


PNC  SJ 2164 86-012

分置

配布限定

本資料は 年 月 日付けで登録区分、
変更する。

01.11.30

[技術情報室]

安全設計の合理性評価用 データベースの開発(I)

(受託研究)

1986年5月



株式会社 **東芝**

本資料の全部または一部を複写・複製・転載する場合は、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)

should be made to it without prior written consent of Power
Reactor and Nuclear Fuel Development Corporation.

配布限定

PNC  2164 86-012

1986年 5月



安全設計の合理性評価用データベース の開発 (I) (*)

小松一郎(**)、遠藤 寛(**)

太田修一(**)、白川典幸(**)

笠原文雄(**)

要 旨

原子炉プラントの安全設計の合理性を評価、判断する上で、確立論的リスク評価 (P R A : Probabilistic Risk Assessment) は極めて有効な手段であり、特に経済上の有効性の検討を含めた P R A の手法に基づくコスト-利益解析を実施することが有効である。

ここでは、P R A 手法に基づく合理的な安全設計基準の策定に当たり、必要とされる原子炉プラントの経済性評価用データベースについて調査、検討を行い、システム価値評価用コードの概念を検討した。

まず、高速増殖炉 (F B R) の経済性評価に関する公開文献の調査を行った。調査は、① F B R の経済性評価の現状、②経済性データベース、③経済性評価の手法に分類して行った。経済性評価研究に関しては、F B R の大型炉、小型炉 (モジュラー型) を対象とした相互評価のための研究を主として、比較的文献はあるものの、経済性データベースおよび評価手法に関しては情報は少なく、データベースとしては U S D O E で開発している E E D B (Energy Economic Data Base)、計算コードとしては C O N C E P T - 5 に

ついでの情報調査の主体となった。

次に、EEDBおよびCONCEPT-5コードの情報を基にして、PRA手法に基づく安全設計の合理性評価用データベースSEDB (Safety Evaluation Data Base) および評価コードの概念を検討した。

EEDBは、詳細な経済性データベースであり、プラントシステムの構成を9桁の数 (digits of account) で分類し階層化している。SEDBでは、システム構成を5桁程度の分類にとどめているが、分類の最端の要素に対し、対応するEEDBのデータの他、物量データ或は技術仕様に相当するデータを経済性指標として付加して、データベースを構成した。

SEDBを用いる評価コードについては、基準プラントに関する仕様、経済性の測度が与えられているものとして、仕様の変更による物量、寸法などの変動を入力として経済性の測度の変動割合を予測する機能を持つものとし、コードシステム概念の検討を行った。この機能はCONCEPT-5コードにはない。本評価コードにおける経済性の測度では、建設期間に関わる時間依存の評価 (非常に影響が大きいと言われる)、間接費に関する評価などは対象としていないので、今後の大きな課題として留意する必要がある。

(*)本研究は株式会社東芝が動力炉・核燃料開発事業団の委託により実施したものである。

(**)日本原子力事業株式会社 総合研究所

(***)東芝原子力事業本部 動力炉開発部 炉心安全技術課

Development of Data Base for Rational Evaluation
of Safety Design(I)*Ichiro KOMATSU**
Hiroshi ENDO***
Shuichi OTA**
Noriyuki SHIRAKAWA**
Fumio KASAHARA**

Abstract

PRA(Probabilistic Safety Assessment) is an extremely effective method for the evaluation of rationality of safety design of nuclear plant, and it is necessary to perform the cost-benefit analyses based on the PRA method taking into account including the examination of economic effectiveness.

In the present study a cost evaluation data base of nuclear plants which is needed for the decision of rational safety design criteria of PRA base was investigated, and the concept of the evaluation code was proposed. The investigation was performed classifying the items as follows: (1)the status of cost evaluation on FBRs, (2)the economic data base and (3)the method of cost evaluation. As the result, numbers of papers were obtained concerning the comparative cost evaluation study for large and small scale(modular type) FBRs. However, there were a few informations on the economic data base and the cost evaluation method. The EEDB(Energy Economic Data Base) developed at USDOE and the CONCEPT-5 code are only useful informations for the economic data base and the computer code.

Based on the informations from EEDB and CONCEPT-5, the conceptual study was made on the computer code and the SEDB(Safety Evaluation Data Base) which is used for the rational evaluation of safety design of PRA base.

The EEDB is the detailed economic data base, and classifies the plant systems into 9 digits of account to be structured. In the SEDB, while the systems are classified within 5 digits of account, the data for the quantity of materials or the technical specifications are added to the last class of elements as a cost index in addition to EEDB data.

The conceptual system design of the code was made, the main faculty of which is the prediction of the variance of cost according to the variance of the quantity of materials or size assuming the given data for the specification and costs of the reference plant. This faculty is not implemented to CONCEPT code. Care should be taken for the future needs, because the code cannot treat the time dependent cost evaluation on the construction period (which is said to be very important), and the evaluation of indirect cost is out of present scope.

*)Work performed under the contracts between Power Reactor and Nuclear Fuel Development Corporation and Toshiba Corporation.

**) NAIG Nuclear Research Laboratory, Nippon Atomic Industry Group CO.,Ltd.

***)Advanced Reactor Engineering Dept.,Toshiba Corporation.

目 次

Abstract

要 旨

List of Tables

List of Figures

1. 緒言
2. F B R 経済性評価の調査
 - 2.1 調査の概要
 - 2.2 プラントの経済性比較評価の調査
 - 2.3 経済性データベースの調査
 - 2.4 バリュウ・インパクト解析の調査
 - 2.5 経済性評価手法の調査
 - 2.6 調査のまとめ
3. 安全設計合理性評価データベースの検討
 - 3.1 経済性データの分析
 - 3.2 プラント構成システムの階層化
 - 3.3 経済性データの外挿法
 - 3.4 経済性データベースの基本構造
4. 安全設計合理性評価コードシステムの概要
 - 4.1 システムの基本構成
 - 4.2 データベースの構成
 - 4.3 入力データの構成
 - 4.4 加算プログラムの構成
5. 結言

謝辞

文献抄録

- A. F B R 経済性データに関する文献
- B. F B R 経済性評価コードに関する文献
- C. スケーリングファクタに関する文献

添付資料

- A. バリュウ・インパクト解析の適用例
- B. E E D B (Energy Economic Data Base) の概要
- C. F B R の原子炉施設に関する詳細な経済性データ
- D. 原子炉プラントに関するスケーリング法
- E. 化学プラントの建設費予測法におけるスケーリング法
- F. C O N C E P T - 5 User's Manual

List of Tables

- Table 2.2-1 Modular Reactor Plant Design Parameters.
- Table 2.2-2 Modular Plants Capital Cost and Manhours Comparison.
- Table 2.2-3 Monolithic Plants Capital Cost and Manhours Comparison.
- Table 2.2-4 Major Component Direct Cost (Installed) Summary.
- Table 2.2-5 Major NSSS Equipment Comparisons between Target MBR AND Loop/Pool LMFBR.
- Table 2.2-6 SAFR Plant Characteristics.
- Table 2.2-7 Comparison of Nuclear Island Bulk Quantities.
- Table 2.2-8 Basic Conditions of Barge Shippable and Rail Shippable Plants.
- Table 2.2-9 Construction Quantity and Schedule Comparison.
- Table 2.2-10 Comparison of Inherent Safety Aspects.
- Table 2.2-11 Comparison of Cost Estimates.
- Table 2.2-12 CRBRP Capital Cost Estimate to Complete Construction/In Millions of Year of Expenditure Dollars/1989 Criticality.
- Table 2.2-13 Potential Impact of Licensing Changes.
- Table 2.2-14 Sensitivity Analysis Summary, Construction Schedule Impacts due to Decreased Installation Rates 80% and 90% of Base Case.
- Table 2.2-15 Potential Variation in Project Cost.
- Table 2.2-16 List of Innovative Design Features in Selected Reports.
- Table 2.2-17 Parts & Systems Eliminated by Change from Loop to Pool-Type LMFBR 1000-MW (e) Plant.
- Table 2.2-18 CRBRP Research and Development Costs Related to Core Disruptive Accidents.
- Table 2.2-19 Cost Comparison for SHRS and Related Systems for Different SHRS Approaches.

- Table 2.2-20 Comparison of Commodities and Cost for Different Containment Approaches.
- Table 2.2-21 Estimate of Cost Reduction or Avoidance Associated with the Inherently Safe Core Design Approach.
- Table 2.2-22 Comparison of Various Materials used in LSPB and PWR.
- Table 2.2-23 Cost Breakdowns of Advanced 3800-MWt LMFBR of Loop and Pool Designs Compared with Costs of a 3800-MWt PWR.
- Table 2.2-24 Design Parameters for the Four Steam Designs.
- Table 2.2-25 Loop Downtime to Repair a Steam Generator Leak.
- Table 2.2-26 Comparison of Total Capitalized Costs for Steam Generator Types 1, 2, 3 & 4. Assuming LMFBR, LWR & Coal Makeup Power Sources. (A)~(D)
- Table 2.3-1 Energy Economic Data Base; Code of Accounts. Example of Levels of Detail.
- Table 2.3-2 Energy Economic Data Base Phase VI Update. Commodity and Craft Manhour Summary.
- Table 2.3-3 Energy Economic Data Base Phase VI Update. 1320 MWe Large Scale Prototype Breeder Reactor NPGS (EEDB LSPB) Best Experience Basis - Plant Code 410L Capital Cost Estimate.
- Table 2.4-1 Examples of Value and Impact Attributes.
- Table 2.5-1 Cost-Size Scaling Exponents used in the January 1982 Cost Models for the CONCEPT Code.
- Table 2.5-2 Comparison of Scaling Exponents of Nuclear Power Plants.
- Table 2.5-3 Contents of Main Data in LAMA File.
- Table 2.5-4 Contents of Main Data in COMO File.

- Table 3.1-1 Comparisons of Relative System Costs of PWR,BWR,FBR & LSPB.
- Table 3.1-2 Trends of Component Cost as Percent of Total Direct Cost
(reactor plant equipment,turbine generator unit,balance of plant, structures and improvements,land and land rights).
- Table 3.2-1 Contents of Three Digits-of-account Items in SEDB.(1/7) ~ (7/7)
- Table 3.3-1 Scaling Law and Cost Index for Identical Components of an LMFBR Plant.
- Table 3.4-1 Economic Index and Scaling Law for the System(Account 21)in SEDB
- Table 3.4-2 Economic Index and Scaling law for the System(Account 22)in SEDB
- Table 3.4-3 Economic Index and Scaling law for the System(Account 23)in SEDB
- Table 3.4-4 Economic Index and Scaling Law for the System(Account 24)in SEDB
- Table 3.4-5 Economic Index and Scaling law for the System(Account 25)in SEDB
- Table 3.4-6 Economic Index and Scaling law for the System(Account 26)in SEDB
- Table 4.5-1 Sample Data of SEDB for Components of PHTS in the Standard and Optional Plants.(1) ~ (11)
- Table 4.5-2 Scaling Laws for Components of PHTS.(1) ~ (5)
- Table 4.5-3 Value of PHTS Components in the Standard and Optional Plants Calculated with EEDB-I Data.

Lists of Figures

- FIG.2.2-1 350 MWt Modular Breeder Reactor.
- FIG.2.2-2 PRISM Plant and Module Reactor Concepts.
- FIG.2.2-3 Inherent Safety Aspects of the PRISM.
- FIG.2.2-4 PRISM Capital Costs,Economy of Scale and Cost Competitiveness.
- FIG.2.2-5 Comparison of PRISM Investment Recovery with LWR.
- FIG.2.2-6 SAFR Module Concepts.
- FIG.2.2-7 Bus-Bar Energy Costs Comparisons.
- FIG.2.2-8 Drawings of the Rail Shippable Nuclear Island.
- FIG.2.2-9 Drawings of the Barge Shippable Nuclear Island.
- FIG.2.2-10 CRBRP Schedule Comparisons.
- FIG.2.2-11 Vertical Sectioned View of Reactor.
- FIG.2.2-12 Vertical Cross-section of the Reactor Building Showing the Individual Containment Cells for Several Systems.
- FIG.2.2-13 Single Wall Tube,Single Tubesheet Configuration (Type 1).
- FIG.2.2-14 Single Wall Tube,Double Tubesheet Configuration (Type 2).
- FIG.2.2-15 Duplex Tube,Double Tubesheet Configuration (Type 3).
- FIG.2.2-16 Duplex Tube,Single Tubesheet Configuration (Type 4).
- FIG.2.2-17 Single Wall-Single Tubesheet Tube-to-Tubesheet Attachment.
- FIG.2.2-18 Single wall-Double Tubesheet Tube-to-Tubesheet attachment.
- FIG.2.2-19 Double wall-Double Tubesheet Tube-to-Tubesheet attachment.
- FIG.2.2-20 Double wall-Single Tubesheet Tube-to-Tubesheet attachment.

- FIG.2.4-1 The Ten Major Steps in VIA Analysis.
- FIG.2.5-1 Flow Diagram of CONCEPT-5 Code System.

- FIG.3.1-1 Direct Cost Trend as Percent of Total Construction Cost.
- FIG.3.1-2 Indirect Cost Trend as Percent of Total Construction Cost.
- FIG.3.1-3 Trend of Averaged Construction Duration for BWRs and PWRs.
- FIG.3.1-4 Trend of Reactor Plant Equipments as Percent of Total Construction Costs.
- FIG.3.1-5 Trend of Turbine Generator Unit as Percent of Total Construction Costs.
- FIG.3.1-6 Trend of Balance of Plant as Percent of Total Constructions Costs.
- FIG.3.1-7 Trend of Structures and Improvements as Percent of Total Construction Costs.
- FIG.3.1-8 Trend of Land and Land Right as Percent of Total Construction Costs.
- FIG.3.1-9 Ratio of Subsystem(3-digit) Costs to Total Direct Capital Cost of Plants in EEDB.
- FIG.3.1-10 Ratio of Component Costs to Total Direct Capital Cost of The Reactor Plant Equipment(22).
- FIG.3.1-11 Ratio of Component Costs to Direct Capital Cost of Reactor Containment Building(212).
- FIG.3.1-12 Ratio of Component Costs to Direct Capital Cost of Turbine Generator(231).
- FIG.3.2-1 Tree for Components of an FBR Plant System to be used for SEDB.
(1/3) ~ (3/3)
- Fig.3.3-1 Costs of Vessels and Internal Structures of the FBR Plant in EEDB.
- Fig.3.3-2 Costs of Pipes of the FBR Plant in EEDB.
- Fig.3.3-3 Costs of Valves by Domestic Makers (Stainless Steel).
- Fig.3.3-4 Costs of Valves Based on the JIS Data (Jun., '85), (Alloy).

Fig.3.3-5 Scaling Curve for Tanks by a Method used in Chemical Plant Cost Estimations and FBR Cost Data in EEDB.

Fig.3.3-6 Scaling Curve for Boilers and Their Costs by Domestic Makers.

Fig.3.3-7 Scaling Curve for IHX/SG by a Method used in Chemical Plant Cost Estimations and FBR Cost Data in EEDB.

Fig.3.3-8 Scaling Curve for Pumps by a Method used in Chemical Plant Cost Estimations and Their Costs by Domestic Makers.

Fig.3.3-9 Scaling Curve for Pump by a Method used in Chemical Plant Cost Estimations and FBR Cost Data in EEDB.

Fig.4.4-1 Flow Diagram of Value Evaluation Code System.

Fig.4.5-1 Tree Structure of Primary Heat Transfer System (PHTS) for Sample Problem.

Fig.4.5-2 Dependency of Relative Values of PHTS Components to the Number of Primary Loops.

Fig.4.5-3 Ratio of Components Values to Total Value of PHTS Concerned.

1 緒 言

[目 的]

高速増殖炉プラントの実用化を促進するに当っては、軽水炉と同等の高い安全性を確保しつつも経済性の一層の向上を図っていく必要がある。プラントの設計、運転、保守面での合理化を目指した多面的な検討を行うに際しては、確率論的リスク評価 (Probabilistic Risk Assessment …… P R A) 手法の適用が有効であり、安全設計の合理性を評価し、判断するに先立ち、経済上のインパクトの検討をも含めた P R A 手法に基づくコスト-利益解析 (Cost-Benefit Analysis …… C B A) を実施することが必要となってくる。

この様な P R A 手法の適用に当っては、安全評価に関連するプラント信頼性データやリスク評価モデルの整備に加えて、プラント経済性評価用のデータベースの開発が必要である。後者に基づいた投資コストの最小化プロセスの検討と、前者に基づいた安全目標達成プロセスの検討とを連繋させて初めて、安全性-経済性の最適化を図った安全設計基準の策定に資することが可能になる。

本研究では、上記の観点から、合理的な安全設計基準の策定検討に当たり、有効となるプラントの経済性評価用データベース、及び評価モデルについて調査・検討し、評価手法の具体化を図ることを目的とする。

[報告書の構成]

本報告書は、次の様な内容で構成されている。

第2章では、F B R 経済性に関する調査結果について述べる。調査は、経済性評価に関し、文献として公開されている例の多い米国の研究を中心に行った。近年、F B R プラントの経済性比較は、従来炉とは異なり、コスト低減の観点から、革新的技術を多数盛り込んだ新プラント概念に対するコスト評価が数多くなされている。これらの現状を把握する目的で、まず 2.2 節に於て、プラントの経済性比較評価の調査と題し、モジュラー型炉、大型炉及び単一機器の経済性比較の現状をまとめた。続いて、本研究の中心課題である経済性データベースに関する調査結果を 2.3 節にまとめてある。原子炉の経済性データベースは、原子炉メーカーが独自に保有しているコマーシャ

ル用のデータベースと国立機関が開発した一部公開のデータベースの2種類が存在するが、本部では、DOEのスポンサーシップで開発されたEEDB (Energy Economic Data Base) について紹介してある。このEEDBは、原子炉プラントの分野では、唯一の公開(一部)のデータベースとして貴重な資料となっている。

又本研究はバリューインパクト解析(VIA)の一環として位置付けされているので、VIAの調査を2.4節にまとめており、又2.5節に経済性データのスケーリング則及び、経済性評価コードの調査結果をまとめてある。バリュー・インパクト解析はコスト・利益解析の変形であり、リスクまで含めた経済指標を作成できる非常に有効な方法であることが述べられている。データのスケーリング則は、原子炉分野だけでなく化学プラントの分野まで調査範囲とし、FBRのスケーリング則としての使用可能性を検討している。経済性評価コードとして公開されているものは、非常に少なく、原子炉分野に限定すれば、CONCEPT-5コードが公開されている唯一の評価コードであることが示されている。ここでは、CONCEPT-5コードを中心にした説明がなされている。2.6節では、以上の調査結果を総覧し、各調査項目のエッセンスをまとめてある。

第3章では、先の調査結果から判明した唯一の公開(一部)データベースであるEEDBについて、その構成を詳細に分析し、これを基にしてFBRの安全設計基準策定検討用データベースの基本構想を検討し、プラント構成機器の経済性スケーリング則を含んだSafety Evaluation Data Base (SEDB)の基本構想について詳細に検討している。

第4章では、前章で検討したSEDBの使用を前提とした、安全設計合理性評価コードシステムにつき検討し、そのシステム設計の検討結果についてまとめた。

最後に、第5章として、これまでの調査、検討をレビューし、重要な知見及び検討結果を整理しまとめてある。

2.1 調査の概要

近来、FBRプラントの経済性評価が盛んに実施され、文献も多数発表されている。本章では、FBRプラントの経済性に関わる文献を調査した結果につき述べる。

今回調査した文献は、文献抄録に掲げてある様に、コスト評価の主流をなしている米国の出版物中、1980年代の比較的新しい文献を32件程選択し、調査の対象とした。現在米国では、エネルギー省(DOE……Department of Energy)が最新の応用技術(Applied Technology)情報に対し、情報制限を行っている為、日本国内では、事実上入手不可能な重要文献がいくつかある。従って、本調査では、公開文献をのみ対象とし、未入手文献については、抄録に掲げるに留めた。

調査の目的は、

1. FBRプラントのコスト評価の現状を紹介し、種々のプラントのコストの内訳を明らかにすることにより、FBRプラントのコスト配分に関し、他プラント(例えば軽水炉等)の比較に於て、認識を深めること。
2. 本研究の主対象であり、かつ、FBRプラントコストの大半を占める建設費(Over night Direct Cost)に関し、コスト評価の為のデータベースと、その評価手法を紹介し、最適なコスト評価システムを開発する為の基礎資料とすること。
3. 建設費以外、FBRプラントコストに大きな影響を与える諸要因を抽出し、紹介すること。

等にある。これらの目的に従い、調査するに当り、文献の内容を、(1)プラントのコスト比較評価に関するもの、(2)経済性データベースに関するもの、(3)経済性評価手法および(4)その適用を考えているバリューストック解析(本研究の最終目標)に関するものに分類した。

(1)に関しては、2.2節で紹介する。本節では、コスト評価例を、モジュラー型炉、大型炉(LSPB, CRBRP)及び単一機器(SG)に分類し、コストの内訳を主体に、色々なプラントのコストと比較しながら検討する。

この節で、FBRプラントコスト配分が、軽水炉等に比べどの様に異なっているか、又、コストの主体となる建設費以外にも、コストを大きく引き上げる諸要因が明らかにされる。

(2) については、2.3節で述べる。調査の結果によれば、コスト評価用データベースは、非常に少なく、コスト評価で使用に耐えるデータベースとしては、米国DOEスポンサーでORNLとUE&C (United Engineers & Constructors Inc.) が開発したEEDB (the Energy Economic Data Base) が唯一のものと言っている。本節では、このEEDBに関し詳細に示す。

(3) に関しては、2.5節で説明する。ここでは、現在米国において、軽水炉、ガス冷却炉および高速炉等の経済性評価に利用されている手法について調査した結果、公開文献の範囲では、EEDBをベースとした評価手法が、主流となっていることが判ったので、それについて述べる。

(4) については、2.4節で説明する。本研究で実施する経済性評価手法の開発は、確率論的リスク評価手法と組み合わせることにより、プラントのシステム等の変更に対するバリューインパクト解析をおこなって変更の有効性を評価すること、を目標としている。従って本経済性評価手法の開発に当り、これを適用するバリューインパクト解析手法を調査することが必要と考え実施した。解析手法について紹介する。

本章の終りとして、2.6節に調査結果を総括し経済性評価の現状をまとめた。

2.2 プラントのコスト比較評価の調査

i) モジュラー炉関連のコスト評価

本項で調査したのは主としてモジュール型炉の経済性評価に関する文献(A-1)～(A-5)である。炉型は、P R I S M (Power Reactor-Inherent Safe Module) (A-1),(A-5), S A F R (Sodium Advanced Fast Reactor) (A-2),(A-4)及びI F R (Integral Fast Reactor) (A-3)を対象としている。これらの文献は、大型炉と比較したときのコスト低減効果(A-1),(A-3),(A-5), 小型炉間のコスト比較(A-2)から成る。I F Rに関しては、調査文献の時点では概念の提示をしている段階でコスト評価はなされていない。また全ての文献について言えることだが構成機器のコスト評価の根拠(データベース)については不明の部分が多い。

(a) P R I S Mのコスト評価(A-1),(A-5)

最初に1983年に比較的詳細に検討されたコスト評価についてまとめ、次に、より洗練された設計に基いた1985年の結果をまとめる。

(1) 1983年の評価(A-1)

GEが評価した構成機器コストに基いて、UE & Cが建設コストを評価した。評価はプラント建設の進展を想定してDemonstration Plant (D-プラント: 3基のモジュールから成る), Lead Plant (L-プラント: 12基のモジュールから成る), Target Plant (T-プラント: 12基のモジュールから成る)の3段階に分けられている。プラント仕様をTable 2.2-1に、モジュール構造図(1985年には修正されている)をFig.2.2-1に示す。コスト評価上の主要仮定は以下の通りである。

- 1982年のドルで評価,
- 平均工賃 \$17.25/hr,
- プラントの非核関連部は化石燃料プラントのコスト基準を用いる,
- サイト条件はE E D Bで規定されているUSAミドルタウンとする,
 - 良質の労働力に恵まれている,
 - 特殊なライセンシング条件は無い,
 - プラント敷地内のみ評価対象とする,
 - 地盤掘削上の問題点は無い,
- D-プラントは国有地に建設する,
- 燃料交換施設以外の付属施設は個々のモジュールに含まれている,
- プラント共通施設は最初の3モジュールの評価に含める,
- L-プラント, T-プラントは時間遅れなく建設する,
- L-プラント, T-プラントは新しいサイトに建設するが, ライセンシング等の条件はD-プラントと同程度とする,
- D-プラントには管制棟は含めない,
- 次のコストは含めない:
 - 予備費, 廃棄物処理施設 (使用済燃料輸送施設も含む), 許認可手数料 (国, 州, 地方), 税 (州, 地方), スペアパーツ, オーナーコスト (保険料も含む), サイト選定のための支援諸経費^(*), 土地代,
 - 1982年以後のエスカレーション, 建設期間中の利子, 操車場,
- D-プラントの設計 (R S B^{**}, 最初の3モジュール, タービンプラント)をそのままL, T-プラントに適用する,
- 学習効果 (learning curve effect) を考慮する。

(*) Engineering and home office services (E E D B Account 92)

(**) R S B : Reactor Service Building

コスト評価手法は次の通りである：

- 炉容器，内部機器，SG，制御系，タービン発電機のコストはGEの評価値である。これらは，ARSD (Advanced Reactor Systems Department)，BWRの経験，製造業者 (vendor) からの情報，及びRichardson Process Plant Construction Estimating Standardsに拠っている。このアプローチはL-プラントに対して開発されている。T-プラントへの外挿は95%累積平均learning curveを用いている。
- NHSS (Nuclear Heat Supply System)：炉容器構成機器 (IH X, EMポンプ，制御系は除く) は原材料の重量と労働量から詳細に評価した。IH Xはvendorからの情報に拠る。制御系はCRBRPのコスト評価に基づいている。EMポンプは類似ポンプとヘッド差を考慮して評価した。
- 燃料取扱系は，ARSD及びBWRの経験に基づいている。
- 建設技術に関するものでは，EEDB Account 20~26の主要コストはGEが評価した。その他のマイナー機器コスト等は，EEDBで評価されている1457MWe Loop LMFBRとの対応からUE & Cが評価した。
- BOPは310MWe石炭プラントのデータに基づく。
- EEDB Account 91~94の間接費は開発スコープに基づいてUE & Cが評価した。

上記評価手法に基づいて (学習効果は随所で考慮されている) 全コストを評価して得られた結果をTable 2.2-2 に示す。Table 2.2-3 は大型炉のコスト評価結果である。同表のLoop LMFBRとPWRはEEDB-Vに基づいてUE & CがDOEに提出したものである。Pool LMFBRはLSPBコスト評価作業の一部としてUE & Cが実施した結果である。

Table 2.2-2, Table 2.2-3をまとめると次表を得る：

Concept	Size (MWe)	Labor Cost (\$10 ⁶)	Mat.& Eg.Cost (\$10 ⁶)	Total Cost (\$10 ⁶)	\$/kWe	Craft Mhrs/kWe	
Demo MRP	330	129	714	843	2556	22.7	
Lead MRP	1320	251	1502	1753	1328	11.0	
Target MRP	1320	239	1335	1574	1192	10.5	
<hr/>							
EEDB-V {	LMFBR-Loop	1457	599	1675	2274	1561	23.5
	LMFBR-Pool	1050	435	1368	1803	1717	24.1
	PWR	1139	414	1067	1481	1300	20.9

T-プラントのコスト低減はレプリカ製造によるライセンスの簡素化によるところが大きい。NSSSのコスト比較を次表に示す。

	1457 LMFBR-Loop	1050 LMFBR-Pool	1139 PWR	1320 Target MRP	800MWe Fossil
Wt x 10 ⁶ lbs	15.4	18.3	5.67	20.2	27
Cost x 10 ⁶ \$	229	355	101	354.0	82
\$/lb	19.4	19.4	17.8	17.5	3.1

LMFBRでは、重量がPWRの約3倍であり、これがコスト上昇の一因である。

Table 2.2-4 は主要機器の直接コストの比較を示す。同一機能を有する機器の炉型間対応がうまくとれない場合もあるので同表最下段の全コスト比較が適切である。同表ではT-プラントのNSSSコストが他型炉に比して大きい、全プラントコストはT-プラントが最小である。

Table 2.2-5 はNSSS構成物の重量内訳比較を示す。Loop LMFBRに対するT-プラントの比(1.79)はスケールデメリットを示す。しかし、モジュール型では単一中間ループ、EMポンプ、Passiveな崩壊熱除去系等の特徴を備えたことにより、このデメリットを減殺し全重量比では20.2/15.4 = 1.31 となっている。

(付記) Learning curveは次式を用いている：

$$Y_n = Y_1 (n)^{-b}$$

n : n 番目の製造モジュール, b : 定数 (数値は不明)

(2) 1985年の評価 (A-5)

1983年時点に比べてPRISMの原子炉構成と商業プラントの規模に若干の相異が見られる。これは大型炉 (monolithic reactor) 及び他のモジュールプラント (例えばSAFR) に対するPRISMプラントの長短が明確に認識され、設計が洗練されてきたためであろう。

PRISMの設計思想の中で特に強調されているのは、モジュール炉故の高度なライセンスビリティと、電力側の財政及び電力需要に合わせたモジュール増設が可能であるということである。

Fig.2.2-2 にプラント概念とモジュール構造を示す。プラントの特徴として、キャスク型の移動型燃料交換機を備えたこと、モジュールの交換や廃炉が容易でありサイト自体は半永久的に使用可能なことを挙げている。

小型炉の主要メリットのひとつである固有の安全性はFig.2.2-3 に示されているように、①RVACS (Radiant Vessel Air Cooling System) による崩壊熱除去、②without scram 時のLOHS反応度の (炉心フラウリング + C/R熱膨張) による吸収等で達成されるとしている。

この時点におけるPRISMのコストはFig.2.2-4 に示すようにプラント容量の増大に従って石炭火力と競合できる程度まで減少している。特にRVACSの採用は、LWRsでは総プラントコストの20%を占めているシャットダウン時の熱除去系を大きく減少させている。また原子炉構造材の比率の点で、PRISMは核関連材が少い上、それらの3/4 は工場製造が可能であることもコスト低減の要因である。運転コストの減少は以下の諸点による容量因子 (capacity factor) の増大に負う処が大きい：

- 自然法則を利用した高信頼度の安全系を装備して、冗長安全系を排した
こと、
- 機器の小型化とループの簡素化により保守を容易にしたこと、
- 或るモジュールが燃料交換や保守をしても運転可能であること、

投資の回収については顕著なメリットが見られる。Fig.2.2-5 はLWRとの比較を示したものである。但し、総投資額は1000\$/KWe，KWh当りの収益は等しい，利率は10%/年，投資歳費は18.6%を仮定している。この条件の下で，LWRは建設に約10年を要し，基本投資を回収するのに40年を要する。一方PRISMでは20年でプラント全体を建設するとすれば25年で回収可能である。

PRISMのコスト低減の要因は以下のようにまとめられる：

- 安全系のコスト低減 { 自然法則の信頼性
出力試験による実証
- プラントバランス(BOP)コストの低減 { 固有安全性
クリアすべき規制条項の減少
核関連構成材の減少
- スケールデメリットの解消 { 工場製造・組立
工程自動化
学習効率大
- 財政上の拘束の低減 { モジュラー性
需要に合わせたプラント拡張
- 建設工期の短縮 { 並行建設
クリアすべき規制条項の減少
- 利子コストの減少 { 建設工期短縮
必要歳費捻出の容易さ
- 稼働率/キャパシティ向上 { モジュラー性
簡素なループ
- モジュール単体での開発試験 { 小型モジュール
標準試験施設

(b) SAFRのコスト評価 (A-2)・(A-4)

SAFRはPRISMと同じく、固有の安全性とコスト低減を指向したモジュラー型プラントである。しかし、SAFRはモジュール出力がPRISMの3倍程度であり、モジュール毎の独立性が強調されている。文献(A-2)では主として大型炉に対する得失が述べられ、文献(A-4)ではPRISMを意識した小型炉間の特徴比較を行いSAFRの優越性を主張している。

(1) SAFRの特徴

SAFRプラントの概念は、小型炉の出力規模とBOPを、安全性とコストの両面からサーベイした結果得られたもので、大型炉に対するコストベネフィットの主張は本質的にPRISMと同じである。そのサーベイ結果については後述するとして、ここではSAFRの特徴を概説しておく。

Table 2.2-6 にSAFRプラント特性を、Fig.2.2-6 にモジュール（これをPower Pakと呼んでいる）構造図を示す。同図には受動的安全系も示している。PRISMとの相異点は、崩壊熱除去系としてRACS, DRACS双方を備えていること、SASSとして温度感受性の磁気ラッチを有する二次制御系を備えていること等である。Table 2.2-7 はSAFRと大型炉の構成材の比較を示す。Fig.2.2-7 はKWh当りのコスト比較を示したものでLWRよりも低減されるとしている。但し、この図は大型炉との比較という意味ではSAFR総合プラント（モジュール4基）での比較しか意味を持っていないと思われる。

(2) モジュール型プラント間のコスト比較^(A-4)

文献(A-4)は、SAFRサイドから検討されたPRISM相当炉との優劣及びコストの比較を述べている。^(*) この文献では原子炉サイズを特徴づけてSAFR (300MWe/モジュール)を船舶輸送型 (barge shippable) モジュール、PRISM (100MWe/モジュール)を鉄道輸送型 (rail shippable) モジュールと名付けている。本調査ではこれらを各々B-モジュール、R-モジュールと書く。

B-モジュール、R-モジュール比較のために可能な限り同条件を設定した (Table 2.2-8)。Fig.2.2-8, Fig.2.2-9 にR-モジュール、B-モジュールの想定された原子炉配置図を示す。これらの条件の下で、R-モジュールは工場での製作時に、部品の製作や、組立、検査、品質保証、サイトでの据付作業に約 2.5倍の労力を要する。サイトでの土木工法に関しても、例えばFig.2.2-8 に示されているR-モジュールではRVACSシャフト孔を掘るために10ft径のドリル (auger)が必要であるが、B-モジュールは慣用工法で済む点等が挙げられる。建設工事量もTable 2.2-9 に示すようにR-モジュールの方がかなり多い。

更に以下の諸点に関する比較が行われている。

- ・操 作 性：モジュール3基から成るR-プラントの方が劣っている。
- ・検 査・保 守：R-プラントでは必要人員が2倍である。
- ・稼 働 性：R-プラントの方が優れている (87% : 82%)。
- ・必要となるR&D：基本的に同程度のR&Dが必要である。RVACSの機能実証は両プラントで必要である。R-プラントでは、地震時に各モジュールが互いに隔離されることを確認する必要がある。

(*) 以下の記述は完全にSAFRサイドに立っており、しかも評価の詳細は不明であるため、コスト比較の一例として、論点を参考とする程度に留めるべきであろう。

・固有の安全性：Table 2.2-10に主要得失を示す。

上記の比較に基いたコスト評価をTable 2.2-11にまとめた。

同表①はEEDB Account 分類中、直接コストと間接コストを示す。

同表②はそのうち、Account 22とAccount 92の詳細を比較した結果である。^(*) 同表③に示すように、20年間でならした総コストはR-プラントの方が28%高いという結果を得た。

(c) IFR^(A-3)

IFRは本文献の時点では、プラント概念が提出された段階であり出力規模についても述べられていないが、原子炉の特徴はSAFRと類似している。しかし、IFRの最大の特徴は燃料サイクルもプラントサイトに組み込み、プラントとしての自己完結性（と核非拡散）を指向した点にある。そこからの帰結として増殖性能が強調され金属燃料の使用が想定されている。

コスト評価もこの時点では概念的で定量化されてはいない。燃料再処理系をサイトに組み込んだときのコストインパクトは非常に興味深いのが、現状のLMFBRプラントに対するデータベースも満足でない状況を考えると、定量的コスト評価という観点からは未だ問題が多い。

(*) この結果から言えることは、B-プラントに対する、R-プラントのスケールデメリットが強く現われているということであろう。

Table 2.2-1 Modular Reactor Plant Design Parameters

Overall Plant

Plant Thermal Power	4200 MWe
Net Electrical Output	1320 MWe
Net Station Efficiency	31.5%
Number Reactor Modules	12
Turbine Throttle Conditions	955 psi/539°F Sat'd

Reactor Module

Thermal Power	350 MWe
Primary Sodium/Inlet/Outlet Temperature	610°F/875°F (321°C/468°C), $\Delta T=147$ °C
Primary Sodium Flow Rate (at Pump)	33,600 gpm
Secondary Sodium Inlet/Outlet Temperature	550°F/820°F (288°C/438°C)
Design Life	40 years

Reactor Core

Type	Homogeneous/Mixed Oxide
Fuel Pin Diameter/No. per Assembly	0.275 inch/271 (0.6985 cm)
Fuel Pin Clad	HT9
No. Fuel/Blanket/Reflector Assemblies	48/66/36
No. Primary/Secondary Control Rods	9/4
Average Burnup	119 MWD/kg
Fuel Life	5 years
Refueling Interval	2-1/2 years
Breeding Ratio	1.03

Table 2.2-2 Modular Plants Capital Cost and Manhours Comparison.

COST (MILLIONS 1/1/82 DOLLARS) - MANHOURS (THOUSANDS)

ACCOUNT No. & DESCRIPTION	TOTAL DEMO PLANT				TOTAL LEAD PLANT				TOTAL TARGET PLANT (1320 Mw)			
	Labor Hours	Labor Cost	MattEq Cost	Total Cost	Labor Hours	Labor Cost	MattEq Cost	Total Cost	Labor Hours	Labor Cost	MattEq Cost	Total Cost
20 Land and Land Rights	0	.00	.00	.00	0	.00	.00	.00	0	.00	.00	.00
21 Structures & Improvements	2576	44.43	56.40	100.83	3838	64.48	148.72	215.20	3609	62.34	138.18	200.52
22 Reactor Plant Equipment	1813	31.27	267.33	298.60	2608	44.99	720.01	765.00	2451	42.32	626.56	668.88
23 Turbine Plant Equipment	583	10.06	69.04	79.10	2216	38.24	255.04	293.28	2104	36.32	246.28	282.60
24 Electric Plant Equipment	1129	19.48	20.60	40.08	2600	44.79	39.20	83.99	2464	42.54	39.20	81.74
25 Misc. Plant Equipment	57	.98	2.42	3.40	231	3.99	10.11	14.10	218	3.76	10.02	13.78
26 Main Cond. Heat Rej. Eq.	261	4.50	13.45	17.95	958	16.52	51.55	68.07	910	15.69	51.55	67.24
27 Elec. Utility Interconnect.	38	.66	5.30	5.96	0	.00	.00	.00	0	.00	.00	.00
TOTAL DIR. COST & MANHOURS	6437	111.37	436.54	545.91	12451	215.01	1224.67	1439.68	11754	202.97	1111.79	1314.76
91 Construction Services	1025	17.68	44.40	62.28	2065	35.60	89.40	125.00	2065	35.60	87.40	123.00
92 Home Office Eng. & Serv.	0	.00	76.00	76.00	0	.00	92.00	92.00	0	.00	52.00	52.00
93 Field Office Eng. & Serv.	0	.00	34.00	34.00	0	.00	70.00	70.00	0	.00	65.00	65.00
94 RM Engineering & Serv.	0	.00	125.20	125.20	0	.00	26.10	26.10	0	.00	18.40	18.40
TOTAL IND. COST & MANHOURS	1025	17.68	279.60	297.48	2065	35.60	277.50	313.10	2065	35.60	222.80	258.40
Base Constr. Cost & Manhours	7482	129.05	714.34	843.39	14516	250.61	1502.17	1752.78	13821	238.57	1334.59	1573.16
Overnight Constr. Unit Cost (\$/kWe Net)				2555.72				1327.87				1191.79
Grant Manhours per kWe Net	22.67				11.00				10.47			
Account 22 Breakdown												
N555 Equipment	0	.00	244.85	244.85	0	.00	684.67	684.67	0	.00	592.11	592.11
Equipment Installation	1813	31.27	22.48	53.75	2608	44.99	35.35	80.34	2451	42.32	34.45	76.78
ACCOUNT 22 TOTAL	1813	31.27	267.33	298.60	2608	44.99	720.01	765.00	2451	42.32	626.56	668.88

2-13

Table 2.2-3 Monolithic Plants Capital Cost and Manhours Comparison.

MONOLITHIC PLANTS CAPITAL COST AND MANHOURS COMPARISON
COST (MILLIONS 1/1/82 DOLLARS) - MANHOURS (THOUSANDS)

ACCOUNT No. & DESCRIPTION	1457 MWe LHFBR PLANT (Loop)				1050 MWe LHFBR PLANT (Pool)				1139 MWe PWR PLANT			
	Labor Hours	Labor Cost	MattEq Cost	Total Cost	Labor Hours	Labor Cost	MattEq Cost	Total Cost	Labor Hours	Labor Cost	MattEq Cost	Total Cost
20 Land and Land Rights	0	.00	.00	.00	0	.00	.00	.00	0	.00	.00	.00
21 Structures & Improvements	12737	211.90	135.60	347.50	9583	157.10	104.90	262.00	8913	147.30	86.80	234.00
22 Reactor Plant Equipment	6875	126.40	485.90	612.30	3952	68.90	452.10	521.00	3503	64.30	211.60	275.90
23 Turbine Plant Equipment	3223	58.20	197.00	255.20	2385	43.00	120.00	171.00	2661	48.10	168.70	216.80
24 Electric Plant Equipment	4924	87.70	49.90	137.60	4294	76.60	45.40	122.00	3403	60.70	41.20	101.90
25 Misc. Plant Equipment	1282	23.30	27.90	51.20	1200	21.90	26.10	48.00	862	15.70	17.50	33.20
26 Main Cond. Heat Rej. Eq.	958	18.60	25.30	43.90	686	12.10	18.90	31.00	944	16.40	24.90	41.30
27 Elec. Utility Interconnect.	0	.00	.00	.00	0	.00	.00	.00	0	.00	.00	.00
TOTAL DIR. COST & MANHOURS	29998	524.10	921.60	1445.70	22100	379.60	775.40	1155.00	20288	352.40	550.70	903.10
91 Construction Services	4262	74.60	185.40	260.00	3186	55.70	139.30	195.00	3499	61.20	128.10	189.30
92 Home Office Eng. & Serv.	0	.00	387.00	387.00	0	.00	309.00	309.00	0	.00	260.50	260.50
93 Field Office Eng. & Serv.	0	.00	181.00	181.00	0	.00	144.00	144.00	0	.00	127.70	127.70
94 RH Engineering & Serv.	0	.00	.00	.00	0	.00	.00	.00	0	.00	.00	.00
TOTAL IND. COST & MANHOURS	4262	74.60	753.40	828.00	3186	55.70	592.30	648.00	3499	61.20	516.30	577.50
Base Contr. Cost & Manhours	34260	598.70	1675.00	2271.70	25286	435.30	1367.70	1803.00	23787	413.60	1067.00	1480.60
Overnight Constr. Unit Cost (\$/kWe Net)				1560.54				1717.14				1299.91
Craft Manhours per kWe Net	23.51				24.08				20.88			
Account 22 Breakdown												
NSSS Equipment	0	.00	418.50	418.50	0	.00	415.70	415.70	0	.00	135.00	135.00
Equipment Installation	6875	126.40	67.40	193.80	3952	68.90	36.40	105.30	3503	64.30	76.60	140.90
ACCOUNT 22 TOTAL	6875	126.40	485.90	612.30	3952	68.90	452.10	521.00	3503	64.30	211.60	275.90

Table 2.2-4 Major Component Direct Cost (Installed) Summary.
(Millions of January 1982 Dollars)

Item	1320 MWe Target HRP		1050 MWe LMFBR (Pool)		1457 MWe LMFBR(Loop)	
	Parameter	Cost	Parameter	Cost	Parameter	Cost
Reactor Containment	18' ID x 32' OD x 74' H Biological Shield	54.5	140' Dia.	76.1	187' Dia.	143.7
	15' OD x 65' H Containment/Guard Vessel	27.8(1)				
Reactor Vessel + GV + CRD	14' OD x 48' H Reactor Vessel	138.4(1)	70' Dia.	84.1	38' Dia.	102.7
	13 CRD/Module	37.4				
Primary HT System:	3EM Pumps/Module					
	Pumps Est. 39,600HP 36 ea.	96.6	26,700 HP 4 ea.	25.2	36,000HP 4ea	35.5
	HX 205,344 sf 12 ea.	58.5	211,500 sf 8 ea.	29.3	226,400 sf 4ea	38.8
	Balance	-		1.3		66.1
Interm HT System:						
	Pumps 24,000 HP 12 ea.	8.9	17,000 HP 4 ea.	14.3	26,800 HP 4 ea	22.3
Balance		28.4		40.1		33.0
Stm Gen. System:						
	Stm Generators 212,220 sf 12 ea.	89.7	180,100 sf 8 ea	81.0	378,900 sf 8 ea	66.8
Balance		34.1		26.5		12.4
Fuel Handling & Storage						
	Decay Heat Removal Syst & Structure	32.0		47.9		55.0
Reactor Service Building & Fuel Storage						
	Natural Conv. RVACS	Note (2)	4(1) 13.5 Mft ea	22.6	2(1) 57 Mft ea	28.2
Reactor Service Building & Fuel Storage						
		38.4		21.1		32.3
Steam Generator Buildings						
	4	13.5	4	29.3	2	24.3
Module Transp. System						
	100 Air Castors/Module 60 in. Dia. each	1.8		-		-
Total Cost \$/kWe		660.0		498.8		661.1
		500.0		475.0		453.7

Notes: (1) Containment vessel serves also as a guard vessel for reactor vessel
(2) RVACS cost is included in cost of biological shield

Table 2.2-5 Major NSSS Equipment Comparisons between Target MBR and Loop/Pool LMFBR

	Target MRP-4200 MWt		LMFBR (Loop)-3800 MWt		MRP/LMFBR(Loop)	LMFBR (Pool)-2767 MWt		Ratio MRP/LMFBR(Pool)
	Wt(10 ⁶ lbs)	lbs/MWt	Wt(10 ⁶ lbs)	lbs/MWt		Wt(10 ⁶ lbs)	lbs/MWt	
Reactor Vessel + GV	17.94	4271	4.30	1132	3.77	7.63	2757	1.55
Primary Pump + GV	0.76	181	1.21	318	0.57	1.0	361	0.50
Primary Piping	None	NA	0.48	126	NA	None	NA	NA
HX + GV	1.16	276	2.56	674	0.41	3.7	1337	0.21
Int. Pump	0.43	102	1.14	139	0.38	0.50	181	0.56
Int. Piping	0.26	62	0.52	137	0.45	0.54	195	0.48
Steam Generator	4.61	1098	5.18	1363	0.81	4.9	1771	0.62
Steam Drum	1.58	376	None	NA	NA	None	NA	NA
Recirc. Pump	0.06	14	None	NA	NA	None	NA	NA
Recirc. Piping	0.76	181	None	None	NA	None	NA	NA
Primary Ck. Valve	None	NA	In RV	NA	NA	None	NA	NA
TOTAL	27.56	6561	15.39	3889	1.79	18.27	6602	0.99
Steam Generator System Total	7.01	1669	5.18	1363	1.22	4.9	1771	0.94

(1) Data based on best available and/or estimated where necessary.

Table 2.2-6 SAFR Plant Characteristics.

SINGLE POWER PAK CAPACITY (MWe)	350
MULTIPLE POWER PAKS (MWe)	700,1050,1400, ETC.
REACTOR EXIT TEMPERATURE (°F)	950
STEAM CYCLE/CONDITIONS (°F/psig)	BENSON, 850/2700
FUEL TYPE	U-Zr METAL, U-Pu-Zr METAL, OR U-Pu OXIDE
NUMBER COMPONENTS PER POWER PAK	
PUMPS	2
IHxs	4
IHTS/SGs	2
SHUTDOWN HEAT REMOVAL	PASSIVE RACS, PASSIVE DRACS
REACTOR SHUTDOWN	DIVERSE, REDUNDANT ACTIVE SYSTEMS INHERENT SELF-SHUTDOWN FOR EXTREMELY UNLIKELY ACCIDENTS
BOP	DECOUPLED FROM REACTOR SAFETY — CONVENTIONAL CONSTRUCTION
REACTOR ASSEMBLY FABRICATION/ SHIPPING	SHOP FABRICATION/BARGE SHIPMENT
PLANT DESIGN LIFE (yr)	60

95467-50

Table 2.2-7 Comparison of Nuclear Island Bulk Quantities.



	PWR	LARGE POOL PLANT	4X SAFR
GROSS CAPACITY (MWe) (NOMINAL)	1300	1350	1460
NI VOLUME (10 ⁶ ft ³)	7.0	3.8	4.8
MATERIAL			
CONCRETE (1000 yd ³)	94.5	38.1	48
STRUCTURAL STEEL (1000 T)	3.5	1.8	1.6
LINER PLATE (1000 ft ²)	150	107	92

CONTROL BUILDING EXCLUDED FROM ALL QUANTITIES



85-A15-43-98

Table 2.2-8 Basic Conditions of Barge Shippable and Rail Shippable Plants

① PLANT DESIGN POINT

		
● NOMINAL PLANT POWER LEVEL (MWe)	300	300
● NO. REACTOR ASSEMBLY MODULES PER PLANT	3	1
● DESIGN ELECTRIC OUTPUT PER PLANT	330	330
● GROSS CYCLE EFFICIENCY (%)	40.0	40.0
● TOTAL REACTOR THERMAL POWER (MWt)	882	882
● TOTAL STEAM GENERATOR POWER (MWt)	890	890
● GROSS ELECTRIC POWER (MWe)	356	356
● HOUSE LOAD (MWe)	26	26
● TURBINE THROTTLE CONDITIONS		
■ PRESSURE (psig)	2200	2200
■ TEMPERATURE (°F)	850	850
● FEEDWATER TEMPERATURE (°F)	420	420

② REFERENCE PLANT DESIGN FEATURES

		
REACTOR MODULE INSTALLATION	STATIONARY-RECESSED	STATIONARY-RECESSED
REFERENCE FUEL	U-Pu OXIDE	U-Pu OXIDE
FIRST CORE FUEL	U-Zr METAL	U-Zr METAL
FUEL RELOAD	U-Pu-Zr METAL	U-Pu-Zr METAL
SPENT FUEL STORAGE	EVST	IN-VESSEL
NO. PRIMARY PUMPS/MODULE	2	2
PUMP TYPE	AXIAL INDUCER	MIXED FLOW INDUCER
NO. IHXs/MODULE	2	4
IHX SHAPE	KIDNEY	CYLINDRICAL
NO. IHTS LOOPS/MODULE	1	2
NO. STEAM GENERATORS/MODULE	1	2
STEAM GENERATOR TYPE	BOOSTER TUBE HOCKEYSTICK	BOOSTER TUBE HOCKEYSTICK
STEAM GENERATOR CYCLE	BENSON	BENSON
REACTOR FUEL HANDLING	DOUBLE ROTATABLE PLUG OFF-SET ARM IVIM	DOUBLE ROTATABLE PLUG OFF-SET ARM IVIM

③ COMMON CRITERIA FOR NUCLEAR ISLAND STRUCTURES

- LOW PRESSURE, RECTANGULAR CONTAINMENT/IAA STRUCTURE
- GUARD VESSEL IS CONTAINMENT
- REACTOR VESSELS EMBEDDED TO LOWER SEISMIC ACCELERATION
- NATURAL CONVECTION HVACs
- NATURAL CONVECTION DRACS
- SGB SEISMIC CATEGORY II
- REGION III TORNADO MISSILES
- IHTS Na DRAIN TANK AND PURIFICATION IN ADJACENT VAULTS
- ONE SHIELDED CELL EACH FOR PRIMARY SODIUM AND COVER GAS PROCESSING SYSTEMS
- PROVIDE CRANE COVERAGE FOR PRIMARY PUMPS, IHXs, CHDMs, DRACS IN-VESSEL HEAT EXCHANGER
- ALLOW FOR SG/IHTS PUMP REMOVAL
- SEPARATE NUCLEAR/FOSSIL CONSTRUCTION

Table 2.2-9 Construction Quantity and Schedule Comparison.

NI SIZE	RAIL	BARGE
● AREA (1000 FT ²)	19.7	13.3
● VOLUME (FT ³ x10 ⁶)	1.9	1.0
NI CONSTRUCTION QUANTITIES (ESTIMATED)		
● EXCAVATION (1000 CY)	23.8	8.2
● BELOW GRADE CONCRETE (1000 CY)	6.5	2.6
● E, I&C WIRE & CABLE CONNECTIONS	UP TO 3X	X
● LENGTH OF LARGE & SMALL PIPE	UP TO 3Y	Y
● NUMBER OF DRAGS STACKS	4 (COMBINED TO 2)	1
HEAVIEST CONSTRUCTION LIFT	3 @ ~250T	1 @ ~900T
CONSTRUCTION SCHEDULE	-	FAVORED
OVERALL CONCLUSION	- BARGE MODULE PLANT FAVORED FOR CONSTRUCTIBILITY AND CONSTRUCTION SCHEDULE	

Table 2.2-10 Comparison of Inherent Safety Aspects.

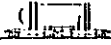
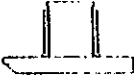
RAIL SHIPPABLE	<ul style="list-style-type: none"> ↑ PASSIVE DECAY HEAT REMOVAL THROUGH VESSEL WALL (RVACS) ↓ MUCH LOWER HEAT CAPACITY (BY A FACTOR OF TWO), SHORTER GRACE PERIOD ↓ HOT VESSEL, BOTTOM SUPPORT, AND SMALLER COLD POOL VOLUMES LEAD TO INCREASED SENSITIVITY TO LOF WITHOUT SCRAM. METAL FUEL IS A NECESSITY BUT MARGINS WILL BE SIGNIFICANTLY REDUCED ↓ REDUCED COLD POOL VOLUME INCREASES SENSITIVITY TO TRANSIENTS ↓ LARGE (7%) CONTROL ROD WORTHS MAY BE PROBLEM ↓ UNCONTROLLED ROD WITHDRAWAL ACCIDENTS COULD BE SEVERE (LARGER THAN CRBR TOP ACCIDENT) TOP ACCIDENT FOR CRBR WAS BOUNDED BY LOF SO IT DID NOT RECEIVE AS MUCH ATTENTION. IT WOULD NEED TO BE SERIOUSLY ADDRESSED IN THIS CASE ↑ NEGATIVE SODIUM VOID COEFFICIENT
BARGE SHIPPABLE	<ul style="list-style-type: none"> ↑ PASSIVE DECAY HEAT REMOVAL THROUGH VESSEL WALL (RVACS) ↑ SYSTEM HEAT CAPACITY APPROACHES THAT OF LPP. LOW GRACE PERIODS (~24 hr) FOR CORRECTIVE ACTION ↑ SAME INHERENT SAFETY FEATURES OF LARGE POOL PLANT (E.G., SELF-SHUTDOWN ON LOF WITHOUT SCRAM. COOLANT TEMPERATURE INCREASE WITH METAL FUEL IS 100°F - AN UNPRECEDENTED ADVANTAGE) ↑ CONTROL ROD WORTHS (~3%). METAL FUEL DISPERSION MAY MAKE UNCONTROLLED ROD WITHDRAWAL ACCIDENTS BENIGN FOR METAL FUELED CONES

Table 2.2-11 Comparison of Cost Estimates



① SUMMARY COST ESTIMATE
(JANUARY 1984 \$ x 10⁶)

ACCOUNT NUMBER	ACCOUNT TITLE	FIRST PLANT		NR PLANT	
DIRECT COSTS					
21	STRUCTURES AND IMPROVEMENTS	\$ 90	\$ 75	\$ 86	\$ 71
22	REACTOR PLANT EQUIPMENT	399	277	243	172
23	✓ TURBINE PLANT EQUIPMENT	90	90	83	83
24	ELECTRIC PLANT EQUIPMENT	80	60	81	55
25	✓ MISCELLANEOUS PLANT EQUIPMENT	23	21	21	19
26	HEAT REJECTION SYSTEM	INCLUDED IN ACCOUNT 23			
	SUBTOTAL DIRECT COSTS	\$ 600	\$ 523	\$ 514	\$ 400
INDIRECT COSTS					
91	CONSTRUCTION SERVICES	\$ 102	\$ 86	\$ 97	\$ 82
92	HOME OFFICE ENGINEERING AND SERVICES	311	258	73	61
93	FIELD OFFICE ENGINEERING AND SERVICES	50	49	55	47
	SUBTOTAL INDIRECT COSTS	\$ 471	\$ 393	\$ 225	\$ 190
	TOTAL PLANT CAPITAL INVESTMENT	\$1,181	\$ 916	\$ 739	\$ 590
	NET UNIT COST (\$/kWe)	\$3.510	\$2.776	\$2.239	\$1.788

② MAIN AREAS OF COST DIFFERENCE FOR FIRST PLANT

		
● ACCOUNT 22 — REACTOR PLANT EQUIPMENT		
■ REACTOR ASSEMBLY MODULE	29.4 (27.4)*	31.4 (20.6)*
■ CONTROL ROD SYSTEM	27.7**	17.2
■ MAIN HEAT TRANSFER SYSTEM	64.9	57.1
■ FUEL HANDLING AND STORAGE	65.7	39.9**
■ INSTRUMENTATION AND CONTROL	108.0	54.0
■ AUXILIARY SYSTEMS	27.1**	23.8
■ RM FIELD SUPPORT	10.0	8.3
■ CONSTRUCTOR INSTALLATION	65.7	44.9
● TOTAL	398.5 (396.5)*	276.6 (265.0)*
● ACCOUNT 92 — HOME OFFICE ENGINEERING AND SERVICES		
■ AE SERVICES (INC. SYSTEM ENGRG.)	106.0	100.0
■ RM SERVICES (INC. SYSTEM ENGRG.)	200.0	165.0
● TOTAL	306.0	265.0
*TWO ESTIMATES PREPARED		
**FAVORABLY IMPACTED BY ASSUMPTIONS		

③ POWER COST ESTIMATE

	REPLICA PLANT	
		
● OVERNIGHT CAPITAL COST (\$/kWe)	2,239	1,788
● AS-BUILT COST (\$/kWe)	2,630	2,090
● AFTER TAX 20-YR LEVELIZED FIXED CHARGE (%)	10.9	10.9
● 20-YR LEVELIZED COSTS (mils/kW-hr)		
■ CAPITAL	50	40
■ FUEL	11	10
■ O&M*	27	18
● TOTAL	88	68
■ DIFFERENCE (%)	+28	BASE

* Operation & Maintenance 2 - 20

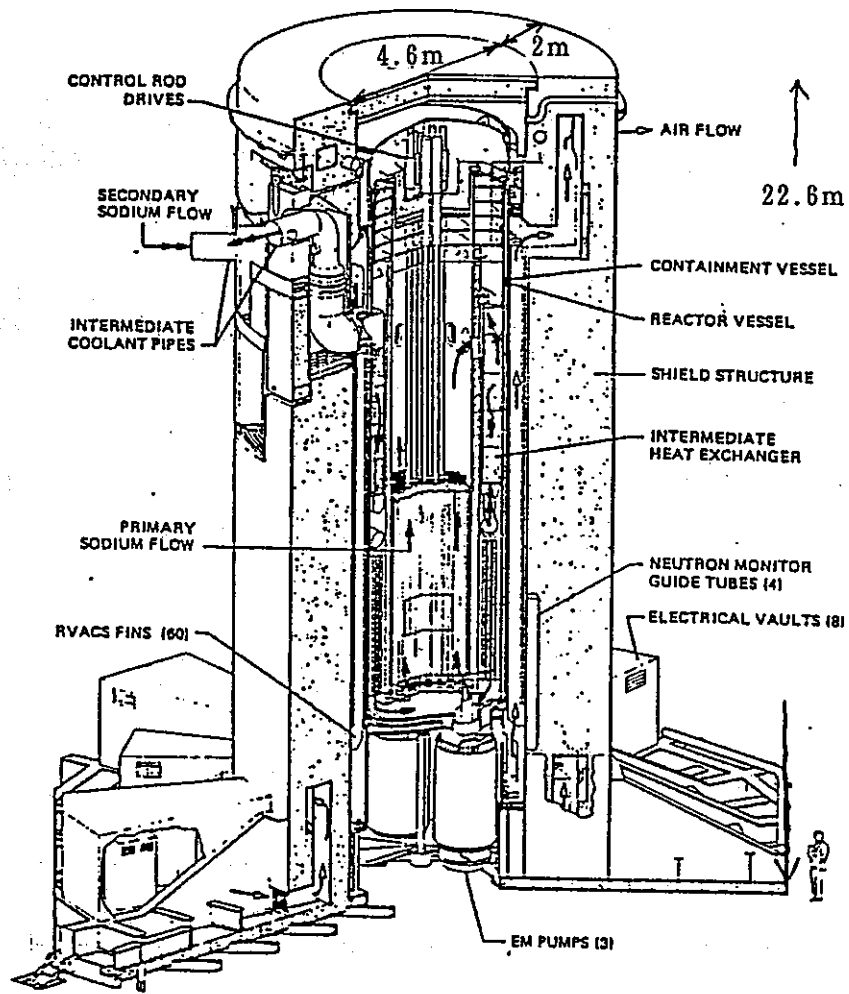


FIG.2.2-1 350 MWt Modular Breeder Reactor.

COMMERCIAL PRISM PLANT

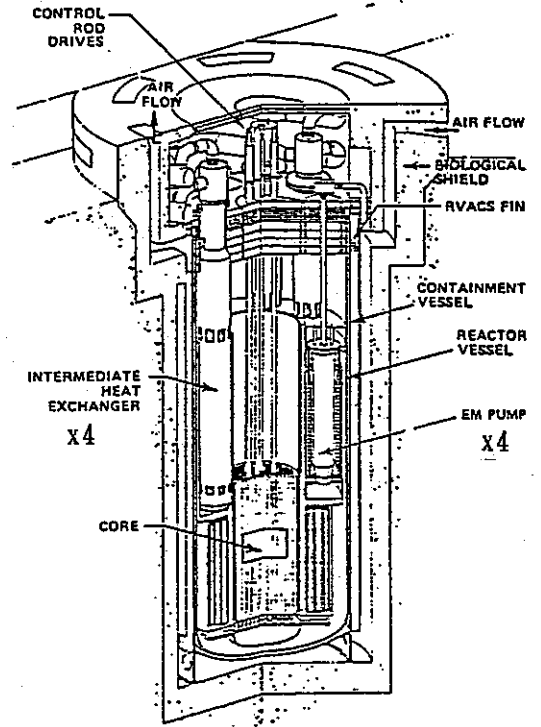
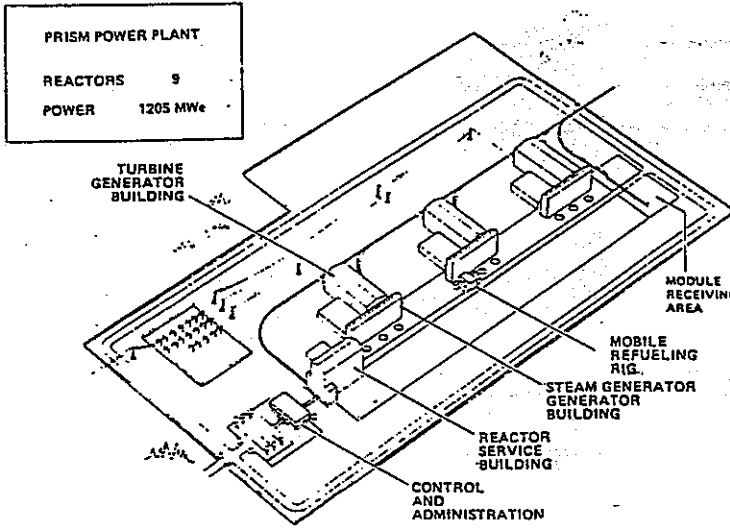
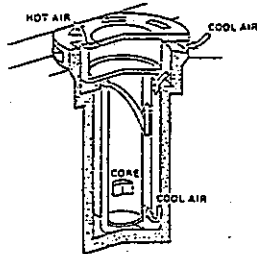


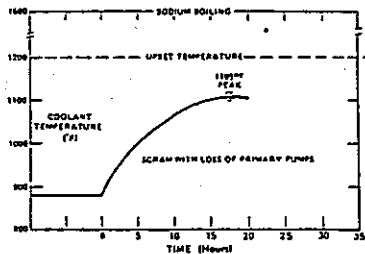
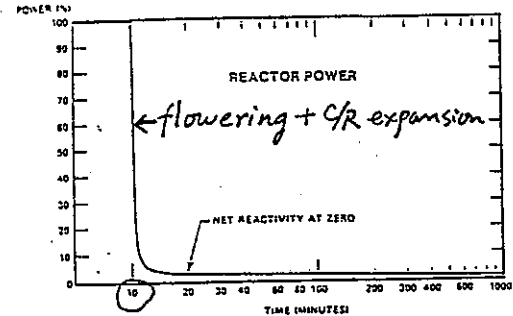
Fig.2.2-2 PRISM plant and Module Reactor Concepts

① DECAY HEAT REMOVAL (RVACS)



通常運転時は
 0.2%の出力損失

② LOSS OF NORMAL HEAT SINK W/O SCRAM



RVACS で
 除熱可能

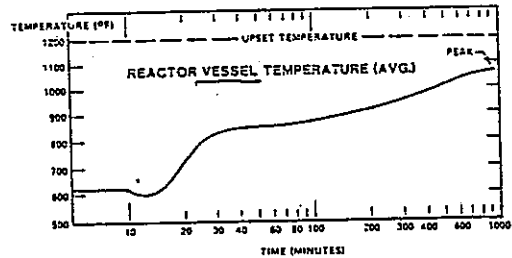


Fig.2.2-3 Inherent Safety Aspects of the PRISM

PRISM CAPITAL COSTS
(1985 DOLLARS)

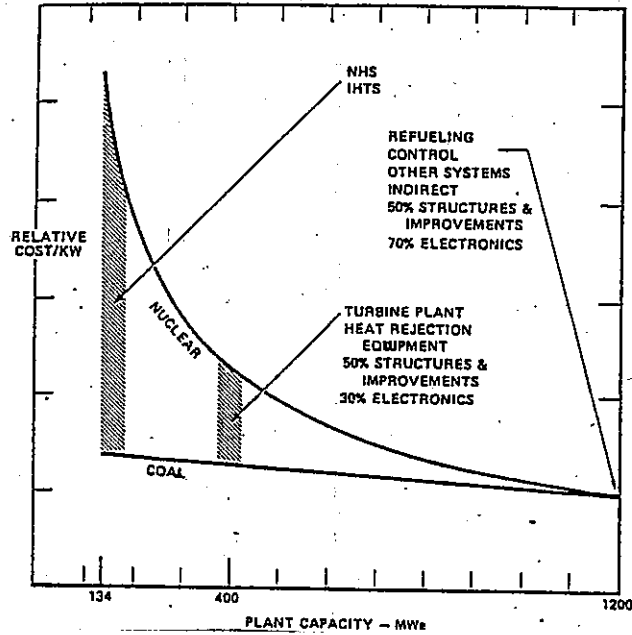
INVESTMENT COST/KW _e	1400
INTEREST COST/KW _e	60
CAPITAL COST/KW_e	1460

PRISM OPERATING COSTS
(mills/KWh)

INVESTMENT AMORTIZATION	16.8
OPERATION & MAINTENANCE	7.2
FUEL	11.3
TOTAL	35.3*

* CAPACITY FACTOR: 0.80

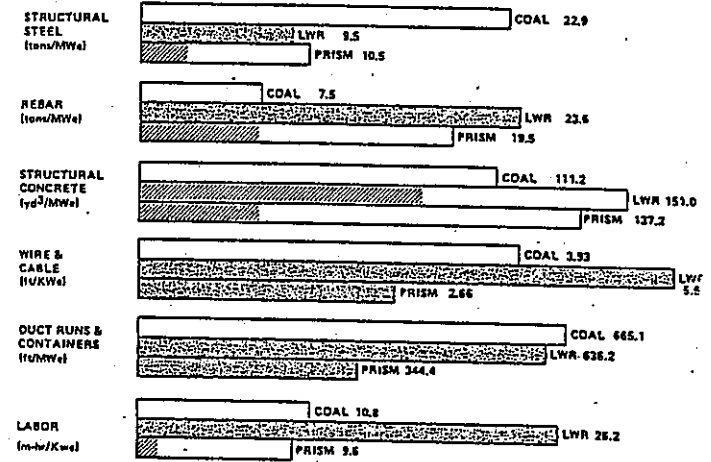
ECONOMY OF SCALE



COST COMPETITIVENESS

NUCLEAR GRADE → PRISM では < 1/2, そのうち 3/4 は factory fabricated.
 NON-NUCLEAR GRADE
 MIXED GRADES

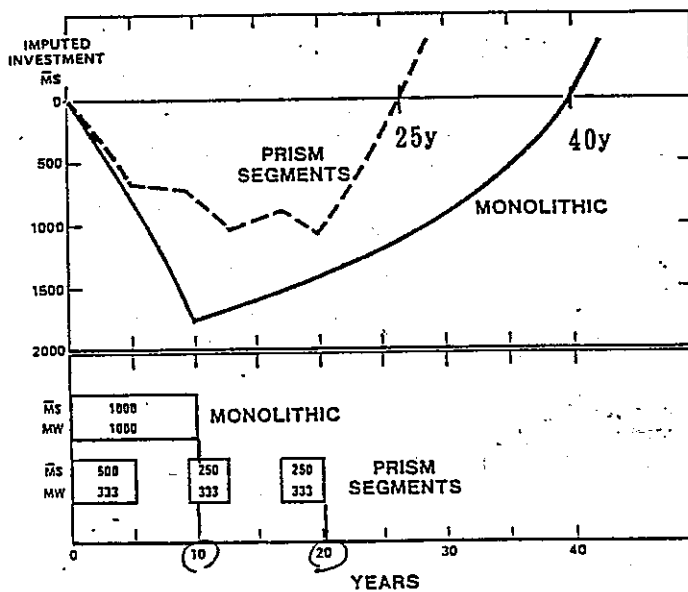
COMMODITIES COMPARISON



2-23

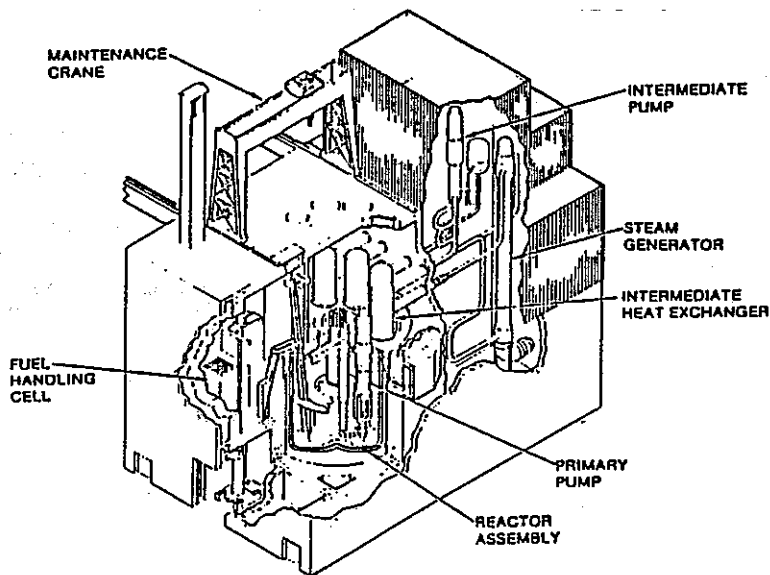
Fig.2.2-4 PRISM Capital Costs, Economy of Scale and Cost Competitiveness

INVESTMENT RECOVERY/SCHEDULE

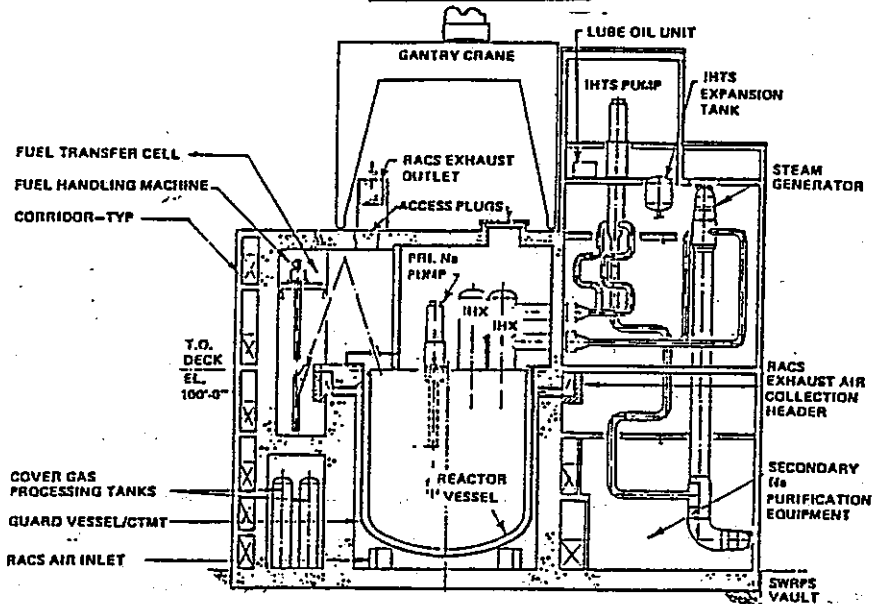


- Notes:**
- INTEREST RATE - 10%/YR
 - INVESTMENT REVENUE
MONOLITHIC 186 M \$/YR
MODULAR 62 M \$/YR/MODULE
 - PRISM COST & POWER ASSUMED
EQUAL TO MONOLITHIC

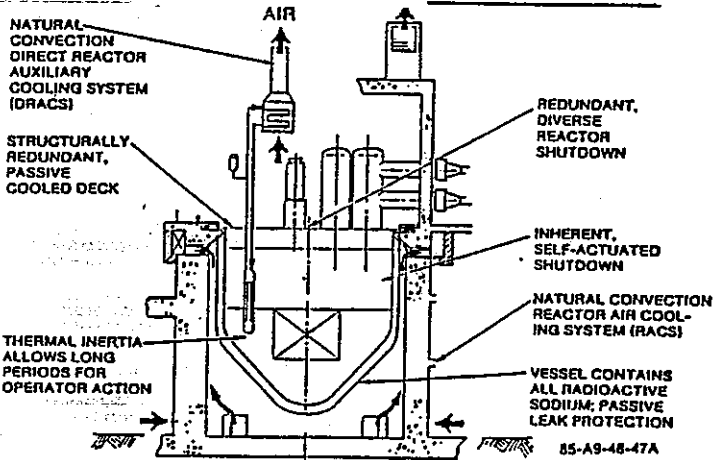
Fig.2.2-5 Comparison of PRISM Investment Recovery with LWR



SAFR Nuclear Island



Power Pak Elevation



Passive, Localized Safety Approach

Fig. 2.2-6 SAFR Module Concepts

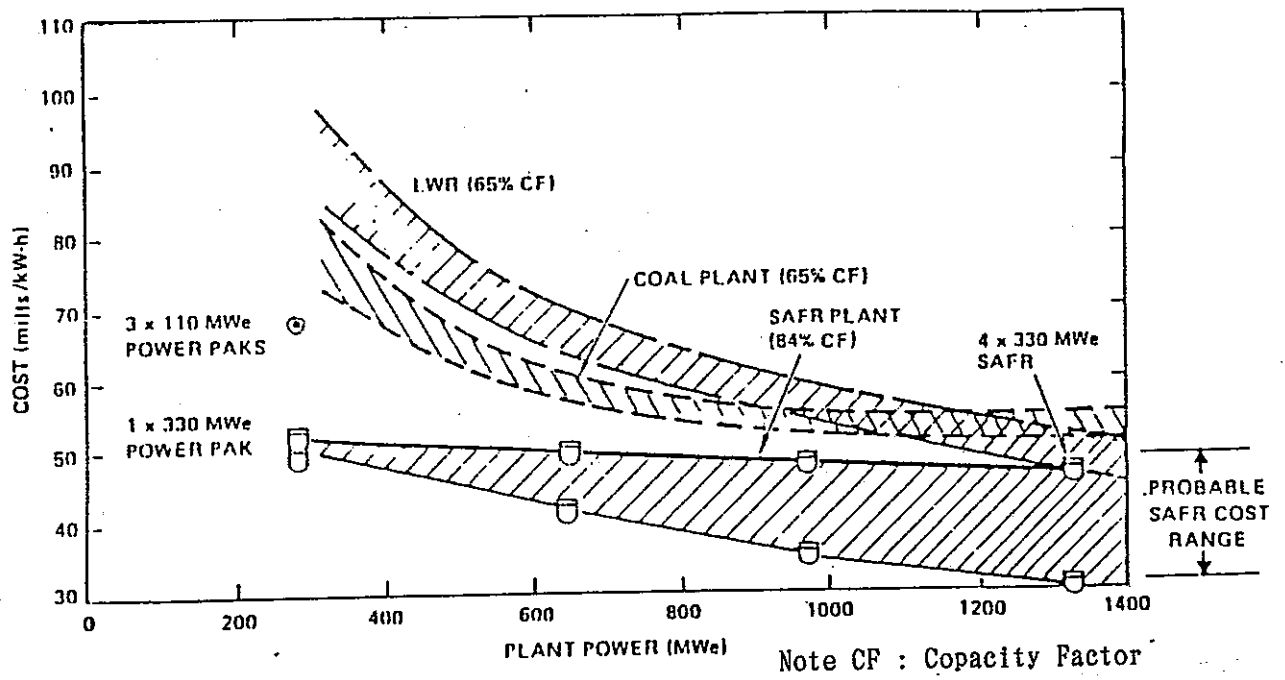
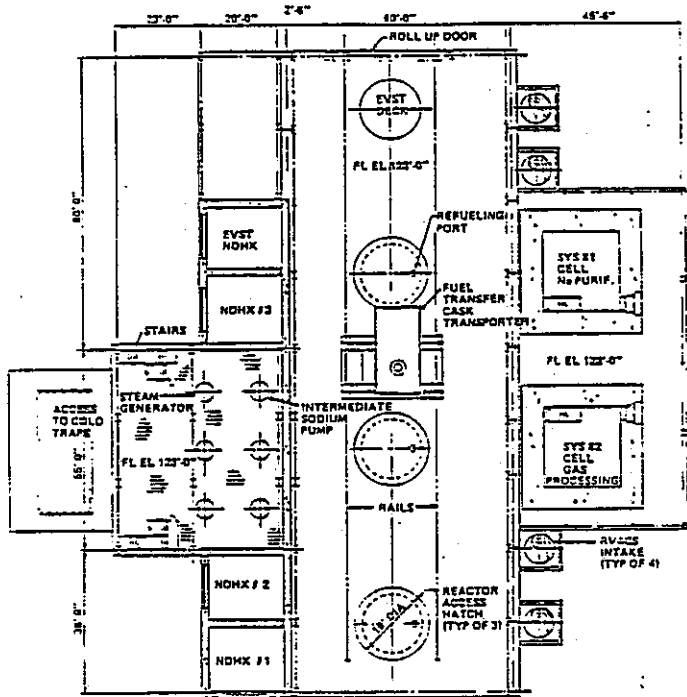
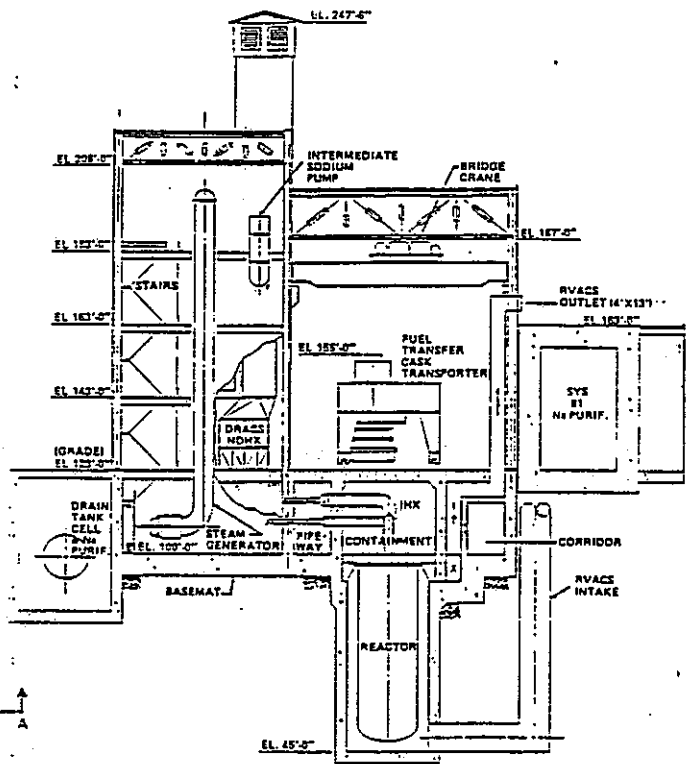


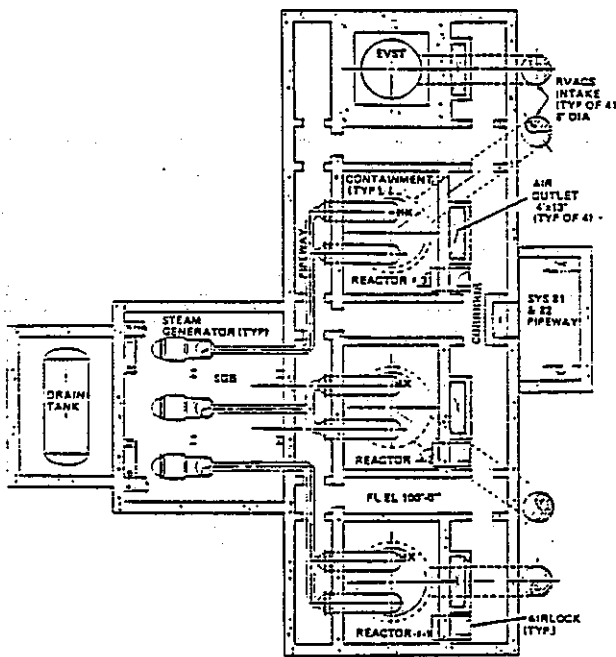
FIG. 2.2-7 Bus-Bar Energy Costs Comparisons.



RAIL SHIPPABLE REACTOR NI
PLAN BELOW EL 160'-0"

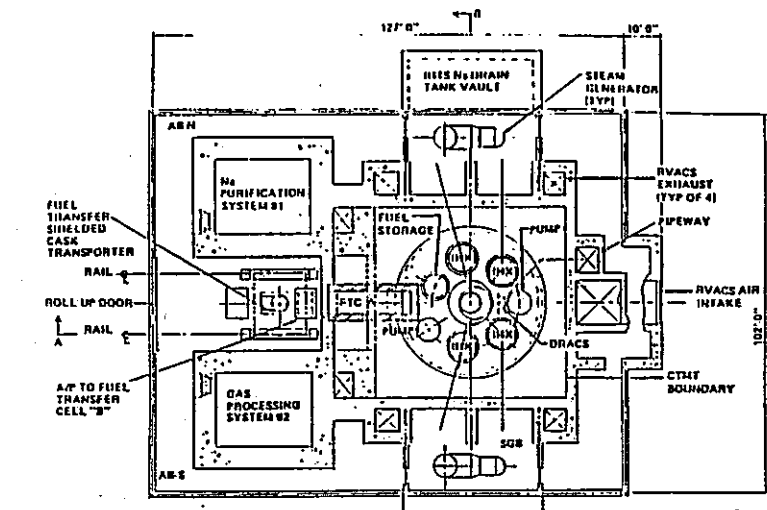


RAIL SHIPPABLE REACTOR NI
SECTION A-A

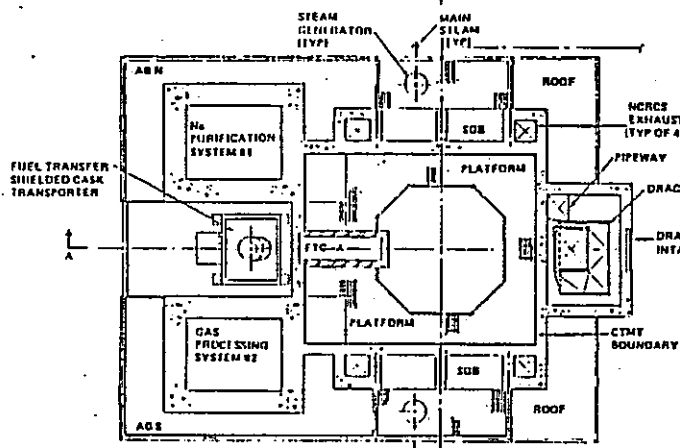


RAIL SHIPPABLE REACTOR NI
PLAN BELOW EL 120'-0"

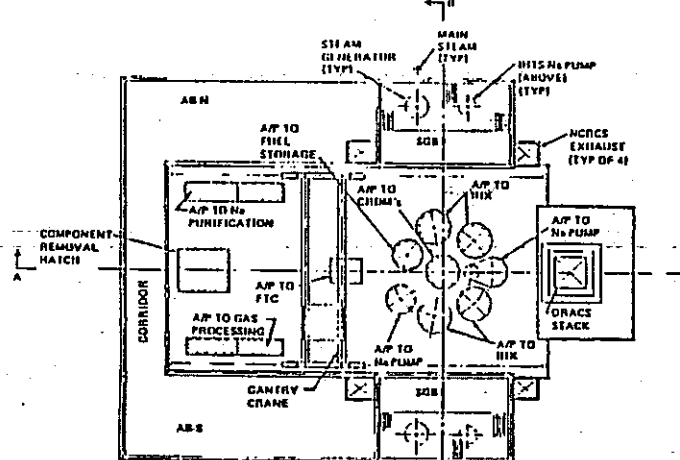
Fig.2.2-8 Drawings of the Rail Shippable Nuclear Island



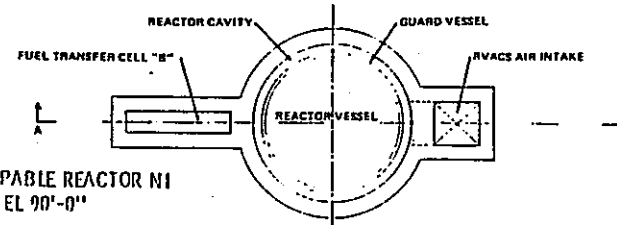
BARGE SHIPPABLE REACTOR NI
PLAN BELOW EL 120'-0"



BARGE SHIPPABLE REACTOR NI
PLAN BELOW EL 140'-0"

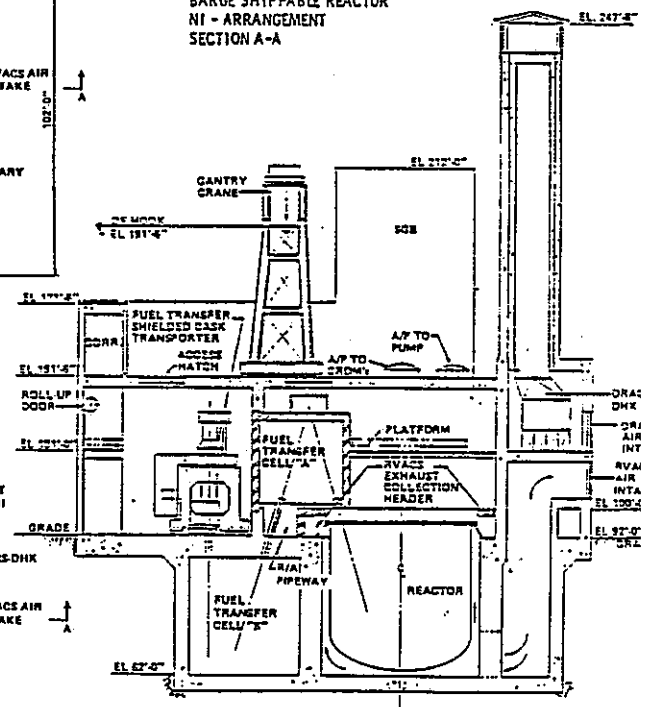


BARGE SHIPPABLE REACTOR NI
PLAN BELOW EL 160'-0"

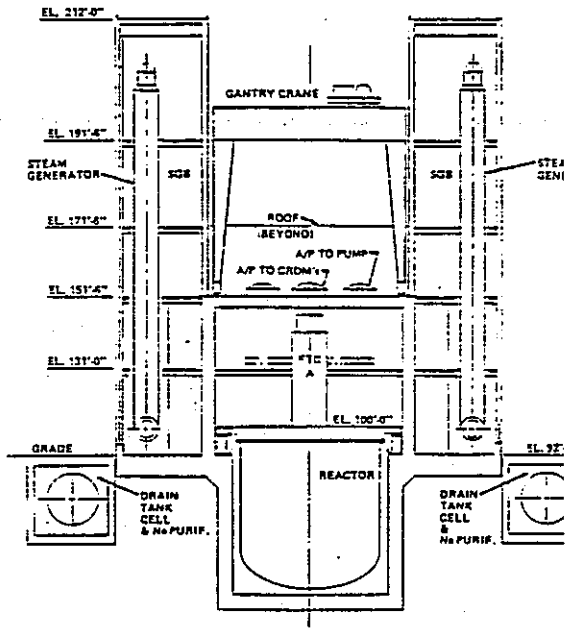


BARGE SHIPPABLE REACTOR NI
PLAN BELOW EL 90'-0"

BARGE SHIPPABLE REACTOR NI - ARRANGEMENT
SECTION A-A



BARGE SHIPPABLE REACTOR NI
SECTION A-A



BARGE SHIPPABLE REACTOR NI
SECTION B-B

Fig. 2.2-9 Drawings of the Barge Shippable Nuclear Island

ii) 大型炉関連のコスト評価

本節では文献(A-6,-7,-8,-9,-10)の合計5編の論文について、内容を概説する。これらの論文はCRBRP(A-10), LSPB(A-8), WH社の大型LMR(A-7.9)及びEPRIの1000MWe級のプールタイプのLMFBRについて、コスト評価あるいはコスト低減を達成し、LWRと競争力のある液体金属炉にするための設計提案を行なっている。(A-6)は1983年にCRBRP計画を続行させるかどうかを判断するために、DOEが評価したCRBRP完遂までのコスト評価であり、他の4編は主として革新的な設計とコストとの関連を述べているため、内容が異っている。従って、まず(A-10)を紹介した後、他の4編は適宜比較を混じえて述べることにする。

① (A-10) Assessment of the Cost to Complete the Clinch River Breeder Reactor Plant Project

背景

CRBRP完成に要するコスト評価は、予算不足、NRCによる許認可の遅れ、設計変更等で度々改訂を余儀なくされた。このレポートは1982年から1983年にかけてのプロジェクトの評価、あるいはDOEからの要請で独自の評価を行なったICE (Independent Cost Estimates Office) の評価について述べている。後者は軽水炉での実績を基に建設期間、労働力等を評価した結果、プロジェクト側の結果とスケジュールの点で大きな開きが生じた。しかし、全体のコストの点からは3.86億ドル程度の差でおさまった。DOEではこの点を考慮して、スケジュールに柔軟性を持たせた案を作成し、民間団体からの拠出金に一部頼らざるを得ない予算獲得に努力した。Fig.2.2-10に建設スケジュールの一覧を示す。またTable 2.2-12に1983年3月時点での建設コスト評価案を示す。

CRBRPコスト評価の主な要因

プロジェクトの評価では以下の仮定に基づいて評価作業を実施した。

- Federal and private funds from Alternative Financing Plan available by April 1, 1984, and in particular one-half of the requested FY 1984 appropriation (\$135 million) will be available on October 1, 1983.
- NRC Construction Permit in November or early December 1983.
- Escalation Rate 6.5 percent.
- Project estimated commodity installation rates will be attained.
- No major licensing changes.
- Labor accord, productivity, and availability.
- Construction material quantities and labor within contingency.
- No significant intervention or disruption of construction.
- Revenue during startup.
- Fuel costs as projected.
- Equipment suitability.
- Orderly Startup.

各項目について以下の要因を検討しているが、それを簡潔に記す。

(1) 予 算

(イ) 予算が予定通り通る, (ロ) 通らない, (ハ) 保留, (ニ) 議会への予算提出が無い, の4種を想定し, それぞれどう対応するかを検討した。

(ロ), (ニ) の場合はプロジェクトは中止となる。

(2) 建設許可

1983年8月に公聴会も終了し, 10月には許可が得られる見通しと考えている。

(3) エスカレーション

従来は8%のエスカレーションを仮定していたが、経済情勢の改善から6.5%に修正した。これによる節約は約1億ドル程度となる。

(4) 建設の進行速度

万一遅れが生じた場合、人員増員あるいは交替頻度の増大が可能な体制(1日10時間で4日/週労働の交替勤務体制)である。

(5) 設計変更

主要な設計はほとんど終了しており、安全性についてはACRSのレビューも済んでいる。残るとすればTable 2.2-13に示す項目で、コストへのインパクトは表の通り。

(6) 労働者環境

組合との間で、ストライキやロックアウト等はしないとの協定を結んだ。交替制で70時間/週を達成する。労働生産性は高いと考えている。

(7) 建設資材等

AE (Architect Engineer) が過去7年間に巨り経験を持っており、評価の誤差は予備費の範囲内と考えている。

(8) 妨害等

現在目立った反対運動は無く、またオークリッジ周辺は原子力に対する理解が深い。

(9) スタートアップ期間中の収入

臨界から本格操業開始までの試験期間の電力はTVA等に売り、コスト評価へ反映させる。

(10) 燃料費

初期のローディングに要する燃料費はコスト評価に含める。HEDLでの燃料製造が遅れる場合はインパクトが大きい。

(11) 機 器

かなりの機器はプロトタイプテストを終了している。SGはETECで試験を実施している。流力振動の問題に注意を払っている。

(12) スタートアップ

計画にはFFTFの経験を反映させている。

主要項目の感度解析

以上述べて来た項目に対し、予想される不確かさの下でコストの幅を算定している。

例として、工事進行速度関連についてTable 2.2-14に、またその他についてTable 2.2-15に示す。

Table 2.2-16に文献(A-6~9)について、それぞれの革新的な設計を抽出し、まとめた。またコストについては評価の掲載されていないものもあった。この表から言えることは、コストの低減の要因として大きなものは安全系（炉停止系、崩壊熱除去系）の独立性及び信頼度向上である。その結果として、非安全系として扱える部分を拡大し、コストの低減へと結びつくと考えられる。また炉心の反応度フィードバック（Hetero炉心etc）等、固有の安全性を高めようとする設計思想も共通している。以下に各論文について概要を簡潔に述べる。

② (A-6) Competitive Breeder Power Plants

本論文はLMFBRをLWRに対し競争力あるものとするために必要な事項を列挙し、それに沿った設計側を提示している。特徴的であるのはプール型が最良と断言していることで、その理由として

(イ) ループからプールへの移行によりTable 2.2-17に示す一次系関連機器が削除出来る。

(ロ) 放射化ナトリウムが一次タンク内におさまることにより、炉停止後のISIが迅速に出来、かつ配管に付随する測定系が不用になるのでISIが楽になる。

(ハ) 配管は耐震構造が複雑になり、リークの頻度も大きい。
等を挙げている。

プールタイプでは炉容器、ポンプの大型化、上部デッキの複雑さ等の不利な点があるが、コンパクトな炉容器内配置、フローカブラーポンプとIHX/DRACSとの一体化、カードベッセル削除、簡素な上部回転プラグ構造等を採用し、Fig.2.2-11に示す設計を提示した。

③ (A-7) Liquid Metal Reactor Cost Reduction through Application of Safety Technology

本論文では安全系がプラントコストの大きな要因であることを示し、新たな設計方針により、削除あるいは簡易化する系統を増加させ、全体のコスト低減に結びつくとしている。

固有の安全性

熱流力、構造の固有の性質が反応度に寄与し、炉を自動的に停止させ、かつ崩壊熱を除去する。しかし、この機構のみでは信頼性が不十分なのでSASSの設置を仮定する。これによりいわゆるHCDAをDBAとしない方針とする。また安全系は事故の緩和 (mitigation) ではなく、事故防止 (prevention) を優先させる。

手法 (CRBRPを比較対象として)

CRBRPの設計ではBDDBAに対する設計マージンとして、構造 (SMBDB) 及び熱 (TMBDB) に対してマージンがとられている。さらにそれらを示すための解析に要する費用も無視出来ないものがある。例えばCDA関連R&Dに要した費用は約2600万ドルに相当する (Table 2.2-18)。

固有の安全性を有する原子炉を設計することにより、どの程度コスト軽減が図れるかを示すために、3500MWtのループタイプLMRを2通り想定して、コストを比較した。Concept 1は従来のCRBRPの外挿上にあり、Concept 2は固有の安全性を有する設計思想に基づくものとする。具体的には熱除去システムの差

に由来する，設計基準コードの緩和が，コスト低減の大きな要因となることがわかる。

結 果

Table 2.2-19に崩壊熱除去系（SHRS）に関連するコストを比較した。Concept 2 では独立したSHRS系統を持つため，一次系のガードベッセル削除，2次系以降の非安全系化等で約7400万ドルのコスト低減となる。Table 2.2-20，2.2-21には格納施設関連，及びR&Dその他につきコストの比較を行なった。

結 論

以上示した具体的利益の他に，固有安全性を持つ設計のアプローチは許認可の容易さ，建設期間短縮，投資リスクの低減，パブリックアクセプタンスの向上等のメリットがある。

④（A-8） Innovative Design of a Low-Cost Breeder

ここではDOE，EPRI及び産業界を中心とした大型FBR（LSPB）の設計に関する，新しい設計概念によるコスト上のメリットについて述べている。設計のゴールは標準化されたプラントコストで\$1500/MWeで，軽水炉に匹敵する内容を持つ。

LSPBの革新的設計部分

格 納 系……矩形で低屋根構造，3 psig設計圧力。物量は約50%削減。

炉 心……安全性，増殖性に優れた非均質炉心。

炉 停 止 系……2系統独立，冗長性を有する。

炉 構 造……ガードベッセルに貫通孔無し。冷却系ノズルは上部流入。

崩壊熱除去系……直接炉心冷却系は独立3系統で，1系統のみでも除熱可能。1系統は自然循環，他は強制循環。

一次冷却系……サイホンブレーカー設置，ポンプガードベッセル削除。

二次，SG系……非安全系であり，ASME Sec.VIII ANS I B31.1で設計可能，SGは直管型。

Table 2.2-22に軽水炉との比較を示す。

⑤ (A-9) Design Approaches to Achieve Competitive LMFBR

Capital Costs

文献(A-7)と類似するが、特に安全系のみ注目しているわけではない。1487 MWeのループ型LMFBRの革新的設計例について述べ、軽水炉との比較を行っている。LMFBRのコスト低減は、簡素化、小型化、機器/系統の削除である。

設計のポイント

ループ、プールで大きな差は生じない。

NSSS……3ループ、ホットレグポンプ、ベンソンタイプの2重管SG、ペローズ配管、サイホンブレイカー、二重壁炉容器、DRACSは自然循環及び、強制循環、独立性及び冗長性を有する。炉容器に貫通部無し。

BOP……格納建屋は独立セル方式 (Fig.2.2-12)。矩形

コスト比較

PWR, ループLMFBR, プールLMFBRの比較をTable 2.2-23に示す。10%の予備費を含み、1981年ドルで比較している。これによりLMFBRがPWRをほぼ同等であることがわかる。但し、これらの新しい概念は、研究、試験等により受け入れられる必要がある。

Table 2.2-12 CRBRP Capital Cost Estimate to Complete Construction/In Millions
of Year of Expenditure Dollars/1989 Criticality.

	<u>FY 04</u>	<u>FY 05</u>	<u>FY 06</u>	<u>FY 07</u>	<u>FY 08</u>	<u>FY 09</u>	<u>FY 90</u>	<u>TOTAL FY 84 THRU MAY 1990</u>
RM ENGR/MGMT	70.7	57.3	20.0	16.4	13.4	11.1	2.6	207.5
RM HARDWARE	123.7	145.1	74.6	16.8	1.7	0.8		362.7
AE ENGR/MGMT	26.5	25.1	11.4	8.5	7.4	7.9	1.9	88.7
AE HARDWARE	23.0	86.4	45.9	8.7	0.1			164.1
CONSTRUCTION (CN)	143.6	233.3	317.3	200.0	121.8	(13.9)		1,002.1
CN CONTINGENCY	12.9	25.9	23.2	18.5	9.5			90.0
LAUS	0.1	0.1						0.2
FUEL/SHM	2.9	10.3	29.0	36.8	25.9	42.2	39.7	186.8
FUEL CONTINGENCY	0.3	0.9	3.6	5.6	10.6	8.4	7.9	37.3
PROJECT OFFICE	13.0	12.0	11.9	12.3	12.7	12.4	7.3	81.6
OPNS/MAINT (O&M)	0.0	6.0	11.4	14.0	20.1	29.3	27.9	109.5
REVENUE							(33.7)	(33.7)
OTHER CONTINGENCY	10.2	20.5	15.5	13.0	11.3	9.1	9.0	88.6
	<u>435.7</u>	<u>622.9</u>	<u>571.8</u>	<u>350.6</u>	<u>234.5</u>	<u>107.3</u>	<u>62.6</u>	<u>2,385.4</u>
TOTAL FUNDS REQUIRED ^{1/}	499.0	656.9	516.6	321.5	202.7	96.1	47.0	2,339.8
UTIL CONTRIB ^{2/}	20.7	23.0	23.0	22.8	21.0	21.0	39.0	172.1
OTHER CONTRIB	1.4	0.2	0.2	0.2			2.5	4.5
NET FUNDS REQUIRED	<u>476.9</u>	<u>632.9</u>	<u>492.6</u>	<u>298.5</u>	<u>181.7</u>	<u>75.1</u>	<u>5.5</u>	<u>2,163.2</u>

1/ Total Costs of \$2,385.4 minus funds available to start FY 84 of \$45.6 = \$2,339.8 funds required.

2/ Assumes utilization of all utility contributions prior to commercial operations.

Table 2.2-13 Potential Impact of Licensing Changes.

ITEM	THOUSANDS IMPACT
Fuel Development	\$ 0-500
Materials Confirmation Data	\$ 0-4000*
In-Service Inspection	\$ 500-5800*
SHRS Electrical Supply	\$ 0-1000*
Generic Safety Issues	\$ 0-200*
Total*	\$ 500-11,500.

*Most likely value of these impacts is at the bottom of the range.

Table 2.2-14 Sensitivity Analysis Summary. Construction Schedule Impacts due to Decreased Installation Rates 80% and 90% of Base Case.

COMMODITY	DELAYS IN WEEKS	
	90%	80%
Concrete	10.7	24.6
Large Bore Pipe	10.8	23.3
Small Bore Pipe	4.4	9.0
Cable Trays	6.5	16.6
Conduit	8.5	22.9
Cable Pull	9.5	21.8
Cable Terminations	10.1	21.9
Net Schedule Extension, All Commodities Considered	15.9	44.2

Table 2.2-15 Potential Variation in Project Cost.

ITEM	POTENTIAL VARIATIONS IN PROJECT COSTS	
	Decrease	Increase
Escalation (6.5% base)	\$105M @ 5%	\$ 35M @ 7%
Contingency	0	\$ 54M
Licensing Changes	0	\$ 13M
Recent Bid Trends	\$100M	0
Labor Man-Hours	0	\$ 15M
Schedule Change	\$ 15M	\$ 62 - 123M
Funding Delay	0	\$ 45M
Revenues	\$ 30M	\$ 6M

Table 2.2-16 List of Innovative Design Features in Selected Reports

文献番号	組織	炉型	熱出力 (MWe)	コスト (\$/KWe)	炉心/炉停止系	炉構造/格納系	冷却系/崩壊熱除去系	その他
A-6	EPRI	Pool	1000	?	<ul style="list-style-type: none"> • Hetero • Natural B₄C/CR • SASS 	<ul style="list-style-type: none"> • ガードベッセル無し (コンクリートライナー) • 二重回転プラグ • シャヘイブロックで炉容器を支持 	<ul style="list-style-type: none"> • PRACS • フローカプラーポンプ (一次系) 	<ul style="list-style-type: none"> • ホット/コールドプール隔壁にシャヘイ体利用 • シンプルなS/A 入口機構
A-7	WH	Loop	1425	CRBRP と同じ設計思想に基づく炉に比して ~ 2.1億ドルの節約	<ul style="list-style-type: none"> • SASS 	格納系価格 Concept 2 $\approx \frac{1}{2} \times \text{Concept 1}$	<ul style="list-style-type: none"> 冷却系は安全系 SGACS (Concept 1[*]) DRACS (") 冷却系は非安全系 Passive SHRS (Concept 2^{**}) (DRACS) サイホンブレイカー 	<ul style="list-style-type: none"> * CRBRP と同様の設計思想に基づく * Inherent Safety を採り入れた設計
A-8	USDOE EPRI CE GE RI WH	Loop (LSPB)	1319	1630	<ul style="list-style-type: none"> • Hetero • 2つの独立した炉停止系 	<ul style="list-style-type: none"> • 3重回転プラグ • 炉容器上部流入方式 • 角型格納系 非耐圧容器 平屋根, 低高さ 	<ul style="list-style-type: none"> • 独立3系統SHRS • NC-DRACS • サイホンブレイカー • EVSTと共通のSHRS • SG, 2次系は非安全系 • インデューサーポンプ 	<ul style="list-style-type: none"> • 建設期間は5年と1カ月
A-9	WH	Loop Pool	1487	996 (loop) 1013 (pool)	<ul style="list-style-type: none"> • 2系統炉停止系 • SASS 	<ul style="list-style-type: none"> • 二重壁炉容器 • 一次系配管は上部デッキを貫通 • 一重回転プラグ 	<ul style="list-style-type: none"> • 3ループ方式 • 二重管SG • ベローズ配管 • サイホンブレイカー • DRACS 	

Table 2.2-17

Parts & Systems Eliminated by Change from
Loop to Pool-Type LMFBR 1000-MW (e) Plant.

- 8 pipe ways through the biological shield
- 4 primary sodium pipes (36" dia.) from reactor vessel to sodium pumps
- 4 covers and insulation around the above pipes
- 4 primary-sodium-pump guard tanks (~22' dia. x ~46' high)
- 4 Crossover prim. sodium pipes (32" dia.) from pumps to IHXs
- 4 covers and insulation around the crossovers
- 4 guard tanks and insulation around the intermediate heat exchangers (IHXs) (tanks ~22' dia. x ~46' high)
- 4 prim. Na pipes (32" dia.) from IHXs to reactor vessel inlet nozzles
- 4 cold leg check valves (32" dia.)
- 4 guard pipes and insulation for the cold leg returns to the RV
- 4 sets of preheater systems, monitors, and controls for the loops
- 4 sets of leak detector systems for pipes, pumps, IHXs
- 4 Y-shield walls
- 4 sets of about a hundred pipe and component hangers and snubbers
- 4 shielded cells (~360,000 cu. ft. each)
- 4 sets of work platforms and stairways in loop cells
- 4 engineered safety liners for loop cells
- 4 access plugs to the cold leg check valves
- 1 primary sodium overflow tank (~18' dia. x ~22' long)
- 4 sets of loop-cell inerting gas systems; including feed and bleed systems, monitoring systems for oxygen and water content, cooling systems, fire detectors; pressure vent system with system for safe control of radioactive and caustic smoke
- ? many reinforced concrete walls and floors
- 2 cold trap piping systems and cells

TABLE 2.2-18
 CRBRP RESEARCH AND DEVELOPMENT COSTS
 RELATED TO CORE DISRUPTIVE ACCIDENTS

	Costs (\$M)
Reactor Cavity Sodium Concrete Interaction Tests	2.9
Hydrogen Auto-catalytic Recombination Tests	0.4
CACZCO Computer Code	0.1
Core Disruptive Accident Dynamic Loads Simulation	1.5
Core Disruptive Accident Transition Phase Investigation of Fission Gas and Molten Fuel Behavior	0.9
Investigation of Fission Gas and Molten Fuel Behavior-MEDL	1.7
Cladding Failure Characterization Loss-of-Flow Analysis Development for Improving Modeling of CDA Behavior	1.4
Improved Phenomenological Models of Transient Fuel Pin Behavior	4.3
Experimental Investigation of Early Fuel Escape During Meltout Phase	3.9
TMBDB Air Cleaning System Performance Tests	3.4
Base Material Properties for Liner Steels	1.3
Testing Program for Concrete at Elevated Temp.	1.3
Performance of Containment Hydrogen Sample Line Filter During TMBDB Sodium Spill Test	1.3
	<u>0.4</u>
TOTAL	25.9

TABLE 2.2-21
 ESTIMATE OF COST REDUCTION OR AVOIDANCE ASSOCIATED WITH THE INHERENTLY SAFE CORE DESIGN APPROACH (Million 1984 Dollars)

Item	CRBRP Estimate (For Reference)	Concept		Difference
		1	2	
R&D	25.9	13.0	4.3	8.7
Analysis	32.0	32.0	3.2	28.8
TMBDB or Inherently Safe Systems	39.6	39.6	7.9	31.7
NRC R&D	29.1	14.5	4.9	9.6
NRC Project	5.7	6.8	1.9	4.9
SHRS Related Systems	N/A	415.4	341.5	78.9
Reactor Containment	N/A	<u>130.1</u>	<u>78.7</u>	<u>51.4</u>
TOTALS	N/A	651.4	442.4	209.0

TABLE 2.2-20
 COMPARISON OF COMMODITIES AND COST FOR DIFFERENT CONTAINMENT APPROACHES

TABLE 2.2-19
 COST COMPARISONS FOR SHRS AND RELATED SYSTEMS FOR DIFFERENT SHRS APPROACHES

System	Concept 1 (\$M)	Concept 2 (\$M)	Cost Differential (\$M)
Primary HTS	140.6	120.5	20.1
Secondary HTS	52.6	47.0	5.6
Steam Gen. Syst.	152.0	122.0	30.0
Steam Gen. Bldg.	42.0	33.0	9.0
SGACS	12.8	0	12.8
DRACS	<u>15.4</u>	<u>19.0</u>	<u>-3.6</u>
TOTALS	415.4	341.5	73.9

Item	Concept 2		
	Concept 1	Circular RCB	Rectangular RCB
Concrete (yd ³)	76,000	34,300	34,500
Liner, 1/4" (ft ²)	110,200	224,600	226,600
Containment Vessel Steel (tons)	4,330	0	0
Construction Manhours	3,230,000	2,057,000	2,020,000
Cost (\$ million)	130.1	78.7	77.5

Table 2.2-22 Comparison of Various Materials used in LSPB and PWR

Plant	Concrete cu yd	Rebar tons	Embeds tons	Struct. steel tons	Misc. steel tons	Liner plate sq ft	(2) Conduit lin ft	Cable (3) tray lin ft	Cable (3) Cable lin ft
LSPB	166	17	1.17	16	3.7	161	390	130	4,675
PWR ⁽¹⁾	174	27	2.68	11	14.7	(4)	539.3	85	5,074

(1) PWR, rated at 1139 MWe. Data from "Energy Economic Data Base"
Report UE&C-ANL-82093.
(2) Estimate includes underground duct but excludes lighting conduit.
(3) Power instrumentation and control excludes lighting, grounding, and communication cable.
(4) Not estimated for PWR.

Table 2.2-23 Cost breakdowns of advanced 3800-MWt LMFBR of loop and pool designs compared with costs of a 3800-MWt PWR.

Acct.	Item	PWR	Commercial plant	
			Loop	Pool
			Constant 1981 dollars, millions	
21	Bldgs/structures	178	172	160
22	Reactor	250	456	481
23	Turbine	193	195	195
24	Electrical	67	86	86
25	Miscellaneous	24	29	29
26	Heat rejection	34	29	29
27	Special materials (Na)	0	4	11
91				
92	Indirect costs	334	375	379
93				
Sub-total		1080	1346	1370
Contingency		108	135	137
Total		1188	1481	1507
Net output (MWe)		1268	1487	1488
Cost/KWe (dollars)		937	996	1013
Relative cost		1.0	1.05	1.08

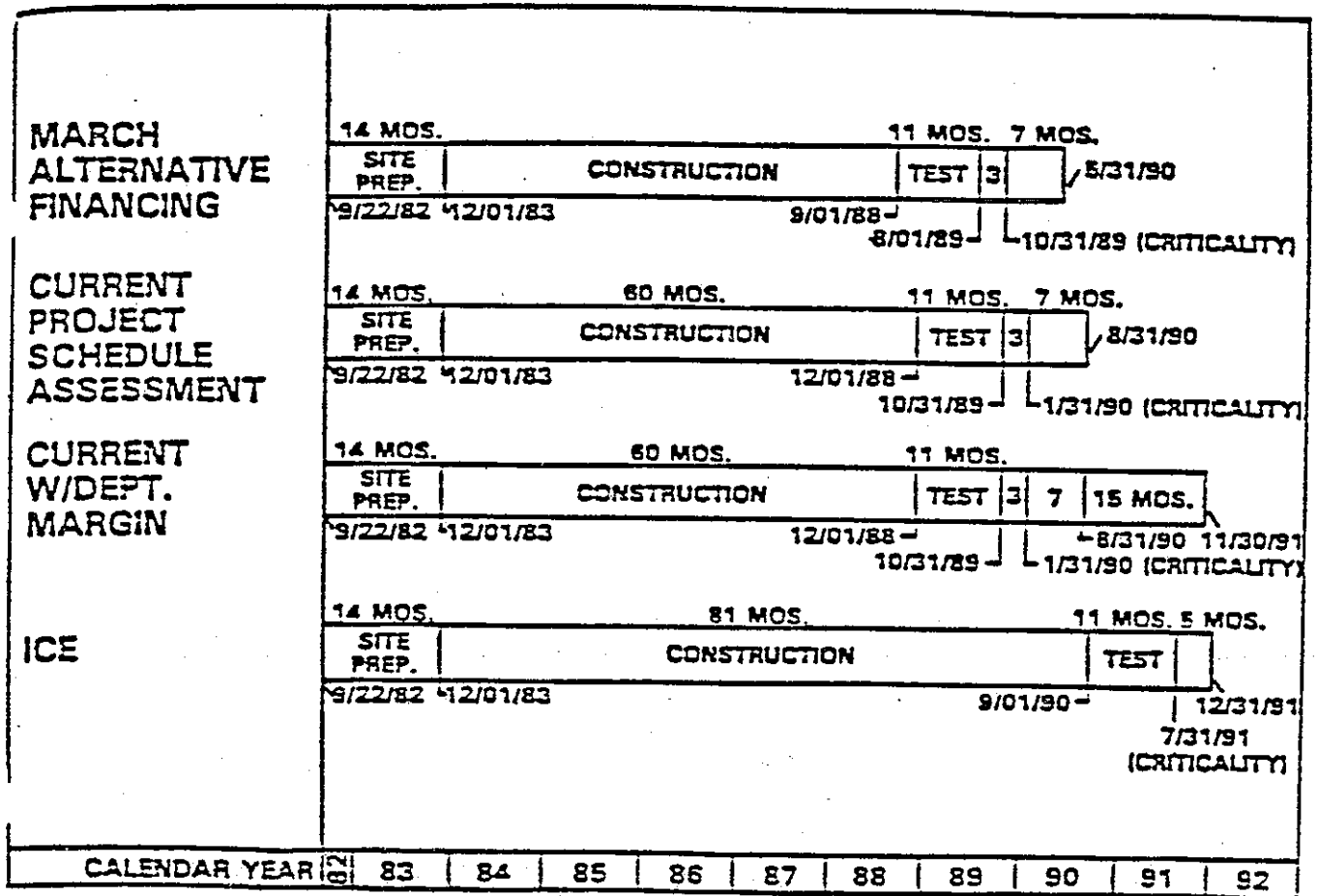


Fig. 2.2-10

CRBRP SCHEDULE COMPARISONS

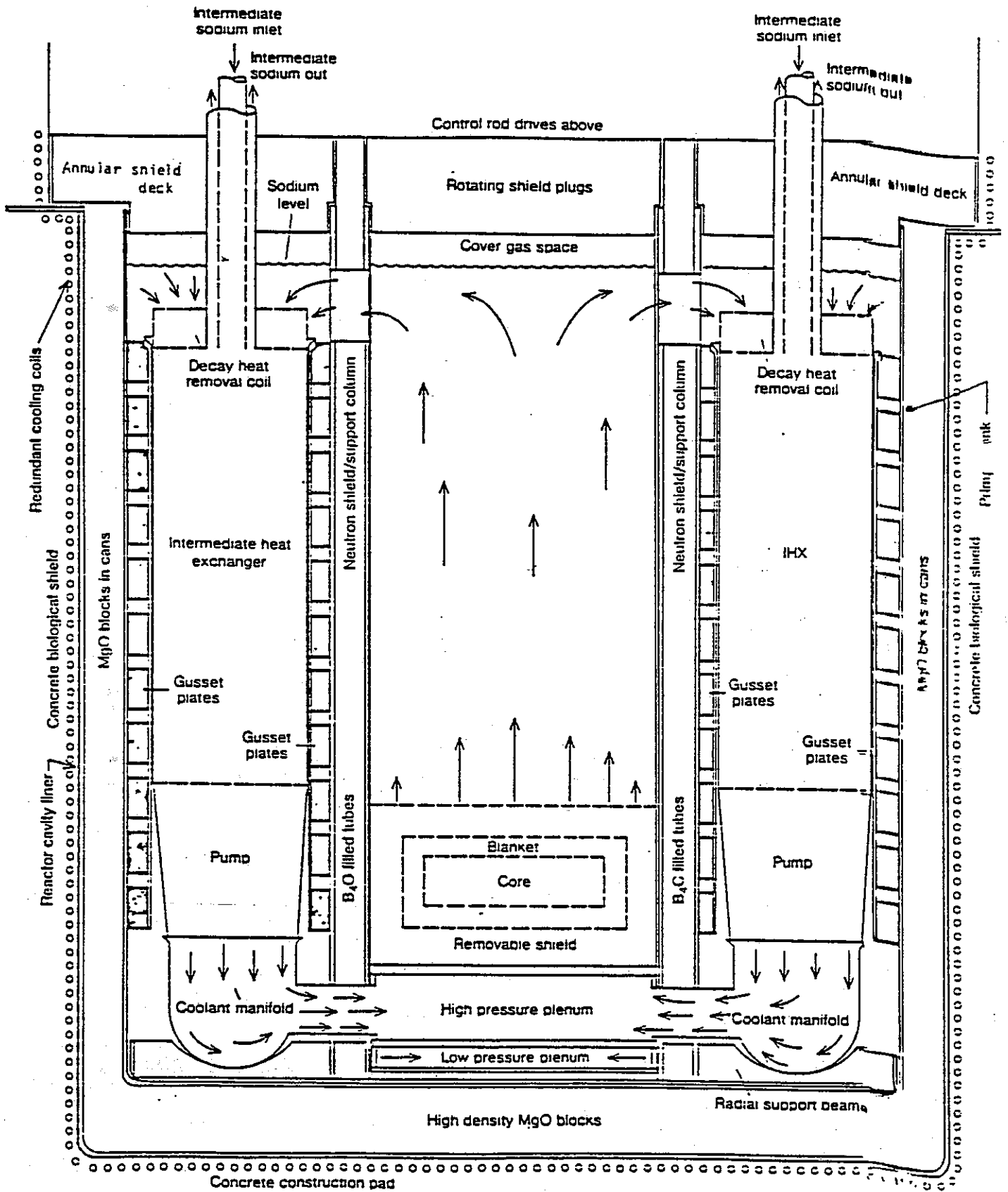


Fig.2.2-11 Vertical sectioned view of reactor.

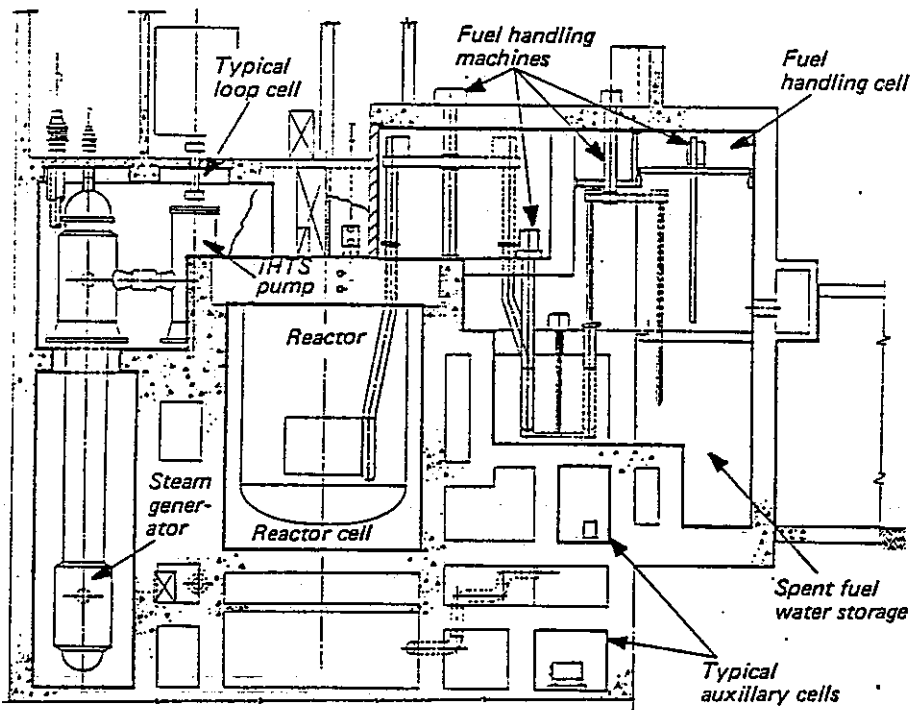


Fig. 2.2-12 Vertical cross-section of the reactor building showing the individual containment cells for several systems.

iii) 単一機器のコスト評価

本節では単一機器のコスト評価として、文献D-1の内容を概説する。同論文では蒸気発生器のリークに伴うプラント休止、あるいは修理期間中の部分負荷運転による発電損失がプラントコストに及ぼす影響は大きいという前提に立ち、蒸気発生器(SG)の4種の設計例につき、その製造コスト、リーク頻度とそれによる発電損失コストを比較検討し、設備利用率の高いSGを開発、採用することにより、プラントコスト低減に大きな寄与をなすと結んでいる。以下に概要を述べる。

経済指標

対象とするLMFBRプラントの仕様は以下とする。

Power	1200 MWe
Number of Loops	4
Number of Steam Generators per Loop	2
Steam Exit Conditions	
Temperature	566° F (297°C)
Pressure	1190 psia (8204 kPa)
Sodium Inlet Conditions	
Temperature	825° F (440°C)
Pressure	120 psig (827 kPa)
Auxiliary Heat Removal Loop	Within Containment

4種のSGの経済性を論じるには、各々のコストの他、リーク発生時の発電量の損失によるコストを考慮する必要がある。計算に使用するコスト指標を次ページに示す。

QUANTITY

ASSIGNED VALUE

	1980 DOLLARS WITHOUT INFLATION	WITH 10% ANNUAL INFLATION	LEVELIZED FOR 40 YEARS
1. ANNUAL CAPITALIZATION RATE	7%	19%	
2. ANNUAL RATE AT WHICH FUTURE COSTS ARE DISCOUNTED	4%	14%	
3. LMFBR FUEL CYCLE COST	5 $\frac{\text{Mills}}{\text{KWe-hr}}$		15 $\frac{\text{Mills}}{\text{KWe-hr}}$
4. LMFBR CAPITAL COST	\$1700/KWe	\$2200/KWe (1980 Startup)	
5. LWR FUEL CYCLE COST	10 $\frac{\text{Mills}}{\text{KWe-hr}}$		30 $\frac{\text{Mills}}{\text{KWe-hr}}$
6. LWR CAPITAL COST	\$1200/KWe	\$2300/KWe (1980 Startup)	
7. COAL FUEL CYCLE COST	18 $\frac{\text{Mills}}{\text{KWe-hr}}$		51 $\frac{\text{Mills}}{\text{KWe-hr}}$
8. COAL CAPITAL COST	\$900/KWe	\$1700/KWe (1980 Startup)	
9. IT IS ASSUMED ANY RECURRENT STEAM GENERATOR FAILURES CAUSING REPETITIVE LOSS OF POWER GENERATION WOULD REDUCE THE AVAILABILITY OF ALL LMFBR'S. THIS WOULD REQUIRE THAT MORE LMFBR'S, LWR'S OR COAL PLANTS BE BUILT TO MEET BASE LOAD REQUIREMENTS FOR A TARGETED UTILITY RELIABILITY. THE UTILITY SYSTEM RELIABILITY ANALYSES IN REFERENCE 3 SHOW THAT A ONE PERCENT LOSS IN BASE LOAD PLANT AVAILABILITY WOULD REQUIRE THAT 3-1/2% ADDITIONAL BASE LOAD CAPACITY BE BUILT TO MAINTAIN THE SAME SYSTEM RELIABILITY.			

SGリークによる投資コストは以下の指標で評価される。

RPFCC (Capitalized Cost Penalty due to Replacement Power Fuel Cycle Costs)

これはリーク発生による運転休止 (~48hr), 引き続き3ループ運転期間中の発電損失をコストに換算したもので, 年ごとの値は式(2)で, 40年間の運転による全コストを現在価値で評価した値は式(3)で示される。尚, 式で用いられている記号は末尾に示してある。

$$\text{Annual RPFCC} = \Delta \alpha \times \frac{(1.2 \times 10^6 \text{ kW} \times 48 \text{ Hr} + \frac{1}{3} \times 1.2 \times 10^6 \text{ kW} \times 3) \times \text{FR} \times \$1.00}{1000 \text{ mills}} \quad (2)$$

$$\text{RPFCC} = \frac{1 - (1 + .14)^{-40}}{.14} \times \text{Annual RPFCC} \quad (3)$$

$$\text{RPFCC} = 7105 \times \Delta \alpha \times (57.6 + .33) \times (\text{FR})$$

RPCC (Capitalized Cost Penalty due to Replacement Power Capital Costs)

前ページに示した経済指標の項目9によれば, あるプラントの1%の発電損失により, 電力会社は2.5%増のベースロード容量を持っておく必要がある。これを上と同様の指標で表わすと, 式(4), (5)となる。

$$\text{Annual RPCC} = \frac{2.5\%}{1\%} \times \frac{\text{FR} \times 1 \text{ Yr}}{8600 \text{ Hrs}} \times (1.2 \times 10^6 \text{ KWe} \times 48 \text{ Hrs} + (1/4)(1.2 \times 10^6 \text{ KWe}) \times 3) \times \gamma \times .18 \quad (4)$$

$$\text{RPCC} = 484.43 \times \gamma \times (57.6 + .38) \times (\text{FR}) \quad (5)$$

SGCC (Capitalized Cost Penalty due to Steam Generator Costs)

SG製造コストはその信頼性と表裏の関係にある。SGの価格がプラント投資コストに及ぼす影響は式(6),(7)で示される。

$$\text{Annual SGCC} = (\text{SGC}) (.18) \quad (6)$$

$$\text{SGCC} = 1.279 (\text{SGC}) \quad (7)$$

対象とする4タイプのSGの概要

SGはシェル/チューブ、貫流型でナトリウムはシェル側を流れるものとし、次の4種を考える。

Type 1 : Single Tube, Single Tubesheet (ST-ST)

Type 2 : Single Tube, Double Tubesheet (ST-DT)

Type 3 : Duplex Tube, Double Tubesheet (DT-DT)

Type 4 : Duplex Tube, Single Tubesheet (DT-ST)

各SGの略図をFig.2.2-13~16に、リーク想定位置の詳細をFig.2.2-17~20に示す。各SGのコストを下に示す(SGC)。

	<u>Direct Costs</u>	<u>Total Steam Generator Costs (SGC)</u>
Type 1 (SW-ST)	\$80 x 10 ⁶	\$160 x 10 ⁶
Type 2 (SW-DT)	\$92 x 10 ⁶	\$184 x 10 ⁶
Type 3 (DW-DT)	\$116 x 10 ⁶	\$232 x 10 ⁶
Type 4 (DW-ST)	\$104 x 10 ⁶	\$208 x 10 ⁶

各SGのリーク率

各SG内でリークが発生した場合、そのリーク位置により、直接プラントコストに響くものと、そうでない場合がある。例えばtype 2ではFig.2.2-18②でのリークはナトリウムのプレナムへのリークであり、直ちにNa-水反応を起こすものではない。しかし、安全を期してプラントはスクラムされると仮定する。一方、③での水/蒸気リークは②に対し、90%の余裕を見込むものとする。この場合の時間破損率FHRと年間破損率FRの評価例を以下に示す。ここでA、Nはそれ

ぞれ伝熱面積とtube本数を示し、評価の基とした各リーク位置での破損率は
PWRのSGの破損率の式

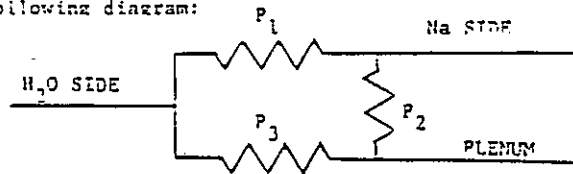
$$FHR = 5 \times 10^{-9} (N) + 1 \times 10^{-9} (A) \quad (8)$$

N = number of tubes

A = heat transfer surface area (ft²)

に依っている。Table 2.2-24にType 1~ 4の詳細データを示す。

The leak paths can be resolved into the following diagram:



Failure Coefficients:

Leak Path 1 $P_1 = 1 \times 10^{-9} (A)$

Leak Path 2 $P_2 = 5 \times 10^{-9}$

Leak Path 3 $P_3 = 5 \times 10^{-9}$

The failure rate for the assumed 1200 MWe plant with eight Type 2 (SW-DTS) steam generators is then the following:

$$FHR = [P_1 + P_2 + (P_3 \times P_2) + (0.1 \times P_3)] (N) \quad (8)$$

$$FHR = [1 \times 10^{-9} (A) + 5 \times 10^{-9} + (5 \times 10^{-9} \times 5 \times 10^{-9}) + (0.1 \times 5 \times 10^{-9})] N \quad (10)$$

Inserting the values for A and N found in Table 1 yields the following:

$$FHR = [1 \times 10^{-9} (15.23) + 5 \times 10^{-9} + 5 \times 10^{-9} \times 5 \times 10^{-9} + 0.1 \times 5 \times 10^{-9}] 1310 \quad (8) \quad (11)$$

$$FHR = 2.17 \times 10^{-4} \text{ failures/hr}$$

$$FR = 1.43 \text{ failures/year}$$

リークによるプラント停止時間 β

β は式(14)で定義され、各SGに対してはTable 2.2-25の結果が得られた。

$$\beta = \frac{256 + 48 + \dots}{.75} \quad (14)$$

Total コストの評価

総合的な判断指標となる投資コストは式(15)で評価される。

$$C = RPFCC + RPCC + SCCC$$

$$C = [7105 \times \Delta \alpha \times (57.6 + .38)(FR)] + [484.43 \times \gamma \times (57.6 + .38) \times (FR)] + [1.279 (SCC)] \quad (15)$$

結果一覧

Table 2.2-26A は LMFBR, LWR, COAL の各々につき, 結果を示したもので, 各タイプの破損頻度, total コストが算出されている。Table 2.2-26 B ~D は LMFBR SG のリーク率データの蓄積が少なく, LWR に比べ信頼性がむしろ高い場合も考慮して, tube 及び管板溶接部のリーク率を 100 倍小さくした場合の結果である。

結 論

Table 2.2-26 の結果から全体的にタイプ 4 (二重管, 単一管板) が SG 製作コストはやや高いが, 総合的に見て他のタイプに比し, 2~3 億ドルのコスト節約となる。従って信頼性の高い SG はコスト低減に非常に重要な寄与があると言える。

NOMENCLATURE

A	Active Heat Transfer Surface Area on Water Side, Fr^2 (m^2)
C	Total Capitalized Costs, \$
DTS	Double Tubesheet
DW	Double Wall
FDR	Future Discount Rate, Fractional Percentage
FHR	Failure Rate, Failures/Hour
FR	Failure Rate, Failures/Year
IR	Inflation Rate, Fractional Percentage
LMFBR	Liquid Metal Fast Breeder Reactor
LWR	Light Water Reactor
N	Number of Tubes
RPCC	Replacement Power Capitalized Costs, \$
RPFCC	Replacement Power Fuel Cycle Capitalized Costs, \$
SGC	Steam Generator Costs, \$
SGCC	Steam Generator Capitalized Costs, \$
STS	Single Tube Sheet
SW	Single Wall
α	Fuel Cycle Costs, Mills/KWe Hr
β	Loop Downtime Per Failure, Hrs/Failure
γ	Replacement Power Capital Costs, \$/KWe
η	Estimated Elapsed Time for Tube Inspection To Locate Failed Tube, Hrs
θ	Estimated Time Required to Plug Failed Tube or Tubes, Hrs

Table 2.2-24

- DESIGN PARAMETERS FOR THE FOUR STEAM GENERATOR DESIGNS

	TYPE 1 SINGLE WALL SINGLE TUBE- SHEET	TYPE 2 SINGLE WALL DOUBLE TUBE- SHEET	TYPE 3 DOUBLE WALL DOUBLE TUBE- SHEET	TYPE 4 DOUBLE WALL SINGLE TUBE- SHEET
Number of Loops	4	4	4	4
Number of Steam Generators/Loop	2	2	2	2
Type of Steam Generators	3:1 Recirculation	3:1 Recirculation	3:1 Recirculation	3:1 Recirculation
Number of Tubes/Steam Generator	1310	1310	1310	1310
I.D. Heat Transfer Surface $\text{Ft}^2/\text{Steam Generator}$ ($\text{m}^2/\text{Steam Generator}$)	19,956 (1854)	19,956 (1854)	23,407 (2174)	23,407 (2174)
Shell I.D., Inches (cm)	72 (183)	72 (183)	72 (183)	72 (183)
Shell Length, Feet (m)	88 (26.8)	96.5 (29.4)	108 (32.9)	103 (31.4)
Active Tube Length, Feet (m)	66.5 (20.3)	66.5 (20.3)	78 (23.8)	78 (23.8)
Water Inlet Temperature, °F (°C)	519 (270)	519 (270)	519 (270)	519 (270)
Steam Outlet Temperature, °F (°C)	566 (297)	566 (297)	566 (297)	566 (297)
Water Flow Rate, Lbs/Sec (kg/sec)	1633 (741)	1633 (741)	1633 (741)	1633 (741)
Sodium Inlet Temperature, °F (°C)	825 (440)	825 (440)	825 (440)	825 (440)
Sodium Outlet Temperature, °F (°C)	549 (287)	549 (287)	549 (287)	549 (287)
Sodium Flow Rate, Lbs/sec (kg/sec)	5058 (2294)	5058 (2294)	5053 (2294)	5058 (2294)

Table 2.2-25

LOOP DOWNTIME TO REPAIR A STEAM GENERATOR LEAK

STEAM GENERATOR TYPE	β (Hrs)	n (Hrs)	ϕ (Hrs)
1 SW-ST5	501	48	72
2 SW-DTS	539	48	100
3 DW-DTS	672	48	200
4 DW-ST5	565	48	120

Table 2.2-26

(A) - COMPARISON OF TOTAL CAPITALIZED COSTS FOR

STEAM GENERATOR TYPES 1, 2, 3 & 4, ASSUMING LMFBR, LWR & COAL MAKEUP POWER SOURCES (A)~(D)

MAKEUP POWER SOURCE	$\Delta\alpha$ MILLS/KWH	β HRS/FAILURE	γ \$/KWe	SGC \$ MIL-LIONS	SGCC \$ MIL-LIONS	RPFC \$ MIL-LIONS	RPCC \$ MIL-LIONS	TOTAL CAPITALIZED COST \$ MILLIONS	FAILURES/YR
TYPE 1 SINGLE WALL - SINGLE TUBESHEET									
LMFBR	0	501	3200	160	205	0	451	656	1.40
LWR	14	501	2300	160	205	29	324	558	1.40
COAL	38	501	1700	160	205	78	240	523	1.40
TYPE 2 SINGLE WALL - DOUBLE TUBESHEET									
LMFBR	0	539	3200	184	235	0	486	721	1.43
LWR	14	539	2300	184	235	31	350	616	1.43
COAL	38	539	1700	184	235	85	258	578	1.43
TYPE 3 DOUBLE WALL - DOUBLE TUBESHEET									
LMFBR	0	672	3200	232	297	0	237	534	0.59
LWR	14	672	2300	232	297	15	170	482	0.59
COAL	38	672	1700	232	297	41	126	464	0.59
TYPE 4 DOUBLE WALL - SINGLE TUBESHEET									
LMFBR	0	565	3200	208	266	0	0	266	3.11×10^{-8}
LWR	14	565	2300	208	266	0	0	266	3.11×10^{-8}
COAL	38	565	1700	208	266	0	0	266	3.11×10^{-8}

(B) - COMPARISON OF TOTAL CAPITALIZED COSTS FOR STEAM

GENERATOR TYPES 1, 3 & 4 IF ACTUAL TUBE LEAK FREQUENCY IS 100 TIMES LESS THAN PREDICTED

MAKEUP POWER SOURCE	$\Delta\alpha$ MILLS/KWH	β HRS/FAILURE	γ \$/KWe	SGC \$ MIL-LIONS	SGCC \$ MIL-LIONS	RPFC \$ MIL-LIONS	RPCC \$ MIL-LIONS	TOTAL CAPITALIZED COST \$ MILLIONS	FAILURES/YR
TYPE 1 SINGLE WALL - SINGLE TUBESHEET									
LMFBR	0	501	3200	160	205	0	109	314	0.34
LWR	14	501	2300	160	205	7	78	290	0.34
COAL	38	501	1700	160	205	19	58	282	0.34
TYPE 3 DOUBLE WALL - DOUBLE TUBESHEET									
LMFBR	0	672	3200	232	297	0	140	437	0.35
LWR	14	672	2300	232	297	9	101	407	0.35
COAL	38	672	1700	232	297	24	75	396	0.35
TYPE 4 DOUBLE WALL - SINGLE TUBESHEET									
LMFBR	0	565	3200	208	266	0	0	266	2.17×10^{-10}
LWR	14	565	2300	208	266	0	0	266	2.17×10^{-10}
COAL	38	565	1700	208	266	0	0	266	2.17×10^{-10}

(C) - COMPARISON OF TOTAL CAPITALIZED COSTS FOR STEAM

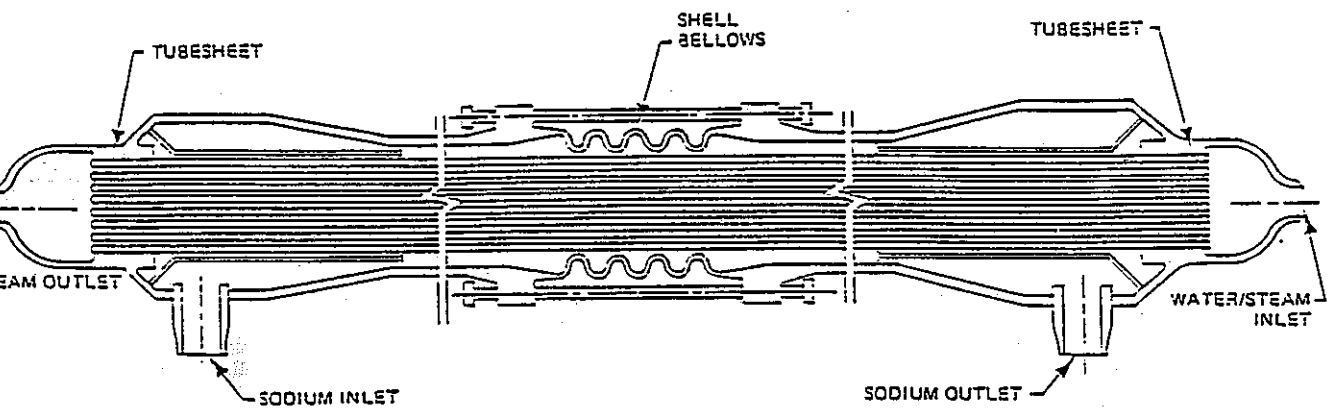
GENERATOR TYPES 3 & 4 IF ACTUAL WELD LEAK FREQUENCY IS 100 TIMES LESS THAN PREDICTED

MAKEUP POWER SOURCE	$\Delta\alpha$ MILLS/KWH	β HRS/FAILURE	γ \$/KWe	SGC \$ MIL-LIONS	SGCC \$ MIL-LIONS	RPFC \$ MIL-LIONS	RPCC \$ MIL-LIONS	TOTAL CAPITALIZED COST \$ MILLIONS	FAILURES/YR
TYPE 3 DOUBLE WALL - DOUBLE TUBESHEET									
LMFBR	0	672	3200	232	297	0	101	398	0.251
LWR	14	672	2300	232	297	6	73	376	0.251
COAL	38	672	1700	232	297	17	54	368	0.251
TYPE 4 DOUBLE WALL - SINGLE TUBESHEET									
LMFBR	0	565	3200	208	266	0	0	266	2.00×10^{-3}
LWR	14	565	2300	208	266	0	0	266	2.00×10^{-3}
COAL	38	565	1700	208	266	0	0	266	2.00×10^{-3}

(D) - COMPARISON OF TOTAL CAPITALIZED COSTS FOR STEAM

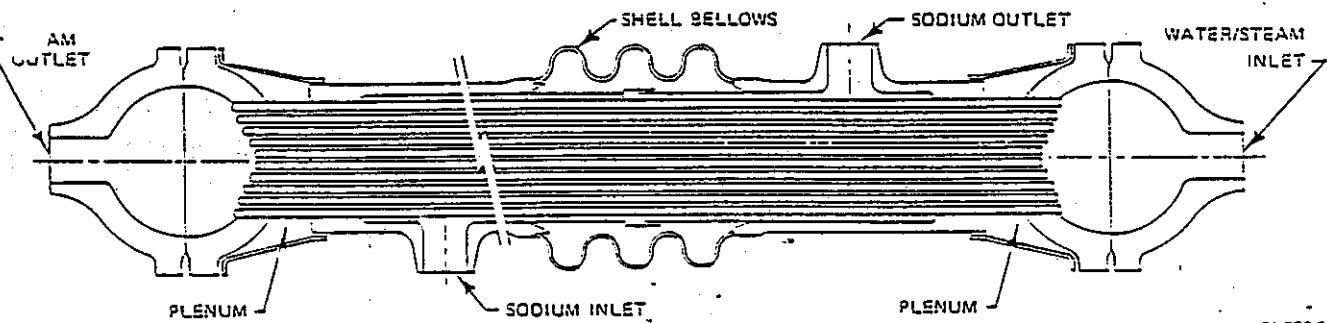
GENERATOR TYPES 1, 3 & 4 IF ACTUAL TUBE & WELD LEAK FREQUENCIES ARE BOTH 100 TIMES LESS THAN PREDICTED

MAKEUP POWER SOURCE	$\Delta\alpha$ MILLS/KWH	β HRS/FAILURE	γ \$/KWe	SGC \$ MIL-LIONS	SGCC \$ MIL-LIONS	RPFC \$ MIL-LIONS	RPCC \$ MIL-LIONS	TOTAL CAPITALIZED COST \$ MILLIONS	FAILURES/HR
TYPE 1 SINGLE WALL - SINGLE TUBESHEET									
LMFBR	0	501	3200	160	205	0	4	209	1.40×10^{-2}
LWR	14	501	2300	160	205	0	3	208	1.40×10^{-2}
COAL	38	501	1700	160	205	1	2	208	1.40×10^{-2}
TYPE 3 DOUBLE WALL - DOUBLE TUBESHEET									
LMFBR	0	672	3200	232	297	0	2	299	5.95×10^{-3}
LWR	14	672	2300	232	297	0	2	299	5.95×10^{-3}
COAL	38	672	1700	232	297	0	1	298	5.95×10^{-3}
TYPE 4 DOUBLE WALL - SINGLE TUBESHEET									
LMFBR	0	565	3200	208	266	0	0	266	3.11×10^{-12}
LWR	14	565	2300	208	266	0	0	266	3.11×10^{-12}
COAL	38	565	1700	208	266	0	0	266	3.11×10^{-12}



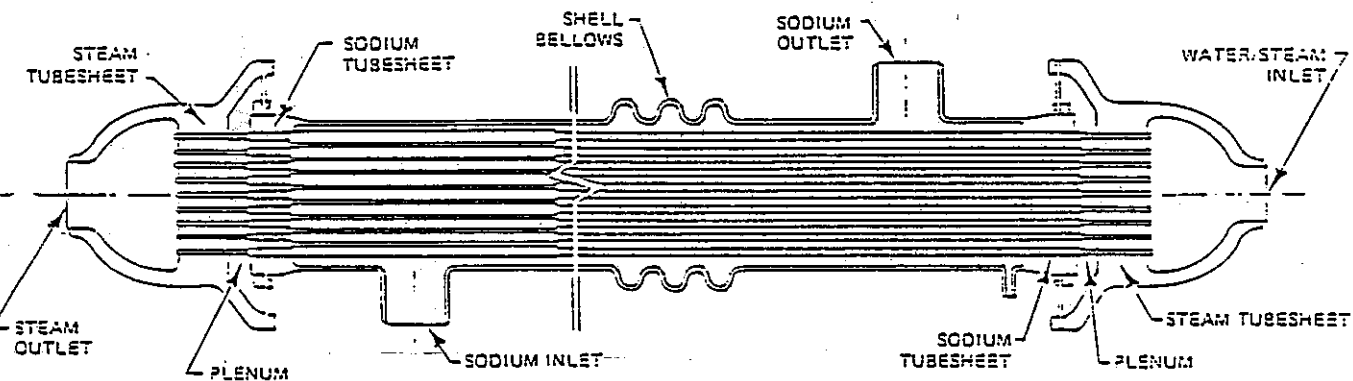
81-298-01

Fig. 2.2-13 SINGLE WALL TUBE, SINGLE TUBESHEET CONFIGURATION (TYPE 1)



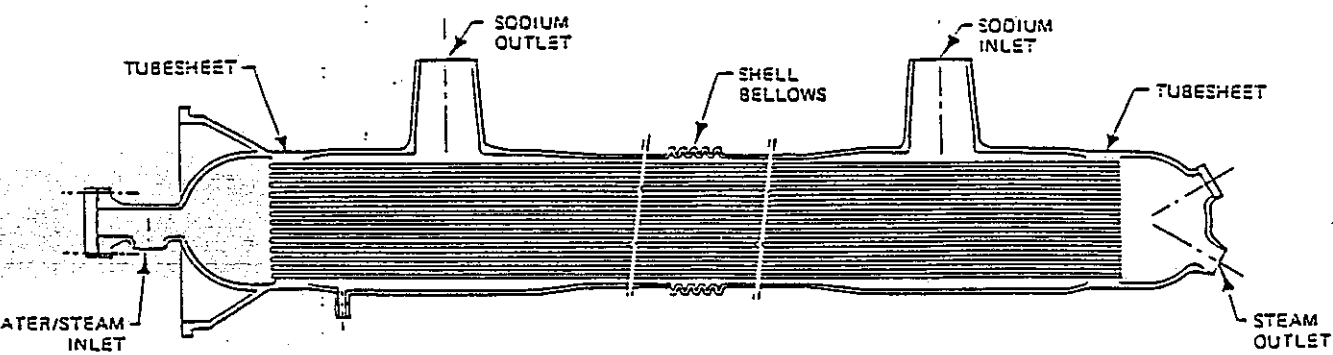
81-299-02

Fig. 2.2-14 SINGLE WALL TUBE, DOUBLE TUBESHEET CONFIGURATION (TYPE 2)



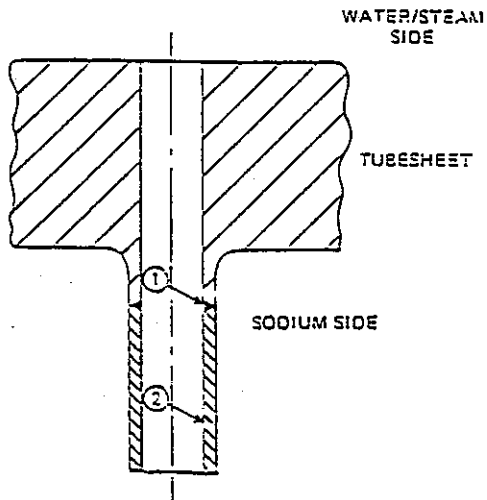
81-299-03

Fig. 2.2-15 DUPLEX TUBE, DOUBLE TUBESHEET CONFIGURATION (TYPE 3)



81-299-04

Fig. 2.2-16 DUPLEX TUBE, SINGLE TUBESHEET CONFIGURATION (TYPE 4)



81-298-05

Fig. 2.2-17 SINGLE WALL-SINGLE TUBESHEET TUBE-TO-TUBESHEET ATTACHMENT

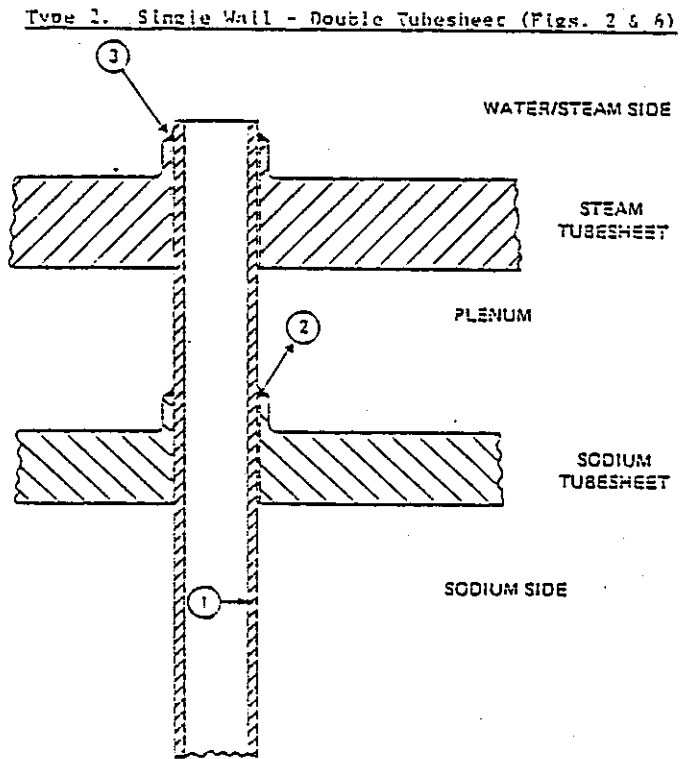
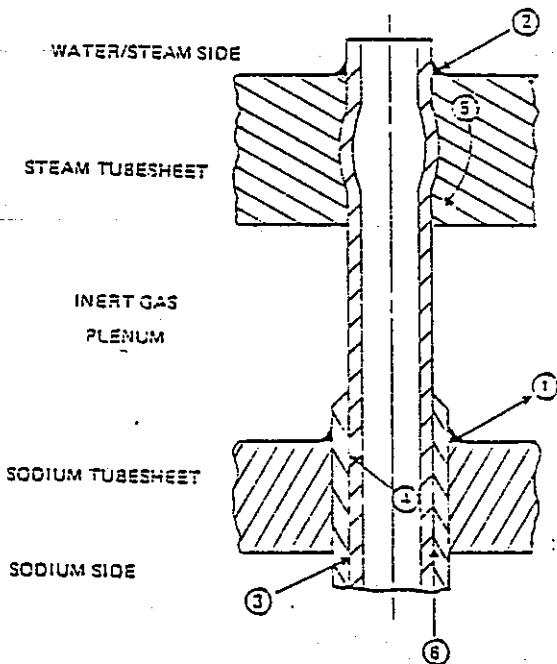


Fig. 2.2-18 SINGLE WALL-DOUBLE TUBESHEET TUBE-TO-TUBESHEET ATTACHMENT

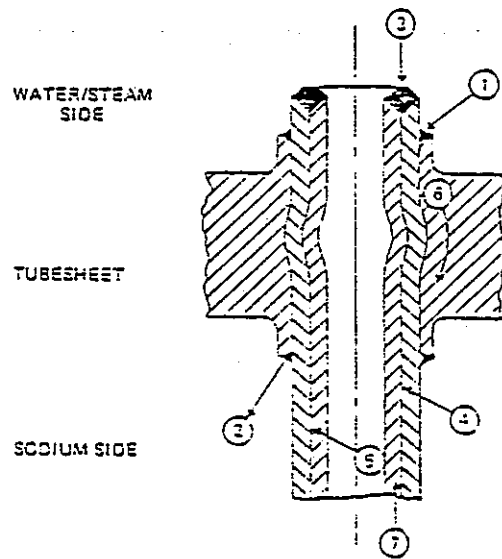
Type 3. Double Wall - Double Tubesheet (Figs. 3 & 7)
Figure 7 shows the tube-to-tubesheet attachment with the various possible leak paths noted.



81-298-07

Fig. 2.2-19 DOUBLE WALL-DOUBLE TUBESHEET TUBE-TO-TUBESHEET ATTACHMENT

Type 4. Double Wall-Single Tubesheet (Figs. 4 & 8)
Figure 8 shows the tube-to-tubesheet attachment for this design with the various possible leak paths noted.



81-298-08

Fig. 2.2-20 DOUBLE WALL-SINGLE TUBESHEET TUBE-TO-TUBESHEET ATTACHMENT

2.3 経済性データベースの調査

ここでは、本研究で開発を試みる安全設計の合理性評価用データベースに役立てる目的で、FBRプラントの建設費の評価に用いられているデータベースについて調査をおこなった。対象とした文献は、公開文献の範囲内で、経済性データベースに関するものおよびデータベースについての情報（例えばデータベースをどの様に使っているか）を含むと思われる文献である。

これらの文献は、文献抄録に全て記載してあるが、後者に関するものは文献抄録内のA項目に入れており、前者に係わる文献は全てB項にまとめた。

i) 経済性データベースの利用の現状

文献抄録に収集されている文献を調査して、現在コストデータベースとして使用されているものが、どれ程存在するのかを調べた。結果としては、米国DOEにおいて開発しているEEDB (Energy Economic Data Base) がコスト評価用データベースとして使用し得る（入手可能性はかならずしも明らかではない）唯一のものであった。

データベースの利用に関する文献は第2.2節において内容をまとめているので、ここではどの様なデータベースを用いているかの観点から、簡単にまとめる。

- LWR, FBR共に経済性評価のデータベースとしてEEDBを使用している研究が多く見受けられ、この場合にはデータベースを明確にしている。第2.2節で述べている様に、CRBRPの様に設計が詳細化しているプラントやPRISM炉の様に経済性評価が絶対値として、重要な意味を持つ場合には、EEDBによる評価は不適當であり、そのプラントのシステムやコンポーネントの設計を担当しているメーカーがシステムやコンポーネントのコストを提示して、それをもとに建設費の予測をおこなっている。この場合には、当然ながら、データベースについての情報は皆無である。

- FBRプラントのシステム、機器等に関するコストデータは、極めて少ないと思われ、公開文献の範囲ではEEDB以外にはほとんど情報もないのが現状

である。

従って、本研究においては、EEDBについて詳細に調査し、本研究で開発するデータベースに役立てることとする。

ii) EEDBに関する調査（文献(B-1)～(B-7)）

EEDBは米国DOEがスポンサーとなり1978年からUE&C社において開発が開始され、毎年改修が加えられてVersion upし、現在に到っている。以下簡単に内容をのべるが、詳細は添付Bにまとめてあるので参照されたい。

EEDBは、原子力および在来火力発電プラントに関するコスト評価に必要な情報（技術情報、コスト情報等）を内蔵している。これらの情報は、発電プラント建設計画をDOEが評価するための手段の一つとして利用することを目的として、作成されたものである。異種発電プラント間の発電コストの比較、発電プラントの出力規模の選択、或は、許認可期や建設期の変動による発電コストへの影響を調べることなどが主な利用法である。後述（第3.1節）の様に発電プラントの建設費は、サイトの場所、建設期間、インフレーション等の要因が複雑にからみ、極めてバラツキが大きく統計処理が出来そうに思えぬ程である。従って個々の発電プラントの建設費（の絶対値）を相関と云う統計手法を用いて予測することは極めて難かしいものと考えてよい。EEDBの利用を相対比較にとどめているのは、この様な事情によるものと想像出来る。

(a) EEDBの概要（文献B-1, B-3～B-5）

・コスト評価の範囲

建設費、燃料サイクル費、運転・管理費を計算して発電コストを求める。

本研究では建設費のみ対象にしている。建設費に着目することとする。

・EEDBの構成

次の5つのファイル（又はモデル）で構成する。

- ① 技術モデル (Technical model) - 設計データ、仕様データ
- ② 建設費モデル (Capital cost model) - コストデータ
- ③ 燃料サイクルモデル (Fuel cycle model)
- ④ 運転・管理モデル (Operating & Maintenance model)
- ⑤ バックアップデータファイル (Back up Data files)

この5つのモデルのうち、建設費に関係するイ、ロについて説明する。

・技術モデル

プラントの詳細設計をもとにした、技術仕様、熱サイクル図、プラント配置図、建屋図面、機器配置図、機器構造、建屋等のプラント構成要素の製品リスト (Equipment list: これには各要素の寸法、形状、重量、材質、安全グレード、設計条件など詳細に記載されているもので、その要素のコスト (Equipment cost) を求めるデータとなる) を含んでいる。

技術モデルは、設計の詳細さによりそのレベルが変わるが、最も詳細なレベルでは、プラント構成を9ケタに分類 (9 digits of account) している。この9ケタの階層分類には、それぞれ、システム、サブシステム、コンポーネント等のレベルが対応している。この構造をTable 2.3-1 に示す。

使用目的により、digits of account の使用レベルを選択することが出来る。現在のデータでは、9 digitsレベルまで分類すると原子力プラントで約10,000ケの要素に分けられ、火力プラントでは約5,000の要素で構成される。

・建設費モデル

技術モデルにおいて分類されたシステムの構成要素 (それぞれaccount (番号) がつけられる) に対して、製品リスト (Equipment List, この中に上記要素のコスト算出に必要な寸法、形状、材料、設計条件、安全グレード、重量等が、その要素と同一account をもってリストされている) のデータをもとに算出した製品コスト (Equipment cost), その製品をサイトまで運搬し据付、検査するに必要な人工費 (Labor cost) およびサイトでの必要資材費 (Material cost) を対応づけ、これを要素の建設費モデルとする。

このサイトにおける人工費、資材費は、サイトの場所により（更に年代により）、その単価が変動するので、この単価リストを場所毎に用意しておく必要がある。この単価リストも建設費モデルに含まれるものである。

EEDB-VI（文献 B-4）のFBRプラントの建設費モデルの単価リスト（編集してある）をTable 2.3-2 に示す。又EEDB-VI（文献 B-5）に記載されているFBRプラントに対する3 digitsレベル（サブシステムレベル）のコスト成分（上記建設費モデルの製品コスト、人工費、資材費）をTable 2.3-3 に示す。

EEDB-VIのFBRプラントはPLBRをもとにした1457MWe のループ型FBRであるのに対しEEDB-VIIではCOMO/EPRI で設計したLSPB（1320MWe ループ型）のモデルを内蔵している。

(b) FBRプラントの原子炉系の詳細データベース（文献 B-2）

FBRプラントの原子炉系に関する詳細なデータベース（コストデータを含む）として、入手し得る唯一の文献が文献 B-2である。本文献は本研究で開発するデータベースの基礎とすべきものであるので、添付Cに詳細に説明した。

この原子炉系詳細データベースは、1978年にUE&C社で開発されたもので、当時、米国3社（GE, WH, AI）で概念設計がなされたPLBRをもとにして、C-E社が大型FBRを設計した。これは、電気出力1460MWe、4ループを持つループ型FBRである。

このFBRを対象プラントとして、原子炉からSG廻りまでを含む蒸気供給系（NSSS：Nuclear Steam Supply System）に関する詳細な技術モデルと建設費モデルを構築しており、製品リストと建設費モデルは本文献にまとめられている。いずれも添付Cに詳細をまとめてあるので、ここでは説明を省略する。

iii) 調査のまとめ

- FBRプラントの経済性評価用データベースは、EEDB以外は見当らなかった。
- FBRプラントのNSSSに関する詳細なデータベースがあり、調査の結果、本研究で開発する経済性データベースの基本データベースとして適当であることが判った。なおこの詳細データベースは、EEDB-I~EEDB-VIまでのFBRプラントのデータベースの基本バージョンとして使用されているものである。
- EEDB-VIは、9 digitsレベルまで完成した最新バージョンであるが、公開文献ではないので入手していない。
- EEDB-VIIはFBRのデータベースに関しては、3 digit レベルまで完成、9 digit レベルのものは1986年10月頃完成予定。

Table 2.3-1

ENERGY ECONOMIC DATA BASE,
 CODE OF ACCOUNTS,
 EXAMPLE OF LEVELS OF DETAIL

<u>No. of Digits</u>	<u>No. of Account</u>	<u>Name of Account</u>	<u>Function/Level</u>
1	2	Direct Costs	Total/"Bottom Line"
2	26	Main Condenser Heat Rejection System	Name/Account
3	262	Mechanical Equipment	Name/Sub-Account
4	262.1	Heat Rejection System	Name/System
5	262.15	Main Cooling Tower Make-up and Blowdown System	Name/Sub-System
6	262.151	Make-up Water System	Name/Sub-Sub-System
7	262.1511	Rotating Machinery	Class/Equipment Category
8	262.15111	Make-up Pump and Motor	Class/Equipment Sub-Category
9	262.151111	Make-up Pump	Class/Component

Table 2.3-2

ENERGY ECONOMIC DATA BASE
PHASE VI UPDATE
COMMODITY AND CRAFT MANHOUR SUMMARY
1457 MWe LIQUID METAL FAST BREEDER REACTOR NUCLEAR POWER GENERATING STATION

<u>NUCLEAR PLANT QUANTITIES</u>				<u>NUCLEAR PLANT MANHOURS</u>		
<u>Commodity</u>	<u>Unit(a)</u>	<u>Quantity</u>	<u>Installed Cost/Unit(b)</u>	<u>Craft</u>	<u>Manhours</u>	<u>Cost x 10³(b)</u>
Excavation (Rock/Earth)	CY	924,362	13.54	Boiler Makers	1,395,470	28,328.
Fill	CY	259,371	10.16	Bricklayers	439,695	7,787.
Formwork	SF	2,748,480	16.58	Carpenters	2,185,553	42,400.
Reinforcing Steel	TN	42,575	1,817.00	Electricians	5,409,319	108,781.
Structural Concrete	CY	261,999	121.22	Ironworkers	4,238,886	86,049.
Concrete Fill	CY	130,377	67.30	Laborers	3,284,695	49,632.
Embedded Steel	TN	2,589	9,570.00	Millwrights	393,217	8,277.
Structural Steel	TN	16,310	2,312.00	Operating Engineers	2,323,343	42,750.
Special Steel Liners	LT	---	39.09(c)	Painters	1,073,022	16,106.
Carbon Steel Piping (NS)	LB	745,162	16.12	Pipe Fitters	8,644,386	181,359.
Stainless Steel Piping (NS)	LB	763,866	80.02	Sheet Metal Workers	404,245	8,348.
Carbon Steel Piping (NNS)	LB	7,862,037	11.15	Teamsters	485,500	6,724.
Stainless Steel Piping (NNS)	LB	1,022,798	38.88	All Others	395,813	8,261.
Chrome-Moly Piping (NNS)	LB	1,661,630	13.14			
Valves	LT	---	11.14(c)	TOTAL CRAFT LABOR(f)	30,673,144	594,802.
Fire Protection	LT	---	4.42(c)			
BOP Pumps (1000 HP & above)(d)	HP	98,600	80.54			
Heat Exchangers	LT	---	31.82(c)			
Turbine Generator	LT	---	86.79(c)			
Instrumentation and Control	LT	---	21.22(c)			
Heat., Ventilating, & Air Cond.	LT	---	18.30(c)			
Lighting & Service Power	LT	---	7.98(c)			
Duct Runs and Wire Containers	LF	1,201,600	38.19			
Wire and Cable	LF	8,799,500	4.22			
Electrical Balance of Plant	LT	---	25.06(c)			
Nuclear Steam Supply System	LT	---	308.97(c)			
All Others(e)	LT	---	129.20(c)			

- (a) CY = Cubic yards; LB = Pounds; LF = Linear Feet; LT = Lot; HP = Horsepower; SF = Square Feet; TN = Tons
 (b) Data in January 1, 1983 Constant Dollars
 (c) Cost per Unit is in Dollars per Kilowatt - Electrical (\$/kWe) (NNS) = Non-Nuclear Safety Grade
 (d) Includes Boiler Feed Pumps (NS) = Nuclear Safety Grade
 (e) Does Not Include Indirect Costs
 (f) Does Not Include Indirect Manhours

Table 2.3-3

ENERGY ECONOMIC DATA BASE - PHASE VII UPDATE
1320 MWe LARGE SCALE PROTOTYPE BREEDER REACTOR NPGS (EEDB LSPB)
BEST EXPERIENCE BASIS - PLANT CODE 410L
CAPITAL COST ESTIMATE

Table 2.3-3 (Continued)

07/21/80

EEDB VII BASE COSTS (BEST EXPERIENCE BASIS)
 1320 MWe EEDB LARGE SCALE PROTOTYPE BREEDER REACTOR
 Plant Code 410L Cost Basis 1/1/84 (\$ x 1000)

Acct. No.	Account Name	Factory Equipment Cost	Site Labor Hours	Site Labor Cost	Site Material Cost	Total Costs
21	STRUCTURES & IMPROVEMENTS	12,223	7,238	145,378	112,000	269,610
22	REACTOR PLANT EQUIPMENT	593,183	2,264	49,368	11,251	653,802
23	TURBINE PLANT EQUIPMENT	159,751	1,718	37,217	30,060	227,028
24	ELECTRIC PLANT EQUIPMENT	38,637	1,632	33,873	14,786	87,275
25	MISC PLANT EQUIPMENT	20,772	1,054	22,927	13,032	56,732
26	MAIN COND HEAT REJECT SYS	33,401	584	12,038	5,179	50,618
<hr/>						
2	TOTAL DIRECT COSTS	857,967	14,488	300,801	186,297	1,345,065
	\$ or Manhours Per net KWe	650	11	228	141	1,019
91	CONSTRUCTION SERVICES	62,366	3,164	65,811	65,034	193,211
92	ENG & HOME OFFICE SERVICES	266,439	0	0	0	266,439
93	FIELD OFFICE SERVICES	110,611	546	11,363	16,365	138,339
<hr/>						
9	TOTAL INDIRECT COSTS	439,416	3,710	77,174	81,399	597,989
	\$ or Manhours Per net KWe	333	3	58	62	453
<hr/>						
TOTAL BASE COST (2+9)		1,297,383	18,198	377,976	267,696	1,943,055
	\$ or Manhours Per net KWe	983	14	286	203	1,472

This estimate represents a second-of-a-kind, pre-commercial unit. It does not include owner's costs, contingency, AFUDC, EDC, or costs for first core, switchyard, generator step up transformers, spare parts and other preferential items.

2-63

Table 2.3-3 (Continued)

8/21/85

UNITED ENGINEERS & CONSTRUCTORS, INC.
 EEDB VII BASE COSTS (BEST EXPERIENCE BASIS)
 1320 MWe EEDB LARGE SCALE PROTOTYPE BREEDER REACTOR
 Plant Code 410L Cost Basis 1/1/84 (\$ x 1000)

Accl. No.	Account Name	Factory Equipment Cost	Site Labor Hours	Site Labor Cost	Site Material Cost	Total Costs
211	Yardwork	0	551	9,797	10,107	19,904
212	Reactor Contain/Confine Bldg	3,350	2,723	55,468	49,582	108,400
213	Turbine Room & Heater/Aux Bay	97	435	8,791	9,890	18,778
214	Gate House	0	7	138	109	247
215	Reactor Service Building	0	1,265	25,022	12,205	37,227
216	NI Maintenance Building	103	299	5,914	4,003	10,020
218A	Control Building	0	180	3,551	2,165	5,716
218B	Plant Service (Admin) Building	95	75	1,448	890	2,433
218C	Gas-Turbine Building	0	74	1,460	744	2,204
218D	Fire Pump House Incl Foundatn	0	4	80	67	147
218E	Steam Generator Buildings	190 *	525 *	10,411 *	5,985 *	16,586 *
218H	Electrical Equipment Building	95	15	300	348	743
218K	Pipe Tunnels	0	50	962	1,165	2,127
218N	Maintenance Shop & Warehouse	0	66	1,302	1,209	2,511
218R	Auxiliary Boiler Building	0	99	1,979	2,030	4,009
218S	Waste Water Treatment Bldg	8	21	454	255	717
218X	Structures HVAC	7,312	749	16,253	11,218	34,783
218Y	Structures Lighting	973	98	2,049	37	3,059
219G	Off-Site Technical Building			Not Included		
21	STRUCTURES & IMPROVEMENTS \$ or Manhours Per net KWe	12,223 9	7,236 5	145,378 110	112,009 85	269,610 204
* Includes costs for 218I Aux Builds and 218T Intermed Sodium Storage Vault.						
220A	Nuclear Steam Supply (NSSS)	572,187	0	0	0	572,187
221	Reactor Equipment	150	89	1,927	321	2,398
222	Main Heat Xfer & Xport System	3,862	329	7,212	721	11,795
223	Safeguards System	2	23	504	15	521
224	Radwaste Processing System	1,000	10	219	440	1,659
225	Fuel Handling & Storage System	100	139	3,040	300	3,440
226	Other Reactor Plant Equipment	4,282	853	18,493	6,478	29,253
227	RX Instrumentation & Control	11,440	397	8,524	110	20,074
228	Reactor Plant Misc Items	160	424	9,451	2,866	12,477
22	REACTOR PLANT EQUIPMENT \$ or Manhours Per net KWe	583,183 449	2,264 2	49,368 37	11,251 9	653,802 495

2-64

Table 2.3-3 (Continued)

6/21/85

EEDB VII BASE COSTS (BEST EXPERIENCE BASIS)
 1320 MWe EEDB LARGE SCALE PROTOTYPE BREEDER REACTOR
 Plant Code 410L Cost Basis 1/1/84 (\$ x 1000)

Acct. No.	Account Name	Factory Equipment Cost	Site Labor Hours	Site Labor Cost	Site Material Cost	Total Costs
231	Turbine Generator	122,149	377	8,113	1,540	131,802
233	Condensing System	15,301	416	9,085	7,622	32,008
234	Feed Heating System	12,025	253	5,553	12,591	30,169
235	Other Turbine Plant Equip	8,824	320	7,014	7,205	23,043
236	Instrumentation & Control	1,452	165	3,529	353	5,334
237	Turbine Plant Misc Items	0	187	3,921	749	4,670
<hr/>						
23	TURBINE PLANT EQUIPMENT	159,751	1,718	37,217	30,060	227,028
	\$ or Manhours Per net KWe	123	1	28	23	172
241	Switchgear	6,786	27	561	56	7,403
242	Station Service Equipment	19,473	166	3,430	696	23,599
243	Switchboards	5,716	96	1,896	200	7,911
244	Protective Equipment	0	85	1,771	1,182	2,953
245	Elect Struc & Wiring Contr	0	755	15,598	3,950	19,548
246	Power and Control Wiring	6,662	503	10,518	8,682	25,862
<hr/>						
24	ELECTRIC PLANT EQUIPMENT	38,637	1,632	33,873	14,766	87,275
	\$ or Manhours Per net KWe	29	1	26	11	66
261	Transportation & Lift Equip	5,058	28	614	61	5,734
252	Air, Water & Steam Service Sys	6,827	711	15,514	12,741	35,082
253	Communications Systems	3,173	208	4,474	170	7,817
254	Furnishings & Fixtures	4,134	32	680	60	4,874
255	Waste Water Treatment Equip	1,580	75	1,645	0	3,225
256	Industrial Security & Safeguards		Included in Account	253		
<hr/>						
25	MISC PLANT EQUIPMENT	20,772	1,054	22,927	13,032	56,732
	\$ or Manhours Per net KWe	16	1	17	10	43
<hr/>						
261	Heat Rej Sys Structures	193	94	1,838	1,500	3,529
262	Heat Rej Sys Mech Equip	33,208	490	10,202	3,679	47,089
<hr/>						
26	MAIN COND HEAT REJECT SYS	33,401	584	12,038	5,179	50,618
	\$ or Manhours Per net KWe	25	0	9	4	38
<hr/>						
2	TOTAL DIRECT COSTS	857,987	14,488	300,801	186,297	1,345,085
	\$ or Manhours Per net KWe	650	11	228	141	1,019

2-65

Table 2.3-3 (Continued)

6/21/85

UNITED ENGINEERS & CONSTRUCTORS, INC.
 EEDB VII BASE COSTS (BEST EXPERIENCE BASIS)
 1320 MWe EEDB LARGE SCALE PROTOTYPE BREEDER REACTOR
 Plant Code 410L Cost Basis 1/1/84 (\$ x 1000)

Acct. No.	Account Name	Factory Equipment Cost	Site Labor Hours	Site Labor Cost	Site Material Cost	Total Costs
911	Temporary Construction Fac.	0	2,760	67,408	10,872	77,200
912	Construction Tools & Equip	0	404	8,403	43,268	51,671
913	Payroll Insurance & Taxes	62,366	0	0	0	62,366
914	Permits, Ins. & Local Taxes	0	0	0	1,804	1,804
<hr/>						
91	CONSTRUCTION SERVICES	62,366	3,164	65,811	65,034	193,211
	\$ or Manhours Per net KWe	47	2	50	49	146
921	Home Office Services	254,228	0	0	0	254,228
922	Home Office QA	8,007	0	0	0	8,007
923	Home Office Constr'n Mgmt	4,204	0	0	0	4,204
<hr/>						
92	ENG & HOME OFFICE SERVICES	266,439	0	0	0	266,439
	\$ or Manhours Per net KWe	202	0	0	0	202
931	Field Office Expenses	0	28	589	18,365	18,954
932	Field Job Supervision	90,909	303	8,174	0	99,083
933	Field QA/QC	6,885	125	2,600	0	9,485
934	Plant Startup & Test	12,817	0	0	0	12,817
<hr/>						
93	FIELD OFFICE SERVICES	110,611	546	11,363	18,365	130,339
	\$ or Manhours Per net KWe	84	0	9	12	105
<hr/>						
9	TOTAL INDIRECT COSTS	439,416	3,710	77,174	81,399	597,989
	\$ or Manhours Per net KWe	333	3	58	62	453
<hr/>						
TOTAL BASE COST (2 + 9)		1,297,383	18,198	377,976	267,696	1,943,055
	\$ or Manhours Per net KWe	983	14	286	203	1,472

This estimate represents a second-of-a-kind, pre-commercial unit. It does not include owner's costs, contingency, AFUDC, EDC, or costs for first core, switchyard, generator step up transformers, spare parts and other preferential items.

2.4 バリュース・インパクト解析の調査

バリュース・インパクト解析 (Value-Impact Analysis …… V I A) は、コスト／ベネフィット解析 (Cost/Benefit Analysis …… C B A) の変形であり、あるプラントに安全上の改善を加える場合、どの改善案が最適かを評価するのに利用される。

従来、C B Aで使用していた用語「Benefit」及び「Cost」は、ドルを連想させ、使用上制限がある為、N R Cがそれに代る用語として、「Value」と「Impact」の使用を推奨したところからV I Aの名前が使われ始めた。

V I Aでは、基本プラントを設定し、基本プラントを改良したとき、どの程度のValueとImpactが出てくるかを単に直接費の変化だけでなく、種々のリスクの変動をも考慮に入れて、基本プラントに対する、メリット (Value) /ディメリット (Impact) の増減を定量的に評価し、改良案の優劣を決定する。

本項では、文献(A-13)に従ってV I Aについてその概要を紹介する。(A-13)は、V I Aの手法に関する説明を行い、続いて、T M I事故の後、N R CがB W Rに対して出した32項目にわたる改善提案(NUREG-626)のうち8項目を抽出し、各々の項目に対しV I Aの適用により、最善の改良案を抽出している。

(a) V I Aの手順

Fig.2.4-1 に示す様に、V I Aは、10ステップの手順からなり、これらは「定義」、「評価」、「決定」の3つの内容に分類されている。以下10ステップの手順につき簡単に述べる。

(1) S T E P 1 : 目的の定義

最初に、現時点で存在すると思われる問題を定義する。添付資料Aで示したV I Aの適用例 (NUREG-0626の項目1)

A.1 : Separation of HPCI and RCIC Initiation Levels

(H P C I ……High Pressure Coolant Injection System)
(R C I C ……Reactor Core Isolation Cooling System)

では、H P C Iの信頼性は、R C I Cの信頼性より劣る為、両者の起動レベルを分け、H P C Iが不必要な場合、H P C I起動回数を低減させることを目的

としたものである。

(2) STEP 2 : 基本ケースの設定

基本ケースは、"do nothing" case とも呼ばれており、文字通り、現状のシステムを指す。基本ケースは、これを基にし、代替案を作成する為、詳細に定義する必要がある。添付資料Aの例題では、Limerick原子炉をベースにしている。Limerickプラントでは、既にPRAが行なわれている。

(3) STEP 3 : 代替案の決定

VIAの中で、代替案を決定するのは、最も困難な作業の1つであり、VIAの結果を大きく左右する。代替案は、プラント技術者、保守員、運転員、外部の権威者等の意見を基にし、多角的な観点から展開していく必要があり、提案された代替案は、すべて取り入れることが望ましい。例題では、上記A.1の目的に対し、次の3つの代替案を設定している。

- (イ) HPCIよりも高いレベルで、RCICが作動すべく、RCICの設定点を変える。RCICの自動再起動装置はつけない。
- (ロ) 自動再起動機能をRCICシステムのロジックに付加する。RCICとHPCIの起動レベルは同じままにしておく。
- (ハ) RCICの起動に対し、HPCIに起動遅れ時間を持たせる。RCICに自動再起動機能は付加しない。

(4) STEP 4 : 完全性の吟味

代替案が充分であるかどうかを、レビューする。完全なものは困難であるが、実用的な観点から、完全と思われるまで充分吟味する必要がある。

(5) STEP 5 : 属性 (attribute) の決定

属性とは、代替案の比較項目である。問題によっては、大事な属性が陽に出てこない場合があるので、見逃さない様十分な注意が必要である。Table 2.4-1 に例題で使用した属性と、その他考えられる属性を、プラスの属性 (Value) とマイナスの属性 (Impact) に分けて示してある。表から判る様に、属性は多岐にわたり、総合的に代替案を比較できる様に定められている。

又、VIAでは、属性の各項目に対し、代替案を採用した場合の変化量を要素とした属性ベクトル (attribute vector) :

$$\underline{A} = \begin{pmatrix} a_{j1} - b_{j1} \\ a_{j2} - b_{j2} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ a_{jn} - b_{jn} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} a_{j1} \\ a_{j2} \\ \cdot \\ \cdot \\ \cdot \\ a_{jn} \end{pmatrix}$$

$\left(\begin{matrix} j \text{ 番目の代替案} \\ \text{属性} \end{matrix} \right) \left(\begin{matrix} \text{基本ケース} \\ \text{の属性} \end{matrix} \right) \left(\begin{matrix} j \text{ 番目の代替案} \\ \text{の属性ベクトル} \end{matrix} \right)$

← (2番目の属性)
 ← (n番目の属性)

で表現している。

属性ベクトルの定量化は、STEP 7のリスク評価の後に行なわれる。

(6) STEP 6 : 制限条件の考慮

代替案は、次に示す6つの制約をクリアしなければならない。

技術的観点：代替案は、目的を満足しており、かつ、技術的に確立したものであること。

経済的観点：改良の為の短期、長期の直接費は、財源上の制限範囲内にあること。

環境上の制限：環境へのインパクト（例えば、化学物質の環境放出、廃棄物、ガスの放出、熱公害生物への影響）は制限内であること。

社会的制約：代替案を実行に移す場合、社会が受け入れ得るものであること。

政策上の制約：有権者グループにおいて、どのようなコスト／ベネフィットがあるか充分考察しておくこと。

許認可上の制約：すべての法律、規約、慣習、基準をクリアすること。

(7) STEP 7 : 評価

まず、各代替案ごとにハードウェア、ソフトウェア、解析、必要なドキュメンテーション、概念設計をしておく。続いて、フォールトツリー/イベントツリーにより、代替案を取り入れたことによる事故の確率の基本ケースに対する変動量を評価し、公衆や作業員に対するリスクの変動量を評価する。ここでは代替案をとることによるコンシケンスの変化はすべて評価しなければならない。

(8) STEP 8 : 共通単位系への変換

CBAでは、慣習上、すべての属性をドルに換算していた。ドルの単位は、例えば、労働力、物等を表わすのには適しているが、人間の生命、健康への影響、人間の心理的影響などを表現するのには適していない。しかしながら、単位系の異なった属性を比較することはできないので、VIAでは、「Cost of life saving」の概念で、単位系を統一している。

後述の例題では、10CFR50 Appendix Iに示されている\$1000/person-remの等価換算率と、BEIR Reportのデータ 10^4 person-rem/fatalityの値を用いて、単位変換を行っている。

又、VIAでは、属性ベクトルの要素は異った単位系で表わされており、これを等価なドルに変換する為に変換マトリックス(C)を導入し、次の式により、変換属性マトリックス(Dj)を作成している。

$$D_j = C A_j, C = (C_1 \ C_2 \ \dots \ C_n)$$

従って、変換属性マトリックスは、ドルの単位になっている。

(9) STEP 9 : 属性のランク付け

代替案の比較の方法として、属性を最も重要なものから順次並び変えることにより（例えば、公衆への被曝という属性を最上位に置く）、横並びで代替案を比較する手法がある。この方法は、1つの属性に注目して、代替案を比較する為、単位系が同じであり、STEP 8の様な共通単位への変換が必要なくなる利点がある。この為、VIAでは、オーダマトリックス(O)を導入し、属性ベクトルAに作用させることによりランクベクトルに変換する。例えば、今、属

a_1, a_2, a_3, a_4 が a_3, a_1, a_2, a_4 にランク付けされたとする
と、

$$\begin{pmatrix} a_{j3} \\ a_{j1} \\ a_{j2} \\ a_{j4} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 1 & 0 \\ 1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} a_{j1} \\ a_{j2} \\ a_{j3} \\ a_{j4} \end{pmatrix}$$

↑
↑
↑

(ランク
(オーダー
(属性ベクトル)

ベクトル)
マトリックス)

なるオーダーマトリックスにより、ランクベクトルが生成される。この様にして、
作成されたランクベクトルを用い、代替案 A_1, A_2, A_3, A_4 は、

$$\text{Ext} (a_{13}, a_{23}, a_{33}, a_{43})$$

からランク付けされる。

(10) STEP 10 : 報告書の作成

最終的なまとめとして、VIAで用いた代替案、属性の妥当性、属性の定量
評価の方法、使用した換算ファクタ等を盛り込んだ報告書を作成する。

以上、VIAにつき、手順を追って紹介して来たが、これらの適用具体例に
ついては、添付資料Aに掲げてあるので参考にされたい。

本文献では、結論としてVIAは、代替案が多数ある中で最適なものを選択
する際、有用な手段であると評価している。

Table 2.4-1 Examples of Value and Impact Attributes

EXAMPLES OF VALUE ATTRIBUTES

Used in this study:

- Plant Availability
- Thermal Efficiency of Plant
- Licensability

May be Applicable to Other Studies

- Aesthetic value of clean air and water
- Noise Abatement
- Value of the electricity other than bus bar charges
- Independence from foreign energy sources

EXAMPLES OF IMPACT ATTRIBUTES

Used in this study:

- Accidental radiation release to the public
- Accidental radiation exposure of the workers
- Routine radiation release to the public
- Study costs
- Project Alternative Design costs
- Material costs
- Cost of replacement power
- Documentation costs
- Risk to capital investment
- Financial public risk
- Financial worker risk

May be Applicable to Other Studies:

- Psychological costs
- Increased cost of capital borrowing
- Moving costs because of lack of qualified people in area
- Increased water consumption
- Increased cost of borrowing due to bond rating degrading
- Decreased public acceptance causing delays in licensing

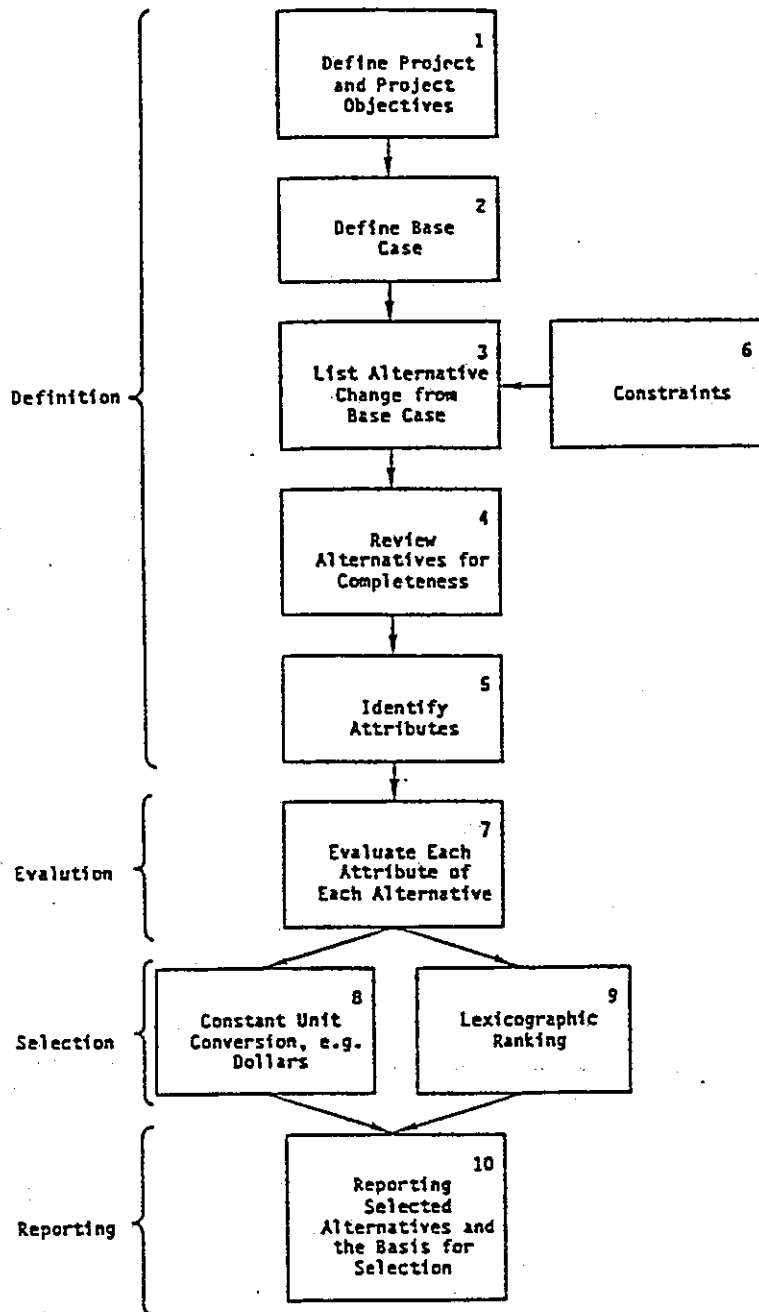


FIG.2.4-1 The Ten Major Steps in VIA Analysis

2.5 経済性評価手法の調査

第 2.3 節において、公開資料の範囲であるが、現在原子力プラントの経済性評価に用いられているデータベースに関して調査した。ここでは、経済性評価に用いられている手法について調査する。

本研究で想定している問題は次の様な問題である。即ち基準となる原子力プラントのシステムや機器構成が与えられ、更に、それらの経済性データも与えられているものとし、プラントの規模やシステム・機器の変更があった場合（対象プラント）に、基準プラントからの経済性の変動はどの程度になるかと言う問題である。

従って、ここで対象とする評価手法は、システムや機器等の変更によるそれ自身の経済性データの変動を予測する手法（スケーリング則）および、スケーリング則も含めて基準プラントから対象プラントへの経済性変動を計算する手法に分けて考えることとする。

前者に関しては、原子力プラントに関する文献の他に化学プラントについても調査した。又、後者に関しては経済性評価コードの調査をおこなった。以下に調査の概要をまとめる。

i) 経済性データのスケーリング則の調査

原子力プラントの経済性評価に用いられているスケーリング法について文献調査をおこなった。文献は全て文献抄録の D-1～D-7 にまとめた。

原子力プラントを対象としたスケーリング則の研究（文献D-1, D-2, D-4, D-5, D-6）においては、発電コスト或は建設費の原子炉出力規模に対するスケーリングを対象としたものが多く見受けられる。

文献(D-2) は、CONCEPT-5コードで用いられているスケーリング則について、多くの文献を引用して検討し、CONCEPT-5コードで使用しているスケーリング則の精度を確認している。この詳細は添付Dにまとめてあるので、ここでは簡単にのべる。

スケーリングの考えかたは、原子炉出力規模の変更による発電コスト或は建設

費の変動を次式で予測するものとしている。

$$\text{対象プラントコスト} \propto \left(\frac{\text{対象プラント出力}}{\text{基準プラント出力}} \right)^n \times \text{基準プラントコスト} \quad (2.5-1)$$

n : スケーリングファクター

従って、(2.5-1) 式の n をどの様に決めるかが問題となる。文献(D-2), (D-6), (D-9) においては、実存する LWR プラントの電気出力に対するプラントコスト（或は発電コスト）の実績データを収集し、(2.5-1) 式の形に整理することにより、スケーリングファクターを決めている。

文献(D-2) によれば、このスケーリング則によるデータの整理は多くの研究者により実施されており、スケールファクターとしては

原子力プラントにおいては $n = 0.4 \sim 0.6$

石炭火力プラントにおいては $n = 0.6 \sim 0.9$

程度が、米国の電力業界におけるコンセンサスと云われている。

現在 CONCEPT-5 コードで使用しているスケーリングファクターを Table 2.5-1 に示す。これは原子炉出力に対するプラントの建設費の変動を予測するものであるが、プラント全体の建設費に対してスケーリングするのではなく、プラントを構成するシステム（2 digits レベル）に対してスケーリングをおこなう手法を採用している。この手法の方がより細かなスケーリングが可能となる。

文献(D-7) を始めとして建設費全体に対するスケーリングファクターを求めている文献も多い。各種データソースからファクターを求めた結果の一部を Table 2.5-2 に示す。

一方 文献(D-3) では、全く異なる考えかたで、スケーリングをおこなっている。本文献については、添付Eに概要をまとめた。ここで特徴的なことは、プラント規模に対するスケーリングではなく、機器のサイズ、重量等の設計データに対するその機器のコストのスケーリングをおこなっていることである。例えば圧力容器に対するスケーリングの変数は重量と材料であり、IHXにつ

いては、伝熱面積、設計圧材料、又ポンプでは流量、吐出圧、材料、回転数がスケーリングの変数となる。本手法は化学工場プラントの建設費予測に用いられている手法であり、数多くのデータと製作経験のもとに相関式（上記変数とコストの）を作成しているので、比較的精度は良いとのことである。

本研究で検討する、原子力プラントの設計変更にともなう建設費の変化割合を予測する方法として考えていたものは、上記化学工場プラントの建設費予測法とほぼ同じものであるので、その手法を参考にすることとする。

しかし問題点としては、化学工場プラントと原子力プラントとの相異が大きい点がある。まず原子力プラントの主要機器は化学工場プラントの機器に比べてかなり大きいと思われること。従って、化学プラントのデータで作成した相関式が果して原子力プラントに適用出来るかどうかと云う点である。次に仮りに機器の規模が同じであったとしても、原子炉と云う特別な条件で設計されるものと非原子炉級機器では同じ相関関係を示すのかどうか、である。

これは、今後原子力プラントにおいて、データの蓄積が進めば、ある程度解決出来るものと考えて、今回は化学工場プラントの建設費の予測手法を、本研究に取り込むこととし、CONCEPT-5コードで用いられているスケーリングを加味しながら、本研究におけるデータ外挿法を検討することとした。

ii) 経済性評価コードの調査

原子力プラントの経済性評価において、データベースとしては、EEDBが主に使用されているので、ここではEEDB用いたコスト評価コードの調査をおこなった。コード調査のため収集した文献を文献抄録C項にまとめた。

コスト評価コードに関する文献は非常に少なかったが、入手したCONCEPT-5コードは、本研究で検討するコードの概念検討に非常に役立つものであった。

EEDBの文献(B-1,B-3 ~B-5)によれば、EEDBの処理プログラムとして、PEGASUS (Power Plant Economic Generator and Scale-up System) およびCONCICE (Conceptual Construction Investment Cost Estimate) がある。PEGASUSはEEDBの技術モデルを入力として処理し、出力をCONCICEの入力として用意する。一方CONCICEはPEGASUSの出力および建設費データを入力として、プラントのコストを計算する機能を持つものである。しかしながら、EEDBと同様両コードとも非公開とされており、コードのドキュメントについても入手することは出来なかった。

現在公開されているコードはCONCEPT-5コードシステムのみであった。米国各社では、CONCEPTを基礎モジュールとして使用し、いろいろなポストプロセッサを用意することにより、解析を進めている様である。

CONCEPT-5コードシステムに関しては、添付Fにまとめたので、ここでは簡単にのべる。

CONCEPT-5コードシステムは、原子力および在来火力発電プラントの建設費の概算をおこなうコードで、建設費に変動を及ぼすパラメータは、プラント型式、出力規模、建設場所および運転開始時期である。

コードシステムは、CONCEPT-5コード、COMLAMコードおよびCONTACTコードで構成されておりFig 2.5-1に関連図を示す。CONCEPT-5コードはLAMAファイルおよびCOMOファイルをデータ

ベースとして用い、出力規模、建設場所、運転開始時期、それにプラント型式を入力として、指定したプラントの建設費を計算する。

COMLAMコードはLAMAファイルの作成、修正等のメンテナンスをおこなうコードであり、CONTACTはCOMOファイルをメンテナンスするコードである。LAMAファイルデータのなかから主要なデータ（各職種の人件費、資材費の種類）の種類をTable 2.5-3 に示す。又、COMOファイルの主要データの種類をTable 2.5-4 に示す。

以上の調査検討の結果、LAMAファイル、COMOファイルの構造は、今研究で検討するデータベースに相当であると思われ、又これらのファイルを使用するCONCEPT-5の考えかたは、本研究の評価コードの基礎となるものと考え、CONCEPT-5システムを積極的に取り込むこととする。

Table 2.5-1 Cost-Size Scaling Exponents used in the
January 1982 Cost Models for the CONCEPT Code.

Account	Scaling exponents	
	Nuclear	Coal
Direct costs		
Land and land rights	0	0
Structures and improvements	0.50	0.55
Reactor/boiler plant equipment	0.60	0.60
Turbine plant equipment	0.80	0.75
Electric plant equipment	0.40	0.50
Miscellaneous plant equipment	0.30	0.25
Main condenser heat rejection system	0.80	0.95
Indirect costs		
Construction services	0.45	0.60
Home office engineering and services	0.20	0.60
Field office engineering and services	0.40	0.70
Owner's costs	0.50	0.60
Cost-weighted average	0.50	0.62

Table 2.5-2 Comparison of scaling exponents of nuclear power plants

References	Estimated year	500-1000 MWe		1000-1500 MWe	
		Scaling exponent		Scaling exponent	
		n	-(1 - n)	n	-(1 - n)
GE Price List	1965	0.705	-0.295		
Black & Veach Consultant	1967	0.626	-0.374		
WASH-1082	1967	0.711	-0.289	0.704	-0.296
WH (IAEA-SM-126/14)	1969	0.624	-0.376	0.757	-0.243
Yankee Atomic Electric Power Co.	1969	0.850	-0.150	0.972	-0.028
United Engineers & Constructors	1969	0.701	-0.299		
WASH-1150	1969	0.690	-0.310		
Burns & Roes Inc.	1970	0.586	-0.414		
R-2304-DOE (Single Reactor Cost)	1978	0.700	-0.300	0.705	-0.295
NUREG series	1978	0.45	-0.55		
EPRI Technical Assessment Guide (EPRI P-2410-SR)	1982-5	0.47	-0.53		

$$\frac{\text{Construction cost of plant A}}{\text{Construction cost of plant B}} = \left(\frac{\text{Electric output of plant A}}{\text{Electric output of plant B}} \right)^n$$

$$\frac{\left(\frac{\text{Construction cost of plant A}}{\text{Electric output of plant A}} \right)}{\left(\frac{\text{Construction cost of plant B}}{\text{Electric output of plant B}} \right)} = \frac{\text{Electric output of plant B}}{\text{Electric output of plant A}}$$

$$\times \left(\frac{\text{Electric output of plant A}}{\text{Electric output of plant B}} \right)^n$$

$$\frac{\text{Unit construction cost of plant A}}{\text{Unit construction cost of plant B}} = \left(\frac{\text{Electric output of plant B}}{\text{Electric output of plant A}} \right)^{1-n}$$

$$= \left(\frac{\text{Electric output of plant A}}{\text{Electric output of plant B}} \right)^{-(1-n)}$$

where n : scale index

Table 2.5-3 Contents of Main Data in LAMA File.

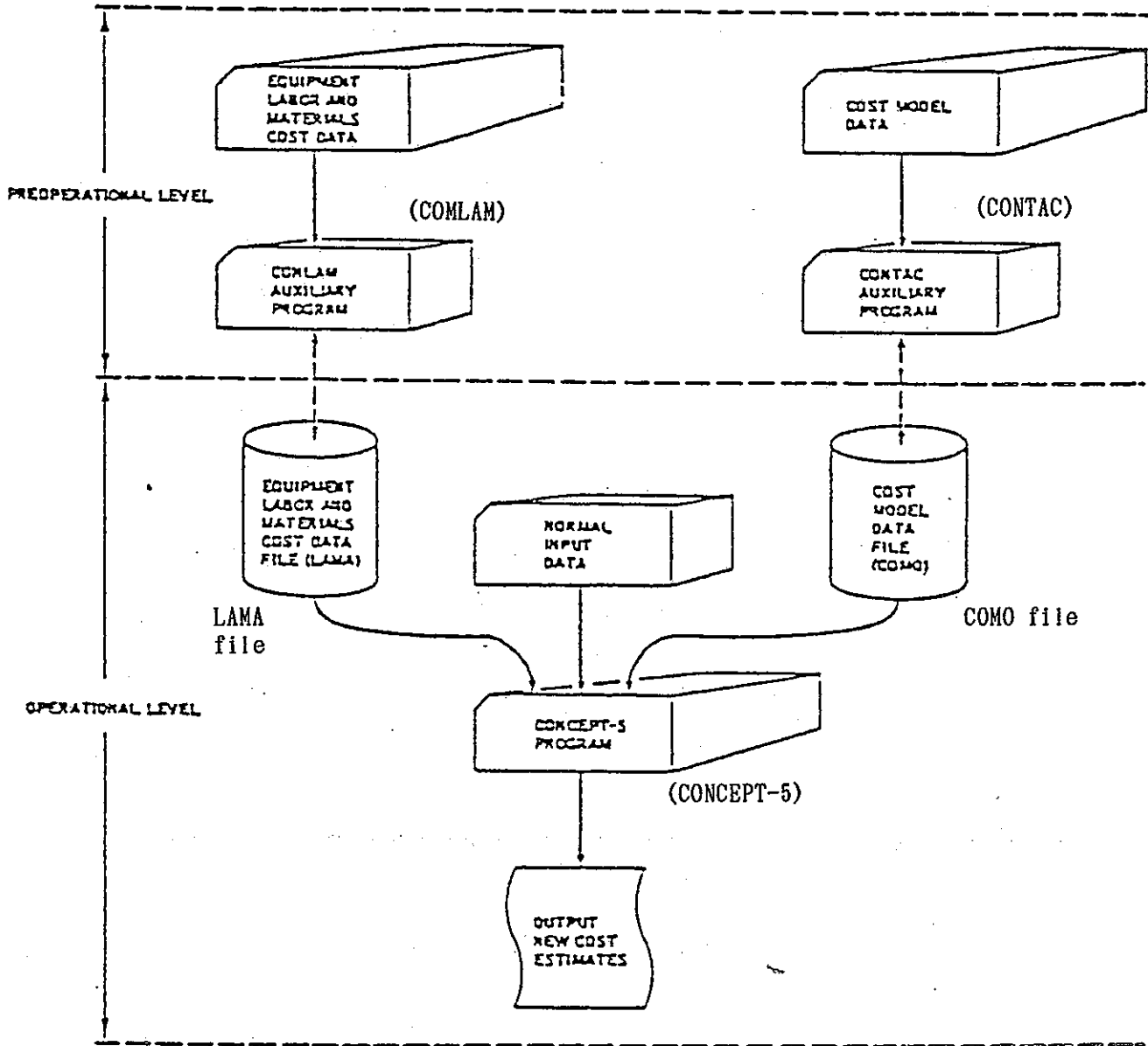
Variable name	Description
B(1)	Hourly rate for building labor
B(2)	Hourly rate for heavy construction labor
B(3)	Hourly rate for bricklayers
B(4)	Hourly rate for carpenters
B(5)	Hourly rate for structural ironworkers
B(6)	Hourly rate for plasterers
B(7)	Hourly rate for electrical workers
B(8)	Hourly rate for steamfitters
B(9)	Hourly rate for operating engineers
B(10)	Hourly rate for small tractor operators
B(11)	Hourly rate for scraper operators
B(12)	Hourly rate for crane operators
B(13)	Hourly rate for air compressor operators
B(14)	Hourly rate for truck drivers (<4 yd ³)
B(15)	Hourly rate for boilermakers. Steamfitters' wages used
B(16)	Hourly rate for all other crafts. Bricklayers' wages used

Variable name	Description
C(1)	Material costs for channels, \$/100 lb
C(2)	Material costs for I-beams, \$/100 lb
C(3)	Material costs for W-flanges, \$/100 lb
C(4)	Material costs for re-bars, \$/100 lb
C(5)	Material costs for 3000-psi Redimix concrete, \$/yd ³
C(6)	Material costs for 3/4-in. B-B plyform, \$/1000 ft ²
C(7)	Material costs for 2 x 4 fir or pine lumber, \$/1000 bd ft
C(8)	Land coefficient, Input 1000.00

Table 2.5-4 Contents of Main Data in COMO file

No. of cards in each type	Column	Variable name	Description
1	1-7	AMB(I)	Coefficient used for reference site-related materials rate for each two-digit account (I=1,11). Format 11F7.3
	71-77		
11	1-15 16-30 31-45	AA(J,I)	Size-scaling coefficients for two-digit accounts (J=1,3, and I=1,NAA). Format 3F15.0
	65-66	NAC(I)	Two-digit account number (I=1,11). Format I2
	73-80	AAD(I)	Identification field (I=1,11). Format A8
NCCD	1-15 16-30 31-45	D(J,I)	Array containing costs at lowest-level accounts (J=1,3 and I=1,NCCD). Format 3F15.4
	64-71	IDD(I)	Account number (I=1,NCCD). Format A8
	73-80	IDN(I)	Card identification field (I=1,NCCD). Format A8
50	1-6 7-12	CFCA(J,I)	Array containing cash flow curves for each two-digit cost account (J=1,12 and I=1,50). Format 12F6.3
	67-72		
16	1-6	FACS1(J,I)	Weighting factors for site labor (J=1,11 and I=1,16). Format 11F6.2
	61-66		

Fig.2.5-1 Flow Diagram of CONCEPT-5 Code System



2.6 調査のまとめ

FBRプラントの経済性に関する公開文献の調査を実施した。まず、文献の収集の過程で、FBRの経済性評価のほとんどは、米国で行なわれたものであり、ヨーロッパ圏からの公開情報は非常に少ないことが判った。そこで、米国の公開文献に焦点を当て、比較的新しい1980年代の文献を中心に、32件程選択し、コスト評価の動向を調査した。

調査方針としては、文献を

- (1) プラントの経済性を比較評価したもの。
- (2) 経済性データベースに関するもの。
- (3) 経済性評価手法に関するもの。

に分類し、各々について検討した。

まず、(1)に関しては、モジュラー型炉、大型炉、単一機器に関する経済性比較に区別してみた。これらの経済性の比較研究では、基本的にLWRに比べFBRの建設比が非常に高いことがあり、

1. イノベティブなアイデアを多数盛り込むことにより、建設費の低減を図る。
2. 自然力を積極的に取り入れ、固有の安全性を増加させることにより、プラントコストを低減させる。

等の努力により、従来のidealに基づいたプラントコストに比べいかに安価になるかを検討している内容が主流である。モジュラー型炉では、PRISM, SAFR, IFRプラントについて調査した、これらモジュラー型炉のコスト低減要因は、以下の内容にまとめられる。

- | | |
|----------------------|---|
| ・安全系のコスト低減 | ⎧ 自然法則の信頼性
⎩ 出力試験による実証 |
| ・プラントバランス(BOP)コストの低減 | |
| | ⎧ 固有安全性
⎩ クリアすべき規制条項の減少
核関連構成材の減少 |

- ・スケールデメリットの解消
 - 工場製造・組立
 - 工程自動化
 - 学習効率大
- ・財政上の拘束の低減
 - モジュラー性
 - 需要に合わせたプラント拡張
- ・建設工期の短縮
 - 並行建設
 - クリアすべき規制条項の減少
- ・利子コストの減少
 - 建設工期短縮
 - 必要歳費捻出の容易さ
- ・稼働率/キャパシティ向上
 - モジュラー性
 - 簡素なループ
- ・モジュール単体での開発試験
 - 小型モジュール
 - 標準試験施設

但し、SAFRでは、PRISMに比べスケールメリットを強調しており、PRISM側の言い分と相反する面もあり、上記スケールデメリットの解消の程度は、不明である。

大型炉に関しては、CRBR, EPRI/Pool型炉, WH/Loop型炉LSPBについて調査した。これらの内容は、CRBRP（計画を実行するか中止するかを判断する為、1983年DOEが行ったコスト評価）を除き、すべてイノベティブなアイデアを盛り込んだ革新プラントに対する経済性評価である。Table 2.2-16にまとめてある様に、コンパクト化による物量制限と、固有の安全性を高めることによる施設の簡素化（又は削除）に方向性が定められている。

単一機器の経済性評価に関しては、蒸気発生器に関する例をまとめたが、上記2例に比べ特徴的なことは、単一機器の経済性評価は、それ自体の価格だけでなく機器の故障がプラントのアンアベイラビリティを高めた分の費用をも加算して考慮している点である。

以上、プラントの経済性比較評価では、建設費用が既に与えられたとして、比較しており、建設費用算出の方法、データベース等は明らかにされていない。

次に 2.3節で経済性データベースの調査では、

1. メーカー各自が所有している未公開のデータベース
2. DOEがORNL/UE&Cに作成させた
EEDB (Energy Economic Data Base)

の2種類しかないことが判った。特に、EEDBは、一部公開となっており、LWRや一部FBRの経済性評価に使用されている実績がある。このデータベースは、詳細さの度合を2 digit ~9 digit の階層レベルに分けられており、ユーザーの指定により、簡易解析から詳細解析まで任意に選択できる。今後、経済性評価コードの作成に当っては、このデータベースを中心にシステム開発を行っていくべきであるという方向性を見出すことができた。2.4節では、Value-Impact Analysis (VIA) について紹介した。VIAは、Cost/Benefit Analysis の変形であり、ある基本プラントを設定し、これに改良を加えた場合、単に直接費の変動だけでなく、改良を加えることによる公衆や作業員のリスクの変動までをlife saving/dollar の等価変換により、総合的なValue/Impact(or Benefit/Cost) を比較し、改良案の優劣を判断する手法であり、「PRA手法に基づく合理的な安全設計基準の策定」という本研究のtargetに合致していることが判った。

続いて 2.5節において、まず簡単経済性評価を行う為に必須となる、機器のスケールリング法に関し、調査した。調査は、単に原子炉プラントだけでなく、化学プラントまでの範囲で実施した。原子炉プラントの分野では、スケールリング則は、LWRで使用されており、これらは主に熱出力比のn乗則で表現されている。LWRのスケールリング則は、FBRプラントのBOPには、適用出来るものと考えられる。一方化学プラントの分野では、機器単体に対するスケールリング則であり、そのままではFBRへの適用は難しいが、FBRへの適用の為にカーブの特性を保ちながら補正をほどこすことにより、FBRへ適用する可能性があると思われる。

最後に、経済性評価コードに関する調査をおこなった。原子炉の分野では、CONCEPT-5, CONCISE, 化学プラントの分野では、PEGASUSコードが存在するが、調査の結果本研究の目的に最も近いものは、EEDBを使用する前提で作成されたCONCEPT-5コードと判断し、CONCEPT-5コードを詳細に調査した。

以上の調査の結果、FBRプラントのコストは、本研究が対象としているプラントの直接費 (direct cost) が、最も大きなウェイトを占めているものの、プラントコストに大きな影響を与えている他の要因として、

- (1) 燃料費
- (2) 運転・保守費
- (3) インフレーション
- (4) エスカレーション
- (5) 利子
- (6) 税金
- (7) リスク

等の諸要因があり、これらを総合してプラント全体の経済性評価を行う必要のあることが判った。

3 安全設計の合理性評価用データベース（SEDB）

第2章の調査結果から明らかな様に、公開資料の範囲で入手可能と判断される経済性データベースとしては、米国DOEで開発しているEEDB（Energy Economic Data Base）が唯一のものである。従って、ここで検討する安全設計の合理性評価用データベース（SEDB：Safety Evaluation Data Base）の基本データベースとしてEEDBを使用することとし、SEDBの使用目的を考慮して改修、削除をおこなって、SEDBの構造を検討・設定する。

EEDBは、発電コストにより発電プラントの相互比較をする目的で構築されているので、発電コスト算出に必要なデータ、即ち建設費（直接費および間接費）、燃料サイクル費および運転・保守費に関するデータ、を全て含んでいる。しかしSEDBにおいては、プラントのシステム、機器等の変更による建設費の相対変動を予測することが目的であるので、EEDBの中で建設費にのみ着目し、他は対象外とする。

本章では、SEDBの構造を検討するために、まず、EEDBにおけるプラント構成システムとそのコスト要因を調査し、全建設費に対して、プラント構成システムのコストの寄与する割合を調べ、これを参考にしてSEDBで用いるプラント構成システムの階層化をおこなう。又、SEDBの運用上重要となるデータの外挿法については、LWRの経済性データのスケーリング則や原子力以外のプラント等の機器に対する外挿法を調査して、その適用を検討することとする。

3.1 経済性データの分析

原子力プラントの建設費に対するプラント構成システムコストの寄与する割合を調査した。

FBRに関するデータは、EEDB-VI、EEDB-VIIおよびCE-FBR 78-532（文献B-2）のものを使用し、LWRについては、EEDB-VI、EEDB-VIIの他に原子力発電プラントデータブックに記載されているデータを用いた。

原子力発電プラントデータブック（文献D-7）には、全世界における商用原子力発電プラント（FBRは含んでない）の建設費、発電原価および建設期間に関するデータが集計されており、それらの動向分析がなされている。建設費に関しては、EEDBの2 digits of account レベル、即ち土地および地役権、構築物および整地工事、原子炉設備、タービン発電機設備、その他設備（Balance of Plant）および間接費に内訳されているので、これを参照した。日本の原子力発電プラントの建設費に関しては、土地関係、建屋関係および設備関係として表示されているので、特に参照しなかった。

EEDB-VIおよびEEDB-VIIには、PWR、BWR、FBR以外の原子力発電プラントのデータもあるが、ここでは参照しなかった。などEEDB-VIおよびCE-FBR-78-532で対象としているFBRプラントは、PLBRを基にしてUE&C社が設計した1457MWe Loop型炉であるのに対し、EEDB-VIIでは、LSPB(1320MWe)プラントを対象としている点に留意されたい。

以下に調査の結果をまとめる。

i) 建設費における直接費と間接費の割合

上記文献から、直接費と間接費の割合をまとめてTable 3.1-1, Table 3.1-2に示す。直接費の割合はBWR 50~60%、PWR 50~60%程度であるのに対し、FBRでは55~65%程度と若干高い値を示しているが、特に大きな理由があるとは思われず、後述する様に、直接費の内訳が、LWRとFBRで異なることが理由と考えられる。

LWRに関する直接費と間接費の建設費に占める割合が、年代（その原子力プラントの運転開始（予想）年）に対して変動する様子をFig.3.1-1,-2に示す。Fig.3.1-1,-2は全世界の商用原子力発電プラントについての統計データであり（米国の原子力プラントが主と思われる）、直線回帰分析した結果が実線で示してある。運転開始（予想）年代が遅くなるにつれて間接費の割合が増加し、1980年で約40%であったものが1985年には45%程度と予想されている。これは原子力プラントの建設期間の長期化が原因となっていると云われている。LWRの建設期間は、各国により異なるが、Fig.3.1-3に示す様に1970年までは約5年であったのが、それ以後長期化の傾向をたどり、1980年では8年程度となっている。

FBRにおいても、同様な傾向になると思われる。本作業では間接費に関する検討を対象としていないが、第II章の調査でふれている様に、建設期間の建設費（或は発電コスト）への影響が大きいので、直接費/間接費に建設期間の変化を反映させることを重要課題として今後検討する必要がある。

ii) 直接建設費におけるプラント構成システムコストの割合

ここでは、直接費に着目し、直接費に対する原子力プラントの構成システム毎の寄与の大きさを調べるために、LWRおよびFBRについて直接費の内訳をEEDBの2 digit of accountレベルで比較した。結果をTable 3.1-1にまとめる。

同表より、LWRとFBRを比較した場合、FBRでは原子炉設備（account 22. Reactor Plant Equipment）の直接費に占める割合が大きい（FBR49%/LWR30%）ことが特徴的であることが判る。原子炉設備は原子炉本体から蒸気発生器まで（FBR、PWRの場合）を含むものであり、従ってここにFBRの特徴が集中的に表われたと考えてよいと思われる。

又、直接費中のプラント構成システムコストの占める割合の年代（プラントの運転開始年）に対する変化をLWRについてまとめたものをTable 3.1-2に示す。

同表より、原子炉設備、タービン発電機設備費の割合が年々減少する傾向にあり、建屋、整地費およびBOP費の割合が増加の傾向を示している。この傾向をFig.3.1-4～Fig.3.1-8に再度示す。データのバラツキが非常に大きい、全体として上述の傾向があると見てよい。ここで増加傾向にある項目は、原子力プラントサイトに依存し、建設期間が大きく影響を及ぼすものであることを考慮すると、前述の通り、建設費の予測において建設期間の取扱いが今後重要性を増すものと考えられる。

一方、同図におけるデータのバラツキは、建設費の内訳はそれぞれの原子力プラントの条件に強く依存することを示しており、従って建設費の予測には、その条件を十分に考慮することが必要となり、個々の原子力プラントの建設費を精度良く予測することは極めて困難なものと思われる。以上の観点からも、本作業における経済性評価手法として、基準プラントを設定して、それぞれの全てのデータは与えられているものとし、それから外挿（基準プラントからの仕様変更に対して）すると云う手法を採用することとしている。

iii) 直接費に対するプラント構成サブシステムコストの割合

上記分析したプラント構成システムを更にサブシステムに分けて、各サブシステムコストの直接費に対する割合を調べた。

これは、本作業において検討するデータベース（SEDB）のFormatの選定に資するため、各サブシステムコストの直接費への寄与の大きさを知ることを目的としたものである。

EEDB-VIおよびEEDB-VIIのデータを用いて直接費に対する割合を求めた結果をFig.3.1-9にまとめる。

この結果から、原子炉熱輸送系（account 222）の建設費への寄与割合が大きい（20%）ことが目につく。熱輸送系は1次冷却系および2次冷却系（SGも含む）を含んでおり、しかも安全グレードの高いシステムとなっているのが理由と思われる。なお、原子炉機器（account 221）は、炉容器、炉内構造物、ルーフ

スラブは含んでいるが、燃料集合体、ブランケット燃料集合体等は含んでいない。

又、原子炉系 (account 22) の構成サブシステム (3 digits of account.) は、全体として建設費に占める割合が大きく、建設費への影響を調べるためには、これらを更に細分化した構造 (構成サブシステムの構成機器レベルまでの) が必要になると考えられる。

原子炉系以外のシステムに関しては、原子炉施設 (account 212) , およびタービン発電機 (account 231) が寄与割合が比較的大きい様である。

プラント建設費全体に対する原子炉施設の寄与割合は約 9%であり、これは建屋・整地工事 (account 21) 建設費に対しては、その45%程度を占める。又タービン発電機についてもプラント建設費への寄与割合は10%程度 (FBRの場合) であり、これも建設費に対して重要なサブシステムと見てよい。従って建設費への影響を評価する場合には、この両者についてより細かくブレイクダウンした構造に分けて取扱うことが望ましい。

IV) サブシステムコストに占める構成要素コストの割合

原子炉系システムの各サブシステム (account (221) ~ (227)) および、原子炉施設 (account(212)) , タービン発電機 (account(231)) について、それぞれのサブシステムの構成要素のコストがサブシステムの建設費に占める割合を調べた。

原子炉系のコストデータは、文献B-2 から、又原子炉施設およびタービン発電機のコストデータは、文献B-7 (PWRのデータ) から抜粋したものである。

◎ 原子炉系のシステムコストの内訳を、原子炉系全体の建設費に対する割合で表わしたものを、Fig.3.1-10に示す。蒸気発生器 (222.32) が原子炉系建設費の約16%を占めており、中間熱交換器 (222.13) の 8%、1次系主ポンプ 7%、2次系主ポンプ 6%を含め、熱輸送系の大型機器で原子炉系建設費の35%強を占めていることが判る。又、炉容器コストの寄与割合は 5%、1次/2次配管合計で10%となる。従って設計 (仕様) 変更にとまなう建設費の変動率を予測する場合には、こ

これらの機器、構造物のコスト変動割合の予測が重要となる。

◎ 原子炉施設について、本施設の建設費全体に対するシステム構成要素コストの占める割合を求めた。結果をFig.3.1-11に示す。原子炉施設のコストデータについては、FBRに関する詳細データは入手出来なかったので、入手可能なLWRのコストデータを用いて、コスト分析をおこなった。FBRとLWRでは、原子炉施設の構成が異なるので、Fig.3.1-11の結果はFBRのコスト内訳けとは異なるが、傾向を見る参考データになると考えてまとめた。

◎ タービン発電機についても、原子炉施設のコスト分析の場合と同様、LWRのコストデータを用いて、システム構成要素のコストがタービン発電機コストに占める割合を求めた。

結果をFig.3.1-12にまとめる。タービン発電機サブシステム(231)においては、タービン発電機本体のコストがサブシステムコストの大部分(90%)を占める。従って、タービン発電機本体のコスト変動予測(設計変更による)を精度良くおこなうことが、プラント建設費への影響を評価するために、重要となる。

Table 3.1-1 Comparisons of Relative System Costs of PWR, BWR, FBR & LSPB

(Unit : %)^(*)

I t e m s	PWR ^(**) (1139MWe)		BWR ^(**) (1190MWe)		FBR ^(**) (1457MWe)		LSPB ^(**) (1320MWe)	
	1980'S	1990'S	1980'S	1990'S	1980'S	1990'S	EEDB	EPRI/ COMO
1. Structures+Improvement (21)	26.7	22.2	30.3	25.7	25.5	21.1	20.0	17.7
2. Reactor Plant Equipment (22)	30.0	32.7	26.5	29.2	40.7	45.3	48.6	48.7
3. Turbine Plant Equipment (23)	23.5	26.3	23.6	26.5	17.4	18.9	16.9	16.6
4. Electric Plant Equipment (24)	9.8	8.85	9.9	8.9	8.5	7.1	6.5	7.1
5. Miscellaneous Plant Equipment (25)	5.5	5.0	5.3	4.8	5.0	4.5	4.2	6.5
6. Main Cond. Heat Reject System (26)	4.5	4.95	4.4	4.9	2.9	3.1	3.8	3.4
7. Totat Direct Cost relative to Total Base Cost	49.4	61.2	49.6	61.3	53.2	65.5	69.2	64.4

(*) Percentage relative to Total Direct Cost (Except Item7)

(**) EEDB-VIより抜粋

(**) EEDB-VIIより抜粋

Table 3.1-2: Trends of component cost as percent of total direct cost
 (reactor plant equipment, turbine generator unit, balance of plant, structures
 and improvements, land and land rights)

原子炉設備, タービン発電機, その他設備, 構築物及び整地工事, 土地及び地役権の
 直接建設費の中で占める割合の動向

Cost category	Year of commercial operation				
	1970	1975	1980	1985	1990
Land and land rights	0.7%	0.6%	0.5%	0.4%	0.4%
Structures and improvements	19.6	21.7	24.1	26.8	30.0
Reactor plant equipment	43.4	40.9	38.3	35.1	31.3
Turbine generator unit	21.3	19.1	16.7	13.8	10.5
Balance of plant	15.5	17.8	20.4	23.4	26.8
Direct cost total	68.2	64.0	59.8	55.6	51.4

(原子力発電プラントデータブックより)

Figure 3.1-1 Direct cost trend as percent of total construction cost
直接建設費の動向

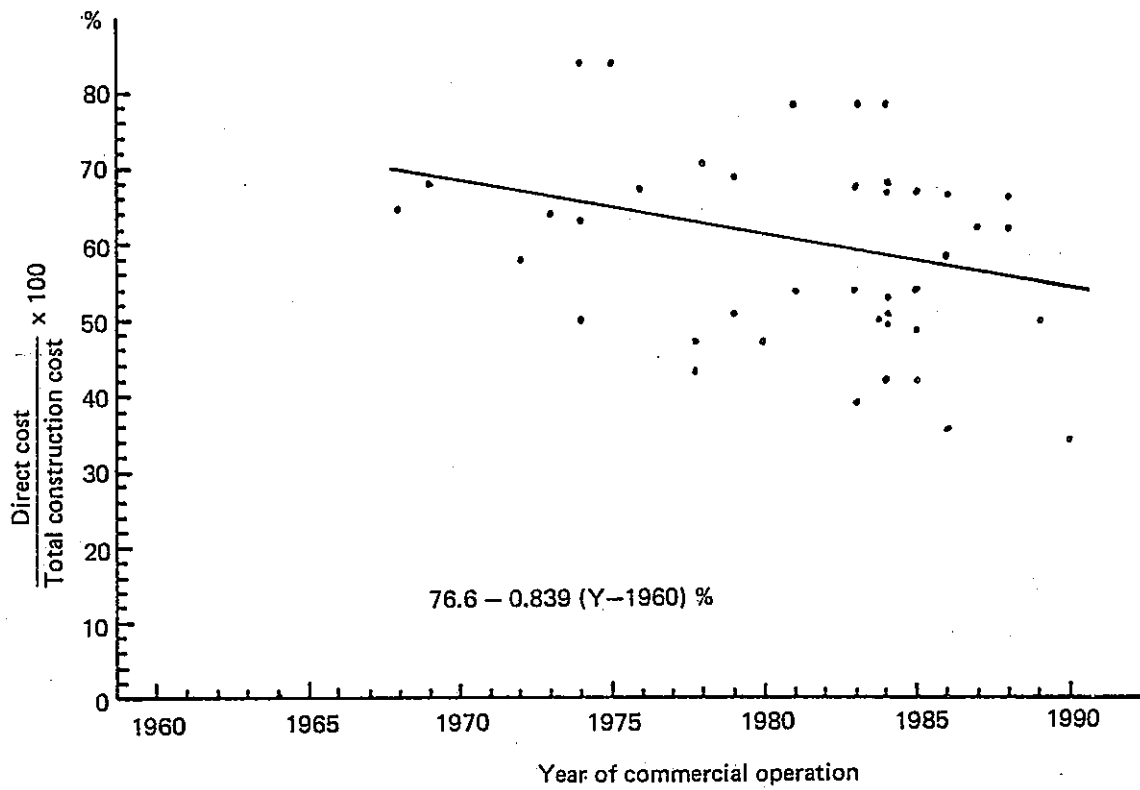
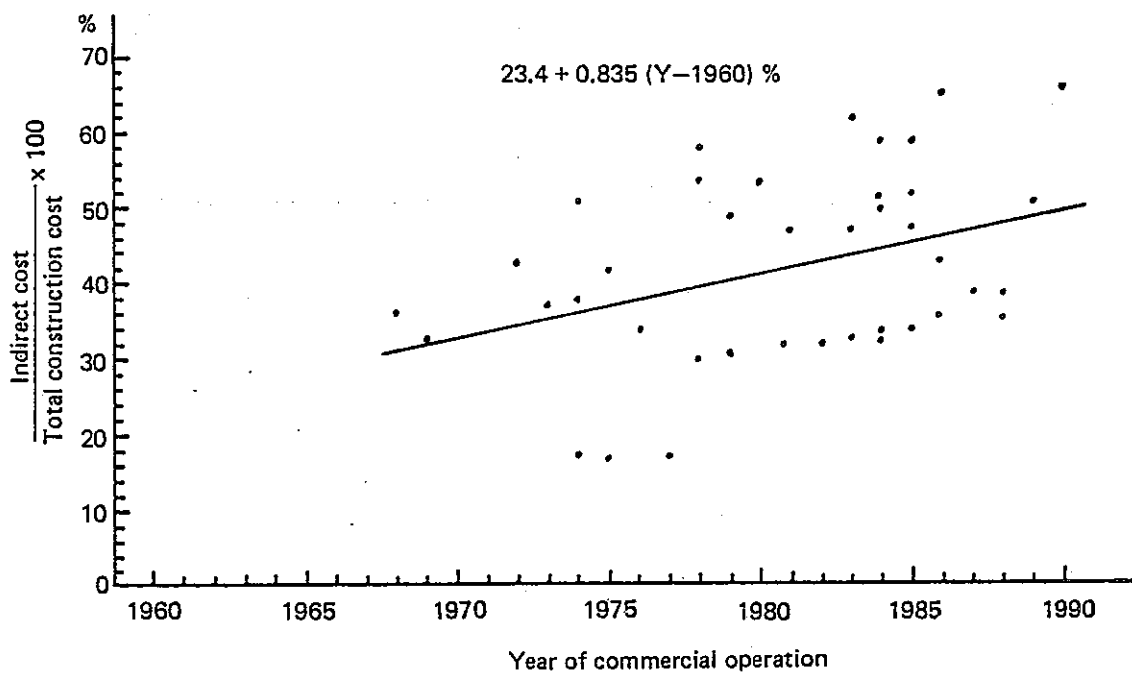


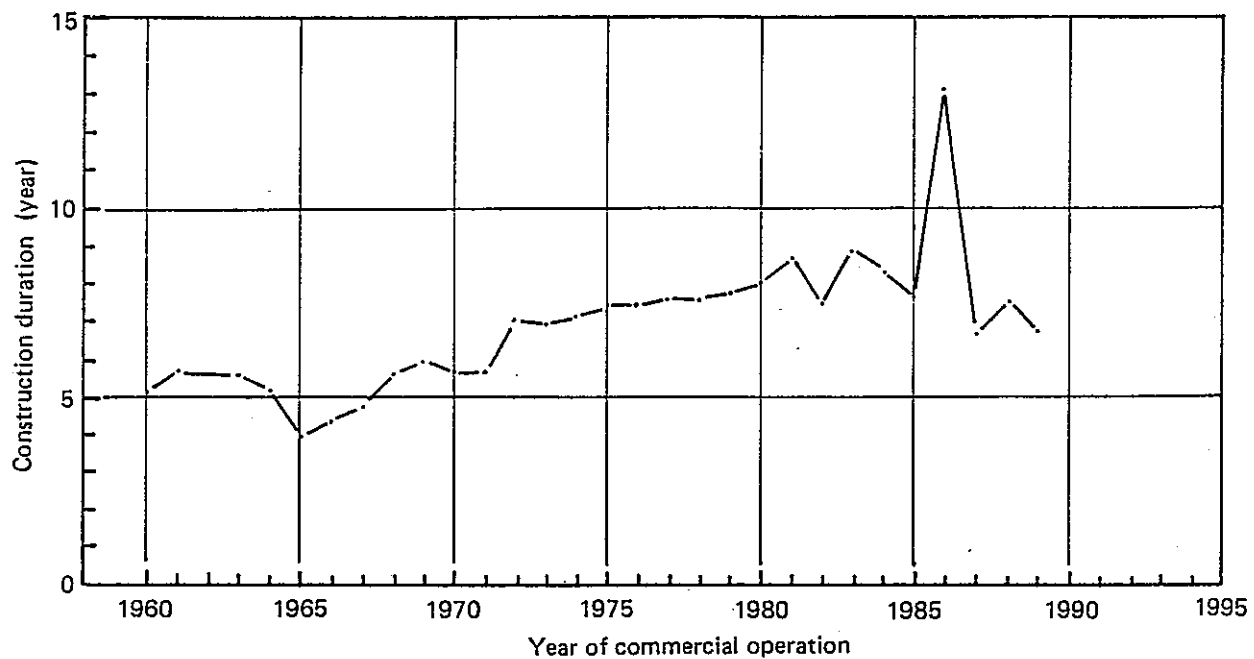
Figure 3.1-2 Indirect cost trend as percent of total construction cost
間接建設費の動向



(原子力発電プラントデータブックより)

Figure 3.1-3 Trend of averaged construction duration for BWR and PWR

原子力発電所の建設期間の動向 (BWR及びPWRの平均)



(原子力発電プラントデータブックより)

Figure 3.1-4 Trend of reactor plant equipment as percent of total construction costs

原子炉設備費の建設費の中で占める割合の動向

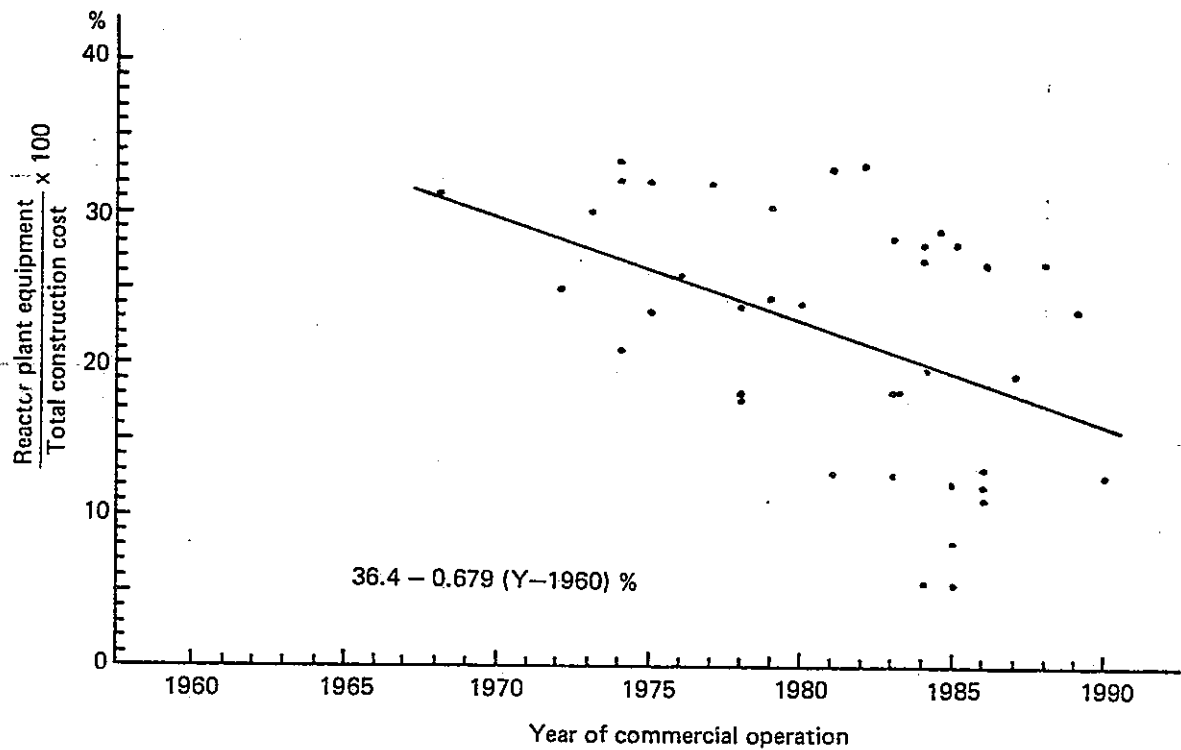
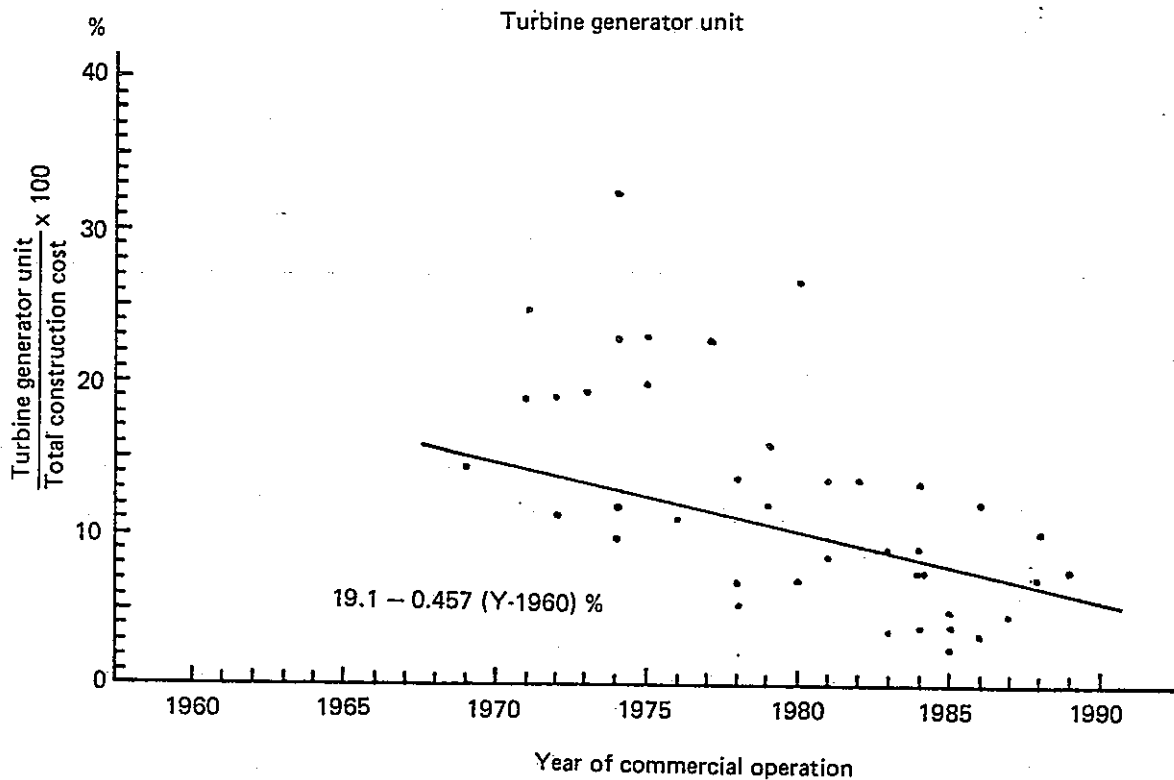


Figure 3.1-5 Trend of turbine generator unit as percent of total construction costs

タービン発電機費の建設費の中で占める割合の動向



(原子力発電プラントデータブックより)

Figure 3.1-6 Trend of balance of plant as percent of total construction costs

その他設備費の建設費の中で占める割合の動向

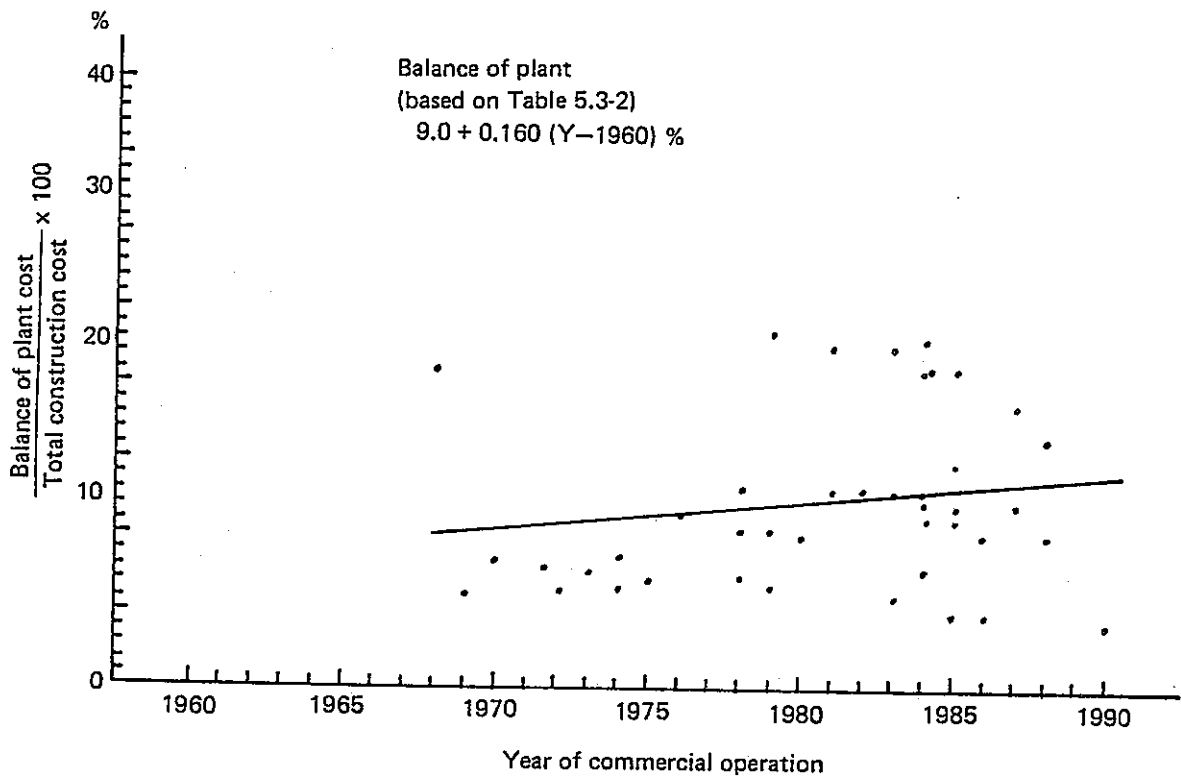
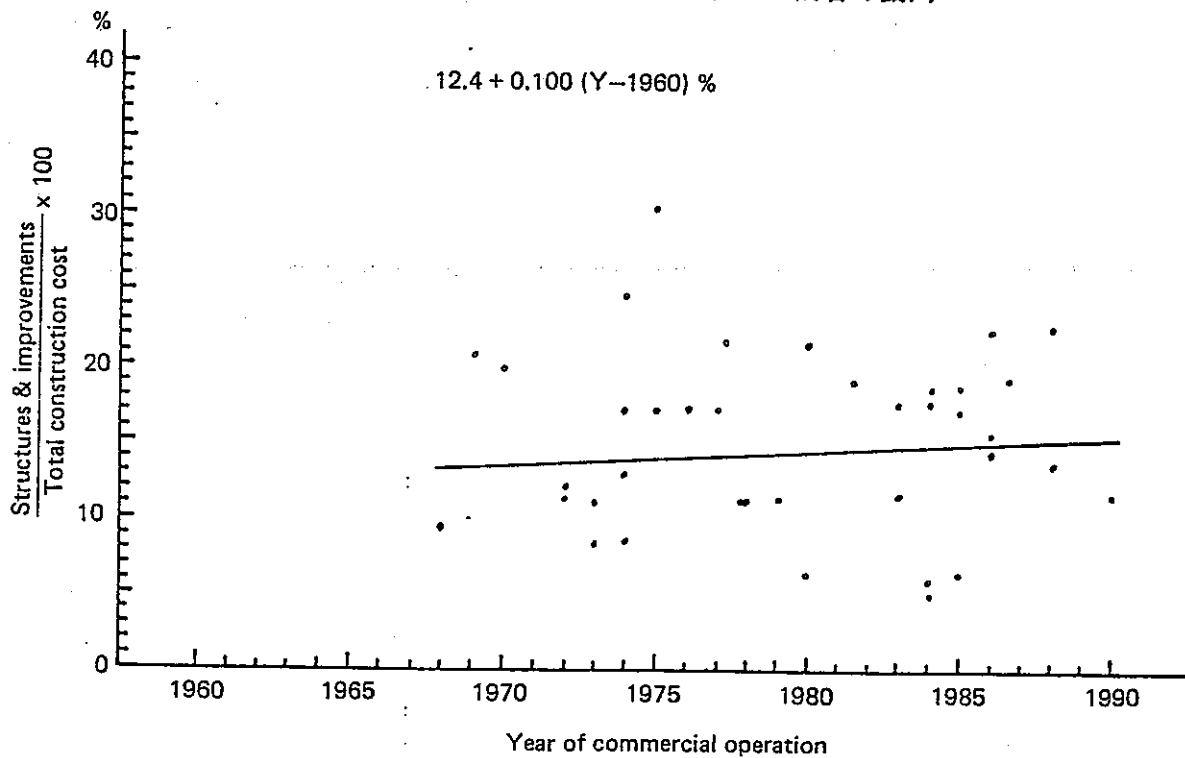


Figure 3.1-7 Trend of structures and improvements as percent of total construction costs

構築物及び整地工事費の建設費の中で占める割合の動向



(原子力発電プラントデータブックより)

Figure 3.1-8 Trend of land and land rights as percent of total construction costs

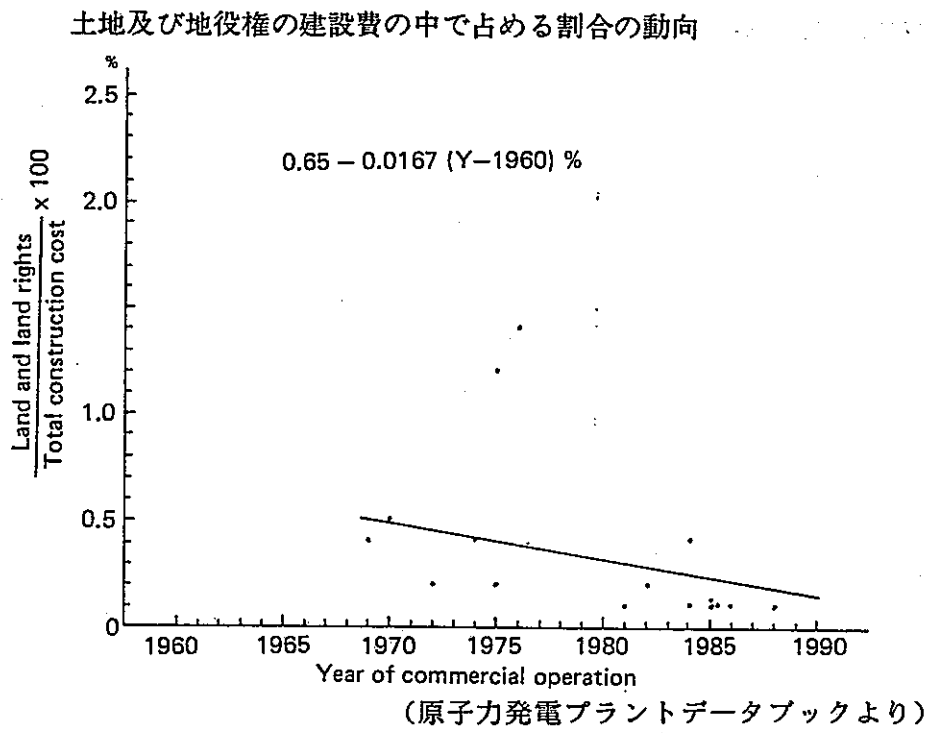


Fig.3.1-9 Ratio of Subsystem (3 digits) Costs to total Direct Capital Cost of Plants in EEDB.

		1450MWe ループ型FBR	LSPB(1320MWe)	PWR(1139MWe)
TOTAL DIRECT COSTS				
(21) STRUCTURES + IMPROVEMENTS (21.1%)	(211) YARDWORK	2.4 (%)	1.5 (%)	2.7 (%)
	(212) REACTOR CONTAINMENT BLDG *	9.3	8.1	7.5
	(213) TURBINE ROOM + HEATER BAY	1.7	1.4	2.6
	(214) SECURITY + TSC BUILDING	0.1	0.02	0.1
	(215) REACTOR SERVICE BUILDING	1.8	2.8	1.9
	(216) WASTE PROCESS BUILDING	-	-	1.6
	(217) FUEL STORAGE BLDG	-	-	0.9
	(218A) CONTROL RM/D-G BUILDING	1.5	0.7	1.9
	(218B) ADMINISTRATION BUILDING	0.2	0.2	0.7
	(218C) D/G COOLING TOWER	0.1	0.2	-
	(218D) FIRE PUMP HOUSE, INC FNDTNS	0.03	0.01	0.05
	(218E) STEAM GENERATOR BUILDING	1.4	1.2	(218E)** 0.3
	(218I) NON-ESSEN. SWGR BLDG.	0.06	0.06	0.06
	(218J) AUXILIARY BUILDINGS	1.1	-	(218F)** 0.09
	(218K) PIPE TUNNELS	0.03	0.2	0.04
	(218N) MAINTENANCE BUILDING	0.4	0.2	(218I)** 0.07
	(218R) AUXILIARY BOILER BUILDING	0.1	0.3	(218P)** 0.02
	(218S) HOLDING POND	0.01	-	(218J)** 1.2
	(218T) ULTIMATE HEAT SINK STRUCT	0.2	(218X)** 2.6	0.7
	(218V) CONTR RM EMG AIR INTK STR	0.02	(218Y)** 0.2	0.01
	(218W) AUX HEAT TRANS SYS BAYS	0.5	-	-
	(218Z) WASTE WATER TREATMENT BLDG	0.03	0.05	0.08
(22) REACTOR PLANT EQUIPMENT (45.3%)	(221) REACTOR EQUIPMENT	7.54		
	(222) MAIN HEAT XFER XPORT SYS.	20.4		
	(223) SAFEGUARDS SYSTEM	1.35		
	(224) RADWASTE PROCESSING	4.38	(48.6)%	(34.1)%
	(225) FUEL HANDLING	5.56		
	(226) OTHER REACTOR PLANT EQUIP.	3.83		
	(227) RX INSTRUMENTATION CONTROL	1.29		
	(228) REACTOR PLANT MISC ITEMS	1.14		
(23) TURBINE PLANT EQUIPMENT (18.9%)	(231) TURBINE GENERATOR ***	10.94	9.8	15.1
	(232) CONDENSING SYSTEMS	2.95	2.4	3.0
	(233) FEED HEATING SYSTEM	1.95	2.2	2.7
	(234) OTHER TURBINE PLANT EQUIP.	1.96	1.7	2.5
	(235) INSTRUMENTATION + CONTROL	0.48	0.4	0.8
	(236) TURBINE PLANT MISC ITEMS	0.63	0.3	1.0
(24) ELECTRIC PLANT EQUIPMENT (7.1%)	(241) SWITCHGEAR	1.01	0.6	1.3
	(242) STATION SERVICE EQUIPMENT	1.53	1.8	2.2
	(243) SWITCHBOARDS	0.15	0.6	0.2
	(244) PROTECTIVE EQUIPMENT	0.31	0.2	0.5
	(245) ELECT. STRUC + WIRING CONTR	2.19	1.5	2.1
	(246) POWER & CONTROL WIRING	1.89	1.9	2.2
(25) MISCELLANEOUS PLANT EQUIP (4.5%)	(251) TRANSPORTATION & LIFT EQPT	0.48	0.4	0.5
	(252) AIR, WATER + STEAM SERVICE SY	2.85	2.6	2.8
	(253) COMMUNICATIONS EQUIPMENT	0.65	0.6	0.7
	(254) FURNISHINGS + FIXTURES	0.23	0.4	0.3
	(255) WASTE WATER TREATMENT EQ	0.26	0.2	0.3
(26) MAIN COND HEAT REJECT SYS (3.1%)	(261) STRUCTURES	0.25	0.3	0.4
	(262) MECHANICAL EQUIPMENT	2.89	3.5	4.9

3-14

TOTAL INDIRECT COSTS
 (91) CONSTRUCTION SERVICES
 (92) HOME OFFICE ENGRG. & SERVICE
 (93) FIELD OFFICE ENGRG. & SERVICE

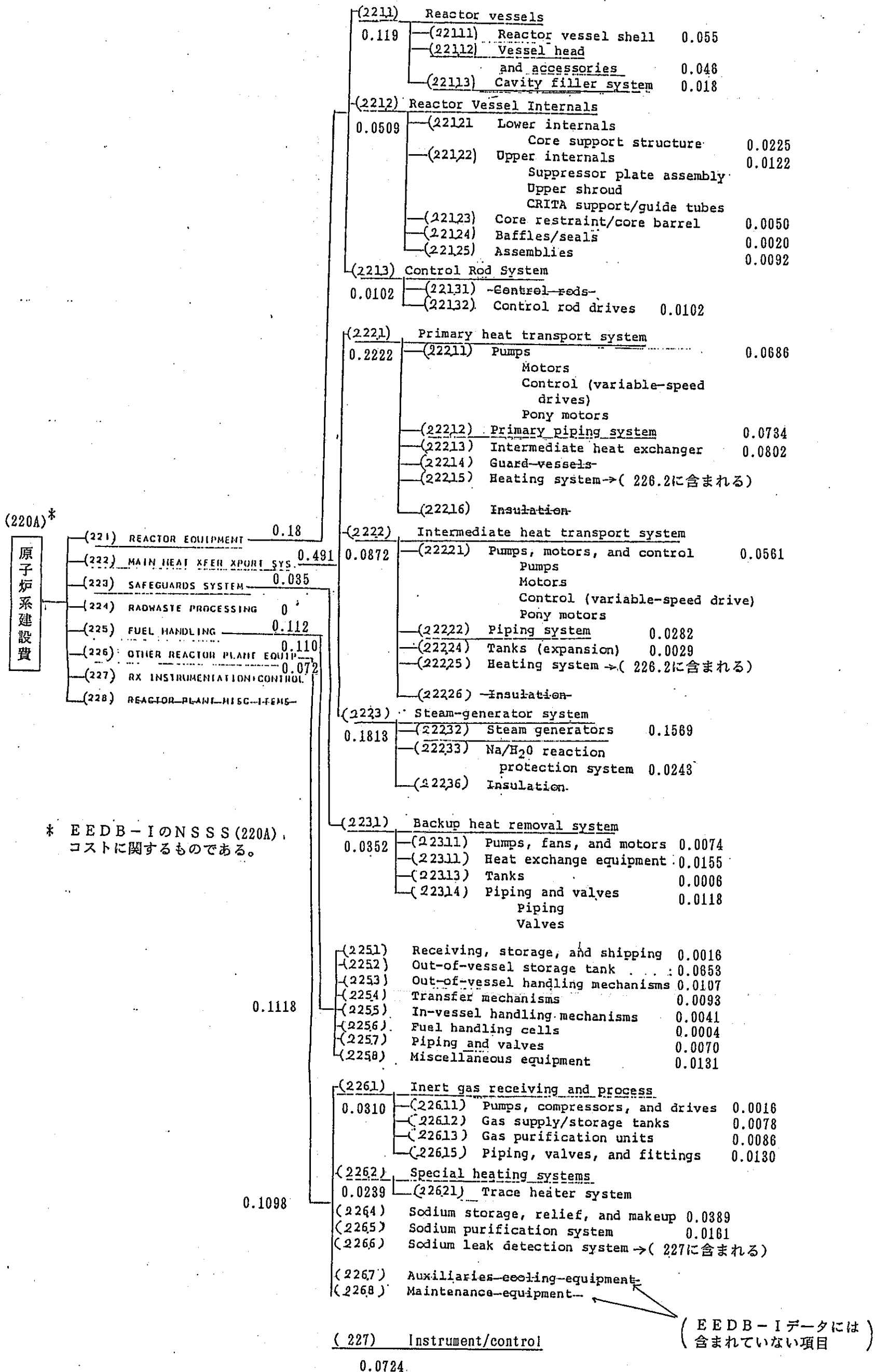
(*)表Fig.3.1-11に分訳けを示す
 (***)表Fig.3.1-12に分訳けを示す
 (**)本表の3 digit の項目に対応
 項がないもの

EEDB- VIデータベース
 による。但し(22)に関
 しては、EEDB- Iデー
 タ(詳細)を用いて修
 正した。

EEDB- VIIデータ(22)
 に関する詳細データ
 未入手故(220A)の分
 析不可

EEDB- VIIデータPWR
 (Best Experience
 Basis), 但し(220A)
 データの分析不可

Fig.3.1-10 Ratio of Component Costs to Direct Capital Cost of The Reactor Plant Equipment(22)



* E E D B - I の N S S S (2 2 0 A) , コストに関するものである。

	<u>(212.1) Building Structure</u>	<u>93.04</u>
	<u>(212.11) Excavation</u>	
	<u>(212.13) Substructure Concrete</u>	6.39
	<u>(212.14) Superstructure</u>	<u>86.65</u>
(212)*Reactor Containment	<u>(212.141) Concrete</u>	54.36
Building (100%)	<u>(212.142) Structural Steel</u>	1.08
	<u>(212.146) Containment Liner</u>	29.51
	<u>(212.149) Painting</u>	1.69
	<u>(212.2) Building Services</u>	<u>6.96</u>
	<u>(212.21) Plumbing+Drains</u>	
	<u>(212.22) HVAC</u>	6.32
	<u>(212.221) Pre-entry Purge System</u>	0.47
	<u>(212.222) Refueling Purge System</u>	0.98
	<u>(212.223) Contm, Recirc, Filter System</u>	0.66
	<u>(212.224) CRDM Cooling System</u>	0.08
	<u>(212.225) Recirculation Cooling System</u>	4.11
	<u>(212.24) Lighting + Services Power</u>	0.41
	<u>(212.25) Elevator</u>	0.24

*この階層構造はNUREG-0241
(PWRプラント)より抜粋した
ものである。

Fig.3.1-11 Ratio of Component Costs to Direct Capital Cost of Reactor

Containment Building (212)

	(231.1) Turbine Generator+Accessory	91.32
(231)*Turbine Generator (100 %)	(231.11) Turbine Generator Factory Cost	86.73
	(231.12) Other Turbine Cost	4.58
	(231.12) Exciter/Voltage Regulator	
	(231.13) Moisture Separator/Reheater	
	(231.2) Foundation	3.54
	(231.4) Lubrication Oil System	0.54
	(231.5) Gas System	0.50
	(231.6) HSTR Separator/Reheater Drain System	4.13
	(231.63) Tanks/Pressure Vessels	0.18
	(231.65) Piping Small/Large	2.72
	(231.66) Valves	1.02
	(231.67) Support	0.17

*この階層構造はNUREG-0241
(PWRプラント)より抜粋した
ものである。

Fig.3.1-12 Ratio of Component Costs to Direct Capital Cost. of
Turbine Generator (231)

3.2 プラント構成システムの階層化

ここでは、安全設計の合理性評価用データベース（SEDB）に採用するプラントの構成システムの分類とその階層化（細分化）について検討する。

i) SEDBの基礎データベース

第 2.2節でのべた様に、公開文献の範囲では原子炉プラントの経済性評価用のデータベースとして、EEDB以外の情報は無く、特にFBRに関するデータはEEDB以外には無いと考えられる（未公開文献のレベルでもデータは極めて少ないと思われる）。従って、EEDBとは別のデータベースを独自に構築することは、公開資料の範囲でのデータ収集では不可能と考えて、SEDBの基礎データベースとして、EEDBを用いることとした。

EEDBは、第 2.2節に示す様に、プラントの構成要素（コストを算出する最小単位）を9 digitsレベルに細分化した階層構造（詳細な建設費コストモデル、Capital Cost Model）をもっているが、SEDBの使用目的、およびデータベースとしての使い易さを考慮して、より簡易な階層構造を採用することが望ましいと考え、以下に検討する様に基本的にはEEDBの 3~5 digit レベルの階層構造を採用することとした。

EEDBの5 digit レベル階層構造はCONCEPT-5コード（添付 F）のデータファイル（COMO file）に採用されている階層構造であり、従ってEEDB file 又はCOMO file から、基礎データの導入が可能となる。

ii) SEDBにおけるプラント構成システムの階層構造

ここでは、EEDBの5 digit レベルの階層構造を基本として、以下の項目について考慮し、SEDBの標準階層構造を選定する。ここで選定する階層構造を標準と称したのは、SEDBを使用目的に応じて、必要であれば階層構造を変え（例えば、Aシステムはより詳細に、Bシステムはより簡単に変更）、基礎データを補充、修正して使用することを考慮しているからである。

(イ) S E D Bの使用目的を考慮する。

本作業で検討する評価コードにおいては、安全設計基準の変更にもなうプラント構成システム（或は構成要素）の変動を入力として、その変動による直接建設費の変化率を予測することが主な機能である。従ってS E D Bにおいては、安全上重要な構成システムに関しては、安全基準等の変更による構成システムの変動を表現し得る程度に詳細な階層構造が要求される。

安全上重要となるプラント構成システムとしては、原子炉施設（Account 22, Reactor Plant Equipment）および原子炉格納施設（Account 212, Reactor Containment Building）が考えられるので、これらに関する階層構造をどの程度詳細化するかについて検討する。

(ロ) 最終階層の要素の経済性データの外挿性を考慮する。

上述の様に、S E D Bは、基準プラントに対して仕様変更が生じた場合の直接建設費の変化率を予測して、仕様変更の判断に資するために使用するものである。従ってほとんどの場合、仕様変更にもなう詳細設計（例えばE E D B 9 digitレベルのデータを提供し得る様な設計）はおこなわず、概念設計（建屋の容積、構造物の材質、物量、機器の型式、寸法、容量、重量等のデータを提供し得る設計レベル）の段階で、S E D Bを利用するものと考えてよい。

以上の様な利用を想定した場合、S E D Bの階層構造の最端（最底）要素の経済性データと、上記概念設計から提供される物量や仕様の変更データ（これを経済性指標とする）との間に相関式が用意出来ることが必要となり、従って最端階層を決めるに当たり、その階層の要素の経済性指標と、その指標を用いた経済性データの外挿法（相関式）を考慮する必要がある。

経済性指標の選択および指標を用いた外挿法（指標とコスト相関式）については、第3-3節にまとめるが、本節では、その結果を参照してS E D Bの階層構造を選定している。

(ハ) SEDBの使い易さを考慮する。

本評価コードを用いる場合、上記概念設計から提供される物量、仕様変更データを入力とするが、この変更データを細分化し過ぎると本評価コードが使いにくくなる恐れがある。従って変更データ、特に経済性指標はあまり細分化しない方向で考慮することが望ましい。安全基準の変更により直接的に影響を受けないプラント構成システムやサブシステムに関しては、階層構造は出来るだけ細分しない様に配慮した。これは、建屋および整地工事 (Account 21, Structure and improvements (Account 213 を除く)) およびその他の設備 (Account 23~Account 26) を対象とした階層構造に配慮している。

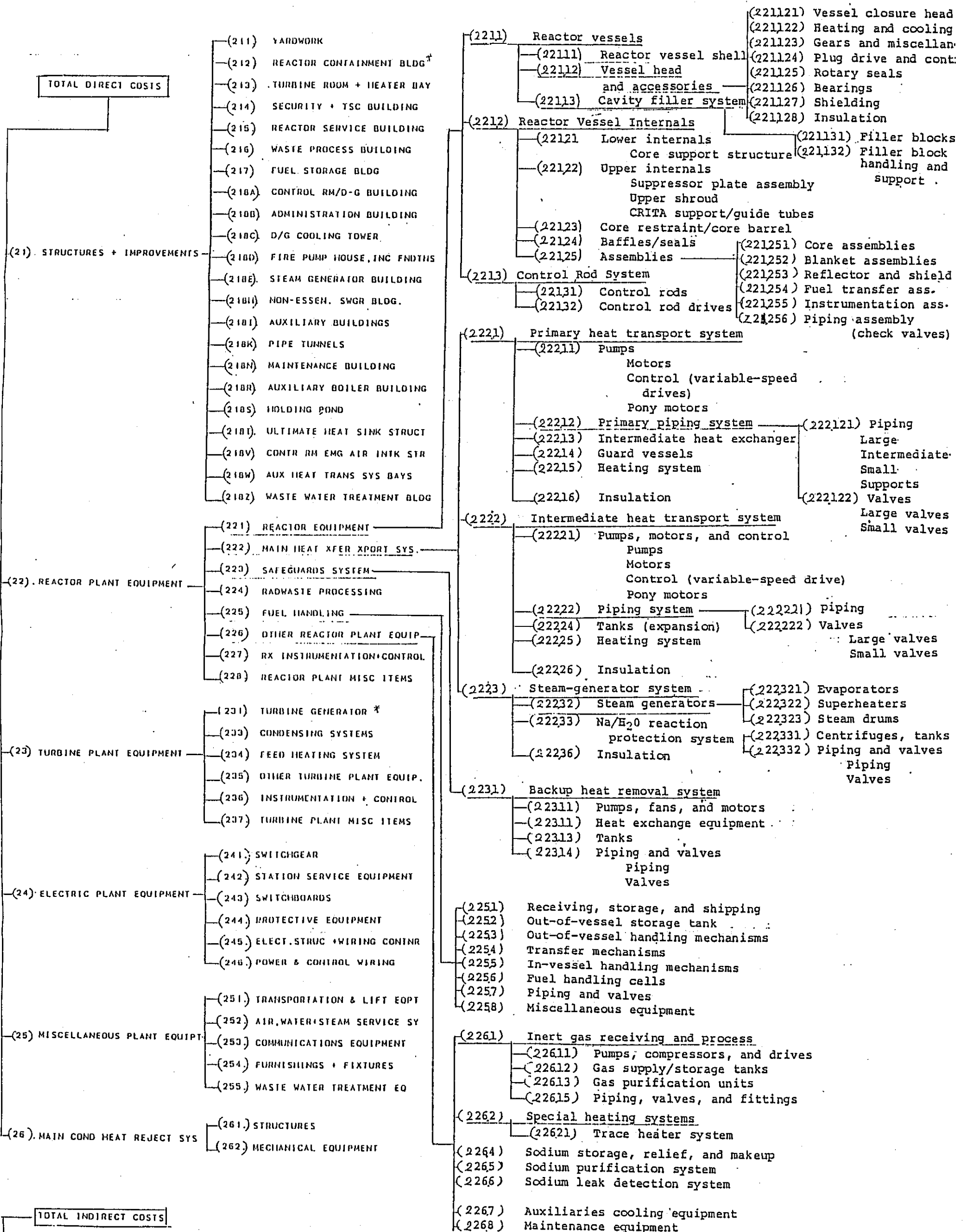
(二) 最端階層要素の直接建設費への寄与の大きさを考慮する。

前述の様に、仕様変更にとまなう直接建設費の変化は、最端階層の要素の直接建設費に占める割合の変化(仕様変更による)を予測し、それを積み上げることで求められるものである。直接建設費に対する割合の大きい要素は、その仕様変更による割合変化の予測精度を良くすることが必要であり、そのためには、予測に用いる外挿法の精度を上げるか、或はその要素を細分することにより相関式を作り易くし精度を向上させるか、を考えなければならない。ここでは原則として後者の手段、即ち直接建設費に対する割合の大きい要素は、階層を更に細分化して、1つの最端階層の要素の寄与割合をあまり大きくしない(1~2%以内)様に配慮した。

以上の考え方に従って、SEDBで用いるプラント構成システムの階層構造を Fig.3.2-1 (1/3) ~ (3/3) に示す。Fig.3.2-1 (1/3) に示した階層構造のうちサブシステム (3 digits of account の項目) について、その内容を概略まとめたものを Table 3.2-1 (1/3) ~ (3/3) に示す。これより細分化された要素については、その要素の名称で内容が大よそ判ると思われるので、説明は省略したが、添付B により詳細な説明があるので、参照されたい。又この階層構造における

各構成要素の直接建設費に占める割合はFig.3.1-9 ~Fig.3.1-12を参照されたい。
なお階層構造の最端階層要素に対する経済性指標および相関式については、
第 3.3節にまとめて示してあるので、参照されたい。

Fig.3.2-1(1/3) Tree of Components of FBR Plant System Structured for SEDB



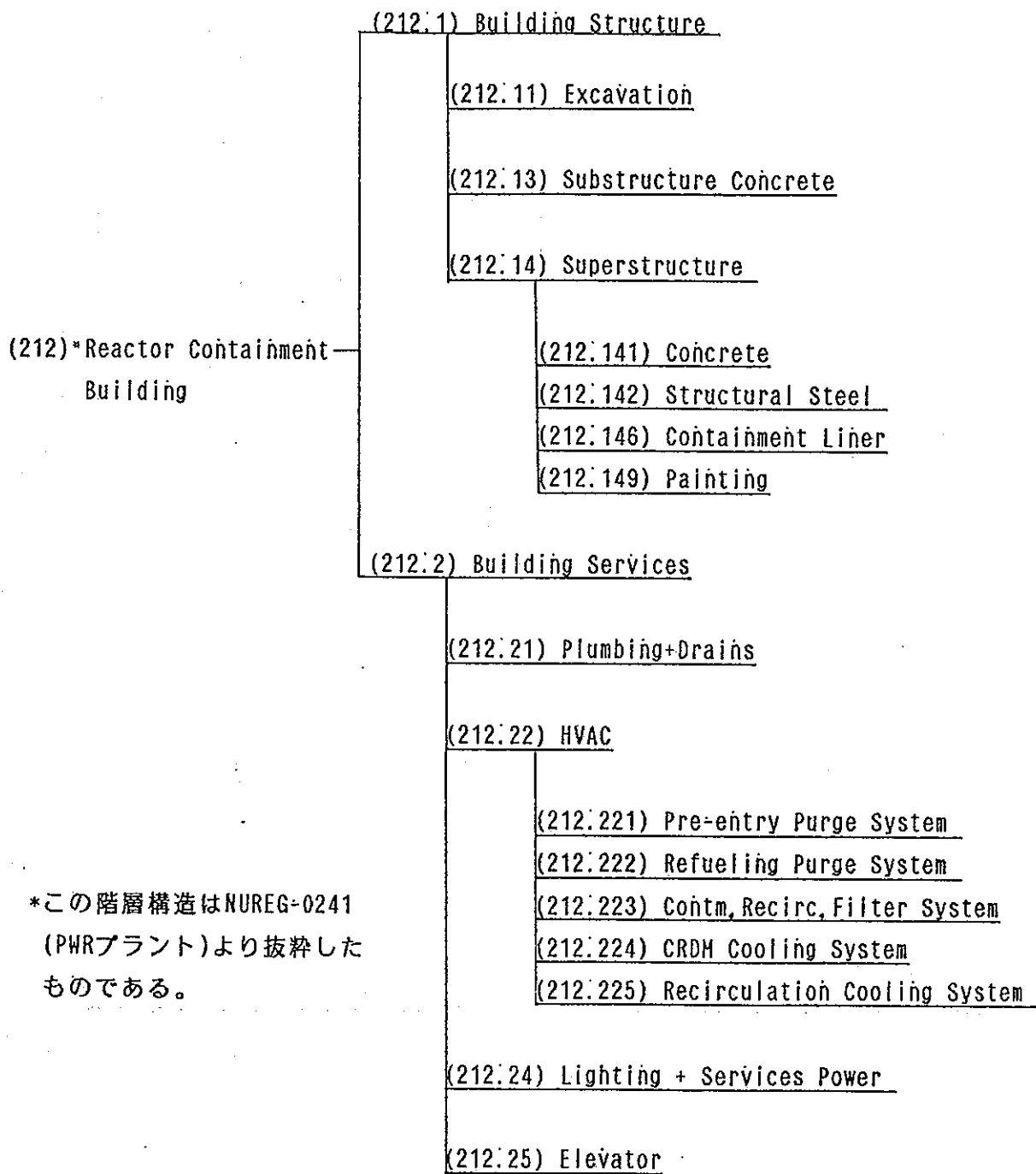


Fig.3.2- 1(2/3) Tree of Component of FBR Plant System Structure for SEDB

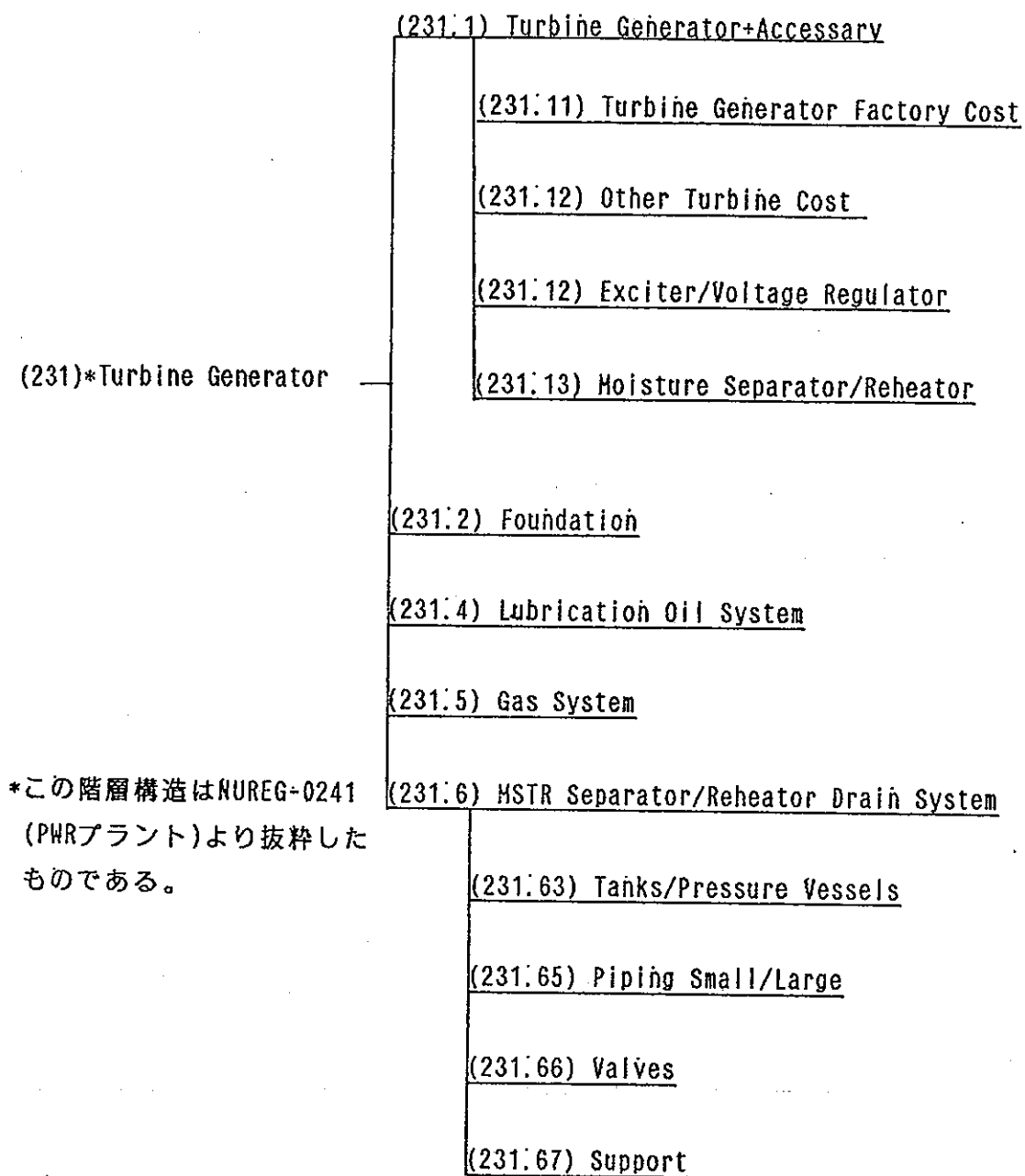


Fig.3.2- 1(3/3) Tree of Components of FBR Plant System Structure for SEDB

Table 3.2-1(1/7) Contents of 3 digits-of-account Items in SEDB

ACCOUNT 21 STRUCTURES AND IMPROVEMENTS

The major Seismic Category I structures include:

Reactor Containment Building (Account 212) - Houses the Nuclear Steam Supply System (NSSS) and its associated coolant system, provides biological shielding and prevents significant release of radiation for abnormal events in the reactor coolant system. The interior concrete of the reactor containment structure is also Seismic Category I, and supports the reactor plant components and equipment, provides biological shielding and protects the steel liner from postulated pipe break effects in the reactor coolant system.

Reactor Service Building (Account 215) - Houses auxiliary nuclear equipment such as heat exchangers, pumps, demineralizers, filters, tanks, ventilation equipment, excontainment portion of the fuel handling system, new and spent fuel storage, and the liquid, gaseous, and solid radioactive waste systems.

Control Room and Diesel-Generator Building (Account 218A) - The north portion of the structure, comprising the diesel-generator building, houses the emergency diesel-generator units, their associated equipment and the diesel engine fuel oil storage tanks. The south portion of the structure, comprising the control room building, houses the necessary instrumentation and control equipment essential for plant operation under normal and abnormal conditions. The control building also houses the motor-generator sets which control the speed of the primary and intermediate sodium pumps.

Diesel-Generator Cooling Tower (Account 218C) - Houses the diesel-generator unit air blast heat exchangers.

Auxiliary Buildings (Account 218I) - Houses the liquid metal system, primary sodium storage tanks, pipeways for the steam and feedwater pipes, NSSS auxiliary equipment and cable routing rooms.

Ultimate Heat Sink Structure (Account 218T) - Houses the emergency cooling water system chillers and their associated air coolers.

Auxiliary Heat Transfer System Bays (Account 218W) - Houses the two Nak systems of the auxiliary heat transfer systems, air blast heat exchangers, and Nak purification and storage equipment.

Table 3.2-1(2/7) (Continued)

The major Non-Seismic Category I structures include:

Turbine Room and Heater Bay (Account 213) - Houses the turbine generator, condensers and associated equipment, feedwater heaters, feedwater pumps, condensate pumps, condensate polishing and demineralizing equipment, other auxiliary equipment, and switchgear rooms.

Security and Technical Support Center Building (Account 214) - Provides a controlled means of access to the plant and selected critical areas within the plant, and houses the necessary monitoring, control and communication equipment for onsite response to emergency conditions.

Administration Building (Account 218B) - Houses the general offices, conference rooms, and QA storage area.

Steam Generator Buildings (Account 218E) - House the steam generating systems, intermediate sodium purification and storage equipment, sodium water reaction products separation systems, steam-water and sodium dump tanks.

Maintenance Building (Account 218N) - Houses various laboratories and shops and storage areas.

Auxiliary Boiler Building (Account 218R) - Houses the auxiliary boilers and water treatment equipment.

Fire Pump House (Account 218D)

Non-Essential Switchgear Building (Account 218H)

Holding Pond (Account 218S)

The following additional major Non-Seismic Category I structures are included under Account 261 - Main Condenser Heat Rejection System, Structures:

Make-up Water Intake and Discharge Structures

Circulating Water Pump House

Make-up Water Pretreatment Building

Cooling Tower Switchgear Building

Table 3.2-1(3/7) (Continued)

<u>ACCOUNT 22</u>	Reactor Plant Equipment
<u>Account 221</u>	Reactor Equipment (reactor vessel and closure head, reactor guard vessel, reactor core and blanket and reactor control)
<u>Account 222</u>	Main Heat Transfer and Transport System (liquid sodium pumps, intermediate heat exchangers, steam generators, main liquid sodium piping system and sodium loop pressure control)
<u>Account 223</u>	Safeguards System (auxiliary heat transfer system)
<u>Account 224</u>	Radwaste Processing System (liquid waste, gas waste and solid waste systems)
<u>Account 225</u>	Fuel Handling and Storage System (new and spent fuel storage, fuel and blanket assembly transfer and EVST cooling and purification system)
<u>Account 226</u>	Other Reactor Plant Equipment (cell inert gas system, special heating system, liquid metal storage and processing system, emergency cooling water system, primary component cooling water system, diesel-generator cooling water system, maintenance equipment and sampling system)
<u>Account 227</u>	Reactor Plant Instrumentation and Control (bench-board, panels and racks, process computer, monitoring systems, plant control systems and associated instruments)

Table 3.2-1(4/7) (Continued)

<u>ACCOUNT 23</u>	Turbine Plant Equipment
<u>Account 231</u>	Turbine-Generator (turbomachinery, generator, exciter, stator cooling water system, gas systems, hydrogen seal oil system, electro-hydraulic control system, turbine gland steam sealing system, moisture separator/reheater, moisture separator/reheater drain system, lubricating oil system and turbine oil conditioning system)
<u>Account 232</u>	Not used
<u>Account 233</u>	Condensing System (condensers, steam packing exhauster, condensate system, condenser gas removal system, turbine bypass system and condensate polishing system)
<u>Account 234</u>	Feedheating System (feedwater heaters, feedwater pumps and drives and extraction steam system)
<u>Account 235</u>	Other Turbine Plant Equipment (main vapor piping system, turbine building closed cooling water system, demineralized water make-up system, chemical treatment system and neutralization system)
<u>Account 236</u>	Turbine Plant Instrumentation and Control (turbine plant control board, panels, cabinets, and racks, and process computer)

Table 3.2-1(5/7) (Continued)

ACCOUNT 24 ELECTRIC PLANT EQUIPMENT

- Account 241 Switchgear (generator load break switch and station service switchgear)
- Account 242 Station Service Equipment (station service and start-up transformers, unit substations and auxiliary power sources)
- Account 243 Switchboards (control panels and auxiliary power and signal boards)
- Account 244 Protective Equipment (general station grounding, lightning protection, cathodic protection and heat tracing and freeze protection systems)
- Account 245 Electric Structures and Wiring Containers (underground duct runs and conduit and cable tray raceways)
- Account 246 Power and Control Wiring (main generator bus duct, power wiring, control cable and instrument wire, and containment penetrations)

Table 3.2-1(6/7) (Continued)

ACCOUNT 25 MISCELANEOUS PLANT EQUIPMENT

- Account 251 Transportation and Lifting Equipment (major cranes and other cranes and hoists)
- Account 252 Air, Water and Steam Service Systems (compressed air systems, service water system, normal fire protection system, sodium fire protection system, potable water system, auxiliary steam system, process chilled water system and plant fuel oil storage tank)
- Account 253 Communications Systems (local communications system, fire detection system and security system)
- Account 254 Furnishings and Fixtures (instrument shop apparatus, off-site radiological monitoring system, meteorological monitoring system, water quality monitoring system, thermal effluent monitoring system, seismic monitoring system and other furnishings and fixtures)
- Account 255 Waste Water Treatment Equipment

Table 3.2-1(7/7) (Continued)

ACCOUNT 26 MAIN CONDENSER HEAT REJECTION SYSTEM

Account 261 Structures (make-up water intake and discharge structures, circulating water pump house, make-up water pretreatment building, and cooling tower switchgear building)

Account 262 Mechanical Equipment (circulating water pumps, cooling towers and cooling tower basins, main cooling tower makeup and blowdown systems and make-up water pretreatment plant)

3.3 経済性指標と外挿法

プラントシステムの構成要素、即ちデータベースの階層構造の最端階層に対して、経済性指標およびそれを用いた外挿法（相関式）を選定する。

第 2.2-3節にのべた様に、FBRで用いられる機器に関しては、その仕様（容量、寸法、重量等）の変更にともなうコストの変動の相関を示すデータの入手は難かしく、又その種の相関式も現時点ではないものと思われる。従って現在情報の入手が可能なLWRに関するスケーリング則および化学工場プラントにおける機器のコスト・物量相関式を参考にして、本評価コードに適用する外挿法を検討する。

i) 外挿法と経済性指数検討の考えかた

(イ) 検討の手順

第 3.2節でのべた様に、本データベースSEDBにおいては、安全上重要なプラント構成システムに関して、安全基準等の変更による構成システムの変動を表現し得る程度に、詳細な階層構造を設定しており、この対象とした構成システムは原子炉施設(Account 22)および原子炉格納施設(Account 212)としている。

原子炉施設に関する階層構造は、Fig.3.2-1(1/3)に示す通り、システムの構成機器（IHX、ポンプ、配管等）で表わされる程度に分類されているので、それらの機器に対するコスト外挿法が必要となる。原子炉格納施設に関しても同様に、施設を構成する構築物に対するコスト外挿を考慮する必要がある。しかしその他の施設については、サブシステム(3digits of account)レベルでまとめており、機器単体まで分類されていない。従ってサブシステムへの要求機能、要求容量などに対するコスト外挿が必要となる。

以上の様に、いろいろな外挿法を検討する必要があるが、外挿の考えかたについてはいくつかにまとめることが出来る。従って、外挿の対象となるサブシステムや構成機器などで外挿の考えかたの点で類似と思われるものをま

とめ、分類し、その分類毎に外挿法および経済性指数を検討する。

(ロ) 外挿法の検討方針

外挿法に関しては、上述の通り、LWRに関するスケーリング則および化学プラントのコスト予測法で用いている方法が参考になる。

LWRに関するスケーリング則は、基本的にはプラントの熱出力規模に対する、単位出力当りの発電コストや建設費の変化を統計的に処理したものであり、本評価コードで用いる外挿法とは目的が異なるものである。しかし原子炉プラントのデータを基にしたスケーリング則であるので、LWRプラントとの相異があまり大きく表われないFBRプラントシステム（例えばBOP）の部分に適用する方針とする。

原子炉施設の構造、機器に関する外挿法については、化学プラントのコスト予測法の適用を考え、更に、機械工学便覧、積算資料^(D-8)を参照して、その適用性を調べることにする。これらの資料には、原子炉プラントの構成機器の様な大型でかつ特殊条件下での使用条件を満たす機器に関するデータは無いので、FBRプラント機器への適用性の評価には不適當である。しかし、類似な機能の機器に対する経済性指標とコストの相関を調べることにより、原子炉プラント機器の経済性指標と相関式の形を設定することが、現在取り得る手段と考えて、上記機器データを利用することとする。

原子炉格納施設に関しては、工学的判断により経済性指数を設定し、相関式は暫定的に設定するものとする。

ii) 外挿性検討のためのプラント構成要素の分類

外挿法および経済性指標の検討のために、プラント構成要素(Fig.3.2-1 (1/3)~(3/3))を下記の様に分類する。

- 容器、構造物類（炉容器、ガードベッセル、炉内構造物等）
- 配管類（1次/2次配管、補助冷却系管等）
- バルブ類

- タンク類（膨脹タンク，ダンプタンク等）
- 熱交換器類（IHX，SG等）
- 加熱，冷却系（空調系，冷却系，等）
- ポンプ類
- タービン
- 原子炉施設
- 建屋類
- 設備類

iii) 外挿法と経済性指標の選定

上記分類毎に，以下に示す考察により外挿法および経済性指標を選定した。

(a) 容器，構造物類

これらのコストは，材料費（材質，重量）と成形加工，検査等にかかる費用とで構成されており，大型なものや，原子炉内の様な特殊な条件下で使用するものは，成形加工，検査等がコストに占める割合が，大きくなると考えられる。ここでは，これらの分析は困難であるので，コストは材料費に比例するものと想定し，他の全ての費用は比例係数に含まれるものとした。更にこの係数は，対象としている容器，構造物それぞれに対して決めるものとし，容器等に要求される安全グレードが変化した場合にのみ変化するものとした。従ってコストは

$$C_0 = \alpha_S^0 \cdot \alpha_M^0 \cdot W_0 \quad (3.3-1)$$

C_0 : 要素のコスト（基準仕様）

W_0 : 要素の重量（基準仕様）

α_M^0 : 要素の材料費／重量（同上）

α_S^0 : 要素のコスト／材料費（同上）

と表現出来る。但し添字0は基準仕様時を示すものとする。

今要素の仕様変更されるものとしてサフィックス1で表わすと

$$C_0 = \alpha_S^1 \cdot \alpha_M^1 \cdot W_1 \quad (3.3-2)$$

C_1 : 仕様変更後の要素のコスト

W_1 : " " 重量

α_M^1 : 変更した材料の単位重量当り材料費

α_S^1 : 変更した材料, 安全グレードによる要素のコスト / 変更した材料費

従って(3.3-1), (3.3-2) 式より基準仕様の時のコストに対する仕様変更後のコストの比は次式となる。

$$\frac{C_1}{C_0} = \frac{\alpha_S^1}{\alpha_S^0} \cdot \frac{\alpha_M^1}{\alpha_M^0} \left(\frac{W_1}{W_0} \right) = F_S \cdot F_M \cdot \left(\frac{W_1}{W_0} \right) \quad (3.3-3)$$

F_M : 材料の変更による補正係数 $\left(= \frac{\alpha_M^1}{\alpha_M^0} \right)$

F_S : 安全グレードの変更による補正係数 $\left(= \frac{\alpha_S^1}{\alpha_S^0} \right)$

◦ 外挿式は(3.3-3) 式を用いる。

◦ 経済性指数は, 重量, 材料 (単価比), 安全グレード (比)

但し, 安全グレード (比) は, 現在統計データはないので別途作成する必要がある。

参考までに, 前述の仮定, 即ち容器, 構造物のコストは材料費 (材料が同一であれば, 重量) に比例することが, どの程度成立するかを見るために, 文献(B-2) に示されている容器および炉内構造物のコストをその重量に対してプロットした。結果をFig.3.3-1 に示す。傾向としては比例する方向であり, 仕様変更が大きくなければ適用性のある方法と考えている。

(b) 配管類

積算資料^(D-8)によると、配管の材料費は重量（と材質）で与えられており、配管工事の見積りは一般に配管の材料費をもとにエルボ、支持等を加味しておこなうと云われている。

ここでは、配管とエルボをまとめてその重量、材質で材料費を求めるものとし、(a) 容器、構造物類と同様の手法により外挿するものとする。

◦外挿式は(3.3-3)式

◦経済性指数は、重量^(*)、材料（単価比）、安全グレード（比）

配管のコストが重量（同一材料の場合）に比例すると云う仮定の妥当性を調べるために、文献(B-2)より配管の重量とコストを関係を求めるものをFig.3.3-2に示す。

(*) 配管の場合は、入力としては配管口径、管肉厚および長さを与えるものと考えているので、この寸法と材料密度から重量を求めて、これを経済性指数とする。

(c) バルブ類

バルブに関しては、EEDBにおいてはバルブ口径と個数が与えられているのみであり、積算資料^(D-8)においても材料と口径によって価格が決められている。

積算資料のバルブの価格を、バルブ型式をパラメーターとして、バルブ口径を変数にプロットしたものをFig.3.3-3（ステンレス製）およびFig.3.3-4（铸铁製バルブ）にそれぞれ示す。両図によれば、バルブ価格は口径の指数関数に比例する様子が判る。但し、比例係数はバルブ口径によって（口径の範囲により）変化する。又その絶対値はバルブ材質、型式に大きく依存する。

ここでは、型式については、外挿の対象とはせず（別機種として、基準仕様データを入力する）、材料と口径の変動に対して、外挿の対象と考えるものとする。

計算式は次の通りである。

$$\text{基準仕様に対して } \log \left(\frac{C_0}{\alpha_M^0 \cdot \alpha_S^0} \right) = a \left(\frac{A_0}{A_0} \right) = a \quad (3.3-4)$$

C_0, A_0 : 基本仕様バルブのコストと口径
 α_M^0 : 口径 A_0 のバルブの材料費
 α_S^0 : 口径 A_0 のバルブのコスト/材料費
 a : 係数

変更仕様に対して

$$\log \left(\frac{C_1}{\alpha_M^1 \cdot \alpha_S^1} \right) = a \left(\frac{A_1}{A_0} \right) \quad (3.3-5)$$

C_1, A_1 : 変更仕様バルブのコストと口径
 α_M^1 : 口径 A_1 のバルブの材料費 (材質も変更)
 α_S^1 : 口径 A_1 のバルブのコスト/材料費

(3.3-4), (3.3-5) 式の差をとり、まとめると

$$\begin{aligned} \left(\frac{C_1}{C_0} \right) &= \frac{\alpha_S^1}{\alpha_S^0} \cdot \frac{\alpha_M^1}{\alpha_M^0} \cdot \exp a \left(\frac{A_1 - A_0}{A_0} \right) \\ &= F_S \cdot F_M \cdot \exp a \left(\frac{A_1 - A_0}{A_0} \right) \quad (3.3-6) \end{aligned}$$

F_M : 材料の変更による補正係数

F_S : 安全グレードの変更による補正係数

となる。

◦ 外挿式 : (3.3-6) 式

◦ 経済性指標 : 口径, 材料 (単価比), 安全グレード (比)

(d) タンク類

ここで対象とするタンクは膨脹タンク，ドレンタンクなどである。これらのタンクは化学工場プラントの圧力容器に類似であるので，圧力容器に用いられている相関式を利用することとする。相関式については添付Dにまとめてあるので，式のみを記す。

- 縦置きシェル型カーボンスティールのタンクのコスト C_B (\$)

$$C_B = \exp(8.600 - 0.21651(\ln W_s) + 0.04576(\ln W_s)^2) \quad (3.3-7)$$

但し $2,210\text{kg} < W_s(\text{kg}) < 103,000\text{kg}$

- 材料を変えた時のタンクのコスト C_t (\$)

$$C_t = C_B \cdot FM \quad (3.3-8)$$

FM : 材料ファクター (ss304 の場合 1.7)

(3.3-7) 式は，添付Dに示す様に全長，直径，設計圧および材質の異なるタンク (12ヶ) のデータから作成した相関式である。これを用いて外挿式を作成する。

- 外挿式の作成

(3.3-4) 式から(3.3-6) 式を導く方法と全く同一の手順で外挿式を導けばよい。即ち(3.3-7) 式の左辺のコスト C_B を材料単価 α_M^0 (基準仕様はカーボンスティール) およびコスト/材料単価 α_S^0 で基準仕様コスト C_0 を除したものとす。

$$C_B = \frac{C_0}{\alpha_S^0 \cdot \alpha_M^0}$$

即ち

$$\frac{C_0}{\alpha_S^0 \cdot \alpha_M^0} = \exp(a_1 - a_2 \ln W_S^0 + a_3 (\ln W_S^0)^2) \quad (3.3-9)$$

$$\text{但し } a_1 = 8.6 \quad a_2 = 0.21651 \quad a_3 = 0.04576$$

W_S^0, C_0 : 基準仕様タンクの重量とコスト

一方、仕様変更のタンク (重量 W_S^1) のコスト C_1 は

$$\frac{C_1}{\alpha_S^1 \cdot \alpha_M^1} = \exp(a_1 - a_2 \ln W_S^1 + a_3 (\ln W_S^1)^2) \quad (3.3-10)$$

α_M^1 : 変更した材料の単価 (ノ重量)

α_S^1 : 変更したタンクのコストノ材料単価

従って、(3.3-10)/(3.3-9) 式の比をとり整理すれば

$$\begin{aligned} \frac{C_1}{C_0} &= \frac{\alpha_S^1}{\alpha_S^0} \cdot \frac{\alpha_M^1}{\alpha_M^0} \left[\exp(-a_2 + a_3 \ln(\frac{W_S^1}{W_S^0})) \right] \times (\frac{W_S^1}{W_S^0}) \\ &= F_S \cdot F_M \cdot (\frac{W_S^1}{W_S^0}) \exp(-a_2 + a_3 \ln(\frac{W_S^1}{W_S^0})) \end{aligned} \quad (3.3-11)$$

となり、外挿式が得られる。

- 外挿式 : (3.3-11)式
- 経済性指標 : 重量, 材料 (単価比), 安全グレード (比)
- (3.3-11)式の検証のため, 文献(B-2) 中の崩壊熱除去系(Safeguard System)のタンクおよび2次冷却系の膨脹タンクのデータを用いて, (3.3-11)式による予測を試みた。

即ち, 崩壊熱除去系タンクのコストデータを基準仕様として, 相関曲線を作成し, その上に膨脹タンクのデータをプロットした (安全グレードの補正はしてない)。Fig.3.3-5 に結果を示す。

(e) 熱交換器類

熱交換器のコスト予測に関しても、添付Dに示した様に、化学工場プラントに使用される熱交換器を対象として作られたコストと伝熱面積の相関式がある。

以下に相関式のみを示す。

・熱交換器のコストCE (\$)

$$CE = CB \cdot FD \cdot FP \cdot FM \quad (\$) \quad (3.3-12)$$

CB : 基準となる熱交換器のコスト (\$)

FD : 型式の相異に対する補正係数

FP : 設計圧の相異に対する補正係数

FM : 材料の相異に対する補正係数

$$CB = \exp(a_1 + a_2 \cdot \ln A + a_3 (\ln A)^2) \quad (3.3-13)$$

A : 伝熱面積 (m²) (14m² < A < 1,100m²)

(基準熱交換器は、カーボンスチール、フローティングヘッド型
設計圧700KN/m²である

$$a_1 = 8.202, \quad a_2 = 0.01506, \quad a_3 = 0.06811$$

$$FD = \exp(b_1 + b_2 \ln A) \quad (3.3-14)$$

$$b_1 = -0.9003, \quad b_2 = 0.0906 \quad \text{for Fixed-head 型}$$

$$b_1 = -0.7844, \quad b_2 = 0.0830 \quad \text{for U-tube 型}$$

(3.5-15)

$$FP = C_1 + C_2 \cdot \ln A$$

$$C_1 = 0.8955, \quad C_2 = 0.04981 \quad 700 \sim 2,100\text{KN/m}^2$$

$$C_1 = 1.2002, \quad C_2 = 0.0714 \quad 2,100 \sim 4,200\text{KN/m}^2$$

$$C_1 = 1.4272, \quad C_2 = 0.12088 \quad 4,200 \sim 6,200\text{KN/m}^2$$

$$FM = d_1 + d_2 \cdot \ln A \quad (3.3-16)$$

$$d_1 = 1.1991, \quad d_2 = 0.15984 \quad \text{for SS304}$$

$$d_1 = 1.4144, \quad d_2 = 0.23296 \quad \text{for SS316}$$

・ (3.3-13)式は1978年現在のUSドルで価格を表わしている。ここでは同式をコストの相対変動を求める相関式として使用することとする。

本相関式(3.3-13)の傾向を調べるために、積算資料^(D-8)に記載されている各種ボイラのデータをプロットして、(3.3-13)式と比較した。結果をFig.3.3-6に示す。化学工場プラントの熱交換器と市販の各種ボイラでは仕様を含めてかなり異なるものと思われるが、伝熱面積とコストの相関の傾向はよく一致していると考えてよい。

原子力プラントのIHX, SGに対する相関式として使用するには、相関式のフィッティングの範囲が小さいこと((3.3-13)式は伝熱面積 $\leq 1,100\text{m}^2$ となっているが、IHX, SGは1基 $5,000\text{m}^2$ レベルとなっている)、原子炉プラントで使用されるIHX, SGのデータによる検証が出来ていないことなど問題は多い。しかし、相関の傾向は類似しているものと考えて、使用することとした。

・外挿式の作成

(3.3-12)～(3.3-16)式を使用するが、(3.3-12)式における補正を追加する。即ち(3.3-12)式を

$$C_1 = F_s \cdot C_{B1} \cdot F_{D1} \cdot F_{P1} \cdot F_{M1} \quad (3.3-17)$$

C_{B1} , F_{D1} , F_{P1} , F_{M1} は仕様変更後の伝熱面積使用したコストと補正係数

C_1 : 仕様変更後の熱交換器のコスト(\$)

F_s : 下記の補正係数

$$F_s = \left(\frac{\text{基準仕様の熱交換器コスト } C_0}{\text{基準仕様の伝熱面積で求めた } CE = C_B \cdot F_D \cdot F_P \cdot F_M} \right) \quad (3.3-18)$$

・外挿式は(3.3-13)～(3.3-18)式

・経済性指標は伝熱面積, 材質, 設計圧(型式)

但し、仕様変更により型式が変更になった場合は、別の機器としてデータベ

・外挿式のチェック

文献(B-2)中のIHXおよびSGのコストデータを用い、SGを基準仕様として伝熱面積とコストの相関グラフを作成し、IHXのコストデータとグラフからの予測値を比較した。結果はFig.3.3-7に示す。IHXはフローティングヘッド型、SGはフィックスヘッド型の構造としている。図で明らかのようにSGの伝熱面積(50,145ft² / 1基)に対しIHX(56,600ft² / 1基)は約10%増であり、外挿法の精度を調べるには、変動量として小さ過ぎるかも知れない。

(f) ポンプ類

化学工場プラントのポンプ(遠心型)に関するコスト相関式が作られており、添付Dに示す通りである。この相関式では、ポンプのコストをCとすると、次式で表わされるとしている：

$$C = f (Q \cdot \sqrt{H}) \quad (3.3-19)$$

Q : ポンプ流量, H : 吐出圧

一方、ポンプのコストを軸動力の関数とすることも考えられる。軸動力はQ

・ Hに比例するので、

$$C = g (Q \cdot H) \quad (3.3-20)$$

と表わされる。しかし機械工学便覧によれば遠心ポンプの口径は \sqrt{H} に比例することであり、ポンプの寸法を決める要因として、口径も考えられることから、(3.3-19)式をポンプの(3.3-20)式を駆動モータの相関式の形として選ぶこととした。

化学工場プラントのポンプおよび駆動モータの相関式を示す。

・ポンプのコストCP

$$CP = CB \cdot FT \cdot FM \quad (3.3-21)$$

CP : 対象とするポンプのコスト (\$)

CB : 基準ポンプのコスト (\$)

CB : 基準ポンプのコスト (\$)

FT : 型式の相異による補正係数

FM : 材料の相異による補正係数

$$CB = \exp (a_1 + a_2 \cdot \ln S + a_3 \cdot (\ln S)^2) \quad (3.3-22)$$

$$S = Q \cdot \sqrt{H} \quad (3.3-23)$$

Q : ポンプの流量 (m^3/s)

H : ポンプ吐出圧 (J/kg)

(One-stage, 3.550rpm, VSC cast iron pump を基準ポンプ
として(3.3-22)式を作成

$$a_1 = 7.2234, \quad a_2 = 0.3451, \quad a_3 = 0.0519$$

$$FT = \exp [b_1 + b_2 \cdot \ln S + b_3 \cdot (\ln S)^2] \quad (3.3-24)$$

$$b_1 = 0.3740, \quad b_2 = 0.1851, \quad b_3 = 0.0771 \quad \text{for } 1750\text{rpm}$$

$$FM = 1.35 \quad \text{for cast steel}$$

$$= 2.00 \quad \text{for SS304/SS316}$$

以上の相関式の適用範囲は以下の通りである。

• One-stage 3.500rpm VSCの場合

$$0.00315 (\text{m}^3/\text{s}) < Q < 0.568 (\text{m}^3/\text{s})$$

$$150 (\text{J}/\text{kg}) < H < 1200 (\text{J}/\text{kg})$$

$$\text{駆動力 } P < 75 \text{HP}$$

• One-stage 1.750rpm, VSCの場合

$$0.00315 (\text{m}^3/\text{s}) < Q < 0.2208 (\text{m}^3/\text{s})$$

$$150 (\text{J}/\text{kg}) < H < 600 (\text{J}/\text{kg})$$

$$P < 200 \text{HP}$$

• 駆動ポンプのコスト CM (\$)

$$CM = \exp [a_1 + a_2 \cdot \ln P + a_3 \cdot (\ln P)^2] \quad (3.3-25)$$

P : ポンプ動力 (HP)

$$P = \rho Q \cdot H / \eta_p \quad (3.3-26)$$

ρ ; 液体密度 (kg/m³)

Q : 流量 (m³/s)

H : 吐出圧 (J/kg)

P : ポンプ動力 (Watts)

$$\eta_p = 0.885 + 0.00824 \ln Q - 0.01199 (\ln Q)^2 \quad (3.3-27)$$

η_p = ポンプ効率 (%)

a_1, a_2, a_3 はポンプ型式により与えられる係数で、添付Dに表示されている。例えば次の様に与えられる。

Open, drip-Proof : 3600rpm, 軸動力 P $7.5 < P < 250$ HP

$$a_1 = 4.1514, \quad a_2 = 0.53470, \quad a_3 = 0.05252$$

- ポンプのコスト相関式の傾向を調べるために、(3.3-21)~(3.3-24)式によるコスト予測曲線と、積算資料のポンプの価格データの傾向を、グラフに表示した。

結果をFig.3.3-8に示す。積算資料のデータにかなりバラツキはあるものの、相関の傾向としては、両者は一致していると見ることが出来る。

- 外挿式の作成

ポンプに関しては、(3.3-21)~(3.3-24)式を用いるが、(3.3-21)式に規格化係数を追加する。即ち、

(3.3-21)式のかわりに次式を使用する。

$$C_1 = F_s \cdot C_{B1} \cdot F_{T1} \cdot F_{M1} \quad (3.3-28)$$

C_{B1}, F_{T1}, F_{M1} は仕様変更後の伝熱面積を使用したコストと補正係数

C_1 : 仕様変更後のポンプのコスト

$$F_s = \left(\frac{\text{基準仕様のポンプのコスト } C_0}{\text{基準仕様の伝熱面積で求めた } CP = C_B \cdot F_T \cdot F_M} \right)$$

モータに関しては(3.3-25)～(3.3-27)の式を用いる。但し、(3.3-25)式に規格化をおこなう。

- 外挿式(3.3-21)～(3.3-27)
- 経済性指標
- 外挿式のチェック

文献(B-2)の中の1次冷却系主循環ポンプおよび2次系主循環ポンプのコストデータを用いて、上記ポンプに関する外挿式の予測精度を調べる。相関式(3.3-22)の適用範囲に比較して、1次系および2次系の主循環ポンプは、流量、軸動力共に20～30倍程高い値を持っているので、相関式の適用可能性は保証されていない。しかしながら、両ポンプの性能があまり離れていないので、結果はFig.3.3-9に示す通り、比較的良く一致している。上記相関式は2次系主循環ポンプを基準仕様として規格化したものである。

(g) タービン発電機

本作業においては検討しなかったが、暫定的に次の様に考える。

- 経済性指標は主蒸気流量とする。
- 外挿法は、主蒸気流量 Q の n 乗に比例するものとする。

(h) 原子炉施設

本作業において、外挿法の検討はおこなっていない。暫定的に次の様に定める。

- 経済性指数は、次の通りとする。

構築物はコンクリート容積 (m^3)

ライナーは材料、ライナー面積 (m^2)

- 外挿は、指数に比例するものとする。

(i) 建家類

外挿法の検討はしていないが、暫定的に次の通りとする。

- 経済性指標は建家容積 (m)
- 外挿は指標に比例するものとする。

(j) 加熱, 冷却系および他設備

外挿法の検討はしていない。暫定的に次の通りとする。

- 経済性指標は原子炉熱出力又は要求容量
- 外挿は指標の n 乗に比例するものとする。

iv) 経済性指標と外挿法のまとめ

以上, 検討した外挿法および経済性指標をまとめてTable3.3-1に示す。

Table 3.3-1 Scaling Law and Cost Index for Identical Components

項目	経済性指標				外挿式 (式番号)	外挿法
	1	2	3	4		
建屋	安全グレード	建屋容積			-	* (容積比) ^{1.0}
構造物	同上	コンクリート体積			-	* (コンクリート体積比) ^{1.0}
ライナー	同上	面積			-	* (面積比) ^{1.0}
諸設備	同上	要求容量	(原子炉出力)		-	* (容量比) ^{1.0} or (出力比) ⁿ
構築物	同上	材料単価	重量		(3.3-3)	* (重量比) ^{1.0}
配管	同上	同上	同上		(3.3-3)	* (重量比) ^{1.0}
タンク	同上	同上	同上		(3.3-11)	(重量比) exp (α + ln (重量比))
バルブ	同上	材料単価	口径		(3.3-6)	exp (口径比 - 1)
熱交換器	同上	材質	伝熱面積	設計圧	(3.3-13)	exp (a ₁ + a ₂ S + a ₃ S ²), S = ln (伝面)
加熱/冷却系	同上	要求容量	(原子炉出力)		-	* (容量比) ^{1.0} or (出力比) ⁿ
ポンプ	同上	材質	流量 Q	吐出圧 H	(3.3-22)	exp (a ₁ + a ₂ ln S + a ₃ (ln S) ²), S = Q · √H
モーター	同上	同上	同上	同上	(3.3-25)	exp (a ₁ + a ₂ ln P + a ₃ (ln P) ²) P ∝ Q · H
タービン発電機	-	蒸気流量			-	(蒸気流量比) ⁿ n = 0.8

* 暫定的に設定

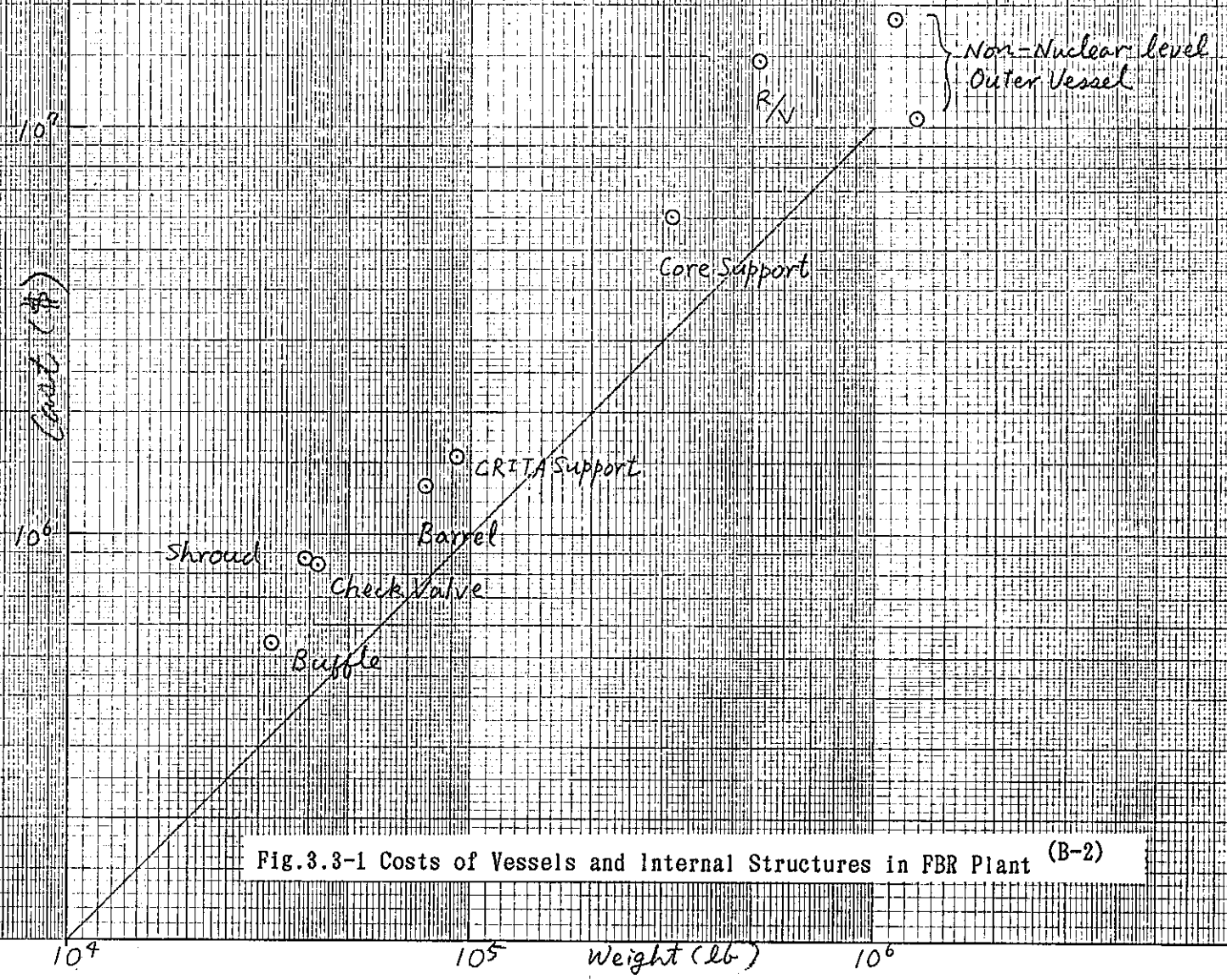


Fig. 3.3-1 Costs of Vessels and Internal Structures in FBR Plant (B-2)

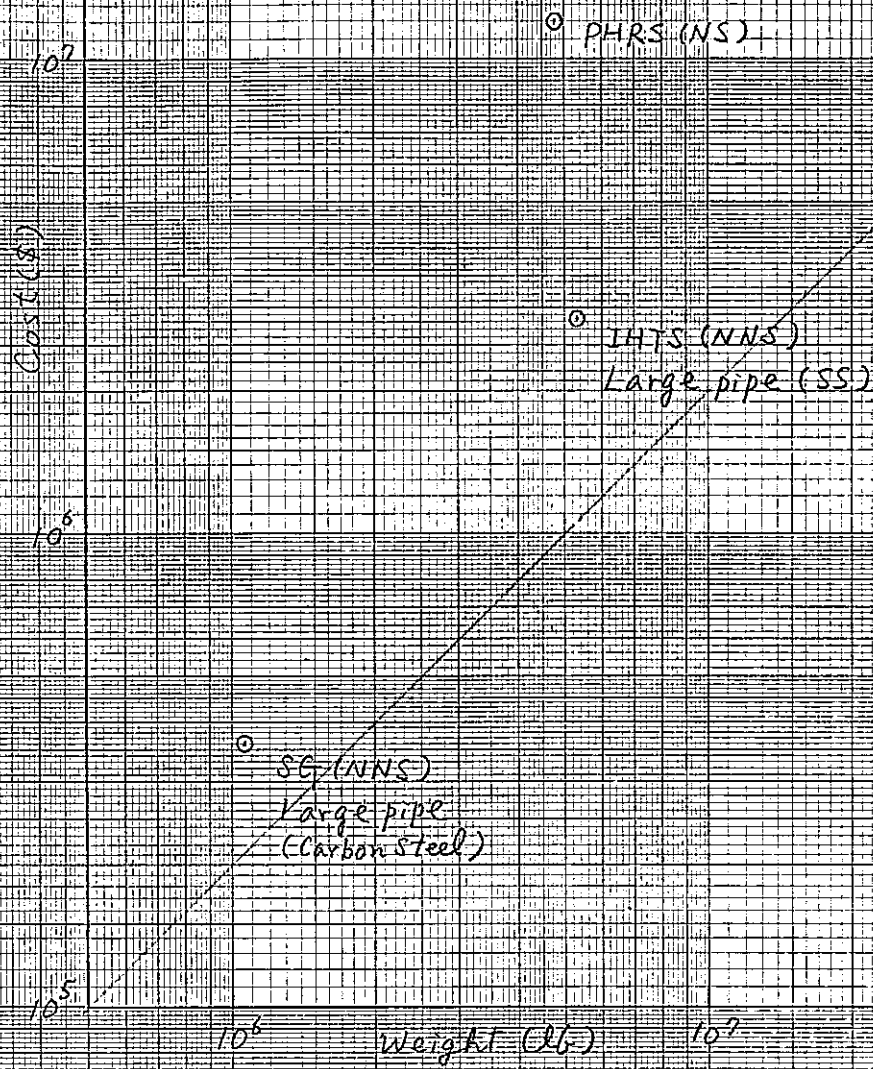


Fig. 3.3-2 Costs of pipes in FBR Plant (B-2)

M035X 2.181 4A 211

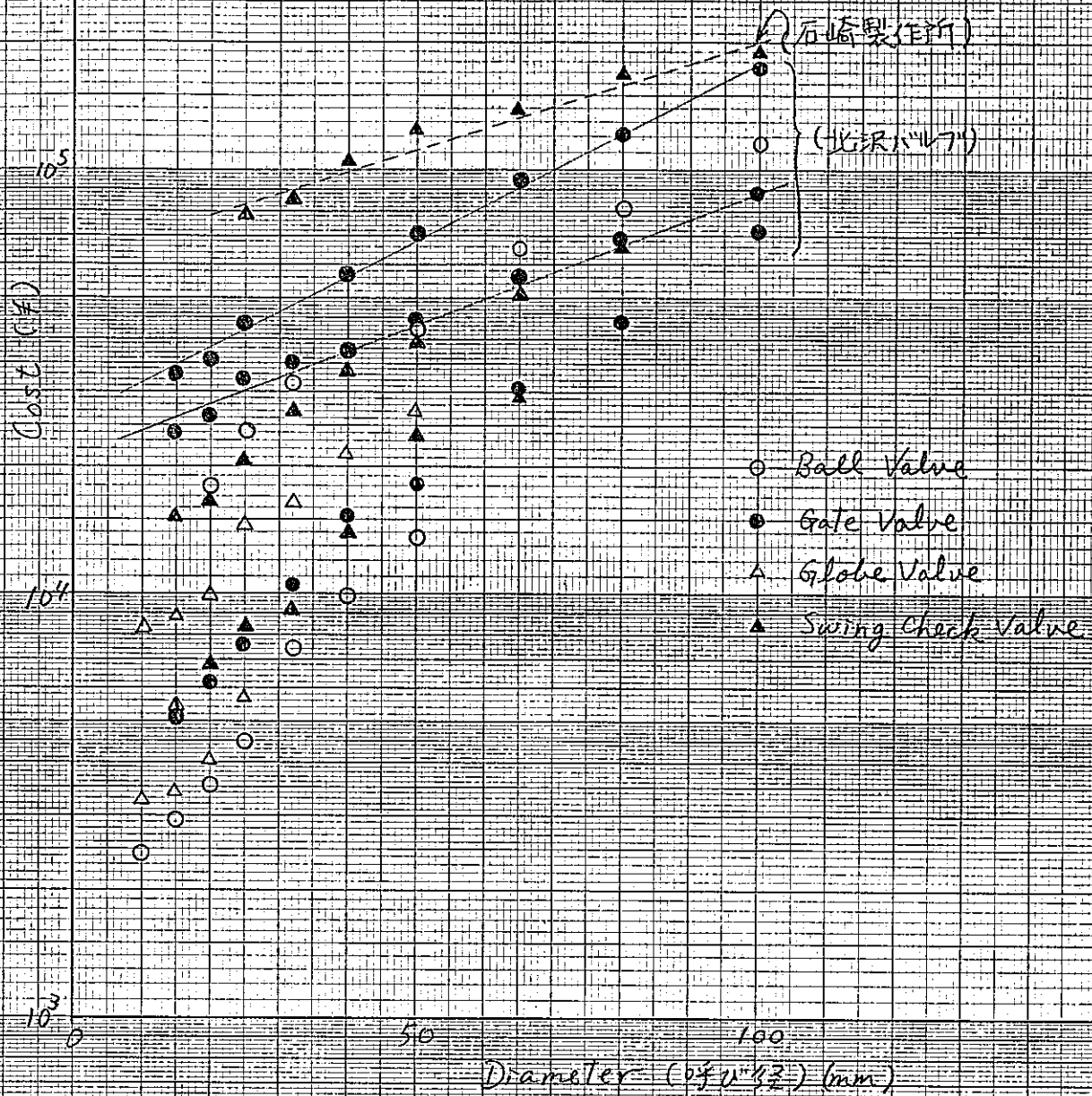


Fig. 3.3-3 Costs Valves by Domestic Makers (Stainless Steel)

(注) 同型バルブで 2 種あるのは、フランジ型 > ねじ込み型であり、gate valve の 3 種はフランジ型 20K > フランジ型 10K のデータである。

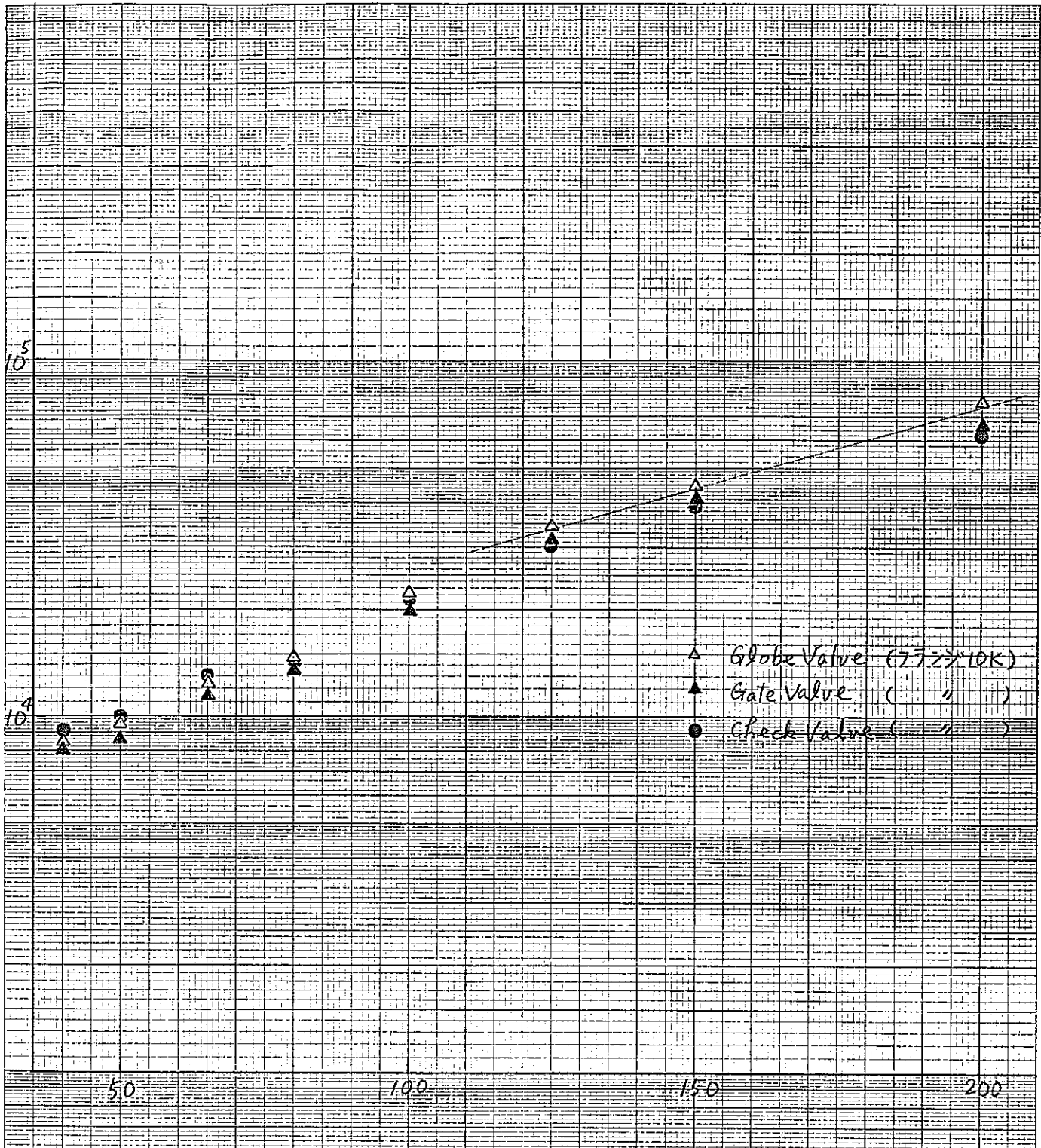


Fig. 3.3-4 Costs of Valves Based on the JIS Data (Jun. '85)
(Alloy)

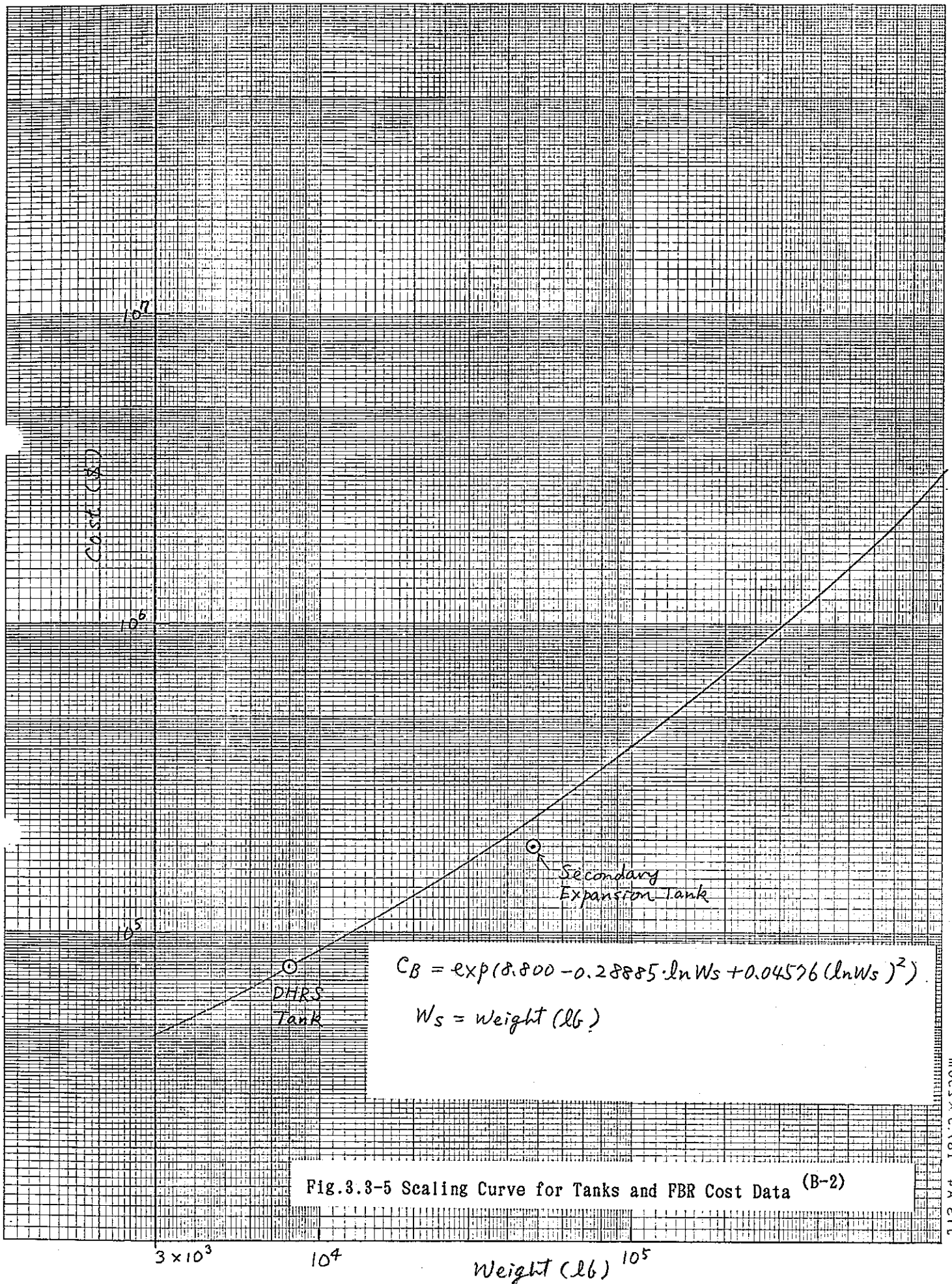


Fig.3.3-5 Scaling Curve for Tanks and FBR Cost Data (B-2)

MOSS X 2181 4A 211

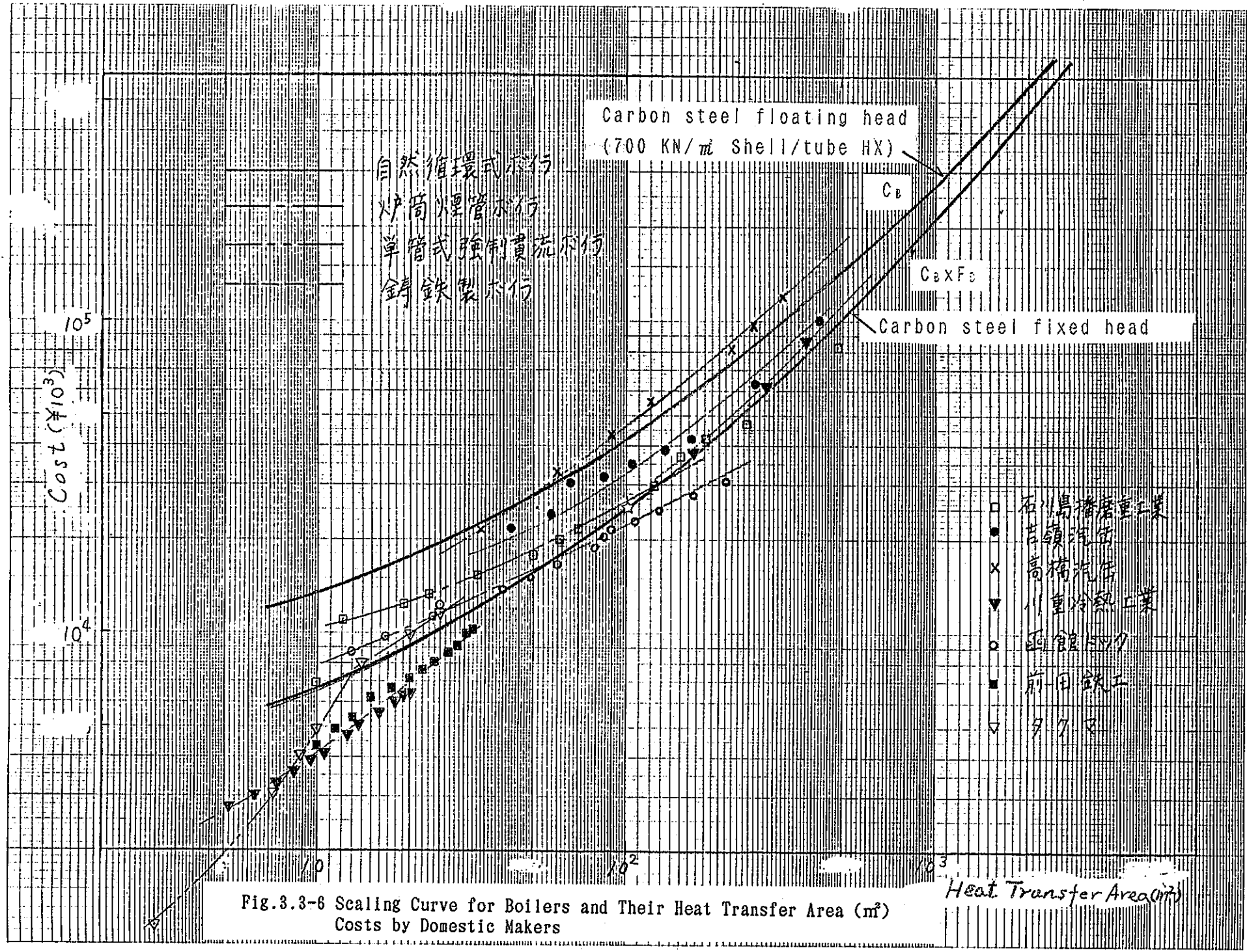


Fig.3.3-6 Scaling Curve for Boilers and Their Heat Transfer Area (m²)
 Costs by Domestic Makers



3-54

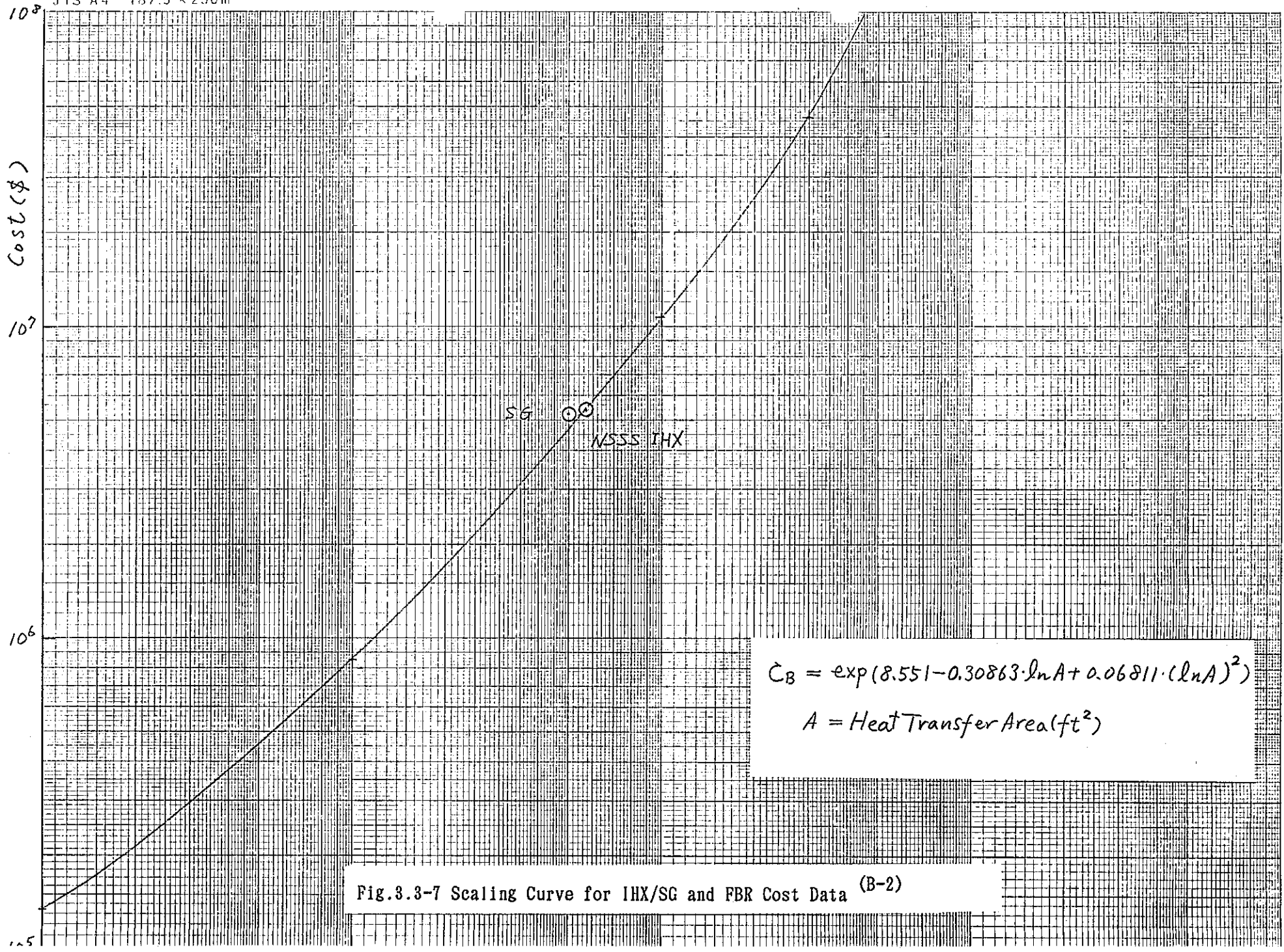


Fig.3.3-7 Scaling Curve for IHX/SG and FBR Cost Data (B-2)

Cost (¥10³) \bar{C}_w

10²

$C_B \cdot F_T$ (1750 rpm, VSC)

C_B (3,550 rpm, VSC)
SS304 $F_M = 2.0$

- 荏原 (壺心)
- 川本 (自吸タービン)
- △ 極東 (立形)
- 日立
- ▽ ホンパ (横形)

SI units

Base cost for one-stage, 3,550-rpm, VSC cast-iron pump:

$$C_B = \exp[7.2234 + 0.3451(\ln S) + 0.0519(\ln S)^2]$$

Here, $S = Q\sqrt{H}$, with Q in m³/s, and H in J/kg or m²/s².

Cost factor for pump type:

$$F_T = \exp[b_1 + b_2(\ln S) + b_3(\ln S)^2]$$

Type	b_1	b_2	b_3
One-stage, 1,750-rpm, vsc	0.3740	0.1851	0.0771
One-stage, 3,550-rpm, hsc	0.4612	-0.1872	-0.0253
One-stage, 1,750-rpm, hsc	0.7147	-0.0510	0.0102
Two-stage, 3,550-rpm, hsc	0.7445	-0.0167	0.1542
Multistage, 3,550-rpm, hsc	2.0798	-0.0946	0.0834

Fig.3.3-8 Scaling Curve for Pumps and Their Costs of Domestic Makers

$S = Q\sqrt{H}$

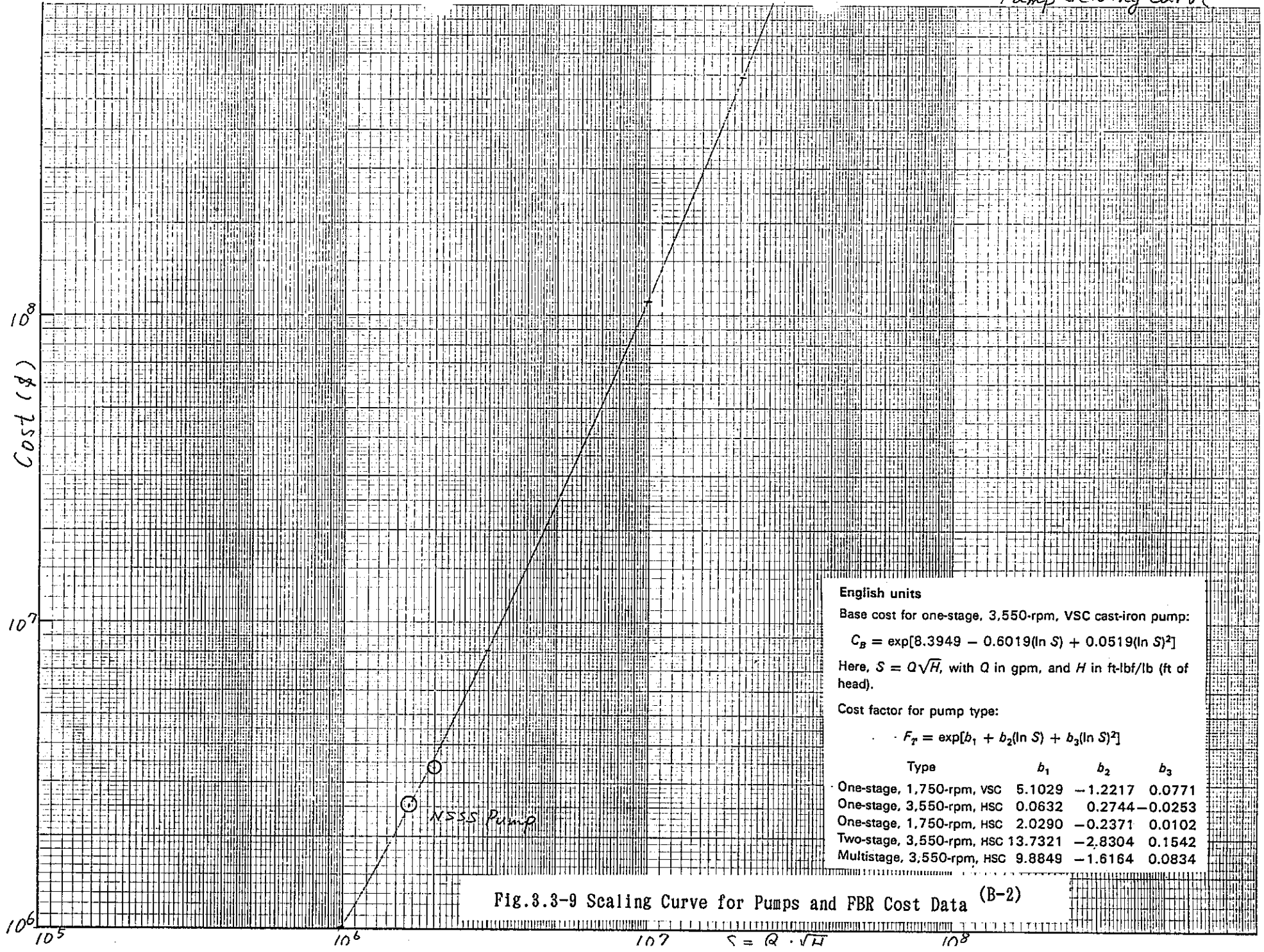
0.1

1.0

10.0



3-56



English units
 Base cost for one-stage, 3,550-rpm, VSC cast-iron pump:
 $C_B = \exp[8.3949 - 0.6019(\ln S) + 0.0519(\ln S)^2]$
 Here, $S = Q\sqrt{H}$, with Q in gpm, and H in ft-lbf/lb (ft of head).
 Cost factor for pump type:
 $F_T = \exp[b_1 + b_2(\ln S) + b_3(\ln S)^2]$

Type	b_1	b_2	b_3
One-stage, 1,750-rpm, VSC	5.1029	-1.2217	0.0771
One-stage, 3,550-rpm, HSC	0.0632	0.2744	-0.0253
One-stage, 1,750-rpm, HSC	2.0290	-0.2371	0.0102
Two-stage, 3,550-rpm, HSC	13.7321	-2.8304	0.1542
Multistage, 3,550-rpm, HSC	9.8849	-1.6164	0.0834

Fig.3.3-9 Scaling Curve for Pumps and FBR Cost Data (B-2)

3.4 経済性データベースの基本構造

ここでは、SEDBの具体的な構造を決める。

EEDBにおいては、基準となるプラントの仕様および詳細な設計データを Technical model および Equipment list として内蔵しており、Equipment listの各項目に対する Cost model (Equipment の工場生産の費用、運搬、据付、検査等の工賃および資材費に分けて算出)、を算出して内蔵している(添付B参照)。これらのデータを用いて、SEDBのデータベースを作るものとする。

i) SEDBの構築手順

以下の考えかたに従ってSEDBを構築する。

- 対象とするプラント構成システムの分類、階層化のレベルは、第3.2節で検討した結果、即ちFig3.2-1に示す通りとする。
- Fig3.2-1に示す構成要素ツリーの末端の要素に対して、コストデータと経済性指標を用意するものとする。
- コストデータはEEDBコストデータ(又はCONCEPT-5コードシステムのCOMO/LAMAファイルデータ)を形式内容共そのまま使用する。即ち、要素のコストは、Equipment cost, Labor cost, Material costの三成分に分けられているので、そのまま使用する。
- 経済性指標は、第3.3節で検討した結果、即ちTable3.3-1に従って、末端の要素毎に選定する。経済性指標の値はEEDBのTechnical model および Equipment listのデータから求めるものとする。

経済性指標はTable3.3-1から明らかな様に、本質的には物量データと材料単価であるので、EEDBデータから求めることが出来る。しかし、安全グレード(経済性指標の一つ)が変更になった場合の補正係数(第3.3節の外挿式では F_s で表示している)の決めかたが難かしいと思われる。この補正係数 F_s は、同一機器において、安全グレードのみが変更された場合のコストの変動を示すものであるので、この様なデータが蓄積されなければ補正係

数Fsを決定することが出来ない。現在、FBRプラントの構成機器、或はシステムに関して、上記の様なデータはほとんど（少なくとも公開資料の範囲では）無いものと思われるので、現実的には、基準仕様プラント機器に対して、安全グレードの変更によるコスト変動の予測は困難と考えてよい。

ii) SEDBの基本構造

SEDBファイルは、以下に示す様に、2のファイルで構成するものとする。

① LAMASファイル

CONCEPT-5システムのLAMAファイルをそのまま利用する。このファイルは、建設用資材単価、人工費単価等、建設サイトにおいて調達するものに関する単価をまとめたものである。内容は添付Fを参照されたい。

② COMOSファイル

COMOファイルのデータに、経済性指標データを付加し、更にそれを用いたスケーリング則の指定情報を含めて、新しいファイルとする。即ち、COMOファイルには、プラントを構成するコンポーネント或はサブシステム(Account numberで指定されている)に対してコストデータが与えられているが、COMOSファイルでは、コンポーネント或はサブシステムに対して、コストデータ、経済性指標およびスケーリング則指定番号を与えるものとする。

③ SCALEファイル

上記スケーリング則指定番号に対応して、スケーリング相関式の型式、使用する諸係数、条件等のデータをファイルする。

3.2節で示したプラントのシステム構成（SEDBで対象とするサブシステムおよびコンポーネント分類）に含まれる全てのサブシステムおよびコンポーネントについて、経済性指標およびスケーリング則の指定情報をまとめ、Table3.4-1～Table3.4-6に示した。これらには、暫定的に設定したものもあり、今後、更に検討することが必要である。

Table 3.4-1 Economic Index and Scaling Law for the System (Account 21) in SEDB

(21) STRUCTURES+IMPROVEMENTS

(Reactor Power Ratio)^c c=0.5

(1/4)

Subsystem or Component	Cost (M\$)	Economic Index			Scaling Law
(211) YARDWORK			土砂体積	材料 (単価)	(n = 1. 0)
(212) REACTOR CONTAINMENT BLDG *			—		
(213) TURBINE ROOM + HEATER BAY			建屋容積	材料 (単価)	(n = 1. 0)
(214) SECURITY + TSC BUILDING			同 上	同 上	"
(215) REACTOR SERVICE BUILDING			同 上	"	"
(216) WASTE PROCESS BUILDING			同 上	"	"
(217) FUEL STORAGE BLDG			同 上	"	"
(218A) CONTROL RM/D-G BUILDING			同 上	"	"
(218B) ADMINISTRATION BUILDING			同 上	"	"
(218C) D/G COOLING TOWER			コンクリート体積	材料 (単価)	"
(218D) FIRE PUMP HOUSE, INC FNDTNS			建家容積	同 上	"
(218E) STEAM GENERATOR BUILDING			同 上	"	"
(218H) NON-ESSEN. SWGR BLDG.			同 上	"	"
(218I) AUXILIARY BUILDINGS			同 上	"	"
(218K) PIPE TUNNELS			長 さ	(単価/長さ)	"
(218N) MAINTENANCE BUILDING			建家容積	材料 (単価)	"

3-59

*

*

Table 3.4-1 continued

(2/4)

Subsystem or Component	Cost (M\$)	Economic Index			Scalling Law
(218R) AUXILIARY BOILER BUILDING			建家容積	材料 (単価)	(n = 1. 0)
(218S) HOLDING POND			コンクリート体積	材料 (単価)	(n = 1. 0) *
(218T) ULTIMATE HEAT SINK STRUCT			同 上	同 上	"
(218V) CONTR RM EMG AIR INTK STR			同 上	同 上	"
(218W) AUX HEAT TRANS SYS BAYS			同 上	同 上	"
(218Z) WASTE WATER TREATMENT BLDG			建家容積	同 上	"

3-60

Table 3.4-1 continued

(212) * Reactor Containment Building

(3/4)

Subsystem or Component	Cost (M\$)	Economic Index			Scalling Law
<u>(212.1) Building Structure</u> <u>(212.11) Excavation (基礎工事)</u> <u>(212.13) Substructure Concrete</u> <u>(212.14) Superstructure</u> <u>(212.141) Concrete</u> <u>(212.142) Structural Steel</u> <u>(212.146) Containment Liner</u> <u>(212.149) Painting</u>			<p>——</p> <p>コンクリート体積</p> <p>コンクリート体積</p> <p>——</p> <p>コンクリート体積</p> <p>重 量</p> <p>面 積</p> <p>面 積</p>	<p>材料 (単価)</p> <p>同 上</p> <p>同 上</p> <p>材料 (単価)</p> <p>材料 (単価)</p> <p>材料 (単価)</p>	<p>(n = 1. 0)</p> <p>(n = 1. 0)</p> <p>(n = 1. 0)</p> <p>(n = 1. 0)</p> <p>(n = 1. 0)</p> <p>(n = 1. 0)</p> <p>(n = 1. 0)</p>

Table 3.4-1 continued

(4/4)

Subsystem or Component	Cost (M\$)	Economic Index				Scaling Law
<u>(212.2) Building Services</u> <u>(212.21) Plumbing+Drains (配管)</u> <u>(212.22) HVAC</u> <u>(212.221) Pre-entry Purge System</u> <u>(212.222) Refueling Purge System</u> <u>(212.223) Contm. Recirc. Filter System</u> <u>(212.224) CRDM Cooling System</u> <u>(212.225) Recirculation Cooling System</u> <u>(212.24) Lighting + Services Power</u> <u>(212.25) Elevator</u>		(材料比重量)	長 さ ——— 要求容量 同 上 同 上 同 上 同 上 同 上 (同 上)	口径/肉厚 台 数	材料 (単価)	(n = 1. 0) (n = 1. 0) (n = 1. 0) (n = 1. 0) (n = 1. 0) (n = 1. 0) (n = 1. 0)

Table 3.4-2 Economic Index and Scaling for the System (Account 22) in SEDB

(22) REACTOR PLANT EQUIPMENT (原子炉出力比)^c c= 0.6

(1/11)

Subsystem or Component	Cost (M\$)	Economic Index			Scaling Law
(221) REACTOR EQUIPMENT			——		(n = 0. 6) *
(222) MAIN HEAT XFER XPORT SYS			——		
(223) SAFEGUARDS SYSTEM			——		
(224) RADWASTE PROCESSING			原子炉出力		
(225) FUEL HANDLING			——		
(226) OTHER REACTOR PLANT EQUIP			——		
(227) RX INSTRUMENTATION + CONTROL					

3-63

Table 3.4-2 Continued

(221) Reactor Equipment

(2/11)

Subsystem or Component	Cost (M\$)	Economic Index			Scalling Law
(221.1) Reactor Vessels					
221.11 Reactor Vessel Shell	14.820		重 量	材料 (单価)	(3. 3-11) 式
221.12 Vessel Head + Accessories	12.359		重 量	材料 (单価)	(n=1. 0)
221.13 Cavity Filler System					
221.131 Filler Blocks	3.612		重 量	材料 (单価)	(n=1. 0)
221.132 Filler Block Handling + Support Mechanisms	1.090		要求容量	台 数	(n=1. 0)

Table 3.4-2 Continued

(3/11)

Subsystem or Component	Cost (M\$)	Economic Index			Scaling Law
(221.2) Reactor Vessel Internals					
221.21 Lower Internals (Core Support Structure)	6.023		重 量	材料 (単価)	(n = 1. 0)
221.221 Upper Internals	818		重 量	材料 (単価)	(n = 1. 0)
221.222 Suppressor Plate Assembly	876		同 上	同 上	同 上
221.223 Upper Shroud	1.560		同 上	同 上	同 上
221.224 CRITA Support/Guide Tubes	1.326		同 上	同 上	同 上
221.23 Core Restraint/Core Barrel	541		同 上	同 上	同 上
221.24 Baffles/Seals			同 上	同 上	同 上
221.25 Assemblies	—				
221.251 Core Assemblies	—				
221.252 Blanket Assemblies	—				
221.252 Reflector + Shield	—				
221.254 Fuel Transfer Assemblies	1.638	本 数	重量/本	材料 (単価)	(n = 1. 0)
221.255 Instrumentation Assemblies	837	同 上	同 上	同 上	同 上
221.256 Piping Assembly (Check Valves)		個 数	口 径	材料 (単価)	(3. 3-6) 式

3-65

Table 3.4-2 Continued

(4/11)

Subsystem or Component	Cost (M\$)	Economic Index				Scalling Law
(221.3) Control Rod System						
221.31 Control Rods	—					
221.32 Control Rod Drives	2.730	基 数	要求容量			

*

*

3-66

Table 3.4-2 Continued

(222) Heat Transport Systems

(5/11)

Subsystem or Component	Cost (M\$)	Economic Index				Scaling Law
(222.1) Primary Heat Transport System						
222.111 Pumps	13.360	基 数	流量/基	吐 出 压	材 料 (单 価)	(3. 3-22) 式
222.112 Motors	2.000	同 上	同 上	同 上	同 上	(3. 3-25) 式
222.113 Control (Variable Speed Drives)	2.800	同 上	同 上	同 上	同 上	(3. 3-25) 式 *
222.114 Pony Motors	200	同 上	同 上	同 上	同 上	(3. 3-25) 式
222.12 Primary Piping System						
222.121 Piping						
222.1211 Large Diameter Piping	13.046		全 長	口 径 / 肉 厚	材 料 (单 価)	(n=1. 0)
222.1212 Intermediate Diameter Piping	520		同 上	同 上	同 上	(n=1. 0)
222.1213 Small Diameter Piping	202		同 上	同 上	同 上	(n=1. 0)
222.1214 Supports (Materials only)	2.840		重 量		同 上	(n=1. 0)
222.122 Valves						
222.1221 Large Valves	1.584	個 数	口 径	型 式	材 料 (单 価)	(3. 3-6) 式
222.1222 Small Valves	1.440	同 上	同 上	同 上	同 上	(3. 3-6) 式
222.13 Intermediate Heat Exchanger	21.450	基 数	伝 热 面 积 / 基	設 计 压	材 料 (单 価)	(3. 3-13) 式
222.14 Guard-Vessels		個 数	重 量 / 個	材 料 单 価		(n=1. 0)
222.15 Heating System		個 数	要 求 容 量			(n=1. 0)
222.16 Insulation			面 积	材 料 单 価		(n=1. 0) *

Table 3.4-2 Continued

(6/11)

Subsystem or Component	Cost (M\$)	Economic Index				Scaling Law
(222.2) Intermediate Heat Transport System						
222.21 Pump + Motor + Control						
222.221 Pumps	10.200	基 数	流量/基	吐 出 压	材 料 (单 価)	(3. 3-22) 式
222.212 Motors	1.800	同 上	同 上	同 上	同 上	(3. 3-25) 式
222.213 Control (Variable Speed Drive)	2.800	同 上	同 上	同 上	同 上	(3. 3-25) 式
222.214 Pony Motors	200	同 上	同 上	同 上	同 上	(3. 3-25) 式 *
222.221 Int. Piping System						
222.2211 Large Diameter Piping	2.821		全 長	口 径 / 肉 厚	材 料 (单 価)	(n=1. 0)
222.2213 Small Diameter Piping	90		同 上	同 上	同 上	(n=1. 0)
222.2214 Supports (Material)	1.512		重 量		同 上	(n=1. 0)
222.222 Valves						
222.2221 Large Valves	1.440	個 数	口 径	型 式	材 料 (单 価)	(3. 3-6) 式
222.2222 Small Valves	1.680	同 上	同 上	同 上	同 上	(3. 3-6) 式
222.24 Tanks						
Expansion Tanks	780	個 数	重 量 / 個		同 上	(3. 3-11) 式
222.25 Heating System		個 数	要 求 容 量			(n=1. 0)
222.26 Insulation			面 積		同 上	(n=1. 0) *

Table 3.4-2 Continued

(7/11)

Subsystem or Component	Cost (M\$)	Economic Index				Scalling Law
(222.3) Steam Generation System						
222.32 Steam Generators						
222.321 Evaporators	41.990	基数	伝熱面積/基	設計圧	材料 (単価)	(3. 3-13) 式
222.322 Superheaters		同上	同上	同上	同上	同上
222.323 Steam Drums		同上	重量/基		同上	(3. 3-11) 式
222.33 Na/H2O Reaction Protection System						
222.331 Centrifuges, Tanks	5.544	基数	重量/基		同上	(3. 3-11) 式 *
222.332 Piping + Valves						
Piping	361		全長	口径/肉厚	材料 (単価)	(n=1. 0) *
Valves	604	个数	口径	型式	同上	(3. 3-6) 式 *
222.36 Insulation			面積		同上	(n=1. 0) *

3-69

Table 3.4-2 Continued

(223) Safeguards Systems

(8/11)

Subsystem or Component	Cost (M\$)	Economic Index				Scalling Law
		台 数	流量/台 伝熱面積/台 重量/個	吐出圧 設計圧	材料 (単価)	
(223.1) Backup Heat Removal System						
223.11 Pumps, Fans + Motors	1.968	台 数	流量/台	吐出圧	材料 (単価)	(3. 3-22) 式 *
223.11 Heat Exchange Equipment	4.160	同 上	伝熱面積/台	設計圧	同 上	(3. 3-13) 式 *
223.13 Tanks	158	個 数	重量/個		同 上	(3. 3-11) 式 *
223.14 Piping + Valves						
Piping	985		全 長	口径/肉厚	同 上	(n=1. 0)
Valves	2.160	個 数	口 径	型 式	同 上	(3. 3-6) 式 *

3-7.0

Table 3.4-2 Continued

(225) Fuel Handling and Storage

(9/11)

Subsystem or Component	Cost (M\$)	Economic Index			Scaling Law
(225.1) Rec., Storage and Shipping (New Fuel Handling Crane) (New Fuel Storage Racks)	66 374		要求容量		
(225.2) Ex-Vessel Storage Tank	17,485		重 量		同 上
(225.3) Ex-Vessel Handling Mechanisms		基 数	要求容量/基		(3. 3-11) 式
(EVHM Trolley + Rails)	19				
(EVHM)	2,672				
(Spent Fuel Cask Cart)	180				
(225.4) Transfer Mechanisms	42				
225.41 (Transfer Arm + Motor)	42		要求容量		
(Refueling Elevator and Motor)	2,422				
225.42 Transfer Pots					
(225.5) In-vessel Handling Mechanisms	1,100	個 数	重量/個		材料 (單價)
(225.6) Fuel Handling Cells		基 数	要求容量/基		(n = 1. 0)
(New Fuel Conveyor + Tubes)	60	個 数	要求容量/個		
(Cell Equipment)	48				

3-71

*
*
*

Table 3.4-2 Continued

(10/11)

Subsystem or Component	Cost (M\$)	Economic Index				Scalling Law
(225.7) Piping + Valves						
Piping	886		全 長	口徑/肉厚	材料 (單價)	(n = 1. 0)
Valves	241	個 數	口 徑		同 上	(3. 3-6) 式
Supports (Materials Only)	751		重 量		同 上	(n = 1. 0) *
(225.8) Misc. Equipment						
Auxiliary Handling Machine	1.600	基 數	要求容量/基			*
Tanks	11	個 數				
Pumps	607	台 數				
HX	528	基 數				
Cold Traps	768	基 數				

3-72

Table 3.4-2 Continued

(226) Other Equipment

(11/11)

Subsystem or Component	Cost (M\$)	Economic Index				Scaling Law
(226.1) Inert Gas Receiv. + Process						
226.11 Pumps, Compressors + Drives	420	台 数	流 量	吐 出 压		(n =) *
226.12 Gas Supply/Storage Tanks	2.083	基 数	要 求 容 量 / 基			() *
226.13 Gas Purification Units	2.292	基 数	要 求 容 量 / 基			() *
226.15 Piping, Valves + Fittings	3.480		全 长	口 径 / 肉 厚	材 料 (单 位)	(n = 1. 0)
(226.2) Special Heating Systems						
226.21 Trace Heater System	6.390	基 数	要 求 容 量 / 基			* *
(226.4) Sodium Storage, Relief, Makeup	10.412	同 上	同 上			* *
(226.5) Sodium Purification System	4.301	基 数	要 求 容 量 / 基			* *
(226.6) NA Leak Detection System		同 上	同 上			* *
(226.7) Auxiliaries Cooling Equipment		同 上	同 上			* *
(226.8) Maintenance Equipment		同 上	同 上			* *
(227) Instrumentation + Controls	19.369					

3-73

Table 3.4-3 Economic Index and Scaling Law for the System (Account 23) in SEDB

(23) TURBINE PLANT EQUIPMENT (原子炉出力比)^c c= 0.8

(1/2)

Subsystem or Component	Cost (M\$)	Economic Index			Scaling Law	
(231) TURBINE GENERATOR (233) CONDENSING SYSTEMS (234) FEED HEATING SYSTEM (235) OTHER TURBINE PLANT EQUIP (236) INSTRUMENTATION + CONTROL (237) TURBINE PLANT MISC ITMES			流 量 流 量 主 蒸 氣 流 量 (発 電 量) (発 電 量)			* *

3-74

Table 3.4-3 Continued

(231) * Turbine Generator

(2/2)

Subsystem or Component	Cost (M\$)	Economic Index			Scaling Law
<p>(231.1) <u>Turbine Generator+Accessory</u> ((231.11) <u>Turbine Generator Factory Cost</u> (231.12) <u>Othor Turbine Cost</u> (231.12) <u>Exciter/Voltage Regulator</u> (231.13) <u>Moisture Separator/Reheater</u>)</p> <p>(231.2) <u>Foundation</u></p> <p>(231.4) <u>Lubrication Oil System</u></p> <p>(231.5) <u>Gas System</u></p> <p>(231.6) <u>MSTR Separator/Reheater Drain System</u> ((231.63) <u>Tanks/Pressure Vessels</u> (231.65) <u>Piping Small/Large</u> (231.66) <u>Valves</u> (231.67) <u>Support</u>)</p>			主蒸気流量		(n = 0. 8)
			コンクリート体積		(n = 1. 0)
			要求容量		()
			要求容量		()
			要求容量		()

Table 3.4-4 Economic Index and Scaling Law for the System (Account 24) in SEDB

(24) ELECTRIC PLANT EQUIPMENT (原子炉出力比)^c c= 0.4

(1/1)

Subsystem or Component	Cost (M\$)	Economic Index			Scaling Law
(241) SWITCHGEAR			(原子炉出力)		
(242) STATION SERVICE EQUIPMENT			"		
(243) SWITCHBOARDS			"		
(244) PROTECTIVE EQUIPMENT			"		
(245) ELECT STRUC + WIRING CONTNR			"		
(246) POWER & CONTROL WIRING			"		

Table 3.4-5 Economic Index and Scaling Law for the System (Account 25) in SEDB

(25) MISCELLANEOUS PLANT EQUIPT (原子炉出力比)^c c= 0.3

(1/1)

Subsystem or Component	Cost (M\$)	Economic Index			Scaling Law
(251) TRANSPORTATION & LIFT EQPT			原子炉出力		
(252) AIR, WATER+STEAM SERVICE SY			"		
(253) COMMUNICATIONS EQUIPMENT			"		
(254) FURNISHINGS + FIXTURES			"		
(255) WASTE WATER TREATMENT EQ			"		

Table 3.4-6 Economic Index and Scaling Law for the System (Account 26) in SEDB

(26) MAIN COND HEAT REJECT SYS (原子炉出力比)^c c= 0.8

(1/1)

Subsystem or Component	Cost (M\$)	Economic Index			Scaling Law
(261) STRUCTURES (262) MECHANICAL EQUIPMENT			原子炉出力 "		

4. 安全設計合理性評価用コードシステムの概要

本章では、CONCEPT-5コード* 等に関する文献調査に基づいて、安全設計合理性評価用コードシステムに対する必要概念を検討した結果を記述する。

安全設計合理性評価用コードシステムは、主に、経済性データベース、入力データ、及び加算プログラムより構成されるが、4.1 節にはシステムの全体構成、4.2 節には経済性データベースの構成、4.3 節には入力データの構成、4.4 節には加算プログラムの構成についてそれぞれ記述し、4.5 節にシステムの具体的運用例について述べる。

4.1 システムの基本構成

(1) 要求機能

安全設計合理性評価用コードシステムは下記の機能を有するものとする。

- ① 基準プラントに対する経済性尺度**の算出
- ② 基準プラントと異なるシステム構成を有する評価対象プラントの経済性尺度の算出
 - (i) 基準プラントの任意のサブシステムの変更について対応可能とする。
 - (ii) システムの変更は、着目システムの指標データの変更によって行う。
 - (iii) システムの変更に伴う経済性尺度の変化は、着目システムの指標データについてスケーリングを施すことによって評価する。
- ③ 同時にm種類の対象プラントについて、それぞれの経済性尺度を比較できるものとする。
- ④ m種類のプラントについて、それぞれの経済性尺度の評価結果を、任意のシステム階層構造について比較できるものとする。
- ⑤ 経済性尺度の評価結果は、データベースとして再利用できるものとする。

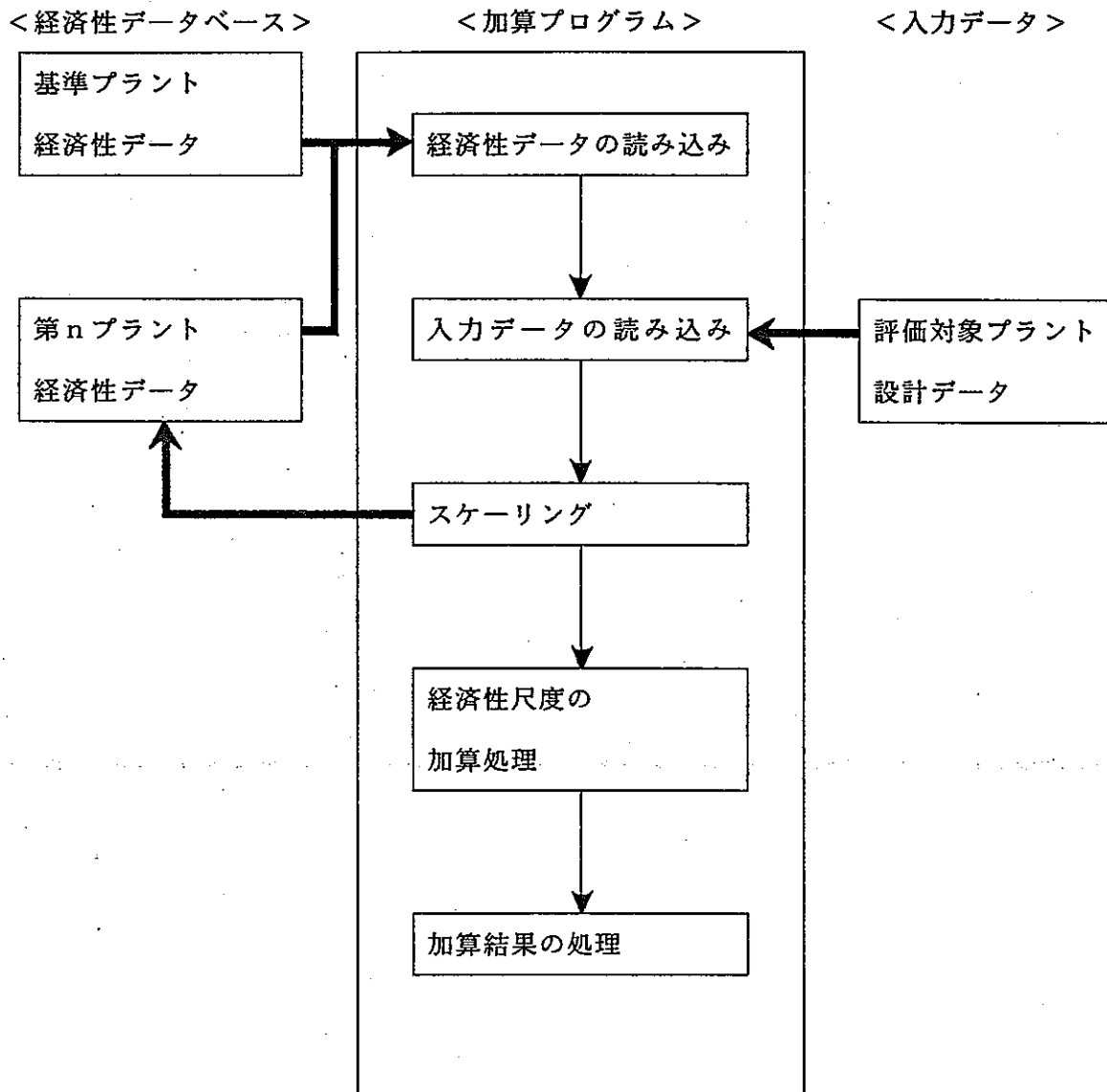
注) * 添付資料E参照

**例えばコスト

(2) コードシステムの基本構成

(1) に述べた要求機能を満たすため、安全設計合理性評価コードは下記の3者によって構成される (Fig.4.4-1)

- ① 経済性データベース
- ② 入力データ
- ③ 加算プログラム



4.2 データベースの構成

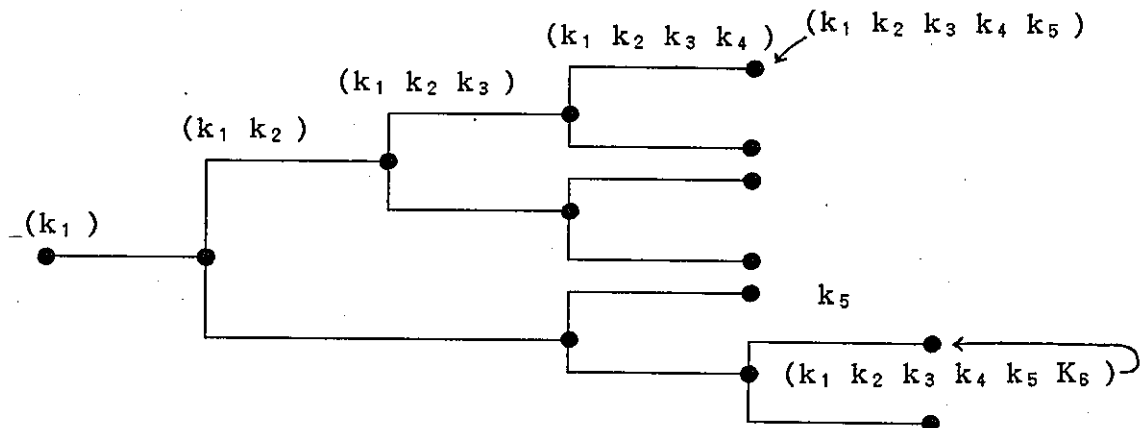
(1) 格納データの種類

経済性データベースは、下記の2種類の経済性尺度のデータベースを格納する。

- ① 基準プラントに対する経済性尺度データ： $C_0^K (L_0, M_0)$
- ② 加算プログラムの実行結果として得られた、第nプラントに対する経済性尺度データ： $C_n^K (L_n, M_n)$

(2) 格納データの構成

プラントを構成するシステムは下図に示す様な階層構造を構成しているものとする。



上図のシリー構造において各節点は1つのシステム（サブシステムと呼ぶ）あるいは、それ以上分割する必要のない機器を現わすものとし、このサブシステムを下式で定義されるKによって識別するものとする。

$$K = K (k_1, k_2, k_3, \dots, k_n) \quad (4-1)$$

上図では $n \leq 6$ である。

データベースに格納される経済性データは、基本的にはEEDBのシステム分類に従って、式(4-1)のKで識別されるサブシステムあるいは機器について定義されるものとする。

基準プラントのサブシステムKに対する経済性尺度 C_0^K は、4種類の成分要素

L_0 ($L_0^e, L_0^m, L_0^\ell, L_0^t$) から構成される。

$$\left\{ \begin{array}{l} L_0^e : \text{Factory Equipment Cost} \\ L_0^m : \text{Site Material Cost} \\ L_0^\ell : \text{Site Labor Cost} \\ L_0^t = L_0^e + L_0^m + L_0^\ell : \text{Sub total Cost} \end{array} \right. \quad (4-2)$$

1つの経済性尺度の成分要素 L_0^x には、jヶの指標 $M_0^x(j)$ がわりつけられているものとする。ここで、指標とは、着目サブシステムの経済性を定量化するための代表量(例えば物量)である。この様な、経済性尺度の成分要素 L_0^x と指標 $M_0^x(j)$ との対応関係を下記の様に表わすものとする。

$$\begin{aligned} (L_0^e & ; M_0^e(1), \dots, M_0^e(j)) \\ (L_0^m & ; M_0^m(1), \dots, M_0^m(j)) \\ (L_0^\ell & ; M_0^\ell(1), \dots, M_0^\ell(j)) \\ L_0^t & ; M_0^t(1), \dots, M_0^t(j) \end{aligned} \quad (4-3)$$

以上の規約により、基準プラントの1つのサブシステムKについて格納される経済性尺度のデータを

$$C_0^K = C_0^K(L_0, M_0) \quad (4-4)$$

と書くことにすると、1つの C_0^K について格納されるデータの構成は下表の如くまとめられる。

$C_o^K (L_o, M_o)$	経済性尺度の 成分要素	Factory Equipment Cost	Site Material Cost	Site Labor Cost	Sub Total Cost
	L_o	L_o^e	L_o^m	L_o^l	L_o^t
	指 標 M_o	$M_o^e (1)$ $M_o^e (j)$	$M_o^m (1)$ $M_o^m (j)$	$M_o^l (1)$ $M_o^l (j)$	$M_o^t (1)$ $M_o^t (j)$

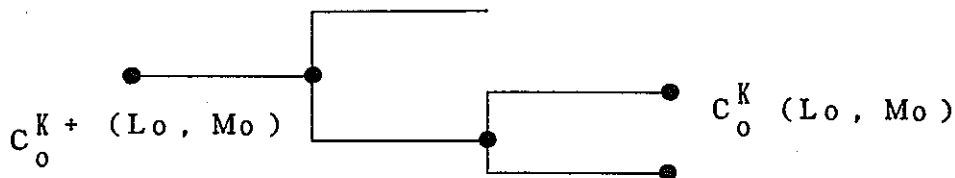
- 注) (a) 1つの成分要素 L_o^x には j ヶの指標 $M_o^x (j)$ が対応する。
- (b) 評価に用いる成分要素は入力で指定する。
- (c) 評価に用いる指標も入力で指定する。
- (d) 処理を簡素化するため、サブシステム K により高位のサブシステム K^+ についてもデータを格納しても良い。*

注) 着目サブシステムより高い位のサブシステムを K^+ , 低位のサブシステムを K^- と表わすこととする。

(3) 格納データに対する留意事項

データベースに格納される経済性尺度データ $C_0^K (L_0, M_0)$ については、下記の演算が可能である。

① 高位サブシステム K^+ への加算



端末サブシステム K の経済性データ $C_0^K (L_0, M_0)$ を単純に加算することにより、高位サブシステム K^+ に対する経済性尺度データを得ることができる。(上図参照)。即ち、

$$C_0^{K^+} (L_0, M_0) = \sum C_0^K (L_0, M_0) \quad \text{----- (4-5)}$$

ただし、ここでは

$$M_0 (K^+) = \sum_k L_0 (K) \quad \text{----- (4-6)}$$

は単純に成立するが

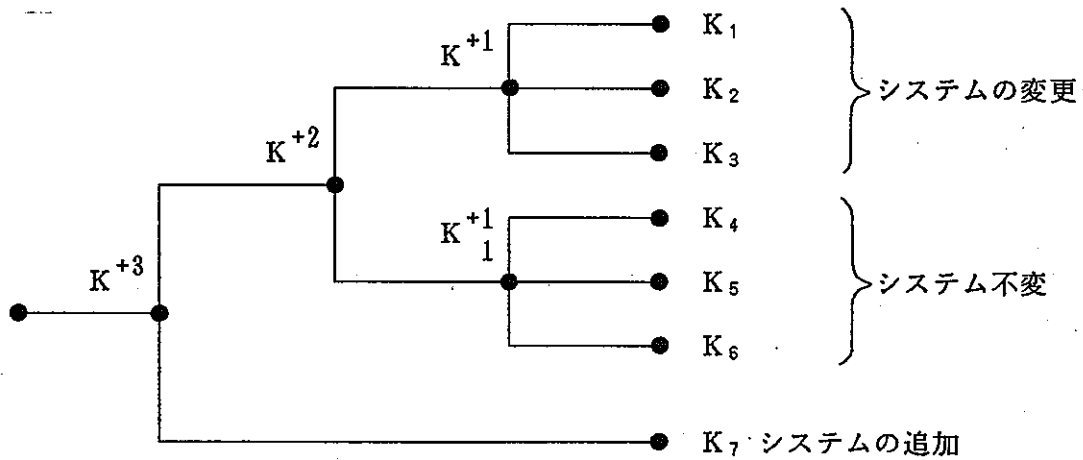
$$M_0 (K^+) = \sum_k M_0 (K) \quad \text{----- (4-7)}$$

は、指標の性格によって成立する場合と成立しない場合が生ずる。

従って、 K^+ への加算を行う場合は、高位サブシステム K^+ に対する指標は K^+ 固有の量として別途定義することが望ましい。

4.3 入力データの構成

基準プラントに対するデータベース $[C_0^K]$, あるいは, すでに計算された第 n プラントに対するデータベース $[C_n^K]$ を用いて, 評価プラントの経済性尺度を算出するためには, 加算プログラムに対し以下の入力を設定する必要がある。ここでは, 下記の構造を持つシステムについて説明する。



上記例では, サブシステム $K_1 \sim K_3$ についてシステムの内容を変更し, $K_4 \sim K_6$ までは基準プラントと同一であり, K_7 を追加するものとする。

① 変更するサブシステム (K) の指定

上例では, サブシステム $K_1 \sim K_3$ について変更指定を行う。

② スケーリングを施すサブシステムの指定 (Kあるいは K^+ の指定)

上例ではスケーリングで施し得るサブシステムとして, 次の可能性がある。下記の内の1つを指定する。

- a) K_1, K_2, K_3 のそれぞれ
- b) K^{+1}
- c) K^{+2}
- d) K^{+3}

③ スケーリングを施すサブシステムK, あるいは K^+ に対する変更システム

の指標データ $(C_i^K (L_o, M_i))^*$

上例では, ②-a)の場合には,

$$\left\{ \begin{array}{l} C_i^{K1} (L_o, M_i) \\ C_i^{K2} (L_o, M_i) \\ C_i^{K3} (L_o, M_i) \end{array} \right.$$

を入力し, ②-b)~d)の場合には,

$$C_i^{K+1} (L_o, M_i),$$

$$C_i^{K+2} (L_o, M_i),$$

$$C_i^{K+3} (L_o, M_i),$$

のいずれか1つを入力する。ただし, 後者の場合は, 基準プラントデータについて, 高位サブシステム K^{+1} , K^{+2} , K^{+3} について指標データ $M_o(K+1)$, $M_o(K+2)$, $M_o(K+3)$ 等が設定されている必要がある。

④ 基準プラントデータの追加, 変更

上例では, サブシステム K_7 が追加されるため, K_7 に対する基準プラント

データ $C_o^{K7} (L_o, M_o)$ を入力する。

注) 添字 i は評価対象プラントが第1プラントであることを示す。

⑤ スケーリングを施すサブシステム K あるいは K^- に対するスケーリング関数 $S(K, L(M))$ の追加, 変更,

上例では, ②に示したサブシステムについてスケーリングを施すものとする。

⑥ 加算すべきサブシステム K あるいは K^+ の指定

4.4 加算プログラムの構造

安全設計合理性評価用加算プログラムは、以下のサブプログラムから構成される。

Fig.4.4-1 に計算処理流れ図を示す。

① データベース読み込みサブプログラム

評価目的に応じて、基準プラントに対する経済性尺度データ C_0^K (L_0, M_0)

あるいは、第 n プラントに対する経済性尺度データ C_n^K (L_0, M_0) を読み込む。

② 入力データ読み込みサブプログラム

評価対象プラント (第 i プラント設計, $i = 1 \sim m$) に対する入力データを読み込む。

③ サブシステム構成サブプログラム

基準プラントデータについて、評価で想定するサブシステムの階層構造を設定し、スケーリングの前処理条件を設定する。

④ スケーリング前処理サブプログラム

スケーリングを施すサブシステム K あるいは K^+ について、基準プラントデータを用いて、

C_0^K (L_0, M_0)、あるいは

C_0^{K+} (L_0, M_0)

を算出し、入力で与える第 i プラントに対するデータ

C_i^K (L_0, M_i)、あるいは C_i^{K+} (L_0, M_i) を作成する。

($i = 1 \sim m$)

⑤ スケーリングサブプログラム

スケーリングを施すサブシステムKあるいは K^+ について定義されたスケーリング関数,

$$S(K, L(M)), \text{あるいは}$$

$$S(K^+, L(M))$$

を用いて, 第iプラントのサブシステムK, K^+ について経済性尺度,

$$C_i^K(L_i, M_i), \text{あるいは}$$

$$C_i^{K^+}(L_i, M_i)$$

を算出する ($i = 1 \sim m$)

$$\begin{aligned} C_i^K(L_i, M_i) &= S(K, L(M); C_0^K(L_0, M_0), C_i^K(L_0, M_i)) \\ &= S(K, L(M_i/M_0)) \end{aligned} \quad \text{-----(4-8)}$$

ここで得られた第iプラントに対する経済性尺度 [C_i^K] は必要に応じてデータベースに登録する。

⑥ サブシステムに対する加算サブプログラム

入力で指定されたサブシステム K' について [$C_i^{K'}$] 及び [$C_0^{K'}$] を加算する

($i = 1 \sim m$)

$$\begin{cases} C_i^{K'} = \sum_K C_i^K \\ C_0^{K'} = \sum_K C_0^K \end{cases} \quad \text{-----(4-9)}$$

⑦ 加算結果の処理サブプログラム

得られた $C_i^{K'}$ ($i = 1 \sim m$), 及び $C_0^{K'}$ について, 相互の比の算出等, 加算結果の後処理を行う

果の後処理を行う

⑧ 結果の出力サブプログラム

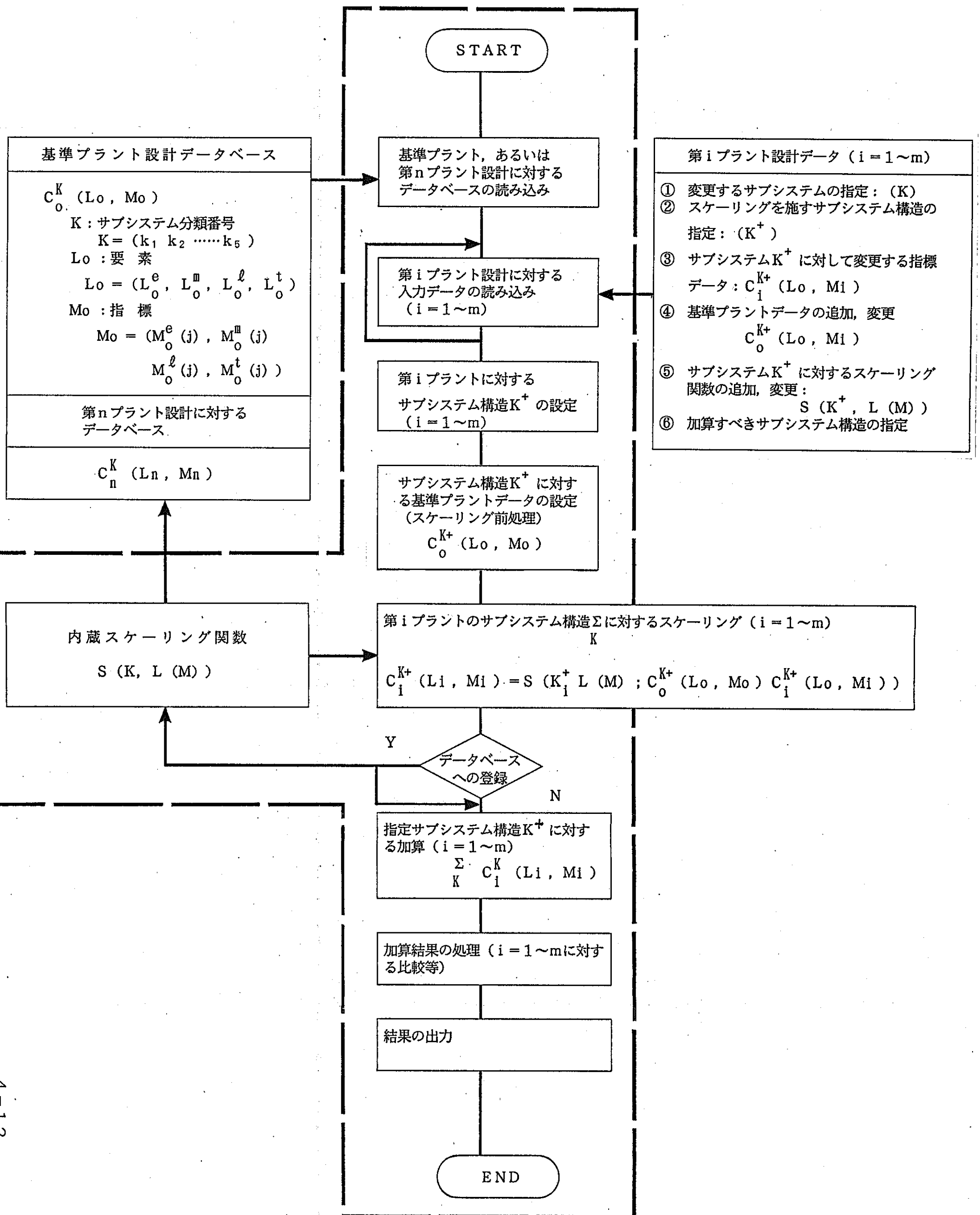


Fig.4.4-1 Flow Diagram of Cost Evaluation Cude System

4.5 加算プログラムの適用例

本節では、前節までに述べたコードシステムの基本構成に従って、想定問題に対するシステム価値計算を実施した結果について述べる

(1) 想定問題の設定

ここでは、EEDBのテクニカルモデルで設定されたプラントを基準とし、1500MWe級プラントの一次冷却系（熱輸送系；PHTSに限定）についてループ数を変動させた場合のシステム価値を比較した。検討対象プラントは下記の通りである。

プラント名	電気出力	炉型式	ループ数
基準プラント	1450MWe	ループ	4
2ループプラント	〃	〃	2
8ループプラントA	〃	〃	8 (配管肉厚大)
8ループプラントB	〃	〃	8 (〃小)

(2) PHTSシステム構成

PHTSのシステム価値を比較するため、システムの構成をEEDBに従って下記の4者に分類し、更に下位のシステムをFig.4.5-1に示した階層構造の様に設定した。

(3) SEDBと対象プラント入力データ

前節に述べた様に、本コードシステムでは、基準プラントの構成機器について、

- ・サブシステム分類番号
 - ・経済性尺度の成分要素（システム価値）
 - ・成分要素に対応する指標とスケーリング関数の指定用データ
- 等をデータベース（SEDB）として所有している必要がある。

又、対象プラントについては、変更システムについてデータベースに対応する形式で入力データが設定される必要がある。Table4.5-1(1) , Table4.5-1(11) にはFig.4.5-1 に示した最下位システムについて基準プラントのデータ (SEDB) と変更対象プラントの入力データと比較して示した。ここでは、各機器について、それぞれ適切と考えられる指標、および使用すべきスケーリング関数を選定した結果を示してある。又、基準プラントについてはSEDBの経済性尺度の成分要素の中から、“Sub total” 値を引用して基準システム価値として用いた。変更対象プラントのシステム価値は、次項以下に述べる演算によって決定されたものである。

(4) スケーリング関数

SEDB, あるいは入力データで要求されるスケーリング関数をTable4.5-2(1) ~ 4.5-2(5) に示した。各機器について設定したスケーリング関数の根拠は第3章に述べた通りであるが、その外挿適用範囲については、今後、十分な検討を必要とする。

(5) 演算結果

各サンプル問題について 4.4節に述べた手法に基づいてシステム価値を算出した結果をTable4.5-3に示す。本Table では、本例で想定したPHTSシステム階層構造について各構成機器、及びサブシステムに対するシステム価値を示した。1500MWe級プラントに関し、前項に述べたスケーリング関数を用いると、PHTSのループ数を変動された場合のPHTS価値は下記のようにまとめられる。

基準プラント (4ループ)	; 1. 0
2ループプラント	; 1. 45
8ループプラント	
(配管肉厚大)	; 0. 87
8ループプラント	
(配管肉厚小)	; 0. 78

Fig4.5-2には P H T S 価値とその内訳けをループ数の関数として、又、Fig4.5-3にはサブシステムの P H T S 全価値に対する相対的寄与をループ数の関数として示した。ここに示した価値分布からは、ループ数の増加に伴ってポンプ、及び I H X の価値の寄与が減少する結果、P H T S 価値も低減される傾向が示されている。しかし、この傾向はスケーリング関数に依存して変動するため、この関数の選定には十分な検討を必要とする。

(6) システム価値評価手法の適用性

第 4.1～第 4.4節に述べたシステム価値評価手法を、サンプル問題に適用し、P H T S 価値の比較を行った。その結果、本章に述べた価値評価手法に関し、下記の知見が得られた。

(i) 本手法を用いることによって、基準プラントに対するシステム変更時のサブシステム価値の相対比較を比較的容易に行うことができる。

(ii) 相対比較の確度を向上するためには、各サブシステムに対する S E D B を設定する際に、

① 指標の選定

② スケーリング関数の選定

を適切に行うことが重要である。

(iii) 指標の選定においては、価値の成分要素のそれぞれ、あるいは、成分要素の和についてスケーリング関数に対応した数種類の指標を設定する必要がある。

(iv) スケーリング関数の選定は、システム変更に伴う価値挙動に最も大きな影響を持つため、着目する関数の適用性について十分な検討を必要とする。

Table.4.5-1(1) Sample Data of SEDB for Components of PHTS in the Standard and Optional Plants (1)

プラント	システム名	システム番号	指 標 [M ^K (j)]					スケーリング 関 数 S ^k	価 値 C ^K	備 考
	ポンプ 本 体	K 222.111	基 数 N	流量/基 (Q: m^3/sec)	吐出圧 (H: J/kg)	材 料 (q)	安全グレード (g)			
基準プラント (SEDB)	"	"	4	5.6	1068	1 (=304SS)	1	1	13.360 [3.340/基]	D*
2ループプラント	"	"	2	11.2	1068	1	1	1	*** 25,852 [12.926/基]	I**
8ループプラント	"	"	8	2.8	1068	1	1	1	*** 7,615 [952/基]	I**

* SEDBであることを示す
 ** 入力データ (価値の値を除く) であることを示す
 *** 本来はコード内で演算される結果

Table.4.5-1(2) Sample Data of SEDB for Components of PHTS in the Standard and Optional Plants (2)

プラント	システム名	システム番号	指 標 [M ^K (j)]				スケーリング 関 数 S ^k	価 値 C ^K	備 考	
	主モーター	K 222.112	基 数 (N)	軸馬力 (P : HP)	材 料 (q)	安全グレード (g)				—
基準プラント (SEDB)	"	"	4	9000	2	1	—	2	2.000 [500/基]	D
2ループプラント	"	"	2	18621	2	1	—	2	3.190 [1595/基]	I
8ループプラント	"	"	8	4897	2	1	—	2	1.600 [200/基]	I

Table.4.5-1(3) Sample Data of SEDB for Components of PHTS in the Standard and Optional Plants (3)

プラント	システム名	システム番号	指 標 [M ^K (j)]					スケーリング 関 数 S ^k	価 値 C ^K	備 考
	ポンプ 制御系	K 222.113	基 数 (N)	流量/基 (Q: \dot{m} /sec)	吐出圧 (H: J/kg)	材 料 (g)	安全グレード (g)			
基準プラント (SEDB)	"	"	4	5.6	1068	1	1	1	2,800 [700/基]	D
2ループプラント	"	"	2	11.2	1068	1	1	1	5,432 [2,716/基]	I
8ループプラント	"	"	8	2.8	1068	1	1	1	1,596 [200/基]	I

Table.4.5-1(4) Sample Data of SEDB for Components of PHTS in the Standard and Optional Plants (4)

プラント	システム名	システム番号	指 標 [M ^K (j)]				スケーリング 関 数 S ^k	価 値 C ^K	備 考	
	ポニー モーター	K 222.114	基 数 (N)	軸馬力 (P : HP)	材 料 (q)	安全グレード (g)				—
基準プラント (SEDB)	“	“	4	135	2	1	—	2	200 [50/基]	D
2ループプラント	“	“	2	279	2	1	—	2	320 [160/基]	I
8ループプラント	“	“	8	65	2	1	—	2	160 [20/基]	I

Table.4.5-1(5) Sample Data of SEDB for Components of PHTS in the Standard and Optional Plants (5)

プラント	システム名	システム番号	指 標 [$M^k(j)$]						スケーリング 関 数 S^k	価 値 C^k	備 考
	大口徑配管 (HL)	K 222.12111	ループ数 (N)	外 口 径 (D : m)	肉 厚 (t : m)	長 さ (L : m)	材 料 (g)	安全グ レード (g)			
基準プラント (SEDB)	"	"	4	1.10	0.0156	226.2	1	1	3	7.045 [1761/ループ]	D
2ループプラント	"	"	2	1.56	0.0220	226.2	1	1	3	7.045 [3.522/ ループ]	I
8ループプラント (A)	"	"	8	0.78	<u>0.0156</u>	226.2	1	1	3	10.004 [1.250/ ループ]	I

Table.4.5-1(6) Sample Data of SEDB for Components of PHTS in the Standard and Optional Plants (6)

プラント	システム名	システム番号	指 標 [$M^k(j)$]						スケーリング 関 数 S^k	価 値 C^k	備 考
	大口徑配管 (CL)	K 222.12112	ループ数 (N)	外 口 径 (D : m)	肉 厚 (t : m)	長 さ (L : m)	材 料 (q)	安全グ レード (g)			
基準プラント (SEDB)	"	"	4	0.90	0.0125	404.4	1	1	3	6.001 [1.500/ ループ]	D
2ループプラント	"	"	2	1.27	0.0176	404.4	1	1	3	6.001 [3.000/ ループ]	I
8ループプラント (A)	"	"	8	0.64	<u>0.0125</u>	404.4	1	1	3	8.521 [1.065/ ループ]	I

Table.4.5-1(7) Sample Data of SEDB for Components of PHTS in the Standard and Optional Plants (7)

プラント	システム名	システム番号	指 標 [$M^k(j)$]						スケーリング 関 数 S^k	価 値 C^k	備 考
	中口径配管	K 222.1212	ループ数 (N)	外口径 (D : m)	肉 厚 (t : m)	長 さ (L : m)	材料 (q)	安全グ レード (g)			
基準プラント (SEDB)	"	"	4	0.35	0.01	188	1	1	3	520 [130/ループ]	D
2ループプラント	"	"	2	0.50	0.014	188	1	1	3	520 [260/ループ]	I
8ループプラント	"	"	8	0.25	0.01	188	1	1	3	520 [92/ループ]	I

Table.4.5-1(8) Sample Data of SEDB for Components of PHTS in the Standard and Optional Plants (8)

プラント	システム名	システム番号	指 標 [M ^K (j)]						スケーリング 関 数 S ^k	価 値 C ^K	備 考
	小口径配管	K 222.1213	ループ数 (N)	外口径 (D : m)	肉 厚 (t : m)	長 さ (L : m)	材料 (q)	安全ゲ レード (g)			
基準プラント (SEDB)	"	"	4	0.15	0.01	221	1	1	3	202 [51/ループ]	D
2ループプラント	"	"	2	0.21	0.01	221	1	1	3	143 [72/ループ]	I
8ループプラント	"	"	8	0.11	0.01	221	1	1	3	287 [36/ループ]	I

Table.4.5-1(9) Sample Data of SEDB for Components of PHTS in the Standard and Optional Plants (9)

プラント	システム名	システム番号	指 標 [M ^K (j)]					スケーリング 関 数 S ^k	価 値 C ^K	備 考
	大口径バルブ	K 222.1221	個 数 (N)	口 径 (D : m)	材 料 (q)	安全グレード (g)	—			
基準プラント (SEDB)	"	"	12*	11.0**	1	1	—	4	1,584 (132)***	D
2ループプラント	"	"	6	1.56	1	1	—	4	1,203 (201)***	I
8ループプラント	"	"	24	0.78	1	1	—	4	2,376 (99)***	I

* { hot leg isolation valve (4)
cold leg " " (4)
check valve (4)

** hol-leg isolation valve で代表
*** 1個当りの価値

Table.4.5-1(10) Sample Data of SEDB for Components of PHTS in the Standard and Optional Plants (10)

プラント	システム名	システム番号	指 標 [$M^k(j)$]					スケーリング 関 数 S^k	価 値 C^k	備 考
	小口径バルブ	K 222.1222	個 数 (N)	口 径 (D : m)	材 料 (q)	安全グレード (g)	—			
基準プラント (SEDB)	"	"	22	0.15	1	1	—	4	1,440 (65)*	D
2ループプラント	"	"	11	0.21	1	1	—	4	1,080 (98)*	I
8ループプラント	"	"	44	0.11	1	1	—	4	2,218 (50)*	I

* 1個当りの価値

Table.4.5-1(11) Sample Data of SEDB for Components of PHTS in the Standard and Optional Plants (11)

プラント	システム名	システム番号	指 標 [M ^K (j)]						スケーリング 関 数 S ^k	価 値 C ^K	備 考
	IHX	K 222.13	基 数 (N)	伝熱面積/基 (A : m ²)	型式 (f)	設計圧 (P)	材 料 (g)	安全グレード (g)			
基準プラント (SEDB)	"	"	4	5094	1*	1**	1	1	5	21.450 [5.363/基]	D
2ループプラント	"	"	2	10188	1	1	1	1	5	32.847 [16.173/基]	I
8ループプラント	"	"	8	2547	1	1	1	1	5	14.200 [1.775/基]	I

* f = 1 : fixed fuhe fype

** P = 1 : design pressure > 4200 KN/m²

4-26

Table 4.5-2(1) Scaling Law for Components of PHTS (1)

適用システム名	システム番号	スケーリング式番	スケーリング式			
ポンプ本体	222.111	1	$\frac{C_i}{C_o} = \frac{C_B^i}{C_B^o} \cdot \frac{F_T^i}{F_T^o} \cdot \frac{F_M^i}{F_M^o} \cdot \frac{F_S^i}{F_S^o} \cdot \frac{N_i}{N_o}$			
ポンプ制御系	222.113		$\cdot \frac{C_B^i}{C_B^o} = \text{Exp} \left[0.3451(\ln S^i - \ln S^o) + 0.0519 \{ (\ln S^i)^2 - (\ln S^o)^2 \} \right]$ $\cdot \frac{F_T^i}{F_T^o} = \text{Exp} \left[0.1851(\ln S^i - \ln S^o) + 0.0771 \{ (\ln S^i)^2 - (\ln S^o)^2 \} \right]$ $\cdot \frac{F_M^i}{F_M^o} = \frac{m_i}{m_o} \quad \cdot S_i = Q_i \sqrt{H_i}$ $\cdot \frac{F_S^i}{F_S^o} = \frac{g_i}{g_o}$			
適用例	C_B^i / C_B^o	F_T^i / F_T^o	F_M^i / F_M^o	F_S^i / F_S^o	N_i / N_o	C_i / C_o
2ループプラント	1.89	2.05	1.0	1.0	0.5	1.94
8ループプラント	0.55	0.52	1.0	1.0	2.0	0.57

Table4.5-2(2) Scaling Law for Components of PHTS (2)

適用システム名	システム番号	スケーリング式番	スケールリング式					
主モーター ボニー モーター	222.112	2	$\frac{C_i}{C_o} = \frac{C_B^i}{C_B^o} \cdot \frac{F_M^i}{F_M^o} \cdot \frac{F_S^i}{F_S^o} \cdot \frac{N_i}{N_o}$ $\cdot \frac{C_B^i}{C_B^o} = \text{Exp} \left[0.6082(\ln P^i - \ln P^o) + 0.05202 \{ (\ln P^i)^2 - (\ln P^o)^2 \} \right]$ $\cdot \frac{F_M^i}{F_M^o} = \frac{m_i}{m_o}$ $\cdot \frac{F_S^i}{F_S^o} = \frac{g_i}{g_o}$ <p>• P_i = 軸馬力 (HP)</p>					
適用例			C_B^i / C_B^o	F_M^i / F_M^o	F_S^i / F_S^o	N_i / N_o	C_i / C_o	
2ループプラント			3.19	1.0	1.0	0.5	1.60	
8ループプラント			0.40	1.0	1.0	2.0	0.80	

Table4.5-2(3) Scaling Law for Components of PHTS (3)

適用システム名	システム番号	スケーリング式番	スケーリング式							
大口径配管 (HL)	222.12111	3	$\frac{C_i}{C_o} = \frac{C_B^i}{C_B^o} \cdot \frac{F_M^i}{F_M^o} \cdot \frac{F_S^i}{F_S^o} \cdot \frac{N_i}{N_o}$ $\frac{C_B^i}{C_B^o} = \frac{D_i t_i L_i}{D_o t_o L_o}$							
同 (CL)	222.12112									
中口径配管	222.1212									
小口径配管	222.1213									
			適用例	Di/Do	ti/to	Li/Lo	F _M ⁱ /F _M ^o	F _S ⁱ /F _S ^o	Ni/No	Ci/Co
		222.12111 222.12112 222.1212	2ルーブリュメント	1.41	1.41	1.0	1.0	1.0	0.5	1.0
				222.1213	8ルーブリュメント	0.71	1.0	1.0	1.0	1.0

Table4.5-2(4) Scaling Law for Components of PHTS (4)

システム名	システム番号	スケーリング式番	ス ケ ー リ ン グ 式						
大口径バルブ	222.1221	4	$\frac{C_i}{C_o} = \frac{C_B^i}{C_B^o} \cdot \frac{F_M^i}{F_M^o} \cdot \frac{F_S^i}{F_S^o} \cdot \frac{N_i}{N_o}$ $\frac{C_B^i}{C_B^o} = \text{Exp} \{ (A_i - A_o) / A_o \}$						
小口径バルブ	222.1222								
			適 用 例	C_B^i / C_B^o	F_M^i / F_M^o	F_S^i / F_S^o	N_i / N_o	C_i / C_o	
		222.1221	{	2ループプラント	1.52	1	1	0.5	0.76
				8ループプラント	0.75	1	1	2.0	1.50
		222.1222	{	2ループプラント	1.50	1	1	0.5	0.75
				8ループプラント	0.77	1	1	2.0	1.54

Table4.5-2(5) Scaling Law for Components of PHTS (5)

適 システム名	システム番号	スケーリング式 番 号	ス ケ ー リ ン グ 式						
IHX	222.13	5	$\frac{C_i}{C_o} = \frac{C_B^i}{C_B^o} \cdot \frac{F_D^i}{F_D^o} \cdot \frac{F_P^i}{F_P^o} \cdot \frac{F_M^i}{F_M^o} \cdot \frac{F_S^i}{F_S^o} \cdot \frac{N_i}{N_o}$ $\cdot \frac{C_B^i}{C_B^o} = \text{Exp} [0.01506(\ln A_i - \ln A_o) + 0.06811 \{ (\ln A_i)^2 - (\ln A_o)^2 \}]$ $\cdot \frac{F_D^i}{F_D^o} = \text{Exp} [0.0906(\ln A_i - \ln A_o)]$ $\cdot \frac{F_P^i}{F_P^o} = \text{Exp} [0.12088(\ln A_i - \ln A_o)]$ $\cdot \frac{F_M^i}{F_M^o} = \text{Exp} [0.1598(\ln A_i - \ln A_o)]$						
適 用 例	C_B^i / C_B^o	F_D^i / F_D^o	F_P^i / F_P^o	F_M^i / F_M^o	F_S^i / F_S^o	N_i / N_o	C_i / C_o		
2ループプラント	2.33	1.06	1.09	1.12	1.0	0.5	1.508		
8ループプラント	0.43	0.94	0.92	0.89	1.0	2.0	0.662		

Table 4.5-3 Value of PHTS Components in the Standard and Optional Plants Calculated with EEDB-I Data

SYSTEM	BASE PLANT (4LOOPS)	2-LOOP PLANT	8-LOOP PLANT A	8-LOOP PLANT B
• Primary Pump				
Pump	13.360 (3.340)	25.852 (12.926)	7.615 (952)	
Motors	2.000 (500)	3.190 (1.595)	1.600 (200)	
Control	2.800 (700)	5.432 (2.716)	1.596 (200)	do.
Pong Motors	200 (50)	320 (160)	160 (20)	
	<u>18.360 (4.590)</u>	<u>34.794 (17.397)</u>	<u>10.971 (1.372)</u>	
• Piping				
Large Dia. Piping	13.046 (3.262)	13.046 (6.524)	18.525 (2.316)	13.046 (1.631)
Intermediate Dia. Piping	520 (130)	520 (260)	738 (92)	520 (65)
Small Dia. Piping	202 (51)	143 (72)	287 (36)	202 (25)
Supports	2.840 (710)	2.840 (1.420)	2.840 (355)	2.840 (355)
	<u>16.608 (4.153)</u>	<u>16.549 (8.276)</u>	<u>22.390 (2.799)</u>	<u>16.608 (2.077)</u>
• Valves				
Large Valves	1.584 (396)	1.203 (602)	2.376 (297)	
Small Valves	1.440 (360)	1.080 (540)	2.218 (277)	do.
	<u>3.024 (756)</u>	<u>2.283 (1.142)</u>	<u>4.594 (574)</u>	
• IHX	21.450 (5.363)	32.347 (16.173)	14.200 (1.775)	do.
◦ TOTAL	59.442 (14.861)	85.973 (42.987)	52.155 (6.519)	46.373 (5.797)
◦ RATIO	1.0	1.45	0.87	0.78

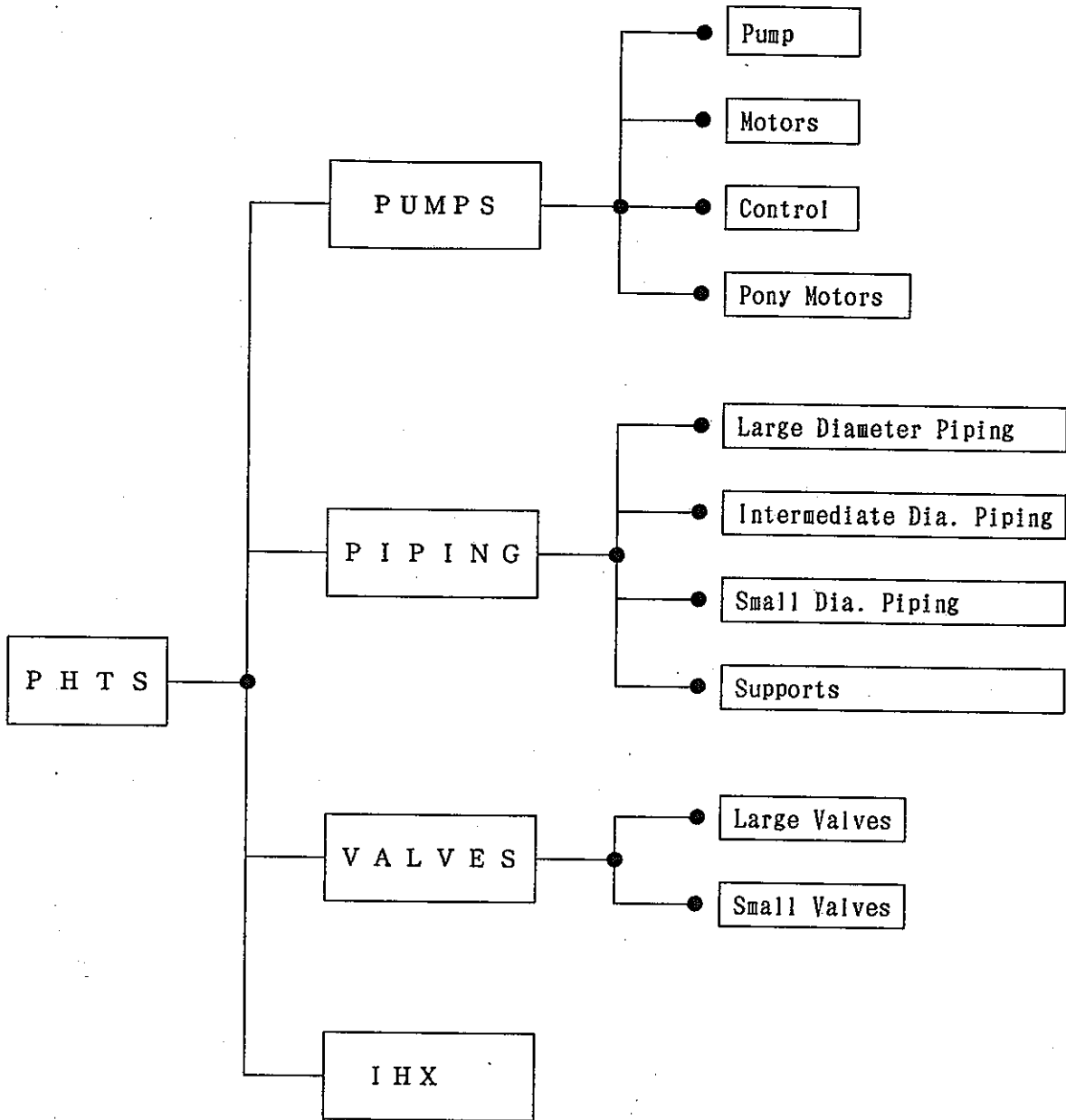


Fig.4.5-1 Tree Structure of Primary Heat Transport System for Sample Problem

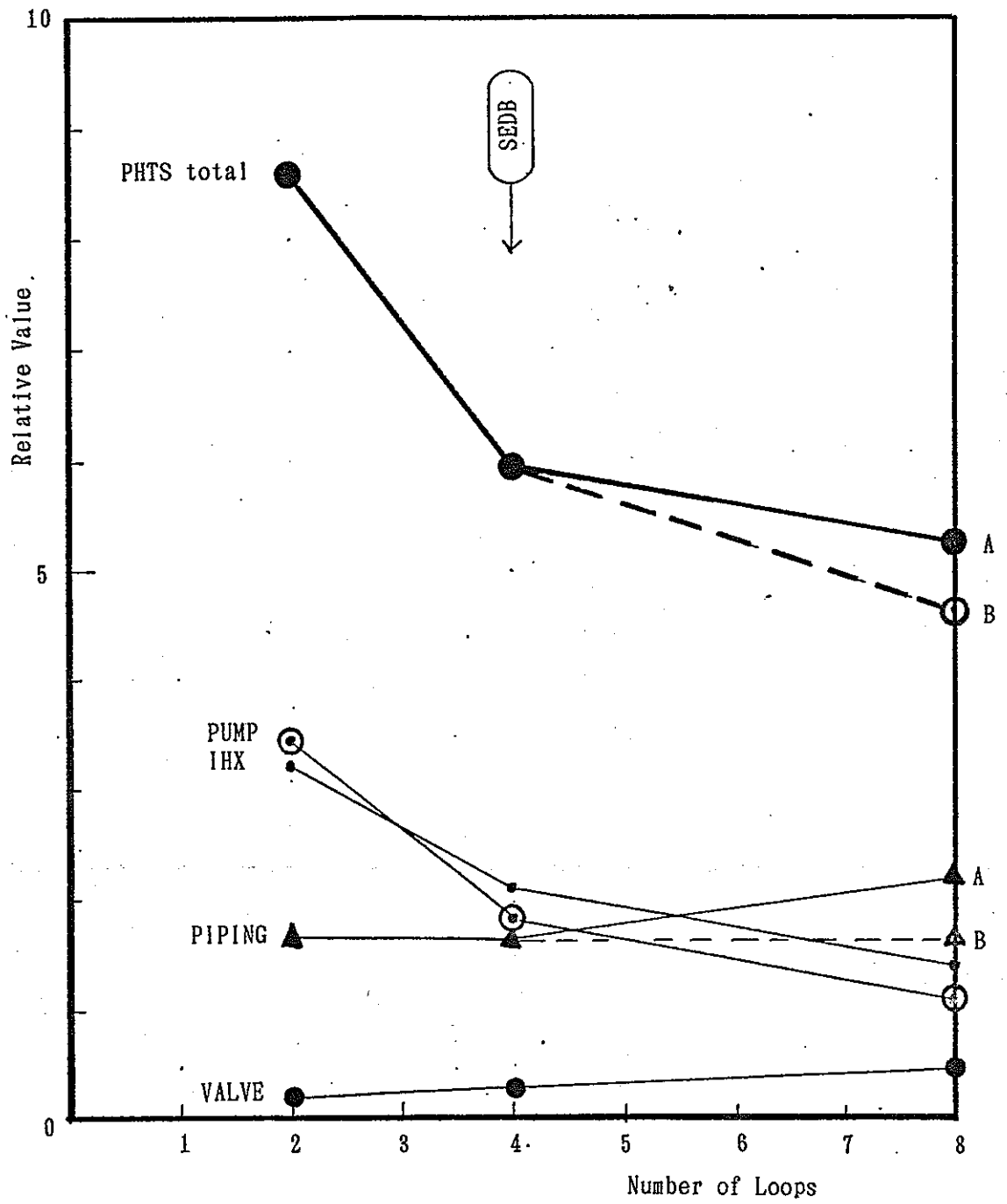


Fig.4.5-2 Value Spectrum Dependent on Number of Loops

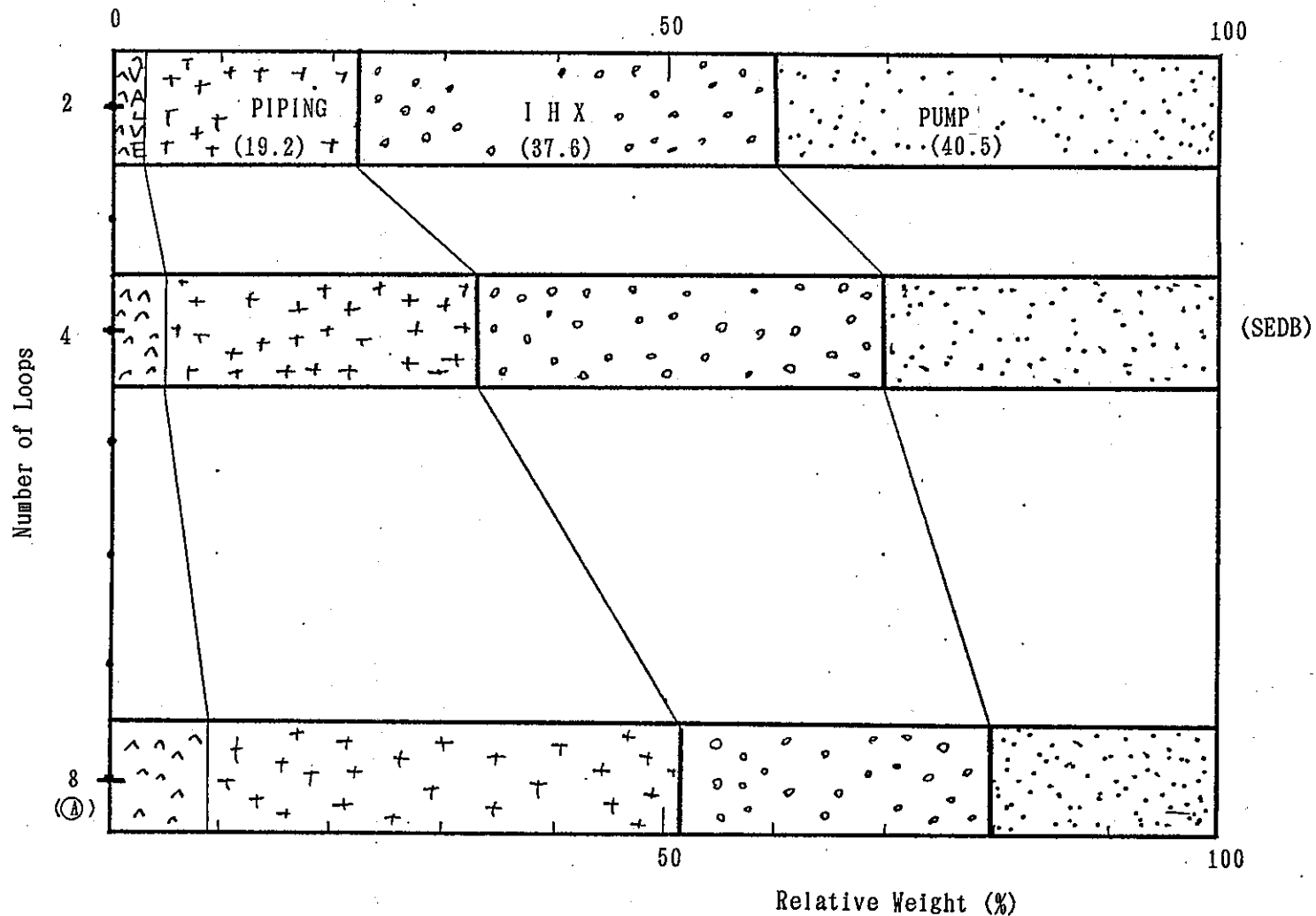


Fig.4.5-3 Ratio of Component Values to Total Value of PHTS Concerned

5. 結 言

本研究は、F B R安全設計の合理性評価用データベースの開発を目標として開始された。その第1ステップの研究項目として

- (i) F B R経済性データの調査, 分析
- (ii) 経済性データの外挿法の検討
- (iii) 経済性評価コードシステムの設計

を設定した。

それに対して得られた成果と結論は以下の通りである。

経済性データに関しては広範な調査を実施し、特にF B Rについては殆ど全ての公開文献を検討した。その結果わが国で使用可能なデータベースはE E D Bの簡易バージョン(5 digits of accountレベル)のみであることが判ったため、E E D Bに含まれるサブシステムレベルのコスト分析及び構成材量を参考にして経済性指標の検討と設定を行った。

これまでに実施されたF B Rコスト評価を調査した結果、コスト評価手法はほとんどの場合E E D Bをもとにして実施していることが判った。またモジュール型プラントと大型プラントのコスト比較や特定機器のヴァリューインパクトの評価文献から、どういふプラント概念がコスト低減に有効であるか、またプラント構成機器の総コストへの感度はどの程度かといった点についての知見が得られた。

本研究の主要テーマであった経済性データの外挿法については化学プラントで開発された外挿法の調査に基いて、原子炉構成機器に対する適用手法を提示した。

この手法を米国の原子炉構成機器のコスト評価値に適用した結果、データ点の不足から断定はできないが、F B R経済性評価に使用し得る可能性があるとの見通しを得た。

経済性評価コードシステムの設計のために、米国で広く使用されているC O N C E P T - 5コードを参考にして、本研究の目標であるS E D B (Safety Evaluation Data Base) と首尾一貫した構成をもつコードシステムはどのような要求を充すべきかを明らかにした。本研究で提示したデータ外挿手法は開発コードシステムに直接活用できるものである。

以上、経済性評価のデータベースおよび評価手法に関して、公開文献の範囲で調査、分析をおこない、F B Rプラントへの適用性に関する見通しを得た。

謝 辞

本委託研究の実施に当り、立案の段階から実施完了までの長期間、動力炉核燃料開発事業団大洗工学センタ炉心安全工学室相沢清人氏の強力な御援助を仰ぐことができました。又、同事業団動力炉開発推進調整部開発計画グループ渡辺章氏及びFBR開発本部安全性グループ可児吉男氏、中井良大氏には、技術的な観点から有益な御助言をいただきました。ここに改めて、各氏に感謝の意を表します。

文献抄録

A フロントのコスト比較に関する文献(1/3)

- A-1 Capital Cost Estimates and Construction Schedules for Innovative Modular Breeder Reactor Plants, UE&C-LANL-830930, prepared by UE&C and General Electric for Los Alamos National Laboratory, September 30, 1983. The UE&C-General Electric report presents capital cost estimates and construction schedules for prototype, replica, and target Nth power plants based on the innovative modular PRISM pool-type design concept by General Electric.
- A-2. Choosing the Most Favorable Fabrication Approach for Small [Liquid Metal] Reactor Plants, 84-M13-20-89, prepared by Argonne National Laboratory, Rockwell International, Bechtel Group, Inc., Combustion Engineering, and Chicago Bridge & Iron for U.S. Department of Energy, 1984. This collection of briefing charts compares features and construction costs of two representative innovative LMR designs - the 100-MWe General Electric PRISM concept and the 300-MWe Rockwell SAFR concept.
- A-3. Y.I. Chang and C.E. Till, "Cost Reduction in LMFBR Design," Proceedings of 18th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, Orlando, FL, August 1983; C.E. Till, An Advanced Breeder Concept: The Integral Fast Reactor, Testimony before the Subcommittee on Energy Research and Production, Committee on Science and Technology, U.S. House of Representatives, February 8, 1984.
- A-4 G.W. Meyers, J.S. McDonald, "Design Modifications that Reduce Cost for Liquid Metal Pool Power Plants," Proceedings of International Symposium on Fast Breeder Reactors - Experience and Future Trends, IAEA-SM-284/62P, International Atomic Energy Agency, Lyons, France, July 22-26, 1985. The IAEA paper describes the Atomic International (of Rockwell International Corporation) shop-fabricable, barge-shippable 350-MWe Sodium Advanced Fast Reactor (SAFR) LMR plant in terms of minimizing construction commodities. Busbar energy cost comparisons (mills/kilowatt-hour) are presented for single, dual, triple, and quadruple 350-MWe units, the multi-unit plants as clusters.
- A-5 General Electric Company's LMR Innovative Plant Design - PRISM - Power Reactor Inherently Safe Module, GE 85-119-01, 1985. The GE report describes in general terms the 150-MWe LMR single loop pool reactor with annular flow being developed under the DOE innovative, advanced reactors program. Summary PRISM capital and operating costs and a summary comparison of construction commodities of PRISM, a BWR, and a coal-fired plant are presented.

A フロントのコスト比較に関する文献 (2/3)

- A-6 R.K. Winkleblack, "Competitive Breeder Power Plants," 19th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, San Francisco, August 1984. The EPRI report discusses pool LMFBR features that would permit cost reductions in loop LMFBRs of comparable rating.
- A-7 R.A. Doncals, J.E. Schmidt, L.E. Strawbridge, N.C. Wampole, "Liquid Metal Reactor Cost Reductions through Application of Safety Technology," Proceedings of 20th Intersociety Energy Conversion Engineering Conference, Miami, FL, August 1985. The Westinghouse paper identifies construction cost reductions permitted by inherent safety features in the Westinghouse Low Cost (Pool) Liquid Metal Reactor.
- A-8 T.W. Difransco and J.E. Stader, "Innovative Design of a Low-Cost Breeder," Power Engineering, March 1985. This article discusses cost reductions achieved in the 1320-MWe Large Scale Prototype (Loop) Breeder plant.
- A-9 W.H. Arnold, J.E. Sharbough, W.H. Young, and C.S. Ehrman, "Design Approaches to Achieve Competitive LMFBR Capital Costs," Power Engineering, September 1982. The article discusses features of the Westinghouse-Burns and Roe 3-loop 3800-MWt advanced LMFBR having a net-electrical output of 1487-MWe and presents summary costs at the 2-digit code of accounts level of detail for the 3-loop plant described, an alternate 3800-MWt pool design, and a 3800-MWt conventional PWR.
- A-10 Assessment of the Cost to Complete the Clinch River Breeder Reactor Plant Project: A Report to the Secretary [of U.S. Department of Energy], prepared by the Assistant Secretary for Nuclear Energy, U.S. Department of Energy, September 14, 1983; Report to the Congress on Alternative Financing of the Clinch River Breeder Reactor Plant Project, DOE/NE-0050, U.S. Department of Energy, March 1983; and Safety Evaluation Report Related to the Construction of the Clinch River Breeder Reactor Plant, NUREG 0968, U.S. Nuclear Regulatory Commission, March 1983. The DOE assessment of the costs to complete CRBR evaluates the DOE CRBR Project Office cost estimate, presents data in support of CRBR commercial power availability, evaluates alternative financing plans, and addresses other cost-related issues by an independent DOE (ICE Team) assessment of ultimate CRBRP costs.
- A-11 1983 Survey of Nuclear Power Plant Construction Costs, DOE/EIA 0439, Dec. 1983
- A-12 Historical Plant Cost and Annual Production Expenses for Selected Electric Plants 1983, DOE/EIA-0455, April 1984
- A-13 Value-Impact Analysis of Selected Safety Modifications to Nuclear Power Plants, EPRI-NP-3434, March 1984

A フロントのコスト比較に関する文献(3/3)

A-14 A Cost-Benefit Comparison of Nuclear and Non nuclear Health and Safety Protective Measures and Regulations. E.P. O'Donnell, J.J. Mauro
Nuclear Safety, Vol. 20, No. 5 Oct 1979.

A-15* Advanced Breeder Reactor Cost Study - Final Report,
UE&C-ANL-820928, prepared by United Engineers and
Constructors for Argonne National Laboratory, September 1982.
The UE&C report identifies commodity, direct labor, and
factory equipment content of a 1050-MWe Argonne LMFBR Pool
Study.

A-16* The Low Cost Pool Power Plant, Volumes 1-3, ESG-DOE-13410,
prepared by Rockwell International-Argonne National
Laboratory for U.S. Department of Energy, 1983. The
Rockwell-Argonne report describes a 1400-MWe pool-type LMFBR
and presents construction costs by the NUS-531 code of
accounts.

A-17* LMFBR Conceptual Design Study - Final Report, Developmental
Plant Description, Volumes 1&2, CDS-400-8, prepared by Boeing
Engineering and Construction Company for U.S. Department of
Energy, March 1981; LMFBR Conceptual Design - Final Report,
Developmental Plant Cost Estimate Report, CDS-400-5, prepared
by Boeing Engineering and Construction Company for U.S.
Department of Energy, March 1981. The Boeing reports
describe the design criteria and key parameters of the
100-MWe, 4-loop Large Developmental Plant developed under DOE
direction in 1980-1981 (CDS-400-8, Volumes 1&2). The LDP
cost report (CDS-400-5) presents costs to the 4-digit code of
accounts level.

(* 現在、米国では、最新技術情報 (Applied Technology) に対し、
DOE が情報制限を行っており、本文献は、Applied Technology
に属している為、日本国内では入手できない。)

B 経済性データベースに関する文献

- B-1. Fifth (EEDB-V) Update of the Energy Economic Data Base - Reference Book, UE&C-ANL-821115, COO-6318-1, November 1982. The UE&C report identifies commodity, direct labor, and factory equipment content of the 1457-MWe Large Scale Prototype Breeder (LSPD) Loop Plant.
- B-2. NSSS Capital Costs for a Mature LMFBR Industry, CE-FBR-78-532, prepared by Combustion Engineering, Inc. for United Engineers & Constructors, Inc., October 23, 1978. The CE report describes and presents costs for a 1390-MWe (net) loop-type LMFBR Nuclear Steam Supply System used by UE&C for the Energy Economic Data Base (EEDB-V) in 1983. Comparisons of the CE/UE&C 3800-MWt LMFBR are made to the 2890-MWt GE-Bechtel and 2600-MWt AI-Burns & Roe Prototype Large Breeder Reactor (PLBR) designs and the 975-MWt Clinch River Breeder Reactor Plant (CRBRP).
- B-3. Phase V Update (1982) Report for the Energy Economic Data Base Program EEDB-V, DOE/NE-0051, prepared by United Engineers & Constructors, Inc. for U.S. Department of Energy, July 1983, Section 4 of the UE&C report presents 2-digit code of accounts capital cost data for the 1320-MWe (net) LMFBR Nuclear Plant Generating Station with a Combustion Engineering 4-loop NSSS design described in CE-FBR-78-532 (See citation 10).
- B-4. Phase VI Update (1983) Report for the Energy Economic Data Base Program EEDB-VI, DOE/NE-0051/1, prepared by United Engineers & Constructors, Inc. for U.S. Department of Energy, August 1984. Section 6 of the UE&C report updates capital cost data at the 3-digit code of accounts level due to design changes in the Large Scale Prototype Breeder (LSPB).
- B-5. Phase VII Update (1984) Report for the Energy Economic Data Base Program EEDB-VII, DOE/NE-0051/2, prepared by United Engineers & Constructors, Inc. for U.S. Department of Energy, August 1985. Section 6 of the UE&C report presents NUS-531 3-digit code of accounts capital cost data for the Large Scale Prototype Breeder (LSPB) Nuclear Power Plant. During the Phase VII Update, the LMFBR technical/cost model was replaced by a Large Scale Breeder Reactor Nuclear Power Plant in response to designation of the LSPB as the base liquid metal (LMR) concept developed by the EPRI/COMO office for the Liquid Metal Fast Breeder Reactor.
- B-6. Technical Reference Book for the Energy Economic Data Base Program EEDB, DOE/NE-0059/1, prepared by United Engineers & Constructors, Inc. for U.S. Department of Energy, August 1985. Section 4 of the UE&C report presents design criteria and key parameters by the NUS-531 Code of Accounts for the 1320-MWe (net) loop-type Large Scale Prototype Breeder developed by the Consolidated Management Office for the LMFBR of the Electric Power Research Institute (EPRI/COMO) and their industrial contractors for the U.S. Department of Energy.
- B-7. Capital Cost: Pressurized Water Reactor Plant
NUREG-0241 Vol 1/2.
PWRの建設費について詳細(9 digits of account)データを
まとめたもの。

C 経済性評価コードに関する文献

- C-1. NUS-531 「Guide for Economic Evaluation of Nuclear Reactor Plant Design」 NUS Corp. 1969
EEDB等と機器分類に用いている Account No. の解説資料
- C-2. ORNL-5470 「CONCEPT-5 User's Manual」 ORNL 1981
CONCEPT-5 の内容のソースコードリストを示した資料
- C-3. DOE/NE-0044/2 「Nuclear Energy Cost Data Base」 DOE 1974
原子力発電所の経済性評価に用いるコストモデルのバリエーション等について
の解説資料
- C-4. WASH-1345 「Power Plant Capital Costs Current Trends and Sensitivity to Economic Parameters」 AEC 1974
CONCEPT コードで用いているバリエーション (スケールアップ等) の
解説及び裏付け資料
- C-5. CONF-840268-1 「Structure of the CONCEPT Cost Estimation Model」 ORNL 1984
CONCEPT に用いているコストモデルを簡単に示した資料 (スライド資料)
- C-6. NUREG/CR-3971 「A Handbook for Cost Estimating - A Method for Developing Estimates of Cost for Generic Actions for Nuclear Power Plants」 NRC
安全設計基準、規制等の変更によるコストへの影響を評価
する方法についてまとめた資料

D スケーリングファクタに関する文献

D-1. The Relationship Between Total Operating Costs and Availability of Steam Generators.

特定の機器に対するスケーリングファクタについて述べられている。

D-2. NUREG/CR-3500 "Trend in Nuclear Power Plant Capital Investment Cost Estimation - 1976 to 1982"

CONCEPTコード等を用いた容量指教法のよき指教法の指法のP5X-4と検討している文献のリストがある。

D-3. "Modern Cost Engineering - Methods and Data Volume II"
CHEMICAL ENGINEERING

化学工場プラントのコスト評価の手法、それに使用するデータをまとめたもの。プラントコンポーネントのスケーリングについて詳細にのべている。

D-4 PNL-3458, L.A. Neves, et al.

"The Marginal Cost of Electricity 1980-1995:
An Approximation Based on The Cost of New Coal and Nuclear
Generation Plants" July 1980

過去のプラント建設費からスケーリングコンポーネントを定める手法について検討している。

D-5. DOE/ER-0057 "Projections of Cost, Duration, and On-site Manual Labor Requirements for Construction Electric Generating Plants" Sept. 1979.

D-6. "Power Plant Cost Escalation (Nuclear and Coal Capital Costs, Regulation and Economics) C. Komanoff (Book)

D-7 "原子力発電プラントデータブック" 1985 (藤井晴雄)

日本原子力技術センター

全世界で建設中、運転中の商用原子力発電プラント(FBRは含まれている)に因りて、発電コスト、建設費およびその内訳、建設期間等のデータをまとめたもの。更にそれらの動向(年代に依る)、発電コストのスケールンク別について解析をしている。

D-8 "積算資料" 1985年

添付資料 A : バリュ-インパクト解析の適用例

本添付資料では、文献 (A-13) に従い、Value-Impact Analysis (VIA) の適用例を示す。

TMI事故の後、NRCは、BWRに対し、32項目の改善提案 (Table A-1参照) を出した。文献 (A-13) では、これら32項目のうち、重要な8項目 (Table A-1参照) を対象に、Limerick BWR フロントを基本ケースとしたVIAを実施している。ここでは、8項目のVIAのうち、最初の項目A.1を取り出し、これを対象にVIAの適用法につき説明する。

既に、2.4節で述べた様に、VIAは、10ステップの作業からなっているが、本文献では、各ステップでの見落としがない様、「VIA FORMS」を作成し、作業の効率化を図っている。VIA FORMSは、VIAで必要な情報をすべて含んでおり、このFORMを完成すれば、VIAは事実上完成する様に作成されている。Table A-2に、項目A.1に対するVIA FORMSを示す。以下、このFORMの流れに従ってVIAの内容を説明していく。

(A.1) FORM 1

FORM 1には、対象項目、目的、代替案、制限に対する定義をしている。

1.1. VI Item : 対象項目の定義

ここでは、NUREG-0626 のA.1項目

「HPCIシステムとRCICシステムの起動レベルを分離すること」

(HPCI --- High Pressure Coolant Injection)
(RCIC --- Reactor Core Isolation Cooling)

を取りあげている。

1.2 Item Description Purpose : 対象項目の目的の定義

1.1の対象項目の目的をここで明確にする。目的は、

「HPCIシステムの起動回数を減少させ

炉容器の熱応力サイクルを減少させること、

である。現状のプラントでは、RCICとHPCIは、

同一の低水レベルシグナルで起動し、高水レベル

シグナルで隔離される様になっている。又、HPCIは、高水レベル

シグナルによる隔離の後、低水レベルシグナルで自動的に

起動する様になっているが、RCICは隔離後、手動で

リセットしなければならない。基本ケース(Limerick)では、

HPCI注入ポイントと、炉心スクレイスポーザーに合わせ

ている為、熱衝撃は問題とならない。

1.3 Alternatives : 代替案の定義

1.2の目的を達成する為の代替案を定義する。ここでは、次の3つの代替案を掲げている。

(1) HPCIよりも高レベルで起動する様、RCICの起動レベルを変更する。HPCIのレベルは変更しない。

(2) 自動再起動できる様にRCICを改良する。

(3) HPCIの起動に時間遅れを持たせる。但し、時間遅れのトリガレベルは、現状のレベルにしておく。

1.4 Constraints : 制限条件

- ・FSARで承認された制御棒落下頻度には要求される値以下に、RCICのレベルトリガを下げてはならない。

- MSIV (Main Steam Isolation Valve) が起動する頻度の多い過渡事象に反応できる様 RCIC のアベイラビリティを保持すること。

(A.2) FORM 2.

FORM 2 以後では、FORM 1 で定義された代替案の一つを取り出し、詳細に解析していく為のものである。FORM 2 には、以下の項目が含まれている。

2.1 VI Item Title : 対象項目の定義

FORM 1 で定義した同じ項目を書く。

2.2 Alternative Identification and Title : 代替案の番号とタイトル

ここでは、FORM 1 の代替案の項目番号とタイトルを書く。

2.3 Alternative Description : 代替案の説明

2.2 の代替案につき説明を加える項である。ここでは、代替案(1)に対する説明がなされている。

RCIC システムの起動レベルを高めると、HPCI よりも RCIC が先に起動する為、HPCI の起動回数が減少し、その信頼性が高まる。さらに、冷却水注入による炉容器の熱衝撃も減少する。RCIC 起動レベルは、レベル 3 に設定された。これは、HPCI が起動する前に、RCIC が原子炉内水位に影響する最小の起動レベルである。

2.4 Constraints : 制限

FORM 1 の制限と同様。

(A.3) FORM 3 (1/4)

FORM 3 は、4枚のシートに分けられており、代替案(1)を採用した場合、リスク、被曝量、コスト、プラント熱効率、プラントのアーベイラビリティの変動量やライセンスビリティ等につき、基本ケースとの対比の上で定量化している。

FORM (1/4) は以下の内容を含む

3.1, 3.2 : リスクと公衆被曝の変動量

HPCI / RCIC の起動レベルを変える。HPCI の起動回数
は減少するが、逆に RCIC の起動回数は増加する。今、水位分布
が、レベル 2 を中心とし、20 (5%) の位置をレベル 2 とする
が、ガス分布に従うとすると、レベル 3 は、1.65 (10%)
となる。今、RCIC の起動すれば、HPCI の起動は必要
なくなる。仮定すると、RCIC の起動レベル 3 に変更する
ことにより、HPCI の起動回数は、半減する。

Limerick の PRA では、Class I の事故 (Loss of Coolant
Inventory Makeup) が主要事故となっており、かつ Class I の
事故により HPCI は起動する。従って HPCI のアーベイラビリティが
ファクタ 2 変動すると、近似的に事故の確率もファクタ 2 程
変動することになる。Limerick のリスクは、

$$5 \times 10^{-4} \frac{\text{latent fatalities}}{\text{plant} \cdot \text{year}}$$

$$5 \times 10^{-7} \frac{\text{prompt fatalities}}{\text{plant} \cdot \text{year}}$$

従って、代替案(1)を採用すると、上記の考察から、代替案のリスクは

$$2.5 \times 10^{-4} \frac{\text{fatalities}}{\text{plant} \cdot \text{year}} \quad (\text{latent} + \text{prompt})$$

となる。

3.3, 3.4 : 作業員の被曝量

Limerick の炉心溶融発生頻度は

$$1.5 \times 10^{-5} \text{ 回/炉年}$$

であるが、代替案(1)を採用すると、この値は、大体79.2%程低減する、RPS. 0.75×10^{-5} 回/炉年。

Limerick では、5人の作業員が許容量一杯被曝する。 $(5 \times 10^3 \text{ person-rem})$ と評価されている。(しかし、実際には、ずっと少ない量を多数の作業員が被曝する)。

3.5, 3.6 : 公衆への通常被曝

代替案(1)を採用しても、公衆への被曝量に変化はない。

(A.4) FORM 3 (2/4)

FORM 3 (2/4) では、代替案(1)を採用することによる、直接費の変動量をまとめている。

3.7 : 研究費

RCIC のアベイラビリティが低減することにより、制限にどの程度ふれるかを検討する為の費用 : 20K\$

3.8 : 設計費

代替案(1)の設計費用。単価 \$50/hr で 16 時間分の費用を必要とする。

3.9 : 機器の代金

高性能 センサー --- \$500, ワイヤ等 --- \$100

3.10 : 人件費

2人の電気技師が4日作業することと想定。

時間単価 = \$55/hr.

3.11: 報告書代

報告書 (FSAR, CWD の基本図) 変更の為の費用

$$= 320 \text{ hr} \times \$50/\text{hr}$$

3.12: 設計のレビュー代

1 人日

3.13: 許認可取得代金

許認可上の問題は発生しない。

3.14: 性能保証代

1 人日

3.15, 3.16: 代替案(1)の採用によるフロント運休時間と運休中

ロスする費用

代替案(1)の採用は、フロント運休時間を増やさない。

(A.5) FORM 3 (3/4)

FORM 3 (3/4) は、代替案採用により生ずる、フロント熱効率、フロントの可用性、レイトストラクチャ、ライセンスビリティ、資本費に対するリスク等をまとめたものである。以下では、これらのうち、影響のあるものについてのみ述べる。

3.18: 可用性

a) RCIC ホンゾ流量は、3ヶ月おきに交換しなくてはならない。

従って、RCICシステムは、4回/炉年で起動する。

b) Level 3 での RCIC 起動のデマンドは、7回/炉年。

Level 2 では、1回/炉年。

よって、全体で、RCIC 起動のデマンドは 8回/炉年となる。

これは、代替案(1)採用により、4回起動が増えることによる。

c) 故障した RCIC は、14日以内に修理しなければならない。原子炉は、停止しなければならない。14日以内修理されない場合、経験から、大体修理に平均30日を要する。従ってこれにより、フロン트는、16日程停止する。

d) 14日以上 RCIC の修理を必要とする頻度は、

$$(4 \text{ 回の RCIC の追加起動回数 / 炉年})$$

$$\times (\text{RCIC の破損確率 } 0.1 / \text{ディマンド})$$

$$\times (14 \text{ 日以上修理を必要とする破損の発生確率 } 0.01)$$

$$= 0.004 / \text{炉年}$$

e) フロントのアベイラビリティ $T_f = (0.004 / \text{炉年}) \times (16 \text{ 日})$

$$= 0.064 \text{ 日 / 炉年}$$

f) フロントの年間稼働率を 70% とすると、稼働率の変動は、0.025% とする。

3.21 : 資本費に対するリスク

フロント停止によるコストのロスは、\$ 0.75M / day.

今、炉心溶融が発生するとフロントは5年停止するとする。

$$(\text{発生確率} = 1.5 \times 10^{-5} / \text{炉年})$$

このコストは、\$ 1.4B (= \$ 0.75 / day \times 365 day \times 5 years) とする。

従って、全コストを \$ 2B とすると、リスクは、\$ 30,000 \$ / year

($2 \times 10^9 \times 1.5 \times 10^{-5}$) とする。代替案(1)採用により、炉心

溶融の発生確率が半減したとすると、コストは、

$$15,000 \text{ $ / year}$$

低減する。

(A.6) FORM 4(4/4)

FORM 4(4/4)には、公衆及び作業員のリスクの費用をまとめている。

3.22 公衆リスクの費用

Limerick フロントの周囲 4 マイル以内には、73000人の人々が住んでいる。もし、これらの人々が3日尚回避することを考えれば、\$100/day-person 換算で、費用は、\$22M かかる。代替案の採用で、リスクが半減 (0.75×10^{-5} /年) したとすると、

$$0.75 \times 10^{-5} \times \$22 \times 10^6 = \$165$$

の費用低減となる。

(A.7) 属性ベクトルの決定

以上、(A.1)~(A.6)までの作業を、代替案(2)、(3)に対して実施することにより、属性ベクトルが定量化される。Table A-3 に代替案比較の為に選定した属性と3つの代替案に対する属性ベクトルを示してある。これらの値は、すべて、VIA FORMS から採ったものである。

(A.8) Cost-Benefit 解析への変換

Table A-3 に示す様に、属性ベクトルの要素は、各々単位が異なっている。従って、属性ベクトルも、ドルに変換する変換マトリックスは、属性1つ1つに対し、変換係数を算出することにより作成していく必要がある。

以下、属性各々について変換係数を作成する。

(a) 要素 1 --- 公衆被曝事故のリスク (fatalities/plant-year)

公衆被曝事故のリスクの変換係数は、次の値を用いる。

$$10^4 \text{ person-rem/fatality} \quad \text{--- BEIR}$$

$$\$ 1000 / \text{person-rem} \quad \text{--- 10CFR50 Appendix I}$$

今、リスクのコストをプラント寿命中に償還すると仮定する(40年とす)と、交換係数 C_1 は次の様になる

$$\begin{aligned} C_1 &= \left(10^4 \frac{\text{person-rem}}{\text{fatality}} \right) \times \left(1000 \frac{\$}{\text{person-rem}} \right) \times \left(40 \frac{\text{plant-years}}{\text{plant-lifetime}} \right) \\ &= 4 \times 10^8 \left(\frac{\$ \times \text{plant-years}}{\text{fatality} \times \text{plant-lifetime}} \right) \end{aligned}$$

(b) 要素 2 --- 作業員の被曝事故のリスク (person-rem/plant-year)

要素 2 の交換係数 C_2 も、プラント寿命中に償還すると仮定すると以下で与えられる。

$$\begin{aligned} C_2 &= \left(1000 \times \frac{\$}{\text{person-rem}} \right) \times \left(40 \times \frac{\text{plant-years}}{\text{plant-lifetime}} \right) \\ &= 4 \times 10^4 \left(\frac{\$ \times \text{plant-years}}{\text{person-rem} \times \text{plant-lifetime}} \right) \end{aligned}$$

(c) 要素 3 --- 直接費

直接費は既にドルで表現されている為、交換係数 C_3 は、 $C_3 = 1$ とする。

(d) 要素 4 --- プラントのアベイラビリティ (percent/plant-year)

プラントが稼働できなくなった場合のコストは、借金と代替電気代が含まれ、 $\$ 750,000 / \text{day}$ と評価される。

この費用も、プラント寿命中に償還すると仮定して、交換係数 C_4 は、次式となる。

$$C_4 = \left(750,000 \times \frac{\$}{\text{day}}\right) \times (365 \text{ days}) \times (1 \% \text{ availability change}) \\ \times \left(40 \frac{\text{plant-years}}{\text{plant-lifetime}}\right) \\ = 10^8 \frac{\text{plant-lifetime}}{\text{percent}}$$

(e) 要素 5 --- 資本費へのリスク (\$/plant-year)

プラント寿命中償還を仮定すると、変換係数 C_5 は、次式となる。

$$C_5 = 40 \frac{\text{plant-year}}{\text{plant-lifetime}}$$

(f) 要素 6 --- 公共の財政上のリスク (\$/plant-year)

変換係数 C_6 は、 C_5 と同一となる。

(g) 各要素の変換係数の符号

各要素の変換係数の符号は、各要素がコストかベネフィットかで各々負、正の符号を付加する。先の6つの要素に対する符号は以下の様になる。

公衆及び作業員の被曝事故リスク C_1, C_2 --- 負
直接費 C_3 --- 負
アベイラビリティ C_4 --- 正
資本費のリスク C_5 --- 負
財政上のリスク C_6 --- 負

(h) 変換マトリックス C

以上の結果から、変換マトリックス C は以下の様に表わせる。

$$C = \begin{pmatrix} -4 \times 10^8 & -4 \times 10^4 & -1 & +10^8 & -40 & -40 \end{pmatrix}$$

(i) 属性の変換

Fig. A-1 に示す様に、代替案(j)の属性マトリックス A_j

に変換マトリックス C を作用させることで、変換属性マトリックス D_j を求めることができる。 D_j の値は、Fig. A-1 に示されている。

(A-9) 属性のランク付け

属性のランク付けは、主観が入る為、人によりそのランクは異ってくるが、公衆被曝と、作業者の被曝が、1位、2位を占めるという事は、ほぼ共通の認識に加っている。それ以後は、段々意見の食い違いが出てくるが、ここでは、次のランクを仮定する。

オ3位 --- 公共の財政上のリスク

オ4位 --- 資本費のリスク

オ5位 --- フロントのアベイラビリティ

オ6位 --- 直接費の変動

これらの順位付けは、公衆へのインパクトを優先し、続いて、費用の規模を指標に選んで決定したものである。このランクに基づいたオーダーマトリックス及びランクベクトルは Fig. A-2 に示してある。

(A-10) 結果

Fig. A-1 の変換属性ベクトルから、

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{代替案 (1)} \quad \text{---} \quad - 2.3 \times 10^6 \text{ \$} \\ \text{代替案 (2)} \quad \text{---} \quad 1.2 \times 10^5 \text{ \$} \\ \text{代替案 (3)} \quad \text{---} \quad 6.4 \times 10^5 \text{ \$} \end{array} \right.$$

であることが判り、代替案 (3) \rightarrow (2) \rightarrow (1) のランク付けにすることが判る。

一方、Fig. A-2のラニクベクトルから、公衆及び作業員の
リスクを大中に低減するのは、代替案(1) → (3) → (2)
の順序により、先の順序と異っている。この違いは、
公衆と作業者の安全を最優先に考えたオ-ダマトリックス
Q に寄因している。

Table A-1 IMPLEMENTATION OF B & OTF RECOMMENDATIONS
FOR GE-DESIGNED BWR PLANTS

Recommendation Designation	Abbreviated Title	Action Required
(A.1)*	Separation of HPCI and RCIC system initiation levels	(1) Analysis (2) Implementation
(A.2)	Isolation of isolation condensers on high radiation	Modify isolation circuitry
A.3	Spurious isolation of HPCI and RCIC systems	Modify break detection circuitry
A.4	Reduction of challenges and failures of relief valves	(1) Feasibility study (2) System modification
A.5	Identify water sources prior to manual actuation of ADS	Modify guidelines and procedures
A.6	Report on outage of ECC systems	(1) Submit report (2) Modify Technical Specifications
(A.7)	Modification of ADS logic	(1) Feasibility study for staff review (2) Modification to ADS logic
A.8	Interlock on recirculation pump loops	Install interlocks for non-jet pump plants
(A.9)	Loss of service water for Big Rock Point	Verify acceptability of consequences
(A.10)	Restart of core spray and LPCI system on low level	(1) Preliminary design (2) Modification of restart logic
A.11	Revised emergency procedures	All operators must have read prior to going on duty
A.12	Revise small-break LOCA model for compliance with Appendix K	(1) Revise model (2) Compare with TLTA data

(*) 文献(A-13)で Value-Impact 解析の対象とした項目

Table A-1 (continued)

Recommendation Designation	Abbreviated Title	Action Required
A.13	Plant-specific analyses with revised model	Submit analyses with revised model
A.14	No fuel failure requirement for anticipated transients with single failure	Verify compliance with requirement
A.15	Depressurization with other than ADS	Analyses to support other modes
A.16	Two operators in control room	Minimum of two operators in control room
A.17	Michelson concerns	GE address concerns
B.1	Automatic switchover of RCIC system suction	(1) Verify procedures (2) Design modification
B.2	Central water level recording	Installation of recorders
B.3	Space cooling for HPCI and RCIC systems	Demonstrate minimum of two-hour capability
B.4	Effect of loss of alternating current power on pump seals	Demonstrate adequacy of seal design
B.5	Use of RHR for fuel pool cooling	Risk assessment
B.6	Common reference for level instruments	Modify scale to obtain common reference
B.7	Qualification of accumulators on ADS valves	Show acceptability
B.8	Guidelines for symptom-based emergency procedures	Develop new guidelines
B.9	Test program for small-break LOCA model verification	(1) Pretest predictions of first two tests (2) Develop test program (3) Model verification

Table A-1 (continued)

Recommendation Designation	Abbreviated Title	Action Required
B.10	Diverse initiation signal for RCIC system	Upgrade if required
B.11	Small-break LOCA on simulators	Upgrade simulator
B.12	Use of non-ECC systems in analyses	(1) Review system capability (2) Upgrade if needed
B.13	Performance of isolation condensers with noncondensibles	Demonstrate adequacy
B.14	Reporting of failures and challenges to SRVs	Prompt reporting of failures and annual report of challenges
B.15	Impact of B&OTF recommendations	Assess impact on safety and reliability

Table A-2 VALUE IMPACT FORM

Form 1

1.1 VI Item A.1 Separation of HPCI and RCIC system initiation levels.

1.2 Item Description Purpose: to reduce the number of challenges to the HPCI system and to reduce the stress cycles on the reactor vessel due to cold water injection. Currently both the Reactor Core Isolation Cooling (RCIC) system and the High Pressure Coolant Injection (HPCI) initiate on the same low-water level signal and isolate on the same high-water level signal. The HPCI will automatically restart on a low water signal after isolating on a high level signal but the RCIC must be manually reset after isolating on high water. The Limerick Plant is used for reference in which case the HPCI injection point is to the core spray sparger thus, thermal shock is not a concern.

1.3 Alternatives (1) Change the initiation level of the RCIC so that it initiates at a higher level than the HPCI. (2) Modify the RCIC so that it is capable of restart. (3) Provide a time delay for the HPCI initiation but trigger the time delay on the same level as presently used.

1.4 Constraints Do not reduce RCIC availability below that required for rod drop frequency for FSAR justifications. Must maintain RCIC availability to respond to frequent transients that initiate MSIV isolation.

Table A-2 VALUE IMPACT FORM (Continued)

Form 2

- 2.1 VI Item Title A.1 Separation of HPCI and RCIC Initiation Levels.
-
- 2.2 Alternative Identification and Title Alternative 1: Raise RCIC Initiation Level; keep the HPCI level the same.
-
- 2.3 Alternative Description The reactor core isolation cooling (RCIC) and the high pressure coolant injection (HPCI) system both initiate on the same low water level signal. By separating the initiation levels of the HPCI and RCIC systems, the RCIC system will initiate at a higher level than the HPCI thus, reducing demands upon the HPCI system and improving its reliability. This will also reduce thermal stresses on the reactor vessel caused by cold water injection. The RCIC initiation level was chosen as level 3, since this is the minimum initiation level that would allow RCIC to affect reactor water level before HPCI would be initiated. If the initiation signal occurred higher than level 3, there would be even more frequent RCIC system challenges.
-
- 2.4 Constraints Do not reduce RCIC availability below that required for rod drop frequency for FSAR justifications. Must maintain RCIC availability to respond to frequent transients that initiate MSIV isolation. RCIC availability will be reduced.
-

Table A-2 VALUE IMPACT SUMMARY FORM (Continued)

Form 3 (1 of 4)

VI Item Title A.1 Separation of HPCI and RCIC Initiation Levels.

Alternative Identification Alternative 1: Raise RCIC Initiation Level; keep the HPCI level the same.

Incremental Attributes Relative to Base Case

Accidental Radiation to the Public

3.1 Risk -2.5×10^{-4} F/yr Upper Est. -5×10^{-4} Lower Est. -1×10^{-4}
3.2 Population Dose NA person-rem Upper Est. _____ Lower Est. _____

Accident Radiation to the Workers

3.3 Probability 0.75×10^{-5} /yr Upper Est. 3×10^{-5} Lower Est. 5×10^{-6}
3.4 Population Dose 5×10^3 person-rem Upper Est. 1×10^4 Lower Est. 2×10^3
Worker accident risk is 4×10^{-2} p-r/yr.

Routine Radiation to the Public

3.5 Population Dose NA person-rem Upper Est. _____ Lower Est. _____
3.6 Hazardous Material Discharge None on routine basis

Table A-2 VALUE IMPACT SUMMARY FORM (Continued)

Form 3 (2 of 4)

VI Item Title A.1 Separation of HPCI and RCIC Initiation Levels.

Alternative Identification Alternative 1: Raise RCIC Initiation Level; keep the HPCI level the same.

Incremental Attributes Relative to Base Case

3.7	Study Costs	<u>20K</u>	Upper Est.	<u>30K</u>	Lower Est.	<u>13K</u>
3.8	Design Costs	<u>800</u>	Upper Est.	<u>1.2K</u>	Lower Est.	<u>500</u>
3.9	Component Costs	<u>600</u>	Upper Est.	<u>1K</u>	Lower Est.	<u>400</u>
3.10	Labor Costs	<u>3520</u>	Upper Est.	<u>6K</u>	Lower Est.	<u>3K</u>
3.11	Documentation	<u>16000</u>	Upper Est.	<u>20K</u>	Lower Est.	<u>10K</u>
3.12	Design Review	<u>400</u>	Upper Est.	<u>800</u>	Lower Est.	<u>300</u>
3.13	Licensing Approval	<u>0</u>	Upper Est.		Lower Est.	
3.14	Quality Assurance	<u>400</u>	Upper Est.	<u>500</u>	Lower Est.	<u>300</u>
3.15	Plant Outage Attributable to Alternative	<u>0</u>	hrs. Upper Est.		Lower Est.	
3.16	Plant Outage Cost Attributable to Alternative	<u>0</u>	\$ Upper Est.		Lower Est.	

Table A-2 VALUE IMPACT SUMMARY FORM (Continued)

Form 3 (3 of 4)

VI Item Title A.1 Separation of HPCI and RCIC Initiation Levels.

Alternative Identification Alternative 1: Raise RCIC Initiation Level; keep the HPCI level the same.

Incremental Attributes Relative to Base Case

Plant Thermal Efficiency Associated with Alternatives

3.17 % 0 Upper Est. _____ Lower Est. _____

Plant Availability Associated with Alternative

3.18 % -0.03 Upper Est. _____ Lower Est. _____

Rate Structure Associated with Alternative

3.19 0 mills/hw-hr. Upper Est. _____ Lower Est. _____

Licensability Associated with Alternative

3.20 Fuel Load Date 0 Commercial Operation _____

Risk to Capital Investment Associated with Alternative

3.21 - \$15K \$/plant-year Upper Est. _____ Lower Est. _____

Table A-2 VALUE IMPACT SUMMARY FORM (Continued)

Form 3 (4 of 4)

VI Item Title A.1 Separation of HPCI and RCIC system Initiation Levels.

Alternative Identification Alternative 1: Raise RCIC Initiation Level; keep the HPCI level the same.

Incremental Attributes Relative to Base Case

Financial Public Risk Associated with Alternative

3.22 165 \$/plant-year Upper Est. 300 Lower Est. 100

Financial Worker Risk Associated with Alternative

3.23 Neg. \$/plant-year Upper Est. Lower Est.

* ITEM A-1 に対する Attribute Vector (A_j)

Attributes	Alternatives		
	1	2	3
Public Radiological Accident Risk (fatalities/plant-year)	-2.5×10^{-4}	-6×10^{-5}	-2.2×10^{-4}
Worker Radiological Accident Risk (person-rem/plant year)	-4×10^{-2}	-9×10^{-3}	-9×10^{-3}
Direct Costs (dollars)	4.2×10^4	5.0×10^4	3.6×10^4
Plant Availability (percent/plant-year)	-0.03	0	0
Risk to Capital Investment (dollars/plant-year)	-1.5×10^4	-3.6×10^3	-1.5×10^4
Public Financial Risk (dollars/plant-year)	-165	-165	-165

* Conversion matrix (C)

$$C = (-4 \times 10^8 \quad -4 \times 10^4 \quad -1 \quad 1 \times 10^8 \quad -40 \quad -40)$$

* Converted Attribute Vector (D_j)

$$D_j = C \cdot A_j$$

Attributes	Alternatives		
	1	2	3
Public Radiological Accident Risk	-1×10^5	$+2.4 \times 10^4$	$+8.8 \times 10^4$
Worker Radiological Accident Risk	$+1.6 \times 10^3$	$+3.6 \times 10^2$	$+3.6 \times 10^2$
Direct Costs	-4.2×10^4	-5×10^4	-5×10^4
Plant Availability	-3×10^6	0	0
Risk to Capital Investment	$+6 \times 10^5$	$+1.4 \times 10^5$	$+6 \times 10^5$
Public Financial Risk	$+6.6 \times 10^3$	$+6.6 \times 10^3$	$+6.6 \times 10^3$
Total	-2.3×10^6	$+1.2 \times 10^5$	$+6.4 \times 10^5$

(単位: \$)

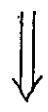
Fig. A-1 Examples of Attribute Vector A_j , Conversion Matrix C and Converted Attribute Vector D_j

Attribute Vector
A



* Order Matrix (Q)

$$Q = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & 0 \end{pmatrix}$$



* Ranked Vector (R_j)

$$R_j = Q A_j$$

REFERENCE ORDERED ATTRIBUTE VECTORS FOR ITEM A.1:
SEPARATION OF HPCI AND RCIC INITIATION LEVELS

Attributes	Alternatives		
	1	2	3
Public Radiological Accident Risk (fatalities/plant-year)	-2.5×10^{-4}	-6×10^{-5}	-2.2×10^{-4}
Worker Radiological Accident Risk (person-rem/plant-year)	-4.0×10^{-2}	-9.0×10^{-3}	-9.0×10^{-3}
Public Financial Risk (dollars/plant-year)	-165	-165	-165
Risk to Capital Investment (dollars/plant-year)	-1.5×10^4	-3.6×10^3	-1.5×10^4
Plant Availability (percent/plant-year)	-0.03	0	0
Direct Costs (dollars)	4.2×10^4	5×10^4	3.6×10^4

Fig. A-2 Examples of Order Matrix Q and Ranked Vector R_j

添付資料 B EEDB (Energy Economic Data Base) の概要

B.1 序論

B.1.1 目的

EEDB (Energy Economic Data Base) プログラムの目的は、原子力及び在来火力発電所の技術及びコスト情報を定期的に更新することである。これらの情報は、原子力及び代替エネルギーの選択を統一的手法で行い、US民間での原子力プログラムを評価し、監視する際 USDOE が利用できるように意図されたものである。

EEDB プログラムの目的を達成するために、データベース自体の統合及び最初の更新 (1978) を行うのが 1 次 のタスクが見られた。次いで、定期的更新を実施するのが 2 次 のタスクが開始された。以後毎年更新作業が行われてきた。

B.1.2 データベースの構成

EEDB には 6 種の原子力発電所 (NPGS: Nuclear Power Generating Station), 7 種の比較用化石燃料 (石炭) 発電所 (FPGS: Fossil Power Generating Station) に関するテクニカルモデルが含まれている。これらの各モデルは、標準の仮想的な "標準都市 (Middletown)" サイトに建設された単基、商業ベースの蒸気発電所に対する、完成した詳細概念設計である。これらの発電所の種類と容量を、Table B.1-1 (6 種の原子力発電所), Table B.1-2 (7 種の火力発電所) に示す。

EEDB には更に、11 種の燃料コストモデルが含まれる。この燃料コストモデルには 6 種の原子力発電所のテクニカルモデル各戸に対する詳細

打質量バラスモデルが含まれている。燃料コストモデルの内容を Table B.1-3 に示す。

これらのプラントに対するテクニカルモデルと資本コストは

- U.S. Department of Energy
- Nuclear Regulatory Agency (NRC) とその前身局
- Energy Research and Development Administration (ERDA)
- Atomic Energy Commission (AEC)

に対し準備された 相対資本コスト評価研究に基づくものである。(この研究は1968年に開始された) その他、種々の政府関連省庁や機構に対する研究が 資本、燃料、運転・保守 (O&M) コストデータに寄与している。

EEQB に関する基礎研究と報告書を Table B.1-4, B.1-5 及び B.1-6 に示す。

最初のデータ更新 (1978) 以来、定期的に、種々のテクニカル及びコストモデルの更新が、種々の詳細度の段階で行われてきた。これらのモデルは要約レベルあるいは詳細レベルで更新されている。更新されるモデルの選択と更新データの詳細度は、更新期間に利用できたデータ量に依存している。Table B.1-7, B.1-8, B.1-9 は EEQB の初期の4回の更新 (78, 79, 80, 81年度) の経過を示している。

B.1.3 データベース報告書

EEQB プログラムの作業結果は各更新期間の末に報告されている。最初の更新 (1978) に続く3回の更新では報告書は

1巻にまとめられた。この方式では、各報告書個々が独立する
ためには内容を重複させる必要があった。

1982年の5度目の更新時から EEDB プログラム報告書は
2巻に分割された。つまり、

1巻: EEDB Program Reference Book

2巻: EEDB Program Update Report

である。

“Reference Book” は 4回目の更新(1981)を通じての経過内容を
記述したものである。これには EEDB の構成と利用に関する
重要な内容説明と指導情報が含まれており、更に、更新に当たって
発展させた重要な参考データと共に4回の更新の内容を補足す
るための研究報告を含んでいる。利用者の便宜のためにこの
Reference Book は修正が5年に1回以上は行われるように
内容が固定されている。

Update Report の目的は定期的更新結果を示すことであり、
テクニカル及び燃料サイクルモジュールに加えられる修正の詳細な記
述を含むものである。各回の更新に対して容易に参照できる標
準形式で新しい Update Report が発行される。およそ、5年
毎に Update Report の蓄積された内容が要約され、Reference
Book にあるそれ以前の EEDB 資料と結合される。

B.1.4 "Reference Book" の構成

Reference Book は 9 節から成り、3 のアール・オブ・命令である。

第 2, 3 及び 4 節は、それぞれ EEDB の説明、データベース中の
テラ = カルモデル及び EEDB 核燃料サイクルモデルを表現して、
EEDB の更新に際しての仮定と基本法則が第 5 節に示される。

第 6, 7 及び 8 節は、それぞれ 資本コスト、燃料コスト及び
運転・保守コストの各モデルを更新する手順を議論する。第 6 節
では、また、EEDB プログラムデータベースに対する テラ = カルモデル、
商品(部品)の量とコスト、及び 手作業とそれらの更新について
議論する。

第 9 節では Reference Book と Update Book の双方に
引用される参照文献リストと共に、EEDB プログラムの使用に
要約と省略の辞書を含む。

B.2. エネルギー経済データベースの説明

B.2.1 データベースの目的、内容、用法。

原子力発電所の経済性は数年にも且り検討され、多くの比較検討が試みられてきた。原子力発電所がその他の発電所と競合し得ると断言する研究者がいる一方で逆の結論を下す人もいた。他のプラントと競合するかどうかなどのような環境で決まるかが明確でないとがしばしばあったため、それらの研究から、広く一般的結論を引出すことは困難である。この不確かさは検討の基本法則や仮定の排反する主張やみまの性、比較されるプラントコストに含まれるべき物量、項目の相違あるいは不統一性のために生ずる。

原子力発電所の経済性を合理的な手法で評価するためには、共通の基準のもとで種々の原子力及びその他の発電所に対する相対エネルギーコストが評価されなければならぬ。

EEDBプログラムはこの目的を実現するものであって、15年間にわたる USDOE, NRC とその前身機関, ERDA 及び AEC のコスト研究から生まれた。

EEDBには、種々の商業ベースにある原子力と比較用石炭火力発電所の

- ・資本コスト
- ・燃料コスト
- ・運転及び保守コスト

が含まれている。

このコスト区分下の比較におけるベースラインコストは、
将来のインフレーション効果のある議論の残る要素や、所有者
のオプションやシステム形状から生ずるコストのような、一様
ではない要素によって影響される。また、仮定や基本法則
は明らかにされ、全ての推定値に同じように適用される。

各々のコスト推定値は、800種のシステム設計記述、1200種の
装置を含む詳細な機器リスト (equipment list) 及び 10,000 行 (133の
材質及び機器の性能、工程時間とコストを含む詳細テクニカル
モデルに基づいてゐる。テクニカルモデルは現状の発電プラント
設計と 50 年以上の発電プラント設計と建設経験に基づいてゐる。
サイト関連要素は、各テクニカルモデルを共通の仮想“標準都市”
サイトに置く法により規格化される。

EEDB 利用者は、データに基づくその他のプラント間の信頼できる
比較を行って良い。それに加えて、ベースラインデータは、資本コスト
の場合に建設期間中に用いた予備費、資金余裕のような要素が
される要素の一様に適用を通じて、比較: 信頼できる寿命サイクル
コストと資金の流入の必要性を明らかにするたかに用いられる。

EEDB のアプローチは、異なる推定結果における “bottom-line”
番号の全ての機器が、特定の番号付けされたシステムにある。は
cost-account の使用によって同定されるので、比較結果の理解を
容易にする。また、同一モデルにおける同じ account 番号に対する
物量のあるはコストの比較によって差異あるは類似性を生む
機器が明らかにされる。結果として、比較されたプラントの差異、類似性
は、コントロールできるあるはコントロールできないコスト、インフレーションコスト、とその他

式り中3にお2外として同定される。

B.2.2 データベースにおけるテクニカル及び燃料サイクルモデルの選択.

B.2.2.1 テクニカルモデル

発電プラントと共に伴う燃料サイクルの選択は USDOE の
目的と存在するコスト情報の有効性に依存する。

発電所の型式は米国の現在ある一は開発技術経験の状況を反映する
ように選択される。現在の技術経験には LWR, 開発技術と
しては増殖炉と軽核炉である。

Cross Section of Nuclear Technology Experience

<u>Current Technology</u> <u>Light Water Reactors</u>	<u>Developing Technology</u> <u>Converters</u> <u>Breeder</u>	
PWR	HTGR	LMFR
BWR	PHWR*	

比較用の発電プラントは以下のように選択される。

Cross Section of Comparison Technology Experiences

<u>Current Technology</u>		<u>Developing Technology</u>
<u>High Sulfur Coal</u>	<u>Low Sulfur Coal</u>	
	500 MWe	Coal Gasification Combined Cycle
	500 MWe District Heating	
800 MWe	800 MWe	
1200 MWe	1200 MWe	

テクニカルモデルは、USDOE の目的に合致するよう時期に
応じて EEDB に追加される。EEDB から除外されることはない。

224

B.2.2.2 燃料サイクル

燃料サイクルは、原子力発電所に対して最新の技術と経験を振り返りながら EEDB によって選択される。LWR と転換炉は、“once-through” とリサイクルの燃料サイクルモデルが与えられる。増殖炉にはプルトウリウムリサイクル燃料サイクルモデルが与えられる。

B.2.3 データベースの構成

データベースは Table B.1-1, B.1-2 に表示されている発電プラントについての以下の5項目から構成される。

- テクニカル（概念設計）モデル
- 資本コストモデル
- 燃料サイクル、燃料コストモデル
- 運転・保守コストモデル
- バックアップデータファイル

B.2.3.1 テクニカルモデル

テクニカルモデルはデータベースに含まれるプラントの詳細説明がある（要約した概念説明であり、Table B.1-3 に示したベースデータ研究報告書に基づくものである）。

これは、資本コストモデルに見られる詳細度のレベルの基本を与え、結果としてデータベースで報告される比較結果の精度のレベルを決定している。各テクニカルモデルには以下の項目が含まれる。

- 熱サイクルダイアグラム
- 主要なシステムフローダイアグラム
- 電気機械ラングダイアグラム

- d プロットプラン
- e 主要な建物の機器配置図
- f 詳細機器リスト
- g システム説明

詳細機器リストの改訂が データベースのテクニカルモデルを更新する方法である。
データベース研究でのダイアグラム、プラン及び配置図は機器リスト改訂の補足
のための資料としての役割を持つ。要約して システム説明と共に、図への
コピーが Table B.1-3 の文庫にある。

B.2.3.1.1 機器リスト

詳細機器リストは PEGASUS^(註) (Power Plant Economic Generator
and Scale-Up System) への入力データである。

PEGASUS では U.S. AEC の EAF = NUS Corporation of Rockville, MD
が開発した基本要素コード (basic Code-of-Account) から導出
された拡張要素コードが用いられる。

PEGASUS は プラント設計に用いられる機器と材質と物量と記す
技術データを 表示する。これは 機器リストの要素に ほぼ 定められた
標準形式の 小規模仕様を用いて 達成される。小規模仕様は 材質
量 (例えば コークリット) を示すには 使われない。Table B.2-1 と B.2-2
に 小規模仕様を 2例 (循環水ポンプとモーター, 中型ボイラ-シ
ャワー) 示す。その他、PEGASUS には、機器と材質の 単位別
データ、工程数データが含まれる。

(註) PEGASUS は United Engineers & Constructors Inc. of
Philadelphia, PA. の 計算ソフト。

また PEGASUS は既知のプラト容量モデルを尺度として種々の容量プラトに對するテクニカルモデルを開發する機能を持つ。

B.2.3.1.2 テクニカルモデルの完成度

機器リストに用ゐらる擴張されたプラト構成要素コードの構造におよぶモデルに投入される詳細レベルが、有効データの量に依りて変化する。従つて、大量の情報に利用される完成度モデルは "nine-digit" レベルに詳細化する。一方やや完成度の低いモデルでは "three-digit" の要約レベルにする。Table B.2-3 に詳細度のレベルの例を示す。最下段の要素 (Table B.2-3 では 9th digit) は機器の特定の技術情報やプラト情報及び材質を記録してゐる項目である。

9th digit 以上のレベルではプラトの情報 (すなわち) 下段の要素から集約され、それらの総合をなして記録される。システムの複雑さあるいは詳細度レベルに依りて、最下段の要素が 5th digit から 9th digit までのレベルで表示される。2つ以上は以上上のテクニカルモデルに共通のシステム、機器、部品は各モデルで同じ要素の識別記号を持つ。例として、循環水システムは常に同じ要素番号を持つてゐる。

原子力発電プラトモデルでは 10,000 行の情報を持つ "9 digit" レベルに詳細化する。比較用発電プラトでは同じ詳細度で 5,000 行の情報を持つてゐる。この差異は主として原子力発電所モデルの複雑さとシステムの冗長性に帰因する。Table B.1-1 と B.1-2 で "A" と "C" は "5 digit" から "9 digit" の詳細階を示し、"B" と "D" は "3 digit" あるいは要約のレベルを示す。

B.2.3.2 資本コストモデル

資本コストモデルは CONCI^(注)CE (CONceptual Construction Investment Cost Estimate) から発展させたものである。

CONCI^(注)CE は資本コストモデルを展開するたに、仲介プログラムを用いて PEGASUS からの広範囲なテクニカルと単位コストデータを用いる。従って PEGASUS のテクニカルモデルを詳細に求めれば可能^(注) CONCI^(注)CE で展開される資本コストモデルは詳細になる。

CONCI^(注)CE は USDOE の CONCEPT コードと同様のものがある。EEDB の定期的更新は Table B.2.4 に示されるように CONCEPT プログラムと関係づけられる。

EEDB は資本経費、部品、機器、投資工数について作用するが、CONCEPT は資本経費のみである。コストデータが同一であれば CONCEPT からの推定コストと EEDB で示されるコストは一致する。EEDB と CONCEPT のデータの比較を行う前に、使用するに当たって決定された、同じデータは、

CONCI^(注)CE では工場での製造コスト、サイトでの作業工数及びサイトでの物量で、テクニカルモデルでの各構成要素の情報も含んでくる。PEGASUS は全基本建設コストに合計される直接経費、間接経費を算出するに使用される。Table B.2.5 は "2-digit" レベルでの BWR の典型的な CONCI^(注)CE 資本コストモデルを示している。必要に応じて CONCI^(注)CE は以下のような経済性解析を行う。

(注) CONCI^(注)CE は United Engineers & Constructors Inc. of Philadelphia, PA の登録ソフト。

- a. 経済性比較 - 同一サイトでの火力, 原子力プラント解析. ポリトは異なる運転日数に挿入. コストは要約 <small>3</small>. (詳細報告 (23-1) とその両方) で算出.
- b. コストパフォーマンス - プログラムは種々の商業的運転日数に資本コストパフォーマンスが与えられる. これは ENR 指標 <small>3</small> は利用者特定のモデル-シナリオや APFUC 率に用いられる. 利用者のパフォーマンスとして詳細/要約報告書が使用される.
- c. コスト分析 - CONCEPT はコストパフォーマンスの他, コスト, 物量の整理機能を持つ. 発電プラントの基本要素である工場での製造, 燃料での作業工数, 燃料での物量に関する軌向分析が可能である.
- d. 資金の流れの分析 - 主に燃料コスト要素のみに注目する資金の流れは入力に変えられる. 例として「他」シナリオや建設の遅れに対する全燃料コストを分析する際に用いられる. これはよりゆるい構成要素によって変えられる.
- e. 軌向分析 - 燃料, 作業工数, 燃料コストと物量の軌向を他のプラントと比べる.
- f. パラメータ分析 - 予備資金, エネルギー, 金利と入力. コスト感度解析を行う. 工程の変動も考慮される.

B.2.3.3 燃料コストモデル

EEDB では 2 つのモデル, すなわち 核燃料サイクルコストと石炭燃料コストモデルを含む. これは以下に示す.

- a. 核燃料サイクルモデルは ウラン鉱石の採掘, 使用済燃料の再処理, 使用済燃料のウラン, プルトニウム, トリウム回収および永久貯蔵の完了した燃料サイクルをカバーする。
- b. 石炭燃料モデルは, 採掘と輸送の両方を含み, 貯蔵, 廃棄はプラント運転・保守モデルに含まれる。

B.2.3.3.1 核燃料

核燃料サイクルコストは EEDB の PFM 法 (Proportionality Factor Method) から展開される。PFM 法は一般に燃料コスト評価についての USAEC, USDOE の手法に準拠したものである。

EEDB の 1 次更新版での燃料サイクルコストは United Engineers との契約に基づいて NWS Competition of Rockville, Maryland で行われ, このコスト評価に基づいている。引続く更新版では同様の手法を用いた最新の報告書でのデータを用いて実施している。

発電に対する核燃料使用の経済性は,

- a. 採掘, プロセス, サービスの直接コストを記入する。
- b. 減価償却資本の流入の増加から導き出される“金利 (interest rate)”により間接費を測定する。

これにより, 評価される。

直接費に対する入力値は吟味され, 原子炉で燃料を利用する前後で費した資金の変化を反映する調整がなされる。正味の直接経費は固定した期間 (通常 1 年) で発生したエネルギー量に比例して償却される。

間接経費は借入金についての金利のように扱われる。

このように金利は借入金や返済にかかるコスト、税金の引当各種の
パラメータを含む複合コストとして考えられる。直接/間接の燃料
サイクルコストは適切な減価率を用いて30年間にわたって平均化
される。

入力される核燃料コスト要素は Table B.2-6 に示される型式で
与えられる。出力にかかるコストは Table B.2-7 のように適切な
指標で30年間で平均された単位エネルギーあたりのコストとして得られる。

B.2.3.3.2 石炭

石炭燃料のコストは採掘、輸送コスト(=別)と与えられる。

貯蔵・廃棄コストは運転・保守モデルに含まれる。

B.2.3.4 運転・保守コストモデル

EEFBの運転・保守(O&M)コストモデルは ORNLで収集
開発された情報に基づく。コスト推定手順には歴史的なコスト経験
に基準と経済性から生じる新しい構成要素と表れる経験式が
適用されている。

ORMコストは ^(註) OMCOSTで算出される。内容は特定の運転の状況や
経験を反映するものでないが、公開、非公開のデータが標準プラントが
現実的であることと保証するものに吟味されている。ガバナンス定式化の際の
要素は、プラント設計、運転員の訓練、個人的motivation、停止計画、
基準設定、運転負荷、検査時間、停止とスタートの回数を表す。

(註) ORNL/TM-6467の手法を用いて ORNLで開発された
計算コード。

Table B.2-8; B.2-9 は原子力、石炭火力発電プラントの標準
格式番号で OMCOST から得られた出力を示す。

B.2.3.5 EEDB バックアップデータファイル

バックアップデータファイルには Table B.1-4 ~ B.1-6 に表示される
文献を含む、更新に用いる情報と文献の全てが含まれている。

EEDB 報告書と管理可能とするために以下の情報は Update Report
から削除されているが、バックアップデータファイルには含まれている。

- a 基本パラメータ要約データ以外の、詳細機巻リストを含む。
テクニカルデータ
- b 3-digit レベル以下の資本コストデータ
- c 文献データ

B.2.4 コストデータ表現へのアプローチ

EEDB Update Report に示される 資本、燃料及び 運転・保守コストは報告書がカバーしている会計年度の 1月1日における一定のドル基準として示す。コストは Table B.2-5 から B.2-9 に示されるような表記法で Update Report に表わされる。

B.2.4.1 資本コストデータに含まれる項目

資本コストは、構成要素コード中の 機器、作業工数、材質のコストとして EEDB に表現されている。これには 特別な運用システムに関する要素は除外されている。Table B.2-10 には除外されたコスト要素が示される。これは、固有のプラントの性質にも所有者の選択に依存するものである。これらのコスト要素は、特に価格の時間変動に関わり、全体に対する大きい割合を占める。これらの Update Report の項目からは除外されている。

EEDB の利用者は 対象プラントの基本建設費に、適切な係数を用いて、これらのコストを含めることができる。所有者依存コストの情報は、他の報告書に記載されている。

A.2.4.2 インフレーション、エスカレーション及びディスカウント率

あらゆる種類の時間変動項目は EEDB プログラムに用いられる。EEDB での用法に従えば、これらの項目は以下に定義される。

- インフレーション率(i) — 経済エでの全ての貨物とサービスの平均価格が上昇する率
- エスカレーション率(e) — インフレーションによる変動に独立に、商品やサービスの価格変化率

○ 実質金利率(r) — 蓄財を促進するために必要なインフレーションを越える率

○ デフラクト率(d) — 減価率

$$d = (1+i)(1+r) - 1$$

○ 平均コスト(CL) — 施設の寿命中の商品(部品)あたりのケースの年平均コスト

資本, 燃料, O&M コストは EEDB では インフレーション率 i ($i > 0$) と仮定して インフレーションに比例しているという基礎で算出されている。資本, O&M コストについては物量の欠乏は無視されるが、石炭, 核燃料コストには顕著に効いてしまう。このためインフレーションに依存した EEDB での真のエクステンション(すなわち資本, O&M コストについては $e = 2\%$, 燃料については $c \geq 2\%$)と仮定されている。

A.24.3 全生涯コストと寿命サイクルコスト

基本となる資本, 燃料及び O&M コストは全生涯コストと寿命サイクルコストを算出するために直接には合計されない。これらの単純総和は、比較検討に有用なデータを提供するだけで、全生涯コストのみは寿命サイクルコストを示す意味は持っていない。

Update Report から全生涯コストと寿命サイクルコストを算出するには除外されている項目やインフレーションの効果を加味する必要がある。

全生涯コストと寿命サイクルコストは EEDB のスコープの範囲を越えてもたない。すなわち、EEDB は、コストの準備の基本となるものである。

全コストを算出する意味ある研究は USDOE に対し ORNL で実施されている。

A.2.4.4 冷却システムと複数基アラート

EEDBに含まれるデータについての頭着は変更は 標準都市の
サイト特有の冷却システムと複数基アラートによって異なる。

これらについての情報は NUREG-0245 と NUREG-0247 に
記載されている。

TABLE B.1-1
ENERGY ECONOMIC DATA BASE
NUCLEAR POWER GENERATING STATIONS

EEDB Model Number	Plant Type	Net Capacity
A1	Boiling Water Reactor Plant (BWR)	1190 MWe
A2	High Temperature Gas Cooled Reactor Plant - Steam Cycle (HTGR-SC)	858 MWe
A3	Pressurized Water Reactor Plant (PWR)	1139 MWe
A4	Pressurized Heavy Water Reactor Plant (PHWR)	1260 MWe
A5	Liquid Metal Fast Breeder Reactor Plant (LMFBR)	1457 MWe
B1	High Temperature Gas Cooled Reactor Plant - Process Steam (HTGR-PS)	150 MWe

A = Detailed Model

B = Summary Model

TABLE B.1-2
ENERGY ECONOMIC DATA BASE
COMPARISON POWER GENERATING STATIONS

EEDB Model Number	Plant Type	Net Capacity
C1	Comparison High Sulfur Coal Plant (HS12)	1240 MWe
C2	Comparison High Sulfur Coal Plant (HS8)	795 MWe
C3	Comparison Low Sulfur Coal Plant (LS12)	1244 MWe
C4	Comparison Low Sulfur Coal Plant (LS8)	795 MWe
D1	Comparison Coal Gasification Combined Cycle Plant (CGCC)	630 MWe
D2	Comparison Low Sulfur Coal Plant (LS5)	480 MWe
D3	Comparison Low Sulfur District Heating/Cogeneration Coal Plant (LS5-D/H)	360 MWe

C = Detailed Model

D = Summary Model

TABLE B-1-3

ENERGY ECONOMIC DATA BASE

NUCLEAR FUEL CYCLE MASS FLOW MODELS

<u>Model No.</u>	<u>Nuclear Plant</u>	<u>NASAP[#] Reactor Fuel Type Identification</u>	<u>Raw Data Source</u>
A1 [@]	BWR	Same as PWR*	
A1	BWR	Same as PWR*	
A2 [@]	HTGR	HTGR-U5/U/Th-20X-T (Once-through)	CAC
A2	HTGR	HTGR-U5(DE)/U/Th-20X (Recycle)	CAC
A3 [@]	PWR*	PWR-U5(LE)/U-T (Once-through)	CE
A3	PWR*	PWR-U5(LE) + Pu(RE)/U (Recycle)	CE
A4	PIWR	PIWR-U5(HAT)/U-T (Once-through)	CE
A4 [@]	PIWR	PIWR-U5(SE)/U-T (Once-through)	CE
A4	PIWR	PIWR-U5(DE)/U/Th-20X (Once-through)	ANL
A5	LMFBR	LMFBR-Pu/U/U-U-IT	HEDL
A5	LMFBR	LMFBR-Pu/U/Th/Th-IT	ANL

LEGEND

ANL Argonne National Laboratory
 CE Combustion Engineering, Inc.
 CAC General Atomic Company
 HEDL Hanford Engineering Development Laboratory

NOTES:

- [#] Nonproliferation Alternative Systems Assessment Program¹²
- * PWR data is used for all BWR fuel cycle costs through the Fourth Update (1981) of the EEDB.
- @ Once-through cycles are reported through the Fourth Update (1981) of the EEDB to reflect actual practice

B-20

37

TABLE B-1-4
ENERGY ECONOMIC DATA BASE

TECHNICAL AND CAPITAL COST MODELS BASE DATA STUDIES AND REPORTS
NUCLEAR POWER GENERATING STATIONS

EEDB Model Number	Model Type	Base Data Study or Report
A1	BWR	Commercial Electric Power Cost Studies - Capital Cost - Boiling Water Reactor Plant (NUREG-0242, COO-2477-6)6b
A2	HTGR-SC	The HTGR for Electric Power Generation - Design and Cost Evaluation (Gas Cooled Reactor Associates - GCRA/AE/78-1)25
A3	PWR	Commercial Electric Power Cost Studies - Capital Cost - Pressurized Water Reactor Plant (NUREG-0241, COO-2477-5)6a
A4	PHWR	Conceptual Design of a Large PHWR for U.S. Siting (Combustion Engineering, Inc. - CEND-379)26
A5	LMFBR	HSSS Capital Costs for a Mature LMFBR Industry and Addendum (Combustion Engineering, Inc. - CE-FBR-78-532 & CE-ADD-80-3)107,28
B1	HTGR-PS	1170 MWe HTGR Steamer Cogeneration Plant - Design and Cost Study (UE&C/DOE - 800716)27

TABLE B-1-4
ENERGY ECONOMIC DATA BASE

TECHNICAL AND CAPITAL COST MODELS BASE DATA STUDIES AND REPORTS
COMPARISON POWER GENERATING STATIONS

EEDB Model Number	Model Type	Base Data Study or Report
C1	HS12	Commercial Electric Power Cost Studies - Capital Cost - High and Low Sulfur Coal Plants - 1200 MWe (Nominal) (NUREG-0243, COO-2477-7)6c
C2	HS8	Commercial Electric Power Cost Studies - Capital Cost - Low and High Sulfur Coal Plants - 800 MWe (Nominal) (NUREG-0244, COO-2477-8)6d
C3	LS12	Same as EEDB Model C1
C4	LS8	Same as EEDB Model C2
D1	CCCC	Study of Electric Plant Applications for Low Btu Gasification of Coal for Electric Power Generation (FE-1545-TK59)9
D2	LS5	An Assessment of New Coal-Fueled, Cogeneration Power Plants for Electricity Production and Hot Water, District Heating (ORNL/TM-6830/P8)35
D3	LS5-0/11	Same as EEDB Model D2

238

TABLE B.1-5

ENERGY ECONOMIC DATA BASE
FUEL COST MODELS
BASE DATA STUDIES AND REPORTS

TABLE B.1-6

ENERGY ECONOMIC DATA BASE
OPERATING AND MAINTENANCE COST MODELS
BASE DATA STUDIES AND REPORTS

EEDB Model Number	Model Type	Base Data Study or Report
A1	BWR	a. Commercial Electric Power Cost Studies - Fuel Supply Investment Cost: Coal and Nuclear (NUREG-0246, COO-2477-10)6f b. Commercial Electric Power Cost Studies - Total Generating Costs: Coal and Nuclear Plants (NUREG-0248, COO-2477-12)6h c. Fuel Cycle Cost Projections (NUREG/CR-0141)11 d. Fuel Cost Estimates for LWR, HTGR, CANDU Type HWR, LMFBR and CCFR (NUS-3190)10a
A2	HTGR-SC	
A3	PWR	
A4	PHWR	
A5	LMFBR	
B1	HTGR-PS	Same as "a" and "b" above
C1	HS12	
C2	HS8	
C3	LS12	
C4	LS8	
D2	LSS	Study of Electric Plant Applications for Low Btu Gasification of Coal for Electric Power Generation (FE-1545-59)9
D3	LSS-D/H	
D1	CGCC	

EEDB Model Number	Model Type	Base Data Study or Report
A1	BWR	A Procedure for Estimating Nonfuel Operating and Maintenance Costs for Large Steam-Electric Power Plants; ORNL/TM-646718
A2	HTGR-SC	Guidelines for Estimating Nonfuel Operating and Maintenance Costs for Alternative Nuclear Power Plants; ORNL/TM-686019
A3	PWR	Same as Model A1
A4	PHWR	Same as Model A2
A5	LMFBR	Same as Model A2
B1	HTGR-PS	Same as Model A2
C1	HS12	Same as Model A1
C2	HS8	Same as Model A1
C3	LS12	Same as Model A1
C4	LS8	Same as Model A1
D1	CGCC	Same as Model A1
D2	LSS	Same as Model A1
D3	LSS-D/H	Same as Model A1

B-22

TABLE B.1-7

ENERGY ECONOMIC DATA BASE
 TECHNICAL MODEL UPDATE HISTORY
 NUCLEAR POWER GENERATING STATIONS

Plant Type	Net Capacity (MWe)	EEDB Model* Number			
		Initial Update (1978)	2nd Update (1979)	3rd Update (1980)	4th Update (1981)
Boiling Water Reactor Plant (BWR)	1190	A1	A1	A1	A1
High Temperature Gas Cooled Reactor Plant (HTGR)	1330	A2	A2	--	--
High Temperature Gas Cooled Reactor Plant - Steam Cycle (HTGR-SC)	858	--	--	A2#	A2
Pressurized Water Reactor Plant (PWR)	1139	A3	A3	A3	A3
Pressurized Heavy Water Reactor Plant (PHWR)	1162	A4	A4	--	--
Pressurized Heavy Water Reactor Plant (PHWR)	1260	--	--	A4#	A4
Gas Cooled Fast Reactor Plant (GCFR) [ⓐ]	917	B1	B1	--	--
High Temperature Gas Cooled Reactor Plant - Process Steam (HTGR-PS)	150	--	--	B1#	B1
Liquid Metal Fast Breeder Reactor Plant	1390	B2	--	--	--
Liquid Metal Fast Breeder Reactor Plant	1457	--	A5#	A5	A5

*1: A = Detailed Level Update

B = Summary Level Update

#1: Indicates previous model replacement

ⓐ: GCFR model is deleted from the data base in the Third Update (1980)

TABLE B.1-8

ENERGY ECONOMIC DATA BASE
 TECHNICAL MODEL UPDATE HISTORY
 COMPARISON POWER GENERATING STATIONS

Plant Type	Net Capacity (MWe)	EEDB Model* Number			
		Initial Update (1978)	2nd Update (1979)	3rd Update (1980)	4th Update (1981)
Comparison High Sulfur Coal Plant (HS12)	1232 1240	C1 --	C1 --	C1 --	-- C1
Comparison High Sulfur Coal Plant (HS8)	795	C2	C2	C2	C2
Comparison Low Sulfur Coal Plant (LS12)	1243 1244	C3 --	C3 --	C3# --	-- C3
Comparison Low Sulfur Coal Plant (LS8)	802 795	C4 --	C4 --	C4# --	-- C4
Comparison Coal Gasification Combined Cycle Plant (CCCG)	630	D1	D1	D1	D1
Comparison Low Sulfur Coal Plant (LS5)	480	--	--	--	D2
Comparison Low Sulfur District Heating Cogeneration Coal Plant (LS5-D/H)	360	--	--	--	D3

*1: C = Detailed Model

D = Summary Model

#1: Added flue gas cleaning to technical model

TABLE B-1-9
ENERGY ECONOMIC DATA BASE
NUCLEAR FUEL CYCLE MODEL UPDATE HISTORY

Nuclear Plant	NASAP [#] Reactor Fuel Type Identification	Raw Data Source	Initial Update	2nd, 3rd & 4th Updates
HTGR [@]	HTGR-U5/U/Th-20%T (Once-through)	GAC	X	X
HTGR	HTGR-U5(DE)/U/Th-20% (Recycle)	GAC	X	
PWR ^{*@}	PWR-U5(LE)/U-T (Once-through)	CE	X	X
PWR*	PWR-U5(LE) + Pu(RE)/U (Recycle)	CE	X	
PHWR	PHWR-U5(HAT)/U-T (Once-through)	CE	X	
PHWR [@]	PHWR-U5(SE)/U-T (Once-through)	CE	X	X
PHWR	PHWR-U5(DE)/U/Th-20% (Once-through)	ANL	X	
GCFR ⁺	GCFR-Pu/U/U/U	GAC	X	
GCFR ⁺	GCFR-Pu/U/Th/Th	GAC	X	
LMFBR	LMFBR-Pu/U/U/U-HT	HEDL	X	X
LMFBR	LMFBR-Pu/U/Th/Th-HT	ANL	X	

LEGEND

ANL. Argonne National Laboratory
 CE Combustion Engineering, Inc.
 GAC General Atomic Company
 HEDL Hanford Engineering Development Laboratory

NOTES:

- # Nonproliferation Alternative Systems Assessment Program 12
- * PWR data is used for all MWR fuel cycle costs through the Fourth Update (1981) of the EEDB.
- @ Once-through cycles are reported through the Fourth Update (1981) of the EEDB to reflect actual practice.
- + GCFR model is deleted from the data base in the Third Update (1980).

TABLE B-2-1

ENERGY ECONOMIC DATA BASE

MINI-SPECIFICATION - CIRCULATING WATER PUMP
(Cont Table 01/80)

PROG. CH-711 (PE0030)

EQUIPMENT LIST - REPORT 1

MODEL 148 - 1129 HVE/2129 HWT PWR - 2.5 IN HQ AV - MIDDLETOWN, USA

ACCOUNT NUMBER	ITEM	DESCRIPTION
262.1211	CIRCULATING WATER PUMP/MTR	
262.12111	CIRC WATER PUMP	QUANTITY - 4 X 25 PCT TYPE - MIXED FLOW ORIENTATION - VERTICAL FLOW RATE - 147,500 GPM SPEED - 320 RPM TDH - 105 FT DHP - 4.114 HP HPSH - 30 FT EFFICIENCY - 88.6 PCT DESIGN PRESS - 150 PSIA DESIGN TEMP - 100 F MATERIAL - NI-RESIST COL. AND BOVL S.S. IMPELLER SAFETY CLASS - IHS SEISMIC CAT. - NONE DESIGN CODE -
262.12112	CIRC WATER PUMP MOTOR	QUANTITY - 4 X 25 PCT TYPE - AC INDUCTION HORSEPOWER - 8,000 HP SPEED - 320 RPM VOLTAGE - 12.2 KV, 3 PHASE, 60 HZ

TABLE B-2-2

ENERGY ECONOMIC DATA BASE

MINI-SPECIFICATION - CIRCULATING WATER PUMP SWITCHGEAR
(Cont Table 01/80)

PROG. CH-711 (PE0030)

EQUIPMENT LIST - REPORT 1

MODEL 148 - 1129 HVE/2128 HWT PWR - 2.5 IN HQ AV - MIDDLETOWN, USA

ACCOUNT NUMBER	ITEM	DESCRIPTION
241.2131	NON-CLASS 1E 4.16 KV	TWO 4.16 KV BUSES CONSISTING OF INDUOR METAL CLAD SWITCHGEAR : NOMINAL VOLTAGE : 5 KV NOMINAL MVA CLASS : 350 MVA CONTINUOUS CURRENT - INCOMING LINE ACB : 1200 A FEEDER ACB : 1200 A BUS : 1200 A RATED SHORT CIRCUIT CURRENT : 41000 A. RMS @ 4.76 KV INTERRUPTING TIME : 6 CYCLES CLOSING AND LATCHING CAPABILITY : 78000 A. RMS QUANTITIES - INCOMING LINE : 4 FEEDER : 17 SPACE : 2 PT COMP'S : 2 EACH BUS IS COMPLETE WITH WEYERING, PROTECTIVE RELAYING, AND CONTROL LOGIC

TABLE B.2-3

ENERGY ECONOMIC DATA BASE

CODE OF ACCOUNTS
EXAMPLE OF LEVELS OF DETAIL

<u>No. of Digits</u>	<u>No. of Account</u>	<u>Name of Account</u>	<u>Function/Level</u>
1	2	Direct Costs	Total/"Bottom Line"
2	26	Main Condenser Heat Rejection System	Name/Account
3	262	Mechanical Equipment	Name/Sub-Account
4	262.1	Heat Rejection System	Name/System
5	262.15	Main Cooling Tower Make-up and Blowdown System	Name/Sub-System
6	262.151	Make-up Water System	Name/Sub-Sub-System
7	262.1511	Rotating Machinery	Class/Equipment Category
8	262.15111	Make-up Pump and Motor	Class/Equipment Sub-Category
9	262.151111	Make-up Pump	Class/Component

TABLE B.2-4

ENERGY ECONOMIC DATA BASE

RELATIONSHIP OF "CONCEPT" TO "CONCEPT"

<u>"CONCEPT" PROGRAM EVOLUTION</u>		<u>DATA BASE INCORPORATED INTO "CONCEPT" PROGRAM</u>
<u>Year of Publication</u>	<u>Name</u>	
1971	CONCEPT I	EXPERIMENTAL VERSION
1973	CONCEPT II ¹⁾	WASH 1230
1974 (Unpublished)	CONCEPT III	WASH 1345
1975	CONCEPT IV	WASH 1345 MODIFIED
1978/1979	CONCEPT V	HUREG 0241 THROUGH 0248 AND EEDB-I (1978)
1981 (Unpublished)	CONCEPT VI ²⁾	EEDB-II (1979), EEDB-III (1980) AND EEDB-IV (1981)

- Notes: 1. The numbers used in CONCEPT II are those developed in WASH 1230, and similarly for each succeeding CONCEPT.
2. CONCEPT V cost models are revised annually as EEDB updates are completed and released.

TABLE B.2-5

ENERGY ECONOMIC DATA BASE (EEDB)
 UNITED ENGINEERS & CONSTRUCTORS INC.
 EXAMPLE OF TWO-DIGIT LEVEL COST ESTIMATE
 1190 MW Boiling Water Reactor

SUBMARY PAGE - 1

PLANT CODE 201	COST BASIS C780					
ACCT NO	ACCOUNT DESCRIPTION	FACTORY EQUIP. COSTS	SITE LABOR HOURS	SITE LABOR COST	SITE MATERIAL COST	TOTAL COSTS
20	LAND AND LAND RIGHTS				2,614,000	2,614,000
21	STRUCTURES & IMPROVEMENTS	5,948,078	88229 MI	19,194,472	62,838,419	187,879,189
22	REACTOR PLANT EQUIPMENT	142,958,989	2947200 MI	45,824,161	12,239,234	200,719,364
23	TURBINE PLANT EQUIPMENT	129,929,083	2411597 MI	40,221,462	7,984,066	178,114,611
24	ELECTRIC PLANT EQUIPMENT	22,968,120	232879 MI	29,781,797	9,306,766	62,074,773
25	MISCELLANEOUS PLANT EQUIP	4,008,121	483240 MI	7,408,770	1,883,438	18,528,317
26	MAIN COOL HEAT REJECT SYS	20,748,711	487385 MI	7,029,312	1,760,782	29,544,809
	TOTAL DIRECT COSTS	332,611,226	17321227 MI	249,134,978	98,315,923	679,812,123
91	CONSTRUCTION SERVICES	49,907,710	2851800 MI	41,028,600	38,451,000	126,388,310
92	HOME OFFICE ENGRG. SERVICE	158,465,100				158,465,100
93	FIELD OFFICE ENGRG. SERVICE	70,812,400			2,744,800	73,557,200
	TOTAL INDIRECT COSTS	278,984,210	2851800 MI	41,028,600	38,197,800	368,209,310
	TOTAL BASE COST	609,117,628	20173027 MI	290,163,578	136,513,723	1,038,821,433

TABLE B.2-6
 ENERGY ECONOMIC DATA BASE
 INPUT NUCLEAR FUEL COST COMPONENTS
 No Recalculation
 Constant January 1, 1980 Dollars

Effective Date: January 1, 1980
 (1) System: PWR-US (E) 70-T
 Start Up: January 1, 1982

SIGNIFY OF INPUT QUANTITIES BY CALENDAR YEAR (FIVE YEAR PERIODS)

Account No.	Account Description	Units	1981	1992	1993	2002	2007	2012	2017
.10	Initial Fuel Loaded	1/200							
.11	Uranium Supply	1/200							
.111	U ₃ O ₈ Supply	1/10 U ₃ O ₈	43	43	44.1	53.4	64.4	78.4	88.2
.112	UFG Conversion Services	1/200 lb U ₃ O ₈	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7	5.7
.113	Enrichment Services	1/200	99	105.6	116.7	123.2	124.3	123.2	122.1
.114	Duplated U Supply	1/200							
.12	Plutonium Supply	Parity value							
.13	U-233 Supply	Parity value							
.14	Thorium Supply	1/200							
.20	Fabrication	1/200	132	134.2	134.2	134.2	133.1	132	135.3
.21	Core Fabrication	1/200							
.22	axial Blanket Fabrication	1/200							
.23	Radial Blanket Fabrication	1/200							
.30	Shipping to Temporary Storage	1/200							
.40	Temporary Storage	1/200							
.50	Shipping to Repository	1/200	24.5	24.2	22	22	19.8	19.8	17.6
.60	Disposal of Spent Fuel	1/200	140.8	140.8	140.8	140.8	140.8	140.8	140.8

(1) See Table B-1 for System Designation

244

TABLE B.2-7

Effective Date: January 1, 1980
 (1) System: AVE-01 (1.5) U-1
 Start Up: January 1, 1980

ENERGY ECONOMIC DATA BASE
 OUTPUT NUCLEAR FUEL COST COMPONENTS
 No Recalculation
 Constant January 1, 1980 Dollars

Account No.	Account Description	OUTPUT QUANTITIES, 30-YEAR LEVELIZED 1/HR		
		Direct Cost	Indirect Cost	Total Cost
.00	Total	.66	0.04	0.70
.10	Initial Fuel Loaded			
.11	Uranium Supply			
.111	U ₃ O ₈ Supply	0.33	0.03	0.36
.112	U ₃ Conversion Services	0.01	0.00	0.01
.113	Enrichment Services	0.11		0.11
.114	Depleted U Supply			
.12	Plutonium Supply			
.13	U-233 Supply			
.14	Thorium Supply			
.20	Fabrication	0.06	0.0	0.06
.21	Cake Fabrication			
.22	Axial Blanket Fabrication			
.23	Radial Blanket Fabrication			
.30	Shipping to Temporary Storage			
.40	Temporary Storage			
.50	Shipping to Repository	0.01	(0.00)	0.01
.40	Disposal of Spent Fuel	0.00	(0.01)	0.03

(1) See Table 6-13 for System Designation.

TABLE B.2-8

ENERGY ECONOMIC DATA BASE

SUMMARY OF ANNUAL NONFUEL OPERATION AND MAINTENANCE COSTS FOR (PWR) NUCLEAR PLANT

SUMMARY OF ANNUAL NONFUEL OPERATION AND MAINTENANCE COSTS
 FOR BASE-LOAD STEAM-ELECTRIC POWER PLANTS IN 1980.0

PLANT TYPE IS PWR
 WITH EVAPORATIVE COOLING TOWERS
 NUMBER OF UNITS PER STATION 1
 THERMAL INPUT PER UNIT IS 3412. MWT
 PLANT NET HEAT RATE 10221.
 PLANT NET EFFICIENCY, PERCENT 33.38
 EACH UNIT IS 1109. MWE NET RATING
 ANNUAL NET GENERATION, MILLION KWH 6989.
 WITH A PLANT FACTOR OF 0.70

STAFF, \$1000/YR	507	(507 PERSONS AT \$23023.0)
MAINTENANCE MATERIAL, \$1000/YR	2201.	
FIXED	2201.	
VARIABLE	0.	
SUPPLIES AND EXPENSES, \$1000/YR	2389.	
FIXED	2082.	
VARIABLE	307.	
INSURANCE AND FEES, \$1000/YR	294.	
COMM. LIAB. INST.	344.	
GOV. LIAB. INST.	22.	
RETROSPECTIVE PREMIUM	7.	
INSPECTION FEES & EXPENSES	121.	
ADMIN. AND GENERAL, \$1000/YR	2549.	
TOTAL FIXED COSTS, \$1000/YR	10302.	
TOTAL VARIABLE COSTS, \$1000/YR	307.	
TOTAL ANNUAL O & M COSTS, \$1000/YR	10609.	
FIXED UNIT O & M COSTS, MILLS/KWH(E)	2.38	
VARIABLE UNIT O & M COSTS, MILLS/KWH(E)	0.07	
TOTAL UNIT O & M COSTS, MILLS/KWH(E)	3.05	

TABLE B.2-9

ENERGY ECONOMIC DATA BASE

SUMMARY OF ANNUAL NONFUEL OPERATION AND MAINTENANCE COSTS FOR (BS12) COAL PLANT

SUMMARY OF ANNUAL NONFUEL OPERATION AND MAINTENANCE COSTS FOR BASE-LOAD STEAM-ELECTRIC POWER PLANTS IN 1980.0

PLANT TYPE IS COAL WITH EVAPORATIVE COOLING TOWERS WITH FGD SYSTEMS	
NUMBER OF UNITS PER STATION 1	
THERMAL INPUT PER UNIT IS 3298. MWT	
PLANT NET HEAT RATE 9134	
PLANT NET EFFICIENCY, PERCENT 37.36	
EACH UNIT IS 1232. MWE NET RATING	
ANNUAL NET GENERATION, MILLION KWH 7560.	
WITH A PLANT FACTOR OF 0.70	
STAFF, \$1000/YR	7012 (240 PERSONS AT \$27096.)
MAINTENANCE MATERIAL, \$1000/YR	4864.
FIXED	3235.
VARIABLE	669.
SUPPLIES AND EXPENSES, \$1000/YR	1694.
FIXED	457.
VAR. - PLANT	12428.
- ASH & FGD SLUDGE	
ADMIN. AND GENERAL, \$1000/YR	1101.
TOTAL FIXED COSTS, \$1000/YR	12307.
TOTAL VARIABLE COSTS, \$1000/YR	14555.
TOTAL ANNUAL O & M COSTS, \$1000/YR	26862.
FIXED UNIT O & M COSTS, MILLS/KWH(E)	1.60
VARIABLE UNIT O & M COSTS, MILLS/KWH(E)	1.93
TOTAL UNIT O & M COSTS, MILLS/KWH(E)	3.53

HEATING VALUE OF COAL, BTU/LB	11026.
COAL BURNED, TONS/YEAR	3131333.
PERCENT ASH	11.60
COST OF ASH DISPOSAL, \$/TON	4.34
PERCENT SULFUR	3.50
SULFUR (ORIGINAL), TONS/YR	109597.
TONS LIMESTONE PER TON SULFUR	4.00
TONS/YEAR LIMESTONE	438287.
COST OF LIMESTONE, \$/TON	12.10
COST OF SLUDGE DISPOSAL, \$/DRY TON	14.52

TABLE B.2-10
ENERGY ECONOMIC DATA BASE

COST BASES FOR POWER PLANT CAPITAL COST ESTIMATES

Include:

- Site Characteristics - Middletown, USA
- Code of Accounts - HUS-531 (Expanded)
- Detailed Statement of Work
- Cost Data
- Applicable Regulations
- Applicable Codes & Standards
- Plant Design Description

Exclude:

- Owner's Cost (Consultant, Site Selection, Land, etc.)
- Fees and Permits (Federal, State, Local)
- Federal, State and Local Taxes
- Allowance for Funds Used During Construction
- Escalation
- Contingency
- Owner's Discretionary Items
 - Switchyard and Transmission Costs
 - Generator Step-up Transformer
 - Waste Disposal Costs
 - Spare Parts
 - Initial Fuel Supply
 - Nuclear Liability and Other Insurance
 - Special Coolant Initial Inventory (e.g. helium for HTGR, heavy water for PHWR and sodium for LMFBR)

R-29

添付資料-C FBRの原子炉施設に関する詳細な経済性データ

現在、入手可能と思われるFBRの最も詳細な経済性データは、EEDB-VIに含まれているデータである。

本資料は、EEDB-VIのFBRの経済性モデルの原型である経済性データ*についてまとめたものである。

対象プラントは、電気出力1450MWe、ループ型炉で、4ループで構成されている。これは、PLBRの概念設計（GE, WH, AI社による出力1000MWe級のFBR）をもとにして、CE社が設計したFBRである。

本資料では、初めに対象プラントの概要、他のプラントとの経済性の比較について記し、使用された詳細なコストモデルと機器リストを示す。

* CE-FBR-78-532

NSSS Capital Cost for a Mature FBR Industry

CE社 Oct. 1978

1) はじめに.

商用LMFBR(目標プラント)の概念設計とNSSSの経済性データが, DOEとの契約の下に開発された。この目的は, 技術的な経済性データ, 燃料サイクルの経済性データ及び運転とメンテナンスの経済性データを周期的に更新してDOEに供給することである。この研究は, OE&CのEnergy Economic Data Base (EEDB)プログラムのPhase I, Task 3Bを援助するものである。

LMFBRの資本費に関する過去の評価では, 高温と多くの工学的設備が伴ったために, 同出力のLWRより高価であると考えられてきた。LMFBRは, 燃料サイクル費が安いので, 熱中性子炉に比べて資本費の増加を緩和することが出来る。

したがって, 鍵となることは, 許容できるLMFBRのコストの上昇と安全で信頼しうるプラントのための許容できる増加以内に資本費を減らすための必要な方法である。

安全で信頼しうるプラントの経済的成立性に鑑み, この研究の主な目的は次の通りである。

- 。 目標プラントのNSSSの資本費の評価を行なうこと
- 。 プラントの安全性と信頼性を損なわず, 大きな節約ができる領域を同定すること
- 。 プラントの最適化のための基礎を確立すること

CE社が多大な労力をはらって, ループ型商用LMFBR(目標プラント)の設計と開発を行なった。4ループ, 3800MWt

(1390 MWe) の目標プラントを, CRBRP の合理的な外挿として設計を行ない, C-E システム 80 との比較及び直接費が受け入れられた。プラントの 4 ループ化により, 同じような機器と配管により, 3 ループ (1040 MWe) にスکیلダウンすることもできる。目標プラントの主要な NSSS のパラメータを表 C-1 に示す。

目標プラントの原子炉容器は内径 27 ft, 高さ 49 ft で CRBRP の容器より少し大きい。原子炉容器上部の 3 つの回転プラグにより, 燃料交換が行なえる。4 つの熱輸送ループは, 原子炉容器から中間熱交換器 (IHX) へ放射化したナトリウムを循環させる 1 次ループと IHX から蒸気発生器へ放射化したナトリウムを循環させる中間ナトリウムループから成る。

各 1 次系ループは, 950 MWt の熱輸送力をもち, ホットレグに可変速度のポンプ, IHX, 隔離弁および配管継手から成る。各 IHTS は, 内径 184 ft の原子炉格納建屋の中の不活性セルに位置する。

中間熱交換ループ (IHTS) は, コールドレグのポンプ, 膨張タンク, 475 MWt の 2 つの once-through の蒸気発生器, 隔離弁および配管継手からなる。蒸気発生器の管側で流れている水/蒸気は, 蒸気発生器のシェル側に流れている IHTS のナトリウムにより加熱される。

2 つの独立で冗長な補助冷却系 (AHTS) がある。これは, 各々 57 MWt で, 原子炉からの緊急崩壊熱除去を行なう。各々の AHTS のループは, 補助熱交換器を経て, 原子炉容器

から放射化してつない NaK のループへ熱が運ばれる。加熱された NaK は、空冷の熱交換器を通過して循環する。AHTS の 1 次ループは、安全クラス I で、原子炉格納建屋内に位置する。2 次ループは、安全クラス II で、RCB に隣接する耐震カテゴリ I の建屋の中に位置する。

MSSS の他のシステムは、次の通りである。

- 燃料取扱および貯蔵システム
- Na/水 反応防止システム
- 不活性ガス系
- 液体金属貯蔵および純化系
- 機器加熱および温度制御系
- 計測制御システム

経済性データに有用と考えられるプラントの中の特色は、次の通りである。

- 冷却材喪失を最小に食い止め、1 ループ喪失しても炉心冷却を行なうための炉内の逆止弁。要素としてのガードベッセルの必要性が減少する。
- 冷却材喪失を最小にするためのサイフォンブレーカー。炉内の逆止弁と共に、炉内のナトリウムレベルを崩壊熱除去のための最低の安全レベルより上に保てる。ポンプヤード HX のためのガードベッセルは必要としない。
- 進歩した設計として、冗長性のある後備炉停止系により、流量喪失 (loss of flow) 時の自動的な原子炉停止を保証する。原子炉の境界の外側で発生する事象からの独立

性により、共通原因故障の確率を低減させる。概して、原子炉系、冷却系及び原子炉格納建屋は、CDAを考慮した場合には独立である。

。貫流蒸気発生器 (Benson サイクル) は、他のサイクルに必要とされる要素を少なくすることができ、蒸気発生器の設計は単純化され、その効率は適度である。

。2つの独立で冗長性のある AHTS は、直接原子炉容器から出ていふので、IHTS を通しての緊急崩壊熱除去系の必要性が減少する。したがって、RCBの外側にある IHTS と蒸気発生器系 (SGS) は、フロントと公衆の安全性を損なわなうで、商業的規準として設計しようものである。IHTS と SGS は、非原子力系として分類される。そして、蒸気発生器の建屋は、耐震クラス I の建屋としてではなく、普通の建屋の規準に従って設計される。

。蒸気発生器の建屋は、星形のように原子炉格納建屋のまわりに対称に配置される。この配置により、配管および機器の同じような (鏡面对称の) 配置が可能となり、配管の引き回しや膨張ループの追加をかなり減らすことができる。1ループによる配管の解析が、すべてのループに適用でき、製作、組立て、および支持システムは、すべてのループに対して同じものとなる。

。キャビティ・フィルター系は、取り換え可能なフィルターブロックから成り、原子炉容器の据付けおよび ISI を容易にするように設計されている。ガードベッセルのようなシステム

と比較して、材料の削減コストは小さいものかもしれないが、原子炉容器及び接続する配管への据付け時の容易性は、かなり改良される。これにより、据付けコストと期間が改善される。

PLBRと比較した目標プラントのパラメータを表B-2に示す。

2) 前提条件

この研究における主要な前提条件を以下に示す。

- 。 原子炉プラントの設計は、表C-1に示すパラメータをもつ目標プラントに基づいて行なわれる。
- 。 経済性データは、1978年1月の値段に基づく
- 。 経済性データの評価は、AEC Codeに準じて行なわれる。
- 。 安全性の分類、耐震カテゴリー、および機器の設計基準は機器リストの中で与える。
- 。 建設期間中の物価上昇と利息は含めない
- 。 プラントは、サイト内に炉心の3分の1を収納できる炉心貯蔵庫をもつものとする。
- 。 プラントの寿命は40年とする。
- 。 プラントは、燃料交換の停止時も含めて、90%以上の利用率により運転を行なう。

3) 経済性データについて

目標プラントのNSSSの評価したコストは2億6754万4千ドル(表C-3)である。ただし、表C-4に示したものを含んでいない。エンジニアリング(設計変更, 改良及び開発), 据付けと起動についても表C-3に示す。

評価されたコストは、機器リストに記された要素のF.O.B. 価格を基に行なわれた。このコストは、1978年1月における要素のエンジニアリング, 材料, 製作および企業の利益を含む。このコストは、物価上昇, 建設中の利息, 据付けと土木設備, および労働を含んでいない。

目標プラントの主要機器(原子炉容器, IHX, 蒸気発生器)に対するコスト評価は、C-Eシステム80の要素に対して用いられたものと同じコストベースを用いてC-Eにより開発された。配管系に対するコスト評価は、1978年に補正した1974年のCRBRPのコスト評価から得た。

原子炉容器内構造物および炉心のenclosureシステムは、CE社のシステム80の原子炉の要素と同様のコストベースを用いて開発した。

1次系と2次系のポンプに対するコスト評価は、大型のナトリウムポンプに対してByron Jackson Co.が開発した価格をもとにした。

燃料取扱いおよび貯蔵システムは、EVSTと燃料交換機を除いて、CE社システム80の同様なベースを基にした。EVSTと燃料交換機は、CRBRPの補正を行なったものを基にした。

補助系のタンク、配管、バルブといった一般的な要素に対するコスト評価は、CE社システム80と同様な要素を基にした。ナトリウム関連機器に対するコスト評価は、売り手からの見積りにより行なった。

結局、CE社システム80のコストベースをナトリウム関連機器を除いた目標プラントに適用した。ナトリウム関連機器のおおよその価格は、売り手から得た。

4) 比較

表C-5に、目標プラントの主要機器の評価したコストとCRBRPおよびPLBRのものとの比較を示す。コストの値を出力の違いに対して補正すると、原子炉容器、炉内構造物、1次系ポンプ、1次系配管およびIHXといった主要機器に対するPLBRと目標プラントの価格の一致は良い。CRBRPの要素の価格が高いのは、最初のプラントの特色で、研究開発に伴うコストが含まれている。

目標プラントの2次系配管とそれに伴う機器は、商業規準により設計・製作され、PLBRのものよりも安い。蒸気発生器もまた、商業規準により設計・製作され、直管貫流式のユニット(Benson サイクル)である。これらのコストが安いのは設計・製作の容易性とPLBRの設計に比べて少ない数のユニットで済むためである。

PWRに比べて、主なコスト上昇の理由は、LMFBRの設計の物理的な必要性によるものである。すなわち、冷却システムの間接ループ、蒸気発生器のナトリウム-水反応防止システム、

高温のナトリウムに対する特有な配管の必要性および多くの工学的システムである。

目標ポイントの概念設計は、CRBRPや他のLMFBRの研究から利用できる情報の外挿を用いて開発された。原子炉容器、炉内構造物、IHX、蒸気発生器といった大きな要素に対しては限定的な外挿により展開された設計によって最適化を行なった。これらの要素に伴なう資本費のかなりの部分により、より一層の最適化を行なって、目標ポイントの資本費の削減化が行なわれるであろう。

燃料交換システムと補助システムに対するコスト評価は、CRBRPの設計の外挿とナトリウム関連機器に利用できるコストの情報は限定されたものなので、保守的なものとなる。さらに設計を単純化し、コスト評価の改良により、NSSSのコストを削減することができると見られる。同様にして、E&Cコストの削減は可能であると思われる。

いくつかの設計変更により、LMFBRの資本費の削減を行なうことが提案されている。その中で将来有望なものは次のものである。

- ① オーステナイト鋼の代わりに、ナトリウム関連機器と配管に超クロムフェライト鋼の使用すること
- ② ナトリウムの配管の熱膨張を緩和するために、バローズ継手を使用すること
- ③ 4ループの代わりに3ループの採用

これらの考え方は、プラントの設計、運転および許認可に
インパクトを与えるものである。十分に注意を払えば、プラントの
安全性と信頼性を損なわずに、資本費の大幅な削減がで
きると思われる。

5) コストモデル

使用されたコストモデルを表C-6に示す。

6) 機器リスト

CE社がこの研究の目標プラントを開発するために使用し
た機器のリストを表C-7に示す。各機器は、AECコードに
従ってリストされている。

表 C-1

SUMMARY OF PRINCIPAL NSSS PARAMETERS

Plant Rating	3800 MWt
Electrical Rating (net)	1390 MWe
Steam Temperature	850°F
Steam Pressure	2200 psig
Reactor Outlet Temperature	950°F
Reactor Inlet Temperature	650°F
Primary Sodium Flow/Loop	35.8×10^6 lbs/hr
IHTS Sodium IHX Outlet Temperature	910°F
IHTS Sodium IHX Inlet Temperature	590°F
IHTS Sodium Flow/Loop	33.4×10^6 lbs/hr

COMPARISON OF TECHNICAL PLANT PARAMETERS -
TARGET PLANT VS. PLBR'S

Parameter	GE Phase II	W Phase II	AI (Loop) Phase II	AI (Pool) Phase I	C-E Target Plant
A. General					
1. Thermal power, MWt	2890	2550	2600	2600	3800
2. Electric power, MWe (gross)	998	990	1000		1460
3. Electric power, MWe (net)/Eff.%	914/31.6	925/36.3	944/36.3	900/34.6	1390/36.6
4. Primary heat transport system configuration	Piped	Piped	Piped	Pool	Piped
5. Steam conditions, turbine inlet, full power					
a. Pressure, psig	1015	2285	2200	2475	2200
b. Temperature, °F	546	855	850	905	850
6. Feedwater temperature, °F	420	380	470	470	470
7. Feedwater Flow, 10 ⁶ lb/hr	13.1708	9.0345	9.7026	---	14.24
8. Turbine Steam Flow, 10 ⁶ lb/hr	11.9183	8.0604	9.7026	---	14.24
B. Reactor					
1. Core lattice configuration					
a. Geometry	Hexagonal	Hexagonal	Hexagonal	Hexagonal	Hexagonal
b. Total number of lattice positions	799 (includes 270 for shielding)	769 (includes 258 for shielding)	703 (includes 120 for reflectors)	547 (includes 78 for reflectors)	973 (includes 198 for reflectors)

N/A indicates Parameter Not Applicable.
--- indicates Missing Data

Parameter	GE Phase II	W Phase II	AI (Loop) Phase II	AI (Pool) Phase I	C-E Target Plant
C. Reactor Vessel (piped) or Primary Tank (pool)					
1. Dimensions					
a. Inside diameter, in.	528	500.5	592	696 OD	324
b. Height, in.	714	647.5	687	642	589
c. Wall thickness, in.	---	1.75 to 5	3 (max)	2-7/8(max.)	2.5 to 3.5(max)
2. Material	304 SS	304 SS	316 SS	316 SS and 304 SS	304 SS
D. Heat Transport System					
1. No. of coolant loops (primary/intermediate)	4/4	3/3	3/3	3/3	4/4
2. Coolant flow, 10 ⁶ lb/hr					
a. Primary (total/per loop)	115/28.8	95.3/31.8	104/34.7	110.7/36.9	143.2/35.8
b. Intermediate (total/per loop)	122/30.5	94.18/31.4	97.4/32.5	108.9/36.3	133.6/33.4
3. Coolant temperature, °F					
a. Primary (hot leg/cold leg)	875/595	947.5/647.5	930/650	980/715	950/650
b. Intermediate (hot leg/cold leg)	815/550	900/595	900/600	940/670	910/590
4. Pumps					
a. No. of pumps per loop (primary/intermediate)	1/1	1/1	1/1	1/1	1/1
b. Pump capacity, 10000 gpm (primary/intermediate)	68.4/71.6	82.0/82.1	83.2/74.0	93.3/80.0	86.2/76.7
c. Pump location	Hot Leg/ Hot Leg	Hot Leg/ Cold Leg	Hot Leg/ Cold Leg	Cold Leg/ Cold Leg	Hot Leg/ Cold Leg

表C-2(続き)

Parameter	GE Phase II	W Phase II	AI (Loop) Phase II	AI (Pool) Phase I	C-E Target Plant
D. 5. Intermediate heat exchangers					
a. Configuration	straight tube counterflow shell side	straight tube counterflow shell side	straight tube counterflow shell side	straight tube counterflow shell side	straight tube counterflow shell side
b. Primary coolant location					
c. No. of modules per primary loop/ total sq. ft.	1/2.05 x 10 ⁵	1/1.80x10 ⁵	1/2.17 x 10 ⁵	2/2.129x10 ⁵	1/2.264 x 10 ⁵
6. Steam generators					
a. Configuration	straight double-wall tubes with recirculation (6 to 1)	straight double-wall tubes with continuous blowdown (4-3/4%)	Once through hockey stick single-wall tubes	Once through hockey	Once through straight tube
b. Intermediate coolant location	shell side	shell side	shell side	shell side	shell side
c. Tube material					
(1) Evaporator	2-1/4 Cr 1 Mo	---	combined 2-1/4 Cr 1 Mo	combined 2-1/4 Cr 1 Mo	combined 2-1/4 Cr 1 Mo
(2) Superheater	N/A	---	N/A	N/A	N/A
(3) Reheater	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
d. No. of modules per intermediate loop					
(1) Evaporator/total sq. ft.	1/2.49 x 10 ⁵	1/2.04	3/2.49 x 10 ⁵	3/1.85 x 10 ⁵	2/4.01 x 10 ⁵
(2) Drum	1	1	0	0	0
(3) Superheater/total sq. ft.	N/A	1/---	In Item (1)	In Item (1)	In Item (1)
(4) Reheater/total sq. ft.	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
7. Coolant system piping and valving					
a. Means of accommodating deflections	Expansion loops	Bellows & expansion loops	Bellows & expansion loops	Bellows & expansion loops	Expansion loops

Parameter	GE Phase II	W Phase II	AI (Loop) Phase II	AI (Pool) Phase I	C-E Target Plant
D. 7. b. Pipe outside diameter, inc.					
(1) Primary (hot leg/cold leg)	36/36	36/36	36/2-28	26/---	44/36 & 36
(2) Intermediate (hot leg/cold leg)	36/36	36/36	36/36	36/36	36/36
c. Materials					
(1) Primary (hot legs/cold leg)	304 SS/304 SS	316 SS/304 SS	316 SS/304 SS	316 SS/304SS	316 SS/304 SS
(2) Intermediate (hot leg/cold leg)	304 SS/304 SS	316 SS/2-1/4 Cr 1 mo (Ex. Cont.) 304 SS (In. Cont.)	304 SS/304 SS	304 SS	304 SS
d. Primary coolant valves (hot leg stop/cold leg stop/check)	No/No/Yes	No/No/Yes	No/No/Yes	No/Yes/No	Yes/Yes/Yes
e. Intermediate coolant valves (steam generator module isolation)	No	No	Yes	---	Yes

E. Turbine-Generator

1. Type	Tandem Compound, 4 Flow, Reheat	Tandem Compound, 6 Flow, Reheat	Tandem Compound, 4 Flow,	Tandem Compound, 6 Flow, Reheat
2. Speed, r/min	1800	3600	1800	3600

F. Auxiliary Systems

1. Coolant purification method	Cold Trap	Cold Trap	Cold Trap	Cold Trap	Cold Trap
2. Inert gas systems					
a. Gas & Pressure					
(1) Primary	Ar - 10" WG	Ar - 0 psig (Rx Vessel)	He - 10" WG	He - 10" WG	Ar
(2) Intermediate	Ar - 130 psia	Ar - 140 psig	Ar - ---	He - ---	Ar
(3) Equipment cells	N ₂ - ---	N ₂ - ---	N ₂ - ---	N ₂ - ---	N ₂
b. Inert cell atmosphere coolant					
	N ₂ - ---	N ₂ - ---	N ₂ - ---	N ₂ - ---	N ₂

表C-2 (続き)

Parameter	GE Phase II	W Phase II	AI (Loop) Phase II	AI (Pool) Phase I	C-E Target Plant
G. Shielding, Containment, Safety Features					
1. Shielding material					
a. In-vessel	304 SS	316 SS	Steel	Steel	Steel/grap
b. Ex-vessel	Concrete	Concrete	Concrete	Concrete	Concrete
2. Containment					
a. Design basis					
(1) Tornado wind loading, mph	360	360	360	360	360
(2) Seismic acceleration (horizontal/vertical) SSE	0.30/---	---/---	0.3/R.G.1.60 0.4 for NSSS	0.3/R.G.1.60 0.4 for NSSS	
(3) HCDA energy release, MW-sec					
b. Configuration	Rectangular	Domed Cylinder	Domed Cylinder	Domed Cylinder	Domed Cylinder
c. Dimensions, ft.	222/210/184	228/166	220/185 ID	183/118 ID	184 ID
d. Material	Reinforced Concrete	Reinforced Concrete	Reinforced Concrete and Steel	Reinforced Concrete	Reinforced Concrete
e. Gross volume, 10 ⁶ cu ft	8.58	4.86	5.52	1.855	
f. Design pressure, psig	3.0	10	3	3	
g. Allowable leak rate (vol. %/day)	0.17 to con- finement	0.2% (Pri- mary cont.)	0.001% (Cont./Conf.)	---	
3. Principal engineered safety features					
	-Removal of decay heat by 4 independent cooling loops	-Removal of decay heat by 3 independent redundant cooling loops or auxiliary feedwater systems	-Removal of decay heat by 2 diverse cooling systems	-Removal of decay heat by two diverse cooling systems	-Removal of decay heat by 2 redun- dant, inde- pendent au- heat trans systems

Parameter	GE Phase II	W Phase II	AI (Loop) Phase II	AI (Pool) Phase I	C-E Target Plant
G. 3. Principal engineered safety features (Continued)					
	-Containment isolation on increased radiation	-Containment isolation	-Containment isolation on increased radiation or reactor trip	-Containment isolation on increased radiation	-Containmen isolation; check valve in RV, and Siphon breaker lin to limit effects of pipe ruptur
	-Elevated piping guard vessel concept to limit effect of pipe rupture	-3 100% capa- city diesel generators	-Elevated piping guard vessel con- cept to limit effect of pipe rupture	-Primary sodium restricted to reactor vessel	-2 redundan 100 % capa- diesel generators
	-2 redundant 100% capacity gas-engine generators for decay heat removal		- 3 diesel generators	-2 redundant full capacity diesel generators	

H. Protection and Control

1. Principal reactor protection criterion	2 diverse independent reactor shut- down systems	2 diverse independent reactor shut- down systems	3 diverse independent reactor shut- down systems	3 diverse independent reactor shut- down systems	2 diverse independent shutdown systems
2. Reactor protection method	---	---	---	---	---
3. Reactor power control basis	Nominally constant steam pressure, variable steam flow, constant steam temperature	Nominally constant steam pressure, variable steam tem- perature and reactor outlet temperature	Nominally constant steam pressure, variable steam flow, constant steam temperatures	Nominally constant steam pressure, variable steam flow, constant steam temperatures	Constant steam pressure an temperature variable steam flow

表C-2 (続き)

Parameter	GE Phase II	W Phase II	AI (Loop) Phase II	AI (Pool) Phase I	C-E Target Plant
H. 4. Reactor flow control basis	Nominally constant power to flow ratio	Nominally constant coolant ΔT .	Nominally constant outlet temperature	Nominally constant outlet temperature	Nominally constant outlet temperature
I. <u>Refueling</u>					
1. Operations within reactor vessel or primary tank	Underhead transfer of fuel to transfer bucket	Underhead transfer of fuel to transfer bucket	Underhead transfer of fuel to transfer bucket	Underhead transfer of fuel to transfer bucket	Underhead transfer of fuel to transfer pot
2. Removed from reactor vessel or primary tank	via fixed transfer tube to fuel storage tank in containment	via fixed transfer tube to excontainment fuel storage tank	via fixed transfer tube to excontainment fuel storage tank	via fixed transfer tube to excontainment fuel storage tank	via fixed transfer tube to in-containment fuel storage tank
3. Spent fuel decay storage positions	727 in fuel storage tank (1.37 x core)	704 (1.38 x core)	980 (1.39 x core) includes reflectors	707 (1.29 x core) includes reflectors	298 core assemblies

表 C-3

COST ESTIMATE SUMMARY

		COSTS (Thousands of Dollars)
220A.211	Reactor Vessels	31,881
220A.212	Reactor Vessel Internals	13,619
220A.213	Control Rod System	2,730
220A.221	Primary Heat Transport System	59,442
220A.222	Intermediate Heat Transport System	23,323
220A.23	Steam Generation System	48,499
220A.23	Safeguards System	9,431
220A.25	Fuel Handling and Storage System	29,902
220A.26	Other Equipment	29,378
220A.27	Instrumentation + Controls	19,369
220A.2	NSSS Costs (Partial - Exclusions Noted in Table 1.4)	267,574
	Engineering	15,330

表 C-4

EXCLUSIONS FOR COST ESTIMATES

220A.21122	Heating and Cooling Equipment (Reactor Vessel Head)
220A.21251	Core Assemblies
220A.21252	Blanket Assemblies
220A.21253	Reflector and Shield
220A.21254	Fuel Transfer Assemblies
220A.2216	Insulation (Primary Heat Transport System)
220A.2226	Insulation (Intermediate Heat Transport System)
220A.2236	Insulation (Steam Generation System)
220A.267	Auxiliaries Cooling Equipment
220A.268	Maintenance Equipment

264

表 C-5

COMPARISON OF DIRECT CAPITAL COSTS

(in Millions of Dollars)

	CRBRP 975 Mwt 1978	AI/B&R PLBR 2600 Mwt 1977	GE/BECHTEL PLBR 2890 Mwt 1977	CE/UE&C 3800 Mwt 1978
<u>NSSS COSTS</u>				
<u>REACTOR SYSTEM</u>				
Reactor Vessel	34.88	18.62	29.30	25.92
Reactor Internals	15.24	11.94	(Incl.)	13.62
Total	50.12	30.56	29.30	39.54
<u>HEAT TRANSPORT SYSTEM</u>				
Primary Pumps	76.23	7.49	29.70	18.16
Intermediate Pumps		6.23	14.00	14.80
Primary Piping	6.37	13.11	12.29	13.05
Intermediate Piping	15.68	4.74	14.57	2.82
HX's	39.00	17.11	26.40	21.45
Total HTS System	137.28	46.68	96.96	70.28
<u>STEAM GENERATOR SYSTEM</u>				
Evaporators	96.35	44.20	40.20	41.99
Superheaters		(Incl.)	20.50	(Incl.)
Recirculation Systems	1.50	-----	6.60	0
Total SG System	97.85	44.20	67.30	41.99
<u>NSSS</u>				
<u>TOTAL COST (OF THE ABOVE)</u>	285.25	123.44	193.56	151.81

C-18

表C-6

COST ESTIMATE SUMMARY

1390 MWe LIQUID METAL FAST BREEDER REACTOR PLANT

	QUANTITY	COST (DOLLARS) (THOUSANDS)
220A.21	Reactor Equipment	
220A.211	Reactor Vessels	
220A.2111	Reactor Vessel Shell	1 14,820
220A.2112	Vessel Head + Accessories	
220A.21121	Vessel Closure Head	1 11,102
220A.21122	Heating + Cooling Equipment	Not Included
220A.21123	Gears + Misc. Equipment	1 set 22
220A.21124	Plug Drive + Control	1 set 600
220A.21125	Rotary Seals + Maintenance Tools	1 set 30
220A.21126	Bearings	1 set 156
220A.21127	Shielding	187,000 lbs. 449
220A.21128	Insulation	Included in 220A.21121
220A.2113	Cavity Filler System	
220A.21131	Filler Blocks	860,000 lbs. 3,612
220A.21132	Filler Block Handling + Support Mechanisms	1 set 1,090
220A.211	<u>Reactor Vessels Total</u>	<u>31,881</u>

表C-6 (続き)

	QUANTITY	COST (DOLLARS) (THOUSANDS)
220A.212	Reactor Vessel Internals	
220A.2121	Lower Internals	
	Core Support Structure	1 6,023
220A.2122	Upper Internals	
	Suppressor Plate Assembly	1 818
	Upper Shroud	1 set 876
	CRITA Support/Guide Tubes	61 1,560
220A.2123	Core Restraint/Core Barrel	1 set 1,326
220A.2124	Baffles/Seals	1 set 541
220A.2125	Assemblies	
220A.21251	Core Assemblies	Not Included
220A.21252	Blanket Assemblies	Not Included
220A.21252	Reflector + Shield	Not Included
220A.21254	Fuel Transfer Assemblies	Not Included
220A.21255	Instrumentation Assemblies	61 1,638
220A.25256	Piping Assembly (Check Valves)	4 837
220A.212	<u>Reactor Vessel Internals Total</u>	<u>13,619</u>
220A.213	Control Rod System	
220A.2131	Control Rods	Not Included
220A.2132	Control Rod Drives	30 2,730
220A.213	<u>Control Rod System Total</u>	<u>2,730</u>

C-19

266

表C-6 (続き)

	QUANTITY	COST (DOLLAR (THOUSANDS))
220A.22	Heat Transport Systems	2,265
220A.221	Primary Heat Transport System	
220A.2211	Pumps	4 13,360
	Motors	4 2,000
	Control (Variable Speed Drives)	4 2,800
	Pony Motors	4 200
220A.2212	Primary Piping System	
220A.22121	Piping	
	Large Diameter Piping	2100' 13,046
	Intermediate Diameter Piping	628' 520
	Small Diameter Piping	736' 202
	Supports (Materials only)	2,840
220A.22122	Valves	
	Large Valves	8 1,534
	Small Valves	36 1,440
220A.2213	Intermediate Heat Exchanger	4 21,450
220A.2214	Guard Vessels	Not Applicable
220A.2215	Heating System	Included in 220A.262
220A.2216	Insulation	Not Included
220A.221	Primary Heat Transport System Total	59,442 ✓

表C-6 (続き)

	QUANTITY	COST (DOLLARS) (THOUSANDS)
220A.222	Intermediate Heat Transport System	
220A.2221	Pump + Motor + Control	
	Pumps	4 10,200
	Motors	4 1,800
	Control (Variable Speed Drive)	4 2,800
	Pony Motors	200
220A.22221	Int. Piping System	
	Large Diameter Piping	3120' 2,821
	Small Diameter Piping	2088' 90
	Supports (Material)	1,512
220A.22222	Valves	
	Large Valves	8 1,440
	Small Valves	56 1,680
220A.2224	Tanks	
	Expansion Tanks	4 780
220A.2225	Heating System	Included in 220A.262
220A.2226	Insulation	Not Included
220A.222	Intermediate Heat Transport System Total	23,323 ✓

C-20

表C-6 (続き)

	QUANTITY	COST (DOLLARS (THOUSANDS))
220A.223	<u>Steam Generation System</u>	
220A.2232	Steam Generators	
220A.22321	Evaporators	8 41,990
220A.22322	Superheaters	Included above
220A.22323	Steam Drums	Not Applicable
220A.2233	Na/H ₂ O Reaction Protection System	
220A.22331	Centrifuges, Tanks	12 5,544
220A.22332	Piping + Valves	
	Piping	764' 361
	Valves	50 604
220A.2236	Insulation	Not Included
220A.223	Steam Generation System Total	
		48,499

220A.22 Heat Transport Systems

(21 + 22)

180,985
 433,947 ✓
 150,985
 131,260

表C-6 (続き)

	QUANTITY	COST (DOLLARS (THOUSANDS))
220A.23	<u>Safeguards Systems</u>	
220A.231	Backup Heat Removal System	
220A.2311	Pumps, Fans + Motors	8 1,968
220A.2311	Heat Exchange Equipment	6 4,160
220A.2313	Tanks	2 158
220A.2314	Piping + Valves	
	Piping	1014' 985
	Valves	18 2,160
220A.231	Backup Heat Removal System	
220A.23	<u>Safeguards Systems Total</u>	
		9,431 ✓

C-21

298
表C-7(続き)

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Penetrations in Lower Head - Quantity	None
Linear Feet of Welds	1085 ft.
Upper Flange	
Inside Diameter	324.00"
Outside Diameter	361.00"
Height	38.00"
<u>THERMAL LINER</u>	
Outside Diameter	26'-10.0"
Thickness	1.50"
Length	10'-7.00"
<u>SUPPORT SYSTEM</u>	
Flange	
Outside Diameter	404.00"
Height	12.00"
Skirt	
Thickness	6.00"
Height	19.15"
<u>CONSTITUENT WEIGHTS</u>	
Weight of Shell	
Shell Plate	525,600 lbs.
Nozzles	17,300 lbs.
Weld Metal	18,700 lbs.
Upper Flange	153,900 lbs.
Total Weight of Shell	715,500 lbs.
Weight of Support Skirt and Flange	
Flange Weight	68,300 lbs.
Skirt Weight	41,500 lbs.
Total Support Skirt and Flange Weight	109,800 lbs.
Weight of Thermal Liner	
Total Weight of Thermal Liner	69,300 lbs.
Weight of Miscellaneous Items	
Total Weight of Miscellaneous Items	30,300 lbs.

表C-7

EQUIPMENT LIST
220A.2111 REACTOR VESSEL

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Number of Components per Plant	1
Design and Operating Conditions	
Design Pressure/Temperature (Inlet Plenum)	165 Psia/675 ⁰ F
Design Pressure/Temperature (Outlet Plenum)	40 Psia/975 ⁰ F
Flow Rate	143.2 x 10 ⁶ lbm/hr
Fluid	Na
Inlet Temperature/Outlet Temperature	650 ⁰ F/950 ⁰ F
Heat Load	3800 MWt
Safety Class	Section III Class I
Physical Size and Weight	
Maximum Diameter (Shell)	27'-5.00"
Overall Length	49'-1.19"
Dry Weight	924,900 lbs.
Materials	
Shell	SA-240, Type 304
Flange	SA-508, Cl. 3
Shell to Flange Transition	SB-168
Thermal Liner	SA-240, Type 304
<u>COMPONENT SHELLS</u>	
Shell Plate Thicknesses	
Upper Cylindrical Region	3.50"
Lower Cylindrical Region	2.50"
Lower Head	2.50"
Internal Cladding	
Location	None
Material/Thickness	None
Nozzles	
Inlet - Quantity/I.D.	4/35.00"
Outlet - Quantity/I.D.	4/43.00"
Other - Quantity	20

表C-7(続き)

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Bearings	
Quantity	3
Type	Roller
Diameters	279", 228", 106"
Drive and Motor and Control	
Quantity	6
Type	Reduction Gears
Control	Servo Control

表C-7(続き)

220A.2112 CLOSURE HEAD

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Number of Components per Loop	1
Component Type or Configuration	Flat W/3 Rotating Plugs
Design and Operating Conditions	
Design Pressure/Temperature (Structure)	40 Psia/200°F
Design Pressure/Temperature (Insulation)	40 Psia/975°F
Safety Class	Section III Class 1
Physical Sizes and Weights	
Flange Outside Diameter	28'-0.00"
Flange Inside Diameter	22'-5.00"
Flange Height	24.00"
Head Radius (Inner)	Flat
Head Thickness	24.00"
Large Rotating Plug Diameter	279.00"
Intermediate Rotating Plug Diameter	228.50"
Small Rotating Plug Diameter	106.00"
Thickness of Biological Shielding	30.00"
Overall Height	120.00"
Total Weight	1,380,000 lbs.
Material	
Flange	SA-508, Class 3
Head	SA-508, Class 3
Biological Shielding	Graphite
Thermal Shielding	SA-240, Type 304
Seals	
Quantity	3 Sets
Type	Inflatable and Dip Seals
Material	Silicon Rubber and Liquid Met.
Number of Control Rod Penetrations	61
Number of Bearings, Drives, and Controls	3

270
表C-7 (続き)

220A.212 REACTOR VESSEL INTERNALS

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Number of Components	1
Design Pressure	40/165 Psia
Design Temperature	975/675 ⁰ F
Fluid	Sodium
Flow Rate	143.2 x 10 ⁶ lbm/hr
Material	304 SS
Lower Internals	
Core Barrel, Size	233"φ x 138" x 1"t
Weight	78,444 lbs.
Core Support Structure, Size	288" x 75" x 3"t
Weight	323,970 lbs.
Baffles, Size	318" O.D. x 233" I.D. x 4"t
Weight	32,000 lbs.
Upper Internals	
CRITA Supports/Tubes, Size	17' x 15"φ x 1/2"t
Quantity	61
Weight	92,300 lbs.
Shroud, Size	301"φ x 165" x 1"
Weight	38,260 lbs.
Suppressor Plates, Size	306" x 1/2"t
Quantity	3
Weight	33,890 lbs.
Check Valve, Size	36"φ
Quantity	4
Type	Swing Disc
Weight	41,840 lbs.
Total Weight (Internals)	644,930 lbs.
Feet of Weld	67,435 ft.

表C-7 (続き)

220A.2113 CAVITY FILLER SYSTEM

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Graphite Blocks	
Quantity	236
Material	Graphite Clad with Steel Plate
Size	3' x 3' x 3' (Approximately)
Weight	860,000 lbs (Total)
Support System	
Quantity	30
Type	Screw Shafts Supported on Thrust Bearings
Lift System	
Quantity	1
Type	Motor/Gear Straight Pull Rails for Transport

C-24

表C-7 (続き)

220A.2211 PRIMARY PUMP AND MOTOR AND CONTROL

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Quantity	4
Design Pressure/Temperature	165 Psia/950°F
Type	Centrifugal/Single Stage
Orientation	Vertical
Flow Rate	35.8 x 10 ⁶ lbs/hr
Speed	690 rpm
TDH	363 ft.
BHP	9000 HP
NPSH	30 ft.
Efficiency	80%
Material	SS
Safety Class	I
Pump Casing	304SS
Diameter	12'
Length	27'
Weight	149,000 lbs.
Pump Shaft	304SS
Diameter	12"
Length	20'-8"
Weight	12,000 lbs.
Impeller	304SS
Diameter	68"
Weight	8000 lbs.
Bearings	
Number	2
Type	Hydrostatic

C-25

表C-7 (続き)

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
CRITA	
Quantity	61
Type	Telescoping
Size	20' x 15"φ
<u>CONTROL ROD DRIVES</u>	
Quantity	30
Type	Telescoping Servo Drive
Size	30' x 12"φ
Control	Pneumatic
Stroke	48"

722

表C-7(続き)

220A.22121 PRIMARY PIPING

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Design Temperature (Hot Leg)	975°F
Design Temperature (Cold Leg)	675°F
Design Pressure (HP)	165 Psia
Design Pressure (LP)	40 Psia
Safety Class	I
Material	316SS/304SS
Large Piping	
Size	44" O.D. x 5/8"t
Length	754'
Elbows	36
Flow	35.8 x 10 ⁶ lbs/hr
Size	36" O.D. x 1/2"t
Length	1348'
Elbows	64
Medium Piping	LP, Siphon, Overflow
Diameter	8"-14" Schedule 40
Length	628'
Small Piping	Drain and Vent
Diameter	6" and Smaller Schedule 40
Length	736'

表C-7(続き)

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Shielding	Shots
Weight	
Pump Supports	
Type	Flange Mounted (Fixed)
Weight	
Motors	
Type	Induction AC
Rating	9000 HP
Speed Control	
Type	Motor/Generator
Rating	9000 HP
Total Weight (Pump Only)	302,000 lbs.

C-26

表C-7(続き)

220A.2213 INTERMEDIATE HEAT EXCHANGER

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Number of Components per Plant	4
Component Type or Configuration	St. Tube/St. Shell
Flow Characteristics	Counterflow
Orientation	Vertical
Shell Size Design and Operating Conditions	
Design Pressure/Design Temperature	165 Psia/975°F
Flow Rate	35.8 x 10 ⁶ lbm/hr
Fluid	Na
Inlet Temperature/Outlet Temperature	950°F/650°F
Tube Side Design and Operating Conditions	
Design Pressure/Design Temperature	165 Psia/975°F
Flow Rate	33.4 x 10 ⁶ lbm/hr
Fluid	Na
Inlet Temperature/Outlet Temperature	590°F/910°F
Net Load Per Component	950 MWt
Safety Class	Section III Class I
Physical Size and Weight	
Maximum Diameter (Shell)	12'-3.19"
Overall Length	64'-1.00"
Dry Weight - Per.Component/Per Plant	639,400/2,557,600 lbs
Materials	
Shell Plate	SA-240, Type 304
Tubesheets	SA-182, Type 304
Tubes	SA-213, Type 304
<u>COMPONENT SHELL</u>	
Shell Plate Thicknesses	
Cylindrical Shell Region	3.00"
Upper Hemispherical Head	3.00"
Lower Hemispherical Head (Inner)	3.00"
Lower Hemispherical Head (Outer)	3.00"

C-27

表C-7(続き)

220A.22122 PRIMARY VALVES

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Hot Leg Isolation Valves	
Design Pressure	50 Psia
Design Temperature	975°F
Quantity	4
Type	Disc/Wedge
Size	44"φ
Material	304SS
Cold Leg Isolation Valves	
Design Pressure	165 Psia
Design Temperature	675°F
Quantity	4
Type	Wedge
Size	36"φ
Material	304SS
Throttle/Check Valves	
Quantity	4
Type	Needle
Size	14"
Material	304SS
Drain Valves	
Quantity	22
Type	Wedge/Disc
Size	6"
Siphon Breaker Diodes	
Quantity	4
Type	Nozzles
Size	8"
IHX Vent Line Orifices	
Quantity	4
Type	Orifice Plates
Size	1"

294
表C-7(続き)

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Nozzles	
Shell Side Inlet - Quantity/I.D.	1/35.00"
Shell Side Outlet - Quantity/I.D.	1/35.00"
Tube Side Inlet - Quantity/I.D.	1/35.00"
Tube Side Outlet - Quantity/I.D.	1/35.00"
Lineal Feet of Welds	510 ft.
COMPONENT TUBE BUNDLE	
Number of Tubes - Per Component/Per Plant	3,846/15,384
Mean Heated Length	45'-0.00"
Tube Side - O.D./Wall Thickness/Pitch	1.25"/0.045"/1.697"
Heat Transfer Area - Per Component/Per Plant	56,600 ft. ² /226,400 ft. ²
Tube Support Concept	Eggcrates w/baffles
Type of Tube to Tubesheet Weld	Rolled and Seal Welded
Tube Bundle Shroud (Outer)	
Inside Diameter	123.19"
Thickness	1.00"
Length	41'-3.5"
Tube Bundle Shroud (Inner)	
Inside Diameter	39.25"
Thickness	0.63"
Length	37'-7.0"
Downcomer	
Inside Diameter	36.00"
Thickness	0.63"
Length	57'-0.0"
Upper Thermal Liner	
Inside Diameter	34.50"
Thickness	0.50"
Length	9'-2.0"
COMPONENT TUBESHEETS	
Number Per Component	2
Finished Diameter - Upper/Lower	133.12"/133.12"
Finished Thickness - Upper/Lower	12.00"/12.00"

表C-7(続き)

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
CONSTITUENT WEIGHTS	
Weight of Shell (Pressure Boundary)	
Plate Material	297,300 lbs.
Nozzles	10,100 lbs.
Weld Metal	7,800 lbs.
Total Weight of Shell	315,200 lbs.
Weight of Tube Bundle	
Tubing	107,200 lbs.
Tube Supports and Baffles	15,400 lbs.
Shrouds	67,100 lbs.
Downcomer	12,900 lbs.
Total Weight of Tube Bundle	202,600 lbs.
Weight of Tubesheets	
Upper Tubesheet	27,900 lbs.
Lower Tubesheet	29,800 lbs.
Total Weight of Tubesheets	57,700 lbs.
Weight of Miscellaneous Items	
Total Weight of Miscellaneous Items	63,900 lbs.

C-28

表C-7(続き)

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Motors	
Type	AC-Induction
Rating	7000 HP
Speed Control	
Type	Motor/Generator
Rate	7000 HP
Total Weight (Pump Only)	284,000 lbs.

C-29

表C-7(続き)

220A.2221 SECONDARY PUMP AND MOTOR AND CONTROL

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Pump	
Quantity	4
Design Pressure/Temperature	300 Psia/625°F
Type	Centrifugal
Orientation	Vertical
Flow Rate	33.4 x 10 ⁶ lbs/hr
Speed	700 rpm
TDH	291 ft.
BHP	6700 HP
NPSH	148 ft.
Efficiency	85%
Material	304SS
Safety Class	NNS
Pump Casing	304SS
Diameter	12 ft.
Length	21 ft.
Weight	116,000 lbs.
Pump Shaft	304SS
Diameter	12"
Length	15 ft.
Weight	8,700 lbs.
Impeller	304SS
Diameter	68"
Weight	8,000 lbs.
Bearings	304SS
Number	2
Type	Hydrostatic
Shielding	Not Required
Weight	
Pump Supports	
Type	Flange, Fixed
Weight	

96
表C-7(続き)

220A.22222 SECONDARY VALVES

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Design Pressure	300 Psia
Design Temperature	950/625°F
Material	304SS
Safety Class	NNS
Large Valves	
Quantity	8
Size	36"
Type	Isolation
Small Valves	
Quantity	56
Size	6" and Smaller
Type	Isolation

表C-7(続き)

220A.22221 SECONDARY PIPING

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Safety Class	NNS
Design Pressure	300 Psia
Design Temperature (Hot/Cold)	950/625°F
Material	304SS
Large Piping	
Diameter	36" O.D. x 1/2"t
Length	1600'
Elbows	72
Diameter	26" O.D. x 1/2"t
Length	1520'
Elbows	68
Small Piping	
Diameter	6" and Smaller, Schedule 40
Length	2088'

表C-7(続き)

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
<u>CONSTITUENT WEIGHTS</u>	
Weight of Shell	
Shell Plate	35,300 lbs.
Nozzles and Manways	850 lbs.
Weld Metal	650 lbs.
Support Skirt	None
Support Flange	11,000 lbs.
Total Weight of Shell	47,800 lbs.
Weight of Miscellaneous Parts	
Total Weight of Miscellaneous Parts	100 lbs.

表C-7(続き)

220A.2224 SECONDARY EXPANSION TANK

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Number of Components per Plant	4
Design and Operation Conditions	
Design Pressure/Temperature Fluid	300 Psia/600°F Na
Heat Input Capacity	None
Safety Class	HNS
Physical Size and Height	
Maximum Diameter (Shell)	123.26"
Overall Length	15'-11.63"
Dry Weight	47,900 lbs.
Material	
Shell Plate	304SS
Support Skirt	None
Support Flange	304SS
<u>COMPONENT SHELLS</u>	
Shell Plate Thicknesses	
Cylindrical Shell Region	1.63"
Upper and Lower Heads	1.63"
Internal Cladding	
Location	None
Material/Thickness	None
Nozzles and Manways	
Total Number	6
Range of Inside Diameters	2.00" thru 4.00"
Manway - Quantity/Size	1/16.00"
Heater Penetrations - Quantity	None
Instrument Nozzles - Quantity	None
Lineal Feet of Welds	135 ft.

298
表C-7(続き)

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Internal Cladding	
Location	None
Material/Thickness	None
Nozzles	
Shell Side Inlet - Quantity/I.D.	1/25.00"
Shell Side Outlet - Quantity/I.D.	1/25.00"
Tube Side Inlet - Quantity/I.D.	1/18.00"
Tube Side Outlet - Quantity/I.D.	1/18.00"
Access Ports or Manways - Quantity/I.D.	2/24.00"
Lineal Feet of Welds	310 ft.
<u>TUBE BUNDLES</u>	
Number of Tubes - Per Component/Per Plant	3,547/28,376
Mean Heated Length	72'-0"
Tube Size - O.D./Wall Thickness/Pitch	0.75"/0.125"/1.250"
Heat Transfer Area - Per Component/Per Plant	50,145 Ft ² /401,160 Ft ²
Tube Support Concept	Drilled Plates
Type of Tube-to-Tubesheet Weld	Face and Back Side
Tube Bundle Shroud	
Inside Diameter	80.88"
Thickness	1.00"
Length	67'-6.00"
<u>TUBE SHEETS</u>	
Number Per Component	2
Finished Diameter - Upper/Lower	101.00"/101.00"
Finished Thickness - Upper/Lower	26.00"/23.00"
Clad Material/Clad Thickness	None/None
<u>CONSTITUENT WEIGHTS</u>	
Weight of Shell (Pressure Boundary)	
Plate Material	161,000 lbs.
Nozzles, Access Ports, Manways, Etc.	18,300 lbs.

表C-7(続き)

220A.2232 STEAM GENERATOR

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Number of Components Per Plant	8
Component Type or Configuration	St. Tube/St. Tube
Flow Characteristics	Counterflow
Orientation	Vertical
Shell Side Design and Operating Conditions	
Design Pressure/Design Temperature	300 Psia/935 ⁰ F
Flow Rate	16.70 x 10 ³ lbm/hr
Fluid	Na
Inlet Temperature/Outer Temperature	910 ⁰ F/590 ⁰ F
Tubeside Design and Operating Conditions	
Design Pressure/Design Temperature	2275 Psia/875 ⁰ F
Flow Rate	1.78 x 10 ⁶ lbm/hr
Fluid	H ₂ O
Inlet Temperature/Outlet Temperature	470 ⁰ F/854 ⁰ F
Heat Load Per Component	475 MWt
Safety Class	NNS-ASME Section VIII
Physical Size and Weight	
Maximum Diameter (Shell)	106.75"
Overall Length	88'-8.0"
Dry Weight - Per Component/Per Plant	648,000/5,184,000 lbs.
Materials	2-1/2 Cr-1Mo
Shell Plate	SA-387, GR. 22, CL. 1
Tubesheet(s)	SA-336 F22
Tubes	SA-213, GR. T22
<u>COMPONENT SHELLS</u>	
Shell Plate Thicknesses	
Upper Cylindrical Shell Region	2.50"
Conical Transition Shell Course	None
Lower Cylindrical Shell Region	1.50"
Steam Outlet Hemispherical Head	5.50"
Upper Sodium Hemispherical Head	1.50"
Lower Hemispherical Head	5.00"

C-32

表C-7(続き)

220A, 2233 Na/H₂O REACTION PROTECTION

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Rupture Disks	
Quantity	16
Type	
Material	304SS
Weight	
Reaction Products Sep. Tanks	
Quantity	4
Diameter	12'
Length	24'
Volume	70,000 gallons
Material	304SS
Weight	87,000 lbs
Steam Water Dump Tanks (4)	
Sodium Dump Tanks (4)	
Quantity	8
Diameter	14'
Length	15'
Volume	12,760 gallons
Material	304SS
Weight	18,000 lbs.
Large Piping	
Diameter	26"
Length	764'
Material	Carbon Steel
Small Piping	
Diameter	6" and Smaller
Length	1292'
Material	Carbon Steel
Valves	
Quantity	36
Type	Gate
Size	6" and Smaller - 20 10" - 8 26" - 8

C-3

表C-7(続き)

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Weight of Weld Metal	2,400 lbs.
Total Weight of Shell	181,700 lbs.
Weight of Tube Bundle	
Tubing	226,700 lbs.
Tube Supports	30,300 lbs.
Shrouds	66,100 lbs.
Total Weight of Tube Bundle	323,100 lbs.
Weight of Tubesheets	
Upper	49,100 lbs.
Lower	36,600 lbs.
Total Weight of Tubesheets	82,700 lbs.
Weight of Steam Separation Equipment	
Weight of Separators	None
Weight of Dryers	None
Weight of Supports	None
Total Weight of Steam Separator Equipment	None
Miscellaneous Parts	
Total Weight of Miscellaneous Parts	60,500 lbs.

280
表C-7(続き)

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
AHTS ABHX	
Quantity	4
Type	Forced Convection
Fluid	NaK/Air
Flow	3543 GPM/2.5 x 10 ⁵ CFM
Design Pressure/Design Temperature	200 Psia/1050 ^o F
Safety Class	2
Thermal Rating	97 x 10 ⁶ Btu/hr
Material	304SS
Ht. Area, Ft. ²	3,981 each
Piping	
2" and smaller	50' Schedule 40
10"	620'-10" Schedule 40 (Na)
12"	344'-12" Schedule 40 (NaK)
Valves	
Quantity	18
Type	Isolation
Size	10" to 12"
Tanks	
Quantity	2
Type	NaK Expansion
Fluid	NaK
Design Pressure	200 Psia
Design Temperature	700 ^o F
Size	15' x 5'φ
Volume	2,400 gallons
Material	304SS
Weight	8000 lbs.

表C-7(続き)

220A.231 SAFEGUARDS SYSTEM

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Decay Heat Removal Pumps	
Quantity	2
Type	EM
Fluid	Na
Flow	5200 GPM
Head	140 ft.
Design Pressure/Design Temperature	100 Psia/970 ^o F
Safety Class	2
Materials	304SS
Rating	540 HP
Quantity	2
Type	EM
Fluid	NaK
Flow	7086 GPM
Head	67 ft.
Design Pressure/Design Temperature	200 Psia/650 ^o F
Safety Class	2
Material	304SS
Rating	352 HP
AHTS Fans	
Quantity	4
Type	Centrifugal
Flow	2.5 x 10 ⁵ CFM
Rating	1250 HP
AHTS Heat Exchangers	
Quantity	2
Type	Shell/Tube
Fluid	Na/NaK
Safety Class	1
Flow	5200/7086 GPM
Design Pressure	200 Psia
Design Temperature	1050 ^o F
Thermal Rating	194 x 10 ⁶ BTU/HR
Material	304SS
Ht. Area, Ft. ²	2,500 each

C-34

表C-7(続き)

220A.25 REFUELING SYSTEMS - EX-VESSEL STORAGE TANK

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Number of Components per Plant	1
Design Pressure/Temperature	Vertical
Fluid Contained	Na
Safety Class	2
Physical Size and Weight (Assembled)	
Maximum Shell Diameter	19'-9.38"
Overall Length	50'-0"
Total Weight	1,213,000 lbs.*
Materials for Tank	
Shell	SA-240, Type 304
Flange	SA-508, Class 2
Materials for Closure Head	
Structural Cover	SA-533, GR. B, CL. 1
Materials for Turntables	
Barrel	SA-240, Type 304
Grid Plates	SA-240, Type 304
Lower Support Structure	SA-240 and 479, Type 304
<u>COMPONENT SHELL</u>	
Shell Plate Thicknesses	
Upper Cylindrical Region	3.00"
Lower Cylindrical Region	1.50"
Lower Head	1.50"
Nozzles	
Total Number	11
Range of Inside Diameters	1.96" thru 4.02"

* Does not include weight of drive mechanisms or storage tubes.

表C-7(続き)

220A.25 REFUELING SYSTEMS - RECEIVING, STORAGE AND SHIPPING

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
New Fuel Handling Crane	
Travel (ft.)	50 (Bridge), 30 (Trolley)
Hoist Capacity (ton)	0.50
Lift (ft.)	20 Approximately
Classification	
No. of Drives	3
Weight (lb.)	4,000
New Fuel Storage Racks	
Dimensions	6.25" FTF, 14' High
Capacity	298 Fuel Assemblies
Classification	
Weight (lb.)	700 lbs. per cell

C-35

282
表C-7(続き)

220A.25 REFUELING SYSTEMS - EX-VESSEL HANDLING MECHANISMS

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
EVHM Trolley Line	
Track Length/Gauge	75' / 5' Centers
Load (tons)	16 on Rails
Classification	
Weight (lbs)	2,000
Spent Fuel Rails	
Track Length (ft.)	50
Grapple Guide (ft.)	28
Load (tons)	37 on Rails
Classification	
Weight (lbs.)	2,500
EVHM	
Dimensions	6'-9" x 12'-0" x 28'-0" High
Stroke (ft.)	50 (Maximum)
Motors (number)	4
Drives (number)	6
Classification	
Weight (tons)	16
Spent Fuel Cask Cart	
Dimensions	12'-0" x 12'-0" x 22'-0" High
Motors (number)	4
Drives (number)	1 Cart, 1 Welder Head, 1 Welding Power Supply
Classification	
Weight (lbs.)	24,000 (less cask)

表C-7(続き)

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
<u>CLOSURE HEAD</u>	
Structure Cover Thickness	12.00"
Thermal Shielding	
Number of Plates	25
Thickness of Plates	.063"
Number of Penetrations	36
Type of Seals	Plated Double "C"
<u>TURNTABLE</u>	
Barrel Thickness	2.53"
Grid Plate Thickness/Number	6.25/2
Number of Storage Positions	334
<u>DRIVE MECHANISMS</u>	
Number of Bearings	2
Drive Motor Power	**
Drive Motor Control	**
<u>CONSTITUENT WEIGHTS</u>	
Total Weight of Tank	420,000 lbs.
Total Weight of Closure Head	300,000 lbs.
Total Weight of Turntable	493,000 lbs.
Total Weight of Drive Mechanism	***

** Unknown

*** Does not include the weight of storage tubes.

表C-7(続き)

220A.25 REFUELING SYSTEMS - IN-VESSEL HANDLING MECHANISMS

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
IVHM	
Dimensions	12" Diameter x 32' long (lower) 6'-6" Square x 26' long (upper)
Lift (ft.)	27 for Removal
Stroke (in.)	170
Drives (number)	4
Classification	
Weight (lb.)	17,500

C-37

表C-7(続き)

220A.25 REFUELING SYSTEMS - TRANSFER MECHANISMS

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Transfer Arm and Motor	
Dimensions	Arm and Structure 18' Long 12" x 18" Drive Package with 6' Drive Shaft 31.75" with 800 lb. load
Swing	
Classification	
Weight (lbs.)	3,250
Refueling Elevator and Motor	
Dimensions	15" x 36" x 30' long
Load (lbs.)	1,250
Lift (ft.)	12 (Approximately)
Classification	
Weight (lbs.)	3,000 (no load)
Transfer Pot	
Number	300 (250 + 10 spares)
Dimensions	10" O.D. x 13.5' long
Classification	
Weight (lb.)	850

284

表C-7(続き)

220A.25 REFUELING SYSTEMS - PIPING AND VALVES

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Floor Valves	
Number	4
Dimensions	3.5' Diameter x 12" High + Actuator
Classification	
Weight (lbs.)	5,200

C-38

表C-7(続き)

220A.25 REFUELING SYSTEM - FUEL HANDLING CELLS

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
New Fuel Conveyor and Tubes	
Track Length (ft.)	85 (Approximately)
Load	8 Assemblies @ 400 lb. each
Classification	11" long
Weight (lb.)	7,000
Environmental Change	
Cell Equipment	
Hoist Shuttle	1/2 Ton, 20' Lift 1/2 Ton Capacity;
Fuel Guide	10' Travel Manual Drive Fixed Lead in for Floor Valve
Classification	
Weight (lbs.)	1,500

表C-7(続き)

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Design Pressure	100 Psia
Design Temperature	470°F
Material	304SS
Weight	
Rating	75 HP
Quantity	2
Type	ABHX Compressor
Fluid	Air
Flow	3.22 x 10 ⁴ CFM
Coolant	
Rating	

表C-7(続き)

220A.25 REFUELING SYSTEMS - MISCELLANEOUS EQUIPMENT

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Auxiliary Handling Machine	
Dimensions	6' x 6' x 75' high
Stroke (ft.)	35
Number of Drives	4
Classification	
Weight (tons)	50
Tanks	
Quantity	2
Type	EVST NaK Exp. Tanks
Fluid	NaK
Design Pressure	65 Psia
Design Temperature	200°F
Size	5' x 2.5'φ
Volume	150 gallons
Material	Carbon Steel
Weight	
Pumps	
Quantity	2
Type	EM
Fluid	Radioactive Na
Flow	981 GPM
Head	100 ft.
Design Pressure	100 Psia
Design Temperature	550°F
Material	304SS
Weight	
Rating	46 HP
Quantity	2
Type	EM
Fluid	NaK
Flow	1141 GPM
Head	100 ft.

C-39

986

表C-7(続き)

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Quantity	2
Type	NaK Diffusion Traps
Fluid	NaK
Flow	
Design Pressure	25 Psia
Design Temperature	250°F
Mesh	
Material	Carbon Steel
Weight	

C-40

表C-7(続き)

220A.25 FUEL HANDLING AND STORAGE

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Heat Exchangers	
Quantity	2
Type	EVST Heat Exchanger Shell/Tube
Fluid	NaK/Na
Flow	1141/701 GPM
Design Pressure	200/200 Psia
Design Temperature	485/535°F
Thermal Rating	11.9 x 10 ⁶ BTU/HR
Material	304 SS
Weight	
Heat Transfer Area	305 Ft. ²
Quantity	2
Type	EVST Air Blast Heat Exchanger Shell/Tube
Fluid	Air/NaK
Flow	4.12 x 10 ⁴ CFM/981 GPM
Design Pressure	15/200 Psia
Design Temperature	450/550°F
Thermal Rating	11.9 x 10 ⁶ BTU/HR
Material	304 SS
Weight	
Heat Transfer Area	946 Ft. ²
Quantity	2
Type	EVST Cold Trap, Regenerative Shell/Tube
Fluid	Radioactive Na
Flow	100/100 GPM
Design Pressure	200/200 Psia
Design Temperature	535/485°F
Thermal Rating	1.87 x 10 ⁶ BTU/HR
Material	304 SS
Weight	
Heat Transfer Area	32 Ft. ²
Purification	
Quantity	2
Type	EVST Cold Traps
Fluid	Radioactive Coolant
Flow	100 GPM
Design Pressure	100 Psia
Design Temperature	400°F
Mesh	
Material	304 SS
Weight	

表C-7(続き)

220A.2612 GAS SUPPLY STORAGE SYSTEMS (TANKS)

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT	
	LIQUID	GASEOUS
Nitrogen Storage Tanks		
Quantity	3	3
Design Pressure/Temperature, Psia/°F	125/-290	250/-290
Height/Diameter	20'/7'	15'/10'
Volume	6000 Gal.	6000 Gal.
Material	304SS	
Weight	24,000 lbs.	12,000 lbs.
Argon Storage Tank		
Quantity	9	
Design Pressure/Temperature	250/120 Psia/°F	
Height/Diameter	7' x 6'	
Volume	1500 Gal.	
Material	304SS	
Weight	4000 lbs.	
Inert Gas Vacuum Tank		
Quantity	2	
Design Pressure/Temperature	150/120 Psia/°F	
Height/Diameter	14' by 7' ϕ	
Volume	538 ft. ³	
Material	304SS	
Weight	10,000 lbs.	
Inert Gas Delay Tank		
Quantity	2	
Design Pressure/Temperature	150/120 Psia/°F	
Height/Diameter	25'/7' ϕ	
Volume	960 Ft. ³	
Material	304SS	
Weight	20,000 lbs.	
Noble Gas Storage Tank		
Quantity	1	
Design Pressure/Temperature	150/120 Psia/°F	
Height/Diameter	15'/5'	
Volume	300 Ft. ³	
Material	304SS	
Weight	2,200 lbs.	

C-41

表C-7(続き)

220A.2611 INERT GAS RECEIVING AND PROCESSING

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Compressors	
Quantity	3
Type	RAPS Compressors
Design Pressure	9 Inlet/135 Discharge Psia
Design Temperature	120°F
Flow	25 CFM
Material	304SS
Rating	
Quantity	2
Type	CAPS Compressors
Design Pressure	9 Inlet/135 Discharge Psia
Design Temperature	120°F
Flow	50 CFM
Material	304SS
Rating	

288

表C-7 (続き)

220A.2613 INERT GAS PURIFICATION SYSTEMS (UNITS)

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Nitrogen Vaporizer	
Quantity	10
Size	
Flow	5,000 SCFM
Material	304SS
Argon Vaporizer	
Quantity	9
Size	
Flow	5,000 SCFM
Material	304SS
Nitrogen Filter	
Quantity	2
Mesh	HEPA
Flow	500 SCFM
Material	304SS
Weight	500 lbs.
Argon Filter	
Quantity	2
Mesh	HEPA
Flow	250 SCFM
Material	304SS
Weight	500 lbs.
Vapor Traps	
Quantity	25
Capacity	5 SCFM
Material	304SS
Purification Unit	
Quantity	1

C-42

表C-7 (続き)

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Recycle Argon Tank	
Quantity	1
Design Pressure/Temperature	150/120 Psia/°F
Height/Diameter	10' x 19'
Volume	750 Ft. ³
Material	304SS
Weight	8000 lbs.

表C-7(続き)

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Thermal Rating	
Weight	10,000 BTU/HR
Heat Transfer Area	
Material	304SS

表C-7(続き)

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Nitrogen/Argon Charcoal Beds	
Quantity	5
Design Pressure/Temperature	150/-340 Psia/°F
Diameter	14'
Height	28'
Volume	508 Ft. ³
Material	PCB Charcoal
Weight	10,000 lbs.
Distillation Unit	
Quantity	1
Design Pressure/Temperature	150/-320 Psia/°F
Diameter	----
Height	----
Flow	25 SCFM
Material	304SS
Weight	----
Heat Exchangers	
RAPS Regenerative Heat Exchanger	
Quantity	2
Design	Tube/Shell
Design Pressure	150 Psia
Design Temperature	120°F
Flow	25 SCFM
Thermal Rating	40,000 BTU/HR
Weight	
Heat Transfer Area	
Material	304SS
RAPS Argon Coolers	
Quantity	2
Design Pressure	150 Psia
Design Temperature	120°F
Flow	25 SCFM
Thermal Rating	40,000 BTU/HR
Weight	
Heat Transfer Area	
Material	304SS
CAPS Nitrogen Cooler	
Quantity	8
Design Pressure	150 Psia
Design Temperature	120°F
Flow	150 SCFM

C-43

286
表C-7(続き)

220A.264 LIQUID METAL RECEIVING, STORAGE AND MAKEUP

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Tanks	
Quantity	8
Primary Na Storage	
Fluid	Primary Coolant
Design Pressure	15 psia
Design Temperature	400°F
Size	25' x 20' x 3/4"
Volume	58,752 Gallon
Material	304SS
Weight	80,000 lbs.
Intermediate Na Storage Tanks	
Quantity	8
Fluid	Secondary Sodium
Design Pressure	175 psia
Design Temperature	400°F
Size	25' x 20' x 3/4"
Volume	58,752 Gallon
Material	304SS
Weight	80,000 lbs.
NaK Storage Tanks	
Quantity	3
Fluid	NaK
Design Pressure	65 psia
Design Temperature	400°F
Size	7' φ x 14'
Volume	3600 Gallons
Material	304SS
Weight	

表C-7(続き)

220A.2615 PIPING, VALVES, AND FITTINGS

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Valves	
Type	Plug
Size	2" and Smaller
Quantity	1462
Material	304SS
Piping	
Diameter	2" and Smaller
Length	1700' CAPS
Material	Carbon Steel
	2100' - PHTS Argon
	304SS
	1500' - IHTS Argon
	Carbon Steel
Freeze Vent	
Quantity	37
Size	3" φ x 30"
Material	304SS
Weight	450 lbs.
Type	Oil Trap
Quantity	8
Size	27 Ft. 3
Material	304SS
Weight	1000 lbs.

C-44

表C-7(続き)

220A.265 SODIUM PURIFICATION SYSTEM

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Pumps	
Overflow Pump	
Quantity	2
Type	EM
Fluid	Primary Sodium
Flow	350 GPM
Head	105 Ft.
Design Pressure	100 Psia
Design Temperature	970°F
Material	304SS
Weight	
Rating	30 HP
Primary Cold Trap Cooling Pumps	
Quantity	2
Fluid	NaK
Flow	160 GPM
Head	235 Ft.
Design Pressure	100 Psia
Design Temperature	600°F
Material	304SS
Weight	
Rating	30 HP
IHTS Cold Trap Pump	
Quantity	4
Fluid	Intermediate Sodium
Flow	70 GPM
Head	200 Ft.
Design Pressure	200 Psia
Design Temperature	640°F
Material	304SS
Weight	
Rating	10 HP

C-75

表C-7(続き)

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
Filters	
Quantity	2
Type	Sodium Particulate
Fluid	Sodium
Flow	180 GPM
Design Pressure	25 Psia
Design Temperature	350°F
Mesh	20 Micron
Material	304SS
Weight	
Quantity	1
Type	NaK Particulate
Fluid	NaK
Flow	180 GPM
Design Pressure	25 Psia
Design Temperature	70°F
Mesh	20 Micron
Material	304SS
Weight	
Valves	
Quantity/Type	9/2" Plug, NNS 48/2" Plug, SC3 16/3" Plug, NNS
Tanks (Oil Bubbler)	
Quantity	6
Design Pressure	20 Psia
Design Temperature	100°F
Size	3' x 3'φ
Volume	202 Gallons
Material	Carbon Steel
Weight	1000 lbs.
Piping	
Quantity/Size	1400' / 3" SC3 1700' / 3" NNS 150' / 3" SC3

272
表C-7(續志)

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
HTS NaK Expansion Tanks	
Quantity	4
Design Pressure/Temperature	65 Psia/400°F
Fluid	NaK
Size	2'φ x 3'
Volume	70 Gallons
Filters	
Quantity	3
Type	Primary Cold Traps
Fluid	Primary Coolant
Flow	100 GPM
Design Pressure	100 Psia
Design Temperature	400°F
Mesh	
Material	304SS
Weight	
Quantity	4
Intermediate Sodium Cold Trap	
Fluid	Intermediate Sodium
Flow	70 GPM
Design Pressure	200 Psia
Design Temperature	400°F
Mesh	
Material	304SS
Weight	
Quantity	5
NaK Diffusion Cold Trap	
Fluid	NaK
Flow	
Design Pressure	25 Psia
Design Temperature	250°F
Mesh	
Material	Carbon Steel
Weight	
Valves	
Quantity/Type	6/2" Globe, SC2 8/3" Globe, NNS
Piping	200'/3"φ - 304SS 400'/2"φ - 304SS

表C-7(續志)

DESCRIPTION	LMFBR TARGET PLANT
IHTS Cold Trap Cooling Pumps	
Quantity	2
Fluid	NaK
Flow	100 GPM
Head	200 Ft.
Design Pressure	200 Psia
Design Temperature	600°F
Material	304SS
Rating	15 HP
Heat Exchangers	
Quantity	2
Type	Primary Cold Trap Regenerati Shell/Tube
Fluid	Primary Na/Primary Na
Flow	100/100 GPM
Design Pressure	100 Psia
Design Temperature	970°F
Thermal Rating	8.59 * 10 ⁶ BTU/HR
Material	304SS
Weight	
Heat Transfer Area	150 Ft. ²
Quantity	4
Type	Intermediate Sodium, Regenerative Shell/Tube
Fluid	Intermediate Na/Intermediate Na
Flow	100/100 GPM
Design Pressure	100 Psia
Design Temperature	640°F
Thermal Rating	8.59 * 10 ⁶ BTU/HR
Material	304SS
Weight	
Heat Transfer Area	150 Ft. ²
Tanks	
Quantity	1
Primary Overflow	
Fluid	Primary Coolant
Design Pressure	5 Psia
Design Temperature	950°F
Size	25' x 20'φ
Volume	58,752 gallons
Material	304SS
Weight	

C-44

表C-7(続き)

DESCRIPTION	QUANTITY
In-Vessel Flux Monitoring System	
Fission Chambers	3
Pre-Amplifiers	3
Subcriticality Monitors	3
Ex-Vessel Flux Monitoring System	
Bio Ion Chambers	2
Linear Control Channel Drawers	2
Vessel and Internals Monitoring	
Temperature Elements (In-Core TC)	1624
Level Transmitters	4
CEA Pos. Transmitters	60
In-Vessel Accelerometers	4
Temperature Indicators	24
Equipment Operating Surveillance	
Acoustic Transducers	40
Signal Conditioners	40
Pressure Transducers	40
Temp. Elements (TC)	112
Accelerometers	24
Speed Sensors	8
Torque Transmitters	8
Mass Spectrometers	2
Gamma Spectrometers	1
BF-3 Counters	8
Delayed Neutron Monitor	1
Data Handling System	1
LD Contact Detectors	24
LD Cable Detectors	12
Aerosol Monitors	4
Level Transmitters	8
Hydrogen Detectors	4
Hydrogen & Gas Chromatograph	1
Oxygen Detectors	4
Disc-Rupture Sensors	48
Pressure Elements (Disc)	12
Radiation Monitoring Equipment	
Plutonium Monitors	4
Radio Iodine Monitors	4
Tritium Monitors	4
Liquid Monitor	1
Gamma Area Monitors	420
Particulate Monitors (3 ch)	6
Health Physics Monitoring Package	1

C-47

表C-7(続き)

220.27 INSTRUMENTATION AND CONTROL SYSTEM EQUIPMENT	
DESCRIPTION	QUANTITY
Data Processing System	
Plant Monitoring Computer	1
Plant Protection System (PPS)	
Sensors	
BF ₃ Counters	4
BF ₃ Counter Preamps	4
Startup Channel Safety Channel Drawers	4
Fission Chambers (3 Section)	4
Fission Chamber Preamps	4
Wide Range Safety Channel Drawers	4
Isolation Amplifiers	4
PHTS EM Flowmeters - 36"	4
IHTS EM Flowmeters - 36"	4
IHTS Venturi Diff. Pressure Transmitters	4
PHTS Pressure Transmitters	32
PHTS Temperature Transmitters (RTD)	32
PHTS Level Transmitters	16
I/I Converters (Isolation)	320
Power Supplies	92
Indicators	92
Safety Process Protective Cabinets	4
Core Monitoring Computers	2
Plant Protection System Cabinets	4
Reactor Trip Switchgear System	2
Remote Display & Control Modules	4
Annunciators	48
Supplementary Reactor Protection System	
Sensors	
Temperature Transmitters (RTD)	48
Level Transmitters	16
SRPS Cabinets	4
SRPS Reactor Trip Switchgear Cabinets	4
Remote Display Modules	4
Annunciators	24
Containment Isolation System	
Sensors	
Gamma Monitors	8
Gas Monitors	8
Particulate Monitors	8
Cell Atmosphere Monitors	8
Cover Gas Monitors	8
ESF Logic Cabinets	4
Remote Display and Control Modules	4

表C-7 (続き)

DESCRIPTION	QUANTITY
Process Instrumentation/Intermediate Sodium Purification System	
Temperature Elements	41
Level Transmitter	4
Flow Transmitters	4
Temp. Indicators	21
Press. Indicators	15
Flow Indicators	10
Temp. Indicator Controllers	8
Level Indicators	4
Process Instrumentation/Primary Sodium Purification System	
Pressure Indicators	12
Temp. Indicators	16
Pressure Transmitters	16
Flow Indicators	6
Level Indicators	4
Level Transmitters	6
Temp. Indicator Controllers	8
Flow Transmitters	12
Temp. Transmitters	44
Process Instrumentation/Sodium & NaK Receiving System	
Temp. Indicators	2
Pressure Indicators	3
Temp. Sensors (TC)	4
Pressure Transmitter	1
Process Instrumentation/Primary Sodium Storage and Processing	
Level Indicators	5
Level Transmitter	5
Temp. Elements	37
Temp. Transmitters	6
Flow Indicators	2
Flow Transmitters	2
Temp. Indicator Controllers	2
Process Instrumentation/Ex-Vessel Storage	
Temp. Indicators	4
Temp. Transmitters	8
Temp. Sensors	44
Level Indicators	5
Level Transmitters	5
Flow Indicators	2
Flow Transmitters	2
Temp. Indicator Controllers	2

表C-7 (続き)

DESCRIPTION	QUANTITY
Control Systems	
Recorder Indicator Controllers	27
Controllers	13
Pressure Transmitters	5
Temperature Transmitters (RTD)	4
Process Instrumentation/PHTS and IHTS	
Temperature Elements (TC)	80
Pressure Transmitters	36
Level Transmitters	24
Process Instrumentation/SG Systems	
Temperature Transmitters (RTD)	8
Pressure Transmitters	32
Level Transmitters	64
Flow Transmitters	4
Temp. Rec. Controllers	8
Flow Rec. Controllers	24
Flow Meters	24
Level Rec. Controllers	16
Level Indicators	64
Pressure Indicators	32
Hand Ind. Controllers	72
Hand Switches	80
Annunciators	576
Control Switches	400
Temp. Indicators	8
Process Instrumentation/Intermediate Sodium Purification System	
Temperature Elements	41
Level Transmitter	4
Flow Transmitters	4
Temp. Indicators	21
Press. Indicators	15
Flow Indicators	10
Temp. Indicator Controllers	8
Level Indicators	4

C-48

94

表C-7(続き)

<u>DESCRIPTION</u>	<u>QUANTITY</u>
Remote Shutdown System	
Remote Hot Shutdown Panels	12
Handswitches	100
Temperature Indicators	16
Pressure Indicators	4
Level Indicators	6
Control Transfer Switch	1
PPS Status Panel	1
Temperature Recorders	4
Annunciators	40
Control Panels	
Control Panels	60

C-49

表C-7(続き)

<u>DESCRIPTION</u>	<u>QUANTITY</u>
Process Instrumentation/Primary Sodium Cold Trap	
Temp. Elements (TC)	12
Temp. Transmitters	6
Temp. Indicators	4
Flow Transmitters	2
Temp. Indicator Controllers	2
Flow Indicator	1
Level Indicator	1
Level Transmitters	1
Process Instrumentation/Intermediate Sodium Processing System	
Temp. Indicators	4
Temp. Elements	80
Temp. Trans. (RTD)	36
Pressure Transmitters	8
Level Indicators	4
Level Transmitters	4
Flow Transmitters	8
Pressure Indicators	4
Pressure Transmitters	4
Component Control System	
Solid State Component Cabinet	1
Control Element Drive Mechanism Control System	
CEDMCS Cabinet	1
Piping and Equipment Electrical Heating System	
Heaters	50,000 ft.
Thermocouples	2,000
Temperature Controllers	750
Panels	250
Heat-Up Control Computer	1

添付資料D 原子力プラントに関するスケリング法 (NUREG/CR-3500)

発電プラントの投下コストと発電容量の関係に関する本文献レビューの主目的は、発電プラントの投下コスト計算コード CONCEPT が使用しているコスト/容量のスケリング指数が、一般的に受容可能な範囲内にあることを保証する点にある。

CONCEPT コードは以下に示す (Table D.1) 7個の直接コスト項目と4個の間接項目を対象ユニットの容量に対し適合させ、下に示す古典的なコスト/容量のスケリング関係式を使用している。

$$\frac{\text{Cost of unit A in \$}}{\text{Cost of unit B in \$}} = \left[\frac{\text{Size of unit A in MW(e)}}{\text{Size of unit B in MW(e)}} \right]^n \quad (\text{D.1})$$

上式は正の値 n が 1 に近づくに従って、節約分あるいはスケール増大による利益が減る形になっている。現在 (1982年1月) CONCEPT コードのコストモデルで使用されているコスト/容量スケリングの指数を Table D.1 に示す。直接及び間接コストで重みづけされた平均的な全体コストは、600~1200 MW(e) の単一原子力発電プラントで指数 0.5、400~800 MW(e) の単一石炭火力発電プラントで指数 0.62 となる。

コスト/容量のスケリング指数は又、一般に単位出力あたりの発電コストの比により以下の形式でも定義される。

$$\frac{\text{Cost of unit A in } \$/kW(e)}{\text{Cost of unit B in } \$/kW(e)} = \left[\frac{\text{Size of unit A in MW}(e)}{\text{Size of unit B in MW}(e)} \right]^{n'} \quad (D.2)$$

この形式では負の値 n' が 0 に近づくにつれ、スケールメリットが減少する結果となる。指数 n' の符号は上式右辺の分母、分子を入れ替えれば変わってしまう。一般的にこの様なことが意識的あるいは普通は無意識に、発電プラントのスケールメリットの議論や文献で行われることがある。これは混乱と誤解を生じやすい。本レビューでは、式 D.1 で与えられる指数 n の定義を使用することにある。

1965年から1982年の間に出された34編の文献が調査された。図表で示されたコストデータに対し、コスト/容量のスケリング指数を計算する必要が、しばしば生じた。指数はほんの少数の文献においてのみ、具体的に示されていただけであった。

Table D.2は文献レビューの要旨である。1978年以前のほとんど文献は、石炭及び原子力プラントの両方に対し、0.6から0.8のスケリング指数を示している。

過去5年間に於いて、電力産業界でのコンセンサスは、原子力発電ユニットに対するコスト/容量のスケリング指数はおおよそ0.4 - 0.6、石炭火力ユニットに対しては0.6 - 0.9 となっている。原子力発電ユニットに対する大きなスケルメリットの根拠には一般に 構成機器、土木工事、安全制御系、設計及び計画管理等のユニット容量に比例した一定のコストが含まれている。石炭プラントに対する小さなスケルメリットに対しては、ガス脱硫煙筒のモジュラー的な性質や特殊な除去装置、そして蒸気発生ユニットの貧弱なスケルメリットがその根拠となっている。歴史的な発電プラントの資本投下コストデータの統計解析では、石炭及び原子力発電プラントの両者に対し、工学的分析を通して得られた値を含む、高低の非常に広範なコスト/容量スケリング指数を提供している。

Table D-1 に示した CONCEPT コードによるコストで重みづけされた平均のコスト/容量スケリング指数は、原子力発電ユニットの文献レビューでのおおよそ中間レンジ、即ち石炭火力発電ユニットの下側レンジに相当している。文献レビューで得られた コスト/容量スケリング指数の範囲の広さにより、CONCEPT コードで評価された

コストには慎重な注意が必要である。特に使用者が特定したユニット容量が、CONCEPTコードが標準としているものよりも著しく小さいかあるいは大きい場合にはそうである。このような場合には、コスト/容量スケーリング指数の変化に対し、評価されたコストの感度を決定する感度解析を実施すべきである。

Table D.1. Cost-size scaling exponents used in the January 1982 cost models for the CONCEPT code

Account	Scaling exponents	
	Nuclear	Coal
Direct costs		
Land and land rights	0	0
Structures and improvements	0.50	0.55
Reactor/boiler plant equipment	0.60	0.60
Turbine plant equipment	0.80	0.75
Electric plant equipment	0.40	0.50
Miscellaneous plant equipment	0.30	0.25
Main condenser heat rejection system	0.80	0.95
Indirect costs		
Construction services	0.45	0.60
Home office engineering and services	0.20	0.60
Field office engineering and services	0.40	0.70
Owner's costs	0.50	0.60
Cost-weighted average	0.50	0.62

Table D.2. Summary of literature review of cost-size scaling of steam-electric power plants

Reference	Author/Organization/Year	Scaling exponent		Unit size, MW(e)		Comments
		Coal	Nuclear	Coal	Nuclear	
D.1	Hodges and Boone, Ebasco, 1965	0.72		100-1200		Total costs.
D.2	UE&C, 1966	0.76	150-750			Total costs for 2-unit plants.
D.3	UE&C and S. M. Stoller Associates, 1968		0.75		600-1000	Total costs.
D.4	Electrical World, 1968		0.51		600-1100	Total costs.
D.5	McNelly and Koke, GE, 1969	0.64	0.75	500-1100	500-1100	Total costs.
D.6	Bennett, Bowers, and Myers, ORNL, 1971	0.77	0.68	600-4000	600-4000	Total costs.
D.7	Leedy and Scott, GA, 1973		0.4			Direct costs.
D.8	Davis, GE, 1975		0.47		660-1220	Total costs.
D.9	DOE, 1975			500-1500	500-1500	Scaling exponents for 5 major direct cost accounts, but no overall scaling exponents.
D.10	Mandel, RWE, 1976	0.74	0.46	150-600	600-1300	Total costs.
D.11	Langsam, Ebasco, 1976	0.73		400-1260		Total costs
D.12	Wolfe, IAEA, 1976		0.73		600-1200	Direct and indirect costs.
D.13	Comtois, Westinghouse 1977	0.81	0.86	3 x 700	2 x 1100	Total costs
D.14	NEPOOL, 1977	0.70	0.76	400-800	1000-1150	Total costs.
D.15	Mooz, Rand, 1978		0.8 0.5 0.7		500-600 1100-1200 500-1200	Regression analysis of historical data; marginal statistical significance.
D.16	Mooz, Rand, 1979		~1			Regression analysis of historical nuclear plants; no statistically-significant economy of scale was found.
D.17	Crowley, UE&C, 1978	0.7	0.45	400-1200	400-1200	Direct and indirect costs.
D.18	Hudson, ORNL, 1979			500-1500	500-1500	Scaling exponents for 11 major direct and indirect cost accounts, but no overall scaling exponents.

D-5

Table A.2. (cont.)

Reference	Author/Organization/Year	Scaling exponent		Unit size, MW(e)		Comments
		Coal	Nuclear	Coal	Nuclear	
D.19	UE&C, 1979	0.72		800-1200		Direct and indirect costs.
		0.74		800-1200		Total costs.
D.20	Wolte, IAEA, 1979	0.75	0.4	300-800	600-1200	Direct and indirect costs.
D.21	Gehring, Kraftwerk Union, 1979		0.24		700-1300	Direct and indirect costs.
D.22	Stewart, University of North Carolina, 1979	-1				Regression analysis of historical data; includes coal-, oil-, and gas-fired units.
D.23	DOE, 1979	0.65	0.49	600-1000	600-1000	Total costs.
		0.76		900-1300		
D.24	Fjeldsted, University of Utah, 1980	0.91	0.59	10-1000	150-1000	Total costs; source: F. S. Aschner, <i>Planning Fundamentals of Thermal Power Plants</i> , John Wiley and Sons, New York (1978).
D.25	McMahon, Gilbert-Commonwealth, 1980	0.70	0.43	100-1200	600-1200	Direct and indirect costs.
D.26	Nieves et al., Battelle-Pacific Northwest Laboratories, 1980	0.52	0.25			Regression analysis of historical data; direct and indirect costs and constant-dollar interest during construction.
D.27	Komanoff, Komanoff Energy Associates, 1981	0.96	0.8			Regression analysis of historical data; direct and indirect costs.
D.28	McMahon, Gilbert-Commonwealth, 1981	0.73	0.43	100-600	600-1200	Total costs; 0.92 for 100-600-MW(e) oil-fired units.
		0.85		600-1200		
D.29	Crowley, UE&C, 1981	0.7	0.4		400-1139	Direct costs.
D.30	Nobile and Kettler, Ebasco, 1981	0.68		200-800		Subcritical, 2-unit plants, total costs. Supercritical, 2-unit plants, total costs.
		0.76		600-1200		
D.31	CLDS, 1982	0.92	0.63	300-600	900-1200	Regression analysis of historical data; direct and indirect costs and constant-dollar interest during construction.
D.32	EPRI, 1982	0.85	0.53	500-1000	500-1200	Direct and indirect costs.
D.33	UE&C, 1982		0.63		480-795	Engineering cost estimates.
D.34	Peri, NERA, 1982	0.49	0.80			Regression analysis of historical data.

D-6

各文献の要約を以下に示す。

- D.1 J. T. Hodgas and C. C. Boone, Ebasco Service Incorporated,
"The Future of Power Generation and Transmission," *Proceedings of the American Power Conference*, Vol. XXVII,
pp. 616-629 (1965)

This paper presents a graph of coal-fired power plant investment costs as a function of unit size for the range of 100 to 1200 MW(e). The calculated cost-size scaling exponent is 0.72. The graphical presentation of estimated costs includes step functions resulting from turbine arrangements and steam conditions.

- D.2 Jackson & Moreland Division of United Engineers & Constructors Inc., *Costs of Large Fossil Fired Power Plants*, J&M No. 636, p. 20 (April 30, 1966)

This report tabulates capital investment cost estimates for new two-unit coal-fired power plants ranging in size from 300 to 1500 MW(e). The costs include direct and indirect construction costs, land and land rights, contingency allowance, and interest during construction but no allowance for escalation during construction. The cost-size scaling exponent calculated from these tabulated cost estimates is 0.76.

- D.3 Jackson and Moreland Division of United Engineers & Constructors Inc. and S. M. Stoller Associates,
Current Status and Future Potential of Light Water Reactors, WASH-1082, pp. 1-27 (March 1968)

This report gives tabular estimates of costs for 600-, 800-, and 1000-MW(e) light-water reactor plants including direct and indirect costs, contingency allowance, and interest during construction, but no allowance for escalation during construction. The overall cost-size scaling exponent calculated from the tabulated cost estimates is 0.75.

- D.4 "On-line Nuclear MW to Double in '68," *Electrical World*, pp. 95 and 96 (May 6, 1968)

This article presents a graph of estimated power plant construction costs as a function of unit size over the range of 600 to 1100 MW(e). The author found a grouping of estimated costs for nominal 800- and 1000-MW(e) units, and there is an indication that costs of smaller units such as San Onofre and Haddam Neck follow the same scaling relationship. It appears that total reported plant costs are included, but it is not apparent that costs are normalized in any manner including constant year dollars. The cost-size scaling exponent calculated from the graphical presentation is 0.51 for nuclear units. This article is the earliest reference found that indicates that the cost-size scaling exponent for nuclear plants might be significantly different than that for coal-fired plants.

- D.5 M. J. McNelly and L. C. Koke, General Electric Company
"Nuclear System Manufacture and Construction Progress,"
presented at the Joint Power Conference, Charlotte,
North Carolina (September 14, 1969)

This paper presents an analysis of power plant capital investment costs normalized to 1973 operation. The cost data includes escalation, interest, and owner's costs. Cost-size scaling exponents calculated from graphical cost data presented in this paper are 0.64 for nuclear units and 0.75 for coal-fired units. This paper is the earliest reference found

that attempts to normalize power plant costs to a constant year taking into account physical scope of supply, labor rates and productivity, escalation or inflation, and interest during construction.

- D.6 L. L. Bennett, H. I. Bowers, and M. L. Myers, Oak Ridge National Laboratory, "Estimated Future Costs of Central Station Steam-Electric Power Plants," presented at the American Nuclear Society Winter Meeting, Miami Beach, Florida (October 1971)

This paper presents a graph of relative capital investment costs vs plant size for single-unit plants covering a range of 600 to 4000 MW(e). Cost-size scaling exponents calculated from values read from this graph are 0.68 for nuclear units and 0.77 for coal-fired units.

- D.7 R. L. Leedy and W. S. Scott, General Atomic Company, "Scaling Exponents" (October 4, 1973)

This letter report on scaling exponents compares ORNL and GA recommended values for the five major direct cost accounts and recommends that 0.35 be used for high-temperature gas-cooled reactors and 0.4 for light-water reactors.

- D.8 W. K. Davis, General Electric Company, "Total Plant Estimate," (January 1975)

This letter report suggests an overall scaling coefficient of 0.47 for boiling-water reactor units, based on 1975 experience for direct and indirect costs and not including allowances for escalation and interest during construction.

- D.9 U.S. Department of Energy, *CONCEPT: A Computer Code for Conceptual Cost Estimates for Steam-Electric Power Plants*, ERDA-108, p. 14 (June 1975)

The Phase 4 version of the CONCEPT computer code published in 1975 presents the results of a survey of cost-size scaling exponents for nuclear and fossil-fired units as suggested by a limited number of architect-engineer firms, utilities, manufacturers, and contractors. The results of this survey along with cost-size scaling exponents used in CONCEPT IV for the major direct cost accounts are tabulated in Table D.3.

- D 10 Heinrich Mandel, Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerke, "Construction Costs of Nuclear Power Stations," *Energy Policy*, pp. 12-24 (March 1976)

This article presents relative capital investment requirements for several different types of thermal power plants including light-water reactors and coal-fired plants with partial desulfurization of flue gas and presumably reflects German experience. Cost-size scaling exponents calculated from the graphical data presented in this paper are 0.6 for nuclear units and 0.74 for coal-fired units.

Table D.3. Results of survey of cost-size scaling

	Structures	Reactor-boiler plant	Turbine plant	Electric plant	Misc. plant
<u>Nuclear plants</u>					
CONCEPT IV	0.8	0.6	0.8	0.6	0.3
Architect-engineer	0.66	0.66-0.9	0.75	0.45	0.3
Architect-engineer	0.8	0.6	0.8	0.6	0.3
Architect-engineer	0.8	0.6	0.8	0.6	0.3
Architect-engineer	0.8	0.85	0.8	0.8	0.3
Utility	0.95	0.95	0.95	0.95	0.95
Contractor	0.4-0.6	0.6-0.8	0.7-0.9	0.5-0.7	
Manufacturer	0.6	0.6	0.6	0.3	0.3
<u>Fossil-fired plants</u>					
CONCEPT IV	0.75	0.9	0.8	0.45	0.3
Architect-engineer	0.66	0.93	0.73	0.45	0.32
Architect-engineer	0.75	0.9	0.8	0.45	0.3
Architect-engineer	0.75	0.9	0.8	0.45	0.3
Architect-engineer	0.75	0.9	0.8	0.45	0.3
Utility	0.92	0.92	0.92	0.92	0.92
Utility	0.7	0.9	0.7	0.6	0.6
Contractor	0.4-0.6	0.6-0.8	0.7-0.9	0.5-0.7	

Source: U.S. Department of Energy, *CONCEPT: A Computer Code for Conceptual Cost Estimates for Steam-Electric Power Plants*, ERDA-108, p. 14 (June 1975).

- D.11 Martin R. Langsam, Ebasco Services Inc., "Exhibit Accompanying Testimony Before the New York Public Service Commission," Case No. 26974 (May 1976)

Mr. Langsam presents a table of cost estimates for nuclear and coal-fired generating units located in central New York state for a May 1976 price level. The costs include direct materials, installation costs, indirect construction costs, contingencies, architect-engineer services, allowance for funds used during construction, and land and other owner charges. They apparently do not include allowance for escalation during construction. The overall scaling exponent for coal-fired units calculated from this data is 0.73.

- D.12 G. Woite, "Capital Cost Estimates - Extrapolation of Capital Cost Experience," International Atomic Energy Agency, (September 16, 1976)

This memo by Mr. Woite of the International Atomic Energy Agency (IAEA) on the extrapolation of capital investment cost experience presents cost estimates for 600-, 900-, and 1200-MW(e) nuclear units in 1976 U.S. dollars for the direct and indirect cost accounts, not including allowances for escalation and interest during construction. These costs are based on information received by the IAEA from the Advisory Group Meeting on Extrapolation of Capital Cost Experience. The cost-size scaling exponent calculated from this data is 0.71.

- D.13 Wilfred H. Comtois, Westinghouse Electric Corporation, "Economy of Scale in Power Plants," *Power Engineering*, pp. 51-53, (August 1977)

The author analyzes the factors affecting the cost-size scaling exponents for both coal-fired plants and light-water reactor power plants. The author develops overall cost-size scaling exponents of 0.81 for a 3 x 700-MW(e) coal-fired plant with scrubbers and 0.86 for a 2 x 1100-MW(e) light-water reactor plant, including total direct and indirect costs, escalation, and interest.

- D.14 NEPOOL Planning Committee, *New England Base Load Generation Study 1980/81 to 2000/01*, (February 1977)

The NEPOOL study presents tables of power plant capital investment cost estimates ranging from 1000- to 2500-MW(e) unit size for nuclear units and 400- to 2500-MW(e) unit size for base-load and intermediate coal-fired units. There is no indication of the source of the cost data. For the more reasonable unit size ranges of 1000 to 1100 MW(e) for light-water reactors, the calculated cost-size scaling exponent is 0.76. For coal-fired units in the size range of 400 to 800 MW(e), the calculated cost-size scaling exponent is 0.70. These cost-size scaling exponents are based on costs that include all direct and indirect costs and allowances for escalation and interest during construction.

- D.15 William E. Mooz, *Cost-Analysis of Light Water Reactor Power Plants*, The Rand Corporation, R-2304-DOE (June 1978)

The author performs a regression analysis of historical light-water reactor power plant construction costs. The size term in the regression equation is linear, and the author states that the distribution of the residuals is consistent with the assumption of linearity. He further states that to specify the regression equation so that it conforms to the more traditional exponential relationship becomes complex and as a result is left in the linear form. He uses the regression equation results together with the exponential form of the cost-size scaling equation given in Eq. (A.1) to calculate the value of the scaling exponent. Selecting unit sizes of 500 and 600 MW(e) and holding the other variables constant at the sample mean results in a scaling exponent of about 0.8. Selecting 1100 and 1200 MW(e) results in a scaling exponent of about 0.5, and selecting the sample extremes, 500 and 1200 MW(e), results in a value of about 0.7. He concludes that none of these values are inconsistent with experience.

- D.16 William E. Mooz, *A Second Cost Analysis of Light Water Reactor Power Plants*, The Rand Corp., R-2504-RC
(December 1979)

In this second analysis of historical light-water reactor power plant construction costs, the author includes data on 55 plants, compared with 39 in the earlier study. He expresses the regression equation in both a linear form and a logarithmic form, and shows that the logarithmic form provides a slightly better fit of the data, although either form is suitable for describing the data base. He concludes that costs appear to increase linearly with the size of the plant with no diminishing in unit costs as the size increases. Thus he found no economy of scale for nuclear plants. This implies a scaling exponent equal to one, although the author did not explicitly make this statement.

- D.17 John H. Crowley, United Engineers & Constructors Inc.,
"Power Plant Cost Estimates Put to the Test," *Nuclear Engineering International*, pp. 39-43, (July 1978)

This article recommends cost-size scaling exponents of 0.7 for coal-fired power plants and 0.45 for nuclear units over the size range of 400 to 1200 MW(e) based on direct and indirect costs without allowances for escalation and interest during construction. Mr. Crowley points out that in previous years the cost-size scaling exponent for nuclear units was thought to be about 0.7 but that today (July 1978) it appears that the best value is 0.45.

- D.18 C. R. Hudson II, *CONCEPT-5 User's Manual*, ORNL-5470,
(January 1979).

The CONCEPT-5 computer code can be used to calculate estimated capital investment costs of nuclear and coal-fired power plants as a function of unit size, number of units in the plant, location, and time. The report provides a table of cost-size scaling exponents for 11 major direct and indirect cost accounts, but does not provide values for the overall cost-size scaling exponents.

- D.19 United Engineers & Constructors Inc., *Commercial Electric Power Cost Studies - Total Generating Costs: Coal and Nuclear Plants*, NUREG-0248, p. 4-17, (February 1979).

This report summarizes capital investment cost estimates for 800- and 1200-MW(e) single-unit coal-fired plants. Based on total of direct and indirect costs in July 1976 the calculated scaling exponent is 0.72. When escalation and interest during construction are included for operation in July 1990, the calculated scaling coefficient is 0.74. Both size plants utilize supercritical steam, but the 800-MW(e) plant utilizes a tandem-compound turbine and the 1200-MW(e) plant utilizes a cross-compound turbine.

- D.20 G. Woite, *Nuclear Energy Economics - Capital Investment Costs of Nuclear Power Plants*, International Atomic Energy Agency, Vienna, (April 1979 draft)

This report presents recommended cost-size scaling exponents for pressurized-water reactor investment costs and coal-fired power plant investment costs for seven major direct cost accounts and for indirect costs but does not include the allowances for escalation and interest during construction. It also presents overall cost-size scaling exponents as developed in mid-1976 and compares these with earlier values of cost-size scaling exponents. For pressurized-water reactor investment costs, the recommended total direct and indirect cost-scaling exponent is 0.4 in mid-1976 compared with a value of 0.6 that was used prior to 1976 by the IAEA. For coal-fired power plant investment costs the overall scaling exponent for 1976 is 0.75, the same as that used by the IAEA prior to 1976.

- D.21 W. Gehring, Kraftwerk Union, "Standardization of Nuclear Plants," presented at the European Nuclear Conference, Hamburg, Federal Republic of Germany, May 6-11, 1979

The author presents a graph of relative direct and indirect costs for 700-, 1000-, and 1300-MW(e) nuclear units presumably based on experience in Germany. The cost-size scaling exponent for light-water reactor units calculated from the data presented here is 0.24 covering the range of 700- to 1300-MW(e) unit size including the total of direct and indirect costs but not including allowances for escalation and interest during construction.

- D.22 John F. Stewart, University of North Carolina, "Plant Size, Plant Factor, and the Shape of the Average Cost Function in Electric Power Generation: A Nonhomogeneous Capital Approach," *The Bell Journal of Economics*, Vol. 10, No. 2, pp. 549-565 (Autumn 1979)

This paper reports on an econometric analysis of the average cost function in electric power generation. The author discusses the cost effects of size and efficiency and includes dummy variables for location and number of units in each plant along with heat rate and unit capacity in his regression equation. The analysis distinguishes between steam fossil-fired units and combustion turbines, but does not distinguish between coal, oil, and gas firing for steam units. The author concludes that unit size has a relatively small impact on the cost of equipment. In a restricted specification of the regression equation he found for steam plants that per kW(e) plant costs decline with unit size only for very small units of relatively low fuel efficiency and that plant costs increase with unit size over most of the reasonable range of unit sizes and fuel efficiencies although at a relatively modest rate. In an alternate specification of the regression equation the cost per kW(e) declines with size over the entire range of unit sizes. He further notes that relatively little faith can be put on the sign of the elasticity of steam plant cost with respect to unit size.

- D.23 U.S. Department of Energy, *Power Plant Capital Investment Cost Estimates: Current Trends and Sensitivity to Economic Parameters*, DOE/NE-0009, p. 42, (October 1979)

This document presents estimated capital investment costs for coal and nuclear unit sizes ranging from 600 to 1300 MW(e). The estimates were made utilizing the CONCEPT-5 computer code developed at the Oak Ridge National Laboratory. The cost-size scaling exponents calculated from Fig. 6.1 of this report are 0.65 for coal-fired units 600- to 1000-MW(e) unit size, 0.76 for coal-fired units 900- to 1300-MW(e) unit size, and 0.51 for nuclear units 600- to 1300-MW(e) unit size. All of the coal-fired units are based on supercritical steam pressure and temperature. The smaller units utilize tandem-compound turbines and the larger units cross-compound turbines.

- D.24 Boyd L. Fjeldsted, "The Economics of Coal-Fired Steam Power Plant Generating Unit and Station Sizes," *Utah Economic and Business Review*, University of Utah, Vol. 40, No. 2 (February 1980)

The author of this article presents a graph of power plant cost data as a function of unit size for two-unit plants for 1975 start-up quoted from F. S. Aschner, *Planning Fundamentals of Thermal Power Plants*, p. 655, John Wiley and Sons, New York (1978). Cost-sizing scaling exponents calculated for the cost data presented by Aschner are 0.91 for coal-fired plants and 0.59 for nuclear plants and include allowances for escalation and interest during construction.

- D.25 William M. McMahon, Gilbert-Commonwealth Companies, "The Economics of Large and Small Coal and Nuclear Plants," presented at the Conference on Utilization of Small and Medium Size Power Reactors in Latin America, Montevideo, Uruguay (May 12-15, 1980)

This paper is very similar to reference A.28 and is written by the same author at an earlier date. The author tabulates capital investment cost estimates for coal-fired units ranging from 100- to 1200-MW(e) unit size and for nuclear units ranging from 600- to 1200-MW(e) unit size in 1980 dollars and in 1990 dollars. The calculated cost-size scaling exponents are 0.70 for coal-fired units and 0.43 for nuclear units.

- D.26 L. A. Nieves et al., *The Marginal Cost of Electricity 1980-1985: An Approximation Based on the Cost of New Coal and Nuclear Generating Plants*, PNL-3458, pp. 23 and 34, (July 1980)

This report describes a regression analysis of historical power plant construction costs as a function of unit size, year of initial commercial operation, and regional location in the United States for both coal-fired and nuclear generating units. The regression equations for coal-fired plants also include dummy variables indicating whether or not the plant is located in the South and indicating whether a flue gas desulfurization system was installed when the plant was built. The regression equation for

nuclear plants includes dummy variables for turnkey construction, the presence or absence of cooling towers, and location indicating whether or not the plant is located in the Northeast. The costs were adjusted to constant dollars using information from *The Handy-Whitman Index of Public Utility Construction Costs*. Using the authors' equations, costs for different size generating units were calculated, and then using Eq. (A.1), cost-size scaling exponents were calculated to be 0.52 for coal-fired units and 0.25 for nuclear units based on total plant costs excluding the effects of inflation and escalation.

D.27 Charles Komanoff, *Power Plant Cost Escalation*, Komanoff Energy Associates, New York, pp. 200 and 220 (1981)

The cost-size scaling exponents developed by Mr. Komanoff are part of a regression analysis of historical power plant construction costs reported by utilities to the federal government. The plants and cost data are listed in the study. Before performing the regression analysis, all historical cost data were adjusted to constant-dollar basis, and an attempt was made to remove the escalation and interest during construction components of the reported power plant costs by use of industry wide data for cost of money during construction and power plant construction cost indexes published in *The Handy-Whitman Index of Public Utility Construction Costs*. For coal-fired units Mr. Komanoff found a 3% cost reduction in \$/kW(e) for doubled size. The calculated cost-size scaling exponent is 0.96. For nuclear units Mr. Komanoff found a 13% cost reduction in \$/kW(e) for doubled size. The corresponding cost-size scaling exponent for total direct and indirect costs is 0.80.

D.28 William M. McMahon, Gilbert-Commonwealth Companies, "The Economics of Large and Small Nuclear and Fossil-Fired Power Plants," First Arab Nuclear Power Conference, Damascus, Syria, (June 15-19, 1981)

This paper includes a short discussion on the economy of scale and provides recommended cost-size scaling exponents for the following types of plants:

<u>Type of construction</u>	<u>Scaling exponent</u>
Typical of all construction	0.60
100-600-MW(e) oil	0.92
100-600-MW(e) coal	0.73
600-1200-MW(e) coal	0.85
600-1200-MW(e) nuclear	0.43

The scaling exponents are applicable to total plant costs including allowances for escalation and interest during construction.

- D.29 John H. Crowley, "Letter Report for Intermediate Nominal 400 MW(e) Size Nuclear Power Generating Stations," United Engineers & Constructors Inc. (September 30, 1981)

This letter report submitted by United Engineers & Constructors Inc. to the Argonne National Laboratory presents a graph of direct costs versus unit size covering the range of 400-1139 MW(e). It is noted that the scaling exponent is equal to 0.41 applied to direct cost. The calculated scaling exponent based on unit costs in \$/kW(e) read from the graph is equal to -0.59. It is therefore assumed that the 0.41 scaling exponent applies to total direct costs. The graph also gives a point for a consolidated nuclear steam supply system, which indicates a much stronger economy of scale than for conventional nuclear power plant designs.

- D.30 P. A. Nobile and D. J. Kettler, Ebasco Services Incorporated, "Coal-Fired Unit Size Selection...Is Bigger Better?," The American Society of Mechanical Engineers, 81-JPGC-PWR-34, (1981)

This paper by Nobile and Kettler includes a graph of two-unit coal-fired power plants costs as a function of unit size. The curve of costs for subcritical units covers the range of 200 to 800 MW(e) and the curve for supercritical units covers the range of 600 to 1200 MW(e). From these curves scaling exponents based on total plant cost were calculated to be 0.68 and 0.76, respectively, for subcritical and supercritical coal-fired units.

- D.31 Construction Labor Demand System, U.S. Department of Labor, *Projections of Cost and On-Site Manual Labor Requirements for Constructing Electric Generating Plants, 1980-1990*, p. 76, (February 1982)

The scaling exponents developed by the Construction Labor Demand System (CLDS) come from a regression analysis of historical power plant capital investment costs. The objective of the study was to provide a consistent set of estimates based on year of start of construction of capital investment costs and construction labor requirements for power plant construction to be used by the government, utilities, contractors, labor organizations, vendors, and the general public for policy making and planning purposes. Separate projections for nuclear, hydroelectric, oil, gas, coal, and pumped-storage electric generating facilities are included. The estimates are based on power plants already under construction, those in advanced planning stages, and forecasted capacity additions, which are expected to be under construction during the 1980-1990 interval. The estimates rely heavily upon a special survey of utilities conducted by the Department of Labor in 1981. It is expected that the projections will be revised periodically to reflect new information and changing circumstances. Since the reported capital investment costs for constructing electric power plants are the mixed-current dollars spent over the period from the date of the beginning cash flow to construction end date, they were converted to 1980 dollars by utilizing a cash flow model and power plant construction cost indexes published in *The Handy-Whitman Index of Public Utility Construction Costs*. The resulting scaling exponents were

0.92 for coal-fired plants and 0.63 for nuclear plants, based on total power plant costs adjusted to 1980 dollars.

- D.32 Electric Power Research Institute, *Technical Assessment Guide*, EPRI P-2410-SR, pp. App. B-41 and App. B-42, (May 1982)

The Electric Power Research Institute (EPRI) *Technical Assessment Guide* (TAG) recommends a scaling exponent equal to 0.15 based on unit costs in $\$/kW(e)$ for coal-fired power plants. The scaling exponent is developed from reference coal-fired plant designs prepared by Bechtel (EPRI PE1865) for two plants, one with two 1000-MW(e) supercritical units and the other with two 500-MW(e) subcritical units. The TAG states that if only one unit is built, the cost per kW(e) for the plant will increase by 1/0.96. The 0.15 scaling exponent for unit costs in $\$/kW(e)$ corresponds to a 0.85 scaling exponent for total plant costs.

The TAG recommends a scaling exponent of 0.47 for unit costs in $\$/kW(e)$ for 500-1200-MW(e) light-water reactor plants. This corresponds to a scaling exponent of 0.53 based on total power plant costs. There is no discussion of the basis for the recommended scaling exponent for nuclear plants. For both coal-fired and nuclear plants the scaling exponent is applied to direct and indirect costs before allowances for escalation during construction and interest during construction are applied.

- D.33 United Engineers & Constructors Inc., *Energy Economic Data Base (EEDB) Program Reference Book*, COO-6818-1 (September 1982, draft)

This draft report includes detailed engineering cost estimates for single-unit 480- and 795-MW(e) high-sulfur coal-fired plants at the same hypothetical site in the northeastern United States designed to January 1982 safety and environmental standards. The total estimated direct and indirect costs are $\$465.0 \times 10^6$ for the 480-MW(e) plant and $\$636.8 \times 10^6$ for the 795-MW(e) plant in January 1982 dollars. The calculated cost-size scaling exponent is 0.62.

This study also includes detailed engineering cost estimates for light-water reactor nuclear plants but only at one size. Thus it is not possible to derive cost-size scaling exponents.

- D.34 Lewis J. Perl, National Economic Research Associates, Inc., "The Economics of Nuclear Power," presented at the 1982 Annual Conference of the Atomic Industrial Forum, Washington, DC (November 15, 1982).

This paper presents the results of regression analyses of historical costs of 33 nuclear plants and 245 coal-fired plants. The regression equations are expressed in logarithmic form with the dependent variable being the natural logarithmic capital investment cost in $\$/kW(e)$. The regression coefficients were determined to be -0.5063 for nuclear plants and -0.2024 with a confidence level greater than 95% as measured by the t-statistic. Thus the cost-size scaling exponents, as defined in Eq. (A.1), rounded to two significant figures are estimated to be 0.49 for nuclear plants and 0.80 for coal-fired plants.

添付資料-E 化学工場の構成機器のスクーリング法の例

本資料は、Modern Cost Engineering : Method & Data Volume II (Chemical Engineering Magazine) より、化学プラントのコスト評価に際して行なわれる評価方法の概要と、プラントを構成する機器のコストデータやそれに基づいたスクーリング方法についてまとめたものである。

- (1) コスト評価方法の概要
- (2) 機器コストのスクーリング
- (3) 全投資コストの評価
- (4) 機器コストデータの例
- (5) 機器コストの評価例

(1) コスト評価方法の概要

コスト評価は、次の2つの理由により、様々な段階を経て行なわれる。

1. 経済的な成立性を示すため
2. コストを制御するための予算を組むため

各評価段階での精度は、おおよそ次の通りであるとされている。

Type of estimate	Error, ±%
Order-of-magnitude	40 to 50
Study	25 to 40
Preliminary	15 to 25
Project control	10 to 15
Detailed	5 to 10

Order-of-magnitude — 過去の仕事から利用できるデータを基に、プラントの能力とコストのカーブを作成し、プラントのコストを物価上昇分に対して修正するものである。このように決められたコストは標準的なプラントに対してのみ適合する。成立性の評価と基本的な意思決定に用いられる。

典型的な例を図E-1に示す。これは、コストと190-proofのエタノールの生産能力のカーブを示したものである。

Study - この種の評価方法は、order-of-magnitude 法により評価されたものに、場所、労働生産性、建設資材の利用性などのファクターを掛けて行なわれる。多くの場合、その場所が必要とされる補助施設のコストを評価して、全投資コストを求める必要がある。

この種の評価方法は、経営者がまじめにプラントの建設を考えているときに行なわれるものである。精度は主に、コストファクターに依存する

Preliminary (Factored) - この評価の主な目的は、資金の支出に対する基礎と予算の制御の基本レベルを決めることである。これは、プロセス技術者が概念設計、機器のリストと初歩的なプロセスの流れ図を決めた後に準備される。

以下の資料が、この種の評価の基礎として必要である。

- 。 大きさとカラゴリーによるサイト内外の機器リスト
- 。 初歩的なプロットプラン
- 。 労働生産性及び熟練工と建設資材の利用性を含んだ場所によるコスト調査
- 。 全体的なプロセスの流れ図
- 。 敷地開発の調査

プロジェクトの全直接費を求めるためには、全設備費にファクターを掛けて求め、全間接費は直接費にファクターを掛けて決める。この例を表 E-1 に示す。さらに、全プロジェクト費を求めるためには、以下の項目を考慮しなければならない。すなわち、予備費、触媒と化学物質、始動、経営者の監督と間接費、

物価上昇、労働生産性に対する調整、中央制御室などの建屋、鉄道やはしけなどの付随的な地域発展である。

2.75 というファクターを全設備費にかけ、全材料費を求め、労働直接費は、標準的なポイントを基にした過去の仕事から通常求められる係数である。この全材料及び労働費は、配管、電気配線、制御室、土木工事、絶縁化と塗装、火災防止装置、下水及び限定的な敷地開発を含む。

Project control — この評価方法は、初歩的な (preliminary) 評価をさらに細かくしたものである。この評価方法のためには、以下の資料が必要である。

- 大きさとカテゴリにより分類されたサイト内外の機器リスト
- 全体的なプロットプラン
- 建設資材と労働生産性の利用性を含んだ場所によるコスト調査
- プロセスの流れ図
- 配管と機器のダイヤグラム
- 敷地開発の調査。これは、地盤の振舞いとくっ打ちの必要性を含む。
- 建屋に対する基本的な要求
- 組織の構成
- プロジェクトのスケジュール

全プロジェクト費は、以下のカテゴリに分類される。

- 機器 — 項目ごとの機器リスト、材料コスト、労働の

延べ時間とコスト

- 資材 — 材料コスト、労働の延べ時間とコスト
- 敷地外の補助施設 — 材料コスト、労働の延べ時間とコスト
- エンジニアリングの延べ時間とコスト、これは建設業者の
間接費と工賃も含む。
- 専門家の間接費、これは材料コスト、労働の延べ
時間とコスト及び専門家の延べ労働時間とコスト
- 物価上昇
- 様々な裕度の評価（リスク解析）
- 経営者のコスト
- 設計開発の裕度

この評価は、過去の同様なものと比較され、その完備性が
追求される。その精度は、情報の詳細さと補充に費やす時間に
依存する。

Detailed — この評価方法が、最終的なものである。これ
はプロセス設計が終了し、詳細設計が進行中のときに行なわ
れるものである。この評価方法のためには、以下の資料が必
要である。

- 大きさとカテゴリーに分類された承認された機器リスト
と仕様書
- 承認されたプロットプランと機器の位置プラン
- プロセスの流れ図
- 承認された配管と機器のダイヤグラム

- 熱バランスと物質バランス
- 一般仕様書
- 敷地調査報告書 これは、土壌のもつ特性についての報告書を含む。
- 主要な地盤、配管及び基本設計
- 動力源の馬力（電気）の調査
- 電気配線図
- 配管配置図
- 敷地開発図
- 舗道、地下の配管及び下水のレイアウト
- エンジニアリング、物資調達と建設のためのスケジュール
- プロジェクトの運用マニュアル、これは組織図と手法を含む
- 建屋への要求
- 場所のコスト調査、建設期間中の労働利用性、労働生産性、及び建設資材の利用性。

(2) 機器コストのスケーリング

典型的な機器のコスト曲線を図E-2に示す。これは、1980年の第4四半期のシェル・チューブ型の熱交換器のものである。この熱交換器は、低圧運転に適し、胴と伝達管は炭素鋼でできている。一般に、コストと能力の曲線は両対数のグラフの上に書かれる。同じような相関は、0.6乗則によって得られる。すなわち、

$$C_B = C_A (B/A)^n$$

ここで、

A = コストがわかっているユニットの大きさ

B = コストを求めるユニットの大きさ

n = 0.6

C_A = ユニット A のコスト

C_B = ユニット B のコスト

この相関は、化学プロセスの分野では広く受け入れられている。しかし、上記の相関を用いれば、コスト曲線は両対数グラフの上では直線になるが、図E-2からわかるように、実際には曲線となる。これは、上式のnが常に0.6ではなく、能力とユニットの型により、0.3から0.9に変化するためである。したがって、0.6乗則の使用には注意を要する。表D-2に、機器コストのスケーリングに対して推奨されるべき乗の値を示す。

(3) 全投資コストの評価

すべての機器のコストがわかれば、全プラントコストの初歩的な評価が行なわれる。ここでは、2つの代表的な手法、Lang法とHand法について簡単に説明する。

① Lang法

Lang法では、全機器コストに係数をかけて、プラントの全コストを得る。すなわち

$$C_i = f \cdot E$$

ここで、

C_i = プラントの全投資コスト

f = 係数、固体プロセスユニットでは3.1、固体及び流体のプロセスユニットでは3.63、流体プロセスユニットでは4.74である。

E = 機器に対する全投資コスト

この係数は、order-of-magnitude及びstudy段階の評価の範囲では妥当であり、また、基本的な機器のコストが上昇すれば、その係数は小さくなる。この変動の理由は、配管のサポートや舗道、制御室といった共通な施設は一定ではなく、多かれ少なかれ全機器コストには相関がなかったためであると考えられる。

Lang法は簡単であるが、精度はよくない。例えば、表D-1の場合、全機器コストは1915万ドルであるが、Lang法によれば、全投資コストは $f = 4.74$ (流体プロセス) を用いて、9700万ドルとなる。この数字は、6630万ドルより高い。

実際の係数は、3.3から3.6の間と考えられるが、このような比較を行なうことにより、より精度の高いLang係数を得ることができると思われる。

② Hand 法

これは、主要機器の型式により、設備係数をもち、機器とその係数をかけて、全コストを求めようとするものである。

Lang法より精度が高く、比較的容易に行なえる。この係数の例を表E-3に示す。

(4) 機器コストデータの例

以下に、機器のコストデータの例として、熱交換器及び遠心ポンプ (centrifugal pump) のコストデータを示す。このデータの源は、主に Richard S. Hall and Associates と PDQ # Inc. によるものである。

i) 熱交換器

ここで示すシェル-チューブ式の熱交換器は、Tubular Exchanger Manufacturers Assn. (TEMA) のもので、ASMEコードの Section VIII, Div. 1 の「unfired pressure vessel」に相当するものである。

ここで扱う曲線は、すべて、炭素鋼でできた1つのシェルと炭素鋼とステンレス鋼の2つの流路をもつ熱交換器に対するf.o.b. コストを表わす。伝達管は外径3/4インチ、設計温度と圧力は

おのおの 400°F と 75psi である。また, *fixed-tubesheet* と *U-tube* と *floating tubesheet* の 3 つを扱った。

図 E-3 から図 E-14 に f.o.b コストと熱交換器の表面積の相関曲線を示す。表面積は 0 から 240ft^2 と 300 から 1500ft^2 の 2 つの範囲に分けて示されている。また, 図中の 3 本の曲線は, 管長 8, 12, 16 ft を示している。

例として, 上記の熱交換器の中で伝達面積が 200ft^2 の f.o.b. コストを評価してみた。空間が限られているので, できるだけ短いものを選ぶことにする。漏洩を最小に食い止めるため, *fixed-tubesheet* のものを選択する。図 E-5 より, 304 ステンレス鋼で, 8 ft の管長のものは約 6050 ドルである。3/16 ステンレス鋼の場合は, 1.1 の係数を乗じて 6655 ドルである。

このコストデータは, 1982 年 1 月現在で $\pm 10\%$ の精度である。

ii) 遠心ポンプ

図 E-15 に ANSI B73.1-1977 に従って設計された遠心ポンプのコストを示す。この遠心ポンプは, 中心で吐出させる水平置きの単一段のものである。温度は, 300°F に限定され, モータは, T 型の National Electrical Manufacturers Assn. (NEMA) のものである。

コスト評価に必要なとされる入力は, 性能 (gpm), 差動圧力 (psi), 吸込圧力 (psi), システム温度 ($^{\circ}\text{F}$) とケーシングの材料である。

遠心ポンプのコストは、次式で表わせる。

$$\text{コスト} = \text{基本コスト} \times F_m \times F_o$$

ここで、 F_m 、 F_o はそれぞれ材料と使用条件に関する補正係数である。

Material	F_m
Cast iron	1.00
Bronze	1.35
Cast steel	1.41
Stainless steel	1.94
Alloy 20	2.27
Monel	3.31
Nickel	3.47
Hastelloy C	3.78
Hastelloy B	3.93
Titanium	5.71
Operating limits	F_o
Suction pressure:	
—below 275 psig at 100°F	1.0
—below 350 psig at 100°F	1.5
System Temperature:	
0–500°F (at ANSI allowable pressures)	1.0
above 500°F (at ANSI allowable pressures)	1.5

例として、ヘッド差 77 ft で比重 0.952 の有機化合物を 1430 gpm で動かす遠心ポンプを考えてみる。なお、吸込力は 100°F で 275 psig 以下、ケーシングの材料は Alloy 20 とする。ヘッドは、 $(77 \times 0.952) / 2.31 = 31.7$ psi である。ここで、2.31 ft/psi を換算係数として用いた。

$$\begin{aligned} \text{Capacity / head factor} &= 1.430 \times 31.7 \\ &= 4.5 \times 10^4 \end{aligned}$$

この値と図 E-15 より、

$$\text{基本コスト} = 3500 \text{ ドル}$$

$$F_m = 1.2$$

$$F_o = 1.0$$

$$\text{コスト} = \$3500 \times 1.2 = \$4200$$

(5) 機器のコスト評価例

コストの相関式の作成手法としては、化学プラントのコスト評価においては ASPEN がある。ASPEN (Advanced System for Process Engineering) は、プロセスプラントの成立性評価のために、MIT で作成したもので、コストの概算 ($\pm 30\%$) を行なうコードである。コード作成のスポンサーは DOE とメーカーである。

以下に、圧力容器システム、熱交換器及びポンプに対して適用された例を示す。

1) プロセスプラントの圧力容器システムのコスト評価

圧力容器システムの中には、ベッセル、ノズル、マンホール、スカート、サドルを含む。データベースとして、PDQ # Inc. より提出されたものを使用する。この中には、長さ、径、設計圧、材質の異なる 58 個の Horizontal 圧力容器と 12 個の Vertical 圧力容器が含まれている。

相関式を作る場合のパラメータ (指標) は重量を利用する。圧力容器のコストは、流量、密度、滞在期間、気液分離速度などの設計仕様に依存する (径、長さ等が決まり、それによりコストが決まる) が、ここでは指標として圧力容器の重量を採用している。但し、支持台のコスト評価の指標は圧力容器のサイズを使用している。

相関式の作成に際しては以下を考慮する。

- ① 基準となる圧力容器システムを選定し、コストと重量の相関式を作成し、これを基準コストとする。

② 材料の相異によるコスト変動を補正する。

③ 支持台については、圧力容器のサイズをパラメータとしてコストの相関式を作成し、加算する。

また、コストの計算に用いた式は

$$C_t = F_M \cdot C_b + C_a$$

ここで、

C_t : 圧力容器システムのコスト

C_a : platform, ladder のコスト

C_b : 基準の圧力容器のコスト (炭素鋼製)

F_M : 材料係数

本式により評価された結果とコストデータ (生データ) との比較を図 E-16 及び図 E-17 に示す。

ii) プロセスプラントの熱交換器のコスト評価

コストのデータベースとしては、PDQ#. Inc. によるものと Guthrie による文献から得たものを使用した。相関式の作成にあたっては、以下の点を考慮した。

① コストの指標として伝熱面積を採用することにする。

シェル型の径、伝熱管の長さ、本数等はパラメータとしては考えないこととする。

② 基準となる熱交換器を選定し、これに対してコストと伝熱面積の相関式を作成し、基準コストとする。

③ 型式、設計圧および材料の相異によるコスト変動を考慮し、補正係数を決め、基準コストを補正する。

④ 型式, 設計圧の変動による補正係数を伝熱面積をパラメータとして相関式表示する。同様にして材料の相異も相関式により表示する。

コストの計算式は次の通りである。

$$C_E = C_B \cdot F_D \cdot F_P \cdot F_M$$

ここで

C_E : 熱交換器のコスト

C_B : 基準熱交換器のコスト

F_D : 型式の相異による補正ファクター (表E-7)

F_P : 設計圧の変動に対する補正ファクター (表E-7)

F_M : 材料の相異に対する補正ファクター (表E-8)

iii) ポンプおよび駆動ポンプ

コストのデータベースとしては, "Process Plant Construction Estimating Standards" Vol 4, Richardson Engineering Services Inc., (1978-79) のデータブック及び Monsanto Co's FLOWTRAN Pump-costing program --- material-of-construction cost factor を参照した。これらの相関データは 1967年のものを Chemical Engineering Pumps and Compressors Index Ratio により 1979年に外挿したものである。また, コストデータは 1979年のものを使用した。経済性の指標としては流量 Q と吐出圧 H を採用した。また, 計算ではポンプと駆動ポンプを別々に取扱うこととする。

イ) ポンプのコスト (C_p)

コストの指標は

$$S = Q \cdot \sqrt{H}$$

ここで、 Q は流量、 H は吐出圧である。コストの計算式は

$$C_p = C_B \cdot F_T \cdot F_M$$

ここで

C_p : 対象とするポンプのコスト

C_B : 基準ポンプのコスト (表E-9)

F_T : 型式に依存する補正係数 (表E-11)

F_M : 材料に依存する補正係数 (表E-10)

なお、本相関式の適用範囲を表D-9にまとめる。これには、ポンプの形式と回転数、流量、吐出圧および駆動モータ-能力に関して、相関式に用いたデータの範囲をまとめられている。

ロ) 駆動ポンプのコスト (C_M)

コストの指標は、流量 Q 、吐出圧 H および流体比重量 ρ である。

ポンプの動力 P_B は次式により評価される。

$$P_B = \rho Q H / \eta_p$$

ここで

P_B : ポンプ動力 (watts)

ρ : 流体の密度 (kg/m^3)

Q : 流量 (m^3/s)

H : 吐出圧 (J/kg)

η_p : ポンプ効率 (%)

ポンプの効率は次式で評価される。

$$\eta_p = 0.885 + 0.00824(\ln Q) - 0.01199(\ln Q)^2$$

($0.0012 \text{ m}^3/\text{s} < Q < 0.320 \text{ m}^3/\text{s}$)

駆動ポンプのコストは次式による。

$$C_M = \exp [a_1 + a_2 (\ln P) + a_3 (\ln P)^2]$$

ここで、 P はポンプサイズで、HP の単位である。1 HP = 745.7 watts
で、上述の P_B より計算される。また、 a_1, a_2, a_3 は相関係
数を表 E - 12 より評価される。

表E-1 全コストの計算例

Total cost derived via factoring equipment cost		
Equipment and direct costs, \$		
Towers	3,500,000	
Tanks	6,300,000	
Pumps and compressors	3,400,000	
Heat exchangers	4,350,000	
Heaters	100,000	
Special equipment	<u>1,500,000</u>	
A. Total equipment	19,150,000	100%
B. Total direct (material and labor, including bulk material)		
	52,750,000	275% of A
Insurance and freight	350,000	1 or 2% of A
Indirect field	7,900,000	15% of B
Engineering, including overhead	<u>5,300,000</u>	10% of B
Total	66,300,000	346% of A

表E-2 機器コストのスケーリングの
べき乗の値

Equipment	<i>n</i> values
Air fins (coolers)	0.80
Agitator	0.50
Blower	0.65
Compressors, reciprocating and centrifugal	0.75
Conveyor	0.70
Drums	0.65
Dryer	0.50
Ejector (5-stage)	0.50
Heaters	0.80
Heat exchangers	0.60
Pumps	0.60
Refrigeration unit	0.75
Tanks	0.70
Towers	0.70

表E-3 Hand法の係数

Hand method factors for equipment costs	
Fractionating columns	4
Pressure vessels	4
Heat exchangers	3½
Fired heaters	2
Pumps	4
Compressors	2½
Miscellaneous equipment	2½

表E-4 horizontalバッチセルの
コスト相関式

Correlations for cost of horizontal vessels	
English units	
Shell of carbon steel; W_s in lb, lower limit- $W_s = 813$, upper limit- $W_s = 914,000$:	
$C_b = \exp [8.271 - 0.23300 (\ln W_s) + 0.04333 (\ln W_s)^2]$	
Platforms and ladders; D_i in ft, lower limit- $D_i = 3$, upper limit- $D_i = 12$:	
$C_a = 1,012.2 D_i^{0.20294}$	
SI units	
Shell of carbon steel; W_s in kg, lower limit- $W_s = 369$, upper limit- $W_s = 415,000$:	
$C_b = \exp [8.114 - 0.16449 (\ln W_s) + 0.04333 (\ln W_s)^2]$	
Platforms and ladders; D_i in m, lower limit- $D_i = 0.92$, upper limit- $D_i = 3.66$:	
$C_a = 1,288.3 D_i^{0.20294}$	

表E-5 verticalバッチセルの
コスト相関式

Correlations for cost of vertical vessels	
English units	
Shell of carbon steel (W_s in lb, lower limit- $W_s = 4,876$, upper limit- $W_s = 226,000$):	
$C_b = \exp [8.800 - 0.28885 (\ln W_s) + 0.04576 (\ln W_s)^2]$	
Platforms and ladders (D_i and T_i in ft, lower limit- $D_i = 6$, $T_i = 12$, upper limit- $D_i = 10$, $T_i = 20$):	
$C_a = 182.5 D_i^{0.73960} T_i^{0.70684}$	
SI units	
Shell of carbon steel (W_s in kg, lower limit- $W_s = 2,210$, upper limit- $W_s = 103,000$):	
$C_b = \exp [8.600 - 0.21651 (\ln W_s) + 0.04576 (\ln W_s)^2]$	
Platforms and ladders (D_i and T_i in m, lower limit- $D_i = 1.83$, $T_i = 3.66$, upper limit- $D_i = 3.05$, $T_i = 6.10$):	
$C_a = 1,017.0 D_i^{0.73960} T_i^{0.70684}$	

表E-6 材料ファクター

Constant material-of-construction factors	
Material	Cost factor, F_M
Stainless steel, 304	1.7
Stainless steel, 316	2.1
Carpenter 20CB-3	3.2
Nickel-200	5.4
Monel-400	3.6
Inconel-600	3.9
Incoloy-825	3.7
Titanium	7.7

329
E-26

表E-7 熱交換器のコスト相関曲線

Correlations for costs of heat exchangers	
English units	SI Units
Base cost for carbon-steel, floating-head, 100-psig exchanger:	Base cost for carbon-steel, floating-head, 700-kN/m ² exchanger:
$C_B = \exp[8.551 - 0.30863 (\ln A) + 0.06811 (\ln A)^2]$	$C_B = \exp[8.202 + 0.01506 (\ln A) + 0.06811 (\ln A)^2]$
Exchanger-type cost factor:	Exchanger-type cost factor:
Fixed-head: $F_D = \exp[-1.1156 + 0.0906 (\ln A)]$	Fixed-head: $F_D = \exp[-0.9003 + 0.0906 (\ln A)]$
Kettle reboiler: $F_D = 1.35$	Kettle reboiler: $F_D = 1.35$
U-tube: $F_D = \exp[-0.9816 + 0.0830 (\ln A)]$	U-tube: $F_D = \exp[-0.7844 + 0.0830 (\ln A)]$
Design-pressure cost factor:	Design-pressure cost factor:
100 to 300 psig: $F_P = 0.7771 + 0.04981 (\ln A)$	700 - 2,100 kN/m ² : $F_P = 0.8955 + 0.04981 (\ln A)$
300 to 600 psig: $F_P = 1.0305 + 0.07140 (\ln A)$	2,100 - 4,200 kN/m ² : $F_P = 1.2002 + 0.07140 (\ln A)$
600 to 900 psig: $F_P = 1.1400 + 0.12088 (\ln A)$	4,200 - 6,200 kN/m ² : $F_P = 1.4272 + 0.12088 (\ln A)$
A in ft ² ; lower limit—150 ft ² , upper limit—12,000 ft ² .	A in m ² ; lower limit—14 m ² , upper limit—1,100 m ² .

表E-8 熱交換器の材料補正係数

Material-of-construction cost factors for heat exchangers				
Material	English units, A in ft ²		SI units, A in m ²	
	$F_M = g_1 + g_2 (\ln A)$		$F_M = g_1 + g_2 (\ln A)$	
	g_1	g_2	g_1	g_2
Stainless steel 316	0.8608	0.23296	1.4144	0.23296
Stainless steel 304	0.8193	0.15984	1.1991	0.15984
Stainless steel 347	0.6116	0.22186	1.1388	0.22186
Nickel 200	1.5092	0.60859	2.9553	0.60859
Monel 400	1.2989	0.43377	2.3296	0.43377
Inconel 600	1.2040	0.50764	2.4103	0.50764
Incoloy 825	1.1854	0.49706	2.3665	0.49706
Titanium	1.5420	0.42913	2.5617	0.42913
Hastelloy	0.1549	1.51774	3.7614	1.51774

表E-9 駆動ポンプのコスト相関曲線

Correlations for cost of centrifugal pumps [4]

English units				SI units			
Base cost for one-stage, 3,550-rpm, VSC cast-iron pump:				Base cost for one-stage, 3,550-rpm, VSC cast-iron pump:			
$C_B = \exp[8.3949 - 0.6019(\ln S) + 0.0519(\ln S)^2]$				$C_B = \exp[7.2234 + 0.3451(\ln S) + 0.0519(\ln S)^2]$			
Here, $S = Q\sqrt{H}$, with Q in gpm, and H in ft-lbf/lb (ft of head).				Here, $S = Q\sqrt{H}$, with Q in m^3/s , and H in J/kg or m^2/s^2 .			
Cost factor for pump type:				Cost factor for pump type:			
$F_T = \exp[b_1 + b_2(\ln S) + b_3(\ln S)^2]$				$F_T = \exp[b_1 + b_2(\ln S) + b_3(\ln S)^2]$			
Type	b_1	b_2	b_3	Type	b_1	b_2	b_3
One-stage, 1,750-rpm, VSC	5.1029	-1.2217	0.0771	One-stage, 1,750-rpm, vsc	0.3740	0.1851	0.0771
One-stage, 3,550-rpm, HSC	0.0632	0.2744	-0.0253	One-stage, 3,550-rpm, hsc	0.4612	-0.1872	-0.0253
One-stage, 1,750-rpm, HSC	2.0290	-0.2371	0.0102	One-stage, 1,750-rpm, hsc	0.7147	-0.0510	0.0102
Two-stage, 3,550-rpm, HSC	13.7321	-2.8304	0.1542	Two-stage, 3,550-rpm; hsc	0.7445	-0.0167	0.1542
Multistage, 3,550-rpm, HSC	9.8849	-1.6164	0.0834	Multistage, 3,550-rpm, hsc	2.0798	-0.0946	0.0834

表E-10 材料補正係数

Cost factors for material of construction

Material	Cost factor, F_M
Cast steel	1.35
304 or 316 fittings	1.15
Stainless steel, 304 or 316	2.00
Cast Gould's Alloy No. 20	2.00
Nickel	3.50
Monel	3.30
ISO B	4.95
ISO C	4.60
Titanium	9.70
Hastelloy C	2.95
Ductile iron	1.15
Bronze	1.90

Source: Monsanto Co.'s FLOWTRAN pump-costing subprogram

表E-11 型式に依存する補正係数

Flow, head and power limits for centrifugal pumps

	Flow, $gpm (m^3/s)$		Head, ft-lbf/lb (J/kg)		Motor hp, upper limit
	Lower limit	Upper limit	Lower limit	Upper limit	
One-stage, 3,550-rpm, VSC	50 (0.00315)	900 (0.568)	50 (150)	400 (1,200)	75
One-stage, 1,750-rpm, VSC	50 (0.00315)	3,500 (0.2208)	50 (150)	200 (600)	200
One-stage, 3,550-rpm, HSC	100 (0.00631)	1,500 (0.0946)	100 (300)	450 (1,350)	150
One-stage, 1,750-rpm, HSC	250 (0.01577)	5,000 (0.3155)	50 (150)	500 (1,500)	250
Two-stage, 3,550-rpm, HSC	50 (0.00315)	1,100 (0.0694)	300 (900)	1,100 (3,300)	250
Multistage, 3,550-rpm, HSC	100 (0.00631)	1,500 (0.0946)	650 (2,000)	3,200 (9,600)	1,450

331

E-28

E-20

表E-12 駆動モータのコスト相関

Correlation for cost of electric motors				
Cost of 60 Hz standard-voltage motor and insulation, discounted:				
$C_M = \exp [a_1 + a_2 (\ln P) + a_3 (\ln P)^2]$				
P is the nominal size in horsepower				
	Coefficients [4]			Hp limits
	a_1	a_2	a_3	
Open, drip-proof: 3,600-rpm	4.8314	0.09666	0.10960	1-7.5
	4.1514	0.53470	0.05252	7.5-250
	4.2432	1.03251	-0.03595	250-700
1,800-rpm	4.7075	-0.01511	0.22888	1-7.5
	4.5212	0.47242	0.04820	7.5-250
	7.4044	-0.06464	0.05448	250-600
1,200-rpm	4.9298	0.30118	0.12630	1-7.5
	5.0999	0.35861	0.06052	7.5-250
	4.6163	0.88531	-0.02188	250-500
Totally enclosed, fan-cooled: 3,600-rpm	5.1058	0.03316	0.15374	1-7.5
	3.8544	0.83311	0.02399	7.5-250
	5.3182	1.08470	-0.05695	250-400
1,800-rpm	4.9687	-0.00930	0.22616	7.5-250
	4.5347	0.57065	0.04609	
1,200-rpm	5.1532	0.28931	0.14357	1-7.5
	5.3858	0.31004	0.07406	7.5-350
Explosion-proof: 3,600-rpm	5.3934	-0.00333	0.15475	1-7.5
	4.4442	0.60820	0.05202	7.5-200
	5.2851	0.00048	0.19949	1-7.5
1,800-rpm	4.8178	0.51086	0.05293	7.5-250
	5.4166	0.31216	0.10573	1-7.5
1,200-rpm	5.5655	0.31284	0.07212	7.5-200

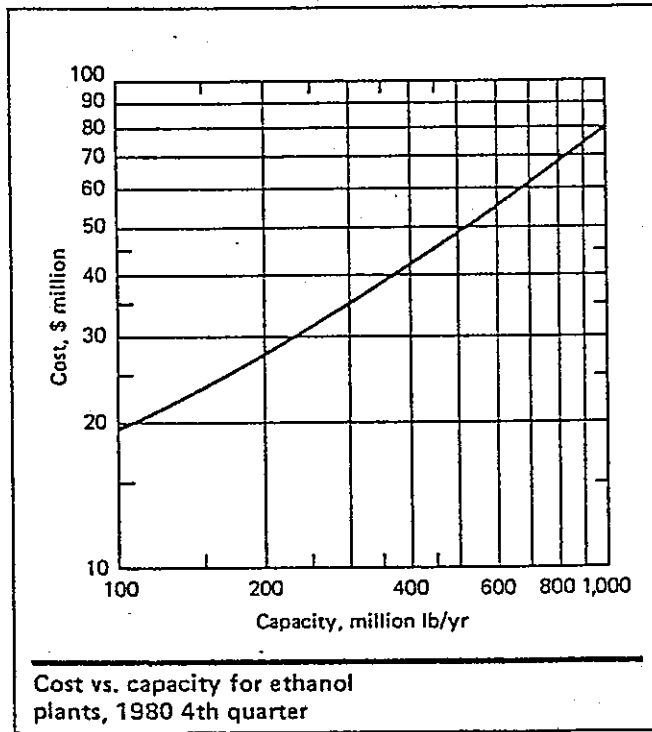


図 E-1 1980年第4四半期のエタノールプラントの
コスト相関曲線 (指標は生産能力)

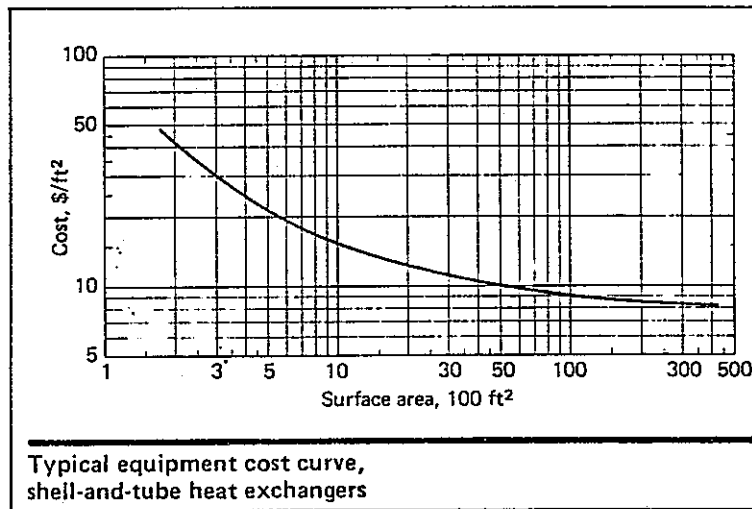
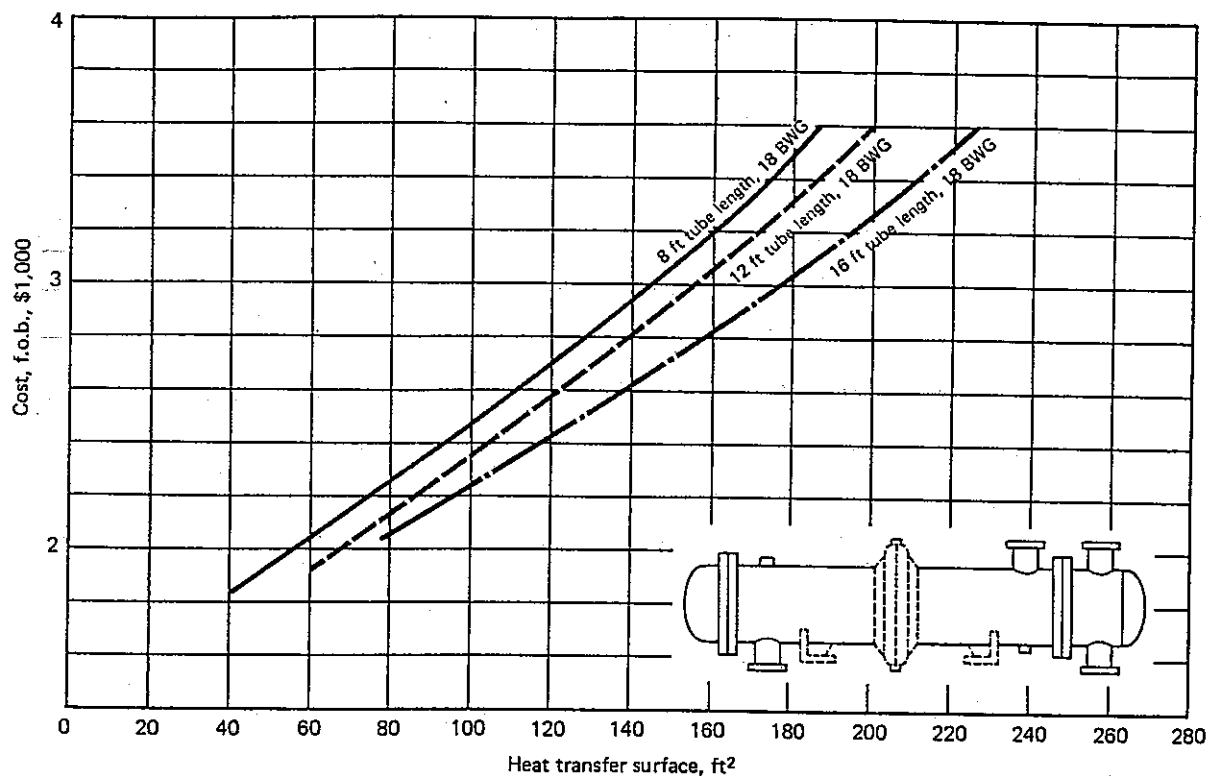
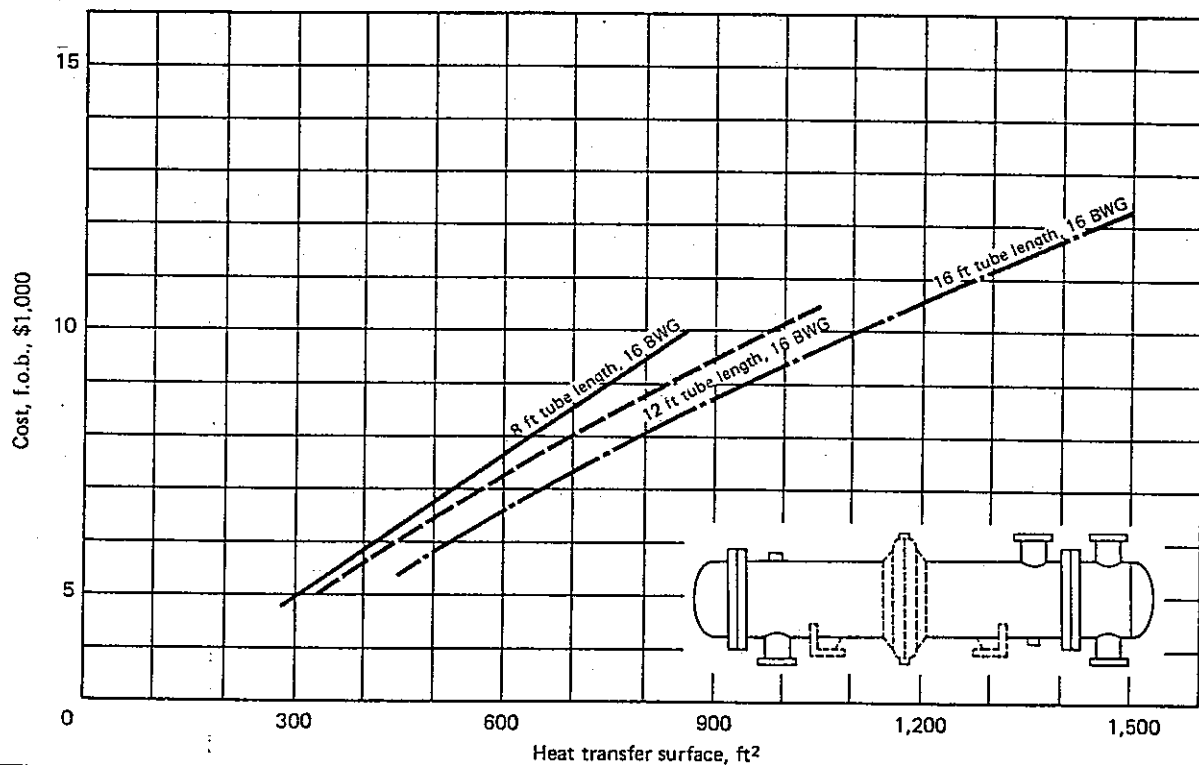


図 E-2 シェル-チューブ式の熱交換器の
コスト相関曲線 (指標は伝熱面積)



Heat exchangers—fixed tubesheet, tubes of carbon steel, area 0-240 ft², carbon steel shell

図E-3 熱交換器のコスト相関曲線 (1)



Heat exchangers—fixed tubesheet, tubes of carbon steel, area 300-1,500 ft², carbon steel shell

図E-4 熱交換器のコスト相関曲線 (2)

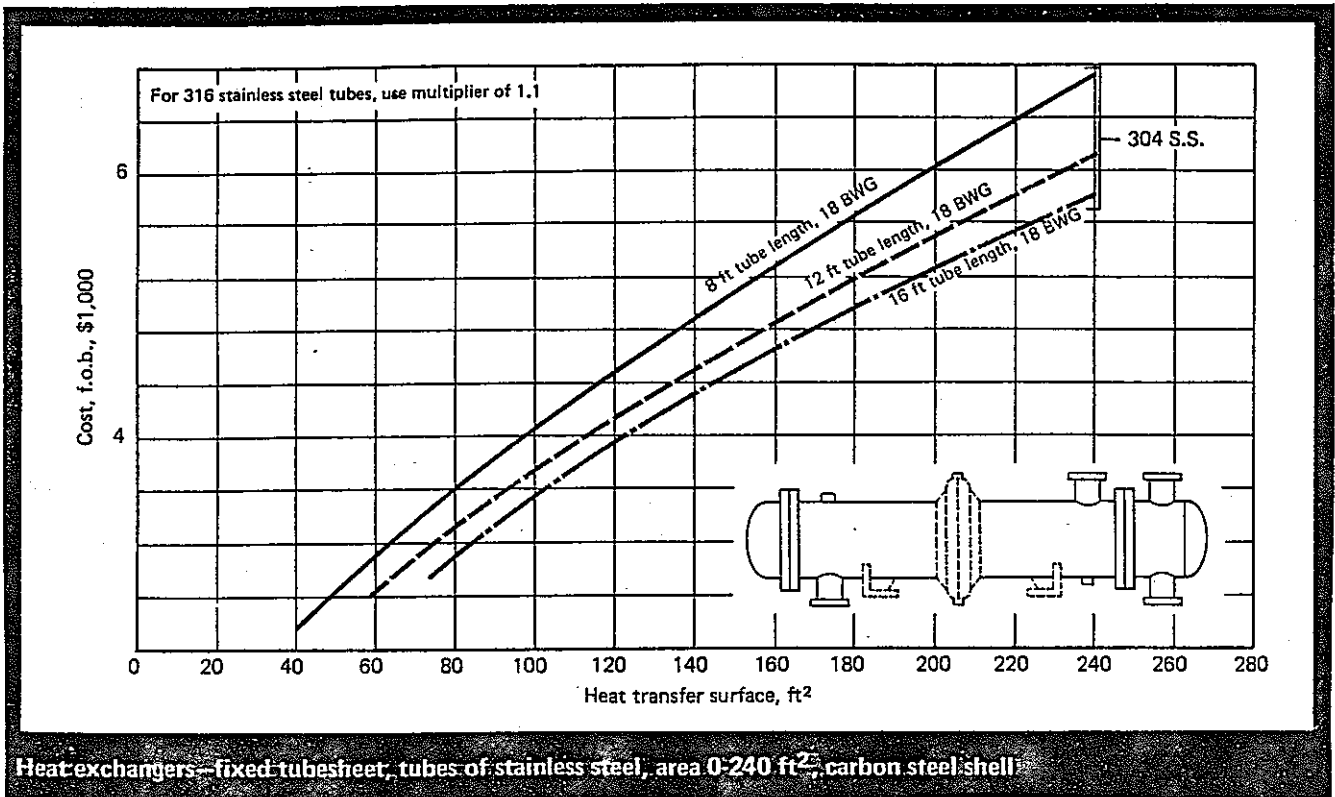


図 E-5 熱交換器のコスト相関曲線 (3)

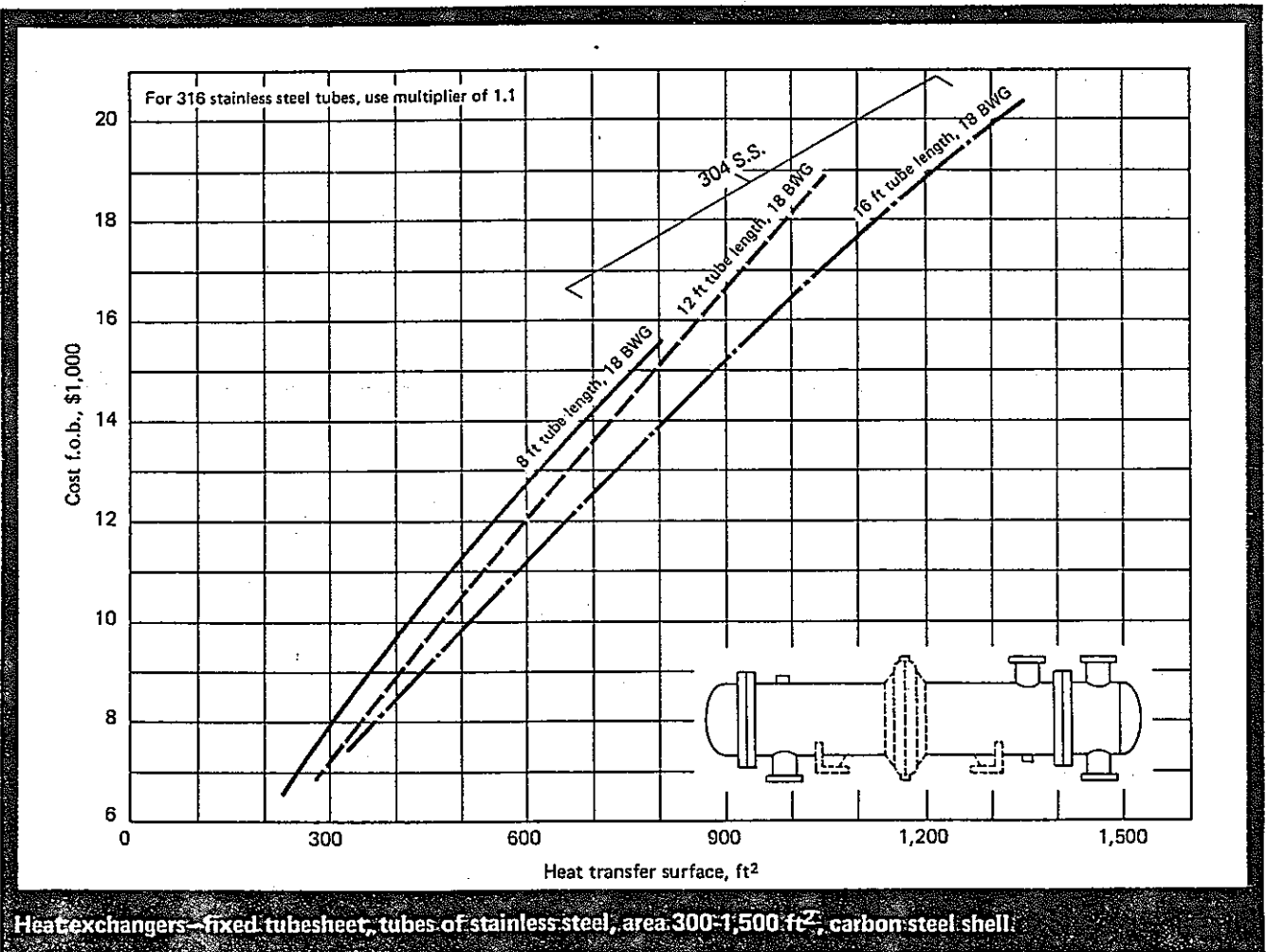
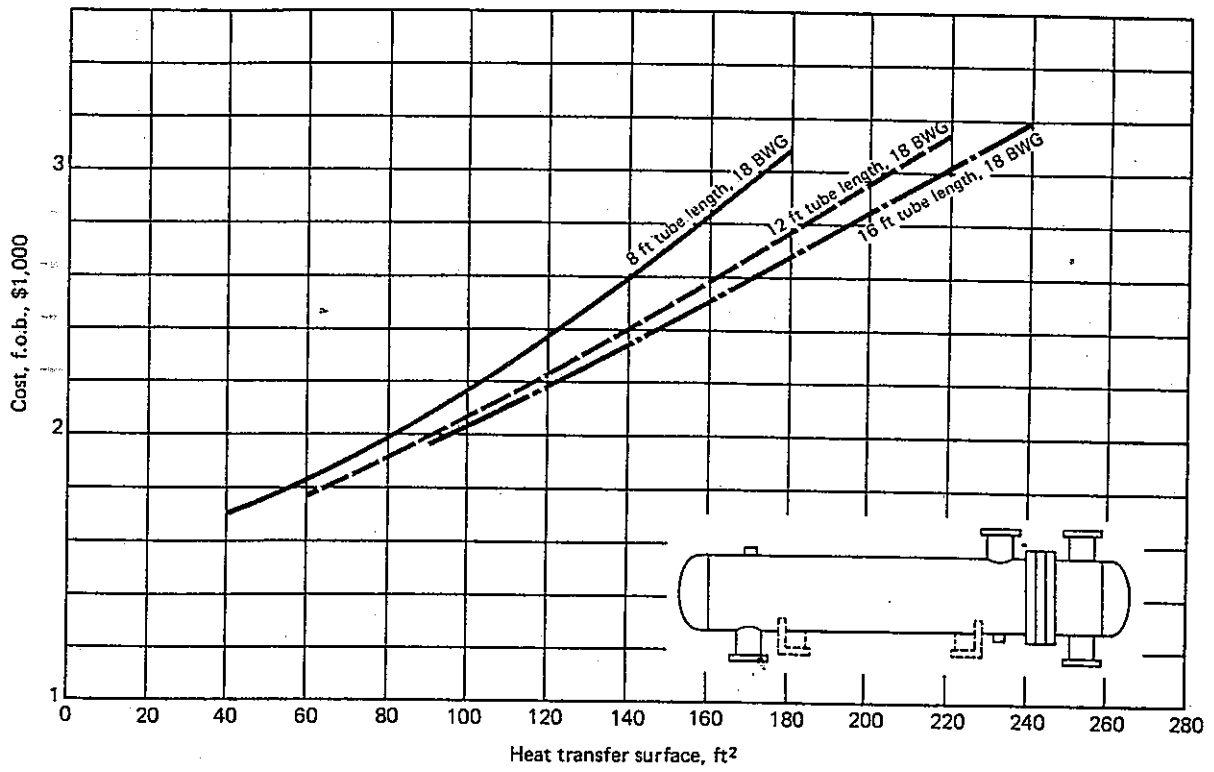


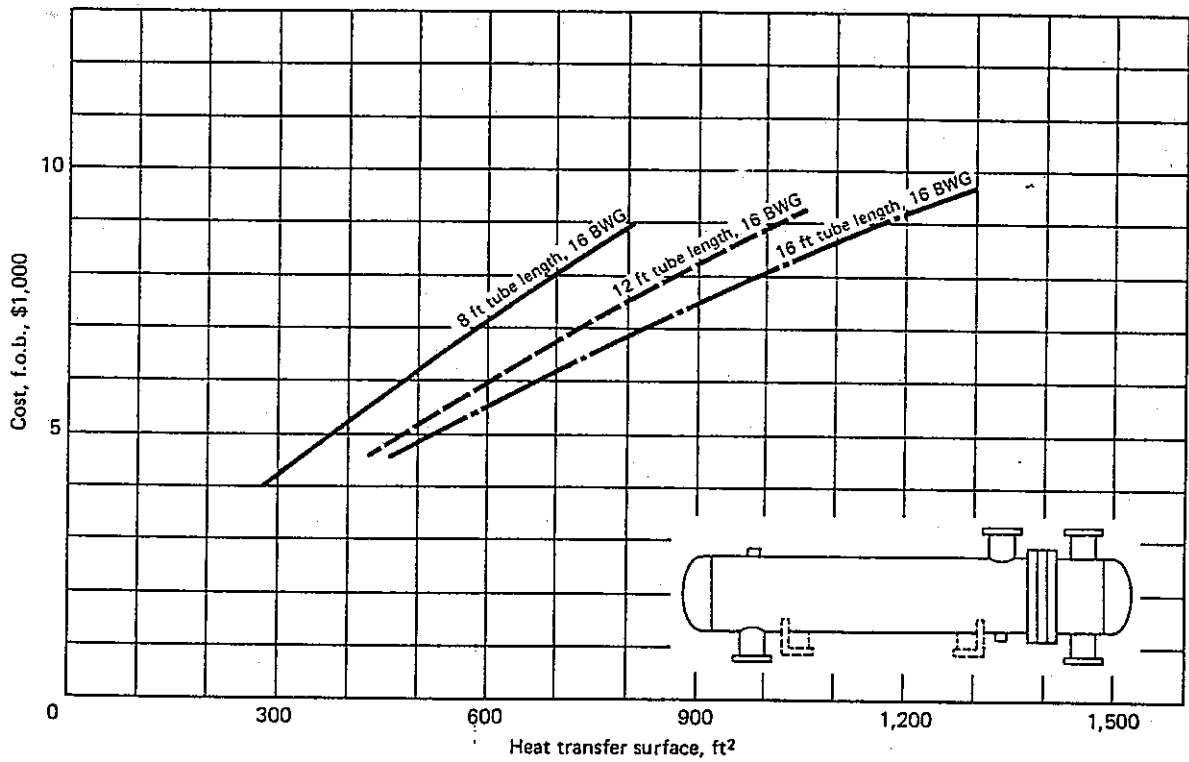
図 E-6 熱交換器のコスト相関曲線 (4)

325
E-19



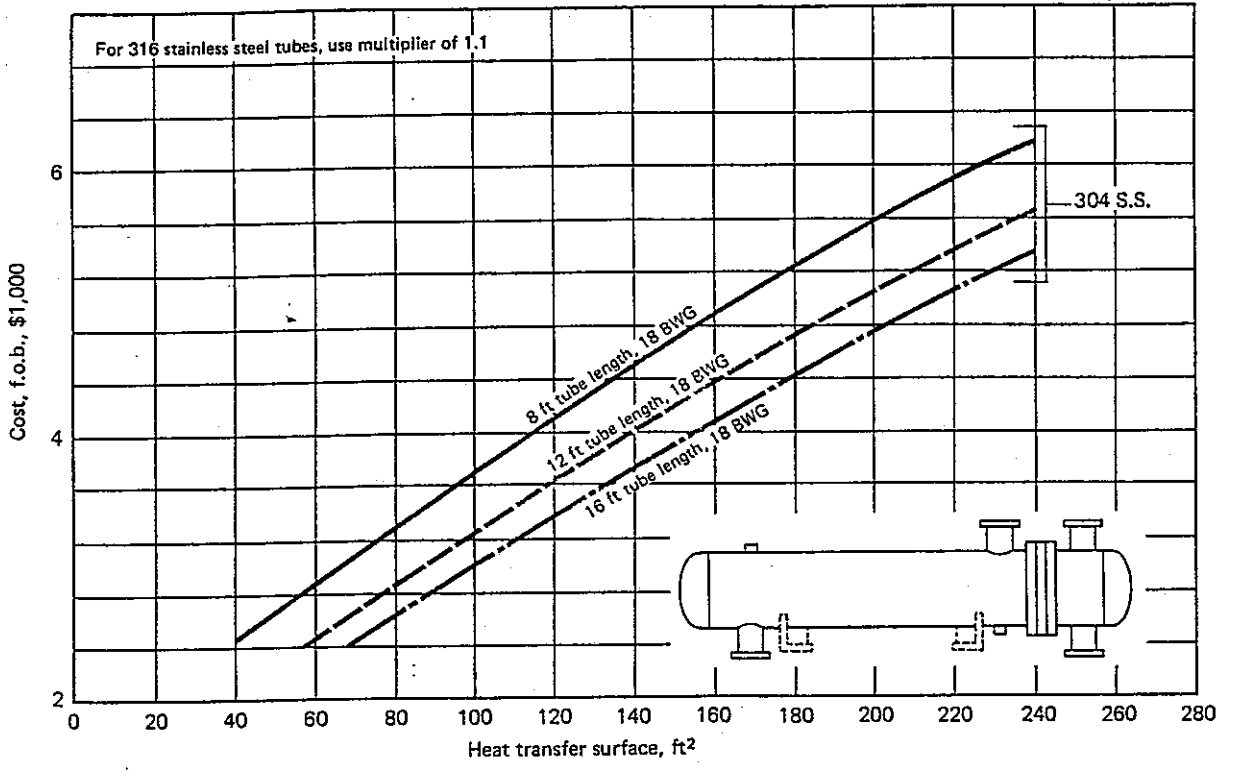
Heat exchangers—U-tube, tubes of carbon steel, area 0-240 ft², carbon steel shell.

図 E-7 熱交換器のコスト相関曲線 (5)



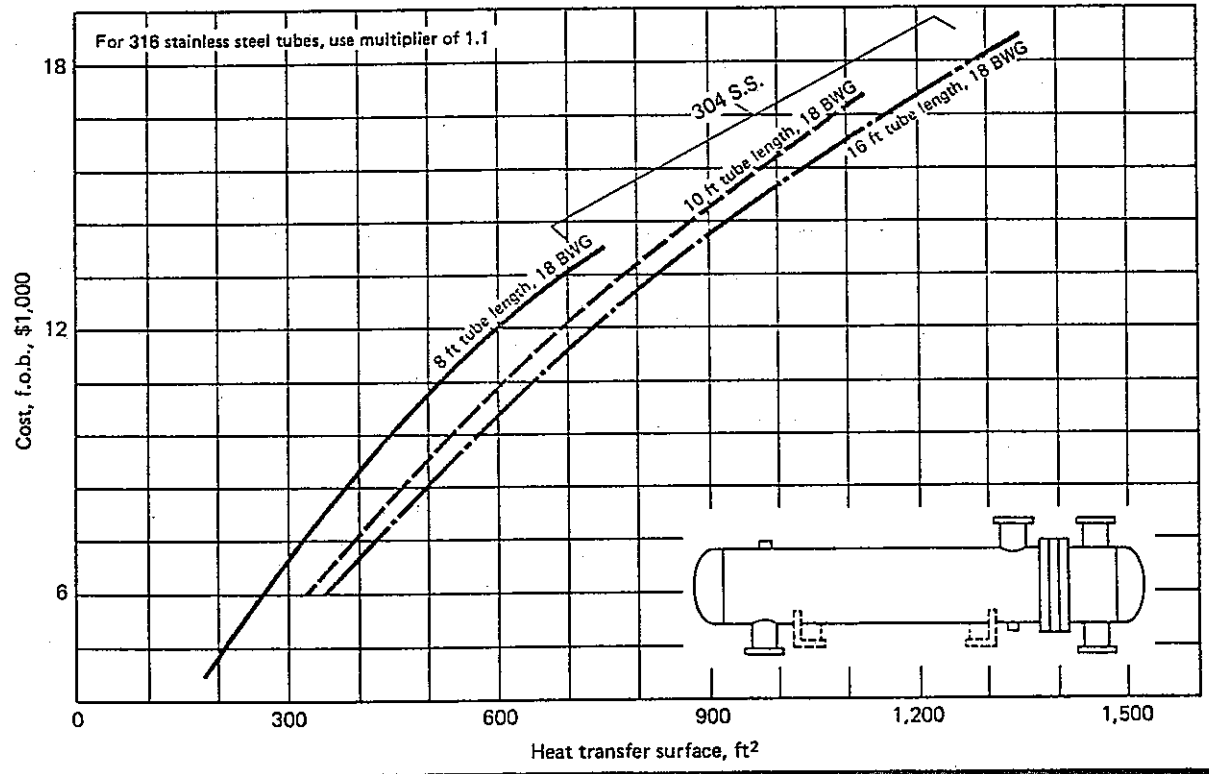
Heat exchangers—U-tube, tubes of carbon steel, area 300-1,500 ft², carbon steel shell.

図 E-8 熱交換器のコスト相関曲線 (6)



Heat exchangers—U-tube, tubes of stainless steel, area 0-240 ft², carbon steel shell

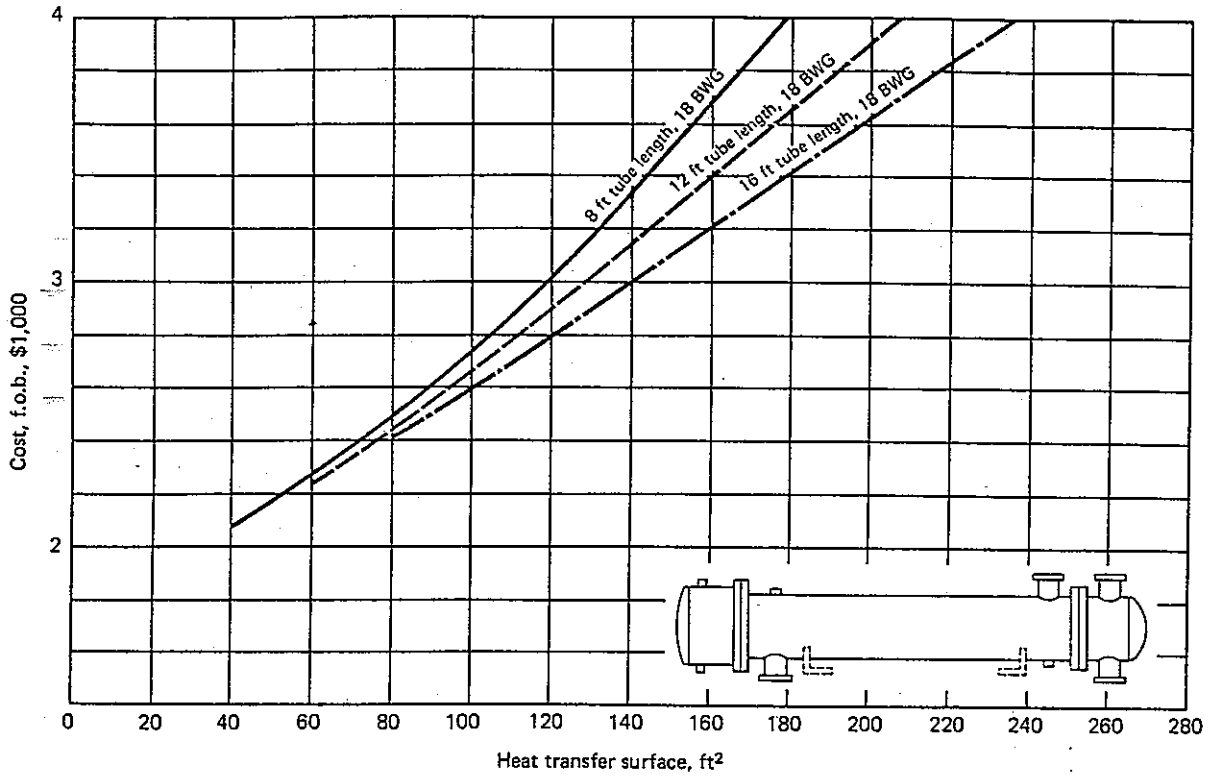
図 E-9 熱交換器のコスト相関曲線 (7)



Heat exchangers—U-tube, tubes of stainless steel, area 300-1,500 ft², carbon steel shell

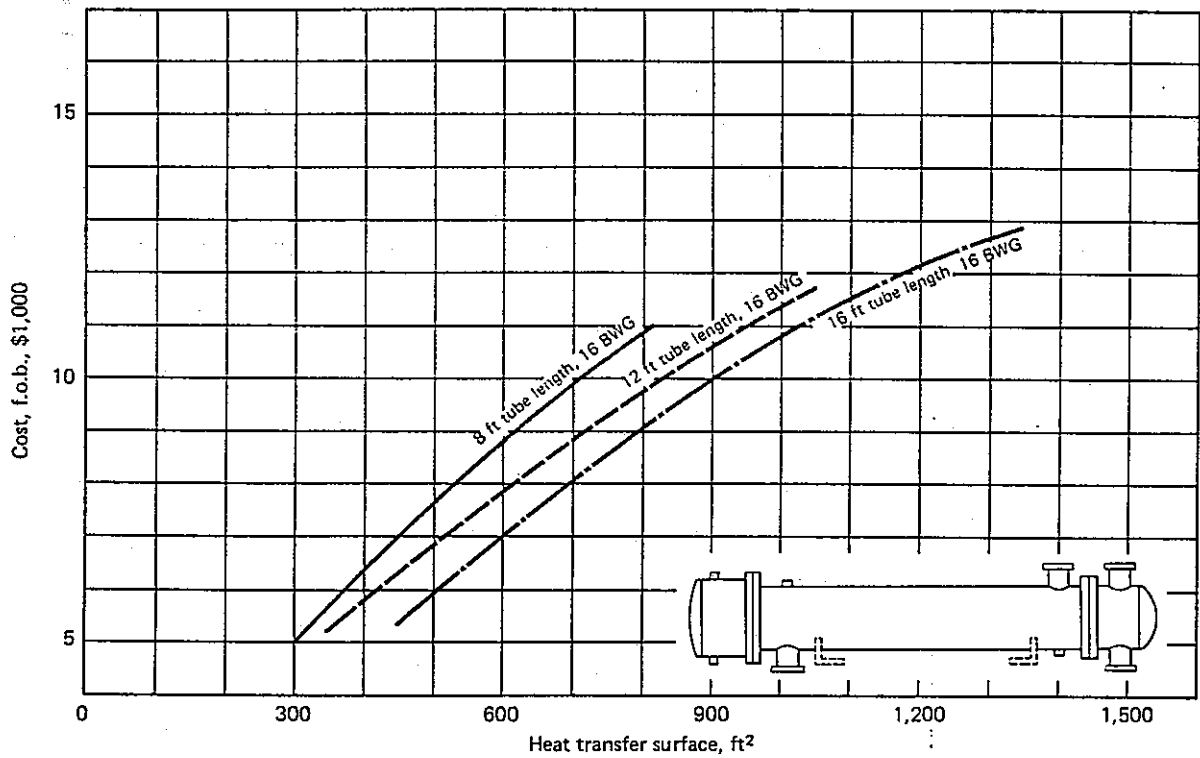
図 E-10 熱交換器のコスト相関曲線 (8)

337
E-21



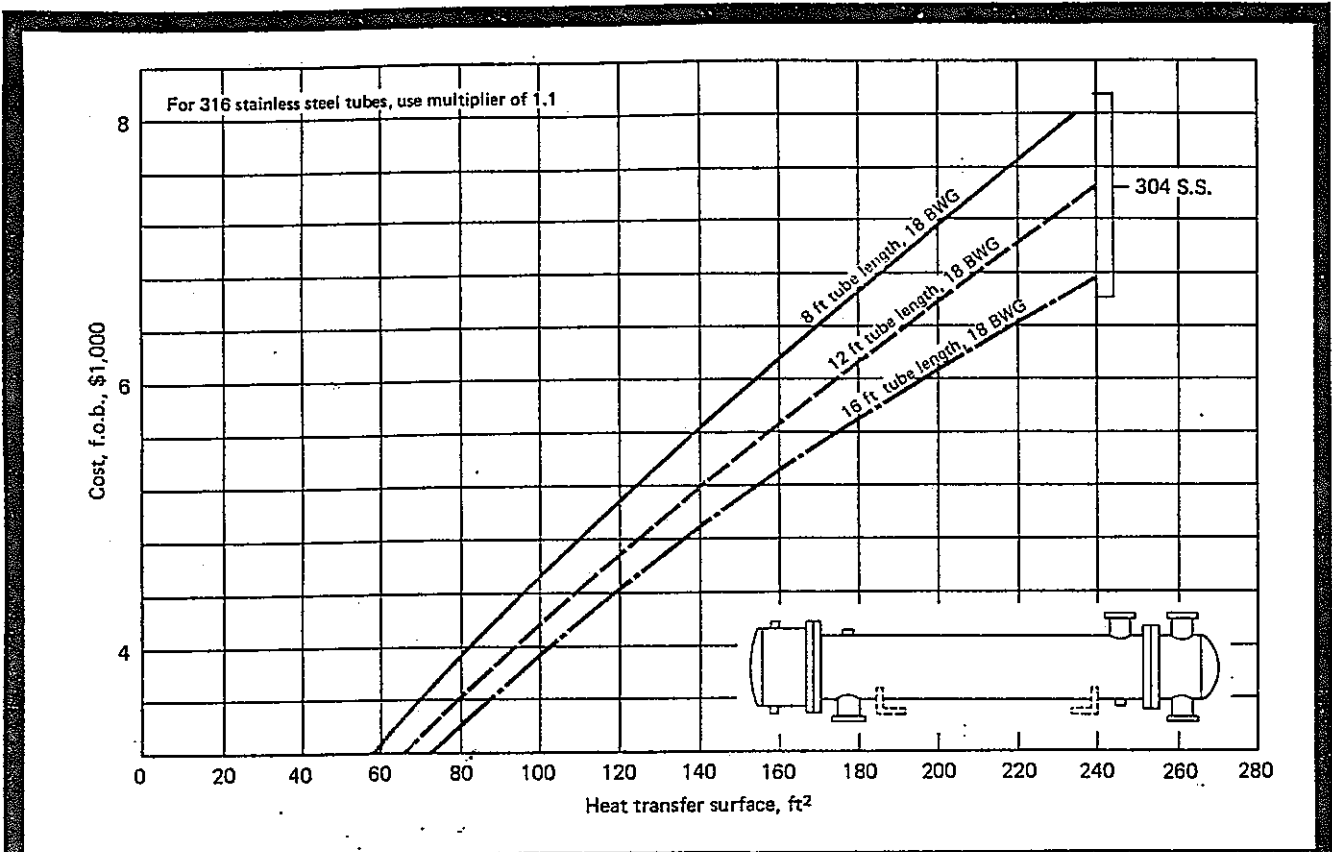
Heat exchangers—floating head; tubes of carbon steel; area 0-240 ft²; carbon steel shell

図 E-11 熱交換器のコスト相関曲線 (9)



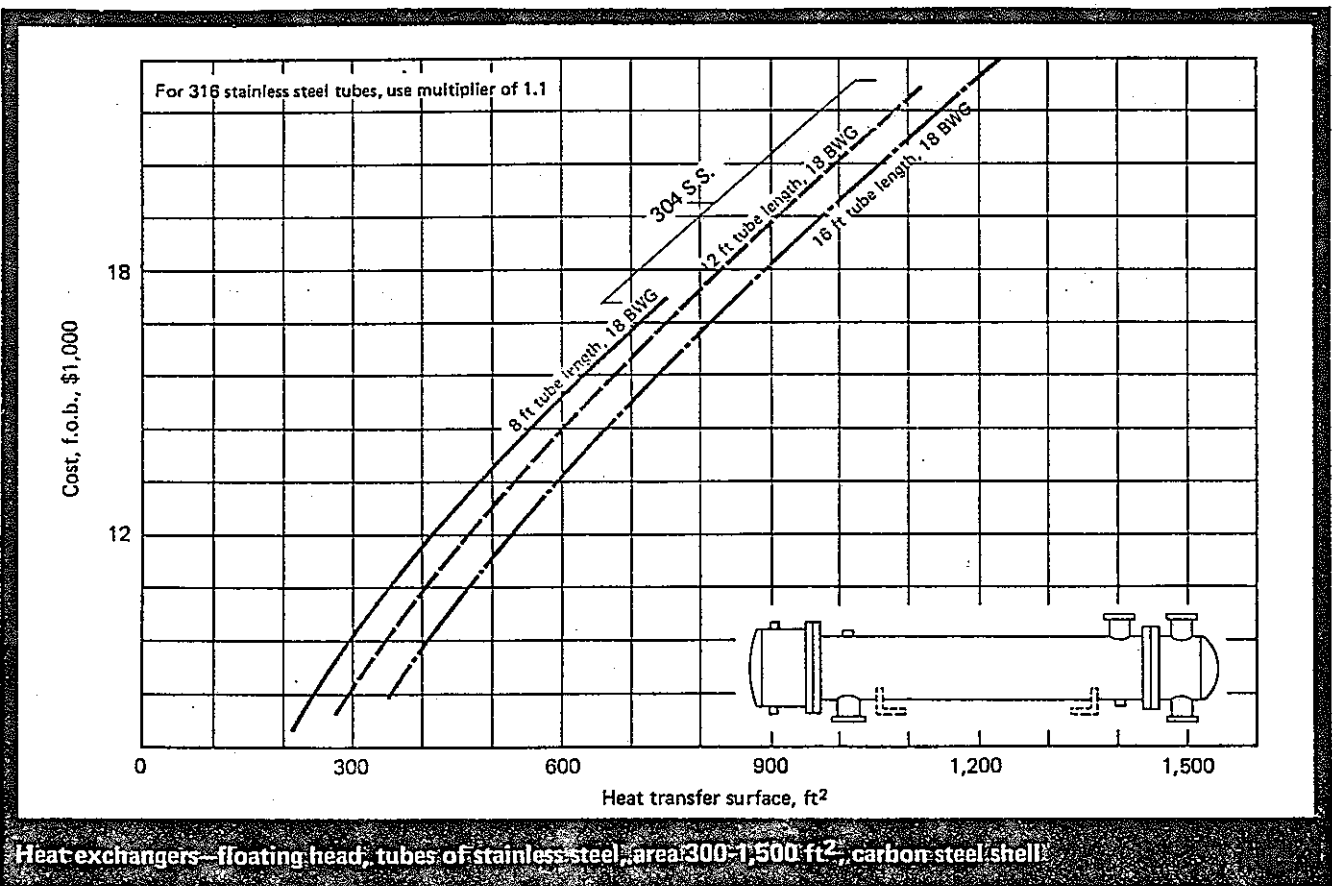
Heat exchangers—floating head; tubes of carbon steel; area 300-1,500 ft²; carbon steel shell

図 E-12 熱交換器のコスト相関曲線 (10)



Heat exchangers—floating head, tubes of stainless steel, area 0-240 ft², carbon steel shell

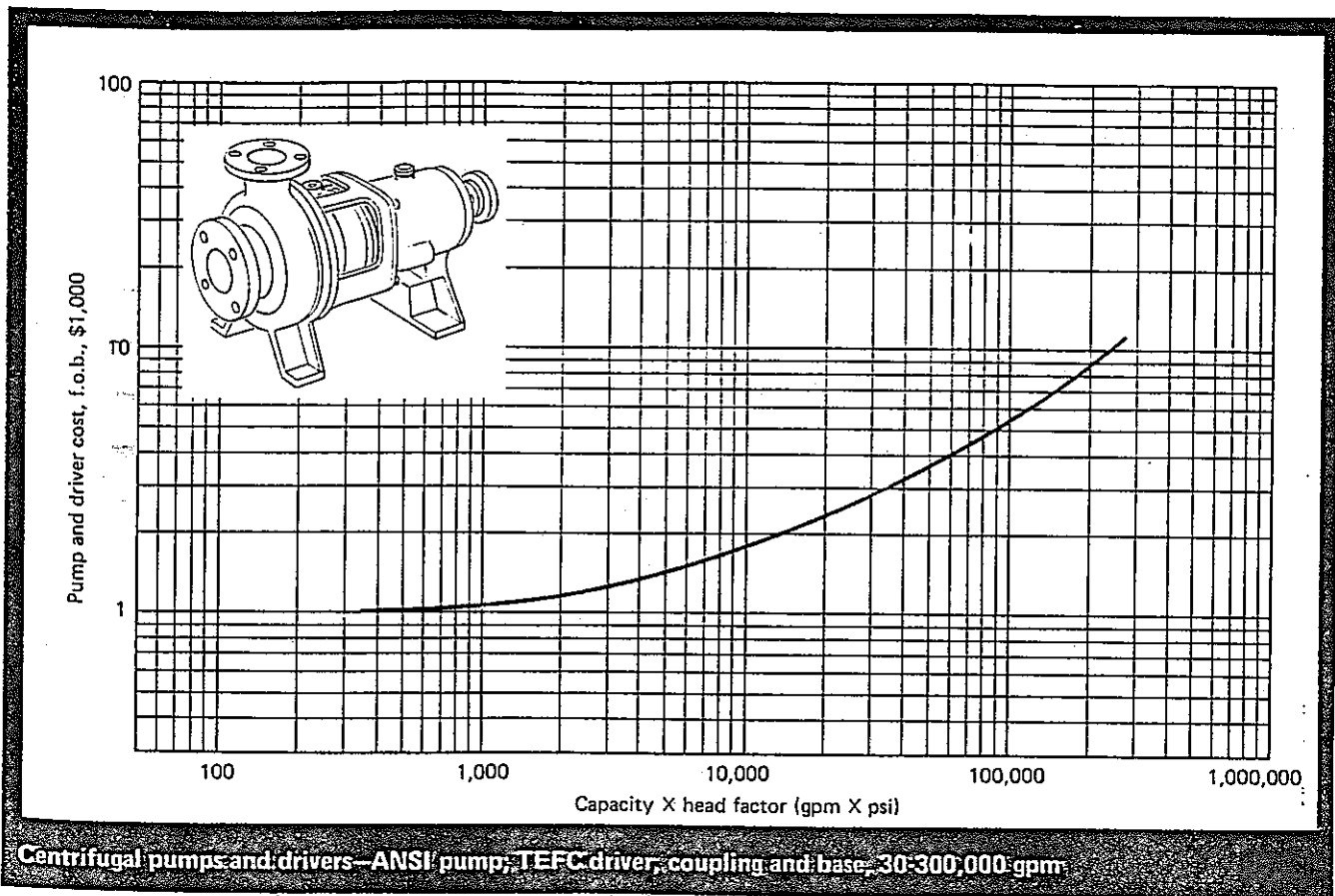
図 E-13 熱交換器のコスト相関曲線 (11)



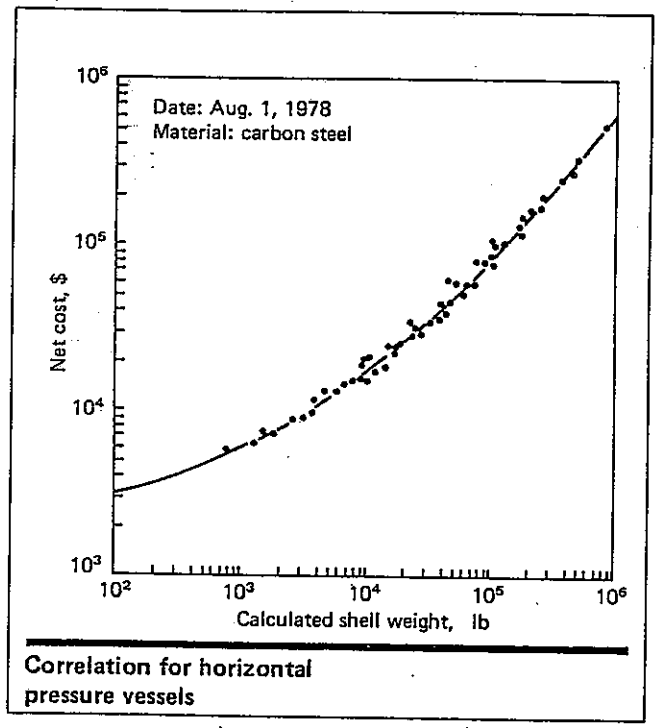
Heat exchangers—floating head, tubes of stainless steel, area 300-1,500 ft², carbon steel shell

図 E-14 熱交換器のコスト相関曲線 (12)

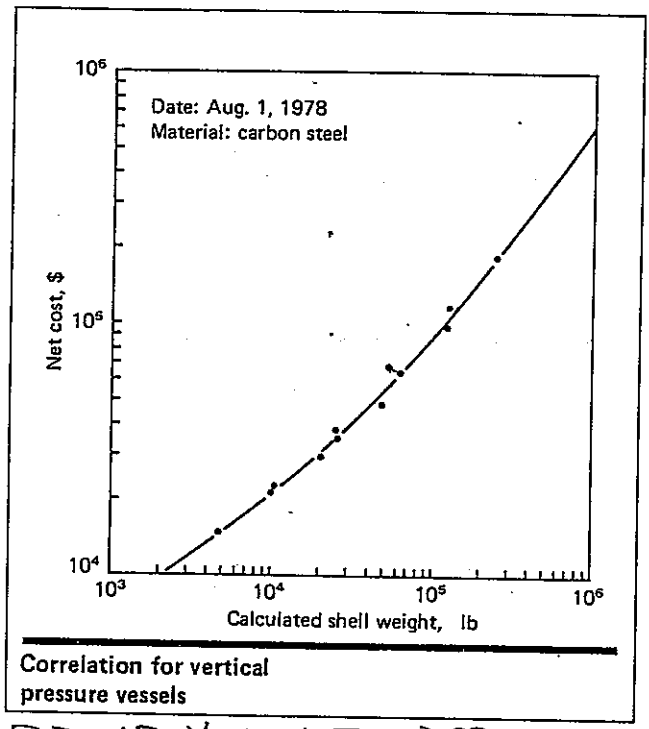
339
E-23



図E-15 遠心ポンプのコスト相関曲線



図E-16 Horizontal 圧力容器のコスト相関曲線



図E-17 Vertical 圧力容器のコスト相関曲線

添付資料 F

CONCEPT-5 User's Manual (ORNL-5470)

要旨 原子炉および石炭火力プラントの建設費(Capital Cost)の概算をおこなうコード。建設費は、プラント型式、規模、建設場所および運用時期の関数として扱われる。出力は、NUS-531の分類と同様に、直接費/間接費に分けている。

(本コードに組込んでいるコストモデルは、PWR, BWRおよび石炭火力プラントモデルである。(1979年現在)。1984年の説明書によると FBRモデルも用意されている様子である。)

1 Introduction

CONCEPT パッケージ (3つのプログラムで構成, ORNL で開発) は、経済的/技術的基本条件 (Ground rules) のもとで、いろいろな型式のプラントの建設費を概略予測する目的で作られた。CONCEPT を使うには、サイトや運用時期の関数としての Cost factors (labor rates, labor productivity, materials and equipment prices) について情報を持つことが必要である。この Cost factors は、建設場所、設計および、建設時期に依存するので、これらの特殊性をもとにして設定されるければならない。

CONCEPT の結果は概略予測であるので、特定のプラントの(詳細)コスト予測に使用することもできるが、大まかな左ツクや予備的なコスト予測として使用し得るものである。

○ CONCEPT パッケージ

本パッケージは、次の3つのプログラムにより構成されている。

(i) CONTACT (添付F-1)

プラントの cost-model data file COMO を作成、修正する。

(ii) CONLAM (添付F-2)

米国内各地区 (23地区) における factory equipment, 人工, サイト調達資材の単価を、毎年毎に update し、15年分を file にまとめる。(LAMA file)。

(iii) CONCEPT

COM file, LAMA file をもとにして、経済的・技術的條件を入力することにより、コスト概算を算出する。エスケージン、間接費を考慮している。

本パッケージの計算流れの概念を Fig. F-1 に示す。

CONCEPT パッケージとしては、Phase V までの開発済みであり、COMO file に含まれるプラントは (CONCEPT-V)

○ PWR, BWR, 石炭火力、石油火力、HTGR であり、FBR は含まれていない。

(CONCEPT-VI は、開発は終了した Document 第 61 巻(3)
CONCEPT-VII は未完の 11。両者共に現時点では入手不可となる。)

2 CONCEPT-5 コードの概要

本コードにおいては、次の仮定を基に基準アラントデータのみを、対象とするアラントデータを外挿する。

(仮定)

同一タイプのアラントは、設置サイトや建設時期が異なるとしても、主要な Cost Components はほぼ同一のもので構成される。

従、この主要な Components の Cost が、設置サイト、時期および出力規模の関数として表示出来れば、基準アラントのコスト(予測)をもとにして他の同タイプアラントのコストを予測することか出来る。

本手順を用いるためには、各タイプのアラントの詳細な Cost model を用意すること、および cost model の cost の設置サイト、時期および規模に関する相関を知ることに必要となる。ここでは、前者のデータセットを COMO file、後者を LAMA file と呼ぶデータベースにまとめてあり、それぞれ CONTACT および CONLAN コードによりメンテナンスをおこなう。

(CONTACT および COMO file については 添付-F1 参照
CONLAN および LAMA file については 添付-F2 参照)

CONCEPT-5 コードは、従、本質的には、基準アラントの S の変更点(設置場所、建設時期、出力規模、Cost model の一部)を入力として、基本アラントのコストから対象アラント

のリストを除外するコードである (これらの除外法 (スケール
ンケ等) は 第3章にまとめる).

(1) 手法

(a) 本コードの基本的な手法は、次の通りである。

- プロジェクトコストを分析し、その構成を Cost Components に分解する。
- 各 Components に適切な Cost indices を採用する。
- Cost indices を用いて、基準プロジェクトから対象プロジェクトへの外挿を Components 毎におこなう。
- 修正した Components の Cost を集計して、対象プロジェクトのコストとなる。

◎ Cost Components

EE&DB accounts の 5 digits level を cost components とする。各 Components は、Equipment, Labor および、サイト関連の material cost 成分に分解されて表示。(COMO file)

◎ Cost indices

上記三つの Cost 成分に対して、それぞれ cost indices を採用する。(LAMA file)

- Equipment cost indices; スチール工場製造の価格指標
、電気鉄巻、配線工事の単価/hr (1967年=100)、
、蒸気タービン/エンジン工業団体の単価/hr (1967年=100)
、ホワイトカラーの単価/hr (1967年=100)。

これらの中、Bureau of Labor Statistics data 等より作成したものを。

- Labor cost indices ; 各種工事の人工指標 (/hr)
これは 人工費 (円/hr), 効率 (Labor productivity)
および超過作業割合 などを考慮して作成する。
- Material cost indices ; 建築鋼材, コンクリート,
鉄筋材, 木材 等と、設置サイト周辺で調達する物
資の単価 をもとにして作成。

(d) 計算の流れ.

CONCEPT-5 コードの計算の流れを Fig. F-2 に示す

- ① 入力は、電気出力, フラント型式, サイト位置 (23ヶ所か
5選法), 設計と建設期間を含む。

特に指示があるければ以下の取扱りがなされる。

- ・ 蒸気供給系 (Steam Supply System) の売値1時を; Cost
計算の基準時期とする。
- ・ 基準作業時間 40h/Week と残業は0とする。
- ・ 連年利率は 8%/y の単利計算とする。

- ② COMO file, LAMA file data を計算に使用する際に,
Card 入力により一部修正が可能である。

- ③ 基準フラントコスト → 対象フラントコストへの外挿は、

- ・ 出力の粗異によるコスト修正は、2 digit account cost
に依りて、定義された数学モデル (出力比変数) を
用いておこなう。係数は COMO file に入っている。

- ・ サイト位置, 建設時期の変動に関しては, LAMA file のデータ (23ヶ所のサイトそれぞれについて 15年分の cost indices data を所有) を用いて, 修正する。

3 基準プラントの Cost model

現在 cost-model data sets が用意されている (基準) プラントは, PWRとBWR (single and multi unit plant) および石炭火力 (14ヶ) である。

これらの cost-models は, UEC 社が仮想サイトにプラントを設置するものとして実施したコスト評価に用いたデータをもとにして, 作成したものである。この cost model には,

- main transformer
- Switch yard and transmission Facility
- Waste disposal
- initial fuel supply

のコストが含まれている。

(1) Cost model の構成

添付F.1 CONTACT コードの入力 data リストに COMO file の内容がまとめられているので, ここは要旨のみとする。

COMO file の内容

• 基準コストデータセット

EEDB の 5 digits UCN の components の cost 成分を 3 成分 (equipment, labor, site-related material) に分け, それぞれ物量, 工数および物量を与える (添付F.1参照)

• スケーリング係数

基準プラントコストを対象プラントコストに修正する目的で, 2 digits account のコストに対してスケーリング係数

を用意する。スケールンク式は次式で表わされる。

$$\text{Factor} = a + b \left(\frac{\text{MWe (new)}}{\text{MWe (base)}} \right)^c$$

a, b および c はスケールンク係数で、表 F.1 に LWR および石炭火力プラントのものを用いて示す。

◦ Cost 成分に異なる重み係数。

いくつかの components の平均値を求める場合に用いる重み係数で、2 digits accounts value で入力する。

LAMA file

◦ 基準サイトを 図 F.3 に示す。各サイト毎に、現地調査の製造、資材および人工の単価を、年代毎にまとめる。

調査機器等のコスト指標を Table F-2

資材に関するコスト指標を Table F-3

人工費に関する単価を Table F.4

に示す。

◦ 計算は次の通りにおこなう。

・人工費に関しては

$$\text{対象プラントに関する人工費} = \frac{\text{対象プラント建設時単価}}{\text{基準プラント建設時単価}} \times \text{基準プラント人工}$$

・機器、資材に関しては

$$\text{対象プラント資材費} = \frac{\text{対象プラント建設時コスト指標}}{\text{基準プラント建設時コスト指標}} \times \text{基準プラント資材}$$

4 入力データ

次の通り2種の入力データがある

(i) Standard Input data (Table F-5)

- ・ 対象プラントの出力規模 (MWe), 型式およびサイト位置の指定.
- ・ 対象プラントの NSSS の契約時期 (purchased), Construction permit おおりの時期, 商業運転に入る時期の指定
- ・ 連中利率 (入力しなければ 8%/year)
- ・ 各種 Option.

(ii) Nonstandard Input data

主として, COMO file, LAMA file data を変更して使用する場合の入力 data である.

5 出力

出力の一部を Table F-6, Table F-7 に示す.

Table F-1. Cost-size scaling exponents used in the January 1982 cost models for the CONCEPT code

Account	Scaling exponents (C)		Coefficients		Account
	Nuclear	Coal	a	b	
Direct costs					
Land and land rights	0	0	1	0	20
Structures and improvements	0.50	0.55	0	1	21
Reactor/boiler plant equipment	0.60	0.60	0	1	22
Turbine plant equipment	0.80	0.75	0	1	23
Electric plant equipment	0.40	0.50	0	1	24
Miscellaneous plant equipment	0.30	0.25	0	1	25
Main condenser heat rejection system	0.80	0.95	0	1	26
Indirect costs					
Construction services	0.45	0.60	0	1	91
Home office engineering and services	0.20	0.60	0	1	92
Field office engineering and services	0.40	0.70	0	1	93
Owner's costs	0.50	0.60	0	1	94
Cost-weighted average	0.50	0.62			

380

Table F-2. 現地機器のコスト指標

DATE	CITY-23 STATE-1 REGION-1 WHOLESALE PRICE INDEX- STEEL MILL PRODUCTS	USA		MIDDLETOWN 1967=100 SALARY INDEX- PROFESSIONAL & CLERICAL
		E.A.C.I.D.B.Y. HOURLY EARNINGS INDEX- ELEC. EQUIP. & SUPPLIES	E.Q.U.I.P.H.E.N.I. HOURLY EARNINGS INDEX- SIB. ENG. & INQUIRIES	
1969.00	104.20	112.96	111.14	111.40
1969.50	107.30	114.44	111.71	114.80
1970.00	109.10	117.78	111.43	118.30
1970.50	116.00	122.96	122.86	122.20
1971.00	116.80	127.04	129.71	126.10
1971.50	123.40	130.00	134.29	129.70
1972.00	129.60	132.96	135.71	133.40
1972.50	130.30	135.56	138.57	137.00
1973.00	132.60	140.74	139.71	140.60
1973.50	134.30	142.96	143.14	145.10
1974.00	138.10	147.41	144.29	149.60
1974.50	181.40	153.70	150.86	156.20
1975.00	195.90	164.07	151.43	163.10
1975.50	195.10	170.74	162.57	168.70
1976.00	202.10	176.67	166.29	174.50
1976.50	210.90	181.48	186.29	180.50
1977.00	221.30	191.11	187.71	186.60
1977.50	233.40	197.41	180.29	193.80
1978.00	237.50	204.15	195.14	201.30
1978.50	253.80	215.93	213.71	209.10
1979.00	271.50	226.67	221.71	217.00
1979.50	284.60	233.70	221.14	226.80
1980.00	293.70	246.67	241.71	236.75
1980.50	301.00	257.80	258.60	247.40
1981.00	322.70	274.76	281.43	259.80
1981.50	344.90	284.81	286.00	272.20
1982.00	350.80	297.04	297.43	284.45
1982.50	349.10	301.11	308.57	295.03
1983.00	343.70	313.70	268.86	307.21
1983.50	349.90	321.45	328.86	314.89

F-11

32

Table F-3 現地資材のコスト指標

CITY-23	STATE-1	REGION-1	USA				MIDDLETOWN			
			MATERIAL COSTS							
CHAUNEL BEAMS	I-BEAMS	WIDE-FLANGE BEAMS	REINFORCING BARS	READY-MIX CONCRETE	PLYFORM	LUMBER	LAND	YEAR		
9.42	9.37	8.87	0.78	16.17	239.37	135.00	1000.0	1969.0		
9.42	9.37	8.87	9.06	17.17	236.92	146.33	1000.0	1969.5		
9.98	9.97	9.45	9.15	18.25	208.00	128.00	1000.0	1970.0		
10.63	10.41	10.13	9.18	10.57	197.33	120.40	1000.0	1970.5		
10.63	10.58	10.13	9.82	19.20	222.66	126.83	1000.0	1971.0		
11.37	11.37	11.08	9.92	21.85	238.67	155.67	1000.0	1971.5		
12.21	12.22	11.88	10.43	22.02	263.33	174.67	1000.0	1972.0		
12.21	12.22	11.88	10.60	22.39	335.33	179.67	1000.0	1972.5		
13.27	13.33	12.80	10.19	22.67	347.67	205.00	1000.0	1973.0		
13.27	13.33	12.80	11.50	22.67	337.00	231.33	1000.0	1973.5		
13.27	13.33	13.03	12.75	23.25	379.33	233.07	1000.0	1974.0		
21.62	20.45	20.33	21.12	25.23	377.67	225.00	1000.0	1974.5		
24.12	23.62	23.17	21.96	27.05	327.00	191.67	1000.0	1975.0		
20.40	20.55	19.22	18.02	27.55	355.33	194.67	1000.0	1975.5		
20.92	20.45	19.48	18.17	28.27	365.33	211.67	1000.0	1976.0		
21.25	21.12	20.42	15.20	27.53	411.67	229.00	1000.0	1976.5		
23.73	23.72	22.52	15.78	28.65	426.67	244.00	1000.0	1977.0		
22.87	22.50	21.98	15.72	30.23	462.33	240.00	1000.0	1977.5		
24.53	23.78	23.03	15.72	30.67	517.67	274.33	1000.0	1978.0		
26.02	25.28	24.50	16.13	31.95	522.67	287.67	1000.0	1978.5		
27.08	26.10	24.90	19.58	34.83	621.33	306.33	1000.0	1979.0		
28.12	28.87	25.70	20.83	37.80	656.33	312.00	1000.0	1979.5		
31.78	33.43	30.72	21.00	41.75	648.33	350.00	1000.0	1980.0		
32.02	33.97	30.92	20.83	43.42	631.67	286.33	1000.0	1980.5		
32.55	34.62	32.50	20.83	45.42	656.67	301.67	1000.0	1981.0		
33.62	35.15	33.65	20.83	49.00	658.33	321.33	1000.0	1981.5		
34.58	39.33	37.53	22.67	51.50	631.67	319.00	1000.0	1982.0		
30.17	36.33	34.70	20.00	53.17	683.67	294.67	1000.0	1982.5		
23.55	34.85	32.90	18.83	53.00	602.67	316.00	1000.0	1983.0		
23.70	34.85	32.90	18.83	53.00	608.33	369.33	1000.0	1983.5		

F-12

Table F-4 現地人工費の単価

CITY-23 STATE- 1 REGION- 1			USA													
			HIDDLETOWN							RAIES						
BLDG	HEAVY	BRICK	CARPEN-	STRUCT.	PLAST-	ELECT.		STEAM	OPERATING	TRACTOR	CRANE	AIR	TRUCK	BOILER	OTHER	YEAR
LABOR	LABOR	LAYER	TER	IRON	WKB	WKR	WKR	ENGINEER	SMALL	LARGE	OPERATOR	OPERATOR	DRIVER	MAKER	CRANE	
4.89	4.89	7.19	6.40	7.22	6.79	6.92	6.96	6.93	6.44	6.58	7.19	6.28	5.70	6.96	7.19	69.0
5.22	4.82	7.72	6.86	7.38	6.71	6.92	7.37	7.13	6.74	6.90	7.42	6.42	4.98	7.37	7.72	69.5
5.25	5.25	8.12	7.88	8.29	6.52	7.67	7.88	7.49	7.13	7.25	7.92	6.82	5.15	7.88	8.12	70.0
6.13	5.03	8.64	8.12	8.93	7.22	8.49	8.37	7.84	7.59	7.72	8.37	7.13	5.56	8.37	8.64	70.5
6.33	6.03	8.86	8.63	9.45	7.36	9.32	9.09	8.29	7.89	8.01	8.80	7.53	5.56	9.09	8.86	71.0
6.92	6.82	9.46	9.23	9.62	7.49	9.32	9.97	8.76	8.11	8.24	9.49	8.13	5.86	9.97	9.46	71.5
7.22	7.14	9.83	9.83	10.10	8.29	10.21	9.74	9.92	9.60	9.60	10.42	9.01	6.09	9.74	9.83	72.0
7.24	7.12	10.41	10.02	10.26	8.29	10.32	10.35	10.26	9.79	9.79	10.98	9.21	6.25	10.35	10.41	72.5
7.67	7.52	10.58	10.21	10.87	9.16	11.28	10.67	9.87	9.97	9.97	10.65	9.12	7.26	10.67	10.58	73.0
7.84	7.69	10.75	10.41	11.05	9.21	11.28	10.91	10.39	10.07	10.07	10.85	9.64	7.44	10.91	10.75	73.5
8.20	8.03	11.18	10.86	11.57	9.49	11.35	11.34	10.84	10.48	10.52	11.32	10.08	7.95	11.34	11.18	74.0
8.80	8.73	11.84	11.25	11.77	9.95	11.51	11.87	11.23	10.87	10.91	11.71	10.47	8.20	11.87	11.84	74.5
8.80	8.80	11.84	11.63	12.32	10.31	11.81	12.07	11.49	11.09	11.12	11.97	10.69	8.39	12.07	11.84	75.0
9.45	9.79	12.82	12.52	13.13	10.80	13.60	13.02	12.02	11.62	11.71	12.68	11.22	8.81	13.02	12.82	75.5
9.45	9.79	12.94	12.52	13.31	10.96	13.24	13.02	12.61	12.41	12.48	13.11	11.61	8.81	13.02	12.94	76.0
9.69	9.68	12.98	13.04	14.03	12.18	13.94	13.64	12.89	12.69	12.76	13.39	11.89	9.81	13.64	12.98	76.5
9.89	9.90	13.16	13.15	14.58	11.71	13.94	13.79	13.07	12.73	12.73	13.55	11.89	10.05	13.79	13.16	77.0
10.41	10.40	13.90	13.61	15.34	11.82	14.20	14.78	13.72	13.39	13.39	14.20	12.51	10.50	14.78	13.90	77.5
10.51	10.42	13.96	14.15	15.34	12.18	14.37	15.06	13.72	13.39	13.39	14.20	12.51	10.58	15.06	13.96	78.0
10.87	10.71	14.32	14.29	15.39	12.70	15.02	15.22	13.90	13.56	13.57	14.40	12.60	10.74	15.22	14.32	78.5
11.18	11.01	13.60	14.82	16.07	13.14	15.49	15.86	14.78	14.28	14.28	15.27	13.40	11.64	15.86	13.60	79.0
11.83	11.83	14.73	15.11	16.68	13.42	16.09	16.21	15.19	15.15	14.87	15.69	13.78	12.04	16.21	14.73	79.5
11.83	11.83	14.73	15.24	17.07	13.69	16.09	16.55	15.65	15.13	15.13	16.15	14.20	12.22	16.55	14.73	80.0
12.25	12.25	14.91	15.54	17.30	13.69	16.25	16.55	16.05	15.53	15.53	16.56	14.57	12.71	16.55	14.91	80.5
12.53	12.52	15.65	15.91	17.75	14.29	17.68	18.13	16.17	16.07	15.65	17.39	15.79	12.71	18.13	15.65	81.0
13.86	13.85	16.56	16.82	18.76	15.13	18.19	18.83	17.18	17.08	16.66	17.89	16.22	13.49	18.83	16.56	81.5
14.57	14.56	17.77	18.12	20.36	15.97	19.20	20.75	18.71	17.53	17.11	18.13	16.44	13.70	20.75	17.77	82.0
14.99	14.98	18.09	18.95	21.77	16.39	19.70	21.66	19.65	18.46	18.04	19.08	17.30	14.59	21.66	18.09	82.5
15.67	15.66	17.85	20.10	22.82	18.49	21.73	22.65	20.51	18.95	18.95	19.35	17.44	15.01	22.65	19.05	83.0
16.69	16.69	20.19	20.10	23.31	19.12	22.26	23.40	21.30	20.67	20.67	21.24	18.17	16.87	23.40	20.19	83.5

F-13

Table F-5 Data Input (1/2)

Column	Variable name	Description
1-4	MWE	The net capacity of the desired unit in MWe, right justified in the field. Format I4
6-13	TYPE	Type of power plant (see Table 3.1), left justified in the field. Format A8
15-30	CITY	The city where the plant is to be located (see Fig. 4.1), left justified in the field. Characters are stored in LOC(1) and LOC(2). Format 2A8
32-39	IDENT	Any alphanumeric data. Characters are stored in LOC(3). Format A8
41-47	YRSSS	Date steam supply system is purchased. Format F7.3
48-54	YRPER	Date construction permit is issued. Format F7.3
55-61	YRCOP	Date of initial commercial operation. Format F7.3
62-66	RIB	Average annual interest rate for interest during construction (in percent). If not input, 8%/year will be used. Format F5.3
68	ILAZ	Flag for saving and retrieving optional NAMELIST input data for use in subsequent cases (IFLAG>0): 0 - NAMELIST input data are neither saved nor retrieved 1 - Save NAMELIST input data for use in subsequent cases 2 - Retrieve NAMELIST input data that have been saved in a previous case 3 - Retrieve NAMELIST input data that have been saved in a previous case and read additional NAMELIST input data
70	IFLAG	Flag for reading optional NAMELIST input data: 0 - No NAMELIST input 1 - Permits changing YFIRST and YLAST prior to the analysis of historical equipment, labor, and materials cost data and permits overriding certain data stored in the cost models and in the MAIN program prior to the detailed cost calculations 2 - Permits overriding calculated direct and indirect costs after adjustment for size, time, location, and escalation to date of purchase of steam supply system 3 - Two NAMELIST calls. The first is identical to IFLAG=1, and the second is identical to IFLAG=2
72	IOF	Flag for optional output: 0 - Two-digit-level summary output only 1 - Two-digit-level summary output with cumulative cash flow plot and table 2 - Complete cost breakdown with cumulative cash flow plot and table

344

Table F-5 Data Input (2/2)

Column	Variable name	Description
74	IESC	<p>Flag for escalation during construction:</p> <p>0 - All cost accounts are escalated from date of reference case to date of purchase of steam supply system, and escalation during construction is shown as a separate lump-sum item</p> <p>1 - All cost accounts include implicitly both escalation from date of reference case to date of purchase of steam supply system and escalation during construction</p> <p>2 - All cost accounts are escalated from date of reference case to date of purchase of steam supply system, with no allowance for escalation during construction</p>
76	IBS	<p>Flag to specify time-dependent escalation data:</p> <p>0 - No input data are expected</p> <p>1 - Input data are expected and will be saved for subsequent cases</p> <p>2 - Retrieve data used when IBS was 1</p>
78	IAC	<p>Flag to specify type of interest:</p> <p>0 - Simple interest</p> <p>1 - Compound interest</p>
80	ISTACK	<p>Flag to specify total number of units for a multiple-unit plant:</p> <p>1 - Single-unit plant</p> <p>>1 - Total number of units for a multiple-unit plant. The total number of units must be entered on the standard input data card for the first unit only</p> <p>blank - Entry for second, third, fourth units, ecc., for a multiple-unit plant</p>

Table F-6 CONCEPT PHASE 5 DATA SETS

POWER PLANT TYPE CODES

CITY NAME CODES

1	PHR	12-07-82
2	PHR1	12-10-82
3	PHR2	1-07-83
4	COALS	12-21-82
5	COAL1S	1-04-83
6	COAL2S	1-05-83
7	COAL3S	1-06-83
8	DWR	1-13-83
9	DWR1	1-18-83
10	DWR2	1-18-83
11	LHFBR	1-27-83

1	ATLANTA	GEORGIA
2	BALTIMORE	MARYLAND
3	BIRMINGHAM	ALABAMA
4	BOSTON	MASSACHUSETTS
5	CHICAGO	ILLINOIS
6	CINCINNATI	OHIO
7	CLEVELAND	OHIO
8	DALLAS	TEXAS
9	DENVER	COLORADO
10	DETROIT	MICHIGAN
11	KANSAS CITY	KANSAS
12	LOS ANGELES	CALIFORNIA
13	MINNEAPOLIS	MINNESOTA
14	NEW ORLEANS	LOUISIANA
15	NEW YORK	NEW YORK
16	PHILADELPHIA	PENNSYLVANIA
17	PITTSBURGH	PENNSYLVANIA
18	ST. LOUIS	MISSOURI
19	SAN FRANCISCO	CALIFORNIA
20	SEATTLE	WASHINGTON
21	MONTREAL	CANADA
22	TORONTO	CANADA
23	MIDDLETOWN	USA

IF THE PLANT TYPE OR CITY SELECTED WAS NOT USED
IN COMPUTATIONS, CHECK SPELLING AND FIELD JUSTIFICATION
WITH THE AVAILABLE PLANT TYPE AND CITY NAME CODES

HSD COAL MODEL, EEDB PHASE V, 01/02 REGULATORY BASIS
 COST BASIS: YEAR OF STEAM SUPPLY SYSTEM PURCHASE
 DESIGN & CONSTRUCTION PERIOD: STEAM SUPPLY SYSTEM PURCHASE: 1982.000
 CONSTRUCTION PERMIT: 1985.000
 COMMERCIAL OPERATION: 1990.000

Table F.7 (1/2)

ACCOUNT NUMBER	A.C.C.O.U.N.T. T.I.T.L.E.	TOTAL COSTS	EQUIPMENT COSTS	LABOR HOURS	LAVOR COSTS	MATERIAL COSTS
20	LAND AND LAND RIGHTS	5	0.0	(0.0)	0.0	5.000
21	STRUCTURES + IMPROVEMENTS	71	1.018	(1.630)	30.825	30.164
22	BOILER PLANT EQUIPMENT	249	164.315	(3.030)	63.217	21.953
23	TURBINE PLANT EQUIPMENT	117	87.584	(1.174)	24.908	4.605
24	ELECTRIC PLANT EQUIPMENT	49	15.977	(1.108)	23.031	10.212
25	MISCELLANEOUS PLANT EQUIPT	15	8.189	(0.266)	5.676	1.208
26	MAIN COND HEAT REJECT SYS	24	12.561	(0.441)	9.037	2.104
	SUBTOTAL	530	290.345	(7.649)	156.694	83.247
91	CONSTRUCTION SERVICES	47		1.2481		
92	HOME OFFICE ENGRG. & SERVICE	30		(8.897)		TOTAL CRAFT HOURS
93	FIELD OFFICE ENGRG. & SERVICE	27		11.191		HOURS/KW
94	OWNER'S COSTS	65				
	SUBTOTAL	169				
	DIRECT & INDIRECT COSTS	(\$ 879/KW)	699			
	CONTINGENCY ALLOWANCE		104			
	TOTAL DIRECT & INDIRECT COSTS	(\$ 1010/KW)	803			
	ESCALATION DURING CONSTRUCTION	(0.47/YR)	323			
	TOTAL ESCALATED DIRECT & INDIRECT COSTS	(\$ 1479/KW)	1176			
	INTEREST DURING CONSTRUCTION COMPOUND	(12.000%/YR)				
	ON DIRECT & INDIRECT COSTS		385			
	ON ESCALATION DURING CONSTRUCTION		153			
	TOTAL INTEREST DURING CONSTRUCTION	(\$ 677/KW)	538			
	TOTAL PLANT CAPITAL INVESTMENT	(\$ 2156/KW)	1714			

WEIGHTED AVERAGE ESCALATION (%/YR)
 EQUIPMENT 0.6 LABOR 7.4 MATERIAL 9.8

F-17

350

795 HWE COALS (12-21-82) POWER PLANT AT: MIDDLETOWN
H58 COAL MODEL; EEDD PHASE V, 01/82 REGULATORY BASIS
COST BASIS: YEAR OF STEAM SUPPLY SYSTEM PURCHASE

BASECASE

Table F7 (3/2)

CONSTRUCTION PERMIT:
COMMERCIAL OPERATION:

1990.000

ACCOUNT NUMBER	ACCOUNT TITLE	FACTORY EQUIPMENT	SITE LABOR	SITE MATERIALS	TOTAL
21.	STRUCTURES + IMPROVEMENTS				
211.	YARDWORK				
211.1	GENERAL YARDWORK				726.
211.11	GENERAL CUT + FILL	\$ 0.	\$ 322.	\$ 404.	1444.
211.12	ROADS, WALKS, PARKING AREA	0.	730.	713.	379.
211.14	FENCING + GATES	0.	237.	142.	304.
211.15	SANITARY SEWER FACILITY	176.	83.	45.	1056.
211.16	YARD DRAINAGE STORM SEWERS	0.	293.	764.	355.
211.17	ROADWAY + YARD LIGHTING	0.	203.	152.	4264.
	SUBTOTAL	\$ 176.	\$ 1867.	\$ 2221.	
211.4	RAILROADS				60.
211.41	CUT + FILL	\$ 0.	\$ 21.	\$ 39.	55.
211.42	GRADING	0.	22.	33.	3216.
211.43	TRACK (BALLAST, TIES, RAIL)	0.	1664.	1552.	123.
211.45	SWITCHES + BUMPERS	0.	37.	86.	3455.
	SUBTOTAL	\$ 0.	\$ 1745.	\$ 1710.	
211.7	STRUCTURE ASSOCIATED YDHW.				6567.
211.71	CUT + FILL	\$ 0.	\$ 3208.	\$ 3259.	6567.
	SUBTOTAL	\$ 0.	\$ 3208.	\$ 3259.	14186.
	SUBTOTAL	\$ 176.	\$ 6820.	\$ 7190.	
212.	STEAM GENERATOR BUILDING				
212.1	BUILDING STRUCTURE				2453.
212.13	SUBSTRUCTURE CONCRETE	\$ 0.	\$ 1425.	\$ 1028.	12064.
212.14	SUPERSTRUCTURE	0.	6460.	12604.	21517.
	SUBTOTAL	\$ 0.	\$ 7885.	\$ 13631.	
212.2	BUILDING SERVICES				195.
212.21	PLUMBING + DRAINS	\$ 3.	\$ 112.	\$ 80.	871.
212.22	HEATING, VENT + AIR COND	457.	370.	44.	416.
212.24	LIGHTING + SERVICE POWER	0.	200.	120.	164.
212.25	ELEVATOR	110.	54.	5.	18.
212.26	FIRE PROTECTION SYSTEM	12.	6.	0.	1669.
	SUBTOTAL	\$ 582.	\$ 829.	\$ 257.	23186.
	SUBTOTAL	\$ 582.	\$ 8714.	\$ 13809.	
213.	TURBINE, HEATER, CONTROL BLD				
213.1	BUILDING STRUCTURE				2428.
213.13	SUBSTRUCTURE CONCRETE	\$ 0.	\$ 1360.	\$ 1068.	10344.
213.14	SUPERSTRUCTURE	0.	3323.	7021.	12772.
	SUBTOTAL	\$ 0.	\$ 4683.	\$ 8089.	
213.2	BUILDING SERVICES				231.
213.21	PLUMBING + DRAINS	\$ 5.	\$ 134.	\$ 92.	615.
213.22	HEATING, VENT + AIR COND	324.	260.	31.	626.
213.24	LIGHTING + SERVICE POWER	0.	427.	199.	1472.
	SUBTOTAL	\$ 329.	\$ 821.	\$ 322.	14244.
	SUBTOTAL	\$ 329.	\$ 5504.	\$ 8411.	
210.	OTHER STRUCTURES				
2100.	ADMINISTRATION + SERVICE BLD.				1742.
2100.1	BUILDING STRUCTURE	\$ 0.	\$ 750.	\$ 992.	964.
2100.2	BUILDING SERVICES	257.	513.	103.	2705.
	SUBTOTAL	\$ 257.	\$ 1263.	\$ 1105.	

F-18

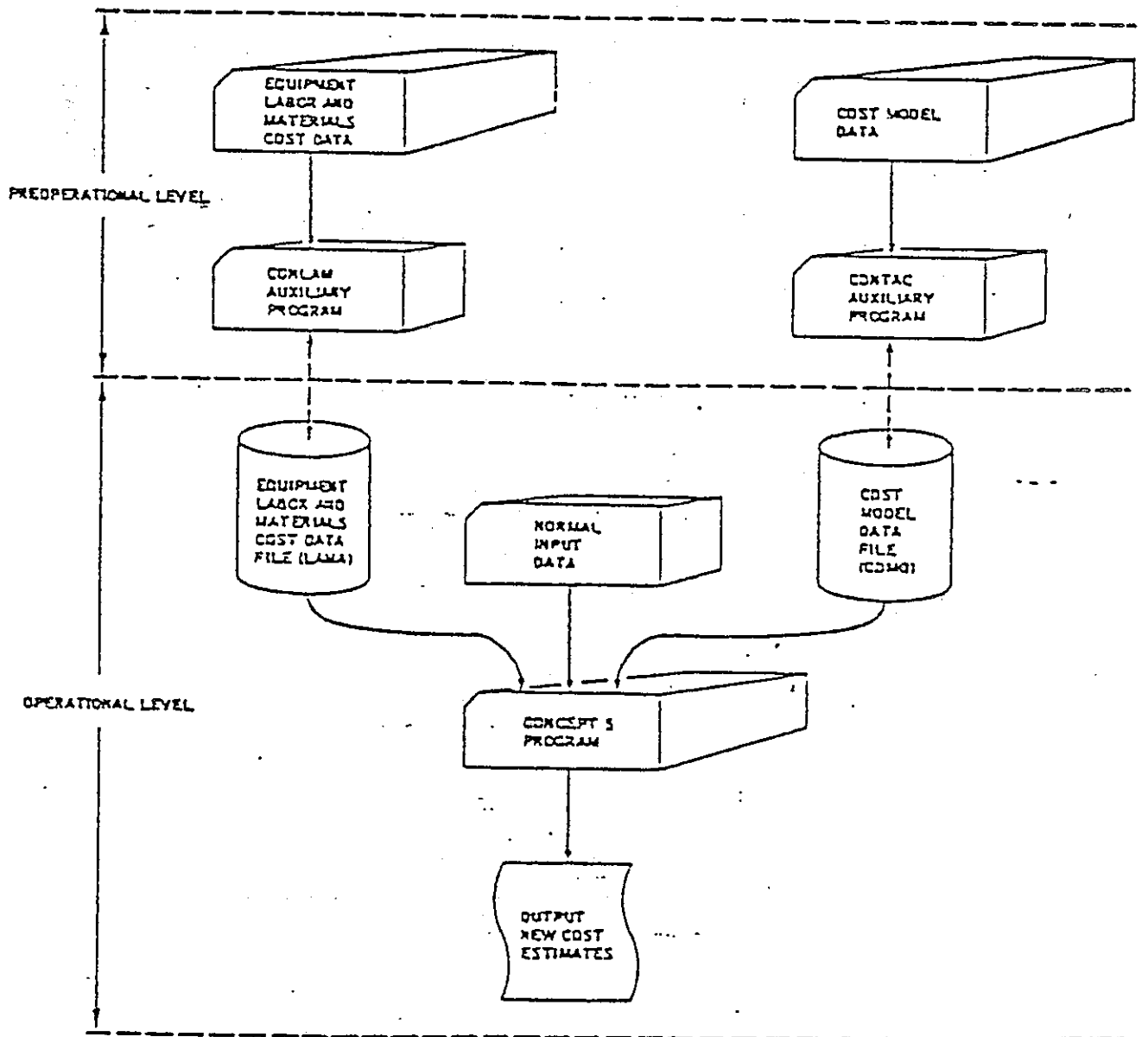


Fig. F-1. CONCEPT パッケージにおける計算の流れ図。

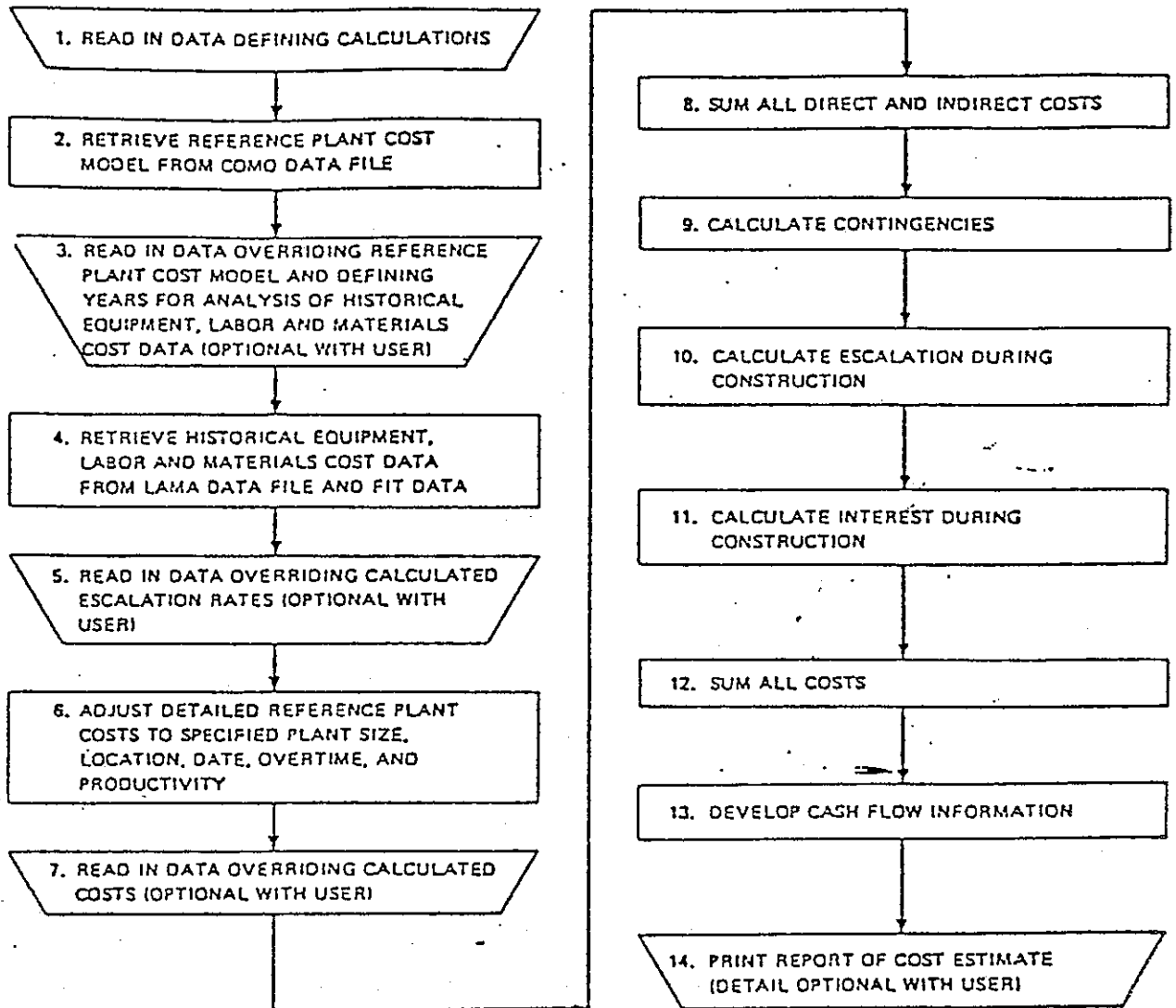
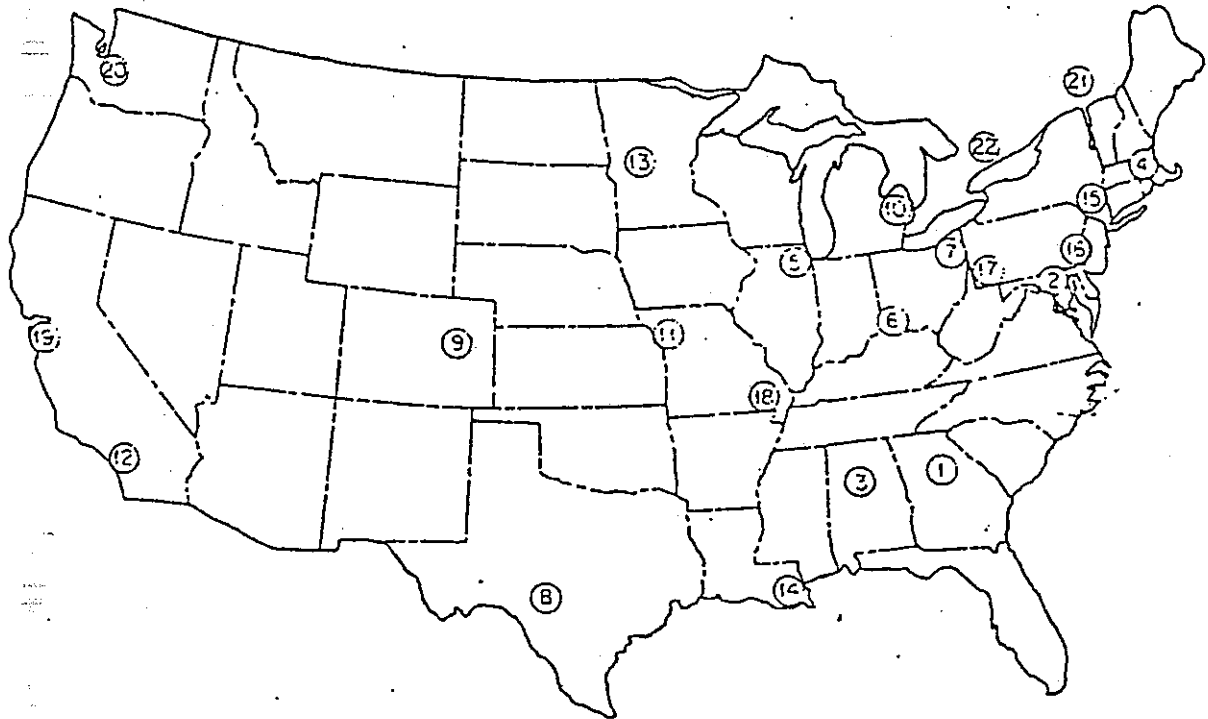


Fig. F - 2 CONCEPT-5 コードの計算フロー図



- | | | | |
|--------------|----------------|-----------------|------------------|
| 1 ATLANTA | 7 CLEVELAND | 13 MINNEAPOLIS | 19 SAN FRANCISCO |
| 2 BALTIMORE | 8 DALLAS | 14 NEW ORLEANS | 20 SEATTLE |
| 3 BIRMINGHAM | 9 DENVER | 15 NEW YORK | 21 MONTREAL |
| 4 BOSTON | 10 DETROIT | 16 PHILADELPHIA | 22 TORONTO |
| 5 CHICAGO | 11 KANSAS CITY | 17 PITTSBURGH | 23 MIDDLETOWN |
| 6 CINCINNATI | 12 LOS ANGELES | 18 ST. LOUIS | |

Fig. F- 3 基準点名と位置

CONTACT コード

目的 Reference plant cost-model data file (COMO) のメンテナンスをとおこなう。

COMO: プラントのシステム構成を 5 digits (EEDB 分類) に分類し, それぞれ人工数 (hr), 物量 (重量, 長さ, 容積等) を基本データとして持つ。更に, * 基本として位置, 明数, 注記を定める
基本データに付する修正ファクター (人工, 物量) におよび, スケールングに付するもの) を含むもの (但し修正は 2 digit データ レベルでおこなう)。

機能. COMO file に関して, Card 入力により

- 新プラント データ file の追加 (~800 枚のカード)
- 既存 file の修正.
- " のリスト出力

入力形式 同表に示す。同表は又, COMO file の内容を表わしている。

計算機 IBM 360/370

言語 FORTRAN IV

CONTAC program input card description

No. of cards in each type	Column	Variable name	Description
CONTAC control card read from unit FT05F001			
1	1	ITAPE	Input file control. Format I1 0 - No existing binary file 1 - Existing unformatted binary file
Each CONTAC cost model card deck read from unit FT04F001 is assembled as follows:			
1	1-2	IREC	Cost model record number on binary file. Format I2
	3	DOREC	Record control. Format A1 'A' Add (Use IREC number of plant preceding one to be added) 'C' Change } Use IREC number of specific model 'D' Delete } of interest 'L' List }
1	1-16	TYPE1(I)	Plant type and date of origin (I=1,2). Format 2A8
	17-23	BWE	Plant capacity, MWe. Format F7.0
	24-30	YBC	Year of reference case costs. Format F7.2
	31-34	PO	Fraction of time expended up to date of construction permit. Format F4.2
1	1-80	TITLE	Comment card. Format 20A4
1	1-4	NAA	Number of cards to read for AA array. Format I4
	5-8	NIAR4	Number of cards to read for IAR4 array. Format I4
	9-12	NIAR5	Number of cards to read for IAR5 array. Format I4
	13-16	NCCD	Number of cards to read for D array. Format I4

CONTAC program input card description (continued)

No. of cards in each type	Column	Variable name	Description
	17-20	IAC2	Number of cards to read for AC2 array. Format I4
	21-24	IAC3	Number of cards to read for AC3 array. Format I4
	25-28	IAC4	Number of cards to read for AC4 array. Format I4
	29-32	IAC5	Number of cards to read for AC5 array. Format I4
1	1-3	IAR1	Number of one-digit accounts. Format I3
1	1-3	IAR2(I2)	Number of two-digit accounts in each one-digit account (I2=1,5). Format 5I3
	4-6		
	7-9		
	10-12 13-15		
1	1-3	IAR3(I3)	Number of three-digit accounts in each two-digit account (I3=1,15). Format 15I3
	.		
	.		
	43-45		
NIAR4	1-3	IAR4(I4)	Number of four-digit accounts in each three-digit account (I4=1,20*NIAR4). Format 20I3
	.		
	.		
	58-60		
	73-80	IA4D(I)	Identification field. Format AB. (I=1, NIAR4)
NIAR5	1-3	IAR5(I5)	Number of five-digit accounts in each four-digit account (I5=1,20*NIAR5). Format 20I3
	.		
	.		
	58-60		

F-24

CONTAC program input card description (continued)

No. of cards in each type	Column	Variable name	Description
	73-80	IA5D(I)	Identification field. Format A8. (I=1,NIAR5)
1	1-8	Plant Type	Used only for plant identification on this card
	12-16	MHT	Total craft labor in thousands of man-hours for direct cost accounts for reference plant. Format I5
	17-20	MHP(I)	Craft labor in thousands of man-hours for each direct cost account (I=1,7). Format 7I4
	41-44		
1	1-7	COB(I)	Contractor's overhead burden factor for craft labor in each two-digit account (I=1,11) for accounts 20-94. Format 11F7.3
	71-77		
1	1-7	AEB(I)	Coefficient used for reference factory equipment rate in each two-digit account (I=1,11). Format 11F7.3
	71-77		
1	1-7	ALB(I)	Coefficient used for base craft wage rate in each two-digit account (I=1,11). Format 11F7.3
	71-77		

365

CONTAC program input card description (continued)

No. of cards in each type	Column	Variable name	Description
1	1-7 . . . 71-77	AMB(I)	Coefficient used for reference site-related materials rate for each two-digit account (I=1,11). Format 11F7.3
11	1-15 16-30 31-45	AA(J,I)	Size-scaling coefficients for two-digit accounts (J=1,3, and I=1,NAA). Format 3F15.0
	65-66	NAC(I)	Two-digit account number (I=1,11). Format I2
	73-80	AAD(I)	Identification field (I=1,11). Format A8
NCCD	1-15 16-30 31-45	D(J,I)	Array containing costs at lowest-level accounts (J=1,3 and I=1,NCCD). Format 3F15.4
	64-71	IDB(I)	Account number (I=1,NCCD). Format A8
	73-80	IDN(I)	Card identification field (I=1,NCCD). Format A8
50	1-6 7-12 . . 67-72	CFCA(J,I)	Array containing cash flow curves for each two-digit cost account (J=1,12 and I=1,50). Format 12F6.3
16	1-6 . . . 61-66	FACSI(J,I)	Weighting factors for site labor (J=1,11 and I=1,16). Format 11F6.2

F-26

CONTAC program input card description (continued)

No. of cards in each type	Column	Variable name	Description
16	1-6 . . 61-66	FACS2(J,I)	Weighting factors for site material (J=1,11 and I=1,16). Format 11F6.2
8	1-6 . . 61-66	FACS3(J,I)	Weighting factors for factory equipment (J=1,11 and I=1,8). Format 11F6.2
IAC2	1-64	AC2(J,I)	Alphabetic description of two-digit accounts (J=1,8 and I=1,IAC2). Format 8A8
IAC3	1-64	AC3(J,I)	Alphabetic description of three-digit accounts (J=1,8 and I=1,IAC3). Format 8A8
IAC4	1-64	AC4(J,I)	Alphabetic description of four-digit accounts (J=1,8 and I=1,IAC4). Format 8A8
IAC5	1-64	AC5(J,I)	Alphabetic description of five-digit accounts (J=1,8 and I=1,IAC5). Format 8A8

F-27

235.	OTHER TURBINE PLANT EQUIP.	AC3	22
236.	INSTRUMENTATION + CONTROL	AC3	23
237.	TURBINE PLANT MISC ITEMS	AC3	24
241.	SWITCHGEAR	AC3	25
242.	STATION SERVICE EQUIPMENT	AC3	26
243.	SWITCHBOARDS	AC3	27
244.	PROTECTIVE EQUIPMENT	AC3	28
245.	ELECT. STRUC + WIRING CONTR	AC3	29
246.	POWER & CONTROL WIRING	AC3	30
251.	TRANSPORTATION & LIFT EQPT	AC3	31
252.	AIR, WATER + STEAM SERVICE SY	AC3	32
253.	COMMUNICATIONS EQUIPMENT	AC3	33
254.	FURNISHINGS + FIXTURES	AC3	34
261.	STRUCTURES	AC3	35
262.	MECHANICAL EQUIPMENT	AC3	36
911.	TEMPORARY CONSTRUCTION FAC	AC3	37
912.	CONSTRUCTION TOOLS & EQUIP	AC3	38
913.	PAYROLL INSURANCE & TAXES	AC3	39
914.	PERMITS, INS. & LOCAL TAXES	AC3	40
921.	HOME OFFICE SERVICES	AC3	41
922.	HOME OFFICE Q/A	AC3	42
923.	HOME OFFICE CONSTRUCTN MGMT	AC3	43
931.	FIELD OFFICE EXPENSES	AC3	44
932.	FIELD JOB SUPERVISION	AC3	45
933.	FIELD QA/QC	AC3	46
934.	PLANT STARTUP & TEST	AC3	47
941.	ENGINEERING & QA	AC3	48
942.	TAXES & INSURANCE	AC3	49
943.	SPARE PARTS	AC3	50
944.	STAFF TRAINING	AC3	51
945.	OWNER'S G&A	AC3	52
211.1	GENERAL YARDWORK	AC4	1
211.4	RAILROADS	AC4	2
211.7	STRUCTURE ASSOCIATED YDWK	AC4	3
212.1	BUILDING STRUCTURE	AC4	4
212.2	BUILDING SERVICES	AC4	5
213.1	BUILDING STRUCTURE	AC4	6
213.2	BUILDING SERVICES	AC4	7
215.1	BUILDING STRUCTURE	AC4	8
215.2	BUILDING SERVICES	AC4	9
216.1	BUILDING STRUCTURE	AC4	10
216.2	BUILDING SERVICES	AC4	11
217.1	BLDG STRUCTURE	AC4	12
217.2	BUILDING SERVICES	AC4	13
218A.	CONTROL RM/D-G BUILDING	AC4	14
218B.	ADMINISTRATION+SERVICE BLDG	AC4	15
218D.	FIRE PUMP HOUSE, INC PNDTNS	AC4	16
218E.	EMERGENCY FEED PUMP BLDG	AC4	17
218F.	HANWAY TUNNELS. (RCA TUNLS)	AC4	18
218G.	ELEC. TUNNELS	AC4	19
218H.	NON-ESSEN. SWGR BLDG.	AC4	20
218J.	HM STEAM + PW PIPE ENC.	AC4	21
218K.	PIPE TUNNELS	AC4	22
218L.	HYDROGEN RECOMBINER STRUCT	AC4	23
218P.	CONTAIN EQ HATCH MSLE SHLD	AC4	24
218S.	HOLDING POND	AC4	25
218T.	ULTIMATE HEAT SINK STRUCT	AC4	26
218V.	CONTR RM EMG AIR INTR STR	AC4	27
220A.	NUCLEAR STEAM SUPPLY (NSSS)	AC4	28
220B.	NSSS OPTIONS	AC4	29
221.1	REACTOR VESSEL + ACCESSORY	AC4	30
221.2	REACTOR CONTROL DEVICES	AC4	31
222.1	REACTOR CORE COOLANT SYS.	AC4	32
223.1	RESIDUAL HEAT REMOVAL SYS	AC4	33
223.3	SAFETY INJECTION SYSTEM	AC4	34
223.4	CONTAINMENT SPRAY SYSTEM	AC4	35

CONLAM. コード

目的 LAMA file のメンテナンスをおこなう。

LAMA: 米国を23地区(サイト)に分け, それぞれの地区における factory equipment 単価, 人工単価, サイト調査の物量単価: をまとめた file. 6ヶ月毎に update し, 15年分まで file に入っている. (update 307日まで).

(cost data source)

- equipment data: The U.S. Department of Labor Bureau of Labor Station
- 人工/サイト物量: Engeneering News-Record.

機能 Card 入力により

- 新しい file の追加.
- 既存 file の修正

をおこなう. Card image file と binary file を作成する.

- 各項目の単価リストの作成

入力形式 次表に示す. 同表は又 LAMA file の内容も表わしている。

計算機 IBM 360/370

言語 FORTRAN IV

CONLAM input card description

Card	Column	Variable name	Description
1	1-5	NOPER	Number of actual data points stored on file, less than or equal to MAXREC. Format I5
	6-10	MAXREC	Maximum number of time periods on file for each location, not to exceed 30. Format I5
	11-15	NCITY	Number of locations on file, presently 23. Format I5.
	16-20	IRNOLD	Flag for type of input. Format I5 0 - Update existing master files 1 - Establish new master files from card input
	21-25	IPUNCH	Flag for card output. Format I5 0 - Omits card output 1 - Produces card deck
	26-30	NOLIST	Flag for listing card images. Format I5 0 - Produces list 1 - Omits list
	31-35	NOREF	Flag for table output. Format I5 0 - Produces table 1 - Omits table
	36-40	IBLMKR	Flag for boilermakers' wages. Format I5 0 - Uses steamfitters' wages 1 - Boilermakers' wages must be supplied in B(15)
	41-45	IOCRFT	Flag for other crafts' wages. Format I5 0 - Uses bricklayers' wages 1 - Other crafts' wages must be supplied, in B(16)
2	3-4	IC	City number (see Fig. 4.1). Format I2
	7-8	IS	Site number (not used by CONCEPT). Format I2
	11-12	IR	Region number (not used by CONCEPT). Format I2

F-31

CONLAM input card description (continued)

Card	Column	Variable name	Description
	17-48	LOC	Location (alphabetic) (see Fig. 4.1). Format 8A4
3	1-10	A(1)	Date (e.g., 1978.5). Format F10.2
	11-20	A(2)	Wholesale price index for steel mill products, Code 10-13 Steel Mill Products, "Monthly Labor Review," Bureau of Labor Statistics. Format F10.2
	21-30	A(3)	Hourly earnings index in the electrical equipment and supplies industry. Data from "Employment and Earnings," Bureau of Labor Statistics, SIC Code 36 Electrical Equipment and Supplies. This number has been normalized so that the index for 1967 is 100. This was done by multiplying the BLS data by 100/2.70. Format F10.2
	31-40	A(4)	Hourly earnings index in the steam engine and turbine industry. Data from "Employment and Earnings," BLS, SIC Code 3511 Steam Engines and Turbines. This has also been normalized by multiplying the BLS number by 100/3.50 so that the index for 1967 is 100. Format F10.2
	41-50	A(5)	White collar wage index. Data from "National Survey of Professional, Administrative, Technical, and Clerical Pay," BLS. This data has been converted from a percent annual increase to an index based on 1967=100. Format F10.2

The following cards use a format of 8F10.2

4	1-10	B(1)	Hourly rate for building labor
	11-20	B(2)	Hourly rate for heavy construction labor

391

F-32

CONLAM input card description (continued)

Card	Column	Variable name	Description
	21-30	B(3)	Hourly rate for bricklayers
	31-40	B(4)	Hourly rate for carpenters
	41-50	B(5)	Hourly rate for structural ironworkers
	51-60	B(6)	Hourly rate for plasterers
	61-70	B(7)	Hourly rate for electrical workers
	71-80	B(8)	Hourly rate for steamfitters
5	1-10	B(9)	Hourly rate for operating engineers
	11-20	B(10)	Hourly rate for small tractor operators
	21-30	B(11)	Hourly rate for scraper operators
	31-40	B(12)	Hourly rate for crane operators
	41-50	B(13)	Hourly rate for air compressor operators
	51-60	B(14)	Hourly rate for truck drivers (<4 yd ³)
	61-70	B(15)	Hourly rate for boilermakers. Steamfitters' wages used
	71-80	B(16)	Hourly rate for all other crafts. Bricklayers' wages used
6	1-10	C(1)	Material costs for channels, \$/100 lb
	11-20	C(2)	Material costs for I-beams, \$/100 lb
	21-30	C(3)	Material costs for W-flanges, \$/100 lb
	31-40	C(4)	Material costs for re-bars, \$/100 lb
	41-50	C(5)	Material costs for 3000-psi Redimix concrete, \$/yd ³

F-33

3705

CONLAM input card description (continued)

Card	Column	Variable name	Description
	51-60	C(6)	Material costs for 3/4-in. B-B plyform, \$/1000 ft ²
	61-70	C(7)	Material costs for 2 x 4 fir or pine lumber, \$/1000 bd ft
	71-80	C(8)	Land coefficient, Input 1000.00
7	1-80	C(9-16)	Unassigned

plywood 合板

F-34