

**原子力発電の発電単価は
他の電源と比較して遜色ないか !?**

2004年3月

若狭連帯行動ネットワーク

原子力発電の発電単価は 他の電源と比較して遜色ないか！？

目次

1.総合エネルギー調査会と電気事業連合会による原発発電単価試算	1
1.1 発電単価試算の基本的考え方	1
1.2 核燃料サイクル費は処理単価を介して発電単価を試算	2
1.3 原発発電単価の前提となる原発・核燃料サイクル政策	3
2.1999年総合エネルギー調査会原子力部会の試算	4
2.1 再処理コスト	4
2.2 発電電力量と送電端電力量	5
2.3 再処理発電単価	6
2.3.1 割引率で現在価値換算しない場合（これは明記されていない）	
2.3.2 割引率 $q=3\%$ で現在価値換算した場合	
2.3.3 無限回再処理または再処理回数の発電単価への影響	
2.3.4 中間貯蔵ケースの取扱	
2.4 核燃料サイクル費発電単価の試算法	10
2.5 使用済核燃料中間貯蔵コスト・発電単価	12
2.5.1 1998年6月総合エネルギー調査会原子力部会報告での試算法	
2.5.2 1999年試算	
2.5.3 再処理 + 中間貯蔵コスト・発電単価	
2.6 高レベル放射性廃棄物処分コスト・発電単価	14
2.6.1 総合エネルギー調査会原子力部会報告「高レベル放射性廃棄物処分事業の 制度化のあり方」（1999年3月）	
2.6.2 経済産業省による処分費の2002年試算(2002.12.12 資源エネルギー庁 放射性廃棄物対策室)	
2.6.3 1999年試算	
2.7 資本費・運転維持費の発電単価試算用の送電端電力量（原子力）	17
2.8 資本費(原子力)	18
2.9 運転維持費(原子力)	20
2.10 総発電単価	22

3.2003年電気事業連合会の核燃料サイクルコスト試算	24
3.1 再処理コスト・発電単価	24
3.2 使用済核燃料中間貯蔵コスト・発電単価	26
3.2.1 使用済核燃料の輸送・中間貯蔵コスト・発電単価試算の前提条件	
3.2.2 中間貯蔵コスト・発電単価	
3.2.3 使用済核燃料輸送コスト・発電単価	
3.3 高レベル放射性廃棄物輸送・処分コスト・発電単価	29
3.3.1 高レベル放射性廃棄物輸送コスト・発電単価	
3.3.2 高レベル放射性廃棄物処分コスト・発電単価	
3.4 返還放射性廃棄物管理コスト・発電単価	30
3.4.1 返還高レベル放射性廃棄物	
3.4.2 返還低レベル放射性廃棄物	
4.1999年モデルによる電気事業連合会の発電単価試算	33
4.1 核燃料サイクルコストと処理単価	33
4.2 1999年と2004年の総発電単価試算に対する批判	34
4.2.1 運転年数の総発電単価への影響(原発寿命延長への衝動力)	
4.2.2 設備利用率の総発電単価への影響(設備利用率向上への衝動力)	
4.2.3 中間貯蔵割合の総発電単価への影響(再処理引き延ばし・再処理路線転換への利害)	
4.2.4 割引率の総発電単価への影響	
4.2.5 建設期間の総発電単価への影響(建設期間短縮への衝動力)	
4.2.6 原子力関係予算・寄付金・補償金等の総発電単価への影響	
4.2.7 CO ₂ 対策等の総発電単価への影響	
4.2.8 有価証券報告書の発電単価と総発電単価の比較	
4.2.9 高経年化による機器の劣化・大規模修繕費の影響	
4.2.10 原発のコストに直接影響する安全規制の緩和	
4.2.11 返還廃棄物の輸送・貯蔵・処分など未回収金の影響	
4.2.12 電事連はなぜ「原発は試算上安いが、実際には高い」との姿勢を打ち出すのか?	

1 総合エネルギー調査会と電気事業連合会による原発発電単価試算

1.1 発電単価試算の基本的考え方

発電単価は次式が等しくなるように求められる。これは、発電単価を電気料金単価とした場合に総コストが回収されることを意味する。

$$\text{総コスト} = \text{発電単価} \times \text{送電端電力量}, \quad \text{発電単価} = \frac{\text{総コスト}}{\text{送電端電力量}}.$$

しかし、コストの発生は一定ではなく、その発生時期も発電時期とは必ずしも一致しない。1年後に1億円のコストがかかるとすれば、預金利子が10%の場合には、現時点で $1 \div 1.1 = 0.91$ 億円を銀行に預けておけばよい。この0.91億円を「現在価値」といい、将来のコストを現在価値に割り戻すことを「現在価値換算」という。その割引率を「割引率 q 」とよび、一般に複利計算を行う。時点 t にコスト C_t が発生したとすれば、 T 期間の現在価値換算総コスト(0時点)は

$$\text{総コスト (現在価値換算)} \equiv \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+q)^t}$$

で表される。発電単価 e を電気料金単価とする電力収入についても、時点 t の送電端電力量を E_t として、次のように現在価値換算することができる。

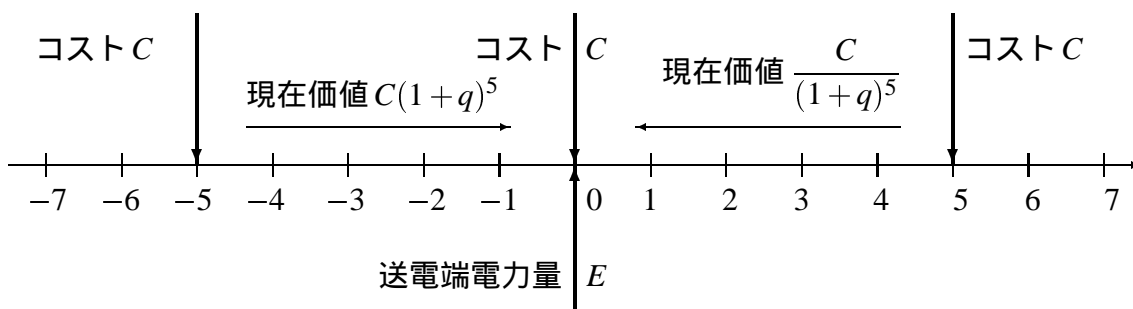
$$\text{総電力収入 (現在価値換算)} \equiv \sum_{t=1}^T \frac{eE_t}{(1+q)^t}$$

これより、現在価値換算された発電単価は次式で求められる。

$$\text{発電単価 (現在価値換算)} \quad e \equiv \frac{\text{総コスト (現在価値換算)} \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+q)^t}}{\text{総送電端電力量 (現在価値換算)} \sum_{t=1}^T \frac{E_t}{(1+q)^t}}$$

この「現在価値換算された発電単価」の意味するところは、この発電単価を T 期間にわたって電気料金に一樣に課すと、 T 期間の総コストを回収できるということである。もちろん割引率を q とした場合の現在価値として回収できるという意味である。もし、正しく現在価値換算できなかったとすれば、総コストを適切に回収できなかつたり、余分に回収したりすることになる。

例えば、原発の運転維持費などのように発電時期とコスト発生時期が等しい(下記の時点0)場合には、発電単価は C/E になる。ウラン濃縮などのようにコストの発生時期が発電時期よりも早く、時点 -5 で発生するときには、発電単価は $(1+q)^5 C/E$ と大きくなる。逆に、再処理などのようにコストの発生時期が発電時期よりも遅く、時点 5 で発生するときには、発電単価は $\frac{C/E}{(1+q)^5}$ と小さくなる。時期の差が大きいほど、また、割引率が大きいほどその違いは大きくなる。



ところが、コスト、送電端電力量（または販売電力量）、割引率などを正しく予測するのは至難の業であり、その予測誤差は避けられない。したがって、発電単価は大まかな傾向を示すものであり、予測誤差が伴うことを前提とし、発電単価に影響を与える要素を事前に十分評価しておく必要がある。

1.2 核燃料サイクル費は処理単価を介して発電単価を試算

核燃料サイクル費を評価する場合には、フロントエンドの核燃料等やバックエンドの使用済核燃料等を処理する時点が発電時期とは大きく異なる。そのため、発電単価を評価する前に、総処理量を評価時点（たとえば処理コスト発生開始時点）に現在価値換算して処理単価を求める。その上で、処理時期と発電時期との時間的なずれに一定の仮定（モデル）を置いて処理単価を発電単価に換算し直す。

処理単価は次式が等しくなるように求められる。これは、処理単価を処理料金とした場合に総コストが回収されることを意味する。

$$\text{総コスト} = \text{処理単価} \times \text{総処理量}, \quad \text{処理単価} = \frac{\text{総コスト}}{\text{総処理量}}.$$

この場合も、再処理工場の建設・減価償却時期と再処理時期が異なるようにコストの発生時期と処理時期は食い違うし、処理量も一定ではない。したがって、電力収入と同様に、時点 t の処理量を P_t として、現在価値換算された総処理量を次で求める。

$$\begin{aligned} \text{総処理量} \\ \text{(現在価値換算)} \end{aligned} \equiv \sum_{t=1}^T \frac{pP_t}{(1+q)^t}$$

これより、現在価値換算された処理単価は次式で求められる。

$$\begin{aligned} \text{処理単価} \\ \text{(現在価値換算)} \end{aligned} P \equiv \frac{\begin{aligned} \text{総コスト} \\ \text{(現在価値換算)} \end{aligned} \sum_{t=1}^T \frac{C_t}{(1+q)^t}}{\begin{aligned} \text{総処理量} \\ \text{(現在価値換算)} \end{aligned} \sum_{t=1}^T \frac{P_t}{(1+q)^{t-1}}}$$

この「現在価値換算された処理単価」の意味するところは、この処理単価を T 期間にわたって処理量に一様に課すと、 T 期間の総コストを回収できるということである。

例えば、使用済核燃料の中間貯蔵に関する処理単価と発電単価は次のようにして求める。

- (1) 総コストの算出 中間貯蔵施設の建設・修理・維持・廃止、港湾建設、貯蔵キャスクの建造・廃止に係るコストを評価時点（たとえば、建設開始時点）に現在価値換算し、現在価値換算総コスト [万円] を求める。
- (2) 総処理量の算出 中間貯蔵施設への使用済核燃料の搬入・貯蔵にかかる処理量を評価時点に現在価値換算し、現在価値換算総処理量（総貯蔵量） [tU] を求める。
- (3) 処理単価の算出 (1) と (2) から中間貯蔵に係る処理単価 [万円/tU] を求める。
- (4) モデルによる発電単価の算出 使用済核燃料の発生（発電）・搬出・貯蔵モデルを仮定し、評価時点に現在価値換算された総送電端電力量を求め、発電単価 [円/kWh] を求める。

$$\begin{aligned} \text{発電単価} \\ \text{(現在価値換算)} \end{aligned} e = \frac{\begin{aligned} \text{処理単価} \\ \text{(現在価値換算)} \end{aligned} P \times \begin{aligned} \text{モデルの総処理量} \\ \text{(現在価値換算)} \end{aligned}}{\begin{aligned} \text{モデルの送電端電力量} \\ \text{(現在価値換算)} \end{aligned}}.$$

使用済核燃料や高レベル廃棄物などに係る核燃料サイクル費の発電単価を求めるためのモデルには次の3種類がある。

- (a) 処理時点全量発電モデル：処理時点で全送電端電力量が生成されると仮定するモデル。使用済核燃料の発熱量から単純に送電端電力量を換算し、現在価値換算しない（発電単価は仮想上限値を与える）
- (b) 原子炉装荷年数換算モデル 使用済核燃料の原子炉取出後にすぐ処理するモデル（原子炉装荷時点から装荷年数後に処理：発電単価は現実的な上限値を与えるが、装荷年数が長く見積もられすぎると発電単価は過小評価される）
- (c) 冷却年数換算モデル 使用済核燃料の原子炉取出後、何年か冷却後に処理するモデル（原子炉装荷時点から「装荷年数 + 取出後の冷却期間」後に処理：最も現実的な発電単価を与えるが、年数が長く見積もられすぎると発電単価は過小評価される）

バックエンドコストのうち使用済核燃料の輸送・中間貯蔵、高レベル放射性廃棄物の処理・貯蔵・処分、TRU 廃棄物の処理・貯蔵・処分、返還高・低レベル放射性廃棄物の管理などでは、これら3種類のモデルで発電単価が求められており、混在しているので注意を要する。

使用済核燃料や放射性廃棄物の貯蔵に係る総処理量と処理単価を求める際には、発電単価を求めるこれらのモデルに合わせて、処理モデルが修正されている。

たとえば、中間貯蔵に係る総処理量（総貯蔵量）の算出時には、「中間貯蔵施設への搬入後40年間貯蔵する」と仮定している。電気事業連合会が2004年末に求めた使用済核燃料の中間貯蔵コスト分析では、平均貯蔵期間が19年と短く、発電単価を求めるモデルの「40年貯蔵」と一致しないからである。この矛盾は、5000t規模の貯蔵施設を必要数の5箇所で一斉に建設せず、時期を置いて順次建設し、使用済核燃料を順次搬入すると仮定したために生じたものである。ただし、使用済核燃料の中間貯蔵コスト分析では、元々40年貯蔵モデルで貯蔵コストを試算しており、このコスト発生モデルを変更していないため、現在価値換算総コストは変わらない。

高レベル放射性廃棄物やTRU 廃棄物の貯蔵においても同様のモデル修正を行っている。

1.3 原発発電単価の前提となる原発・核燃料サイクル政策

原発の発電単価は、核燃料サイクル路線によって変わる。総合エネルギー調査会（2001年1月に「総合資源エネルギー調査会」へ改称）や電気事業連合会の試算では、全量再処理路線をとっているが、求めている発電単価は「使用済核燃料の2/3を再処理し、残り1/3を中間貯蔵後に再処理する」ことを前提としている。当然のことではあるが、発電時期と再処理時期を大きく引き離す「中間貯蔵後に再処理」の路線は、再処理発電単価の現在価値換算値を大きく引き下げる。政府や電事連の試算では、再処理発電単価がこれによってどの程度引き下げられるのか、また、中間貯蔵路線をとらなかった場合の発電単価や再処理を無期延期した場合の発電単価については一切公表していない。そのような試算は再処理路線が経済的でないことを一層明確にするからである。

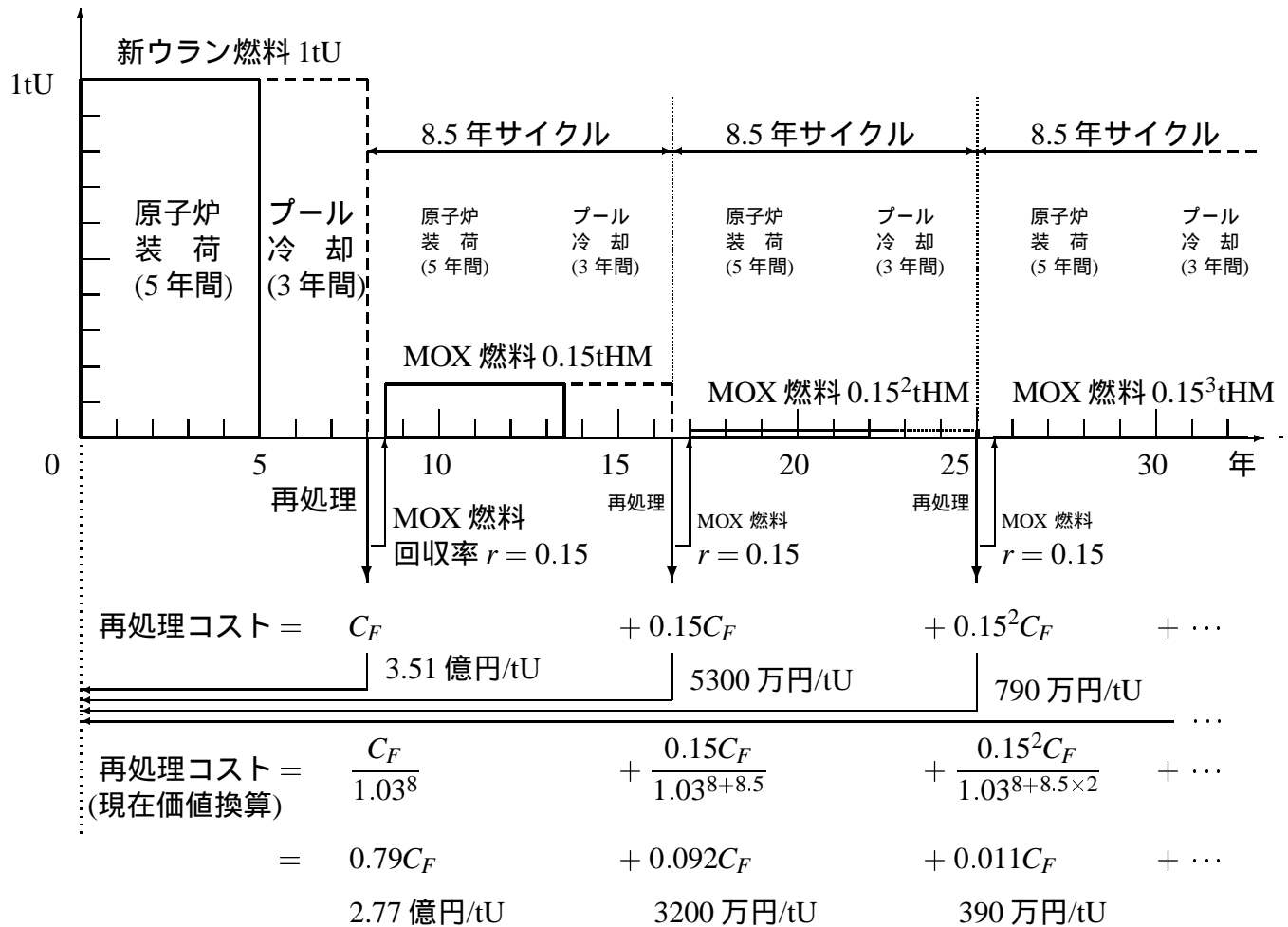
また、原発の発電単価には、過去に先送りされた返還高・低レベル放射性廃棄物の管理費が算入されていない。電力会社は、電力自由化に合わせて、これらのコストを「未回収コスト」として「国民から広く薄く回収する施策」を政府に求めている。

これら以外に、(1) 原発は基底負荷電源として位置づけられ、原発事故等による長期停止や大型機器の交換工事などは除外されている。(2) クリアランスレベルやICRP 勧告の導入、定期検査の簡素化や維持基準の導入、運転期間延長など原発の安全規制の緩和が前提になっている。(3) 巨額の原子力予算が投じられているが発電単価には算入されていない。

これらを十分認識した上で、原発の発電単価試算を概観し、批判的に検討する。

2 1999年総合エネルギー調査会原子力部会の試算

2.1 再処理コスト



新ウラン燃料を原子炉へ装荷してから5年後に取り出し、3年冷却後に再処理し、半年のリードタイムで回収プルトニウムをMOX燃料加工して原子炉へ再装荷するというサイクルを無限回繰り返すと仮定されている。この場合、初装荷から初再処理までの期間 y は $y = 8$ 年であり、サイクル期間 m は $m = 8.5$ 年となる。原子炉取出後45年間中間貯蔵後に再処理する中間貯蔵ケースでは、 $y = 50$ 年、 $m = 50.5$ 年としている。現在価値換算の割引率 q を $q = 0.03$ とすれば、 $y = 8$ 年および $m = 8.5$ 年のケースで再処理コストと現在価値換算値は次のようになる。

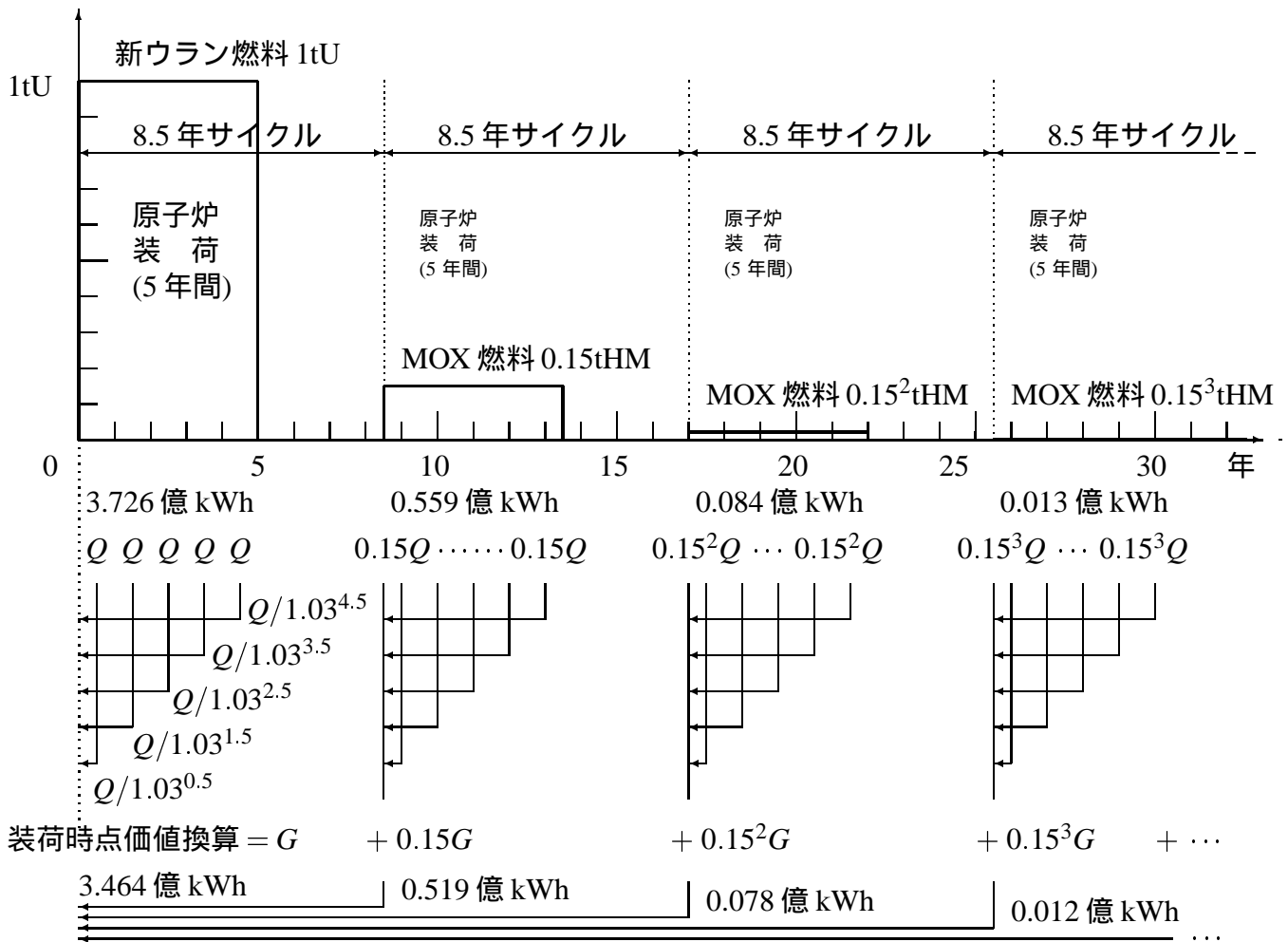
$$\text{再処理コスト} = C_F \sum_{k=0}^{\infty} r^k = C_F \times \frac{1}{1-r} = 1.176C_F$$

$$\text{再処理コスト (現在価値換算)} \quad C'_F = C_F \sum_{k=0}^{\infty} \frac{r^k}{(1+q)^{y+km}} = \frac{C_F}{(1+q)^y} \times \frac{1}{1-r(1+q)^{-m}} = 0.894C_F$$

中間貯蔵ケースでは、プール冷却期間が3年 ($y = 8$ 年) から45年 ($y = 50$ 年) へ延び、サイクル期間 m も8.5年から50.5年へ延びるため、再処理コストの総額は $1.176C_F$ で変わらないが、現在価値換算値は $0.894C_F$ から $0.236C_F$ へ激減する。1999年の核燃料サイクルコスト試算では、使用済核燃料の2/3を3年冷却後に再処理し、残り1/3を45年中間貯蔵後に再処理すると仮定している。これにより、再処理コストの現在価値換算値は $0.674C_F$ となる。全量再処理すると仮定しても、中間貯蔵する割合を増やせば増やすほど、再処理コストは低下する。ちなみに、3.4/6.6を45年中間貯蔵すれば $0.555C_F$ へ減少する。

$$\frac{2}{3} \times 0.894C_F + \frac{1}{3} \times 0.236C_F = 0.674C_F, \quad \frac{3.2}{6.6} \times 0.894C_F + \frac{3.4}{6.6} \times 0.236C_F = 0.555C_F$$

2.2 発電電力量と送電端電力量



$$G = Q \sum_{k=1}^5 \frac{1}{1.03^{k-0.5}} = \frac{1.03^5 - 1}{5 \times 0.03 \times 1.03^{4.5}} (5Q) = 0.9296(5Q) = 3.464 \text{ 億 kWh/tU}$$

$$\begin{aligned} \text{発電電力量 } G' &= G + \frac{0.15G}{1.03^{8.5}} + \frac{0.15^2G}{1.03^{8.5 \times 2}} + \frac{0.15^3G}{1.03^{8.5 \times 3}} \\ (\text{現在価値換算}) & \\ &= G + 0.117G + 0.014G + 0.002G \\ &= 3.464 \text{ 億 kWh} + 0.405 \text{ 億 kWh} + 0.048 \text{ 億 kWh} + 0.007 \text{ 億 kWh} \end{aligned}$$

新ウラン燃料 1tU および MOX 燃料 1tHM の平均燃焼度を 4.5 万 MWD/tU，熱効率を 34.5 % と仮定し，炉内装荷 5 年間の総発電電力量は 4.5 万 MWD/tU × 0.345 = 3.726 億 kWh/tU で，年平均発電電力量 Q は $Q = 7452$ 万 kWh/tU/年，初装荷 5 年間の発電電力量の現在価値換算値 G は $G = 3.464$ 億 kWh/tU，総発電電力量とその現在価値換算値 G' は次のようになる．さらに，発電所内ロス率を 3.5 % と仮定し， $L_s = 0.965$ を掛けて送電端電力量の現在価値換算値 $L_s G'$ を求めている．中間貯蔵ケース ($m = 50.5$) では $G' = 1.035G = 0.9620(5Q)$ ， $L_s G' = 0.9987G = 0.9284(5Q)$ となる．

$$\text{発電電力量} = 5Q \sum_{k=0}^{\infty} r^k = 5Q \times \frac{1}{1-r} = 1.176(5Q)$$

$$\text{発電電力量 (現在価値換算)} \quad G' = G \sum_{k=0}^{\infty} \frac{r^k}{(1+q)^{km}} = G \times \frac{1}{1-r(1+q)^{-m}} = 1.132G = 1.052(5Q)$$

$$\text{送電端電力量 (現在価値換算)} \quad L_s G' = L_s G \times \frac{1}{1-r(1+q)^{-m}} = 1.092G = 1.015(5Q)$$

2.3 再処理発電単価

2.3.1 割引率で現在価値換算しない場合（これは明記されていない）

$$\text{再処理コスト} = C_F \sum_{k=0}^{\infty} r^k = C_F \times \frac{1}{1-r} = 1.176C_F$$

$$\text{送電端電力量} = L_s \times 5Q \sum_{k=0}^{\infty} r^k = L_s \times 5Q \times \frac{1}{1-r} = 1.176(L_s \times 5Q)$$

$$\text{再処理発電単価} = \frac{C_F}{L_s \times 5Q} = \frac{3.51 \text{ 億円/tU}}{0.965 \times 3.726 \text{ 億 kWh}} = 0.976 \text{ 円/kWh}$$

2.3.2 割引率 $q=3\%$ で現在価値換算した場合

$$\text{再処理コスト (現在価値換算)} \quad C'_F = C_F \sum_{k=0}^{\infty} \frac{r^k}{(1+q)^{y+km}} = \frac{C_F}{(1+q)^y} \times \frac{1}{1-r(1+q)^{-m}}$$

$$\text{送電端電力量 (現在価値換算)} \quad L'_s G' = L_s G \sum_{k=0}^{\infty} \frac{r^k}{(1+q)^{km}} = L_s G \times \frac{1}{1-r(1+q)^{-m}}$$

$$\text{再処理発電単価 (現在価値換算)} = \frac{C_F}{L'_s G' (1+q)^y} = \frac{C_F}{L_s \times 5Q} \times \frac{5q(1+q)^{4.5}}{(1+q)^5 - 1} \times \frac{1}{(1+q)^y}$$

$$= 0.976 \times 1.076 \times \begin{cases} 0.789 & (y = 8 : 3 \text{ 年冷却後に再処理の場合}) \\ 0.228 & (y = 50 : 45 \text{ 年中間貯蔵後に再処理の場合}) \end{cases}$$

$$= \begin{cases} 0.829 \text{ 円/kWh} & (y = 8 : 3 \text{ 年冷却後に再処理の場合}) \\ 0.240 \text{ 円/kWh} & (y = 50 : 45 \text{ 年中間貯蔵後に再処理の場合}) \\ 0.633 \text{ 円/kWh} & (1/3 \text{ が中間貯蔵後に再処理の場合}) \\ 0.526 \text{ 円/kWh} & (3.4/6.6 \text{ が中間貯蔵後に再処理の場合}) \end{cases}$$

$$\frac{2}{3} \times 0.829 + \frac{1}{3} \times 0.240 = 0.633, \quad \frac{3.2}{6.6} \times 0.829 + \frac{3.4}{6.6} \times 0.240 = 0.526$$

1999年試算には、再処理発電単価として0.63円/kWhの値しか記載されていない。しかし、1/3が中間貯蔵後に再処理される場合の0.633円/kWhと合致することから、上記のような方法で試算したと推定される。より正確には、中間貯蔵ケースでは発電電力量の現在価値換算値がより小さくなるため、質量割合で加重平均するのではなく、送電端電力量割合で加重平均する必要がある。その批判は後述するとして、ここでは次の点に注目しておく。

現在価値換算することによって、再処理発電単価は0.976円/kWhから0.829円/kWhへ下がり、中間貯蔵後に再処理する割合を1/3にすることによって、0.633円/kWhへ下がる。中間貯蔵後に再処理する割合を3.4/6.6(電気事業連合会の2003年末の試算で仮定)にすれば、さらに0.526円/kWhへ下がり、中間貯蔵後に再処理する割合を高めれば0.240円/kWhまで下げられる。

再処理を先送りにすればするほど、巨額の再処理費の支出が先送りになり、現在価値換算によって見かけ上、コストが下がることになる。他方、最初の原子炉装荷による発電電力量は再処理の先送りに無関係であり、これが発電電力量の大部分を占めるため、再処理を先送りにする割合(中間貯蔵後に再処理する割合)を増やせば増やすほど、再処理発電単価は下がるのである。このトリックにより、現在価値換算再処理発電単価は0.829円/kWhではなく、0.633円/kWhに見えるのである。このトリックを崩すには、平均発電単価ではなく、3年冷却後に再処理する核燃料に関する発電単価を平均発電単価とは別に表示させる必要がある。

2.3.3 無限回再処理または再処理回数の発電単価への影響

1999年総合エネルギー調査会原子力部会試算では、無限回の再処理リサイクルを想定しているが、再処理発電単価はサイクル期間 m には無関係である。($m \rightarrow \infty$ とすれば、1回再処理の場合の再処理コストと送電端電力量の現在価値換算値が得られる。)

無限サイクルを仮定せず、再処理を1回に限った場合の試算は次のとおりであり、再処理発電単価に関する結果は全く変わらない(これは1999年総合エネルギー調査会原子力部会では試算されていない)。この場合、MOX燃料による発電電力量はウラン燃料による発電電力量には加算していない。なぜなら、MOX燃料による発電電力量は使用済MOX燃料の再処理または処理・処分に対応すると考えられるので、ウラン燃料の再処理に対応する発電電力量はウラン燃料による発電電力量に限られるとするのが妥当だからである。

< 割引率で現在価値換算しない場合 >

$$\text{再処理コスト} = C_F$$

$$\text{送電端電力量} = L_s \times 5Q \quad (\text{MOX燃料による発電量は加算しない})$$

$$\text{再処理発電単価} = \frac{C_F}{L_s \times 5Q} = \frac{3.51 \text{ 億円/tU}}{0.965 \times 3.726 \text{ 億 kWh}} = 0.976 \text{ 円/kWh}$$

< 割引率 $q = 3\%$ で現在価値換算した場合 >

$$\begin{array}{l} \text{再処理コスト} \\ \text{(現在価値換算)} \end{array} C'_F = \frac{C_F}{(1+q)^y}$$

$$\begin{array}{l} \text{送電端電力量} \\ \text{(現在価値換算)} \end{array} L_s G' = L_s G \quad (\text{MOX燃料による発電量は加算しない})$$

$$\begin{array}{l} \text{再処理発電単価} \\ \text{(現在価値換算)} \end{array} = \frac{C_F}{L_s G (1+q)^y} = \frac{C_F}{L_s \times 5Q} \times \frac{5q(1+q)^{4.5}}{(1+q)^5 - 1} \times \frac{1}{(1+q)^y}$$

$$= 0.976 \times 1.076 \times \begin{cases} 0.789 & (y = 8 : 3 \text{ 年冷却後に再処理の場合}) \\ 0.228 & (y = 50 : 45 \text{ 年中間貯蔵後に再処理の場合}) \end{cases}$$

$$= \begin{cases} 0.829 \text{ 円/kWh} & (y = 8 : 3 \text{ 年冷却後に再処理の場合}) \\ 0.240 \text{ 円/kWh} & (y = 50 : 45 \text{ 年中間貯蔵後に再処理の場合}) \\ 0.633 \text{ 円/kWh} & (1/3 \text{ が中間貯蔵後に再処理の場合}) \\ 0.526 \text{ 円/kWh} & (3.4/6.6 \text{ が中間貯蔵後に再処理の場合}) \end{cases}$$

$$\frac{2}{3} \times 0.829 + \frac{1}{3} \times 0.240 = 0.633, \quad \frac{3.2}{6.6} \times 0.829 + \frac{3.4}{6.6} \times 0.240 = 0.526$$

MOX燃料による発電量を加算しなければ、再処理発電単価は、1回再処理の場合と無限回の再処理リサイクルの場合とで全く同じである。再処理回数が2回以上の有限回でも結果は変わらない。

2.3.4 中間貯蔵ケースの取扱

1999年試算では、原子炉取出3年後に再処理して半年後にMOX燃料を再装荷する8.5年サイクルの通常ケース以外に、原子炉取出45年後に再処理して半年後にMOX燃料を再装荷する50.5年サイクルの中間貯蔵ケースを想定している。中間貯蔵ケースにおいて最初の再処理後のMOX燃料再装荷が50.5年後になるのはよいとしても、その後もこのパターンが50.5年サイクルで繰り返されるという仮定には疑問が残る。本来なら、いずれのケースでも原子炉取出時に常に2/3が3年後に再処理され、1/3が中間貯蔵されるべきであろう。1999年試算ではモデルを単純化するためにこのような扱いをしていると思われる。ただし、モデルを複雑にしても、結局は50年以上先のモデル修正になり、発電単価への影響はそれほど大きくないと思われる。

中間貯蔵ケースでは、通常ケースと比べて冷却期間が3年から45年へと長くなるだけで、同じパターンが50.5年サイクルで繰り返される。そのため、通常ケースと同様に、サイクル期間 m は発電単価に影響しない。ただし、先に示したように、初装荷から初再処理までの期間 y が8年から50年へ延びることの影響は極めて大きい。

また、1999年試算では通常ケースと中間貯蔵ケースが混在した場合の発電単価を算出しているが、その求め方については記述されていない。単純に、各ケースの質量割合による加重平均をとっていると思われ、ここでも、それを踏襲している。

しかし、発電単価は両ケースの総コストと総発電量の各現在価値換算値の比であることから、正確には次の計算法によらねばならない。

核燃料サイクルのさまざまな経過 i の集合を I とし、経過 i をたどった核燃料の質量割合を $\xi^{(i)}$ 、現在価値換算コストを $C^{(i)}$ 、現在価値換算送電端電力量を $(L_s G')^{(i)}$ 、現在価値換算発電単価を $C^{(i)}/(L_s G')^{(i)}$ とすれば、平均発電単価は次式で求められる。

$$\text{平均発電単価 (現在価値換算)} = \frac{\sum_{i \in I} \xi^{(i)} C^{(i)}}{\sum_{i \in I} \xi^{(i)} (L_s G')^{(i)}} = \sum_{i \in I} \left(\frac{\xi^{(i)} (L_s G')^{(i)}}{\sum_{i \in I} \xi^{(i)} (L_s G')^{(i)}} \right) \frac{C^{(i)}}{(L_s G')^{(i)}} \equiv \sum_{i \in I} \gamma^{(i)} \beta^{(i)}$$

$$\xi^{(i)}: \text{経過 } i \text{ の質量割合 } \left(\sum_{i \in I} \xi^{(i)} = 1 \right)$$

$$\gamma^{(i)} \equiv \frac{\xi^{(i)} (L_s G')^{(i)}}{\sum_{i \in I} \xi^{(i)} (L_s G')^{(i)}}: \text{経過 } i \text{ の質量割合の送電端電力量による加重平均}$$

$$\beta^{(i)} \equiv \frac{C^{(i)}}{(L_s G')^{(i)}}: \text{経過 } i \text{ の現在価値換算発電単価}$$

使用済核燃料のうち、通常ケースの質量割合を $1-\xi$ 、中間貯蔵ケースの質量割合を ξ とすれば、両者が混在する場合の再処理平均発電単価は次式より得られる。

$$\text{再処理平均発電単価 (現在価値換算)} = (1-\gamma)\beta_F^{(\text{通常ケース})} + \gamma\beta_F^{(\text{中間貯蔵ケース})}$$

$$\begin{aligned} \gamma &= \frac{\frac{\xi}{1-r(1+q)^{-m'}}}{\frac{(1-\xi)}{1-r(1+q)^{-m}} + \frac{\xi}{1-r(1+q)^{-m'}}} = \frac{\xi}{(1-\xi) \times \frac{1-r(1+q)^{-m'}}{1-r(1+q)^{-m}} + \xi} \\ &= \frac{\xi}{1.0943 - 0.0943\xi} = \begin{cases} 0.3137 & (\xi = 1/3 = 0.3333); \\ 0.4926 & (\xi = 3.4/6.6 = 0.5152). \end{cases} \end{aligned}$$

再処理だけでなく、MOX 燃料加工・輸送、その他廃棄物処理、その他廃棄物処分に関する平均発電単価なども同様に計算できる。

$$\begin{aligned} \text{MOX 燃料加工・輸送平均発電単価} \\ \text{(現在価値換算)} &= (1 - \gamma)\beta_E^{(\text{通常ケース})} + \gamma\beta_E^{(\text{中間貯蔵ケース})} \end{aligned}$$

中間貯蔵平均発電単価では中間貯蔵ケースしか発電単価はなく、高レベル放射性廃棄物貯蔵およびその他廃棄物貯蔵の中間貯蔵ケースでは処分前に貯蔵しないと仮定されており、通常ケースの発電単価しか存在しない。

$$\begin{aligned} \text{中間貯蔵平均発電単価} \\ \text{(現在価値換算)} &= \gamma\beta_L^{(\text{中間貯蔵ケース})} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{高レベル放射性廃棄物貯蔵} \\ \text{平均発電単価 (現在価値換算)} &= (1 - \gamma)\beta_G^{(\text{通常ケース})} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{その他廃棄物貯蔵} \\ \text{平均発電単価 (現在価値換算)} &= (1 - \gamma)\beta_J^{(\text{通常ケース})} \end{aligned}$$

1999 年試算の質量割合による再処理平均発電単価と正確な送電端電力量割合による再処理平均発電単価でどの程度の違いが生じるかを求めると、以下ようになる。

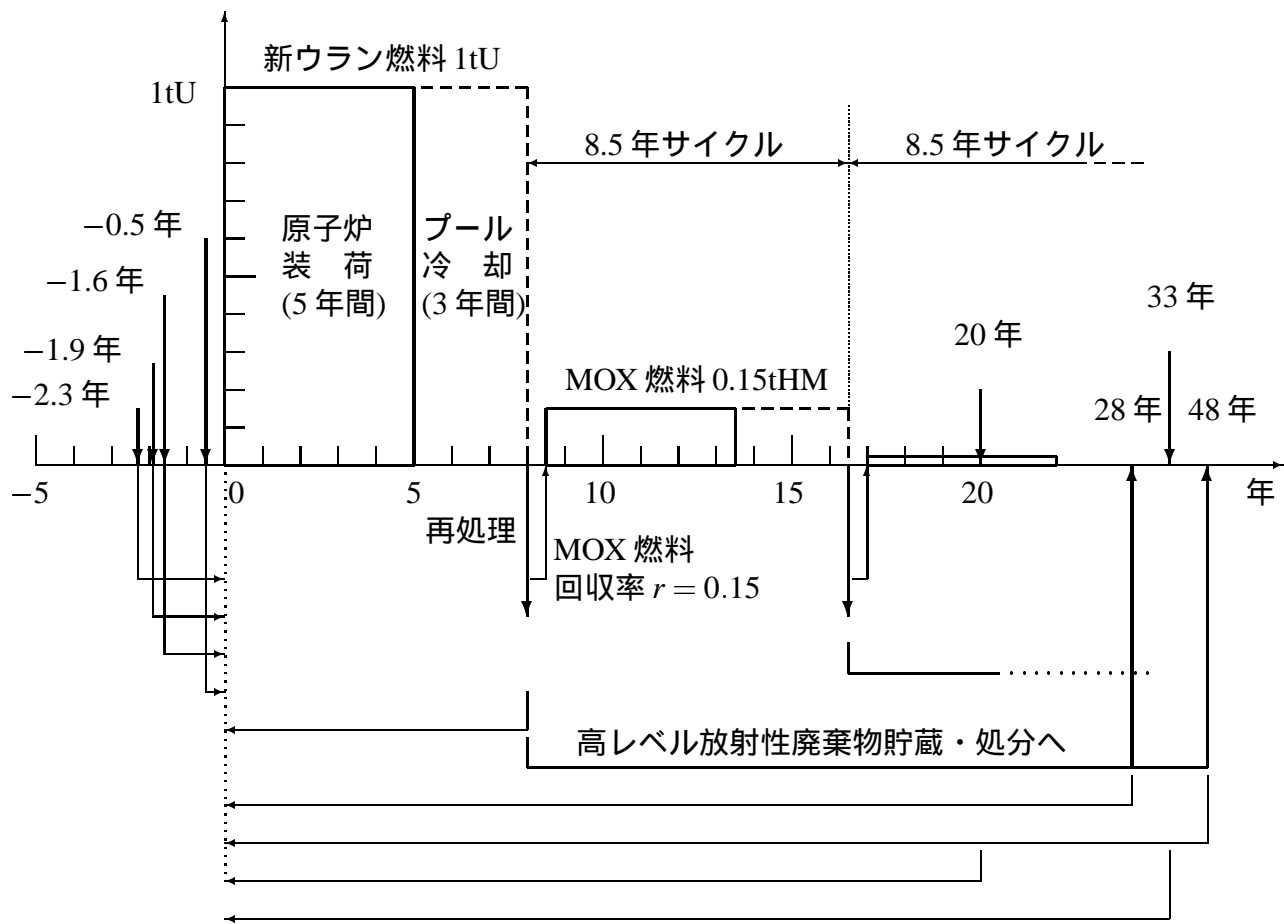
$$\beta_F^{(\text{通常ケース})} = 0.829 \text{ 円/kWh}, \quad \beta_F^{(\text{中間貯蔵ケース})} = 0.240 \text{ 円/kWh}$$

$$(1 - \xi)\beta_F^{(\text{通常ケース})} + \xi\beta_F^{(\text{中間貯蔵ケース})} = \begin{cases} 0.633 \text{ 円/kWh} & (\xi = 1/2) \\ 0.526 \text{ 円/kWh} & (\xi = 3.4/6.6) \end{cases}$$

$$(1 - \gamma)\beta_F^{(\text{通常ケース})} + \gamma\beta_F^{(\text{中間貯蔵ケース})} = \begin{cases} 0.644 \text{ 円/kWh} & (\xi = 1/2) \\ 0.539 \text{ 円/kWh} & (\xi = 3.4/6.6) \end{cases}$$

再処理発電単価は送電端電力量割合で正確に評価すれば、1999 年試算値 0.63 円/kWh から 0.64 円/kWh へ上がる。しかし、その差はほとんどないと言える。したがって、以下では平均発電単価として、1999 年試算と同様に、質量割合による平均発電単価を用いることにする。

2.4 核燃料サイクル費発電単価の試算方法



核燃料サイクルコストの単価設定 (y_i の括弧内の y'_i は中間貯蔵後再処理の場合)

鉱石調達・精鉱コスト	$C_A = 550$ 万円/tU 原料,	$y_A = 2.3$ (原料量 9.02)
転換コスト	$C_B = 80$ 万円/tU 原料,	$y_B = 1.9$ (原料量 8.98, ロス 0.5%)
濃縮コスト	$C_C = 1700$ 万円/tSWU,	$y_C = 1.6$ (5.22tSWU/tU)
再転換・成型加工	$C_D = 8000$ 万円/tU,	$y_D = 0.5$ (ロス 2.5%)
MOX 燃料加工・輸送	$C_E = 2.6$ 億円/tHM,	$y_E = 8$ ($y'_E = 50$)
再処理	$C_F = 3.51$ 億円/tU,	$y_F = 8$ ($y'_F = 50$)
高レベル放射性廃棄物貯蔵	$C_G = 5800$ 万円/tU,	$y_G = 28$ (-)
高レベル放射性廃棄物処分	$C_H = 7400$ 万円/tU(注1),	$y_H = 48$ ($y'_H = 50$)
その他廃棄物処理	$C_I = 2800$ 万円/tU,	$y_I = 8$ ($y'_I = 50$)
その他廃棄物貯蔵	$C_J = 1400$ 万円/tU,	$y_J = 20$ (-)
その他廃棄物処分	$C_K = 3100$ 万円/tU,	$y_K = 33$ ($y'_K = 50$)
中間貯蔵	$C_L = 3100$ 万円/tU(注2),	$y_L = -$ ($y'_L = 30$)

注1：1999年3月原子力部会報告を踏まえ同年11月原子力部会に提示された処分費用を処分量で割って得られた処分単価であり、現在価値換算されていない。この処分単価は発電単価試算には用いず、発電単価(割引率2%で0.11円/kWh)は別途試算している。

注2：1998年6月原子力部会報告ベースの現在価値換算貯蔵単価(割引率5%)。

注3：中間貯蔵単価以外はすべて割引率0%の単純合計単価である。核燃料サイクル事業者による処理単価が市場価格として示されているケースでは、処理時期と処理コスト発生時期に差が生じないと考えられるため、処理単価を現在価値換算してもしなくても大差はない。事業が確立していないものでは処理単価を現在価値換算して求める必要がある。

$$C'_i = C_i(1+q)^{y_i}, \quad i = A, B, C, D.$$

$$\begin{aligned} C'_E &= C_E \sum_{k=0}^{\infty} \frac{r^{(k+1)}}{(1+q)^{y_E+km}} = \frac{rC_E}{(1+q)^{y_E}} \times \frac{1}{1-r(1+q)^{-m}} \\ &= \frac{rC_E}{1-r(1+q)^{-m}} \times \left\{ \frac{2/3}{(1+q)^{y_E}} + \frac{1/3}{(1+q)^{y'_E}} \right\} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} C'_i &= C_i \sum_{k=0}^{\infty} \frac{r^k}{(1+q)^{y_i+km}} = \frac{C_i}{(1+q)^{y_i}} \times \frac{1}{1-r(1+q)^{-m}} \\ &= \frac{C_i}{1-r(1+q)^{-m}} \times \left\{ \frac{2/3}{(1+q)^{y_i}} + \frac{1/3}{(1+q)^{y'_i}} \right\}, \quad i = F, G, I, J, K. \end{aligned}$$

高レベル放射性廃棄物処分および使用済核燃料中間貯蔵の現在価値換算コスト C'_H および C'_L は試算せず，これらの発電単価は別途試算している．

現在価値換算発電単価（1/3 中間貯蔵後再処理を仮定：括弧内太字が原子力部会による試算値）

$$\frac{C'_i}{L_s G'} = \frac{C_i(1+q)^{y_i} \{1-r(1+q)^{-m}\}}{L_s G} = \begin{cases} 0.140 \text{ (} \mathbf{0.15} \text{)} \text{ 円/kWh} & i = A; \\ 0.020 \text{ (} \mathbf{0.02} \text{)} \text{ 円/kWh} & i = B; \\ 0.246 \text{ (} \mathbf{0.27} \text{)} \text{ 円/kWh} & i = C; \\ 0.220 \text{ (} \mathbf{0.22} \text{)} \text{ 円/kWh} & i = D. \end{cases}$$

$$\frac{C'_E}{L_s G'} = \frac{rC_E}{L_s G} \times \left\{ \frac{2/3}{(1+q)^{y_E}} + \frac{1/3}{(1+q)^{y'_E}} \right\} = 0.070 \text{ (} \mathbf{0.07} \text{)} \text{ 円/kWh} \quad i = E.$$

$$\frac{C'_i}{L_s G'} = \frac{C_i}{L_s G} \times \left\{ \frac{2/3}{(1+q)^{y_i}} + \frac{1/3}{(1+q)^{y'_i}} \right\} = \begin{cases} 0.633 \text{ (} \mathbf{0.63} \text{)} \text{ 円/kWh} & i = F; \\ 0.051 \text{ (} \mathbf{0.05} \text{)} \text{ 円/kWh} & i = I; \\ 0.030 \text{ (} \mathbf{0.03} \text{)} \text{ 円/kWh} & i = K. \end{cases}$$

$$\frac{C'_i}{L_s G'} = \frac{C_i}{L_s G} \times \left\{ \frac{2/3}{(1+q)^{y_i}} \right\} = \begin{cases} 0.051 \text{ (} \mathbf{0.05} \text{)} \text{ 円/kWh} & i = G; \\ 0.015 \text{ (} \mathbf{0.02} \text{)} \text{ 円/kWh} & i = J. \end{cases}$$

$$\frac{C'_H}{L_s G'} = 0.11 \text{ (} \mathbf{0.11} \text{)} \text{ 円/kWh (別途試算値)}$$

$$\frac{C'_L}{L_s G'} = 0.093 \times (1/3) = 0.031 \text{ (} \mathbf{0.03} \text{)} \text{ 円/kWh (別途試算値)}$$

注：1999年試算では2/3を原子炉取出3年後に再処理する通常ケース，1/3を原子炉取出45年後に再処理する中間貯蔵ケースとしているため，高レベル放射性廃棄物貯蔵およびその他廃棄物貯蔵では通常ケース分相当の2/3しか評価されず，使用済核燃料の中間貯蔵では，中間貯蔵ケース分相当の1/3しか評価されない．再処理，その他廃棄物処理，その他廃棄物処分では，通常ケースと中間貯蔵ケースの加重平均になっており，通常ケースだけの場合より小さくなっている．高レベル放射性廃棄物処分の場合は通常ケースと中間貯蔵ケースのいずれにおいても処分時期はほぼ同じ時期（原子炉装荷から48年および50年後）であるため，加重平均による効果はほとんどない．

2.5 使用済核燃料中間貯蔵コスト・発電単価

2.5.1 1998年6月総合エネルギー調査会原子力部会報告での試算

1999年試算では、中間貯蔵コスト・発電単価の試算が詳述されていないが、1998年6月の試算を踏襲していると考えられるため、これをまず分析する。1998年6月総合エネルギー調査会原子力部会報告では次のように現在価値換算の貯蔵単価・発電単価を試算している。

現在価値換算貯蔵単価=3119万円/tU (キャスク貯蔵); 5183万円/tU (プール貯蔵)
 現在価値換算発電単価=0.091円/kWh (キャスク貯蔵); 0.150円/kWh (プール貯蔵)

前提条件 5000tU規模で40年貯蔵を想定し、事業期間54年にわたる単純合計コストをキャスク貯蔵で1608億円、プール貯蔵で2997億円と評価している。

	キャスク貯蔵	プール貯蔵
(1) 資本費	1310億円	1561億円
建設費	105億円	1328億円
キャスク費	1195億円	100億円
解体処分費	10億円	133億円
(2) 運転費	238億円	1395億円
(3) 輸送費	60億円	41億円
合計	1608億円	2997億円

前提条件 割引率5%で現在価値換算し、貯蔵単価を算出。

割引率0%の貯蔵単価は、上表の貯蔵費を5000tUで割ることにより、3216万円/tU (キャスク貯蔵) および5994万円/tU (プール貯蔵) と得られる。

割引率5%では、第 k 年の貯蔵費を C_k 、貯蔵量を P_k とし、次のように0時点へ現在価値換算し、貯蔵単価を求めていると思われる。

$$\text{貯蔵単価 (現在価値換算)} = \sum_{k=1}^{54} \frac{C_k}{(1+q)^{k-0.5}} \div \sum_{k=1}^{40} \frac{P_k}{(1+q)^{k-0.5}}$$

割引率が5%と比較的大きいにもかかわらず、割引率0%との貯蔵単価の差が余りみられない。これは、貯蔵費の時間分布と貯蔵量の時間分布に大差がないことを意味している。

2003年末の電事連試算では貯蔵コストに「敷地造成・港湾施設費192億円」および「貯蔵用キャスクの解体・処分費350億円」の計542億円を追加しており、これらのコスト発生時期が貯蔵時期とは大きくずれるため、貯蔵単価が割引率0%で4200万円/tUに対し、割引率4%で7000万円/tU (割引率5%では8000万円/tUと推定される) とほぼ倍になる。

前提条件 使用済核燃料の取出燃焼度4万MWD/tU、発電効率33%で3年間装荷 (電力生産期間3年) と仮定して発電量を評価: 4万MWD/tU×0.33=3.168億kWh/tU。

使用済核燃料が「原子炉取出直後に輸送される」と仮定し、原子炉装荷3年間の発電電力量を輸送時点に割引率5%で現在価値換算すると、

$$3.168 \text{ 億 kWh/tU} \times \frac{1.05^{0.5}(1.05^3 - 1)}{3 \times 0.05} = 3.411 \text{ 億 kWh/tU}$$

となり、現在価値換算発電単価は3119万円/tU ÷ 3.411億kWh/tU=0.0914円/kWhと得られる。これは1.2の(b)原子炉装荷年数換算モデルを用いていることになる (原発の所内ロス3.5%は考慮していない)。

2.5.2 1999年試算

1999年試算では1998年原子力部会報告をベースに現在価値換算キャスク貯蔵単価を3100万円/tUとし、現在価値換算の中間貯蔵発電単価0.03円/kWhを導いている。

1999年試算では「中間貯蔵ケースでは $y' = 30$ 年とする」と記してはいるが、これは原子炉装荷から10年後(原子炉取出5年後)に輸送し、40年間貯蔵した場合の貯蔵コストの集中的な発生時期を30年(= (10+50)/2)と想定しているだけであり、発電単価の計算には用いていない。つまり、1.2の(c)冷却年数換算モデルを使っているかのように見せかけてはいるが、実は使っていない。

実際に用いているのは、1998年6月報告の(b)原子炉装荷年数換算モデルであり、次のように試算したと推定される。現在価値換算キャスク貯蔵単価 $C_L = 3100$ 万円/tUを1サイクルの現在価値換算送電端電力量 $L_s G$ で割ることにより、現在価値換算中間貯蔵発電単価を求める。

$$\begin{aligned} \text{中間貯蔵発電単価} &= \frac{C_L}{L_s G} \times \frac{1}{3} = \frac{3100 \text{ 万円/tU}}{0.965 \times 3.464 \text{ 億 kWh/tU}} \times \frac{1}{3} \\ (\text{現在価値換算}) &= 0.093 \text{ 円/kWh} \times \frac{1}{3} = 0.031 \text{ 円/kWh} \end{aligned}$$

1999年試算では「平成10年6月原子力部会報告ベース」で「0.03円/kWh」とだけ記し、詳しい説明は一切行わず、全量中間貯蔵した場合にはこの3倍の発電単価になることは伏せている。

2.5.3 再処理 + 中間貯蔵コスト・発電単価

1999年試算では、再処理と中間貯蔵の発電単価を別々にしているが、中間貯蔵へ回す使用済核燃料の割合を増やした場合には再処理発電単価は減るが中間貯蔵発電単価は増える。そこで、中間貯蔵へ回す使用済核燃料の割合 ξ によって、両者を合わせた平均発電単価がどのようになるかを評価する。その際、中間貯蔵発電単価には中間貯蔵 - 再処理の経過をたどる核燃料に対する現在価値換算発電単価0.093円/kWhを用いる。

$$\begin{aligned} \text{再処理 + 中間貯蔵の平均} &= (1 - \gamma)\beta_{F+L}^{(3 \text{ 年後再処理})} + \gamma\beta_{F+L}^{(\text{中間貯蔵後再処理})} \\ \text{発電単価 (現在価値換算)} &= \frac{1.092(1 - \xi)}{1.092 - 0.090\xi} \beta_{F+L}^{(3 \text{ 年後再処理})} + \frac{1.002\xi}{1.092 - 0.090\xi} \beta_{F+L}^{(\text{中間貯蔵後再処理})} \\ &= \frac{1.092(1 - \xi)}{1.092 - 0.090\xi} (0.829 + 0.000) + \frac{1.002\xi}{1.092 - 0.090\xi} (0.262 + 0.093) \\ &= \frac{0.9053 - 0.5496\xi}{1.092 - 0.090\xi} \\ &= \begin{cases} 0.829 \text{ 円/kWh} & (\xi=0) \\ 0.355 \text{ 円/kWh} & (\xi=1.00) \\ 0.663 \text{ 円/kWh} & (\xi=1/3) \\ 0.595 \text{ 円/kWh} & (\xi=3.4/6.6) \end{cases} \end{aligned}$$

これでわかるとおり、中間貯蔵へ回す使用済核燃料の割合が増えれば増えるほど、再処理 + 中間貯蔵の現在価値換算平均発電単価は、0.83円/kWhから0.36円/kWhまで減っていく。1999年試算の0.66円/kWh(= 0.63 + 0.03)はその中間値にすぎない。

当然のことではあるが、中間貯蔵の期間をさらに延ばせば、中間貯蔵費はやや増えるが、中間貯蔵後の再処理費が大きく減るため、再処理 + 中間貯蔵の現在価値換算平均発電単価は一層小さくなる。つまり、六ヶ所再処理工場を稼働せず、すべて中間貯蔵して再処理を50年先送りにすれば発電単価は0.66円/kWhから0.36円/kWhへ半減し、さらに先送りにすればさらに激減する。

2.6 高レベル放射性廃棄物処分コスト・発電単価

2.6.1 総合エネルギー調査会原子力部会報告「高レベル放射性廃棄物処分事業の制度化のあり方」(1999年3月)

前提条件(1) ガラス固化体4万本を処分施設の坑道に搬入し、60年後に坑道閉鎖(2035年操業開始、2095年坑道閉鎖と仮定)、300年間モニタリング。処分規模4万本以上では、処分単価は規模に依存しないと仮定。

前提条件(2) 4万本相当発電電力量は、商業原発操業開始年の1966年～2015年と試算。

詳細は不明だが、割引率を0～4%の範囲で求めた処分発電単価の試算結果は以下の通りである。

処分単価 = 0.26～0.30 円/kWh(割引率0%) ; 0.12～0.14 円/kWh(割引率2%) ;

0.09～0.11 円/kWh(割引率3%) ; 0.07～0.09 円/kWh(割引率4%)

ただし、「資金手当て開始以前に発電した電力量に係る処分費用について、資金手当て開始から10年間で手当てするとした場合には、処分単価は上記の値の概ね2倍程度と試算される」としている。

処分費用試算結果(1999年3月総エネ調原子力部会報告)

処分費	Case-1	Case-2	Case-7	Case-11
	軟岩系(堆積岩)	同左	硬岩系(花崗岩)	同左
深度	500m	500m	1000m	1000m
緩衝材厚さ	40cm	70cm	70cm	40cm
オーバーパック厚さ	18cm	19cm	19cm	18cm
技術開発費	1137億円	1137億円	1137億円	1137億円
調査費及び用地取得費	1751億円	1959億円	2018億円	1830億円
設計及び建設費	9517億円	1兆1086億円	9285億円	8690億円
操業費	7419億円	8131億円	8800億円	8338億円
解体及び閉鎖費	837億円	872億円	874億円	854億円
モニタリング費	1258億円	1258億円	1258億円	1258億円
プロジェクト管理費	5558億円	6171億円	5475億円	4842億円
合計	2兆7476億円	3兆614億円	2兆8846億円	2兆6949億円

上記の「処分単価 = 0.26～0.30 円/kWh(割引率0%)」は、「表 - 2 海外の処分費用と資金調達」に記載されているところによれば、Case-11の硬岩系(花崗岩)の2兆6949億円が0.26円/kWh、Case-10の軟岩系(堆積岩)の3兆1273億円が0.30円/kWhに相当する。これから逆算すると、ガラス固化体4万本に相当する発電電力量は約10.4兆kWh、したがって、約2.6億kWh/本になる。これは電気事業連合会がガラス固化体輸送費の試算に用いた約3億kWh/本より低い。通商産業省告示第768号(2000年12月20日)によれば、日本原燃で2.6～3.0億kWh/本、核燃料サイクル開発機構で2.0～2.3億kWh/本であり、これらに相当する。電事連の約3億kWh/本は、英仏返還ガラス固化体が3.1～4.6億kWh/本と高いため、これらを考慮したものと思われる。

現在価値換算発電単価の試算方法については詳述されていないが、後述するように、現在価値換算処分単価を求めたのちに、1.2の(a)処理時点全量発電モデルを用いていると思われる。

(2002.12.12 資源エネルギー庁放射性廃棄物対策室)

処分費	軟岩系(堆積岩)	硬岩系(花崗岩)	平均
技術開発費	1084 億円	1084 億円	1084 億円
調査費及び用地取得費	2141 億円	2392 億円	2266 億円
設計及び建設費	1 兆 296 億円	8575 億円	9435 億円
操業費	6742 億円	7652 億円	7197 億円
解体及び閉鎖費	798 億円	877 億円	838 億円
モニタリング費	1216 億円	1216 億円	1216 億円
プロジェクト管理費	6053 億円	5354 億円	5704 億円
消費税	1090 億円	1069 億円	1079 億円
合計	2 兆 9420 億円	2 兆 8219 億円	2 兆 8819 億円
2001 年 10 月試算	2 兆 9486 億円	2 兆 8338 億円	2 兆 8912 億円
2000 年 9 月試算	2 兆 9927 億円	2 兆 8683 億円	2 兆 9305 億円

ガラス固化体 1 本当たりの拠出金単価：3530 万 6 千円/本 (割引率 2 %)

単位数量当たりの拠出金単価算定式 (割引率 q)

$$T \text{ 年度拠出金単価} = \frac{\left(\begin{array}{c} \text{最終処分業務を行うために} \\ \text{今後必要な費用の総額} \end{array} \right) - \left(\begin{array}{c} \text{最終処分積立金残高} \\ \text{(運用益も含む)} \end{array} \right)}{\left(\begin{array}{c} \text{最終処分を行う特定} \\ \text{放射性廃棄物の総量} \end{array} \right) - \left(\begin{array}{c} \text{既に拠出金が手当された} \\ \text{特定放射性廃棄物の量} \end{array} \right)}$$

$$= \left\{ \sum_{i=T}^Y \frac{C_i}{(1+q)^{i-T}} - F \right\} \div \left\{ \sum_{i=T}^Z \frac{Q_i}{(1+q)^{i-T}} \right\}$$

 C_i : i 年度に支出される最終処分を行うために必要な費用の額 Q_i : i 年度に原子炉の運転に伴って発生する特定放射性廃棄物量 F : 前年度末における積立金の額 Y : 最終処分事業終了年度 Z : 拠出終了年度

特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律施行規則第 14 条第 1 項本文および第 2 項の規定に基づく再処理区分及び換算係数を定める告示を定めた件 (2000 年 12 月 20 日通商産業省告示第 768 号)

換算係数	再処理区分	(熱効率 34.5 %)(同 30 %)
1.161×10^{-9} 本/kWh=8.613 億 kWh/本	日本原燃株式会社	(2.97 億 kWh/本)(2.58 億)
1.488×10^{-9} 本/kWh=6.720 億 kWh/本	核燃料サイクル開発機構	(2.32 億 kWh/本)(2.02 億)
0.757×10^{-9} 本/kWh=13.21 億 kWh/本	仏国核燃料会社 COGEMA	(4.56 億 kWh/本)(3.96 億)
0.809×10^{-9} 本/kWh=12.36 億 kWh/本	英国核燃料会社 BNFL(BWR)	(4.26 億 kWh/本)(3.71 億)
0.701×10^{-9} 本/kWh=14.27 億 kWh/本	英国核燃料会社 BNFL(PWR)	(4.92 億 kWh/本)(4.28 億)
0.969×10^{-9} 本/kWh=10.32 億 kWh/本	英国核燃料会社 BNFL(GCR)	(3.56 億 kWh/本)(3.10 億)

注：「 = 億 kWh / 本 」への換算は引用者。また、これはガラス固化体当たりの熱出力であり、これに熱効率をかければ発電電力量が得られる。右端の熱効率 34.5 % および 30 % の場合の括弧内の値は引用者が求めた値。

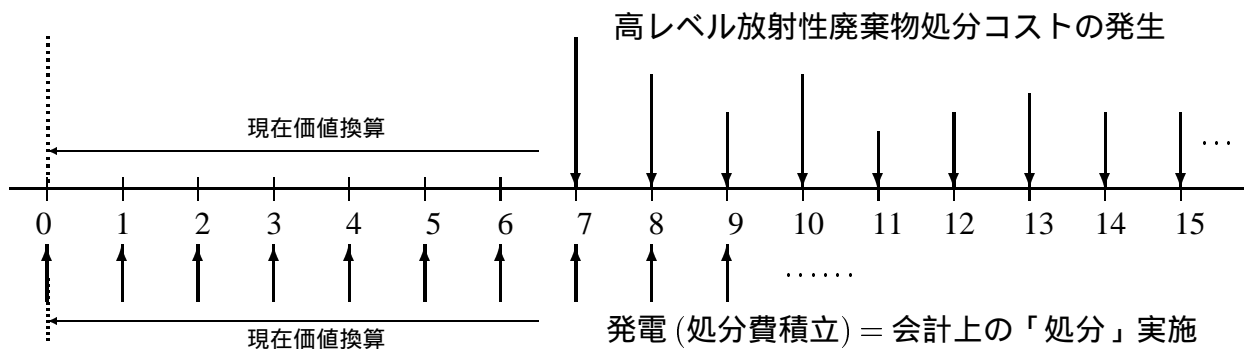
2.6.3 1999年試算

1999年コスト試算では、1999年11月原子力部報告に基づき、高レベル放射性廃棄物処分費を7400万円/tUと設定している。これは、下表より平均処分費を3兆408億円/4万本とし、ガラス固化体4万本に相当する使用済核燃料を4万1057tUと仮定して、3兆408億円/4万1057tU = 7400万円/tUとしたものであり、現在価値換算していない。ガラス固化体当たりでは、7600万円/本になり、これを2002年度拠出金単価3530.6万円/本(割引率2%)と比べると現在価値換算処分単価(拠出金単価)は半分以下になっている。これは現在価値換算によって数百年の長期間にわたる将来の処分コストが大きく割り引かれる一方、処分費が処分に先立って現時点から積み立てられるため、モデル的には積立時点で「処分」されることになり、現在価値換算でも総処理量(積立てられる拠出金相当のガラス固化体数量)が余り割り引かれないからである。

高レベル放射性廃棄物処分のための拠出金方式では、毎年度に現在価値換算拠出金単価を計算し直し、発電電力量相当分のガラス固化体処理費を積み立てている。これは、「処理すべきガラス固化体相当分の発電が行われた時点で処分費を積立てる」ものであり、「処分単価による処分の実施(処分費の積立)を毎年度行う」ことに等しい。また、この方式は、処理モデルを「発電時点と処理時点(処分費積立時点)が等しい」モデルとしていることになる。

結果として1.2の(a)処理時点全量発電モデルで発電単価を求めることになり、(c)冷却年数換算モデルとは異なる。言わば、政策的な現在価値換算発電単価になり、実際の発電に際して高レベル放射性廃棄物処分発電単価として掛かってくる発電単価である。したがって、この発電単価はモデルの割引率(拠出金算定割引率2%とは別の発電単価試算用モデルの割引率)とは無関係である。電事連が試算モデルの割引率に関わらず同じ発電単価を用いている理由はここにある。

したがって、1999年試算では、7400万円/tUの処分単価(割引率0%)を「原子炉装荷から48年後(中間貯蔵ケースでは50年後)に処分実施」の(c)冷却年数換算モデルに適用して発電単価を求めるのではなく、1999年3月報告の発電単価0.09~0.11円/kWh(割引率3%)の0.11円/kWhを採用したと推定される。



1999年試算における高レベル放射性廃棄物処分費の内訳

処分費	軟岩系(堆積岩)	硬岩系(花崗岩)	平均
技術開発費	1137億円	1137億円	1137億円
調査費及び用地取得費	2403億円	2563億円	2483億円
設計及び建設費	1兆1117億円	9315億円	1兆216億円
操業費	8131億円	8800億円	8466億円
解体及び閉鎖費	872億円	874億円	873億円
モニタリング費	1258億円	1258億円	1258億円
プロジェクト管理費	6323億円	5628億円	5976億円
消費税	-	-	-
合計	3兆1241億円	2兆9575億円	3兆408億円

2.7 資本費・運転維持費の発電単価試算用の送電端電力量（原子力）

$$\begin{aligned} \text{送電端電力量} &= \text{電気出力} \times 365 \text{ 日/年} \times 24\text{h/日} \times 40 \text{ 年} \times \text{設備利用率} \times \frac{1}{40} \sum_{t=1}^{40} (1+q)^{1-t} \times L_s \\ (\text{現在価値換算}) &= 130 \text{ 万 kW} \times 8760\text{h/年} \times 40 \text{ 年} \times 0.80 \times \frac{(1+q)^{40} - 1}{40q(1+q)^{39}} \times 0.965 \\ &= 3516.6 \text{ 億 kWh} \times \frac{(1+q)^{40} - 1}{40q(1+q)^{39}} = 2093.1 \text{ 億 kWh} \end{aligned}$$

1999年試算では核燃料サイクル費発電単価を求める際、平均燃焼度4.5万MWD/tU、熱効率34.5%、原子炉内装荷5年間と仮定し、総発電電力量を4.5万MWD/tU×0.345=3.726億kWh/tU、年平均発電電力量では7452万kWh/tU/年としている。これより年平均炉内装荷燃料量は3516.6億kWh/40年/0.965/7452万kWh/tU/年=122tUとなる。153万kWのAPWRで約120tU(130万kW換算で約102tU)であり、122tUはABWRに近く、BWRとPWRの平均値としてはやや多い。設備利用率70%とすれば、約107tUになることから、核燃料サイクル費発電単価を求める際には設備利用率70%が想定されていると思われる。

設備利用率が70%から増えれば、炉内装荷年数が5年より短くなるため、現在価値換算発電電力量Gは増えるが、初装荷～初再処理の期間yの短縮に伴う現在価値換算再処理費の増大が上回るため、核燃料サイクル費発電単価は大きくなる。しかし、期間yが変わらなければ、核燃料サイクル費発電単価は小さくなる。要するに、設備利用率の核燃料サイクル費発電単価への影響はモデルの想定次第で過大評価にも過小評価にもなる。

2.8 資本費(原子力)

資本費 = 減価償却費 + 固定資産税 + 支払利息 + 廃炉費用 (+ 水利使用料：水力発電の場合)

$$\text{建設費} = \text{建設単価 } 29.1 \text{ 万円/kW} \times \text{電気出力 } 130 \text{ 万 kW} = 3783 \text{ 億円}$$

$$\begin{aligned} \text{初年度残存簿価 } C_0 &= 3783 \text{ 億円} \times \sum_{t=2}^6 \frac{1}{5} (1+q)^t \\ &= 3783 \text{ 億円} \times \frac{(1+q)^2((1+q)^5 - 1)}{5q} = 3783 \text{ 億円} \times 1.126 = 4261 \text{ 億円} \end{aligned}$$

：初年度残存簿価（運転開始年の「総建設費」）は、1999年試算では「過去の支出分も現在価値に換算」と記載されているだけで詳細は不明である。この「過去の支出分も含む現在価値換算建設費」とは建設期間中に投資された建設費の元利合計と考えられる。これが初年度残存簿価となり、減価償却の対象となるのである。これを求めるには建設期間中の投資時期と金額がモデル化されていなければならないが、記載されていない。そこで、モデルプラントの対象である柏崎6・7号が発注1991年、着工1991.9と1992.2、コンクリート打設1992.11と1993.7、臨界1995.12と1996.11、送電開始1996.1と1996.12、営業運転1996.11と1997.7であることから、「5年間建設費均等支出の後、1年で運転開始に至る」と推定した。これで計算結果は1999年試算と良く合う。ちなみに、1999年試算における3基目のモデルプラントである玄海4号では、発注1985年、着工1985.8、コンクリート打設1992.7、臨界1996.10、送電開始1996.11、営業運転1997.7であり、発注・着工から営業運転開始まで10年以上かかっている。したがって、上記の推定は建設期間の最近の最も短い例に近いと言える。当然のことながら、建設期間が延びれば、減価償却費の総額である初年度残存簿価が増える。

償却率 $d = 0.134$: 減価償却は 95% 償却で, 償却後の残存簿価を 5% としている

$$t \text{ 期残存簿価} = C_0 \max\{(1-d)^{t-1}, 0.050\}$$

$$= \begin{cases} C_0(1-d)^{t-1} & (1 \leq t \leq 21 : d = 0.134 \text{ の場合 } (1-d)^{20} = 0.0563) \\ 0.050C_0 & (22 \leq t \leq 40 : \text{同 } (1-d)^{21} = 0.0487) \end{cases}$$

$$\text{減価償却費} = \begin{cases} C_0 d (1-d)^{t-1} & (1 \leq t \leq 20) \\ C_0 \times \left\{ 0.95 - d \sum_{t=1}^{20} (1-d)^{t-1} \right\} & (t = 21 : \text{同 } d \sum_{t=1}^{20} (1-d)^{t-1} = 0.9437) \\ 0 & (22 \leq t \leq 40) \end{cases}$$

$$\begin{aligned} \text{減価償却費} \\ (\text{現在価値換算}) &= C_0 d \sum_{t=1}^{20} \left(\frac{1-d}{1+q} \right)^{t-1} + \frac{C_0}{(1+q)^{20}} \left\{ 0.95 - d \sum_{t=1}^{20} (1-d)^{t-1} \right\} \end{aligned}$$

$$= C_0 \left\{ \frac{d(1+q)}{q+d} \left(1 - \left(\frac{1-d}{1+q} \right)^{20} \right) + \frac{(1-d)^{20} - 0.05}{(1+q)^{20}} \right\}$$

$$\begin{aligned} \text{減価償却発電単価} \\ (\text{現在価値換算}) &= \frac{3783 \text{ 億円}}{3516.6 \text{ 億 kWh}} \times \frac{8(1+q)^{41}((1+q)^5 - 1)}{(1+q)^{40} - 1} \end{aligned}$$

$$\times \left\{ \frac{d(1+q)}{q+d} \left(1 - \left(\frac{1-d}{1+q} \right)^{20} \right) + \frac{(1-d)^{20} - 0.05}{(1+q)^{20}} \right\}$$

$$= 1.076 \text{ 円/kWh} \times 1.893 \times 0.8188 = 1.67 \text{ 円/kWh}$$

(1999 年試算では 1.7 円/kWh であり, よく一致する.)

$$t \text{ 期固定資産税} = \text{固定資産税率 } 1.4\% \times t \text{ 期残存簿価 } C_0 \max\{(1-d)^{t-1}, 0.050\}$$

$$= 0.014 \times \begin{cases} C_0(1-d)^{t-1} & (1 \leq t \leq 21) \\ 0.050C_0 & (22 \leq t \leq 40) \end{cases}$$

$$\begin{aligned} \text{固定資産税} \\ (\text{現在価値換算}) &= 0.014C_0 \left\{ \sum_{t=1}^{21} \left(\frac{1-d}{1+q} \right)^{t-1} + \sum_{t=22}^{40} \frac{0.050}{(1+q)^{t-1}} \right\} \end{aligned}$$

$$= 0.014C_0 \left\{ \frac{1+q}{q+d} \left(1 - \left(\frac{1-d}{1+q} \right)^{21} \right) + \frac{0.05(1 - (1+q)^{-19})}{q(1+q)^{20}} \right\}$$

$$\begin{aligned} \text{固定資産税発電単価} \\ (\text{現在価値換算}) &= \frac{3783 \text{ 億円}}{3516.6 \text{ 億 kWh}} \times \frac{8(1+q)^{41}((1+q)^5 - 1)}{(1+q)^{40} - 1} \end{aligned}$$

$$\times 0.014 \left\{ \frac{1+q}{q+d} \left(1 - \left(\frac{1-d}{1+q} \right)^{21} \right) + \frac{0.05(1 - (1+q)^{-19})}{q(1+q)^{20}} \right\}$$

$$= 1.076 \text{ 円/kWh} \times 1.893 \times 0.09117 = 0.186 \text{ 円/kWh}$$

(1999 年試算では 0.2 円/kWh であり, 一致する.)

$$t \text{ 期支払利息} = \text{金利 } 3.0\% \times t \text{ 期残存簿価 } C_0 \max\{(1-d)^{t-1}, 0.050\}$$

$$= 0.030 \times \begin{cases} C_0(1-d)^{t-1} & (1 \leq t \leq 21) \\ 0.050C_0 & (22 \leq t \leq 40) \end{cases}$$

$$\begin{aligned} \text{支払利息} \\ \text{(現在価値換算)} &= 0.030C_0 \left\{ \sum_{t=1}^{21} \left(\frac{1-d}{1+q} \right)^{t-1} + \sum_{t=22}^{40} \frac{0.050}{(1+q)^{t-1}} \right\} \\ &= 0.030C_0 \left\{ \frac{1+q}{q+d} \left(1 - \left(\frac{1-d}{1+q} \right)^{21} \right) + \frac{0.05(1 - (1+q)^{-19})}{q(1+q)^{20}} \right\} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{支払利息発電単価} \\ \text{(現在価値換算)} &= \frac{3783 \text{ 億円}}{3516.6 \text{ 億 kWh}} \times \frac{8(1+q)^{41}((1+q)^5 - 1)}{(1+q)^{40} - 1} \\ &\quad \times 0.030 \left\{ \frac{1+q}{q+d} \left(1 - \left(\frac{1-d}{1+q} \right)^{21} \right) + \frac{0.05(1 - (1+q)^{-19})}{q(1+q)^{20}} \right\} \\ &= 1.076 \text{ 円/kWh} \times 1.893 \times 0.1954 = 0.398 \text{ 円/kWh} \end{aligned}$$

1999年試算では0.4円/kWhであり、一致する。建設期間（運転開始前6年間と推定される）中の支払利息は、建設期間中の建設費の元利合計として初年度残存簿価の中に含まれる。

$$\text{廃炉費用} = (\text{解体費/kW} + \text{処理処分費/kW}) \times \text{電気出力 kW}$$

$$= (32,021 \text{ 円/kW} + 14,791 \text{ 円/kW}) \times 130 \text{ 万 kW} = 608.6 \text{ 億円}$$

原子力発電施設解体引当金制度に基づく見積額単価平均を使用している。

32,021 円/kW：平成10年度原子力発電解体引当金総見積額(解体費)の単価平均

14,791 円/kW：解体廃棄物処理処分費見積額(処理処分費)の単価平均

$$\begin{aligned} \text{廃炉費用} \\ \text{(現在価値換算)} &= \frac{(\text{解体費/kW} + \text{処理処分費/kW}) \times \text{電気出力 kW}}{(1+q)^{(\text{運転年数} + \text{支払年後})}} \\ &= 608.6 \text{ 億円} \times (1+q)^{-47} = 608.6 \text{ 億円} \times 0.2493 = 151.7 \text{ 億円} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{廃炉発電単価} \\ \text{(現在価値換算)} &= \frac{608.6 \text{ 億円}}{3516.6 \text{ 億 kWh}} \times \frac{40q}{(1+q)^8((1+q)^{40} - 1)} \\ &= 0.1731 \text{ 円/kWh} \times 0.4188 = 0.0725 \text{ 円/kWh} \end{aligned}$$

(1999年試算では0.07円/kWhであり、一致する。)

$$\begin{aligned} \text{資本費発電単価} &= (\text{減価償却} + \text{固定資産税} + \text{支払利息} + \text{廃炉}) \text{ 発電単価} \\ (\text{現在価値換算}) & \qquad \qquad \qquad (\text{現在価値換算}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} &= \frac{3783 \text{ 億円}}{3516.6 \text{ 億 kWh}} \times \frac{8(1+q)^{41}((1+q)^5 - 1)}{(1+q)^{40} - 1} \\ &\quad \times \left\{ \left[\frac{d(1+q)}{q+d} \left(1 - \left(\frac{1-d}{1+q} \right)^{20} \right) + \frac{(1-d)^{20} - 0.05}{(1+q)^{20}} \right] \right. \\ &\quad \left. + (0.014 + 0.030) \times \left[\frac{1+q}{q+d} \left(1 - \left(\frac{1-d}{1+q} \right)^{21} \right) + \frac{0.05(1 - (1+q)^{-19})}{q(1+q)^{20}} \right] \right\} \\ &\quad + \frac{608.6 \text{ 億円}}{3516.6 \text{ 億 kWh}} \times \frac{40q}{(1+q)^8((1+q)^{40} - 1)} \\ &= 1.076 \text{ 円/kWh} \times 1.893 \times (0.8188 + 0.09117 + 0.1954) + 0.1731 \text{ 円/kWh} \times 0.4188 \\ &= 1.67 \text{ 円/kWh} + 0.186 \text{ 円/kWh} + 0.398 \text{ 円/kWh} + 0.0725 \text{ 円/kWh} = 2.33 \text{ 円/kWh} \\ &\quad (\text{1999 年試算では 2.3 円/kWh であり, よく一致する。}) \end{aligned}$$

2.9 運転維持費(原子力)

運転維持費 = 修繕費 + 諸費 + 給与手当 + 業務分担費 + 事業税

帳簿原価 = 建設単価 29.1 万円/kWh × 電気出力 130 万 kW = 3783 億円

各年修繕費 = 帳簿原価 × 修繕費率

$$\begin{aligned} \text{修繕発電単価} &= \frac{\text{帳簿原価} \times \text{修繕費率} \times \sum_{t=1}^{40} (1+q)^{1-t}}{\text{電気出力} \times 8760\text{h/年} \times 40 \text{年} \times \text{設備利用率} \times L_s \times (1/40) \sum_{t=1}^{40} (1+q)^{1-t}} \\ (\text{現在価値換算}) &= \frac{\text{建設単価} \times \text{修繕費率}}{8760\text{h} \times \text{設備利用率} \times L_s} \\ &= \frac{29.1 \text{ 万円/kW} \times \text{修繕費率}}{8760\text{h} \times 0.80 \times 0.965} = 43.03 \text{ 円/kWh} \times \text{修繕費率} \\ &= 43.03 \text{ 円/kWh} \times 0.02 = 0.86 \text{ 円/kWh} \end{aligned}$$

「修繕費率 2%」は与えられていないため、1999 年試算の修繕発電単価 0.9 円/kWh から修繕費率が 0.0198 ~ 0.0218 となることより、2%と推定した。費用発生年と発電年が同じであり、いずれも一定と仮定されているため、現在価値換算割引率とは無関係になる。

各年諸費 = 帳簿原価 × 諸費率

$$\begin{aligned} \text{諸費発電単価} &= \frac{\text{帳簿原価} \times \text{諸費率} \times \sum_{t=1}^{40} (1+q)^{1-t}}{\text{電気出力} \times 8760\text{h/年} \times 40 \text{年} \times \text{設備利用率} \times L_s \times (1/40) \sum_{t=1}^{40} (1+q)^{1-t}} \\ (\text{現在価値換算}) &= \frac{\text{建設単価} \times \text{諸費率}}{8760\text{h} \times \text{設備利用率} \times L_s} \\ &= \frac{29.1 \text{ 万円/kW} \times \text{諸費率}}{8760\text{h} \times 0.80 \times 0.965} = 43.03 \text{ 円/kWh} \times \text{諸費率} \end{aligned}$$

$$= 43.03 \text{ 円/kWh} \times 0.014 = 0.60 \text{ 円/kWh}$$

「諸費率 1.4%」は与えられていないため，1999 年試算の修繕発電単価 0.6 円/kWh から諸費率が 0.0128 ~ 0.0149 となることより，1.4%と推定した．

各年給与手当 = 原発 1 基当たり人数 × 一人当たり給与手当

$$\begin{aligned} \text{給与手当発電単価} &= \frac{\text{原発 1 基当たり人数} \times \text{一人当たり給与手当} \times \sum_{t=1}^{40} (1+q)^{1-t}}{\text{電気出力} \times 8760\text{h/年} \times 40 \text{年} \times \text{設備利用率} \times L_s \times (1/40) \sum_{t=1}^{40} (1+q)^{1-t}} \\ \text{(現在価値換算)} &= \frac{\text{原発 1 基当たり人数} \times \text{一人当たり給与手当}}{\text{電気出力} \times 8760\text{h} \times \text{設備利用率} \times L_s} \\ &= \frac{\text{原発 1 基当たり人数} \times \text{一人当たり給与手当}}{130 \text{万 kW} \times 8760\text{h} \times 0.80 \times 0.965} = \frac{10 \text{億円}}{87.92 \text{億 kWh}} = 0.114 \text{ 円/kWh} \end{aligned}$$

「原発 1 基当たり人数 × 一人当たり給与手当」は与えられていないため，1999 年試算の給与手当発電単価 0.1 円/kWh から 4.40 ~ 12.3 億円となることより，10 億円と推定した．これは 100 人/基 × 1000 万円/人に相当する．

各年業務分担費 = 各年直接費 × 業務分担費率 = 各年 (修繕費 + 諸費 + 給与手当) × 業務分担費率

$$\begin{aligned} \text{業務分担発電単価} &= \frac{\text{各年 (修繕費 + 諸費 + 給与手当)} \times \text{業務分担費率} \times \sum_{t=1}^{40} (1+q)^{1-t}}{\text{電気出力} \times 8760\text{h/年} \times 40 \text{年} \times \text{設備利用率} \times L_s \times (1/40) \sum_{t=1}^{40} (1+q)^{1-t}} \\ \text{(現在価値換算)} &= (\text{修繕費} + \text{諸費} + \text{給与手当}) \text{ 発電単価} \times \text{業務分担費率} \\ &= (0.86 \text{ 円/kWh} + 0.60 \text{ 円/kWh} + 0.114 \text{ 円/kWh}) \times \text{業務分担費率} \\ &= 1.57 \text{ 円/kWh} \times \text{業務分担費率} = 1.57 \text{ 円/kWh} \times 0.13 = 0.204 \text{ 円/kWh} \end{aligned}$$

「業務分担費率 13%」は与えられていないため，1999 年試算の業務分担発電単価 0.2 円/kWh から 0.096 ~ 0.153 となることより，13%と推定した．

$$\begin{aligned} \text{事業税発電単価} &= \left(\begin{array}{l} \text{資本費} + \text{修繕費} + \text{諸費} \\ \text{+ 給与手当} + \text{業務分担費} + \text{燃料費} \end{array} \right) \text{ 発電単価} \times \frac{\text{事業税率}}{1 - \text{事業税率}} \\ \text{(現在価値換算)} &= \left(\begin{array}{l} 2.33 \text{ 円/kWh} + 0.86 \text{ 円/kWh} + 0.60 \text{ 円/kWh} \\ \text{+ 0.114 円/kWh} + 0.204 \text{ 円/kWh} + 1.65 \text{ 円/kWh} \end{array} \right) \times \frac{0.013}{1 - 0.013} \\ &= 5.76 \text{ 円/kWh} \times 0.01317 = 0.0759 \text{ 円/kWh} \end{aligned}$$

事業税 = 事業税率 × 電力収入 = 事業税率 × 発電単価 × 発電電力量 より，事業税発電単価 = 事業税/発電電力量 = 事業税率 × 発電単価 = 事業税率 × (事業税発電単価 + 事業税以外の総発電単価) = 事業税以外の総発電単価 × 事業税率/(1 - 事業税率) となる。「事業税率 1.3%」は与えられており，原発の燃料費発電単価は核燃料サイクル費発電単価である．1999 年試算では事業税発電単価は 0.1 円/kWh であり，一致する．

$$\begin{aligned}
\text{運転維持費発電単価} &= (\text{修繕費} + \text{諸費} + \text{給与手当} + \text{業務分担費} + \text{事業税}) \text{ 発電単価} \\
& \text{(現在価値換算)} & \text{(現在価値換算)} \\
&= 0.86 \text{ 円/kWh} + 0.60 \text{ 円/kWh} + 0.114 \text{ 円/kWh} + 0.204 \text{ 円/kWh} + 0.0759 \text{ 円/kWh} \\
&= 1.85 \text{ 円/kWh}
\end{aligned}$$

1999年試算では1.9円/kWhであり、一致する。これはまた下記のように表現できる。資本費発電単価や核燃料サイクル費発電単価は割引率 q によって影響され、その寄与分は事業税の約7割を占めるが、次式の第2項で示されるように、運転維持費発電単価への影響は小さい。

運転維持費発電単価
(現在価値換算)

$$\begin{aligned}
&= \frac{\text{建設単価}}{8760\text{h} \times \text{設備利用率} \times L_s} \times \left(\text{修繕費率} + \text{諸費率} + \frac{\text{給与手当 [億円]}}{\text{帳簿原価 [億円]}} \right) \times \frac{1 + \text{業務分担費率}}{1 - \text{事業税率}} \\
& \quad + (\text{資本費発電単価} + \text{核燃料サイクル費発電単価}) \times \frac{\text{事業税率}}{1 - \text{事業税率}} \\
&= \frac{29.1 \text{ 万円/kW}}{8760\text{h} \times 0.80 \times 0.965} \times \left(0.02 + 0.014 + \frac{10}{29.1 \times 130} \right) \times \frac{1 + 0.13}{1 - 0.013} + (2.33 + 1.65) \times \frac{0.013}{1 - 0.013} \\
&= 1.805 \text{ 円/kWh} + 0.052 \text{ 円/kWh} = 1.86 \text{ 円/kWh}
\end{aligned}$$

2.10 総発電単価

$C_{\text{建設}} = 29.1 \text{ 万円/kW}$: 建設単価

$P = 130 \text{ 万 kW}$: 電気出力

$U = 0.80$: 設備利用率

$L_s = 0.965$: 所内ロス 3.5% を差し引いた送電端電力量の割合

$T = 40 \text{ 年}$: 運転年数

$C_{\text{給与手当}} = 10 \text{ 億円}$ (推定値) : 給与手当 (= 原発1基当たり人数 × 一人当たり給与手当)

$C_{\text{解体}} = 32,021 \text{ 円/kW}$: 原発解体引当金の単価平均

$C_{\text{処理処分}} = 14,791 \text{ 円/kW}$: 解体廃棄物処理処分費の単価平均

$r_{\text{修繕費率}} = 0.02$ (推定値) : 修繕費率

$r_{\text{諸費率}} = 0.014$ (推定値) : 諸費率

$r_{\text{業務分担費率}} = 0.13$ (推定値) : 業務分担費率

$r_{\text{事業税率}} = 0.013$: 事業税率

$$\left(\frac{C_L}{L_s G} \right)_{\text{中間貯蔵}} = \frac{C_L}{L_s G} \times \frac{1}{3} = 0.09 \times \frac{1}{3} = 0.03 \text{ 円/kWh} : \text{中間貯蔵発電単価 (別途試算値)}$$

1999年試算では、中間貯蔵発電単価は1998年6月報告をベースにして1.2の(b)原子炉装荷年数換算モデルを用いて別途試算し、(c)冷却年数換算モデルを用いてはいない。ただし、2003年末の電事連試算では(c)冷却年数換算モデルに合わせて処理モデルを修正して処理単価を導出し、(c)冷却年数換算モデルを用いて発電単価を試算している。

$$\left(\frac{C_H}{L_s G} \right)_{\text{高レベル処分}} = 0.11 \text{ 円/kWh} : \text{高レベル放射性廃棄物処分発電単価 (別途試算値)}$$

$$\begin{aligned} \text{総発電単価} &= \text{資本費発電単価} + \text{運転維持費発電単価} + \text{核燃料サイクル費発電単価} \\ (\text{現在価値換算}) &= (\text{現在価値換算}) + (\text{現在価値換算}) + (\text{現在価値換算}) \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} &= \left\{ \frac{C_{\text{建設}}}{8760UL_s} \times \frac{(1+q)^{T+1}((1+q)^5 - 1)}{5((1+q)^T - 1)} \right. \\ &\quad \times \left\{ \left[\frac{d(1+q)}{q+d} \left(1 - \left(\frac{1-d}{1+q} \right)^{20} \right) + \frac{(1-d)^{20} - 0.05}{(1+q)^{20}} \right] \right. \\ &\quad \left. \left. + (r_{\text{固定資産税}} + q) \times \left[\frac{1+q}{q+d} \left(1 - \left(\frac{1-d}{1+q} \right)^{21} \right) + \frac{0.05(1 - (1+q)^{-19})}{q(1+q)^{20}} \right] \right\} \right. \\ &\quad \left. + \frac{C_{\text{解体}} + C_{\text{処理処分}}}{8760UL_s} \times \frac{q}{(1+q)^{T-32}((1+q)^T - 1)} \right\} \text{資本費発電単価} \\ &+ \left\{ \frac{C_{\text{建設}}}{8760UL_s} \times \left(r_{\text{修繕費率}} + r_{\text{諸費率}} + \frac{C_{\text{給与手当}}}{C_{\text{建設}}P} \right) \times \frac{1+r_{\text{業務分担保率}}}{1-r_{\text{事業税率}}} \right. \\ &\quad \left. + (\text{資本費発電単価} + \text{核燃料サイクル費発電単価}) \times \frac{r_{\text{事業税率}}}{1-r_{\text{事業税率}}} \right\} \text{運転維持費発電単価} \\ &+ \left\{ \sum_{i=A,B,C,D} \frac{C_i(1+q)^{y_i} \{1-r(1+q)^{-m}\}}{L_s G} + \frac{rC_E}{L_s G} \times \left(\frac{2/3}{(1+q)^{y_E}} + \frac{1/3}{(1+q)^{y'_E}} \right) \right. \\ &\quad + \sum_{i=F,G,I,J,K} \frac{C_i}{L_s G} \times \left(\frac{2/3}{(1+q)^{y_i}} + \frac{1/3}{(1+q)^{y'_i}} \right) \\ &\quad \left. + \left(\frac{C_H}{L_s G} \right)_{\text{高レベル処分}} + \left(\frac{C_L}{L_s G} \right)_{\text{中間貯蔵}} \right\} \text{核燃料サイクル費発電単価} \end{aligned}$$

$$= 2.33 \text{ 円/kWh} + 1.86 \text{ 円/kWh} + 1.65 \text{ 円/kWh} = 5.84 \text{ 円/kWh}$$

$$\left(\frac{C_L}{L_s G} \right)_{\text{中間貯蔵}} = \begin{cases} \frac{C_L}{L_s G} \times (1/3), & 1999 \text{ 年試算 ((b) 原子炉装荷年数換算モデル);} \\ \frac{C_L}{L_s G} \times \frac{1/3}{(1+q)^{y'_L}}, & 2004 \text{ 年電事連試算 ((c) 冷却年数換算モデル).} \end{cases}$$

注：中間貯蔵発電単価を試算する際の処理モデルが1999年試算と2004年電事連試算とで異なっており、処理単価 C_L が両者で異なることに注意する必要がある。2004年電事連試算の処理モデルでは、使用済核燃料の搬入時点に関わらず、貯蔵年数を搬入時点から40年と一律に定めて処理単価を試算している。

1999年試算ではそれぞれ2.3円/kWh, 1.9円/kWh, 1.65円/kWh, 計5.85円/kWh(最終的には5.9円/kWhに丸めている)であり、一致している。

3 2003年電気事業連合会の核燃料サイクルコスト試算

3.1 再処理コスト・発電単価

電気事業連合会が2003年12月に試算した再処理関係費用（再処理施設費用，操業廃棄物輸送・処分費，廃止措置費用）は下表の通りである。下表では，第4回コスト等検討小委員会（2003.11.11）での試算結果が一部修正されている。大きな修正項目は，建設等投資額で共用施設1000億円のうち900億円分が初期施設2兆1400億円に重複して算定されていたため削減されたことである。しかし，同額が保守点検費（400億円増）と一般管理費（500億円増）で増えたため合計は変わらない。その他の修正による増減は下表の通りであり，やはり合計値は変わらない。再処理廃止措置費用は1兆5500億円へ600億円削減されている。

電気事業連合会の再処理コスト試算（2003年12月25日）

再処理施設費用	建設等投資額	運転保守費	その他諸経費	合計	
再処理本体	2兆5100億円	2兆9000億円	1兆6500億円	7兆600億円	
ガラス固化処理	1900億円	2300億円	600億円	4700億円	
ガラス固化体貯蔵	3100億円	2300億円	2000億円	7400億円	
低レベル廃棄物処理貯蔵	3600億円	2800億円	1400億円	7800億円	
小計	3兆3700億円	3兆6400億円	2兆400億円	9兆500億円	
操業廃棄物輸送・処分費	輸送費	処分費	合計		
操業廃棄物輸送・処分費	1900億円	2100億円	4000億円		
廃止措置費用	解体費	廃棄物処理費	廃棄物輸送費	廃棄物処分費	合計
廃止措置費用	9600億円	3200億円	1000億円	1700億円	1兆5500億円

電事連試算の11月11日報告からの修正額（2003年12月25日）

再処理施設費用	建設等投資額	運転保守費	その他諸経費	合計
再処理本体	- 2300億円	- 1700億円	+ 400億円	- 3600億円
ガラス固化処理	+ 500億円	+ 600億円	0億円	+ 1000億円
ガラス固化体貯蔵	+ 500億円	+ 400億円	+ 100億円	+ 1000億円
低レベル廃棄物処理貯蔵	+ 300億円	+ 1400億円	0億円	+ 1600億円
小計	- 1100億円	+ 700億円	+ 400億円	0億円

注：引用者が報告書に基づき作成したものであり，数字の丸め誤差のため合計値は合わない。

運転保守費の内訳

	人件費・委託費	消耗品費・賃貸料	点検保守費	合計
再処理本体	8500億円	5500億円	1兆5000億円	2兆9000億円
ガラス固化処理	700億円	900億円	700億円	2300億円
ガラス固化体貯蔵	100億円	100億円	2100億円	2300億円
低レベル廃棄物処理貯蔵	300億円	900億円	1700億円	2800億円
小計	9600億円	7400億円	1兆9500億円	3兆6400億円

その他諸経費の内訳

	支払利息	諸税	その他諸費	一般管理費	合計
再処理本体	3400億円	7900億円	2100億円	3100億円	1兆6500億円
ガラス固化処理	200億円	100億円	0億円	200億円	600億円
ガラス固化体貯蔵	800億円	1200億円	0億円	0億円	2000億円
低レベル廃棄物処理貯蔵	700億円	700億円	0億円	0億円	1400億円
小計	5100億円	9900億円	2100億円	3300億円	2兆400億円

電事連試算による再処理コストの年度推移 (2003年12月25日)

期間(暦年)	2005～09	10～14	15～19	20～24	25～29	30～34	35～39
費用[億円/年]	2800	2920	2150	1940	1950	1930	1870
期間(暦年)	2040～44	45～49	50～54	55～59	60～64	65～69	70～64
費用[億円/年]	1720	1260	80	80	70	60	60

ところが、試算値のこの修正により、再処理施設の建設等投資額が減るため、現在価値換算コストはやや減少し、再処理(輸送込み)発電単価が0.52円/kWhから0.50円/kWhへ0.02円/kWh減少(割引率3%)している。ちなみに、「(輸送費込み)」の部分の「六ヶ所再処理工場への使用済核燃料輸送」の発電単価は0.03円/kWh(別途計上)であり、この部分は修正されていない。

「再処理発電単価」を求める際に再処理コストとして計上されるのは「再処理本体+ガラス固化処理」だけであり、それ以外の費用は放射性廃棄物の貯蔵・処分として別に計上される。つまり、7兆5300億円がいわゆる「再処理コスト」となる。この再処理コストが11月報告の7兆7900億円から2600億円減少(3.3%減)し、建設等投資額では1800億円減少(6.3%減)した。再処理発電単価への影響の大きい減価償却費が6.3%減少することになり、その効果が0.02円/kWhの減少(割引率3%、0.49円/kWhの約4%)となって現れたのである。ちなみに、ガラス固化体貯蔵や低レベル廃棄物処理貯蔵で2600億円増えても、主に数十年間の長期貯蔵に係る運転保守費の増加であるため、現在価値換算すれば余り増えない。再処理施設費用の合計値の増減がゼロであるにもかかわらず、発電単価が減少した原因は、この費用項目による現在価値換算効果の違いにある。

その他諸経費のうち、支払利息が5100億円、諸税が9900億円にのぼる。支払利息は建設等投資額の残存簿価にかかる利息(操業後15年間平均金利2.81%、それ以降3%と設定)であり、減価償却費と同様に操業開始後しばらくは大きな負担になる。諸税は固定資産税(建物・設備とも1.4%、建物不動産取得税0.4%)と核燃料物質等取扱税であり、固定資産税も残存簿価が償却されるまで大きな負担となる。建設期間が延びれば、それに伴って初年度残存簿価(建設期間中の建設等投資額の元利合計)が増え、その分だけ支払利息や固定資産税が増える。

「その他諸経費」のうちの「その他諸費2100億円」は、再処理本体に関する技術導入および技術支援に係る費用、その他諸手続にかかる費用であり、主にフランスからの技術導入費である。

再処理発電単価が原発の発電単価と同様に、実際のキャッシュフローを表していないことは、再処理費用の年度推移を見れば一目瞭然である。減価償却は、償却期間を建物38年、機械装置11年とし、定額法で残存簿価10%までの減価償却計算後、残存価格を償却翌年に5%まで償却、操業終了時点の2046年に残存価格全額償却することを想定している。このため、機械装置の償却期間が終わる2016年頃までは毎年2800～2150億円の再処理コストが必要になる。日本原燃がこの期間の再処理を2046年までの平準化単価で引き受けることができるかどうかの問題になる。

これとの関連で重要なのは、再処理工場の操業率を100%(800tU/年)と仮定してコスト試算が行われていることである。電事連は、「操業率が5%低下すると500億円のコスト増、5%向上すると300億円軽減」と感度分析しているが、これは操業率の増減に伴う消耗品費、廃棄物貯蔵費、MOX燃料加工費、MOX燃料代替ウラン燃料費、使用済核燃料中間貯蔵費等の変動コストを試算したものにすぎない。東海再処理工場での経験によれば、操業率低下の原因は事故であり、その原因究明・改修工事費等が必要になるだけでなく、深刻な労働者被曝がもたらされる。外部への放射能汚染が伴えば、その除染費や補償費も必要になる。再処理工場で重大事故が起これば破局的な放射能災害により地域経済が破綻し、国家の破産にも繋がる。しかし、これらは考慮されていない。また、操業率の低下は処理量の減少に繋がり、収入が低下する。処理単価を上げられないとすれば、必要なコストを賄うために銀行等からの融資が必要になり、利息が増えざるを得ない。これを回避するには処理単価を上げる以外にない。電事連は再処理コスト7兆5300億円を100%のフル操業による3.2万tUの処理で回収することを念頭に置いて処理単価を2億6300億円(割引率

3%)と試算しているが、操業率の想定値を下げれば、当然この処理単価も上がり、発電単価も上がる。1999年試算では、処理単価を3億5100万円/tU(割引率3%で現在価値換算と推定される)としており、電事連の2004年試算より約9000万円/tU、25%も高い。これは操業率や操業期間の仮定の違いによると思われるがその詳しい説明はなされていない。関西電力広報部によれば、1999年試算時の再処理単価は十数年間での減価償却を念頭に置いたものだったという。すなわち、耐用年発電単価試算に対応する再処理単価を用いているのである。したがって、再処理発電単価を1999年試算と比較するのであれば、電事連の2004年試算における耐用年再処理発電単価と比較しなければ意味がないのである。

3.2 使用済核燃料中間貯蔵コスト・発電単価

3.2.1 使用済核燃料の輸送・中間貯蔵コスト・発電単価試算の前提条件

電事連の2005～2046年コスト見積もりでは次のように条件が設定されている。

前提条件(1) 原発サイト内貯蔵分を含めて2046年までに6.6万tの使用済核燃料が発生、2004年以前に1000tを六ヶ所再処理工場へ輸送、2005～2043年に毎年約800t、計3.1万tを六ヶ所再処理工場へ輸送、2010～2046年に毎年470～810t(図7読取)、計2.4万tを中間貯蔵施設へ輸送、2046年末で残り1万tは原発サイト内貯蔵と仮定する。

現時点では、使用済核燃料が原発サイト内に1.7万t、六ヶ所再処理工場に780tを貯蔵中であり、六ヶ所再処理工場の2005年竣工までに1000t強まで輸送する。

現在、輸送キャスク40基で毎年400tの使用済核燃料を輸送しており、六ヶ所再処理工場への輸送能力を年800tへ倍増するため、輸送キャスク30基増設、輸送船1隻追加するが、輸送単価は現状と同じと仮定。中間貯蔵施設への輸送は、貯蔵用キャスクをそのまま輸送し貯蔵する。

六ヶ所再処理工場向け輸送に使われる輸送キャスクは輸送完了後すべて解体・処分、輸送船も25年使用後リプレイス・解体・処分する。

前提条件(2) 使用済核燃料の中間貯蔵施設は輸送可能な金属キャスク(コンクリートキャスクではない)によるキャスク貯蔵とする。1サイトの貯蔵容量は5000t、2010年以降5サイトが7年間隔で操業開始し、2010～2046年に2.4万tを中間貯蔵すると仮定する。

前提条件(3) 国内適応を想定した金属製貯蔵用キャスク(二重ふた・つり金具4箇所、米国製は一重ふた・つり金具2箇所)に使用済核燃料約10tを収納、2400基の貯蔵用キャスクに2.4万tを貯蔵する。

2046年までの中間貯蔵終了後は、貯蔵用キャスクを解体・処分する(解体・処分費0.7億円/キャスク)と仮定しているが、キャスクに収納されていた使用済核燃料2.4万tの行き先については明らかにされていない。

前提条件(4) 計5.5万tの使用済核燃料輸送費の発電単価は5.5万tに対応する発電電力量約20兆kWhで評価し、計2.4万tの使用済核燃料中間貯蔵費の発電単価は2.4万tに対応する発電電力量約9兆kWhで評価する。

これによれば、使用済核燃料の輸送・貯蔵の発電単価を1.2の(a)処理時点全量発電モデルで試算しているようにみえるが、実は、後述するように、(b)原子炉装荷年数換算モデルを用いている。また、1999年モデルで試算する際には、いずれも(c)冷却年数換算モデルを用いている。ただし、電事連報告書ではこれらの説明は一切なされていない。

1999年試算で仮定された「使用済核燃料の燃焼度4.5万MWD/tU，熱効率34.5%」を適用すれば，5.5万tUおよび2.4万tUはそれぞれ約20兆kWhおよび約9兆kWhに相当する。したがって，これを仮定しているようである（注：12月25日提出の電事連による「補足-2」の資料では，この20兆kWhを19兆kWhとするミスがある。2005～2045年の18兆kWhも19兆kWhのミスであり，12月25日の高レベル廃棄物処分費を求める際に18.9兆kWhとさらに修正されていた。このように，電事連のデータは鵜呑みにできない。）

使用済核燃料の発電量：4.5万MWD/tU×0.345=3.726億kWh/tU

5.5万tU×3.726億kWh/tU=20.5兆kWh

3.1万tU×3.726億kWh/tU=11.6兆kWh：六ヶ所再処理工場向け輸送（2005～2043年）

2.4万tU×3.726億kWh/tU=8.94兆kWh：中間貯蔵施設向け輸送（2010～2046年）

前提条件(5)敷地造成費用4億円/サイト（11.9万m²）と港湾施設費用188億円/サイトは，特定放射性廃棄物の最終処分に係る拠出金試算に用いられた値（43億円/118.8万m²と188億円/サイト）を採用する。

3.2.2 中間貯蔵コスト・発電単価

使用済核燃料中間貯蔵費	1サイト5000t貯蔵	5サイト2.4万t貯蔵
(1)資本費	1310億円	6200億円
建設費	105億円	500億円
キャスク費	1195億円	5700億円
解体処分費	10億円	<100億円
(2)運転費	238億円	1200億円
(3)敷地造成・港湾施設費	192億円	1000億円
(4)貯蔵用キャスク解体・処分費	350億円	1700億円
合計	2090億円	1兆100億円

発電単価	割引率0%	割引率1%	割引率2%	割引率3%
中間貯蔵	0.115円/kWh	0.102円/kWh	0.095円/kWh	0.090円/kWh

使用済核燃料2.4万t貯蔵の発電単価

1兆100億円÷8.94兆kWh=0.1130円/kWh（電事連試算値0.115円/kWh）

電事連試算の図読取でコストの分布を求め，2005.4.1に現在価値換算すると下表の貯蔵費（現在価値換算）が得られる。(b)原子炉装荷年数換算モデルによる発電単価を求めるためには，「中間貯蔵施設への輸送は原子炉取出直後に行い，2010～2046年に毎年均等に2.4万tUを輸送し，貯蔵費は搬入時点で一括して支払う」と仮定し，また，「使用済核燃料の燃焼度4.5万MWD/tU，熱効率34.5%，5年間原子炉装荷」を仮定して，現在価値換算発電電力量（所内口スを考慮せず）を求める。そのためには，まず，発電電力量3.726億kWh/tUを原子炉装荷5年後の原子炉取出時点（輸送時点）に現在価値換算し，輸送時点から2005.4.1時点へ，次式のように現在価値換算する（ $q > 0$ ）。

$$\begin{aligned}
 \text{発電電力量 (現在価値換算)} &= \frac{3.726 \text{ 億 kWh/tU}}{5} \sum_{k=-1}^{-5} \frac{1}{(1+q)^{k+0.5}} \times \frac{2.4 \text{ 万 tU}}{37} \sum_{k=2010}^{2046} \frac{1}{(1+q)^{k-2005}} \\
 &= 8.94 \text{ 兆 kWh} \times \frac{(1+q)^{0.5} \{ (1+q)^5 - 1 \}}{5q} \times \frac{(1+q)^{37} - 1}{37q(1+q)^{41}} .
 \end{aligned}$$

計算結果は次表の通りであり、電事連試算を再現できている。六ヶ所再処理工場と中間貯蔵施設への5.5万t輸送費も同様に現在価値換算できる。

貯蔵発電単価の検算

2.4万t貯蔵	割引率0%	割引率1%	割引率2%	割引率3%
現在価値換算貯蔵費 (電事連 2003.12.25)	10100 億円 (10100 億円)	7530 億円 (7500 億円)	5820 億円 (5700 億円)	4630 億円 (4500 億円)
現在価値換算発電電力量	8.94 兆 kWh	7.33 兆 kWh	6.10 兆 kWh	5.12 兆 kWh
現在価値換算発電単価 (電事連 2003.11.5)	0.113 円/kWh (0.115 円/kWh)	0.103 円/kWh (0.102 円/kWh)	0.0954 円/kWh (0.095 円/kWh)	0.0904 円/kWh (0.090 円/kWh)

3.2.3 使用済核燃料輸送コスト・発電単価

使用済核燃料輸送費	5.5万t輸送	(2003.12.25 修正値)
(1) 六ヶ所再処理工場向け3.1万t輸送	5400 億円	(修正なし)
(2) 中間貯蔵施設向け2.4万t輸送	4100 億円	(3700 億円へ修正)
(3) 輸送キャスク・輸送船の解体・処分費	<100 億円	(「50 億円」へ修正)
合計	9500 億円	(9200 億円へ修正)

5.5万t輸送	割引率0%	割引率1%	割引率2%	割引率3%
現在価値換算 輸送発電単価	0.049 円/kWh	0.045 円/kWh	0.041 円/kWh	0.037 円/kWh
現在価値換算輸送費 (輸送発電単価検算)	9200 億円 (0.045 円/kWh)	7400 億円 (0.044 円/kWh)	6100 億円 (0.044 円/kWh)	5100 億円 (0.043 円/kWh)

注：現在価値換算発電単価は2003年11月5日、輸送費は12月25日の修正後の電事連資料による。

使用済核燃料5.5万t輸送の発電単価

使用済核燃料輸送の発電単価試算(11月5日の電事連報告)も貯蔵発電単価と同様の試算法をとっていると思われるが、割引率によって現在価値換算発電単価に大きな差が出ている。その差は貯蔵発電単価以上に大きい。試算法が異なる可能性があるが詳細は不明である。そこで、電事連の12月25日報告に掲載された現在価値換算輸送費に先の貯蔵発電単価試算法を適用すると、上記の括弧内の検算値が得られた。これによれば、ほとんど差が生じない。ひょっとすると、輸送発電単価では別のモデルを用いているのかもしれない。

六ヶ所再処理工場向け輸送と中間貯蔵施設向け輸送とでは、次の通り、輸送発電単価にほとんど差はない。

$$9500 \text{ 億円} \div 20.5 \text{ 兆 kWh} = 0.0463 \text{ 円/kWh (電事連試算値 0.049 円/kWh)}$$

$$\text{六ヶ所再処理工場向け 3.1 万 t 輸送: } 5400 \text{ 億円} \div 11.6 \text{ 兆 kWh} = 0.0466 \text{ 円/kWh}$$

$$\text{中間貯蔵施設向け 2.4 万 t 輸送: } 4100 \text{ 億円} \div 8.94 \text{ 兆 kWh} = 0.0459 \text{ 円/kWh}$$

中間貯蔵施設向け輸送では、貯蔵用キャスクがそのまま輸送可能なため、輸送キャスク使用費(減価償却費、支払利息、固定資産税等)が不要であるなどコストの構造が異なるが、六ヶ所再処理工場向けと中間貯蔵施設向けの輸送単価はほとんど変わらない。ただし、1999年試算との比較では、輸送キャスク・輸送船の解体・処分費は再処理工場向け輸送単価に算入される。また、中間貯蔵における貯蔵用キャスクの解体・処分費は貯蔵単価に算入される。

3.3 高レベル放射性廃棄物輸送・処分コスト・発電単価

3.3.1 高レベル放射性廃棄物輸送コスト・発電単価

「高レベル放射性廃棄物処分事業の制度化のあり方」(1999年3月23日)の考え方を参考にしつつ、1千本/年×40年で4万本輸送に必要なコストを900億円と試算し、ガラス固化体1本当たり輸送費を次のように算出している。

建設費 300 億円 + 運転費 500 億円 + その他諸経費 100 億円 = 計 900 億円

900 億円 ÷ 4 万本 = 230 万円/本 (ガラス固化体)

通産省告示第 768 号より平均原子力発電電力量を 3 億 kWh/本 (ガラス固化体) と仮定し、ガラス固化体の輸送発電単価を求めている。これは 1.2 の (a) 処理時点全量発電モデル (所内口スを考慮せず) を用いていることになる。

230 万円/本 ÷ 3 億 kWh/本 = 0.0078 円/kWh

2046 年までの総原子力発電電力量を 24.8 兆 kWh と仮定し、2046 年までの総原子力発電電力量に相当するガラス固化体 (全量再処理を仮定) の総輸送費を求めている。

0.078 円/kWh × 24.8 兆 kWh = 1900 億円

発電単価および輸送費の現在価値換算法の詳細は不明だが、下表のように試算されている。この表によれば、発電単価は現在価値換算輸送費を単純に 24.8 兆 kWh で割った値になっている。1999 年モデルではこれとは異なる試算法を用いている。

注：通産省告示第 768 号によれば、熱効率 34.5 % で六ヶ所再処理工場分 2.97 億 kWh/本、英仏返還分 3.56 ~ 4.92 億 kWh/本であり、3 億 kWh/本はこれらの最小値であり、発電単価評価ではこれらの中で最大評価になる。熱効率を 30 % と仮定すれば、六ヶ所再処理工場分 2.58 億 kWh/本、英仏返還分 3.10 ~ 4.28 億 kWh/本であり、3 億 kWh/本は英仏返還分を含めた平均レベルになる。

2046 年までの総発電電力量に相当する高レベル放射性廃棄物輸送の発電単価と総輸送費

	割引率 0 %	割引率 1 %	割引率 2 %	割引率 3 %
現在価値換算輸送発電単価	0.008 円/kWh	0.003 円/kWh	0.002 円/kWh	0.001 円/kWh
現在価値換算輸送費	1900 億円	600 億円	400 億円	200 億円

注：発電単価は 2003 年 11 月 5 日、輸送費は 12 月 25 日の電事連資料による。

3.3.2 高レベル放射性廃棄物処分コスト・発電単価

経済産業省による処分費の 2002 年試算 (2002.12.12 資源エネルギー庁放射性廃棄物対策室) によれば、ガラス固化体 1 本当たりの拠出金単価は 3530 万 6 千円/本 (割引率 2 %) であり、これに基づいて、ガラス固化体処分コストの総額を試算している。

拠出制度以前の分 (~ 1999 年分) の 9/15 : 2005 年以降の拠出分

1999 年以前の発電電力量に相当するガラス固化体 1.3 万本分の 2/15 を 2000 年に、4/15 を毎年 1/15 ずつ 2001 ~ 2004 年に、残り 9/15 を 2005 ~ 2013 年に毎年 1/15 (約 306 億円) ずつ拠出することになっている。

3530 万 6 千円/本 × 1.3 万本 × 6/15 = 1800 億円 : 2005 年までに拠出

3530 万 6 千円/本 × 1.3 万本 × 9/15 = 2800 億円 : 2005 年以降に拠出

拠出制度後の将来分 (2005 ~ 2046 年分)

輸送単価から輸送発電単価を導いたのと同様に、ガラス固化体 1 本当たりの拠出金単価 3530 万 6 千円/本 (割引率 2 %) に基づいて処分発電単価を算出している。

3530万6千円/本 ÷ 3億 kWh/本 = 0.12 円/kWh

2005～2046年の原子力発電電力量を19.0兆 kWh(12月25日に18.9兆 kWhへ修正)と仮定し、処分コストの総額を試算している。

0.12 円/kWh × 19.0 兆 kWh = 2兆2900億円 (18.9兆 kWhへの修正で2兆2700億円に修正)

とより、2005～2046年の拠出金総額は次のように試算されている。

2800億円 + 2兆2900億円 = 2兆5600億円 (18.9兆 kWhへの修正で2兆5500億円に修正)

注：2000～2004年の発電電力量に相当するガラス固化体の処分コストは2005～2046年の拠出金総額からは除外されている。2000～2004年の発電電力量は2005～2046年に19.0兆 kWh、～2046年に24.8兆 kWh、～1999年のガラス固化体1.3万本(×3億 kWh=3.9兆 kWh)より、2000～2004年の発電電力量は約2兆 kWhであり、これに相当するガラス固化体の処分コストは0.12 円/kWh × 2兆 kWh = 2400億円になる。

これより、～2046年のガラス固化体処分コストの総額は2兆8000億円(18.9兆 kWhへの修正で2兆6000億円)になる。

また、1999年以前分の9/15、2800億円を2005年以降にも9年間は拠出金として出す必要があるため、この分が実質上の発電単価の上乗せになる。

2800億円 ÷ (19.0兆 kWh × 9/42) = 0.069 円/kWh

つまり、実際のキャッシュフローに基づくガラス固化体処分発電単価は0.12 円/kWhではなく、2005～2013年には、0.12 円/kWh + 0.069 円/kWh = 0.19 円/kWhになる。

2046年までの総原子力発電電力量24.8兆 kWhに相当するガラス固化体は8.3万本(24.8兆 kWh ÷ 3億 kWh/本 = 8.3万本)になるが、英仏返還分は2200本、六ヶ所再処理工場ではフル操業で約4万本(約24兆 kWh × 3.2/6.6 ÷ 3億 kWh/本 = 3.9万本)であり、約半分が2046年までには未再処理のままであることが前提である(これは、海外再処理委託分 + 6.6万 tUのうち3.4万 tUが未再処理になることに対応する。)

3.4 返還放射性廃棄物管理コスト・発電単価

返還放射性廃棄物	合計	割引率0%	割引率1%	割引率2%	割引率3%
返還高レベル廃棄物	3000億円	0.016 円/kWh	0.017	0.017	0.018
返還低レベル廃棄物	5800億円	0.038 円/kWh	0.035	0.036	0.036

注：返還低レベル放射性廃棄物管理費については、2003.12.25の貯蔵建屋廃止措置費の見直しで5700億円へ減額されている。また、1999年以前の高レベル放射性廃棄物処分費は別途計上されているため、返還高レベル放射性廃棄物管理費には処分費が含まれていない。

3.4.1 返還高レベル放射性廃棄物

返還高レベル廃棄物	COGEMA	BNFL	合計	廃棄物の種類
ガラス固化体	約1350本 (約260m ³)	約850本 (約160m ³)	約2200本 (約420m ³)	高レベル放射性廃液

返還高レベル廃棄物貯蔵管理施設

1995年4月操業開始以降、COGEMAから8回輸送し、760本貯蔵中。

貯蔵容量1440本を超えるため、同様の貯蔵施設の増設を事業許可変更申請中

返還高レベル廃棄物管理費計3000億円

発電単価：0.016 円/kWh(割引率0%)、0.017 円/kWh(割引率1%)、0.017 円/kWh(割引率2%)、

0.018 円/kWh(割引率 3%)

注：貯蔵施設に対する資本費発電単価の特徴により、割引率が上がると発電単価が上がる。

返還輸送費 220 億円：英仏再処理工場～むつ小川原港・同港～貯蔵施設の輸送費用を 8 回の輸送実績から算出

貯蔵費 2700 億円： 建設等投資額(減価償却費) 1150 億円， 運転保守費 930 億円，
その他諸経費 610 億円(固定資産税 260 億円，支払利息 260 億円など)
利息は、現時点 2.2%，2005～2018 年平均 2.81%と仮定

廃止措置費用 130 億円： 解体費 112 億円， 廃棄物処理費 8 億円， 廃棄物輸送費 7 億円，
廃棄物処分費 3 億円

3.4.2 返還低レベル放射性廃棄物

返還低レベル廃棄物	COGEMA	BNFL	廃棄物の種類
固型物収納体	約 3600 本 (約 680m ³)		ハル・エンドピース(燃料被覆管等) 雑固体廃棄物
ビチューメン固化体	約 1100 本 (約 250m ³)		工程沈殿物など低レベル廃液を アスファルト固化した廃棄物
セメント固化体		約 4500 本 (約 2500m ³)	ハル・エンドピース，スワーフ， 工程廃棄物などをセメント固化した廃棄物
雑固体		約 6000 本 (約 9000m ³)	雑固体廃棄物(タオル，紙，衣類，資材， ゴム手袋，配管等を容器に詰めた廃棄物)

返還低レベル廃棄物管理費計 5800 億円

発電単価：0.038 円/kWh(割引率 0%)，0.035 円/kWh(割引率 1%)，0.036 円/kWh(割引率 2%)，
0.036 円/kWh(割引率 3%)

注：返還低レベル放射性廃棄物については、2013 年度以降に返還輸送が始まり、貯蔵施設建設も 2009～2012 年と先の投資であるため、割引率が 0 から 1%になると、現在価値換算効果で発電単価が下がり、割引率が上がると資本費発電単価の特徴から発電単価が上がる。

返還輸送費 1400 億円：英仏再処理工場～むつ小川原港～貯蔵施設の輸送費用を 8 回の輸送実績から算出。2013～2022 年の 10 年に COGEMA から 10 回，BNFL から 37 回輸送と想定。

貯蔵費 3500 億円： 建設等投資額(減価償却費) 1480 億円， 運転保守費 1140 億円，
その他諸経費 870 億円(固定資産税 230 億円，支払利息 570 億円など)
利息は、すべて借入金とし、金利 3%と仮定

廃止措置費用 460 億円： 解体費 398 億円， 廃棄物処理費 33 億円， 廃棄物輸送費 20 億円，
廃棄物処分費 9 億円

注：2004.12.25 に、貯蔵建屋上部床の遮蔽プラグの廃止措置費を「機器扱い」から「建家扱い」に見直したため、解体費が減額され、廃止措置費用は約 400 億円になった。

廃棄物処理・輸送・処分費は、高・低レベル放射性廃棄物を問わず下記のようにしている。

廃棄物処理費：クリアランスレベル以下の廃棄物を仕分けするための放射能濃度測定費用を算定している。

廃棄物輸送費：金属およびコンクリート共に、輸送単価 4000 円/t に廃棄物量を乗じて輸送費を算定している。

廃棄物処分費：クリアランスレベル以下の廃棄物のうちコンクリートは一般廃棄物の処分単価

2000 円/t に廃棄物量を乗じて算定し、金属は有価物と見なして処分費はかからないとしている。

払出輸送費 290 億円：低レベル廃棄物貯蔵施設～処分場。

TRU 廃棄物地層処分場への輸送 220 億円：COGEMA の固型物収納体とピチューメン固化体，
BNFL のセメント固化体

浅地中コンクリートピット処分場への輸送 70 億円：BNFL 雑固化体

廃棄物処分費 200 億円：BNFL 雑固化体の浅地中コンクリートピット処分費は第 2 回委員会「再
処理施設の廃止措置費用の見積もりについて」の処分単価 200 万円/m³ と処分量 9000m³ で算定。
COGEMA の固型物収納体とピチューメン固化体，BNFL のセメント固化体の処分費は，第 2 回
委員会「TRU 廃棄物の地層処分費用の見積もりについて」より算定。

電事連によれば，今回の試算では「COGEMA と BNFL のいずれもガラス固化体と低レベル放射
性廃棄物の両形態で返還される」と仮定している。しかし，BNFL から返還される低レベル廃棄
物については，ガラス固化体という単一の形態で返還する方法（単一返還）を検討しており，単
一返還になれば，輸送費，貯蔵費，処分費が低減できると電事連は期待している。

4 1999年モデルによる電気事業連合会の発電単価試算

4.1 核燃料サイクルコストと処理単価

電気事業連合会が2003年12月25日に総合資源エネルギー調査会電気事業分科会第8回コスト等検討小委員会に最終的に提出した核燃料サイクルコストの総事業費は以下の通りである。

原子燃料サイクルバックエンドの総事業費

	項目別費用	事業総額	処理単価項目
再処理		11兆円	
操業(本体)	7兆600億円		再処理
操業(ガラス固化体処理)	4700億円		再処理
操業(ガラス固化体貯蔵)	7400億円		HLW貯蔵
操業(低レベル廃棄物処理・貯蔵)	7800億円		TRU廃棄物処理・貯蔵
操業廃棄物輸送・処分	4000億円		TRU廃棄物処分(地層処分以外)
廃止措置	1兆5500億円		再処理廃止措置(デコミ)
返還高レベル放射性廃棄物管理		3000億円	試算対象外
廃棄物の返還輸送	200億円		
廃棄物貯蔵	2700億円		
廃止措置	100億円		
返還低レベル放射性廃棄物管理		5700億円	試算対象外
廃棄物の返還輸送	1400億円		
廃棄物貯蔵	3500億円		
処分場への廃棄物輸送	300億円		
廃棄物処分	200億円		
廃止措置	400億円		
高レベル放射性廃棄物輸送		1900億円	HLW輸送
高レベル放射性廃棄物処分		2兆5500億円	
2005～46年の拠出金総額	2兆2700億円		HLW処分
1999年以前の拠出金の9/15	2800億円		試算対象外
TRU廃棄物処分		8100億円	TRU廃棄物処分(地層処分)
使用済燃料輸送		9200億円	
再処理工場へのSF輸送	5450億円		再処理
中間貯蔵施設へのSF輸送	3700億円		中間貯蔵
使用済燃料中間貯蔵		1兆100億円	中間貯蔵
MOX燃料加工		1兆1900億円	MOX燃料加工
操業	1兆1200億円		
操業廃棄物輸送・処分	100億円		
廃止措置	700億円		
ウラン濃縮工場バックエンド		2400億円	ウラン燃料の一部へ
操業廃棄物処理	1700億円		
操業廃棄物輸送・処分	400億円		
廃止措置	400億円		
合計		18兆8000億円	

注:「再処理工場へのSF輸送」は「輸送キャスク・輸送船の解体・処分費50億円」を含む。

	事業総額	処理対象	処理単価	（括弧内は法定耐用年）
再処理				
再処理	7兆5300億円	3.2万 tU	2億3400	(3億2700)万円/tU
再処理工場へのSF輸送	5450億円	3.1万 tU	1800	(1800)万円/tU
再処理廃止措置(デコミ)	1兆5500億円	3.2万 tU	4800	(1億3600)万円/tU
中間貯蔵				
中間貯蔵	1兆100億円	2.4万 tU	4200	(4200)万円/tU
中間貯蔵施設へのSF輸送	3700億円	2.4万 tU	1600	(1600)万円/tU
HLW貯蔵	7400億円	3.2万 tU	2300	(2300)万円/tU
HLW輸送	1900億円	6.6万 tU	300	(300)万円/tU
HLW処分	2兆2700億円	2005～46年	抛出金単価	(抛出金単価)
TRU廃棄物処理・貯蔵	7800億円	3.2万 tU	2400	(2400)万円/tU
TRU廃棄物処分(地層処分)	8100億円	3.2万 tU	2200	(2200)万円/tU
TRU廃棄物処分(地層処分以外)	4000億円	3.2万 tU	1000	(1000)万円/tU
MOX燃料加工	1兆1900億円	0.48万 tHM	2億5600	(3億2700)万円/tHM

割引率を考慮した処理単価を求める際に、「中間貯蔵」の処理単価では、「中間貯蔵施設へ搬入される使用済核燃料はすべて搬入時点から40年間貯蔵される」とものと仮定している。電事連のコスト試算では平均貯蔵年数は19年となり、1999年モデルに合致しないため、中間貯蔵施設への搬入時点を変えず、貯蔵年数だけを40年に変えて現在価値換算総処理量を求め、現在価値換算処理単価を試算している。

こうして各割引率に対して電事連が求めた処理単価を1999年モデルに代入して発電単価を求めれば、電事連の試算した発電単価が得られる。

4.2 1999年と2004年の総発電単価試算に対する批判

4.2.1 運転年数の総発電単価への影響（原発寿命延長への衝動力）

1999年試算では、運転年数を従来の法定耐用年数（原子力16年）とする耐用年発電単価ではなく運転年数 T を40年とする運転年数発電単価を試算しており、2004年試算でもこれを踏襲している。これは、運転年数を法定耐用年数とすれば、原発の発電単価がLNG火力より高くなり、原発はLNG火力に対して競争力を持たなくなるからである。というのは、原発では資本費発電単価の比率が高く、原発の総発電単価が運転年数と設備利用率に決定的に依存するからである。ただし、資本費に係る事業税分を除き、運転維持費や核燃料サイクル費への運転年数の影響はない。

原発では16年の法定耐用年数でほぼ減価償却を終えるから（16年で90%償却、21年で95%償却完了）、それ以降は5%の残存簿価に係る固定資産税と支払利息を除き資本費はほとんどかからない。他方、資本費に含まれる廃炉費用は運転年数が長引くほど先送りになり、現在価値換算コストは減少する。（1999年試算では、40年運転で閉鎖7年後に廃炉費用が発生すると仮定されている。）したがって、法定耐用年数を超えて運転年数が長くなるほど、資本費発電単価は減少し、総発電単価は減少する。逆に、運転年数が短いとそれだけ資本費発電単価が大きくなり、他の電源との競争力がなくなるのである。

1999年試算では、他の条件を同じと仮定しても、運転年数が27年（2004年試算では19年）より短いと、LNG火力より総発電単価が高くなる。

2003年12月の電気事業連合会試算報告書でも「1999年原子力部会試算モデルに合わせ40年の運転年数での試算を行うとともに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

との観点から運転年数を法定耐用年数(火力15年,原子力16年)とする試算を合わせて行った」と記載されているように,実際のキャッシュフローは耐用年発電単価で表される.1999年試算でも,2004年試算でも,耐用年発電単価では設備利用率によらずLNG火力に負けている.耐用年発電単価で競争力のない原子力には,他電源との競争力がすでに失われているのである.

LNG火力等では建設期間が短く,コンバインドサイクル発電やコジェネレーション等による総合熱効率の向上など技術革新のスピードも速い.原発とは異なり,減価償却が終われば,旧設備の廃止措置や最新鋭設備への更新も技術的に容易である.減価償却を終えて,さらに長い間運転しないと経済的競争力の生まれない原発では,10年程度の短期間の競争で成否が問われる電力自由化時代に生き残れないのは明白である.

4.2.2 設備利用率の総発電単価への影響(設備利用率向上への衝動力)

1999年試算および2004年試算では,原発の設備利用率を80%としている.耐用年発電単価では,設備利用率に関係なく,原発はLNG火力に負けている.ところが,40年運転発電単価では,設備利用率が高ければLNG火力に勝てる可能性が生まれる.

設備利用率は,送電端電力量に影響し,資本費発電単価と運転維持費発電単価に影響を与える.これらの発電単価は設備利用率に反比例して増減する.1999年試算では,他の条件が同じ場合,設備利用率が60%を割り込めば40年運転でも,LNG火力より総発電単価が高くなる.2004年試算でもほぼ同じ結果(設備利用率が約58%以下でLNG火力に負ける)になっている.

設備利用率は核燃料サイクル費発電単価へも影響するが,それが発電単価の増減のいずれに効くかは再処理・中間貯蔵等の核燃料サイクルモデルによって異なり,直ちには言えない.核燃料サイクルモデルが変わらなければ,設備利用率の核燃料サイクル費発電単価への影響はない.

設備利用率と密接な関連にあるのが定期検査期間の短縮と核燃料の燃焼度向上である.高燃焼度化して連続運転期間を延ばし,昼夜突貫工事やひび割れ放置の維持基準などで定期検査期間を短くすれば,設備利用率が上がり,発電単価は下がる.さらに,高燃焼度化に伴い,従来より炉内装荷期間を延ばす動きがある.PWRでは定期点検時の核燃料交換割合を1/3炉心から1/4炉心へ変更しようとしている.そうなれば使用済核燃料の発生量が減って(生成放射能量は変わらない)核燃料サイクル費そのものが減少するだけでなく,使用済核燃料の発生時期が1~2年先になるため,再処理,中間貯蔵,MOX燃料加工,高レベル放射性廃棄物処理処分なども1~2年先送りになり,現在価値換算核燃料サイクル費と発電単価を一層減らすことができるのである.

4.2.3 中間貯蔵割合の総発電単価への影響(再処理引き延ばし・再処理路線転換への利害)

1999年試算のモデルでは,再処理する時期によって「通常ケース」と「中間貯蔵ケース」に分けている.通常ケースでは,3年冷却後(初装荷8年後)に再処理し,中間貯蔵ケースでは,中間貯蔵施設で45年冷却後(初装荷50年後)に再処理することになっている.このため,中間貯蔵ケースでは中間貯蔵費が新たに発生するものの,再処理が先送りされる分だけ再処理費の現在価値換算値が大きく割り引かれることになる.たとえば,1999年試算の再処理発電単価は,通常ケースで0.83円/kWhだが,中間貯蔵ケースでは0.24円/kWhと3割弱へ減る.ただし,これらの値は1999年モデルによる独自試算値であり,公表されてはいない.1999年試算では,発生する使用済核燃料の2/3を通常ケース,1/3を中間貯蔵ケースとしており,再処理発電単価0.63円/kWhはこれらの加重平均値(=0.83円/kWh×2/3+0.24円/kWh×1/3)にほかならない.

しかし,中間貯蔵ケースでは中間貯蔵発電単価0.09円/kWh(この値も独自試算値)が発生するため,正確には再処理費と中間貯蔵費を合わせた発電単価で両ケースを比較する必要がある.この再処理・中間貯蔵発電単価は,通常ケースでは0.83円/kWh,中間貯蔵ケースでは0.33円/kWhにな

り、加重平均では0.66円/kWhになる。中間貯蔵の割合が増えれば増えるほど、0.33円/kWhに近づき、中間貯蔵期間をさらに50年先送りすれば現在価値換算発電単価はさらに割り引かれて0.15円/kWhまで減少する。つまり、再処理を先送りにすればするほど、再処理・中間貯蔵発電単価は下がっていくのである。

電事連の2005～2046年コスト見積では、再処理費を11兆600億円と見積もり、割引率3%の発電単価を0.59円/kWhと試算している。ここから再処理廃止措置費の1兆6100億円、発電単価で0.03円/kWhを差し引けば0.56円/kWhとなり、これが1999年試算の再処理発電単価0.63円/kWhを下回っていることがしばしば話題になる（再処理費は2003年12月25日報告で11兆円に修正され、廃止措置費も1兆5500億円へ修正されたが、0.59円/kWh等の再処理発電単価は当初の見積に基づいているため、ここでは敢えて当初の値を記している。）

しかし、これは異なるもの同士の比較になっており、正確な比較ではない。というのも、前者は通常ケースの発電単価であり、再処理費以外の発電単価が含まれているのに対し、後者は通常ケースと中間貯蔵ケースの再処理発電単価の加重平均値になっているからである。正しくは、電事連試算の0.56円/kWhからさらに「操業(ガラス固化貯蔵)」、「操業(低レベル廃棄物処理・貯蔵)」および「操業廃棄物輸送処分」に相当する0.12円/kWh(独自試算値)を差し引いた0.44円/kWh(使用済核燃料輸送費0.05円/kWhを含む)を1999年試算の通常ケースの再処理発電単価0.83円/kWhと比較しなければならない。つまり、電事連試算では再処理発電単価が半減しており、通常考えられている以上に再処理発電単価が小さく試算されているのである。

ここには、発電単価試算の巧妙なトリックが隠されている。コスト見積もりで再処理発電単価が半減した理由は、第1に「六ヶ所再処理工場が操業開始から40年間100%のフル操業で3.2万tUの使用済核燃料を再処理する」と仮定して再処理単価を小さく見積もっていること、第2に、1999年モデルでは「2/3を原子炉装荷後8年目に再処理し残りの1/3を初装荷から50年後に再処理する」と仮定しているのに対し、「3.2万tUの核燃料をすべて初装荷から20～30年後に再処理する」と仮定していることによる。第2の理由についてはもう少し詳しい説明が必要であろう。2004年以前の使用済核燃料1.4万tUと2005年以降の1.8万tUが再処理されることになっているが、1.4万tUを800tU/年のフル操業で再処理するとしても17.5年かかる。この5年前に核燃料を装荷することになるため、2005年以降発生する使用済核燃料は早くても初装荷から23年後でないと再処理されない。2004年以前の使用済核燃料には1985年以前のものもあるから、2005年以降に再処理するという条件下では、平均して「初装荷から20～30年後に再処理される」ことになってしまうのである。つまり、事実上、再処理の先送りになっているのだ。1999年試算の通常ケースの再処理発電単価は0.83円/kWhだが、電事連の2005～2046年コスト見積では、第1の理由により、0.67円/kWhまで減り、第2の理由により、さらに0.44円/kWhまで減るのである。これは再処理発電単価を安く見せる巧妙なトリックにすぎない。実は、後に見るように再処理発電単価はむしろ高くなっているのである。

電事連は他の電源との比較のため、この2005～2046年コスト見積もりに基づき、再処理の時期を1999年モデルに合わせて発電単価を試算し直している。その結果、再処理発電単価は通常ケースで0.67円/kWh(独自試算値)、中間貯蔵ケースで0.19円/kWh(独自試算値)、これらの加重平均値で0.50円/kWh(再処理廃止措置費を含めると0.53円/kWh)となり、0.44円/kWh(通常ケースの再処理発電単価)より増えたが、1999年試算の加重平均値0.63円/kWhと比べるとやはり大きく下がっている。この理由は、前述の第1の理由と同様に、使用済核燃料のトン当たり処理単価の評価が変わったからである。つまり、1999年試算では3.51億円/tUだった再処理単価が2004年試算では2.63億円/tUへと25%も下がったからである。1999年試算では、六ヶ所再処理工場の減価償却期間内(建物38年、機械装置11年)にコストを回収するため日本原燃と電力会社との間で交わされた覚書等(非公開)に基づいて当時の通産省がはじき出した「現実的な再処理単価」が採用されていた。ところが、2004年試算では、「2005～2046年の40年間にわたって100%のフル操業で3.2万

tUを再処理した場合の均等化再処理単価」が用いられている。いわば、実際のキャッシュフローに基づかない「非現実的な再処理単価」に基づいて、再処理発電単価が試算されているのである。こうして再処理発電単価が0.63円/kWhから0.50円/kWhへ下がったのである。より厳密に見れば、この下がり割合は20%程度に止まっている。それは、再処理単価が減っても再処理費を構成する使用済核燃料輸送費はその影響を受けないからである。

ベースとなる再処理のコスト構造に1999年試算と2004年試算とでほとんど差がないことは、2004年試算における耐用年発電単価試算に用いられた再処理単価が3.45億円/tUと1999年試算における処理単価3.51億円/tUにほぼ等しいことでも明らかだ。したがって、1999年試算の再処理発電単価と比較するのであれば、2004年試算の耐用年再処理発電単価と比較するのが妥当である。2004年試算の耐用年再処理発電単価は、使用済核燃料輸送費が高くなったため、通常ケースで0.86円/kWh、加重平均で0.65円/kWhと1999年試算よりやや高くなっている。再処理廃止措置費を含めれば、通常ケースで0.95円/kWh、加重平均で0.72円/kWhとさらに高くなる。このように再処理発電単価は実際には1999年試算時より高くなっているのであり、それを安く見せるため、40年間100%フル操業で再処理するという非現実的な再処理単価を用いて試算するというトリックを使ったのである。電力会社のどこも、このような安い再処理単価で再処理できるとは夢にも思っていないであろう。

現実的な問題として、再処理工場の操業率が「40年平均で100%」というのはいり得ない。操業率が50%に落ち込むと見込んで再処理単価を試算すれば、再処理単価は単純に2倍になり、通常ケースの耐用年再処理発電単価は1.68円/kWh、40年運転再処理発電単価は1.29円/kWhとほぼ2倍になる。もっとも、再処理量が減る分中間貯蔵量が増えるため加重平均ではそれほど増えない。

さらに、1999年と2004年のいずれの試算モデルでも、中間貯蔵ケースでは高レベル放射性廃棄物やTRU廃棄物の貯蔵費がゼロとされ、TRU廃棄物の処理・処分費も中間貯蔵期間だけ先送りされて割り引かれる。したがって、バックエンド費の現在価値換算発電単価についても、通常ケースと中間貯蔵ケースに分けて評価する必要がある。1999年試算のバックエンド費発電単価は、通常ケースで1.14円/kWh、中間貯蔵ケースで0.48円/kWh、その加重平均をとった試算値は0.92円/kWhとなる。全量通常ケースでは0.24円/kWh高くなり、全量中間貯蔵ケースでは0.44円/kWh安くなる。1999年試算では再処理廃止措置費用が含まれていなかったため、これを差し引けば、2004年試算のバックエンド費の耐用年発電単価は1999年試算値にほぼ等しい。処理単価の設定が両者でほぼ等しいことからこのことは当然の結果である。このように、バックエンド費に関する評価では、再処理単価を非現実的なものに設定した2004年の40年運転発電単価ではなく、少なくとも耐用年発電単価で評価し、1999年試算と比較すべきであることは明らかだ。この観点から言えば、再処理廃止措置費や使用済核燃料輸送費が増えた分だけバックエンド発電単価は増え

再処理・中間貯蔵発電単価 [円/kWh] (括弧内は、再処理発電単価と中間貯蔵発電単価の内訳)

	通常ケース	中間貯蔵ケース	試算値
1999年試算(40年運転)	0.83 (0.83, 0.00)	0.33 (0.24, 0.09)	0.66 (0.63, 0.03)
2004年試算(40年運転)	0.67 (0.67, 0.00)	0.30 (0.19, 0.11)	0.54 (0.50, 0.04)
2004年試算(16年の耐用年)	0.86 (0.86, 0.00)	0.36 (0.25, 0.11)	0.69 (0.65, 0.04)

注：再処理廃止措置発電単価は含まず。通常ケースと中間貯蔵ケースは独自に試算。

バックエンド費発電単価 [円/kWh] (括弧内は再処理廃止措置発電単価の内数)

	通常ケース	中間貯蔵ケース	試算値
1999年試算(40年運転)	1.14 (-)	0.48 (-)	0.92 (-)
2004年試算(40年運転)	0.98 (0.05)	0.48 (0.01)	0.81 (0.03)
2004年試算(16年の耐用年)	1.22 (0.09)	0.55 (0.03)	0.99 (0.07)

注：MOX燃料加工発電単価は含まず。通常ケースと中間貯蔵ケースは独自に試算。

たと言える。

また、再処理を先送りにすればするほど再処理に伴って発生する諸費用が現在価値で大きく割り引かれ、現在価値換算のバックエンド費発電単価が小さくなる。これにより、原発の総発電単価が大幅に改善できて経済性を回復できるように見える。しかし、これは大量の使用済核燃料の処理処分問題を先送りするだけであり、放射能汚染の危険が減るわけではなく、また、割引率0%の下では、再処理費は減らず、中間貯蔵費が増え続けるのである。

4.2.4 割引率の総発電単価への影響

1999年試算では、割引率 q を3%としている。

割引率の現在価値換算発電単価への影響は費用の発生時期と発電時期の相対関係によって異なる。

資本費発電単価は、割引率が増えると大きくなる。運転開始後16年で初年度残存簿価の90%を償却し、21年で95%償却する。それ以降は初年度残存簿価5%に係る固定資産税と支払利息を除き資本費はかからない。他方、発電はその後にも運転年数40年まで続くと仮定されているから、この間の発電量が現在価値換算される。簡単に言えば、費用発生時期より発電時期が後になる。その結果、割引率が大きくなると資本費より送電端電力量の方がより大きく割り引かれ、現在価値換算資本費発電単価は大きくなる。ただし、資本費に含まれる廃炉費は発電が終了した後で発生するが、運転年数40年が完了して7年後に発生すると仮定されていることから、現在価値換算資本費発電単価への寄与が非常に小さく、割引率の増大によるこの部分の減少効果は無視できる程度になる。

運転維持費発電単価は、事業税の一部を除き割引率の影響を受けない。運転維持費は事業税を除いて毎年同額の費用に係ると想定され、費用発生時期と発電時期が同一であるため、割引率による影響は相殺される。事業税発電単価は、事業税以外の総発電単価に $\{ \text{事業税率} / (1 - \text{事業税率}) \}$ を掛けたものであり、資本費発電単価と核燃料サイクル費発電単価の増減に合わせて増減する。しかし、事業税率が1.3%と小さいため、割引率の変化による影響はほとんど受けない。

核燃料サイクル費発電単価は、資本費とは逆に、割引率が増えると小さくなる。核燃料サイクル費のうちフロントエンド費は発電時期より先に発生し、バックエンド費は発電の後で発生する。また、フロントエンド費は核燃料装荷の前2.3年以内の短期間に発生するのに対し、バックエンド費は核燃料装荷後8~50年後およびそれ以降の長期間後に発生する。しかも、割引なしの絶対額はバックエンド費のほうが圧倒的に大きい。したがって、割引率が増えると、フロントエンド費発電単価は増えるが、バックエンド費発電単価の減少額のほうが大きいので、核燃料サイクル費発電単価は減少する。MOX燃料加工・輸送費は1999年試算等ではフロントエンド費に分類されるが、再処理された後で発生することから、割引率との関係ではバックエンド費と同じ影響を受ける。

総発電単価は、割引率が増えると大きくなる。割引率が増えると、原発の総発電単価のうち資本費発電単価は大きくなり、核燃料サイクル費発電単価は小さくなる。運転維持費発電単価は変わらない。ところが、試算の条件では資本費発電単価が核燃料サイクル費発電単価より大きいので、割引率が増えると総発電単価は大きくなる。

4.2.5 建設期間の総発電単価への影響(建設期間短縮への衝動力)

1999年試算では明記されていないが、原発の建設期間中の投資への利子は初年度残存簿価に含まれる。建設中に設計変更などがあって運転開始が遅れれば遅れるほど、建設期間中の利子が増え、建設費の元利合計である初年度残存簿価も増える。また、金利(ここでは割引率に等しいとした)が高くなればなるほど大きくなる。原発の建設期間はLNGなど他の電源とは異なり、発注か

ら着工、臨界、営業運転開始まで5～10年と長くかかるため、資本費の大きさは建設費だけでなく建設期間中の利子を含めた「建設費の元利合計」に注目しなければならない。このことは、六ヶ所再処理工場で1999年4月に総工事費が1兆8800億円から2兆1400億円へ増えた主な原因が、直接工事費の1400億円増に加え、利子1000億円増であったこと(他に、人件費等200億円増)、また、今回の不正溶接等による試験延期の影響が約400億円の利子増と見積もられたことでも明らかである。

残念ながら、1999年試算でも、2004年試算でも建設期間中の投資パターンが公開されていない。ところが、1999年試算では「建設期間6年、最初の5年間で均等投資」と仮定すれば資本費発電単価の試算値によく合い、2004年試算では「建設期間4年、4年間の均等投資」と仮定すれば比較的よく合う。つまり、1999年試算と2004年試算とでは建設投資パターンが異なるため、初年度残存簿価が異なり、資本費発電単価が異なるのである。当然のことではあるが、建設期間を短く仮定した2004年試算のほうが資本費発電単価は小さくなる。このため、資本費発電単価が1999年試算の2.3円/kWhから2004年試算の2.0円/kWh(独自の試算値)に減っているのである。建設単価も確かに減ってはいるが、その割合は29.1万円/kWから27.9万円/kWhへの4%にすぎず、これだけでは資本費発電単価の十数%減少を説明しきれない。電事連は、原発の発電単価を抑えるため、非公開の建設投資パターンを勝手に細工し、初年度残存簿価を意図的に下げ、それを隠していると考えられる。

4.2.6 原子力関係予算・寄付金・補償金等の総発電単価への影響

衆議院調査局報告書(2002年3月)によれば、1999年試算では「原子力関係予算等の取扱い」として次のようにしている。

エ 原子力関係予算等の取扱い

原子力発電の発電原価試算を行うに当たっては、電源三法(電源開発促進税法、電源開発促進対策特別会計法及び発電用施設周辺地域整備法)に基づく交付金や地元との共生費等を費用に含めるか否かの議論がある。これについては、原子力発電の発電原価を5.9円とする試算を行った際、原子力部会において同部会の事務局を務める資源エネルギー庁より、次のような見解が示されている。

(ア) 原子力関係予算の取扱い

「発電コストとは、発電所で電気を発生するために必要な直接的経費を対象としており、電源三法交付金等の政府予算は、本来算入すべき性質のものではない。特に、電源三法交付金は公共用施設の整備を通じて、発電所周辺地域住民に還元されており、これを『発電に要する費用』として扱うことは適当ではないとしている。同様の理由で、電源三法以外の研究開発等の原子力関係予算も発電コストに算入することは適当ではないとの見解が示されている。」

(イ) 地元との共生費等の取扱い

平成11年の原子力部会における試算においては、漁業補償金は建設費に含まれており考慮済みである。他方、地元協力金については、地元産業の育成・振興等の観点から支払われ、立地地点毎に異なるため、標準的な電源の発電原価を試算することを目的としている本発電原価試算には盛り込んでいないとしている。

原子力予算は約5千億円のレベル(1998年度予算4691億円うち電源特会2753億円と一般会計1938億円、2004年度政府予算案4718億円うち電源特会3265億円と一般会計1453億円)で毎年支

出されており、これが原発の研究開発費や原発立地点への利益還元(=買収)に使われている。原発・再処理工場・貯蔵・処理・処分場など原子力施設の建設費には研究開発費が当然含まれるが、それを原子力予算が肩代わりしており、本来建設費に含まれるべきものが除外されているのである。また、漁業補償金が建設費に含まれるのであれば「地元補償金」とも言うべき電源三法交付金を運転維持費に含めないのは理由にならない。

電源開発促進税の半分近くは原発推進費であり、原発推進に不可欠な発電単価として、その相当分を算入すべきである。電源開発促進税は、1999年現在0.445円/kWh(うち多様化勘定0.255円/kWhと立地勘定0.190円/kWh)、2003.10.1から0.425円/kWh(電源多様化勘定は電源利用勘定に名称変更)、2005.4.1から0.400円/kWh、2007.4.1から0.375円/kWhになる。電源開発促進税のうち原発に回される分が6割、原発の総発電電力量に占める割合が1/3だとすれば、原発の電源特会発電単価は $0.445 \text{円/kWh} \times 0.60 / (1/3) = 0.80 \text{円/kWh}$ になる。

第70回原子力部会配付資料によれば、電源開発特別会計と一般会計を合わせた通商産業省(1999年当時)関連の原子力予算は1334億円(1995年度)、1308億円(1996年度)、1252億円(1997年度)、1243億円(1998年度)、1317億円(1999年度)であり、「この予算額の平均を1998年度の原子力発電による発電電力量により除した場合には、0.39円/kWhとなる。」としている。通産省関連分は大半が立地勘定(1998年度立地勘定1002億円、多様化勘定238億円、一般会計3億円)である。科学技術庁分(当時)を含めた原子力関連予算(1998年度4691億円)で評価し直せば、1998年度の原子力予算発電単価は1.42円/kWhになる。

他方、第1回制度・措置検討小委員会(2004.3.8)で示された2002年度の「原子力予算」は3422億円、原子力発電量は2949億kWhであり、発電単価は1.16円/kWhになる。ところが、実際の2002年度原子力関係予算は4662億円であり、1240億円の差がある。これは、小委員会で示された「原子力予算」が「経済産業省原子力予算と文部科学省の発電に係る原子力予算の合計」であり、核燃料サイクル開発関連予算などを「発電に無関係だ」として除外しているからである。これらを加算すれば、2002年度原子力予算発電単価は1.58円/kWhになる。2002年度は東電の不正事件で平均設備利用率が73.4%へ落ち込んだため原子力発電量が下がっており、これを80%稼働率に換算すれば1.45円/kWhになる。

毎年同規模の額が予算化されるため、現在価値換算しても発電単価はほとんど変わらない。年間数十億円の寄付金などを加算すると、原発発電電力量の増減を加味しても、原子力関連予算等発電単価は平均約1.4円/kWhで推移することになる。これを発電単価に算入しないのは、それが原発の発電単価にとって致命的だからにほかならない。

資源エネルギー庁は、火力発電に対しても予算額(火力に関するものであると明確に区別できないものは除外)を火力発電電力量で割って0.049円/kWhと算出している。ただし、火力発電関係予算は、221億円(1995年度)、247億円(1996年度)、223億円(1997年度)、254億円(1998年度)、212億円(1999年度)とされている。第1回制度・措置検討小委員会(2004.3.8)で示された2002年度予算では、LNG火力(2517億kWh)で277億円(0.11円/kWh)、石炭火力(2093億kWh)で188億円(0.09円/kWh)、石油等火力(967億kWh)で384億円(石油備蓄等を含む、0.40円/kWh)となっており、やはり発電単価は原子力より1桁小さい。

第1回制度・措置検討小委員会の資料によれば、原子力にはその他、原子力発電施設解体準備金や使用済核燃料再処理準備金への租税特別措置で税金777億円(2002年度10社計)が減額され、9電力・日本原電・日本原燃へ1兆7680億円(2002年度)の低利の財政投融资が行われている。これらの軽減された税額や利子は毎年1千億円以上になり、発電単価では0.3~0.4円/kWh程度が軽減されていることになる。

4.2.7 CO₂ 対策等の総発電単価への影響

1999年試算では、「原子力発電の環境特性に関しては、『環境負荷低減を図るために必要不可欠なエネルギー源である』とされているように、発電過程においてCO₂を出さないこと、LCAベースでも極めて低いCO₂排出量であることから、今後、我が国がCOP3におけるCO₂排出削減目標を達成する上でも原子力発電の導入が必要である。」としている。また、「火力発電等におけるCO₂排出抑制に伴う費用については、他方、コスト試算に含め、こうした環境特性をも十分に包含した経済的評価を考慮することが、今後のエネルギー源の選択に当たって適当であると考えられる。すなわち、化石燃料を使用する電源の発電コストについては、CO₂排出量に応じ、当該コストを考慮することも必要である。」とし、次表の「CO₂排出抑制コスト」(第70回原子力部会配付資料)を示している。

CO₂ 対策によって追加される発電単価

単位 [円/kWh]	石油火力	LNG火力	石炭火力	原子力	水力
国際的な排出権取引に制限がない場合	0.12 ~ 1.6	0.14 ~ 1.8	0.08 ~ 1.0	-	-
国内のみでの対策による場合	4.9 ~ 12.3	5.7 ~ 14.2	3.0 ~ 7.6	-	-

(参考) CO₂ 排出原単位：石炭 0.1034g-C/kcal，石油等 0.0826g-C/kcal，LNG 0.0564g-C/kcal
熱効率：石炭 40%，石油等 37%，LNG 41%，860kcal/kWh

注：この試算には、排出権取引等(先進国間取引及びクリーン開発メカニズムによるCO₂クレジットの取得に何の制約もない場合)に係る内外の試算結果\$5 ~ 65/t-C(640 ~ 8,320円/t-C)及び我が国国内のみでの削減費用(=国内取引価格)の試算結果\$200 ~ 500/t-C(25,600 ~ 64,000円/t-C)を用いている。

化石燃料を原料とする火力発電に炭素税を掛けてCO₂排出を削減することは必要であり、それは地球温暖化を防ぐための政策的な問題である。先進国がエネルギー大量消費社会から脱却するにはエネルギー消費そのものを抑える方向へ利用する技術を選択し、社会構造を変えていく必要がある。

その選択される技術に原子力を入れるのであれば、まず、未解決の放射能災害・放射能汚染の問題を解決すべきであろう。ウラン採掘から使用済核燃料の処理・処分に至るまで、放射能汚染の問題は未解決のまま先送りにされてきた。CO₂は物質循環の流れを制御することにより解決できるが、チェルノブイリ事故で明らかのように、原発・核燃料サイクルの全体にわたる放射能汚染は、一度起これば、除去することが極めて困難であり、除去しても隔離し続ける以外になく、放射能レベルが極めて低くなるまで安全に隔離し続けることは不可能に近い。

4.2.8 有価証券報告書の発電単価と総発電単価の比較

1999年試算では、有価証券報告書の損益計算書の電源別営業費用と電源別発電電力量(送電端)で除して原子力発電単価と火力発電単価を求めている。9電力+日本原電の1998年度営業費ベース発電単価(=電源別営業費用/電源別発電電力量)は、原子力7.11円/kWh(設備利用率84.2%)で火力9.39円/kWh(同39.5%)より安く見える。これは原子力を基底負荷電源としているためである。

1999年試算の40年運転発電単価は、設備利用率84.2%で、原子力5.7円/kWh、LNG火力6.3円/kWhであり、設備利用率39.5%では、原子力10.0円/kWh、LNG火力8.9円/kWhである。これより、基底負荷電源を原子力からLNG火力に切り替えて平均設備利用率を逆転させると、原子力は2倍の約14円/kWh、LNG火力は7割の約6円/kWhになると推定される。つまり、LNG火力を基底負荷電源にする方が基底負荷電源の発電単価は原子力より安くなり、原子力を止めてそ

有価証券報告書による発電単価と設備利用率

発電単価 [円/kWh]	1992年	1993年	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年
原子力	8.66	8.83	8.78	8.10	7.54	7.45	7.11
火力	9.56	9.49	8.77	9.12	9.72	10.22	9.39
設備利用率 [%]	1992年	1993年	1994年	1995年	1996年	1997年	1998年
原子力	74.2	75.4	76.6	80.2	80.8	81.3	84.2
火力	48.2	46.1	50.7	44.8	44.3	41.1	39.5

注：1998年度の（電源構成，発電電力量構成，設備利用率）は，原子力（20.3%，36.3%，84.2%），LNG火力（24.9%，24.4%，49.8%），石炭火力（11.1%，14.9%，70.2%），石油火力（21.8%，11.4%，18.7%），その他火力（1.8%，1.6%，-）である。

の分をLNG火力で補う方が発電単価は安くなる。しかし，原子力を負荷調整用に使うと負荷調整電源の発電単価が現在より5割増になるため，原子力を基底負荷電源に使うしかないのである。

これが正しいことは，電気事業連合会が2003年12月16日の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に提出した「モデル試算による各電源の発電コスト比較」の中で実証された。すなわち，電事連は「有価証券報告書による2000～2002年度平均の発電単価は原子力8.3円/kWh（実績設備利用率78%），火力10.0円/kWh（同41%，80%換算では7.3円/kWh）」と正直に記載しているのである。つまり，有価証券報告書による現状評価でも，設備利用率80%では，原発の発電単価は火力より1.0円/kWh程度高いのである。電事連にはぜひとも火力と同じ40%程度の設備利用率の場合に原発の発電単価がどうなるか試算してほしいものである（多分13～14円/kWh程度になる）。そうすれば，原発発電単価の虚構が一層浮き彫りになるであろう。

付言すれば，この有価証券報告書の発電単価には，バックエンド費用のうち，再処理費の6割（再処理引当金であり，使用済核燃料の6割再処理に相当する）と高レベル放射性廃棄物処分費（掘出単価相当+1999年以前の未払掘出単価累計の1/15相当，ただし，2000年度は2/15相当）は含まれているが，これら以外の再処理工場廃止措置費，使用済核燃料輸送費，中間貯蔵費，高レベル放射性廃棄物貯蔵・輸送，TRU廃棄物貯蔵・輸送・処分および返還高・低レベル放射性廃棄物管理費は含まれていない。これらを含めれば，原発の実際の発電単価はさらに0.30～0.45円/kWh程度高くなる。

また，有価証券報告書による発電単価は単年度評価であるため，原発発電単価は，その特徴から，事故等で変動しながら，年が経つにつれて傾向的に低下していく。したがって，運転初年度からの長期的な平均をとって評価する必要がある。ただし，さまざまな運転年数の原発が同時に稼働している場合には長期的な平均値と同様の値になることもある。この点では，原発の運転年数構成が異なる電力会社ごとに発電単価を評価する際には注意を要する。

4.2.9 高経年化による機器の劣化・大規模修繕費の影響

1999年試算および電事連の2004年試算では，当然のことだが，計画外の事故・事件やそれに伴う原発の長期停止・大規模改修工事費等については考慮されていない。たとえば，関西電力の美浜事故に伴う長期停止と蒸気発生器の交換，東京電力によるひび割れ隠しに伴う長期停止と再循環系配管やシュラウドの修理・交換などは発電単価には反映されていない。ただし，有価証券報告書の中にはこれらが反映されるため，発電単価試算値と有価証券報告書の発電単価を合わせて評価するのが最も現実的な発電単価の評価になる。つまり，前者では計画外の諸費用が発電単価に含まれておらず，後者ではバックエンド費の一部が含まれていないため，これらを相互に補完して評価しなければならないのである。

とくに，原発は16年の耐用年発電単価では設備利用率を平均80%と高く維持してもLNG火力

に対して競争力を持たず、40年運転でも平均60%以上の設備利用率でなければ競争力を持たない。そのため、機器の劣化が生じてても、可能な限り修理せずに運転を継続し、大規模な改修工事を避けようという衝動力が強く働くことになる。ひび割れを放置したままでの運転継続を認める維持基準の原発検査への導入は、これに拍車をかけることになる。

4.2.10 原発のコストに直接影響する安全規制の緩和

原発の発電単価は安全規制を緩和することにより安くなる。電事連の2004年試算では、まだ法的に認められていないクリアランスレベルが導入されたものとして廃棄物処分費を算定している。もし、これが認められないと2千億円高くなる。また、MOX燃料加工や返還廃棄物貯蔵に伴う廃棄物を六ヶ所村に集中貯蔵することを仮定しており、これが認められなければ1200億円が余分にかかる試算している。

さらに、処分施設の線量目標値を緩和すれば900億円、ウラン廃棄物の半分とはつりコンクリートを素堀トレンチ処分にすれば260億円を削減でき、再処理工場や返還廃棄物管理施設の保守点検費を1/3カットすれば3650億円も浮き、中間貯蔵施設を1カ所に集中立地すれば600億円が節約できるとはしている。深地層処分の岩盤強度が想定より弱く、地下水流速が速ければ2200億円程度高くなる。

つまり、バックエンド費の1兆円程度が安全規制や立地点の技術的政治的特性によって左右される。その意味では原発の発電単価は極めて政治的に「試算」されたものなのである。

4.2.11 返還廃棄物の輸送・貯蔵・処分など未回収金の影響

電事連による発電単価試算の対象外になっている未回収金は、返還高レベル放射性廃棄物管理費3000億円、返還低レベル放射性廃棄物管理費5700億円、1999年以前の先送り高レベル放射性廃棄物処分費の9/15相当の2800億円、計1兆1500億円である。これらは過去の発電時に回収していないため、これからの発電時に回収しなければならない。これらの未回収金を原発の発電単価に組み込めば、返還高・低放射性廃棄物管理費で約0.06円/kWh(電事連試算値)、先送り高レベル放射性廃棄物処分費の9/15相当で0.07円/kWh(独自試算値)、したがって、少なくとも0.13円/kWhの積み上げになる。また、これらは発電時に遡っては現在価値換算できない。コストを発電時点て回収せずに先送りにすればこのようなことが起こる。

再処理に限らず、MOX燃料加工、中間貯蔵、高レベル放射性廃棄物やTRU廃棄物の処理・貯蔵・処分などバックエンド技術は未確立であり、コスト的に不透明なものばかりである。コスト見積りが過小評価であれば未回収金が生じる。このように、原発ではバックエンド費の未回収は避けられない。本来なら、発電単価で試算されているコストの未回収分先送りによる発電単価上昇を考慮しなければならないのである。

発電単価試算に含まれているバックエンド費でも、使用済核燃料再処理引当金(期末要支払額の60%)、原発施設解体引当金および高レベル放射性廃棄物処分拠出金以外は発電時に積み立てられていないため、これら以外のバックエンド費は必然的に未回収になり、返還廃棄物管理費と同様に、後日回収時点での実際の発電単価は高くなる。第2回制度・措置検討小委員会(2004年3月18日)で事務局の経済産業省が明らかにした「手当されていないバックエンド費」は既発電分と将来発電分を含めて8兆7000億円にのぼる。このうちMOX燃料加工費とウラン濃縮バックエンド費を除くバックエンド費では7兆3000億円が手当てされておらず、うち既発電分は3兆900億円、将来発電分は4兆1600億円になる。未手当の既発電分については、過去に遡って手当することができないため、発電単価では将来発電分とは異なり、現在価値換算による割引ができないため、一層高くなる。

	項目別費用	既発電分(～2004)	将来発電分(05～)
再処理	11兆円	4兆8100億円	6兆2000億円
操業(本体)	7兆600億円	3兆900億円	3兆9700億円
操業(ガラス固化体処理)	4700億円	2100億円	2700億円
操業(ガラス固化体貯蔵)	7400億円	3200億円	4200億円
操業(TRU廃棄物処理・貯蔵)	7800億円	3400億円	4400億円
操業廃棄物輸送	1900億円	800億円	1100億円
操業廃棄物処分	2100億円	900億円	1200億円
廃止措置	1兆5500億円	6800億円	8700億円
返還高レベル放射性廃棄物管理	3000億円	3000億円	-
返還低レベル放射性廃棄物管理	5700億円	5700億円	-
高レベル放射性廃棄物輸送	1900億円	400億円	1500億円
高レベル放射性廃棄物処分	2兆5500億円	2800億円	2兆2700億円
2005～46年の拠出金総額	2兆2700億円	-	2兆2700億円
1999年以前の拠出金の9/15	2800億円	2800億円	-
TRU廃棄物処分	8100億円	4500億円	3600億円
再処理操業分	5900億円	2600億円	3300億円
再処理廃止措置分	300億円	100億円	200億円
返還TRU廃棄物分	1600億円	1600億円	-
MOX燃料加工操業分	200億円	100億円	100億円
MOX燃料加工廃止措置分	100億円	100億円	100億円
使用済燃料輸送	9200億円	2300億円	6800億円
再処理工場へのSF輸送	5450億円	2300億円	3150億円
中間貯蔵施設へのSF輸送	3700億円	-	3700億円
使用済燃料中間貯蔵	1兆100億円	-	1兆100億円
小計	17兆4000億円	6兆6700億円	10兆7000億円
引当金等の手当済み分	10兆1000億円	3兆5800億円	6兆5100億円
再処理引当金対象	7兆5300億円	3兆3000億円	4兆2400億円
再処理操業(本体)	7兆600億円	3兆900億円	3兆9700億円
再処理操業(ガラス固化体処理)	4700億円	2100億円	2700億円
HLW廃棄物処分拠出金対象	2兆5500億円	2800億円	2兆2700億円
引当金等の未手当分	7兆3000億円	3兆900億円	4兆1600億円
MOX燃料加工	1兆1900億円	-	-
ウラン濃縮工場バックエンド	2400億円	-	-
合計	18兆8000億円	(未手当分 = 8兆7000億円)	

注：事業費の既発電分は再処理量1.4万t，将来発電分は再処理量1.8万t，計3.2万tで案分されている。ただし，既発電分のうちすでに費用が発生し当期費用として支出済みものは除外されている。たとえば，再処理工場へのSF輸送の0.1万tは輸送済みであり，既発電分1.3万tとして案分されている。中間貯蔵関係は全額将来発電分に割当てられている。「再処理操業(ガラス固化体貯蔵)」は，再処理引当金の対象であり英仏再処理委託分については手当済みだが，六ヶ所再処理工場分については，費用見積がなされていないため引当金に算入されていない。MOX燃料加工とウラン濃縮工場バックエンドについては既発電分と将来発電分に分類されず，引当金などの手当もされていない。「HLW廃棄物処分拠出金対象」のうち「1999年以前の拠出金の9/15」について事務局(経済産業省)は「手当済み」としているが，電事連は「未回収分だ」と主張している。

電力会社は「総括原価方式の下で処分法が定まっておらず、コスト見積ができなかったためコストに入れられなかった」と主張し、「託送料金に未回収分を上乗せして広く薄く回収する」ことを求めている。しかし、原発のバックエンドが未解決なままにゴーサインを出したのは当時の政府と電力会社であり、原発のコストに将来繰り入れることを前提としていた。しかも、電力会社は総括原価方式の下で、他の製造業とは異なり、自己資本比率の低い劣悪な資本構成の下でも8%の安定した高い報酬率を長期にわたって保証され、独占的な利益を享受してきたのである。また、再処理引当金や原発解体費準備金への租税特別措置による約800億円/年の減税や低利の財政投融資など手厚い優遇措置を享受しながら、さらにバックエンド費の負担を求めるのは「他の電源との不公平」を助長するものである。さらに、電事連は世代間の「不公平」を主張するが、30年前に回収しておくべき未回収のバックエンド費を今後の託送料金に上乗せするのは、逆に世代間の不公平を助長する。

放射能が長期に続くことから超長期にわたるバックエンド事業は本来的に世代間の不公平を前提としており、バックエンド事業に伴う放射能汚染の危険や事業費負担について世代間の不公平を図ることは基本的に不可能である。

電力自由化の下でバックエンドコストを電気料金に転嫁できずに電力会社が損をしても、それは自業自得である。バックエンド問題を先送りにしてきた責任を棚上げにして、他の電源のコストにも一様に繰り入れて回収するというのは本末転倒であろう。

4.2.12 電事連はなぜ「原発は試算上安い、実際には高い」との姿勢を打ち出すのか？

電事連は発電単価試算において、ある種の矛盾を抱えている。国民に対しては「原発の発電単価は他電源と比べて遜色ない」ことを示す必要があるが、政府に対しては「実際には原発は高くつくため、原発優遇策が必要である」ことを訴えたいのである。

巻原発や珠洲原発の計画撤回や敦賀3・4号炉増設等の相継ぐ延期は、「新規原発では電力自由化に生き残れない」という電力会社の判断を端的に表している。

運転中の原発についても、電力需給調整における原発の優先送電ルールの整備が総合資源エネルギー調査会電気事業分科会で検討されている。今後は、発電単価試算に基づき、未回収金の回収法や全面再処理路線の見直しなどの議論が電気事業分科会で進んでいくものと考えられる。

原発・核施設立地自治体に対する交付金制度についてもより手厚くするように改訂されたが、バックエンド対策についてはその具体化がほとんど進んでいない。当面は、六ヶ所再処理工場のウラン試験計画、英仏再処理委託によるプルサーマル計画、そして高速増殖炉もんじゅの行方が焦点になる。