

電源別コスト実績評価からみる 日本の電気事業の将来性と電源構成のあり方

Analysis on the cost performance and its impact to Japanese electric utilities and vision of the power portfolio

山口雄司 *・松尾雄司 *・村上朋子 *

Yuji YAMAGUCHI

Yuji MATSUO

Tomoko MURAKAMI

Most of the nuclear power plants in Japan have been shut down since the Fukushima accident in March 2011, without being permitted to restart after periodical inspections. Accordingly, thermal power generation significantly increased in FY 2011. In this paper the authors made a quantitative analysis on the unit costs of power generation and on the financial performance based on the financial reports of electric utilities. The average unit cost in FY 2011 rose to 11.6JPY/kWh, 3JPY/kWh higher than that in FY2010, and will rise further to 12.6JPY/kWh in FY2012. The total retained profit of 8 utilities decreased by some 1 trillion JPY from FY2010 to FY2011 and will decrease further to 1 trillion JPY by the end of FY2012, which is the lowest level in history. Clear decisions on energy policies and future power portfolio, as well as the restructuring of the electricity system in line with the rapid change in the power portfolio will be highly required for policy planners in Japan.

1. はじめに

東日本大震災に伴う福島第一原子力発電所の事故の後、エネルギー基本計画をはじめとしたエネルギー政策の見直しが着手され、国の審議会等での議論を経て、平成 24 年 9 月 14 日にエネルギー環境会議にて決定された「革新的エネルギー環境戦略」において、2030 年代の脱原子力を目指すことが明記された。しかし同計画の閣議決定が見送られたため、今後の原子力の扱いは不透明なままとなっている。但し福島事故の有無にかかわらず、資源小国の日本において準国産とされる原子力が、エネルギーの安定供給の面では化石燃料に比べて優位を持つ状況にも変りはない。

この状況の中、福島事故後に定期検査のために稼働を停止した原子炉は、7 月に運転再開した関西電力大飯 3、4 号機を除き未だに稼働再開が認められておらず、9 月に発足した原子力規制委員会も未だに新たな規制体系を提示していないため、早期の稼働開始は難しいものと考えられる。

一方で本年 10 月末に電気事業者各社は平成 24 年度の中間決算を発表したが、原子力発電所の停止に伴う化石燃料購入費の増加により多くの企業で大幅な赤字となるケースが見られている。発電を行うために必要なコストは直接的には電気事業者の収益性を大きく変動させ、各社の経営に甚大な影響を与えるものであるが、次いで電気料金の上昇を経て国内の産業活動や市民生活にも大きく影響するものであると考えられる。筆者らは先に平成 22 年度までの一般電気事業者及び卸電気事業者各社の有価証券報告書(以下、有報)を用いることにより、過去の実績としての火力発電

及び原子力発電の発電コストの評価を行ったが²⁾、本稿ではこれを踏まえ、更に平成 23 年度までの有報を参照し、上記のような日本の状況が発電コストに与えた影響を定量的に評価した。また有報に見られる各社の財務諸表から日本における電気事業の収益性について分析を行い、これに対する発電コストの変化の影響を定量的に評価した。

2. 平成 23 年度までの発電コストの推移

2.1 評価方法

本章では、既往文献²⁾の方法に準じて発電コストの評価を行った。即ち、平成 18 年度から 23 年度までの一般電気事業者及び卸電気事業者 12 社の有報³⁾を用い、水力・火力・原子力・地熱等(新エネルギー)ごとに発電にかかった費用を発電電力量で除することにより、1kWh 当りの発電コスト(単価)を推計した。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た。但し電気事業営業費用については各社の損益計算書中に水力、火力、原子力、地熱等(新エネルギー)別に記載があり、更にその内訳の明細表も掲載されているのに対し、支払利息は発電方式別に区分されていないため、ここでは國武⁴⁾に準じ、電気事業全体の支払利息を発電方式ごとに「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、それぞれにかかる支払利息を推計した。

また分母となる発電電力量としては、発電端の電力量から電力調査統計⁵⁾に記載のある自社発電所内用電力量を差引くことにより、送電端の電力量として試算に供した。費用は文献²⁾に準じ、国内企業物価指数を用いて

*一般財団法人 日本エネルギー経済研究所
〒104-0054 東京都中央区勝どき 1-13-1
e-mail yuji.yamaguchi@tky.ieej.or.jp

全て 2010 年度価格に実質化した。

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 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。

表 1 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

2.2 試算結果

(1) 平均発電単価及び発電総費用の推移

平成 18 年度から 23 年度までの 12 社平均の発電単価の推移を図 1 に示す。発電単価は、原油価格の急騰に伴い平成 20 年度には 10.2 円まで上昇した。その後原油価格の下落に伴い平成 22 年度には 8.6 円/kWh まで低下したが、23 年度には 20 年度の水準を大きく上回る 11.6 円/kWh まで上昇している。即ち、福島事故前の平成 22 年度に比べ、事故後の 23 年度には約 3.1 円/kWh もの発電コストの上昇が見られたことになる。

なお、文献⁶⁾の見通しに従い、平成 24 年度に現状の 2 基以上に原子力発電所が運転開始しなかった場合の 12 社平均の発電単価を推計すると、23 年度から更に 1 円/kWh 増の 12.6 円/kWh 程度となる（但しここで、平成 24 年 9 月までは文献⁶⁾と異なり化石燃料価格の実績値を使用している）。

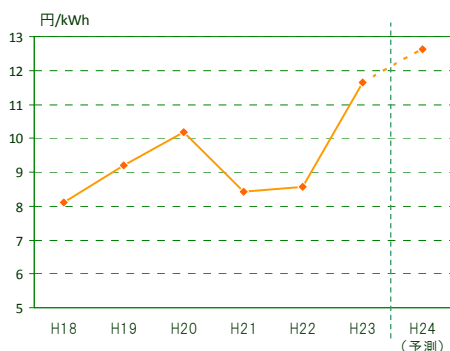


図 1 発電単価 (12 社平均) の推移

発電にかかった総費用(12社計)は図 2 の通りである。原油価格の高騰した平成 20 年度には費用は 8.6 兆円まで上昇し、その後 21 年度には 6.9 兆円、22 年度には 7.5 兆円まで減少したが、23 年度には 9.5 兆円と、前年度に

比べて 2.0 兆円の増加となっている。

なお文献 6) の見通しに基づく予測では、平成 24 年度の総費用は平成 23 年度に比べて 0.7 兆円増の 10.2 兆円となる。

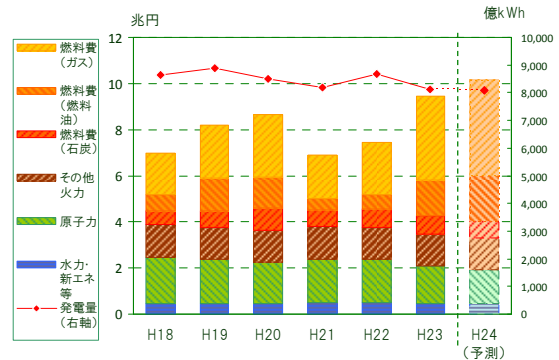


図 2 発電総費用 (12 社計) の推移

平成 22 年度から 23 年度にかけての発電費用の変化を要因ごとに整理すると、図 3 の通りとなる。一次エネルギー価格の上昇に伴い発電費用は 1.2 兆円増加する反面、円高の影響により 0.4 兆円の減少が生じている。最も大きな増加要因は火力発電量の拡大に伴う燃料購入量の増加であり、これにより 1.4 兆円の費用増加が見られた。原子力発電量減少による 0.3 兆円の費用減を差引くと、1 兆円強となる。これが、平成 23 年度に原子力発電の減少分を火力で補ったことによる発電費用の増加分であった、ということになる。これを平成 23 年度の送電端発電量で除すると、およそ 1.4 円/kWh の発電コスト上昇に相当するものと推計される。

なお、一次エネルギー価格及び為替レートの変動が発電費用に大きな影響を及ぼすことは特に注意すべきである。図 1 の平成 24 年度予測において、仮に為替レートと一次エネルギー価格の変化が相乗して化石燃料の実質的な輸入価格が 1.5 倍に上昇した場合、発電単価は 12.6 円/kWh から一気に 16.9 円/kWh まで上昇する。このように、火力発電への依存は発電コストの変動リスクを極めて高いものとする。

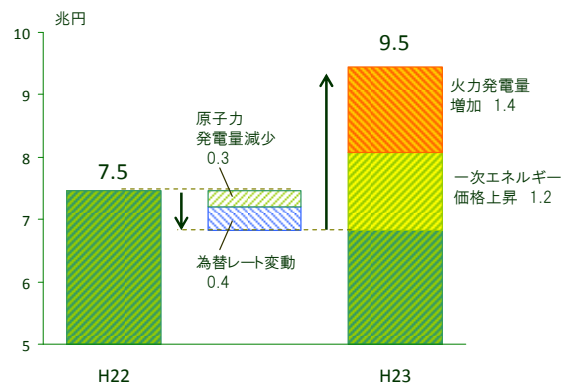


図 3 総発電費用 (12 社計) の変化の要因分解

(2) 電源別発電単価の推移

火力発電の発電単価は、平成 23 年度には、22 年度の 9.8 円/kWh から 11.5 円/kWh まで上昇した。このうち燃料費が 9.4 円/kWh と、全体の 82%を占める状況となっている。火力発電単価が上昇した理由としては石油・LNG 等の一次エネルギー価格が上昇したことのほかに、高価な石油火力や LNG 火力の発電量が増加し、結果として火力発電に占める石炭のシェアが低下し、石油・LNG のシェアが拡大したことが挙げられる。

原子力の発電単価の推移は図 4 の通りである。原子力発電コストは従来 7 円/kWh の近傍を推移していたが、平成 23 年度には設備利用率が 22.7%、発電量が 1,077 億 kWh と、平成 22 年度の約 3 分の 1 に激減したことから、1kWh 当たりの発電コストは 16.8 円/kWh まで大きく上昇している。この図からも、原子力発電コストを左右する最大の要因は設備利用率であり、その向上は原子力発電コストの低減に大きく寄与することがわかる。

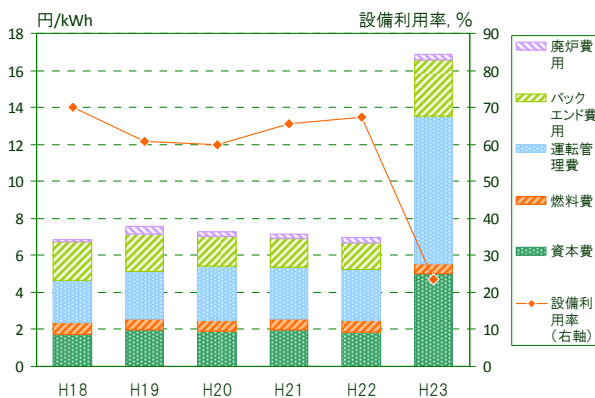


図 4 原子力発電単価の推移

3. 電気事業者各社の利益水準及び財務状況の分析

3.1 評価方法

本章では、有報を用いて各社の利益水準及び財務状況の分析を行った。即ち、平成 18 年度から 23 年度までの各社有報を用いて、当期純利益の推移、利益準備金を除く利益剰余金（以下利益剰余金とする）の推移を集計した。

分析については、小売を行っている一般電気事業者のうち沖縄電力と東京電力を除外した一般電気事業者 8 社に対して実施した。

次に、平成 24 年度の 8 社の利益水準について、原子力発電電力量と特別利益・損失以外は、平成 23 年度と同状況であると仮定し、23 年度の各社の経常利益をもとに原子力発電量の減少に伴うコスト増分だけ利益水準が悪化するものとして想定を行った。平成 24 年度の各社原子力発電電力量と、その火力発電への振替電力量については文献⁶⁾をもとに想定し、発電単価（変動費のみの単価）は各社の平成 23

年度実績値を使用した。コスト増分は、火力発電の増加発電電力量に発電単価を乗じたものから、原子力発電電力量が減少することにより減少する費用を差し引くことにより想定した。さらに、平成 23 年度の経常利益・損失に、算定されたコスト増分を反映させることにより、平成 24 年度の損失額を算定した。算定された平成 24 年度の損失額を、平成 23 年度末の利益剰余金残高から差し引くことにより、平成 24 年度の剰余金残高を算定した。

3.2 当期純利益及び利益剰余金の推移

一般電気事業者 8 社の純利益及び利益剰余金の推移は、図 5 の通りである。平成 18 年度以降の純利益の状況は、化石燃料価格が高騰した平成 20 年度には各社ともに悪化したものの、それ以外の年では約 2~4 千億円程度の純利益を得ている。しかしながら、前述の通り原子力停止による火力発電への振替等の影響や震災による影響等により平成 23 年度には各社ともに大幅に業績が悪化し、約 8 千億円の純損失が生じている。これは、平時の純利益水準からすれば約 1 兆円の利益減少が生じていることとなる。

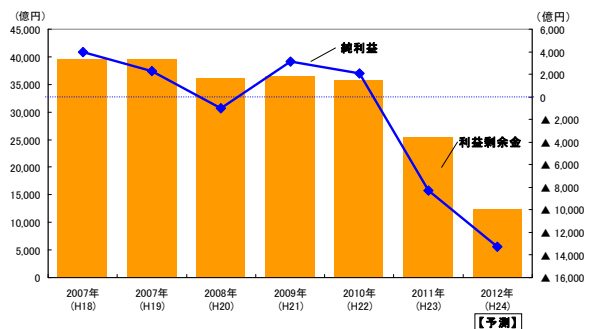


図 5 純利益(右軸)と利益剰余金(左軸)の推移

この大幅な経営悪化により、平成 22 年度には、約 3 兆 6,000 億円あった剰余金が、平成 23 年度には約 2 兆 5,000 億円となり、約 1 兆円の内部留保を取崩すことで対応していることがわかる。これは約 3~5 年分の当期純利益に相当する額であり、一般電気事業者の財務状況は急速に悪化しているといえる。

平成 24 年度については、23 年度には約 8 千億円であった純損失が、原子力発電電力量が更に減少し、発電単価の高い火力発電に振替わることにより、約 1 兆 3 千億円まで拡大する見込みである。損失の拡大に伴い、利益剰余金の残高は、約 1 兆 2 千億円に大幅に減少する。

3.3 脱原子力によるリスク

上述の通り、原子力発電所の再稼働が見込めない状況の中で、各社の経営状況は深刻な状況に陥りつつあるが、この先脱原子力の方針が決定され、廃炉となった場合には更

なるリスクがある。具体的には、図6の通り原子力発電設備や装荷核燃料の損失であり、平成23年度末時点で2兆7千億円に上る。更には、加工中燃料の一部や解体費用の未積立分を含めれば、各社の平成24年度末時点の純資産を越える額の損失が発生する可能性が高い。

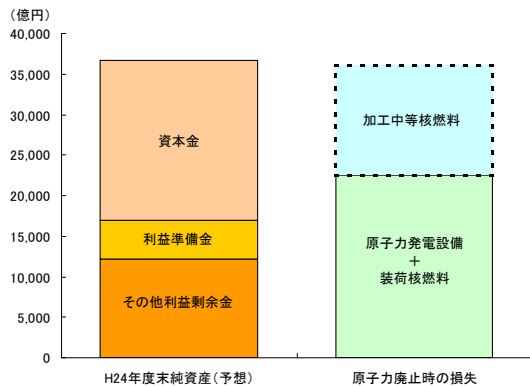


図6 廃炉時のコスト試算

4. 結論

平成24年11月現在、相変わらず関西電力大飯3・4号機以外の原子力発電所は停止したままであり、本年度の再稼動の見通しは暗い。再稼動については、9月19日に発足した原子力規制委員会が新たに定める新安全基準に従って、技術的判断を個別に行っていくこととしており、現在も基準を策定中である。従って、平成24年度内の新たな再稼動は大変厳しいといわざるを得ず、平成25年夏期～冬期の需要にも大半の電気事業者は今夏と同様、原子力にほとんど依存しない状況での対応を迫られる可能性が高い。2章で述べたとおり、平成23年度は原子力発電電力量が前年度の約3分の1となっただけで化石燃料費が約1.6倍となり、経営を圧迫した。平成24年度の決算ではそれを上回る厳しい状況が予想され、現状では大きな改善は期待できない。

更に注意すべきことは、火力発電の増加に伴い、一次エネルギー価格及び為替レートの変動によるコスト上昇のリスクが極度に高まっている、ということであろう。現状では円高が一次エネルギー価格の上昇と相殺し、その影響を一部緩和しているが、今後仮に円が安くなり、更に一次エネルギー価格が上昇した場合には、2章に示した通り12社平均の発電コストは容易に数円/kWh程度以上の上昇を示し得る。このリスクは、今後の日本のエネルギー供給を考える上で決して忘れてはならないものであると思われる。

基幹電源である原子力発電所を1年以上の長期にわたり停止し、火力(主に石油と天然ガス)で代替するような事態は、既存の電気事業制度の枠組みで想定していなかったことである。これに伴う数年分の純利益に相当する利益剰余金の取り崩しや、それによる財務ポジションの悪化は、電気事業者のコスト削減努力で対応できる範囲を超えてい

る。更に、この先急激な脱原子力を選択した場合には、発生する数兆円に上る損失を各社は受け止める余力は無く、何らかの形で国民負担とならざるを得ない状況となる。

電源の選択という重要な課題に対処するに当たっては、電源構成の急激な変化には、既存設備の廃棄などの多大なコストを要することを念頭に置き、安定供給のみならず、エネルギー安全保障や国の経済発展といった多様な観点から冷静に判断をすべきである。仮に電源構成を変える場合であっても、コストが最小化するように既存の電源を可能な限り有効に活用し、長期的な視点で緩やかに電源移行を行うといった、現実的で明確なプランをもって事を進める必要がある。特に、わが国の電気事業は政府の規制下にあり、政策動向に大きな影響を受ける以上、政府が方針を明確に示すことは電気事業者の経営の安定のために不可欠であり、ひいては電力の安定供給のためにも極めて重要であろう。

今後、電源ポートフォリオの先行きは極めて不透明であり、その不透明さに対処する制度の不備が電気事業者にとって最大のリスクであることは疑いが無い。電気事業の安定と日本経済の発展のためには、原子力比率を含めた電源構成の基本方針を実効性ある計画とともに国内外に明確に示していくこと、また今般のような災害等による電源構成の急変にもある程度対応できる、新たな積立金制度を創設する等の制度を整備していくことが望ましい。

参考文献

- 「エネルギー基本計画」、2010年6月閣議決定
- 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), (2012)
- 一般電気事業者及び卸電気事業者『有価証券報告書』, EDI-NET 提出書類 <http://info.edinet-fsa.go.jp/>
- 國武紀文「わが国における原子力発電のコスト構造分析—電力九社の財務諸表に基づく経済性評価—」, 電力中央研究所研究報告 Y98003, (1999).
- 「平成23年度電力調査統計」, 資源エネルギー庁
- 永富 悠, 「短期エネルギー需給見通し」, 日本エネルギー経済研究所, (2012)
- 日本エネルギー経済研究所計量分析ユニット『エネルギー・経済統計要覧2012年版』, (財)省エネルギーセンター, (2012).