

# 設備稼働率を考慮した原子力発電コストの経済性評価

## — 有価証券報告書に基づく推計の論点 —

貫 真 英<sup>(1)</sup>

### 1. 目 的

東日本大震災による福島第一原発事故を契機として、原子力発電の是非に注目が集まっている。一般に、原子力発電は最も安い発電方法と説明され、このことが原子力発電推進の有力な根拠とされてきた。

原子力発電コストの試算はモデル推計と電力会社の有価証券報告書を基にした実績値による方法があり、実績値に基づいたものが政府の公表しているモデル推計に比べ高くなっていることが一部の人の間では指摘されてきた。しかし、実績値に基づいた場合、費用を発電量で割る発電コスト単価は、その設備稼働率に大きく依存することになる。発電事業では需要に合わせて供給量を変動させているため、出力調整がしやすい火力発電や水力発電が調整役を担い、相対的に低い設備利用率になっている（図1）。そのような発電計画の下での実績値に基づいた場合、稼働率を高く維持されている原子力発電は有利な結果を得ることができてしまう。

本報告では、基礎的データは有価証券報告書に依拠しながら、設備利用率に関しては、モデル推計と同じく一定の値として原子力、火力、水力の発電コストを推計し比較することで、発電コストのより公平な評価をおこなうことを目指していく。

### 2. 先行研究

#### 2.1 先行研究における試算値

日本の原子力発電コストの試算として最近までもっともよく知られていたものは、電気事業連合会によって発表された、電気事業連合会（2003）によるものである。そこでは、運転年数が法定耐用年数と40年運転の場合が示されているが、現実に近い40年運転の場合、原子力発電コストはkWh当たり5.3円となっており、他の発電方法に比べ最も安い。

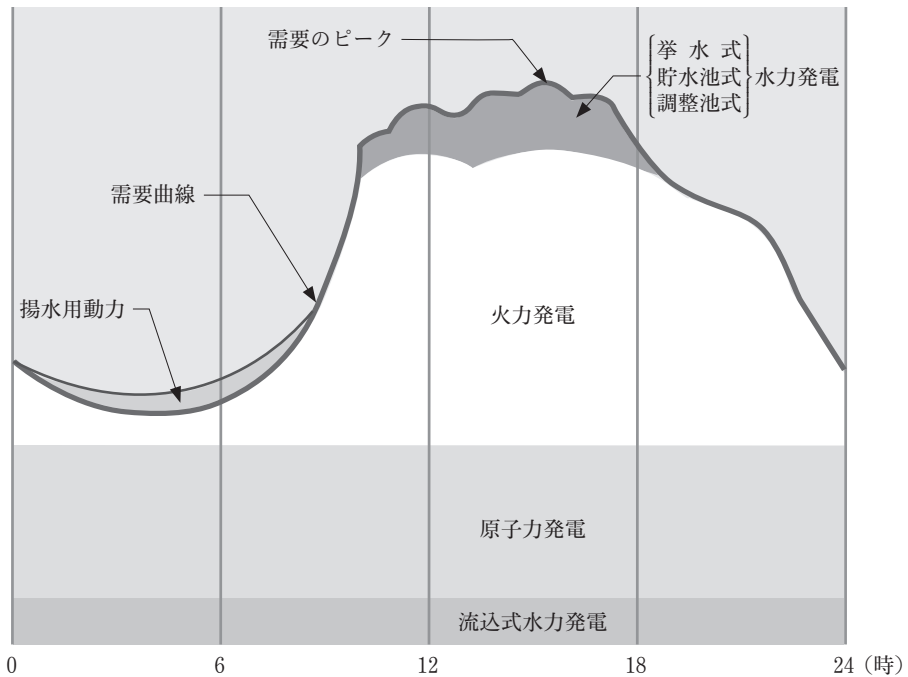


図1 一日の需要変動と供給電源の組み合わせ

原典：「原子力・エネルギー」図文集 2010 1-23

出典：電気の情報広場 [http://www.fepec.or.jp/present/jigyoku/juyoku/sw\\_index\\_01/index.html](http://www.fepec.or.jp/present/jigyoku/juyoku/sw_index_01/index.html)

表1 電気事業連合会（2004）による発電方式別コストの試算値（kWh 当たり）

	一般水力	石油火力	石炭火力	LNG 火力	原子力
設備稼働率	45%	80%	80%	80%	80%
法定耐用年数での運転	10.6 円	12.2 円	7.2 円	7.0 円	7.3 円
40 年運転	11.9 円	10.7 円	6.2 円	5.7 円	5.3 円

注：法定耐用年数は、一般水力 40 年、石油、石炭、LNG 火力はそれぞれ 15 年、原子力は 16 年。

出所：電気事業連合会（2004）より筆者作成。

この試算値は、エネルギー白書などにも採用され、最も一般に流布していた発電コストの値である。だが、この原子力発電が一番安いという評価に対しては、様々な批判がされてきた。最も基本的な批判は、電気事業連合会の試算は仮定によって大きく値の変わるモデル推計であり、かつその推計の前提となっている重要な仮定の多くが非公表となっており、他者による妥当性の検証が不可能なことである<sup>(2)</sup>。

これに対し、大島（2010）では、各電力会社からの有価証券報告書を基に実際の発電コストの検証をおこなっている。この中で、大島は電気事業連合会の推計に対し、いくつかの批判をおこなっている。第一は、先ほども述べた電気事業連合会の推計がモデル推計であり、実際の発電コ

表2 大島（2010）による発電方式別発電コストの試算値（kWh 当たり）

	水 力	火 力	原 子 力	一般水力	揚 水	原子力+揚水
総 単 価	7.26 円	9.90 円	10.68 円	3.98 円	53.14 円	12.23 円

注1：ここでの費用は原発が使われるようになった1970年代から2007年度までの平均費用である。

注2：LNG、石油、石炭は有価証券報告書上で分類ができないため、一括して火力発電としている。

注3：総単価は、発電単価+開発単価+立地単価である。政府の補助金が多くは開発単価、立地単価に含まれている。

注4：バックエンド費用も1990年代に入ってから徐々に費用に反映されるようになっている。

出所：大島（2010）p.80表2-7より筆者作成。

ストと乖離している可能性がある点である。第二は、使用済燃料や廃炉費用などのバックエンド費用<sup>(3)</sup>、また補助金、研究開発費、など国から補てんされている費用、事故に伴う被害補償費用が反映されていないなど、費用の範囲が不十分である点である。そして、第三は、原子力発電は出力を一定にして利用することが必要であるためベース電源として利用されているが、このことは、需要が最も増えた時に使うピーク電源の開発として揚水発電を必要とするため、原発の発電コストにこの揚水発電を含めて考える必要があるというものである。

以上の批判の内、最初の二つはこれまで様々な人々から指摘されてきたものだが、大島の批判の中で新しいものは第三の点である。原子力発電は出力を一定にすることがもっとも安全かつ効率的であるため、日負荷変動や季節負荷変動に対しては他の発電方法によって対応されてきた。特に水力発電は瞬時の調整に適するためピーク電源として使われている。その中でも揚水発電は原子力発電の開発に比例して利用が広まっており、原子力による需要のない夜間発電を利用して揚水されるとされる。だとすると、出力調整不能な原子力発電と一体としてコストを考える必要があり、そしてこの揚水発電は非常に高額であるため、これと合わせて考えた場合、原子力発電は最も高額な発電方法になる。

## 2.2 先行研究の問題点

大島の分析によって、より現実を反映した、実績に基づくコスト試算を知ることができるようになった。しかし、以上の分析にはいくつかの留意点と積み残された課題があると考えられる。

第一の最も留意すべき点は、過去のコストは将来のコストを示しているとは限らない点である。原子力発電施設の設置コストは、安全基準の強化に伴い年々上昇していることが知られている。一方、太陽光発電など技術革新の大きい分野では発電コストは急速に下がっている。このように考えると、過去の実績を示す有価証券報告書に基づく分析は、原子力発電コストの目安、あるいは、政府や電力会社がこれまで言ってきたことに嘘はなかったかどうかという検証として考えるべきものである。これからの発電方法の経済性を考える場合、技術革新、燃料費の動向、安全基準等のトレンドを勘案した、より総括的な分析が必要であるといえる。

第二の点は、有価証券報告書による試算においても、事故のコストは依然として考えられていない点である。東日本大震災によって、原発の事故のコストに注目が集まっているが、大島の分析でも事故のコストは含まれていない。今回の福島第一原発の事故のコストは、設備や健康などにもたされる直接的被害、風評被害を含めた社会経済活動に及ぼす間接被害など膨大である。そもそも事故による人命や健康への被害を発電の経済性に含めて考えるべきか議論の分かれる点であり、被害の不確実性とあいまって、その試算は非常に難しい道徳的問題を含むことになる。

第三の点は、大島が提示した、原子力発電の出力調整ができないという特性、すなわち、ベース電源でありピーク電源として使えないことをどう考えるかという問題である。大島は、揚水発電とセットにすることがこのことを考える上で妥当な答えとなると主張している。これは正しいと言えるだろうか。この問題は、先に触れた二つの点に比べれば、技術的問題であり、検証が可能なものである。本稿の目的は、このベース電源の問題を考え、さらにこのことに起因する稼働率の問題への解答を求めることにある。以下ではまず揚水発電とセットで考えることの是非をみとめる。

### 2.3 原子力発電と揚水発電をセットで考えるべきか

原子力発電と揚水発電をセットで考えることが妥当であるかどうかを検証してみる。

下記の表3は、揚水発電と他の発電方式の相関を1970年から2004年までの間で検証したものであり、 $(\text{揚水発電の発電量}) = \beta (\text{他の電源別の発電量}) + \varepsilon$  という単純な回帰式で相関係数とその切片を示している。これはインターネット上において匿名でおこなわれていたものを筆者が計算し直したのだが、揚水発電と原子力発電に関連があるか検証しようとするれば、ほとんどの人が思いつく方法であろう。これで見ると、揚水発電と原子力の相関係数は0.97となっているが、揚水発電同様に出力調整が容易でピーク電源として使われているLNG発電などとも同レベルの相関を示しており、原子力発電と揚水発電がセットで考える必要があるという論拠とはなっていない

表3 揚水発電と発電方式別の相関関係

発電方式	相関係数	回帰式切片
一般水力	0.708	0.118
石炭火力	0.824	0.070
LNG火力	0.948	0.053
石油火力	0.191	0.059
原子力	0.979	0.042
全体	0.968	0.013

注：1970年から2004年までの年次データによる。

出所：資源エネルギー庁「年間発電電力量構成の推移（一般電気事業用、発電端）」を基に筆者作成。

ない。

次に、仮に、これまで揚水発電は原子力発電とセットとして普及してきたとしても、これから、揚水発電をやめたらどうなるだろうか。その場合、単純に原発からの夜間電力は一部無駄になる可能性が出てくるが、1キロワットあたり53.14円という発電費用がなくなり、発電電力が無駄になるとは言え、これまでも加算されていた原子力の夜間発電費用のみとなる。すると、発電費用自体はやはり1キロワット当たり10.68円のままということになる。このように考えてみると、これまで揚水発電と原子力発電がセットで導入されてきたとしても、揚水発電を原子力発電に必須のコストと考えるのは疑問がある。

さらに、仮にベース電源とピーク電源のコストをセットで計算すべきと言えたとしても、揚水発電と組み合わせるベース電源として原発だけを考えるべきかという問題もある。発電方式として出力の調整が難しいものは、原子力発電の他にも火力発電の一つである石炭発電がある。2010年時点で日本の発電電力量比率は火力発電全体で64%、その内訳はLNG 28.3%、石炭 25.2%、石油 10.3%となっており、原子力とほぼ同じくらいの発電量比率が石炭によって賄われている<sup>(4)</sup>。さらに他の発電方法にもベース電源であるものがある。ベース電源は、出力調整の難しいもの以外に、建設費用等の初期投資額が高い一方で熱効率が高くランニングコストの低いものが最適とされており、これによって地熱発電や流込式水力発電もベース電源として使われている<sup>(5)</sup>。そう考えると、ベース電源とピーク電源の費用をセットで考えるべきだとしても、そこでセットとなるのは原子力だけでなく、石炭、地熱発電、流込式水力発電も含める必要があり、その計算は困難なものになる。

以上のことから、揚水発電のコストを原子力発電のコストと合わせて考えるべきであるという主張には疑問が多いことが示された。また、表2で示された揚水発電のコストの高さは、実は揚水発電がそもそもほとんど使われていないことに起因している。このことは、有価証券報告書による実績値ベースの分析の限界も示している。これは、実績値ベースで考えた場合、実際にかかった費用を発電量で割って単位当たりのコストを求めるため、発電コストの値は設備稼働率に大きく依存することを示しているからである。そのため、原子力発電のように、ベース電源として使われているものは実績発電単価で考えたとき有利であり、揚水発電のようなピーク電源は、実績値に基づく発電単価では不利になる。

### 3. 設備稼働率を考慮した発電単価の前提

#### 3.1 設備稼働率を考慮した発電単価の計算の必要性

実績値ベースでの発電コストが設備稼働率に大きく依存してしまう問題は、ベース電源である

原子力発電に有利に働いており、ピーク電源である火力や水力には不利になっている。このことを是正するのに、揚水発電と原子力発電をセットで考えるという大島のとらえ方では問題があることは前節でみた。では、どのように考えるのが適切だと言えるだろうか。本稿では、モデル分析と同じように、各発電方式の設備稼働率を一定として分析する方法を一つの妥当な解決案として提示する。

稼働率が、発電単価に与える影響を、ここでもう一度確認しておこう。発電単価は、総費用を発電量で割ったものであるが、この総費用は、固定費用と可変費用に分けることができる。ここで、稼働率の変動が発電単価に与える影響をみるために、次のような単純な数値例の仮定で計算してみることにする。すなわち、①固定費用は100ドル、②発電単価(kWh)当たり可変費用

仮定

- ① 固定費用は100\$
- ② 発電単価(kWh)当たり可変費用を1\$
- ③ 稼働率100%の時100kWhの発電量

稼働率 100%

$$\frac{(100\$ + 100\$)}{100 \text{ kWh}} = 2\$/\text{kWh}$$

稼働率 50%

$$\frac{(100\$ + 50\$)}{50 \text{ kWh}} = 3\$/\text{kWh}$$

上記の例では稼働率が100%と50%の時で発電単価が1.5倍変動する

図 2-1 稼働率による発電単価変化の例

注：分子のカッコ内は、左側の項が固定費用、右側が可変費用である。

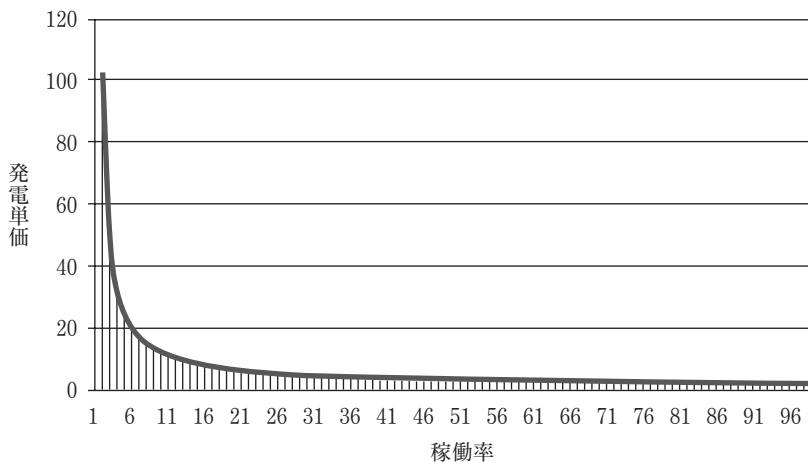


図 2-2 稼働率による発電単価変化推移の例

注：ここでは図 2-1 の仮定に基づいて、稼働率 (%) が変化した時に発電単価がどのように推移するかを示している。

出所：筆者作成。

を1ドル、③稼働率100%の時100 kWhの発電量、とする。これで、稼働率100%の時と、50%の時を比較すると、その発電単価は、それぞれ、2ドルと3ドルになり、発電単価が1.5倍の変動を示すことになる（図2-1）。

ここでは、稼働率が100%と50%で1.5倍の発電単価の変動が起きただけであるが、もし稼働率がより小さくなれば、分数関数の特徴として発電単価は急激に上昇することも明らかである。これを示したのが図2-2である。同様に、固定費用の割合が大き（可変費用の割合が小さい）ならば、発電単価の変動は大きくなるのは容易に確認できる。したがって、特に固定費用の割合が高いと考えられる原子力発電や水力発電は、稼働率による発電単価の変動が大きくなることも予測できる。

### 3.2 実際の固定費用と可変費用項目

次に、実際の発電の固定費用と可変費用項目を考えよう。実際の費用項目は有価証券報告書から確認できる。これを筆者が固定費用と可変費用に分類したものが表4である。運転維持費は可変費用と考えられることもあるかもしれないが、ここでは固定費用に分類している。なぜなら、電力事業の場合、基本的には修繕費やそこで働く人の給与などは稼働率に係わらず一定であり、これは通常の製造工場が生産量によって人件費が変わるのとは異なると考えられるからである。したがって、可変費用は製造業における原材料費に当たる燃料費とその廃棄処理費のみとなっている。

上記の可変費用項目に入る廃棄物処理費用のうち、原発関連の処理費用は多くの議論があり、実態の把握が難しい。ここでは「使用済核燃料再処理費用、特定放射性廃棄物処理費用等」としてあるが、現在は核廃棄物の最終処分場が未定であり、また国策として進められてきた、使用済み核燃料からプルトニウムを取り出して高速増殖炉で用いる核燃料サイクル実現の目途も立っていない。これらによる処理費用の不透明性については大島（2010）第三章に詳しいが、本稿ではこの問題はとりあえず触れずに稼働率の問題に焦点を絞って話を進めたい。

表4 発電の費用項目

固定費用	資本費	電源別の各モデルプラントにおける減価償却費、固定資産税、報酬、水利使用料（水力）、廃炉費用（原子力）
	運転維持費	各電源別の修繕費、諸費、給与手当、作業分担費、事業税
可変費用	燃料費	石炭費、燃料油費、ガス費、助燃費及び蒸気料、運炭費、核燃料費
	廃棄物処理費	廃棄物処理費用（火力）、使用済核燃料再処理費用（原子力）、特定放射性廃棄物処理費用（原子力）等

出所：電気事業連合会（2004）、各発電会社の有価証券報告書、大島堅一（2010）を基に筆者作成。

### 3.3 試算方法及び試算の前提

#### 3.3.1 実際の試算方法

では、実際の試算方法であるが、これは、以下のような方法をとる。まず、実際の固定費用、可変費用、稼働率、実際の発電量をそれぞれ電力会社9社の有価証券報告書から抽出する。9社はそれぞれ、一般電気事業者である、北海道電力、東北電力、東京電力、北陸電力、中部電力、関西電力、中国電力、四国電力、九州電力の各社である<sup>6)</sup>。次に、可変費用を稼働率で割って稼働率1%当りの可変費用をもとめる。そして、推計稼働率にあわせて稼働率1%辺りの可変費用を乗じ、推計稼働率での推計可変費用を求める。最後に、固定費用と先ほど求めた推計可変費用を足し合わせ、それを推計稼働率のもとでの発電量で割ることで、推計稼働率での発電単価を求めるというものである。

#### 3.3.2 推計稼働率の設定

次に、推計稼働率の設定だが、これはそれぞれの最大稼働率に基づいて推計値を設定することにする。言い換えれば、それぞれの発電方法がベース電源だったなら発電単価がいくらになるかを推測しそれを使うということである。その推測により、原子力発電は現実の稼働率を使い、火力発電については80%の稼働率、また水力発電については、80%と40%の二つの稼働率について試算をおこなう。

原子力発電において現実の稼働率を使うのは、原子力は実際にベース電源であるため、現実にも利用可能な最大稼働率で運転されていると考えられるからである。このため、原子力発電に関してはここで新たな推計をおこなうことはしない。なお、現在は東日本大震災の影響でほとんどの原子力発電所が稼働を停止しているが、それ以前の10年間をみると、地震による停止、定期点検、故障などによる停止があり、その稼働率は、電力会社9社平均で約60%から80%で推移している。

火力発電所を80%としたのは、火力発電にもおこる故障や定期点検を考えた場合、80%程度が妥当と考えたからである。この80%という値は、電気事業連合会(2004)におけるモデル計算でも使われている値である。技術や法制的に考えれば、火力発電所は原子力発電に比べて定期点検による停止期間は少なくて済み、また地震や津波などの災害による停止期間も短くて済むはずである。しかし、火力発電はその全てがベース電源として使われているわけではないので、震災以前の稼働率は50%前後である。

水力発電を80%と40%という二つの稼働率で推計するのは、揚水発電という攪乱要因と気候要因による。揚水発電は実際にはほとんど使われないバックアップ的な使われ方をしているピー



ク電源であるが、揚水に必要なエネルギーや時間を考えると、80%という利用率でも現実的とは言えないであろう。また、水力は降雨量に依存する面があり、ダムに十分な貯水量があれば限りなく高い稼働率が可能であろうが、貯水量が少なければ稼働率は低くならざるをえない。このような原因によるのだろうが、先に挙げた電気事業連合会（2004）で水力発電は40%の稼働率がモデル計算の推計値として使われている。なお、揚水発電があまり導入されていなかった1970年の水力発電の実際の稼働率は、全国平均で約50%、揚水発電が普及した後になる2007年の稼働率は約20%となっている<sup>(7)</sup>。

### 3.3.3 物価変動について

有価証券報告書の実績値に基づく場合、単年度のコスト推計を行う場合は問題ないが、過去に遡って長期的なコストを集計するなら、通常は、物価変動を考慮する必要がある。これは、電気事業連合会（2004）のようなモデル計算において、長期的投資効率を評価するために将来価値を現在価値に割り引いて計算する必要があるのと同様である。しかし、物価変動は目的によっては考慮する必要はない場合があると考えられる。その目的とは、発電方式間のコストの相対比較を行いたい場合、各発電方式は同額の物価変動の影響を受けることになるので、各発電方式の相対的な金額の差には物価は影響を与えないことになるからである。一方、例えば70年代と90年代の水力発電のコスト比較を行なうというような場合には、物価変動を考慮する必要が出てくる。本稿での目的は、発電方式間のコスト比較であり、また単年度についての試算をおこなうので、物価変動は考えずに推計する。

## 4. 推計結果

### 4.1 推計結果の例——2007年度北海道電力——

実際に推計をしてみた結果を示す。ここでは、2007年の単年度について推計をおこなってみた。そのうち図3では結果の一例として北海道電力における水力発電と火力発電の例を載せている。左側の式が実績値、右側の式が推計値である。なお、原子力発電は、実績値そのまま稼働率の変更はしないため、ここでは取り上げていない。

図3の数値例からわかるように、水力発電では燃料を必要とせず燃料からの廃棄物も発生しないため、可変費用はゼロになっている。これは揚水発電を考えると議論の余地のあることだろう。揚水発電は原子力発電や火力発電の夜間の余剰電力を使うため、その揚水のためには何らかの燃料が使われている。しかしこの余剰電力の利用は廃棄物利用と同じで、揚水に使わなければ捨てるしかないものである。このように考え、ここでは燃料費をゼロとして計算した。もちろん、流

## ▶ 水力発電（稼働率 28%→80%）

$$\frac{(23233\$+0\$)}{3045 \text{ kWh}} = 7.635\$/\text{kWh} \rightarrow \frac{(23233\$+0\$)}{8577 \text{ kWh}} = 2.71\$/\text{kWh}$$

## ▶ 火力発電（稼働率 55%→80%）

$$\frac{(58780\$+125944\$)}{17779 \text{ kWh}} = 10.39\$/\text{kWh} \rightarrow \frac{(58780\$+183860\$)}{25955 \text{ kWh}} = 9.35\$/\text{kWh}$$

図3 変化の数値例（2007年度の北海道電力）

注1：分子のカッコ内は、左側の項が固定費用、右側が可変費用である。

注2：\$マークがついている場合、左辺は100万円単位、右辺は1円単位の円単位である。

出所：北海道電力有価証券報告書を基に筆者作成。

込式水力発電だけを考えれば、燃料や廃棄物がゼロであることは議論の余地はないだろう。したがって、水力発電の費用はすべて固定費用と考えている。

一方、火力発電は固定費用よりも可変費用が大きくなっている。火力発電の場合、特に燃料費が大きいためであろうことが予測されるが、その値は固定費の2倍程度となっていることが示されている。固定費用の比率が少ないということは、稼働率を変化させた場合発電単価への影響が大きいことを意味するが、火力発電では元の稼働率が55%と水力発電の22%と比べて大きくなっており、これにより変化は相対的に小さい。

以上のように、2007年度の北海道電力の例では、固定費用比率の大小、元の稼働率の大小の両方の理由から、水力発電で稼働率を変えた場合の発電単価は5円ほど大きく下落しており、一方、火力発電では1円程度の下落になっている。

## 4.2 推計結果の例 — 2007年度の各電力会社における発電単価の変化 —

次に2007年度の一般電気事業者9社に関し、推計結果と大島（2010）の試算との差をみてみよう。これは、本分析の目的は稼働率の変化によりどれだけ発電単価が変化するかを見ることであり、そのためには、大島（2010）に対する発電単価の下落額でみるのが最もわかりやすいと考えられるからである。表5及び図4は推計結果として2007年度の各電力会社における価格の下落額を示している。また表6及び図5は参考のため各電力会社における実際の電源別稼働率を示したものである。

以上の結果から、全国の単純平均でみると、2007年度に関して、水力発電は稼働率80%を想定した場合6円ほどの、40%を想定した場合2円ほどの発電コスト単価の下落が考えられ、また、火力発電所に関しては1円程度のコスト単価の下落が考えられることが示された。

なお、北陸電力の原子力の稼働率がゼロになっているが、北陸電力が所有する原子力発電所は

表5 各電力会社における発電単価の下落額（2007年度）

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国 (単純平均)
単価下落額 (円)	水力(80)	4.92	2.82	7.57	5.33	2.43	5.13	9.24	4.80	11.80	6.00
	水力(40)	2.71	2.25	1.92	1.53	1.80	1.41	1.52	2.25	2.74	2.02
	火力	1.04	1.14	1.35	0.77	0.33	1.88	0.59	0.14	2.06	1.03

注：水力（80）、水力（40）はそれぞれ稼働率80%と40%を示している。

出所：各電力会社の有価証券報告書を基に各筆者作成。

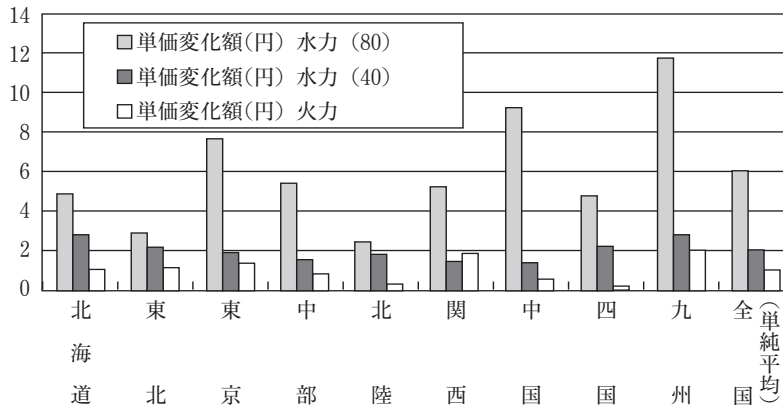


図4 各電力会社における発電単価の下落額（2007年度）

注：水力（80）、水力（40）はそれぞれ稼働率80%と40%を示している。

出所：各電力会社の有価証券報告書を基に各筆者作成。

志賀原子力発電所の一号機と二号機のみである。そして、2007年は、2006年から続いていた保安院指示による総点検により志賀原子力発電所で1999年に臨界事故を起こしていたことが3月に発覚した年であり、また7月16日に新潟県中越沖地震がおきたこともあり、志賀原子力発電所は稼働しなかったものと考えられる。

### 4.3 推計結果からの考察

以上の結果に基づいていくつかの考察をおこなっていきたい。

第一は、やはり有価証券報告書に基づく推計を行う場合、稼働率の補正が重要であるということである。例えば水力の場合、稼働率80%で考えるか40%で考えるかで、4円の単価の違いとなり、さらに実績ベースの稼働率との比較をした場合、稼働率80%とでは6円もの差が開くことが示されている。元の発電単価が7.26円であることを考えると、これは大変に大きな違いである（表7）。また、個別事業者の結果を見た場合も、稼働率を考慮することによる発電単価の下落幅と元の稼働率が低いものとの間には明らかな逆相関関係が示されており（表5及び表6）、

表6 各電力会社における電源別稼働率（2007年度）

		北海道	東北	東京	中部	北陸	関西	中国	四国	九州	全国 (単純平均)
稼働率 (%)	水力	28.4	35.5	16.2	17.8	34.1	17.3	11.3	25.5	15.1	22.4
	火力	54.8	49.5	60.9	53.0	65.6	34.3	59.9	73.8	35.6	54.2
	原子力	89.9	66.5	45.1	58.8	0.0	75.2	75.7	87.0	86.1	64.9

出所：各電力会社の有価証券報告書を基に各筆者作成。

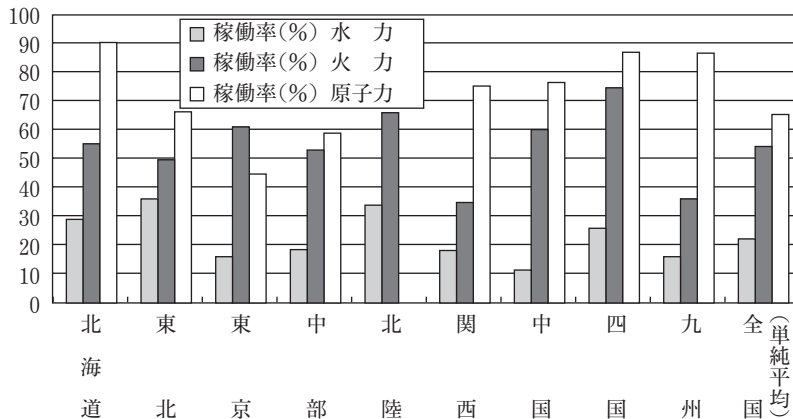


図5 各電力会社における電源別稼働率（2007年度）

出所：各電力会社の有価証券報告書を基に筆者作成。

表7 発電単価の推計値

	水力	火力	原子力
大島の推計	7.26円	9.90円	10.68円
稼働率を考慮した推計	5.26～1.26円	8.90円	10.68円

注1：大島の試算は表2で示した1970年代から2007年度までの平均費用の数字である。

注2：稼働率を考慮した推計における水力は、大きな値が稼働率40%、小さな値は稼働率80%での推計である。

出所：筆者作成。

稼働率次第で大きく発電単価が変わることが確認できる。

第二には、火力発電における燃料費の重要性である。今回の分析では、火力発電での稼働率を考慮したことによる発電単価の変化は1円にとどまった。これは、図3の北海道電力の例でみたように、火力発電においては可変費用、特に燃料価格のウエイトが大きく、稼働率が高まったとしてもそれに比例して燃料費用が増えるため、稼働率を考慮してもその影響が少なくなるからだとはいえる。しかし、これは近年急激に燃料価格が高騰したことを考えると、過去に遡って考えた場合は大きく結果が異なってくる可能性がある。図6で示されているように、2007年は原油、

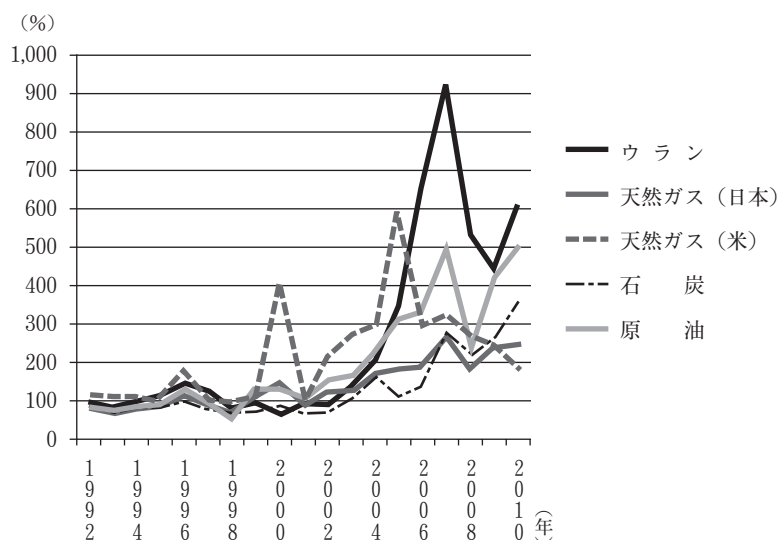


図6 近年の燃料価格の変化

注1：原油は価格の3大指標であるWTI、ブレント、ドバイの平均価格。

注2：1992年を基準年とする。

出所：IMF-Primary Commodity Pricesより筆者作成。

日本の天然ガス<sup>(8)</sup>、石炭、ウランなどで、それまでの最高値を更新し、1992年との比較でその価格は3倍から5倍に達した。したがって、2007年はそれまでの歴史の中で最も燃料価格のウェイトが高い時期であり、過去の実績を通期で見た場合には、火力の発電単価はさらに数円下落する可能性が考えられる。

第三には、固定費用における減価償却費の重要性である。水力発電は稼働率を80%、あるいは40%で考えると非常に安価な発電方式であることが示されたが、これは、水力発電のための多くのダムがすでに減価償却をほとんど済ませているからと考えられ、そうでなければ、ダムのような巨額の資本投下を必要とする発電方式はもっと高くなるかもしれない。したがって、水力発電が安いのは過去の遺産に基づくものである可能性がある。同様のことは、原子力発電にも言える。原子力発電もダムと同様に巨額の初期投資を必要とするものであり、かつ建前上の法定耐用年数が16年であるため、減価償却期間も法定耐用年数に基づいて短く設定されている。このため、70年代や80年代に多くの原子力発電所が作られ、現実には40年以上使われているような原子力発電所が多いこと、また90年代以降原子力発電所の建設は大きく減少していることから、多くの発電所の減価償却期間が終わった後の時期を取り出して今回のように単年度や数年間といった期間で考えてしまうと、通期で考えた場合に比べて安価な発電単価が推計される可能性がある<sup>(9)</sup>。このような推計にもとづいて発電コストを考えると見誤ることになってしまうだろう。

第四には、有価証券報告書に基づく実績値での推計を行う場合には、その対象とする期間と目

のが重要であるということである。これは、先に示した第二、第三の考察から得られる結論である。今回の分析のように近年のみを推計した場合、火力発電に関しては燃料価格が高騰しているため、過去の平均より高い発電単価を示し、一方、水力発電と原子力発電のようにその初期投資資本の減価償却が終わりを迎えつつあるようなものに関しては、過去の平均や実際に必要な費用よりその発電単価を少なく示すことになる。したがって、一年や短い期間だけを取り出してコスト比較を行おうとすることは非常に危険であるといえる。このように考えると、対象とする期間はできるだけ長い期間の方が望ましいということになるが、長い期間を対象にコスト比較を行うということは、今度は遠い過去の技術、規制条件、燃料価格などの影響をうけることになる。したがって、実績値での推計は、政府や電力会社が言っていたことは正しかったのかというような過去の検証に適するものであり、「2.2 先行研究の問題点」で最初の留意点として示したように、現在やこれからのコストを考えるためには、燃料費や技術革新などを考慮した分析が必要である。

## 5. まとめ

本稿では発電コストを実績値に基づいて推計する場合、設備稼働率を補正することが重要であるという観点から考察してきた。その過程で、揚水発電を原子力発電と組み合わせるべきという問題を考察した上で、組み合わせた推計よりも設備稼働率を考慮して補正した推計の方が望ましいことを示し、その後、実際の各電力会社の有価証券報告書を基に2007年の発電コストを推計し、これまでにおこなわれた推計と比較した。その結果、4章で示されたように、従来の推計に比べた発電単価で、水力において2円から6円程度の下落、火力において1円程度の下落が求められ、相対的に今までより原子力発電の経済性での優位性は低下することが示された。また考察として、設備稼働率だけでなく、燃料費、減価償却費が分析する上で発電単価に大きな影響力を与えていることを指摘し、その変動の影響を除去するために、ある程度の長期間を対象とした分析が必要であること、また推計の目的は分析が過去の検証であることを踏まえ、現在や将来の予測のためには費用構造の変化や技術革新を考慮する必要があることを示した。このことを一般化して言うならば、将来を分析するプロスペクティブな分析と過去を分析するレトロスペクティブな分析の違いや特徴を明確にし、それに適した推計方法や目的を考えるべきであるというものである。

以上のように有価証券報告書に基づく推計にはその目的や分析における制約はあるが、今回の福島原子力災害で政府や電力会社が述べてきた安全性に改めて疑問が出てきた中で、彼らが述べてきた原子力発電における経済性も改めて検証が求められているなかでは重要な分析となる。言わば、このような過去の分析は、これからの発電方法を国民が選択する上で十分な分析ではな

いかかもしれないが、過去の検証とそれによる政府や電力会社の言質の信頼性を確認するために必要な分析だと言うことができるだろう。

残されている課題について触れたい。今回の分析では2007年度における推計だけをおこなった。これによって実績値に基づく推計の論点がある程度浮かび上がらせることはできたと考えているが、燃料価格の変動でどの程度火力発電の発電単価が変わるのか、あるいは減価償却費の減少でどれだけ水力や原子力発電の発電単価が変化しているかを検証するためには不十分であった。また稼働率の影響の検証も2007年の単年度だけでなく過去に遡っておこなわれるべきであろう。このことは今後の課題としたい。また、2章で論点として述べた事故のコストに関しては、今回なら考察することができなかった。原子力発電における事故の影響の重大性を考えるなら、事故のコストの分析は最も人々の関心のあるものと言ってよいだろう。また事故のコストを考えることは実は原発の事故以外のコストとも直結しており、例えば事故の予防のために原子炉の使用年数を少なくすれば初期投資の大きい原子力発電コストは跳ね上がる可能性がある。事実、電力会社が法定耐用年数16年の下で政府に申請する設置許可申請書の発電単価は電力会社自らが15円前後で記載しており、その発電単価は火力や水力に比べ格段に高くなることが示されている。事故のコストの問題は発生確率をどう考えるか、人の命や健康などの被害を金銭換算して分析すべきかなど、様々な難しい問題を含む。しかし、必ず考えなければいけない問題である以上、これも課題として向き合っていきたい。

#### 《注》

- (1) nukimade@hotmail.com (城西大学)
- (2) このことは大島(2010)など多くの人々によって指摘されている。代表的なものとしては、河野太郎が、国会議員の権限でバックデータを検証しようとしたが、提出されてくる資料は企業秘密として黒塗りの部分が多くあり、不可能であったと複数のメディア(例えば、彼のブログ、「原子力をめぐる不透明さ」2011年3月26日 22:02)において述べている。
- (3) この批判の中には、日本における原子力政策の前提である核燃料サイクル事業が行き詰まっているため、これから処理費用がどれだけかかるかわからないという重要な問題点が含まれている。
- (4) 経済産業省資源エネルギー庁・ガス事業部(2010)「平成22年度電源開発の概要」を参照。
- (5) 流込式水力発電がベース電源であることは図1を参照されたい。また図1には地熱発電は書き込まれていないが、これは日本における地熱発電比率が全体の0.2%程度と極めて少ないことによる。
- (6) 沖縄電力も一般電気事業者であるが、原子力発電所を持っていないため除外した。
- (7) 大島堅一(2010) p.68 表2-4 参照。
- (8) 米国においては、天然ガスの価格が近年下落している。これは、2000年前半に天然ガス価格が上昇し、水圧破砕や水平坑井といった技術が確立したため、アメリカ国内でシェールガスの開発が急速に進んだことによる。
- (9) 國武(1998)は、「減価償却費が、支払い利息を除いた資本費の約80%と大半を占め」さらに、「資本費は原子力発電コストの中で最も大きな割合を占め、本研究で対象とした1971年～1996年に

において、おおむね低下し続け、発電コストの低下に貢献していることがわかった」と記している。

#### 主な参考文献

- 大島堅一（2010）『再生可能エネルギーの政治経済学 — エネルギー政策のグリーン改革に向けて』東洋経済。
- 経済産業省資源エネルギー庁・ガス事業部（2010）『平成 22 年度電源開発の概要』奥村印刷。
- 國武紀文（1998）「わが国における原子力発電コスト構造分析 — 電力九社の財務諸表に基づく経済性評価 —」電力中央研究所報告。
- 小松崎均（1995）「わが国電気事業のコスト構造分析と今後の課題」『エネルギー経済』9月号, pp. 2-10.
- 電気事業連合会（2004）『モデル試算による各電源の発電コスト比較』統合資源エネルギー調査会電気事業分科コスト等検討小委員会参考資料。
- Mycale Schneider（2011）「原子力のたそがれ — 米・仏・独のエネルギー政策分析から浮かび上がる再生可能エネルギーの優位性」『世界』1月号 pp. 126-138.