

電気事業に関する政策制度変更の定量的影響分析

2005年11月

戒能 一成 (C)*

要 旨

電力取引自由化などの電気事業に関する政策制度の変更が、電気料金・電力価格に与える影響や電力需給に与える影響を定量的に分析・評価する上では、発電・送変配電から販売管理に至る各種の設備投資に関する経営判断や操業費用に関する経営判断についての電気事業者の対応を分析・評価することが必要である。

本稿では、地域別の一般電気事業者の各種の費用構成や設備容量の推移を財務諸表などの公開文献を用いたモデルにより再構成し、電気事業に関する政策制度の変更により電気事業者の経営判断における対応がどのように変化し、当該対応が具体的に各種の費用構成や設備容量にどの程度の定量的影響をもたらしたのかを実証的に分析し、いわゆる「規制緩和による経済効果」を定量的・実証的に分析・評価することを試みた。

当該分析・評価の結果、1990年代後半において行われた電気事業に関する一連の政策制度の変更により、設備投資面の効果で年約1.5兆円相当、遊休発電設備処分・販売管理費節減・他社購入電力費削減など操業費用面の効果で年約0.6兆円相当の経済効果が生じたものと推定された。これらの効果によりkWh当の実質価格で短期的に約0.7円、長期的に約2.5円相当の費用が引下げられたものと評価された。さらに、過去15年間でのkWh当約2.6円、15%相当の電気料金引下げのうち2003年度時点で約54%が政策制度変更の影響であり、その残余は長期金利の低下や電力需要の伸び率鈍化など政策制度と無関係な外的要因によるものと評価された。

一方、設備容量変化が電力の安定供給に与える影響については、当該設備投資の抑制や遊休発電設備の処分が電力の安定供給に与える影響は現状では無視できる程度に小さく、大規模停電などの障害を引起す可能性は極めて小さいと評価された。

キーワード: 電気事業者、電気料金・電力価格、発送配電費用

JEL Classification: D21, D46, Q40

* 本資料中の分析・試算結果等は筆者個人の見解を示すものであって、筆者が現在所属する独立行政法人経済産業研究所などの組織の見解を示すものではないことに注意ありたい。

2005年4月公表の本稿においては計算上の誤りがあり、本稿の読者並びに関係者に御迷惑を御掛けしたことを深く御詫びし、ここに訂正版を公表する。

- 目 次 -

要 旨

目 次

本 論

1. 電気事業に関する政策制度と本稿の目的

- 1-1. 電気事業に関する最近の政策制度の変更概観
- 1-2. 本稿の目的 - 「政策評価」-

2. 費用・設備構成と政策制度変更による影響の推計方法

- 2-1. 電気事業の費用・設備と電気料金・電力価格
- 2-2. 政策制度変更による理論的影響経路
- 2-3. 政策制度変更による影響の推計方法

3. 費用・設備構成と政策制度変更による影響の推計結果

- 3-1. 費用構成の推計
- 3-2. 投資に関する影響の推計
- 3-3. 操業費用に関する影響の推計

4. 推計結果の分析・評価と考察

- 4-1. 費用変化と電気料金・電力価格変化
- 4-2. 設備容量変化と電力の安定供給性変化

図 表

補 論

- 補論1. 電源構成に関する「戒能モデル」の解説
- 補論2. 料金・価格、費用、需給量変化からの余剰変化の推計手法について

参考文献

1. 電気事業に関する政策制度と本稿の目的

1-1. 電気事業に関する最近の政策制度の変更概観

1-1-1. 1990年代前半迄の電気事業に関する政策制度

1990年代前半までの電気事業に対する政策制度は、電気事業における規模の経済性と自然独占性に着目し、電気事業法に基づく3つの規制制度(参入規制、供給義務規制、料金規制)が設けられていた。

1) 参入規制

1990年代前半までの電気事業法においては、電気事業については経済産業大臣の認可を受けることが義務づけられ、発電・送変電事業は同法における一般電気事業者と卸電気事業者などの認可事業者のみが事業を行い、配電・販売事業(小売事業)は地域別に同法における一般電気事業者のみが独占的に事業を行うものとされた。

2) 供給義務規制

一般電気事業者は供給区域内での独占的な事業を認められる反面、供給区域内の全ての需要家の電力需要に応じて発電・送変配電などの設備を整備し、電気の供給を行わなければならないという供給義務が課せられていた。

3) 料金規制

一般電気事業者は、電灯から特別高圧に至る各契約形態別の電気料金について全て認可を受けなければならない、その料金設定方式は原則として発電・送変配電・販売管理などに必要であった一連の費用の合計(総括原価)に、公租公課と事業報酬を加えて算定される「総括原価方式」により設定するべきとされた。

1-1-2. 電気料金に関する内外価格差と規制緩和の検討開始(1993年)

ところが、1-1-1. で述べた制度体系下では、「総括原価方式」による料金査定にもかかわらず、欧米諸国と比べて電気料金が約2倍を超えるという内外価格差問題を生じる結果となった。

1990年以降の国内景気の低迷と国際競争の深化、欧米諸国における経済活力回復のための規制緩和の流れを背景に、こうした電気料金の内外価格差問題が日本の国際競争力を阻害しているとの指摘が経済界からなされ、これを受けた1993年の総務庁(現総務省)の規制緩和提言を契機として、通商産業省電気事業審議会(現経済産業省総合資源エネルギー調査会電気事業分科会)において、電気事業全般に関する制度改革の検討が開始されることとなった。

1-1-3. 発電等に関する政策制度変更(1995年電気事業法改正:「発電自由化」)

1993年からの通商産業省電気事業審議会(現経済産業省総合資源エネルギー調査会電気事業分科会)の検討に基づき、1995年に31年ぶりに電気事業法が改正され、下記の内容の政策制度変更が行われた。現実には、これらの政策制度変更を反映した電気料金の改定は1997年度(1998年2月)に実施されていることに注意が必要である。

1) 電気事業法改正によるもの

a. 発電事業に関するIPP入札制度の開始

一般電気事業者が行う発電設備の整備は原則として公開入札とされ、発電に関する新規参入を促進し競争的環境を整備した。

b. 特定電気事業制度の創設

特定の地点における電力の小売供給を、一般電気事業者以外の事業者(特定電気事業者)に対して認める制度を創設した。

c. 選択約款の届出制導入、保安規制の合理化 (内容略)

2) 電気事業法の運用変更によるもの

d. 設備簿価、一般経費に対する料金認可査定のヤードスティック方式の導入

電気料金認可における総括原価方式の原価査定において、一般電気事業者のうち最も廉価な会社を基準に他の電気事業者の原価を査定する「ヤードスティック方式」を導入した。

1-1-4. 電力取引に関する政策制度変更(1999年電気事業法改正:「小売部分自由化」)

さらに、1997年に閣議決定された「経済構造の変革と創造のための行動計画」においては、政府目標として「電気事業については平成13年(2001年)迄に国際的に遜色のないコスト水準を目指し、わが国の電気事業のあり方全般について見直しを行う」旨決定が行われた。

当該決定を受け、1999年5月に電気事業法が改正され、2000年3月から一定規模^{*1}以上の特別高圧電力(「特定規模需要」)に関し電力小売が自由化された。これに伴い、特定規模需要に対する参入規制、供給義務規制及び料金規制は全て撤廃されるとともに、新規参入者に対する送変配電施設の公平・公正な利用を確保するための制度整備が行われることとなった。

1-2. 本稿の目的 - 「政策評価」-

1-2-1. 定量的政策影響評価の必要性 - 価格低下を即規制緩和の成果と予断する危険性 -

経済産業省資源エネルギー庁をはじめ、1990年代後半に行われた一連の電気事業に関する政策制度の変更(「電力の部分自由化」)とほぼ同時期に一般電気事業者が電気料金・電力価格を15年前と比較して約15%、kWh当名目で約3.0円、実質で約2.6円程度引下げたことを以て政策制度変更の成果であるという議論が数多く見受けられる。

しかし、1990年代後半においては、国内電力需要は増加傾向から横這い傾向に遷移し、国内のマクロ経済情勢はデフレ・低金利が継続し、国際的には中東情勢を反映して国際原油・LNG市況が高騰するなど、電気事業を巡る経営環境も同時的に大きく変化していることを考慮すれば、これらの議論に見られるような電気料金・電力価格の低下がそのまま一連の電気事業に関する政策制度の変更による影響であると論証せずに予断することは妥当ではないと考えられる。

また、電気事業以外の分野での政策制度の変更を視野に入れた場合、一連の電気事業に関する政策制度の変更(「電力の部分自由化」)のどのような側面が、如何なる影響経路で電気事業者の経営判断上の対応を促し、それがどの程度の電気料金・電力価格の低下をもたらしたのかという因果関係を定量的に分析しておくことが是非とも必要であると考えられる。

1-2-2. 本稿の目的

電力取引自由化などの電気事業に関する政策制度の変更が、電気料金・電力価格に与える影響や電力需給に与える影響を定量的に評価・予測するためには、発電・送変配電から販売管理に至る各種の設備投資や運営管理に関する電気事業者の経営対応を分析・評価し、政策制度以外の外的要因による経営環境の変化の影響を可能な限り除外していくことが必要である。

このため、本稿では地域別の電気事業者の発電・送変配電から販売管理に至る各種の費用構成や設備容量の推移について、電気事業者の公開財務諸表などの公開文献を用い費用モデル・設備モデルとして再構成し、電気事業に関する電力取引自由化などの政策制度の変更により電気事業者の供給上の経営判断における対応がどのように変化し、当該対応が具体的に各種の費用構成や設備容量にどの程度の定量的影響をもたらしたのかを実証的に分析し、いわゆる「規制緩和による経済効果」を定量的・実証的に分析・評価することを試みる。

*1 2000年3月の自由化対象範囲は、受電電圧20,000V以上、電力使用規模2000kW以上と設定されている。但し、沖縄においては送電系統の構造が特殊であることから電圧60,000V、電力20,000kW以上とされている。

2. 費用・設備構成と政策制度変更による影響の推計方法

2-1. 電気事業の費用・設備と電気料金・電力価格

2-1-1. 電気事業の費用と電気料金・電力価格

電気料金・電力価格は、自由化対象区分以外は「総括原価方式」により認可を受けた電気料金として設定されており、電灯～高压電力の各契約区分毎に、その設備利用寄与度に応じ各費用別に積算された合計費用に、公租公課²と事業報酬を加えて設定されている。

各契約区分の電気料金や特別高压の電力価格は、電灯・電力合計の販売収入を販売電力量で除した「平均電力価格」と高い相関関係にあり、電気料金・電力価格は「平均電気料金」で代表させてよいものと考えることができる。また、当該「平均電気料金」は、電気事業に関する費用合計額を販売電力量で除した「平均合計費用」と高い相関関係にあることから、各種の電気料金は事実上「平均電気料金」により代表されており、「平均電気料金」は「平均合計費用」の関数であると置くことにより、「平均電気料金」と「平均合計費用」を用いて議論を簡略化することができる。

[式・表2-1-1-1. 契約別電気料金-平均電気料金-平均費用相関分析]

$$P_{ij}(t) = a_{i1} * P_{aj}(t) + a_{i2} * DM_{ij} + a_{i0} + u_{ia} \quad \dots \text{式 1)}$$

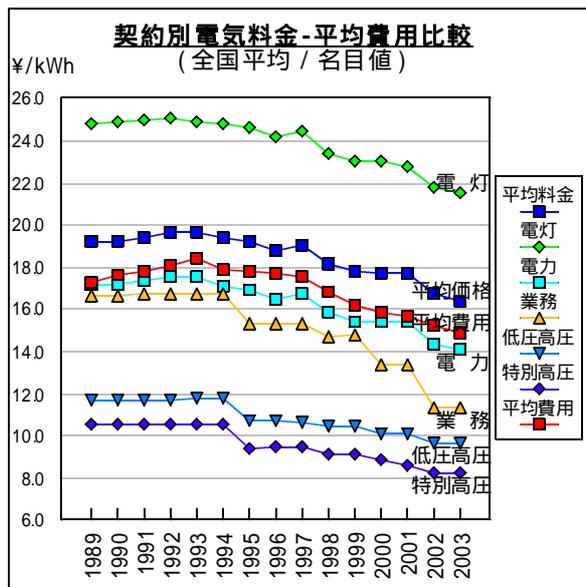
$$P_{aj}(t) = b_1 * C_j(t) + b_2 * DM_j + b_0 + u_b \quad \dots \text{式 2)}$$

$P_{ij}(t)$	i契約区分, j社, t期の実質電気料金	DM_{ij}, DM_j	j社ダミー (0/1, 除く沖縄)
$P_{aj}(t)$	j社, t期の実質平均電気料金	a_{i0-2}, b_{0-2}	定数
$C_j(t)$	j社, t期の実質平均合計費用	u_{ia}, u_b	誤差項

1989-2003, 一般電気事業者10社, サンプル数150, 自由度139

	電灯	電力	業務	低压高压	特別高压	平均料金	
a1	1.172	1.045	1.349	0.781	0.832	b1	0.911
(p値)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(p値)	(0.00)
R ²	0.980	0.998	0.950	0.896	0.890	R ²	0.920

[図2-1-1-1. 契約別電気料金-平均費用比較]



*2 電気事業の経理における公租公課は、法人税・電源開発促進税(国税)、電気事業税(地方税)などからなるが、電気事業税・電源開発促進税がそれぞれ売上高・販売電力量を基準に決定され、法人税は税引前利益を基準に決定されるため、事実上定率で課税されていると考えて差支えない。

地方税のうち固定資産税は各固定資産に対応する費用に、核燃料税は原子力発電費用に計上されている。

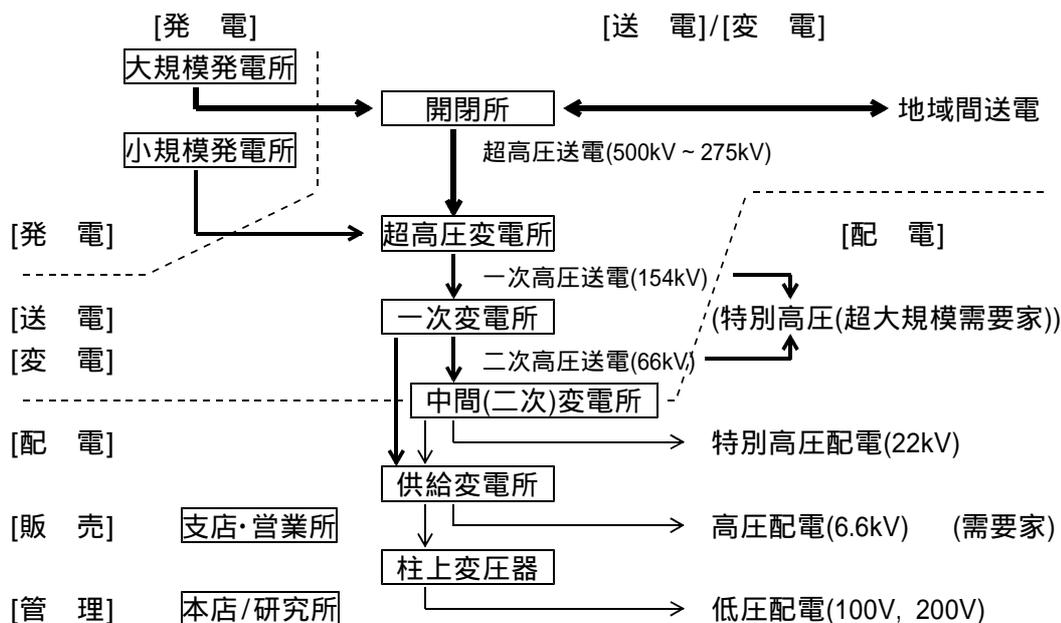
2-1-2. 電気事業の費用・設備構成

電気事業の費用構成は、ほぼ主要設備毎の部門に区分されて経理が行われている。

電気事業の主要設備を発電所から需要家に至る電気の流れに沿って概観した図と2003年度末現在の固定資産構成の一覧表を示す。

固定資産構成では送変配電設備、費用構成では発電費用が大部分を占めていることに注目ありたい。

[図2-1-2-1. 電気の流れと電力設備の概念図]



[表2-1-2-1. 電気事業の固定資産構成と対応費用]
(2003年度末・一般電気事業者10社財務諸表・10億円)

主要固定資産	固定資産額	主要費用	費用総額
(電気事業資産)	29530	(電気事業費用)	11535
(発電設備)	9911	(発電費用)	5159
水力発電設備	2449	水力発電費	371
汽力発電設備	4768	汽力発電費	3284
原子力発電設備	2620	原子力発電費	1454
内燃力発電設備 ^{*3}	75	内燃力発電費	50
--		(他社購入電力費用)	1277
(送変配電設備)	18394	(送変配電費用)	3000
送電設備	8261	送電費	1004
変電設備	3416	変電費	578
配電設備	6717	配電費	1418
(業務設備他)	1223	(販売管理費用他)	2090
業務設備	1195	販売費	577
--		一般管理費	1512
休止/貸付設備	29	休止/貸付設備費	2

表注) 電気事業用資産・費用のみを計上し、附帯業務関係資産・費用を除く。
地帯間購入電力料(一般電気事業者間での電力売買)は相殺していることに注意。

*3 内燃力発電は他の項目と比べ規模が極めて小さく、離島・非常用電源など用途が特殊であることから、本稿における推計・分析・評価の対象から除外している。

2-2. 政策制度変更による理論的影響経路

2-2-1. 政策制度変更による影響の分析・評価の考え方

1-1. で見た電気事業に関する政策制度の変更による各一般電気事業者の対応については、各社の毎年度の「経営効率化計画」あるいは経営計画の一部として、各社の取組みが公開されている。こうした計画においては、各社それぞれに設備投資や設備運用、販売管理や労務管理などの面での取組みが具体例を挙げて紹介されているところである。

しかし、こうした公表されている「経営効率化」の取組みが政策制度変更の影響の全てであると考えすることは早計であり、「経営効率化」の取組みが本当に公表されているような成果を挙げているか否か、また副次的な問題を生じていないか、あるいはこれらの数量的な大きさは実際にどの程度かを知るためには、一般電気事業者の財務諸表中の貸借対照表や損益計算書上の数値を基礎に、実証的な分析・評価が行われなければならないものと考えられる。

従って、電気事業における政策制度の変更に対する一般電気事業者の経営への影響を分析・評価するにあたっては、各社の「経営効率化計画」などの記述を参考としながら、実際の一般電気事業者の財務諸表中の数値から、投資に対応する固定費や操業費用に対応する可変費などの費用が政策制度の変更の前後でどのように変化していったのかを整理し、これを統計的手法を用いて分析・評価を行うことが必要であると考えられる。

さらに、「経営効率化」のための取組みのうち、将来の設備容量を変化させるような取組みについては、上記の費用面での分析・評価とは別に、停電などの電力の安定供給上の問題を生じる可能性について分析・評価を行っておくことが必要であると考えられる。

2-2-2. 投資に関する影響 - 代替効果・合理化効果・リスク回避効果 -

電気事業に関する政策制度の変更は、入札や競争に敗退したり、ヤードスティック方式による原価の減額査定を受けたり、あるいはこうした状況を回避するための行動を一般電気事業者が予め採ることにより、各部門の設備投資額を変化させ、減価償却費や利払費など各部門の固定費に関する費用を設備の耐用年数期間(15～40年)内に徐々に変化させる影響を与えると考えられる。具体的には、以下の3つの効果による影響経路が考えられる。

1) 代替効果

自社内の発電部門がIPP入札に敗退した場合や、特定規模需要を巡る新規参入者との競争に敗退した場合(あるいは敗退を一般電気事業者が予想して経営対応を開始した場合)には、相当分の一般電気事業者の設備投資が抑制され、次年度以降の減価償却費の低減、投資に必要な資金調達が回避されることによる利払費の低減など、固定資産の設備容量が減少し、設備容量の整備に関する経費が低減し他社購入電力費が増加する影響(「代替効果」)が出るのが考えられる。

2) 合理化効果

一方、IPPや新規参入者との競争に敗退しないまでも、IPPとの入札競争やヤードスティック方式による減額査定に対応することにより、一般電気事業者が不合理な資材調達方法や過剰な設計仕様を見直すことにより、設備投資の対象となる設備容量はそのままで設備投資の金額が合理化される影響(「合理化効果」)が出るのが考えられる。

3) リスク回避効果

IPPや新規参入者との競争に際して敗退するリスクを考えた場合、仮に平均費用が同じであっても相対的に固定費の大きな設備に投資して競争に敗退した際には、可変費の大きな設備に投資して競争に敗退した際に比べてより大きな投資額が回収不能となり経営が圧迫されることから、同じ設備容量を整備する場合に、仮に平均費用が高くなる条件下であっても、相対的に固定費の大きな原子力発電や水力発電などの設備が選択的に敬遠される影響(「リスク回避効果」)が出るのが考えられる。

2-2-3. 操業費用に関する影響 - 代替効果・合理化効果・リスク回避効果 -

電気事業に関する一連の政策制度の変更は、2-2-2. で見た投資に関する影響同様に、設備の維持・補修や廃棄物処理などの操業費、あるいは販売費・一般管理費などの費用について、代替効果、合理化効果、リスク回避効果の3つの効果による経路を介して影響を与えたと考えられる。

投資に関する影響においては、政策制度の変更の影響は設備の耐用年数期間(15～40年)内に亘り徐々に効果が現れる特性を持つが、操業費用に関する影響については、多くの場合即時的・短期的に効果が現れる特性を持つものと考えられる。

1) 代替効果

自社内の発電部門がIPP入札に敗退した場合や、特定規模需要を巡る新規参入者との競争に敗退した場合(あるいは敗退を一般電気事業者が予想して経営対応を開始した場合)には、投資の場合同様、操業に伴って必要になる廃棄物処理費用の低減など、操業に関する経費が低減し、他社購入費用が増加する影響(「代替効果」)が出ることが考えられる。

2) 合理化効果

IPPや新規参入者との競争に対応するため、過剰な広告費の削減や、遊休設備の廃棄・売却による維持費の節減、設備の維持・補修周期や内容の最適化など、一般的な合理化活動の開始・強化により、操業費用に関する経費が低減する影響(「合理化効果」)を生じることが考えられる。ここで、遊休設備を廃棄する際には、設備容量が変化すること、一時的に解体・取壊などに関する経費が増加する場合があることに注意が必要である。

3) リスク回避効果

新規参入者との競争に対応する際、顧客が離脱するリスクを低減させるため一般電気事業者が顧客への営業対応を活発化させることにより販売費が増加する影響や、競争に敗退した際に余剰人員を抱えないため割高であっても人員調整が容易な派遣・外注人材を活用することにより人件費が増加してしまうなどの影響(「リスク回避効果」)が生じることが考えられる。

2-2-4. 政策制度変更による理論的影響経路の整理

2-2-2., 2-2-3. において理論的に考察した各効果による影響経路について、各影響経路毎の特性を整理した表を示す。

[表2-2-4-1. 政策制度変更による理論的影響経路の整理]

	対応費用項目	費用影響	設備容量影響	影響の発現
投資に関する影響				
代替効果	減価償却費・利払費など (他社購入電力費)	減少 増加)	有	償却期間内・長期的
合理化効果	減価償却費・利払費など	減少	無	償却期間内・長期的
リスク回避効果	減価償却費・利払費など	増加	無	償却期間内・長期的
操業費用に関する影響				
代替効果	操業費・販売管理費など (他社購入電力費)	減少 増加)	無	即時的・短期的
合理化効果	操業費・販売管理費など	増加/減少	有	即時的・短期的
リスク回避効果	操業費・販売管理費など	増加	無	即時的・短期的

2-3. 政策制度変更による影響の推計方法

2-3-1. 電気事業の費用内訳の構造と推計の必要性

2-2. で見たような電気事業に関する政策制度の変更の影響を定量的に分析・評価する際には、発電から販売管理に至る各部門の費用項目を、さらに投資に対応する費用と操業費用に対応する費用に区分して分析・評価していくことが必要である。

また、電気事業において、平均費用は固定費と可変費の和を総販売電力量で除したものの、限界費用は可変費を総販売電力量で除したものであるため、各部門の費用項目を固定費・可変費別に区分し分析・評価することが必要である。

現在の電気事業に関する経理区分では、各部門の費用項目内訳は固定費・可変費別に区分されておらず、各部門の費用項目のうち投資・操業費用の別や固定費・可変費の別などの内訳の数値を経理費目から直接的に知ることは困難であることから、政策制度変更との因果関係の分析・評価に先立って、財務諸表上の公開数値や他の公的統計資料などから推計により近似的に一般電気事業者の経営内容や費用構成を再整理することが必要である。

1) 固定費

固定費は、各部門の固定資産のうち機械設備など償却対象資産に関する「減価償却費」、各固定資産の簿価により按分された「(帰属)利払費」⁴、各固定資産に対する「固定資産税」、各固定資産の維持・補修や点検・管理費用、操業要員の人件費などに関する「操業固定費」の4費目からなると考えることができる。

2) 可変費

可変費は、石炭・天然ガスなど燃料の購入・輸送費用などに関する「燃料費」、各設備の操業に伴う公害防止・廃棄物処理や、油脂・薬品などの消耗品費用などに関する「操業可変費」の2費目からなると考えることができる。

[式2-3-1-1. 電気事業における固定費・可変費の構成と平均費用・限界費用の概念]

$$CFi(t) = DFi(t) + IFi(t) + MFi(t) + TFi(t) \quad \text{式3)}$$

$$CVi(t) = FVi(t) + MVi(t) \quad \text{式4)}$$

$$AC(t) = \sum_i (CFi(t) + CVi(t)) / EG(t) \quad \text{式5)}$$

$$MC(t) = \sum_i CVi(t) / EG(t) \quad \text{式6)}$$

	(i [発電、送電、変電…管理])	TFi(t)	i部門の当期固定資産税
CFi(t)	i部門の当期固定費	FVi(t)	i部門の当期燃料費
CVi(t)	i部門の当期可変費	MVi(t)	i部門の当期操業可変費
DFi(t)	i部門の当期減価償却費	AC(t)	当期総平均費用
IFi(t)	i部門の当期(帰属)利払費	MC(t)	当期総限界費用
MFi(t)	i部門の当期操業固定費	EG(t)	当期総販売電力量

2-3-2. 電気事業の費用構成推計の方法論

電気事業の各部門の費用項目について、本稿においては以下の手順・方法でこれを区分推計することを行った。

1) 固定費(固定資産関係分)の推計

発送配電・販売費における固定費のうち固定資産に関連する部分については、一般電気事業者の経理においては固定資産の償却方法として一律に定率法が用いられていること、各費用と対応する固定資産の内容が明確に対応していることなどから、各社の財務諸表における

*4 ここでいう利払費は、厳密には通常の支払利息、社債発行費・同差金償却費などに加えて、自己資本分に対する資本使用費用(株式配当・株式発行費償却費・株価維持のための内部留保)を含めて考えるものとする。議論を簡略化するため、自己資本当の資本使用費用と負債への利子率は時点・部門によらず等しいと仮定する。

発電、送電、変電、配電及び業務施設の各名目資産額の時系列推移と各該当設備の法定耐用年数、過去の平均利率(過去5年の長期プライムレート平均値を代理変数として使用)などの簡単な仮定を設けることにより、各設備の名目値での新規取得額、減価償却額、(帰属)利払額、固定資産税額など⁵⁾を推計することができる。

[式2-3-2-1. 貸借対照表上の資産額からの固定費各諸元値の推計(名目値)]

$$\begin{aligned} AO_i(t) &= AO_i(t-1) * R_{di} * R_{ai} + AN_i(t) && \dots \text{式 7)} \\ DF_i(t) &= AO_i(t) * R_{di} && \dots \text{式 8)} \\ IF_i(t) &= (AO_i(t) - DF_i(t)) * r(t) && \dots \text{式 9)} \\ TF_i(t) &= AO_i(t) * R_t(t) && \dots \text{式 10)} \end{aligned}$$

(i [発電、送電、変電…管理])

AO _i (t)	当期末資産額
AO _i (t-1)	前期末資産額
R _{di}	償却率(1- 残存簿価(10%) ^{1/法定耐用年数})
R _{ai}	償却対象資産率 (発電他=1, 送電のみ=0.5)
AN _i (t)	当期新規取得資産額
DF _i (t)	当期減価償却費
IF _i (t)	当期(帰属)利払費
r(t)	過去5年の長期プライムレート平均利率
TF _i (t)	当期固定資産税
R _t (t)	固定資産税率(= 1.4%)

2) 可変費のうち燃料費

次に、発電部門については、可変費中の燃料費を推計することが必要である。

一般電気事業者の調達する燃料については、日本貿易統計(通関統計)上対応する項目が明確に区分されており、また1社当たりの調達規模・頻度が極めて大きいことや共同調達契約などが多用されていることから、各社別の調達価格に大きな差異は存在しないと考えられる。

このため、日本貿易統計(通関統計)上の各年度の項目別燃料単価と、電力需給の概要における各社主要発電設備の年平均発電効率・年平均発電実績から推計した燃料消費量から各社別の燃料費⁶⁾を推計することができる。

[式2-3-2-2. 主要発電設備効率・発電実績などからの燃料費の推計(名目値)]

$$\begin{aligned} pf_j(t) &= PIM_j(t) / QIM_j(t) && \dots \text{式 11)} \\ QCf_j(t) &= \sum_k (ef_{jk}(t) * EPk(t)) && \dots \text{式 12)} \\ FV(t) &= \sum_j (pf_j(t) * QCf_j(t)) && \dots \text{式 13)} \end{aligned}$$

(j [一般炭、原油、C重油、LNG、核燃料(同位体濃縮ウラン)])

(k [各社主要発電施設])

pf _j (t)	j種燃料の当期名目平均輸入価格
PIM _j (t)	j種燃料の当期輸入金額(日本貿易統計による)
QIM _j (t)	j種燃料の当期輸入数量(日本貿易統計による)
QCf _j (t)	j種燃料の当期発電用総消費量
ef _{jk} (t)	k発電施設のj種燃料の当期発電効率(数量/kWhに換算, 電力需給の概要による)
EP _k (t)	k発電施設の当期発電実績(kWh, 電力需給の概要による)
FV(t)	当期燃料費

*5 発電、送電、変電、配電の各施設については、電気事業便覧などの統計から発電容量、回線長、変圧容量などの物理的設備容量の推移が得られるため、各設備の新規取得額と物理的設備容量の推移の数値を比較照合することにより、各施設の名目値での単位容量当新設費用を推計することができる。

*6 現実には、天然ガスや石油製品の一部に国産品が使用されているが、量的に少ないこと、輸入品との競争により価格が裁定されている(=輸入価格で近似できる)と考えられることから、ここでは捨象している。

3) 操業固定費・操業可変費の分離

一般電気事業者の財務諸表における発電、送電、変電、配電及び販売の各部門の合計費用から、1)で推計した、各設備の減価償却額、(帰属)利払額、固定資産税額などを控除し、2)で推計した燃料費を控除した残差は、各部門の操業費を表していると考えられる。

GDPデフレーターにより実質化した時系列での操業費を、設備容量、発電電力量・販売電力量などで重回帰分析することにより、設備容量に応じて固定的に発生する維持・補修費などの操業固定費と、発電電力量・販売電力量に応じて可変的に発生する排煙処理・廃棄物処理費などの操業可変費を分離推計することができる。

[式2-3-2-3. 実質操業費からの操業固定費・操業可変費の分離推計(実質値)]

$$\begin{aligned}
 COi(t) &= DFi(t) + IFi(t) + TFi(t) + FVi(t) + CMi(t) && \dots \text{式14)} \\
 CMi(t) &= COi(t) - (DFi(t) + IFi(t) + TFi(t) + FVi(t)) && \dots \text{式15)} \\
 CMi(t) &= ai1 * EPi(t) + ai2 * SCi(t) + ai0 + ui && \dots \text{式16)} \\
 MVi(t) &= ai1 * EPi(t) && \dots \text{式17)} \\
 MFi(t) &= CMi(t) - MVi(t) && \dots \text{式18)}
 \end{aligned}$$

(i [発電、送電、変電…管理])	CMi(t)	当期操業費用	
COi(t)	当期合計費用	EPi(t)	当期発電(送電・変電・配電)電力量
DFi(t)	当期減価償却費	SCi(t)	当期発電(送電・変電・配電)設備容量
IFi(t)	当期(帰属)利払費	MVi(t)	当期操業可変費
TFi(t)	当期固定資産税	MFi(t)	当期操業固定費
FVi(t)	当期燃料費(i=[発電部門]のみ)	ai0,ai1	定数
		ui	誤差項

2-3-3. 電気事業の設備容量と安定供給への影響推計の方法論

一般電気事業者が保有する設備容量が変化した場合、電力の安定供給にどの程度の影響が出るかという問題を定量的に評価するためには、毎年度の最大電力需要に対し設備容量がどの程度の余裕を持っているかを確率論的に評価することが必要である。

台風や地震・火災などの不可抗力による事故を除けば、電気事業において供給障害の原因の大部分は発電容量に対する電力の需要超過であることが知られている。

一方、一般電気事業者は当該事業者が供給する規制部門の電力需要に対して安定供給の義務を負うため、毎年度の設備計画において過去の最大電力需要と設備容量の比率や予備容量の比率(予備率)の動向、国内総生産の動向と電力需要の動向の関係などを総合的に勘案し、次年度以降の安定供給に必要な発電容量を計画的に整備してきたところである。

このため、こうした設備計画に基づく過去の発電容量実績が、年間最大電力需要の分布に対してどの程度の「停電の期待値」を持っていたかを算定し、一連の電気事業に関する政策制度の変更による発電設備容量の変化がどの程度当該「停電の期待値」を変化させたかを比較分析・評価することにより、政策制度の変更が電力の安定供給に与えた影響を定量的に評価⁷⁾することができる。

具体的には、設備容量に対する最大電力需要の分布は過去15年(1989～2003年度)の平均・分散の実績値と等しい平均・分散を持った正規分布に従うものとし、最大電力需要時の送変配電損失率を10%と仮定して、最大電力需要が設備容量を超過する確率の変化についての分析・評価を行う。

*7 本来、停電による経済的被害の推計を実施し、費用換算した「停電の経済的被害の期待値」を示すことが望ましいが、停電による経済的被害の評価方法は未確立であるため、本稿においては遺憾ながら停電による経済的被害の問題は取扱っていない。

3. 費用・設備構成と政策制度変更による影響の推計結果

3-1. 費用構成の推計

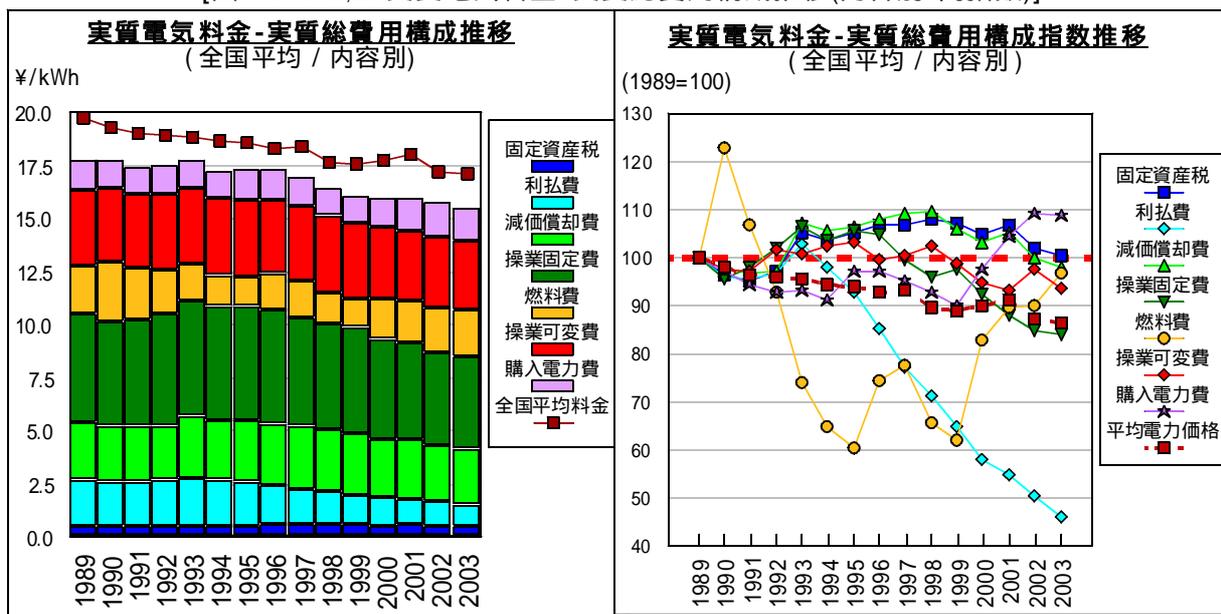
3-1-1. 費用構成概観 - 利払費の大幅低減 -

一般電気事業者の費用構成を、2-3. で論じた方法論に従い内容別に推計した結果を図示する。参考迄に、各部門の費目別に集計した結果を図示する。

図から直ちに、1990年代中盤から固定費中の利払費が大幅に減少したことが理解される。

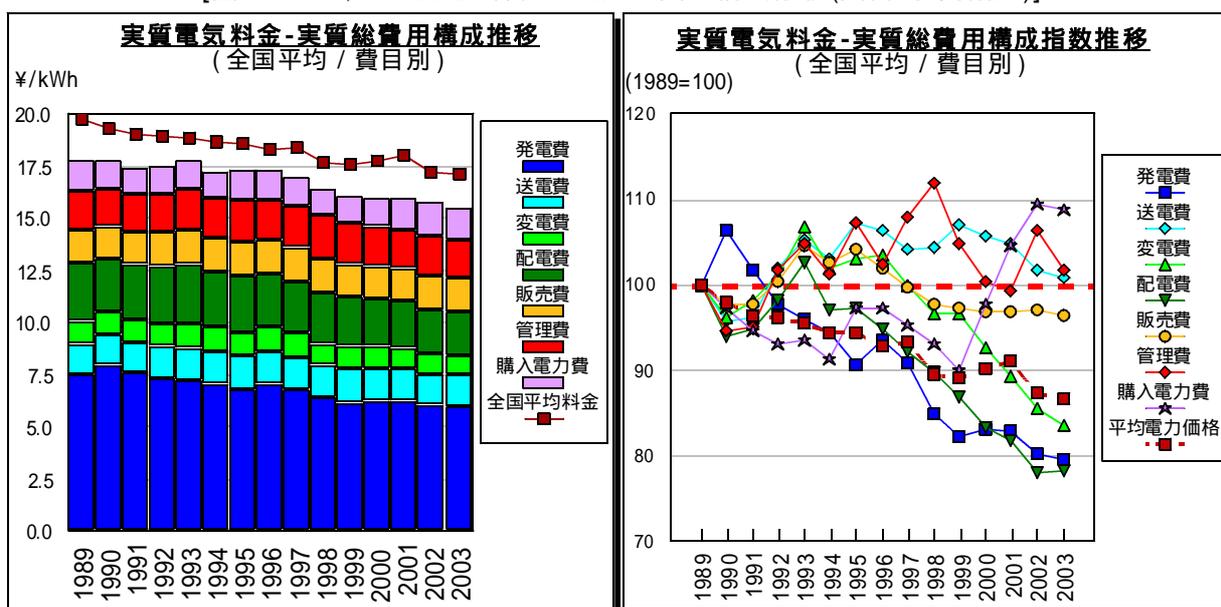
また、1990年代後半から、操業可変費・操業固定費や発電・変電・配電費が相対的に減少し、購入電力費が増加するなど、費目別の推移に大きな変化が見られる。

[図3-1-1-1,2. 実質電気料金-実質総費用構成推移(内容別・同指数)]



図注) 図3-1-1-1. の棒グラフ部分が販売電力量1kWh当の全国合計費用を示し、折線グラフによる全国平均料金と棒グラフ頂部との差は販売電力量1kWh当の公租公課と事業報酬に対応している。

[図3-1-1-3,4. 実質電気料金-実質総費用構成推移(費目別・同指数)]



3-1-2. 発電費用

一般電気事業者の発電費用構成を、2-3. で論じた方法論に従い内容別に推計した結果を示す。利払費と操業費が大きく低減していることに注目ありたい。

発電設備の新規投資動向においては、現在の燃料費が実質一定と仮定した場合の各時点での電源別の耐用年平均発電費用の比較から、最も平均費用が廉価な電源が整備されるものと考えられる(補論1: 電源構成に関する「戒能モデル」の解説 参照)。

1990年代前半においては、増設電源においては原子力発電、新設電源においてはLNG複合火力発電が最廉価であったことを反映して電源整備が進められてきたが、1990年代後半から原油・LNG価格の高騰と石炭価格の下落を受けて増設・新設とも石炭火力発電の平均費用が最廉価となったため石炭火力発電が盛んに整備され、操業可変費が低減する一因となっている。

1) 水力発電費用

水力発電費用においては、(帰属)利払費が大きく低下していることが観察される。

2) 火力発電費用

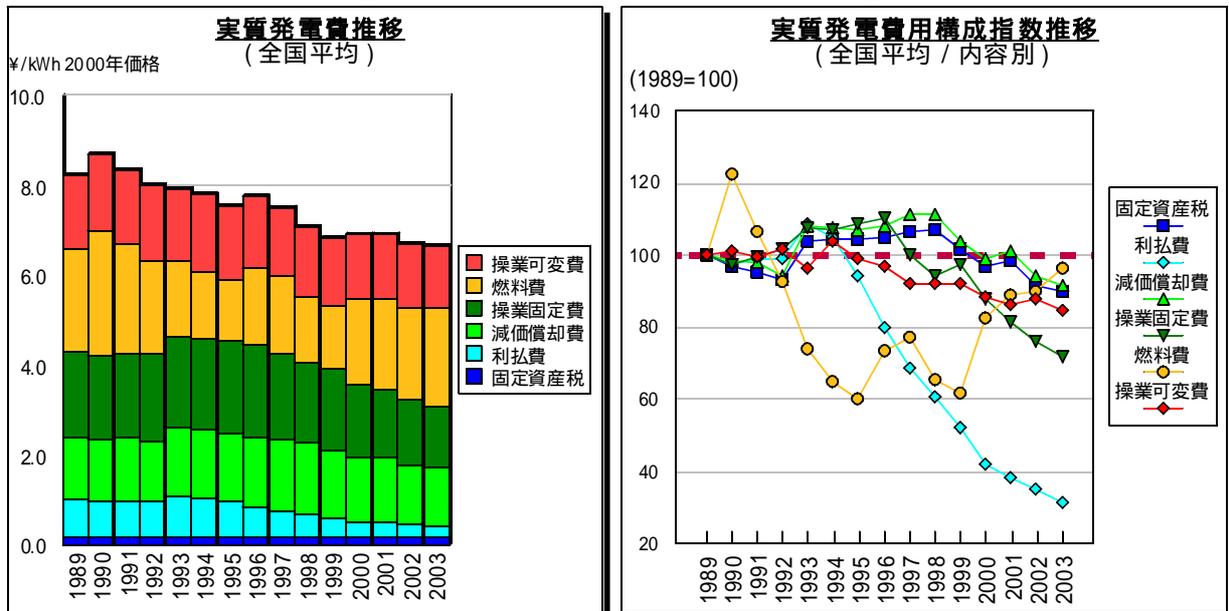
火力発電費用においては、1990年代において、平均費用・限界費用ともに割高な石油火力発電設備を休廃止し、平均費用・限界費用ともに廉価な石炭火力発電設備を新設する設備投資が盛んに行われた結果、利払費の低減に加えて、操業固定費・操業可変費の低下傾向が観察される。

3) 原子力発電費用

原子力発電費用においては、1990年代前半に既設発電所への増設が一巡し、1990年代後半においては経済性上の問題から新設・増設とも殆ど行われなくなった結果、減価償却が進み減価償却費・利払費などの低下傾向が観察される。

2002年度以降の操業費などの増加は、東京電力などの検査記録改竄問題に関する特別検査のための停止措置に伴う一時的な要因によるものである。

[図3-1-2-1.,2. 実質発電費用,同指数推移]



(参照図表)

- 図3-1-2-3.,4. 実質水力発電費用,同指数推移
- 図3-1-2-5.,6. 実質火力発電費用,同指数推移
- 図3-1-2-7.,8. 実質原子力発電費用,同指数推移

3-1-3. 送変配電・販売管理費用

一般電気事業者の送変配電・販売管理費用構成を、2-3. で論じた方法論に従い内容別に推計した結果を示す。

発電費同様に利払費が大きく低減していることに注目ありたい。

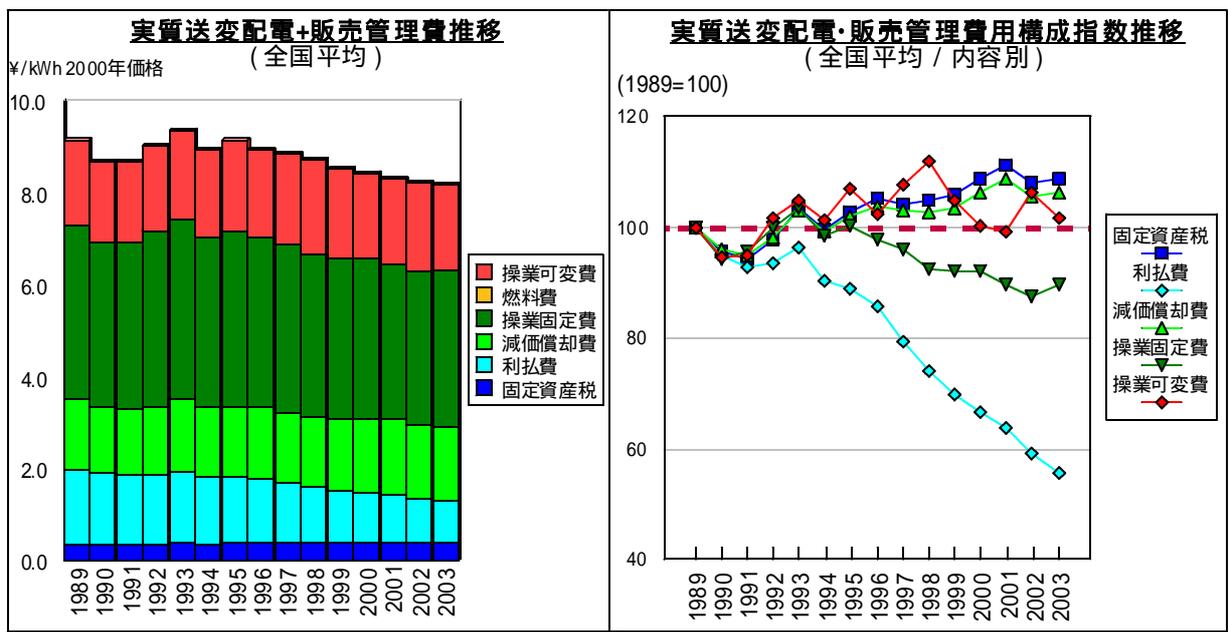
1) 送変配電費用

送変配電費用においては、新設費用・維持費用とともに割高な送電線・配電線の地中化の影響などにより、販売電力量1kWh当の固定費の大半は増加傾向にあり、利払費の低減や操業固定費低減の影響が一部相殺されている状況が観察される。

2) 販売管理費用

販売管理費用においては、業務用施設に関する利払費の低減の影響は極僅かであり、費用の大部分を占める操業可変費がほぼ横這いで推移していることが観察される。

[図3-1-3-1.,2. 実質送変配電・販売管理費用構成,同指数推移]



(参照図表)

図3-1-3-3.4. 実質送変配電費用,同指数推移

図3-1-3-5.6. 実質販売管理費用,同指数推移

3-2. 投資に関する影響の推計

3-2-1. 投資に関する影響の推計方法

一般電気事業者の発電・送変配電・業務用設備に対する投資については、新規需要増加に対応するための新規投資と、老朽設備・故障設備の更新・改造投資を合計したものであり、毎年度の新規需要の増加動向を表現する最大電力需要、過去からの累積需要の大きさや大まかな販売電力収入の大きさを表現する平均電力需要^{*8}、各一般電気事業者別の固有偏差を表現するダミー変数という3種類の基本説明変数により表現することができるものと考えられる。

従って、一般電気事業者の発電・送変配電・業務用設備に対する毎年度の設備投資容量、設備投資額を、これらの3種類の基本説明変数に加えて、1995年度、2000年度の2回の政策制度

*8 平均電力需要は、年間総販売電力量を年間時間数で除したものであり、電力量の推移と等価であることに注意。

変更を表現するダミー変数を加えて回帰分析を行うことにより、これらの政策制度変更の前後で一般電気事業者の設備投資に関する経営対応がどの程度変化したかを分析することができる。

具体的には、以下の式により部門別に回帰分析を試み、政策制度変更を表現するダミー変数のうち統計的に90%有意な係数のみを集計することにより、政策制度変更の影響の大きさを定量的に分析・評価することを試みた。

[式3-2-1-1. 投資に関する政策制度変更の影響の推計式]

$$SNI(t) = bi1*EM(t) + bi2*EA(t) + \sum_j (bij*DMJj) + \sum_j (bpj1*DMP1j) + \sum_j (bpj2*DMP2j) + b0 + u \quad \text{式 19}$$

$$ANI(t) = ai1*EM(t) + ai2*EA(t) + \sum_j (aij*DMJj) + \sum_j (apj1*DMP1j) + \sum_j (apj2*DMP2j) + a0 + u \quad \text{式 20}$$

SNI(t)	i部門の当期設備投資容量 (i [発電、送電、変電…管理])
ANI(t)	i部門の当期実質設備投資額
EM(t)	当期最大電力需要
EA(t)	当期平均電力需要
DMJj	j社ダミー (j社 τ - $\tau=1$, else 0; 但し沖縄は定数項として処理)
DMP1j	j社発電自由化ダミー (1997年度以降=1, else 0)
DMP2j	j社小売部分自由化ダミー (2000年度以降=1, else 0)
a**,b**	係数
u	誤差項

3-2-2. 設備投資容量に関する影響

一般電気事業者の各部門での設備投資容量に対する政策制度変更の影響を 3-2-1. の方法により推計した結果以下のとおり。

発電部門においては、一連の政策制度の変更により、石油火力発電の設備廃止、原子力発電への投資抑制と石炭火力発電の増加などが観察される。特に石油火力発電所の設備廃止は1995年度には見られず、2000年度の電力小売自由化に関する政策制度変更において特徴的に見られる経営対応であることは注目に値する。

送変配電部門においては、送電・変電・配電設備の新設投資が全般に抑制されているが、特に変電・配電が強く抑制されていることが観察される。送電設備に関する投資の抑制があまり見られないのは、送電投資の大部分は更新投資であると考えられること、発電所の新設や運用変更に伴い送電設備が必要になる場合があることなどが考えられる。

[表3-2-2-1. 設備投資容量に対する政策制度変更による影響の推計結果]

	発電部門					送変配電部門		
	(MW)	水力	石炭	石油	LNG	原子力	送電(千Km)	変電(GVA)
発電自由化(1995)	-173	-54	+0	+0	-894	+0.07	-1.70	-10.9
小売自由化(2000)	-221	+149	-1891	+0	+0	-0.84	-9.07	-8.54
合計	-395	+95	-1891	+0	-894	-0.78	-10.8	-19.4

(参考表)

表3-2-2-2. ~ 9. 水力発電 ~ 配電設備容量の政策制度変更影響推計結果

3-2-3. 設備投資額に関する影響

一般電気事業者の各部門での設備投資額に対する政策制度変更の影響を 3-2-1. の方法により推計した結果以下のとおり。

2回の政策制度の変更により、合計で約1.5兆円(15,463億円、2000年度実質価格)相当の設備投資が抑制され、長期的な減価償却費や利払費の低減に寄与したことが観察される。また、1995年度の政策制度変更と2000年度の政策制度変更を比較した場合、2000年度の政策制度変更

の方が設備投資額に与えた影響が大きかったことが観察される。

一般電気事業者の財務諸表上、汽力発電資産の詳細構成が開示されていないこと、業務施設の容量指標が存在しないことなどの問題があり、3-2-2. の部門別設備投資容量との単純な比較はできないが、概略各部門の設備投資額への影響はほぼ設備投資容量に対する影響と整合する結果となっている。

このことから、2-2. で理論的に考察した効果のうち、新規参入者との競争を想定した一般電気事業者の「代替効果(予防的措置)」や「合理化効果」が支配的であったこと、水力発電・原子力発電の新規投資の抑制などの「リスク回避効果」は存在が認められるが、「代替効果」や「合理化効果」よりも影響が小さかったことが推察される。

[表3-2-3-1. 設備投資額に対する政策制度変更による影響の推計結果]

(10億円・2000年実質)	発電部門			送変配電・販売管理部門				合計
	水力	汽力	原子力	送電	変電	配電	業務	
発電自由化(1995)	+74.3	-357.1	-207.7	+0.0	+0.0	-113.8	+19.8	-667.4
小売自由化(2000)	-144.7	-127.2	+0	-384.1	-174.2	-68.6	-63.1	-879.0
合計	-70.4	-484.3	-207.7	-384.1	-174.2	-182.3	-43.3	-1546.3

(参考表)

表3-2-3-2. ~ 8. 水力発電 ~ 業務施設設備投資額の政策制度変更影響推計結果

3-3. 操業費用に関する影響の推計

3-3-1. 操業費用に関する影響の推計方法

一般電気事業者の各部門での操業費用に関する費用のうち、政策制度変更の影響を受けると考えられるのは、総費用から減価償却費・利払費などの設備投資関連費用を除き、さらに燃料費を除いた操業費(操業固定費・操業可変費)と他社購入電力費用の2つである。

各部門の操業費は、各時点での総設備容量、新設設備容量や販売電力量など部門毎の操業内容や費目構成に応じた説明変数と、各一般電気事業者別の固有偏差を表現するダミー変数により表現することができるものと考えられる。

従って、投資に関する影響評価同様に、一般電気事業者の操業費と他社購入電力費用を、これらの基本説明変数に加えて、1995年度、2000年度の2回の政策制度変更を表現するダミー変数を加えて回帰分析を行うことにより、これらの政策制度変更の前後で一般電気事業者の操業費に関する経営対応がどの程度変化したかを分析することができる。

具体的には、以下の式により部門別に回帰分析を試み、政策制度変更を表現するダミー変数のうち統計的に90%有意な係数のみを集計することにより、政策制度変更の影響の大きさを定量的に分析・評価することを試みた。

[式3-3-1-1. 操業費用に関する政策制度変更の影響の推計式]

$$MNi(t) = \sum_i (c_{il} * ELil(t)) + \sum_j (c_{ij} * DMJj) + \sum_j (cp_{ij1} * DMP1j) + \sum_j (cp_{ij2} * DMP2j) + c_0 + u \quad \dots \text{式 21)}$$

MNi(t) i部門の当期操業費(i [発電、送電、変電・・・管理]) , 他社購入電力費用
 ELil(t) i部門の操業費の主説明変数l (当期総設備容量、新設設備容量、販売電力量・・・)
 DMJj j社ダミー (j社ダミー=1, else 0; 但し沖縄は定数項として処理)
 DMP1j j社発電自由化ダミー (1997年度以降=1, else 0)
 DMP2j j社小売部分自由化ダミー (2000年度以降=1, else 0)
 c** 係数
 u 誤差項

3-3-2. 操業費用(操業費)に関する影響

一般電気事業者の各部門の操業費に対する政策制度変更の影響を 3-3-1. の方法により推計した結果以下のとおり。

2回の政策制度の変更により、合計で2000年度実質約0.6兆円(6,283億円)相当の操業費用(操業費)が短期的に抑制された⁹ことが観察される。

発電部門においては、水力発電・汽力発電については、操業費が嵩む石油火力発電の休廃止や石炭火力発電による代替などの経営努力の進展により合理化が進められていることが観察される。

一方、原子力発電については操業費用への影響が観察されない結果となっている。

送変配電部門においては、石油火力発電の休廃止と石炭火力発電などによる代替により、発電の地理的分布が変更されたことなどから、送電・変電費は微減に留まっているが、配電費については大幅な合理化が進められていることが観察される。

販売管理部門においては、顧客の離脱リスク回避のための販売費の増加が観察される一方、2000年度の電力小売部分自由化に対応して一般管理費が大幅に合理化されたことが観察される。

[表3-3-2-1. 操業費用(操業費)に対する政策制度変更による影響の推計結果]

(10億円・2000年実質)	発電部門			送変配電・販売管理部門				合計	
	水力	汽力	原子力	送電	変電	配電	販売管理		
発電自由化(1995)	-5.0	-155.8	+0.0	-21.2	-19.0	-98.1	-2.7	+52.8	-249.1
小売自由化(2000)	-30.5	-121.8	+0.0	-12.2	-47.5	-114.9	+13.9	-66.3	-379.2
合計	-35.5	-277.6	+0.0	-33.4	-66.5	-212.9	+11.2	-13.5	-628.3

(参考表)

表3-3-2-2. ~ 9. 水力発電 ~ 一般管理費操業費用の政策制度変更影響推計結果

3-3-3. 他社購入電力費用に関する影響

一般電気事業者の各部門の他社購入電力費用に対する政策制度変更の影響を 3-3-1. の方法により推計した結果、1995年度の政策制度変更の影響で2000年度実質 -414億円、2000年度の政策制度の変更により2000年度実質 +1180億円の変化が観察され、合計で +766億円の変化となっている。

2-2. の理論的考察に基づけば、一連の政策制度の変更により、新規参入者との競争による「代替」が生じた場合、他社購入電力費用は大幅に増加することが予想された。

しかし、現実には減少が観察されたり他の政策制度変更の影響と比較して相対的に小さな増加しか生じていないことから、新規参入者による「代替」は支配的要因ではなく、新規参入者との競争を想定した一般電気事業者の「予防的対処」と、一般電気事業者同士での競争が支配的要因であったことが推察される。

(参考表)

表3-3-3-1. 他社購入電力費用の政策制度変更影響推計結果

*9 操業費のうち、新設設備に関連する費用の部分(補償費・地域協力費など)の大きさは 3-2-2.の結果から最大で328億円程度と推計される。

4. 推計結果の分析・評価と考察

4-1. 費用変化と電気料金・電力価格変化

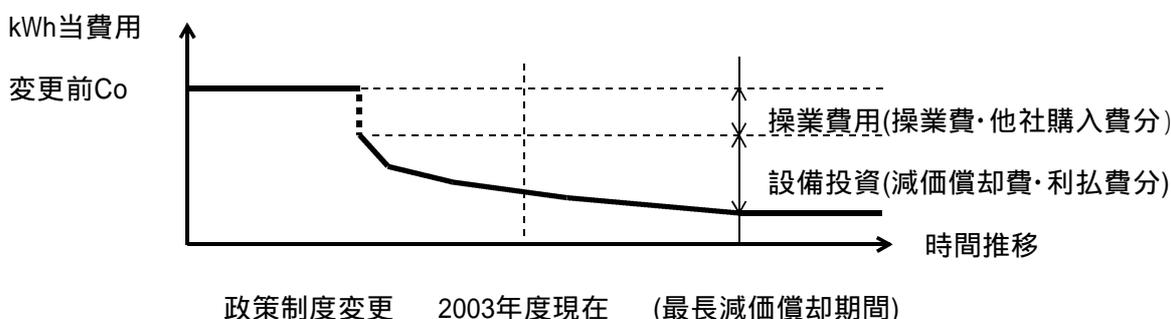
4-1-1. 費用変化のkWh当価格換算

3-2,3-3. で推計した一般電気事業者の電気事業に関する政策制度変更の影響を電気料金・電力価格と比較するためには、2003年度現在の販売電力量1kWh当に換算した費用変化額を算定し、政策制度変更の影響により変化した部分と、低金利などの外的要因により変化した部分を、2-1. で推計した平均電気料金の推移と比較して分析・評価することが必要である。

ここで、設備投資に関する部分は投資額の変化が償却期間にわたり徐々に発現するため、1995年度・2000年度の政策制度変更による設備投資額の変化が、減価償却額・(帰属)利払額・固定資産税などに及ぼした影響のうち2003年度現在で発現している部分を各部門別設備の平均耐用年数などから推計する処理を行う必要がある。

当該処理により、2003年度現在の1kWh当費用に換算した各費用変化額は2000年度実質価格 ¥1.43/kWhの費用低減に相当するものと分析・評価された。

[図4-1-1-1. 設備投資と操業費用費用の変化による影響と時間推移の概念図]



[表4-1-1-1. 電気事業に関する政策制度変更の影響による費用変化のkWh当価格換算]
(10億円・円/kWh, 2000年実質, 2003年度現在)

	設備投資			操業費用		合計	
	影響額	2003kWh当	長期kWh当	影響額	kWh当	2003kWh当	長期kWh当
発電自由化(1995)	-667.4	-0.483	-0.800	-290.4	-0.348	-0.831	-1.148
小売自由化(2000)	-879.0	-0.287	-1.054	-261.3	-0.313	-0.600	-1.367
合計	-1546.3	-0.770	-1.853	-551.7	-0.661	-1.431	-2.515

表注)

- 1- kWh価格換算は、販売電力量・長期金利・物価(2000年度基準GDPデフレク)・固定資産税率がそれぞれ現状水準(8343億kWh1.5%,96,1.4%)を維持したと仮定して試算した。
- 2- ここまでの推計過程において、有意水準90%の判定による推定を積重ねているため、表の数値は +/-20%程度の誤差を含んでいることに留意ありたい。

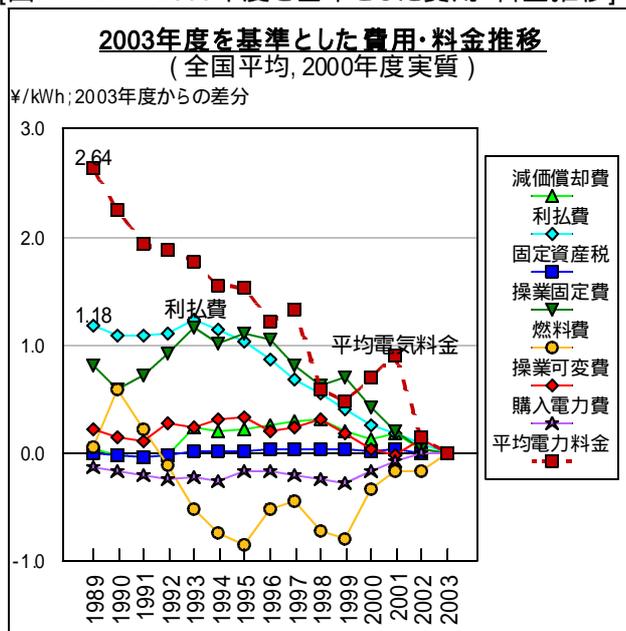
4-1-2. 費用変化と電気料金・電力価格の比較分析・評価

4-1-1. で分析・評価した費用変化額を、過去15年間(1989-2003年度)の一般電気事業者の平均電気料金や費目別変化額と比較した場合、電気事業に関する政策制度変更の影響により、過去15年間における実質電気料金の低下(約¥2.64/kWh)のうち、約54%(¥1.43/kWh)相当が政策制度変更の影響であり、残余の部分は長期金利の低下による利払費の低下や電力需要の伸び

率の鈍化など、電気事業に関する政策制度変更と関係のない外的要因によるものであると評価される。

見方を変えれば、現在の低金利動向が継続するのであれば、過去15年間の平均電気料金の低下のうち既に発現した政策制度変更の影響分は54%程度(約¥1.43/kWh)でしかないため、4-1-1. の2003年度現在での政策制度変更の影響による費用低減分と、長期的費用低減分の差分(約¥1.08/kWh)は、今後さらに長期に亘り徐々に費用低減が進んでいくものと考えることができ、他の外的要因の情勢に大きな変化がなければ、何時の時点かは定かではないものの、平均電気料金のさらなる低下が見込めるものと考えられる。

[図4-1-2-1. 2003年度を基準とした費用・料金推移]



図注) 図の数値は全国平均値であり、個別の一般電気事業者の経営状況変化の影響が合算されて表示されていることに注意ありたい。

4-2. 設備容量変化と電力の安定供給性変化

4-2-1. 設備容量と電力需給推移

3-2-2. では、一般電気事業者の設備投資容量に対して政策制度の変更が与えた変化を定量的に分析したが、当該変化のうち発電部門の設備容量の変化が、全体としての電力の安定供給に与えた影響¹⁰を 2-3-3. の方法論に従い評価する。

過去15年間の一般電気事業者と卸電気事業者¹¹の保有する発電設備容量(総発電設備容量)と、全国合計値での最大電力需要、平均電力需要(総販売電力量を年間暦時間数で除したもの)と実質国内総生産(GDP)の推移、送変配電損失を考慮して10%加算した最大電力需要と総発電容量の比率の推移を示す。

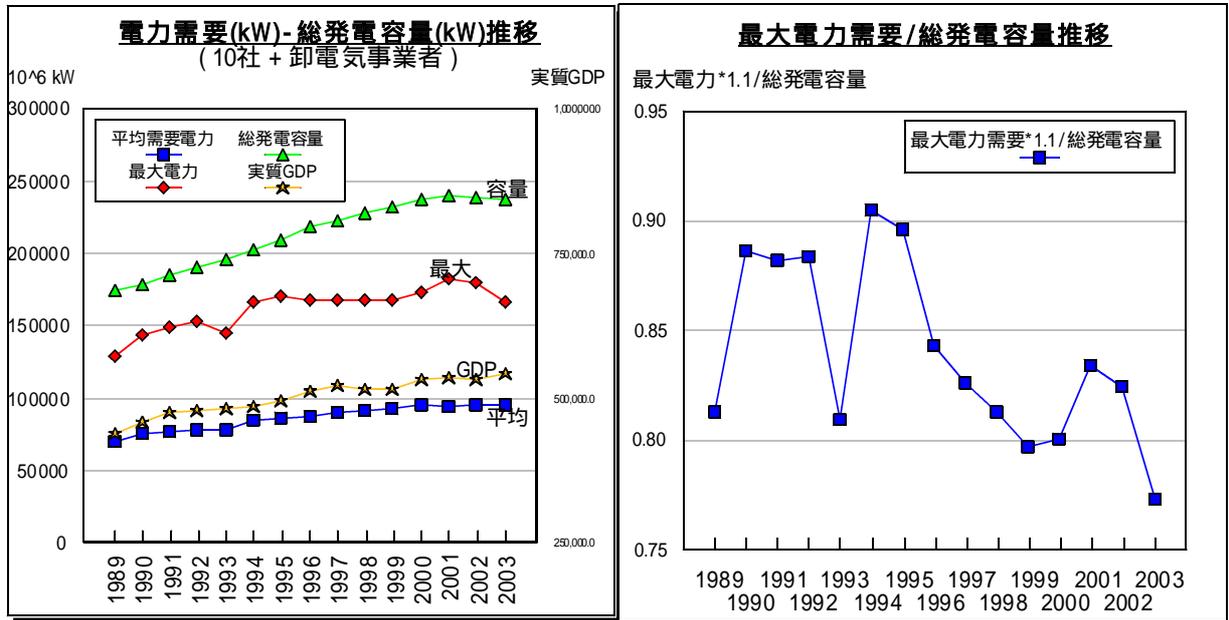
平均電力需要はほぼ実質国内総生産と比例的に推移しているが、最大電力需要は気候的要

*10 現状において、過去の地域間送電容量の数値が公開されていないため、個別地域の電力需給についての検討は行うことができない。

*11 卸電気事業者の発電容量を加算する理由は、電源開発・日本原子力発電や公営水力発電会社の保有する発電容量は、長期契約により一般電気事業者の地域別給電の制御下にあり、実態的に一般電気事業者の運用する発電容量と見なすことができるからである。

因(冷夏・暖冬^{*12})、省エネルギー法によるエアコン・冷蔵庫・OA機器などの家電機器のエネルギー効率規制などの影響により、毎年度かなり大きなばらつきをもって推移していることが観察される。

[図4-2-1-1,2. 電力需要-総発電容量推移、最大電力需要/総発電容量推移]



4-2-2. 設備容量変化と電力需給変化の比較分析・評価

過去15年間の総発電容量に対する、送配電損失を考慮した最大電力需要の比率は、過去15年平均で 0.839、標準偏差 0.041 で分布している。

当該最大電力需要と総発電容量の比率が、平均・分散の等しい正規分布に従うと仮定した場合、等価確率分布上で最大電力需要が現状の総設備容量を超えてしまう確率密度を求めると、 2.26×10^{-4} の水準であり、10,000年当2.26回の水準となる。

2003年度現在の総発電容量は237,785MWであり、現状からさらに 3-2-2. で求めた電気事業に関する政策制度変更による設備投資容量の減少分(1995年度影響分1121MW、2000年度影響分1964MW、累計で15,699MW相当)が仮に全部整備されていたと仮定した状態で同様の計算を行うと、確率密度は 0.001×10^{-4} の水準であったことになるが、当該設備投資容量の減少により確率密度は10,000年当2.26回の水準相当分増加したに過ぎず、その差異は事実上無視できる水準であることが理解される。

見方を変えると、確率密度が100年に1回の水準に上昇する設備容量の減少規模は現状の総発電容量の約5%、12,000MW相当が失われた状態に相当するが、現状において 3-2-2. で求めた新規設備投資の減少分を含めても新規設備投資容量がプラスであることを考慮すると、中国電力の総設備容量(12,161MW)に匹敵する莫大な設備容量が全国で今後追加的に廃棄されない限り、通常の運営状態で大規模な停電などの障害を引起こす可能性は極めて小さいものと考えられる。

また、現在の一般電気事業者の政策制度変更への設備容量面での対応の大部分(約60%,1891MW)は、純粋な新設設備の投資容量の削減ではなく維持費削減を目的とした老朽石油火力発電設備の廃棄処分によるものであること、発電設備の廃棄処分は費用として計上され新規設

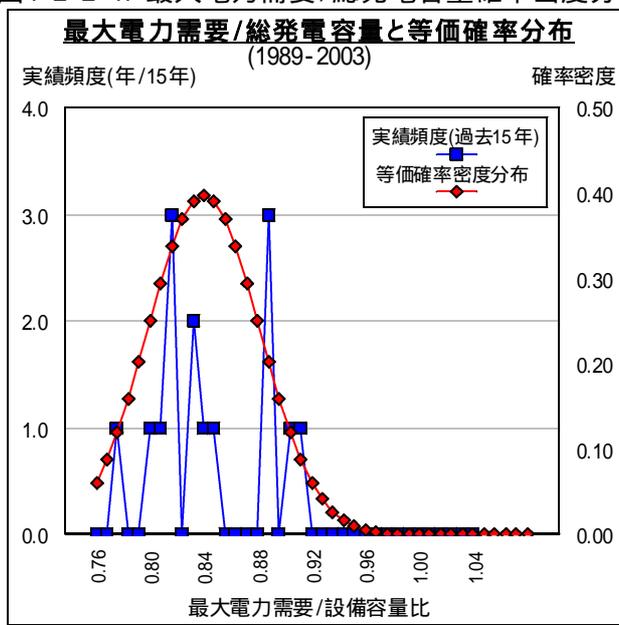
*12 北海道地域の最大電力は冬季の暖房用需要により発生することに留意ありたい。

備投資額の動向と無関係であること、夏期の系統安定対策や負荷追従対策を考慮すれば都心部に残存する償却済の石油火力発電はなお一定の存続意義があることなどを考えると、新規設備投資額の動向とは無関係に、現状の設備容量の減少傾向はいずれ一巡していくものと考えられる。

これらのことを総合すると、仮に停電1回による被害額が 1兆円の桁にあるとしても、現状での電気事業に関する政策制度の変更が総設備容量の変化に与えた影響が 10,000年当数回程度の確率密度の水準に過ぎず、また長期間に亘ってこうした設備容量の減少が継続するとは考えられないことから、「停電被害の期待値」の増加規模は数億円の桁に留まると推定され、一連の電気事業に関する政策制度変更による設備容量の変化が大規模な停電をもたらす可能性は極めて小さく、またこれによる「停電被害の期待値」の増加規模も、現在の状態においては 4-1. で見た各種の政策制度変更による費用低減額と比較して十分小さいと考えられる。

勿論、当該分析は地域別の需給や送配電制約に関する分析を行っていない状態で、かつ短期的な発電容量の推移を分析・評価しているに過ぎないことから、当該事実のみを以て「部分自由化」などの政策制度変更をさらに進めた場合でも大規模停電をもたらすおそれがないと考えることは早計であり、今後ともさらなる分析・評価を進めていくことが必要であると考えられる。

[図4-2-2-1. 最大電力需要/総発電容量確率密度分布]



[図 表]

[式・表2-1-1-1. 契約別電気料金-平均電気料金-平均費用相関分析]

$$P_{ij}(t) = a_{i1} * P_{aj}(t) + a_{i2} * DM_{ij} + a_{i0} + u_{ia} \quad \dots \text{式1)}$$

$$P_{aj}(t) = b_1 * C_j(t) + b_2 * DM_j + b_0 + u_b \quad \dots \text{式2)}$$

$P_{ij}(t)$ i契約区分, j社, t期の実質電気料金・電力価格
 $P_{aj}(t)$ j社, t期の実質平均電気料金
 $C_j(t)$ j社, t期の実質平均合計費用
 DM_{ij}, DM_j j社ダミー (0/1), 除く沖縄
 a_{i0-2}, b_{0-2} 係数
 u_{ia}, u_b 誤差項 1989-2003, 一般電気事業者10社, サンプル数150, 自由度139

< 式 1)に関する分析結果 契約別電気料金-平均電気料金 >

電灯	a1	a2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	a0(沖縄)	R ²
係数	1.062	1.736	2.720	2.487	2.504	3.417	2.370	3.245	1.943	1.944	1.670	0.9617
(p値)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	
判定	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	

電力	a1	a2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	a0(沖縄)	R ²
係数	1.070	-0.813	-0.375	-0.222	0.382	0.161	-0.085	-0.351	-0.366	-0.358	-3.320	0.9944
(p値)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.09)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	
判定	***	***	***	***	***	***	*	***	***	***	***	

業務	a1	a2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	a0(沖縄)	R ²
係数	1.546	1.358	2.976	2.801	4.065	5.064	2.147	3.780	2.639	3.620	-16.54	0.8696
(p値)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	
判定	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	

低圧高圧	a1	a2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	a0(沖縄)	R ²
係数	0.775	0.725	1.957	1.359	2.510	2.539	1.943	3.321	2.243	2.446	-5.428	0.8704
(p値)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	
判定	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	

特別高圧	a1	a2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	a0(沖縄)	R ²
係数	0.874	1.008	2.483	1.913	3.065	3.717	2.350	3.663	2.052	1.665	-8.853	0.8390
(p値)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	
判定	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	***	

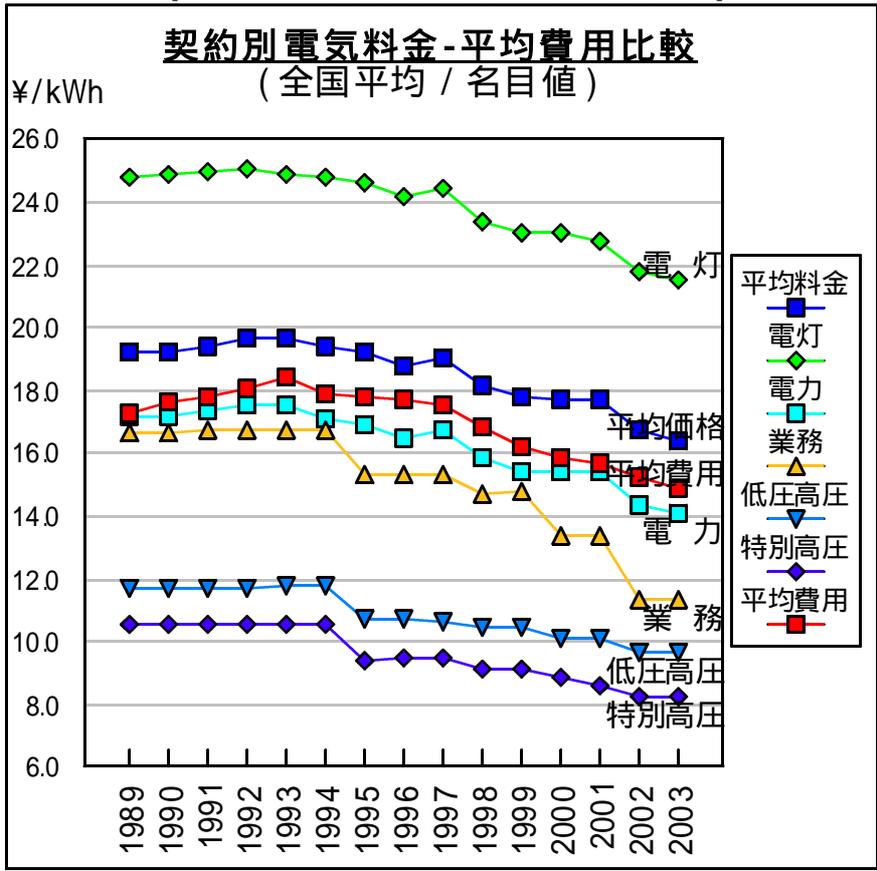
< 式 2)に関する分析結果 平均電気料金-平均合計費用 >

平均料金	b1	b2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	b0(沖縄)	R ²
係数	0.911	0.550	0.534	-0.015	-0.126	0.143	-0.132	-0.060	0.480	0.213	2.982	0.9198
(p値)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.93)	(0.50)	(0.48)	(0.47)	(0.74)	(0.01)	(0.20)	(0.00)	
判定	***	***	***						***		***	

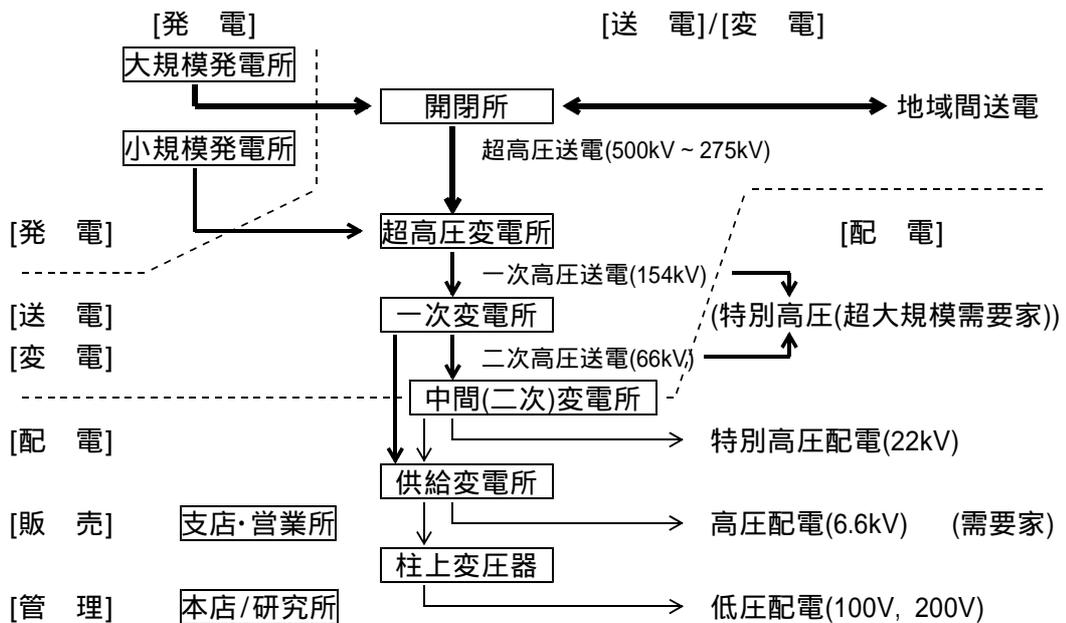
表注) ダミー設定においてはDM_{ij}及びDM_jに沖縄分を設定せず定数項として処理していることに注意。
 判定記号は *** 99%有意、** 95%有意、* 90%有意水準を示す。

本推計は各料金の代表的項目の推移から平均料金と各種料金の相対的な関係进行分析した結果を示しているものであり、各種の選択約款の存在など現実の各社の電気料金・電力価格の条件格差を正確に規準化した上で絶対的な価格水準进行分析したものではないことに注意が必要である。

[図2-1-1-1. 契約別電気料金-平均費用比較]



[図2-1-2-1. 電気の流れと電力設備の概念図]



[表2-1-2-1. 電気事業の固定資産構成と対応費用]
(2003年度末・一般電気事業者10社計・10億円)

主要固定資産	固定資産額	主要費用	費用総額
(電気事業資産)	29530	(電気事業費用)	11535
(発電設備)	9911	(発電費用)	5159
水力発電設備	2449	水力発電費	371
汽力発電設備	4768	汽力発電費	3284
原子力発電設備	2620	原子力発電費	1454
内燃力発電設備	75	内燃力発電費	50
--		(他社購入電力費用)	1277
(送変配電設備)	18394	(送変配電費用)	3000
送電設備	8261	送電費	1004
変電設備	3416	変電費	578
配電設備	6717	配電費	1418
(業務設備他)	1223	(販売管理費用他)	2090
業務設備	1195	販売費	577
--		一般管理費	1512
休止/貸付設備	29	休止/貸付設備費	2

表注) 電気事業用資産・費用のみを計上し、附帯業務関係資産・費用を除く。
地帯間購入電力料(一般電気事業者間での電力売買)は相殺していることに注意。

[表2-2-4-1. 政策制度変更による理論的影響経路の整理]

	対応費用項目	費用影響	設備容量影響	影響の発現
投資に関する影響				
代替効果	減価償却費・利払費など (他社購入電力費)	減少 増加	有	償却期間内・長期的
合理化効果	減価償却費・利払費など	減少	無	償却期間内・長期的
リスク回避効果	減価償却費・利払費など	増加	無	償却期間内・長期的
操業費用に関する影響				
代替効果	操業費・販売管理費など (他社購入電力費)	減少 増加	無	即時的・短期的
合理化効果	操業費・販売管理費など	増加/減少	有	即時的・短期的
リスク回避効果	操業費・販売管理費など	増加	無	即時的・短期的

[式2-3-1-1. 電気事業における固定費・可変費の構成と平均費用・限界費用の概念]

CFi(t)	= DFi(t) + IFi(t) + MFi(t) + TFi(t)		式3)
CVi(t)	= FVi(t) + MVi(t)		式4)
AC(t)	= $\sum_i (CFi(t) + CVi(t)) / EG(t)$		式5)
MC(t)	= $\sum_i CVi(t) / EG(t)$		式6)
	(i [発電、送電、変電…管理])	TFi(t)	i部門の当期固定資産税
CFi(t)	i部門の当期固定費	FVi(t)	i部門の当期燃料費
CVi(t)	i部門の当期可変費	MVi(t)	i部門の当期操業可変費
DFi(t)	i部門の当期減価償却費	AC(t)	当期総平均費用
IFi(t)	i部門の当期(帰属)利払費	MC(t)	当期総限界費用
MFi(t)	i部門の当期操業固定費	EG(t)	当期総販売電力量

[式2-3-2-1. 貸借対照表上の資産額からの固定費各諸元値の推計(名目値)]

$$\begin{aligned} AO_i(t) &= AO_i(t-1) * R_{di} * R_{ai} + AN_i(t) && \dots \text{式 7)} \\ DF_i(t) &= AO_i(t) * R_{di} && \dots \text{式 8)} \\ IF_i(t) &= (AO_i(t) - DF_i(t)) * r(t) && \dots \text{式 9)} \\ TF_i(t) &= AO_i(t) * R_t(t) && \dots \text{式 10)} \end{aligned}$$

(i [発電、送電、変電…管理])

AO _i (t)	当期末資産額
AO _i (t-1)	前期末資産額
R _{di}	償却率((1- 残存簿価(10%))^(1/法定耐用年数))
R _{ai}	償却対象資産率 (発電他=1, 送電のみ=0.5)
AN _i (t)	当期新規取得資産額
DF _i (t)	当期減価償却費
IF _i (t)	当期(帰属)利払費
r(t)	過去5年の長期プライムレート平均利率
TF _i (t)	当期固定資産税
R _t (t)	固定資産税率(= 1.4%)

[式2-3-2-2. 主要発電設備効率・発電実績などからの燃料費の推計(名目値)]

$$\begin{aligned} pf_j(t) &= PIM_j(t) / QIM_j(t) && \dots \text{式 11)} \\ QCf_j(t) &= \sum_k (ef_{jk}(t) * EPk(t)) && \dots \text{式 12)} \\ FV(t) &= \sum_j (pf_j(t) * QCf_j(t)) && \dots \text{式 13)} \end{aligned}$$

(j [一般炭、原油、C重油、LNG、核燃料(同位体濃縮ウラン)])

(k [各社主要発電施設])

pf _j (t)	j種燃料の当期名目平均輸入価格
PIM _j (t)	j種燃料の当期輸入金額(日本貿易統計による)
QIM _j (t)	j種燃料の当期輸入数量(日本貿易統計による)
QCf _j (t)	j種燃料の当期発電用総消費量
ef _{jk} (t)	k発電施設のj種燃料の当期発電効率(数量/kWhに換算, 電力需給の概要による)
EP _k (t)	k発電施設の当期発電実績(kWh, 電力需給の概要による)
FV(t)	当期燃料費

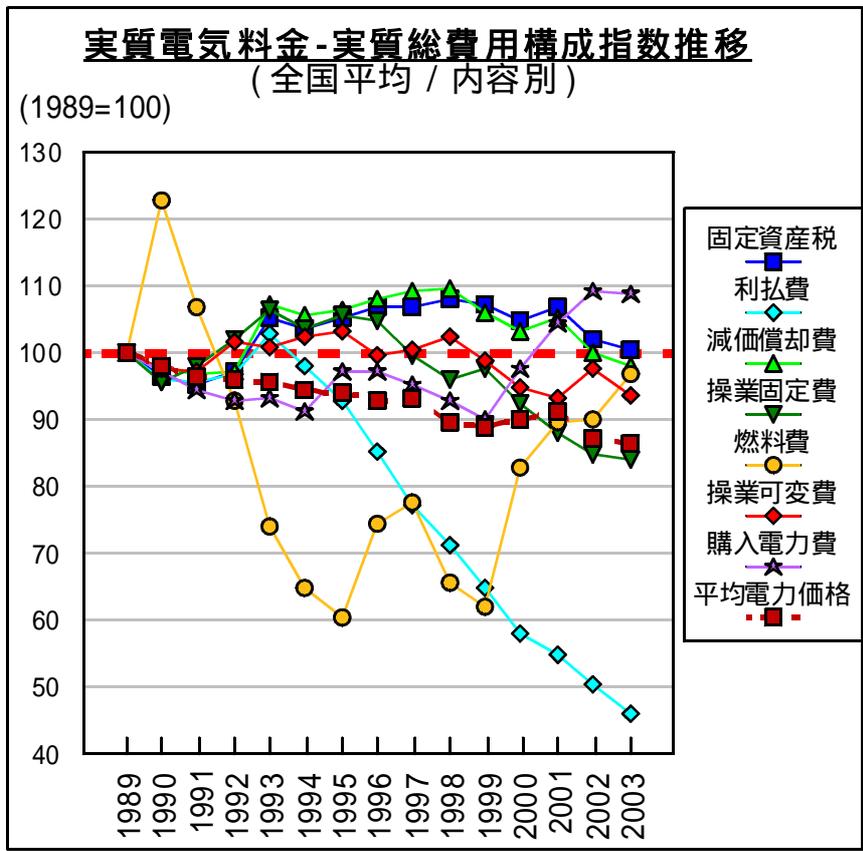
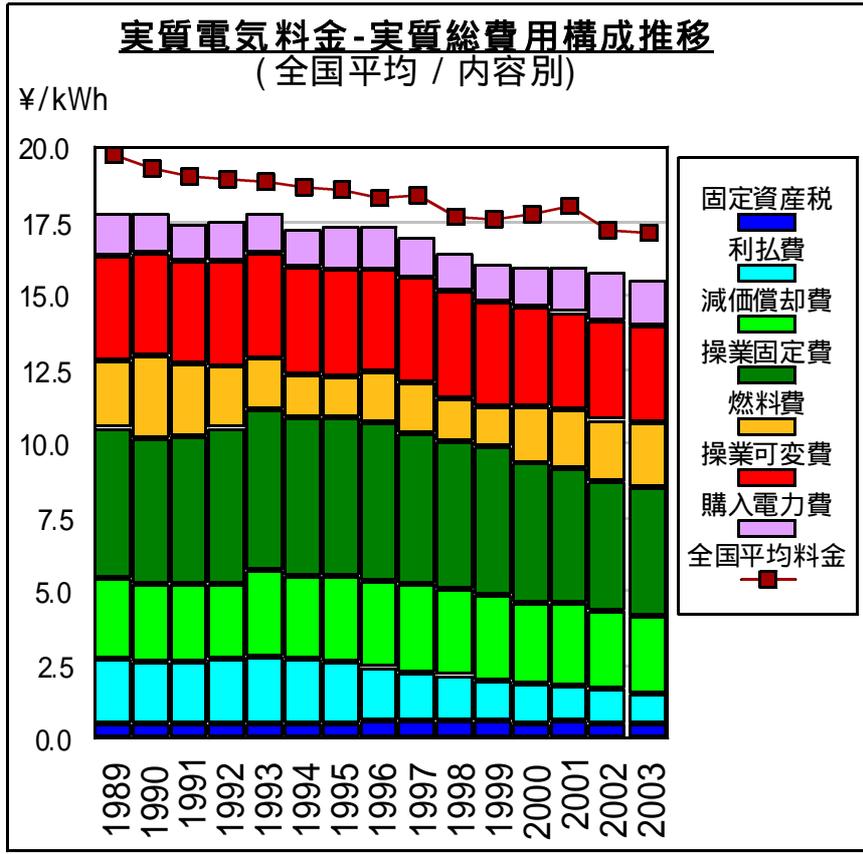
[式2-3-2-3. 実質操業費からの操業固定費・操業可変費の分離推計(実質値)]

$$\begin{aligned} CO_i(t) &= DF_i(t) + IF_i(t) + TF_i(t) + FV_i(t) + CM_i(t) && \dots \text{式 14)} \\ CM_i(t) &= CO_i(t) - (DF_i(t) + IF_i(t) + TF_i(t) + FV_i(t)) && \dots \text{式 15)} \\ CM_i(t) &= ai_1 * EP_i(t) + ai_2 * SC_i(t) + ai_0 + ui && \dots \text{式 16)} \\ CMV_i(t) &= ai_1 * EP_i(t) && \dots \text{式 17)} \\ CMF_i(t) &= CM_i(t) - CMV_i(t) && \dots \text{式 18)} \end{aligned}$$

(i [発電、送電、変電…管理])

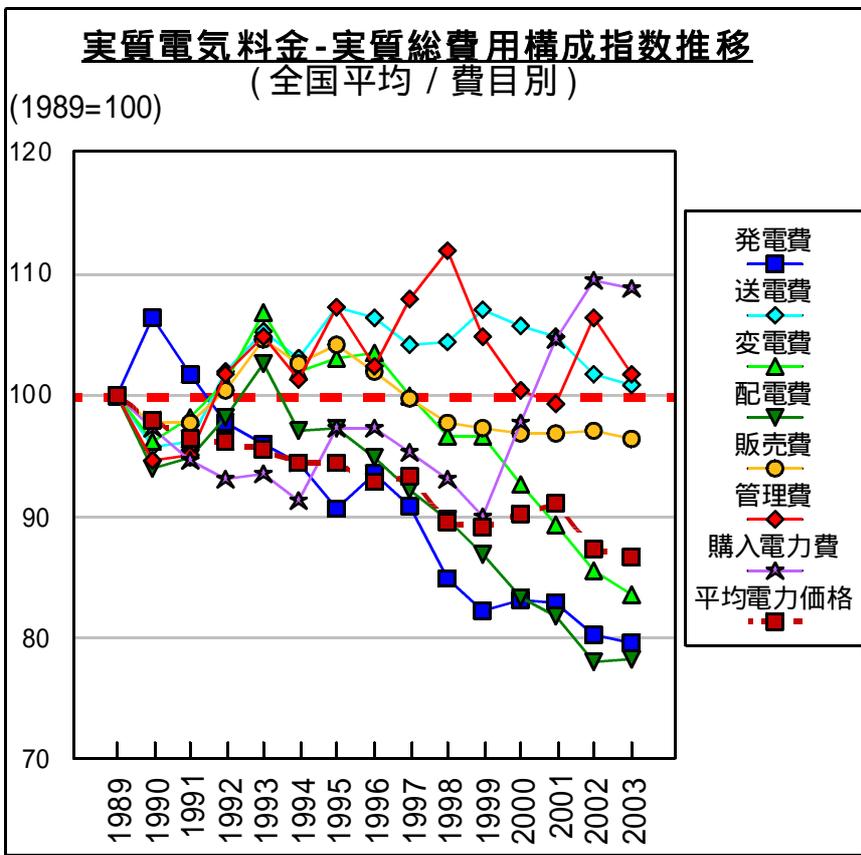
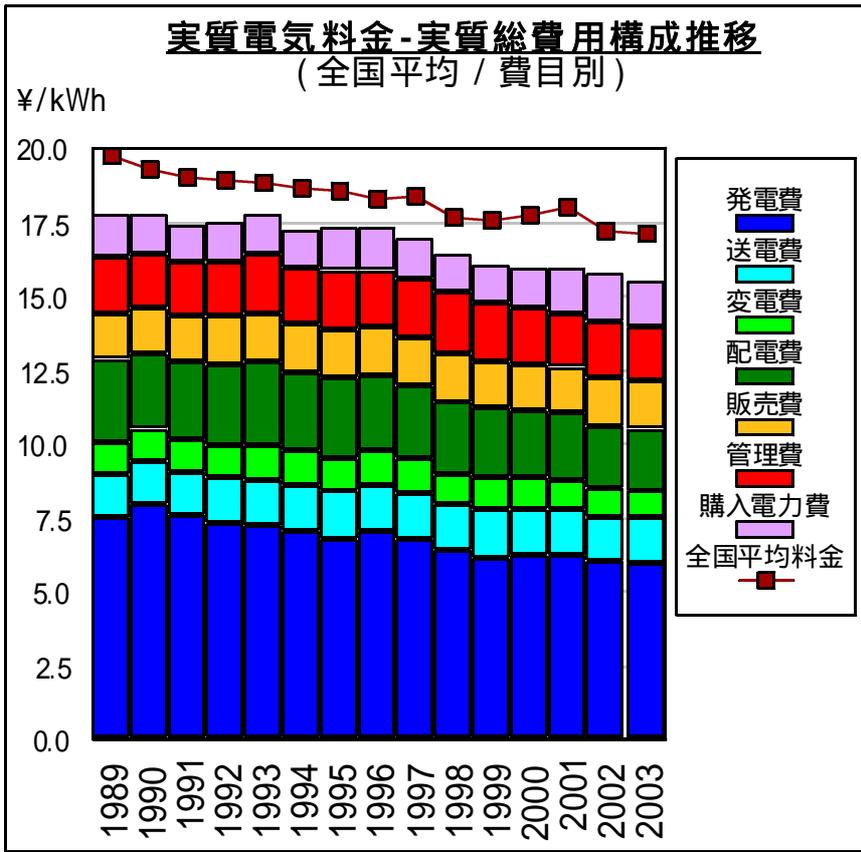
CO _i (t)	当期合計費用	CM _i (t)	当期操業費用
DF _i (t)	当期減価償却費	EP _i (t)	当期発電(送電・変電・配電)電力量
IF _i (t)	当期(帰属)利払費	SC _i (t)	当期発電(送電・変電・配電)設備容量
TF _i (t)	当期固定資産税	CMV _i (t)	当期操業可変費
FV _i (t)	当期燃料費(i=[発電部門]のみ)	CMF _i (t)	当期操業固定費
		ai ₀ , ai ₁ ...	定数
		ui	誤差項

[図3-1-1-1.2. 実質電気料金-実質総費用構成推移(内容別・同指数)]

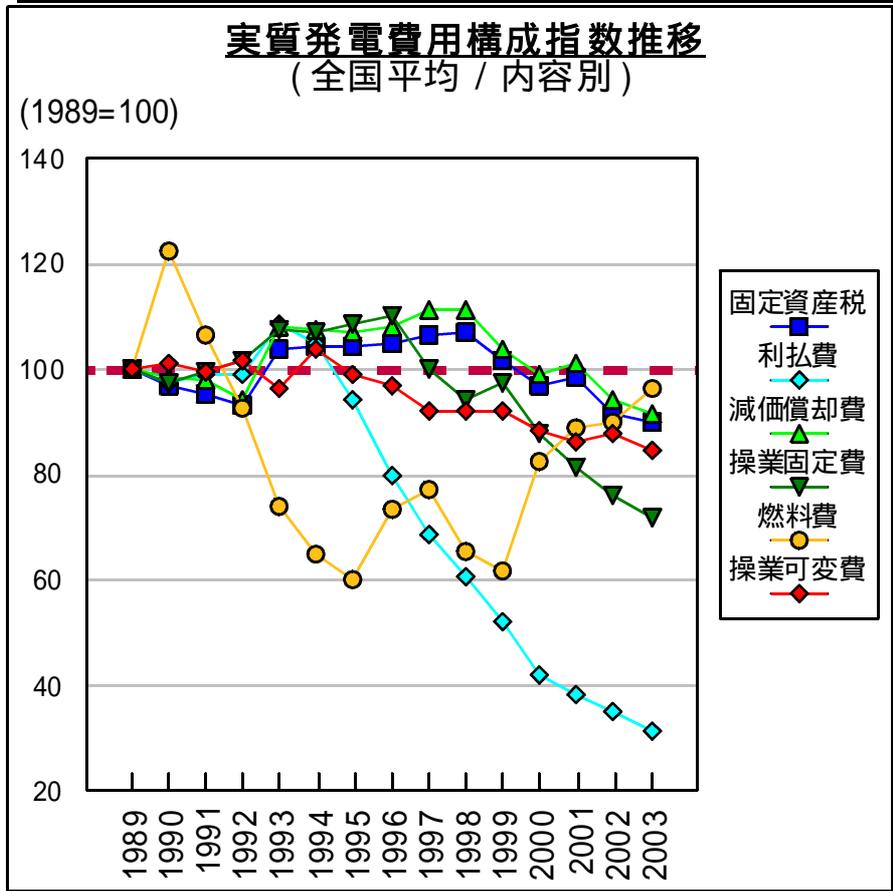
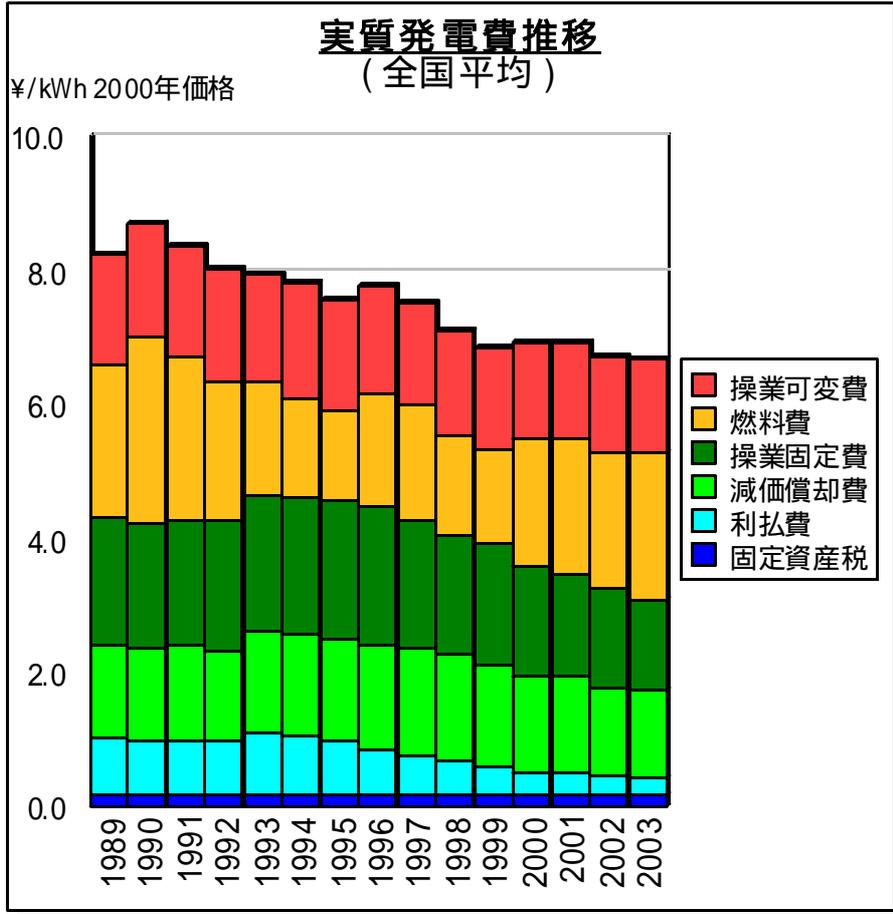


図注) 図3-1-1-1. の棒グラフ部分が全国合計費用を示し、折線グラフによる全国平均料金との差は1kWh当の公租公課と事業報酬に対応している。

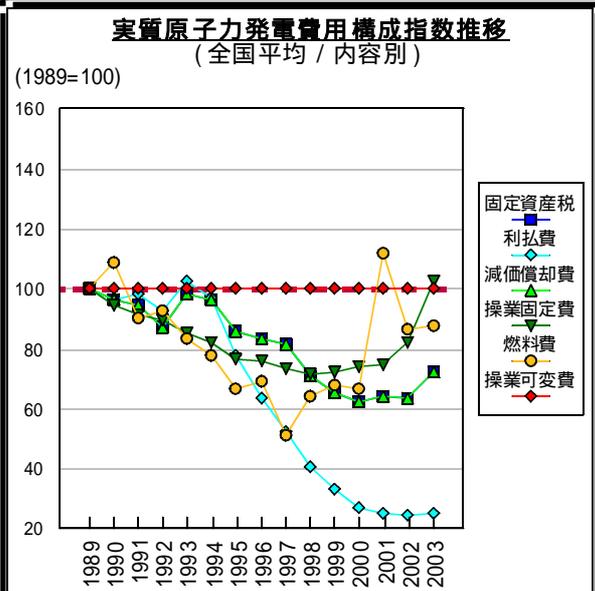
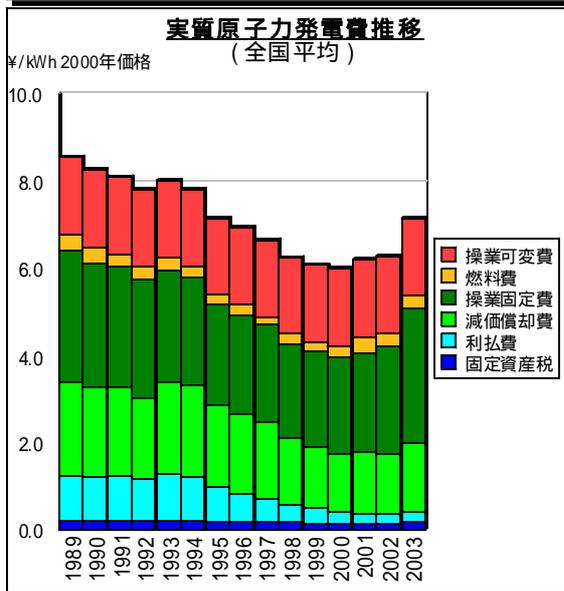
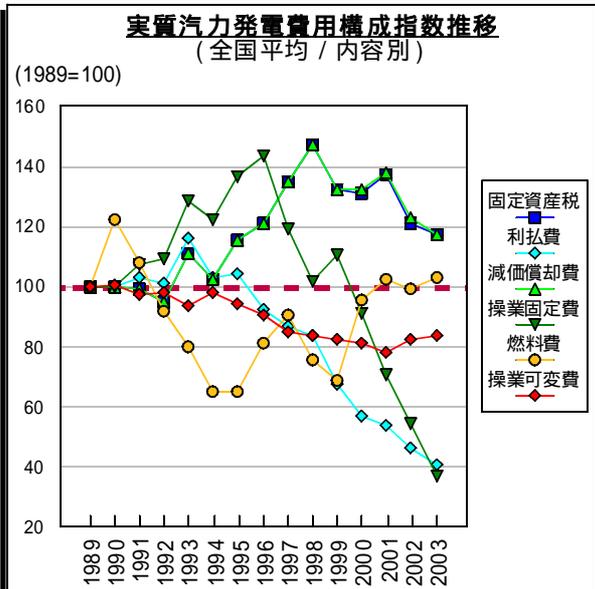
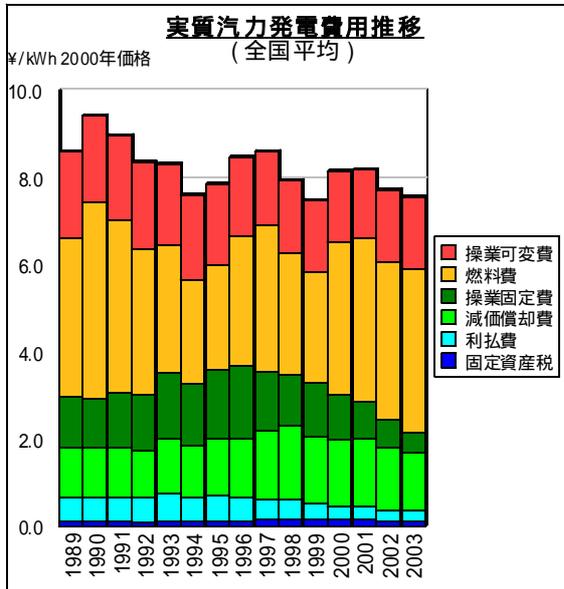
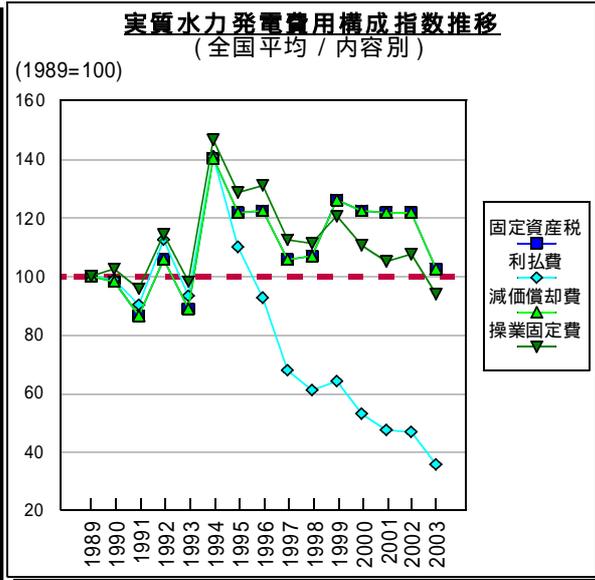
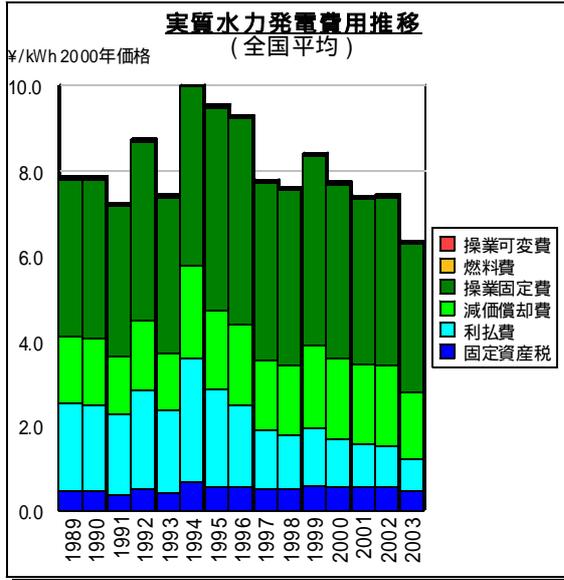
[図3-1-1-3.4. 実質電気料金-実質総費用構成推移(費目別・同指数)]



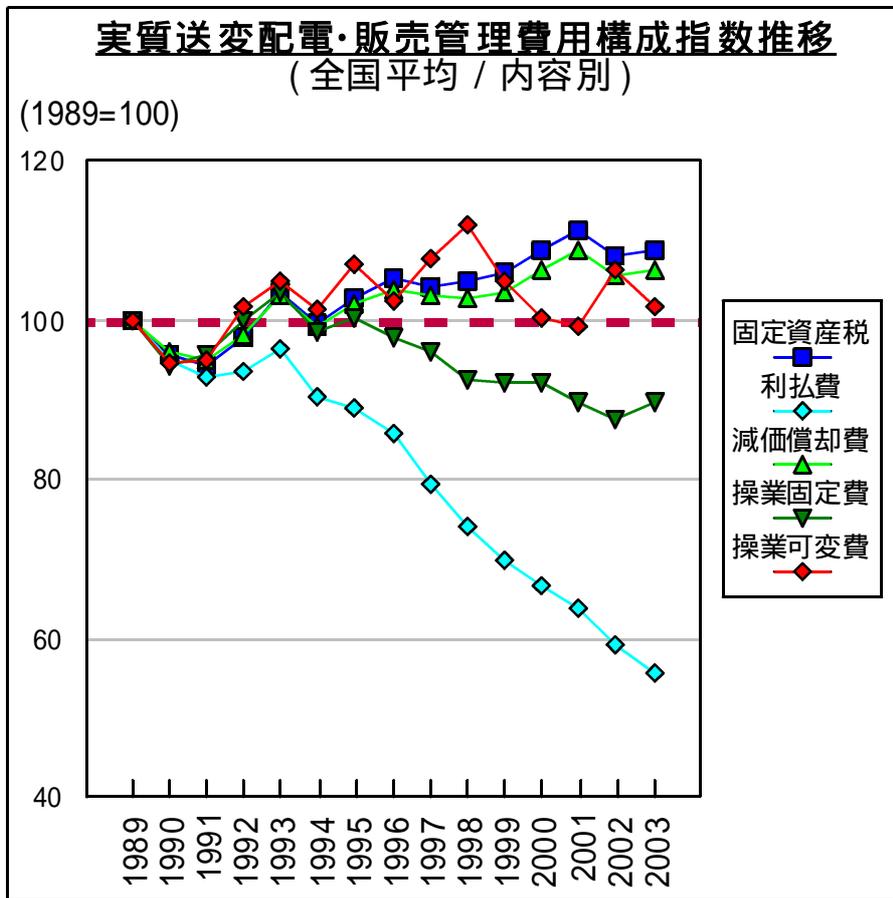
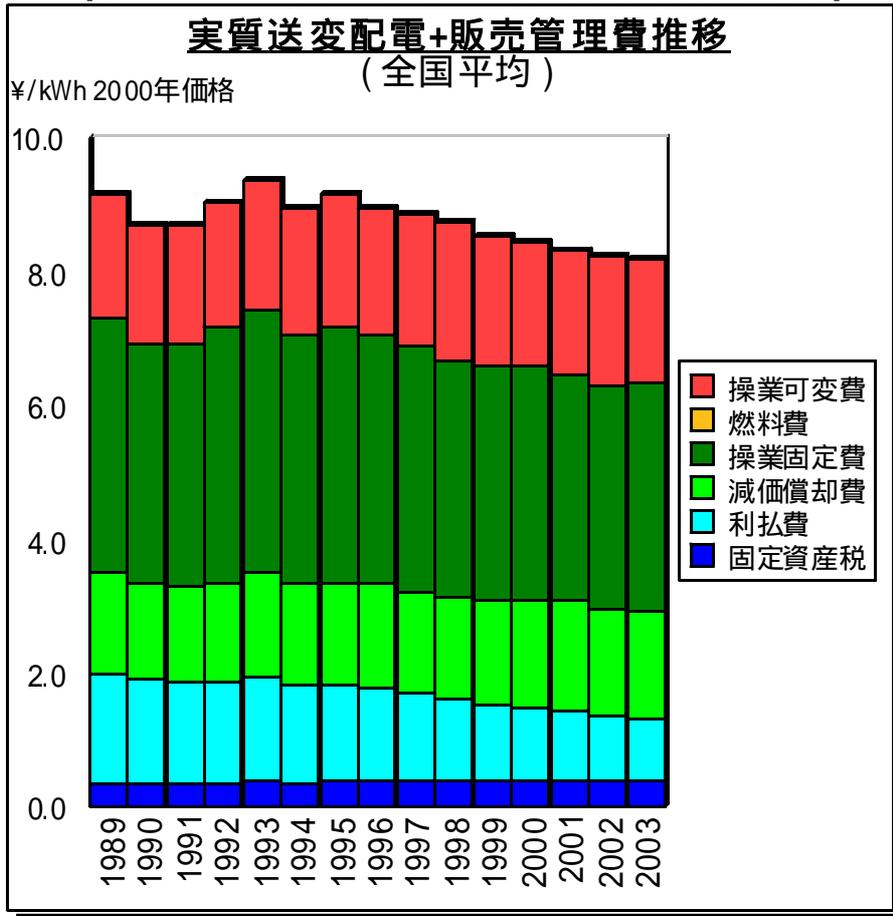
[圖3-1-2-1.,2. 實質發電費用,同指數推移]



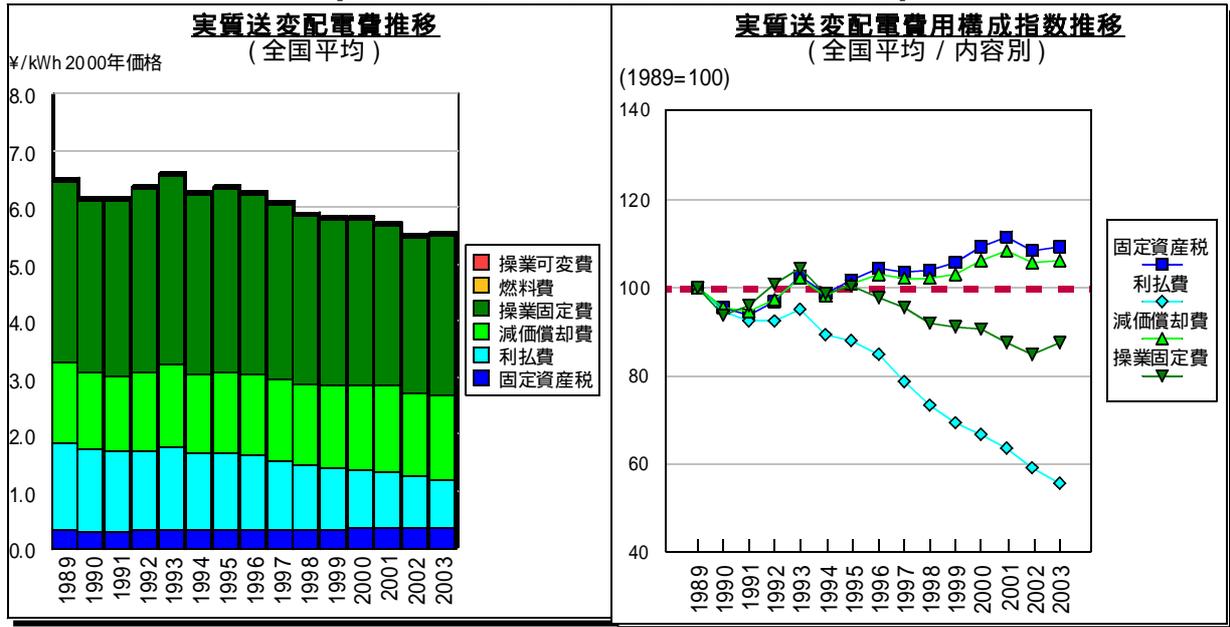
[図3-1-2-3. ~ 8. 水力・汽力・原子力発電実質発電費用,同指数推移]



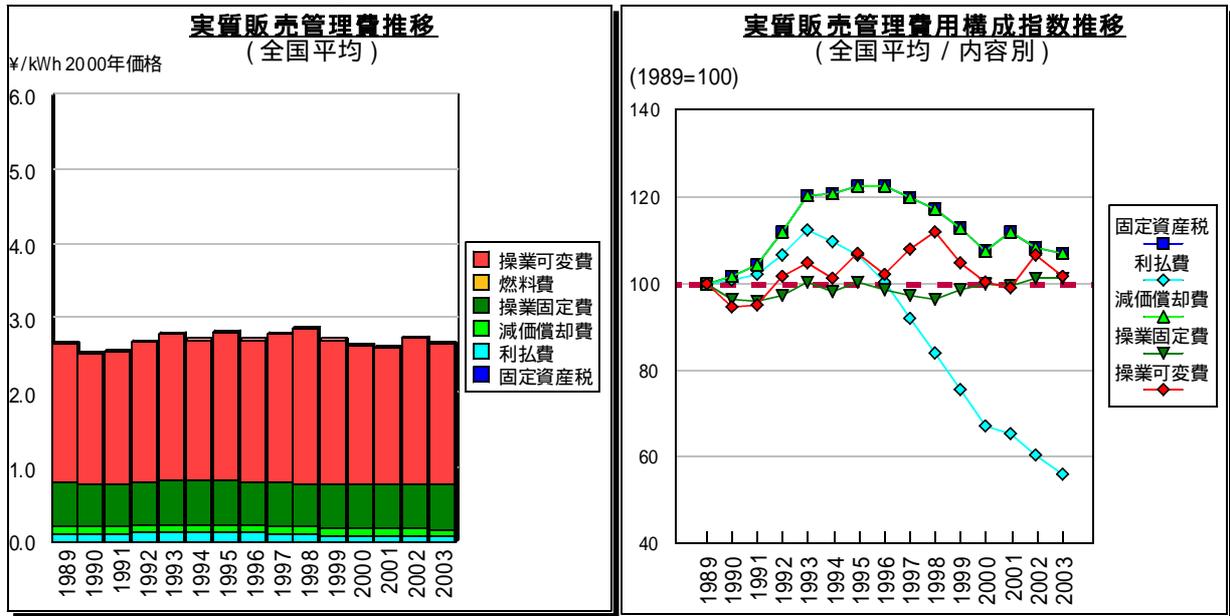
[図3-1-3-1.,2. 実質送変配電・販売管理費用構成,同指数推移]



[図3-1-3-3.,4. 実質送変配電費用,同指数推移]



[図3-1-3-5.,6. 実質販売管理費用,同指数推移]



[式3-2-1-1. 投資に関する政策制度変更の影響の推計式]

$$ANi(t) = ai1*EM(t) + ai2*EA(t) + \sum_j (aij*DMJj) + \sum_j (apij1*DMP1j) + \sum_j (apij2*DMP2j) + a0 + u \quad \text{式 19}$$

$$SNI(t) = bi1*EM(t) + bi2*EA(t) + \sum_j (bij*DMJj) + \sum_j (bpij1*DMP1j) + \sum_j (bpij2*DMP2j) + b0 + u \quad \text{式 20}$$

- ANi(t) 部門の当期実質設備投資額 (i [発電、送電、変電…管理])
- SNI(t) 部門の当期設備投資容量
- EM(t) 当期最大電力需要
- EA(t) 当期平均電力需要
- DMJj j社ガミ- (j社データ=1, else 0; 但し沖縄は定数項として処理)
- DMP1j j社発電自由化ガミ- (1997年度以降=1, else 0)
- DMP2j j社小売部分自由化ガミ- (2000年度以降=1, else 0)
- a**,b** 係数
- u 誤差項

[表3-2-2-1. 設備投資容量に対する政策制度変更による影響の推計結果]

	発電部門					送変配電部門		
	(MW)	水力	石炭	石油	LNG	原子力	送電(千Km)	変電(GVA)
発電自由化(1995)	-173	-54	+0	+0	-894	+0.07	-1.70	-10.9
小売自由化(2000)	-221	+149	-1891	+0	+0	-0.84	-9.07	-8.54
合計	-395	+95	-1891	+0	-894	-0.78	-10.8	-19.4

[表3-2-2-2. 水力発電設備容量の政策制度変更影響推計結果]

(サンプル数140, 自由度108, R²=0.1611)

	a1	a2	aj/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	a0(沖縄)
係数	0.017	0.091	7.619	-13.35	96.92	156.8	-3.595	122.9	57.85	-6.670	-29.11	-2.829
(p値)	(0.13)	(0.14)	(0.92)	(0.86)	(0.26)	(0.04)	(0.96)	(0.10)	(0.43)	(0.93)	(0.69)	(0.96)
判定						**		*				
発電自由化			apj1/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数			7.279	-8.830	128.7	-173.2	0.764	119.7	-66.65	2.170	17.06	0.531
(p値)			(0.94)	(0.93)	(0.20)	(0.08)	(0.99)	(0.22)	(0.50)	(0.98)	(0.86)	(1.00)
判定						*						
小売自由化			apj2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数			-25.14	22.30	-192.0	26.09	9.338	-221.4	11.21	10.73	7.908	-0.111
(p値)			(0.83)	(0.85)	(0.12)	(0.83)	(0.94)	(0.06)	(0.92)	(0.93)	(0.95)	(0.99)
判定								*				

[表3-2-2-3. 石炭火力発電設備容量の政策制度変更影響推計結果]

(サンプル数140, 自由度108, R²=0.094)

	a1	a2	aj/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	a0(沖縄)
係数	-0.030	0.150	-70.55	337.4	-181.0	199.0	83.73	-65.61	34.15	-41.81	26.99	36.51
(p値)	(0.18)	(0.21)	(0.62)	(0.02)	(0.27)	(0.17)	(0.54)	(0.65)	(0.81)	(0.76)	(0.85)	(0.71)
判定				**								
発電自由化			apj1/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数			256.8	-395.8	72.79	67.95	342.1	-5.123	-1.142	230.7	33.69	-38.38
(p値)			(0.18)	(0.03)	(0.70)	(0.72)	(0.07)	(0.98)	(1.00)	(0.22)	(0.86)	(0.83)
判定				**			*					
小売自由化			apj2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数			-226.0	-48.16	612.9	30.26	-464.4	344.0	-75.70	-228.5	124.8	146.5
(p値)			(0.32)	(0.83)	(0.01)	(0.89)	(0.04)	(0.14)	(0.74)	(0.31)	(0.58)	(0.52)
判定					**		**					

[表3-2-2-4. 石油火力発電設備容量の政策制度変更影響推計結果]
(サンプル数140, 自由度108, R²=0.300)

	a1	a2	aj/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	a0(沖縄)
係数	0.047	-0.208	-4.729	-59.84	33.94	-87.50	-12.62	-21.70	2.104	-29.69	11.83	18.37
(p値)	(0.00)	(0.02)	(0.96)	(0.57)	(0.78)	(0.41)	(0.90)	(0.84)	(0.98)	(0.77)	(0.91)	(0.80)
判定	***	**										
	発電自由化											
	apj1/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄		
係数	0.457	69.55	-96.62	110.4	-0.149	51.66	-1.790	21.84	0.051	-12.30		
(p値)	(1.00)	(0.62)	(0.49)	(0.43)	(1.00)	(0.71)	(0.99)	(0.87)	(1.00)	(0.80)		
判定												
	小売自由化											
	apj2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄		
係数	-9.461	-109.5	37.03	-761.0	-306.2	-823.6	-9.905	-6.223	-14.41	3.891		
(p値)	(0.95)	(0.51)	(0.83)	(0.00)	(0.06)	(0.00)	(0.95)	(0.97)	(0.93)	(0.98)		
判定				***	*	***						

[表3-2-2-5. LNG火力発電設備容量の政策制度変更影響推計結果]
(サンプル数140, 自由度108, R²=0.174)

	a1	a2	aj/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	a0(沖縄)
係数	-0.010	0.050	-2.574	168.1	613.5	520.3	-0.692	403.6	170.7	-0.852	280.0	-0.803
(p値)	(0.73)	(0.76)	(0.99)	(0.39)	(0.01)	(0.01)	(1.00)	(0.04)	(0.37)	(1.00)	(0.15)	(1.00)
判定					***	***		**				
	発電自由化											
	apj1/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄		
係数	-0.064	-167.3	343.8	-35.01	0.094	-414.2	-174.4	-0.927	-286.6	0.202		
(p値)	(1.00)	(0.52)	(0.19)	(0.89)	(1.00)	(0.11)	(0.50)	(1.00)	(0.27)	(1.00)		
判定												
	小売自由化											
	apj2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄		
係数	2.364	-4.050	-320.9	-450.4	0.660	-3.480	2.457	1.556	3.641	-0.054		
(p値)	(0.99)	(0.99)	(0.33)	(0.15)	(1.00)	(0.99)	(0.99)	(1.00)	(0.99)	(1.00)		
判定												

[表3-2-2-6. 原子力発電設備容量の政策制度変更影響推計結果]
(サンプル数140, 自由度108, R²=0.159)

	a1	a2	aj/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	a0(沖縄)
係数	-0.022	0.080	79.22	93.25	859.3	133.8	66.99	285.7	-5.454	110.6	286.7	-1.095
(p値)	(0.41)	(0.58)	(0.65)	(0.59)	(0.00)	(0.44)	(0.69)	(0.10)	(0.97)	(0.51)	(0.10)	(0.99)
判定					***						*	
	発電自由化											
	apj1/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄		
係数	-83.09	-101.3	-893.8	-148.2	-67.70	-303.5	-0.229	-113.2	-296.1	0.303		
(p値)	(0.72)	(0.66)	(0.00)	(0.52)	(0.77)	(0.19)	(1.00)	(0.62)	(0.20)	(1.00)		
判定			***									
	小売自由化											
	apj2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄		
係数	3.084	275.6	35.89	14.86	0.176	23.09	3.309	2.024	4.513	-0.085		
(p値)	(0.99)	(0.32)	(0.90)	(0.96)	(1.00)	(0.93)	(0.99)	(0.99)	(0.99)	(1.00)		
判定												

[表3-2-2-7. 送電設備容量の政策制度変更影響推計結果]

(サンプル数140, 自由度108, R²=0.337)

	a1	a2	aj/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	a0(沖縄)
係数	-0.011	0.001	117.0	295.2	482.5	225.4	34.00	115.4	182.9	10.41	254.3	26.51
(p値)	(0.48)	(0.94)	(0.24)	(0.00)	(0.00)	(0.02)	(0.72)	(0.25)	(0.06)	(0.91)	(0.01)	(0.70)
判定				***	***	**			*		**	
発電自由化			apj1/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数			-70.26	-89.77	340.9	-35.19	-44.55	56.28	13.30	54.04	-273.2	15.40
(p値)			(0.60)	(0.49)	(0.01)	(0.79)	(0.73)	(0.67)	(0.92)	(0.68)	(0.04)	(0.91)
判定					**						**	
小売自由化			apj2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数			-67.01	-127.5	-844.5	-136.0	5.815	-164.1	-87.53	-80.34	87.35	-3.670
(p値)			(0.67)	(0.42)	(0.00)	(0.39)	(0.97)	(0.30)	(0.58)	(0.61)	(0.58)	(0.98)
判定					***							

[表3-2-2-8. 変電設備容量の政策制度変更影響推計結果]

(サンプル数140, 自由度108, R²=0.570)

	a1	a2	aj/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	a0(沖縄)
係数	0.115	-1.204	491.8	2422	6869	3898	1105	3731	1611	558.3	1872	230.1
(p値)	(0.29)	(0.04)	(0.49)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.11)	(0.00)	(0.02)	(0.41)	(0.01)	(0.63)
判定		**		***	***	***		***	**		***	
発電自由化			apj1/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数			-357.9	-634.1	-803.0	-1214	-298.3	-1701	-1112	-235.5	-442.0	-153.8
(p値)			(0.70)	(0.49)	(0.39)	(0.19)	(0.75)	(0.07)	(0.22)	(0.80)	(0.63)	(0.87)
判定								*				
小売自由化			apj2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数			283.4	-1260	-4437	-2602	-676.5	-2027	-146.1	-328.2	-318.1	148.4
(p値)			(0.80)	(0.26)	(0.00)	(0.02)	(0.54)	(0.07)	(0.90)	(0.77)	(0.77)	(0.89)
判定					***	**		*				

[表3-2-2-9. 配電設備容量の政策制度変更影響推計結果]

(サンプル数140, 自由度108, R²=0.885)

	a1	a2	aj/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	a0(沖縄)
係数	0.222	-0.524	1960	5670	10790	6074	892.6	4319	3375	1207	7728	633.9
(p値)	(0.01)	(0.24)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.09)	(0.00)	(0.00)	(0.02)	(0.00)	(0.09)
判定	***		***	***	***	***	*	***	***	**	***	*
発電自由化			apj1/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数			-1050	-1044	-3891	-2102	-342.2	-1158	-1843	-217.8	-3020	0.730
(p値)			(0.15)	(0.14)	(0.00)	(0.00)	(0.63)	(0.11)	(0.01)	(0.76)	(0.00)	(1.00)
判定					***	***			**		***	
小売自由化			apj2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数			-395.8	-1325	-3240	-1644	-415.2	-1573	-883.1	-746.8	-2080	-222.8
(p値)			(0.64)	(0.13)	(0.00)	(0.05)	(0.63)	(0.07)	(0.30)	(0.38)	(0.02)	(0.79)
判定					***	*		*			**	

[表3-2-3-1. 設備投資額に対する政策制度変更による影響の推計結果]

(10億円・2000年実質)	発電部門			送変配電・販売管理部門				合計
	水力	汽力	原子力	送電	変電	配電	業務	
発電自由化(1995)	+74.3	-357.1	-207.7	+0.0	+0.0	-113.8	+19.8	-667.4
小売自由化(2000)	-144.7	-127.2	+0	-384.1	-174.2	-68.6	-63.1	-879.0
合計	-70.4	-484.3	-207.7	-384.1	-174.2	-182.3	-43.3	-1546.3

[表3-2-3-2. 水力発電設備投資額の政策制度変更影響推計結果]

(サンプル数140, 自由度108, R²=0.105)

	b1	b2	bj/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	b0(沖縄)
係数	-0.001	-0.001	11.05	27.84	108.8	69.11	10.11	72.88	21.96	6.003	25.53	16.72
(p値)	(0.86)	(0.92)	(0.59)	(0.45)	(0.41)	(0.25)	(0.60)	(0.29)	(0.45)	(0.75)	(0.47)	(0.89)
判定												
	発電自由化		bpj1/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数			9.942	-2.760	74.31	-30.71	-3.865	13.74	-6.342	1.433	5.779	0.313
(p値)			(0.66)	(0.91)	(0.03)	(0.20)	(0.86)	(0.57)	(0.78)	(0.95)	(0.80)	(0.99)
判定					**							
	小売自由化		bpj2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数			-15.58	0.794	-100.5	-3.973	0.627	-44.19	3.180	0.458	-7.381	0.100
(p値)			(0.56)	(0.98)	(0.00)	(0.88)	(0.98)	(0.10)	(0.91)	(0.99)	(0.78)	(1.00)
判定					***			*				

[表3-2-3-3. 汽力発電設備投資額の政策制度変更影響推計結果]

(サンプル数140, 自由度108, R²=0.359)

	b1	b2	bj/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	b0(沖縄)
係数	-0.010	0.042	-49.11	-83.60	-412.0	-96.81	-20.24	-206.6	-67.14	-47.38	-88.17	1.473
(p値)	(0.28)	(0.09)	(0.26)	(0.29)	(0.14)	(0.44)	(0.62)	(0.16)	(0.45)	(0.23)	(0.24)	(0.95)
判定		*										
	発電自由化		bpj1/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数			-24.54	-40.20	-129.1	-122.3	18.78	-105.7	66.25	42.99	-51.77	-14.83
(p値)			(0.61)	(0.41)	(0.07)	(0.02)	(0.69)	(0.04)	(0.17)	(0.36)	(0.30)	(0.75)
判定					*	**		**				
	小売自由化		bpj2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数			21.61	-69.33	88.83	12.51	-65.74	-48.19	-127.2	-54.95	9.090	29.51
(p値)			(0.70)	(0.22)	(0.12)	(0.82)	(0.24)	(0.39)	(0.02)	(0.33)	(0.87)	(0.60)
判定									**			

[表3-2-3-4. 原子力発電設備投資額の政策制度変更影響推計結果]
(サンプル数140, 自由度108, R²=0.176)

	b1	b2	bj/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	b0(沖縄)
係数	-0.088	0.015	22.46	37.03	308.7	74.37	33.25	162.1	12.98	43.84	96.52	1.320
(p値)	(0.48)	(0.64)	(0.70)	(0.72)	(0.40)	(0.65)	(0.54)	(0.40)	(0.87)	(0.40)	(0.33)	(0.97)
判定												
発電自由化			bpj1/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数			-22.81	-34.38	-207.7	-41.27	-28.89	-94.35	-4.326	-28.25	-72.25	-0.277
(p値)			(0.72)	(0.60)	(0.03)	(0.53)	(0.64)	(0.16)	(0.95)	(0.65)	(0.27)	(1.00)
判定					**							
小売自由化			bpj2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数			-1.626	81.76	0.002	0.605	2.756	-4.994	7.381	-2.573	7.427	-0.085
(p値)			(0.99)	(0.28)	(1.00)	(0.99)	(0.97)	(0.95)	(0.92)	(0.97)	(0.92)	(1.00)
判定												

[表3-2-3-5. 送電設備投資額の政策制度変更影響推計結果]
(サンプル数140, 自由度108, R²=0.694)

	b1	b2	bj/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	b0(沖縄)
係数	0.013	-0.024	19.06	73.73	248.5	103.0	11.00	84.59	35.29	8.873	59.40	7.133
(p値)	(0.04)	(0.14)	(0.51)	(0.16)	(0.18)	(0.22)	(0.69)	(0.38)	(0.39)	(0.74)	(0.23)	(0.67)
判定	**											
発電自由化			bpj1/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数			0.954	4.338	18.07	30.89	-1.346	51.57	24.23	14.20	-20.61	1.355
(p値)			(0.98)	(0.89)	(0.70)	(0.36)	(0.97)	(0.11)	(0.45)	(0.65)	(0.53)	(0.97)
判定												
小売自由化			bpj2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数			-5.485	-32.19	-225.2	-89.60	-5.701	-69.33	-29.81	-25.03	9.264	-2.872
(p値)			(0.88)	(0.40)	(0.00)	(0.02)	(0.88)	(0.07)	(0.43)	(0.51)	(0.81)	(0.94)
判定					***	**		*				

[表3-2-3-6. 変電設備投資額の政策制度変更影響推計結果]
(サンプル数140, 自由度108, R²=0.682)

	b1	b2	bj/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	b0(沖縄)
係数	-0.011	-0.006	11.90	45.36	174.8	84.18	15.15	87.44	32.72	11.63	43.39	7.133
(p値)	(0.64)	(0.93)	(0.30)	(0.03)	(0.02)	(0.01)	(0.16)	(0.02)	(0.04)	(0.26)	(0.03)	(0.67)
判定				**	**	**		**	**		**	
発電自由化			bpj1/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数			-6.485	-10.82	7.259	-8.785	-2.755	5.181	-15.15	16.26	-16.44	-2.529
(p値)			(0.61)	(0.40)	(0.70)	(0.51)	(0.82)	(0.70)	(0.23)	(0.19)	(0.21)	(0.84)
判定												
小売自由化			bpj2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数			0.620	-8.701	-75.35	-32.07	-8.788	-41.35	-0.687	-25.38	8.224	0.649
(p値)			(0.97)	(0.56)	(0.00)	(0.03)	(0.55)	(0.01)	(0.96)	(0.09)	(0.58)	(0.97)
判定					***	**		***		*		

[表3-2-3-7. 配電設備投資額の政策制度変更影響推計結果]
(サンプル数140, 自由度108, R²=0.981)

	b1	b2	bj/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	b0(沖縄)
係数	-0.004	0.008	17.06	49.44	231.7	74.29	7.950	100.8	42.27	14.32	56.74	5.763
(p値)	(0.00)	(0.01)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.10)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.06)
判定	***	**	***	***	***	***		***	***	***	***	*
発電自由化			bpj1/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数			-7.458	-7.976	-59.08	-8.278	-2.515	-16.02	-19.77	-2.803	-18.90	0.228
(p値)			(0.20)	(0.18)	(0.00)	(0.17)	(0.65)	(0.01)	(0.00)	(0.62)	(0.00)	(0.97)
判定					***			***	***		***	
小売自由化			bpj2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数			0.156	-9.047	-23.45	-14.90	-0.743	-30.22	-6.254	-1.475	-2.338	-0.441
(p値)			(0.98)	(0.18)	(0.00)	(0.03)	(0.91)	(0.00)	(0.35)	(0.83)	(0.73)	(0.95)
判定					***	**		***				

[表3-2-3-8. 業務施設投資額の政策制度変更影響推計結果]
(サンプル数140, 自由度108, R²=0.438)

	b1	b2	bj/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	b0(沖縄)
係数	-0.002	0.002	8.909	21.42	70.26	40.24	5.311	42.41	24.78	6.435	27.97	2.483
(p値)	(0.10)	(0.51)	(0.10)	(0.03)	(0.04)	(0.01)	(0.28)	(0.02)	(0.00)	(0.18)	(0.00)	(0.42)
判定			*	**	**	***		**	***		***	
発電自由化			bpj1/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数			-7.291	-12.03	-16.41	-10.81	-2.830	-4.338	-11.94	-3.171	-11.88	0.157
(p値)			(0.21)	(0.05)	(0.06)	(0.08)	(0.61)	(0.49)	(0.04)	(0.58)	(0.05)	(0.98)
判定				**	*				**		**	
小売自由化			bpj2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数			0.203	19.75	7.995	-6.449	3.184	-16.02	5.666	0.059	2.883	-1.212
(p値)			(0.98)	(0.00)	(0.26)	(0.34)	(0.64)	(0.16)	(0.41)	(0.99)	(0.67)	(0.86)
判定				***								

[式3-3-1-1. 操業費用に関する政策制度変更の影響の推計式]

$$MNi(t) = (c_{il} * ELil(t)) + \sum_j (c_{ij} * DMJj) + \sum_j (cp_{ij1} * DMP1j) + \sum_j (cp_{ij2} * DMP2j) + c_0 + u \quad \dots \text{式 21)}$$

- MNi(t) 部門の当期操業費(i [発電、送電、変電…管理]) , 他社購入電力費用
- ELil(t) 部門の操業費の主説明変数I (当期総設備容量、新設設備容量、販売電力量…)
- DMJj j社ダミ- (j社ダミ=1, else 0; 但し沖縄は定数項として処理)
- DMP1j j社発電自由化ダミ- (1997年度以降=1, else 0)
- DMP2j j社小売部分自由化ダミ- (2000年度以降=1, else 0)
- c^{**} 係数
- u 誤差項

[表3-3-2-1. 操業費用(操業費)に対する政策制度変更による影響の推計結果]

(10億円・2000年実質)	発電部門			送変配電・販売管理部門				合計	
	水力	汽力	原子力	送電	変電	配電	販売管理		
発電自由化(1995)	-5.0	-155.8	+0.0	-21.2	-19.0	-98.1	-2.7	+52.8	-249.1
小売自由化(2000)	-30.5	-121.8	+0.0	-12.2	-47.5	-114.9	+13.9	-66.3	-379.2
合計	-35.5	-277.6	+0.0	-33.4	-66.5	-212.9	+11.2	-13.5	-628.3

[表3-3-2-2. 水力発電操業費用の政策制度変更影響推計結果]

(サンプル数135, 自由度106, R²=0.979)

主説明変数	設備容量	新設設備							
係数	0.008	0.003							
(p値)	(0.00)	(0.08)							
判定	***	*							
会社別ダミー	cj/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	c0(九州)
係数	-2.347	6.956	-2.053	-2.989	-0.122	0.897	-3.450	-3.472	6.220
(p値)	(0.14)	(0.00)	(0.60)	(0.13)	(0.92)	(0.81)	(0.01)	(0.03)	(0.00)
判定		***					***	**	***
発電自由化	cpj1/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
係数	0.342	-1.947	-2.502	3.884	0.040	-5.811	-3.094	0.132	-0.007
(p値)	(0.84)	(0.24)	(0.18)	(0.04)	(0.98)	(0.00)	(0.07)	(0.94)	(1.00)
判定				**		***	*	**	
小売自由化	cpj2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
係数	-1.938	-1.106	-8.204	-7.852	-1.333	-10.97	-2.364	-0.151	-3.453
(p値)	(0.30)	(0.55)	(0.00)	(0.00)	(0.48)	(0.00)	(0.21)	(0.94)	(0.07)
判定			***	***		***			*

表注) 沖縄には既設水力発電所が存在しない。

[表3-3-2-3. 汽力発電操業費用の政策制度変更影響推計結果]

(サンプル数150, 自由度111, R²=0.977)

主説明変数	石炭容量	新設	石油容量	新設	LNG容量	新設 (発電量)	石炭	石油	LNG	
係数	0.007	0.003	0.002	0.007	0.010	0.013	-0.000	0.002	0.000	
(p値)	(0.25)	(0.52)	(0.70)	(0.31)	(0.06)	(0.00)	(0.72)	(0.03)	(0.91)	
判定					*	***		**		
会社別ダミー	cj/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	沖縄	c0(九州)
係数	8.641	36.72	53.65	15.45	-25.03	-70.26	-4.025	-21.04	-32.01	38.48
(p値)	(0.74)	(0.01)	(0.41)	(0.69)	(0.25)	(0.17)	(0.72)	(0.27)	(0.27)	(0.28)
判定		**								
発電自由化	cpj1/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数	-8.749	4.457	-76.06	-40.81	4.667	-38.92	-6.147	-0.444	-1.584	1.584
(p値)	(0.39)	(0.75)	(0.00)	(0.01)	(0.68)	(0.01)	(0.57)	(0.96)	(0.89)	(0.87)
判定			***	***		**				
小売自由化	cpj2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数	2.965	-30.11	-91.72	-2.927	-5.651	-11.04	-7.713	-0.242	-11.76	-2.557
(p値)	(0.80)	(0.01)	(0.00)	(0.86)	(0.63)	(0.45)	(0.50)	(0.98)	(0.31)	(0.82)
判定		**	***							

[表3-3-2-4. 原子力発電操業費用の政策制度変更影響推計結果]
(サンプル数135, 自由度104, R²=0.962)

主説明変数		PWR容量 新設		BWR容量 新設						
係数		0.022	-0.007	0.019	0.022					
(p値)		(0.00)	(0.44)	(0.00)	(0.02)					
判定		***		***	**					
会社別タミ-		cj/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	c0(九州)
係数		-7.491	-6.314	77.19	11.87	-17.40	21.00	-4.454	-4.788	23.06
(p値)		(0.74)	(0.83)	(0.29)	(0.72)	(0.56)	(0.62)	(0.88)	(0.81)	(0.42)
判定										
発電自由化		cpj1/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
係数		-4.172	6.773	7.304	6.185	4.009	9.539	-3.184	6.632	-4.148
(p値)		(0.81)	(0.69)	(0.77)	(0.71)	(0.81)	(0.58)	(0.85)	(0.70)	(0.84)
判定										
小売自由化		cpj2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州
係数		-1.380	0.130	15.08	-8.789	0.992	18.99	6.752	-6.419	16.45
(p値)		(0.94)	(0.99)	(0.42)	(0.64)	(0.96)	(0.31)	(0.72)	(0.73)	(0.38)
判定										

表注) 沖縄には既設原子力発電所が存在しない。

[表3-3-2-5. 送電操業費用の政策制度変更影響推計結果]
(サンプル数150, 自由度116, R²=0.998)

主説明変数		架空線 新設		地中線 新設							
係数		0.008	0.006	0.024	0.004						
(p値)		(0.00)	(0.10)	(0.00)	(0.50)						
判定		***		***							
会社別タミ-		cj/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	沖縄	c0(九州)
係数		4.010	-56.12	-101.8	-49.95	55.93	-64.16	18.18	63.68	88.06	-92.28
(p値)		(0.35)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)
判定			***	***	***	***	***	***	***	***	***
発電自由化		cpj1/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数		-3.010	-5.388	-10.32	-2.467	-1.743	1.797	-7.976	6.708	-9.625	-1.300
(p値)		(0.37)	(0.17)	(0.07)	(0.48)	(0.60)	(0.60)	(0.04)	(0.04)	(0.01)	(0.69)
判定				*				**	**	**	
小売自由化		cpj2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数		-0.021	-7.335	-26.14	6.564	0.089	14.71	-3.330	-1.281	-3.902	-0.978
(p値)		(1.00)	(0.06)	(0.00)	(0.08)	(0.98)	(0.00)	(0.38)	(0.73)	(0.29)	(0.79)
判定			*	***	*		***				

[表3-3-2-6. 変電操業費用の政策制度変更影響推計結果]

(サンプル数150, 自由度118, R²=0.992)

主説明変数		変圧容量 新設									
係数		0.001	0.000								
(p値)		(0.00)	(0.32)								
判定		***									
会社別ダミー		cj/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	沖縄	c0(九州)
係数		7.087	5.605	-12.01	-16.24	1.598	-19.47	3.635	3.280	5.148	-5.661
(p値)		(0.01)	(0.00)	(0.22)	(0.00)	(0.54)	(0.00)	(0.06)	(0.23)	(0.11)	(0.08)
判定		**	***		***		***	*			*
発電自由化		cpj1/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数		-0.020	-2.720	1.569	-8.357	-3.027	-4.949	-3.652	-1.375	-5.737	-0.693
(p値)		(0.99)	(0.26)	(0.58)	(0.00)	(0.20)	(0.05)	(0.12)	(0.55)	(0.02)	(0.74)
判定					***		*			**	
小売自由化		cpj2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数		-1.433	-1.509	-26.96	-8.434	-1.151	-7.515	-3.610	1.099	-4.554	-0.640
(p値)		(0.58)	(0.57)	(0.00)	(0.00)	(0.66)	(0.01)	(0.17)	(0.67)	(0.08)	(0.81)
判定				***	***		**			*	

[表3-3-2-7. 配電操業費用の政策制度変更影響推計結果]

(サンプル数150, 自由度116, R²=0.994)

主説明変数		架空線 新設		地中線 新設							
係数		0.001	0.003	-0.001	0.003						
(p値)		(0.00)	(0.00)	(0.54)	(0.63)						
判定		***	***								
会社別ダミー		cj/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	沖縄	c0(九州)
係数		212.2	-24.28	-180.9	35.38	323.5	162.74	191.8	290.1	387.1	-409.7
(p値)		(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.03)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)
判定		***	***	***	**	***	***	***	***	***	***
発電自由化		cpj1/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数		-5.222	-5.302	-25.21	-21.13	-2.853	-17.00	-7.126	-11.75	-22.99	-1.426
(p値)		(0.30)	(0.34)	(0.00)	(0.01)	(0.56)	(0.00)	(0.16)	(0.02)	(0.00)	(0.77)
判定				***	***		***		**	***	
小売自由化		cpj2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数		-0.997	-7.649	-41.47	-15.38	-2.249	-25.45	-12.87	2.751	-19.70	-0.823
(p値)		(0.86)	(0.18)	(0.00)	(0.01)	(0.68)	(0.00)	(0.02)	(0.62)	(0.00)	(0.88)
判定				***	***		***	**		***	

[表3-3-2-8. 販売操業費用の政策制度変更影響推計結果]

(サンプル数150, 自由度118, R²=0.997)

主説明変数		販売量 増加量									
係数		0.001	0.000								
(p値)		(0.00)	(0.02)								
判定		***	**								
会社別ダミー		cj/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	沖縄	c0(九州)
係数		0.730	4.529	-5.147	-29.27	-8.237	-22.89	-10.75	-0.071	-3.604	3.566
(p値)		(0.73)	(0.00)	(0.51)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.97)	(0.19)	(0.21)
判定			***		***	**	***	***			
発電自由化		cpj1/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数		-0.744	-5.060	-4.978	-1.237	0.541	7.298	-2.301	1.207	-1.590	-0.718
(p値)		(0.66)	(0.00)	(0.02)	(0.48)	(0.75)	(0.00)	(0.17)	(0.47)	(0.36)	(0.67)
判定			***	**			***				
小売自由化		cpj2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数		0.650	-7.761	11.30	1.457	1.897	6.115	0.447	-0.573	4.286	0.538
(p値)		(0.73)	(0.00)	(0.00)	(0.44)	(0.31)	(0.00)	(0.81)	(0.76)	(0.02)	(0.77)
判定			***	***			***			**	

[表3-3-2-9. 一般管理操業費用の政策制度変更影響推計結果]

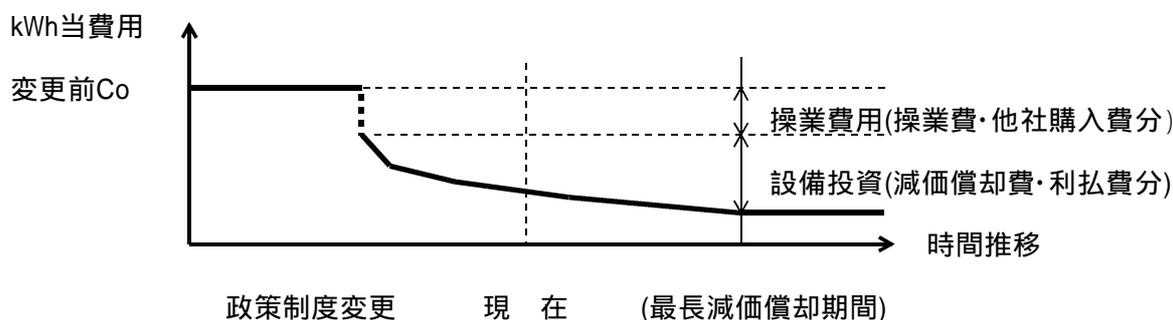
(サンプル数150, 自由度118, R²=0.986)

主説明変数		販売量 増加量									
係数		0.002	0.001								
(p値)		(0.00)	(0.41)								
判定		***									
会社別ダミー		cj/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	沖縄	c0(九州)
係数		23.94	17.35	-161.1	-49.21	20.64	-54.50	4.918	26.74	23.14	-26.66
(p値)		(0.05)	(0.02)	(0.00)	(0.00)	(0.09)	(0.00)	(0.54)	(0.03)	(0.14)	(0.10)
判定		*	**	***	***	*	***		**		*
発電自由化		cpj1/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数		-0.221	-13.70	-13.77	14.69	2.718	35.27	5.432	-0.134	17.54	2.192
(p値)		(0.98)	(0.17)	(0.27)	(0.14)	(0.78)	(0.00)	(0.57)	(0.99)	(0.08)	(0.82)
判定							***			*	
小売自由化		cpj2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数		-4.326	7.362	-46.10	-12.72	-0.755	-20.22	-5.984	-5.686	-14.73	1.110
(p値)		(0.69)	(0.50)	(0.00)	(0.24)	(0.94)	(0.06)	(0.58)	(0.60)	(0.17)	(0.92)
判定				***			*				

[表3-3-3-1. 他社購入電力費用の政策制度変更影響推計結果]
(サンプル数150, 自由度119, R²=0.980)

主説明変数		販売量									
係数		0.002									
(p値)		(0.00)									
判定		***									
会社別タミ		cj/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	沖縄	c0(九州)
係数		3.630	65.87	-54.56	-60.23	71.54	-88.54	78.44	7.575	29.65	-21.13
(p値)		(0.73)	(0.00)	(0.15)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.00)	(0.47)	(0.03)	(0.12)
判定			***		***	***	***	***		**	
発電自由化		cpj1/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数		-4.625	-0.368	-12.68	-24.24	-17.13	10.29	-5.022	6.053	-6.774	-5.032
(p値)		(0.61)	(0.97)	(0.27)	(0.01)	(0.06)	(0.27)	(0.58)	(0.50)	(0.46)	(0.57)
判定					**	*					
小売自由化		cpj2/北海	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	沖縄
係数		5.216	-3.579	31.34	-4.712	-4.712	86.81	2.002	12.45	5.017	-2.244
(p値)		(0.60)	(0.72)	(0.00)	(0.64)	(0.64)	(0.00)	(0.84)	(0.22)	(0.62)	(0.82)
判定				***			***				

[図4-1-1-1. 設備投資と操業費用費用の変化による影響と時間推移の概念図]



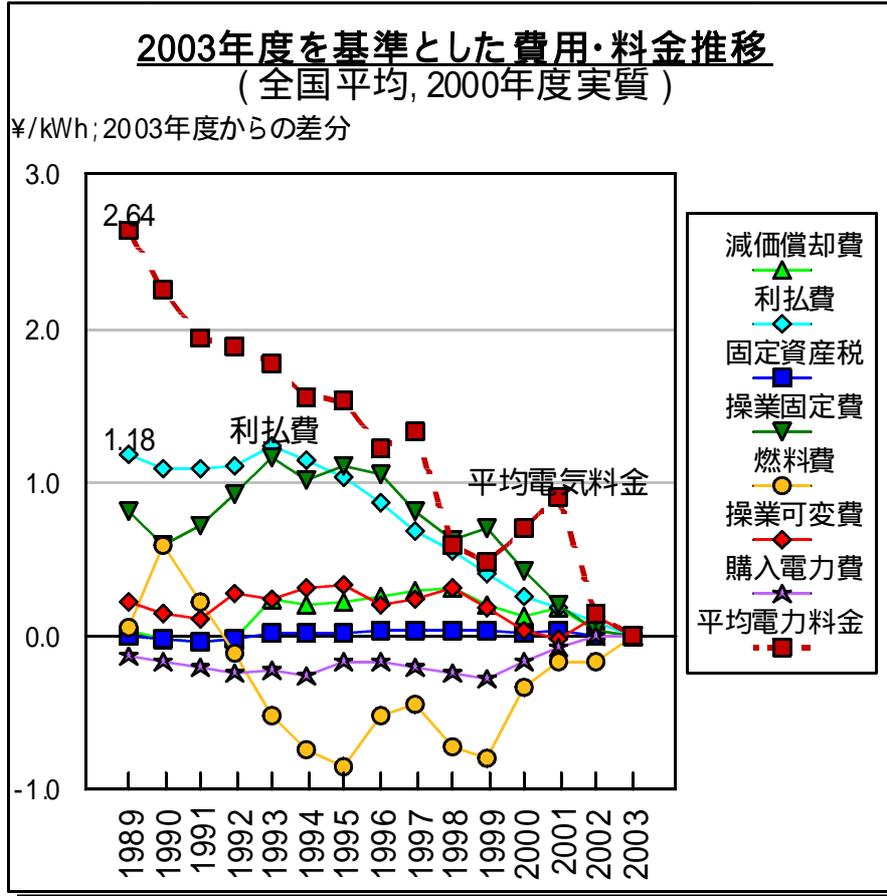
[表4-1-1-1. 電気事業に関する政策制度変更の影響による費用変化のkWh当価格換算]
(10億円・円/kWh, 2000年実質, 2003年度現在)

	設備投資			操業費用		合計	
	影響額	2003kWh当	長期kWh当	影響額	kWh当	2003kWh当	長期kWh当
発電自由化(1995)	-667.4	-0.483	-0.800	-290.4	-0.348	-0.831	-1.148
小売自由化(2000)	-879.0	-0.287	-1.054	-261.3	-0.313	-0.600	-1.367
合計	-1546.3	-0.770	-1.853	-551.7	-0.661	-1.431	-2.515

表注)

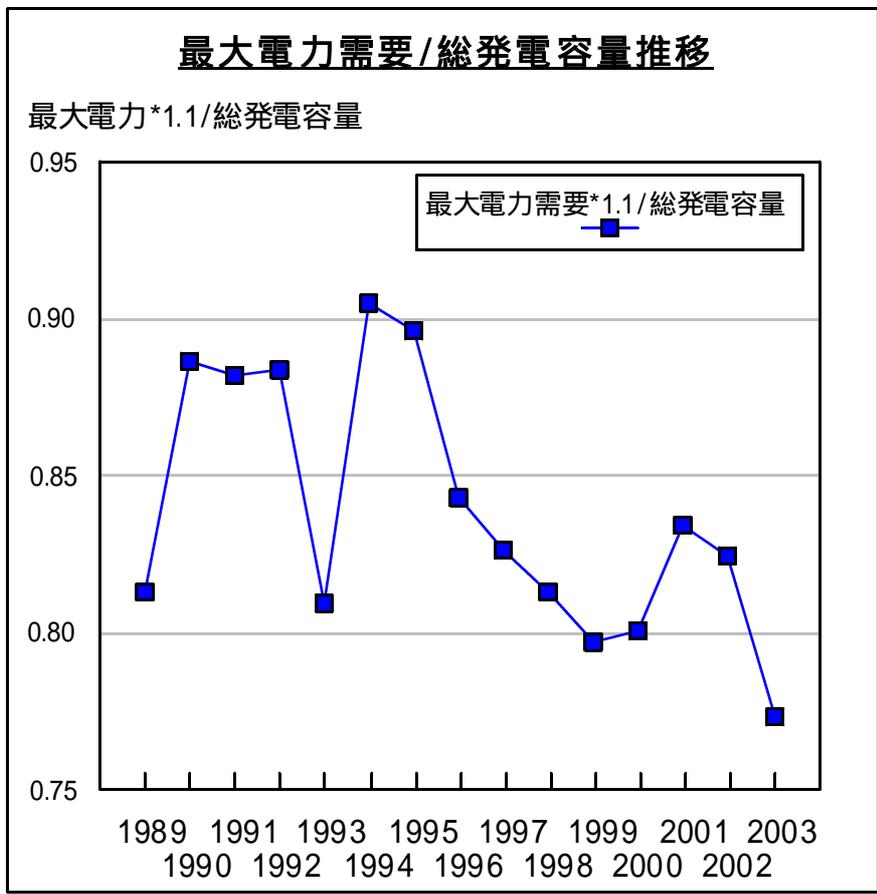
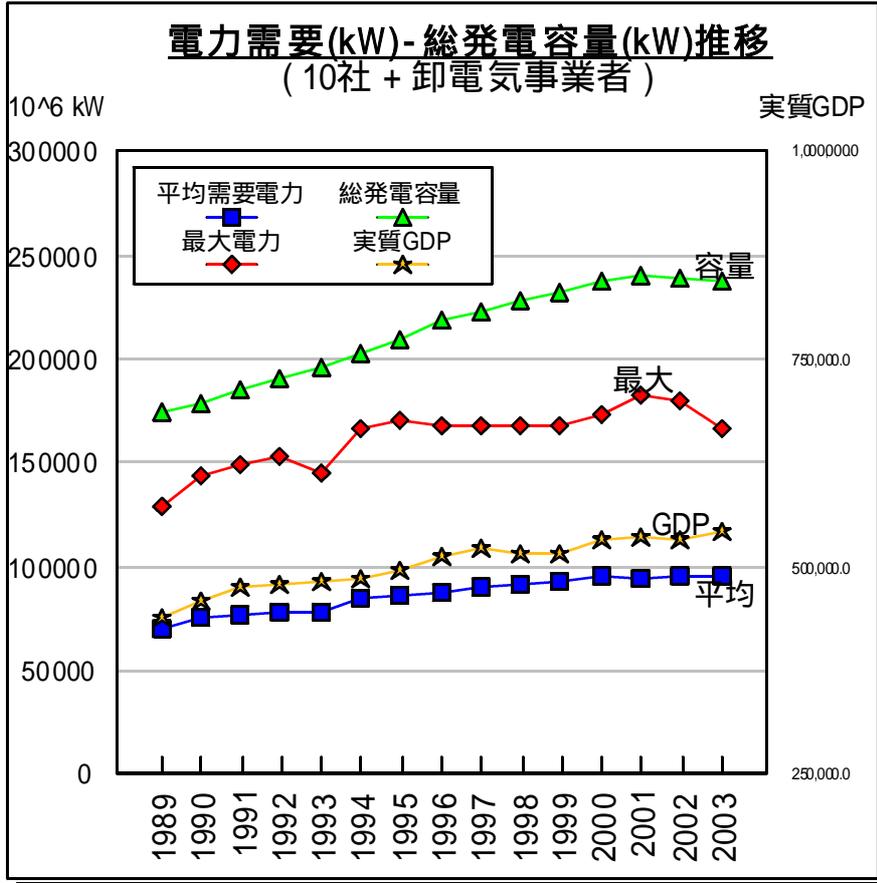
- 1- kWh価格換算は、販売電力量・長期金利・物価(2000年度基準GDPデフレクター)・固定資産税率がそれぞれ現状水準(8343億kWh1.5%, 96,1.4%)を維持したと仮定して試算した。
- 2- ここまでの推計過程において、有意水準90%の判定による推定を積重ねているため、表の数値は +/-20%程度の誤差を含んでいると考えられることに留意ありたい。

[図4-1-2-1. 2003年度を基準とした費用・料金推移]

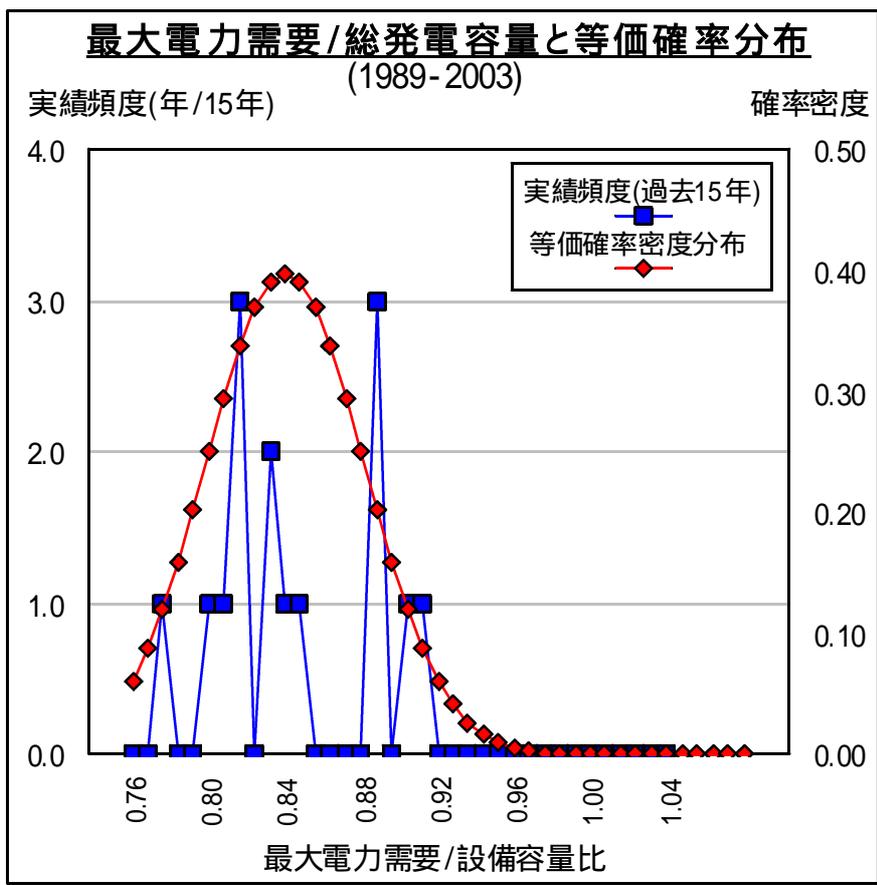


図注) 図の数値は全国平均値であり、個別の一般電気事業者の経営状況変化の影響が合算されて表示されていることに注意ありたい。

[図4-2-1-1,2. 電力需要-総発電容量推移、最大電力需要/総発電容量推移]



[図4-2-2-1. 最大電力需要/総発電容量確率密度分布]



[補論 1]

電源構成に関する「戒能モデル」の解説

電気事業用の主要な電源の平均発電費用・限界発電費用については、電源種類毎に主要電源別諸元およびエネルギー価格についての仮定を設けることにより、以下の手順(「戒能モデル」)に従い近似的に算定できる。

同様の原理に基づくモデルとして、電源別の負荷追従性や季節負荷変動などの影響を考慮し再現した財団法人電力中央研究所電源構成モデルなどがあるが、以下の「戒能モデル」においては、電源構成の決定過程の概略を記述する目的上、こうした詳細な描写を捨象していることを御容赦願いたい。

1. 発電所建設時点 - 平均発電費用による投資判断 -

1-1. 平均発電単価モデルの理論と稼働率" w "

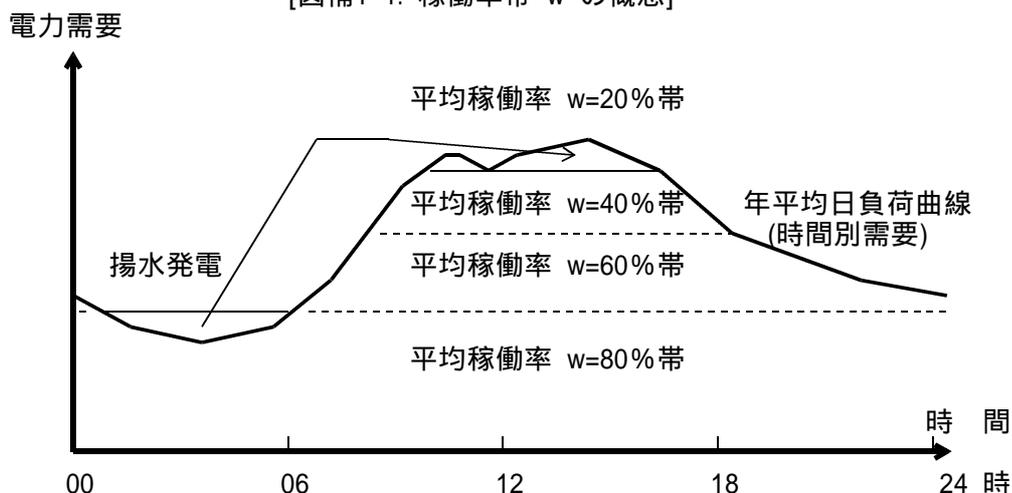
将来に向けて発電所建設を進めている段階では、当該発電所の耐用年数内に想定される電力需要を、いわゆる「ベース」「ミドル」「ピーク」などの稼働率帯別にどの電源で賄うことが最廉価となるか、ということが電源整備の基本的命題となる。

この場合、電力需要に対応する稼働率帯別に、電源種類毎の建設費、燃料費、操業経費の全経費を考慮した耐用年数内の平均発電単価を新設・増設別に試算し、平均発電単価が廉価な電源から各稼働率帯別に順次整備すべき電源を決定し投資していけば、長期的な発電費用の極小化が達成されていくものと考えられる。

従って、ある時点でどの電源を新規に建設すべきか、という問題は、その時点で想定される将来の電力需要に対して、稼働率 w を変数とした各電源別の現在価値換算した平均発電単価を試算・比較し、発電費用の最小化が図られるような電源を新規に建設・整備すればよい、ということに帰着することがわかる。

ここで、揚水発電については、他の電源による電力を用いた揚水発電による供給の総単価と、揚水発電を用いずに火力発電により供給した際の単価を相互に比較することにより、最適解を与えることとなる。

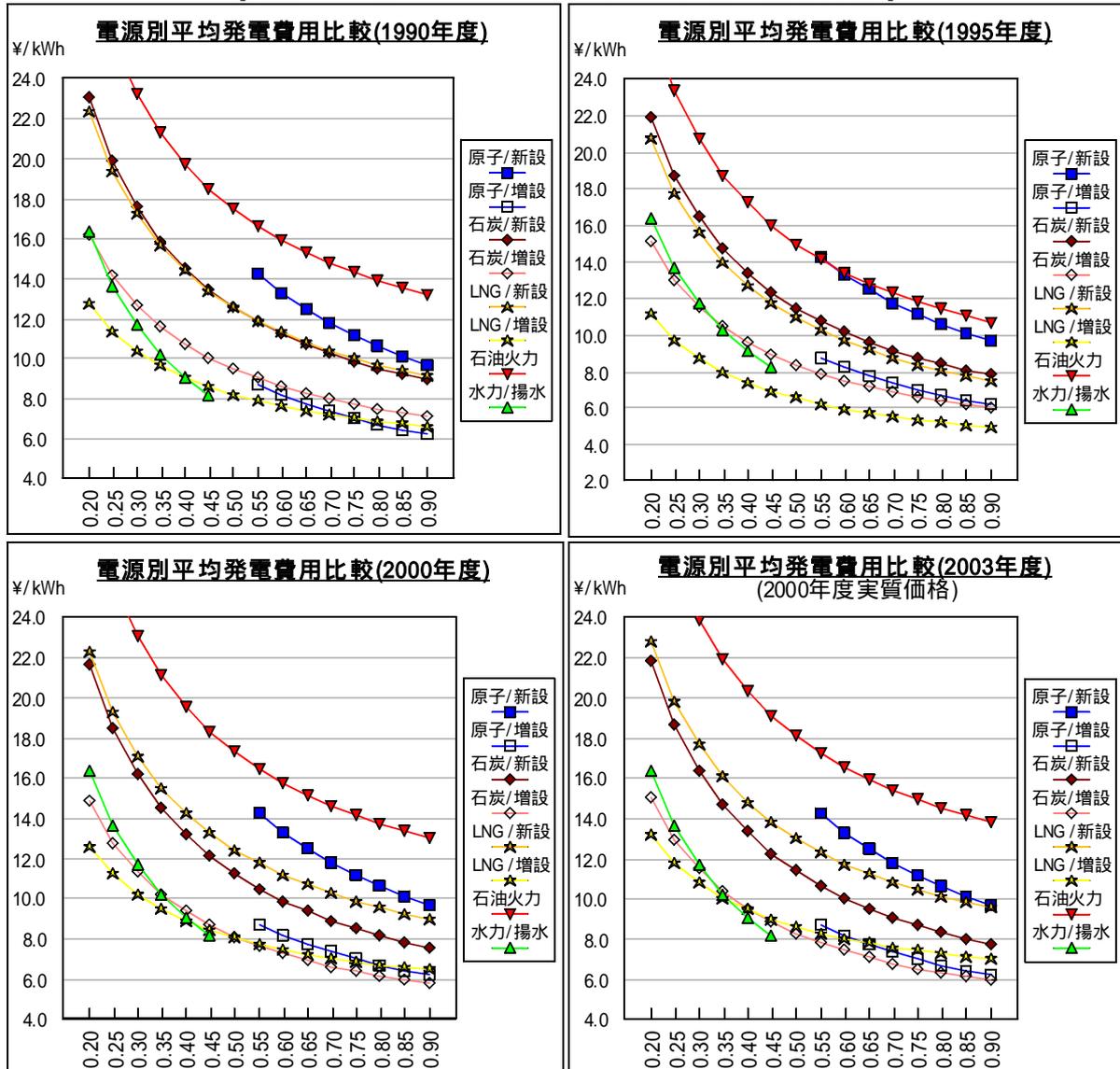
[図補1-1. 稼働率帯" w "の概念]



1-2. 平均発電単価の試算(定率法償却)

電源別の諸元値を一般電気事業者の財務諸表から分析した新設・増設別の電源別前提諸元値(建設費、建設付帯費)と仮定し、各時点のエネルギー価格や操業費が将来にわたり実質一定であると仮定し、稼働率" w "を変数として、定率法償却を採用した場合の1990,1995,200

[図補1-4. ~ 補1-7. 1990 ~ 2003年度の平均発電費用比較]



2. 発電所落成時点以降 - 限界発電費用による最適運用 -

2-1. 限界発電費用モデルの理論

発電所が落成した後では、固定費部分は当該企業全体の負債の一部となり、電源種類毎や発電所毎に管理する意味はないため、個別発電所の運用において考慮すべき要素は限界費用(可変費)のみとなる。

電源種類毎の限界発電単価 C_{mi} の式から明らかとなり、落成時点以降の電源種類毎の発電所の運用は、稼働率 w と無関係に、可変費であるエネルギー価格と発電効率に従った燃料費と操業可変費の単価のみから決定される。

従って、原理的には、需要形態と負荷追従限度の制約の範囲内で限界発電単価が最も小さい電源から順に最大容量限度まで高い稼働率で運転させていくことが、発電費用の極小化の要件を満たす最適な運用となる。

現実には、各電源の負荷追従運転には技術的に制約があること、電力の日負荷曲線は地域毎に複雑に変化することから、より複雑な運用が行われていることに注意が必要である。

[式補1-2. 電源別限界発電単価の計算]

$$\begin{aligned}
 C_{mi}(w,t) &= C_{vi}(w,t) / G_i(w) \\
 &= d (C_{vi}(w) + C_{fi.}) / dw * dw / dG_i \\
 C_{vi}(w,t) &= E^* H^* w^* (F_i(t)^* j / e_i) + L_i \\
 G_i(w) &= E^* H^* w \\
 dC_{vi}(w) / dw &= E^* H^* ((F_i(t)^* j / e_i) + L_i) \\
 dw / dG_i &= 1 / (E^* H) \\
 C_{mi}(w,t) &= d (C_{vi}(w) + C_{fi.}) / dw * dw / dG_i \\
 &= (F_i(t)^* j / e_i) + L_i \\
 C_{mi}(t) &= (F_i(t)^* j / e_i) + L_i
 \end{aligned}$$

$C_{mi}(t)$; 時点tの電源iの限界発電単価 (円/kWh)
 j ; 換算係数 (MJ/kWh: =3.6(定数))
 $F_i(t)$; 電源iの燃料費 (円/MJ) (前提条件)
 e_i ; 電源iの発電効率 (0< e_i <1) (電源毎に一定)
 L_i ; 電源iの操業可変費 (円/kWh) (電源毎に一定)

3. 分析諸元値

実際の1989-2003年度の一般電気事業者の財務諸表、日本貿易統計(通関統計)、電力需給の概要等の公開数値から推計した各発電・送変配電種別毎の諸元値以下のとおり。

下記諸元値は各種の関連工事費や補償・地元対策費などを含めた実勢からの推計値であるため、資源エネルギー庁などによる理想的条件による試算よりかなり高めの数値となっており、数値は一致しないことに留意ありたい。

[表補1-1. 電源別新設設備諸元一覧]

	原子力発電		石炭火力		LNG火力		石油火力	水 力
	新設	増設	新設	増設	新設	増設	揚水式	
設備費(万円/kW)	459	206	241	153	227	99	287	327
付随費(万円/kW)	12	12	5	5	13	13	-	12
発電効率(HHV)	0.35	0.35	0.40	0.40	0.45	0.45	0.38	0.65
燃料費(円/MJ)	--	--	0.159	0.159	0.549	0.549	0.585	0.000
可変費(円/kWh)	1.90	1.90	1.16	1.16	0.294	0.294	2.16	0.060
法定耐用年数(年)	16.0	16.0	15.0	15.0	15.0	15.0	15.0	40.0
実質耐用年数(年)	60.0	60.0	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0	60.0
所内率	0.045	0.045	0.070	0.070	0.030	0.030	0.050	0.005

表注) 設備費、付随費、可変費はGDPデフレタで現在価値換算。
 原子力発電の可変費(燃料費・廃棄物処理処分費等)は将来負担部分を資源エネルギー庁試算値から推計。

[表補1-2. 送変配電新設設備諸元一覧]

	送電施設		配電施設		変電施設
	架空線	地中線	架空線	地中線	新設
設備費(百万円/km)	329	400	3.9	66.5	13.6 (千円/kVA)
付随費(百万円/km)	6	6	0.1	6.1	0.1 (千円/kVA)
法定耐用年数(年)	35.0	25.0	30.0	30.0	35.0
実質耐用年数(年)	50.0	50.0	50.0	50.0	50.0

表注) 設備費、付随費、可変費はGDPデフレタで現在価値換算。

[補論 2]

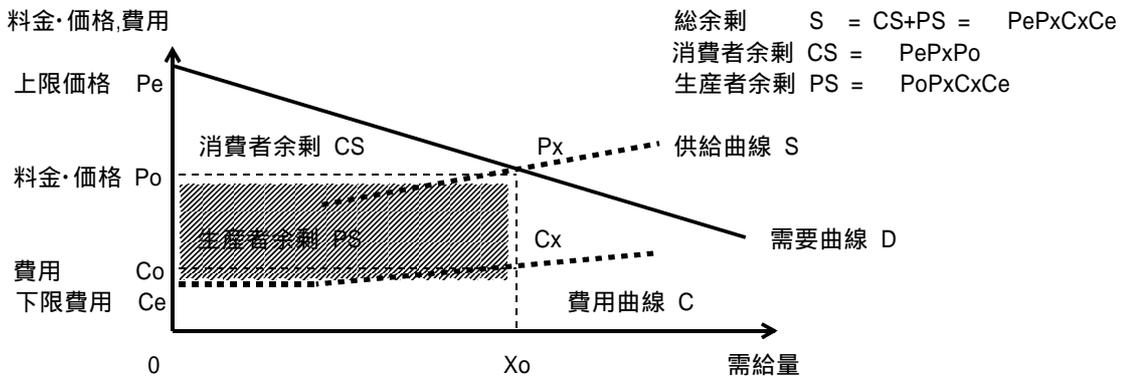
料金・価格、費用、需給量変化からの余剰変化の推計手法について

1. 余剰についての基本的考え方

仮に、特定の財・サービスについての料金・価格、費用、需給量変化などの情報から、需要曲線の形状と価格・費用の情報が判明していれば、以下の考え方に従い総余剰、消費者余剰、生産者余剰のそれぞれを推計することができる。図補2-1を参照ありたい。

- 1) 総余剰 S 当該財・サービスの取引により(取引がなかった場合と比較して)向上した経済厚生。消費者余剰 CS と 生産者余剰 PS の合計に等しい。
- 2) 消費者余剰 CS 当該財・サービスの取引により向上した消費者の効用(の金銭価値換算)。
- 3) 生産者余剰 PS 当該財・サービスの取引により向上した生産者の利得。

[図補2-1: 財・サービスの需給と総余剰、消費者余剰、生産者余剰]



2. 余剰の計測と各余剰変化

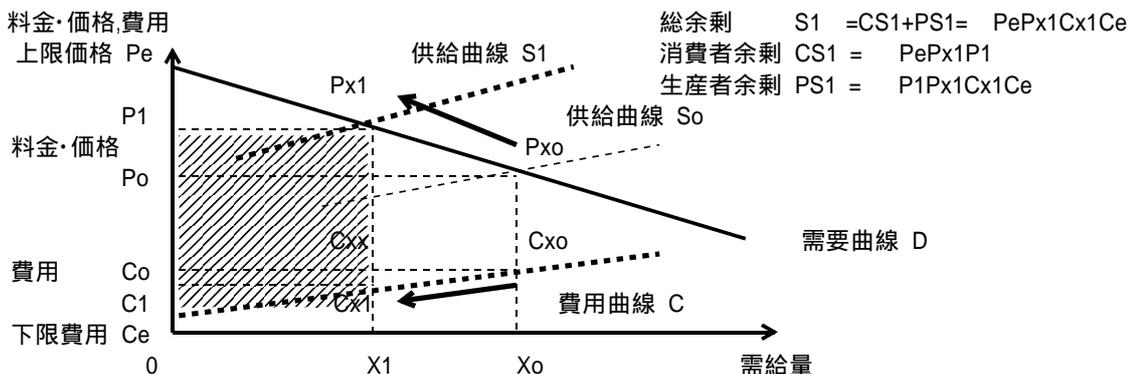
現実には、各余剰を計測することは、需要曲線の完全な形状が判明していなければならず困難であり、特に上限価格・下限費用(需要が0の価格・費用)を知ることが事実上不可能である。

このため、市場環境や政策制度変更などの外的要因に対する財・サービスの需給変化に着目し、需給均衡の変更前後での各余剰の変化量を比較して分析を行うことが考えられる。

例えば、図1の状態から供給側の「独占力の行使」により供給曲線のみが変化し、需要・費用の変化がなかったと仮定すると、各余剰の変化とその分配は図補2-2のように推計できる。

競争的市場では総余剰・消費者余剰が増加し生産者余剰が減少する傾向があり、独占的市場では生産者余剰のみが増加し、総余剰・消費者余剰は減少する傾向がある。

[図補2-2: 財・サービスの需給変化と各余剰の変化、分配(独占的市場の場合)]



総余剰変化	S	= - Px1PxoCxoCx1	(減少)
消費者余剰変化	CS	= - P1Px1PxoPo	(減少)
生産者余剰変化	PS	= (P1Px1Cx1Ce - PoPxoCxoCe)	(増加)

3. 余剰変化の近似的計測手法

さらに、現実の財・サービスの需給においては、供給曲線・費用曲線・需要曲線の全ては時間とともに遷移し、長期間同一形状を維持するとは限らないため、仮に「余剰」ではなく「余剰変化」を計測するとしても、長期間での各余剰変化を正確に計量することは困難である。

このため、近似的手法として、余剰変化を1年(1年度)単位に分割し、以下の仮定を置くことにより、各余剰変化の時系列推移を幾何近似を用いて1年単位で計測することが考えられる。

- 1) 1年間の区間における費用曲線・需要曲線の形状変化は無視できる程度に微小である。
- 2) 1年間の区間内における費用曲線・需要曲線の遷移は直線で近似できると考える。

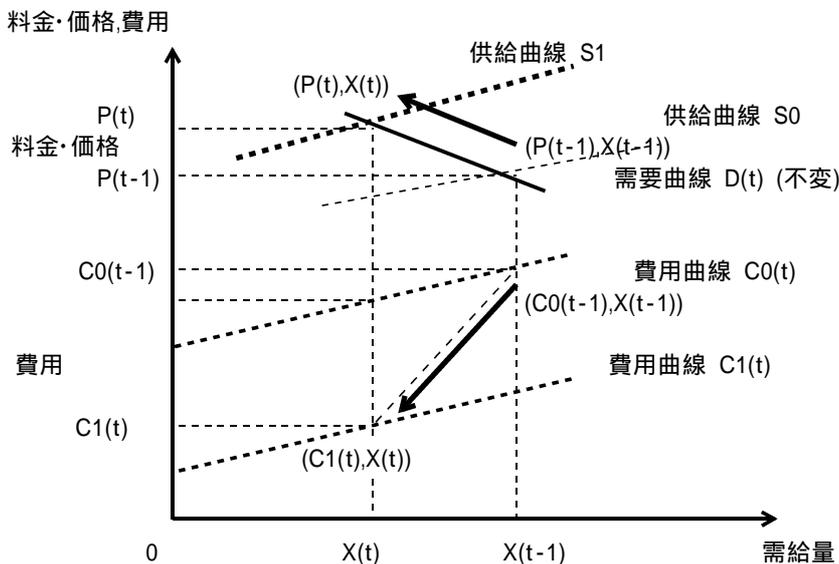
当該過程による試算結果は、連続的に時間変化する費用曲線・需要曲線を、1年間の区間毎に折線で近似して余剰変化を逐次計測したことにほぼ等しい結果となる。

具体的には、公的統計資料や当該財・サービスを提供する企業の財務諸表などの数値から、各区間(年・年度)での余剰変化 S(t)、CS(t)、PS(t)を、各時点での価格P(t)、費用C(t)、需給量X(t)とその1期前の値(t-1)と関連づけておくと、以下のように台形の面積を求める方法により簡単に余剰変化を近似的に計測することができる。

複数期間(年・年度)にわたる長期間での余剰変化を計測する場合には、各区間(年・年度)の余剰変化(= 台形の面積)の累計を取るにより近似的に計測できる。

図補2-3 を参照ありたい。

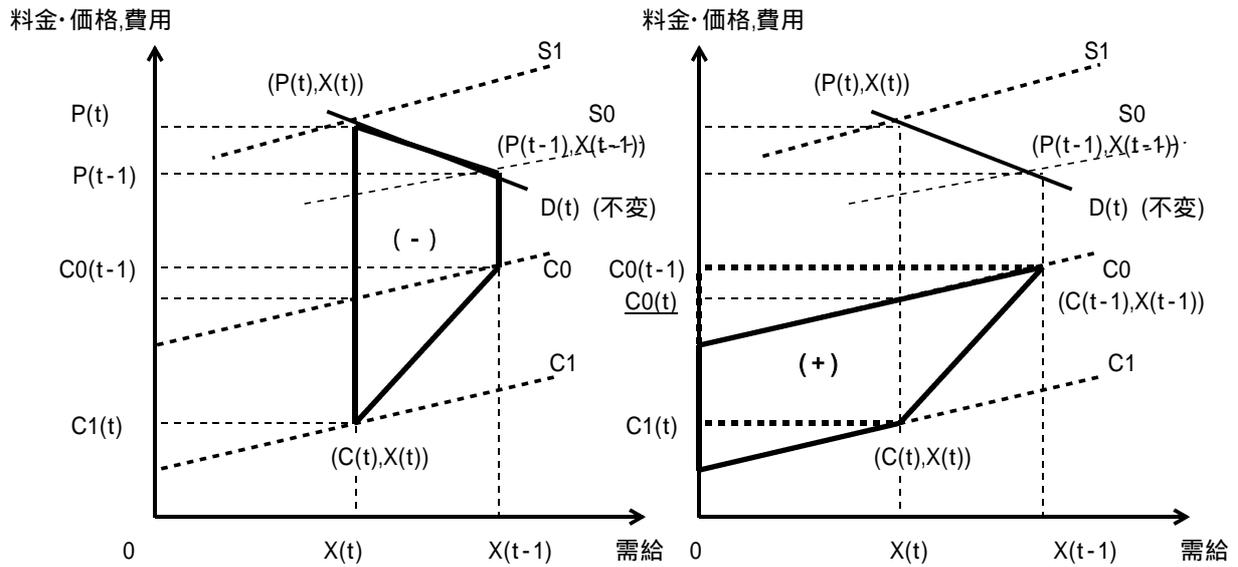
[図補2-3: 財・サービスの需給変化と各時点での余剰変化の実測]



総余剰変化	S(t)	= - (X(t-1) - X(t)) * ((P(t) - C1(t)) + (P(t-1) - C0(t-1))) * 1/2 + (C0(t-1) - C1(t)) * (X(t) + X(t-1)) * 1/2
消費者余剰変化	CS(t)	= (P(t) - P(t-1)) * (X(t) + X(t-1)) * 1/2
生産者余剰変化	PS(t)	= S(t) - CS(t)

(注) 厳密には、当該近似手法においては、上記 1), 2)の仮定が成立したとしても、費用曲線の傾きに相当する誤差(= (C0(t)-C0(t-1))*(X(t)+X(t-1))*1/2)を総余剰変化と生産者余剰変化に生じることとなるが、一般に当該誤差の影響は無視してよい程度に微小であると考えられる。

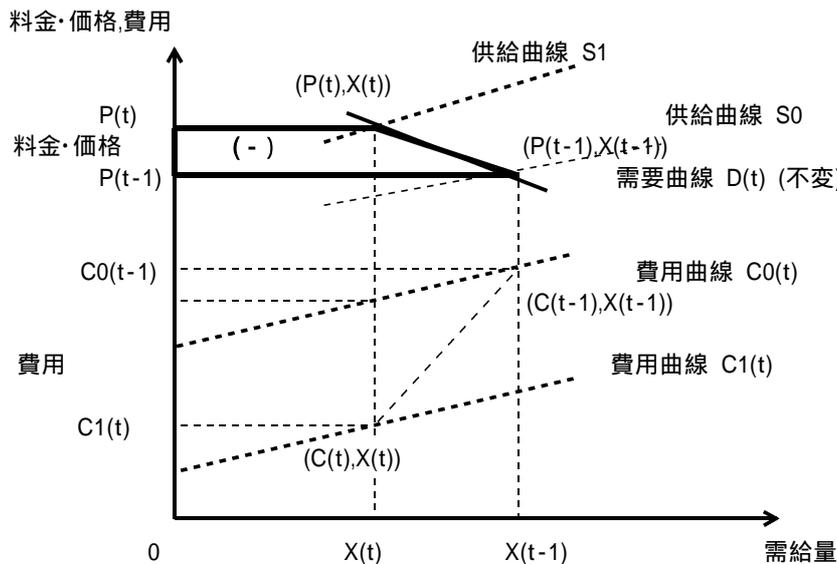
[図補2-3A: 財・サービスの需給変化と各時点での総余剰変化の実測]



総余剰変化 $S(t) = - (X(t-1) - X(t)) * ((P(t) - C1(t)) + (P(t-1) - C0(t-1))) * 1/2$ (左図太線台形)
 $+ (C0(t-1) - C1(t)) * (X(t) + X(t-1)) * 1/2$ (右図太線台形を破線台形で近似)
 (近似誤差 $(C0(t) - C0(t-1)) * (X(t) + X(t-1)) * 1/2$)

C0(t): 前期の費用曲線上での今期の生産高に対応する費用 は実績値を知ることができないことに注意。

[図補2-3B: 財・サービスの需給変化と各時点での消費者余剰変化の実測]



消費者余剰変化 $CS(t) = (P(t) - P(t-1)) * (X(t) + X(t-1)) * 1/2$

4. 余剰変化の実測事例 - 電気事業の政策制度変更 -

実際に、電気事業に関する1990年代での「部分自由化」などの一連の政策制度変更に関する余剰変化の実測を試みた。

電気事業においては、1990年代を通じて「部分自由化」などの一連の政策制度変更の他に、最大電力需要の増加率の鈍化や長期金利の低下などの外的要因が影響していたが、これらの要因を個別に分離して余剰変化を計測することはできないため、全体としての価格P(t)、費用C(t)、需給量X(t)から計算される余剰変化を、政策制度変更の実施前(1989～1996年)と実施後(1997～2003年度)について比較して分析し、市場環境の変化を評価することを試みた。

当該試算の結果は表補2-1. のとおりであり、政策制度変更の前後を通じて消費者余剰変化は拡大しており、政策制度変更などによる費用低減が生じた場合、料金・価格の低減を通じて総余剰変化の一部が必ず消費者余剰の増加へ分配されており、産業用市場・家庭用市場ともに政策制度変更の前後を通じて一貫して消費者余剰が拡大していたことが理解される。

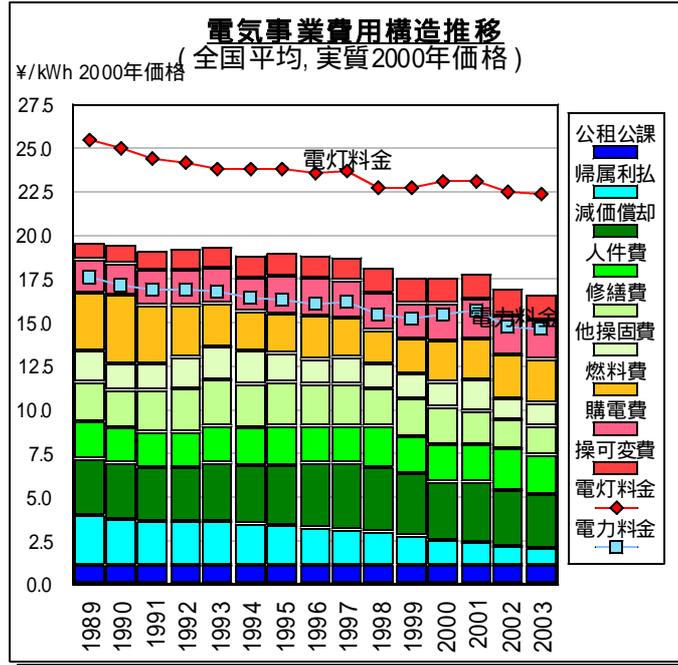
ここで、政策制度変更後の費用変化の約54%が政策制度変更の影響によるものと推定されることから、政策制度変更後の7年間での消費者余剰変化約1兆円のうち、その54%に相当する0.5兆円程度が政策制度変更による直接的影響であり、政策制度変更がなければ当該0.5兆円相当分の消費者余剰の増加は生じなかったものと推察される。

[表補2-1. 政策制度変更前後の電気事業の余剰変化と分配]
(億円, 2000年実質)

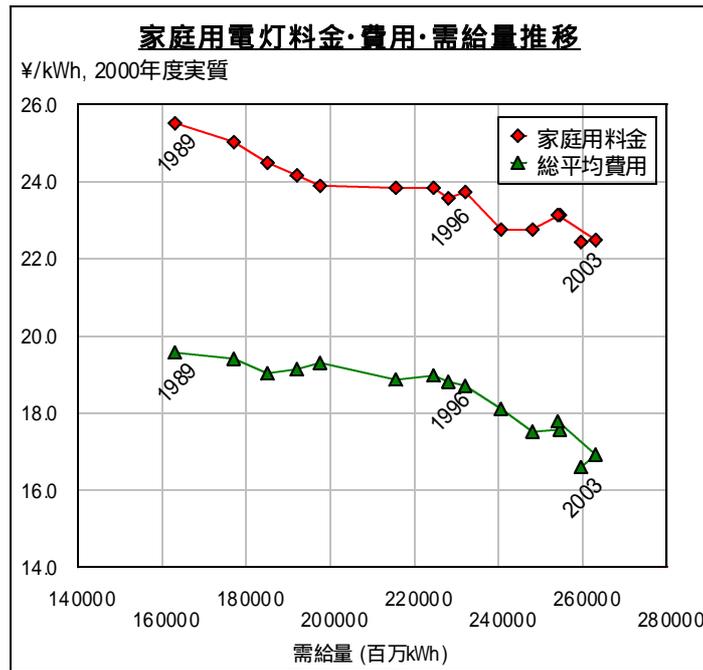
評価期間	政策制度変更前 1989-1996	政策制度変更後 1997-2003
余剰変化	変化額(変化率)	変化額(変化率)
[合計]		
総余剰変化	+ 7325.6(+ 5.13%)	+15213.6(+10.66%)
消費者余剰変化	+ 9813.9(+ 6.88%)	+ 9951.1(+ 6.97%)
生産者余剰変化	- 2488.3(- 1.74%)	+ 5262.5(+ 3.69%)
[電灯(家庭用市場)]		
総余剰変化	+ 5831.1(+10.01%)	+ 6476.5(+11.11%)
消費者余剰変化	+ 3596.6(+ 6.17%)	+ 2898.5(+ 4.97%)
生産者余剰変化	+ 2234.5(+ 3.83%)	+ 3578.0(+ 6.14%)
[電力(産業用市場)]		
総余剰変化	+ 2927.6(+ 3.47%)	+ 9740.9(+11.54%)
消費者余剰変化	+ 7650.4(+ 9.06%)	+ 8056.4(+ 9.54%)
生産者余剰変化	- 4722.8(- 5.59%)	+ 1684.5(+ 2.00%)

表注) 変化率は 1989年度(1989-1996年度),1997年度(1997-2003年度)の各基準年での総売上高に対する変化率を示す。

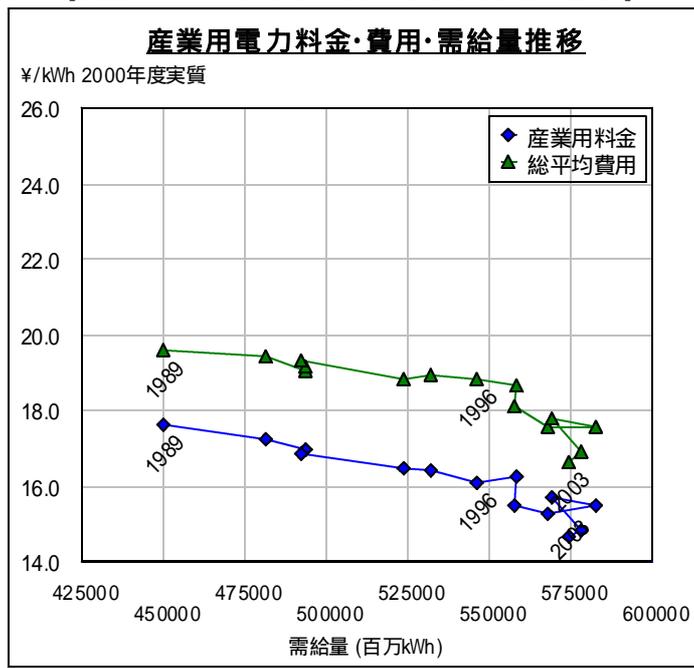
[図補2-4. 電気事業の総平均費用と電灯料金・電力料金推移]



[図補2-5. 家庭用電灯料金・費用・需給量推移]



[図補2-6. 産業用電力料金・費用・需給量推移]



図注) 産業用電力料金・価格については、総平均費用よりも料金・価格が低くなっているが、家庭用電灯と比較した場合産業用電力は、配電設備を殆ど使用しない、料金徴収費用が殆ど掛からない、負荷率が高いなどの帰属費用面での相違があるためにこのような料金・価格設定となっているものである。

当該結果は、電灯・電力別の帰属費用を外形的に細かく分けられないという試算上の問題によるものであって、不当な価格・料金設定が行われていることを意味する訳ではないことに注意ありたい。

[参考文献] (敬称略)

- 1) 電気事業連合会統計委員会「電気事業便覧」(各年度版)
- 2) 経済産業省資源エネルギー庁「電力需給の概要」(各年度版)
- 3) 経済産業省資源エネルギー庁「電力供給コスト等に関する調査」(2004)
- 4) 経済産業省資源エネルギー庁「電気事業法の解説」(1995,2001) (財)経済産業調査会
- 5) 経済産業省総合資源エネルギー調査会電気事業分科会報告・資料(1997～2004)
- 6) 経済産業省資源エネルギー庁「規制影響事前評価書 / 電気事業法及びガス事業法の一部を改正する等の法律」(2005) 内閣府公共料金分野規制影響分析検討委員会宛説明資料
- 7) 日本国政府閣議決定「経済構造の变革と創造のための行動計画」(1997)
- 8) 東京電力「経営効率化への取り組み」(2004)
- 9) 関西電力「関西電力経営効率化計画」(2002)
- 10) 金本良嗣「消費者余剰アプローチによる政策評価」(2004) RIETI-DPS-04-J-042
- 11) 岩野宏「電気事業制度改革と電力系統利用協議会」(2004) 電力技術懇談会資料
- 12) 大河原透他「電気事業経営モデルの開発」(1999) (財)電力中央研究所報告Y99003