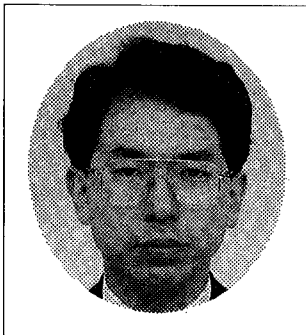


원자력발전의 경제성

- 일본의 현황과 문제점 -

나가노 고지

일본 전력중앙연구소 사회경제연구센터
에너지시스템그룹 책임연구원



66

년 최초의 상업용 원자로를 가동하기 시작한 이래, 일본은 원자력사업을 성공적으로 수행하여 왔다.

일본의 원자력발전 현황

〈그림 1〉은 최근의 일본 원전의 평균이용률이다.

약 10~12주가 소요되는 연차정비

시간을 고려할 때, 이 평균이용률은 현재 일본의 원전이 특별한 사고없이 거의 완벽하게 운전되고 있음을 나타내는 것이다.

발전비용의 분석에 관해서는 가장 최근에 개발된 기술에 기초한 2가지 평가모델이 이용되고 있다.

〈그림 2〉는 자원에너지청에 의해서 발표된 것이고, 〈표 1〉은 일본 에너지경제연구소에 의해서 작성된 것이다.

석유위기로 인하여 일본의 원자력발전 기술은 가장 경제적인 전력원으로서의 우위를 점하여 왔다. 그러나 최근 수년간 천연가스와 같은 화석연료에 대한 우위는 현저하게 감소되고 있다.

이것은 전력원간의 경쟁이 치열해지고 있음과 원자력발전 비용감축의 당위성을 시사한다고 하겠다.

신형원자로기술의 연구개발 상황을 살펴보면, 고속증식로 원형로인 몬주

가 95년 8월 29일자로 전력생산을 시작하였다.

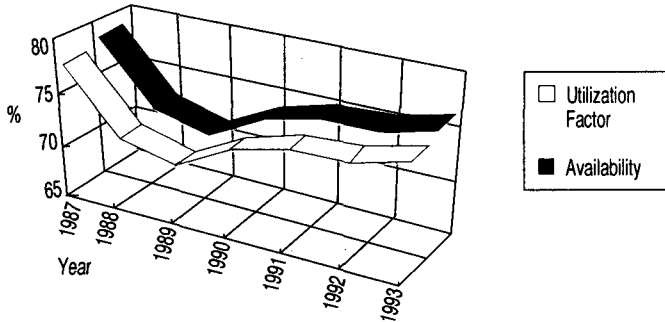
일본의 원자력계는 이 순간을 오랫동안 기다려 왔으며, 고속증식로의 완전 상용화(약 2030년경 예상)를 지속적으로 추진할 계획이다.

한편 일본원자력위원회는 시범용 신형전환로의 건설을 포기한다는 공식입장을 천명하였다(95. 8. 25).

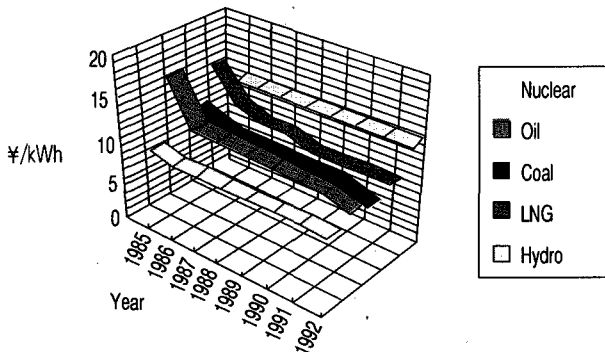
그대신 신형경수로가 추진될 것이며, 신형전환로에서 사용된 플루토늄은 혼합산화물연료 형태로 신형경수로에 사용될 것이다.

이 결정은 여러가지 측면에서 매우 특기할 만한 것으로 일본의 민간부문, 즉 일본 전기사업자연합회가 정부의 원자력정책에 이의를 제기한 최초의 경우이기 때문이다.

그러나 신형전환로 건설포기의 궁극적인 이유는 경수로에 대한 경제성



〈그림 1〉 일본의 원자력발전 성과(과기청 자료, 1995)



〈그림 2〉 표준화된 발전단가 추정(통산성 자료)

〈표 1〉 발전단가 추정(일본 에너지경제연구소 자료)

Year	Nuclear	Coal	Oil	LNG
1982	12.0	14.3	18.6	19.2
1983	12.7	13.1	17.1	16.7
1984	11.6	13.3	17.8	16.6
1985	10.7	13.1	15.4	14.3
1986	10.6	11.1	10.4	11.6
1987	10.2	10.3	11.2	11.1
1988	10.1	10.7	10.9	10.8
1989	10.3	11.1	11.4	11.3
1990	10.6	10.6	11.4	10.9
1991	10.6	10.8	12.0	10.6
1992	10.21	10.98	10.97	10.25
Capital	6.40	5.39	3.83	4.15
O&M	2.33	2.36	1.36	1.36
Fuel	1.48	3.23	5.78	4.74

의 저하에 있다고 보여진다.

일본에서는 원전의 안전성과 국민적 합의에 관한 문제를 제외하고, 원자력의 경제성에 대해 논의가 된 적은 거의 없었다.

필자의 견해로도, 신형전환로의 예상건설비용은 약 5,800억엔 정도의 막대한 규모이기 때문에, 이 결정은 매우 바람직한 것으로 생각된다.

바꿔 말하면 설비용량당 자본비용이 경수로의 3배에 달하는 것이다.

이번과 같이 원자력발전 기술에 대한 경제성과 비용효과측면이 일반대중 앞에서 폭넓게, 개방적으로 논의된다는 것은 고무적이라 할 수 있다.

그러나 이 결정이 일본의 국가원자력개발계획 즉, 플루토늄의 장기이용계획의 일관성에 차질을 빚는 것도 사실이다.

이제 일본의 원자력개발계획에 참여하고 있는 모든 사람들은 국민들에게 플루토늄 이용에 관한 납득할 만한 설명을 할 책임이 있다고 본다.

원자력발전비용 감축의 핵심

1. 자본비용의 감축

원자력발전소의 건설단가 절감은, 일본의 원자력발전 기술이 이미 성숙한 단계에 진입하였으므로, 더 이상 개선의 여지가 없다고 할 수 있다.

〈그림 2〉에서와 같이, 93년의 표준 원전 건설단가는 310,000엔/kWe이었으나, 〈그림 3〉에서 보는 바와 같

이, 석유위기 이후에 일본의 원전 건설단가는 현저히 증가되었다.

원자로 설계의 표준화와 기기제작 공정의 고도화로 인해 80년대 이후에는 건설단가가 위에서 언급한 수준에 머물고 있다.

신형경수로(가압수형 및 비등수형)는 이러한 노력의 결실인 것이다.

앞으로도 건설비용의 절감은 계속 추구되겠지만, 건설비용의 획기적인 절감을 가져다 줄 수 있는 기술적인 혁신은 기대하기 어려울 것이다.

그것보다는 변화하는 세계 에너지 시장의 흐름에 적응하기 위해서, 원자력을 보다 폭넓게 이용할 수 있는 새로운 개념의 창출이 필요하다.

원자력발전의 자본비용을 절감하기 위한 여러가지 방안중 다음 사항들은 최근에 상당한 주목을 받고 있다.

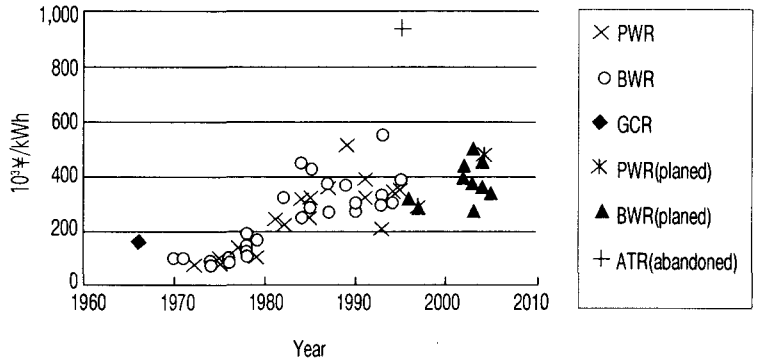
가. 주기적인 검사의 합리화

원전은 관련 법령에 의해서 매년 주기로 각종 검사를 수행하고 있다.

이때 소요되는 기간이 약 73~77일에 달하는데, 이러한 이유로 원전의 가동률이 78% 이상을 넘지 못하고 있다.

그러나 검사절차와 계획을 합리적으로 조정함으로써, 검사기간의 단축이 가능하며 설비용률도 증가될 수 있을 것이다.

東京電力은 최근에 3기의 비등수형 원자로의 검사기간을 각각 60일로 단축하는데 성공함으로써, 3~5%의 이윤률 증가효과를 거두었다.



(그림 3) 일본의 원전 건설단가 변동추이(통산성 자료)

(표 2) 수명연장(60년)의 경우와 발전소 교체(매 30년 마다)의 경우와의 비교(1,100MWe)(소네다 자료)

Degree of Equipment Degradation	Life Extension		Replacement	
	high *1	low *2	high *3	low *4
(10 ¹⁰ Yen)				
Capital	4.31	4.24	5.96	5.86
O&M	4.91	4.83	4.64	4.68
Fuel	2.77	2.77	2.85	2.85
Others *5	2.97	2.64	2.95	2.66
Total Expenses	14.96	14.47	16.39	16.03
Average Generation Cost(Yen/kWh)	8.35	8.08	9.15	8.95

(Note) *1 Steam Generator(SG) replacement ; every 20years. Pressure Vessel(PV) repair ; at 40th year of its operation.
 *2 SG replacement ; at 30th year. No PV repair.
 *3 SG replacement ; at 20th year. No PV repair.
 *4 No SG replacement. No PV repair.
 *5 Incl. expenses for compensating electricity from other sources during outages.

東京電力은 내년부터 자사의 모든 비등수형 원자로에 대해 이러한 개선된 검사절차를 적용할 계획으로 있다.

또한 中部電力은 이 회사의 하마오카 3호기(1,100MWe 비등수형 원전)에 대한 검사를 57일에 완료하였다.

東京電力은 자사의 주기검사 합리화 노력에 관한 상세한 보고서를 최근에 발간하였다.

그 주안점은 △ 계획공정을 일일단위에서 시간단위로 변경 수립, △ 원자로계통에 관한 주요공정에 대한 보

다 철저한 관리 및 보조계통에 대한 일반공정의 식별이다.

이러한 성과는 일본내의 모든 원전에서 시행될 수 있다는 점에서 특기할 만한 것이다.

나. 원전수명 연장

일반적으로 원전의 수명은 기술적 요인(물리적 수명), 또는 경제적 요인(경제적 수명)에 의해서 결정된다. 일본의 원전은 약 40년의 물리적 수명을 갖도록 설계되었다.

수명이 길어질수록, 전력생산량과 설비의 정비 및 교체에 증가로 인한 운전 및 정비비용이 증가하게 된다.

만약 전자에서 얻어지는 이득이 후자에 의한 비용증가보다 크다면, 수명연장은 전 수명기간 동안의 발전비용의 감소를 가져온다는 측면에서 의미가 있다.

반대의 경우라면 원전은 물리적 수명기간 이전에 폐쇄되어야 한다.

이러한 현상 즉 조기퇴역현상은 최근 미국에서 발생하고 있다.

현재 가동중 원전의 예상 잔여수명을 평가하기 위한 방법론의 개발에 대한 연구가 진행중이다.

〈표 2〉는 증기발생기 교체 및 원자로 압력용기의 보수를 고려하여 수명을 60년으로 연장하였을 경우와 매 30년마다 발전소를 교체하였을 경우 전체비용을 비교해 놓은 것이다.

그 결과는 비교평가에서 고려되지는 않았으나, 실제 수명연장시 소요되는 기타 비용까지를 포함하더라도, 수

〈표 3〉 페로(Decommissioning)비용에 대한 OECD-NEA의 추정치(OECD-NEA 자료, 1991)

	Reactor Type	Decommissioning Cost/Capacity (a) (\$/W)	Decommissioning Cost/Waste Amount (b) (\$/kg)
CAN	HWR	0.40	28.5 (c)
FI-1	PWR	0.25	30.8
FI-2	BWR	0.13	17.7
GER-1	PWR	0.18	21.2
GER-2	PWR	0.17	19.9
ITA	BWR	0.34	(d)
J-1	PWR	0.19	19.1
J-2	BWR	0.21	20.7
SPA	GCR	0.82	28.8
SW-1	BWR	0.19	27.4
SW-2	PWR	0.14	32.0
UK-1	GCR	3.10	18.3
UK-2	GCR	2.39	27.7
UK-3	AGR	0.75	41.7
UK-4	PWR	0.36	33.4
US-1	PWR	0.10	14.1 (c)

- (a) Design gross capacity.
- (b) Weight of radioactive waste before any treatment.
- (c) Weight of radioactive waste calculated by the Secretariat from the volume of radioactive waste to be disposed of.
- (d) The radioactive waste data is not available. The plant will be decommissioned up to Stage-1.

〈표 4〉 국가별 원자력발전 단가 비교표(UNIPED 자료, 1994)

	Belgium	Canada	Spain	France	Germany	Japan	Average
(Yen/kWh)							
Capital Cost	2.10	2.04	2.33	1.47	2.88	2.33	2.19
O&M Cost	0.20	0.68	1.01	0.74	1.15	1.01	0.90
Fuel Cost	0.68	0.19	0.68	0.68	1.08	1.66	0.83
Total Levelized Generation Cost	3.58	2.91	4.02	2.89	5.11	5.00	3.92
O&M Share in Generation Cost(%)	22.4	23.5	25.1	25.5	20.5	18.4	23.0

명연장으로 인한 이득이 훨씬 크다는 것이 매우 중요한 일이 될 것이다. 것을 보여주고 있다. 다. 페로비용

연구개발 및 정책차원에서 볼 때, 수명연장 발전소에 대한 안전규제와 운영허가에 대한 요건을 정형화하는

페로비용이 얼마나 될 것인가는 불투명하다. 현재 페로가 진행되고 있는 소형 실

험로인 JPDR-2를 제외하고는 현재 까지 일본에서 폐로가 수행된 적이 없기 때문이다.

〈표 3〉은 OECD-NEA(91)에서 발표한 내용으로서 여러 국가에서 수행된 상업용 원자로에 대한 추정 폐로비용을 나타낸 것이다.

〈표 3〉에서 보는 바와 같이 단위 방사성폐기물량당 처분비용에 비해 단위 설비용량당 폐로비용은 상당한 차이를 보이고 있다.

영국의 예를 들면, 가스냉각로가 폐로비용이 가장 높은 대신 방사성폐기물 처분비용은 가장 낮다.

말할 나위도 없이 폐로 및 방사성폐기물 처분비용은 원자로 구조, 규제 지침 및 방사성폐기물의 분류기준 등에 의해 영향을 받는다.

그러나 총 폐로비용 뿐만 아니라 방사성폐기물 처분비용단가에도 세심한 주의를 기울여야 한다.

2. 운전 및 정비비용의 절감

일반적으로 일본의 원전 운전 및 정비비용은 세계평균치에 비해 낮은 것으로 알려져 있다.

〈표 4〉는 각국간의 비교값으로서 UNIPED(94)에서 작성된 것이다.

일본은 전체 발전비용중 운전 및 정비비용이 차지하는 비율이 가장 낮은 나라중의 하나이다.

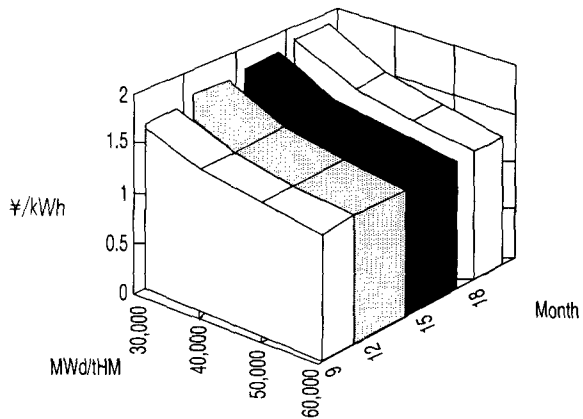
〈표 5〉는 OECD-NEA에서 조사한 86, 89 및 92년 3개년도에 대한 원자력발전 단가 비교표이다.

〈표 5〉 운전 및 정비비용 비교표(OECD-NEA 자료, 1992)

	Belgium	Canada	UK	France	Germany	USA	Japan
1986	3.5 16%	2.5 12%	5.5 18%	4.0 19%	5.0 18%	4.9 11%	6.1 19%
1989	5.4 19%	2.4 12%	6.6 18%	5.4 20%	7.4 19%	11.4 29%	8.7 20%
1992	7.5 21%	5.3 18%	10.5 21%	10.0 30%	11.6 22%	16.4 38%	10.9 20%

(Note) above : mills/kWh, below : O&M share in the total generation cost.
Japanese O&M costs detail in 1992 assessment(Yen/kWh).

Repair	0.64(43%)
Labor	0.13(9%)
Misc.	0.19(12%)
Others	0.55(37%)
Total	1.51(100%)



〈그림 4〉 연소도와 원자로 운전주기에 따른 연료주기비용 평가결과

일본 원전의 운전 및 정비비용은 1.5~2.0Yen/kWh로서 안정되어 있는 반면, 다른 나라의 운전 및 정비비용 점유율은 증가추세이다.

따라서 운전 및 정비비용의 추가적인 절감은 용이하지 않을 것으로 판단되며, 오히려 발전소 운전연수가 증가함에 따라 운전 및 정비비용은 증가할

것으로 추정된다.

3. 연료주기비용의 절감

연료주기비용은 농축·성형가공·재처리 등의 각 공정에 대한 기술개발에 의해서도 절감이 가능하지만, 연소도의 상향조정에 의해서도 가능할 것이다.

일반적으로 연소도를 높일 경우, 농축비용은 증가하지만 단위 전력생산량당 연료주기비용은 감소한다.

(그림 4)는 연소도와 원자로 운전 주기에 따른 연료주기비용 평가결과를 나타낸다(고연소도 연료에 대한 경제성평가실무그룹의 연구결과, 88).

원자로 운전주기의 연장은 고연소도 연료의 도입과 관계가 있으며, 이것은 발전소 이용률과 연료 단위톤당 에너지 생산량을 증가시켜, 부수적으로 자본비용의 절감을 가져온다.

이 결과는 장주기 운전시 연료주기 비용이 약간 상승하는 것을 나타내고 있으나, 60,000MWd/t 정도의 고연소도 연료는 비용효과측면에서 충분한 이점이 있음을 보여주고 있다.

이러한 평가는 고연소도 사용후핵연료 재처리비용의 인상 가능분을 고려하더라도 크게 변화하지 않을 것이다.

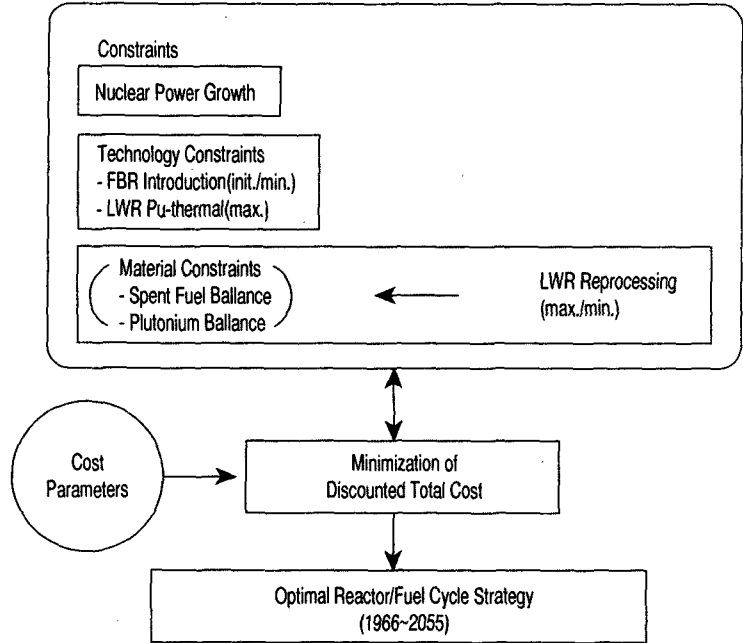
원칙적으로, 연소도와 운전주기의 가장 바람직한 결합은 이러한 모든 요인을 고려하여 결정되어야 한다.

이 기술개발 방향에 따라 규제지침도 적절히 결정되어야 할 것이다.

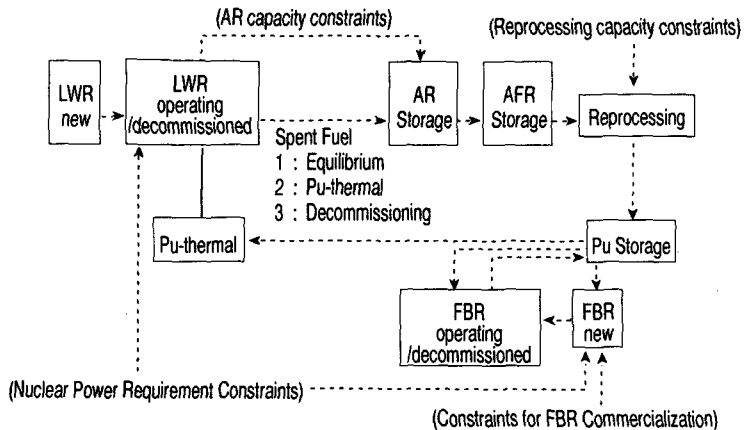
장기이용전략 경제성평가

1. 최장기관점과 분석도구 중요성

발전원간의 단기적인 경쟁은 단기적 의사결정에 중요한 요인으로 작용하겠지만, 다음 세기 중간 또는 세기 말까지를 내다보는 최장기적인 시각과 전략은 원자력의 미래를 결정짓는



(그림 5) FCOM 개요



(그림 6) FCOM에 의해서 정형화된 핵연료 흐름

데 매우 중요하다고 생각된다.

많은 선진국들이 원전 또는 연료주

기시설의 건설 및 운영에 관한 국민적 합의문제에 봉착하고 있다.

필자의 견해로는 이러한 문제가 장기적인 원자력이용계획과 비전을 일반대중에게 제공하지 못한데서 비롯된 것으로 생각된다.

이러한 장기적인 전략을 분석하기 위한 도구는 단순하고 투명해야 하고, 여러가지 민감도를 허용해야 하며 최적계산이 가능해야 한다.

이러한 관점에서, 일본 전력중앙연구소는 2055년까지의 일본 원자력이용전략 최적화 모델을 개발하였다.

〈그림 5〉는 FCOM(Fuel Cycle Optimization Model)의 개요를 나타내고 있다.

〈그림 6〉은 FCOM에 따른 연료주기의 흐름을 보여주고 있다.

FCOM은 연료주기전략(사용후핵연료의 최적관리)과 원자로 노형선택(기존 경수로와 개량형 경수로)을 동시에 최적화시켜 주는 단순한 프로그램으로서 PC에서 운영 가능하다.

비록 이 연구가 80년대 후반에 수행된 까닭에 몇가지 가정과 설정치가 현재의 관점에서 볼 때 부적절한 것(과대평가 또는 과소평가된 것)으로 판단될 수도 있지만, 최적해법의 기본적인 특징은 변화되지 않고 있으므로, 아직까지는 유용한 정보를 제공하고 있는 것으로 판단된다.

2. 경수로의 Pu사용 비용분석

1회성 연료주기(Once-through Fuel Cycle)와 사용후핵연료의 재처리 및 플루토늄 재활용을 포함하는 재

활용 중 어느 쪽이 비용이 덜 드느냐 하는 문제는 연료주기의 경제성 측면에서 볼 때 대단히 중요한 것이다.

경수로에 있어 재활용이라는 것은 플루토늄의 연소(Pu-thermal)를 의미하는 것이다.

OECD-NEA는 단일 모델발전소를 기준으로 이러한 문제를 반복적으로 조사하고 있다(85, 89, 94년 3회).

〈표 6〉은 이 조사결과이다.

기본적인 결론은 경제적·기술적 기준에서 볼 때, 플루토늄 재활용의 경우가 비용이 많이 든다는 것이다.

그러나, 1966~2055년까지의 기간동안 FCOM을 이용하여 이 문제를 분석한 결과는 매우 복잡하고 동적(dynamic)인 것으로 나타났다.

FCOM은 고유의 기준값을 이용하여 최적경로로서 경수로에서의 플루토늄 연소가 도입되는 조건에서 재처리비용을 계산하였다.

그 결과는 〈그림 7〉에 나타나 있다.

경수로에서의 플루토늄 연소(Pu-thermal)는 비용조건에 기준값 하에서는 정당화되지 않는다.

따라서 모든 사용후핵연료는 소내에 저장된 후 추가적인 저장비용을 고려한 후 소외저장고에 저장된다.

이러한 결과들은 위에서 언급한 OECD-NEA의 평가와 동일선상에 있는 것이지만, 이 동적모델 분석에서는 계획기간의 최종단계에서 나타나는 효과, 즉 최종효과에 대해 주목할 필요가 있다.

시범적인 계산에서, 폐기물은 2055년까지 최종처리되지 않고 즉 처분비용을 고려하지 않고, 단순히 저장되는 것으로 간주된다.

이러한 가정은 계산결과를 상당히 왜곡시킨다. 즉 재처리보다는 저장방식에 더 유리한 결과를 제공하는 것이다.

플루토늄에 대해서도 아무런 가치를 인정하지 않는다는 것에 주목해야 한다.

재처리 비용이 감소됨에 따라, 경수로에서의 플루토늄 사용(Pu-thermal)이 최적전략으로 대두되게 된다.

재처리 비용단가가 감소됨에 따라, 경수로에서의 플루토늄 사용(Pu-thermal) 시점이 빨라지게 되고 사용량 또한 증가하게 된다. 재처리 비용단가는 감소되어 결국은 다음과 같은 수준에 도달하게 된다.

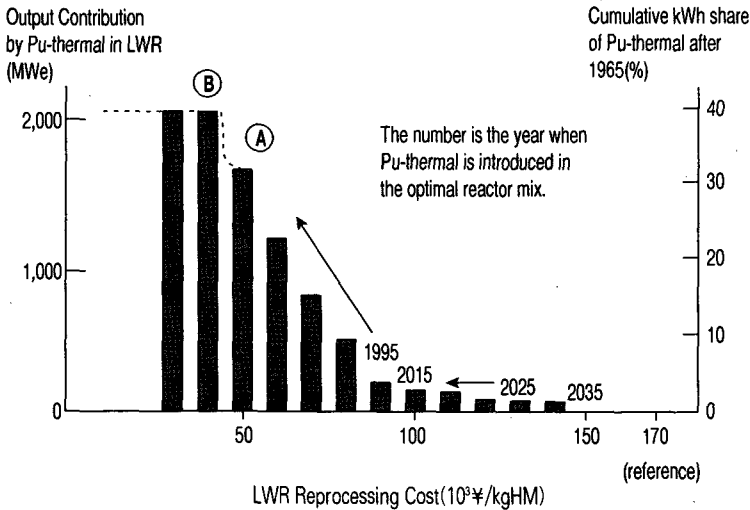
〈그림 7〉의 점 A에서와 같이, 추가적인 저장비용이 고려되어, 소내에 저장된 모든 사용후핵연료가 재처리되며, 점 B와 그 이후에는 모든 연료가 재처리된다.

이러한 결과는 전체 시스템에 현저한 탄력성을 주는 사용후핵연료의 중간저장의 중요성 뿐만 아니라, 주어진 시간들 내에서의 최적전략은 플루토늄을 전면적으로 활용하거나 전혀 활용하지 않거나와 같은 양자택일식 접근법이 아니라, 어떤 주어진 조건에서 최적 활용도를 도출하는 것이라는 사실의 중요성을 말해 주는 것이다.

〈표 6〉 플루토늄 재활용 평가(OECD-NEA 자료)

	Burnup (GWd/t)	Once-through (mills/kWh)	Pu Recycle (mills/kWh)
OECD-NEA(1985) *1	33	7.78	8.56
OECD-NEA(1989) *2	33	5.25	3.41
	43	4.73	2.68
OECD-NEA(1994) *3	33	6.20	7.21
	43	5.46	6.23

(Note) *1 in January 1994 US dollar.
 *2 While the other two studies calculate the whole fuel cycle costs, OECD-NEA(1989) calculates the cost needed for the production of a unit of fresh fuel under the assumption of free plutonium available.
 *3 in early 1991 US dollar.



〈그림 7〉 사례연구(1) : Pu-thermal에 대한 최적조건

3. 신형로 도입에 대한 비용분석

〈그림 8〉 (a)와 (b)는 고속증식로도 도입을 위한 최적조건을 예시하고 있다.

경수로와 고속증식로 간의 비교에 의한 비용조건에 따라서, 〈그림 8〉 (a)와 같이 최적값은 이동하게 된다.

지역(a) : 경수로 영역. 모든 원전은 경수로로 건설된다. 플루토늄의 이용은 최적방법으로 고려되지 않는다.

지역(b) : 공존영역. 경수로와 고속증식로가 동시에 건설된다. 고속증식로의 규모와 플루토늄 활용은 비용

조건에 따라서 탄력적으로 결정된다.

지역(c) : 고속증식로 영역. 고속증식로는 가장된 기술적 제약요소와 물질수지 조건하에서 최적 활용도로서 도입된다.

〈그림 8〉 (b)는 1995~2025년 사이에 800tHM/y의 용량으로 경수로의 사용후핵연료를 재처리한다는 가정을 〈그림 8〉 (a)에 부가하였을 때의 결과를 나타낸다.

이 경우 최적전략의 변천모형은 다음과 같이 바뀌게 된다.

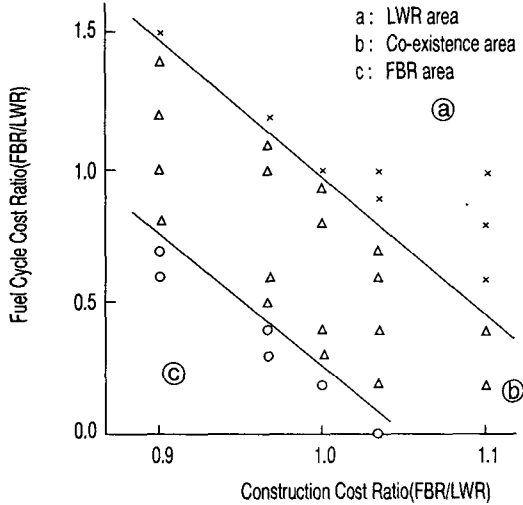
지역(a) : 경수로 영역. 경수로만이 활용된다. 재처리과정에서 회수되는 플루토늄은 경수로에서 사용된다.

지역(b) : 부분적인 고속증식로 도입 영역. 고속증식로는 부분적으로 도입되며, 재처리과정에서 회수된 플루토늄은 경수로와 고속증식로에 사용된다.

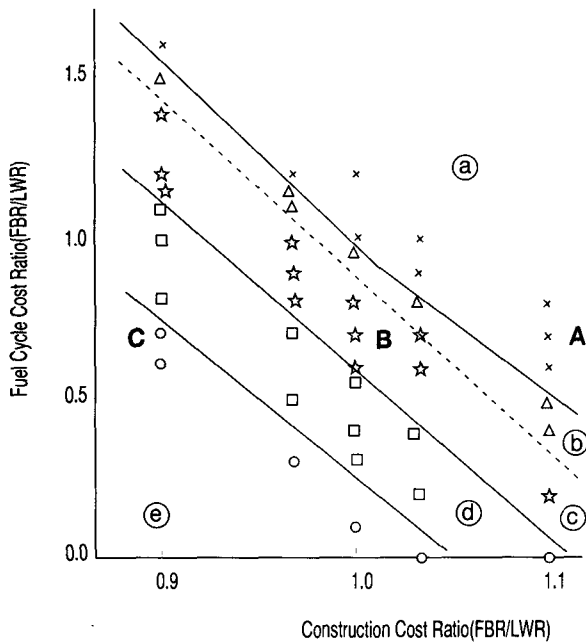
지역(c) : 일정한 고속증식로 도입 영역. 회수된 플루토늄의 이용과 함께 고속증식로가 가능한 한 최대로 도입된다. 추가적인 경수로 연료의 재처리는 고려되지 않는다. 고속증식로의 연료재처리를 통해 이용이 확대된다. 따라서 이 지역의 모든 점에서 원자로형 구성은 원칙적으로 동일하다.

지역(d) : 가속적인 고속증식로 도입 영역. 고속증식로는 경수로 연료 재처리에서 회수된 플루토늄을 이용하여 도입된다.

지역(e) : 고속증식로 영역. 원칙적으로 경수로연료 전량이 재처리되며, 고속증식로는 최고비율로 도입된다.



(그림 8) (a) 사례연구(2) : 고속증식로 도입의 최적조건



(그림 8) (b) 사례연구(3) : 재처리 조건하에서의 고속증식로 도입의 최적조건

대표적인 상황으로서 (그림 8) (b)의 점 A, B, C에서의 원자로형 구성 및 사용후핵연료 최적모형이 (그림 9) (a)~(c)에 각각 표시되어 있다.

이 특별한 연구에서 사용된 몇몇 가정과 데이터는 이미 낡은 것이지만, 근본적인 발견점의 중요성은 현재까지도 유용하다.

무엇보다도 원자로형 배합(Reactor Mix)과 그에 상응하는 연료주기관리를 잘 결합하기 위한 전략개발능력에 중요성이 부여되어야 한다.

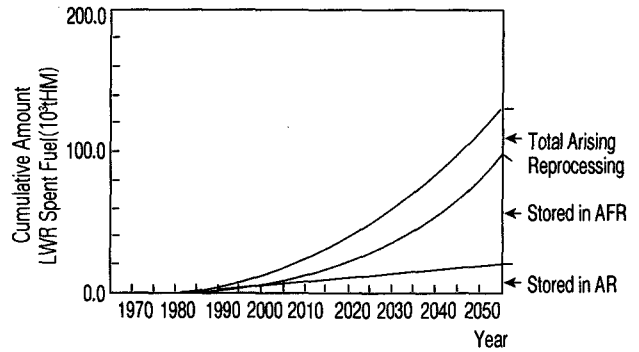
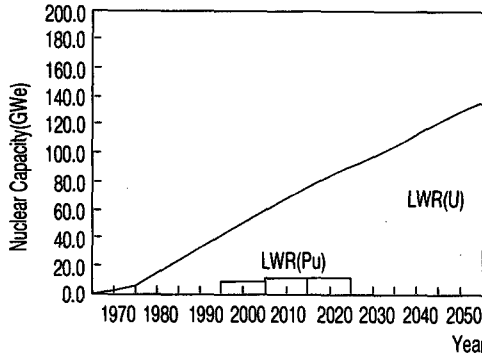
결론

발전효율의 증가와 비용감축을 위해서, △ 연료주기의 최종단계와 폐로에 대한 명확한 전략의 수립, △ 고연소도 연료의 사용과 운전주기의 연장에 대한 규제지침과 안전기준의 확립, △ 장기적인 플루토늄 이용전략에 대한 개념의 재정립 등의 분야에 대한 연구개발과 정책적인 문제의 중요성이 인식되어야 한다.

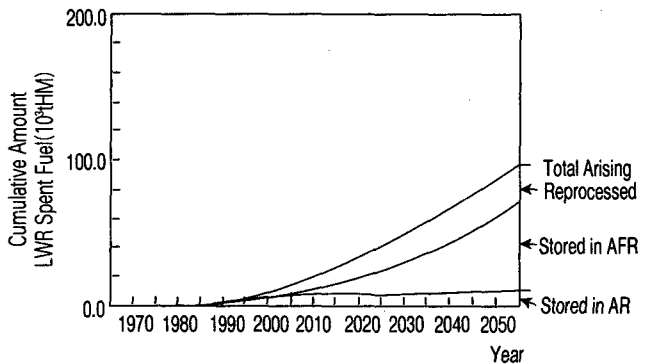
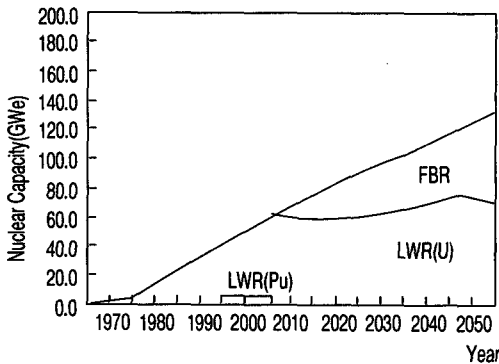
과거의 성공적인 성취에도 불구하고, 원자력이용에 대한 미래는 점점 불투명해지고 있다.

말할 나위도 없이 발전비용과 운영실적을 개선하기 위한 추가적인 노력이 전개되어야 한다.

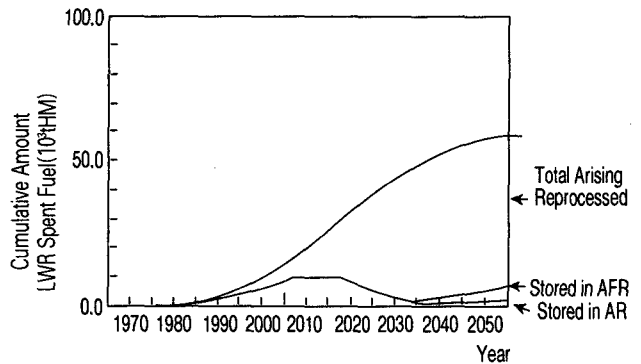
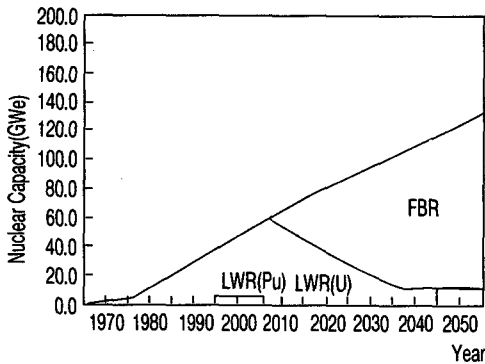
그러나 가장 중요한 것은 미래에 대한 전략과 정책을 충실하게 수립하고, 이를 국민들에게 알려서 국민적 합의를 도출하는 것이라고 생각된다.



〈그림 9〉 (a) 원자로형 배합(Reactor Mix) 및 사용후핵연료 관리에 대한 최적모형 예시 : 〈그림 8〉 (b)의 점 A



〈그림 9〉 (b) 원자로형 배합(Reactor Mix) 및 사용후핵연료 관리에 대한 최적모형 예시 : 〈그림 8〉 (b)의 점 B



〈그림 9〉 (c) 원자로형 배합(Reactor Mix) 및 사용후핵연료 관리에 대한 최적모형 예시 : 〈그림 8〉 (b)의 점 C