

## 이산화탄소를 활용한 고부가화합물 제조기술의 경제성 평가연구

이지현 · 이동욱 · 장세규 · 광노상 · 이인영 · 장경룡 · 최종신\* · 심재구†

한전 전력연구원, 미래기술연구소  
305-760 대전시 유성구 문지로 65  
\*한국동서발전(주)  
135-791 서울시 강남구 영동대로 512  
(2014년 2월 7일 접수, 2014년 2월 28일 수정본 접수, 2014년 3월 4일 채택)

### Economic Evaluations for the Carbon Dioxide-involved Production of High-value Chemicals

Ji Hyun Lee, Dong Woog Lee, Jang Se Gyu, No-Sang Kwak, In Young Lee, Kyung Ryoung Jang,  
Jong Shin Choi\* and Jae-Goo Shim†

Future Technology Research Center, KEPCO Research Institute, 65 Munji-ro, Yuseong-gu., Daejeon 305-760, Korea  
\*Korea East-West Power Co., LTD., #512 Yeongdong-daero, Gangnam-gu, Seoul 135-791, Korea  
(Received 7 February 2014; Received in revised form 28 February 2014; accepted 4 March 2014)

#### 요 약

본 연구에서는 연소 배가스 중에 포함된 이산화탄소의 탄산화 반응을 통한 고부가화합물 제조기술의 경제성평가를 수행하고 화합물 생산 계획에 따른 이익 및 내부수익률(Internal Rate of Return, IRR)을 분석하였다. 본 연구에서 고려된 기술을 이용하면 발전소에서 발생하는 연소배가스 중의 이산화탄소와 전기분해를 통해 발생하는 가성소다와의 탄산화 반응을 통해 고부가화합물(중탄산나트륨,  $\text{NaHCO}_3$ )의 생산 및 이산화탄소의 저감이 동시에 가능하다. 또한 전기분해에서 생산되는 염소 및 수소 가스는 다시 차아염소산나트륨( $\text{NaOCl}$ ) 및 고순도 염산의 제조에 적용된다. 기술의 경제성 평가를 위한 방법으로는 순현재가치법(Net Present Value method, NPV) 및 내부수익률(Internal Rate of Return, IRR)을 활용하여 일일 100톤의 이산화탄소를 처리할 수 있는 공정을 대상으로 20년간 상업운전을 가정하였다. 상기 가정하에서 20년간의 내부수익률은 약 67.2%, 20년간의 운전기간을 통한 총 이익은 순현재가치 기준으로 약 346,922 백만원으로 산출되었다. 그리고 2015년부터 시행예정인 탄소배출권 거래가 활성화됨에 따른 ETS 수익을 고려할 경우 총 이익은 약 60억원 향상되는 것으로 분석이 되었다. 상기 분석을 살펴보면 이산화탄소의 탄산화 반응을 통한 고부가화합물 제조기술은 온실가스 저감효과를 가져올 뿐만 아니라 경제성이 뛰어난 것으로 생각된다.

**Abstract** – Economic evaluation of the manufacturing technology of high-value chemicals through the carbonation reaction of carbon dioxide contained in the flue gas was performed, and analysis of the IRR (Internal Rate of Return) and whole profit along the production plan of the final product was conducted. Through a carbonation reaction with sodium hydroxide that is generated from electrolysis and by using carbon dioxide in the combustion gas that is generated in the power plant, it is possible to get a high value products such as sodium bicarbonate compound and also to reduce the carbon dioxide emission simultaneously. The IRR (Internal Rate of Return) and NPV (Net Present Value) methods were used for the economic evaluation of the process which could handle carbon dioxide of 100 tons per day in the period of the 20 years of plant operation. The results of economic evaluation showed that the IRR of baseline case of technology was 67.2% and the profit that obtained during the whole operation period (20 years) was 346,922 million won based on NPV value. When considering ETS due to the emissions trading enforcement that will be activated in 2015, the NPV was improved to a 6,000 million won. Based on this results, it could be concluded that this  $\text{CO}_2$  carbonation technology is an cost-effective technology option for the reduction of greenhouse gas.

Key words:  $\text{CO}_2$  Capture, Chemical Absorption, Economic Evaluation,  $\text{CO}_2$  Carbonation

†To whom correspondence should be addressed.

E-mail: jgshim@kepri.re.kr

This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License (<http://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0>) which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

## 1. 서 론

온실가스 저감을 위한 CO<sub>2</sub> 포집·저장 기술(CCS, carbon capture and storage)은 화력발전소와 같은 대규모 배출원에서 발생하는 CO<sub>2</sub>를 처리할 수 있는 기술로 현재 수 MW급 규모 이상의 대규모 성능 시험이 전 세계적으로 진행 중에 있다[1-4]. 상기 기술은 대규모 CO<sub>2</sub> 배출원에서 다량의 CO<sub>2</sub>를 포집하여 해양 혹은 지중에 저장하기 때문에 온실가스 저감의 파급효과가 매우 높지만 국내와 같이 포집된 CO<sub>2</sub>의 저장을 위한 사이트가 아직 확보되지 않은 상태에서는 실증급 규모의 기술 적용에는 제한이 있다.

이에 최근에는 발전소에서 배출되는 CO<sub>2</sub>를 화학반응을 거쳐 다른 화합물로 전환하는 기술이 부각이 되고 있다. 그 중에서 CO<sub>2</sub> 탄산광물화 전환기술은 연소 배가스 중의 CO<sub>2</sub>를 광물 형성이 가능한 양이온과 반응하여 고정화하는 하는 기술로 배가스 중의 CO<sub>2</sub>를 안정적이고 영구적으로 저장할 수 있으며 지중 저장 시 문제가 될 수 있는 유출 등의 가능성이 없다는 장점이 있다.

CO<sub>2</sub> 탄산광물화 전환기술보다 더 진보한 형태의 CO<sub>2</sub> 고부가가치 기술은 연소배가스에 포함된 CO<sub>2</sub>를 활용하여 고부가 화합물질을 제조하는 기술로 폐자원의 재활용을 통해 신규 수익을 창출할 수 있다는 점에서 경제성이 높은 기술이다. 이에 전 세계적으로 관련 연구가 활발하게 진행 중이다. 그 중 실증급 규모의 프로젝트를 수행하고 있는 기업으로는 미국의 Skyonic사, Calera사, 네덜란드의 Twence사 등이 있다. Skyonic사는 SkyMine이라는 프로젝트 명으로 2010년부터 연구를 수행중인데 시멘트 공장에서 배출되는 연간 약 75,000톤 규모의 이산화탄소를 처리할 수 있는 플랜트를 운영하고 있다[5].

네덜란드의 Twence사도 Sodium Bicarbonate Project라는 프로젝트 명으로 2011년 6월 과제를 착수하였다. Twence사는 상기 프로젝트를 통해 자사의 폐기물 소각발전에서 나오는 배가스를 가성소다와 반응시켜 중탄산나트륨을 생산하는 화학 플랜트를 건설 중인데 연간 6,000톤 규모의 이산화탄소 포집과 8,000톤 규모의 중탄산나트륨 생산이 가능할 전망이다[6].

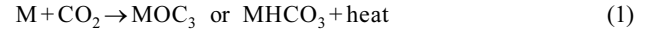
미국 Calera사는 CMAP(Carbonate Mineralization by Aqueous Precipitation)이라는 독자적인 공정을 개발하였다. 가성소다를 사용하여 1차적으로 배가스의 이산화탄소를 포집하고 이를 다시 마그네슘이나 칼슘과 같은 2가 양이온으로 치환하여 시멘트 원료를 생산하는 공정이다. 가성소다는 Calera사에서 자체 개발한 ABLE이라는 전기분해 공정으로부터 공급되며 2가 양이온의 소스는 발전소 비회, 해수담수화 공정에서 나오는 염수 등의 활용이 가능하다[7].

본 논문에서는 관련하여 연소 배가스 중에 포함된 이산화탄소의 탄산화 반응을 통한 고부가화합물 제조기술의 경제성을 순현재가치법(Net Present Value method, NPV) 및 내부수익률(Internal Rate of Return, IRR)을 활용하여 분석하고자 하였다. 이를 위해 일일 100톤 규모의 이산화탄소를 처리할 수 있는 플랜트(석탄화력발전소 발전용량 기준 약 5 MW급)를 대상으로 다양한 화합물 생산계획에 따른 플랜트 수명기간(20년)의 현금흐름을 분석하고 이를 바탕으로 발생하는 이익 및 내부수익률을 산출하였다. 이를 통해 온실가스 저감 및 고부가 화합물 생산기술로서 CO<sub>2</sub> 탄산화반응 기술의 기술성 및 경제성을 평가하고자 하였다.

## 2. 공정 개요

### 2-1. 공정 개요

CO<sub>2</sub> 탄산화반응은 기본적으로 식 (1)과 같은 화학식을 따른다.



여기서 M은 탄산화반응을 위한 염기이며 주로 CaO, CaSiO<sub>3</sub>, MgSiO<sub>3</sub>, MgO, Mg(OH)<sub>2</sub>, Ca(OH)<sub>2</sub>, NaOH 등과 같은 금속산화물 또는 금속수산화물이다. 생성된 탄산염 혹은 중탄산염은 광물형태로 영구적으로 저장할 수 있으며 시멘트 원료 등으로 활용되기도 하며 식품, 의료 등에 사용되는 고부가 화합물로도 활용이 가능하다.

염기의 탄산화반응을 이용한 이산화탄소 전환기술에서 가장 큰 비용이 드는 부분은 탄산화 반응을 위해 투입되는 염기의 생산 및 공급 비용이다[8]. 이는 화학흡수제를 활용한 포집공정은 흡수제가 반복 순환하면서 이산화탄소를 포집/분리하기 때문에 공정에서 투입되는 흡수제는 통상 수개월 이상 연속적으로 사용이 가능한 반면, 탄산화 반응을 통한 이산화탄소의 전환공정에서는 생성물을 만들기 위해 염기가 지속적으로 소비되기 때문이다.

이러한 탄산화 반응을 위한 염기의 공급 방법으로는 광물자원을 이용하는 방법과[9] 제철 슬래그, 화력발전 비회, 페콘크리트 등의 산업폐기물을 원료로 사용하는 방법등이 검토되고 있다[10,11]. 하지만 광물자원을 이용하는 방법은 채굴, 분쇄 비용이 너무 많이 들기 때문에 경제성이 떨어지며[9], 광물자원이 부족한 우리나라의 경우 더욱 적용이 어려운 기술로 평가받고 있다[8]. 또한 제철 슬래그, 페 콘크리트 등의 폐기물을 직접 탄산화할 경우 반응속도가 매우 느리고 효율도 낮다는 단점이 있다. 반면 원료 물질에서 염기를 추출해서 탄산화 반응에 사용하는 간접 탄산화방법을 사용할 경우 직접 탄산화에 비해 반응속도가 빠르며 생성물의 분리에도 유리하지만 염기를 추출하는 공정에 많은 비용과 에너지가 필요하다는 문제점이 있다.

반면 본 논문의 분석대상인 전기분해공정과 연계한 CO<sub>2</sub> 전환기술은 저가의 염수(해수 등)를 활용한 전기분해공정이 연계가 되어 CO<sub>2</sub> 전환을 위한 염기가 지속적으로 공급 가능할 뿐만 아니라 다양한 고부가화합물의 생산이 가능하다는 장점이 있다.

본 공정의 개요로서는 일차로 화석연료의 연소에 의해 발생하는 연소 배가스가 SO<sub>x</sub> 및 분진등의 전처리와 냉각 공정을 거친 후 탄산화 반응공정으로 투입이 된다. 탄산화 반응공정에는 염수의 전기분해를 통해 생산되는 가성소다가 투입이 되어 탄산화 반응을 통해 중탄산나트륨을 생성하게 된다. 또한 전기분해에서 생산되는 염소 및 수소 가스는 다시 차아염소산나트륨 및 고순도염산의 제조에 활용된다. 전체 공정은 다음과 Fig. 1과 같다.

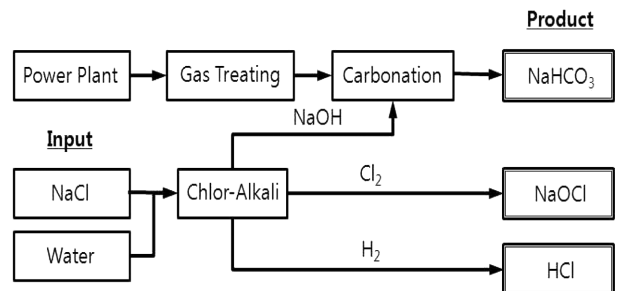


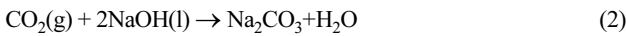
Fig. 1. CO<sub>2</sub> Carbonation process scheme.

본 공정은 기존의 CO<sub>2</sub> 포집공정과 달리 CO<sub>2</sub>를 고부가화합물의 주원료로 사용하기 때문에 추가의 CO<sub>2</sub> 포집공정과 포집된 CO<sub>2</sub>의 저장을 위한 저장소가 필요하지 않다. 또한 기존의 CO<sub>2</sub> 포집공정의 경우 포집된 CO<sub>2</sub>와 흡수제의 분리를 위해 고온의 스팀사용으로 많은 에너지가 소비됨에 따라 발전소의 출력저하가 발생하게 되나 본 기술의 탄산화(Carbonation) 공정에서는 별도의 열원 없이 CO<sub>2</sub>를 광물화하여 중탄산나트륨등을 생산하기 때문에 공정의 운용을 위한 운용비가 매우 낮다. 또한 중탄산나트륨 생산과 동시에 CO<sub>2</sub> 저감이 가능하므로 탄소배출권등의 확보가 가능하다. 고부가화합물 생산을 위한 탄산화 반응 공정 및 전기분해(Chlor-Alkali) 공정의 자세한 내용은 다음과 같다.

**2-2. 탄산화(Carbonation) 공정**

본 논문에서 제시되는 탄산화 공정은 다음과 같이 2개의 반응기로 구성이 된다(Fig. 2). 화력발전소 등에서 화석연료의 연소에 의해 발생하는 연소 배기가스가 냉각장치에 의해 일차 냉각된 후, 가스 블로어를 통해 각각 탄산소다 생성을 위한 충전탑 및 중탄산소다 생성을 위한 반응기로 분기되어 투입된다.

충진탑 하부로 투입이 되는 연소 배가스는 충전탑 상부에서 투입되는 가성소다 수용액과의 화학반응을 통해 다음의 반응식 2에 의해 탄산소다를 생성한다. 충전탑에서 생성된 탄산소다 슬러리는 이후 슬러리 펌프를 통해 다음 반응기로 이송된다. 1차 충전탑에서 생성된 소듐 카보네이트는 이후 반응기에서 CO<sub>2</sub>와의 추가 반응으로 중탄산소다를 생성한다(반응식 3).



상기 반응에서 탄산나트륨 생성을 위한 충전탑의 pH는 12 내지 12.5로 유지하고, 중탄산나트륨 제조를 위한 반응기의 pH는 8.5 내지 9.0으로 유지하는데 이는 상기 pH 범위에서 탄산나트륨(Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>) 및 중탄산나트륨(NaHCO<sub>3</sub>)의 생성량이 최대가 되기 때문이다(Fig. 3).

**2-3. 전기분해(Chlor-Alkali) 공정**

전기분해 공정에서는 해수등의 저가의 염수를 전기 분해시켜 수산화물, 수소 및 염소를 생산한다. 본 공정은 염소 알칼리(Chlor-Alkali) 공정으로도 불리는데 이미 수십여 년간의 상업운전으로 성능

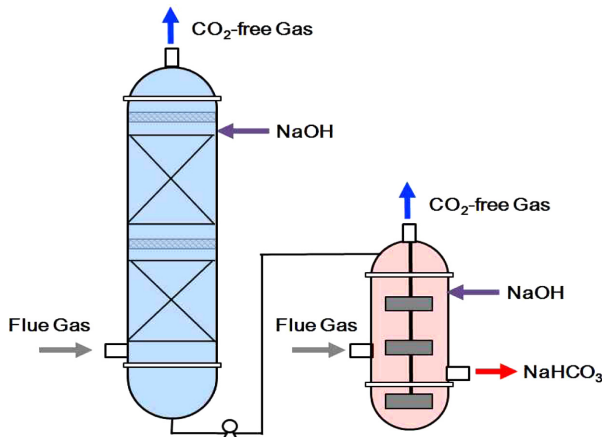


Fig. 2. Carbonation Process Scheme

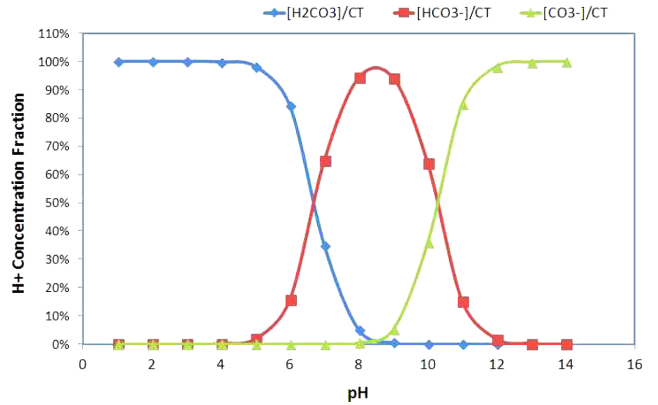


Fig. 3. Effects of pH on the production of Na<sub>2</sub>CO<sub>3</sub>/NaHCO<sub>3</sub>.

Table 1. Three electrochemical cell technologies

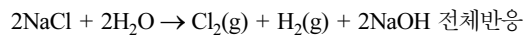
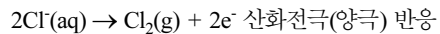
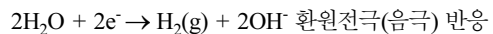
Technology	Energy consumption (kWh/tCl <sub>2</sub> )	Market share in USA
Diaphragm	2,900	70%
Mercury	3,700	18%
Membrane cell	2,500	12%

및 기술의 신뢰성이 입증된 공정이다. 본 공정은 전기 분해 방식에 따라 크게 다음의 3가지 기술군으로 분류될 수 있으며 각 기술의 단위 염소 생산을 위한 전력사용량(kWh/tCO<sub>2</sub>)은 아래의 Table 1과 같다[12].

상기 제시된 바와 같이 전기분해공정은 설비의 운용을 위해 많은 전력비가 소비가 된다. 이에 전기분해공정의 운용비 저감을 위한 많은 연구가 진행 중에 있는데 특히 미국 에너지부(US DOE, United States Department of Energy) 등에서 에너지 소비가 적은 분리막 관련 기술개발 결과를 제시한 바 있다[12].

관련하여 본 논문에서는 전체 기술의 경제성 평가를 위해 단위 염소 생산을 위한 전력사용량이 가장 낮은 분리막을 활용한 전기분해 공정을 대상으로 분석을 수행하였다. 상기 공정의 개략도는 다음과 같다(Fig. 4).

상기 분리막 공정에서 각 전극에서의 반응은 다음과 같다.



양극(anode)에서는 염소이온(Cl<sup>-</sup>)이 염소가스(Cl<sub>2</sub>)로 산화된다. 음

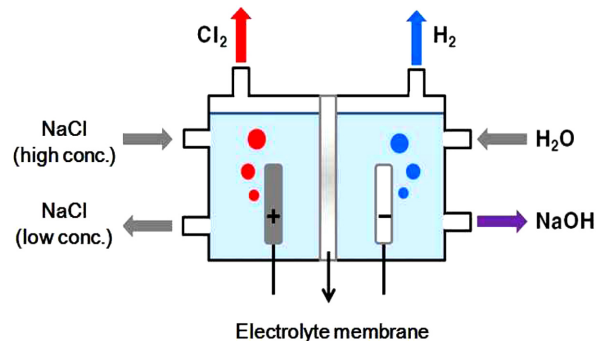


Fig. 4. Chlor-Alkali (CA) Process Scheme.

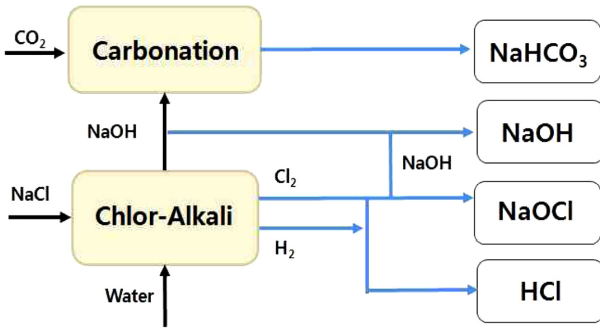
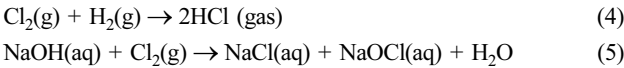


Fig. 5. Production scheme for High-value chemicals.

극(cathode)에서는 물 분자가 환원되어서 수산화이온(OH<sup>-</sup>)이 되며 수산화이온은 다시 나트륨이온(Na<sup>+</sup>)과 만나 가성소다(NaOH)를 형성한다. 상기 내용에 있어서 전체 전기분해공정의 효율(혹은 전력사용량)을 결정하는 가장 중요한 파트는 양이온 교환막으로, 나트륨이온에 대한 선택적 투과도가 높으면서 화학적, 기계적, 열적 안정성이 향상된 교환막의 확보가 핵심기술이라고 할 수 있다. 상기 전기분해공정을 통해 생산된 수산화물, 염소 및 수소는 이후 고부가화합물 생산을 위한 공정으로 이송이 된다.

3-4. 고부가화합물 제조 공정

탄산화 반응 및 전기분해 공정을 통해서 생산된 원료물질은 이후 다음과 같은 반응식(4~5)에 의해 다양한 고부가 화합물의 생산이 가능하다(Fig. 5).



상기 고부가화합물 제조 공정을 통해 만들어진 중탄산나트륨(NaHCO<sub>3</sub>)은 비누, 세제, 피혁 및 식품첨가제등의 다양한 산업분야에서 활용이 가능하다. 또한 가성소다와 염소와의 반응에 의해 얻어지는 차이염소산나트륨(NaOCl)은 일반 가정용 세제뿐만 아니라 화학발전소 취수부 소독용으로 활용이 가능하다. 그리고 전기분해를 통해 생성되는 수소와 염소가스 간 반응에 의해 생성되는 HCl은 일반 화학 산업에 많이 활용이 되는 물질로서 이중 고순도 염화수소(순도: 99.999%)는 반도체 업계는 물론 의약, 농약, 폴리실리콘 제조 공정 연관 산업에 활용이 가능한 물질로 부가가치가 매우 높다.

3. 경제성 평가 방법 및 비용 산정

3-1. 경제성 평가개요

경제성 분석을 위해 상기 제시된 공정 및 기본 반응을 바탕으로 전체 공정에 대한 열 및 물질 수지를 계산하였다. 이를 통해 전체 공정에 투입되는 원료물질과 생산되는 고부가화합물의 양을 산출한 후, 2014년 현재 물가를 기준으로 수명기간(20년)의 현금흐름과 이익 및 내부 수익률등의 경제성을 평가하였다.

본 기술의 경제성 평가를 위한 투자비등은 다양한 문헌자료 및 유사 플랜트 실적자료를 받아 산출하였으며, 설비 운용을 위한 운용비등은 경제성 평가를 위해 국제에너지기구 등에서 제시한 주요 가이드 라인등을 참고하였다[13]. 기본공정과 함께 다양한 경우에 대한 사례를 설정한 후 순현재가치법(Net Present Value method, NPV) 및

내부수익률(Internal Rate of Return, IRR)을 활용하여 민감도 분석을 실시하여 각각의 경우에 대한 수익률 및 이익을 분석하였다.

3-2. 경제성 평가 방법

3-2-1. 주요 가정

본 연구에서 경제성 분석을 위해 활용한 방법은 다음과 같다. 내부수익률(Internal Rate of Return, IRR) : 당초 투자에 소요되는 지출액의 현재 가치가 그 투자로부터 기대되는 현금 수입액의 현재 가치와 동일하게 만드는 수익률로써 다음과 같은 수식으로 표현된다.

$$\sum_{t=1}^n \frac{I_t}{(1+r)^t} = \sum_{t=1}^n \frac{O_t}{(1+r)^t} \quad (6)$$

- I<sub>t</sub> : t년도에 투자로부터 기대되는 현금유입액
- O<sub>t</sub> : t년도에 소요되는 투자 지출액(=현금 유출액)
- n : 기간
- r : 내부수익률

순현재가치법(Net Present Value method, NPV) : 할인율과 경제기 간동안의 지출과 수입을 사용하여 투자의 현재가치를 나타낸 값이다. 순 현재가치는 총 투자에 대한 가치를 현재가치로 환산하여 경제성 평단의 지표로 삼을 수 있다[14-15].

3-2-2. 주요 가정

상기 분석에 따른 경제성 분석을 위한 주요 가정은 다음의 Table 2와 같다. 현금흐름 분석을 위한 할인율의 경우 미래에 발생하게 될 편익과 비용을 현재의 가치로 환산하기 위하여 사용한다. 할인율이 높아질수록 초기 투자비용의 현재가치는 증대하는 반면 상당기간이 지난 후에 발생하는 편익의 현재가치는 현저히 작아지는 경향이 있다. 관련하여 정부에서는 국고지원사업에 대해 공공사업간의 상호비교가 가능하도록 모든 공공사업에 5.5%의 실질 사회적 할인율을 적용하도록 권유한 바 있다[16]. 이에 따라 본 논문에서는 상기 할인율(5.5%)을 바탕으로 기준 분석을 수행한 후 할인율에 대한 민감도 분석(3.5~7.5%)을 통해 그 영향을 확인하였다.

플랜트 수명기간 및 건설기간은 각각 20년(수명기간), 2년(건설기간)으로 설정하였다. 플랜트 폐지비용은 잠재가격과 청산가격을 같다고 가정하여 0으로 하였다. 전기분해공정 운전을 위한 운전비용 산출과 관련하여 산업용 전기비의 경우 2013년 한전에서 제시한 산업용 전력(을) 자료를 활용하여 평균 100원/kWh로 하였다(고압 A(3,300~66,000V) 기준(선택 ii): 기본요금(7,220원/kWh), 전력량요금(여름철 :114.5원/kWh, 봄, 가을철:84.1원/kWh, 겨울철:114.7원/kWh)) [17].

3-3. 경제성 평가를 위한 비용산정

3-3-1. 비용산정 개요

투자비 및 운영비 산출을 위해 전체 공정에 대한 물질수지 데이터

Table 2. Key assumptions for the basic economic analysis		
	Figure	Reference
Year	2014	
Discount rate (%)	5.5	· KDI [16]
Economic life (year)	20	
Construction period (year)	2	
Electricity cost (₩/kWh)	100	· KEPCO [17]

를 바탕으로 원료물질과 판매를 위해 생산되는 화학품의 생산량을 결정한 후, 문헌치를 활용한 투자비 및 운영비를 산출하여 매년 공장 운영에 따른 편익과 비용의 현금흐름을 분석하였다. 본 논문에서 경제성 분석을 위해 고려되는 화학품의 판매단가는 최신 물가분석자료 및 전문 시장동향자료를 활용하였다.

3-3-2. 기술적용 대상

본 기술에 있어서 설비용량은 앞서 서두에서 제시한 바와 같이 하루에 100톤의 이산화탄소를 처리할 수 있는 플랜트를 대상으로 하였으며 이는 유연탄을 연료로 사용하는 국내 석탄화력발전 발전용량 기준으로 약 5 MW급에 해당한다(500 MW급 초임계 석탄화력발전소 기준 일일 약 1만 톤의 CO<sub>2</sub>가 배출됨).

또한 기존 석탄화력발전소의 경우 발전소 취수구 주변 소득을 위해 해수 전기분해를 통한 차아염소산나트륨 생산설비가 구축이 되어 있기 때문에 CA 전기분해를 통해 추가로 차아염소산나트륨을 생산하는 것은 경제성이 떨어지는 것으로 분석되었다. 이에 본 논문에서는 CA 전기분해를 통해 생산되는 가성소다의 양과 전기분해 공정에 투입되는 원료(NaCl 및 물) 및 상기 공정을 통해 생산되는 고부가화합물의 양은 다음의 Fig. 6과 같다.

3-3-3. 물질수지 계산

상기 제시된 기본 반응식에 의거하여 물질수지를 계산하였으며 그 결과는 다음과 같다(Fig. 6). 일일 100톤 규모 석탄화력 배가스 탄산화 반응공정에 투입되는 가성소다의 양과 전기분해 공정에 투입되는 원료(NaCl 및 물) 및 상기 공정을 통해 생산되는 고부가화합물의 양은 다음의 Fig. 6과 같다.

상기 물질수지 계산에 있어서 검토된 반응은 상기 반응식에 따라 수율을 100%로 가정하였으며, 이송 및 기타 원인에 의한 손실은 고려하지 않았다. 투입되는 에너지의 경우 전체 공정에서 가장 많은 부분을 차지하는 것이 전기분해설비 가동을 위한 전기 사용량 부분이다. 이와 관련하여 전기분해의 운전을 위해 사용되는 전기사용량은

분리막 형태 전기분해공정의 일반적인 전력사용량 데이터를 활용하였다(단위 염소 생산을 위한 전력사용량 약 2,500 kWh/ton Cl<sub>2</sub>)[12].

3-3-3. 투자비 및 운영비 산출

상기 물질수지 데이터와 함께 경제성 평가를 위한 플랜트 투자비 및 운영비 산출과 관련한 내용은 다음과 같다. 기술의 경제성 분석에 활용되는 비용요소는 크게 투자비와 운영비로 구분된다. 그리고 전체 투자비용(Total Capital Requirement, TCR)은 총 건설비용(Total Plant Cost, TPC), 사업주 제경비(Owner's cost), 건설 기간 중 이자(Interest During Construction) 및 예비비(Contingencies) 비용이 포함된다. 사업주 제경비는 건설 기간 중에 발생하는 여러 비용들로서 인건비, 토지 구매비, 인허가 비용, 시운전 비용 및 환경영향평가 비용 등이 포함된다. 예비비에는 플랜트 건설 중에 발생할 수 있는 불확실성을 반영하기 위한 비용으로서 기술의 성능 및 성숙도에 따라 차이가 있다[14].

플랜트의 운영을 위한 운영비(Operating Cost)는 생산량에 비례하는 변동비(Variable Cost)와 그렇지 않은 고정비(Fixed Cost) 항목으로 분류가 된다. 변동비 항목에는 고부가화합물 생산을 위한 원료사용량(NaCl 및 물)이 포함되며, 고정비 항목에는 인건비, 수선유지비 및 제세공과금 등이 포함된다. 상기 내용과 관련하여 투자비 산출은 다양한 문헌자료 및 유사 플랜트 실적자료를 받아 산출하였다. 본 논문에서 활용한 투자비 및 운영비는 추후 격상 연구를 통한 상세설계자료를 바탕으로 검증 및 보완할 예정이다. 투자비 및 운영비와 관련한 주요 내용은 다음과 같다(Table 3).

3-3-4. 원료 및 생선품 가격 계산

본 논문에서 원료 물질 및 생선품의 판매가격은 다음과 같이 Table 4에 제시하였다. 가격은 2014년 물가동향 기준으로 다양한 참고자료를 활용하였으며 특히 향후 발생될 수 있는 가격의 변동을 고려하여 한국물가협회 물가정보에서 제시되는 금액 대비 50%를 할인한 값을 활용하였다.

3-3-5. Base case study

상기 제시된 주요 데이터(투자비, 운영비등)를 바탕으로 본 논문에서 제시된 이산화탄소의 탄산화 반응을 통한 고부가화합물 제조기술의 경제성을 평가하였다. 분석 결과 총 20년간의 플랜트 가동을 기

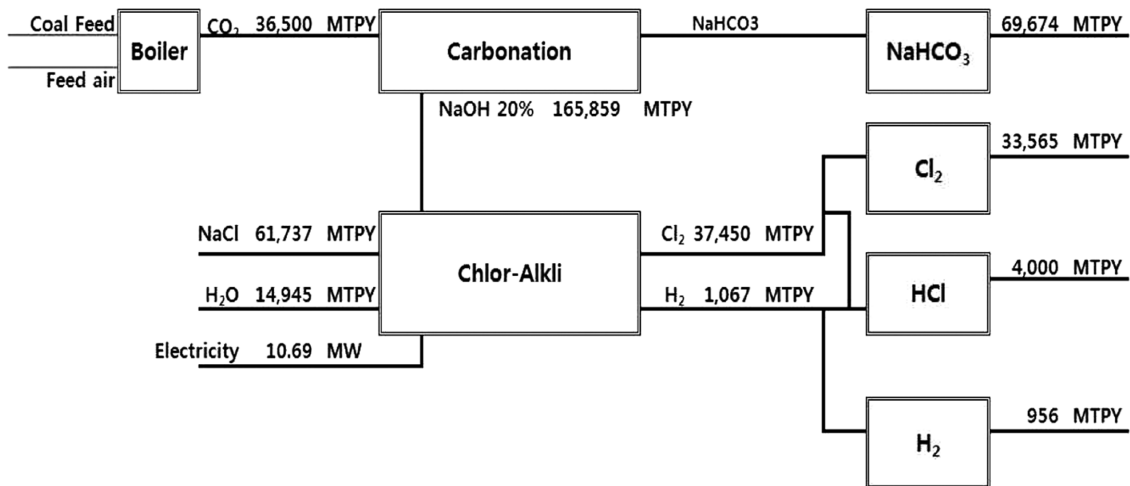


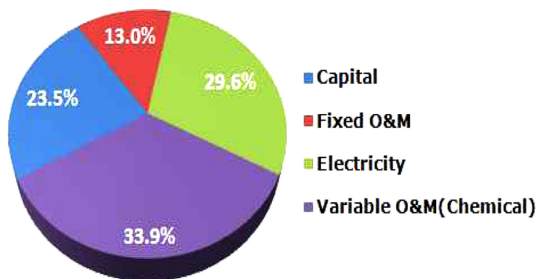
Fig. 6. Material Balance Data.

**Table 3. Key assumptions for the estimation of CAPEX & OPEX**

List	Figure	Reference
1. TPC (Total Plant cost)	60,195 mWon/tCO <sub>2</sub>	Estimated
2. Capital cost		
· Owner's costs	7.0 % of TPC	IEA [13]
· Contingencies	5.0 % of TPC	IEA [13]
3. Operating cost		
· Load factor (year 2-20)	70%	
· Load factor, year 1	30%	
· Insurance and local taxes	2.0 % of TPC/year	IEA [13]
· Maintenance	1.5 % of TPC/year	IEA [13]
· Cost per operator	60 mWon/y	
· Number of operators	30 persons	
· Administrative and support labor	30% of operators cost	IEA [13]
· Administrative and support labor	12% of maintenance cost	IEA [13]

**Table 4. Price of final products and input**

List	Price (₩/ton)	Reference
1. Input		
· NaOH	230,000	ChemLocus, 2013 [18]
· NaCl	190,000	KPRC, 2014 [19]
· H <sub>2</sub> O	500	
2. Product		
· NaHCO <sub>3</sub>	285,000	KPRC, 2014 [19]
· HCl, 99.999%	500,000	Hongin Chemical [20]
· Cl <sub>2</sub>	130,000	ChemLocus, 2013 [18]
· H <sub>2</sub>	1,116,500	DOE [21]

**Fig. 7. Breakdown of production cost.**

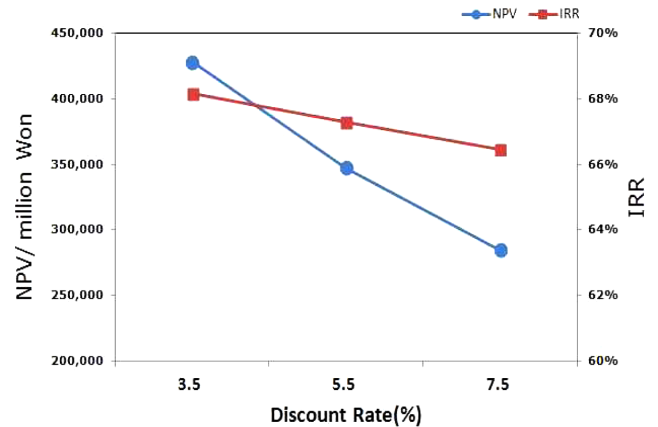
준으로 하였을 경우 내부수익률(IRR)은 약 67.2%이고 총 운전기간 중 이익은 순현재가 기준으로 346,922 백만원으로 산출되었다. 또한 운전기간 중에 발생하는 비용에 대한 분석결과 변동비에 해당되는 원료비용이 가장 높은 비용항목으로 분석되었으며, 다음으로 전기 사용량(전기분해비용 포함) 및 발전소 투자비용 순으로 분석되었다.

#### 4. 민감도 분석

상기 기본 조건에 대한 분석자료를 바탕으로 플랜트 운용비용에 큰 영향을 미치는 주요 인자인 할인율, 플랜트 전기사용량, 플랜트 총 건설비용 및 CO<sub>2</sub> 배출권 가격에 대하여 다양한 조건하에서 민감도 분석을 수행하였다.

##### 4-1. 할인율 vs. (IRR & NPV)

비용산정을 위한 주요 항목 중 할인율은 경제성 평가에 큰 영향을

**Fig. 8. Effect of discount rate on IRR & NPV.**

미치는 요소이다. 앞선 비용 평가를 위한 기본 가정(할인율 5.5%) 관련, 할인율 변화에 대한 IRR 및 NPV의 영향을 확인하기 위하여 이의 변화(3.5%, 5.5%, 7.5%)에 따른 민감도 분석을 수행하였으며 그 결과는 다음과 같다(Fig. 8).

분석결과 할인율이 3.5%에서 7.5%로 증가됨에 따라 20년간의 총 수익은 현재기준(NPV)으로 427,746 백만원(할인율 3.5%)에서 284,366 백만원(할인율 7.5%)으로 감소하는 것으로 확인되었으며 이에 따라 내부수익률(IRR)은 68.1%에서 66.4%로 감소되는 것으로 분석되었다.

##### 4-2. 플랜트 전기사용량 vs. (IRR & NPV)

상기 기본 조건하에서의 생산비용에 대한 분석결과 전기분해를 위한 변동비(원료비), 전기사용량 및 투자비 순으로 생산 비용에 가장 큰 영향을 미치는 것으로 확인되었다. 관련하여 전기분해(Chlor-Alkali) 공정 하에서의 전기 사용량을 줄이기 위해 전 세계 많은 연구진들이 관련 연구결과를 수행하고 있고, 미국 DOE의 연구에서는 zero-gap 막 설계 기술을 적용하여 기존 공정 대비 약 30%의 에너지 사용량을 저감할 수 있는 것을 실험실 규모 성능시험에서 확인하였다고 보고한 바 있다[12]. 한전 전력연구원 등에서도 관련하여 단국대학교와 CA 공정 하에서의 전기사용량 저감기술개발 진행 중에 있다. 이에 본 민감도 분석에서는 현재 진행 중인 기술개발을 고려하여 전기분해에 소비되는 에너지사용량 저감에 따른 내부수익률 및 이에 따른 비용변화를 분석하고자 하였다. 이를 위해 Table 5와 같이 CA 전기분해공정에서 단위 염소가스 생산을 위한 전기사용량을 기존의 2,500 kWh/tCl<sub>2</sub> 대비 20%가 저감된 경우(2,000 kWh/tCl<sub>2</sub>) 및 30%가 저감된 경우(1,750 kWh/tCl<sub>2</sub>)에 대하여 민감도 분석을 수행하였다.

분석결과 CA 전기분해에서의 단위 염소가스 생산을 위한 전기사용량 변화(20%, 30%)에 따라 20년간의 총 수익은 현재 기준(NPV)으로 346,922 백만원(기준조건)에서 369,363 백만원(에너지 사용량 30% 저감)으로 증가하는 것으로 확인되었으며 이에 따라 내부수

**Table 5. Conditions of sensitivity analysis**

Case	Energy Consumptions		Comment
	kWh/tCl <sub>2</sub>	reduction ratio	
Base case	2,500	-	
Case 1	2,000	20%	
Case 2	1,750	30%	

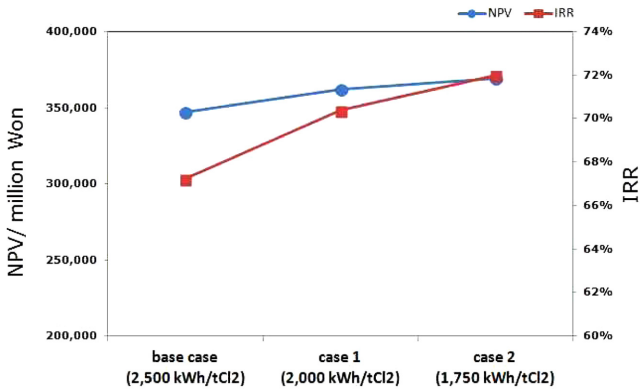


Fig. 9. Effect of electrolysis energy consumption on IRR & NPV

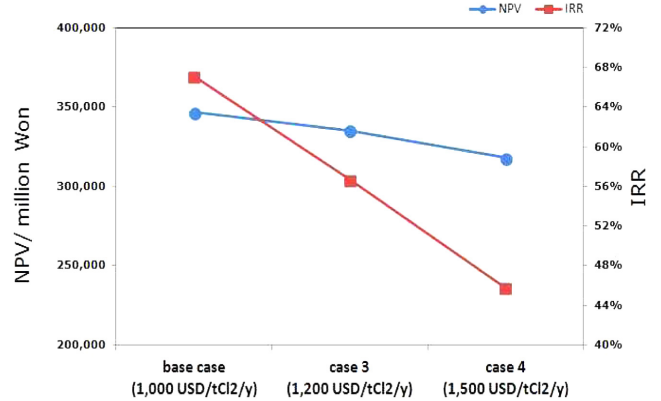


Fig. 11. Effect of capital cost on IRR & NPV.

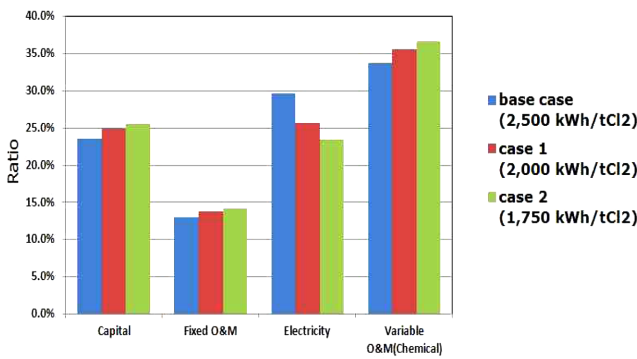


Fig. 10. Comparison of the results of cost breakdown.

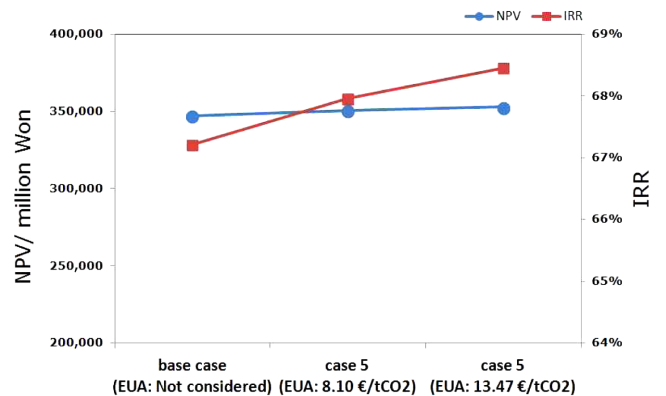


Fig. 12. Effect of EUA on IRR & NPV.

익율(IRR)은 67.2%에서 72.0%까지 향상되는 것으로 분석되었다 (Fig. 9).

또한 상기 전기사용량 변화에 따른 비용을 항목별로 분석한 결과 전기 사용량 감소에 따라 해당비용이 전체 발생하는 비용 대비 기준 조건(2,500 kWh/tCl<sub>2</sub>) 하에서 29.6% 였으나 전기사용량이 낮아지는 경우(20% 저감\_2,000 kWh/tCl<sub>2</sub>), 30% 저감\_1,750 kWh/tCl<sub>2</sub>) 각각 25.6%, 23.4%로 낮아지는 것으로 분석되었다(Fig. 10).

4-3. 플랜트 건설비용(TPC) vs. (IRR & NPV)

공정내 전기 사용량에 이어 플랜트의 투자비 변화에 따른 분석을 수행하였다. 이를 위해 Table 6과 같이 전기분해 설비의 연간 단위염소의 생산을 위한 투자비(기준조건: 1,000 USD/tCl<sub>2</sub>/y) 기준으로 각각 20%, 50%가 증가된 경우에 수익률 변화를 분석하였다.

분석결과 플랜트의 투자비 증가(20%, 50%)에 따라 20년간의 총 수익은 현가기준(NPV)으로 346,922 백만원(기준 조건)에서 318,390 백만원(투자비 50% 증가)으로 감소하는 것으로 확인되었으며 이에 따라 내부수익율(IRR)은 67.2%에서 45.8%로 저하되는 것으로 분석되었다(Fig. 11).

Table 6. Conditions of sensitivity analysis

Case	Capital cost of CA process		Comment
	USD/tCl <sub>2</sub> /y	increasement	
Base case	1,000	-	Ocena [22]
Case 3	1,200	20%	
Case 4	1,500	50%	

4-4. CO<sub>2</sub> 배출권 vs. (IRR & NPV)

본 기술은 CO<sub>2</sub> 탄산화 반응을 통해 고부가화합물 생산뿐만 아니라 CO<sub>2</sub>의 저감이 가능하다. 2015년 이후 국내에서 탄소배출권 거래가 시작이 되면 CO<sub>2</sub> 저감에 따른 탄소배출권을 확보할 수 있다. 배출권 가격은 현재에도 전 세계적으로 계속 변동이 있으나 Bloomberg에서 제시된 자료에 따르면 '14년 및 '15년 EUA(European Union Allowance) 가격은 각각 8.10 Euro/tCO<sub>2</sub>, 13.47 Euro/tCO<sub>2</sub>로 전망이 된다[23].

이에 본 논문에서는 상기 EUA 가격을 기준으로 기준 조건 대비 민감도 분석을 수행하였다(Fig. 12).

분석결과 탄소배출권 거래에 따라 CO<sub>2</sub> 저감에 따른 탄소배출권 가격을 수입으로 잡게 되면 EAU 8.10 Euro/tCO<sub>2</sub> 기준 총 수익은 기준조건대비 약 40억원, EAU 8.10 Euro/tCO<sub>2</sub>인 경우에는 약 60억원의 수입 증대가 예상이 되었다.

5. 결 론

연소 배가스 중에 포함된 이산화탄소의 탄산화 반응을 통한 고부가화합물 제조기술의 기술·경제적 평가를 위해 일일 100톤의 이산화탄소를 처리할 수 있는 공정을 대상으로 한 분석 결과, 20년간의 상업 운전조건 하에서 내부수익률은 약 67.2%, 총 이익은 순현재가 기준으로 약 346,922 백만원으로 경제성이 매우 높은 것으로 분석이 되었다. 그리고 2015년부터 시행예정인 탄소배출권 거래가 활성화됨에 따른 ETS 수익을 고려할 경우 총 이익은 약 60억원 향상되는 것

로 분석이 되었다. 상기 분석을 통해 이산화탄소의 탄산화 반응을 통한 고부가화합물 제조기술은 온실가스 저감 효과뿐만 아니라 경제성이 매우 뛰어난 것으로 분석이 되었다. 향후 본 논문에서 제시된 분석방법을 바탕으로 공정모사 분석기를 활용한 투자비 및 운용비에 대한 데이터가 반영될 경우 보다 정확한 경제성 평가가 가능할 것으로 기대된다.

## 감 사

본 연구는 2013년도 한국동서발전의 지원을 받아 수행한 연구과제입니다.

## References

1. <http://www.tcmda.com/en>.
2. <http://www.mhi.co.jp/en/news/story/1209141573.html>.
3. [http://sequestration.mit.edu/tools/projects/boundary\\_dam.html](http://sequestration.mit.edu/tools/projects/boundary_dam.html).
4. Lee, J. H., Kwak, N.-S., Lee, I. Y., Jang, K. R., Jang S. G., Lee, K. J., Han, G. S., Oh, D.-H. and Shim, J.-G., "Test Bed Studies with Highly Efficient Amine CO<sub>2</sub> Solvent(KoSol-4)," *Korean Chem. Eng. Res.(HWAHAK KONGHAK)*, **51**(2), 267-271(2013).
5. <http://skonic.com/skymine>.
6. [http://www.twence.nl/en/actueel/Dossiers/Dossier\\_Bicarbonate/120411\\_Producing\\_sodium\\_bicarbonate.docx/](http://www.twence.nl/en/actueel/Dossiers/Dossier_Bicarbonate/120411_Producing_sodium_bicarbonate.docx/).
7. Zaelke, et al. Scientific Synthesis of the Calera Sequestration of Carbon(2011).
8. Jung, K.-D., "Mineralization using Brine Water," *KIC News*, **15**(2), 25(2012).
9. Huijgen, et al., "Cost Evaluation of CO<sub>2</sub> Sequestration by Aqueous Mineral Carbonation," *EEnergy Convers. Manage.*, **48**, 1923(2007).
10. Zevenhoven, et al., "A Study on MgO-based Mineral Carbonation Kinetics Using Pressurised Thermogravimetric Analysis," 8th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies(2006).
11. Iizuka, et al., "Development of a New CO<sub>2</sub> Sequestration Process Utilizing the Carbonation of Waste Cement," *Ind. Eng. Chem. Res.* **43**, 7880(2004).
12. Jerzy Chilstunoff, Advanced Chlor-Alkali Technology, DOE Award 03EE-2F/ED190403, Los Alamos National Laboratory (2004).
13. IEA Greenhouse Gas R&D Programme, "Criteria for Technical and Economic Assessment of Plants with Low CO<sub>2</sub> Emissions," International Energy Agency ed., Gloucestershire, U.K.(2009).
14. Lee, J. H., Kwak, N.-S., Lee, I. Y., Jang, K. R. and Shim, J.-G., "Performance and Economic Analysis of Domestic Supercritical Coal-Fired Power plant with Post-Combustion CO<sub>2</sub> capture Process," *Korean Chem. Eng. Res.(HWAHAK KONGHAK)*, **50**(2), 365-370(2012).
15. Bae, J. S., Hwang, I. S., Kweon, Y. J., Choi, Y. C., Park, S. J., Kim, H. J., Jung, H. and Han, C., "Economic Evaluations of Direct, Indirect and Hybrid Coal Liquefaction," *Korean J. Chem. Eng.*, **29**(7), 868-875(2012).
16. Korea Development Institute, A study on standard guideline for pre-feasibility study, 5th edition, 181-213(2008).
17. KEPCO, Electricity price table, 2013.11.21(2013).
18. ChemLocus, Special Report, 2013.07.29(2013).
19. The Korea Price Research Center, price list(2014).
20. Hongin chemical, market report(2013).
21. DOE, "DOE Hydrogen and Fuel Cells Program Record," (2012).
22. Oceana Analysis of Memorandum on the Cost Effectiveness of Mercury-free Technology in the Chlor-Alkali sector(2009).
23. Carbon market information, report(2013).