

CCS (Carbon Capture & Sequestration) 기술 · 경제성 평가 분석

이지현[†] · 광노상 · 이동욱 · 심재구 · 이정현

한전전력연구원 창의미래연구소

Development of Techno-Economic Evaluation Model for CCS (Carbon Capture & Sequestration)

Lee, Ji Hyun[†], Kwak, No-Sang, Lee, Dong Woog, Shim, Jae-Goo and Lee, Jung Hyun

Creative Future Research Center, KEPCO Research Institute, Daejeon 305-760, Korea

ABSTRACT

In this study, Techno-economic evaluation model for carbon capture & sequestration (CCS) technologies are reviewed. Based on a key parameters of Korea's electricity market, performance data of 10 MW-scale post-combustion CO₂ capture pilot plant in Boryong station, the cost of CO₂ avoided was evaluated followed by international guideline suggested by IEA CCS costing methods task force. The result showed that Korea's Electricity cost including CAPEX & OPEX of reference power plant is relatively low compared to OECD nations which lead to a lower CCS cost (33 USD t/CO₂). And future work using newly evaluated CAPEX & OPEX data of power plant with/without CCS is recommended.

Key words: Carbon Capture & Sequestration, Carbon Dioxide, Techno-Economic Evaluation

1. 서 론

최근 지구온난화 문제 해결을 위한 온실가스 감축 노력이 국제적으로 진행 중에 있다. 관련하여 우리 정부에서도 국가 온실가스 감축 목표 달성을 위해 화력발전소와 같은 대규모 온실가스 배출원에서 발생하는 이산화탄소를 포집하여 해양 혹은 지중에 저장하는 이산화탄소 포집 및 저장(Carbon Capture & Sequestration, CCS) 기술에 많은 투자를 하고 있다.

우리나라의 CCS 기술 개발은 일부 정부출연연구소 및 대학을 중심으로 진행 중인 원천 기술개발과 한국전력 및 발전사의 주도하에 산업통상자원부 등의 지원으로 진행 중인 상용화 연구로 구분될 수 있다. 이중 한국전력이 주관 기관으로 개발 중인 연소 후 CO₂ 포집기술의 경우, 2015년 현재 상용화 직전 단계인 10 MW급 규모(CO₂ 처리량: 200톤/일, 500 MW급 표준석탄화력발전소의 1/50 수준)의 CO₂ 포집 플랜트가 한국중부발전 보령화력본부 및 한국남부발전 하동화력본부 내 화력발전소에 각각 설치되어 개발기술의 성능 검증 및 대규모

실증 CO₂ 포집플랜트 건설(100 MW급 이상)을 위한 Track record 확보를 목표로 장기연속운전 성능시험 중에 있다.

국내 CCS 기술이 국가로드맵에 따라 2020년 이후 100 MW급 이상의 실증이 계획 중인 가운데 상용 규모 CCS 플랜트 설치 시 국내 전력시장에 미치는 영향을 분석하여 이를 시장에 반영할 수 있는 모델에 대한 요구가 증가되고 있다. 이에 본 논문에서는 현재 보령화력에서 진행 중인 10 MW급 연소 후 습식 CO₂ 포집플랜트 운영을 통해 확인된 기술수준을 바탕으로, 국내 전력시장 상황을 반영한 CCS 기술의 비용을 평가할 수 있는 모델을 소개하고, 이를 통해 분석된 결과에 대하여 제시하고자 한다.

이 논문은 다음과 같이 구성된다. 다음 장에서는 CCS 비용 분석과 관련한 국내외 동향에 대해서 기술한다. 제 3장에서는 CCS 기술 비용분석 모델개발을 위한 방법론 및 알고리즘을 제시하고, 제 4장에서는 국내 전력시장 데이터를 바탕으로 본 연구에서 개발된 CCS 기술 비용분석 모델을 통해 평가된 결과를 제시한다. 마지막 장에서는 본 논문의 전체 내용을 요약

[†] Corresponding author: jihyun@kepco.co.kr

Received February 5, 2016 / Revised March 18, 2016(1st), April 15, 2016(2nd) / Accepted June 10, 2016

하고 결론을 내린다.

2. CCS 기술 · 경제성분석 현황

2.1 국내외 현황

서론에서 제시된 바와 같이, 국내 온실가스 저감 기술개발이 현재 상용화 직전단계까지 규모가 격상되어 진행됨에 따라 CO₂ 포집을 위한 요소기술(CO₂ 흡수제, 포집공정 및 격상설계 등) 개발과 함께 CCS 기술 도입시 전원 정책 반영을 위한 법적·제도적 검토도 동시에 진행 중에 있다. 그리고 이러한 움직임에 따라 국내에서도 CCS 기술이 실제 화력발전소에 적용 시 예상되는 발전단가 상승, CO₂ 저감량 및 저감비용 등에 대한 자료의 요구가 증대되고 있다.

그러나 현재 국내 CCS 기술의 사업화 및 정책수립을 위한 주요 분석 자료는 국내 전원정책에 미치는 파급성 및 중요성에도 불구하고, 대부분 외국에서 제시된 자료를 바탕으로 핵심 자료를 추정하고 예측하고 있는 상황이다. 그 대표적인 내용으로 CCS 기술 도입시 비용 산정 및 발전단가에 미치는 영향을 분석하기 위해 가장 효과적인 수치인 CO₂ 저감비용(Cost of CO₂ avoided)을 들 수 있다. CO₂ 저감비용은 CCS 비용분석에 있어서 가장 많이 활용되는 수치로 CCS 플랜트가 설치되어 있지 않은 기존 발전소와 CCS 플랜트가 설치된 발전소의 단위 톤당 CO₂ 저감비용을 정량적으로 분석하는 데에 유용하게 활용된다(IEA-GHG, 2013).

이와 관련하여 현재 국내 주요 연구기관에서 제시하는 국내 CCS 플랜트 기술 적용을 위한 CO₂ 저감비용 자료는 대부분 국제에너지기구(International Energy Agency, IEA) 등에서 제시하는 분석 자료를 참조하여 제시되고 있는데, 적게는 42 USD/tCO₂에서 많게는 74 USD/tCO₂까지 제시되고 있다(IEA, 2011).

제시된 바와 같이 CCS 기술의 비용에 대한 결과의 편차가 크기 때문에 CCS 관련 정책입안자 입장에서도 CCS 기술개

발에 대한 목표 설정 및 실증을 위한 정책마련에 많은 어려움이 있을 것으로 예상된다.

CO₂ 저감 비용에 대해 다양한 결과가 제시되는 이유는 대상 국가별, 연구기관별 기술개발 수준 및 전력시장 상황이 상이하기 때문이다. 실제로 CO₂ 저감비용의 산출을 위해서는 CO₂ 포집기술에 대한 내용뿐만 아니라, 기준이 되는 해당국가의 주요 전력시장 데이터를 기반으로 한 통합적인 분석이 필요하다. 따라서 현재와 같이 외국의 분석 데이터를 바탕으로 국내 CCS 기술 도입시 전력시장에 미치는 영향을 분석할 경우, 우리나라 전력시장 상황이 반영되어 있지 않으므로 데이터의 신뢰도가 떨어질 수밖에 없다. 실제로 IEA 보고서에서 제시된 국가별/연도별 CO₂ 저감비용 결과를 분석하면 수행기관, 기준년도 및 대상 국가별로 CO₂ 저감비용 결과가 크게 차이가 나는 것을 확인할 수 있다(Table 1).

관련하여 특히 주목할 만한 자료는 중국에서 진행된 CCS 기술에 대한 비용분석 자료이다. 2011년 중국 Huaneng 그룹은 연간 120,000톤 CO₂ 처리규모의 CO₂ 포집플랜트(Shidongkou No. 2 Power plant, Shanghai) 운영결과를 바탕으로 CO₂ 저감비용을 약 30~35 USD/tCO₂으로 제시하였는데, 이 수치는 당시 미국 및 유럽의 주요 연구기관에서 제시한 CO₂ 저감비용의 약 1/2에 해당되고, 2011년 유럽에서 실제 거래된 배출권 가격에도 근접하는 매우 낮은 수치이다. 이러한 결과에 대하여 미국의 주요 전문가 집단을 중심으로 많은 논의가 되었으나 결론적으로는 주요 선진국과 비교하여 중국의 낮은 건설단가 및 노동비용에 의하여 이러한 결과가 도출된 것으로 평가되었다(Jeff, 2011).

이러한 중국의 사례는 우리나라에서 개발 중인 CCS 기술의 비용 분석에 있어서도 많은 시사점을 제시한다. 우리나라 전력산업의 경우, 화력발전소의 순공사비(overnight cost)는 OECD 국가 평균과 비교하여 낮은 수준이다. 이는 한국형 표준석탄화력을 독자적으로 개발하여 투자비를 낮춘 것에 기인한 바가 큰데, 2010년 국제에너지기구에서 제시된 자료에 따

Table 1. Cost of CO₂ avoided (IEA, 2010)

	Organization, region				
	MIT, USA	NETL ¹⁾ , USA	GCCSI ²⁾ , Australia	IEA-GHG ³⁾ , UK	NZEC ⁴⁾ , China
Year of cost data	2007	2007	2009	2009	2009
Cost of CO ₂ avoided (USD/tCO ₂)	58	69	74	59	42

¹⁾ NETL: National Energy Technology Laboratory, ²⁾ GCCSI: Global Carbon Capture & Storage Institute, ³⁾ IEA-GHG: International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme, ⁴⁾ NZEC: Near Zero Emission Control project.

르면 일본이나 미국에 비해 우리나라 석탄화력발전소의 건설비는 매우 낮음을 알 수 있다(미분탄 화력발전소 순공사비: 한국 (895 USD/kWe), 일본 (2,719 USD/kWe), 미국 2,108 (USD/kWe), IEA, 2010). 이에 비해 연료비의 경우, 대부분의 발전용 석탄을 외국에서 수입하므로 발전 비용에서 연료비의 비중은 타 국가 대비 상대적으로 높다. 제시된 바와 같이, 우리나라 전력산업은 화력발전소 투자비 및 연료비 비중이 다른 OECD 국가와 비교하여 차이가 많이 다르므로 향후 CCS 플랜트 적용 시 비용예측에 있어서도 외국에서 제시된 데이터를 그대로 인용시 국내 전력시장 상황이 반영되지 못해, 데이터의 신뢰성이 떨어질 가능성이 높다.

2.2 CCS 기술·경제성 평가의 중요성

앞서 제시된 바와 같이, CCS 기술의 비용분석 부분은 CCS 요소기술 개발과 함께 기술의 대규모 실증을 위한 법적·제도적 인프라 구축에 있어서 선행되어야 하는 핵심적인 내용이다. CCS 기술의 비용평가는 다음과 같은 이해 관계자별로 다양한 중요성을 갖는다(Table 2).

Table 2에서 제시된 바와 같이, 정부 측 주요 이해 관계자로는 정책입안자, 정책 및 규제관련 전문가, R&D 전담기관 등을 들 수 있다. 이중 정책입안자는 CCS 기술에 대한 비용분석 결과를 바탕으로 신규 발전소 증설, 온실가스 저감 로드맵 설정, 전력시장 비용 산출 등에 활용이 가능하다. 그리고 CCS 전담기관 측면에서는 온실가스 저감을 위한 다양한 기술 옵션에 대한 정량적 성능 비교, 중장기 기술개발 로드맵 개발, 온실가스 배출량 관리를 포함하는 에너지믹스 정책 수립에 활용이 가능할 것으로 판단된다. 그리고 산업계 및 NGO 들도 다양한 이해 관계자들이 다수의 목적으로 활용이 가능하다.

제시된 바와 같이, CCS 기술비용 평가 연구는 기술사업화 지원 및 온실 가스 감축 목표 설정을 위한 정책적 니즈 측면뿐만 아니라, 비용효과적인 온실가스 감축 기술개발 측면에서 매우 중요한 부분이므로, CCS 실증을 위한 요소기술 개발과

병행하여 진행이 되어야 할 것으로 사료된다. 그러나 국내의 경우, CCS 기술의 비용 분석과 관련하여 소수 연구진을 제외하고는 연구가 거의 진행이 되고 있지 않는 상태이다. 해외의 경우에도 CCS 기술 비용 분석과 관련하여 신뢰성 있는 데이터를 제시하고 있는 곳으로 평가되고 있는 곳은 NETL(미국), MIT(미국), GCCSI(호주), IEA-GHG R&D Programme(영국) 등 일부 제한된 연구기관에만 해당된다.

CCS 비용 분석과 관련된 연구가 그 중요성에도 불구하고, 국제적으로 소수의 연구기관에서만 진행되는 이유로 비용분석을 위한 신뢰성 있는 데이터(화력발전소의 투자비 및 운영비 등) 확보의 어려움, CCS 플랜트 설치 시 발전소 출력 및 CO₂ 배출량 변화를 예측하기 위한 화력발전소·CCS 플랜트 통합 공정 모델링 기술 개발의 어려움, 그리고 공정모델링 분석결과를 바탕으로 주요 비용분석 결과치(균등화된 발전단가(Levelized Cost of Electricity, LCOE) 및 CO₂ 저감비용 등)의 산출을 위한 표준화된 가이드라인의 부재 등을 주요 원인으로 들 수 있다.

2.3 CCS Cost Analysis Task Force

앞서 Table 1에서 제시된 바와 같이, CCS 기술의 비용 분석 결과는 연구기관 및 분석 시점에 따라 서로 편차가 있으며, 비용 분석을 위한 방법론에서도 서로 차이가 있다. 이에 2013년 상기 제시된 연구기관의 주요 연구진들이 모여서 태스크포스팀을 구성하고, 국제적으로 CCS 비용 산정과 관련된 통일된 방법론 및 가이드라인을 포함하는 백서를 발간하였다(IEA GHG, 2013). 상기 백서의 주요 내용은 다음과 같다.

- CCS 프로젝트의 범위, Battery limit 선정
- 표준화된 명명을 기본으로 비용분석의 범위 및 요소 명확화
- 각각의 비용 정량화를 위한 절차 혹은 방법 수립, 비용구조 및 경제성 평가를 위한 주요 가정 정의
- CCS 비용분석 관련 보고서, 논문 및 발표를 위한 가이드라인 제시

제시된 바와 같이, CCS Cost 네트워크에서 제안된 내용은 다양한 CCS 기술 비용분석에 대한 가이드라인과 방법론을 공유하고, 전 세계 연구기관이 동일한 방법론을 활용하여 CCS 기술의 비용을 평가하도록 하는 것을 목표로 하고 있다.

3. CCS 비용분석 모델개발

Table 2. Audiences for CCS cost estimates (IEA GHG, 2013)

Government	Industry	NGO
· Policymakers	· Operators	· Environmental
· Analysts	· Vendors	· Media
· Regulators	· A&E Firms	· Academia
· R&D agencies	· Venture Capital	· Foundations
	· Tech developers	
	· R&D Organizations	

3.1 분석 개요

본 장에서는 상기 CCS Cost 네트워크에서 제시된 방법론을 기반으로 개발된 CCS 비용분석 모델에 대하여 소개하고자 한다. 또한 본 모델을 이용하여 국내 전력현황 주요 자료(발전소 투자비, 운영비 및 유가 등)를 바탕으로 분석된 CCS 실증을 위한 예상 비용에 대하여 제시하고자 한다.

3.2 CCS 공정개요

CCS 비용분석 모델에 대한 설명에 앞서 CCS 기술의 개요에 대하여 먼저 설명을 하고자 한다. 화력발전소에서 배출되는 다량의 CO₂ 포집을 위한 CCS 플랜트 공정개요는 다음의 Fig. 1과 같다. 주지하는 바와 같이, 화력발전소에서는 석탄 등 화석연료의 연소를 통해 발생된 증기로 스팀터빈을 가동하여 전력을 생산한다. 이때 발생된 배가스에는 화석연료 연소로 생성된 다량의 CO₂가 존재하는데, 통상 석탄화력발전소의 경우, 배가스 중 CO₂ 농도는 약 14~15% 수준이며, 500 MW급 표준 석탄화력발전소 기준 하루 약 8,000톤 규모(연간 약 3백만 톤 규모)의 CO₂가 대기 중으로 배출된다. 화석연료 연소에 의해 발생된 배가스 중의 CO₂를 포집하기 위한 공정(이하 CO₂ 포집공정)은 가스 중의 주요 불순물이 대부분 제거된 탈황공정 이후에 위치한다. CO₂ 포집공정을 통해 CO₂가 제거된 가스는 연돌을 통해 대기 중으로 배출되고, 공정에서 포집된 고농도의 CO₂는 이후 압축 공정을 거쳐 대규모 저장소로 이송된 후 저장된다.

상기 공정 중 CO₂ 포집공정에 대해 보충 설명하면 Fig. 2에 제시된 바와 같이, 공정은 크게 CO₂ 흡수탑과 재생탑으로 구성된다. Fig. 1에 표시된 배가스는 CO₂ 흡수탑 하단으로 투입되고, 흡수탑 상단에서 주입되는 CO₂ 흡수제와 반응하여

가스 중의 CO₂는 흡수제와 화학결합을 한 후 재생탑으로 이송된다. 재생탑에서는 하부에서 투입되는 고온의 열에 의해 흡수제와 CO₂의 화학결합이 끊어지면서 재생된다. 재생된 CO₂ 흡수제는 다시 흡수탑으로 이송되고, 재생탑에서 분리된 고순도 CO₂는 이후 압축공정을 거쳐 저장된다.

이때 CO₂ 포집공정 운전을 위한 전력사용(펌프 및 송풍기 가동, 압축공정 운영 등) 및 흡수제 재생에 많은 에너지가 필요한데, 이는 대부분 보일러에서 발생하는 에너지에서 추출해야 하므로 결국 전체 발전소의 발전효율이 저하되게 된다. 그리고 CCS 플랜트 설치 전 대비 발전소 출력이 낮아짐에 따라, 이의 보상을 위해 더 많은 연료의 투입이 필요한데, 기존 발전소의 출력량을 보상하기 위한 추가의 연료사용량 산출을 위해서는 CCS 설비 운용에 따라 주 터빈부에서 CCS 플랜트로 투입되는 에너지 사용량을 바탕으로 발전소 출력변화 분석이 필요하다.

상기 계산을 위해서는 기준이 되는 석탄화력발전소와 CCS 공정이 결합된 통합 시스템 공정분석을 통해 열 및 물질 수지를 산출하고, 이를 바탕으로 발전효율 및 출력량을 계산하는 방법이 고려될 수 있다. 그러나 이러한 통합 모델링 기술은 모델의 구성 및 검증에 많은 시간이 필요하므로 본 논문에서 소개하는 CCS 비용 분석 모델에서는 Bolland 등이 제안한 power factor를 활용하여 계산하는 방법을 도입하였다(Bolland, 2003). 이 방법은 열역학적 계산을 통해 산출된 power factor를 활용하여 CCS 플랜트의 운영을 위해 터빈부에서 인출되는 에너지(스팀)의 양을 전력손실로 환산하는 방안으로, 종래 동일 목적을 위해 터빈부·CCS 플랜트의 통합 모델링을 간략화 할 수 있는 장점이 있다(Lee *et al.*, 2012).

상기 방법을 통해 CCS 플랜트 설치에 대한 성능분석이 진

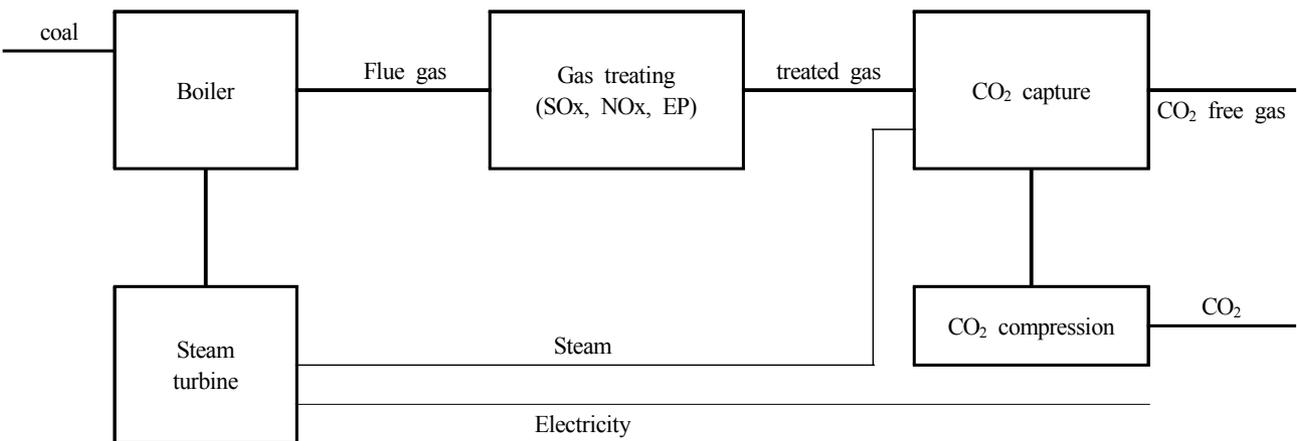


Fig. 1. General scheme of CCS.

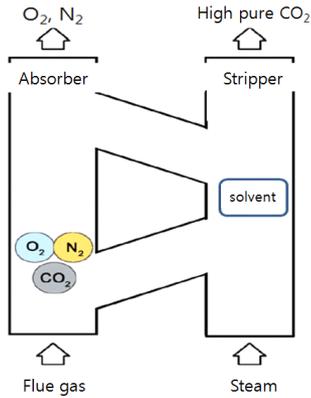


Fig. 2. CO₂ capture process and 10 MW wet scrubbing CO₂ capture plant (KOMIPO).

행되면 이후 CCS가 설치되어 있지 않은 기존 발전소 및 CCS가 추가된 발전소를 대상으로 발전사 등을 통해 확보된 플랜트 투자비 및 운영비 자료를 이용하여 현금흐름 분석을 수행하고, 이를 바탕으로 균등화된 발전단가(LCOE) 및 CO₂ 발생량을 산출한 후 최종 CO₂ 저감비용을 산출한다. 관련하여 상세 내용은 다음 장에서 다시 설명한다.

3.3 CCS 기술·경제성 평가모델

CCS 비용분석을 위한 전체 Framework은 Fig. 3과 같다 (IEA GHG, 2013).

제시된 바와 같이 CCS 비용분석을 위해서는 CCS 플랜트 설치 전/후의 발전소 출력변화 및 CO₂ 배출량을 예측할 수 있는 플랜트 성능 분석모델과 이를 바탕으로 플랜트의 비용(전력 생산량, 발전 단가 등)을 산출할 수 있는 플랜트 비용분석 모델의 개발이 필요하며, 두 모델 간 긴밀한 연동을 통해서 최종 얻고자 하는 CCS 기술 도입에 따른 CO₂ 저감량, 전력단가 상승 및 CO₂ 저감비용 등이 산출된다. 상기 제시된 framework을 바탕으로 본 논문에서 개발된 CCS 비용 분석 모델의 전체 알고리즘은 Fig. 4와 같다.

상기 알고리즘에 대한 단계별 상세내용은 다음과 같다.

3.3.1 대상 발전소 선정

CCS 기술의 비용 산정을 위한 대상 발전소를 선정한다. 여기에는 대상국가(설치 부지, 환율 등 고려), 사용되는 연료(탄종, 발열량, 카본 함량 및 연료가격 등), 발전소 타입 및 발전 효율 등이 선정된다.

3.3.2 분석기준 선정

대상 발전소가 선정되면 이어 발전소 수명기간, 건설기간,

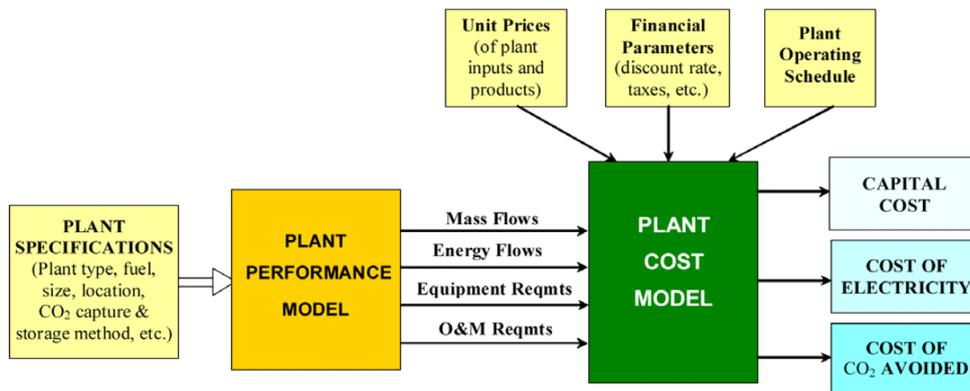


Fig. 3. CCS cost analysis framework.

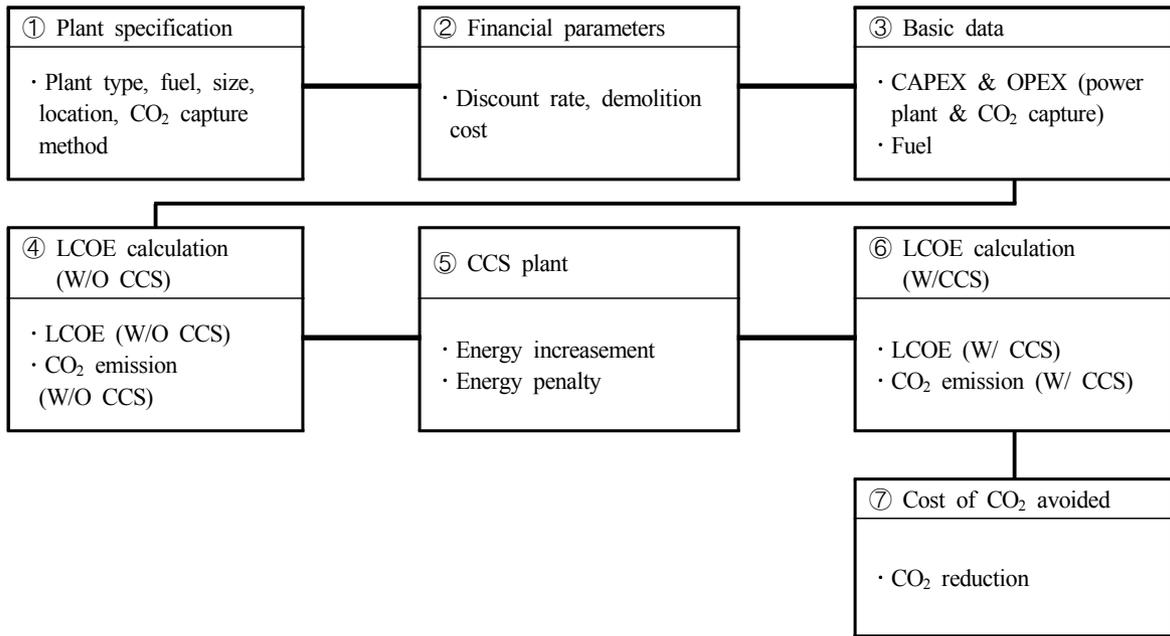


Fig. 4. Algorithm for Techno-economic analysis of CCS.

발전소 폐지비용 및 할인을 등을 고려한다. 참고로 IEA에서 제시하는 국가별 발전비용 분석을 위한 보고서에 따르면 OECD 국가의 경우, 석탄화력발전소 수명기간과 건설기간을 각각 40년(수명기간), 4년(건설기간)으로 하였다(IEA, 2010).

3.3.3 투자비 및 운영비 산정

발전소 투자비 및 운영비는 발전단가 계산에 있어 연료비와 함께 가장 중요한 영향을 미치는 인자로 경제성 평가를 위해 정확한 데이터의 확보가 반드시 필요하다. 그러나 상기 자료는 대부분 제한적으로 공개가 되어 일반 대중이 접근하는데에는 많은 제약이 있다. 본 연구에서는 관련하여 기준이 되는 화력발전소 투자비의 경우, 2016년 준공 예정인 1 GW급 신보령 1, 2호기(초초임계 석탄화력발전소)의 건설비 등을 참조하여 산출하였으며, 발전소 운영비는 IEA에서 제시한 한국의 발전소 운영비 자료를 참조하였다(IEA, 2010).

3.3.4 발전비용 계산(기준 화력발전소)

상기 제시된 주요 자료를 바탕으로 CCS 플랜트가 설치되지 않은 기준 석탄화력발전소에 대하여 발전 수명기간(40년) 동안 현금흐름을 분석한다. 현금흐름 분석에는 투입되는 연료(석탄) 중 탄소함량 및 발열량을 바탕으로 발전소 정격출력에 필요한 석탄 투입량 및 이의 연소로 인해 발생하는 CO₂ 배출량[(tCO₂/MWh)_{ref}]이 계산된다. 그리고 Table 3에 제시된 바와

같은 현금흐름 분석을 통해 균등화된 발전단가(LCOE_{ref})가 계산되며, 산출식은 다음의 식 (1)과 같다.

$$LCOE = \frac{\sum_t \frac{(Capital\ expenditure)_t + (Operating\ expenditure)_t + Fuel_t}{(1+r)^t}}{\sum_t \frac{(Electricity\ sold)_t}{(1+r)^t}} \quad (1)$$

r: 할인율, t: 년도

3.3.5 CCS 플랜트 분석

CCS 플랜트가 설치되지 않은 기준 화력발전소를 대상으로 하는 현금흐름 분석에 이어 CCS 플랜트가 설치된 화력발전소를 대상으로 분석을 수행한다. CCS 플랜트가 설치된 화력발전소의 성능을 분석하기 위해서는 적용되는 CO₂ 포집기술의 핵심 성능자료(CO₂ 제거율, 에너지 사용량 및 고순도 CO₂ 순도 등) 및 CO₂ 이송, 저장 등에 대한 분석이 필요하다. 이중 CO₂ 포집기술은 CCS 플랜트가 설치된 화력발전소의 전체 성능(발전효율 및 출력량)을 좌우하는 핵심 사항이므로, 이에 대한 분석은 매우 중요하다. 관련하여 본 논문에서는 CCS 기술 비용 분석을 위한 대상 CO₂ 포집기술로 한국전력의 주도하여 개발되어 한국중부발전 보령화력본부에 설치된 10 MW급 연소 후 습식 CO₂ 포집플랜트의 주요 성능결과를 활용하였다.

Table 3. Cash flow analysis for reference case

Year	Operating time (year)	Operation rate (%)	Hours (hrs)	Electricity	Operating cost(mUSD/year)			Overnight cost (mUSD/year)	Demolli-sion (mUSD/year)	Cash flow (yearly) (mUSD/year)	Cash flow (accum) (mUSD/year)
					Fuel	Fixed	Etc				
Con-struction	2014	`0000			0.0	0.0	0.0	0.0	-305.8	-305.8	-305.8
	2015	`000			0.0	0.0	0.0	0.0	-305.8	-305.8	-611.5
	2016	`00			0.0	0.0	0.0	0.0	-305.8	-305.8	-917.3
	2017	`0			0.0	0.0	0.0	0.0	-305.8	-305.8	-1,223.0
Opera-tion	2018	1	60	5,256	268.5	-154.5	-22.3	-6.0	-1223.00	-1137.3	-1,137.3
	2019	2	85	7,446	380.4	-218.8	-31.6	-8.5		121.4	-1,015.9
	2020	3	85	7,446	380.4	-218.8	-31.6	-8.5		121.4	-894.5
	2021	4	85	7,446	380.4	-218.8	-31.6	-8.5		121.4	-773.1
	2022	5	85	7,446	380.4	-218.8	-31.6	-8.5		121.4	-651.7
	2023	6	85	7,446	380.4	-218.8	-31.6	-8.5		121.4	-530.3
	2024	7	85	7,446	380.4	-218.8	-31.6	-8.5		121.4	-408.8
	2025	8	85	7,446	380.4	-218.8	-31.6	-8.5		121.4	-287.4
	2026	9	85	7,446	380.4	-218.8	-31.6	-8.5		121.4	-166.0
	2027	10	85	7,446	380.4	-218.8	-31.6	-8.5		121.4	-44.6
	2028	11	85	7,446	380.4	-218.8	-31.6	-8.5		121.4	76.8
	2029	12	85	7,446	380.4	-218.8	-31.6	-8.5		121.4	198.2
	2030	13	85	7,446	380.4	-218.8	-31.6	-8.5		121.4	319.6
	2031	14	85	7,446	380.4	-218.8	-31.6	-8.5		121.4	441.0
	2032	15	85	7,446	380.4	-218.8	-31.6	-8.5		121.4	562.4
	2033	16	85	7,446	380.4	-218.8	-31.6	-8.5		121.4	683.8
	2034	17	85	7,446	380.4	-218.8	-31.6	-8.5		121.4	805.2
	2035	18	85	7,446	380.4	-218.8	-31.6	-8.5		121.4	926.7
	2036	19	85	7,446	380.4	-218.8	-31.6	-8.5		121.4	1,048.1
	2037	20	85	7,446	380.4	-218.8	-31.6	-8.5		121.4	1,169.5
	2038	21	85	7,446	380.4	-218.8	-31.6	-8.5		121.4	1,290.9
	2039	22	85	7,446	380.4	-218.8	-31.6	-8.5		121.4	1,412.3
	2040	23	85	7,446	380.4	-218.8	-31.6	-8.5		121.4	1,533.7
	2041	24	85	7,446	380.4	-218.8	-31.6	-8.5		121.4	1,655.1
	2042	25	85	7,446	380.4	-218.8	-31.6	-8.5		121.4	1,776.5
	2043	26	85	7,446	380.4	-218.8	-31.6	-8.5		121.4	1,897.9
	2044	27	85	7,446	380.4	-218.8	-31.6	-8.5		121.4	2,019.3

Table 3. Continued

	Year	Operating time (year)	Operation rate (%)	Hours (hrs)	Electricity	Operating cost(mUSD/year)			Overnight cost (mUSD/year)	Demolition (mUSD/year)	Cash flow (yearly) (mUSD/year)	Cash flow (accum) (mUSD/year)	
						Fuel	Fixed	Etc					
Operation	2045	28	85	7,446	380.4	-218.8	-31.6	-8.5			121.4	2,140.7	
	2046	29	85	7,446	380.4	-218.8	-31.6	-8.5			121.4	2,262.2	
	2047	30	85	7,446	380.4	-218.8	-31.6	-8.5			121.4	2,383.6	
De-molition	2048	31	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0		-0.7	-0.7	2,382.9	
	2049	32	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0		-0.7	-0.7	2,382.2	
	2050	33	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0		-0.7	-0.7	2,381.6	
	2051	34	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0		-0.7	-0.7	2,380.9	
	2052	35	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0		-0.7	-0.7	2,380.3	
	2053	36	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0		-0.7	-0.7	2,379.6	
	2054	37	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0		-0.7	-0.7	2,378.9	
	2055	38	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0		-0.7	-0.7	2,378.3	
	2056	39	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0		-0.7	-0.7	2,377.6	
	2057	40	0	0	0.0	0.0	0.0	0.0		-0.7	-0.7	2,377.0	
						3,484.1	-2,004.3	-289.9	-77.9	-1,111.8	-4.1	0.0	-3,487.9

3.3.6 발전비용 계산(CCS 플랜트 설치)

CCS 플랜트 설치에 따른 성능분석이 완료되면 이어 기준 화력발전소(CCS 미설치)의 경우와 마찬가지로 할인율을 고려하여 발전소 수명기간 동안 현금 흐름을 분석한다. CCS 플랜트 추가에 따른 출력량 저하로 인해 추가로 투입되어야 하는 연료의 양을 계산한 후, 이를 바탕으로 투입되는 연료(석탄) 중 탄소함량 및 발열량을 바탕으로 발전소 정격출력에 필요한 석탄 투입량 및 이의 연소로 인해 발생하는 CO₂ 배출량 [(tCO₂/MWh)_{ccs}]이 계산된다. 그리고 현금흐름을 통해 CCS 플랜트가 설치된 화력발전소의 균등화된 발전단가(LCOE_{ccs})를 계산한다.

3.3.7 CO₂ 저감비용 산출

상기 제시된 절차를 통해 CCS가 설치되어 있지 않은 기준 화력발전소(ref) 및 CCS 플랜트가 설치된 화력발전소(ccs)에 대해 각각 균등화된 발전단가(LCOE_{ref}, LCOE_{ccs}) 및 CO₂ 발생량 [(tCO₂/MWh)_{ccs}, (tCO₂/MWh)_{ref}]을 산출한 후 다음의 식 (2)에 따라 최종 CO₂ 저감비용을 산출한다.

Cost of CO₂ avoided=

$$\frac{|(LCOE)_{ref} - (LCOE)_{ccs}|}{(tCO_2/MWh)_{ref} - (tCO_2/MWh)_{ccs}} \quad (2)$$

3.3.8 CO₂ 수송 및 저장비용

CCS 기술의 경제성 평가에 있어서 포집과 함께 중요한 부분은 CO₂ 수송 및 저장 비용에 대한 산정이다. CO₂ 수송 및 저장부분은 포집원과 CO₂ 저장소 사이의 지리적 위치에 따라 크게 달라지는 부분이다. CO₂ 수송의 경우, 다양한 수송옵션(해상/육상 파이프라인, 선박 및 트럭 등)이 존재하며, 각 수송 옵션에 따라 비용뿐만 아니라, 인허가/민원 등의 문제가 발생하므로, 이를 표준화된 모델로 산정하기에는 한계가 있다. 저장소의 경우에도 저장소 위치(해양 혹은 지중저장)에 따라 투자비 및 운영비가 크게 달라지므로 비용 산정에 많은 제약이 따른다. 따라서 국제적으로도 CO₂ 수송 및 저장비용은 국가별/지리적 편차가 크기 때문에 CCS 비용산정에 있어 고려를 하지 않는 경우가 많다[IEA].

4. 비용분석

상기 제시된 방법론을 바탕으로 개발된 CCS 비용평가 모델을 활용하여 국내 전력시장을 고려한 CCS 비용 및 CO₂ 저감량을 산출하였다. 이후 분석주요 결과는 저자의 선행 연구 결과를 참조하여 제시하고자 한다.(Lee *et al.*, 2015) 본 비용 분석을 위한 주요 가정은 다음의 Table 5와 같다. 기준이 되는 석탄 화력발전소의 주요 데이터(건설비, 발전효율 및 용량)는 2016년 준공 예정인 신보령 1, 2호기(초초임계, 1 GW 용량)의 기본 자료를 활용하였다. 또한 CCS가 추가된 화력발전소에 대한 건설비 및 운영비 등은 주요 OECD 국가를 대상으로 2005년부터 2009년간 다양한 연구기관(미국 MIT, CMU, EPRI, NETL 등)에서 분석된 CCS 전후의 화력 발전소 건설비 및 운영비 증가율(건설비 증가율: 75%, 운영비 증가율: 50%) 평균을 참조하여 예측한 값을 활용하였다[1].

현금흐름 분석에 있어서 할인율은 7%로 가정하였으며, 탄소세는 국내의 상황을 반영하여 고려를 하지 않았다. 그리고 CO₂ 이송 및 저장과 관련한 비용은 앞서 언급된 바와 같이 포집원과 저장소의 위치에 따라 비용이 크게 달라지며, 시공업

자에 따라서도 투자비 등이 현격히 차이가 나기 때문에 정확한 비용산출이 어려운 부분이다. 이에 따라 본 분석에서는 CO₂ 이송 및 저장비용은 고려하지 않았다(Table 5 참조). 또한 CO₂ 포집기술의 주요 성능 지표는 현재 보령화력에서 운영 중인 10 MW급 운전결과(흡수제: 전력연구원 개발 KoSol 사용)를 활용하였는데, 전력연구원의 선행 운전 결과(0.1 MW Test bed 와 10 MW급 Pilot plant 운전) 및 공정모델링 분석결과, 1,000 MW급 규모로의 격상이 이루어지더라도 재생에너지 등 CO₂ 포집성능 결과는 크게 차이가 나지 않을 것으로 예상된다.

상기 주요 자료를 바탕으로 비용분석을 수행한 결과는 다음의 Table 6과 같다.

분석결과, 국내 1 GW급 초초임계 발전소에 CCS 플랜트 적용 시 비용분석 결과, CO₂ 포집플랜트 적용으로 90% 이상의 이산화탄소 저감이 가능하며, 이때 저감비용은 톤당 4만원(33 USD/tCO₂)으로 분석되었고, 발전단가는 약 43% 상승이 예상되었다. 이러한 수치는 외국의 사례와 비교하여 약 30% 이상 낮은 수준으로 이는 국내 화력발전소 건설을 위한 낮은 공사

Table 4. Guideline & basic assumptions

Reference plant	Etc	CAPEX & OPEX
<ul style="list-style-type: none"> · Plant type: USC · Plant capacity: 1,000 MWe · Plant efficiency: 44.1% · Plant operation: 85% · Coal: hard coal · Fuel price: 3.6 USD/GJ · Construction period: 4 yrs · Economic life: 40 yrs 	<ul style="list-style-type: none"> · Discount rate: 7% · Method: constant money value · Carbon tax: 0 · CO₂ removal rate: 90% · CO₂ regeneration energy: 2.8 GJ/tCO₂ · CO₂ purity: > 99.9% · CO₂ transport & storage: not considered 	<ul style="list-style-type: none"> · CAPEX_reference plant: 1,223 USD/kWe · OPEX_reference plant: 4.25 USD/MWh · CAPEX_CCS plant: 2,140 USD/kWe · OPEX_CCS plant: 6.41 USD/MWh

Table 5. Results

Results	Average of OECD nations ¹⁾	This study
· Overnight cost_reference plant (USD/kW)	2,162	1,223
· Overnight cost_CCS plant (USD/kW)	3,808	2,140
· Relative increase in overnight cost (%)	75	75
· LCOE_reference plant (USD/MWh)	66	47
· LCOE_CCS plant (USD/MWh)	107	68
· Relative increase in LCOE (%)	63	43
· CO ₂ emission_reference plant (kg/MWh)	820	712
· CO ₂ emission_CCS plant (kg/MWh)	111	90
· Cost of CO ₂ avoided (USD/tCO ₂)	58	33

¹⁾ IEA, 2011. Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation.

비(OECD 평균 대비 약 60% 수준) 및 우수한 이산화탄소 포집기술 성능으로부터 비롯된다고 할 수 있다.

5. 결론 및 토의

본 연구에서는 국내 전력시장 상황을 반영하여 실규모 이산화탄소 포집·저장 플랜트 설치 시 전력단가 및 이산화탄소 저감량 등을 분석할 수 있는 모델을 개발하였다. 개발된 모델을 통해 분석한 결과, 국내 1 GW급 초초임계 발전소에 CCS 플랜트 적용 시 현재까지 개발된 CO₂ 포집기술의 적용으로 90% 이상의 이산화탄소 저감이 가능하며, 이때 저감비용은 톤당 4만원(33 USD/tCO₂)으로 분석되었고, 발전단가는 약 43% 상승이 예상되었다. 이러한 수치는 외국의 사례와 비교하여 약 30% 이상 낮은 수준으로, 이는 국내 발전소 건설을 위한 낮은 단가 및 우수한 이산화탄소 포집기술 성능으로부터 비롯된다고 할 수 있다. 또한 이러한 내용에 기초할 때 국내 CCS 기술은 유럽, 미국 등 타 선진국에 비해 낮은 비용으로 도입이 가능할 것으로 기대되었다.

본 논문에서 소개하는 CCS 비용분석 모델에 적용된 플랜트 성능평가 모델 알고리즘은 석탄화력발전뿐만 아니라, 오일, 천연가스발전에도 CCS 기술을 적용하기 위한 비용 분석에도 활용이 가능하며, 또한 개발된 플랜트비용 분석모델의 경우 화석연료발전뿐만 아니라, 풍력, 태양광 등 신재생에너지의 CO₂ 배출량 및 발전단가를 산정하는 데에도 적용이 가능할 것으로 기대된다.

6. 사 사

본 연구는 2014년도 지식경제부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구과제입니다. (No. 20142010201810)

REFERENCES

- Bolland O, Undrum H. 2003. A novel methodology for comparing CO₂ capture options for natural gas-fired combined cycle plants. *Advanced Environmental Research* 7:901-911.
- DOE/NETL. 2007. Cost and performance baseline for fossil energy plants.
- IEA. 2011. Cost and performance of carbon dioxide capture from power generation.
- IEA. 2010. Projected costs of generating electricity.
- IEA GHG. 2013. Toward a common method of cost estimation for CO₂ capture and storage at fossil fuel power plants. 2013/TR2.
- Jeff T. 2011. Low-cost carbon-capture projects sparks interest. *Nature* 469:276-277.
- Lee JH, Kwak NS, Lee IY, Jang KR, Shim JG. 2012. Performance and economic analysis of domestic supercritical coal-fired power plant with post-combustion CO₂ capture process. *Korean Chemical Engineering Research* 50(2): 365-370.
- Lee JH, Kwak NS, Lee IY, Jang KR, Shim JG. 2015. Performance and economic analysis of commercial-scale coal-fired power plant with post-combustion CO₂ capture. *Korean Journal of Chemical Engineering* 32(5):800-807.
- MIT. 2010. The future of coal.
- Rao AB, Rubin ES. 2005. A technical, economic and environmental assessment of amine-based CO₂ capture technology for power plant greenhouse gas. *Control of Environmental Science Technology* 36:4467-4475.