

有価証券報告書を用いた評価手法による 電源別長期発電コストの推移

松尾 雄司* 山口 雄司* 村上 朋子*

要旨

本稿では1970～2011年度にわたる42年間の電力9社の有価証券報告書を用い、実績値としての水力・火力・原子力の発電コストとその内訳を、長期の時系列にわたって評価した。この結果と「コスト等検証委員会」の試算結果とを比較することで同試算値と長期の実績値との異同を評価した一方で、日本の原子力発電コストに関して大きく異なる結果を示すOECDの文献値よりも同委員会の結果の方が過去の実績値により近く、種々の論点はあるもののこれをベースとしてエネルギー政策の議論を進めることが概ね妥当であることを改めて確認した。

また長期にわたる発電コストの評価を行うことにより、1980年代の原油価格高騰時に比べて、2005年以降の高騰時には供給源の多様化等によるリスク分散が功を奏し、実際に発電コストの上昇が低減されていることが確認された。但し2010年度末に生じた福島第一発電所事故の後、原子力発電電力量の減少に伴い日本の電源構成は再び集中度を高めており、2011年度には発電コスト全体に占める火力燃料費のシェアは67%にまで高まっている。今後はエネルギーのコストとそれに付随するセキュリティを明確に把握した上で、エネルギー選択の議論を冷静に進めることが求められる。

1. はじめに

1-1 研究の背景

2011年の福島第一原子力発電所事故を機に、原子力を含む各種発電方式の発電コストの比較が俄かに注目を集めるようになった。従来日本では平成16年のコスト等検討小委員会¹⁾の評価のもと、原子力は他電源に比べてコスト的に遜色ないものとされてきたが、実は原子力発電は割高なのではないかという議論が主にメディアやNGOを中心になされるとともに²⁾、実際に米国においては安価なシェールガスの利用拡大を受け、原子力発電所新設計画が遅延・中止する事態が相次いでいる。今後のエネルギー政策、特に電源選択に係る政策を考える上で各種発電方式に伴うコストの大小は非常に大きな要因であり、可能な限り正確かつ客観的な評価がなされることが望ましい。このため政府は2011年に「コスト等検証委員会」を組織して発電コストの再検証を実施し、その結果を報告書としてとりまとめた³⁾。ここでは石炭・天然ガス・石油の各火力発電や原子力発電、各種再生可能エネルギー発電、コージェネレーション等の発電コストに係る諸元が網羅的に整理され、評価が行われている。この結果として、原子力の発電コストは8.9円/kWh「以上」と、福島事故の被害額をどう想定するかに依存はする(5.8兆円と想定した被害額が1兆円増加するごとに発電コストが0.09円/kWh上昇)ものの、石炭火力9.5～10.3円/kWh、LNG火力10.7～10.9円/kWhと比べて概ね遜色のない水準となっている。

コスト等検証委員会の試算はモデルプラントによる方式に基づいている。これは発電プラントの建設コストや人件費、修繕費、燃料費等の各種費用をさまざまなデータを元に想定し、更に耐用年数や割引率等の想定を置いた上でプラントのライフサイクル全体での平均発電コストを試算するものである。これはある意味で「理想化」された状況での発電コストであり、実際に電力会社が発電を行うに際して必要となるコストとは異なる可能性がある。これに対して、過去の電力会社の財務諸表等(有価証券報告書)から発電に係るコストを算出し、それを発電電力量で除することによって、実際にどの程度のコストが原子力・火力・水力発電等にかけられていたのか

* (一財)日本エネルギー経済研究所 戦略研究ユニット 原子力グループ

を、実績値として評価することができる。この有価証券報告書を用いた方法による発電コストを、モデルプラントによる方法によるコストと比較することにより、後者の妥当性を検証することが可能である。この有価証券報告書による方法は現実から捨象する部分や推定・想定する部分の少ない実際のコストを評価することができる一方で、当該技術そのもののみでなく、それに付随する社会的・政治的要因等も含めて評価を行うものであるとも言える。このような実績値に基づいた評価は、現実的な政策立案のためには不可欠のものであると思われる。

有価証券報告書による方法は基本的に単年度の実績値を対象として評価を行うため、長期にわたって建設・償却され発電を行う実際のプラントに伴うコストの総体を評価することは難しい、という制約がある。特にこの点は、水力発電及び原子力発電のコストに関してしばしば言及される。即ち現在日本に存在する水力発電設備はその多くが減価償却を終えているものであるため、この方法から推計される水力発電コストは非常に安いものとなり、そのままでは「既存の設備を利用した場合の水力発電コスト」を評価することはできても、ダム建設コスト等を含んだ水力発電コストそのものを評価することはできない。また同様に、水力発電ほどではないものの、原子力発電についても日本の発電設備の多くが既に減価償却を終えている、もしくは終えようとしている局面にあり、この方法によって原子力発電の資本費（発電所建設開始から閉鎖に至る全過程を通じた平均的な資本コスト）を評価するためには若干の工夫が必要となる。

大島⁴⁾は1970年度から2007年度までの電力9社の有価証券報告書を用いて、長期にわたる平均を取ることであり、減価償却の影響も考慮した平均的な発電コストを評価することを試みた。しかし実際には、この方法では後述の通り金利及び物価変動の影響を受けるために、政策立案に資する「平均的な発電コスト」を評価することは不可能である。このため本研究では、1970年度から2011年度の長期にわたる有価証券報告書に基づき新たに推計を行った上で、金利や物価変動の影響を取り除き、火力・原子力及び水力の平均的な発電コストを評価した。また、それぞれの発電コスト及びその内訳の長期的推移を評価することを通じて、各電源の特性を評価することを試みた。更に、発電コストの内訳をコスト等検証委員会の試算結果等と比較することで、その妥当性を検証した。

2. 試算方法

本研究では、既往の研究事例⁵⁾と同様の手法に基づき、電力各社の有価証券報告書^{6,7)}を用いて水力、火力（汽力+内燃力）、原子力及び地熱等（新エネルギー）の各発電コストを推計した。即ち、当該年度の発電にかかった費用を発電電力量で除することにより発電コスト（単価）を計算した。ここで発電にかかる費用は損益計算書中の電気事業営業費用に支払利息を加えたものとし、支払利息は電気事業全体の支払利息を、各発電方式ごとに「電気事業固定資産+建設仮勘定」の割合で分配することにより計上した。除算の分母となる発電電力量としては、送電端の電力量（発電電力量から所内ロス分⁸⁾を差引いたもの）を用いた。推計に当たっては1970年度から2011年度の有価証券報告書等を用いたが、データの連続性の観点から、一般電気事業者9社（沖縄電力を除く）のみを対象とした。

電気事業営業費用の明細表には詳細な費用明細が記されているため、かかった費用を数種の項目に分類することができる。ここでは表2-1に基づき分類・整理した。なお分配された支払利息の値は「資本コスト」に含めた。

費用・価格等は有価証券報告書から求められる名目価格の他に、GDPデフレーターを用いた2011年実質価格を計算し、時系列にわたる平均をとる際には後者を用いた。なお電力各社の有価証券報告書には2009年度以降「新エネルギー」という項目が現れ、これには太陽光・風力・地熱等の再生可能エネルギー発電が含まれるが、電力9社計での推計を行った場合、規模の面からここには主に地熱発電のコストが現れる。そこで本項では以下、これについては「地熱等（新エネルギー等）」と表示した。

表2-1 電気事業営業費用明細表に示される発電コストの分類

区分	要素別分類
資本コスト	固定資産税、減価償却費、固定資産除却費、共有設備等分担額
燃料コスト	燃料費
バックエンドコスト	使用済燃料再処理等費、使用済燃料再処理等準備費、廃棄物処理費、特定放射性廃棄物処分費
廃炉コスト	原子力発電施設解体費
運転管理コスト	上記を除く全て

3. 試算結果及び考察

3-1 発電コストの長期的推移と電源別長期平均発電コスト

図3-2に一般電気事業者9社の発電量の内訳を示す。ここに示すように水力発電電力量は過去概ね600億kWh程度で推移している一方で、火力発電及び原子力発電の発電量が増加を続けており、それによって電力需要の増加への対応がなされていることがわかる。このため水力発電比率は1970年度の23%から2010年には8%まで低下しており、また火力発電比率は多数の原子力発電所が運転開始した1980年代に大きく低下し、1970年度の76%から50%台まで低下した。これに伴い、寡占度を示す指数であるHerfindahl-Hirschman (HH) 指数¹も0.64から0.46へと低減している。

但し2011年度には原子力発電所の運転停止に伴い火力比率が79%まで上昇し、これとともにHH指数も0.64となった。

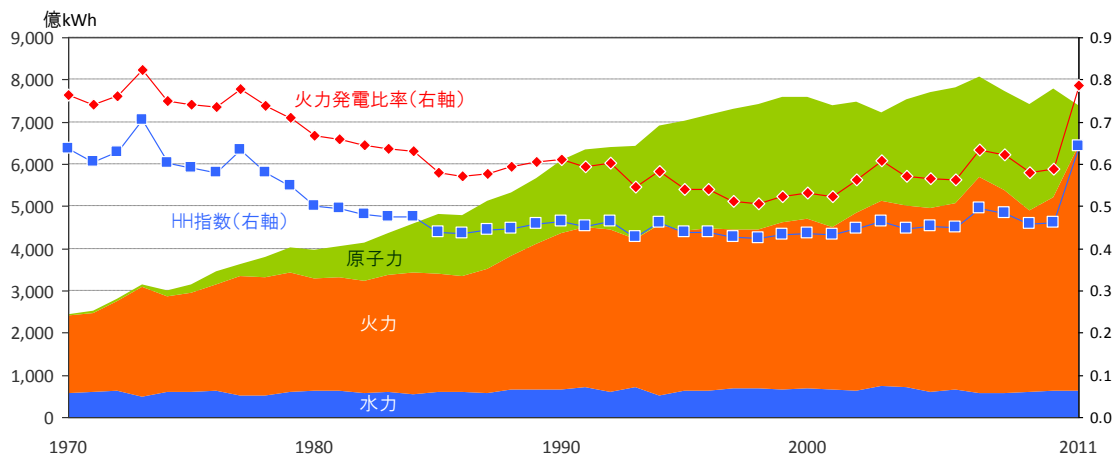


図3-1 発電電力量内訳 (9社計)

図3-2に9社平均の発電コスト(全電源平均)の推移を示す。実質の発電コストは安定時には7~8円/kWh程度で推移しているが、1980年代の原油価格高騰時には13.7円/kWhまで上昇した。また2005年度以降も原油価格の高騰に伴い発電コストは上昇しており、2011年度には11.8円/kWhとなった。但し今回の発電コスト上昇

¹ 市場の集中度を評価するために考案された指数で、高いほど集中化が、低いほど分散化が進展していることを示す。ここでの水力・火力・原子力3種の評価については、 $(\text{水力発電比率})^2 + (\text{火力発電比率})^2 + (\text{原子力発電比率})^2$ がHH指数となり、0.33がその最低値となる。

は、1980 年代に比べるとその上昇幅はやや小さい。その大きな要因として後述の通り、1980 年代以降日本がエネルギー源の多様化に努めてきたことが挙げられるだろう。

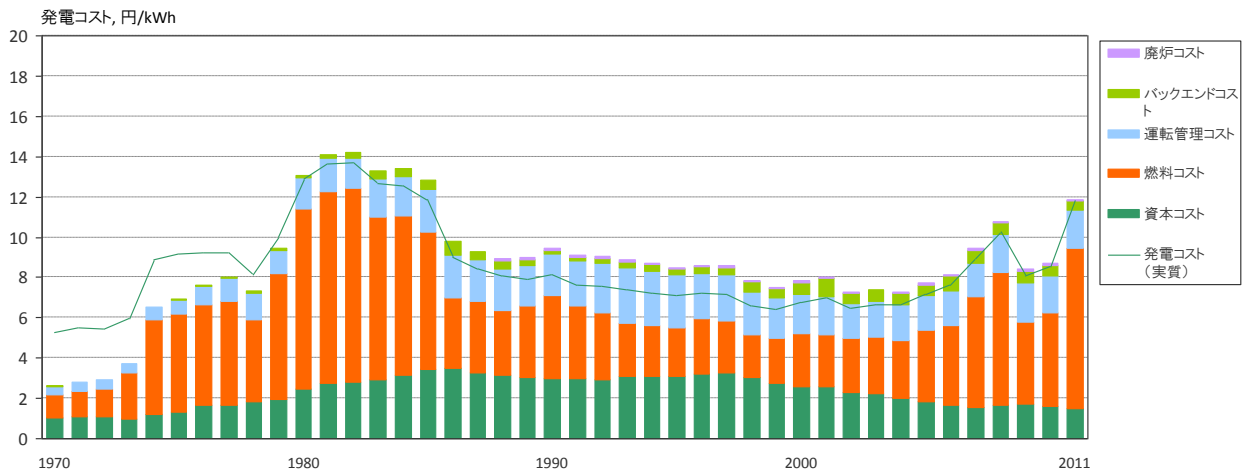


図3-2 全電源平均発電コストの推移 (1970~2011 年度)

図 3-3 は 1970~2011 年度平均の電源別発電コスト (9 社平均) である。コストの低いほうから順に水力 6.2 円/kWh、原子力 7.0 円/kWh、地熱等 (新エネルギー) 9.3 円/kWh、火力 9.3 円/kWh となっている。水力発電が最も安価である理由は、後述の通り既に設備の償却が最も進んでいるからである。一方で最もコストの高い火力発電のうち燃料コストは 66%に及び、化石燃料の価格高騰が火力発電を高コストのものとしていることが伺える。

原子力発電コスト 7.0 円/kWh の内訳は、資本コスト 2.7 円/kWh、燃料コスト 0.8 円/kWh、運転管理コスト 2.1 円/kWh、バックエンドコスト 1.1 円/kWh、廃炉コスト 0.2 円/kWh となっており、火力と比べて資本コストや運転管理コスト、バックエンドコストが大きく、燃料コストが小さいことが特徴的である。次節以下、原子力・火力・水力のそれぞれにつき時系列推移を含めて試算結果を示す。

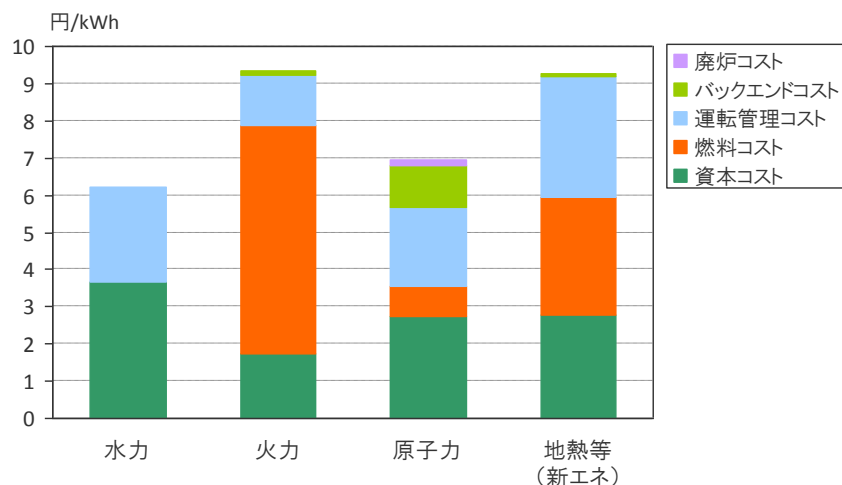


図3-3 電源別発電コスト (1970~2011 年度平均)

3-2 電源別発電コストの評価

3-2-1 原子力発電

(1) 発電コストの長期推移

原子力発電コストの推移を図3-4に示す。初年度の1970年度は発電量が小さいために非常に高い発電コスト（単価）を示しているが、その後6～10円/kWh程度で推移している。1971年度から1980年代半ばまでは名目の発電コストは上昇しているが、その大きな要因は物価の変動であり、図中緑線で示す実質の発電コストは2010年度まで概ね横ばいないし下降傾向を示している。

グラフ中に示す内訳からもわかる通り、原子力発電コスト低下の最も大きな要因は資本コストの変化である。特に資本コスト中、利息部分の低下が著しいことがわかる。2000年代に入ってから資本コストの低下が落ち着く一方で、1990年代後半に比べて運転管理コストやバックエンドコストが上昇しており、全体としては設備利用率と負の相関をもって推移している。特に福島事故後の2011年には、設備利用率の低下に伴い14.1円/kWhと高いコストを示している。

1章で述べた通り、有価証券報告書を用いるコスト評価においては、原子力発電の減価償却に伴う資本コスト低下をどう捉えるかが重要な問題となる。以下、まずこの資本コストの評価に焦点を当てて分析を行った上で、運転管理コスト及びバックエンドコストについても見ることにする。

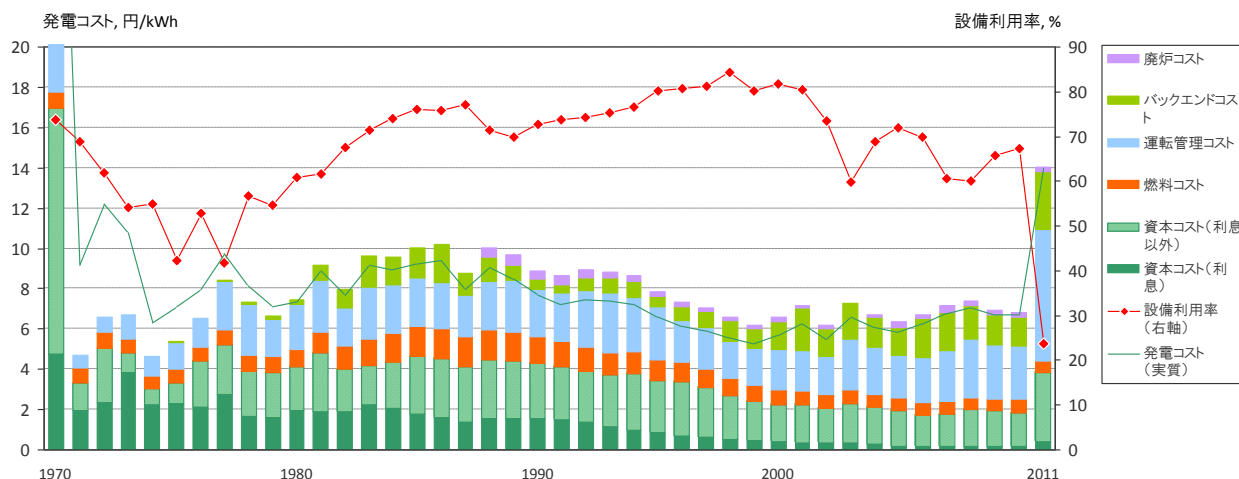


図3-4 原子力発電コストの推移（1970～2011年度）

(2) 資本コストにおける金利の影響

図3-4に示す通り、原子力発電の資本コストは1990年以降低下を続けている。資本コストは利息部分とそれ以外（減価償却費、除却費など）からなっており、双方ともに低下していることが図から読み取れる。このうち、支払利息による部分は、金利の変化による影響を大きく受けているものと考えられる。

図3-5は9社計の支払利息合計と有利子負債残高（ともに名目額）を、代表的な金利である長期プライムレート⁹⁾とともに示したものである。1980年代までは新規発電所建設の進展とともに有利子負債が増加しており、それに伴って支払利息も増加していることが読み取れる。しかし有利子負債は2000年代に入ってから減少に転じるとともに、支払利息はそれを更に上回る勢いで減少しており、これは金利の低下と軌を一にしていることがわかる。実際、図中青線で示す（支払利息）÷（有利子負債残高）の値、即ち平均的な金利は長期プライムレートと同様に低下しており、1970年代の7%弱から2011年には1.5%となっている（電気事業者の有利子負債は長期借入金のみではなく社債や短期借入金等も含まれるため、青線は橙で示す長期プライムレートと正確には一致しない）。即ち、仮にもし現状の低い金利が過去継続していたとすると、支払利息額は図3-5に示すよりも遥かに小さかったことになる。

原子力発電コスト（単価）のうち利息部分は図 3-6 の「補正前」の通りである。仮にここから金利の変化の影響を取り除くため、平均金利の水準（図 3-5 の青線）を 2011 年度の値（1.5%）を 1 として規格化した値によって割り戻すと、同図の「補正後」の通りとなる。「補正前」の発電コストへの寄与（実質化した上で加重平均した値）0.73 円/kWh に対して、「補正後」の数値を用いて算出した寄与は 0.22 円/kWh となり、この差額分（0.52 円/kWh）が、金利の変化が原子力発電コストに対して与える影響であると考えることができる。

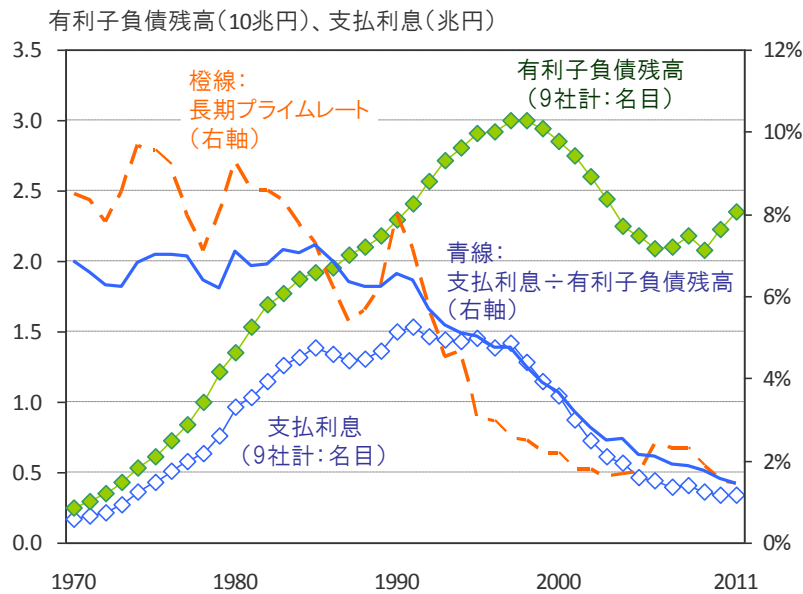


図3-5 支払利息及び有利子負債残高（9社計）と長期プライムレートの推移

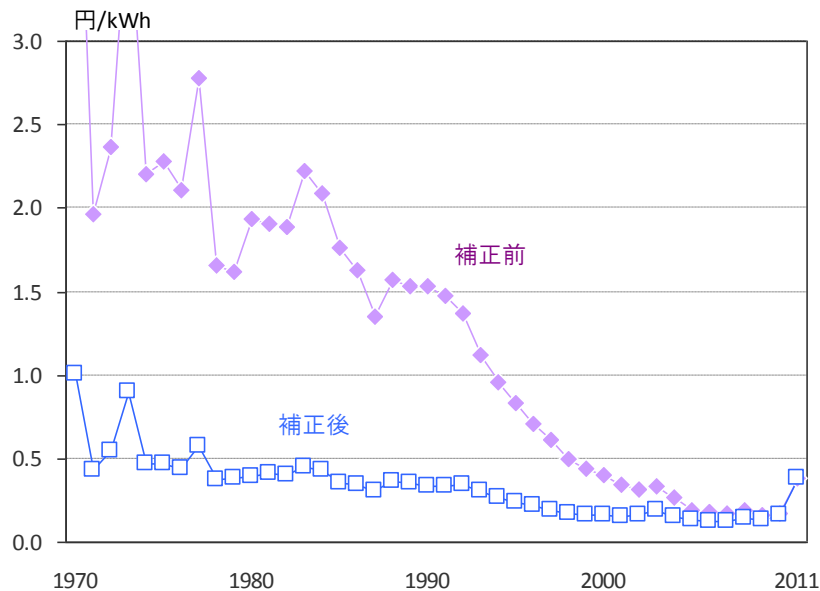


図3-6 原子力発電コストにおける支払利息の寄与（名目）

既存の原子力発電所には運転開始後 40 年を経過したものもある一方で、ごく近年に稼働開始したばかりのもの

のも含まれる。このため、1970年度から現在までの資本コストを平均することは、一般的には原子力の発電コストを運転年数全体にわたる平均コストよりも「大きく」評価することである、ということにも留意する必要がある。これは後述の水力発電と同様である。

(3) バックエンドコスト及び運転管理コスト

実質化されたバックエンドコスト及び運転管理コスト（実質）の推移を図3-7に示す。尚、ここでのバックエンドコストは、有価証券報告書記載のバックエンド関連コストを集計したものである。具体的には発電所の解体費用（原子力発電施設解体費）、使用済燃料の再処理費用（使用済燃料再処理等費及び準備費）と放射性廃棄物の処分費用（特定放射性廃棄物処分費）である。

バックエンドコストは1980年代に最大1.8円/kWhまで上昇した後1.0円/kWh以下まで減少し、2000年以後再び上昇している。一方で、運転管理コストは最初期の1970年度と、設備利用率が大幅に低下した2011年度を除き、概ね2円/kWh程度で安定的に推移している。

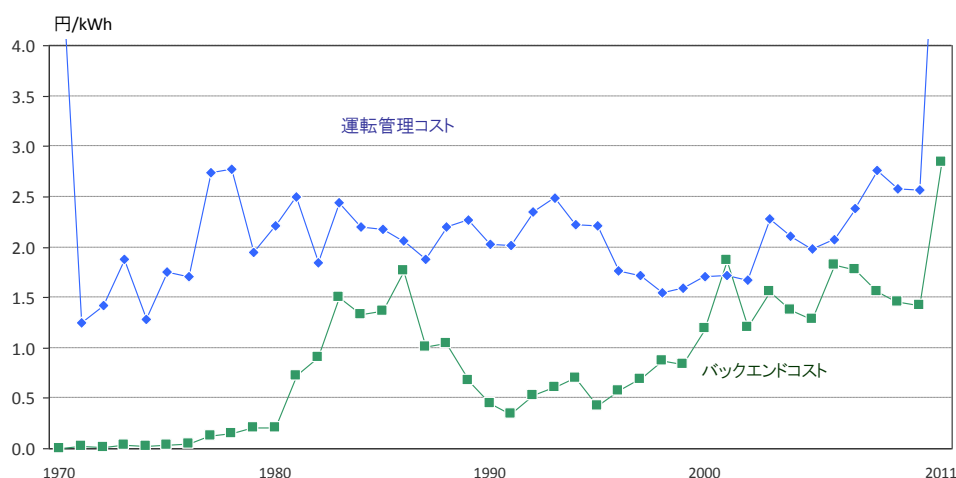


図3-7 原子力発電のバックエンドコスト・運転管理コスト（実質）の推移

バックエンドコストが1980年代に上昇しているのは、主に1981年度から使用済燃料の再処理に関する費用が計上され始めたことに起因する。その後、使用済燃料の再処理費用について計上できる上限が1997年にかけて見積り額の60%まで順次低下したことにより、一時的に再処理費用が過積立となり、その状態の間は再処理費用を計上しなかったために、1980年代後半から1990年代後半にかけてバックエンドコストが低下しているものと推察される。一方で2005年にバックエンド費用の積立に関する制度の変更が行われ、それに応じて以後、制度変更以前の発電分（「既発電分」）の積立が変更後の各年のバックエンド費用に加算されることとなった。このため2000年代後半に入って、バックエンド費用はかなり高い水準となっている。

(4) 燃料コスト

燃料コストの推移を図3-8に示す。ここに示す通り、燃料コストは1980年代後半以降低下を続けている。但しこの低下の大きな要因は為替レートの変化であり、為替レートで割り戻すと（図中緑線）、2000年以降はほぼ安定して推移していることがわかる。この米貨換算での燃料コストは概ね0.5セント/kWh程度であるものの、1980年代後半から90年代にかけてのみ最高で1.0セント/kWh程度まで上昇している。これは1970年代後半から80年代にかけて世界的に原子力発電所の建設が続いたことにより、原子燃料の価格（転換・濃縮等のプロセスを含む）が高騰したことによるものと推察される。

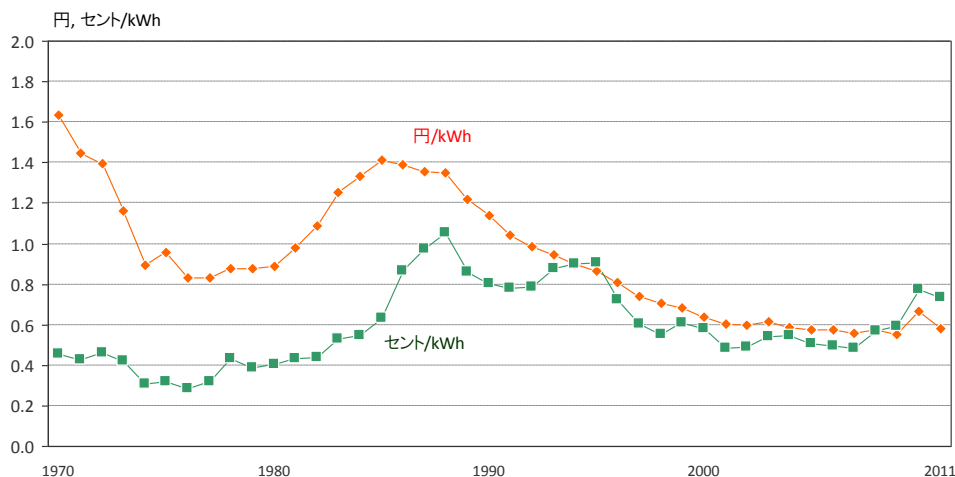


図3-8 原子力発電の燃料コスト（実質）の推移

3-2-2 火力発電

(1) 発電コストの長期推移

火力発電コストの推移を図3-9に示す。ここに示すように、火力発電のコストは原油輸入CIF価格¹⁰⁾の変動に直結する形で大きく変動しており、特に原油価格が上昇した1980年代前半と2005年以降に発電コストが大きく上昇している。但し1980年代前半と比べた場合、2005年以降の原油価格高騰時における発電コスト上昇は比較的小さい。これは後述の通り、燃料の多様化の効果であると考えることができる。但しそれにもかかわらず、2000年代に入って火力の発電コストが原油輸入価格に応じて大きく変動している状況に変わりはなく、原油価格の高騰した2008年度及び2011年度には、発電コスト（実質）はそれぞれ12.3円/kWh及び12.1円/kWhまで上昇している。

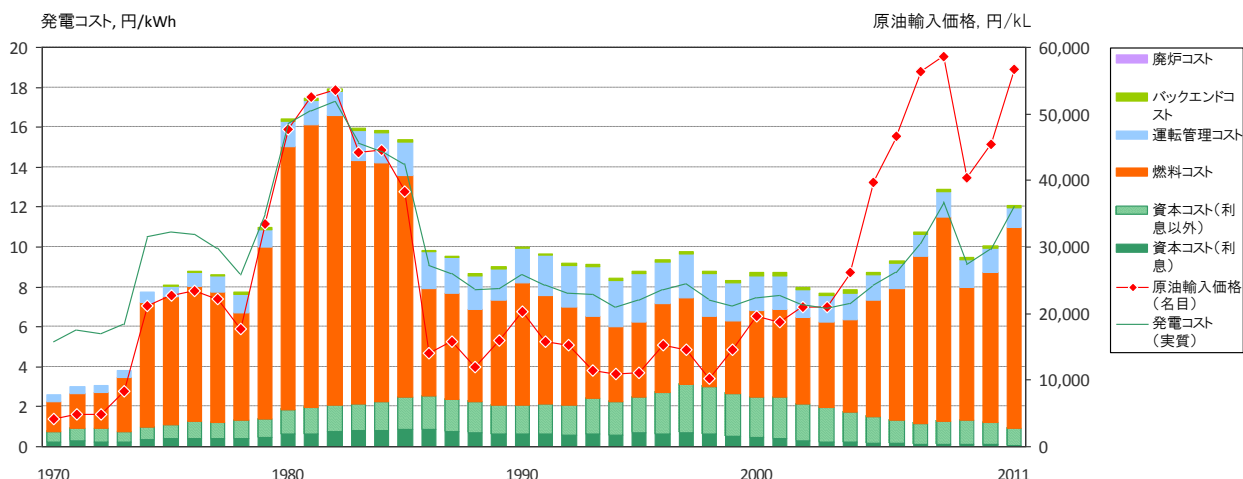


図3-9 火力発電コストの推移（1970～2011年度）

(2) 発電コストに占める燃料費のシェア

火力発電コストに占める燃料費のシェア、及び発電コスト全体に占める火力燃料費のシェアの推移を図3-10に示す。火力に占める燃料費のシェアは原油価格の高騰した1980年代には80%に及んでいたが、原油価格低減

に伴い1990年代には40~50%までシェアが低減した。その後2000年代に入り、化石燃料価格の上昇とともにシェアは再び上昇しており、2011年度現在では83%にも及んでいる。火力発電の燃料費は一次エネルギー輸入価格及び為替レートの変動の影響を直接的に受けるため、火力発電への過度の依存は国のエネルギー・セキュリティを極めて脆弱なものとする。

発電コスト全体に占める火力燃料費のシェアは、1980年代前半には60%台で推移していたが、1990年代には20%台まで低減した。しかし2005年以降化石燃料価格の高騰に伴って再び50%を超える水準に達しており、原子力発電所の稼働停止があった2011年度には67%にまで上昇している。化石燃料の安価かつ安定的な供給が強く求められる所以である。

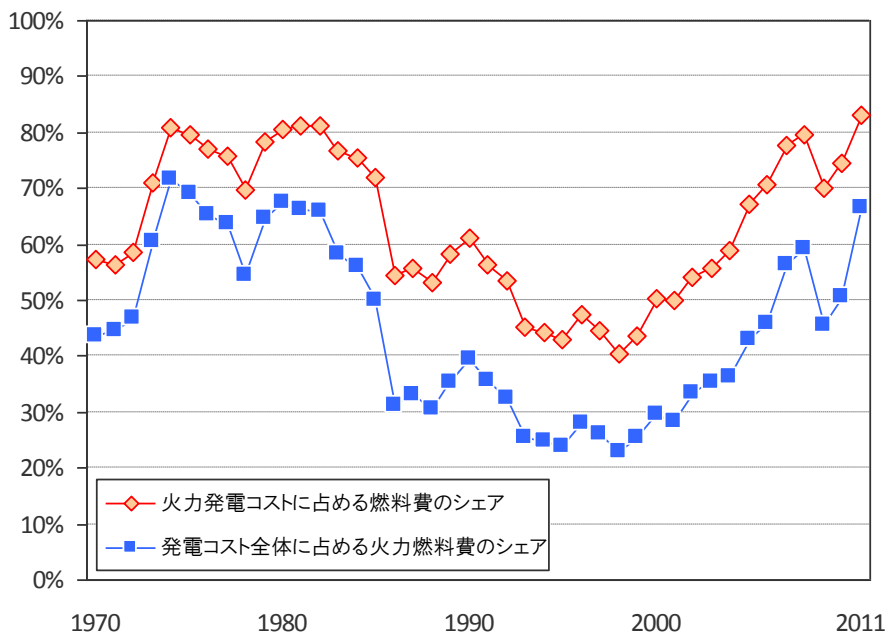


図3-10 火力発電コスト・発電コスト全体に占める火力燃料費シェアの推移

3-2-3 水力発電

(1) 発電コストの長期推移

水力発電コストの推移を図3-11に、既存の水力発電所の運転開始年¹¹⁾を図3-12に示す。ここに示す通り、既存の水力発電設備、特に揚水以外の一般水力発電設備はその多くが1970年以前に運転開始しており、物価の変動及び減価償却の状況から、これらの発電所の初期建設コストが1970年以降の発電コストに与える影響は極めて小さいものと考えられる。これを反映して、水力発電コストは全体を通じて火力・原子力に比べて安価となり、概ね6~8円/kWh前後で推移している。それでも全体を平均して発電コストに占める資本コストの比率が59%と、他の発電方式と比較して高いことが特徴である。また1980年代後半以降、金利の低下を反映して支払利息分のコスト寄与が低減しており、これに応じて発電コスト全体が低減している。

なお実質の水力発電コストが最高の9.2円/kWhとなった1994年度は東京電力塩原発電所(90万kW:1994年運転開始)、中部電力奥美濃発電所(150万kW:1994~5年運転開始)、関西電力大河内発電所(128万kW:1992年運転開始)など大規模の揚水発電所が相次いで運転を開始した時期に当たり、大規模設備の建設が平均水力発電コストに大きく影響していることが伺える。

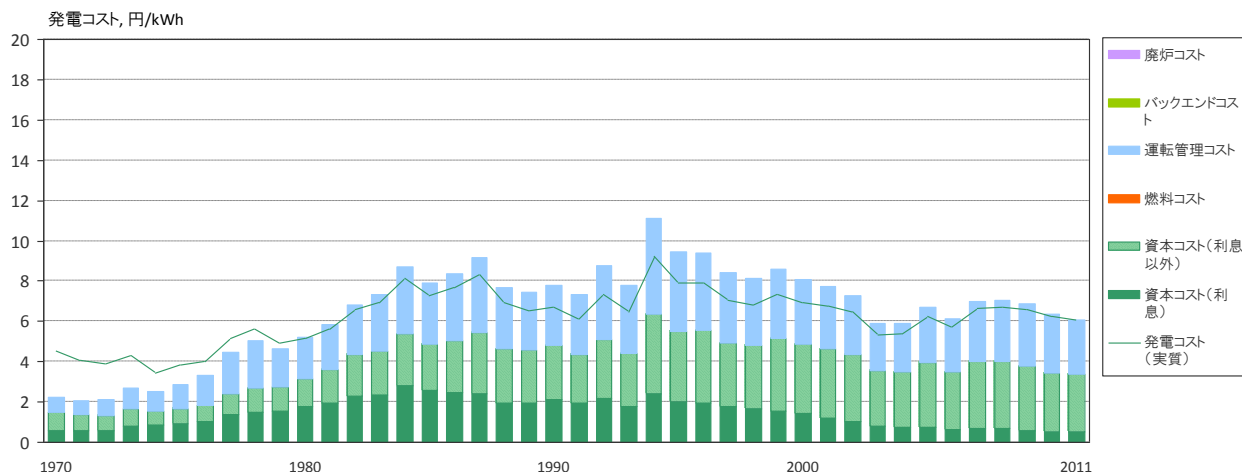


図3-11 水力発電コストの推移 (1970～2011 年度)

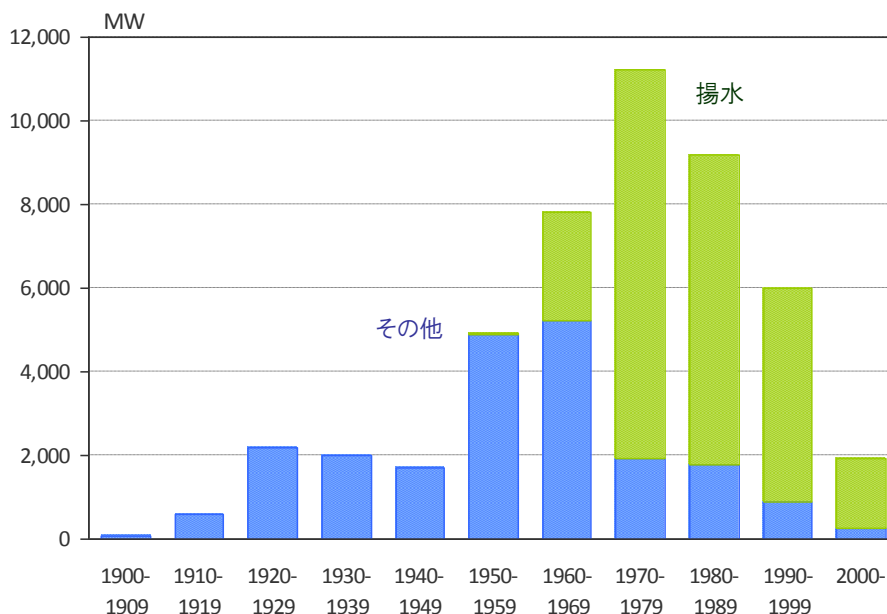


図3-12 水力発電所の運転開始年

(2) 減価償却の影響

上述の通り、有価証券報告書から推計される水力発電コストは償却済みのものを多く含むため、安価に現れることが特徴である。本節では建設に係る費用をも含んだ水力発電コストを評価するため、1970 年以降に運転開始した発電所のみを評価することを試みた。手順は以下の通りである。

- ① 既存の水力発電所の運転開始年のデータ¹⁰⁾を元に、各年度における水力発電設備を、1969 年度以前運開分／1970 年度以降運開分に区分。
- ② 水力発電電力量の実績値と上記の発電設備容量から、それぞれの発電量を推計（以前／以後の運開で平均設備利用率は同じものと想定）。
- ③ 1970 年時点での水力発電設備固定資産は全て「1969 年度以前運開分」の固定資産とし、1971 年度以降減価償却に伴って減少。水力発電設備全体から「1969 年度以前運開分」を引いたものを「1970 年度以後運開分」

の固定資産とする。なお減価償却費は当該年度の固定資産に比例して、以前／以後運開分に按分。

- ④ その他の資本コスト（支払利息の寄与など）も減価償却費と同様に按分。運転管理コストは以前／以後で変わらないものと想定。

推計結果を図3-13に示す。水力発電コストが概ね5～10円/kWh程度で推移しているのに対し、1970年度以降運開分は15～20円/kWhと顕著に高くなっており、建設費を含む水力発電コストの実績値としては「1970年度以降運開分」を参照すべきと考えられる。但し原子力の場合と同様、未償却の設備を多く有するという観点から、過去40年にわたる推計は資本コストを「大きめ」に見積もる結果となることに留意する必要がある。特に水力発電は40年以上の長期にわたって運転がなされる場合が多いことから、そのコストは実際には図3-13に示す15.3円/kWhよりも若干低いものと考えられる。

またこの水力発電コスト（1970年度以降運開分）は揚水発電とそれ以外の水力発電を含んでおり、一般的に揚水発電は発電設備規模に比して発電量が小さいため、例えば揚水以外の一般水力発電コストはこれよりも幾分か小さいものと想像される。但しその正確な評価は今後の課題である。

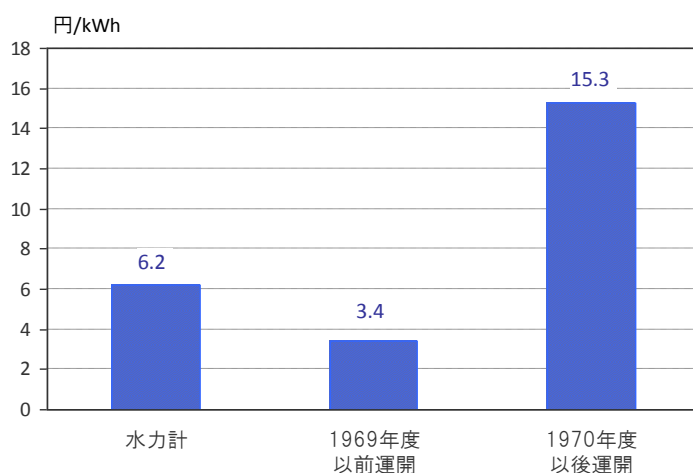
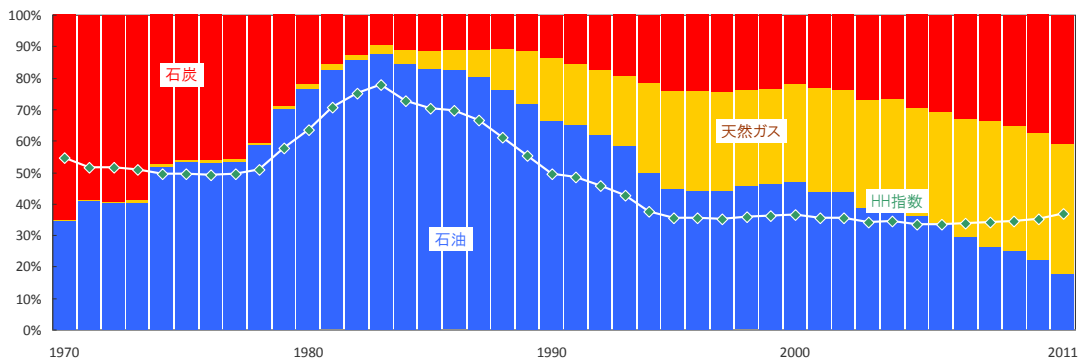


図3-13 水力発電コスト（1970～2011年度平均）

3-2-4 電源の分散化と化石燃料価格高騰リスクへの対処

日本のエネルギー政策は過去石油危機から福島事故に至るまでの間、エネルギー供給の多様化によりリスク分散を図ることを大きな柱としてきた。その結果として、図3-1に示すように水力・火力・原子力の間での分散化が進むとともに、火力発電の中でも分散化が進められてきた。図3-14に日本の火力発電に占める石炭火力・石油火力及び天然ガス火力の比率¹²⁾を示す（但しこの図は日本の火力発電量全体の中での各発電源の比率を示しており、本レポートで主に分析の対象としている一般電気事業者9社計の比率とは若干異なる）。ここに示されるように、1980年代には石油火力の比率が7～8割以上を占めていたが、その後天然ガス火力の導入や石炭火力の利用拡大が進み、これに伴いHH指数は最高（1983年）で0.78から2010年には0.35まで低下した。



(出所) IEA, “Energy Balances of OECD countries”

図3-14 火力発電に占める石油・石炭及び天然ガス火力のシェア

このように発電源の多様化が二重の意味で進んだ結果、実際に図 3-15 に示すように、1980 年代の原油価格高騰時に比べ、2000 年代後半の高騰時には発電コスト（火力発電及び発電計）の上昇が著しく抑制されている状況を見ることができる。

図 3-16 は 1979～1985 年度の原油価格高騰時（前回高騰時）及び 2005 年度以降の高騰時（今回高騰時）のそれぞれについて、価格高騰前（それぞれ 1970～72 年度及び 1990～2003 年度）からの発電コスト上昇（火力発電及び全発電平均）の、原油価格の変化に対する弾性値を示したものである。ここに示す通り、前回高騰時には 0.44（火力）及び 0.34（全平均）であった弾性値が、今回はそれぞれ 0.12 及び 0.08 に低減している。即ち発電源の分散化や、石油火力からより燃料の安価な石炭・天然ガス火力にシフトしたことが、エネルギー・セキュリティの向上に大きく貢献したことが伺える。なおこの比較において発電コスト（全平均）の火力発電コストに対する弾性値も 0.77 から 0.66 へと低減しており、火力発電内の分散化・シフトとともに、火力・原子力間での分散化も発電コスト安定のために寄与していることが伺える。

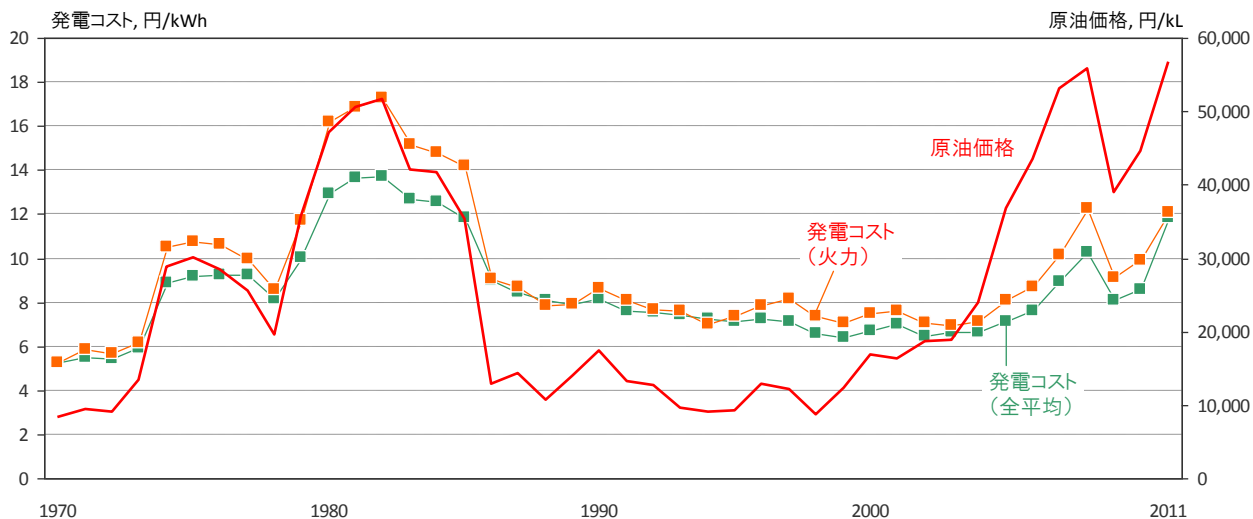


図3-15 原油価格及び発電コスト（火力及び全平均）の推移（実質）

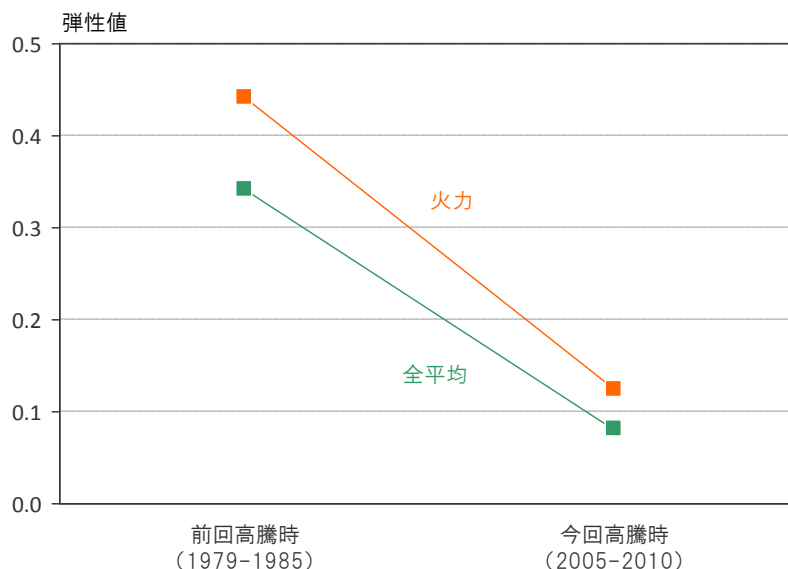


図3-16 発電コストの原油価格上昇に対する弾性値

3-3 他試算結果との比較・評価

3-3-1 モデルプラントによる試算例との比較

日本における発電コストについては、2011年のコスト等検証委員会において詳細な検討がなされている³⁾。また世界的に広く引用される文献として OECD の試算例¹³⁾があり、そこでは日本を含む多数の国を対象として各種電源の発電コスト評価がなされている。これらは共に、モデルプラントによる試算例である。本節では、これらの試算結果と本研究での有価証券報告書による評価結果とを比較する。なお、OECD の試算は割引率を 5% 及び 10% とした 2 つのケースが示されているが、以下に示すのは 5% のケースである。

コスト等検証委員会試算は政策コスト等として「1.6 円/kWh 以上」のコストを計上している点を、他の一般的な発電コスト評価とは大きく異なる特徴とする。ここには「政策経費」と「事故リスク対応費用」が含まれる。前者は立地に係る補助金等の費用や、研究開発（軽水炉運用のための研究開発の他に、高速増殖炉等の先進技術の研究開発も含む）の費用を平成 23 年度の予算額から評価したものであり、1.1 円/kWh のコストとされている。後者は福島第一原子力発電所事故の被害額を暫定的に 5.8 兆円「以上」と想定し、それを日本全体の 40 年間の原子力発電量で除することにより、発電コストへの寄与を 0.5 円/kWh 「以上」としている。

図 3-17 は原子力発電コストの比較である。ここに示す通り、OECD による試算とコスト等検証委員会による試算は 5.1 円/kWh 及び 8.9 円/kWh 以上と、大きな隔りがある。上記の政策コスト等を除いてもその差は 2.1 円/kWh もあり、その差は運転管理コスト（1.7 円/kWh 及び 3.3 円/kWh）の差によるところが大きい。

今回の試算結果（1970～2011 年度平均）での原子力発電コスト（金利影響の補正後）は 6.4 円/kWh であり、コスト等検証委員会試算値（割引率 3%）から政策コスト等を引いた値（7.3 円/kWh）よりも若干小さな値となる。OECD の試算は上述の通り割引率 5% と高めの想定をしており、これを下げると発電コストは更に低下することを考えると、本研究による過去の実績値の評価からは、OECD 試算よりもコスト等検証委員会試算の方が、より実態に近い結果を示しているものと評価される。

コスト等検証委員会試算と今回の試算結果とのコスト内訳を比較すると、燃料コスト（ともに 0.8 円/kWh）はほぼ同じ、資本コスト（2.5 円/kWh 及び金利補正後 2.2 円/kWh）は若干後者が安い程度である一方で、運転管理コスト（それぞれ 3.3 円/kWh 及び 2.1 円/kWh）及びバックエンドコスト（0.5 円/kWh 及び 1.1 円/kWh）は大きく異なっている。

バックエンドコストについては、コスト等検証委員会試算では原子力委員会の試算¹⁴⁾に基づき、「現状モデル」（使用済燃料の半分を再処理・リサイクルして利用、半分を 50 年の間中間貯蔵して利用）を想定して、0.5 円/kWh

と評価している。しかしこれは「直接処分モデル」(使用済燃料を再処理せず、直接地層処分する)では0.2円/kWhまで低減する一方、「再処理モデル」(使用済燃料を中間貯蔵せず、ただちに再処理・利用する)では1.1円/kWhまで増加する。「現状モデル」と「再処理モデル」の大きな差異は、使用済燃料の半量の再処理に係る費用が、50年間中間貯蔵をすることによって3%の割引率で大きく割引かれ、極めて安価になっていることに起因する。

実際の積立に際しては、このような中間貯蔵を想定せずに費用を積算していることから、バックエンドコストが上記の「現状モデル」に近いものとなっていることが伺える。いずれにせよ、これらのことから、バックエンドコストは再処理・中間貯蔵等のオプションによって大きく変動し得ることが理解される。

運転管理コストの内訳は、表3-1の通りである。コスト等検証委員会ではサンプルプラント(東北電力東通1号、中部電力浜岡5号、北陸電力志賀2号及び北海道電力泊3号)の平均値に基づき、年間の費用を人件費につき23.7億円、修繕費につき建設費の2.2%、諸費につき同1.9%、業務分担費(一般管理費)につき直接費の13.4%と想定している。表3-1に示す通り、運転管理コストのうち人件費、修繕費、諸費のそれぞれについて、今回試算、即ち過去の実績値はコスト等検証委員会の数字を下回る。特に諸費については0.55円/kWhもの差がある。この差の原因は不明であるが、コスト等検証委員会の数字はサンプルプラント(東北電力東通1号機、中部電力浜岡5号機、北陸電力志賀2号機、北海道電力泊3号機の5機)の平均値とされており、これらの事業者の保有する原子力発電設備の基数が相対的に少ないことから、9社平均に比べて諸費が大きく計上されている可能性がある。また今回の試算では業務分担費については推計を行っておらず、その影響で0.4円/kWhほどの差が生じている。

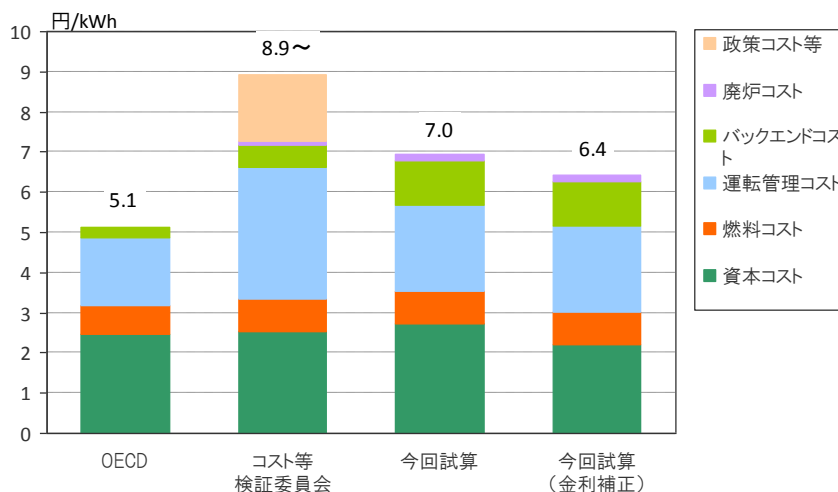


図3-17 原子力発電コストの比較

表3-1 運転管理コストの比較 (原子力)

単位: 円/kWh

	コスト等 検証委員会	今回試算
人件費	0.34	0.30
修繕費	1.37	1.21
諸費	1.18	0.64
業務分担費	0.39	-
運転管理費計	3.27	2.14

火力発電コストの比較を図3-18に示す。石炭火力についてはOECD試算9.1円/kWh、コスト等検証委員会試算9.5円/kWh、天然ガス火力(LNG火力)についてはそれぞれ10.9円/kWh及び10.7円/kWhと、両者の差は小さい。一方で、コスト等検証委員会試算では石油火力発電のコストが2010年時点で22.2円/kWhと、非常に高くなっていることが特徴である(同委員会報告書には石油火力発電について設備利用率10%、50%の2ケースが示されており、図3-18では50%のケースを示している。設備利用率を10%とすると、発電コストは36円/kWhまで上昇する)。これは原油の輸入CIF価格想定が熱量等価で石炭火力やLNG火力よりも高いことに加え、熱効率の想定が低い(高位発熱量ベースで石炭火力42%、LNG火力51%に対して石油火力39%)ことや、設備利用率の想定が低いことなどに起因するものである。火力発電コストは燃料コストの占めるシェアが大きく、燃料価格の想定に大きく依存するものであるが、今回試算はOECD試算・コスト等検証委員会試算の火力発電コスト(炭素価格除く)の間に位置しており、全体として概ね齟齬はないものと見られる。

火力発電の運転管理コストの比較を表3-2に示す。コスト等検証委員会の試算値が石炭火力1.3円/kWh、LNG火力0.7円/kWh、石油火力1.6円/kWhとなっているのに対し、今回試算(火力平均)では1.3円/kWhと、過去の実績値はコスト等検証委員会と概ね矛盾しない水準にある。運転管理コストは設備利用率の想定によって大きく変化するため、正確な比較のためには、過去の火力発電の設備利用率のデータを用いてより詳細に検討することが必要である。

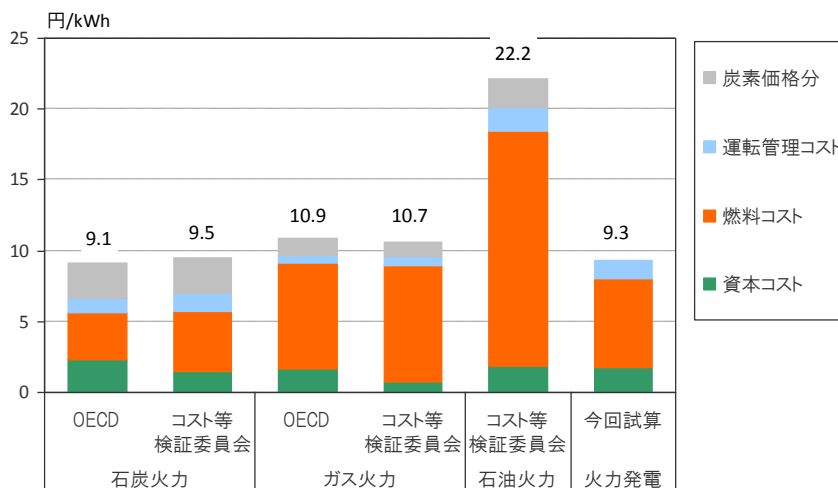


図3-18 火力発電コストの比較

表3-2 運転管理コストの比較 (火力)

	単位:円/kWh			
	コスト等検証委員会			今回試算
	石炭火力	LNG火力	石油火力	
人件費	0.08	0.08	0.13	0.26
修繕費	0.52	0.35	0.77	0.75
諸費	0.52	0.16	0.55	0.34
業務分担費	0.16	0.09	0.15	-
運転管理費計	1.29	0.67	1.60	1.34

水力発電コストの比較を図3-19に示す。ここでOECD試算及びコスト等検証委員会試算についてはともに大規模水力発電のコストを示しているが、前者が15.8円/kWhであるのに対し、後者は10.6円/kWhとかなり安価であることが注目される。水力発電所の建設単価(オーバーナイトコスト)はOECD試算では87万円/kWh、

コスト等検証委員会試算では85万円/kWとほぼ同等であり、この結果の差は割引率の違い、運転年数の違いと試算方法の違いによる。

まず割引率として、OECDの試算結果(15.8円/kWh)は5%相当のものであり、これをコスト等検証委員会(10.6円/kWh)と同等の3%で試算しなおすと、およそ4.3円/kWh程度のコスト減となる。また運転年数は80年を用いており、コスト等検証委員会と同等の40年とするとおよそ2.0円/kWh程度のコスト増となる。これらにより、OECD試算を割引率3%・運転年数40年として試算しなおすと、大規模水力発電のコストは概ね13.5円/kWh程度となる。

OECD試算は一般的なLCOE(Levelized Cost Of Electricity)法に準じて試算を行っており、資本費については設備の建設に要する数年間の実費用を、所定の割引率を用いて運転開始時の現在価値に換算し、その合計を、運転期間にわたる割引発電量の合計値で除することにより資本コストを算出している。一方でコスト等検証委員会の試算シートはこれと異なり、プラント建設に係る実費用を計上する代わりに会計上の減価償却費用を所定の償却年数(例えば原子力については16年、水力については40年)にわたって計上し、しかもその各年の減価償却費用を「割引いた」上で合計をし、合計割引電力量で除している、という特徴を有する。OECD試算で用いられている一般的なLCOE法と同等の結果を出すためには、減価償却費用も初期建設時に支出されたものと見なし、それを割引かずに合計することが望ましいが、コスト等検証委員会の試算方法ではこれを割引くことにより、発電コストをより小さく評価していることになる。この影響は、資本費率が高く、償却年数の長い水力発電等において特に顕著に表れる。

仮にコスト等検証委員会の試算シートを用い、上記の観点から減価償却費を割引かずに計算した場合、同じ割引率3%・稼働年数40年の条件のもとで、水力発電コストは10.6円/kWhから13.5円/kWhまで上昇し、OECD試算とほぼ同等の結果となる。

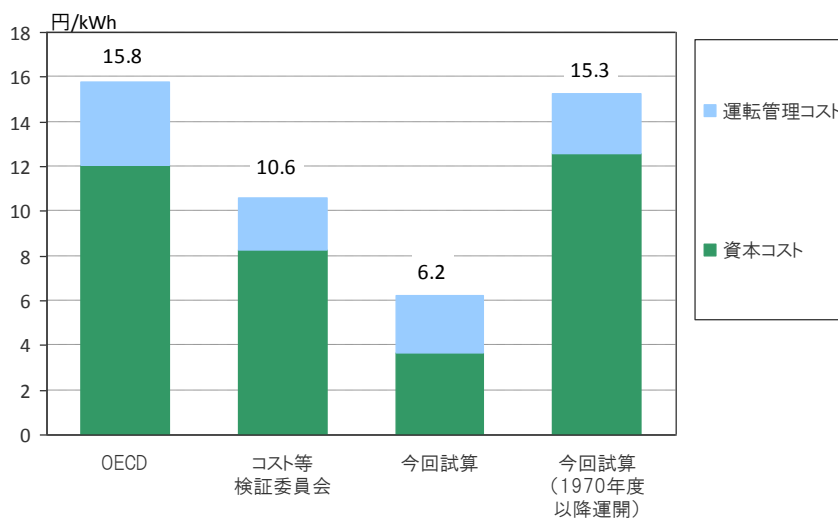


図3-19 水力発電コストの比較

これらのモデルプラント方法によるコスト試算結果に対して、今回試算での42年平均の水力発電コストは全体で6.2円/kWh、1970年度以降運開分で15.3円/kWhとなる。即ち、1970年度以降運開分の発電コストは上記のLCOE法による評価結果(割引率3%・稼働年数40年で13.5円/kWh、80年で11.5円/kWh)より若干高い水準にある。今回の試算結果は上述の通り揚水と一般水力とを含むこと、また運転開始後40年以下での費用のみを計上していることからこの差は説明可能である。但しより詳細な比較のためには、揚水発電と一般水力発電とを区分して評価する必要がある。

3-3-2 有価証券報告書を用いた既往の研究事例との比較

(1) 前回試算との比較

筆者らは文献 5)において、2006～2010 年度の 5 年間の有価証券報告書を用いた評価を行い、5 年平均で水力発電 6.5 円/kWh、火力 10.1 円/kWh、原子力 7.2 円/kWh、地熱等（新エネルギー）9.0 円/kWh という結果を得た。この 5 年平均（2006～2010）と、今回の 42 年平均（1970～2011）との比較を図 3-20 に示す。但し前者は一般電気事業者及び卸電気事業者 12 社、後者は一般電気事業者 9 社を対象としていることに留意が必要である。

原子力発電については、5 年平均に比べて 42 年平均では資本コストが 1.9 円/kWh から 2.7 円/kWh と大きく上昇していることが特徴的である。この違いの一部は 3-2-1 節で述べた金利による影響（0.5 円/kWh）であり、残りの 0.3 円/kWh 程度は、主に減価償却の影響（5 年平均では減価償却が進んだ時点での評価を行っているため、42 年平均よりも資本コストが安く推計されること）によるものと考えられる。燃料コストは 1980 年代後半～1990 年代の上昇の影響により、5 年平均の 0.6 円/kWh に対して、42 年平均では 0.8 円/kWh と、若干のみ高い結果となっている。

一方で運転管理コストについては 5 年平均の 2.6 円/kWh に対して 42 年平均で 2.1 円/kWh、バックエンドコストについて 1.8 円/kWh に対して 1.1 円/kWh と、ともに 42 年平均の方が小さくなっている。運転管理コストの差の内訳としては試算対象の差（前回試算の 5 年平均値は沖縄電力及び電源開発を含む）及び人件費・諸費の差が 0.1 円/kWh、修繕費の差が 0.2 円/kWh となっている。またバックエンドコストの差は、前述のように 2006～2010 年度のコストにはそれ以前の発電分の費用が加算されているためであり、平均的なバックエンドコストは 1.1 円/kWh に近いものと考えられる。

このように、有価証券報告書を用いる評価方法は対象とする年次等によって状況が大きく異なるものとなるため、その評価に際しては、発電コストの区分とその推移をよく見た上で、その背景も併せて検討する必要がある。またその試算結果を利用する目的に合わせて適切な手法を採用しない限り、妥当な結果は得られないことになる。例えば前節のように、モデルプラントによる平均発電コスト試算結果との比較を行うためには、金利の変動による影響を取り除く必要があるだろう。

火力発電については、燃料コストは 5 年平均の 7.4 円/kWh に対し 42 年平均では 6.2 円/kWh と、後者の方が若干安くなっている。これは前者が 2005 年度以降の化石燃料価格高騰時の試算であることに起因する。一方で資本コストが 5 年平均の 1.3 円/kWh に対して 42 年平均では 1.7 円/kWh と後者の方が高くなっており、この要因としては原子力と同様に、試算対象の相違（前回試算では沖縄電力及び電源開発を含む）の他に金利の影響・減価償却の影響が考えられる（金利及び減価償却の影響はそれぞれ 0.3 円/kWh 程度と推計される）。水力発電はほぼ同水準の結果となっており、ともに減価償却が相当程度進んだ状況でのコストを示していると見ることができる。

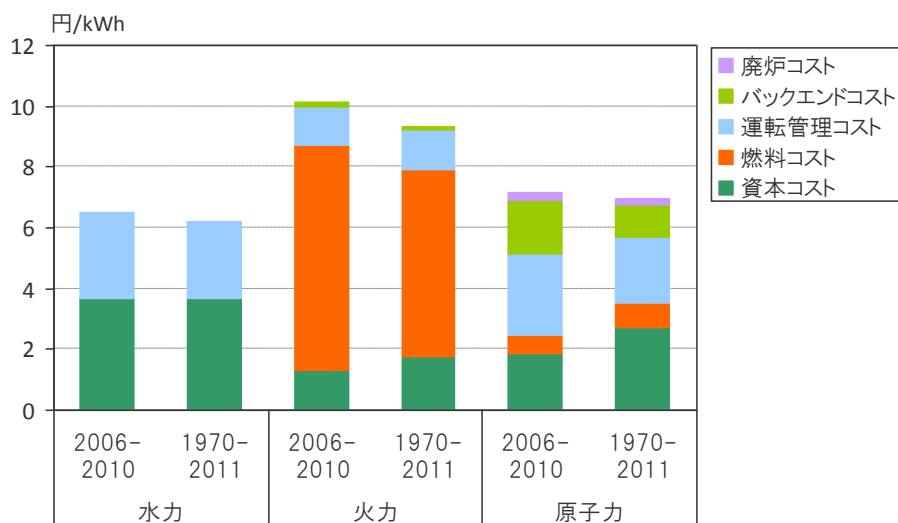


図3-20 前回試算との比較

(2) 大島 (2010) による試算との比較

大島⁴⁾は本研究と類似の手法により、1970年度から2007年度までの電力9社の有価証券報告書に基づいて水力・火力及び原子力の「発電単価」を推計した。大島の手法と筆者らの手法の異同については文献⁵⁾に詳しいが、主要な相違は大島が各電源の実績のコストに追加して、電気事業固定資産等のレートベースを想定し、それに事業報酬率を乗じた値（いわゆる「事業報酬」を推定した値）を計上しているのに対し、本試算では実績値としての支払利息を分配して計上していることにある。両者の試算結果を比較すると図3-21の通りとなる。一般的に大島の手法の方がより高く単価を算出することがわかるが、特に1990年以前の原子力発電において、その差は顕著となっている。これは主に、建設中の原子力発電所に係る資産や核燃料資産等がこの期間に多く存在することによる。

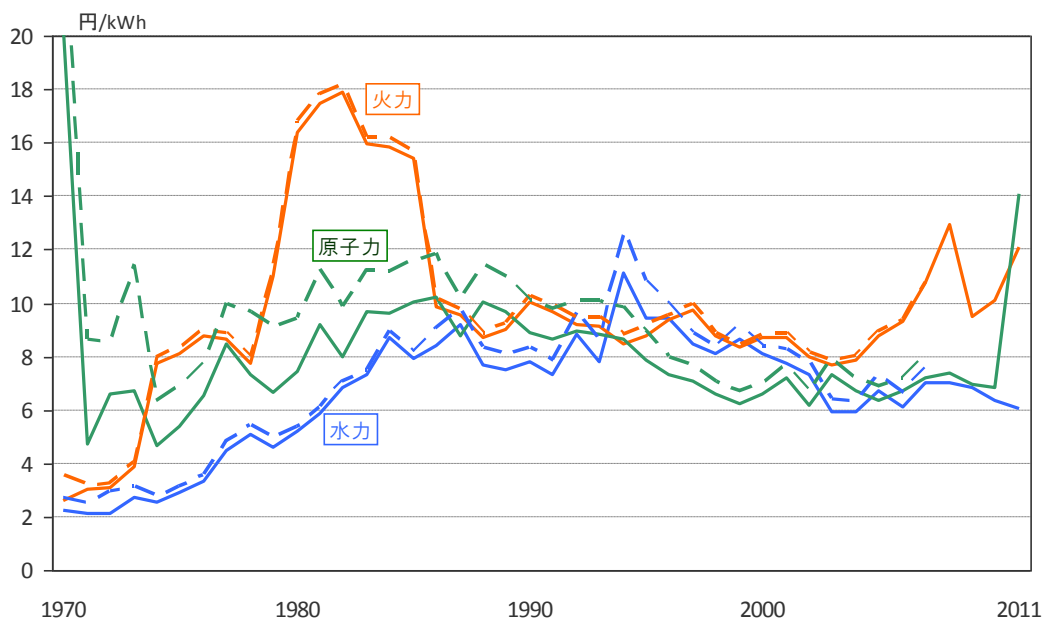


図3-21 大島 (2010 : 点線) と今回試算 (実線) の比較

「発電コスト」ないし「発電単価」とは文字通り、発電を行う主体（例えば電気事業者）が発電を行う際にかかる費用を発電出力量で除した値を意味するものであり、その計算に当たって、発電に係る費用とは全く関係のない「事業報酬」等を用いることは回避すべきである。この意味において少なくとも発電コストの計算に際しては、筆者らの手法を用いる方が妥当である。それにもかかわらず大島が上記の方法を採用した理由は、この固定資産×事業報酬率等の値が電力会社の料金算定に際して用いられ、それが実質的な国民負担となっているから、とされている。このように「実績値」としての発電コストを「想定値」としてのレートベース等と繋ぎ合わせることの妥当性については、この試算を何のために行うのか、という観点から考える必要がある。

有価証券報告書を用いるコスト試算は、主に二つの目的のために利用される。一つは各電源に固有な発電コストを評価し、将来の施策に役立てるためであり、この目的のためにはモデルプラント方式によるコスト評価（LCOE法）を補完するものとして、有用な情報を提供し得る。但しこの目的に役立ち得るためには、発電に係るコストとそれ以外の費用負担とを混同せず、明確に認識・区別した上で、それぞれの問題において適切に利用する姿勢が必要であろう。また、本レポートで述べたように、有価証券報告書を用いたコスト評価は種々の外的な状況を色濃く反映しており、将来の施策に役立てるためには細心の注意が必要である。例えば筆者らの推計によれば、仮に大島の手法において事業報酬率を最近の実態に近い3.2%で一定とすると、8.64 円/kWh とされる38年間平均の原子力「発電単価」は7.8 円/kWh程度まで低下する（3-2-1節に示した通り、大島の方法のみならず筆者らの方法においても、金利の影響によって原子力発電の資本コストは大きく変化したことに留意された

い)。また大島の試算は平均を取る際に名目額をそのまま用いているが、この手法も回避すべきである。仮にGDPデフレーターを用いて実質化した場合、この試算において1.2円/kWhとされる火力・原子力の発電コスト差(火力発電単価-原子力発電単価)は、それだけで1.7円/kWhまで拡大する。

第二の目的としては、過去のエネルギー政策や電気事業のあり方を歴史的に評価することが挙げられる。例えば3-2-4節に示した分散化の影響評価のような例がこれに該当する。この目的のためにも金額の実質化は必須であると同時に、上記以上に過去の実データに基づいた議論を行うことが不可欠であろう。もし発電コストの議論を行うのであれば、正しく実績に基づいた発電コストの計算をすべきである。一方でもし、料金原価に対する各発電源の寄与とその国民負担への影響を論じたいのであれば、そもそも有価証券報告書による発電費用などではなく、実際に料金算定に際して用いられた原価そのものの内訳を用いるべきであろう。

4. まとめ

本研究では1970～2011年度の42年間の電力9社の有価証券報告書を用い、長期にわたる実績値としての水力・火力・原子力の発電コストを評価した。この結果、既往文献における直近5年間の有価証券報告書からの原子力発電コストに対し、長期の評価結果からは、減価償却の問題により資本費が0.43円/kWh程度上昇するものと評価された。この結果は同文献における、10社の原子力発電設備の平均運転年数と減価償却費用の相関を回帰する方法による評価と整合することが概ね確認された。また、コスト等検証委員会の評価結果との比較を行うことにより、同委員会の評価では運転管理コスト(諸費等)について、長期の平均的な実績値よりも高く評価していることなどが確認された。なお日本の原子力発電コストについては同委員会の試算値とOECDの評価結果とが大きく異なるが、過去の実績値により近いのは前者であり、種々の論点はあるもののこれをベースとしてエネルギー政策の議論を進めることが概ね妥当であることが、改めて確認された。

水力発電については1970年以前・以降の運転開始設備を区別することにより、減価償却分も含んだ発電コストを評価することを試みた。但し水力発電のうち揚水と一般水力とでは大きく異なる発電コストを示すことが想定されるため、その正確な評価は今後の課題と言える。

長期の時系列にわたるコスト評価を行うことは、過去のエネルギー政策が実際のコストにどのような影響をもたらしたかをつぶさに見ることとなる。特に1980年代の化石燃料価格高騰の影響を大きく被った日本が、その後のエネルギー供給源の多様化の努力によりリスク分散を図ったことが、2005年以降再び訪れた価格高騰の局面において大きな効力を発揮したということ、今回の評価結果は明らかに示している。2010年度末に生じた福島第一発電所事故の後、原子力発電電力量の減少に伴い日本の電源構成は再び集中度を高めており、2011年度には発電コスト全体に占める火力燃料費のシェアは67%にまで高まっている。2012年度にはこの状況は更に深刻さを増しているものと考えられるが、それについては続報で扱う予定である。いずれにせよ自民党政権の成立後もなお具体的なエネルギー供給の姿に関する見通しが立たない中、エネルギーのコストとそれに付随するセキュリティを明確に把握した上で、冷静に今後のエネルギー選択の議論を進めることが必要となる。

参考文献

- 1) コスト等検討小委員会「バックエンド事業全般にわたるコスト構造、原子力発電全体の収益性等の分析・評価」, (2004).
- 2) エネルギーシナリオ市民評価パネル, 「発電の費用に関する評価報告書」, (2011).
- 3) コスト等検証委員会「コスト等検証委員会報告書」, (2011).
- 4) 大島堅一, 『再生可能エネルギーの政治経済学』, 東洋経済新報社, (2010).
- 5) 松尾雄司, 永富悠, 村上朋子, 「有価証券報告書を用いた火力・原子力発電コスト構造の分析」, 『エネルギー・資源学会論文誌』, 33(5), pp.21-30, (2012).
- 6) 一般電気事業者各社, 『有価証券報告書総覧』, 大蔵省印刷局.
- 7) 一般電気事業者各社, 「有価証券報告書」, EDI-NET 提出書類. <http://info.edinet-fsa.go.jp/>
- 8) 日本電気協会, 『電力調査統計月報』.
- 9) 日本銀行, 預金・貸出関連統計. <https://www.boj.or.jp/statistics/dl/index.htm/>
- 10) 日本エネルギー経済研究所, 『エネルギー・経済統計要覧』, 省エネルギーセンター, (2013).
- 11) 電力土木技術協会, 水力発電所データベース. <http://www.jepoc.or.jp/hydro/>
- 12) International Energy Agency, “Energy Balances of OECD Countries”, IEA publications, (2012).
- 13) OECD/NEA, IEA, “Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”, (2010).
- 14) 原子力委員会, 「核燃料サイクルコストの試算」, (2011).

お問い合わせ : report@tky.ieej.or.jp