

국내 초임계 석탄화력발전소에 연소 후 CO₂ 포집공정 설치 시 성능 및 경제성 평가

이지현 · 곽노상 · 이인영 · 장경룡 · 심재구[†]

한전전력연구원, 사업화기술개발실
305-760 대전시 유성구 문지로 65
(2012년 1월 21일 접수, 2012년 2월 16일 채택)

Performance and Economic Analysis of Domestic Supercritical Coal-Fired Power Plant with Post-Combustion CO₂ Capture Process

Ji-Hyun Lee, No-Sang Kwak, In-Young Lee, Kyung-Ryoung Jang and Jae-Goo Shim[†]

Technology Commercialization Office, KEPCO Research Institute, 65 Munji-ro, Yuseong-gu, Daejeon 305-760, Korea
(Received 21 January 2012; accepted 16 February 2012)

요 약

국내 초임계 석탄화력발전소에 연소 후 CO₂ 포집공정을 설치하였을 경우에 예상되는 발전단가와 CO₂ 저감비용(Cost of CO₂ avoided)을 산출하였다. 본 연구에서 고려된 연소 후 CO₂ 포집기술은 이미 상업적으로 적용이 가능하고, 기존의 화력발전소에 적용이 용이한 아민 화합물을 이용한 화학 흡수법을 기초로 하였으며, 경제성 평가를 위해 연간 발생하는 비용 및 발전량을 연간 균등화(Levelized)하여 발전단가를 산정하는 수명기간 중 발전단가 분석(LCCA: Life Cycle Cost Analysis) 방식을 활용하여 분석하였다. 경제성 평가에서 가장 중요한 항목 중 하나인 설비 투자비(건설비 등) 및 운영비 산출을 위해, 기존의 CO₂ 포집 설비가 없는 기존 석탄화력발전소의 건설비는 IEA(국제에너지기구)에서 제시하는 국내 초임계석탄화력 발전소(순출력 767 MW급)의 데이터를 활용하였으며, 석탄화력발전소에 CO₂ 포집설비가 추가된 경우에도 IEA에서 제시하는 기존 석탄화력발전소와 CO₂ 포집설비 설치 후의 OECD 평균 순공사비(Overnight cost) 증감분을 참조하여 계산하였다. 상기 데이터를 이용하여 기존 석탄화력발전소 및 CO₂ 포집 설비 설치 후의 발전단가 및 CO₂ 포집비용을 분석한 결과 CO₂ 포집설비 설치 후 발전 효율은 기존 초임계 석탄화력발전소의 발전효율 41%에서 31.6%로 약 9.4%가 저하되었으며, 발전단가는 기존의 45.5 USD/MWh에서 73.9 USD/MWh로 약 62%가 증가되었고 CO₂ 포집비용은 41.3 USD/tCO₂로 산출되었다.

Abstract – In this study, Economic analysis of supercritical coal-fired power plant with CO₂ capture process was performed. For this purpose, chemical absorption method using amine solvent, which is commercially available and most suitable for existing thermal power plant, was studied. For the evaluation of the economic analysis of coal-fired power plant with post-combustion CO₂ capture process in Korea, energy penalty after CO₂ capture was calculated using the power equivalent factor suggested by Bolland et al. And the overnight cost of power plant (or cost of plant construction) and the operation cost reported by the IEA (International Energy Agency) were used. Based on chemical absorption method using a amine solvent and 3.31 GJ/tonCO₂ as a regeneration energy in the stripper, the net power efficiency was reduced from 41.0% (without CO₂ capture) to 31.6% (with CO₂ capture) and the levelized cost of electricity was increased from 45.5 USD/MWh (Reference case, without CO₂ capture) to 73.9 USD/MWh (With CO₂ capture) and the cost of CO₂ avoided was estimated as 41.3 USD/tonCO₂.

Key words: CO₂ Capture, Chemical Absorption, Economic Evaluation, Cost of CO₂ Avoided, Cost of Electricity

1. 서 론

온실가스 저감을 위한 다양한 방안 중 석탄화력발전소에서 배출되는 배가스 중의 CO₂를 포집하여 지하에 저장하는 연구가 많이 진행되고 있으며 국제적으로 대규모 실증이 추진 중이다. CO₂ 포집기

술은 크게 연소 후(Post-combustion), 연소 전(Pre-combustion) 및 순산소연소(Oxyfuel combustion)로 분류할 수 있는데 이중 기존 석탄화력발전소에서 배출되는 배가스 중의 CO₂를 포집하는 기술은 연소 후 기술에 해당이 된다. 연소 후 기술에는 아민 화합물 혹은 암모니아 계열의 액상 흡수제를 사용하는 방법, 유동층 하에서 고체흡수제를 이용하는 방법 그리고 분리막을 활용한 막분리법 등이 포함된다. 이러한 다양한 CO₂ 포집 방법 중 아민흡수제를 이용한

[†]To whom correspondence should be addressed.
E-mail: jgshim@kepri.re.kr

화학 흡수법은 발전 배가스와 같이 CO₂의 농도가 10~20% 수준의 저농도 가스 처리에 적합하며 상업적으로 이미 오랜 기간 활용되어 성능이 확인되었을 뿐만 아니라 기존 화력발전소에 적용이 용이하다는 장점이 있기 때문에 향후 화력발전소 적용에 있어 가장 적합한 기술로 평가되고 있다[1]. 그러나 화학흡수법은 다른 CO₂ 포집 기술과 마찬가지로 공정의 운영에 상당한 양의 에너지가 소비되기 때문에 상용급 석탄화력발전소에 실제 적용될 경우 전체 발전효율이 약 10% 저하되는 것으로 발표되고 있다[2]. 이러한 발전효율감소에 따라 CO₂ 포집설비가 설치된 신규발전소의 경우, 순출력을 유지하기 위해서는 연료 사용량등을 크게 증가시켜야 되고 이것은 결국 건설비 증가 및 발전단가 상승을 야기한다. 이와 관련하여 2010년 국제 에너지기구(IEA)에서는 석탄화력발전소에 CO₂ 포집공정 설치 시 발전단가 및 건설비용등을 예측하여 발표하였는데, 분석결과 기존 석탄화력발전소 대비 CO₂ 포집설비가 추가된 신규 석탄화력발전소의 평균 발전단가는 63%가 증가되고, 순 건설비용(Overnight cost)은 75%가 증가되는 것으로 보고하였다[3]. 상기 보고서는 경제협력개발기구(OECD)의 주요 연구기관들에서 제시된 데이터를 바탕으로 계산된 것인데, 국내 석탄화력발전소의 사례는 아직까지 연구된 바가 없기 때문에 정확한 수치는 제시되지 않았다.

현재까지 국내 석탄화력발전소에 CO₂ 포집설비가 추가되었을 경우의 경제성평가에 대해서는 아직 많은 연구가 진행되고 있지 않다. 일부 국내 연구진이 석탄화력발전소에 CO₂ 포집설비 설치 시 CO₂ 저감 비용(Cost of CO₂ avoided)을 산출하기 위하여 대부분 외국의 문헌데이터를 기반으로 경제성평가 연구를 수행하였다[4].

그러나 국내 석탄화력발전소에 CO₂ 포집공정이 설치된 경우에 대한 경제성 평가를 위해 외국의 문헌 데이터를 활용하는 것은 국내 현실을 그대로 반영하지 못하기 때문에 한계가 있다. IEA에서 보고된 자료에 의하면 석탄화력발전소의 순 공사비(Overnight Cost)의 경우 국내는 kW 당 807 USD(초임계석탄화력, 무연탄 사용, 순 출력 961 MWe 기준)로 OECD 국가 중 가장 낮은 반면 일본의 경우에는 2,719 USD/kWe(순 출력 800 MWe 기준)로 국내 순 공사비에 비해 3배가 높다[3]. 따라서 국제적으로 비교하여 국내 석탄화력발전소의 순 공사비의 차이가 크고 발전환경이 다르기 때문에 외국에서 제시되는 CO₂ 포집과 관련된 경제성 평가를 그대로 활용하는 것은 다소 문제가 있다.

이에 본 논문에서는 IEA에서 국내 석탄화력발전소를 대상으로 제시된 순 공사비 및 운영비 자료와 국내 전력수급기본계획(4차) 등에서 제시하는 할인을 등을 바탕으로, 국내초임계 석탄화력발전소 및 CO₂ 포집설비가 신규 설치된 경우의 발전단가 계산을 통해 국내 최초로 CO₂ 포집설비 설치 전·후의 발전단가 상승을 예측하고, 발전효율 계산을 통해 최종 CO₂ 저감비용을 산출하였다.

2. 공정 개요

2-1. 연소 후 CO₂ 포집설비가 설치된 석탄화력발전소

배가스 중의 CO₂를 포집하기 위한 연소 후 CO₂ 포집설비가 설치된 석탄화력발전소의 일반적인 개략도는 다음과 같다(Fig. 1). 보일러에서 연료의 연소 후 발생한 배가스는 대기로 배출되기 전 탈질, 집진 및 탈황공정을 거치게 된다. 배가스 중의 CO₂ 농도는 대략 10~15%이며, 대기압 수준으로 배출이 된다. 배가스 중의 CO₂를 포집하기 위한 공정은 주요 불순물이 대부분 제거된 탈황공정 이후

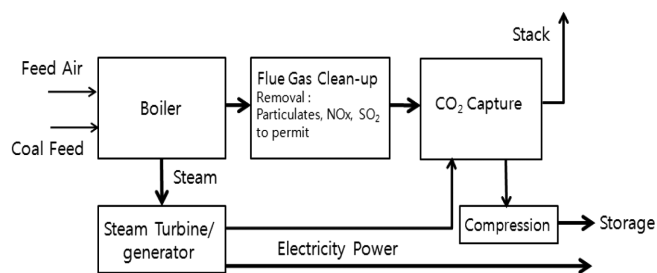


Fig. 1. Post-Combustion CO₂ capture.

에 위치하는데 CO₂ 포집공정을 통해 CO₂가 제거된 가스는 스택을 통해 대기 중으로 배출되고 공정에서 포집된 고농도의 CO₂는 이후 압축 공정을 거친다. 압축공정에서는 이후 이송 및 저장을 위해 11~15 MPa 수준으로 압축이 되는데, 이송 및 저장시 가스 하이드레이트 생성 및 이송라인 부식 등의 문제를 억제하기 위해 압축공정에서 가스 중의 수분은 대부분 제거가 된다.

2-2. 연소 후 CO₂ 포집을 위한 아민공정

다양한 연소 후 CO₂ 포집기술 중 아민흡수제를 이용한 화학흡수 공정은 연소 후 CO₂ 포집기술의 대표 기술로서 오랜 상업운전을 통해 기술 및 공정의 안정성이 확보되어 있다. 따라서 대부분의 연소 후 CO₂ 포집공정의 경제성평가 역시 아민공정을 대상으로 이루어지고 있다.

공정은 크게 흡수탑과 재생탑으로 구성이 된다(Fig. 2). 보일러에서 배출되는 배가스는 송풍기를 거쳐 흡수탑 하단으로 공급되어 흡수탑 상단에서 주입되는 아민 흡수제와 반응하여 가스 중의 CO₂는 흡수제와 화학결합을 한 후 재생탑으로 이송된다. 재생탑에서는 하부 또는 별도의 재열기에 투입되는 고온의 열에 의해 흡수제와 CO₂의 화학결합이 절단되면서 재생이 된다. 재생된 흡수제는 다시 흡수탑으로 이송되고 재생탑에서 분리된 고순도의 CO₂는 이후 압축공정을 거쳐 저장된다.

다른 CO₂ 포집공정과 마찬가지로 아민공정은 공정운전을 위한 전력사용(펌프 및 송풍기 가동, 압축공정 운영 등) 및 스팀 사용(재열기)으로 인해 많은 에너지가 소비되는데 해당 에너지는 보일러에

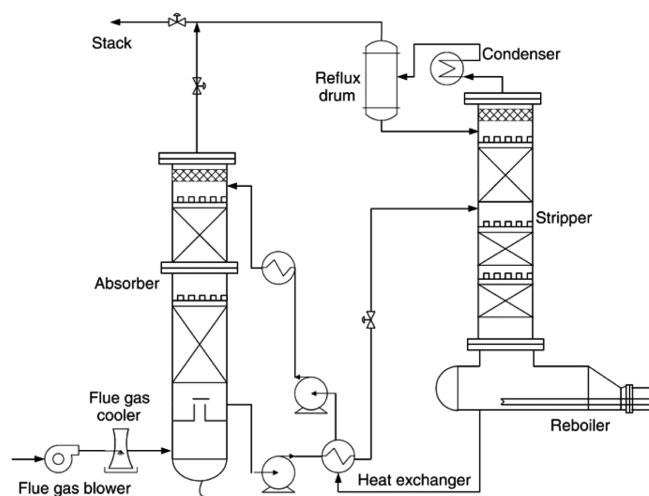


Fig. 2. Process flow diagram for CO₂ recovery from the flue gas with amine solvents.

서 발생되는 에너지에서 추출해야 하므로 결국 전체 발전소의 발전 효율이 저하되게 된다. MIT의 연구 보고서(The Future of Coal)에 따르면 초초임계 발전소의 경우 CO₂ 포집설비 설치 시 재열기에 투입되는 열에너지 소비에 의한 발전효율 감소가 5.0%, 압축 및 공정 운영을 위한 전력사용에 의해 각각 3.5, 0.7%로 전체적으로는 CO₂ 포집설비 설치 전의 발전효율 43.3%에서 포집설비 설치 후 34.1%로 대략 9.2%의 발전효율이 감소될 것으로 예측하였다[2].

3. 발전단가 분석방법 및 비용산정

3-1. 분석방법

3-1-1. 발전단가 분석

발전단가는 전력이 송전계통에 연결되는 지점까지의 비용으로서 발전단가에는 발전소 부지 매입을 포함한 건설비, 연료비, 운전유지비, 폐기물 처리비, 발전소 폐지비용 등이 포함된다. 본 논문에서는 발전소 수명기간 중 연간 발생하는 비용 및 발전량을 연간 균등화(Levelized)하여 발전 원가를 산정하는 수명기간 중 균등화 발전단가분석(LCCA: Life Cycle Cost Analysis) 방식을 적용하여 기존 석탄화력발전소 및 CO₂ 포집설비 추가 후의 발전단가를 분석하였다.

이때 균등화된 발전단가(Levelized Cost of Electricity)는 다음의 식 (1)과 같이 계산이 된다.

$$\text{균등화된 발전단가(LCOE)} = \frac{\sum(\text{투자비}_t + \text{운영유지비}_t + \text{연료비}_t + \text{연료비}_t + \text{발전소 폐지비용}_t) \times (1+r)^{-t}}{\sum(\text{발전량}_t \times (1+r)^{-t})} \quad (1)$$

여기서 r: 할인율, t: 년도

3-1-2. CO₂ 저감비용 분석

발전단가와 함께 CO₂ 저감비용(Cost of CO₂ avoided)의 계산은 CO₂ 포집공정의 비용을 산출하는데 활용할 수 있을 뿐만 아니라, 다양한 CO₂ 포집기술의 정량적 비교에도 유용하게 활용되며 식 (2)와 같이 계산된다. 여기서 발전단가_{CCS}와 발전단가_{References}는 각각 CO₂ 포집설비가 설치된 석탄화력발전소와 설치되지 않은 석탄화력발전소의 전력생산 비용(단위: USD/kWh)을 나타내며, 배출량_{CCS}와 배출량_{References}는 CO₂ 포집설비가 설치된 석탄화력발전소와 설치되지 않은 석탄화력발전소의 CO₂ 배출량(단위: g/kWh)을 나타낸다.

$$\text{CO}_2 \text{ 저감비용} = \frac{(\text{발전단가}_{\text{CCS}} - \text{발전단가}_{\text{References}})}{(\text{배출량}_{\text{References}} - \text{배출량}_{\text{CCS}})} \quad (2)$$

3-2. 비용 산정

3-2-1. 전제 및 가정

본 논문에서 발전단가 등의 산정을 포함한 경제성 평가의 전제 및 가정은 다음과 같다. 할인율의 경우 미래에 발생하게 될 편익과 비용을 현재의 가치로 환산하기 위하여 사용하는데, 제 4차 전력수급기본계획에 따라 할인율은 7.0%로 설정하였다.

환율의 경우 경제환경에 따라 변동이 있으나 주요 전문기관의 환율전망치를 참조하여 1,150원/USD으로 설정하였다. 발전소의 수명기간 및 건설기간은 IEA에서 제시하는 발전플랜트별 평가기준에 따라 각각 40년(수명기간), 4년(건설기간)으로 설정하였다[3]. 발전소 폐지비용과 관련하여, 발전소 폐지는 10년 간에 걸쳐 일정비용이 지불된다고 가정하였으며 이 역시 IEA에서 국내 석탄화력발전소 기준으로 제시된 자료를 활용하였다[3]. 연료 가격의 경우 전체

Table 1. Key assumptions for the basic economic analysis

	Year	Figure	Comment
		2012	
Plant	CPC(KOREA)	787 MW	·IEA report[3]
	SCPC(USA)	550 MW	·NETL report[7]
Discount rate		7%	·The 4th long term power development plan
Exchange rate (won/USD)		1,150	
Economic life(year)		40	·IEA report[3]
Construction period (year)		4	·IEA report[3]
Fuel cost		3.6 USD/GJ	·IEA report(OECD case)[3]

발전단가에 가장 큰 비중을 차지하는 항목으로, 이 역시 경제 환경에 따라 변동이 심하나 본 논문에서는 IEA에서 제시하는 OECD 회원국을 대상으로 하는 경제성평가 기준인 3.60 USD/GJ(무연탄, 2010년 기준으로 산정하였으며 상기내용은 Table 1에 정리하였다.

3-2-2. 건설비 산정

석탄화력발전소의 건설비는 발전단가에 매우 큰 영향을 미치는 인자로 경제성평가를 위해 정확한 데이터의 확보가 반드시 필요하나 상기 비용은 대부분 회사의 영업비밀에 속하는 자료로서 발전소의 각종 파트별 상세내역에 대한 정보는 접근이 어렵다. 이에 본 연구에서는 IEA에서 2010년에 발표된 연구결과(2009년 기준)를 바탕으로 국내 초임계 석탄화력발전소의 순 공사비인 895 USD/kWe(순 출력 767 MW, 무연탄 사용)를 활용하였다[3].

IEA에서 제시하는 순 공사비에는 사업주 제경비(Owner's cost), 설계용역비(Engineering, Procurement & Construction, EPC) 및 예비비(Contingency) 비용이 포함되고 건설이자(Interest During Construction, IDC)는 포함이 되지 않는다. 사업주 제경비는 건설 기간 중에 발생하는 여러 비용들로서 인건비, 토지 구매비, 인허가 비용, 시운전 비용 및 환경영향평가 비용 등이 포함이 된다. 예비비에는 발전소 건설 중에 발생할 수 있는 불확실성을 반영하기 위한 비용으로서 기술의 성능 및 성숙도에 따라 차이가 있다.

초임계 석탄화력발전소에 CO₂ 포집설비가 추가된 경우 CO₂ 포집설비의 운전을 위한 에너지 소비로 발전효율이 크게 떨어지기 때문에 기준 순 출력을 맞추기 위해 연료의 사용량이 증가되고, 이에 따른 설비용량의 증대로 건설비 및 운영비 등이 크게 증가된다.

CO₂ 포집설비와 연계된 석탄화력발전소의 건설비 및 운영비 등의 비용 산정과 관련하여 현재까지 수백 MW 급 이상 규모에서 CO₂ 포집설비가 설치된 사례는 아직 제시되지 않고 있기 때문에 대부분의 문헌자료는 공정모사 툴(Aspen Icarus 등)을 활용한 예측치를 활용하고 있다. 본 연구에서도 CO₂ 포집설비가 추가된 석탄화력발전소의 예상 건설비 산출과 관련하여 IEA에서 제시하는 CO₂ 포집 전후의 OECD 국가 평균 순 공사비 증감분(1,674 USD/kWe)을 활용하였다[6]. 또한 앞서 언급된 바와 같이 국내 석탄화력발전소의 건설단가가 OECD 국가 중에서 가장 낮은 점을 고려하여, 우리나라와 발전단가가 유사한 중국의 사례(CO₂ 포집이 추가된 초임계 석탄화력발전소 건설비용 : 1,838 USD/kWe)를 활용하여 순 공사비 변화에 따른 발전단가 및 CO₂ 포집비용 등을 추가로 분석하여 발전소 건설비에 따른 발전단가의 변화를 분석하였다.

3-2-3. 운영비 산정

석탄화력발전소의 운영을 위한 운영비(Operating Cost)는 생산량에 비례하는 변동비(Variable Cost)와 그렇지 않은 고정비(Fixed

Cost) 항목으로 분류가 된다. 변동비 항목에는 연료(석탄) 및 약품 사용량(탈황공정 CO₂ 포집공정 등의 운영을 위한 흡수제 보충비용 등)이 포함되며, 고정비 항목에는 인건비, 수선유지비 및 제세공과금 등이 포함된다.

운영비의 경우에도 건설비와 마찬가지로 대부분 영업비밀에 속하기 때문에 상세 데이터를 활용하기가 쉽지가 않다. 이에 공사비와 마찬가지로 IEA에서 제시하는 국내 초임계석탄화력발전소에 해당하는 데이터 값을 활용하였다(순 출력 767 MW 규모의 초임계 석탄화력발전소 운영비: 4.25 USD/MWh)[3].

기존 석탄화력발전소에 CO₂ 포집설비가 추가된 경우의 발전소 운영비의 경우에는 연료사용량 증가에 따른 석탄 이송장치, 흡수제 및 기타 폐기물 발생비용 등의 증가로 운영비가 크게 증가되는데, 본 논문에서는 미국에너지부 산하 국립에너지기술연구소에서 순 출력 550 MW 급 규모의 초임계 석탄화력발전소를 대상으로 한 CO₂ 포집설비 전·후의 운영비 증감율(68.5%)을 국내 석탄화력발전소의 운영비에 반영하여 예측하였다[7].

3-2-4. 탄소세

탄소세와 관련하여 국제적으로는 EU 일부 국가들을 중심으로 온실가스 감축을 위해 탄소세를 도입하고 있다. 본 연구에서 활용한 경제성 평가방법의 검증에 위해 30 USD/CO₂ 톤을 기준으로 탄소세를 계산하여 IEA에서 제시하는 문헌치와 비교하였으며, 이후 기존 석탄화력발전소와 CO₂ 포집설비가 추가된 경우의 분석에는 2012년 현재 국내의 사례를 들어 탄소세는 반영하지 않았다.

3-2-5. CO₂ 이송 및 저장비용

CO₂ 포집공정을 거쳐 고압(일반적으로 110~150 bar)으로 압축된 CO₂는 이후 이송 및 저장(Transport & Storage) 공정을 거치게 된다. 이송 및 저장비용의 경우 본 CO₂ 포집공정의 경제성 평가에서는 고려를 하지 않았는데, 이는 국내 사례에서 참고할만한 자료가 없을 뿐만 아니라 국제적으로도 지역별 그리고 저장소의 특성(저장 잠재량 및 저장소 위치 등)에 따라 비용의 편차가 크기 때문이다. 참고로 IEA의 연구결과에 따르면 CO₂ 이송비용의 경우, 파이프라인의 설계에 따라 100 km 당 이송비용이 연간 2 USD/tCO₂에서 6 USD/tCO₂으로 산출되었으며, 저장비용은 대염수층에 저장할 경우, 저장소의 특성에 따라 1 USD/tCO₂에서 많게는 33 USD/tCO₂까지 예상되었다[6].

3-2-6. 경제성 평가를 위한 주요 데이터

앞선 내용들을 바탕으로 본 논문에서 경제성평가를 위해 사용한 공사비 및 운영비를 Table 2에 정리하였으며 이후 아래의 자료를 활용하여 초임계 석탄화력발전소 및 CO₂ 포집설비 추가 시 예상 발전단가와 CO₂ 저감비용을 산출하였다.

3-2-7. Base line study

본 연구에서 경제성평가를 위해 사용한 방법의 객관적 검증을 위

Table 3. Comparison of result of COE(cost of electricity)

Case	Fuel cost (USD/MWh)	Carbon tax (USD/MWh)	Operating cost (USD/MWh)	Cost of electricity (USD/MWh)
IEA	31.53	24.04	4.25	68
This study	31.58	24.02	4.25	67

해 상기 Table 2에서 제시된 국내 초임계 석탄화력발전소의 순 공사비, 탄소세 및 운영비를 가지고 발전단가를 계산하고 이를 IEA의 보고서의 내용과 비교하였으며 그 결과를 Table 3에 제시하였다.

분석결과 IEA 및 본 연구에서 계산한 발전단가는 거의 일치함을 확인할 수 있으며 이를 바탕으로 이후 국내 초임계 석탄화력발전소 및 CO₂ 포집설비가 추가되었을 경우의 발전단가와 CO₂ 저감비용을 산출하였다.

4. CO₂ 포집설비가 포함된 석탄화력발전소의 성능평가

석탄화력발전소에 CO₂ 포집설비를 구성하는 방안이 있어 기존에 운영 중인 석탄화력발전소에 CO₂ 포집공정을 추가하는 개량(Retrofit)과 신규발전소에 CO₂ 포집공정을 추가하는 방안이 있을 수 있다. 기존 설비에 CO₂ 포집설비를 추가하는 개량의 경우 CO₂ 포집설비 설치에 따라 전체 발전소의 효율이 약 10% 떨어져서 순 출력 감소가 불가피하며, 신규 석탄발전소에 CO₂ 포집설비를 추가하는 경우에는 사전에 CO₂ 포집설비 추가 시 예상되는 출력감소를 분석하고 이에 따른 설비용량 증대로 CO₂ 포집설비 전·후의 순 출력을 맞출 수 있다.

본 논문에서는 이와 관련하여 국내의 현실을 고려할 때, 기존의 석탄화력발전소에 CO₂ 포집설비를 추가하는 것은 CO₂ 포집공정과 기존 파워 블록간의 통합의 어려움 등으로 현실적으로 곤란하다고 판단되어, 신규로 설치예정인 석탄화력발전소에 CO₂ 포집공정이 연계되는 것으로 설정하였고, CO₂ 포집설비 추가 전·후의 순 출력은 동일하게 맞추는 것으로 가정하였다.

석탄화력발전소에 CO₂ 포집설비가 추가될 경우의 성능평가에서 가장 핵심이 되는 부분은 CO₂ 포집설비 추가 시 발전효율 감소 및 이에 따라 추가로 투입되어야 할 연료사용량등이다. 석탄화력발전소에 CO₂ 포집공정이 설치될 경우 해당 공정의 운전(각종 펌프류 및 송풍기 등)을 위한 전기에너지, 압축을 위한 압축비용과 함께 재생탑에서 흡수제의 재생을 위한 스팀의 사용으로 많은 에너지가 필요하며, 이 에너지는 발전소의 IP-LP 터빈에서 추가가 되어야 하기 때문에 발전효율의 저하를 초래한다. CO₂ 포집설비 추가에 따른 발전효율 감소의 계산을 위해서는 보일러, 터빈계통 및 급수가열기 등으로 구성된 파워블록과 CO₂ 포집공정을 연계하여 수행해야 하지만 이는 대단히 복잡한 열역학적인 계산이 필요하다는 문제가 있다.

Table 2. Key assumptions for the economic analysis

		USD/kWe	Comment
Overnight Cost			
Case	SCPC (KOREA)	895	·IEA report[3]
#1	SCPC+CO ₂ Capture	2,569	·Average increase (OECD nations)
#2	SCPC+CO ₂ Capture	1,838	·Chinese case
Operating Cost			
Case	SCPC (KOREA)	0.00425	·IEA report[3]
#1	SCPC+CO ₂ Capture	0.00715	·Average increase (OECD nations, 65%)

Table 4. Results from overall analysis of energy performance

Case	Item	Figure
SCPC	Net power output (MWe)	767
	Fuel feed rate (MW)	1,871
	Net efficiency (%)	41.0
	CO ₂ emission (tonCO ₂ /MWh)	0.790
SCPC+CO ₂ Capture	Net power output (MWe)	767
	Fuel feed rate (MW)	2,427
	CO ₂ removal rate (%)	90
	CO ₂ emission factor (tonCO ₂ /GJ)	0.09
	Regeneration energy (GJ/tonCO ₂)	3.31
	Net efficiency (%)	31.6
	CO ₂ emission (tonCO ₂ /MWh)	0.103

이에 본 논문에서는 Bolland *et al.* 등이 제시한 방법을 활용한 이전 논문을 참조하여 계산하였으며[4] 그 결과는 Table 4에 정리하였다.

분석결과 CO₂ 포집설비가 없는 초임계 석탄화력발전소(발전효율 41%)의 경우, 순 출력 767 MW를 얻기 위해서는 연료투입량이 약 1,871 MW가 요구되지만 CO₂ 포집설비가 추가된 경우에는, 발전효율이 9.4%가 저하되어 동일 순 출력에 대하여 연료사용량이 30%가 증대된 2,427 MW가 필요한 것으로 산출되었다.

5. 석탄화력발전소 발전단가 및 CO₂ 저감비용 계산

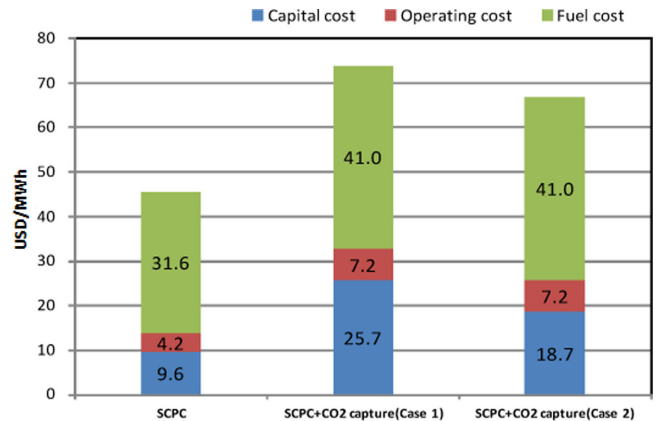
앞서 제시된 성능평가 결과 및 비용산정 데이터를 활용하여 CO₂ 포집설비가 없는 초임계 석탄화력발전소와 CO₂ 포집설비가 추가된 경우의 발전단가와 CO₂ 저감비용을 분석하고 이를 아래 Table 5에 제시하였다.

분석결과 국내 초임계 석탄화력발전소에 CO₂ 포집설비가 설치된 경우의 순 공사비를 IEA에서 제시한 OECD 평균증감분(1,674 USD/kW)을 고려하여 산출한 경우(2,569 USD/kW) 발전단가는 45.5 USD/kWh에서 73.9 USD/kWh로 62% 증가되고 이때의 CO₂ 저감비용은 41.3 USD/tCO₂로 산출되었다. 반면에 순 공사비를 대한민국의 초임계 석탄화력발전소 건설비(895 USD/kW)와 유사한 중국의 사례(1,838 USD/kW)를 활용하여 계산한 경우, 발전단가는 45.5 USD/kWh에서 66.8 USD/kWh로 47% 증가되고 이때의 CO₂ 저감비용은 31.1 USD/tCO₂로 산출되었다.

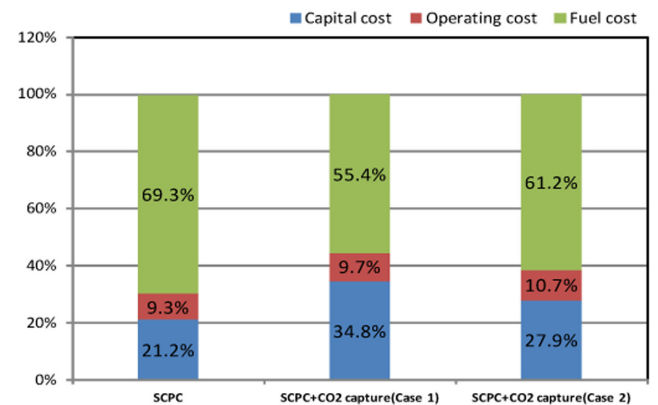
상기 경우에 대한 발전원가를 원가 구성요소별로 세분화하여 분

Table 5. Results of cost evaluation

Item	w/o CO ₂ capture	w/CO ₂ capture	
		Case 1	Case 2
Results			
Net power output(MWe)	787	787	787
Net efficiency(%)	41%	31.6	31.6
Costs			
Overnight cost (USD/kWe)	895	2,569	1,838
·Cost(mmUSD)	685	1,970	1,409
·Cost(Billion Won)	789.4	2,266	1,621
Cost of electricity USD/MWh	45.5	73.9	66.8
Cost of CO ₂ avoided (USD/tonCO ₂)		41.3	31.1
increase of Cost of electricity (%)		62%	46.8%
Reference of capital cost		Average increase (OECD nations)	Chinese case



(a)



(b)

Fig. 3. (a) Analysis of levelized cost of electricity, (b) Analysis of component ratio of levelized cost of electricity.

석하였으며 그 결과를 Fig. 3(a)~(b)에 제시하였다. 분석 결과 모든 경우에 대하여, 발전원가에서 연료비의 비중이 가장 높은 것으로 분석되었으며 다음으로 설비투자비의 비중이 높았다. 발전소 운영비의 경우에는 전체 발전단가의 약 9~11%로 분석되었다.

6. 결 론

국내 초임계 석탄화력발전소에 연소 후 CO₂ 포집공정을 설치하였을 경우에 예상되는 발전단가와 CO₂ 저감비용(Cost of CO₂ avoided)을 산출하였다. 경제성평가에서 가장 중요한 항목 중 하나인 설비 투자비(건설비 등) 및 운영비 산출을 위해, 기존의 CO₂ 포집설비가 없는 기존 석탄화력발전소의 건설비는 IEA(국제에너지기구)에서 제시하는 국내 초임계석탄화력 발전소(순 출력 767 MW 급)의 데이터를 활용하였으며, 석탄화력발전소에 CO₂ 포집설비가 추가된 경우에도 IEA에서 제시하는 기존 석탄화력발전소와 CO₂ 포집설비 설치 후의 OECD 평균 순 공사비(Overnight cost) 증감분을 참조하여 계산하였다. 상기 데이터를 이용하여 기존 석탄화력발전소 및 CO₂ 포집설비 설치 후의 발전단가 및 CO₂ 저감비용을 분석한 결과 CO₂ 포집설비 설치 후 발전효율은 기존 초임계 석탄화력발전소의 발전효율 41%에서 31.6%로 약 9.4%가 저하되었으며, 발전단가는 기존의 45.5 USD/MWh에서 73.9 USD/MWh로 약 62%가 증가되었고 CO₂ 저감비용은 41.3 USD/tCO₂로 산출되었다. 그

러나 CO₂ 포집설비가 포함된 석탄화력발전소의 공사비가 중국에서 제시하는 수준(1,838 USD/kW)으로 낮출 수 있다면, 발전단가 및 CO₂ 포집비용은 크게 낮아질 수 있을 것으로 분석이 되었다. 향후 보다 정확한 분석을 위하여 발전소 파워블럭과 CO₂ 포집공정이 연계된 조건에 대한 공정모사와 이를 바탕으로한 공사비 및 발전소 운영비 등의 예측시 경제성평가의 정확도가 향상될 수 있을 것으로 기대된다.

감 사

본 연구는 2010년도 지식경제부의 재원으로 한국에너지 기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구과제입니다(No. 2010201020006A).

참고문헌

1. Rao, A. B. and Rubin, E. S., "A Technical, Economic and Environmental Assessment of Amine-based CO₂ capture Technology for Power plant Greenhouse Gas Control," *Environ. Sci. Technol.*, **36**, 4467-4473(2005).
2. An Interdisciplinary MIT study, "The Future of Coal," (2007).
3. International Energy Agency, "Projected Costs of Generating Electricity," (2010).
4. Lee, J. H., Kim, J.-H., Lee, I. Y., Jang, K. R. and Shim, J.-G., "Performance and Economic Analysis of 500MWe Coal-Fired Power Plant with Post-Combustion CO₂ Capture Process," *Korean Chem. Eng. Res. (HWAHAK KONGHAK)*, **49**(2), 244-249(2011).
5. Rubin, E. S., Chen, C. and Rao, A. B., "Cost and Performance of Fossil Fuel Power Plants with CO₂ Capture and Storage," *Energy Policy*, **35**, 4444-4454(2007).
6. International Energy Agency, "Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation," (2011).
7. DOE/NETL, "Cost and Performance Comparison of Fossil Energy Power Plants," (2007).
8. Bolland, O. and Undrum, H., "A Novel Methodology for Comparing CO₂ Capture Options for Natural Gas-fired Combined Cycle Plants," *Adv. Environ. Res.*, **7**, 901-911 (2003).