

# 発電コスト試算の経緯

## —原子力発電の経済性をめぐる議論—

国立国会図書館 調査及び立法考査局  
経済産業課 山口 聡

### 目 次

はじめに

#### I 発電原価試算の経緯と議論

- 1 原子力導入前（1950年代後半）
- 2 原子力導入初期（1960年代～1970年代前半）
- 3 石油危機とその直後（1970年代前半～1980年代前半）
- 4 原油価格低迷期（1980年代前半～1990年代後半）
- 5 福島第一原発事故直前まで（1990年代後半～2010年）

#### II 福島第一原発事故後の試算の比較

- 1 エネルギー・環境会議の試算（平成23（2011）年）
- 2 資源エネルギー庁の試算（平成27（2015）年）
- 3 試算の問題点

おわりに

## 要 旨

- ① 原子力三法の成立（昭和 30（1955）年）直後、原子力の発電原価は、近い将来、技術進歩と化石燃料の価格上昇によって、火力よりも低下するとの見解が主流であった。しかし、予想外の火力の技術進歩とエネルギー需給緩和の影響で、第 1 次石油危機（昭和 48（1973）年）前に、原子力が火力よりも経済的に優位になることはなかった。
- ② 資源エネルギー庁は、昭和 51（1976）年度以降、初年度原価を試算し、石油危機後、原子力が火力や水力よりも経済的に優位になったことを示した。しかし、原油価格の下落や円高の影響で、昭和 61（1986）年度の原子力の初年度原価は、火力（石油、LNG）よりも高くなった。資源エネルギー庁は、昭和 60（1985）年度以降、法定耐用年数（原子力 16 年、火力 15 年）を運転年数として発電原価を試算し、原子力がなお経済的に優位なことを示したが、昭和 63（1988）年度の試算では、原子力と火力（石炭）の発電原価は同じ水準になった。
- ③ 資源エネルギー庁は平成 11（1999）年度に、電気事業連合会は平成 15（2003）年度に、実勢に合わせて、運転年数 40 年、設備利用率 80%（従来は 70%）として、発電原価を試算し、再び原子力の発電原価が最も低いことを示した。これに対して、前提条件が原子力に有利になっているとの批判や、原子力の発電原価に政策経費を加算すると原子力は火力よりも高くなるとの意見もあった。
- ④ 福島第一原発事故（平成 23（2011）年）を受けて、エネルギー・環境会議は、客観性と透明性の確保に配慮して、発電原価に社会的費用（CO<sub>2</sub> 対策費、事故リスク対応費、政策経費）を加算した発電コストの試算を行った。原子力の発電コストについては、事故リスク対応費の上限が不透明なことから、下限値のみを示し、それが他の電源よりも低いことを示した。2015（平成 27）年には、資源エネルギー庁が、前回の試算方法に一部変更を加えて、発電コストを試算した。化石燃料の価格上昇、円安、CO<sub>2</sub> 価格の上昇等を反映して、原子力の火力に対する経済的優位性が高まっていることを示す試算結果となった。
- ⑤ 試算方法の変更を通じて、化石燃料の輸入価格の予測という不確実な要素が、原子力の経済性を左右する要因となった。さらに、福島第一原発事故後、発電原価に不確実性の高い社会的費用が加算されるようになったこと、また、福島第一原発事故後の客観的データが乏しいこと、原子力政策の方向性が不透明なことから、試算値の不確実性は一層高まった。

## はじめに

政府は、原子力発電（以下「原子力」）を導入する以前から、度々、原子力と火力発電（以下「火力」）及び一般水力発電（以下「一般水力」）の発電コスト（発電原価<sup>(1)</sup>）を試算し、原子力の経済性を高く評価してきた。しかし、東京電力福島第一原子力発電所（以下「福島第一原発」）事故後、従来の政府試算に対する疑念の声が高まった。政府は、客観性と透明性の確保に配慮して、平成 23（2011）年と平成 27（2015）年の 2 度、発電コスト（発電原価+社会的費用<sup>(2)</sup>）の試算を行い、原子力の発電コストの下限値が、他の電源よりも低いことを示した。そのうえで、事故前と同様に、原子力の発電コストは、「他の電源の発電コストと比較しても遜色なく低廉である」と評価した<sup>(3)</sup>。これに対して、原子力の発電コストは他の電源に比べてかなり高い、との有識者の意見もある<sup>(4)</sup>。

本稿では、原子力三法<sup>(5)</sup>が成立した 1950 年代後半以降、福島第一原発事故前までの原子力を中心とする発電原価試算の経緯と議論を振り返るとともに、福島第一原発事故後の 2 度の政府試算の比較を通じて、原子力の経済性に関する見方が相違する背景について考察する。

## I 発電原価試算の経緯と議論

### 1 原子力導入前（1950 年代後半）

我が国では、昭和 29（1954）年度に、原子力関連の予算が政府予算に初めて計上されたこと、昭和 30（1955）年 12 月に、原子力三法が成立したことを受けて、原子力の発電原価をめぐる議論が本格化した。

議論においては、当時、建設計画が進められていた英国のコールダーホール型原子炉（ガス冷却炉（GCR））<sup>(6)</sup>や米国の加圧水型炉（PWR）<sup>(7)</sup>の試算値（理論値）等が参照された。これらの国においては、原子力は、火力よりも発電原価が高いが、大規模化等によって建設コストを低減すれば、近

---

\* 本稿におけるインターネット情報の最終アクセス日は、平成 27（2015）年 11 月 16 日である。また、組織名、肩書は当時のものである。

- (1) 政府は、福島第一原発事故前まで、発電コスト試算において、発電原価のみを試算していたため、福島第一原発事故以前においては、「発電コスト」は「発電原価」とほぼ同じ意味で用いられていた。本稿では、福島第一原発事故以前の記述については、「発電コスト」ではなく、「発電原価」を用いる。
- (2) 平成 23（2011）年と平成 27（2015）年の政府試算においては、発電原価だけでなく、社会的費用として、環境対策費（CO<sub>2</sub> 対策費）、事故リスク対応費（原子力のシビアアクシデント対応費）、政策経費の 3 費目が発電コストとして計上された。本稿では、福島第一原発事故後の「発電コスト」を、「発電原価+社会的費用」の意味で用いる。
- (3) 平成 23（2011）年度試算については、「衆議院議員阿部知子君提出原子力発電所の経済性及び支援策に関する質問に対する答弁書」（平成 26 年 10 月 24 日内閣衆質 187 第 28 号）衆議院ウェブサイト <[http://www.shugiin.go.jp/internet/itdb\\_shitsumon\\_pdf\\_t.nsf/html/shitsumon/pdfT/b187028.pdf/\\$File/b187028.pdf](http://www.shugiin.go.jp/internet/itdb_shitsumon_pdf_t.nsf/html/shitsumon/pdfT/b187028.pdf/$File/b187028.pdf)>; 平成 27（2015）年度試算については、第 189 回国会衆議院経済産業委員会議録第 10 号 平成 27 年 4 月 22 日 p.29。なお、平成 23（2011）年度試算を基に、民主党・国民新党の連立政権は、「原発のコストは、社会的コストを含めれば、従来考えられていたように割安ではな」と評価していた（エネルギー・環境会議「革新的エネルギー・環境戦略」2012.9.14, p.13. 内閣官房ウェブサイト <[http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/pdf/20120914/20120914\\_1.pdf](http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/pdf/20120914/20120914_1.pdf)>）。
- (4) 例えば、八田達夫「市場経済における原子力発電」『朝日新聞デジタル』2015.7.1. <<http://www.asahi.com/articles/ASH6Y5RHLH6YUEHF00K.html>>
- (5) 「原子力基本法」（昭和 30 年法律第 186 号）、「総理府設置法の一部を改正する法律」（昭和 30 年法律第 187 号）及び「原子力委員会設置法」（昭和 30 年法律第 188 号）。

い将来、火力に匹敵する水準になる、との考え方が主流であった<sup>(8)</sup>。我が国でも、英国や米国の試算から、原子力の発電原価は、火力よりもはるかに高いことが認識されていたが、原子力の技術進歩や量産化、火力の燃料価格上昇によって、近い将来、火力と並ぶようになるとの見解がみられるようになった<sup>(9)</sup>。

昭和 32 (1957) 年までに、原子力委員会は、我が国に最初に導入する原子炉として、運転実績があること、燃料の入手及び国産化が容易であることなどから、英国の GCR を導入する方針を固めた<sup>(10)</sup>。そして、日本向きに改良した GCR (コールダーホール改良型原子炉) の発電原価を、新鋭火力 (石炭火力及び最新鋭の重油専焼火力) と対比させる形で試算を行い、昭和 32 (1957) 年 12 月に発表した「発電用原子炉開発のための長期計画」(以下「原子炉開発長期計画」)において、以下のように述べた。「在来エネルギー源による発電原価の大幅な低下は今後望み薄であるのに対して、原子力発電は現在ほぼ経済ベースに近づいており、今後は技術的進歩とともに発電原価も低下していくものと期待される。すなわち初期段階におけるコールダーホール改良型原子力発電所の発電原価を、新鋭火力発電所と比較して試算すると原子力発電所は kWh 当り 4 円 40 銭ないし 4 円 75 銭程度であるのに対し、石炭だき発電所では 3 円 85 銭ないし 4 円 35 銭程度、重油専焼発電所では 3 円 50 銭ないし 4 円程度であって、初期の段階においても原価的に原子力は石炭だきの火力とコンパラブル [同等、筆者注] になりうるものとみられる。なお原子力発電の場合は一般的に発展の余地が大きく、将来、発電原価が相当大幅に低下することは当然予想される場所であって、… (中略) …一方、火力発電の場合は、将来技術的改良による建設費の大幅な値下りはほとんど期待できず、またその燃料費についても将来大幅に低下することは期待しがたい。したがって原子力発電は、原価的に初期においてすでに在来の火力と匹敵し、さらに数年後においては、最新鋭の重油専焼火力とも十分コンパラブルになり、それ以後は原子力発電のほうが有利になると見ることができる。」<sup>(11)</sup>

## 2 原子力導入初期 (1960 年代～1970 年代前半)

しかし、原子炉開発長期計画における火力の見通しは外れた。実際、火力は、昭和 33 (1958) 年以降のエネルギー需給の緩和と技術的進歩 (大規模化による建設費低減、熱効率の向上) によって、コストが著しく低下したのである<sup>(12)</sup>。

昭和 36 (1961) 年 2 月に原子力委員会が発表した「原子力開発利用長期計画」<sup>(13)</sup>では、こうした足元の状況を踏まえて、火力の主力となる重油専焼火力について、「その発電原価は、設備の大き

(6) 西側諸国初の原子力発電所 (以下「原発」) であるコールダーホール原発 (1956 年から 1959 年の間に、4 基 (各 6 万 kW) 運転開始) 等。

(7) 米国の SHIPPINGPORT 原発 (1957 年運転開始、10 万 kW)、ヤンキーロー原発 (1961 年運転開始、18.5 万 kW) 等。

(8) 吉岡俊男「原子力発電の経済性について」『電気協会雑誌』no.387, 1956.1, pp.24, 30.

(9) 豊田正敏「原子力発電コストはどうなる」『原子力工業』vol.2 no.7, 1956.7, p.11; 田島敏弘「原子力発電コストの諸問題」『アナリスト』vol.3 no.8, 1957.8, p.32 など。

(10) 原子力委員会編『原子力白書—第 2 回—』通商産業研究社, 1958, p.150. 結局、我が国で建設された GCR は日本原子力発電の東海原発 1 基のみであった。

(11) 「発電用原子炉開発のための長期計画」『原子力委員会月報』vol.3 no.1, 1958.1, p.4.

(12) 渡辺一郎「原子力発電の発展と現状—その経済性をめぐって②: 地道な研究と実用開発の苦しい時期」『エネルギー』vol.2 no.5, 1969.5, pp.112-113.

(13) 我が国の原子力開発利用の長期的展望と推進施策を示したもの。昭和 31 (1956) 年以降、平成 12 (2000) 年まで、原子力委員会がおおむね 5 年ごとに計 9 回作成した。昭和 36 (1961) 年の「原子力開発利用長期計画」は第 2 回目のもの。平成 17 (2005) 年に、原子力委員会は「原子力政策大綱」を作成し、10 年程度の期間を目安とした新たな計画に移行した。

量化による建設単価の低下、熱効率の上昇、燃料費の値下り等によって今後さらに改善され、1970年ごろには1キロワット時あたりほぼ2円40銭ないし3円程度になるものと考えられる。」と記述が改められた。一方、原子力の発電原価は、「1970年前後には前記重油専焼火力発電による発電原価に匹敵する1キロワット時あたりほぼ2円40銭ないしは3円程度になる」と想定され、さらに、「技術の発展の可能性からみても、将来は原子力発電のほうがより有利になる」と期待された。<sup>(14)</sup>

昭和37(1962)年、科学技術庁原子力局と通商産業省公益事業局は、通商産業省産業構造審議会総合エネルギー部会において発電原価の試算を公表した。原子力の発電原価算定に当たっては、米国で開発中の軽水炉のうち、発電開始から2年経過しているヤンキーロー原発(PWR)及びその2倍以上の出力規模で計画段階のボデガベイ原発<sup>(15)</sup>(沸騰水型炉(BWR))と同等の原発を我が国に建設することが想定された。また、原子力はベースロード電源<sup>(16)</sup>として使用されること及びその技術的特性から、その設備利用率は、火力(70%)よりも高い80%とされた。試算の結果、ヤンキーロー原発を建設した場合の発電原価は4.90円/kWh前後となり、新鋭の重油専焼火力(尼崎第三火力発電所(15.6万kW)2.82円/kWh、姫路第二火力発電所(32.5万kW)2.59円/kWh)や石炭混焼火力(川崎火力発電所(17.5万kW)3.70円/kWh)を大きく上回るものであったが、ボデガベイ原発を建設した場合の発電原価は2.90円/kWh前後となったことから、「近い将来に原子力発電所を日本に建設した場合、新鋭の重油専焼火力よりはやや高く、石炭混焼火力よりは安い結果となった」と結論づけた。<sup>(17)</sup>

原子力委員会が昭和42(1967)年4月に発表した「原子力開発利用長期計画」では、建設中の軽水炉の発電原価は、2.50~2.60円/kWh程度で、「重油専焼火力発電に比較して若干高い」と評価され、軽水炉が重油専焼火力と同等またはそれ以上の経済性をもつようになる時期は、「昭和40年代の後半」と予測された<sup>(18)</sup>。しかし、昭和47(1972)年においても、火力の方が原子力に比べて優位な状況は変わらなかった<sup>(19)</sup>。同年、原子力委員会が発表した「原子力開発利用長期計画」では、原子力が火力と十分競合しうるようになる時期は、「おそくとも昭和50年代の後半」に後退したが、「原子力発電については、将来の技術開発による経済性向上の効果が火力発電に比べて一段と大きい」との考え方は堅持された<sup>(20)</sup>。

一方、将来の発電原価は、国産化やその後の技術改善の進捗、量産化の効果、国内における核燃料サイクルの採算性などの見通しによって大きく変動するだけでなく、火力との競合条件でも、特に重油価格の動向によって変化するので、むしろ幅のある傾向値、さしあたり1つの期待値、としてとらえておくべきである、との慎重な見方もあった<sup>(21)</sup>。

(14) 原子力委員会『原子力開発利用長期計画』1961, p.8.

(15) 建設予定地が米国で最も活発な地震地帯であるカリフォルニア州のサンアンドレアス断層から至近距離にあり、1964年に、米国の原子力委員会が安全性を保証し得ないと結論づけたことから、電力会社はその設置申請を撤回し、建設を中止した(井出野栄吉「原子力発電の安全性」『一橋大学研究年報 商学研究』no.26, 1987, p.58. <<https://hermes-ir.lib.hit-u.ac.jp/rs/bitstream/10086/9737/1/HNshogaku0002600510.pdf>>).

(16) 発電(運転)コストが、低廉で、安定的に発電することができ、昼夜を問わず継続的に稼働できる電源(「エネルギー基本計画」(平成26年4月11日閣議決定) p.19. <<http://www.meti.go.jp/press/2014/04/20140411001/20140411001-1.pdf>>).

(17) 「原子力発電コストに関する調査」『原子力委員会月報』vol.8 no.3, 1963.3, p.14.

(18) 科学技術庁原子力局編『原子力開発利用長期計画—解説と資料—』大蔵省印刷局, 1968, p.41.

(19) 原子力委員会『原子力開発利用長期計画』1972, p.16.

(20) 同上

(21) 武井満男『原子力発電の経済』東洋経済新報社, 1967, p.223.

### 3 石油危機とその直後（1970年代前半～1980年代前半）

第4次中東戦争を背景として、昭和48（1973）年を境に石油価格は急騰した。翌年、火力の燃料となる原油<sup>(22)</sup>・重油の価格は、昭和45（1970）年の4.5倍に高騰し、その発電原価は原子力の2倍の水準に達した<sup>(23)</sup>。原発の建設費も上昇したが、それ以上に火力の燃料費の高騰の影響を受けて、原子力の相対的な経済的優位性がみられるようになった<sup>(24)</sup>。通商産業省資源エネルギー庁（以下「資源エネルギー庁」）がモデルプラント<sup>(25)</sup>を想定して行った運転開始初年度の発電原価（以下「初年度原価」）の試算においても、試算が開始された昭和51（1976）年度以降、昭和60（1985）年度まで、原子力が最も経済的に優位な電源であることが示された<sup>(26)</sup>（表1）。

表1 初年度原価試算の推移

単位：円/kWh

試算年度 (= 運転開始年度)	原子力	石炭火力	LNG 火力	石油火力	一般水力
昭和51（1976）	5.7	9.5	9.6	9.6	12.3
昭和52（1977）	6.4	9.7	9.9	9.8	13.0
昭和53（1978）	—	—	—	—	—
昭和54（1979）	7.6	11.1	12.4	11.1	15.6
昭和55（1980）	8.8	12.4	16.2	17.7	17.5
昭和56（1981）	11.1	14.8	17.6	19.8	18.7
昭和57（1982）	11.8	14.8	19.1	19.9	19.6
昭和58（1983）	12.4	13.9	17.0	17.0	20.2
昭和59（1984）	13	14	17	17	21
昭和60（1985）	13	14	17	17	21
昭和61（1986）	12	12	11	10	21

（注）昭和53（1978）年度は、試算が行われなかった。

（出典）鈴木岑二「原子力発電の経済性は保たれるか」『エネルギー』vol.19 no.5, 1986.5; 科学技術庁原子力局監修『原子力ポケットブック』各年版を基に筆者作成。

昭和57（1982）年頃にかけて、化石燃料の価格がさらに高騰すると見通しの下、原子力の火力に対する経済的優位性がさらに高まるとの見方が広がった。例えば、昭和56（1981）年、日本エネルギー経済研究所省エネルギー研究センターの鈴木利治主任研究員は、化石燃料価格の高騰が1980年から2000年にわたって進むとの想定の下、均等化発電原価計算法<sup>(27)</sup>を用いて、昭和60（1985）年運転開始のモデルプラント（設備利用率は、原子力、火力ともに70%）の法定耐用年数（原子力16年、火力15年）を運転年数とする発電原価が、原子力17.2円/kWh、石炭火力26.5円/kWh、石油火力43.3円/kWhになると試算した<sup>(28)</sup>。

<sup>(22)</sup> 1960年代以降、火力発電の燃料として重油だけでなく、原油（生焚（なまだき）原油）が使われるようになった（電気事業連合会統計委員会編、通商産業省資源エネルギー庁公益事業部監修『電気事業便覧 平成8年版』日本電気協会、1996、p.104.）。

<sup>(23)</sup> 山田昭「原子力発電の経済性確立のための課題」『エネルギー経済』vol.2 no.6, 1976.9, pp.28-29.

<sup>(24)</sup> 大神正「原子力発電の経済性評価—重油専焼火力との対比における優位性は何か—」『エネルギー』vol.8 no.12, 1975.12, p.20.

<sup>(25)</sup> 実際に建設されたプラントではなく、一定の前提条件に基づく仮想的なプラント。

<sup>(26)</sup> ただし、正確に見積もることが難しい廃炉費用や放射性廃棄物処分などのバックエンド費用（再処理費用を除く）は初年度原価に含まれていなかった（高橋宏「原子力発電の経済性の総合的評価」『エネルギーフォーラム』vol.28 no.5, 1982.5, pp.33-34.）。

一方、モデルプラントに基づき仮想的に発電原価を計算したものは、現実を必ずしも反映していないとの批判もあった。室田武一橋大学助教授は、原子力専門の日本原子力発電株式会社と、火力・水力を有するが原子力を持たない電源開発株式会社の経営実績から、昭和 51（1976）年から昭和 54（1979）年までの売電原価の平均を計算し、両者の差異は小さいこと、日本原子力発電の売電単価の方が高い場合があることを指摘した<sup>(29)</sup>。

#### 4 原油価格低迷期（1980 年代前半～1990 年代後半）

各電源の建設費は第 2 次石油危機（昭和 54（1979）年）後も上昇した。一方、世界的な石油需要の大幅な減退を背景に、昭和 58（1983）年、石油輸出国機構（OPEC）が基準原油価格を 1 バレル当たり 5 ドル引き下げて 29 ドルとすることで合意したことを受けて、化石燃料の価格は低下に転じた。その結果、資源エネルギー庁が試算する初年度原価において、火力は横ばいないしは低下し、反対に、原子力は上昇した。昭和 59（1984）年度試算では、原子力と石炭火力との差は、わずか 1 円/kWh となった（表 1）。

昭和 59（1984）年の原子力白書は、原子力の経済的優位性が縮小してきており、廃炉費用と放射性廃棄物の最終処分費用を考慮すると、石炭火力とほぼ同等である、との見解を示す一方、将来的には、火力は燃料価格が上昇傾向にあるのに対して、原子力は燃料価格の変動の影響を受けにくい。うえ、技術集約度が高いため、今後の技術開発努力により一層の経済性向上を図っていくことが可能である、と評価した<sup>(30)</sup>。

昭和 59（1984）年度試算に対しては、設備利用率が実態に基づく値ではない（資源エネルギー庁の試算では原子力、火力ともに 70% とされている）、実態に基づく設備利用率（石炭火力は約 83%、原子力は概して 74% を切っている）で計算すると、石炭火力の方が原子力よりも安くなる、放射性廃棄物処分費用や廃炉費用も加算すると、石炭火力の優位性は一段と高まる、との反論も出た<sup>(31)</sup>。原子力の経済的優位性が崩壊したとの見方も相次いだ<sup>(32)</sup>。

資源エネルギー庁は、昭和 60（1985）年度試算において、初年度原価だけでなく、均等化発電原価計算法に基づき、法定耐用年数（原子力 16 年、火力 15 年）を運転年数とする発電原価も試算した（表 2）。昭和 60（1985）年度試算では、原子力と石炭火力、原子力と LNG 火力の初年度原価の差は、表 1 にあるように、それぞれ 1 円/kWh、4 円/kWh であったが、発電原価の差は、法定耐用年数にわたり燃料価格が年 1～3% 上昇するとの前提条件の下、表 2 にあるように、それぞれ、2 円/kWh、6～7 円/kWh という結果となった。これによって、原子力の経済性が、石油火力や LNG 火力より圧倒的に優れたことを明確にするとともに、接近していた石炭火力に対しても、優位にあることを証明した形となった。

(27) 鈴木氏は、初年度原価は、資本費が高い電源が相対的に高くなるという欠点があり、年間経費のパターンが異なる電源間の比較には不十分であるとの理由から、均等化発電原価計算法を用いて、法定耐用年数を運転年数とする発電原価を試算した。均等化発電原価計算法とは、モデルプラントにおいて、一定の運転年数にわたって毎年発生する費用を、割引率を用いて運転開始時点の価格に換算して合計した総費用を、当該運転期間中に想定される総発電量を同時点の価値に換算して合計した総便益で除することによって、発電原価を算出する方法である。

(28) 鈴木利治「原子力発電コストの評価」『原子力工業』vol.27 no.9, 1981.9, pp.20-21.

(29) 室田武「原子力発電の経済性を問う一法と経済の接点から」『原子力工業』vol.27 no.9, 1981.9, p.24.

(30) 原子力委員会編『原子力白書 昭和 59 年版』大蔵省印刷局, 1985, p.10.

(31) 熊本一規『過剰社会を超えて一環境・開発と住民の論理』八月書館, 1985, pp.132-133.

(32) 例えば、「[「安い原発」の神話崩壊 発電原価、石炭と実質逆転 急速に膨張する建設費]『朝日新聞』1984.11.9.

昭和 61 (1986) 年度試算においては、プラザ合意 (昭和 60 (1985) 年) 後の急速な円高と原油価格の大幅な下落を反映して、燃料費比率の高い石油火力や LNG 火力の初年度原価は大幅に低下し、原子力よりも優位となった。ただし、資源エネルギー庁は、運転期間の長い発電所の経済性の評価は、長期的な観点からの評価が重要であるとの考えの下、法定耐用年数を運転年数とする発電原価において、原子力の方がなお優位な状況であることを示した。資源エネルギー庁は、以後、平成元 (1989) 年度にかけて、毎年、均等化発電原価計算法に基づき、法定耐用年数を運転年数とする発電原価を試算し (表 2)、初年度原価は試算しなくなった。

表 2 発電コスト試算の推移

単位：円/kWh

試算年度	運転開始年度	原子力	石炭火力	LNG 火力	石油火力	一般水力
昭和 60 (1985)	昭和 60 (1985)	10~11	12~13	16~18	17~19	13
昭和 61 (1986)	昭和 61 (1986)	9	11	12	12	13
昭和 62 (1987)	昭和 62 (1987)	9	10~11	11~12	11~12	13
昭和 63 (1988)	昭和 63 (1988)	9	10	10~11	10~11	13
平成元 (1989)	平成元 (1989)	9	10	10	11	13
平成 6 (1994)	平成 4 (1992)	9	10	9	10	13
平成 11 (1999)	平成 10 (1998)	5.9	6.5	6.4	10.2	13.6
平成 15 (2003)	平成 14 (2002)	5.3	5.7	6.2	10.7	11.9
平成 23 (2011)	平成 22 (2010)	8.9~	9.5	10.7	22.1~36.0	10.6
平成 27 (2015)	平成 26 (2014)	10.1~	12.3	13.7	30.6~43.4	11.0

(注 1) 平成 15 (2003) 年度試算は、電気事業連合会の試算。平成 23 (2011) 年度試算は、エネルギー・環境会議の試算。それ以外は、資源エネルギー庁の試算。

(注 2) 表中の「運転開始年度」は、平成 23 (2011) 年度試算と平成 27 (2015) 年度試算の場合のみ「運転開始年」。

(注 3) モデルプラントの運転年数：昭和 60 (1985) ~平成 6 (1994) 年度試算は法定耐用年数 (原子力 16 年、火力 15 年、一般水力 40 年)。平成 11 (1999) ~平成 27 (2015) 年度試算は技術的耐用年数 (40 年)。

(注 4) モデルプラントの設備利用率：昭和 60 (1985) ~平成 6 (1994) 年度試算は原子力及び火力 70%、一般水力 45%。平成 11 (1999) 年度及び平成 15 (2003) 年度試算は原子力及び火力 80%、一般水力 45%。平成 23 (2011) 年度試算は原子力 70%、石炭火力及び LNG 火力 80%、石油火力 10~50%、一般水力 45%。平成 27 (2015) 年度試算は原子力、石炭火力及び LNG 火力 70%、石油火力 10~30%、一般水力 45%。

(注 5) 昭和 60 (1985) ~平成 15 (2003) 年度試算は、発電原価。平成 23 (2011) 年度試算と平成 27 (2015) 年度試算では、発電原価に社会的費用、すなわち、環境対策費 (CO<sub>2</sub> 対策費)、事故リスク対応費 (原子力のシビアアクシデント対応費)、政策経費が加算されている。

(注 6) 原子力について、昭和 60 (1985) ~昭和 63 (1988) 年度試算には、廃炉費用及び放射性廃棄物処分費用は含まれていない。平成元 (1989) 年度試算には、廃炉費用は含まれているが、放射性廃棄物処分費用は含まれていない。平成 6 (1994) ~平成 27 (2015) 年度試算には、廃炉費用及び放射性廃棄物処分費用が含まれている。

(出典) 『原子力委員会月報』、『原子力ポケットブック』、『原子力年鑑』、『原子力百科事典 ATOMICA』<<http://www.rist.or.jp/atomica/>>、各種政府資料などを基に筆者作成。

もっとも、発電原価の試算に関しては、仮に原子力の発電原価が相対的に低いという結果が得られたとしても、前提条件となる燃料価格の予測期間が長い場合、そこには大きな不確実さが含まれているとの意見もあった<sup>(33)</sup>。

室田武一橋大学教授は、9 電力各社の昭和 45 (1970) 年度から平成元 (1989) 年度にわたる有価証券報告書総覧記載のデータに基づいて、実績値ベースで各社の電源 (水力、火力、原子力) 別発電単価を推計した。2 度にわたる石油危機の影響で、昭和 53 (1978) 年度から昭和 57 (1982) 年度頃までについては、9 電力全てについて火力の単価は著しく高く、原子力のそれを抜いているが、その後、原油価格が低下し始めると、火力の方が原子力より安くなるという会社があくつもあること

(33) 鈴木岑二「経済性評価」『エネルギー・資源』vol.10 no.3, 1989.5, p.237.



を示すとともに、資源エネルギー庁の試算は、原子力が安価になるような諸仮定をあらかじめ設定した可能性があるとして批判した。<sup>(34)</sup>

資源エネルギー庁の発電原価試算においても、昭和 63（1988）年度試算で原子力と石炭火力との差は 1 円/kWh となり、廃炉や放射性廃棄物処分の費用（1 円/kWh）を加算すると、ほぼ同じ水準となった<sup>(35)</sup>。平成 6（1994）年度試算<sup>(36)</sup>では、原子力と LNG 火力の発電原価が同じ水準となった（表 2）。

## 5 福島第一原発事故直前まで（1990 年代後半～2010 年）

### (1) 資源エネルギー庁の試算（平成 11（1999）年度）

平成 11（1999）年 12 月に開かれた総合エネルギー調査会原子力部会の会合において、資源エネルギー庁は、原子力、火力及び一般水力（平成 10（1998）年度運転開始のモデルプラント）の発電原価の試算（以下「平成 11（1999）年度試算」）を公表した。これまでの資源エネルギー庁の試算と異なるのは、モデルプラントの運転年数として、法定耐用年数ではなく、実勢に合った運転年数を用いた点である。すなわち、「原子力がすでに 30 年動き始めた状況の中で、あと 10 年は動かす」ということを前提にして、原子力も火力も運転年数は 40 年に統一された<sup>(37)</sup>。また、設備利用率は、平成 6（1994）年度試算までは、原子力も火力も 70% とされていたが、今回の試算では、原子力の最近の設備利用率の実績を踏まえて 80% とされた。火力に関しては、石油火力と LNG 火力の実績がこれよりかなり低いものの、原子力との比較のために一律に 80% と仮定された<sup>(38)</sup>。これらの前提条件の変更は、建設費を始めとする資本費の比率の高い原子力の発電原価を相対的に引き下げる要因となった。足元の燃料価格は平成 6（1994）年度試算のときよりも下落していたが、資源エネルギー庁は、再び、原子力の発電原価（5.9 円/kWh）は、他の電源（LNG 火力 6.4 円/kWh、石炭火力 6.5 円/kWh、石油火力 10.2 円/kWh、一般水力 13.6 円/kWh）よりも安いことを示し（表 2）、「原子力発電の経済性は、他の電源との比較において遜色はない」との結論を出した<sup>(39)</sup>。

### (2) 電気事業連合会の試算（平成 15（2003）年度）

電気事業連合会は、平成 16（2004）年 1 月、総合資源エネルギー調査会電気事業分科会に設置されたコスト等検討小委員会において、各電源の発電原価の試算（以下「平成 15（2003）年度試算」）を示した<sup>(40)</sup>。

この試算では、平成 14（2002）年度運転開始のモデルプラントが想定された。モデルプラントの運転年数、設備利用率、割引率<sup>(41)</sup>については、平成 11（1999）年度試算のように、代表値を前提にするのではなく、様々なケースが想定された。すなわち、運転年数については、平成 11（1999）年

<sup>(34)</sup> 室田武「日本の電力独占料金制度の歴史と現況—1970～89 年度の九電力会社の電源別発電単価の推計を含めて—」『一橋大学研究年報 経済学研究』no.32, 1991, pp.75-119. <<https://hermes-ir.lib.hit-u.ac.jp/rs/bitstream/10086/9281/1/HNkeizai0003200750.pdf>>

<sup>(35)</sup> 鈴木 前掲注<sup>(33)</sup>, p.236.

<sup>(36)</sup> 平成 6（1994）年度試算においては、原子力の発電原価に、廃炉費用及び放射性廃棄物処分費用が含まれている。

<sup>(37)</sup> 「総合エネルギー調査会原子力部会第 70 回議事録」1999.12.16. 経済産業省ウェブサイト <<http://www.meti.go.jp/kohosys/summary/0000727/>>

<sup>(38)</sup> 同上

<sup>(39)</sup> 資源エネルギー庁原子力政策課編『原子力関係資料』2001, p.62.

<sup>(40)</sup> 電気事業連合会「モデル試算による各電源の発電コスト比較」2004.1. 資源エネルギー庁ウェブサイト <[http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/electric\\_power\\_industry\\_subcommittee/010\\_001/pdf/001\\_006.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/electric_power_industry_subcommittee/010_001/pdf/001_006.pdf)>

<sup>(41)</sup> 将来の費用及び便益を現在価値に換算するために用いる利率。

度試算に合わせて40年とした場合に加えて、現実に稼働しているプラントのコストに近い値で収益性をみるとの観点から法定耐用年数（原子力16年、火力15年）とした場合についても試算が行われた。設備利用率については、全電源（一般水力を除く）について、80%とした場合の試算に加えて、70%とした場合の試算も示された。割引率については、経済情勢や評価の目的によって変わり得るものであるから、0%、1%、2%、3%、4%の5通りの試算が示された。石炭、LNG、石油の価格上昇率については、平成11（1999）年度試算と同様、国際エネルギー機関（IEA）のWorld Energy Outlook（WEO）の最新版に基づき、算定された。

試算の結果、平成11（1999）年度試算と同じ運転年数（40年）、割引率（3%）、設備利用率（原子力・火力80%、一般水力45%）の場合、原子力が最も低く5.3円/kWhとなり、以下、石炭火力5.7円/kWh、LNG火力6.2円/kWh、石油火力10.7円/kWh、一般水力11.9円/kWhの順となった（表2）。平成11（1999）年度試算と異なり、石炭火力はLNG火力よりも低くなった。石油火力以外の電源については、平成11（1999）年度試算よりも発電原価が低下した。その要因の1つは、建設費の低下である（特にLNG火力、石炭火力）（表3）。もう1つの要因は、燃料費の低下である（原子力、石炭火力）。原子力については、燃料費（核燃料サイクル費用）が、1.65円/kWhから1.47円/kWhへと約0.2円/kWh低下した（表4）。石炭については、初年度燃料価格、燃料価格上昇率がともに低下した<sup>(42)</sup>。

表3 プラント建設費の推移

単位：万円/kW

試算年度	運転開始年度	原子力	石炭火力	LNG火力	石油火力	一般水力
昭和60（1985）	昭和60（1985）	31	24	21	14	63
昭和61（1986）	昭和61（1986）	32	25	22	15	64
昭和62（1987）	昭和62（1987）	32	25	23	15	64
昭和63（1988）	昭和63（1988）	32	24	21	19	64
平成元（1989）	平成元（1989）	31	23	20	19	64
平成6（1994）	平成4（1992）	31	30	20	19	60
平成11（1999）	平成10（1998）	29.1	30.3	20.3	28.4	75.7
平成15（2003）	平成14（2002）	27.9	27.2	16.4	26.9	73.2
平成23（2011）	平成22（2010）	35	23	12	19	85
平成27（2015）	平成26（2014）	37	25	12	20	64

（注1）平成15（2003）年度試算は、電気事業連合会の試算。平成23（2011）年度試算は、エネルギー・環境会議の試算。それ以外は、資源エネルギー庁の試算。

（注2）表中の「運転開始年度」は、平成23（2011）年度試算と平成27（2015）年度試算の場合のみ「運転開始年」。

（出典）科学技術庁原子力局監修『原子力ポケットブック』各年版；勝田忠広・鈴木利治「原子力発電の経済性に関する考察—1999年と2003年の政府試算の検証—」『公益事業研究』vol.58 no.1, 2006；エネルギー・環境会議コスト等検証委員会「各電源の諸元一覧」（コスト等検証委員会報告書参考資料1）2011.12.19. <[http://www.cas.go.jp/seisaku/npu/policy09/pdf/20111221/hokoku\\_sankou1.pdf](http://www.cas.go.jp/seisaku/npu/policy09/pdf/20111221/hokoku_sankou1.pdf)>; 発電コスト検証ワーキンググループ「各電源の諸元一覧」2015.5. <[http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/mitoshi/cost\\_wg/pdf/cost\\_wg\\_03.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_03.pdf)>を基に筆者作成。

ただし、条件によっては原子力の方が高くなる場合もあり、常に他の電源よりも低いというわけではない。例えば、運転年数40年、設備利用率80%でも、割引率0%の場合は、原子力と石炭は同じ水準（5.0円/kWh）となる。平成6（1994）年度以前の試算と同じように運転年数を法定耐用年数、設備利用率を70%とした場合、原子力は、割引率にかかわらずLNG火力よりも高くなり、割引率3%以下では石炭火力よりも高くなる<sup>(43)</sup>。初期投資の負担が大きい原子力の発電原価は、運転年数

(42) 電気事業連合会 前掲注(40), pp.3, 5-6.

(43) 同上, p.8.

表4 核燃料サイクル費用の試算（割引率3%）の推移

単位：円/kWh

試算年度	平成 11 (1999)	平成 15 (2003)	試算年度	平成 23 (2011)	平成 27 (2015)
ウラン燃料	0.66	0.59	ウラン燃料	0.78	0.88
MOX 燃料	0.07	0.07	MOX 燃料	0.07	0.07
フロントエンド計	0.74	0.66	フロントエンド計	0.84	0.95
再処理	0.63	0.50	再処理等	0.47	0.50
再処理工場廃止	—	0.03			
TRU 廃棄物処理・貯蔵・処分	0.10	0.09			
高レベル廃棄物貯蔵・輸送・処分	0.16	0.15	高レベル廃棄物処分	0.04	0.04
中間貯蔵	0.03	0.04	中間貯蔵	0.05	0.05
バックエンド計	0.92	0.81	バックエンド計	0.55	0.59
核燃料サイクル計	1.65	1.47	核燃料サイクル計	1.40	1.54

(注1) 平成 11 (1999) 年度試算においては、「再処理工場廃止」費用は算定されなかった。

(注2) 平成 23 (2011) 年度試算と平成 27 (2015) 年度試算の「再処理等」には、「再処理」、「再処理工場廃止」、「TRU 廃棄物処理・貯蔵・処分」、「高レベル廃棄物貯蔵・輸送」の各費用が含まれる。

(出典) 電気事業連合会「モデル試算による各電源の発電コスト比較」2004.1. <[http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/electric\\_power\\_industry\\_subcommittee/010\\_001/pdf/001\\_006.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/electric_power_industry_subcommittee/010_001/pdf/001_006.pdf)>; 原子力委員会事務局「核燃料サイクルコストの試算」2011.11.10. <[http://www.aec.go.jp/jicst/NC/about/kettei/seimei/111110\\_1.pdf](http://www.aec.go.jp/jicst/NC/about/kettei/seimei/111110_1.pdf)>; 発電コスト検証ワーキンググループ「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」2015.5. 資源エネルギー庁ウェブサイト <[http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/mitoshi/cost\\_wg/pdf/cost\\_wg\\_01.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_01.pdf)> を基に筆者作成。

と設備利用率に大きく左右されることが分かる。

資源エネルギー庁は、電気事業連合会の試算をそのまま取り入れた形で報告書を取りまとめ、「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」との結論を示した<sup>(44)</sup>。

なお、電気事業連合会が提出した報告書には、既存発電所の発電原価を確認する視点から、電力会社の有価証券報告書に基づく原子力及び火力の実績発電費用も示された。この算定においては、平成 12 (2000) ～14 (2002) 年度の平均実績単価は、実際の設備利用率（原子力 78%、火力 41%）を反映して、原子力（8.3 円/kWh）の方が火力（10.0 円/kWh）よりも低いとされたが、火力の設備利用率を 80% とした場合は、火力は 7.3 円/kWh となり、原子力よりも低くなることが示された。<sup>(45)</sup>

### (3) 試算に対する批判

勝田忠広東京大学法学部政治学研究科客員研究員と鈴木利治元東洋大学経済学部教授（元日本エネルギー経済研究所省エネルギー研究センター主任研究員）は、平成 11 (1999) 年度試算と平成 15 (2003) 年度試算を検証し、これらの試算が、建設費や燃料価格等に関して、不透明な部分があり、原子力に有利な想定が用いられていることを指摘した<sup>(46)</sup>。そして、公的に入手可能なデータ（建設費については有価証券報告書総覧、燃料価格については従来のトレンド）を試算条件に用いた場合、原子力は

(44) 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—コスト等検証小委員会から電気事業分科会への報告—」2004.1.23, p.22. <[http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/electric\\_power\\_industry\\_subcommittee/010\\_pdf/010\\_005.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/electric_power_industry_subcommittee/010_pdf/010_005.pdf)>

(45) 電気事業連合会 前掲注(40), p.9.

(46) 勝田忠広・鈴木利治「原子力発電の経済性に関する考察—1999年と2003年の政府試算の検証—」『公益事業研究』vol.58 no.1, 2006, pp.1-12.

LNG火力や石炭火力よりも高い発電原価（両試算と同じ設備利用率80%、運転年数40年の場合で、原子力5.7円/kWh、LNG火力と石炭火力はともに4.9円/kWh）になると指摘した。

原子力資料情報室の伴英幸共同代表らは、平成15（2003）年度試算に計上されていない、原子力の隠れたコストが存在することを指摘した。原発の建設に際して電力会社が地元を支払う協力金といわれるもの、政府が支出する発電所建設の推進目的の交付金（電源三法交付金）及び原子力の安全確保を目的とした費用などである。これらのうち、政府支出に着目し、平成14（2002）年度の政府の原子力関連予算額を原子力の年間発電量であん分して算出した1.5～1.6円/kWhを、平成15（2003）年度試算の原子力の発電原価5.3円/kWh（運転年数40年、割引率3%、設備利用率80%の場合）に加算すると、6.8～6.9円/kWhとなり、一般水力、石油火力に次ぐ3番目に高いコストになると指摘した。<sup>(47)</sup>

大島堅一立命館大学国際関係学部教授は、有価証券報告書を分析して、1970年代から2007年までの電力9社の発電単価を推計し、原子力は必ずしも最も安い電源ではないと主張した。その根拠として、①電力9社平均では、1970年代から1990年代半ば近くまで、水力の発電単価が最も低くなっていること、②東北電力、北陸電力では、ほぼ一貫して火力や水力よりも原子力の発電単価が高いこと、③中部電力、中国電力では、原子力と火力が拮抗していること、④北海道電力については1997年度まで、関西電力については1970年代から一貫して、火力よりも原子力の方が高いこと、⑤東京電力では、1990年代後半以降、ほぼ一貫して原子力が最も安いが、原子力に関する不正<sup>(48)</sup>や地震の影響で、原発の長期停止を余儀なくされた2003年度は、原子力が最も高くなっていること、を挙げた。加えて、近年、原子力の設備利用率の向上により、原子力の発電単価が低下しているが、今後、原発の老朽化により、設備利用率に何らかの影響が出れば、現在良好なパフォーマンスを示している電力会社についても発電単価を低く抑えることができるかどうかは未知数である、と述べた。<sup>(49)</sup>

さらに、大島氏は、水力を一般水力と揚水発電（以下「揚水」）<sup>(50)</sup>に分離し、揚水は原子力の夜間の余剰電力<sup>(51)</sup>を利用して水を汲み上げていると仮定し、揚水に必要な費用を原子力と一体のものとして評価すべきと主張した。その場合、原子力（+揚水）の発電原価は、原子力単独に比べて1円弱高くなる結果、一般水力が最も安く、原子力（+揚水）は火力とほぼ同じか、高くなる場合があること、電源ごとの財政資金投入額（開発費用と立地費用）を加算した場合、原子力（+揚水）は、火力よりも高くなることを示した。<sup>(52)</sup>

(47) 伴英幸・勝田忠弘・藤野聡「コスト計算に含まれない原子力発電の諸費用に関する調査研究」『高木基金助成報告集』vol.3, 2006, pp.35-36. <<http://www.takagifund.org/grantee/r2006/03-35.pdf>>

(48) 東京電力が原発の自主点検や補修作業に関する記録を不正に記載していたこと、原子炉格納容器漏えい率検査において漏えい率を低下させる不正行為を行っていたことが、2002年に発覚し、点検や補修工事などで、一時、東京電力の原発全ての運転が停止した。

(49) 大島堅一『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—』東洋経済新報社, 2010, pp.69-71.

(50) 夜間又は休日などの余剰電力で低所の水を高所に汲み上げて、必要なときに水を落として発電させる水力発電所。揚水から発電までの間のエネルギー損失が大きく運転費は高いが、建設費が安く、出力調整が容易なため、ピーク供給力として優れている。

(51) 原子力は需要変動に応じた出力の調整が難しく、需要の少ない夜間も運転が続けられる。電力の品質を維持して、停電を防ぐには、瞬時瞬時で需要と供給を一致（同時同量）させる必要があるため、原子力の夜間の余剰電力をどのように利用するかが問題となる。

(52) 大島 前掲注(49), pp.74-80.

これに対して、日本エネルギー経済研究所は、原子力への財政資金投入額及び揚水の費用の全てを原子力に上乗せすることは妥当ではないと主張し、大島氏の試算は原子力のコストを過大に評価していると批判した<sup>(53)</sup>。また、大島氏が水力の発電単価が低いことを主張していることについて、現在稼働中の水力発電設備（特に揚水以外）は、そのかなりの部分が償却済みであることから、有価証券報告書を用いる方法では、水力発電設備の建設コストを正当に評価することはできないと主張した<sup>(54)</sup>。

## II 福島第一原発事故後の試算の比較

### 1 エネルギー・環境会議の試算（平成 23（2011）年）

#### (1) 試算の概要

福島第一原発事故（平成 23（2011）年 3 月）を受けて、従来の資源エネルギー庁の発電原価試算に対する疑念の声が一気に高まった。試算方法の不透明性、「隠れたコスト」の存在、福島第一原発事故後のコスト増加、核燃料サイクル費用の過小評価を指摘する意見、モデルプラントを用いた方法に対する懐疑的な意見が相次いだ<sup>(55)</sup>。

民主党・国民新党の連立政権下、政府は、聖域なくエネルギー・環境戦略を練り直すための第一歩として、平成 23（2011）年 10 月、省庁横断的な組織であるエネルギー・環境会議（議長：国家戦略担当大臣）の下にコスト等検証委員会を設けて、原子力を始めとした各電源のコスト検証を開始した。コスト等検証委員会は、約 2 か月半にわたり議論を行い、同年 12 月、試算（以下「平成 23（2011）年度試算」）を公表した<sup>(56)</sup>。平成 22（2010）年運転開始のモデルプラント（割引率 3%）の発電コストについては、表 5 のように試算された。

#### (2) 従来の試算との比較

平成 23（2011）年度試算は、従来の均等化発電原価計算法に基づく試算とは、以下の点が異なる。

①原子力の設備利用率（70%）は、火力（80%）よりも低く設定された。さらに、建設費について、原子力が大幅に上昇する一方、石炭火力は低下したこと（表 3）、原子力に追加的安全対策費<sup>(57)</sup>が加算されたことを受けて、発電原価（資本費<sup>(58)</sup>、追加的安全対策費、運転維持費<sup>(59)</sup>、燃料費<sup>(60)</sup>の合計）においては、原子力は石炭火力（7.0 円/kWh）よりも高い 7.2 円/kWh となった。

<sup>(53)</sup> 日本エネルギー経済研究所「有価証券報告書を用いた火力・原子力発電のコスト評価」2011.8.31, pp.7-8. <<http://eneken.ieej.or.jp/data/4043.pdf>> 具体的には、日本エネルギー経済研究所は、原子力の開発費用のうち、高速増殖炉、高温ガス炉、核融合など様々な先端技術の研究開発費については、既存の方式による原子力の運営そのものとは全く別の問題（これらの研究開発費を削っても原子力の運営上は全く問題がない）であるから、その全てを上乗せすることは妥当ではないことを主張した。また、揚水のコストを分配するのであれば、原子力だけでなく、同じようにベースロード電源として用いている石炭及び流れ込み式水力等に対しても適切に分配すべきこと、揚水は夜間の需給調整のためのみではなく、同時にピーク供給力としての役割をも担っており、揚水は石油火力等による発電を代替するものであるから、石油火力等のコスト分を控除する必要があることを主張した。

<sup>(54)</sup> 同上, p.6.

<sup>(55)</sup> 松尾雄司「「コスト等検証委員会」による原子力発電のコスト試算の概要と評価」2012.1, pp.1-2. 日本エネルギー経済研究所ウェブサイト <<http://eneken.ieej.or.jp/data/4192.pdf>>

<sup>(56)</sup> エネルギー・環境会議コスト等検証委員会「コスト等検証委員会報告書」2011.12.19. <<http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/pdf/20111221/hokoku.pdf>>

<sup>(57)</sup> 福島第一原発事故後に講じられた原子力の安全対策の費用。平成 23（2011）年度試算では 1 基当たり 194 億円。

表5 平成23(2011)年度発電コスト試算(平成22(2010)年モデルプラント(割引率3%))

	原子力	石炭火力	LNG火力	石油火力	風力(陸上)	地熱	太陽光(住宅用)
【モデルプラントの前提条件】							
建設費(万円/kW)	35	23	12	19	20~35	70~90	48~55
設備利用率(%)	70	80	80	10~50	20	80	12
稼働年数(年)	40	40	40	40	20	40	20
【発電コスト】							
資本費(円/kWh)	2.5	1.4	0.7	1.9~9.4	7.3~12.8	4.6~5.9	26.6~30.5
追加的安全対策費(円/kWh)	0.2	—	—	—	—	—	—
運転維持費(円/kWh)	3.1	1.3	0.7	1.6~8.0	2.6~4.6	4.6~5.7	6.8~7.8
燃料費(円/kWh)	1.4	4.3	8.2	16.6	—	—	—
発電原価(円/kWh)	7.2	7.0	9.6	20.1~34.0	9.9~17.3	9.2~11.6	33.4~38.3
CO <sub>2</sub> 対策費(円/kWh)	—	2.5	1.1	2.1	—	—	—
事故リスク対応費(円/kWh)	0.5~	—	—	—	—	—	—
政策経費(円/kWh)	1.1	0.0	0.0	0.0	—	—	—
発電コスト計(円/kWh)	8.9~	9.5	10.7	22.1~36.0	9.9~17.3	9.2~11.6	33.4~38.3

	太陽光(メガソーラー)	一般水力	小水力	バイオマス(木質専焼)	バイオマス(石炭混焼)	ガスコージェネレーション	石油コージェネレーション
【モデルプラントの前提条件】							
建設費(万円/kW)	35~55	85	80~100	30~40	—	12	13
設備利用率(%)	12	45	60	80	80	70	50
稼働年数(年)	20	40	40	40	40	30	30
【発電コスト】							
資本費(円/kWh)	21.3~33.5	8.2	6.3~7.9	2.0~2.7	1.5	1.0	1.5
運転維持費(円/kWh)	8.8~12.3	2.2	12.8~14.1	4.5~5.2	1.3	1.6	1.8
燃料費(円/kWh)	—	—	—	10.9~24.3	4.3~4.6	15.2~15.9	17.1~18.6
熱価値(円/kWh)	—	—	—	—	—	9.1~9.5	5.5~5.9
発電原価(円/kWh)	30.1~45.8	10.4	19.1~22.0	17.4~32.2	7.1~7.4	8.7~9.0	14.9~16.0
CO <sub>2</sub> 対策費(円/kWh)	—	—	—	—	2.4	1.9	2.1
政策経費(円/kWh)	—	0.1	—	—	—	0.0	0.0
発電コスト計(円/kWh)	30.1~45.8	10.6	19.1~22.0	17.4~32.2	9.5~9.8	10.6~10.9	17.1~18.1

(出典) エネルギー・環境会議コスト等検証委員会「コスト等検証委員会報告書」2011.12.19. <[http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/archive02\\_hokoku.html](http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/archive02_hokoku.html)> を基に筆者作成。

②発電原価に、社会的費用(CO<sub>2</sub>対策費<sup>(61)</sup>、事故リスク対応費<sup>(62)</sup>、政策経費<sup>(63)</sup>)を加算した「発電コスト」が試算された<sup>(64)</sup>。原子力については、事故リスク対応費が最大どれくらいに膨らむか不透明であるとの認識の下、発電コストの下限値(8.9円/kWh)のみが示され、それが他の電源の発

58) 平成23(2011)年度試算では、減価償却費、固定資産税、水利使用料、設備の廃棄費用(廃炉費用)の合計。  
追加的安全対策費(福島第一原発事故後に講じられた原子力の安全対策の費用)も資本費の1つだが、本稿では、政府試算に倣い、追加的安全対策費を資本費と区別して取り扱う(後掲の表7~9を除く)。  
59) 人件費、修繕費、諸費、業務分担費の合計。  
60) 火力は、単位数量当たりの燃料価格に必要燃料量を乗じた値。原子力は、核燃料サイクル費用として別途算出される。  
61) 発電のための燃料の使用に伴い排出されるCO<sub>2</sub>対策に要する費用で、化石燃料を使う発電方式(火力等)に対してのみ計上される。  
62) 将来発生するかもしれない事故(シビアアクシデント)に対応する費用で、原子力のみ計上される。  
63) 発電事業者が発電のために負担する費用ではないが、税金等で賄われる政策経費のうち電源ごとに発電に必要と考えられる社会的経費。

電コストよりも低いことが示された。

③ CO<sub>2</sub> 対策費について、火力等からの CO<sub>2</sub> 排出量に相当する排出権を購入するとの想定の下、CO<sub>2</sub> 価格 (CO<sub>2</sub> 排出量 1t-CO<sub>2</sub> (二酸化炭素トン) 当たりの価格) に CO<sub>2</sub> 排出量を乗じることによって、算出された。CO<sub>2</sub> 価格の初年は欧州の代表的な排出量取引市場の平均値、将来見通しについては、WEO2011 の新政策シナリオ<sup>(65)</sup>における EU 及び豪州・ニュージーランドの価格上昇トレンド<sup>(66)</sup>に基づき推計された。

④ 事故リスク対応費は、一般的には保険料に相当する金額 (= 損害額×事故発生率+リスクプレミアム<sup>(67)</sup>) が計上されるが、リスクプレミアムの算定が困難で、民間の保険も成立していないため、事業者間での相互扶助 (各事業者が 40 年間で損害額を相互に負担する) という考え方に基いて算出された。すなわち、損害額 5.8 兆円を、40 年間の原子力発電量 (年間発電量は平成 22 (2010) 年度ベース (福島第一原発を除く 50 基) の 2722 億 kWh を想定) で除することによって、0.5 円/kWh という単価が算出された。なお、損害額 5.8 兆円は、試算時に判明していた福島第一原発事故の廃炉費用、損害賠償費用、除染費用、行政費用等の見通し (7.9 兆円) をモデルプラントベースに補正して算出したもので、今後も増加する可能性があるため、0.5 円/kWh は下限値とされた。損害額が 1 兆円増加すれば、0.1 円/kWh 上昇し、損害額が 10 兆円の場合は 0.9 円/kWh となる。

⑤ 政策経費は、年間の総発電量が 500 億 kWh を超えている電源 (原子力、石炭火力、LNG 火力、石油火力、一般水力、コージェネレーション<sup>(68)</sup> (以下「コジェネ」)) に対してのみ、「立地」「防災」「広報」「人材育成」「評価・調査」「発電技術開発」「将来発電技術開発」に係る平成 23 (2011) 年度の政府予算額を、平成 22 (2010) 年度の総発電量で除した費用が計上された。原子力が最も高く 1.1 円/kWh とされた。一般水力以外の再生可能エネルギー及び燃料電池については、今後伸びることが期待される電源であり、当該電源に係る予算額を直近のわずかな電力量で割った数値を発電コストとすることは適当でないとの考えから、上乘せされなかった。

⑥ 再生可能エネルギーなどの電源における技術革新の可能性、火力の将来的なコスト上昇の可能性を把握するため、現在 (平成 22 (2010) 年時点) のモデルプラントのみならず、将来のモデルプラント (2020 年時点、2030 年時点) の発電コストも予測された。

⑦ 需要家自らが発電するコジェネ、太陽光 (住宅用) などの分散型電源、LED などによる省エネについて、需要家からみたコストも評価された。

64 発電に関連するコストとしては、これら以外に、系統安定化費用がある。これは、太陽光、風力など発電量が気象条件に依存し、出力の調整が難しい電源の導入が増加した場合、瞬時瞬時の需要と供給を一致させるために、火力や揚水、蓄電池を使った調整、地域間連系線の増強による電力融通の促進といった系統安定化対策を行うために必要な費用である。平成 23 (2011) 年度試算においては、全体の電源や送電網の構成を踏まえて、トータルの系統安定化対策のコストを考えるべきとされ、系統安定化費用は特定電源の発電コストには上乘せされなかった。後述する平成 27 (2015) 年度試算においても、系統安定化費用を特定電源の発電コストに上乘せしないという方針が維持された。

65 近年の WEO では、3 つのシナリオ (現行政策シナリオ、新政策シナリオ、450 シナリオ) が示されることが通例となっている。現行政策シナリオは、現時点で公式に採用されている既存の政策のみを考慮したシナリオ。新政策シナリオは、各国においてまだ採用されていないものも含め、最近発表された温暖化対策に関する公約や計画が実施されることを想定したシナリオ。450 シナリオは、大気中の温室効果ガス濃度を 450ppm (CO<sub>2</sub> 換算) で安定化させる (産業革命前からの気温上昇を 2℃ 以内に抑制することにつながる) シナリオ。

66 WEO2011 においては、EU における CO<sub>2</sub> 価格も豪州・ニュージーランドにおける CO<sub>2</sub> 価格も同じ上昇トレンドが想定されている (IEA, *World Energy Outlook 2011*, 2011, p.66.)。

67 リスクを引き受けることに対する対価。

68 電力と熱を同時に取り出すシステム。

⑧専門家や関係事業者等による検証を可能とし、今後の国民的議論をより意味のあるものにするため、計算根拠が開示された。また、複数の前提条件の下での試算結果が示されるとともに、各自で前提条件を変えて試算を行えるよう、Excelシートが公開された。

### (3) 試算に対する批判

平成23(2011)年度試算に対しては、原子力の発電コストを過小評価しているとの意見と、反対に、原子力に不利な試算となっているとの意見が出た。

自然エネルギー財団は、以下の3点の見直しによって、原子力の発電コストは、11.3～17.1円/kWhに上昇すると主張した。1点目は、建設費について、平成23(2011)年度試算では、直近7年間に稼働した原発4基の建設費の平均額として35万円/kW(2.6円/kWh)と想定されているが、欧米での近年の建設費上昇、福島第一原発事故後の安全対策強化などを考慮すると、40万円/kW(3.0円/kWh)に設定すべきではないかということである。2点目は、事故リスク対応費についてである。今後さらに廃炉費用、損害賠償費用、除染にかかわる中間貯蔵施設や最終処分費用等が増えると想定されるため、損害額は20～75兆円(1.8～6.9円/kWh)になると主張した。3点目は、政策経費についてである。緊急時計画区域(EPZ)が半径30kmに改定されたことに伴い、電源立地特別交付金等の交付の範囲を原発30km圏内に拡大すると、受給市町村の人口は約2.5倍となるが、交付金額も人口比で増加すると仮定すると、政策経費は政府試算の1.1円/kWhから1.8円/kWhに増加すると主張した。<sup>(69)</sup>

他方、日本エネルギー経済研究所の松尾雄司主任研究員は、政策経費が原子力・火力・一般水力・コージェネに対してのみ計上されていること、原子力については、さらに、高速増殖炉等、現在の軽水炉による発電ではない先進的な技術開発費用についても上乗せされていること、これに対して、再生可能エネルギーには、政策経費が計上されていないことから、原子力について、政策経費が若干過大となっている一方、再生可能エネルギーについても最低限何らかのコストを積むべき、と批判した<sup>(70)</sup>。

地球環境産業技術研究機構(RITE)も、政策経費について松尾氏と同様の点を指摘したほか、事故リスク対応費について、平成23(2011)年度試算が、原子力に過酷な事故が二度と起きないように、安全対策が施され、その費用が発電費用として計上される一方、事故リスク対応費にこの安全対策が反映されていないため、整合性がとれていないと主張した。そのうえで、平成23(2011)年度試算の事実上の想定になっている2,000炉・年(50基×40年)に1回、福島第一原発事故相当の事故が起こるという前提条件はあまりに過大であるとし、原子力規制委員会が想定する事故の確率を参照して、10万炉・年に1回以下の確率を想定すると、損害額10兆円で事故リスク費用は0.012円/kWh(5～30兆円の場合は、0.007～0.036円/kWh)に低下すると述べた。さらに、系統安定化費用として、風力(陸上)4円/kWh、太陽光(住宅用)0.8円/kWh、原子力0.25円/kWh、火力0.1円/kWhを、また、エネルギーセキュリティの確保に必要な費用として、石炭火力0.1円/kWh、LNG火力0.2円/kWh、石油火力0.3円/kWhを電源別の発電コストに加算することを提案した。<sup>(71)</sup>

(69) 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—」2013.9, pp.9-11. <[http://jref.or.jp/images/pdf/20130918/JREF\\_20130918\\_2.pdf](http://jref.or.jp/images/pdf/20130918/JREF_20130918_2.pdf)>

(70) 松尾 前掲注(5), p.6.

(71) 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」2014.10.20, pp.1-22. <[https://www.rite.or.jp/Japanese/lab0/sysken/about-global-warming/download-data/PowerGenerationCost\\_estimates\\_20141020.pdf](https://www.rite.or.jp/Japanese/lab0/sysken/about-global-warming/download-data/PowerGenerationCost_estimates_20141020.pdf)>



## 2 資源エネルギー庁の試算（平成 27（2015）年）

### (1) 試算の経緯

エネルギー・環境会議は、平成 23（2011）年度試算等を踏まえて、平成 24（2012）年 9 月、「革新的エネルギー・環境戦略」を決定し、原発のコストは、社会的コストを含めれば、従来考えられていたように割安ではないとの考え方を示すとともに、「2030 年代に原発稼働ゼロ」とする方針を打ち出した<sup>(72)</sup>。

平成 24（2012）年 12 月、自由民主党と公明党が政権の座に復帰した。安倍晋三内閣総理大臣は、民主党・国民新党の連立政権下で決定された「2030 年代に原発稼働ゼロ」とする方針をゼロベースで見直す方針を打ち出し、平成 26（2014）年 4 月には、新しい「エネルギー基本計画」が閣議決定された。同計画において、原発依存度を、「省エネルギー・再生可能エネルギーの導入や火力発電所の効率化などにより、可能な限り低減させる」という方針が打ち出される一方、原子力は「エネルギー需給構造の安定性に寄与する重要なベースロード電源」<sup>(73)</sup>と位置づけられた。同年 10 月、政府は、平成 23（2011）年度試算を踏まえ、原子力の発電コストについて、「他の電源の発電コストと比較しても遜色なく低廉であると考えており、仮に、当該試算における原子力発電所の事故のリスクへの対応費用を、当該試算において算出した費用の二倍とした場合においても、原子力発電の発電コストは、石炭火力発電の発電コストよりも低い」と評価した<sup>(74)</sup>。

新しいエネルギー基本計画に基づく将来のエネルギー・ミックスの検討に向けて、資源エネルギー庁は、平成 27（2015）年 2 月、総合資源エネルギー調査会基本政策分科会長期エネルギー需給見通し小委員会の下に発電コスト検証ワーキンググループを設置し、同年 5 月、各電源の発電コストを試算した報告書<sup>(75)</sup>を公表した（以下「平成 27（2015）年度試算」）。試算方法は、基本的には、平成 23（2011）年度試算の方法を踏襲し、平成 23（2011）年度試算後の状況の変化や、発電コスト検証ワーキンググループにおいて新たに議論された内容が反映された。

### (2) 平成 23（2011）年度試算との方法、前提条件の比較

平成 27（2015）年度試算（平成 26（2014）年モデルプラント）と平成 23（2011）年度試算（平成 22（2010）年モデルプラント）の試算方法、前提条件の相違は以下のとおりである。

①平成 23（2011）年度試算では、プラントの建設に必要な初期投資は、運転開始後、減価償却費として計上されていたが、平成 27（2015）年度試算においては、経済協力開発機構（OECD）の計算法が採用され、初期投資は全額、プラント建設時の費用として評価された。この変更によって、初期投資額の大きい電源（風力、太陽光、原子力等）の資本費が増加した。

②石炭火力と LNG 火力の設備利用率が、10% 引き下げられ、原子力と同じ 70% とされた<sup>(76)</sup>。建設費については、原子力、石炭火力が 2 万円/kW 上昇する一方、太陽光は 5 万円/kW 以上低下し

(72) エネルギー・環境会議 前掲注(3), pp.2, 13. 詳細は、近藤かおり「我が国のエネルギー政策の経緯と課題—福島第一原発事故後の議論をふまえて—」『調査と情報—ISSUE BRIEF—』No.762, 2012.12.26. <[http://dl.ndl.go.jp/view/download/digidepo\\_4059583\\_po\\_0762.pdf?contentNo=1](http://dl.ndl.go.jp/view/download/digidepo_4059583_po_0762.pdf?contentNo=1)>

(73) 原子力のほか、地熱、一般水力（流れ込み式）、石炭がベースロード電源と位置づけられた（「エネルギー基本計画」前掲注(6)）。

(74) 「衆議院議員阿部知子君提出原子力発電所の経済性及び支援策に関する質問に対する答弁書」前掲注(3)

(75) 発電コスト検証ワーキンググループ「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」2015.5. 資源エネルギー庁ウェブサイト <[http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/mitoshi/cost\\_wg/pdf/cost\\_wg\\_01.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/pdf/cost_wg_01.pdf)>

た。原子力の追加的安全対策費は、新規制基準の施行に伴い、1基当たり194億円から601億円に増加した。

③化石燃料の初年輸入価格（ドル建て）及び為替レート（将来にわたって不変と想定）について、モデルプラントの運転開始年（又は年度）の平均値が、価格変動については、WEO最新版<sup>(77)</sup>の新政策シナリオの価格トレンドが利用されている点は変わらないが、平成23（2011）年度試算と比べて、為替レートが2割以上円安になっていること、初年輸入価格（ドル建て）が大幅に高くなっていること（天然ガス、原油）、WEO2014においてWEO2011よりも高い価格上昇率が見込まれていること（石炭）から、化石燃料の輸入価格（円建て）は、モデルプラントの運転開始から廃炉に至る40年間にわたり、平成23（2011）年度試算の価格トレンドを大幅に上回る想定となっている（図1及び図2）。

なお、ウラン燃料については、東日本大震災後の原発停止の影響で調達実績が乏しいため、ドル建ての輸入価格（将来にわたって不変と想定）は、平成23（2011）年度試算と同じ価格が用いられているが、為替レートは平成26（2014）年平均が使われており、その分、コスト高となっている（表4）。

④CO<sub>2</sub>価格の将来見通しについては、化石燃料の価格と同様、WEO2014におけるEUのCO<sub>2</sub>価格の上昇トレンド（新政策シナリオ）に基づき推計された。円建てのCO<sub>2</sub>価格は、為替レートが2割以上円安になっていること、WEO2014ではWEO2011よりも高い価格上昇率が想定されていることから、モデルプラントの運転開始7年目以降、平成27（2015）年度試算のCO<sub>2</sub>価格は、平成23（2011）年度試算のCO<sub>2</sub>価格を上回る想定となっている（図3）。

⑤事故リスク対応費について、相互扶助で対応する事故の損害額は、試算時点における福島第一原発事故の損害額の見通し（12.2兆円）をモデルプラントベースに補正して9.1兆円と算出され、平成23（2011）年度試算の5.8兆円から増額された。また、平成23（2011）年度試算においては、2,000炉・年<sup>(78)</sup>に1回起きる事故に対応すると想定されていたが、平成27（2015）年度試算においては、各原発における新規制基準に基づく安全対策実施後のリスク評価の相対的な改善幅が考慮され、4,000炉・年に1回起きる事故に対応することが想定された。

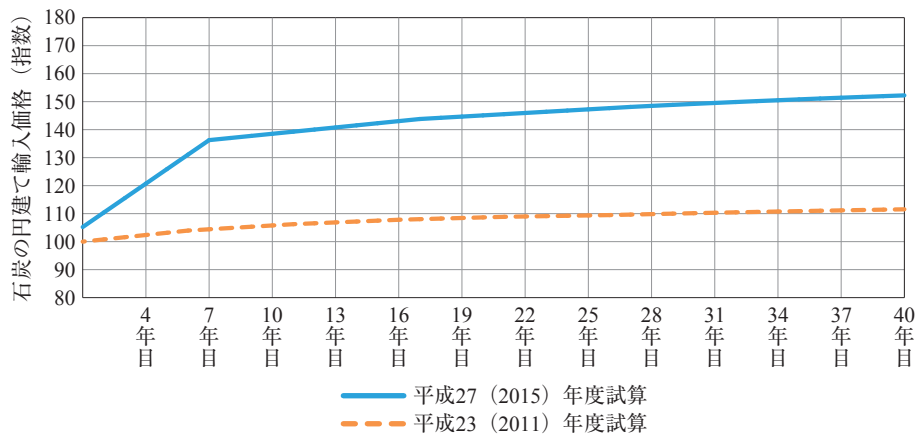
⑥発電量が500億kWh以下の電源（一般水力以外の再生可能エネルギー、燃料電池）にも政策経費が計上された。風力、太陽光、地熱、小水力、バイオマスについては、政策経費として、予算関連

(76) 福島第一原発事故直前の設備利用率（平成21（2009）年度）は、LNG火力（52.8%）よりも、石炭火力（72.3%）や原子力（65.7%）の方が高い（エネルギー・環境会議コスト等検証委員会「各電源の諸元一覧」（コスト等検証委員会報告書参考資料1）2011.12.19, p.1. <[http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/pdf/20111221/hokoku\\_sankou1.pdf](http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/pdf/20111221/hokoku_sankou1.pdf)>）。これは、原子力や石炭火力（特に原子力）が需要の変化に関係なく、昼夜を問わず継続的に稼働させる「ベースロード電源」として利用されていた一方、LNG火力は、需要の変動に応じて機動的に出力調整する「ミドル電源」として利用されていたためである。このように、設備利用率の実績値は、電源構成の中での各電源の役割を反映したものであるため、そのまま試算に使うことが適切ではないという点について異論は少ない。しかし、原子力と石炭火力、LNG火力を一律の設備利用率としてよいかどうかという点については議論がある。原子力は、ベースロード電源であるにもかかわらず、実績として設備利用率が石炭火力よりも低かったことを踏まえ、平成23（2011）年度試算と同じように、原子力と、石炭火力・LNG火力との間の差を設けるべきとの意見もある（「総合資源エネルギー調査会発電コスト検証ワーキンググループ（第6回会合）議事録」2015.4.27, p.11. 資源エネルギー庁ウェブサイト <[http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/mitoshi/cost\\_wg/006/pdf/006\\_09.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/006/pdf/006_09.pdf)>）。

(77) 平成27（2015）年度試算ではWEO2014。平成23（2011）年度試算ではWEO2011。

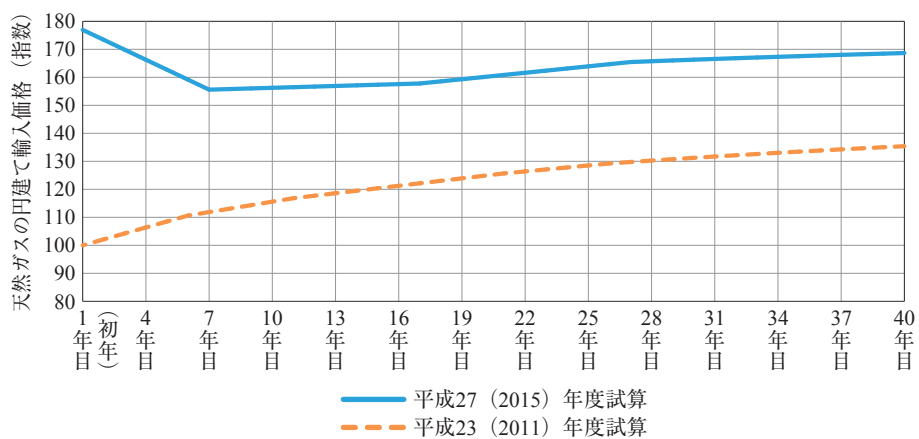
(78) 福島第一原発事故直後までの日本国内の実績は、福島第一原発事故を1件の事故とみなした場合1,494炉・年、3件（1～3号機）の事故とみなした場合500炉・年である（内閣府原子力政策担当室「原子力発電所の事故リスクコストの試算」2011.10.25, p.13. <<http://www.aec.go.jp/jicst/NC/tyoki/hatukaku/siryu/siryu3/siryu3.pdf>>）。

図1 石炭の円建て輸入価格（平成23（2011）年度試算の初年価格を100とする指数）の推移



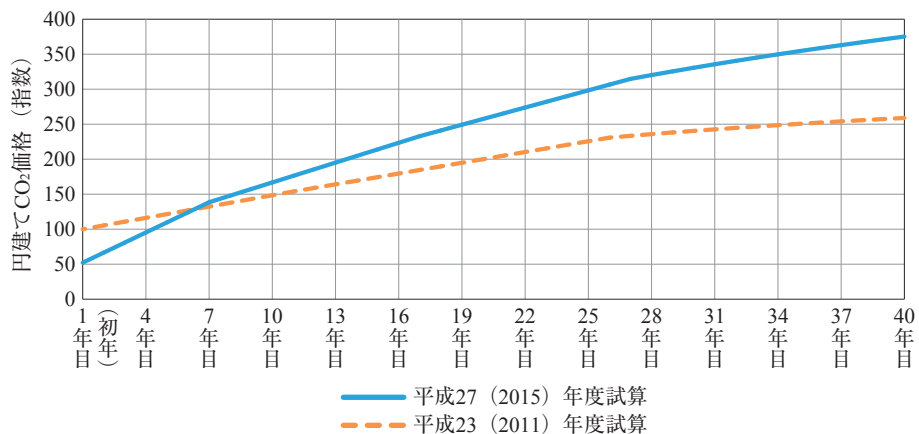
（出典） コスト等検証委員会「発電コスト試算シート」2011.12.19. <[http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/pdf/20120210/shisan\\_sheet102.xls](http://www.cas.go.jp/jp/seisaku/npu/policy09/pdf/20120210/shisan_sheet102.xls)>; 発電コスト検証ワーキンググループ「発電コストレビューシート」2015.7.16. <[http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/mitoshi/cost\\_wg/xls/cost\\_wg\\_01.xls](http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/xls/cost_wg_01.xls)> を基に筆者作成。

図2 天然ガスの円建て輸入価格（平成23（2011）年度試算の初年価格を100とする指数）の推移



（出典） 図1と同じ。

図3 円建てCO<sub>2</sub>価格（平成23（2011）年度試算の初年価格を100とする指数）の推移



（出典） 図1と同じ。

政策経費だけでなく、平成 24（2012）年 7 月に導入された固定価格買取制度で政策的に買取価格に含まれている優遇された利潤（以下「IRR<sup>(79)</sup>相当政策経費」<sup>(80)</sup>）が計上されるようになった。一方、原子力の予算関連政策経費（平成 26（2014）年度予算）は、現在の原子力利用とは連続性が低い技術（高速炉以外の次世代炉等）の開発費用が政策経費から除外されたにもかかわらず、平成 23（2011）年度試算（平成 23（2011）年度予算）よりも増加したこと、廃炉が進み、分母となる想定発電量（43 基、設備利用率 70% を想定）が減少したことから、1.1 円/kWh から 1.3 円/kWh へと 0.2 円/kWh 上昇した。また、政策経費を発電コストに含めるべきか否か議論があり、政策経費を含む発電コストだけでなく、政策経費を含まない発電コストが併記された。

### (3) 平成 23（2011）年度試算との試算結果の比較

平成 27（2015）年度試算（平成 26（2014）年モデルプラント）は、平成 23（2011）年度試算（平成 22（2010）年モデルプラント）よりも、原子力の火力に対する経済的優位性が高いことを示す結果となった（表 6）。平成 23（2011）年度試算との主な相違点は以下のとおりである。

①平成 23（2011）年度試算と同様、原子力の発電コスト（下限値 10.1 円/kWh）は、全ての電源の中で最も低いと試算された。原子力の上限値は示されなかったが、実質的に、事故発生頻度が平成 23（2011）年度試算の半分に設定され、損害額が 1 兆円増加しても発電コストは 0.04 円/kWh（平成 23（2011）年度試算では 0.1 円/kWh）しか上昇しないものとされているため、平成 23（2011）年度試算よりも上限値が低くなっているととらえることができる<sup>(81)</sup>。

②平成 23（2011）年度試算と比較して、原子力は 1.2 円/kWh 上昇したが、石炭火力、LNG 火力はそれ以上（それぞれ 2.8 円/kWh、3.0 円/kWh）上昇したため、原子力と、石炭火力及び LNG 火力との差は拡大した（後述）。その結果、仮に原子力の感度分析<sup>(82)</sup>で示されたとおり、前提条件よりも、追加的安全対策費が 2 倍（表 6 の追加的安全対策費が 0.6 円/kWh 上昇）、廃炉費用<sup>(83)</sup>が 2 倍（表 6 の資本費が 0.1 円/kWh 上昇）、事故廃炉・賠償費用等が 1 兆円増（表 6 の事故リスク対応費が 0.04 円/kWh 上昇）、再処理費用及び MOX 燃料加工費用が 2 倍（表 6 の燃料費が 0.6 円/kWh 上昇）になり<sup>(84)</sup>、かつ、化石燃料価格の感度分析で示されたとおり、石炭、LNG の価格がそれぞれ 10% 低下（表 6 の石炭火力の燃料費が 0.4 円/kWh、LNG 火力の燃料費が 0.9 円/kWh 低下）したとしても<sup>(85)</sup>、なお原子力の発電コストは、石炭火力、LNG 火力よりも低いという試算になっている。

③原子力の発電コスト上昇（+1.2 円/kWh）の主な要因は、建設費及び追加的安全対策費の増加に伴う初期投資の増加（+0.6 円/kWh、1 基当たり +647 億円）、初期投資の費用計上方法の変更（+0.5 円/kWh）である。このほか、政策経費の増加（+0.2 円/kWh）、為替レートの減価に伴う核燃料サイクル費用の増加（+0.1 円/kWh）（表 4）、事故発生頻度の低減に伴う事故リスク対応費の減少（-0.2 円/kWh）が影響した。（表 7）

(79) Internal Rate of Return（内部収益率）の略。投資によって将来得られる現金収入（キャッシュフロー）の現在価値の累計額と、投資コストの現在価値が等しくなる収益率。IRR が投資資金の調達コストとなる利率よりも大きければ、投資対象となりうる。

(80) 「電気事業者による再生可能エネルギー電気の調達に関する特別措置法」（平成 23 年法律第 108 号）第 3 条第 2 項

(81) 自然エネルギー財団の主張するように損害額が 75 兆円に増加しても、原子力の発電コストは 12.7 円/kWh（2.6 円/kWh の上昇）で、石炭火力よりもやや高いが、LNG 火力よりも低い。

(82) 1 つの前提条件が変化した場合に、発電コストがどれだけ変化するかを示すこと。

(83) 平成 27（2015）年度試算では、原発（120 万 kW）1 基の廃炉費用は 716 億円とされている。

(84) 発電コスト検証ワーキンググループ 前掲注(75), p.12.

(85) 同上

表6 平成27(2015)年度発電コスト試算(平成26(2014)年モデルプラント(割引率3%))

	原子力	石炭火力	LNG火力	石油火力	風力(陸上)	地熱	太陽光(住宅用)
【モデルプラントの前提条件】							
建設費(万円/kW)	37	25	12	20	28.4	79	36.4
設備利用率(%)	70	70	70	10~30	20	83	12
稼働年数(年)	40	40	40	40	20	40	20
【発電コスト】							
資本費(円/kWh)	3.1	2.1	1.0	3.8~11.4	12.1	5.8	23.9
追加的安全対策費(円/kWh)	0.6	—	—	—	—	—	—
運転維持費(円/kWh)	3.3	1.7	0.6	2.6~7.7	3.4	5.1	3.4
燃料費(円/kWh)	1.5	5.5	10.8	21.7	—	—	—
発電原価(円/kWh)	8.5	9.3	12.4	28.1~40.8	15.6	10.9	27.3
CO <sub>2</sub> 対策費(円/kWh)	—	3.0	1.3	2.5	—	—	—
事故リスク対応費(円/kWh)	0.3~	—	—	—	—	—	—
政策経費(円/kWh)	1.3	0.0	0.0	—	6.0	6.0	2.1
発電コスト計(円/kWh) (政策経費を除く)	10.1~ (8.8~)	12.3 (12.2)	13.7 (13.7)	30.6~43.4 (30.6~43.3)	21.6 (15.6)	16.9 (10.9)	29.4 (27.3)

	太陽光 (メガソーラー)	一般水力	小水力	バイオマス (木質専焼)	バイオマス (石炭混焼)	ガスコージェ ネレーション	石油コージェ ネレーション
【モデルプラントの前提条件】							
建設費(万円/kW)	29.4	64	80~100	39.8	—	12.1	13
設備利用率(%)	14	45	60	87	70	70	40
稼働年数(年)	20	40	40	40	40	30	30
【発電コスト】							
資本費(円/kWh)	17.9	8.5	7.6~9.5	3.0	2.1	1.1	2.2
運転維持費(円/kWh)	3.0	2.3	12.8~14.1	4.2	1.7	1.7	2.3
燃料費(円/kWh)	—	—	—	21.0	5.5	15.6~17.5	24.7~30.1
熱価値(円/kWh)	—	—	—	—	—	6.3~7.0	7.7~9.3
発電原価(円/kWh)	21.0	10.8	20.4~23.6	28.1	9.3	12.1~13.3	21.5~25.3
CO <sub>2</sub> 対策費(円/kWh)	—	—	—	—	2.9	1.6	2.5
政策経費(円/kWh)	3.3	0.2	2.8~3.5	1.6	0.4	0.0	0.0
発電コスト計(円/kWh) (政策経費を除く)	24.2 (21.0)	11.0 (10.8)	23.3~27.1 (20.4~23.6)	29.7 (28.1)	12.6 (12.2)	13.8~15.0 (13.8~15.0)	24.0~27.9 (24.0~27.8)

(出典) 発電コスト検証ワーキンググループ「長期エネルギー需給見通し小委員会に対する発電コスト等の検証に関する報告」2015.5.26. 資源エネルギー庁ウェブサイト <[http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/](http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/)> を基に筆者作成。

表7 原子力の発電コスト上昇の要因

要因	発電コストの増減(円/kWh)				
	資本費	運転維持費	燃料費	社会的費用	計
初期投資(建設費、追加的安全対策費)の増加	0.4	0.2	—	—	0.6
初期投資の費用計上方法の変更	0.5	—	—	—	0.5
為替レートの変動	—	—	0.1	—	0.1
事故発生頻度の低減	—	—	—	-0.2	-0.2
政策経費の増加	—	—	—	0.2	0.2
計	0.9	0.2	0.1	0.0	1.2

(出典) コスト等検証委員会「発電コスト試算シート」2011.12.19. <[http://www.cas.go.jp/seisaku/npu/policy09/pdf/20120210/shisan\\_sheet102.xls](http://www.cas.go.jp/seisaku/npu/policy09/pdf/20120210/shisan_sheet102.xls)>; 発電コスト検証ワーキンググループ「発電コストレビューシート」2015.5. <[http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/mitoshi/cost\\_wg/xls/cost\\_wg\\_01.xls](http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/xls/cost_wg_01.xls)> を基に筆者作成。

④石炭火力の発電コスト上昇(+2.8円/kWh)の主な要因は、石炭の輸入価格の上昇(+1.2円/kWh)、CO<sub>2</sub>価格の上昇(+0.5円/kWh)、設備利用率の低下(+0.4円/kWh)、初期投資(建設費)の増加(+0.3円/kWh)、初期投資の費用計上方法の変更(+0.3円/kWh)である(表8)。

表8 石炭火力の発電コスト上昇の要因

要因	発電コストの増減(円/kWh)				
	資本費	運転維持費	燃料費	社会的費用	計
設備利用率の低下	0.2	0.2	—	—	0.4
初期投資(建設費)の増加	0.2	0.1	—	—	0.3
初期投資の費用計上方法の変更	0.3	—	—	—	0.3
人件費、修繕費等の増加	—	0.1	—	—	0.1
石炭の輸入価格の上昇	—	—	1.2	—	1.2
CO <sub>2</sub> 価格の上昇	—	—	—	0.5	0.5
計	0.7	0.4	1.2	0.5	2.8

(出典) 表7と同じ。

⑤LNG火力の発電コスト上昇(+3.0円/kWh)の主な要因は、LNGの輸入価格の上昇(+2.6円/kWh)、設備利用率の低下(+0.2円/kWh)、CO<sub>2</sub>価格の上昇(+0.2円/kWh)である。このほか、初期投資の費用計上方法の変更(+0.1円/kWh)、人件費及び修繕費等の減少(-0.1円/kWh)の影響もあった。(表9)

表9 LNG火力の発電コスト上昇の要因

要因	発電コストの増減(円/kWh)				
	資本費	運転維持費	燃料費	社会的費用	計
設備利用率の低下	0.1	0.1	—	—	0.2
初期投資の費用計上方法の変更	0.1	—	—	—	0.1
人件費、修繕費等の減少	—	-0.1	—	—	-0.1
LNGの輸入価格の上昇	—	—	2.6	—	2.6
CO <sub>2</sub> 価格の上昇	—	—	—	0.2	0.2
計	0.2	0.0	2.6	0.2	3.0

(出典) 表7と同じ。

⑥風力(陸上)は、政策経費(+6.0円/kWh)の上乗せや、初期投資の費用計上方法の変更(+1.7円/kWh)等の影響で、平成23(2011)年度試算の中間値(13.6円/kWh)と比較して、発電コストが8円/kWhも上昇した。太陽光発電にも政策経費(メガソーラー+3.3円/kWh、住宅用+2.1円/kWh)の上乗せや初期投資の費用計上方法の変更(メガソーラー+2.6円/kWh、住宅用+3.7円/kWh)の影響があったが、それを上回る建設費及び運転維持費の低下の影響で(メガソーラーの場合は設備利用率の向上の影響もある)、平成23(2011)年度試算の中間値(メガソーラー37.9円/kWh、住宅用35.9円/kWh)と比較して、発電コストは大きく低下した(メガソーラー-13.7円/kWh、住宅用-6.5円/kWh)(表5及び表6参照)。

### 3 試算の問題点

平成27(2015)年度試算において、原子力の火力に対する経済的優位性が高まった最大の要因は

化石燃料の輸入価格の上昇であるが、福島第一原発事故前の試算と同様、ここには不確実性という問題がある。また、社会的費用についても、それぞれ問題がある。以下では、燃料費と、個々の社会的費用（CO<sub>2</sub>対策費、事故リスク対応費、政策経費）の問題点を述べる。

#### (1) 燃料費

運転年数（40年間）にわたる化石燃料の想定輸入価格は、試算年によって激しく変動する。化石燃料の想定輸入価格は、試算時点（モデルプラントの運転開始年）における化石燃料の価格（ドル建て）及び為替レート、将来の化石燃料（ドル建て）の価格動向によって決まるが、特に、試算時点における化石燃料の価格（ドル建て）及び為替レートの変動は大きい。平成27（2015）年度試算のように、試算時点における化石燃料の輸入価格（円建て）が高くなると、原子力の相対的な経済的優位性が高まる試算になりやすい。また、最近の政府試算では、化石燃料の価格トレンドについて、国際エネルギー機関（IEA）の長期予測を利用しているが、こうした長期予測はほとんど常に誤っているとの指摘や<sup>(86)</sup>、将来の日本のエネルギー政策をIEA等の予測に基づいて決めるのは非常に危険との指摘もある<sup>(87)</sup>。

また、原子力の燃料費（核燃料サイクル費用）についても、不確実性が大きいとの指摘がある<sup>(88)</sup>。

#### (2) CO<sub>2</sub>対策費

CO<sub>2</sub>価格として、排出権取引市場における取引価格を利用するには、排出権取引市場が有効に機能していることが必要であるが、政府試算がCO<sub>2</sub>対策費の根拠としている欧州のCO<sub>2</sub>価格（EU域内排出量取引制度（EU-ETS）に基づく排出枠の取引価格）は、政治的介入の影響を受けており、変動が激しい。EU-ETSは有効に機能しておらず、混乱に陥っており、失敗しているとの評価もある<sup>(89)</sup>。また、平成27（2015）年度試算では、WEO2014の新政策シナリオのCO<sub>2</sub>価格を根拠としているが、450シナリオ<sup>(90)</sup>の場合、2030年時点及び2040年時点のCO<sub>2</sub>価格は、新政策シナリオの3倍近くに上昇すると想定されており、燃料価格以上に、シナリオ間の振れ幅が大きくなっている<sup>(91)</sup>。

排出権取引市場における取引価格のように、CO<sub>2</sub>を削減するのにどの程度コストがかかるかという観点ではなく、CO<sub>2</sub>がどれだけ社会的に損害を与えるかという観点から、将来にわたるCO<sub>2</sub>排出量、大気中での蓄積量、気温などの上昇の程度、それに伴う気象条件の変化などを踏まえ、社会的・経済的な損失を金銭換算して、これに基づきCO<sub>2</sub>価格を算出する方法もある<sup>(92)</sup>。

<sup>(86)</sup> Steve Yetiv and Lowell Field, "Why Energy Forecasting Goes Wildly Wrong," *Journal of Energy Security*, 23 October 2013. <[http://ensec.org/index.php?option=com\\_content&view=article&id=466:why-energy-forecasting-goes-wildly-wrong&catid=139:issue-content&Itemid=425](http://ensec.org/index.php?option=com_content&view=article&id=466:why-energy-forecasting-goes-wildly-wrong&catid=139:issue-content&Itemid=425)>

<sup>(87)</sup> 星野優子「エネルギー価格の将来シナリオをどのように参考にすればいいのか」『(財)電力中央研究所社会経済研究所ディスカッションペーパー』SERC11031, 2011.11.2, p.3. <<http://criepi.denken.or.jp/jp/serc/discussion/download/11031dp.pdf>>

<sup>(88)</sup> 澤昭裕『核燃料サイクル政策改革に向けて一政策提言—21世紀政策研究所研究プロジェクト』21世紀政策研究所, 2014.11, p.13. <<http://www.21ppi.org/pdf/thesis/141107.pdf>>

<sup>(89)</sup> グイジャン・プリンス「2014年に起きた欧州における「気候変動対策」およびエネルギー政策にかかる優先順位の変更について—戦略的分析レポート—」2015.2.7, pp.11-12. 日本エネルギー経済研究所ウェブサイト <<http://eneken.ieej.or.jp/data/6033.pdf>>

<sup>(90)</sup> 前掲注(65)参照。

<sup>(91)</sup> IEA, *World Energy Outlook 2014*, 2014, pp.45, 48. WEO2014では、LNG価格のシナリオ間の差は約20~30%、石炭価格のそれは約40~60%となっている。

欧米では、これらの方法のいずれかを用いてCO<sub>2</sub> 価格の試算が行われているが、価格水準は試算ごとに大きく異なる<sup>(93)</sup>。

### (3) 事故リスク対応費用

事故リスク対応費用も、原子力の経済性を左右する要因であるが、福島第一原発事故というわずかに1例のみに基づく評価が基礎となっており、不確実性が大きい。

事故リスク対応費用の基礎となる損害額は、試算時点における福島第一原発事故の損害額の見通しに基づくものだが、炉心溶融を起こした事故炉の廃炉は初めての試みであること、最終処分関係費用は推計不能なため含まれていないことなどから、福島第一原発事故の損害額はさらに膨らむ可能性がある。

また、平成27(2015)年度試算における4,000炉・年に1回という事故の想定について、その根拠を疑う意見がある<sup>(94)</sup>。安全対策実施後の事故発生頻度に関する実測データはまだ存在せず、有識者の意見を踏まえたとはいえ、あくまでも想定値に過ぎない。実際には、4,000炉・年に1回を超える発生頻度で事故が発生する可能性もあろう。こうしたリスクに対応する費用(リスクプレミアム)は、政府試算では算定が困難とされ除外されたが、これを含めると、原子力の発電コストは火力よりも高くなるとの意見もある<sup>(95)</sup>。

### (4) 政策経費

原子力は、他の電源と比べて、建設費が非常に高く、投資回収期間が長期にわたるという経済的リスクがあるほか、政治的リスク<sup>(96)</sup>もあるため、競争的市場において、新設は難しいと考えられている<sup>(97)</sup>。実際、福島第一原発事故を受けて、原子力関連の規制が見直されたこと(運転期間を原則40年に制限する制度の導入<sup>(98)</sup>、規制基準の強化、既存原発にも最新の技術的知見を反映させるバックフィット制度の導入<sup>(99)</sup>)、平成26(2014)年4月の新しいエネルギー基本計画において「原発依存度を可能な限り低減する」政策が示されたことなど、既に政治的リスクは顕在化しており、原子力事業の予見可能性は低下した。また、福島第一原発事故後の「電気事業法」(昭和39年法律第170号)の改正によって、投資回収の予見性を確保していた地域独占・総括原価料金規制が撤廃される<sup>(100)</sup>。原子力の投資リスクは、福島第一原発事故前よりも、増大しているといえよう。原発を新設するためには、米国のように政府が初期投資に対する債務保証を行うか、英国のように固定価格買取制度

<sup>(92)</sup> 川島雄一郎「地球温暖化対策の評価～CO<sub>2</sub>に値段はつけられるか?～」『国土交通政策研究所報』no.57, 2015. 夏季。<<http://www.mlit.go.jp/pri/kikanshi/pdf/2015/57-1.pdf>>

<sup>(93)</sup> 同上; 増井利彦「二酸化炭素に対する価格設定について」(総合資源エネルギー調査会発電コスト検証ワーキンググループ(第2回会合)資料8) 2015.3.3。<[http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/mitoshi/cost\\_wg/002/pdf/002\\_12.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/002/pdf/002_12.pdf)>

<sup>(94)</sup> 吉岡斉「どうする電源構成<3> 経産省案「原発比率20～22%」は非現実的だ」『東洋経済オンライン』2015.5.2。<<http://toyokeizai.net/articles/-/68379>>

<sup>(95)</sup> 八田達夫『電力システム改革をどう進めるか』日本経済新聞出版社, 2012, p.169.

<sup>(96)</sup> 世論や政治的圧力による、許認可手続における不確実性や早期閉鎖等。

<sup>(97)</sup> 南部鶴彦編『電力自由化の制度設計—系統技術と市場メカニズム—』東京大学出版会, 2003, pp.233-236.

<sup>(98)</sup> 「核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律」(昭和32年法律第166号)第43条の3の32

<sup>(99)</sup> 核原料物質、核燃料物質及び原子炉の規制に関する法律第43条の3の23第1項

<sup>(100)</sup> 平成26(2014)年の改正で、平成28(2016)年に電気の小売業への参入の全面自由化が開始されることが、平成27(2015)年の改正で、平成32(2020)年以降、競争の進展状況に応じて、小売電気料金の規制が撤廃されることが決まっている。



で原子力からの電力を買い取ることが必要との意見も出ている<sup>(101)</sup>。しかし、政府は、「現時点において、政府として原子力発電所の新增設及びリプレースは想定していない」との方針を示しており<sup>(102)</sup>、平成 27（2015）年度発電コスト試算においても、こうした投資リスクに対応する政策経費は計上されなかった。

資源エネルギー庁総合資源エネルギー調査会基本政策分科会長期エネルギー需給見通し小委員会発電コスト検証ワーキンググループの会合においては、再生可能エネルギーだけでなく、全ての電源に IRR 相当政策経費を計上すべきこと、原子力を実際に自律的に運営するために必要な IRR 相当政策経費は、再生可能エネルギー以上に「すさまじい値」になることを主張する意見もあった<sup>(103)</sup>。

## おわりに

政府の試算方法は、初年度原価の試算から均等化発電原価計算法に基づく発電原価の試算へと発展した（試算方法の変更の経緯については、表 10 を参照）。また、モデルプラントの運転年数は、法定耐用年数から、実勢に合った運転年数に変更された。これらの変更によって、化石燃料の輸入価格の予測という不確実な要素が、原子力の経済性を大きく左右する要因となった。実際、技術革新による原子力の建設費低減が想定どおりに進展せず、1980 年代前半から 1990 年代後半にかけては、化石燃料の価格低迷が続いたものの、将来的には化石燃料の価格が上昇するとの予測に支えられて、原子力の経済性は、「他の電源との比較において遜色はない」との評価を維持することが可能となった。福島第一原発事故後、試算の客観性と透明性は向上したものの、発電原価に不確実性の高い社会的費用が加算されるようになったこと、また、福島第一原発事故後の客観的データが乏しいこと、原子力政策の方向性が不透明なことから、試算値の不確実性はむしろ高まった。原子力の経済性に関する見方が分かれるのは、以上のような背景がある。政府は、原子力の経済性について、福島第一原発事故後においても、事故前からの評価を変えていないが、継続的に吟味する姿勢も必要であろう。

表 10 発電コストの試算方法の変更の経緯

試算年度	試算方法の変更内容
昭和 51（1976）	初年度原価の試算を開始（～昭和 61（1986）年度）
昭和 60（1985）	法定耐用年数を運転年数とする発電原価の試算を開始（～平成 6（1994）年度）
平成元（1989）	原子力の発電原価に廃炉費用を含める方法に変更
平成 6（1994）	原子力の発電原価に放射性廃棄物処分費用を含める方法に変更
平成 11（1999）	技術的耐用年数（40 年）を運転年数とする発電原価の試算を開始
平成 23（2011）	発電原価に社会的費用（CO <sub>2</sub> 対策費、事故リスク対応費、政策経費）を加算した発電コストの試算を開始

（出典） 鈴木岑二「原子力発電の経済性は保たれるか」『エネルギー』vol.19 no.5, 1986.5; 科学技術庁原子力局監修『原子力ポケットブック』各年版; 各種政府資料などを基に筆者作成。

(101) 長山浩章「英国における電力自由化と原子力—我が国への教訓—」『開発技術』vol.21, 2015, p.59. <<http://www.ab.auone-net.jp/~ides/gakaishi/vol21/nagayama.pdf>>

(102) 「参議院議員吉田忠智君提出二〇三〇年度の電力の需給構造における原発依存度に関する質問に対する答弁書」（平成 27 年 7 月 28 日内閣参質 189 第 209 号）参議院ウェブサイト <<http://www.sangiin.go.jp/japanese/joho1/kousei/syuisyo/189/touh/t189209.htm>>

(103) 「総合資源エネルギー調査会発電コスト検証ワーキンググループ（第 2 回会合）議事録」2015.3.3, pp.21-22. 資源エネルギー庁ウェブサイト <[http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic\\_policy\\_subcommittee/mitoshi/cost\\_wg/002/pdf/002\\_14.pdf](http://www.enecho.meti.go.jp/committee/council/basic_policy_subcommittee/mitoshi/cost_wg/002/pdf/002_14.pdf)>

なお、本稿では、紙面の都合上、将来（2020年及び2030年に）運転開始するモデルプラントの発電コストを取り扱うことができなかった。これらの試算において、将来プラントの発電コストは、燃料価格及びCO<sub>2</sub>価格について、より長期的かつ独自の予測に基づいていること<sup>(104)</sup>、各電源の技術革新の可能性を織り込んでいることなど、現在プラントの発電コスト以上に不確実性の高い前提条件の下での試算となっている点に留意する必要があるだろう。

（やまぐち さとし）

---

<sup>(104)</sup> WEO2011 及び WEO2014 においては、それぞれ 2035 年、2040 年までの価格トレンドしか示されていないが、平成 23（2011）年度試算及び平成 27（2015）年度試算では、この価格トレンドが 2070 年まで継続するとの前提で試算されている。