

原子力の経済性

2009.4.3

入江 一友

研究理事 (財)日本エネルギー経済研究所

客員教授 研究科原子力国際専攻 東京大学大学院工学系

1. はじめに

原子力の民生利用における経済性、すなわち、民生利用が発電にほぼ限定されている現状から言えば原子力発電の経済性は、日本国内においても、また国際的にも、これまで議論の的となってきた。発電方式の経済性を決定する要素は多く存在し、かつ、それぞれの要素について様々な想定を行うことができ、しかも、それらの要素が時代とともに変化してかなりの不確実性を有するためである。

原子力発電の経済性にも様々な側面があるが、最も狭い意味では発電コストを指し、その他の側面の議論も発電コストの議論に集約できるので、本稿では原子力発電の発電コストに焦点を当てる。

ここでは、日本政府が行った原子力発電の経済性評価の概要を紹介し、米国政府による評価と比較してその特徴を述べ、原子力発電の経済性評価の有する政策的インプリケーションを指摘することとしたい。

2. 日本政府による原子力発電の経済性評価

日本の経済産業省の諮問機関である総合資源エネルギー調査会電気事業分科会コスト等検討小委員会では、原子力発電全体の収益性の分析・評価を行い、2004年1月23日に報告書を取りまとめている。やや古い分析・評価ではあるが、日本政府のものとしては最新のものであるので、これを取り上げることにしたい。

この分析・評価においては、他の同種の分析・評価と同様に、現実に稼働している発電プラントの発電コストではなく、同時期に運転を開始するモデルプラントを想定し、前提条件を揃えた上で算出した発電コストを用いている。分析・評価は日本の電気事業者が行った試算を検証する形で行われている。

電気事業者が行った試算の具体的内容の概要は以下の通りである。

(1) モデルプラント

原則として以下の条件に合うものを選択し、それらの平均値を使用した。

ただし、各電源について、条件の合う発電所が少ない場合には、1999年の政府試算で対象とした発電所のうち運転開始年度が新しいものも選択した。また、発電所の選

定に当たっては、特定の電気事業者に偏らないようにした。

①運転開始年度：1999 年度から 2003 年度までに運転開始した発電所

②出力規模：水力 1~2 万 kW、石炭火力 60~105 万 kW、液化天然ガス(LNG)火力 144~152 万 kW、石油火力 35~50 万 kW、原子力 118~136 万 kW

(2) 経済指標

①為替レート：1 2 1 . 9 8 円 / US\$ (2002 年度平均)

②燃料価格：

・ 初年度燃料価格：2002 年度平均価格

石油：27.41US\$/b

LNG：28,090 円/t

石炭：35.5US\$/t

・ 石油、LNG、石炭の燃料価格の上昇率は、IEA の「World Energy Outlook」の最深値をもとに算定。

(3) 運転年数

長期的な経済性を見るために 40 年間運転で試算するとともに、民間企業の経営という観点から実際の費用の出方に近い法定耐用年数（原子力 16 年、火力 15 年、水力 40 年）でも試算した。

(4) 設備利用率

原子力発電との比較の観点から火力については 70%、80%とした場合の試算を行い、加えて、その他各種電源の実績を踏まえた試算（一般水力 45%、石油火力 30%、LNG 火力 60%、原子力 85%）も行った。

(5) 割引率

長期的な投資効率を評価するため将来価値を現在価値に割り引く際に用いる利率である「割引率」としては、0%、1%、2%、3%、4%の 5 段階を設定し、試算した。

(6) 核燃料コスト

核燃料サイクルの各事業について、費用と処理量の年度展開を同時点に換算して核燃料 1t 当たりの単価を算定している。ウラン燃料の取得単価は、2000~2002 年度における購入実績を基に算定している。使用済燃料は原子炉装荷から 8 年後に再処理される場合と、中間貯蔵を経て 50 年後に再処理される場合を想定している。使用済燃料の再処理によって新たに得られる次世代の核燃料の生成率は 15%と仮定した。再処理事業及び MOX 燃料加工事業については、原子炉と同様に、40 年間の操業期間で均等化した単価と法定耐用年数 16 年間の操業で均等化した単価の双方を用いた。

(7) 試算結果

実際の試算では全てのケースの計算結果が示されているが、ここでは単純化のため、割引率 3%の場合の試算結果を示す。

核燃料サイクルコストについては、40 年間操業で 1.47 円/kWh、16 年間操業で 1.66

円/kWh と試算された。

発電コストでは、一般水力 11.9 円/kWh、設備利用率 80%の場合で原子力 5.3 円/kWh、石炭 5.7 円/kWh、LNG 火力 6.2 円/kWh、石油火力 10.7 円/kWh と試算された。

表 1 核燃料サイクルコストの試算結果 (単位: 円/kWh)

	40 年間運転	16 年間運転
ウラン燃料	0.59	0.59
MOX 燃料	0.07	0.08
(フロントエンド計)	0.66	0.67
再処理 (輸送込み)	0.50	0.65
HLW 貯蔵・輸送・処分	0.15	0.15
TRU 処理・貯蔵・処分	0.09	0.09
再処理デコミッション	0.03	0.07
中間貯蔵 (輸送込み)	0.04	0.04
(バックエンド計)	0.81	0.99
(燃料サイクル計)	1.47	1.66

表 2 発電コストの試算結果 (単位: 円/kWh)

発電方式	利用率	40 年間運転	法定耐用年数運転
一般水力	45%	11.9	11.9
石油火力	30%	16.5	21.1
〃	70%	11.2	13.2
〃	80%	10.7	12.4
LNG 火力	60%	6.8	8.1
〃	70%	6.5	7.6
〃	80%	6.2	7.2
石炭火力	70%	6.2	8.1
〃	80%	5.7	7.4
原子力	70%	5.9	8.2
〃	80%	5.3	7.4
〃	85%	5.1	7.0

コスト等検討小委員会では、運転年数、設備利用率、為替レート、燃料価格の上昇率、割引率といった前提条件を様々に変化させて分析し、1999 年の政府試算と比較して、「40 年運転の場合について言えば、設備利用率 80%の場合、割引率 1%以上で原子力の発電コス

トが引き続き最も安くなっている」と述べている。

また「法定耐用年数運転の場合で評価すれば、・・・設備利用率 80%で見た場合、石炭が原子力と比べて割引率が 3%で同等、2%以下で発電コスト上有利になったように見えるが、その差がわずかである」と述べ、この場合の LNGについては、「1999 年の原子力部会では、設備利用率 80%で試算したどの割引率でも原子力より安かったが、今回の試算ではその差は縮まっている」と付け加えている。

全体として同小委員会では、「原子力発電全体の収益性等の分析・評価としては、他の電源との比較において遜色はないという従来の評価を変えるような事態は生じていない」との結論に達している。

3. 米国政府による原子力発電の経済性評価－割引率の重要性

上述のように、日本においては、40 年運転の場合には原子力発電は他の発電方式に比べてコストが若干安いという試算が得られているが、米国における試算では異なる結果となっている。

米国政府機関が示した最新のものとして、米国議会予算局が 2008 年 5 月に発表した試算では、政策支援のないレファレンスシナリオでは、従来型の石炭火力及びガス火力の発電コストがそれぞれ 55 米ドル/MWh、57 米ドル/MWh であるのに対し、原子力の発電コストは 72 米ドル/MWh となり、30%ほど割高になっている（炭素回収・貯留(CCS)設備を有する革新型の石炭火力及びガス火力の発電コストも試算されているが、ここでは省略する）。

各国における原子力発電コスト試算の相違がどのような原因に由来するかを見極めることは、原子力発電の経済性を左右する要因を探ることにつながり、有意義であろう。日本エネルギー経済研究所の松尾雄司らは、日本政府の試算と米国議会予算局の試算の相違を分析している。松尾らは、GDP デフレーターを用いて米国議会予算局のコスト計算を日本政府試算と同じ 2002 年価格に補正し、為替レートを 122 円/米ドルとして日本円に換算して、比較可能な数値を得た。これによれば、米国議会予算局のレファレンスシナリオでは、原子力 7.8 円/kWh、石炭火力 6.0 円/kWh、ガス火力 6.2 円/kWh と試算される。石炭火力・ガス火力では日米の差は小さく、原子力で大きく出ており、依然として原子力が割高との結果になっている。

表 3 日米の試算結果一覧比較表（2002 年価格）（単位：円/kWh）

	原子力	従来型石炭火力	従来型ガス火力
日本コスト小委員会 (割引率 3%、設備利用率 80%)	5.3	5.7	6.2
米国 CBO レファレンスシナリオ	7.8	6.0	6.2

松尾らが日米の差の原因を探索したところ、原子力発電所の建設単価ではむしろ日本の

ほうが少し高いぐらいで大差は無く、核燃料サイクルのフロントエンド及びバックエンドに要する費用でも、使用済燃料の再処理を行う日本のほうがやや高いことが判明した。日米のコスト格差を生む大きな要因として考えられるのは割引率の相違であり、米国では投資家の期待収益率を株式について 14%、負債について 8%と見込んでいるのに対し、日本では 3%を前提としている。仮に米国での試算において、割引率を 3%に置き換えて計算してみると、原子力で 3.5 円/kWh、石炭火力で 3.6 円/kWh、ガス火力で 5.2 円/kWh となり、日本の試算値を下回り、かつ原子力が石炭火力を下回る結果を得ている。日米の金利水準の相違が原子力発電の経済性を大きく左右するといつて差し支えないであろう。

表 4 日米の試算結果一覧比較表 (2002 年価格) (単位: 円/kWh)

	原子力	従来型石炭火力	従来型ガス火力
日本コスト小委員会 (割引率 3%、設備利用率 80%)	5.3	5.7	6.2
米国 CBO レファレンスシナリオ (割引率: 株式 14%、負債 8%)	7.8	6.0	6.2
米国 CBO レファレンスシナリオ を割引率 3%で換算	3.5	3.6	5.2

なお、OECD の NEA 及び IEA が共同して行った 2005 年の国際比較調査においても、割引率の発電コストに与える影響が、発電方式ごとに大きく異なることが浮き彫りにされている。OECD 加盟国と非加盟 3 カ国 (ブルガリア・ルーマニア・南アフリカ) について試算したところ、割引率 5%の場合には原子力はおおむね 21~31 米ドル/MWh、石炭火力はおおむね 25~50 米ドル/MWh、天然ガス火力はおおむね 37~60 米ドル/MWh の範囲内であったが、割引率が 10%になると、原子力でおおむね 30~50 米ドル/MWh、石炭火力でおおむね 35~60 米ドル/MWh、天然ガス火力でおおむね 40~63 米ドル/MWh の範囲へと上昇し、特に原子力でのコスト増大が著しい。発電コストに占める資本投資コストが高い原子力の宿命と言って過言ではないであろう。

割引率は金利水準に支配的な影響を受ける。各国の金利水準がどのように決まるかについては、経済学上さまざまな議論があるが、一般に経済成長が著しい国においては、投資需要が旺盛で金利は高い傾向になり、経済成長が停滞している国においては、投資需要も萎縮して金利は低い傾向になることはいえるであろう。そうであるとすれば、中国やインド、ブラジルなどの新興国では原子力は経済性が無くなり不利になる可能性があることになる。また、先進国でも経済が活況を呈している間は、原子力が相対的に不利となる可能性がある。

4. 化石燃料価格の不確実性

経済成長率の高い新興国や好況期の先進国では金利水準が高くなって原子力発電が不利になるとすれば、経済成長や好況に伴って増大する電力需要をまかなうためにはその他の大規模発電、すなわち石炭火力やガス火力が増大せざるを得なくなる。

しかし、こうした化石燃料火力発電の拡大は、いずれ化石燃料価格の上昇をもたらす。燃料価格の変化は発電コストを変動させるが、発電方式によってその感度が大幅に異なることは、先に紹介した米国 CBO の試算でも指摘されている。燃料費が倍増した場合、従来型石炭火力の発電コストは約 27%、従来型ガス火力の発電コストは約 70%増加するが、原子力の発電コストの増加は約 11%にとどまる。

CBO 試算では、化石燃料価格について、石炭を 1.74US\$/百万 Btu と想定しているが、これは 6700kcal の豪州一般炭でいえば、46.3US\$/t の炭価を想定したこととなる。2008 年度の豪州一般炭はおよそ 80US\$/t であったので、実際には約 73%の炭価上昇があったこととなる。先の感度分析を適用すると、石炭火力の発電コストは約 20% ($27\% \times 73/100$) 増加して 66US\$/MWh となる。原子力の燃料サイクルで炭価上昇と同等のコスト上昇があったとしても、原子力発電コストの増加は約 8% (約 $11\% \times 73/100$) にとどまり、78US\$/MWh となるので、石炭火力とのコスト差は縮小する。仮に、天然ガスでも炭価と同程度の約 73%の価格上昇があるとすれば、ガス火力では発電コストが約 51% ($70\% \times 73/100$) 増加して 86US\$/MWh まで上昇し、原子力と逆転する。

NEA 及び IEA の調査でも感度分析については述べられており、燃料価格が 2 倍になると、石炭火力では約 40%。ガス火力では 75%の発電コスト増加をもたらすが、原子力ではウラン燃料価格が 2 倍になっても発電コストは 4%しか増加しない。もちろん原子力の場合、原料ウランが発電用燃料に加工されるまでのプロセスが長いので、原料ウラン価格だけでなく加工費用の増大も仮定しなければ化石燃料発電との適切な比較はできないが、燃料サイクル全体のコストが 2 倍になっても、発電コストの増加は 15%にとどまるとされている。各国平均で言えば、米国よりも若干、化石燃料価格の変化に敏感であるといえよう。

過去 1 年間の経験は、石油価格を初めとする化石燃料価格の変動がいかに激しく、かつ予測困難であるかを改めて思い知らせるものであった。化石燃料の変動には、実際の需給状況だけではなく、投機の影響も指摘されている。

ただし、長期的に見れば、地球上に限れば、化石燃料はいずれは枯渇するものであることがわかっている。枯渇が近づけば、化石燃料の価格は高騰するであろう。どのぐらいまで枯渇に近づけば、価格は高騰するのであるだろうか。そのときになって原子力発電が経済性を有しても、化石燃料枯渇への対応は間に合うのであろうか。

ケインズはマクロ経済がいずれは均衡水準に達するとしても、問題はそれまでに何が起きるかであることを指摘して「長期的には我々はみな死んでいる(In the long run, we are all dead.)」と批判した。化石燃料の価格形成について、「長期的には我々の燃料はみな枯渇する(In the long run, our fuels are all depleted.)」と言っても、現実の価格動向を占う上で

は無意味なのかもしれない。しかし、市場における需給均衡がどの程度将来を予見して形成されるのかは常に疑問である。

なお、化石燃料火力は発電過程において、地球温暖化の原因とされる二酸化炭素を排出する。このため、排出する二酸化炭素の量に応じて課税あるいは課金することによって、化石燃料発電を抑制すべきとする考え方が存在する。また、化石燃料火力には排出する二酸化炭素を回収し地中等に貯留する設備（炭素回収・貯留設備(CCS)）を設置させることによって地球温暖化の進展を防止しようとするアイデアも出されている。これらの考え方は、化石燃料の消費に伴う二酸化炭素をいわば「廃棄物」とみなし、その廃棄物の処分に要する費用を化石燃料の消費者に要求するという点では共通している。原子力発電においては、使用済核燃料の処理処分費用を広い意味での核燃料費用に含める見方があるが、同様に炭素課税・課金やCCSの費用も広い意味での化石燃料費用に含めることができるであろう。

この広い意味での化石燃料費用が炭素課税・課金の実施やCCSの設置により上昇すれば、原子力発電の相対的な経済性が向上する。米国CBOの分析においても各種発電方式の経済性に対して炭素課税・課金が及ぼす影響が分析されており、「二酸化炭素排出課税が約45ドル/t・CO₂であれば、原子力が従来型化石燃料火力と同等の経済性を有する」(Carbon dioxide charges of about \$45 per metric ton would probably make nuclear generation competitive with conventional fossil-fuel technologies)ことが述べられている。広い意味での化石燃料費用が上昇すれば、狭い意味での化石燃料費用が変動する不確実性そのものは低減しないとしても、原子力の相対的経済性に影響する可能性は小さくなるといえよう。

5. 規制リスク

最後に、経済性を大きく左右する原子力発電に固有の特性として規制リスクを挙げなければならないであろう。

OECD/NEA は、その最近の刊行物の中で、原子力の経済性に関して、「初期の原子力発電プラントの建設経験から、投資家の管理外であり、商業的な資金提供のために対価をつけることが困難または不可能かもしれない原子力発電プロジェクトに固有な一部のリスクがあることが示されてきた」と指摘し、「これらには許認可リスク（本質的に許認可プロセスにおける障害による遅延または中止も含むリスク）が含まれる」と特記している。

許認可リスクをもう少し幅広く捉えて、建設段階の許認可リスクのみならず運転段階や廃止措置段階における規制に関するリスクまで含めることとすれば、「規制リスク」と呼ぶことができるであろう。規制リスクは運転年数や設備利用率を通じて、原子力の発電コストに大きな影響を及ぼしうる。

例えば、既存発電プラントに遡及的に適用されたので、ここでのコスト計算とは直接関係しないが、ドイツ政府の原子力発電撤退方針で原子力発電プラントの運転期間は実質 32

年間に限定されており、同様の運転期間制限が将来に向かって行われれば、新設原子力プラントの経済性を相当程度低下させるであろう。

また、日本では、2008 年の原子力発電所の設備利用率が 58.0%にとどまった。その主要な要因の一つは 2007 年 7 月の新潟県・中越沖地震による東京電力・柏崎刈羽原子力発電所の計画外停止が未だに続いていることである。物理的に運転できないのであればやむをえないが、もし万一物理的には運転できる状態に回復したあとも各政府の規制により復帰が遅れるようになれば、規制リスクによりさらに設備利用率が低下することになりかねない。日本政府の試算の想定設備利用率は 80%であるので、58%の設備利用率でも、原子力発電の経済性が相当程度失われているといえよう。

潜在的な危険性の大きさから、原子力発電の安全規制が慎重に行われるのは当然であるが、科学的に合理的な判断が下され、規制リスクが極力低減されることが望まれる。

6. 結語－3つの不確実性に対応して

電力会社は、一方では原子力の規制リスクが低減されることを期待しつつ、他方では金利水準の見通しと燃料価格（特に化石燃料価格）の見通しを見比べながら、発電方式の選択を行うしかないわけであり、この両者における不確実性に晒されるわけであるが、どちらの不確実性が低減可能であるかといえば、前者の金利水準の不確実性であろう。資金調達を長期固定金利の負債で行うことができれば、不確実性は消滅する。

日本における原子力発電所建設は、1990 年代半ば以降の低金利時代に入る前も継続的に行われており、そこでは一定の経済性が確保されていたためと考えられる。その経済性確保に重要な役割を担ったのは、政府系金融機関である日本開発銀行（現・日本政策投資銀行）が財政投融资の一環として電力会社の原子力発電所建設に長期固定金利の融資を行ったこと（いわゆる開銀融資・政投銀融資）である。

原子力発電所は他の発電方式に比べ建設単価が高いたくだけではなく、規模拡大に伴い建設単価が通減することから大規模化が進み、結果的に巨額の資金を必要とする。開銀融資・政投銀融資の意義は通常、巨額の資金の調達を可能にする「量的側面」に関心が集まりやすいが、超長期固定金利により金利水準の不確実性を解消した「質的側面」にも注目すべきであろう。

なお、このような超長期固定金利は民間金融機関では提供できないため政府系金融機関が補完してきたと説かれているが、十分なリスクプレミアムを乗せれば民間金融機関でも提供できるはずであり、このリスクプレミアムの分だけ金利の補助が行われていると見ることも可能かもしれない。

新興国や好況の先進国では、潜在的に成立しうる原子力の経済性を現実化するために、金利水準の不確実性を低減させる政府融資や政府保証が必要になると考えられる。

このような政府の支援を正当化しようとするれば、市場機構を経由しない外部性で説明する必要が生じる。

化石燃料供給の価格面・物量面における不安定性に対抗するという正の外部性は理解されやすいが、定量的に把握するのは困難であろう。

化石燃料発電による二酸化炭素の排出を抑制するという正の外部性も理解されやすいものであるが、この正の外部性のために政府支援するよりは、化石燃料発電が排出する二酸化炭素に課税・課金したり、CCS を義務付けたりすることにより、その負の外部性を内部化するほうが簡明であり、適切であるとの批判があるかもしれない（前述した広い意味での化石燃料費用を増大させるべきという議論である）。

いずれにしても、政府は規制リスクを最小化するとともに、原子力の正の外部性を発揮させるために政府融資・政府保証や温室効果ガス課金などの何らかの関与を行うことにより、原子力発電の適切な規模を維持すべきであろう。さもないと、日本のように低い割引率が認められる国を除き、原子力発電への投資を維持することは困難になりかねないからである。

*本稿執筆に当たっては、(財)日本エネルギー経済研究所の同僚、就中、小山堅理事、鈴木達治郎研究理事、村上朋子氏及び松尾雄司氏に多くの教示を得た。記して感謝したい。ただし、本稿で述べられている見解は筆者個人のものであり、筆者が所属する又はかつて所属したいかなる組織の見解を必ずしも代表するものではない。

<参考文献>

- OECD/NEA, 『原子力エネルギー・アウトック 2008』, OECD, 2008 年 11 月.
経済産業省総合資源エネルギー調査会電気事業分科会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 年 1 月 23 日.
松尾雄司・永富悠・村上朋子, 「米国議会予算局レポートによる原子力発電の経済性評価」 IEEJ ホームページ, 2008 年 7 月.
Congress of the United States, Congressional Budget Office, *Nuclear Power's Role in Generating Electricity*, May 2008.

お問合せ : report@tky.ieej.or.jp