

유럽의 원자력 발전

이 익 환*
한국원자력기술(주) 회장



세계 에너지 위원회 (WEC, World Energy Council)는 세계 83개 국가가 회원국으로 구성되어 있는 조직으로서 이 보고서(『The Role of Nuclear Power in Europe』) [1]는 36개국으로 구성된 유럽분과에서 작성하였다.

이 분과는 지난 2005년 원자력 발전이 유럽의 전력 시장에 서로

어떤 연계가 있는지를 확인하기로 하였고 그 결정에 따라 선결해야 할 사항을 제시하고 있다. 동 분과는 세계의 에너지 관련 자료 확보와 검토를 위해 IAEA, NEA 등과의 협력하였다고 한다. 유럽을 중심으로 한 원자력 발전의 역할에 국한하지 않고 세계의 에너지 사정을 근간으로 분석을 하고 있어 흥미롭다.

세계 인구의 증가는 과거 10년간 12% 증가한 것으로 보고되고 있다. 인구의 증가는 지역 간 편차가 매우 심하여 아시아의 인구가 전 세계 인구 90억 명의 55%를 차지하고 있는데 비해 유럽은 1.4% 증가하는 데 불과하여 전 세계 인구의 약 13.6%인 6.4억 명을 기록

하고 있다.

세계 에너지 수요는 현재 11,000Mtoe로서 약 20%의 증가를 보였는데 이 중 아시아의 증가는 35%의 증가를 보인 반면 유럽은 7.3%의 증가를 보인 것이다.

전기 에너지의 경우 세계의 수요는 31%가 증가한 18,000TWh인데 이 중 아시아의 증가는 60%, 유럽의 증가는 16%이다. 아시아의 급증에 크게 영향을 미친 나라는 단연 중국과 인도인데도 불구하고 이들 국가 인구의 약 17억 명은 아직도 전기 에너지를 사용하지 않고 있다는 사실은 놀랍다.

에너지 해외 의존도가 50% 이상을 차지하고 있는 유럽보다도 더 심각한 우리나라에 본 보고서가 좋

* 한양대학교 원자력공학과 학사, 석사 / 과학기술부 원자력기사(1971~1973) / 한국원자력연구소 선임연구원(1973~1979) / 현대건설(주) 원자력부장(1979~1986) / 한국원자력연구소 본부장(1986~1996) / 한국전력공사 및 한수원 처장(1997~2003) / 한국과학기술정보연구원 전문연구위원(2003~2006) / 한국원자력기술(주) 회장(2003~) / BNF 테크놀로지 고문, IAEA 자문위원(2005~) - 루마니아 원전 기술 지원, 중국 기술 지원(계획), 민주평통자문위원(2005~)

은 자료로 활용될 것으로 판단된다. 우리나라는 1차 에너지 해외 의존도가 97%인데, 만일 원자력 발전을 준국산 에너지로 분류하게 되면 해외 의존도는 약 81%로 감소하게 된다.

유럽의 전력 사정

1. 서론

에너지는 21세기의 주요 이슈가 될 전망이다. 에너지 수요가 증가함으로써 에너지원별 경쟁력 확보, 사회 개발과 환경 유지 등이 대표적인 사안이다. 에너지 시장 자유화와 폐기물 관리, 기술적 수용성 등이 추가로 고려되어야 할 사안이다.

미국, 영국을 포함한 세계 여러 나라들은 향후 30년을 바라보면서 에너지수요, 특히 원자력의 역할에 대한 재평가를 하고 있다. 이는 깨끗한 에너지공급, 지속 가능한 에너지 공급 요건을 바라고 있을 뿐 아니라 화석 연료의 에너지 가격 폭등과 붕괴로 경제성을 잃게 되었고 석유 자원의 2/3가 중동에 매장되어 있어 공급 불안이 상존하는데도 의존도는 점점 높아지고 있는 것이 재평가의 주원인이다.

유럽연합(EU)은 1997년 교토 의정서에 서명하였는데 이는 1990년에 발생한 온실 가스(GHG, Greenhouse Gases) 대비 8%를 2008~2012년 기간 중에 추가 감축한다는 내용이다.

<표 1> 세계의 지역별 CO₂ 발생량 현황

지역별	인구 구성비	단위 Mt CO ₂ /년	
		CO ₂ 발생량	CO ₂ 발생비
OECD 유럽	7%	3,434	20%
OECD 아시아	4%	1,758	10%
OECD 북미	7%	4,874	28%
비 OECD	82%	7,308	42%

* 자료: OECD, 2004

그렇지만 2002년 현재 2.9%의 감축에 그치고 있고 오히려 온실 가스 방출이 더 늘어 날 가능성도 있다. 이 기간은 교토의정서 이행 기간의 첫 단계로서 장기적으로 관리해야 한다는 관점에서 매우 중요한 의미를 갖는다.

최근 EU는 2030년까지 50%를 감축하고 2050년까지는 80%를 감축하는 계획을 확정한 바 있다.

원자력 발전은 유럽 에너지 믹스 계획에 CO₂를 전혀 방출하지 않는다. 유럽위원회(EC, European Commission)는 원자력 에너지 말고는 어떠한 에너지도 목표한 CO₂ 감축을 이룰 수 없다는 것을 확인한 바 있다.

EU는 이러한 문제점을 해결하기 위하여 그린 백서인 「지속 가능하고 안정적인 에너지 공급에 대한 전략」에 대한 보고서를 이미 2006년 3월에 발간한 바 있다.

이 보고서는 에너지 이용과 생산에서 환경에 미치는 영향을 줄이도록 에너지 수요 자체를 줄이는 한편, 수력 발전의 건설을 배로 늘리고 재생 에너지 사용을 2012년까

지 10%로 늘리는 내용을 골자로 하고 있다.

이 보고서의 기본 전략은 가격 경쟁력을 확보하고, 에너지의 안정적 공급과 에너지의 지속 가능한 공급에 포인트를 두고 있어 이런 목표를 달성하기 위해서는 화석 연료를 줄이고 CO₂가 발생하지 않는 원자력 발전이 에너지 수입 의존도를 줄이고 가격을 안정시킬 것으로 기대하고 있다.

2007년 1월, EC에서 발간한 「유럽의 에너지 정책(Energy Policy for Europe)」에 따르면 CO₂ 방출을 감축하고 교토의정서의 목표를 달성하기 위해서는 원자력 발전만이 그 역할을 하게 될 것임을 강조하고 있다.

세부적으로는 현재 운전중인 원자력발전소의 인허가 갱신으로 발전소 수명연장을 추진하여 전력의 추가적 공급은 물론이고 가격 경쟁력을 이룩해야 한다고 언급하고 있다.

그런 백서의 추진을 위한 주요 시사점은 EU 국가 간의 에너지 시장을 개방하여 하나의 에너지 시장

으로 다시 태어나야 한다는 것인데 이는 모든 EU 국가가 에너지 사용 고객들을 대상으로 경쟁해야 한다는 것이다.

2004년 5월과 2007년 1월을 비교할 때 원자력 발전을 가진 EU 국가의 수가 15국가에서 27개 국가로 늘어나 원전의 기수도 136기에서 154기로 늘어나게 되었다. 원전에 의한 전력 생산의 점유율은 종전 8.2%에서 31%로 크게 증가되었다.

여기에 러시아 등 범유럽 국가를 포함하면 원전 보유 국가는 37개 국가로 늘어나고 원전 기수는 204기로 늘어나며 전력에서의 원전 점유율은 26%, 기존 화력 발전 55%, 수력 발전 16% 그리고 풍력 전력 등 재생 에너지 3%로 되어 있다.

2. 발전소의 노후화

유럽의 발전소의 30%는 30년 이상 운전되었다. 가장 오래된 발전소는 수력 발전소이며 다음은 화력 발전소이다. 화력 발전소의 이력은 1960대부터 1990대로 나타나 있고 원자력 발전은 1970년대 이후이며 원전 운전 피크는 1980대와 1990년이다.

이러한 결과에는 1970년대의 석유 파동과 1980년대 중반의 체르노빌 원전 사고의 영향이 그대로 반영이 되었다고 본다.

수력 발전의 약 20%는 소규모로서 50년 이상 되어 기술적 문제점이 많다. 70% 이상이 석탄 화력 및 원

자력이며 이 발전소들은 2020년에 이르면 30년 수명에 도달하게 된다. 따라서 2010년경에는 시설 용량 50% 정도는 새로운 시설로 대체될 수밖에 없을 것이다.

영국의 경우 석탄 발전소의 80%(23GW)가 30년 이상 되어 문제의 심각성을 제기하고 있는데 이는 CO₂ 발생 저감 강제를 달성해야 하는 관점에서 향후 원자력의 역할을 점칠 수 있다고 할 수 있다. 이러한 사정은 폴란드와 독일도 비슷하다. 그러나 가스 터빈 발전소의 경우는 심각한 문제점은 없는 편이다.

원자력 발전의 평균 수명은 운전 연장을 갱신하는 것을 전제로 약 40년으로 보고 있다. 어쨌든 앞으로는 발전소 운영에 경제적인 관점뿐만 아니라 환경적인 관점이 고려되어야 한다는 것이다. 예를 들면 화력 발전소의 경우 향후 10~15년이 지나게 되면 여러 나라에서 탄소세를 지불해야 하는 실정이 된다.

3. 현재의 에너지믹스 체계의 문제점

21세기의 에너지 수요는 지속적으로 증가될 것인데 그 이유는 개발도상국의 삶의 질 향상, 인구의 계속적인 증가, 그리고 산업화로 인한 경제의 팽창을 들 수 있다.

전력의 수요는 에너지 수요 증가율보다 더 급속하게 증가될 것으로 보이며 이로 인한 화석 연료의 연소는 환경에 큰 영향을 미치게 될

것이다. 즉 석유, 석탄 및 가스의 사용이 바로 온실 가스의 배출 주범이다.

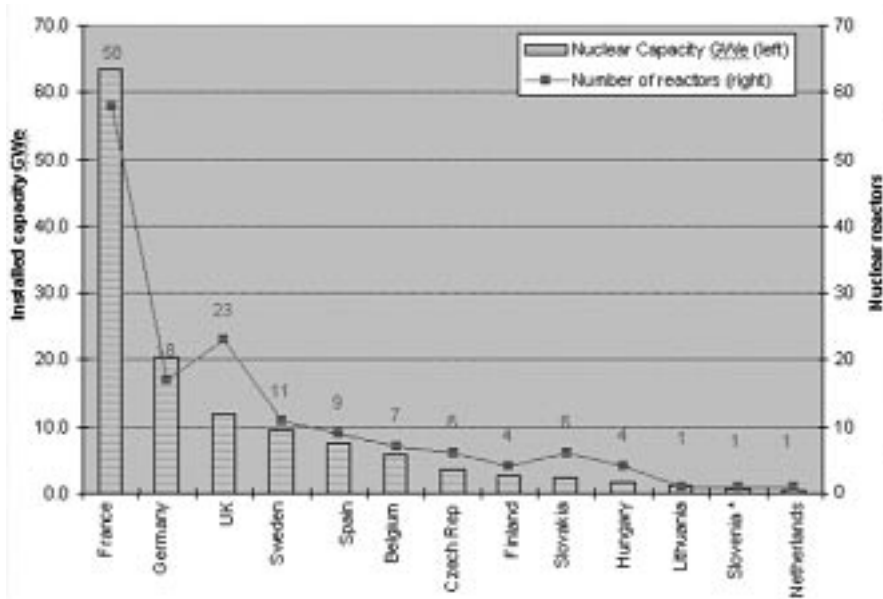
이러한 때에 원자력 발전의 향후 역할은 매우 광범위하고 다양할 것으로 예측되고 있다. 다시 말해 현재의 에너지믹스는 많은 문제점을 안고 있다고 하겠다.

첫째는 지구 온난화에 영향을 주는 온실 가스를 감축하여 환경 변화를 줄여야 한다는 관점이다. 화석 연료나 저카본 에너지원으로 에너지 수요를 충족하려는 것이 바로 문제점인 것이다.

이에 비해 원자력 발전은 공기 중에 공해나 온실 가스를 방출하지 않는 깨끗한 에너지원이다. 예를 들면 EU 국가에서 운전중인 원자력발전소를 중단하고 화석 연료로 대체한다면 연간 700만 톤의 이산화탄소가 발생하게 된다.

두 번째는 에너지의 안정적 공급에 대한 문제이다. EU의 그린 백서에서도 에너지의 안정적 공급을 언급하고 있다. 현재 EU의 에너지 해외 의존도는 50%지만 2030년이면 70%로 증가될 것으로 추정하고 있다. 이와 비슷한 경우가 1970년대의 석유 파동인데 그때 원자력에 대한 투자를 이끌어 내게 한 바 있다.

다음은 가장 중요한 인자 중의 하나라고 할 수 있는 국민 수용성에 대한 것이다. 다른 기술과 비교하여 원자력에 대한 효과적인 홍보가 이루어지지 않는다면 대중을 이해시키는 데 실패할 수밖에 없다.



<그림 1> 유럽 25개국의 원자력 발전(국가, 용량, 기수)

원자력발전소의 사고에 대한 위험성은 심각한 환경 공해나 연료의 해외 의존도 심화 등과 동급으로 복잡하게 이해되어 왔다. 그러나 지난 20여 년, 원자력의 안전성에 대한 강한 네트워크 구축과 기술 개발은 확실히 안전성을 제고시킨 결과가 되었다.

사용후핵연료의 관리와 처리 문제는 원자력 산업체에 대한 도전의 하나로 남아 있다. 세계적으로 사용후연료의 실제 발생량은 연간 12,000톤으로 추정되고 있다.

화석 연료 이용에 따라 공기 중으로 배출되는 이산화탄소 발생량은 연간 250억 톤으로 추산되고 있다.

운전중인 유럽의 원자력 발전

1. 유럽의 원전 현황

EU 회원 국가 25개국 중 11국가가 원전을 운전중이다. 2004년 말 기준, 148기의 원전이 운전중인데 가장 많은 국가는 프랑스로서 58기(63.4GWe)이며 영국은 23기(11.9GWe), 독일은 18기(20.3GWe) 순이다.

원자로 형으로는 가압경수로(PWR)가 대종을 이루고 있는데 107기(103GWe)로서 EU 전체의 79%에 해당한다. 다음은 비등경수로(BWR)이며 18기(16.3GWe)로서 12%를 차지하고 있다. 가스냉각로는 22기(10.7GWe)이며 거의

영국에서 운전중에 있다.

EU 전체의 발전소 시설 용량은 665GWe로서 이 중 원자력 발전은 20%에 해당하는 131.1 GWe이다. 원전 발전량은 EU 총발전량의 31%를 공급하고 있다.

범유럽 전체의 원전 보유국은 18개국이다. 2004년 말 기준으로 204기의 원전이 운전 중인데 시설 용량은 173GWe이다. 범유럽 전체의 전력 생산에서 원자력 발전량이 차지하는 비율은 27.5%이다.

2. 원전의 경제성 및 운전 실적

원전의 운전은 어느 국가든지 거의 부하로 운전하고 있다. 원전의 경제성에 대한 신뢰가 그만큼 높다

고 하겠다.

발전 단가는 크게 자본비, 운전 보수(O&M)비, 연료비로 구분된다. 경제성을 가름하는 발전 단가는 국가마다 다른데 이는 입력 변수가 나라마다 다르기 때문이다. 과거 5년 전부터 경제성을 비교하는 단위가 US\$에서 유로로 바뀌었다.

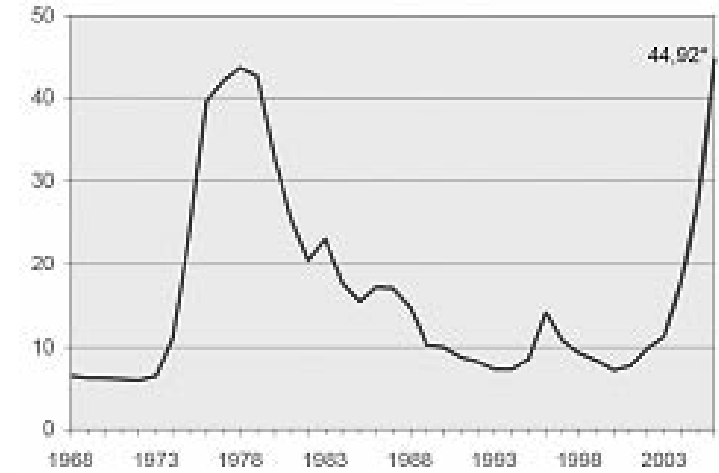
국가별로 경제성을 대외비로 취급하는 나라가 있기 때문에 자료 취득이 쉽지 않다. 미국의 FBRC(연방 에너지규제위원회)는 미국에 운전중인 103기의 원전에 대하여 원전 생산비(생산비는 O&M비와 연료비의 합)를 발표하였다. 2004년 말 기준의 평균 생산비는 1.68cent/kWh로서 1987년의 3.63 cent/kWh보다 많이 저렴해졌다.

이렇게 경제성이 향상되는 근본 원인은 그 동안 원전의 이용률이 향상된 것과 직접 관련이 있다. 1980년대의 이용률이 70%도 미치지 못했지만 최근에는 평균 90%대로 개선된 것이다. 이러한 경향은 유럽도 마찬가지로 나타난 것이다.

가. 자본비

원전의 자본비는 발전소의 규모, 동일 부지에 다수기 건설 여부, 설계 개선, 적용 기준, 그리고 운전 실적 개선 등에 의해 좌우된다.

프랑스의 경우 기당 1000MWe의 대용량으로 다수기 부지를 택하고 설계를 표준화하여 자본비인 건설비를 절약할 수 있었고 이 결과는 원전의 경쟁력을 높이게 된 것



<그림 2> 우라늄 가격 연도별 추이

(단위: US\$/lb)

* 2006년 1월 가격

이다.

원전의 경우 발전 단가의 약 1/2은 투자비로 되돌아와야 하고 이는 감가상각을 통해 계산되어야 한다. 원전의 수명 기간을 40년~60년으로 현재의 30년보다 수명을 길게 가정한다면 자본비에 해당하는 발전 단가는 그만큼 낮아지게 된다. 그러나 원전 대부분의 투자비가 할부 상환되고 있으므로 이는 향후 더 논의해야 할 사항이다.

나. O&M비

이 비용은 발전소의 운전 실적과 직결되는데, 국가마다 안전 규제 요건과 인건비가 달라 차이가 난다. 그러나 발전소 운전 경험이 많아지고 효율적인 운영으로 O&M비용을 줄일 수 있다. 즉 발전소 이용률이 발전 생산비를 좌우하는 데

가장 중요하다. 이용률이 개선되면 더 많은 전력을 생산하게 되고 이는 경제성 향상을 이끌어낸다는 것이다.

미국의 경우 1990년 이후 끊임없이 이용률을 개선하여 1990~2005년간 71%에서 90%로 끌어올렸다(EU의 경우는 74%에서 84%로 개선됨). 미국은 90%의 높은 원전 이용률을 유지하고 있는데 비해 세계 평균은 80%이다. 핀란드의 경우는 95%에 가깝고 러시아는 1993년의 66%에서 78%로 개선되었다.

현재 입수 가능한 O&M비는 4개국(프랑스, 핀란드, 독일, 네덜란드)에 불과하고 0.46~0.68 US cent/kWh 범위이다. O&M비는 향후 다소 더 낮아지겠지만 발전소가 점점 노후화됨으로 인한 것도 감안

되어야 할 것이다.

다. 핵연료비

사용후핵연료 관리비를 포함한 핵연료비는 0.5 US-cent/kWh로 추정된다. 핵연료비는 원전 발전 단계에서 상대적으로 적은 부분을 차지하고 있다. 최근에는 핵연료주기비가 크게 낮아지고 있는데 이의 원인은 기술적인 설계 개선으로 고연소도 효율을 높인 결과이다.

미국의 경우 1980년대에 1.28cent/kWh이던 것이 현재는 0.44cent로 3배 이상 개선되었다 [2]. 그러나 우라늄 가격이 2002년에 파운드 당 10불선이던 것이 2006년에는 무려 50불로 상승하였다. 이러한 추세는 새로운 우라늄 채광의 조업이 시작되기 전까지 계속될 것으로 보인다. 이러한 우라늄 가격의 폭등은 핵연료비를 약 배로 증가시킨 요인이 되고 있다.

프랑스의 전력회사(EdF)가 발표한 생산비(O&M비+핵연료비)는 약 1.4유로/kWh로서 미국의 발표 자료 1.6 US-cent/kWh와 비슷함을 알 수 있다. EdF 발표 자료에 따르면, 1981~2002년에 2.2 유로/kWh를 넘지 않게 관리하였으며 오히려 1990년대에는 5센트(유로) 낮게 관리되었다.

이는 원전 이용률을 70%에서 81%로 높였고 발전소 용량을 대형화, 표준화하였으며 O&M 비용을 900MWe보다 대용량인 1300 MWe에서는 20~30%를 저감하였고 한 부지에 2기를 설치하던 것을

<표 2> 폐로 비용(US\$/kWe)

원자로형	평균 비용
PWR	320
VVER	330
BWR	420
PHWR	360
GCR	>2500

6기를 설치함으로써 인건비를 17% 줄일 수 있었던 것이 주원인이다.

라. 기타 경비(폐로 경비와 폐기물 관리 경비는 핵연료비에 포함됨)

폐로 비용은 원전 수명이 다하고 폐로의 절차를 진행하는 과정의 모든 공정, 즉 기기 및 시스템의 해체, 방사성폐기물 처리 및 관리, 안전 관리, 부지의 오염 제거, 프로젝트 관리 비용 등이 모두 포함된다. 이 중 해체 비용이 전체 폐로 비용의 30%에 해당된다.

OECD가 주관하여 26개국의 연구 결과인 원자로형에 따른 폐로 비용은 <표 2>와 같다[3].

방사성폐기물 비용은 원전 건설 단계에서 재정적 결정을 할 때 집고 넘어가야 할 항목이다. 현재로는 어느 나라도 모든 형태의 폐기물을 관리할 수 있는 영구 처분장이 없는 상태이므로 소요 경비 산정은 매우 어렵다.

미국의 예를 제시하면 수요자가 전기 사용료에 0.1cent/kWh를 추

가하여 지불하고 있으며 DOE(미국 에너지부)는 이를 최종 처분장의 건설을 위한 연방 기금으로 운영하고 있다.

1983년 이후 그 동안 축적된 기금은 240억불에 이른다. 이 기금의 일부분으로 네바다 주의 유카마운틴을 최종 처분장으로 준비해 왔다. 스웨덴의 경우는 원자력폐기물 기금으로 1986년 이후 적립하고 있는데 폐기물 및 폐로 관련 비용으로 kWh 당 0.06~0.2센트(유로)에 해당한다.

3. 유럽 원전 현황

원전 수명은 인허가 상으로는 당초 30~40년이었으나 안전성 확인 절차를 거쳐, 50~60년으로 연장하게 하는 것을 수명 연장이라 한다. 나라마다 각각 다른 정책이 있을 수 있으나 매 10년마다 이 절차를 따라 갱신하는 것이 관례가 되고 있다. 미국의 경우 37기의 원전이 수명 연장을 승인 받았고 12기에 대해서는 승인 요청을 한 단계이다.

수명 연장을 승인 받아 매 10년

씩 연장하려는 원자력 발전이 있는가 하면 또 한편으로는 운전 실적이 양호하지 못해 수명 연장을 하지 않고 폐로의 절차를 밟는 원자력발전소도 있다.

정확한 자료는 없지만 매 5년마다 발생하는 폐로 대상 원자로는 2005~2010년에 23기가 발생할 것으로 보이며 2011~2015년에 34기, 2016~2020년에 40기, 2021~2025년에 49기, 2026~2030년에 24기 그리고 2036년까지 13기가 폐로 대상이 되므로 총 183기가 된다.

전력 회사들은 1970년대부터 운전중인 발전소의 출력 증강을 시도해 왔다. 이는 발전소의 불확실한 출력 준위를 되찾는 2% 출력 증강에서부터 발전소의 주요 시설을 변경하지 않고 7%선까지 출력 증강이 되는 경우도 있다. 여기에 고압 터빈, 증기발생기, 변압기 등 주요 기기나 시설을 변경함으로써 최고 20%까지 출력 증강이 가능한 경우도 있다.

EU 국가 중 핀란드의 경우, 운전 개시 때는 2,210MWe이었으나 출력 증강 후에는 2,656MWe로 20.18%가 증가하였다. 스페인의 경우는 7,297MWe에서 7,877MWe로 7.96%의 출력 증강을, 독일은 19,847MWe에서 20,643MWe로 4.01%의 출력 증강을, 프랑스는 1.18%의 출력 증강을 이루었다.

4. 폐기물 관리 및 폐로 현황 및 전략

방사성폐기물은 원자력 발전과 연관되어 자연 환경에 이상이 없도록 하는데 초점을 맞추어 왔다. 폐기물은 원전에서 발생하는 것도 있지만 병원이나 동위원소 생산, 이용 기관에서 발생시킨다. 이를 안전하게 관리하는 방법은 격리시키면서 방사성 붕괴에 의해 어느 기간이 지나면 소멸되도록 한다는 것이다.

원자력발전에서 발생하는 폐기물은 그렇게 많지 않다. 1000 MWe급의 1기에서 발생하는 중·저준위 방사성폐기물량은 3~4백 드럼에 불과하다.

유럽에서도 중·저준위 폐기물 관리 처분장이 여러 곳이 확보되었다. 사용후핵연료 및 고준위 폐기물 처분장은 아직 확보되지 않았지만 상당한 진전이 있고 현재로는 2020년까지 확보한다는 방침이다.

EU에서 폐로의 해체에 따른 중·저준위 폐기물의 누적량은 약 45,000m³으로 추정되며 고준위 폐기물의 경우는 400~500m³ 정도이다.

원전의 사용후핵연료는 우선 각 원자력발전소 부지에 저장되고 있다. 현재로는 3가지의 관리안이 있는데 첫째는 재처리 하는 것이고, 둘째는 바로 폐기물로 처분하는 방법이며, 세 번째는 타당한 해결 방안이 나올 때까지 중간 저장하는 방안이다. 여기에서 어떤 방안을 택할 것인가는 어디까지나 그 나라의 정책에 달려 있다고 봐야 한다.

정부는 법적으로 그리고 규제적인 조직을 구성하여 재정적인 절차

를 확실히 하고 환경 평가를 수행하는 등 조치를 취하도록 한다. 방사성폐기물 관리에 대해서는 정부의 역할이 가장 중요하다 하겠다.

EU 국가 중 독일과 프랑스의 사용후핵연료 및 방사성폐기물 관리 현황을 요약하면 다음과 같다.

가. 서독

2004년 말 현재, 18기의 원전에서 발생하는 사용후핵연료와 폐로 중인 11기에서 발생한 사용후핵연료는 11,393 톤이다. 그리고 운전 중인 원전에서 발생한 폐기물은 13,242m³이며 폐로에서 발생하는 폐기물의 량은 4,600m³로 추정된다.

나. 프랑스

운전중인 원전 58기는 1977년에서 1999년에 가동이 시작된 원전으로서 여기에서 발생한 사용후핵연료는 La Hague 재처리 시설에 7,200톤이 저장되어 있고, 3,600톤은 EdF가 소유한 원전 부지에 보관중이며, 120톤은 원자력청(CEA) 연구소에 보관중이다.

매년 발생하는 방사성폐기물은 3가지로 구분하여 처리 관리한다. 단 반감기의 중·저준위 폐기물량은 12,000m³이며, 장 반감기의 중·저준위 폐기물은 930m³이고 고준위폐기물은 155m³로서 100% 핵연료 및 전력 생산에서 발생한다.

방사성폐기물 관리를 위한 제도적 틀을 구성하는 것이 중요한데 여기에는 조직 구조에 책임 사항과

적절한 협조 사항, 기술적 및 법적 인 인프라에 대한 요건, 결정과 추진에 따른 관계 기관이 참여할 수 있도록 하는 규정이 포함되어야 한다.

유럽에는 이미 여러 제도적이고 재정적인 조정 기구가 설치되어 있다. 예를 들면 고준위 폐기물이나 사용후핵연료의 처리에 대해서 새로운 과제가 발생하면 이 조정 기구는 즉시 작동하여 이의 검토를 착수한다.

조직적인 구조로는 목적에 따라 구성되어야 하는데 정책/법적/전략 조직의 구성, 규제 기관 조직, 사업 추진 조직, 권고 및 자문 조직, 기금 관리 조직 등으로 구분할 수 있다.

특히 여기에서 정책이나 전략을 세우는 조직과 규제 조직과 사업 추진 조직 간의 역할 분담과 협조에 대한 분석이 철저히 이루어져야 한다는 것이다. 예를 들면 최근 영국은 조직적인 구조를 보완하고 있다.

방사성폐기물 발생자의 책임 사항이 나라별로 일부 바뀌고 있는데 방사성폐기물 관리 전략, 발생되는 형태와 발생량에 관련된 부분이다. 어떤 국가는 방사성폐기물 발생자가 발전소 운전자이면서 방사성폐기물 관리 시설을 유지관리하고 한다. 또 다른 국가는 특수한 기관에 임무를 부여하여 방사성폐기물 발생자와 별도로 이를 관리 하는 경우도 있다. 분명한 것은 폐기물을 안전하게 관리하는 데 소요되는 비용은 어디까지나 발생자의 몫이라는 것이다.

많은 국가에서는 국가에서 방사성폐기물 관리 조직을 수립하고 책임을 주고 있다. 핀란드의 경우는 추진 조직으로 Posiva Oy를 설립하여 기능과 임무를 부여하였는데 방사성폐기물 처리, 고준위 폐기물 장기 저장, 사용후핵연료에 대한 지질 처분에 관한 사항들이다.

한편 벨기에, 이탈리아, 스페인, 스웨덴 등의 국가들은 광범위한 임무, 즉 원자력 이용에 따른 방사성폐기물, 폐로에 따른 폐기물 등으로 규정하고 있다.

국가 방사성폐기물 조직에 포함되어야 할 사항을 요약하면 관리 전략 준비, 승인 사항 준비, 폐기물의 량과 형태에 대한 확인 및 문제 해결, 처리 처분과 관련된 절차 및 기술 기준 준비, 다양한 발생자로부터 폐기물 인수 검사, 수송에 따른 책임 사항 및 신뢰성 확보, 저장된 폐기물의 감시 및 관리, 기록 관리, 규제 승인을 위한 폐기물 인수 기준 개발, 부지 설계 건설 운영과 관련된 사항 협조, 최종 부지의 물리적 방호 확인, 사용후핵연료 및 고준위 폐기물 처분장의 설립 등이다.

어떤 조직이 설립된다면 이 조직은 관련 기관, 즉 폐기물 발생자, 폐기물 처리 협조 기관, 폐기물 저장 기관, 수송 기관 등의 조직과 긴밀히 업무 협조를 하도록 해야 한다.

5. 국민 수용성(PA)

2005년 2월~6월간 EC는 원

자력 폐기물과 원전에 대한 국민 수용성에 대한 여론 조사를 실시한 바 있다. 조사에는 몇 가지 두드러진 부분이 있었다. 예를 들면 폐기물에 대해 보다 전향적인 사고를 가지며 적절한 정보를 받고 있는지를 확인하였는데 겨우 25%만이 적절한 정보를 받고 있다고 답하였다. 이 조사는 부인과 젊은이(15~24세)들이 보다 더 부정적이었다. 또한 대부분의 사람들은 고준위 폐기물의 전략을 더 이상 지연시켜서는 안된다고 답하였다. 그들은 폐기물 부지 확정 절차에 참여하기를 희망하였다. NGO 조직은 가장 믿을 수 있는 소식통으로 알려져 있다. EU의 37%는 원자력 에너지에 대해 우호적이고 55%는 반대하는 입장을 견지하였다.

원자력에 대한 국민 태도는 매스 미디어의 원자력에 대한 긍정적인 보도에 힘입어 보다 찬성하는 쪽으로 바뀌고 있다. 가장 큰 이유는 환경 변화에 대한 대책에 기인한 것으로 보인다.

이러한 분위기에도 유럽 여러 국가는 다른 방향으로 가고 있다. 첫째는 원자력 발전을 계속하는 국가와 원자력 발전을 하고는 있지만 단계적 철폐 계획을 가지고 있는 나라(독일, 스웨덴, 벨기에), 그리고 아직 원자력 발전 계획을 가지고 있지 못한 국가(이탈리아, 폴란드, 포르투갈, 세르비아)로 분류할 수 있다.

원자력 발전을 운전하고 있는 나

라들도 같은 사정은 아니다. 국민 수용성 면에서 상당히 부정적인 국가(크로아티아, 러시아)에서 아주 적극적인 국가(핀란드, 체코, 루마니아, 불가리아)로 사정이 각각 다른 것이다.

핀란드의 경우 1982년의 경우 원자력에 대한 찬성은 25%에 불과하였지만 2005년에는 50%로 두 배로 증가하였다. 영국도 국민 수용성이 좋아지고 있는 편이다. 지난 2005년 12월 실시한 여론 조사에서 41%가 원자력에 찬성을 표시하였다(한 해 전에 실시한 여론 조사에서는 35%였다).

단계적 폐쇄 정책을 가지고 있는 스웨덴의 경우, 2005년 실시한 여론 조사에서 무려 83%가 현재의 원자력 발전을 계속 유지하든지 또는 새로운 원전을 건설하기를 원하였는데, 2006년에 실시한 여론 조사에서는 2%가 증가한 85%가 이에 동조하고 있다.

독일 역시 단계적 폐쇄 결정을 내렸지만 54%가 원전의 계속 운전 에 찬성하고 있다. 그러면서 22%만이 원자력이 독일의 향후 전력의 주요 전력원이 될 것으로 믿고 있다.

6. 원자력 발전에 대한 정부 및 산업체의 전망

원전을 운전하고 있는 EU 회원 국가 사이에도 원자력 발전을 지속할 것인지에 대해 동일한 정책을 견지하지 못함으로 다양한 전망이

나오고 있다.

벨기에, 독일, 스페인, 스웨덴 등은 원전을 종료하겠다는 입장을 나타내어 향후 개발 계획이 없는 실정이다.

벨기에와 독일은 공식적으로 원전을 단계적으로 폐쇄하기로 하였으나 벨기에는 새로이 탄생된 정부에서 단계적 폐쇄 조치를 수정할 수 있을 결과에 대한 연구를 수행하도록 이를 승인한 바 있다.

독일은 법으로 새로운 원전을 건설하지 않도록 정하고 있다. 발전소의 수명 연장에 대한 것까지도 어려운 실정이다.

스페인과 스웨덴 정부는 원자력을 지원하지 않고 있다.

스페인 사회당 정부는 원자력 에너지를 점진적으로 풍력 등 재생에너지로 전환한다는 정책을 견지하고 있다.

스웨덴의 정부 정책은 과거 1980년 국민 투표에 의해 단기적으로 원전의 단계적 폐쇄를 하려 하였지만 현실적으로는 장기적으로 가고 있는 실정이다. 첫째 이행은 1999년에 Barseback 1호기, 그리고 2호기를 2005년에 폐쇄 조치 한 바 있다. 바람직하지는 않지만 가까운 기간 내에 또 다른 원전이 폐쇄 조치 될 것으로 예견되고 있다. 관계 장관은 잔여 원전의 폐쇄 조치는 사회 조건 및 전력 필요를 감안하여 이루어 질 것임을 확인한 바 있다.

EU 국가 중에 원전을 운전하면서 향후 확실한 계획이 없는 국가

도 있는데 슬로베니아와 영국이다. 슬로베니아는 원전 운전 에 매우 적극적이지만 향후 새로운 계획은 없는 실정이고, 영국은 최근 발표된 에너지 검토 보고서에서 원자력 이슈를 접근시킴으로써 신규 원전 건설의 가능성을 열어 놓았다고 할 수 있다.

장기 에너지 수요 증가에 따라 원자력 개발 계획을 가지고 있는 국가는 핀란드, 프랑스, 체코이다.

그 중에서도 핀란드는 EU의 원전을 리더하고 있는데 새로운 대용량의 EPR(1600 MWe)를 건설하고 있다. 이는 원자력에 대한 긍정적인 분위기를 이끌어내는 데 기여하게 될 것이며 정부도 중립적 입장에서 지원을 하고 있다.

프랑스는 2015년까지 신규 원전을 운전시키고 2020년까지는 새로운 기술개발로 원자력 선택의 문을 연다는 목적을 가지고 있다.

체코 정부는 새로운 에너지 공급원으로 원자력 발전을 결정하였다. 국가 에너지 정책이 2004년 3월에 확정된 바 있다. 이에 따르면 2030년까지 운전중인 Dukovany 원전을 수명 연장하고 2기의 원전을 2025년과 2030년에 각각 가동한다는 계획이다.

기타 EU 국가 중에서 폴란드는 2600MWe의 계획을 가지고 있지만 2020년 내에는 생각하지 않는 것 같다. 크로아티아는 전력의 50%를 원전에서 공급받고 있지만 향후 계획은 없다.

유럽에서 유일하게 원전을 건설

하고 있는 국가가 루마니아이다. 체르나보다 2호기는 2007년 3월에 상업 운전에 들어가게 되고 3호기는 2012년 목표를 두고 있다. 루마니아 정부는 에너지 경제와 외국에의 에너지 의존을 줄이기 위해 적극적으로 지원하고 있다.

정부 조직과 별도로 유럽의 전력 생산 회사와 대형화된 산업체는 정부의 원전 프로그램을 지원하고 있거나 한편으로는 단계적 폐쇄 조치를 취할 국가들에 대항하기도 한다. 원자력의 경제성뿐만 아니라 지속적 운전과 신규 원전의 건설로 교토의정서의 목표를 달성할 수 있다는 사실을 알린다.

대표적인 전력 회사가 EdF로서 원자력에 대한 새로운 청사진을 제시하여 향후 기저 부하를 위한 신기술 개발과 2020년 이후의 원전의 새로운 계획을 세우고 있다. 스웨덴의 정부 정책과 별도로 산업체는 대단위 투자를 하여 안전성을 향상시켜 발전소 수명 연장과 출력 증강을 추진하여 계속 운전을 하고자 한다.

원전의 기존 기술 개발 전망

1. 시장에 가용한 원자력 발전 기술

유럽 유력 구매자에 의해 제기되고 있는 원전 기술의 시장성은 안전성과 경제성을 포함한 다음 사항을 고려하고 있다.

- 설계 수명은 40년에서 60년

으로

- 이용률은 90% 이상
- 노심 관리 및 핵연료 주기는 12개월에서 24개월로
- 저노심 손상 빈도 <10⁻⁶ 및 방사선 외부 방출 확률 <10⁻⁷ 달성
- 작업 종사자의 방사선 조사
- 건설 공기 단축
- 시스템 엔지니어링의 단순화
- 확률적 사고 빈도 감소
- 인간 오류 감수성 저감
- 경비 절감 및 검사, 보수 효과 개선
- 사고 관리 개선 등

또한 우수 공급자 업체는 참조 발전소의 기술 사양을 유럽 전력 회사 요건서류에 따라 면밀하게 준비되어야 한다.

5개의 원자로형(ABWR 1400 MWe/GE 개발, SWR 100 MWe/Framatome 개발, EPR 1500 MWe/Framatome 개발, AP 1000 1115 MWe/Westinghouse 개발, VVER V-392 1000 MWe/러시아 AEP 개발)이 그 대상인데 그동안의 많은 경험에 따라 신뢰성과 경제성을 확보할 수 있을 것이다.

원전의 기당 용량에 대해서는 대용량으로 갈 때 기당 건설비가 감소하는 효과가 있고 인력 소요는 발전소 사이즈와 거의 무관하며 부지 소요가 많아진다.

유럽의 전력 수요는 충분하여 1600MWe급까지 수용할 수 있고 특히 이웃나라와 전력망을 연결함으로써 발전소 불시 정지에 대비할

수 있다. 실제 많은 국가가 1000 MWe 이상의 용량을 훌륭히 수용하고 있다.

위에 언급한 노형 외에 고온가스로를 들 수 있다. 남아연방의 PBMR 원자로형이나 GT-MHR(미국, 프랑스 및 러시아가 공동으로 추진중인 프로젝트) 원자로에는 헬륨을 냉각제로 사용한다. 섭씨 약 950도에서 운전되며 구조 재료의 성능 시험이 가능하다.

이 원자로는 정유 산업 등 프로세스 산업, 해수 담수화, 수소 생산 등 다목적으로 사용이 가능한데 열과 전기를 동시에 사용할 수 있다. 즉 소형 발전소로서 산업 부지와 같은 부지에서 에너지를 공급할 수 있도록 할 수 있고 필요에 따라 전력망을 통해 외부로 전기를 송전할 수 있다.

유럽의 향후 에너지 비전은 수소 사용에 대한 대비를 해야 하는데 대형 원자로 개발이 절실히 요구된다.

현재 원자력 발전에 의한 세계 1차 에너지의 기여는 6%에 불과하지만 2030년에는 20%를 상회하게 될 것으로 추정된다.

2. 핵연료 주기

유럽의 핵연료 수요는 발전소 설치 용량과 밀접한 관계가 있음이 증명되었다. WNA의 2005년 보고서에 의하면 시설 용량이 2005년의 172GWe에서 2020년에는 178GWe 정도 약간 증가하는 것으로 추정하고 있다.

이는 신규 발전소 건설과 발전소 수명 연장, 발전소 출력 증강, 원전의 단계적 폐쇄 계획 등이 복합적으로 반영된 것이다. 그러나 실제 발전소 폐쇄 조치 계획은 취소되거나 연기되어 2020년 결과는 앞서 추정된 수치보다 오히려 12%가 증가한다는 것이다. 이로 인한 농축 우라늄 공급은 시설에 비해 많이 늘어나 수요에 문제가 있을 것 같지만 기술 개발에 따른 고연소도 설계를 이용함으로써 오히려 농축 우라늄 수요가 줄어지는 결과가 된다는 것이다.

문제는 천연 우라늄 공급에 있다. 세계 천연 우라늄 수요는 연간 65,000톤이나 생산 규모는 2004년 경우 36,000톤이다. 이로 인한 수급 불균형이 문제로 대두된다.

그 동안 수급의 균형이 이루어진 것은 천연 우라늄 채고량과 핵무기 해체에 따른 군사용 연료가 핵연료로 전환됨으로써 가능했다. 향후 공급에 대한 보조 기능이 충분하지 않기 때문에 새로운 우라늄광의 출현이 실현되어야 한다.

WNA 보고서는 2020년에 우라늄 수요는 연간 100,000톤으로 추정하고 있다. 한편 최근 OECD/NEA-IAEA 보고서에 따르면 우라늄 가격은 kgU당 최고 130US\$로 추정하고 있다.

약 10년의 우라늄 가격은 kg 당 20불선에 불과하였던 것이 2006년에 들어 100불을 상회하고 있다. 곧 캐나다의 Cigar Lake, 호주의 Olympic Dam 등 새로운 탄광이

문을 열게 되면 가격은 안정적으로 바뀔 것으로 예측하고 있다.

핵연료의 재활용은 세 가지인데, 첫째는 사용후핵연료의 재처리에 의한 MOX 연료의 사용으로 현재 재처리 규모는 연간 3000톤 규모이며 천연 우라늄 사용량은 약 9000톤이 필요한 실정이다. 재활용에 의한 우라늄 대체효과는 약 2000톤이 될 것이다. 두 번째의 재활용은 러시아의 핵무기에서 해체된 고농축우라늄과 플루토늄의 재고량(약 연간 1000톤 규모)의 사용이다. 끝으로 농축 공장에 쌓여 있는 열화 우라늄을 재농축시키는 것으로 연간 3000~5000톤 규모이다.

3. 방사성폐기물 및 폐로

원자력 발전의 운영은 필연코 방사성폐기물 관리와 폐로의 절차를 밟아야 한다. 방사성폐기물은 그 나라마다 책임을 지고 관리할 수밖에 없다. 때에 따라서는 적은 국가는 국제적 처분장을 이용할 수도 있을 것이다.

그러나 현재로서는 높은 처분 가격과 국민 정서가 허용하는 분위기가 아니라는 것이다. 2006년 프랑스는 폐기물 관리 법안의 입법화를 완료하였는데 외부의 폐기물이 국내로 반입되는 것을 막고 있다.

중·저준위 폐기물과 단 반감기 중준위 폐기물 처분은 기준을 확립하여 지방 단체와 협의하여 처분장을 확보하도록 해야 한다. 이미 유

럽에서는 체코, 핀란드, 프랑스, 독일, 러시아, 슬로바키아, 스페인, 스웨덴, 영국이 최종 처분장을 확보 운영중이다.

그러나 어떤 형태이든 범용적으로 사용할 수 있는, 즉 고준위 폐기물 처분과 사용후핵연료의 처분을 포함한 방사성폐기물 처분장이 확보되어야 한다.

무엇보다도 국민의 수용성이 가장 중요하므로 홍보를 포함한 대책이 강구되어야 한다.

최종 처분장이 확보되기 전에 중간 저장소를 확보하는 것이 필요한데 이는 안전상 문제가 없는 것이다. 사용후핵연료는 물속에 저장되어 있거나 외부에 건식 저장되어 있고 고준위 폐기물은 유리화로 방사성폐기물이 간혀 있어 몇 십 년은 안전에 문제가 없다는 것이다.

현재 최종 지층 처분장은 세계 어느 국가에도 없지만 그 기준은 잘 개발되고 있다고 하겠다. 그 동안 전문가들의 의견이 끊임없이 개진되었고 최근 몇 가지 결정을 하는데 기여하였다.

핀란드 의회는 2001년 최종 처분장을 2020년까지 확보한다고 결정하였으며, 프랑스의 폐기물관리법이 2006년 6월 통과되어 종합 계획에 포함되는 심지층 처분과 재정적 결정 사항 등이 구체적으로 결정해 갈 수 있게 되었다. 2015년까지 심지층에 대한 결정을 하고 2025년까지 최종 처분장을 가동한다는 목표를 세우고 있다.

영국에서도 2006년 7월 말, 방

사성폐기물관리청(CORWM)의 국가자문위원회는 현 기술을 활용하여 활동 가능한 접근, 즉 지층 처분장이 가장 최선의 선택임을 확인하면서 사업을 추진하도록 결정을 한 바 있다.

2006년 가격으로, 총 방사성폐기물 처분 코스트를 추정해 보면 국가마다 다르다. 스페인은 1985~2070년의 비용이 130억 유로로 추정하였고 스위스는 119억 스위스 프랑, 프랑스는 고준위 폐기물을 위한 처분장으로 135~165억 유로로 추정하고 있다.

처분장의 규모는 원전의 연간 발전량 400TWh을 기준, 40년의 운전을 가정한 것이다.

4. 원자력발전소 경제성

신규 원전을 건설할 때 경제성 분석은 감가상각을 감안하여 현가화해야 한다. 현가화를 위해 운전수명 기간 발생한 각각 다른 시점의 가격을 평준화 발전비(Levelised Generating Cost)로 계산하여 상호 비교한다. 발전비의 구성은 초기 투자 비용, O&M 비용, 핵연료 비용(폐로 비용 포함)으로 구성된다.

발전소 별로 각 구성비가 다른데 원자력의 경우 초기 투자비가 50~60%, O&M비는 30~35%, 연료비는 15~20%로 분담되고 있다. 가스 복합 발전의 경우 초기 투자비 15~20%, O&M비 5~10%, 연료비가 70~80%가 된다.

원자력과 경쟁하고 있는 석탄 화력은 초기 투자비가 40~50%, O&M비 15~25%, 그리고 연료비가 35~40%이다.

요약하면 원자력은 초기 투자비는 높지만 연료비가 적게 들고 가스 복합 발전은 초기 투자비는 낮지만 운전되는 동안 연료비가 절대적이다.

가. 건설비

OECD/NEA-IEA 2005 자료에 의한 국가별 kWe당 건설비는 핀란드(PWR 1500MWe로서 Olkiluoto 원전 경우) 1650유로, 프랑스(PWR 1590 MWe로서 Flamanville 3의 경우) 1360유로로 추정된다.

건설비에는 국가별 특성(내진요건, 냉각 형태), 인건비와 자재비, 프로젝트 관리비, 다수기 수용여부, 인허가 사항 등이 포함된다.

또한 건설 공기는 건설비 운용에 매우 중요한데 공기가 길수록 건설중 이자(IDC)가 많아지기 때문이다. 원전 건설 초기 단계에 약 60개월이 소요되던 공기가 현재는 36~50개월로 단축되었다.

나. O&M비

운전 유지비 역시 국가마다 다르며 원전 운전 경험이 많은 국가일수록 차이가 난다. OECD 기준을 참고하면 2003년 기준 가격으로 MWh 당 원자력이 6.0~9.0유로, 가스 복합은 4.6~5.2유로, 석탄 화력의 경우 6.6~9유로이다.

다. 연료비

핵연료비는 우라늄 구매, 변환, 농축, 가공, 그리고 사용후핵연료 관리비 등 방사성폐기물 비용이 포함된다. 2002년의 우라늄 가격이 20불이었으나 2006년 현재 100불선으로 급상승하였다. 이는 저렴한 우라늄 광산이 개설되면 50~80불선으로 안정을 되찾을 것으로 예상된다.

발전소 별 MWh 당 연료비를 비교하면 원자력 4.5~8.5유로, 가스 복합 발전 27~45유로, 석탄 15~22유로로 추정된다.

5. 규제 틀 및 인허가 절차

어느 국가나 원자력 에너지 개발에는 타당한 그리고 잘 수립된 규제 틀이 있고 다음 사항이 포함되어 있다. 안전 요건 및 관리, 원자로 인허가 사항, 부지 허가, 해지 권한, 방사성폐기물 관리 및 처리, 발전소 폐로 규정 및 재정 조달 등에 대한 내용이 포함되어야 한다.

핀란드가 최근 건설 중인 원전 Olkiluoto 3호기의 경우에 대한 예를 들어본다. 이 원전 건설에 대한 전력 회사 및 관계 기관의 타당성 분석은 1998년 4월에 이루어졌고 환경에 미치는 영향(EIA)은 같은 해 8월에 완성되었으며 전력 회사인 TVO는 사업 기본 계획 확정 신청을 2000년 2월에 제출하였는데 정부는 2002년 1월, 이를 승인한 데 이어 국회 비준은 같은 해 5월

이었다.

이러한 절차를 밟아 TVO는 2002년 9월 경쟁 입찰을 실시, AREVA-Siemens에 낙찰되었다. 이에 따라 부지 정지 착수가 2003년 12월에, 건설 허가 신청이 2004년 1월에 이루어졌고 원자로 기초 콘크리트의 착수를 2005년 2월에, 기기 공사 착공을 2006년에, 운영 허가 신청을 2007년에, 시운전 목표를 2010년의 일정으로 추진하고 있다. 신규 원전 건설을 위해서는 계획부터 원전 운전까지 12년의 기간이 소요되는 것이다.

핀란드의 경우, 신규 원전을 건설하고자 할 때 EIA를 준비하고 이어 사본기본계획(DiP)의 승인을 받아야 하는데 승인을 받기 위해서는 몇 가지 전제조건이 확인되어야 한다.

무엇보다 사회적 지지를 받을 수 있어야 한다. 최종 결정은 정부가 하게 되는데 정부의 생각이 부정적이면 국회 기준을 위한 신청을 할 수 없다. 국회의 기준을 받기 위해서는 먼저 규제 기관인 STUK의 안전성에 대한 긍정적 검토 결과가 있어야 하고 같은 시점에 지방 자치 단체의 부지 승인도 필요하다.

이러한 절차는 프랑스가 핀란드와 같이 추진중인 1600MWe급의 EPR인 Flamanville 3호기에서도 비슷하다. 사업 계획이 확정되어 설계에 대한 세부평가가 진행되었고 인허가를 위한 안전성 분석이 진행되고 있다.

2004년 10월, 부지가 Fla-

manville로 확정되었고 법규에 의해 이해 당사자들의 검토 의견을 받은 바 있다. 전력 회사인 EDF는 최종 서류를 첨부하여 안전 규제 기관에 공식 승인 요청을 하였고 주민 공청회가 2006년 6월에 열렸다. 그 결과는 긍정적으로 귀결된 바 있다.

미국의 경우는 아직 원전 건설이 확정된 발전소는 없지만 세 가지의 인허가 사항이 진행 중에 있다. 관련 사항을 조기에 해결하도록 사전 부지 승인을 추진중에 있고, 향후 15년간 유효한 원자로 설계 인증(DC, Design Certificate)을 추진중(이미 4개의 원자로형이 승인되었고 2개의 원자로 형에 대한 검토가 진행중임)이며, 건설 허가 및 운영 허가를 분리하지 않고 하나의 단계로 종합한 복합 인허가(COL)를 추진중이다.

이상의 노력은 원전의 건설 공기를 단축하려는 것에 목적이 있다. 문제나 이슈가 될 만한 것은 사전에 도출하여 미리 불확실성을 최소화 하겠다는 것이다.

현재 신규 원전을 추진하려는 전력 회사는 Dominion, Entergy 등 13개 회사이며 2010년 이전에 인허가 신청을 계획하고 있다. 노형별로 관심을 보이고 있는 원자로는 ESBWR 3기, AP 1000 8~12기, ABWR 4기, EPR 경수로 1~4기, 아직 결정하지 못하고 있는 원전도 2~5기 이상이 되어 총 신규 원전 대상은 18~29기 때에 따라서는 그 이상이 될 것으로 본다.

6. 국민 수용성

원자력 에너지는 국민의 이해 하에서 개발이 가능한 것이다. 이러한 노력은 과거에서부터 연구소, 산업체 및 행정 당국이 사회의 요구에 부응하도록 다음과 같은 노력을 해 왔다.

심각한 사고가 없었다는 것에 대한 확인, 외부의 공격에 대한 시설 보호, 운영자의 투명성 및 철저한 보고, 안전 기관의 독립적 운영, 확실한 국가 정책의 우선 순위에 대한 특성, 폐기물 관리 기관 설치, 국민의 참여, 신뢰성 유지 등의 노력을 경주하는 것이다.

안전성 확보를 위한 활동들이 규정과 지침에 의해 진행됨을 강조할 필요가 있다. 예를 들면 ALARA 원칙(방사선 관리에서 '합리적으로 성취 가능한 한 저감' 원칙)을 적용하는 것인데 이는 개인 건강에 도움을 주고 환경에 영향을 최소화 한다는 것으로 산업체에서 반드시 따라야 할 사항으로 1950년대의 방사성 방어 기준에서는 인지되지 않았던 차이점인 것이다.

국제원자력기구(IAEA)는 국제원자력 사고 크기(INES)를 분류하였고 이를 NEA는 대중에게 홍보하였다.

원전 운전자 조직(WANO)은 원전을 보유한 운영자 모임을 통해 실상을 감시하고 조직적으로 벤치마킹을 하고 있다. 이 벤치마킹은 WANO 뿐만 아니라 IAEA 전문가에 의해 유럽의 ALARA 원칙이 적

용되도록 조직화하고 있다.

이러한 노력은 이해 당사자와 정보를 교환하고 지방 의회 내에 환경 NGO의 참석 하에 상설 또는 특별 사안에 대한 모임을 가지도록 한다. 협조 용 보고에는 내용을 조금 확장하여 환경과 사회에 관련된 사항뿐 아니라 재정적인 사항도 포함하기도 한다.

신기술의 원자력 발전

1. 미래 원자력 시스템의 이해 관계

2050년에 이르면 세계 인구는 약 90억 명에 육박하고 에너지 수요는 연간 20Gtoe로 증가할 것으로 추정된다. 21세기 초부터 시작된 급격한 증가는 환경에 영향을 최소화하고 온실 가스 방출을 감축하여 지구 환경을 보호하도록 하는 당면 과제가 부각되고 있다.

각기 다른 조건에서 에너지의 안정적 확보, 발전 코스트, 자원의 보호, 환경에의 영향을 최소화 한다는 조건에서 최적의 에너지믹스를 개발한다는 것은 관심 사항이 아닐 수 없다.

이와 관련하여 WEC는 「2050년과 그 이후의 세계 에너지 전망」에 대한 분석을 수행하였고, 국제에너지 지청(NEA)은 「2050년의 에너지 미래」에 대해 지속 가능한 시나리

오를 제시하였다.

금세기 중반의 지속 가능하고 필요한 전력을 공급하기 위해서는 오히려 전력보다는 열병합, 수소 생산, 합성 연료, 산업 프로세스의 고온열 필요성이 대두되고 있다.

수소는 이미 비료 생산, 중유 정제 등 향후 10년 내에 그 수요가 대폭 증가하게 될 것이다. 원자력 에너지 역시 프로세스 열을 공급하고 타르샌드나 오일셀을 위한 증기 공급, 합성 수화물 생산 등으로 휘발유의 대응 역할을 할 수 있을 것으로 보인다.

미국을 비롯하여, 유럽, 일본 및 여러 국가에서는 수소 경제의 새로운 기술에 입각한 전략적 인식이 점점 증대되고 있다.

현재 안전하게 운전중인 원자력 발전이 향후 20년이 흐르면, 화석 연료와 대비 새로운 경쟁력을 가진 원전 기술이 출현하여 2050년에는 시설 용량이 최고 1500GWe에 이를 것으로 추정된다. 현재 설치된 용량 370GWe와 비교할 때 4배 이상이 되는 셈이다.

이런 시나리오의 문제점은 천연 우라늄 자원의 제한성이라는 것이다. 현재의 기술인 경수로를 그냥 이용할 경우 2050년경에는 우라늄이 고갈될 수 있다는 것이다. 따라서 지속 가능한 원전을 위한 신기술의 출현이 이루어져야 하는 것이다.

현재 기술로 경수로는 우라늄의

0.5% 정도만 사용할 수 있다. 따라서 사용후핵연료에 남아 있는 핵분열성 물질의 재활용이 이루어져야 한다. 새로운 기술에 의해 초우라늄 연료를 재가공하여 사용한다는 것이다.

미국 정부에서 발표한 세계 원자력 파트너십(GNEP)이 맥락을 같이 하고 있는데 사용후핵연료의 재활용으로 사용후연료에 포함되어 있는 독성을 대폭 줄이면서 핵확산을 막는 저항성을 확보한다는 내용이다. 이럴 경우 원자력 에너지의 지속 가능성을 확보, 유한한 우라늄 자원의 문제를 근본적으로 해결할 수 있다는 것이다.

2. 미래 원자력 발전의 주요 기술

기존 경수로의 기술을 대체할 미래의 원전 기술은 순환 핵연료 주기의 고속로 기술과 850℃ 이상의 고온로가 될 전망이다. 제4세대 원전으로 명명된 이 기술은 2030년까지는 실용화될 계획이다.

2000년, IAEA에 의해 주창된 INPRO¹⁾ 와 미국에 의해 제의되어 국제 연구가 되고 있는 제4세대원전포럼(GIF)²⁾ 이 대상 원자로의 주요 기술을 구체화시키고 있는 것이다.

순환 핵주기 기술을 응용할 경우 현재 0.5%의 우라늄 이용 효율을 80~90%까지 높일 수 있어 지속

1) International Project on Innovative Nuclear Reactors and Fuel Cycles, 핵확산 저항성이 큰 핵주기 기술 포함, 원자력 기술에 대한 검토 (24개국이 참여하여 2단계 완료)

2) Gen IV International Forum, 제 4세대원자로기술 국제공동연구(우리나라를 포함 13개국이 공동 연구, 2030년 실용화 목표로 추진)

가능한 원전을 운영할 수 있으며 사용후핵연료의 처리 과정을 신기술로 개발할 경우 핵저항성을 유지할 수 있다. 또한 고온로의 개발로 전력 생산은 물론 수소 생산, 합성연료 생산 및 프로세스 열을 이용할 수 있다.

지속 가능한 원자력 시스템의 이상 원자로는 소듐고속로(SFR)와 가스고속로(GFR)로서 현재 각국은 물론 GIF를 통해 구체화되고 있다. SFR은 과거 원형로인 Phenix 및 BN 600의 경험이 피드백 될 수 있을 것이다.

가. SFR(Sodium-cooled Fast Reactor)

이 원자로는 소듐 냉각 고속로로서 핵연료 재활용 주기가 가능한, 즉 모든 악티늄 연료를 재활용하며, 이로 인해 Pu를 생산하게 한다. 즉, 연속적으로 쉬지 않고 오랫동안 지속적으로 운전할 수 있게 하는 원자로 형이다.

금속 연료의 재처리 연료로 중간 규모인 150~500MWe 출력이 가능하다. 재처리에 의한 Pu와 혼합연료인 MOX 연료 등을 사용하며 500~1,200MWe 출력이다. 프랑스의 Phenix, 일본의 Monju, 러시아의 BN 600의 원자로가 이 노형에 속한다.

특히 프랑스가 이 원자로에 대한 연구 개발 분야에 많은 투자를 해왔다. 시험로인 Phenix(563MWt)와 3,000Wt 규모의 상용로인 Superphenix를 건설하여 운전 경

험을 쌓았다. 이에 앞서 연구로인 40MWt의 Rapsodie를 운영한 바 있다. 이러한 산업적 노력은 우라늄 및 Pu 연료의 가공법과 사용한 핵연료 재처리 기술의 완성을 이끌어낸 좋은 예이다.

나. GFR(Gas-cooled Fast Reactor)

이 원자로는 핵연료 재활용 주기를 택하고 있는 고속 원자로이다. 냉각재로 헬륨을 사용하며, 노심 핵연료 온도가 1,600°C를 유지할 수 있다. 천연 우라늄을 사용하며 핵분열에 의해 생산되는 핵분열성 물질 악티늄 연료를 재활용하게 되는데, 소모되는 핵분열성 물질보다 생성되는 분열성 물질이 더 발생되는, 즉 증식이 되는 이상적인 원자로형이다. 열효율은 원자로형 중 가장 높은 48%이다.

Gen IV 국제포럼에서 이 원자로에 대해 깊은 관심을 나타내었다. 높은 온도를 유지할 수 있다는 것과 두 가지 핵연료 주기를 운용할 수 있다는 것은 핵확산 방지에도 도움이 될 것으로 보고 있기 때문이다.

대상 관련 연구는 내(耐)고온 재료 등을 포함한 원자로 재료 개발, 핵연료의 고밀도와 내화성에 관한 연구이다.

향후 Gen IV 원자로로서 채택될 GFR의 기술을 위해 여러 국가의 노력을 소개하면, 일본은 1998년부터 HTTR(30MWt)의 연구를 통해 고온 기술의 경험을 쌓고 있

으며, 미국은 NGNP 600MWt을 통해 물의 열화학 및 전기 화학적 분해에 대한 연구를 하고 있다. 2020년까지 중국, 한국도 이와 비슷한 프로젝트를 추진한다는 계획이다.

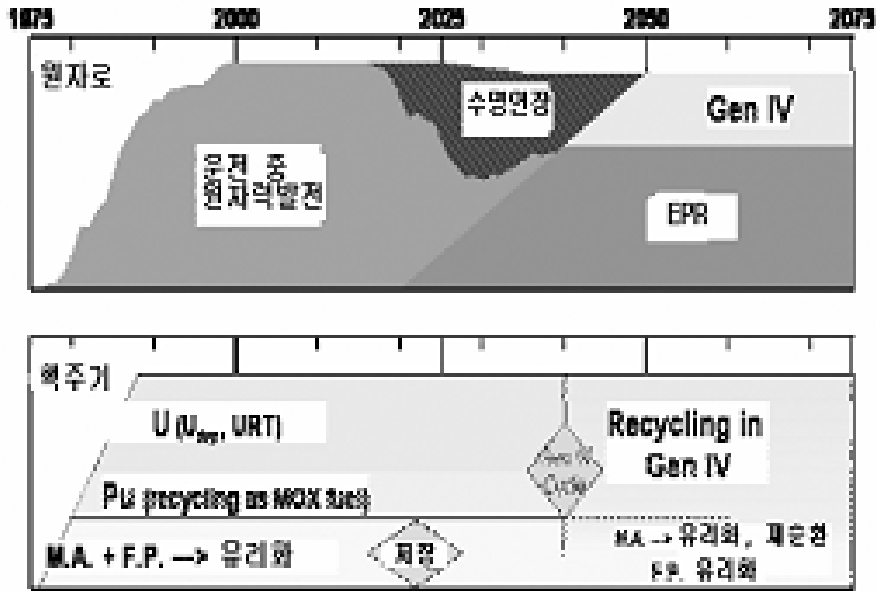
CEA는 Cadarache 연구소에서 고온과 수소 생산에 대한 연구를 수행 중에 있다. 즉 현재의 유럽 기술의 850~950°C에서 수소 생산의 고온 변환 기술에 대한 연구를 하고, 2단계 2020년 정도에는 GFR을 통해 특히 핵연료 관련 연구를 수행할 것이다. 관련 연구 개발 계획으로 제7차 유럽 연구 개발 체제에 대한 계획이 2007년에 발간된다.

다. LFR (Lead-cooled Fast Reactor)

이 원자로는 액체 납을 냉각재로 사용하는 고속 중성자 원자로이다. 우라늄 연료를 사용하여 원자로심에 발생하는 악티늄 원소를 통한 재활용으로 이론적으로는 10년~30년까지 정지하지 않고 운전할 수 있다고 한다. 규모는 300~400 MWe모듈 형으로 설계에 따라 증가할 수 있어 1,200MWe 규모도 가능하다.

라. VHTR (Very High Temperature Reactor)

이 원자로는 열중성자 원자로로 가스 냉각이며, 재활용 핵연료 주기가 아니다. 약 1,000°C 이상의 온도로 운전되므로 수소 생산이 가



<그림 3> 프랑스의 원전 및 핵연료 주기 전략

* M.A: Minor Actinide, F.P: Fission Product

능하다. 발전소의 전력 시설뿐 아니라 수소 생산 공장을 발전소 시설 내에 연결할 수 있다.

규모는 약 600MWt(열출력) 정도이고, 냉각재로는 헬륨을 사용한다. 전력 생산과 수소 생산의 다목적 이용이 가능하다. 연구 대상은 내고온 자재의 개발과 대용량의 수소 생산 관련 기술 개발에 관한 것이다.

미국 당국의 분석에 따르면 수소 소비량은 연간 1,000만 톤이 소요될 것으로 추정된다. 수소 생산은 1차 에너지가 아니라 천연 가스를 이용하여 생산해 왔다. 그러나 이로 인한 또 하나의 오염을 만들 수 있어 VHTR을 이용한 수소 생

산은 매우 매력적이다.

3. 유럽의 제 4세대 원전 시스템 참여

세계 운전중인 전체 원전의 35%에 해당하는 시설 용량(131GWe)이 EU에 소속되어 있으며 유럽 지역인 러시아까지 고려하면 더 많은 원전이 이곳에 있다.

제 4세대 원전 기술에 앞서 유럽은 제 3세대 원전의 성공적으로 추진하고 있다. 대표적인 제3세대 원자로가 유럽형경수로(EPR)이다.

제 4세대 원자로 개발을 위한 유럽의 연구 개발은 활발하게 진행되고 있다. 지난 제 6차 연구 개발 프

로그램(FP, Framework Program 2002~2006)³⁾에 의거 핵융합 연구 개발에 824 백만 유로, 핵분열 연구 개발에 528백만 유로가 배정되었다. 핵분열 예산의 많은 부분은 경수로 안전성, 폐기물 관리, 방사성 방호에 관련된 것이었다.

VHTR의 프로세스 및 기술에 관련된 연구비가 GFR, SCWR, LFR, SFR, MSR 등의 고속로 연구비와 함과 포함되어 있다.

향후 핵분열 에너지 관련 지속 가능한 기술 구축을 위해 EU는 보다 유기적인 연구 개발의 추진이 필요하다. 연구 대상은 우선 운전 중인 원전의 안전성의 확보, 수명 연장, 출력 증강 등이고 미래 기술

3) EU 국가가 공동으로 부담하여 연구 자원의 효율적 활용, 연구 개발 투자 확대, 산업 경쟁력 강화 목적으로 생명공학, 정보 통신, 신에너지원 개발 등 최첨단 기술 개발 Program

은 지속 가능한 전력 공급을 위한 순환 핵연료 주기의 고속로 기술과 다목적 열병합 원자로인 고온로의 기술 개발이다.

4. PWR에서 고속로로 전환 준비

고속로의 순환 핵주기로 가는 길은 정치적·기술적·재정적인 문제가 서로 관련된다.

프랑스의 향후 원자력 기술은 2040년에 액티나이드 핵종 관리를 통한 주기 기술을 확립한다는 계획이다. 이 전략은 기술·경제적으로 시간과 원자로시스템을 채택하는데 충분한 유연성을 가지고 있다.

5. 핵분열 기술에서 핵융합 기술로 변환

수소 동위원소인 중수소와 삼중수소의 연료를 이용하여 핵융합을 하는 것은 핵분열과 완전히 다른 기술이다. 수소는 자연 상태에서 존재하므로(0.16%) 무한한 에너지원이라 할 수 있다. 수소를 생산하는 데 원자로를 이용할 수 있고 또는 핵융합 장치 내 리튬에서 생산될 수 있다.

국제적인 연구를 통해 핵융합 기술이 개발되고 있는데 ITER⁴⁾ 공동 프로젝트에는 IAEA의 후원 하에 중국, EU, 스위스, 인도, 한국, 러시아, 미국이 참여하고 있다.

ITER는 현재로는 플라스마 물

리 연구가 대부분이지만 향후는 핵융합을 통한 전력 생산에 목표를 두고 있다. 약 섭씨1억도의 고온에서 중수소와 삼중수소로 핵융합이 시도되는 열출력 500 MW급 Tokamak 원자로 시설이다. 부지 결정에 난항이 있었으나 EU에서 제외한 프랑스의 Cadarache로 2005년 6월 최종 결정된 바 있다. 현재의 계획은 2016년까지 ITER를 운전하고 핵융합 전력 생산 시설은 2035년을 목표로 잡고 있다.

제4세대 원자로의 연구 개발 과제, 특히 구조적 물질 연구는 ITER의 세라믹, 합성 재질 등 물질 연구에 연관되어 핵분열과 핵융합의 연계 연구가 가능할 것으로 보인다.

DEMO 융합로는 완전 삼중수소로 채워져 연료 대체 없이 발전을 하는 증식로로서의 역할을 하게 될 것이다.

6. 향후 전망

제4세대 원전은 다목적 원자로이다. 이 원전은 제한된 우라늄 자원의 한계를 극복하면서 세계 에너지 수요를 충족시켜 주고, 장주기 폐기물의 발생량을 감축시켜 주며 전기 생산은 물론 수소, 합성 탄화수소, 프로세스 열을 공급해 준다.

고속 중성자를 이용한 고속로와 초고온로는 제2세대, 제3세대 원자로의 기술에 비해 핵연료, 시스템 재질 기술, 사용후연료 처리 공정 면에

서 새로운 발전이 아닐 수 없다.

이러한 기술의 적용은 순환형 핵연료 주기 기술로 이어져 핵연료의 이용 효율을 극대화 하게 한 것이다.

목표에 따라 금세기 중반에는 이 기술이 실현화되어 지속 가능한 원자력발전 시스템을 구축하게 될 것이다.

유럽에서는 고속로의 실용화를 2040년에 두고 있지만 가장 중요한 것은 관련 연구 개발이다. 미국과 일본 등 GIF를 통해 제4세대 원전 연구에 연간 약 3억불 예산을 투자할 계획에 있다.

결론

1. 유럽의 에너지 실체

유럽은 세계 전력 공급의 35%를 차지하고 있고 세계 원자력 발전의 45%가 이곳에서 운전되고 있다.

되돌아보면 1986년 체르노빌 원전 사고가 나고서 원전의 단계적 폐쇄 조치가 있기도 하였고 대부분 문제 해결을 제시하지 못한 것이 사실이다.

그럼에도 미래의 에너지 수요 예측은 세계 전반을 통해 강력히 증가할 것으로 보고 있다. 특히 아시아의 약진이 눈에 띈다. 이로 인해 경쟁적인 에너지 자원 확보와 석유, 가스 에너지 가격의 큰 상승이 예측되고 있다.

4) International Thermalnuclear Experimental Reactor, Tokamak 형태의 핵융합로의 국제공동연구가 향후 12년간 45유로의 연구비로 추진 (미국, 일본, 러시아, 중국 및 한국이 참여하고 있음)

에너지 수요 증가에 대한 대책은 무엇인가? 약 50%의 에너지를 수입하고 있는 현실이고 이는 2030년에는 더욱 심화되어 70%에 육박하게 될 것으로 예측된다. 이를 준비하기 위해서는 유럽 전체를 통한 에너지 정책이 필요하고 노력이 경주된다 하겠다.

유럽에의 세 가지 문제점은 에너지의 안정적 공급, 온실 가스 감축에 따른 에너지 안정, 적절한 에너지 가격을 유지하면서 경제적 경쟁력을 확보하는 것 등이다.

유럽의 발전소는 2020년에 이르르면 80%가 30년을 넘겨 노후화되므로 이에 대한 대책이 필요하다. 이는 많은 발전소가 2010~2020년에 퇴역을 해야 함을 뜻하고 이에 대한 대책은 지금부터 수립해야 하는 것이다.

2. 주요한 이슈

앞서 언급한 바 있지만 유럽에서의 에너지 수입 의존도는 50%이다. 수입에너지를 줄이는 방안으로 원자력 발전의 선택과 미래는 기회로 이어질 수 있다.

EU 25개국의 경우, 현재의 원전을 고려하더라도 연간 7억 톤의 CO2를 줄이는 효과를 가져와 EU의 온실 가스 감축량의 15~20%를 담당하고 있다. 더욱이 원자력은 연료 자원이 현재로서는 충분하여 금세기 말 3배의 원전이 설치된다 하더라도 공급할 수 있는 능력이 된다고 하겠다.

원전의 과거 50년 경험은 안전성 면에서 우수하였다. 그러나 체르노빌 원전의 적절하지 못한 운전으로 한 건의 사고가 발생하여 과거 20년간 침체국면을 갖게 되었다. 이로 인한 원전 적용 안전 기준이 강화되었고 모든 유럽 국가들이 이 기준을 따라 우수한 성능을 유지하고 있다.

방사성폐기물 관리의 고준위 폐기물에 대한 이슈가 상존하고 있다. 그러나 법적 규정을 마련하고 종합 계획을 수립, 프로젝트를 추진할 수 있는 단계에까지 이른 국가도 있다. 특별히 기술적인 문제는 없지만 처분장 운영 환경이 발전소와는 다른 면이 있을 뿐이다.


노후화된 원자로의 폐로는 방사성폐기물 관리와 연계된다. 폐로 비용은 kWe 당 300유로로 추정된다(가스냉각로는 제외). 발전 단가에 포함될 폐로비용은 0.5~1.0 유로/MWh로 계산된다.

3. 향후 전망

새로운 기술의 원자력 발전 설계(제3세대 원전 기술)가 완성되어 즉시 이를 이용할 수 있다. 핀란드, 프랑스, 일본, 한국, 루마니아, 대만에서 건설중이다.

초기 투자비(건설중 이자 제외 금액)는 발전소의 용량에 다를 수 있지만 kW당 1300~1800유로로 추정된다. 최종 투자비는 국가별로 다를 수밖에 없는 것이 지역 규정, 세금 및 할인율이 다를 수 있다.

발전 단가는 그 국가가 정치적으로 안정되고 발전 사업자의 원전에 대한 경험이 충분하며 국내 기기 생산 인프라가 구축되어 있다는 가정 하에 MWe당 40유로로 추정되고 있다(여건이 좋으면 30유로, 여건이 나쁜 경우는 50유로가 될 수 있음).

유럽의 원전 역할은 에너지 공급의 주요원이며 향후 다음과 같은 주요 역할을 수행하면서 더욱 역할이 증대될 것이다. 

- 시장 질서의 안정화, 일관성 유지, 예측 가능
- 안전 규제의 독립성, 투명성 확보
- 폐기물 처분에서 기술·경제적, 사회 수용성의 합의
- 인허가 절차의 간소화 및 신속성
- 표준화 및 원자로 제작 수리 전도
- 제4세대 원전 등 연구 개발의 지원
- 이해 당사자의 적극적인 참여 등

Reference

1. WEN, The Role of Nuclear Power in Europe, WEN, Jan. 2007
2. Projected Costs for Generating Electricity, OECD/IEA NEA, 2005
3. The New Economics of Nuclear Power, WNA Report, 2005