

수자원 경제성 분석 입문(6)

심명필 (인하대학교 토목공학과 교수)

- 1. 시작하며
- 2. 물의 경제적 가치와 수자원경제
- 3. 수자원사업의 경제성분석
- 4. 편익·비용분석기법
- 5. 이자율과 할인율
- 6. 편익과 비용의 산정
- 7. 편익의 산정방법
 - 7.1 생공용수 편익
 - 7.2 홍수조절 편익
 - 7.3 수력발전 편익
 - 7.3.1 수력발전의 특성
 - 7.3.2 발전편익의 산정기준과 방법
 - 7.3.3 대체회력 평가법
 - 7.4 레크리에이션 편익
 - 7.5 기타편익
- 8. 대안의 선정과 최적규모의 결정
- 9. 민감도 분석
- 10. 수요와 공급
- 11. 비용배분
- 12. 산업연관분석과 파급효과

7.3 수력발전 편익

수력발전은 전세계적으로 연평균(年平均) 전력발전량(2.1×10^6 GWH)의 약 20%를 담당하고 있으며, 무공해이고 재생 가능한 에너지라는 특성상 현재보다 6배의 포장수력을 개발할 수 있다고 알려져 있다(Schnitter, 1994). 우리 나라는 화주수종(火主水從)

으로서 설비용량이나 발전량에 있어서 수력이 차지하는 비중은 크지 않다. 우리나라 전체 설비용량(installed capacity)은 4,705만 kW로서 수력발전은 314만 8천 kW(6.7%)이고, 연간발전량(annual power generation)에 대한 수력발전의 비율은 1.8%이며 원자력 발전은 40.9%이고 석탄은 34.9%를 차지하고 있다(2000년 6월 현재).

수력발전은 전력공급 측면에서 침두부하를 담당하고 품질측면에서도 우수한 가치를 가지고 있다. 특히, 다른 전원에 비하여 공해가 적다는 장점을 가지고 있으나, 현재의 수력발전의 편익산정방법인 대체회력평가법은 이러한 이점을 충분히 반영하지 못하고 있다. 수력발전은 순환자원인 물을 반복적으로 이용할 수 있는 재생에너지라는 장점이 있고 유지보수비가 화력보다 훨씬 저렴하다. 그리고 사고율이 낮아 신뢰도가 높으며 내구연한도 화력의 30년에 비해 50년으로 더 길다. 수력발전의 편익산정에서는 이러한 장점들이 충분히 반영되어야 할 것이다.

7.3.1 수력발전의 특성

전력공급에서 주로 고려되는 사항으로는 수요에 대한 양적충족과 공급전력의 품질수준을 유지하는 것이다. 수요의 양적충족은 수요에 대응하는 설비규모와 수요량의 시간변화에 대응하는 능력으로 구별할 수 있다. 특히, 시간변화에 대한 대응은 주야간의 시간대별 수요의 불규칙적인 변동과 주기적인 변동으로부터 요일별 수요의 변동, 계절별 주기와 장기적인 계통수요의 성장 등이 고려되어야 한다. 이를 위하여 전력수요를 기저부하(base load), 중간부하(intermediate

load), 첨두부하(peak load) 등으로 나누어 각각 다른 발전원의 운전특성을 활용하여야 한다.

전력수요의 양적충족이라는 관점에서는 기저부하용 전원은 얼마나 안정적으로 많은 양의 전력을 공급할 수 있는가가 고려되어야 하고, 첨두부하용 설비에서는 부하변동에 대하여 신속한 대응력하는 부하추종력이 고려되어야 한다. 우리나라의 경우 댐에 의한 수력발전은 운영상 기동과 정지가 쉬워 부하추종력이 우수하며 첨두부하용 전원(peak shaving units)으로 사용된다. 그러나, 모든 수력발전이 첨두부하용으로 사용되는 것은 아니며 소수력발전의 자연유하식(또는 수로식)으로 운영되는 경우에는 기저부하 또는 중간부하를 담당하게 된다. 일반적으로 수력발전소에서는 발전량에 비하여 시설용량을 크게 하고 있다.

부하추종능력은 전력의 계통운영에 유연성을 부여하며, 일반적으로 상시가동을 전제로 하는 발전원은 부하변동에 관계없이 효율을 극대화하는 수준에서 운영된다. 또한 중간부하용 전원은 출력조정 범위 내에서 부하변동을 큰 폭으로 흡수할 수 있으며, 일일주기의 부하변동의 흡수는 일일 기동정지가 가능한 전원이 맡게 되는데 이러한 전원으로는 LNG 및 증유화력 발전소를 들 수 있다. 변동주기가 짧은 부하변동에는 수력발전과 최근에 증설되고 있는 LNG복합발전소 등이 맞고 있다. 이러한 부하추종능력도 출력증감특성, 기동정지특성, 미세조절능력 등으로 구분하여 검토하여야 한다. 이러한 관점에서 일반적으로 화력발전의 가동시간이 4~5시간인데 비하여 수력발전은 1~2분내로 신속하게 가동 또는 정지할 수 있으며, 출력증감이 자유로우며 주파수조절 등의 부하변동에 대처하는 운전특성도 지니고 있다.

현재 우리 나라의 다목적댐의 발전소는 계획단계의 경제성평가에서 첨두부하용 에너지 공급설비라는 개념에서 출발한다. 그러나, 실제 운영상 전력계통 내에서 에너지 공급원으로서의 의의보다는 전력의 예비율과 부하추종형 전원으로서의 역할이 더욱 크다고 할 수 있다. 현재의 대체화력평가법은 수력발전소가 지니는 에너지의 양적 공급이라는 측면만이 강조되어 질적인 측면에서의 보완이 필요하다. 특히 수력발전

의 기타 장점으로는 화력이나 원자력발전에 비하여 인근지역 주민의 거부감이 적다는 점을 들 수 있다.

7.3.2 발전편익의 산정기준과 방법

수력발전 편익의 산정은 연간발전계획에 근거하며 이러한 연간계획의 수립 시에는 전력 및 용수의 안정적인 확보, 연평균 유입량, 6월 중순의 홍수기 대비한 저수지운영, 홍수기 제한수위의 유지, 홍수기 이후 9월말 수위의 최대한 확보 등을 모두 고려하여야 한다. 그러나, 정확한 예측이 불가능한 기후와 유입조건 등에 의하여 결정되는 실제 발전량과 일치시키는 것은 거의 불가능하다. 실제의 수력발전소의 발전은 한국 전력공사의 중앙본전소와의 일일 발전계획 및 급전지시에 의하여 이루어진다. <그림 7-9>는 대청다목적댐의 1988년부터 1992년까지의 월별 실제발전량의 변화를 나타내었다.

수력발전편익의 산정 기준은 시장가격, 행정적 결정가격 및 대체시설비용 등으로 나눌 수가 있다. 시장가격은 자유시장의 원리가 적용되나 전력사업의 한계비용을 직접 반영하지는 않으며 미국의 경우에는 조정시장가격(simulated market price)을 적용하며 전력회사간의 도매협정가를 근거로 모의하여 일괄적으로 결정한다. 행정적 결정가격은 사회적 필요성을 고려하여 제도적으로 결정하는 공공요금의 성격을 띠고 있다. 최근에는 수력발전 용량의 설비규모와 상시발전 또는 첨두발전에 의한 발전형식에 따라서 행정적 결정가격을 근거로 편익을 산정하기도 한다.

대체시설비용은 비용에 대비되는 평가개념으로 편

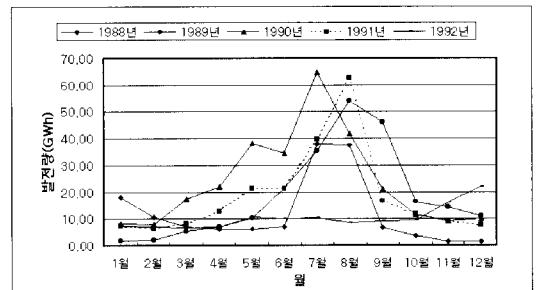


그림 7-9. 대청다목적댐의 월별 실제발전량의 비교(1988~1992)

익을 산정하게 되며, 대체화력평가법(alternative thermal plant method)과 에너지치환법(energy displacement method)으로 나눌 수 있다. 대체화력평가법은 대체화력의 건설 및 유지관리 비용을 포함하는 방법이다. 에너지치환법은 기존 발전소에서 생산되는 발전비용으로 편익을 산정하는 방법으로, 에너지 편익만을 반영하므로 보장출력이 아주 작은 경우에 주로 적용하게 되며, 에너지 비용은 고가의 기름 또는 가스터빈 발전소를 기준으로 해야 한다.

7.3.3 대체화력평가법

대체화력평가법(alternative thermal plant method)은 계획하는 수력발전소 대신에 화력발전소를 대체, 운영한다는 가정아래 이에 관련되는 모든 비용을 수력발전 편익의 근거로 하는 방법이다. 즉, 수력발전 편익은 대체화력발전소의 시설비용(고정비)을 기준으로 수력발전의 용량(kW)편익을 산정하고 대체화력발전소의 에너지 비용(변동비)을 기준으로 수력발전의 에너지(kWh)편익을 산정한다. 그러나 전력계통에서 수력발전소와 화력발전소의 역할과 효과가 다르며 무공해라는 이점과 부가적인 효과를 반영하여야 한다. 수력발전의 환경친화적 장점 특히 화력발전과는 달리 대기오염이 거의 없다는 점을 경제성 평가에 반영하기 위해서는 화력발전소에서 발생하는 황산화물, 질소 산화물, 먼지와 같은 오염물질과 이를 처리하기 위한 각종 시설비와 운영유지비를 대체화력평가법에 반영하여야 한다.

일반적으로 대체화력평가법에서 편익의 산정은 대체화력의 초기수명에 기준하여 산정된다. 결론적으로 미래의 인플레이션이 불확실하고 훗날 교체할 대체화력발전 시설의 현재가치는 적기 때문에 대체화력발전소의 초기 수명에 근거하여 용량편익을 산정하는 것은 합리적이라 할 수 있다(ASCE, 1989). 경제성분석을 위해서는 전기간의 총비용과 편익의 연간균등액을 산정하여 비교할 수가 있다. 편익분석을 위한 주요 영향인자로는 할인율, 에너지 가격, 분석기간이나 보험 및 세금 등을 들 수 있다.

수력발전소가 대체화력발전소의 내구연한과 다른

경우에는 이를 조정하여 연간균등편익을 산출하여야 한다. 수력발전소의 경제적인 수명(즉, 내용연한)은 일반적으로 50년~100년으로 볼 수 있고(ASCE, 1989), 화력발전소의 수명은 30년으로 보는 것이 일반적이다. 만일 수력발전소의 수명 100년을 경제성평가의 분석기간을 가정하면 수력발전소의 수명 동안에 동등한 시설의 대체화력발전소가 적절한 간격으로(즉, 30년, 60년 및 90년) 교환되어야 한다. 이 기간 대체화력발전소의 시설비용이 일반적인 인플레이션의 범위 내라면, 전기간 동안 대체화력발전소의 고정비의 연간균등비용이 처음 수명인 30년 동안 구한 값과 대략적으로 같다고 가정할 수 있다.

우리 나라에서는 수력발전편익의 산정은 대체화력평가법에 의해 편익을 산정하는 것으로 규정하고 있고(댐설계기준, 2001), 주암댐과 임하댐 등 다목적댐에 대한 경제성 평가에서도 수력발전 편익을 산정하기 위하여 이 방법을 사용하였다. 일반적으로 대체시설은 동일규모의 화력을 기준으로 삼는다.

(1) 연간균등편익(年間均等便益) 산정절차

1) 저수지 운영기준에 의한 유효출력 및 연간발전량 산정

저수지의 유입량은 시간에 따라 변하며 댐의 발전수량이나 낙차도 임의적으로 변하므로 경제성 평가의 조사단계에 따라 유효출력(kW)과 연간발전량(kWh)도 다르게 된다. 이들 값은 일반적으로 장기간에 걸친 저수지운영의 시스템 분석을 하여 산정하는 것이 바람직하나, 중소규모 수력발전소의 예비조사 단계에서는 전력지속곡선(power duration curve) 등의 간편법을 이용하여 90~95%의 초과확률에 상당하는 보장출력(dependable capacity)을 유효출력으로 평가할 수 있다.

수력발전소의 출력이 저수지 유입량에 크게 의존하는 경우에는 부하담당능력(load carrying capability)을 고려한 보장출력을 적용할 수 있다. 이는 90~95%의 공급신뢰도를 갖는 보장출력을 의미하며 일반적으로 전력지속곡선으로부터 초과확률 90~95%에 해당하는 출력으로 산정할 수도 있다. 기타 보장출력

방법으로는 극한월법(critical month method), 상시 발전소계수법(firm plant factor method), 특정가용율법(average availability method) 등이 있다.

발전편익의 평가도 1차 에너지(primal energy) 및 2차 에너지(secondary energy)로 구분하여 편익단가를 다르게 적용할 수 있다. 1차 에너지는 계획된 침투 발전 시간에 생산한 에너지를 뜻하며, 2차 에너지는 그 외의 시간에 생산된 부차적인 에너지이다. 홍수기에는 잉여수가 발생하므로 발전방류를 통하여 부수적으로 2차 에너지를 얻을 수 있다. 2차 에너지는 전력 공급 계통에서 예기하지 않은 비침투시간의 발전량이므로 경제성 평가에서 수력으로 인한 화력연료의 절감효과를 고려하여 정한다. 2차 에너지를 평가할 경우에 1차 에너지 가치의 75%로 하는 경우도 있다. 특히 2차 에너지는 풍수기 및 홍수기에 발생하므로 방수위가 높아지고 발전효율이 떨어지므로 이를 고려하여 발전량을 산정하여야 한다.

하류에 조정지댐이나 별도의 댐에 수력발전소가 계획된다면 하류발전소의 출력 및 발전량의 증가량도 편익계산에 포함되어야 한다. 특히, 중소규모의 수력발전소는 이상 기온과 같이 극심한 수문상황에서는 출력의 변화가 불가피하므로 보장출력의 개념을 반드시 적용하여야 한다.

2) 연간균등발전량(kWh/년) 산정

수력발전소의 내구연한 동안 구한 연도별 연간발전량을 전기간 동안 할인하여 합산한 값으로부터 연간 균등계수를 곱하여 연간균등발전량을 구한다.

3) 대체화력의 선정 및 규모결정

대체시설은 연료의 공급 보장성, 수송 및 저장조건, 환경오염도 등을 고려하여 선정하여야 한다. 대체시설은 반드시 하나의 화력발전소로 제한할 필요는 없다. 대체화력발전 뿐만 아니라 수력발전소도 기존 수력과 계통을 이루는 경우에는 복합시스템으로 평가할 수 있으나 이러한 경우에는 최적화운영 프로그램을 이용하여 분석하여야 한다.

4) 대체화력발전소의 kW당 건설비 단가(원/kW) 산정

대체화력의 고정비(fixed cost)를 기준으로 하며

건설기간중의 시설비, 이자, 세금, 보험료 및 기름 또는 LNG 등 발전원의 저장시설의 비용 등을 포함하여야 한다.

5) 대체화력의 연간고정비율 산정

대체화력의 건설비로부터 수명동안의 연간균등비용을 구하기 위해 연간고정비용을 구한다. 연간고정비율은 자본회수계수, 보험료 및 세금, 운전비 및 유지보수비의 비율을 포함하여 산정하여야 한다. 자본회수계수는 초기 투자비에 대한 대체화력의 수명동안의 연간균등부금계수와 같다.

6) 시설편익의 조정

(capacity value adjustment)

수력 대 대체화력의 용량가치에 대한 kW당 시설편익 조정계수를 산정한다. 수력발전소는 화력발전소에 비하여 기계적으로 신뢰성이 높다는 것이 운전경험을 통하여 알려져 왔고, 또한 운전에 제한이 가해지지 않는 한 수력발전소는 운전정지 상태에서 운전을 시작한 후 단기간 내에 출력을 상승시킬 수 있는 능력을 갖고 있다. 또한 변동하는 부하에 신속히 대응할 수 있다는 측면에서 다른 발전소보다 융통성이 크다. 이와 같은 수력발전소의 특성을 반영하기 위하여 수력발전소의 용량가치를 조정하여 증가시켜 주어야 한다. 이 조정계수는 수력, 화력의 송전손실률, 소내소비율(所內消費率), 사고율, 보수율의 비로써 산출한다. 수력 대 화력의 발전손실을 비는 <표 7-10>와 같다.

$$\text{시설편익 조정계수} = \left(\frac{\text{수력}}{\text{화력}} \right) = \frac{(1-L_f) \times (1-C_f) \times (1-D_f) \times (1-R_f)}{(1-L_g) \times (1-C_g) \times (1-D_g) \times (1-R_g)} \quad (7-6)$$

- 여기서, L : 송전손실율
- C : 소내소비율##
- D : 사고율##
- R : 보수율

아래첨자 g 는 수력, f 는 화력을 각각 나타낸다.

표 7-10. 수력 대 화력의 발전손실율비 (단위 : %)

구분	화력(f) (중유사용 발전소)	수력(g)
송전손실율(L)	6.1	6.1
소내소비율(C)	5.8	0.53
사고율(D)	8.0	0.5
보수율(R)	12.055(44일/년)	2.192(8일/년)

7) 수력발전의 용량편익 산정

$$\text{수력발전의 용량편익} = \text{대체화력의 } kW\text{당 건설단가} \times \text{유효출력} \times \text{연간고정비율} \times \text{시설편익 조정계수} \quad (7-7)$$

8) 대체화력의 연료비(원/l/kWh)의 산정

연료비는 연료소모율(heat rate, l/kWh)에 재료비단가(원)를 곱하여 산정하며, 연료소모율은 단위발전량(kWh)을 생산하는데 소요되는 연료량(l)을 뜻하고 발열량(kcal/l), 열효율, 소내소비율로부터 다음과 같이 산정한다. 계수는 1kWh = 857kcal로부터 구한 값이다.

$$\text{연료소모율} = \frac{857}{\text{열효율} \times \text{발열량} \times (1 - \text{소내소비율})} \quad (7-8)$$

9) kWh당 에너지편익 조정
(energy value adjustment)

에너지편익 조정계수는 수력과 화력의 특성을 고려하여 산정하며 간편법과 컴퓨터 프로그램을 이용하는 방법이 있다. 간편법은 다음과 같이 구할 수 있으며, 고장률과 보수율은 에너지 소모와 무관하므로 송전손실과 소내소비율만을 이용하여 산정한다.

$$\text{에너지편익 조정계수} = \left(\frac{\text{수력}}{\text{화력}} \right) = \frac{(1 - L_g) \times (1 - C_g)}{(1 - L_p) \times (1 - C_p)} \quad (7-9)$$

10) 수력발전의 에너지편익 산정

$$\text{수력발전의 에너지편익} = \text{대체화력의 보통 } kWh\text{당 연료비} \times \text{연료소모율} \times \text{년간평균발전량} \times \text{에너지편익 조정계수} \quad (7-10)$$

11) 수력발전의 환경편익의 산정

대체화력의 공해방지를 위한 시설의 건설비 및 운전유지비를 산정하여 수력발전의 환경편익을 고려하여야 한다. 앞 절의 배연탈황공정의 처리방법에 따른 시설 투자비와 운전유지비를 이용하면 된다. 배연탈황 시설의 시설투자비는 대체화력평가법상의 용량편익에, 운전비는 에너지 편익에 각각 추가할 수도 있다. 그러나, 선정된 대체화력이 황화물의 배출이 없는 LNG복합발전소이거나 연료처리기술의 향상 등도 고려하여야 한다.

$$\begin{aligned} \text{수력발전의 환경편익} &= \text{대체화력의 시설용량}(kW) \\ &\times kW\text{당 배연탈황시설 투자비} \\ &\times \text{배연탈황시설 연간고정비율} \\ &+ \text{대체화력의 연평균발전량}(kWh) \\ &\times kW\text{당 배연탈황 운전경비} \end{aligned} \quad (7-11)$$

12) 용량편익과 에너지편익 및 환경편익을 더하여 수력발전의 연간편익을 산출한다.

$$\text{수력발전의 연간편익} = \text{용량편익} + \text{에너지편익} + \text{환경편익} \quad (7-12)$$

13) 수력발전의 부가편익 고려

수력발전의 특성을 고려하기 위하여 부가편익을 고려할 수 있으며, 세계적인 유통가격의 추세와 외화절약, 국가경제에 유익한 영향을 미치는 에너지 자립도 향상, 국내 부존 자원개발 및 이용 등의 측면을 고려하여 결정할 수가 있다. 아울러 수력발전은 무공해성, 운영의 신뢰성과 유연성 등을 추가로 고려할 수가 있다.

(2) 편익산정시 유의할 점

수력발전편익 산정시 대체화력평가법을 이용하는 것이 일반적이나 수력발전이 갖고 있는 진정한 경제적 가치를 편익산정시 잘 반영하고 있다고 보기는 어렵다. 이에 대한 연구사례로는 “수력발전소의 경제성 평가 방법연구” 보고서(한국전력공사, 1988)를 들 수 있다. 동 보고서에는 기존 발전편익산정방법의 개선

안이 제시되었으며, 향후 수력발전소의 경제성 평가에서는 보다 올바른 경제성 평가가 이루어지도록 다음과 같은 사항을 수력발전의 편익산정시 반영토록 권장하고 있다(건설부, 1992).

1) 대체화력의 연료는 자원의 고갈 등으로 장기적으로는 실질가격이 상승추세에 있으므로 경제성 평가에 이를 반드시 반영하여야 한다.

2) 환경에 대한 관심의 고조와 이에 따른 환경규제의 강화로 향후 대체화력의 건설에는 공해방지설비에 대한 투자가 수반되어야 한다. 따라서 대체화력의 건설비 및 운전유지비에는 이러한 공해방지설비에 의해 발생하는 비용이 반드시 포함되어야 한다.

3) 수력발전소는 필요에 따라 신속히 발전을 개시할 수 있고 부하변동에 따라 발전량의 증감이 용이하여 타 대체화력에 비해 우수하다. 이러한 특징으로 수력발전소가 계통 운용에 부흥하는 융통성은 경제성 평가에 반드시 반영되어야 한다.

4) 수력발전의 개발은 계통화되어 경제성 평가에 반영되기는 어렵지만 국가경제에 유익한 영향을 미치는 에너지 자립도 향상, 국내 부존 자원개발 및 이용, 외화절약 등의 측면도 있다.

[예] 대체화력평가법에 의한 발전편익 계산 예

대체화력은 중유사용화력 발전소로 하고 설비용량의 보장출력이 100,000kW라 가정하자. 대체화력의 건설비 단가는 1,200,000원/kW, 발전소의 내구연한은 화력과 수력이 각각 30년 과 50년, 이자율은 8%이라 가정한다. 수력발전소의 연간균등발전량은 56,754,389kWh이다. 중유의 유가는 225원/l, 발열량은 9,870kcal/l, 열효율은 40%, 소내소비율은 5.8%이라 하자. 배연탈황시설은 석회석/석고법을 사용하고 연간고정비율은 대체화력발전소와 같다고 하자. 환율은 1,400원/\$ 이다.

1) 연간고정비율의 산정

연간고정비율은 자본회수계수(8.88%), 보험료 및 제세금(0.16%), 운전비 및 유지보수(2.90%)를 합한 0.1194가 된다. 자본회수계수(또는 자본환원계수)는 초기의 투자비용에 대한 30년간의 연간균등부금계수

와 같은 의미이다.

2) 시설편익 조절계수의 계산

시설편익 조절계수

$$= \frac{(1-0.061) \times (1-0.0053) \times (1-0.005) \times (1-0.02192)}{(1-0.061) \times (1-0.058) \times (1-0.08) \times (1-0.12055)} = 1.2701$$

3) 대체화력으로부터 구한 수력발전의 용량편익

$$\begin{aligned} \text{수력발전의 용량편익} &= 1,200,000\text{원/kW} \times 100,000\text{kW} \\ &\quad \times 0.1194 \times 1.2701 \\ &= 18,198\text{백만원} \end{aligned}$$

4) 대체화력으로부터 구한 수력발전의 용량편익

$$\text{연료소모율} = \frac{857}{0.40 \times 9,870 \times (1-0.058)} = 0.2304373$$

5) 에너지편익의 조정계수

$$\text{에너지편익 조정계수} \left(\frac{\text{수력}}{\text{화력}} \right) = \frac{(1-0.061) \times (1-0.0053)}{(1-0.061) \times (1-0.058)}$$

6) 수력발전의 에너지편익 산정

$$\begin{aligned} \text{수력발전의 에너지편익} &= 225\text{원/l/kWh} \times 0.2304373 \times \\ & 56,754,389\text{kWh} \times 1.0559 = 3,107\text{백만원} \end{aligned}$$

7) 수력발전의 환경편익의 산정

$$\begin{aligned} \text{수력발전의 환경편익} &= 100,000\text{kW} \times 174.9\$/\text{kW} \times 0.1194 \times 1,400\text{원}/\$ \\ & \quad + 56,754,389\text{kWh} \times 0.0151\$/\text{kWh} \times 1,400\text{원}/\$ \\ &= 4,123\text{백만원} \end{aligned}$$

8) 수력발전의 연간편익

$$\text{수력발전의 연간편익} = 18,198 + 3,107 + 4,123$$

= 25,428백만원

9) 수력발전의 연간편익 25,428 백만원은 수력발전의 수명(즉, 내용연한) 50년간 얻을 수 있는 연간균등편익이다. 수력발전소의 수명보다 짧은 30년 수명의 대체화력발전소에 대한 비용으로부터 연간균등편익을 산정하였으나, 일반적인 인플레이션 범위 내에서는 합리적이라고 할 수 있다(ASCE, 1989). 수력발전의 특성인 무공해성, 운영의 신뢰성과 유연성 및 에너지 자립도 등을 고려한 적절한 부가편익계수를 곱하여 구한 부가편익을 추가한 값이 총 연간편익이 되어야 하나 합리적인 계수를 제시하기가 쉽지 않은 실정이다.

(3) 대체시설의 배연탈황설비의 투자비와 운전비

1) 화력발전소에 의한 배출오염물질

수력발전의 환경친화적 장점 특히 화력발전과는 달리 대기오염이 거의 없다는 점을 경제성 평가에 반영하기 위해서는 화력발전소에서 발생하는 대기오염물질과 이를 처리하기 위한 각종 시설비와 운영유지비를 대체화력평가법에 반영하여야 한다. 탈황설비 뿐만 아니라 다른 오염물질들의 처리비도 고려하여 공해가 적다는 수력발전의 장점을 충분히 고려하여야 한다.

특히, 이산화탄소의 경우 1994년의 기후변화협약에 따라 탄소세의 도입이 전 세계적으로 확산되고 있다. 우리나라의 경우 지금까지는 개도국의 지위를 인정받아 의무가 면제되어 왔으나 OECD가입 이후로는 국제적인 압력을 받고 있는 실정이다. 우리 나라의 이산화탄소 배출량 증가율은 세계 1위로서 감시대상국이 될 위기에 처해있다. 현재 화력발전소에서 배출하는 주요 오염물질로는 황산화물, 질소산화물, 분진 및 이산화탄소 등이 있으며 이들의 오염저감대책을 소개하면 다음과 같다.

가) 황산화물

황산화물 저감 기본대책은 황분이 적은 양질의 연료를 사용하는 것으로 이는 먼지와 질소산화물의 배출도를 감소시키는 부수적인 효과도 발생시킨다. 중

유를 도입하는 발전소 중에서 서울 화력은 1980년부터 0.3% 초저황유(LSWR)를 인도네시아에서 도입하여 사용하고 있으며 기타지역은 1981년부터 시행된 정부의 연료사용 규제고시에 맞추어 1.6%급 이하 저황유를 사용하고 있다. 또한, 1986년에 황산물 배출이 전혀 없는 액화천연가스(LNG)를 도입, 인천, 평택 화력에 사용하기 시작하여 1993년부터는 수도권 지역의 모든 발전소에 LNG를 확대사용하고 있다.

석탄화력은 0.2~0.7% 정도의 비교적 황분이 적은 수입유연탄을 사용하는 발전소와 1%정도의 황분이 포함된 국내탄을 사용하는 발전소가 있으며, 대부분의 발전소에서는 150~200m의 고연돌로 배기가스를 고공에 확산시켜 지상착지농도를 아주 적게 함으로써 주변지역에 미치는 영향이 거의 없도록 운영하고 있다. 또한, 석탄화력의 황산화물 배출량을 더욱 최소화하기 위하여 황분 0.3% 이하의 초저황연탄을 발전소에서 사용하도록 추진하고 있으며, 이보다 황분이 높은 석탄을 사용하는 발전소에는 배출가스중의 황산화물을 제거시켜 주는 배연탈황 설비를 운영할 계획이라고 한다.

나) 질소산화물

질소산화물은 연소공기중에 포함돼 질소분이 보일러내의 고온에서 산소와 결합하여 생성된다. 질소산화물은 액화천연가스와 같이 청정연료의 사용이나 연소방법의 개선을 통하여 발생량을 저감시킬 수 있다. 화력발전소에서는 저 NOx버너, 2단연소, 연소가스 재순환 및 저과잉 공기운전 등 연소방법의 개선으로 질소산화물의 배출량을 크게 감소시키고 있다.

다) 먼지

연료중에 함유되어 있는 회분이 연소 후에 먼지로 변하게 되는데 화력발전소에서는 집진율 99.8% 이상의 고성능 집진기를 사용하여 배출되는 먼지를 포집하고 있다. 1950년대의 1963년 마산화력에 전기집진기를 설치·운영하기 시작한 이후 준공되는 모든 석탄화력 모두 고성능 전기집진기를 설치하고 있다.

2) 배연탈황설비의 투자비와 운전비

화력발전소의 오염원별 저감방안에서 보여주듯이

탈황설비는 황산화물 뿐만 아니라 기타의 오염물질에 대해서도 저감효과를 가지고 올 수 있다. 따라서, 국내의 습식 배연탈황시설 뿐만 아니라 경제적인 측면에서 보다 효율적인 건식 배연탈황시설의 투자 및 운영비를 비교하여야. 시설투자비에 있어서는 국내에 처리공정별 건설실적이 없기 때문에 외국의 실적자료를 참고로 하였으며 500MW급 발전설비 2기의 배연탈황 시설을 기준으로 하였다. 구체적인 투자비는 <표 7-11>과 같다.

배연탈황설비의 운전비는 고정운전비와 변동운전

비로 구분할 수 있으며 확정된 시설투자비는 고정비율에 의해서, 운전비는 적절한 평균화인자를 적용하여 평준화값(levelized cost)으로 전환된다. <표 7-12>는 미국의 EPRI기준으로 처리공정별로 평준화된 운전비에 대한 자료이다. 이러한 탈황배연 시설의 시설투자비는 대체화력평가법상의 용량편익에, 운전비는 에너지 편익에 각각 추가할 수 있다. 그러나, 선정된 대체화력이 황화물의 배출이 없는 LNG복합발전소이거나 연료처리기술의 향상 등도 고려되어야 한다.

표 7-11. 탈황공정 처리방법별 투자비 비교 (단위: \$/kW)

공정내용	처리공정 석회석/ 석고법	지요다 -121	2중 알카리	well manload	MgO process	Semi drying
약품공급 설비	15.0	13.0	13.0	2.0	10.0	7.0
탈황설비	61.0	45.0	41.0	50.0	51.0	82.0
연도 통풍설비	25.0	27.0	24.0	30.0	25.0	18.0
재생시설			0.6	67.0	41.0	
부산물 회수설비				17.0	39.0	
폐기물 처리설비	18.0	9.0	22.0	14.1	8.0	6.0
부대설비	2.0	2.0	2.0	3.0	2.0	2.0
기타 시설	38.0	38.0	37.0	40.0	37.0	
주공정 시설투자비	159.0	134.0	139.6	223.0	213.0	115.0
부대설비	16.0	13.0	14.0	22.0	21.0	12.0
설계비 및 본사관리비	20.0	17.0	18.0	28.0	27.0	14.0
사업예비비	33.0	26.0	28.0	49.0	50.0	24.0
공정예비비	1.6	7.0	3.0	4.0	6.0	3.0
공장건설비	229.6	197.0	202.6	326.0	317.0	168.0
총 공장건설비 공사중 여유자금	8.5	7.0	7.0	12.0	11.0	6.0
총공장 건설투자비	238.1	204.0	209.6	338.0	328.0	174.0
특허권 사용료	0.8	0.7	0.7	1.1	1.0	0.6
시운정비	7.8	6.0	7.0	10.3	10.3	4.7
재고자본	1.2	0.8	2.5	2.3	3.0	0.3
초기 촉진 및 약품비	0.0	0.0	0.0	0.6	0.0	0.0
총자본 투자비	247.9	211.5	219.8	352.8	342.0	179.6
집진설비용 투자비	-73.0	-73.1	-73.0	-78.0	-73.0	-69.0
순수 배연탈황 투자비	174.9	138.5	146.8	274.3	269.0	111.0

표 7-12. 배연탈황 처리방법별 운전비 비교 (단위: Mills/kWh)

처 리 공 정		석회석/ 석고법	지오다 -121	2중 알카리	well manload	MgO process	Semi drying
고 정 운 전 비	운전 노무비	0.6	0.4	0.5	0.6	0.6	0.4
	유지관리 노무비	1.2	0.9	0.6	1.2	1.4	0.8
	유지관리 재료비	1.9	1.3	1.0	1.9	2.1	1.2
	관리자 및 보조	0.6	0.4	0.3	0.6	0.6	0.4
	관리자 인건비						
	고정운전비 합계	4.3	3.0	2.4	4.3	4.7	2.8
변 동 운 전 비	석회	0.7	-	5.5	-	-	0.7
	석회석	2.2	1.9	-	-	-	-
	소다회	-	-	0.5	0.5	-	-
	메탄	-	-	-	6.6	-	-
	마그네시아	-	-	-	-	2.9	-
	연료	-	-	-	-	6.2	-
	용수	-	-	0.1	0.1	0.1	0.1
	냉각수	-	-	-	-	1.1	-
	저압증기	-	-	-	3.5	-	-
	(L.P. Steam)						
	고압증기	2.1	2.1	2.0	2.2	2.0	-
	(H.P. Steam)						
	전력(Power)	3.3	3.2	2.3	4.2	2.7	1.7
	고형물(Unlined)	2.5	0.7	2.2	0.7	0.7	0.5
	여과백 (Collector Bags)	-	-	-	0.7	-	-
	Allied(촉매)	-	-	-	0.02	-	-
	Claus(촉매)	-	0.7	-	-	-	-
부산물 석고							
변동운전비 합계	10.8	8.6	12.6	18.52	15.7	3.2	
부산물 판매수입	0.0	0.0	0.0	-2.8	-6.4	0.0	
실제변동운전비	10.8	8.6	12.6	15.72	9.3	3.2	
운전경비 총 합계	15.1	11.6	15.0	20.02	14.0	6.0	