

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

コスト等検討小委員会から電気事業分科会への報告

平成 16 年 1 月 23 日
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

本報告書及び電気事業連合会から本小委員会に提出された資料については、経済産業省ホームページ中の以下のアドレスにて閲覧・ダウンロードすることができます。
http://www.enecho.meti.go.jp/policy/electric/electricpower_partiallyliberalization/contentscost.html

目次

I	はじめに	1
II	バックエンド事業全般にわたるコスト構造の分析・評価	2
1.	バックエンド事業全般にわたるコスト構造の分析・評価の方法	2
2.	バックエンド事業の範囲	2
3.	電気事業者による費用見積もりの概要	3
(1)	想定スケジュールと費用見積もりの範囲	3
(2)	費用見積もりの方法	3
(3)	費用見積もりの結果	4
4.	費用見積もりの分析・評価	4
(1)	想定スケジュールと費用見積もりの範囲について	4
(2)	費用見積もりの方法について	5
(3)	費用の構造について	8
(4)	費用の発生時期について	9
5.	費用見積もりに係る変動要因の分析・評価	10
(1)	安全規制・基準の動向により費用が変動するもの	11
(2)	技術開発の進展により費用の低減が可能なもの	12
(3)	事業内容の合理化、事業実施の不確定性等により費用が変動するもの	12
6.	結論	14
(1)	まとめ	14
(2)	今後に向けて	15
III	原子力発電全体の収益性等の分析・評価	16
1.	原子力発電全体の収益性等の分析・評価の方法	16
(1)	モデルプラント	16
(2)	経済指標	17
(3)	運転年数及び設備利用率	17
(4)	割引率	17
(5)	核燃料サイクルコスト	17
2.	発電コストの試算結果	18
3.	分析・評価	18
(1)	分析・評価の前提	18
(2)	各論	19
(3)	まとめ	21
IV	おわりに	23

(参考)

- ・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委員名簿
- ・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審議経過

I はじめに

昨年2月の総合資源エネルギー調査会電気事業分科会報告「今後の望ましい電気事業制度の骨格について」では、原子力発電の遂行に当たっては、従来からの原子力発電及びバックエンド事業の円滑な推進の観点に加え、投資環境を整備する観点からも、適切な制度・措置の検討・整備を行っていくことが必要とされている。

このため、同報告において、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を分析・評価する場を立ち上げ、その結果を踏まえ、官民の役割分担の在り方、既存の制度との整合性等を整理の上、平成16年末を目途に、経済的措置等の具体的な制度・措置の在り方について必要性を含め検討することとされた。

このうち、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を分析・評価する場として、昨年9月に総合資源エネルギー調査会電気事業分科会の下に本小委員会が設置された。

本小委員会では、電気事業者によるバックエンド事業の費用見積もりを基にそのコスト構造について分析・評価を行うとともに、その費用見積もり等を基に電気事業者が行った原子力発電及びその他の電源の発電コストに関する試算を用いて原子力発電全体の収益性等について分析・評価を行った。本報告書は、本小委員会におけるこうした検討の結果を取りまとめ、電気事業分科会に報告するものである。

Ⅱ バックエンド事業全般にわたるコスト構造の分析・評価

1. バックエンド事業全般にわたるコスト構造の分析・評価の方法

我が国においては、原子力委員会の「原子力の研究、開発及び利用に関する長期計画」（以下「原子力長期計画」という。）等に定める基本方針に沿って、電気事業者等が原子力発電等を推進することが期待されている。総合資源エネルギー調査会電気事業分科会は、電力小売自由化の進展の中で、従来からの原子力発電及びバックエンド事業の円滑な推進の観点に加え、投資環境を整備する観点からも、適正な制度・措置の検討・整備を行っていくことが必要であるとしており、本小委員会は、この検討に資する分析・評価を行うことが求められている（資料1）。

そこで、本小委員会は、電気事業者等によって進められている現在のバックエンド事業が、現行の原子力長期計画等に沿って今後とも計画的に実施されることを基本的前提とし、そのコスト構造を分析・評価することとした。したがって、バックエンド事業が長期にわたり計画外の状態となるような場合までは想定していない。

また、我が国のバックエンド事業の実際の当事者である電気事業者から、その事業のスケジュールや費用見積もりなどに関する説明を受け、これを基にこの分析・評価を進めることとした。

分析・評価に当たっては、費用見積もりの基本的前提とされた想定スケジュールや費用見積もりの範囲と原子力長期計画等に定める基本方針との整合性、廃棄物の量や処分方法、設備・建屋の解体工数等の技術的想定の合理性について検討するとともに、費用の構造やその発生時期に関する特徴を分析した。また、技術的想定の置き方等によって費用見積もりが変動する可能性があることにも着目し、主な変動要因とその影響を分析した。

2. バックエンド事業の範囲

本小委員会は、原子力発電全体の収益性等の分析・評価を行うという今回の検討目的に照らし、原子力発電を行うことに伴い発生する費用を幅広く検討することが適当であるとの考えから、電気事業者から示された「原子燃料サイクルバックエンド事業」と総称される各事業の費用見積もりを全て取り上げて検討を行った。

3. 電気事業者による費用見積もりの概要

(1) 想定スケジュールと費用見積もりの範囲

今回の電気事業者による試算（以下「電気事業者試算」という。）においては、青森県六ヶ所村に建設中の再処理工場の操業期間を竣工（2006年7月）から2046年度末までの約40年間とし、その間に再処理される使用済燃料の量を約3.2万トンと想定、これに基づき、再処理事業、再処理により分離されるプルトニウムを用いるMOX燃料加工事業やこれらの施設の廃止措置、関係放射性廃棄物の処分事業、六ヶ所再処理工場で再処理される使用済燃料を超える使用済燃料の中間貯蔵事業などの各事業のスケジュールを想定している。（資料2）。

電気事業者試算では、上記の想定スケジュールにしたがい、電力小売自由化の範囲が拡大される予定である2005年4月から各事業の終了時までには要する費用が事業ごとに見積もられている。

(2) 費用見積もりの方法

電気事業者試算では、使用済燃料の輸送や返還高レベル放射性廃棄物の管理事業のように既に事業が行われているものについてはその実績を基に、また、再処理事業のように、まだ実績はないが、事業開始が間近に迫っているものについては、可能な限り、操業体制や運転保守の具体的な見通しを基に費用見積もりが行われている。

他方、実績や具体的な見通しを基に個々の費用を積み上げて算定することが難しいもの、安全規制・基準の動向により費用が変動するもの、TRU廃棄物の地層処分や再処理工場を始めとする核燃料サイクル施設の廃止措置等数十年程度先以降に実施されるものなどについては、先行事例や現在の知見を基に、一定の技術的想定を置いて費用見積もりが行われている。

また、高レベル放射性廃棄物処分事業については、「特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律」及び関係法令に基づき定められた拠出金の額を前提に電気事業者が拠出する金額を見積もっている。

なお、将来、電気事業者等による合理化努力や技術開発の進展により、費用が低減できる可能性があると考えられるが、これらの点については、5. 費用見積もりに係る変動要因の分

析・評価の中で検討を行った。

(3) 費用見積もりの結果

上記の方法による電気事業者試算によれば、2005年4月以降に各事業に要すると見込まれる費用及びその5年ごとの年度展開は、資料3から資料12までに示すとおりである。

4. 費用見積もりの分析・評価

(1) 想定スケジュールと費用見積もりの範囲について

電気事業者試算は、使用済燃料を再処理し回収されるプルトニウム、ウラン等を有効利用していくことを基本的な考え方とし、再処理を国内で行うことを前提としている。また、使用済燃料が再処理されるまでの間の時間的な調整を行うことを可能とし、核燃料サイクル全体の運営に柔軟性を付与する手段として重要である使用済燃料中間貯蔵については、2010年から事業が開始されることを想定している。これらについては、原子力長期計画等と整合性があると考えられる。

また、費用見積もりの範囲については、再処理事業や関係放射性廃棄物の処分事業等が網羅的に含まれており、適切であると考えられるが、六ヶ所再処理工場で再処理される使用済燃料以外の使用済燃料の再処理費用等については、見積もられていない。

この点に関しては、原子力長期計画は、六ヶ所再処理工場に続く再処理工場について、「この工場の再処理能力や利用技術を含む建設計画については、六ヶ所再処理工場の建設、運転実績、今後の研究開発及び中間貯蔵の進展状況、高速増殖炉の実用化の見通しなどを総合的に勘案して決定されることが重要であり、現在、これらの進展状況を展望すれば、2010年頃から検討が開始されることが適当である」としているところである。

したがって、現時点においては、電気事業者試算が、国内で再処理を行うことを前提に各事業スケジュールを想定しつつ、有意性をもって見通せる範囲として、六ヶ所再処理工場に続く再処理工場以前の段階までをもって具体的な費用の見積もり範囲としていることは、原子力長期計画と整合性があると考えられる。

ただし、Ⅲで述べるように、原子力発電全体の収益性を分析・評価するに当たり、発電電力量1kWh当たりのコストに着目して核燃料サイクルコストを計算する際には、今回の各事業の費用見積もりを活用しつつ、中間貯蔵される使用済燃料の貯蔵後においてもコストが発生することを考慮に入れた一定の前提を置いた上で、検討を行うことが適当である。

また、ウラン濃縮工場バックエンドについては、ウラン濃縮事業がウラン鉱石調達、精鉱、転換、再転換、成型加工と同じウラン燃料加工の一連の工程の一つであることや電気事業者と海外のウラン濃縮事業者との取引慣行を踏まえ、原子力発電全体の収益性を分析・評価するに当たっては、その費用は、ウラン濃縮に係る費用の一部に算入し燃料の取得費用として整理することが適当と考えられる。

MOX燃料加工事業についても、有用物質であるプルトニウムや回収ウランを用いて原子力発電事業に用いる燃料製造工程であり、プルトニウム及び回収ウランを有効利用してMOX燃料を製造することにより、ウラン燃料を代替する効果があることから、原子力発電全体の収益性を分析・評価するに当たっては、その費用は、燃料の取得費用として整理することが適当と考えられる。

(2) 費用見積もりの方法について

電気事業者試算では、実績や具体的な見通しがあるものについては、これらを基本として費用見積もりが行われており、実績や具体的な見通しを基に個々の費用を積み上げて算定することが難しいもの、安全規制・基準の動向により費用が変動するもの、数十年程度先以降に実施されるものなどについては、一定の技術的想定が置かれている。技術的想定の中的主要なものとしては、①廃棄物の処分方法、②操業・解体廃棄物量、③設備・建屋の解体工数、があるが、これらについて検討を行ったところ、以下の理由により合理性があると考えられる。

①廃棄物の処分方法

○クリアランスレベル

原子力安全委員会は、原子力利用に伴い発生する廃棄物の安全かつ合理的な処理処分及び再利用を行うためにはクリアランスレベルの設定が必要であるとの認識のも

と、これに関する調査審議を1997年に開始している。原子炉施設におけるクリアランスレベルについては、関係法令は今後整備されることになるものの、既に放射能濃度の基準値や検認のあり方が示されており、再処理工場、MOX燃料加工工場、ウラン燃料加工工場等におけるクリアランスレベルについても、今後、検討が進められることとなっている。なお、原子力発電施設解体引当金制度には、クリアランスレベルが考慮されている。

電気事業者試算では、原子力安全委員会での議論や国際的な動向を踏まえたクリアランスレベルを想定し、同レベル以下となることが見込まれる廃棄物を可能な限り再利用するとしているが、以上のような状況を踏まえれば、現時点で利用可能な考え方を踏まえていることから、合理性があると考えられる。

○放射性廃棄物の処分区分

原子力委員会は、「超ウラン核種を含む放射性廃棄物処理処分の基本的考え方について」（2000年3月）及び「ウラン廃棄物処理処分の基本的考え方について」（2000年12月）を取りまとめており、これを受けて、原子力安全委員会において、今後、TRU廃棄物やウラン廃棄物の処分に係る安全規制・基準の検討が進められることとなっている。

原子力委員会の報告書では、TRU廃棄物については、 α 核種の一応の区分目安値（1GBq/t）、 β - γ 核種の政令濃度上限値及びこれに相当する濃度等を用いて対象廃棄物を区分し、地層処分、余裕深度処分及び浅地中のコンクリートピットへの処分が可能との考え方が示されている。

また、ウラン廃棄物については、原子炉施設から発生する低レベル放射性廃棄物の処分方法を参考として、その処分の可能性が検討されており、余裕深度処分を行うことにより、対象廃棄物のほぼ全てに対応できる可能性があるとの考え方が示されている。

電気事業者試算では、基本的に上記の原子力委員会の報告書を基に放射性廃棄物の処分区分を設定しており、現時点で利用可能な考え方を踏まえていることから、合理性があると考えられる。

②操業・解体廃棄物量

電気事業者試算では、操業・解体廃棄物の発生量や放射能濃度の想定については、プロセス廃棄物や解体に係る一次廃棄物など施設の特徴に依存するものは、施設の設計値や建設設計物量から算定している。

他方、再処理工場やMOX燃料加工工場の操業に伴う雑固体廃棄物などの操業廃棄物については、核燃料サイクル開発機構（以下「サイクル機構」という。）、フランス核燃料公社（COGEMA）などの先行施設の運転実績等を参考に発生量等を算定しており、また、解体に係る二次廃棄物については、サイクル機構の設備更新実績等を参考に設定した発生比率や処分区分比率を用いて発生量等を算定している。

これらの点については、現時点で利用可能な情報を効果的に用いていることから合理性があると考えられるが、サイクル機構での実績の取扱いについては、研究開発段階のものであること、六ヶ所再処理工場等に比べ施設規模が小さい施設のものであることに留意することが必要である。

③設備・建屋の解体工数

電気事業者試算では、再処理工場、MOX燃料加工工場、ウラン濃縮工場に特有な設備であるグローブボックス、遠心分離機等については、再処理工場のR区域（セル内）の設備を除き、サイクル機構における設備更新実績等を参考に解体工数算出式を設定して解体工数を算出しており、再処理工場等に特有でないその他の設備や建屋については、日本原子力研究所の動力試験炉（JPDR）解体実績等を基に設定された原子力発電所の解体工数算出式を適用して解体工数を算出している。

他方、再処理工場のR区域（セル内）の設備については、セルの開口など施設特有の作業が発生すること、上記のものに比して放射線量が高いと想定されるため一部の区域においては遠隔解体を行う必要があることなどから、直接解体、遠隔解体とも作業工程ごとに解体工数算出式を設定することにより解体工数を算出している。

これらの算出式は、今回、電気事業者によって新たに設定されたものであるが、設備の重量と本算出式を用いて計算された解体工数とを比例式で関係づけるなどして整理してみ

ると、サイクル機構における設備更新実績等とほぼ同じものとなっている。

以上のことから、電気事業者が行った設備・建屋の解体工数の算出方法は、現時点で合理性があると考えられる。ただし、サイクル機構での実績の取扱いについては、研究開発段階のものであること、六ヶ所再処理工場等に比べ施設規模が小さい施設のものであることに留意することが必要である。また、再処理工場等の廃止措置は数十年程度先以降に実施されるものであるから、今後、技術開発の進展、解体作業の標準化等により、解体工数の低減が期待できると考えられる。

(3) 費用の構造について

再処理事業費用は、約11兆円と他の事業に比して大きい。高レベル放射性廃棄物処分事業費用がこれに続いているが、約2.6兆円であり、他の事業は1兆円前後かそれ以下である(資料13)。

なお、六ヶ所再処理工場は、年間800トン使用済燃料を再処理する施設であり、過去5年間程度の使用済燃料発生実績から計算すると、この量は、我が国の原子力発電所40基程度分に相当するものである。したがって、再処理事業費用の大きさも我が国の原子力発電所40基程度のそれに相当するものとして理解することが適切である。

再処理事業費用約11兆円のうち約9.5兆円が操業費用であり、うち運転保守費が約38%、建設等投資額(減価償却費)が約36%となっている(資料14)。操業初期の15年間は機械・装置の減価償却の影響が強く反映されるため建設等投資額が大きい、16年目以降は運転保守費が大きく、中でも点検保守費が大きな割合を占めている(資料4)。

再処理事業費用の残り約15%を占める再処理工場の廃止措置費用約1.6兆円については、そのうちの約63%が解体費であり(資料15)、大半が工数に依存する費用である。他の費用は廃棄物の処理、輸送、処分費用であり、廃棄物の物量に依存するものである。

MOX燃料加工事業費用約1.2兆円のうち、最も大きな割合を占めるのは運転保守費で約67%、建設等投資額は約15%となっている(資料16)。運転保守費のうち、約半分は

燃料部材費と燃料輸送費であり、点検保守費は約13%となっている（資料17）。

なお、電気事業者試算では、MOX燃料加工工場により生産されるMOX燃料は合計で4,800tHMとしているが、Ⅲ1.（5）で述べる核燃料サイクルコストの計算で使用されている諸元等を用いて試算すると、これによって代替されるウラン燃料は約4,300tUとなり、その取得費用は9千億円程度と見込まれる。

返還廃棄物管理事業や使用済燃料中間貯蔵事業では、貯蔵に要する費用が大半であり、返還高レベル放射性廃棄物管理事業、返還低レベル放射性廃棄物管理事業でそれぞれ約89%、約61%となっている（資料18及び19）。使用済燃料中間貯蔵事業では、貯蔵のためのキャスクに要する費用が大きく、貯蔵施設の建設費、解体費及びキャスク費をあわせると約62%を占めている（資料20）。

TRU廃棄物地層処分費用約8千1百億円については、地質環境が堆積岩、結晶質岩のいずれの場合においても、技術開発費や調査・用地取得費などを含む建設費の割合が約50%を占めている（資料21）。これらの費用はほとんど操業前に支出され、操業後坑道閉鎖までの数十年間の支出は年間1百億円弱となり、坑道閉鎖後は、モニタリング費用等に年数億円程度の支出となっている（資料9）。

なお、これらの費用見積もり結果と海外の先行事例と比較した場合、費用見積もりの内訳等の詳細な情報が乏しいため、比較して評価することには一定の限界があるが、現時点で入手し得る情報を基に検討した限りにおいて、再処理事業費用やMOX燃料加工費用等については、内外価格差や施設規模等を考慮すれば、著しい違いは認められなかった。

（4）費用の発生時期について

バックエンド事業に係る費用は、費用発生の原因が生ずる発電時点と、実際に費用が発生する時点の間には長期間にわたる時間的遅れがあるという特徴を持つ。

例えば、六ヶ所再処理工場で再処理される使用済燃料については、その半分程度が2005年3月以前に発電を終えたものであることから明らかなように、発電時点と再処理時点との間に少なからぬ時間的遅れがある。再処理工場の廃止措置は、

約40年間操業した後の2047年度以降に数十年かけて実施されるため、発電時点とは数十年の隔たりがある。

また、再処理の過程で発生するガラス固化体やTRU廃棄物（地層処分相当）の処分については、最終処分が開始されるのが2035年頃以降である上、坑道の閉鎖までに数十年、モニタリング等の閉鎖後の措置を含めれば数百年オーダーの事業となると見込まれている。

さらに、中間貯蔵される使用済燃料については、貯蔵期間が加わるため、再処理以降の過程がさらに数十年遅れることもあり得る。

返還廃棄物管理事業は、2045年度まで実施される（施設の解体は2077年頃）が、これに要する費用は、全て2005年3月以前に終えた発電に起因するものである。

5. 費用見積もりに係る変動要因の分析・評価

電気事業者試算では、本小委員会における検討に資するため、再処理事業等の各事業が現行の原子力長期計画等に沿って計画的に実施されるという基本的前提の下、各事業の費用見積もりが行われており、各事業が長期にわたり計画外の状態となるような場合までは想定していない。

他方、このような基本的前提の下においても、これまでの検討にあるように、実績や具体的な見通しを基に個々の費用を積み上げて算定することが難しいもの、安全規制・基準の動向により費用が変動するもの、数十年程度先以降に実施されるものなどについては、技術的想定の置き方によって費用見積もりが変動し得ると考えられる。また、電気事業者等による合理化努力や技術開発の進展によっても費用が低減できる可能性があると考えられる。

そこで、（1）安全規制・基準の動向による変動、（2）技術開発の進展による費用の低減、（3）事業内容の合理化、事業実施の不確定性等による費用の変動、に特に着目し、どのような要因でどのような費用が変動し、費用見積もり結果にどのような影響を与える可能性があるかを検討することとし、電気事業者から、考え得る主なケースについて説明を受け、これを基に分析・評価を行った。

主な変動要因とその影響は資料22のとおりである。これらの結果を踏まえれば、技術的想定の置き方によっても費用見積もり結果が大きく変動するものではなく、したがって、今回の費用見積もり結果をバックエンド事業のコスト構造を理解する上で基本ケース

として考えることに大きな問題はないと考えられる。また、こうした変動要因の分析・評価によって、電気事業者等による合理化努力や技術開発の進展によって費用が低減できる可能性があるケースが具体的に明らかとなった。

(1) 安全規制・基準の動向により費用が変動するもの

① クリアランスレベル

電気事業者試算では、管理区域内の機器・装置であっても汚染が極めて少なくクリアランスレベル以下になると考えられるものについては、放射性物質として扱う必要がないと想定している。クリアランスレベルが設定されない場合には、これらのものを放射性廃棄物として素掘トレンチ処分を行う必要があり、このため、再処理工場の廃止措置費用が7百億円増加し、ウラン濃縮工場バックエンド費用が2百億円増加するなどの変動がある。

他方、クリアランスレベルが設定された場合でも、検認の方法によって費用は変動する。電気事業者試算では、自動測定による効率的な測定ができると想定しているが、全表面測定を行う必要があると想定した場合には、再処理工場の廃止措置費用が2百億円増加するなどの変動がある。

② ウラン廃棄物の処分方法

電気事業者試算では、ウラン廃棄物のうち除染してもクリアランスレベル以下とならないもの及び剥離したコンクリートについては、放射性廃棄物として全て余裕深度処分すると想定している。ウラン廃棄物の処分に係る安全基準が策定され、処分区分の基準値が設定されることにより、この廃棄物の50%（解体に伴う剥離コンクリートの全て）が素掘トレンチ処分可能となる場合には、ウラン濃縮工場バックエンド費用が3百億円減少する。

③ 処分施設の線量基準値

電気事業者試算では、放射性廃棄物の処分に係る線量基準値を $10\mu\text{Sv}/\text{年}$ と想定している。原子力委員会の報告書や原子力安全委員会における放射性廃棄物処分の安全規制における共通的な重要事項の検討の中で取り上げられている線量拘束値の議論も踏まえ、線量基準値を国際放射線防護委員会（I

CRP) 勧告 (Publ. 77 (1998)) に示されている 0.3mSv/年 とした場合を想定すると、人工バリアの簡素化等が可能となり、余裕深度処分及び浅地中のコンクリートピットへの処分を行う放射性廃棄物の処分費用が減少し、このため、再処理事業費用が7百億円減少するなどの変動がある。

(2) 技術開発の進展により費用の低減が可能なもの

電気事業者試算では、再処理工場、MOX燃料加工工場、ウラン濃縮工場の解体について、最新の知見を基に、現時点で考え得る解体技術を想定している。将来的には、防護装備の改良による作業効率の向上、除染技術の進歩による防護装備の低減、遠隔解体装置等解体用設備の高性能化等により解体技術が向上する可能性がある。解体工数が10%削減できた場合には、再処理工場の廃止措置費用が6百億円減少するなどの変動がある。

(3) 事業内容の合理化、事業実施の不確定性等により費用が変動するもの

①主に操業に関するもの

○点検保守

電気事業者試算では、具体的な見通しがあるものについては個々に費用を積み上げて算定し、これが難しいものについては建屋建設費及び機械装置費に一定の比率を乗じるという想定をしている。例えば、再処理工場の場合、初期施設に係る2019年度までの点検保守費は積み上げを行う一方、その後の費用や新增設に係る点検保守費は「建屋建設費 \times 1%+機械装置費 \times 3% (貯蔵施設については1.5%)」と想定しているが、運転状況等により、初期施設・新增設施設の双方について全期間を通じて「建屋建設費 \times 1%+機械装置費 \times 2% (貯蔵施設については1%)」程度になるとした場合には、再処理工場の操業費用が3千4百億円減少する。

○稼働率

電気事業者試算では、2009年度以降、六ヶ所再処理工場が定格で年間800トンの使用済燃料を再処理するとの想定で各事業の費用見積もりが行われている。運転状況等により稼働率が変動する可能性があることから、六ヶ所再処理工場の年間再処理量の変動し、これに伴って同工場の再処理

量の合計約3.2万トンも変動した場合を検討した。この場合には、六ヶ所再処理工場の消耗品の必要量、操業廃棄物の発生量等が変動するほか、使用済燃料の中間貯蔵量やMOX燃料加工工場の稼働率も変動し、これに伴ってウラン燃料の必要量も変動する。稼働率が5%増加した場合には各事業の費用の合計が3百億円減少となり、稼働率が5%減少した場合には各事業の費用の合計が5百億円増加する。

○共用、スケールメリット等

以上のほか、操業関係の変動要因として、廃棄物処理・貯蔵施設の集中化、中間貯蔵施設の貯蔵容量に係るスケールメリット等が考えられ、関係事業の費用が最大で1千2百億円程度変動する。加えて、定量化が難しいが実現できれば費用への影響が小さくないと判断できるものとして、輸送設備の共用化、電気事業者が海外の再処理事業者との間で検討している返還廃棄物の返還方法（英国原子燃料会社（BNFL）から返還される廃棄物を高レベル放射性廃棄物（ガラス固化体）という単一の形態で返還する方法）などがある。

②主に廃棄物の発生・処理処分に関するもの

○操業・解体廃棄物の発生量など

電気事業者試算では、各施設の設計条件から操業廃棄物の発生量を想定するとともに、各施設において通常の運転が行われるものとして解体廃棄物の発生量を想定している。再処理工場、MOX燃料加工工場及びウラン濃縮工場について、運転状況等により、これらの放射性廃棄物の発生量が増減する可能性がある。再処理工場において、操業廃棄物の発生量が10%増減した場合には操業費用が1百億円増減し、解体廃棄物の発生量が10%増減した場合には廃止措置費用が1百億円増減する。

また、電気事業者試算では、解体に係る剥離コンクリートは保守的に全て余裕深度処分の対象と想定しているが、運転状況等により汚染が低減できる可能性がある。再処理工場の解体に係る剥離コンクリートの50%を浅地中コンクリートピットへ処分できた場合には、再処理工場の廃止措置費用が1百億円減少する。

○TRU廃棄物（地層処分相当）の高レベル放射性廃棄物との併置

電気事業者試算では、TRU廃棄物の地層処分について、単独サイトでの処分が想定されている。フランスやスイスで検討されている高レベル放射性廃棄物との併置とした場合には、調査・用地取得費、設計・建設費、プロジェクト管理費等が削減でき、TRU廃棄物の地層処分費用が3千4百億円減少する。

○TRU廃棄物の地層処分等における地質環境条件

電気事業者試算では、TRU廃棄物の地層処分について、地質環境を堆積岩と結晶質岩の2ケースの平均値を用いて費用を算定しているが、結晶質岩の場合には6百億円増加し、堆積岩の場合には6百億円減少する。

また、電気事業者試算では、余裕深度処分場所の地質環境条件について、国内に存在し得る平均的なものを想定しているが、地下水流速や岩盤強度が平均と大幅に異なる可能性もあり、この場合には、再処理事業費用が1千億円増加するなどの変動がある。

6. 結論

（1）まとめ

これまでの検討を踏まえれば、費用見積もりの基本的前提である想定スケジュールや費用見積もりの範囲は、原子力長期計画等に定める基本方針と整合的であると評価できる。また、実施が数十年程度先以降となるもの等について、先行事例や現在の知見を基に置いた一定の技術的想定についても合理性があると評価できる。

また、費用見積もりに影響を与える主な変動要因とその影響について分析したが、技術的想定 of 置き方によっても費用見積もり結果が大きく変動するものではなかった。

これらのことから、電気事業者試算は、現時点では合理的な方法により見積もられたものであり、その結果にも一定の合理性があると判断してよいと考えられ、今回の費用見積もり結果をバックエンド事業のコスト構造を理解する上で基本ケースとして考えることに大きな問題はないと評価できる。

また、各事業の費用見積もりが具体的に行われた結果、その費

用規模のみならず、主な支出項目、年度展開等が明らかになるとともに、これにより、各事業について、費用発生の原因が生じる発電時点と実際に費用が発生する時点で長期間にわたる時間的遅れが生じるという特徴を具体的に把握することができたといえる。

以上の結果を踏まえ、Ⅲにおいて、この費用見積もり結果とその年度展開を用いて原子力発電全体の収益性の分析・評価を行うことは適当と判断してよいと考えられる。

(2) 今後に向けて

本小委員会は、バックエンド事業全般のコスト構造に影響を与える可能性を持つ要因として、主に5.に掲げるものに着目して分析・評価を行ったが、これらについては、今後以下のようなことが期待される。

安全規制・基準については、事業の見通しを高め、バックエンド事業を円滑に実施し得るよう、適切かつ合理的な安全規制・基準が策定されることが望まれる。一方、バックエンド事業の実施に当たっては、安全確保を大前提として、電気事業者等には不断の合理化努力が望まれる。

各事業の操業や廃止措置、TRU廃棄物の地層処分等に要する費用については、今後の技術開発の進展により低減されることが期待できる。中にはその実施が数十年先の将来のものもあることから、電気事業者等や国の研究機関において、計画的かつ着実にこれらの技術開発が推進されることが望まれる。

また、今回検討を行ったこれらの変動要因に加えて、現時点では予期できない要因により、今後、費用見積もりの技術的想定等が変わることが考えられるので、今後も、内外の動向を注視し、新たな環境変化や技術開発の成果をこの費用見積もりや事業の実施に適切に反映させていくことが重要である。

Ⅲ 原子力発電全体の収益性等の分析・評価

1. 原子力発電全体の収益性等の分析・評価の方法

原子力を始めとする各種電源によって供給される電力は、最終的に需要家に供給される段階では、電源による差別性がないことが特徴と言える。したがって、それぞれの電源の収益性を論ずるに当たっては、それぞれの電源による発電コストを比較するのが有力な方法と考えられる。しかし、発電コストは、運転年数、設備利用率の変動や燃料費等の状況に大きく左右されるという特徴を有するので、収益性等の分析・評価に当たっては、様々なケースについて算定することが適当であると考えられる。

また、現実に稼働している発電プラントは、運転開始後の経過年数もまちまちであるため、この試算にその発電コストを直接用いることは適切ではなく、前提条件を合わせた上で、コストを比較するのが妥当と考えられる。経済協力開発機構（OECD）における電源のコスト試算においても、この考え方にに基づき、同時期に運転を開始するモデルプラントを想定して算出した発電コストが用いられている。

今回の電気事業者が行った試算も、基本的には以上のような考え方に基づいて行われたものであり、その具体的内容の概要は次のとおり（資料23及び24）。

（1）モデルプラント

モデルプラントは、以下の条件に合うものを選択し、それらモデルプラントの平均値を使用した。

ただし、各電源について、条件に合う発電所が少ない場合等では、1999年の総合エネルギー調査会原子力部会（以下「原子力部会」という。）で対象とした発電所のうち運転開始年度が新しいものも選択した。また、発電所の選定に当たっては、特定の電気事業者に偏らないようにした。

①運転開始年度

1999年度から2003年度までに運転開始した発電所

②出力規模

水力1～2万kW、石炭60～105万kW、LNG144～152万kW、石油35～50万kW、原子力118～136万kW

(2) 経済指標

試算に用いた主要経済指標は以下のとおり。

①為替レート：121.98円/\$（2002年度平均）

②燃料価格

・初年度燃料価格：2002年度平均価格

石 油：27.41\$/b

LNG：28,090円/t

石 炭：35.5\$/t

・石油、LNG、石炭の燃料価格の上昇率は、IEAの「WORLD ENERGY OUTLOOK」の最新値をもとに算定。

(3) 運転年数及び設備利用率

運転年数については、次の理由から、40年と法定耐用年数（原子力16年、火力15年、水力40年）の2つのケースの試算を行った。設備利用率については、原子力発電との比較の観点から、70%、80%とした場合の試算を行い、加えて、その他各種電源の実績等を踏まえた試算を行った。

○40年運転

長期的な経済性を見る際には有効であること。また、1999年の原子力部会で試算している運転年数であること。

○法定耐用年数（原子力16年、火力15年、水力40年） 運転

民間企業の経営という観点から、電源の収益性を見るという視点に立てば、実際の費用の出方に近い法定耐用年数運転で見ることが有効であること。

(4) 割引率

割引率は、経済情勢などにより変わりうるものであることから、幅広く0%、1%、2%、3%、4%と設定し、試算した。

※）割引率とは、長期的な投資効率を評価する等の目的で、将来価値を現在価値に割り引く際に用いる利率のことを言う。一般的には、実質利子率や投資期間中の期待収益率等を用いる。

(5) 核燃料サイクルコスト

核燃料サイクルコストは、1999年の原子力部会において用いられたモデルに準拠して計算されている。

すなわち、まず核燃料サイクルの各事業については、今回の費用見積もり結果を用いて、各事業の費用と処理量等の年度展開を同時点に換算して核燃料1トン当たりの単価を算定している。また、ウラン燃料の取得単価については、2000～2002年度における購入実績等を基に算定している。

次に、燃料装荷時点を起点として、各事業が行われた時点と燃料装荷時点とのタイムラグの期間を勘案して発電電力量と核燃料1トン当たりの単価を現在価値換算し、発電電力量1kWh当たりのコストを算定している。

その際、使用済燃料は、原子炉装荷から8年後に再処理される場合と、中間貯蔵を経て50年後に再処理される場合が想定されている。

また、使用済燃料の再処理によって新たに得られる次世代の核燃料の生成率を15%と仮定し、核燃料サイクルが繰り返し実施されるものとして計算している。

なお、再処理事業及びMOX燃料加工事業については、各工場の全操業期間で均等化した単価（以下「40年均等化単価」という。）と、操業初期16年間（設備の法定耐用年数を参考に設定）の操業費用に廃止措置費用を加えたものと操業初期16年間の処理量から計算した単価（以下「法定耐用年均等化単価」という。）の二通りが示されている。

2. 発電コストの試算結果

1. の方法で計算した結果に加えて、様々な角度からの分析・評価に資するため、運転年数、設備利用率、為替レート、燃料価格の上昇率等の前提条件を変化させた場合に各電源のコストがどうなるかという観点からグラフで試算結果を示すということも行った（資料25～36）。

3. 分析・評価

(1) 分析・評価の前提

それぞれの電源の収益性を比較、検討するに当たっては、条件を統一して行うことが必要であり、そのためにはモデル試算によらざるを得ない面がある一方で、モデル試算による方法では、例えば、計画外の発電所の大規模改造工事の実施や高経年化等による修繕費の上昇等の一般化が困難な事態について反映されないなどの限界があることに留意する必要がある。また、

モデルプラント選定に当たって、近年に運転を開始した最新の発電所を対象とした石炭等と比べ、原子力は、近年に運転を開始した対象となる規模の発電所がないことも考慮すべきである。

さらに、原子力発電には、エネルギーセキュリティ、地球温暖化等の環境問題への対応、化石燃料調達のバーゲニングパワーといった収益性に現れない効果があることも考慮する必要がある。

その上で、このような問題を克服する手段としては、様々なケースについて分析してみるということが有効であり、その意味でも、今回電気事業者が採用した方法は、現実的に妥当なものと考えられる。

さらに、原子力発電の事業者が民間企業であることを踏まえると、今回の試算で、運転年数について、40年と法定耐用年数（原子力16年、火力15年、水力40年）の2つを並べて評価したことは、原子力発電全体の収益性等を分析・評価する手法として有効なものであると考えられる。

核燃料サイクルコストの計算に用いられた1999年の原子力部会のモデルは、同部会における試算との比較が容易であること、Ⅱ4.(1)で述べた一部の使用済燃料の中間貯蔵後に要する費用についても考慮に入れて発電コストを算定できることから、今回の検討に適した計算方法であると考えられる。

ただし、このモデルは、新規に建設し今後運転するプラントを想定して発電コストを算定するものであるため、今回電気事業者が見積もった費用のうち、返還廃棄物管理事業に要する費用は考慮されていない。

(2) 各論

前提条件を様々に変化した場合の発電コストの分析結果は、以下のとおり。

①運転年数

運転年数を変化させた場合の発電コストは、資本費の割合が高い原子力や石炭ほど運転年数を長期化させた場合の発電コストの低下が大きい。

割引率が2%や3%の場合では、運転年数が10年台後半程度で、原子力、石炭、LNGの発電コストはほぼ等しくなるが、運転年数がそれ以上長くなればなるほど、原子力、次

いで石炭が安くなる結果となっている。

②設備利用率

設備利用率を変化させた場合の発電コストは、資本費の割合が高い水力、原子力や石炭ほど設備利用率を上げた場合の発電コストの低下が大きい。

運転年数40年で割引率が2%や3%の場合では、設備利用率が50%台辺りで、原子力、石炭、LNGの発電コストはほぼ等しくなるが、設備利用率がそれ以上高くなればなるほど、原子力、次いで石炭が安くなる結果となっている。

また、運転年数が法定耐用年で割引率が2%や3%の場合では、設備利用率が80%に近づくにつれて、原子力、石炭、LNGの発電コストがほぼ等しくなっている。

③為替レート

為替レートを変化させた場合の発電コストは、為替レートが円安になると燃料費が上がるため、燃料費の割合が高い石油、LNGほど円安になった場合の発電コストの上昇が大きく、原子力はほとんど、水力は全く為替レートの影響を受けない。

運転年数40年、設備利用率80%、割引率3%の場合では、為替レートが90円/\$台辺りで原子力、石炭、LNGの発電コストがほぼ等しくなるが、それ以上円安になればなるほど、LNG、次いで石炭が高くなる結果となっている。

運転年数が法定耐用年、設備利用率80%、割引率2%の場合では、為替レートが130円/\$台辺りで原子力、石炭、LNGの発電コストがほぼ等しくなっている。

④燃料価格の上昇率

燃料価格の上昇率を変化させた場合の発電コストは、燃料費の割合が高い石油、LNGほど燃料価格の上昇率を上げた場合の発電コストの上昇が大きい。

運転年数40年、設備利用率80%、割引率3%の場合では、燃料価格の上昇率が高くなればなるほど、LNG、次いで石炭が高くなる結果となっている。

運転年数が法定耐用年、設備利用率80%、割引率2%の場合では、燃料価格の上昇率の影響が運転年数40年の場合

と比べて小さくなく、原子力と石炭は常にほぼ同程度のコストとなっている。

⑤割引率

割引率については、近い将来に発生する費用（減価償却費等）の割合が高い電源種ほど、割引率が大きくなった場合の発電コストの上昇が大きい。近い将来に発生する費用としては、資本費のうちの建設費などがこれに当たる。

なお、核燃料サイクルコストについては、発電コストとは異なり、割引率が大きくなるにつれて小さくなる傾向が見られるものがある。これは、再処理事業や関係放射性廃棄物の処分事業等に要する費用が、現在価値換算の起点である燃料装荷時点に比して遠い将来に発生することに起因するものである。

（３）まとめ

核燃料サイクルコストについては、今回新たに再処理工場廃止措置費用などを加えて試算し、その結果を１９９９年の原子力部会における試算（割引率３％）と比較したところ、４０年均等化単価では約０．２円低下し、法定耐用年均等化単価ではほぼ同程度であった。

この費用見積もりを基に、原子力発電全体の収益性等を、様々なケースを想定して分析・評価した結果、１９９９年の原子力部会における試算と比較してみると、まず４０年運転の場合について言えば、設備利用率８０％の場合、割引率が１％以上で原子力の発電コストが引き続き最も安くなっている。

法定耐用年数運転の場合で評価すれば、１９９９年の原子力部会で行った試算と比較し、設備利用率８０％で見た場合、石炭が原子力と比べて割引率が３％で同等、２％以下で発電コスト上有利になったように見えるが、その差がわずかであるとともに、今回の発電プラントの選定に当たって、石炭の場合、１９９９年の原子力部会のものと比べると全て最新鋭のものに置き換わっており、一方、原子力の場合は、モデルプラントの対象となる規模の新規の運転開始がなかったため全て前回と同じプラントを選定していることなどを考えると、１９９９年以降、石炭と原子力の発電コストに本質的な変化が生じたとは考えにくい。ちなみに、ＬＮＧについては、１９９９年の原子力部会

では、設備利用率80%で試算したどの割引率でも原子力より安かったが、今回の試算ではその差は縮まっている。

このように、前回との比較を行い、さらに上記各論でみたような様々なケースについて分析・評価を行った結果、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結論づけることができる。

IV おわりに

今回の検討は、バックエンド事業のコスト構造や原子力発電の収益性という社会的にも関心の高いテーマに関するものであったことから、本小委員会は、審議を公開で行い、資料も全て公開してきた。

本小委員会としては、今後とも情報の透明性を確保し、国民が容易にアクセスすることができるよう、国は、提出された資料や審議の経過について適切な情報公開体制を整えておくことが必要である。また、電気事業者は、本小委員会に提供した費用見積もり等について、国民に対しわかりやすく説明することが求められる。

本報告書が、今後の総合資源エネルギー調査会電気事業分科会において行われる検討に有効に活用され、真に国民のためとなる新たな電気事業制度の礎となることを期待する。

総合資源エネルギー調査会電気事業分科会
コスト等検討小委員会委員名簿

委員長	近藤 駿介	東京大学大学院工学系研究科教授
委員	金本 良嗣	東京大学大学院経済学研究科・経済学部教授
	佐々木 弘	放送大学教授
	田中 知	東京大学大学院工学系研究科教授
	大和 愛司	核燃料サイクル開発機構特別技術参与

(敬称略・五十音順)

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審議経過

第1回 平成15年10月21日(火)

(テーマ)

- 委員会の設置及び公開について
- 今後の進め方及びコスト見積もりの前提シナリオについて
- コスト見積もり方法の概要及び見積もりに当たっての留意事項について

(事務局資料)

- 資料2 コスト等検討小委員会の設置について
- 資料3 「コスト等検討小委員会」の公開について

(電気事業連合会資料)

- 資料1 原子燃料サイクルのバックエンド事業コストについて
—はじめに—
- 資料2 原子燃料サイクルバックエンドコスト見積もり方法の概要
- 資料3 原子燃料サイクルバックエンドのコスト見積もり方法
—留意事項—

第2回 平成15年10月28日(火)

(テーマ)

- 再処理施設の廃止措置費用について
- TRU廃棄物の地層処分費用について

(電気事業連合会資料)

- 資料1 原子燃料サイクルバックエンド事業の想定スケジュール
- 資料2-1 再処理施設の廃止措置費用の見積もりについて(概要)
- 資料2-2 再処理施設の廃止措置費用の見積もりについて
- 資料3-1 TRU廃棄物の地層処分費用の見積もりについて(概要)
- 資料3-2 TRU廃棄物の地層処分費用の見積もりについて

第3回 平成15年11月5日(水)

(テーマ)

- 返還廃棄物管理費用について
- 使用済燃料輸送費用及び中間貯蔵費用について
- ウラン濃縮工場バックエンド費用について
- 高レベル放射性廃棄物の輸送・処分費用について

(電気事業連合会資料)

- 資料1 返還廃棄物管理費用の見積もりについて
- 資料2 使用済燃料輸送費用・中間貯蔵費用の見積もりについて

資料3 ウラン濃縮工場バックエンド費用の見積もりについて

資料4 高レベル放射性廃棄物の輸送・処分費用の見積もりについて

第4回 平成15年11月11日(火)

(テーマ)

○再処理施設の操業費用について

○MOX燃料加工事業費用について

○これまでの説明の総括について

(事務局資料)

資料 原子力発電原価内訳(平成11年原子力部会試算より)

(電気事業連合会資料)

資料1 再処理施設の操業費用等見積もりについて

資料2 MOX燃料加工事業費用の見積もりについて

資料3 原子燃料サイクルバックエンド事業費の見積もりについて

第5回 平成15年11月28日(金)

(テーマ)

○第16回電気事業分科会への中間報告について

○規制・基準の策定等によるコストへの影響について

○バックエンド事業費の海外実績等との比較について

○TRU廃棄物の地層処分について

(事務局資料)

資料2 コスト等検討小委員会におけるこれまでの主な論点

資料3 放射性廃棄物の処分に關する検討状況一覧

資料4 放射性廃棄物の種類とその処分方策

(電気事業連合会資料)

資料5 規制の動向によるコストへの影響

資料6 バックエンド事業費の海外との比較

資料7 TRU廃棄物地層処分等について

第6回 平成15年12月2日(火)

(テーマ)

○返還廃棄物について

○再処理施設等の操業について

○再処理施設の廃止措置について

○使用済燃料輸送について

(電気事業連合会資料)

- 資料1 再処理施設等の操業について
- 資料2 再処理施設の廃止措置について
- 資料3 返還廃棄物管理について
- 資料4 使用済燃料輸送について

第7回 平成15年12月16日(火)

(テーマ)

- ウラン濃縮工場バックエンドについて
- MOX燃料加工事業等について
- 原子力発電全体の収益性について

(電気事業連合会資料)

- 資料1 ウラン濃縮工場バックエンド、MOX燃料加工事業等について
- 資料2 モデル試算による各電源の発電コスト比較

第8回 平成15年12月25日(木)

(テーマ)

- バックエンド費用及び原子力発電全体の収益性の見積もりの修正について
- これまでの議論の整理について

(事務局資料)

- 資料 コスト等検討小委員会におけるこれまでの議論の整理

(電気事業連合会資料)

- 資料 バックエンド事業コスト見積もりの見直しと各電源発電コスト試算について

- 資料 原子燃料サイクルのバックエンド事業コストの見積もりについて

- 資料1-1 再処理施設の操業費用について
- 資料1-2 再処理施設の廃止措置費用について
- 資料1-3 MOX燃料加工事業費用について
- 資料1-4 返還廃棄物管理費用について
- 資料1-5 高レベル放射性廃棄物の輸送・処分費用について
- 資料1-6 TRU廃棄物の地層処分費用について
- 資料1-7 使用済燃料輸送費用・中間貯蔵費用について
- 資料1-8 ウラン濃縮工場バックエンド費用について
- 資料1-9 バックエンドコスト算定に係る共通補足事項
- 資料2 バックエンド事業費の海外との比較
- 資料3 バックエンドコスト算定における主な変動要因について
- 資料4 モデル試算による各電源の発電コスト比較

第9回 平成16年1月16日(金)

(テーマ)

○前回資料の確認・訂正について

○報告書(案)について

(事務局資料)

資料 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 コスト等検討小委員会から電気事業分科会への報告(案)

(電気事業連合会資料)

資料4 モデル試算による各電源の発電コスト比較

資料一覧

- 資料 1 総合資源エネルギー調査会電気事業分科会報告「今後の望ましい電気事業制度の骨格について」（平成15年2月18日）から抜粋
- 資料 2 原子燃料サイクルバックエンド事業の想定スケジュール
- 資料 3 原子燃料サイクルバックエンドの総事業費
- 資料 4 再処理操業費用の年度展開
- 資料 5 再処理施設廃止措置費用の年度展開
- 資料 6 MOX燃料加工事業費用の年度展開
- 資料 7 返還高レベル放射性廃棄物管理費用の年度展開
- 資料 8 返還低レベル放射性廃棄物管理費用の年度展開
- 資料 9 TRU廃棄物地層処分費用の年度展開
- 資料 10 使用済燃料輸送費用の年度展開
- 資料 11 使用済燃料中間貯蔵費用の年度展開
- 資料 12 ウラン濃縮工場バックエンド費用の年度展開
- 資料 13 事業別費用
- 資料 14 再処理操業費用の内訳
- 資料 15 再処理施設廃止措置費用の内訳（総額、解体工事費）
- 資料 16 MOX燃料加工事業費用の内訳
- 資料 17 MOX燃料加工事業運転保守費の内訳
- 資料 18 返還高レベル放射性廃棄物管理費用の内訳
- 資料 19 返還低レベル放射性廃棄物管理費用の内訳
- 資料 20 使用済燃料中間貯蔵費用の内訳
- 資料 21 TRU廃棄物地層処分費用の内訳
- 資料 22 原子燃料サイクルバックエンド事業費の変動要因
- 資料 23 核燃料サイクルコスト計算の諸元
- 資料 24 発電コストの試算方法について
- 資料 25 原子力発電の燃料費（核燃料サイクルコスト）の試算結果
- 資料 26 発電コストの試算結果
- 資料 27 運転年数を変化させた場合の発電コスト
（設備利用率 80%、割引率 2%）
- 資料 28 運転年数を変化させた場合の発電コスト
（設備利用率 80%、割引率 3%）
- 資料 29 設備利用率を変化させた場合の発電コスト（40 年運転、割引率 2%）
- 資料 30 設備利用率を変化させた場合の発電コスト（40 年運転、割引率 3%）

- 資料 3 1 設備利用率を変化させた場合の発電コスト
(法定耐用年数運転、割引率 2%)
- 資料 3 2 設備利用率を変化させた場合の発電コスト
(法定耐用年数運転、割引率 3%)
- 資料 3 3 為替レートを変化させた場合の発電コスト
(40 年運転、設備利用率 80%、割引率 3%)
- 資料 3 4 為替レートを変化させた場合の発電コスト
(法定耐用年数運転、設備利用率 80%、割引率 2%)
- 資料 3 5 燃料価格の上昇率を変化させた場合の発電コスト
(40 年運転、設備利用率 80%、割引率 3%)
- 資料 3 6 燃料価格の上昇率を変化させた場合の発電コスト
(法定耐用年数運転、設備利用率 80%、割引率 2%)

資料1 総合資源エネルギー調査会電気事業分科会報告

「今後の望ましい電気事業制度の骨格について」(平成15年2月18日)
から抜粋

原子力発電の遂行に当たっては、原子力委員会の原子力長期計画等に定める基本方針に従って再処理し、回収されたプルトニウム等を利用することが国の重要な政策としても求められている(注1)。これに必要な再処理事業や関係放射性廃棄物の処分事業等は極めて長期間を要するものであり、事業の不確定性も大きい。このため、従来からその円滑な遂行を図る観点からの政策的措置が講じられてきている(注2)。

しかし、詳細な安全規制上の方針策定、科学的知見の集積、事業の見通し等が不十分であるために、現時点では措置を具体化することができないものなどもあり、今後の知見の集積の進展も踏まえつつ、従来からの原子力発電及びバックエンド事業の円滑な推進の観点に加え、投資環境を整備する観点からも、適切な制度・措置の検討・整備を行っていくことが必要である。このため、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を分析・評価する場を立ち上げ、その結果を踏まえ、官民の役割分担の在り方、既存の制度との整合性等を整理の上、平成16年末を目途に、経済的措置等具体的な制度・措置の在り方について必要性を含め検討するべきである。

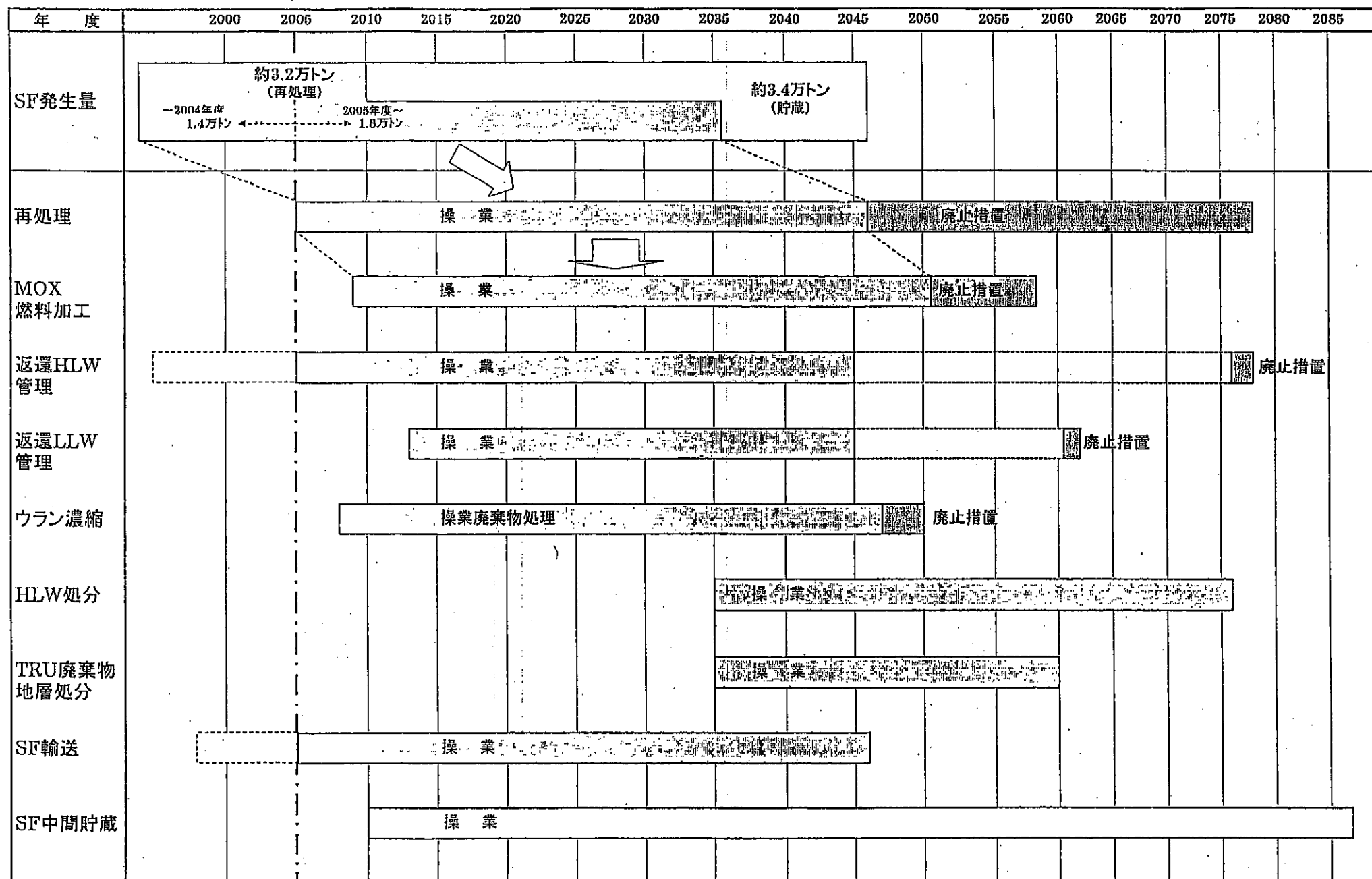
(注1) (原子力の研究、開発及び利用に関する長期計画(平成12年11月24日)抜粋)

- 国民の理解を得つつ、使用済燃料を再処理し回収されるプルトニウム、ウラン等を有効利用していくことを国の基本的考え方とする。
- 我が国は、核燃料サイクルの自主性を確実なものにするなどの視点から、今後、使用済燃料の再処理は国内で行うことを原則とする。

(注2) これまで講じられてきた政策的措置

- ・ 特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律
- ・ 再処理準備金制度
- ・ 原子炉廃止措置準備金制度(解体廃棄物処理処分費を含む)

資料2 原子燃料サイクルバックエンド事業の想定スケジュール



SF：使用済燃料， MOX燃料：ウラン・プルトニウム混合酸化物燃料， HLW：高レベル放射性廃棄物， LLW：低レベル放射性廃棄物， TRU廃棄物：超ウラン元素が付着した廃棄物

資料3 原子燃料サイクルバックエンドの総事業費

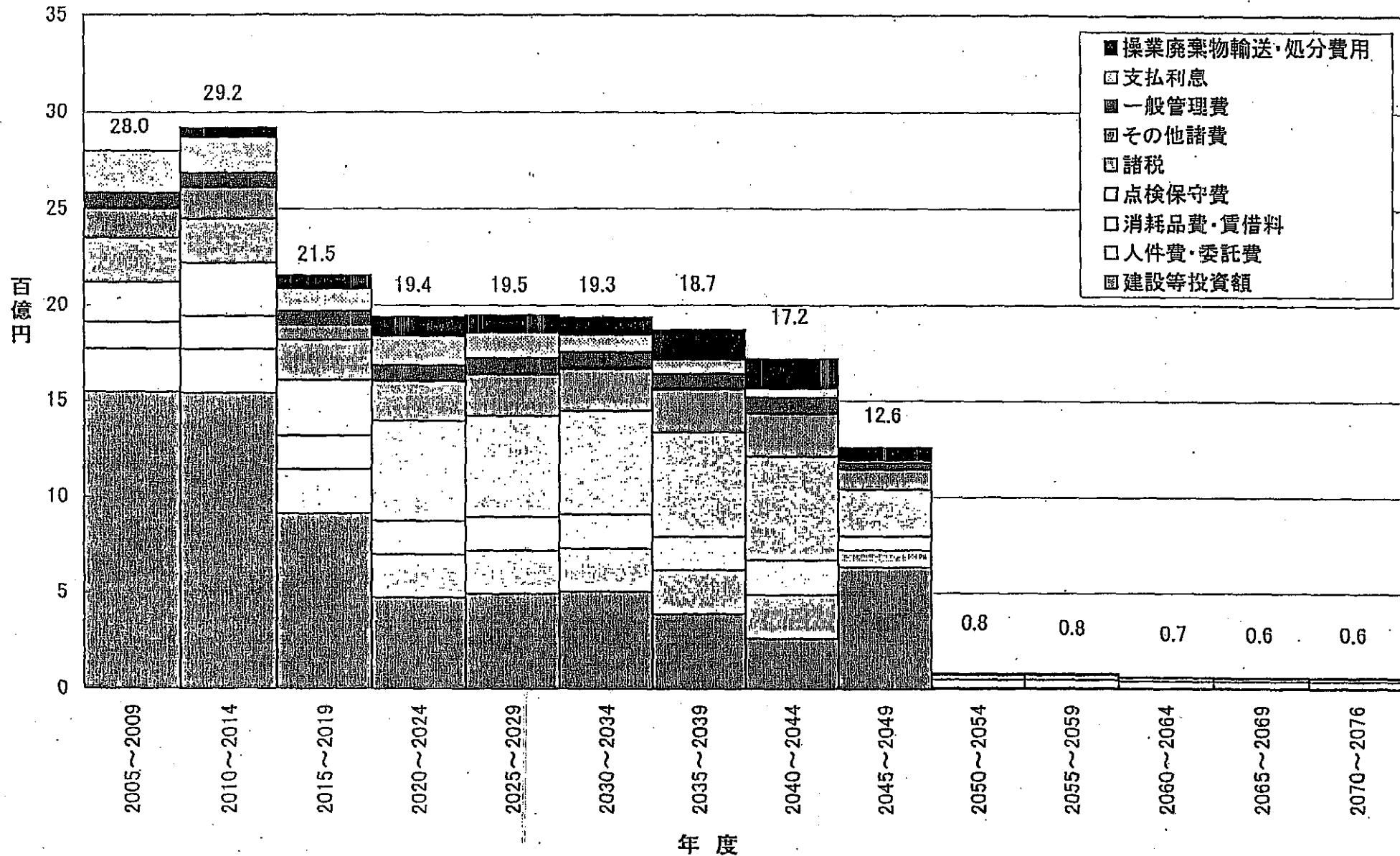
事業	項目	費用(百億円)	
		項目別	事業総額
再処理	a. 操業(本体)	706	1,100
	b. 操業(ガラス固化体処理)	47	
	c. 操業(ガラス固化体貯蔵)	74	
	d. 操業(低レベル廃棄物処理・貯蔵)	78	
	e. 操業廃棄物輸送・処分	40	
	f. 廃止措置	155	
返還高レベル放射性 廃棄物管理	a. 廃棄物の返還輸送	2	30
	b. 廃棄物貯蔵	27	
	c. 廃止措置	1	
返還低レベル放射性 廃棄物管理	a. 廃棄物の返還輸送	14	57
	b. 廃棄物貯蔵	35	
	c. 処分場への廃棄物輸送	3	
	d. 廃棄物処分	2	
	e. 廃止措置	4	
高レベル放射性廃棄物輸送	a. 廃棄物輸送	19	19
高レベル放射性廃棄物処分	a. 廃棄物処分 (注1)	255	255
TRU廃棄物地層処分	a. TRU廃棄物地層処分 (注2)	81	81
使用済燃料輸送	a. 使用済燃料輸送	92	92
使用済燃料中間貯蔵	a. 使用済燃料中間貯蔵	101	101
MOX燃料加工	a. 操業	112	119
	b. 操業廃棄物輸送・処分	1	
	c. 廃止措置	7	
ウラン濃縮工場バックエンド	a. 操業廃棄物処理	17	24
	b. 操業廃棄物輸送・処分	4	
	c. 廃止措置	4	
合 計		1,880	

注1: 高レベル廃棄物処分費については、「特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律」に基づき、電力が拠出すると想定される費用を算定。

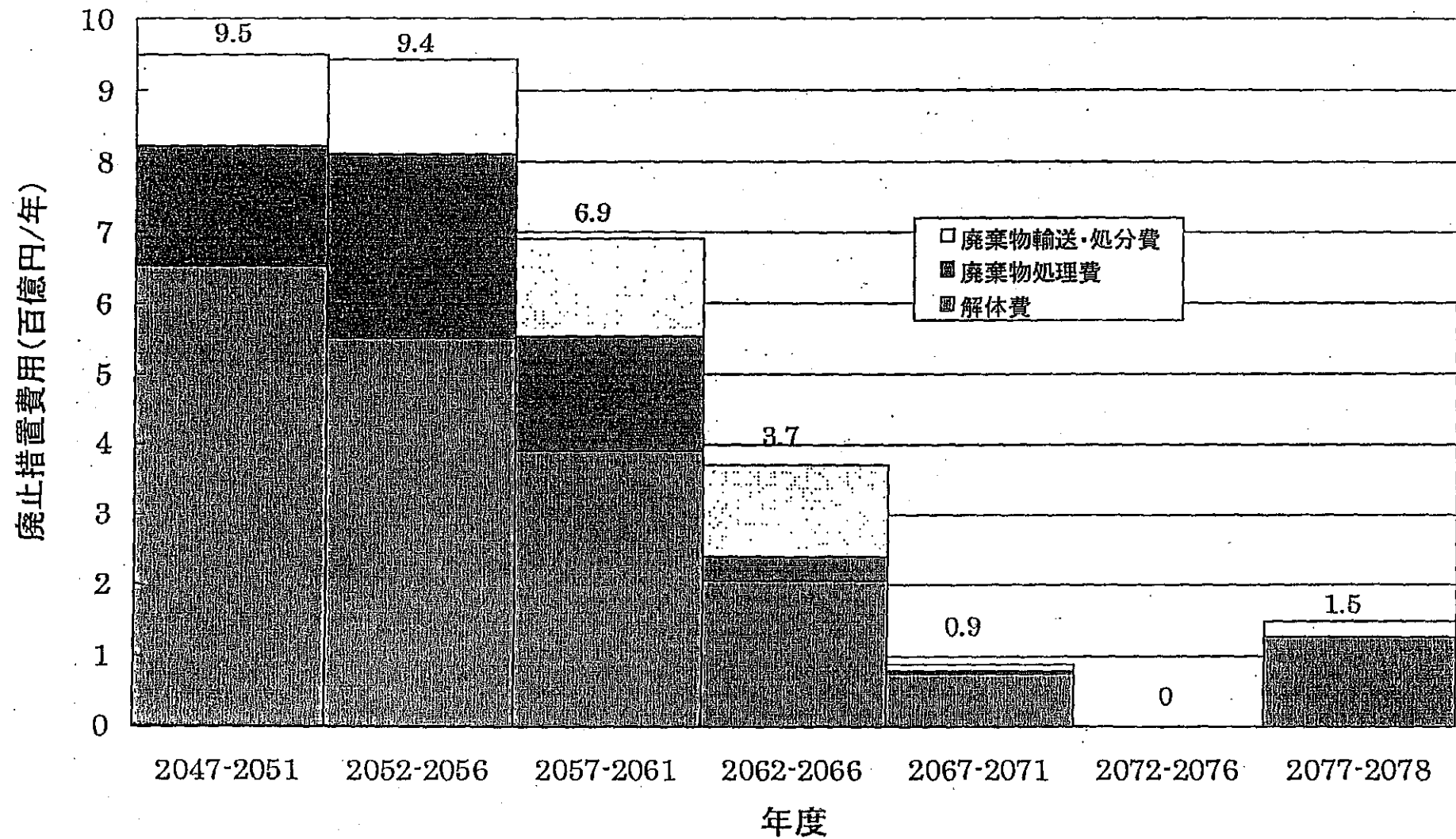
注2: 再処理、MOX工場等から発生するTRU廃棄物(地層処分相当)の処分費用は、各事業でなくTRU廃棄物地層処分の項目に計上。

注3: 端数処理の関係で、表中の数値と合計が合わない場合がある。

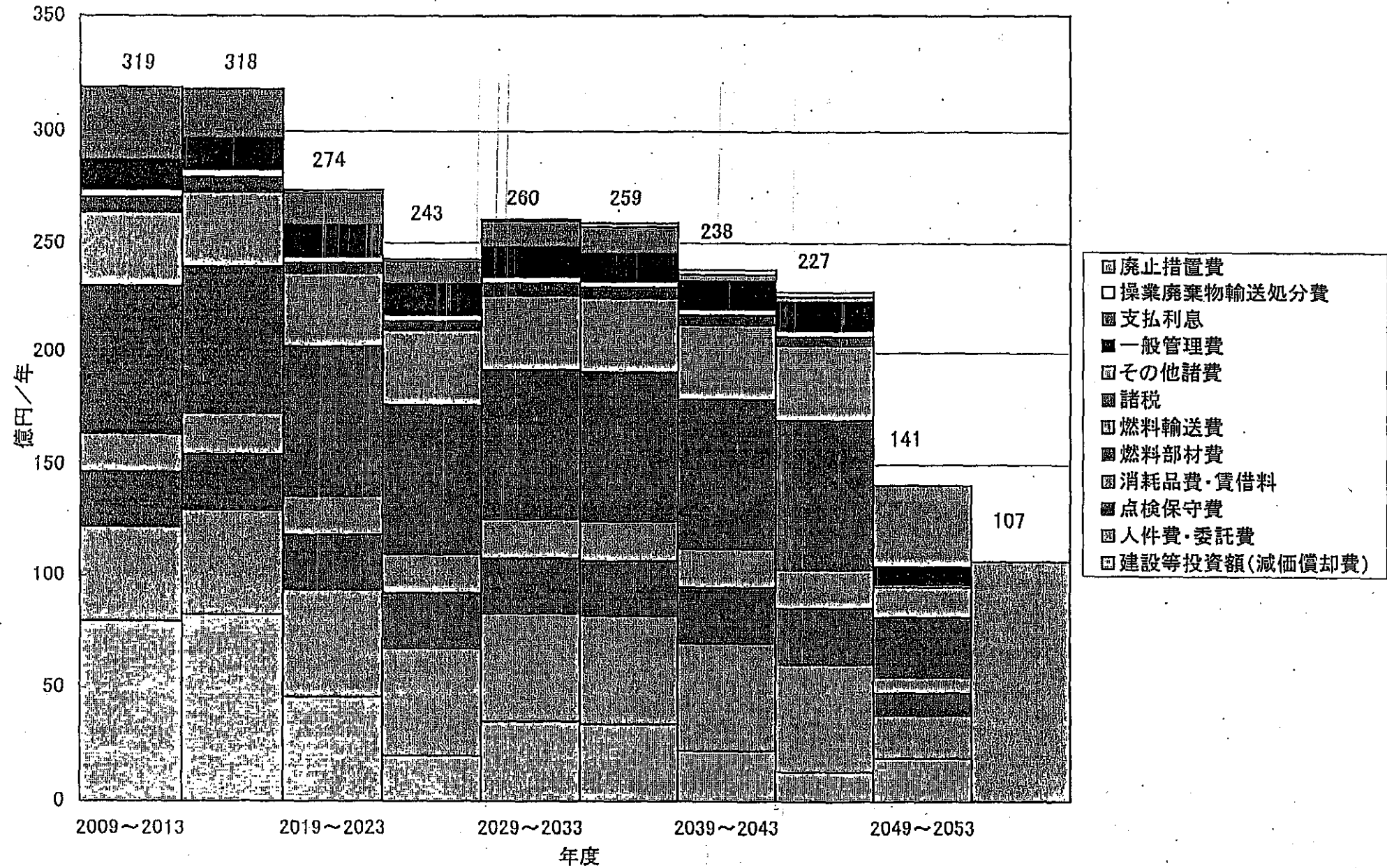
資料4 再処理操業費用の年度展開



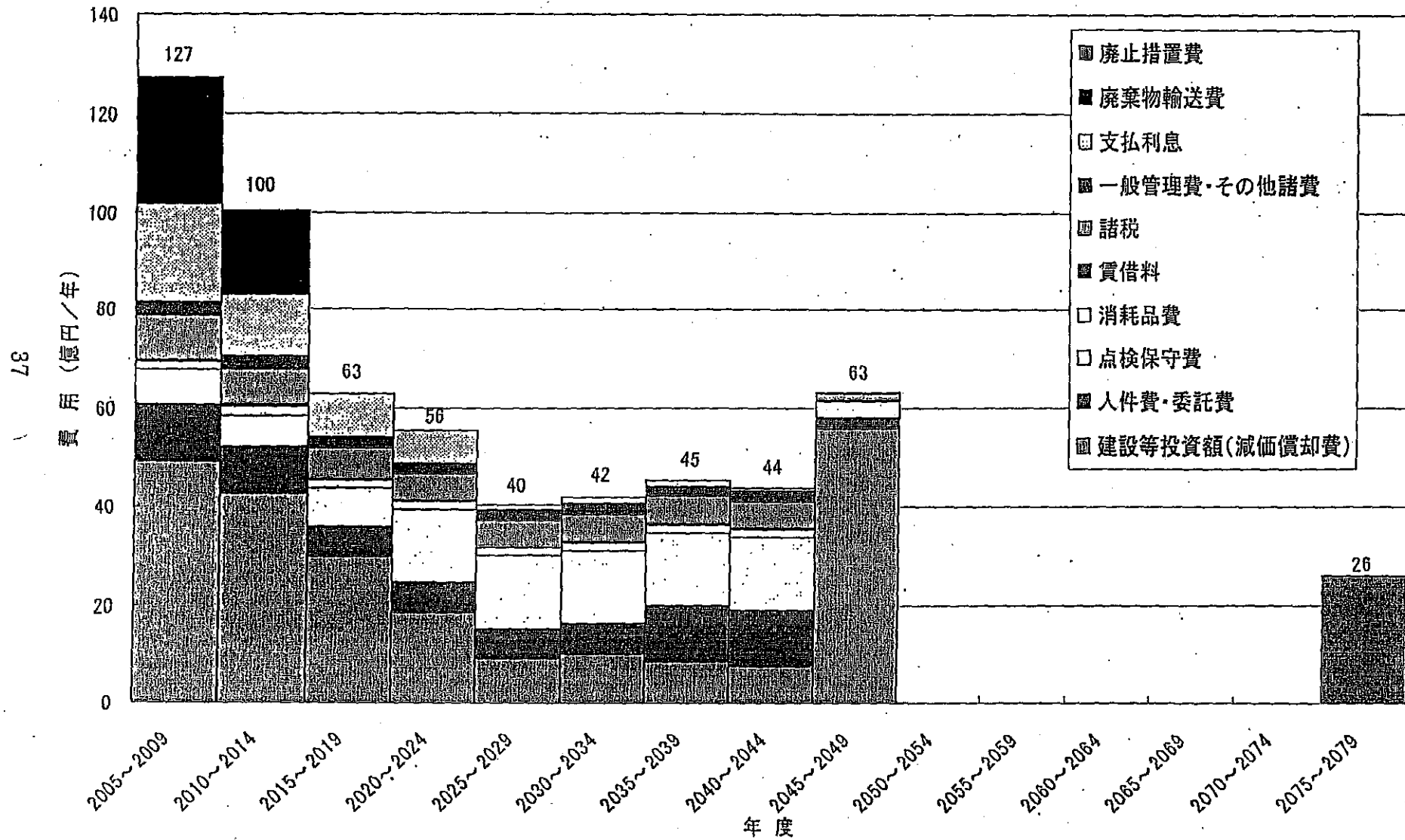
資料5 再処理施設廃止措置費用の年度展開



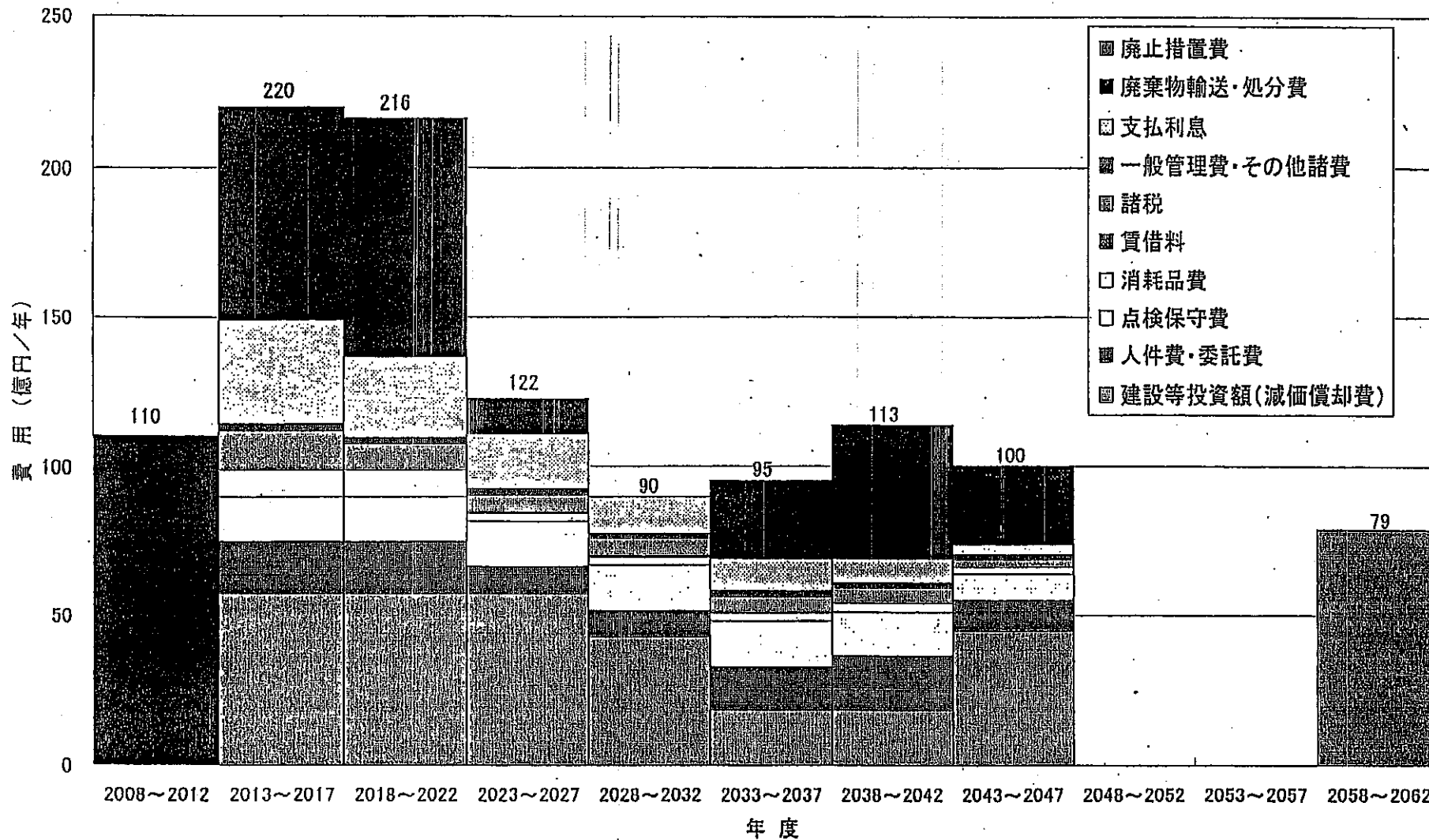
資料6 MOX燃料加工事業費用の年度展開



資料7 返還高レベル放射性廃棄物管理費用の年度展開

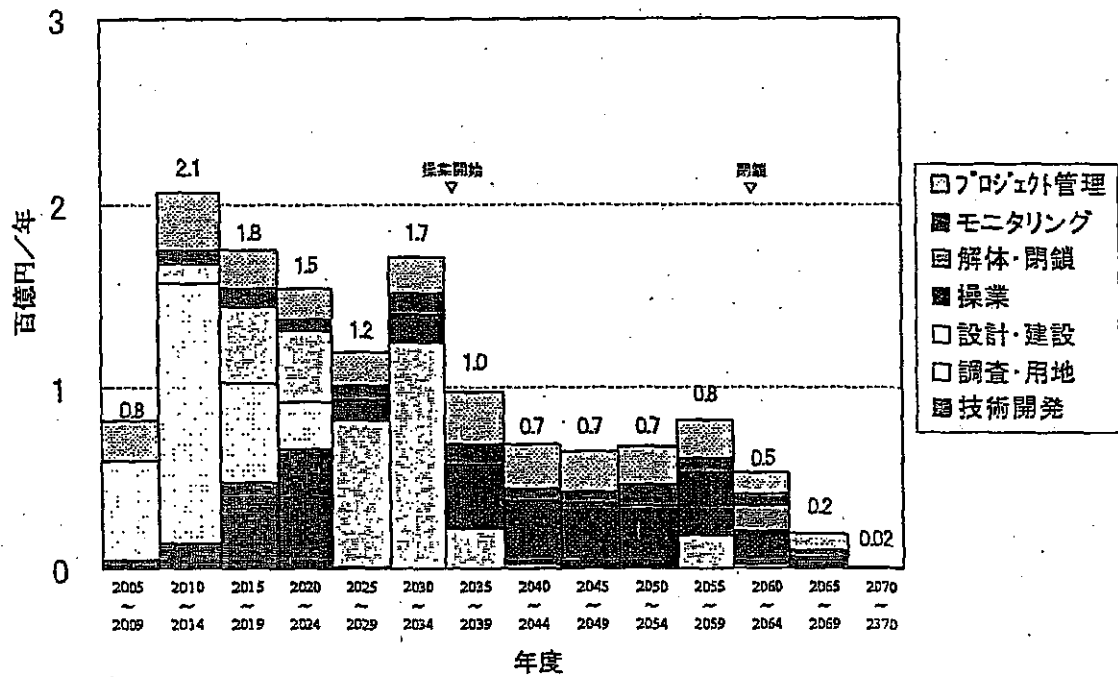


資料8 返還低レベル放射性廃棄物管理費用の年度展開

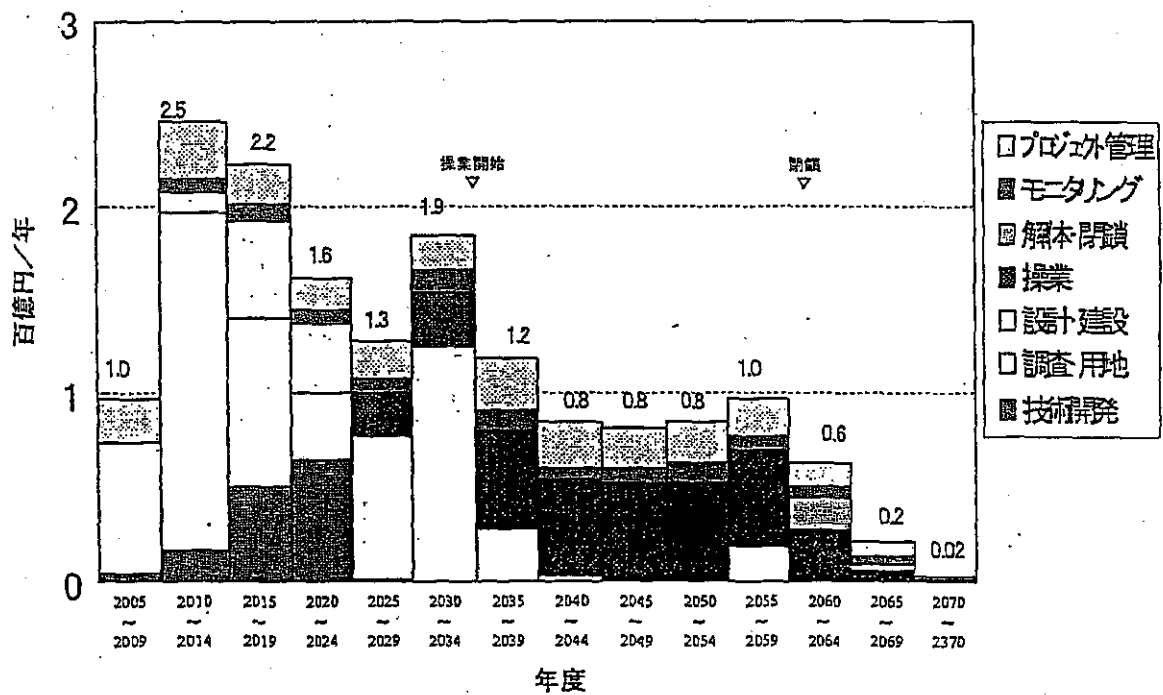


資料9 TRU廃棄物地層処分費用の年度展開

(堆積岩)



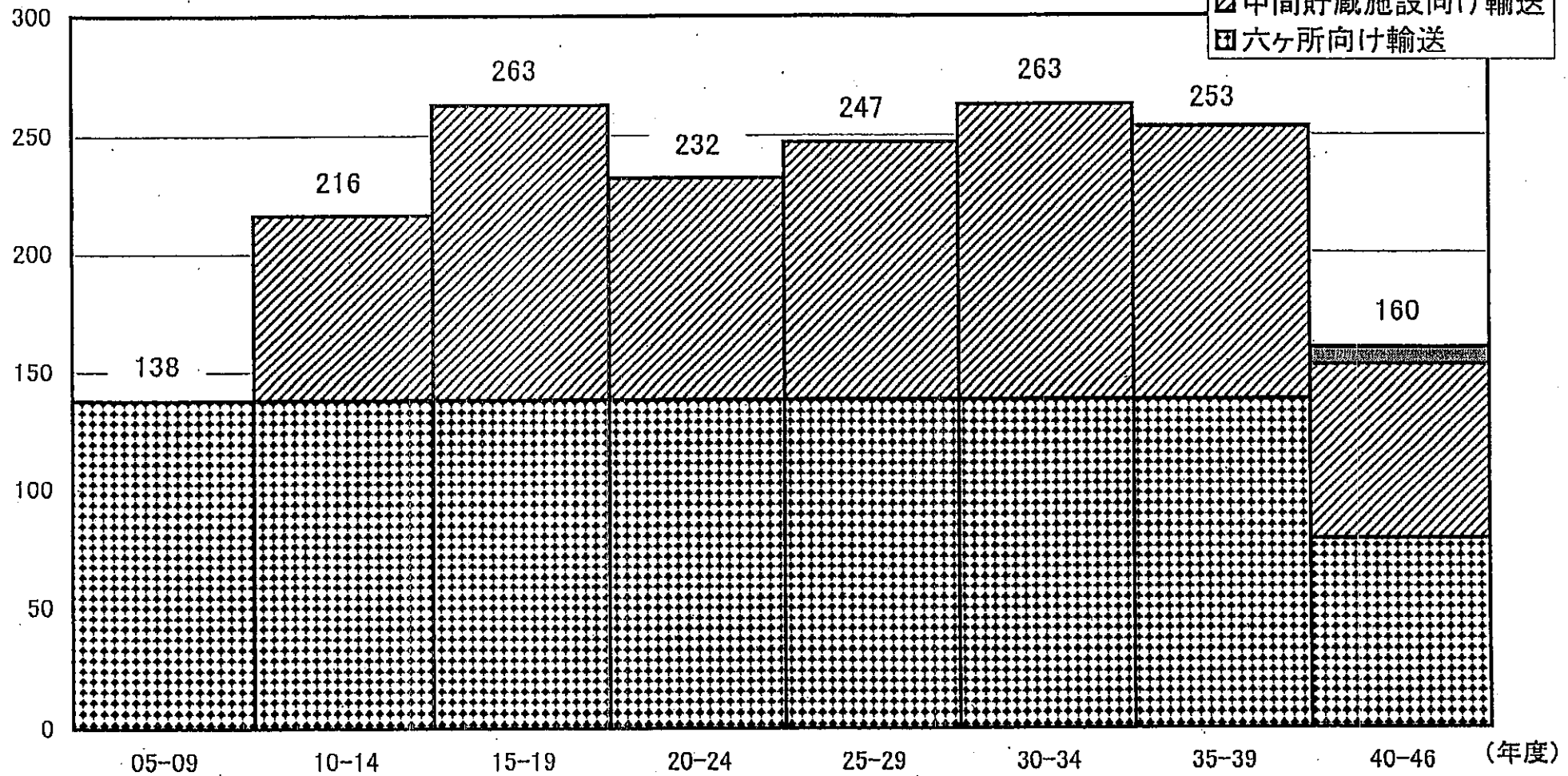
(結晶質岩)



資料10 使用済燃料輸送費用の年度展開

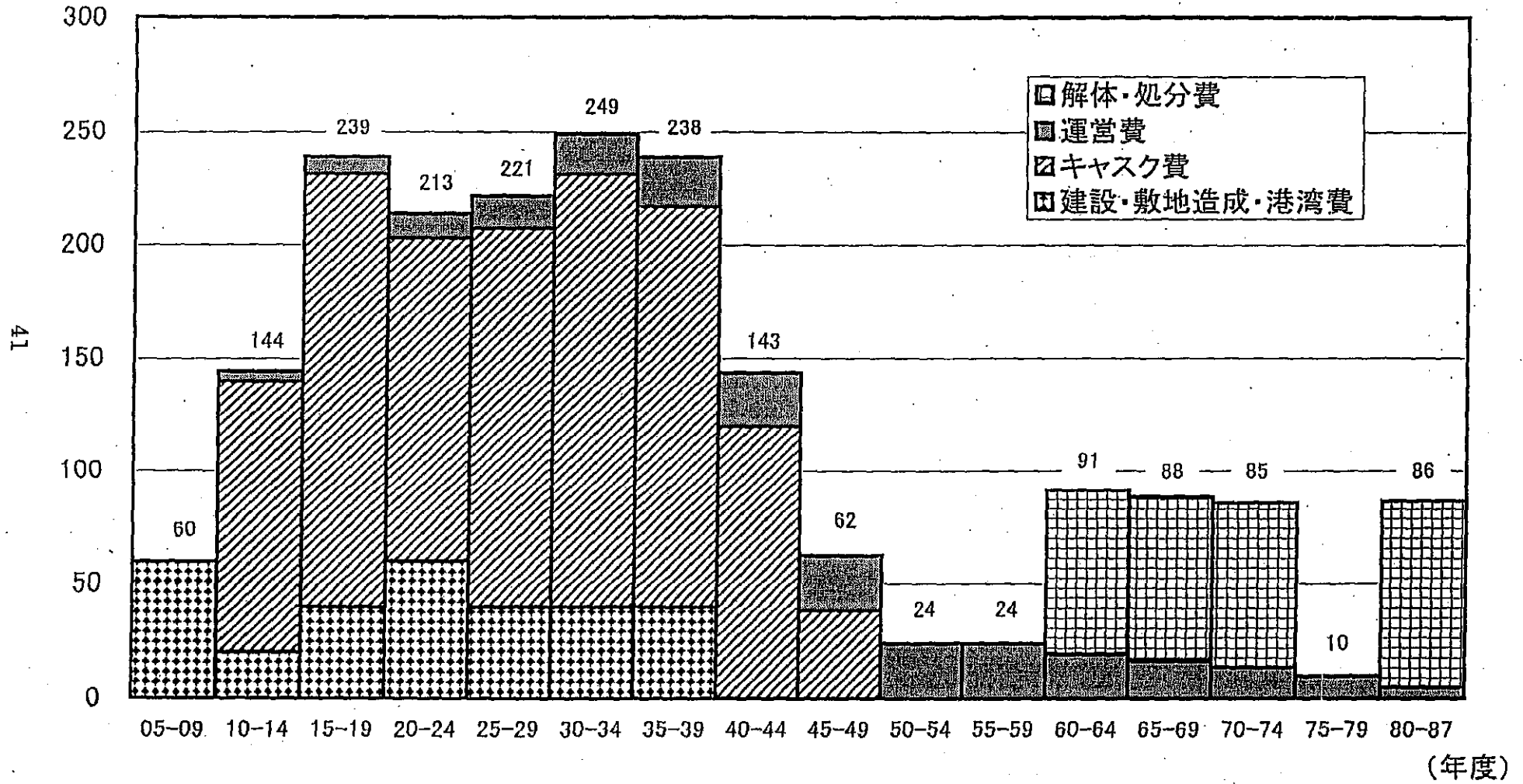
(億円/年)

40

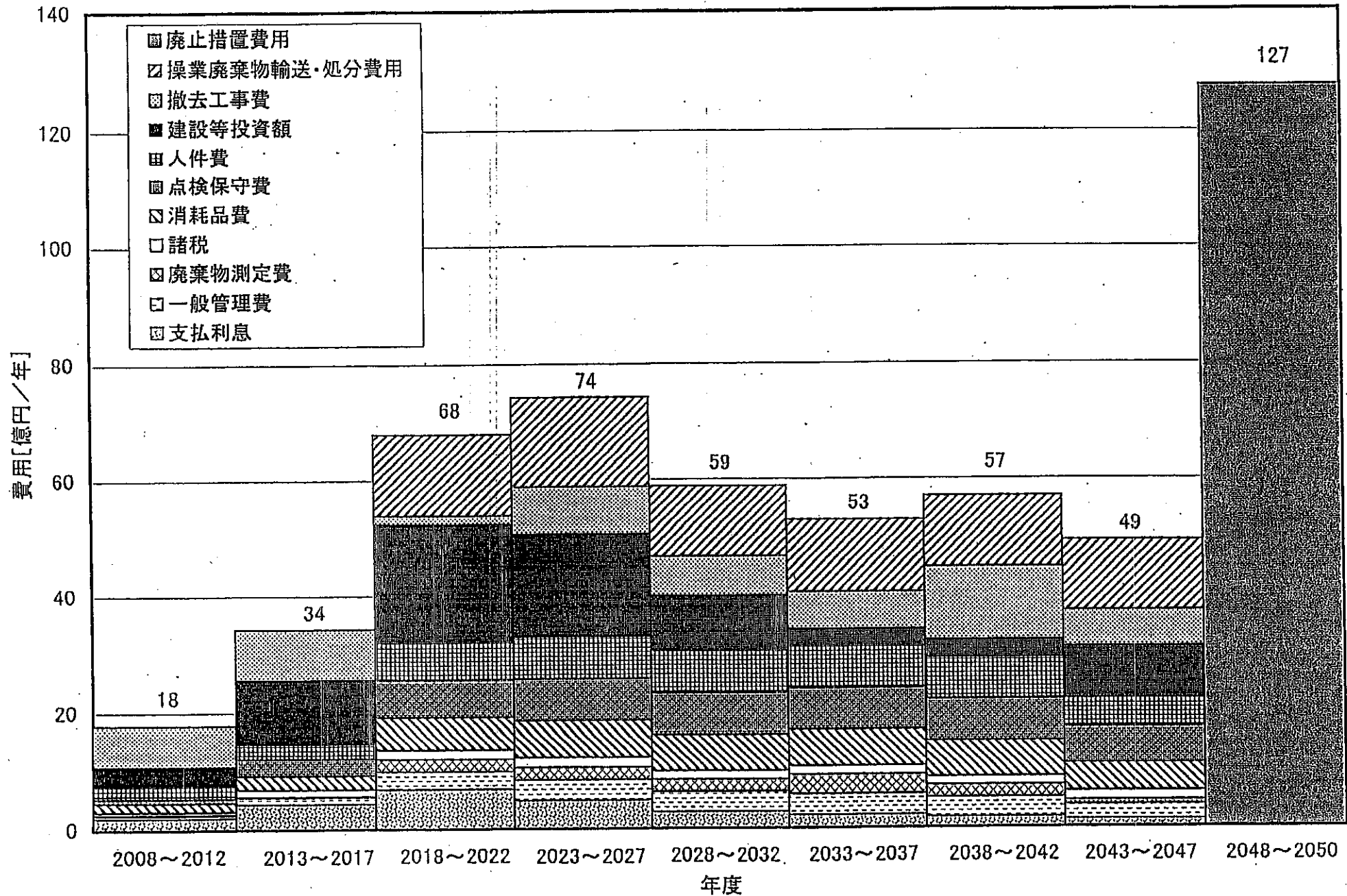


(億円/年)

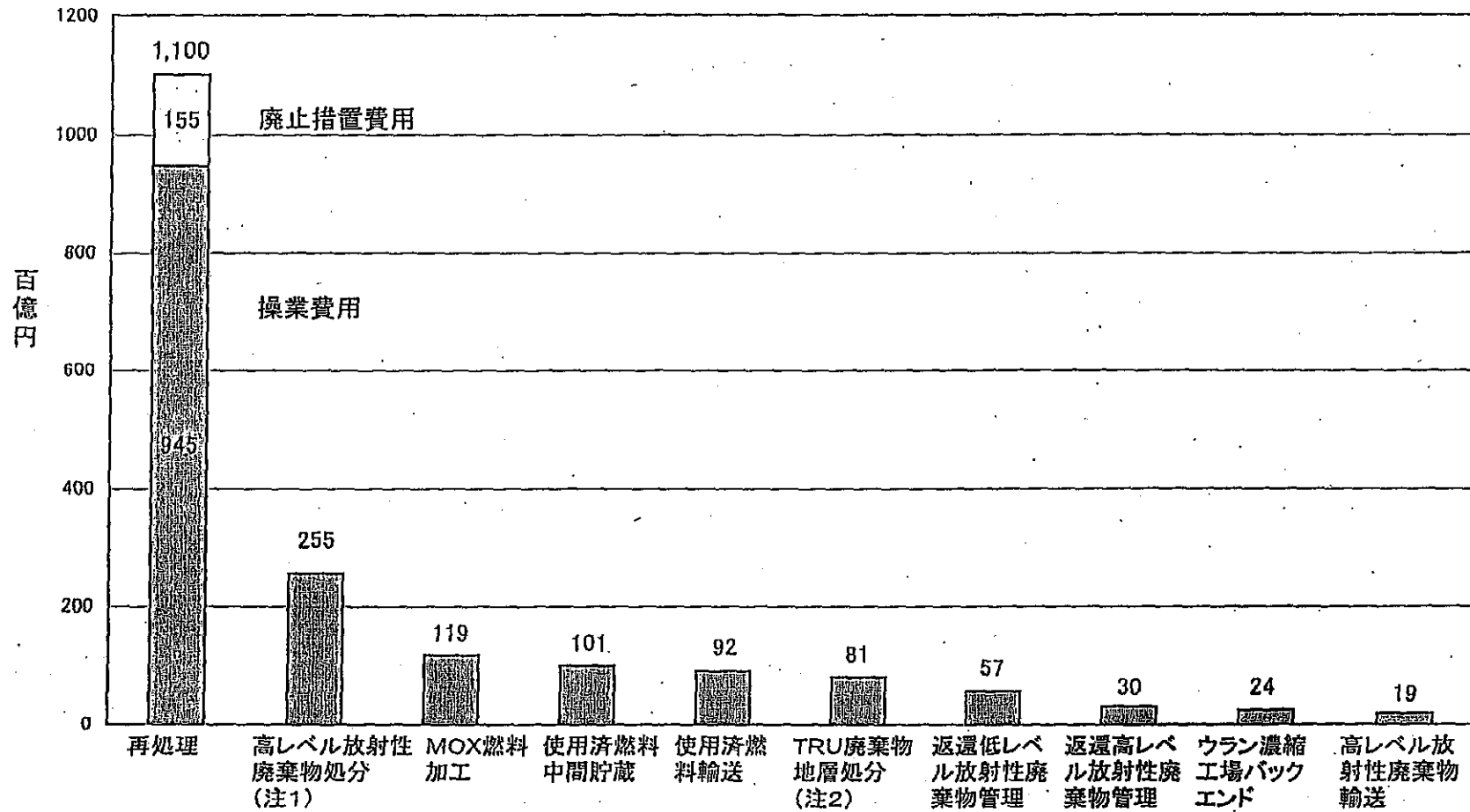
資料11 使用済燃料中間貯蔵費用の年度展開



資料12 ウラン濃縮工場バックエンド費用の年度展開



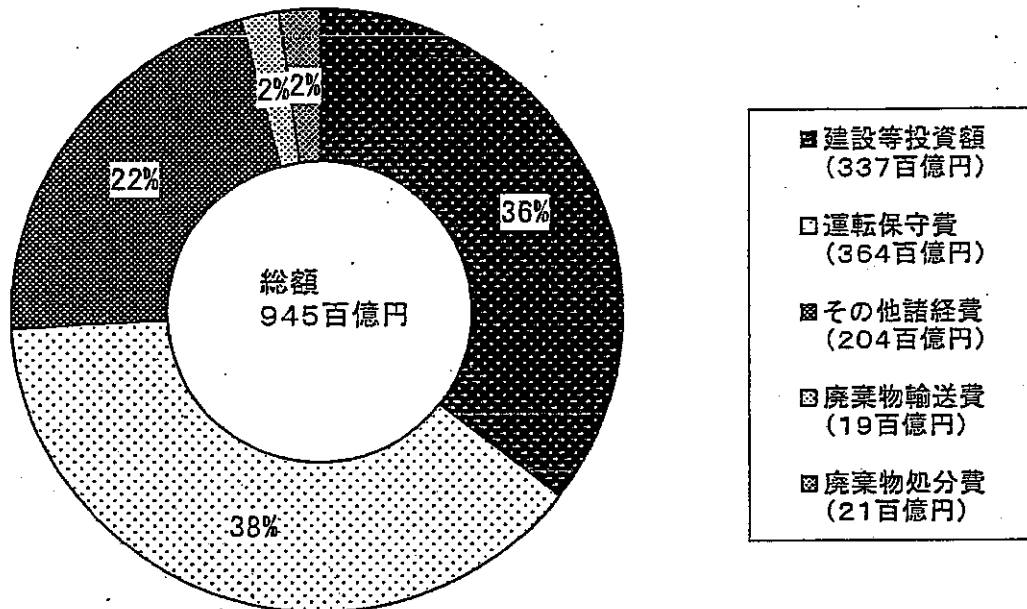
資料13 事業別費用



注1: 高レベル廃棄物処分費については、「特定放射性廃棄物の最終処分に関する法律」に基づき、電力が拠出すると想定される費用を算定。

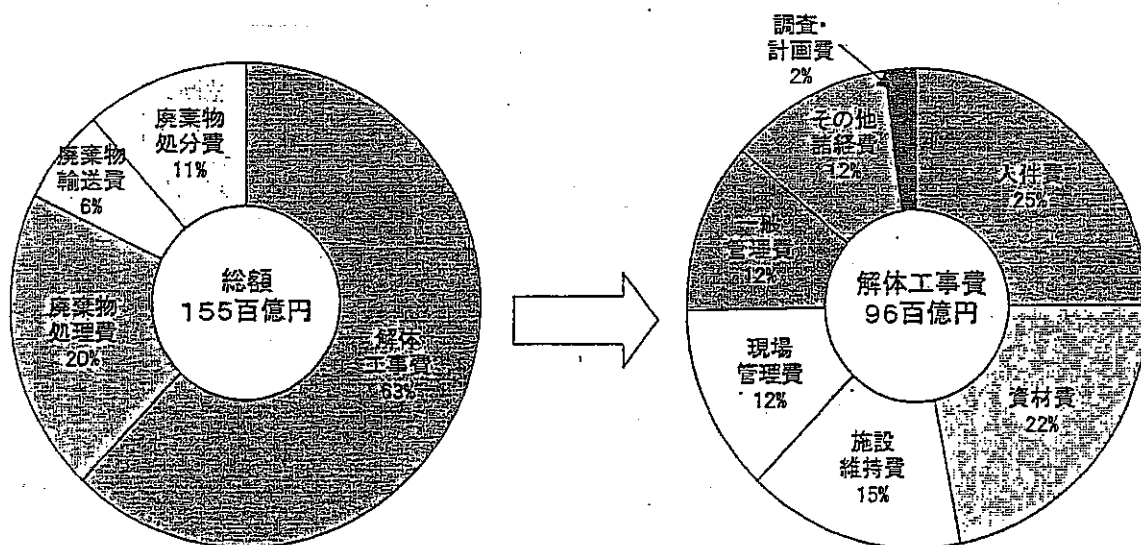
注2: 再処理、MOX工場等から発生するTRU廃棄物(地層処分相当)の処分費用は、各事業でなくTRU廃棄物地層処分の項目に計上。

資料14 再処理操業費用の内訳

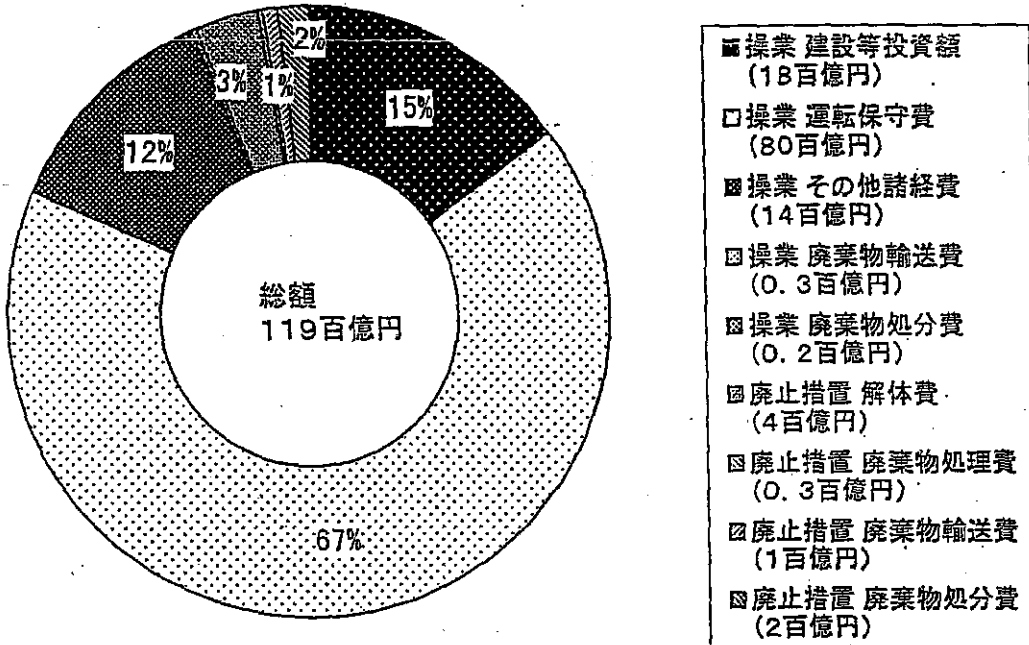


電気事業連合会提出 第8回コスト等検討小委員会資料1-2から抜粋

資料15 再処理施設廃止措置費用の内訳(総額、解体工事費)

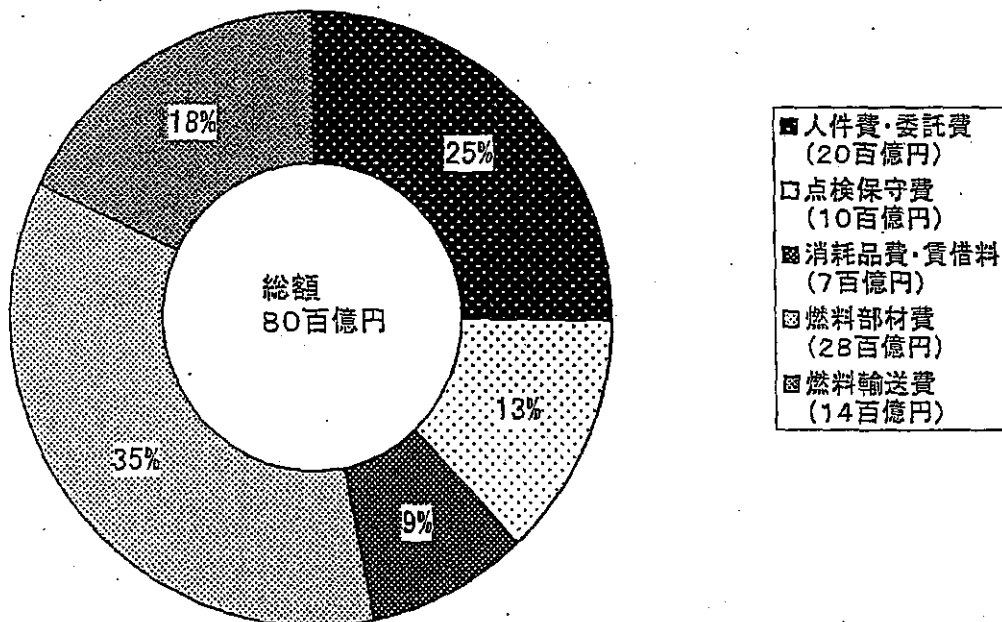


資料16 MOX燃料加工事業費用の内訳

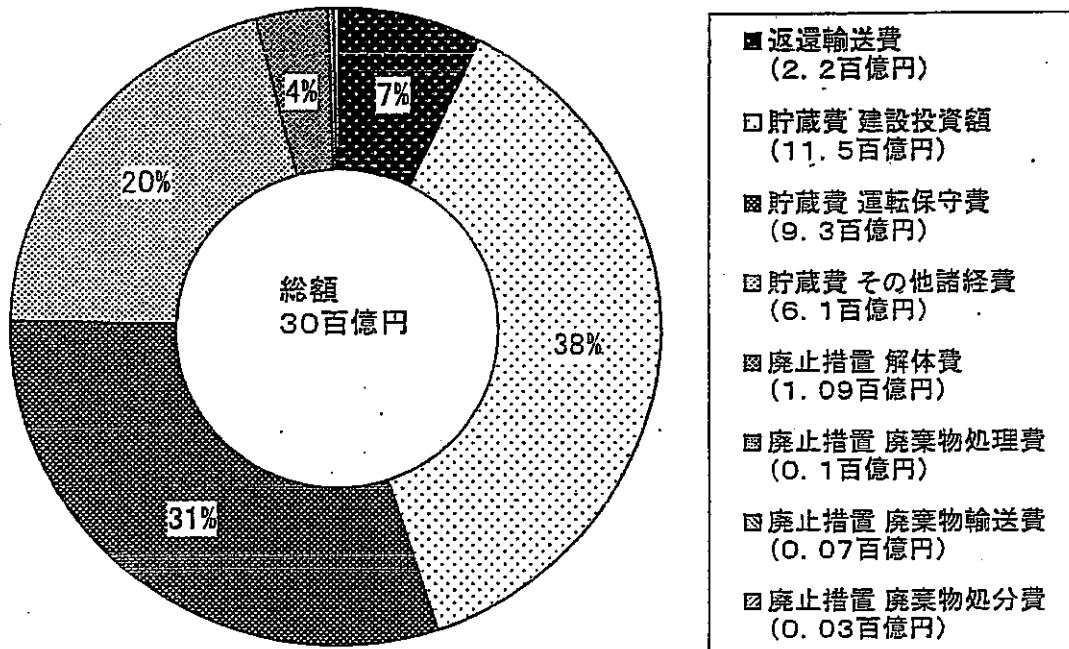


電気事業連合会提出 第8回コスト等検討小委員会資料1-3に基づき作成

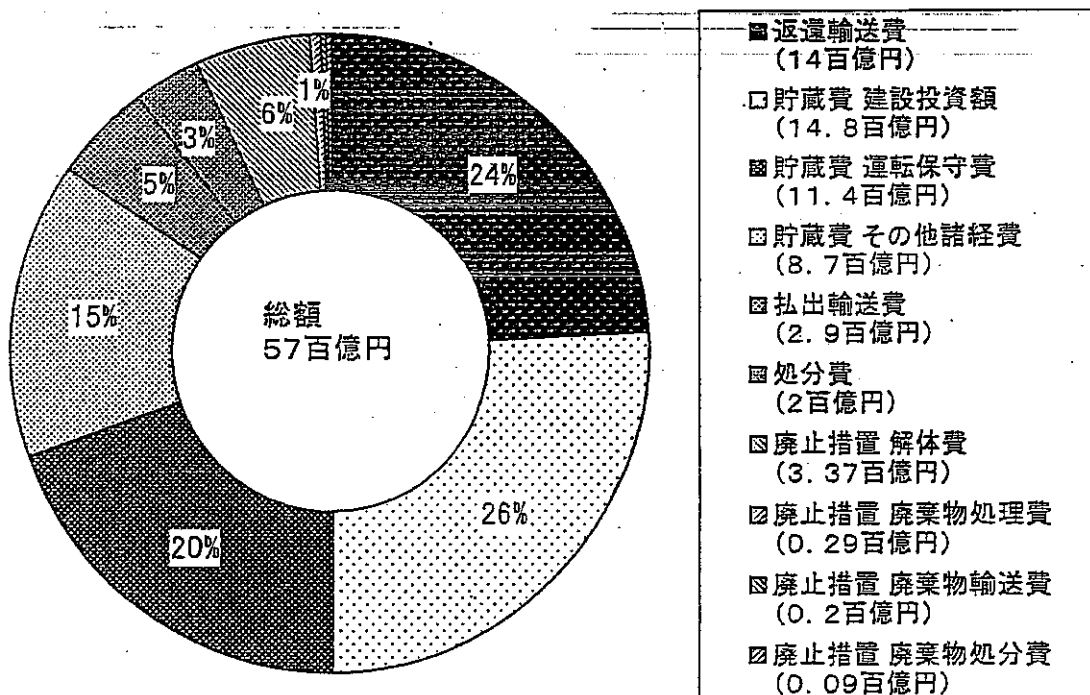
資料17 MOX燃料加工事業運転保守費の内訳



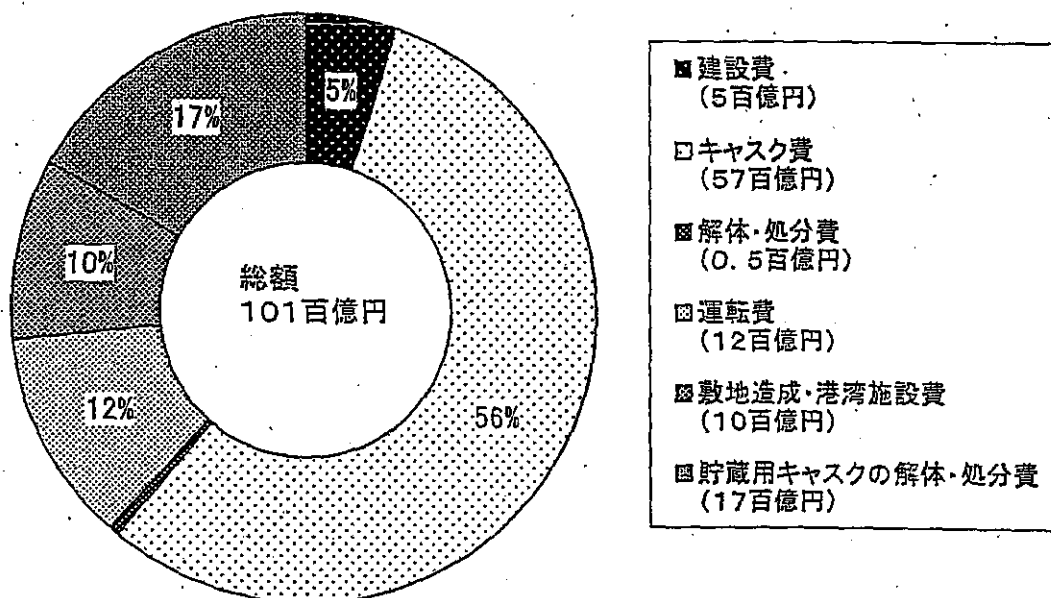
資料18 返還高レベル放射性廃棄物管理費用の内訳



資料19 返還低レベル放射性廃棄物管理費用の内訳

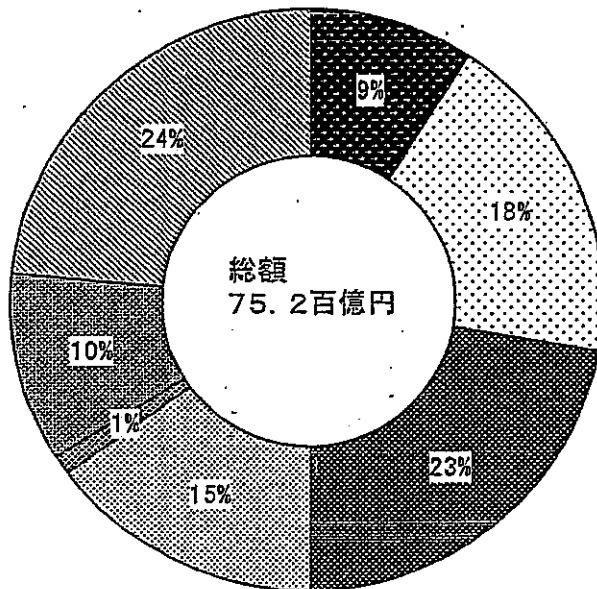


資料20 使用済燃料中間貯蔵費用の内訳



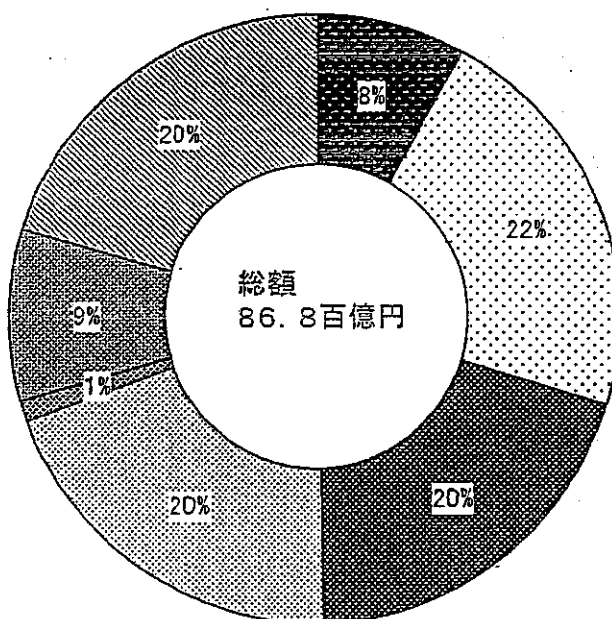
資料21 TRU廃棄物地層処分費用の内訳

(堆積岩)



- 建設費 技術開発費 (6.9百億円)
- 建設費 調査・用地取得費 (13.9百億円)
- 建設費 設計・建設費 (16.9百億円)
- 運転費 操業費 (11.2百億円)
- 運転費 解体及び閉鎖費 (0.9百億円)
- 運転費 モニタリング費 (7.8百億円)
- その他諸経費 プロジェクト管理費 (17.6百億円)

(結晶質岩)



- 建設費 技術開発費 (7百億円)
- 建設費 調査・用地取得費 (18.8百億円)
- 建設費 設計・建設費 (17.3百億円)
- 運転費 操業費 (17.2百億円)
- 運転費 解体及び閉鎖費 (1百億円)
- 運転費 モニタリング費 (8百億円)
- その他諸経費 プロジェクト管理費 (17.6百億円)

資料22 原子燃料サイクルバックエンド事業費の変動要因(1/2)

変動要因			今回の算定条件	変動内容	費用への影響
1. 安全規制・基準の動向により費用が変動するもの	(1) クリアランスレベル	①TRU 廃棄物のクリアランスレベル	汚染の可能性が極めて低いものをクリアランスレベル以下と想定	クリアランスを考慮しない場合 a. 再処理, b. MOX 燃料加工, c. 返還高レベル, d. 返還低レベル (いずれも廃止措置)	+11 百億円 a. +7 百億円 b. <+1 百億円 c. +1 百億円 d. +2 百億円
		②ウラン廃棄物のクリアランスレベル	除染等により大部分のものがクリアランスレベル以下になるものと想定	1) クリアランスを考慮しない場合 2) 除染せずに素掘りトレンチ処分とした場合	1) +5 百億円 2) -3 百億円
		③クリアランスレベル検認	自動測定による効率的な放射能測定を想定	対象物の全表面測定が必要とした場合 a. 再処理, b. MOX 燃料加工, c. 返還高レベル, d. 返還低レベル (a~d はいずれも廃止措置) e. ウラン濃縮	+4 百億円 a. +2 百億円 b. <+1 百億円 c. <+1 百億円 d. +1 百億円 e. +1 百億円
	(2) ウラン廃棄物の処分方法	①ウラン廃棄物の処分区分	クリアランスできないものは、全て余裕深度処分と想定	余裕深度処分と想定した廃棄物の 50%が素掘りトレンチ処分とした場合	-2 百億円
		②はつりコンクリートの処分区分	はつりコンクリートは、全て余裕深度処分と想定	はつりコンクリートが素掘りトレンチ処分とした場合	-0.6 百億円
	(3) 処分施設の線量目標値		現行政令濃度上限値導出シナリオに適用されている 10μSv/y を想定	ICRP 勧告の 300μSv/y とした場合 a. 再処理, b. MOX 燃料加工, c. 返還低レベル, d. ウラン濃縮	-9 百億円 a. -7 百億円 b. <-1 百億円 c. -1 百億円 d. <-1 百億円
	2. 技術開発の進展により費用の低減が可能なもの	(1) 廃止措置における解体工数の削減	最新の技術的知見を勘案しつつ現時点で想定できるものを活用	将来的な解体技術の向上により解体作業工数が 10%低減した場合、①再処理施設、②MOX 燃料加工施設、③ウラン濃縮工場	① -6 百億円 ② -0.2 百億円 ③ -0.2 百億円
3. 事業内容の合理化、事業実施の不確定性等により費用が変動するもの 3-1 操業	(1) 点検保守	①再処理:建屋建設費×1%+機械装置費×3%(貯蔵施設については、1.5%) ②-a 返還高レベル廃棄物管理: 建屋建設費×1%+機械装置費×1.5% ②-b 返還低レベル廃棄物管理: 建屋建設費×1%+機械装置費×1.5% ③ウラン濃縮:建屋建設費×1%+機械装置費×3%	① 再処理:貯蔵施設について建屋建設費×1%+機械装置費×2%(貯蔵施設については、1%) ②-a 返還高レベル廃棄物管理: 建屋建設費×1%+機械装置費×1% ②-b 返還低レベル廃棄物管理: 建屋建設費×1%+機械装置費×1% ③ ウラン濃縮:建屋建設費×1%+機械装置費×2%	① -34 百億円 ②-a -1 百億円 ②-b -1 百億円 ③ -0.5 百億円	
(2) 稼働率	再処理施設が定格で稼働することを想定	稼働率が運転状況により変動する可能性がある。 ①稼働率が、5%増加した場合 ②稼働率が、5%低下した場合	① -3 百億円 ② +6 百億円		
(3) 共用、スケールメリット等	①廃棄物処理・貯蔵施設の集中化	MOX 燃料加工及び返還廃棄物貯蔵に伴い発生する廃棄物の処理・貯蔵を再処理施設で集中化すると想定	事業間の廃棄物処理・貯蔵の集中化が認められない場合	+12 百億円	
	②返還廃棄物に係る事業所外廃棄確認方法	返還低レベル廃棄物についてもガラス固化体と同様な受入検査が行われると想定	搬出前の検査で安全性が確認できるとした場合	-2 百億円	
	③中間貯蔵施設の貯蔵容量	貯蔵容量 5,000t のサイトを 5 サイト建設することを想定	貯蔵容量 10,000t を 2 サイト、5,000t を 1 サイトとした場合	-4~6 百億円	

注)変動の影響が費用として評価できないものを除く

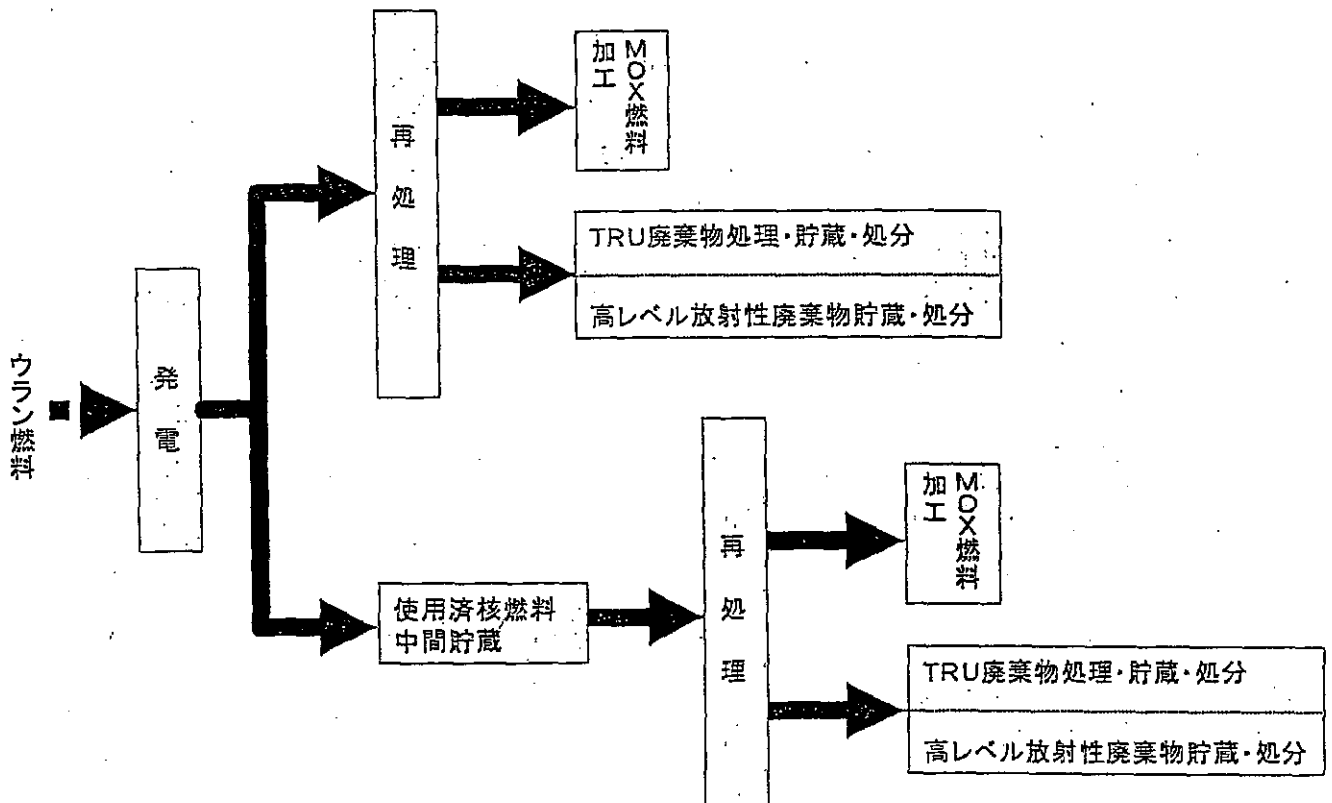
資料22 原子燃料サイクルバックエンド事業費の変動要因(2/2)

変動要因			今回の算定条件	変動内容	費用への影響
3. 事業内容の合理化、事業実施の不確定性等により費用が変動するもの 3-2 廃棄物の発生・処理処分	(1) 操業・解体廃棄物の発生量	①操業廃棄物発生量	施設の設計条件等より物量を算定	実際に操業していないことから、想定と異なる可能性がある a. 再処理: 浅地中コンクリートピット処分物量を±10%変動 b. MOX 燃料加工: 余裕深度処分, 浅地中コンクリートピット処分物量を±10%変動 c. ウラン濃縮: 余裕深度処分物量を±10%変動	a. ±1 百億円 b. ±0.1 百億円未満 c. ±0.4 百億円
		②廃止措置廃棄物発生量	通常の運転状況を想定し、エリア毎の汚染度合いを評価し、物量を算定	様々な運転状態により汚染状況が変わる可能性がある a. 再処理: 浅地中コンクリートピット処分物量を±10%変動 b. MOX 燃料加工: 余裕深度処分, 浅地中コンクリートピット処分物量を±10%変動 c. ウラン濃縮: 余裕深度処分物量を±10%変動	a. ±1 百億円 b. ±0.3 百億円 c. ±0.1 百億円
	(2) はつりコンクリートの放射能濃度		はつりコンクリートは、全て余裕深度処分と想定	様々な運転状態により汚染状況が変わる可能性がある ①再処理: はつりコンクリートの 50%が浅地中コンクリートピット処分とした場合 ②ウラン濃縮: はつり作業を行わない場合	① -1 百億円 ② -1 百億円
	(3) TRU 廃棄物(地層処分相当)の HLW との併置		単独サイトでの処分を想定	海外で検討されている高レベル放射性廃棄物と併置処分とした場合	-34 百億円
	(4) 地質環境条件	①TRU 廃棄物地層処分場所	処分場所が堆積岩と結晶質岩の 2 ケースの平均値	a. 結晶質岩の場合、b. 堆積岩の場合	a. +6 百億円 b. -6 百億円
		②TRU 廃棄物地層処分場の地質条件	処分場の地質条件として岩盤強度 20MPa を想定	岩盤強度を、a. 25MPa, b. 15MPa とした場合	a. -1 百億円 b. +4 百億円
		③余裕深度処分場所の地質条件	日本国内における平均的な地質環境条件を想定	地下水流速, 岩盤強度が変わった場合 a. 地下水流速が遅く、岩盤強度が大きい Ⅰ) 再処理, Ⅱ) MOX 燃料加工, Ⅲ) ウラン濃縮 b. 地下水流速が速く、岩盤強度が小さい Ⅰ) 再処理, Ⅱ) MOX 燃料加工, Ⅲ) ウラン濃縮	a. -2 百億円 Ⅰ) -2 百億円 Ⅱ) <-1 百億円 Ⅲ) <-1 百億円 b. +12 百億円 Ⅰ) +10 百億円 Ⅱ) +1 百億円 Ⅲ) +2 百億円

注) 変動の影響が費用として評価できないものを除く

資料23 核燃料サイクルコスト計算の諸元

(1) ウラン燃料濃縮度	BWR 3.8 % PWR 4.1 %
(2) 平均取出燃焼度	ウラン燃料 45,000 MWd/t MOX 燃料 40,000 MWd/t
(3) 燃料の炉内滞在期間	5 年
(4) 熱効率	34.5%
(5) ウラン燃料の取得価格	2000～2002 年度に於ける購入実績を基に価格とリードタイムを設定 なお、今回試算したウラン濃縮工場のバックエンドについて、費用と分離作業(t-SWU/年)の年度展開を同時点に換算して均等化単価を求め、濃縮役務単価に加算
(6) MOX 燃料の取得価格	MOX 燃料加工事業に関する今回の検討結果に基づき、費用と生産量の年度展開を同時点に換算し、均等化単価を設定
(7) バックエンド処理単価	再処理、高レベル廃棄物、TRU 廃棄物、再処理施設の廃止措置、使用済燃料中間貯蔵などのバックエンドについて、今回の検討結果に基づき、各事業費用と処理量（或いは、貯蔵量、処分量）の年度展開を同時点に換算し、均等化単価を設定
(8) 燃料の原子炉装荷から再処理までの期間と、使用済燃料の割合	中間貯蔵無し 8 年 64% 中間貯蔵有り 50 年 36%
(9) MOX 燃料としての次世代再生率	15%



資料24 発電コストの試算方法について

資本費、運転維持費及び燃料費は以下の計算式により算定。

項目		試算式
資本費	減価償却費	$\Sigma [残存簿価 \times 償却率 \times K_i]$
	固定資産税	$\Sigma [残存簿価 \times 固定資産税率 \times K_i]$
	報酬	$\Sigma [残存簿価 \times 報酬率 (= 割引率) \times K_i]$
	水利使用料	$\Sigma [(常時理論水力 \times 1976 + (最大理論水力 - 常時理論水力) \times 436) \times K_i]$
	廃炉費用	原子力発電施設解体引当金総見積額
運転維持費	修繕費	$\Sigma [C_f \times P \times 修繕费率 \times K_i]$
	諸費	$\Sigma [C_f \times P \times 諸费率 \times K_i]$
	給料手当	$\Sigma [従業員給与 \times 従業員数 \times K_i]$
	業務分担費	$\Sigma [(修繕費 + 諸費 + 給料手当) \times 業務分担费率 \times K_i]$
	事業税	$\Sigma [(資本費 + 直接費 + 業務分担費) \times 税率 / (1 - 税率) \times K_i]$
燃料費 (火力)		$\Sigma [(A_i + 燃料諸経費) \times F_i]$
燃料費 (原子力)		$\Sigma [\Sigma [C_j \times (1+q)^{T_j/B}] \times G_i]$
発電電力量 (発電端)		ΣG_i
発電電力量 (送電端)		$\Sigma [G_i \times (1 - L_s)]$

C_f : 建設単価 (万円/kW) P : 出力 (万 kW) α : 設備利用率 (%)

q : 割引率 (%) r : 燃料価格上昇率 (%) L_s : 所内率 (%)

C_j : 原子燃料サイクルの構成要素 j の単価 (万円/トン)

T_j : 原子燃料サイクルの構成要素 j のリードタイム(+)またはラグタイム(-) (年)

B : 原子燃料 1 トンの発電電力量 (kWh)

K_i : i 年度における現在価値換算係数 $(= (1+q)^{-i})$

A_i : i 年度における燃料価格 $(= A_1 (1+r)^{i-1})$

F_i : i 年度における必要燃料量 $(= G_i \times 860(\text{kcal/kWh}) / \text{熱効率} \div \text{燃料発熱量})$

G_i : $P \times 24\text{h} \times 365 \text{日} \times \alpha \times K_i$

直接費 : 修繕費 + 諸費 + 給料手当 + 燃料費

※表中の Σ は運転年の積算値 (原子燃料費の場合には構成要素の合計値)

※試算の前提諸元は以下のとおり

・建設単価 (万円/kW)

	原子力	石油	LNG	石炭	水力
今回	27.9	26.9	16.4	27.2	73.2
前回(1999 試算)	29.1	28.4	20.3	30.3	75.7

・固定資産税率 : 1.4% ・事業税率 : 1.3%

・熱効率 : 原子力 34.5%、石油 39.4%、LNG 48.4%、石炭 41.8%

・所内率 : 水力 0.2%、原子力 3.5%、石油 4.5%、LNG 2.0%、石炭 6.1%

・廃炉費用 = 廃炉単価 $\times P \times K_i$ (運転年数 + 7 年)

※廃炉単価 = $\Sigma [\text{モデルプラント毎の原子力発電施設解体引当金総見積額 (廃棄物処理処分費用も含む)} \div \text{モデルプラント毎の出力}] \div \text{モデルプラント数}$

資料25 原子力発電の燃料費(核燃料サイクルコスト)の試算結果

<今回試算値>

全操業期間で均等化した原価

(単位:円/kWh)

割引率	0%	1%	2%	3%	4%
ウラン燃料	0.49	0.53	0.56	0.59	0.62
MOX 燃料	0.11	0.09	0.08	0.07	0.06
(フロント計)	0.60	0.62	0.64	0.66	0.68
再処理(輸送込み)	0.71	0.61	0.54	0.50	0.47
H L W貯蔵・輸送・処分	0.17	0.16	0.15	0.15	0.14
T R U処理・貯蔵・処分	0.15	0.12	0.10	0.09	0.07
再処理デコミ	0.14	0.08	0.05	0.03	0.02
中間貯蔵(輸送込み)	0.06	0.05	0.04	0.04	0.04
(バックエンド計)	1.23	1.03	0.90	0.81	0.75
(燃料サイクル計)	1.83	1.64	1.53	1.47	1.43

法定耐用年で均等化した原価

(単位:円/kWh)

割引率	0%	1%	2%	3%	4%
ウラン燃料	0.49	0.53	0.56	0.59	0.62
MOX 燃料	0.14	0.11	0.09	0.08	0.07
(フロント計)	0.63	0.64	0.65	0.67	0.69
再処理(輸送込み)	0.98	0.82	0.72	0.65	0.59
H L W貯蔵・輸送・処分	0.17	0.16	0.15	0.15	0.14
T R U処理・貯蔵・処分	0.15	0.12	0.10	0.09	0.07
再処理デコミ	0.39	0.21	0.12	0.07	0.04
中間貯蔵(輸送込み)	0.06	0.05	0.04	0.04	0.04
(バックエンド計)	1.74	1.36	1.14	0.99	0.89
(燃料サイクル計)	2.37	2.00	1.79	1.66	1.58

(註)高レベル廃棄物の処分は、現行の拠出金(割引率 2%)を全てのケースに算入している。

各項目ごとの四捨五入の関係で合計が合わない場合がある。

<1999 年試算時>

(単位:円/kWh)

割引率	3%
ウラン燃料	0.66
MOX 燃料	0.07
(フロント計)	0.74
再処理(輸送込み)	0.63
H L W貯蔵・輸送・処分	0.16
T R U処理・貯蔵・処分	0.10
再処理デコミ	—
中間貯蔵(輸送込み)	0.03
(バックエンド計)	0.92
(燃料サイクル計)	1.65

(註:各項目ごとの四捨五入の関係により合計が合っていない)

資料26 発電コストの試算結果

運転年数：全電源種とも40年

(単位：円/kWh)

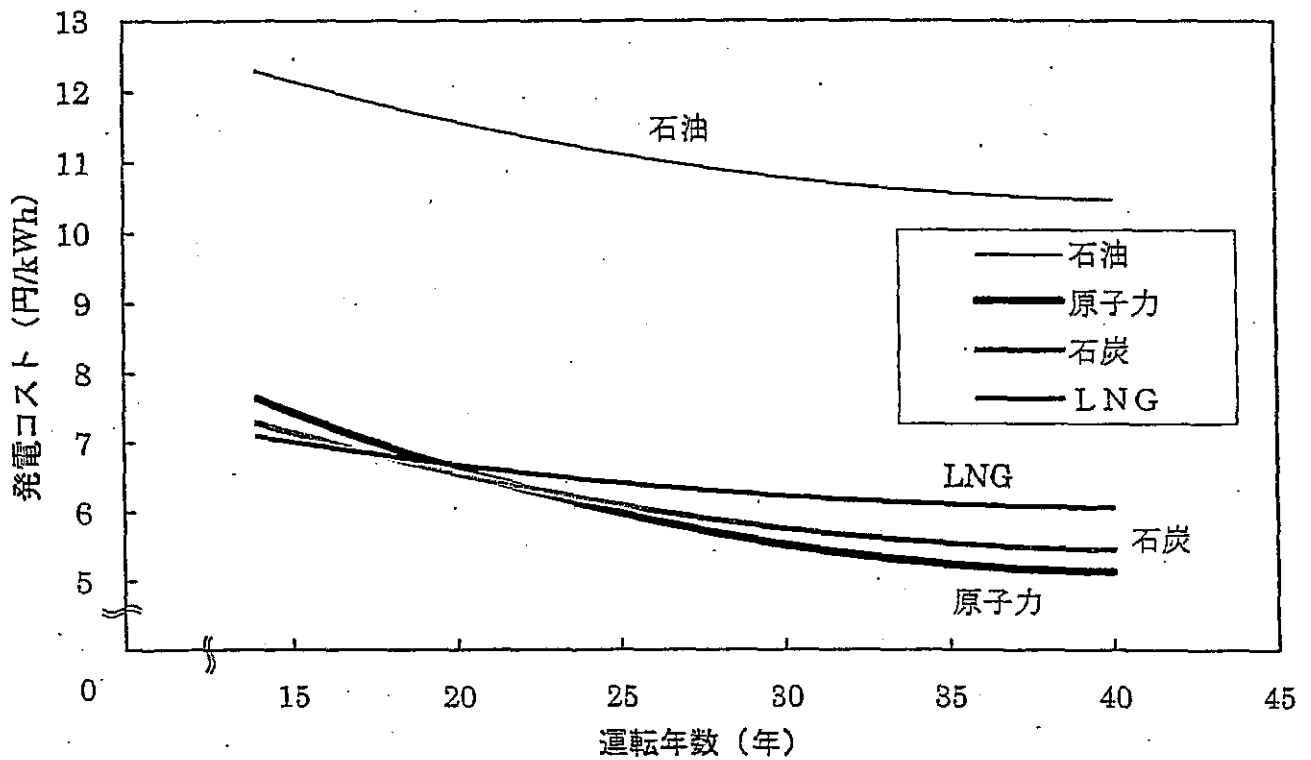
	利用率	割引率				
		0%	1%	2%	3%	4%
一般水力	45%	8.2	9.3	10.6	11.9	13.3
石油火力	30%	14.4	15.0	15.7	16.5	17.3
	70%	10.4	10.6	10.9	11.2	11.6
	80%	10.0	10.2	10.5	10.7	11.0
LNG火力	60%	6.2	6.4	6.6	6.8	7.1
	70%	6.0	6.1	6.3	6.5	6.7
	80%	5.8	5.9	6.1	6.2	6.4
石炭火力	70%	5.3	5.6	5.9	6.2	6.5
	80%	5.0	5.2	5.4	5.7	6.0
原子力	70%	5.4	5.5	5.7	5.9	6.2
	80%	5.0	5.0	5.1	5.3	5.6
	85%	4.8	4.8	4.9	5.1	5.4

運転年数：水力40年、石油15年、LNG15年、石炭15年、原子力16年

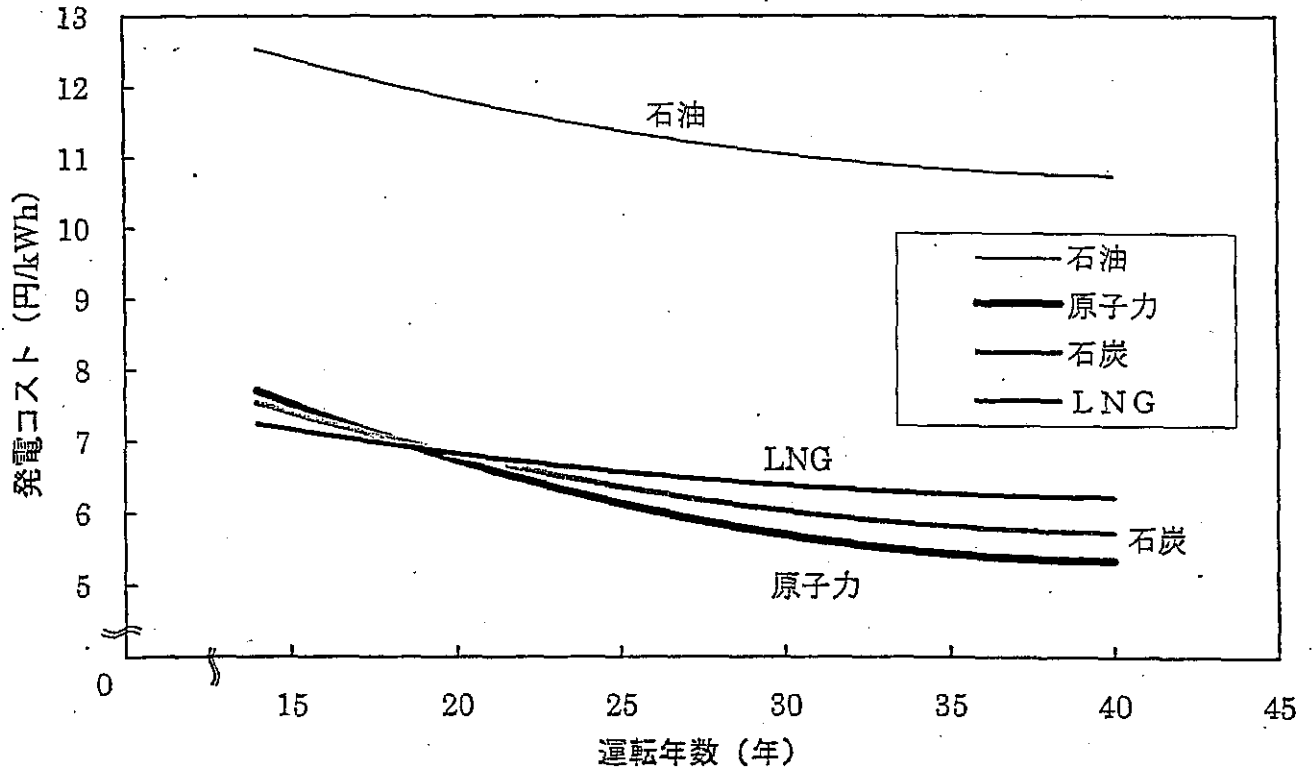
(単位：円/kWh)

	利用率	割引率				
		0%	1%	2%	3%	4%
一般水力	45%	8.2	9.3	10.6	11.9	13.3
石油火力	30%	19.2	19.8	20.4	21.1	21.7
	70%	12.3	12.6	12.9	13.2	13.4
	80%	11.7	11.9	12.2	12.4	12.7
LNG火力	60%	7.6	7.7	7.9	8.1	8.3
	70%	7.1	7.2	7.4	7.6	7.7
	80%	6.7	6.9	7.0	7.2	7.3
石炭火力	70%	7.3	7.6	7.8	8.1	8.4
	80%	6.7	6.9	7.2	7.4	7.7
原子力	70%	8.2	8.0	8.1	8.2	8.3
	80%	7.5	7.3	7.3	7.4	7.5
	85%	7.2	7.0	7.0	7.0	7.2

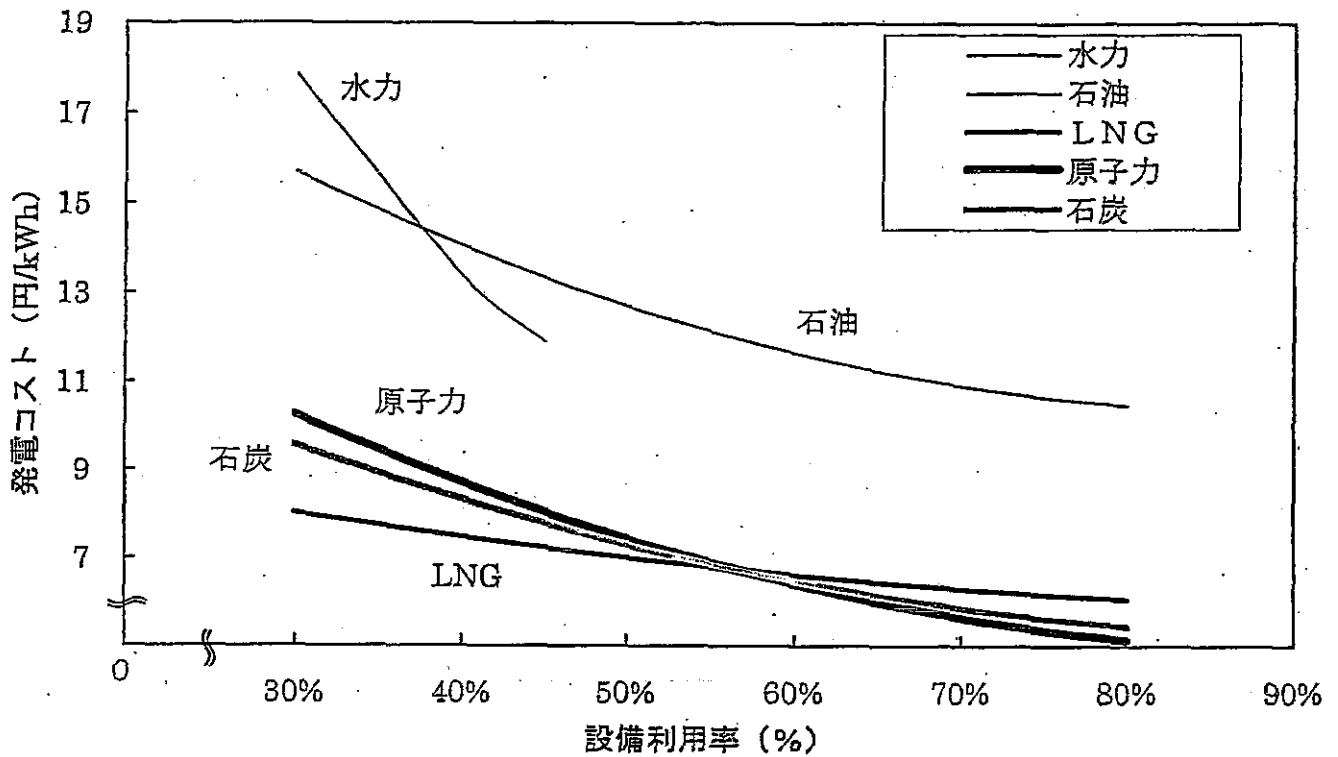
資料27 運転年数を変化させた場合の発電コスト
(設備利用率 80%、割引率 2%)



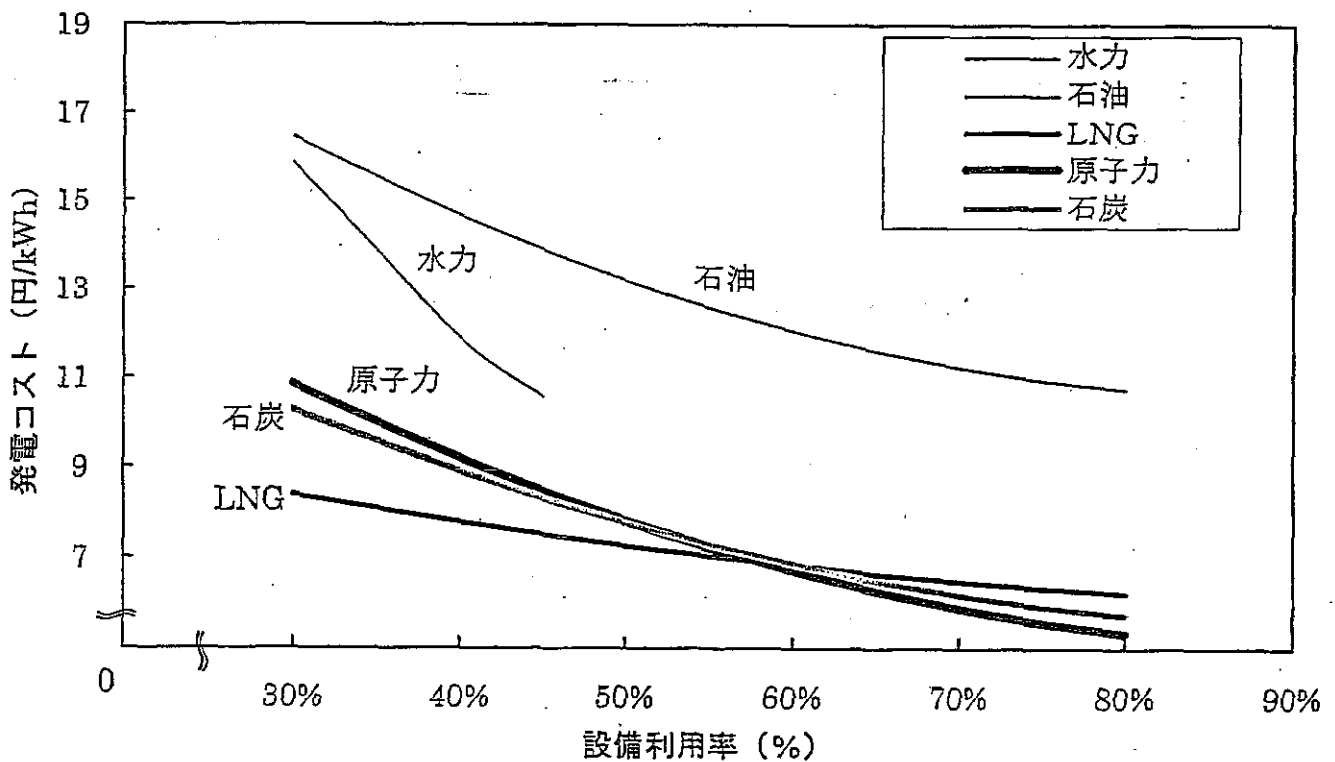
資料28 運転年数を変化させた場合の発電コスト
(設備利用率 80%、割引率 3%)



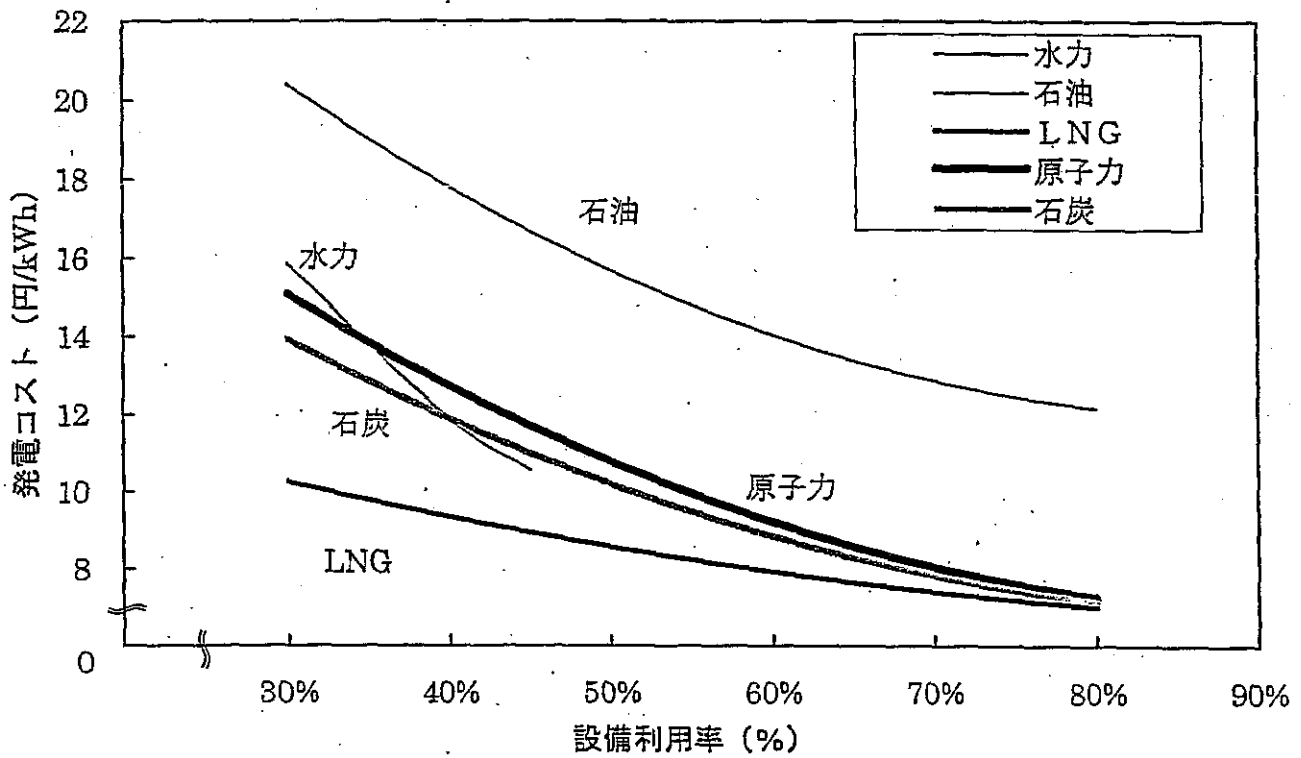
資料29 設備利用率を変化させた場合の発電コスト
(40年運転、割引率2%)



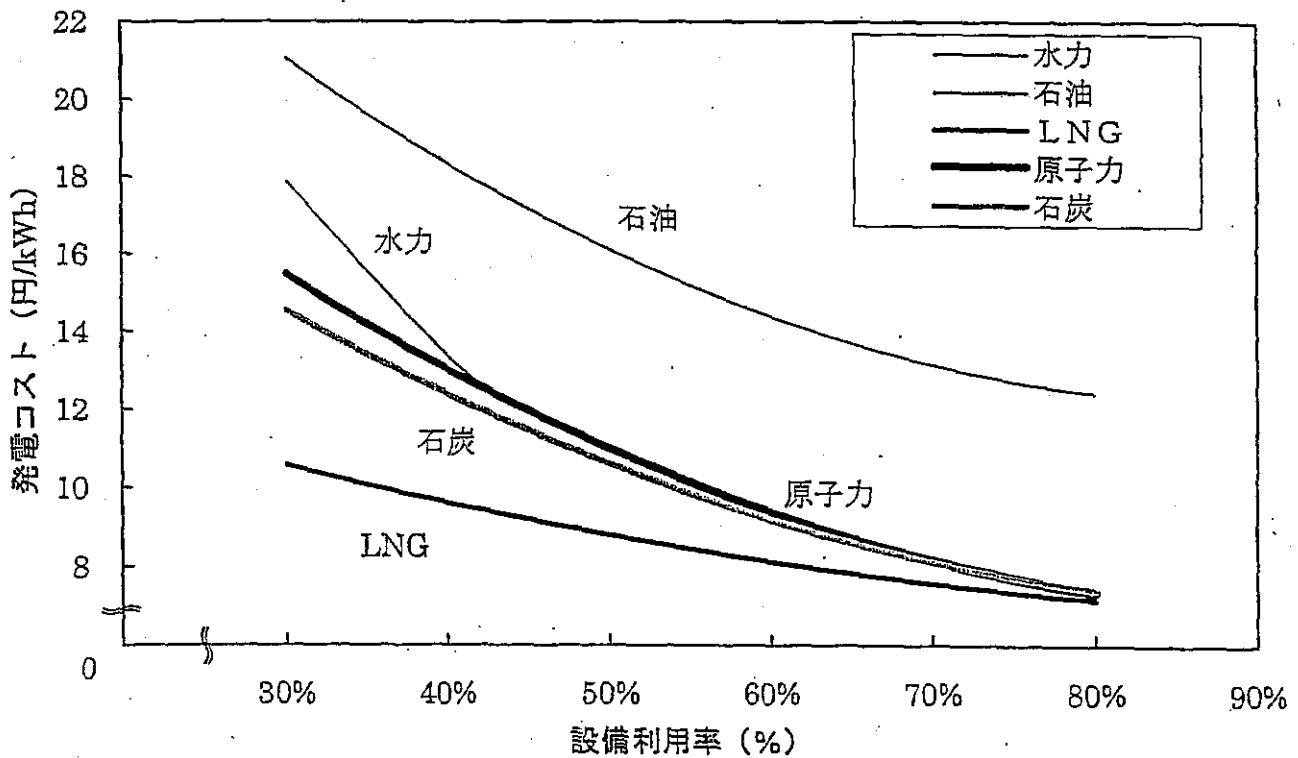
資料30 設備利用率を変化させた場合の発電コスト
(40年運転、割引率3%)



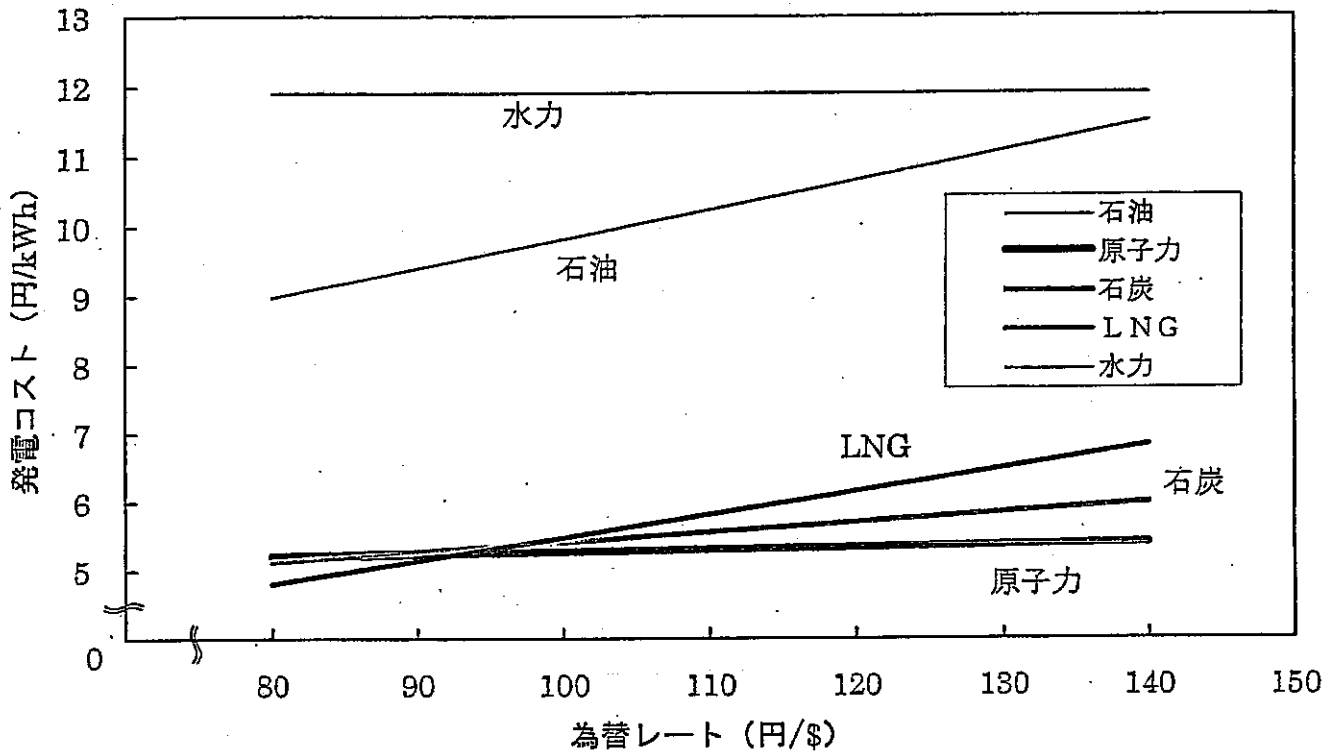
資料3 1 設備利用率を変化させた場合の発電コスト
(法定耐用年数運転、割引率 2%)



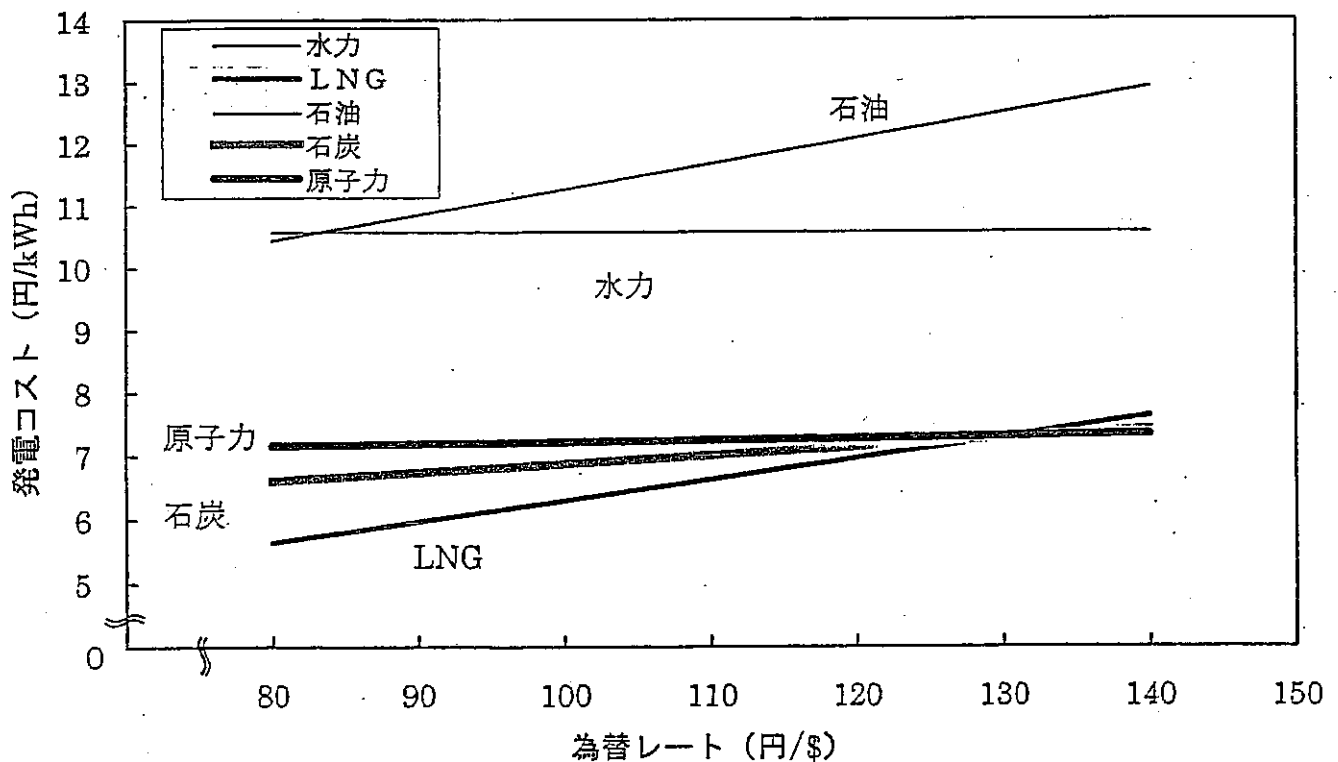
資料3 2 設備利用率を変化させた場合の発電コスト
(法定耐用年数運転、割引率 3%)



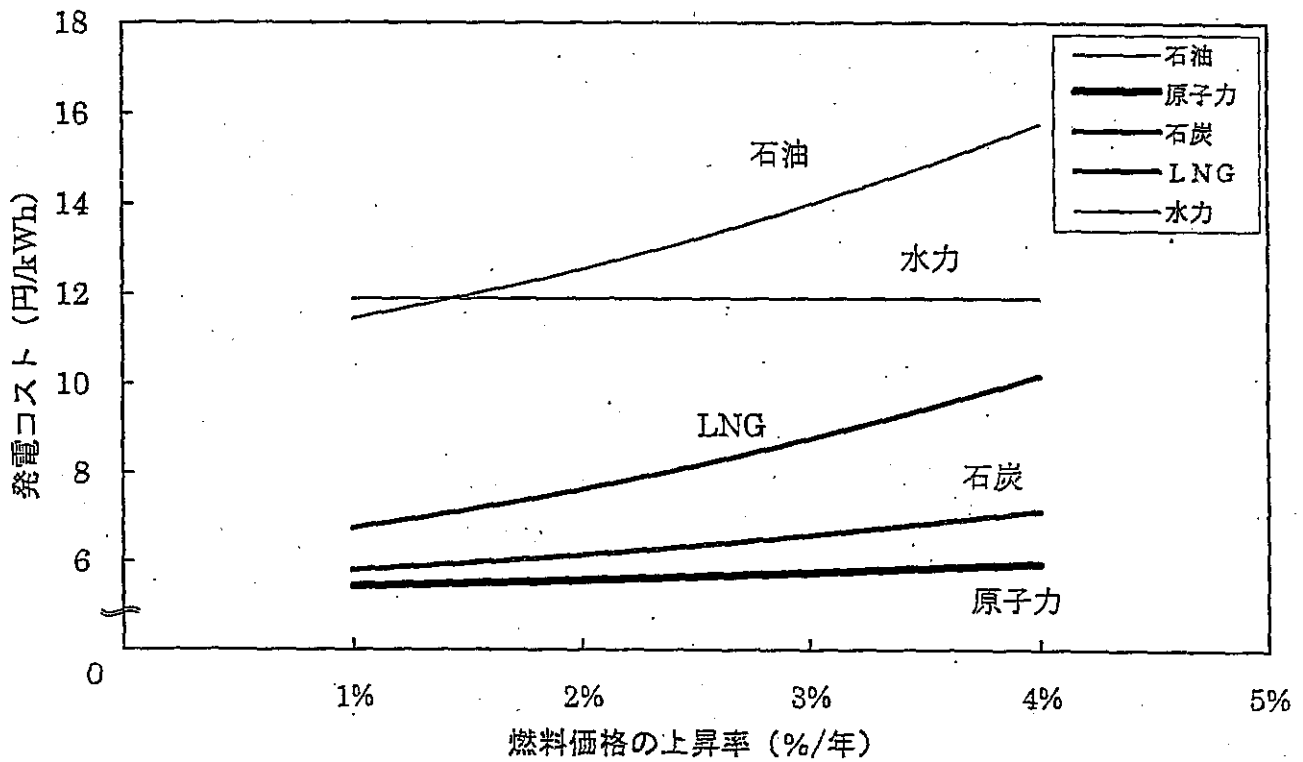
資料33 為替レートを変化させた場合の発電コスト
(40年運転、設備利用率 80%、割引率 3%)



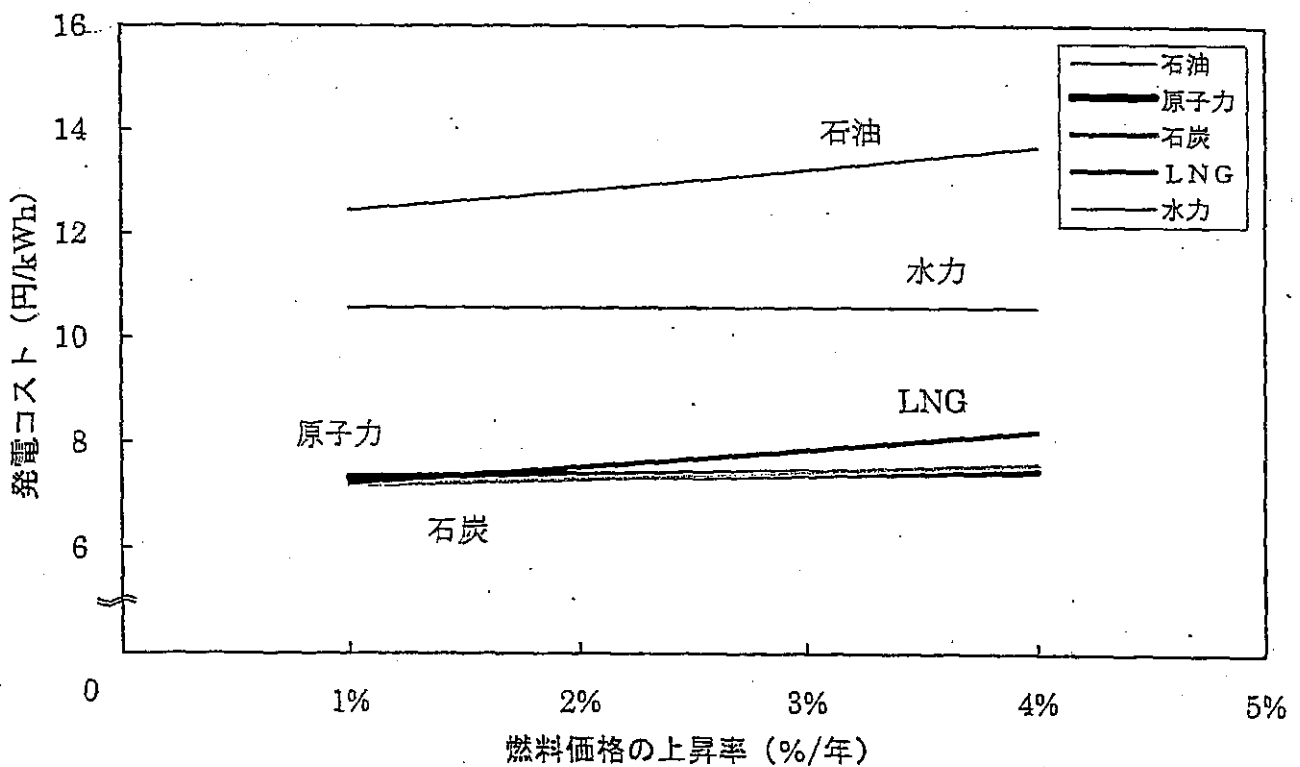
資料34 為替レートを変化させた場合の発電コスト
(法定耐用年数運転、設備利用率 80%、割引率 2%)



資料35 燃料価格の上昇率を変化させた場合の発電コスト
(40年運転、設備利用率 80%、割引率 3%)



資料36 燃料価格の上昇率を変化させた場合の発電コスト
(法定耐用年数運転、設備利用率 80%、割引率 2%)



用語解説

OR区域（レッド区域）

再処理工場において事業者が設定する区域であり、使用済燃料の溶解液などの放射性物質を内包する機器等が設置されているため、通常時、高線量又は高汚染により人が立ち入ることができないセル内の区域のこと。再処理工場では、建屋内の放射線管理区域を、放射線の線量や汚染の発生の可能性等に応じて、R（レッド）、Y（イエロー）、G（グリーン）の3種類に区分している。

○ α 核種

α 線を放出する放射性核種。 α 核種のほとんどが、ウラン及びそれ以上の重さを持つ核種、又はそれらが順次壊れることによってできた核種であり、半減期が長いものが多い。

○ウラン廃棄物

ウランの濃縮、転換、成型加工等に伴って発生するウランを含んだ放射性廃棄物。半減期が極めて長いウラン及びその娘核種（ウランの壊変により生成した核種）を含んでいること、放射能レベルが極めて低い廃棄物が大部分を占めること等の特徴を有している。

○遠心分離機

高速で回転する円筒状の機器で、ウラン濃縮に用いられる。UF₆ガスを遠心分離機に供給すると、軽い²³⁵Uは、円筒の中心部に濃縮される。

○ガラス固化体

再処理の工程において使用済燃料から分離された高レベル放射性廃液をガラスと一緒に高温で加熱することによってガラス化し、ステンレス性の容器に閉じこめて物理的・化学的に安定な形態にしたもの。放射性物質を安定な形態に保持し、地下水に対する耐浸出性に優れる。

○クリアランスレベル

当該物質に起因する放射線の線量が自然界の放射線レベルと比較して十分小さく、また、人の健康に対するリスクが無視でき、「放射性物質として扱う必要がないもの」を区分する値のこと。

○グローブボックス

プルトニウムを含む放射性物質や毒性のある物質などを隔離した状態のまま、目視しながら取り扱えるように、窓や手袋を取り付けた気密性の箱形の装置。

○処分区分

原子力関連施設等の操業及び廃止措置によって生ずる廃棄物は、放射能レベル、発生源、処分方法などによって区分することができる。廃棄物処分方法を念頭におくと、廃棄体の放射能レベル等により、地層処分、余裕深度処分、浅地中処分（コンクリートピット処分、素掘り処分）やクリアランス対象物に区分することができる。

○セル

高放射性物質を取り扱う機器等は、コンクリート等の分厚い遮へい壁で囲まれた部屋に設置することにより、放射線による被ばくを防止するとともに、放射性物質の汚染拡大を防止している。この部屋をセルと呼んでいる。

○地層処分

人間の生活環境から十分離れた安定な地層中に、適切な人工バリアを構築することにより処分の長期的な安全性を確保する処分方法。

○TRU廃棄物

再処理施設及びMOX燃料加工施設から発生する低レベル放射性廃棄物で、ウランより原子番号の大きい人工放射性核種（TRU核種）を含む廃棄物。TRU核種には、 ^{237}Np （半減期：214万年）、 ^{239}Pu （半減期：2万4千年）、 ^{241}Am （半減期：432年）のように半減期が長く、 α 線を放出する核種が多い。

○ $\beta\gamma$ 核種

β 線及び γ 線又はそのいずれかを放出する放射性核種。低レベル放射性廃棄物に含まれる放射性物質の大部分は $\beta\gamma$ 核種であり、比較的短い半減期を持つ核種が多い。

○MOX燃料（混合酸化物（Mixed Oxide）燃料の略）

使用済燃料などから回収されたプルトニウムをウランと混合して作られた燃料。