

# 해양정책연구

## Ocean Policy Research

Vol.26 No.2

2011 겨울

### 목 차

연구 논문	이산화탄소 처리에 대한 발전원별 원가비교분석을 활용한 이산화탄소 해양지중저장기술의 경제적 효율성 평가 / 곽승준 · 이주석	1
	해밀토니안기법을 이용한 대형선망어업의 고등어 · 전갱이 최적어획량 결정 / 남종오	21
	보성갯벌의 비시장가치 평가 / 박선영 · 유승훈 · 구세주	47
	어촌종합개발사업의 정량적 효과 분석 / 김봉태 · 이성우	75
부 록	해양정책연구 총목차(창간호~제26권 제1호)	105



# 이산화탄소 처리에 대한 발전원별 원가비교분석을 활용한 이산화탄소 해양지중저장기술의 경제적 효율성 평가

## Economic Efficiency Evaluation of Carbon Dioxide Capture and Storage by Using the Replacement Cost Approach

곽승준\* · 이주석<sup>†</sup>

Kwak, Seung-Jun · Lee, Joo-Suk

---

〈목 차〉

- I. 서 론
- II. 분석 방법론: 대체비용접근법
- III. 발전원별 발전원가 산정
- VI. 이산화탄소 해양처리기술의 비용
- V. 발전원별 이산화탄소 감축편익
- VI. 이산화탄소 처리를 위한 발전원별 비교
- VII. 결 론

---

Abstract: This study attempts to analyze the economic efficiency of Carbon Dioxide Capture and Storage(CCS) by using the replacement cost approach, which compares the economic efficiency between CCS and other methods for CO<sub>2</sub> reduction. The results show that the benefits of CO<sub>2</sub> reduction in several power plants are similar among them, but the costs for the generation of electricity in them are quite different. In case of IGCC with CCS, the cost is 28.0 to 51.0 Korean won/MWh, which is second lowest, while the cost of a nuclear energy power plant is 10.3

---

\* 제1저자 고려대학교 경제학과 교수

† 교신저자 호서대학교 해외개발학과 조교수

본 연구는 고려대학교 교내 연구비에 의해 지원으로 수행되었으며 이에 감사드립니다.

Korean won/MWh. However, the costs for the generation of power can be different by the technology development, the social cost, and the real rate of operation of each plant.

Key Words : Carbon Dioxide Capture and Storage, Replacement Cost Approach, Economic Efficiency

## I. 서 론

지구온난화로 인한 해수면의 상승, 기상이변 등의 문제는 점차 심각해지고 있다. 온실가스 감축에 관한 내용을 담은 교토의정서에서는 이산화탄소, 메탄(CH<sub>4</sub>), 아산화질소(N<sub>2</sub>O), 수소불화탄소(HFCs), 과불화탄소(PFCs), 육불화황(SF<sub>6</sub>) 등 6개 가스를 지구온난화의 원인인 온실 가스로 지정한 바 있으며, 지구온난화 문제에 대처하기 위한 국제협약으로 기후변화협약이 1992년에 채택되어 1994년 3월에 발효되었다. 교토의정서는 제1차 온실가스 감축 공약기간(2008~2012년)에 선진국들과 체제 이행국들에게 온실가스 감축 의무를 부과하고 있으나 우리나라는 이를 부담하고 있지 않다. 하지만 우리나라는 세계 10위 수준의 온실가스 배출국으로서, 국제 사회로부터 온실가스 감축 압력을 강하게 받고 있다.

지구온난화를 해결하기 위한 방안으로는 근본적으로 화석연료의 사용을 대체할 수 있는 신·재생에너지의 개발을 들 수 있으나, 화석연료에 비해 신·재생에너지의 가격이 높고 연료효율성이 낮기 때문에 배출된 이산화탄소를 포집하여 땅 속에 저장하는 기술(Carbon Dioxide Capture and Storage: CCS)이 기후변화대응 핵심기술로 부각 중이다. 일본의 경우 2010년부터 매년 2억t의 이산화탄소를 CCS로 처리할 계획을 세웠으며, 노르웨이, 캐나다 등에서 이와 관련된 실증 단계의 사업들이 추진 중이다. 유럽연합의 경우 70억~120억 유로를 투자하여 10~12개의 보급형 CCS 사업을 추진할 계획이며 2030년부터 매년 4억t의 이산화탄소를 CCS로 처리할 계획이다. 또한 국제에너지기구(International Energy Agency: IEA)는 2050년까지 전체 이산화탄소의 20%를 CCS가 담당할 것으로 예측하였다(강성길·허철, 2008).

한편 미국, 캐나다와는 달리 육상 공간자원이 빈약한 우리나라로서는 노르웨이, 일본과 함께 포집한 이산화탄소를 바다 밑 땅 속에 묻는 해양 지중(地中) 저장방안이 유력하여 이산화탄소 해양처리기술 관련 연구가 진행 중이다. 해양 지중을 매개로 하는 이산화탄소 해양처리

기술은 화력발전소, 제철소 등 대규모 발생원에서 포집된 이산화탄소를 유·가스전, 대수층, 석탄층 등 해양퇴적층에 저장하는 기술이다(김재창 외, 2008). 이산화탄소 해양처리기술은 신·재생에너지에 비해 이산화탄소 감축에 따른 산업계의 과급효과가 작다는 장점이 있지만 신·재생에너지에 비해 충분히 경제적 효율성이 확보되었는지 여부에 대한 검토는 이루어지지 않았다. 이에 본 연구에서는 대체비용 접근법(replacement cost approach)을 활용하여 이산화탄소 처리에 대한 발전원가를 비교 분석함으로써 이산화탄소 해양처리기술의 경제적 효율성을 검토하고자 한다. 이를 위해서 본 연구에서는 풍력, 소수력, 태양력 등 신·재생에너지와 이산화탄소 해양처리기술을 적용한 석탄가스화 복합발전(Integrated Gasification Combined Cycle: IGCC)의 1KWh 전력생산을 위한 생산비용 및 이산화탄소 처리비용을 비교함으로써 발전원별 경제적 효율성을 비교·검토하고자 한다.

본 연구는 다음과 같이 구성되어 있다. 제Ⅱ장에서는 본 연구에서 적용된 대체비용접근법에 대해서 설명하고 제Ⅲ장에서는 발전원별 발전원가를 산정하며 제Ⅳ장에서는 이산화탄소 해양처리기술의 비용을 산정한다. 제Ⅴ장에서는 각 발전원별 이산화탄소 감축편익을 도출하며, 제Ⅵ장에서는 앞서 산정한 발전원별 발전원가와 이산화탄소 감축편익을 고려한 발전원별 종합원가를 산정하고 이를 바탕으로 이산화탄소 해양처리기술의 경제적 효율성을 평가한다. 그리고 마지막 제Ⅶ장은 결론으로 할애한다.

## Ⅱ. 분석 방법론 : 대체비용접근법

본 연구의 최종 목적은 이산화탄소 처리에 대한 발전원별 원가비교 분석을 통하여 이산화탄소 해양처리기술의 경제적 효율성을 평가하는 것이다. IPCC(2005), Lucier and Zoback(2008) 등 해외 몇몇 기관이나 학자들이 이산화탄소 해양처리기술 개발 사업과 같은 이산화탄소 포집 및 저장기술의 경제성과 관련된 연구를 진행 중이지만, 아직

관련 기술이 초기 단계이기 때문에 본격적인 경제성 분석보다는 관련 기술이 상용화될 경우 이산화탄소 포집 및 저장기술을 통한 이산화탄소 처리 비용 산정에 초점을 맞추어 연구를 진행 중이다.

일반적으로 이산화탄소 해양처리기술과 같이 특정 신기술의 경제성을 평가하는 것은 아직까지 명확하고 보편적인 평가기준이나 기법이 마련되어 있지 않기 때문에 평가기관이나 사업의 성격과 목적에 따라 다양한 평가기준이 사용되고 있는 현실이다. 이와 같이 객관적인 평가기준의 산정이나 편익산정이 어려운 경우 대체시설이나 대체기술을 갖추는 비용과 비교하여 최소 비용대안을 선택하는 대체비용접근법의 활용이 가능하다. 이러한 접근법은 대규모 국가재정이 투입되는 공공사업의 타당성을 분석하는 한국개발연구원 예비타당성평가 등에서도 많이 활용되고 있으며, 환경 및 자원경제학 분야에서도 토양이나 산림과 같은 자연자산이 훼손되었을 때 이를 대체할 수 있는 인공적 시설이나 기술개발 비용을 통하여 자연자산의 가치를 간접적으로 측정하고 있다(Kim and Dixon, 1986 · Guo et al., 2001 · Leschine et al., 1997).

대체비용 접근법은 연구대상의 경제적 가치를 직접 측정하기 어려운 경우, 연구대상이 제공하는 기능을 담당할 수 있는 대체시설이나 대체기술의 비용과 연구대상 관련 비용을 비교하여 연구대상의 경제적 효율성을 검증하는 방식이다. 예를 들어 이산화탄소 해양처리기술 외에도 원자력, 신재생에너지 등 전력생산 과정에서 이산화탄소 배출을 저감하거나 대기 중 배출을 억제할 수 있는 다양한 방안들이 존재한다. 이런 경우 각 방안별 비용을 상대적으로 비교함으로써 이산화탄소 해양처리기술의 경제적 효율성을 판단할 수 있다.

대체비용접근법을 적용하기 위해서는 이산화탄소 해양처리기술을 대체할 수 있는 대체기술이 반드시 존재해야 하며, 관련 투자비용과 운영비용이 반드시 포함되어야 한다. 또한 대체비용접근법에 적용되는 대체기술은 반드시 비용효과적(cost-effective)이라야 한다. 즉, 현존하는 모든 대체기술을 검사하여 가장 비용이 적게 드는 대체기술을 선택하여 그 최소비용을 대체비용으로 간주하여야 한다. 그러나 현실

적으로 모든 대체비용을 확인하기는 어렵고, 따라서 몇 가지 대체기술을 선택하여 구체적으로 세밀하게 조사하는 것이 보다 합리적이다. 이에 본 연구에서는 수력, 소수력, 원자력, 풍력, 태양광, 조력 등을 이산화탄소 해양처리기술의 대체기술로 활용하였다.

### Ⅲ. 발전원별 발전원가 산정

발전원별 발전원가를 살펴보면 다음 <표-1>과 같다. 발전원가는 발전운전비용 뿐 아니라 초기 건설투자비용을 포함한 총원가로 정의된다. 발전원가는 향후 건설되는 발전시설용량의 한계성, 사업기간, 발전이용률, 기술발전에 따른 초기건설비 등에 따라 현재와 다르게 나타날 수 있으나 현 추세를 따라 유지될 것으로 가정한다. 즉, 우리는 기술발전에 따른 발전원가 하락, 물가상승률, 이자비용 등 외생조건은 현 시점과 동일하다고 가정한다.

본 연구에 적용된 발전원별 발전원가는 기존 발전원인 원자력과 수력, 소수력 및 신·재생에너지인 풍력은 한국전력의 자료를 활용하였으며, 태양광과 IGCC는 해외자료를 활용하였다. 또한 조력의 경우 자료의 한계로 부득이 정부지원 발전원가(원가보장가격)를 활용하였다.<sup>1)</sup>

조사결과 발전원 중 발전원가가 가장 낮은 것은 원자력이었으며, 가장 발전원가가 높은 것은 태양광으로 나타났다. 풍력, 소수력, IGCC의 발전원가는 4.5~6.7센트/kWh 수준으로 기존의 석탄화력(3.9센트/kWh) 발전원가 수준에 근접하고 있다. 즉, 경제성이 가장 좋은 신재

1) IGCC는 석탄을 수소와 일산화탄소를 주성분으로 한 합성가스로 전환한 뒤 합성가스 중에 포함된 분진(Dust)과 황산화물 등 유해물질을 제거하고 천연가스와 유사한 수준으로 정제하여 복합 발전을 하는 기술이다. IGCC는 기존의 석탄화력 발전에 비해 높은 발전 효율을 가지며, 직접 연소 발전에 비해서는 황산화물 90% 이상, 질소산화물 75% 이상, 그리고 이산화탄소를 25%까지 저감할 수 있는 환경친화적 기술이기 때문에 세계 각국에서 개발에 힘쓰고 있다. 2007년 기준 미국·독일·네덜란드·일본이 적극 개발하고 있으며, 상용화를 위한 준비 단계인 300MW급 실증 플랜트가 미국·네덜란드 등에서 10여 년 전부터 시운전되고 있다. 특히 IPCC(2005) 등은 이산화탄소 해양처리기술개발사업과 결합할 수 있는 대표적인 발전방식으로 IGCC를 언급하고 있다.



탄소 격리 시설을 갖추면서 실효를 거둘 만한 수준으로 발전할 것으로 예측하고 있다.

이산화탄소 해양처리기술 개발 사업의 절차는 <표-2>와 같이 크게 세 가지 단계로 구분할 수 있다. 첫째, 대규모의 이산화탄소를 배출하는 발전소, 제철소 등 발생원에서 연소 후 탈산화, 연소 전 탈산소화 및 순산소 연소기술 등을 이용하여 이산화탄소를 회수하는 ‘포집 단계’, 둘째, 포집된 대용량의 이산화탄소를 압축하여 초임계상태 또는 가스/액체 형태로 파이프라인을 이용하거나 약화시켜 선박을 통해 운반하는 ‘수송 단계’, 셋째, 수송된 이산화탄소를 해양/육상지중 및 심해에 장기간 안정적으로 주입하는 ‘저장 단계’이다(IPCC, 2005).

<표-2> 이산화탄소 해양처리기술 개발 사업의 절차

	단계	내용
1	포집 단계	대규모의 이산화탄소를 배출하는 발전소, 제철소 등 발생원에서 연소 후 탈산화, 연소 전 탈산소화 및 순산소 연소기술 등을 이용하여 이산화탄소를 회수하는 단계
2	수송 단계	포집된 대용량의 이산화탄소를 압축하여 초임계상태 또는 가스/액체 형태로 파이프라인을 이용하거나 약화시켜 선박을 통해 운반하는 단계
3	저장 단계	수송된 이산화탄소를 해양/육상지중 및 심해에 장기간 안정적으로 주입하는 단계

## 1. 포집 및 압축

이산화탄소 포집 비용은 전체 이산화탄소 해양처리기술 비용 중 가장 큰 부분이다. 파이프라인 수송에 적합한 압력을 가하는 이산화탄소 압축비용은 포집 비용에 포함되지만 부가적인 증폭 압축기 비용은 수송 및 저장 비용에 포함된다. <표-3>은 IGCC 발전소 유형별 포집 비용을 나타낸다.

<표-3> IGCC 발전소 포집 비용

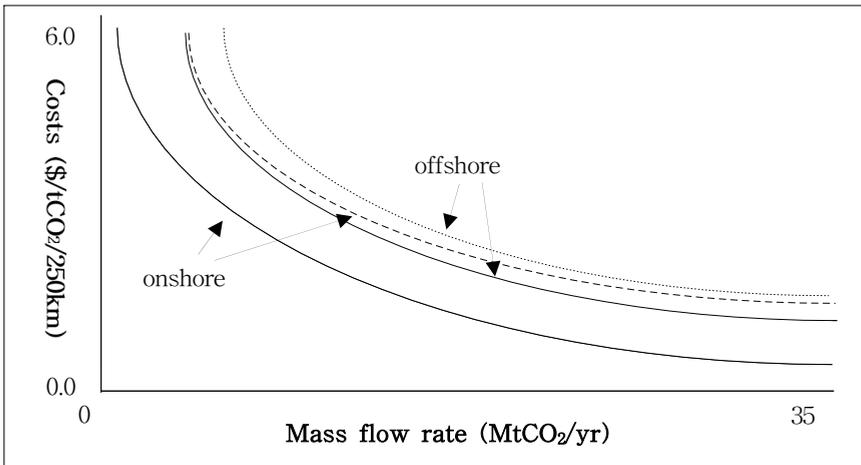
구분	하한값	상한값	대푯값
이산화탄소 비용 (\$/tCO <sub>2</sub> )	13	37	23

출처: IPCC, 2005

## 2. 수송

대량의 이산화탄소를 수송하는 가장 일반적이고 가장 경제적인 방법은 파이프라인을 통해서이다. 파이프라인 수송에 있어서 세 가지 주요 비용은 건설비용, 작동 및 유지비용, 기타 비용이며 해양 파이프라인은 해안의 파이프라인보다 약 40~70% 더 비용이 든다.

<그림-1> 파이프라인에 의한 이산화탄소 수송비용



<그림-1>은 IPCC(2005)에 나타난 파이프라인에 의한 수송비용으로 \$0~\$5/t이산화탄소 범위에 있다. 이산화탄소의 수송량이 증가할수록 관련 비용이 급격히 적어지므로 포집된 이산화탄소를 표준화하여 대용량으로 수송 및 저장이 가능하게 하는 기반을 조성하는 것이

필요하다. 그러나 산이 있거나 인구가 밀집한 지역에서의 수송은 비용이 증가될 수 있다.

### 3. 저장

이산화탄소 지중 저장에서의 주요 자본비용은 시추공, 기반 시설, 프로젝트 관리비이다. 또한 어떤 저장부지에서는 부지 내의 중심에 집중된 시설에서 주입정들로 이산화탄소를 분배하고 전달하기 위한 파이프라인들이 존재할 수도 있으며 석유, 가스, 석탄층 메탄 회수 방안에서는 생산된 석유와 가스를 제어하기 위한 추가적인 시설들이 필요할 수도 있다. 운영비용에는 인적자원과 유지비용 그리고 연료를 비롯하여 저장 시작 전 부지 선정 및 저장소 특성화, 허가 요청을 위해 필요한 비용도 포함된다. 해안에서의 저장 비용은 위치와 지역, 그리고 다른 지형학적인 요인들에 의해 좌우되고, 유럽과 호주의 연구에서 나타나듯이 플랫폼이나 해저 시설의 필요성 그리고 높은 운영비용으로 인하여 일반적으로 해양에서의 비용이 높다. <표-4>는 IPCC 보고서에 나타난 이산화탄소의 저장 비용으로 지중저장 비용의 대푯값은 0.5~8.0\$/t이산화탄소이다.

<표-4> 이산화탄소 저장 비용 평가 단위: \$/tCO<sub>2</sub>

옵션(Option)		대푯값 범위
지중저장(Geological-Storage) <sup>1)</sup>		0.5~8.0
지중 모니터링(Geological-Monitoring)		0.1~0.3
해양 (Ocean) <sup>2)</sup>	파이프라인(Pipeline)	6~31
	선박(Ship)을 통한 주입 (플랫폼 또는 운반선 주입)	12~16
탄산염 광물화(Mineral Carbonation) <sup>3)</sup>		50~100

주: 1) 모니터링 비용이 제외된 값임  
 2) 해양 수송 비용이 포함된 비용으로 100~500km, 3,000m깊이에 저장함을 가정  
 3) 이산화탄소를 주로 칼슘과 마그네슘 등의 금속 산화물과 화학적으로 반응시켜 불용 해성의 탄산염 광물상태로 이산화탄소를 저장하는 기술. 기술저장 및 해양저장과 다르게 전력의 40%에 해당하는 상당한 양의 에너지 투입이 요구됨

#### 4. 유지보수 및 모니터링 비용

이산화탄소의 저장 후에는 정기적인 모니터링이 필요하다. 저장된 이산화탄소는 지하내부의 단층이나 암석의 틈을 통하여 상부로 이동하면서 지하수를 오염시키거나 대기 혹은 해수 속으로 누출되어 생태계에 영향을 끼칠 수가 있기 때문이다. 즉, 이산화탄소가 저장되면 주입정을 잘 봉합하고 직접적 혹은 기타 물리적 방법을 통한 이산화탄소의 이동추적, 예측, 누출 조기 진단 등 다양한 방법을 통해 저장된 이산화탄소가 유출되는지 모니터링해야 한다.

저장 모니터링의 비용 정보는 현재 제한적이지만 모니터링은 이산화탄소 1톤당 0.1~0.3 US\$로 추정된다. 이 비용은 추가적인 보수비용이나 장기적인 안정성을 보장하기 위한 추가적 비용을 포함하지는 않는 수치이다(IPCC, 2005)

#### 5. 이산화탄소 해양처리기술의 총비용

<표-5>와 같이 IGCC에 이산화탄소 해양처리기술을 결합할 경우 이산화탄소 저감비용은 14~53\$/t이산화탄소로 나타났다. 이때 수송비용은 0~5\$/t이산화탄소이고, 모니터링을 포함한 지중저장 비용은 0.6~8.3\$/t이산화탄소이다.

<표-5> 이산화탄소 포집, 수송 그리고 지중 저장의 전체 비용의 범위

이산화탄소 해양처리기술이 없을 때의 전력비용(US\$/MWh)		41~61
이산화탄소 해양처리기술 +발전소	전기 비용(US\$/MWh)	55~91
	전기비용 증가량(US\$/MWh)	10~32
	증가율(%)	21~78
	저감 비용(US\$/tCO <sub>2</sub> )	14~53

자료: IPCC, 2005

## V. 발전원별 이산화탄소 감축편익

발전원별 이산화탄소 감축편익은 석탄 대신 대체 발전원을 사용할 경우 발생하는 발전원별 이산화탄소 감축량에 이산화탄소 배출권 가격을 곱하여 산정한다. 이때 배출계수는 발전소에서 발전량 1KWh를 생산할 때 발생하는 탄소배출량을 의미한다. 각 발전원 중에서 1KWh를 생산할 때 가장 이산화탄소 배출량이 많은 것은 화력발전인 것으로 나타났다. 감축량을 산정하기 위해 발전원별 배출계수는 아래 <표-6>과 같다.

<표-6> 발전원별 이산화탄소 배출계수

단위 : g/KWh

수력	원자력	풍력	태양광	석유	석탄	조력	IGCC
11	22	29	53	742	995	128	590

자료: 전력거래, 한전중앙교육원 2008

자료원: 일본전력중앙연구소, 관서전력

화력발전소와 동일한 설비용량을 가진 타 발전원으로 대체할 경우 각 발전원들은 화력발전과 동일한 이용률을 유지하여야만 가능하고 동일한 발전량을 생산하게 될 것이다. 화력발전소 이용률은 한전 전력거래(2008) 자료에 따라 89%를 적용하였다. 이용률은 연간(365일

×24시간=8,760시간) 보수·유지 기간 등을 위해 전력을 생산하기 위해 이용되는 발전소 가동률을 의미한다. 신·재생에너지에 비해 계통 공급안정성이 높은 화력발전소와 동일한 이용률을 적용하기 위해 추가적 비용이 발생하지 않는 것으로 간주하였다. 이것은 원자력발전소를 제외한 신재생에너지의 경우 계통공급 안전성을 높이기 위해 화력발전소와 동일한 이용률을 적용하기 위한 추가 비용이 발생될 수 있음을 뜻한다. 동일한 발전량을 생산하면서 화력발전소에서 신재생에너지 발전소로 대체할 경우 감축되는 온실가스 감축량은 아래와 같이 산출된다. 즉, 발전원별 이산화탄소 감축량은 1년 동안 1MW급 발전소를 운영할 경우 감축할 수 있는 이산화탄소의 양을 의미한다. 요약하면 발전원별 감축량은 식(1)과 같으며, 식(1)에 의해 산출된 감축량은 <표-7>에 제시되어 있다.

$$\text{발전원별 감축량} = [1 - \text{발전원별 발전계수}] \times 1\text{MW} \times \text{이용률} \times 8,790\text{시간} \dots\dots\dots \text{식(1)}$$

<표-7>

**발전원별 온실가스 감축량**

단위 : tCO<sub>2</sub>

수력	원자력	풍력	태양광	조력	IGCC+ 이산화탄소 해양처리기술
7,672	7,586	7,531	7,344	6,759	3,158

이산화탄소 감축에 따른 감축이익은 각 발전원별 감축량에 배출권 시장에서 형성된 2007년 연평균 거래가격(20.36€/t, 적용환율 1,250원)을 기준으로 산정하였다. 이에 따라 산출된 발전원별 감축이익은 다음 <표-8>과 같다.

&lt;표-8&gt;

발전원별 온실가스 감축이익

구분	수력	원자력	풍력	태양광	조력	IGCC+ 이산화탄소 해양처리기술
감축량 (tCO <sub>2</sub> )	7,672	7,586	7,531	7,344	6,759	7,757
감축수익 (백만 원)	195.2	193.1	191.7	186.9	186.9	197.4
원당 수익 (원/MWh)	25.0	24.8	24.6	24.0	22.1	25.3

이산화탄소 해양처리기술을 고려하지 않을 경우 발전원당 감축이익은 수력과 원자력이 가장 높은 것으로 나타났다. IGCC는 여전히 석탄을 사용하는 발전소이기 때문에 감축이익이 가장 낮은 것으로 나타났다. 하지만 IGCC에 이산화탄소 해양처리기술을 결합할 경우에는 일반 석탄화력 대비 IGCC가 줄이지 못한 온실가스를 포집하여 저장함으로써 온실가스 감축이익은 최대로 나타난다.

## VI. 이산화탄소 처리를 위한 발전원별 비교

본 장에서는 이산화탄소 처리에 대한 발전원별 비교를 통해 이산화탄소 해양처리기술의 경제적 효율성을 비교 검토한다. 먼저 본 분석에서의 가정은 다음과 같다. 첫째, 발전원별 전기요금은 발전원별에 상관없이 동일가격이 적용됨을 상정하였다. 둘째, 비용에 해당하는 발전원가 산정에서는 각 발전소가 석탄화력 발전소를 대체하는 것으로 모형화하여 도출하였다. 이때, 기술발전에 따른 발전원가 하락, 물가 상승률, 이자비용 등 외생조건은 현 시점과 동일하다고 가정하였다. 셋째, 이산화탄소 저감편익은 동일한 조건에서 국내 화력발전소를 태양열, 풍력 발전소 등으로 대체했을 경우 감축되는 배출량을 배출감축량으로 산정하고 이 감축량에 EU-ETS(Emission Trading Scheme)에서 거래되는 이산화탄소 배출권 거래가격을 곱하여 산출하였다.

<표-9>에는 비용에 해당하는 발전원가와 이산화탄소 저감 편익, 그리고 이 두 가지를 고려한 원당 종합원가가 정리되어 있다. 수력을 비롯한 여러 발전원들의 이산화탄소 저감 편익은 20원 정도로 비교적 비슷하게 추정되었다. 반면 발전원가는 발전원별로 큰 차이를 보였다. 이 가운데 이산화탄소 해양처리기술 시설을 갖춘 IGCC의 발전원가는 이산화탄소 해양처리기술과 연계 시 발전을 위해 추가되는 비용과 이산화탄소 해양처리기술 처리비용을 반영한 수치이다. IPCC(2005)에 따르면 이산화탄소 1톤당 이산화탄소 해양처리기술 비용은 14\$~53\$이고, 이를 KWh당 비용으로 환산하면 8.26원~31.27원이 된다. 이 값에 IGCC 자체의 발전원가 45원을 합하면 이산화탄소 해양처리기술 시설을 갖춘 IGCC의 발전원가는 53.3원~76.3원으로 추정된다.

발전원가에서 이산화탄소 저감편익을 차감한 발전원별 종합원가는 <표-9>의 마지막 행에 나타나 있다. 원자력 발전이 10.3원으로 가장 낮은 발전원당 종합원가를 가진 것으로 나타났으며, 이산화탄소 해양처리기술 시설을 갖춘 IGCC는 28.0원~51.0원으로 원자력 다음으로 발전원당 종합원가가 낮은 것으로 추정되었다. 또한 수력, 풍력 및 조력은 각각 41.4원, 42.4원~157.1원, 40.7원~68.4원으로 나타났으며, 태양광 발전은 484.0원으로 종합원가가 가장 높은 것으로 나타났다.

<표-9>

**발전원별 발전원당 원가**

(단위: 원/MWh)

구분	수력	원자력	풍력	태양광	조력	IGCC+ 이산화탄소 해양처리기술
발전원가	66.4	35.1	67~181.7	508	62.8~90.5	53.3~76.3
이산화탄소 저감편익	25.0	24.8	24.6	24.0	22.1	25.3
발전원당 종합원가	41.4	10.3	42.4~157.1	484.0	40.7~68.4	28.0~51.0

그러나 본 연구에서의 이산화탄소 처리를 위한 발전원별 비교를 해석할 때 몇 가지 주의할 점이 있다. 첫째, 발전원별 편익 산정에서 가

동률은 화력발전소를 기준으로 하였다는 점이다. 실제로 발전원별 가동률에는 차이가 있을 수 있으며 이에 따라 편익 산정이 달라질 수 있다. 예를 들어 풍력발전의 경우, 자연 조건에 따라서 안정적인 가동이 어려울 수 있으며 따라서 생산 가능한 전력의 한계가 있을 것이다. 둘째, 추후 기술발전의 가능성이 존재한다는 점이다. 기술발전은 전력 생산 비용을 절감시킬 수 있기 때문에 본 연구에서 추정한 발전원가는 기술발전 정도에 따라 달라질 수 있다.

## Ⅶ. 결 론

본 연구에서는 이산화탄소 처리에 대한 발전원별 비교를 통하여 이산화탄소 해양처리기술의 경제적 효율성을 분석하고자 하였다. 이를 위하여 본 연구는 대체비용접근법에 근거하여 수력, 원자력, 풍력, 태양광, 조력의 발전원가 및 이산화탄소 저감 편익과 이산화탄소 해양처리기술을 시행할 경우의 IGCC의 발전원가 및 저감 편익을 비교하였다.

분석결과, 발전원들의 이산화탄소 저감 편익은 20원 정도로 비교적 비슷하게 추정된 반면, 발전원가는 발전원별로 큰 차이를 보였다. 우선, 이산화탄소 해양처리기술 시설을 갖춘 IGCC의 발전원가는 이산화탄소 해양처리기술에 필요한 비용을 포함하여 산출하였는데, 그 결과 이산화탄소 저감 편익을 감안한 발전원당 종합원가는 28.0원에서 51.0원으로 추정되었다. 이 수치는 10.3원으로 가장 낮은 종합원가를 가진 것으로 나타난 원자력 발전 다음으로 낮은 값이다. 또한 풍력의 경우는 42.4~157.1원, 수력과 조력이 각각 41.4원, 40.7~68.4원으로 나타났다, 태양광 발전은 484.0원으로 종합원가가 가장 높은 것으로 나타났다.

이러한 분석결과는 몇 가지 중요한 정책적 시사점을 제공한다. 첫째, 최근 지구온난화 문제가 심화됨에 따라 신·재생에너지 도입의 필요성에 대한 논의가 활발히 진행 중이지만 신·재생에너지의 에너지

원별 경제적 효율성에 대한 검토가 불충분한 상황이다. 이러한 상황에서 본 연구의 분석결과는 신·재생에너지 도입 시에는 경제적 효율성에 근거한 선택과 집중이 필요함을 제시하고 있으며, 경제적 효율성이 높은 신·재생에너지가 무엇인가를 판단할 수 있는 근거를 제시해 준다. 둘째, 본 연구의 분석결과 이산화탄소 처리비용을 반영하더라도 원자력의 발전원가가 가장 낮은 것으로 나타났다. 즉, 이산화탄소 처리비용을 반영하더라도 여타 에너지원에 비해서 원자력의 경제적 효율성이 가장 뛰어나다. 따라서 여타 신·재생에너지가 경쟁력을 갖기 위해서는 이산화탄소 처리비용을 포함한 발전원가가 원자력 수준으로 낮아질 수 있도록 기술을 개발할 필요가 있음을 보여준다.

그러나 본 연구에서 실시한 이산화탄소 해양처리기술의 경제적 효율성 평가에서 추가적으로 논의되어야 할 점이 있다. 첫째로는 이산화탄소 저감 편익 산정 시에 화력발전소를 기준으로 한 가동률을 사용하였기 때문에 신·재생에너지와 같은 발전원의 경우 이산화탄소 저감 편익이 어느 정도 과대 추정되었을 수 있다는 점이다. 풍력 및 태양열 발전과 같은 경우 자연 조건에 따라서 안정적인 가동이 어려울 수 있고 따라서 생산 가능한 전력에 한계가 있을 수 있기 때문이다. 둘째는 추후 기술발전의 가능성이 존재하므로 발전원가는 기술발전 정도에 따라 낮아질 수 있다는 점을 고려해야 한다. 마지막으로 본 연구에서는 각 발전소의 발전 비용에 환경 비용이 포함되어 있지 않기 때문에, 사회적 비용을 감안할 경우 각 발전원의 종합원가는 달라질 수 있다. 이러한 한계점들이 반영된다면 석탄화력의 효율성, 기술수준의 발전정도 등을 감안할 때 여타 신·재생에너지에 비해 이산화탄소 해양처리기술을 활용한 경우의 경제적 효율성이 더욱 높을 것으로 판단된다.

본 연구는 이산화탄소 처리에 대한 발전원가를 비교 분석하여 보다 객관적인 이산화탄소 해양처리기술의 경제적 효율성을 검토함으로써 이산화탄소 해양처리기술과 관련된 향후 사업 추진의 적절성에 대해 판단할 근거를 마련하는 데 기여할 수 있을 것으로 판단되며, 향후 지구온난화 및 온실가스 저감을 위한 이산화탄소 저감정책 및 이산화탄

소 해양처리기술 관련 정책에 대한 경제적 효율성 분석의 기초자료로  
사용될 수 있을 것이다.

---

투고일(2011년 10월 5일)  
심사일(2011년 11월 25일)  
게재확정일(2011년 12월 1일)

## 참고문헌

1. 강성길, 허철, “해저 지질구조내 CO<sub>2</sub> 저장기술의 연구개발 동향 및 향후 국내 실용화 방안”, 한국해양환경공학회지, Vol. 11, No. 1, 2008.
2. 김재창 · 김준모 · 박진원 · 왕수균 · 이관영 · 이영무 · 이창하 · 정석호 · 홍원희, 『CO<sub>2</sub> 포집 및 저장기술』, 청문각, 2008.
3. 한국전력 전력연구원, 『전력부문 온실가스 배출량 산정 워크샵 자료집』, 2006.
4. \_\_\_\_\_, 『전력사 온실가스 통계 통합기반 구축』, 2007.
5. 한국전력 해외사업처, 『기후변화협약과 해외사업 운영방안』, 2007.
6. 한국전력, 『신재생에너지 시장진입을 위한 비즈니스 모델개발』, 2006.
7. \_\_\_\_\_, 『영업처 원가분석 자료』, 2007.
8. Guo, Z., X. Xiao., Y. Gan., Y. Zheng., “Ecosystem functions, services and their values- a case study in Xingshan county of China”, *Ecological Economics*, Vol. 38, 2001.
9. IEA/OECD, *World Energy Outlook*, 2002
10. IPCC, *IPCC Special Report on Carbon Dioxide Storage*, Cambridge University Press, New York, 2005.
11. Kim, S., J. Dixon., “Economic valuation of environmental quality aspects of upland agriculture projects in Korea”. In, Dixon, J. and Hurfschmit, M. (Red.) *Economic Valuation Techniques for the Environment-a Case Study Workbook*. The Johns Hopkins University Press, 1986.
12. Leschine, T., K. Wellman., T. Green., *The economic value of wetlands-wetland's role in flood protection in western Washington*, Washington State Department of Ecology, 1997.
13. Lucier A., Zoback M., “Assessing the economic feasibility of regional deep saline aquifer CO<sub>2</sub> injection and storage: A geomechanics-based workflow applied to the Rose Run sandstone in Eastern Ohio, USA”, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, Vol. 2, 2008.
14. World Bank, *Technical and economic assessment*, 2005.

