

原子力発電のエネルギー分析

— 原発は石油を食って電気を生む —

〇“ウランは石油の200万倍”

・原発推進の宣伝パンフ

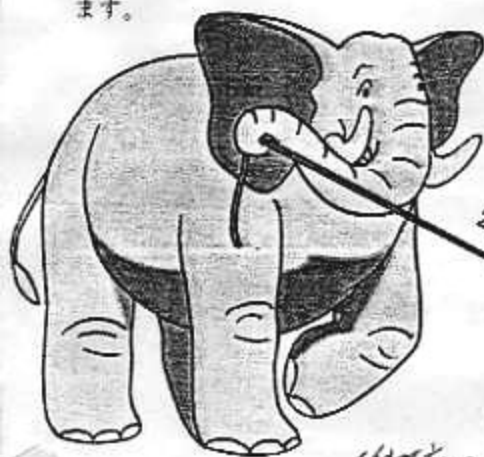


原子力発電の燃料はウラン（ウラン235）です。ウラン1グラムが核分裂すると、石炭3トン、石油2.3トンを燃焼させたと同じぐらいのエネルギーが出ます。

ウランと石油の力くらべ

石炭や石油は燃えてエネルギーを出しますが、ウランは原子核が分裂したときにものすごく大きなエネルギーを出します。これが原子力です。

1グラムのウランは石油2キロリットルと同じエネルギーを出します。じつに石油の200万倍の力にあたります。



原子力

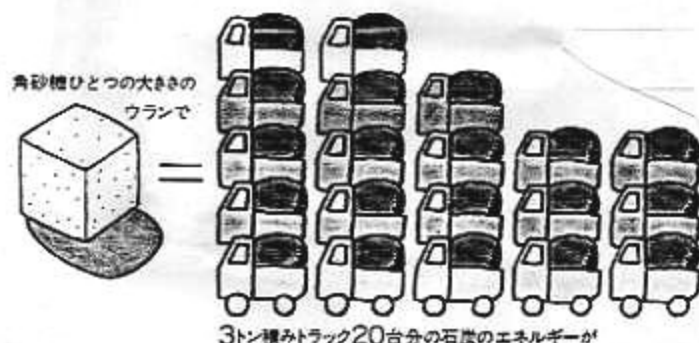
次代のエネルギー源として
世界的に実用化がすすめられているのが
原子力です。

【科学パンフ】

ウラン燃料は石油の200万倍の力

ウランは大変な力持ちです。角砂糖1個分の大きさで、なんと3トン積みトラックで20台分の石炭と同じ量の電力をつくり出せます。石油とくらべても200万倍の力で発電を、石油を使う

火力から、ウランを使う原子炉にかえると、それだけ燃料の運送費や貯蔵費を節約でき、また、石油を産業の原料に使えるなど、さまざまな利益が生まれます。

ウラン²³⁵の発熱量

1グラムのウラン²³⁵の原子核全部が核分裂すると、約2,000万キロカロリーを熱を出します。この熱量を石油に換算すると、石油2.3トン分にあたります。つまりウランは、同じ重さの石油の230万倍に相当するエネルギーを出すことになります。



【科学パンフ】

・放出エネルギーの比較

・ウラン235p: 1g 燃えると.

$$\frac{1}{235} (\text{mole}) \times 6.02 \times 10^{23} (\text{1/mole}) \times 190 (\text{MeV/fission}) \times 3.83 \times 10^{-7} (\text{kcal/MeV})$$

$$= 1.86 \times 10^7 \text{ kcal.}$$

・石油 1g p: 燃えると. $\sim 10 \text{ kcal/g}$

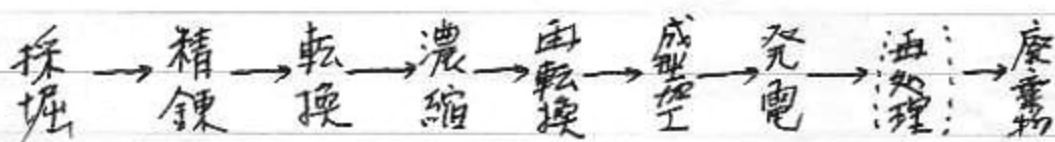
$$\frac{1.86 \times 10^7}{10} \approx 2 \times 10^6 : 200 \text{ 万倍}$$

・“200万倍”は、ウランを燃やすためのプロセスを無視することと前提としている。

しかし、一般的にはこの前提は承認される。“200万倍”は、基いて原発の有用性を主張することは詭弁となる。

0 ウラン 1g を燃やすためには何倍の鉱石を採らねばならないか。

・ウランを原発で燃やすためのプロセス



・原子炉装荷燃料中に燃えるウランの割合: 燃焼度 20,000 MWd/tU で 2.24%

濃縮過程の Feed/Product 比: 3%濃縮 0.2% tail 5.48

ウラン鉱の品位: U と 12 $\sim 0.2\%$

採掘量/ウラン鉱 比: ~ 25

・したがって、ウランを 1 単位燃やすためには採らねばならない量は、

$$\sim \frac{1}{0.0242} \times 5.48 \times \frac{1}{0.002} \times 25 = 3.06 \times 10^6 \approx 3 \times 10^6,$$

300 万倍 となる。

- ・ 奇しくも、この結果は先の前提が成立しないときの、“200万倍”の宣伝パンフの見方を示している。つまり、角砂糖ひとつ分のウラン(金属Uで18.7)を燃やすためには、3トン積みトラック20台分の原石を掘らなければならないのである。

・ 原発エネルギー分析の経緯

- ・ 問題
 - ・ 核燃料プロセスを一旦見ただけでは、ウランを燃やすことが生易いものでないといえる。
 - ・ 各 Step は、それぞれ巨大な投資を要し、大量のエネルギーを消費している。
 - ・ 果して、原発を動かすためには、どれくらいエネルギーが必要とするのか。その量は、原発から出てくる電気と比較してどれくらいか。

・ 1974 Chapman report.

1975 revised, "Energy Analysis of Nuclear Power Stations"
Energy Policy 3 (1975)

- ・ 各種の原発 (Magnox, PWR, Candu etc) について必要エネルギー計算。
- ・ 積算 output が 積算 input を越えたら、運転開始後 1.5 ~ 2.5 yr あり、建設開始後 6.5 ~ 7.5 yr あり。
- ・ 原発開発が指数関数的に増加する場合、建設中の原発に投入したエネルギーが、運転中の原発の output より大きくなり、意味エネルギーを生み出す可能性がある指摘
- ・ 原発エネルギー分析の火付けとなった。

・ 1976 ERDA report.

"Net Energy Analysis of Nuclear Power Production"
ERDA-76-1 Appendix B. (1976)

- ・ Chapman report 以後の議論を受け、1000 Mwe PWR について ERDA の見積。
- ・ life time 30 yr, capacity factor 61% とし、エネルギー CC 3.82

- ・室田武 「原子力のエネルギーコスト」 政府と人間 1976, 11増刊
 - ・ Chapman の研究によると. lifetime 15yr. 平均利用率 40% と想定.
 - ・ 指数的原子力計画の Doubling time: 4.5yr 以下に短くしければ, 計画が実行可能 Net Energy は負となる.
- ・伊藤勝 「原子力発電のエネルギー収支分析」 原子力工業 24 (1978)
 - ・ 55/年 科学庁委託研究「エネルギー利用構造とエネルギー収支に関する調査」・概略.
 - ・ 政策科学研究所, 東京電力, 何社か共同
 - ・ 重油火力, LNG, 石炭, 原発 (PWR, BWR, Candu) と対照
 - ・ PWR one-through のエネルギーコストは 17.57

その他.

Holomon et al. "Nuclear Power and Oil Imports"
Energy Policy 4 (1975)

Rombugh, Koen, "Total Energy Investment in Nuclear Power Plants"
Nuclear Technology 26 (1975)

Moran et al. "Energy Investment in Nuclear and Solar Power Plants"
Nuclear Technology 33 (1977)

Mays, "Energy Investment in Nuclear Power Plant"
Nuclear Safety 19 (1978)

Tsoufanidis "Energy Analysis of Coal, Fission and Fusion
Power Plants"
Nuclear Technology/Fusion 1 (1981)

・エネルギー分析の方法

・エネルギー分析

1970年頃から、エネルギー源に対する認識の変化を背景として登場。

(example) 表 1

Energy requirements for selected metals in the United States in 1973 (12).

Commodity	Product	Energy required	
		Per net ton product (10 ⁶ Btu's)	Total (10 ¹² Btu's)
Iron and steel	Steel slabs	24	3350
	Gray iron castings	34	366
	Carbon steel castings	42	54
Aluminum	Ingot	244	1170*
Zinc	Ingot	65	92
Lead	Ingot	27	23.9
Copper	Cement copper	87	14.9
	Refined copper	112	221
Chromium	High-carbon ferroalloy	61	15.8
	Low-carbon ferroalloy	129	49.5
Magnesium	Metal	358	42.0
Manganese	Ferromanganese	49.5	33.0
	Blast furnace	46	17
	Electric furnace	52	16
Titanium	Metal	408	8.2
Uranium	Uranium oxide		
	Acid circuit	776	2.1
	Alkaline circuit	1123	2.2
	Resin-in-pulp	795	2.3

*In practice, 40 percent of aluminum electrical energy in the United States is derived from hydroelectric plants. The figure 244 x 10⁶ Btu/ton in the Battelle report is reduced to 204 x 10⁶ Btu/ton in calculating total U.S. use of 1.17 quads.

Hayes, Science 191 (1976)

(1 kWh = 3412 Btu)

表 2

財のエネルギー・コスト
(熱キロワット時表示の化石燃料支出)

	日本 1970年 (kWh)	イギリス 1968年 (kWh)
ジャガイモ 1トン	—	700
セメント 1トン	1,700	2,200
鉄 鋼 1トン	7,400 (粗鋼)	13,200 (精鋼)
米 (水 稻) 1トン	9,500	—
乗用車 1台 (排気量 1,000 cc)	—	22,500
住宅 1戸	—	100,000 (パーカー・モリス式 3 寝室、雑坪 100m ²)
ジャンボジェット 1機	—	20,000,000

備考 1 日本のセメントと鉄は昭和45年産業連関表からの原料の計算による。水稲については水産庁調査にもとづく宇田川武彦氏のデータから計算。
2 イギリスのデータは P. Chapman, *Past's Paradise*, pp. 56-57 による。

宇田, エネルギーとインフレーション経済学 (1977)

• エネルギー分析の手法.

I) Process Analysis

i) 1st Step, 分析の対象とする製品 [コークス等] の製造工程を調べ, 製品の生産に必要なエネルギー, 物質, カーボンの一次投入量を求める.

2nd Step, 一次投入の10%について, その生産に必要なエネルギー等の投入量を求める

3rd Step, 2nd Step の投入を対象

4th, 3rd "

...

...

ii) 以降の投入エネルギー量が negligible と思われるところで打ち切り, 各 Step を補正して, 製品 1 単位を生産に必要なエネルギーを求める.

(example). 表 1 の Refined Copper

[process.]

[Energy per ton product]

Mining.

$21.6 \times 10^6 \text{ Btu}$

↓

Concentration

42.3

↓

Smelting

38.2

↓

Refining.

10.2

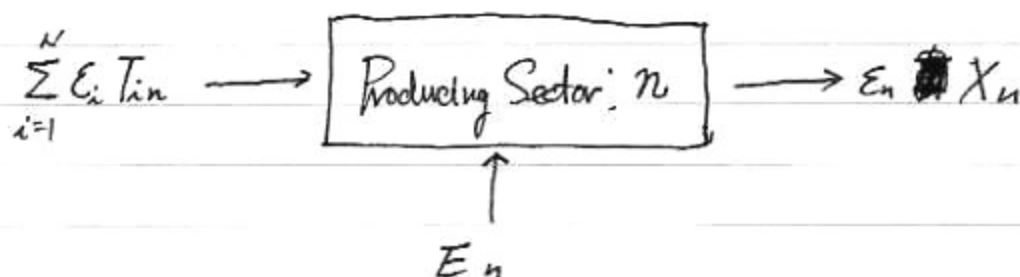
total $112.3 \times 10^6 \text{ Btu/ton-product}$

• process analysis の特徴

- 工程の調べ落とし, Step の省略のため, 必然的に過小評価となる.
- 1st Step の投入量が大きい製品について有効性大.
- step とともに 数般的にデータを増加し, 取扱いが大変

Ⅱ) Input - Output (I-O) Analysis.

- 産業連関表とエネルギーの流れ (価格当りエネルギー密度 $\times$ [生産額]) と見なして, 各産業製品の価格当りエネルギー密度を求める.
- アメリカでは, 368 の産業部門に分割した連関表が作られている.
- ある部門 n に着目すると下図のような energy flow が考えられる.



N : 産業部門数

ϵ_i : 部門 i の製品のエネルギー密度

T_{in} : " として 部門 n への原材料総量 (額)

E_n : 部門 n が地球から取り出すエネルギー (エネルギー部門以外は無)

X_n : 部門 n の生産総額

$$\sum_{i=1}^N \varepsilon_i T_{in} + F_n = \varepsilon_n X_n \quad \dots\dots ①$$

Matrix表示すると.

$$E \pi + E = E X \quad \dots\dots ②$$

Dimension $E, E : (1, N)$

$\pi : (N, N)$

$X : (N, N)$ の内両行列

一方.

A_{in} : 部門 n の生産 1 単位 [額] 当り = 直接 必要な
部門 i の数量

とすると,

$$T_{in} = A_{in} \cdot X_n \quad \text{より},$$

$$\pi = A X \quad \dots\dots ③$$

$(A : (N, N))$

また, $E \in$ 最終-部門指定ベクトルとすると

$$E = E X \quad \dots\dots ④$$

③ ~ ④ より, $E A X + E X = E X$

$$E A + E = E$$

$$E = E (I - A)$$

$$\therefore E = E (I - A)^{-1} \quad \dots\dots ⑤$$

(Example)

表3

Part of the Energy Intensity Table for the U.S.
(1967 Data, Ref. 18)

Sector Code	Sector	Coal ^a (MJ/\$)	Crude (MJ/\$)	Refined (MJ/\$)	Gas (MJ/\$)	Electric (MJ/\$)	Primary ^b (MJ/\$)
1103	New construction public utilities	29.12	58.35	30.89	25.90	5.13	90.42
1202	Maintenance construction others	14.65	48.32	30.43	16.54	2.99	64.69
2704	Miscellaneous chemical products	44.91	148.47	48.85	65.69	10.57	199.46
3701	Steel products	172.27	111.41	30.64	77.29	14.46	292.00
3804	Primary aluminum	169.24	206.42	36.97	163.33	85.72	424.93
4003	Heating equipment	33.47	42.39	14.84	26.44	6.35	79.51
5805	Electrical equipment	21.50	46.04	16.20	28.65	6.65	71.36
6507	Transportation services	4.41	4.86	2.15	3.14	1.02	9.86

^aMJ = 10⁶ J; original table is in Btu/\$.

^bPrimary = coal + crude + 0.5748 X electric.

- I-O analysis の特徴
 - simple 2 elegant, 部門の平均的な energy intensity が求まる。
 - 産業部門の typical な product に対し有効性大。
 - typical な product (ex. 原子力発電) については適用できない。

(3) Hybrid Analysis.

- process と I-O を組み合わせ、相互の欠点を補う形で分析する。
- process analysis の手法で生産工程を調べ、投入物資が typical なものである。I-O analysis の結果を用いて投入エネルギー量を計算する。typical な部分については、step を上げ同様の手続きを進める。
- Example: 原子力発電のエネルギー分析。

• Net Energy Analysis of Nuclear Power.

• 目的

- 原発に動かすための Input Energy 量 (thermal, electric) の算出。[但し fuel (Uran) 自身の Energy 量は Input に含まれる]
- Input 量と Output 量の比較, energy ratio $\frac{\text{total output}}{\text{total input}}$ の算出
- alternative (coal, oil etc.) と原発との比較
- oil saving としての原発の役割評価
- 原発 project 全体としての output 評価 — Dynamic Analysis

(A) Chapman Report 1975

• 対象 1000 MWe 各種原発

model, Magnox: Oldbury A

SGHWR: design data 1-F3.

PWR (i): Haddam Neck, 濃縮度 3.3%

(ii): Maine Yankee, " 2.6

(iii): Jos. M. Farley, 3.35

(iv): Shearon Harris, 2.7

AGR: Hunterston B

CANDU: Pickering

HTR: TNPG

• Input energy

- 運転開始前と後とに分けて考える。

> 37. Initial requirement (construction & Initial core) & refueling に分ける。

② Initial requirement (construction + initial core)

• construction is (building electrical equipment nuclear steam system) 1-0 11 2 I-0 11 11

表4

Table 1. The Financial costs and energy requirements for the capital equipment.

Reactor	Electrical		Buildings		Nuclear Steam System		Total Energy Requirements	
Type	£m	TJ(th)	£m	TJ(th)	£m	TJ(th)	TJ(e) + TJ(th)	g.e.r. TJ(th)
MAGNOX	52	6178	73	7358	116	12528	1738 + 19112	26064
SGHWR	52	6178	31	3125	67	7236	1102 + 12131	16539
PWR	52	6178	30	3024	50	5400	973 + 10710	14602
AGR	52	6178	30	3024	89	9612	1254 + 13798	18814
CANDU	52	6178	31	3125	67	7236	1102 + 12131	16539
HTR	52	6178	30	3024	60	6480	1045 + 11502	15682

$$Energy = Cost * Energy Intensity$$

cost data is 1973 C.E.G.B. £/t

I-0 table is 1968 Census of Production (1-7 補正)

• Uranium Processing is 各種工程の process analysis

図1. SGHWR 2.1%, 160t U a process.

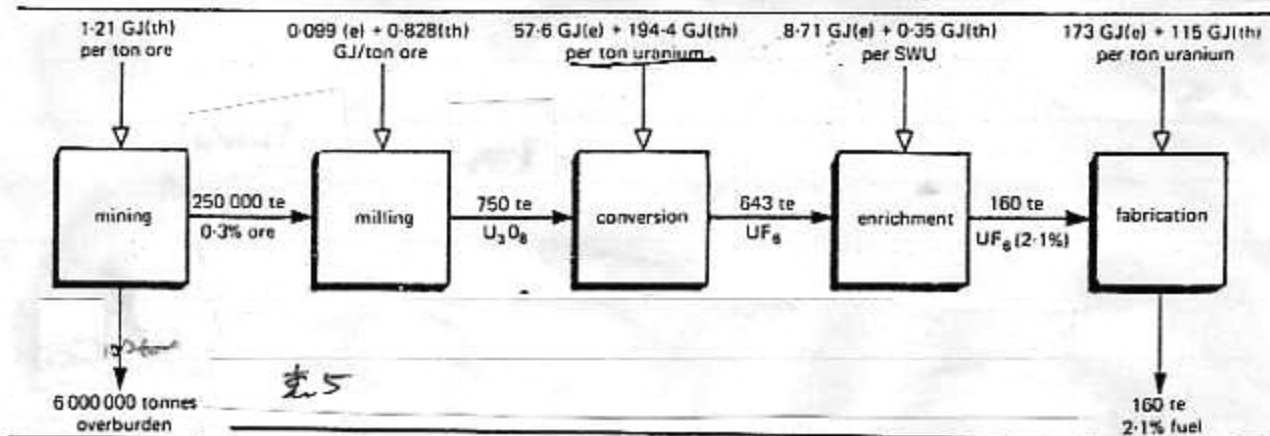


Table 2. Energy requirements for uranium fuel production.

	GJ(e) + GJ(th)	Total (assuming 25% electricity efficiency)
To produce one ton natural uranium from 0.3% ore (stripping ratio 24:1) including conversion to UF_6	96.5 + 995.5	(1381)
To perform one tonne SWU of enrichment	8710 + 350	(35900)
To convert and fabricate one ton of uranium fuel	173 + 115	(807)

表6. Initial Core 924.

Table 4. The energy requirements for the initial core of 1000 MW(e) stations.

	Fuel Inventory (tonnes)	Enrichment (%)	Natural uranium required (tonnes)	SWU per core (te SWU)	Mining, milling Energy TJ(e)+TJ(th)	Enrichment energy TJ(e) + TJ(th)	Fabrication energy TJ(e) + TJ(th)	Total GER TJ(e) + TJ(th) TJ(th)	
MAGNOX	973	natural	973	-	94 + 968	-	168 + 112	262 + 1080	2128
SGHWR	160	2.1	643	328	62 + 640	2857 + 115	28 + 18	2947 + 773	12561
PWR (i)	130	3.3	862	578	83 + 858	5034 + 202	22 + 15	5139 + 1075	21631
(ii)	104	2.6	531	312	51 + 529	2718 + 109	18 + 12	2787 + 650	11798
(iii)	97	3.35	654	456	63 + 651	3972 + 160	17 + 11	4052 + 822	17030
(iv)	87	2.7	463	278	45 + 461	2421 + 97	15 + 10	2481 + 568	10492
AGR	195	2.45	932	527	90 + 928	4590 + 184	34 + 22	4714 + 1134	19990
CANDU	182	natural	182	-	17.6 + 181	-	31 + 21	49 + 202	396
HTR	22.7	6.5	308	256	30 + 307	2230 + 90	4 + 3	2264 + 400	9456

表7. Initial requirement = construction + initial core.

Table 5. Total energy required for 1000 MW(e) power stations

	Capital Equipment		Heavy Water		Initial Core		Total	
	TJ(e) + TJ(th)	%	TJ(e) + TJ(th)	%	TJ(e) + TJ(th)	%	TJ(e) + TJ(th)	TJ(th)
MAGNOX	1738 + 19112	92			262 + 1080	8	2000 + 20192	28192
SGHWR	1102 + 12131	45	585 + 5400	21	2947 + 773	34	4634 + 18304	36840
PWR (i)	973 + 10710	40			5139 + 1075	60	6112 + 11785	36233
(ii)	973 + 10710	55			2787 + 650	45	3760 + 11360	26400
(iii)	973 + 10710	46			4052 + 822	54	5025 + 11532	31632
(iv)	973 + 10710	58			2481 + 568	42	3454 + 11278	25094
AGR	1254 + 13798	48			4714 + 1134	52	5968 + 14932	38804
CANDU	1102 + 12131	43	1638 + 15120	56	49 + 202	1	2789 + 27453	38609
HTR	1045 + 11502	62			2264 + 400	38	3309 + 11902	25138

- ・電気炉中の一の熱炉中の一の換算は、発電効率25%を以て計算
- ・ ore grade は typical US mine - U₃O₈ 0.31%
- ・ enrichment tail は 0.25% , gaseous diffusion
- ・ 2.42 MWh / SWU = 8.71 GJ(e) / SWU

$$(1 \text{ TJ} = 3.6 \text{ GWh} = 948 \times 10^6 \text{ Btu} = 239 \times 10^6 \text{ Kcal} \approx 24 \text{ ton-oil / 相当})$$

◎ Refueling : output から燃料消費率で表示 (表8)

- Output energy : life time 25 yr

Table 6: The outputs of 1000 MW(e) stations (assuming 62% L.F.; 7.5% distribution loss; 3.75% own use)

	Net Output Outside Elec. Ind. (MW)	Refuelling Power (MW)	Power for D ₂ O Make Up (MW)	Net Output (MW)	Energy Out in 25 Years TJe)
MAGNOX	525.25	8.8	—	541.45	426,880
SGHWR	"	23.4	3.45	523.4	412,650
PWR (i)	"	49.2	—	501	395,024
(ii)	"	27.8	—	522.4	411,858
(iii)	"	32.5	—	517.8	409,993
(iv)	"	24.7	—	525.5	414,378
AGR	"	31.8	—	518.45	408,708
CANDU	"	3.2	5.25	541.8	427,248
HTR	"	42.6	—	507.7	400,248

- Load factor 62% $1000 \times \frac{62}{100} = 620 \text{ (MW)}$
- distribution loss 7.5% $620 \times \frac{7.5}{100} = 46.5$
- own use 3.75% $620 \times \frac{3.75}{100} = 23.25$
- (Net output) = $620 - (46.5 + 23.25) = 550.25$

表 9 Output & Input の比較

Table 7: Reactor parameters. (Uranium from 0.3% ores)

	Energy Ratio (assuming 25y lifetime)	Power Ratio (assuming 5y construction)	Payback Time (E_{in}/P_{out}) (years)
MAGNOX	15.1 $\pm$ 3	3.02 $\pm$ 0.5	1.65 $\pm$ 0.25
SGHWR	11.2 $\pm$ 2	2.24 $\pm$ 0.4	2.23 $\pm$ 0.3
PWR (i)	10.9 10.2 $\pm$ 2	2.18 $\pm$ 0.4	2.29 $\pm$ 0.3
(ii)	15.6 $\pm$ 3	3.12 $\pm$ 0.5	1.60 $\pm$ 0.25
(iii)	12.9 $\pm$ 2	2.58 $\pm$ 0.4	1.93 $\pm$ 0.3
(iv)	16.5 $\pm$ 3	3.30 $\pm$ 0.5	1.15 $\pm$ 0.25
AGR	10.5 $\pm$ 2	2.10 $\pm$ 0.4	2.38 $\pm$ 0.3
CANDU	11.1 $\pm$ 2	2.22 $\pm$ 0.4	2.25 $\pm$ 0.3
HTR	15.8 $\pm$ 3	3.16 $\pm$ 0.5	1.58 $\pm$ 0.25

$$(\text{Energy Ratio}) = (\text{表 8 の Energy Out in 25 yrs}) / (\text{Initial Requirement, 表 7})$$

$$(\text{Power Ratio}) = \frac{(\text{Energy Out})}{(\text{lifetime})} / \frac{(\text{Initial Requirement})}{(\text{construction time})} = \frac{(\text{Energy Ratio})}{5}$$

$$(\text{Payback Time}) = \frac{(\text{Initial Requirement})}{(\text{Energy Out per yr})} = \frac{(\text{lifetime})}{(\text{Energy Ratio})}$$

(B) ERDA report. 1976

- "A National Plan for Energy Research, Development & Demonstration: Creating Energy Choice for Future 1976"
という ERDA の全般的な R&D 計画書の Appendix B.

- 1975 年に発表された以下の 479 reports などには、ERDA が adjust したもの。

- Development Sciences, Inc., "A Study to Develop Energy Estimates of Merit for Selected Fuel Technologies" prepared for U.S. Department of the Interior, Office of Research and Development, Sep. 23, 1975
- Institute for Energy Analysis, Oak Ridge Associated Universities, "Net Energy from Nuclear Power", IEA-75-3, Nov. 1975
- Oregon, State of, Office of Governor, Office of Energy Research and Planning, "Transition", Jan. 1975
- Pilati, D.A. and Ralph P.R., "Total Energy Requirement for Nine electric-Generating Systems" CAC Document No. 165, Center for Advanced Computation, University of Illinois, 1975

- 対象
 - 1000 MWe PWR
 - life time 30 yrs
 - Capacity factor 61%

- Input Energy

- life time 30 年 に 必要の Energy の total を計算 --- chapman と 要石を 取扱い。

手法 --- Hybrid Analysis.

- process analysis a 1st step 投入エネルギーを 'direct' と表示.
- 1st step a 燃料以外は 2nd step. Material & Construction 分析 I-O 分析.

表10 Table B-1 Energy Requirements for a Large Nuclear Power Plant

1000 MWe Pressurized Water Reactor—No Recycle—0.20% Enrichment Tails Assay
30 Year Life—61% Average Capacity Factor—160,300,000 MWh Output (547 Trillion Btu)*

Process	Quantity	Electrical Inputs, in MWh			Thermal Inputs, in Millions Btu			Total Inputs, Billion Btu **
		Direct	Materials	Construction	Direct	Materials	Construction	
Mining	3909 MTU	47,760	22,050	6,210	1,005,000	621,500	441,500	2,935
Milling	3909 MTU	67,430	16,140	2,780	1,310,000	621,500	121,200	3,037
Conversion	3909 MTU	39,830	16,620	620	4,826,000	426,000	29,000	5,334
Enrichment	3124 x 10 ³ SWU	8,778,000	18,120	24,050	1,048,000	428,000	1,016,400	103,037
Fuel Fabrication	683 MTU	67,750	137,200	600	147,900	1,579,000	26,000	4,096
Power Plant Construction and Operation	30 years	0	256,500	205,000	378,000	8,179,000	9,583,000	23,401
Fuel Storage	683 MTU	7,280	2,430	3,880	4,560	64,300	174,300	240
Waste Storage	30 years	130	4,560	320	2,080	158,200	22,950	398
Transportation								
—Natural	3909 MTU	0	410	0	31,900	24,470	0	61
—Fuel	693 MTU	0	1,546	0	120,300	92,290	0	230
Totals		9,008,000	475,600	243,460	8,874,000	12,195,000	11,414,000	142,769

*Electricity converted to thermal equivalent at 3413 Btu per kilowatt hour.
Legend: MTU—Metric tons uranium

SWU—Separative work units (directly proportional to the energy required in the enrichment process)

**Electricity converted to thermal equivalent at average heat rate of 11,400 Btu per kilowatt hour.

Note: The conversion of electrical to thermal units plus the addition of thermal inputs from different energy sources ignores the quality aspect of preferred fuels. This is a serious shortcoming, as there is no single factor that is satisfactory for converting different energy sources to an equivalent base.

Source: Institute for Energy Analysis with adjustments by ERDA.

電気エネルギーの熱への換算は 30% 効率

ore grade : conventional

enrichment : gaseous diffusion, 0.2% tail.

$$10^9 \text{ Btu} = \frac{1}{3.413} \text{ Gwh.}, \quad 142769 \cdot 10^9 \text{ Btu} = 41830 \text{ Gwh}$$

• Output Energy.

• life time 30 yr

• capacity factor.

• 富集前 4月 40%

• 富集 ~ 2yr 65%

• 3 ~ 15yr 70%

• 16yr ~ 30yr 68% (16yr - 68% 30yr - 40%)

(16yr - 68% 30yr - 40%)

average 62.2%.

• 表 102-12 average 61% = 表 2-13

$$1000(\text{MW}) \times \frac{61(\%)}{100} \times 8760 (\text{hr/yr}) \times 30 (\text{yr}) = 160.300 (\text{GWh})$$

• transmission loss) 約 5%
decommissioning

$$\text{Energy Ratio} : \frac{160.300}{41830} = 3.832$$

Table B-2 The Energy Requirements for Light Water
表 11 Reactor Nuclear Fuel Cycle Elements

Process	Equivalent Thermal Energy (Trillion Btu)	Percentage of Total
Mining	2.935	2.1
Milling	3.037	2.1
Conversion	5.334	3.9
Enrichment	103.037	72.1
Fuel Fabrication	4.096	2.9
Power Plant Operation	23.401	16.4
Fuel Storage	0.398	0.3
Waste Storage	0.240	0.2
Transportation		
— Natural U	0.061	0.1
— Fuel	0.230	0.2
Totals	143*	100*

* Rounded

Table B-3 Comparison of Net Energy Results

表 12

Investigator	Units of External Energy Input Per 1,000 Units of Output	Energy Ratio
Development Sciences, Inc.	238	4.20
State of Oregon Study	194*	5.15
University of Illinois, Center for Advanced Computation (Pilati and Richard)	210	4.76
Institute for Energy Analysis	248	4.03
ERDA-76-1	262	3.82

* Adjusted to comparable basis

◦ Chapman 方式 Energy Ratio 与 ERDA 方式 19 变换.

Chapman 的 Energy Ratio 为

$$ER_{\text{chap}} = \frac{(\text{total-out})_e - (\text{refueling})_e}{(\text{Initial})_e}$$

→ ERDA 为

$$ER_{\text{ERDA}} = \frac{(\text{total-out})_e}{(\text{total-in})_e} = \frac{(\text{total-out})_e}{(\text{Initial})_e + (\text{Refueling})_e}$$

$$\begin{aligned} \text{即: } ER_{\text{ERDA}} &= \frac{(\text{total-out})_e - (\text{Refueling})_e}{(\text{Initial})_e} + \frac{(\text{Refueling})_e}{(\text{Initial})_e} \\ &= \frac{1}{1 + \frac{4 \cdot (\text{Refueling})_e}{(\text{Initial})_e}} \quad \left(\begin{array}{l} 4: \text{electric} \rightarrow \\ \text{thermal 转换} \end{array} \right) \\ &= \frac{ER_{\text{chap}} + R/I}{1 + 4R/I} \end{aligned}$$

上式 2- Chapman 的 ER 变换.

	Initial (Gwh)	Refueling (Gwh)	R/I	ER _{chap}	ER _{ERDA}
Magnox	7831	1927	.246	15.1	7.73
SG4WR	10233	5880	.575	11.2	3.57
PHR (i)	10065	10775	1.071	10.9	2.27
(ii)	7333	6088	.830	15.6	3.80
(iii)	8787	7118	.810	12.9	3.23
(iv)	6971	5409	.776	16.5	4.21
AGR	10779	6964	.646	10.5	3.11
CANBU	10725	1851	.173	11.1	6.66
HTR	6983	9329	1.336	15.8	2.70

(C) 伊藤 論文 1978

・政策科学研究所に83 科技庁昭51委託研究「原子力」の要約

- ・対象 各種発電方式：重油、LNG、微粉炭、PWR、BWR、CANDU
(PWRとBWRについては、one-throughとPu-U recycle)

出力：1000 MWe

耐用年数：30年

稼働率：70%

・Input

Process Analysis 方式による 播上げ計算

- ・直接投入エネルギー（燃料加工等の過程の運転に消費するエネルギー）と間接投入エネルギー（資材、建設等の所要エネルギー）別に計算。
・間接投入エネルギーは素材重量をベースに算出

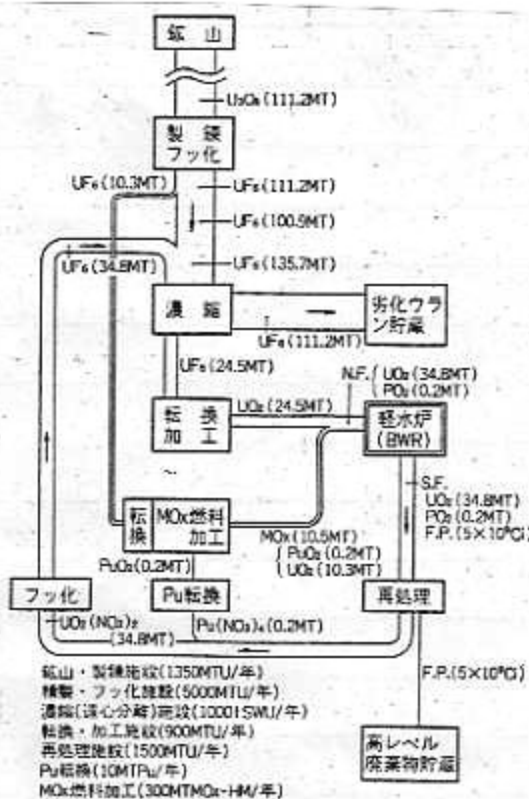


図2 所関連諸施設とマテリアルフロー

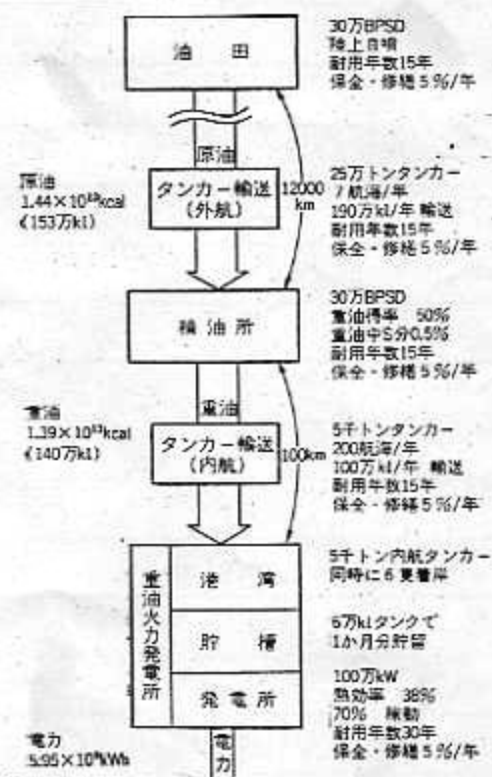
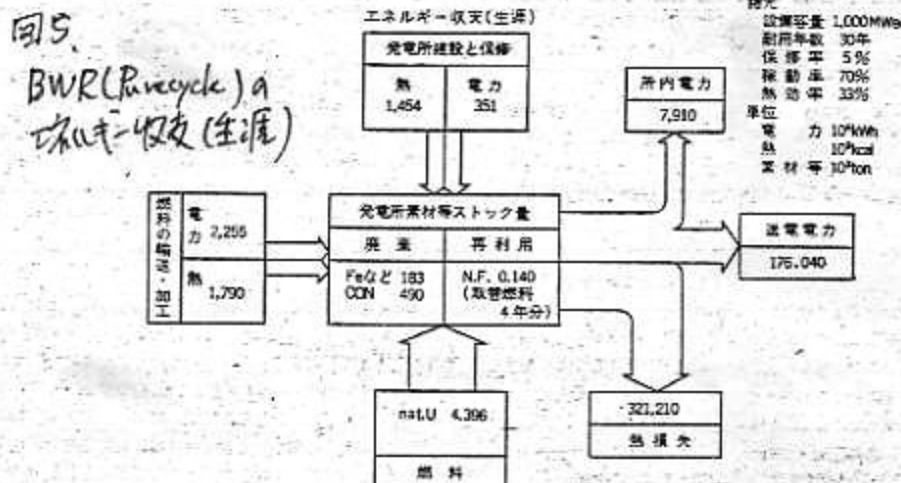
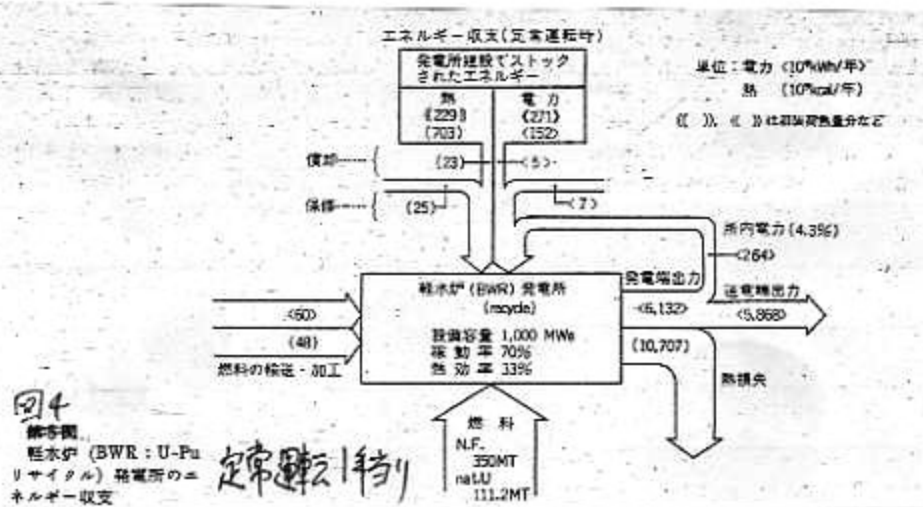


図3

第2図 重油火力発電所関連諸施設とマテリアルフロー



- ・発電所機器類は年5% 保守
- ・燃料加工施設; 耐用年数 15 yr, 年5% 保守
- ・ウラン採掘露天堀, grade 0.1% U₃O₈
- ・ウラン濃縮は遠心分離
- ・所内消費は, PWR 4.6% BWR 4.3% CANDU 7.0%, 重油, LNG 破 3.0%
- ・送電ロスも考慮せよ。(日本の平均送電ロス 6.5%)
- ・熱-電気エネルギー変換は 35%

• Output.

$$1000 \text{ (MW)} \times 8760 \text{ (hr/yr)} \times 30 \text{ (yr)} \times \frac{70(\%)}{100} - (\text{炉内消電})$$

$$= (183.960 \text{ GWh}) - (\text{炉内消電})$$

表13

表13 各種発電システムのエネルギー収支とエネルギー比 (稼働率70%, 1,000 MWe の設備容量)

			原子力 発電所	LNG火力 発電所	褐炭火力 発電所	熱水炉(PWR)	熱水炉(PWR)	熱水炉(BWR)	熱水炉(BWR)	重水炉(CANDU)	備 考
						受電所	受電所	受電所	受電所	受電所	
エネルギー・インプット	発電形態	GWh	71.8	80.4	233.3	101.4	161.4	151.6	151.6	298.7	期間年数 30年
		Tcal	406.3	513.6	545.6	739.8	739.8	703.1	703.1	1,820.4	
	発電所保全・修繕	GWh	83.3	88.9	319.1	204.3	204.3	198.9	198.9	335.2	稼働率 年5%
		Tcal	326.6	363.5	320.5	739.4	739.4	750.8	750.8	1,256.8	
	燃料採取・搬送 (海外分)	GWh	19.9	69.2	70.6	262.9	186.3	200.1	174.9	158.3	燃料サイクルの項の…… の上部を対象としている。
		Tcal	128.8	100,615.0	950.0	1,479.7	1,049.2	1,483.6	1,065.2	890.8	
	燃料精造 (海外より)	GWh	216.2	517.0	432.9	—	—	—	—	—	** 難燃は燃料精造と加工・ 処理に組み込まれる。
		Tcal	12,313.5	1,991.1	26,443.6	—	—	—	—	—	
	燃料加工・処理	GWh	785.2	—	—	1,740.1	1,707.9	1,991.0	2,079.8	2,148.2	* 内転も含む ** 廃棄物等の処理も含む
		Tcal	16,000.4	—	—	563.5	522.7	760.8	725.1	771.0	
エネルギー・コスト	総エネルギー・コスト	GWh	1,176.4	754.6	1,026.8	2,368.7	2,259.9	2,601.6	2,605.2	3,040.4	
		Tcal	29,181.8	103,483.2	28,259.7	3,322.4	3,051.7	3,658.3	3,244.2	4,739.0	
	海外分	GWh	19.9	69.2	70.6	262.9	186.3	200.1	174.9	158.3	燃料採取・前処理部分のみ
		Tcal	128.8	100,615.0	950.0	1,479.7	1,049.2	1,483.6	1,065.2	890.8	
	国内分	GWh	7,156.5	685.4	956.2	2,105.8	2,073.6	2,341.5	2,430.3	2,882.1	
エネルギー・アウト	総発電量	GWh	183,960.0	183,960.0	183,960.0	183,960.0	183,960.0	183,960.0	183,960.0	183,960.0	
		Tcal	8,320.0	5,520.0	5,520.0	8,460.0	8,460.0	7,920.0	7,920.0	12,870.0	
	経送電電力量	GWh	178,440.0	178,440.0	178,440.0	175,500.0	175,500.0	176,040.0	176,040.0	171,090.0	
エネルギー・ロス	Out (GWh _{loss})	総送電・電力量	4.79	1.40	4.99	16.18	17.57*	15.09	15.73**	12.07	* 取扱燃料3年分加工済 ** 取扱燃料4年分加工済
	In (GWh _{loss} + Tcal)	総エネルギー・コスト	(9.52)								
燃料サイクル		海外分	採掘 ↓ 輸送 ↓ 精製 ↓ 発電	採掘 ↓ 輸送 ↓ 精製 ↓ 発電	採掘 ↓ 輸送 ↓ 精製 ↓ 発電	U 採掘 ↓ 精製 ↓ 六フッ化 ↓ 濃縮 ↓ 燃料加工 ↓ 再処理 ↓ 発電→A	U 採掘 ↓ 精製 ↓ 六フッ化 ↓ 濃縮 ↓ 燃料加工 ↓ 再処理 ↓ 発電→A	U 採掘 ↓ 精製 ↓ 六フッ化 ↓ 濃縮 ↓ 燃料加工 ↓ 再処理 ↓ 発電→A	U 採掘 ↓ 精製 ↓ 六フッ化 ↓ 濃縮 ↓ 燃料加工 ↓ 再処理 ↓ 発電→A	U 採掘 ↓ 精製 ↓ 六フッ化 ↓ 濃縮 ↓ 燃料加工 ↓ 再処理 ↓ 発電→A	A: 低レベル放射性廃棄物 B: 使用済燃料貯蔵 C: 高レベル放射性廃棄物 D: MOX 燃料加工
		国内分	輸送 ↓ 精製 ↓ 発電	輸送 ↓ 精製 ↓ 発電	輸送 ↓ 精製 ↓ 発電	輸送 ↓ 精製 ↓ 六フッ化 ↓ 濃縮 ↓ 燃料加工 ↓ 再処理 ↓ 発電→A	輸送 ↓ 精製 ↓ 六フッ化 ↓ 濃縮 ↓ 燃料加工 ↓ 再処理 ↓ 発電→A	輸送 ↓ 精製 ↓ 六フッ化 ↓ 濃縮 ↓ 燃料加工 ↓ 再処理 ↓ 発電→A	輸送 ↓ 精製 ↓ 六フッ化 ↓ 濃縮 ↓ 燃料加工 ↓ 再処理 ↓ 発電→A	輸送 ↓ 精製 ↓ 六フッ化 ↓ 濃縮 ↓ 燃料加工 ↓ 再処理 ↓ 発電→A	

注) *) 内は精製プロセスを除く。原料産地と再処理に限定した場合、したがって、精製所の替りに CTR となる。

$$1 \text{ Tcal} = 1.163 \text{ GWh}$$

$$1 \text{ GWh} = 0.860 \text{ Tcal}$$

$$0.860 / 0.351 = 2.450$$

(D) Tsoufanidis Report 1981.

- coal (800 MWe), PWR (1138 MWe) or Fusion (1138 MWe) ²⁵ (較)
- life time 30 yr, capacity factor 65%

• Input

Hybrid Analysis:

- 建設・運転等に必要の項目を列挙し、Energy Intensity Table が適用できる項目については、投資価格から算出。
- 特殊な工程については文献データを利用。

表14 TABLE III
Energy Intensity Table with Thermal and Electric Components Separated

Sector Number	Name	Thermal [MJ(thermal)/S] ^a	Electric [MJ(electric)/S] ^b	Total [MJ/S] ^c
400	Agriculture, Forestry, and Fish Service	32.65	2.82	42.10
1102	New construction, nonresidential	56.71	5.84	76.27
1103	New construction, public utilities	67.27	6.91	90.42
1105	New construction, other	77.22	6.26	98.19
1202	Maintenance construction, other	51.69	3.88	64.69
2704	Miscellaneous chemical products	156.75	12.75	199.46
3000	Paint products	101.41	10.35	136.08
3612	Ready mix concrete	143.16	16.52	198.50
3701	Steel products	182.42	32.71	292.00
3805	Primary nonferrous metals	116.46	16.83	172.84
4003	Heating equipment	53.84	7.66	79.51
4806	Special industrial machinery	45.09	6.36	66.40
4901	Pumps, compressors	42.25	5.90	62.02
4907	General industrial machinery	49.47	6.81	72.28
5301	Electric measuring instruments	27.31	3.56	39.24
5303	Switchgear	35.80	4.90	52.22
5404	Electric hardware	53.85	7.24	78.11
5503	Wiring devices	54.07	8.01	80.90
5805	Electrical equipment	51.19	6.02	71.36
6107	Transportation equipment	71.23	10.92	107.81
6501	Railroad	83.78	4.21	97.88
6507	Transportation services	34.02	1.03	9.86
7301	Miscellaneous business service	24.63	2.32	32.40
7702	Hospitals	42.32	5.54	60.88
7703	Medical health service	41.37	4.42	56.18
8200	Office supplies	57.94	6.69	80.35
AV1	(4003, 4806, 4907) average	49.47	6.94	72.72
AV2	(4806, 4901, 4907) average	45.60	6.36	66.91
AV3	(5301, 5404, 5805) average	44.12	5.61	62.91
AV4	(4806, 4907) average	47.28	6.58	69.32
AV5	(1202, 7301) average	38.16	3.10	48.54
AV6	(1105, 7301) average	50.92	4.29	65.29
AV7	(1202, 6501) average	67.73	4.04	81.26

^aMJ(thermal) = 10⁶ J, in the form of thermal energy.

^bMJ(electric) = 10⁶ J, in the form of electric energy.

^cMJ_{tot} = MJ(thermal) + 3.35 × MJ(electric).

o 800MW Coal Plant (854MW gross)

表 15 Energy Requirements for an 800-MW(electric) (net) Coal-Fired Plant

	Thermal (TJ)	Electric (TJ)	Total $TH + 3.35 \times EL$
1. Construction	9 130	1185	13 100
2. Operation and maintenance	10 549	847	13 386
3. Mining of coal	6 932-17 848	2086-5371	13 920-35 840
4. Transportation of coal	19 065	957	22 972
5. Land use reclamation	82- 1 386	7- 120	105- 1 788
6. Public welfare	2 547- 8 254	221- 855	3 286- 1 118
Total*	48 305-66 232	5303-9335	66 069-97 504

*Totals do not add up exactly because of rounding off.

• Land use reclamation: 炭鉱跡再生

再生 cost 266 \$/acre (1 acre = 4047 m²)

面積積 76 ~ 646 km²

• coal mining 量は -64×10^6 ton

• capital cost is NRC Data.

• Public welfare is 以下 3 項目

(i) Accident and Premature death

• accident 26 - 156 injury/1000MW.yr

1 injury: five day hospital, 40 \$/day

• premature death 0 ~ 295/1000MW.yr

1 death: 30 day hospital

• immediate accident death is 工死 - 賠償 negligible

(ii) Effects of radiation

• Th is 42 man-rem/yr

• PWR 49 万 円 相当 radiation 費用は 28.6 \$/MW.yr

(iii) Air Pollution Effects.

• SO_x , NO_x , Particulates is 83 農業被害や 塗料費用.

(i) ~ (iii) 2-12 Air Pollution is dominant

$$(1 TJ = \frac{1}{3.6} GWh)$$

- 1138 MW PWR (1192 MW gross)
 • capital cost is NRC data Nuveg-024X (1977)

TABLE IX
 Energy Requirements for Construction of an 1138-MW(electric) (net) PWR

Account Number	Account Description	Cost (1976 \$)	Inflation Index	Cost (1967 \$) ^a	Sector Number (Table III)	TJ(thermal) ^b	TJ(electric)	TJ _{tot}
20	Land and land rights	2 000 000	1.80	1.11				
21	Structure and improvement	101 375 757	2.00	50.69	1103	3 410	350	4 583
22	Boiler plant equipment	7 500 406	1.72	4.36	5301	119	16	173
227	Instrumentation control (rest of 22)	125 980 039	1.72	73.24	AV1	3 623	508	5 325
23	Turbine plant equipment	1 320 962	1.72	0.77	5301	21	3	31
236	Instrumentation Control (rest of 23)	109 960 024	1.72	63.93	AV2	2 915	407	4 278
24	Electrical plant equipment							
241	Switchgear	5 338 005	1.46	3.66	5303	131	18	191
245	Electrical wiring structures (rest of 24)	23 106 110	1.46	15.83	5503	856	127	1 281
		10 984 121	1.72	6.39	AV3	282	36	403
25	Miscellaneous plant equipment							
251	Transportation and lift equipment (rest of 25)	2 421 659	1.51	1.60	6107	114	17	171
		9 381 764	1.72	5.45	AV4	258	36	379
26	Main condition heat rejection system							
261	Structures	2 090 382	2.00	1.04	1103	70	7	93
262	Mechanical equipment	19 497 782	1.72	11.33	AV4	536	75	787
91	Construction services							
911-912	Construction	44 953 000	2.00	22.48	1102	1 275	131	1 714
913-914	Payroll	25 080 000	1.80	13.93	7301	343	32	450
92	Home office engineering services	49 220 000	1.80	27.34	7301	673	63	884
93	Field office engineering services	28 621 000	1.80	15.90	7301	392	37	516
	Total	566 831 011		317.95		15 018	1863	21 259

^a10⁶ \$.

^bTJ = 10¹² J.

TABLE X
 Energy Requirements for an 1138-MW(electric) (net) PWR

	Thermal (TJ)	Electric (TJ)	Total (TH + 3.35 x EL)
1. Construction	15 018	1 863	21 259
2. Operation and maintenance	6 676	542	8 492
3. Uranium mining	2 902	362	4 115
4. Uranium milling	2 881	413	4 265
5. Uranium transportation (from mill to enrichment plant)	79	2	86
6. Uranium conversion	7 410	273	8 325
7. Uranium enrichment (diffusion)	3 440	41 537	142 589
8. Fuel fabrication	2 569	1 028	6 013
9. Fresh fuel transportation	44	4	57
10. Spent fuel transportation	127	4	140
11. Spent fuel disposal	5 601	47	5 758
12. Land reclamation	4-15	0.3-1	5-19
13. Public welfare	35-63	3.5-7.5	47-88
14. Decommissioning	59-517	4-43	72-661
Total	46 845-47 342	46 083-46 126	201 222-201 867
7. Uranium enrichment (centrifuge)	344	4154	14 260
All others same			
New total	43 749-44 246	8700-8743	72 893-73 538

- Operation and maintenance.

ORNL report 1-832. 1100 MWe 9 1/2 ct/kWh 272. 1 kWh 3/4 1.8 mill a cost

$$1138 \text{ (MW)} \times 10^3 \text{ (kWh/MW)} \times 8760 \text{ (hr/yr)} \times 0.65 \text{ (c.f.)} \times \frac{1.8}{1000} \text{ (\$/c.f.)} = 11.66 \times 10^6 \text{ \$/yr}$$

$$11.66 \times 10^6 \text{ (\$/yr)} \times \frac{1}{2} \text{ (78\% deflation)} \times 30 \text{ (yr)} = 175 \text{ million \$}$$

[AVS sector]

$$175 \times 10^6 \$ \times 38.16 \text{ MJ/\$} = 6678 \text{ TJ}_{th} \text{ thermal}$$

$$" \times 3.10 \text{ MJ/\$} = 542 \text{ TJ}_e \text{ electric}$$

$$(6678) + 2.25 \times (542) = 8494 \text{ total}$$

- reactor core 89 ton U. 3% ^{235}U } total ^{235}U 5.200 ton
1/3 annual refueling

- ore grade: conventional 0.208 $\text{U}_3\text{O}_8\%$

- enrichment 3% — 0.2% tail

$$\text{total } 4.09 \times 10^6 \text{ SWU}$$

- gaseous diffusion 3440 TJ_{th}. 41537 TJ_e

$$41537 \text{ (TJ)} \times \frac{10^3}{3.6} \text{ (MWh/TJ)} \times \frac{1}{4.09 \times 10^6 \text{ (SWU)}} = 2.82 \text{ MWh/SWU}$$

- centrifuge enrichment is 1/2 of gaseous diffusion or 10% eff

- spent fuel disposal.

US 政府の spent fuel 31/90 3 場合の 提議 価格 232 \\$/kg (1978)
1: 基 2: 計算. (AV 6 sector)

- Land use and reclamation: coal-plant 170 万 2: 計算
2 ~ 7 km²

- Public welfare.

- accident injury & premature death.
- effects of radiation exposure.

- Decommissioning

Mothballing \\$2.31 million

Entombing \\$7.40 "

Removal/dismantling \\$20.3 "

• 1185 MW Fusion Plant.

Noncircular Tokamak Power Reactor Design Study
by Electric Power Research Institute

表18

Energy Requirements for an 1185-MW(electric) (net) Fusion Power Plant

	Thermal (TJ)	Electric (TJ)	Total (TH + 3.35 X EL)
1. Construction	92 914	10 952	129 603
2. Operation and maintenance	2 991	304	4 009
3. Fuel (D and lithium)	952	133	1 399
4. Radioactive waste disposal	560	5	577
5. Public welfare	3-6	0.3-0.7	5-9
6. Decommissioning	59-517	4-43	72-661
Total	97 479-97 940	11 399-11 438	135 665-136 258

• coal, PWR, Fusion a Input a 3 x 4.

表19

Energy Requirements for an 1138-MW(electric) (net) PWR
(in % of Total)

	Thermal	Electric	Total
1. Construction	32	4	10
2. Operation and maintenance	14	1	4
3. Uranium mining	6	0.8	2
4. Uranium milling	6	0.9	2
5. Uranium transportation	0.2	---	0.04
6. Uranium conversion	16	0.6	4
7. Uranium enrichment (diffusion)	7	90	71
8. Fuel fabrication	6	2	3
9. Fresh fuel transportation	0.09	---	0.03
10. Spent fuel transportation	0.3	---	0.07
11. Spent fuel disposal	12	0.1	3
12. Land reclamation	---	---	---
13. Public welfare	0.07-0.1	---	0.02-0.04
14. Decommissioning	0.1-1	0.09	0.04-0.3

~ 47000

~ 46000

~ 201,000 TJ

表20 Energy Requirements for an 800-MW(electric) (net) Coal-Fired Plant
(in % of Total)

	Thermal	Electric	Total
1. Construction	19-14	22-13	20-13
2. Operation and maintenance	29-16	16-9	20-14
3. Mining of coal	14-27	39-58	21-37
4. Transportation of coal	40-29	18-10	34-23
5. Land use reclamation	0.2-2	0.1-1	0.2-2
6. Public welfare	5-12	4-9	5-11

~ 80000 TJ

表21 Energy Requirements for an 1185-MW(electric) (net) Fusion Power Plant
(in % of Total)

	Thermal	Electric	Total
1. Construction	95	96	95
2. Operation and maintenance	3	3	3
3. Fuel	1	1	1
4. Radioactive waste disposal	0.6	---	0.4
5. Public welfare	---	---	---
6. Decommissioning	0.06-0.5	0.03-0.4	0.08-0.5

~ 136,000 TJ

Energy Ratio.

Output.

$$\text{coal: } 800 \text{ (MW)} \times 8760 \left(\frac{\text{hr}}{\text{yr}}\right) \times 30 \text{ yr} \times \frac{65}{100} = 1.367 \times 10^8 \text{ (MWh)}$$

$$= 1.367 \times 10^5 \text{ (GWh)}$$

$$= 4.920 \times 10^5 \text{ (TJ)}$$

$$\text{PWR: } 1138 \times 8760 \times 30 \times \frac{65}{100} = 1.944 \times 10^5 \text{ (GWh)}$$

$$= 6.988 \times 10^5 \text{ (TJ)}$$

$$\text{Fusion: } 1185 \times \dots = 2.024 \times 10^5 \text{ (GWh)}$$

$$= 7.287 \times 10^5 \text{ (TJ)}$$

Energy Ratio 定義.

$$EG_1 = \frac{\text{Electrical Energy Out}}{\text{Equivalent Thermal Energy In}} = \frac{E_o}{T_i + 3.35 E_i}$$

(3.35 : 熱-電気変換係数, 30%)

$$EG_2 = \frac{\text{Electrical Energy Out}}{\text{Total Energy In}} = \frac{E_o}{T_i + E_i}$$

$$EG_3 = \frac{\text{Electrical Energy Out}}{\text{Electrical Energy In}} = \frac{E_o}{E_i}$$

表22 Energy Ratios for the Three Power Plants Considered

	EG_1	EG_2	EG_3
Coal plant	5.7	6.9	53.93
PWR (diffusion enrichment)	3.5	7.5	15
PWR (centrifuge enrichment)	10	13	80
Fusion plant	5	7	64

・ (A) ~ (D) のまとめ.

	chapman	ERDA	SKK	Tsulfanidis
type	PWR(i)	PWR	PWR	PWR
power	1000 Mw.gross	1000 Mw.net	1000 Mw.gross	1138 Mw.net
life time	25 yr	30 yr	30 yr	30 yr
capacity factor	62 55 %	61 %	70 %	65 %
thermal-electric 変換	25 %	29.9 %	35.1 %	29.9 %
Input (Gwh)	electric	12500	9727	2369
	thermal	3274	9517	4097
	total	53.274	42.048	10.846
Output (Gwh)	120.500	160.000	194.400	175.500
Energy Ratio	2.26	3.81	16.2	3.47

Remark.

own use	2.75 %		4.6 %	(1192 Mw.gross)
distribution loss	7.5 %	—	—	—
enrichment - tail	3.3 % - 0.25 %	~ 3.12 - 0.2		3 - 0.2
Mwh/swu	2.42	~ 2.81	(Achifuge)	~ 2.82
ore grade	0.3 %		0.1 %	0.208 %

* 1 Gwh は 1000 Mwe 発電所の 1 時間運転のみに相当, 1 年は 8760 時間

環境分析の課題点の検討

(1) Input Boundary の任意性

Input Energy は、原子力発電に“必要な”エネルギーであり、“必要な”範囲は一義的に決定されず、分析の目的と合わせ、分析者の任意に与えられる。

＝これでの report は、発電のために直接関連した過程と取扱いの対象としている。(Tsoulfasidis は、不慮の事故、land reclamation, public welfare と取扱っているが。)

原発に必要なエネルギーの全てを Input の対象とするなら、以下の項目について検討する必要がある。

- a. 原発建設にともなう送電線、変電所等の建設と、
原発と対峙する揚水発電所
- b. 原子力に関連する研究開発
- c. 原発に関連する分析者のエネルギー消費
- d. 原発による環境・生態系の破壊
- e. 事故、防災、PP 等。
- ⋮

・ a ~ c について大雑把に試算してみる。

(a) ・ 1978 年の電力会社の設備投資総額は ~2兆9000億円であ
る。そのうち電源関係は、水力 ~2000億、火力 ~3.400億
原子力 ~3.200億。送変電は ~7.700億である。

一方、建設中の原発は 6基である。

原発の建設期間を 5年と仮定、1978 年時点では $\frac{6}{5} = 1.6$
基分の建設があったとすると。

したがって、原発1基の価額は $3.200 / 1.6 = 2.000$ 億と仮定。

- 送变电のうち原発内建分は、電源投資に比例すると仮定。

$$7.700 \times \frac{3.200}{2000 + 3400 + 3200} = 2900 \text{ 億と仮定。}$$

原発1基当りは、 $2.900 / 1.6 = 1800$ 億/原発1基。

- 水加について、電源投資の全部が揚水発電であったと、
このうち原発と対になるのは、このうち6割と仮定。

原発1基当りの揚水建設費は、

$$2000 \times 0.6 \times \frac{1}{1.6} = 750 \text{ 億}$$

これにともなう送变电は、

$$7.700 \times \frac{2000 \times 0.6}{2000 + 8600} \times \frac{1}{1.6} = 670 \text{ 億}$$

したがって揚水内建分は $750 + 670 = 1400$ 億/原発1基

- 送变电、揚水を含めると、

$$1800 + 1400 = 3.200 \text{ 億/原発1基 と仮定。}$$

原発建設費用の1.6倍が必要となる。

- 原発建設と送变电、揚水とで建設単位価額あたりの
エネルギー量が同じとすると、constructionに必要な
inputの1.6倍が加わった

(b) S51年度～S55年度にかけての政府関係原子力予算と
運転中原発基数を対比すると以下のようになる。

	一般会計予算	電源会計	計*	原発基数
S.51	～1000億	330億	～1200億	13 13
52	～1200	380	～1400	14
53	～1400	520	～1700	18
54	～1700	580	～2000	22
55	～1700	1430	～2400	22

(*電源会計のうち1/2は計上)

上の表から、運転中の原発1基当り毎年約100億の研究開発
投資が国に行われると判断される。

この投資は、直接運転中の原発に投入されるわけではなく、
原子力開発計画にはこの程度の研究投資が必要とされていると見て、
原発1基1年当り100億に相当する研究開発の Input Energy
が必要となるとする。

life time を 30年とすると、1基当りの研究開発投資は
 $100 \times 30 = 3,000$ 億円となり建設費用の1.5
倍となる。

前と同様に考え、研究開発の Input も、construction の
1.5倍とする。

(C)・原子力安全監 (1980) によると、1978年の日本の原子力産業従事者は、

電気事業 6,141 人

鉱工業 32,873 人 とある。

この内には、原発下請労働者の大部分は入っていないと思われる。~~原~~資源エネルギー庁発表によれば、1978年度の原発下請放射線作業従事者は、30,577 人 とある。

一方、1978年には、18基の運転中原発があり、建設はそのうち 1.6 基分である。

(電気事業) + (下請) の運転に必要とし、(鉱工業) は建設に携わるとすると、

運転一基当りに必要な労働者数は、

$$\frac{6141 + 30577}{18} \approx 2000 \text{ 人/年}$$

となり、建設一基当りに必要となるのは、

$$\frac{32873}{1.6} = 20.546 \text{ 人/年}$$

となる。

(たゞし 建設、運転 (30 年) に必要な労働者数は、1 基当り、

$$20.546 + 2.000 \times 30 = 80.546 \text{ (人/年)}$$

となる。

・ 1978年の日本のエネルギー総需要は、 $\sim 3.8 \times 10^{18} \text{ cal}$
 $= 44 \times 10^6 \text{ GWh}$

であった。

1978年の日本の人口は約 1億1,500万人であった。このうち労働者人口は 5,000万人であったとする。

このとき、労働者1人当りのエネルギー需要は単純平均して、

$$\frac{4.4 \times 10^6}{5 \times 10^7} = 8.8 \times 10^{-2} \text{ GWh} \\ (= 88,000 \text{ kWh}) \quad \text{とる}$$

- ・ 1.5倍で、原発1基に必要は分力発電の2倍に量。
 $8.8 \times 10^{-2} \times 80,000 = 7000 \text{ GWh}$ とる。
- ・ 先の4つの report の5. Construction Inputを最も大きく見積、
 1.3 Tsoulfanidis 2"は、construction inputは ~6000 GWh
 であり、上の7000 GWhは、その1.2倍に相当する。

(a) ~ (c) をまとめると。

送变电・揚水で	construction a	1.6倍
研究開発で	"	1.5
労働者で	"	1.2
	計	4.3倍

a Input 増加と見る。

Tsoulfanidis report 2"は constructionは total inputの
 10% に見積計する。Energy Ratio と(2)は。
 $1/1.43 = 0.70$ 倍 となる。

[2] 使用データの不確かさ.

・廃棄物・使用済燃料

・原子力発電の特徴のひとつは、他産業と違、運転が終、た後にも多大の投資を必要とすることである。つまり、放射性廃棄物の処理処分と原子炉自身の処分である。

1978年のアメリカ下院報告では、これらのコストが建設コストの数%が100%を越える範囲に見積り出ているという。

・廃物について、ERDA report では Spent fuel (683ton) と 30年運転分の waste と合わせて 189 Gwh(t) を計上し、total input の 0.5% と出ている。Tsoulfanidis では、spent fuel について 1600 Gwh(t) とし、total input の 3% を見積り出している。

ERDA は (13)、Tsoulfanidis は (13)、放射性廃棄物や使用済燃料の最終処分方法が明らかでない現在、廃棄物の Input energy 算出に大きな不確かさがあるとも言うが回避できないう。

・1981年6月、NPC は、DOE の反対を押し切り、廃棄物の封じ込め施設は 50年間に1つでも回収できるという、使用済燃料は 1000年にかた、周辺環境に漏れぬという封じ込めを付与する、という規制案を発表している。

・昆等を含む高レベル廃棄物の毒性は、20~100万年の年月が必要といわれており、仮に、その間人間の手において管理が続けられなければならないとしたら、そこには必要なエネルギー・文化的量に達するであろう。

Output 算出

• life time, load factor

- output 量は input (=CCR) と lifetime に計算し易いが、lifetime と load factor が値に左右される。

$$(\text{Output, Eact}) = (\text{Power}) \times (\text{lifetime}) \times (\text{load factor})$$

他に、power と net (=gross) の差、own use, distribution loss とどう取扱うかといふは問題にはなっている、lifetime load factor と CCR との相関は小さい。

- 表 4 reports 222, life time 25~30yr, load factor 61~70% といっている。

- 先般、本格的に PWR としては世界最初の Indian Point 1号 (1962 運転、285MW_e) が 18 年と lifetime を閉じている。また、1981年7月には、NRC が、PWR の圧力容器脆化が、この予想以上に進んでおり、この割増のリスクがあることを発表している。

- life time については data が不十分であり、不確かさ大きい。

- Load factor は、明らかな高負荷の使用されている。1980年以降で、日本、PWR の運転年数と load factor は以下のようにある。(運転開始 2yr 以上)

美浜-1	10yr	20.5%
・ -2	8	50.6
高浜-1	6	37.8
玄海-1	5	71.4
高浜-2	5	60.1

美浜-3	4 yr	55.9
伊方-1	3	61.4
大飯-1	2	44.3
(平均)	5.4 yr	50.3%

- lifetime, load factor の低下は, output の減少に直接つながっており, さらにこれにより Energy Ratio も低下した。しかし, lifetime, load factor が著しく低下した場合, refueling の必要が減少し, その分 input が小さくなる。
- ここでは, life time と refueling input を固定とし, 燃焼度の変更に伴う load factor と Energy Ratio がどう変化するかを考える。

ERDA データに基づけば 燃焼度は平均 $32,000 \text{ MWD/tonU}$ に相当し, Tsoulfanidis は $27.2 \text{ } 29,000 \text{ MWD/tonU}$ とする。

- 一方, 東海再処理工場に搬入した使用済燃料のデータを参考に, 上の燃焼度からともに $20,000 \text{ MWD/tonU}$ であると仮定する。

この仮定のもとで。

load factor は, ERDA は 61% から 37% へ
Tsoulfanidis は 65% から 45% となる。

これに対応し,

Energy Ratio は, ERDA は 39% から 23% へ
 3.8 から 2.3 へ。

Tsoulfanidis は 31% から 24% へ
 3.5 から 2.4 へなる。

[3] Energy Ratio値の改訂.

[1]~[2]の計算に基づき、次の項目を代入して ERDA と Tsulfamid's の Energy Ratio を計算し直す。

• Input とは.

(i) 送変電・揚水発電分とは. Construction の 1.6 倍
つまり. total input の 16% 増加.

(ii) 研究・開発分とは. construction の 1.5 倍. total 15% 増

(iii) 労働者分とは $\therefore 1.211$ - 12% 増

(iv) 廃棄物分とは ~~1.1~~ Tsulfamid's 7-7 の 10 倍
(3%)
つまり total の 30% 分を足す。

(i) ~ (iv) より. input が x 倍になることを.

$$(100\% + 43\% - 3\%) + 30\% \times x = 100\% \cdot x$$

$$\therefore x = 2.0$$

つまり. Input Energy は 100% 分を増やす。

• Output とは.

燃焼度 20,000 MWD/tuV に基づき.

ERDA 272 61% に減る

Tsulfamid's 272 69% に減る

• LEPR の Energy Ratio は.

$$\text{ERDA} \text{ 272 } 3.8 \times \frac{0.61}{2.0} = 1.2$$

$$\text{Tsulfamid's 272 } 3.5 \times \frac{0.69}{2.0} = 1.2$$

とす

[4] Energy Ratio の意味.

・ 原発の output は electric only であり、一方 Input は electric と thermal に分ける。一般に electrical energy は thermal より 質が低いものと思われ、output/input 比の解釈には注意を払う必要がある。

・ これより Energy Ratio とは算出に事欠く値は、output は electric のみで、Input の electric は thermal に換算した上で、Ratio を求めている。

このため、原発にとりまじった不適当な取扱いとなっており、たとえ Input の electric を換算して thermal と加えても、ERDA の 3.8 は 0.31 =

$T_{\text{coal}}/T_{\text{fuel}}$ の 3.5 は 75 に増大することになる。

また、Energy Ratio が 1 以下であれば、たとえ ^{核燃料} 原発が無用の電気を発生しているにせよ、原発以外に発電方法がなく、電気が必要であれば、Energy Ratio が 1 以下の System であっても採用されるであろう。

・ Energy Ratio の意味を Nuclear-Fossil System とは次回で見てみる。

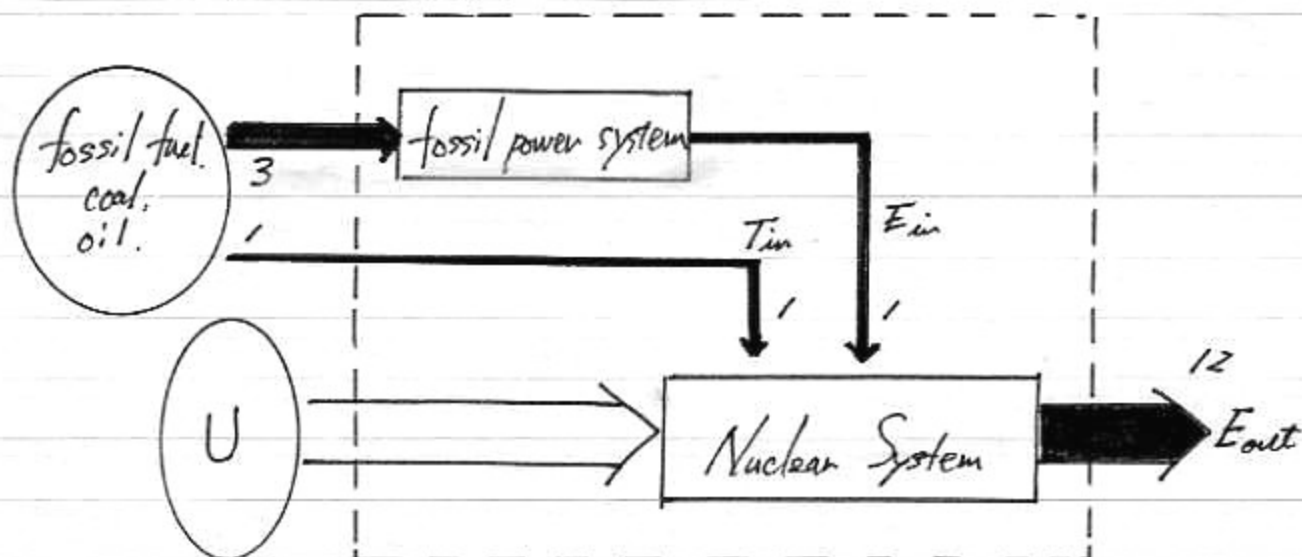


図 6. Nuclear-Fossil System.

この System は fossil fuel と Uranium Amplifier と
12 用いた 3 電源 System である。

(272. $E_{in} = T_{in} = 1$ unit
 fossil power a 20% / 3
 Nuclear System or Energy Ratio 3 & (2752).)

Energy Ratio とは, Nuclear-Fossil Power System の
発電効率に他ならない.

最近の日本の火力発電熱効率に約38%である。

Energy Ratio は α の改訂値の 1.2 乃至 ERDA の 3.8 程度であるとすると、Nuclear System の増巾効果が 3~10 程度であると示している。