

# 電気料金と規制緩和

## Deregulation of Electricity Pricing

松川 勇\*

Isamu Matsukawa

### 1. はじめに

ピーク需要の急増による負荷率の低下および電源立地の遠隔化にともない、設備投資のコスト負担が増加し電気事業経営を圧迫している。また、円高を契機として電気料金の内外価格差が浮き彫りになり、産業を中心に需要家から事業経営の効率改善を求める声が高まっている。

こうした状況の中で、1995年12月に電気事業法の抜本的な改正が行われた。今回の改正は、発電部門の自由化、料金のインセンティブ規制方式の導入、保安規制の合理化、の3つを柱としており、競争の促進・経営効率の改善・規制の合理化によって、先進各国に比べて割高とされている電気料金の低減を目指している。本稿では、新たに導入される電気料金制度として、ヤードスティック方式・燃料費調整制度・卸託送料・蓄熱機器の奨励金制度等を取り上げ、概要と問題点の解説を行う。

### 2. ヤードスティック方式

#### 2.1 インセンティブ規制の導入

電気料金の規制方式として、供給コストに適正利潤を加えた額をもとに料金水準を定める「公正報酬率規制」方式が採用されている。公正報酬率規制は、料金算定の根拠が客観的であり、明確である点で優れた規制方式である。しかし、電力会社の規模は他の産業に比べて非常に大きく事業計画等の審査にかかる規制コストが多いため、費用の過大申告を招き経営効率を改善する誘因が損なわれる恐れもある。

インセンティブ規制は、あらかじめ定めた指標をもとに被規制企業の経営成果を評価し、その結果に応じて報酬を与えるか、もしくは罰金を課すことによって、

企業に経営効率改善の誘因や刺激を与える方式である。ヤードスティック方式は料金のインセンティブ規制の一種であり、電力産業のように地域独占を特徴とする規制産業において、経営成果の良い企業が成果の良い企業に追いつくように相互に競争させることによって企業に経営効率改善の誘因を与えることを目的としている<sup>1)</sup>。

わが国のヤードスティック方式は、各社別の料金査定を行った後に、電源・電源以外の設備形成(送配電)・一般経費(公租公課などの義務的経費や燃料費は除く)の3部門ごとに電力10社間で経営効率化の指標を比較し、効率化の度合に応じて追加査定を行うものである<sup>2)</sup>。電源部門を例にとると、発電電力量あたりの資産額(簿価)を指標に定め、原価計算期間中の水準および至近3年間の変化率の2つについて、最良会社を100点、最下位を0点とし、その他は比例法で採点する。指標の水準と変化率をそれぞれ100点満点として採点し、両者の合計値が121点以上の企業を減額査定なし(グループI)とする。80点以上120点以下を小幅(対象原価の1%)の減額査定(グループII)、また、80点未満を大幅(対象原価の2%)の減額査定(グループIII)、にそれぞれ区分する。

表1は、1996年1月改定の電気料金に関する査定結果である。今回の改定では、料金の減額幅が焦点であったが、第1段階での個別査定において総額777億円、また、第2段階のヤードスティック方式による比較査定(YS査定)において総額919億円が、それぞれ減額され、10社平均の料金水準は現行の電気供給規程に対して6.29%引き下げられることとなった。企業別にヤードスティック方式の査定結果をみると、東北・中国・九州の地方・中規模会社が厳しい査定を受けていることがわかる。

#### 2.2 ヤードスティック方式の課題

ヤードスティック規制の問題点として、企業の異質性、会社間の共謀、品質低下の危険性等が指摘されて

\*武蔵大学経済学部 助教授

〒176 東京都練馬区豊玉上1-26-1

表1 電力各社のヤードスティック・グループ区分と査定額 (億円)

会 社	北海道	東 北	東 京	中 部	北 陸	関 西	中 国	四 国	九 州	沖 縄	10社計
電 源	I	II	II	III	III	II	III	I	II	II	——
電源以外	II	III	II	II	I	II	III	II	III	II	——
一般経費	III	III	II	I	I	III	II	II	III	II	——
査定総額	64	170	523	176	33	320	129	45	223	12	1,697
YS査定	34	113	248	93	12	189	74	19	130	7	919
個別査定	30	57	275	83	21	131	55	26	93	5	777

出所：電気新聞 1995年12月18日。(端数処理の関係で、合計額は一致しない場合がある)

いる<sup>3)</sup>。需要密度や需要構造、電源構成など費用水準に影響を及ぼす要因において、電力会社間に明確な差が見られるため、企業の異質性はとりわけ重要である。企業間の異質性に関する正確な情報を規制当局が独自に入手できなければ、不利な状況にある企業は異質性を強調してコストの高さを正当化するであろうし、逆に有利な立場の企業は経営努力を過大に強調する可能性が考えられる。このため、企業間の異質性が著しい場合には、ヤードスティック方式の有効性が薄れてしまう。

企業の異質性に対処するため、わが国のヤードスティック規制では、広域運営、電源構成、島しょ部の存在等の地域特性による経営効率化指標の格差について、補正を行う<sup>4)</sup>。具体的には、原子力、石炭火力、一般水力のベース電源については、運用によって生じる燃料コストの節減分をこれらの電源の単価から差し引く。ベース電源は、石油火力などの燃料単価の割高な電源と置き代わることによって燃料コストを引き下げる効果を持つからである。また、電源以外の設備形成および一般経費については、契約一口当たり需要電力量や

人口集中地域の比率などを説明変数として単価を回帰分析し、その結果をもとに地域補正係数を設定する(表2)。たとえば、北海道電力については、一般経費を比較査定する際に実際の単価よりも10%割り引いた数値を用いることになる。

地域補正を適切に行うためには、異質性を生む要因を的確に把握し、コストとの関係を厳密に分析しなければならない。特に、回帰分析を用いる場合には、変数の取り扱いによって回帰係数にバイアスが生じる危険性があるため、注意が必要である。適切な補正方式の選択は、回帰分析に関するデータや結果等地域補正に関する情報の公開と合わせて、ヤードスティック方式の課題としてあげられる。

そもそもわが国の地域独占体制のもとでは、火力発電の熱効率、労働生産性、供給信頼度等の点において、経営成果の良好な企業を目標に改善を図る「ヤードスティック競争」が有効に機能していた、との指摘もある<sup>3)</sup>。今回採用されたヤードスティック方式によってどの程度経営効率が改善するのか、十分に見極めなければならない。また、ヤードスティック方式のもとでは、コスト削減が企業の利潤増加に直接結びつかわけではないので、コスト削減を促す誘因が十分に働かない危険性も考えられる。コスト削減が不十分と判断される場合には、発電部門の競争促進政策と合わせて、電力会社の経営効率改善をより一層促す料金政策を検討する必要がある。さらに、個別査定と比較査定の2回にわたって料金の審査を行うため、規制コストが膨大になる恐れもあるので、規制方式の簡素化も今後の課題である。

### 3. 燃料費調整制度

わが国の化石燃料は、100%近く輸入に頼っている。このため、化石燃料の価格は為替市場および原油等の国際市場の動向に大きく左右される。発電用の化石燃料が供給コストに占める割合は低下傾向にあるが、そ

表2 地域補正係数<sup>4)</sup>

	電源以外の設備形成	一般経費
北海道	0.97	0.90
東北	1.00	0.96
東京	0.95	1.06
中部	1.01	1.10
北陸	1.15	1.07
関西	1.07	1.12
中国	1.02	1.03
四国	0.94	0.93
九州	0.93	0.96
沖縄	—	0.95

(注) 沖縄の電源以外の設備形成は、地域補正の対象としない。

小数点第3位以下は切り捨ててある。

れでも電気事業全体において原油価格がバーレルあたり1ドル変化すると年間約520億円、また、為替相場が1円動くと年間約100億円それぞれ差益損が生じる。急激な円高に見舞われた1986年以降、為替や原油相場の変動を考慮し、電気料金の暫定引き下げが頻繁に実施された。

燃料費調整制度は、為替や原油相場等の動向に応じて料金を自動的に変更する方式である。具体的には、原油・石炭・LNGの円建て通関統計価格（CIFベース）の3ヶ月平均値を熱量換算した「平均燃料価格」がそれ以前の3ヶ月平均値に比べて5%以上変動すれば、2ヶ月後から3ヶ月間自動的に料金を変えるのである。ただし、料金が上昇する場合には平均燃料価格の1.5倍を上限とする。

資本設備や雇用水準が一定の短期的な状況において、燃料に関する市場動向に即した電気料金の設定は、電力供給の限界費用を反映しており、需要家に対して効率的な電力の利用を促す効果が期待される<sup>6)</sup>。しかし、燃料コストをそのまま料金に転嫁できるので、電力会社が燃料調達を工夫してコストを引き下げる誘因に欠ける。わが国の燃料費調整制度では、電力会社の調達した燃料の価格ではなく、原油等の輸入企業による安価な燃料調達の努力を反映した通関統計価格を価格指標に用いることによって、燃料調達に関する経営努力が損なわれないように配慮している。

#### 4. 送電料金

今回の電気事業法の改正に伴い、7年以内に開発可能な火力発電については競争入札を通じて電力会社以外の事業者から調達することとなった。入札制度の導入は、競争による供給コストの低減を目的としており、落札者には電力会社の保有する送電設備が開放される。また、入札には電力会社の供給区域外の事業者も参加可能であり、区域外の事業者は他の電力会社の送電網を通じて供給することになる（卸託送）。

新規電源の競争入札制度を有効に機能させるためには、入札の形態、回避可能原価の設定、供給予備力の評価等の問題について検討する必要があるが<sup>10)</sup>、ここでは送電料金に焦点を絞り、需要地近接性の評価および卸託送料金の設定の2点について解説する。

##### 4.1 需要地近接性の評価

電力需要の地域分布には偏りが大きく都市部に集中しているのに対し、電源立地は遠隔化する傾向にある。その結果、遠隔地から都市部へ一方向に大量かつ長距

離の電力輸送が行われることになる。一方向への大量・長距離輸送には、多くの送電ロスがともなう。また、送電容量の制約が厳しくなり、系統運用のコスト上昇を招く恐れもある。

競争入札において落札した事業者が需要の密集地に近い場合には、電力輸送にともなうコストが少なく効率的である。需要地に近い電源は、送電ロスを減少させるのみならず、送電制約を緩和して系統運用をより効率的にする。このような需要地近接性のメリットは、負荷・距離法によって地点別に算定することができる<sup>6)</sup>。まず、落札した電源が系統に接続した状態としない状態の2つのケースにおいて、それぞれ電力潮流および発電機運用を算定する。次に、各送電線ごとに2ケース間の潮流の差を計算し、潮流の差と距離の積（MW・km）に各送電線のコスト（円/MW・km）を掛けて増分コストを算定するのである。こうして求めた増分コストを系統全体で足し合わせ、入札電源が連系する地点間で比較することによって、需要地近接性を評価することが可能である。

実際に、新規電源の競争入札制度では、需要の密集地に近い入札者が申告した価格については需要地近接性として一定額を割り引くことが定められている。たとえば、東京電力は、東京都、神奈川県などの地域における入札者に対して30銭/kWh程度を割り引く予定である。

##### 4.2 卸託送料金とnodal pricing

卸託送料金の設定は、発電市場の競争に影響を及ぼす重要な要因の一つである。地域外の落札者は、電力会社の送電網を通じて供給することになる。送電網の利用に対する入札者のコスト負担が過大であると、地域外の発電事業者は参入意欲を失ってしまう。

地域外の落札者に対する卸託送料金は、帳簿原価ベースの平均的な送電コストに基づいて決定される<sup>7)</sup>。これは、あらかじめパターン化された変動の少ない電力を振替供給することを前提にした電力会社間相互の融通の料金（中継料）に準じている。ただし、特定の送電経路の設備増強が必要になる場合には、別途料金算定を行う。託送の可能性判定・可能量・料金表は事前に公表されることが義務づけられており、託送条件に問題が生じた場合には必要な範囲で公的関与がなされる。

平均的なコストに基づく託送料金の設定は、簡明性や客観性の点で優れているが、経済効率の観点からは必ずしも適切とはいえない。卸託送の導入が、発電市

場の競争促進を通じた経済効率の改善を意図したものであるならば、限界費用に基づく託送料金が望ましい。限界費用ベースの託送料金は、平均費用ベースの料金に比べて経済効率上望ましい電力取引を実現することができるからである。

nodal pricing は、設備容量一定の短期における電力供給の地点別限界費用に基づく料金制である。nodal price の地域差は、電力輸送の限界費用を表しているため、経済効率上望ましい託送料金は nodal price の地域差をもとに設定される。有効電力のみに議論を限定すると、送電容量に余裕がある範囲では、最適な託送料金は送電の限界ロスの地域差および増分燃料費の2つから算定することができる。

ただし、託送の増加によって送電容量の制約が厳しくなると、nodal price は混雑費用の動向にも左右される。電力需給には不確実性が著しく、送電網における混雑の発生と混雑費用を的確に予測するのは困難である。このため、nodal price をもとに託送料金を設定する場合、地域および時間によっては混雑費用が多額になり、事業者にとって予期せぬ託送コストの負担が発生する。託送料金のリスクを回避する方法として、送電網の利用権をあらかじめ配分しておき、保有する利用権に応じて託送料金の変動をヘッジする「送電利用権」(transmission capacity right) が提案されている<sup>9)</sup>。

なお、系統運用には潮流・電圧・周波数制御など技術的に複雑な側面が数多く存在するので、託送条件の妥当性を電力会社以外の事業者や規制当局が判断するには多大な規制コストがかかる。特に、混雑した送電網において nodal pricing を適用する場合、送電会社が非効率な発電機運用を実施することによって利潤を増やすことが可能であるため、経済効率の損失を招く恐れがある。非効率な発電機運用を防止するためには、託送料金の設定・徴収を送電会社の業務から分離するか、もしくは、送電利用権の取引市場を創設する必要がある<sup>9)</sup>。

## 5. DSM (デマンドサイド・マネジメント) の料金制

都市部を中心としたピーク需要の急増にともなう負荷率の低下を背景として、DSM (デマンドサイド・マネジメント) の重要性が高まっている。エネルギー利用効率の高い家電製品に対するリベート制度等省エネルギーを狙ったプログラムが中心のアメリカとは対

照的に、わが国の DSM は負荷平準化を目的としており、料金を通じた間接的な負荷制御が中心である。

季節別時間帯別料金制等の負荷平準化を目的とした DSM の料金制については、1995年12月より認可制から届出制 (選択約款) へ移行した。選択約款への移行にともなって電力10社が新たに届け出たプログラムは24件であり、既存の138件と合わせて162件の DSM プログラムが実施されることとなった。なかでも、水蓄熱機器の販売メーカーに対する奨励金制度は、わが国において初めて導入されるプログラムであり、今後の DSM の方向性を示すものとして注目される。

### 5.1 蓄熱機器の奨励金制度

蓄熱機器は、夜間に電力を利用して熱を蓄え、昼間の空調や給湯負荷をまかなうことによって負荷平準化を促進する効果を持つ。蓄熱機器を普及させるため、電力会社はこれまで産業および業務部門の蓄熱機器保有者を対象として、割引料金を適用してきた (産業用・業務用蓄熱調整契約)。しかし、従来の水蓄熱式システムは大きな蓄熱槽を必要とすることから、スペースや初期コストがネックとなり、導入できる需要家が限定されていた。

近年注目されている水蓄熱機器は潜熱を利用して蓄熱するので、水蓄熱式に比べてはるかに少ない容積で多量の熱を蓄えることができる。このため、蓄熱槽の規模を大幅に縮小することができ、スペースの問題を緩和して導入可能な需要家の範囲を拡大する効果を有する。

水蓄熱機器への奨励金制度は、初期コストの負担軽減を通じてより一層の普及促進を目指したものである。水蓄熱機器は商品化されて間もないため高価格であり、負荷移行によって運転コストが削減可能であっても、初期コストの回収に長期間を要してしまう。補助金の支給は、初期コストの負担を軽減し回収期間を短縮する効果を持つため、需要家が水蓄熱機器を導入する誘因となる。導入が進んで量産段階に入れば、補助金がなくても機器の大幅なコストダウンによって普及にはずみがつくことが期待される。

奨励金は、新規に設置された水蓄熱または潜熱蓄熱式空調システムを対象とし、需要家が蓄熱調整契約に加入することが条件である<sup>10)</sup>。奨励金は販売メーカーに対して負荷移行能力に応じて支払われ、1995年度から5年間に限定されている。たとえば、東京電力ではピーク需要の1kWの移行につき3万円もしくは5万円が支給される。国の利子補給制度と合わせて活用す

れば、水蓄熱機器の初期投資の回収期間を2～3年にまで短縮することが可能である。さらに、機器設置後の2年間は通常の蓄熱調整契約よりも割引額を増やして初期投資の回収期間を引き下げる新たな料金メニューも、1996年1月から実施される。蓄熱調整契約は、1995年4月から50kW未満の小規模需要家にも拡大適用されており（低圧蓄熱調整契約）、今後は蓄熱システムに関するDSMメニューの負荷平準化効果が問われることとなる。

## 5.2 季節別時間帯別料金の拡大

季節別時間帯別料金制（季時別料金）は、期間によって異なる電力供給の限界費用を反映して料金格差を設定し、電気料金の削減を図る需要家の負荷調整を通じて、負荷平準化を推進するDSMプログラムである。季時別料金は、1988年1月から大口電力を対象に選択制で導入され、1990年からは電灯需要家にも「時間帯別電灯料金制」として選択制で導入された。また、小口電力・大口電力・業務用電力・農事用電力については、1980年4月から季節別料金が適用されており、夏季とその他の2期間において従量料金単価に10%の格差が設定されている。

これらの料金メニューに加えて、1996年1月から新たに業務用電力に対して季時別料金が適用されることとなった。夏季のピーク需要を押し上げている要因として冷房負荷の急増が考えられるが、業務部門はピーク時において冷房負荷を中心とした「夏季需要（夏季ピークと端境期の需要の差）」の約5割を占めており<sup>13)</sup>、DSMプログラムの重要性が高い部門である。これまで業務部門において、時間帯別に料金格差を設定するプログラムは、夜間の電力消費量が一定割合を越えると料金を割引く「業務用夜間率調整契約」と蓄熱調整契約の2つであった。今回、新たに季時別料金を加えることによって、業務部門における負荷平準化の進展が期待される。

季時別料金や蓄熱システム等の負荷平準化対策は、

急務であるピーク需要の抑制だけでなく、設備の有効利用による電力供給の効率化を促すものであり、競争時代における電気事業の経営戦略としての意義も大きい<sup>12)</sup>。DSMのさかんなアメリカの電気事業では、IPP（独立発電事業者）やQF（認定適格施設事業者）等との競合が激化するなかで、DSMの費用対効果が厳しく問われている。わが国でも電気事業法改正を契機に競合が激化すれば、費用対効果の高いDSMの策定が重要な経営課題となる。

表3は、わが国の時間帯別電灯料金制に関する費用便益分析の例である<sup>13)</sup>。時間帯別料金加入世帯の大半が電気温水器保有者であるため、表3では電気温水器の保有を前提とし、また、10社平均規模を想定している。現行の昼夜価格差のもとでは、時間帯別料金へ加入する家庭1世帯につき、昼間から夜間へ月間108kWhシフトし、その結果電力会社の供給コストは加入1世帯につき燃料費が194円、ピーク電源（石油火力）の資本費が2,102円それぞれ毎月削減されることになる。料金収入は毎月16,741円から14,733円へ減少するが、供給コストの減少（2,296円）が収入の減少（2,008円）を上回るため、電力会社の収益は月額288円の増加となる。

他方、従量電灯から時間帯別料金へ移行することによって、家庭の純便益は月額898円増加する。家庭の純便益の増加は、時間帯別料金への移行による電気代の節約が、家電製品の夜間利用による利便性の減少等の負荷移行にともなうコストの増加を上回っていることを示唆している。表3の試算では、時間帯別料金の実施によって需要家の純便益と電力会社の収益を合わせた社会全体の純便益が月額1,186円増加する結果となり、料金メータ等の追加コストが社会全体の純便益を上回らない範囲において、時間帯別料金には費用対効果があることがわかる。

表3 電気温水器保有世帯に関する時間帯別電灯料金制の費用便益分析の例<sup>13)</sup>  
(時間帯別料金加入世帯当たり)

昼間の電力消費の変化 (kWh/月)	-108
夜間の電力消費の変化 (kWh/月)	108
(1) 料金支出の変化 (円/月)	-2,008
(2) 電力会社の供給コストの変化 (円/月)	-2,296
(3) 電力会社の収益の変化 (円/月) : (1) - (2)	288
(4) 家庭の純便益の変化 (円/月)	898
社会全体の純便益の変化 (円/月) : (3) + (4)	1,186

## 6. 結語

本稿は、電気事業法改正後の新しい電気料金制度について概要と問題点を解説した。今後の電力産業に対する規制は、社会全体の経済効率の向上を目指して、電力融通等の協調のメリットを失わない範囲で事業者間の競争を促進し、競争を通じて供給システムと需要対策の適切な組み合わせを実現する方向へ進むことが望まれる。そのためには、ヤードスティック方式やDSM料金等の新たな料金制の導入が、一連の自由化政策と合わせて電力市場における経済効率の改善にどの程度寄与するのかを明らかにすることが重要である。ヤードスティック方式のもとで電力会社の費用削減が不十分な場合には、プライスキップ方式をはじめ他のインセンティブ規制方式も検討する必要がある。また、本稿では家庭部門の時間帯別料金に関する費用便益分析の例を紹介したが、電力市場における競争が激化すればDSMの費用対効果に対する見方も厳しさを増すものと思われる。費用便益分析をもとにDSMの評価を行い、効果の高いDSMを重点的に実施することが重要となろう。

### 参考文献

- 1) 植草益 [1991]. 公的規制の経済学 (筑摩書房).
- 2) 山谷修作 [1995]. よくわかる新しい電気料金制度 (電力新報社).
- 3) 伊藤規子・宮曾根隆 [1994]. 「ヤードスティック競争」, 植草益編, 講座 公的規制と産業第1巻 電力, 第3章 (NTT出版).
- 4) 電力政策研究会 [1995]. イーピー・レポート, 11月1日号.
- 5) Joskow, P. and R. Schmalensee [1986]. "Incentive Regulation for Electric Utilities," *Yale Journal on Regulation*, 1, 1-49.
- 6) 浅野浩志・岡田健司 [1996]. 「送電コストの推定手法とIPP需要地近接性評価への応用」, 第12回エネルギーシステム・経済コンファレンス講演論文集.
- 7) 資源エネルギー庁 [1995]. 電力産業の経営改革 (電力新報社).
- 8) Hogan, W. [1992]. "Contract Networks for Electric Power Transmission." *Journal of Regulatory Economics*, 4, 211-242.
- 9) 松川勇・岡田健司 [1996]. 「混雑下のNodal Pricingの適用と問題点」, 第12回エネルギーシステム・経済コンファレンス講演論文集.
- 10) 小熊啓一 [1995]. 「蓄熱式空調システムの導入メリットと水蓄熱式空調システムの新普及策」, エネルギー, 11月号, 40-43.
- 11) 峰谷房代 [1995]. 「夏季最大電力要因分析調査について」, 動力, 9月号, 1-4.
- 12) 松川勇 [1995]. 電気料金の経済分析 (日本評論社).
- 13) 松川勇 [1996a]. 「家庭部門における時間帯別料金の費用便益分析」, 第12回エネルギーシステム・経済コンファレンス講演論文集.
- 14) 松川勇 [1996b]. 「地域独占体制からの転換期にある日本の電力産業」, 経済セミナー, 1月号, 43-47.

協賛行事ごあんない

「超高温材料国際シンポジウム(X)」について

〔日 時〕平成8年5月29日(水)～30日(木)

〔参加費〕20,000円(含資料費, 交流会参加費等)

〔会 場〕ときわ湖水ホール

〔問い合わせ先〕

〔テーマ〕「エネルギー技術と地球環境

株式会社超高温材料研究センター

—超高温材料への期待—

〒755 山口県宇部市大字沖宇部537-3

〔参加予定人員〕200名

Tel 0836-51-7007, Fax 0836-51-7011