

炉型・サイクル戦略の策定

(2)総合エネルギー調査会報告の発電設備容量に対するP u利用最適化

1991年5月

動力炉・核燃料開発事業団
大洗工学センター

複製又はこの資料の入手については、下記にお問い合わせください。

〒311-13 茨城県東茨城郡大洗町成田町4002

動力炉・核燃料開発事業団

大洗工学センター システム開発推進部・技術管理室

Enquires about copyright and reproduction should be addressed to: Technology Management Section O-arai Engineering Center, Power Reactor and Nuclear Fuel Development Corporation 4002 Narita-cho, O-arai-machi, Higashi-Ibaraki, Ibaraki-ken, 311-13, Japan

動力炉・核燃料開発事業団 (Power Reactor and Nuclear Fuel Development Corporation)

炉型・サイクル戦略の策定

(2)総合エネルギー調査会報告の発電設備容量に対するPu利用最適化

小野 清*，平尾和則*
森 久起*

要 旨

前回報告の「(1)サイクル諸量の観点からのPu利用最適化」においては、電力施設計画等を基に設定した発電設備容量を前提として、プルトニウムの積極的な利用を進めつつ核不拡散の観点からプルトニウム貯蔵量を極力低減することを目指し、最適な炉型・サイクル戦略の検討を行った。(戦略A、Bの提言)

その後、平成2年6月に通産大臣の諮問機関である総合エネルギー調査会から2010年までの長期エネルギー需給見通しが発表された。

本報告ではこの長期エネルギー需給見通しに基づき、人口やGNPの動向など様々な角度から将来の原子力発電設備容量をより具体的に予測評価し、最適な炉型・サイクル戦略の再検討を行った。その結果、発電設備容量の予測評価において経済成長率や省エネの影響が非常に大きいことが分かった。即ち、省エネが順調に進んだ場合(戦略C、D)では、プルトニウムの積極利用と貯蔵量低減の観点から前回報告した戦略A、Bとほぼ同様、「技術開発との整合性を図りつつFBRを2010年から早期に導入すべきである」との結論に至った。一方、省エネが停止し発電設備容量がハイペース(350万kW e/年)で増加した場合は、FBRを2010年から本格導入しても大幅な天然ウラン資源量が必要となる。

なお、上記戦略が成立するためには、省エネルギー対策の推進と原子炉立地問題の解決、FBRと燃料サイクル施設の運転の整合性、FBRの総合的増殖性能(増殖比と炉外サイクル時間)の担保などの条件が達成されることが必要であると共に、プルトニウムの高次化対策を実現しなければならない。

この他、戦略A、Bについて使用済燃料の一時貯蔵の効果などの追検討も行った。

* 動力炉・核燃料開発事業団 大洗工学センター 技術開発部 新型炉サイクル解析室

目 次

1. はじめに-----	1
2. 戦略A、B(前回報告)の概要-----	4
3. 原子力発電設備容量の長期的予測評価-----	12
3.1 総合エネルギー調査会の予測-----	12
3.2 長期的予測評価の基本的考え方-----	15
3.3 評価指標の動向予測-----	19
3.4 原子力発電設備容量等の長期予測-----	31
3.5 長期的予測評価のまとめ-----	43
3.6 原子力発電設備容量のパラメータの設定-----	45
4. 総エネ調の発電設備容量に対する炉型・サイクル戦略の策定-----	47
4.1 戦略策定の基本的考え方-----	47
4.2 前提条件-----	50
4.3 原子力発電設備容量のパラメータの効果-----	60
4.4 戦略C (FBR2010年導入のケース)の策定-----	65
4.5 戦略D (FBR2030年導入のケース)の策定-----	73
4.6 戦略の総合評価-----	81
4.7 戦略A、Bとの比較-----	84
5. 戦略A、Bに対する追加解析-----	87
5.1 回収ウランの再利用の影響-----	87
5.2 軽水炉使用済燃料の一時貯蔵の影響-----	92
5.3 天然ウラン資源量の制約による発電設備容量への影響-----	99
5.4 戦略A、Bの諸量データの抽出-----	104
6. 今後の課題-----	110
7. まとめ-----	112
8. 謝辞-----	114
9. 参考文献-----	115
10. 付録-----	117

表 目 次

表 1	戦略A、Bの評価の前提条件-----	4
表 2	FBRの導入ペース(戦略A、B)-----	6
表 3	プルサーマルの導入計画(戦略A、B)-----	6
表 4	戦略A、Bの総合評価 -----	11
表 5	総合エネ調の長期エネルギー需給見通し-----	14
表 6	原子力発電設備容量見通し-----	17
表 7	電力供給目標比率-----	25
表 8	総合エネ調の見通し-----	31
表 9	総合エネ調の見通しのマクロ的評価結果-----	32
表10	2050年における原子力発電設備容量等の諸元-----	44
表11	原子力発電設備容量のパラメータケース-----	45
表12	サイクル室解析における原子力発電設備容量見通し-----	51
表13	各炉型毎の導入条件-----	54
表14	各サイクル施設の導入条件-----	56
表15	各サイクル諸量の前提条件-----	57
表16	炉外サイクル時間-----	58
表17	FBR新設炉の導入ペース(FBR2010年導入開始の場合)-----	61
表18	FBR新設炉の導入ペース(戦略C)-----	70
表19	プルサーマルの導入計画(戦略C)-----	70
表20	FBR新設炉の導入ペース(戦略D)-----	78
表21	プルサーマルの導入計画(戦略D)-----	78
表22	戦略C、Dの総合評価-----	83
表23	回収ウランの再利用評価の前提条件-----	87
表24	使用済燃料の一時貯蔵評価の前提条件-----	92
表25	FBR新設炉導入ペース(F34Y)-----	96
表26	プルサーマルの導入計画(P8)-----	96
表27	天然ウラン資源量の制約による発電規模評価の前提条件-----	99
表28	発電設備容量(Seiyakuケース)-----	101
表29	FBRの導入ペース(FBR導入は2010年)(F14X、F10X)-----	102
表30	ウラン濃縮役務の年間供給量の見通し-----	104

図 目 次

図 1	炉型・サイクル戦略検討方針-----	2
図 2	プルトニウム利用最適化(諸量)の評価体系図-----	3
図 3	発電設備容量(戦略A)-----	5
図 4	発電設備容量(戦略B)-----	5
図 5	年間の使用済燃料発生量と再処理工場設備容量(戦略A)-----	7
図 6	年間の使用済燃料発生量と再処理工場設備容量(戦略B)-----	7
図 7	天然ウラン累積需要量(戦略A、B)-----	8
図 8	プルトニウム貯蔵量(戦略A)-----	9
図 9	プルトニウム貯蔵量(戦略B)-----	10
図10	原子力発電設備容量についての見通し-----	18
図11	GNP(名目、実質)比較-----	21
図12	一人当たりの実質GNP-----	21
図13	日本のGNP当たりの一次エネルギー供給量-----	23
図14	日本の原子力発電比率-----	25
図15	フランスの原子力発電比率-----	26
図16	米国の原子力発電比率-----	26
図17	西独の原子力発電比率-----	27
図18	原子力発電所の設備稼働率-----	27
図19	マクロ的発電効率-----	28
図20	日本の電力化率-----	30
図21	総発電電力量等の評価結果-----	34
図22	一次エネルギー供給量等の評価結果-----	35
図23	原子力発電電力量等の評価結果-----	38
図24	原子力発電電力量(省エネ効果)-----	39
図25	原子力発電設備容量の評価結果-----	41
図26	原子力発電設備容量(省エネ効果)-----	42
図27	設定した発電設備容量-----	45
図28	戦略策定のフロー図-----	48
図29	プルトニウムバランス最適化のための基本方策(概念図)-----	49
図30	原子力発電設備容量の見通し-----	52
図31	2000年までの炉型毎の設備容量-----	53
図32	FBRの「本格導入開始年」及び「導入ペース」について-----	55
図33	プルトニウム貯蔵量の比較-----	61
図34	プルトニウム貯蔵量(発電設備容量の影響)-----	62
図35	プルトニウム貯蔵量(発電設備容量SougouIIIのケース)-----	62
図36	天然ウラン累積需要量の比較-----	64
図37	原子力発電設備容量の比較-----	64

図38	プルトニウム貯蔵量(戦略C) -----	66
図39	再処理需要量と再処理計画(戦略C) -----	69
図40	発電設備容量(戦略C) -----	70
図41	天然ウラン累積需要量(戦略C) -----	71
図42	MOX燃料加工量(戦略C) -----	71
図43	プルトニウム貯蔵量(戦略D) -----	74
図44	再処理需要量と再処理計画(戦略D) -----	77
図45	発電設備容量(戦略D) -----	78
図46	天然ウラン累積需要量(戦略D) -----	79
図47	MOX燃料加工量(戦略D) -----	79
図48	原子力発電設備容量の比較(戦略A、C)-----	85
図49	原子力発電設備容量の比較(戦略B、D)-----	85
図50	プルトニウム貯蔵量の比較(戦略A、B、C、D) -----	86
図51	天然ウラン累積需要量の比較(戦略A、B、C、D)-----	86
図52	天然ウラン累積需要量(回収ウラン利用の影響)(戦略A)-----	90
図53	天然ウラン累積需要量(回収ウラン利用の影響)(戦略B)-----	90
図54	年間濃縮役務量(戦略A)-----	91
図55	回収ウラン貯蔵量(戦略A、B)-----	91
図56	LWR使用済燃料の一時貯蔵シナリオの考え方-----	93
図57	発電設備容量(使用済燃料一時貯蔵の影響)-----	96
図58	再処理需要量と再処理計画(使用済燃料一時貯蔵のケース) -----	97
図59	天然ウラン累積需要量(使用済燃料の一時貯蔵の影響) -----	97
図60	プルトニウム貯蔵量(使用済燃料一時貯蔵の影響) -----	98
図61	使用済燃料貯蔵量(使用済燃料一時貯蔵の影響) -----	98
図62	発電設備容量(ウラン制約による発電規模への影響)-----	101
図63	天然ウラン累積需要量(ウラン制約による発電規模への影響) ----	103
図64	プルトニウム貯蔵量(ウラン制約による発電規模への影響) -----	103
図65	濃縮役務年間需要量(戦略A、B)-----	105
図66	濃縮役務累積需要量(戦略A、B)-----	105
図67	テイルウラン貯蔵量(戦略A、B)-----	106
図68	軽水炉からのプルトニウム回収量(累積量)(戦略A)-----	108
図69	軽水炉からのプルトニウム回収量(累積量)(戦略B)-----	108
図70	FBRからのプルトニウム回収量(累積量)(戦略A)-----	109
図71	FBRからのプルトニウム回収量(累積量)(戦略B)-----	109

1. はじめに

天然ウランを含め石油、天然ガスなどのエネルギー源のほとんどを海外に依存するわが国としては、「再処理—プルトニウム利用」路線を堅持し、準国産資源であるプルトニウムを高速増殖炉(FBR)、新型転換炉(ATR)、軽水炉(プルサーマル)などにおいて利用していくこととしている。上記路線の実現に際しては核不拡散などの観点より、国民的、国際的理解の得られる最適な長期的プルトニウム利用方策(具体的には炉型戦略及び燃料サイクル戦略)の下に行われることが求められている。このため、原子力委員会核燃料リサイクル専門部会などの場で同方策についての審議が現在鋭意進められている。

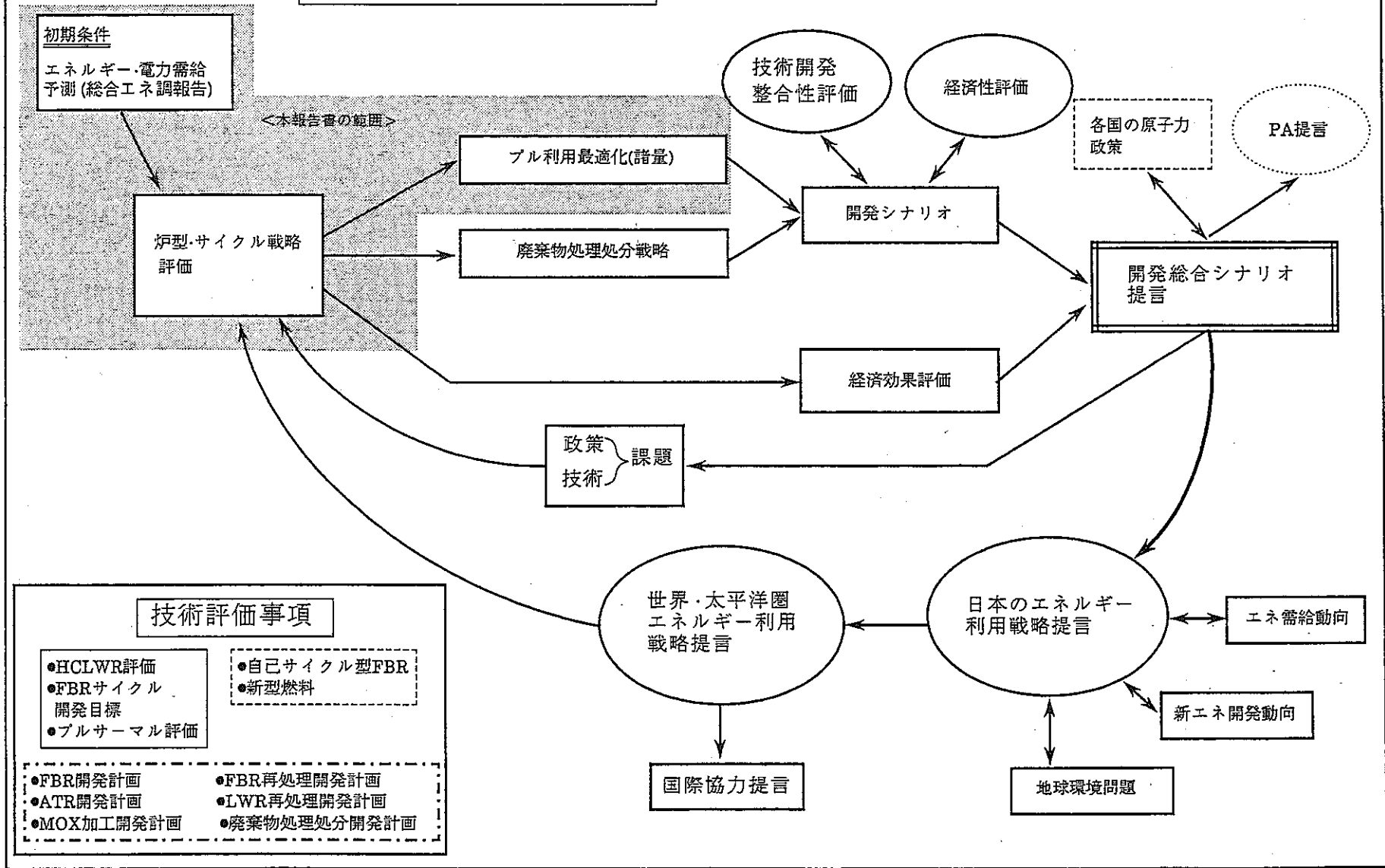
一方、平成2年6月には通産大臣の諮問機関である「総合エネルギー調査会」(以下、総合エネ調)により、2000年度及び2010年度におけるわが国のエネルギー需給見通しが発表された。^[1] ここでは、地球環境保全と持続的経済成長が求められる中で、一次エネルギー総供給の中で原子力の占める割合は着実に増加し、2000年度、2010年度の原子力発電設備容量の目標値は各々5,050万kWe(構成比13%)、7,250万kWe(同17%)としている。

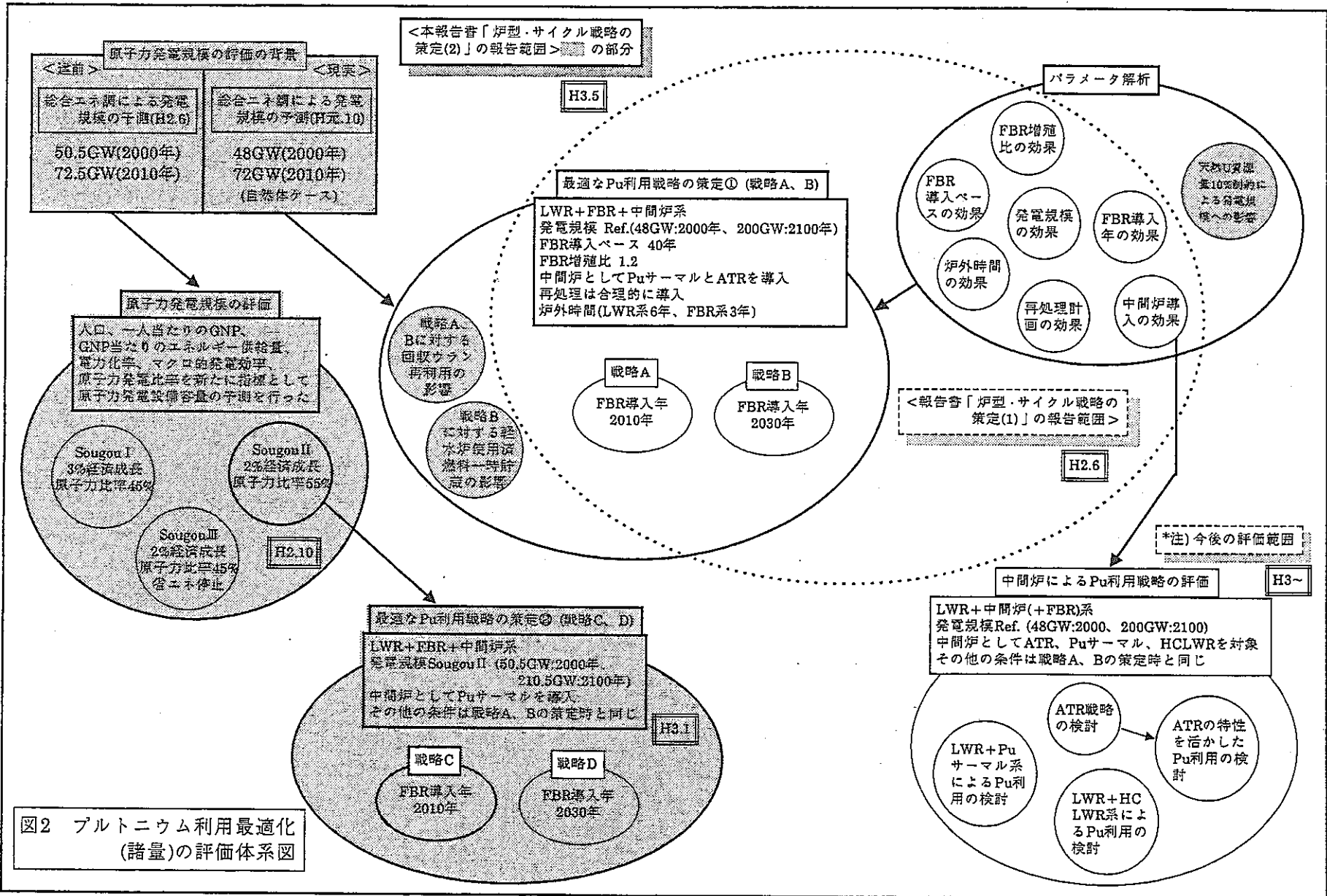
今回の報告書は「炉型・サイクル戦略の策定 (1)サイクル諸量の観点からのPu利用最適化」(平成2年6月)^[2]における評価の前提条件である発電設備容量を、総合エネ調の見通しに照らして見直しを行い、プルトニウム利用最適化評価を実施した結果を取りまとめたものである。なお、発電設備容量の見直しに当たっては、総合エネ調の2010年度までの目標値をもとに、人口、GNP、経済成長率、一次エネルギー供給量、原子力発電比率および省エネ効果などのマクロ的指標を用いた。

また、前回の報告書で取り上げた戦略A、Bに対して、回収ウランの再利用の影響や軽水炉使用済燃料の一時貯蔵の影響などについての追加の解析を行い、戦略の質的な充実を図った。

なお、炉型・サイクル戦略構築における本報告書の検討範囲を図1に、前回報告書との関係を図2および付図2に示す。本報告書は前回報告書と同様、サイクル諸量(主にプルトニウム需給バランス)の観点から、より広範囲な解析を行い、プルトニウム利用の最適化(プルトニウム貯蔵量の低減)を目指し炉型・サイクル戦略の検討を行った結果についてまとめたものである。

図1 炉型・サイクル戦略検討方針





2. 戦略A、B(前回報告)の概要

前回報告書(PNC SN 9410 90-101)の中では、FBRを2010年から導入した場合(戦略A)と2030年から導入した場合(戦略B)の2つのケースについて評価を行った。本章では戦略A、Bの前提条件および評価結果について概要を示す。(付図4参照)

評価の主な前提条件は以下の通りである。

表1 戦略A、Bの評価の前提条件

項 目	条 件	備 考
① 発電設備容量	4,800万kWe(2000年)、1億2,000万kWe(2050年)、2億kWe(2100年) (前回報告書のリファレンスケースに相当)	図3、4参照
② FBR導入開始 FBR導入ペース	2010年、2030年 40年ペース	図3、4 表2参照
③ プルサーマル導入規模	各戦略においてプルトニウムバランスを考慮して導入する。	図3、4 表3参照
④ 再処理工場導入計画	L再、F再共に合理的に導入する。	図5、6参照
⑤ 炉特性データ	———	付表5参照
⑥ FBR増殖比	1.21、(1.07)	付表5参照
⑦ 炉外サイクル時間	LWR系(Puサーマルを含む)は6年 FBR系は3年	付図3参照

戦略A、Bの天然ウラン累積需要量とプルトニウム貯蔵量を各々図7、8、9に示す。2100年時点での天然ウランの累積需要量は、戦略Aの約70万トンUに対して戦略Bでは約105万トンUと多くなる。現在、自由世界の天然ウランの既知資源量は約340万トンUと言われ(付録1参照)、約70万トンUは既知資源量の2割程度にも達する。

一方、プルトニウム貯蔵量については戦略A、B共に可能な限り低く押さえることができることが分かった。但し、戦略Bでは相当量のプルサーマルを長期に渡って導入する必要がある。戦略A、Bの総合的な比較評価の結果を表4にまとめる。

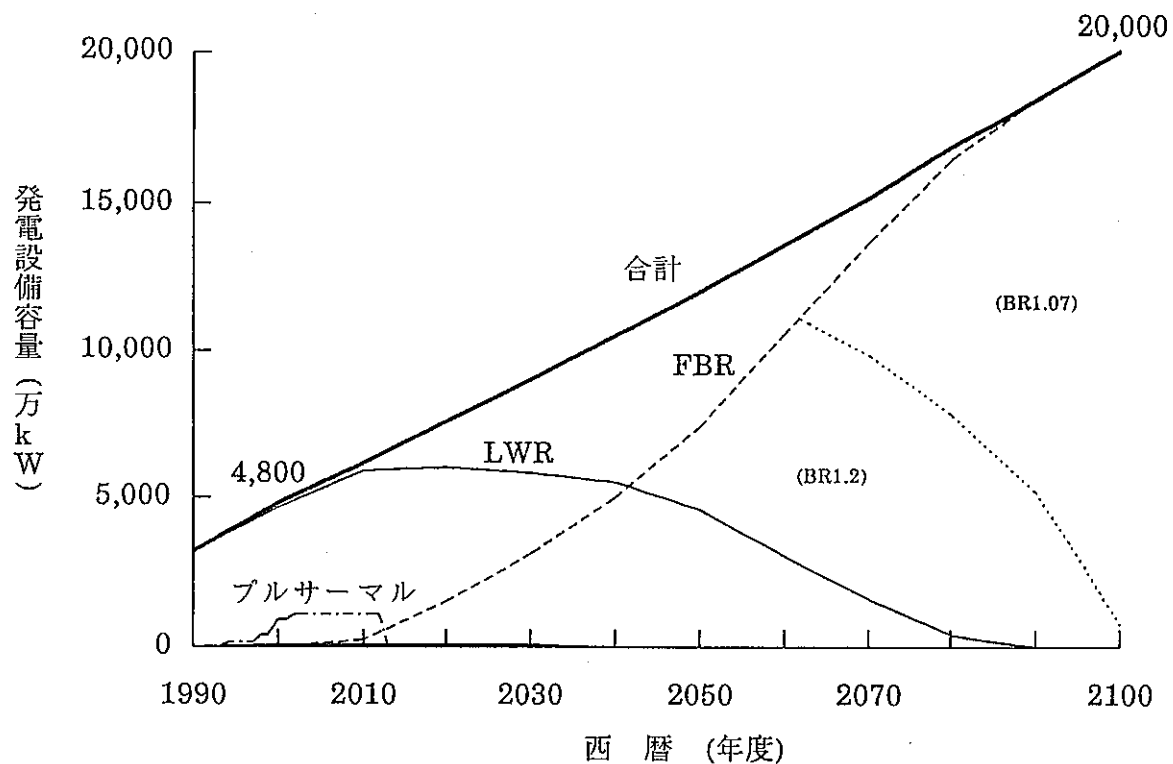


図3 発電設備容量(戦略A: FBR2010年導入開始、40年ペース)

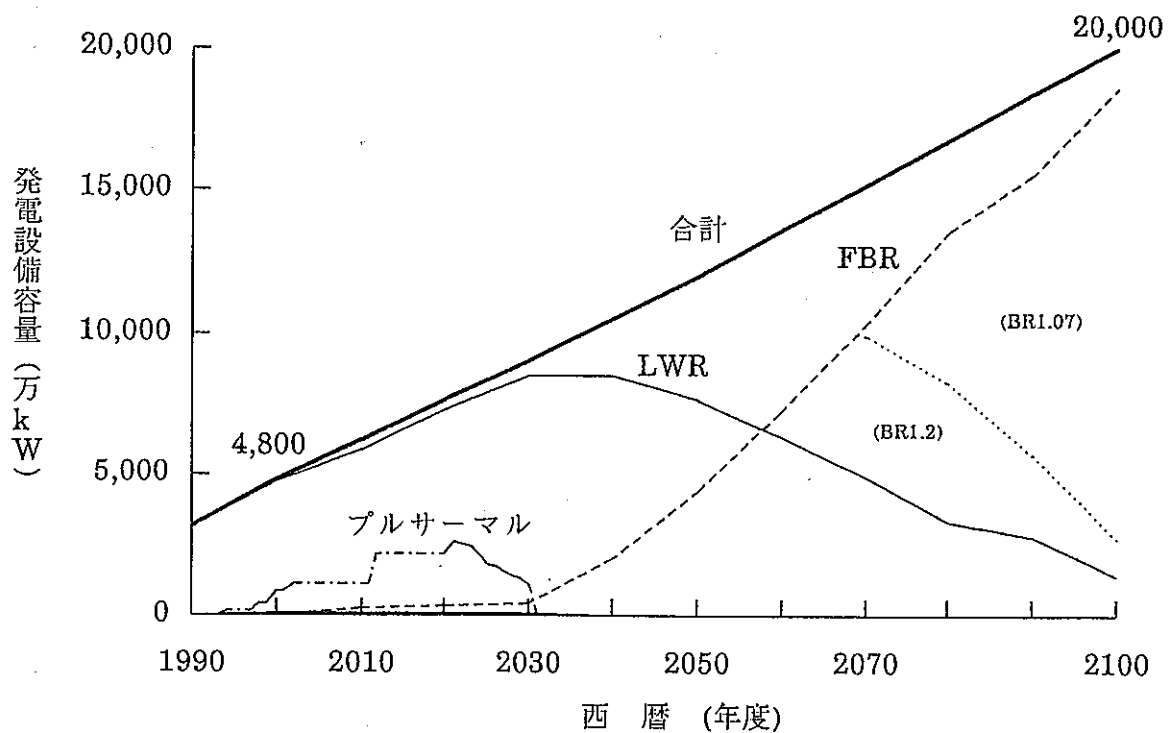


図4 発電設備容量(戦略B: FBR2030年導入開始、40年ペース)

表2 FBRの導入ペース(戦略A、B)

西暦(年度)	2010~14	15~29	30~39	40~49	50~69	70~
戦略A (万kW/年)	100	150	200	250	新設分 全て	新設分 全て
戦略B (万kW/年)	—	—	150	250	300	新設分 全て

表3 プルサーマルの導入計画(戦略A、B)

西暦(年度)	戦 略 A	戦 略 B
1994~1997	80万kW _e ×P,B各1基	同 左
1998~1999	110万×P,B各2	同 左
2000~2001	110万×P,B各4	同 左
2002~2011	110万×P,B各5	同 左
2012	110万×P,B各5	110万×P,B各10
2013~2020	—	110万×P,B各10
2021	—	110万×P9,B13
2022	—	110万×P9,B12
2023	—	110万×P9,B11
2024	—	110万×P8,B11
2025	—	110万×P6,B9
2026	—	110万×P5,B9
2027	—	110万×P5,B7
2028	—	110万×P5,B6
2029	—	110万×P5,B6
2030	—	110万×P5,B4
合 計 *1	154基・年	530基・年

*1) 1基100万kWで換算している。

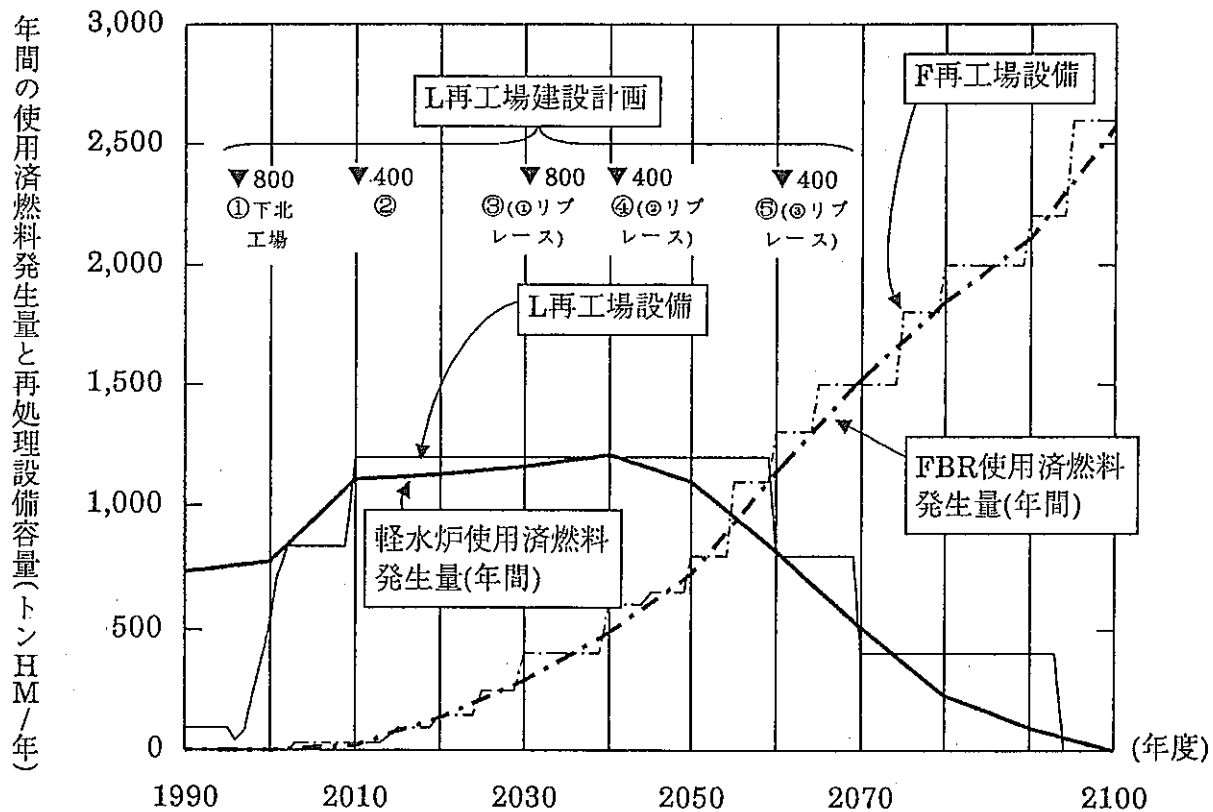


図5 年間の使用済燃料発生量と再処理工場設備容量(戦略A)

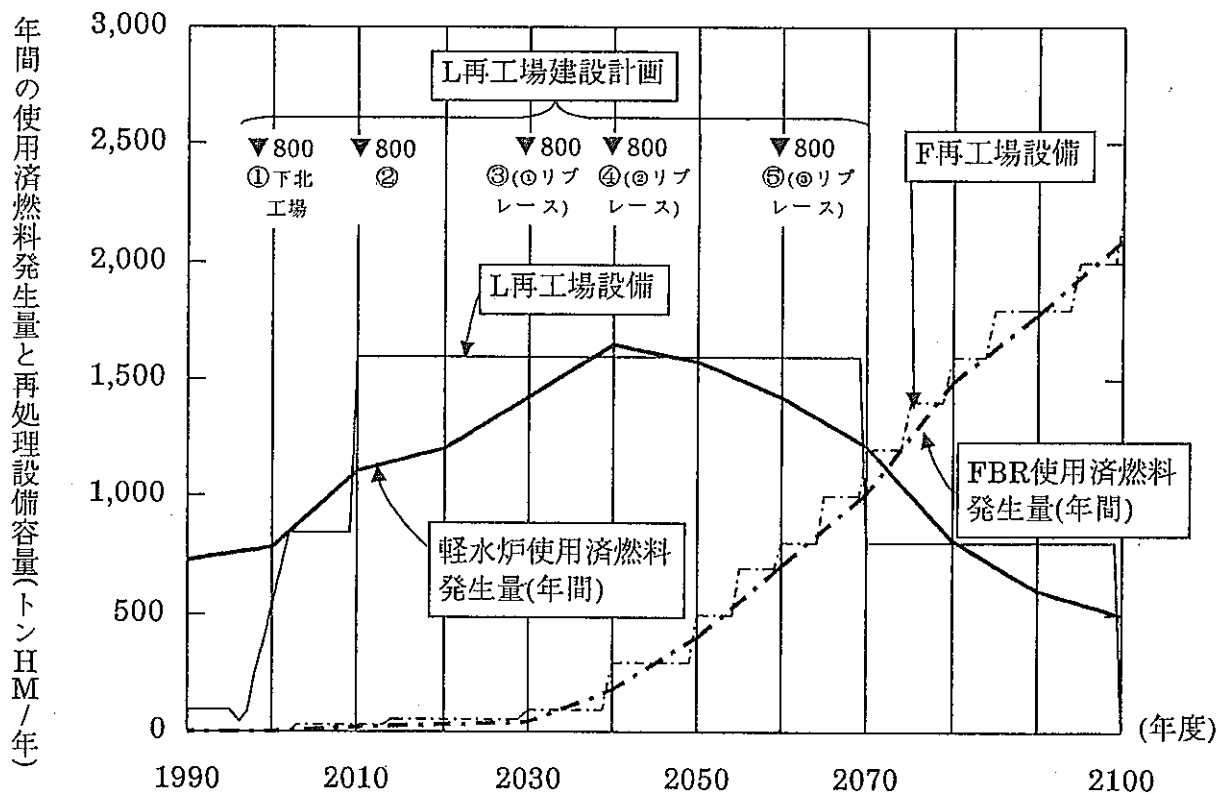


図6 年間の使用済燃料発生量と再処理工場設備容量(戦略B)

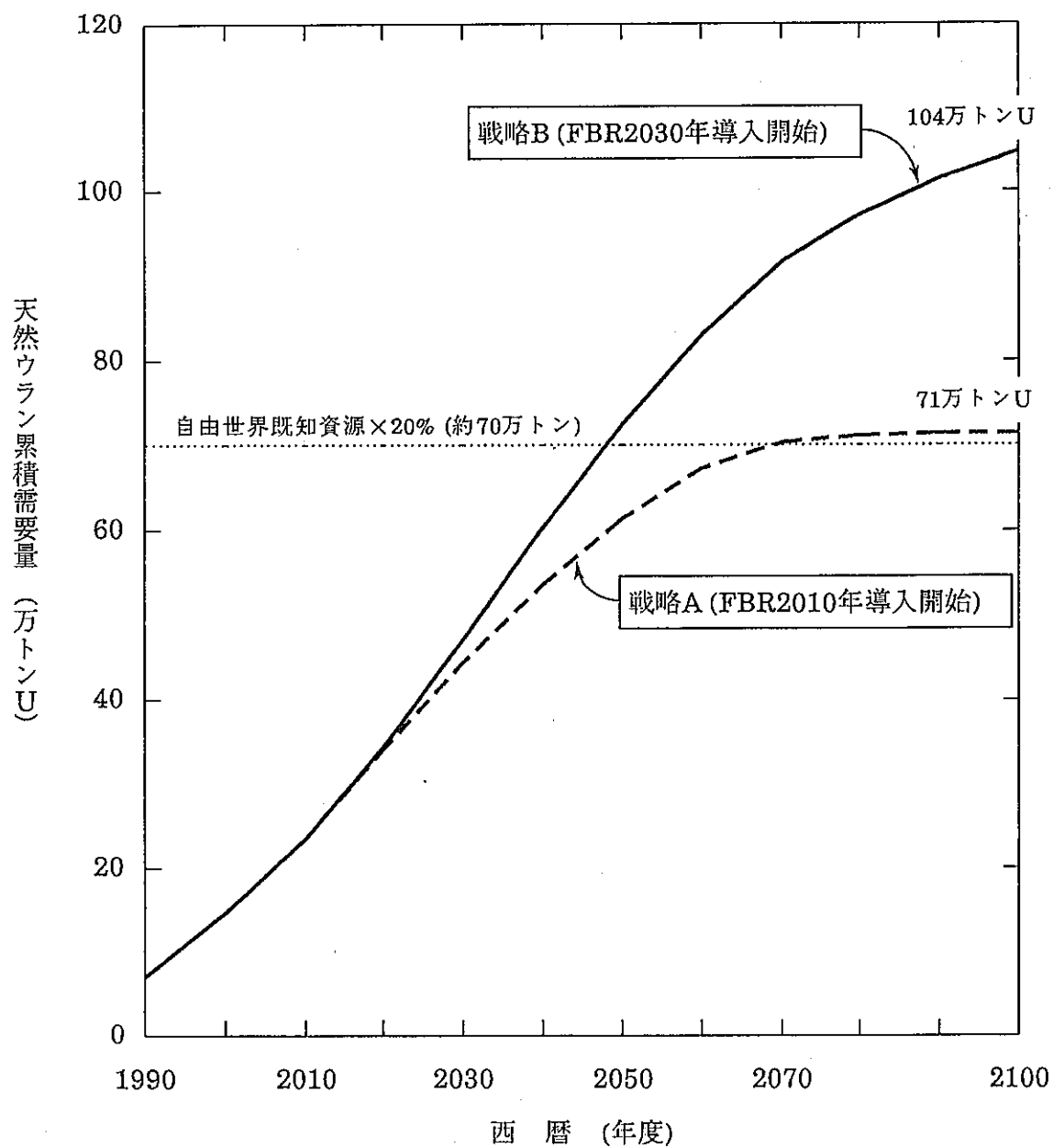


図7 天然ウラン累積需要量 (戦略A、B)

- ①(FBR2030年導入開始、30年ベース、全量即時再処理)(参考)
- ②(FBR2010年導入開始、40年ベース、全量即時再処理)
- ③(②+再処理合理的導入)
- ④(③+プルサーマル導入(154基・年導入))
- ⑤(④+2063年以降新規FBRの増殖比変更)

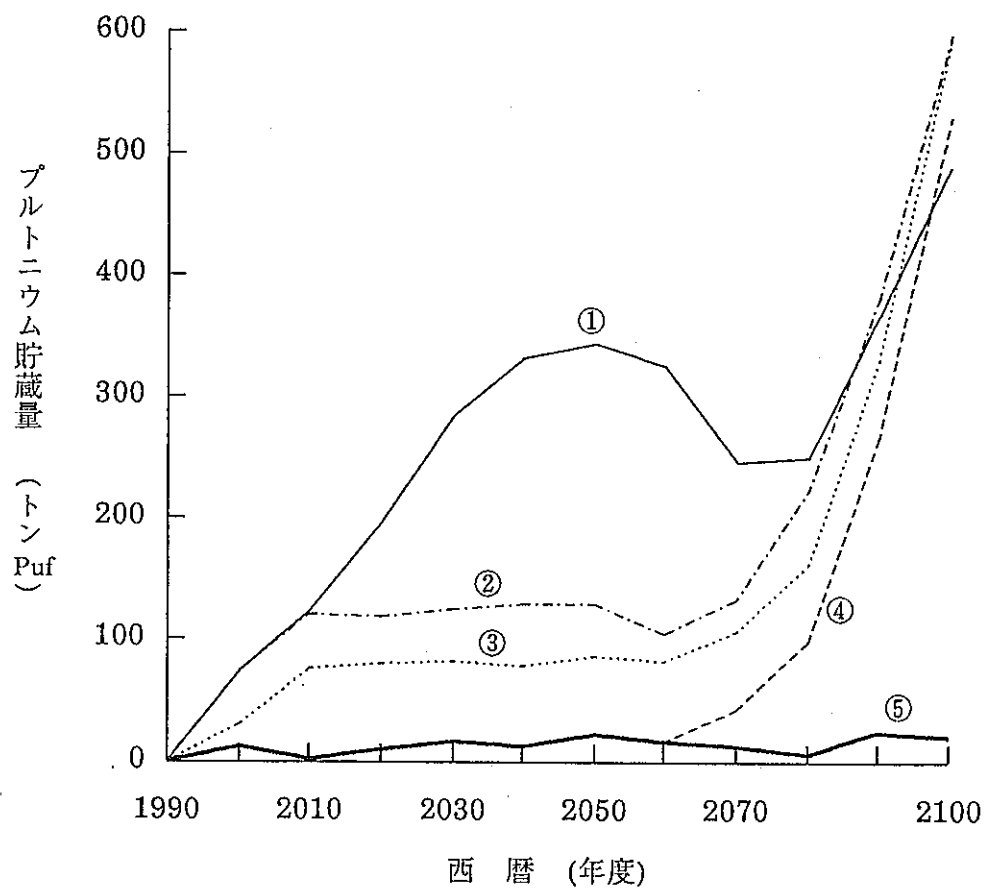


図8 プルトニウム貯蔵量(戦略A: FBR2010年導入開始、40年ベース)

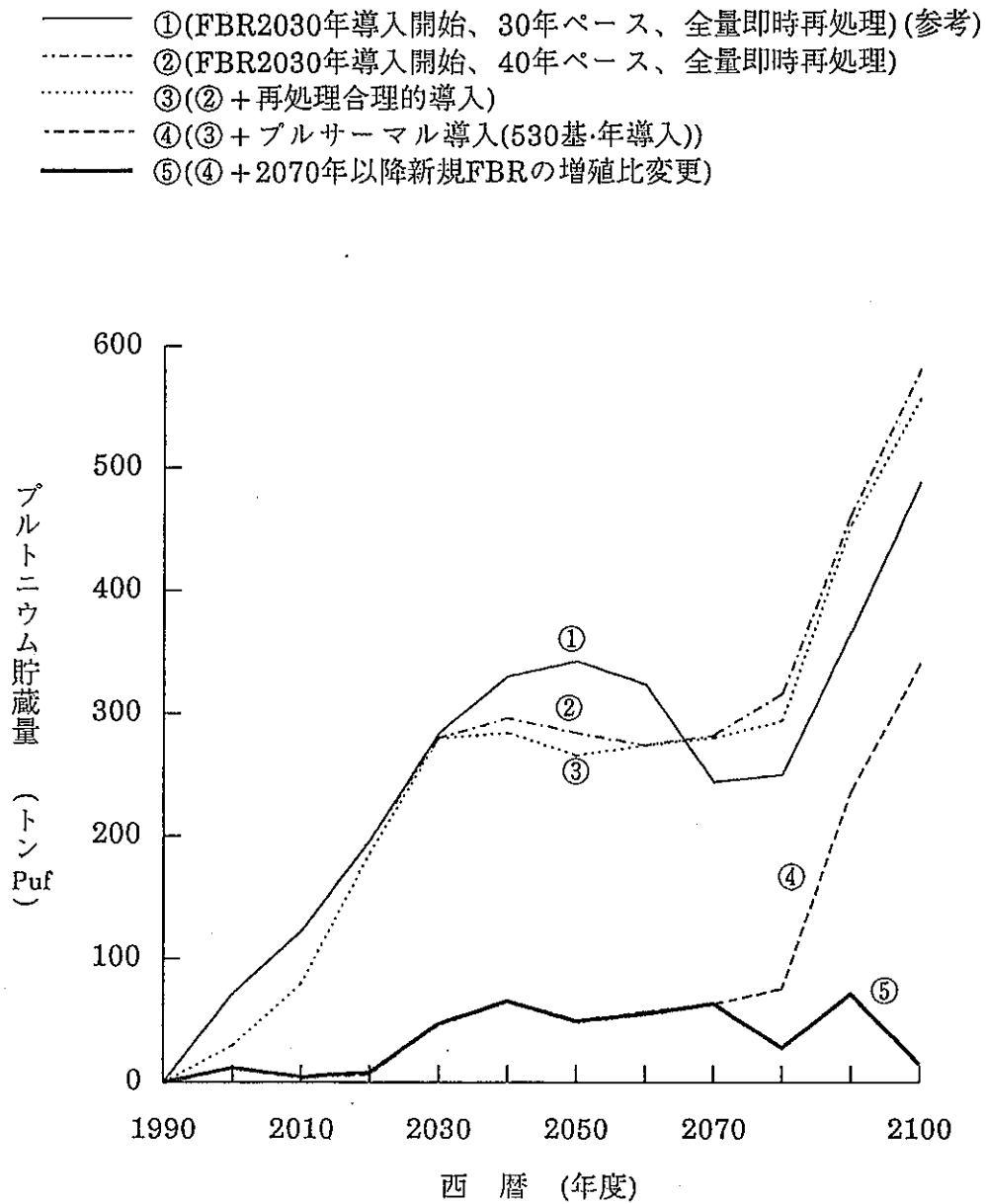


図9 プルトニウム貯蔵量(戦略B: FBR2030年導入開始、40年ペース)

表4 戦略A、Bの総合評価

目 標	戦略A及び戦略Bの策定			評 価
	項 目	戦略A	戦略B	
(目 標) ①エネルギーセキュリティの観点からプルトニウムを積極的に利用する。 ②核不拡散の観点からプルトニウム貯蔵量を極力低減させる。	FBR本格導入ペース FBR増殖比 FBR再処理本格導入 プルサーマル投入量 FBR炉外サイクル時間 ウラン所要量 プルトニウム最大貯蔵量	2010年～40年間 2050年以降 全新設炉FBR 1.21 (2063年以降 新設炉1.07) 2015年 154基・年 3年 71万トン 20トン	2030年～40年間 2070年以降 全新設炉FBR 1.21 (2070年以降 新設炉1.07) 2030年 530基・年 (増加可) 3年 104万トン 以上 70トン (削減可)	(戦略成立の必要条件) ① FBR燃料サイクル施設をFBR導入ペースと整合性を持って操業させること ② FBRの増殖比と炉外サイクル時間から得られる総合的増殖性能を保つこと ③ 軽水炉とFBRの共存期間をこれまで考えられていた以上に長期化させること ④ FBRが本格利用するまでの間プルトニウムを貯蔵せずにプルサーマルまたはATRなど中間炉で利用すること (戦略の問題点) 戦略AではFBRの炉と燃料サイクルに関する技術開発スケジュールとの整合性の問題がある。 戦略Bでは天然ウラン所要量がわが国の確保見通し量を大幅に上回る、プルサーマル投入量が大きいなどの問題がある。 (結 論) プルトニウムを積極的に利用する観点からも、技術開発との整合性を図りつつ、戦略AによりFBRの早期導入を目指す必要がある。

3. 原子力発電規模の長期的予測評価

わが国の原子力発電設備容量は、現在、約3,000万kWeに達しているが、総合エネ調の見通し(中間報告:平成2年6月)^[1]によれば、2000年度時点で5,050万kWe、同じく2010年度時点で7,250万kWeを目標としている。

新型炉サイクル解析室では、今後の経済成長に依存しながら原子力発電設備容量も伸びることを前提に置き、わが国の2100年までの原子力発電設備容量を予測評価した。

この予測値を評価の前提条件として、平成2年6月に『「炉型・サイクル戦略の策定」(1)サイクル諸量の観点からのPu利用最適化』^[2]をまとめた。

これに対して各所より貴重な示唆を頂いたが、中でも、国民総生産(GNP)などの経済成長や原子力発電設備容量がこのまま単調に増加するのではなく、ある時点で限界に達するのではないかなどの意見を多く頂いた。

これらの指摘を踏まえながら、エネルギー需要に直接的に影響を与える国民総生産(GNP)、人口、省エネなどを評価指標として用いて、マクロ的観点から原子力発電設備容量を予測評価した。その結果、省エネが順調に進むとすると、2050年には、『「炉型・サイクル戦略の策定」(1)サイクル諸量の観点からのPu利用最適化』にて示した予測値を包含した1億kWeから1.5億kWeの範囲に原子力発電設備容量は至るものと評価した。

3.1 総合エネルギー調査会の予測

総合エネ調の発表した中間報告総論は～地球規模のエネルギー新潮流への挑戦～と題されるように、持続的経済成長とエネルギー供給の安定化に対して新たに地球環境保全の観点を取り入れたエネルギー需給予測となっている。

報告によると、1988～2010年度のわが国のGNPの平均伸び率3.5%/年に対して、今後の省エネ対策により一次エネルギーの伸びを1.5%/年程度に押さえるとしている。これは従来の省エネに加え、さらにエネルギー需要を2000年度で6%、2010年度で11%低下させることになる。

一方、一次エネルギーのうち発電に供給されるエネルギーの割合(電力化率)は増加

の傾向にあり、これを主に原子力発電やLNG発電により賄い、脱石油を進めることとしている。2010年度における全発電電力量に対する原子力発電電力量の割合は、現状(1988年度)の約27%より13%引き上げて43%を目標としている。

総合エネ調の長期エネルギー需給見通しを表5に示す。¹¹⁾

表5 総合エネ調の長期エネルギー需給見通し (総合エネルギー調査会「中間報告総論」(1990年6月発表)より)

項 目 \ 年 度	1988年度(実績)		2000年度		2010年度	
一次エネルギー総供給	4.82億kℓ		5.97億kℓ		6.66億kℓ	
省エネルギー目標			6.0%		11.2%	
区 分 \ エネルギー別	実 数	構成比 (%)	実 数	構成比 (%)	実 数	構成比 (%)
新エネルギーなど	620万kℓ	1.3	1,740万kℓ	2.9	3,460万kℓ	5.2
水 力	860億kWh (2,030万kW)	4.6	910億kWh (2,270万kW)	3.7	1,050億kWh (2,620万kW)	3.7
地 熱	40万kℓ	0.1	180万kℓ	0.3	600万kℓ	0.9
原 子 力	1,790億kWh (2,890万kW)	9.0	3,300億kWh (5,050万kW)	13.2	4,740億kWh (7,250万kW)	16.7
天 然 ガ ス	4,610万kℓ	9.6	6,500万kℓ	10.9	8,000万kℓ	12.0
石 炭	11,460万t	18.1	14,200万t	17.4	14,200万t	15.5
石 油 (う ち L P G)	2.76億kℓ (1,740万t)	57.3	3.08億kℓ (2,200万t)	51.6	3.06億kℓ (2,300万t)	46.0
合 計	4.82億kℓ	100.0	5.97億kℓ	100.0	6.66億kℓ	100.0

- (注) 1. 原油換算は9,250kcal/ℓに、バーレル換算は6.29バーレル/ℓによる。
 2. 新エネルギーなどの欄には、太陽エネルギー、アルコール燃料、黒液(パルプ液)、薪炭などを含む。
 3. 水力の発電電力量及び設備容量は一般水力のものである。
 4. LNGのトン換算は0.712トン/kℓによる。
 5. 石油の欄には、オイルサンド・シェール油を含む。
 6. 構成比の各欄の数字の合計は、四捨五入の関係で、100にならない場合がある。
 7. 経済情勢及びエネルギー情勢は、今後、流動的に推移するものと見込まれることから、本見通しにおける数値は、硬直的なものとしてではなく、幅をもって理解すべきであることに留意する必要がある。

3.2 長期的予測評価の基本的考え方

『「炉型・サイクル戦略の策定」(1)サイクル諸量の観点からのPu利用最適化』^[2]においては、「総合エネルギー調査会の見通し」^[1]に示されている2010年までの経済成長率を参考にし、エネルギー弾性値の傾向をも考慮して、表6および図10に示す2100年までの原子力発電設備容量の伸びの予測値を導出している。

これに対して、各位から、わが国の人口が徐々に飽和しつつあることが明らかになっている中で、原子力発電設備容量が今後も飽和することなくGNPなどの伸び率に従って増加し続けるとした上記の評価における前提に対して、その妥当性に漠然とした疑問が投げかけられた。

この疑問に答えるため、人口、国民総生産(GNP)、一次エネルギー総供給量、電力へ供給される一次エネルギー総供給量、総発電電力量を評価指標とするマクロ的な予測評価のもとで、原子力発電容量を長期的に予測評価することとした。

しかしながら、国民総生産(GNP)とエネルギー消費との間にはエネルギー弾性値を介して一定の関係があることが明らかになっていることを除けば、これらの評価指標から直接的に原子力発電設備容量を評価することは一般には困難であると考えられる。このため、これらの評価指標を組み合わせ、評価が可能と思われる評価指標を新たに設定した。

ここで取り上げた新しい評価指標は、

- ① 原子力発電比率(総発電電力量に対する原子力発電電力量の比率)
- ② マクロ的発電効率(電力へ供給される一次エネルギー総供給量に対する総発電電力量の比率)
- ③ 電力化率(一次エネルギー総供給量に対する電力へ供給される一次エネルギー総供給量の比率)
- ④ GNP当たりのエネルギー供給量
- ⑤ 一人当たりのGNP
- ⑥ 人口

である。これらの評価指標から、原子力発電電力量は次ページの評価式で表すことができる。

[評価式]

$$\begin{aligned}
 (\text{原子力発電電力量}) = & \frac{(\text{原子力発電電力量})}{(\text{総発電電力量})} \times \frac{(\text{総発電電力量})}{(\text{電力へ供給される一次エネルギーの総量})} \\
 & \times \frac{(\text{電力へ供給される一次エネルギーの総量})}{(\text{一次エネルギー総供給量})} \\
 & \times \frac{(\text{一次エネルギー総供給量})}{(\text{国民総生産:GNP})} \\
 & \times \frac{(\text{国民総生産:GNP})}{(\text{人口})} \times (\text{人口})
 \end{aligned}$$

ここで

$\frac{(\text{原子力発電電力量})}{(\text{総発電電力量})}$	原子力発電比率
$\frac{(\text{総発電電力量})}{(\text{電力へ供給される一次エネルギーの総量})}$	マクロ的発電効率
$\frac{(\text{電力へ供給される一次エネルギーの総量})}{(\text{一次エネルギー総供給量})}$	電力化率
$\frac{(\text{一次エネルギー総供給量})}{(\text{国民総生産:GNP})}$	GNP当たりのエネルギー供給量
$\frac{(\text{国民総生産:GNP})}{(\text{人口})}$	一人当たりのGNP

表6 原子力発電設備容量見通し

単位:万kWe

年 度	1988	2000	2030	2050	2100
High ケース	2,887	4,800	11,000	15,000	25,000
		159万kW/年	207万kW/年	200万kW/年	200万kW/年
		4.3%/年	2.8%/年	1.6%/年	1.0%/年
Reference ケース	2,887	4,800	9,000	12,000	20,000
		159万kW/年	140万kW/年	150万kW/年	160万kW/年
		4.3%/年	2.1%/年	1.4%/年	1.0%/年
Low ケース	2,887	4,800	8,000	10,000	14,000
		159万kW/年	107万kW/年	100万kW/年	80万kW/年
		4.3%/年	1.7%/年	1.1%/年	0.7%/年
Zero- Ceiling ケース	2,887	4,800	4,800	4,800	4,800
		159万kW/年	0kW/年	0kW/年	0kW/年
		4.3%/年	0%/年	0%/年	0%/年

伸び率は毎年の伸び率の平均値。(参考値)

「炉型・サイクル戦略の策定」(1)サイクル諸量の観点からのPu利用最適化¹²⁾より

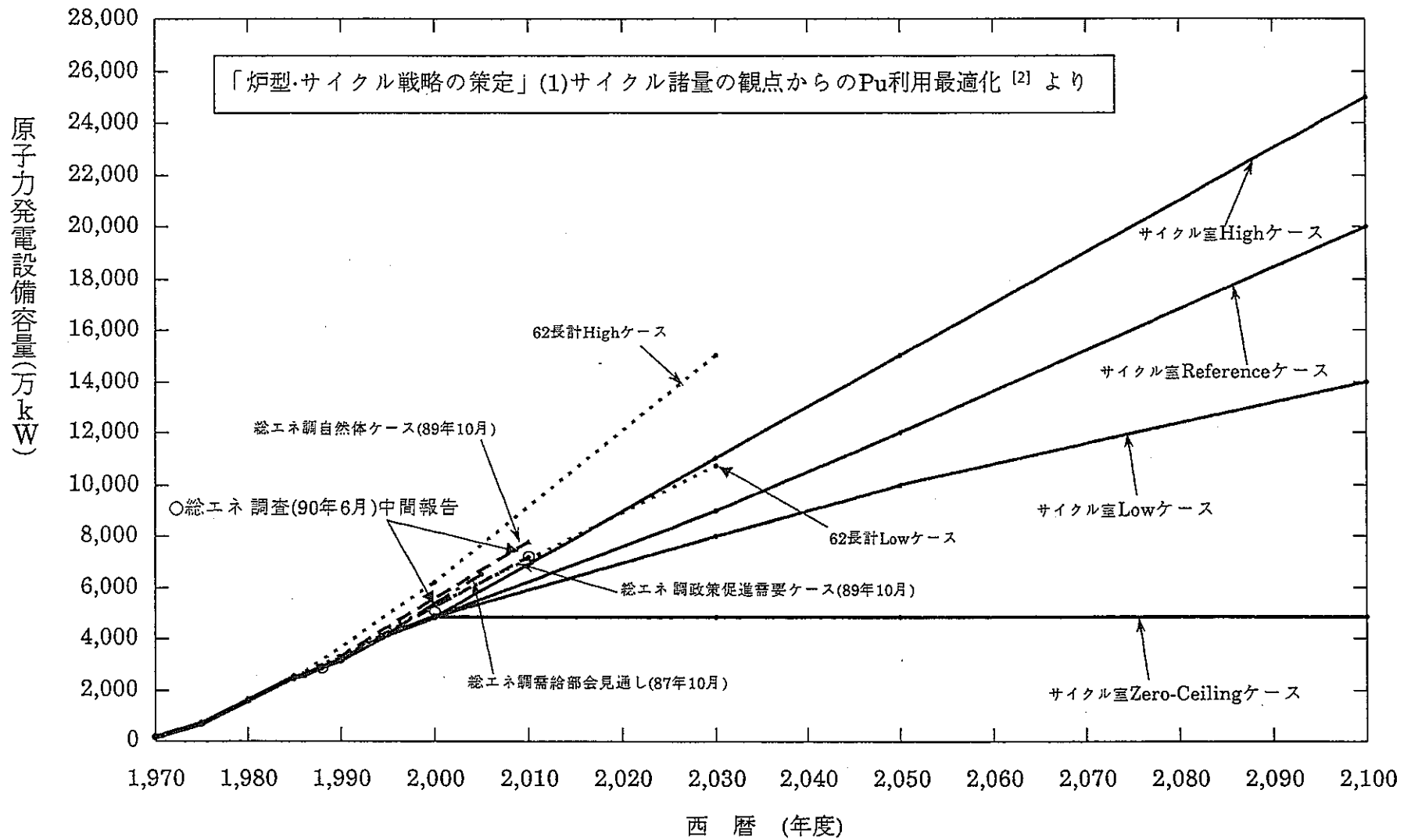


図10 原子力発電設備容量についての見通し

3.3 評価指標の動向予測

3.3.1 「一人当たりのGNP」と「人口」の動向予測

わが国は人口の急速な高齢化が進んでいることから、2010年から2020年頃をピークにして、それまでの漸増傾向から逆に増加頭打ちか僅かに下がるようになるものと厚生省の人口問題研究所の将来人口推計によって示されている。

ピーク時のわが国の人口は2010年頃に約1.36億人程度と推計されている。^[3]

また、わが国の国民総生産(GNP)はこれまでの順調な経済成長のもと急速な伸びを示しており、1985年には実質国民総生産は1965年と比較して約3.2倍程度に至っている。^{[3][4]}

わが国のエネルギー需給見通しを検討した総合エネルギー調査会においては、今後の経済成長率を2000年まで4%、2000年から2010年までを3%としている。この結果、図11に示すように2000年と2010年の各々において、1965年比で5.7倍と7.6倍程度に至るものと見られている。

その後の国民総生産の具体的な見通しは明らかになっていないので、欧米の国民総生産を参考にして予測を行ってみた。

「National Accounts Statistics (国連)」などの統計を基に1982年から1987年までの主要先進国の実質経済成長率を見ると、3%以上には米国(4.0%)、英国(3.2%)があり、2~3%にはイタリア(2.6%)、スウェーデン(2.4%)、スイス(2.3%)、西独(2.2%)があり、2%以下にはオーストリア(1.9%)、フランス(1.6%)、ベルギー(1.6%)、オランダ(0.5%)がある。なお、日本は米国と同じ4.0%であった。^[12]

この時期は第2次オイルショック後で、先進各国が一斉に安定成長に移行して行った時期であるが、先進国においても大きなバラツキが見られる。この中で、一人当たりの国民総生産がわが国よりも大きいスウェーデン、スイスのような成熟した先進国においても、実質経済成長率は2%を越えていることに注目する必要がある。

以上を参考にして、2010年以降におけるわが国の実質経済成長率を1~3%の範囲で変化させた時に対応する国民総生産(1965年比)を図11および付表2-1に示す。図11からも分かるように、2000年からの経済成長率をそのまま延長した3%成長の場合には、2050年で25倍程度(1965年比)となる。また、2%成長では17倍程度、1%成長でも11倍程度となる。

これら人口と国民総生産の予測推移を基に、人口一人当たりの国民総生産を予測した。その結果を図12および付表2-2に示す。

図12からも分かるように、一人当たりの国民総生産は1985年では1965年比で2.6倍程度の約2.4百万円/人(1980暦年価格)であるが、2010年には5.6倍程度に達するものと見通されている。

また、2010年以降は3%成長で2040年に14倍程度、2%成長で同じく10倍程度、1%成長で8倍程度になると予測される。わが国の人口が2010年頃までは増加を続けるので、一人当たりの国民総生産は国民総生産の伸びよりも若干は下回るが、2010年以降は逆に経済成長率を上回る伸びを示すようになる。

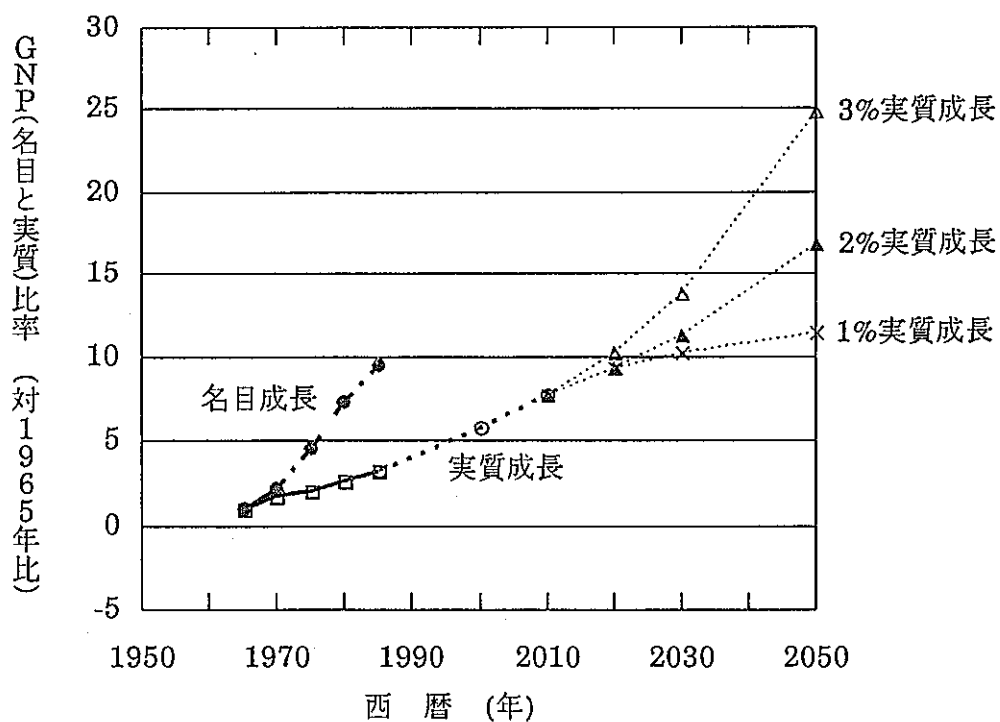


図11 GNP(名目、実質)比較

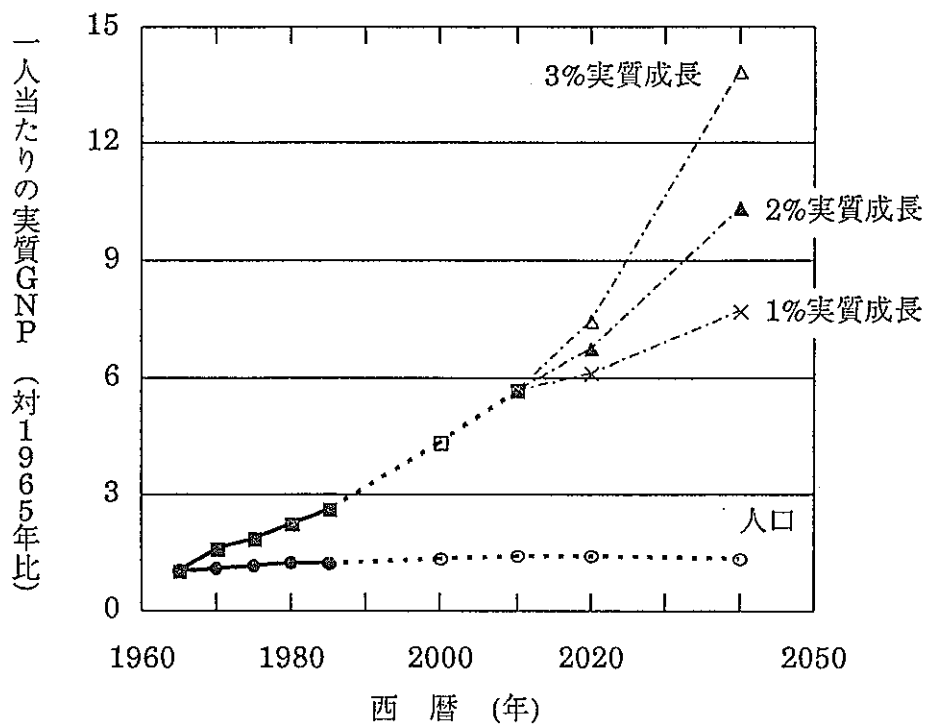


図12 一人当たりの実質GNP

3.3.2 「GNP当たりのエネルギー供給量」の動向予測

GNP当たりのエネルギー供給量は「国民総生産(GNP)に対する一次エネルギー供給量の比率」として定義し、本項ではエネルギー供給量との比率を用いて2010年以降の予測評価を行った。注)

結果を図13および付表2-3に示す。GNP当たりの一次エネルギー供給量は1970年頃を境として急速に低下している。^{[1] [3] [5]}

図13からも分かるように、1980年価格で1970年には1円のGNPを得るために約20kcalのエネルギーが必要とされていたが、1985年には7割程度のエネルギーで済むように省エネや産業構造の変化が進んだことが示されている。

わが国においてこの傾向は今後も継続されることが予測される。特に、地球環境問題が明らかになった今日、エネルギー多消費構造の産業は日本だけでなく、国際的にもその存在価値が失われるようになることが予測されるので、なお一層低下傾向に拍車が掛けられるものと考ええる。

この結果、2050年には4kcal/円程度まで低下するものと予測した。

注) 一般に、GNPの伸びに対するエネルギー消費量の伸びの割合はエネルギー弾性値として一般に理解されており、オイルショック以前の重厚長大産業が中心の場合には、エネルギー弾性値が1.0以上であった。その後、サービス産業などのソフト型産業が中心となるとともに省エネ効果の進展もあって、現在ではエネルギー弾性値は1.0以下になっている。このようにGNPとエネルギーの関係は、一般的にエネルギー消費量との関係で論じられている。

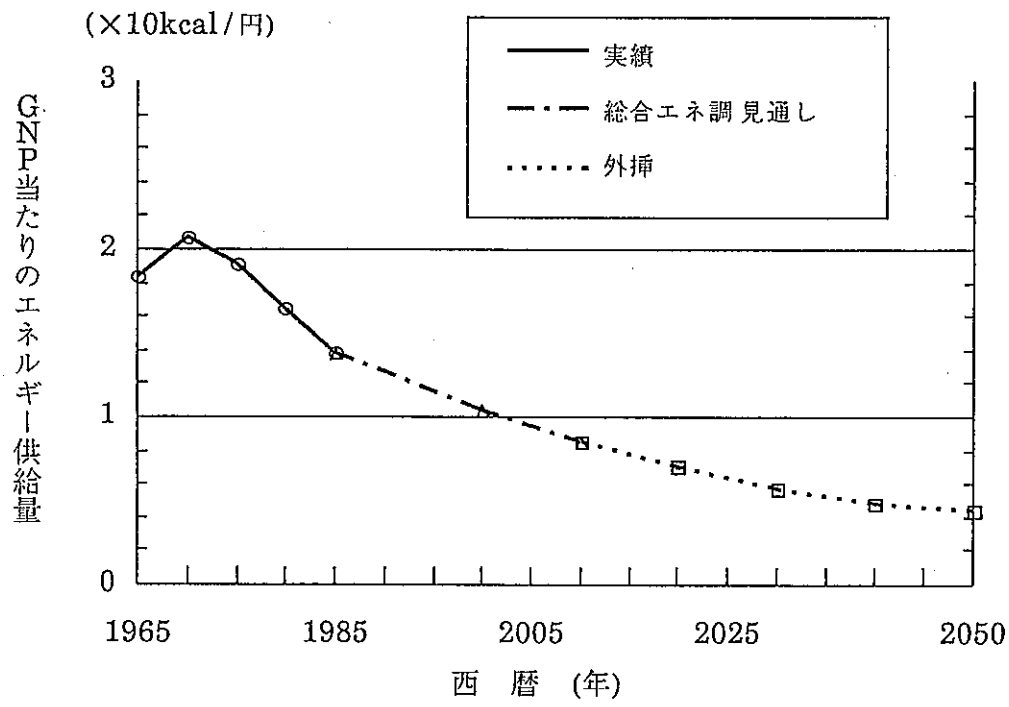


図13 日本のGNP当たりの一次エネルギー供給量

3.3.3 「原子力発電比率」の動向予測

原子力発電比率は「総発電電力量に対する原子力発電電力量の比率」として定義した。

わが国の商用原子力発電は1965年に原電東海炉(ガス炉:1966年7月25日運転開始)による発電が最初で、その後順調に設備容量が増大している。1987年度末における原子力発電設備容量は約2,800万kWに達し、その年の発電電力量も約1,800億kWhになり総発電電力量の約26%を占めるに至っている。

図14および付表2-4に2050年までの原子力発電比率の推移を示している。^[4] 図14から分かるように、原子力発電比率は1975年以降急速に伸びを示しているが、この伸びをそのまま維持すると、現在のフランスと同じように2050年には70%程度に達するものと予測されうる。

しかし、チェルノブイル事故以降世界的な原子力発電容量の伸び率の低下が著しいので、今後、わが国の原子力発電の割合を伸ばしても、2050年時点においては45%から55%の幅にあると見ることもできる。

また、わが国では原子力発電所の立地点確保が今後ますます厳しくなると見られる一方、エネルギーセキュリティを確保することが極めて重要になってくるとの観点から、電源のベストミックスを形成することが期待されている。

総合エネルギー調査会の見通しでは、表7に示すように2000年度と2010年度における原子力発電比率として、総発電電力量の35%と43%を達成することを目標として設定している。また、石炭、LNG、石油などの火力発電は2010年度には総計でも43%まで低下させることとし、各種の電源が適切にミックスするようにしている。^[4]

なお、地球環境保全の観点から2000年以降においては化石燃料の利用が抑制されるようになるとも予測されるが、今回の評価においては対象外とした。

図15、16、17および付表2-5、2-6、2-7に、フランス^[6]、米国^{[7] [8] [9]}、西独^[10]の原子力発電電力量の総発電電力量に占める割合を参考として示す。

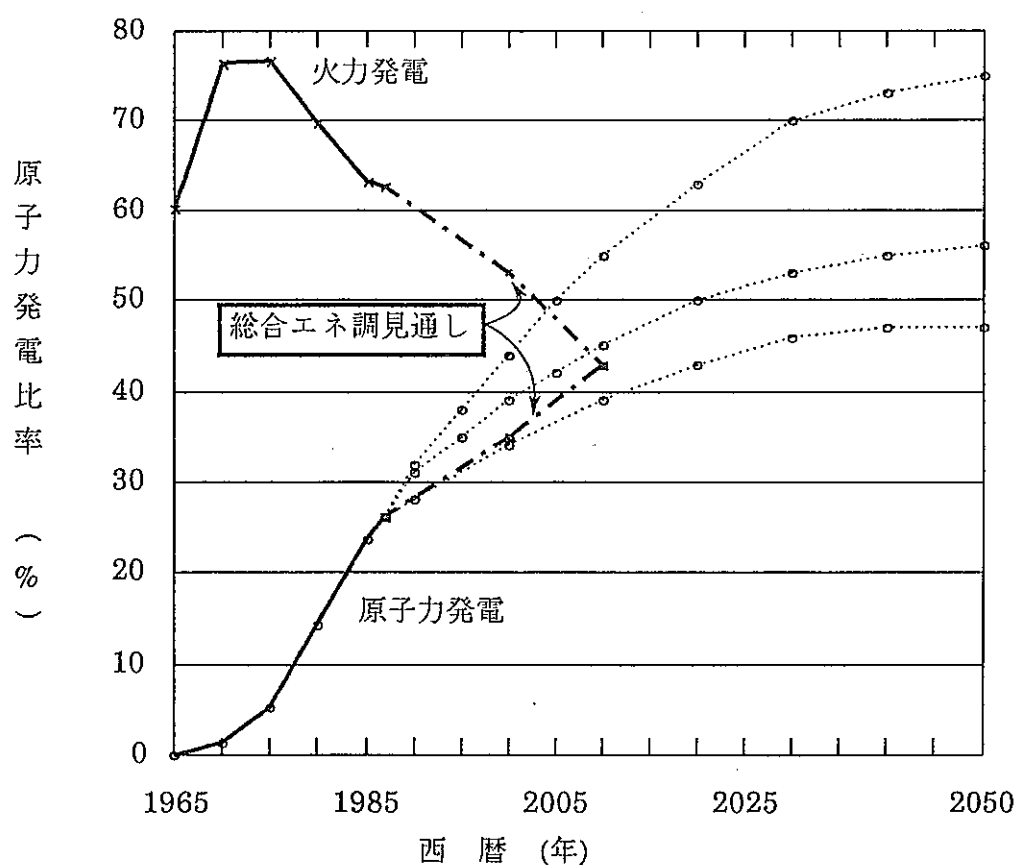


図14 日本の原子力発電比率

表7 電力供給目標比率

単位: %

部 門	1988年度	2000年度	2010年度
原子力	26.6	35	43
石 炭	9.5	16	15
L N G	21.2	20	18
水 力	13.3	11	11
石 油	29.2	17	10
その他	0.2	1.3	4.3

出典: 電気事業審議会・需給部会 中間報告(H.2.6)

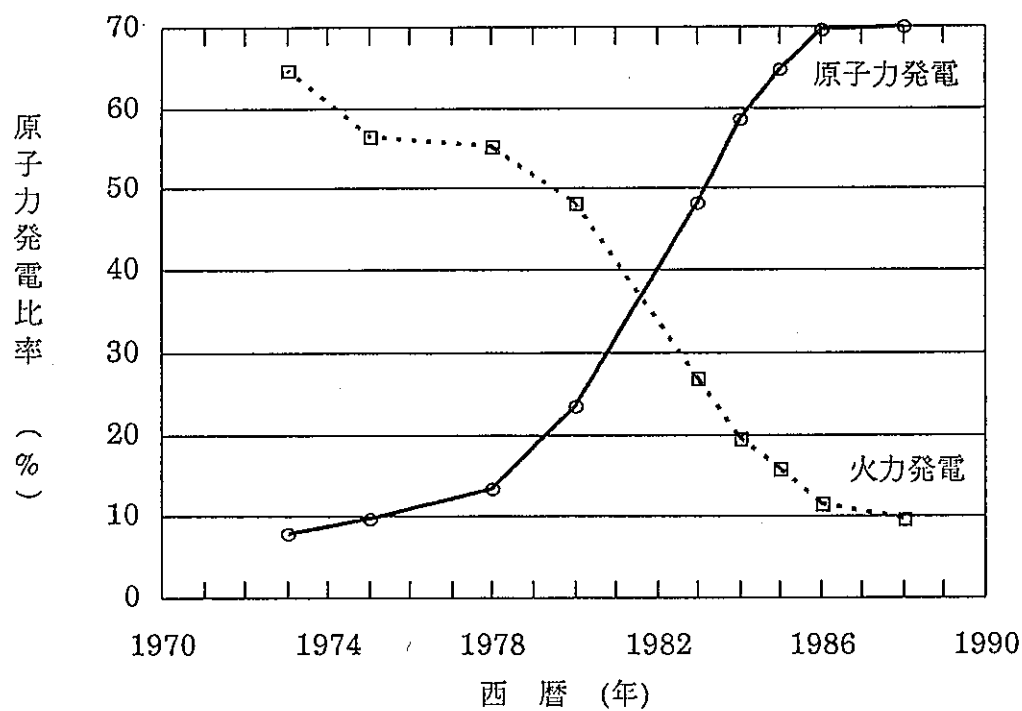


図15 フランスの原子力発電比率

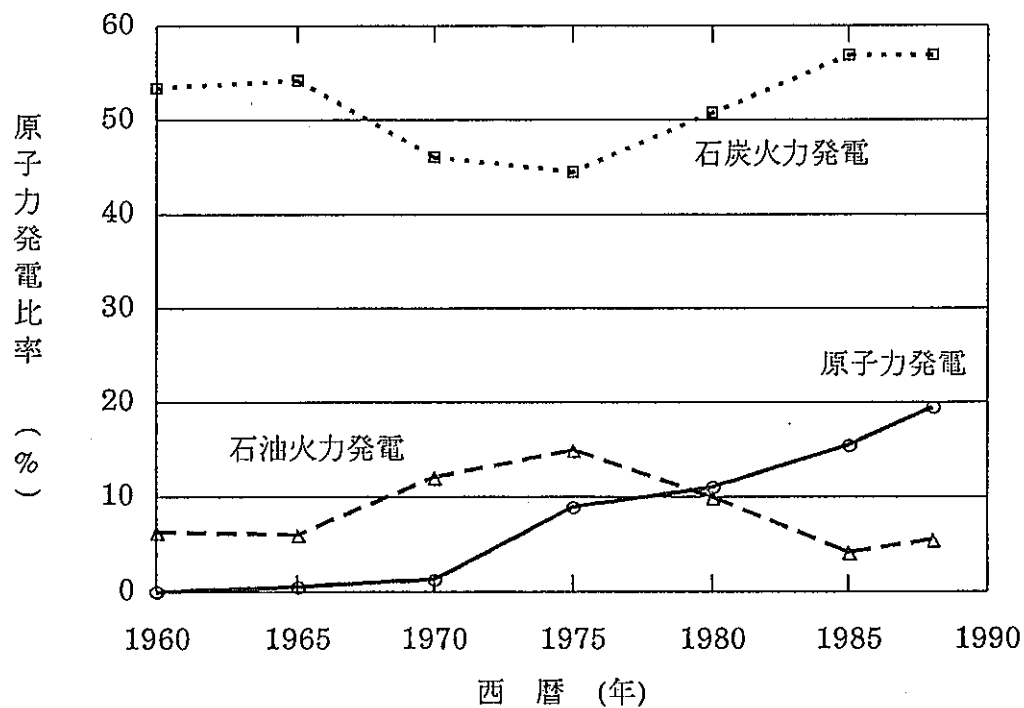


図16 米国の原子力発電比率

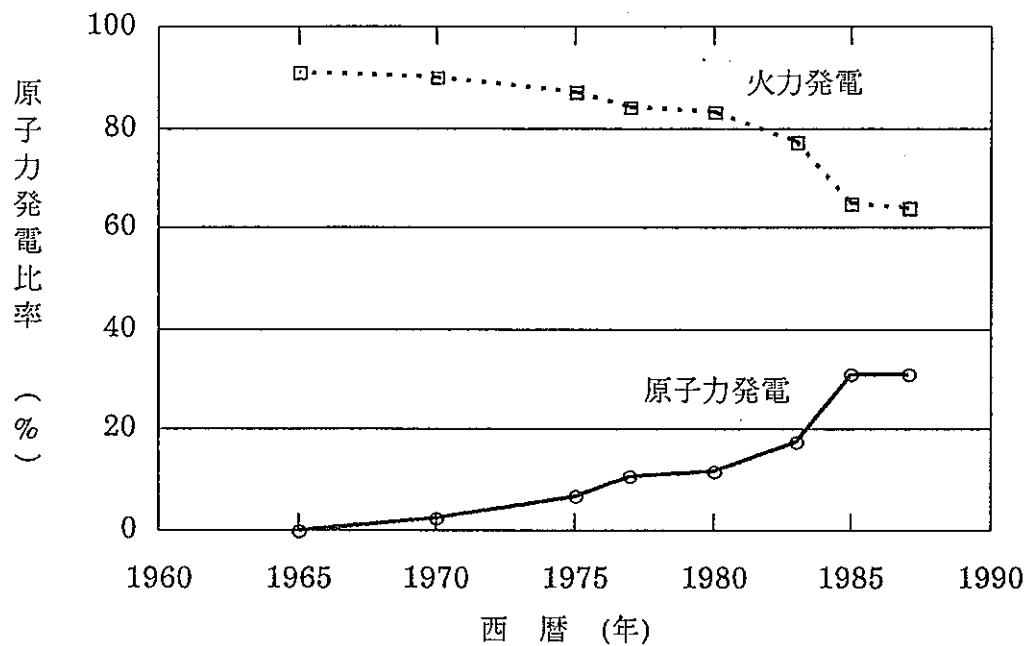


図17 西独の原子力発電比率

また、原子力発電所の設備利用率(ある期間に実際に発生した電力量と定格電気出力とその期間の時間の積との百分比)は、原子力発電の定着化に伴って向上し、現在では70~80%程度を期待することができるようになった。図18及び付表2-8にこれまでの原子力発電所の設備利用率の実績を示す。本評価では一律75%と設定した。

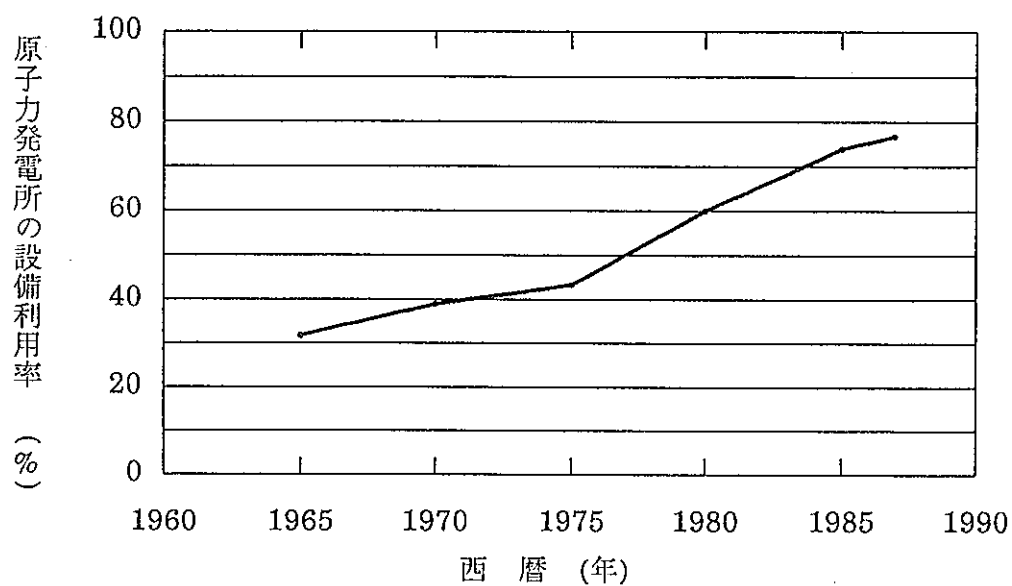


図18 原子力発電所の設備利用率

3.3.4 「マクロ的発電効率」の動向予測

原子力発電の熱効率は軽水炉で33%程度、高速増殖炉で40%程度である。また、火力発電では昭和42年に超臨界圧プラントが採用(東京電力姉ヶ崎1号機)されて以来、熱効率が高速増殖炉と同じ程度の40%となっているが、最近では熱効率を向上することを目的としてガスタービン・蒸気タービン複合発電方式(コンバインドサイクル発電方式)の採用が始まっている。その熱効率は42~43%程度に達している。

ここでは個々の発電設備の熱効率を評価するのではなく、電力用に投入されるエネルギー量と得られる電気エネルギー量とから、発電に用いられたエネルギーの割合を我が国全体としてマクロに評価することとした。すなわち、総合エネルギー統計を基にして、供給された電力向け一次エネルギー総供給量に対する得られた総発電電力量の比率を「マクロ的発電効率」と定義して、その動向を予測した。図19および付表2-9に1960年(昭和35年)からのマクロ的発電効率を示す。

図19に示すように、わが国のマクロ的発電効率はおおよそ39%程度で一定していると評価することができる。

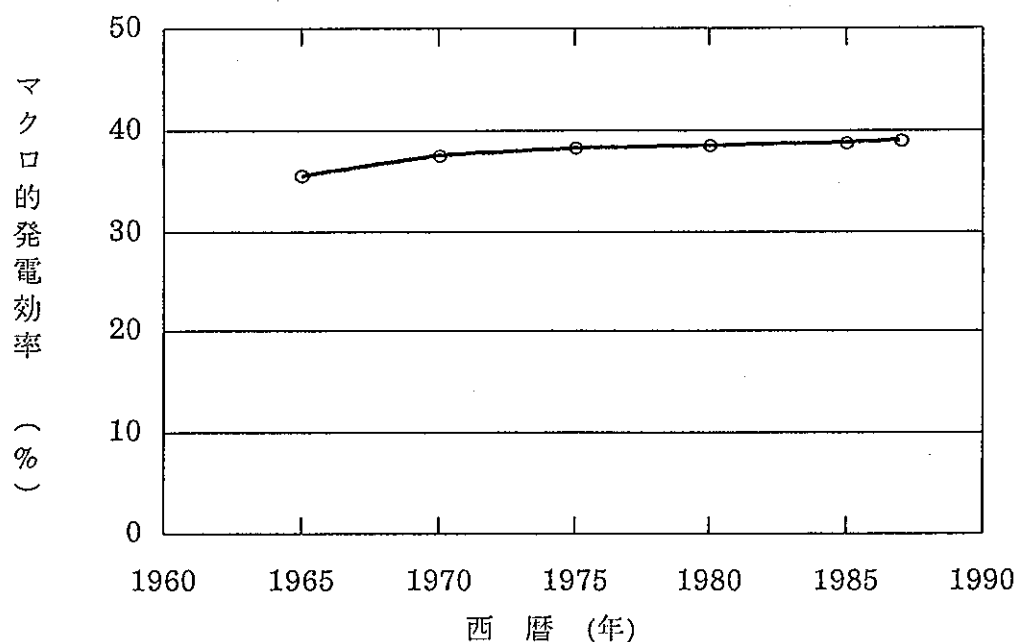


図19 マクロ的発電効率

3.3.5 「電力化率」の動向予測

電力化率は「一次エネルギー総供給量に対する電力向けの一次エネルギー総供給量の比率」として定義されている。

電力はスイッチを入れれば瞬時にエネルギーの供給が可能であり、石油やガスと違って火災などの面で安全性が高いことなどから利用しやすいエネルギー源であると言えることができる。しかし、発電所や配電網などの多くの資本がいることから、開発途上国よりも先進工業国において利用されるエネルギーである。このため、電力化率は経済発展につれて上昇するのが一般的で、文化程度のバロメーターとして見ることも可能である。

一次エネルギーの種類としては総合エネルギー統計に示されているように、「原子力発電、石油、石炭、LNG、水力発電、地熱、新エネルギー」が該当している。この中で、原子力発電と水力発電は全量がエネルギー転換部門の電気事業者と自家発電に割り振られている。一方、石油、石炭、LNGなどは、石油製品など非電力部門への供給を差し引いた量がエネルギー転換部門の電気事業者などへ割り振られている。このように電力向けの一次エネルギー総供給量とは、エネルギー転換部門の電気事業者などへ割り振られた総量を示している。

図20および付表2-10に1965年以降の電力化率の推移と総合エネルギー調査会の2010年までの見通しを示す。

1965年から1970年にかけて電力化率が低下したのは、わが国が高度経済成長時代に入り重化学工業を中心としたエネルギー利用が急速に伸び、電力へのエネルギー供給量が倍増したにもかかわらず、それ以上にわが国の一次エネルギーの供給量が増大したためである。

また、図20から分かるように1970年以降電力化率は順調に上昇しているが、2010年頃になると飽和傾向を示すようになる。この結果、わが国の電力化率は2010年以降45%程度で一定となるものと予測した。

電力化率を検討するに際しては最終エネルギー消費構造側から見ることも重要であると考え。1988年のわが国の最終エネルギー消費量について見ると、産業用が53.2%、民生用が24.6%、運輸用が22.3%を占めている。このうち電力エネルギー消費について見ると、産業用が51.2%、民生用が46.0%、運輸用が2.7%となっている。

産業構造の変化が電力エネルギー消費に与える影響を考慮して、電力化率の動向予測をすることも必要であるが今回の検討では範囲外とした。また、電気自動車などが採用されることとなれば、輸送部門への電力エネルギーの利用が拡大することも考えられるが、これも今回の検討の範囲外とした。

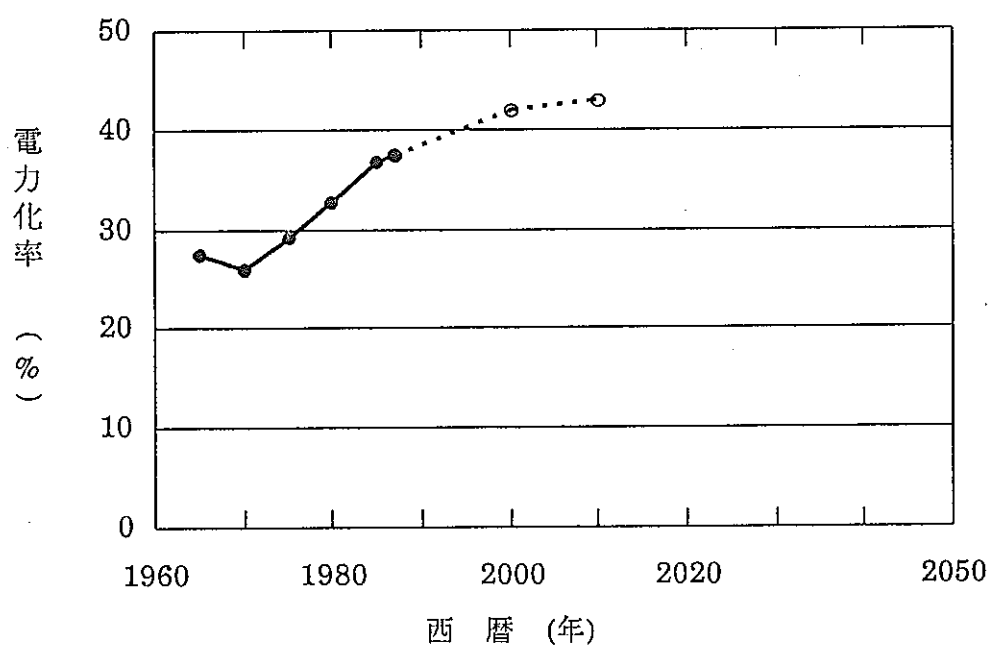


図20 日本の電力化率

3.4 原子力発電規模等の長期予測

評価指標の動向予測結果を用いて、わが国の一次エネルギー供給量、発電電力量、原子力発電電力量および原子力発電設備容量をそれぞれ2050年まで予測した。

3.4.1 「総合エネルギー調査会の見通し」との比較

2050年までのわが国の一次エネルギー供給量、発電電力量、原子力発電電力量および原子力発電設備容量をマクロ的観点から評価するに先立ち、評価に用いる計算式の妥当性を検証するため、「総合エネルギー調査会の見通し」との比較を行った。

表8に「総合エネルギー調査会の見通し」における原子力発電電力量および一次エネルギー供給量を示す。また、表9に評価に用いる計算式の妥当性の検証結果を示す。

表8 総合エネ調見通し

項 目		評価指標数値		
項 目	単位	1985年 実績	2000年 見通し	2010年 見通し
原子力発電電力量	10 ¹¹ kWh	1.594	3.300	4.740
一次エネルギー供給 量	10 ¹¹ kWh (億kl)	47.045 (4.35)	64.476 (5.97)	71.928 (6.66)

この結果、原子力発電電力量についてはマクロ的評価結果の方が1割程度多めの値を得た。一方、一次エネルギー供給量については逆にマクロ的評価結果の方が少なめの評価結果を示した。

「総合エネルギー調査会の見通し」において、原子力発電電力量と同設備容量の間の係数など試算の前提条件が分からないこともあり正確な比較評価は行えないが、おおよそ妥当な値を得ることができたと判断する。

表9 総合エネ調見通しのマクロ的評価結果

項 目		評価指標数値		
項 目	単位	1985年 実績	2000年 見通し	2010年 見通し
人 口	百万人	121.049	131.276	136.016
一人当たりのGNP	百万円/人	2.428	4.037	5.293
GNP当たりのエネ供給量	kcal/円	13.8	10.4	8.56
原子力発電比率	%	23.8	35	43
マクロ的発電効率	%	38.8	39	39
電力化率	%	36.7	42	43
原子力発電電力量	10 ¹¹ kWh	1.594	3.665	5.155
総発電電力量	10 ¹¹ kWh	6.699	10.472	11.988
一次エネルギー供給量	10 ¹¹ kWh	47.045	63.933	71.485

3.4.2 原子力発電電力量、総発電電力量、一次エネルギー供給量の予測評価

評価式およびこれまでの動向予測を用いて、2050年までの原子力発電電力量、総発電電力量および一次エネルギー供給量を評価した。

2010年までの経済成長率については、「総合エネルギー調査会の見通し」において用いていたものと同じとし、2000年までは年率4%、2000年から2010年までは年率3%の伸びを想定している。また、2010年以降については図11に示すように1%、2%、3%の3ケースを評価対象とした。

原子力発電比率についても図14に示すように3ケースに対する予測評価を行った。すなわち、

- ① 2050年でその比率が75%程度になるのは、フランスの如く発電がほとんど原子力に依存する場合を想定したものに等しい
- ② 同じく2050年に55%程度になるのは、2000年以降に環境問題などで原子力比率が高くなることを想定したものに等しい
- ③ 2050年における比率が45%程度となるものは、原子力発電が安全性や立地問題で伸び悩むことを想定しているのに等しい

とした。よって、以上3ケースを図表中においてはHigh-Highケース(H-Hケース)、Highケース(Hケース)、Lowケース(Lケース)として表示した。

これらの前提条件を基に評価した結果を付表2-11～2-18に示し、図21に総括的に図示した。なお、図中では一次エネルギー供給量もkWhの単位で示した。

図21からも分かるように原子力発電電力量および総発電電力量は、一次エネルギー供給量に比べて遥かに小さい値を示している。これはマクロ的発電効率および電力化率が2050年においてもそれぞれ39%と45%であることによる。

また、総発電電力量と原子力発電電力量とを一次エネルギー供給量へ換算するためにはマクロ的発電効率で除する必要がある、その結果を図22に示した。

環境問題の観点から言うと、2010年以降の経済成長率が年率3%をキープしていく場合には、今回の評価で用いたマクロ的発電効率および電力化率では、化石燃料使用量(炭酸ガス排出量)を少なくできないことも分かった。

また、一次エネルギー供給量については図22からも分かるように、経済成長率の影響が大きく出ている。すなわち、2010年以降の経済成長率が年率1%の場合、2010年

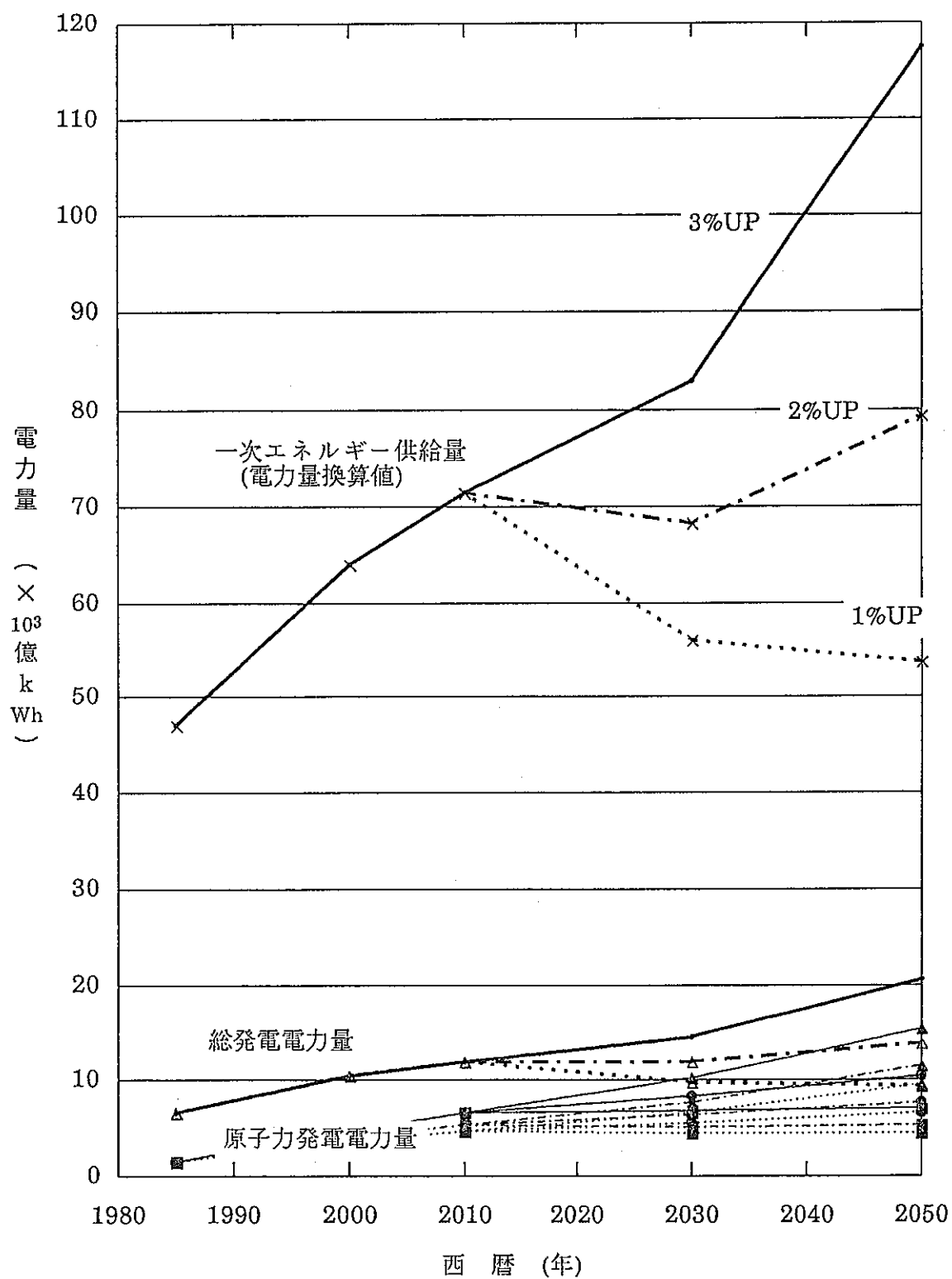


図21 総発電電力量などの評価結果

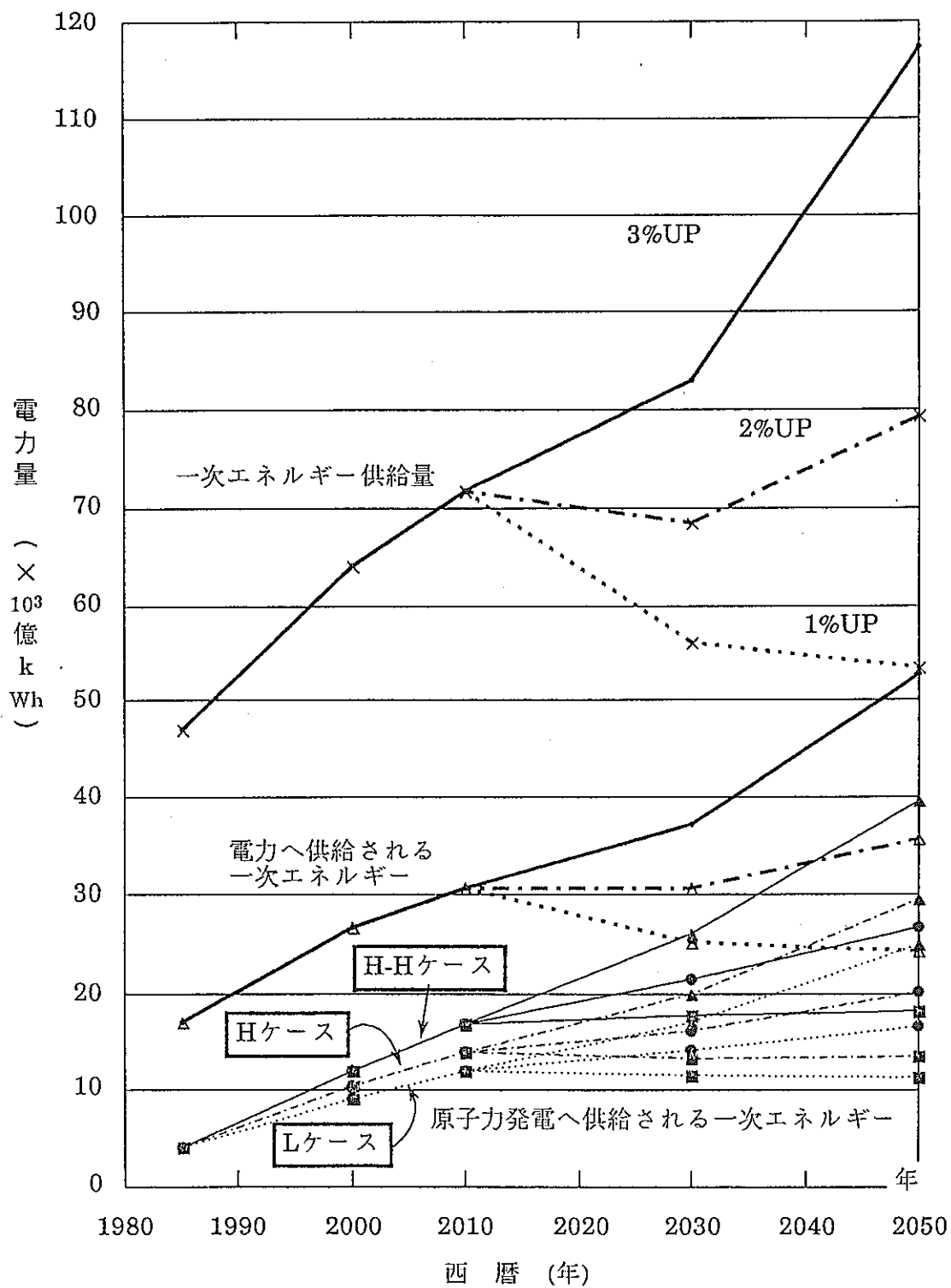


図22 一次エネルギー供給量等の評価結果

をピークにして一次エネルギー供給量が下降し、2050年には1995年とほぼ同じ水準までになる。これはGNP当たりのエネルギー供給量の低減化率が経済成長率を上回ったことによるものと見られる。

また、年率2%の成長率では2050年においても2010年とほぼ同じ一次エネルギー供給量でよく、年率3%になると2010年比で1.6倍程度になる。

原子力発電電力量と総発電電力量とについてのみ着目したのが図23および付表2-19である。

図23からも分かるように省エネが順調に進むと、総発電電力量は経済成長率が年率1%(2010年以降)であれば、一次エネルギー供給量の推移と同じように2010年をピークにして下降し、2050年には1995年と同程度になる。また、年率2%の伸びでは2050年において1985年比および2010年比でそれぞれ2.1倍程度と1.2倍程度になる。年率3%の伸びでは2050年において各々3.1倍程度と1.7倍程度となる。

2010年以降の原子力発電電力量は、1985年比で2050年において2.8倍程度から9.7倍程度の範囲に入るものと予測することができる。また、2010年比で0.95倍程度から2.3倍程度の範囲に入る。なお、年率1%の経済成長率では2010年以降での電力量の伸びはゼロでよいことにもなる。

「総合エネルギー調査会の見通し」においては2010年の原子力発電電力量の目標値が約4,700億KWhとしていることから、今回の評価からHケースとLケースとの間にあると見ることができる。

経済成長率が年率1%程度では一次エネルギー供給量の予測評価でも示したように、GNP当たりのエネルギー供給量の削減率の方が上回り、結果として原子力発電電力量の伸びがゼロでよいこととなった。

このため、GNP当たりのエネルギー供給量が期待したほどには削減しない場合について評価した。評価の前提として、省エネが1985年以降全く進まない場合と、2010年までは「総合エネルギー調査会の見通し」に従って省エネが進むがそれ以降は全く進まない場合との2ケースを、Lケースについて評価した。(付表2-20～2-27)

評価結果を図24と付表2-28に示す。図24からも分かるように1985年時点で省エネが停止したとすれば、Lケースにおいて2000年で1.3倍程度、2010年で1.6倍程度、2030年で2.4倍程度、2050年で3.1倍程度となる。この2050年の値は省エネを考慮したH-Hケースに対して2倍程度の大きな値となる。

また、2010年時点で省エネが停止したとすれば、Lケースにおいて2030年で1.5倍程度、2050年で1.9倍程度となる。この2050年の値は、これも省エネを考慮したH-Hケースに対して2割増程度の値となる。

これらのことから、省エネが予測したようには進展しないとするならば、原子力発電電力量に対しても大きな影響を与えることが分かった。

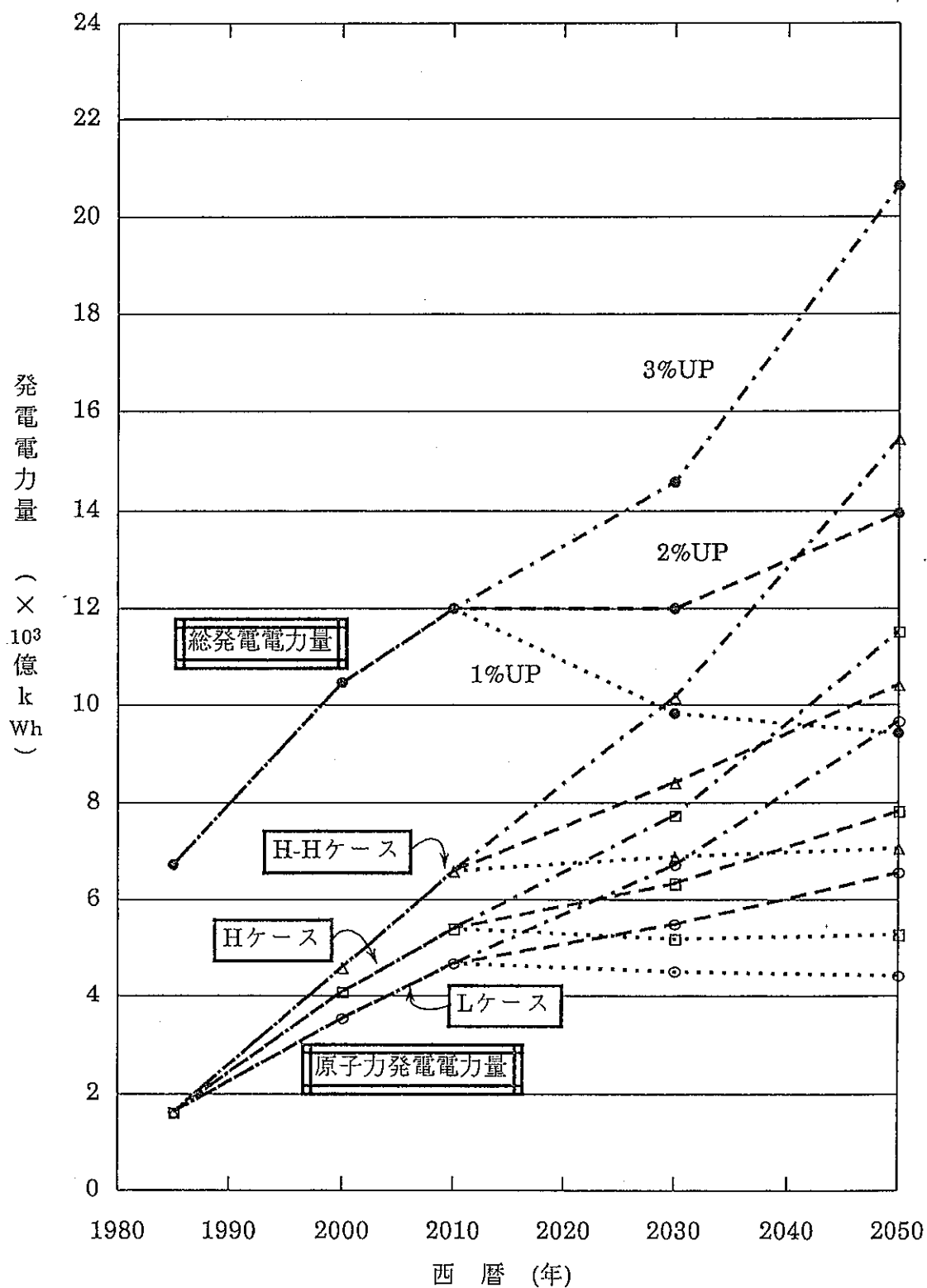


図23 原子力発電電力量等の評価結果

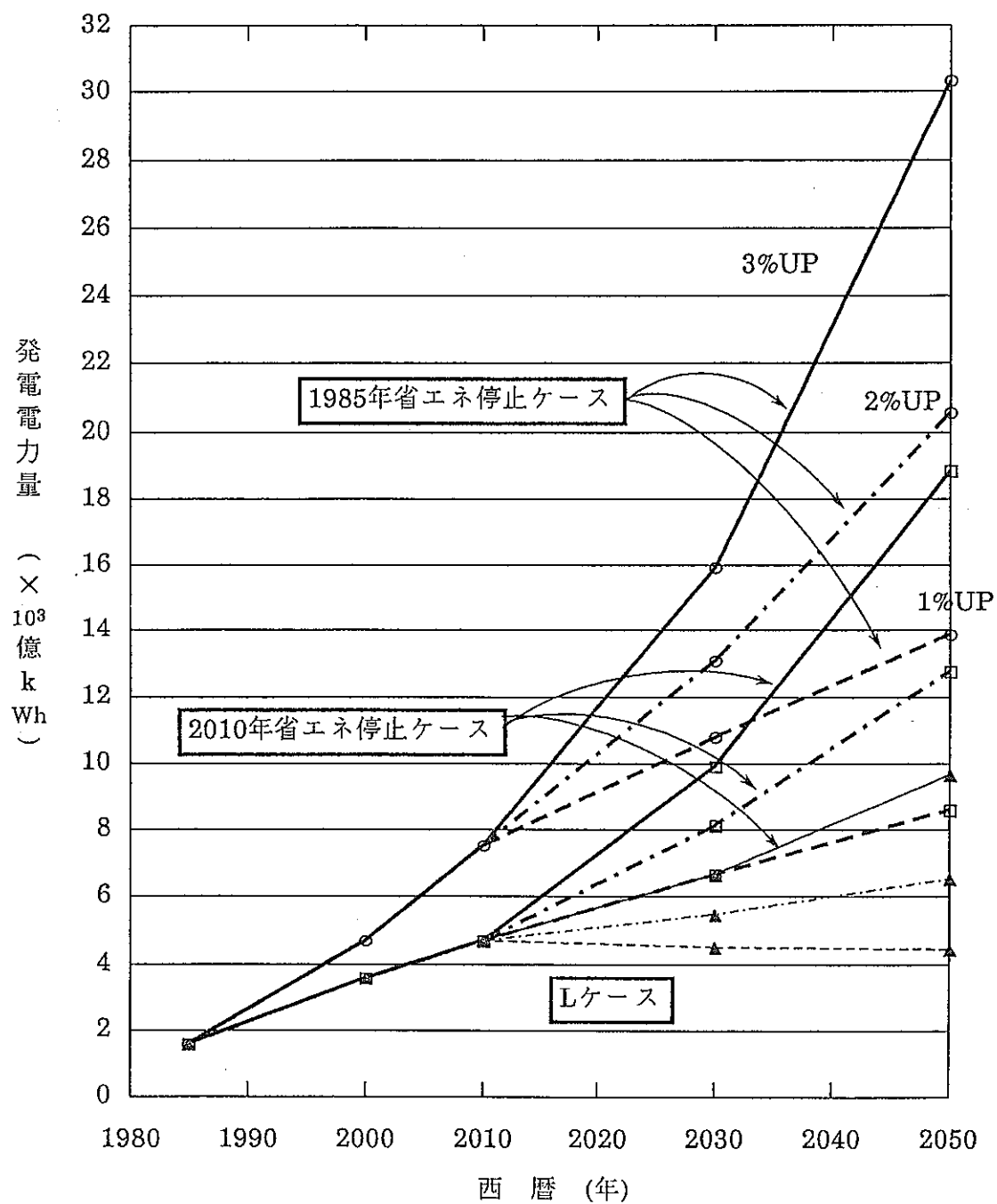


図24 原子力発電電力量(省エネ効果)

3.4.3 原子力発電設備容量の予測評価

わが国の2050年までの原子力発電設備容量についても予測評価を行った。予測評価においては、付表2-19に示す原子力発電電力量に対して、原子力発電所の設備利用率を一律75%とした。

この結果を図25および付表2-29に示す。これらから、原子力発電比率をH-Hケースとした場合においては、2010年以降の経済成長率が年率3%では2050年には23,500万kWeに達し、同じく年率1%では10,700万kWeに至ることが明らかになった。

同様にHケースにおいては2050年に8,000万kWeから17,600万kWeの範囲になる。また、Lケースにおいては6,700万kWeから14,700万kWeの範囲になるものと考えられる。

また、図からも分かるように総合エネルギー調査会では、2000年と2010年でそれぞれ5,050万kWeと7,250万kWeを見通していることから、ほぼLケースに近いものと評価される。2010年以降も年率3%の経済成長が維持されれば、2050年には14,700万kWeに達するものと見られる。これは新型炉サイクル解析室にて解析した「炉型・サイクル戦略の策定」におけるHighケース予測と同じ結果になる。一方、2010年以降、年率2%の経済成長となれば、2050年には10,000万kWe程度に留まるものと見られる。

「炉型・サイクル戦略の策定」におけるレファレンス・ケースとした原子力発電設備容量は、2000年で4,800万kWe、2010年で6,200万kWe、2030年で9,000万kWe、2050年で12,000万kWeであり、年率約150万kWe程度の設備容量の伸びを見通している。この評価の前提としてエネルギー弾性値を0.7とし、これが原子力発電の設備容量の伸びに直接的に反映することし、2010年から2030年までは経済成長を年率3%、同じく2030年から2050年までを年率2%としている。

省エネが順調に進展しない時の設備容量をも予測した。評価は2010年以降の経済成長が年率2%と3%の2ケース、省エネが進展しなくなるのが2010年からとし、原子力発電比率はLケースを前提条件として採用した。この結果を図26および付表2-30に示す。

図26からも分かるように、省エネが進展しないと例えLケースにおいても2050年における原子力発電設備容量は19,000万kWeと29,000万kWeとなり、極めて過大な設備容量を必要とすることとなる。

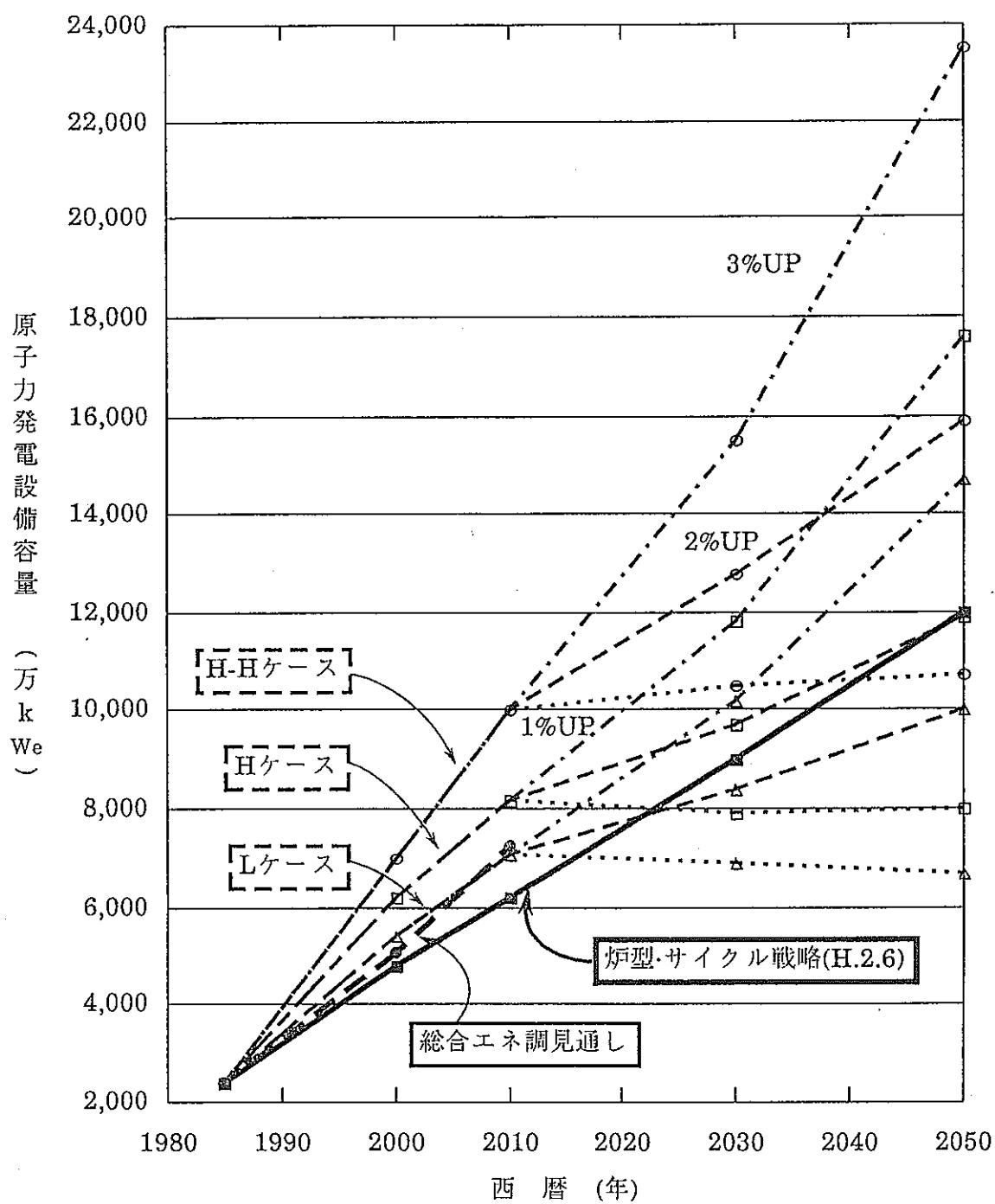


図25 原子力発電設備容量の評価結果

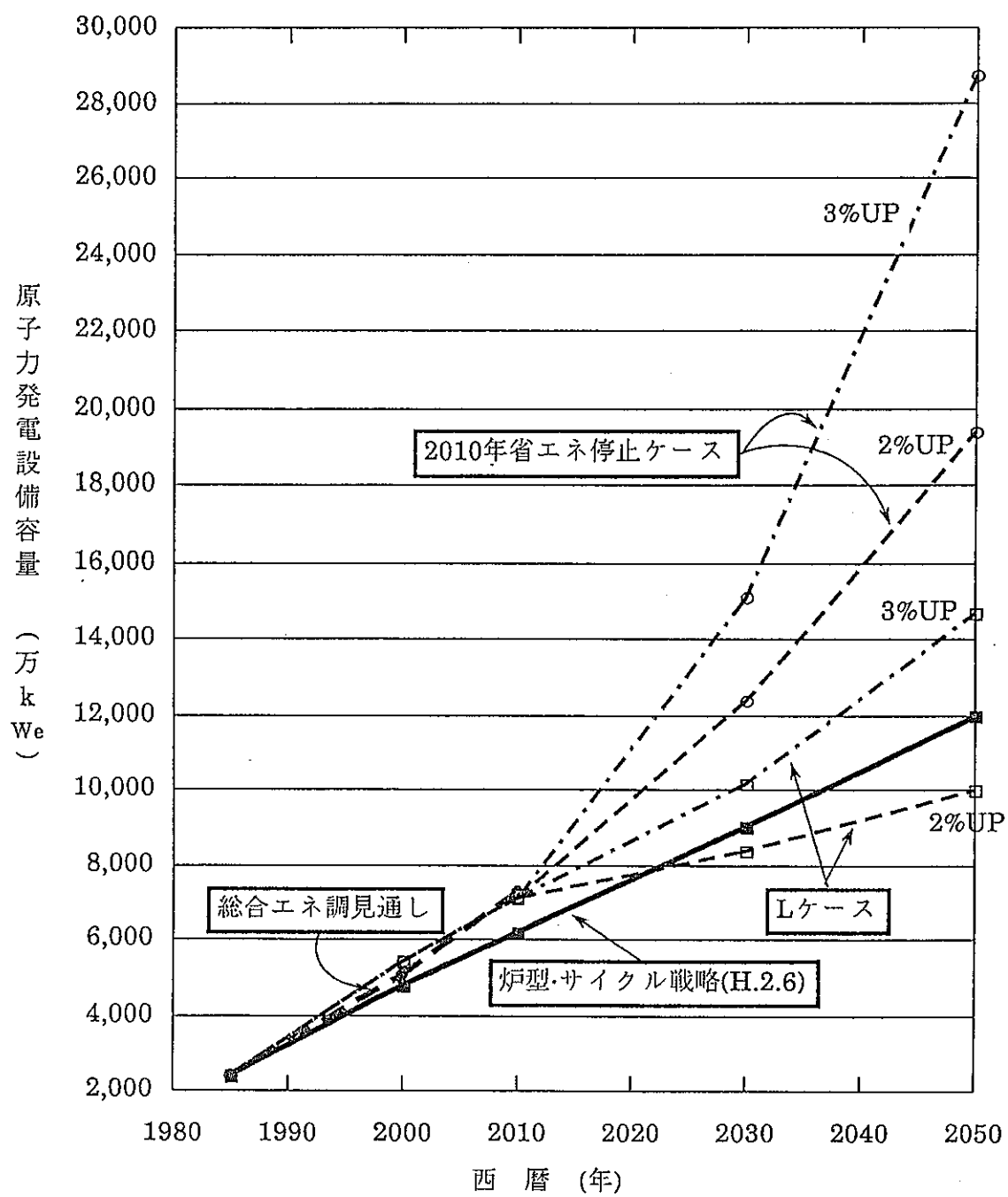


図26 原子力発電設備容量(省エネ効果)

3.5 長期的予測評価のまとめ

- (1) 人口、国民総生産(GNP)、一次エネルギー総供給量などのマクロ的な観点から、原子力発電設備容量を評価することが可能となった。

その際、原子力発電比率、マクロ的発電効率、電力化率、GNP当たりのエネルギー供給量、一人当たりのGNP、人口という新しい評価指標を用いる必要がある。

- (2) GNP当たりのエネルギー供給量は、わが国の産業構造が重厚長大型から軽薄短小型になるにつれて少なくなっており、省エネの指標としても見る事が可能である。

わが国における省エネはオイルショック以降急速に進展し、このまま省エネが続けば、2050年にはGNP当たりのエネルギー供給量は4kcal/円程度(1980年価格)に達する。

この結果、2010年以降の経済成長率が1%であれば一次エネルギー供給量は漸減し、2050年には1990年時点の供給量程度まで低下する。また、2%の経済成長率では、これも2050年時点で2010年程度の供給量で済む。

- (3) わが国のGNPは2010年まで3%(2000年までは4%)の伸びが見込まれている。しかし、それ以降は現在既に成熟社会に到達している欧米と同じように、2~3%の範囲に落ち着くと見るのが妥当である。

また、わが国の人口は2010年頃をピークにそれ以後漸減するので、一人当たりのGNPは逆にGNPの伸び率よりも高くなる。

わが国の人口構成が急速に高齢化していくので、今後の検討では「生産可能人口当たりのGNP」をも考慮する必要がある。

- (4) 原子力発電比率は現在の30%程度から2050年には45~55%の範囲に至る。わが国が今後、電源のベストミックスを推進していくことを考慮すると妥当な値である。

しかしながら、この程度の原子力発電比率では2~3%の経済成長率を維持しようとするれば、化石燃料の使用量を削減することはできない。

- (5) マクロ的発電効率については現状の40%程度に留まるものとしたが、これを向上させれば一次エネルギー供給量を相対的に削減させることができる。また、今後電源立地も厳しくなるので、マクロ的発電効率の向上は極めて重要な課題である。

- (6) 電力化率は現状の45%程度に留まるものとしたが、輸送部門の電力化を進めることなどによって、現在のエネルギー消費構造自体をも変えることができれば、この比率を向上させることができる。
- (7) 「総合エネルギー調査会の見通し」の実現の可否を左右する最も重要な因子は省エネであるが、オイルショック以降と同様な省エネを期待することはかなり厳しいと見られている。もし、省エネが期待したほどには進まないとすれば、相当量の一次エネルギーが2~3%の経済成長を継続するために必要となる。
- このため、原子力発電効率の向上は各電源における発電効率の改善と同様に緊要な課題である。
- (8) 『「炉型・サイクル戦略の策定」(1)サイクル諸量の観点からのPu利用最適化』において、Reference ケースとして採用された原子力発電設備容量は2050年で12,000万kWeであるが、評価の結果、原子力発電比率が45%となるLowケースで、経済成長率が2010年以降2~3%とした予測値の範囲に入ることが確認された。

表10 2050年における原子力発電設備容量などの諸元

		項 目	単 位	数 値
評 価 指 標		人 口	百万人	129.665
		一人当たりのGNP (1980年価格)	百万円 / 人	11.994
		GNP当たりのエネ供給量 (1980年価格)	kcal / 円	4.4
		原子力発電比率	%	47
		マクロ的発電効率	%	39
		電力化率	%	45
原子力 発電 容量	経済成長率 2%	省エネ継続	万kWe	10,000
		2010年以降省エネ停止	万kWe	19,400
	経済成長率 3%	省エネ継続	万kWe	14,700
		2010年以降省エネ停止	万kWe	28,700

(参考)『「炉型・サイクル戦略の策定」(1)サイクル諸量の観点からのPu利用最適化』
では、2050年の原子力発電容量を12,000万kWeと評価

3.6 原子力発電設備容量のパラメータの設定

3.5節までの原子力発電設備容量の長期的予測評価結果を基に、代表的な3ケースを設定し具体的な炉型・サイクル戦略の策定を行う。設定にあたっては原子力の発電設備容量に大きな影響を与える3つの因子、すなわち、経済成長率、原子力発電比率、省エネ効果を重視した。

表11に3ケースの前提条件を示す。また、これに基づいて設定した発電設備容量を図27に示す。

表11 原子力発電設備容量のパラメータケース

因 子	Sougou I	Sougou II	Sougou III
経済成長率(年率)	3%	2%	2%
原子力発電比率	45%	55%	45%
省エネ効果	省エネあり	省エネあり	2010年以降省エネ停止
現 実 性	○	◎	△

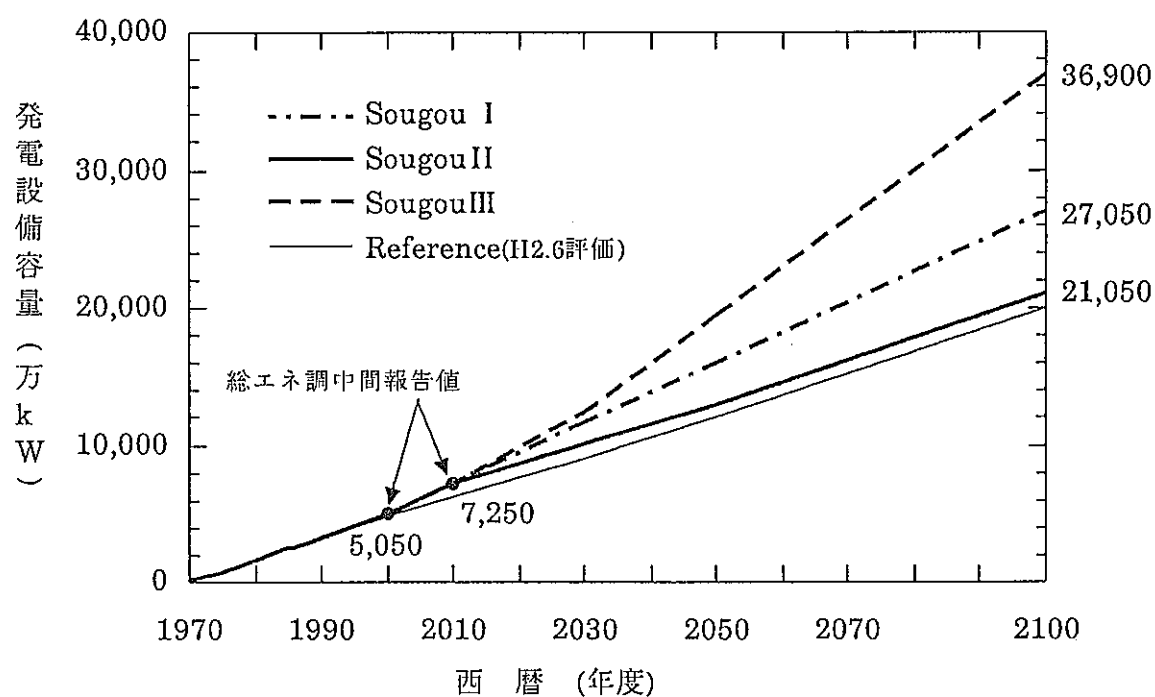


図27 設定した発電設備容量

Sougou I では経済成長率を3%と仮定した。実際には2100年までの長期に渡って平均3%の高い伸びでコンスタントに成長するためには、かなりの努力を必要とすると思われる。発電設備容量も年間約220万kWeのペースで伸びることになる。

Sougou II では経済成長率を2%、原子力発電比率を55%と仮定した。経済成長率2%はより現実的な数値と思われる。また、原子力発電比率55%もフランスの例(現在70%程度)を考えると達成できない数値ではないと思われる。このケースにおいては発電設備容量は年間約160万kWeのペースで伸びることになる。

Sougou III では省エネの効果を見るために、2010年以降省エネを停止すると仮定した。この場合、発電設備容量は3ケースの中で最も高い年間約250~350万kWeの伸びを示す。

以上3つのケースを比較すると、Sougou II が最も現実的であり、続いてSougou I、Sougou III という順になる。この3ケースを対象に炉型・サイクル戦略の策定を行う。

発電設備容量の詳細な数値については4.2節で述べる。

4. 総エネ調の発電設備容量に対する炉型・サイクル戦略の策定

総エネ調の発電設備容量に対する炉型・サイクル戦略の策定は、以下の手順で行う。

- ① 前章で評価した発電設備容量のうち代表的なケースを3つ(Sougou I、Sougou II、Sougou III)を取り上げ、パラメータ解析を行うことにより、発電設備容量が最適な炉型・サイクル戦略の策定に与える影響を定量的に把握する。
- ② さらに最も現実的と考えられる1つの発電設備容量(Sougou II)について、FBRを2010年より導入開始した場合を考え、最適な炉型・サイクル戦略の策定を行う。いわゆる戦略Cの策定を行う。
- ③ 同様にFBRを2030年より導入開始した場合を考え、戦略Dの策定を行う。
- ④ 戦略CとDの総合評価を行い、さらに戦略A、Bとの比較を行う。

戦略策定フローを図28に示す。最適な炉型・サイクル戦略の策定に入る前に、まず戦略策定の基本的な考え方について簡単にまとめる。

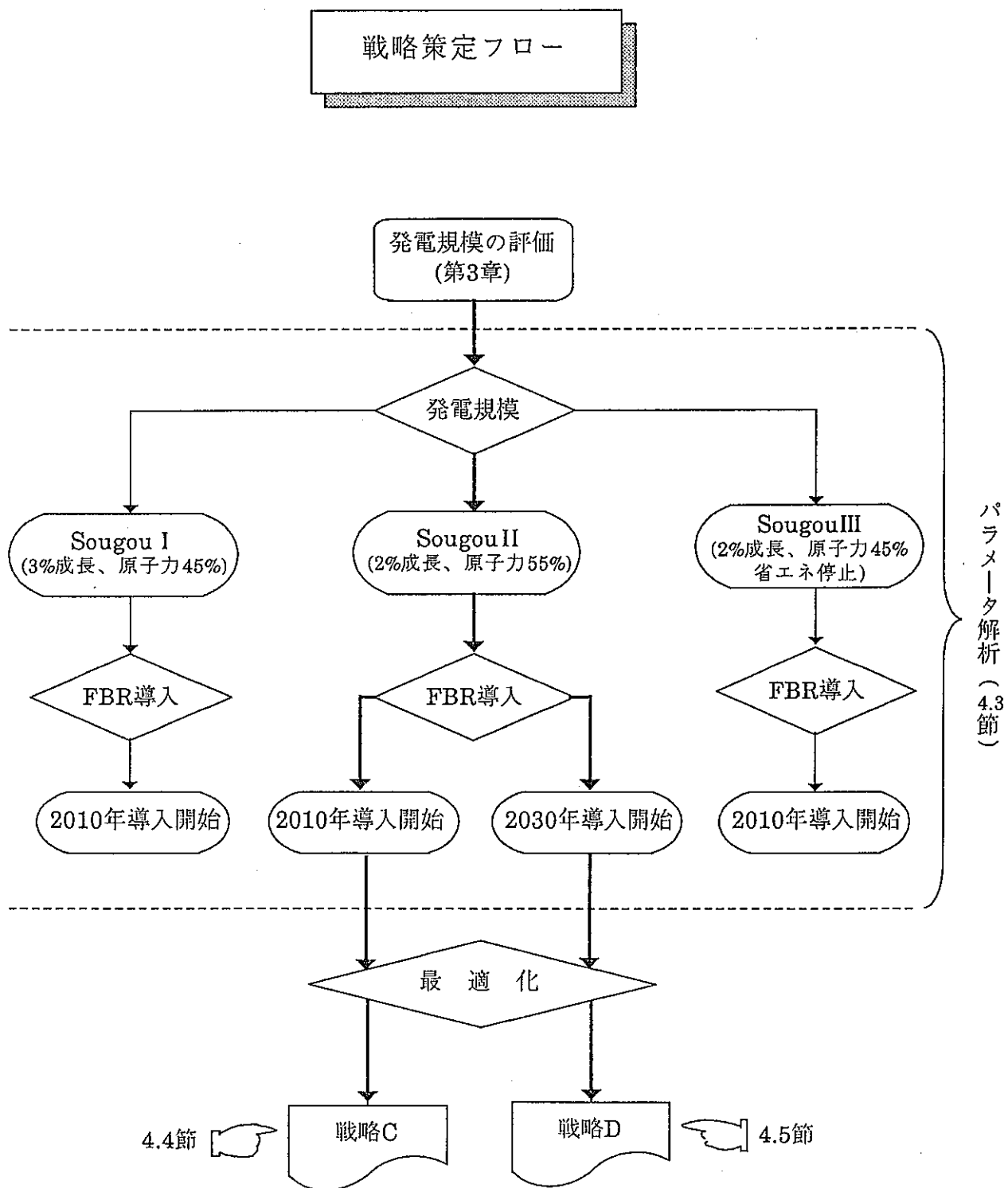
4.1 戦略策定の基本的考え方

戦略策定の基本的な考え方は戦略A、Bの策定時の場合と同じである。即ち、長期間に渡って軽水炉からFBRに引き継ぐ炉型戦略について最適な解を求める場合、ポイントとなるのはプルトニウムのバランスである。

わが国においては「再処理-リサイクル路線」を着実にかつ円滑に進めていくことを基本としている。軽水炉やFBR等から出てくる使用済燃料を再処理することによりプルトニウムを回収することができ、これはプルトニウムバランスの観点から見ればプルトニウムの供給という立場になる。一方、回収したプルトニウムはFBRや中間炉において利用することになるが、これはプルトニウムの需要を意味している。

「再処理」＝「供給」、「リサイクル」＝「需要」という図式である。従って、「再処理-リサイクル路線を着実にかつ円滑に進める」ためにはプルトニウムのバランスに注目し、常にプルトニウムの供給不足が起こらないようにしなければならない。

さらにプルトニウムバランスにはもう一つの課題が存在する。核不拡散問題である。核兵器の材料となり得るプルトニウムを多量に保管することは、国内的だけでなく世界的にも、容易に受け入れられないと考えられる。



以上2つの課題から、軽水炉からFBRに引き継ぐ最適な炉型戦略の必要条件とは、プルトニウムバランスを過不足なく零付近で推移させることなのである。

一般に軽水炉からFBRへの移行を考えた場合、FBR導入の初期の頃は初装荷用および初期の取替燃料用として多量のプルトニウム需要が発生し、FBRの導入が落ち着き原子力発電設備容量の大部分を占める頃には逆にプルトニウムが供給過剰となる。従って、まずFBRサイクルシステム自体について炉の増殖特性と炉外サイクル時間の両者から決まる「総合的な増殖性能」が高いことが求められ、さらにFBR導入の初期の頃には軽水炉からプルトニウムを多量にしかもタイムリーに回収する必要がある。FBR導入の後半ではプルトニウムプレッシャーを避ける観点から、「総合的な増殖性能」を適切に設定することが必要となる。

プルトニウム貯蔵量をなるべく低く抑えつつかつプルトニウムが不足しないような最適なプルトニウムバランスを成立させるためには、以下の具体的な方策が考えられる。(図29参照)

第1ステップ----FBRの早期、なめらかな導入

第2ステップ----再処理工場計画の導入

第3ステップ----中間炉(プルサーマル、ATR)の導入

第4ステップ----21世紀後半のFBR増殖比の変更

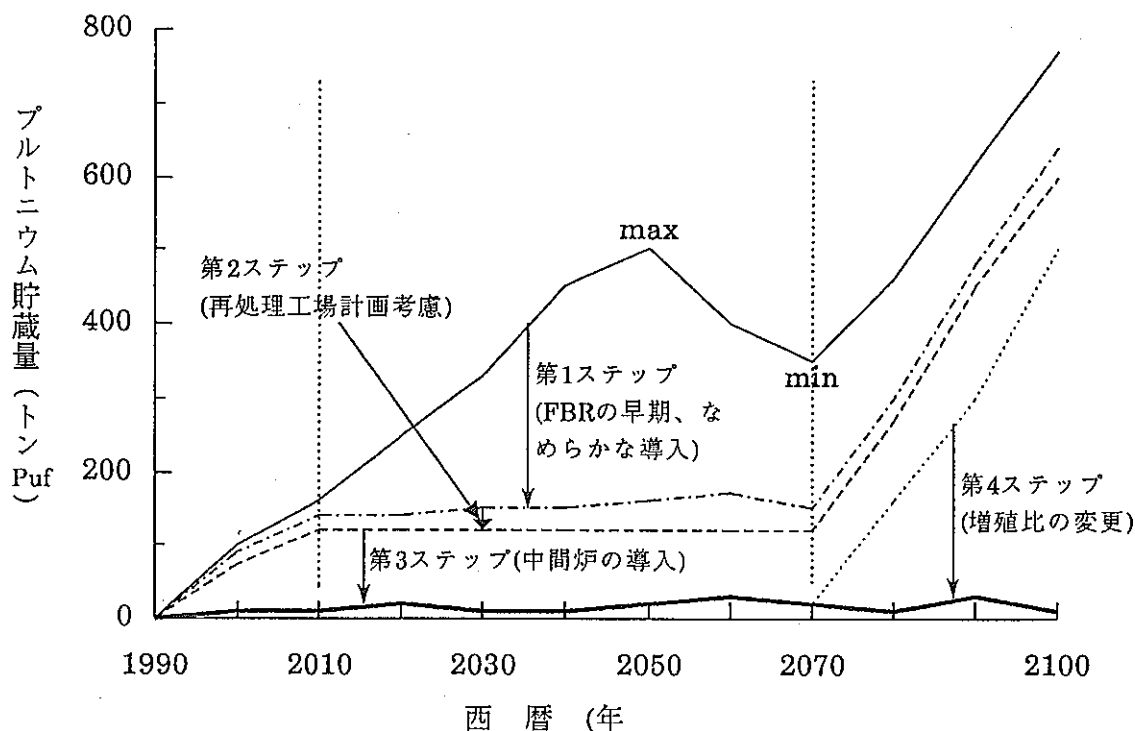


図29 プルトニウムバランス最適化のための基本方策(概念図)

4.2 前提条件

4.2.1 原子力発電設備容量

第3章で行った原子力発電設備容量の検討結果を踏まえて、①Sougou I ケース(中間)、②Sougou II ケース(低目)、③Sougou III ケース(高目)の3ケースを対象にする。

全ケースとも2010年度までの原子力発電設備容量については、総エネ調の中間報告に基づいて2000年度:5,050万kWe、2010年度:7,250万kWeと設定する。

Sougou I のケース(中間)は、日本の経済成長率が3%、原子力発電比率(総発電電力量に占める原子力発電電力量の割合)が45%で飽和するとしたケースを基準に想定し、2000年以降約220万kWe/年で増加すると仮定した。本ケースは日本が長期に渡って割に高い経済成長を持続した場合を想定している。

Sougou II のケース(低目)は、日本の経済成長率が2%、全発電設備容量に占める原子力発電の割合が55%で飽和するとしたケースを基準に想定し、2000年以降約160万kWe/年で増加すると仮定した。本ケースの発電設備容量は3つのケースの中で最も低い伸び率を示すが、最も現実的と考えられる。

Sougou III のケース(高目)は、日本の経済成長率が2%、全発電設備容量に占める原子力発電の割合が45%で飽和、さらに省エネが2010年以降停止するとしたケースを基準に想定し、2000年以降250~350万kWe/年で増加すると仮定した。本ケースは省エネの停止の効果を見たものであり、3つのケースの中では最も高い伸び率を示す。

各ケースの見通し、前回報告したケース(Reference、High、Low、Zero-ceilingの各ケース)および平成3年1月現在各検討機関から公表されているその他の見通しとの比較を表12、図30に示す。(図30の数値を付表3に示す。)また、2000年度までの炉型別の原子力発電設備容量の内訳を図31に示す。(図31の数値データを付表4に示す。)

4.2.2 各炉型の導入条件

各炉型毎の導入条件を表13に示す。各原子炉の寿命は炉型によらず一律40年間とする。また各炉型の炉特性データ(1基あたりの燃料物質収支)を付表5にまとめる。

表12 サイクル室解析における原子力発電設備容量見通し

単位:万kW

年 度	1988	2000	2030	2050	2100
High ケース	2,887	4,800	11,000	15,000	25,000
		159万kW/年	207万kW/年	200万kW/年	200万kW/年
		4.3%/年	2.8%/年	1.6%/年	1.0%/年
Reference ケース	2,887	4,800	9,000	12,000	20,000
		159万kW/年	140万kW/年	150万kW/年	160万kW/年
		4.3%/年	2.1%/年	1.4%/年	1.0%/年
Low ケース	2,887	4,800	8,000	10,000	14,000
		159万kW/年	107万kW/年	100万kW/年	80万kW/年
		4.3%/年	1.7%/年	1.1%/年	0.7%/年
Zero- Ceiling ケース	2,887	4,800	4,800	4,800	4,800
		159万kW/年	0kW/年	0kW/年	0kW/年
		4.3%/年	0%/年	0%/年	0%/年
Sougou I ケース	2,887	5,050	11,650	16,050	27,050
		180万kW/年	220kW/年	220kW/年	220kW/年
		4.8%/年	2.8%/年	1.6%/年	1.0%/年
Sougou II ケース	2,887	5,050	10,050	13,050	21,050
		180万kW/年	170kW/年	150kW/年	160kW/年
		4.8%/年	2.3%/年	1.3%/年	1.0%/年
Sougou III ケース	2,887	5,050	12,400	19,400	36,900
		180万kW/年	250kW/年	350kW/年	350kW/年
		4.8%/年	3.0%/年	2.3%/年	1.3%/年

伸び率は毎年の伸び率の平均値。(参考値)

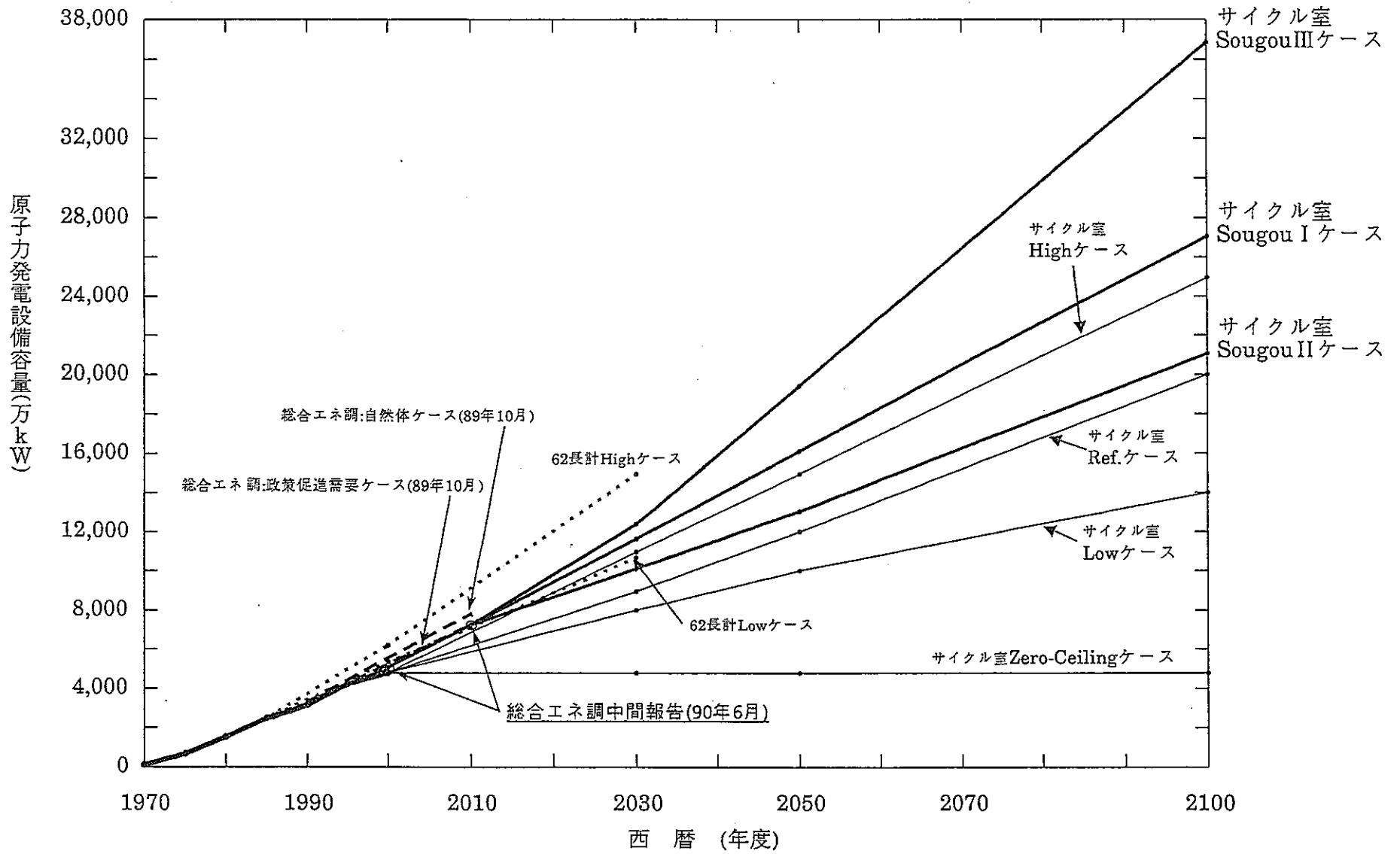


図30 原子力発電設備容量の見通し

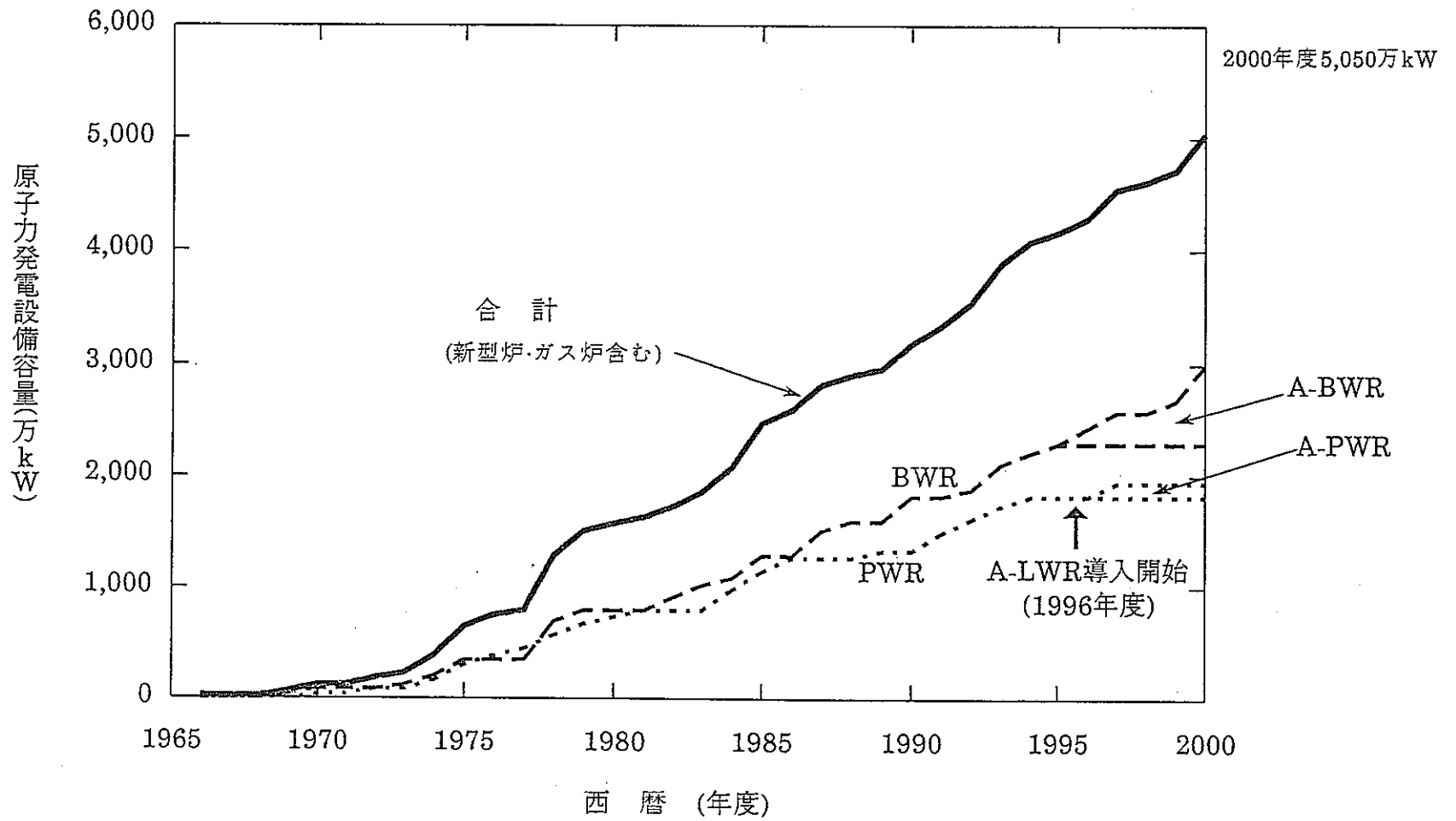


図31 2000年度までの炉型毎の設備容量

表13 各炉型毎の導入条件 *1)

炉 型	導 入 条 件
ガス炉	・「東海1号炉」についてのみ考慮する。 ・高温ガス炉(HTGR)については対象に含まない。
軽水炉	・1995年までに運開する軽水炉は現行軽水炉とする。但し、現行軽水炉としては高燃焼度化燃料(取出平均燃焼度=BWR約45,000MWd/t、PWR約48,000MWd/t)を想定する。^{[16] [17]} ・1996年以降運開する軽水炉はA-LWRとする。
プルサーマル	・原子力発電規模のパラメータサーベイ(4.3節)においては、プルサーマルの導入は考えない。 ・戦略C、Dの策定(4.4節、4.5節)においては、プルトニウムバランスを考慮しながらプルサーマルの導入を行う。
HCLWR	・導入しない。
ATR	・原型炉「ふげん」および「大間炉」(1999年運転開始)は既定のものとして考慮する。 ・「大間炉」以降の実証炉および実用規模のATRの導入は考えない。
FBR	・原型炉「もんじゅ」は既定のものとして考える。 ・原子力発電規模のパラメータサーベイにおいては、FBRの<u>本格導入開始年</u> 注) を2010年に統一する。 ・戦略Cの策定では、2010年導入開始とし、戦略Dの策定においては、2030年導入開始とする。*2) ・また、<u>導入ペース</u> 注) はプルトニウムバランスを考慮しながら設定する。*3) ・実証炉については1基100万kWeとし、2010年本格導入開始の場合は実証炉1号(2003年)まで、2030年本格導入開始の場合はさらに実証炉2号(2010年)、実証炉3号(2020年)を導入する。 ・FBRの炉特性としては、「もんじゅ」および「実証炉1号」までは燃焼度約8万MWd/tのデータを、その後のFBRは高燃焼度(13~15万MWd/t)のデータを用いる。高燃焼度FBRの増殖比 *4) としては、1.07および1.21の2種類を用いる。

*1) 各炉型の炉特性データは付表5に示す。

*2) 現行の原子力開発利用長期計画(62長計)においては遅くとも2020年代から2030年とされている。本評価では62長計と同じ2030年およびそれより早期導入の2010年の2ケースを想定する。^[5]

*3) 62長計における解析では20年ペースを用いていたが、前回報告書SN 9410 90-101を参考にすると、40年以上になると予想される。

*4) 増殖比の定義としては各燃料サイクルの前後における核分裂性物質収支の観点からの増殖比など数種類の定義があるが、ここでは混乱を避けるため、より一般的な「炉物理の観点からの増殖比」を用いる。^[18]

注)「本格導入開始年」および「導入ペース」について

FBR本格導入開始2010年、導入ペース40年ペースに設定した場合、2010年にFBR実用炉の導入が始まり、2050年(2010年+40年)以降の新設炉(廃炉のリブレース分を含む)が全てFBRに置き換わることになる。原子炉の寿命を40年としたため、稼働中のすべての原子炉がFBRになるのは2090年以降となる。(図32参照)

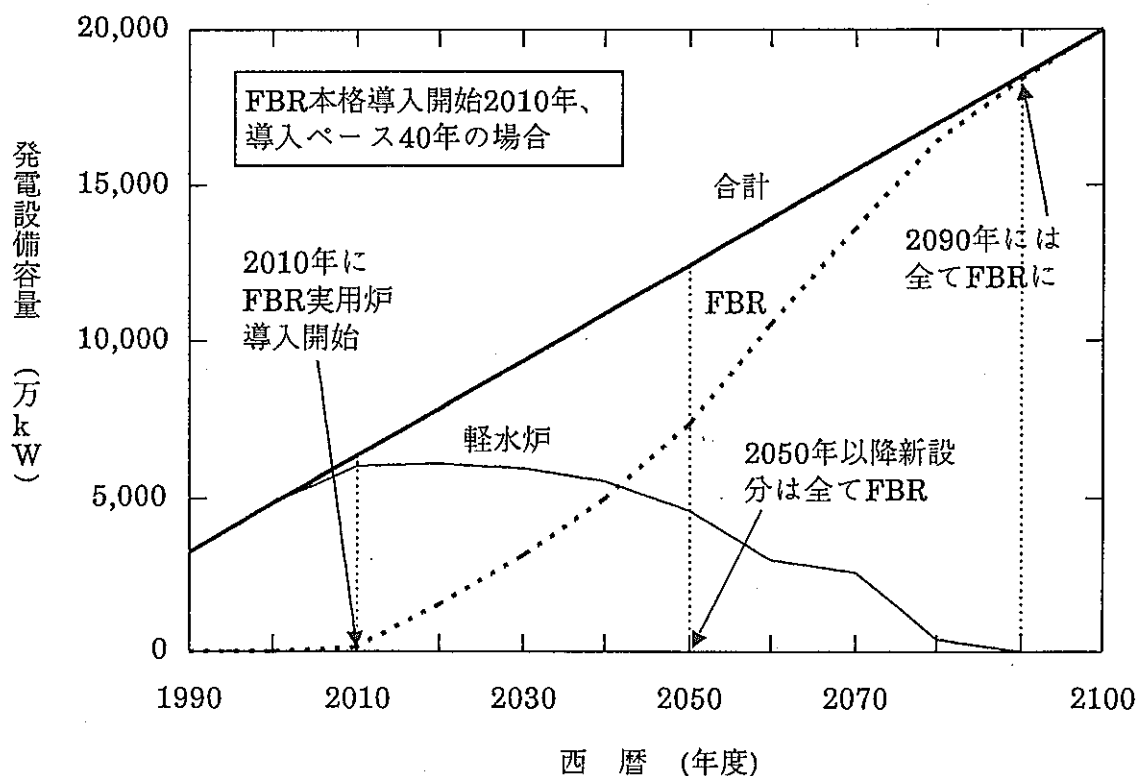


図32 FBRの「本格導入開始年」および「導入ペース」について

4.2.3 各サイクル施設の導入条件

各サイクル施設の導入条件を表14に示す。各サイクル施設の寿命はその種類によらず一律30年間とする。

表14 各サイクル施設の導入条件

サイクル施設	導 入 条 件
軽水炉再処理	・原子力発電規模のパラメータサーベイ(4.3節)においては、再処理工場の処理能力を無限大と仮定し、冷却期間を経た使用済燃料を直ちに全量再処理する「<u>即時全量再処理ケース</u>」を採用する。 ・戦略C、Dの策定(4.4節、4.5節)においては、工場稼働率を高く保ちつつなるべく即時全量再処理に近くなるように再処理工場計画を立てる「<u>再処理計画導入ケース(合理的再処理ケース)</u>」を採用する。 ・なお、再処理工場計画を立てる場合の前提は以下の通り。 ① 動燃東海工場は1900年～1995年 90トン/年、1996年～2009年 40トン/年とした。 ② 民間第1工場は1997年運開とし1997年～2001年の間は立上げ運転を行い、2002年以降本格運転(800トンU/年)に移行し2029年まで稼働するとした。 ③ 民間第2工場以降については炉型戦略に合わせ工場稼働率を高く保ちつつ、なるべく即時全量再処理に近くなるように導入する。
海外再処理	・仏国(COGEMA) → 1989～1999年、合計2,900トンU (軽水炉分) ・英国(BNFL) → 1992～2002年、合計2,700トンU (軽水炉分)
プルサーマル再処理	・軽水炉再処理工場において再処理する。
FBR再処理	・軽水炉再処理と同様、「<u>即時全量再処理ケース</u>」と「<u>再処理計画導入ケース</u>」の2ケースを想定する。
その他のサイクル施設	・転換工場、濃縮工場、燃料加工工場などのその他のサイクル施設については、その処理計画自体がサイクル戦略上特に重要な制限因子になることはない判断し、設備容量の制限は設けないこととする。 ・各種の貯蔵施設についても特に貯蔵容量の制限は設けないこととする。

4.2.4 サイクル諸量上の前提条件

各サイクル諸量の前提条件を表15に示す。

表15 各サイクル諸量の前提条件

項 目	前 提 条 件
天然ウラン資源量 *1)	・OECD/NEA“Uranium Resources and Demand”(通称レッドブック)1989年版^[19]によれば、自由世界全体(WOCA)のウラン資源量は、確認資源が約220万トンU、確認資源+推定追加資源-Iの合計が約340万トンUとしており、これを自由世界の天然ウラン資源量の上限值とする。 ・さらに、わが国が確保できる天然ウラン量としては多めに見積もって、上記自由世界のウラン資源量の約2割程度と考える。
テイルウラン濃度	・0.25%とした。
炉外サイクル時間 *2)	・軽水炉、プルサーマルおよびATRの各サイクル系は6年 (実績値) ・FBRサイクル系は3年 (目標値)
ロス率	・濃縮工場、成型加工工場、再処理工場の各工場についていずれも1%と仮定した。その他は0%とした。
解析開始時のサイクル諸量	・解析開始時(1990年度)の原子発電設備容量(3,200万kW_e)に対するサイクル諸量(累積量)は以下の通りとした。 *3) ① 天然ウラン累積需要量----102,000s.t.U₃O₈ ② 濃縮役務累積量----51,000トンSWU ③ テイルウラン累積貯蔵量----65,000トンU ④ 燃料累積加工量----11,000トンU ⑤ 使用済燃料累積発生量----7,300トンU ⑤ 軽水炉再処理累積量(海外委託を含む)----1,028トンU

*1) 付録1を参照。

*2) 燃料取出し→再処理→加工→燃料装荷開始に要する時間である。炉内滞在時間は含まない。詳細については表16および付図3-1、3-2を参照。

*3) 詳細については付表6-1～6-6を参照。

表16 炉外サイクル時間

(1)LWR系

経路 \ 項目	LWR系 (GCR系を含む)	プルサーマル系
採 鉱→濃 縮	0年	—
濃 縮→UO ₂ 加工	1年	—
UO ₂ 加工→LWR	1年	—
LWR→再処理	4年	4年
再処理→MOX加工	—	1年
MOX加工→LWR(Pu)	—	1年
合 計	6年	6年

(2)FBR系

経路 \ 項目	F B R 系
FBR→再処理	1.5年
再処理→MOX加工	1年
MOX加工→FBR	0.5年
合 計	3年

(3)ATR系

経路 \ 項目	A T R 系
ATR→再処理	4年
再処理→MOX加工	1年
MOX加工→ATR	1年
合 計	6年

4.2.5 解析コード

解析にあたっては、サイクル諸量解析コード“FAMILY”を使用する。^[20] 同コードでは長期の核燃料サイクル諸量を、核燃料サイクルを構成する各施設の処理能力や貯蔵能力と関連づけ、それらの過不足を含め計算することが出来る。発電設備容量、施設計画、リード・ラグタイムおよび炉特性データ(1基当たりの燃料物質収支)を入力データとし、天然ウラン所要量、プルトニウム貯蔵量など最大54種類の核燃料サイクル諸量を年単位または1/4年単位で計算する。その他、単基ベースの原子力発電の経済性や、複数の炉が併存する原子力発電体系の経済性の評価が出来る。

4.3 原子力発電設備容量のパラメータの効果

本節では原子力発電設備容量としてSougou I、Sougou II、Sougou IIIを対象にパラメータ解析を行い、発電設備容量が最適な炉型・サイクル戦略の策定に与える影響を定量的に把握する。

このパラメータ解析においては、最適な炉型・サイクル戦略を最終的に求めることはせず、4.1節の図29で示した4つのステップのうち第1ステップ(即ち、FBRをなめらかに導入しプルトニウムバランスにおいてプラトーの部分を作る)までとし、この結果を基に発電設備容量が最適な戦略の策定に与える影響を予想する。従って、変数としてはFBRの導入ペースだけとなり、現実的な再処理計画の導入、中間炉の導入およびFBR増殖比の変更は行わない。また、FBRの導入は2010年に固定する。解析ケースの関連図を付図2-1に示す。

4.3.1 プルトニウムバランス

第1ステップまでの解析を行った結果得られた各ケースのプルトニウムバランスを図33に示す。またその時の各ケースのFBR導入ペースを表17に示す。

プルトニウムバランスの様子は各ケースとも大差はない。どのケースも2010～2060年の間最大130トンPuf程度のプルトニウム貯蔵量で一定している。しかし、Sougou I と Sougou III では Sougou II に比べ発電設備容量の伸びが高いため、FBR導入ペースが40年ではプルトニウムバランス上LWRからFBRへのなめらかな移行が難しく、結果的にFBR導入ペースはさらに長くなり50年となった。

参考として、図34にFBRの導入ペースを同じ40年(40年基準ペース)に設定した場合の各発電設備容量におけるプルトニウムバランスを示す。発電設備容量が大きいケースほどFBRの本格導入開始時点(この場合2050年)をはさんで、前半は数多く存在する軽水炉からのプルトニウムの回収量が多くなり、後半は逆にFBRの導入規模が大きくなるためプルトニウムの需要量が多くなり、極大値と極小値の差が広がることが分かる。従って、FBRの導入ペースを伸ばし、プルトニウムバランスを調整する必要がある。

さらに、このことを図35に示すSougou IIIのケースで詳しく見てみると、FBR導入ペースが40年基準ペースでは大きな極大と極小を持った典型的なプルトニウムバ

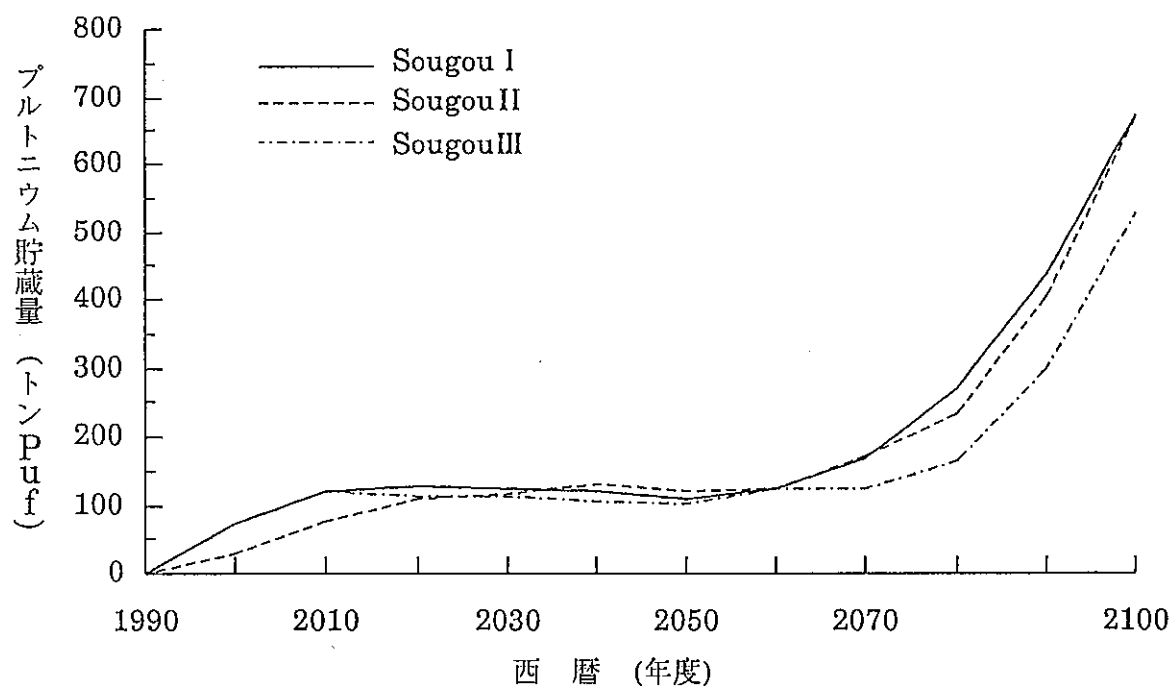


図33 プルトニウム貯蔵量の比較

表17 FBR新設炉の導入ペース(FBR2010年導入開始の場合)

西暦 ペース	2003	10~ 14	15~ 19	20~ 24	25~ 29	30~ 34	35~ 39	40~ 44	45~ 49	50~ 54	55~ 59	60~
Sougou I 50年ペース (F15)	実証炉 1号基 100万	100	150	200	200	250	250	300	350	500	500	新設分 全て
Sougou II 40年ペース(1) (F14X1)		100	150	150	200	200	250	250	300	新設分 全て	新設分 全て	新設分 全て
Sougou III 50年ペース (F15X)		100	200	200	200	250	300	300	400	500	600	新設分 全て
参 考 40年基準ペース (F14)		100	100	100	150	150	150	200	200	新設分 全て	新設分 全て	新設分 全て

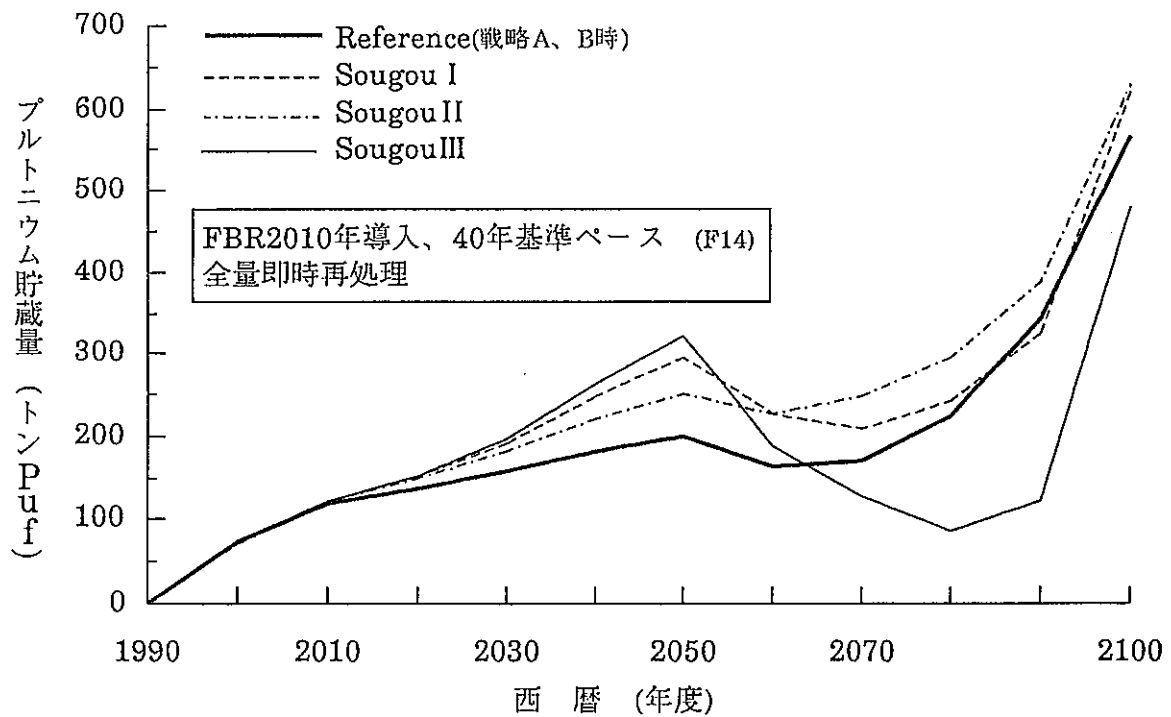


図34 プルトニウム貯蔵量(発電設備容量の影響)

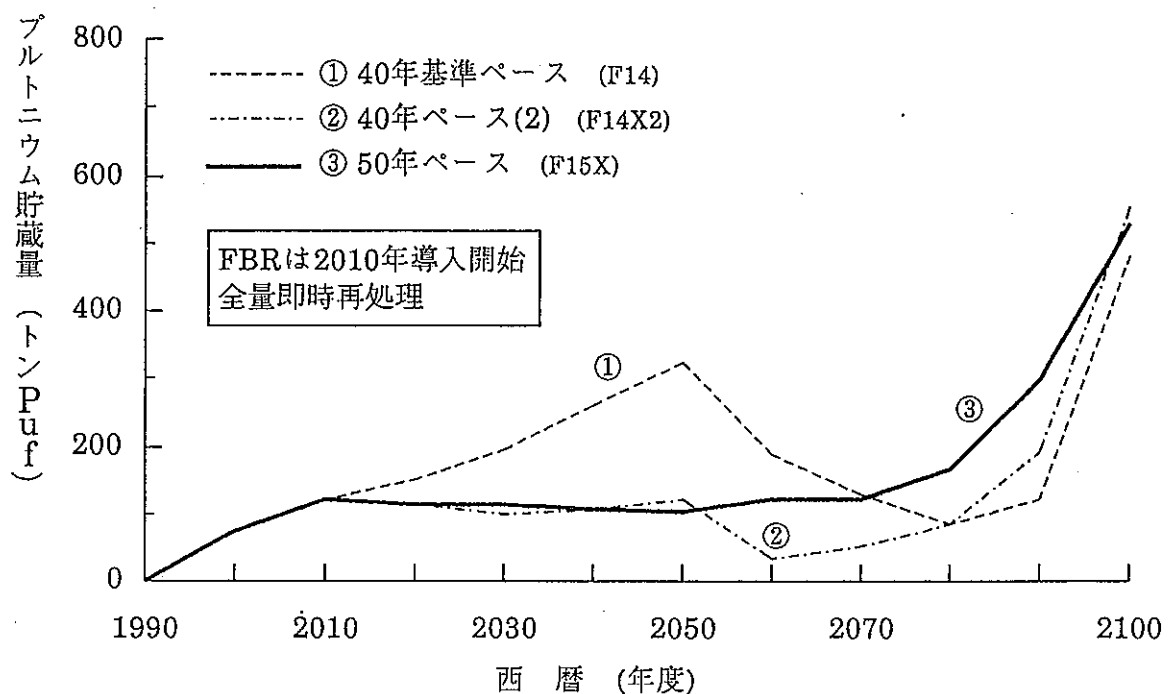


図35 プルトニウム貯蔵量(発電設備容量SougouIIIのケース)

ランスになる。さらに40年ペースについて最適なプルトニウムバランスを設定しようとするが(FBR導入ペースF14X2)、どうしても2060年でのプルトニウムの落ち込みを解消することが出来ない。(図中の曲線②) 従って、FBRの導入ペースを50年に延長し最適解を求めた結果、図中の曲線③(FBR導入ペースF15X)のようになった。

4.3.2 天然ウラン需要量

各ケースの天然ウラン需要量を図36に示す。3つの発電設備容量(Sougou I、Sougou II、Sougou IIIの各ケース)を比較すると、発電設備容量が高いケースほど、天然ウラン需要量は増える傾向にある。

これは発電設備容量が増加した場合FBRだけでなく軽水炉も増加するためである。

発電設備容量が増加した場合、この増加分を全てFBRで補うことができれば天然ウラン需要量は増加することはない。しかし、プルトニウムバランスを最適化することが制約条件となり、図37に示すようにFBRの導入量はもちろん増加するが、軽水炉も増加し、結果的にこの分だけ天然ウラン需要量は増えてしまうことになる。

天然ウラン需要量を下げる方法としては、単位発電量当たりの装荷プルトニウムの量が少なく増殖性能の高いMOX燃料や新型燃料(窒化物、金属、TRU燃料)の導入により、FBRの導入量を増やすことおよび熱効率の高いFBRの導入を行うことなどが考えられる。

4.3.3 パラメータ解析のまとめ

パラメータ解析の結果から以下のことが言える。

- ① どのような発電設備容量に対してもプルトニウムバランスを同じように最適化することができる。但し、発電設備容量の伸びが高いケース程、FBRの導入ペースを長くしなければならない。
- ② 発電設備容量が増加するとFBRだけでなく軽水炉の導入量も増加し、この軽水炉の増加分だけ天然ウラン需要量は増える。天然ウラン需要量を下げる方法としては、単位発電量当たりの装荷Puの量が少なく増殖性能の高い燃料の導入や熱効率の高いFBRの導入を行うことなどが考えられる。

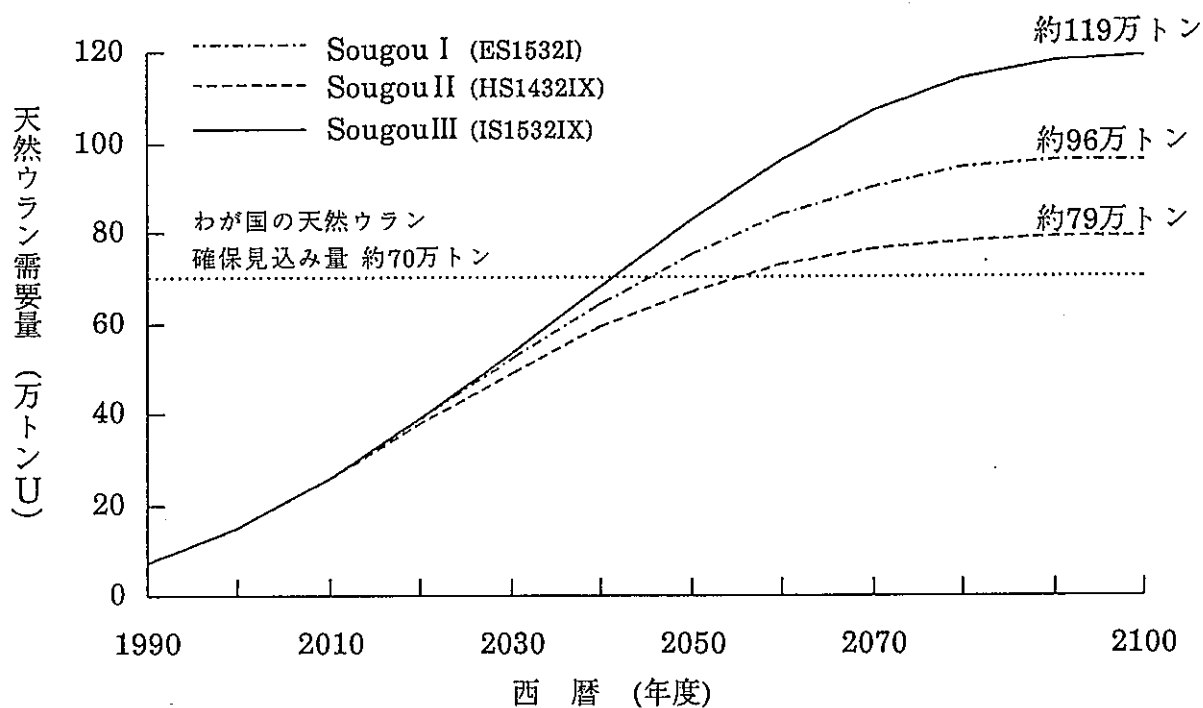


図36 天然ウラン累積需要量の比較

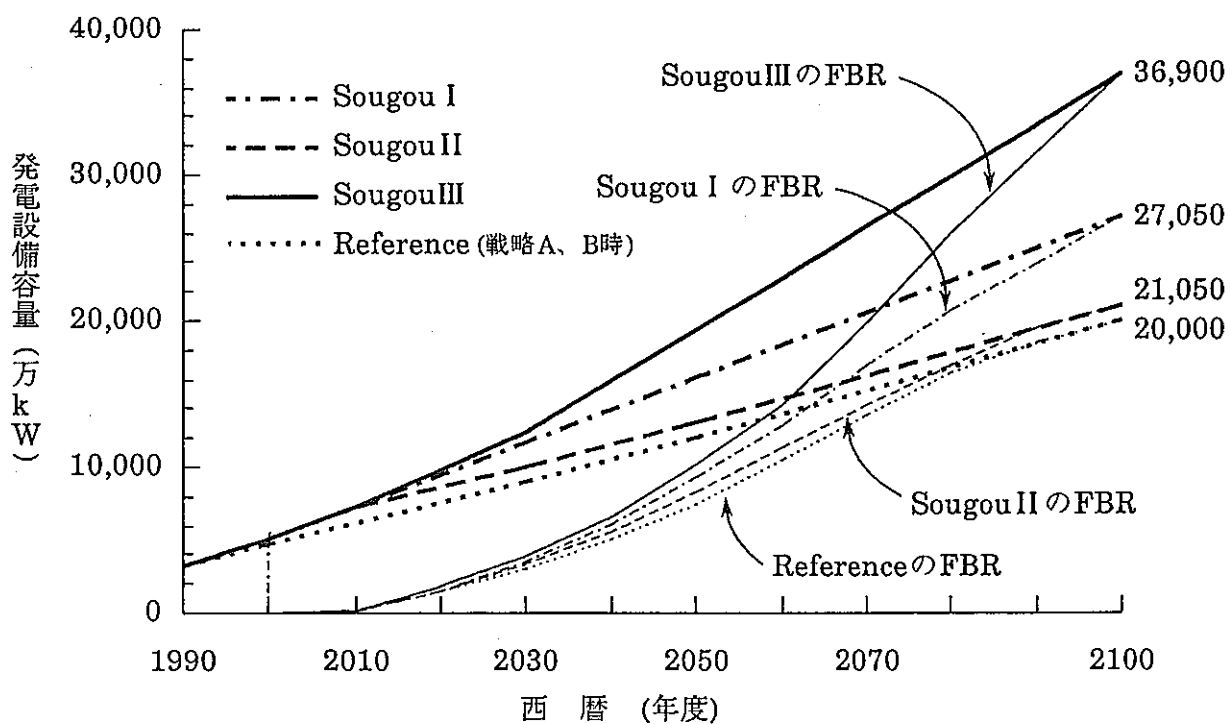


図37 原子力発電設備容量の比較

4.4 戦略C(FBR2010年導入のケース)の策定

4.4.1 戦略Cの策定

4.1節で記述した「戦略策定のための基本的考え方」に沿って、原子力発電設備容量 SougouIIにおいてFBRを2010年から導入した場合の最適な炉型・サイクル戦略の策定を行う。最適化の観点は4.1節で記述したように、プルトニウムバランスを過不足なく零付近で推移させることである。

プルトニウムバランス(貯蔵量)の最適化の様子を図38に示す。

まず、軽水炉のみの体系を想定して、これにFBRを2010年から導入していくことを考える。この時点では中間炉の導入は考えず、また軽水炉およびFBRからの使用済燃料は即時全量再処理するものと仮定する。第1ステップではFBRの導入ペースによるプルトニウム貯蔵量の平坦化を目標としており、FBRを40年ペースでなめらかに導入をすることにより、2010年から2060年付近まではほぼ平坦なプルトニウム貯蔵量を得られる。(図中の曲線①) この時のFBRの導入ペースを表18に示す。

次に、全量即時再処理を仮定していた軽水炉再処理及びFBR再処理について、工場計画を導入する。導入に際しては工場の稼働率を高く保ちつつなるべく即時全量再処理に近くなるようにする。再処理計画を導入するとプルトニウム貯蔵量は曲線①から若干下方へ移動し曲線②になる。この時の再処理計画を図39及び付表7-1、7-2に示す。

FBR本格導入の2010年以前に溜まるプルトニウムについてはFBRによる解消ができないため、中間炉の導入により低減する。中間炉としてはブルサーマルを対象とし、1994年～2020年の27年間の間に合計224基・年(1基100万kW_e換算)の導入を行うことにより、2060年までのプルトニウムの貯蔵量を数十トンP_{uf}以下に落とすことができる。(図中の曲線③) ブルサーマルの導入計画を表19に示す。

さらに、2060年以降のプルトニウム貯蔵量の削減については、この頃の原子力発電所の大部分をFBRが占めることから、FBR自身の「総合的な増殖性能」を下げることで削減することが最も効率的である。ここでは2062年以降に新設するFBRの増殖比を1.21から1.07に下げた。最終的にプルトニウム貯蔵量は曲線④になる。(もちろん、FBRサイクルの炉外サイクル時間を長くすることによってもプルトニウム貯蔵量の削減は可能であるが、これは言い換えると使用済燃料での貯蔵にほかならない。)

- ① (FBR2010年導入、40年ペース、全量即時再処理) (HS1432IX)
- ② (① + 再処理合理的導入) (HS1432X)
- ③ (② + プルサーマル導入) (HS1432P9)
- ④ (③ + 2062年以降新規FBRの増殖比変更) (HS1432PB)

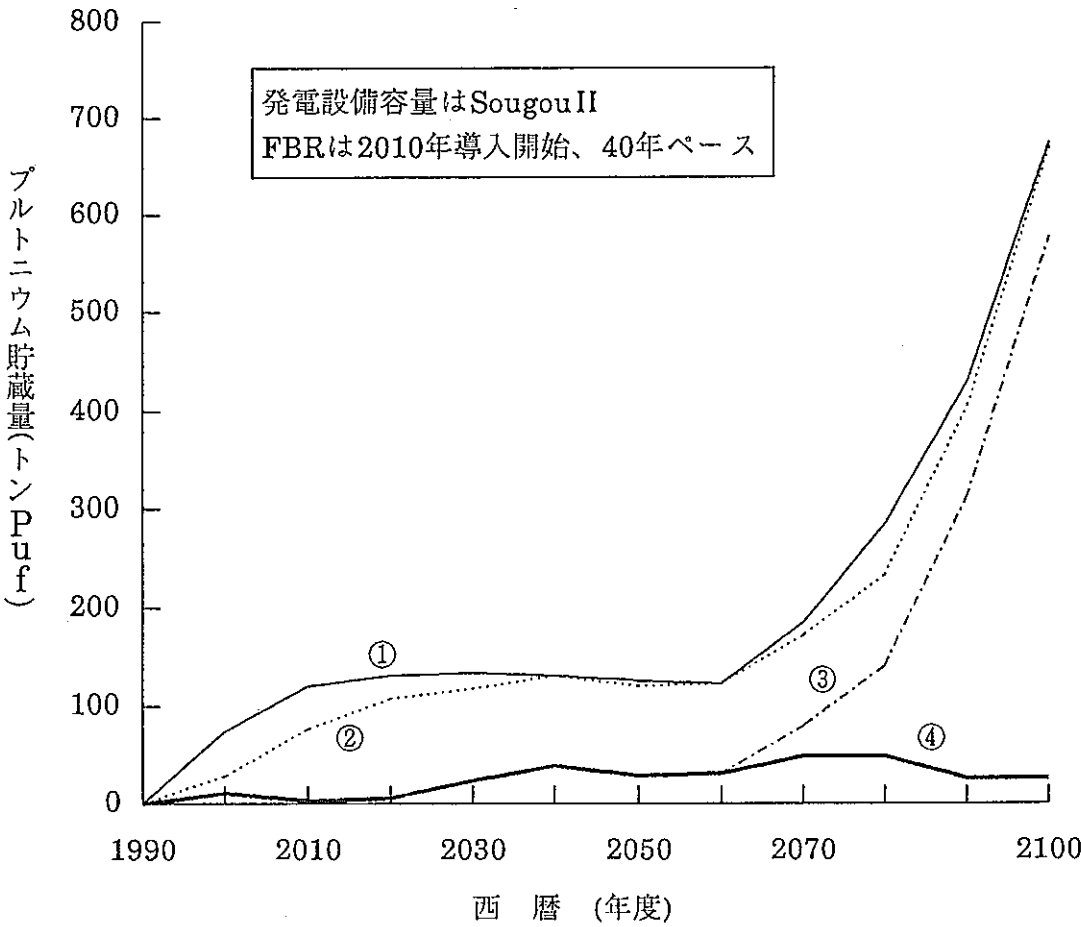


図38 プルトニウム貯蔵量(戦略C)

4.4.2 戦略Cのサイクル諸量

以下に戦略Cにおけるサイクル諸量についてまとめる。

(1) 炉型別発電設備容量

各炉型別発電設備容量を図40に示す。FBRは2010年から順調な伸びを示し、2060年代から低増殖比のFBRの導入が始まる。一方、軽水炉は2010年以降は徐々に減少し2090年には全てFBRに置き換わる。プルサーマルは2000年当初の約20年間に渡り、年間10基程度の規模の導入となる。

(2) 天然ウラン需要量

天然ウラン需要量を図41に示す。2100年までの累積需要量は約77万トンUである。この数値は4.2.4項に記述したように天然ウランの既知資源量の20%である約70万トンUを若干オーバーしているものの、わが国として確保が不可能な数値ではないと考えられる。わが国は現在約20万トンUの天然ウランを確保しており、今後約60万トンU程度の天然ウランの確保が必要である。

(3) プルトニウム貯蔵量

4.4.1項で記述したように2100年までの110年間、プルトニウム貯蔵量を低く押さえることができる。プルサーマルをさらに導入することおよび低増殖比FBRのきめ細かい導入を行うことにより、さらにこの貯蔵量を低減することは可能である。

(4) 再処理工場計画

軽水炉再処理工場は、2010年に第2民間工場を導入した後、2040年まではトータルで1,600トンHM/年の施設容量が必要となる。その後は徐々に軽水炉からの使用済燃料の発生量が減少するため、再処理施設容量も段階的に減少する。最終的には軽水炉からの使用済燃料は全て処理することになる。第2民間工場を含めリプレース分を考慮して計4基の軽水炉再処理工場の建設が必要である。

一方、FBR使用済燃料中のプルトニウム量が軽水炉のそれに比べて10倍程度多いため、FBR再処理工場導入計画をFBRの導入計画と同時並行的に進めることが重要

である。FBR再処理工場の場合、FBRを本格導入する2010年以降FBR使用済燃料の発生量に合わせて、5年置きに50～600トンHM/年規模のFBR再処理工場を投入していく必要がある。

(5) MOX燃料加工需要量

MOX燃料の年間加工量を図42に示す。プルサーマル用のMOX燃料の加工需要はプルサーマル炉の導入の1～2年前から発生し、2000～2015年では約100トンHM/年の需要があるが、その後2020年まで徐々に減少し、わずか20数年で終了してしまう。

FBR用のMOX燃料の加工需要はやはりFBRの導入に対応して発生し、2010年以降急激に立ち上がり、2050年では約1,000トンHM/年、2100年には実に約2,000トンHM/年にも達する。

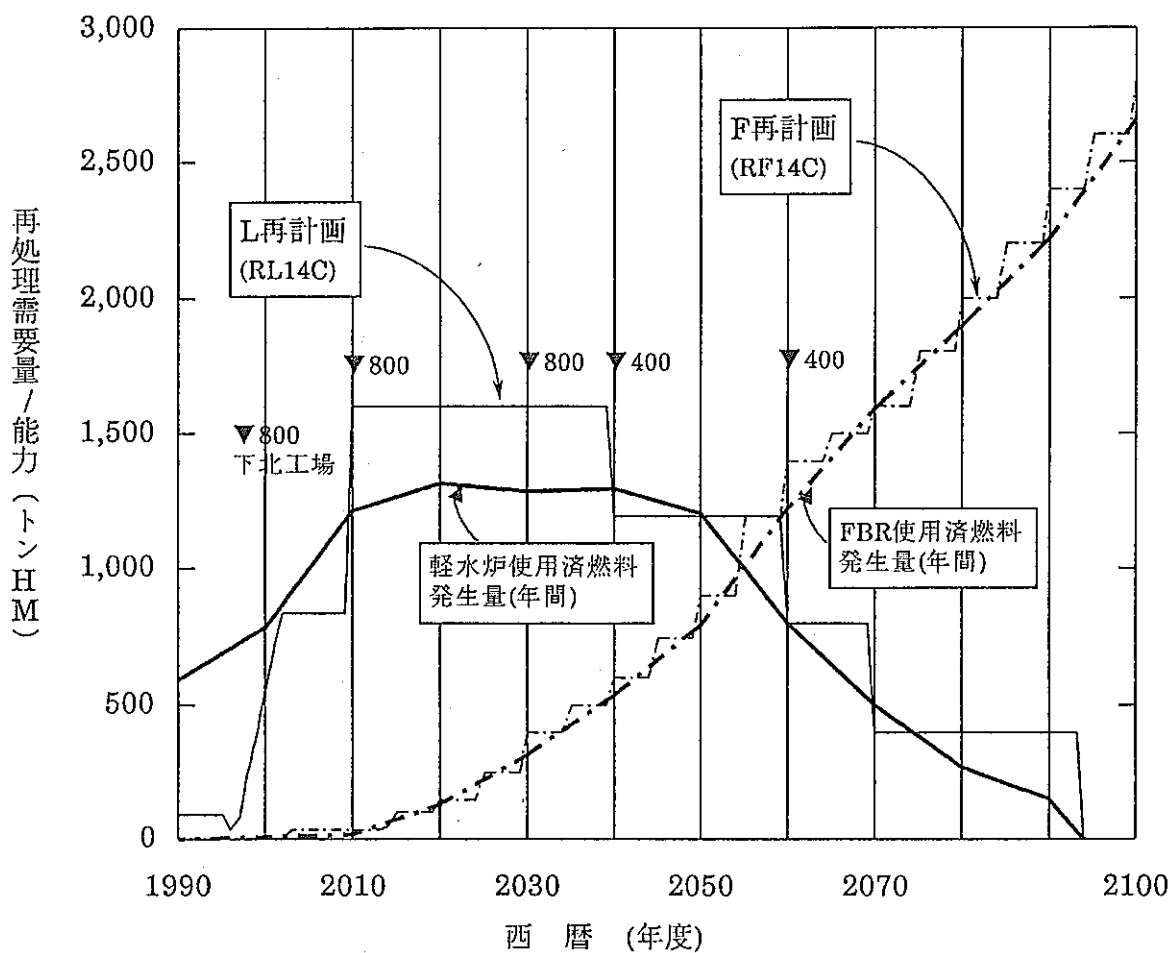


図39 再処理需要量と再処理計画(戦略C)

表18 FBR新設炉の導入ペース (戦略C)

西暦(年度)	10~14	15~19	20~24	25~29	30~34	35~39	40~44	45~49	2050~
導入量 (F14X1) (万kW/年)	100	150	150	200	200	250	250	300	新設分 全て

表19 プルサーマルの導入計画 (戦略C)

西暦(年度)	1994~97	98~99	2000~01	02~16	17~20	合 計
導入規模 (P9)	80万kWe P、B各1基	110万kWe P、B各2基	110万kWe P、B各4基	110万kWe P、B各5基	110万kWe P、B各3基	224基・年

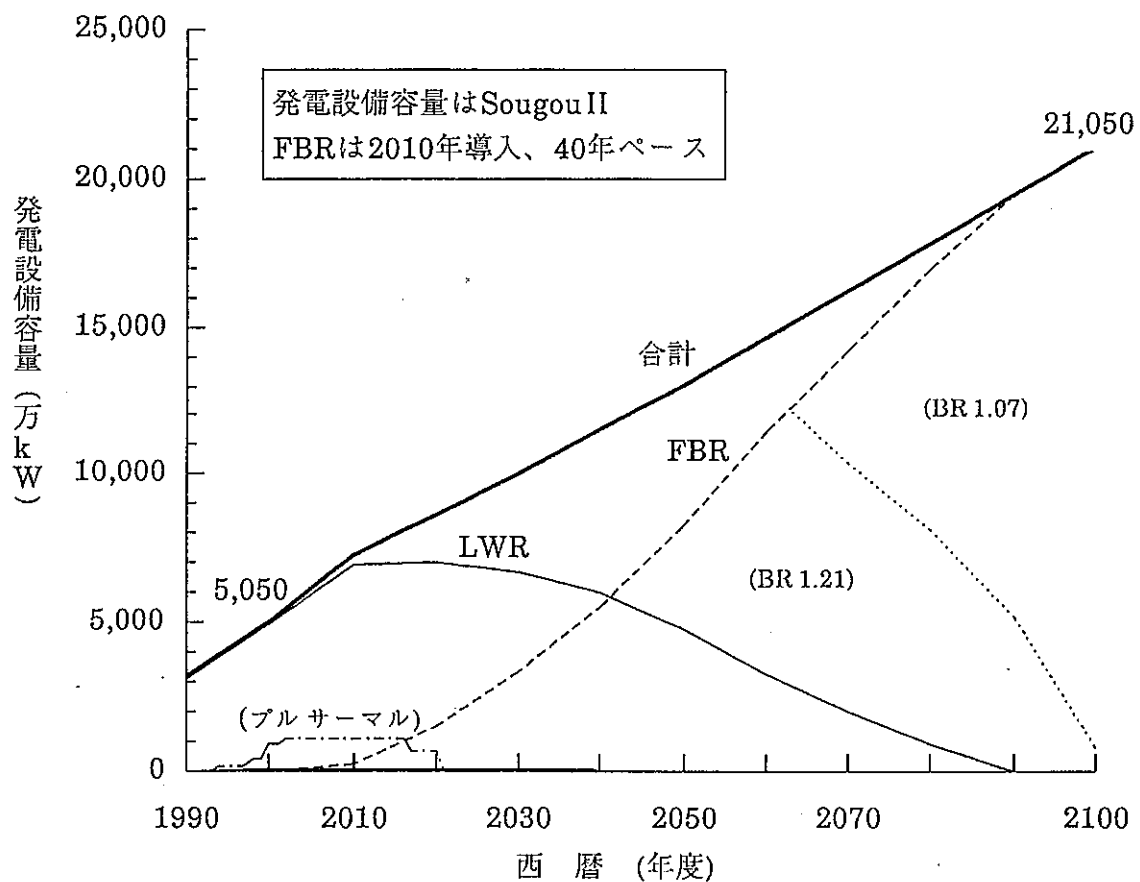


図40 発電設備容量 (戦略C)

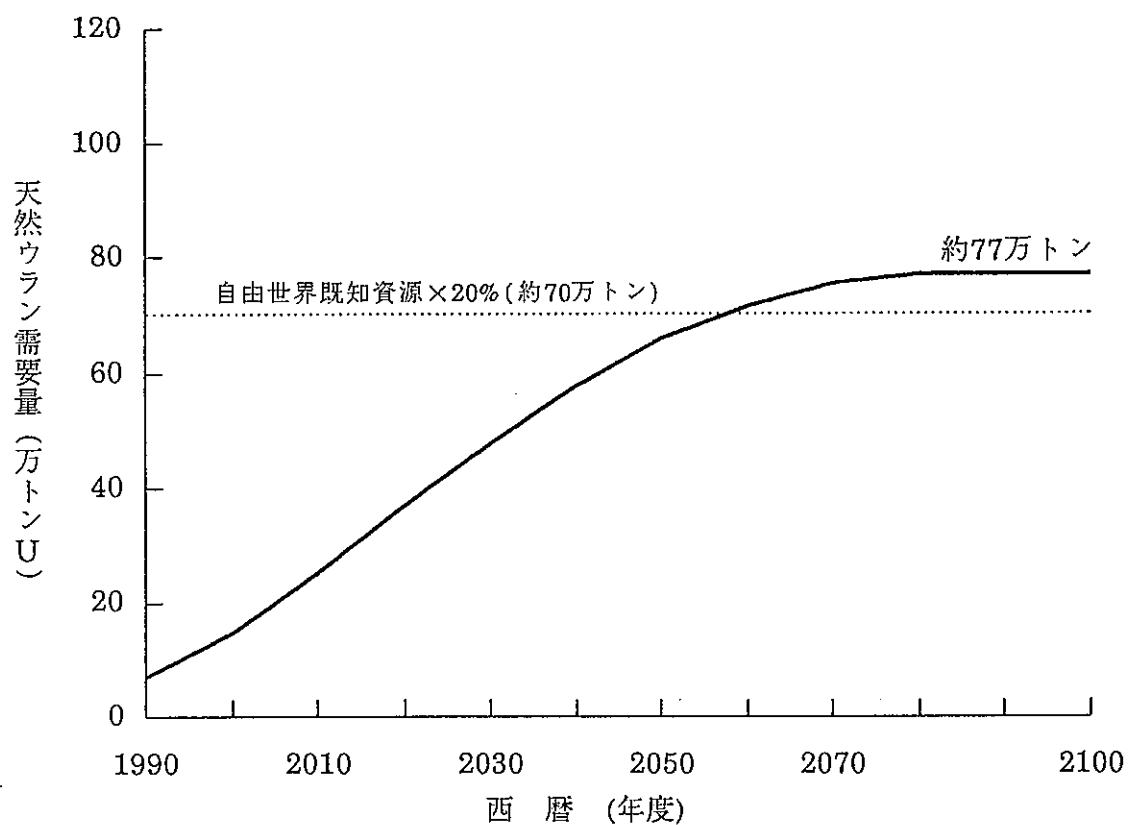


図41 天然ウラン累積需要量 (戦略C)

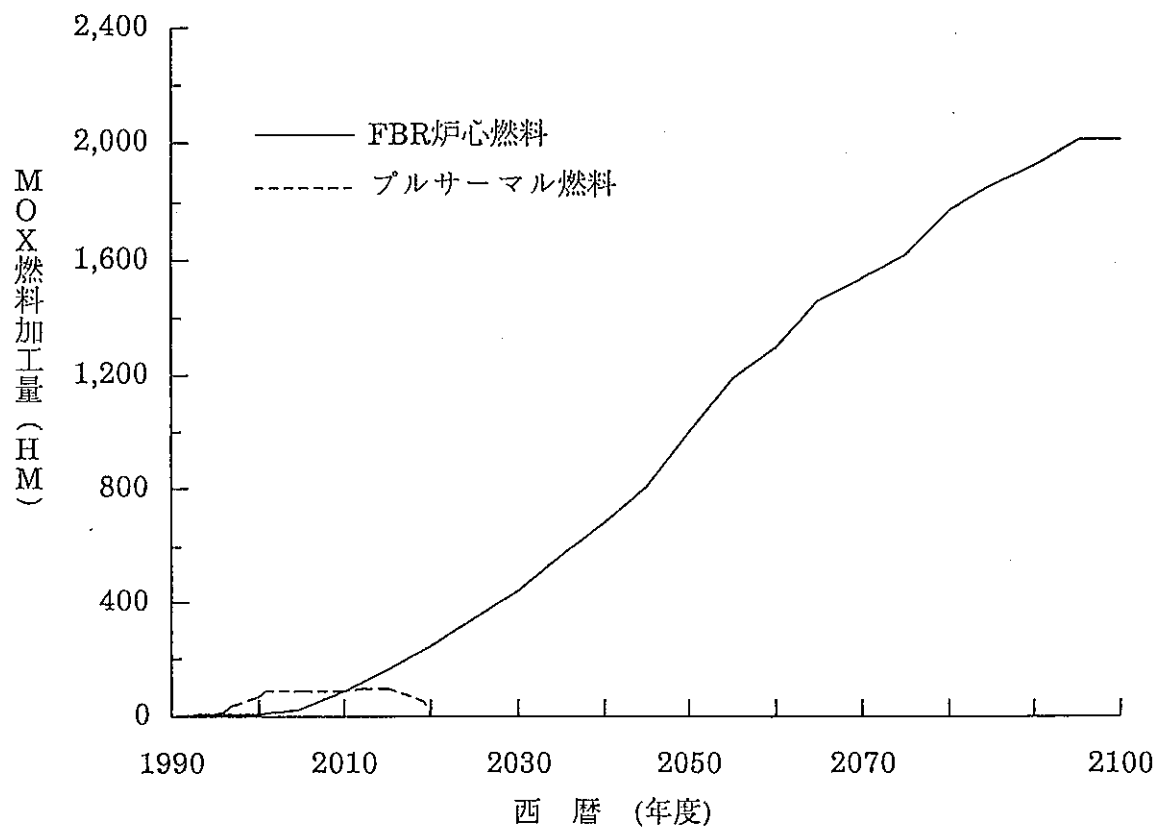


図42 MOX燃料加工量 (戦略C)

4.4.3 戦略Cにおける課題

以下に戦略Cにおける課題についてまとめる。

(1) FBR(炉)技術の開発

戦略CにおけるFBRの導入計画は、2003年に実証炉1号(60万kWe級)が運開した後、2010年に実用炉1号が運開し、その後毎年1基ずつ運開させていくこととしている。従って、2010年にFBRの実用化を実現させるためには、設計、建設のリードタイムを考慮して遅くとも2000年過ぎには実用技術が確立されている必要がある。

(2) FBRサイクル技術の開発

戦略Cの策定ではFBR燃料サイクル施設はFBRと整合性を持って導入することが必要であることが分かった。FBRの実用化が2010年であることを考慮すると、FBR燃料サイクル技術、特にFBR再処理技術の開発は、炉の開発と同様、遅くとも2010年頃までには実用化が出来るように進めていく必要がある。FBR再処理施設は2003年のパイロットプラントの操業開始後、2015年と2020年には50トンHM/年規模の工場の建設を行う。

また、2025年以降は5年毎に100～600トンHM/年規模の工場を操業開始することになり、2100年の時点で合計2,400トンHMに達する。これはMOX燃料加工工場にも共通であるが、核不拡散上、立地上、PA上などの観点から問題化する可能性もある。

一方、MOX燃料加工技術においてはFBR再処理技術よりも開発のテンポは早いものの、やはり実用化(安定供給、安全性、経済性の追求)に向けて着実な技術開発を進めていかなければならない。

4.5 戦略D(FBR2030年導入のケース)の策定

4.5.1 戦略Dの策定

戦略Cの策定時と同じように「戦略策定のための基本的考え方」に沿って、原子力発電設備容量Sougou IIにおいてFBRを2030年から導入した場合の最適な炉型・サイクル戦略の策定を行う。

プルトニウムバランス(貯蔵量)の最適化の様子を図43に示す。

まず、第1ステップではFBRを40年のペースで導入をすることにより、2010年から2060年付近まではほぼ平坦なプルトニウム貯蔵量が得られる。(図中の曲線①) この時のFBRの導入ペースを表20に示す。

次に、軽水炉再処理およびFBR再処理について工場計画を導入するとプルトニウム貯蔵量は曲線①から若干下方へ移動し曲線②になる。この時の再処理計画を図44および付表7-3、7-4に示す。

FBR本格導入の2030年以前に貯蔵しているプルトニウムについてはFBRによる解消ができないため、中間炉の導入により低減させることができる。中間炉としてはプルサーマルを対象とし、1994年～2030年の37年間の間に合計530基・年(1基100万kWe換算)の導入を行うことにより、2070年までのプルトニウムの貯蔵量を低く押さえることができる。(図中の曲線③) プルサーマルの導入計画を表21に示す。

さらに、2070年以降のプルトニウム貯蔵量については、2070年以降に新設するFBRの増殖比を1.21から1.07に下げることにより削減した。最終的にプルトニウム貯蔵量は曲線④になる。

- ① (FBR2030年導入、40年ペース、全量即時再処理) (HS3432IX)
 ② (① + 再処理合理的導入) (HS3432X)
 - - - - ③ (② + Puサーマル導入) (HS3432P5)
 ——— ④ (③ + 2070年以降新規FBRの増殖比変更) (GS3432PB)

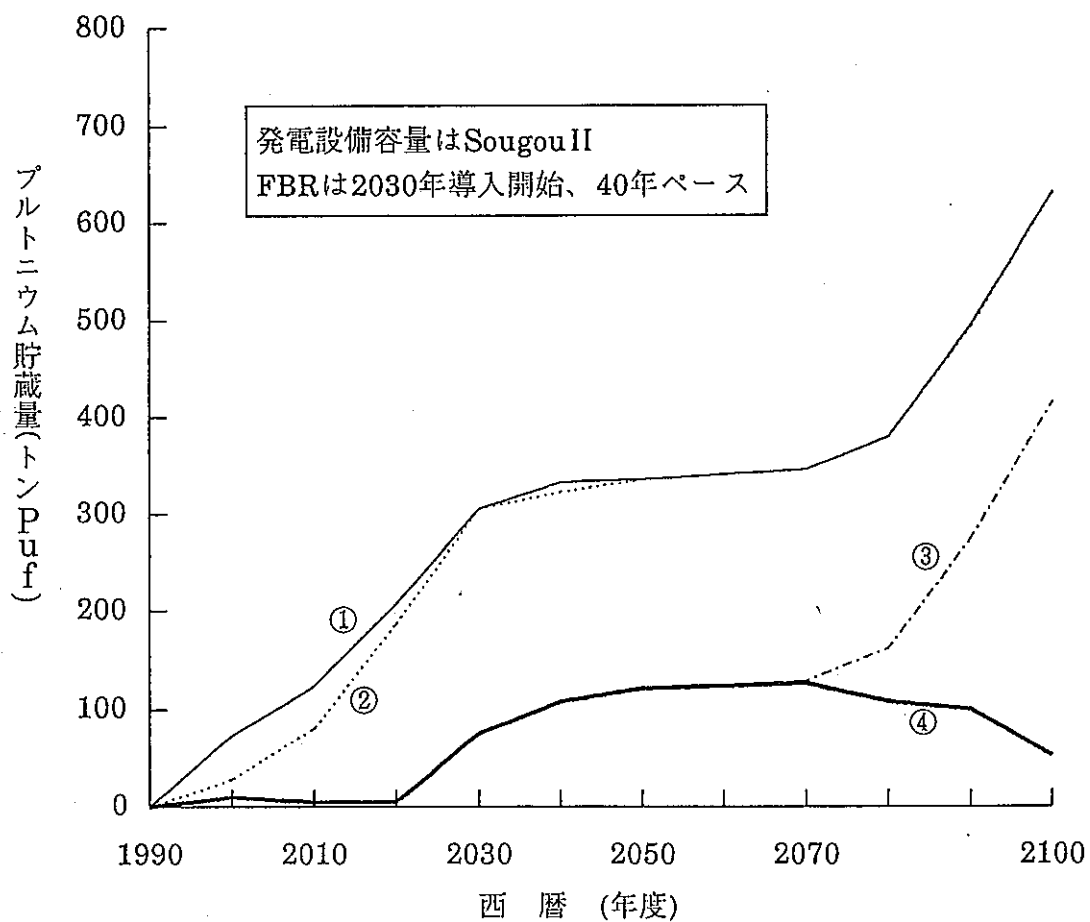


図43 プルトニウム貯蔵量 (戦略D)

4.5.2 戦略Dのサイクル諸量

以下に戦略Dにおけるサイクル諸量についてまとめる。

(1) 炉型別発電設備容量

各炉型別発電設備容量を図45に示す。FBRは2030年から順調な伸びを示し、2070年代から低増殖比のFBRの導入が始まる。一方、軽水炉は2030年以降は徐々に減少し、軽水炉とFBRの共存期間はほぼ80年間続く。プルサーマルは2000年当初の約30年間に渡り、年間10～20基程度の規模の導入となる。

(2) 天然ウラン需要量

天然ウラン需要量を図46に示す。2100年までの累積需要量は約116万トンUであり、その後、軽水炉が全てFBRに置き換わる2110年までわずかながら増加し続ける。

(3) プルトニウム貯蔵量

4.5.1項で記述したように2100年までの110年間、プルトニウム貯蔵量がある程度低く押さえることができる。戦略Dの場合さらに大量のプルサーマルの導入や総合的な増殖性能(増殖比、炉外サイクル時間)の調整により、この貯蔵量を低減することは可能である。

(4) 再処理工場計画

軽水炉再処理工場は2010年、2020年に各々第2、第3民間工場を導入した後、2070年までは2,000トンHM/年の施設容量が必要となる。その後は徐々に軽水炉からの使用済燃料の発生量が減少するため、再処理施設容量も段階的に減少する。最終的には軽水炉からの使用済燃料は大部分処理する。第2民間工場を含め新たに計6基の軽水炉再処理工場の建設計画が必要となる。

一方、FBR再処理工場は戦略Cの場合と同様、FBRの導入計画と同時並行的に

導入することが肝要である。戦略Dの場合、FBRを本格導入する2030年以降FBR使用済燃料の発生量に合わせてほぼ5年置きに100～600トンHM/年規模のFBR再処理工場を投入していく必要がある。

(5) MOX燃料加工需要量

MOX燃料の年間加工量を図47に示す。プルサーマル用のMOX燃料の加工需要はプルサーマル炉の導入に対応して発生し、2001～2010年では約100トンHM/年、2011～2020年には約200トンHM/年に達した後、2030年まで徐々に減少するまで約30年間に渡る。

FBR用のMOX燃料の加工需要は2030年以降急激な立ち上がりを見せ、2050年には約600トンHM/年、2100年には約1,900トンHM/年にも達する。

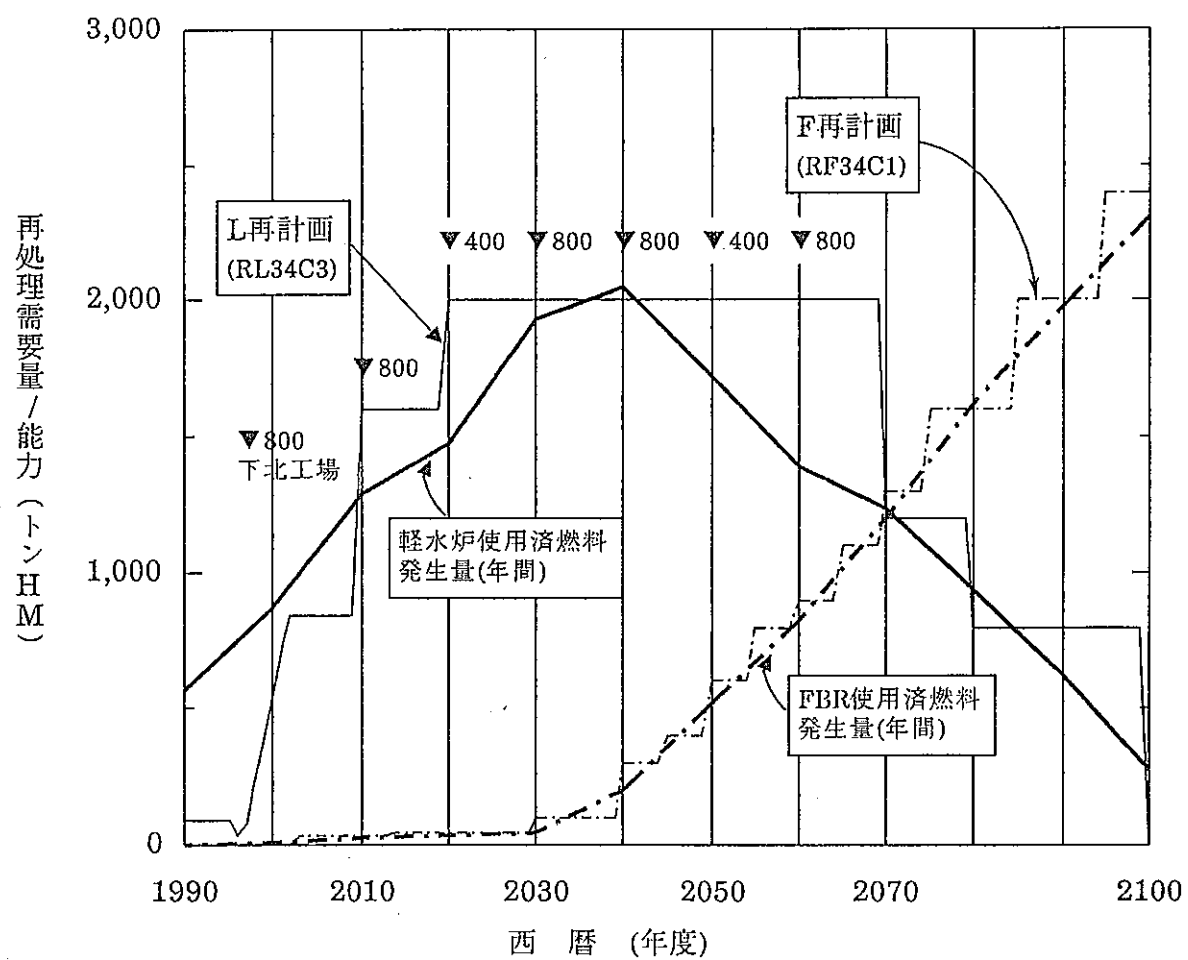


図44 再処理需要量と再処理計画(戦略D)

表20 FBR新設炉の導入ペース (戦略D)

西暦(年度)	2003	2010	2020	30~39	40~49	50~59	60~64	65~69	2070~
導入量 (F34X1) (万kW/年)	実証炉 1号基 100万kW	実証炉 2号基 100万kW	実証炉 3号基 100万kW	150	250	300	300	350	新設分 全て

表21 プルサーマルの導入計画 *1 (戦略D)

西暦(年度)	1994~97	98~99	2000~01	02~11	12~20	21~30	合 計
導入規模 (P5)	80万kWe P、B各1基	110万kWe P、B各2基	110万kWe P、B各4基	110万kWe P、B各5基	110万kWe P、B各10基	全基投入	530基・年

*1) 戦略Bと同じ。

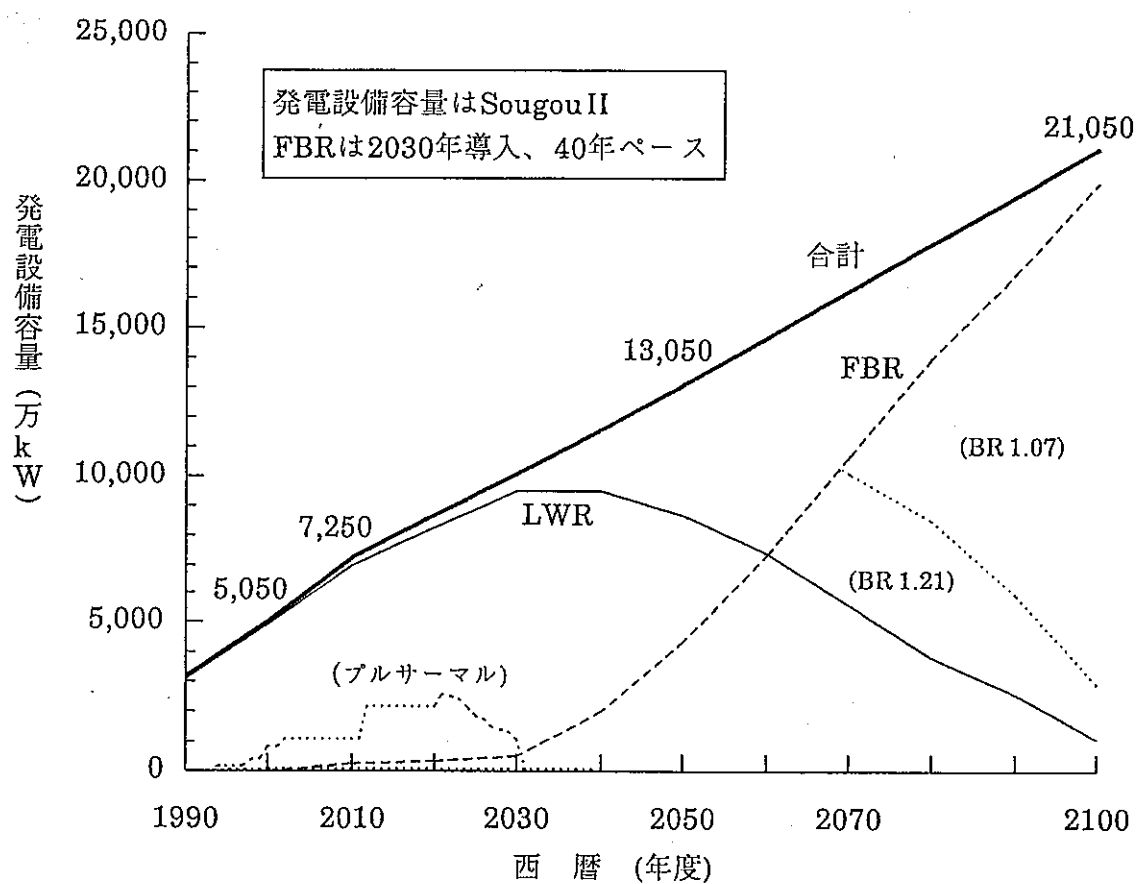


図45 発電設備容量 (戦略D)

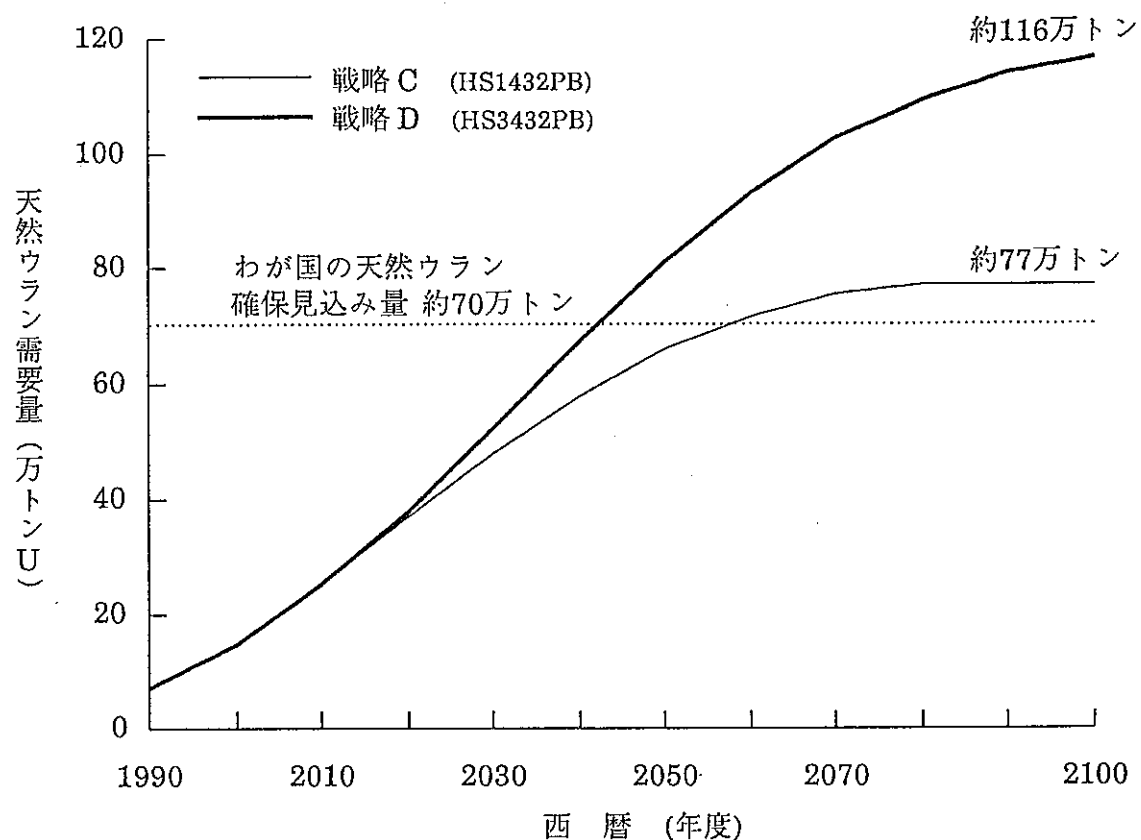


図46 天然ウラン累積需要量(戦略D)

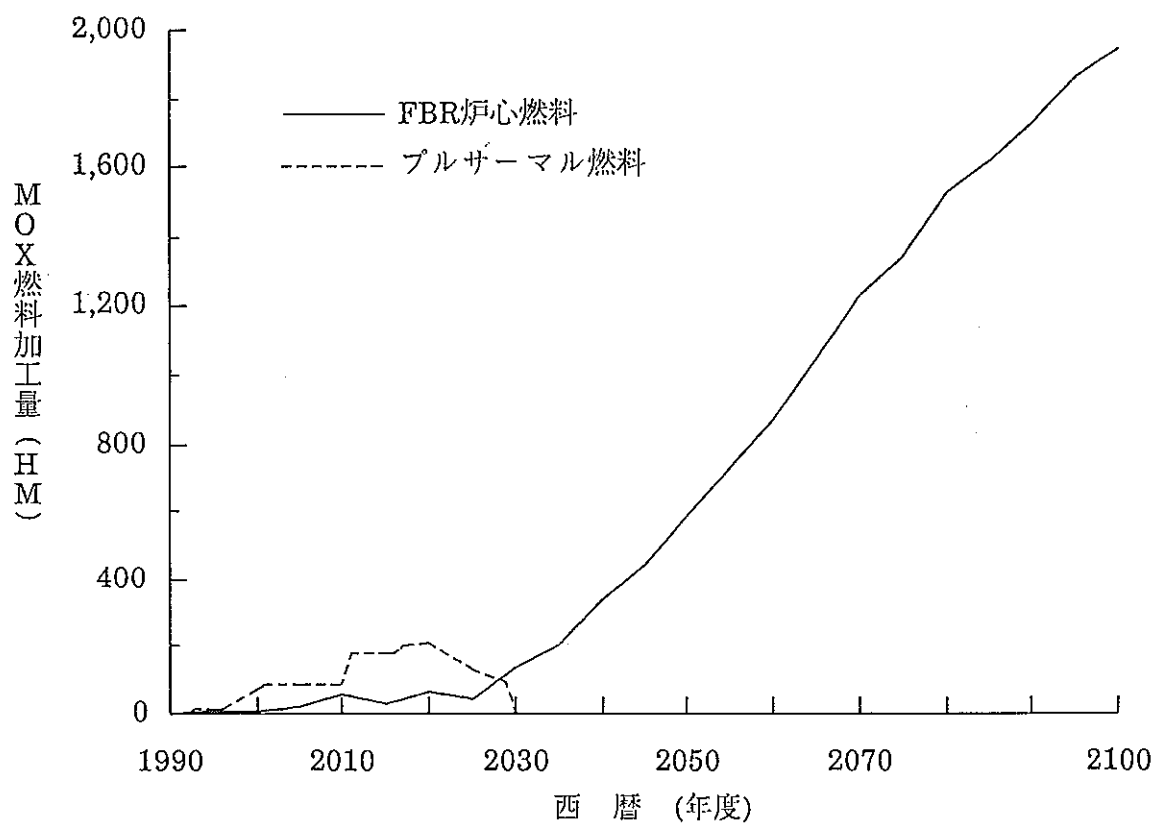


図47 MOX燃料加工量(戦略D)

4.5.3 戦略Dにおける課題

以下に戦略Dにおける課題についてをまとめる。

(1) 天然ウラン需要量

4.5.2項で述べたように、2100年までの累積天然ウラン需要量が約116万トンであり、その後も軽水炉がFBRに全て置き換わる2110年までわずかに増加する傾向にある。この値は、わが国が利用できると仮定した天然ウラン量(4.2.4項を参照)の70万トンを大きく上回っているばかりでなく、自由世界の確認埋蔵量のおよそ1/2に相当する。

天然ウランの市場は現在供給過剰気味であるが、2000年代前半には逼迫し始めることも予想されており、ウランにおいても現在の石油と同じように量的に不足する状況になる恐れがある。その際、図46に示すように、戦略Dの場合わが国では21世紀を通して天然ウランの新たな需要が続き、その全てを海外からの輸入に頼ることになる。

(2) 軽水炉再処理工場計画

使用済燃料をスムーズに処理するためには、下北民間第1工場計画の円滑な遂行はもちろんのこと、62長計にあるように次の民間第2工場を2010年頃建設する計画、さらにはそれ以降の再処理計画の推進も必要となる。具体的には2010年以降10年に1基ずつ建設し、2020年から50年間に渡って2,000トン/年の施設能力を確保しておく必要である。

4.6 戦略の総合評価

戦略CとDの評価を総合的に表22にまとめる。

戦略Cの問題点としては、FBRを2010年から導入することが前提となっているため、FBRの炉と燃料サイクルに関する技術開発スケジュールとの整合性の問題がある。一方、戦略Dの問題点としては、天然ウラン需要量が自由世界の確認埋蔵量のかなりの割合を占めること、プルサーマル投入量が大ききことなどの問題がある。

両戦略の共通の課題としては、FBR炉外サイクル時間の実現、プルトニウムの高次化、発電規模の実現などの問題がある。

(1) FBR炉外サイクル時間の実現

戦略CおよびDではFBRサイクルの炉外時間を3年として評価しているが、この実現に当たっては解決すべき課題が残っている。

現在、軽水炉サイクルの炉外時間は実績として6年程度であるが、FBR使用済燃料に対しては軽水炉使用済燃料よりも燃焼度が高くかつF.P.やTRUの多いことから、各燃料サイクル工程における取扱い技術がより厳しくなるにもかかわらず、軽水炉サイクルの半分の3年に短縮しなければならない。この中で特に炉外サイクル時間を左右する因子としては、使用済燃料の貯蔵期間(発熱量、放射能)、輸送のタイミング、施設の運転効率、査察業務、実際の作業時間などが挙げられる。

IAEAの報告^[33]によると現状で2年の達成が可能であり、将来的には1年を目標としていると記載されている。これらの点について燃料加工も含め、今後さらに詳細な検討を行っていく必要がある。

(2) プルトニウムの高次化

軽水炉の高燃焼度化やプルサーマルの導入により、高次化したプルトニウムが発生するようになり、さらに様々な同位体組成のプルトニウムが発生してくる。特に、戦略Dにおいてはプルサーマルの投入量は530基・年であり、戦略Cの224基・年の2倍以上にも達し、例えば2020年頃では全軽水炉の約1/4がプルサーマルにする必要がある。さらに4.5.2項に記述したように、戦略Dにおけるプルトニウム貯

蔵量の低減を目指そうとすれば、投入量はさらに増加することになる。このため戦略Dでは戦略Cよりも高次化プルトニウムの発生の問題がより顕著になると考えられる。

これらは新燃料のプルトニウム富化度の増加につながり、加工時の被ばく増加や燃料特性への影響などを引き起こす。このため再処理工場で使用済燃料の処理計画を調整したり回収プルトニウムの混合・調整を行うことが必要となるが、個々の再処理工場で次の燃料として最適なプルトニウム組成のものをタイムリーに燃料加工工場に供給することについてはおのずと限界がある。

従って、各再処理工場から回収したプルトニウムを1か所に集め混合し、その時点で要求されるプルトニウムの組成をタイムリーに供給できるプルトニウム集中管理センター(ブレンディング・ステーション)などの新しい概念の検討が必要となると考えられる。

(3) 原子力発電設備容量の実現

短期的に見た場合、総合エネ調の中間報告で2000年に5,050万kWe、2010年に7,250万kWeの発電設備容量を予測しているが、この実現に向けては幾つかの課題が存在する。2010年の7,250万kWeの達成のためには今後100万kWeの原子炉で約40基必要となるが、現状では建設中の11基と準備中の3基を含めてもさらに残り26基分の軽水炉の建設を具体化しなければならない。このためには、地元との交渉など解決すべき課題は多いと考えられるが、新規立地の促進をさらに進めていく必要がある。また、これに加えエネルギー効率の向上や原子炉建設期間の短縮化なども図っていく必要がある。

次に長期的に原子力発電設備容量を見た場合、さらに立地の問題は大きくなると思われる。これを解決するためには、FBRのエネルギー効率の向上、安全性の向上、集中立地(パーク構想)、地下立地、大型化などが考えられる。

表22 戦略C、Dの総合評価

目 標	各戦略の比較			評 価
	項 目	戦略C	戦略D	
①エネルギーセキュリティなどの観点からプルトニウムを積極的に利用する。 ②核不拡散の観点からプルトニウム貯蔵量を極力低減させる。	FBR導入開始 FBR導入 ペース	<u>2010年～</u> 40年間 2050年以降 全新設炉FBR	2030年～ 40年間 2070年以降 全新設炉FBR	<本戦略成立の必要条件> 必要条件は戦略A、Bの場合と同じである。 ① FBR燃料サイクル施設をFBR導入ペースと整合性を持って操業させること ② FBRの増殖比と炉外サイクル時間から得られる総合的増殖性能を保つこと ③ 軽水炉とFBRの共存期間をこれまで考えられていた以上に長期化すること ④ FBRが本格利用するまでの間プルトニウムを貯蔵せずにプルサーマルまたはATRなどで利用すること <戦略の問題点> 戦略CではFBRの炉と燃料サイクルに関する技術開発スケジュールとの整合性の問題がある。 戦略Dでは天然ウラン時需要量がわが国の確保見通し量を大幅に上回る、プルサーマル投入量が大きいなどの問題がある。 共通の課題として、FBR炉外サイクル時間の実現、プルトニウムの高次化、発電規模の実現などの問題がある。
	FBR増殖比	1.21 (2062年以降 新設炉1.07)	1.21 (2070年以降 新設炉1.07)	
	FBR再処理本 格導入年	2015年	2030年	
	プルサーマル 投入量	224基・年 (増加可)	<u>530基・年</u> (増加可)	
	FBR炉外サ イクル時間	<u>3年</u>	<u>3年</u>	
	ウラン所要量	77万トン	<u>116万トン</u> <u>以上</u>	
	プルトニウ ム最大貯蔵量	50トン (削減可)	130トン (削減可)	

4.7 戦略A、Bとの比較

今回策定した戦略C、Dを戦略A、Bと比較する。表4(戦略A、Bの総合評価)と表22(戦略C、Dの総合評価)を比較すると、全体的な傾向は戦略Cは戦略Aに、戦略Dは戦略Bに良く似ていることが分かる。以下、発電設備容量、プルトニウム貯蔵量、天然ウラン累積需要量の3項目について各戦略の比較を行う。

発電設備容量の比較を図48、49に示す。戦略A(Referenceケース)と戦略C(Sougou IIケース)を比較すると、総発電設備容量が高い戦略Cの方が軽水炉及びFBRの両方の導入量も多くなっている。これは4.3.2項でも述べた様に、プルトニウムバランス上総発電設備容量の増加分を全てFBRで賄うことができないことから、軽水炉も追加して導入する必要があるためである。戦略Bと戦略Dの関係についてもほぼ同様のことが言える。

プルトニウム貯蔵量の比較を図50に示す。戦略Aと戦略Cはほぼ同じ傾向を示すが、若干戦略Aよりも戦略Cの方が高めに推移している。これは上記の発電設備容量の比較のところでも述べた様に戦略Cの方が軽水炉の導入量が多く、さらに軽水炉再処理工場から回収するプルトニウムの量が多くなるためである。このプルトニウムの増加量は2010年頃までのプルサーマルの追加導入によりある程度解消できるが、最終的にはプルトニウム貯蔵量は戦略Cの方が高くなる。戦略Bと戦略Dの関係も同じ理由により、戦略Dの方が高めに推移する。なお、戦略Dのプルトニウム貯蔵量はプルサーマルをさらに導入することにより削減可能である。

天然ウラン累積需要量の比較を図51に示す。戦略Aと戦略Cを比較すると戦略Cの方が多くなっている。これは上記の発電設備容量の比較のところでも述べた様に、戦略Cの方が軽水炉の導入量が多いためである。戦略Bと戦略Dの関係も同じ理由により、戦略Dの方が多くなっている。

以上をまとめると、戦略A、Bと同様戦略C、Dにおいてもプルトニウムバランスの最適化を行うことができるが、戦略A、Bと戦略C、Dの間の発電設備容量の差が軽水炉の導入量に反映し、結果的に天然ウラン累積需要量に影響する点が大きな特徴として挙げられる。最後に、この2つ発電設備容量の持つ意味について触れると、戦略C、DのSougou IIケースは総合エネ調の考え方を基準とした達成目標値的な数値であり、対外的に公表されているのに対して、戦略A、BのReferenceケースの方は当室で設定したより現実的な数値である。

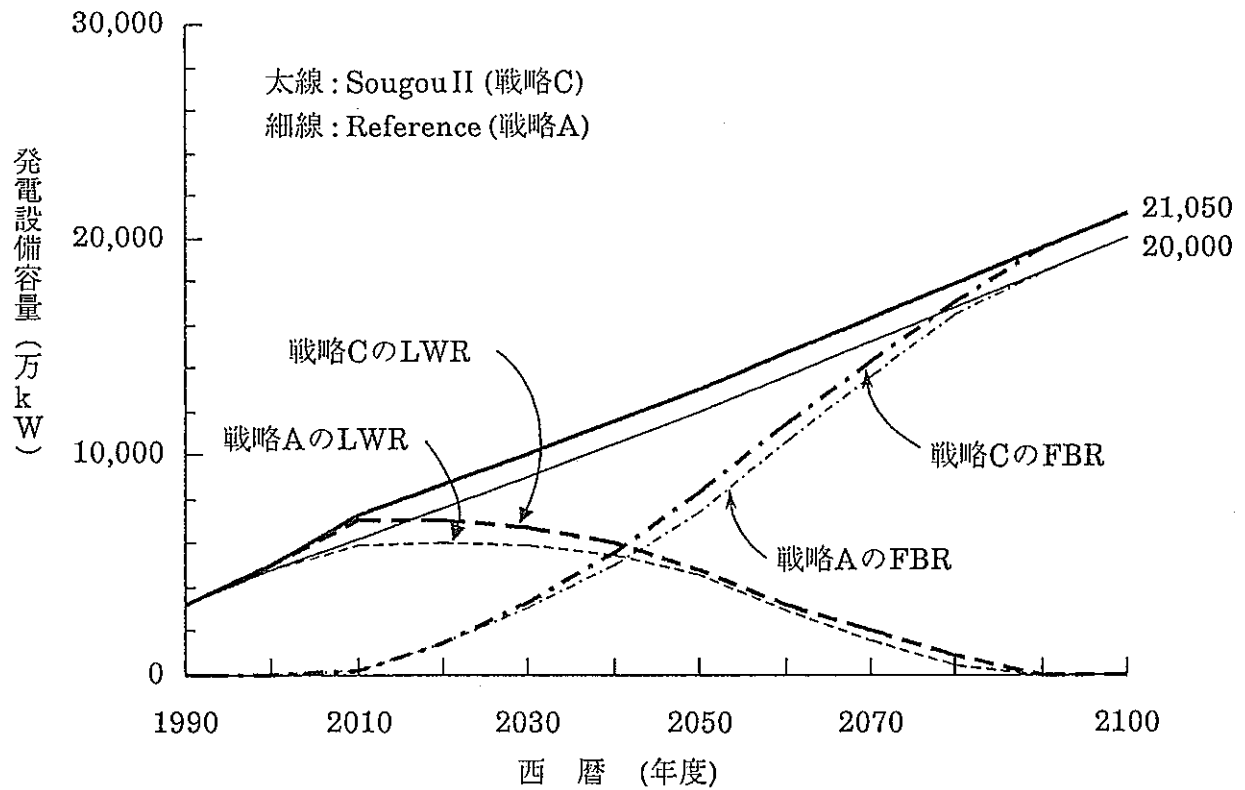


図48 原子力発電設備容量の比較 (戦略A、C)

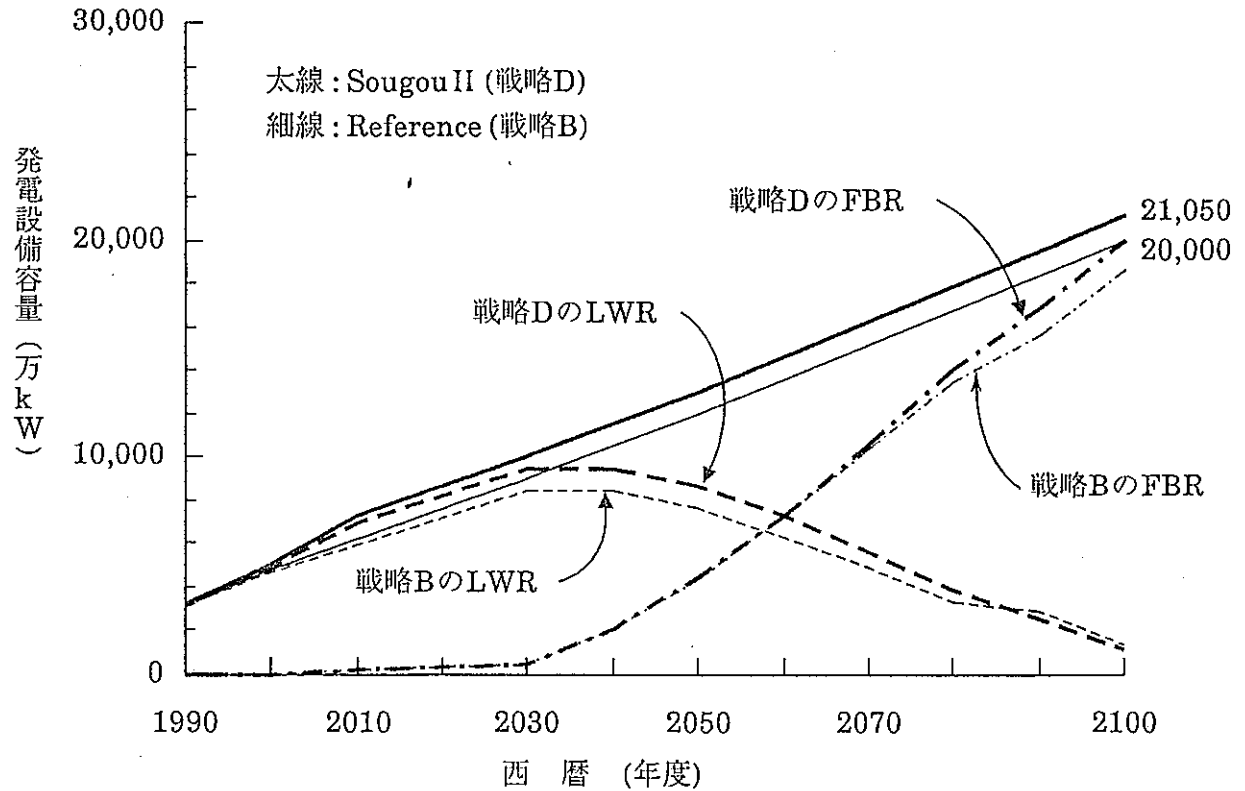


図49 原子力発電設備容量の比較 (戦略B、D)

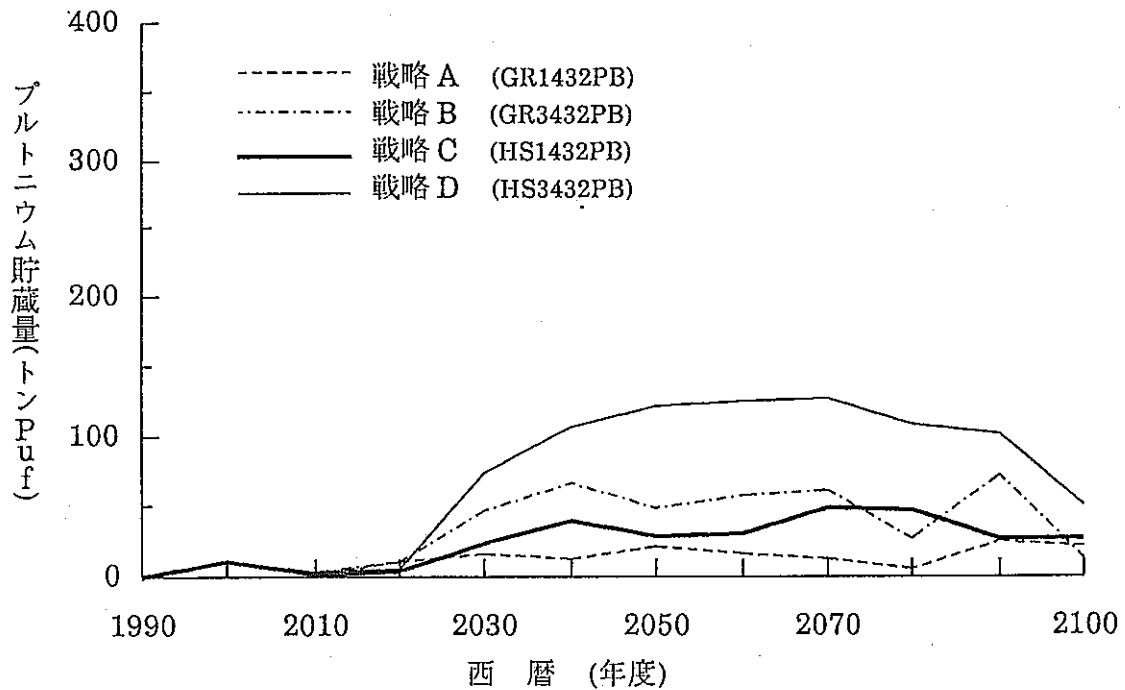


図50 プルトニウム貯蔵量の比較 (戦略A、B、C、D)

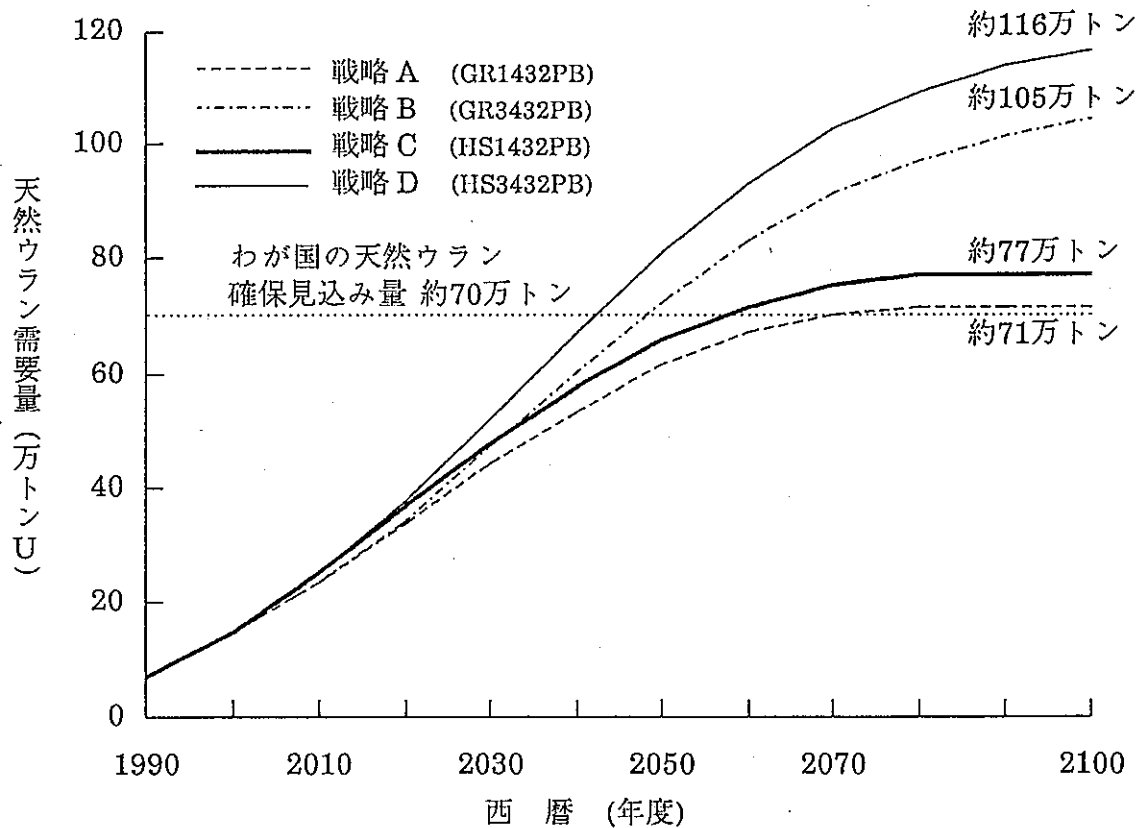


図51 天然ウラン累積需要量の比較 (戦略A、B、C、D)

5. 戦略A、Bに対する追加解析

5.1 回収ウランの再利用の影響

5.1.1 目的

戦略A、Bを対象として、軽水炉から回収したウランを再利用した場合の天然ウラン需要量、濃縮役務量および回収ウラン貯蔵量に与える影響を評価する。

5.1.2 前提条件

評価は戦略A(GR1432PB)、戦略B(GR3432PB)を対象とし、前提条件は表23の通りである。

表23 回収ウランの再利用評価の前提条件

項 目	条 件	備 考
① 発電設備容量	リファレンスケース(戦略A、B時) 4,800万kWe(2000年)、1億2,000万kWe (2050年)、2億kWe(2100年)	図3、4参照
② FBR導入ペース	40年ペース	図3、4 表2参照
③ プルサーマル導入規模	各戦略においてプルトニウムバランスを 考慮して導入する。	図3、4 表3参照
④ ATR導入規模	「ふげん」と「大間炉」を考慮する。	
⑤ 再処理工場導入 計画	L再、F再共に合理的に導入する。	図5、6参照
⑥ 炉特性データ	——	付表5参照
⑦ FBR増殖比	1.21、(1.07)	付表5参照
⑧ 炉外サイクル時 間	LWR系(含Puサーマル)、ATR系は6年 FBR系は3年	付図3参照
⑨ 回収ウランの利 用	LWRから回収したウランを対象とする。 回収ウランは再濃縮してLWRに再利用す る。 回収ウランの再濃縮は1995年から開始す る。 234Uおよび236Uの影響による反応度補償 は考慮しない。	

5.1.3 検討ケース

検討ケースは次の2つである。解析ケースの関連図を付図2-2に示す。

- ① 戦略A → GR1432PR(回収U再利用ケース)、GR1432PB(基準参考ケース)
- ② 戦略B → GR3432PR(回収U再利用ケース)、GR3432PB(基準参考ケース)

5.1.4 結果

天然ウランの累積需要量を図52、53に、年間の濃縮役務量を図54に、回収ウラン貯蔵量を図55に示す。

- (1) 回収ウランを再利用することにより、天然ウラン需要量は2100年時点で約15% (戦略B)～17%(戦略A)節約できる。
- (2) 濃縮役務量についても戦略Aにおいて最大約7千トンSWU/年が約6千トンSWU/年まで減少する。
- (3) 回収ウランは再利用を考えない場合は2100年時点で約8(戦略A)～12万トンU(戦略B)溜まる。この貯蔵量は再利用した場合にはほぼ零になる。

5.1.5 考察

回収ウランを再濃縮して軽水炉に利用する場合、15%程度の天然ウラン需要の削減効果が期待できるが、 ^{234}U および ^{236}U の影響による反応度補償を考慮すると ^{235}U の価値は下がることになる。 ^{234}U は ^{236}U に比べ巨視的断面積が小さい(約1/10)ことから、主に ^{236}U の影響による反応度補償の効果を単基炉心について見ると、一般的に ^{236}U による ^{235}U の補償後濃度は次式で表すことができる。^[21]

$$N_{25}^* = N_{25}^0 + KN_{26} \quad \text{但し、} K = 0.32 \quad (N_{26} \leq 0.6\%)$$

$$K = 0.18 + 0.08/N_{26} \quad (N_{26} > 0.6\%)$$

ここで N_{25}^* 、 N_{25}^0 、 N_{26} は各々 ^{235}U の補償後濃度、 ^{235}U の補償前濃度、 ^{236}U の濃度を表す。

上式を踏まえ、天然ウラン節約量に対して ^{236}U のペナルティーを考慮すると、その節約量は2～5%減少するという評価を行っている。^[21]

さらに軽水炉から回収したウランの濃度が天然ウランの0.711%より低くなったものについては現実的には再利用の価値が薄れることを考慮すれば、その削減効果はもっと小さくなると考えられる。実際、軽水炉の高燃焼度化およびA-LWRの導入によ

り、2030年以降発生する大部分の使用済燃料中のウランの濃度は0.6~1%程度となると予想される。

回収ウランを再濃縮した場合濃縮過程で発生するテイルウランは、通常の天然ウランの濃縮過程で発生するテイルウランには存在しないF.P.や ^{232}U (娘核種の ^{212}Bi 、 ^{208}Tl は高 γ 線を放出する)も含んでおり、保管および以後の取扱いについてはこの点を考慮する必要がある。回収ウラン濃縮で発生するテイルウランの貯蔵量は、回収ウランの ^{235}U 濃度が天然ウラン程度と仮定すると、戦略Aで約10万トンU(2070年頃)、戦略Bで約12万トンU(2100年頃)に達すると予想される。(上記結果(1)の天然ウラン需要の節約量と5.4.2項のテイルウラン貯蔵量より試算)

以上を考慮すると、回収ウランの再濃縮に関してはレーザ濃縮方法などの技術的なブレーク・スルーが必要と考えられる。また、再濃縮以外の利用方法や低濃縮度の回収ウランの利用法(例えば、プルサーマルやFBR用MOX燃料の母材として利用)などについての検討も今後行っていく必要がある。

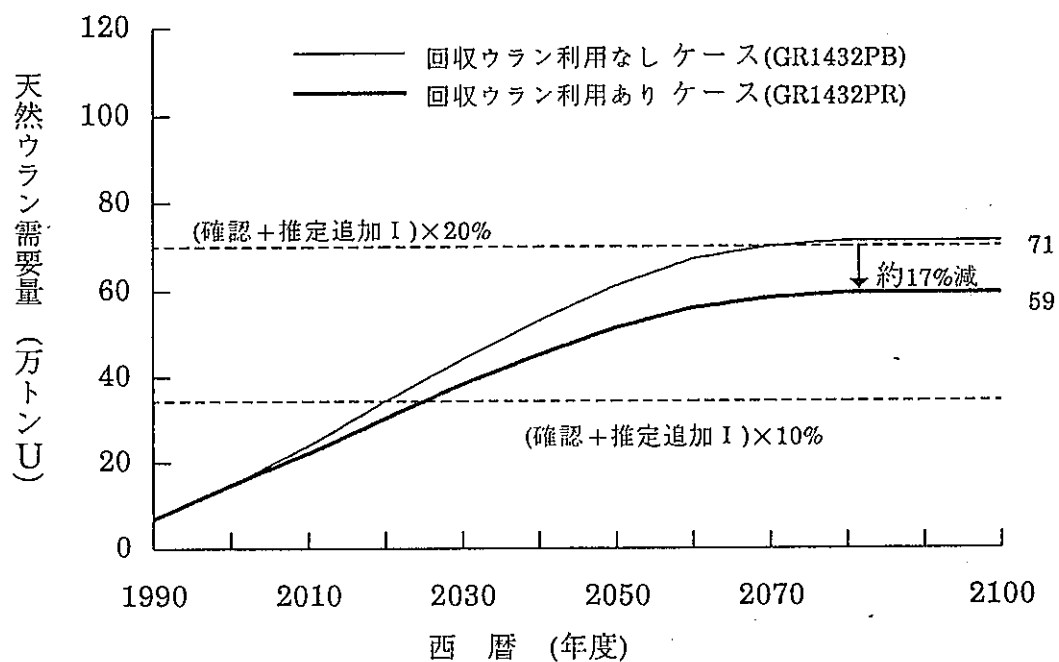


図52 天然ウラン累積需要量(回収ウラン利用の影響)(戦略A)

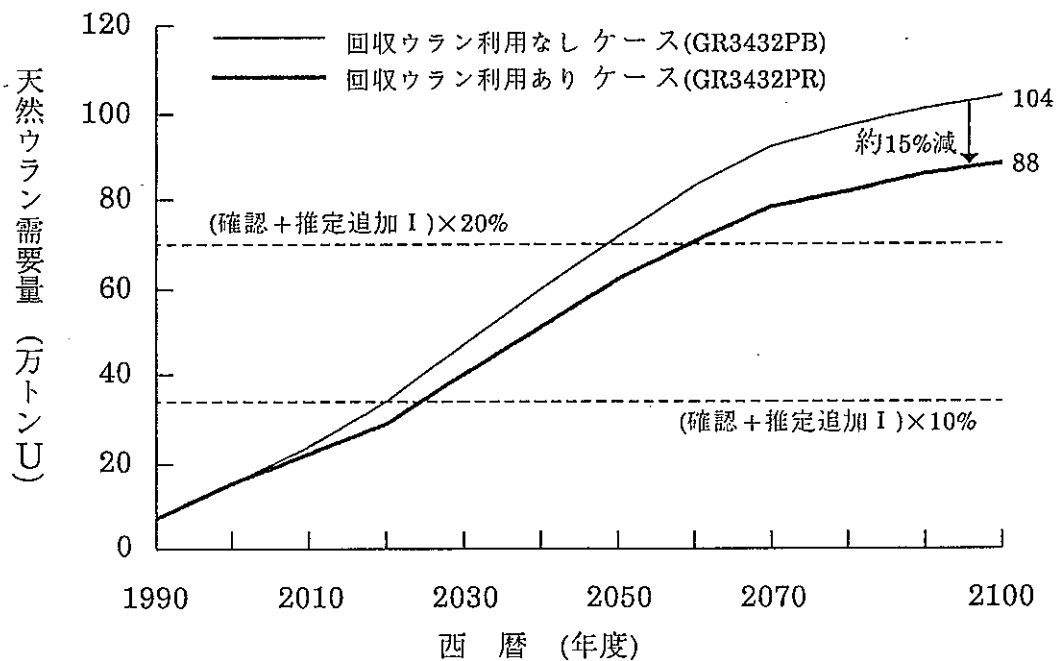


図53 天然ウラン累積需要量(回収ウラン利用の影響)(戦略B)

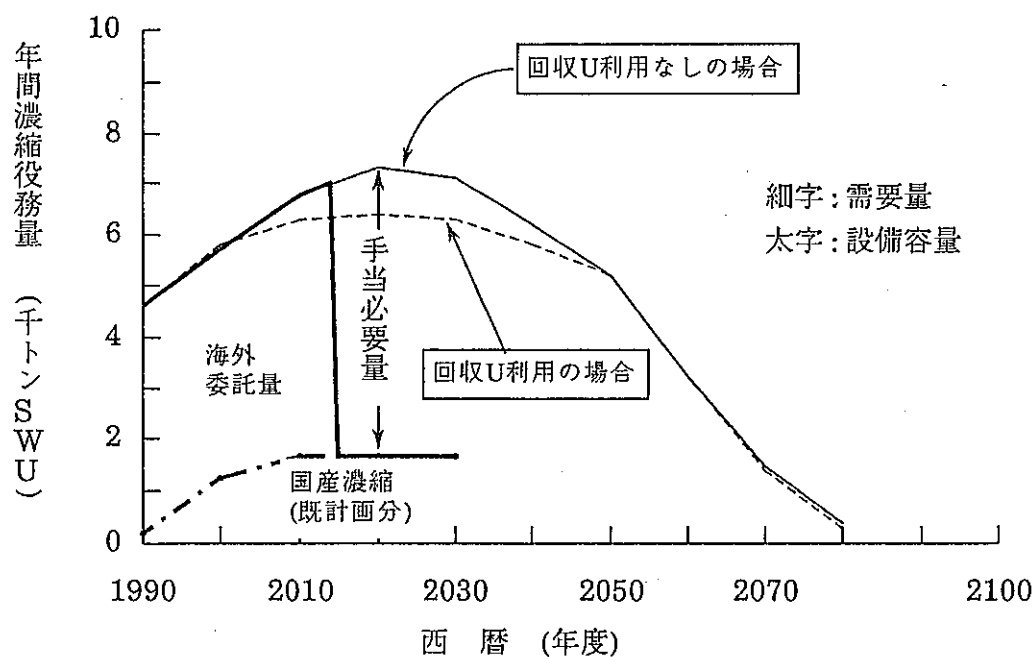


図54 年間濃縮役務量 (戦略A)

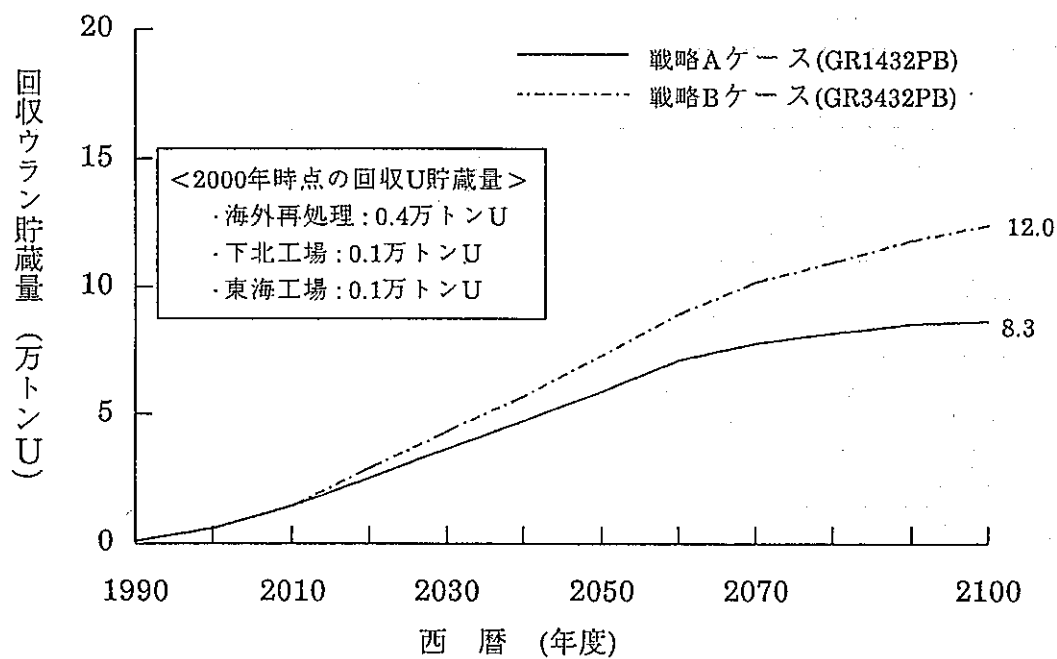


図55 回収ウラン貯蔵量 (戦略A、B)

5.2 軽水炉使用済燃料の一時貯蔵の影響

5.2.1 目的

戦略Bを対象として、軽水炉から回収した使用済燃料を一時的に貯蔵した場合の天然ウラン需要量に与える影響を評価する。

戦略Bにおける2030年からのFBR導入に対応して、下北工場以降のLWR再処理工場は2030年以降に集中的に導入し(下北工場は固定)、その間、使用済燃料は一時的に貯蔵するものとする。この場合プルトニウムバランスの最適化は、LWR再処理工場の集中的な導入計画を立案した後、まずFBRの導入量を変更しプルトニウム貯蔵量について平坦な部分を作る。次にプルサーマルの導入(下北工場からのプルトニウム供給に対応)およびFBRの増殖比の変更(21世紀終盤の過剰プルトニウム供給に対応)により全体的にプルトニウム貯蔵量を下げる。一時貯蔵シナリオの考え方を図56に示す。

5.2.2 前提条件

評価は戦略B(GR3432PB)を対象とし、前提条件は表24の通りである。

表24 使用済燃料の一時貯蔵評価の前提条件

項 目	条 件	備 考
① 発電設備容量	リファレンスケース(戦略A、B時) 4,800万kWe(2000年)、1億2,000万kWe (2050年)、2億kWe(2100年)	図57参照
② FBR導入ペース	40年ペース。プルトニウムバランスを考 慮して導入する。(戦略Bと異なる)	図57、表25参 照
③ プルサーマル導 入規模	プルトニウムバランスを考慮して導入す る。(戦略Bと異なる)	図57、表26参 照
④ ATR導入規模	「ふげん」と「大間炉」を考慮する。	
⑤ 再処理工場導入 計画	L再は集中的に導入する。(下北工場は固定 し、第2民間工場以降は2030年以降に導入 する。) F再は合理的に導入する。(戦略Bと同じ)	図58参照
⑥ 炉特性データ	戦略Bと同じ	付図5参照
⑦ FBR増殖比	1.21、(1.07)	付図5参照
⑧ 炉外サイクル時 間	LWR系(含Puサーマル)、ATR系は6年 FBR系は3年	付図3参照

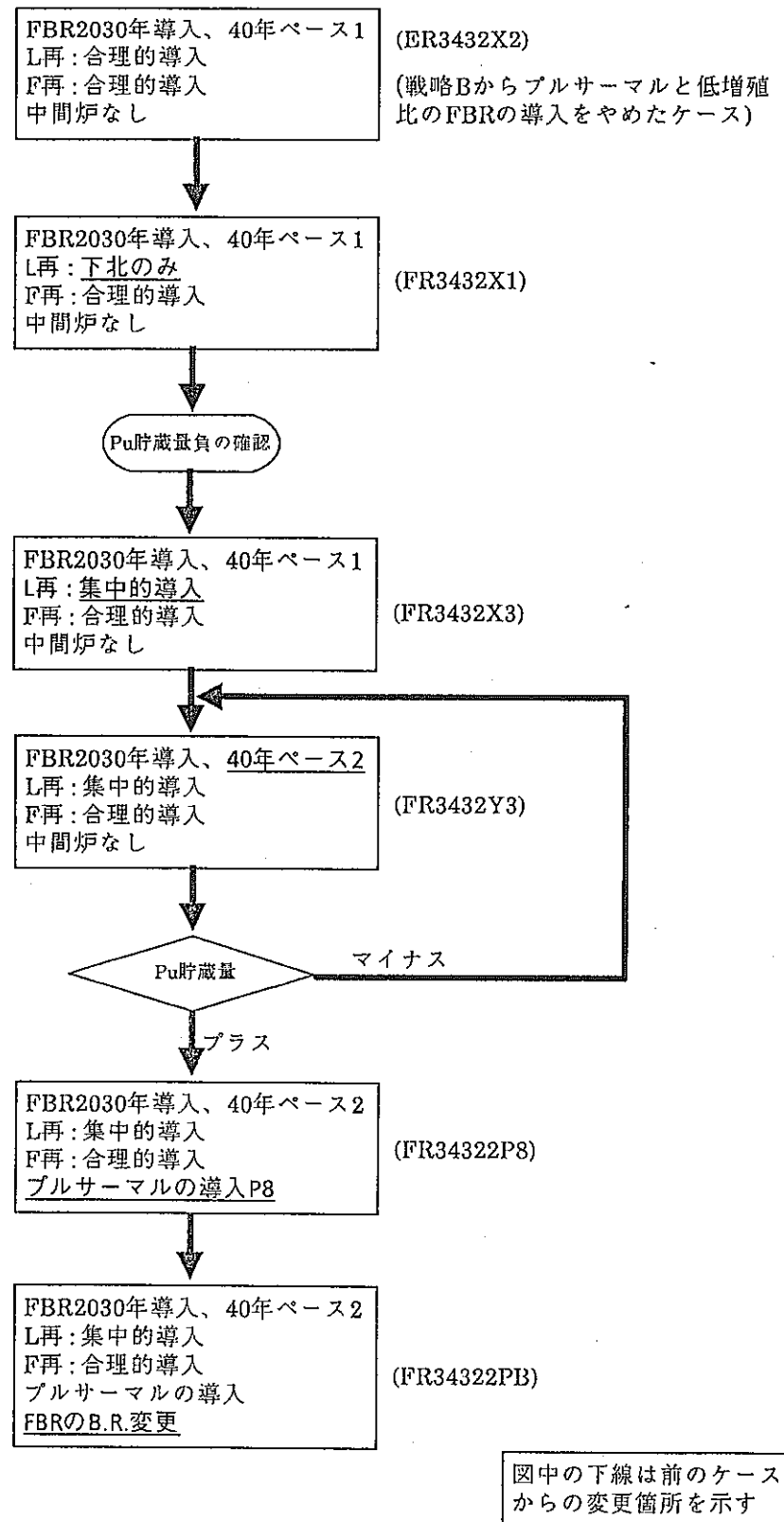


図56 LWR使用済燃料の一時貯蔵シナリオの考え方

5.2.3 検討ケース

検討ケースは次の1つである。解析ケースの関連図を付図2-3に示す。

① 戦略B(GR3432PB) → FR3432PB(一時貯蔵ケース)

5.2.4 結果

再処理計画を図58に、天然ウラン需要量を図59に、プルトニウム貯蔵量を図60に、使用済燃料貯蔵量を図61に示す。

- (1) プルトニウムバランスの最適化(プルトニウム貯蔵量の低減化)を目標にLWR再処理工場の計画を設定した結果、2030年に800トン/年を2基・400トン/年を1基、続いて2060年に400および800トン/年を各1基ずつ導入する計画となった。
- (2) LWR再処理工場を2030年以降に集中導入するため、2000～30年の間に回収するPu貯蔵量が戦略Bに比べて少なくなり、結果的にプルサーマルの導入規模は合計345基・年程度となり、戦略B時の530基・年よりも減少した。
- (3) 天然U需要量は、前半では上記のプルサーマル導入規模の減少分だけ上昇し、戦略Bより約0.6万トンU多くなり、後半ではFBR導入量が増加し、逆に軽水炉の割合が減少したことにより、最終的に戦略Bより約3万トンU少なくなる。
- (4) LWR使用済燃料の貯蔵量はLWR再処理工場を2030年から集中立地するため、貯蔵量は2030年の時点で約2.2万トンのピークに達する。

5.2.5 考察

- (1) 戦略Bと同様プルトニウム貯蔵量の最適化(低減化)は可能である

軽水炉からの使用済燃料を一時貯蔵した場合でも、適当なLWR再処理計画、FBR導入計画およびプルサーマル導入計画を設定することにより、戦略Bと同様、プルトニウム貯蔵量を低減化できることが分かった。

- (2) 天然ウラン累積需要量の削減効果は戦略Bとあまり変わらない

プルトニウムの有効利用即ち天然ウラン累積需要量の観点から見た場合、一時貯蔵の方が僅かに少ないが戦略Bとそれ程変わらない。この理由は結果のところでも述べたように、プルサーマル導入は少なくなるものの、天然ウラン削減効果の大きいFBRの導入量が若干多くなったためである(図57参照)。しかし、一時貯蔵の目的が、プル

トニウムの必要な時期にタイムリーにしかも適切な量のプルトニウムを供給することにより、FBRの導入規模が大幅に増加することを期待している点にあるとすれば、あまり効果がないことになる。このFBRの導入量がそれ程増えなかった理由としては、もともとLWR再処理から回収するプルトニウム量の規模がFBR1基の導入初期に必要な量に比べそれ程大きくないこと、さらに炉内滞在時間および炉外サイクル時間を考慮すると、ある時期までは引き続いてプルトニウムを供給する必要があることなどが挙げられる。従って、LWR再処理の集中的な導入がプルトニウムバランス上、直ちにFBRの集中・大量導入につながらないことになる。

(3) 一時貯蔵の場合はプルトニウムは経時劣化する

一時貯蔵の場合注目すべき問題は、貯蔵期間中のプルトニウムの劣化である。 ^{241}Pu は半減期約15年で ^{241}Am に β -崩壊してしまうため、貯蔵期間が長い程核分裂性プルトニウムが減少してしまう。例えば10年貯蔵した場合、約70%のPuf率は64%程度に減少する。(その分アメリシウムが増加するが、再処理の時点で取り除かれる。)従って、FBRで利用する場合、プルトニウム富化度の増加などの対策が必要となる。

一方、戦略Bのように一時貯蔵せず回収したプルトニウムをプルサーマルで利用する場合においても、プルトニウム・フィッサイル率の低下の問題は起こる。プルサーマルで1回りサイクルすると、1回のリサイクル時間約10年間の経時劣化も含めて、約70%のPuf率は61%程度に減少する。^[22]

以上、核燃料サイクル諸量上の観点からは、一時貯蔵のオプションは一時貯蔵しないオプション(戦略B)と比べあまり差はないように思われる。。

今後は、サイクル諸量以外の観点(貯蔵費などの経済性評価およびLWR再処理産業と中間貯蔵産業の成立性、プルトニウム利用技術の継続性、数万トンオーダーの使用済燃料の貯蔵施設での貯蔵あるいは数百トンオーダーのプルトニウムの炉内での貯蔵かというPA問題)からさらに比較・検討していく必要がある。

表25 FBR新設炉導入ペース(F34Y)

西 暦(年度)	2030~39	40~44	45~49	50~69	70~
導入量 (万kW/年)	200	250	300	300	新設分 全て

表26 プルサーマルの導入計画(P8)

西暦(年度)	1994~97	98~99	2000~01	02~29	2030	合 計
導入規模	80万kWeの P、B各1基	110万kWeの P、B各2基	110万kWeの P、B各4基	110万kWeの P、B各5基	110万kWeの P、B各2基	345基・年

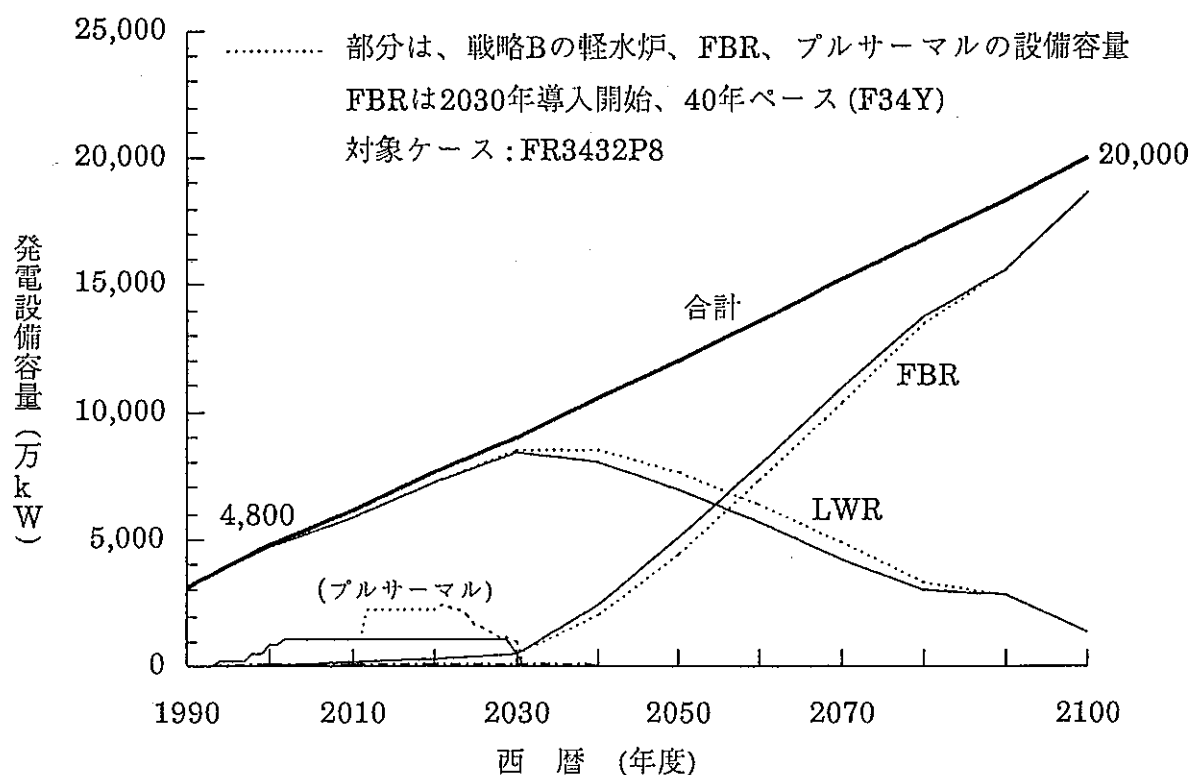


図57 発電設備容量(使用済燃料一時貯蔵の影響)

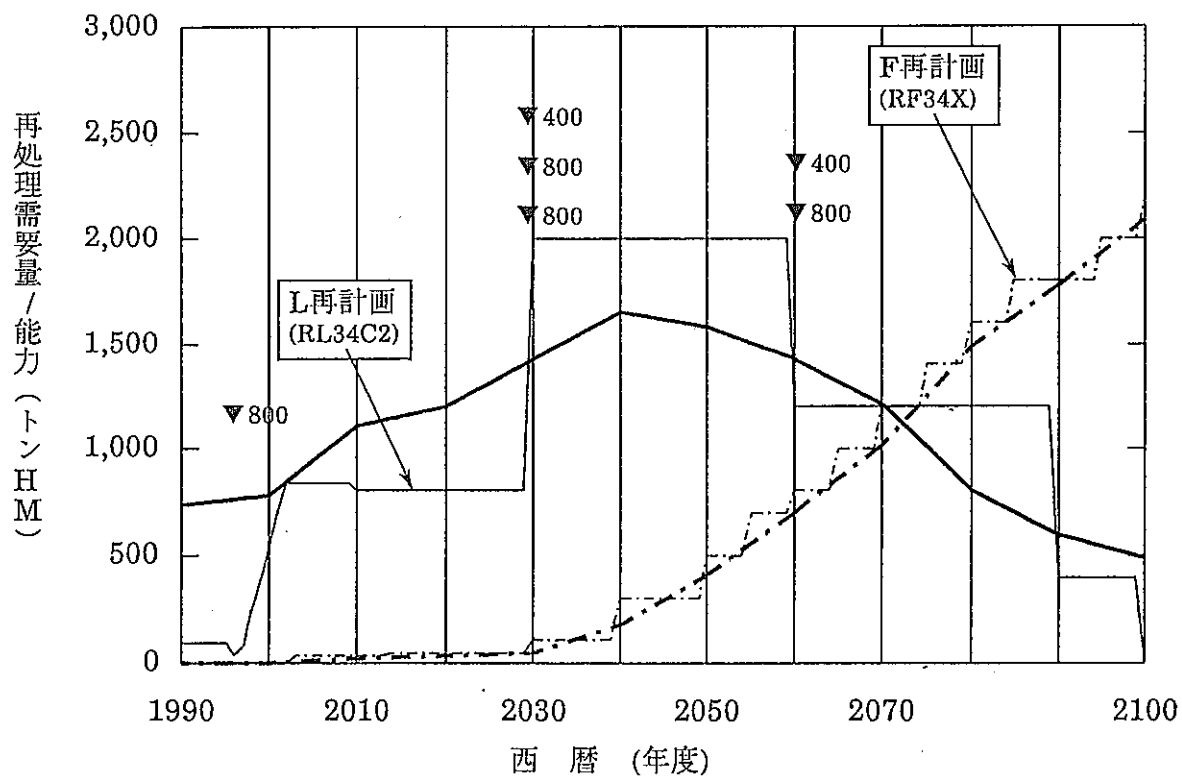


図58 再処理需要量と再処理計画 (使用済燃料一時貯蔵のケース)

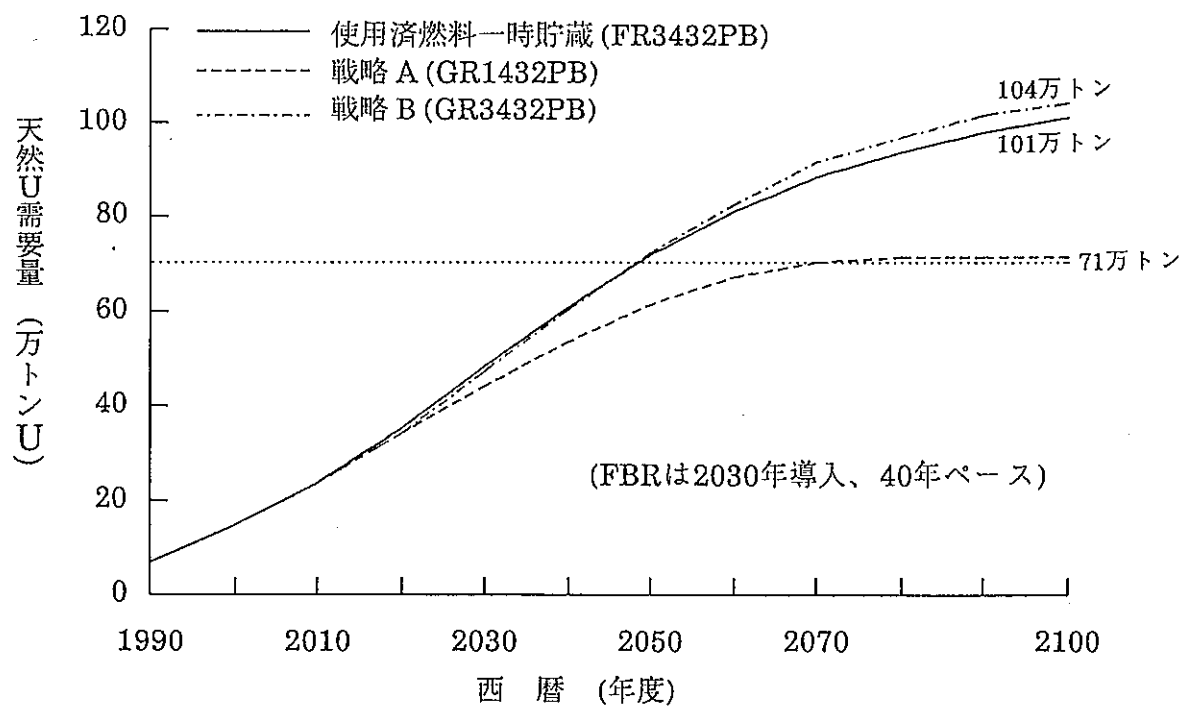


図59 天然ウラン累積需要量 (使用済燃料の一時貯蔵の影響)

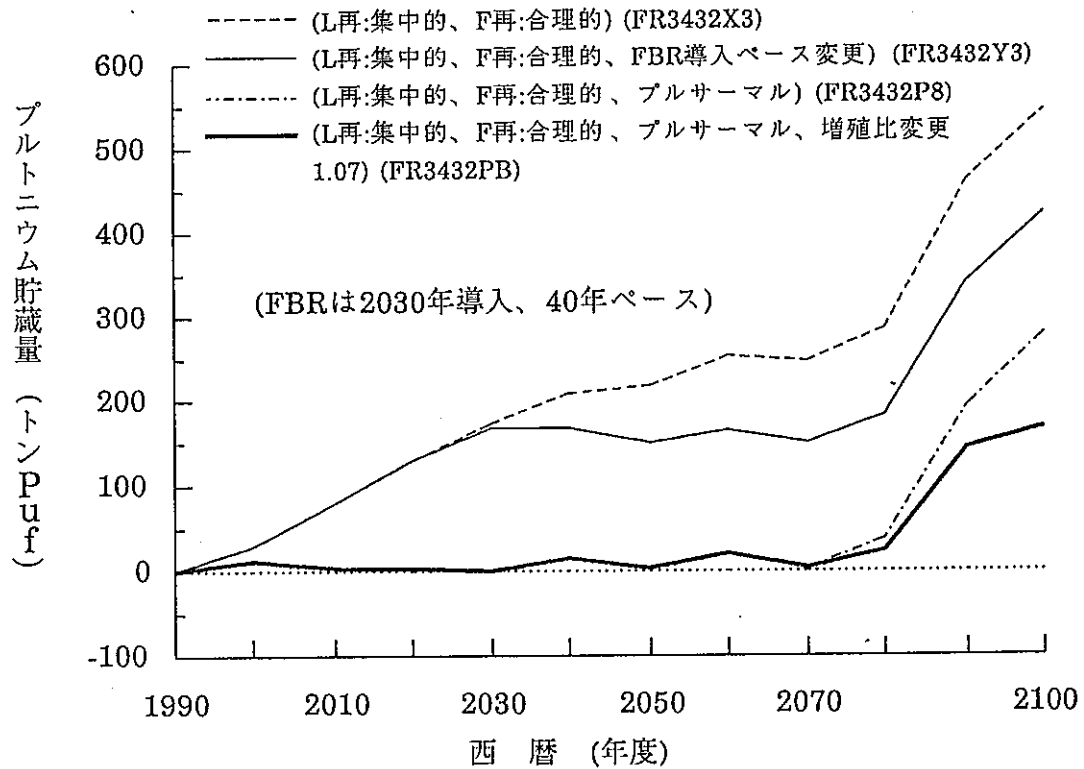


図60 プルトニウム貯蔵量(使用済燃料一時貯蔵の影響)

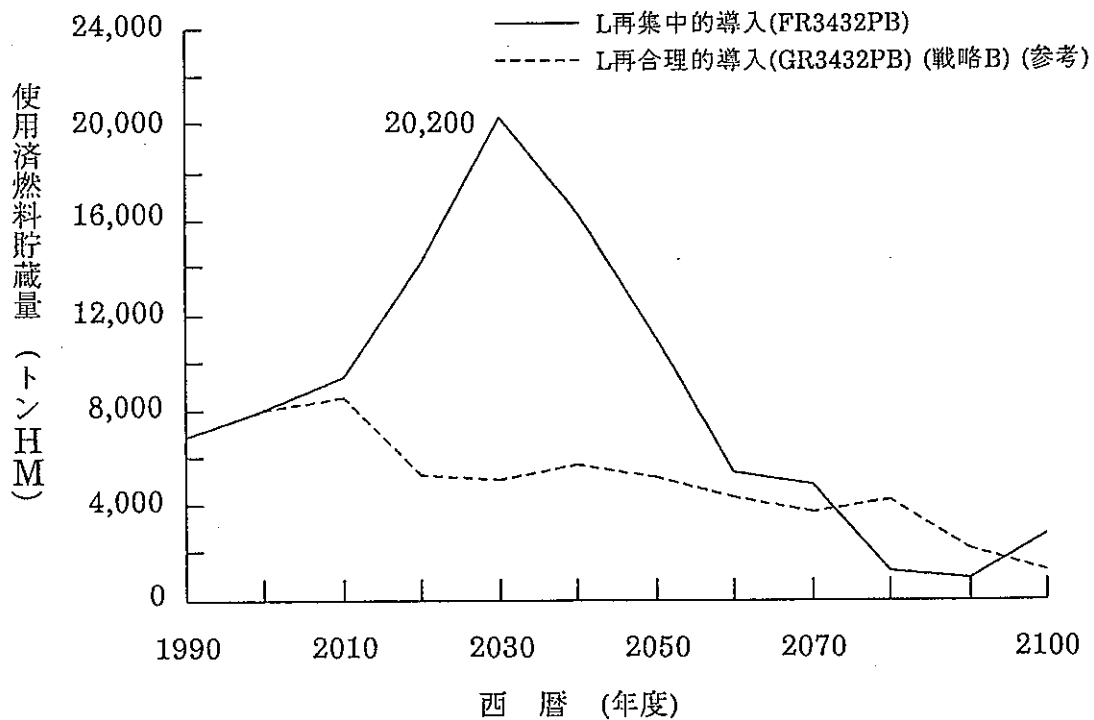


図61 使用済燃料貯蔵量(使用済燃料一時貯蔵の影響)

5.3 天然ウラン資源量の制約による発電規模への影響

5.3.1 目的

天然ウラン資源量を(確認資源+推定追加資源 I)×10%=34万トンUに設定して、この限られた天然ウラン資源量に対し、最大の発電設備容量(Seiyakuケース)を決定する。

5.3.2 前提条件

評価はFBRを2010年から導入した場合を対象とし、前提条件は表27の通りである。

表27 天然ウラン資源量の制約による発電規模評価の前提条件

項 目	条 件	備 考
① 発電設備容量	Seiyakuケース(未知)として求める。	図62、表28参照
② FBR導入開始と導入ペース	2010年から導入。 40年以上(未知)として求める。	図62、表29参照
③ プルサーマル導入規模	導入しない。	
④ ATR導入規模	「ふげん」と「大間炉」は考慮する。	
⑤ 再処理工場導入計画	L再、F再共に即時全量再処理とする。	
⑥ 炉特性データ	——	付表5参照
⑦ FBR増殖比	1.21	付表5参照
⑧ 炉外サイクル時間	LWR系、ATR系は6年 FBR系は3年	付図3参照
⑨ 制約条件	天然U資源量の上限値を <u>34万トンU</u> とする。 Puバランスは <u>負にならない</u> こととする。	付録1参照

5.3.3 検討ケース

検討ケースは次の1つである。解析ケースの関連図を付図2-4に示す。

① 発電設備容量Seiyakuケース(EK1032IX) → ER1432IX(基準参考ケース)

5.3.4 結果

Seiyakuケースの発電設備容量を表28、図62に、天然ウランの累積需要量を図63に、プルトニウムの貯蔵量を図64に示す。

- (1) 天然ウラン資源量の制約から軽水炉の導入は2000年までとなり、累積需要量は2040年で33万トンUに達する。
- (2) Puバランス上FBRを性急に導入することはできず、表2に示す様に約100年間に渡って徐々に導入することになる。
- (3) 以上より、Seiyakuケースでは2000～2040年の間ほぼ4800万kWeで推移し、この間LWRからFBRへ世代交代を行う。2040年以降は総発電設備容量の100%をFBRが占め、Referenceケースの発電設備容量に回復するのは2100年頃になる。

5.3.5 考察

天然ウラン資源量を(確認資源+推定追加資源I)×10%の34万トンUに制約した場合、2000年以降、原子力発電設備容量の順調な伸びは全く期待できない。FBRも2010年から導入は行うものの、プルトニウムバランス上からその導入量は制限され、十分な効果が出るまでには長い時間を必要とする。10%制約の条件下では原子力発電による電力の安定供給シナリオは成立しにくいことが分かった。

表28 発電設備容量 (Seiyaku ケース)

発電規模	対象 ケース	西 暦 (年度)					
		1990	2000	2030	2050	2080	2100
Reference	ER1432IX	3,165万kWe	4,800	9,000	12,000	16,800	20,000
Seiyaku	EK1032IX	3,165	4,800	4,685	6,800	13,300	20,000

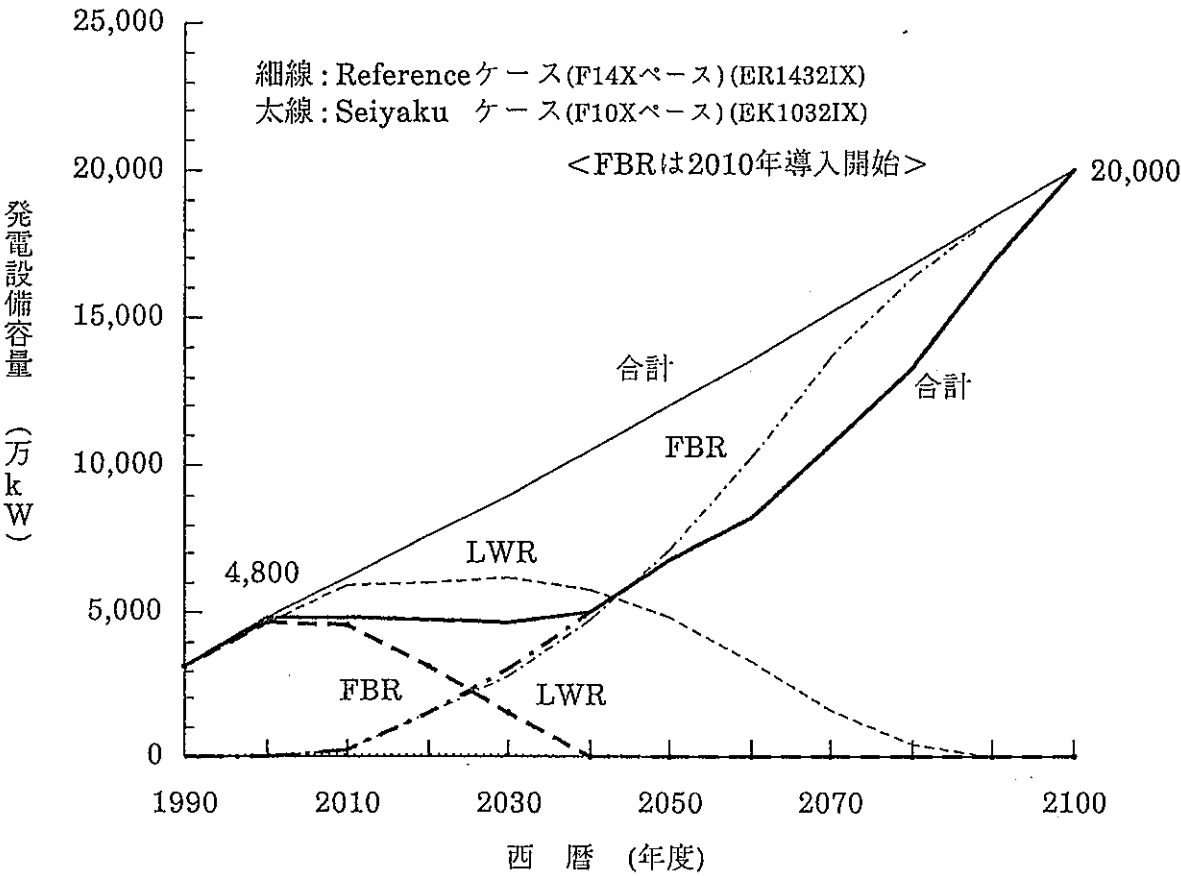


図62 発電設備容量 (ウラン制約による発電規模への影響)

表29 FBRの導入ペース(FBR導入は2010年)(F14X、F10X)

番号	対象ケース	西 暦 (年)	2010~14	15~19	20~24	25~29	30~34	35~39
F14X	ER1432IX (Reference)		100 万kWe/年	150	150	150	200	200
F10X	EK1032IX (Seiyaku)		100	150	150	150	200	200

西暦	40~44	45~49	50~54	55~59	60~64	65~69	70~74	75~79
F14X	250	250	新設分 全て	←	←	←	←	←
F10X	200	200	200	300	400	400	400	500

西暦	80~84	85~89	90~98	99~00	備 考
F14X	←	←	←	←	
F10X	500	600	600	500	プルトニウムバランスから決定

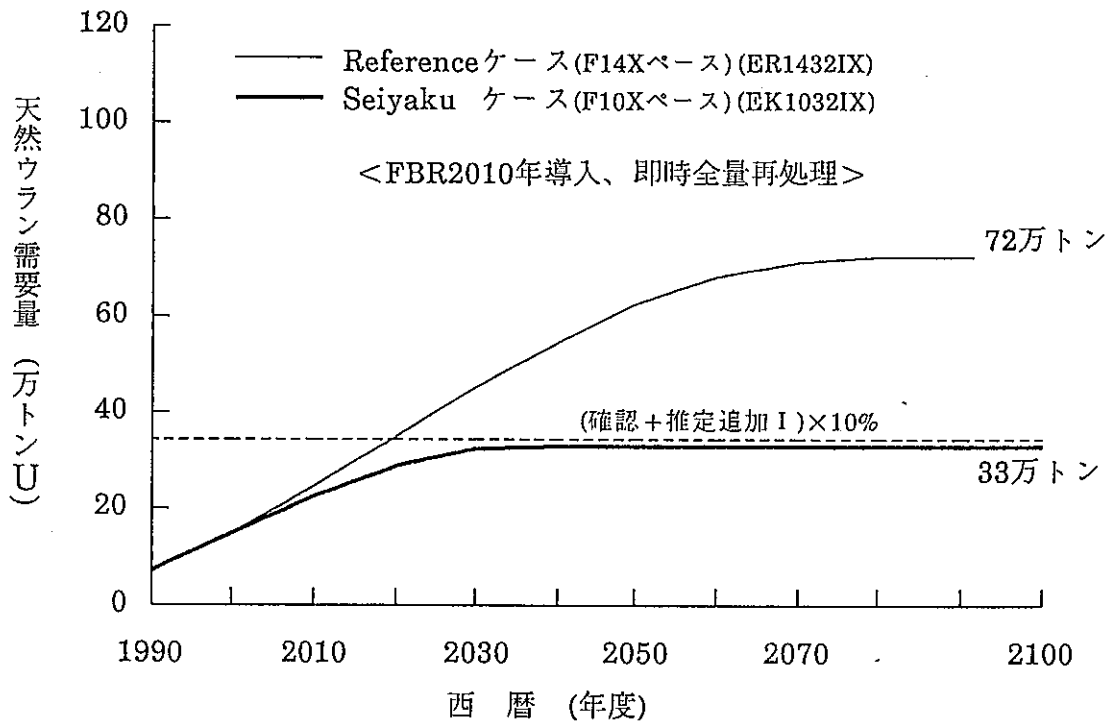


図63 天然ウラン累積需要量(ウラン制約による発電規模への影響)

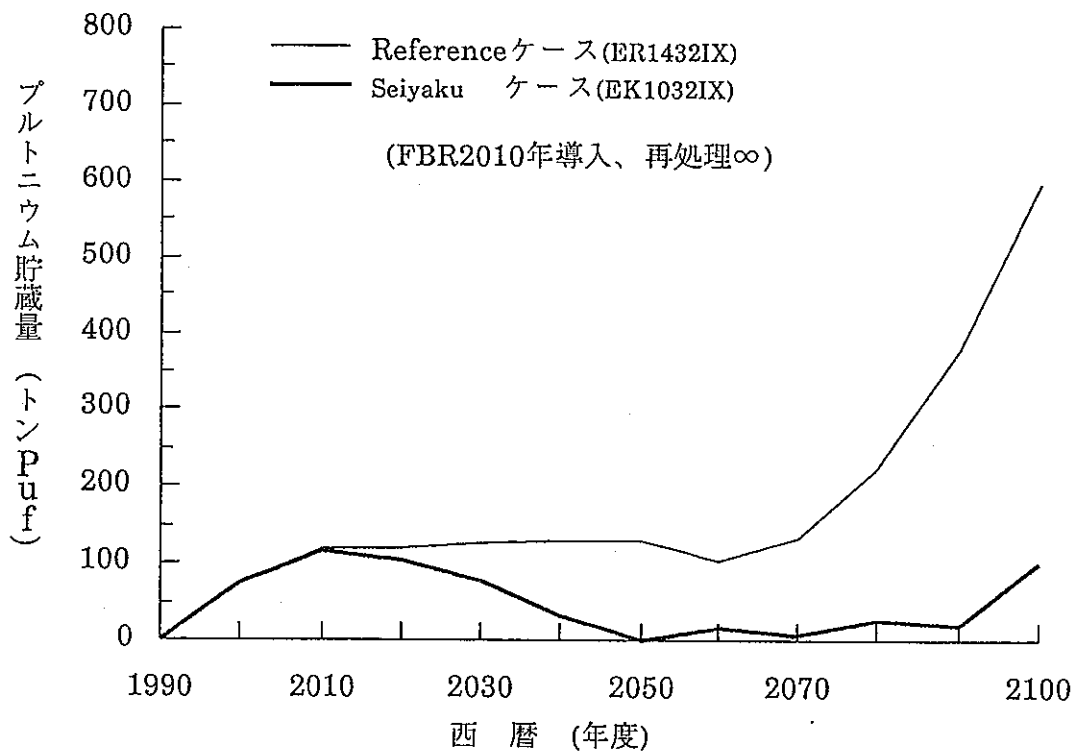


図64 プルトニウム貯蔵量(ウラン制約による発電規模への影響)

5.4 戦略A、Bの諸量データの抽出

5.4.1 濃縮役務量

戦略A(GR1432PB)、B(GR3432PB)における年間および累積の濃縮役務量をまとめた。濃縮役務の年間供給量の見通しを表30に、年間需要量を図65に、累積需要量を図66に示す。但し、テイル濃度は0.25%である。

濃縮役務量についての結論は次の通りである。

- ① 濃縮役務の累積需要量を見ると、戦略Aの方が戦略Bよりも約3割少なくなっている。これはFBRの早期導入の効果である。(戦略AのトータルのLWR導入量が戦略Bよりも少なくなるためである。)
- ② 年間需要量で見ると、戦略Aでは2020年に最大7,300トンSWU/年、戦略Bでは2030年に最大9,700トンSWU/年に達する。
- ③ 濃縮役務の年間の需給バランスで見ると、供給側は海外委託量(DOE、ユーロディフ)が2010年代半ばまで約4,000～5,000トンSWU/年、国内分(既計画分)が2020～2030年代まで約1,500～1,700トンSWU/年の能力を有しているが、それ以降については白紙の状態である。従って、海外との濃縮役務契約の新規提携および民間第2濃縮工場などの建設を進めなければならない。

表30 ウラン濃縮役務の年間供給量の見通し

項 目 西暦(年度)	供 給 量 (単位: ton SWU/年)			
	海外委託量		人形D.P.*3	民間第1工場 *4
	ユーロディフ*1	DOE *2		
1990	700	3,700	200	—
2000	〃	3,750	〃	1,050
2010	—	5,100	〃	1,500
2020	—	?	〃	1,500
2030～	—	?	?	?

*1) 1980～2005年の25年間で合計18,000ton SWUを契約。(年間約700ton SWU)

*2) 年間3,000～6,000ton SWUで長期契約(2010年代半ばまで?)を結んでいる。従って、最大6,000ton SWU/年の範囲で、需要量に合わせて委託するとした。

*3) 1989年に運開。

*4) 1991年に150ton SWUで運開し、その後150tonずつ増設する。2004年には1,500ton SWUのフル操業となる。

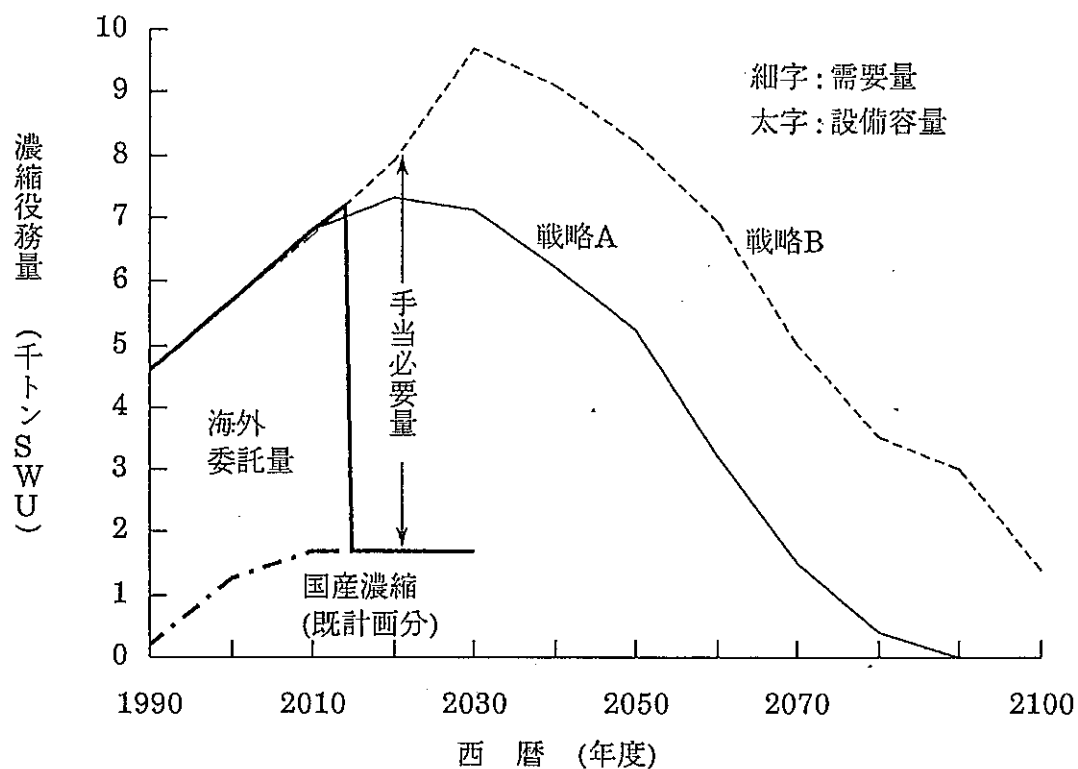


図65 濃縮役務年間需要量 (戦略A、B)

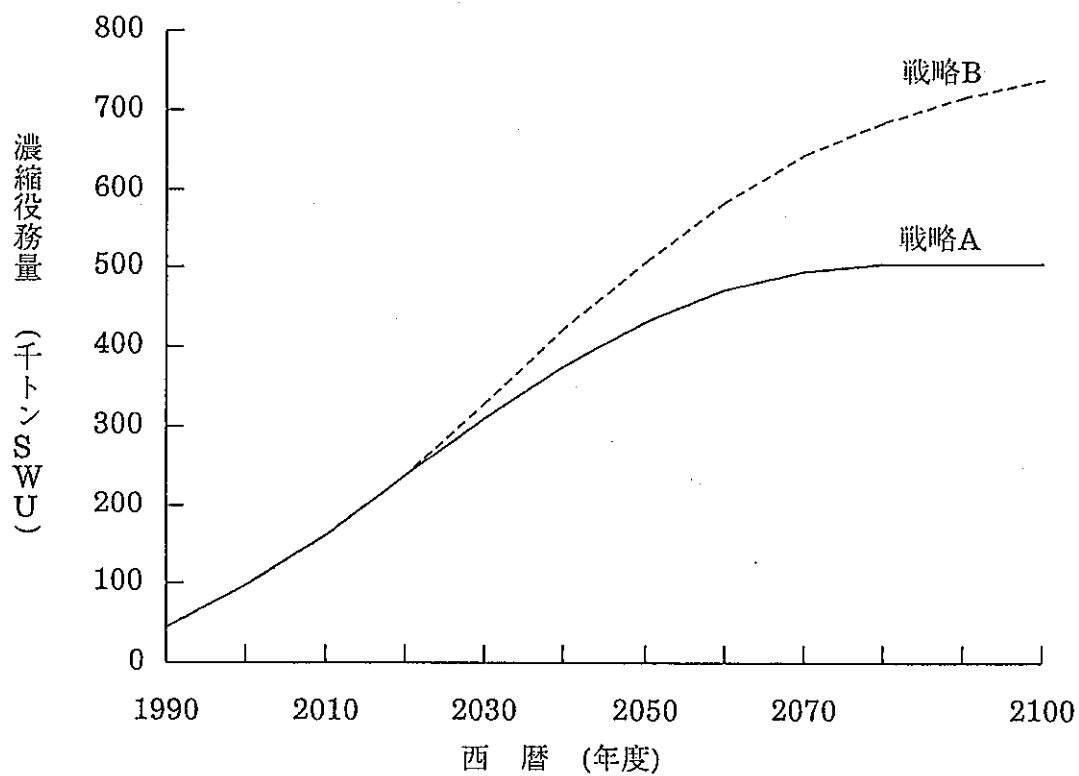


図66 濃縮役務累積需要量 (戦略A、B)

5.4.2 テイルウラン貯蔵量

戦略A(GR1432PB)、B(GR3432PB)におけるテイルウラン(劣化ウラン)貯蔵量をまとめた。テイルウランは、濃縮工場において主に軽水炉燃料用のために天然ウランを濃縮する際に発生する廃棄材(テイル)のことで、そのテイル濃度は0.25%である。

一方、テイルウランの需要先としてその大部分はFBR用燃料のMOX母材として利用される。テイルウランの貯蔵量を図67に示す。ここで、1990年以前の劣化ウランの蓄積量は約6万トンUとした。

テイルウラン貯蔵量についての結論は次の通りである。

- ① 戦略AではFBRの導入が早いため劣化ウランの消費が進み、蓄積量は2070年の56万トンUをピークに徐々に減少する。一方、戦略Bでは劣化ウランの蓄積量は2100年の時点においても徐々に増加し続け、83万トンUまで蓄積する。
- ② 以上の蓄積量は、濃縮役務を海外委託をした場合の海外濃縮工場から出てくる劣化ウランも含んでいる。国内の濃縮工場から出てくる劣化ウランのみを考えた場合、上記蓄積量の2～3割程度になるものと思われる。いずれにしろ、大量に発生する劣化ウランの保管方法について検討しておく必要がある。

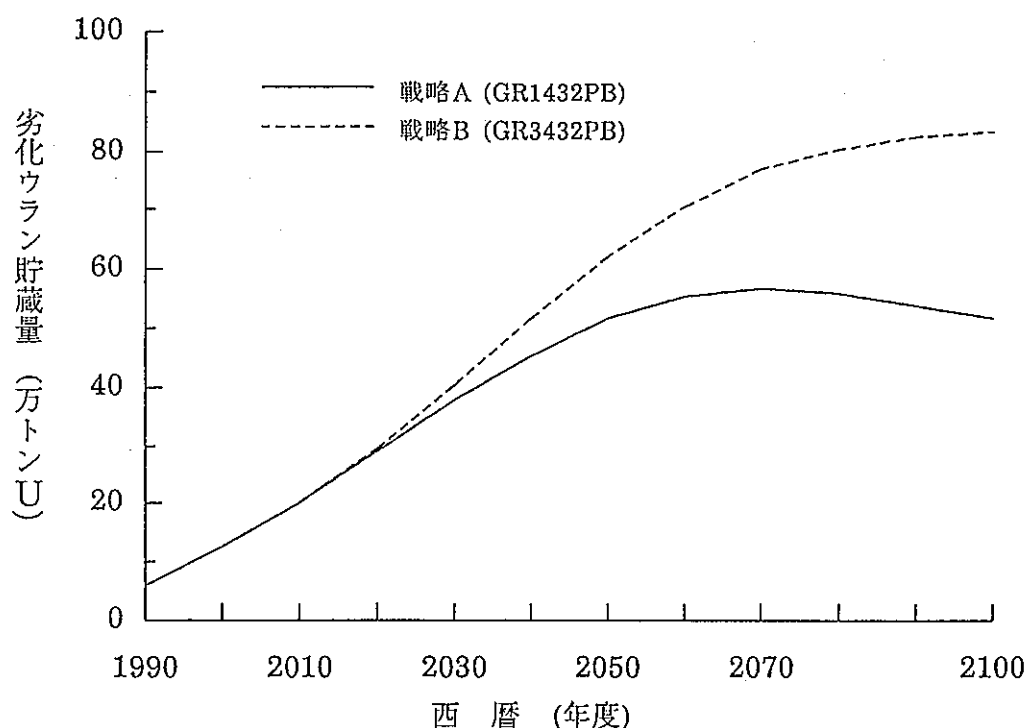


図67 テイルウラン貯蔵量 (戦略A、B)

5.4.3 各炉型別のプルトニウム回収量

戦略A(GR1432PB)、戦略B(GR3432PB)において各炉型別のプルトニウム回収量(累積量)をまとめた。

各炉型別のプルトニウム回収量(累積量)を図68～71に示す。各炉型別の回収プルトニウムのPuf率は、BWR(65%)、A-BWR(67%)、PWR(73%)、A-PWR(69%)、BWR－プルサーマル(56%)、PWR－プルサーマル(59%)、海外委託再処理(約70%)、FBR炉心(68%)、FBR径ブランケット(90%)とした。また、軽水炉再処理工場においては各種燃料は在庫量に比例して処理するものと仮定した。

プルトニウム回収量についての結論は次の通りである。

- ① 戦略Aにおいて、軽水炉から回収したプルトニウムのうちプルサーマル炉から回収したPuf率の低いプルトニウムは、プルサーマル炉の導入終了後の2020年時点では累積で約20トンPufに達する。これはこの時点での全軽水炉回収プルトニウムの約10%に当たる。一方、年間の回収量に注目するとプルサーマル炉から回収したプルトニウムの割合が最も高くなるのは2014～2020年頃で約20%になる。但し、この時点でプルトニウム需要先としてはプルサーマル炉は存在せず、大部分はFBR炉心燃料用として用いるため低Puf率はほとんど影響しないと考えられる。
- ② 戦略AにおいてFBRからの回収プルトニウム量は軽水炉と比較すると、2100年時点の累積で約12倍も多い。2020年頃を境にそれ以前は軽水炉からのプルトニウムが、それ以降はFBRからのプルトニウムが支配的となる。また、FBRから回収したプルトニウムの内訳を見ると、炉心および軸方向ブランケットから回収するプルトニウム量は全体の約9割を占め、残りの約1割は径方向ブランケットから回収する。この炉心および軸方向ブランケットから回収したプルトニウムの内約9割は自分自身を維持するために使われ、残りの約1割と径方向ブランケットから回収したプルトニウムを合わせて新たに増設するFBRに供給することになる。従って、径方向ブランケットから回収したプルトニウム量は少ないにも拘わらず重要となる。
- ③ 戦略Bにおいても傾向は戦略Aとほぼ同じである。但し、プルサーマル炉の本格導入期間が約30年と長いため(戦略Aの約3倍)、低Puf率のプルトニウムを再びプルサーマルに利用する可能性もある。この場合、MOX燃料中のプルトニウム

富化度の上昇を招き、燃料加工時の被ばくなどの問題が発生する。

また、戦略Aに比べ軽水炉が長期化するため、FBRからの回収プルトニウム量は2100年時点の累積で軽水炉の約6倍にとどまる。2040年頃以降はFBRから回収したプルトニウムが支配的となる。

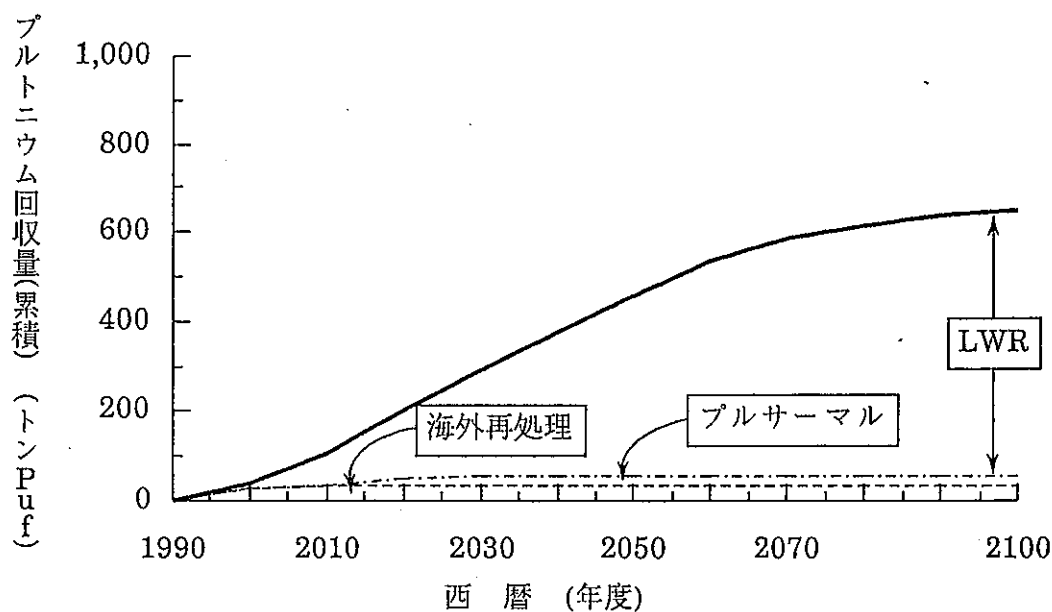


図68 軽水炉からのプルトニウム回収量(累積量) (戦略A)

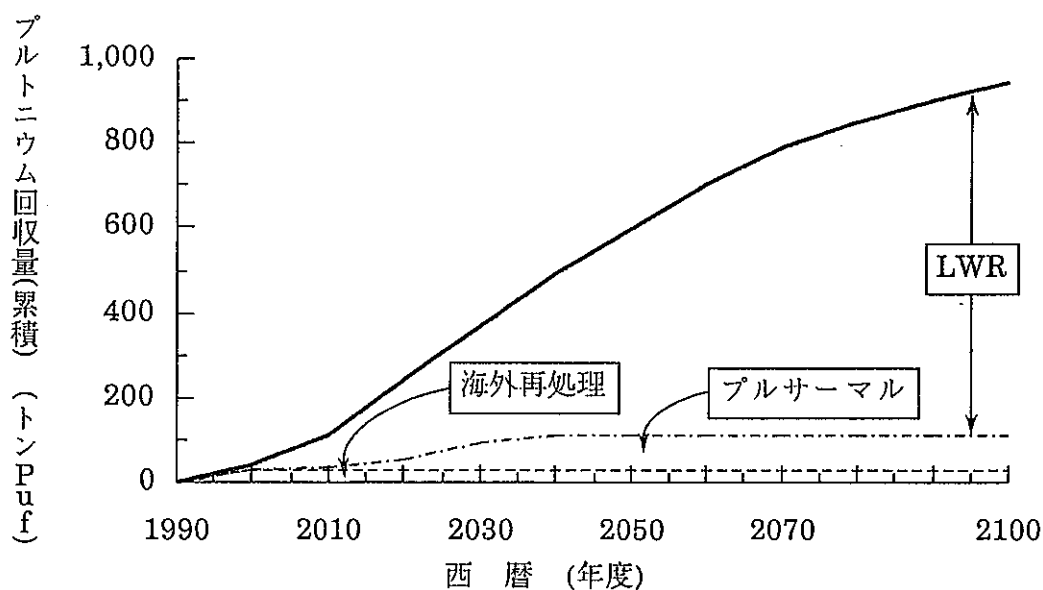


図69 軽水炉からのプルトニウム回収量(累積量) (戦略B)

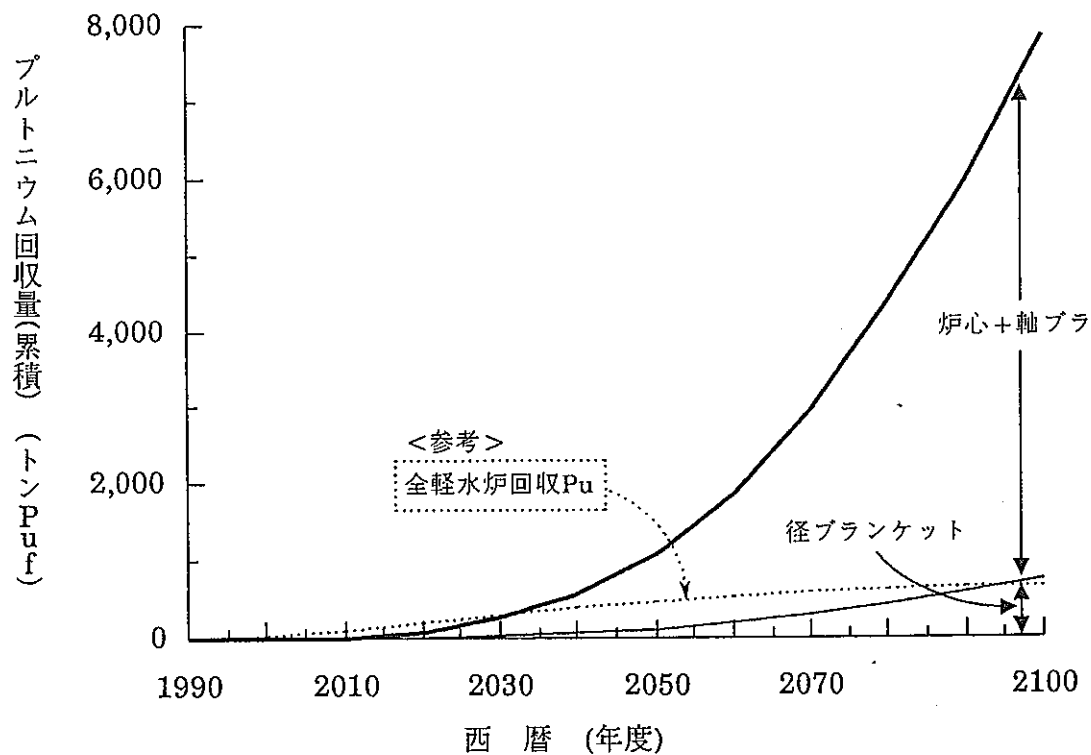


図70 FBRからのプルトニウム回収量(累積量) (戦略A)

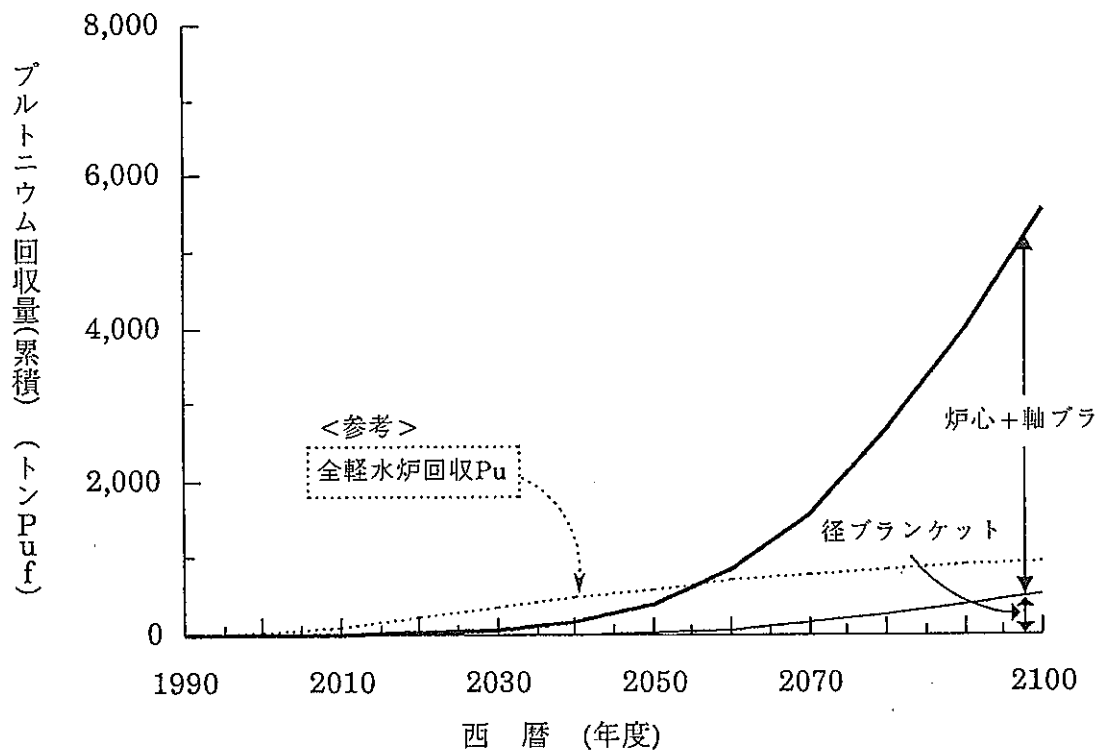


図71 FBRからのプルトニウム回収量(累積量) (戦略B)

6. 今後の課題

今回、プルトニウムバランスおよび天然ウラン需要量などのサイクル諸量の観点から、プルトニウム利用最適化の評価を行ってきたが、下記の点について未だ評価が不十分であるため、今後引続きサイクル諸量解析を行うこととする。

(1) ATRの特性を最大限に生かした炉型戦略について

ATRはその特性から燃料を取り替えるだけで、プルトニウム消費炉としても、また生産炉としても利用することができる。さらに、軽水炉では利用が難しい高次プルトニウムや回収ウランの利用が容易である点など、炉型戦略上、重要な役割を演じる可能性がある。

従って、軽水炉からFBRへ移行する路線を基準とした前提条件の下で、ATRの最も望ましい導入戦略を明確にするために、ATRを中心とした諸量解析を行う。

(2) 中間炉としてHCLWRを導入した場合の検討

これまでの諸量解析においては、中間炉としてATRとプルサーマルのみを対象としていたが、HCLWRについても同様の解析を行い、中間炉としての3炉型の比較、検討を実施する。

(3) ^{241}Pu の劣化および回収ウラン中の ^{236}U の影響評価

使用済燃料貯蔵期間中やプルトニウム貯蔵期間中に起こる ^{241}Pu の劣化の問題および回収ウランの再利用の際の ^{236}U のペナルティー問題が、プルトニウムバランスや天然ウラン所要量などのサイクル諸量に与える影響について検討を行う。

(4) 使用済燃料貯蔵制限に関する検討

PWRの使用済燃料貯蔵プールは炉外にあるが、BWRの使用済燃料貯蔵プールは格納容器内にあり、容量が限られている。このため、再処理工場の受入プールの容量とも関連し、使用済燃料貯蔵容量の問題が発生する可能性がある。

また、今後サイクル諸量の観点からのプルトニウム利用の最適化に引き続いて、以下の観点からの戦略の策定、検討、評価を行い、その結果を受けて総合的観点からの戦略を策定していく予定である。

(1) 原子力発電規模実現化の具体策について

今回、原子力発電設備容量を平成2年6月決定の通産省総合エネルギー調査会見通し(2000年度5,050万kWe、2010年度7,050万kWe)とした場合の解析を行ったが、これを達成するためには幾つかの課題を解決しなければならないことが分かった。

今後、実際にこの発電設備容量を現実のものとするための具体的な方策について検討を行う必要がある。

(2) 廃棄物処理処分戦略

廃棄物発生量の見通しおよびTRU消滅の可能性の検討を行う。

(3) 技術開発との整合性評価

各部門との意見交換などを通じて、策定した戦略と技術開発の整合性を評価し、戦略へフィードバックする。(FBRやFBRサイクル施設の実用化までの開発スケジュール、FBRの増殖比、FBR炉外サイクル時間などについて)

(4) 経済性評価

わが国全体の原子力発電の経済性の観点から、これまでに求めた戦略の妥当性の検討、または新たな戦略の策定を行う。

(5) 経済効果評価

原子力開発がわが国のマクロ経済に及ぼす効果を評価する。

7. まとめ

前回報告の「(1) サイクル諸量の観点からのPu利用最適化」においては、電力施設計画などを基に設定した発電設備容量を前提として、プルトニウムの積極的な利用を進めつつ核不拡散の観点からプルトニウム貯蔵量を極力低減することを目指し、最適な炉型・サイクル戦略の検討を行ってきた。

その後、平成2年6月に総合エネルギー調査会から2010年までのエネルギー需給見通しが発表され、これを機会に様々な角度から将来の原子力発電設備容量を予測評価し、最適な炉型・サイクル戦略の再検討を行った。

その結果、発電設備容量の長期的予測評価においては、経済成長率、原子力発電比率、省エネ効果などの因子が重要であることが分かった。

最適な炉型・サイクル戦略の策定においては、経済成長率が高いケースや省エネが後退したケースのように発電設備容量がハイペースで増加した場合には、FBRを2010年から本格導入しても天然ウラン需要量が大幅に増加することが分かった。解決策としては、単位発電量当たりの装荷プルトニウム量が少なく増殖性能の高いFBR燃料や熱効率の高いFBRの導入を行うことなどが考えられる。一方、経済成長率が2%台でしかも省エネが順調に進んだ場合は、FBRを2030年から本格導入した場合(戦略D)、天然ウラン需要量、プルサーマル投入量などの問題が発生し、プルトニウム積極利用とプルトニウム貯蔵量削減という観点からは、技術開発との整合性を図りながら、FBRを2010年からやはり早期に導入すべきであるとの結論に至った。(戦略C) この点については前回報告の戦略A、Bの場合とほぼ同じ結論を得た。

なお、上記戦略が成立するためには、①FBR燃料サイクル施設をFBRと整合性を持って操業させること、②FBRの増殖比と炉外サイクル時間から得られる総合的増殖性能を保つこと、③軽水炉とFBRの共存期間をこれまで考えられていた以上に長期化させること、④FBRが本格利用するまでの間プルトニウムを貯蔵せずにプルサーマルまたはATRなど中間炉で利用することが全て達成されることが必要である。またプルトニウムの高次化問題についても留意する必要がある。

一方、戦略A、Bに対する追解析の結果から以下の点が分かった。

- ① 回収ウランの再利用は天然ウラン需要量の削減効果が期待できるが、 ^{236}U の影響評価や天然濃縮度以下になった回収ウランの再利用方策などについて検

討する必要がある。

② 軽水炉からの使用済燃料を一時貯蔵した場合、プルトニウムの有効利用の観点からは即時再処理利用の場合とそれ程変わらないが、アメリシウム蓄積の問題が発生する。

③ 天然ウラン資源の日本への割当て量が既知資源の10%と仮定した場合は、原子力発電による電力の安定で十分な供給は期待できない。

今後はこれらプルトニウムバランスの観点からのプルトニウム利用最適化についての問題および解析条件に関して、関係部署との意見交換などを通じてさらに検討を進めるとともに、経済性評価、廃棄物戦略などの知見を加え、総合的観点からのシナリオとしてのわが国の原子力開発戦略を検討していく予定である。

8. 謝辞

本解析・評価の実施に当たり、大洗工学センター技術開発部プラント工学室若林担当役、大久保氏からは炉特性データの提供を頂いた。ここに記して感謝の意を表する。

9. 参考文献

- (1) 総合エネルギー調査会「中間報告総論」 (1990)
- (2) 森久起 他、炉型・サイクル戦略の策定 (1)サイクル諸量の観点からのPu利用最適化 : SN9410 90-101 (1990)
- (3) 財団法人 矢野恒太記念会 編、日本国勢図絵(1988年版): 国勢社 (1988)
- (4) 電気事業審議会 需給部会中間報告 (1990)
- (5) 資源エネルギー庁長官官房企画調査課 編、総合エネルギー統計(平成元年度版): (株)通商産業研究社 (1990)
- (6) EDF, Rapport d'Activite/Comptes de Gestion
- (7) Electricity from Nuclear Energy 1989 Edition USCEA
- (8) 1988 Annual Energy Review, DOE/EIA-0384(1988)
- (9) Monthly Energy Review, DOE/EIA-0035
- (10) 社団法人 海外電力調査会、海外電気事業統計(1989年版): 海外電力調査会 (1989)
- (11) 藤目和哉、新しい長期エネルギー需給見通しと政策: エネルギー経済、第16巻、第8号、p.4~21 (1990)
- (12) 財団法人 矢野恒太記念会 編、世界国勢図絵(1990~1991年版): 国勢社 (1989)
- (13) 日本電力調査委員会、電力需要想定および電力供給計画算定方式の解説: 日本電力調査委員会 (1987)
- (14) 藤目和哉、1989年度のエネルギー需給実績と今年度の見通し: エネルギー経済、第16巻、第7号、p.37~52 (1990)
- (15) 社団法人 日本電気協会 電力年報委員会、電気事業の現状(平成元年度版): 日本電気協会 (1988)
- (16) 野村正博(東京電力)、沸騰水型原子炉用高燃焼度燃料の開発: 火力原子力発電、vol.41、No.1 (1990)
- (17) 松岡由了(関西電力)、PWR燃料の高燃焼度化: 火力原子力発電、vol.41、No.3 (1990)

- (18) 林 秀行、大型FBRのPu燃料特性に関する検討:SN9410 86-092、p.33~34 (1986)
- (19) OECD/NEA,IAEA , Uranium Resources and Demand(1989年版): OECD (1990)
- (20) 平林文夫 他、FAMILY-II 核燃料サイクル諸量および経済性評価システム: SN8410 88-046 (1988)
- (21) 湯本鏖三、出口守一、回収ウランの軽水炉への再濃縮リサイクルの検討 (1) 236Uの核燃料サイクル上の影響:SN841 79-44、p.11~12、p.25~39 (1979)
- (22) 中島一郎他、ブルサーマル・リサイクルの検討:SN1410 89-009、p.8、p.1-29、p.5-7 (1989)
- (23) 安川 茂(日本原子力研究所)、核燃料サイクルから見た高転換軽水炉の導入効果 (JALTESモデルによる試算):高転換軽水炉連絡協議資料 (1986年5月)
- (24) 花房啓一(科学技術庁 原子力局 原子力調査室)、原子力開発の長期戦略(2)-核燃料サイクル諸量の計算結果:原子力工業、vol.31、No.2 (1985)
- (25) FBR燃料サイクル検討ワーキンググループ(菊池三郎 他)、FBR燃料サイクルの課題と展望:PNC SN1420 89-004 (1989)
- (26) 大久保良幸、若林利男(動燃 大洗 技術開発部 プラント工学室)、150万kW_e炉心 (Case-⑨炉心)の重金属物質収支:プラ工室メモLF-90-001 (1990年4月)
- (27) 大久保良幸、若林利男(同上)、100万kW_e、増殖比~1.05の炉心の重金属物質収支:プラ工室メモLF-90-020 (1990年5月)
- (28) OECD/NEA,IAEA , Nuclear Energy and its Fuel Cycle(1987年): OECD (1987)
- (29) 科学技術庁原子力局、原子力ポケットブック(1990年版):社団法人 日本原子力産業会議 (1989)
- (30) OECD/IEA, Energy Balances of OECD Countries(1987-1988): OECD/IEA (1990)
- (31) OECD/NEA,IAEA ウラン , 資源、生産、需要(1988年3月版)(通称レッドブック): PNCT N4510 88-003 (1988)
- (32) JNFS , Postpones Reprocessing Plant and HLW Management Facility : ATOMS IN JAPAN、p.23~24 (October 1990)
- (33) IAEA , Status of Liquid Metal Cooled Fast Reactors : Technical Reports Series No.246 , IAEA , Vienna , p.527~533 (1985)

10. 付 録

付録として以下のものを添付する。

付録1 天然ウラン資源量について----- 付-2 (118)

付表1 シナリオ一覧表----- 付-4 (120)

付表2 原子力発電設備容量の長期的予測結果 ----- 付-6 (122)

付表3 原子力発電設備容量についての見通し ----- 付-23 (139)

付表4 2000年度までの各炉型毎の発電設備容量 ----- 付-24 (140)

付表5 炉特性データ一覧表 ----- 付-25 (141)

付表6 解析開始時の各サイクル諸量 ----- 付-27 (143)

付表7 各戦略の再処理導入計画 ----- 付-29 (145)

付図1 プルトニウム最適化(諸量)評価の流れ ----- 付-33 (149)

付図2 解析ケース関連図----- 付-35 (151)

付図3 炉外サイクル時間----- 付-40 (156)

付図4 戦略A、B(前回報告)の概要-----付-42 (158)

<付録1> 天然ウラン資源量について

OECD/NEA“Uranium Resources and Demand”(通称レッドブック)1989年版^[19]によれば、下表に示すように非共産圏世界(WOCA)全体のウラン資源量は、確認資源が約220万トンU、確認資源+推定追加資源-Iの合計(レッドブックではこれを既知資源と呼んでいる)が約340万トンUであり、これを自由世界の天然ウラン資源量の上限值と考える。なお、推定追加資源-IIおよび期待資源の合計(レッドブックではこれを未発見資源と呼んでいる)まで含めると1460~1710万トンUであるが、これらをも含めた資源量を前提とした戦略を立てることは不確実性が大きすぎると考える。

付表 非共産圏世界(WOCA)全体のウラン資源量 (単位万トンU)

	\$80/kg以下	\$80~130/kg	合計	左記累計
確認資源	154.6	65.5	220.1	220.1
推定追加資源-I	77.3	39.1	116.4	336.5
推定追加資源-II	----	----	168.6	505.1
期待資源	----	----	960~1210	1470~1720

OECD/NEAレッドブック1989年版^[19]より

注) 天然ウラン資源量の定義について:

確 認 資 源 : 既知の鉱床中に存在し、その規模、品位および形状から見て、現在実証されている採掘および鉱石処理技術を用いて与えられた生産コスト内で回収され得るウラン

推定追加資源-I: 直接の地質的事実に基づいて「よく探鉱された鉱床の延長部」または「地質的に連続しているが、鉱床についての特定のデータと測定および鉱床の特性についてまだ十分に知識が得られていない鉱床中」に存在するであろうウラン

推定追加資源-II: かなり解明された地質的トレンド中又は既知鉱床を含む鉱化帯地域中に存在していると信じられている鉱床内に期待されるウラン

期 待 資 源 : 主に間接的事実と地質的推測とに基づいて、既存の探鉱技術によって発見可能な鉱床中に存在すると期待されるウラン

同じくレッドブック^[19]によれば、下表に示すように、自由世界の2005年までの天然ウラン必要量のうち、日本の必要量はそのうちの約11%と評価されている。

付表 非共産圏世界(WOCA)の2005年までのウラン必要量見通し (単位トンU)

国 名	1986年	1990年	1995年	2000年	2005年	1986～2005年 までの累計
日 本	4,800	6,900	8,000	9,200	12,800	149,300(11%)
フランス	6,200	6,750	7,000	8,000	7,600	129,250(10%)
米 国	11,850	13,420	12,770	14,080	13,620	238,415(18%)
WOCA全体	36,270	41,913	43,567	48,958	52,908	1,359,102(100%)

OECD/NEAレッドブック1989年版^[19]より

さらに、OECD/IEAのOECD諸国エネルギーバランス表^[30]によれば、1988年のOECD全体の一次エネルギー需要は石油換算で4002.96M t.o.e.(t.o.e.: tons of oil equivalent、1t.o.e.=107 kcal= 4.2×10^7 ジュール)であり、日本はそのうちの9.9%の398.76Mtoeを占めている。

また、同資料^[30]によれば、1988年のOECD全体のGDP(国内総生産)は9748.67b\$(1985年米国\$)であり、日本はそのうちの15.4%、1496.93b\$を占めている。

以上の値を参考にすれば、わが国が確保出来る天然ウラン量としては多めに見積もっても上記自由世界のウラン資源量の約20%程度と考えるのが適当であろう。従って、わが国としての天然ウラン確保量の上限値は $340万 \times 20\% \approx 70万$ トン程度と考えられる。

付表1 シナリオ一覧表(Sougou I、II、IIIシリーズ) (1/2)

評価項目	シナリオ	ケース番号	発電規模	FBR導入	中間炉導入			再処理計画		炉外時間		増殖比	備考
					A	Pu	H	L再	F再	L系	F系		
Sougou I 評価	SU-LF	ES1432I	Sougou I	2010/40	×	×	×	∞	∞	6年	3年	1.2	発電規模変更
	〃	ES1532I	〃	2010/50	×	×	×	〃	〃	〃	〃	〃	〃
	〃	ES1532X	〃	〃	×	×	×	RL15X	RF15X	〃	〃	〃	〃
	〃	GS1532P6	〃	〃	×	P6	×	〃	〃	〃	〃	〃	〃
	〃	GS1532PB	〃	〃	×	P6	×	〃	〃	〃	〃	〃*	2067増殖比変更
戦略Cの策定	SU-LF	HS1432I	SougouII	2010/40	×	×	×	∞	∞	6年	3年	1.2	発電規模変更
	〃	HS1432IX	〃	〃	×	×	×	〃	〃	〃	〃	〃	(ベースF14X1)
	〃	HS1432X	〃	〃	×	×	×	RL14C1	RF14C1	〃	〃	〃	〃
	〃	HS1432P9	〃	〃	×	○	×	〃	〃	〃	〃	〃	〃
	〃	HS1432PB	〃	〃	×	○	×	〃	〃	〃	〃	〃*	2062増殖比変更
戦略Dの策定	SU-LF	HS3432I	SougouII	2030/40	×	×	×	∞	∞				ベースF34
	〃	HS3432IX	〃	〃	×	×	×	〃	〃				ベースF34X1
	〃	HS3432X	〃	〃	×	×	×	RL34C3	RF34C1				〃
	〃	HS3432P5	〃	〃	×	P5	×	〃	〃				〃
	〃	HS3432PB	〃	〃	×	P5	×	〃	〃				2070増殖比変更
Sougou III 評価	SU-LF	IS1432I	SougouIII	2010/40	×	×	×	∞	∞	6年	3年	1.2	発電変更、F14
	〃	IS1432IX	〃	〃	×	×	×	〃	〃	〃	〃	〃	(ベースF14X2)
	〃	IS1532IX	〃	2010/50	×	×	×	〃	〃	〃	〃	〃	(ベースF15X)

付表1 シナリオ一覧表(回収U、一時貯蔵、U制約シリーズ) (2/2)

評価項目	シナリオ	ケース番号	発電規模	FBR導入	中間炉導入			再処理計画		炉外時間		増殖比	備考
					A	Pu	H	L再	F再	L系	F系		
回収U利用	RU-LF(中)	GR1432PR	Ref.	2010/40	×	P4	×	RL14X	RF14X	6年	3年	1.2	回収U利用
	〃	GR3432PR	〃	2030/40	×	P5	×	RL34X	RF34X	〃	〃	〃	〃
	RU-LF(貯)	FR3432X1	Ref.	2030/40	×	×	×	下北のみ	RF34X	6年	3年	1.2	SF一時貯蔵
使用済燃料一時貯蔵評価	〃	(FR3432X2)	〃	〃	×	×	×	RL34C1	〃	〃	〃	〃	(ベースF34X)
	〃	(FR3432P7)	〃	〃	×	○	×	〃	〃	〃	〃	〃	(〃)
	〃	FR3432X3	〃	〃	×	×	×	RL34C2	〃	〃	〃	〃	(〃)
	〃	FR3432Y3	〃	〃	×	×	×	〃	RF34Y	〃	〃	〃	(ベースF34Y)
	〃	FR3432P8	〃	〃	×	○	×	〃	〃	〃	〃	〃	(〃)
	〃	FR3432PB	〃	〃	×	○	×	〃	〃	〃	〃	〃*	2077増殖比変更
U制約	KU-LF	EK1032IX	Seiyaku	2010/100	×	×	×	∞	∞	6年	3年	1.2	U需要10%制限

付表2 原子力発電規模の長期的予測評価結果

付表2-1 GNP(名目、実質)比較 (図11のデータ)

西暦 (年)	名目GNP		実質GNP	
	実数(10億円)	1965年比	実数(10億円)	1965年比
1965	33,602	1.000	92,028	1.000
1970	75,152	2.237	153,915	1.672
1975	152,209	4.530	190,875	2.074
1980	245,163	7.296	242,131	2.631
1985	321,158	9.558	293,904	3.194
2000			(530,000)	5.713
2010			(720,000)	7.654

出典:1988日本国勢図絵

電気事業審議会需給部会中間報告(平成2年6月)

付表2-2 一人当たりの実質GNP (図12のデータ)

西 暦 (年)	実質GNP(A) (10億円) [1980暦年価格]	人口(B)		A/B (百万円/人)
		実数(千人)	1965年比	
1965	92,028	98,275	1.00	0.936
1970	153,915	103,720	1.06	1.484
1975	190,875	111,940	1.14	1.705
1980	242,131	117,060	1.19	2.068
1985	293,904	121,049	1.23	2.428
2000	(530,000)	131,276	1.34	(4.037)
2010	(720,000)	136,016	1.38	(5.293)
2020		135,567	1.38	
2040		132,000	1.34	

出典: 1988日本国勢図絵 (財)矢野恒太記念会編
厚生省人口問題研究所 将来人口推計

付表2-3 日本のGNP当たりの一次エネルギー供給量 (図13のデータ)

西 暦 (年)	国内一次エネルギー総供給(A) ($\times 10^{10}$ kcal)	実質GNP(B) (10億円) [1980暦年価格]	A/B ($\times 10$ kcal/円)
1965	168,910	92,028	1.84
1970	319,708	153,915	2.08
1975	366,224	190,875	1.91
1980	397,165	242,131	1.64
1985	405,401	293,904	1.38
1988	445,000	335,000	1.33
2000	552,000	530,000	1.04
2010	616,000	720,000	0.856
2020			0.70
2030			0.58
2040			0.48
2050			0.44

出典：総合エネルギー統計(平成元年度版) 1988日本国勢図絵(財)矢野恒太記念会
編 総合エネルギー調査会(平成2年6月)

(注) 2010年以降は外挿値

付表2-4 日本の原子力発電比率 (図14のデータ)

西 暦 (年)	原子力発電 電力量 (百万kWh)	総発電 電力量 (百万kWh)	原子力発電 比率(%)	火力発電 比率(%)
1965	36	192,123	0.04	60.2
1970	4,581	359,539	1.27	76.5
1975	25,125	475,794	5.28	76.6
1980	82,591	577,521	14.30	69.8
1985	159,578	671,952	23.75	63.2
1987	187,758	719,068	26.11	62.6
2000	329,000	946,000	35.00	53.0
2010	473,000	1,109,000	43.00	43.0

2000年及び2010年の予測値は電気事業審議会・需給部会 中間報告(H.2.6)より

付表2-5 フランスの原子力発電比率 (図15のデータ)

西暦(年)	原子力発電電力量 の比率(%)	火力発電電力量の 比率(%)
1973	8.0	64.8
1975	9.8	56.7
1978	13.3	55.2
1980	23.5	48.2
1983	48.3	26.8
1984	58.7	19.6
1985	64.9	15.9
1986	69.8	11.7
1988	69.9	9.8

出典 EDF Rapport d'Activite/Comptes de Gestion

付表2-6 米国の原子力発電比率 (図16のデータ)

西暦(年)	原子力発電電力量 の比率(%)	石炭火力発電電 力量の比率(%)	石油火力発電電 力量の比率(%)
1960	0.1	53.3	6.3
1965	0.4	54.1	6.1
1970	1.4	46.0	12.0
1975	9.0	44.5	15.1
1980	11.0	50.8	10.0
1985	15.5	56.8	4.1
1988	19.5	56.9	5.5

出典: Electricity from Nuclear Energy 1989 Edition USCEA
 1988 Annual Energy Review, DOE/EIA-0384(88)
 Monthly Energy Review, DOE/EIA-0035

付表2-7 西独の原子力発電比率 (図17のデータ)

西暦(年)	原子力発電電力量 の割合(%)	火力発電電力量の 割合(%)
1965	0.0	91.0
1970	2.5	90.2
1975	7.1	87.2
1977	10.8	84.0
1980	11.9	83.1
1983	17.6	77.3
1985	30.8	64.9
1987	31.2	63.9

出典：海外電気事業統計(1989年版)

付表2-8 原子力発電所の稼働率 (図18のデータ)

西暦(年)	原子力発電電力量 (百万kWh)	原子力発電設備容 量(千kW)	稼働率 (%)
1965	36	13	31.6
1970	4,581	1,336	39.1
1975	25,125	6,615	43.4
1980	82,591	15,689	60.1
1985	159,578	24,686	73.8
1987	187,758	28,046	76.4

付表2-9 マクロ的発電効率 (図19のデータ)

西暦(年)	総発電電力量 (10^{10} kcal)	電力向け一次エネルギー総供給量 (10^{10} kcal)	熱効率 (%)
1965	16,523	46,417	35.6
1970	30,920	82,520	37.5
1975	40,918	106,864	38.3
1980	49,667	129,359	38.4
1985	57,788	148,861	38.8
1987	61,840	158,465	39.0

付表2-10 日本の電力化率 (図20のデータ)

西暦(年)	電力向け一次エネルギー総供給 ($\times 10^{10}$ kcal)	国内一次エネルギー総供給 ($\times 10^{10}$ kcal)	電力化率 (%)
1965	46,417	168,910	27.5
1970	82,520	319,708	25.8
1975	106,864	366,224	29.2
1980	129,359	397,165	32.6
1985	148,861	405,401	36.7
1987	158,465	422,497	37.5
2000			42 *1)
2010			43 *1)

*1) 電気事業審議会需給部会中間報告(平成2年6月)

出展: 総合エネルギー統計(平成元年度版)

付表2-11 原子力発電電力量などの評価結果 (2000年)

項 目		評価指標数値		
項 目	単位	H-Hケース	Hケース	Lケース
人口	百万人	131.276	131.276	131.276
一人当たりのGNP	百万円/人	4.037	4.037	4.037
GNP当たりのエネ供給量	kcal/円	10.4	10.4	10.4
原子力発電比率	%	44	39	34
マクロ的発電効率	%	39	39	39
電力化率	%	42	42	42
原子力発電電力量	10 ¹¹ kWh	4.608	4.084	3.561
総発電電力量	10 ¹¹ kWh	10.472		
一次エネルギー供給量	10 ¹¹ kWh	63.933		

付表2-12 原子力発電電力量などの評価結果 (2010年)

項 目		評価指標数値		
項 目	単位	H-Hケース	Hケース	Lケース
人口	百万人	136.016	136.016	136.016
一人当たりのGNP	百万円/人	5.293	5.293	5.293
GNP当たりのエネ供給量	kcal/円	8.56	8.56	8.56
原子力発電比率	%	55	45	39
マクロ的発電効率	%	39	39	39
電力化率	%	43	43	43
原子力発電電力量	10 ¹¹ kWh	6.594	5.395	4.675
総発電電力量	10 ¹¹ kWh	11.988		
一次エネルギー供給量	10 ¹¹ kWh	71.485		

付表2-13 原子力発電電力量などの評価結果 (2030年)

項 目		評価指標数値 (経済成長率 1%)		
項 目	単位	H-Hケース	Hケース	Lケース
人口	百万人	133.949	133.949	133.949
一人当たりのGNP	百万円/人	6.221	6.221	6.221
GNP当たりのエネ供給量	kcal/円	5.8	5.8	5.8
原子力発電比率	%	70	53	46
マクロ的発電効率	%	39	39	39
電力化率	%	45	45	45
原子力発電電力量	10 ¹¹ kWh	6.887	5.215	4.526
総発電電力量	10 ¹¹ kWh	9.839		
一次エネルギー供給量	10 ¹¹ kWh	56.063		

付表2-14 原子力発電電力量などの評価結果 (2030年)

項 目		評価指標数値 (経済成長率 2%)		
項 目	単位	H-Hケース	Hケース	Lケース
人口	百万人	133.949	133.949	133.949
一人当たりのGNP	百万円/人	7.579	7.579	7.579
GNP当たりのエネ供給量	kcal/円	5.8	5.8	5.8
原子力発電比率	%	70	53	46
マクロ的発電効率	%	39	39	39
電力化率	%	45	45	45
原子力発電電力量	10 ¹¹ kWh	8.391	6.353	5.514
総発電電力量	10 ¹¹ kWh	11.987		
一次エネルギー供給量	10 ¹¹ kWh	68.302		

付表2-15 原子力発電電力量などの評価結果 (2030年)

項 目		評価指標数値 (経済成長率 3%)		
項 目	単位	H-H ケース	H ケース	L ケース
人口	百万人	133.949	133.949	133.949
一人当たりのGNP	百万円/人	9.211	9.211	9.211
GNP当たりのエネ供給量	kcal/円	5.8	5.8	5.8
原子力発電比率	%	70	53	46
マクロ的発電効率	%	39	39	39
電力化率	%	45	45	45
原子力発電電力量	10 ¹¹ kWh	10.198	7.721	6.701
総発電電力量	10 ¹¹ kWh	14.568		
一次エネルギー供給量	10 ¹¹ kWh	83.010		

付表2-16 原子力発電電力量などの評価結果 (2050年)

項 目		評価指標数値 (経済成長率 1%)		
項 目	単位	H-H ケース	H ケース	L ケース
人口	百万人	129.665	129.665	129.665
一人当たりのGNP	百万円/人	8.099	8.099	8.099
GNP当たりのエネ供給量	kcal/円	4.4	4.4	4.4
原子力発電比率	%	75	56	47
マクロ的発電効率	%	39	39	39
電力化率	%	45	45	45
原子力発電電力量	10 ¹¹ kWh	7.055	5.268	4.421
総発電電力量	10 ¹¹ kWh	9.407		
一次エネルギー供給量	10 ¹¹ kWh	53.600		

付表2-17 原子力発電電力量などの評価結果 (2050年)

項 目		評価指標数値 (経済成長率 2%)		
項 目	単位	H-Hケース	Hケース	Lケース
人口	百万人	129.665	129.665	129.665
一人当たりのGNP	百万円/人	11.994	11.994	11.994
GNP当たりのエネ供給量	kcal/円	4.4	4.4	4.4
原子力発電比率	%	75	56	47
マクロ的発電効率	%	39	39	39
電力化率	%	45	45	45
原子力発電電力量	10 ¹¹ kWh	10.448	7.801	6.547
総発電電力量	10 ¹¹ kWh	13.931		
一次エネルギー供給量	10 ¹¹ kWh	79.376		

付表2-18 原子力発電電力量などの評価結果 (2050年)

項 目		評価指標数値 (経済成長率 3%)		
項 目	単位	H-Hケース	Hケース	Lケース
人口	百万人	129.665	129.665	129.665
一人当たりのGNP	百万円/人	17.740	17.740	17.740
GNP当たりのエネ供給量	kcal/円	4.4	4.4	4.4
原子力発電比率	%	75	56	47
マクロ的発電効率	%	39	39	39
電力化率	%	45	45	45
原子力発電電力量	10 ¹¹ kWh	15.453	11.539	9.684
総発電電力量	10 ¹¹ kWh	20.604		
一次エネルギー供給量	10 ¹¹ kWh	117.404		

付表2-19 原子力発電電力量および総発電電力量

単位：10¹¹kWh

	経済成長率	原子力比率	1985	2000	2010	2030	2050
原子力 発電電力量	1%	H-H	1.594	4.608	6.594	6.887	7.055
		H	1.594	4.084	5.395	5.215	5.268
		L	1.594	3.561	4.675	4.526	4.421
	2%	H-H	1.594	4.608	6.594	8.391	10.448
		H	1.594	4.084	5.395	6.353	7.801
		L	1.594	3.561	4.675	5.514	6.547
	3%	H-H	1.594	4.608	6.594	10.198	15.453
		H	1.594	4.084	5.395	7.721	11.539
		L	1.594	3.561	4.675	6.701	9.684
総発電電力量	1%		6.699	10.472	11.988	9.839	9.407
	2%		6.699	10.472	11.988	11.987	13.931
	3%		6.699	10.472	11.988	14.568	20.604

付表2-20 原子力発電電力量の省エネ効果(2000年)

項 目		評価指標数値		
項 目	単位	1985年以降 省エネ停止	2010年以降 省エネ停止	Lケース
人口	百万人	131.276	131.276	131.276
一人当たりのGNP	百万円/人	4.037	4.037	4.037
GNP当たりのエネ供給量	kcal/円	13.8	10.4	10.4
原子力発電比率	%	34	34	34
マクロ的発電効率	%	39	39	39
電力化率	%	42	42	42
原子力発電電力量	10 ¹¹ kWh	4.725	3.561	3.561

付表2-21 原子力発電電力量の省エネ効果(2010年)

項 目		評価指標数値		
項 目	単位	1985年以降 省エネ停止	2010年以降 省エネ停止	Lケース
人口	百万人	136.016	136.016	136.016
一人当たりのGNP	百万円/人	5.293	5.293	5.293
GNP当たりのエネ供給量	kcal/円	13.8	8.56	8.56
原子力発電比率	%	39	39	39
マクロ的発電効率	%	39	39	39
電力化率	%	43	43	43
原子力発電電力量	10 ¹¹ kWh	7.538	4.675	4.675

付表2-22 原子力発電電力量の省エネ効果(2030年)

項 目		評価指標数値 (経済成長率 1%)		
項 目	単位	1985年以降 省エネ停止	2010年以降 省エネ停止	L ケー ス
人口	百万人	133.949	133.949	133.949
一人当たりのGNP	百万円/人	6.221	6.221	6.221
GNP当たりのエネ供給量	kcal/円	13.8	8.56	5.8
原子力発電比率	%	46	46	46
マクロ的発電効率	%	39	39	39
電力化率	%	45	45	45
原子力発電電力量	10 ¹¹ kWh	10.769	6.680	4.526

付表2-23 原子力発電電力量の省エネ効果(2030年)

項 目		評価指標数値 (経済成長率 2%)		
項 目	単位	1985年以降 省エネ停止	2010年以降 省エネ停止	L ケー ス
人口	百万人	133.949	133.949	133.949
一人当たりのGNP	百万円/人	7.579	7.579	7.579
GNP当たりのエネ供給量	kcal/円	13.8	8.56	5.8
原子力発電比率	%	46	46	46
マクロ的発電効率	%	39	39	39
電力化率	%	45	45	45
原子力発電電力量	10 ¹¹ kWh	13.120	8.138	5.514

付表2-24 原子力発電電力量の省エネ効果(2030年)

項 目		評価指標数値 (経済成長率 3%)		
項 目	単位	1985年以降 省エネ停止	2010年以降 省エネ停止	L ケー ス
人口	百万人	133.949	133.949	133.949
一人当たりのGNP	百万円/人	9.211	9.211	9.211
GNP当たりのエネ供給量	kcal/円	13.8	8.56	5.8
原子力発電比率	%	46	46	46
マクロ的発電効率	%	39	39	39
電力化率	%	45	45	45
原子力発電電力量	10 ¹¹ kWh	15.945	9.890	6.701

付表2-25 原子力発電電力量の省エネ効果(2050年)

項 目		評価指標数値 (経済成長率 1%)		
項 目	単位	1985年以降 省エネ停止	2010年以降 省エネ停止	L ケー ス
人口	百万人	129.665	129.665	129.665
一人当たりのGNP	百万円/人	8.099	8.099	8.099
GNP当たりのエネ供給量	kcal/円	13.8	8.56	4.4
原子力発電比率	%	47	47	47
マクロ的発電効率	%	39	39	39
電力化率	%	45	45	45
原子力発電電力量	10 ¹¹ kWh	13.866	8.601	4.421

付表2-26 原子力発電電力量の省エネ効果(2050年)

項 目		評価指標数値 (経済成長率 2%)		
項 目	単位	1985年以降 省エネ停止	2010年以降 省エネ停止	L ケー ス
人口	百万人	129.665	129.665	129.665
一人当たりのGNP	百万円/人	11.994	11.994	11.994
GNP当たりのエネ供給量	kcal/円	13.8	8.56	4.4
原子力発電比率	%	47	47	47
マクロ的発電効率	%	39	39	39
電力化率	%	45	45	45
原子力発電電力量	10 ¹¹ kWh	20.535	12.737	6.547

付表2-27 原子力発電電力量の省エネ効果(2050年)

項 目		評価指標数値 (経済成長率 3%)		
項 目	単位	1985年以降 省エネ停止	2010年以降 省エネ停止	L ケー ス
人口	百万人	129.665	129.665	129.665
一人当たりのGNP	百万円/人	17.740	17.740	17.740
GNP当たりのエネ供給量	kcal/円	13.8	8.56	4.4
原子力発電比率	%	47	47	47
マクロ的発電効率	%	39	39	39
電力化率	%	45	45	45
原子力発電電力量	10 ¹¹ kWh	30.373	18.840	9.684

付表2-28 原子力発電電力量(省エネ効果)

単位: 10^{11} kWh

	経済成長率	検討ケース	1985	2000	2010	2030	2050
原子力 発電電力量	1%	'85年省エネ停止	1.594	4.725	7.538	10.769	13.866
		'10年省エネ停止	1.594	3.561	4.675	6.680	8.601
		L	1.594	3.561	4.675	4.526	4.421
	2%	'85年省エネ停止	1.594	4.725	7.538	13.120	20.535
		'10年省エネ停止	1.594	3.561	4.675	8.138	12.737
		L	1.594	3.561	4.675	5.514	6.547
	3%	'85年省エネ停止	1.594	4.725	7.538	15.945	30.373
		'10年省エネ停止	1.594	3.561	4.675	9.890	18.840
		L	1.594	3.561	4.675	6.701	9.684

付表2-29 原子力発電設備容量

単位：万kWe

	経済成長率	原子力比率	1985	2000	2010	2030	2050
原子力発電 設備容量	1%	H-H	2,400	7,000	10,000	10,500	10,700
		H	2,400	6,200	8,200	7,900	8,000
		L	2,400	5,400	7,100	6,900	6,700
	2%	H-H	2,400	7,000	10,000	12,800	15,900
		H	2,400	6,200	8,200	9,700	11,900
		L	2,400	5,400	7,100	8,400	10,000
	3%	H-H	2,400	7,000	10,000	15,500	23,500
		H	2,400	6,200	8,200	11,800	17,600
		L	2,400	5,400	7,100	10,200	14,700

付表2-30 原子力発電設備容量(省エネ効果)

単位: 万kWe

	経済成長率	検討ケース	1985	2000	2010	2030	2050
原子力発電 設備容量	2%	'10年省エネ停止	2,400	5,400	7,100	12,400	19,400
		L	2,400	5,400	7,100	8,400	10,000
	3%	'10年省エネ停止	2,400	5,400	7,100	15,100	28,700
		L	2,400	5,400	7,100	10,200	14,700

付表3 原子力発電設備容量についての見通し (万kW)

年度*1 (西暦)	実績及び 2000年ま での推定	サイクル室 High ケース	サイクル室 Reference ケース	サイクル室 Low ケース	総エネ調 中間報告 (90年6月)	サイクル室 Sougou I ケース	サイクル室 Sougou II ケース	サイクル室 Sougou III ケース	62長計 Low ケース	62長計 High ケース
1970	132									
1975	660									
1980	1568									
1985	2467								2452	2452
1986	2580									
1988	2887									
1990	3165									
1995	4164									
2000	4800	4800	4800	4800	5050	5050	5050	5050	5300	6200
2010					7250	7250	7250	7250		
2030		11000	9000	8000		11650	10050	12400	10700	15000
2050		15000	12000	10000		16050	13050	19400		
2100		25000	20000	14000		27050	21050	36900		
備 考			戦略A、B			今回対象 3%経済成長 原子力45%	今回対象 2%経済成長 原子力55%	今回対象 2%経済成長 原子力45% 省エネ停止	(参考)	(参考)

*1) 各年度末の設備容量

付表4 2000年度までの各炉型毎の発電設備容量 (単位:万kW)

年度	BWR 及び A-BWR 新規	同左 累計		PWR 及び A-PWR 新規	同左 累計		その他 新規	合計 累計
1966	0	0	↑	0	0	↑	17(ガス炉)	17
1967	0	0	↑	0	0	↑	0	17
1968	0	0	↑	0	0	↑	0	17
1969	35	35	↑	0	0	↑	0	52
1970	46	81	↑	34	34	↑	0	132
1971	0	81	↑	0	34	↑	0	132
1972	0	81	↑	50	84	↑	0	182
1973	46	127	↑	0	84	↑	0	228
1974	78	205	↑	83	167	↑	0	389
1975	132	337	↑	139	306	↑	0	660
1976	0	337	B	83	389	P	0	743
1977	0	337	W	56	445	W	0	799
1978	351	688	R	117	562	R	17(ATR)	1284
1979	110	798	↑	118	680	↑	0	1512
1980	0	798	↑	56	736	↑	0	1568
1981	0	798	↑	56	792	↑	0	1624
1982	110	908	↑	0	792	↑	0	1734
1983	110	1018	↑	0	792	↑	0	1844
1984	53	1071	↑	176	968	↑	0	2073
1985	220	1291	↑	176	1144	↑	0	2469
1986	0	1291	↑	116	1260	↑	0	2585
1987	220	1511	↑	0	1260	↑	0	2805
1988	島根② 82	1593	↑	0	1260	↑	0	2887
1989	0	1593	↑	泊① 58	1318	↑	0	2945
1990	柏崎⑤ 柏崎② 220	1813	↑	0	1318	↑	0	3165
1991	0	1813	↑	泊② 大飯③ 176	1494	↑	0	3341
1992	志賀 54	1867	↑	大飯④ 118	1612	↑	28(FBR)	3541
1993	柏崎③ 浜岡④ 223	2090	↑	玄海③ 118	1730	↑	0	3882
1994	柏崎④ 110	2200	↑	伊方③ 89	1819	↑	0	4081
1995	女川② 82	2282	↓	0	1819	↓	0	4163
1996	柏崎⑥ 136	136	↑	0	0	↑	0	4299
1997	柏崎⑦ 135	271	↑	玄海④ 118	118	↑	0	4552
1998	0	271	A	0	118	A	61(ATR)	4613
1999	芦浜① 110	381	B	0	118	P	0	4723
2000	巻① 芦浜② 東通① 浪江・小高 327*	708	W R ↓	0	118	W R ↓	0	5050

*……4基合計出力は385万kWであるが、2000年度末における原子力発電規模を5050万kWとするために調整した。(平成2年度電力施設計画に基づけば、2020年度末の原子力発電規模は、「もんじゅ」・「ふげん」を含めて、5108万kWである。)

付表5 炉特性データ一覧表(1/2)

炉 型	高燃焼度 BWR	高燃焼度 PWR	A-BWR	A-PWR	高燃焼度プ ルサーマル (BWR)	高燃焼度プ ルサーマル (PWR)	ATR (Pu + NU)	A-ATR	FBR (燃焼度約8万MWD/t)
データ出典	高転換軽水炉協議会資料「高転換軽水炉の導入効果(3)」 (科技庁等関係者配布資料) [23]				PNC SN1410 89-009 「プルサーマル・リサイクル の検討」 [22]		科技庁長期戦略 研報告(69年) (公開データ)[24]	プラント工学 誌より	PNC SN1420 89-004 [25] 「FBR燃料サイクルの課題と展望」
電 気 出 力 (MWe)	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	1,000	炉心 軸ブラ 径ブラ 1,000
熱 効 率 (%)	33.4	34.0	34.4	34.5	---	---	31.5	---	---
比 出 力 (MW/t)	24.8	38.3	25.8	32.1	---	---	23.085	---	---
燃 焼 度 (MWD/t)	45,000	48,000	45,000	51,200	45,000	48,000	32,000	44,800	約80,000
燃料炉内滞在時間 (年)	6.0	4.14	6.0	5.25	---	---	5	---	---
増 殖 比 / 転 換 比	---	---	---	---	---	---	---	4	3 4
パ ー チ 数	---	---	---	---	---	---	---	---	---
原子炉耐用年数 (年)	40	40	40	40	---	---	---	---	30
設 備 利 用 率 (%)	83.3	83.3	83.3	83.3	88	87	76	83.3	80
初期炉心取替遅れ (年)	1	1	1	1	---	---	1	---	---
初装荷燃料									
重 金 属 (t)	120.9	76.7	112.7	88.3			137.500	110.000	36.125 22.193 16.264
ウ ラ ン (t)	120.9	76.7	112.7	88.3			134.635	105.600	30.243 22.193 16.264
プルトニウム (t)	0	0	0	0			2.865	4.410	5.883 0.0 0.0
分裂性プルトニウム (t)	0	0	0	0			2.062	3.170	4.235 0.0 0.0
ウラン濃縮度 (%)	2.4	3.2	2.4	2.8			0.711	0.710	0.3 0.3 0.3
平衡装荷燃料					Pu燃料	Pu燃料			
重 金 属 (t/年)	21.3	18.5	19.9	17.2	---	---	27.506	20.800	9.634 5.918 3.253
ウ ラ ン (t/年)	21.3	18.5	19.9	17.2	6.45	5.87	26.795	19.800	8.065 5.918 3.253
プルトニウム (t/年)	0	0	0	0	---	---	0.711	1.040	1.569 0.0 0.0
分裂性プルトニウム (t/年)	0	0	0	0	0.435	0.411	0.512	0.750	1.130 0.0 0.0
ウラン濃縮度 (%)	3.9	4.6	3.9	4.0	0.711	0.711	0.711	0.710	0.3 0.3 0.3
初期取出燃料									
重 金 属 (t/年)	20.7	16.5	19.3	16.6			26.912	20.600	9.374 5.913 3.250
ウ ラ ン (t/年)	20.6	16.3	19.2	16.5			26.484	19.900	7.819 5.863 3.227
プルトニウム (t/年)	0.17	0.15	0.15	0.16			0.428	0.721	1.554 0.050 0.023
分裂性プルトニウム (t/年)	0.11	0.11	0.10	0.11			0.197	0.463	1.049 0.138 0.080
ウラン濃縮度 (%)	0.58	1.00	0.58	0.59			0.257	0.562	0.25 0.28 0.28
平衡取出燃料									
重 金 属 (t/年)	20.3	17.6	19.0	16.3	---	---	26.558	19.800	8.875 5.891 3.234
ウ ラ ン (t/年)	20.1	17.4	18.8	16.1	6.27	5.68	26.097	19.200	7.346 5.746 3.150
プルトニウム (t/年)	0.21	0.21	0.19	0.19	---	---	0.461	0.560	1.529 0.145 0.085
分裂性プルトニウム (t/年)	0.13	0.15	0.12	0.12	0.270	0.263	0.176	0.240	1.049 0.138 0.080
ウラン濃縮度 (%)	0.68	1.07	0.68	0.56	---	---	0.140	0.193	0.17 0.24 0.23
廃止措置時取出燃料									
重 金 属 (t)	117.1	74.0	109.1	85.1	---	---	134.574	106.400	34.677 22.151 16.225
ウ ラ ン (t)	116.1	73.3	108.2	84.3	35.88	22.67	131.895	102.700	28.871 21.869 16.002
プルトニウム (t)	0.96	0.73	0.90	0.82	---	---	2.679	3.730	5.806 0.282 0.223
分裂性プルトニウム (t)	0.69	0.56	0.64	0.61	1.836	1.205	1.342	1.960	4.075 0.274 0.215
ウラン濃縮度 (%)	1.36	1.79	1.36	1.24	---	---	0.321	0.350	0.23 0.27 0.26
備 考	LWR-2	LWR-2			リサイクル1回	リサイクル1回			もんじゅ、実証炉1号基が対象

付表5 炉特性データ一覧表(2/2)

炉 型	高燃焼度FBR (BR1.07)			高燃焼度FBR (BR1.09)			高燃焼度FBR (BR1.21)			ガス炉
データ出典	プラント工学室 「実証炉・大型炉技術資料」より [26] [27]						PNC SN1410M89-009 「プルサーマル・リサイク ルの検討」 [22]			OECD/NEA Yellow Book (1987) [28]
電 気 出 力 (MWe)	炉心 軸ブラ 径ブラ 1,000			炉心 軸ブラ 径ブラ 1,500			炉心 軸ブラ 径ブラ 1,000			1,000
熱 効 率 (%)	---			---			---			---
比 出 力 (MW/t)	---			---			---			---
燃 焼 度 (MWD/t)	約130,000			約200,000			約150,000			4,500
燃料炉内滞在時間 (年)	---			---			---			---
増 殖 比 / 転 換 比	1.07			1.09			1.21			0.86
パ ッ チ 数	4		4	4		4	3		4	---
原子炉耐用年数 (年)	---			---			---			30
設 備 利 用 率 (%)	90.0			90.0			90.0			70
初期炉心取替遅れ (年)	---			---			---			---
初装荷燃料										
重 金 属 (t)	35.181	10.889	13.002	35.585	18.490	14.872	36.130	22.370	16.002	900.0
ウ ラ ン (t)	28.848	10.889	13.002	28.891	18.490	14.872	29.789	22.370	16.002	900.0
プルトニウム (t)	6.332	0.0	0.0	6.693	0.0	0.0	6.341	0.0	0.0	0.0
分裂性プルトニウム (t)	4.559	0.0	0.0	4.819	0.0	0.0	4.286	0.0	0.0	0.0
ウラン濃縮度 (%)	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.3	0.71
平衡装荷燃料										
重 金 属 (t/年)	6.447	1.995	2.383	4.110	2.136	1.718	6.022	3.728	2.000	210.0
ウ ラ ン (t/年)	5.286	1.995	2.383	3.337	2.136	1.718	4.964	3.728	2.000	210.0
プルトニウム (t/年)	1.160	0.0	0.0	0.773	0.0	0.0	1.057	0.0	0.0	0.0
分裂性プルトニウム (t/年)	0.836	0.0	0.0	0.557	0.0	0.0	0.715	0.0	0.0	0.0
ウラン濃縮度 (%)	0.31	0.29	0.31	0.30	0.30	0.30	0.29	0.30	0.30	0.71
初期取出燃料										
重 金 属 (t/年)	6.209	1.991	2.380	3.877	2.130	1.715	5.702	3.720	1.996	---
ウ ラ ン (t/年)	5.080	1.957	2.357	3.139	2.091	1.693	4.680	3.650	1.966	209.58
プルトニウム (t/年)	1.128	0.034	0.023	0.738	0.039	0.022	1.022	0.069	0.031	---
分裂性プルトニウム (t/年)	0.789	0.033	0.023	0.507	0.038	0.021	0.673	0.067	0.030	0.42
ウラン濃縮度 (%)	0.23	0.26	0.28	0.21	0.25	0.27	0.20	0.25	0.25	0.40
平衡取出燃料										
重 金 属 (t/年)	5.548	1.956	2.362	3.449	2.104	1.703	5.110	3.671	1.966	---
ウ ラ ン (t/年)	4.493	1.839	2.276	2.765	1.994	1.643	4.131	3.478	1.867	209.58
プルトニウム (t/年)	1.056	0.116	0.086	0.684	0.110	0.060	0.972	0.193	0.100	---
分裂性プルトニウム (t/年)	0.690	0.105	0.081	0.441	0.100	0.057	0.616	0.176	0.090	0.42
ウラン濃縮度 (%)	0.11	0.16	0.19	0.10	0.19	0.21	0.08	0.17	0.16	0.40
廃止措置時取出燃料										
重 金 属 (t)	31.991	10.776	12.938	30.721	18.239	14.758	32.409	22.169	15.851	---
ウ ラ ン (t)	26.039	10.336	12.626	24.682	17.413	14.309	26.417	21.353	15.320	898.0
プルトニウム (t)	5.952	0.430	0.311	6.039	0.826	0.449	5.991	0.816	0.531	---
分裂性プルトニウム (t)	4.017	0.398	0.297	3.959	0.756	0.421	3.873	0.761	0.494	1.8
ウラン濃縮度 (%)	0.17	0.20	0.24	0.13	0.20	0.23	0.14	0.21	0.22	0.50
備 考										

付表6 解析開始時の各サイクル諸量

付表6-1 わが国の天然ウラン需要量*1

年 度	原子力発電開発規模	年間需要量 (s.t.U ₃ O ₈)	累積需要量 (s.t.U ₃ O ₈)
1988(実績)	2,900万kWe	8,000	83,000
1990(予想)	3,200万kWe	10,600	102,000

*1) 原子力ポケットブック(1990年版)¹⁾より

付表6-2 わが国の濃縮役務量*1

年 度	原子力発電開発規模	年間役務量 (トンSWU)	累積役務量 (トンSWU)
1988(実績)	2,900万kWe	2,800	41,000
1990(予想)	3,200万kWe	5,100	51,000

*1) 原子力ポケットブック(1990年版)¹⁾より

付表6-3 わが国のテイルウラン貯蔵量*1

年 度	原子力発電開発規模	年間貯蔵量 (トンU)	累積貯蔵量 (トンU)
1988(実績)	2,900万kWe	5,100	53,000
1990(予想)	3,200万kWe	6,800	65,000

*1) 付表 -1の天然ウラン需要量より以下の式で算出した。

$$(\text{テイルウラン貯蔵量}) = (\text{天然ウラン需要量}) + 1.3 \times 5/6$$

付表6-4 わが国の燃料加工量*1

年 度	原子力発電開発規模	年間加工量 (トンU)	累積加工量 (トンU)
1988(実績)	2,900万kWe	880	9,000
1990(予想)	3,200万kWe	770	11,000

*1) 原子力ポケットブック(1990年版)¹⁾より

付表6-5 わが国の使用済燃料発生量*1*2

年 度	原子力発電開発規模	年間発生量 (トンU)	累積発生量 (トンU)
1988(実績)	2,900万kWe	790	5,800
1990(予想)	3,200万kWe	730	7,300

*1) 原子力ポケットブック(1990年版)¹⁾より

*2) 高温ガス炉は除く

付表6-6 わが国の再処理量*1

年 度	年間処理量(トンU)			累積処理量(トンU)		
	東海工場	海外委託*2	合 計	東海工場	海外委託*2	合 計
1988(実績)	44	0	44	392	0	392
1990(予想)	90	264(仏)	354	500	528(仏)	1,028
1992(予想)	90	509(仏+英)	599	680	1,301	1,981
1994(予想)	90	〃	〃	860	2,319	3,179

*1) 東海工場(1988)については原子力ポケットブック(1990年版)¹⁾より

*2) 海外委託分については試算値

付表7 各戦略の再処理導入計画

付表7-1 戦略Cの軽水炉再処理工場*1導入計画(RL14C1)*2

西 暦(年度)	導入規模 (トン/年)	備 考
1990	90	東海工場*3
1997	800*4*5	民間第1工場
2010	800	
2030	800	
2040	400	
2060	400*6	

*1) 再処理工場の寿命は30年とする。

*2) 対象ケースは、HS1432X、HS1432P9、HS1432PB。

*3) 1996年以降40トン/年とし、2009年まで稼働する。

*4) 1997年：40トン、98年：200トン、99年：360トン、2000年：500トン、01年：680トン、02年以降800トン/年。その後、日本原燃サービスの資料によると、運開が1年伸びて98年：80トン、99年：240トン、2000年：400トン、01年：560トン、02年720トン/年、03年800トン/年、04年以降800トン/年に修正になっている。^[32]

*5) 2029年まで稼働する。

*6) 2093年まで稼働する。

付表7-2 戦略CのFBR再処理工場*1導入計画(RF14C1)*2

西 暦	導入規模*3 (トン/年)	備 考
2003	36*4	パイロットプラント(フェーズⅠ)
2014	48*4	〃 (フェーズⅡ)
2015	50	
2020	50	
2025	100	
2030	200	
2035	100	
2040	100	
2045	200	
2050	200	
2055	400	
2060	400	
2065	200	
2070	200	
2075	400	
2080	400	
2085	600	
2090	600	
2095	400	
2100	200	

*1) 再処理工場の寿命は30年とする。

*2) 対象ケースは、HS1432X、HS1432P9、HS1432PB。

*3) 炉心とブランケット燃料再処理の合計である。(炉心:ブランケット=4:1と仮定)

*4) 2029年まで稼働すると仮定する。

付表7-3 戦略Dの軽水炉再処理工場*1導入計画(合理的導入 RL34C3)*2

西 暦(年度)	導入規模*3 (トン/年)	備 考
1990	90	東海工場*3
1997	800*4*5	民間第1工場
2010	800	
2020	400	
2030	800	
2040	800	
2050	400	
2060	800*6	

*1) 再処理工場の寿命は30年とする。

*2) 対象ケースはHS3432X、HS3432P5、HS3432PB。

*3) 1996年以降40トン/年とし、2009年まで稼働する。

*4) 1997年：40トン、98年：200トン、99年：360トン、2000年：500トン、
01年：680トン、02年以降800トン/年。その後、日本原燃サービスの資料による
と、運開が1年伸びて98年：80トン、99年：240トン、2000年：400トン、01年：
560トン、02年720トン/年、03年800トン/年、04年以降800トン/年に修正になっ
ている。^[32]

*5) 2029年まで稼働する。

*6) 2099年まで稼働する。

付表7-4 戦略DのFBR再処理工場*1導入計画(RF34C1)*2

西 暦	導入規模*3 (トン/年)	備 考
2003	36*4	パイロットプラント(フェーズⅠ)
2014	48*4	〃 (フェーズⅡ)
2015	—	
2020	—	
2025	—	
2030	100	
2035	—	
2040	200	
2045	100	
2050	200	
2055	200	
2060	200	
2065	200	
2070	400	
2075	400	
2080	200	
2085	600	
2090	200	
2095	600	
2100	400	

*1) 再処理工場の寿命は30年とする。

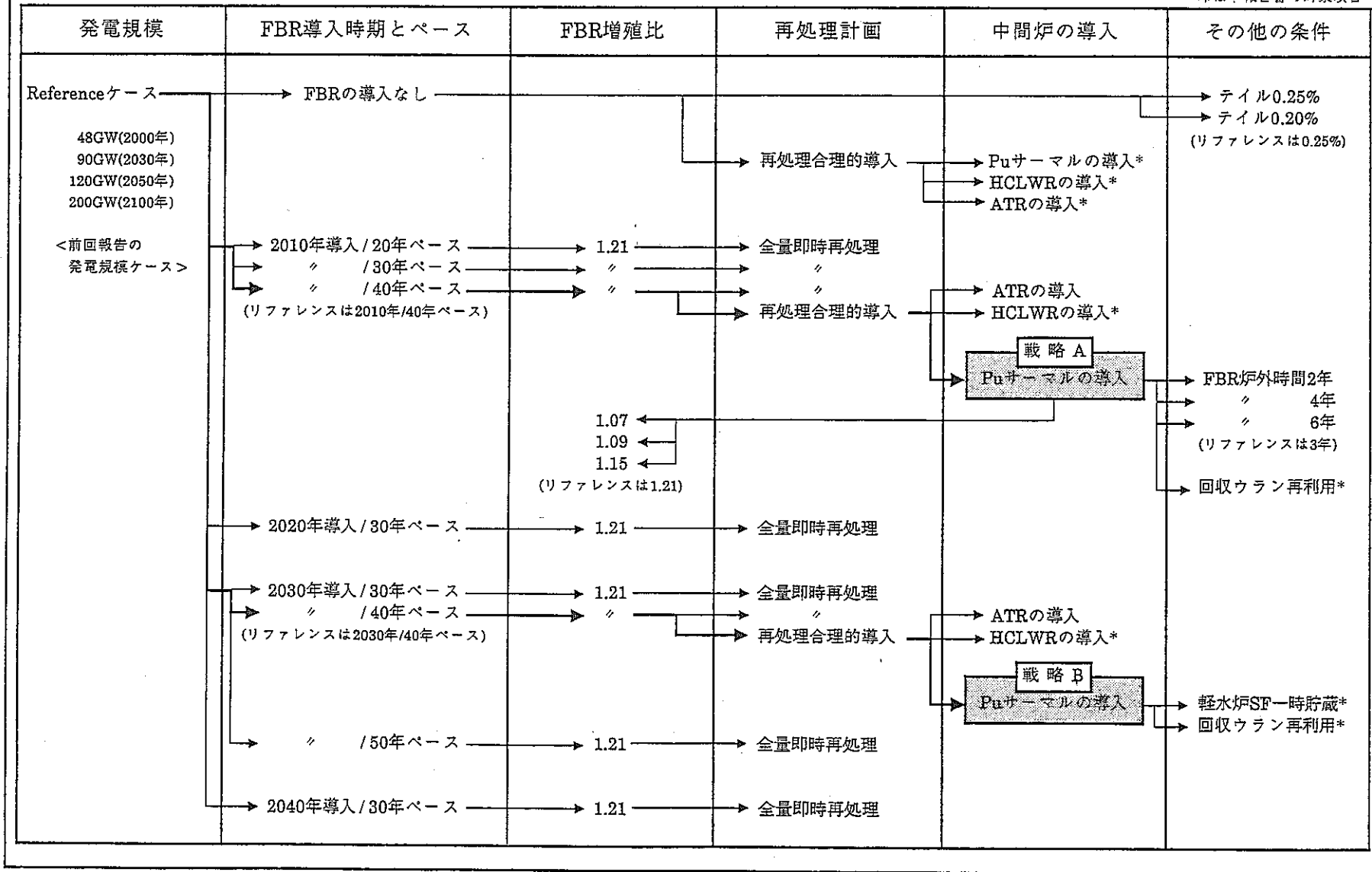
*2) 対象ケースは、HS3432X、HS343211、HS3432PB。

*3) 炉心とブランケット燃料再処理の合計である。(炉心:ブランケット=4:1と仮定)

*4) 2029年まで稼働すると仮定する。

付図1 プルトニウム利用最適化(諸量)評価の流れ (1/2)

* 印は本報告書の対象項目

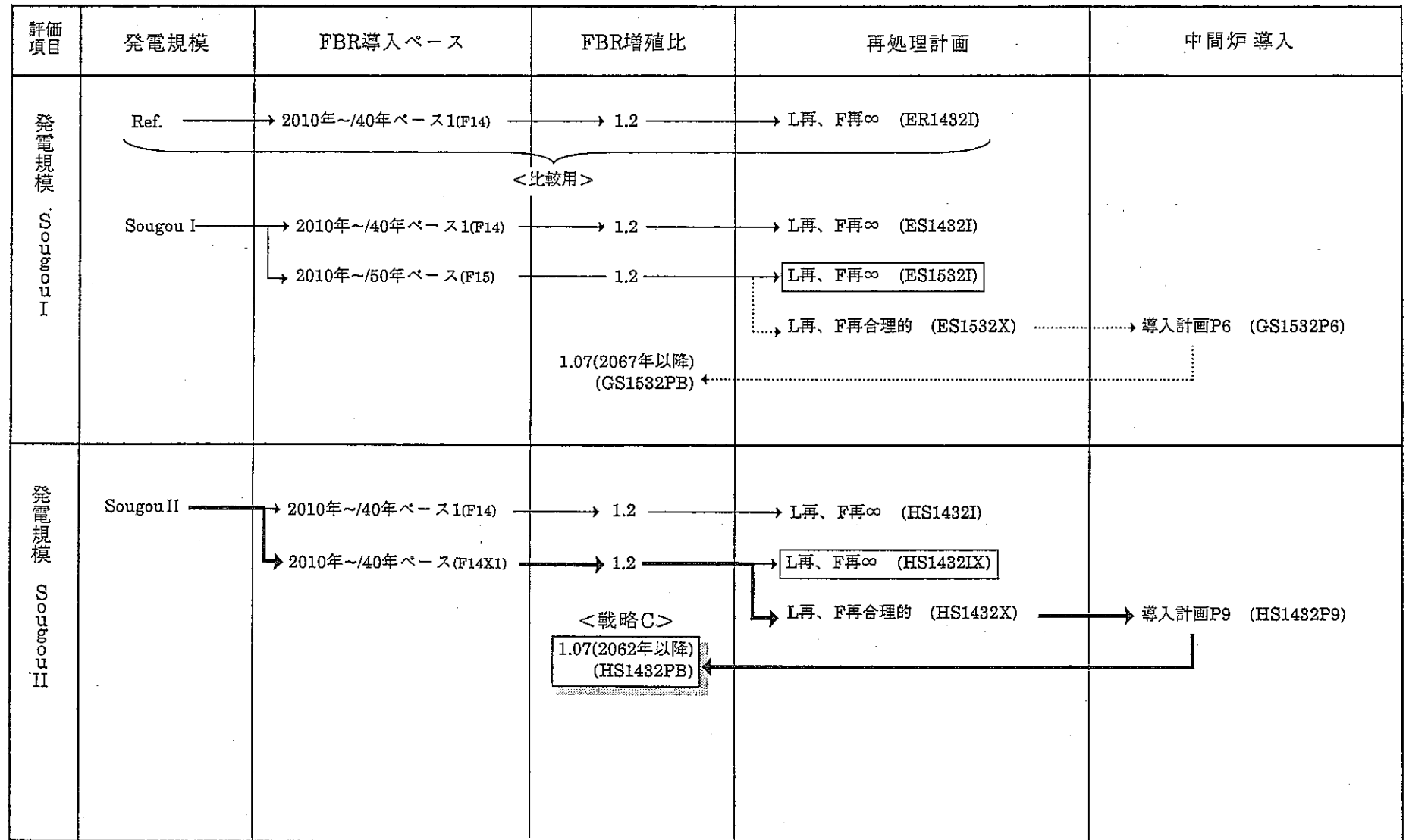


付図1 プルトニウム利用最適化(諸量)評価の流れ (2/2)

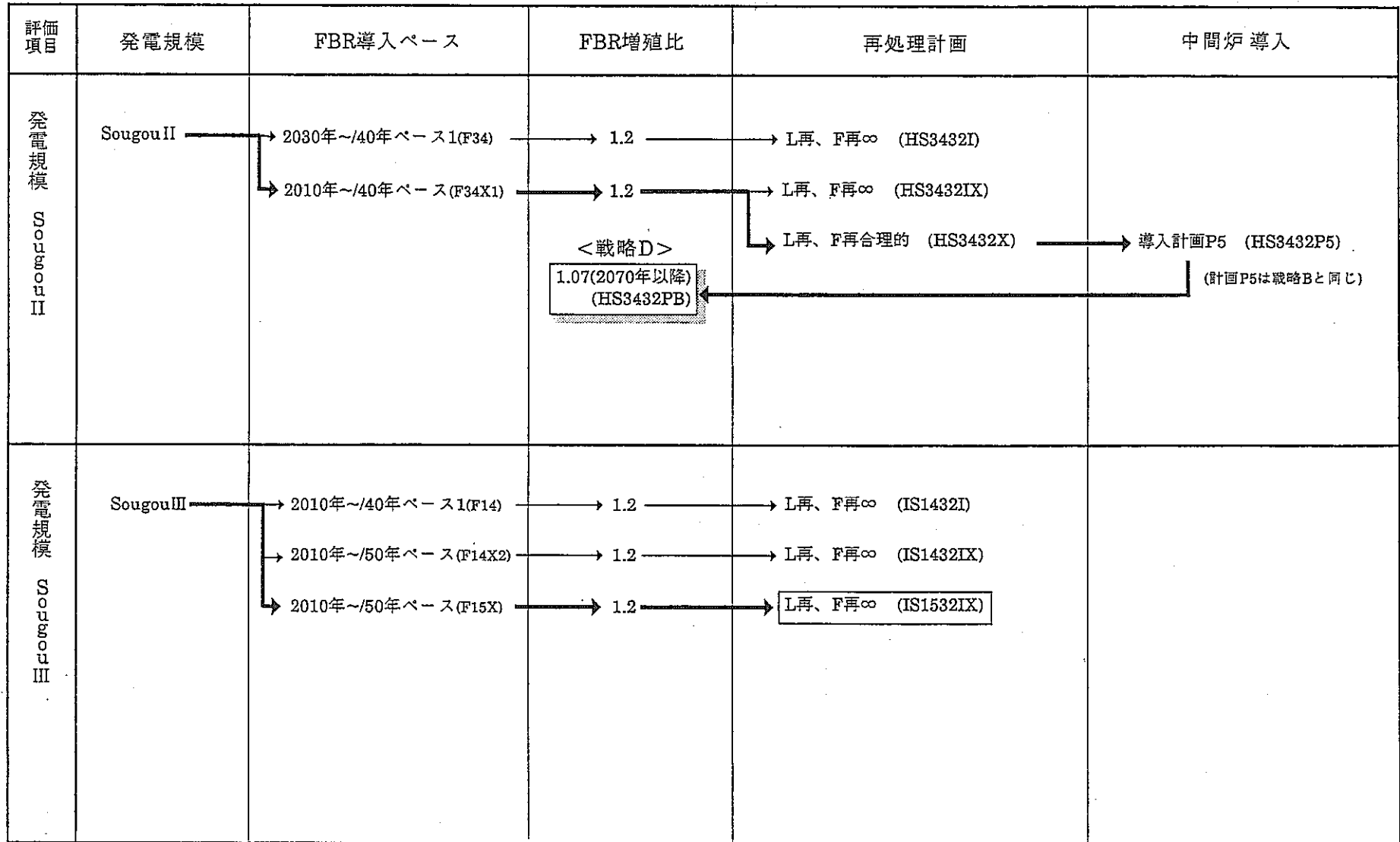
*印は本報告書の対象項目

発電規模	FBR導入時期とベース	FBR増殖比	再処理計画	中間炉の導入	その他の条件
SougouII ケース* 50.5GW(2000年) 130.5GW(2050年) 210.5GW(2100年)	→ 2010年導入 / 40年ベース → 2030年導入 / 40年ベース	→ 1.21 → 1.21	→ 全量即時再処理 → 再処理合理的導入 → 全量即時再処理 → 再処理合理的導入	戦略 C Puサーマルの導入* 戦略 D Puサーマルの導入*	
Sougou ケース* 50.5GW(2000年) 160.5GW(2050年) 270.5GW(2100年)	→ 2010年導入 / 40年ベース → 2010年導入 / 50年ベース	→ 1.21 → "	→ 全量即時再処理 → " → 再処理合理的導入	Puサーマルの導入	
SougouIII ケース* 50.5GW(2000年) 194GW(2050年) 369GW(2100年)	→ 2010年導入 / 40年ベース → 2010年導入 / 50年ベース	→ 1.21 → "	→ 全量即時再処理 → "		
High ケース 48GW(2000年) 150GW(2050年) 250GW(2100年)	→ 2010年導入 / 40年ベース	→ 1.21	→ 全量即時再処理		
Low ケース 50.5GW(2000年) 100GW(2050年) 140GW(2100年)	→ 2010年導入 / 40年ベース	→ 1.21	→ 全量即時再処理		
Zero-Ceiling ケース 48GW(2000年) 48GW(2050年) 48GW(2100年)	→ 2010年導入 / 40年ベース	→ 1.21	→ 全量即時再処理		Seiyaku ケース (天然U 10%制限の場合) 48GW(2000年) 68GW(2050年) 200GW(2100年)
Kikaku-Low ケース*	→ 2010年導入 / 100年ベース	→ 1.21	→ 全量即時再処理		

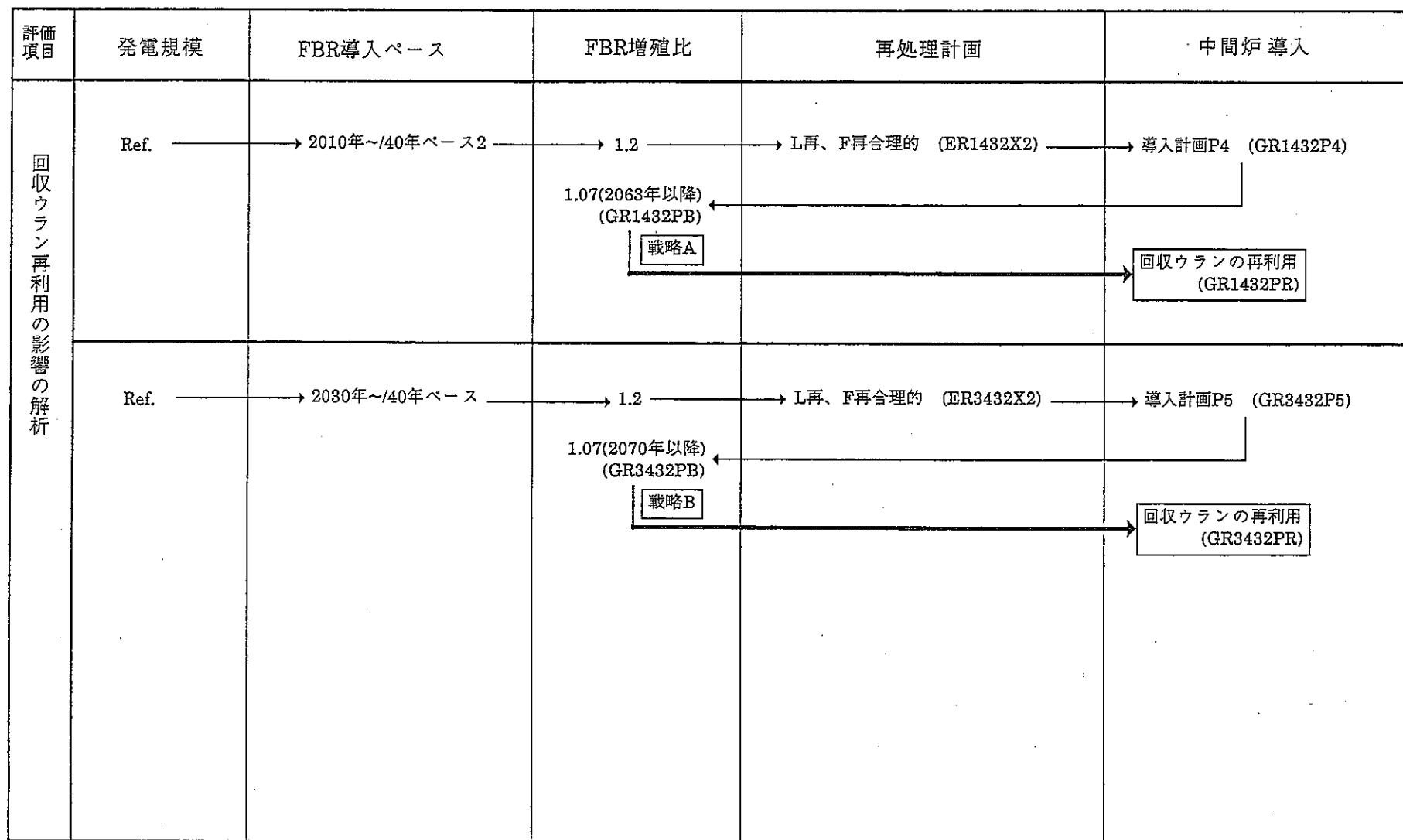
付図2-1 解析ケース関連図(発電規模 Sougou I、Sougou II シリーズ(戦略C含む)) (1/2)



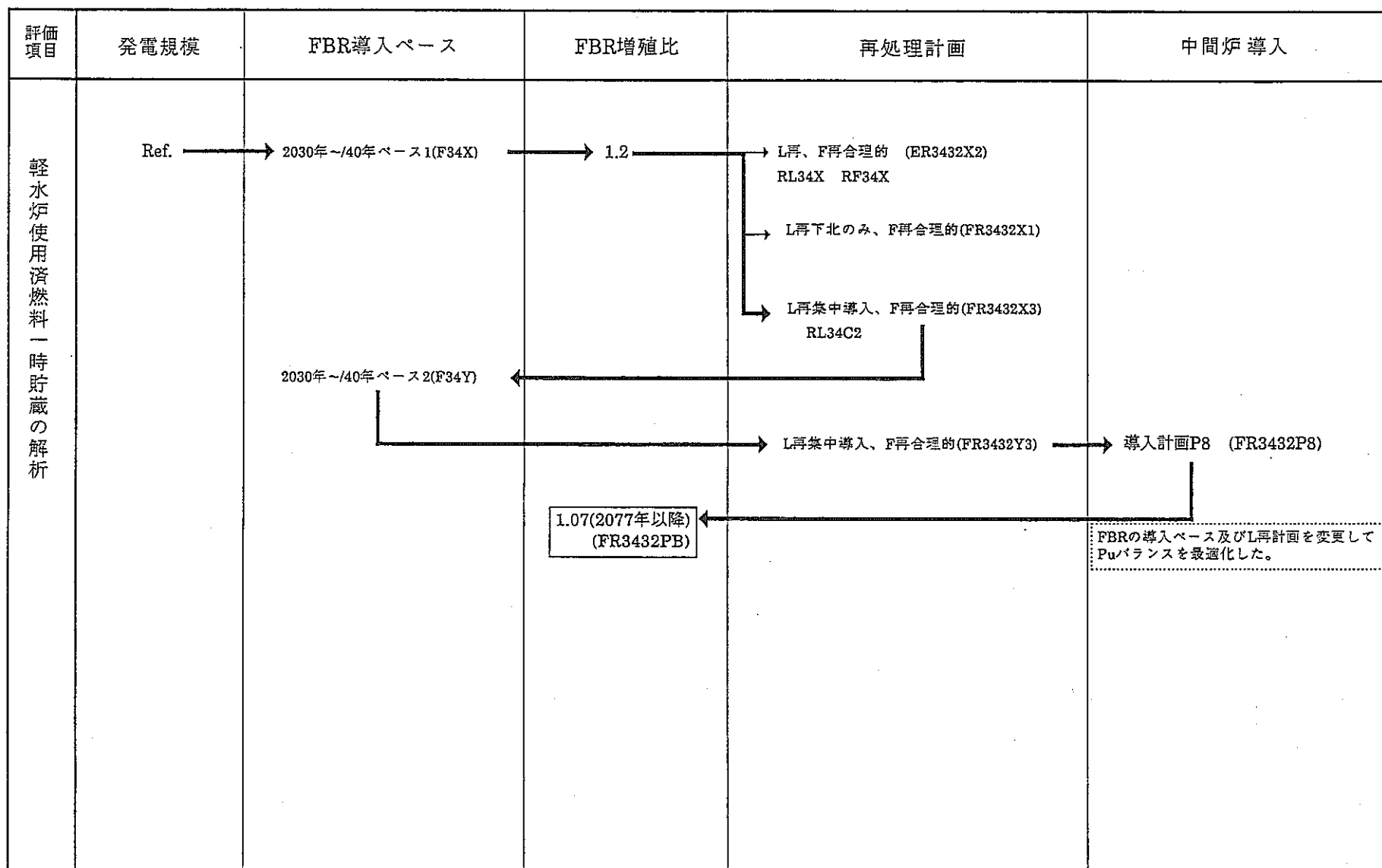
付図2-1 解析ケース関連図(発電規模 SougouII、SougouIII シリーズ(戦略D含む)) (2/2)



付図2-2 解析ケース関連図(回収ウラン再利用の影響の解析シリーズ)

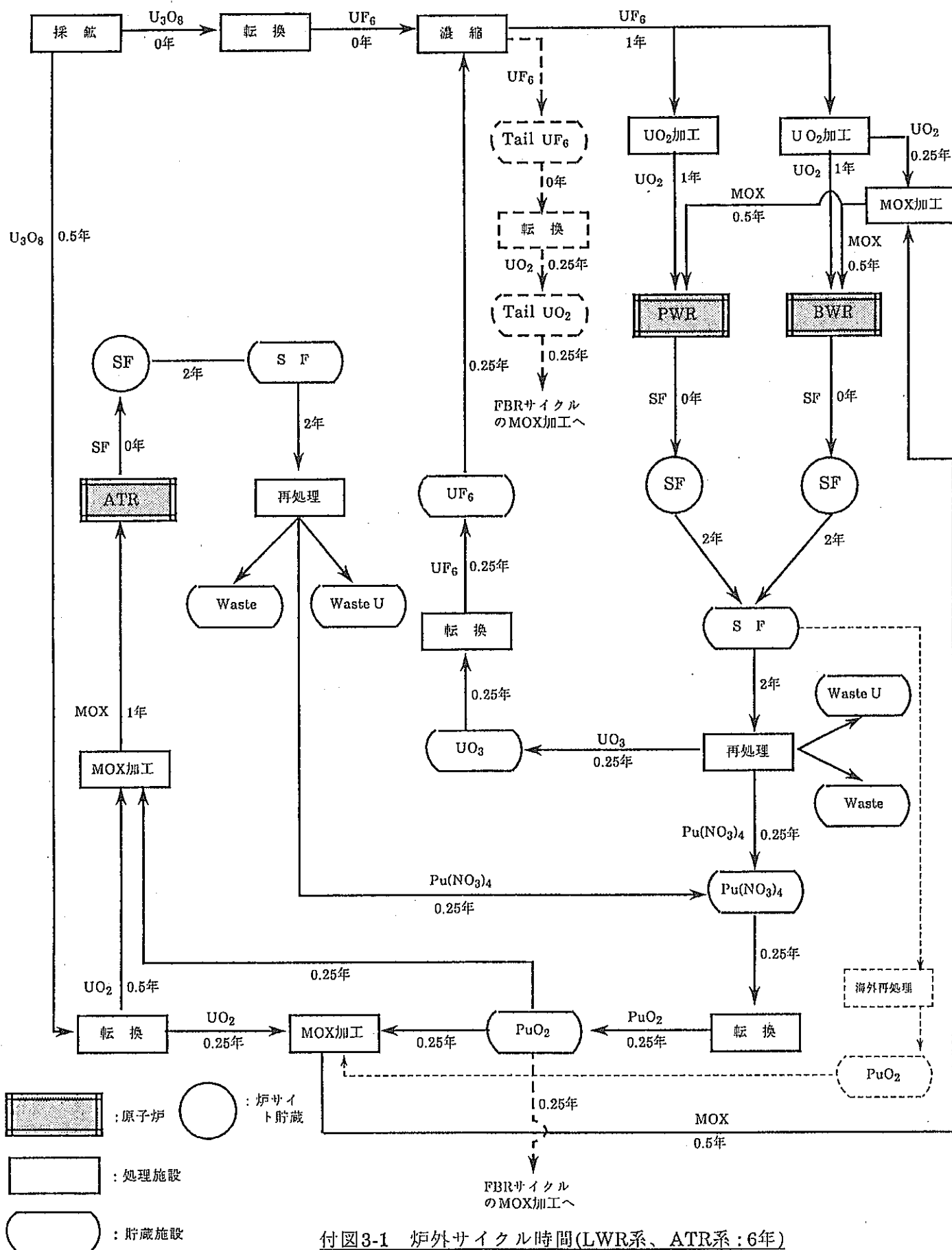


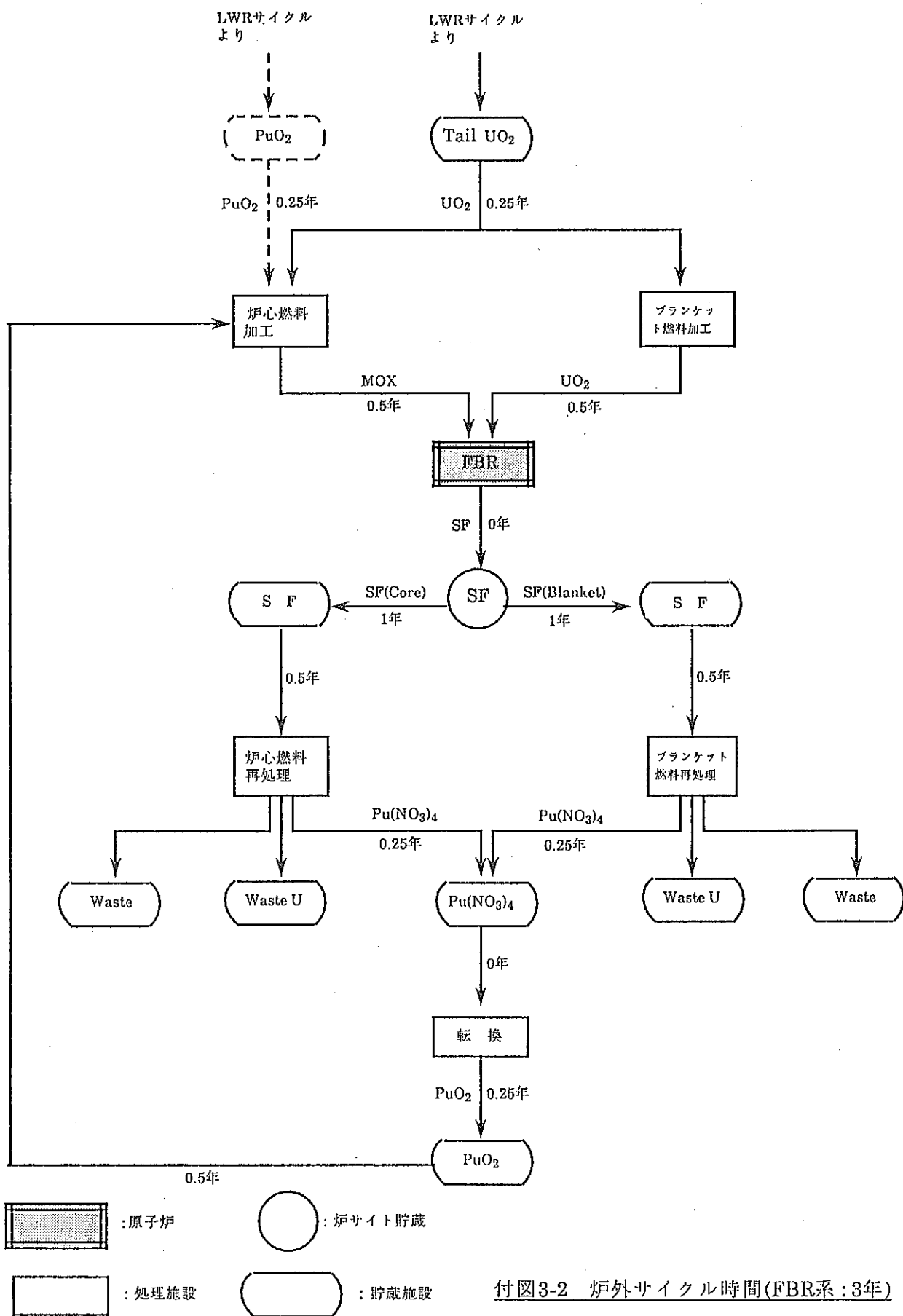
付図2-3 解析ケース関連図(軽水炉使用済燃料一時貯蔵の解析シリーズ)



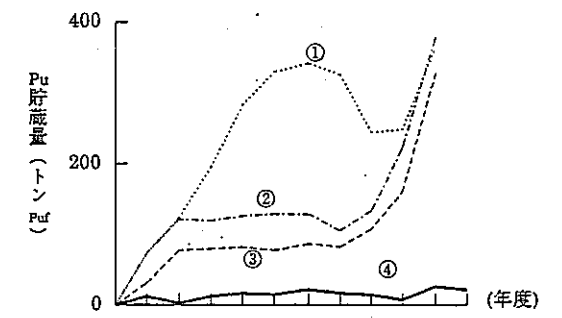
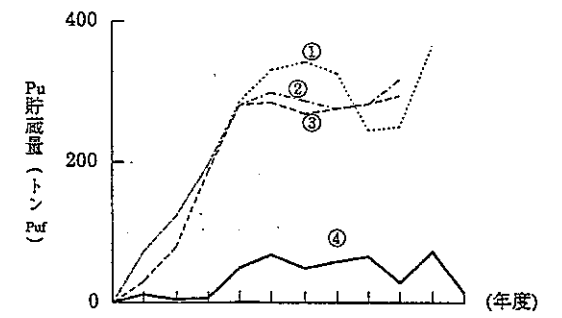
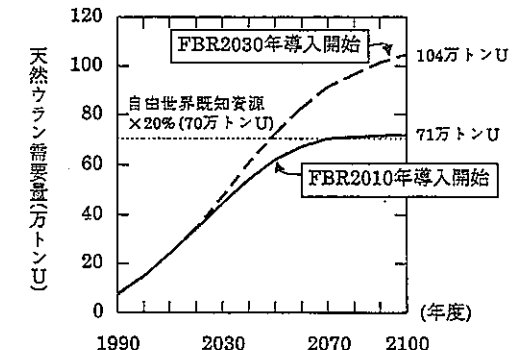
付図2-4 解析ケース関連図(天然ウラン資源量の制約による発電規模への影響の解析シリーズ)

評価項目	発電規模	FBR導入ベース	FBR増殖比	再処理計画	中間炉導入
天然ウラン資源量の制約による発電規模への影響の解析	Ref.	→ 2010年~/40年ベース2	→ 1.2	L再、F再 ∞ (ER1432IX)	
		<比較用>			
	Seiyaku	→ 2010年~/100年ベース	→ 1.2	L再、F再 ∞ (EK1032IX)	





付図4 戦略A、B(前回報告)の概要 (SN 9410 90-101より)

目標と解析手法	解析結果	評価
<目標> ① エネルギー・セキュリティ等の観点からプルトニウムを積極的に利用する。 ② 核不拡散の観点からプルトニウム貯蔵量を極力低減させる。 ↓ <解析手法> 解析にあたっては、まず軽水炉からFBRに引き継ぐ炉型戦略について解析して概略のプルトニウムバランスを求め、その後再処理工場計画及び中間炉導入計画を追加して調整を行い、最終的に目標のプルトニウムバランスが達成できることを目指す。 <解析の前提条件> ① 発電規模-----2000年:4,800万kW、2100年:20,000万kW ② 炉外サイクル時間*----LWR6年、FBR3年 * 燃料が原子炉から取り出されてから、回収プルトニウムが再び燃料として炉内に装荷されるまでの時間 ③ 増殖比-----1.2	 ①(FBR2030年導入開始、30年ベース、全量即時再処理) ----- ②(FBR2010年導入開始、40年ベース、全量即時再処理) ----- ③(②+再処理合理的導入) ———— ④(③+Puサーマル導入+2063年以降新規FBRの増殖比変更)  Puバランス(FBR2010年導入開始) ①(FBR2030年導入開始、30年ベース、全量即時再処理) ----- ②(FBR2030年導入開始、40年ベース、全量即時再処理) ----- ③(②+再処理合理的導入) ———— ④(③+Puサーマル導入+2070年以降新規FBRの増殖比変更)  Puバランス(FBR2030年導入開始)	<結論> FBRを2030年から本格導入する場合には天然ウラン需要量等の問題があることから、プルトニウム積極利用とプルトニウム貯蔵量削減の観点からは、技術開発との整合性を図りつつ、FBRを2010年から早期に導入する方が適切である。 <上記結論の前提条件> ① FBR燃料サイクル施設をFBRと整合性を持って操業させること ② FBRの増殖比と炉外サイクル時間から得られる総合的増殖性能を保つこと ③ FBRが本格利用するまでの間は、プルトニウムを貯蔵せずにプルサーマルまたはATR等中間炉で利用すること ④ 多数基のFBRを一時期に導入することは短期間に多量のプルトニウムを必要とするので、それを避けるため軽水炉とFBRの共存期間がある程度必要となること
 天然ウラン所要量		↓ <今後の予定> 長期的視点に立ち、経済性、核不拡散性に優れ、技術的裏付けのあるプルトニウム利用方策の策定を、各部門の協力を得て進めていく。