時間帯別料金による電力と都市ガスの 協調的供給の検討

正 員 西 川 禎 一 (京 都 大)
非 会 員 喜 多 一 (京 都 大)

1. はじめに

近年、冷暖房機器の普及に伴い、電力や都市ガス・システムの負荷変動が拡大してきており、供給システムの効率的で安定な運用を妨げる要因となっている。特に、電力はその貯蔵が困難であるから、ピーク負荷に対応するだけの設備容量を保持する必要がある、負荷率の低下は極めて重要な問題である。一方、都市ガス・システムでは短時間のピーク負荷をガスホルダーの運用で吸収することができる。しかしながら、負荷の大きな季節変動は、燃料貯蔵容量の大容量化などの点で好ましくない。このような問題の打開策として、供給者による負荷そのものの制御、いわゆるロードマネジメントの必要性が認識され、その手段として、直接的な負荷の制御とともに、従来の均一料金制 (Constant Pricing, 以下 CP) に替えて、時間帯別料金制 (Time-of-Use Pricing, 以下 TOUP) や季節別料金制 (Seasonal Pricing, 以下 SP) などの新しい料金制度を導入することが特に注目されている⁽¹⁾⁽²⁾。

現在、これらのエネルギーのピーク負荷は、電力では冷房需要により夏の昼間に、都市ガスでは暖房および給湯需要により冬の夕方に現れる。すなわち、いずれも熱需要によるものである。これらの熱需要に対しては、技術的には電力と都市ガスの代替利用が可能であり、将来、ヒートポンプなどの技術の進展に伴って、その可能性はより高まるものと期待できる。

筆者らは、これまでに、電力の時間帯別料金制 (TOUP) の効果について、そのより進んだ形態とし

て提案されている負荷適応料金制とともに、ゲーム・モデルを用いて検討を進めてきた⁽³⁾⁽⁴⁾。しかしながら、上記のような電力と都市ガスの負荷の特性を考えると、熱需要を中心としたエネルギー間の代替利用を促すような両者の協調的供給が、双方の供給効率の改善のために有効な方策となりうると考えられる。本論文では、TOUP による電力と都市ガスの協調的供給に注目し、非線形計画型エネルギー需給モデルにより、その経済的效果を検討する。

本論文は以下のように構成される。まず、第2節で非線形計画型エネルギー需給モデル (NLP モデル)⁽⁵⁾の概要を説明する。第3節では事例分析のため、西暦 2000 年の近畿地方を対象としてモデル・パラメータの推定を行う。第4節ではこれらのパラメータを用いたシミュレーション分析の結果について考察し、各種料金制度の経済的效果について比較、検討を行う。

2. 非線形計画 (NLP) 型エネルギー需給モデル

〈2・1〉 モデルの構造 従来、最適なエネルギー需給構造の分析には線形計画型のエネルギー需給モデル (LP モデル) がしばしば用いられてきた⁽⁶⁾。LP モデルは、与えられた需要量を最小の費用で供給する燃料と設備を決定する問題を扱うためのモデルである。このようなモデルは、需要そのものが変化するロードマネジメントを扱うには適さず、とりわけ料金制度によるロードマネジメントの効果を検討することはできない*。

この論文では LP モデルのもつこれらの問題点を解決するために非線形計画 (Nonlinear Programming,

A Study on the Cooperative Supply of Electricity and Town-Gas by means of Time-of-Use Pricing. By Yoshikazu Nishikawa, Member (Dept. of Electrical Engineering, Kyoto University) & Hajime Kita, Non-member (Dept. of Electrical Engineering, Kyoto University).

西川禎一: 正 員, 京都大学工学部電気工学科
喜多 一: 非会員, 京都大学工学部電気工学科

*: 需要関数を区分線形化して近似し、繰返し計算によって対処した例もある⁽⁷⁾。ただし、大規模に過ぎるモデルで本研究の目的には適さない。

図 1 非線形計画型モデルの構造
Fig. 1. Structure of the NLP model.

NLP) 型のモデルを用いる。このモデルでは、使用燃料や設備容量とともに、需要量と料金を内生化する。そして供給総費用に替えて、ロードマネージメントの需要家への影響を考慮した「消費者余剰と生産者余剰の和」を目的関数とする。このモデルは、LP モデルにある種の拡大を施した部分均衡モデルと位置付けることができる⁽⁸⁾。モデルの構造を図 1 に示す。

〈2・2〉 1 年の期分割 本モデルは単年における電力と都市ガスの需給を扱う静的モデルである。電力と都市ガスの需要の季節変動を考慮して、1 年を夏、冬および春・秋の 3 季に分ける。そして各季節をそれぞれ 1 日で代表させ、それらを各季節の日負荷特性を反映する 5 時間帯(これを期と呼ぶ)に分ける。すなわち、1 年を合計 15 期に分割して取り扱う。この期分割を表 1 に示す。従来、電力の負荷変動を考慮したモデルでは、負荷持続曲線に基づく期分割がしばしば用いられてきた⁽⁹⁾。しかし、ここでは需要パターンの異なる電力と都市ガスの需要を同時に扱う必要があり、年/日負荷特性を直接扱う期分割を採用する。

〈2・3〉 内生変数 本モデルでは電力および都市ガスの需給量と料金に加えて、それらの供給設備の容量および運転量が内生化されている。電力の供給設備としては原子力、LNG 火力、石油火力および水力の 4 種の電源を考える。このうち、水力発電の設備容量および運転量は外生的に与えられるものとする。また、都市ガスは単一種の設備により供給されるものとし、簡単のためガス・ホルダーは考えないものとした。内生変数の一覧を表 2 に示す。これらの内生変数はすべて非負である。なお、添字 i は期番号を表す。

〈2・4〉 制約条件 電力と都市ガスの需給について以下のような制約条件を考える。

逆需要関数制約：需要量と料金が次の線形式で関係付けられるものとする。

表 1 非線形計画モデルにおける期分割
Table 1. Time division in the NLP model.

期 番 号			時 間 帯	期時間長 D_i^* (時 間)
夏	冬	春・秋		
1	6	11	0:00~8:00	638.75
2	7	12	8:00~13:00	456.25
3	8	13	13:00~18:00	456.25
4	9	14	18:00~22:00	365.0
5	10	15	22:00~24:00	275.75

*: 夏・冬の期の一年間の通算時間である。春・秋期の時間長は表中の数字の 2 倍である。

表 2 内生変数一覧
Table 2. List of the endogenized variables.

変 数	内 容	単 位
q_{Ei}	電力需要	$[10^{13}\text{kcal}]$
q_{Gi}	都市ガス需要	$[10^{13}\text{kcal}]$
$x_{\text{NUC},i}$	原子力発電運転量	$[10^{13}\text{kcal}]$
$x_{\text{LNG},i}$	LNG 火力発電運転量	$[10^{13}\text{kcal}]$
$x_{\text{OIL},i}$	石油火力発電運転量	$[10^{13}\text{kcal}]$
k_{NUC}	原子力発電設備量	$[10^{13}\text{kcal}/\text{年}]$
k_{LNG}	LNG 火力発電設備量	$[10^{13}\text{kcal}/\text{年}]$
k_{OIL}	石油火力発電設備量	$[10^{13}\text{kcal}/\text{年}]$
k_{GAS}	都市ガス供給設備量	$[10^{13}\text{円}/10^{13}\text{kcal}]$
p_{Ei}	電力料金	$[10^{10}\text{円}/10^{13}\text{kcal}]$
p_{Gi}	都市ガス料金	$[10^{10}\text{円}/10^{13}\text{kcal}]$

$$p = -Aq + p_0 \dots\dots\dots (1)$$

ここで、 p は電力および都市ガスの従量料金 ($p_{E1}, \dots, p_{E15}, p_{G1}, \dots, p_{G15}$)^T, q は同需要量 ($q_{E1}, \dots, q_{E15}, q_{G1}, \dots, q_{G15}$)^T で、それぞれ 30 次ベクトルである。右肩の T は転置を表す。また、 A は 30×30 の定数行列、 p_0 は 30 次の定数ベクトルである。需要関数が存在するために A は正則とする。また、後述する消費者余剰が定義できるための条件として、行列 A の対称性を仮定する⁽¹⁰⁾。

需給バランス制約：

$$q_{Ei} \leq x_{\text{NUC},i} + x_{\text{LNG},i} + x_{\text{OIL},i} + x_{\text{HYD},i} \quad i=1, \dots, 15 \dots\dots (2)$$

ここで、 $x_{\text{HYD},i}$ は i 期の水力発電の運転量である。

電力供給予備率制約：

$$(k_{\text{NUC}} + k_{\text{LNG}} + k_{\text{OIL}} + k_{\text{HYD}}) \cdot D_i / 8,760 \geq q_{Ei}(1 + \varepsilon), \quad i=1, \dots, 15 \dots\dots (3)$$

ここで、 D_i は i 期の時間数 (8,760 は 1 年間の総時間数)、 ε は電力供給予備率である。また k_{HYD} は水力発電の設備容量である。

供給設備運転量制約：

$$D_i k_j / 8,760 \geq x_{j,i}, \quad D_i k_{\text{GAS}} / 8,760 \geq q_{Gi}, \quad i=1, \dots, 15; j = \text{NUC, LNG or OIL} \dots\dots (4)$$

供給設備建設量制約：供給設備容量は既存の設備容量を下回らないものとする。また、原子力発電設備容量は計画上限を上回らないものとする。

$$\begin{aligned} k_{\text{NUC}} \leq k_{\text{NUC}} \leq \bar{k}_{\text{NUC}}, \quad k_j \leq k_j, \\ j = \text{LNG, OIL or GAS} \dots\dots\dots (5) \end{aligned}$$

ここで、 $k_j, j = \text{NUC, LNG, OIL, GAS}$ は設備 j の下限、 $\bar{k}_{\text{NUC}}$ は原子力発電設備の計画上限である。

電源稼働率制約：

$$\begin{aligned} r_j k_j \geq \sum_{i=1}^{15} x_{j,i}, \quad j = \text{NUC, LNG or OIL} \\ \dots\dots\dots (6) \end{aligned}$$

ここで、 r_j は電源 j の稼働率である。

原子力定出力運転制約：原子力発電は日間の負荷追従を行わないものとし、同一季節内では原子力発電の出力は一定とする。

$$\begin{aligned} x_{\text{NUC},i}/D_i = x_{\text{NUC},i+1}/D_{i+1} \\ i = 1, \dots, 4, 6, \dots, 9, 11, \dots, 14 \dots\dots (7) \end{aligned}$$

独立採算制制約：電力および都市ガス供給それぞれの独立採算制を考える。

$$\sum_{i=1}^{15} p_{Ei} q_{Ei} = C_E \dots\dots\dots (8)$$

$$\sum_{i=1}^{15} p_{Gi} q_{Gi} = C_G \dots\dots\dots (9)$$

ここで、 C_E および C_G は、それぞれ次のように定義される電力および都市ガス供給費用である。

$$C_E = \sum_j \left\{ \sum_{i=1}^{15} (c_{0,j} x_{j,i}) + c_{c,j} k_j \right\} + c_{FE} \dots (10)$$

$$\begin{aligned} C_G = \sum_{i=1}^{15} (c_{0,\text{GAS}} q_{Gi}) + c_{c,\text{GAS}} k_{\text{GAS}} + c_{FG} \\ \dots\dots\dots (11) \end{aligned}$$

ただし、(10)式の j についての和は $j = \text{NUC, LNG, OIL}$ についてとる。また $c_{0,j}$ および $c_{c,j}, j = \text{NUC, LNG, OIL, GAS}$ はそれぞれ設備 j の運転単価および容量単価、 c_{FE} および c_{FG} は電力および都市ガス供給の固定費である。

料金制度制約：均一料金制 (CP) や、季節別料金制 (SP) を扱う場合には、以下のような制約を付加する。

$$\begin{aligned} p_{j,i} = p_{j,i+1}, \quad i = 1, \dots, 14 \text{ for CP}; \\ i = 1, \dots, 4, 6, \dots, 9, \\ 11, \dots, 14 \text{ for SP}; \\ j = \text{E or G} \dots\dots (12) \end{aligned}$$

〈2・5〉 目的関数 最大化すべき目的関数として、消費者余剰と生産者余剰の和を考え、これを社会厚生 (Social Welfare, 以下 SW) と呼ぶことにする⁽¹¹⁾。この SW は (逆需要関数の線積分 - 供給費用) として表

図2 逆需要関数、限界供給費用関数と社会厚生 SW との関係 (限界供給費用関数とは供給費用関数の導関数である。)

Fig. 2. Relation among the inverse demand function, the marginal supply cost function and the social welfare (SW).

され、図2に示すように逆需要関数を限界供給費用関数にはさまれた部分の面積に相当する。逆需要関数を(1)式のように、また電力および都市ガスの供給費用を(10)および(11)式のように考えた場合、SW は次の式で与えられる。

$$\begin{aligned} SW = \int p dq - C_E - C_G \\ = -\frac{1}{2} q^T A q + p_0^T q - C_E - C_G + SW_0 \\ \dots\dots\dots (13) \end{aligned}$$

ここで、 SW_0 は積分定数である。(13)式右辺第1項および第2項の和は消費者が消費 q に対して支払ってもよいと考える最大額を表し、電力および都市ガス消費によって得られる効用を計る尺度となっている。(13)式右辺は積分定数 SW_0 を含むことから、意味があるのは SW の値そのものではなく、異なる需給状況間での SW の値の差である。なお、先に仮定した行列 A の対称性は、逆需要関数の線積分値が積分経路によらないための条件である⁽¹⁰⁾。

3. モデル・パラメータの推定

第2節で述べたモデルのパラメータを西暦2000年の近畿地方を対象として推定する。同地方は京阪神という都市化の進んだ地域を抱え、夏季の電力のピーク負荷問題が深刻であること、また電力と都市ガスの供給地域が、主要な都市部において一致していることなど、本モデルによる事例分析の対象として適した特徴をもっている。なお、以下のパラメータ推定に用いた

図3 電力および都市ガス需要の熱需要、非熱需要への分離

Fig. 3. Separation of the demands for electricity and town-gas into the heat and the non-heat demands.

データは主に文献(12)～(17)に拠った。

〈3・1〉 需要関数の想定 時間帯別料金制が施行されていない現在、需給データのみから統計的に需要関数を推定することは不可能である。本分析では以下に示すように、直観的に分かりやすい仮定を設け、簡明な方法により需要関数を想定する。

仮定1) 電力および都市ガスの料金が1982年並みで2000年まで推移した場合、各季節の電力のピーク負荷時(13:00～18:00)、ミドル負荷時(8:00～13:00, 18:00～22:00)、オフピーク負荷時(22:00～8:00)の需要および都市ガス需要は、1982年以降それぞれ年率3.5%、3.0%、2.5%および4.0%で成長する。

仮定2) これらのエネルギー需要のうち、春・秋季の需要はすべて非熱需要と考える。そして春・秋季からの夏季および冬季の需要の増分を熱需要と考える。ただし、そのようにすれば夏季の都市ガス熱需要は負となる。これは給湯需要などが、水温上昇により減少することによるものと考えられるが、その量はわずかであるから、ここでは簡単のためこれを0とする(図3参照)。

仮定3) 非熱需要関数については、エネルギー間

および時間帯間の干渉はないものとし、自己価格弾性値は1982年並み料金において η であるものとする。

仮定1～3)より、次のような非熱需要関数が求まる。

$$q_{NEi} = \alpha_{NEi} p_{Ei} + \bar{q}_{NEi}, \quad q_{NGi} = \alpha_{NGi} p_{Gi} + \bar{q}_{NGi} \\ i = 1, \dots, 15, \dots, (14)$$

ここで、 q_{NEi} および q_{NGi} は電力および都市ガスの i 期における非熱需要である。また、 α_{N*} および $\bar{q}_{N*}$ は非熱需要の将来予測値や1982年並み料金あるいは弾性値 η により定まる係数である(付録参照)。

仮定4) 電力および都市ガス利用冷房機器の成績係数(COP, 投入エネルギー量に対する出力熱量の比。ヒートポンプでは1を上回る。⁽¹⁸⁾)をそれぞれ4.0および1.0とし(冷凍機のカatalogなどを参考とした)、冷房需要の運転費用として都市ガスの料金が電力の1982年並み料金と同等になった場合、夏季の熱需要は総量で変化せず、電力と都市ガス間のシェアが最終熱量ベースで $s:1-s$ となるものとする。ここで $s(0 \leq s \leq 1)$ は電力と都市ガスの代替利用の容易さを表すパラメータであり、 s が小さいほど電力と都市ガス間の代替性が高いことを示す。

仮定5) 電力と都市ガス利用暖房機器の成績係数をそれぞれ0.9および0.72とし、暖房機器の運転費用として電力の料金が都市ガスの1982年並み料金と同等になった場合、冬季の熱需要は総量で変化せず、電力の都市ガス間のシェアが最終熱量ベースで $1-s:s$ となるものとする。簡単のため、パラメータ s は仮定4)のものと同一とする。

仮定6) 電力および都市ガスの料金が同率で変化した場合、夏季および冬季の熱需要は1982年並み料金において弾性値 η で変化するものとする。簡単のためパラメータ η は仮定3)のものと同一とする。

仮定4～6)より次のような熱需要関数が求まる。

$$q_{HEi} = \alpha_{HEi} p_{Ei} + \alpha_{HEGi} p_{Gi} + \bar{q}_{HEi} \\ q_{HG_i} = \alpha_{HGEi} p_{Ei} + \alpha_{HGGi} p_{Gi} + \bar{q}_{HG_i} \\ i = 1, \dots, 15, \dots, (15)$$

ここで、 q_{HEi} および q_{HG_i} は電力および都市ガスの i 期における熱需要である。また、 α_{H*} および $\bar{q}_{H*}$ は熱需要の将来予測値、1982年並み料金、利用機器の成績係数、パラメータ s および η より定まる係数である(付録参照)。

われわれの分析では、パラメータ η および s として、表3に示すような2つのケースを想定した。このようにして求めた(14)および(15)式の非熱および熱需要関数を加え合わせて電力および都市ガスの需要関数

表 3 価格弾力性およびエネルギー間代替性のパラメータ値

Table 3. Parameter values of the price elasticity and the inter-energy substitutability.

ケース	η	s	備 考
1	-0.4	0.5	高弾性, 高代替性ケース
2	-0.2	0.7	低弾性, 低代替性ケース

が得られる。消費者余剰が定義できるように、この需要関数の係数に次のような対称化操作を施した。

まず、係数 α の非対角要素を次式により対称化する。

$$\alpha'_{HEGi} = \alpha'_{HGEi} = (\alpha_{HEGi} + \alpha_{HGEi})/2$$

$$i = 1, \dots, 10 \dots (16)$$

次に、定数項 $\bar{q}_{HEi}$ および $\bar{q}_{HG_i}$ について

$$\bar{q}'_{HEi} = \bar{q}_{HEi} - (\alpha_{HEGi} - \alpha'_{HEGi})p^*_{Gi}$$

$$\bar{q}'_{HG_i} = \bar{q}_{HG_i} - (\alpha_{HGEi} - \alpha'_{HGEi})p^*_{Ei}$$

$$i = 1, \dots, 10 \dots (17)$$

として 1982 年並み料金において 2000 年の需要予測値を満たすようにする。ここで、 α'_* および q'_* は対称化後の需要関数の係数である。また、 p^*_{Ei} および p^*_{Gi} は電力および都市ガスの 1982 年並み料金である。シミュレーションに際して、この操作によって需要関数に極端なひずみが生じないことを確認しておく必要があることは言うまでもない。

こうして得られた需要関数を料金について解き、逆需要関数(1)の A および p_0 を得る。

(3・2) 供給システムの諸パラメータ 各種電源の運転および容量単価は、資源エネルギー庁の 1982 年の試算⁽¹⁷⁾に基づいて決定した。電力システムの固定費および都市ガス・システムの運転、容量単価および固定費は、電力 A 社および都市ガス B 社の財務諸表より推定した。

各供給設備の下限は 1982 年の同社の保有設備量並みとし、原子力発電設備量の上限は 1982 年の長期エネルギー需給見通しに基づいて定めた。水力発電の設備量および運転量は 1981 年並みとした。電力供給の予備率 ϵ は 0.15、各種電源の稼働率 τ_{NUC} , τ_{LNG} および τ_{oil} はそれぞれ 0.7, 0.8 および 0.8 とした。

4. シミュレーション結果と考察

表 3 に示した 2 つのケースについてシミュレーションを行う。各ケースについて、料金制度の組合せとして以下の 4 種のオプションを考えた。

(電力料金制度, 都市ガス料金制度)

= (TOUP, TOUP), (TOUP, SP), (SP, SP),

表 4 シミュレーション結果：ケース 1

Table 4. Results of simulation: Case 1.

料金制度	電力 都市ガス	TOUP TOUP	TOUP SP	SP SP	CP CP
社会厚生 ⁽¹⁾ [10 ¹⁰ 円/年]		25.19	24.87	20.09	0.0
容量費・固定費の和					
電力	143.29	143.29	147.64	170.96	
都市ガス	26.86	26.86	26.86	26.86	
運転費					
電力	143.59	144.64	141.80	143.35	
都市ガス	61.92	61.04	63.74	51.77	
新規建設設備 [10 ¹³ kcal/年]					
原子力 ⁽²⁾	5.68	5.68	5.68	5.68	
LNG 火力	0.0	0.0	0.0	4.32	
石油火力	0.0	0.0	1.09	1.64	
都市ガス	0.0	0.0	0.0	0.0	
熱需要 [10 ¹³ kcal/年]					
夏 電力	0.623	0.607	0.467	0.932	
都市ガス	0.398	0.443	0.732	-0.337 ⁽³⁾	
冬 電力	0.282	0.361	0.366	0.447	
都市ガス	1.207	1.058	1.065	0.915	
非熱需要	14.011	14.008	13.966	13.701	
都市ガス	4.927	4.938	4.927	4.883	
負荷率[%]					
電力	78.2	78.9	73.9	62.2	
都市ガス	49.0	48.3	50.4	44.8	

注：(1) 社会厚生は (CP, CP) からの相対値を表す。

(2) 原子力発電の容量は上限に達している。

(3) モデルでは総需要の逆関数を用いたために、熱需要分が負になることがある。

表 5 シミュレーション結果：ケース 2

Table 5. Results of simulation: Case 2.

料金制度	電力 都市ガス	TOUP TOUP	TOUP SP	SP SP	CP CP
社会厚生 [10 ¹⁰ 円/年]		18.24	18.19	14.33	0.0
容量費・固定費の和					
電力	143.29	143.29	144.69	165.01	
都市ガス	26.86	26.86	26.86	27.11	
運転費					
電力	133.58	133.81	131.16	131.70	
都市ガス	60.53	60.34	63.77	55.56	
新規建設設備 [10 ¹³ kcal/年]					
原子力	5.68	5.68	5.68	5.68	
LNG 火力	0.0	0.0	0.0	3.27	
石油火力	0.0	0.0	0.35	1.44	
都市ガス	0.0	0.0	0.0	0.34	
熱需要 [10 ¹³ kcal/年]					
夏 電力	0.648	0.647	0.453	0.852	
都市ガス	0.293	0.296	0.727	-0.182	
冬 電力	0.279	0.293	0.328	0.297	
都市ガス	1.180	1.155	1.094	1.140	
非熱需要	13.419	13.418	13.407	13.287	
都市ガス	4.912	4.915	4.906	4.903	
負荷率[%]					
電力	75.2	75.3	73.2	62.3	
都市ガス	47.9	47.7	50.4	42.8

図 4 ケース 1 における需給量および料金設定

(a) (TOUP, SP) (b) (SP, SP) (c) (CP, CP)

Fig. 4. Demand/supply and price setting in Case 1.

(CP, CP)

なお、非線形計画問題の求解には、Powell 法⁽¹⁹⁾に基づくプログラムを作成し利用した。

〈4・1〉 電力と都市ガスの需給状況 シミュレーション結果を表 4 および表 5 にまとめる。またケース 1 のオプション (TOUP, SP), (SP, SP) および (CP, CP) について、需給状況と料金設定の模様を図 4 に示す。表 4 および表 5 からわかるように、料金制度を従来型のオプション (CP, CP) から (SP, SP) および (TOUP, TOUP) に切替えた場合の社会厚生上の改善額は、それぞれ 14.3~20.1 および 18.2~25.2 (10^{10} 円/年) 程度になる。後者は電力と都市ガスの総供給費用の 5~6% に相当するものである。このとき負荷率は電力で 13~16%, 都市ガスで 4~5% 改善されている。ただし、この負荷率は需要変動を 15 期分割に近似して求めたものであり、短い時間帯に現れる鋭いピーク負荷は捨象されている。従って、現実の負荷率よりやや高めに示されることに注意を要する。

供給設備の構成について見れば、TOUP や SP

の適用により、容量費用が抑制されていることがわかる。その内訳としては、電源として原子力発電設備が上限まで建設され、CP の場合に必要となるその他の電源の建設が、TOUP や SP では抑えられている。都市ガス供給設備については既存容量がかなり大きいいため、あまり大きな変化は見られない。

需要構成を見ると、夏季の熱需要 (冷房需要) に対するエネルギー間の移動が顕著であり、TOUP や SP により、都市ガスの冷房需要負担が誘導されている。その結果、電源容量の拡大が抑制されるとともに、負荷率が改善されている。これに対し、冬季の熱需要の移動は穏やかである。その理由として、夏季の電力ピークの抑制の結果、冬季にも電源容量の余裕が少なくななり、電力による熱需要の負担が得策ではなくなることが考えられる。ただし、ここで需要関数の推定に際して想定した冬季の電力利用暖房機器は単純な電熱器であり、近年、注目されている電気ヒートポンプのような高効率の機器を想定すれば、この結果は大きく変化する可能性がある。

〈4・2〉メータリング費用の考察 季節別料金制はその実施にあたって、ほとんど追加的な費用を要しない。それに対し、時間帯別料金制では時間帯ごとに負荷を計測し、課金することが必要であるから、そのための費用、いわゆるメータリング費用は無視できないものである。TOUP が実現可能性をもつための一つの条件として、この料金制度の適用により得られる社会厚生改善額がメータリング費用を上回ることが必要である。

TOUP 用メータの費用は 1.4 [\$(Month・Customer)] と推定されている⁽²⁰⁾。本分析の対象地域の需要家数は電力で 800 万程度、都市ガスで 450 万程度であり、単純にこれらの需要家すべてに TOUP メータを設置することを想定した場合、その費用は約 400 億円/年となる。シミュレーションで示された社会厚生改善額は、390～510 億円/年程度 (オプション (TOUP, TOUP) と (SP, SP) との比較) であり、上述のメータリング費用を、十分正当化しうるものである。現実には需要量の多い需要家を中心に TOUP を適用することが考えられ、その場合には、TOUP の効用はその導入費用に比べてより大きくなると考えてよい。

また、オプション (TOUP, SP) の場合の社会厚生が (TOUP, TOUP) の場合と比べてあまり大きく劣化しないことを考え合わせると、(TOUP, SP) が最も有利であるといえる。

5. おわりに

本論文では、まず時間帯別料金制 (TOUP) による電力と都市ガス供給の協調効果を検討するために作成された、非線形計画型エネルギー需給モデルについて述べた。そして、このモデルを用いて、西暦 2000 年の近畿地方を対象としたシミュレーション分析を行った。その結果は次のように要約される。

1) 均一料金制 (CP) に替えて、季節別料金制 (SP) を適用することにより、社会厚生を供給費用の 3.8～5.1% 程度改善することができる。時間帯別料金制 (TOUP) を適用すれば、さらに供給費用の 1% 程度、改善額を増すことができる。

2) TOUP による社会厚生改善額は、そのメータリング費用を十分に正当化しうるものである。

3) メータリング費用を考え合わせると、電力に時間帯別料金制を、都市ガスに季節別料金制を適用するオプション (TOUP, SP) が最も有利である。

料金制度による、ロードマネージメントを検討する際に、最も不確かな要素は需要の料金に対する応答(弾

格弾力性)である。換言すれば、より正確な分析を行うためには、信頼性の高い需要関数の推定が必要である。しかしながら、いまだ TOUP が実際のエネルギー供給に適用されていない現状では、計量分析的な手法による需要関数の推定は不可能である。料金に対する需要の応答を知る別の方法として、需要家の合理的行動をよりミクロにシミュレートする需要家行動モデルによるアプローチが考えられる。筆者らの一人はこの方法により民生部門エネルギー需要の料金に対する応答を分析した⁽²¹⁾。

また、本アプローチが含む潜在的な問題点として、モデルの大規模化の恐れが挙げられる。より精細な議論を行おうとすれば、変数や制約式が増加し、モデルの大規模化を招く。ここで用いたような部分均衡型モデルは本質的に非線形性を含み、大規模な問題の最適化計算は極めて困難になる。そのような場合には最適化計算をあきらめ、あらかじめ設定した妥当と思われる幾つかのオプションをシミュレーションによって、比較・検討するなどの方法⁽²²⁾をとるべきであろう。

なお、本研究は文部省科学研究費エネルギー特別研究 (エネルギー) の補助を得て行われたものである。

最後に、本研究にあたって貴重な議論を頂いた千葉工業大学・小川洋教授、ならびに京都大学・手塚哲央博士に心から感謝の意を表する。

(昭和 62 年 8 月 31 日受付)

文 献

- (1) G. M. Morgan et al.: "Electric Power Load Management: Some Technical, Economic, Regulatory and Social Issues", Proc. IEEE 67, 241 (1979-2)
- (2) C. W. Gellings: "The Concept of Demand-Side Management for Electric Utilities", Proc. IEEE 73, 1468 (1985-10)
- (3) 西川・喜多: 「ゲーム・モデルによる電力負荷適応料金制の検討(定式化と最適戦略)」, 電学論 C, 108, 3, 189 (昭 63)
- (4) 西川・喜多: 「ゲーム・モデルによる電力負荷適応料金制の検討(その 2・数値的分析)」, 電学論(投稿中)
- (5) Y. Nishikawa and H. Kita: "Effect of Time-of-Use Pricing on the Cooperative Supply of Electricity and Town-Gas", 10th IFAC World Congress in Munich (1987)
- (6) K. C. Hoffman et al.: "Economic and Technological Model for Evaluation of Energy Policy", Bell J. of Economics 8, 444 (1977)
- (7) T. E. Daniel et al.: "Dynamic Equilibrium Energy Modeling: The Canadian BALANCE Model", Operations Research, 29, 5, 829 (1981)
- (8) J. P. Wayant: "General Economic Equilibrium as a Unifying Concept in Energy-Economic Modeling", Management Science 35, 5, 548 (1985)
- (9) 西野, 他: 「長期限界費用の計測と電気料金問題」, 電力経済研究 14, 1 (昭 54-11)
- (10) H. Hotelling: "The General Welfare in Relation to Problems of Taxation and Utility Rates", Econometrica 6, 242 (1938)
- (11) 今井, 他: 「価格理論 II」岩波書店 (昭 46)

- (12) 資源エネルギー庁:「電気事業便覧」(昭 58)
 (13) 資源エネルギー庁:「ガス事業便覧」(昭 58)
 (14) 資源エネルギー庁:「電力需給の概要」(昭 58)
 (15) 資源エネルギー庁:「電源開発の概要」(昭 58)
 (16) 日本ガス協会:「ガス事業統計月報」(昭 58)
 (17) 日本原子力文化振興財団:「原子力発電の経済性について」,
 プレスリリース 87 (昭 58)
 (18) 大塚, 他:「空調用ヒートポンプ」, 日刊工業新聞社 (昭 62)
 (19) M. J. D. Powell: "Algorithms for Nonlinear Constraints
 that Use Lagrangean Functions", Mathematical Programming
 14, 224 (1978)
 (20) D. J. Aigner (ed.) "Welfare Econometrics of Peak-Load
 Pricing for Electricity", Journal of Econometrics 26
 (1984)
 (21) Y. Nishikawa, et al.: "A Study on the Effect of Coopera-
 tion among Energy Industries", Prep. 4th IFAC LSS
 Symp. in Zurich, 769 (1986)
 (22) D. W. Caves, et al.: "A Comparison of Different Metho-
 dologies in a Case Study of Residential Time-of-Use Elec-
 tricity Pricing", Journal of Econometrics 26, 17 (1984)

付 録

需要関数(14)および(15)式の係数

非熱および熱需要関数(14)および(15)式の係数は以
 下の式で与えられる。

〈非熱需要〉

$$\alpha_{NEi} = \eta q^{*NEi} / p^{*Ei}, \quad \alpha_{NGi} = \eta q^{*NGi} / p^{*Gi}$$

$$\bar{q}_{NEi} = (1 - \eta) q^{*NEi}, \quad \bar{q}_{NGi} = (1 - \eta) q^{*NGi}$$

$$i = 1, \dots, 15 \dots (\text{付 1})$$

〈夏季熱需要〉

$$\alpha_{HEEi} = (\eta q^{*HEi} - \alpha_{HEGi} p^{*Gi}) / p^{*Ei}$$

$$\alpha_{HEGi} = (s - 1) q^{*HEi} / (p^{*Gi} - p^{*Gi})$$

$$\alpha_{HGEi} = -\alpha_{HGGi} p^{*Gi} / p^{*Ei}$$

$$\alpha_{HGGi} = (1 - s)(e_{ES}/e_{GS}) q^{*HEi} / (p^{*Gi} - p^{*Gi})$$

$$\bar{q}_{HEi} = (1 - \eta) q^{*HEi}, \quad \bar{q}_{HGi} = 0$$

$$i = 1, \dots, 5 \dots (\text{付 2})$$

〈冬季熱需要〉

$$\alpha_{HEEi} = \{(1 - s) q^{*Hi} / e_{EW}$$

$$- q^{*HEi}\} / (p^{*Ei} - p^{*Ei})$$

$$\alpha_{HEGi} = (\eta q^{*HEi} - \alpha_{HEEi} p^{*Ei}) / p^{*Gi}$$

$$\alpha_{HGEi} = (s q^{*Hi} / e_{GW} - q^{*HGi}) / (p^{*Ei} - p^{*Ei})$$

$$\alpha_{HGGi} = (\eta q^{*HGi} - \alpha_{HGEi} p^{*Ei}) / p^{*Gi}$$

$$\bar{q}_{HEi} = (1 - \eta) q^{*HEi}, \quad \bar{q}_{HGi} = (1 - \eta) q^{*HGi}$$

$$i = 6, \dots, 10 \dots (\text{付 3})$$

ここで,

$$p^{*Gi} = p^{*Ei} e_{GS} / e_{ES}, \quad i = 1, \dots, 5$$

$$p^{*Ei} = p^{*Gi} e_{EW} / e_{GW}, \quad i = 6, \dots, 10$$

$$q^{*Hi} = q^{*HEi} e_{EW} + q^{*HGi} e_{GW}, \quad i = 6, \dots, 10$$

また, p^{*Ei} および p^{*Gi} は i 期の 1982 年並み電力お
 よび都市ガス料金, q^{*NEi} および q^{*NGi} は料金が 1982
 年並みで 2000 年まで推移したときの i 期の電力およ
 び都市ガスの非熱需要予測値, q^{*HEi} および q^{*HGi} は
 同様に電力および都市ガスの熱需要予測値である。そ
 して, e_{ES} および e_{GS} は電力および都市ガス利用冷房
 機器の成績係数, また e_{EW} および e_{GW} は電力および
 都市ガス利用暖房機器の成績係数である。