

# 原子力発電コストに係る主要な論点とその評価

松尾 雄司\*、下郡 けい\*、鈴木 敦彦\*

## 要旨

本稿ではエネルギー政策立案のために重要な事項である発電コストの評価について、特に原子力に焦点を当て、既往のコスト評価事例をもとに主要な論点を整理した上で、それらに係る評価を行った。発電コストに関する多くの主要な論点は 2011 年に政府により組織された「コスト等検証委員会」において包括的に議論されており、そこでは幾つかの例外を除き多くの点が概ね適切に議論されたものと考えられる。評価方法上最も大きな課題として残されたものは、別稿にて詳細に論じる原子力事故に伴うリスク対応のコストである。これについては事故被害額や事故の発生頻度についてより信頼性の高い評価を可能とすべく、検討やモデルの整備が進められる必要がある。

原子力発電の経済性に大きな影響を与えると一般に考えられている諸点のうち原子炉の廃止措置、高レベル放射性廃棄物処分や再処理等にかかる費用は、原子力発電コスト全体の中では大きなシェアを占めるものではない。原子力発電の経済性に最も大きな影響を与えるものは、福島事故前から広く認識されていた通り、資金調達環境（発電コスト試算上、割引率に相当するもの）である。日本においてはこれまで事業者が比較的良好な環境において資金を調達することが可能であったため、実際に原子力発電は他電源と比較して安価であった。しかし例えば 1990 年代から電力市場の自由化が進んだ英国では、電気事業者の資金調達コストが増大することで原子力発電の経済優位性が大きく変化するものと評価され、実際にそれが原子力発電所新設の停滞の無視しえない一因となった。もし今後、日本においてもより競争的な市場の導入により電力会社の格付けに影響が及ぶことがあれば、従来のような低い金利での資金調達が困難となり、ひいては原子力発電の経済性が大きく変化する可能性がある。但し一口に自由化といっても日本と欧米とでは電気事業の置かれた状況自体が大きく異なり、今後日本において事態がどのように進展するかは現状では不明である。原子力発電の経済性はエネルギーミックスのあり方に大きな影響を与えるものであるため、今後のエネルギー政策を論じるに当ってはこの点に特に注意すべきであると言える。

---

\* (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

## 目次

1.	はじめに.....	3
2.	原子力発電コストの評価例と評価に係る論点.....	4
2-1	原子力発電コストの評価例.....	4
2-2	発電コスト評価に係る論点.....	5
2-2-1	「発電コスト」の概念について.....	5
2-2-2	発電コスト評価に係る論点の整理.....	9
3.	主要論点の評価及び考察.....	12
3-1	建設費.....	12
3-1-1	各国の原子力発電所建設単価.....	12
3-1-2	欧米における建設単価の上昇事例.....	13
3-1-3	発電コスト評価との関係.....	15
3-2	運転維持費.....	15
3-3	外部コスト.....	17
3-3-1	欧米における評価.....	18
3-3-2	事故リスク対応費用.....	20
3-4	割引率の問題と諸外国の発電コスト試算例.....	20
3-5	化石燃料価格の影響.....	24
4.	発電コスト評価に係るその他の論点.....	27
4-1	廃止措置に係る費用.....	27
4-1-1	コスト等検証委員会による評価.....	27
4-1-2	海外での実績・評価例.....	27
4-2	高レベル放射性廃棄物処分に係る費用.....	29
4-2-1	コスト等検証委員会による評価.....	29
4-2-2	海外での評価例.....	30
4-3	再処理に係る費用.....	32
4-3-1	コスト等検証委員会による評価.....	32
4-3-2	海外での評価例.....	33
5.	まとめ.....	36

## 参考文献

## 1. はじめに

原子力発電を含む発電コストの評価は電源部門に係る政策を立案する上で重要である。そのため各種電源のコスト評価は従来、多くの国で継続的に行われてきた。国際的にも例えばOECDでは1983年以降、加盟各国から収集したデータをもとに各種電源のコスト評価を定期的に行っており、2010年には第7版を数える現時点での最新版が出版されている<sup>1)</sup>。また主要先進各国の政府や研究機関はそれぞれ独自に発電コストの試算・検証を行っており、その結果が各国のエネルギー政策立案に役立てられている。これは日本においても例外ではなく、政府や研究機関によるモデルプラントを想定した試算<sup>2)3)4)</sup>の他にも、企業の有価証券報告書等の客観的なデータを用いた実績値評価の試みが続けられてきた<sup>5)6)7)8)</sup>。このような検討を通じて原子力・火力や水力発電のコストを評価する方法は概ね確立され、有用な情報を提供し続けてきたものと言ってよい。

平成23年3月の福島第一原子力発電所事故の後、日本のエネルギー政策は大きく見直されることとなり、それに合わせて特に原子力の発電コストの評価方法が問題とされるようになった。ここで問題とされたのは第一に、従来の試算はその前提条件や方法に問題があったのではないかとということ、第二に、従来の試算に含まれていなかった幾つかの事項が実際には原子力の発電コストとして含まれるべきではないのかということであった。これらの疑問に対処すべく同年秋には政府内部で「コスト等検証委員会」が組織され、公開されたデータ及び手法に基づいた発電コストの試算結果が報告書としてまとめられた<sup>9)</sup>。ここでの試算は従来のモデルプラントによる方法、即ちOECD試算に見られる均等化発電原価（Levelized Cost of Electricity: LCOE）の算出方法に類似する方法に基づいており、前提条件の設定や試算に係る方法自体に大きな革新があったわけではない。寧ろこの報告書の価値は、その前提条件を最新の状況を反映するように改めたことと、従来の国内の試算例では評価されなかった事項（立地対策費用や研究開発費用等の「政策経費」及び「事故リスク対応費用」）を定量化・加算したことにあると言える。

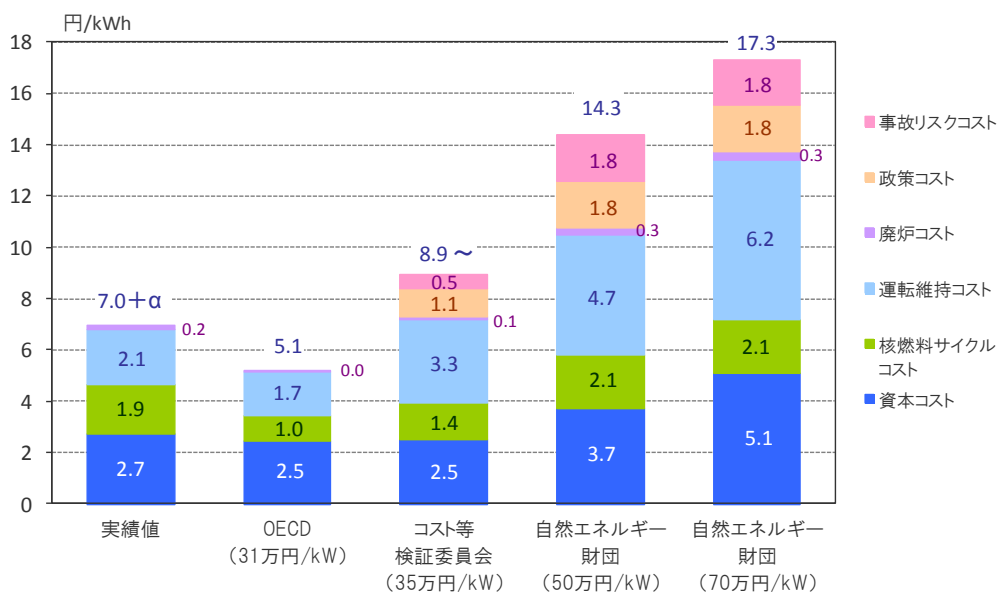
このコスト等検証委員会の試算は原子力・火力・再生可能エネルギーの各種電源について包括的・網羅的に情報を収集し、評価することを試みたものであり、その試みは概ね成功したものと言える。但し後述の通り、その計算方法には若干の問題があることが認識される。またいくつかの点（例えば原子力発電の事故リスク対応費用）においては試算方法や前提そのものが暫定的であり、いくつかの点（例えば再生可能エネルギー発電の系統安定費用）についてはそれが計上されていないことが明記されており、これらについては以後継続的に検討を進める、とされるものであった。このためにその後この試算結果は、意味のある指摘や全く無意味な誤解を含め、さまざまな議論の的としてさらされることになった。

本稿ではこのような状況を踏まえ、特に原子力発電コストに焦点を当て、「コスト等検証委員会」の試算を経た現在において発電コストを評価する場合に何が論点となり、何が将来のコスト変化に大きな影響を与えるものであるかを概観する。まず第2章においてはいくつかの試算結果を比較することを通じ、原子力発電コストの議論の上で評価の分れる点や未解決の点などを抽出・整理した。次いで第3章及び第4章において、それらの論点に係るより詳細な検討・評価を試みた。

## 2. 原子力発電コストの評価例と評価に係る論点

### 2-1 原子力発電コストの評価例

日本の原子力発電を対象としたコスト評価（発電単価の評価）については複数の事例があるが、そのうち筆者ら<sup>10)</sup>、OECD<sup>11)</sup>、コスト等検証委員会<sup>9)</sup>及び自然エネルギー財団<sup>10)12)</sup>によるものを図2-1に示す。このうち筆者らによる試算は電気事業者の有価証券報告書等を用いた実績値としての発電単価の評価例であり（図中には「実績値」として記載）、残りの試算はモデルプラント方式による発電単価の評価例である。後述の通り原子力発電の経済性は割引率によって大きく変化するが、図2-1にはOECDにつき割引率5%、コスト等検証委員会につき割引率3%の試算値のみを掲載している。自然エネルギー財団の試算においても割引率は3%と想定されている。



(出所) 各資料より作成

図2-1 原子力発電単価の評価例

コスト等検証委員会の試算値はOECDの試算値よりも顕著に高くなっており、同一のベース（政策コスト及び事故リスクコストを含まない）で比較した場合、有価証券報告書による実績値7.0円/kWhに対してOECD 5.1円/kWh、コスト等検証委員会 7.3円/kWhと、後者の方が実態に近い数字となっている（但し実績値とコスト等検証委員会試算とではその内訳が若干異なる。その異同については文献10）を参照されたい）。特に運転維持（運転管理）コストについてOECDでは1.7円/kWh、コスト等検証委員会では3.3円/kWhとなっており、その差が発電単価の差に影響している。またコスト等検証委員会の試算はOECDの評価の対象外となる政策コストと事故リスク対応コストを含むことが特徴的である。ここでいう政策コストとは原子力発電に伴う立地・研究開発などに係る費用であり、その1.1円/kWhの内訳は立地対策0.4円/kWh、将来発電技術開発0.5円/kWh、その他（防災、各種評価・調査、発電技術開発等）0.2円/kWhとなっている。また事故リスク対応コストは福島第一原子力発電所事故の被害額想定をもとに「相互扶助による事業者負担の制度を前提として」評価したものであり、5.8兆円の事故被害額を40年間の原子力発電電力量で除して0.5円/kWh「以上」とし、事故被害額が1兆円増加するごとに発電単価への寄与が0.09円/kWh上昇する、としている。

OECDの試算は最初に述べた通り、1983年以来定期的に更新されているものであり、2015年内には新たな試算結果が公表されるものと予想される。また国内では2014年末、経済産業大臣の諮問機関である総合資源エネルギー調査会の下に「発電コスト検証ワーキンググループ」の設置が決定され、最新の情報を踏まえた発電コストの再評価の作業が2015年早々から進められる予定となっている。発電コストに係る国際比較や議論の深化の

ためにも、それぞれ最新の状況を踏まえて適切な試算が行われることを期待したい。

## 2-2 発電コスト評価に係る論点

### 2-2-1 「発電コスト」の概念について

「発電コスト」とは文字通り、発電を行う際に必要となるコスト（費用）のことである。ある発電主体（電気事業者等）が発電を行うために、ある期間内に要した費用を発電コストないし発電費用、それを発電電力量で除して単位発電量当りの金額としたものを発電単価と呼ぶのが一般的であるが、特に混乱のない場合には後者が発電コストと呼ばれることも多い。ここで問題となるのはこの発電費用の中に具体的に何を含むのか、ということである。一般的には以下の何れかの基準のもとに費用が集計される。

1. 発電主体が発電を行うために要する費用。具体的には発電設備の建設・運転維持・廃棄やその後の廃棄物の処理処分等に係る費用であり、概ね電気事業者の「有価証券報告書」中に見られる電気事業営業費用に、支払利息等の金融費用を加算したものに該当する。
2. 上記の狭義における発電費用の他に、該当する発電を行うために必要不可欠となる費用のうち、発電主体以外（国家・自治体ないし国民・市民）が負担する費用を含む。

図 2-1 に示した試算結果のうち OECD には政策コスト及び事故リスクコストが含まれておらず、コスト等検証委員会ではこれらが含まれているのは、この定義の差によるものである。即ちこれらの政策コスト・自己リスクコスト等は発電主体の負担するものでないために 1. の「狭義」のコストには含まれず、2. の「広義」のコストにのみ含まれることになる。

この「狭義」及び「広義」のコストを隔てるものは、単にそこに何を含むかという取捨の問題のみではない。即ち、ここでは「コスト」という概念そのものに変容が見られる。前者（「狭義」）のコストは発電主体からの金銭的な支出等として計上され、一般的には消費者の支払う電気料金に上乘せされる費用であり、上述の通り電気事業者の財務諸表等から相当程度の明確さをもって計算できるものである。それに対して後者（「広義」）のコストは、そもそもその定義が明確でない。一般的にはこれは電気事業者ではなく「国民全体にとって」のコストである、と言われる。そこでまず考えられることは、仮に同額の費用負担であった場合、火力発電のようにその費用の多くが国外に流出する場合と、原子力ないし再生可能エネルギー発電のようにその多くが国内に留まる場合とでは、「国民にとって」の負担は異なるのではないか、ということである。また例えば原子力発電に伴う立地交付金のように、単純に国民から国民へと富が移転する場合には、国民全体で見れば「コスト」にはならない、という議論がなされることもある<sup>1</sup>。この問題に正しく答えるためには、各種のコストが日本の経済・社会に与える影響を（経済波及効果等も含め）総体的に評価する必要がある。但しそれは一般的には、「発電コスト」の評価の対象外と見做されることが多い。

より簡便な方法として、例えばコスト等検証委員会では、電気事業者に加えて国や自治体が当該発電の実施のために支出した費用（例えば立地交付金や研究開発費用など）を計上する、ということが行われている。これは「狭義」のコストの推計において電気事業者の財務上の費用を集計する方法の類推であると考えられ、これによってこの「広義」のコストは「狭義」のコストを拡大したものである、という解釈が（時に誤って）なされることになる。但しこのような場合であっても、依然として理念的には広義のコストは「国民」（もしくは「人類」）にとっての負担を計上するものと認識されており、そのため例えば事故に伴う被害額の算出において、政府や自治体の直接的な費用以外のもの（例えば事故によるマクロ経済への影響）が評価の対象と見做されることも多い。

このような概念上の不明瞭さに加えて、そもそもどこまでの範囲を評価の対象とするのか、という問題もある。実際にシーレーンを守る海上自衛隊の人員費や必要経費の少なくとも一部は発電の燃料調達に係る費用として計

<sup>1</sup> 例えば RITE<sup>9</sup>では、この理由によって電源立地交付金は発電コストの対象外とされている。但し対価を伴わない富の移転そのものが社会に悪影響を与え得る（極論すれば、この議論に従うならば社会の富が全て無対価で一部のみに集められたとしても社会的にはコストにならないが、不平等さの拡大という観点からは社会に害悪を与える）という見方もあるため、全くコストに計上しないことが必ずしも最善の策とは限らないように思われる。

上されるべきであるが、これまでにそのような計算はなされたことがない。これについても現状では現実的な作業で集計が可能なもののみが費用として計上され、それ以外のコストの計算は将来の課題として残されていると言えよう。このように広義の発電コストの評価には課題が多く残されているものの、特に欧米においては継続的に検討が行われており、また日本においても下記の通り検討が進められようとしている段階にある。

この狭義・広義の発電コストの他に、もう一つ別の基準によって費用の集計がなされることがある。即ち、

3. 当該技術による発電を行うために必要な費用のみでなく、技術以外の各種社会的・制度的な要因によって支払われる費用・負担等を全て計上する。

この基準は、特に原子力発電コストを論じる際に一部の論者によって用いられることがある(例えば文献13))。しかし仮にこの基準を当てはめて再生可能エネルギーの「発電コスト」を推計しようとする、固定価格買取(FIT)制度による買取額をコストに含まざるを得なくなる、という問題が生じる。このために、複数の電源による発電コストの評価・比較を論じる際には、この基準は適切でないと思われる。詳細は(補論1)を参照されたい。

またしばしば問題となるのは、定量的に評価することが難しいコストをどう扱うか、ということである。ここで重要なことは、「原理的に貨幣価値に換算し得ないもの」と「原理的には換算し得るが実際には難しいもの」とは明確に区別されるべき、ということである。当然ながら、前者は原理的に換算し得ない以上、そもそも発電コストの中に含めることができない。一方で後者の中には発電コストに含めるべきものとそうでないものが存在し、含めるべきものについては難しいなりに、適切な評価の方法を探る努力を継続すべきであると言える。具体的には(補論2)を参照されたい。

これらを踏まえ、発電に係る各種の負担・コストの区分を図示すると図2-2の通りとなる。OECD試算を含む海外のコスト試算例で評価されているものは、概ね「狭義の発電コスト」、即ち上記1.の通り電気事業者による費用のみを計上したコストである。これは海外の試算においてそれ以外のものが考慮されていないということでは決してなく、後述の通り欧米諸国においてはそれを超えるものは別途「外部コスト」という名のもとに評価がなされている。但しOECD試算では本来外部コストとされるべき炭素価格分を発電コストの中に含んでいるなど、概念上若干のずれも見られる。

日本の「コスト等検証委員会」では「広義の発電コスト」までの評価が試みられた。但しこの試算は厳密にこの「広義」の基準に沿ったものではない、ということにも注意を要する。即ちこの試算における原子力発電単価には「将来発電技術開発」分0.5円/kWhが含まれており、ここには例えば高速増殖炉の研究開発費用などが計上されている。

そもそも発電コストの評価とは、未来の電源選択のオプションを検討するために行われるものである。原子力発電の単価に将来発電技術開発分0.5円/kWhを含めるということは、例えば2030年に1,000億kWhの原子力発電を想定する場合には年間500億円の、2,000億kWhの発電を想定する場合には年間1,000億円の研究開発の継続を想定することを意味する。実際には将来一定の原子力の利用を想定した場合であっても、高速増殖炉の研究開発を従前通り継続するか、停止するかについては別途判断がなされるべきであろう。またそもそも、既存設備の発電量に比例して将来技術の研究開発費用を想定することにどのような合理性があるのかも不明と言わざるを得ない。ここでは上記2.の基準に照らして、将来発電技術開発を行わなくとも軽水炉の発電を行う上では直接の支障がない、即ちそれは「発電を行うために必要不可欠」なものではないために、発電コスト以外の費用負担と見做すのが妥当であろう。

### 3. 発電コスト以外の負担

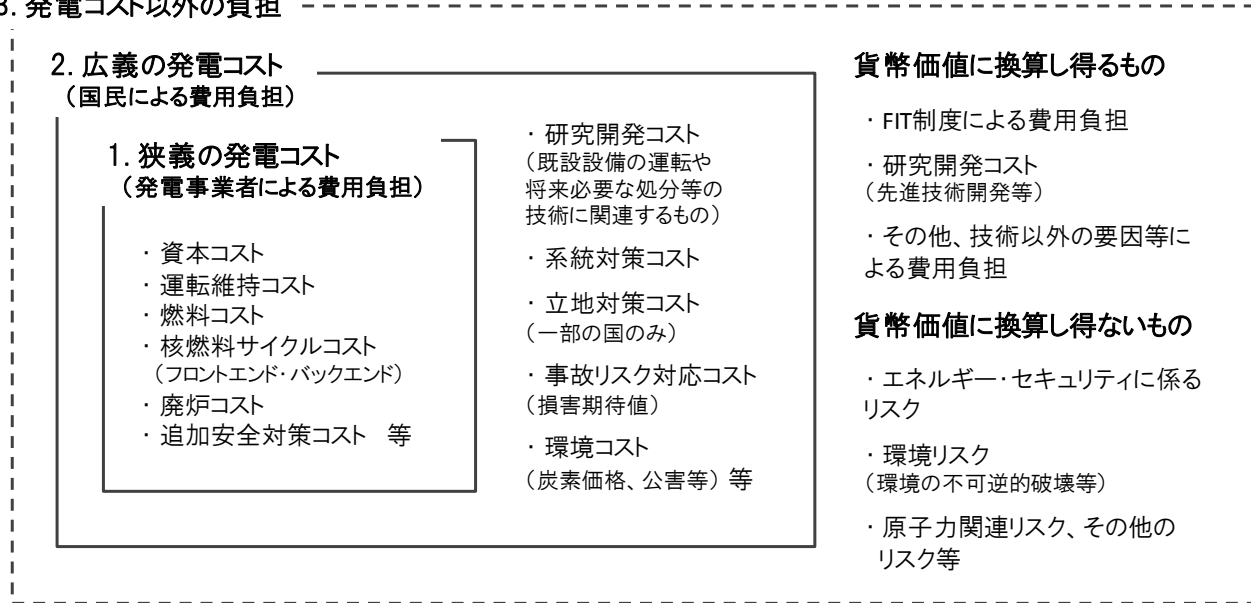


図2-2 発電に伴う負担の区分

広義の発電コストの中に何が含まれ、何が含まれないかは上記 2. の基準に照らして判断される。これは換言すれば、そのコストが当該発電技術自体の特性によって必要となるものであるか、または技術以外の政治的・社会的等の要因によって必要となるものであるか、によって判断できる、ということになる。例えば再生可能エネルギーの大量導入に際して必要となる系統対策は技術そのものの問題であり、再生可能エネルギー導入に係る制度がどのようなものであっても、大量導入を図る以上はそのコストは回避できない。一方で FIT の費用負担は専ら政策的な要因によって定まるものであり、他の方法、例えばかつて行われた RPS 制度 (Renewable Portfolio Standard: 電力会社に一定比率の再生可能エネルギー導入を義務づける制度) に似た制度によって大量普及を図った場合にはその追加的コストは大きく変化する。このため、前者の系統対策に係るコストは「広義の発電コスト」に含まれる一方で、後者の FIT の費用負担は発電コストには含まれない、ということになるであろう。

若干中間的な領域に属するのは原子力発電に係る立地対策費用のように、本来その技術固有の問題ではない、社会的な要因によるにもかかわらず (実際に諸外国ではそのようなコストは日本ほどかからない場合が多い)、当該技術と不可分であるかのように認識されている場合である。これは議論の分れる点でもあろうが、少なくとも日本を対象とした場合には立地対策費は実際に不可分と見なして広義の発電コストの中に算入することも、場合によっては許されるかも知れない。中間的な領域は何を考へる際にも発生するものであるが、まずは上記のように中間的でない部分についても混乱が見られている現状を踏まえた上で、より適切な評価を試みる必要があるであろう。

#### (補論 1) 発電コストの計上区分について

文献 13) には「発電コストとは発電に要する社会的費用のことである。ここでの社会的費用は、現時点では電力会社によって支払われていない費用や計算されざる費用も含まれる、社会全体にとっての費用である」という記述が見られる。ここでは上述の 3. に相当する「発電コスト」の定義が想定されているものと思われる。この問題点として、以下の二点が考えられる。

まず第一点目は、「発電コスト」という語の日常的な語感からの乖離である。例えば上記の定義に従うと、再生可能エネルギーに係る FIT 価格そのものが「発電コスト」と呼ばれることになる。具体的には、陸上風力発電のコスト (単価) についてコスト等検証委員会試算では (2011 年時点で) 9.9~17.3 円/kWh と評価されている。これに対し仮に上記 3. の基準に従った場合には、陸上風力発電の「発電コスト」は FIT 制度によって定められる通り 20kW 以上の設備について 22 円/kWh、20kW 未満の設備について 55 円/kWh (ともに平成 26 年度) であ

る、ということになる。しかし一般的にはこの FIT 価格は再生可能エネルギー発電の導入を促進するために、発電コストに適正な利潤を加えて設定するものと考えられており、FIT 価格そのものを「発電コスト」と称することは一般的な語法と比較してかなりの齟齬がある。

より重要な問題は、そのように「発電コスト」を定義することにより、各種発電に係る費用負担を適切に議論することが難しくなる、ということである。例えば A という発電方式により当初は非常に安価な発電を行うことが想定されていたにもかかわらず、実際には非常な不経済性をもって発電が行われた、という状況を考える。この場合、この経済不合理性が A という発電技術そのものにとって不可避な要因によるものであるのか、或いはそれ以外の社会的・制度的な要因によるものであるのかは政策判断にとって極めて重要であり、もし前者の場合には例えば A という技術の選択そのものが見直されるべきであろうし、後者の場合にはその不合理性の元となった社会的・制度的側面の改善が目指されるべきであろう。或いは FIT 制度のように意図的にその乖離を発生させている場合には、その制度運用自体に細心かつ綿密な注意が必要である、ということになるだろう。いずれにせよ上記 3. のようにこれらの要素を全て「発電コスト」に含めて評価を行った場合には、その値はこのような判断を行う資料としては役に立たないものとなる。

### (補論 2) 貨幣価値に換算し得るものとし得ないものについて

「定量的・金銭的な評価が原理的には可能であるが実際には難しい」ものと、「貨幣価値に換算・比較することはそもそも不可能」なものとを区分することは不可欠である。それにもかかわらず、実際には両者が常に明確に意識されているとは言えない。前者の例としては、気候変動に伴う環境被害などが挙げられる。これは極めて多岐の分野にわたる被害（もしくは便益）であり、その全体を定量的に評価することは難しい。しかしそれにもかかわらず、可能な限りにおいてその評価を試みることは有用であろうし、なされるべきであり、実際になされている。人命や景観の価値も貨幣価値換算は難しいと言われるが、これも自分の命もしくは家族・近親者の命でない限りにおいては換算は可能である<sup>2</sup>。貨幣価値換算をすることが比較的難しいものであっても、上述の基準に照らして当該技術に特有のものが見なされるのであれば、「広義の発電コスト」に含まれるべきである（実際には例えば風力発電に伴う低周波音がどの程度国民生活や日本の経済に影響を与えるか、といった問題のように、現段階ではその程度が不明であり、差当りは評価の対象外とせざるを得ない事例も存在する。しかしこのようなものについても、評価のための努力は続けられるべきであろう）。

一方で、貨幣価値への換算がそもそも不可能なものも多く存在する。ここでは第一に自分の命や故郷の景観など、本質的に貨幣価値を超越するものが考えられるであろう。気候変動に伴う環境被害の中にも、上述のように評価が可能な部分と、本質的に可能でない部分とが存在することは容易に想像がつく。またそれ以外にも貨幣価値換算が不可能なものはあり、例としては「エネルギー・セキュリティ」といったものが挙げられる。1970 年代の石油危機以降日本はエネルギー利用の分散化を図ってきたものの、そのエネルギー利用の多くをいまだに化石燃料に頼り続けており、しかもその供給源を多く中東に依存している。これを低減させることは日本にとって価値、悪化させることはリスクであるが、中東依存度を 1% 低減させることが実際に何円の価値に相当するかを評価することは不可能であり、無理に換算したとしても妥当な結果は得られない。

原理的に貨幣価値換算をし得ないリスクについては、それが当該技術に固有のものであろうとなかろうと、そもそも発電コストの中に算入しようがない。ここではそのような価値を無理に貨幣価値に換算し、定量的に他の価値の比較を行おうとする姿勢は慎まれるべきであろう。そして、それにもかかわらずそのようなリスクを考慮に入れなくて良いというわけでは全くない、という認識が重要である。むしろ地球環境問題を金銭的被害のみで語ろうとすることは問題を矮小化することにしかならず、それは私の死を私の保険金額で語ろうとすることに近い。同様のことは原子力発電に付随するリスクについても言える。後述するように高レベル放射性廃棄物処分に係る経済負担は（時に誤解されることとは異なり）原子力発電の経済性に対して殆ど有意な影響を及ぼさない。しかしだからと言ってこの問題が重要でないというわけでは全くなく、逆にそれは、貨幣価値として評価され得ない問題（ここでは超長期の安全性をいかに確保するか、そもそもそれは果して確保できるのか、という点）の

<sup>2</sup> 実際には人命や人的被害の金銭価値については、HC (Human Capital : 人的資本としての価値換算)、WTP (Willingness-To-Pay : 支払意思額)、WTA (Willingness-To-Accept : 補償受取意思額)、VOLY (Value of Life Year : 損失余命年価値)、VSL (Value of Statistical Life : 統計的生命価値) などの評価手法が考案されている。



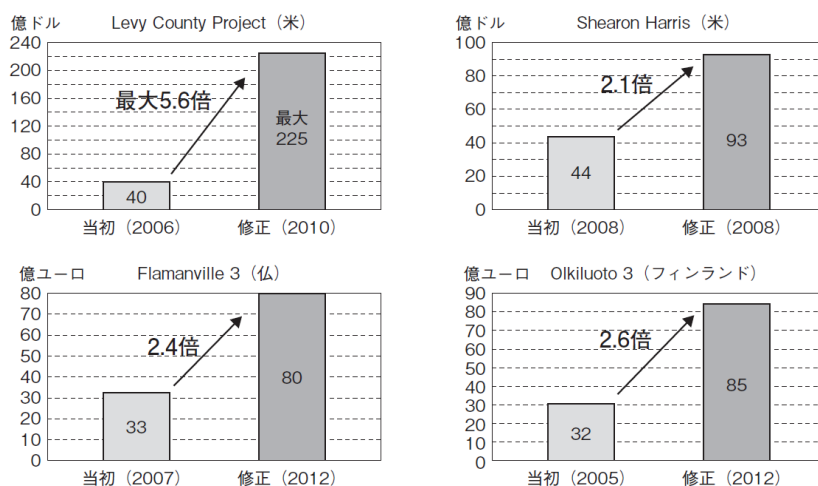
重要性を端的に示すものであるとも言える。図2-2に示される「貨幣価値に換算し得ない」負担が、エネルギー問題に関して広く言及される所謂「3E+S」から経済性を除いたもの、即ちエネルギー・セキュリティ、環境保全及び安全性の3つであることは着目に値する。つまりコストないし経済性というものは政策決定のための要因の一つに過ぎず、それ以外の要因を無理にそこに含めて議論をしようとすべきではない。経済性評価・コスト評価はさまざまなものの相対的な優劣を極めて強力で定めるもののように受け取られるため、我々は時に全てのものを貨幣価値に換算するという欲求に駆られるものであるが、実際には貨幣価値と異なるものは異なるものとして別途考えた上で、貨幣価値のみでない総合的な比較を行う姿勢が必要であろう。単なる用語法上の混乱がそれに関係する議論の全体を不明瞭なものとしてしまうことはメディアによる報道や政策判断の場ではよく見られることであるが、我々は常に可能な限り明確な概念のもとに、誤解と混乱のない議論を行うことが必要である。

## 2-2-2 発電コスト評価に係る論点の整理

図2-1に示す各種試算の比較からは、概ね以下のようなことがわかる。

### (1) 資本コスト

まず資本コストについては OECD 及びコスト等検証委員会による試算は概ね実績値に近い想定となっている反面、自然エネルギー財団による試算はそれを大きく上回る。これは原子力発電所の建設単価を OECD の 31 万円/kW、コスト等検証委員会の 35 万円/kW に対し 50~70 万円/kW と非常に高くしていることに起因する。ここでは図2-3に示される通り、近年欧米での原子力発電所建設時に、その建設費用が当初想定よりも上昇している場合が多い、ということが根拠とされている。但しここで価格高騰として示される事例には後述の通り「一夜費用」と「総費用」に関する概念上の混乱が一部見られるとともに、それぞれの事例は特殊な事情を含むものであり、それらを適切に考慮した上で今後の原子力発電所建設単価の上昇の可能性について考えることが必要である。



(出所) 自然エネルギー財団<sup>11)</sup>

図2-3 海外での原子力発電所建設費用上昇事例

資本コストについてはもう一つ重要な論点がある。それは割引率の問題である。一般的に諸外国で試算される原子力発電コストはその過半が資本費となっていることが多く、コスト等検証委員会のように資本費が3割弱を占めるに過ぎない試算結果はむしろ例外的である。これは運転維持費が比較的高価であることや上述の社会的費用を積んでいることなどにも起因するが、それ以上に、3%という低い割引率を想定していることが大きな要因となっている<sup>14)</sup>。この点は原子力発電の経済性を評価する上で欠かせない事項である。

## (2) その他のコスト

次いで核燃料サイクルコストにつき、コスト等検証委員会の想定が実績値と異なっている理由については文献10)を参照されたい。自然エネルギー財団の試算ではこれは実績値を上回る2.1円/kWhとされており、その根拠として、コスト等検証委員会試算では第二再処理工場にかかるコストが含まれておらず、その分を見込んで1.5倍にした、と述べられている。但し実際にはコスト等検証委員会の依拠する原子力委員会の試算<sup>15)</sup>ではウラン燃料当りの単価から再処理コストを含む核燃料サイクルコストを試算し、従って概念上「六ヶ所再処理工場のデータをもとに第二再処理工場のコストをも評価した」こととなっており、第二再処理工場の費用が計上されていないというのは事実の誤認であると思われる。

より重要な点は、運転維持コストの差である。即ち実績値の2.1円/kWhに対して、OECDでは1.7円/kWh、コスト等検証委員会では3.3円/kWh、自然エネルギー財団では4.7～6.2円/kWhとなっている。コスト等検証委員会と実績値との差についてはやはり文献10)を参照されたい。実績値に照らしてOECDの安価な運転維持コストは日本の実態を適切に反映していない可能性が高い一方で、逆にここで実績値の倍以上まで拡大する根拠は見出し難い。それにもかかわらず自然エネルギー財団の試算でこのような評価がされている理由としては、その試算がコスト等検証委員会の試算シートをそのまま用いている（と推測される）ことが挙げられる。即ち、同シートでは発電に係る修繕費・諸費等が建設費に対する比率として設定されており、このため建設単価想定を35万円/kWから70万円/kWに上げると、運転維持費が自動的に倍近くまで上昇する。この点についてはより慎重な考慮が必要であろう。

政策コストについてはコスト等検証委員会では1.1円/kWhとされており、これについては上述の通り「将来発電技術開発」の扱いに疑念が残る。一方で自然エネルギー財団試算では立地コストにつき、緊急時計画区域（EPZ）が30kmに改定されたことを受けて立地交付金が増額されることを想定し、年間1,278億円の交付金額を2.5倍して計上している。実際には第一に、EPZの拡大により交付金の対象範囲が見直されたという事実はなく、その金額は増額されない。第二に、平成23年度の電源立地地域対策交付金予算額1,110億円のうち、周辺自治体への交付分（原子力発電施設等周辺地域交付金相当部分）は243億円のみである<sup>16)</sup>。もし仮に交付金の対象となる自治体の範囲の拡大を想定するとしても、この周辺自治体への交付分以外のものを拡大することの説明はつきにくい。

事故リスクコストの評価はより難しい問題であり、上述の通りコスト等検証委員会ではこれにつき「0.5円/kWh以上」との評価結果が提示されているものの、最終的な解決には至っていない。欧州ではこれについて最低で0.000013ユーロセント/kWhとの評価<sup>17)</sup>や最大で6,730ユーロセント/kWhとの評価<sup>18)</sup>もあるなど評価結果には極めて大きな幅があり、試算の方法そのものから再度検討を行う必要がある。更に、事故リスク対応費用はいわゆる「外部コスト」の一部であるが、コスト等検証委員会においてはそれ以外の外部コストについては殆ど触れられていない。

以上のように、資本コスト及びその他のコストについて比較を行うことにより、原子力発電のコスト評価を行うに当たって何が重要な論点となり得るかを把握することができる。ここでは以下の各項目を選び、次章以降、これらについてその評価及び考察を述べることにした。

- ・ 原子力発電所建設単価の上昇について
- ・ 運転維持費の評価の方法について
- ・ 外部コストについて
- ・ 割引率の問題について
- ・ 化石燃料価格の影響について

最後の化石燃料価格については、原油価格が大きく変化している現状に鑑みて、既往の報告事例<sup>19)</sup>をもとに概要を記載した。1章に述べたこととの関連で言えば、原子力発電所建設単価、運転維持費及、割引率及び化石燃料価格の問題は試算の前提条件の問題であり、福島事故前から議論が続けられてきた比較的「古い」問題であると見なされる。それに対して事故リスク費用の問題は従来の発電コスト試算では（少なくとも日本においては）

明示的に示されてこなかったものであり、福島事故後に特に注目を集めるようになった「新しい」論点であると言える。これと同様の「新しい」問題である立地対策費用や研究開発費用については、コスト等検証委員会において対処がなされ、残る問題は上述の通り発電コストの概念のみであると考えられるために、以下、本稿では取り扱わない。また、外部コストのうち事故リスク対応コストについては別稿<sup>20</sup>で取り扱うこととし、本稿では主にそれ以外の外部コストについて簡単に述べるにとどめた。

また、その他によく論じられる点として廃止措置、高レベル放射性廃棄物処分、再処理等のコストの問題があるが、実はこれらの問題は既に福島事故前からよく議論がなされており、更にコスト等検証委員会でも評価が行われた結果として、今後仮に原子力発電所を新たに建設する場合、その経済性を考える上においては比較的大きな問題ではない、ということが明らかとなっている。これらの点については第4章において、既存の報告事例<sup>19</sup>などに基づき概要を整理した。

### 3. 主要論点の評価及び考察

#### 3-1 建設費

##### 3-1-1 各国の原子力発電所建設単価

上述の通り自然エネルギー財団は欧米の新設プラントの建設費用上昇の事例を挙げているが、その主な根拠は米国のコンサルティング会社である Analysis Group の文献である<sup>21)</sup>。この文献では米国での 8 つの新規原子力発電所計画について、各電力会社が概ね 2~3 年程度を経た前後に発表した建設費用を比べ、1 つの例外を除き後の方が費用が高くなっている、と述べられている。米国では新設に際する許認可申請 (Combined Construction Permit and Conditional Operating License: COL) の書類にプラントの建設費用を含む経済性に係る事項が記入されることとなっているが、一般に公開される COL の申請書類ではその費用に係る部分が削除されている。このため Analysis Group の文献では主に新聞等、メディアの報道に基づいて推測がなされている。

メディアの報道に基づいて評価を行うことの難点としては、その二次資料としての信頼性の問題 (メディアにおいて報道をなす人々は必ずしも当該分野の専門家ではないため、仮に彼ら自身に悪意はない場合でも、不正確、もしくは誤った情報が報道される危険性が常に存在する) と同時に、そもそもそこに示される費用が何を示しているのかが明確でないということが挙げられる。これについては Analysis Group 自身も認識しており、特に建設費にファイナンスの費用を含むのか否かが多くの場合不明である、とされる。

一般的に原子力発電所の建設に係る費用の中には機器・部品や電気計装等の設計・製造・運搬・組み立て、土木工事、掘付等の費用や各種の管理費用、人件費等が含まれる。これらの費用の合計額は一般的に「オーバーナイト・コスト」(一夜費用) と呼ばれる。但し実際の発電設備の建設は一夜にして行われるものではなく、建設には数年の期間を要するため、その間に借入資金の返済等、ファイナンスに係る費用が発生する。特に金利が高く、建設期間が長い場合にはこのファイナンス分を含む総費用は一夜費用に比べてかなり大きくなる。このため両者の違いを明確に意識しない限り、建設コストに関する正しい比較はできない。

米国において原子力発電所の一夜費用自体が過去、上昇傾向を示していることは事実である。例えば MIT による 2003 年の経済性評価事例<sup>22)</sup>では 2,000 ドル/kW とされていた建設費用が 2009 年のアップデート版<sup>23)</sup>では 4,000 ドル/kW とされており、費用上昇の要因の一つとして原油価格高騰等に伴う資機材価格の上昇が考えられている。但しこのような建設コスト上昇は程度の違いはあれ石炭・天然ガス火力等にも見られると MIT のレポートは述べた上で、更に原子力に特有の事情として、建設計画の遅延や新たな規制の強化などを挙げている。

原子力発電所の建設費用は国によって大きく異なる。これは土地の取得費や人件費等の費用が国によって異なるとともに、規制のあり方や過去の発電所建設の経緯、経験等も大きく異なるためである。2010 年に出版された OECD の文献<sup>24)</sup>によれば、当時の時点における各国の原子力発電所建設単価 (一夜費用) は表 3-1 の通りである。

表3-1 各国の原子力発電所建設単価 (OECD : 2010)

	建設単価, 米ドル/kW	備考		建設単価, 米ドル/kW	備考
フランス	3,860	EPR	米国	3,382	第III+世代炉
ドイツ	4,102	PWR	ブラジル	3,798	PWR
ベルギー	5,383	EPR-1600	ロシア	2,933	VVER-1150
オランダ	5,105	PWR	日本	3,009	ABWR
スイス	4,043/5,863	PWR	韓国	1,876	OPR-1000
チェコ	5,858	PWR		1,556	APR-1400
スロバキア	4,261	VVER	中国	1,748/1,763	CPR-1000
ハンガリー	5,198	PWR		2,302	AP-1000

(出所) OECD/NEA,IEA<sup>1)</sup>

ここに示される建設単価は原油価格高騰による資機材価格の上昇を経た後のものであり、OECD 文献の 2005 年版<sup>24)</sup>に比べて各国とも高い。例えば米国では 2005 年版の 1,894 ドル/kW から 2010 年版では 3,382 ドル/kW へ、韓国では最低 1,074 ドル/kW から 1,556 ドル/kW へ、日本では 2,510 ドル/kW から 3,009 ドル/kW へと上昇した。但し欧米においては、その後も建設の遅延等に伴い建設コストが上昇しており、米国エネルギー省・エネルギー情報局 (U.S. Energy Information Administration: EIA) による最新の評価例では、建設 (一夜) 単価は 2012 年価格で 5,530 ドル/kW とされている<sup>25)</sup>。特に米国においては現在進められている新設計画は 1979 年のスリーマイル島事故以来数十年ぶりの新規着工事例であり、実質上初号機の建設に近い状態であることが計画の遅延や費用の上昇に帰結しているものと考えられる。

では今後の見通しはどのようになるのであろうか。同じく EIA の見通し<sup>26)</sup>によれば、2019 年運転開始想定原子力発電所の平準化資本費 71.4 ドル/MWh (2012 年価格) に対し、2040 年運転開始相当では 56.7 ドル/MWh (同) まで資本費が低下するものと見通されている。具体的な建設単価についての記載は EIA の資料には見られないが、仮に WACC (加重平均資本コスト) 等の想定に変化がないものとする、概ね現在の建設単価 5,530 ドル/kW が 2040 年にはその 8 割程度にまで低減する見通しとなることからわかる。上述の通り建設単価上昇の大きな要因が初号機であることや計画の遅延等によるものであることを考えると、今後仮に米国内において新設計画が進み、複数の原子力発電所建設が継続的になされる場合には、その建設単価が時を経て低減に向うと考えるのは自然なことであろう。

日本政府による発電コスト試算では、原子力発電所の建設単価は 1999 年 (総合資源エネルギー調査会・原子力部会)<sup>2)</sup>、2004 年 (コスト等検討小委員会)<sup>3)</sup>及び 2011 年 (コスト等検証委員会)<sup>9)</sup>の試算においてそれぞれ 29.1 万円/kW、27.9 万円/kW 及び 35 万円/kW と評価されており、やはり 2008 年の原油価格高騰後に建設単価想定が上昇している<sup>3)</sup>。またこれが、上述の OECD 試算における日本の原子力建設単価想定の上昇にも影響しているものと思われる。この最新の評価額 35 万円/kW は最近建設され、稼働を開始したサンプルプラント 4 基 (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 号機及び北海道電力泊 3 号機) の平均実績額である、とされる<sup>9)</sup>。

米国での評価例と日本での評価例との最も大きな差は、前者においては 30 年ぶりの新規建設であるために初号機としての追加的な費用がかさんでおり、またあくまでも実績値ではなく見積額である一方で、後者は過去のプラント建設の経験に基づく実績値であるということである。現状での評価額が前者で 5,530 ドル/kW、後者で 35 万円/kW と相当の差が生じている理由の一端もそこに見出すことができるであろう。一方で、今後上述のような理由から仮に米国において建設単価の低減が見込めるとしても、同様の低減を日本において見込むことはできない。また、この日本の建設単価実績 (35 万円/kW) には原油価格高騰の影響が十分に反映されていない可能性もあるとともに、福島事故後の新規規制基準適合のために追加的な費用が発生するなど、建設単価は上昇に向かう可能性も高い。その程度については更に検討を行う必要がある。

### 3-1-2 欧米における建設単価の上昇事例

このように原子力発電所の建設単価は過去、特に欧米において上昇を示している。その要因としては上述の資機材価格の高騰等、各国に共通する要因の他に、各事例での特殊な上昇要因をも見ることができる。但しそれぞれの事例において建設コストに関する明確な定義や内訳が示されているわけではないため、正確な評価を行うことは難しい。ここでは上記のような限界があることを認識しつつも Analysis Group に倣って主にメディア等の報道に基づき、図 2-3 に示される 4 つの発電所新設計画についてその概要と建設コスト上昇の状況をまとめることとする。

#### (1) Levy County 原子力発電所 (米国)

Levy County 原子力発電所 1、2 号機建設計画は米国フロリダ州において Progress Energy (2012 年 3 月に Duke Energy による買収手続きが完了) が進める計画である。ここでは 110 万 kW の原子炉 (Westinghouse

<sup>3)</sup> これらの単価が何を示しているかについて、政府文書中には明確な記載がない。しかし割引率の想定によって変化しない値であることから、「総費用」ではなく「一夜費用」に相当するものと考えるのが妥当であろう。

社製 AP1000) 2 基が建設される予定であり、同社は 2008 年 7 月に連邦原子力規制委員会 (Nuclear Regulatory Commission: NRC) に COL を申請した。当初の予定では 2016 年に 1 号機、2017 年に 2 号機の運転を開始することとされており、2012 年 4 月には COL 審査の環境影響評価が完了したものの、電力需要の低迷や低い天然ガス価格等を理由に 1 号機の運転開始予定が 2024 年、2 号機の予定がその 18 ヶ月後まで遅延する見込みとなっている<sup>27)</sup>。

プラント 2 基の建設一夜費用は 2006 年時点で 40~60 億ドル (1,800~2,700 ドル/kW) と評価されたが、その後資機材価格の上昇や、土地購入費用、ファイナンス費用、送電線費用等を含めたことで費用見積りが上昇した<sup>28)</sup>。2008 年の見積では建設総費用は 170 億ドル (7,800 ドル/kW) とされるが、そのうちプラント自体の一夜費用は 105 億ドル (4,800 ドル/kW) 程度、その他に送電設備の費用 25 億ドルと建設中利子や最初の装荷核燃料等の費用 40 億ドルが計上されている<sup>29)30)</sup>。

2012 年に入り Progress Energy 社は更なるコスト上昇を発表した<sup>31)</sup>。それによれば 170 億ドルの総費用見積額は、更に 190~240 億ドル (8,600~10,900 ドル/kW) まで上昇した。但しこれは主にスケジュールの遅延による持越費用やファイナンス費用の増加によるものであり、一夜費用自体は「本質的に変化していない」と述べられている。

図 2-3 に示すように、自然エネルギー財団はこの Levy County 発電所の建設コストについて「40 億ドルから 225 億ドルまで最大 5.6 倍」に増加した、と主張している。しかし上記から、この主張は一夜費用と総費用とを混同していることがわかる。実際には、同発電所建設の一夜費用は 2006 年見積の 1,800~2,700 ドル/kW から、資機材価格の上昇等により 2008 年には 4,800 ドル/kW 程度まで上昇した、と、少なくともメディアによる報道からは読み取れる。

## (2) Shearon Harris 原子力発電所 (米国)

Shearon Harris 原子力発電所 2、3 号機新設計画は、米国ノースカロライナ州にて同じく Progress Energy (Duke Energy) が進める新設計画である。同発電所では 1987 年に 95.8 万 kW の加圧水型軽水炉 (PWR) が稼働を開始しており、更に 110 万 kW の AP1000 を 2 基建設する予定となっていた。Progress Energy 社は 2008 年 2 月に COL を NRC に申請したが、2013 年 5 月、電力需要の伸び悩み等を理由に、COL 審査を一時保留とする方針を決定している<sup>32)</sup>。メディアの報道によれば、2008 年時点での同発電所の最初の建設費見積りは 44 億ドル (2,000 ドル/kW) であったが、同年に改めて公表された更新された建設費は 93 億ドル (4,200 ドル/kW) とされている<sup>33)</sup>。

## (3) Olkiluoto 原子力発電所 (フィンランド)

フィンランドでは Teollisuuden Voima (TVO) が所有する Olkiluoto 原子力発電所 3 号機の新設計画が進められており、Areva-Siemens が主契約者となっている。建設中の 3 号機は出力 172 万 kW の欧州加圧水型炉 (European Pressurized Water Reactor: EPR) であり、2005 年 8 月に着工した後、2009 年半ばの運転開始が予定されていた。しかし同計画はその後大幅に遅延を続け、現状での運転開始見込みは 2018 年頃となっている。

プラントの建設費は当初 32 億ユーロ (1,900 ユーロ/kW) と評価されていたが、主に計画の遅延により、2012 年末には 85 億ユーロ (4,900 ユーロ/kW) まで費用が上昇している (但しこれが一夜費用であるのか、総費用であるのかは報道ベースでは明確に示されていない)<sup>34)</sup>。TVO 社にとって Olkiluoto 3 号機は 25 年ぶりの新設案件であり、一方で Areva 社にとっても稀少な海外でのプラント建設であるとともに、第 3 世代炉である EPR の最初の建設となったため、具体的な経験が不足する状況であった。建設経験の不足は建設作業や材料の品質を悪化させ、プラントの詳細設計に関する遅れや安全規制基準への適合に時間がかかる事態をも招き、結果として建設費の上昇につながったものと言える。

## (4) Flamanville 原子力発電所 (フランス)

フランスの Flamanville 原子力発電所においても、同様の EPR による 3 号機 (出力 163 万 kW) の新設計画が進行中である。本計画は Areva が主契約者となり、2007 年 12 月に着工された。フランスでは 15 年ぶりの新設炉であるとともに、同原子炉は Olkiluoto 3 号機と同様に国内初の第 3 世代炉である。ここでも一夜費用・総

費用いずれに該当するのかは明らかでないが、当初の建設費評価額 33 億ユーロ (2,000 ユーロ/kW) に対し、2012 年末の見積額は 85 億ユーロ (5,200 ユーロ/kW) まで引き上げられた<sup>35)</sup>。

フィンランドの場合と同じく、この事例でも建設経験の不足による工事の遅延がコスト上昇の最大の原因として挙げられる。Areva 社によれば、本来同計画が享受するはずであった Olkiluoto 3 号機の建設経験から得られる利益が Olkiluoto 側の遅延により受けられなかったために、いわゆる「First-of-a-kind」(初号機) としての問題に直面し、建設コストが上昇した、とされている<sup>36)</sup>。運転開始は当初は 2012 年に予定されていたが、現状で既に 4 年遅延し、2016 年の運転開始予定とされる<sup>37)</sup>。

### 3-1-3 発電コスト評価との関係

このように過去、欧米の原子力発電所新設計画において、建設費用が当初見積りに比べて増加する事例が多く見られた。但しこのうち、欧州における 2 つの事例は明らかに建設経験の不足に伴う大幅な計画の遅延に伴うものである。日本においては近い過去、実際にここまでの遅延をせず 35 万円/kW 程度の単価で建設を行った事例が複数あることから、これらの事例をもって日本の原子力発電所建設コストが今後 2 倍に膨らむと想定するのは無理があることがわかる。

米国においては当初の見積額が 2,000 ドル/kW 前後と比較的安く、その後実際にプロジェクトが進むにつれ建設費用がかさんでゆく事例が複数見られる。但し上に述べた 2 つの事例に限って言えば、これらはいずれも 2008 年の原油価格高騰時期を挟むという特殊事情があったことは忘れてはならない。またそもそも原子力発電所の建設に限らず、多くの大型建設事業において当初見積りよりもコストが嵩むことは珍しくなく、特にプラント建設経験の蓄積のない新しいタイプの工事や、海外におけるプラント建設などに際してはしばしば見られることである。Shearon Harris 発電所や Levy County 発電所における一夜費用上昇後の単価 4,200~4,800 ドル/kW も米国政府の想定する一夜単価 5,530 ドル/kW と比べて小さく、実際に米国や欧州においてこの程度の費用がかかったとしても特別おかしくはない。

上述の通り日本における想定建設単価 35 万円/kW は実際のプラント建設経験に基づいた費用であり、従って当初の見積段階の概算費用と同一視されるべきものではない。米国の 2 つの事例は実際の建設コストに比して当初の想定が甘かった例として挙げられるものであるが、これらの例のみをもって、今後日本での建設単価が実績値から大きく上昇すると想定する根拠にならないことは、言うまでもない。

既に述べた通り、日本においては今後追加的安全対策等によって建設コストの上昇が見られる可能性が高く、その程度について正確に評価することは将来の原子力発電の経済性を考える上で重要である。またそれ以外の何らかの要因によって、コストが更に上昇する可能性もある。但し本節で述べた状況から、過去の欧米における建設コストの上昇例を日本に当てはめて考えることは恐らく適切でない。日本における今後の建設費上昇の可能性については、安全対策費用等の実際のデータに基づいて、地に足のついた議論を進めることが必要であろう。

## 3-2 運転維持費

2011 年のコスト等検証委員会による試算では各発電に伴う年間の修繕費や諸費は初期投資(建設費)に比例することとなっており、原子力発電については前者は初期投資の 2.2%、後者は 1.9%と想定される。また人件費についてはプラントの基数に比例する想定となっており、1 基当り年間 23.7 億円とされている。これらのデータは上記 4 基のサンプルプラントの平均値として設定されたものである。上述の通り自然エネルギー財団による試算では、恐らくコスト等検証委員会の試算シートを修正なく用いているため、建設単価を上昇させるケースでは修繕費や諸費がそのままふくらみ、運転維持コストが異様に大きくなっているものと推測される。

発電に伴う運転維持費が発電所の規模に依存する状況は実績データからも見ることができる。図 3-1 は原子力発電所を有する一般電気事業者 9 社について、各社の有価証券報告書<sup>38)39)</sup>に示される人件費・修繕費及び諸費に関して 2001 年~2010 年の実績平均値を各社の有する原子力発電設備容量との対比で示したものである。各社の

<sup>4)</sup>例えば日本の黒部ダムの建設においては、当初算出された建設費見積額 370 億円に対し、実際にかかった費用は 513 億円に達したと言われている。



有する発電設備容量は原子炉の基数に概ね比例し、またそれらの発電所の建設費合計は発電設備容量にほぼ比例しているため、これらの図の横軸として基数や建設費を取った場合にも同様に良好な相関を示す図が得られる。但し相関係数は人件費と修繕費については基数が、諸費については発電設備容量が最も高くなっており、いずれの場合も建設費については幾分相関係数が低下する（例えば修繕費については発電設備容量及び人件費との相関係数 0.91 及び 0.95 に対し、建設費との相関係数は 0.82）。原子力発電所の建設単価を実績値（20～50 万円/kW 程度）と齟齬のない範囲内で想定する限りにおいて、コスト等検証委員会の想定の通り修繕費や諸費を建設費に比例させて想定することに、大きな問題はないものと思われる。

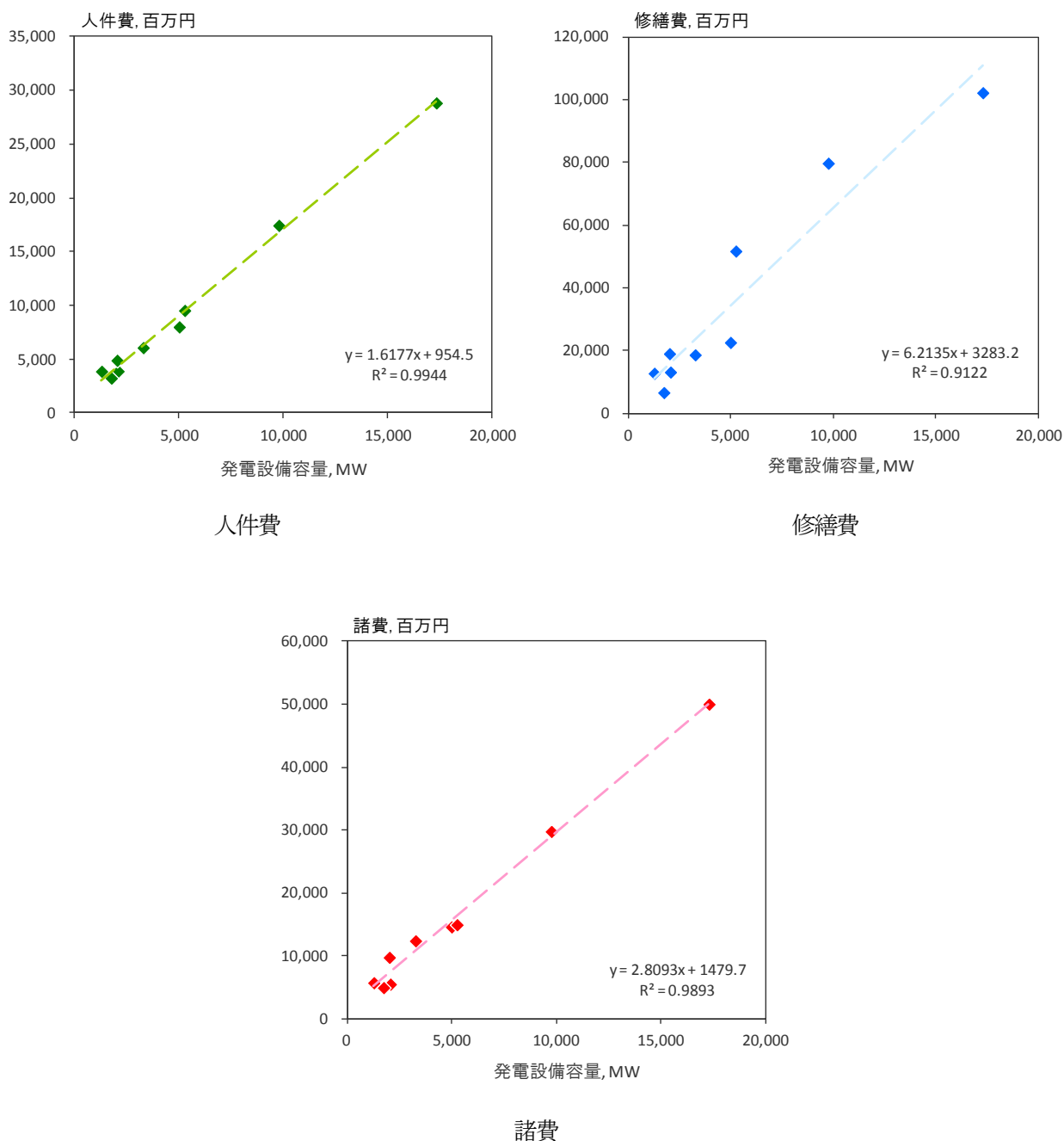


図3-1 発電設備容量と人件費・修繕費及び諸費の関係（電力9社：2001～2010年度平均）

問題となるのは自然エネルギー財団の試算に見られるように、建設単価を 70 万円/kW と実績値よりも遥かに



大きく想定した場合、それに比例して修繕費や諸費が上昇するものと見なすことが妥当であるのか否か、である。これについても実績値から示唆を得ることができる。図3-2に示す通り、建設単価（設備容量当りの建設費）が上昇した場合に設備容量当りの諸費や人件費は上昇することはなく、修繕費は逆に低下する傾向すら読み取ることができる（即ち建設単価が高いプラントの方がより性能が向上し、修繕費を節約できている可能性がある）。実際、例えば Olkiluoto 発電所のように建設の工程遅延により建設単価が上昇した場合に、それが原因となって運転時の修繕費や諸費が比例的に上昇するとは考えにくい。このことから、建設費 70 万円/kW というような極端な想定をした場合、コスト等検証委員会の試算シートに従って評価を行うと、少なくとも運転維持費用については正しい結果が得られなくなることがわかる。これは原子力を含む各種電源の発電コスト評価の方法について示唆を与えると同時に、このような試算シートを利用して計算を行う際には十分な注意が必要であることを示すものとも言える。

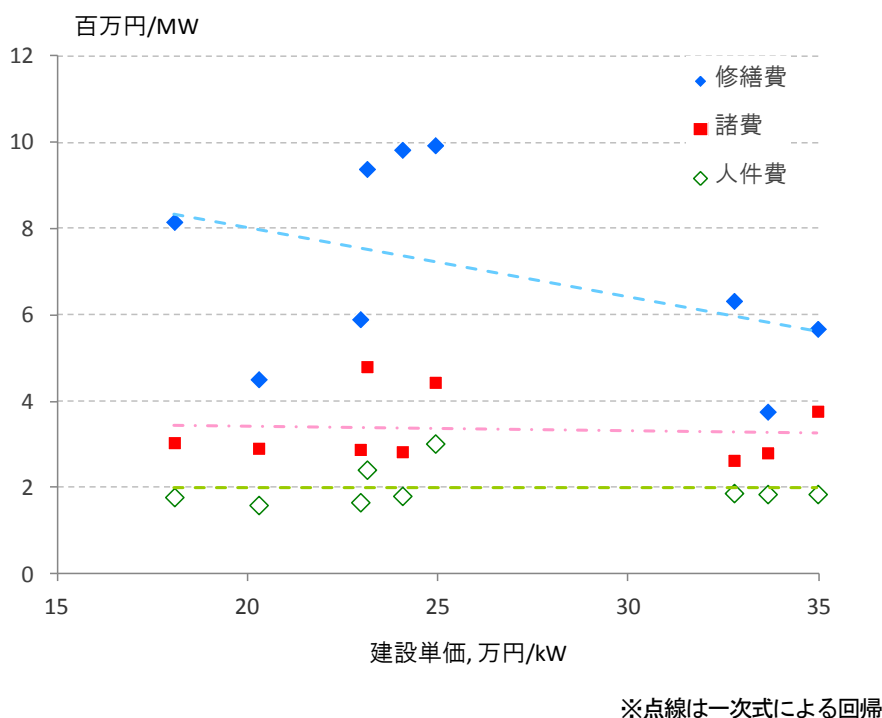


図3-2 建設単価と人件費・修繕費及び諸費の関係（2001～2010年度平均：電力9社）

### 3-3 外部コスト

外部コストとはある活動に伴うコストのうち、市場経済の「外側」で発生し、従ってそのままでは市場メカニズムによる調整を受けないもののことである。例えば我々が消費する電力を供給するために二酸化炭素が排出され、それが仮に将来の気候変動を引き起こす場合、その被害額は外部コストに相当するものとなる。このようなときにも我々（電気の消費者）がより高い電力価格等、何らかの負担をしてその被害を補償する場合には、その外部コストは「内部化」される、と言われる。或いは直接的に被害を補償するのではなく、より高額な負担によって省エネルギー・低炭素化対策が行われ、気候変動が回避された場合にも、やはりその外部コストは内部化されると言われる（但し仮にそれらの対策によって十分な排出削減が達成されず、気候変動がやはり生じた場合には、その被害分は外部コストとして残ることとなる）。一般的には種々の外部コストが内部化されることにより、社会全体にとってより適切な市場判断がなされるものとされる。

それを実際に内部化するかどうかは別として、各種の外部コストを評価することは社会全体にとって最適なエネルギー選択を行う上で重要である。但し一般的に外部コストを評価することは、電気料金に直接影響する内部的なコストの評価に比べて遥かに難しいか、もしくは不正確である。それは一つには、その対象とする領域が極め

て広いからである（前述のシーレーンの話を思い起こされたい）。更に、仮にその領域が特定されたとしても、それは一般的にはある特定の文献・データに記載のある数値から一意的に算出できるものではなく、例えば事故によって影響を被る人の数の評価といった大まかな推定をしなければならなくなるからである。しかしそれにもかかわらず、可能な限りにおいてその評価を試みることは有用であるし、実際に行われている。以下、欧米の例を中心にその概要を述べる。

### 3-3-1 欧米における評価

欧州で試みられた例として、ExternEによる外部コストの評価例<sup>40)</sup>を表3-2に示す。ここで用いられている手法は、「影響経路アプローチ」(Impact Pathway Approach)と呼ばれる積み上げ式の方法である。ここではまず各電源における汚染物質等(PM<sub>10</sub>、PM<sub>2.5</sub>、SO<sub>2</sub>、オゾン、有機物、重金属等の他に「事故」や「騒音」も含む)の発生を評価した上で、それらによる大気・土壌及び水への影響を通じて物理的インパクトを計算し、最終的には共通の単位である貨幣価値に換算する。対象としては火力発電・原子力発電及び再生可能エネルギー発電等を全て含み、人体や作物への影響、騒音、生態系への影響や気候変動の影響が評価されている。一般的に環境への被害は汚染物質を排出した国のみには留まらないため、欧州全体を対象として詳細な評価がなされていることが特徴的である。

表3-2 欧州各国の外部コスト試算例 (ExternE)

	石炭	石油	天然ガス	原子力	バイオマス	水力	太陽光	風力
オーストリア			1~3		2~3	0.1		
ベルギー	4~15		1~2	0.5				
ドイツ	3~6	5~8	1~2	0.2	3		0.6	0.05
デンマーク	4~7		2~3		1			0.1
スペイン	5~8		1~2		3~5			0.2
フィンランド	2~4				1			
フランス	7~10	8~11	2~4	0.3	1	1		
ギリシャ	5~8	3~5	1		0~0.8	1		0.25
アイルランド	6~8							
イタリア		3~6	2~3			0.3		
オランダ	3~4		1~2	0.7	0.5			
ノルウェー			1~2		0.2	0.2		0~0.25
ポルトガル	4~7		1~2		1~2	0.03		
スウェーデン	2~4				0.3	0~0.7		
イギリス	4~7	3~5	1~2	0.25	1			0.15

(出所) 欧州委員会<sup>40)</sup>

外部コストの試算例は表3-2の通りである。火力発電で特に費用が大きくなっているが、これは気候変動の回避コストとして、炭素価格が考慮されているためである。ドイツの場合における外部コストの内訳は表3-3の通りとなる。ここに示されるように、気候変動の回避費用の他には、健康への被害（その一部として事故リスクコストを含む）と生態系への影響が比較的大きくなっている。

表3-3 ドイツにおける限界外部コスト試算例 (ExternE)

	石炭火力	褐炭火力	天然ガス 火力	原子力	太陽光	風力	水力
騒音	0	0	0	0	0	0.005	0
健康被害	0.73	0.99	0.34	0.17	0.45	0.072	0.051
建築物等への影響	0.015	0.020	0.007	0.002	0.012	0.002	0.001
作物への影響	0	0	0	0.0008	0	0.0007	0.0002
被害コスト計	0.75	1.01	0.35	0.17	0.46	0.08	0.05
生態系への影響	0.20	0.78	0.04	0.05	0.04	0.04	0.03
気候変動	1.60	2.00	0.73	0.03	0.33	0.04	0.03

(出所) 欧州委員会<sup>40)</sup>

同様の試みは米国においても行われている。表3-4は2010年に公表された外部コストの評価例<sup>41)</sup>である。ここでは石炭火力発電及び天然ガス火力発電を対象とし、米国内ほぼ全ての発電所を対象にSO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、PM<sub>2.5</sub>、PM<sub>10</sub>等の排出による環境影響を評価している。石炭火力の外部コスト評価値は平均で3.5セント/kWhであるが、90%信頼区間でいうと0.19～12.0セント/kWhと、非常に幅広い。また2030年にかけて、汚染物質の排出削減等に伴い外部コストは低減する(が、ゼロになることはない)とされている。

表3-4 米国における外部コスト試算例 (気候変動以外の影響分)

	2007年価格セント/kWh			
	石炭火力		天然ガス火力	
	2005年	2030年 予測	2005年	2030年 予測
平均	3.2	1.7	0.16	0.11
5%値	0.19		0.001	
95%値	12.0		0.55	

(出所) 米国科学アカデミー<sup>41)</sup>

これらの外部コストのうち、日本のコスト等検証委員会では気候変動の回避費用と事故リスク対応費用に対応するもののみが評価の対象となり、それ以外のコストについては考慮されていない。例えばExternEでは、原子力発電による健康被害のかなりの部分は事故リスクによるものではなく、ウランの採掘や核燃料サイクルの通常の運営に伴うものであるが、そのような影響の評価も日本ではなされていない。日本を対象とした外部コストの評価は重要な今後の課題であると言える(日本を対象とした場合には、上記の欧米の評価事例をそのまま適用できないことには十分に注意する必要がある<sup>5)</sup>)。

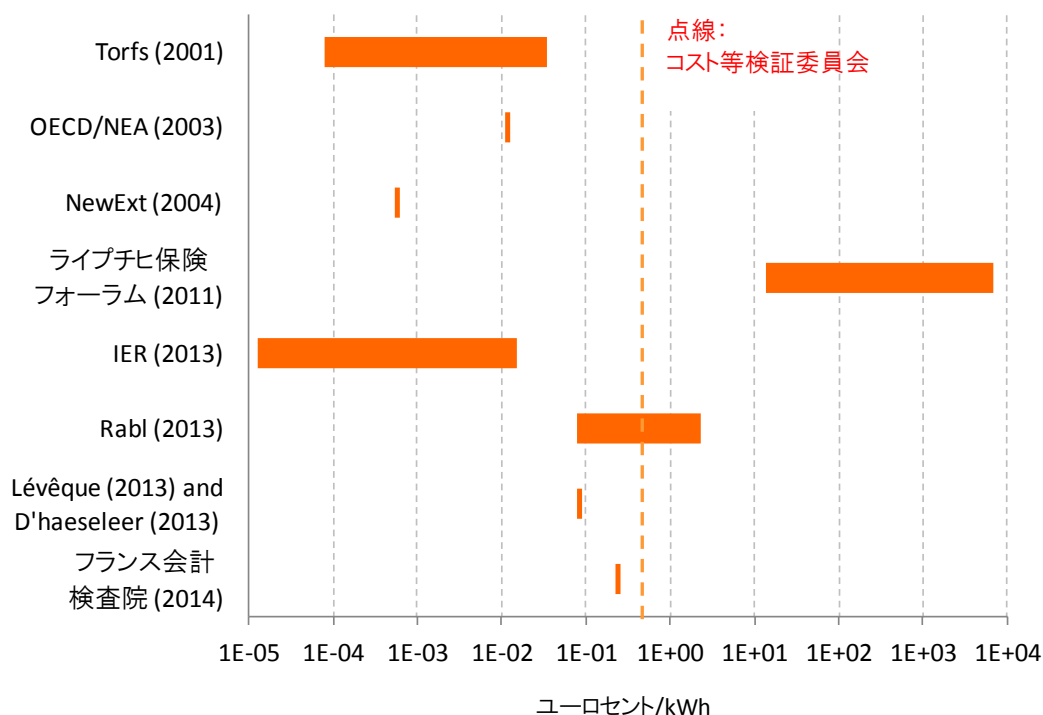
なお気候変動の回避費用として、コスト等検証委員会では国際エネルギー機関(IEA)の見通し<sup>42)</sup>における「新政策シナリオ」を参考に、2030年に40ドル/tCO<sub>2</sub>程度と想定されている(OECD試算でも規模的には同程度の想定である)。将来の炭素価格について、専門的な国際機関の見通しにおける中心的なシナリオ相当を採用するこ

<sup>5)</sup> 電気事業連合会によれば、欧州各国の石炭火力発電からの硫酸化物(SO<sub>x</sub>)排出量(g/kWh)は2010年に米国で1.7、フランスで1.6、英国で0.7、ドイツで0.6、イタリアで0.3に対し日本では2012年に0.2とされる。このため、少なくともSO<sub>x</sub>の排出に由来する健康被害は、欧米に比べて日本の方がかなり小さいものと予想される。

と自体には大きな違和感はない。但しここで、この IEA の「新政策シナリオ」は気温上昇を 2°C に抑えることができず、従って追加的に緩和のコスト、もしくは気候変動による被害が発生するシナリオであることにも注意が必要である。即ち、もし気候変動に伴う費用を IEA に準じて最も正確に入れようとするならば、本来は「新政策シナリオ」相当の炭素価格と同時に緩和コストないし気候変動の被害額を計上するか、もしくは「新政策シナリオ」ではなく気候変動を 2°C に抑える「450 シナリオ」相当 (2030 年に 100 ドル/tCO<sub>2</sub> 程度) を計上することが求められる。今後の炭素価格については不確実性が大きく、例えば IPCC の評価と気候変動という現象そのものを疑う人は 0 ドル/tCO<sub>2</sub> とするのが妥当だと主張するであろうし、逆に将来の気候変動を憂慮する人は 100 ドル/tCO<sub>2</sub> でも過小であると言うかも知れない。但し気候変動の問題は、もしそれが本当に発生するのであれば、現在の我々の予想を遥かに上回る被害を与える可能性がある、ということは十分に注意する必要があるであろう。

### 3-3-2 事故リスク対応費用

事故リスク対応費用については、図 3-3 に示す通り多くの評価例がある。この中で最も低い IER (シュトゥットガルト大学) の最低値と最も高いライブチヒ保険フォーラムの最高値では 5 億倍の相違がある。最も大きな差は事故発生頻度の評価の差である。但しこれらの二つの例を除くと、概ね福島事故前に比べて福島事故後の評価結果は高くなっており、およそ 0.1~1 ユーロセント/kWh 程度の幅にあることがわかる。より詳細には、別稿<sup>20</sup>にて論じる。



(出所) 各種資料より作成<sup>20)</sup>

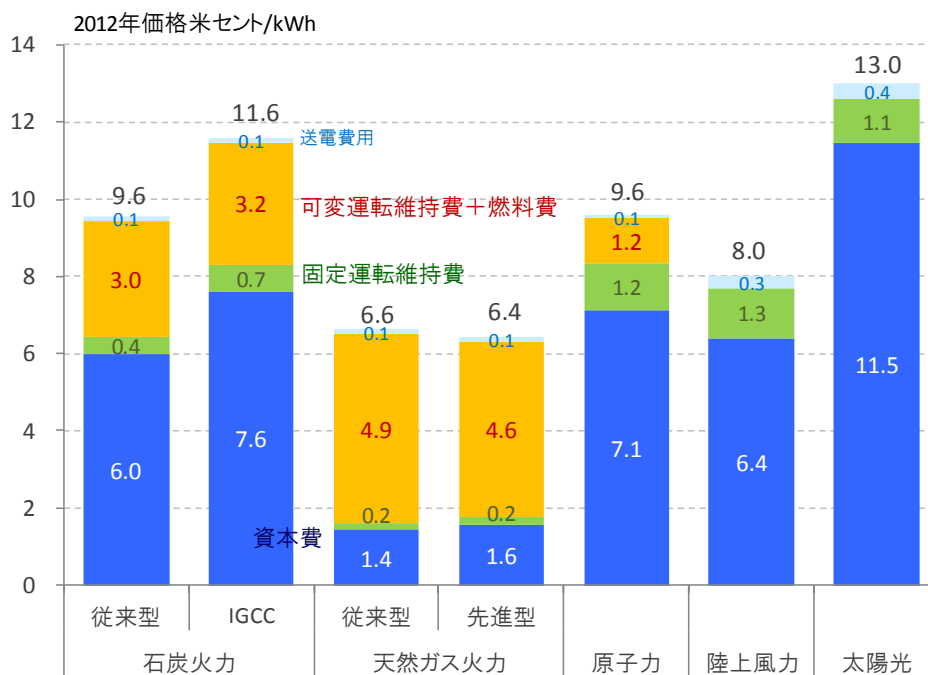
図3-3 事故リスクコスト評価結果の比較

### 3-4 割引率の問題と諸外国の発電コスト試算例

原子力発電コストに対して割引率が極めて大きく影響することは、福島事故の前から広く認識されている<sup>14)</sup>。一般的に均等化発電原価 (LCOE) は、発電プラントの運転期間 (例えば 40 年間) に発電によって得られる (金銭的な) 価値が、トータルの費用と同等になるための単位発電量当りの価値として評価される。より高い割引率を設定した場合には、将来の発電から得られる価値がより大きく割引かれる一方で、初期投資にかかる費用は割

引かれなため、LCOEは一般的により高価になる。火力発電はそのコストのかかりの部分が発電時に必要となる燃料費等であるため将来の発電による価値と同様に割引かれるのに対し、再生可能エネルギー発電や原子力発電は初期投資の占める比率が高いため、費用が割引かれない。即ち再生可能エネルギー発電や原子力発電のLCOEは火力発電に比べてより大きく割引率の影響を受ける。この視点は特に、諸外国における試算例を見る際に重要である。前提となる割引率の差を考慮せずに種々の試算結果を比較すると、我々は容易に誤った結論に導かれる。

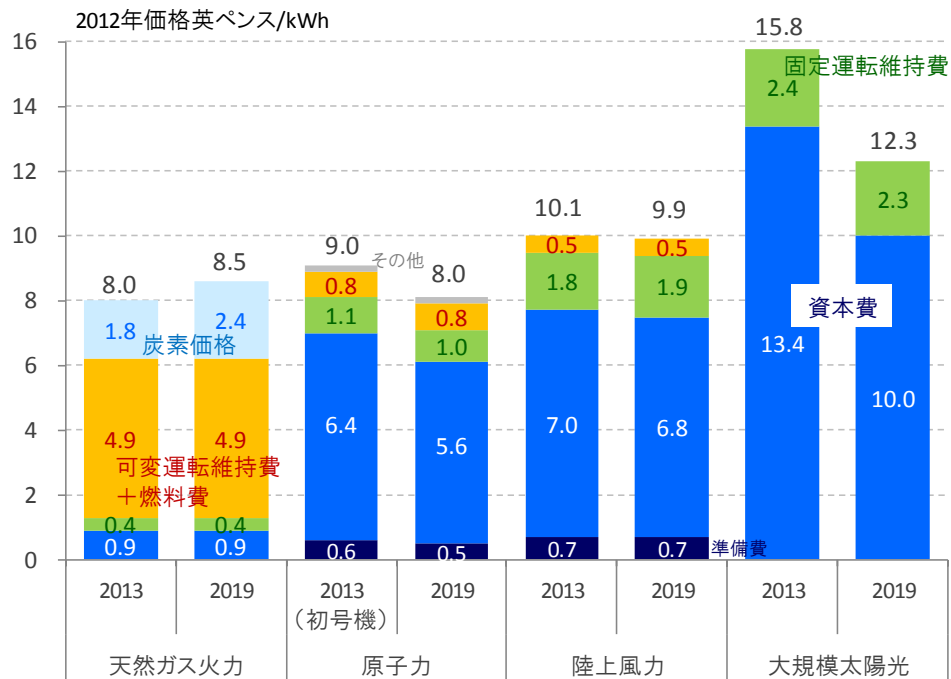
米EIAによる発電コスト試算例<sup>26)</sup>では図3-4に示す通り、原子力発電単価は9.6セント/kWhと、従来型石炭火力と同程度、天然ガス火力よりは高価となっており、ここから政策的に1.0セント/kWhに相当するインセンティブを与えることで新設を含む発電設備の拡大を目指すこととされている。ここで注目すべきことは9.6セント/kWhの発電単価のうち7割以上に相当する7.1セント/kWhが資本費となっている、ということであり、これは図2-1に示す日本の実績値やコスト等検証委員会による試算結果と大きな対照をなす。



(出所) EIA<sup>26)</sup>

図3-4 米国エネルギー省による発電コスト試算例

図3-5は英国エネルギー・気候変動省 (Department of Energy & Climate Change: DECC) による試算例である。ここでは原子力発電について、2013年運転開始想定で9.0ペンス/kWh、2019年運転開始想定で8.0ペンス/kWhとされている。ここでも資本費が原子力発電単価全体の7割を占める状況にある。



(出所) DECC<sup>43)</sup>

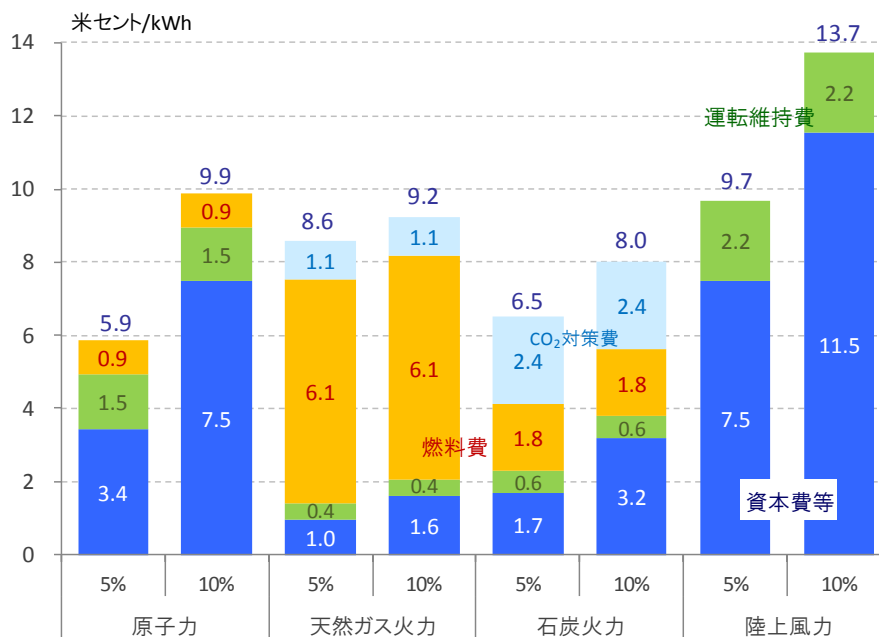
図3-5 英国 DECC による発電コスト試算例

このように資本比率が高くなっている理由は、高い割引率想定にある。DECC の試算では割引率は 10%と想定されており、コスト等検証委員会の試算 (1~5%、中心的なケースでは図 2-1 に示す 3%) に比べて顕著に高い。また EIA の試算には割引率に関する記載はなく、「税引後」の加重平均資本コスト (Weighted average cost of capital: WACC) を 6.5%として計算した、とのみ記されている。これを実際の発電コストに対応する「税引前」の WACC に換算すると、概ね 10~11%程度の高い値になっているものと推測される<sup>6</sup>。

OECD による発電コストの試算結果例<sup>7)</sup>を図 3-6 に示す。この文献では主要な OECD 諸国等に対して評価が行われており、そのうち日本を対象とするものについては図 2-1 に示す通りであるが、文献中にはそれらの各国の試算結果とともに、OECD 諸国の試算結果の中央値も提示されている。図 3-6 はその値を示すものである。ここに示される通り、割引率 5%の条件下では原子力発電コストは天然ガス火力及び石炭火力に比べて低くなるのに対し、割引率を 10%とするとその何れよりも高価になる。原子力発電コストに占める資本費のシェアは割引率 5%で 59%、10%で 76%に達し、図 3-4 や図 3-5 に示す英米での計算例は図 3-6 の 10%の試算結果に近いものとなっていることがわかる。

<sup>6</sup>電力会社等、現実の企業の資金調達は一般的に、株式と負債という異なった方式によってなされる。これらの期待収益率を加重平均したものが WACC である。発電に係る資本コストは「税引前」の WACC に対応するが、負債には法人税の節税効果があるため、その節税分を控除すると資本コストは低下する。この「税引後」の WACC は税引前のものと比べて数%程度低い値となる。





(出所) OECD/NEA,IEA<sup>1)</sup>

図3-6 OECDによる発電コスト試算（割引率5%及び10%）

日本の原子力発電コスト試算において図 2-1 に示す通り資本比率が低くなっているのは 3%という低い割引率の水準に起因するものであり、仮にこれを英米の試算と同等の 10%まで上昇させると、資本比率の上昇とともに原子力発電単価は顕著に上昇する。但しこの点についても上述の運転維持費と同様、コスト等検証委員会の試算シートを利用する際には注意が必要である。即ち同シートではプラントの稼働開始後に計上される減価償却費を現在価値に割引いて計算しており、この意味において OECD 試算で用いられるような一般的な LCOE 法<sup>2)</sup>とは若干異なる。その影響は特に割引率を変化させた際に大きく現れる。仮にこの試算シートを一般的な LCOE 法(減価償却費については割引計算をしない)に合せて修正し、割引率を変化させて計算を行うと図 3-7 の通りとなる(但しここで原子力発電については、割引率 8%と 10%の場合の核燃料サイクルコストを推定しているため、点線で示している)。

ここに見られるように、割引率 3%では燃料費の高い LNG 火力が石炭火力及び原子力に比べてコスト上不利である一方で、割引率が 8%、もしくは 10%程度になると原子力発電のコストが LNG 火力を上回るようになる。

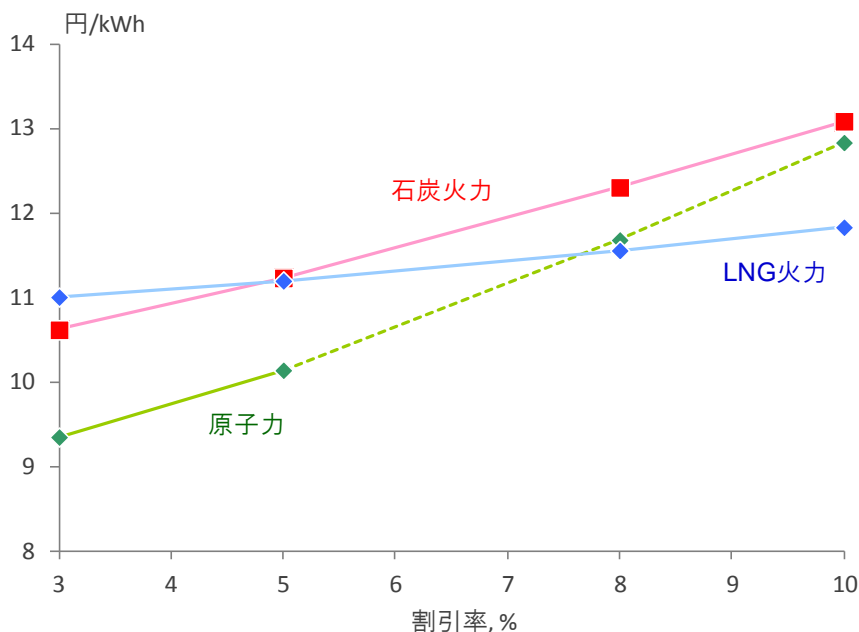


図3-7 発電コストに対する割引率の影響

日本での試算に際して低い割引率が採用される背景には、電力会社がこれまで諸外国と比較して良好な環境、即ち低い金利での資金調達が可能であったことがある。これは資金調達源のほとんどが銀行借入金、それも政策投資銀行等の利率の低いものが多かったことによる。これが実際に日本の状況に適合していることは図 2-1 に示す実績値との比較からも明白に推察され、そのために過去日本において原子力発電は他電源と比較して実際に安価であった<sup>10)</sup>。一方で英米では、日本と比較して電力会社の資金調達環境が良好であったとは言えない。英国も米国も電力会社が資金の多くを株式市場から調達している点において、日本とは状況を異にする。

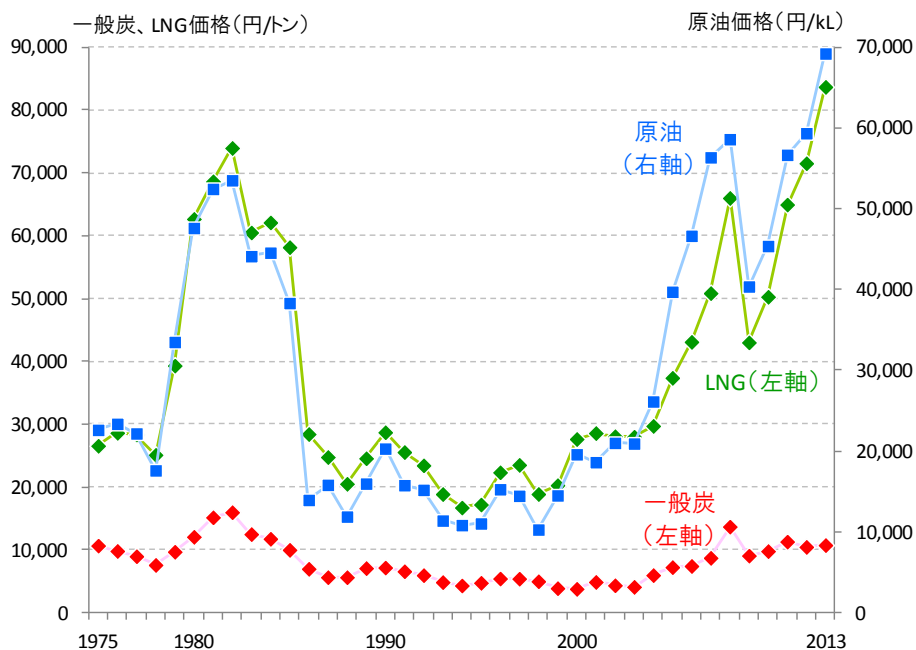
1990年代から電力市場の自由化が先行した英国では、2002年に電力会社の格付け引き下げが行われ、事業者の資金調達コストが増大した。この格付け引き下げの主要因として、より競争的な市場制度の導入により、ベース電源の卸売価格が大幅に下落したことが挙げられる。実際に英国での電力民営化当時、試算の前提となる割引率の想定が5%から10%に引き上げられ、そのため原子力発電の経済優位性が大きく影響されるということが議論された経緯がある<sup>9)</sup>。現在英米両国では電力会社の資金調達環境を改善させるための措置として、原子力発電所の建設費に対する政府による債務保証が行われている。

日本においては現在、かつての英国と同様に電力システム改革により電力市場の自由化が目指されている。もし仮に日本においても英国のように、より競争的な市場の導入によって電力会社の格付けに影響が及ぼされるようなことがあれば、電力各社も従来の低い金利での資金調達が困難となる可能性がある。但し一口に自由化といっても日本と英国とでは電気事業の置かれた状況自体が全く異なっており、今後日本においてそれがどのように進展するかは現段階では不明である。この問題は今後、原子力の経済性を考える上で最も重要な問題となるものと思われる。

### 3-5 化石燃料価格の影響

化石燃料価格は原子力発電の経済性に大きな影響を及ぼす。例えば英国では上述の通り電力自由化後に原子力発電所の新設は停滞したが、その大きな要因の一つとして、自由化そのものの影響のみでなく、当時の一次エネルギー価格の低下があったことも忘れてはならない。日本においても、一次エネルギー価格が原子力の相対な経済性に与える影響は当然ながら大きい。



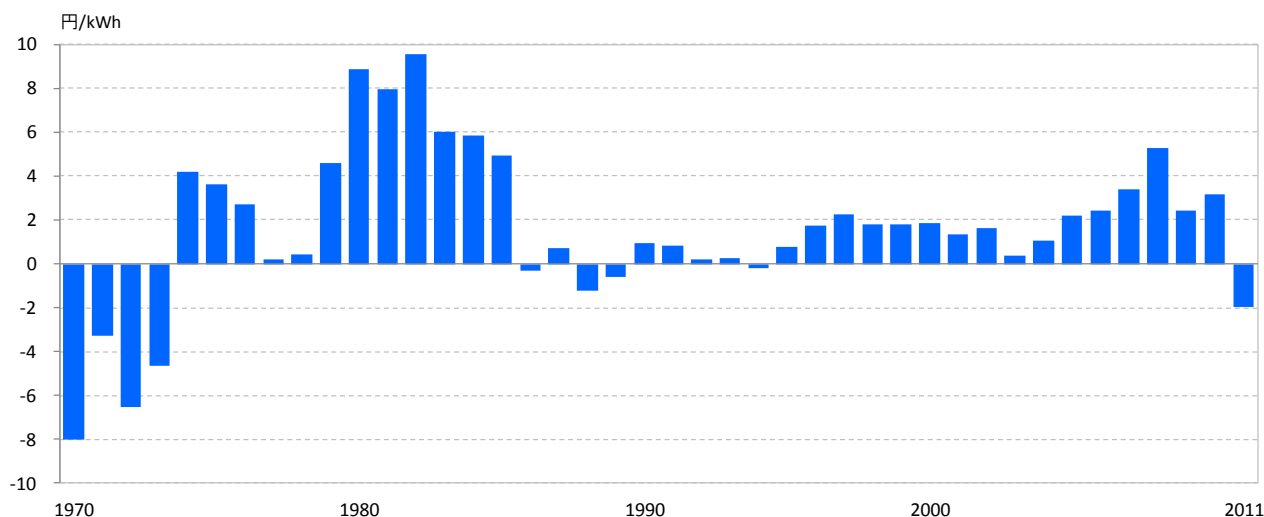


(出所) 日本エネルギー経済研究所<sup>44)</sup>

図3-8 化石燃料価格の推移（日本の輸入 CIF 価格：名目価格）

図 3-8 は日本の輸入化石エネルギー価格の推移を示したものである。このように、石油危機後の 1980 年代前半に原油価格が高騰し、その後 1990 年代には低い水準で安定していたが、2005 年以降再び高騰している。日本の輸入 LNG 価格は原油価格とリンクして決っているため、両者の間には極めて強い相関が見られる。一方で輸入石炭（一般炭）価格も原油価格の変動に一部追随して動く傾向が見られるものの、その影響は比較的小さい。

図 3-9 は火力発電と原子力発電との単価差を示したものである<sup>19)</sup>。ここからわかるように、原油価格（従って LNG 価格）の高騰時には火力と原子力のコスト差が大きくなっている（但し燃料代替の効果等により、1980 年代の燃料価格高騰時に比べて 2005 年以降の高騰時には価格の乖離が比較的小さい）。一方で、化石燃料価格が低下した 1990 年代には原子力と火力の価格差はほぼなくなり、原子力のコスト優位性が低下している状況が読み取れる。また 2011 年度には既存原子力発電所の稼働停止に伴い原子力発電コストが上昇し、価格差が負となっている。



※ 火力発電単価－原子力発電単価、名目額

(出所) 松尾、山口<sup>19)</sup>

図3-9 火力発電と原子力発電の単価差

図 3-8 に示す通り国際エネルギー価格（特に原油及び天然ガス価格）は 2005 年頃から急速に上昇し、世界各国のエネルギー政策（原子力を含む）に対して非常に大きな影響を与えた。一方で、それにやや遅れて北米を中心にシェールガス・シェールオイルの生産が急拡大し、需給緩和の兆しも見られている。今後のエネルギー価格は新興国を中心としたエネルギー需要の拡大と、資源開発による供給量の拡大双方の影響が相俟って推移することになる。

2014 年後半には原油価格が急落し、6 月時点のドバイ原油価格 108 ドル/bbl（およそ 7 万円/kL に相当）から年末には 50 ドル/bbl 台まで低下した。但しそれでも、1990 年代後半の 10 ドル/bbl 台に比べれば依然として高い水準であることに違いはない。また日本エネルギー経済研究所（レファレンスケース）<sup>49)</sup>や IEA（新政策シナリオ）<sup>40)</sup>による見通しでは今後、長期の将来にかけては、一次エネルギー価格（実質）は 2013 年時点の価格から緩やかに上昇するものと想定されている。今後、アジアの途上国を中心としてエネルギー利用は急速に増加を続けるため、現状ではこのような長期的な見方が一般的であると言える。化石燃料価格は特に原子力発電所新設の経済性に大きな影響を与えるため、その動向については今後も注視を続ける必要がある。

## 4. 発電コスト評価に係るその他の論点

ここまで述べた4つの論点の他に、原子力発電に係るコストのうち世上よく議論に上るものとして廃止措置、高レベル放射性廃棄物処分、再処理等の費用が挙げられる。しかしこれらについては「コスト等検証委員会」での試算結果に鑑みて、今後の原子力オプションの少なくとも経済性のみを論じるに当たっては、実は大きな論点となるものではない。以下、同委員会の試算を中心にその概要を述べるとともに、海外の試算例との比較についても記載する。

### 4-1 廃止措置に係る費用

原子力発電所は複雑な構造をもつ上に、多量の放射性廃棄物を発生させるということもあり、他電源に比べて廃止措置に大きな費用を必要とする。但しこれについては米国等で既に廃炉の実績があることからその費用の概要は判明している。日本においても概ねこれと同等の費用が想定されているが、仮にそれを大きく上回る費用が必要になったとしても、廃止措置は原子力発電コスト全体の中で大きな比率を占めるものではない。

#### 4-1-1 コスト等検証委員会による評価

原子力発電所の廃止措置に係る費用については、日本では「原子力発電施設解体引当金」として積立が行われる。これに基づきコスト等検証委員会では、1基当たりの廃止措置費用を680億円と評価している。発電電力量当りにすると割引率3%で0.1円/kWhとなる。このことから、仮に今後原子力発電所を建設・運転する場合には、廃止措置費用が仮に2倍・3倍になったとしても原子力発電単価への寄与は軽微であることがわかる。

下記に示す通り、海外での廃止措置の実績例・評価例も概ねこの680億円と同等の水準にある。但し日本国内においては未だ実際の廃止措置実施例は存在せず、あくまでも見積段階であることには注意しなくてはならない。また将来のエネルギー選択とは別の問題として、既設炉の廃止措置を考える場合には、特に未だ十分な費用が積み立っていない原子炉が仮に早期に廃炉とされた場合、その費用の捻出が電気事業者にとって大きな課題となり得ることにも留意が必要である<sup>7</sup>。

#### 4-1-2 海外での実績・評価例

海外での評価例として、OECDの試算<sup>7)</sup>では廃止措置費用は建設費の15%と想定されており、コスト等検証委員会の原子力発電所建設費想定(120万kW×35万円/kW=4,200億円)に対しては630億円程度の想定となる。但しより詳細な評価結果は国によって若干の違いを見せており、特に英国において、炉型によって費用に差が生じることが確認される。

##### (1) 米国の実績例

海外においては既に廃止措置が実施された例があり、それに必要となるコストも明らかになっている。例えば米国メイン州のメインヤンキー原子力発電所(90万kW、PWR)は1972年から1996年まで、平均費用2.5セント/kWhで電力を供給した後、1997年に経済性を理由に閉鎖、以後廃止措置プロジェクトを進め、2005年春に廃止措置を完了した。ここで要したコストは廃止措置・除染・廃棄物貯蔵・許認可等を含めて約5億6,800万ドル(約660億円)<sup>8)</sup>であった<sup>4)</sup>。

<sup>7</sup> 2013年6月～8月に開催された「廃炉に係る会計制度検証ワーキンググループ」では、解体引当金の着実な引当を目的として、引当方法を生産高比例法から定額法に改めることなどが提言された。それを受けて同年10月には省令が改正されている。今後、電力システム改革が進展する中で電気事業者が確実に廃止措置を進めるために必要な政策について、同ワーキンググループ内で更に議論が進められている。

<sup>8</sup> 以下、参考のため日本銀行裁定外国為替相場(平成27年1月)に基づき各費用を日本円に換算する。採用したレートは1米ドル=116円、1ユーロ=145円、1英ポンド=183円、1スウェーデン・クローネ=16円である。



廃止措置前



廃止措置後

(出所) メインヤンキー<sup>47)</sup>

図4-1 メインヤンキー原子力発電所

### (2) 英国の評価例

英国は西側諸国で初めて商業用原子力発電を開始した国であり、29基の原子炉（高速増殖実験炉・原型炉を含む）が既に稼働を終え、廃止措置を待つ状態となっている。このうち25基がマグノックス炉と呼ばれる、黒鉛減速炭酸ガス冷却型の原子炉である。このタイプの原子炉は、現在日本を含む世界各国で多く用いられる軽水炉とは異なり、原子炉容器の中に放射能レベルの高い多量の黒鉛ブロックが残っていることから、少なくとも80年の間保管し、高価な遠隔装置を利用しなくとも安全に解体できるようにした後に解体作業を進める方針である。このような長期的な廃止措置に対応するために2005年には廃止措置機関（Nuclear Decommissioning Authority: NDA）が設立され、全てのマグノックス炉の所有がここに集中させられた上で一元的に廃止措置計画を進めることとなっている。

NDAの年次報告書<sup>48)</sup>によれば同機関の保有するマグノックス炉のうちコールダーホール原子力発電所を除く21基を廃止するために必要なコストは81.9億ポンド（1.5兆円）であり、1基当りにすると3.9億ポンド（710億円）相当となる。但しこの費用は2.2%の割引率によって現在価値に換算された値であり、上述のコスト等検証委員会想定680億円とは性質が異なることに注意を要する<sup>9)</sup>。

### (3) フランスの評価例

フランス会計検査院による評価<sup>49)</sup>では、EDFの所有する原子力関連施設の廃止措置費用として、表4-1の通り評価されている。ここには運転中の原子炉58基及びその他の4施設の他に、閉鎖済みの12基が含まれる。但しここに示される費用は今後必要となる費用であり、閉鎖済みの設備に対して既に発生した費用は含まれていない。

現在運転中の原子炉58基に対する廃止措置費用は192億ユーロ（2.8兆円）と評価されている。これを単純に基数で割ると、1基当りの廃止措置費用は平均3.3億ユーロ（480億円）となる。

<sup>9)</sup> 同年次報告書によれば、NDAの有する負の資産（マグノックス炉含む）全ての合計は現在価値で589億ポンドであるが、割引計算をしない場合にはその1.8倍の1,050億ポンドとなる。マグノックス炉は他の資産に比べても長期の計画で廃止措置が行われることから、割引計算による影響は更に大きいものと考えられる。

表4-1 原子力関連施設の廃止措置費用（フランス、EDF）

	基数	廃止措置費用 (2013年百万ユーロ)
使用中の設備	62	19,558
うち、原子力発電設備	58	19,208
閉鎖済の設備	12	2,890
EDF計	74	22,448

(出所) Cour des comptes<sup>49)</sup>

## 4-2 高レベル放射性廃棄物処分に係る費用

### 4-2-1 コスト等検証委員会による評価

高レベル放射性廃棄物処分については地下深部に埋設することが国際的に共通の方針となっており、それに沿って日本でも計画が進められている。この目的のために将来必要となる費用を電気事業者が拠出し、積立を行う制度となっており、現在、原子力環境整備促進・資金管理センターが拠出された積立金を管理している。福島事故以前の時点で、仮に継続的に原子力発電を行った場合に2021年頃までに発生すると見込まれていたガラス固化体4万本（過去の発電により既に発生しているものを含む）を処分するために必要な費用は、表4-2に示す通り概ね3兆円（平成12年度の試算で2.9兆円、23年度の試算で2.7兆円）とされる。

表4-2 廃棄物処分に係る総費用

	平成23年度			平成12年度			平均差	平成12年度からの 主な状況変化	算定における考え方
	軟岩系	硬岩系	平均	軟岩系	硬岩系	平均			
技術開発費	1,031	1,031	1,031	1,118	1,118	1,118	▲ 87	人件費単価の減	<積算の方法> ・人件費、材料費、機械経費等の直接費及び現場管理費、一般管理費等間接費を積算。 ・積算方法及び人件費単価、材料費単価については、一般的な土木工事や地質調査、一般公共工事等に用いられている価額・手法を採用。 <算定のケースの設定> ・岩種、深度の設定によって最終処分費用が変化するため、軟岩系（堆積岩）500m、硬岩系（結晶質岩）1000mのそれぞれのケースで算定し、それらの平均値を採用。 <施設の規模> ・ガラス固化体4万本を処分する施設と設定 <費用算定上の各段階におけるサイト数> ・TRU廃棄物と合わせて、文献調査10地区、概要調査5地区、精密調査2地区、最終処分施設建設地2地区と仮定して費用を算定。 <処分スケジュール> ・2000年に実施主体を設立 ・2036年から操業を開始 ・2086年に処分施設の解体・閉鎖開始 ・2096年に坑道を閉鎖 ・その後300年間モニタリング等の措置を実施
調査費及び用地取得費	1,591	1,782	1,687	2,252	2,501	2,376	▲ 689	人件費単価の減 TRU導入に伴う按分による減 土地単価の減	
設計及び建設費	9,750	8,110	8,930	10,476	8,725	9,600	▲ 670	人件費単価の減 設備関係指標の下落	
操業費	7,041	7,674	7,358	6,805	7,736	7,271	87	資材関係指標の上昇	
解体及び閉鎖費	861	909	885	801	884	842	43	資材関係指標の上昇	
モニタリング費	1,187	1,187	1,187	1,236	1,236	1,236	▲ 49	設備関係指標の下落	
プロジェクト管理費	5,407	4,722	5,065	6,132	5,396	5,764	▲ 699	人件費単価の減 TRU導入に伴う按分による減 固定資産税の減	
消費税	1,055	1,020	1,037	1,107	1,087	1,097	▲ 60		
合計	27,927	26,438	27,183	29,927	28,683	29,305	▲ 2,122		

(出所) 原子力委員会

これによる原子力発電単価への寄与は、コスト等検証委員会試算における「現状モデル」の試算値（使用済燃料の半量はそのまま再処理して利用、残りは50年程度の間貯蔵の後に再処理して利用すると想定）において、

割引率3%の条件下で0.04円/kWhと評価される。仮に再処理を行わず、直接処分する場合にはそのコストは若干高くなるが、それでも0.1円/kWh程度である。即ち3兆円もの巨額の費用であっても、それに対応する累積の原子力発電電力量当りの単価として考えた場合には、決して大きなコストにはならない。

この3兆円の費用に含まれるものは、処分場の建設・操業（＝ガラス固化体の埋設）、閉鎖を行い、その後300年間にわたりモニタリング等を行うことに要する費用である。基本的な方針として、高レベル放射性廃棄物を処分するに当たっては将来世代への負担を残さないため、埋設後数十万年間の安全性（廃棄物が生体圏に有意な影響を与えないこと）を確保できるよう設計し、埋設することとされている。その安全性の評価については従来より相当の予算と人員をかけて研究が行われており、核燃料サイクル開発機構（現・日本原子力研究開発機構）<sup>50</sup>や原子力発電環境整備機構<sup>51</sup>の技術報告書によれば、日本にも地層処分のために必要な条件を満たす地質環境が広く存在し、地層処分の長期にわたる安全性を予測的に評価する手法が開発され、それを用いて安全性が確認されている、とされる。定量的な評価の結果としては、例えば将来仮に放射性物質が処分場から地下水中に漏出した場合で、その地表面への放射線の影響が最も大きくなるのは約80万年後、その時の線量は年間累積で0.005 $\mu$ Sv程度である、という結果が得られている。地層処分技術の安全性については福島事故の後にも改めて議論が行われ、平成26年5月に公表された「地層処分技術ワーキンググループ」の報告書では、地層処分のために好ましい地質環境特性を有する地域は広く日本に存在することが改めて示された、とされている<sup>52</sup>。但しそれらの特性は場所により異なる可能性もあることから、今後段階的なサイト調査の進展により蓄積されるデータに基づいて安全性を示してゆく必要があるとされ、今後の研究課題についても示されている。

実際に超長期にわたる安全性をいかに確保すべきかは、放射性廃棄物処分を行うに際して極めて重要な問題である。このため既存の研究成果のみに捉われることなく、更に安全性確保のために必要な検討を進めるべきであるし、またそもそも数十万年という時間スケール自体をどう考えるのか、という問題は常に残るであろう。しかし一方で、ここでは上述の3兆円を超える費用をかけることが想定されない以上、例えば数十万年の間にわたって放射性廃棄物処分の管理費用が発生するために原子力発電は経済性を失う、という種類の議論は的を失っていると言わざるを得ない。ここで問題とすべきは現在計画されている通り数十万年間の安全性が本当に確保できるのかという問題であって、経済性についての議論は主要な点とはなり得ない。超長期の安全性については上記のとおり、既存の研究成果を十分に参照した上で、科学的なデータに基づいた議論が行われるべきであろう。

なお仮に数十万年の間、処分場を維持管理することが必要になった場合、どの程度のコストになるかを考えてみよう。年間の管理費用を10億円とし、割引率を3%と想定する。この場合の累積の総費用は簡単な等比級数によって求められ、十万年間であろうと百万年間であろうと、累積で330億円程度という結果になる。仮にこの10億円が数倍の規模となり、割引率が2%や1%になったとしても、ガラス固化体の埋設に係る3兆円の費用に比べれば僅かである。高レベル放射性廃棄物処分の問題をコスト面から捉えることはこの問題を小さく評価することにしかならず、実際にはそれ以外の面、特に超長期の安全性確保に関する面から真摯に扱われることが必要であろう。

#### 4-2-2 海外での評価例

高レベル放射性廃棄物処分の費用については各国ともに関心が高く、その国での廃棄物の発生量や想定するサイトの特性等に応じてそれぞれ評価がなされている。特に廃棄物量の多い米国では巨額の費用となり、スウェーデンやフィンランドでは比較的小さな費用となっているが、概ね上記の日本の試算と比べて顕著な齟齬はない水準である。

##### (1) 米国

米国においては連邦エネルギー省（Department of Energy: DOE）内に設置された民間放射性廃棄物管理局（Office of Civilian Radioactive Waste Management: OCRWM）が主体となって放射性廃棄物処分を行う体制とされている。但しユッカマウンテン計画の中止と代替案の検討というオバマ政権の方針に伴いOCRWMは既に廃止され、DOEの原子力局（Office of Nuclear Energy: NE）がその業務を引き継いでいる。

原子力発電事業者は1982年放射性廃棄物政策法により、財務省内に設置された放射性廃棄物基金（Nuclear



Waste Fund: NWF) へ拠出金を支払い (0.001 ドル/kWh)、高レベル放射性廃棄物の処分に関する費用を負担することになっている (但しユッカマウンテン計画の停止に伴い、2014年5月から拠出金の徴収は停止された状態にある)。DOEの報告書<sup>53)</sup>によれば、高レベル放射性廃棄物の処分費用は2007年価格で962億ドル (11.2兆円)、内訳としては地層処分費用が647億ドル (7.5兆円)、輸送費用が203億ドル (2.4兆円)、廃棄物の管理やプログラムの管理といった費用が112億ドル (1.3兆円) と見積られている。処分費用のうち、1983年から2006年までに135億ドル (1.6兆円) が積み立てられ、残りは2007年から2133年までの間に拠出されると見積られている。

## (2) 英国

英国では上述の NDA 内に設置された放射性廃棄物管理局 (Radioactive Waste Management Directorate: RWMD) が主体となって放射性廃棄物処分を行う体制である。NDA の年次報告書<sup>54)</sup>によれば高レベル放射性廃棄物の地層処分場に係る費用は122億ポンド (2.2兆円)、そのうち NDA の負担分は101億ポンド (1.8兆円) であり、2.2%の割引率で現在価値に換算した場合には34億ポンド (6,200億円) となる。

## (3) フランス

フランスにおいては放射性廃棄物管理機関 (Agence nationale pour la gestion des déchets radioactifs: ANDRA) が放射性廃棄物処分の実施主体となっている。同機関は、1991年にフランス原子力・代替エネルギー庁 (Commissariat à l'énergie atomique et aux énergies alternatives: CEA) から独立した。放射性廃棄物等管理計画法により、EDF や AREVA、CEA といった原子力基本施設 (Installations nucléaires de base: INB、原子炉やフロントエンド、バックエンド関連施設、放射性物質又は核分裂物質に関する施設、粒子加速器を指す) の所有者が負担することとなっている。中間貯蔵施設や地層処分場の建設・操業資金は、引当金として INB 保有者が資金を確保し、建設段階以降は、ANDRA 内に基金を設置する予定となっている。フランス会計検査院の報告書<sup>49)</sup>によると高レベル放射性廃棄物及び長寿命の中レベル放射性廃棄物の処分費用は2013年価格で248億ユーロ (3.6兆円) と見積られており、そのうち、EDF が220億ユーロ (3.2兆円)、AREVA が11.5億ユーロ (1,700億円)、CEA が16.3億ユーロ (2,400億円) を負担する。

## (4) スウェーデン

スウェーデンにおいては原子力発電事業者が共同出資して設立した民間会社であるスウェーデン核燃料廃棄物管理会社 (Svensk Kärnbränslehantering AB: SKB) が放射性廃棄物処分の実施主体となっている。1981年の資金確保法の実施に伴い、原子力発電事業者は処分費用を賄うため原子力廃棄物基金に毎年積立を行っている。処分費用は3年ごとにSKBが見積りを行い、それを基に放射線安全機関 (Strålsäkerhetsmyndigheten: SSM) が翌年から3年間の拠出金額及び担保額を政府へ提案、政府がSSMの提案に基づいて金額を決定するという仕組みである。2014年1月にSKBがとりまとめた報告書<sup>55)</sup>によると、高レベル放射性廃棄物処分については2014年までの累積支出が2013年価格で48億クローネ (770億円)、2015年以降の費用発生見込みが444億クローネ (7,100億円) とされている。また、既存炉の廃止措置には累計234億クローネ (3,800億円)、CLAB (中間貯蔵施設) の建設・操業・廃棄等には累計181億クローネ (2,900億円) の費用がかかるものと評価されている。

## (5) フィンランド

フィンランドにおいては、原子力発電事業者が共同出資して設立したポシヴァ (Posiva) 社が放射性廃棄物処分の実施主体となっている。処分場の閉鎖後、放射線・原子力安全センター (Säteilyturvakeskus: STUK) が放射性廃棄物の永久処分を確認した後、廃棄物の所有権は国に移管し、すべての責任を国が負うことになる。1987年の原子力法 (2008年改正) により、放射性廃棄物管理費用は雇用経済省が所管する国家放射性廃棄物管理基金に積み立てられ、原子力発電事業者が毎年資金を拠出する。ポシヴァ社が高レベル放射性廃棄物の処分費用の算定を行っており、雇用経済省が最終的な拠出額を決定する。同社の報告書<sup>56)</sup>によると、高レベル放射性廃棄物の処分費用は33.3億ユーロ (4,800億円) と見積られ、その内訳は建設費が7.1億ユーロ (1,000億円)、操業費が23.4億ユーロ (3,400億円)、廃止措置・封鎖費用が2.8億ユーロ (410億円) となっている。

(6) まとめ

これらの各国で評価されている高レベル放射性廃棄物処分費用を比較すると、図4-2の通りとなる。ここで各国の費用はGDPデフレーターを用いて2013年価格とした上で日本円に換算して比較、また参考として現在までの累積原子力発電量も併せて示した。累積発電量（従って高レベル放射性廃棄物の発生量）が多い米国は巨額の費用を必要とする一方で、累積発電量の小さなスウェーデンやフィンランドでは処分費用も比較的小さくなっている。また、日本での評価額2.7兆円も国際的にみて突出した水準ではないことがわかる。

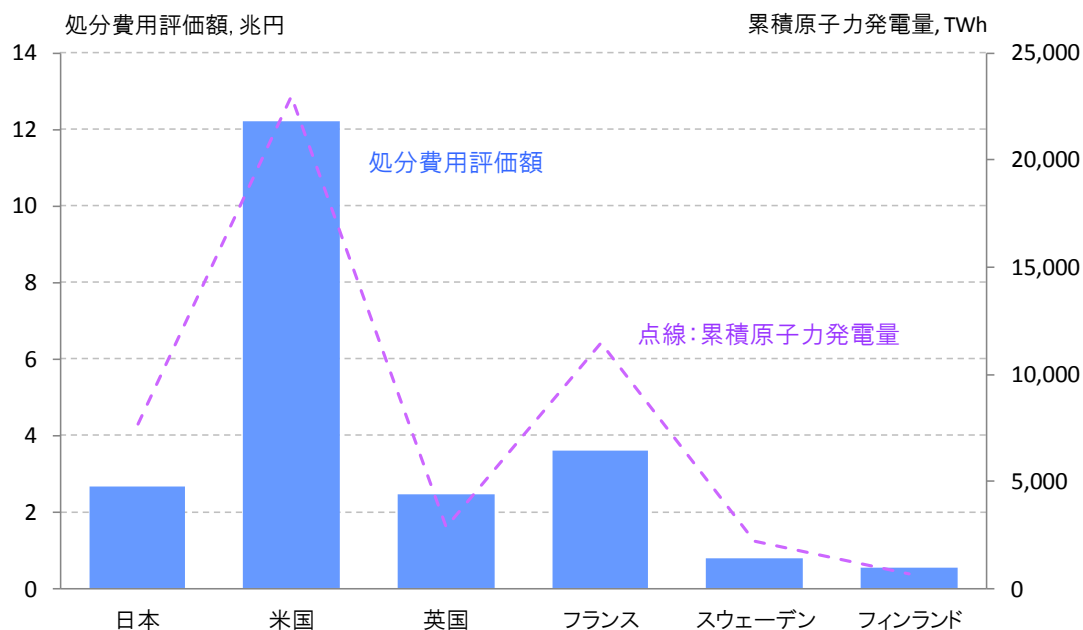


図4-2 各国の高レベル放射性廃棄物処分費用見込み

4-3 再処理に係る費用

4-3-1 コスト等検証委員会による評価

再処理についても廃棄物処分と同様、国が算定した費用に基づき、電力会社が積立を行う制度となっている。ここではまず六ヶ所再処理工場について表4-3の通り約12.2兆円の費用がかかるものと想定され、そのうち返還高/低レベル放射性廃棄物管理費用等を除いた11.7兆円が国内再処理に係る費用である、とされる。



表4-3 再処理等に係る総費用

		単位：百億円
六ヶ所再処理工場	操業	927
	廃止措置	154
返還高レベル放射性 廃棄物管理	廃棄物貯蔵	29
	廃止措置	1
返還低レベル放射性 廃棄物管理	廃棄物貯蔵	18
	廃止措置	1
処分場への廃棄物輸送	高レベル	10
	低レベル	21
廃棄物処分	高レベル	0.3
	低レベル(地層処分)	37
	低レベル(その他)	23
合計		1,222

(出所) 原子力委員会

次いでこの 11.7 兆円の事業費に対して 40 年間の再処理設備の運転を想定することにより、ウラン 1 トン当りの再処理費用 (単価) が 37,200 万円 (割引率 0%) ~ 41,100 万円 (同 3%)、46,400 万円 (同 5%) と評価されている。この単価を 1kWh の発電に要するウランの質量に乗ずることにより、再処理等による発電単価への寄与は、全量を直ちに再処理する「再処理モデル」で 1.03 円/kWh、半量を再処理し、半量を中間貯蔵後に再処理する「現状モデル」で 0.46 円/kWh (ともに割引率 3%の場合) となる。上述の通り、これは将来必要となるかも知れない第二再処理工場に対しても、六ヶ所再処理工場と同等の単価を想定してコスト計上を行ったことに相当する。

なお同委員会では、六ヶ所再処理工場建設計画が遅延した場合のコスト上昇についても評価が行われている。それによれば仮に今後再処理施設操業が 5 年遅延し、更に施設全体の建て直しに相当する 3 兆円程度の追加コストがかかったと想定した場合、再処理等の費用は 0.68 円/kWh 程度となる。このことから、六ヶ所再処理工場建設計画の遅延等により原子力発電のコストは大きく変化するものではないことがわかる。但しそれと同時に、上記の「再処理モデル」及び「現状モデル」と再処理を行わず全量直接処分するモデル(「直接処分モデル」)とを比較した場合、割引率 3%の条件下での核燃料サイクルコスト計はそれぞれ 2.0 円/kWh、1.4 円/kWh 及び 1.0 円/kWh となっており、核燃料サイクルのオプションのあり方が原子力発電コストに対してそれなりの影響を持つことも明らかである。純粋に経済性の観点のみからは直接処分が最も安価であるが、実際のオプションの選択に際してはウラン資源の有効利用や放射性廃棄物の減容の観点も踏まえて評価がなされるべきであろう。これらの観点は 2.2 節で述べた貨幣価値換算できない負担に属するものであり、発電コストの大小のみで議論をすることができない例の一つであると言える。

#### 4-3-2 海外での評価例

再処理を行う場合のコストが直接処分の場合に比べて高いものとなることは、国際的にも広く認識されている。例えば MIT の研究レポート<sup>57)</sup>では表 4-4 に示す通り、直接処分を行う場合の原子力発電単価 8.38 セント/kWh に対し、リサイクルを行う場合には 8.54 セント/kWh と、発電単価にして 0.16 セント/kWh 程度の上昇となるものとされ、米国にとっては差当り直接処分ケース (Once-Through Cycle) を前提に計画を進めることが合理的、との提言となった。この試算では 1 サイクル目で再処理を行うことにより、廃棄物処分等にかかる費用は直接処分ケースの 0.13 セント/kWh から 0.04 セント/kWh まで低下する一方で、再処理に 0.24 セント/kWh のコストがかかり、そこで回収されたウラン・プルトニウムは次のサイクルで利用できるようになるものとされている。但しサイクル全体のバランスの観点から、1 サイクル目と 2 サイクル目の発電単価はほぼ等しくならなくてはならず、そのためプルトニウムは -15,734 ドル/kgHM 程度の負の価格を持つものと想定されている。即ち 1 サイクル目では負の価格のプルトニウムが発生するために発電単価への寄与は 0.03 セント/kWh の正值となり、2 サイ

クル目ではプルトニウムを利用することにより逆に-0.44 セント/kWh の負の寄与となる。また、ここでは文献58)を参考として、2サイクル目で発生する使用済MOX燃料の最終処分費用(0.70 セント/kWh)は直接処分ケースにおける最終処分費用(0.13 セント/kWh)よりも顕著に高くなっていることも特徴的である。

表4-4に示す再処理費用(0.24 セント/kWh)は上記の日本での試算例(0.46 円/kWh)に比べて半分程度である。これはウラン1トン当りの再処理費用が160万ドルと、日本の例に比べて安く評価されていることによる。

表4-4 核燃料サイクルコスト試算結果 (MIT)

	単位: 2007年米セント/kWh		
	直接処分ケース (Once-Through Cycle)	リサイクルケース (Twice-Through Cycle)	
		1サイクル目	2サイクル目
核燃料	0.71	0.71	0.30
うち、ウラン	0.28	0.28	0.003
うち、プルトニウム			-0.44
その他のコスト	0.44	0.44	0.74
資本費	6.77	6.77	6.77
運転維持費	0.77	0.77	0.77
廃棄物処分等	0.13	0.04	0.70
再処理		0.24	
回収ウラン		-0.01	
回収プルトニウム		0.03	
合計	8.38	8.54	8.54

(出所) MIT<sup>57)</sup>

同様の核燃料サイクルコスト評価の試みは他の研究者・研究機関によっても行われている。OECD/NEA<sup>59)</sup>は核燃料サイクルにおけるバックエンドの経済性について包括的にモデル計算を行った上で、上記MITの試算結果や米エネルギー省の先端核燃料サイクル研究開発構想(Advanced Fuel Cycle Initiative: AFCI)、ハーバード大等の試算結果とも比較し、その結果を提示している。それによれば、発電単価に対する核燃料サイクルの寄与は、直接処分ケース(Once-through)、リサイクルケース(Twice-through)及び高速炉を用いた先進リサイクルケース(Advanced recycling)について表4-5の通りとなる。いずれの試算においても核燃料サイクルを行うことにより、コストが上昇する結果となる。上昇幅は概ね0.1~0.5 セント/kWh程度である。

表4-5に示すNEAの試算結果ではシステムの規模(25 TWh/yr~800 TWh/yr)によって若干コストが異なるが、例えば400 TWh/yrのケースではバックエンドのコストはOnce-throughで0.1 セント/kWh、Advanced recyclingで0.4 セント/kWhと、0.3 セント/kWhの差が生じている。しかしリサイクルを行うケースではシステム外部からの核燃料供給量が減少するためにその差はある程度相殺され、核燃料コスト計では0.67 セント/kWhから0.77 セント/kWhへと、0.1 セント/kWhのコスト上昇となる。

表4-5 核燃料コスト（フロントエンド及びバックエンド）試算結果の比較

	2010年米セント/kWh						
	AFCI (2009)	MIT (2011)	Rothwell (2011)	Harvard (2003)	NEA (2013) 25TWh/yr	NEA (2013) 400TWh/yr	NEA (2013) 800TWh/yr
Once-through	0.67	0.82	0.75	0.65	0.89	0.67	0.68
Twice-through	-	0.97	1.24	0.81	0.92	0.73	0.66
Adv. Recycling	0.84	1.03-1.13	-	0.92	0.89	0.77	0.70

(出所) OECD/NEA<sup>59)</sup>

## 5. まとめ

本稿では原子力発電コストの評価に伴う論点を整理し、コスト等検証委員会の例を中心にその現状での評価状況を示した上で、なお課題が残るものについてはそれを明示し、検討を行った。プラントの建設から運転・廃止措置・廃棄物処分までの全体にわたる平準化発電単価を評価しようとする限りにおいて、かつ明確な根拠をもって議論を進めようとする限りにおいて、原子力発電コストに係る各種の要因についてはその多くが既に評価済みとなっており、現時点で未解決の問題はさほど多くない。方法論の上で更に議論が必要なものは事故リスク対応費用であるが、これについては別稿<sup>20</sup>で論ずる。一方で今後のエネルギー政策を考える上で最も重要な点は割引率の問題、即ち事業者の資金調達環境の問題であり、これが将来の原子力発電の経済性を大きく左右する。

割引率が原子力コストに対して極めて大きな影響をもつことは福島事故以前から広く認知されていたことであり、その意味において福島事故の発生にもかかわらず、原子力の経済性に係る基本的な状況は根本的には変化していない。このため今後も従来と同様の問題を、従来にも増して冷静に扱う姿勢が必要になると言える。但し電力自由化の問題や再生可能エネルギー発電の進展、化石燃料価格の上昇など、2000年代初頭までとは異なる状況がより大きなインパクトをもって現れてきているのも事実である。固より原子力発電の問題はそれへの好悪のみをもって語られるべきものではなく、より広くエネルギー問題全体の中で位置づけられ、議論されるべきものである。そのような中でまずは本稿の最初に述べたように、発電コストを試算する目的に照らしてその定義を明確にし、質の違う議論を混同せず、異なる問題は異なる問題として整理した上で、エネルギー政策を広い視野から議論する姿勢が必要であろう。エネルギーコストの低減は国の政策にとって極めて重要な課題であるが、その実現のためには国民一人一人が自覚的な取組みを進める必要がある。そのために有用な情報を提供すべく、より適切な発電コストの試算がなされるよう更に議論・検討が続けられることが望ましい。

## 参考文献

- 1) OECD/NEA, IEA, “Projected Costs of Generating Electricity 2010 Edition”, (2010).
- 2) 通商産業省資源エネルギー庁, 「原子力発電の経済性について」, 総合エネルギー調査会原子力部会第 70 回会合 (資料 3), (1999).
- 3) 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).
- 4) 地球環境産業技術研究機構 (RITE) システム研究グループ, 「電源別発電コストの最新推計と電源代替の費用便益分析」, (2014).
- 5) 湯浅俊昭, 「電源別発電コストの将来動向—シナリオ分析を中心として—」, 『エネルギー経済』, 18(11), (1992), pp.49-55.
- 6) 小松崎均, 「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』, 21(9), (1995), pp.2-10.
- 7) 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).
- 8) 國武紀文, 長野浩司, 鈴木達治郎「わが国における原子力コスト構造の将来展望」, 電力中央研究所研究報告 Y98019, (1999).
- 9) コスト等検証委員会, 「コスト等検証委員会報告書」, (2011).
- 10) 松尾雄司, 山口雄司, 村上朋子, 「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」, 『エネルギー経済』, 39(4), (2013), pp.48-66.
- 11) 自然エネルギー財団「原子力コスト再検証 2030 年に向けた視点から」, (2013).
- 12) 自然エネルギー財団『「エネルギー基本計画」への提言—『原発ゼロ』への成長戦略を—」, (2013).
- 13) 植田和弘・梶山恵司編, 『国民のためのエネルギー原論』, 日本経済新聞出版社, (2011), p.166.
- 14) 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」, 日本エネルギー経済研究所 HP, (2008).
- 15) 内閣府原子力政策担当室, 「核燃料サイクルコストの試算 解説資料」, (2011).  
<http://www.aec.go.jp/jicst/NC/tyoki/hatukaku/keisan/siryo1.pdf>
- 16) 資源エネルギー庁, 「電源立地制度の概要」, <http://www.enecho.meti.go.jp/topics/pamphlet/dengen.pdf>
- 17) P. Preiss, S. Wissel, U. Fahl, R. Friedrich and A. Voß, “Die Risiken der Kernenergie in Deutschland im Vergleich mit Risiken anderer Stromerzeugungstechnologien”, Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER), Universität Stuttgart, (2013).
- 18) Versicherungsforen Leipzig “Calculating a risk-appropriate insurance premium to cover third-party liability risks that result from operation of nuclear power plants”, (2011).
- 19) 松尾雄司, 山口雄司, 「有価証券報告書を用いた電源別発電コストの検証と福島事故後の電気事業財務の評価」, 第 56 回研究報告・討論会, (2014).  
[http://eneken.ieej.or.jp/whatsnew\\_op/56\\_toronkai\\_info140306.html](http://eneken.ieej.or.jp/whatsnew_op/56_toronkai_info140306.html)
- 20) 松尾雄司, 「原子力発電に伴う事故リスク対応コストの評価方法に関する検討」, 日本エネルギー経済研究所 HP に掲載予定.
- 21) Analysis Group, “Escalating Estimates of the Cost of Nuclear Power Plants”, (2011).
- 22) Massachusetts Institute of Technology (MIT), “The Future of Nuclear Power – An interdisciplinary MIT study”, (2003).
- 23) MIT, “Update of the MIT 2003 Future of Nuclear Power”, (2009).
- 24) OECD/NEA, IEA, “Projected Costs of Generating Electricity 2005 Update”, (2005).
- 25) U.S. Energy Information Administration (U.S.EIA), “Updated Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants”, (2013).
- 26) U.S. EIA, “Levelized Cost and Levelized Avoided Cost of New Generation Resources in the Annual Energy Outlook 2014”, (2014).

- 27) Progress Energy, “Progress Energy Florida files annual nuclear cost-recovery clause projections with the Florida Public Service Commission”, 2012 年 1 月 5 日.  
<https://www.progress-energy.com/company/media-room/news-archive/press-release.page?title=Progress+Energy+Florida+files+annual+nuclear+cost-recovery+clause+projections+with+the+Florida+Public+Service+Commission&pubdate=05-01-2012>
- 28) Tampa Bay Times, “Nuclear power costs surge in rush to build”, 2007 年 12 月 12 日.  
[http://www.sptimes.com/2007/12/12/State/Nuclear\\_power\\_costs\\_s.shtml](http://www.sptimes.com/2007/12/12/State/Nuclear_power_costs_s.shtml)
- 29) Nuclear Engineering, “The American Way”, 2008 年 6 月 11 日.  
<http://www.neimagazine.com/features/featurethe-american-way>
- 30) World Nuclear News (WNN), “Contract to build new nuclear at Levy”, 2009 年 1 月 6 日.  
<http://www.world-nuclear-news.org/newsarticle.aspx?id=24250>
- 31) WNN, “Levy nuclear project moved back by three years”, 2012 年 5 月 2 日.  
[http://www.world-nuclear-news.org/NN\\_Levy\\_nuclear\\_project\\_moved\\_back\\_by\\_three\\_years\\_0205122.html](http://www.world-nuclear-news.org/NN_Levy_nuclear_project_moved_back_by_three_years_0205122.html)
- 32) 日本原子力産業協会, 『世界の原子力発電開発の動向 2014』, (2014).
- 33) McClatchy DC, “2 nuclear reactors proposed for Raleigh now will cost \$9 billion”, 2008 年 10 月 17 日.  
<http://www.mcclatchydc.com/2008/10/17/54331/2-nuclear-reactors-proposed-for.html>
- 34) World Nuclear Association, “Nuclear Power in Finland” (Updated June 2014)  
<http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-A-F/Finland/>
- 35) Reuters, “EDF raises French EPR reactor cost to over \$11 billion”, 2013 年 12 月 3 日.  
<http://uk.reuters.com/article/2012/12/03/us-edf-nuclear-flamanville-idUKBRE8B214620121203>
- 36) Areva, “Flamanville 3: EDF update on cost forecast and schedule compliance”, Areva News Brief, 2012 年 12 月 4 日.  
<http://www.areva.com/EN/news-9620/flamanville-3-edf-update-on-cost-forecast-and-schedule-compliance.html>
- 37) EDF, “Flamanville EPR : costs revised, still on schedule”, EDF Press Release, 2012 年 12 月 3 日.  
<http://press.edf.com/press-releases/all-press-releases/2012/flamanville-epr-costs-revised-still-on-schedule-93875.html&return=42873>
- 38) 一般電気事業者各社, 『有価証券報告書総覧』, 大蔵省印刷局.
- 39) 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/>
- 40) European Commission, “External Costs – Research results on socio-environmental damages due to electricity and transport”, EUR 20198, (2003).
- 41) National Research Council of the National Academies, “Hidden Costs of Energy – Unpriced Consequences of Energy Production and Use”, the National Academy Press, Washington, D.C., (2010).
- 42) International Energy Agency (IEA), “World Energy Outlook 2011”, IEA Publications, (2011).
- 43) Department of Energy and Climate Change (DECC), “Electricity Generation Costs (December 2013)”, (2013).
- 44) 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』, 省エネルギーセンター, (2014).
- 45) 日本エネルギー経済研究所, 『アジア/世界エネルギーアウトルック 2014 – 中国・インドの低成長シナリオ及び気候変動問題の分析–』, (2014).
- 46) IEA, “World Energy Outlook 2014”, IEA Publications, (2014).
- 47) メインヤンキーウェブサイト <http://www.maineyankee.com/public/MaineYankee.pdf>
- 48) Nuclear Decommissioning Authority (NDA), “Annual Report and Accounts 2012/2013”, (2013).
- 49) Cour des comptes, “Le coût de production de l’électricité nucléaire Actualisation 2014”, (2014).
- 50) 核燃料サイクル開発機構, 「わが国における高レベル放射性廃棄物地層処分の技術的信頼性—地層処分研究開発第 2 次取りまとめ—」, (1999).

- 51) 原子力発電環境整備機構 (NUMO) , 「地層処分事業の安全確保 (2010 年度版) - 確かな技術による安全な地層処分の実現のために -」, (2011).
- 52) 総合資源エネルギー調査会 電力・ガス事業分科会 原子力小委員会 地層処分技術ワーキンググループ, 「最新の科学的知見に基づく地層処分技術の再評価 - 地質環境特性および地質環境の長期安定性について -」, (2013).
- 53) U.S. DOE, “Analysis of the Total System Life Cycle Cost of the Civilian Radioactive Waste Management Program, Fiscal Year 2007”, (2008).
- 54) Nuclear Decommissioning Authority (NDA), “Annual Report and Accounts 2007/2008”, (2008).
- 55) Svensk Kärnbränslehantering AB (SKB), “Plan 2013 - Kostnader från och med år 2015 för kärnkraftens radioaktiva restprodukter”, (2013).
- 56) Posiva, “Final disposal of spent nuclear fuel in Olkiluoto”.
- 57) MIT, “The Future of the Nuclear Fuel Cycle”, (2011).
- 58) The Boston Consulting Group (BCG), “Economics Assessment of Used Nuclear Fuel management in the United States”, (2006).
- 59) OECD/NEA, “The Economics of the Back End of the Nuclear Fuel Cycle”, (2013).

お問い合わせ : [report@tky.ieej.or.jp](mailto:report@tky.ieej.or.jp)