

인도의 원자력 선택

P. K. Iyengar

인도원자력위원회 위원장

전력수요

1인당 전력소비량이 국민의 생활수준을 나타내는 중요한 지표가 된다는 것은 잘 알려진 사실이다. 이는 그것이 그 나라의 개발과 밀접한 관계가 있기 때문이다. 제7차 5개년계획의 최종년도(1989~1990년)의 인도국민 1인당 전력소비량은 약 230kWh가 될 것으로 추정된다. 이에 비해 미국은 약 1만kWh, 유럽은 5,000kWh이고 세계평균은 약 2,100kWh이다(표 1).

따라서 인도국민의 생활수준을 높이고 농업, 제조업, 광업 등의 모든 분야에서 생산을 늘리기 위해서는 상업적 이용이 가능한 모든 형태의

〈표 1〉 1인당 전력소비량 시산(단위 : kWh)

지역	1988年	2000年	2005年
북미	11,900	14,700~16,500	16,200~18,100
남미	1,300	2,100~2,500	2,400~3,100
서유럽	5,000	6,200~6,700	6,700~7,200
동유럽	5,300	7,300~8,000	8,000~9,000
아프리카	500	700~800	700~900
중동·남아시아	300	600~700	700~900
동남아시아·태평양	900	1,100	1,200
극동	1,100	1,500~1,700	1,600~2,200
세계평균	2,100	2,600~2,900	2,800~3,300

자료 : "Reference Data Series No. 1 Energy, Electricity, and Nuclear Power estimates for the period upto 2005" -IAEA-Vienna-1989

전원을 이용해야 한다는 것은 두말할 나위없다. 2020년까지는 적어도 1,000~1,500kWh의 1인당 전력소비량을 달성하지 않으면 안된다.

에너지자원개발의 기본과 선택

1인당 전력소비량 1,000~1,500kWh를 실현하기 위해서는 2020년까지 약 3억~4억 5,000만kWe의 발전용량이 필요한데 현발전용량은 약 6,400만kWe로 수력이 28.6%, 화력이 69.0%이며 원자력은 2.4%에 불과하다. 앞으로 30년간 현발전용량을 5~7배로 늘리기 위해 이용가능한 발전형식으로는 수력, 화력(석탄, 亞炭, 가스), 원자력과 그외의 새로운 방식이 있다.

포장수력은 부하율을 60%로 잡을 경우 약 8,500만kWe가 된다(부하율 40%의 경우 1억 2,500만kWe). 포장수력의 개발이 가능한 지역은 대부분 북부와 북동부에 있는데 이 지역의 개발가능한 용량은 전체의 74%에 이른다. 전체포장수력의 약 24%는 이미 개발중이거나 개발승인이 나있다. 또 포장수력의 13%는 남부지역에 있는데 그 60%가 개발중이거나 개발승인이 나있다. 서부지역에도 전체포장수력의 7%가 있는데 그 60%를 개발할 예정이다. 또 개발을 추진하는데는 주민이주와 삼림을 포함한 토지의 수몰이라는 어려운 문제를 해결해야 하지만 이것은 필요

한 일로 반드시 추진해야 한다. 중앙전기사업 기관에서는 9,600만kWe의 양수발전계획후보지를 모색중이다. 피크시의 전력부족을 보충하기 위한 이 계획의 실현가능성을 확인하기 위해서는 더 상세한 조사를 할 필요가 있다.

인도의 석탄매장량은 약 1,800억톤으로 추정되고 있는데 그 75%가 동부지역에 있다. 지역적으로 편재해 있기 때문에 탄광에서 멀리 떨어져 있는 발전소의 경우 수송상의 문제가 있다. 또 중요한 재생불가능한 에너지자원을 후세대에 남기기 위해서는 가능한 한 오랫동안 석탄을 보존할 필요가 있다. 발전용량증가에 맞춰 석탄을 대량채굴한다는 것은 쉬운 일이 아니어서 여러가지 규제조치가 내려져 있다. 온실효과 같은 환경면의 배려 때문에 앞으로는 발전용 석탄도 제한될 것이다. 천연가스사용은 발전용으로 최근에 인정받게 되었지만 장기적으로 계속사용할 수 있는 것은 아니다 <표 2>, <표 3>.

풍력, 조력, 태양열 등 지금까지 이용되지 않았던 에너지를 이용하게 되는 것은 당연한 일이다. 그러나 지금의 기술개발단계에서 그 가능성을 현실화하기 위해서는 더 이상의 연구개발이 필요하다. 이들 자원은 벽지에서의 전력수요를 충족시키기 위해 큰 역할을 할 것이다.

인도의 우라늄매장량은 8산화3우라늄(U₃O₈)으로 약 7만톤, 토륨매장량은 36만톤 이상으로 추정된다. 이 우라늄량은 제1단계의 1,000만kWe분에 상당하고 또 제2단계에서 사용될 핵분열연료, 플루토늄 239(Pu 239)를 공급한다. 제2단계에서는 토륨을 블랭킷재료로 사용하는 고속증식로에 플루토늄 239를 장전해 發電을 하는 한편 제3단계에서 사용되는 또 하나의 핵분열연료, 우라늄 233(U 233)이 생성된다. 이 3단계전략에 의해 다량의 토륨매장량이 발전에 이용될 가능성이 있다. 이러한 전략에 따라 토륨자원에서 얻는 에너지는 국내석탄에서 얻는 에너지의 3~4배가 된다. 토륨을 이용해 앞서 말한 가능성을 실현하기 위해서는 원자력과학 및 공학의 최첨단기술개발이 필요한 것은 물론이다. 제2단계에서 사용되는 고속증식로의 기술개발은 이미 시작되었다.

<표 2> 인도의 석탄자원분포 및 수력개발가능용량

자 원	석 탄	수 력 (부하율 60%)
합계매장량/ 개발가능용량	1,800억톤	8,500만kWe
북 부 지 역	-	36%
서 부 지 역	18%	7%
남 부 지 역	7%	13%
동 부 지 역	75%	6%
동 북 지 역	-	38%

<표 3> 수력개발현황

지 역	개발완료 (%)	개발중 (%)	계획승인 (%)	합 계 (%)
북 부 지 역	12.6	7.8	6.2	26.6
서 부 지 역	24.6	30.0	4.4	59.0
남 부 지 역	48.2	10.8	0.9	59.9
동 부 지 역	15.2	12.8	0.5	28.5
동북부지역	0.8	1.0	0.4	2.2
전 국	13.7	7.5	2.8	24

세계적인 제약속에서 인도의 에너지현황을 감안할 때 인도의 전력수요를 충족시키기 위해서는 당분간 석탄화력과 수력이 주류를 이룰 것으로 보인다. 균형이 잡힌 전원개발을 위해서도 탄광에서 멀리 떨어진 지역에서는 원자력도 똑 같이 중요해 발전방식의 다양화가 필요하다. 2020년까지 약 3,000만kWe의 원자력발전이 필요하다.

현재 세계전력수요의 약 17%가 원자력으로 충당되고 있는 것을 보아도 그 중요성을 알 수 있다. 프랑스의 경우는 전력수요의 75% 이상을 원자력발전에 의존하고 있다<표 4>. 장기적으로 보면 고속증식로기술이 성숙해 발전용으로 토륨이용이 실현되면 국내의 에너지구성에서의 원자력발전의 기여도는 대폭 증가할 것이다. 핵분열료를 원자력발전에 이용하는 경우에는 안전성, 방사성폐기물관리, 폐쇄조치 그리고 환경에 대한 영향 등의 문제가 생긴다.

원자력발전의 안전성

인도에서의 원자력계획 제1단계에서 사용될

〈표 4〉 운전·건설중의 원자로(1989년 12월31일 현재)

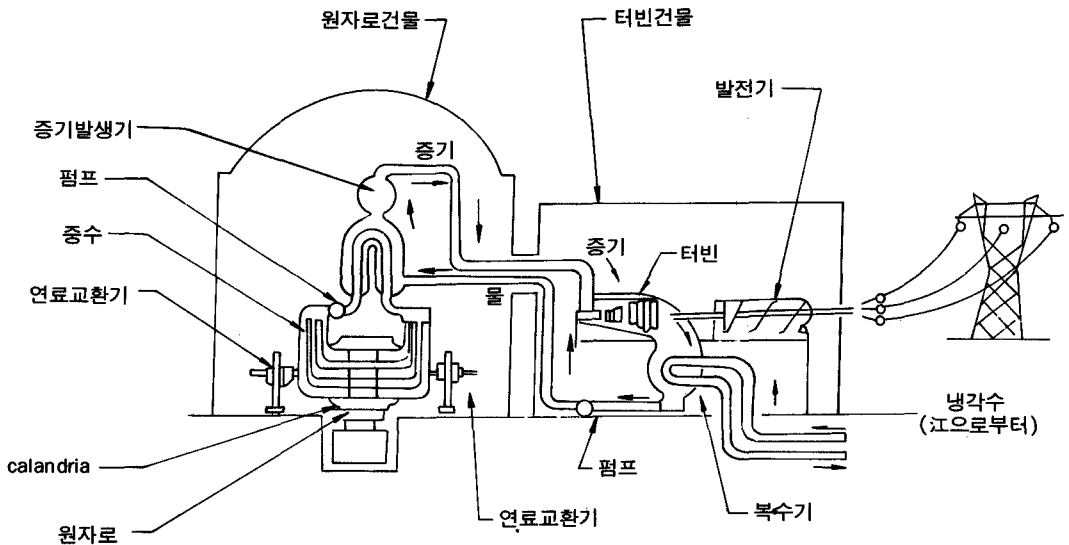
국 명	운전중		건설중		원자력점유율
	기 수	합계용량	기 수	합계용량	
세 계 전 체	426	31,827.1	96	7,890.7	17
아르헨티나	2	93.5	1	69.2	11.4
벨 기 에	7	550.0	-	-	60.8
불 가 리 아	5	258.5	2	190.6	32.9
카 나 다	18	1,218.5	4	352.4	15.6
체코슬로바키아	8	326.4	8	512.0	27.6
핀 란 드	4	231.0	-	-	35.4
프 랑 스	55	5,258.8	9	1,224.5	74.6
동 독	6	210.2	5	302.4	10.9
서 독	24	2,271.6	1	29.5	34.3
형 가 리	4	164.5	-	-	49.8
일 본	39	2,930.0	12	1,062.9	27.8
한 국	9	722.0	2	190.0	50.2
스 페 인	10	754.4	-	-	38.4
스 웨 덴	12	918.7	-	-	45.1
스 위 스	5	295.2	-	-	41.6
영 국	39	1,124.2	1	118.8	21.7
미 국	110	9,833.1	4	428.4	19.1
소 련	46	3,423.0	26	2,218.0	12.3

자료 : Reference Data Series No.2 Nuclear Power Reactors in World April - 1990 - IAEA - Vienna - 1990

원자로로는 가압중수형 원자로(PHWR)가 주류다. 따라서 이들 원자로의 표준화 유니트의 안전성을 검토함으로써 인도에서의 전망이 분명해진다. PHWR은 천연우라늄을 연료로 사용하고 중수로 감속과 냉각을 한다. 원자로로는 가동중에 연료교환을 한다. 따라서 노심에 직접 필요 이상의 반응도를 유지할 필요가 없다. 이것은 사고발생시에 일어날 가능성이 있는 최대출력暴走에 고유적인 제한을 주는 중요한 특성이다. PHWR의 即發중성자의 수명(약 1밀리秒)은 경수로의 경우보다 비교적 길다. 이것은 출력폭주의 가능성을 상당히 낮추는 동시에 PHWR 고유의 특성에 의해 불의의 사태발생을 방지하기도 한다.

Calandria(원자로용기)내에 수용돼있는 몇개의 냉각재채널은 핵분열연쇄반응에 의해 열을 발생시키는 연료다발을 포함하고 있다. 채널을 통해 흐르는 가압된 중수냉각재는 그 열을 증기발생기내의 경수에 전달해 이것에 의해 發電을 한다(그림 1).

Calandria는 돔내의 물에 잠겨있다. 원자로시스템 전체는 2중의 적납용기로 둘러싸여 있다.



〈그림 1〉 천연우라늄 중수형 원자로

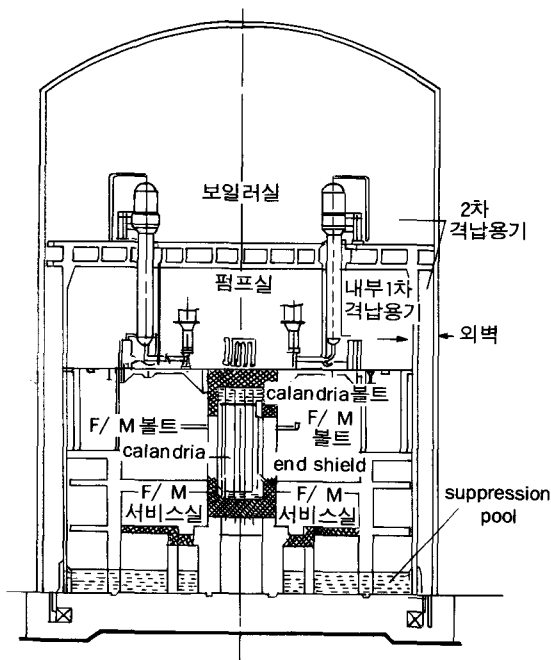
수동적 suppression 풀이 안쪽 격납용기속에 있고 냉각재상실사고(LOCA) 발생시에 방출되는 열을 흡수한다. LOCA 발생시에 노심을 냉각시키기 위해 긴급노심냉각시스템(ECCS)이 갖춰져 있다. 제어시스템과는 별도로 2개의 독립된 긴급작동정지시스템이 원자로를 정지시키기 위해 갖춰져 있다. 원자로제어시스템과 운전變數를 감시함으로써 원자로는 운전조건내에 유지되고 이상시에는 안전하게 정지된다<그림 2>.

여기서 두서너가지 사고를 상정해 그 상황을 살펴보기로 한다. 저압환경내에는 2개의 독립된 다른 정지시스템이 있기 때문에 원자로정지에 실패하는 일은 거의 없다고 할 수 있다. 1차 냉각재계통은 엄격한 사양과 품질요구조건에 따라 설계, 제작, 건설되고 있기 때문에 LOCA 발생가능성은 희박하다. 그러나 LOCA가 발생한다 해도 ECCS가 작동하게 되어 있다. PHWR의 출력밀도와 비출력은 다른 경수로에 비해 스펙트럼의 낮은 쪽 끝에 있기 때문에 PHWR의 경우 LOCA 및 냉각위기를 보다 쉽게 처리할

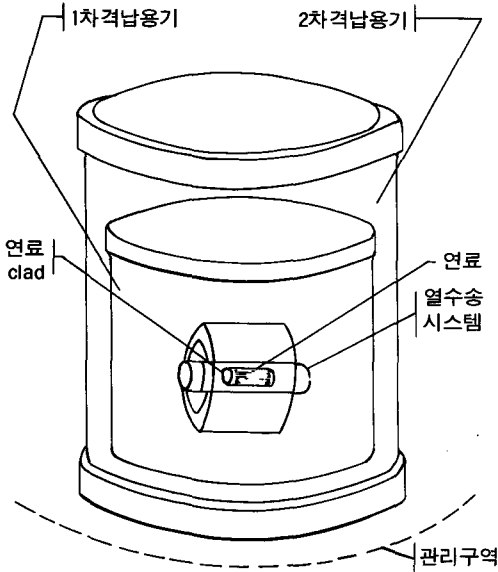
수 있다. 설사 ECCS가 작동하지 않았다 해도 Calandria내에 냉각재와 감속재가 있기 때문에 연료는 융점 이하의 온도로 유지돼 노심용융은 일어나지 않는다.

그외의 중요한 요구조건은 사고발생시에 방사능누출을 방지하는 것이다. 방사능누출을 방지하기 위해 몇개의 장벽이 갖춰져 있다. 인도형 PHWR에는 2중 격납용기의 원리가 이용되고 있다. 안쪽 격납용기는 어떤 내부압력을 기준으로 설계되어 누설률을 소정의 한도 이하로 억제하게 돼있다. 바깥쪽 격납용기는 常壓기 준으로 설계되어 누설률을 한도내에 유지한다. 사고로 격납용기의 압력이 높아지고 활동이 활발해지면 압력용기는 자동적으로 외부와 격리된다. LOCA가 발생하면 원자로 아래에 있는 suppression 풀이 방사성생성물을 용해해 피크 압력을 제한한다. 사고후의 대책으로 격납용기 淨化시스템이 갖춰져 있다. 안쪽 격납용기와 바깥쪽 격납용기 사이에 유지되고 있는 負壓에 의해 지표로의 방출은 소량에 그친다. 일어날 가능성이 희박한 사고시에 금속과 물의 반응으로 발생하는 수소는 격납용기容積 때문에 적절히 희석돼 폭발을 예방하게 된다. 사고를 방지하고 또 만약 사고가 났을 때 그 영향을 완화하기 위해 필요한 모든 안전수단이 갖춰져 있는 것이다. 본래 연료에 포함돼있는 방사능은 외부환경으로 누출될 때까지 연료펠렛, 지르카로이 피복관, 지르카로이압력관, 안쪽 격납용기 및 바깥쪽 격납용기 등 몇겹의 장벽을 통과하지 않으면 안된다. 또 원자로주위에는 반경 1.6km의 출입금지구역이 설정돼있어 주민들은 그 밖에서만 거주할 수 있게 돼있다. 1.6km와 5km반경으로 이루어지는 環狀지역은 출입제한구역(불모지대)으로 설정돼있어 여기서는 주민의 거주와 인구의 자연증가는 허용되지만 외부인구의 유입이나 증가를 촉진시키는 활동은 억제된다<그림 3>, <그림 4>.

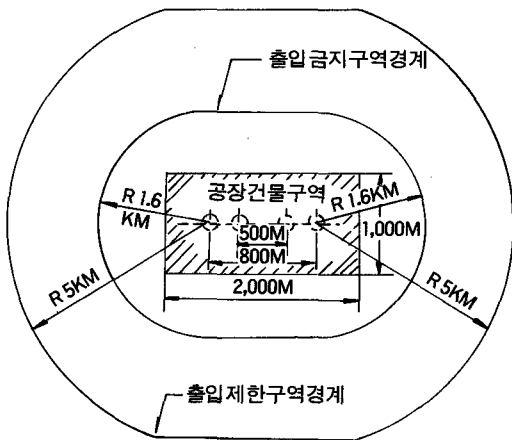
또 철저한 주의를 기울이기 위해 각 발전소마다 부지외부의 긴급시계획이 州당국의 협력을 받아 책정돼있고 그 효과를 보장하기 위해 정기적으로 훈련이 실시된다.



<그림 2> 인도의 PHWR, 23.5만kWe



〈그림 3〉 방사능방출에 대한 장벽



〈그림 4〉 공장건물, 출입금지제한구역

체르노빌 및 드리마일 아일랜드 (TMI) 사고

1979년의 TMI 사고는 기기고장으로 발생했지만 격납용기를 포함해 공학적인 안전장치가 있었기 때문에 방사능을 밀폐할 수 있었다. 원자로는 영구정지라는 위기에 몰렸지만 방사능 확산은 방지할 수 있었기 때문에 일반대중에 대

한 중대한 방사선장해는 일어나지 않았다.

체르노빌사고는 운전방법과 안전규칙을 위반했기 때문에 일어난 것으로 본질적으로는 체르노빌에 설치된 RBMK형 원자로에 고유의 설계상의 결함이 있었기 때문에 일어난 사고였다. 사고는 시험중에 일어났다. 시험은 원자로를 저출력의 불안정한 상태에서 운전하면서 실시됐지만 이런 경우 정의 출력피드백계수는 출력저하만을 일으켜 더욱 출력저하를 가져와 결국 극히 낮은 출력레벨이 됐다. 이렇게 원자로는 금지영역으로 빠져들게 된 것이다. 시험은 이러한 금지영역에서 헤서는 안되는 것이었는데 그들은 그대로 계속했던 것이다. 그 결과 1차냉각재 중의 氣泡量이 증가했다. RBMK의 보이드계수는 정이기 때문에 정의 반응도를 가져오고 이것이 정의 출력계수 때문에 더욱 악화돼 원자로가 即發임계에 이르렀다. 원자로내에 대량의 가연성 흑연감속재가 있었기 때문에 중대한 결과를 초래했는데 여기에다 격납용기마저 없었던 것이다.

RBMK형 원자로에서 일어났던 사고는 이것을 확대해석해 인도형 PHWR에 참고로 할 수는 없는데 그 이유는 다음과 같다.

1. PHWR의 경우는 출력계수가 정의 되는 출력영역은 없다.
2. RBMK의 경우와는 달리 PHWR의 정지 시스템은 即効型이기 때문에 이러한 즉효형 시스템을 항상 負인 출력계수와 맞춤으로써 만약 출력폭주가 일어났을 때 초기의 중요한 몇 초 사이에 충분한 負의 반응도를 삽입함으로써 이를 억제할 수 있다.

3. RBMK의 경우에는 遮斷棒이 제어봉을 겸하고 있지만 PHWR에서는 제어시스템과 정지 시스템이 독립돼있다.

4. PHWR은 대량의 냉각감속재를 보유하고 있다. RBMK의 경우는 감속재가 800°C라는 고온의 흑연이어서 이것이 경수냉각재와 접촉하면 물-흑연반응을 일으켜 폭발성의 水性가스를 발생시킬 위험성이 있다.

5. RBMK의 감속재로 사용되고 있는 흑연은 가연성 재료지만 PHWR은 중수로 감속하기 때

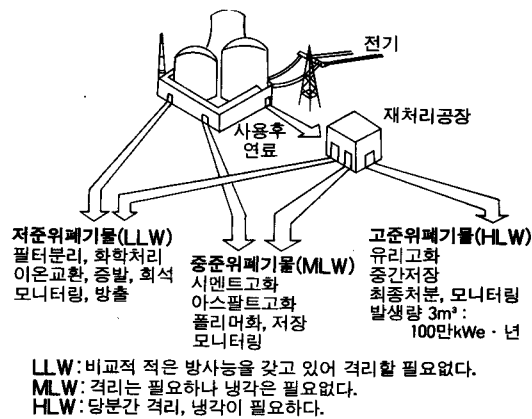
문에 가연성재료가 없다.

6. RBMK의 경우는 複合압력격납용기가 없었기 때문에 방사능이 대기중에 방출되었다. 그러나 PHWR의 경우는 이것을 2중으로 감싸고 있는 複合압력격납용기시스템이 갖춰져 있다.

방사성폐기물의 관리

원자력발전소에서 발생하는 방사성폐기물은 저준위 및 중준위의 것 뿐이다. 방사능의 99%를 포함하는 사용후연료는 저장풀속에 보관되던가 플루토늄을 회수하기 위해 재처리된다. 인도에서는 원자로에서 나오는 사용후연료는 재처리해 플루토늄을 회수하고 이것을 發電계획제2단계의 연료로 사용하는 것을 기본방침으로 하고 있다. 사용후연료의 재처리과정에서는 고준위알파를 함유한 폐기물이 발생한다<그림 5>.

원자력발전소운전에서 생기는 저준위 및 중준위폐기물은 여과, 이온교환, 逆浸透, 화학처리, 증발, 기타 방사성물질을 제거하기 위한 여러가지 방법을 써서 처리된다. 방사능을 포함하고 있는 잔재는 시멘트, 역청, 아스팔트 등으로 굳힌 다음 콘테이너에 채워서 발전소에의 알은



<그림 5> 방사성폐기물관리

지중의 철근콘크리트구조물속에 매장된다. 매장구역은 감시를 받고 구멍을 내서 방사능유무를 점검한다. 이러한 방법은 과거 몇십년에 걸

쳐 안전기준에 따라 전국의 각 발전소에서 실시돼 안전성이 확인된 상태다. 2기의 PHWR을 가지고 있는 원자력발전소에서 연간 발생하는 중준위 및 저준위방사성고체폐기물은 약 400m³로 그렇게 많은 것은 아니다.

사용후연료재처리에서 발생하는 고준위방사성폐기물은 양적으로는 훨씬 적다. 이러한 폐기물은 장기간에 걸쳐 격리할 필요가 있다. 이것은 유리와 같은 고도의 不活性한 매트릭스내에 고화된 후 두꺼운 내식성의 콘테이너에 수용되고 중간냉각기간을 거친 다음 안정된 지층속에 심층처분된다. 심층처분장의 환경안전성은 처분장밀봉 후의 감시나 보전에 의존하는 것이 아니고 이 목적으로 선정된 심층처분장의 천연의 지질환경에 의존하는 것이다. 취급해야 할 고준위폐기물은 양적으로는 적어 용량 100만kWe에 대해 연간발생량은 약 3m³에 지나지 않는다.

이러한 처분장의 장기안정성이 논의의 대상이었다. 안전성에 관해 놀랄만한 일은 현재 가봉(西아프리카)에 있는 천연의 처분장이 방사성폐기물의 장기보관에 관해 귀중한 정보를 제공한 것이다. 이 천연의 원자로는 지금까지 약 50만년에 걸쳐 기능을 발휘해온 것이다. 약 6000kg의 핵분열생성물과 2,000kg의 플루토늄이 캡슐이 둘러싸이지 않고도 제자리에 그대로 머물고 있는 현상이 발견된 것이었다. 핵분열생성물은 거의 움직이지 않고 그대로 있었다. 나는 극단적으로 단순화해서 문제를 보려는 생각은 없지만 고준위폐기물관리기술은 인도에서 자체적으로 다룰 수 있어 선진공업국의 지원을 받지 않아도 된다고 본다. 고준위방사성폐기물은 양이 적기 때문에 어려운 문제는 아니다. Tarapur의 폐기물고화처리공장은 이미 완성돼 시운전중이다. 심층처분에 관한 연구도 진전되고 있다.

원자력발전소의 폐지조치

원자력발전소의 경제적 수명은 통상적인 요금산정에서는 25년으로 잡고 있다. 그러나 실제 발전소를 폐지하는 날짜는 기기수명에 따라 결

정된다. 세계적으로 일반적인 통념으로 돼있는 발전소수명은 40년이다.

국제적으로 인정되고 있는 폐지방법에는 3가지가 있다. 즉 1. 즉시철거 2. 밀봉관리 3. 차폐격리다. 세계에서 지금까지 폐지조치를 위해 조업을 정지한 원자력발전소 대부분은 밀봉관리법을 채택하고 있다. 그리고 약 30~60년 후에 철거하는 것으로 돼있다. 이 방법을 따르면 작업원이 받는 직업적 방사선피폭은 60년동안에 3~4의 자릿수로 줄어든다. 또 저준위방사성폐기물의 양도(원자력발전소의 방사성재료의 99%는 저준위폐기물이다) 방사능붕괴로 10자릿수로 줄어든다. 인도에서 실시한 예비조사에서도 원자력발전소의 폐지방법으로 밀봉관리법이 적합한 것으로 나타났다.

원자로폐지조치 제1단계에서는 사용후연료가 제거돼 재처리 또는 저장을 위해 보내지고 냉각재도 제거해 운전계통의 결합을 풀고 격납용기의 열려있는 부분을 모두 밀봉해서 감시하에 두게 된다. 제2단계에서는 모든 기기 및 구조물이 철거되고 노심 및 그 무거운 차폐물을 제외한 모든 것이 제염된다. 이 단계에서는 감시가 완화되어 현장점검만이 계속된다. 제3단계에서는 노심과 차폐물이 철거되어 부지는 깨끗해져 다른 용도에 사용할 수 있게 된다.

원자력발전소의 부품은 운전중에 방사성물질로 변하는 일은 없고 이들 부품은 다른 재래식 발전소의 경우와 조금도 다르지 않다. 또한 방사능의 99%는 사용후연료와 핵분열생성물에 포함되어 있어 이것은 폐지조치를 시작하기 전에 제거돼 저장/재처리를 위해 보내진다. 따라서 폐지작업은 일반적으로 생각되고 있는 것 같이 그렇게 위험한 것은 아니다. 폐지조치기술은 본질적으로 원자로를 운전하고 있는 동안에 기기보수, 관리를 통해 터득한 기능, 전문지식 및 작업요령을 집약한 것으로 여기에 연구개발을 요하는 로봇공학 및 원격조작기술을 추가한 것이다. 원자력발전소의 폐지조치로 생기는 폐기물의 처리요령은 운전중에 적용한 요령과 같은 것으로 다른 점이 있다면 취급하는 저준위폐기물의 양이 비교적 많다는 것이다.

인도는 「트롬베이」의 연료재처리공장 및 「체르리나」의 연구용 원자로철거작업에서 귀중한 체험을 했다. 또 Madras 원자력발전소의 감속재입구매니폴드의 보수 및 Tarapur 원자력발전소에서의 급수 sparger의 교환작업 등의 경험을 쌓고 있어 폐지조치를 맡아서 할 수 있는 능력은 실증되고 있는 것이다. 로봇공학의 연구개발은 Bhabha 원자력연구센터(BARC)에서 진행되고 있다. 따라서 폐지조치에 필요한 기술에 대해서는 자신이 있어 작업이 필요하게 될 시기까지는 실용화될 것으로 보인다.

폐지조치에 필요한 비용의 추산액은 방법의 선택과 인건비의 차이 때문에 나라마다 크게 달라진다. 따라서 이 비용을 절대액으로 보는 것은 적합하지 않고 발전소건설 자본비에 대한 비율로 보아야 할 것이다. 세계의 폐지조치견적비용을 문헌상에서 보면 발전소건설자본비의 10~15% 정도다(두 비용을 모두 같은 기준년도 기준으로 비교했다).

인도에서의 검토결과에 의하면 Tarapur 원자력발전소를 밀봉폐쇄하는 경우의 비용시산액은 1990년 가격기준으로 약 5억루피가 된다. 이 시산액은 초기에 30년간 밀봉폐쇄하는 것으로 가정한 경우이다. 절대액으로서의 비용은 인도가 서유럽제국보다 싸기 때문에 낮다. 폐지조치비용보상방안으로는 인도의 경우 전기요금에 1.25 파이사/kWh를 부가함으로써 충당할 수 있다. 폐지조치비용보상금을 현행수준으로 유지해 나간다면 25년의 운전기간중에 축적되는 금액은 23.5만kWe급 원자로를 2기 갖고 있는 발전소의 경우 설비이용률을 62.8%로 잡으면 예금이자를 제외하고 약 7억3,000만루피가 된다. 만약 연율 12%의 이자를 가산한다면 이 경우 25년 후에는 약 38억루피가 된다. 폐지조치준비금보상에 대해서는 국제적인 경험과 전기요금조정에 대한 우리 자신의 검토결과에 따라 필요하면 재검토하기로 돼있다. 어쨌든 전기요금에서 차지하는 비율은 적은 것이다.

환경보호

원자력발전소의 경우 화석연료를 태울 때 발생하는 탄산가스, 이산화유황, 질소산화물 등의 유해한 화학적 오염물질은 발생하지 않는다. 또 화석연료연소에 따른 온실효과나 산성비도 발생하지 않는 에너지원이다. 고속증식로에 의한 원자력에너지, 핵융합에 의한 원자력에너지 및 태양에너지는 3가지의 무진장한 에너지원으로 모두 탄소를 사용하지 않는 것들이다. 원자력발전소의 건설부지는 수력발전소에 비해 훨씬 적어도 된다. 원자력발전에서 사용되는 水量은 화력발전과 같다.

자연방사선원 즉 우주 및 지구의 선원으로부터 방출된 방사선은 인류가 평상시 받고 있는 최대선량에 해당한다. 자연방사선에 의한 피할 수 없는 피폭에 비하면 원자력발전소로부터의 저준위방사선에 의한 피폭은 극히 적은 것에 지나지 않는다(2%). PHWR의 출입금지구역경계에 있는 사람은 연간 2~5밀리렘을 받을 것으로 생각된다. 한편 외부로 받는 자연방사선량은 장소에 따라 다른데 예를 들어 「안드라·프라데쉬」와 「마하라슈트라」에서는 그 차가 70밀리렘/년에 달하고 있다<표 5>.

방사선과 그 건강에 미치는 영향에 관해서는 전문단체에 의해 반세기에 걸쳐 연구가 이루어지고 있어 원자력발전소운전에 의한 일반대중의 피폭허용한도는 국제방사선방호위원회(ICRP)라는 국제기관의 지침에 따라 정해져 있다. 인도의 경우는 모든 원자력발전소에 대해 발전소운전개시에 앞서 환경감시실(ESL)이 설치된다. 발전소주변 30km에 걸쳐 대기, 수질 및 지질환경에 대한 감시조사가 실시돼 환경보전을 확인한다.

원자력발전계획

원자력의 일반대중에의 영향이라는 관점에서 여러가지 문제를 논해왔지만 여기서 인도의 원자력발전계획에 관해 상세하게 기술하기로 한다.

인도의 원자력계획은 미국의 제너럴 일렉트릭(GE)사가 턴키베이스로 건설한 Tarapur 원

<표 5> 인도 각 州에서의 외부자연방사선량

주 명	1인당 자연방사선량 (단위 : 밀리렘/년)
안드라·프라데쉬	106.5
아쌘	82
비하르	87.5
델리	66.5
고아	60
구자라트	49
하리아나	80
히마찰·프라데쉬	96
잡부·카쉬미르	75.5
카르나타카	58.5
케랄라(모나지테 이외)	59.5
마디아·프라데쉬	59
마하라슈트라	37
메가라야	72
오리싸	85.5
폰디체리	85.5
펀자브	68.5
라자스탄	61
시킴	104
타미르·나드(모자니테 이외)	70.5
어퍼·프라데쉬	91
西벵갈	74
모자니테지역	576

자력발전소(TAPS)의 비등수형 원자로(각 16만kWe, BWR×2기)에 의해 시작되었다. 이들 원자로건설시에 인도측이 한 것은 부지선정, 건축서의 준비와 평가, 설계심사, 운전 및 보수, 일부 서비스시스템의 계약서비스, 토목공사의 지역서비스 등이었다. 인도의 원자력발전계획은 천연우라늄을 연료로 하고 중수를 감속재 및 냉각재로 사용하는 PHWR을 기본으로 하고 있지만 Tarapur 원자력발전소의 건설은 본질적으로 당시로서는 대형 원자로를 인도에서 운전하기 위한 기술적 능력을 배양하고 운전 및 보수의 귀중한 경험을 하기 위한 것이다. 이 발전소는 21년 이상 안전운전을 기록해 서부지역에서 갈망하고 있는 전력을 공급하고 있다.

그 다음의 발전소공사, 즉 용량 22만kWe의 Rajasthan 원자력발전소(RAPS) 1호기는 Tarapur 원자력발전소(TAPS)와 거의 동시에 카나

다와의 공동사업으로 시작되었다. 이것은 캐나다 원자력공사(AECL)가 원자로설계를 맡고 그 외의 재래식 설비의 엔지니어링은 캐나다의 컨설팅 엔지니어링회사가 담당했다. 부지선정, 설계심사, 국내에서 생산가능한 기기의 국내생산, 건설공사관리, 운전 및 보수는 인도측이 책임을 졌다. Rajasthan 1호기(RAPS-1)건설에서는 약 55%의 국산화를 달성했다.

본격적인 국산화작업에 착수한 것은 1967년에 시작된 용량 22만kWe의 Rajasthan 2호기(RAPS-2)건설때인데 인도산업계는 고도의 원자력기기제작에 착수하게 되었다. 이들 고도의 정교한 기기에 보증해야 할 품질수준을 달성하기 위해서는 인도산업계와 원자력성(DAE)간의 적극적인 상호협력이 필요했다. Rajasthan 2호기(RAPS-2)의 국산화율은 약 75%에 달했다.

발전소설계책임도 포함해 완전한 국산화노력이 이루어진 것은 Madras 원자력발전소(MAPS)의 23.5만kWe × 2기에 대해서였다(1호기는 1967년에, 2호기는 1971년에 착수했다). 부지와 관련된 몇가지 설계변경과 격납용기 등의 안전관계시스템개선이 이 발전소에서 실시되었다. 원자로설계는 DAE가 담당했지만 재래식 시스템의 엔지니어링은 화력발전소경험이 있는 국내의 컨설팅 엔지니어링회사에 맡겼다. 원자력관계 및 그외의 기기는 거의 모두 국내에서 제작되었다. 이 계획의 외화지출액은 약 10%에 불과했다.

용량 23.5만kWe급 PHWR × 2기의 Narora 원자력발전소계획이 그 다음에 시작되었을 때 앞으로 50만kWe급으로 확대하기 위한 준비작업으로 23.5만kWe급 원자로의 표준화를 위한 노력이 이루어졌다. 원자력발전소 안전기준의 전진적인 경향을 고려하고 또 국내에서 가동중인 발전소로부터의 피드백도 감안하면서 부지의 어느 정도의 지진조건에 적합한 설계를 개발한 것이다.

그 이후의 계획 즉 Kakrapar 원자력발전소 계획(KAPP-1, 2), Rajasthan 원자력발전소 계획(RAPS-3, 4) 및 Kaiga 원자력발전소 계획(KAIGA-1, 2)은 모두 23.5만kWe × 2로 돼있

는 것으로 지금까지의 건설 및 운전경험으로부터의 피드백을 바탕으로 더욱 설계상의 개선이 이루어졌다.

23.5만kWe의 PHWR형 원자로에서의 경험을 통해 자신을 얻은 우리는 1985년 50만kWe의 PHWR형 원자로설계에 전념하게 되었다. 이들 설계는 지금 상당한 진전을 보이고 있다. 몇가지 중요한 기기는 세부설계가 끝나 납기가 긴 중요한 기기는 先手配의 일부로 이미 제작 단계에 있다. 원자력분야 예를 들어 원자로기기, 원자로프로세스시스템, 안전, 연료 등에 관한 개발계획이 이미 시작되어 작업이 진전되고 있다. 50만kWe급 원자로설계는 이 분야의 선진적인 기술진전을 감안해 이를 추진하고 있다.

DAE가 연구개발에 주력한 결과 우라늄의 채광, 가공, 제작, 사용후연료재처리, 중수생산 등을 포함해 연료사이클 전반에 걸친 능력을 배양할 수 있었다. 이것들은 모두 원자력발전 계획에 필요한 능력들이다.

PHWR 건설을 위한 자립적 기술개발은 점진적으로 진행되었지만 그 과정에서 예상한대로 곤란한 문제가 생겨 계획의 공기지연이나 비용초과로 나타났다. 그럼에도 불구하고 인도에서 건설된 원자력발전소는 국제적인 비용과 맞먹는 비용효과를 나타내고 있다. 고도의 기기제작경험에 의해 공산품의 품질수준이 대폭 개선되었다는 부차적인 이점을 별도로 하더라도 귀중한 경험을 얻었다는 것과 외화유출이 최소한으로 억제되었다는 것을 들 수 있다. 그 외에도 국내에서 육성된 기술과 관련이 있는 문제는 국내에서 기술기반이 개발 및 조성되었기 때문에 국내에서 해결할 수 있다는 이점이 있다.

현재 운전중인 원자력발전소는 Tarapur 1, 2호기, Rajasthan 1, 2호기, Madras 1, 2호기 및 Narora 1호기로서 그 설비용량은 146만 5,000kWe다. Narora 2호기, Kakrapar 1, 2호기, Rajasthan 3, 4호기 및 Kaiga 1, 2호기는 차례로 완성돼 1996년에는 운전중인 원자력 발전설비용량이 합계 311만kWe에 이르게 된

다. Tarapur에 증설되는 50만kWe×2기에 대한 환경평가가 끝나 이 계획에 대한 재정적인 인가도 최근에 취득했다.

Kaiga에 증설할 예정인 23.5만kWe×4기 및 Rajasthan의 50만kWe×2기의 건설에 관한 환경평가 및 이 계획에 대한 재정적인 인가를 취득하기 위한 수속도 현재 진행중이다. 소련과 인도의 정부간 협정으로 100만kWe급 원자로(VVER) 2기를 소련이 인도내(쿤단크라)에 건설하는 협의가 이루어지고 있다<표 6>. 이 계획은 현재의 자원위기상황을 해결하기 위한 제8차 5개년계획상의 예산에 부합되는 것으로 앞으로 이것에 맞추어 조정될 과정이다.

<표 6> 인도의 원자력발전계획

명 칭	노 형	설비용량 (만kWe)	입계년
1. 운전중			
1. Tarapur-1,2	BWR	2×16.0	1969
2. Rajasthan-1	PHWR	22.0	1972
3. Rajasthan-2	PHWR	22.0	1980
4. Madras-1	PHWR	23.5	1983
5. Madras-2	PHWR	23.5	1989
6. Narora	PHWR	23.5	1989
2. 건설중			
1. Narora	PHWR	23.5	입계예정년 1991
2. Kakrapar	PHWR	23.5	1991
3. Kakrapar	PHWR	23.5	1992
4. Rajasthan-3,4	PHWR	2×23.5	1995
5. Kaiga-1,2	PHWR	2×23.5	1995
3. 계획중			
1. Kaiga	PHWRs	4×23.5	
2. Tarapur	PHWRs	2×50.0	
3. Rajasthan	PHWRs	4×50.0	
4. 쿤단크라	VVER	2×100.0	
	PHWRs	6×50.0	

원자력발전계획의 추진 및 이에 필요한 자금을 자본시장으로부터 조달하기 위해 원자력발전회사(NPCIL)가 1987년 9월 국영회사로 DA E산하에 설립되었다. 계획을 예정내에 달성하고 유능한 국내산업계에 의해 실시되도록 하기 위해 원자력발전계획의 건설공사를 보다 대규모로 일괄해 건설공사를 보다 높은 차원의 기

계화방식으로 시행하기 위한 노력이 이루어지고 있다. 기기제작에서 일은 경험에 의해 납기가 긴 중요기기의 제작기간도 점차 단축되는 경향을 보이게 되었다.

제2단계계획도 시작돼 우선 먼저 4만kWe의 고속증식로의 실험로(FBTR)가 Kalpakkan에 설치된다. 그 다음으로는 최초의 50만kWe급 원형 고속증식로(PFBR)의 설치가 제안되고 있다. 봄베이 트롬베이에서 최근에 임계한 푸르니마Ⅲ爐와 「인디라·간디」원자력연구소센터(IGCAR)에서 건설중인 「카미니」원자로는 그렇게 큰 것은 아니지만 제3단계계획으로 가는 중요한 일이다.

운전경험

제7차 5개년계획의 전기간 및 1990회계년도(1990년 12월까지)중의 상업운전중인 원자력발전소(Rajasthan 1호기 제외), Tarapur 1, 2호기, Rajasthan 2호기, Madras 1, 2호기의 설비용량과 가동률을 <표 7>에 표시했다.

전기요금산정을 위해 가정한 표준설비용률은 62.8%이다. Tarapur 1, 2호기와 Rajasthan 2호기는 제7차 5개년계획기간중 순조롭게 가동되었다. Madras 1, 2호기가 비교적 낮은 성능수준을 보인 것은 1, 2호기 터빈블레이드의 빈번한 파손, 1호기의 발전기변압기고장, 2호기 감속재 입구매니폴드의 baffle plate 파손 등의 사고가 났기 때문이다. Calandria 내부에 있는 감속재 입구매니폴드의 파손문제에 대한 해결책은 이미 실시되었는데 그 일환으로 원격검사 및 보수에 사용되는 정교한 공구가 개발되고 모델에 의한 연구와 이론적인 분석도 이루어졌다. 이 도전적인 대책은 DAE의 승인을 받게 되어 두 원자로 모두 75% 출력레벨에서의 운전계속이 인가되었다. 전출력운전인가를 위한 항구적인 대책은 1991년중에 실시될 예정이다. 최초의 Rajasthan 1호기에 대해서는 그 출력레벨이 1987년 이후 전출력의 50%로 제한돼 왔다. 이것은 납쪽 끝의 차폐체로부터의 경수누설이 기계적으로 봉쇄된 후에 원자력규제국

(AERB)에서 내려진 규제조치 때문이다. 이 원자로의 끝부분 차폐체를 교환해 전출력운전을 회복하기 위해서는 장기간의 작업이 필요하다.

1990 회계년도에 있어서의 1990년 12월까지의 운전실적은 <표 7>에서와 같이 좋은 편으로 제7차 5개년계획기간중 보다 개선되었다.

<표 7> 운전중인 원자력발전소실적

원자로	가동률		설비이용률	
	1985.4.1 1990.3.31	1990.4.1 1990.12.31	1985.4.1 1990.3.31	1990.4.1 1990.12.31
Tarapur-1	70%	88%	64%	79%
Tarapur-2	71%	88%	64%	66%
Rajasthan-2	78%	83%	69%	67%
Madras-1	62%	94%	49%	56%
Madras-2	57%	86%	41%	58%

경제성

원자력발전소의 전기판매요금은 기준설비이용률을 62.8%로 하고 투입자본의 12%의 보수를, 발전소수명 25년을 기준한 감가상각, 운전 및 보수관리비, 연료비, 중수 lease와 보충비(PHWR의 경우) 및 폐지조치준비금 등을 감안해 책정된다. PHWR에 사용되는 중수는 감가상각 외의 자산으로 발전소수명 후에도 사용된다. 따라서 중수의 초기요금은 lease料로 계산된다. 연료재처리 및 이와 관련된 폐기물처리 비용은 사용후연료에서 추출된 플루토늄의 연료가격에 의해 충당될 것으로 기대된다. Tarapur, Rajasthan, Madras의 각 원자력발전소의 전기요금은 아래와 같다(1990년 11월 현재).

1. Tarapur(TAPS) 51.03파이사 / kWh
2. Rajasthan(RAPS) 51.86파이사 / kWh
3. Madras(MAPS) 58.71파이사 / kWh

탄광에서 먼 지점에서 현재 운전중인 석탄화력발전소의 단위당 에너지비용은 약 60~90파이사/kWh 범위내에 있다(1989년).

원자력발전소는 긴 세월을 통해 안전면의 대

폭적인 개선을 위해 여러가지 변화를 겪어왔다. 50만 kWe 규모의 신규원자력발전소의 자본비는 1990년 6월 현재 가격기준으로 2만4,275루피 /kWe로 추산된다. 이에 상당하는 단위당 에너지요금은 62.8%의 기준설비이용률로 약 145파이사/kWh다. 이것은 탄광의 갱구로부터 멀리 떨어져 있는 같은 연대의 신규석탄화력발전소의 경우와 맞먹는 금액이다.

결론

원자력에너지는 국내의 전력생산을 보완하는 중요한 역할을 하고 있다. 그 잠재력은 현재 알려져 있는 우라늄의 매장량만이 아니고 대량의 토륨보유량도 감안해서 평가되어야 한다. 인도가 보유하고 있는 대량의 토륨이란 천연자원의 이용을 고려할 때 고속증식로가 중요하고 이에 대한 기술개발이 이미 시작되고 있다. 50만 kWe의 고속증식원형로의 설계연구가 현재 진행중이다.

세계에서 원자력발전소는 안전하게 운전되고 있고 현재 세계의 총발전량의 약 17%를 원자로가 공급하고 있다. 선진국 중에는 원자력발전설비증설이 둔화되고 있는 나라도 있지만 그 나라는 이미 충분한 전력을 자급자족할 수 있는 영역에 도달해 1인당 전력소비량도 높아져 있다는 실정을 감안해서 판단해야 할 것으로 본다. 개발도상국의 경우는 전력수요가 급속히 증가하고 있고 이용할 수 있는 선택이 그렇게 많은 것은 아니다. 따라서 우리는 원자력 선택을 무시할 수 없는 것이다. 발전소건설의 각 단계에서 품질과 안전을 보증하기 위한 모든 노력이 필요하다는 것을 인식하지 않으면 안된다. 이 점에 대해서는 AERB에 의해 각 단계에서 거듭 심사가 이루어지고 있다. 핵융합과 태양에너지 및 超電導가 장래 어느 시기에 에너지상황을 혁신적으로 변화시킬 때까지 환경적으로 온화한 발전방식인 원자력발전은 국민의 이익을 위해 안전하게 이용해가는 것이 중요하다(原子力資料 91年 11月).