

불확실한 운영비용과 탄소세를 고려한 CCS 기반시설의 전략적 계획

한지훈* · 이인범*†

포항공과대학교 화학공학과
790-784 경북 포항시 남구 효자동 산31
(2011년 12월 5일 접수, 2012년 2월 28일 채택)

Strategic Planning of Carbon Capture & Storage (CCS) Infrastructure Considering the Uncertainty in the Operating Cost and Carbon Tax

Jee-Hoon Han* and In-Beum Lee*†

*Department of Chemical Engineering, POSTECH, San 31 Hyoja-dong, Nam-gu, Pohang, Gyeongbuk 790-784, Korea
(Received 5 December 2011; accepted 28 February 2012)

요 약

이산화탄소 포집 및 저장(CCS) 기반시설은 온실가스 배출량의 획기적인 감축과 관련하여 중요한 역할을 하고 있다. CCS 기반시설에 있어서의 구체적인 과제는 넓은 지역에 다양하게 분포되어 있는 대규모 방출원으로부터 CO₂를 포집한 뒤 수송하여 적절한 저장사이트에 주입하는 일련의 과정을 상업적 규모로 실증하는 것이다. CCS 기반시설의 상업적 도입을 위해 기술 경제적 타당성을 분석하는 많은 연구들이 수행되어 왔다. 하지만, 하나의 일관된 분석을 하기 위해 CO₂ 배출량, CO₂ 감축 비용, 탄소세 등과 같은 다양한 데이터의 불확실성들이 존재한다. CCS 기반시설을 설계 및 운영하는데 있어 이러한 데이터의 불확실성들을 고려한 연구들은 거의 진행되어 오지 않았다. 본 논문에서는 CCS 기반시설을 설계 및 운영하는 데 있어 불확실한 데이터인 CCS 운영비용과 탄소세를 고려한 2 단계 확률론적 계획 모델을 개발 하였다. 제시된 모델은 데이터의 불확실한 환경에도 불구하고 CO₂ 감축목표를 만족시키기 위해 CO₂ 포집, 저장, 수송 등 CCS 기반시설의 최적 설계 및 운영 전략을 결정할 수 있게 하고, 요구되는 연간 CO₂ 총 비용을 예측 가능하게 한다. 또한, 본 연구에서 제안한 모델의 타당성을 평가하기 위해 우리나라의 실제 사례에 적용해 보았다. 이 사례 연구를 통해 얻은 결과는 다양한 불확실한 요소들이 존재하는 환경하에 CCS 기반시설을 설계 및 운영하는 데 있어 최적의 결정을 제시할 것이다.

Abstract – A carbon capture and storage (CCS) plays a very important role to reduce CO₂ dramatically in CO₂ emission sources which are distributed throughout various areas. Numerous research works have been undertaken to analyze the techno-economic feasibility of planning the CCS infrastructure. However, uncertainties such as CO₂ emissions, CO₂ reduction costs, and carbon taxes may exist in various impact factors of the CCS infrastructure. However, few research works have adopted these uncertainties in designing the CCS infrastructure. In this study, a two-stage stochastic programming model is developed for planning the CCS infrastructure under uncertain operating costs and carbon taxes. It can help determine where and how much CO₂ to capture, store or transport for the purpose of minimizing the total annual CO₂ reduction cost in handling the uncertainties while meeting the CO₂ mitigation target. The capability of the proposed model to provide correct decisions despite changing the operating costs and carbon taxes is tested by applying it to a real case study based on Korea. The results will help to determine planning of a CCS infrastructure under uncertain environments.

Key words: CCS Infrastructure, Techno-economic Feasibility, Two-stage Stochastic Programming, Uncertainties

1. 서 론

온실가스 배출은 전 세계 기후변화에 상당한 영향을 미치고 있고, 주요 온실가스로 CO₂는 화석연료에 의한 에너지의 사용으로부터 주로 발생한다[1]. CO₂ 배출량을 감축하기 위해 화석연료 대체 에너지

로서 신·재생에너지의 사용을 위한 기술이 대두되어 왔다. 하지만, 이 방법은 현재 또는 가까운 미래에 상용화를 위한 기술적·경제적 장벽이 있기 때문에, CO₂ 포집 및 저장(CCS, Carbon Capture and Storage) 기반 시설의 도입이 사회적, 국가적으로 대두되고 있다. CCS 기반시설은 CO₂의 포집, 저장 및 수송에 이르기까지 많은 분야의 기술이 종합적으로 연관된 일련의 공정이다[2].

CCS 기반시설을 구성하는 기술들의 기술·경제적 타당성을 평가하는 많은 연구들이 진행되어 왔다. 예를 들어, Bakken와 Velken는

† To whom correspondence should be addressed.
E-mail: iblee@postech.ac.kr

*이 논문은 KAIST 박선원 교수님의 정년을 기념하여 투고되었습니다.

CCS 기반시설을 설계하는데 있어 최소의 비용을 예측하기 위해 선형모델(Linear Model)을 제시하였고[3], 최근에 다른 연구들은 CCS 기반시설 내에 CO₂ 포집, 저장, 수송 방법을 결정하는 혼합 정수형 선형모델(Mixed Integer Linear Model)을 제시해왔다[4-7].

한편, 앞서 소개한 연구들의 결정론적 모델(Deterministic Model)은 CCS 기반시설의 기술·경제적 타당성을 분석하는 데에 있어 CO₂ 배출량, CCS 설비의 비용, 탄소세 등의 상수가 연간 일정하다는 가정을 수반한다. 보다 정확한 분석을 위해서는 모델에 상수의 변화를 고려하는 것이 반드시 필요하다. 연간 CO₂ 배출량의 불확실성을 고려한 연구들 [8-10]은 상당히 많이 진행되어 왔으나, CCS 개별 기술의 운영비용과 탄소세의 불확실성이 CCS 기반시설의 설계 및 운영에 미치는 경제적 효과에 초점을 둔 연구는 없었다.

따라서, 본 논문에서는 CCS 개별 기술의 운영비용과 탄소세의 불확실성이 CCS 기반시설의 설계 및 운영에 미치는 경제적 효과를 고려하는 확률론적 모델(Stochastic Model)을 제시하고자 한다. 개발된 모델에서는 CO₂를 감축하기 위한 CCS 설치방법, 설비의 수, 설비의 연간 운영 양 등을 결정한다. 또한, CO₂ 감축을 위해 고비용의 CCS 설비를 설치하는 경우와 CO₂ 과징금을 부과하는 경우를 비교하여 최적화된 전략을 세울 수 있도록 한다.

2. CCS 기반시설의 최적화 모델

2-1. 문제 기술

CCS 기반시설에서의 CO₂ 관리 및 최적화 목표는 CO₂ 감축수요를 충족시키기 위한 CO₂ 포집, 저장, 수송 등 일련의 활동을 결정하

고, 이때 발생하는 모든 CO₂ 처리 비용을 최소화하는 것이다. 본 연구에서 제안하는 CCS 기반시설의 최적화 모델은 어느 한 지역 내에 CO₂ 배출원, CO₂ 포집 시설, CO₂ 저장시설이 존재할 수 있으며, 지역간의 CO₂ 수송시설 또한 나타날 수 있다는 것을 고려하였다(Fig. 1). 즉, 이 모델의 전체적 구조는 다음과 같다. 만약 어느 한 지역의 배출원에서 배출된 CO₂가 근처의 포집시설에서 포집된다면 그 지역의 저장시설에서 격리되고, 그 지역 내에 저장시설이 없을 경우 다른 지역의 저장시설로 수송되어 격리된다.

이러한 CCS 기반시설 내에 CO₂ 처리 비용을 최소화하는 문제를 고려하기 위해서는 현재 고려되고 있는 CO₂ 포집, 저장, 수송 등 관련된 기술들을 총 망라하여 종합적으로 경제성을 평가할 필요가 있다. 이를 위해 먼저 관련된 각 개별 기술들의 경제성을 평가한 자료를 획득해야 한다. 하지만, CCS 기반시설은 현재 보단 미래의 어느 시점에서 상용화를 목적으로 하기 때문에, 경제성 평가를 위해 예측 불가능한 다양한 요소들이 함께 고려되어야 한다.

따라서, 본 연구에서 제시한 수학적 모델은 확률론적 혼합정수 선형계획법(Stochastic Mixed Integer Linear Programming)으로 구성하였고, 이 모델의 의사결정(decision-making)구조는 다음과 같다.

2-1-1. 주어진 조건(상수)

- CO₂ 포집, 저장, 수송 시설들의 각 단위 용량 및 설치 비용
- 특정 시점에서 배출원들의 연간 평균 CO₂ 배출량
- 국가 또는 총 산업의 총 CO₂ 배출 허용량
- 불확실성을 고려한 상수: CO₂ 포집, 저장, 수송 시설들의 각 단위 운영 비용과 탄소세

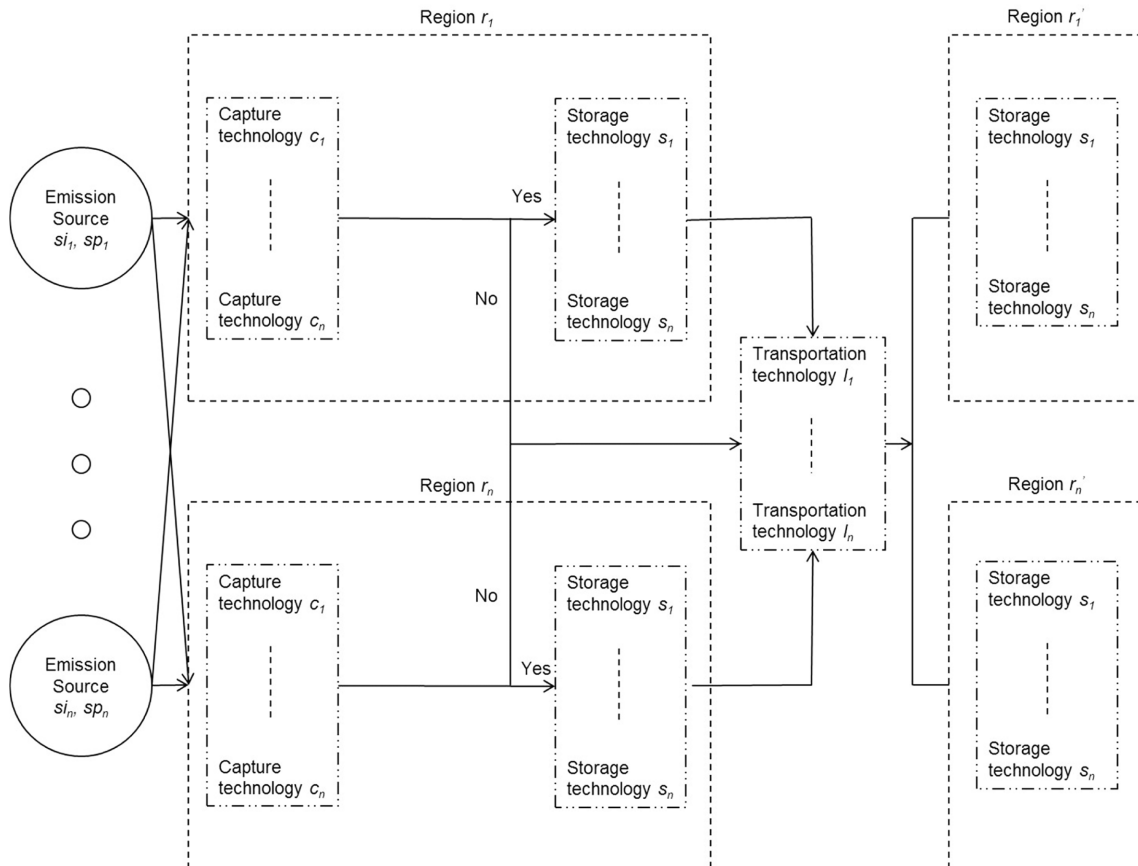


Fig. 1. Schematic diagram of CCS system.

2-1-2. 결정인자(변수)

- 배출원들의 CO₂ 배출 할당량
- CO₂ 포집, 저장, 수송 시설들의 위치, 수 및 각 해당 시설들의 연간 CO₂ 처리 양

2-2. 최적화 문제의 구성

2-2-1. 목적함수

제안된 모델의 목적함수는 모든 발전소의 연간 총 CO₂ 감축비용 (TACRC, Total Annual CO₂ Reduction Cost)을 최소화하는 것이다. 이 목적함수는 1) 연간 CCS 설비 비용(ACFC_p, Annual CCS Facility Cost), 2) 연간 CO₂ 과징금(ACP_p, Annual Carbon Penalty)의 총합으로 구성되고 식 (1)과 같다.

$$\text{Minimize TACRC} = \sum_i (\text{ACFC}_i + \text{ACP}_i) \quad (1)$$

우선, 연간 CCS 설비 비용은 CCS 설비 설치비용(CCSCC_p, CCS capital cost)과 운영비용(CCSOC_p, CCS operating cost)의 합으로 나타낼 수 있다.

$$\text{ACFC}_i = \text{CCSCC}_i + \text{CCSOC}_i \quad \forall i \quad (2)$$

CCS 설비 설치비용은 CO₂ 포집, 저장, 수송 설비의 단위 설치비용에 각각의 요구되는 설비 수의 곱으로 표현된다.

$$\text{CCSCC}_i = \frac{\text{CCR}}{\text{LR}} \left(\sum_g \left(\sum_c \sum_p \sum_f \text{CCC}_{i,c,p,f,g} \text{BC}_{i,c,p,f,g} + \sum_s \text{SCC}_{i,s} \text{NS}_{i,s,g} \right) \right) \left(\sum_{g'} \sum_l \sum_d \left(\text{TCCPon}_{i,l,g,g',d} \text{NTPon}_{i,l,g,g',d} + \text{TCCPoff}_{i,l,g,g',d} \text{NTPoff}_{i,l,g,g',d} \right) \right) \quad \forall i \quad (3)$$

CCS 설비 운영비용은 CO₂ 포집, 저장, 수송 설비의 단위 운영비용에 각각의 설비에서 처리되는 CO₂ 양의 곱으로 표현된다.

$$\text{CCSOC}_i = \sum_i \left(\sum_g \left(\sum_p \sum_f \sum_c \text{UCC}_{i,c,p,f,g} C_{i,c,p,f,g} + \sum_s \text{USC}_{i,s,r} S_{i,s,g} \right) \right) \left(\sum_l \sum_d \left(\text{UTCPon}_{i,l,d,r} + \text{UTCPoff}_{i,l,d,r} \right) Q_{i,l,g,g',d} \right) \left(\sum_c \sum_p \sum_f \sum_g \text{UNB}_{p,g,r} \text{EP}_{i,c} C_{i,c,p,f,g} \right) \quad \forall i \quad (4)$$

반면에, 연간 CO₂ 과징금은 국가로부터 할당된 CO₂ 배출허용량을 초과하여 배출하는 발전소가 CO₂ 감축 조치(CCS 설비 등)를 취하지 않을 경우 부과되는 부담금이다. 이는 탄소세(Ctax)와 초과 CO₂ 배출량(AEP_{i,p,f,g})의 곱으로 표현된다.

$$\text{ACP}_i = \sum_p \sum_f \sum_g \text{Ctax} \text{AEP}_{i,p,f,g} \quad \forall i \quad (5)$$

2-2-2. 제약조건

제안된 모델의 제약조건은 CCS 설비의 제약조건과 CO₂ 배출량 제한에 관한 제약조건으로 나뉜다. 우선, CCS 설비의 제약조건은 물질수지 식과 용량제한 식으로 다시 나뉜다. 식 (6)은 각 지역의 CO₂ 물질수지에 관한 것으로, 어느 한 지역의 발전소에서 포집된 CO₂는 그 지역에 저장 시설이 있으면 격리되고 그렇지 않을 경우 다른 지

장시설로 이송되는 것을 나타낸다.

$$\sum_c \sum_p \sum_f C_{i,c,p,f,g} = \sum_l \sum_{g'} \sum_d (Q_{i,l,g,g',d} - Q_{i,l,g',g,d}) + \sum_s S_{i,s,g} \quad \forall i, g \quad (6)$$

식 (7-11)는 CCS 설비의 연간 운영되는 용량 제한에 관한 것이다. 연간 포집되는 CO₂ 양은 단위 포집 설비의 용량에 의해 결정되고, 이는 요구되는 포집 설비의 수도 결정한다.

$$\text{Ccap}_{i,c,p,f,g}^{\min} \text{BC}_{i,c,p,f,g} \leq C_{i,c,p,f,g} \leq \text{Ccap}_{i,c,p,f,g}^{\max} \text{BC}_{i,c,p,f,g} \quad \forall i, c, p, f, g \quad (7)$$

CO₂ 저장은 주로 지중과 해양 저장으로 나뉠 수 있다. 특히, 이러한 저장방법은 지역적 특성과 격리 가능한 용량에 의해 결정된다.

$$S_{i,s,g} \leq \text{AScap}_{i,g} \quad \forall i, s, g \quad (8)$$

저장시설에 연간 격리되는 CO₂ 양은 단위 저장 설비의 용량에 의해 결정되고, 이는 요구되는 우물(Well)의 수도 결정한다.

$$\text{Scap}_{i,s}^{\min} \leq \text{NS}_{i,s,g} \leq S_{i,s,g} \leq \text{Scap}_{i,s}^{\max} \text{NS}_{i,s,g} \quad \forall i, s, g \quad (9)$$

포집된 CO₂는 수송설비(파이프라인 등)를 통해 최종 저장지역으로 이송되는데, 이 수송의 흐름은 육지(Onshore)에서와 해양(Offshore)에서의 수송으로 나뉜다. 특히, 항구지역은 육지로부터 포집되어 들어온 CO₂ 뿐만 아니라 해양의 최종격리지역으로 이송시켜야 하는 유입(inflow)과 유출(outflow)의 흐름을 모두 갖는다. 또한, 연간 수송하는 CO₂ 양은 단위 수송 설비의 용량에 의해 결정되고, 이는 요구되는 수송 설비의 수도 결정 한다.

$$\text{Tcap}_{i,l,d}^{\min} \text{NTPon}_{i,l,g,g',d} \leq Q_{i,l,g,g',d} \leq \text{Tcap}_{i,l,d}^{\max} \text{NTPon}_{i,l,g,g',d} \quad \forall i, l, d, g, g'; g \neq g' \quad (10)$$

$$\text{Tcap}_{i,l,d}^{\min} \text{NTPoff}_{i,l,g,g',d} \leq Q_{i,l,g,g',d} \leq \text{Tcap}_{i,l,d}^{\max} \text{NTPoff}_{i,l,g,g',d} \quad \forall i, l, d, g, g'; g \neq g' \quad (11)$$

한편, CO₂ 감축 및 처리하는 비용을 효과적으로 줄이기 위해 배출량 할당제가 본 연구에 도입되었다. 국가의 CO₂ 배출 관리 정책을 기반으로 한 국가에 할당된 총 CO₂ 배출 허용량을 최적으로 각각의 발전소 시설(공장)에 재할당하는 중요하다. 이와 관련된 식 (12)은 다음과 같다.

$$\sum_p \sum_f \sum_g \text{AP}_{i,p,f,g} = \text{AP}_i^T \quad \forall i \quad (12)$$

각 발전소에서 배출되는 CO₂ 양은 할당된 배출량과 그 이상을 초과한 양의 합과 같다.

$$\text{EX}_{i,p,f,g} + \text{AP}_{i,p,f,g} \leq E_{i,p,f,g} \quad \forall i, p, f, g \quad (13)$$

이 초과한 양은 CO₂ 감축 조치(CCS 설비 등)를 취하거나 초과분에 대한 과징금을 감수해야 된다.

$$\text{EX}_{i,p,f,g} = \text{AEP}_{i,p,f,g} + \sum_c C_{i,c,p,f,g} \quad \forall i, p, f, g \quad (14)$$

2-3. 불확실성(Uncertainty) 고려

앞서 섹션 2-2에서 소개한 결정론적 모델(Deterministic Model)은

목적함수의 계수 (CCS 설비의 단위 설치 및 운영비용, 탄소세 등)가 연간 일정하다는 가정하에 구성된다. 이 모델을 구성하는 계수에 영향을 미치는 요인들은 매우 다양하며 해마다 그것들의 변화를 예측하는 것은 쉽지 않다. 따라서, 보다 정확한 결과를 파악하기 위해 불확실성의 요소들을 포함하는 확률론적 모델(Stochastic Model)을 구축하는 것이 필요하다. 본 연구에서는, 목적함수의 계수들 중에 CCS 설비의 단위 운영비용 및 탄소세의 불확실성을 고려하였고, 이를 반영한 확률론적 모델의 목적함수는 예측되는 연간 평균 비용을 최소화하는 것이다.

$$\begin{aligned} & \text{Minimize } E[\text{TACRC}] \\ & = \sum_r \text{prob}_r \text{TACRC}_r \\ & = \sum_{i,r} \text{prob}_r (\text{ACFC}_{i,r} + \text{ACP}_{i,r}) \end{aligned} \quad (15)$$

여기서, 식 (15)는 식 (1)과는 달리 불확실성을 고려한 시나리오 r 이 포함된다. 그리고, prob_r은 이 시나리오가 일어나는 확률을 나타낸다.

마찬가지로, CCS 설비의 단위 운영비용 및 탄소세의 불확실성을 고려한 식 (16~18)은 식(2,4~5)에 시나리오 r을 반영한 것이다.

$$\text{ACFC}_{i,r} = \text{CCSCC}_i + \text{CCSOC}_{i,r} \quad \forall i, r \quad (16)$$

$$\text{CCSOC}_{i,r} = \sum_t \left(\begin{aligned} & \sum_g \left(\sum_p \sum_f \sum_c \text{UCC}_{i,c,p,r} C_{i,c,p,f,g} + \sum_s \text{USC}_{i,s,r} S_{i,s,g} \right) \\ & + \sum_l \sum_g \sum_d (\text{UTCPon}_{i,l,d,r} + \text{UTCPoff}_{i,l,d,r}) Q_{i,l,g,g,d} \\ & + \sum_c \sum_p \sum_f \sum_g \text{UNB}_{p,g,r} EP_{i,c,p,f,g} \end{aligned} \right) \forall i, r \quad (17)$$

$$\text{ACP}_{i,r} = \sum_p \sum_f \sum_g \text{Ctax}_r \text{AEP}_{i,p,f,g} \quad \forall i, r \quad (18)$$

3. 결과 및 고찰

3-1. 사례연구 설정: 2020년 우리나라의 CO₂ 감축 시나리오

우리나라의 경우 2020년까지 배출 전망치(BAU) 대비 30%를 줄이겠다는 목표를 갖고 있으므로, 본 사례연구에서는 CO₂를 배출하는 배출원들이 배출 전망치(BAU) 대비 약 70% 정도의 배출허용량을 할당 받는다고 가정하였다. 또한 우리나라의 산업적 특성을 고려하여, CO₂를 가장 많이 방출하는 주요 산업들 중 화력발전을 하는 전력산업에 초점을 두어 평가하고자 한다. 세부적으로, 천연가스로 화력발전을 하는 시설 15 곳, 유류로 화력발전을 하는 시설 11곳, 석탄으로 화력발전을 하는 시설 13곳 등 총 39곳의 화력 발전소들을 선

Table 1. Generation, capture, sequestration and transport technologies for the examined case study

Activity	Type
Generation technology	Gas-fired electricity generation
	Petroleum-fired electricity generation
	Coal-fired electricity generation
Capture technology	The absorption and desorption of carbon dioxide in aqueous monoethanolamine (MEA)
Sequestration method	Depleted Gas Reservoir
	Saline Aquifer Storage
	Ocean Storage via Pipeline
Transportation mode	Liquid CO ₂ , or LCO ₂ via pipeline

정하였다. 또한, CO₂를 감축 방법으로 경제성을 평가하고자 하는 CCS 기반시설을 구성하는 포집, 저장, 수송 기술들을 표 1에 보이는 바와 같이 나타내었다.

본 연구에서는, CCS 개별 기술들의 단위 운영비용과 탄소세의 불확실성이 CCS 기반시설의 설계 및 운영에 미치는 경제적 효과에 초점을 두었으므로, 이 불확실성의 고려 여부에 따라 두 가지의 사례 연구를 수행하였다. 즉, 연간 CCS 단위 운영비용과 탄소세가 일정한 경우(Case 1)와 일정한 범위 안에 변화하는 경우(Case 2)의 두 가지로 구분하여 각각 결정론적 모델과 확률론적 모델을 적용하였다.

사례 연구를 수행 하기 위해 각 모델에서 정의된 상수 값들(CCS 시설들의 각 단위 용량 및 비용, CO₂ 배출원들의 연간 평균 CO₂ 배출량 등)이 필요하다. 위와 같은 데이터들을 수집하여 정리한 이전의 연구[6]로부터 관련 상수 값들을 사용하였다. 특히, 연간 CCS 단위 운영비용과 탄소세의 상수 값의 불확실성을 고려하기 위해 Table 2에서 나타난 평균값, 분산과 함께 정규분포를 가정하였고 몬테카를로 법(monte carlo method)를 도입하여 50개의 시나리오에 따른 난수를 추출하였다.

3-2. 사례연구 결과

앞에서 설정된 두 가지 사례 연구를 바탕으로 전체 발전소들의 CO₂ 감축목표를 만족시키기 위한 최소의 CO₂ 감축비용을 최적화 모델로부터 계산하여 경제성을 비교 분석하였다. 본 논문에서 제시하는 최적화 모델은 혼합 정수 선형 계획법(MILP)에 따라 식을 구성하였고, GAMS 상용 프로그램의 CPLEX 9.0 solver로 문제를 구현하였다.

Table 3에서 나타나듯이 CCS 개별 기술들의 단위 운영비용과 탄소세의 불확실성을 고려한 사례 ‘2’가 이들을 고려하지 않은 사례 ‘1’보다 연간 총 CO₂ 감축비용이 약 \$ 14.5 million(+0.46%) 더 높게 나왔다. 이 값의 차이에 가장 크게 기여하는 것은 연간 총 CCS 설비

Table 2. Parameters used for estimating uncertain carbon tax and CCS operating cost

Parameters	Activity	Type	Mean value	Variance (%) ^a
Prices	Carbon tax (<i>Ctax_r</i>)		Average value of each uncertain parameter is offered from [6].	50
Operating costs	Capture (<i>UCC_{i,c,p,r}</i>)	Gas-fired		26.6
		Petroleum-fired		48.8
		Coal-fired		20.7
	Storage (<i>USC_{i,s,r}</i>)	DGR		36.1
		SAS		43.7
	Transportation	Onshore (<i>UTCPon_{i,l,d,r}</i>)		25.0
Offshore (<i>UTCPoff_{i,l,d,r}</i>)			12.0	

^aVariance of each uncertain parameter was based on the economic analysis of [2].

Table 3. Costs for optimized CCS infrastructure (\$·y⁻¹)

Costs	Case1 (Deterministic model)	Case2 (Stochastic model)	% change
CCS Facility Costs			
Capture - Coal-fired power plant	5,100,799,000	5,112,588,000	0.23
Capture - Gas-fired power plant	944,547,400	946,750,500	0.23
Capture - Petroleum-fired power plant	0	0	0
Storage	853,128,084	853,069,764	-0.01
Transportation	788,792,416	788,568,736	-0.03
Total Annual CCS Facility Cost	7,687,266,900	7,700,977,000	0.18
Carbon Penalty Costs			
Coal-fired power plant	-4,590,160,000	-3,837,590,000	16.40
Gas-fired power plant	-386,999,000	-870,549,000	-124.95
Petroleum-fired power plant	418,443,100	150,142,000	-64.12
Total Annual Carbon Penalty	-4,558,715,900	-4,557,997,000	0.02
Total Annual CO ₂ Reduction Cost	3,128,551,000	3,142,980,000	0.46

In Carbon Penalty Costs, negative numbers represent selling carbon emission credit and positive numbers represent buying carbon emission credit.

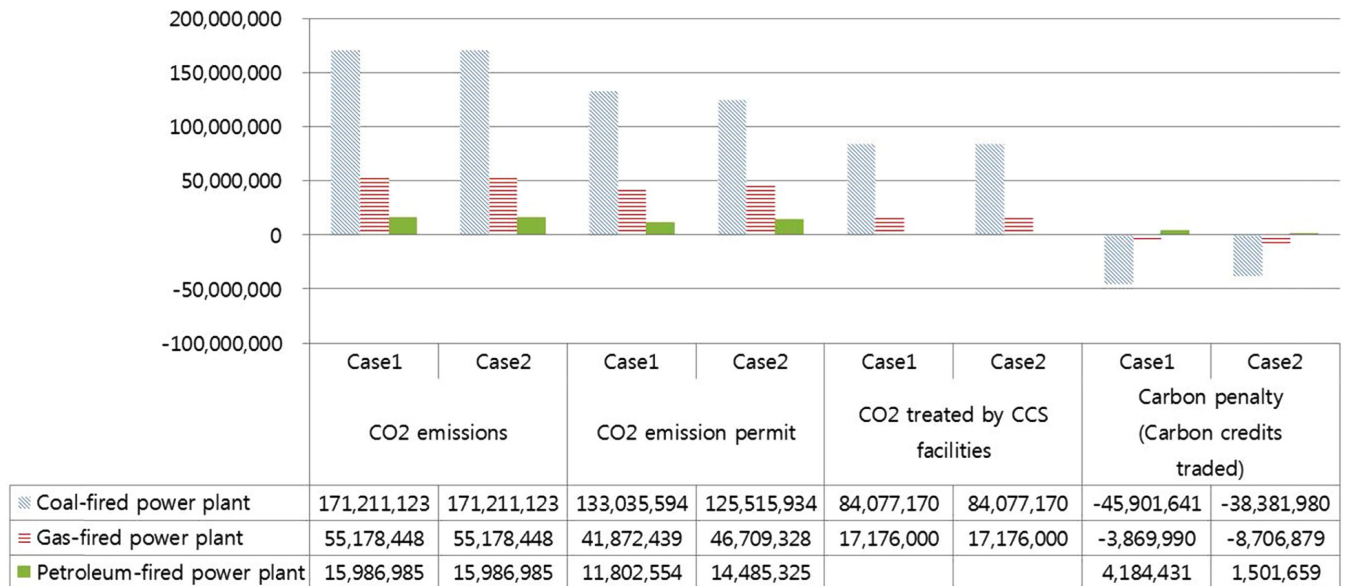


Fig. 2. CO₂ treated by each plant type in two case studies (tCO₂·yr⁻¹).

비용이고, 연간 총 CO₂ 과징금보다 약 +0.16%의 변화 더 나타났다. 하지만, 전체 화력발전소 내 직접적인 CO₂ 감축비용을 살펴보면, CCS 설비 비용의 변화보다 CO₂ 과징금의 변화가 심하다는 것을 확인할 수 있다. 이는 탄소세 변화의 폭이 화력발전소 내 CO₂ 포집 설비의 운영 비용 변화폭 보다 크고, 이 변화의 차이가 직접적으로 화력발전소의 CO₂ 감축비용에 반영되었기 때문이다. 특히, 천연가스를 연료로 사용하는 화력발전소의 CO₂ 과징금의 변화가 심하고 탄소세의 변화에 가장 민감한 것을 확인할 수 있었다.

한편, 각 사례에 대해서 각 지역 내 화력발전소의 CO₂ 배출량에 따른 CO₂ 감축구조에 대해 분석해 보았다(Fig. 2). CO₂ 배출량이 가장 많은 석탄을 연료로 하는 발전소부터 가스 화력발전소, 유류 화력발전소 순으로 CO₂ 배출 할당량의 크기가 정해진다. 특이한 점은 두 사례들 모두 유류 화력발전소의 경우 CCS를 설치하지 않고 과징금을 부과하는 반면, 석탄과 가스를 연료를 사용하는 화력발전소의 경우 배출할당량을 초과하는 양 만큼이 아닌 그 이상을 CCS를 통해 감축을 함으로써 배출권을 파는 부가적인 이득을 취한다. 이는 석탄

과 가스를 연료로 사용하는 화력발전소가 발전용량과 발전비용 측면에서 더 유류를 사용하는 발전소보다 더 유리하고, 이에 CCS 설비를 설치 및 운영하는 데에 있어 CO₂ 처리용량과 비용 측면에서 더욱 유리하도록 기여하였기 때문이다. 한편, CCS 개별 기술의 단위 운영비용과 탄소세의 불확실성을 고려한 사례 ‘2’가 이들을 고려하지 않은 사례 ‘1’ 것보다 가스 화력발전소의 경우 CO₂ 배출 할당량은 증가하고 배출권 거래는 활발한 반면, 석탄 화력발전소의 경우는 정반대의 경향을 보인다. 이는 석탄 화력발전소의 CCS 개별 기술의 운영비용의 변화폭이 가스 화력발전소보다 작기 때문에 CO₂ 감축을 위해 CCS 설치 및 운영에 더욱 집중화 되었기 때문이다.

Fig. 3에서 보인 바와 같이, 제안된 최적화 모델로부터 최소의 CO₂ 감축비용을 통한 CCS 기반시설의 최적 설계 배치를 얻을 수 있다. 석탄을 연료로 사용하는 발전소인 KOSEP7, KOMIPO6, KEWESPO5에서 MEA 방법으로 주로 CO₂를 포집하고 이중 대부분의 CO₂는 고갈된 가스전(DGR)의 최종 저장지역으로 21.6인치의 파이프라인으로 이송된다. 특이한 점은 이들 발전소 근처의 심부 염대수층(SAS)

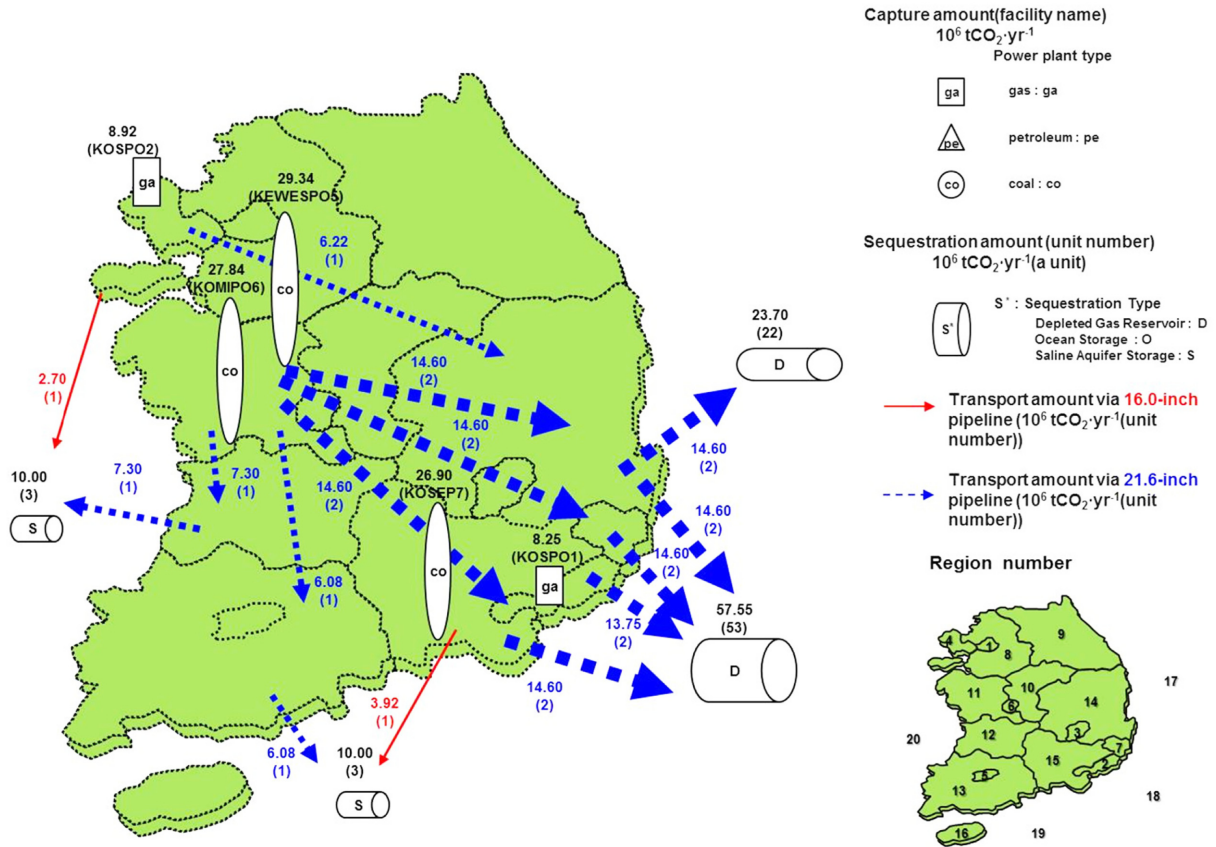


Fig. 3. CO₂ capture, sequestration and transport activities of CCS for cases 1 and 2.

저장지역으로 이송되는 것이 아니라, 상당히 먼거리의 고갈된 가스 전 저장지역으로 이송된다. 이것은 고갈된 가스전 저장 방법이 심부 염대수층 보다 경제적이고, CO₂ 격리비용이 CO₂ 수송비용보다 전체 CCS 설비비용에서 더 큰 비중을 차지하기 때문이다. 이것은 또한 16.0인치 파이프라인보다 용량과 거리상으로 더 경제적으로 이득인 21.6인치 파이프라인이 주로 설치되게 하였다. 한편, Fig. 2와 3에서 보여 지듯이 각 사례에 따라 CCS 설비의 수와 그 시설에서 연간 감축되는 CO₂ 양의 변화가 전혀 없다. 따라서, CCS 단위 운영비용과 탄소세의 불확실성이 CCS 기반시설의 설계와 운영에 전혀 영향을 주지 않는 것을 확인 할 수 있다. 따라서, 본 연구에서 제시한 CCS 기반시설의 최적화 모델이 타당함을 보여준다.

본 사례 연구에서는 CO₂를 배출하는 배출원들이 배출 전망치(BAU) 대비 약 70% 정도의 배출허용량을 할당 받는다고 가정하였지만, 제시한 모델의 타당성 검증을 위해서 추가적으로 각기 배출 허용량의 변화(65, 70, 75%)에 따라 CCS 기반시설을 평가해 보았다. Fig. 4에서 보듯이 배출 허용량이 감소함에 따라 사례 '1'과 사례 '2' 사이의 연간 총 CO₂ 감축비용의 차이는 더욱 증가하였다. 이는 배출 허용량이 감소함에 따라 CO₂ 감축비용이 급격히 증가하고, CCS 개별 기술의 단위 운영비용과 탄소세의 불확실성 영향을 또한 많이 받기 때문이다. 또한, 배출 허용량이 감소함에 따라 CO₂ 감축을 위해 CCS 기반시설의 설치 및 운영에 더욱 집중화 되고, 과정금 부과량은 감소함을 알 수 있다(Fig. 5). 배출 허용량이 감소함에 따라 사례 '1'

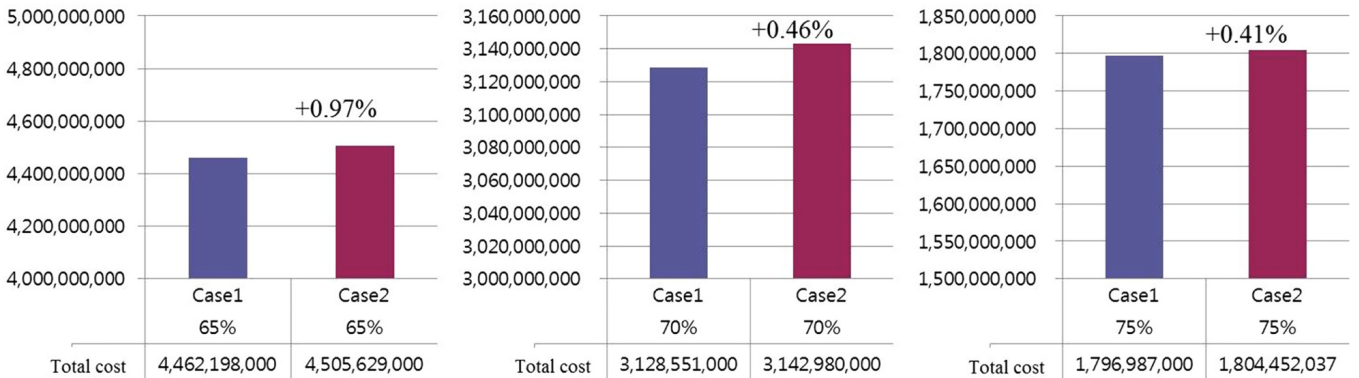


Fig. 4. The changes of total Annual CO₂ reduction cost (\$) for cases 1 and 2 according to the change of total emission permit.

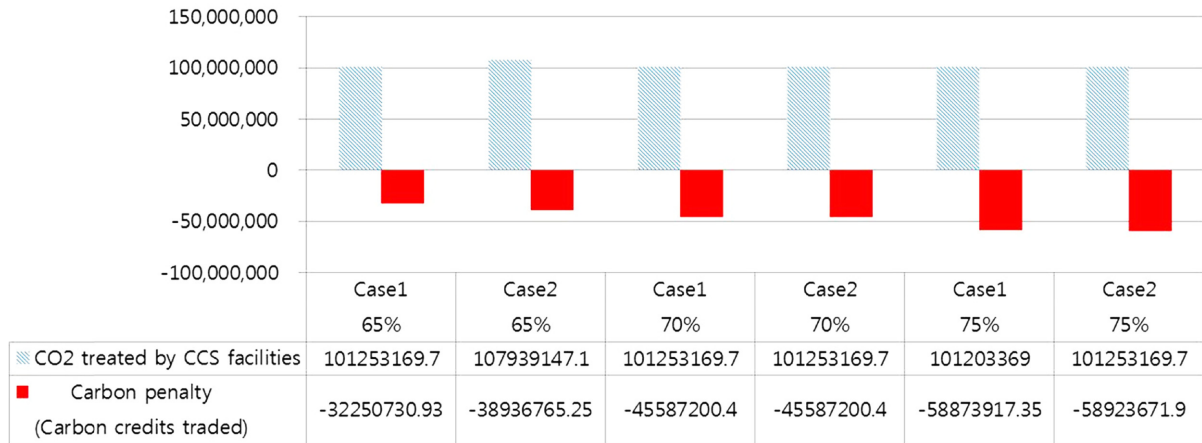


Fig. 5. The changes of annual CO₂ reduction amounts (tCO₂·yr⁻¹) for cases 1 and 2 according to the change of total emission permit.

과 사례 ‘2’ 사이의 연간 총 CCS 처리량의 차이는 더욱 증가한 반면에, 배출 허용량이 증가함에 따라 사례 ‘1’과 사례 ‘2’ 사이의 연간 총 과징금 부과량의 차이는 더욱 증가함을 확인할 수 있다.

이 결과 값을 통해 전력 산업의 각 발전 설비의 CO₂ 감축정책에 따라 적절한 CCS 기반시설 설치 및 운영전략으로 대처하여 보다 더 비용을 줄일 수 있는 방안을 모색할 수 있을 것이다. 또한 각 발전 시설에 탄소세, CCS 개별 기술들의 운영 비용들뿐만 아니라 다른 외부적인 요소들의 변화에 대응을 위해 CCS 기반시설의 최적 설계 및 운영정책을 제시해 줄 것이다.

4. 결 론

본 연구에서는 CCS 기반시설의 최적 설계 및 운영을 계획하고 예측 불가능한 탄소세 및 CCS 개별 기술들의 운영비용을 반영하기 위하여 확률론적 최적화 모델을 개발하였다. 제안된 모델은 배출원들의 할당량을 초과하는 CO₂ 배출량이 발생하였을 때 초과분만큼의 CO₂를 처리하기 위한 CO₂ 감축방법인 CCS 기반시설의 설치방법, 설비의 수, 설비의 운영 양 등을 결정한다. 또한, 제안된 모델은 CO₂ 감축을 위해 고비용의 CCS설비를 설치하는 경우와 CO₂ 과징금을 부과하는 경우를 비교하여 최적화된 전략을 세울 수 있도록 한다.

제안된 모델의 타당성을 평가 하고 CCS 기반시설의 기술-경제적으로 분석하기 위해, 우리나라의 화석연료를 사용하는 화력발전소 39곳을 선정하여 CCS 개별 기술의 운영비용과 탄소세의 불확실성의 고려 여부에 따라 CCS 기반시설에 미치는 경제적 효과에 초점을 두고 비교 분석하였다. 사례연구 결과 석탄을 연료로 사용하는 발전소에서 Amine 계(MEA) 흡수제를 이용한 화학 흡수법으로 주로 CO₂를 포집하고 이중 대부분의 CO₂는 고압된 가스전(DGR)의 최종 저장지역으로 21.6인치의 파이프라인으로 이송되는 것으로 확인되었다. 또한, CCS 운영비용과 탄소세의 불확실성이 이 CCS 기반시설의 설계 및 운영에 전혀 영향을 주지 않는 것으로 나타났다. 따라서, 본 연구에서 제시한 CCS 기반시설의 최적화 모델이 타당함을 확인할 수 있었다. 반면에, 배출 허용량이 감소함에 따라 CCS 운영비용의 영향을 많이 받아 CCS 설치 및 운영에 더욱 집중화 되고, 배출 허용량이 증가함에 따라 탄소세의 영향을 받아 과징금을 부과하여 운영하는 전략으로 치우쳤다.

사용기호

Indices

- f : Facility name for electricity generation
- g : Geographical region
- g' : Geographical region (g'≠g)
- i : Physical form of CO₂
- p : Type of power plant
- r : Scenarios
- c : Type of capture facility
- d : Pipeline diameter
- l : Type of transport mode
- s : Type of sequestration facility

Parameters

- AP_i^T : Total CO₂ emission permit allocated to entire power system
- Ccap_{i,c,p,f,g}^{max} : Maximum CO₂ capture capacity of facility type c to capture CO₂ in physical form i in electricity facility f of plant type p in region g
- Ccap_{i,c,p,f,g}^{min} : Minimum CO₂ capture capacity of facility type c to capture CO₂ in physical form i in electricity facility f of plant type p in region g
- Prob_r : Probability of occurrence of scenario r
- Ctax_r : Price of carbon tax in scenario r
- CCR : Capital charge rate - payback period of capital investment
- LR : Learning rate-cost reduction as technology manufacturers accumulate experience
- CCC_{i,c,p,f,g} : Capital cost of building capture facility type c capturing CO₂ in physical form i in electricity facility f of plant type p in region g
- Scap_{i,s}^{max} : Maximum sequestration capacity of facility type s to sequester CO₂ in physical form i
- Scap_{i,s}^{min} : Minimum sequestration capacity of facility type s to

sequester CO₂ in physical form i

$SCC_{i,s}$: Capital cost of establishing sequestration facility type s sequestering CO₂ in physical form i

$Tcap_{i,l,d}^{\max}$: Minimum capacity of pipeline with diameter d to transport CO₂ in physical form i

$Tcap_{i,l,d}^{\min}$: Maximum capacity of pipeline with diameter d to transport CO₂ in physical form i

$TCCPoff_{i,l,g,g',d}$: Capital cost of establishing pipeline with diameter d offshore to transport CO₂ in physical form i from harbor region g onshore to sequestration region g' offshore

$TCCPon_{i,l,g,g',d}$: Capital cost of establishing pipeline with diameter d to transport CO₂ in physical form i between regions g and g' onshore

$UCC_{i,c,p,r}$: Unit capture cost in scenario r for CO₂ in physical form i captured by capture facility type c in power plant p

$USC_{i,s,r}$: Unit sequestration cost in scenario r for CO₂ in physical form i sequestered by sequestration facility type s

$UTCPoff_{i,l,d,r}$: Unit transport cost in scenario r for CO₂ in physical form i transported by pipeline with diameter d offshore

$UTCPon_{i,l,d,r}$: Unit transport cost in scenario r for CO₂ in physical form i transported by pipeline with diameter d onshore

$EP_{i,c}$: Energy penalty for type of CO₂ capture facility c

Variables

$ACFC_i$: Annual CCS Facility Cost

ACP_i : Annual Carbon Penalty

$E[TACRC]$: Expected total annual CO₂ reduction cost

$TACRC_r$: Total annual CO₂ reduction cost in scenario r

$CCSCC_i$: Capital cost of CCS facilities for CO₂

$CCSOC_{i,r}$: Operating cost of CCS facilities for CO₂ in scenario r

$AEP_{i,p,f,g}$: CO₂ emission permit reallocated to electricity facility f of plant type p in region g

$BC_{i,c,p,f,g}$: 1 if CO₂ in physical form i is captured by capture facility type c in electricity facility f of plant type p in region g , 0 otherwise

$NS_{i,s,g}$: Number of well or injection facilities of type s sequestering CO₂ in physical form i in region g

$NTPoff_{i,l,g,g',d}$: Number of pipeline with diameter d for transporting CO₂ in physical form i between regions g and g'

offshore

$NTPon_{i,l,g,g',d}$: Number of pipeline with diameter d for transporting CO₂ in physical form i between regions g and g' onshore

$C_{i,c,p,f,g}$: Amount of CO₂ in physical form i captured by capture facility type c in electricity facility f of plant type p in region g

$S_{i,s,g}$: Amount of CO₂ in physical form i sequestered by sequestration facility type s in region g

$Q_{i,l,g,g',d}$: Flow rate of CO₂ in physical form i transported by transport mode l (pipeline) with diameter d between regions g and g'

참고문헌

1. International Energy Agency, Energy technology perspectives 2010.
2. Metz, B., *et al.*, IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage, 2005.
3. Bakken, B. H. and Velken, I. S., "Linear Models for Optimization of Infrastructure for CO₂ Capture and Storage," *IEEE Trans. Energy Convers.*, **23**(3), 824-833(2008).
4. van den Broek, M., *et al.*, "Feasibility of Storing CO₂ in the Utsira Formation as Part of a Long Term Dutch CCS Strategy," *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **4**(2), 351-366 (2010).
5. Damen, K., Faaij, A. and Turkenburg, W., "Pathways Towards Large-Scale Implementation of CO₂ Capture and Storage: A Case Study for the Netherlands," *International Journal of Greenhouse Gas Control.*, **3**(2), 217-236(2009).
6. Han, J.-H. and Lee, I.-B., "Development of a Scalable Infrastructure Model for Planning Electricity Generation and CO₂ Mitigation Strategies Under Mandated Reduction of GHG Emission," *Appl. Energy.*, **88**(12), 5056-5068(2011).
7. Han, J.-H. and Lee, I.-B., "Development of a Scalable and Comprehensive Infrastructure Model for Carbon Dioxide Utilization and Disposal," *Ind. Eng. Chem. Res.*, **50**(10), 6297-6315(2011).
8. Chen, W. T., *et al.*, "A Two-Stage Inexact-Stochastic Programming Model for Planning Carbon Dioxide Emission Trading Under Uncertainty," *Appl. Energy.*, **87**(3), 1033-1047(2010).
9. Han, J.-H. and Lee, I.-B., "Two-Stage Stochastic Programming Model for Planning CO₂ Utilization and Disposal Infrastructure Considering the Uncertainty in the CO₂ Emission," *Ind. Eng. Chem. Res.*, **50**(23), 13435-13443(2011).
10. Han, J.-H., Ryu, J.-H. and Lee, I.-B., "Developing a Two-stage Stochastic Programming Model for CO₂ Disposal Planning Under Uncertainty," *Ind. Eng. Chem. Res.*, **51**(8), 3368-3380(2012).