLRUM(-1))+0.924989*LOG(FLOOR))
(7.10858) (3.86217)
66-95, R²= 0.997843, SER=0.016549, DW=1.88855, Durbin's h=0.161734
109 ELRUH=EXP(-2.36639+0.217216*LOG(PKERE/PLERE)+0.014734*HPUMP-0.382690*D79)*TLRUH
(-15.5634) (2.49387) (11.7527) (-3.07300)
65-95, R²= 0.844131, SER=0.120350, DW=1.18937
110 ELRUW=EXP(0.344196+0.771586*LOG(ELRUW(-1)/TLRUW(-1))+0.129082*LOG(PKERE/PNERE)
(1.61961) (41.6519) (1.32098)
+1.58887*LOG(KODATE))*TLRUW
(4.10687)
67-95, R²= 0.986879, SER=0.073645, DW=2.58560, Durbin's h=-1.64228
111 TGRUH=EXP(-1.13535+0.632592*LOG(TGRUH(-1)/TLRUH(-1))+0.700626*LOG(PPGRE/PTGCP))*TLRUH
(-2.60439) (4.56719) (1.35301)
66-95, R²= 0.508116, SER=0.195077, DW=1.70842, Durbin's h=0.995566
112 TGRUH=EXP(-1.02232+0.653999*LOG(TGRUH(-1)/TLRUH(-1))
(-2.60283) (5.25912)
+0.546127*LOG(PPGRE/PTGCP)-0.494614*D77)*TLRUH
(1.16850) (-2.76153)
66-95, R²= 0.605042, SER=0.174804, DW=1.84235, Durbin's h=0.347007
113 PGRUW=EXP(-1.06170+0.328326*LOG(PGRUW(-1)/TLRUW(-1))-0.108139*LOG(PPGRE/CPI))*TLRUW
(-9.45247) (18.1485) (-1.56430)
71-95, R²= 0.931884, SER=0.026176, DW=1.72086, Durbin's h=0.665418

114 MORUH=EXP(-0.042218-0.026277*LOG(PKERE/PTGCP)
(-1.13495) (0.723044)
+0.825266*LOG(MORUH(-1)/TLRUH(-1))-0.137881E-02*TIME)*TLRUH
(22.3298) (-1.43688)
66-95, R²= 0.968596, SER=0.033144, DW=2.05423, Durbin's h=-0.418000

115 MCRUW=EXP(-0.649457+0.547279*LOG(MORUH(-1)/TLRUW(-1))-0.339834E-02*TIME)*TLRUW
(-3.64338) (4.73450) (-2.39102)
66-95, R²= 0.538445, SER=0.065327, DW=2.12964, Durbin's h=-0.812407

116 SLRE=EXP(1.42917+0.947694*LOG(SLRE(-1)/SETAI(-1)*10)+0.564785*LOG(PTGCP/CPI))*SETAI
(6.34139) (34.9349) (4.46002)
76-95, R²= .985667, SER = .075139, DW = 1.09026, Durbin's h = 1.90566

117 HERE=EXP(0.387753+0.378637*LOG(HERE(-1)/SETAI(-1)*10)
(2.74677) (3.49515)
+0.767041*LOG(PTGCP/CPI)+0.342215*LOG(HECM))*SETAI/10
(3.02396) (3.71226)
73-95, R²= 0.957780, SER=0.115879, DW=1.27421, Durbin's h=1.70530

118 NINKMA=EXP(1.69867+0.456713*LOG(GDP)+0.743790*LOG(NINKMA(-1)))
(-2.22969) (2.64298) (10.2486)
65-95, R²= 0.992876, SER=0.070601, DW=1.31352, Durbin's h=0.711334

119 NINKMV=EXP(5.02585+2.07133*LOG(DI/CPI)-0.227529*LOG(PGACP/CPI))
(8.23944) (21.4132) (3.22099)
66-95, R²= 0.975352, SER=0.044623, DW=0.625784

120 TONKMC=EXP(1.01291+1.16322*LOG(GDP)-0.218931*LOG((PGOWP+TGO)/WPI*100))
(1.15013) (19.1237) (-2.19211)
65-95, R²= .959723, SER = .088496, DW = .406042

121 GAPSC=EXP(0.482636+0.754994*LOG(GAPSC(-1)/NINKMV(-1))+0.416993*LOG(DI/CPI)
(2.36927) (10.0207) (2.58651)
-0.423616E-02*TIME-0.062274*D88)*NINKMV
(-1.80645) (-2.20970)
68-95, R²= 0.972025, SER=0.026873, DW=2.44971, Durbin's h=-1.36508

122 GOCGC=EXP(-0.700832+1.40595*LOG(GDP)-0.109430*LOG((PGOWP+TGO)/WPI*100))
(-0.518318) (5.54970) (-3.94293)
+0.385412*LOG(GOCGC(-1))+0.385412*TIME)
(4.14177) (-1.50692)
71-93, R²= 0.997177, SER=0.021506, DW=1.77744, Durbin's h=0.493925

123 OOTR=EXP(5.82538+0.137917*LOG(GDP)-0.411261*LOG(PPGCP/CPI*100))
(2.26185) (1.56138) (-1.52839)
+0.590042*LOG(OOTR(-1))+0.274521*D83)
(3.24824) (2.64409)
70-92, R²= 0.518729, SER=0.095146, DW=1.81634, Durbin's h=0.847054

124 HOTR=EXP(1.67105-0.109128*LOG(PFCWP/WPI*100)+0.934890*LOG(HOTR(-1))-0.330870*D90)
(4.53194) (-2.98439) (17.9953) (-4.53798)
66-95, R²= 0.935190, SER=0.071468, DW=1.65503, Durbin's h=0.762469

125 JETR=EXP(0.430678+0.194397*LOG(GDP)+0.806630*LOG(JETR(-1)))
(2.88305) (1.95395) (12.8706)
66-95, R²= 0.993099, SER=0.046018, DW=1.73048, Durbin's h=0.502525

126 GACGC=EXP(0.376559+0.904660*LOG(GACGC(-1)/TONKMC(-1))-0.641842E-02*TIME)*TONKMC
(0.969731) (11.1399) (-1.11995)
66-95, R²= 0.986521, SER=0.072051, DW=0.737864, Durbin's h=3.45645

127 GOPSC=EXP(0.297362+0.766693*LOG(GOPSC(-1)/NINKMV(-1))-0.310648E-02*TIME)*NINKMV
(2.40142) (10.5681) (-1.31615)
66-95, R²= 0.959936, SER=0.049853, DW=1.54639, Durbin's h=0.981469

128 GOPSR=EXP(3.36482-0.250671*LOG((PGOWP+TGO)/WPI*100)+0.904409*LOG(GOPSR(-1)))
(5.27261) (-5.51792) (23.5278)

66-95, R²= 0.966020, SER=0.055580, DW=1.96221, Durbin's h=0.095829

129 ELTR=EXP(1.43988+0.292665*LOG(GDP)-0.121152*LOG(PELDR/WPI*100)+0.617329*LOG(ELTR(-1)))
(4.78188) (5.36666) (-4.66335) (7.99489)
76-95, R²= 0.993648, SER=0.011081, DW=1.87291, Durbin's h=-0.198738

130 EATR=EXP(0.989774+0.214556*LOG(GDP)-0.061595*LOG(PFAWP/PELDR)
(3.87044) (3.60677) (-2.44078)
+0.685871*LOG(EATR(-1))-0.061164*D87)
(7.83698) (-2.37980)
66-95, R²= 0.990430, SER=0.024118, DW=1.87285, Durbin's h=0.097998

131 PPAV=(-4.10213+0.749569*PCRN/WPI-23.3208*LOG(HORF/OLRF))*WPI
(-3.47232) (28.4599) (-22.9291)
66-95, R²= 0.981191, SER=1.96098, DW=1.27944

132 PGOWP=-1741.77+12.3312*PPAV-762.450*DUMOIL2+TCO2*0.07839*9.2
(-3.89126) (108.492) (-1.60126)
65-95, R²= 0.997584, SER=1203.92, DW=1.73455

133 PFAWP=-2310.17+12.0420*PPAV-3470.44*DUMOIL2+TCO2*0.07911*9.3
(-4.70226) (96.5278) (-6.64046)
65-95, R²= 0.996883, SER=1321.40, DW=1.12763

134 PFCWP=-138.108+9.22357*PPAV-3890.52*DUMOIL2-505.441*TIME-1373.01*D95+TCO2*0.08180*9.8
(-0.203799) (29.0133) (-2.44346) (-4.32459) (-0.803974)
65-95, R²= 0.990688, SER=1509.81, DW=1.93431

135 PNAWP=1.02649*CIFNA-13962.2*D79+19.0474*WPI+TCO2*0.07605*8.0
(32.1828) (-6.38940) (2.02354)
65-95, R²= 0.985915, SER=2012.26, DW=1.08568

136 PGACP=18240.2+8.64791*PPAV+27672.5*DUMOIL1-8654.31*DUMOIL2
(10.2892) (12.0247) (8.14710) (-4.23009)
-12274.0*D95+TGA+TCO2*0.07658*8.4
(-2.56744)
66-95, R²= 0.972239, SER=4534.54, DW=1.78295

137 PKERE=0.111698+0.133463E-02*PPAV+TCO2*0.07748/1000
(0.392309) (20.4745)
70-95, R²= 0.943593, SER=0.583280, DW=1.08575

138 LORF=1032.40+1.05742*(LOIN+GATR+JETR-LOIM-LOEX)
(2.12422) (95.9592)
65-95, R²= 0.996752, SER=689.711, DW=0.856781

139 MORF=1509.74+0.995234*(MOFI-MOIM-MOEX)
(2.67278) (104.720)
65-95, R²= 0.997272, SER=1103.12, DW=1.92366

140 HORF=1.04815*(HOFI-HOIM-HOEX-HOPU-HOAX)
(321.457)
65-95, R²= 0.997729, SER=1300.63, DW=1.44118

141 OLRF=3360.98+1.01369*(OLFI-OLIM-OLEX-OLPU-OLAX-OLHE-OLTG-OLCK)
(1.69825) (94.7391)
65-95, R²= 0.996668, SER=2416.11, DW=2.25405

142 CRRF=-1.02006*OLRF+5143.15*(HORF/OLRF)
(-728.076) (6.57218)
71-95, R²= 0.999811, SER=379.789, DW=0.801155

143 CIFNA=1.05852*CIFCR+14051.3*D79
(76.1485) (7.32103)
65-95, R²= 0.990009, SER=1861.88, DW=1.06216

144 PPGRE=-0.146993+0.645207*(PTGCP-TCO2*CO2TGUN/1000)+0.100155*CPI+TCO2*0.06833/1000
(-0.445779) (12.4927) (11.9307)
69-95, R²= 0.989767, SER=0.494615, DW=1.14209

145 PPGCP=-266.922+275.686*(PPGRE-TCO2*0.06833/1000)+TCO2*0.06833*0.24

(2.21870) (37.7309)
70-94, R²= 0.983410, SER=162.116, DW=0.738692
146 ICK= 0.267989+0.103838E-02*CIFCG+0.881677*(ICK(-1)-0.103838E-02*(CIFCG(-1)-CIFCG(-1)))
(-.112346) (5.80659) (31.0827)
66-95, R²= .977605, SER = 4.03589, DW = 1.47659
147 PCLPU=292.312+0.663541*PCLAV+0.367836*PCLPU(-1)
(1.33625) (13.1712) (7.86753)
70-95, R²= 0.987829, SEP=410.005, DW=1.51888, Durbin's h=1.10273
148 OOME=EXP(6.69606+0.442444*LOG(GDP)-0.105483*LOG(PPAV/WPI)+1.36717*(GDP/GDP(-1)-1))
(21.5309) (11.6624) (-2.92854) (2.68057)
75-95, R²= .909716, SER = .031984, DW = 1.25964
149 DELPKS=(1.32441*(EPIN+EPTR)+2.50677*(EPCM-ELCMC)+3.79945*ELCMC
(9.78884) (4.31331) (1.57538)
+1.61267*(ELRE-TLRUC*SETAI/10)+6.37575*TLRUC*SETAI/10)*1E7/860/8760
(2.30751) (3.05076)
70-95, R²= 0.997584, SER=1663.96, DW=1.92280
150 DELTL=-22829.1+11.7535*EPFI
(-7.72557) (181.056)
70-95, R²= 0.999238, SER=4075.64, DW=0.451295
151 SELPK=EXP(0.135631+0.994061*LOG(DELTL)-0.224229E-02*LOG(SELNU/SELTL))
(3.72652) (381.066) (-2.07035)
70-95, R²= 0.999976, SER=0.149716E-02, DW=2.04180
152 SELTL=915.251+0.012270*DELPKS+0.880579*SELTL(-1)
(9.44770) (3.71911) (32.8293)
71-95, R²= 0.998807, SER=135.811, DW=1.75053, Durbin's h=0.513105
153 HELTL=53.3062+0.129221*EPFI
(4.88259) (538.778)
70-95, R²= 0.999914, SER=15.0579, DW=1.90815
154 CLPU=-999.881 21.2999*HELTL*SHCL
(-6.81179) (-82.6371)
70-95, R²= 0.996352, SER=391.713, DW=0.427051
155 CKPU=-161.551-20.9307*HELTL*SHOG+551.633*D95
(-2.09650) (-49.8253) (4.94953)
70-95, R²= 0.990271, SER=105.680, DW=0.990271
156 NGPU=-22.6587*HELTL*SHNG+10344.3*SCNGPU
(-347.646) (10.0830)
70-95, R²= 0.999886, SER=154.021, DW=0.779685
157 OTPU=-22.5413*HELTL*SHOT
(-376.466)
70-95, R²= 0.998085, SER=661.738, DW=0.136550
158 PELTL=101.892*UCTL+TCO2*CO2EPUN/1000000
(350.977)
70-95, R²= 0.998088, SER=0.261250, DW=1.96261
159 PELDT=4.75443+1.01908*PELTL+TCO2*CO2EPUN/1000000
(19.8563) (76.5423)
70-95, R²= 0.995750, SER=0.391953, DW=0.417736
160 PELDR=-1.03245+1.00654*PELTL-0.042794*TIME+TCO2*CO2EPUN/1000000
(-21.9210) (262.765) (-14.5125)
70-95, R²= 0.999820, SER=0.076352, DW=0.693888
161 PELCM=-0.092697+1.34229*PELTL+0.126870*(PTGWP-TCO2*CO2TGUN/1000)
(-0.531329) (41.2751) (3.08203)
-0.135152*TIME+TCO2*CO2EPUN/1000000
(-7.38399)
70-95, R²= 0.999436, SER=0.031559, DW=1.39191

162 PLERE=6.26406+1.19893*PELTL+TCO2*CO2EPUN/1000000
(10.3273) (35.5482)
70-95, R²= 0.980585, SER=0.992892, DW=1.13970
163 PNERE=-0.701803+1.04506*PELTL-33.3055*SELNU/SELTL+TCO2*CO2EPUN/1000000
(-1.20439) (19.4533) (-6.51362)
70-95, R²= 0.960923, SER=0.937597, DW=1.55145
164 UCFU=0.687265E-02+0.117096*UCTH+0.110688*UCFU(-1)
(6.54560) (23.6368) (2.99751)
71-95, R²= 0.991032, SER=0.242887E-02, DW=1.11457, Durbin's h=1.67800
165 UCLA=0.555880E-02+0.894100E-04*CPI+0.241337*UCLA(-1)+0.253487E-02*DUMOIL1
(7.31434) (4.31799) (1.99016) (5.19231)
71-95, R²= 0.978636, SER=0.517108E-03, DW=1.46707, Durbin's h=1.56133
166 UCCA=EXP(-3.28006+0.246095*LOG(SELTL(-1)*WPI(-1)/100)+0.672829*LOG(UCCA(-1)))
(-4.62727) (4.46876) (10.3401)
71-95, R²= 0.985494, SER=0.052713, DW=1.68586, Durbin's h=0.611703
167 UCRP=EXP(-5.90603+0.434823*LOG(SELTL(-1)*WPI(-1)/100)+0.543060*LOG(UCRP(-1)))
(-4.99194) (4.88305) (6.11110)
71-95, R²= 0.972454, SER=0.087428, DW=2.14934, Durbin's h=-0.440546
168 UCOT=-0.402884E-02+0.096987*UCTL+0.647922*UCOT(-1)
(-1.36160) (3.81244) (6.61413)
71-95, R²= 0.920599, SER=0.429095E-02, DW=2.38651, Durbin's h=-1.26095
169 REPU=93.9784-8.45844*TIME-68.7667*D95
(12.7111) (-23.9067) (-6.38134)
74-95, R²= 0.975289, SER=9.81784, DW=0.860352
170 ELPU=837.478+1.09399*EPFI-340.915*D74
(19.3093) (1072.70) (-3.87102)
65-95, R²= 0.999974, SER=86.1719, DW=1.50701
171 RCROLPU=-0.630802+0.866213*RCROLPU(-1)-0.254949*LOG(PCPIN/PFCWP)
(-1.94024) (24.3857) (-1.81742)
66-95, R²= 0.954991, SER=0.133075, DW=1.66541, Durbin's h=0.690607
172 GCFUTG=0.782652*PTLTG+0.559288*GCFUTG(-1)+1.75574*D74
(5.79792) (7.55472) (3.42562)
69-95, R²= 0.956907, SER=0.490598, DW=0.745513, Durbin's h=3.33392
173 CCPTG=EXP(0.883670+0.364622*LOG(TGFI)+0.678709*LOG(CCPTG(-1)/WPI(-1)*100))*WPI/100
(3.06354) (2.10268) (5.10885)
70-95, R²= 0.988402, SER=0.058416, DW=1.74823, Durbin's h=0.870419
174 GCLATG=0.031693+0.461542*GCLATG(-1)+0.954032E-02*CPI-0.012224*TIME
(0.823493) (3.37330) (4.82541) (-3.10477)
66-95, R²= 0.979360, SER=0.044347, DW=1.88892, Durbin's h=-0.365723E-02
175 PTGCP=EXP(0.039773+0.409504*LOG(CTLTG/TGFI/10)
(0.976026) (11.6181)
+0.476457*LOG(PTGCP(-1)-TCO2(-1)*CO2TGUN(-1)/1000)+0.100310*D80
(9.91959) (3.62362)
+0.388910E-02*CPI)+TCO2*CO2TGUN/1000
(6.15073)
70-95, R²= 0.995943, SER=0.024479, DW=2.15492, Durbin's h=-0.483348
176 PTGWP=0.042489+0.984104*(RSLTG-(PTGCP-TCO2*CO2TGUN/1000)*TGRE*10)
(2.38584) (477.141)
/(TGFI-TGRE)/10+TCO2*CO2TGUN/1000
65-95, R²= 0.999868, SER=0.038477, DW=1.01384
177 RNGTG=0.139137+0.931569*RNGTG(-1)
(6.21187) (43.7024)
70-95, R²= 0.987073, SER=0.114209, DW=2.23554, Durbin's h=-0.643933
178 RCKTG=-0.094369+1.01112*RCKTG(-1)-0.531655*D90

(3.10134) (77.4930) (7.73330)
70-95, R²= 0.996072, SER=0.066792, DW=2.34774, Durbin's h=-1.09898
179 PLOTG=-0.116114+0.998436*FLOTG(-1)
(-1.25053) (29.5386)
70-95, R²= 0.972115, SER=0.218671, DW=1.57523, Durbin's h=0.956376
180 TTTG=-1599.69 0.895055*(TGFI-TGHE)
(-46.1632) (-277.757)
65-95, R²= 0.999422, SER=113.160, DW=0.665255
181 ROLTY=-1.36207*CTLY
(107.864)
65-95, R²= 0.993212, SER=63683.9, DW=0.597002
182 TTCK=-1.18105*CKCK
(-408.986)
65-95, R²= 0.993417, SER=659.268, DW=0.596695
183 CKCK=1.12222*(CKFI-CKEX-CKIM-CKPU-CKAX-CKTG)
(246.576)
65-95, R²= 0.982853, SER=925.640, DW=0.829127
184 CKSC=424.533-0.094022*CKCK
(5.23246) (-47.5162)
65-95, R²= 0.986881, SER=74.5543, DW=0.986881
185 OLCK=EXP(-0.297395+0.841680*LOG(OLCK(-1)/TTCK(-1))+0.319624*LOG(CIFCG/CIFPG))*TTCK
(-0.523469) (6.44547) (3.10113)
72-95, R²= 0.647708, SER=0.138778, DW=2.22351, Durbin's h=-1.05119
186 OLSC=1282.02 0.059169*OLRF
(1.79495) (-15.8056)
65-95, R²= 0.892403, SER=858.281, DW=0.213559
187 TGHE=-EXP(-0.236697+0.989442*LOG(HEFI))
(1.03929) (21.5866)
75-95, R²= 0.958761, SER=0.105633, DW=1.80621
188 ELHE=-EXP(-5.85772+1.71650*LOG(HEFI))
(-19.0220) (27.6964)
75-95, R²= 0.974558, SER=0.142828, DW=1.13182
189 HEHE=1.17292*HEFI
(94.8807)
75-95, R²= 0.991009, SER=10.2597, DW=1.20952
190 CLPR=0.997664*(CLFI-CLCK-CLPU-CLAX-CLHE)
(259.617)
65-95, R²= 0.987600, SER=1467.58, DW=1.38390
191 CRPR=1.00862*(CRFI-CRRF-CRPU-CRTG)
(744.141)
65-95, R²= 0.998957, SER=1577.22, DW=0.567352
192 NGPR=1.01281*(NGFI-NGPU-NGAX-NGTG)
(540.735)
65-95, R²= 0.999760, SER=328.982, DW=1.74355
193 OLAX=EXP(0.857685+0.897571*LOG(OLAX(-1)/TTAX(-1))-0.090388*LOG(PFCWP/WPI*100))*TTAX
(6.73063) (27.7785) (-7.22219)
66-94, R²= 0.966884, SER=0.030960, DW=1.67684
194 CKAX=-EXP(1.80798-0.088078*LOG(CIFCG/WPI*100)+0.873046*LOG(-CKAX(-1)))
(3.09935) (-2.17129) (23.5796)
66-95, R²= 0.970467, SER=0.061957, DW=2.26119, Durbin's h=-0.754060
195 TTAX=-2.84100*EAFI
(-569.646)
65-95, R²= 0.999176, SER=144.876, DW=0.416310
196 EAAX=1.22056*EAFI

(244.926)
65-95, R²= 0.996261, SER=144.762, DW=0.440768
197 OLEX=-EXP(2.84595+0.853160*LOG(-OLEX(1))-0.168700*LOG(PFCWP/WPI*100))
(3.06157) (11.8429) (-4.03158)
+1.12702*(LORF/OLRF))
(1.69906)
66-95, R²= 0.879645, SER=0.090666, DW=1.79688, Durbin's h=0.514703
198 OLIM=EXP(2.65295+0.730010*LOG(OLIM(-1))-0.059478*LOG(PFCWP/WPI*100))
(2.21919) (5.87754) (-0.954936)
+2.65025*(LOFI/OLFI))
(1.66755)
66-95, R²= 0.893211, SER=0.127024, DW=1.59225, Durbin's h=1.12696
199 DI=EXP(-0.377822+0.546816*LOG(DI(-1)/CPI(-1))+0.173428*LOG(GDP))*CPI
(-3.14287) (6.81157) (4.49018)
70-95, R²= 0.991545, SER=0.011288, DW=1.86055, Durbin's h=0.370268

定義式は以下に示す234本である。

1 MOAG=(TLAG-GEAG)*EXP(LSHOAG+RMOHOAG)/(EXP(LSHOAG)*(1+EXP(RMOHOAG))+EXP(LSELAG))
2 HOAG=(TLAG-GEAG)*EXP(LSHOAG)/(EXP(LSHOAG)*(1+EXP(RMOHOAG))+EXP(LSELAG))
3 ELAG=(TLAG-GEAG)*EXP(LSELAG)/(EXP(LSHOAG)*(1+EXP(RMOHOAG))+EXP(LSELAG))
4 IAG=(CIFCL/CIFCL0*CLAG+PFAWP/PFAWP0*MOAG+PFCWP/PFCWP0*HOAG+PELDR/PELDR0*ELAG)*100
/(CLAG+MOAG+HOAG+ELAG)
5 TLAG=XAG*EXP(LGTLAG)
6 MOMI=TLMI*EXP(LSHOMI+RMOHOMI)
/((CLMI+CKMI)/TLMI+EXP(LSHOMI)*(1+EXP(RMOHOMI))+EXP(LSELMI))
7 HOMI=TLMI*EXP(LSHOMI)/((CLMI+CKMI)/TLMI+EXP(LSHOMI)*(1+EXP(RMOHOMI))+EXP(LSELMI))
8 ELMI=TLMI*EXP(LSELMI)/((CLMI+CKMI)/TLMI+EXP(LSHOMI)*(1+EXP(RMOHOMI))+EXP(LSELMI))
9 EAMI=ELMI*EXP(LSEAMI)
10 IMI=(CIFCL/CIFCL0*CLMI+ICK/ICK0*CKMI+PFAWP/PFAWP0*MOMI+PFCWP/PFCWP0*HOMI
+PELDR/PELDR0*ELMI)*100
/(CLMI+CKMI+MOMI+HOMI+ELMI)
11 TLMI=XMI*EXP(LGTLMI)
12 MOCS=TLCS*EXP(LSMOCS)/(EXP(LSHOCS)+EXP(LSMOCS)+EXP(LSELCS))
13 HOCS=TLCS*EXP(LSHOCS)/(EXP(LSHOCS)+EXP(LSMOCS)+EXP(LSELCS))
14 ELCS=TLCS*EXP(LSELCS)/(EXP(LSHOCS)+EXP(LSMOCS)+EXP(LSELCS))
15 TLCS=EXP(LTLCS)
16 ICS=(PFAWP/PFAWP0*MOCS+PFCWP/PFCWP0*HOCS+PELDR/PELDR0*ELCS)*100/(MOCS+HOCS+ELCS)
17 MOFD=(TLFD-CLFD-CKFD-ELFD)*EXP(LSMOFD)/(EXP(LSMOFD)*(1+EXP(-RMOHOFD))+EXP(LSTGFD))
18 HOFD=(TLFD-CLFD-CKFD-ELFD)*EXP(LSMOFD-RMOHOFD)
/(EXP(LSMOFD)*(1+EXP(-RMOHOFD))+EXP(LSTGFD))
19 TGFD=(TLFD-CLFD-CKFD-ELFD)*EXP(LSTGFD)/(EXP(LSMOFD)*(1+EXP(-RMOHOFD))+EXP(LSTGFD))
20 ELFD=TLFD*0.6*EXP(RSELD)/((1+EXP(RSELD))
21 EAFD=ELFD*EXP(LSEAFD)
22 TLFD=XFD*EXP(LGTLFD)
23 IFD=(CIFCL/CIFCL0*CLFD+ICK/ICK0*CKFD+PFAWP/PFAWP0*MOFD+PFCWP/PFCWP0*HOFD
+PTGWP/PTGWP0*TGFD+PELDR/PELDR0*ELFD)*100/(CLFD+CKFD+MOFD+HOFD+TGFD+ELFD)
24 MOTX=(TLTX-CLTX-RETXX-OOTX)*EXP(LSMOTX)
/(EXP(LSMOTX)*(1+EXP(-RMOHOTX))+EXP(LSTGTXX)+EXP(LSELTX))
25 HOTX=(TLTX-CLTX-RETXX-OOTX)*EXP(LSMOTX-RMOHOTX)
/(EXP(LSMOTX)*(1+EXP(-RMOHOTX))+EXP(LSTGTXX)+EXP(LSELTX))
26 OOTX=EXP(LOOTX)

27 TBTX=(TLTX-CLTX-RETX-OOTX)*EXP(LSTGTGX)
 (EXP(LSMOTX)*(1+EXP(-RMOHOTX))+EXP(LSTGTGX)+EXP(LSELTX))

28 ELTX=(TLTX-CLTX-RETX-OOTX)*EXP(LSELTX)
 / (EXP(LSMOTX)*(1+EXP(-RMOHOTX))+EXP(LSTGTGX)+EXP(LSELTX))

29 TLTX=XTX*EXP(LTTLTX)

30 ITX=(CIFCL/CIFCL0*CLTX+PFAWP/PFAWP0*MOTX+PFCWP/PFCWP0*HOTX+CIFPG/CIFPG0*OOTX
 +PTGWP/PTGWP0*TGTX+PELDR/PELDR0*ELTX)*100/(CLTX+MOTX+HOTX+OOTX+TGTX+ELTX)

31 CLPA=(TLPA*0.9-REPA)*EXP(LSTHPA)
 / (1+EXP(-RCLHOPA)) / (EXP(LSTHPA)+EXP(LSMOPA)+EXP(LSOOPA)+EXP(LSELPA))

32 MOPA=(TLPA*0.9-REPA)*EXP(LSMOPA)
 / (EXP(LSTHPA)+EXP(LSMOPA)+EXP(LSOOPA)+EXP(LSELPA))

33 HOPA=(TLPA*0.9-REPA)*EXP(LSTHPA) / (1+EXP(RCLHOPA))
 / (EXP(LSTHPA)+EXP(LSMOPA)+EXP(LSOOPA)+EXP(LSELPA))

34 OOPA=(TLPA*0.9-REPA)*EXP(LSOOPA)
 / (EXP(LSTHPA)+EXP(LSMOPA)+EXP(LSOOPA)+EXP(LSELPA))

35 TGPA=TLPA*0.1

36 ELPA=(TLPA*0.9-REPA)*EXP(LSELPA)
 / (EXP(LSTHPA)+EXP(LSMOPA)+EXP(LSOOPA)+EXP(LSELPA))

37 EAPA=ELPA*EXP(LSEAPA)

38 TLPA=XPA*EXP(LGTLPA)

39 IPA=(CIFCL/CIFCL0*CLPA+PFAWP/PFAWP0*MOPA+PFCWP/PFCWP0*HOPA+CIFPG/CIFPG0*OOPA
 +PTGWP/PTGWP0*TGPA+PELDR/PELDR0*ELPA)*100/(CLPA+MOPA+HOPA+OOPA+TGPA+ELPA)

40 CLCH=(TLCH-CRCH-RECH)*EXP(LSCLCH) / (EXP(LSCLCH)*(1+EXP(RCLHOCH))+EXP(LSCKCH)
 +EXP(LSMOCH)+EXP(LSOOCH)*(1+EXP(RLOOCH))+EXP(LSNGCH)+EXP(LSTGCH)+EXP(LSELCH))

41 CKCH=(TLCH-CRCH-RECH)*EXP(LSCKCH) / (EXP(LSCLCH)*(1+EXP(RCLHOCH))+EXP(LSCKCH)
 +EXP(LSMOCH)+EXP(LSOOCH)*(1+EXP(RLOOCH))+EXP(LSNGCH)+EXP(LSTGCH)+EXP(LSELCH))

42 LOCH=(TLCH-CRCH-RECH)*EXP(LSOOCH+RLOOCH) / (EXP(LSCLCH)*(1+EXP(RCLHOCH))+EXP(LSCKCH)
 +EXP(LSMOCH)+EXP(LSOOCH)*(1+EXP(RLOOCH))+EXP(LSNGCH)+EXP(LSTGCH)+EXP(LSELCH))

43 MOCH=(TLCH-CRCH-RECH)*EXP(LSMOCH) / (EXP(LSCLCH)*(1+EXP(RCLHOCH))+EXP(LSCKCH)
 +EXP(LSMOCH)+EXP(LSOOCH)*(1+EXP(RLOOCH))+EXP(LSNGCH)+EXP(LSTGCH)+EXP(LSELCH))

44 HOCH=(TLCH-CRCH-RECH)*EXP(LSCLCHRCLHOCH) / (EXP(LSCLCH)*(1+EXP(RCLHOCH))+EXP(LSCKCH)
 +EXP(LSMOCH)+EXP(LSOOCH)*(1+EXP(RLOOCH))+EXP(LSNGCH)+EXP(LSTGCH)+EXP(LSELCH))

45 OOCH=(TLCH-CRCH-RECH)*EXP(LSOOCH) / (EXP(LSCLCH)*(1+EXP(RCLHOCH))+EXP(LSCKCH)
 +EXP(LSMOCH)+EXP(LSOOCH)*(1+EXP(RLOOCH))+EXP(LSNGCH)+EXP(LSTGCH)+EXP(LSELCH))

46 NGCH=(TLCH-CRCH-RECH)*EXP(LSNGCH) / (EXP(LSCLCH)*(1+EXP(RCLHOCH))+EXP(LSCKCH)
 +EXP(LSMOCH)+EXP(LSOOCH)*(1+EXP(RLOOCH))+EXP(LSNGCH)+EXP(LSTGCH)+EXP(LSELCH))

47 TGCH=(TLCH-CRCH-RECH)*EXP(LSTGCH) / (EXP(LSCLCH)*(1+EXP(RCLHOCH))+EXP(LSCKCH)
 +EXP(LSMOCH)+EXP(LSOOCH)*(1+EXP(RLOOCH))+EXP(LSNGCH)+EXP(LSTGCH)+EXP(LSELCH))

48 ELCH=(TLCH-CRCH-RECH)*EXP(LSELCH) / (EXP(LSCLCH)*(1+EXP(RCLHOCH))+EXP(LSCKCH)
 +EXP(LSMOCH)+EXP(LSOOCH)*(1+EXP(RLOOCH))+EXP(LSNGCH)+EXP(LSTGCH)+EXP(LSELCH))

49 EACH=ELCH*EXP(LSEACH)

50 TLCH=XCH*EXP(LGTLCH)

51 ICH=(CIFCL/CIFCL0*CLCH+ICK/ICK0*CKCH+PNAWP/PNAWP0*(CRCH+LOCH)+PFAWP/PFAWP0*MOCH
 +PFCWP/PFCWP0*HOCH+CIFPG/CIFPG0*OOCH+CIFNG/CIFNG0*NGCH+PTGWP/PTGWP0*TGCH
 +PELDR/PELDR0*ELCH)*100/(CLCH+CKCH+CRCH+LOCH+MOCH+HOCH+OOCH+NGCH+TGCH+ELCH)

52 CLCE=TLCE*0.5

53 CKCE=(TLCE-CLCE)*EXP(LSCKCE) / (EXP(LSCKCE)+EXP(LSMOCE)+EXP(LSHOCE)+EXP(LSOOCE)
 +EXP(LSTGCE)+EXP(LSELCE))

54 MOCE=(TLCE-CLCE)*EXP(LSMOCE) / (EXP(LSCKCE)+EXP(LSMOCE)+EXP(LSHOCE)+EXP(LSOOCE)
 +EXP(LSTGCE)+EXP(LSELCE))

55 HOCE=(TLCE-CLCE)*EXP(LSHOCE) / (EXP(LSCKCE)+EXP(LSMOCE)+EXP(LSHOCE)+EXP(LSOOCE)
 +EXP(LSTGCE)+EXP(LSELCE))

56 OOCCE=(TLCE-CLCE)*EXP(LSOOCE) / (EXP(LSCKCE)+EXP(LSMOCE)+EXP(LSHOCE)+EXP(LSOOCE)
 +EXP(LSTGCE)+EXP(LSELCE))

57 TGCE=(TLCE-CLCE)*EXP(LSTGCE) / (EXP(LSCKCE)+EXP(LSMOCE)+EXP(LSHOCE)+EXP(LSOOCE)
 +EXP(LSTGCE)+EXP(LSELCE))

58 ELCE=(TLCE-CLCE)*EXP(LSELCE) / (EXP(LSCKCE)+EXP(LSMOCE)+EXP(LSHOCE)+EXP(LSOOCE)
 +EXP(LSTGCE)+EXP(LSELCE))

59 EACE=ELCE*EXP(LSEACE)

60 TLCE=EXP(LTLCE)

61 ICE=(CIFCL/CIFCL0*CLCE+ICK/ICK0*CKCE+PFAWP/PFAWP0*MOCE+PFCWP/PFCWP0*HOCE
 +CIFPG/CIFPG0*OOCE+PTGWP/PTGWP0*TGCE+PELDR/PELDR0*ELCE)*100
 / (CLCE+CKCE+MOCE+HOCE+OOCE+TGCE+ELCE)

62 CLIR=(TLIR-NGTR)*EXP(LSCTIR) / (1+EXP(RCLCKIR)) / (EXP(LSCTIR)
 +EXP(LSHOIR)*(1+EXP(RMOHOIR))+EXP(LSOOIR)+EXP(LSTGIR)+EXP(LSELIR))

63 CKIR=(TLIRNGTR)*EXP(LSCTIR) / (1+EXP(RCLCKIR)) / (EXP(LSCTIR)
 +EXP(LSHOIR)*(1+EXP(RMOHOIR))+EXP(LSOOIR)+EXP(LSTGIR)+EXP(LSELIR))

64 MOIR=(TLIRNGTR)*EXP(LSHOIR+RMOHOIR) / (EXP(LSCTIR)
 +EXP(LSHOIR)*(1+EXP(RMOHOIR))+EXP(LSOOIR)+EXP(LSTGIR)+EXP(LSELIR))

65 HOIR=(TLIR-NGTR)*EXP(LSHOIR) / (EXP(LSCTIR)+EXP(LSHOIR)*(1+EXP(RMOHOIR))
 +EXP(LSOOIR)+EXP(LSTGIR)+EXP(LSELIR))

66 OOIR=(TLIR-NGTR)*EXP(LSOOIR) / (EXP(LSCTIR)+EXP(LSHOIR)*(1+EXP(RMOHOIR))
 +EXP(LSOOIR)+EXP(LSTGIR)+EXP(LSELIR))

67 TGIR=(TLIR-NGTR)*EXP(LSTGIR) / (EXP(LSCTIR)+EXP(LSHOIR)*(1+EXP(RMOHOIR))
 +EXP(LSOOIR)+EXP(LSTGIR)+EXP(LSELIR))

68 ELIR=(TLIR-NGTR)*EXP(LSELIR) / (EXP(LSCTIR)+EXP(LSHOIR)*(1+EXP(RMOHOIR))
 +EXP(LSOOIR)+EXP(LSTGIR)+EXP(LSELIR))

69 EAIR=ELIR*EXP(LSEAIR)

70 TLPM=XPM*EXP(LGTLPM)

71 IPM=(CIFCL/CIFCL0*(CLIR+CLAL)+ICK/ICK0*(CKIR+CKAL)+PFAWP/PFAWP0*(MOIR+MOAL)
 +PFCWP/PFCWP0*(HOIR+HOAL)+CIFPG/CIFPG0*(OOIR+OOAL)+CIFNG/CIFNG0*NGIR
 +PTGWP/PTGWP0*(TGIR+TGAL)+PELDR/PELDR0*(ELIR+ELAL))*100
 / (CLIR+CLAL+CKIR+CKAL+MOIR+MOAL+HOIR+HOAL+OOIR+OOAL+NGIR+TGIR+TGAL+ELIR+ELAL)

72 TLIR=TLPM*0.917

73 CKAL=TLAL*EXP(LSCKAL)

74 MOAL=TLAL-CLAL-CKAL-HOAL-OOAL-TGAL-ELAL-REAL

75 HOAL=TLAL*EXP(LSHOAL)

76 OOAL=TLAL*EXP(LSOOAL)

77 TGAL=TLAL*EXP(LSTGAL)

78 ELAL=TLAL*EXP(LSELAL)

79 EAAL=ELAL*EXP(LSEAAAL)

80 TLAL=TLPM*0.083

81 CKMA=(TLMA-CLMA)*EXP(LSCKMA)
 / (EXP(LSCKMA)+EXP(LSMOMA)*(1+EXP(-RMOTGMA))+EXP(LSHOMA)+EXP(LSOOMA)+EXP(LSELMA))

82 MOMA=(TLMA-CLMA)*EXP(LSMOMA)
 / (EXP(LSCKMA)+EXP(LSMOMA)*(1+EXP(-RMOTGMA))+EXP(LSHOMA)+EXP(LSOOMA)+EXP(LSELMA))

83 HOMA=(TLMA-CLMA)*EXP(LSHOMA)
 / (EXP(LSCKMA)+EXP(LSMOMA)*(1+EXP(-RMOTGMA))+EXP(LSHOMA)+EXP(LSOOMA)+EXP(LSELMA))

84 OOMA=(TLMA-CLMA)*EXP(LSOOMA)
 / (EXP(LSCKMA)+EXP(LSMOMA)*(1+EXP(-RMOTGMA))+EXP(LSHOMA)+EXP(LSOOMA)+EXP(LSELMA))

85 TGMA=(TLMA-CLMA)*EXP(LSMOMA-RMOTGMA)
 / (EXP(LSCKMA)+EXP(LSMOMA)*(1+EXP(RMOTGMA))+EXP(LSHOMA)+EXP(LSOOMA)+EXP(LSELMA))

86 ELMA=(TLMA-CLMA)*EXP(LSELMA)
 / (EXP(LSCKMA)+EXP(LSMOMA)*(1+EXP(-RMOTGMA))+EXP(LSHOMA)+EXP(LSOOMA)+EXP(LSELMA))

87 EAMA=ELMA*0.05*EXP(RSEAMA) / (1+EXP(RSEAMA))

88 TLMA=EXP(LTLMA)

89 IMA=(CIFCL/CIFCL0*CLMA+ICK/ICK0*CKMA+PFAWP/PFAWP0*MOMA+PFCWP/PFCWP0*HOMA
 +CIFPG/CIFPG0*OOMA+PTGWP/PTGWP0*TGMA+PELDR/PELDR0*ELMA)*100

/ (CLMA+CKMA+MOMA+HOMA+OOMA+TGMA+ELMA)
 90 CKOT=(TLOT-CLOT-TGOT)*EXP(LSCKOT)/(EXP(LSCKOT)+EXP(LSLOOT)
 +EXP(LSMOOT)*(1+EXP(RMOHOOT))+EXP(LSOOOT)+EXP(LSNGOT)+EXP(LSELOT))
 91 LOOT=(TLOT-CLOT-TGOT)*EXP(LSLOOT)/(EXP(LSCKOT)+EXP(LSLOOT)
 +EXP(LSMOOT)*(1+EXP(-RMOHOOT))+EXP(LSOOOT)+EXP(LSNGOT)+EXP(LSELOT))
 92 MOOT=(TLOT-CLOT-TGOT)*EXP(LSMOOT)/(EXP(LSCKOT)+EXP(LSLOOT)
 +EXP(LSMOOT)*(1+EXP(-RMOHOOT))+EXP(LSOOOT)+EXP(LSNGOT)+EXP(LSELOT))
 93 HOOT=(TLOT-CLOT-TGOT)*EXP(LSMOOT-RMOHOOT)/(EXP(LSCKOT)+EXP(LSLOOT)
 +EXP(LSMOOT)*(1+EXP(-RMOHOOT))+EXP(LSOOOT)+EXP(LSNGOT)+EXP(LSELOT))
 94 OOOT=(TLOT-CLOT-TGOT)*EXP(LSOOOT)/(EXP(LSCKOT)+EXP(LSLOOT)
 +EXP(LSMOOT)*(1+EXP(-RMOHOOT))+EXP(LSOOOT)+EXP(LSNGOT)+EXP(LSELOT))
 95 NGOT=(TLOT-CLOT-TGOT)*EXP(LSNGOT)/(EXP(LSCKOT)+EXP(LSLOOT)
 +EXP(LSMOOT)*(1+EXP(-RMOHOOT))+EXP(LSOOOT)+EXP(LSNGOT)+EXP(LSELOT))
 96 ELOT=(TLOT-CLOT-TGOT)*EXP(LSELOT)/(EXP(LSCKOT)+EXP(LSLOOT)
 +EXP(LSMOOT)*(1+EXP(-RMOHOOT))+EXP(LSOOOT)+EXP(LSNGOT)+EXP(LSELOT))
 97 EACT=ELOT*EXP(LSEAO)
 98 TLOT=EXP(LTLOT)
 99 IOT=(CIFCL/CIFCL0*CLOT+ICK/ICK0*CKOT+PNAWP/PNAWP0*LOOT+PFAWP/PFAWP0*MOOT
 +PFCWP/PFCWP0*HOOT+CIFPG/CIFPG0*OOOT+CIFNG/CIFNG0*NGOT+PTGWP/PTGWP0*TGOT
 +PELDR/PELDR0*ELOT)*100/(CLOT+CKOT+LOOT+MOOT+HOOT+OOOT+NGOT+TGOT+ELOT)
 100 TLMC=TLCMC+TLCMH+TLCMW+TLCMK+TLCMM
 101 ELCMC=ELCMC+ELCMH+ELCMW+ELCMK+ELCMM
 102 TGCMC=0.3*TLCMC/(1+EXP(-RTGCMC))
 103 TGMCH=TGOLCMH*OLCMH
 104 TGMW=TGOLCMW*OLCMW
 105 OLCMW=TLCMW-TGCMW-CLCMW-GECM-SLCM-HECM
 106 CLCMK=TLCMK-TGCMK
 107 HECM=TLCMW*(1+EXP(-RHECMW))
 108 ELCM=ELCMC+ELCMH+ELCMM
 109 OLCM=OLCMC+OLCMH+OLCMW
 110 TGCM=TGCMC+TGMCH+TGMW+TGCMK
 111 CKCM=CLCMH+CLCMW+CLCMK
 112 EPCM=ELCM-EACM
 113 ICMHR=(ELCMH*PELCM/PELCM0+TGMH*PTGWP/PTGWP0+OLCMH*PFAWP/PFAWP0+CLCMH*ICK/ICK0)
 /TLCMH/WPI*10000
 114 ICMCR=(ELCMC*PELCM/PELCM0+TGCMC*PTGWP/PTGWP0+OLCMC*PFAWP/PFAWP0)/TLCMC/WPI*10000
 115 ICMWR=(OLCMW*PFAWP/PFAWP0+TGMW*PTGWP/PTGWP0+CLCMW*ICK/ICK0)
 / (TGMW+OLCMW+CLCMW)/WPI*10000
 116 TGRUW=TLRUW-ELRUW-PGRUW-MORUW-(RERE+HERE)/SETAI*10
 117 TGRUK=TLRUK*0.3856
 118 PGRUH=TLRUH-ELRUH-TGRUH-MORUH-WORUH
 119 PGRUK=TLRUK-TGRUK
 120 PREK=(PTGCP*TGRUK+PPGRE*PGRUK)/TLRUK
 121 TLRE=(TLRUH+TLRUC+TLRUW+TLRUK+TLRUM)*SETAI/10
 122 OLRE=(MORUH+MORUW+PGRUH+PGRUW+PGRUK)*SETAI/10
 123 MORE=(MORUH+MORUW)*SETAI/10
 124 TGRE=(TGRUH+TGRUW+TGRUK)*SETAI/10
 125 ELRE=(ELRUH+ELRUC+ELRUW+ELRUM)*SETAI/10
 126 EPRE=ELRE-EARE
 127 EARE=PHOTOVOL*8.6E-5*8760*0.10
 128 RERE=SLRE+WORE
 129 GATR=GAPSC+GACGC
 130 GOTR=GOPSC+GOCGC+GOPSR
 131 OLTR=GATR+GOTR+HOTR+JETR+OOTR

132 EPTR=ELTR-EATR
 133 TLTR=CLTR+CKTR+GATR+GOTR+HOTR+OOTR+JETR+NGTR+ELTR
 134 HOPU=OLPU*0.95
 135 HOAX=OLAX*0.76
 136 PCRIN=(CIFCR+TMCR+TOI2)*(1+TGI,100)/9.25
 137 PCLAV=PCLDP*(1-SCLIMPU)+CIFCL*SCLIMPU
 138 UCTL=UCFU+UCLA+UCCA+UCRP+UCOT
 139 PCLCA=PCLPU/6500
 140 PNGCA=CIFNG/13100
 141 PCRCA=PCRIN/1000
 142 UCTH=(PCLCA*CLPU+PNGCA*NGPU+PCRCA*OLPU)/DELTL
 143 NUPU=-22.5*HELNU
 144 HDPU=-22.5*HELHD
 145 CRPU=(OTPU-REPU)/(1+EXP(-RCROLPU))
 146 OLPU=(OTPU-REPU)/(1+EXP(RCROLPU))
 147 GEPU=-HELTL*SHGE*CONV/100
 148 SHOT=1-SHCL-SHNG-SHOG-SHGE-(HELHD+HELNU)/HELTL
 149 NGTG=1/(1+EXP(-RNGTG))*TTTG
 150 CKTG=1/(1+EXP(-RCKTG))*TTTG
 151 LOTG=1/(1+EXP(-RLOTG))*TTTG
 152 OOTG=TTTG-CKTG-NGTG-LOTG-CRTG
 153 OLTG=LOTG+OOTG
 154 PTLTG=(CIFCG/7200*CKTG+PCRIN/1000*CRTG+CIFNA/8000*LOTG+CIFPG/12000*OOTG
 +CIFNG/13000*NGTG)/TTTG
 155 CTLTG=(GCFUTG+GCLATG)*TGFI*10+CCPTG
 156 CLCK=TYCK-OLCK
 157 CLFI=CLIN+CLCM+CLRE+CLTR
 158 CKFI=CKIN+CKCM+CKRE+CKTR
 159 OLFY=OLIN+OLCM+OLRE+OLTR+OONE
 160 LOFI=LOIN+GATR+JETR
 161 MOFI=MOIN+MOCM+MORE+GOTR+FATR
 162 HOFI=HOIN+HOCM+HOTR-FATR
 163 OOFI=OLFI-LOFI-MOFI-HOFI
 164 NGFI=NGIN+NGTR
 165 TGFI=TGIN+TGCM+TGRE
 166 GEFI=GEIN+GECM
 167 REFI=REIN+RECM+RERE
 168 ELFI=ELIN+ELCM+ELRE+ELTR
 169 EPFI=EPIN+EPCM+EPRE+EPTR
 170 EAFI=EAIN+EACM+EATR+PHOTOVOL*8.6E-5*8760*0.10
 171 HEFI=HECM+HERE
 172 TLFI=TLIN+TLCM+TLRE+TLTR+OONE
 173 FATR=HOTR*0.5
 174 CKPR=CKIM+CKEX+CKIV
 175 OLPR=OLIM+OLEX+OLIV
 176 REPR=-REPU-REAX-RESD+REFI
 177 GEPR=-GEPU-GEAX+GEFI
 178 HDPR=-HDPU-HDAX
 179 NUPR=-NUPU-NUAX
 180 TLPR=CLPR+CKPR+CRPR+OLPR+NGPR+REPR+GEPR+HDPR+NUPR
 181 CLGP=CLPR-CLEX-CLIV
 182 CKGP=CKIM
 183 CRGP=CRPR-CRIV
 184 OLGP=OLPR-OLEX-OLIV

185 NGGP=NGPF-NGIV
 186 HDGP=HDPR
 187 NUGP=NUPP
 188 REGP=REPR
 189 GEGP=GEPF
 190 TLGP=CLGP+CKGP+CPGP+OLGP+NGGP+REGP+GEGP+HDGP+NUGP
 191 DEN2=ELFI/TLFI
 192 DEN1 = -(CLPU+CKPU+CRPU+OLPU+NGPU+HGPU+NUPU+GEPU+REPU+TTAX)/TLGP
 193 CLAX=TTAX-CKAX-OLAX-NGAX-HDAX-NUAX-GEAX-REAX
 194 CO2CKUN=(-CLCK*0.09900-OLCK*0.10612)*0.95/CKCK
 195 CO2TGUN=(CKTG*CO2CKUN-LOTG*0.07605-OOTG*0.06833-NGTG*0.05639)/(TGFI-TGHE)
 196 CO2EPUN=CO2TLPU*(EPFI/8.6)*100
 197 CO2CLPU=-CLPU*(0.10422*(1-SCLIMPU)+0.10344*SCLIMPU)-CKPU*CO2CKUN
 198 CO2OLPU=-CRPU*0.07811-OLPU*0.08180
 199 CO2NGPU=-NGPU*0.05639
 200 CO2CLAX=-CLAX*0.10344-CKAX*CO2CKUN
 201 CO2OLAX=-OLAX*0.08180
 202 CO2NGAX=-NGAX*0.05639
 203 CO2CLHE=-CLHE*0.10344
 204 CO2OLHE=-OLHE*0.08180
 205 CO2NGHE=-TGHE*CO2TGUN
 206 CO2CLCK= CKSC*CO2CKUN
 207 CO2LRF=-CRRF*0.07811-LORF*0.07658-MORF*0.07911-HORF*0.08180
 208 - (LORF-LORF-MORF-HORF)*0.06833-OLSC*0.05924
 CO2CLIN=CLIN*0.10344+CKIN*CO2CKUN
 209 CO2OLIN=CRCH*0.07811+(LGIN-LOCH*0.8)*0.07605+MOIN*0.07839+HOIN*0.08180
 210 +(OOIN-OOCH*0.8)*0.06833
 CO2NGIN=NGIN*0.05639+TGIN*CO2TGUN
 211 CO2CLCM=CLCM*0.10344+CKCM*CO2CKUN
 212 CO2OLCM=OLCM*0.07911
 213 CO2NGCM=NGCM*0.05639+TGCM*CO2TGUN
 214 CO2CLRE=CLRE*0.10344+CKRE*CO2CKUN
 215 CO2OLRE=MORE*0.07748+(OLRE-MORE)*0.06833
 216 CO2NGRE=NGRE*CO2TGUN
 217 CO2CLTR=CLTR*0.10422+CKTR*CO2CKUN
 218 CO2OLTR=GATR*0.07658+GOTR*0.07839+HOTR*0.07911+OOTR*0.06833+JETR*0.07665
 219 CO2OLNE=OONE*0.2*0.08047
 220 CO2CLRC=CO2CLCM+CO2CLRE
 221 CO2OLRC=CO2OLCM+CO2OLRE
 222 CO2NGRC=CO2NGCM+CO2NGRE
 223 CO2CLTL=CO2CLIN+CO2CLCM+CO2CLRE+CO2CLTR+CO2CLPU+CO2CLAX+CO2CLHE+CO2CLCK
 224 CO2OLTL=CO2OLIN+CO2OLCM+CO2OLRE+CO2OLTR+CO2OLPU+CO2OLAX+CO2OLHE+CO2OLRF+CO2OLNE
 225 CO2NGTL=CO2NGIN+CO2NGCM+CO2NGRE+CO2NGPU+CO2NGAX+CO2NGHE
 226 CO2TLPU=CO2CLPU+CO2OLPU+CO2NGPU
 227 CO2TLAX=CO2CLAX+CO2OLAX+CO2NGAX
 228 CO2TLHE=CO2CLHE+CO2OLHE+CO2NGHE
 229 CO2TLIN=CO2CLIN+CO2OLIN+CO2NGIN
 230 CO2TLCM=CO2CLCM+CO2OLCM+CO2NGCM
 231 CO2TLRE=CO2CLRE+CO2OLRE+CO2NGRE
 232 CO2TLRC=CO2CLRC+CO2OLRC+CO2NGRC
 233 CO2TLTR=CO2CLTR+CO2OLTR
 234 CO2TLTL=CO2CLTL+CO2OLTL+CO2NGTL

研究業績

A. 雑誌等の査読付き原著論文 (○は本論文に関連するもの)

- [1] 永田豊: エネルギー原単位の日米比較, エネルギー・資源学会誌, Vol. 14, No. 6, pp. 574-581, 1993年11月.
- [2] K. Yamaji, R. Matsuhashi, Y. Nagata and Y. Kaya: A study on economic measures for CO₂ reduction in Japan, Energy Policy, Vol. 21, No. 2, pp. 123-132, 1993年2月.
- [3] 永田豊: エネルギー間競争モデル, 電力経済研究, No. 35, pp. 93-105, 1995年12月.
- [4] 後藤和夫, 内山洋司, 永田豊, 藤井靖彦: 電源構成を考慮した太陽光発電の導入評価分析, 電気学会論文誌B, Vol. 115, No. 12, pp. 1438-1446, 1995年12月.
- [5] Y. Nagata: The US/Japan comparison of energy intensity. Estimating the real gap, Energy Policy, Vol. 25, No. 7-9, pp. 683-691, 1997年7月.
- [6] 高橋雅仁, 浅野浩志, 永田豊: 生産習熟効果を考慮した統合型資源計画モデルによる蓄熱式空調機器の普及規模と費用対効果の分析, 電気学会論文誌B, Vol. 119, No. 2, pp. 268-275, 1999年2月.

B. その他の論文・報告書等

- [1] 永田豊, 山地憲治, 櫻井紀久: 課徴金によるCO₂抑制効果と経済的影響の分析, 電力中央研究所報告, Y91002, 1991年8月.
- [2] Y. Nagata: Comparative Analysis of Energy Intensity between the U.S. and Japan, CRIEPI Report, pp.9, 1993年6月.
- [3] 永田豊: 自然エネルギーの将来展望と原子力とのベストミックス, 日本原子力学会誌, Vol. 36, No. 9, pp. 815-820, 1994年9月.
- [4] 永田豊, 内山洋司: 民生部門における機器効率化による省電力効果, 電力中央研究所報告, Y95001, 1995年7月.

[5] 永田豊：蓄熱空調システムの将来の普及規模，エネルギー・資源学会誌，Vol. 18, No. 4, pp. 381-385, 1997年7月.

[6] 永田豊，高橋雅仁，内山洋司：民生部門の負荷平準化技術の導入効果，電力中央研究所報告，Y96010, 1997年9月.

C. 学会発表

[1] 永田豊，山地憲治，櫻井紀久：CO₂抑制策の日本経済への影響—課徴金補助金に関するシミュレーション解析—，エネルギー・資源学会第7回エネルギーシステム・経済コンファレンス，東京，1991年1月.

[2] 松橋隆治，石谷久，茅陽一，永田豊，山地憲治：日本におけるCO₂低減策のコストベネフィット分析，エネルギー・資源学会第7回エネルギーシステム・経済コンファレンス，東京，1991年1月.

[3] 内山洋司，永田豊，山本博巳：エネルギー収支分析と電源構成からみた将来のCO₂排出量，エネルギー・資源学会第7回エネルギーシステム・経済コンファレンス，東京，1991年1月.

[4] 永田豊：エネルギー原単位の日米比較，エネルギー・資源学会第9回エネルギーシステム・経済コンファレンス，東京，1993年1月.

[5] 永田豊，服部恒明，加藤久和，岩野優子，若林雅代：高齢化社会の到来を踏まえた経済・エネルギー需給見通し，エネルギー・資源学会第11回エネルギーシステム・経済コンファレンス，東京，1995年2月.

[6] 永田豊，内山洋司：民生部門の機器効率化による省電力ポテンシャル，エネルギー・資源学会第12回エネルギーシステム・経済コンファレンス，東京，1996年2月.

[7] 永田豊，高橋雅仁，内山洋司：機器効率化によるDSMプログラムの最適導入規模，エネルギー・資源学会第14回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス，東京，1998年1月.【本発表にて第2回茅奨励賞を受賞】

[8] 永田豊，T. Y. Jung：エネルギー効率の日韓比較，エネルギー・資源学会第15回エネルギーシステム・経済・環境コンファレンス，東京，1999年1月.

D. 国際会議

[1] Y. Nagata, O. Kumakura, Y. Fujii and I. Matsukawa: Modeling Inter-fuel Competition in Japan, Joint IFAC/IFORS/IAEE International Symposium on Energy Systems, Management and Economics (ESME89), Tokyo, 1989年10月.

[2] Y. Uchiyama and Y. Nagata: Economic Analysis of the Energy Storage Technologies in the Electric Generation Mix, IFAC/IFORS/IAEE International Symposium on Energy Systems, Management and Economics (ESME89), Tokyo, 1989年10月.

[3] M. Takahashi, Y. Nagata and Y. Uchiyama: Economic impact of thermal storage equipment on the generating cost in Japan, IEW/JSER International Conference on Energy, Economy, and Environment, Osaka, 1996年6月.

[4] M. Takahashi, H. Asano and Y. Nagata: Optimal Penetration Policy and Cost-Effectiveness of Demand-side Technologies in an Electric Power System by Integrated Resource Planning Model, IAEE 19th Annual North American Conference, Albuquerque, 1998年10月.

[5] C. Murakoshi, Y. Nagata, H. Nakagami and Y. Noguchi: Revision of Japanese Appliance Energy Efficiency Standards -A New Top-Runner Approach-, European Council for an Energy-Efficient Economy Summer Study 1999, Mandelieu, 1999年6月 (予定).