

PNC \$J 299 84-03(1)

本資料は200/年11月30日付で
登録区分変更する。 [技術展開部技術協力課]

配布限定

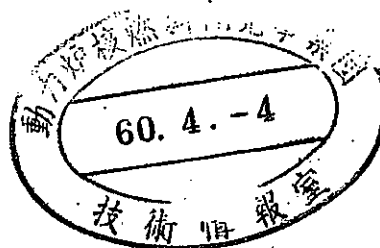
FBR核燃料サイクル分析

原子力発電の炉型構成及び 核燃料サイクルに係るシステム分析(II)

(1) 成果報告書

(受託研究)

1984年3月



株式会社 アイ・ビー・エス データ・センター

本資料は、核燃料サイクル開発機構の開発業務を進めるために作成されたものです。したがって、その利用は限られた範囲としており、その取扱には十分な注意を払ってください。この資料の全部または一部を複写・複製・転載あるいは引用する場合、特別の許可を必要としますので、下記にお問い合わせください。

〒319-1184 茨城県那珂郡東海村大字村松4番地49
核燃料サイクル開発機構
技術展開部 技術協力課

Inquiries about copyright and reproduction should be addressed to:
Technical Cooperation Section,
Technology Management Division,
Japan Nuclear Cycle Development Institute
4-49 Muramatsu, Tokai-mura, Naka-gun, Ibaraki, 319-1184
Japan

© 核燃料サイクル開発機構 (Japan Nuclear Cycle Development Institute)



配布限定

PNC 299 84-03-(1)

1984年3月19日

FBR核燃料サイクル分析

原子力発電の炉型構成及び

核燃料サイクルに係わるシステム分析(II)

—(1)成果報告書—

（株）アイ・ビー・エス・データセンター 稲垣光之
今井哲比古
伊藤康浩
太田雅彦

要

旨

本研究は、昨年度の「原子力発電の炉型構成及び核燃料サイクルに係わるシステム分析」の延長として、原子力発電の経済性をより厳密に評価する為に、原子力発電原価分析及びシステム分析を試みたものである。

分析は各単一炉系と複合炉系に分けてシミュレーション・モデルを構築し、原子力発電原価を中心にサーベイした。

単一炉系については、特に高速増殖炉について原子力発電原価の寄与要因である建設費、建設期間、廃炉費、修繕費等を含めて分析を行った。

原子力発電原価に与える資本費低減の効果は大きく、建設費を1割削減すると約7%、建設期間を1年短縮すると約8%、原子力発電原価を下げる事ができる。

複合炉系については、原子力設備容量の想定の見直しを行い、FBRの投入形態を変えて長期のシミュレーションを行った。原子力発電を支える上では、増殖能力の高い高速増殖炉（FBR（Hゲイン））の早期投入が必要であり、且つPU熱中性子炉は、プルトニウム・バランス上必要な炉で、最良な多炉系構成は「LWR(U)+ATR(Pu)+FBR(実証炉相当)+FBR(Hゲイン)」になる。

又、天然ウランの価格上昇を見込むと、LWR(U)再処理無の単独炉と比べて複合炉系はコスト的に有利になる。2050年迄を考えると複合炉系が安くなるのは、年2%以上の天然ウランの価格上昇が必要となる。



NOT FOR PUBLICATION
PNC/J 299 84-03-(1)
March 19, 1984

Analysis of FBR nuclear Fuel Cycle Costs
System Analysis of Long Term Fuel Cycle Formed
with Several Reactor Types and of Fuel Cycle Costs (II)

IBS Data Center

Mitsuyuki Inagaki
Tetsuhiko Imai
Yasuhiro Itoh
Masahiko Ohta

Abstract

We attempted 'System Analysis of Long Term Fuel Cycle Formed with Several Reactor Types and of Fuel Cycle Costs' in last year. As extensions of the attempt, in this year we attempted system analysis about costs of nuclear power generation for the purpose of the strict evaluations in economic side of nuclear power generation.

The analysis is divided into 2 parts, one for the analysis of each reactor type and the other for the composite system by several reactors. We constructed simulation models, and we mainly tried to survey about costs of nuclear power generation.

In the analysis of each reactor type, the analysis was made including construction cost, construction term, cost needed to close reactor and maintenance cost which are related to costs of nuclear power generation in Fast Breeder Reactors.

The reduction in capital costs have an effect on costs of nuclear power generation. For example, 10% reduction in construction cost cut about 7% of the costs and to shorten the construction term by one year bring about 8% reduction of the costs.

In the composite system by several reactors, we looked at again assumption about capacities of reactors, and attempted long term simulation, using alternative method of introduction of FBR. In the case of nuclear power generation, in the first stage, introduce of Fast Breeder Reactors (FBR (H-gain)) which is capable to breed plutonium, is needed. Further plutonium-fuelled thermal reactors is needed when balance of plutonium is considered. As the result, the best composite system by several reactors are formed by 'LWR(U) + ATR(Pu) + FBR + FBR (H-gain)'.

Taking into account a rise of price of natural uranium, the composite system by several reactors will be able to generate electricity at lower cost than each reactor of LWR(U). When we consider until 2050, if the price rise at an annual interest of more than 2%, the composite system is advantageous.

目 次

緒 言	
I 今年度の分析に際して	3
II シミュレーションの前提条件	7
1 資本費の設定	8
2 建設費の設定	10
3 運転維持費の設定	13
3.1 直接費	13
3.2 関連費	14
4 燃料費の設定	15
5 原子力発電原価の計算	17
5.1 発電原価	17
5.2 現在価値換算法	18
III 単一炉系の経済性システム分析	21
1 解析に用いた炉特性	21
2 原子力発電原価に関する考察	28
3 資本費に関する考察	34
3.1 FBR建設費に関するシステム評価	35
3.2 FBR建設工期に関するシステム評価	37
4 修繕費に関する考察	37
5 燃料費に関する考察	40
IV 複合炉系のシステム分析	45
1 原子力全設備容量の想定	45
2 新設炉をすべてFBRでまかなうと仮定した場合のシミュレーション	47
2.1 FBR, ATR(Pu)の投入の仮定	47
2.2 炉系構成と投入形態	50
2.3 シミュレーション結果(物量収支, システム発電原価)	55
2.4 考 察	63
3 新地点のみをFBRでまかなうと仮定した場合のシミュレーション	65

3.1	FBR, ATTR(Pu)の投入の仮定	65
3.2	炉系構成と投入形態	67
3.3	シミュレーション結果(物量収支, システム発電原価)	71
3.4	考察	80
4	FBRの建設費を変えた場合のシミュレーション	81
4.1	炉系構成と投入形態	81
4.2	シミュレーション結果(システム発電原価)	82
4.3	考察	87
5	FBRの投入年を変えた場合のシミュレーション	89
5.1	FBRの投入の仮定	89
5.2	炉系構成と投入形態	94
5.3	シミュレーション結果(物量収支, システム発電原価)	102
5.4	考察	120
6	結論と今後の課題	122

図 表 リ ス ト

第 I 章 今年度の分析に際して

表 1 - 1 昨年度と今年度作業の相違点

第 II 章 シミュレーションの前提条件

表 2 - 1 想定建設費

表 2 - 2 軽水炉建設費

表 2 - 3 実質労務上昇率

表 2 - 4 実質価格上昇率

表 2 - 5 項目別コストデータ (基本値)

第 III 章 単一炉系の経済性システム分析

表 3 - 1 - 1 LWR (U) 炉特性データ

表 3 - 1 - 2 LWR (Pu) - U 燃料 炉特性データ

表 3 - 1 - 3 LWR (Pu) - Pu 燃料 炉特性データ

表 3 - 1 - 4 ATR (U) 炉特性データ

表 3 - 1 - 5 ATR (Pu) 炉特性データ

表 3 - 1 - 6 FBR (1) 炉心燃料 炉特性データ

表 3 - 1 - 7 FBR (1) ブランケット燃料 炉特性データ

表 3 - 1 - 8 FBR (2) 炉心燃料 炉特性データ

表 3 - 1 - 9 FBR (2) ブランケット燃料 炉特性データ

表 3 - 1 - 10 FBR (3) 炉心燃料 炉特性データ

表 3 - 1 - 11 FBR (3) ブランケット燃料 炉特性データ

表 3 - 2 耐用年間平均発電原価 (価格上昇を考慮しない場合)

表 3 - 3 システム発電原価 (価格上昇を考慮しない場合)

表 3 - 4 耐用年間平均発電原価の資本費内訳

表 3 - 5 システム発電原価の資本費内訳

表 3 - 6 FBR 想定建設費 (含土地代)

表 3 - 7 FBR の建設費を変えた場合のシステム発電原価 (価格上昇を考慮しない場合)

表 3 - 8 FBR 建設工期を変えた場合の原子力発電原価

- 表 3 - 9 修繕費に関する設定条件
- 表 3 - 10 F B R (3)の修繕費を変えた場合のシステム発電原価の運転維持費内訳
- 表 3 - 11 - 1 燃料費の上昇率を変えた場合のシステム発電原価
- 表 3 - 11 - 2 燃料費の上昇率を変えた場合のシステム発電原価

第Ⅳ章 複合炉系によるシステム分析

- 表 4 - 1 原子力設備容量と10年毎平均成長率
- 表 4 - 2 F B Rの投入の仮定
- 表 4 - 3 P u熱中性子炉 (A T R (P u))の投入仮定
- 表 4 - 4 シミュレーションのケース (L 2 ケース)
- 表 4 - 5 シミュレーションのケース (H 2 ケース)
- 表 4 - 6 2050年迄の天然ウラン累計必要量
- 表 4 - 7 分離作業累計必要量
- 表 4 - 8 ピーク及びボトムでの累計プルトニウム・バランス (L 2 ケース)
- 表 4 - 9 ピーク及びボトムでの累計プルトニウム・バランス (H 2 ケース)
- 表 4 - 10 システム発電原価
- 表 4 - 11 F B Rの投入の仮定
- 表 4 - 12 シミュレーションのケース (L 2 ケース)
- 表 4 - 13 シミュレーションのケース (H 2 ケース)
- 表 4 - 14 2050年迄の天然ウラン累計必要量
- 表 4 - 15 分離作業累計必要量
- 表 4 - 16 ピーク及びボトムでの累計プルトニウム・バランス (L 2 ケース)
- 表 4 - 17 ピーク及びボトムでの累計プルトニウム・バランス (H 2 ケース)
- 表 4 - 18 システム発電原価
- 表 4 - 19 シミュレーションのケース (新設炉をすべて F B R でまかなうケース)
- 表 4 - 20 シミュレーションのケース (新地点のみを F B R でまかなうケース)
- 表 4 - 21 システム発電原価 (新設炉をすべて F B R でまかなうケース)
- 表 4 - 22 システム発電原価 (新地点のみを F B R でまかなうケース)
- 表 4 - 23 - 1 F B Rの投入の仮定 (新設炉をすべて F B R でまかなうケース, 2011年連続投入開始)
- 表 4 - 23 - 2 F B Rの投入の仮定 (新設炉をすべて F B R でまかなうケース, 2021年連続投入開始)
- 表 4 - 23 - 3 F B Rの投入の仮定 (新地点のみを F B R でまかなうケース, 2011年連

続投入開始)

- 表 4 - 23 - 4 F B R の投入の仮定 (新地点のみを F B R でまかなうケース, 2021 年連続投入開始)
- 表 4 - 24 シミュレーションのケース (新設炉をすべて F B R でまかなうケース)
- 表 4 - 25 シミュレーションのケース (新地点のみを F B R でまかなうケース)
- 表 4 - 26 2050 年迄の天然ウラン累計必要量 (新設炉をすべて F B R でまかなうケース)
- 表 4 - 27 2050 年迄の天然ウラン累計必要量 (新地点のみを F B R でまかなうケース)
- 表 4 - 28 ピーク及びボトムでの累計プルトニウム・バランス (新設炉をすべて F B R でまかなうケース)
- 表 4 - 29 ピーク及びボトムでの累計プルトニウム・バランス (新地点のみを F B R でまかなうケース)
- 表 4 - 30 コスト単価一定のシステム発電原価 (新設炉をすべて F B R でまかなうケース)
- 表 4 - 31 コスト体系 A のシステム発電原価 (新設炉をすべて F B R でまかなうケース)
- 表 4 - 32 コスト単価一定のシステム発電原価 (新地点のみを F B R でまかなうケース)
- 表 4 - 33 コスト体系 A のシステム発電原価 (新地点のみを F B R でまかなうケース)

第 II 章 シミュレーションの前提条件

- 図 2 - 1 修繕費の経年比率
- 図 2 - 2 各発電原価の関係

第 II 章 単一炉系の経済性システム分析

- 図 3 - 1 - 1 L W R (U) 各年費用推移, システム発電原価 (換算無, 実質燃料価格上昇無)
- 図 3 - 1 - 2 L W R (P u) 各年費用推移, システム発電原価 (換算無, 実質燃料価格上昇無)
- 図 3 - 1 - 3 A T R (P u) 各年費用推移, システム発電原価 (換算無, 実質燃料価格上昇無)

- 図 3 - 1 - 4 A T R (U) 各年費用推移, システム発電原価 (換算無, 実質燃料価格上昇無)
- 図 3 - 1 - 5 F B R (S) 各年費用推移, システム発電原価 (換算無, 実質燃料価格上昇無)
- 図 3 - 1 - 6 F B R (L) 各年費用推移, システム発電原価 (換算無, 実質燃料価格上昇無)
- 図 3 - 1 - 7 F B R (H) 各年費用推移, システム発電原価 (換算無, 実質燃料価格上昇無)
- 図 3 - 2 修繕費の経年比率
- 図 3 - 3 価格上昇によるシステム発電原価の影響

第Ⅳ章 複合炉系によるシステム分析

- 図 4 - 1 想定原子力発電設備容量
- 図 4 - 2 - 1 炉型構成推移図 (L 2 - 1 ケース)
- 図 4 - 2 - 2 炉型構成推移図 (L 2 - 2 ケース)
- 図 4 - 3 - 1 炉型構成推移図 (H 2 - 1 ケース)
- 図 4 - 3 - 2 炉型構成推移図 (H 2 - 2 ケース)
- 図 4 - 4 天然ウラン累計必要量推移図
- 図 4 - 5 分離作業年次必要量
- 図 4 - 6 分裂性プルトニウム・パイルアップ (L 2 ケース)
- 図 4 - 7 分裂性プルトニウム・パイルアップ (H 2 ケース)
- 図 4 - 8 システム発電原価
- 図 4 - 9 - 1 炉型構成推移図 (L 2 - 3 ケース)
- 図 4 - 9 - 2 炉型構成推移図 (L 2 - 4 ケース)
- 図 4 - 10 - 1 炉型構成推移図 (H 2 - 3 ケース)
- 図 4 - 10 - 2 炉型構成推移図 (H 2 - 4 ケース)
- 図 4 - 11 天然ウラン累計必要量推移図
- 図 4 - 12 分離作業年次必要量
- 図 4 - 13 分裂性プルトニウム・パイルアップ (L 2 ケース)
- 図 4 - 14 分裂性プルトニウム・パイルアップ (H 2 ケース)
- 図 4 - 15 システム発電原価
- 図 4 - 16 システム発電原価 (新設炉をすべて F B R でまかなうケース)
- 図 4 - 17 システム発電原価 (新地点のみを F B R でまかなうケース)

- 図 4 - 18 - 1 炉型構成推移図 (L 2 - 9 ケース)
- 図 4 - 18 - 2 炉型構成推移図 (L 2 - 10 ケース)
- 図 4 - 18 - 3 炉型構成推移図 (H 2 - 9' ケース)
- 図 4 - 18 - 4 炉型構成推移図 (H 2 - 10' ケース)
- 図 4 - 19 - 1 炉型構成推移図 (L 2 - 11 ケース)
- 図 4 - 19 - 2 炉型構成推移図 (L 2 - 12 ケース)
- 図 4 - 19 - 3 炉型構成推移図 (H 2 - 11' ケース)
- 図 4 - 19 - 4 炉型構成推移図 (H 2 - 12' ケース)
- 図 4 - 20 天然ウラン累計必要量推移図 (新設炉をすべて F B R でまかなうケース)
- 図 4 - 21 天然ウラン累計必要量推移図 (新地点のみを F B R でまかなうケース)
- 図 4 - 22 分離作業年次必要量 (新設炉をすべて F B R でまかなうケース)
- 図 4 - 23 分離作業年次必要量 (新地点のみを F B R でまかなうケース)
- 図 4 - 24 - 1 分裂性プルトニウム・パイルアップ (新設炉をすべて F B R でまかなう L 2 ケース)
- 図 4 - 24 - 2 分裂性プルトニウム・パイルアップ (新設炉をすべて F B R でまかなう H 2 ケース)
- 図 4 - 25 - 1 分裂性プルトニウム・パイルアップ (新地点のみを F B R でまかなう L 2 ケース)
- 図 4 - 25 - 2 分裂性プルトニウム・パイルアップ (新地点のみを F B R でまかなう H 2 ケース)
- 図 4 - 26 コスト体系 A のシステム発電原価 (新設炉をすべて F B R でまかなうケース)
- 図 4 - 27 コスト体系 A のシステム発電原価 (新地点のみ F B R でまかなうケース)

緒 言

原子力発電の経済性に関するシステム分析を行うに当たって、昨年開発したFCCコードを大幅改良し、新たにプラント系及びサイクル系を含めた原子力発電原価を算出できるようにした。FCCコードの入力情報としては、燃料費の他に新たに資本費及び運転維持費を追加した。

システム分析は単一炉系と複合炉系に分けて行い、単一炉系ではLWR(U), LWR(Pu), ATR(U), ATR(Pu), FBR(1), FBR(2), FBR(3)の各炉について、1GWe投入の30年間シミュレーションを行い原子力発電原価を中心に各炉の経済比較分析を行った。又、原子力発電にかかる費用のうち、建設費、修繕費、燃料費等については、その設定条件を変えて発電原価に与える影響を分析した。

一方、複合炉系では単一炉を組み合わせた多炉系の長期(80年間)のシミュレーションを行い、物量収支及びシステム発電原価についてFBRを中心にシステム分析を試みた。

シミュレーションのケース設定は、

- 1) 原子力設備容量の想定
- 2) FBRの投入形態
- 3) FBR建設費の影響
- 4) FBR投入年の影響
- 5) HゲインFBRの検討

を考慮して行った。

I 今年度の分析に際して

I 今年度の分析に際して

昨年度は原子力発電の炉系構成及び超長期核燃料サイクルを想定して物量収支と核燃料サイクルコストについてシステム分析を試みた。

今年度は原子力発電の経済性をより厳密に評価する為に、入力情報として新たに資本費及び運転維持費を追加して原子力発電原価（初年度発電原価，耐用年間平均発電原価，システム発電原価）を算出しシステム分析を行った。

単一炉系の分析については、昨年度物量収支に関する分析を行っているので、今年度は原子力発電原価を中心に原子力発電の経済性に関する分析を行った。経済性の分析では各炉の原子力発電原価の考察，FBRの建設費，建設工期，廃炉費，修繕費に関する感度分析，天然ウランの価格上昇に関する考察等を行った。

一方、複合炉系については、原子力設備容量の想定の見直しを行い、FBRの投入形態をいろいろ変えて長期間のシミュレーションを行い、物量収支及び経済性に関する分析を行った。

シミュレーションは

- 1) 新設炉をすべてFBRでまかなう場合
- 2) 新地点のみをFBRでまかなう場合
- 3) FBRの建設費を変えた場合
- 4) FBRの投入年を変えた場合

に分けて行い、4)については、天然ウラン、プルトニウムの価格上昇を考慮したシミュレーションも行った。物量収支の分析は、昨年度と同様に天然ウラン調達必要量，分離作業必要量及びプルトニウム・バランス等について行い、経済性の分析は、新たに定義したシステム発電原価について考察した。

昨年度と今年度の作業（分析）の相違をまとめると表1-1になる。

表1-1 昨年度と今年度作業の相違点

	項 目	昭和58年度作業	昭和59年度作業
入 力 情 報	対 象 炉 型	LWR(U), LWR(Pu), ATR(U), ATR(Pu) FBR(1), FBR(2), FBR(3)	LWR(U), LWR(Pu), ATR(U), ATR(Pu) *1) *1) FBR(1), FBR(2), FBR(3),
	資 本 費		建設費, 金利, 減価償却, 固 定資産税, 廃炉費
	運 転 維 持 費		直接費, 関連費
	燃 料 費	燃料サイクルコスト	同 左
	半固定炉型別 デ ー タ	リードタイム, ラグタイム ウラン濃縮テイル濃縮度, ロス率	リードタイム, ラグタイム *2) ウラン濃縮テイル濃縮度, ロス率
出 力 情 報	物 量	天然ウラン量, 分離作業量 分裂性プルトニウム量	同 左
	核 燃 料 サイクルコスト	システム燃料サイクルコスト	同 左
	原子力発電原価		初年度発電原価 耐用年間平均発電原価 システム発電原価
単 一 炉 系 の 分 析	物量収支の分析	◦天然ウラン量, 分離作業量 に関する考察 ◦分裂性プルトニウム量に関する考察	昭和58年度作業と同一の為 分析は不要
	経済性の分析	◦各炉別の燃料費内訳比較 ◦天然ウラン, プルトニウム 価格上昇に関する考察	◦各炉別の発電原価の比較 ◦各炉別の資本費内訳比較 ◦FBR建設費, 建設工期に 関する考察 ◦修繕費に関する考察 ◦燃料費の価格上昇に関する 考察
複 合 炉 系 の 分 析	物量収支の分析	◦天然ウラン調達必要量の考察 ◦分離作業必要量の考察 ◦プルトニウム・バランスの考察	同 左
	経済性の分析	◦原子力全設備容量の想定 ◦システム燃料サイクルコス トの考察 ◦FBRの投入年を変えた場 合の考察	◦原子力全設備容量の想定見直し ◦システム発電原価の考察 ◦FBRの投入形態の考察 ◦FBRの投入年を変えた場 合の考察 ◦FBRの建設費を変えた場 合の考察

斜線部分は考慮されていない項目

*1): 炉特性データを一部変更

*2): 各年可変となる様に変更

Ⅱ シミュレーションの前提条件

Ⅱ シミュレーションの前提条件

原子力発電の経済性を評価する場合、一般に原子力発電原価でその経済性を論ずる。原子力発電原価は発電に要したすべての費用を、その費用によって発生した電力量で割ったものと定義できる。

即ち、原子力発電原価は次式のように表わせる。

$$\text{原子力発電原価} = \frac{\text{資本費} + \text{燃料費} + \text{運転維持費}}{\text{発生電力量}} \quad (\text{円/KWh})$$

しかしながら、高速増殖炉について言えば、実用規模の炉では世界的に見て、フランスで1,200MWeスーパーフェニックスが建設されているだけで、当然のことながら運転維持費、燃料費の実績は得られておらず、高速増殖炉燃料を対象とした商業規模の加工工場、再処理工場は存在していない。従って高速増殖炉の経済性評価はシミュレーション的にならざるを得ない。

本章では、各種分析用のシミュレーションを行うにあたって、外生変数である各費用の内訳及びその設定値について明確にしておくと共に、原子力発電の経済性に関する評価手法を紹介する。

以下、シミュレーションを行うにあたっての前提条件を述べる。

1. 資本費の設定

今回の分析では、資本費の内訳けとして金利、減価償却、固定資産税の他に新たに廃炉費を資本費に含めた。

廃炉費については、算定基準がはっきりしていないのが現状で設定については不確実性を伴うのが、廃炉費分発電原価のオーダ的なつかみはできる。

(1) 金利

金利は建設期間中に支払われる建設中利子と運開後に支払われる金利がある。

建設中利子は「ATR報告書」でとられた方法通り建設費を建設工期の中央で一括で支払い、工期中央以降運開迄の期間について利子を負担するものとして算出した。

建設中利子の算式は次のとおりである。

$$\text{建設中利子} = (1 + r)^{\frac{n}{2} \times \frac{1}{12}} - 1$$

建設工期 n (月数)、自己資金等も含めた平均年利率 r (%) は、「ATR報告書」では建設工期77ヶ月、年利率4.4%となっているが、ここでは炉型に関係なくその設定値をそのまま採用した。

又、運開後に支払われる金利は、発電原価の想定計算上の値年利率8%をそのまま採用した。(資本費以外の金利も年利率8%と設定)

(2) 減価償却

減価償却の方法は、定額法、定率法及び償却期間に金利を考慮する減債基金法、資本回収法等いろいろの方式がある。又、償却計算に関係する耐用年数は原子力発電所の場合、法定耐用年数16年と物理的耐用年数(今回の分析では一般に用いられる設計耐用期間30年を設定)の2種類が考えられる。

今回の分析では原子力発電原価の算定方式のちがい(初年度発電原価、システム発電原価、耐用年間平均発電原価)により、定額法と資本回収法の2通りで償却計算をおこなった。

定額法は耐用年数16年、残存価格10%とすると減価償却額は、

$$\begin{aligned} & \frac{(\text{建設費} - \text{土地代}) - \text{残存価格}}{\text{耐用年数}} \\ &= (\text{建設費} - \text{土地代}) \times \frac{1 - 0.1}{16} \\ &= (\text{建設費} - \text{土地代}) \times 0.05625 \end{aligned}$$

となる。従って定額法の減価償却率は5.625%である。尚、定額法は初年度発電原価及びシステム発電原価の算出に適用した。

一方、資本回収法では年利率8%と設定すると減価償却額は、

$$\begin{aligned}
& (\text{建設費} - \text{土地代}) \times (1 - 0.1) \times \text{資本回収係数} \\
& + \{ (\text{建設費} - \text{土地代}) \times 0.1 + \text{土地代} \} \times \text{年利率} \\
& = \text{建設費} \times 0.10967 - \text{土地代} \times 0.02667
\end{aligned}$$

となる。資本回収法は耐用年間平均発電原価の算出に適用した。

(3) 固定資産税

固定資産税は減価償却の方法に関連する。

減価償却の定額法で建設費（償却残高）を毎年償却する場合には、「ATR報告書」の設定値 1.4% を固定資産税率として採用した。又、資本回収法の場合には、耐用年間 16 年を最初の 5 年間、次の 5 年間及び残りの期間に分けて該当年度の固定資産税率を求め、それに資本回収係数（0.10963）を乗じて耐用年間平均固定資産税率 0.333% を求めた。耐用年間平均固定資産税率の算出は、FCCコードの概要(Ⅱ)に詳しく述べてある。

(4) 廃炉費

放射性廃棄物の管理費用（バックエンド費用）の費用算定はまだ始まったばかりで不確定要素が多い。とりわけ寿命のきた原子炉の廃炉費用ははっきりしていないのが現状である。

今回の分析では、「原子力発電コストモデル」（電力経済研究誌 47 1983.7）の廃炉費の考え方を採用した。

それは建設費の 20% を廃炉費とし、減債基金法により耐用年間にわたり毎年均等額ずつ廃炉費用を積立てる。年間積立額の算式は次の通りである。

$$\text{年間積立額} = \frac{0.2 \times c \times i \times (1+r)^n}{(1+i)^n - 1}$$

c : 建設費

i : 金利

n : 耐用年数

r : 実質価格上昇率

金利 i は年利率 8%、実質価格上昇率 r は価格上昇を考慮する場合は年率 3% と設定した。

2 建設費の設定

昭和58年版「電源開発の概要」（通産省公益事業局編）に着工準備中など4段階に分けて合計31基の軽水炉の工事費概算額及び建設単価が示されている。これらを炉型，出力，完成予定年月（これを運開年とみなす）などと共に表2-2に示す。今回の分析では，この「電源開発の概要」に示された工事費概算額に補正を加えて，軽水炉の基準建設費とした。

31基の各プラントの運開時期は昭和59年から昭和71年迄それぞれ異なるので，年率3.2%のエスカレーション率で昭和59年価格に評価替えを行った。年率3.2%のエスカレーション率は，「新型転換炉実証炉評価検討専門部会総括分科会報告書添付資料」（以降「ATR報告書」と呼ぶ）で設定されたものをそのまま使用した。31基の出力総合計は，30,107 MWeで，平均単基容量は971 MWeである。エスカレーション補正後の31基の建設費合計は，9,069,354百万円で，これを出力総合計で割るとKWe当り単価は301,237円/KWeとなる。

次に，エスカレーション補正後の建設費を各プラント毎にスケール指数0.6で1000 MWeに出力補正を行った。出力補正を行った31基の建設費合計は，9,246,220百万円で，これを31基で割るとKWe当り単価298,265円/KWeが得られる。今回の分析では，この建設単価を軽水炉の基準建設費とした。即ち，1,000 MWe軽水炉の基準建設費は昭和59年価格で2,983億円と設定した。

発電原価算定に当っては，土地は償却資産ではないので土地代を別計上する必要がある。しかし「電源開発の概要」には土地代は明示されていない「ATR報告書」によれば，ATR実証炉600 MWe 1基の土地代（面積150万 m^2 ）は昭和57年運開ベースで5,825百万円である。単基容量1,000 MWeとしても所要面積は同じとすれば，5,825百万円は上述の軽水炉基準建設費の約2%に相当する。

又，表1-2から分るように，2号基（もしくはその以降の炉を含む）に共通の土地代，建物代，構築物代を1号基に含めていると見られる炉もあるが，今回の分析では軽水炉以外の炉型も比較検討するので，基準建設費の2%，60億円（昭和59年価格）を土地代として設定した。

一方，今回の分析対象となる新型転換炉（ATR），高速増殖炉（FBR）の建設費については，「ATR報告書」によると600 MWe ATR原型炉「ふげん」の建設費は昭和46年度価格で463億円である。建設費には土地代7000万円を含んでいるので，土地代を除いた462.3億円をまずエスカレーション率2,356で昭和54年度価格に，次に年率3.2%のエスカレーション率で昭和59年度価格に評価替えを行った。エスカレーション補正後の建設費は1274億円になる。ところで本解析では，第Ⅲ章以降に述べるシステム分析において発電プラントの単基容量を1,000 MWeに単純化して作業を行うため，1,000

MWe ATRの設計は発表されていないが便宜的に1000MWe ATRを仮定した。従って、上記600MWe ATR建設費をスケール指数0.6で1000MWeに出力補正する必要がある。出力補正後のATR建設費は3754億円で軽水炉基準建設費の約1.28倍に相当する。そこで建設費の低減率を考慮してATR建設費を軽水炉基準建設費の1.1倍に設定した。又、FBR建設費は軽水炉基準建設費の0.9倍、1.0倍、1.1倍、1.2倍、1.3倍、1.5倍の6種類を設定した。尚、土地代については炉型に関係なく60億円と設定した。各炉型の想定建設費を表2-1に示す。

表2-1 想定建設費

炉 型		想定建設費	土 地 代
軽水炉(LWR)		2923 億円	60 億円
新型転換炉(ATR) LWR×1.1		3215	
高速増殖炉 (FBR)	LWR×0.9	2631	
	LWR×1.0	2923	
	LWR×1.1	3215	
	LWR×1.2	3508	
	LWR×1.3	3800	
LWR×1.5		4385	

表 2-2 軽 水 炉 建 設 費

会 社 名	プラント名	炉型	出 力 (MWe)	運 開 (年 月)	総工事費 (百万円)	建設単価 (千円/kWe)	昭和59年度運開ベースに補正		1000MWeに補正(59年運開)	
							総 工 事 費 (百万円)	建 設 単 価 (千円/kWe)	総 工 事 費 (百万円)	建 設 単 価 (千円/kWe)
関 西	大飯	-3	1,180	65-12	479,000	406	396,523	336	359,037	359
		-4		"						
東 北	女川	-2	825	68-3	294,100	356	221,494	268	248,593	249
		-1		"						
東 京	浪江・小高	N1	825	69	363,500	441	265,770	322	297,748	298
				67-10						
中 部	能登	-1	540	68-10	378,800	344	285,284	259	269,427	269
				68-3						
中 陸	豊北	-1	1,100	67-9	229,500	425	178,377	330	258,168	258
				69-5						
東 北	女川	-1	524	71-5	340,000	309	232,988	212	220,038	220
				59-12						
東 京	柏崎・刈羽	-1	1,100	61-1	487,503	443	457,749	416	432,307	432
				福島第2						
中 部	浜岡	-3	"	60-10	325,956	296	315,849	287	298,294	298
				62-12						
中 西	高浜	-4	870	63-3	294,190	338	285,067	328	309,910	310
				61-2						
九 州	川内	-1	890	59-10	284,800	320	284,800	320	305,426	305
				61-6						
原 北	敦賀	-2	1,160	62-6	420,400	362	382,495	330	349,906	350
				64-6						
東 北	巻	-1	825	66-6	185,300	320	148,632	257	206,303	206
				67-6						
東 京	柏崎・刈羽	-5	1,100	65-7	418,500	380	346,440	315	327,184	327
				"						
中 国	島根	-2	820	64-3	320,000	390	273,364	330	307,931	308
				伊方						
中 四	弦海	-3	1,180	67-1	482,000	408	374,631	317	339,215	339
				"						
			30,107		10,904,890	362	9,069,354	301	9,246,220	298

3. 運転維持費の設定

原子力発電は実験炉，原型炉，実証炉の各開発段階を経て商業化実証炉になり，その開発はかなり長期に亘る。現在わが国の実証炉は，軽水炉のみで新型転換炉は原型炉運転中，実証炉設計中の段階にあり，高速増殖炉は原型炉準備中の段階にある。又，わが国の転水炉の運転維持費の実績値は公表されておらず，高速増殖炉は世界的にみて実証炉，実用炉の運転実績がない。従って運転維持費の設定にはかなり困難性を伴うが今回の分析では，「ATR報告書」に述べられた建設費にある率を乗じて運転維持費を設定する方法を採用した。その率は「ATR報告書」に述べられているものと同じである。運転維持費は直接費（人件費，修繕費，諸費），関連費（業務分担費，事業税）及び各炉特有の費用から構成されている。

3.1 直接費

直接費の内訳は人件費，修繕費及び諸費から構成される。

(1) 人件費

発電所従業員に支払う給与手当であり，建設費の0.31%を人件費として設定した。尚，価格上昇を考慮する場合には表 2-3 の実質労務上昇率を用いた。

表 2-3 実質労務上昇率

運 開 後 経 年	2～5年	6～10年	11～30年
対前年比上昇率	3.0%	2.5%	2.0%

(2) 修繕費

修繕費は定期点検及び日常点検にかかる費用で被ばく線量の増加と機器の劣化により年々増加する傾向にある。

初年度修繕費は建設費の1.20%と設定し，16年目（耐用年数）の修繕費が価格上昇を考慮しないで初年度の3倍になるものとしそれ以降は一定と仮定した。（図 2

- 1 参照）

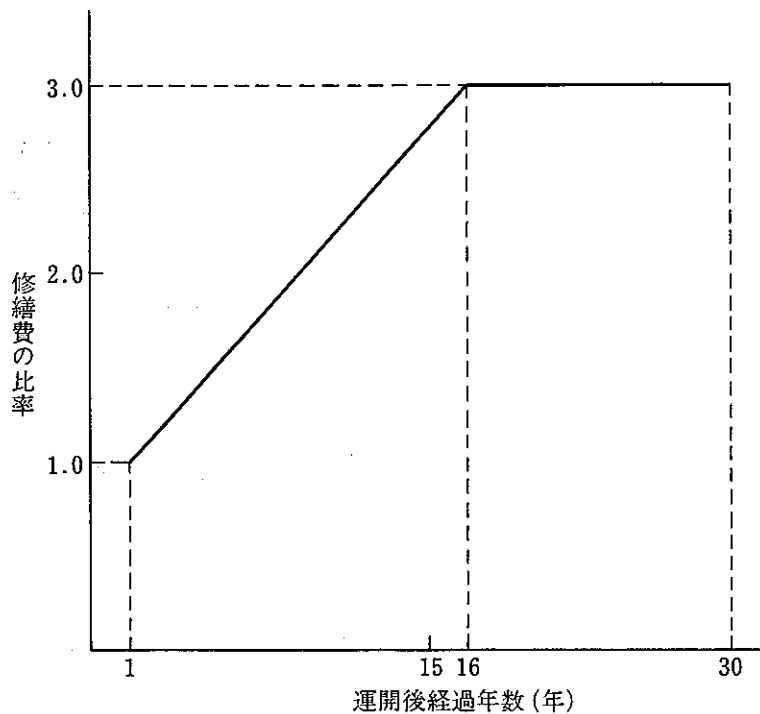


図 2-1 修繕費の経年比率

尚、価格上昇を考慮する場合には表 2-4 の実質価格上昇率を用いた。

表 2-4 実質価格上昇率

運 開 後 経 年	2～5年	6～10年	11～30年
対前年比上昇率	3.5%	3.0%	2.5%

(3) 諸 費

諸費は保険料，放射線管理費，廃棄物管理費，委託費等で構成されており，建設費の1.55%を諸費として設定した。価格上昇を考慮する場合には表 2-4 を用いた。

3.2 関連費

関連費は業務分担費と事業税で構成されている。

(1) 業務分担費

業務分担費は本社関係の費用を分担するもので本社の給料手当，旅費，福利厚生費，事務所経費等であり，建設費の0.42%を業務分担費として設定した。価格上昇を考慮する場合には表 2-4 を用いた。

(2) 事業税

事業税は収益（売上高）の 1.5 % を税金として計上しなければならない。事業税を除く全経費を a ，事業税を x とすると

$$(a + x) \times 0.015 = x$$

$$x = a \times 0.01523$$

となる。

従って、事業税は〔資本費＋直接費＋事業分担費＋燃料費〕の 1.523 % となる。

4. 燃料費の設定

燃料費については昨年の報告書「原子力発電の炉型構成及び核燃料サイクルに係るシステム分析」で設定した項目別コストデータ表 2-5 を年率 5 % のエスカレーション率で昭和 59 年価格にエスカレーション補正を行って使用した。年率 5 % のエスカレーション率は「ATR 報告書」で設定された中位の値である。

表 2-5 項目別コストデータ (基本値)

1 \$ = 220 円

№	項 目 名	変 数 名	標準値 (万円)	単 位	備 考
1	天然ウラン単価	NUC	2.29	/kg U	40 \$ / 1 bU ₃ O ₈ 相当
2	ウラン転換単価	UCVC	0.16	/kg U	7.3 \$ / kgU (原子力工業 Vol.27-9)
3	ウラン濃縮単価	UCDC	3.08	/kg SWU	140 \$ / SWU kg DOE 価格
4	LWR (U) 燃料成型加工単価	PPC1	8.72	/kg U	
5	LWR (Pu) "	" 2	13.00	/kg HM	
6	ATR (U) "	" 3	7.85	/kg U	
7	ATR (Pu) "	" 4	13.00	/kg HM	
8	FBR 炉心燃料成型加工単価	" 5	39.00*	/kg HM	LWR (Pu) の 3 倍に設定
9	FBR ブランケット燃料成型加工単価	" 6	8.72	/kg U	
10	LWR (U) 燃料再処理単価	RTC1	13.50	/kg HM	
11	LWR (Pu) "	" 2	16.20	/kg HM	
12	ATR (U) "	" 3	13.50	/kg HM	
13	ATR (Pu) "	" 4	16.20	/kg HM	
14	FBR 炉心燃料再処理単価	" 5	54.00*	/kg HM	LWR (U) の 4 倍に設定
15	FBR ブランケット燃料再処理単価	" 6	13.50	/kg HM	
16	使用済燃料輸送単価 (FBR 炉心以外)	FTC1	2.20	/kg HM	100 \$ / kg HM
17	使用済燃料輸送単価 (FBR 炉心のみ)	" 2	2.64	/kg HM	上記の 1.2 倍
18	不使用 Pu 貯蔵単価	STRC	22.00	/kg Puf / 年	1 \$ / gPuf / 年
19	廃棄物処理処分単価 (再処理有)	WDC1	6.70	/kg HM	FBR 炉心燃料以外
20	" (FBR 炉心燃料)	" 2	11.23*	/kg HM	
21	" (再処理無)	" 3	7.35	/kg HM	
22	プルトニウム単価	PUC	660.00	/kg Puf	30 \$ / gPuf

(上記数値は、*印を除き、原子力工業 Vol.28 №9 菊池, 出口論文に準拠)

5. 原子力発電原価の計算

5.1 発電原価

一般に原子力発電原価は、初年度発電原価と耐用年間平均発電原価が用いられるが、今回の分析では新たにシステム発電原価を導入して経済性の評価分析を行った。

原子力発電原価は発電に要した費用（資本費、燃料費、運転維持費）を、その費用で発生した電力量（発生電力量）で割ったものであり、初年度発電原価は運開時点の発電原価で、耐用年間平均発電原価は、法定耐用年数16年間の平均の発電原価である。一方、今回の分析では単一炉型だけでなく複合炉型によるシステム分析を行う。これは各炉型の投入時期、設計耐用期間（30年間）等を考慮に入れた長期間（80年間）の多炉型構成のシステム分析であり、原子力発電の経済性を評価する場合には、初年度発電原価及び耐用年間平均発電原価では不十分である。

そこで、発電に要した費用と電力量を全炉型について当該年度迄累計したもので発電原価を算出する累計の発電原価をシステム発電原価と新たに定義した。

三者の関係を図2-2に示す。

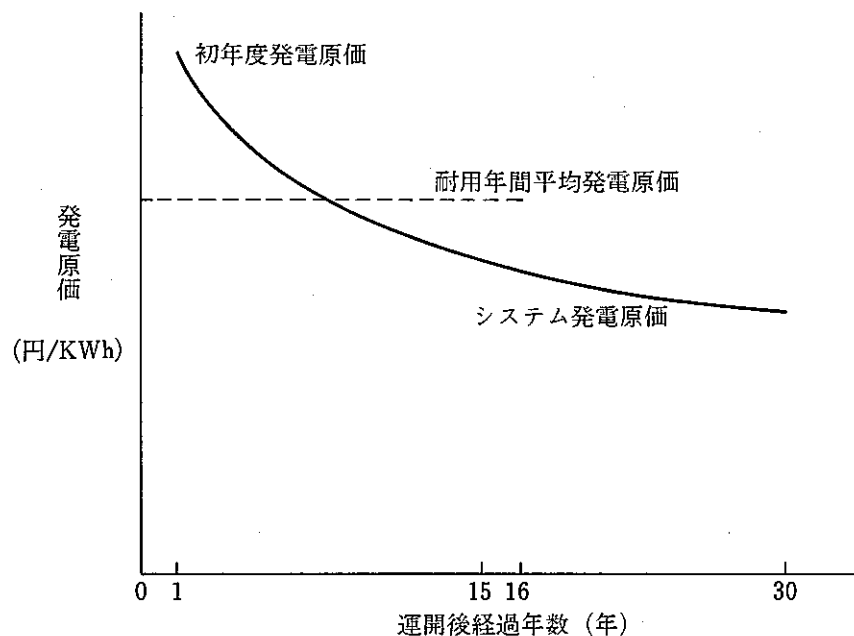


図2-2 各発電原価の関係

従って、単一炉型では初年度発電原価、耐用年間平均発電原価及びシステム発電原価を用いて、複合炉型ではシステム発電原価を用いて原子力発電の経済性の評価分析を行った。

5.2 現在価値換算法

原子力発電の経済性評価分析を行う場合、それが長期間に及ぶことから資金の収支の時間価値を考慮する必要がある。つまり、同額の収入や支出でも発生する時期が異なれば経済的価値が相違することになる。

今回の分析では次の条件のもとにシミュレーションを行った。

貨幣単位は昭和59年価格の不変貨幣単位を用い、価格上昇は別途実質上昇率（実質労務上昇率、実質価格上昇率、実質燃料価格上昇率）を設定して考慮した。

又、現在価値換算は生じた費用すべてが、一定の基準時点に現在価値換算されるとして、ユニベデ方式の5%と10%の現在価値換率を用いた。

Ⅲ 単一炉系の経済性システム分析

Ⅲ 単一炉系の経済性システム分析

本章においては、各炉別に単一炉系の設計耐用期間中のモデルを構築し、原子力発電原価の経済性を考察する上で必要な基礎分析を行った。

すべての炉は単基容量 1000 MWe とし、1984年運開としてあるコードの特性上シミュレーション期間は、1984年から各炉の設計耐用期間である30年後の2013年迄とし、投入量は1984年に 1 GWe 投入し、その後2013年迄の投入量を零として各炉毎の原子力発電原価を算出してある。

1. 解析に用いた炉特性

解析には、以下に示す7炉型について行った。尚、(1)~(4)、(6)の炉型については昨年度報告書の炉特性データをそのまま用いたが、高速増殖炉(5)、(7)の炉型については、最新の炉特性データを用いて一部分変更をおこなっている。

(1) 軽水炉-U LWR(U)

ATR報告書の6頁の表より、PWR(U)とBWR(U)との等容量平均として設定

(2) 軽水炉-Pu LWR(Pu)

同上資料の7頁の表より、PWR(SGR)とBWR(SGR)との等容量平均として設定(Puはほぼセルフサステイン)

(3) 新型転換炉-U ATR(U)

同上資料の6頁の表より、ATR(U)を引用

(4) 新型転換炉-Pu ATR(Pu)

同上資料の6頁の表より、ATR(Pu+NU)を引用

(5) 高速増殖炉-1 FBR(1)

動燃FBR実証炉概念設計(Ⅲ)(昭和56年度設計)相当炉

炉物理的増殖比 $\div 1.24$, 平衡サイクルfisPu 出入量比 $\div 1.16$

(6) 高速増殖炉-2 FBR(2)

同上資料の6頁の表より、FBR(Lゲイン)を引用

炉物理的増殖比 $\div 1.28$, 平衡サイクルfisPu 出入量比 $\div 1.20$

(7) 高速増殖炉-3 FBR(3)

同上資料の6頁の表より、FBR(Hゲイン)を引用

平衡サイクルfisPu 出入量比 $\div 1.30$

表 3-1-1 LWR (U) 炉特性データ

炉寿命 : 30年 稼働率 : 70%

	炉 出力 (トウ)	炉 /炉出力* (%)	炉 出力 (トウ)	炉 SWU (トウ)	炉 出力 (トウ)	炉 /炉出力* (%)	炉 出力 (トウ)	炉 SWU (トウ)	炉 出力 (トウ)	炉 出力 (トウ)
炉出力	108.600	2.460	520.620	300.383	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
炉出力 1	26.200	2.930	152.312	96.249	25.500	0.780	29.317	1.644	0.138	25.700
炉出力 2	26.200	2.930	152.312	96.249	25.400	0.760	28.100	1.140	0.143	25.600
炉出力 3	26.200	2.930	152.312	96.249	25.300	0.740	26.892	0.658	0.149	25.500
炉出力 4	26.200	2.930	152.312	96.249	25.100	0.810	30.490	2.386	0.154	25.400
炉出力 5	26.200	2.930	152.312	96.249	25.100	0.810	30.490	2.386	0.154	25.400
炉出力 6	26.200	2.930	152.312	96.249	25.100	0.810	30.490	2.386	0.154	25.400
炉出力 7	26.200	2.930	152.312	96.249	25.100	0.810	30.490	2.386	0.154	25.400
炉出力 8	26.200	2.930	152.312	96.249	25.100	0.810	30.490	2.386	0.154	25.400
炉出力 9	26.200	2.930	152.312	96.249	25.100	0.810	30.490	2.386	0.154	25.400
炉出力 10	26.200	2.930	152.312	96.249	25.100	0.810	30.490	2.386	0.154	25.400
炉出力 11	26.200	2.930	152.312	96.249	25.100	0.810	30.490	2.386	0.154	25.400
炉出力 12	26.200	2.930	152.312	96.249	25.100	0.810	30.490	2.386	0.154	25.400
炉出力 13	26.200	2.930	152.312	96.249	25.100	0.810	30.490	2.386	0.154	25.400
炉出力 14	26.200	2.930	152.312	96.249	25.100	0.810	30.490	2.386	0.154	25.400
炉出力 15	26.200	2.930	152.312	96.249	25.100	0.810	30.490	2.386	0.154	25.400
炉出力 16	26.200	2.930	152.312	96.249	25.100	0.810	30.490	2.386	0.154	25.400
炉出力 17	26.200	2.930	152.312	96.249	25.100	0.810	30.490	2.386	0.154	25.400
炉出力 18	26.200	2.930	152.312	96.249	25.100	0.810	30.490	2.386	0.154	25.400
炉出力 19	26.200	2.930	152.312	96.249	25.100	0.810	30.490	2.386	0.154	25.400
炉出力 20	26.200	2.930	152.312	96.249	25.100	0.810	30.490	2.386	0.154	25.400
炉出力 21	26.200	2.930	152.312	96.249	25.100	0.810	30.490	2.386	0.154	25.400
炉出力 22	26.200	2.930	152.312	96.249	25.100	0.810	30.490	2.386	0.154	25.400
炉出力 23	26.200	2.930	152.312	96.249	25.100	0.810	30.490	2.386	0.154	25.400
炉出力 24	26.200	2.930	152.312	96.249	25.100	0.810	30.490	2.386	0.154	25.400
炉出力 25	26.200	2.930	152.312	96.249	25.100	0.810	30.490	2.386	0.154	25.400
炉出力 26	26.200	2.930	152.312	96.249	25.100	0.810	30.490	2.386	0.154	25.400
炉出力 27	26.200	2.930	152.312	96.249	25.100	0.810	30.490	2.386	0.154	25.400
炉出力 28	26.200	2.930	152.312	96.249	25.100	0.810	30.490	2.386	0.154	25.400
炉出力 29	26.200	2.930	152.312	96.249	25.100	0.810	30.490	2.386	0.154	25.400
炉出力 30	0.0	0.0	0.0	0.0	90.100	1.560	256.033	103.989	0.346	90.800

表3-1-2 LWR (Pu) - U燃料 炉特性データ

炉寿命：30年 稼働率：70%

	燃料 ウラン (トン)	燃料 プルトニウム (%)	燃料 プルトニウム (トン)	燃料 SWU(%)	燃料 プルトニウム (トン)	燃料 プルトニウム (%)	燃料 プルトニウム (トン)	燃料 SWU(%)	燃料 プルトニウム (トン)	燃料 プルトニウム (トン)	燃料 プルトニウム (トン)
燃料	108.600	2.460	520.620	300.383	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料1	17.100	2.800	94.588	58.472	25.500	0.780	29.317	1.644	0.138	25.700	0.0
燃料2	17.100	2.800	94.588	58.472	25.400	0.760	28.100	1.140	0.143	25.600	0.0
燃料3	17.100	2.800	94.588	58.472	25.300	0.740	26.892	0.658	0.149	25.500	0.0
燃料4	17.100	2.800	94.588	58.472	20.900	0.760	23.121	0.938	0.139	21.100	0.0
燃料5	17.100	2.800	94.588	58.472	16.500	0.800	19.685	1.398	0.102	16.700	0.0
燃料6	17.100	2.800	94.588	58.472	16.500	0.800	19.685	1.398	0.102	16.700	0.0
燃料7	17.100	2.800	94.588	58.472	16.500	0.800	19.685	1.398	0.102	16.700	0.0
燃料8	17.100	2.800	94.588	58.472	16.500	0.800	19.685	1.398	0.102	16.700	0.0
燃料9	17.100	2.800	94.588	58.472	16.500	0.800	19.685	1.398	0.102	16.700	0.0
燃料10	17.100	2.800	94.588	58.472	16.500	0.800	19.685	1.398	0.102	16.700	0.0
燃料11	17.100	2.800	94.588	58.472	16.500	0.800	19.685	1.398	0.102	16.700	0.0
燃料12	17.100	2.800	94.588	58.472	16.500	0.800	19.685	1.398	0.102	16.700	0.0
燃料13	17.100	2.800	94.588	58.472	16.500	0.800	19.685	1.398	0.102	16.700	0.0
燃料14	17.100	2.800	94.588	58.472	16.500	0.800	19.685	1.398	0.102	16.700	0.0
燃料15	17.100	2.800	94.588	58.472	16.500	0.800	19.685	1.398	0.102	16.700	0.0
燃料16	17.100	2.800	94.588	58.472	16.500	0.800	19.685	1.398	0.102	16.700	0.0
燃料17	17.100	2.800	94.588	58.472	16.500	0.800	19.685	1.398	0.102	16.700	0.0
燃料18	17.100	2.800	94.588	58.472	16.500	0.800	19.685	1.398	0.102	16.700	0.0
燃料19	17.100	2.800	94.588	58.472	16.500	0.800	19.685	1.398	0.102	16.700	0.0
燃料20	17.100	2.800	94.588	58.472	16.500	0.800	19.685	1.398	0.102	16.700	0.0
燃料21	17.100	2.800	94.588	58.472	16.500	0.800	19.685	1.398	0.102	16.700	0.0
燃料22	17.100	2.800	94.588	58.472	16.500	0.800	19.685	1.398	0.102	16.700	0.0
燃料23	17.100	2.800	94.588	58.472	16.500	0.800	19.685	1.398	0.102	16.700	0.0
燃料24	17.100	2.800	94.588	58.472	16.500	0.800	19.685	1.398	0.102	16.700	0.0
燃料25	17.100	2.800	94.588	58.472	16.500	0.800	19.685	1.398	0.102	16.700	0.0
燃料26	17.100	2.800	94.588	58.472	16.500	0.800	19.685	1.398	0.102	16.700	0.0
燃料27	17.100	2.800	94.588	58.472	16.500	0.800	19.685	1.398	0.102	16.700	0.0
燃料28	17.100	2.800	94.588	58.472	16.500	0.800	19.685	1.398	0.102	16.700	0.0
燃料29	17.100	2.800	94.588	58.472	16.500	0.800	19.685	1.398	0.102	16.700	0.0
燃料30	0.0	0.0	0.0	0.0	58.300	1.340	137.846	46.773	0.225	58.700	0.0

表3-1-3 LWR (Pu) - Pu燃料 炉特性データ

炉寿命：30年 稼働率：70%

	燃料 ウラン (トン)	燃料 プルトニウム (トン)	燃料 プルトニウム (トン)	燃料 HM(%)	燃料 プルトニウム (トン)	燃料 プルトニウム (トン)	燃料 (トン)	燃料 (トン)	燃料 (トン)	燃料 (トン)
燃料	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料1	8.800	8.800	0.316	9.300	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料2	8.800	8.800	0.316	9.300	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料3	8.800	8.800	0.316	9.300	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料4	8.800	8.800	0.316	9.300	0.114	4.400	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料5	8.800	8.800	0.316	9.300	0.228	8.800	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料6	8.800	8.800	0.316	9.300	0.228	8.800	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料7	8.800	8.800	0.316	9.300	0.228	8.800	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料8	8.800	8.800	0.316	9.300	0.228	8.800	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料9	8.800	8.800	0.316	9.300	0.228	8.800	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料10	8.800	8.800	0.316	9.300	0.228	8.800	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料11	8.800	8.800	0.316	9.300	0.228	8.800	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料12	8.800	8.800	0.316	9.300	0.228	8.800	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料13	8.800	8.800	0.316	9.300	0.228	8.800	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料14	8.800	8.800	0.316	9.300	0.228	8.800	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料15	8.800	8.800	0.316	9.300	0.228	8.800	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料16	8.800	8.800	0.316	9.300	0.228	8.800	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料17	8.800	8.800	0.316	9.300	0.228	8.800	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料18	8.800	8.800	0.316	9.300	0.228	8.800	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料19	8.800	8.800	0.316	9.300	0.228	8.800	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料20	8.800	8.800	0.316	9.300	0.228	8.800	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料21	8.800	8.800	0.316	9.300	0.228	8.800	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料22	8.800	8.800	0.316	9.300	0.228	8.800	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料23	8.800	8.800	0.316	9.300	0.228	8.800	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料24	8.800	8.800	0.316	9.300	0.228	8.800	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料25	8.800	8.800	0.316	9.300	0.228	8.800	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料26	8.800	8.800	0.316	9.300	0.228	8.800	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料27	8.800	8.800	0.316	9.300	0.228	8.800	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料28	8.800	8.800	0.316	9.300	0.228	8.800	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料29	8.800	8.800	0.316	9.300	0.228	8.800	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料30	0.0	0.0	0.0	0.0	0.899	32.600	0.0	0.0	0.0	0.0

表3-1-6 FBR(1)炉心燃料 炉特性データ

炉寿命：30年 稼働率：70%

	燃料 重量 (トン)	燃料 プルトウ (トン)	燃料 HMU30 (トン)	燃料 (トン)	トリウム プルトウ (トン)	トリウム HMU30 (トン)	トリウム (トン)	トリウム (トン)	トリウム (トン)	トリウム (トン)
燃料重量	22.533	3.286	27.197	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料1	7.472	1.154	9.075	0.0	1.068	8.823	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料2	7.472	1.154	9.075	0.0	1.062	8.668	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料3	7.472	1.154	9.075	0.0	1.056	8.517	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料4	7.472	1.154	9.075	0.0	1.050	8.857	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料5	7.472	1.154	9.075	0.0	1.050	8.857	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料6	7.472	1.154	9.075	0.0	1.050	8.857	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料7	7.472	1.154	9.075	0.0	1.050	8.857	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料8	7.472	1.154	9.075	0.0	1.050	8.857	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料9	7.472	1.154	9.075	0.0	1.050	8.857	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料10	7.472	1.154	9.075	0.0	1.050	8.857	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料11	7.472	1.154	9.075	0.0	1.050	8.857	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料12	7.472	1.154	9.075	0.0	1.050	8.857	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料13	7.472	1.154	9.075	0.0	1.050	8.857	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料14	7.472	1.154	9.075	0.0	1.050	8.857	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料15	7.472	1.154	9.075	0.0	1.050	8.857	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料16	7.472	1.154	9.075	0.0	1.050	8.857	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料17	7.472	1.154	9.075	0.0	1.050	8.857	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料18	7.472	1.154	9.075	0.0	1.050	8.857	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料19	7.472	1.154	9.075	0.0	1.050	8.857	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料20	7.472	1.154	9.075	0.0	1.050	8.857	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料21	7.472	1.154	9.075	0.0	1.050	8.857	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料22	7.472	1.154	9.075	0.0	1.050	8.857	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料23	7.472	1.154	9.075	0.0	1.050	8.857	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料24	7.472	1.154	9.075	0.0	1.050	8.857	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料25	7.472	1.154	9.075	0.0	1.050	8.857	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料26	7.472	1.154	9.075	0.0	1.050	8.857	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料27	7.472	1.154	9.075	0.0	1.050	8.857	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料28	7.472	1.154	9.075	0.0	1.050	8.857	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料29	7.472	1.154	9.075	0.0	1.050	8.857	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料30	0.0	0.0	0.0	0.0	3.245	25.770	0.0	0.0	0.0	0.0

表3-1-7 FBR(1)ブランケット燃料 炉特性データ

炉寿命：30年 稼働率：70%

	燃料 重量 (トン)	燃料 プルトウ (トン)	燃料 (トン)	燃料 (トン)	トリウム プルトウ (トン)	トリウム HMU30 (トン)	トリウム (トン)	トリウム (トン)	トリウム (トン)	トリウム (トン)
燃料重量	53.833	53.833	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料1	17.945	17.945	0.0	0.0	0.105	17.935	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料2	17.945	17.945	0.0	0.0	0.166	17.923	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料3	17.945	17.945	0.0	0.0	0.226	17.910	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料4	17.945	17.945	0.0	0.0	0.287	17.898	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料5	17.945	17.945	0.0	0.0	0.287	17.898	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料6	17.945	17.945	0.0	0.0	0.287	17.898	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料7	17.945	17.945	0.0	0.0	0.287	17.898	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料8	17.945	17.945	0.0	0.0	0.287	17.898	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料9	17.945	17.945	0.0	0.0	0.287	17.898	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料10	17.945	17.945	0.0	0.0	0.287	17.898	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料11	17.945	17.945	0.0	0.0	0.287	17.898	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料12	17.945	17.945	0.0	0.0	0.287	17.898	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料13	17.945	17.945	0.0	0.0	0.287	17.898	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料14	17.945	17.945	0.0	0.0	0.287	17.898	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料15	17.945	17.945	0.0	0.0	0.287	17.898	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料16	17.945	17.945	0.0	0.0	0.287	17.898	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料17	17.945	17.945	0.0	0.0	0.287	17.898	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料18	17.945	17.945	0.0	0.0	0.287	17.898	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料19	17.945	17.945	0.0	0.0	0.287	17.898	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料20	17.945	17.945	0.0	0.0	0.287	17.898	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料21	17.945	17.945	0.0	0.0	0.287	17.898	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料22	17.945	17.945	0.0	0.0	0.287	17.898	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料23	17.945	17.945	0.0	0.0	0.287	17.898	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料24	17.945	17.945	0.0	0.0	0.287	17.898	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料25	17.945	17.945	0.0	0.0	0.287	17.898	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料26	17.945	17.945	0.0	0.0	0.287	17.898	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料27	17.945	17.945	0.0	0.0	0.287	17.898	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料28	17.945	17.945	0.0	0.0	0.287	17.898	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料29	17.945	17.945	0.0	0.0	0.287	17.898	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料30	0.0	0.0	0.0	0.0	0.591	53.753	0.0	0.0	0.0	0.0

表3-1-8 FBR(2)炉心燃料 炉特性データ

炉寿命：30年 稼働率：70%

	燃料 質量 (トン)	燃料 アモニウム HM430 (トン)	燃料 HM430 (トン)	燃料 (トン)	トリウム アモニウム HM430 (トン)	トリウム HM430 (トン)	トリウム (トン)	トリウム (トン)	トリウム (トン)	トリウム (トン)
燃料質量	19.240	3.060	23.160	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料1	6.370	1.050	7.720	0.0	1.010	7.450	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料2	6.370	1.050	7.720	0.0	1.000	7.330	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料3	6.370	1.050	7.720	0.0	0.980	7.210	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料4	6.370	1.050	7.720	0.0	0.970	7.090	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料5	6.370	1.050	7.720	0.0	0.970	7.090	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料6	6.370	1.050	7.720	0.0	0.970	7.090	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料7	6.370	1.050	7.720	0.0	0.970	7.090	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料8	6.370	1.050	7.720	0.0	0.970	7.090	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料9	6.370	1.050	7.720	0.0	0.970	7.090	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料10	6.370	1.050	7.720	0.0	0.970	7.090	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料11	6.370	1.050	7.720	0.0	0.970	7.090	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料12	6.370	1.050	7.720	0.0	0.970	7.090	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料13	6.370	1.050	7.720	0.0	0.970	7.090	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料14	6.370	1.050	7.720	0.0	0.970	7.090	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料15	6.370	1.050	7.720	0.0	0.970	7.090	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料16	6.370	1.050	7.720	0.0	0.970	7.090	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料17	6.370	1.050	7.720	0.0	0.970	7.090	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料18	6.370	1.050	7.720	0.0	0.970	7.090	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料19	6.370	1.050	7.720	0.0	0.970	7.090	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料20	6.370	1.050	7.720	0.0	0.970	7.090	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料21	6.370	1.050	7.720	0.0	0.970	7.090	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料22	6.370	1.050	7.720	0.0	0.970	7.090	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料23	6.370	1.050	7.720	0.0	0.970	7.090	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料24	6.370	1.050	7.720	0.0	0.970	7.090	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料25	6.370	1.050	7.720	0.0	0.970	7.090	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料26	6.370	1.050	7.720	0.0	0.970	7.090	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料27	6.370	1.050	7.720	0.0	0.970	7.090	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料28	6.370	1.050	7.720	0.0	0.970	7.090	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料29	6.370	1.050	7.720	0.0	0.970	7.090	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料30	0.0	0.0	0.0	0.0	2.990	21.900	0.0	0.0	0.0	0.0

表3-1-9 FBR(2)ブランケット燃料 炉特性データ

炉寿命：30年 稼働率：70%

	燃料 質量 (トン)	燃料 HM430 (トン)	燃料 (トン)	燃料 (トン)	トリウム アモニウム HM430 (トン)	トリウム HM430 (トン)	トリウム (トン)	トリウム (トン)	トリウム (トン)	トリウム (トン)
燃料質量	32.160	32.160	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料1	9.220	9.220	0.0	0.0	0.150	9.200	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料2	9.220	9.220	0.0	0.0	0.180	9.200	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料3	9.220	9.220	0.0	0.0	0.220	9.190	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料4	9.220	9.220	0.0	0.0	0.260	9.190	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料5	9.220	9.220	0.0	0.0	0.290	9.180	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料6	9.220	9.220	0.0	0.0	0.290	9.180	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料7	9.220	9.220	0.0	0.0	0.290	9.180	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料8	9.220	9.220	0.0	0.0	0.290	9.180	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料9	9.220	9.220	0.0	0.0	0.290	9.180	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料10	9.220	9.220	0.0	0.0	0.290	9.180	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料11	9.220	9.220	0.0	0.0	0.290	9.180	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料12	9.220	9.220	0.0	0.0	0.290	9.180	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料13	9.220	9.220	0.0	0.0	0.290	9.180	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料14	9.220	9.220	0.0	0.0	0.290	9.180	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料15	9.220	9.220	0.0	0.0	0.290	9.180	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料16	9.220	9.220	0.0	0.0	0.290	9.180	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料17	9.220	9.220	0.0	0.0	0.290	9.180	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料18	9.220	9.220	0.0	0.0	0.290	9.180	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料19	9.220	9.220	0.0	0.0	0.290	9.180	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料20	9.220	9.220	0.0	0.0	0.290	9.180	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料21	9.220	9.220	0.0	0.0	0.290	9.180	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料22	9.220	9.220	0.0	0.0	0.290	9.180	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料23	9.220	9.220	0.0	0.0	0.290	9.180	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料24	9.220	9.220	0.0	0.0	0.290	9.180	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料25	9.220	9.220	0.0	0.0	0.290	9.180	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料26	9.220	9.220	0.0	0.0	0.290	9.180	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料27	9.220	9.220	0.0	0.0	0.290	9.180	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料28	9.220	9.220	0.0	0.0	0.290	9.180	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料29	9.220	9.220	0.0	0.0	0.290	9.180	0.0	0.0	0.0	0.0
燃料30	0.0	0.0	0.0	0.0	0.570	32.090	0.0	0.0	0.0	0.0

2 原子力発電原価に関する考察

価格上昇を考慮しない場合について単一炉系の耐用年間平均発電原価とシステム発電原価について考察する。

表3-2に単一炉系別の耐用年間平均発電原価を示す。

各炉の発電原価(送電端)は、LWRが約17円/KWh、ATRが約19円/KWh、FBRが約20円/KWhとLWRが一番安い結果となっている。発電原価の内訳を比べると、運転維持費は、LWRで約3.6円/KWh、ATRで約4.0円/KWh、FBRで約4.3円/KWhとなっており、発電原価に対する割合はどの炉でも約23%程度と比較的高くなっている。これは運転維持費が他と比べて炉の特性にあまり影響されない事と、修繕費を比較的高く設定した為と思われる。又、燃料費の構成割合をみるとLWRが約15%、ATRが約14%、FBRが約10%と資源制約のうけない炉型の特徴が出ている。従ってそのぶん逆に資本費の構成割合が上っている。

各炉型の建設費を比べるとLWRが2983億円、ATRが3281億円(LWRの1.1倍)、FBRが3579億円(LWRの1.2倍)とFBRが一番高く設定してある。LWRの発電原価が一番安くなったのは、建設費の影響がストレートに出たためと思われる。しかし各炉型の建設費のLWRに対する比率より各炉型の発電原価(発電端)のLWRに対する比率の方が下回っているのは燃料費の影響によるものと思われる。又、高速増殖炉間の比較では、発電原価(送電端)がFBR(1)で20.917円/KWh、FBR(2)で20.045円/KWh、FBR(3)で19.814円/KWhとなっており炉特性がかなり大きく影響していることがわかる。

次に各炉型別のシステム発電原価を比べてみる。図3-1に各炉型のシステム発電原価の推移を示す。

表3-2 耐用年間平均発電原価(価格上昇を考慮しない場合)

(円/KWh)

炉型 項目	LWR(U) 再処理無	LWR(U) 再処理有	LWR(Pu)	ATR(U)	ATR(Pu)	FBR(1)	FBR(2)	FBR(3)
資本費	10.011 (62.6%)	10.011 (61.5%)	10.011 (62.4%)	11.015 (63.5%)	11.015 (63.1%)	12.020 (63.1%)	12.020 (65.9%)	12.020 (66.7%)
運転維持費	3.618 (22.6)	3.622 (22.3)	3.618 (22.6)	3.983 (23.0)	3.984 (22.8)	4.352 (22.9)	4.340 (23.8)	4.336 (24.0)
燃料費	2.374 (14.8)	2.640 (16.2)	2.408 (15.0)	2.354 (13.6)	2.444 (14.0)	2.663 (18.0)	1.881 (10.3)	1.676 (9.3)
発電原価 (発電端)	16.003 (100.0)	16.273 (100.0)	16.037 (100.0)	17.352 (100.0)	17.443 (100.0)	19.035 (100.0)	18.241 (100.0)	18.032 (100.0)
発電原価 (送電端)	16.669	16.914 (1.015倍)	16.705 (1.002倍)	19.043 (1.142倍)	19.168 (1.120倍)	20.917 (1.255倍)	20.045 (1.203倍)	19.814 (1.189倍)

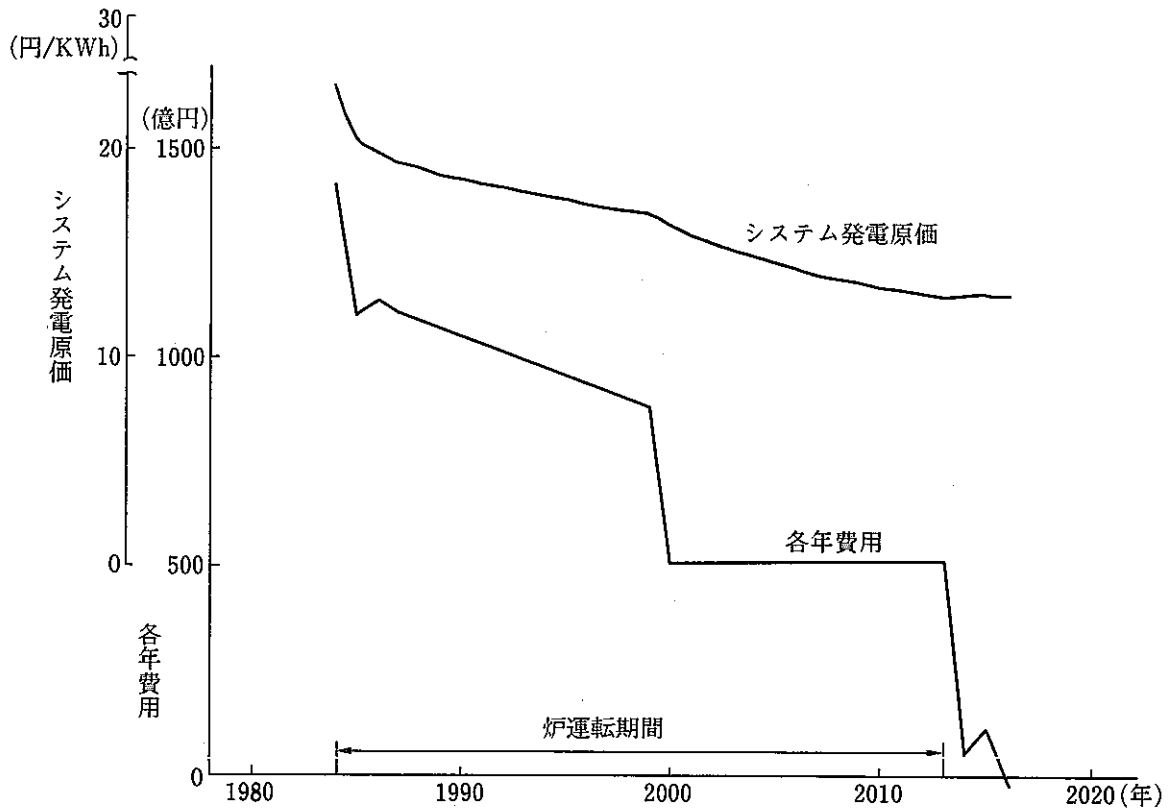


図 3-1-1 LWR (U) 各年費用推移, システム発電原価
(換算無, 実質燃料価格上昇無)

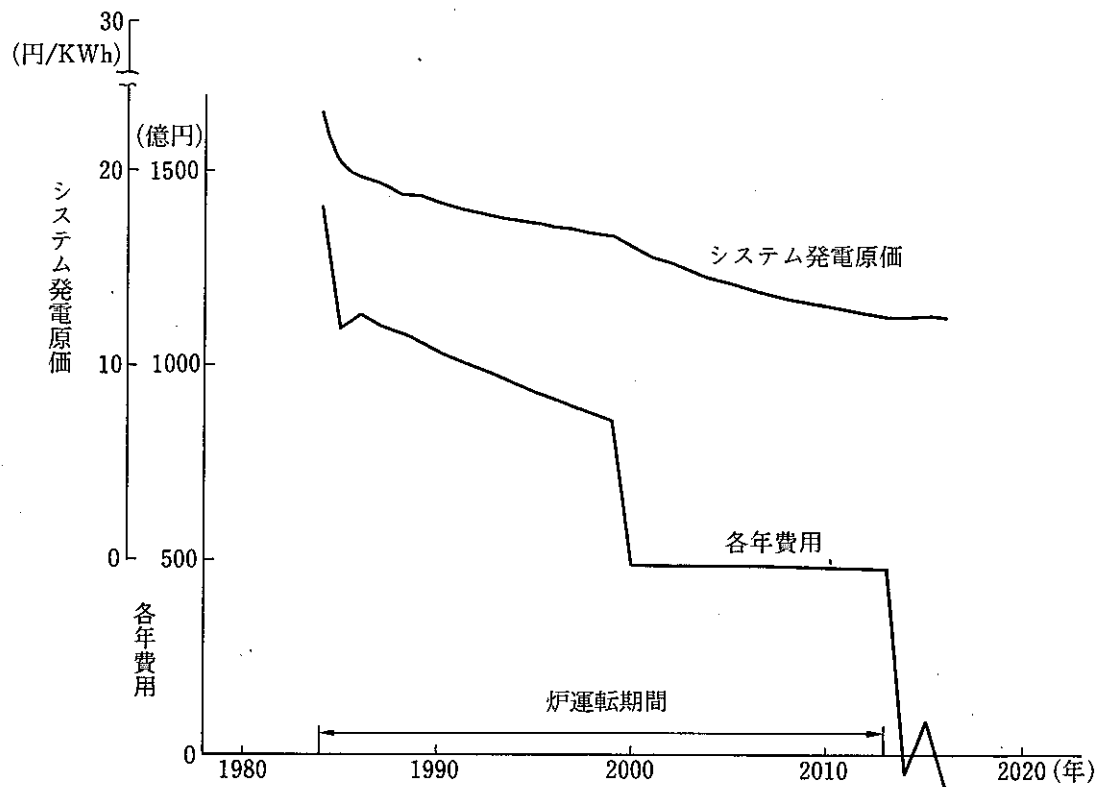


図 3-1-2 LWR (P u) 各年費用推移, システム発電原価
(換算無, 実質燃料価格上昇無)

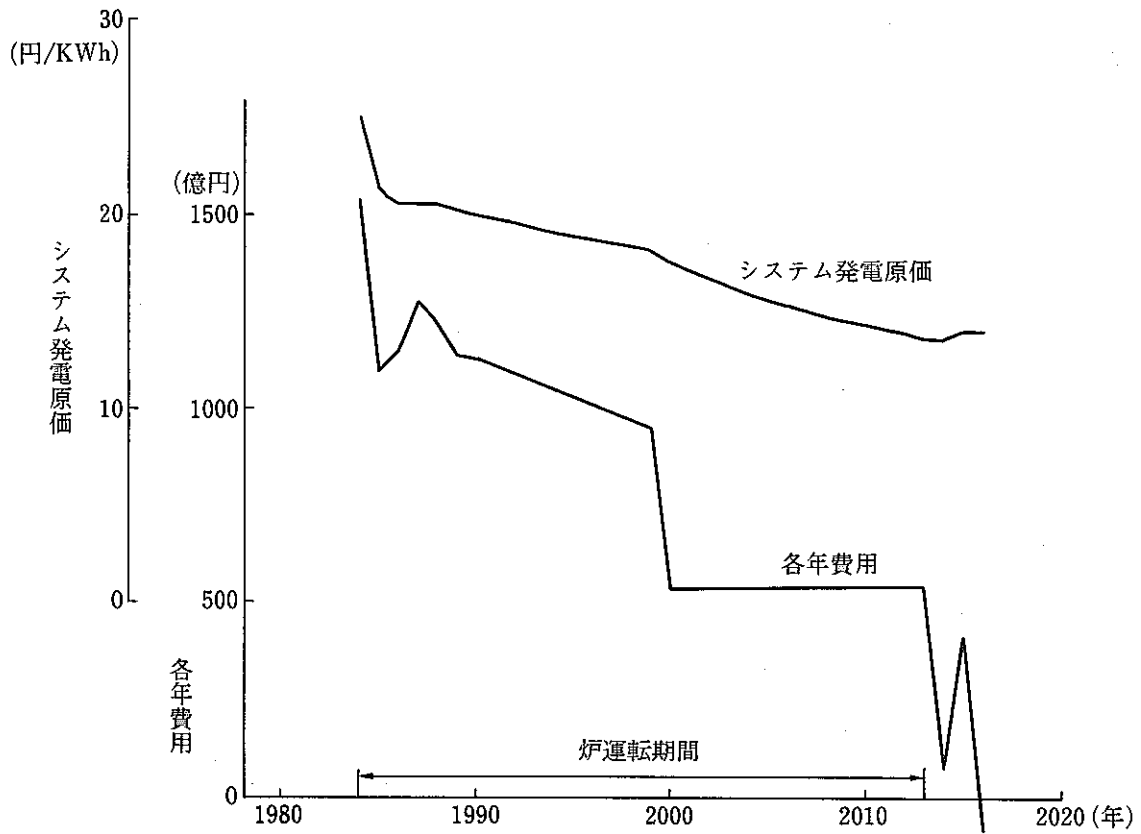


図3-1-3 ATR (Pu) 各年費用推移, システム発電原価
(換算無, 実質燃料価格上昇無)

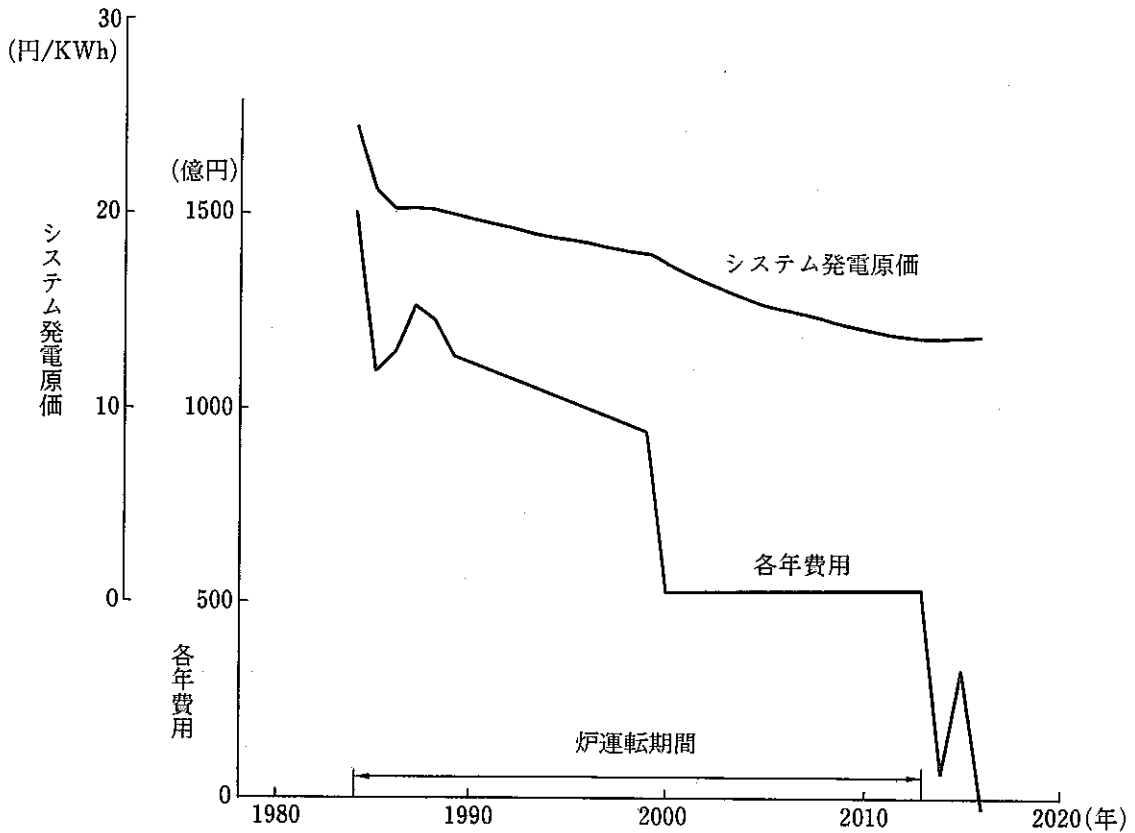


図3-1-4 ATR (U) 各年費用推移, システム発電原価
(換算無, 実質燃料価格上昇無)

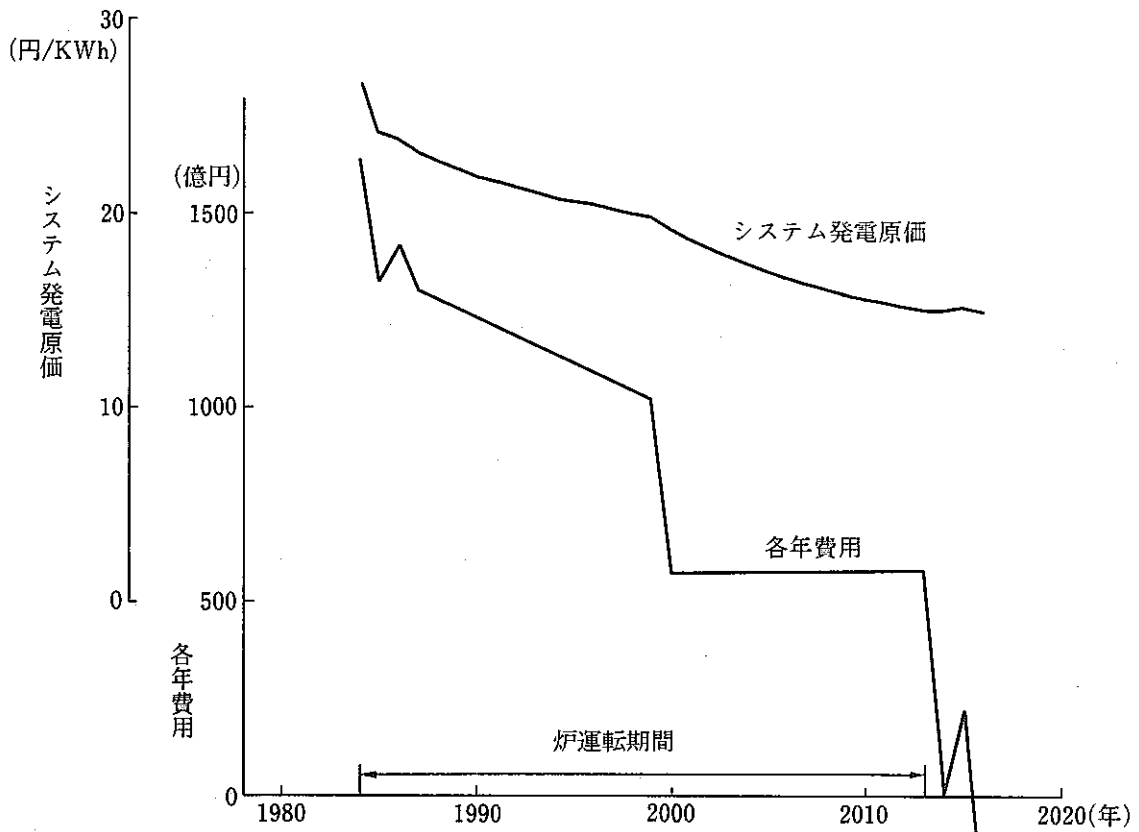


図 3-1-5 FBR(S) 各年費用推移, システム発電原価
(換算無, 実質燃料価格上昇無)

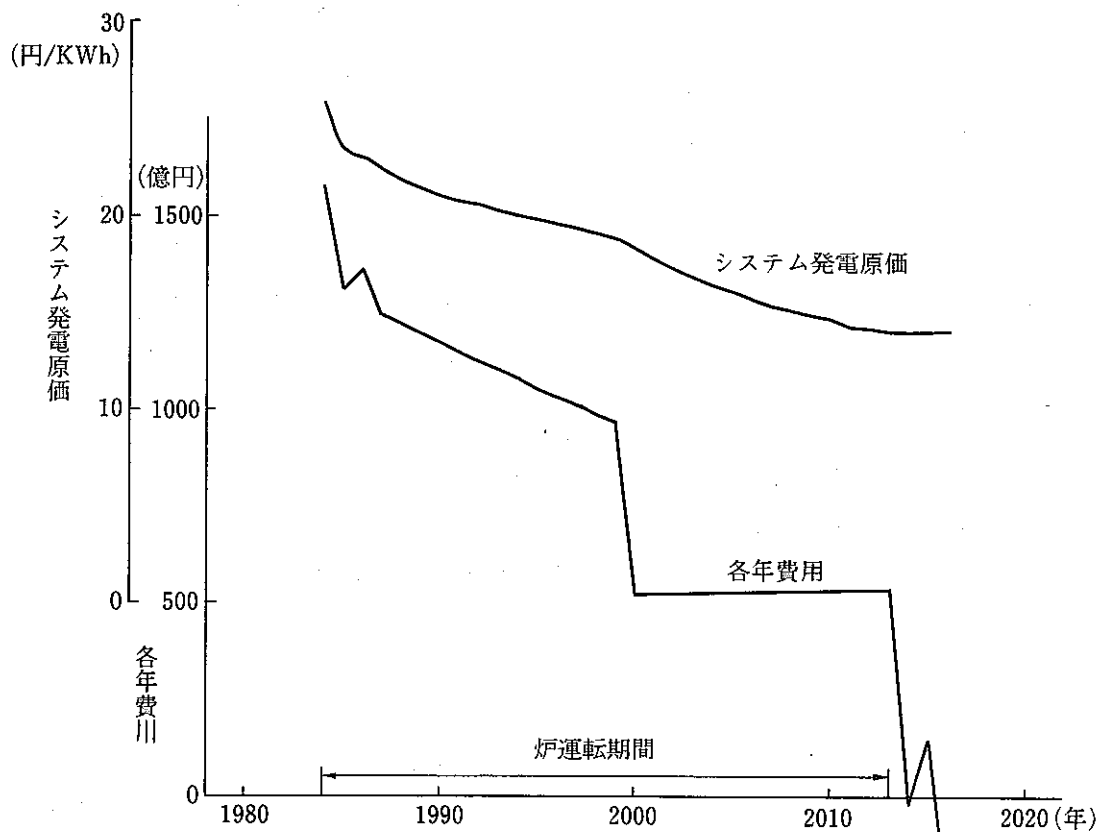


図 3-1-6 FBR(L) 各年費用推移, システム発電原価
(換算無, 実質燃料価格上昇無)

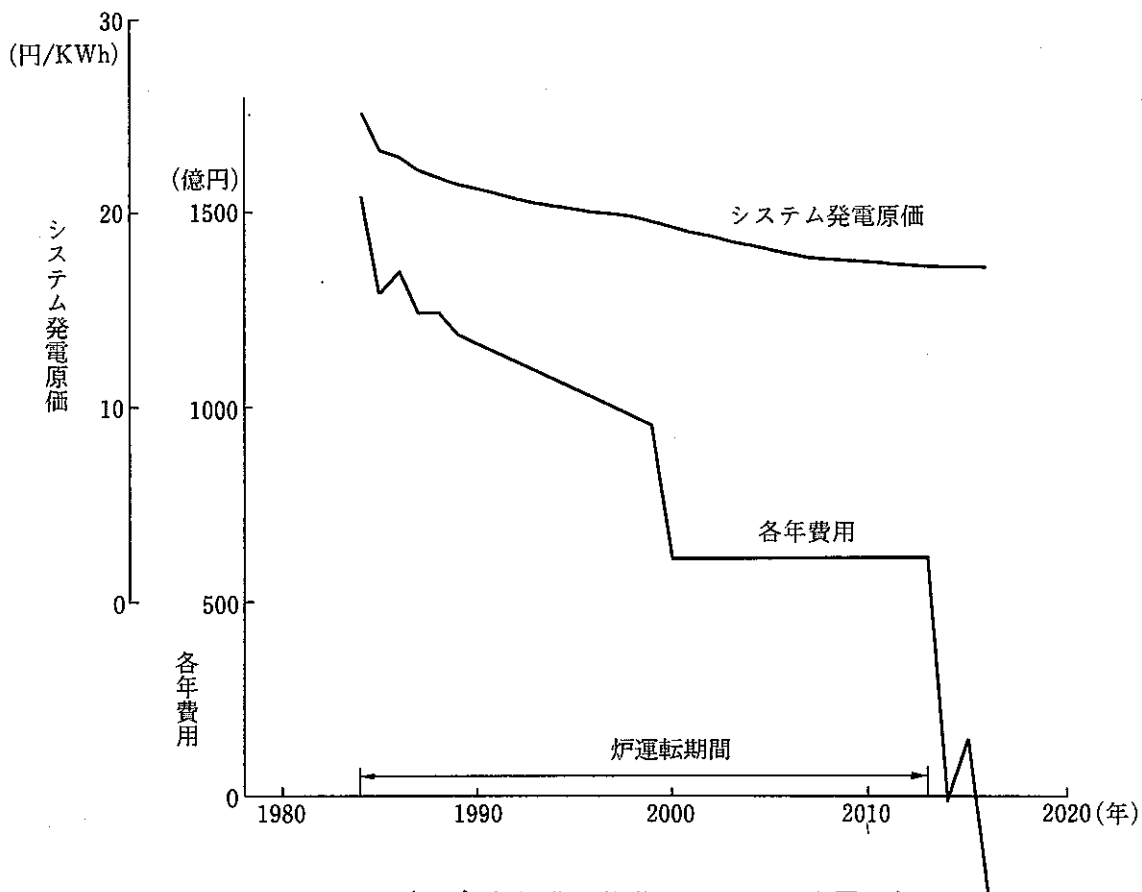


図3-1-7 FBR(H)各年費用推移，システム発電原価
(換算無，実質燃料価格上昇無)

表3-3のシステム発電原価で比べると，発電原価(送電端)はLWRが約13円/KWh，ATRが約15円/KWh，FBRが約15円/KWhと耐用年間平均発電原価に比べて約3割程安くなっている。

これは対象期間が14年延び資本費の占めるウェイトが減少したためと思われる。

資本費の構成割合は，LWRが約45%，ATRが約45%，FBRが約48%と発電原価に対してまだ大きなウェイトを占めているが耐用年間平均発電原価の構成割合と比べると約2.5割程低くなっている。

運転維持費は，LWRが約4.5円/KWh，ATRが約5.0円/KWh，FBRが約5.4円/KWhと耐用年間平均発電原価と比べて約2.5割高くなっており，構成割合は約37%と約6割程上っている。又，燃料費の構成割合も約3割程上っている。

従って，運転維持費，燃料費等運転に係る経費は，設計耐用期間を考えると発電原価に大きく寄与することがわかる。

表 3-3 システム発電原価（価格上昇考慮しない場合）

（円/KWh）

項 目	炉 型		LWR(Pu)	A T R(U)	ATR(Pu)	F B R(1)	F B R(2)	F B R(3)
	L W R(U) 再処理無	L W R(U) 再処理有						
資 本 費	5.524 (45.0%)	5.524 (43.8%)	5.524 (45.2%)	6.071 (45.6%)	6.071 (45.4%)	6.618 (45.5%)	6.618 (48.6%)	6.618 (48.7%)
運 転 維 持 費	4.501 (36.6)	4.504 (35.7)	4.500 (36.8)	4.956 (37.2)	4.957 (37.1)	5.414 (37.2)	5.402 (39.3)	5.339 (39.8)
燃 料 費	2.261 (18.4)	2.577 (20.4)	2.200 (18.0)	2.298 (17.3)	2.351 (17.6)	2.505 (17.2)	1.726 (12.6)	1.562 (11.5)
発電原価（発電端）	12.286 (100.0)	12.605 (100.0)	12.224 (100.0)	13.325 (100.0)	13.379 (100.0)	14.537 (100.0)	13.746 (100.0)	13.519 (100.0)
発電原価（送電端）	12.798	13.044	12.731	14.583	14.701	15.944	15.000	14.778

3. 資本費に関する考察

資本費は金利、減価償却、固定資産税及び廃炉費で構成されている。

表3-4、表3-5に価格上昇を考慮しない場合の炉別の耐用年間平均発電原価とシステム発電原価の資本費内訳とその構成割合を示す。

金利と減価償却を合わせると資本費の約90%を占めており、建設費が直接影響を与えることがわかる。

表3-4 耐用年間平均発電原価の資本費内訳

(円/KWh)

項目 \ 炉型	LWR	ATR	FBR	構成割合
金 利	0.135	0.135	0.135	1.2%
減 価 償 却	9.034	9.955	10.876	90.4%
固 定 資 産	0.298	0.326	0.355	3.0%
廃 炉 費	0.543	0.599	0.654	5.4%
資 本 費 計	10.011	11.015	12.020	100%

表3-5 システム発電原価の資本費内訳

(円/KWh)

項目 \ 炉型	LWR	ATR	FBR	構成割合
金 利	2.474	2.713	2.951	44.5%
減 価 償 却	2.472	2.723	2.975	45.0%
固 定 資 産 税	0.433	0.475	0.517	7.8%
廃 炉 費	0.145	0.160	0.175	2.6%
資 本 費 計	5.524	0.071	6.618	100%

3.1 FBR建設費に関するシステム評価

前述までの分析でわかる通り建設費は、原子力発電の経済性を左右する重要なポイントになっている。

そこで、Ⅱ-2節で想定したFBR建設費を用いてシミュレーションを行い建設費に関するシステム評価を行った。

FBRの想定建設費を表3-6に示す。

表3-6 FBR想定建設費(含土地代)

No	建設費設定値	説明
1	2685億円	LWR基準建設費×0.9
2	2983	LWR基準建設費×1.0
3	3281	LWR基準建設費×1.1
4	3579	LWR基準建設費×1.2
5	3878	LWR基準建設費×1.3

炉型はFBR(3)を用い、価格上昇を考慮しないでシミュレーションを行い、システム発電原価を算出した。

各々のシステム発電原価(送電端)を比べると想定建設費がLWR建設費の0.9倍の場合には約10.84円/KWh、LWR×1.0の場合は約11.87円/KWh(LWR×0.9との比は、1.09倍)、LWR×1.1の場合は約12.89円/KWh(1.19倍)、LWR×1.2の場合は約13.91円/KWh(1.28倍)、LWR×1.3の場合は約14.93円/KWh(1.38倍)となっており、想定建設費に比例してシステム発電原価は増えていることがわかる。

表 3-7 FBRの建設費を変えた場合のシステム発電原価
(価格上昇を考慮しない場合)

(円/KWh)

項目 \ 想定建設費	LWR×0.9	LWR×1.0	LWR×1.1	LWR×1.2	LWR×1.3
資 本 費	4.977 (50.1%)	5.524 (50.8%)	6.071 (51.5%)	6.618 (52.0%)	7.167 (52.5%)
運 転 維 持 費	3.396 (34.2)	3.779 (34.8)	4.161 (35.3)	4.544 (35.7)	4.927 (36.1)
燃 料 費	1.562 (15.7)	1.562 (14.4)	1.562 (13.2)	1.562 (12.3)	1.562 (11.4)
発 電 原 価 (発 電 端)	9.935 (100.0)	10.865 (100.0)	11.794 (100.0)	12.724 (100.0)	13.656 (100.0)
発 電 原 価 (送 電 端)	10.844	11.866 (1.094倍)	12.888 (1.188倍)	13.909 (1.283倍)	14.934 (1.377倍)

次に建設費をLWR並(LWR×1.0)に想定した場合とATR並(LWR×1.1)に想定した場合についてそれぞれ他の炉型のシステム発電原価と比べてみる。

まずLWR並に想定した場合とLWRの発電原価(発電端)を比べると、LWR×1.0の場合は約10.87円/KWh、LWRは再処理無で約12.29円/KWh、再処理有で約12.61円/KWhとLWR×1.0の方が再処理無で約12%、再処理有で約14%安くなっている。

又、運転に係る経費(運転維持費、燃料費)は、LWR×1.0の場合で約5.34円/KWh、LWRの再処理無で約6.76円/KWh、再処理有で約7.08円/KWhとLWR×1.0の方が再処理無で約21%、再処理有で約25%安くなっている。

又、ATR並に想定した場合とATRの発電原価(発電端)を比べると、LWR×1.1の場合は約11.79円/KWh、ATR(U)で約13.33円/KWh、ATR(Pu)で約13.38円/KWhとLWR×1.1の方が約11~12%程安くなっている。又、運転に係る経費はLWR×1.1で約5.72円/KWh、ATR(U)で約7.25円/KWh、ATR(Pu)で約7.31円/KWhと約21~22%程安くなっている。これらから、価格上昇を考慮しない場合には、FBR炉特性が顕著に現われ、運転に係る経費は減るが相対的に資本費の占める割合が多くなり運転に係る経費よりは、建設費を削減した方がシステム発電原価に与える影響が大きいことがわかる。

3.2 FBR 建設工期に関するシステム評価

建設工期の長短は建設中の金利負担に直接影響するため、できる限り短縮しなければならない。そこで建設工期の短縮効果がどれ位あるか建設工期を6年、5年、4年と変化させてその効果を計測した。(但し、価格上昇は考慮していない)

シミュレーションで用いた炉型はFBR(3)である。表3-8にシミュレーション結果を示す。

耐用年間平均発電原価(送電端)は、建設工期6年で約19.81円/KWh、5年で約18.25円/KWh(建設工期6年と比べて約0.92倍)、4年で約16.82円/KWh(約0.85倍)とかなり効果がある。

又、システム発電原価(送電端)でも、6年で約13.91円/KWh、5年で約12.84円/KWh(約0.92倍)、4年で約11.87円/KWh(約0.85倍)と短縮効果が出ている。

従って、建設工期を1年短縮すると、約8%発電原価を下げることになり、これは金額換算で約28億円に相当する。

表3-8 FBR 建設工期を変えた場合の原子力発電原価 (円/KWh)

項目 \ 建設工期	耐用年間平均発電原価			システム発電原価		
	4年	5年	6年	4年	5年	6年
資本費	10.016 (65.5%)	10.972 (66.1%)	12.020 (66.7%)	5.515 (50.7%)	6.042 (51.4%)	6.618 (52.0%)
運転維持費	3.618 (23.6)	3.961 (23.8)	4.336 (24.0)	3.79 (34.9)	4.149 (35.3)	4.544 (35.7)
燃料費	1.676 (10.9)	1.676 (10.1)	1.676 (9.3)	1.562 (14.4)	1.562 (13.3)	1.562 (12.3)
発電原価 (発電端)	15.310 (100.0)	16.609 (100.0)	18.032 (100.0)	10.867 (100.0)	11.753 (100.0)	12.724 (100.0)
発電原価 (送電端)	16.823 (0.849)	18.250 (0.921)	19.814	11.869 (0.853)	12.843 (0.924)	13.909

4. 修繕費に関する考察

今回の分析では、修繕費は16年目で初年度修繕費(建設費の1.20%)の3倍になるものと設定している。

運転後の修繕費は被ばく線量の増加と機器の劣化により増加する傾向がある。

従来、修繕費は比較的安く見込まれていた(例えば建設費の0.5%程度)が、安全管理の面からもその設定に注意を払う必要がある。

高速増殖炉FBR(3)炉型で修繕費設定条件を変化させてシミュレーションを行った。
設定条件を表3-9, 図3-2に示す。

表3-9 修繕費に関する設定条件

No.	説	明
1	建設費の1.20%で経年固定	
2	"	16年目に初年度修繕費の1.5倍
3	"	16年目に初年度修繕費の2.0倍
4	"	16年目に初年度修繕費の3.0倍

尚, 価格上昇を考慮する場合は, 表2-4の実質価格上昇率を用いた。

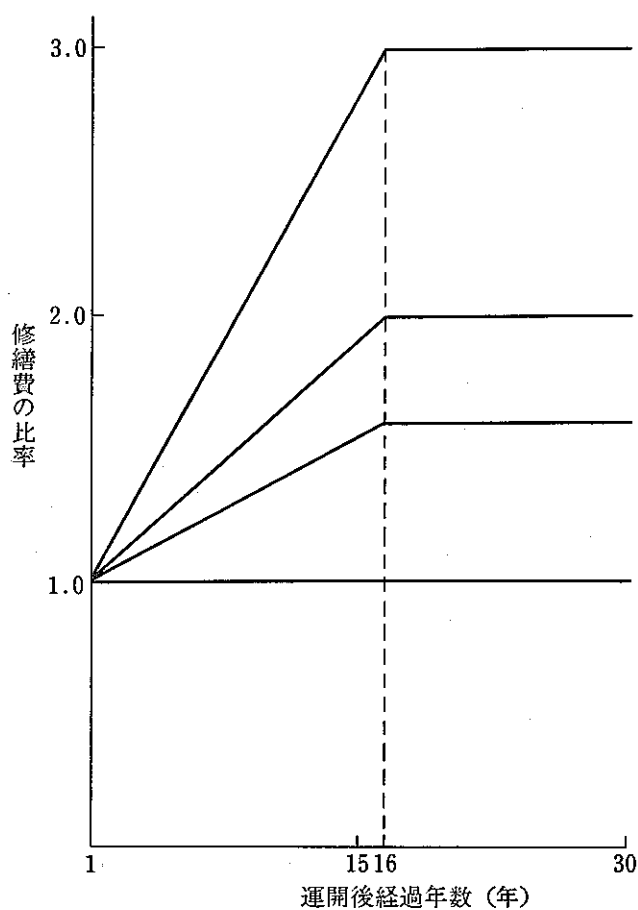


図3-2 修繕費の経年比率

表3-12 FBR(3)の修繕費を変えた場合のシステム発電原価の運転維持費内訳

(円/KWh)

項目	価格上昇を考慮しない場合				価格上昇を考慮する場合			
	1.0倍	1.5倍	2.0倍	3.0倍	1.0倍	1.5倍	2.0倍	3.0倍
人件費	0.307 (8.5%)	0.307 (7.5%)	0.307 (6.8%)	0.307 (5.7%)	0.440 (7.2%)	0.440 (6.1%)	0.440 (5.3%)	0.440 (4.3%)
修繕費	1.190 (32.8)	1.641 (40.2)	2.093 (46.1)	2.935 (54.4)	2.406 (39.4)	3.458 (48.2)	4.510 (54.7)	6.366 (62.9)
諸費	1.537 (42.4)	1.537 (37.6)	1.537 (33.8)	1.537 (28.5)	2.381 (39.0)	2.381 (33.2)	2.381 (28.9)	2.381 (23.5)
業務分担費	0.416 (11.5)	0.416 (10.2)	0.416 (9.2)	0.416 (7.7)	0.645 (10.6)	0.645 (9.0)	0.645 (7.8)	0.645 (6.4)
事業税	0.173 (4.8)	0.183 (4.5)	0.190 (4.2)	0.203 (3.8)	0.231 (3.8)	0.248 (3.5)	0.264 (3.2)	0.294 (2.9)
発電原価(発電端)	3.623 (100.0)	4.085 (100.0)	4.543 (100.0)	5.399 (100.0)	6.103 (100.0)	7.172 (100.0)	8.240 (100.0)	10.234 (100.0)
発電原価(送電端)	3.986	4.494 (1.127倍)	4.997 (1.254倍)	5.932 (1.488倍)	6.707	7.882 (1.175倍)	9.055 (1.350倍)	11.247 (1.677倍)

5. 燃料費に関する考察

原子力発電は設計耐用期間が30年と長期にわたるため、原子力発電の経済性を評価する場合、原子力発電原価にかかる費用のうち運転に係る経費（運転維持費、燃料費）をどう見積るかが経済性を左右する。特に燃料費は前提条件で述べたように価格変動の影響をストレートにうける。

今回の分析では、代表的3炉型（LWR（U）、ATR（Pu）、FBR(3)）を用いて燃料費の価格上昇率を3%/年、5%/年、7%/年と変化させてシミュレーションを行い、システム発電原価を算出した。その結果を表3-11、図3-3に示す。

LWR（U）再処理無の発電原価（送電端）は、上昇率3%で約16.73円/KWh（上昇率無に比べて約1.4倍）、5%で約18.13円/KWh（約1.5倍）、7%で約20.20円/KWh（約1.7倍）になっている。

燃料費の発電原価は、上昇率3%で約3.46円/KWh（上昇率無に比べて約1.5倍）、5%で約4.78円/KWh（約2.1倍）、7%で約6.75円/KWh（約3.0倍）となる。上昇率7%では燃料費の構成割合（約35%）が運転維持費の構成割合（約36%）と同程度になる。

LWR（U）再処理有の発電原価（送電端）は、上昇率3%で約17.17円/KWh（上昇率無に比べて約1.4倍）、5%で約18.75円/KWh（約1.5倍）、7%で約21.08円/KWh（約1.7倍）になっている。

燃料費の発電原価は、上昇率3%で約4.02円/KWh（約1.6倍）、5%で約5.59円/KWh（約2.2倍）、7%で約7.92円/KWh（約3.1倍）となる。上昇率無と上昇率7%での各項目の構成割合の推移をみると、燃料費が約22%から約38%、運転維持費が約32%から約34%、資本費が約46%から28%と変化することがわかる。

従って、LWRは価格変動の影響をストレートにうける炉特性であることがわかる。

また、LWR（U）の〔再処理無〕と〔再処理有〕を比べると〔再処理有〕の方が、より価格変動の影響をうけることがわかる。

ATR（Pu）の発電原価（送電端）は、上昇率3%で約19.25円/KWh（上昇率無に比べて約1.4倍）、5%で約20.82円/KWh（約1.5倍）、7%で約23.16円/KWh（約1.7倍）になっている。燃料費の発電原価は、上昇率3%で約3.66円/KWh（約1.6倍）、5%で約5.06円/KWh（約2.2倍）、7%で約7.16円/KWh（約3.0倍）となる。価格変動の影響は、LWR（U）〔再処理無〕と同程度である。

FBR(3)の発電原価（送電端）は、上昇率3%で約19.07円/KWh（上昇率無に比べて約1.4倍）、5%で約19.98円/KWh（約1.4倍）、7%で約21.33円/KWh（約1.5倍）になっている。燃料費の発電原価は上昇率3%で約2.39円/KWh（約1.5倍）、5%で約3.28円/KWh（約2.1倍）7%で約4.62円/KWh（約3.0倍）となる。

上昇率無と上昇率7%での各項目の構成割合を比べると、運転維持費が約36%から約42%、資本費が約52%から約35%、燃料費が約12%から約23%と変化する。従ってFBR(3)は燃料費の価格変動の影響を一番うけにくい炉であることがわかる。

次に各炉の上昇率7%での発電原価(発電端)を比べると、LWR(U)再処理無が約19.39円/KWh、ATR(Pu)が約21.07円/KWh、FBR(3)が約19.76円/KWhとFBR(3)がLWR(U)再処理無に次いで安い炉型になっている。これは、FBR(3)の建設費がLWR(U)より割高(シミュレーションではLWR(U)の建設費の1.2倍)だとしても、燃料費の価格上昇を考慮すると高速増殖炉は原子力発電をささえる上で必要な炉であることがわかる。

表3-11-1 燃料費の上昇率を変えた場合のシステム発電原価

(円/KWh)

炉型 項目 \ 上昇率	LWR(U)再処理無				LWR(U)再処理有			
	0.0%	3.0%	5.0%	7.0%	0.0%	3.0%	5.0%	7.0%
資本費	5.524 (47.7%)	5.732 (35.7%)	5.732 (32.9%)	5.732 (29.6%)	5.524 (46.4%)	5.732 (34.5%)	5.732 (31.5%)	5.732 (27.9%)
運転維持費	3.791 (32.7)	6.866 (42.8)	6.887 (39.6)	6.916 (35.7)	3.794 (31.9)	6.873 (41.3)	6.895 (37.8)	6.928 (33.7)
燃料費	2.261 (19.5)	3.460 (21.5)	4.781 (27.5)	6.745 (34.8)	2.577 (21.7)	4.024 (24.2)	5.590 (30.7)	7.920 (38.5)
発電原価 (発電端)	11.576 (100.0)	16.058 (100.0)	17.400 (100.0)	19.393 (100.0)	11.895 (100.0)	16.629 (100.0)	18.217 (100.0)	20.580 (100.0)
発電原価 (送電端)	12.058	16.727 (1.387倍)	18.125 (1.503)	20.201 (1.675)	12.309	17.170 (1.395倍)	18.745 (1.523)	21.084 (1.713)

表3-11-2 燃料費の上昇率を変えた場合のシステム発電原価

(円/KWh)

炉型 項目 \ 上昇率	ATR(Pu)				FBR(3)			
	0.0%	3.0%	5.0%	7.0%	0.0%	3.0%	5.0%	7.0%
資本費	6.071 (48.2%)	6.300 (40.0%)	6.300 (33.2%)	6.300 (29.9%)	6.618 (52.0%)	6.868 (39.3%)	6.868 (37.3%)	6.868 (34.8%)
運転維持費	4.175 (33.1)	7.564 (43.2)	7.586 (40.0)	7.617 (36.1)	4.544 (35.7)	8.237 (47.1)	8.249 (44.8)	8.267 (41.8)
燃料費	2.351 (18.7)	3.656 (20.9)	5.064 (26.7)	7.156 (34.0)	1.562 (12.3)	2.387 (13.6)	3.284 (17.8)	4.622 (23.4)
発電原価 (発電端)	12.597 (100.0)	17.520 (100.0)	18.950 (100.0)	21.073 (100.0)	12.724 (100.0)	17.492 (100.0)	18.401 (100.0)	19.757 (100.0)
発電原価 (送電端)	13.842	19.252 (1.391倍)	20.824 (1.504)	23.157 (1.673)	13.909	19.073 (1.371倍)	19.980 (1.436)	21.326 (1.533)

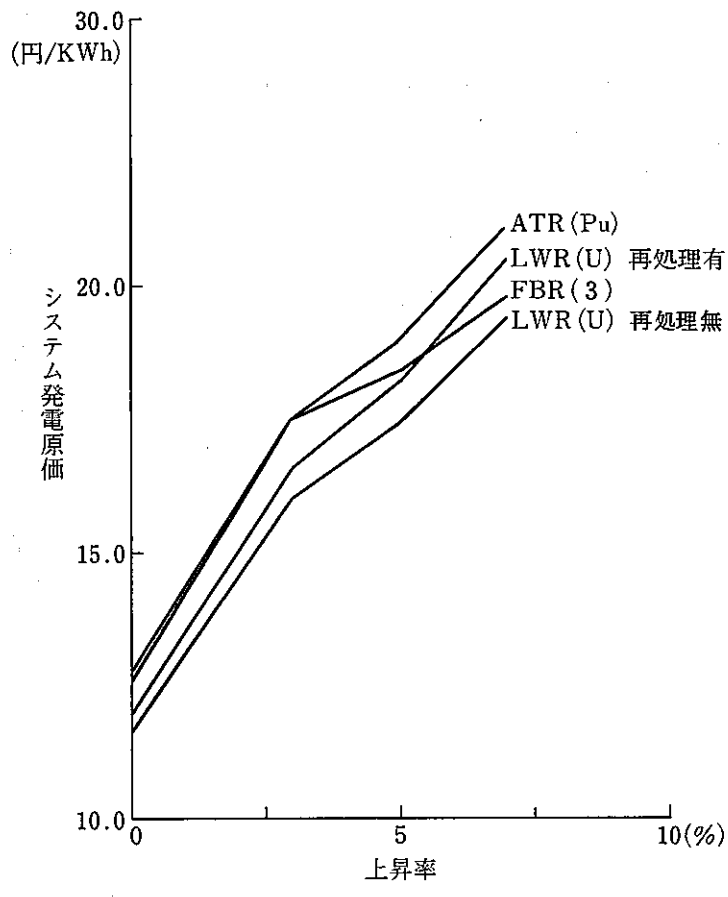


図 3-3 価格上昇によるシステム発電原価の影響

IV 複合炉系のシステム分析

IV 複合炉系によるシステム分析

本章では長期の多炉系構成によるシミュレーションを行い、物量収支とシステム発電原価について分析している。特に今回の分析では、FBRの投入形態を変えてシミュレーションを行った。又、シミュレーション期間は昨年の作業と同様に1971年から2050年迄の80年間とした。

本章でのシミュレーションの条件を下記に示す。

- 1) 運転中及び計画段階の炉については、そのまま容量、特性等を取り込んでいない。
- 2) 設計炉寿命は30年間と各炉同じにした。
- 3) 炉系構成は、LWR(U)再処理無の単独炉とFBRを含む複合炉系を対象にする。
- 4) 建設費は特にことわらない限り、ATR建設費はLWR建設費の1.1倍、FBR建設費はLWR建設費の1.2倍を想定した。
- 5) 燃料費のコスト単価はⅣ-5節を除いて一定とした。
- 6) 廃炉費は建設費の20%として各炉同じに設定した。
- 7) 修繕費は各炉同一に16年目で初年度修繕費の3倍になるものとし、それ以降は一定とした。

1. 原子力全設備容量の想定

原子力発電の経済性を評価する場合、原子力発電の開発規模をどう想定するかでその結果に相当影響を与える。

1983年末現在、我が国の原子力発電の見通しとしては、エネ調が「長期エネルギー需給見通し」(1983年11月)の中で1990年(昭和65年度)34GWe, 1995年(昭和70年度)48GWe, 2000年(昭和75年度)62GWeの見通しを立てている。又、電中研は「エネルギー・電力需給の長期展望」(1983年11月)の中で、2000年60~70GWe, 2030年150GWeの見通しを立てており、2000年ではエネ調の数値とほぼ一致している。

一方、米国DOE(エネルギー省)は「米国原子力発電規模予測」(1983年12月)の中で各国の原子力発電規模を予測しており、2000年の我が国の予測値は、低位で36.9GWe, 中位で46.1GWe, 高位で59.5GWeとなっている。

今回の分析では、エネ研の原子力発電規模の長期見通し試算表(付録1)を参考に図4-1に示す6ケースの設備容量を設定した。図4-1に各ケース別の想定原子力発電設備容量と10年毎年平均成長率を示す。尚、分析については時間的制約もあり代表的なL2ケース、H2ケースについてシミュレーションを行いシステム分析を試みた。

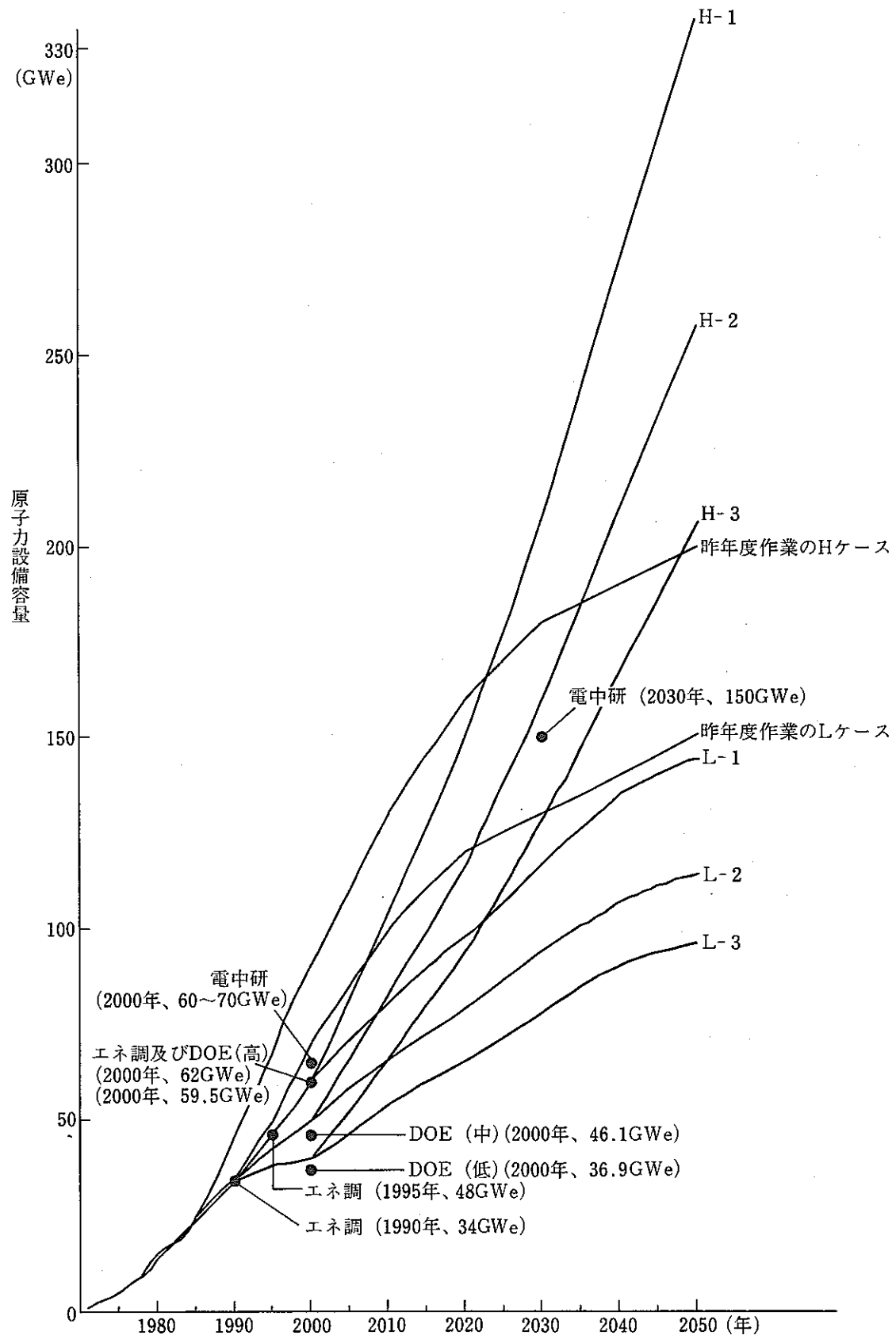


図 4-1 想定原子力発電設備容量

表4-1 原子力設備容量と10年毎平均成長率

西 暦	L2 ケース		H2 ケース	
	原子力設備 容 量	10年毎平均 成 長 率	原子力設備 容 量	10年毎平均 成 長 率
1981年	16GWe		16GWe	
1990	34	8.7%	34	8.7%
2000	50	3.9	50	3.9
2010	66	2.8	83	5.2
2020	79	1.8	117	3.5
2030	94	1.8	160	3.2
2040	107	1.3	209	2.7
2050	114	0.6	256	2.0

2 新設炉をすべてFBRでまかなうと仮定した場合のシミュレーション

本シミュレーションでは、2021年以降投入する炉をすべてFBRでまかなうと仮定してシミュレーションを行った。

2.1 FBR, ATR (Pu) 投入の仮定

1983年末現在我が国の運転中のFBRは、実験炉「常陽」（1977年運転開始）のみで、その次の原型炉「もんじゅ」の臨界は1990年度末の計画である。その後の実証炉、実用炉については、原子力委員会の原子力開発利用長期計画の中でその方向性が示されているだけである。本シミュレーションでのFBRの投入は、2000年より実証炉をとびとびの年次に3基投入し、その後2016年から連続投入を開始し、2021年以降新設炉はすべてFBRでまかなうと仮定した。

2000年から2050年迄のFBRの投入累計量は、L2ケースで114GWe、H2ケースで261GWeになる。

表4-2にFBR投入の仮定を示す。

表4-2 FBRの投入の仮定

西 暦	F B R 投 入 量		備 考
	L 2 ケース	H 2 ケース	
2000年	1.000 GWe	1.000 GWe	投入開始
2001	0.0	0.0	
2002	0.0	0.0	
2003	0.0	0.0	
2004	0.0	0.0	
2005	0.0	0.0	
2006	1.000	1.000	
2007	0.0	0.0	
2008	0.0	0.0	
2009	0.0	0.0	
2010	0.0	0.0	
2011	0.0	0.0	
2012	1.000	1.000	
2013	0.0	0.0	
2014	0.0	0.0	
2015	0.0	0.0	連続投入開始
2016	1.000	1.000	
2017	1.000	2.000	
2018	1.000	2.000	
2019	1.000	2.000	
2020	1.000	2.000	
2021	1.500	4.000	
2022	1.500	4.500	
2023	1.500	4.500	
2024	1.500	5.000	
2025	2.000	4.500	
2026	3.000	6.000	
2027	3.000	5.500	
2028	3.000	6.000	
2029	3.000	6.000	
2030	3.000	6.000	
2031	4.000	8.500	
2032	4.000	9.000	
2033	4.000	9.000	
2034	4.000	9.500	
2035	4.000	9.000	
2036	3.500	9.500	
2037	5.000	10.000	
2038	3.500	9.500	
2039	5.000	10.500	
2040	6.000	11.500	
2041	4.500	10.000	
2042	3.500	10.000	
2043	4.500	10.000	
2044	3.500	10.000	
2045	4.500	10.000	
2046	3.500	10.500	
2047	4.500	10.000	
2048	3.500	10.500	
2049	4.000	10.000	
2050	4.000	10.000	
累 計	114.000	261.000	

一方、ATR(Pu)については、原型炉「ふげん」(1977年運転開始)が現在運転中で次の実証炉については建設が1基(0.6GWe)決まっているだけで、実用炉については今は不明である。

今回の分析では、FBRが本格化する迄は、ATR(Pu)を使用するとの前提で、1994年に投入を開始し、FBRが連続投入される2016年迄に新設が終了すると仮定した。

投入量については、1944年から2015年迄の投入合計をL2、H2ケース共に13GWeとした。

表4-3にATR(Pu)の投入仮定を示す。

表4-3 Pu熱中性子炉(ATR(Pu))の投入仮定

西 暦	L2, H2ケース
1994年	0.500GWe
1995	0.0
1996	0.0
1997	0.0
1998	0.500
1999	0.0
2000	0.0
2001	1.000
2002	1.000
2003	1.000
2004	1.000
2005	1.000
2006	0.0
2007	1.000
2008	0.0
2009	1.000
2010	1.000
2011	1.000
2012	0.0
2013	1.000
2014	1.000
2015	1.000
累 計	13.000

2.2 炉系構成と投入形態

下記5ケースの炉系構成により、原子力設備容量がL2ケースとH2ケースの場合についてシミュレーションを行った。

炉系構成は、LWR(U)再処理無、LWR(U)+FBR(1)+FBR(2)、LWR(U)+FBR(1)+FBR(3)、LWR(U)+ATR(Pu)+FBR(1)+FBR(2)、LWR(U)+ATR(Pu)+FBR(1)+FBR(3)の5種類である。

L2ケースの全炉系合計の投入量は、炉系構成に関係なく全ケース共通に1971年から2050年迄を累計して227 GWeとなる、

L2-0ケースはLWR(U)再処理無の単独炉のシミュレーションでL2-1以降のケースで複合炉系構成のシミュレーションを行った。

L2-1ケースではLWR(U)が2025年迄計113 GWe、FBR(1)が2000年から2020年迄計8 GWe、その後新設炉をすべてFBRでまかなうと仮定して、FBR(2)が2021年から2050年迄計106 GWe投入される場合のシミュレーションを、FBR(2)の代わりにFBR(3)が投入される場合をL2-1'ケースとしてシミュレーションを行った。以降特に断らない限り、FBR(2)の代わりにFBR(3)が投入されるケースはケース番号に'を付けて区別した。

L2-2、L2-2'ケースでは、FBRとPu熱中性子炉が投入された場合のシミュレーションを行った。このケースは、LWR(U)が2025年迄計100 GWe、ATR(Pu)が1944年から2015年迄計13 GWe、FBR(1)が2000年から2020年迄計8 GWe、その後FBR(2)又はFBR(3)が2021年から2050年迄計106 GWe投入される場合のシミュレーションである。

L2ケースのシミュレーションケースを表4-4、炉系構成推移図を図4-2に示す。

表4-4 シミュレーションのケース(L2ケース)

No.	ケース	炉系構成	投入形態
1	L2-0	LWR(U) 再処理無	LWR(U): 1971~2050年迄計 227 GWe 投入
2	L2-1	LWR(U)+FBR(1)+FBR(2)	LWR(U): 1971~2030年迄計 113 GWe 投入 FBR(1): 2000~2020 " 8 " FBR(2): 2021~2050 " 106 "
3	L2-1'	LWR(U)+FBR(1)+FBR(3)	LWR(U): 1971~2030年迄計 113 GWe 投入 FBR(1): 2000~2020 " 8 " FBR(3): 2021~2050 " 106 "
4	L2-2	LWR(U)+ATR(Pu)+FBR(1)+FBR(2)	LWR(U): 1971~2025年迄計 100 GWe 投入 ATR(Pu): 1994~2015 " 13 " FBR(1): 2000~2020 " 8 " FBR(2): 2021~2050 " 106 "
5	L2-2'	LWR(U)+ATR(Pu)+FBR(1)+FBR(3)	LWR(U): 1971~2025年迄計 100 GWe 投入 ATR(Pu): 1994~2015 " 13 " FBR(1): 2000~2020 " 8 " FBR(3): 2021~2050 " 106 "

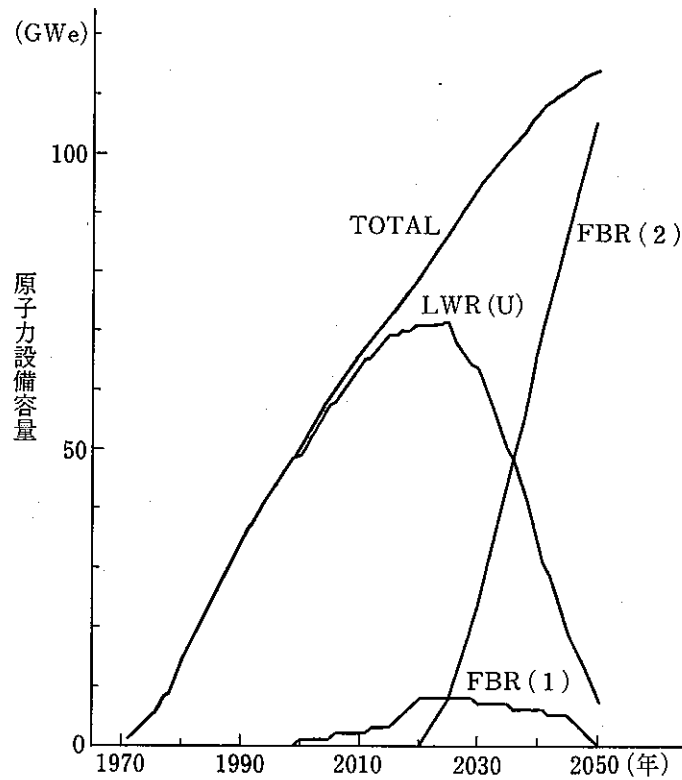


図4-2-1 炉型構成推移図(L2-1ケース)

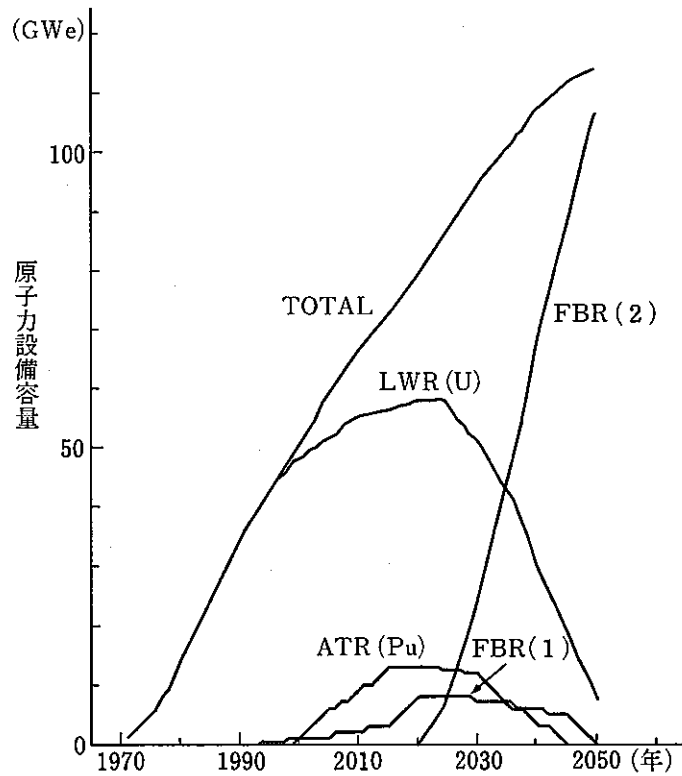


図4-2-2 炉型構成推移図(L2-2ケース)

一方H2ケースの全炉系合計の投入量は、1971年から2050年迄を累計して261GWeとなる。

H2-1, H2-1'ケースは、LWR(U)が2025年迄計146GWe, FBR(1)が2000年から2020年迄計12GWe, その後FBR(2)又はFBR(3)が2021年から2050年迄計249GWe投入される場合のシミュレーションを、H2-2, H2-2'ケースでは、LWR(U)が2025年迄計133GWe, ATR(Pu)は、L2ケースと同様に、1994年から2015年迄計13GWe, FBR(1)が2000年から2020年迄計12GWe, その後FBR(2)はFBR(3)が2021年から2050年迄計249GWe投入される場合のシミュレーションをそれぞれ行った。

H2ケースのシミュレーションケースを表4-5, 炉系構成推移図を図4-3に示す。

表4-5 シミュレーションのケース(H2ケース)

No	ケース	炉系構成	投入形態
1	H2-0	LWR(U) 再処理無	LWR(U) : 1971~2050年迄計 407 GWe 投入
2	H2-1	LWR(U)+FBR(1)+FBR(2)	LWR(U) : 1971~2025年迄計 146 GWe 投入 FBR(1) : 2000~2020 " 12 " FBR(2) : 2021~2050 " 249 "
3	H2-1'	LWR(U)+FBR(1)+FBR(3)	LWR(U) : 1971~2025年迄計 146 GWe 投入 FBR(1) : 2000~2020 " 12 " FBR(3) : 2021~2050 " 249 "
4	H2-2	LWR(U)+ATR(Pu)+FBR(1) +FBR(2)	LWR(U) : 1971~2025年迄計 133 GWe 投入 ATR(Pu) : 1994~2015 " 13 " FBR(1) : 2000~2020 " 12 " FBR(2) : 2021~2050 " 249 "
5	H2-2'	LWR(U)+ATR(Pu)+FBR(1) +FBR(3)	LWR(U) : 1971~2025年迄計 133 GWe 投入 ATR(Pu) : 1994~2015 " 13 " FBR(1) : 2000~2020 " 12 " FBR(3) : 2021~2050 " 249 "

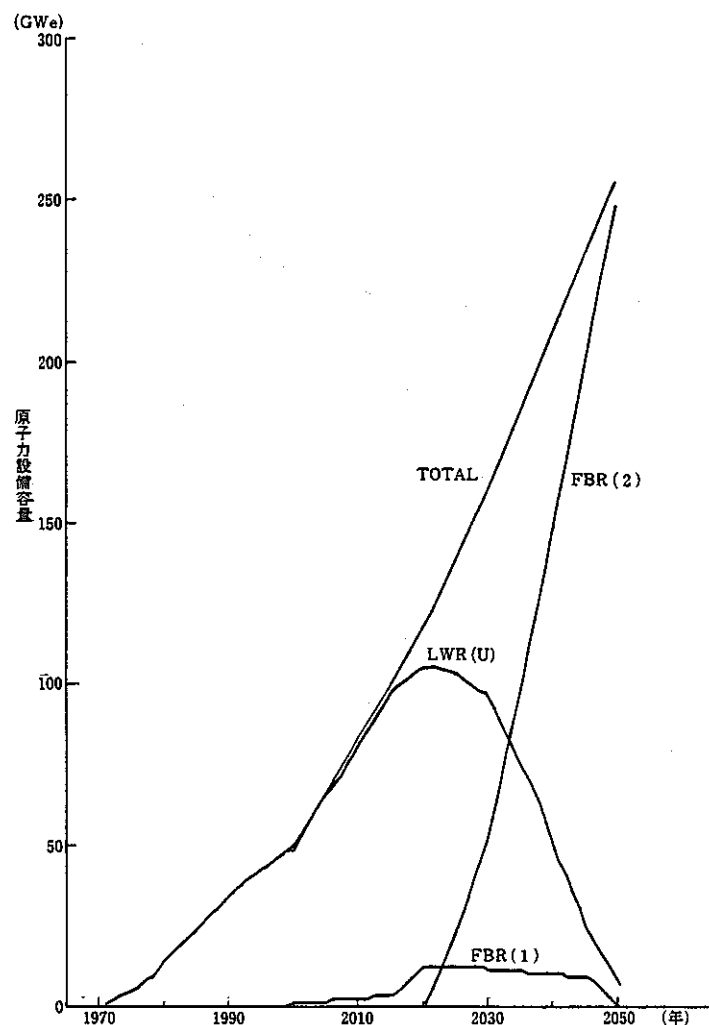


図4-3-1 炉型構成推移図(H2-1ケース)

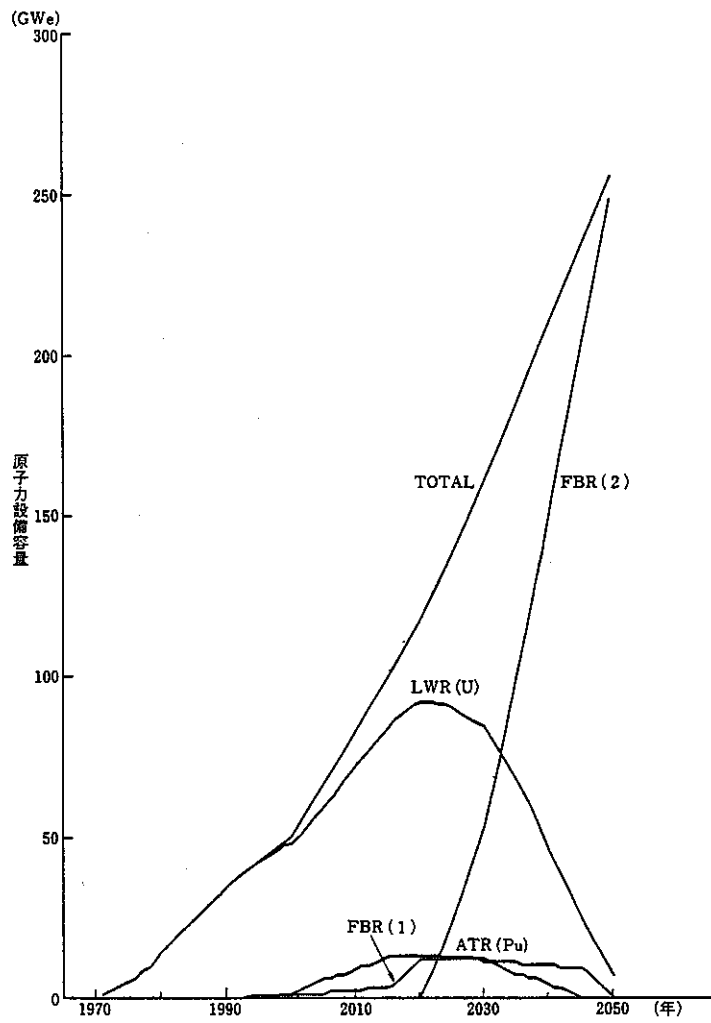


図 4-3-2 炉型構成推移図 (H2-2 ケース)

2.3 シミュレーション結果（物量収支，システム発電原価）

(1) 天然ウラン調達必要量

各ケースの2050年迄の天然ウラン累計必要量は，L2ケースの場合，L2-0ケースで約92万トン，L2-1（L2-1'）ケースで約44万トン，L2-2（L2-2'）ケースで約40万トン，H2ケースではH2-0ケースで約152万トン，H2-1（H2-1'）ケースで約57万トン，H2-2（H2-2'）ケースで約53万トンとなっている。L2とH2ケースの比較では，原子力設備容量の想定の違いにより，H2ケースではL2ケースに比べて天然ウランを約1.2～1.6倍も必要とすることがわかる。特にLWR（U）再処理無の単独炉では，約60万トンの差が出ている。

炉系構成による天然ウラン累計必要量の差は，FBRが投入される影響でFBRが連続投入される年次（2016年）より差が拡大してゆき，2050年でLWR（U）再処理無単独炉と比べてL2-1（L2-1'）ケースで約48万トン，H2-1（H2-1'）ケースで約95万トンと，大幅に節約できることがわかる。

ATR（Pu）を投入したL2-2（L2-2'），H2-2（H2-2'）ケースでは，更に約4万トン節約できる。1983年12月経済協力開発機構・原子力機関（OECD・NEA）と国際原子力機関（IAEA）が発表した報告書によると，世界におけるウラン資源量は\$130/kgU以下の確認鉱量約119万トン，推定追加鉱量約200万トンの合計約319万トン（共産圏除く）となっている。従ってLWR（U）再処理無単独炉の2050年迄の天然ウラン累計必要量は，\$130/kgU以下の確認鉱量に対してL2-0ケースは約77%，H2-0ケースは約128%にも達し資源制約上非現実的なケースと言える。

表4-6に2050年迄の天然ウラン累計必要量を，図4-4に天然ウラン累計必要量推移図を示す。

表4-6 2050年迄の天然ウラン累計必要量

ケース		天然ウラン累計必要量
L2	L2-0	92.14万トン
	L2-1, L2-1'	44.22
	L2-2, L2-2'	40.41
H2	H2-0	151.82
	H2-1, H2-1'	57.03
	H2-2, H2-2'	53.22

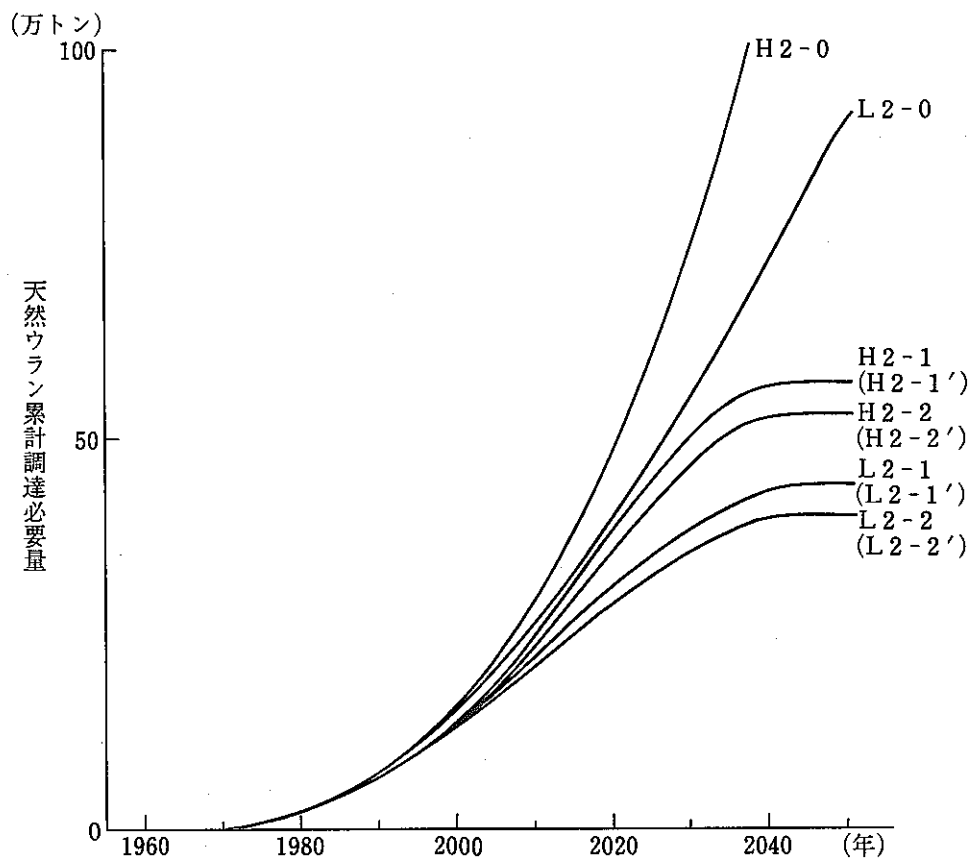


図4-4 天然ウラン累計必要量推移図

(2) 分離作業必要量

各ケースの2050年迄の分離作業累計必要量は、L2ケースの場合、L2-0ケースで約58万トン、L2-1(L2-1')ケースで約34万トン、L2-2(L2-2)ケースで約30万トン、H2ケースではH2-0ケースで約95万トン、H2-1(H2-1')ケースで約44万トン、H2-2(H2-2')ケースで約40万トンになっている。分離作業は天然ウラン調達に続く工程で分離作業累計必要量の傾向は当然天然ウラン累計必要量とほぼ同じになる。分離作業年次必要量で見るとイレギュラー・トップはあるが、L2ケースでは2020年からH2ケースでは2017年から年次必要量は下降しておりFBRの投入の影響がより顕著に現れていることがわかる。又、ATR(Pu)の投入による分離作業量の節約効果は、天然ウランとほぼ同じで約4~5万トンである。

表4-7に2050年迄の分離作業累計必要量を、図4-5に分離作業年次必要量を示す。

表 4-7 分離作業累計必要量

ケース		分離作業累計必要量
L 2	L2-0	57.56万トン
	L2-1, L2-1'	33.78
	L2-2, L2-2'	29.90
H 2	H2-0	94.75
	H2-1, H2-1'	43.61
	H2-2, H2-2'	39.73

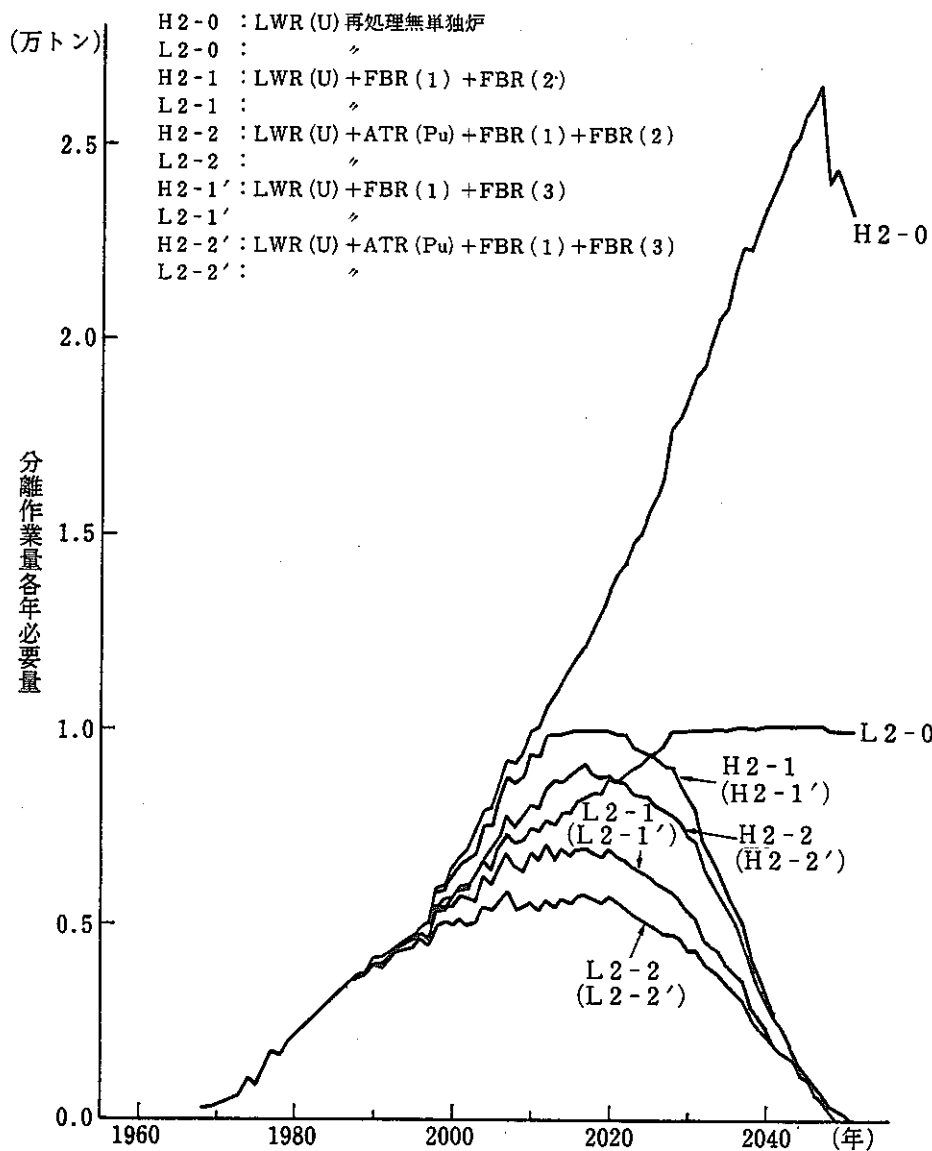


図 4-5 分離作業年次必要量

(3) プルトニウム・バランス

分裂性プルトニウムは核燃料サイクルとして必要な燃料であるが、その余剰は政治的な配慮からも極力おさえることが望ましい。

図4-6に示すL2ケースの分裂性プルトニウム・パイルアップを見るとATR(Pu)を投入しないL2-1及びL2-1'ケースでは、ピークは2030年頃で、ATU(Pu)を投入したL2-2及びL2-2'ケースでは、2019年頃にピークがある。一方、ボトムはFBR(2)を投入したL2-1及びL2-2ケースでは2046年に、FBR(3)を投入したL2-1'及びL2-2'ケースでは2040年にそれぞれボトムがあることがわかる。

表4-8にL2ケースのピーク及びボトムでの累計プルトニウム・バランスを示す。

表4-8 ピーク及びボトムでの累計プルトニウム・バランス(L2ケース)

ケース	ピーク		ボトム	
	西暦	累計プルトニウム	西暦	累計プルトニウム
L2-0				
L2-1	2025年	248.45トン	2046年	172.16トン
L2-1'	2032	280.94	2040	272.78
L2-2	2019	137.62	2046	0.71
L2-2'	2019	137.62	2040	82.09

(斜線はピーク及びボトムがない)

プルトニウム・バランスから見るとピーク値では、FBRのみを投入したL2-1ケースで約248トン、L2-1'ケースで約281トンにも累計プルトニウムが達するが、ATR(Pu)を投入すると約110～140トン減らすことができる。次にボトム値では、L2-1ケースで約172トンL2-1'ケースで約273トンの累計プルトニウムの余剰があるが、ATR(Pu)を投入することで約200トン減らすことが可能になる。

従って、分裂性プルトニウムの余剰をなくすべくATR(Pu)の投入効果が出ていることがわかる。

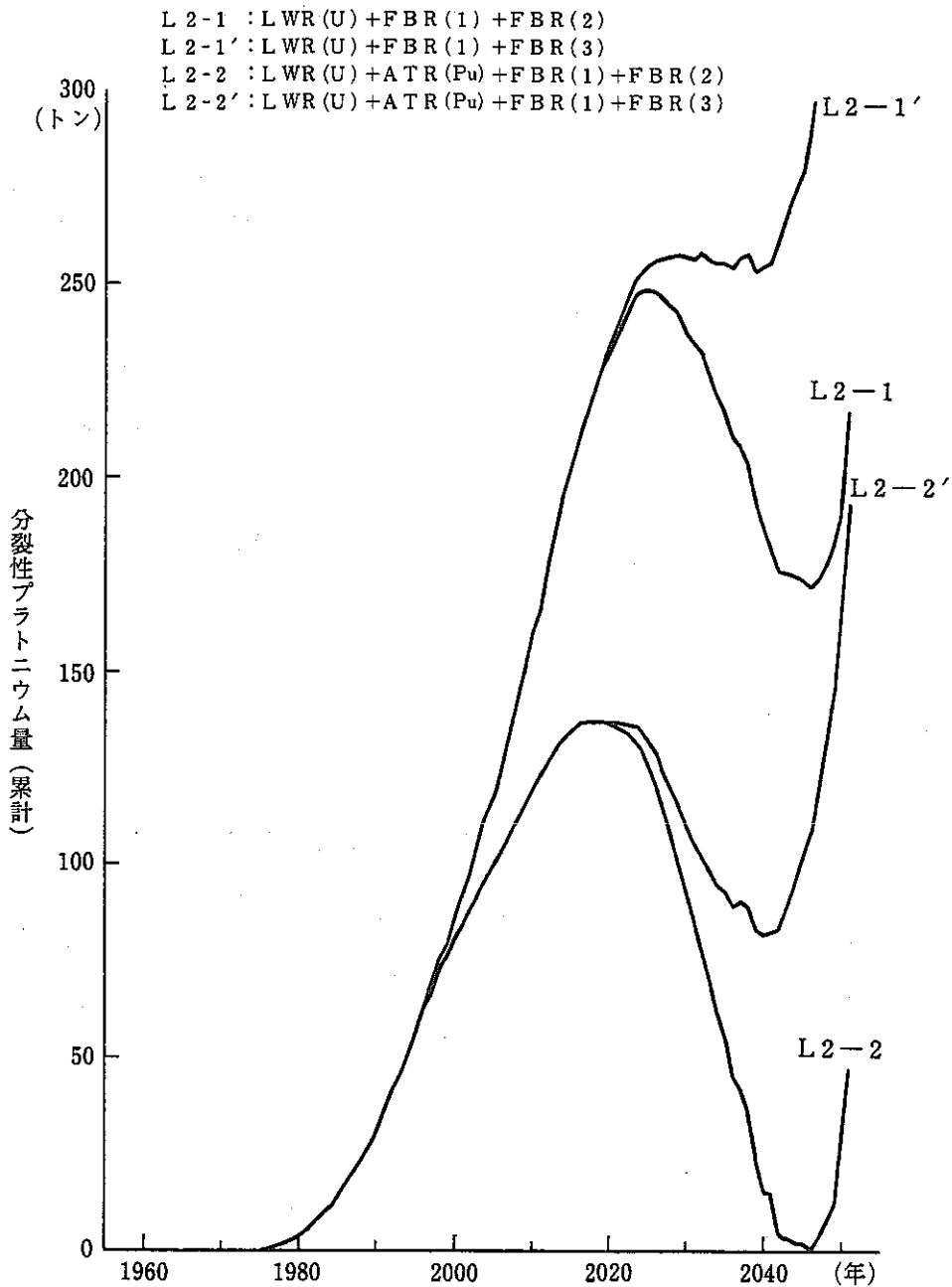


図4-6 分裂性プルトニウム・パイルアップ(L2ケース)

次に図4-7に示すH2ケースの分裂性プルトニウム・パイルアップを見ると、ATR(Pu)を投入しないH2-1及びH2-1'ケースではピークが2020年頃に、ATR(Pu)を投入したH2-2及びH2-2'ケースでは2017年頃にピークがある。一方、ボトムについては、FBR(3)を投入したH2-1'ケースを除いてボトムが負になっており、国内で生産された分裂性プルトニウムだけではFBRの燃料としてプルトニウム不足をきたすことがわかる。

表4-9にH2ケースのピーク及びボトムでの累計プルトニウム・バランスを示す。

表 4-9 ピーク及びボトムでの累計プルトニウム・バランス（H2ケース）

ケース	ピーク		ボトム	
	西暦	累計プルトニウム	西暦	累計プルトニウム
H2-0				
H2-1	2019年	245.25トン	2048年	-145.35トン
H2-1'	2020	245.83	2042	107.60
H2-2	2017	156.67	2048	-315.97
H2-2'	2017	156.67	2042	-65.03

（斜線はピーク及びボトムがない）

プルトニウム・バランス上から、ATR(Pu)を投入した場合と投入しない場合ではピークでは約90トン、ボトムで約170トン、累計プルトニウム量の差が出ている。

ところでL2ケースとH2ケースを比べると、L2ケースでは原子力設備容量の想定が小さく、新設炉をすべてFBRでまかなってもFBRの燃料である分裂性プルトニウム不足は起きないが、H2ケースでは想定が大きい為、分裂性プルトニウム不足をきたす結果となった。従って、H2ケースではATR(Pu)を投入しない増殖能力の高いFBR(3)を投入したH2-1'ケースが、プルトニウム・バランス上は有利な炉系構成となった。

$H2-1 : LWR(U) + FBR(1) + FBR(2)$
 $H2-1' : LWR(U) + FBR(1) + FBR(3)$
 $H2-2 : LWR(U) + ATR(Pu) + FBR(1) + FBR(2)$
 $H2-2' : LWR(U) + ATR(Pu) + FBR(1) + FBR(3)$

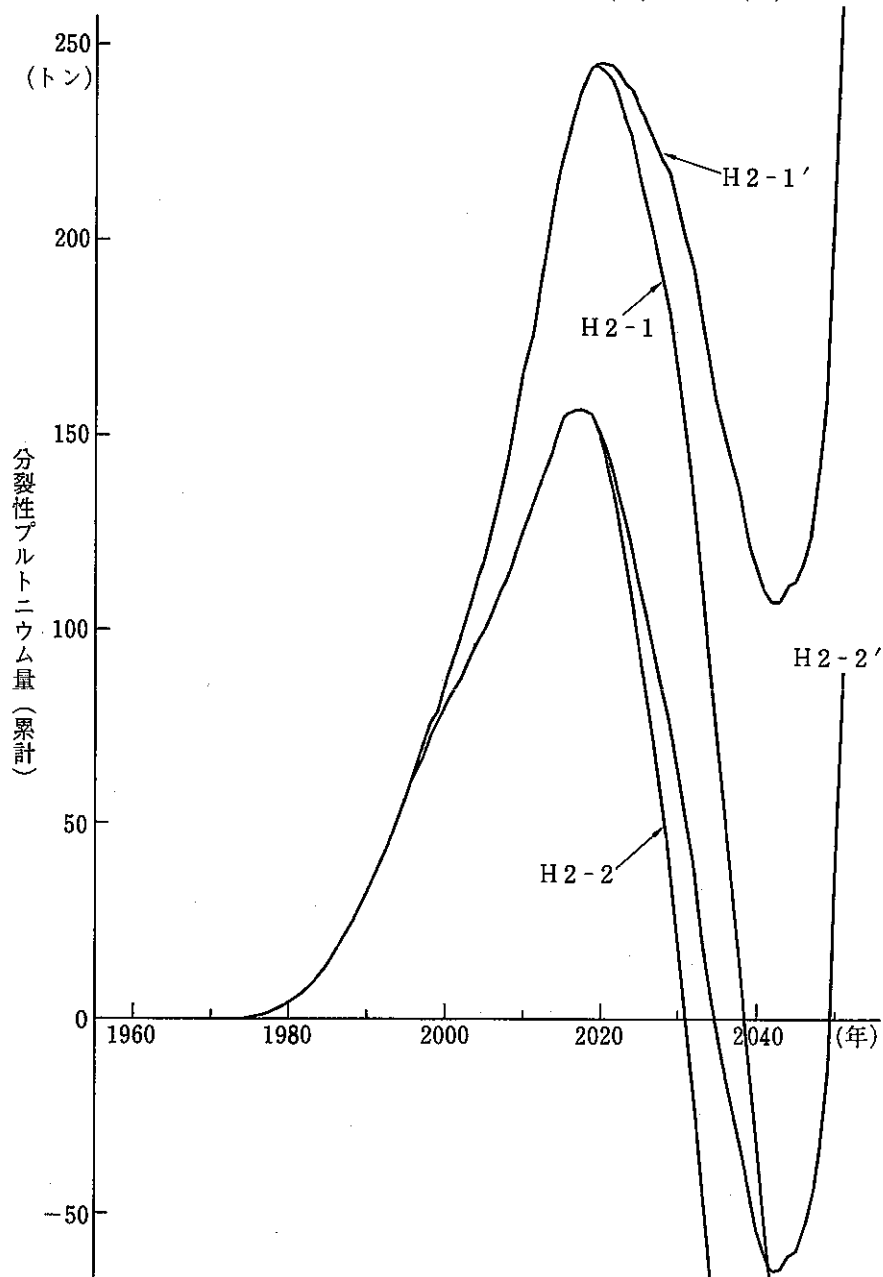


図4-7 分裂性プルトニウム・パイルアップ(H2ケース)

(4) システム発電原価

2050年迄の累計総費用と累計発電量(共に換算なし)をもとに算出したL2, H2ケースのシステム発電原価を表4-10に示す。

表 4-10 システム発電原価

(単位: 円/KWh)

項目	L 2 ケース					H 2 ケース				
	L2-0	L2-1	L2-1'	L2-2	L2-2'	H2-0	H2-1	H2-1'	H2-2	H2-2'
資本費	6.375	6.917	6.917	6.954	6.954	6.742	7.490	7.490	7.516	7.516
運転維持費	4.390	4.675	4.674	4.714	4.714	4.339	4.121	4.720	4.744	4.743
燃料費	2.349	2.494	2.443	2.454	2.403	2.364	2.372	2.298	2.346	2.272
システム 発電原価	13.114	14.086	14.034	14.122	14.071	13.445	14.583	14.508	14.606	14.531
累計総費用 (兆円)	406.90	437.06	435.45	438.18	436.59	664.17	720.039	716.69	721.53	717.82

燃料費のコスト単価が一定という仮定の下で各ケースのシステム発電原価を比較してみる。まずLWR(U)単独炉と複合炉系のシステム発電原価を比べるとL2, H2ケース共にLWR(U)単独炉の方が安く, L2-0ケースで13.11円/KWh(2050年迄の累計総費用で約406.9兆円), H2-0ケースで13.45円/KWh(約664.2兆円)となっている。

一方, 複合炉系のシステム発電原価を比べると, L2ケースでは, FBR(2)を投入したL2-1ケースで14.09円/KWh(約437.1兆円), FBR(2)とATR(Pu)を投入したL2-2ケースで14.12円/KWh(約438.2兆円)とL2-1ケースの方が約1.1兆円安く, FBR(2)の代わりにFBR(3)を投入したケース(L2-1', L2-2'ケース)では, 更に約0.5兆円安くなっていることがわかる。又, H2ケースでも傾向はL2ケースと同じでFBR(3)を投入したH2-1'ケースが14.51円/KWh(約716.7兆円)と一番安く, 次いでFBR(3)とATR(Pu)を投入したH2-2'ケースが14.53円/KWh(約717.8兆円), FBR(2)を投入したH2-1ケースが14.58円/KWh(約720.0兆円) FBR(2)とATR(Pu)を投入したH2-2ケースが14.61円/KWh(約721.5兆円)となっており, FBR(3)の投入効果が大きいことがわかる。

しかし, 複合炉系のシステム発電原価を比べると, L2ケースで14.03~14.12円/KWh, H2ケースで14.51~14.61円/KWhと炉系構成による著しい差は出ていない。

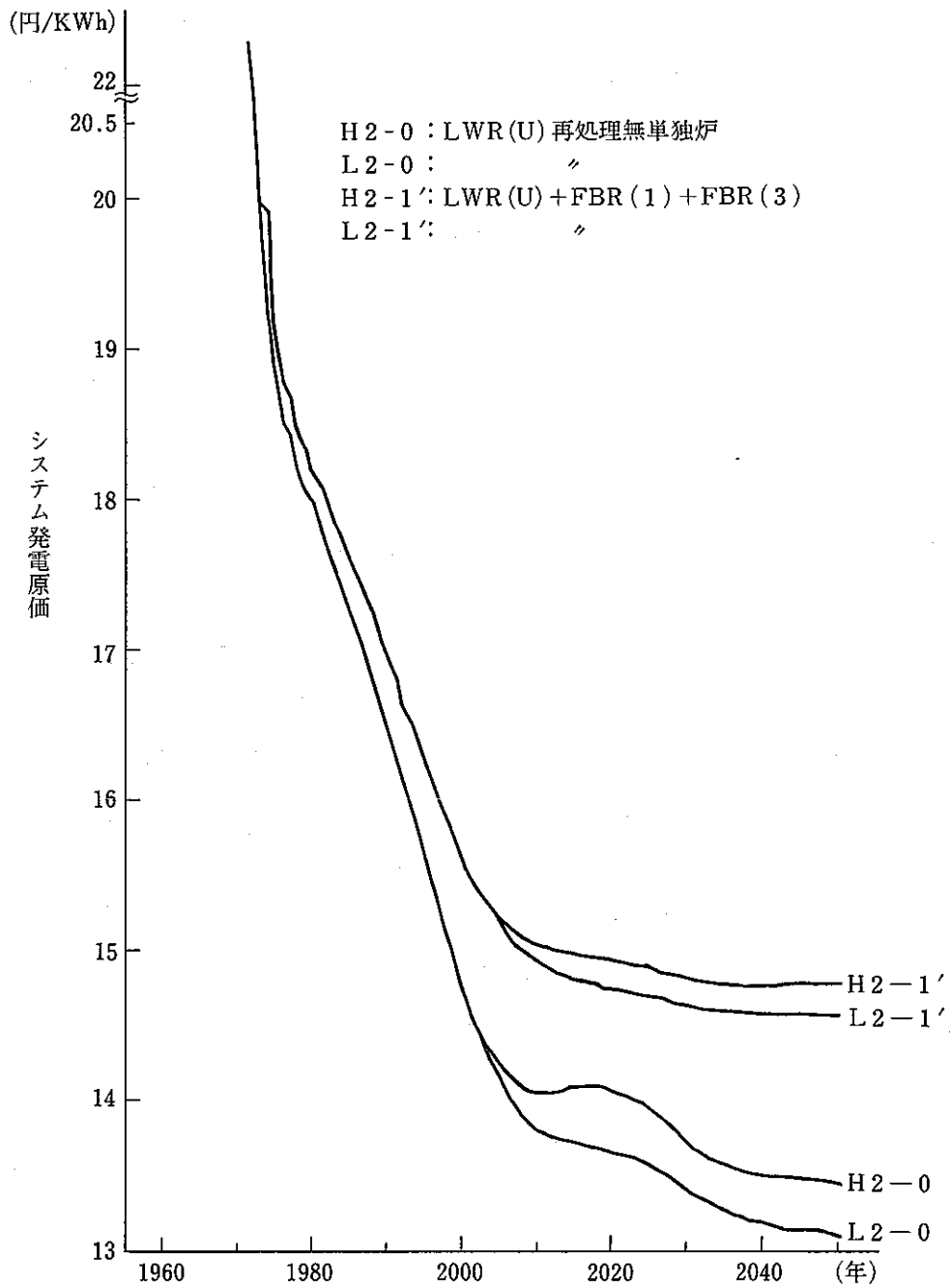


図4-8 システム発電原価

2.4 考 察

新設炉をすべてFBRでまかなうと仮定した場合のシミュレーション結果について考察する。

まずLWR(U)単独炉と複合炉系のシステム発電原価を比べると天然ウラン価格、プルトニウム価格等の燃料費のコスト単価が一定と仮定した場合には、LWR(U)単独炉(L2ケースで13.11円/KWh, H2ケースで13.45円/KWh)が複合炉系(L2

ケースで14.03～14.12円/KWh, H2ケースで14.51～14.61円/KWh)に比べてコスト的には有利であるが, 物量収支特に天然ウラン累計必要量が130 \$ / kgUの確認鉍量に対してL2ケースで約77%, H2ケースで約128%にも達し, 資撃制約上問題になる。

一方, 複合炉系で比べると, 天然ウラン調達必要量, 分離作業必要量, プルトニウム・バランス等の物量収支については, FBRとATR(Pu)を投入した炉系構成が有利であり, FBR(2)よりFBR(3)を投入した炉系が更に有利であることがわかる。特に, 原子力設備容量の想定が高い場合には, プルトニウム・バランス上国内で生産されたプルトニウムだけでは, FBRの燃料としてプルトニウム不足をきたし, FBR(3)程度の増殖能力を持つ炉を投入する必要がある。又, ATR(Pu)の投入は, 分裂性プルトニウムの余剰をなくすべく必要な炉であり, 本シミュレーションでは, L2, H2ケース共にATR(Pu)の投入設備容量を13 GWeと仮定したが, プルトニウム・バランスを考えると, ATR(Pu)を適宜投入することにより, その投入効果はさらに大きくなる。

複合炉系のシステム発電原価を比べると, FBR(3)を投入した炉系構成が一番安く(L2-1'ケースで14.03円/KWh, H2-1'ケースで14.51円/KWh), 次にFBR(3)とATR(Pu)を投入した炉系構成(L2-2'ケースで14.07円/KWh, H2-2'ケースで14.53円/KWh), FBR(2)を投入した炉系構成, FBR(2)とATRを投入した炉系構成の順になっているが顕著な差は出ていない。

従って, 原子力発電は長期に亘る為, 燃料費のコスト単価が一定という仮定は現実的でなく, 且つ天然ウランの資源制約の問題もありLWR(U)単独炉は長期に亘って有利な炉系とは言えない。そこで物量収支と経済性の両面を考えた場合, 「LWR(U)+ATR(Pu)+FBR(1)+FBR(3)」の複合炉系構成が最も有利であると言える。

3. 新地点のみをFBRでまかなうと仮定した場合のシミュレーション

FBRの燃料である分裂性プルトニウムを時系列で見た場合、原子力設備容量の想定の違いによりプルトニウム需要の過不足が起こる。そこでこれを緩和すべく、本シミュレーションではLWR(U)の設備容量を2016年レベルに固定しそれを超える分の設備容量についてFBRでまかなうと仮定してシミュレーションを行った。

3.1 FBR, ATR(Pu)の投入の仮定

FBRの投入は、Ⅳ-2節と同様に2000年から投入を開始し、実証炉をとびとびの年次に3基投入し、その後2016年以降はLWR(U)の設備容量を2016年レベルに固定しそれを超える分についてFBRを投入した。

2000年から2050年迄のFBR投入累計量はL2ケースで54 GWeと66 GWe、H2ケースで181 GWeと194 GWeになる。

FBRの投入の仮定を表4-11に示す。

又、ATR(Pu)の投入はⅣ-2節と同様に2015年迄の投入累計量は13 GWeとした。

表4-11 FBRの投入の仮定

西 暦	F B R 投 入 量		備 考
	L 2 ケース	H 2 ケース	
2000年	1.000GWe	1.000GWe	投入開始
2001	0.0	0.0	
2002	0.0	0.0	
2003	0.0	0.0	
2004	0.0	0.0	
2005	0.0	0.0	
2006	1.000	1.000	
2007	0.0	0.0	
2008	0.0	0.0	
2009	0.0	0.0	
2010	0.0	0.0	
2011	0.0	0.0	
2012	1.000	1.000	
2013	0.0	0.0	
2014	0.0	0.0	
2015	0.0	0.0	連続投入開始
2016	1.000	3.500	
2017	1.500	3.500	
2018	1.000	3.500	
2019	1.500	3.500	
2020	1.500	3.500	
2021	1.500	4.000	
2022	1.500	4.500	
2023	1.500	4.000	
2024	1.500	4.500	
2025	1.500	5.000	
2026	1.500	4.500	
2027	1.500	4.000	
2028	1.500	4.500	
2029	1.500	4.500	
2030	2.000	5.500	
2031	1.500	4.500	
2032	1.000	5.000	
2033	1.500	4.500	
2034	1.000	5.000	
2035	1.500	5.000	
2036	1.500	6.000	
2037	1.500	5.000	
2038	1.000	5.000	
2039	1.500	5.000	
2040	1.500	5.000	
2041	1.000	4.500	
2042	1.500	6.000	
2043	2.000	4.500	
2044	0.500	5.000	
2045	1.000	4.500	
2046	1.500	8.500	
2047	2.500	8.000	
2048	1.500	8.500	
2049	2.000	8.000	
2050	2.000	8.000	
累 計	54.000	181.000	

3.2 炉系構成と投入形態

Ⅳ-2節と同様に複合炉系4ケースの炉系構成により原子力設備容量がL2ケースとH2ケースの場合についてシミュレーションを行った。

L2-3ケースではLWR(U)が1971年から2050年迄計173 GWe, FBR(1)が2000年から2020年迄計9.5 GWe, その後FBR(2)が2021年から2050年迄計44.5 GWe投入されることになり, L2-4ケースでは, LWR(U)が2050年迄計148 GWe, ATR(Pu)が1994年から2015年迄計13 GWe, FBR(1)が2020年迄計9.5 GWe, その後FBR(2)が2050年迄計56.5 GWe投入されることになる。

L2ケースのシミュレーションケースを表4-12, 炉系構成推移図を図4-9に示す。

表4-12 シミュレーションのケース(L2ケース)

No.	ケース	炉系構成	投入形態
1	L2-0	LWR(U) 再処理無	LWR(U) : 1971~2050年迄計 227 GWe投入
2	L2-3	LWR(U)+FBR(1)+FBR(2)	LWR(U) : 1971~2050年迄計 173 GWe投入 FBR(1) : 2000~2020 " 9.5 " FBR(2) : 2021~2050 " 44.5 "
3	L2-3'	LWR(U)+FBR(1)+FBR(3)	LWR(U) : 1971~2050年迄計 173 GWe投入 FBR(1) : 2000~2020 " 9.5 " FBR(3) : 2021~2050 " 44.5 "
4	L2-4	LWR(U)+ATR(Pu)+FBR(1)+FBR(2)	LWR(U) : 1971~2050年迄計 148 GWe投入 ATR(Pu) : 1994~2015 " 13 " FBR(1) : 2000~2020 " 9.5 " FBR(2) : 2021~2050 " 56.5 "
5	L2-4'	LWR(U)+ATR(Pu)+FBR(1)+FBR(3)	LWR(U) : 1971~2050年迄計 148 GWe投入 ATR(Pu) : 1994~2015 " 13 " FBR(1) : 2000~2020 " 9.5 " FBR(3) : 2021~2050 " 56.5 "

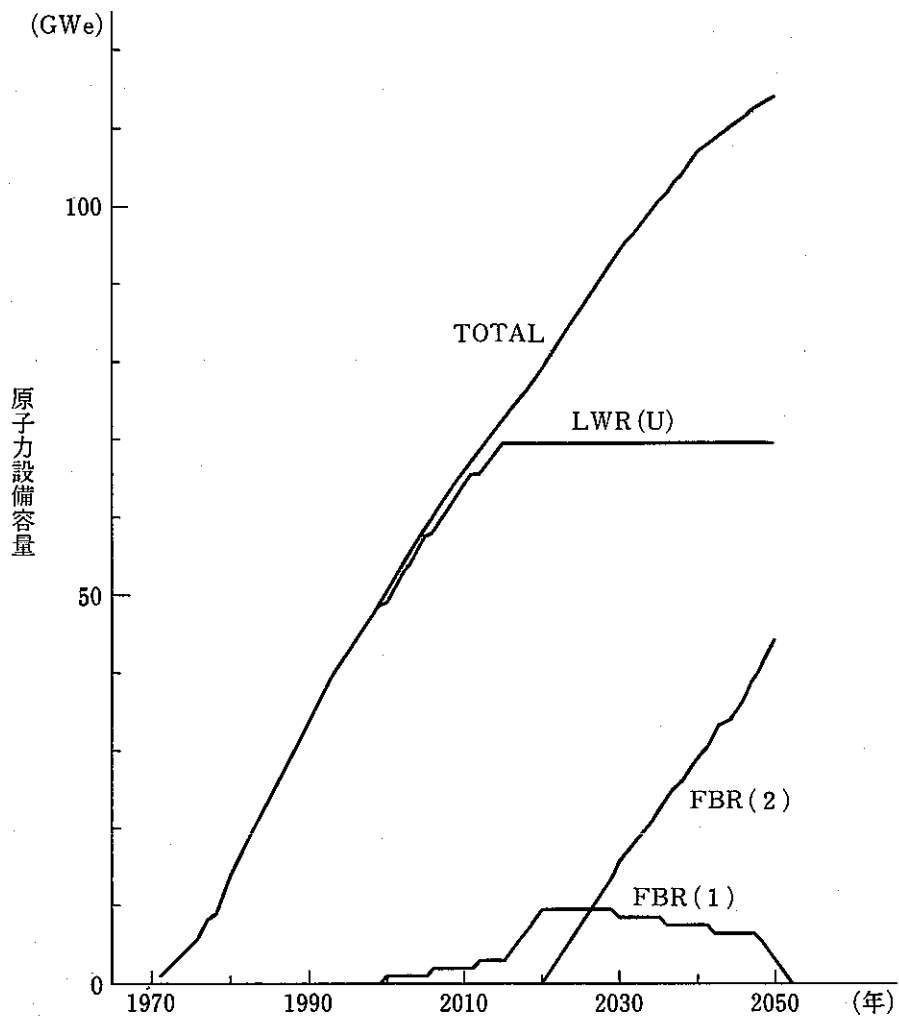


図 4-9-1 炉型構成推移図 (L2-3 ケース)

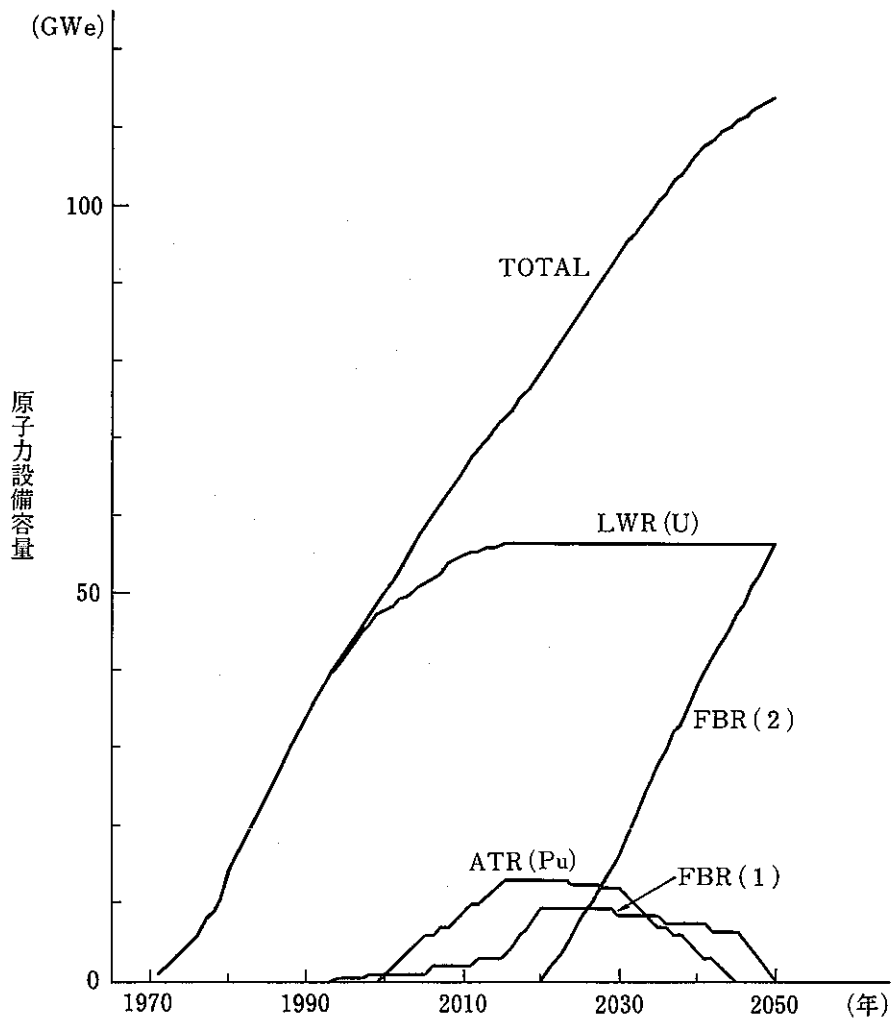


図 4-9-2 炉型構成推移図 (L2-4 ケース)

一方、H2 ケースの場合には、H2-3 ケースでは LWR (U) が 1971 年から 2050 年迄計 226 GWe、FBR (1) が 2000 年から 2020 年迄計 20.5 GWe、その後 FBR (2) が 2021 年から 2050 年迄計 160.5 GWe 投入されることになり、H2-4 ケースでは、LWR (U) が 2050 年迄計 200 GWe、ATR (Pu) が L2-4 ケースと同様に 1994 年から 2015 年迄計 13 GWe、FBR (1) が 2020 年迄計 20.5 GWe、その後 FBR (2) が 2050 年迄計 173.5 GWe 投入されることになる。

H2 ケースのシミュレーションケースを表 4-13、炉系構成推移図を図 4-10 に示す。

表4-13 シミュレーションのケース(H2ケース)

No	ケース	炉系構成	投入形態
1	H2-0	LWR(U) 再処理無	LWR(U) : 1971~2050年迄計 407GWe投入
2	H2-3	LWR(U)+FBR(1)+FBR(2)	LWR(U) : 1971~2050年迄計 226GWe投入 FBR(1) : 2000~2020 " 20.5 " FBR(2) : 2021~2050 " 160.5 "
3	H2-3'	LWR(U)+FBR(1)+FBR(3)	LWR(U) : 1971~2050年迄計 226GWe投入 FBR(1) : 2000~2020 " 20.5 " FBR(3) : 2021~2050 " 160.5 "
4	H2-4	LWR(U)+ATR(Pu)+FBR(1) +FBR(2)	LWR(U) : 1971~2050年迄計 200GWe投入 ATR(Pu) : 1994~2015 " 13 " FBR(1) : 2000~2020 " 20.5 " FBR(2) : 2021~2050 " 173.5 "
5	H2-4'	LWR(U)+ATR(Pu)+FBR(1) +FBR(3)	LWR(U) : 1971~2050年迄計 200GWe投入 ATR(Pu) : 1994~2015 " 13 " FBR(1) : 2000~2020 " 20.5 " FBR(3) : 2021~2050 " 173.5 "

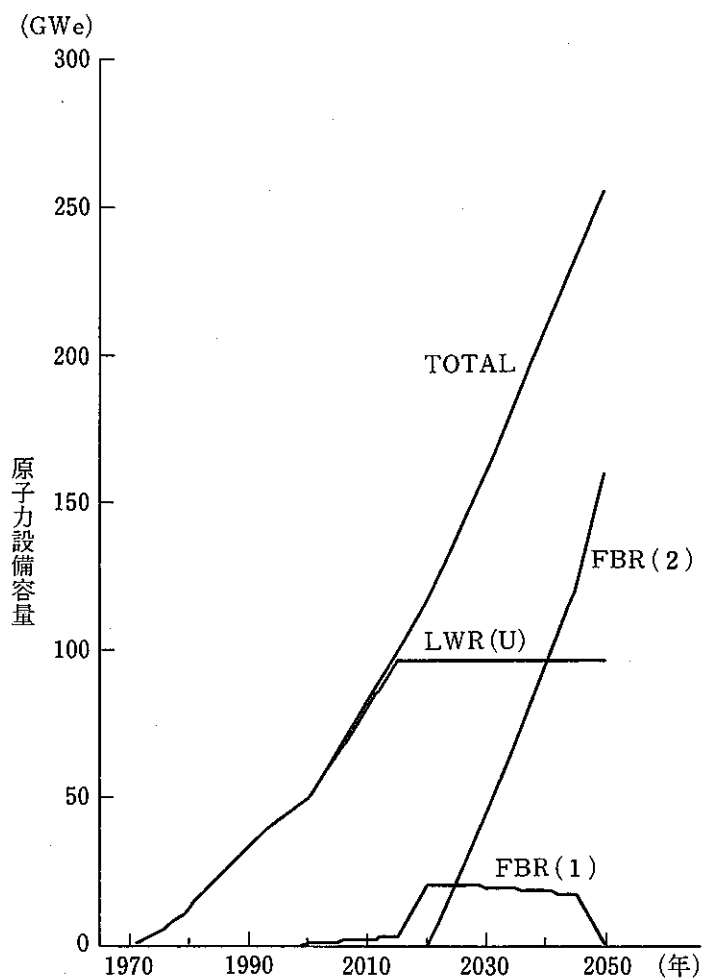


図4-10-1 炉型構成推移図(H2-3ケース)

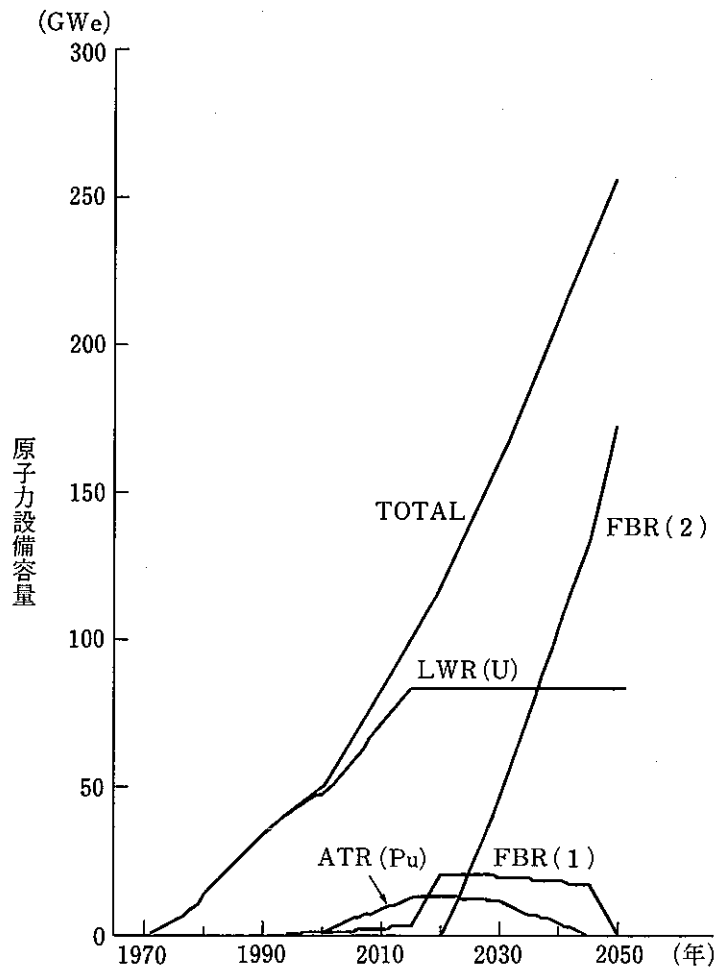


図 4-10-2 炉型構成推移図 (H2-4 ケース)

3.3 シミュレーション結果 (物量収支とシステム発電原価)

(1) 天然ウラン調達必要量

各ケースの2050年迄の天然ウラン累計必要量は、表 4-14に示すとおりである。新地点のみをFBRでまかなうと仮定した場合のシミュレーションである為、IV-2節の新設炉をすべてFBRでまかなうと仮定した場合に比べて当然天然ウランを多く必要とするが、図 4-11に示す天然ウラン累計必要量推移図を見ると天然ウランを2050年迄、絶えず必要とする為、天然ウラン累計必要量は単調に増加する。

表 4-14 2050年迄の天然ウラン累計必要量

ケース		天然ウラン累計必要量
L 2	L 2-0	92.14万トン
	L 2-3, L 2-3'	58.58
	L 2-4, L 2-4'	51.54
H 2	H 2-0	151.82
	H 2-3, H 2-3'	75.13
	H 2-4, H 2-4'	67.91

従って、天然ウランの資源制約を考えた場合、新設炉をすべてFBRでまかなうケースより本ケースの方が問題である。

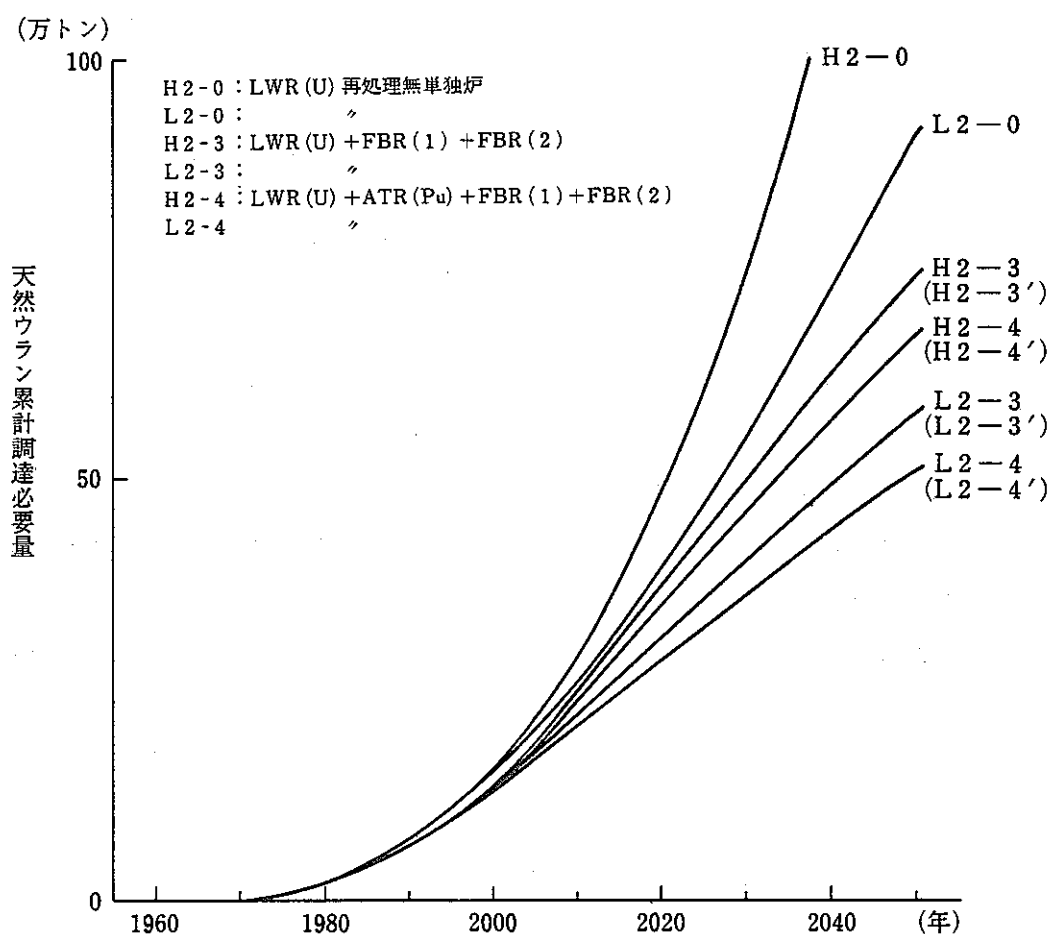


図 4-11 天然ウラン累計必要量推移図

(2) 分離作業必要量

表 4-15 に 2050 年迄の分離作業累計必要量, 図 4-12 に分離作業年次必要量を示す。

表 4-15 分離作業累計必要量

ケース		分離作業累計必要量
L 2	L 2-0	57.56万トン
	L 2-3, L 2-3'	43.79
	L 2-4, L 2-4'	37.63
H 2	H 2-0	94.75
	H 2-3, H 2-3'	56.06
	H 2-4, H 2-4'	49.77

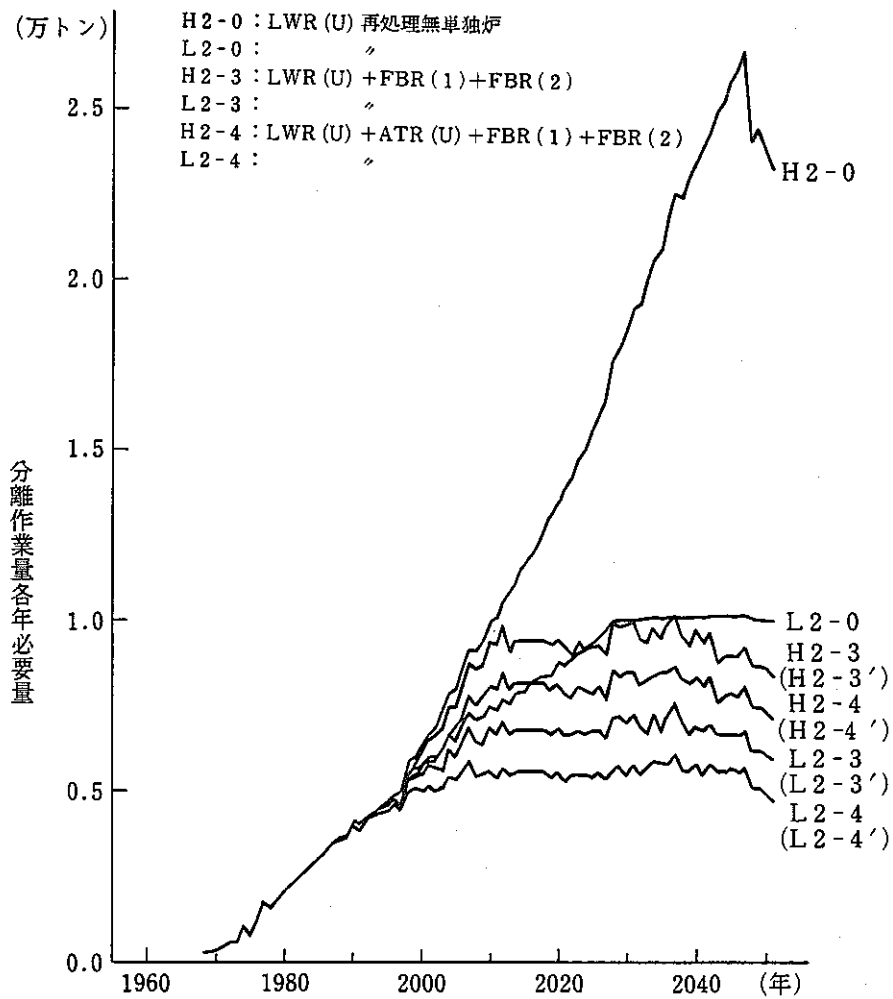


図 4-12 分離作業年次必要量

(3) プルトニウム・バランス

図4-13に示すL2ケースの分離性プルトニウム・パイルアップを見ると、ATR(Pu)を投入しないL2-3及びL2-3'ケースではピーク、ボトムがなく、分裂性プルトニウムが余る一方であり、ATR(Pu)を投入したL2-4及びL2-4'ケースではピークが2017年頃にあり、ボトムはL2-4ケースで2030年頃、L2-4'ケースで2023年頃にあるがすぐに分裂性プルトニウムが余り始める。又、表4-16に示す、L2ケースのピーク及びボトムでの累計プルトニウム・バランスを見ても2017年にL2-4、L2-4'ケースで約135.9トン余った分裂性プルトニウムをL2-4ケースで約17.9トン、L2-4'ケースで約9.3トンしか余剰を減らすことができない問題のケースである。これは、分裂性プルトニウムの余剰をなくすべく投入されたATR(Pu)の投入量が他の炉の分裂性プルトニウムの回収量に比べて少ない為に生じた結果と言える。

表4-16 ピーク及びボトムでの累計プルトニウムバランス(L2ケース)

ケース	ピーク		ボトム	
	西暦	累計プルトニウム	西暦	累計プルトニウム
L2-3				
L2-3'				
L2-4	2017	135.86トン	2030	117.98トン
L2-4'	2017	135.86	2023	126.56

(斜線はピーク及びボトムがない)

- L 2 - 3 : LWR (U) + FBR (1) + FBR (2)
- L 2 - 3' : LWR (U) + FBR (1) + FBR (3)
- L 2 - 4 : LWR (U) + ATR (Pu) + FBR (1) + FBR (2)
- L 2 - 4' : LWR (U) + ATR (Pu) + FBR (1) + FBR (3)

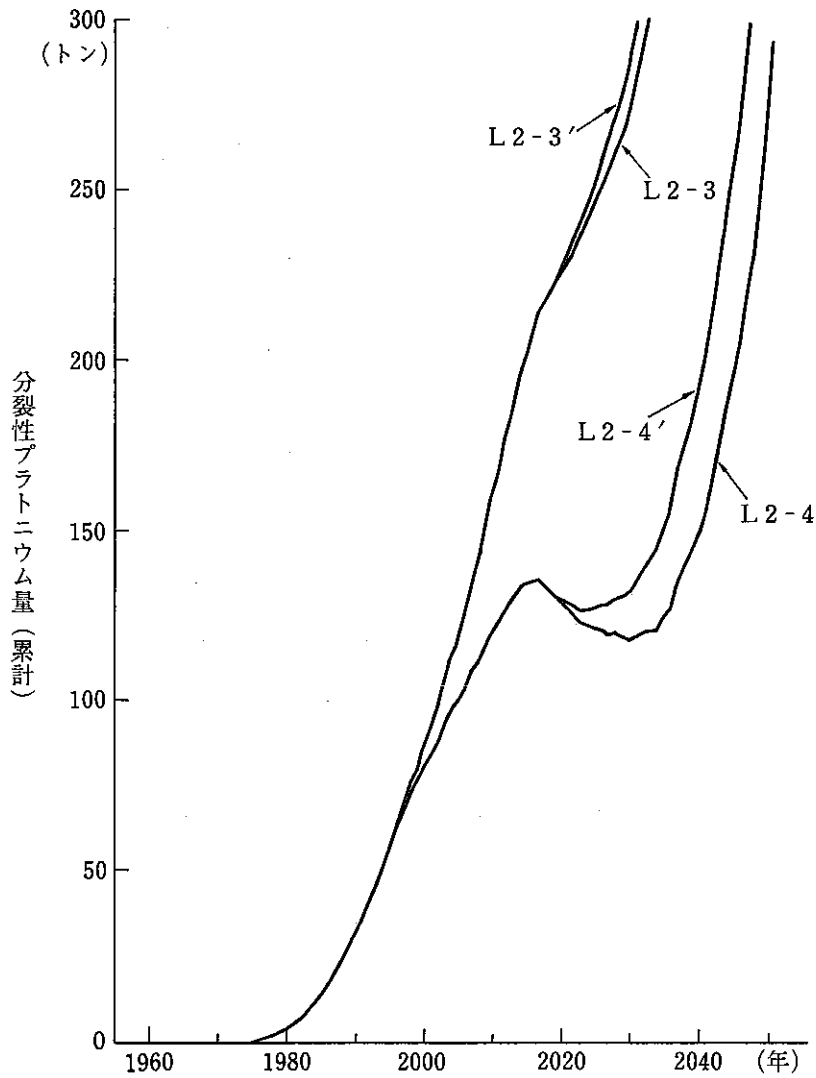


図 4 - 13 分裂性プルトニウム・パイルアップ (L 2 ケース)

一方、図 4 - 14 に示す H 2 ケースの分裂性プルトニウム・パイルアップを見ると、ATR (Pu) を投入しない H 2 - 3 及び H 2 - 3' ケースでは 2016 年に ATR (Pu) を投入した H 2 - 4 及び H 2 - 4' ケースでは 2014 年にそれぞれピークがある。ボトムは H 2 - 3 ケースが 2031 年に FBR (3) を投入した H 2 - 3' ケースではそれより 6 年前の 2025 年にボトムがあり、H 2 - 4 ケースでは 2039 年に負のボトムが、FBR (3) を投入した H 2 - 4' ケースではやはり 6 年前の 2033 年にボトムがある。

表 4 - 17 に H 2 ケースのピーク及びボトムでの累計プルトニウムバランスを示す。

表 4-17 ピーク及びボトムでの累計プルトニウムバランス（H2 ケース）

ケ ー ス	ピ ー ク		ボ ト ム	
	西 暦	累計プルトニウム	西 暦	累計プルトニウム
H2-3	2016年	215.51トン	2031年	168.88トン
H2-3'	2016	215.51	2025	190.30
H2-4	2014	147.76	2039	- 32.17
H2-4'	2014	147.76	2033	42.23

プルトニウム・バランスから見るとピーク値では、H2-3及びH2-3'で累計プルトニウムが約216トンに達するが、ATR(Pu)を投入したH2-4及びH2-4'のケースでは約70トン減らすことができる。

次にボトム値ではH2-3'ケースで約190トン、累計プルトニウムの余剰があるがATR(Pu)を投入することで約150トン減らすことができ、まだATR(Pu)を投入できる余裕がある。

- H2-3 : LWR (U) + FBR (1) + FBR (2)
- H2-3' : LWR (U) + FBR (1) + FBR (3)
- H2-4 : LWR (U) + ATR (Pu) + FBR (1) + FBR (2)
- H2-4' : LWR (U) + ATR (Pu) + FBR (1) + FBR (3)

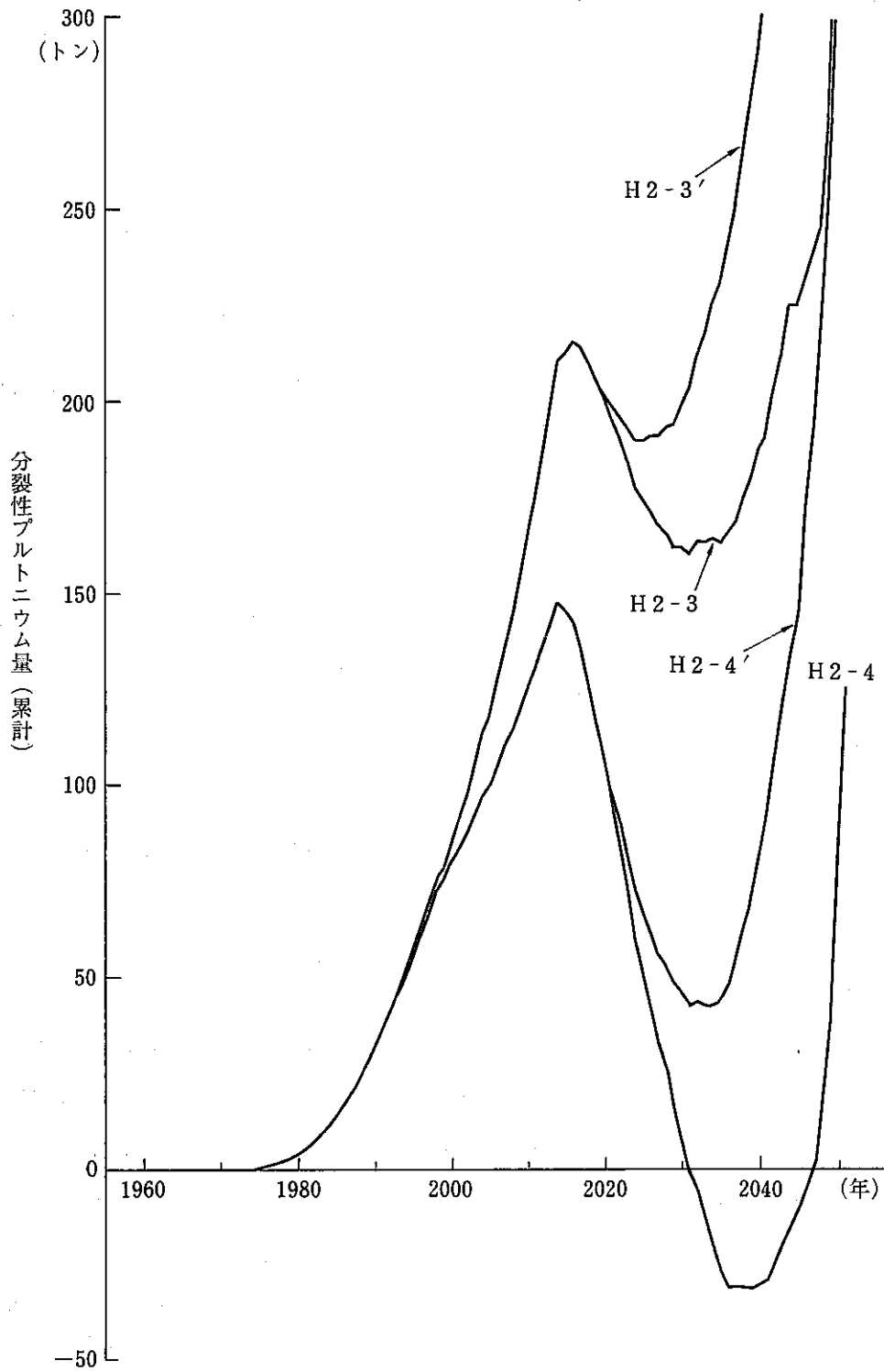


図 4-14 分裂性プルトニウム・パイルアップ (H2 ケース)

(4) システム発電原価

2050年迄の累計総費用と累計発電量（共に換算無）をもとに算出したシステム発電原価を表4-18に示す。

表4-18 システム発電原価

(単位：円/KWh)

項目	L 2 ケース					H 2 ケース				
	L2-0	L2-3	L2-3'	L2-4	L2-4'	H2-0	H2-3	H2-3'	H2-4	H2-4'
資本費	6.375	6.645	6.645	6.749	6.749	6.742	7.272	7.272	7.339	7.339
運転維持費	4.390	4.556	4.556	4.619	4.619	4.339	4.642	4.641	4.682	4.681
燃料費	2.349	2.619	2.596	2.549	2.520	2.364	2.478	2.429	2.434	2.381
システム 発電原価	13.114	13.820	13.797	13.917	13.888	13.445	14.392	14.342	14.455	14.401
累計総費用 (兆円)	406.90	428.81	428.09	431.82	430.92	664.17	710.96	708.49	714.07	711.40

燃料費のコスト単価が一定という仮定の下で各ケースのシステム発電原価を比較してみる。複合炉系のシステム発電原価を比べると、L2ケースで13.80～13.92円/KWh、H2ケースで14.34～14.46円/KWhと炉系構成による差はあまりない。

又、LWR(U)単独炉との比較では、IV-2節のシミュレーション結果(L2ケースで14.03～14.12円/KWh、H2ケースで14.51～14.61円/KWh)ほどの差は出ていない。

炉系構成の比較では、FBR(3)を投入したケース(L2-3'ケースで13.80円/KWh、H2-3'ケースで14.34円/KWh)が一番安く、次いでFBR(2)を投入したケース(L2-3ケースで13.82円/KWh、H2-3ケースで14.39円/KWh)、FBR(3)とATR(Pu)を投入したケース(L2-4'ケースで13.89円/KWh、H2-4'ケースで14.40円/KWh)、FBR(2)とATR(Pu)を投入したケース(L2-4ケースで13.92円/KWh、H2-4ケースで14.46円/KWh)の順になっている。

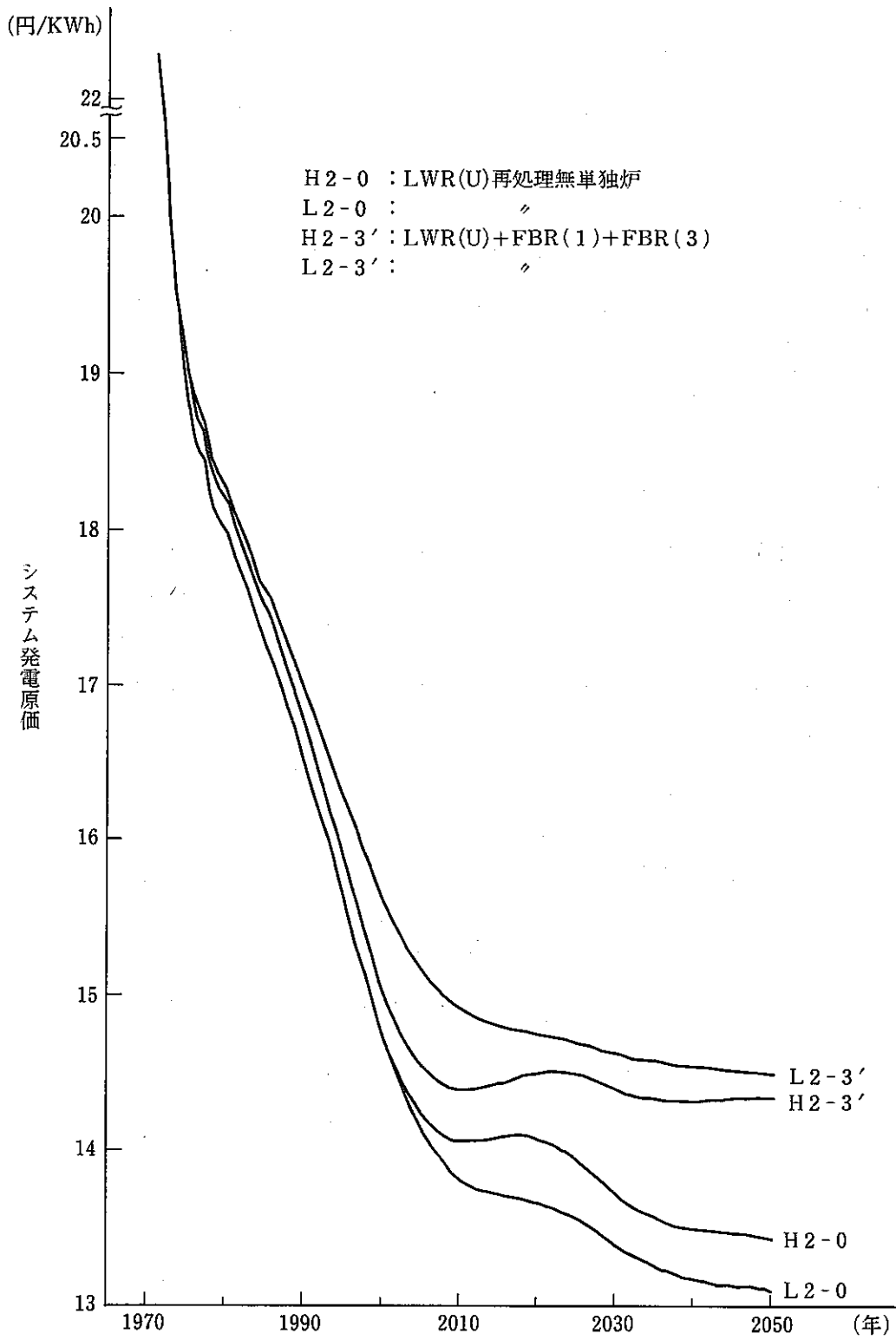


図 4-15 システム発電原価

3.4 考 察

新地点のみをFBRでまかなうと仮定した場合のシミュレーションであるので複合炉系についてのみを考察する。

天然ウラン累計必要量及び分離作業累計必要量の物量収支については、当然FBRとATR(Pu)を投入した炉系構成が有利であるが、プルトニウム・バランスを見ると、LWR(U)の設備容量を2016年レベルに固定した為ATR(Pu)を投入しないケース(L2-3, L2-3', H2-3, H2-3'ケース)では分裂性プルトニウムの余剰が多くなる。特にL2-3及びL2-3'ケースについてはボトムがなく分裂性プルトニウムは単調に増加する。FBRとATR(Pu)を投入したケース(L2-4, L2-4', H2-4, H2-4'ケース)では、まだ分裂性プルトニウムの余剰はあるが、原子力設備容量の想定が大きいH2-4ケースではプルトニウムの余剰をうまく減らすことができ、まだATR(Pu)を投入できる。

システム発電原価で見ると、本シミュレーションでは、FBR(3)を投入したケース(L2-3'ケースで13.80円/KWh, H2-3'ケースで14.34円/KWh)が一番安く、次いでFBR(2)を投入したケース(L2-3ケースで13.82円/KWh, H2-3ケースで14.39円/KWh)でⅣ-2節の順位とはちがうが、システム発電原価で見るとやはり顕著な差はない。

従って、物量収支を考え合わせるとⅣ-2節と同様に「LWR(U)+ATR(Pu)+FBR(1)+FBR(3)の炉系構成が最も有利であり、新設炉をすべてFBRでまかなうケースよりコスト的にも有利である。

4. FBRの建設費を変えた場合のシミュレーション

複合炉系「LWR(U)+FBR(1)+FBR(2)」, 「LWR(U)+FBR(1)+FBR(3)」についてFBR建設費をLWR基準建設費×1.0, LWR基準建設費×1.5の2種類想定してL2ケースとH2ケースについて新設炉をFBRでまかなう場合(Ⅳ-2節)と新地点のみをFBRでまかなう場合(Ⅳ-3節)の2種類でシミュレーションを行った。

4.1 炉系構成と投入形態

新設炉をすべてFBRでまかなう場合のシミュレーションでは, L2ケースは「LWR(U)+FBR(1)+FBR(2)」(L2-1ケース)の炉系構成で, H2ケースは「LWR(U)+FBR(1)+FBR(3)」(H2-1'ケース)の炉系構成でシミュレーションを行った。シミュレーション条件は, FBRの想定建設費を変えただけで他の条件はⅣ-2節と同じである。

新設炉をすべてFBRでまかなう場合のシミュレーションケースを表4-19に示す。

表4-19 シミュレーションのケース(新設炉をすべてFBRでまかなうケース)

No	ケース	FBR建設費	炉系構成	投入形態
1	L2-5	LWR×1.0	LWR(U)+FBR(1)+FBR(2)	LWR(U): 1971~2030年迄計 113 GWe投入 FBR(1): 2000~2020 " 8 " FBR(2): 2021~2050 " 106 "
2	L2-6	LWR×1.5	LWR(U)+FBR(1)+FBR(2)	LWR(U): 1971~2030年迄計 113 GWe投入 FBR(1): 2000~2020 " 8 " FBR(2): 2021~2050 " 106 "
3	H2-5'	LWR×1.0	LWR(U)+FBR(1)+FBR(3)	LWR(U): 1971~2025年迄計 146 GWe投入 FBR(1): 2000~2020 " 12 " FBR(3): 2021~2050 " 249 "
4	H2-6'	LWR×1.5	LWR(U)+FBR(1)+FBR(3)	LWR(U): 1971~2025年迄計 146 GWe投入 FBR(1): 2000~2020 " 12 " FBR(3): 2021~2050 " 249 "

新地点のみをFBRでまかなう場合のシミュレーションでは, 前記と同様にL2ケースはL2-3ケースの炉系構成で, H2ケースはH2-3'ケースの炉系構成でFBRの想定建設費を変えてシミュレーションを行った。

シミュレーションのケースを表4-20に示す。

表4-20 シミュレーションのケース（新地点のみをFBRでまかなうケース）

No	ケース	FBR建設費	炉系構成	投入形態
1	L2-7	LWR×1.0	LWR(U)+FBR(1)+ FBR(2)	LWR(U): 1971~2050年迄計 173 GWe 投入 FBR(1): 2000~2020 " 9.5 " FBR(2): 2021~2050 " 44.5 "
2	L2-8	LWR×1.5	LWR(U)+FBR(1)+ FBR(2)	LWR(U): 1971~2050年迄計 173 GWe 投入 FBR(1): 2000~2020 " 9.5 " FBR(2): 2021~2050 " 44.5 "
3	H2-7'	LWR×1.0	LWR(U)+FBR(1)+ FBR(3)	LWR(U): 1971~2050年迄計 226 GWe 投入 FBR(1): 2000~2020 " 20.5 " FBR(3): 2021~2050 " 160.5 "
4	H2-8'	LWR×1.5	LWR(U)+FBR(1)+ FBR(3)	LWR(U): 1971~2050年迄計 226 GWe 投入 FBR(1): 2000~2020 " 20.5 " FBR(3): 2021~2050 " 160.5 "

4.2 シミュレーション結果（システム発電原価）

(1) システム発電原価

2050年迄の累計総費用と累計発電量（共に換算無）をもとに算出した新設炉をすべてFBRでまかなうケースのシステム発電原価を表4-21に示す。

表4-21 システム発電原価（新設炉をすべてFBRでまかなうケース）
（単位：円/KWh）

項目	L2ケース				H2ケース			
	L2-0	L2-5	L2-1	L2-6	H2-0	H2-5'	H2-1'	H2-6'
資本費	6.375	6.375	6.917	7.714	6.742	6.742	7.490	8.613
運転維持費	4.390	4.390	4.675	5.091	4.339	4.336	4.720	5.295
燃料費	2.349	2.494	2.494	2.494	2.364	2.298	2.298	2.298
システム発電原価	13.114	13.259	14.086	15.299	13.445	13.376	14.508	16.206
累計総費用 （兆円）	406.90	411.40	437.06	474.70	664.17	660.77	716.89	800.57

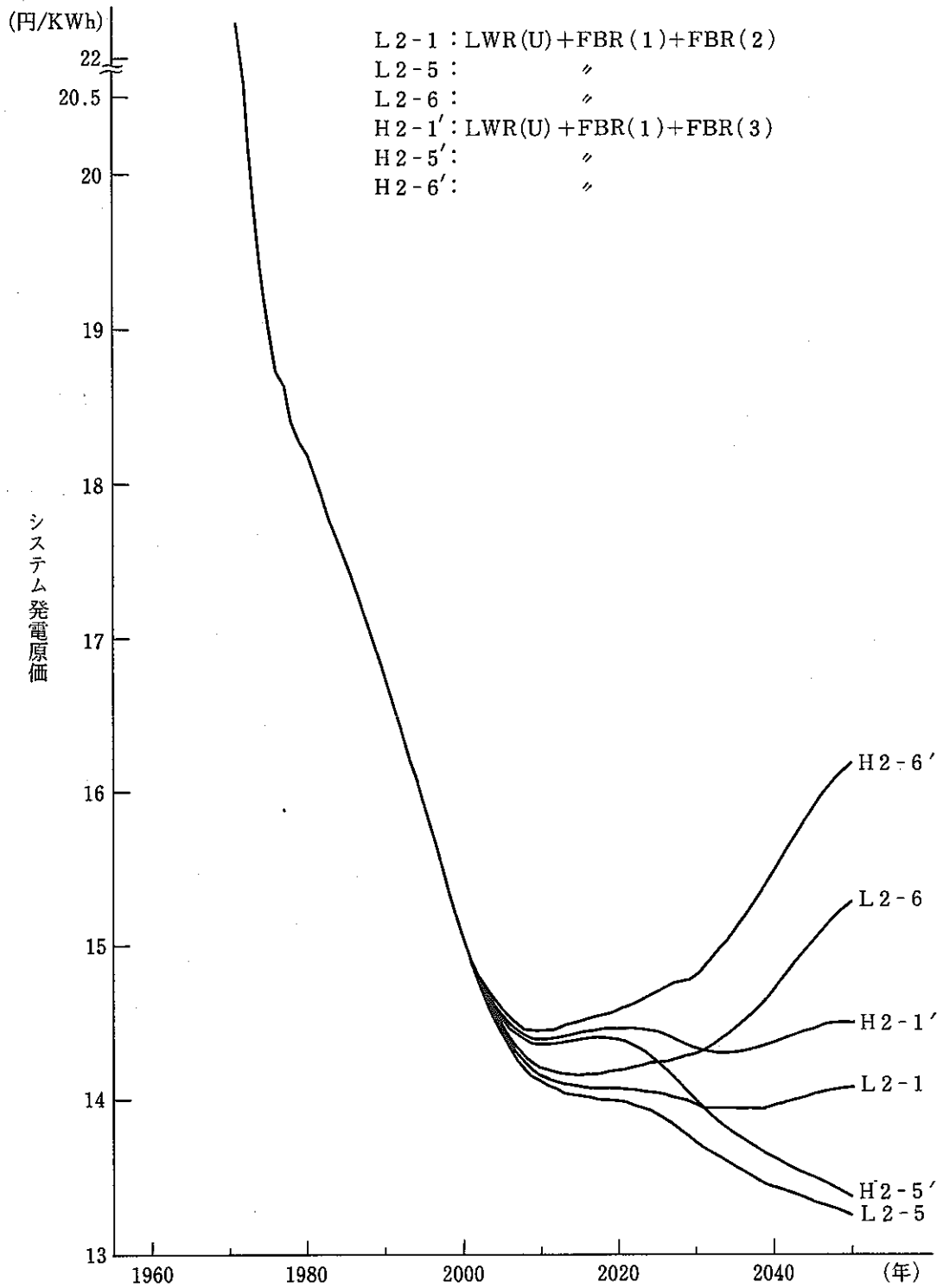


図4-16 システム発電原価（新設炉を全てFBRでまかなうケース）

燃料費のコスト単価が一定という仮定の下でFBRの建設費をLWR建設費並(L2-5, H2-5'ケース), LWR建設費の1.2倍(L2-1, H2-1'ケース)及びLWR建設費の1.5倍(L2-6, H2-6'ケース)に変えた場合の各ケースについてシステム発電原価を比較する。

L2ケースの場合, L2-5ケースで約13.26円/KWh(2050年迄の累計総費用で約411.4兆円), L2-1ケースで約14.09円/KWh(約437.1兆円), L2-6ケースで約15.30円/KWh(約474.7兆円)となっており, FBR(2)の建設費を5割高く想定すると約15%(約63.3兆円)システム発電原価が上がることになる。又, FBR(2)の建設費をLWR並に想定してもLWR(U)単独炉のL2-0ケース(約13.11円/KWh)よりは安くない。

一方, H2ケースの場合H2-5'ケースで約13.38円/KWh(約660.8兆円), H2-1'ケースで約14.51円/KWh(約716.7兆円), H2-6'ケースで約16.21円/KWh(約800.6兆円)となっており, FBR(3)の建設費をLWRと同じと想定した場合にはL2-5ケースと違い, LWR(U)単独炉のH2-0ケース(約13.45円/KWh)より約0.5%(約3.4兆円)安くなる。又, FBR(3)の建設費を5割高く想定すると約21%(約139.8兆円)もシステム発電原価が上がる。

FBRの建設費をLWRと同じと想定した場合のシステム発電原価がH2ケースのLWR(U)単独炉よりH2-5'ケースが安くなったのは, FBR(3)炉特性の有利性とFBR投入量の大きさのバランスにその理由がある。すなわち, 表4-21に示すシステム発電原価の内訳(資本費, 運転維持費, 燃料費)をみると, 燃料費がL2ケースでは, L2-0ケースで約2.35円/KWh, FBR(2)を投入したL2-5ケースで約2.49円/KWhとL2-5ケースの方が高く, H2ケースではH2-0ケースで約2.36円/KWh, FBR(3)を投入したH2-5'ケースで約2.30円/KWhとH2-5'ケースの方が安くなっており, FBR(3)投入の効果が出ている。そしてFBRの投入量がある程度多くならないとFBRの有効性も出て来ない。

FBRの建設費をLWR建設費の1.2倍と想定した場合のシステム発電原価をLWRの建設費と同じと想定した場合と比べてみると, L2-1ケースで約6.2%(約25.7兆円), H2-1'ケースで約8.4%(約55.9兆円)後者より高く, 内訳の資本費では, L2-1ケースで約8.5%(約16.8兆円), H2-1'ケースで約11%(約37兆円)高くなっており, システム発電原価の上昇した分の6割以上を資本費が占めている。

又, FBRの建設費をLWR建設費の1.5倍と想定した場合の内訳資本費で比べても, L2-6ケースで約21%(約41.5兆円), H2-6'ケースで約28%(約92.4

兆円)高くなっている。

次に表4-22に示す新地点のみをFBRでまかなうケースのシステム発電原価を
 見てみる。

表4-22 システム発電原価(新地点のみをFBRでまかなうケース)

(単位:円/KWh)

項 目	L 2 ケ ー ス				H 2 ケ ー ス			
	L 2 - 0	L 2 - 7	L 2 - 3	L 2 - 8	H 2 - 0	H 2 - 7'	H 2 - 3'	H 2 - 8'
資 本 費	6.375	6.375	6.645	7.051	6.742	6.742	7.272	8.067
運 転 維 持 費	4.390	4.391	4.556	4.804	4.339	4.339	4.641	5.096
燃 料 費	2.349	2.619	2.619	2.619	2.364	2.429	2.429	2.429
システム発電原価	13.114	13.385	13.820	14.474	13.445	13.510	14.342	15.592
累 計 総 費 用 (兆 円)	406.90	415.31	428.81	449.10	664.17	667.39	708.49	770.24

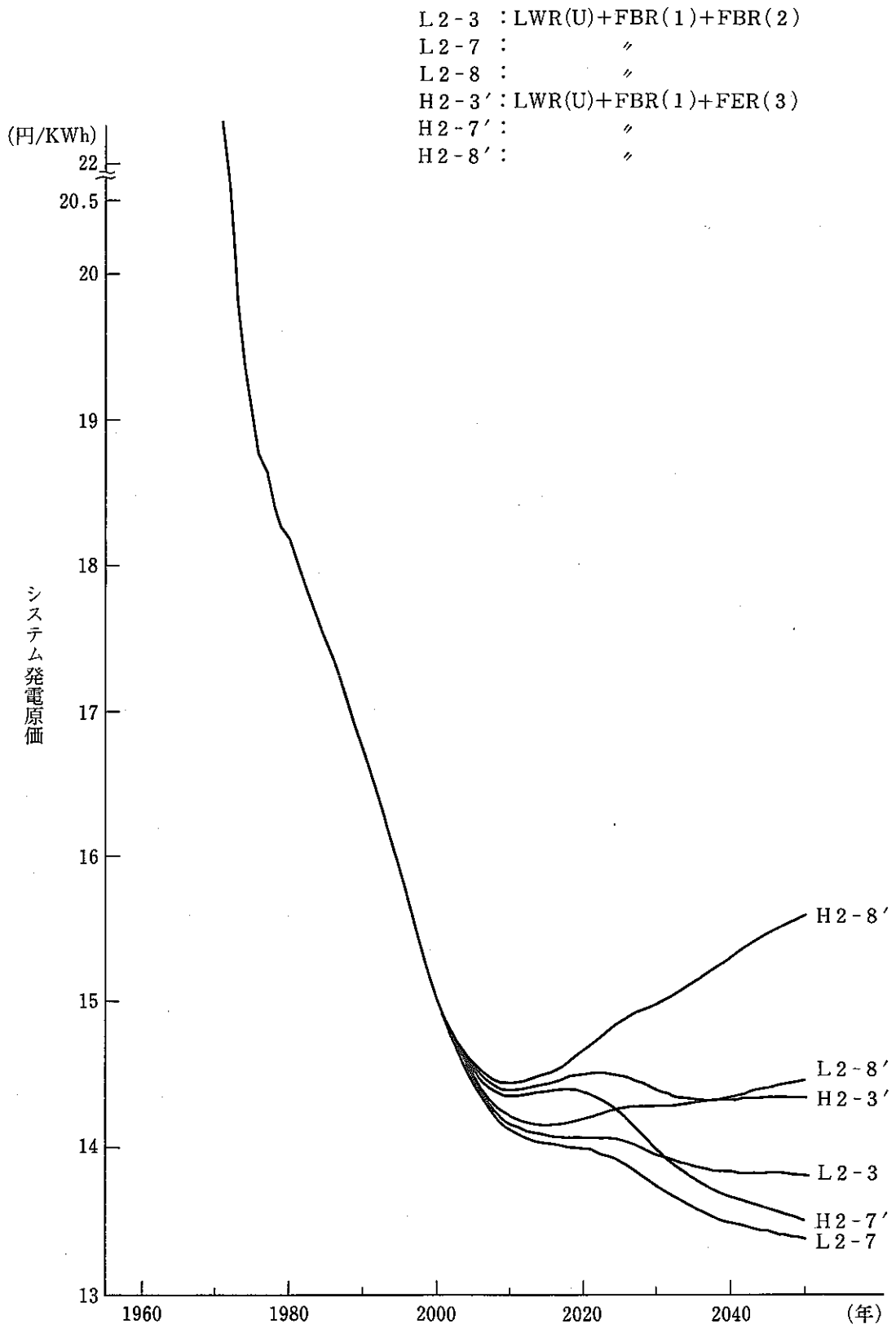


図4-17 システム発電原価(新地点のみFBRでまかなうケース)

本ケースも新設炉をすべてFBRでまかなうケースと同様にFBRの建設費をL2-7及びH2-7'ケースでLWR建設費と同じ、L2-3及びH2-3'ケースでLWR建設費の1.2倍、L2-8及びH2-8'ケースでLWR建設費の1.5倍にそれぞれ想定している。

各ケースのシステム発電原価は、L2ケースの場合、L2-7ケースで約13.39円/KWh(約415.3兆円)、L2-3ケースで約13.82円/KWh(約428.8兆円)、L2-8ケースで約14.47円/KWh(約449.1兆円)となっており、一方H2ケースでは、H2-7'ケースで約13.51円/KWh(約667.4兆円)、H2-3'ケースで約14.34円/KWh(約708.5兆円)、H2-8'ケースで約15.59円/KWh(約770.2兆円)となっている。

FBRの建設費をLWRと同じと想定した場合のシステム発電原価はLWR(U)単独炉と比べてL2-7及びH2-7'ケース共に高くなっており、特にFBR(3)を投入したH2-7'ケースがLWR(U)単独炉より安くないのは、新設炉をすべてFBRでまかなうH2-5'ケースに比べてFBR(3)の投入量が少ない為と思われる。又、FBRの建設費を5割高く想定すると、FBR(2)を投入したL2-8ケースで約8.1%(約33.8兆円)、FBR(3)を投入したH2-8'ケースで約15%(約102.9兆円)システム発電原価が上がることになる。

4.3 考 察

FBRの建設費を変えた場合のシミュレーションであるのでシステム発電原価についてのみ考察する。尚、本シミュレーションも燃料費のコスト単価は一定としている。FBRの建設費をLWRの1.5倍と想定した場合のシステム発電原価は、新設炉をすべてFBRでまかなうケース(L2-6ケースで約15.30円/KWh、H2-6'ケースで約16.21円/KWh)より新地点のみをFBRでまかなうケース(L2-8ケースで約14.47円/KWh、H2-8'ケースで約15.59円/KWh)の方が安くなっている。これはFBRの建設費をLWRの1.5倍にした為に、両ケースのFBRの投入量の違いがストレートに影響したからだと思われる。

次に、FBRの建設費をLWRと同じと想定した場合のシステム発電原価を見てみる。FBRの投入量の少ない新地点のみをFBRでまかなうケース(L2-7ケースで約13.39円/KWh、H2-7'ケースで約13.51円/KWh)ではLWR(U)単独炉(L2-0ケースで約13.11円/KWh、H2-0ケースで約13.45円/KWh)より高くなっている。しかし新設炉をすべてFBRでまかなうケースでは、FBR(2)を投入したケース(L2-5ケースで約13.26円/KWh)ではLWR(U)単独炉より高いがFBR(3)を投入したケース(H2-5'ケースで約13.38円/KWh)では逆に安くなっている。従って新地点のみをFBRでまかなうケースでは、FBRの投入量が少ない為、

FBR炉特性の有効性が現われず、LWR(U)再処理無単独炉が有利になるが、新設炉をすべてFBRでまかなうケースでは、FBR炉特性の有効性が現われ、FBR(3)を含む複合炉系が有利となる。これはFBRの炉特性によるもので、FBRでは原子力発電原価に占める燃料費の割合は小さく、FBRの有効性はFBRの投入量をある程度大きくしないと出てこないことになる。

又、燃料費の価格上昇を考慮し、且つFBR建設費の削減効果を入れるとFBR(3)を含む複合炉系構成が更に有利になると予想される。

5. FBRの投入年を変えた場合のシミュレーション

複合炉系「LWR(U)+FBR(1)+FBR(2)」, 「LWR(U)+FBR(1)+FBR(3)」について, FBRが2000年から投入を開始し, 2011年及び2021年から連続に投入されると仮定した場合のシミュレーションを行った。

FBRの投入形態は, 新設炉をすべてFBRでまかなう場合(Ⅳ-2節)と新地点のみをFBRでまかなう場合(Ⅳ-3節)の2種類で, 原子力全設備容量は前節と同様にL2ケースとH2ケースについてシミュレーションを行った。

5.1 FBRの投入の仮定

新設炉をすべてFBRでまかなうケースの場合, FBRを2011年から連続投入を開始すると2000年から2050年迄のFBRの累計投入量は表4-23-1に示す通り, L2ケースで118 GWe, H2ケースで270 GWeとなる。又, 2021年から連続投入を開始すると, 2000年から2050年迄のFBRの累計投入量は表4-23-2に示す通り, L2ケースで106 GWe, H2ケースで238.5 GWeとなる。

一方, 新地点のみをFBRでまかなうケースの場合, FBRを2011年から連続投入を開始すると2000年から2050年迄のFBRの累計投入量は表4-23-3に示す通り, L2ケースで65 GWe, H2ケースで211 GWeとなる。又, 2021年から連続投入を開始すると, 2000年から2050年迄のFBRの累計投入量はL2ケースで44 GWe, H2ケースで145 GWeとなる。

表4-23-1 FBRの投入の仮定（新設炉をすべてFBR
でまかなうケース，2011年連続投入開始）

西 暦	F B R 投 入 量		備 考
	L 2 ケース	H 2 ケース	
2000年	1.000 GWe	1.000 GWe	投入開始
2001	0.0	0.0	
2002	0.0	0.0	
2003	0.0	0.0	
2004	0.0	0.0	
2005	0.0	0.0	
2006	1.000	1.000	
2007	0.0	0.0	
2008	0.0	0.0	
2009	0.0	0.0	
2010	0.0	0.0	連続投入開始
2011	1.000	1.000	
2012	1.000	2.000	
2013	1.000	2.000	
2014	1.000	2.000	
2015	1.000	2.000	
2016	1.000	2.000	
2017	1.000	2.000	
2018	1.000	2.000	
2019	1.000	2.000	
2020	1.000	2.000	
2021	1.500	4.000	
2022	1.500	4.500	
2023	1.500	4.500	
2024	1.500	5.000	
2025	2.000	4.500	
2026	3.000	6.000	
2027	3.000	5.500	
2028	3.000	6.000	
2029	3.000	6.000	
2030	3.000	6.000	
2031	4.000	8.500	
2032	4.000	9.000	
2033	4.000	9.000	
2034	4.000	9.500	
2035	4.000	9.000	
2036	3.500	9.500	
2037	5.000	10.000	
2038	3.500	9.500	
2039	5.000	10.500	
2040	6.000	11.500	
2041	4.500	10.000	
2042	3.500	10.000	
2043	4.500	10.000	
2044	3.500	10.000	
2045	4.500	10.000	
2046	3.500	10.500	
2047	4.500	10.000	
2048	3.500	10.500	
2049	4.000	10.000	
2050	4.000	10.000	
累 計	118.000	270.000	

表4-23-2 FBRの投入の仮定（新設炉をすべてFBR
てまかなうケース、2011年連続投入開始）

西 暦	F B R 投 入 量		備 考
	L 2 ケース	H 2 ケース	
2000年	1.000GWe	1.000GWe	投入開始
2001	0.0	0.0	
2002	0.0	0.0	
2003	0.0	0.0	
2004	0.0	0.0	
2005	0.0	0.0	
2006	0.0	0.0	
2007	1.000	1.000	
2008	0.0	0.0	
2009	0.0	0.0	
2010	0.0	0.0	
2011	0.0	0.0	
2012	0.0	0.0	
2013	0.0	0.0	
2014	1.000	1.000	
2015	0.0	0.0	
2016	0.0	0.0	
2017	0.0	0.0	
2018	0.0	0.0	
2019	0.0	0.0	
2020	0.0	0.0	
2021	1.000	1.000	連続投入開始
2022	1.000	2.000	
2023	1.000	2.000	
2024	1.000	2.000	
2025	1.000	2.000	
2026	3.000	6.000	
2027	3.000	5.500	
2028	3.000	6.000	
2029	3.000	6.000	
2030	3.000	6.000	
2031	4.000	8.500	
2032	4.000	9.000	
2033	4.000	9.000	
2034	4.000	9.500	
2035	4.000	9.000	
2036	3.500	9.500	
2037	5.000	10.000	
2038	3.500	9.500	
2039	5.000	10.500	
2040	6.000	11.500	
2041	4.500	10.000	
2042	3.500	10.000	
2043	4.500	10.000	
2044	3.500	10.000	
2045	4.500	10.000	
2046	3.500	10.500	
2047	4.500	10.000	
2048	3.500	10.500	
2049	4.000	10.000	
2050	4.000	10.000	
累 計	106.000	238.500	

表4-23-3 FBRの投入の仮定（新地点のみをFBR
てまかなうケース、2011年連続投入開始）

西 暦	F B R 投 入 量		備 考
	L 2 ケース	H 2 ケース	
2000年	1.000 GWe	1.000 GWe	投入開始
2001	0.0	0.0	
2002	0.0	0.0	
2003	0.0	0.0	
2004	0.0	0.0	
2005	0.0	0.0	
2006	1.000	1.000	
2007	0.0	0.0	
2008	0.0	0.0	
2009	0.0	0.0	
2010	0.0	0.0	連続投入開始
2011	1.500	3.500	
2012	1.000	3.000	
2013	1.500	3.500	
2014	1.000	3.000	
2015	1.500	3.500	
2016	1.500	3.500	
2017	1.000	3.500	
2018	1.500	3.500	
2019	1.000	3.500	
2020	1.500	3.500	
2021	1.500	4.000	
2022	1.500	4.500	
2023	1.500	4.000	
2024	1.500	4.500	
2025	1.500	4.000	
2026	1.500	4.00	
2027	1.500	4.000	
2028	1.500	4.500	
2029	1.500	4.500	
2030	2.500	5.500	
2031	1.500	4.500	
2032	1.000	5.000	
2033	1.500	4.500	
2034	1.000	5.000	
2035	1.500	5.000	
2036	2.000	6.000	
2037	1.500	5.000	
2038	1.000	5.000	
2039	1.500	5.000	
2040	1.500	5.000	
2041	2.500	8.000	
2042	1.500	8.000	
2043	2.500	8.000	
2044	1.500	8.000	
2045	2.500	8.000	
2046	1.500	8.500	
2047	2.500	8.000	
2048	1.500	8.500	
2049	2.000	8.000	
2050	2.000	8.000	
累 計	65.000	211.000	

表4-23-4 FBRの投入の仮定（新地点のみをFBR
でまかなうケース、2011年連続投入開始）

西 暦	F B R 投 入 量		備 考
	L 2 ケース	H 2 ケース	
2000年	1.000GWe	1.000GWe	投入開始
2001	0.0	0.0	
2002	0.0	0.0	
2003	0.0	0.0	
2004	0.0	0.0	
2005	0.0	0.0	
2006	0.0	0.0	
2007	1.000	1.000	
2008	0.0	0.0	
2009	0.0	0.0	
2010	0.0	0.0	
2011	0.0	0.0	
2012	0.0	0.0	
2013	0.0	0.0	
2014	1.000	1.000	
2015	0.0	0.0	
2016	0.0	0.0	
2017	0.0	0.0	
2018	0.0	0.0	
2019	0.0	0.0	
2020	0.0	0.0	
2021	1.500	4.000	連続投入開始
2022	1.500	4.500	
2023	1.500	4.000	
2024	1.500	4.500	
2025	1.500	4.000	
2026	1.500	4.500	
2027	1.500	4.000	
2028	1.500	4.500	
2029	1.500	4.500	
2030	2.500	5.500	
2031	1.500	4.500	
2032	1.000	5.000	
2033	1.500	4.500	
2034	1.000	5.000	
2035	1.500	5.000	
2036	1.000	5.000	
2037	2.500	6.000	
2038	1.000	5.000	
2039	1.500	5.000	
2040	1.500	5.000	
2041	1.000	4.500	
2042	0.500	5.000	
2043	1.000	5.500	
2044	1.500	5.000	
2045	1.000	4.500	
2046	0.500	5.000	
2047	1.000	4.500	
2048	0.500	5.000	
2049	0.500	4.500	
2050	0.500	4.500	
累 計	44.000	145.000	

4.2 炉系構成と投入形態

表4-24 シミュレーションのケース（新設炉をすべてFBRでまかなうケース）

No.	ケース	連続投入開始年	炉系構成	投入形態
1	L2-9	2011年	LWR(U)+FBR(1)+FBR(2)	LWR(U): 1971~2030年迄計 114 GWe投入 FBR(1): 2000~2015 " 7 " FBR(2): 2016~2050 " 111 "
2	L2-10	2021年	LWR(U)+FBR(1)+FBR(2)	LWR(U): 1971~2030年迄計 126 GWe投入 FBR(1): 2000~2025 " 8 " FBR(2): 2026~2050 " 98 "
3	H2-9'	2011年	LWR(U)+FBR(1)+FBR(3)	LWR(U): 1971~2050年迄計 137 GWe投入 FBR(1): 2000~2015 " 11 " FBR(2): 2016~2050 " 259 "
4	H2-10'	2021年	LWR(U)+FBR(1)+FBR(3)	LWR(U): 1971~2025年迄計 168.5 GWe投入 FBR(1): 2000~2025 " 12.0 " FBR(2): 2026~2050 " 226.5 "

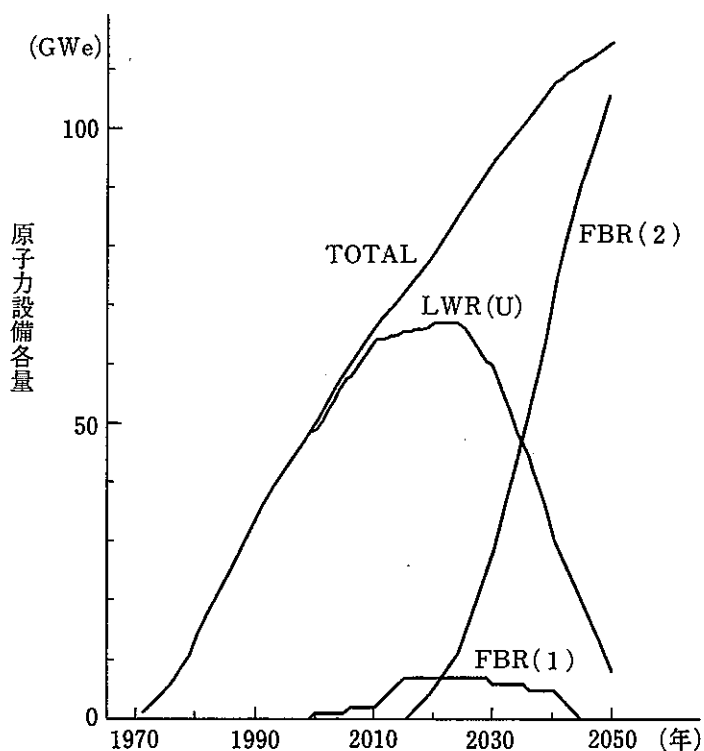


図4-18-1 炉型構成推移図（L2-9ケース）

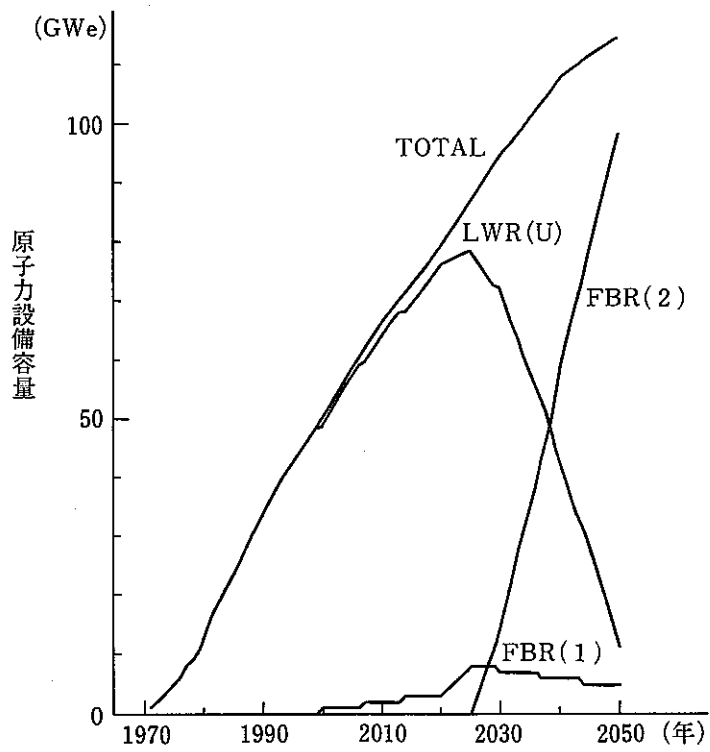


図 4-18-2 炉型構成推移図 (L 2-10 ケース)

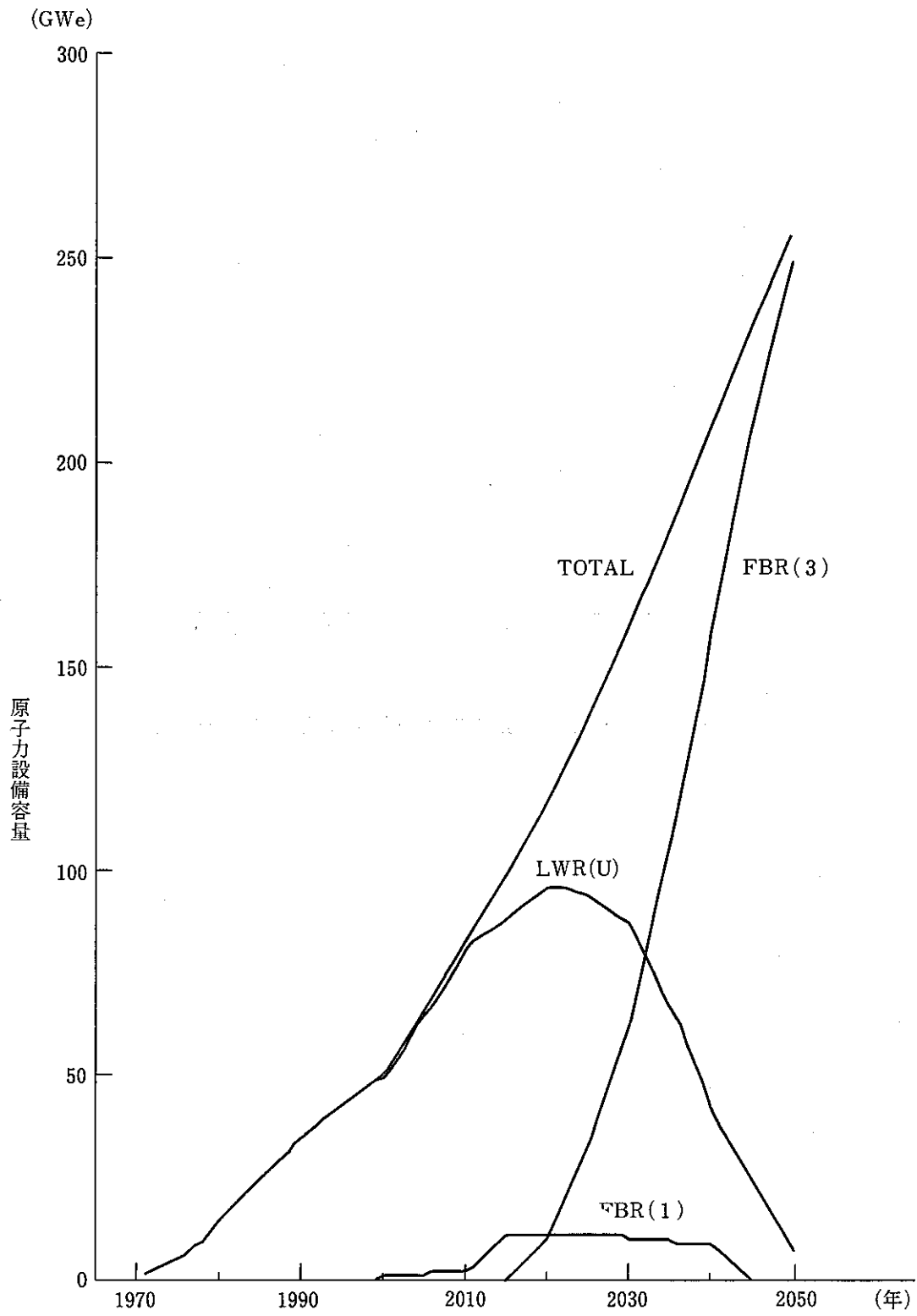


図 4-18-3 炉型構成推移図 (H2-9'ケース)

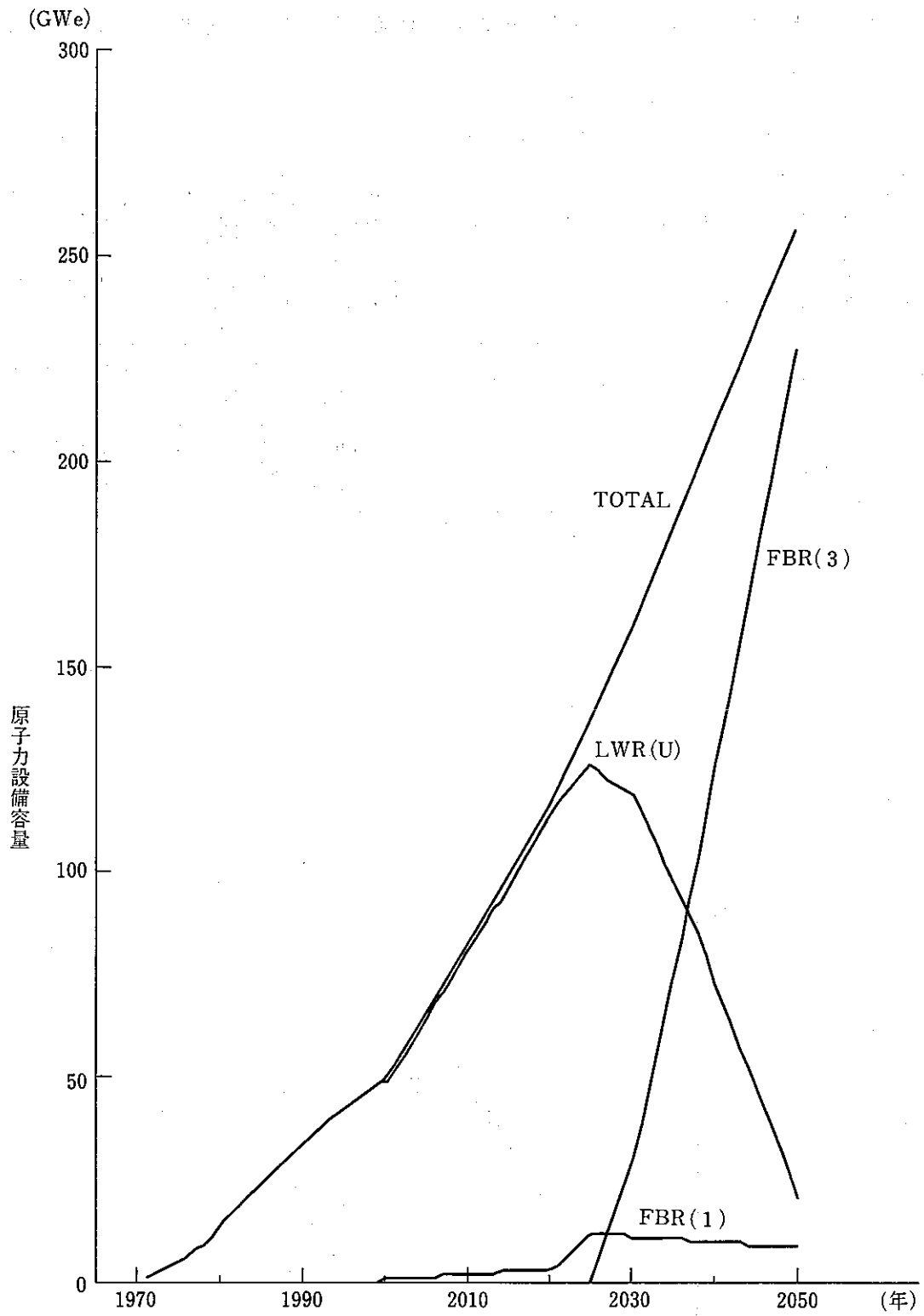


図 4-18-4 炉型構成推移図 (H2-10'ケース)

表4-25 シミュレーションのケース（新地点のみをFBRでまかなうケース）

No	ケース	連続投入開始年	炉系構成	投入形態
1	L2-11	2011年	LWR(U)+FBR(1)+FBR(2)	LWR(U): 1971~2050年迄計 166.5 GWe 投入 FBR(1): 2000~2015 " 8.5 " FBR(2): 2016~2050 " 56.5 "
2	L2-12	2021年	LWR(U)+FBR(1)+FBR(2)	LWR(U): 1971~2050年迄計 180.5 GWe 投入 FBR(1): 2000~2025 " 10.5 " FBR(2): 2026~2050 " 33.5 "
3	H2-11'	2011年	LWR(U)+FBR(1)+FBR(3)	LWR(U): 1971~2050年迄計 209.5 GWe 投入 FBR(1): 2000~2015 " 18.5 " FBR(3): 2016~2050 " 192.5 "
4	H2-12'	2021年	LWR(U)+FBR(1)+FBR(3)	LWR(U): 1971~2050年迄計 248 GWe 投入 FBR(1): 2000~2025 " 24 " FBR(3): 2026~2050 " 121 "

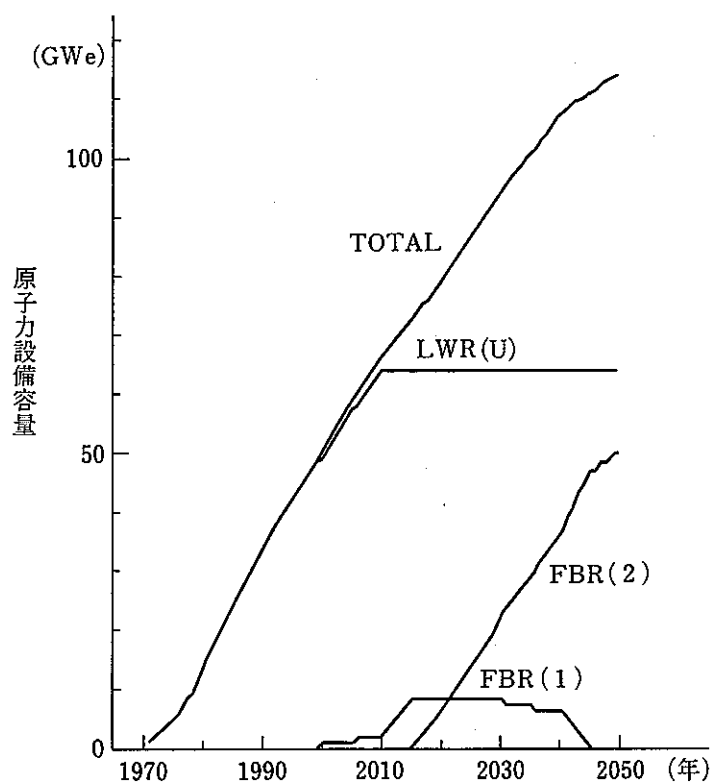


図4-19-1 炉型構成推移図（L2-11ケース）

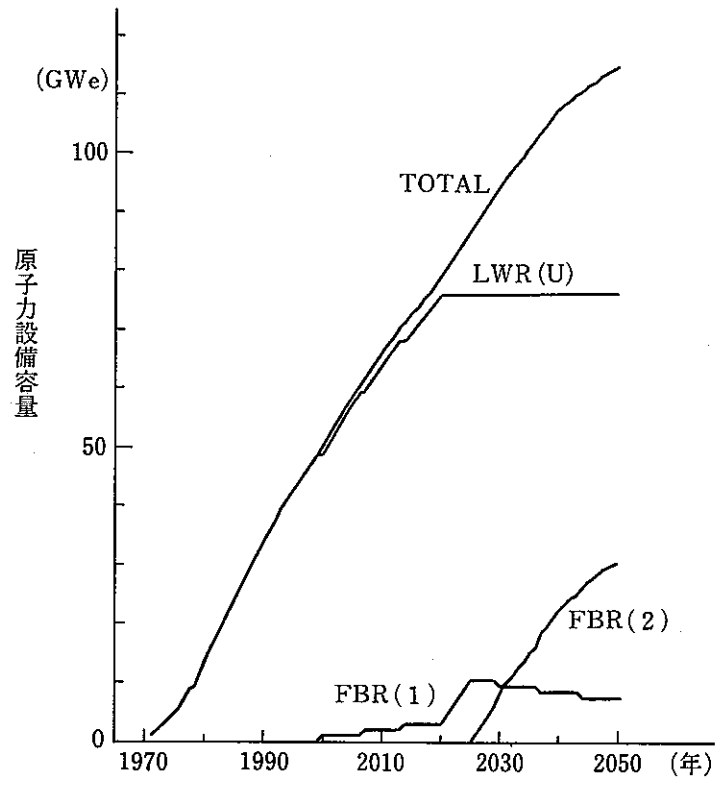


図 4-19-2 炉型構成推移図 (L 2-12ケース)

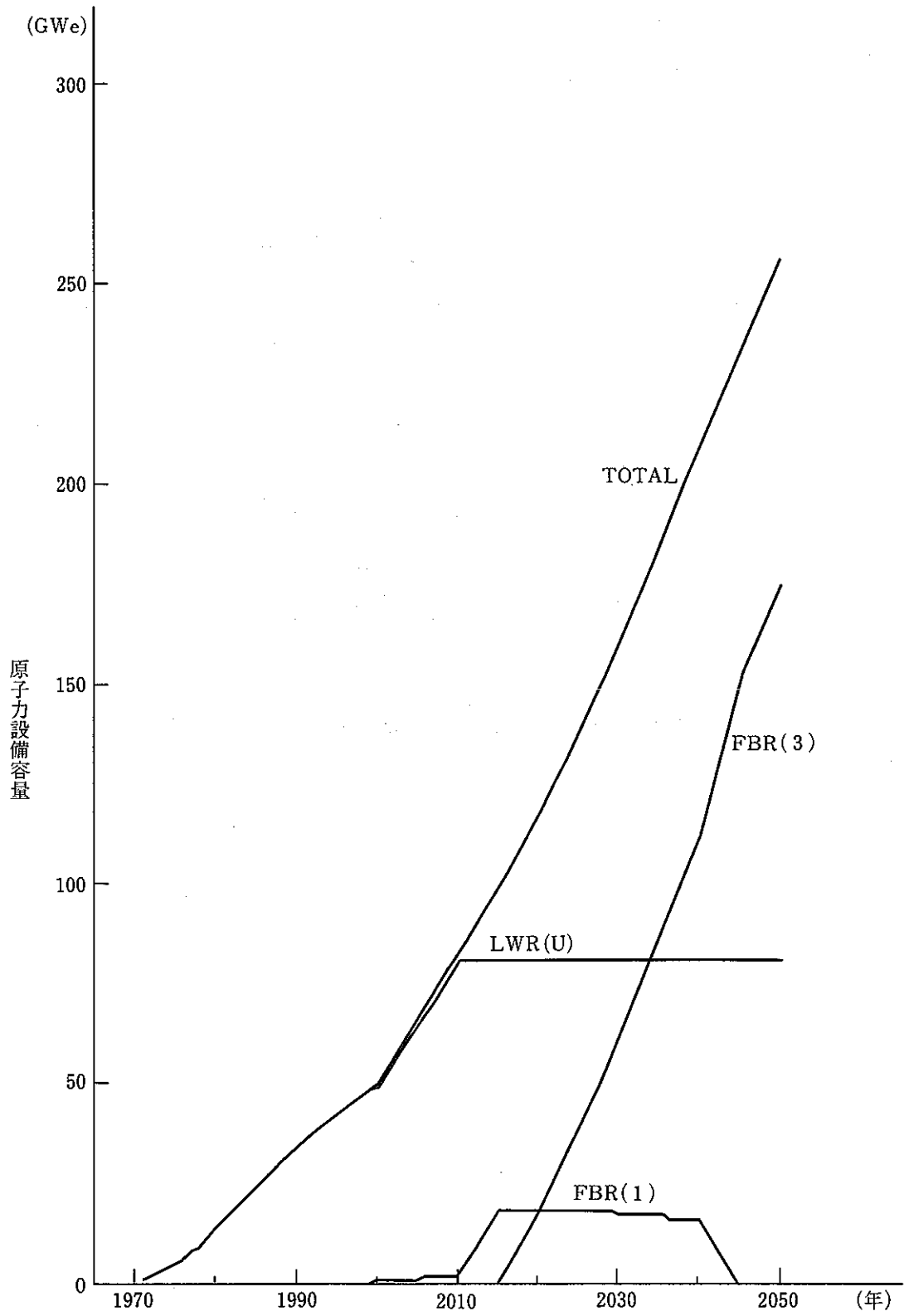


図 4-19-3 炉型構成推移図 (H2-11'ケース)

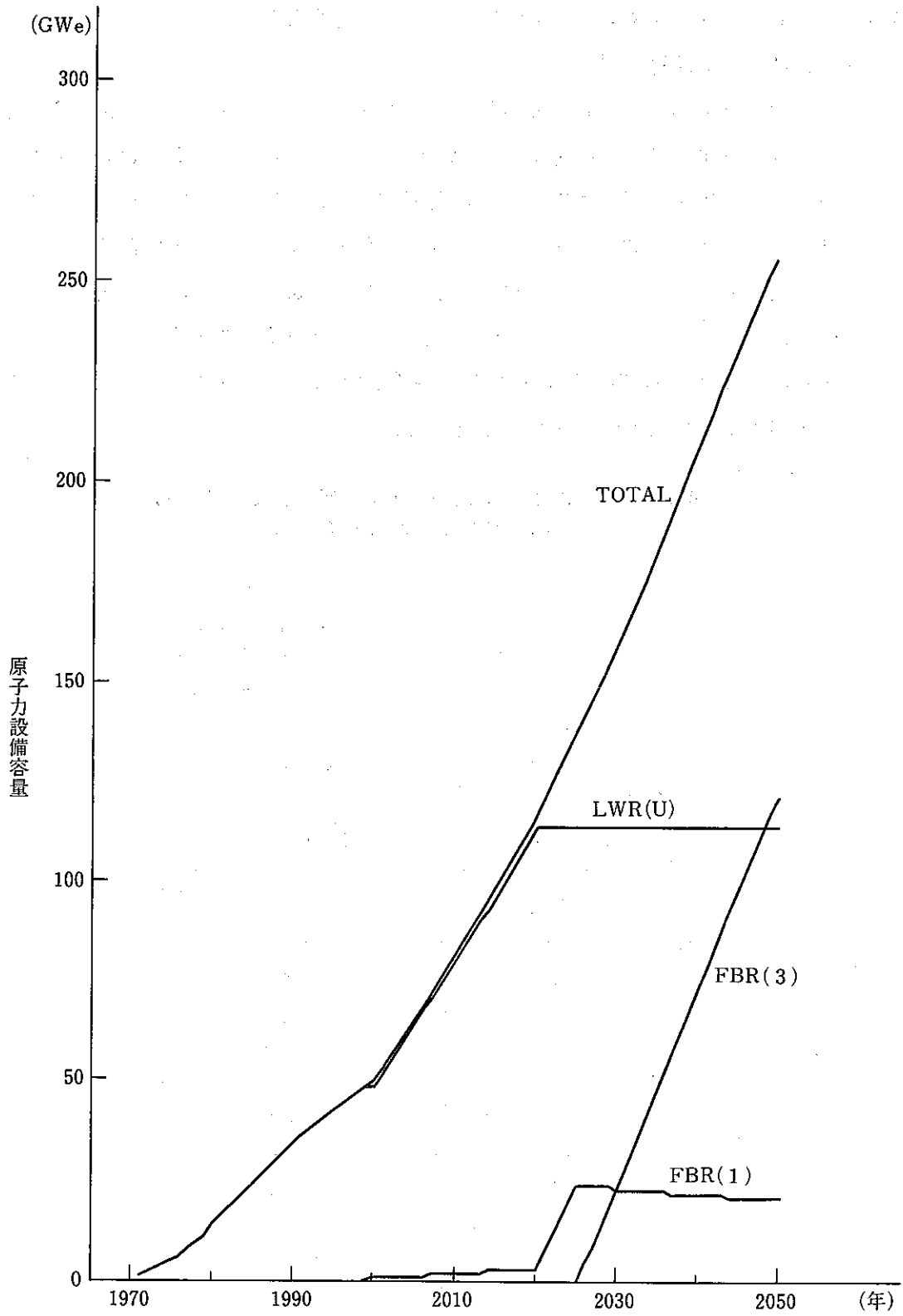


図 4-19-4 炉型構成推移図 (H2-12'ケース)

5.3 シミュレーション結果（物量収支，システム発電原価）

(1) 天然ウラン調達必要量

新設炉をすべてFBRでまかなうケースの2050年迄の天然ウラン累計必要量を表4-26に示す。FBRの連続投入時期を2016年より5年早く開始するL2-9ケース（2050年迄の天然ウラン累計必要量は約42.7万トン）では約1.6万トン、H2-9'ケース（約53.5万トン）では約3.5万トン天然ウランを節約できるが、5年遅くなるとL2-10ケース（約47.4万トン）で約3.2万トン、H2-10'ケース（約66.2万トン）で約9.2万トン余分に天然ウランを多く必要とすることがわかる。即ち、FBRの連続投入時期を5年早くした場合と、5年遅くした場合を比べると天然ウランの節約量は約3倍以上になる。

表4-26 2050年迄の天然ウラン累計必要量（新設炉をすべてFBRでまかなうケース）

ケース		天然ウラン累計必要量
L2	L2-0	92.14万トン
	L2-9	42.66
	L2-1	44.22
	L2-10	47.41
H2	H2-0	151.82
	H2-9'	53.52
	H2-1'	57.03
	H2-10'	66.18

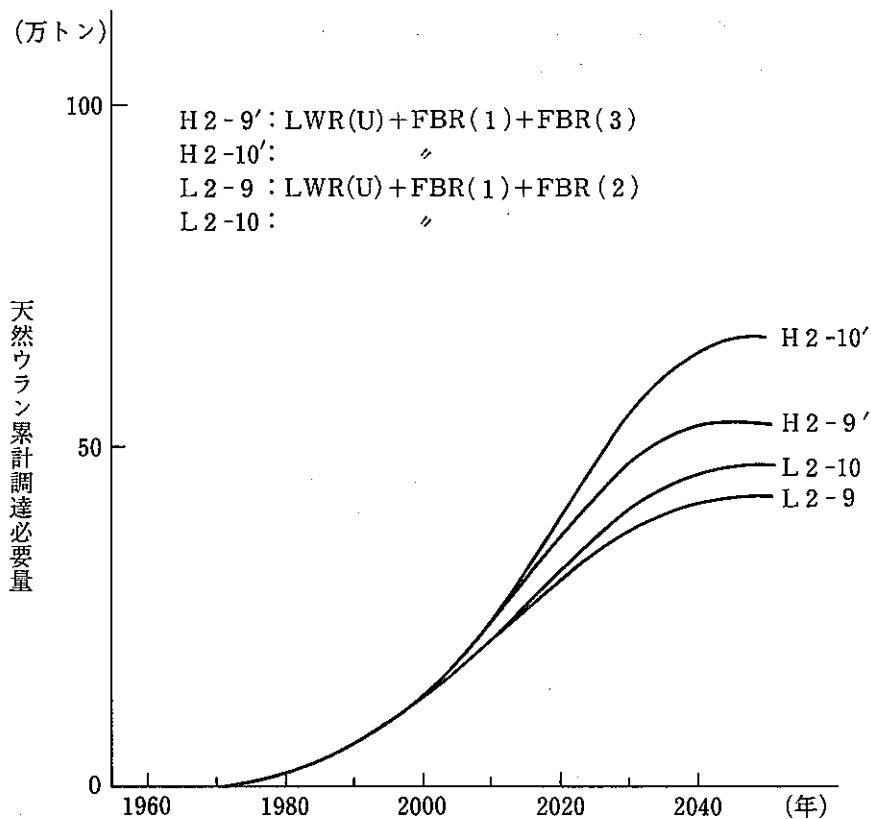


図4-20 天然ウラン累計必要量推移図（新設炉を全てFBRでまかなうケース）

次に表4-27に示す新地点のみをFBRでまかなうケースの2050年迄の天然ウラン累計必要量を見ると、FBRの連続投入時期を2016年より5年早くするとL2-11ケース（約55.3万トン）では約3.4万トン、H2-11'ケース（約66.6万トン）では約8.5万トン天然ウランを節約できるが、5年遅くなるとL2-12ケース（約61.8万トン）で約3.3万トン、H2-12'ケース（約84.6万トン）で約9.5万トン余分に天然ウランを多く必要とする。

FBRの連続投入時期を5年早くした場合と5年遅くした場合を比べると、天然ウランの節約量はFBRの投入量が少ない関係で約2倍程度である。

表 4-27 2050年迄の天然ウラン累計必要量（新地点のみをFBRでまかなうケース）

ケース		天然ウラン累計必要量
L 2	L 2 - 0	92.14万トン
	L 2 - 11	55.30
	L 2 - 3	58.58
	L 2 - 12	61.83
H 2	H 2 - 0	151.82
	H 2 - 11'	66.62
	H 2 - 3'	75.13
	H 2 - 12'	84.58

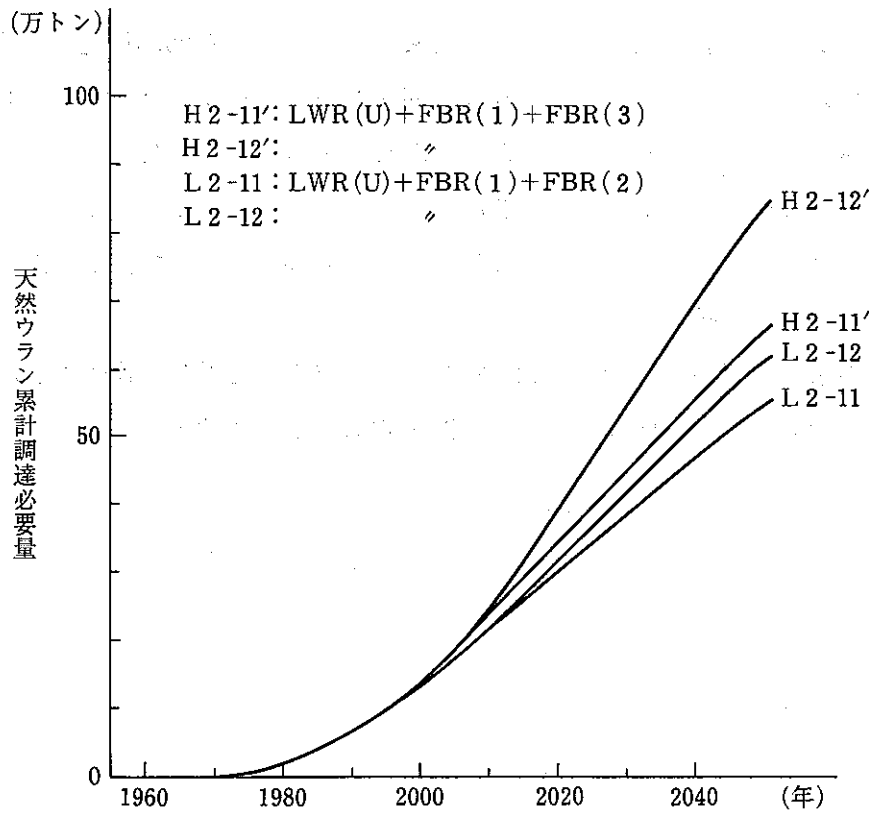


図 4-21 天然ウラン累計必要量推移図（新地点のみをFBRでまかなうケース）

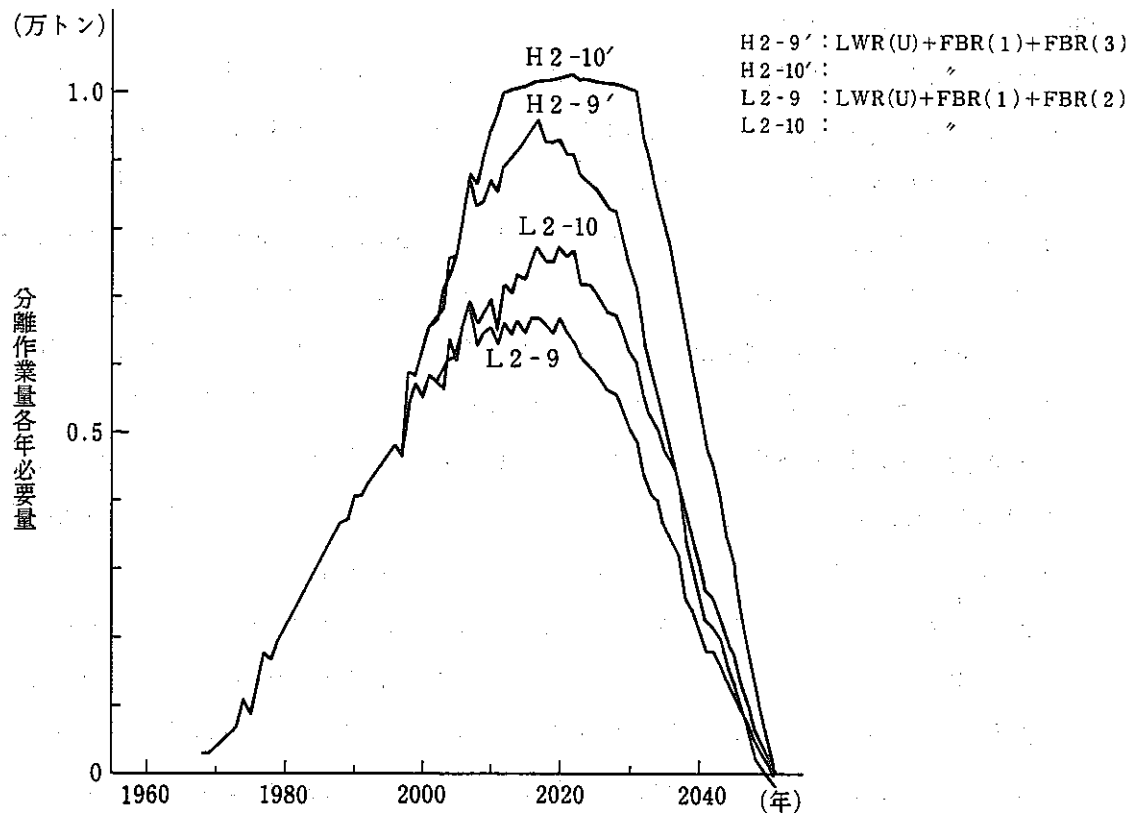


図4-22 分離作業年次必要量（新設炉を全てFBRでまかなうケース）

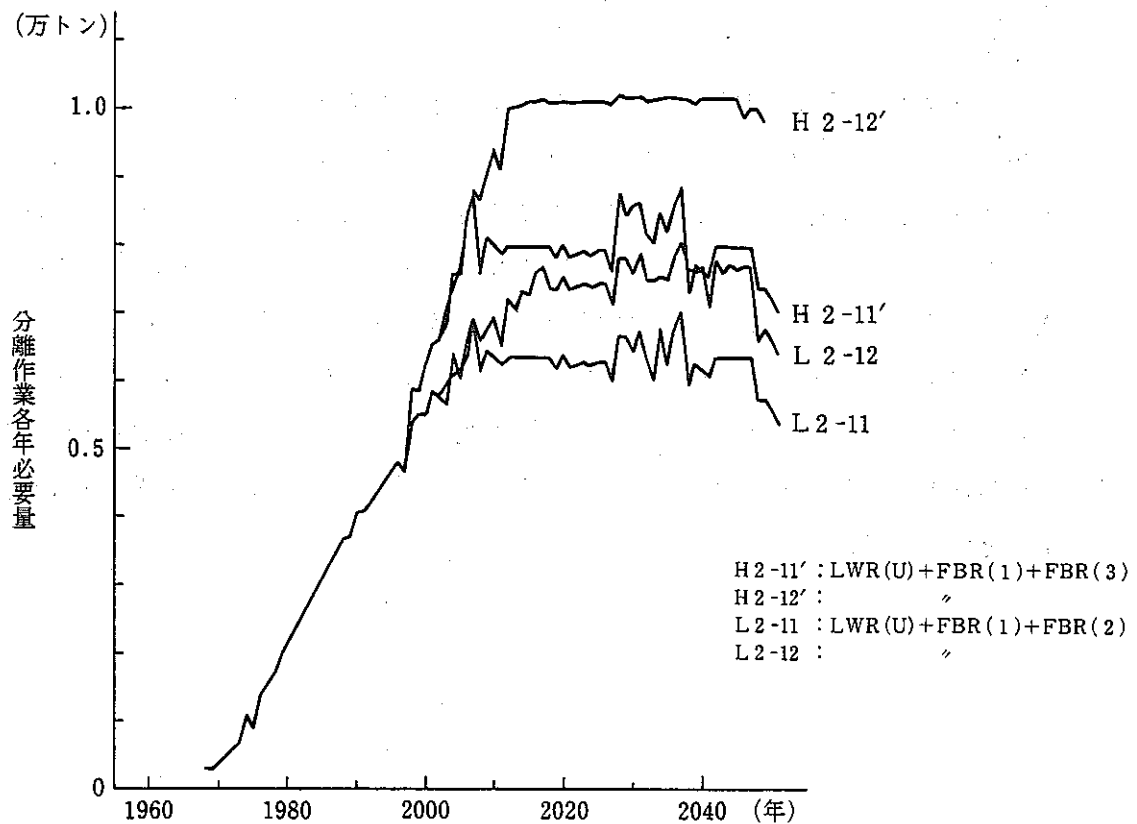


図4-23 分離作業年次必要量（新地点のみをFBRでまかなうケース）

(3) プルトニウム・バランス

図4-24に示す新設炉をすべてFBRでまかなうケースの分裂性プルトニウム・パイルアップを見るとL2ケースの場合、ピークはFBRの連続投入時期に関係なく2025年頃にあるが、ボトムはFBRの連続投入時期を2016年より5年早くするL2-9ケースではL2-1ケースより4年早い2042年に、5年遅くなるL2-10ケースでは3年遅い2049年にそれぞれボトムがある。又、H2ケースの場合、ピークはFBRの連続投入時期を2016年より5年早くするH2-9'ケースでは2022年に、5年遅くなるH2-10'ケースでは2024年にピークがあり、いずれも2016年にFBRの連続投入を開始する場合より遅くピークがある。一方ボトムは、FBRの連続投入時期を2016年より5年早くするH2-9'ケースではH2-1'ケースより1年早い2041年に、5年遅くなるH2-10'ケースでは3年遅い2045年にボトムがある。

次に、表4-28に示す新設炉をすべてFBRでまかなうケースのピーク及びボトムでの累計プルトニウム・バランスを見ると、FBRの連続投入時期を2016年より5年早くするとピークでの分裂性プルトニウムは、L2-9ケース(累計プルトニウム量は約228.3トン)で約20トン、H2-9'ケース(約205.2トン)で約41トン余剰を減らすことができ、5年遅くなると逆にL2-10ケース(約289.6トン)で約41トン、H2-10'ケース(約332トン)で約86トン分裂性プルトニウムの余剰が多くなる。

一方ボトムは、FBRの連続投入時期を2016年より5年早くするL2-9ケース(約161.2トン)で約11トン、H2-9'ケース(約90.2トン)で約17トン分裂性プルトニウムの余剰を減らすことができ、5年遅くなると、L2-10ケース(約204.9トン)で約33トン、H2-10'ケース(約172.6トン)で約65トン余剰が多くなる。従って、FBRの連続投入時期を2016年より5年早くするか、5年遅くするかで分裂性プルトニウムの余剰はピークで約3倍、ボトムで約4倍以上の差が出て来ることになる。又、L2ケースとH2ケースを比べると、H2ケースは投入量の関係で初装荷燃料として分裂性プルトニウムを多く必要とするためその余剰を多く減らすことができる。

表 4-28 ピーク及びボトムでの累計プルトニウム・バランス
 (新設炉をすべてFBRでまかなうケース)

ケース		ピーク		ボトム	
		西暦	累計プルトニウム	西暦	累計プルトニウム
L2	L2-9	2025年	228.32トン	2042年	161.22トン
	L2-1	2025	248.45	2046	172.16
	L2-10	2026	289.58	2049	204.90
H2	H2-9'	2022	205.17	2041	90.21
	H2-1'	2020	245.83	2042	107.60
	H2-10'	2024	331.95	2045	172.56

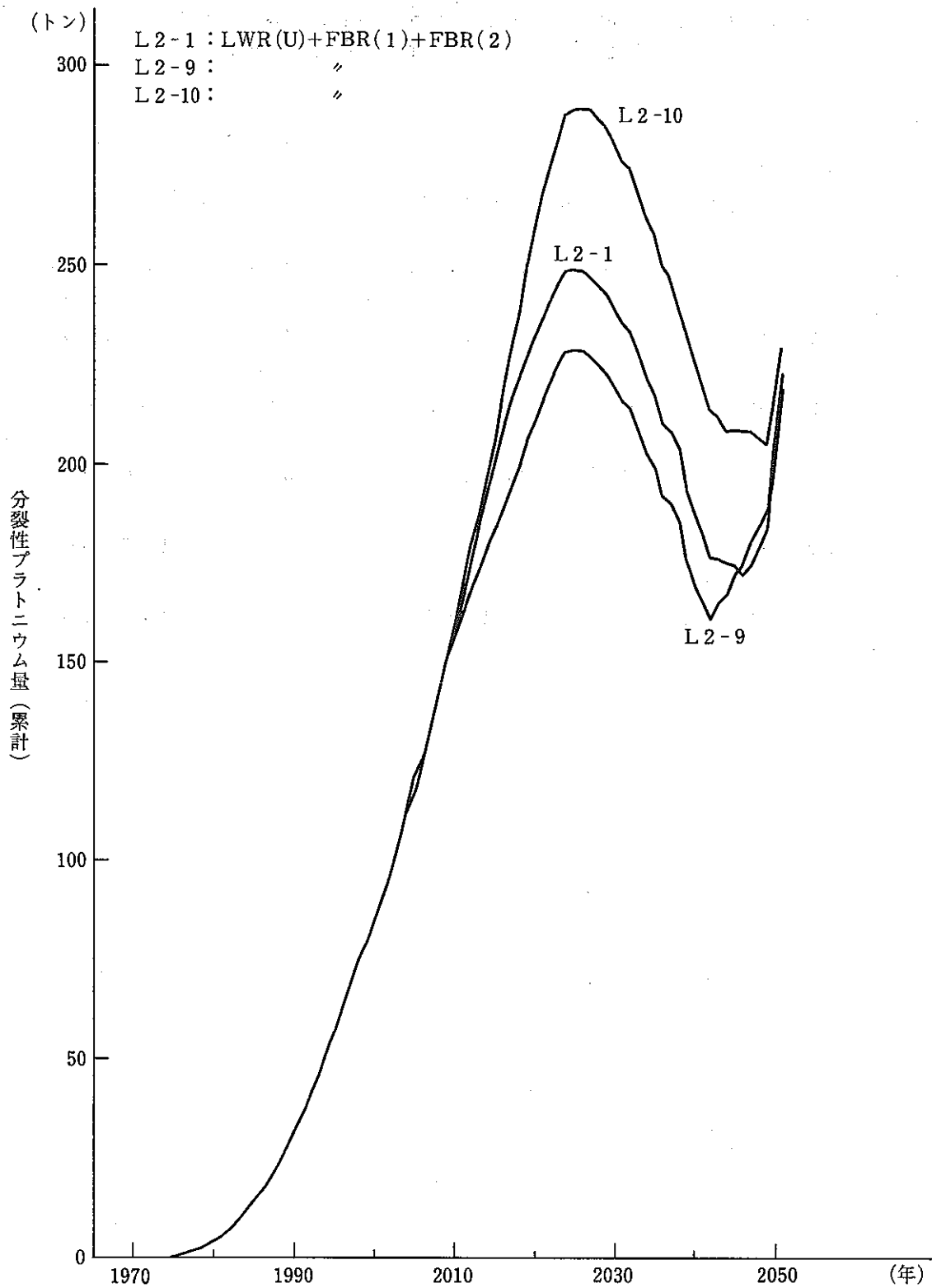


図4-24-1 分裂性プルトニウム・パイルアップ(新設炉を全てFBRでまかなうL2ケース)

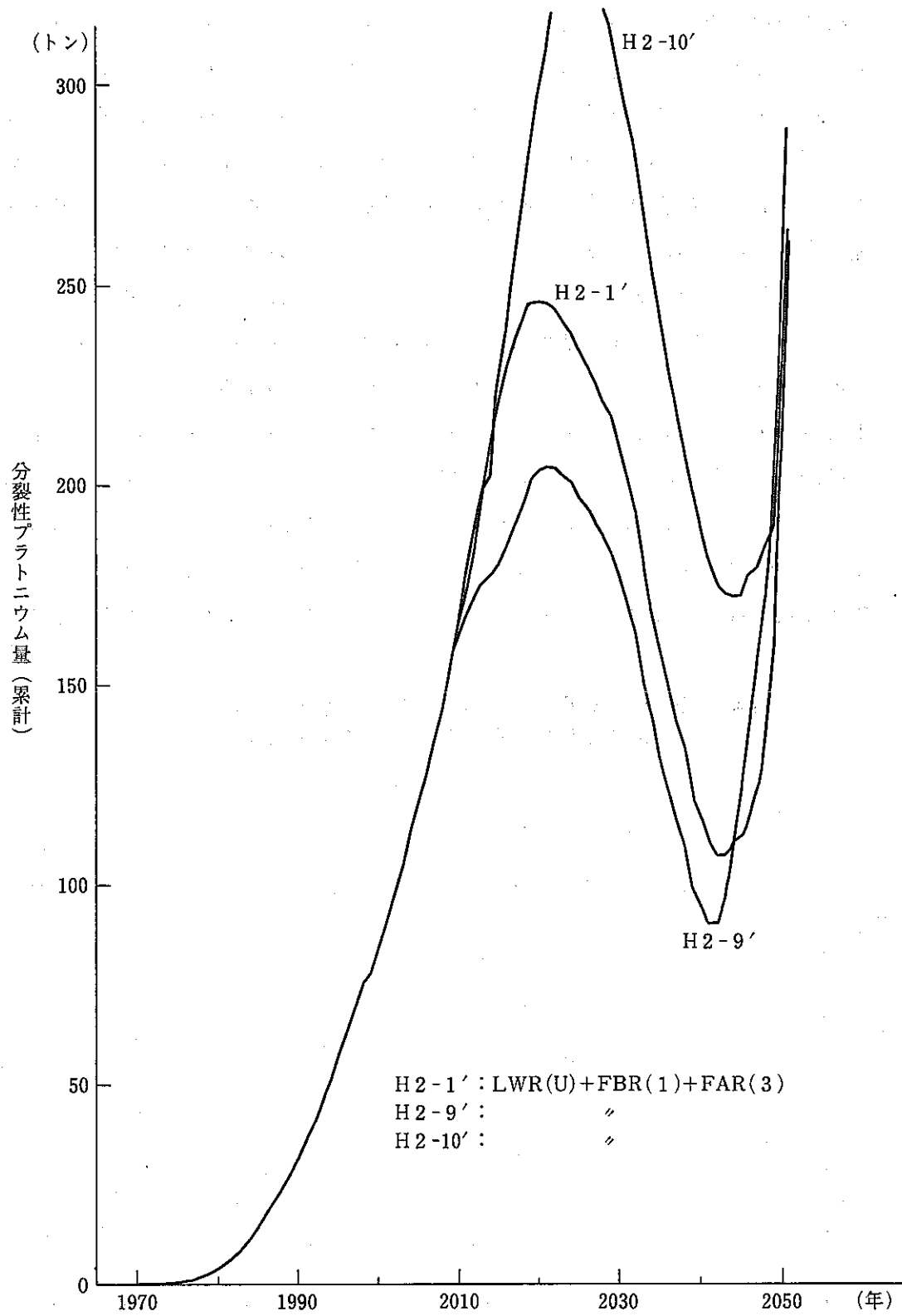


図4-24-2 分裂性プルトニウム・パイルアップ(新設炉を全てFBRでまかなうH2ケース)

次に新地点のみをFBRでまかなうケースのプルトニウム・バランスを見てみる。図4-25に新地点のみをFBRでまかなうケースの分裂性プルトニウム・パイルアップを示す。FBR(2)を投入するL2ケースではFBRの連続投入時期に関係なく、分裂性プルトニウムの余剰は多くなり問題がある。FBR(3)を投入するH2ケースでは、FBRの連続投入開始時期にそれぞれピークがあり、ボトムは、FBRの連続投入時期を2016年より5年早くするH2-11'ケースでは2年早い2023年に、2016年より5年遅くなるH2-12'ケースでは3年遅い2028年にそれぞれボトムがある。又、表4-29に示す新地点のみをFBRでまかなうケースのピーク及びボトムでの累計プルトニウム・バランスを見ると、ピークでの分裂性プルトニウム量は、FBRの連続投入時期を2016年より5年早くするH2-11'ケース(約156.6トン)では約59トン分裂性プルトニウムの余剰を減らすことができるが、5年遅くなるH2-12'ケース(約289.4トン)では逆に約74トン余剰が増える。一方ボトムは、H2-11'ケース(約128.5トン)で約62トン分裂性プルトニウムの余剰が減るが、5年遅くなるH2-12'ケース(約268.9トン)では約79トン余剰が増えることになる。

表4-29 ピーク及びボトムでの累計プルトニウム・バランス(新地点のみをFBRでまかなうケース)

ケース		ピーク		ボトム	
		西暦	累計プルトニウム	西暦	累計プルトニウム
L2	L2-11				
	L2-3				
	L2-12				
H2	H2-11'	2011年	156.60トン	2023年	128.47トン
	H2-3'	2016	215.51	2025	190.30
	H2-12'	2021	289.36	2028	268.87

(斜線はピーク及びボトムがない)

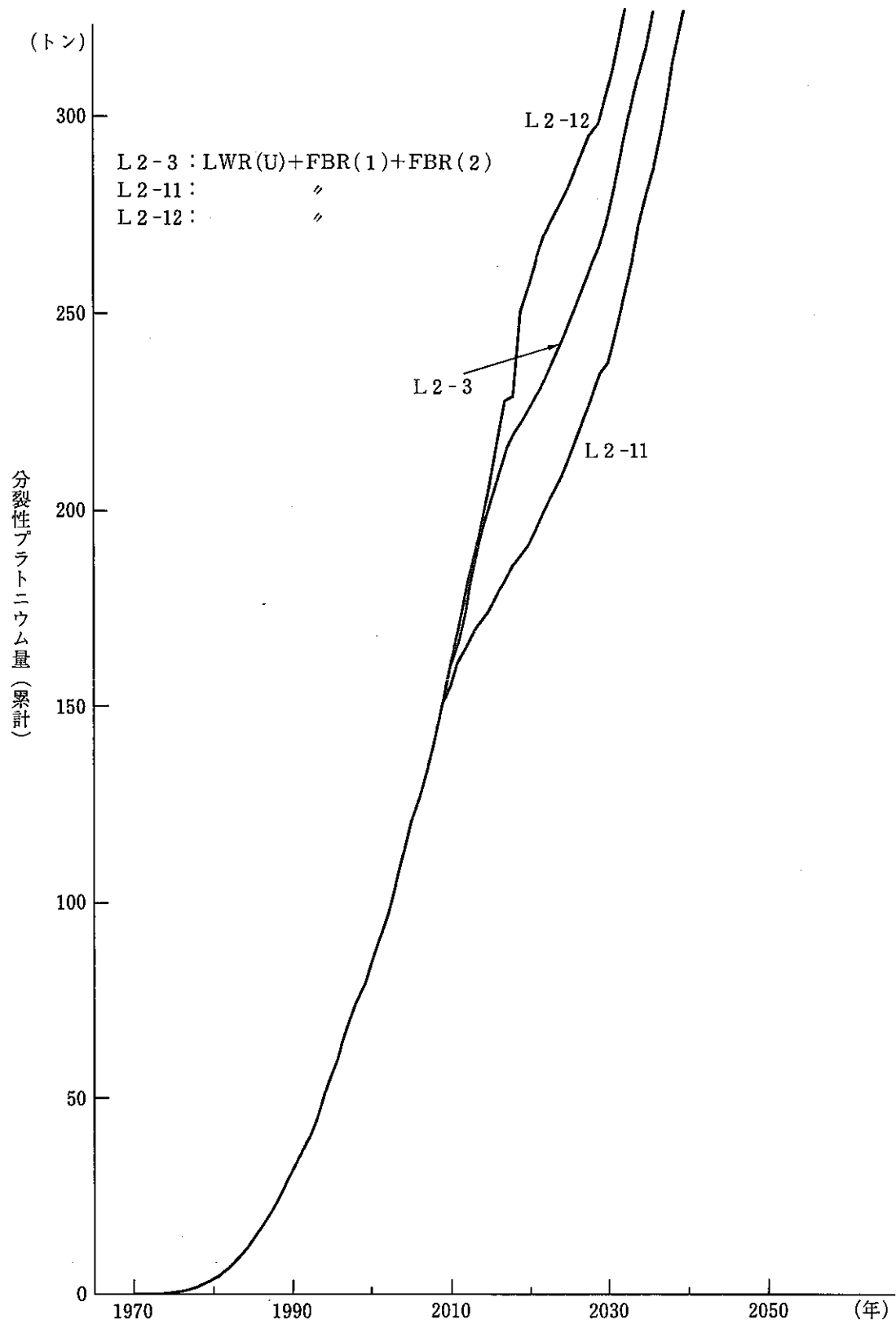


図 4-25-1 分裂性プルトニウム・パイルアップ(新地点のみをFBRでまかなうL2ケース)

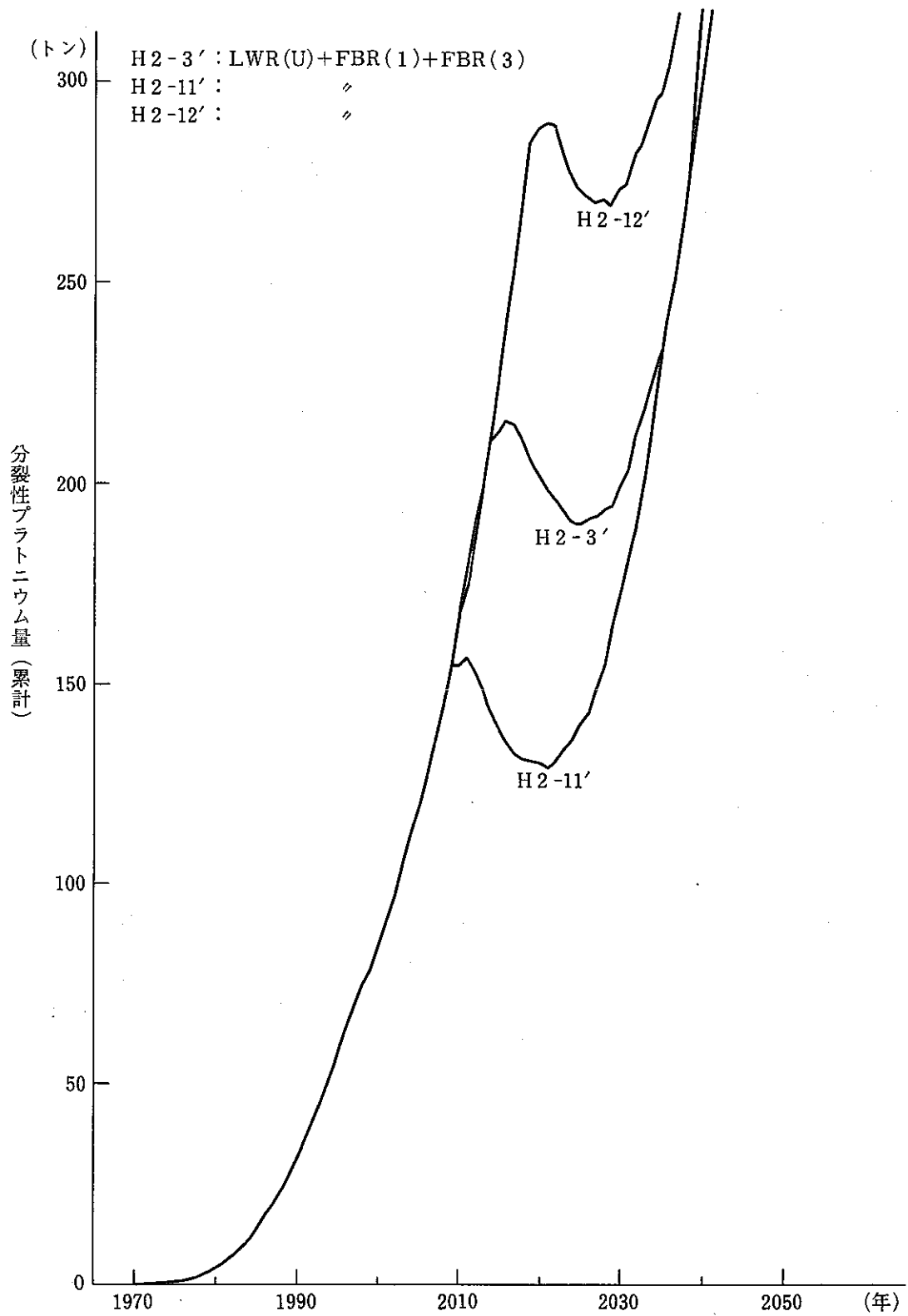


図4-25-2 分裂性プルトニウム・パイルアップ(新地点のみをFBRでまかなうH2ケース)

(4) システム発電原価

2050年迄の累計総費用と累計発電量（共に換算無）をもとに算出した新設炉をすべてFBRでまかなうケースのシステム発電原価を表4-30に示す。

表4-30 コスト単価一定のシステム発電原価（新設炉をすべてFBRでまかなうケース）

（単位：円/KWh）

項 目	L 2 ケ ー ス				H 2 ケ ー ス			
	L 2 - 0	L 2 - 9	L 2 - 1	L 2 - 10	H 2 - 0	H 2 - 9'	H 2 - 1'	H 2 - 10'
資 本 費	6.375	6.936	6.917	6.859	6.742	7.526	7.490	7.399
運 転 維 持 費	4.390	4.692	4.675	4.628	4.339	4.750	4.720	4.648
燃 料 費	2.349	2.465	2.494	2.536	2.364	2.256	2.298	2.382
システム発電原価	13.114	14.093	14.086	14.023	13.445	14.532	14.508	14.429
累 計 総 費 用 (兆円)	406.90	437.28	437.06	435.10	664.17	717.87	716.69	712.78

燃料費のコスト単価が一定という仮定の下で各ケースのシステム発電原価を比較してみる。FBRの連続投入時期を2016年より5年早くするとシステム発電原価は、L2-9ケースで約14.09円/KWh、H2-9'ケースで約14.53円/KWhと2016年に連続投入を開始するケースより若干高くなるが、5年遅くなるとL2-10ケースで約14.02円/KWh、H2-10'ケースで約14.43円/KWhと逆に約0.5%程度安くなる。又、LWR(U)単独炉のケースと複合炉系の各ケースのシステム発電原価を比べるとL2及びH2ケース共にLWR(U)の単独炉の方が複合炉系に比べて安くなっている。

一方、システム発電原価の内訳（資本費、運転維持費、燃料費）を見ると、資本費はL2ケースの場合、FBRの連続投入時期を5年早くするL2-9ケースで約6.94円/KWh、5年遅くなるL2-10ケースで約6.86円/KWhと、5年遅くなるケースの方がシステム発電原価は安くなっている。しかし、燃料費はL2-9ケースで約2.47円/KWh、L2-10ケースで約2.54円/KWhと5年遅くなるケースの方が逆に高くなっている。H2ケースの場合もL2ケースと同様の傾向が現われている。

従って、システム発電原価全体で見ると、FBRの連続投入時期を2016年より5

年早くするとFBRの投入量が多くなり、システム発電原価に与える資本費のウェイトが燃料費より高くなり、その分システム発電原価が上がることになり、5年遅くなるとFBRの投入量が減り逆に燃料費のウェイトが高くなり、システム発電原価が下がる結果となる。システム発電原価に占める燃料費の割合は、さほど大きくないが、原子力発電は長期に亘る為、原子力発電の経済性を評価する場合、燃料費の価格上昇は無視できない。そこで燃料費のコスト体系を外生的に与えた場合のシミュレーションを行った。

コスト体系は次の様に仮定した。

天然ウラン価格は、40\$ / 1bU3O8 (2.293 円 / kgU) を基準に毎年2%ずつ、プルトニウム価格は30\$ / gPuf (660 万円 / kgPuf) を基準に毎年1%ずつ上昇させ、その他の価格は標準値のまま一定とした(コスト体系A)。

コスト体系Aでシミュレーションを行った場合のシステム発電原価を表4-31に示す。

表4-31 コスト体系Aのシステム発電原価(新設炉をすべてFBRでまかなうケース)

(単位:円/KWh)

項 目	L 2 ケ ー ス				H 2 ケ ー ス			
	L2-0A	L2-9A	L2-1A	L2-10A	H2-0A	H2-9'A	H2-1'A	H2-10'A
資 本 費	6.375	6.936	6.917	6.859	6.742	7.526	7.490	7.399
運 転 維 持 費	4.411	4.699	4.682	4.637	4.365	4.755	4.726	4.656
燃 料 費	3.844	2.900	2.963	3.079	4.076	2.588	2.680	2.901
システム発電原価	14.631	14.535	14.562	14.575	15.183	14.869	14.896	14.956
累 計 総 費 用 (兆円)	453.97	450.99	451.83	452.23	750.03	734.52	735.85	738.82

燃料費のコスト体系を変えた場合のシステム発電原価は、L2ケースの場合、2016年にFBRの連続投入を開始するL2-1Aケースが約14.56円/KWh、2016年より5年早く連続投入を開始するL2-9Aケースが約14.54円/KWh、5年遅くなるとL2-10Aケースが約14.58円/KWhとFBRの連続投入時期を5年早くするケースが最も安くなっている。又、H2ケースの場合もH2-1'Aケースが約14.90円/KWh、H2-9'Aケースが約14.87円/KWh、H2-10'Aケースが約14.96円/KWhとL

2ケースと同様に2016年より5年早く連続投入を開始するケースが一番安くなっている。又、LWR(U)単独炉のケースと複合炉系の各ケースのシステム発電原価を比べると、LWR(U)単独炉のL2-0Aケースで約14.63円/KWh、H2-0Aケースで約15.18円/KWhと燃料費のコスト単価が一定の場合とは逆に、複合炉系の方が安くなっている。

一方、システム発電原価の内訳を見ると、資本費は燃料費のコスト単価が一定の場合と同値であるが、燃料費はL2ケースの場合、L2-9Aケースが約2.90円/KWh、L2-1Aケースが約2.96円/KWhとL2-9Aケースより約2.2%高く、L2-10Aケースが約3.08円/KWhとL2-9Aケースより約6.2%高くなっている。又、H2ケースの場合は、H2-9'Aケースが約2.59円/KWh、H2-1'Aケースが約2.68円/KWhと約3.6%、H2-10'Aケースが約2.90円/KWhと約12%、H2-9'Aと比べてそれぞれ高くなっている。

従って、燃料費の価格上昇(天然ウラン2%/年、プルトニウム価格1%/年)を考えると、FBRの投入量が多くなった分資本費は増加するが、LWR(U)燃料費の上昇分よりはシステム発電原価に与える影響が少なくシステム発電原価はFBRを多く投入するケースが一番安い結果となった。又、LWR(U)単独炉と複合炉系のシステム発電原価を比べると、FBRの炉特性が顕著に現われていることがわかる。

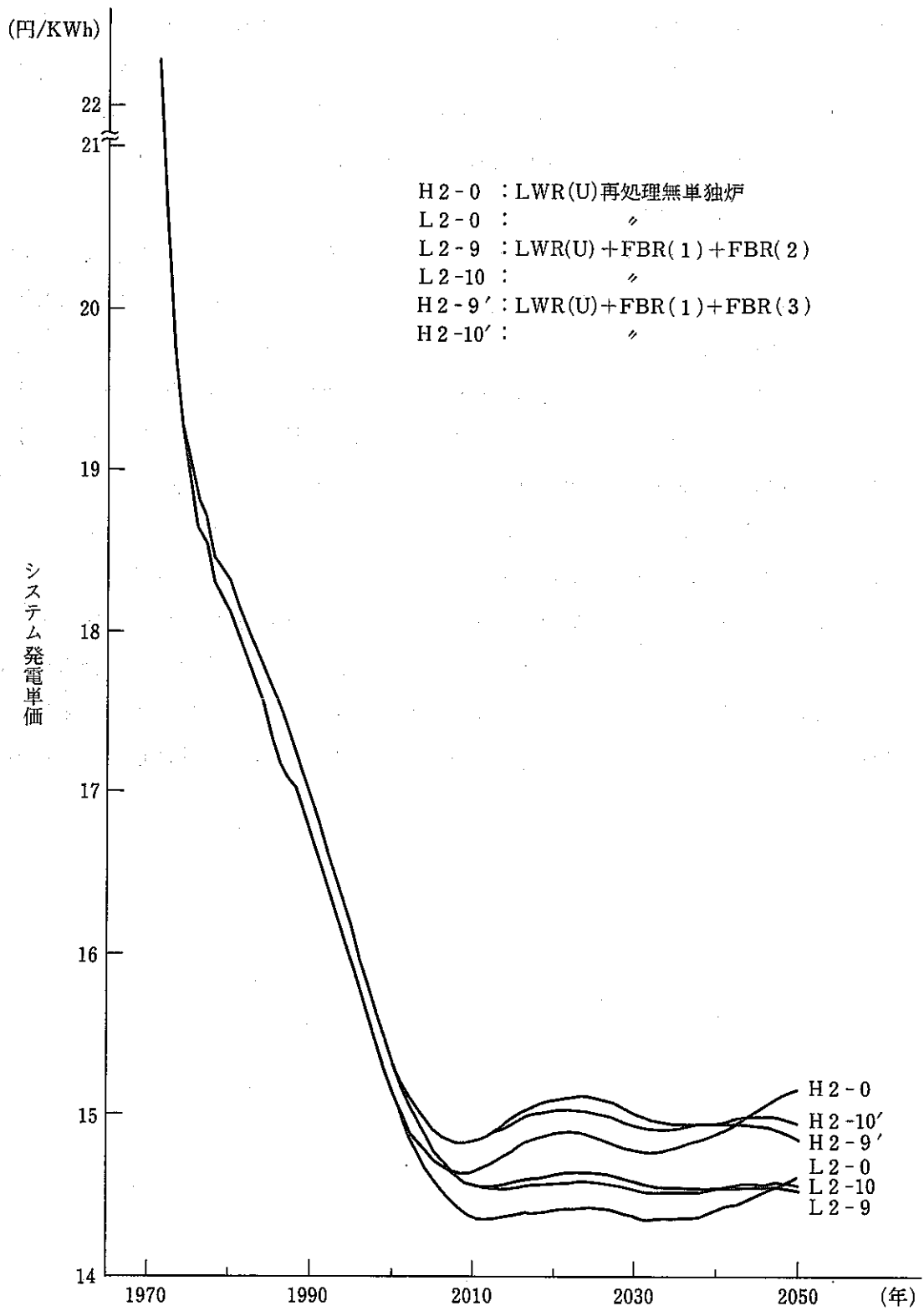


図4-26 コスト体系Aのシステム発電原価(新設炉を全てFBRでまかなうケース)

次に新地点のみをFBRでまかなうケースのシステム発電原価をしてみる。表4-32に燃料費のコスト単価が一定の場合のシステム発電原価を、表4-33にコスト体系を変えた場合のシステム発電原価を示す。

表4-32 コスト単価一定のシステム発電原価(新地点のみをFBRでまかなうケース)

(単位:円/KWh)

項 目	L 2 ケ ー ス				H 2 ケ ー ス			
	L2-0	L2-11	L2-3	L2-12	H2-0	H2-11'	H2-3'	H2-12'
資 本 費	6.375	6.687	6.645	6.597	6.742	7.339	7.272	7.182
運 転 維 持 費	4.390	4.591	4.556	4.517	4.339	4.696	4.641	4.569
燃 料 費	2.349	2.575	2.619	2.658	2.364	2.356	2.429	2.514
システム発電原価	13.114	13.853	13.820	13.772	13.445	14.391	14.342	14.265
累 計 総 費 用 (兆円)	406.90	429.83	428.81	427.32	664.17	710.91	708.49	704.68

表4-33 コスト体系Aのシステム発電原価(新地点のみをFBRでまかなうケース)

(単位:円/KWh)

項 目	L 2 ケ ー ス				H 2 ケ ー ス			
	L2-0A	L2-11A	L2-3A	L2-12A	H2-0A	H2-11A	H2-3A	H2-12A
資 本 費	6.375	6.702	6.645	6.596	6.742	7.339	7.272	7.181
運 転 維 持 費	4.411	4.604	4.568	4.533	4.365	4.703	4.651	4.580
燃 料 費	3.844	3.253	3.368	3.475	4.076	2.843	3.040	3.261
システム発電原価	14.631	14.560	14.581	14.604	15.183	14.886	14.963	15.022
累 計 総 費 用 (兆円)	453.97	451.77	452.42	453.13	750.03	735.36	739.16	742.08

燃料費のコスト単価が一定の場合のシステム発電原価を見ると、FBRの連続投入時期を2016年より5年早くすると、システム発電原価は、L2-11ケースで約13.87円/KWh、H2-11'ケースで約14.39円/KWhとなり、5年遅くなるとL2-12ケースで約13.77円/KWh、H2-12'ケースで約14.27円/KWhとなっており、新設炉をすべてFBRでまかなうケースと同様に、複合炉系ではFBRの連続投入時期が5年遅くなるケースが最も安くなっている。

又、LWR(U)単独炉と複合炉系の比較でも、LWR(U)単独炉の方が安い結果となっている。

次に、燃料費のコスト体系を変えた場合のシステム発電原価を見ると、システム発電原価は、L2ケースの場合2016年にFBRの連続投入を開始するL2-3Aが約14.58円/KWh、2016年より5年早く連続投入を開始するL2-11Aケースが約14.56円/KWh、5年遅くなるL2-12Aケースが、約14.60円/KWhとFBRの連続投入時期を5年早くするケースが最も安く、H2ケースでもH2-3'Aケースが約14.96円/KWh、H2-11'Aケースが約14.89円/KWh、H2-12'Aケースが約15.02円/KWhと5年早くするケースが一番安くなっている。

又、LWR(U)単独炉のケースと複合炉系の各ケースのシステム発電原価を比べると、複合炉系の方がLWR(U)単独炉より安くなっている。従って、新地点のみをFBRでまかなうケースのシステム発電原価の優劣は、新設炉をすべてFBRでまかなうケースと同じになる。

以上、新設炉をすべてFBRでまかなうケースと新地点のみをFBRでまかなうケースについて、燃料費のコスト体系を変えない場合と、変えた場合の2種類についてシステム発電原価を比べたが、コスト体系を変えない場合は、LWR(U)単独炉のケースが最も有利であり、複合炉系ではFBRの連続投入時期が5年遅くなるケースが有利となる。

一方、コスト体系を変えた場合は、LWR(U)単独炉より複合炉系のケースが有利であり、複合炉系の中でもFBRの連続投入時期を5年早くするケースが最も有利な結果となった。

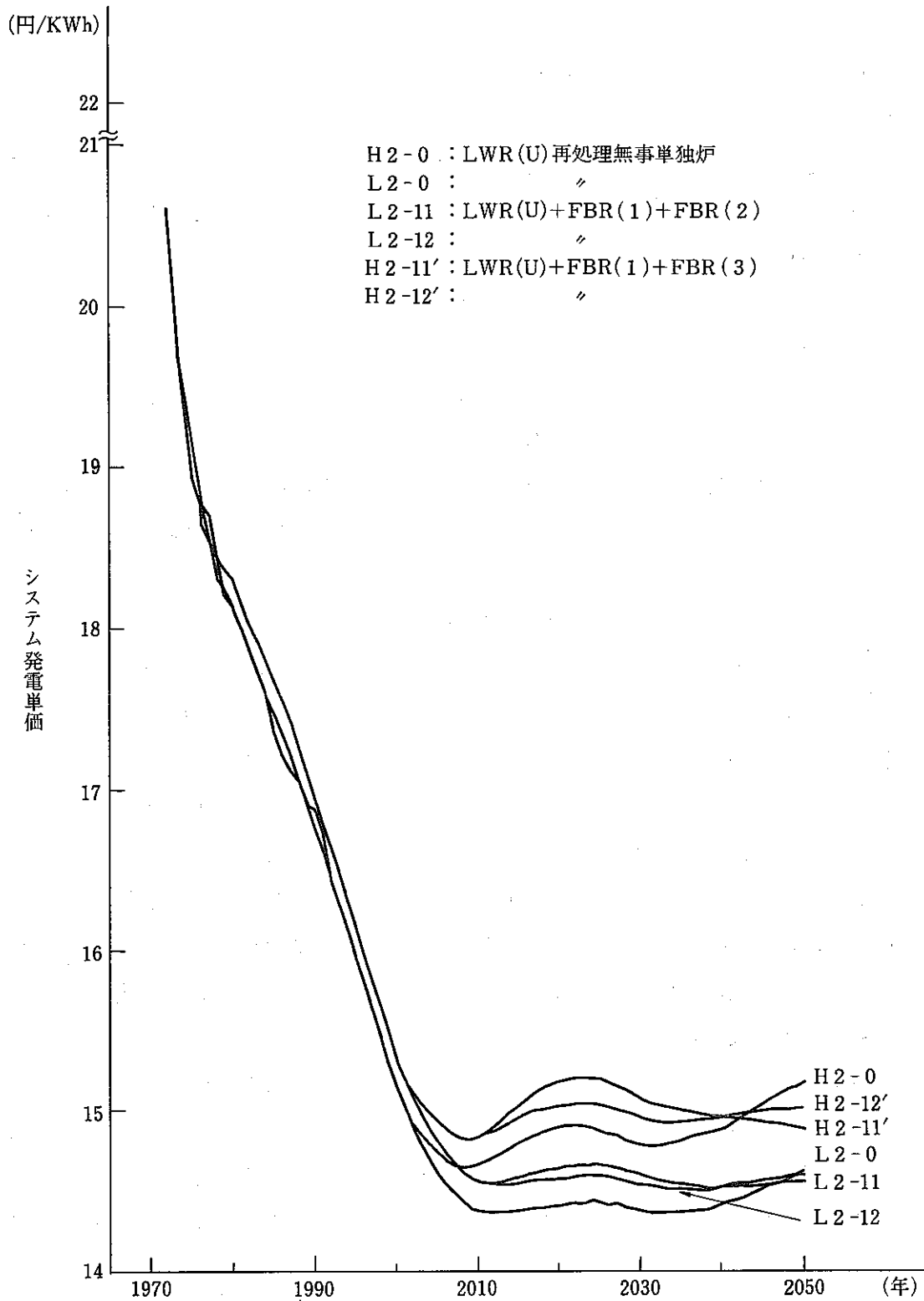


図4-27 コスト体系Aのシステム発電原価(新地点のみFBRでまかなうケース)

5.4 考 察

FBRの連続投入時期を変えた場合のシミュレーション結果について考察する。天然ウラン累計必要量はFBRの連続投入時期を2016年より5年早くする場合と5年遅くなる場合では天然ウランの節約量は2倍以上になる。分離作業の年次必要量は、新設炉をすべてFBRでまかなうケースではFBRの投入量が増えるにしたがって減るが新地点のみをFBRでまかなうケースでは依然として分離作業は残る。プルトニウム・バランスは、FBRの連続投入時期を2016年より5年早くすると分裂性プルトニウムの余剰を減らすことができるが、5年遅くなると逆に分裂性プルトニウムの余剰は多くなる。その差は、新設炉をすべてFBRでまかなうケースの場合、ピークで約3倍、ボトムで約4倍にも達する。又、FBRは初装荷燃料として分裂性プルトニウムを必要とし分裂性プルトニウムの余剰を減らすことができるが、ATR(Pu)を投入する方が分裂性プルトニウムの節約効果は大きいと言える。

次にシステム発電原価について考察する。

燃料費のコスト単価が一定の場合、FBRの連続投入時期を2016年より5年早くするとFBRの投入量が多くなり、システム発電原価の内訳である資本費の増分が燃料費の減少分を上回り、結果としてシステム発電原価が上ることになる。

又、FBRの連続投入時期が2016年より5年遅くなると資本費の減少分が燃料費の増分を上回り、逆にシステム発電原価は下がることになる。

一方、LWR(U)単独炉と複合炉系のシステム発電原価を比べると、システム発電原価に占める資本費のウエイトの違いがストレートに影響し、L2ケースで約7% (2050年迄の累計総費用で約30兆円)、H2ケースで約8% (約50兆円) LWR(U)単独炉の方が安くなる。

燃料費のコスト体系を変えた場合(天然ウラン価格を毎年2%ずつ、プルトニウム価格を毎年1%ずつ上昇)、FBRの連続投入時期を2016年より5年早くすると、FBR資本費増分がLWR(U)燃料費減少分を下回り、システム発電原価が下がる。

(新設炉をすべてFBRでまかなうL2及びH2ケースで約0.2%、新地点のみをFBRでまかなうL2ケースで約0.1%、H2ケースで約0.5%)

従ってFBRの連続投入時期が2016年より5年遅くなると逆にシステム発電原価は上がることになる。

一方、LWR(U)単独炉と複合炉系のシステム発電原価を比べると、複合炉系の各ケース全てについてLWR(U)単独炉のケースより安くなっている。これは、燃料費の価格上昇を考えた場合、ワンス・スルーサイクルよりプル・サーマルサイクル

が有利になることが裏付けられた。

6. 結論と今後の課題

単一炉系と複合炉系に分けて原子力発電の物量収支及び経済性に関するシステム分析を試みた結果、結論として次のことが言える。

まず、単一炉系の原子力発電の経済性に関する分析では、

1. 各単一炉の原子力発電原価（初年度発電原価，耐用年間平均発電原価，システム発電原価）を比べると，燃料費の価格上昇を考慮しない場合には，想定建設費の問題（ATRはLWR×1.1，FBRはLWR×1.2）はあるが，LWRが一番安く，ATR，FBRの順に高くなる。
2. FBR各炉の原子力発電原価の比較では，増殖能力の高いFBR（Hゲイン）が最も安く，燃料費の価格上昇を考慮しない場合，FBR（実証炉）に比べて耐用年間平均発電原価で約5%以上（1.003円/KWh），システム発電原価で約7%（1.018円/KWh）安くなる。
3. 原子力発電原価に与える資本費の削減効果は大きく，FBR（Hゲイン）建設費を1割削減すると約8.5%（0.93円/KWh），FBR（Hゲイン）建設期間を1年短縮すると約8%（0.971円/KWh）システム発電原価（発電端）を下げるができる。
4. システム発電原価に占める資本費の割合と運転に係わる経費（運転維持費及び燃料費）の割合は，燃料費の価格上昇を考慮しない場合にはほぼ等しいが，考慮した場合には運転に係わる経費の割合は6割以上にも達する。
5. システム発電原価に占める燃料費の割合は，LWRが最も高く，次いでATR，FBRの順になっており，天然ウランの価格上昇を年1%と見込むと，LWR（U）再処理無の炉系で約0.9%システム発電原価が高くなる。

一方，複合炉系のシステム分析の結論としては次の事が上げられる。

1. LWR（U）再処理無単独炉の2050年迄の天然ウラン調達必要量は，L2ケースで約92万トン（\$130/kgU以下の確認鉱量に対して約77%），H2ケースで約152万トン（約128%）にも達し資源制約上問題のある炉系である。
2. 複合炉系の2050年迄の天然ウラン調達必要量は，新設炉をすべてFBRでまかなうケースが天然ウランの消費量が一番少なく，L2ケースで約40万トン（\$130/kgU以下の確認鉱量に対して約34%），H2ケースで約53万トン（約45%）天然ウランを必要とするが，資源制約上まだ問題があり，分裂性プルトニウムを初装荷燃料とするFBRの早期投入が必要となる。
3. FBRの連続投入時期を2016年より早くする場合と5年遅くなる場合では，天然ウランの節約量は最小で約5万トン，最大で約18万トンの差が出る。又，分裂性プルトニウムのピーク及びボトムでの余剰は最小で44トン，最大で140トンの差が出る。

4. プルトニウム・バランス上、FBRが本格的に商業化されるまではATR(Pu)は必要な炉であり、新設炉をすべてFBRでまかなうケースでは、ピークで約100トン、ボトムで約200トン分裂性プルトニウムを減らすことができる。又、新地点のみをFBRでまかなうケースの場合、L2ケースはまだ分裂性プルトニウムの余剰はあるが、H2ケースでは、ピークで約70トン、ボトムで約150トン分裂性プルトニウムを減らすことができる
5. 新設炉をすべてFBRでまかなうケースの場合、FBRの投入量は多くなりFBR(Hゲイン)程度の増殖能力をもつFBRを投入しないと、国内で生産された分裂性プルトニウムだけではFBRの燃料としてプルトニウム不足をきたすことになる。
6. 燃料費のコスト単価が一定と仮定した場合、システム発電原価はLWR(U)再処理無単独炉が最も安く、L2ケースで約13.11円/KWh、H2ケースで約13.45円/KWhとなっており、複合炉系よりも1割弱程安い。
7. 複合炉系のシステム発電原価は、FBR(Hゲイン)を投入する炉系構成が最も安く、新設炉をすべてFBRでまかなうケースではL2ケースで約14.03円/KWh、H2ケースで約14.51円/KWhとなっており、新地点のみをFBRでまかなうケースの場合、L2ケースで約13.80円/KWh、H2ケースで約14.34円/KWhとなっている。
これにATR(Pu)を投入すると、新設炉をすべてFBRでまかなうケースで約0.2%、新地点のみをFBRでまかなうケースで約0.5%システム発電原価は高くなる。
8. FBRの建設費をLWRの1.5倍に想定すると、新設炉をすべてFBRでまかなうケースの場合、L2ケースで約15.30円/KWh、H2ケースで約16.21円/KWhとなり、LWR並の建設費を想定したケースに比べて約2割程高くなる。又、新地点のみをFBRでまかなうケースではL2ケースで約14.47円/KWh、H2ケースで約15.59円/KWhとLWR並の建設費を想定したケースに比べて約1割程高くなる。
尚、LWR並の建設費を想定してもコスト単価が一定の場合にはLWR(U)再処理無単独炉よりは安くない。
9. 天然ウランの価格上昇を年2%、プルトニウムの価格上昇を年1%と見込むと、2050年でのLWR(U)再処理無単独炉のシステム発電原価はL2ケースで約14.63円/KWh、H2ケースで約15.18円/KWhとなり、FBRを含む複合炉系の方が最小で約0.3%、最大で約1.9%程安くなる。
10. FBRの連続投入時期を2016年より5年早くする場合と5年遅くなる場合では、燃料費のコスト単価が一定の場合、システム発電原価は5年早くする方が1%弱高くなるが燃料費のコスト体系を変えた場合、(天然ウラン価格は年2%、プルトニウム価格は年1%で上昇)には逆に5年早くする方がシステム発電原価は安くなる。

最後に今後の課題としては、

1. 複合炉系のシミュレーションで想定した原子力発電設備容量は、あくまでも仮定であるので、今後のエネルギー情勢の変化をふまえて検討する必要がある。
2. 複合炉系のシミュレーションでは、プルトニウム・バランス上 Pu 熱中性子炉は必要な炉であるが、今回は時間的制約もあって Pu バランスから見て最大投入量を探って決定したが、想定原子力発電設備容量、LWR 及び FBR 投入量、原子力発電原価、シミュレーション期間等を考慮した最適化モデルを検討して妥当な FBR の投入計画を確立する必要がある。
3. 最近、LWR の性能向上が図られており、各炉の最新炉特性データをインプットして原子力発電の物量収支及び経済性について再評価する必要がある。
4. 前提条件を入れ換えてより厳密に原子力発電の評価をする必要がある。
5. FBR における増殖比のちがいを精緻に検討し原子力発電に与える影響を検討する必要がある。

参 考 文 献

参 考 文 献

- (1) 新型転換炉実証炉評価検討専門部会 ; 「総括分科会報告書添付資料」
1981年3月
- (2) 藤井 晴雄 ; 「原子力発電の経済分析及び核燃料産業の将来予測」
フジ・インターナショナル (株) 1974年3月
- (3) 矢島 正之, 牧野 文夫 ; 原子力発電コストモデル「電力経済研究」
1983年7月
- (4) 通産省公益事業局編 ; 「電源開発の概要」 昭和57年度版
昭和58年度版
- (5) 原子力発電経済性研究会 ; 「原子力発電の経済性に関する評価分析のための国際比較資料」
日本原子力情報センター 1983年12月
- (6) 総合エネルギー調査会需給部会 ; 「長期エネルギー需給見通し」中間報告
1983年11月
- (7) 電力中央研究所 ; 「エネルギー・電力需給の長期展望」
1983年11月
- (8) 米国DOE(エネルギー省) ; 「米国原子力発電規模予測」
1983年12月
- (9) A JOINT REPORT BY OECD・NED ; "URANIUM RESOURCES, PRODUCTION AND
AND IAEA DEMAND"
DEC 1983

1. 人口：厚生省人口問題研究所の「中位推計値」
 ※ 2050年で-25%～+14%の幅がある。
 厚生省人口問題研究所「日本の将来推計人口」 1982年3月
2. 1990年の値はエネ研推定値
 エネ研「1980年代の我が国経済とエネルギー需給構造の展望」
 1982年12月
3. 1人当たり一次エネルギー：1990年～2000年は81～90と同率で延長
 2000年～ Hは1.5%/年で定率増加
 Lは伸び率漸減
4. 一次エネルギー計：1×3
5. 電力比率

- 1) 2より1990年の最終エネルギー需要部門別構成および各部門の電力比率
 (2.450 Kcal/KWh換算)を求める

	部門別構成比 (%)	電力比率 (%)
産業	51.9	43.5
民生	29.7	59.1
交通	18.4	6.3
計	100.0	41.3

- 2) 約50年後の需要部門別構成比を推定

1981～90年の各部門の伸び率を延長する

産業	30.1% ÷ 30%
民生	48.5 ÷ 50
交通	21.3 ÷ 20

- 3) 約50年後の各部門の電力比率を推定

	H	L
産業	55%	50%
民生	75%	65%
交通	3%	3%

- 4) 2)と3)より

$$H : 0.3 \times 0.55 = 0.165$$

$$0.5 \times 0.75 = 0.375$$

$$0.2 \times 0.03 = 0.006$$

$$\text{計} \quad 0.546 \div 0.55$$

$$L : 0.3 \times 0.50 = 0.150$$

$$0.5 \times 0.65 = 0.325$$

$$0.2 \times 0.03 = 0.006$$

$$\text{計} \quad 0.481 \div 0.48$$

5) 電力比率の補正

上記の試算方法による電力比率の値は、発電用エネルギー／一次エネルギー計で求めた値より約3%ポイント高いのでこれを補正する

$$H : 0.55 - 0.03 = 0.52$$

$$L : 0.47 - 0.03 = 0.44$$

6) 2030年以降はHは横ばい、Lは0.52を上限として2030年迄の傾向を延長

6. 発電量：4 × (5のV)

7. 最大電力：6 × $\frac{1}{8760} \times L F$

8. 発電設備能力：7 × 1.2

9. 原子力建設量：H……………増分設備能力 × 0.8

L…………… # × 0.6

10. 系統運用上の制約

1) 原子力比率はKWで55%，KWhで80%を上限とし、いずれか低い方を採る。

2) HHHの2040年，2050年HLHの2040年，2050年が補正を必要とする。

3) KWh比率80%の制約により

	2040年	2050年
HHH	273.0 → 267.0	327.0 → 309.6
HLH	272.0 → 261.4	334.0 → 309.6

原子力規模の長期見通し試算表

項 目	単 位	1981年	1990年	2000年	2010年	2020年	2030年	2040年	2050年
1 人 口	100万人	117.7	122.8	128.1	130.3	128.1	126.3	123.3	120.8
2 1人当り一次エネルギー	10 ⁷ Kcal								
H		3.19	3.68	4.31	5.00	5.80	6.74	7.82	9.07
L		"	3.51	3.90	4.10	4.31	4.53	4.62	4.71
3 同上増加率	%/年		81-90	90-2000	00-00	10-20	20-30	30-40	40-50
H			1.6	1.6	1.5	1.5	1.5	1.5	1.5
L			1.1	1.1	0.5	0.5	0.5	0.2	0.2
4 一次エネルギー計	10 ¹³ Kcal								
H		375.4	452.4	552.1	651.5	743.0	851.3	964.2	1,095.7
L		"	431.0	500.2	534.2	552.1	572.1	583.5	594.5
5 電力比率	%								
H		34.1	38.7	41.7	44.9	48.3	52.0	52.0	52.0
L		"	38.1	40.4	42.8	45.3	48.0	50.9	52.0
6 発電用一次エネルギー	10 ¹³ Kcal								
HH		128.2	175.1	230.2	292.5	358.9	442.7	501.4	569.8
HL		"	175.1	223.0	278.8	336.6	408.6	490.8	569.8
LH		"	164.2	208.6	239.8	266.7	297.5	303.4	309.1
LL		"	164.2	202.1	228.6	250.1	274.6	397.0	309.1
7 発電量	億KWh								
HH		5.231	7.152	9.396	11.939	14.649	18.069	20.465	23.257
HL		"	7.152	9.102	11.380	13.739	16.678	20.033	23.257
LH		"	6.710	8.514	9.788	10.886	12.143	12.384	12.616
LL		"	6.710	8.249	9.331	10.208	11.208	12.122	12.616
8 最大電力	100万KW								
HH		-	144.2	159.5	240.8	295.5	364.4	412.8	469.1
HL		-	144.2	183.6	229.5	277.1	336.4	404.0	469.1
LH		-	135.3	171.7	197.4	219.6	244.9	249.8	254.4
LL		-	135.3	166.4	188.2	205.9	226.1	244.6	254.4
9 発電設備能力	100万KW								
HH		135.5	183.1	227.4	289.0	354.6	437.3	495.4	562.9
HL		"	183.1	220.3	275.4	332.5	403.7	484.8	562.9
LH		"	178.0	206.0	236.9	263.5	293.9	299.8	305.3
LL		"	178.0	199.7	225.9	247.1	271.3	293.5	305.3

項 目	単 位	1981年	1990年	2000年	2010年	2020年	2030年	2040年	2050年
10 原子力発電設備	100万KW								
HHH		16.1	34.0	60.0	109.0	161.0	227.0	273.0	327.0
HHL		"	"	50.0	87.0	126.0	176.0	211.0	252.0
HLH		"	"	60.0	104.0	150.0	207.0	272.0	334.0
HLL		"	"	50.0	83.0	117.0	160.0	209.0	256.0
LHH		"	"	60.0	85.0	106.0	130.0	135.0	139.0
LHL		"	"	50.0	69.0	85.0	103.0	107.0	110.0
LLH		"	"	60.0	81.0	98.0	117.0	135.0	144.0
LLL		"	"	50.0	66.0	79.0	94.0	107.0	114.0
11 原子力発電費	億KWh								
HHH		872	1,879	3,679	6,684	9,873	13,920	16,740	20,052
HHL		"	"	3,066	5,335	7,726	10,792	12,939	15,453
HLH		"	"	3,679	6,377	9,198	12,693	16,679	20,480
HLL		"	"	3,066	5,090	7,174	9,811	12,816	15,698
LHH		"	"	3,679	5,212	6,500	7,972	8,278	8,523
LHL		"	"	3,066	4,231	5,212	6,316	6,561	6,745
LLH		"	"	3,679	4,967	6,009	7,174	8,278	8,830
LLL		"	"	3,066	4,047	4,844	5,764	6,561	6,990
12 原子力比率 (KW)	%								
HHH		11.9	18.6	26.4	37.7	45.4	51.9	55.1	58.1
HHL		"	"	22.0	30.1	35.5	40.2	42.6	44.8
HLH		"	"	27.9	37.8	45.1	51.3	56.1	59.3
HLL		"	"	23.2	30.1	35.2	39.6	43.1	45.5
LHH		"	19.1	29.1	35.9	40.2	44.2	45.0	45.5
LHL		"	"	24.3	29.1	32.3	35.0	35.7	36.0
LLH		"	"	30.7	35.9	39.7	43.1	46.0	47.2
LLL		"	"	25.6	29.2	32.0	34.6	36.5	37.3
13 原子力比率 (KWh)	%								
HHH		16.7	26.3	39.2	56.0	67.4	77.0	81.8	86.2
HHL		"	"	32.6	44.7	52.7	59.7	63.2	66.4
HLH		"	"	41.3	56.0	66.9	76.1	83.3	88.1
HLL		"	"	34.4	44.7	52.2	58.8	64.0	67.5
LHH		"	28.0	43.2	53.2	59.7	65.7	66.8	67.6
LHL		"	"	36.0	43.2	47.9	52.0	53.0	53.5
LLH		"	"	45.6	53.2	58.9	64.0	68.3	70.0
LLL		"	"	38.0	43.4	47.5	51.4	54.1	55.4

原子力発電規模の長期見通し試算

