

論文

電力自由化時代における総括原価方式の維持

金 森 絵 里*

要旨

これまで電力事業においては、大手既存電力会社の地域独占が認められており、その弊害を防ぐ目的で料金規制が行われてきた。すなわち、独占供給を認められた電力会社が過剰に高い料金を設定し超過利潤を生み出すことのないように、能率的な経営のもとにおける適正な原価に適正な利潤を加えた料金を設定することが求められており、これを総括原価方式による料金規制という。

1995年より日本においても電力自由化が始まった。電気事業は発電・送電・配電・供給（小売）に大別できるが、これらのうち、発電と供給（小売）の部門に新規参入が認められ、競争が少しずつ導入されるようになった。自由化は段階的に拡大し、発電および供給（小売）の全面的な自由化は2016年4月に開始された。これに伴い、料金規制も発電および供給（小売）部門については2020年に撤廃されることになっている。なお、送配電部門における独占と料金規制は維持される。

電力会社にとって、自由化における最大の課題は原子力発電である。原子力発電は、高い投資コスト・長期のリードタイム・長期の回収期間・不確実な廃棄物処分コストなどの経済的リスクがあり、そのリスクは自由化の進展のなかでますます増加している。

これまでは地域独占と料金規制に守られていた原子力発電が、今後も推進されるように、現在、新たな方策が講じられつつある。それは、原発コストを送配電部門の総括原価に算入することによって、原発事業を行っている電力会社の顧客のみならず全消費者に原発コストを負担させる仕組みである。本稿では、このような仕組みが原発の優遇に他ならないこと、また優遇のあり方が不透明であること、優遇されている主体と金額が明快になるような仕組みが必要であることを述べる。

キーワード

総括原価方式、電力自由化、電力システム改革、原子力発電、電気事業会計、原発コスト、情報開示

* 立命館大学経営学部教授

目 次

1. はじめに
2. 総括原価方式とは
3. 燃料費調整制度と電源構成変分認可制度とは
4. 電力システム改革の進展と料金規制の撤廃
5. 総括原価方式による高コスト体質の招来
6. 総括原価方式による原発の推進
7. 電力自由化のもとでの原子力発電
8. おわりに

1. はじめに

2016年4月から電力の発電と供給（小売）部門が完全に自由化された。これに伴い、総括原価方式による料金規制も2020年をめどに撤廃されることになっている。このような状況のなかで、電力会社にとって最大の課題となっているのは原子力発電である。原子力発電は地域独占と料金規制に守られていたが、これらがなくなると大きな困難に直面する。現在、新しい経営環境のなかで原子力発電を推進するための方策が講じられている。

本稿は、総括原価方式と原子力発電を推進するための新しい方策について検討するものである。以下、総括原価方式およびそれを補完する燃料費調整制度と電源構成変分認可制度とは何かについて確認した後（第2, 3節）、現在、電力システム改革のなかで総括原価方式が送配電部門以外では撤廃される予定であることを確認する（第4節）。また、総括原価方式の歴史的評価として、総括原価方式が電力会社のムダの多い経営につながってきた点と、固定費が大きいという原発の経済的特徴と相まって電力会社の経営的安定と原発の推進に役だったことを確認する（第5, 6節）。最後に、総括原価方式が撤廃された後に、どのような方策が講じられているかを確認し、その仕組みについて検討する（第7節）。

2. 総括原価方式とは

電気料金は、「一般電気事業供給約款料金算定規則」（平成11年12月3日通商産業省令第105号）に基づいて算定される。それによれば、まず、電力会社は、将来の1年間¹⁾において電気事業を運営するにあたって必要であると見込まれる原価に利潤を加えて得た額（以下「原価等」とい

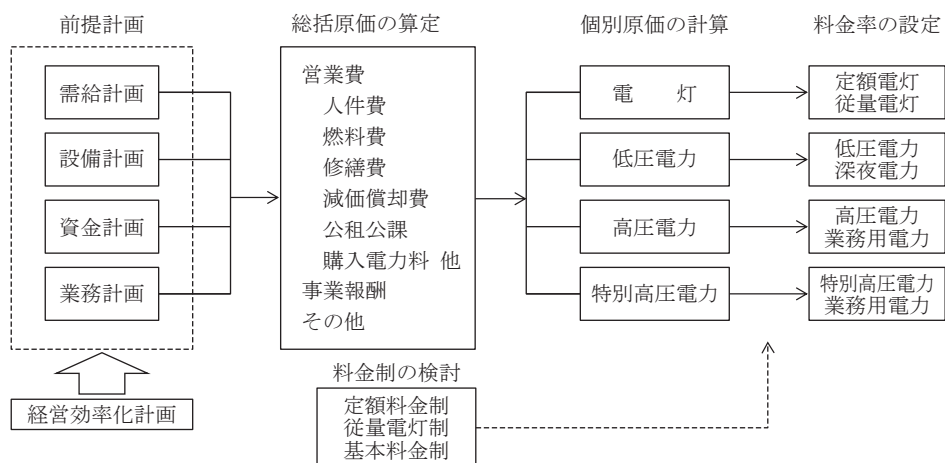
1) 原価計算期間は3年を原則としているが、原価要素の変動の状況等に対応して3年未満の期間を取ることでもできるようになっており、石油危機下にあった1974年や1980年、為替レートや金利水準などの諸要因が不透明であるとされた1988年や1996年などにおいては、原価計算期間を1年としている（電気事業講座編集委員会（1997）、43頁）。その後、電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議（2012）により、認可時の原価算定期間は3年を原則とすることが適当であることが改めて確認された。

う)を算定しなければならない(第2条)。この原価等は、「営業費+事業報酬-控除収益」で算定される(第2条の2)。これがいわゆる「総括原価」²⁾である(電気事業講座編集委員会(1997), 41頁)。

電気料金算定における総括原価方式の導入は、1933年にさかのぼり、戦時下の物価安定を目的としていた(電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議(2012), 2頁)。戦争終結後も、電気料金は依然として国家管理体制下におかれ³⁾、1951年5月、新しく発電から配電までを一貫して経営する9電力会社が発足したのを機に、電気料金の取り扱いも認可制に復することになった(電気事業講座編集委員会(1997), 169頁)が、総括原価方式は踏襲された。

図表1は1997年当時の電気料金算定のプロセスを表しており、総括原価の算定が中心課題となっていることがわかる。当初は、特別高圧電力・高圧電力・低圧電力・電灯すべての需要家に対して総括原価方式による料金規制がおこなわれていたが、1999年の制度改革(施行は2000年)より順次、自由化された。すなわち、2000年から特別高圧電力(契約電力が原則2,000kW以上)の需要家(大規模工場, デパート, オフィスビルなど)を対象に電力小売部門における自由化が開始され、2004年から高圧電力(500kW以上)の需要家(中規模工場, スーパー, 中小ビルなど)が、2005年から高圧電力(50kW以上)の需要家(小規模工場など)が、それぞれ自由化の対象となった。これらの自由化部門の料金については、各電力会社と需要家が直接交渉し双方合意の上で決定されている(電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議(2012), 4頁)。

図表1 電気料金算定のプロセス(1997年)



出所) 電気事業講座編集委員会(1997), 39頁。

2) 「総原価」ともよばれる(例えば、東京電力に関する経営・財務調査委員会(2011), 118頁)。

3) とくに1946年3月に戦後経済における物価の安定を確保する見地から物価統制令が交付され、電気料金に対する規制もこの統制令の所管官庁である物価庁でおこなわれることになり、電気料金は物価安定政策の一環として、従来にもまして強力な統制のもとに処理された(電気事業講座編集委員会(1997), 169頁)。

2016年4月からは、低圧電力（コンビニ、事業所等）と電灯（家庭）を含めたすべての需要家が自由化の対象になる小売全面自由が始まった。ただしこれらの部門については総括原価方式による料金規制は継続されており、2020年をめどに撤廃されることになっている（第4節で後述）。

図表2は東京電力の2008年料金改定ベースにおける総括原価の内訳を示している。営業費のうち燃料費（35.5%）の占める割合が最も高く、次いで購入電力料（12.9%）、減価償却費（12.4%）となっている。燃料費調整制度については次節で後述する。

図表2 総括原価の内訳

《電気料金の総原価等》（東京電力2008年料金改定ベース）

営業費 5兆3,382億円 + 事業報酬 3,019億円

【燃料費調整制度】
燃料単価に応じて変動

事業報酬 3,019億円 (5.4%)	人件費 4,399億円 (7.8%)	修繕費 4,354億円 (7.7%)	減価償却費 6,999億円 (12.4%)	公租公課 3,492億円 (6.2%)	購入電力料 7,293億円 (12.9%)	その他経費 6,805億円 (12.1%)	燃料費 2兆37億円 (35.5%)	←→
総括原価（総原価） 5兆4,161億円								

※ 事業報酬から利払、配当を行う。

※ 「控除収益」とは、他社販売電力料、託送収益など電気事業を行う上で得られる収益（ただし料金収入以外）。

（出所）電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議（2012）、7頁。

人件費、修繕費、減価償却費、燃料費その他の経費などの営業費は、一般電気事業供給約款料金算定規則では51項目が規定されているが、おもに電気事業会計規則によって算出される電気事業会計を基礎にしている⁴⁾。

事業報酬は、レートベース⁵⁾に報酬率⁶⁾を乗じて得た額である（一般電気事業供給約款料金算定規則、第4条の2）。企業会計上は、支払利息（営業外収益）と配当金（剰余金の処分）と内部留保（利益剰余金の積増）という3つの異なる性質を持つ項目が、電気料金算定上は事業報酬という1項目にまとめて計算される。

最後に控除収益には、他社販売電源料や託送収益、預金利息など9項目が列挙されている（一般電気事業供給約款料金算定規則、第5条）。

このように総括原価方式は、営業費と支払利息・配当金・内部留保を電力会社があらかじめ

4) 一般電気事業供給約款料金算定規則では、「この省令において使用する用語は、電気事業法、電気事業法施行規則、電気事業会計規則、電源線に係る費用に関する省令、一般電気事業者間における振替供給に係る費用の算定に関する省令、および電気事業託送供給等収支計算規則において使用する用語の例による」（第1条）とされている。

5) レートベースとは、「特定固定資産、建設中の資産、核燃料試算、特定投資、運転資本および繰延償却資産」である（一般電気事業供給約款料金算定規則、第4条の2）。

6) 報酬率は「自己資本報酬率および他人資本報酬率を30対70で加重平均した率とする」（一般電気事業供給約款料金算定規則、第4条の4）。

計画・申請し、それに対して国が認可を与え⁷⁾、国民が料金を負担するシステムである。電力会社にとっては、「能率的な経営のもとにおいてお客様に良好なサービスをおこなうために必要とする原価を保障するもの」（電気事業講座編集委員会（1997），14頁）であり、「黒字経営を保証する」ものであるといえる。

3. 燃料費調整制度と電源構成変分認可制度とは

総括原価方式は、燃料費調整制度と電源構成変分認可制度によって補完されている。燃料費調整制度は1996年に、電源構成変分認可制度は2012年に、それぞれ導入された。両者とも歴史的には浅い制度であるが、総括原価方式を補完し、また総括原価方式の「黒字経営を保証する」という特徴をより鮮明に体现するものであるため、本節で紹介する。

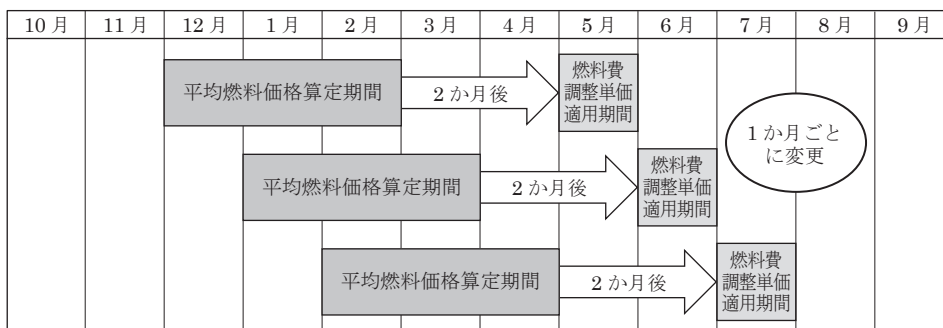
燃料費調達制度とは、1996年1月の料金改定以降導入（2009年5月以降改定）された制度で、燃料価格の変動を電気料金に反映させるものである（電気事業連合会（2015），g-3頁）。具体的には、原油、石炭、LNGに関する貿易統計価格（円ベース）の3か月平均値に基づき、料金を毎月調整する（同上）。たとえば3月の貿易統計価格は4月下旬に公表されるため、1～3月の平均貿易統計価格は、6月検針分の電気料金に反映される。7月の電気料金には2～4月の平均貿易統計価格が、8月の電気料金には、3～5月の平均価格が反映される、といった具合である。これにより、燃料価格の上昇時には電気料金も上昇することになり、3か月程度の時間的ズレはあるものの、電力会社は燃料価格の変動リスクを回避することができる。

燃料費調達制度により、電力会社は燃料価格の変動リスクを国民に転嫁することが可能にな

図表3 燃料費調達制度

●調整のイメージ

3か月間の平均燃料価格に基づき、2か月後の燃料費調整単価を算定し、1か月ごとに変更



（出所）電気事業連合会（2015），g-3頁。

7) 1999年の電気事業法改正により料金引下げの場合は、届出による改定が可能となっている（電気事業連合会（2015），g-1頁）。

る。この意味で、燃料費調達制度は「黒字経営を保証する」総括原価方式を補完するものといえる。

総括原価方式を補完し、当初の計画から外れた費用の回収を確実にする制度がもう 1 つある。それは、電源構成変分認可制度である。

2011 年 3 月の福島第一原発事故後、国内の原子力発電所が相次いで停止するなか、新たなリスクが顕在化した。それは、電源構成の変動リスクとよばれるが、たとえば、電気料金算定(申請)時には供給電力の 40% を原子力発電によって、60% を火力発電によって供給するという計画だったにもかかわらず、実際には原子力発電所が停止し 20% しか供給できなかった場合、火力発電所は 80% の電力を供給しなければならなくなるというリスクである。原子力 40%・火力 60% という当初計画が、実際には原子力 20%・火力 80% などに変化することを電源構成の変動という。

前述の燃料費調達制度は、輸入燃料価格の変動という外部要因に対応するもののため、電力会社内部における電源構成の変動については対応することができない。また、2011～2014 年頃にちょうど原油価格が高騰していたこともあり、原子力発電よりも火力発電の燃料費のほうが高かった。上述の例に沿うと、火力 60% 分の燃料費高騰分は燃料費調達制度で電気料金に上乗せできるが、残りの 20% 分の火力の炊き増し分については、原子力燃料費との差額がそのまま電力会社の費用となったのである。そのため、2012 年 3 月期、2013 年 3 月期、2014 年 3 月期には、各電力会社は相次いで赤字決算に陥った。

これを踏まえて、電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議(2012)では、「当該原価算定期間内において事業者の自助努力の及ばない電源構成の変動があった場合に、総原価を洗い替えることなく、当該部分の将来の原価の変動のみを料金に反映させる料金改定を認めることが適当である」(41 頁)として、新しい制度を創設した。これを電源構成変分認可制度という。

電源構成変分認可制度では、料金原価算定期間の残存期間⁸⁾における電源構成の変動に伴う燃料費等⁹⁾の変動費用を、当該期間内で収支相償できるよう、現行料金レートに反映する(資源エネルギー庁(2014), 9 頁)。これを、図表 4 を用いた設例で確認する。まず、図表 4 左側が通常の電気料金算定プロセスである。ここにあるとおり、原子力利用率を 1 年目 10%、2 年目 30%、3 年目 50% と計画し、それに応じた原価を 1 年目 90、2 年目 70、3 年目 50 と算定し、この平均原価である 70 が料金として認可されたとする。ところが、1 年目が終了するところで、1 年目の原子力利用率の実績が 0% であり、2 年目も 0%、3 年目は 20% と見通しに変更

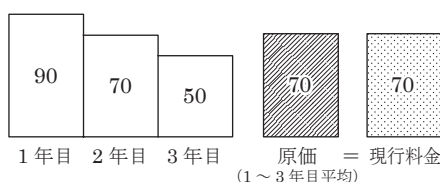
8) 年単位。

9) 対象費用は、燃料消費数量に連動して変動する費用であり、具体的には以下の 4 項目 8 費用。前回査定分については、単価は変動させない。1. 燃料費、2. バックエンド関係費用(使用済燃料再処理等発電費、特定放射性廃棄物処分費)、3. 購入・販売電力料(地帯間購入電源費、他社購入電源費、地帯間販売電源料、他社販売電源料)、4. 事業税

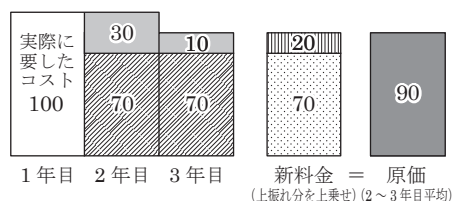
されたとする。そして、それに応じた原価が2年目100、3年目80と算定されたとする。すると、原価の「変動額」は、現行の原価算定期間（3年間）の想定平均原価からの上振れ分（資源エネルギー庁（2014）、10頁）なので、2年目の30と3年目の10の合計40となり、これを残存原価算定期間の2年間で回収するため、現行料金70への上乗せは $40 \div 2 = 20$ で、新しい料金は90となる。これにより、1年目は30の赤字になる（ $70 - 100 = -30$ ）ものの、2年目と3年目を通算すると収入と原価が一致し、電力会社は電源構成の変動リスクを回避することができる。

図表4 電源構成変分認可制度

【現行料金の認可時】



(出所) 資源エネルギー庁（2014）、10頁を若干修正。

【電変による値上げ申請】
(原価算定期間の残存期間2年の場合)

このように、燃料費調整制度と電源構成変分認可制度は、総括原価方式では対応できない輸入燃料価格の変動リスクや電源構成の変動リスクを、電力会社が回避し、電気料金をつうじて国民に転嫁するものであるといえる。この意味で、これらの制度は、「電力会社の黒字経営を保証する」という総括原価方式の特徴をより鮮明に体现し、総括原価方式を補完している。

以上、総括原価方式とそれを補完する燃料費調整制度および電源構成変分認可制度について確認した。次に、総括原価方式が撤廃されようとしている流れを、電力システム改革における自由化の進展との関連で確認する。

4. 電力システム改革の進展と料金規制の撤廃

現在、総括原価方式は撤廃される方向で議論が進められている。2013年4月に閣議決定された「電力システムに関する改革方針」によれば、現在の日本のエネルギー政策は「広域系統運用の拡大」「小売り及び発電の全面自由化」「法的分離の方式による送配電部門の中立性の一層の確保」を3つの柱としている。

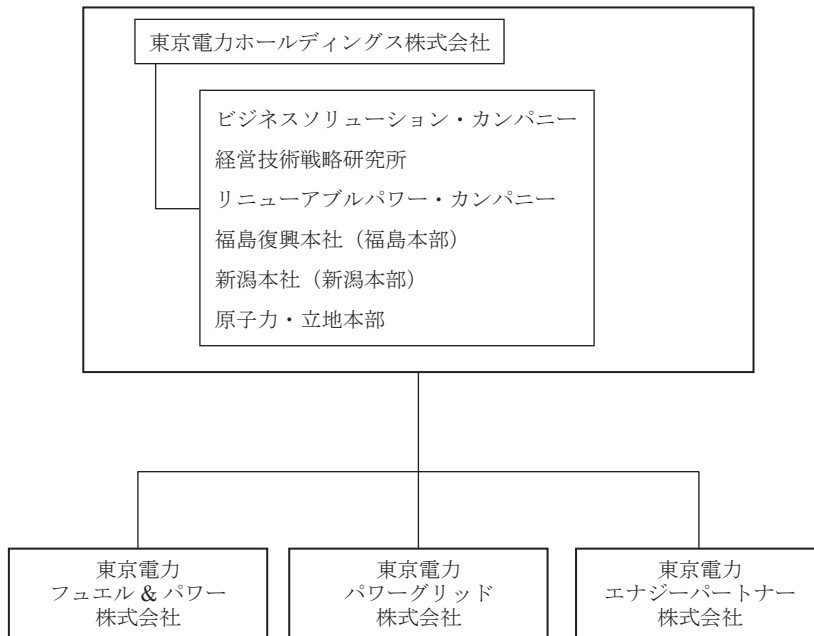
「広域系統運用の拡大」とは、国の監督の下に、広域系統運用機関を設立し、従来の区域（エリア）概念を越えた全国大での需給調整機能を強化することを指す。改革プログラムの第1段

階と位置づけられ、2015年4月に「電力広域的運営推進機関」（略称、広域機関）¹⁰⁾が設立された。

「小売り及び発電の全面自由化」とは、第1に家庭部門を含めたすべての需要家が電力会社を選べるようにする小売りの全面自由化、第2に総括原価方式による料金規制の継続、第3に発電の全面自由化を指す。このうち小売りの全面自由化が改革プログラムの第2段階と位置づけられ、2016年4月から小売全面自由化が開始されたのは上述のとおりである。その他、卸電気事業（電源開発と日本原子力発電の2社による一般電気事業者への電力供給事業）や卸供給事業（神鋼神戸発電・新日鉄住金等による一般電気事業者への一定規模・一定契約期間の電力供給）における卸規制が撤廃された。また、将来の供給力を取引する市場（容量市場）や1時間前市場（リアルタイム市場）の創設準備が進められている。総括原価方式による料金規制は、競争条件が整備され、十分な競争がおこなわれ、料金の過度な値上げが起こらないことを確認した後に撤廃される計画である。撤廃される目途は2020年とされており、これは後述の送配電の中立化と並んで改革プログラムの第3段階と位置づけられている。

「法的分離の方式による送配電部門の中立性の一層の確保」とは、これまでの垂直一貫体制

図表5 東京電力の新組織体制（2016年4月1日現在）



（出所）東京電力 HP

10) なお、英語名称は Organization for Cross-regional Coordination of Transmission Operators, JAPAN（略称：OCCTO（オクト））である。

を廃止し、既存の大手電力会社における送配電部門を別会社とすることを指す¹¹⁾。料金規制の撤廃と並んで改革プログラムの第3段階とされており、2020年に達成される予定である。これに先立ち東京電力は、2015年4月から経営中枢をコーポレートとする社内カンパニー制度を導入し、2016年4月以降は、持ち株会社・東京電力の下に東京電力フュエル&パワー株式会社（燃料及び火力発電事業）、東京電力パワーグリッド株式会社（送配電事業）、東京電力エナジーパートナー株式会社（小売電気事業）を置く体制に移行した。つまり、東京電力は2020年を待たずに送配電部門を法的分離している（図表5）。

5. 総括原価方式による高コスト体質の招来

総括原価方式は、電力システム改革において小売及び発電の全面自由化のなかで撤廃される計画となっていることを前節で確認した。本節では、総括原価方式が電力会社の高コスト体質を招来したという批判を確認する。

燃料費調整制度と電源構成変分認可制度によって補完される総括原価方式は、すでに述べたように、「電力会社の黒字経営を保証する」という特徴を有している。そして、このような特徴が、規制当局による審査の不十分性とあいまって、歴史的に、電力会社の高コスト体質を招来してきたとして批判されている。その具体的な事例を東京電力に関する経営・財務調査委員会（2011）から確認する。

東京電力に関する経営・財務調査委員会（2011）は、「東京電力株式会社（以下、「東電」という）の福島第一原子力発電所がもたらした被害とその賠償のありかた、とりわけその賠償の責任主体である東電の持続可能な経営体制のありかた、およびそれによる着実な損害賠償の支払い、事故収束・事故処理の推進、そして電力安定供給の確保に向けて東電の経営・財務の状況について調査することを目的として設置されたもの」（東京電力に関する経営・財務調査委員会（2011）、2頁）である。2011年6月に第1回の会合が開催されたが、すでに2011年5月に政府として東電に支援をおこなうことが閣議決定されていたため、徹底的な検証というよりも東電存続を前提とした検討がおこなわれている。その点で、福島第一原発事故がもたらした未曾有の社会的悪影響を踏まえると不十分な内容といわざるをえない面もあるが、それでも東電の高コスト体質や総括原価方式における原価の不適合性などが指摘されている。

11) この発送電分離方式は、一般電気事業者の送配電部門を別会社とするが会社間で資本関係を有することは排除されない「法的分離」と呼ばれる方式である。発送電部門の分離については、このほかに一般電力会社の内部で発電部門と送電部門に別個の会計をおこなわせる「会計分離」、一般電力会社に送電網の所有権を残しつつその運用を独立した主体に委ねる「運用分離」、送電網の所有権を一般電力会社と資本関係のない別の会社に譲渡され、新たに送電会社が誕生する「所有権分離」などがある（高橋2011、85-87頁）。送配電部門の独立性は、会計分離<法的分離<運用分離<所有権分離の順に高くなる（同上）。

東京電力に関する経営・財務調査委員会 (2011) において、総括原価方式について指摘された問題点は、「原価の適正性」に関するものである。ここで「原価の適正性」とは、①届けられた原価が原価算定期間中に実際に支出が見込まれるコストを的確に反映しているかどうかという「名目値」の議論と、②その原価が適切なコスト削減努力や設備投資形成を前提としたものであるかどうかという「実質値」の議論に分けられる (東京電力に関する経営・財務調査委員会 (2011), 121 頁)。

①については、届出原価を多めに見積もっていた実態が指摘されている。すなわち、東電における届出原価と実績の乖離状況を調査し、実績のほうが低くなっていることが明らかにされた。たとえば、「原子力発電所の停止により燃料費が増加した平成 14, 19 年を除き、結果的に、おおむね実績のほうが低い水準」(131-132 頁) であることが示されている。特に乖離が大きかったのは固定費で、実績の方が低い水準にあり、直近 10 年間の累計で 5,624 億円の乖離があるとされている。固定費のなかでも大きな要因は修繕費であり、直近 10 年間の累計で 3,081 億円の乖離がある。これは、修繕費が届出よりも 3,081 億円安く済んでいる、あるいは届出の額が 3,081 億円高く見積もられていたということである。つまり、多くの原価が届け出た総括原価よりも過大となっており、「原価主義 (「適正な原価」「適正な利潤) の原則が維持されているかについて疑義がある」(東京電力に関する経営・財務調査委員会 (2011), 149 頁) とされた。

②については、東電のコスト削減努力が不十分である実態が指摘されている。すなわち、資材・役務調達コストや買電・燃料調達コストおよび人件費等については効率化の余地があることが指摘されている。例えば、関係会社との取引も視野に入れた発注方法の適正化や仕様・設計の標準化、過大な需要予測に基づいた設備投資の回避や人員削減などにより、「当初、2011 年度に年間 1,867 億円の削減 (2010 年度対比)、2015 年度に年間 934 億円の削減 (2010 年度対比) を〔東電は〕見込んでいたが、当該金額に〔東京電力に関する経営・財務調査〕委員会でも検討した追加施策によるコスト削減策を上積みすることで、2011 年度に 2,918 億円の削減、2015 年度に 2,523 億円の削減を見込むことができ」(34 頁) とした。

上記①および②は、会計学的にはコスト測定に係る議論であるが、さらに、コスト認識に係る問題点も指摘されている。すなわち、東京電力に関する経営・財務調査委員会 (2011) では、電気事業に必要であると認められない原価も総括原価に含まれているとされている。すなわち、「普及開発関係費 (オール電化関連広告費等)、寄付金等の諸費、研究費、図書費等の消耗品費、福利厚生費、電気事業連合会等各種団体への拠出金および出向者の人件費等の費用が、電気料金の原価として算入されているが、これらの費用すべてが電気料金として一般の需要家が等しく負担すべき費用といえるかどうかについて、今後規制当局において、十分に検証がおこなわれる必要がある」(133 頁) としている。

以上、営業費に関する問題点が指摘されているが、これに加えて、事業報酬を決定する際の

レートベースが過大に評価されていることも、東京電力に関する経営・財務調査委員会（2011）は指摘している。たとえば、「廃止直前の長期計画停止火力の資産（簿価）等、必ずしも電力供給に貢献していない資産が含まれている」（135頁）などである。

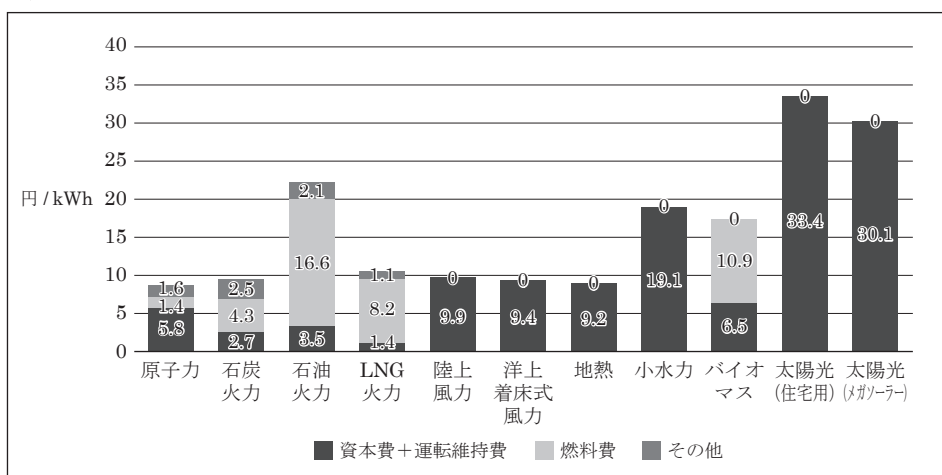
いずれにしても、総括原価方式によって黒字経営が保証されているうえに、規制当局による検討が不十分だった¹²⁾ ことにより、歴史的に東電において高コスト体質が招来されていることが立証されている。

6. 総括原価方式による原発の推進

総括原価方式には、電力会社の高コスト体質招来に加えて、原発推進に役立ってきたという歴史的评价がある。本節ではこの点について確認する。

原発の経済的特徴とは、固定費の割合が高く、変動費（燃料費）の割合が低いという特徴である。図表6は、主な電源の発電コストとその内訳である。ここで注目したいのは、原子力と火力の資本費＋運転維持費の割合である。原子力の場合、発電コストの合計8.9円/kWh（四捨五入の関係で合計は必ずしも表中の数字と一致しない。以下同じ）のうち5.8円/kWhが資本費＋運転維持費であり、65%以上を占める。他方、石炭火力の場合は9.5円/kWhのうちの2.7円/kWhで28%、石油火力の場合は22.1円/kWhのうちの3.5円/kWhで15%、LNG火力の場合は10.7円/kWhのうちの1.4円/kWhで13%と、いずれも原子力と比べてかなり低

図表6 主な電源の発電コスト



（出所）エネルギー・環境会議 コスト等検証委員会（2011）、62頁の2010年モデルプラントの下限値を抜粋。

12) 東電は値下げ届出制導入以降の5回の料金改定において、いずれも届出による値下げ改定をおこなっているため、少なくとも直近10年間は、東電の原価の適正性等については規制当局による審査はおこなわれていなかったことになる（東京電力に関する経営・財務調査委員会（2011）、116頁）。

い水準にある。

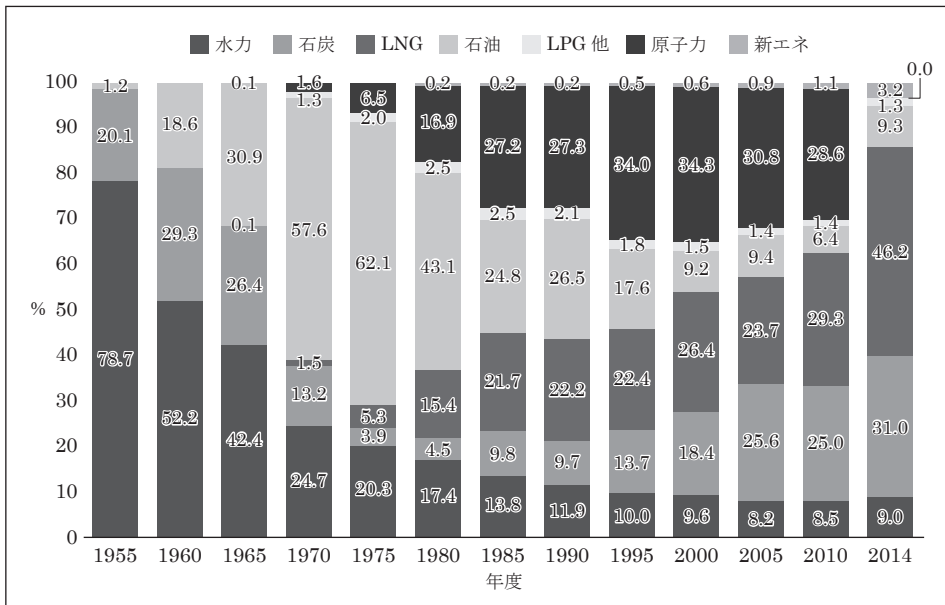
つまり、原子力発電の経済的特徴は、固定費（資本費+運転維持費）の割合が高く、変動費（燃料費）の割合が低いということである。以下、この特徴がどのように総括原価方式と関係するかを検討する。

まず、変動費（燃料費）の割合が低いという特徴は、いうまでもなく、総括原価の変動が少ないことを意味する。総括原価の変動が少ないということは、電力会社にとって安定的な電気料金、ひいては安定的な財務状況や経営成績につながるということである。原子力に限らずほとんどの燃料は輸入に頼っているため、燃料費には電力会社の制御の及ばない要素が大きい。制御不能な要素をできるだけ排除し、安定的な電気料金と電気事業経営を確保するためには、変動費（燃料費）の割合の少ない電源、すなわち原子力発電が好ましいということになる。

これは、第 1 次オイルショック（1973 年～）と第 2 次オイルショック（1979 年～）を経た 1970 年代、1980 年代に原子力発電への依存が急増したことから確認できる。

図表 7 は、電源別発電電力量の構成比の推移を示しているが、1970 年から 1985 年にかけて原子力発電の構成比が増加していることが読み取れる。具体的には、1970 年上半期には、日本の原発で商業運転を行っているのは、日本原電の東海原発と敦賀原発の 2 か所であったが、その後、1970 年 11 月に関西電力美浜原発 1 号機が営業運転に入り、続いて 1971 年 3 月に東京電力福島第一原発 1 号機に営業運転に入った。その後、1974 年には日本の原子力発電計画

図表 7 電源別発電電力量構成比

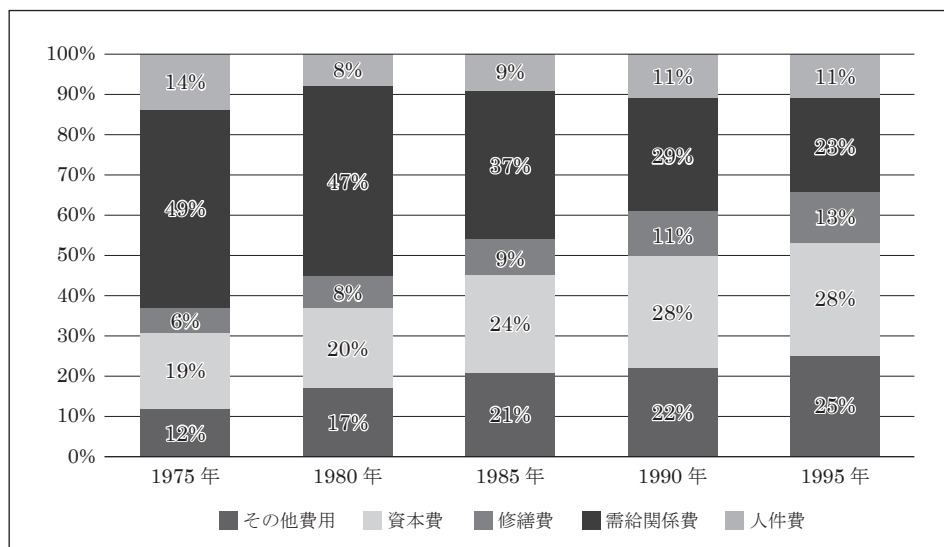


(出所) 電気事業連合 (2015), b-13 頁。

は、運転・建設・計画中合わせて 23 基と、アメリカに次ぐ規模となった（『原子力年鑑』1974 年版，121 頁）。この時期は原油価格の高騰に伴い火力燃料費が急増したため、燃料費の割合の低い原子力が選好されたのである。

また図表 8 は、沖縄電力を除く 9 電力会社の費用構成の推移を示している。1975 年のオイルショック時に需給関係費（燃料費+購入電力量）のウエイトが最も高く、49% を占めていたが、原子力発電の促進により¹³⁾、1995 年には 23% に低下している。

図表 8 費用構成の推移（9 社計）



（出所）電気事業講座編集委員会（1997），197 頁。

次に、固定費（資本費+運転維持費）の割合が高いという特徴と総括原価方式の関係について考える。固定費のうち資本費は、具体的には「減価償却費，固定資産税，水利使用料，設備の廃棄費用の合計」（コスト等検証委員会，7 頁）である。このなかで最も大きい減価償却費は輸入価格の変動にさらされる燃料費とは異なり，減価償却というシステムティックな計算方法によって費用が計上されるものである。減価償却は，固定資産への投下資本を一定の年数にわたって配賦する方法であり，その方法は複数あるものの，会計上の「継続性の原則」によってみだりにこれを変更してはならないことになっている。また，固定資産税も固定資産の金額に応じて税額が決定されるため，毎年大きな変動があるわけではない。さらに原子力発電設備の廃棄費用は，原子力発電所の解体に必要な費用を，（原子力発電所の運転開始から停止に至るまで

13) もう一つの理由として，為替レートの円高が進行したことがあげられる（電気事業講座編集委員会（1997），196 頁）。

に生み出す) 想定総発電電力量に対する実際の累積発電電力量に応じて計上されてきた¹⁴⁾。つまり、当期の実績発電電力量に応じて金額が決定するため、供給計画に沿って発生するものである。いずれにしても資本費は、将来の見通しがある程度可能で、電力会社にとって安定的な費用であるといえる。

さらに、運転維持費は、「人件費、修繕費、諸費、業務分担費の合計」(コスト等検証委員会, 7頁)であるが、資本費と同様に、いずれも電力会社の供給計画や裁量によって増加・減少させることが可能な費用である。たとえば修繕費は、利益が多く出る期間に相対的に高い金額を計上し、利益が少ない時期にはこれを削減することは可能であり、実際、東京電力は、2002年のトラブル隠し発覚後の原子力発電所停止時に、修繕費削減などのコストダウンをはかっている(東京電力有価証券報告書, 2003年3月期, 「事業の概要」)。

以上みたように、固定費の割合が高く、変動費の割合が低い原子力発電は、総括原価方式のもとでは、電気料金の安定ひいては電力会社の財務的安定を意味する。このため、原子力発電は、火力発電に比して、総括原価方式のもとで選好されたといえる。

7. 電力自由化のもとでの原子力発電

2016年2月、「新たな環境下における使用済燃料の再処理等について」と題する中間報告(資源エネルギー庁(2016))が公表された¹⁵⁾。そこでは、「今後、電力システム改革による競争の進展や原発依存度の低減といった事業環境の変化により、使用済燃料の再処理等の実施にあたって、(i) 安定的な資金の確保、(ii) 確実な事業実施の担保、(iii) 適切かつ効率的な事業実施の確保の観点で以下のような課題や懸念が顕在化するおそれがある」(資源エネルギー庁(2016), 5頁)として、使用済燃料の再処理事業が困難に直面することが示された。同時に「使用済燃料の再処理等は新たな環境下においても滞らせることのできない事業である」(同, 6頁)として、新たな環境下で生じる課題に対応するための新たな仕組みが提起された。

それは、これまでの積立金制度から拠出金制度へ変更するというものである。積立金制度は、原子力事業者が「原子力発電における使用済燃料の再処理のための積立金の積立て及び管理に関する法律」に基づき、発電量に応じて、使用済燃料の再処理等の実施に必要な費用の一部を電気料金で回収しこれを積み立て、必要に応じて積立金を取り崩し、事業を行う日本原燃等に対して支払いを行うものである。これに対して拠出金制度では、再処理等の実施に責任を負う新法人を設立し、発電量に応じて再処理等の実施に必要な費用を原子力事業者が新法人に拠出することを義務づけ、拠出された資金を新法人に帰属させる制度(資源エネルギー庁(2016), 6頁)

14) なお、この制度は2013年に変更されている。詳細は金森(2016)を参照のこと。

15) 2016年5月11日、再処理等拠出金法案が成立した。

である。

一見、使用済燃料の再処理に要する費用を、従来の電力会社から外部の新法人へ付け替えるだけの変更であるが、看過できないのはこの変更に伴う以下の2点である。

第1に、拠出金制度の対象となる資金の範囲が拡大している点である。すなわち、「現行の積立金制度においては、一部の使用済燃料が積立の対象とされていないが、新たな事業環境の下においても、使用済燃料の再処理等が滞ることのないよう、……現行の積立金制度の対象となっていない使用済燃料も含めて、すべての使用済燃料を対象とする」（資源エネルギー庁（2016）、7頁）ことになった。ここで現行の積立金制度の対象は、六ヶ所再処理工場において再処理を計画している使用済燃料であるので、現行の対象となっていない使用済燃料とは、2007年に議論された六ヶ所再処理工場の処理量を超える使用済燃料のことである。この使用済燃料の再処理にかかる費用は、企業会計上、費用計上されているが、再処理工場の建設予定が白紙のため料金原価には含まれてこなかったものである。今後は、これを電気料金に含めて回収し、新法人へ拠出することになる。さらに、これに加えて、「再処理工場での工程と不可分な関連事業（MOX加工事業・廃棄物処分等）の実施に要する費用についても、制度の趣旨に鑑みて拠出金制度の対象とする」（7頁）とされており、対象費用は拡大している。図表9は使用済燃料の再処理に係る費用の変遷を示している。ここに表されているように使用済燃料の再処理に係る費用の範囲は一貫して拡大しており、資源エネルギー庁（2016）によってさらに拡大したが、その金額は公表されていない。

図表9 使用済燃料再処理に係る費用の変遷

時期	使用済燃料再処理費の内容	金額
1981年（引当金制度創設時）	使用済核燃料の再処理費用 + 高レベル放射性廃棄物のガラス固化費用（残渣処理費用）	合計 7.5 兆円
2004年（積立金制度創設時）	1981年の費用 + 使用済燃料中間貯蔵費用以外の貯蔵費用 + 国内の再処理施設等からの輸送費用	+ 5.1 兆円
2007年（制度改正時）	2004年の費用 + 六ヶ所再処理工場の処理量を超える使用済燃料の処理費用（料金原価には不算入）	?
2016年（拠出金制度創設時）	2004年の費用 + 六ヶ所再処理工場の処理量を超える使用済燃料の処理費用（料金原価に算入） + MOX加工事業、廃棄物処分等の実施に要する費用	?

（出所）資源エネルギー庁（2016）、金森（2016）

第2に看過できないのは、上述の費用は「電気料金で回収」（6頁）されることになっているが、これが送配電会社の託送料金に上乗せされて回収されることになった（小澤、2016、54頁）点である。託送料金とは、小売電気事業者が送配電事業者を支払う料金のことであり、既述の

とおり送配電部門には総括原価方式が 2020 年以降も維持されることになっている。新しく参入した小売電気事業者は、電気を販売する際に、送配電事業者が管理・運営する既存の送電線・配電線を利用するが、そのときに送配電事業者に託送料金を支払う。この料金は、当然、当該小売電気事業者の顧客の負担となる。つまり、上述の費用を託送料金に上乗せされるということは、既存大手電力会社の顧客だけではなく新規参入電力会社の顧客もこれを負担するということである。

使用済燃料の再処理費を託送料金に上乗せするということは、原発コストを、原子力事業者の顧客だけでなく、原子力事業を行っていない電力会社やその顧客にも負担させる仕組みであるということである。これは明らかに原子力の優遇政策である。使用済燃料の再処理費を広く一般に負担させることによって、原子力事業者の負担を軽くしている。

これは使用済燃料の再処理費に関する仕組みであるが、廃炉に関しても同様の議論がおこなわれてきた。たとえば、廃炉決定された原発設備を減損せず、あたかも運転しているかのように通常の減価償却を継続する方策が 2013 年に導入された (資源エネルギー庁 (2013))。また、廃炉決定時点で未引当てとなっている解体引当金を損失計上せず、あたかも運転中であるかのように通常の引当てを継続する方策も同時に導入された (同上)。さらに、原子力発電所の運転終了関連の特別損失を「原子力廃止関連仮勘定」として資産計上し、電気料金による回収を待って費用計上するという方策も導入されている (資源エネルギー庁 (2015))。いずれも、従来の会計では原子力事業者の負担となっていた原発コストを消費者に移転するものであり、電力自由化後においては、原子力事業者ではない電力会社やその顧客にも負担させる方策である。

原子力を優遇していること自体を問題視することもできるが、原子力発電は国策であるという理由で仮にこれを容認したとしても、なお問題が残るといわざるを得ない。それは、この優遇政策が透明性に欠けているという問題点である。つまり、どれくらいの金額が原子力事業者からそれ以外の電力会社や消費者へ負担移転されているのか、この制度では不明である。大手電力会社は有価証券報告書という詳細な財務情報を公表しているが、この会計処理では他社に移転した原発コストの総額は開示されない。新規参入電力会社の託送料金における負担額も明示されていない以上、これを集計することも困難である。優遇するのであれば、いったんすべての原発コストを原子力事業会社の費用として計上した後、それに対する補助なり支援として特別利益の項目で金額を明記する方策が望ましい。どの原子力事業者にどの金額の負担を軽減したのかが明快になり、国民的議論となっている原発に関するコスト情報が明らかになるからである。

8. おわりに

本稿では、まず総括原価方式とそれを補完する燃料費調整制度や電源構成変分認可制度について確認し、これが投資回収保証をするものであり、電力会社の高コスト体質を招来し、原子力発電の推進に役立ってきたこと、さらに、電力システム改革で2020年の撤廃が予定されていることを確認した。その後、2020年以降の総括原価方式撤廃という新しい環境の下で原子力事業を継続するための方策が講じられていることを確認した。そのなかでは、使用済燃料の再処理費を積立金制度から拋出金制度へ変更すること、再処理費の範囲を拡大すること、再処理費を原子力事業者のみならずそれ以外の新規参入電力会社やその顧客にも負担させる仕組みになっていることを確認した。そして、原発コストを原子力によって発電された電気を使わない国民にも負担させることは原子力の優遇政策にはほかならないこと、また仮に原子力は国策であるという理由で優遇政策を容認するとしても、この仕組みには透明性が欠けている点を指摘した。なぜならば原発コストが分散することから総額がわかりにくくなり、またどの金額をどの原子力事業者の顧客が、どの金額をそれ以外の電力会社の顧客が負担しているのかの内訳もわからなくなるからである。優遇の方策はひとつではない。社会的な負担を強いて原子力を優遇するのであれば、その負担の総額や内訳が明快になるような制度設計が必要であろう。

引用文献

- エネルギー・環境会議 コスト等検証委員会（2011）『コスト等検証委員会報告書』，2011年12月19日。
- 小澤祥司（2016）『電力自由化で何がかわるか』岩波ブックレット No.949，岩波書店。
- 金森絵里（2016）『原子力発電と会計制度』中央経済社。
- 資源エネルギー庁（2004）2004年報告書
- （2013）「原子力発電所の廃炉に係る料金・会計制度の検証結果と対応策」総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業部会電気料金審査専門小委員会廃炉に係る会計制度検証ワーキンググループ，2013年9月。
- （2014）「電気料金認可手続きと電源構成変分認可制度について」総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電気料金審査専門小委員会（第15回），2014年8月7日，資料4。
- （2015）「原発依存度低減に向けて廃炉を円滑に進めるための会計関連制度について」総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会電気料金審査専門小委員会廃炉に係る会計制度検証ワーキンググループ，2015年3月。
- （2016）「新たな環境下における使用済燃料の再処理等について」総合資源エネルギー調査会電力・ガス事業分科会原子力小委員会原子力事業環境整備検討専門ワーキンググループ中間報告，2016年2月。
- 電気事業講座編集委員会（1997）『電気料金』電気事業講座第6巻，電力新報社。
- 電気事業審議会（1981）1981年報告書

- 電気事業連合会（2015）「INFOBASE2015」（http://fepc-dp.jp/pdf/06_infobase.pdf）
- 電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議（2012）『電気料金制度・運用の見直しに係る有識者会議報告書』2012年3月。
- 電力システム改革専門委員会（2012）『電力システム改革の基本方針—国民に開かれた電力システムを目指して—』平成24年7月。
- （2013）『電力システム改革専門委員会報告書』2013年2月。
- 東京電力株式会社（2002）『関東の電気事業と東京電力』。
- 東京電力の経営・財務調査委員会（2011）『委員会報告』，2011年10月3日。
- 中瀬哲史（2015）「東京電力の経営史と原子力発電所事故」『経営研究』（大阪市立大学），第66巻第4号，153-184頁。

The Cost of Nuclear Power in Deregulated Market in Japan

Eri Kanamori *

Abstract

Power market is entirely liberalized in Japan from April 2016, and the fully distributed cost method is going to be abolished in 2020. It is no longer certain for nuclear power operators that their nuclear investment would be successful under the competitive circumstances. In order to continue nuclear power business under new circumstances, energy policy makers and nuclear operators are keen to establish a new system that assure the payback of nuclear investment.

In February 2016, it was decided that the cost of reprocessing of spent fuel would be incurred by the transmission and distribution prices. The prices will be paid both by nuclear operators and by other power retailers. This means that the cost of nuclear will be posed not only to nuclear power consumers but also to other consumers. The new system is arguable because it is not explained enough about why whole consumers have to bear the burden and how much it would be. The simplest alternative is that nuclear operators pay the cost by themselves first, and that, if it is too expensive for them, the government will give them financial aids, showing how much the aids are. This would inform people about the cost of nuclear power in the clearest way, and would help people to discuss about pros and cons of nuclear power.

Keywords:

Fully Distributed Cost Method, Power Liberalization, Nuclear Power, Electricity Sector Accounting, Nuclear cost, Disclosure

* Professor of Accounting, Ritsumeikan University

