

電源別コスト実績評価と電気事業財務への影響

松尾 雄司* 山口 雄司** 村上 朋子***

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、わが国のエネルギー政策は大きな修正を迫られることとなった。従来「エネルギー基本計画」¹⁾により今後2020年までに9基、2030年までに14基の発電用原子炉を新設することが目指されていたが、今般の事故を受けて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、総合資源エネルギー調査会基本問題委員会やエネルギー環境会議での議論を経て、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。しかしながら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く、また日本が従来通り国際的に温室効果ガス排出量の削減を求められる状況に変りはない。

このような状況の中、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運転再開の許可を与えられることなく、そのため日本の原子力発電量は月を追って減少を続け、平成24年5月5日には北海道電力泊3号機が定期検査に入ることで国内全ての原子力発電所が稼働を停止する事態に至った。その後7月5日には関西電力大飯3号機が、次いで21日には4号機が稼働を再開したが、その他の原子炉については未だに稼働再開の許認可が下されておらず、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年度の間接決算を発表したが、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年度までの有価証券報告書を参照し、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。また有価証券報告書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

本稿では、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社の有価証券報告書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することとした。

* (一財)日本エネルギー経済研究所 計量分析ユニット 需給分析・予測グループ 研究主幹

** (一財)日本エネルギー経済研究所 戦略・産業ユニット 原子力グループ 研究員

*** (一財)日本エネルギー経済研究所 戦略・産業ユニット 原子力グループ マネージャー

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。

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

2-2 試算結果

2-2-1 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2-1に示す。発電単価は平成18年度の8.1円/kWhから、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21年度には8.4円/kWh、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。この上昇の要因としては、後述のように、原子力発電所の再稼働が許可されなかったことによる原子力発電電力量の減少及び化石燃料の購入量の増加や、化石燃料の輸入価格そのものの上昇等があると考えられる。

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、平成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)。平成22年度から23年度に比べ、23年度から24年度の方が発電単価の上昇が小さいのは、平成24年度の化石燃料価格想定が平成23年度実績よりも小さく、それによって化石燃料購入費の増加分が一部相殺されていることによる。

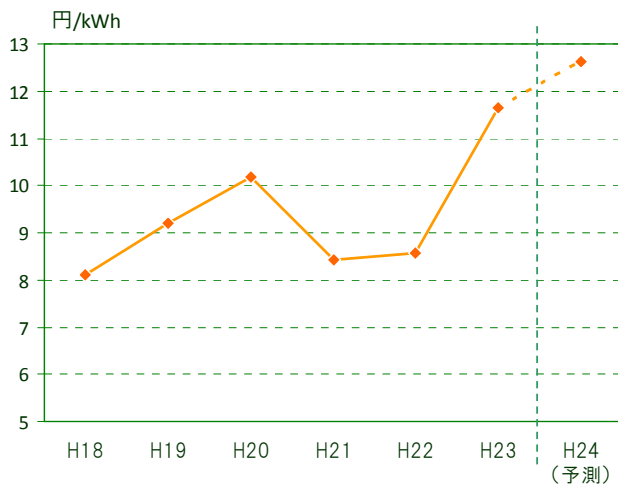


図2-1 発電単価 (12社平均) の推移

発電にかかった総費用 (12社計) は図2-2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。特に変動の大きいものは火力の燃料費であり、これは22年度の3.7兆円から23年度に6.0兆円と、2.3兆円増 (1.6倍増) となっている。総費用に占める火力燃料費の比率は、22年度の49%から23年度には64%まで上昇した。燃料費増加の内訳は、石炭が0.1兆円、燃料油が0.9兆円、ガスが1.3兆円となっており、これは原子力発電量の減少分が石炭火力でよりもむしろ、主にLNG火力や石油火力によって補われたことを示しているとともに、平成22年度から23年度にかけての一次エネルギー価格の上昇が石炭よりも石油・LNGにおいてより顕著であったことをも反映している。

一方で火力発電の燃料費以外と水力・新エネルギー等はほぼ横ばい、原子力の費用は0.3兆円の減少となった。原子力発電においては燃料の購入料とともに使用済燃料再処理等費、使用済燃料再処理等準備費などの費用も発電量に応じて変動する仕組みとなっており、運転再開の凍結による原子力発電電力量の減少に伴い、これらの費用が低減している。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。

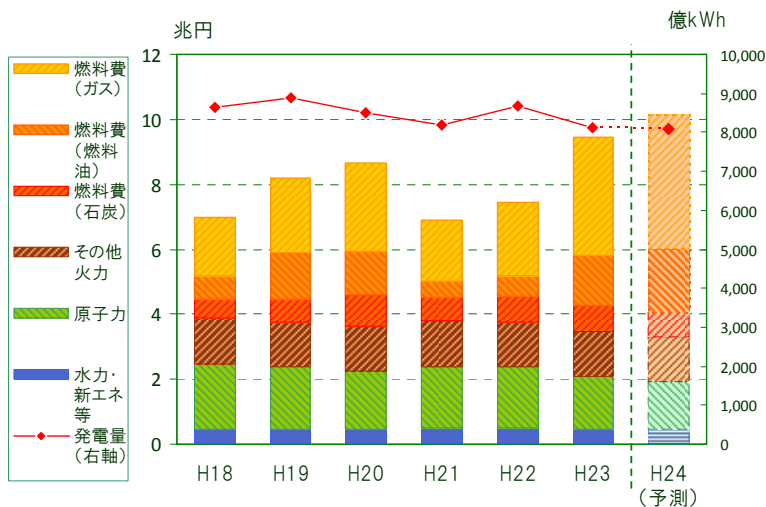


図2-2 発電総費用 (12社計) の推移

一次エネルギー価格が高騰した平成20年度の平均原油輸入CIF価格はバレル当たり92.72ドルであった⁷⁾。この時の為替レートは100.51円/ドルと比較的円安の状況となっており、そのため、原油価格の高騰は日本の発電用化石燃料購入費を著しく押し上げた。一方で平成22年度及び23年度の原油輸入CIF価格はバレル当たり83.84ドル及び114.10ドルと、特に23年度において非常に高い水準にある。しかし為替レートが86.09円/ドル及び78.98円/ドルと円高の状況にあるため、幸いにして原油価格上昇の影響は平成20年度ほど大きくはなかった。

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2-3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年度の間に定期検査後の原子力発電所の稼働再開が許可されず、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2-1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。

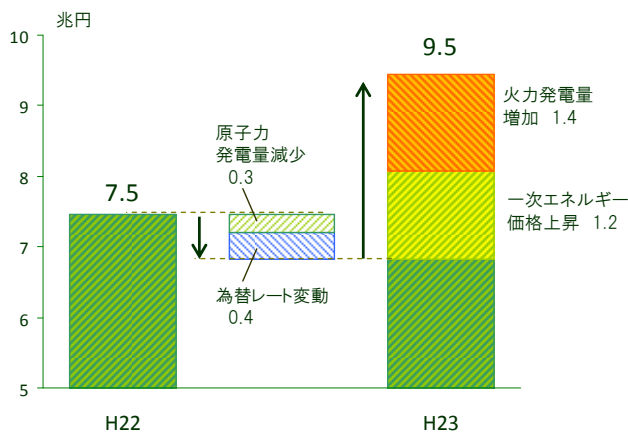


図2-3 総発電費用（12社計）の変化の要因分解

2-2-2 電源別発電単価の推移

火力発電の発電単価の推移を図2-4に示す。平成23年度には、火力の発電単価は前年度の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、図2-2に示すように、火力発電量の増加に対応して、比較的安価な石炭火力ではなく、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。

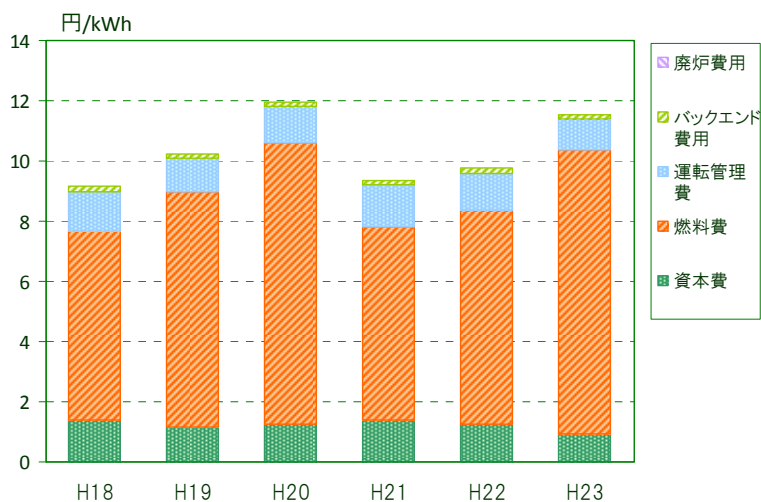


図2-4 火力発電単価の推移

原子力の発電単価の推移は図2-5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。

原子力発電にかかる費用総額は、図2-6の通り、平成22年度までは比較的安定的に推移していたが、平成23年には原子力発電電力量の減少に伴い、燃料費・バックエンド費用・廃炉費用等、現行の仕組みでは発電量に応じて課せられる費用が大きく減少している。このように費用総額が減少しているにもかかわらず単価が大幅上昇した要因は明らかに設備利用率であり、変動費の削減で補える領域を超えていたことが明らかである。

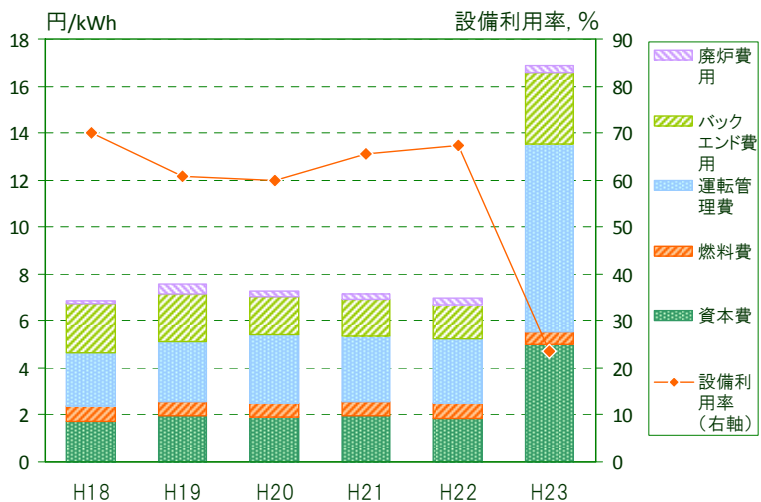


図2-5 原子力発電単価の推移

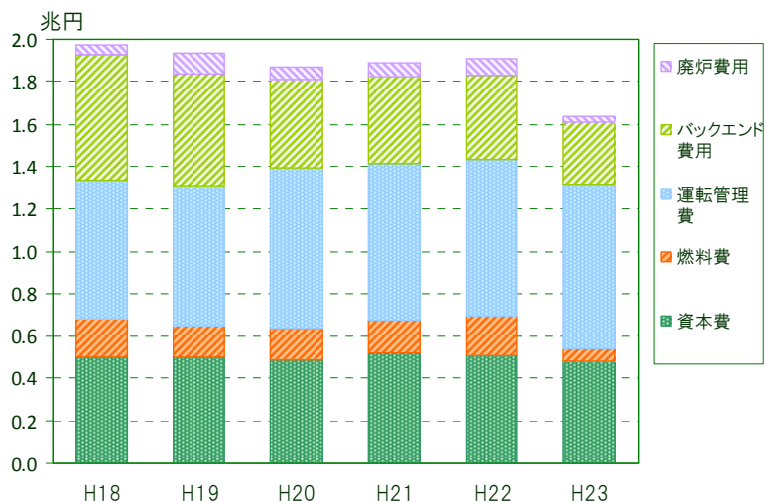


図2-6 原子力発電にかかる費用の推移

地熱等（新エネルギー）の発電単価の推移は図2-7の通りである。この項目は平成21年度から新たに各社の有価証券報告書に記載されることとなったため、それ以前の推計値は存在しない。平成21年度から23年度にかけて、特にその資本費が上昇していることがわかる。

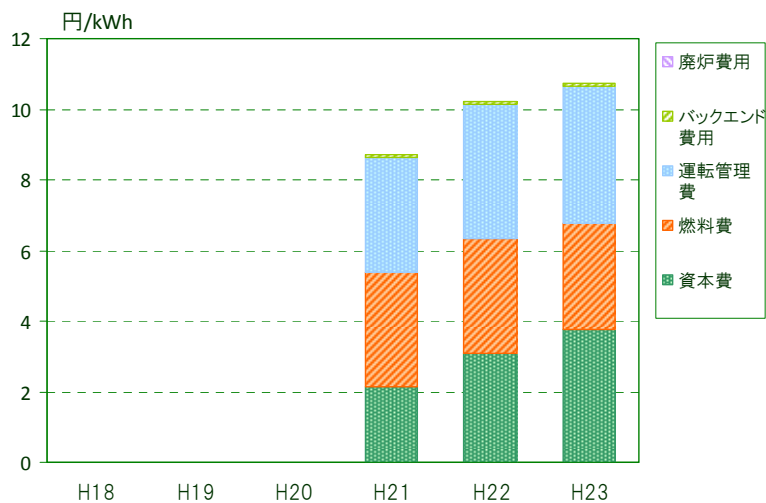


図2-7 地熱等（新エネルギー）発電単価の推移

3. 電気事業者各社の利益水準及び財務状況の分析

本章では、第2章で述べた発電コストの上昇が平成23年度の各社業績に与えた影響について、各社決算情報を元に定量的な分析を行うとともに、平成24年度の影響について推計を行う。

3-1 評価方法

まず、平成18年度から23年度までの各社有価証券報告書を用いて、純利益の推移、利益剰余金の推移を集計した。有利子負債残高については、各社のファクトブック⁸⁾の数値を集計した。

評価については、卸電気事業者2社と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。小売事業を行っていない卸電気事業者と原子力発電所を保有していない沖縄電力については、業績への影響は他の一般電気事業者よりも小さいと考えた。また、公的資金が注入されている東京電力については、他の事業者と同列に比較することは適当ではないと考え、比較対象から除外することとした。

次に、平成24年度の一般電気事業者8社の利益水準について、原子力発電電力量と特別利益・損失以外はずべて平成23年度と同状況であると仮定し、平成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原子力発電電力量の減少に伴う火力発電への振替電力量については文献⁹⁾の値をもとに想定し、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算定した。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。¹⁾

3-2 当期純利益及び利益剰余金の推移

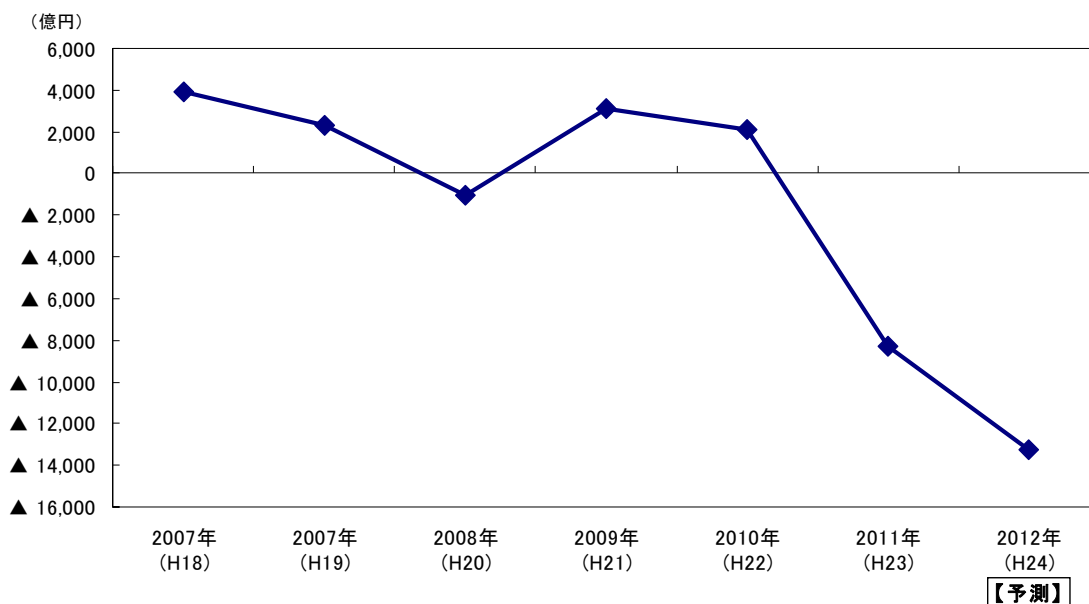


図3-1 一般電気事業者8社の純利益の推移

¹⁾ 実際には、今回の手法で算定された損失額に、法人税等調整と法人税が反映されたものが純損失額となるが、いずれも想定することとは困難であるため、法人税等調整と法人税は反映しないこととした。

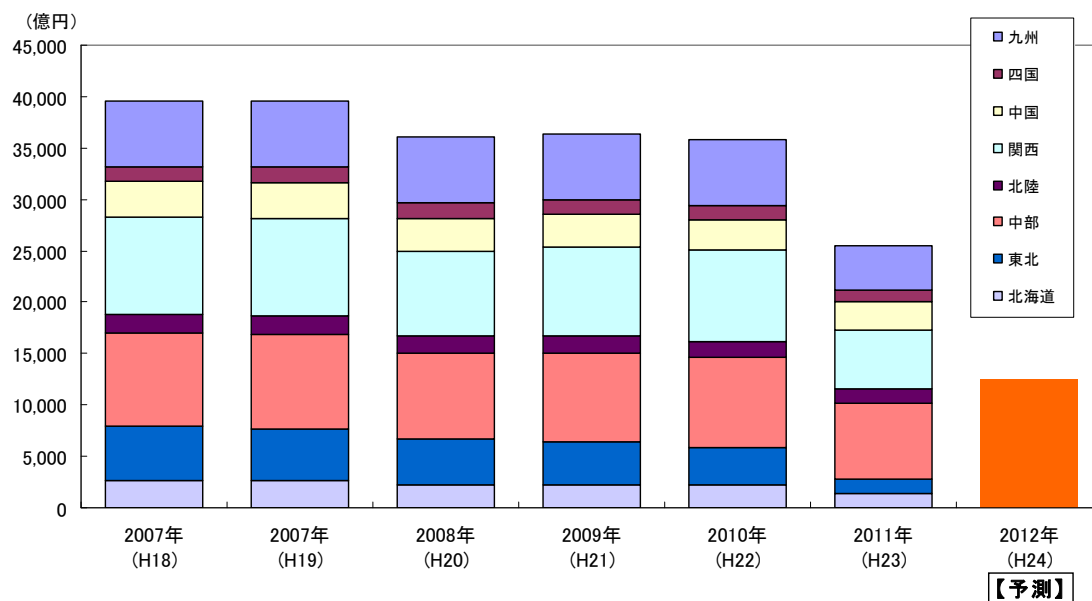


図3-2 一般電気事業者8社の剰余金の推移

沖縄電力と、東京電力を除く一般電気事業者8社の純利益及び利益剰余金の推移は、図3-1及び図3-2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2,000～4,000億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8,000億円の純損失が生じている。これは、平時の当期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。

この大幅な経営悪化は、前述のとおり原子力発電所の停止により火力燃料費が増大している中、各社ともに値上げを実施していないため、巨額赤字決算となったことにより、これまで蓄積してきた利益剰余金の取崩しをすることで対応している。なお、各社が料金値上げを直ちに行わないのは、料金値上げは地域経済や家計に悪影響を及ぼすことや、巨額の内部留保を保有した状況では値上げが受け入れられないとの判断がなされているものと思われる。そのため、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、平成23年度には約8,000億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1兆3,000億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1兆2,000億円に大幅に減少する。

過去、1年で1兆円を超える利益剰余金の減少が生じるのは電気事業が10社体制になって以来なく、史上初である。基幹電源である原子力発電所が長期停止することを想定していなかった故の事態であるが、あと数ヶ月以内に有効な対策を講じることが出来る可能性は極めて低く、また本年度内の原子力発電所の再稼動も不透明な以上、上記予測どおり兆単位の損失拡大と史上最低水準の利益剰余金残高となる可能性は高い。

3-3 有利子負債と自己資本比率の推移

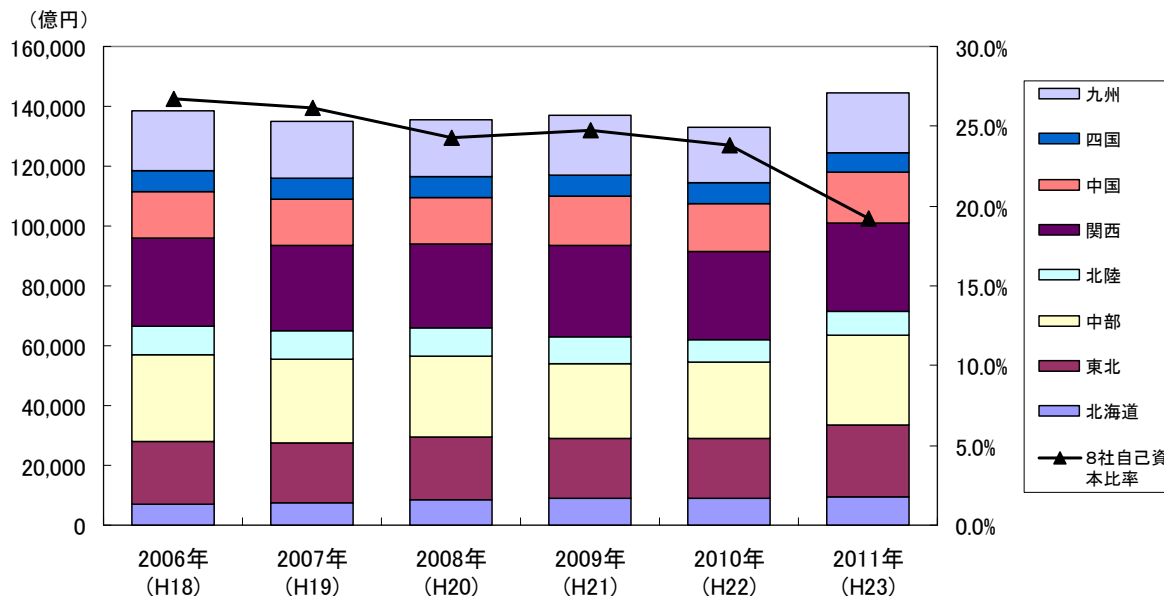


図3-3 一般電気事業者8社の有利子負債残高と自己資本比率

一般電気事業者8社の過去5ヵ年の有利子負債残高と自己資本比率の推移は、図3-3の通りである。平成18年度以降各社は財務体質の改善に努め、8社の有利子負債残高は、平成18年度には約13兆8000億円であったものが、平成22年には約13兆3000億円と漸減傾向にあった。しかしながら、平成23年度については、震災で被害を受けた設備復旧や原子力発電所の安全性向上工事等への多額な投資が発生したことや、営業キャッシュフローの大幅な悪化により、金融機関からの多額の借入れを行っていることもあり、約1兆円増加し14兆4000億円程度まで増加している。

8社の自己資本比率については、有利子負債の増加と上述の通り利益剰余金の減少のために自己資本が減少しているため、平成23年度は、平成22年度の23.9%から19.2%に大幅に悪化している。

本来、電気事業においては、原子力発電の廃止措置や使用済み燃料関連費用等、長期的かつ巨額の費用については「廃止措置引当金」「使用済燃料再処理引当金」等の引当金制度、また短期の突発的な費用については「渴水準備金」等、急激な財務状況悪化を防止する目的で、数々の制度が設置・運用されている。しかし今回の福島事故及びその結果としての各社原子力発電所長期停止に際しては、そのような制度による担保はなく、電気事業者の財務状況は極度に悪化することとなった。電気の安定供給は国民生活と国の経済活動の根幹をなすものであり、その維持のためには最低限、電気事業者が安定的な経営を継続し得ることが必要であるのは言うまでもない。電気事業のあり方については現在、より「国民に開かれた」システムを目指して改革の議論が進行中であるが、今後どのようなあり方が目指されるにせよ、電気の安定供給のため、また金融市場への悪影響防止のためにも、非常時における事業の継続性そのものに対しては、より詳細な検証と対策立案が望まれる。

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。9 月 19 日に発足した原子力規制委員会の田中俊一委員長は、今後策定する福島事故の教訓を踏まえた新安全基準に沿って再稼動の技術的判断を個別に行っていくこととしており、その基準には避難計画など原発周辺の自治体の防災対策の整備も含めること、平成 24 年内に骨格を定めること、としている⁹⁾。この方向性からすると、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、仮にあったとしても数基にとどまると思われ、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。

3 章でも述べたが、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、もはや電気事業者のみで対処し得る問題ではない。

電源の選択という重要な課題に対処するに当たっては、その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考慮し、明確なプランをもって事を進める必要がある。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ない。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、また電源構成の急変にもある程度対応できる制度を整備していくことが望ましい。

参考文献

- 1) 「エネルギー基本計画」, 2010 年 6 月閣議決定
- 2) 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)
- 3) 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/>
- 4) 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).
- 5) 「平成 23 年度電力調査統計」, 資源エネルギー庁
- 6) 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)
- 7) 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 2011 年版』, (財) 省エネルギーセンター, (2011).
- 8) 一般電気事業者各社 Website: 『ファクトブック』『インベスターズ・データブック』等
- 9) 読売新聞, 2012 年 9 月 22 日及び 10 月 3 日