

바이오가스를 활용한 매체순환연소의 경제성 및 민감도 분석

원유섭*** · 박영철* · 황병욱* · 이성훈* · 김대욱* · 최유진* · 김재영* · 김하나* · 류호정*† · 주지봉***†

*한국에너지기술연구원 CCS연구단
34129 대전광역시 유성구 가정로 152
**건국대학교 화학공학과
05029 서울특별시 광진구 능동로 120

(2025년 5월 30일 접수, 2025년 6월 29일 수정본 접수, 2025년 7월 12일 채택)

Economic and Sensitivity Analysis on Chemical Looping Combustion of Biogas

Yooseob Won***, Young Cheol Park*, Byung Wook Hwang*, Sunghoon Lee*, Daewook Kim*, Yujin Choi*,
Jae-Young Kim*, Hana Kim*, Ho-Jung Ryu*† and Ji Bong Joo***†

*CCS Research Department, Korea Institute of Energy Research, 152 Gajeong-ro, Yuseong-gu, Daejeon, 34129, Korea

**Department of Chemical Engineering, Konkuk University, 120 Neungdong-ro, Gwangjin-gu, Seoul, 05029, Korea

(Received 30 May 2025; Received in revised form 29 June 2025; Accepted 12 July 2025)

요약

음식물류 폐기물, 가축 분뇨, 하수 슬러지 등 유기성 폐기물로부터 생산되는 바이오가스는 온실가스 저감이 가능한 대체 에너지원이다. 바이오가스를 연료로 사용할 경우 탄소중립으로 간주되며, 연소 후 이산화탄소를 포집하면 탄소 역배출(carbon negative emission)이 가능하다. 본 연구에서는 바이오가스의 정제 및 고질화, 가스엔진 및 가스터빈을 이용한 전기 생산, 매체순환연소(Chemical Looping Combustion, CLC)를 통한 전기 및 스팀 생산을 포함한 경제성 분석을 수행하였다. 탄소중립 시나리오로는 정제 및 고질화된 바이오가스를 바이오메탄으로 판매하는 경우(Case 1)와 이를 연료로 전기를 생산(가스엔진 또는 가스터빈)하는 경우(Case 2)로 구성하였다. 탄소 역배출 시나리오는 가스엔진 또는 가스터빈으로 전기를 생산한 후 이산화탄소를 포집하는 경우(Case 3), 정제된 바이오가스를 CLC 연료로 사용하는 경우(Case 4), 바이오메탄을 CLC 연료로 사용해 전기 또는 스팀을 생산, 판매하는 경우(Case 5)로 구성하였다. 분석에는 투자비, 운영비, 원료비를 포함하였으며, 제품은 바이오메탄(800원/Nm³), 전기(204.2원/kWh), 스팀(60,000원/톤), 탄소 배출권(12원/kgCO₂), 액화 CO₂(25원/kgCO₂)로 가정하였다. 모든 규모(3, 15, 30 MW_{th})에서 바이오메탄 직접 판매가 가장 수익성이 높았으며, CLC를 활용한 탄소 역배출은 15 MW_{th} 이상에서 경제성이 확보되었다. CLC가 바이오메탄 직접 판매보다 더 높은 수익을 내기 위해서는, 스팀 가격이 70,000~76,000원/톤 또는 탄소배출권 가격이 80~120원/kgCO₂ 수준까지 상승해야 함을 민감도 분석을 통해 확인하였다.

Abstract – Biogas, produced from organic waste such as food waste, livestock manure, and sewage sludge, can serve as an alternative energy source that reduces greenhouse gas emissions. Using biogas as a fuel is considered carbon-neutral and capturing carbon dioxide (CO₂) after combustion enables carbon negative emission. This study conducted an economic analysis of biogas utilization, covering purification and upgrading, electricity generation using gas engines, gas turbines, and chemical looping combustion (CLC), as well as steam production via CLC. The carbon-neutral scenarios included the sale of upgraded biogas as biomethane (Case 1) and electricity generation using biomethane in gas engines or gas turbines (Case 2). Carbon negative emission scenarios were defined as electricity generation using gas engines or turbines with CO₂ capture (Case 3), the use of purified biogas in CLC (Case 4), and the use of biomethane in CLC to produce and sell electricity or steam (Case 5). The analysis included investment, operating, and feedstock costs. Evaluated products were biomethane (800 KRW/Nm³), electricity (204.2 KRW/kWh), steam (60,000 KRW/ton), carbon credit (12 KRW/kgCO₂), and liquefied CO₂ (25 KRW/kgCO₂). Direct biomethane sales showed the highest profit at all scales (3, 15, 30 MW_{th}). Carbon negative emission scenario using CLC became viable at 15 MW_{th} or larger, with the best result from

† To whom correspondence should be addressed.

E-mail: hjryu@kire.re.kr, jbjoo@konkuk.ac.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.

biomethane-fueled CLC producing and selling steam. For CLC to outperform biomethane sales, steam must reach 70,000~76,000 KRW/ton or carbon credit 80-120 KRW/kgCO₂.

Keywords: Biogas, Carbon negative emission, Chemical looping combustion, Economic analysis, Sensitivity analysis

1. 서 론

인간 활동에 의해 지구 평균 기온은 산업화 이전에 대비하여 약 0.8~1.2 °C 상승하였고, 온도 상승 속도는 점점 더 증가하고 있다 [1]. 이러한 추세가 지속된다면 2030~2052년 사이에 기후변화로 인한 온도 상승은 1.5 °C를 초과할 전망이다. 지구 평균 기온 상승은 기상이변과 수자원 고갈, 해양 생태계 교란 및 농업 생산성 저하 등 다양한 방식으로 인류와 자연에 복합적인 위협을 가하고 있다. 지구 평균 기온의 증가는 인간 활동으로 배출되는 온실가스에 의한 것이 확실하다[1]. 인류는 활동 과정에서 전기와 열에너지를 소비하며, 이러한 에너지는 주로 화석연료의 연소를 통해 생산되고, 최종적으로 이산화탄소를 배출한다. 아직 화석연료를 이용한 에너지 생산이 필수적이지만, 그 양을 점차 줄이기 위해 재생에너지가 개발되고 있으며, 그중 하나인 바이오가스는 화석연료를 대체함으로써 온실가스 배출을 감축할 수 있어 그 미래가 유망하다[2].

바이오가스는 음식물류의 폐기물, 가축분뇨, 하수 찌꺼기와 같은 유기성폐기물이 공기가 없는 상태에서 미생물에 의해 분해되는 과정에서 생산되는 가스이다[3]. 유기성폐기물의 종류에 따라 생산되는 가스 조성에 차이가 있지만, 약 50~60%의 메탄(CH₄)과 30~40%의 이산화탄소(CO₂), 그 외에 소량의 황화수소(H₂S), 산소(O₂), 수분(H₂O), 실록세인(Si₂O) 등을 포함하고 있다[4-7]. 바이오가스 내 소량의 불순물들은 배관과 설비의 부식 및 후단 장비의 효율 저하를 초래하므로 안전하게 사용하기 위해서는 정제(purification) 과정이 필수적이며[8-10], 높은 수준의 에너지로 활용하기 위해 바이오가스를 고질화(upgrading) 하기도 한다[5,7,11,12]. 정제, 고질화한 바이오가스는 바이오메탄(Biomethane)으로 명명되며, 이는 도시가스 품질 기준을 만족하는 경우 도시가스 공급망에 공급되거나, 차량 연료, 소화조 열원, 발전용 연료, 도심 지역 열 공급 등 다양한 용도로 활용될 수 있다. 하지만, 바이오가스의 고질화 과정에 비용이 소요되고, 고질화 후에도 도시가스로 공급하기 위해서는 발열량 조절을 위해 프로판을 추가하는 비용 등이 소요되며, 도시가스 회사와의 공급계약량 이상으로 생산되는 바이오가스는 소각하여 처리할 수밖에 없으므로, 단순히 소각하는 경우가 많아서, 그 활용 수준이 낮다[13]. 국내에서는 매년 6천만 Nm³의 바이오가스가 미활용되고, 단순히 소각된다(43 MW_{th} 규모, 17%, 자체 이용 31%, 발전 14%, 가스 외부 공급 28%, 스팀 외부 공급 10%) [14]. 최근에 유기성 폐자원을 활용한 바이오가스의 생산 및 이용 촉진법이 시행됨에 따라 지자체뿐만 아니라 민간 부분에서도 바이오가스 생산이 의무화(2050년까지 공공, 민간 모두 유기성 폐자원 물량의 80%)되고 있어서, 바이오가스를 활용하는 방안에 관한 관심이 높아지고 있다[15,16].

바이오가스 생산량이 증가할수록 외부에 판매하여 수익을 창출하기 수월하다. 가장 쉬운 방법으로 바이오가스를 바이오메탄으로 전환하여 도시가스 공급망에 판매할 수 있다. 또한, 바이오메탄을 이용하여 가스엔진 또는 가스터빈으로 전기를 생산하면 재생에너지인증서(REC, Renewable Energy Certificate)를 받을 수 있으므로 높은 가격에 전기를 판매할 수 있다. 한편, 바이오가스를 이용하는 새로운 방법으로 매체순환연소가 있다. 매체순환연소는 산소전달

입자로 불리는 금속의 산화-환원 반응을 통해 공기 중의 산소를 하나의 반응기에서 다른 반응기로 전달하여, 연료와 산소전달입자 내 산소가 반응하는 순산소연소 기술로, 연료가 연소하며 발생하는 열을 이용하여 스팀을 생산하거나 그 스팀으로 스팀터빈을 구동하여 전기를 생산할 수 있다[17-21]. 매체순환연소에서는 연료가 산소전달입자의 순수한 산소와 반응하므로 배출되는 기체 중 수증기만을 응축시키면 고농도의 이산화탄소를 별도의 분리 설비 없이 원천 분리할 수 있는 장점이 있다. 따라서 바이오가스를 매체순환연소에 사용하면, 스팀 또는 전기를 생산함과 동시에 고농도의 이산화탄소도 얻을 수 있다. 바이오가스 연소로 인해 배출되는 이산화탄소는 0으로 취급(탄소중립, carbon-neutral)되므로 연료가 연소한 후에 배출되는 이산화탄소까지 포집한다면, 탄소 역배출(carbon negative emission)을 달성할 수 있다. 즉, 탄소배출권 거래제를 시행하고 있는 경우에는, 포집된 이산화탄소를 판매할 수 있음과 동시에 탄소배출권도 판매할 수 있다.

본 연구는 바이오가스를 정제하고 고질화하여 연료화하는 과정에서부터, 이를 활용한 가스엔진, 가스터빈, 그리고 매체순환연소를 고려하여, 바이오가스 활용 모델을 수립하고 경제성 평가 및 민감도 분석을 수행하는 것을 목적으로 하였다. 판매할 수 있는 제품으로는 바이오메탄, 스팀, 전기, 액화된 이산화탄소, 탄소배출권을 고려하였다. 경제성분석은 이산화탄소 포집 여부에 따라 탄소중립 시나리오와 탄소 역배출 시나리오로 구분하여 수행하였고, 특히 탄소 역배출이 탄소중립과 동등한 경제성을 확보하기 위한 조건을 확인하기 위해 민감도분석을 수행하였다. 유기성 폐자원을 활용한 바이오가스의 생산 및 이용 촉진법 시행에 따라 국내에서는 음식물류의 폐기물, 가축분뇨, 하수찌꺼기 중 2종 이상을 한 시설에서 처리하는 통합 바이오가스 생산 시범단지를 계획하고 있으며, 이 시범단지의 바이오가스 생산 규모는 0.15~6.2 MW_{th} [15]수준이다. 전국적으로 약 43 MW_{th}의 바이오가스가 미활용되고 있으므로, 본 연구에서는 3, 15, 30 MW_{th} 규모의 바이오가스 활용을 주요 분석 대상으로 하였다.

2. 방 법

국민의 생활 수준이 향상됨에 따라 폐자원 배출량이 증가하고 있어서, 이를 활용한 바이오가스 생산량도 증가하고 있다[14]. 바이오가스는 폐자원에서 유래하여, 이를 원료로 활용하는 것만으로도 직, 간접적으로 화석연료를 대체하는 효과가 있다[22,23]. 그러나 바이오가스도 연소 후에 이산화탄소를 배출하므로, 적극적인 온실가스 감축을 달성하기 위해서는 이산화탄소 포집이 병행되어야 한다. 이에 본 연구에서는 Fig. 1과 같이 바이오가스 활용 모델을 수립했다.

바이오가스에는 소량이지만 장치 부식에 영향을 줄 수 있는 황화수소, 실록세인 등의 불순물이 포함되어 있다[8-10]. 이러한 불순물은 장비 손상 및 유지, 보수 비용 증가를 초래하므로 바이오가스를 안전하게 사용하기 위해서 정제 공정이 필수적이다. 또한, 바이오가스 내 연료로서 작용하지 않는 이산화탄소를 제거하여 메탄 농도를 95% 이상으로 높이는 고질화 과정을 거칠 경우, 고질화 설비 사용

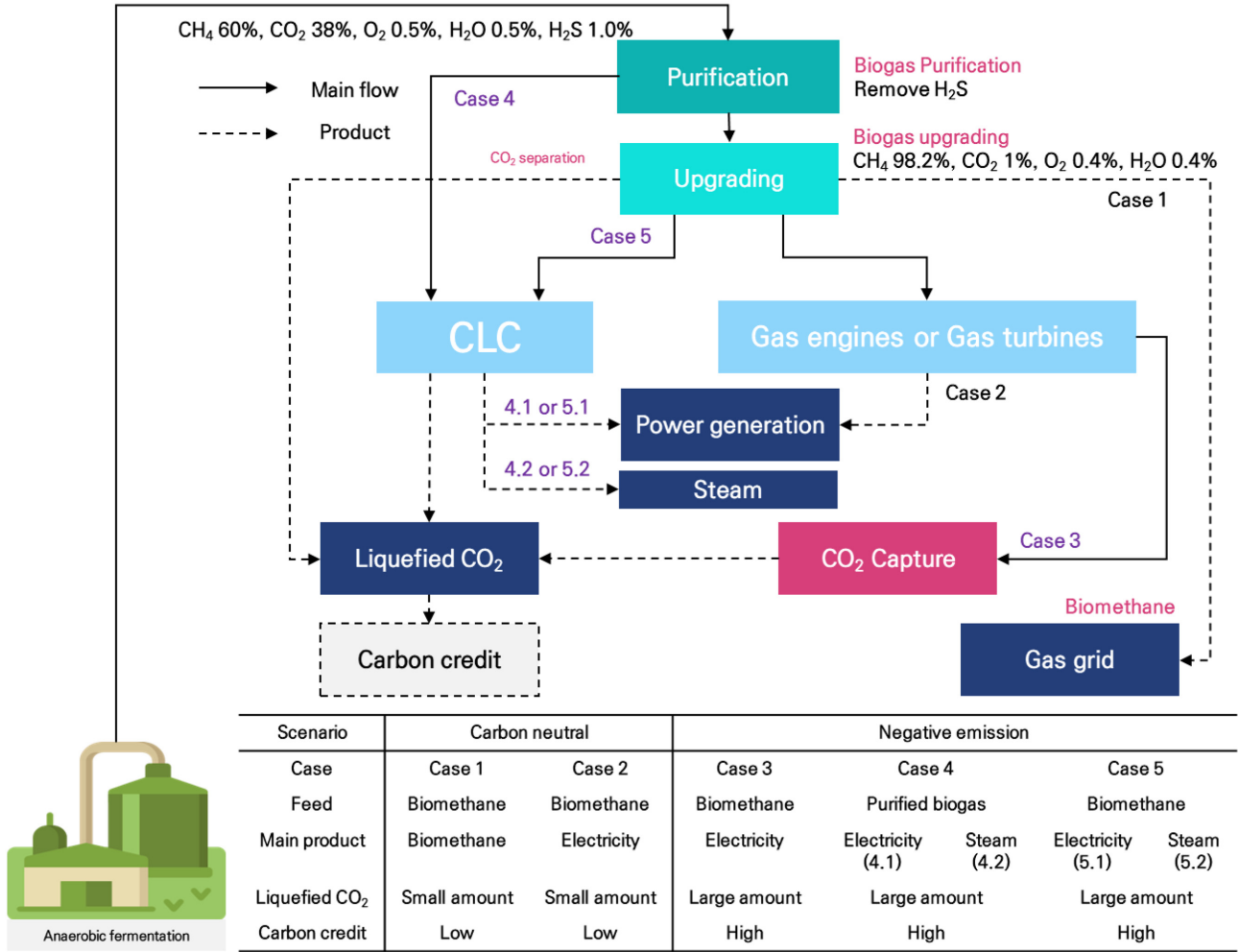


Fig. 1. Diagram of biogas utilization model.

에 따른 추가 비용이 발생하지만, 활용할 수 있는 기술 선택의 폭이 넓어지는 장점이 있다. 바이오메탄은 도시가스 공급망에 직접 연결하여 판매(Case 1)하거나, 가스엔진 또는 가스터빈의 연료(Case 2)로 사용될 수 있으며, 매체순환연소의 연료(Case 5)로도 사용할 수 있다.

가스엔진 및 가스터빈에서는 바이오메탄의 연소 과정에서 이산화탄소를 배출하므로 이를 포집하기 위해서는 별도의 설비와 비용이 필요하다(Case 3). 반면, 매체순환연소는 연료가 산소전달입자와 직접 반응하여 고농도의 이산화탄소가 원천 분리되므로, 별도의 포집 설비 없이 이산화탄소를 포집할 수 있다. 매체순환연소의 경우 정제된 바이오가스도 연료로 사용(Case 4)할 수 있으며, 이 경우 고질화 설비에 대한 투자비 및 운영비를 절감할 수 있었다. 하지만, 다량의 이산화탄소를 포함하고 있어 전체 공정의 규모가 커지고, 스팀 및 전기 생산에 불리할 수 있다.

본 연구에서는 바이오가스 활용 시 이산화탄소 포집을 고려하지 않는 탄소중립 시나리오(Case 1, 2)와 이산화탄소 포집을 포함하는 탄소 역배출 시나리오(Case 3, 4, 5)를 구분하여 비교, 분석하였다. 경제성 분석은 모두 원화를 기준으로 하였다(1\$=1,400원, 1€=1,500원).

2-1. 바이오가스 정제와 고질화

바이오가스를 고품질의 에너지원으로 안정적이고 효율적으로 사용하기 위해서는 바이오가스에 포함된 이산화탄소, 황화수소, 암모니아, 수소 등의 비연료성 성분을 제거하는 정제 및 고질화 공정을 거쳐야 한다. 상용화된 정제 기술로는 흡수법 및 흡착법이 주로 사용되며, 고질화 기술에는 흡수, 흡착, 막 분리, 심냉 분리 기술 등이 사용되고 있다[7,24]. 이 중 정제 공정에서는 황화수소 제거에 가장 큰 비용이 소요되므로, 본 연구에서는 황화수소 제거 공정을 정제 비용의 평가 기준으로 고려하였다. 황화수소 제거는 Hullu 등 [24]이 제안한 iron-chelated solution 공정을 기반으로 하였다. Fig. 2는 Starr 등 [25], Tajima 등 [26], Allegue와 Hinge [27]가 보고한 바이오가스 유량에 따른 정제 공정의 투자비와 운영비 자료를 나타낸 것으로, 본 연구에서는 해당 자료를 기반으로 회귀 분석을 수행하여 바이오가스 유량에 따른 정제 비용을 추정하였다.

불순물을 정제한 이후에도 바이오가스에는 약 40%의 이산화탄소가 포함되어 있다. 이산화탄소는 불활성 기체로 부식에는 영향을 미치지 않지만, 후단 장치의 규모를 증가시키고, 시스템 효율을 저하한다. 따라서, 이산화탄소를 분리하여 95% 이상의 메탄 농도를 갖는 바이오메탄으로 전환하는 것이 활용 측면에서 유리하다[28]. 고질화 공정은 정제 공정을 선행 단계로 포함하므로, 고질화 설비

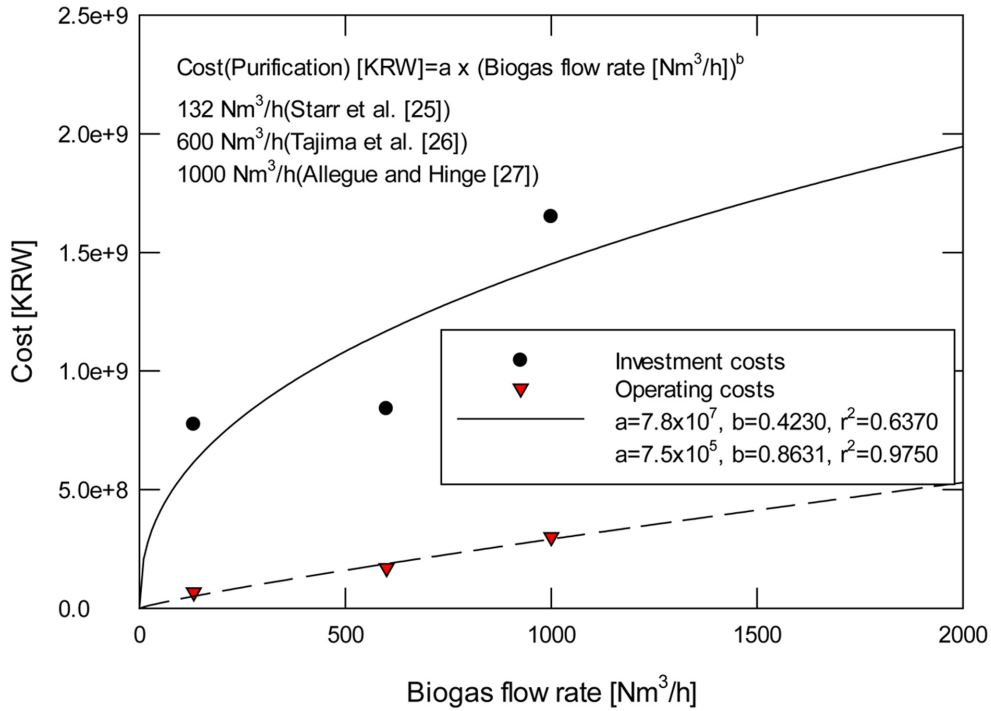


Fig. 2. Investment and operating costs of purification facilities according to biogas flow rate.

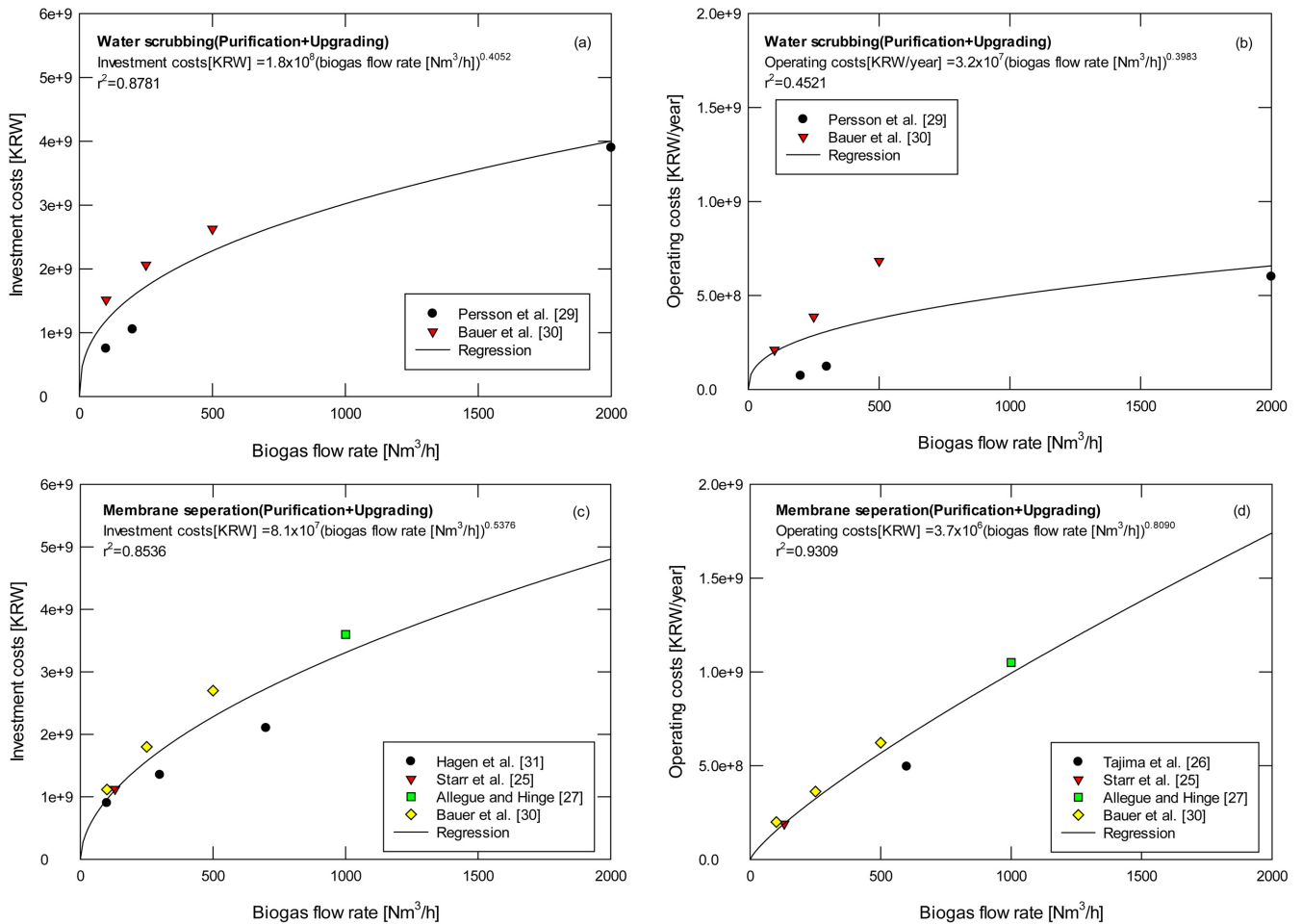


Fig. 3. Investment and operating costs according to biogas flow rate: (a) investment cost for water scrubbing, (b) operating cost for water scrubbing, (c) investment cost for membrane separation, (d) operating cost for membrane separation.

Table 1. Gas composition of purified and upgraded biogas

Gas composition	Unit	Purified biogas	Purified and Upgraded biogas
CH ₄	[%]	60.9	98.2
CO ₂	[%]	38.6	1.0
O ₂	[%]	0.25	0.4
H ₂ O	[%]	0.25	0.4
H ₂ S	[%]	0	0

의 투자비 및 운영비에는 정제 비용이 포함된다. Fig. 3은 다양한 선행 연구([25-27, 29-31])에서 보고된 자료를 바탕으로, 바이오가스 유량에 따른 물 흡수법과 막 분리법의 투자비와 운영비를 나타낸다. 본 연구에서는 해당 자료를 기반으로 회귀 분석을 수행하여 바이오가스 유량에 따른 고질화 비용을 추정하였다. 정제 공정이 포함되지 않는 자료는 분석에서 제외하였다. 경제성분석에서는 투자비와 운영비 측면에서 상대적으로 비용이 적은 물 흡수법을 기준 기술로 채택하였으며(Fig. 3), 정제된 바이오가스와 바이오메탄의 조성을 Table 1과 같이 가정하였다.

2-2. 바이오가스 활용

조 등 [28]은 바이오가스를 연료로 사용하는 가스엔진 및 가스터빈 기반의 발전 시스템에 대한 비교 및 분석하고, 이에 따른 투자비와 운영비를 상세히 보고하였다. 바이오메탄은 천연가스와 유사하므로, 기존 천연가스 기반의 발전 설비에 적용이 가능하였다 [28]. 0.11~3.0 MW 수준의 증소형 규모 발전 시스템에서는 주로 가스엔진이 사용되며, 발전 효율은 30~42% 수준이었다. 가스엔진은 상대적으로 소형 설비로, 투자비는 540,000~1,485,000원/kW로 낮지만, 유지 및 관리비는 14~27원/kWh로 높은 편이었다. 반면, 3~15 MW 규모의 중대형 설비에는 가스터빈이 주로 적용되며, 발전 효율은 25~40% 수준이다. 가스터빈의 투자비는 1,215,000~2,025,000원/kW

로 가스엔진보다 높아 보이지만, 동일 용량 기준으로 환산하면 더 낮은 수준이며, 유지 및 관리비도 7~14원/kWh로 낮았다. 본 연구에서는 조 등[28]이 보고한 투자비와 운영비 자료를 기반으로 3 MW_{th} 규모에서는 가스엔진, 15 MW_{th} 및 30 MW_{th}에는 가스터빈을 적용하는 것으로 고려하였다. 조 등 [28]의 보고에 나타난 발전 규모 및 발전 효율 자료를 이용하여 투자비 및 운영비를 선형적으로 계산하였다(Table 2).

매체순환연소는 금속의 산화-환원 반응을 이용한, 순산소연소 방식의 기술이다[17-21]. 이 기술은 연료의 연소 열을 활용하여 스팀을 생산하거나, 스팀터빈을 통해 전기를 생산할 수 있다. 매체순환연소에서 이산화탄소가 원천적으로 분리되기 위해서는 연료가 완전히 연소하여 모든 탄소 성분이 이산화탄소로 전환되고, 나머지는 수증기만 있어야 한다. 한국전력공사 전력연구원에서 개발한 산소전달입자가 바이오가스를 연소시키기에 적합한지 평가하였다. Fig. 4에는 산소전달입자의 성능을 평가하기 위한 기포 유동층 반응기와 산소전달입자의 현미경 사진을 나타내었다[32].

실험에서는 먼저 공기를 주입하여 산소전달입자를 완전히 산화시키고, 상압, 고온 유동층 반응기(직경 0.05 m, 높이 0.8 m)를 이용하여 연료인 메탄의 농도를 변화시키며 연소 특성을 평가했다. 반응 후 배출가스 중 메탄과 이산화탄소의 농도를 가스 분석기로 측정하고, 이를 바탕으로 연료 전환율과 이산화탄소 선택도를 계산하였다[32]. 연료 전환율은 주입된 메탄 중 실제로 반응한 비율을 나타내며, 이산화탄소 선택도는 전환된 메탄 중 이산화탄소로 전환되는 비율을 나타낸다. 두 지표가 100%에 가까울수록 연료가 완전히 연소한 것이다. Fig. 5에 나타낸 것과 같이, 반응기 온도 850 °C (기체 유속 0.07 m/s)에서 메탄 농도를 변화시킨 모든 조건에서 연료 전환율과 이산화탄소 선택도가 100%이었다. 정제된 바이오가스 및 바이오메탄 모두 매체순환연소에서 완전히 연소할 수 있음을 알 수 있다.

Table 2. Performance and cost comparison of gas engines and gas turbines by biogas utilization scale

Properties	Unit	Scale		
		3 MW _{th}	15 MW _{th}	30 MW _{th}
Power generation	[-]	Gas engines	Gas turbines	Gas turbines
Efficiency	[%]	34.7	25.6	35.2
Investment cost	[KRW]	0.81 billion	8.40 billion	16.3 billion
Operating cost	[KRW/kWh]	20.8	15.9	9.8

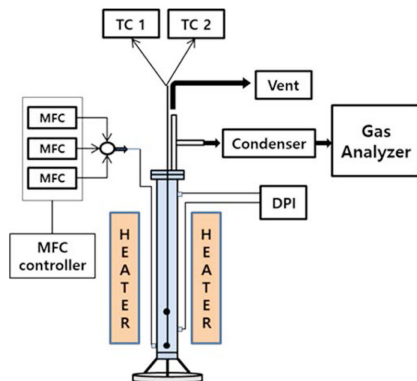


Fig. 4. Schematic diagram of the oxygen carrier evaluation reactor and microscopic image of oxygen carrier.

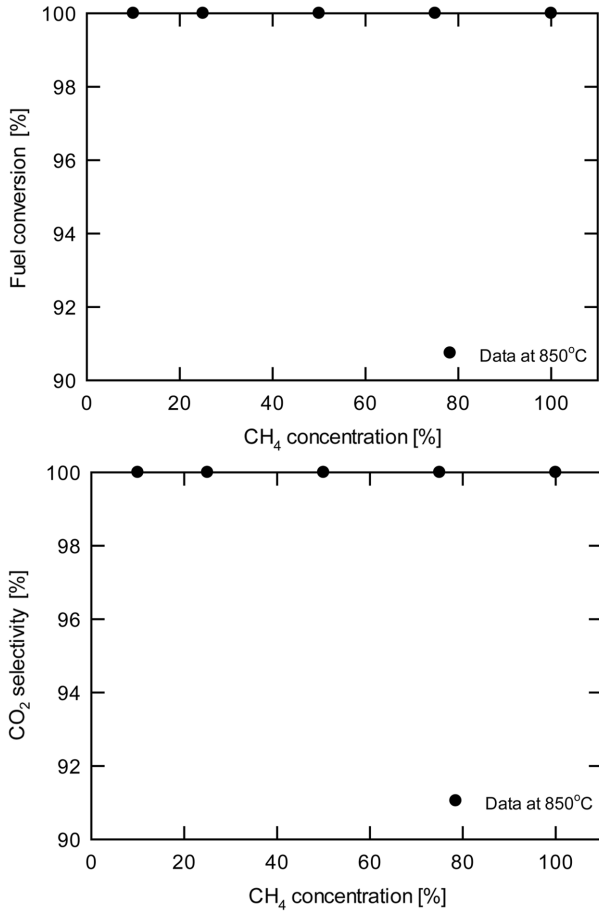


Fig. 5. Fuel conversion and CO₂ selectivity based on CH₄ concentration (Oxygen carrier).

상용모사기(Asepn)를 활용한 기존 천연가스 기반 100 MW_{th} 매체순환연소 복합발전 공정 성능 모사 결과 [18]를 참고하여, 바이오가스를 사용하는 매체순환연소 시스템에 대해 바이오가스 고질화 여부 및 공정 규모에 따른 모사를 하였다(Fig. 6). 연료의 연료전환

율은 100%(Fig. 5)로 설정하였고, 공정의 구성 및 계산에 사용된 입력 변수는 Table 3에 요약하였다. 공정은 기체 압축기, 예열기, 매체순환연소 반응기, 폐열회수보일러, 스팀터빈 등으로 구성되며, 예열기는 외부 열원 없이 매체순환연소 공정에서 생성된 열을 재활용하는 방식으로 설계하였다. 원료 유입량은 기존 문헌과 같이 저위발열량 기준으로 적용하였다. 발전에서 스팀터빈 작동을 위한 증기의 온도와 압력을 발전 규모에 따라 다르게 적용하였고 [33], 스팀을 생산한 후 전기를 생산하는 것이 아닌 직접 판매하는 것도 함께 고려했다. 이 경우, 산업현장에서 통상적으로 거래되는 스팀 조건(20 bar-g, 250 °C) [34]을 기준으로 하였다. Table 4는 바이오가스 사용 규모와 고질화 여부에 따라 전기를 생산할 때 스팀터빈 조건 및 발전 효율과 스팀을 판매할 때 스팀 조건, 생산량, 소비 전력을 요약하였다. 정제된 바이오가스보다 바이오메탄을 사용할 때 더 높은 발전 효율과 스팀 생산량을 보였다. 이는 동일한 열량 기준에서 요구되는 기체 유량이 바이오메탄보다 정제된 바이오가스가 더 커서, 압축 및 예열에 더 많은 에너지가 소모되기 때문이었다(3 MW_{th} 기준, 바이오메탄 309 Nm³/h, 바이오가스 498 Nm³/h).

한국에너지기술연구원에서는 매체순환연소를 지속적으로 개발하고 있으며(50 kW_{th}[17], 200 kW_{th}, 0.5 MW_{th}, 3 MW_{th}[21]) 실험실 규모 및 파일럿 규모의 연구 과정에서 소요된 각 설비의 건설비용 및 운영비용을 바탕으로 매체순환연소의 투자비와 운영비를 계산하였다. 매체순환연소의 투자비로 공정 설치 비용과 산소전달입자의 초기 투입 비용을 고려하였다. 공정 설치 비용으로 50 kW_{th}, 2억 원; 200 kW_{th}, 5억 원; 0.5 MW_{th}, 20억 원; 3 MW_{th}, 80억 원이 소모되었다. 대량 생산되는 산소전달입자는 1톤에 1.2억 원으로 고려하였다. 운영비는 일반 관리 소모비용, 산소전달입자 손실, 인건비로 구성된다. 일반 관리 소모비용은 공정 설치 비용의 6% [35]로 산정하였고, 산소전달입자의 연간 손실률은 2%/년(0.5 MW_{th} 매체순환연소의 입자 마모 손실율, 0.000216%/h)으로 설정하였다. 산소전달입자는 강한 강도[34]를 갖고 있어서 마모로 인한 입자 손실이 적었다. 인건비는 순환유동층 공정의 높은 운전 난이도를 고려하여, 상용 공정에서도 4조 2교대 기준 총 8명의 운전 인력이 필요한 것으로 하였다. 인건비는 앞선 문헌[24]과 같게 가정하였다(1인

Table 3. Input data for biogas-fueled chemical looping combustion

Item	Purified biogas			Biomethane		
	3	15	30	3	15	30
Capacity						
Power [MW _{th}]	3	15	30	3	15	30
Input flow rate into FR [Nm ³ /h]	499	2495	4990	311	1555	3110
Reaction parameters						
Gas yield in FR [-]			1.00			
Solid conversion in AR [-]			0.98			
Solid conversion in FR [-]			0.88			
Solid conversion difference [-]			0.10			
Operating conditions						
AR temperature [°C]			880			
FR temperature [°C]			850			
Operating pressure [bar]			1.1			
Bed mass in AR [ton]	1.7	8.9	17.8	1.7	8.9	17.8
Bed mass in FR [ton]	13.5	67	135	13.5	67	135
Solid circulation rate [kg/s]	11	55	110	11	55	110

AR: air reactor, FR: Fuel reactor

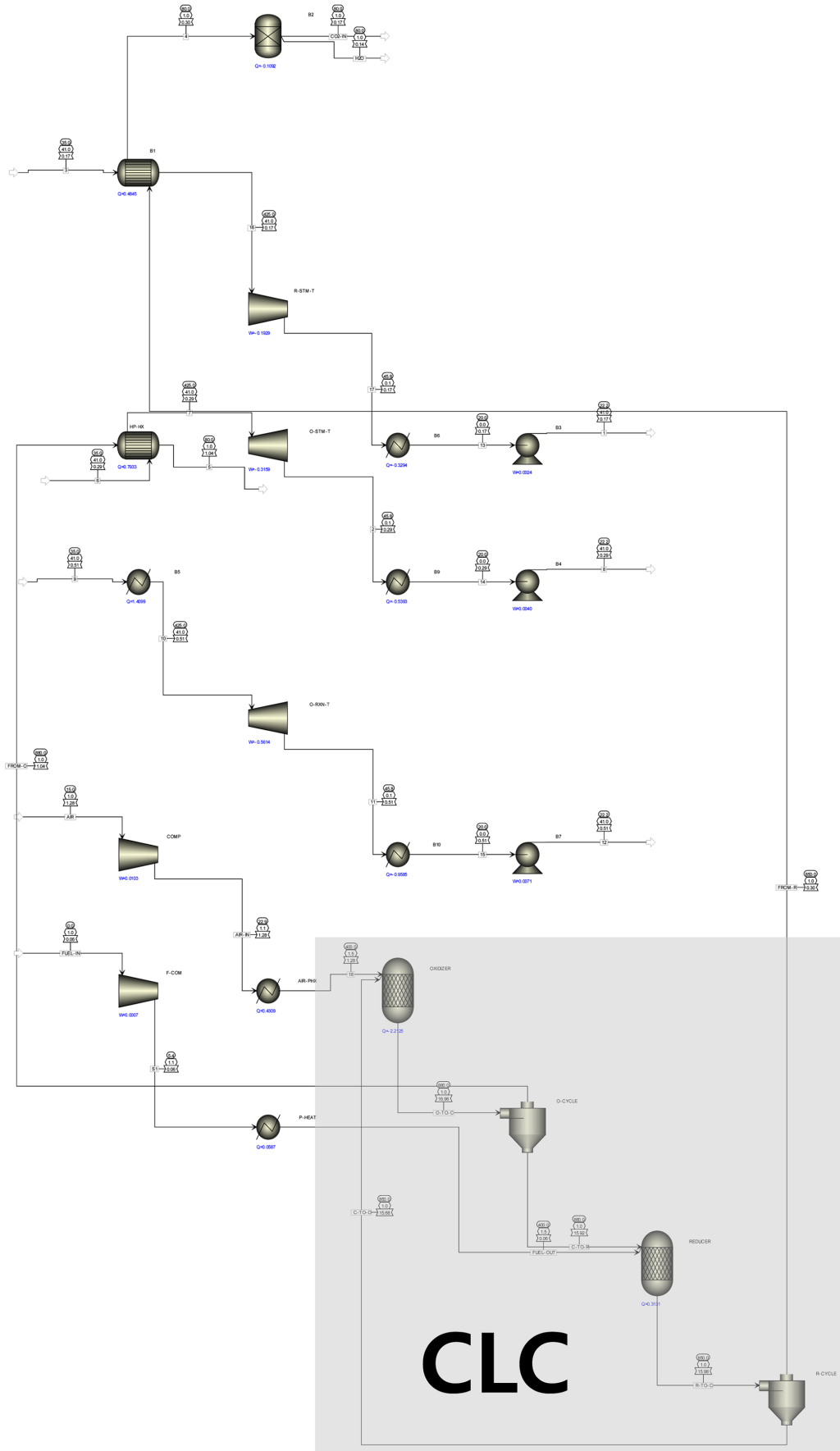


Fig. 6. Biogas-fueled chemical looping combustion.

Table 4. Steam conditions and power generation efficiency of chemical looping combustion

Power generation	Unit	3 MW _{th}	15 MW _{th}	30 MW _{th}
Steam temperature	[°C]	425	500	550
Steam pressure	[MpaG]	4.0	5.0	5.0
Power generation efficiency				
Purified biogas	[%]	33.8	35.7	36.6
Biomethane	[%]	34.7	36.8	37.5
Steam generation	Unit	3 MW _{th}	15 MW _{th}	30 MW _{th}
Steam quality	[-]	250°C, 20 barg		
Purified biogas				
Produced steam	[ton/h]	3.806	19.032	38.064
Consumption power	[MW]	0.0190	0.0878	0.1628
Biomethane				
Produced steam	[ton/h]	3.909	19.543	39.087
Consumption power	[MW]	0.0187	0.0860	0.1592

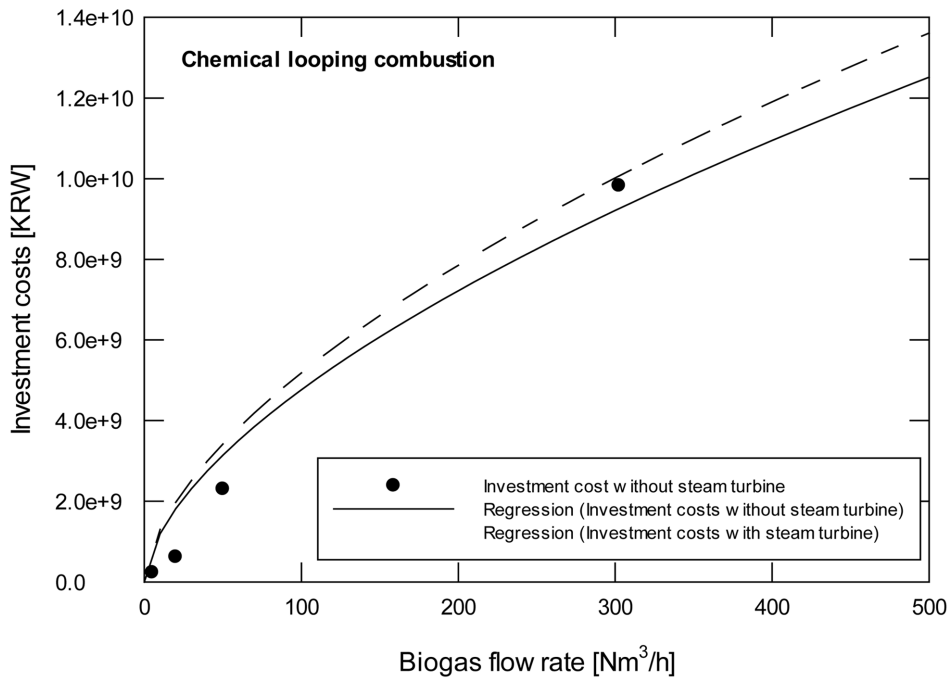


Fig. 7. Investment costs of chemical looping combustion according to biogas flow rate.

50,000€/년, 1€=1500원). 3 MW_{th} 규모의 매체순환연소에서도 판매할 수 있는 수준의 스팀이 생산되었다[21]. 스팀터빈을 이용하여 전기를 생산할 때 스팀터빈 가격(\$600/kW) [37]을 투자비에 포함하였다.

Fig. 7은 바이오가스 처리 규모에 따라 매체순환연소의 투자비와 운영비를 나타낸다. 기초 회귀 분석 결과, 바이오가스 유량에 대한 투자비 추정의 지수 승이 0.85로 나타났으나, 매체순환연소는 아직 연구, 개발 단계에 있기 때문에 해당 값은 과도하게 계산된 것으로 판단하였다. 이에 따라 설비 규모 확대 시 비용 증가율을 완화하기 위해, 공정 설계 분야에서 일반적으로 적용되는 0.6법칙[38]을 적용하여, 지수 승 0.6으로 수정한 후 회귀 분석을 수행하였다.

2-3. 이산화탄소 포집 및 압축, 액화 비용

매체순환연소에서는 산소전달입자를 통해 산소가 연료에 직접 제공되므로 별도의 포집 설비 없이도 이산화탄소가 원천 분리된다.

하지만, 가스엔진이나 가스터빈에서는 연료가 연소한 후에 배출되는 가스에서 이산화탄소를 별도로 포집 해야 한다. 매체순환연소와 동등하게 비교하기 위해 가스엔진 또는 가스터빈을 사용할 때 이산화탄소 포집 설비를 사용하는 것으로 하였다. 가스엔진에서는 완전히 연소하는 양론적 비보다 출력이 좋은 20% 과잉 공기[5]를 사용하였으며, 가스터빈에서는 터빈의 한계 온도를 유지하는 데 필요한 과잉 공기를 사용하였다.

기존 문헌에서 배출가스 내 이산화탄소 농도에 따라 연소 후 이산화탄소 포집 공정 비용이 달라진다고 보고된다[39,40]. 석탄 화력발전소의 배기가스 내 이산화탄소 농도는 12~15%이었고, 천연가스 복합 화력발전소의 배기가스 내 이산화탄소 농도는 3~5%이다. 석탄 화력발전소에서 이산화탄소 포집 비용은 \$50~72/tCO₂이었고, 천연가스 복합 화력발전소에서 이산화탄소 포집 비용은 \$60~90/tCO₂이었다[39]. 이산화탄소 농도가 낮을수록 선택적으로 이산화탄소를 포집하기 어렵고, 필요한 공정의 크기가 커져 이산화탄소 포집 비

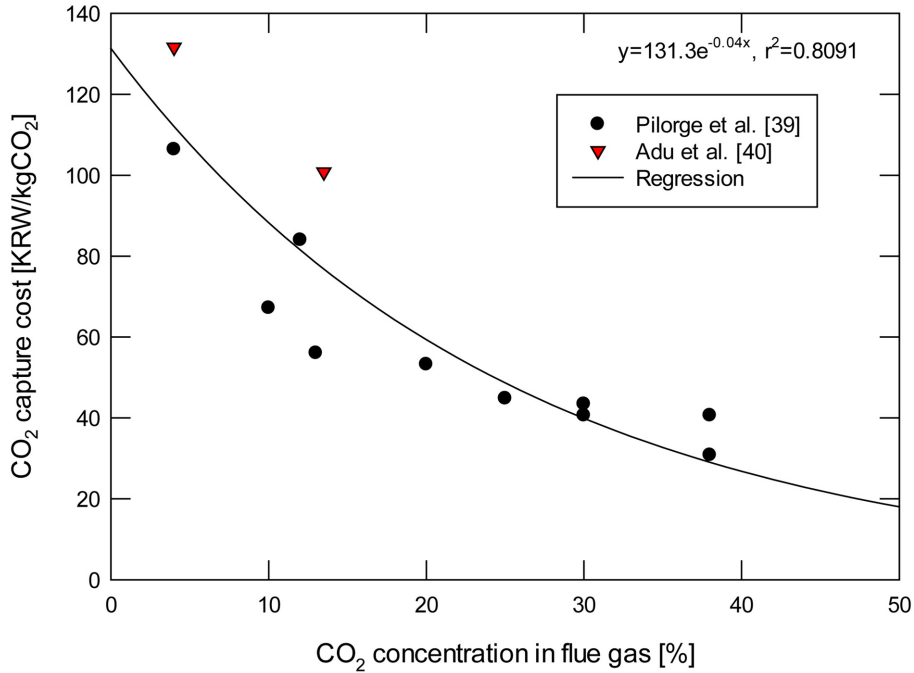


Fig. 8. Effect of CO₂ concentration in flue gas on carbon dioxide capture cost.

용이 증가하였다. 이산화탄소 포집 비용은 이산화탄소 농도에 영향을 크게 받으며, 그 경향은 Fig. 8과 같았다. 가스엔진에서 배출되는 이산화탄소 농도는 8.1%이었고, 가스터빈에서 배출되는 이산화탄소 농도는 4.0%[40]이었다. 이산화탄소 포집 비용을 각각 95원/kgCO₂, 112원/kgCO₂로 가정하였다.

포집된 이산화탄소를 판매하기 위해서는 압축 및 액화 공정이 필수적이다. 양 등[41]은 상용모사기(Aspen)를 활용하여 이산화탄소 수송을 위한 압축 및 액화 공정에 대한 설계와 처리 용량에 따른 경제성분석을 수행하였다. 해당 연구는 500 MW급 발전소 규모를 기준으로 분석되었기 때문에, 본 연구에서는 처리 용량의 차이를 고려하여, 이산화탄소 처리 용량에 따라 0.6법칙[38]을 이용하여 투자비를 다시 산정하였다. 이산화탄소 압축 및 액화 공정에 필요한 전기량(102.2 kWh/tCO₂)은 동일하다고 가정하였고, 모든 시나리오에 맞게 적용하였다.

2-4. 제품 가격

바이오가스는 유기성폐기물에서 생산되는 것으로 그 자체만으로도 친환경적이어서, 이산화탄소 배출이 없는 것으로 가정할 수 있는 자원이다. 바이오가스를 정제, 고질화하여 도시가스 공급 규정[42]을 충족할 경우, 바이오메탄은 도시가스 공급망(천연가스, 800원/Nm³)

[43]에 연결하여 판매할 수 있다. 바이오가스를 활용한 발전은 재생에너지로 분류되어, 전기를 재생에너지 공급인증서가 포함된 가격(2024년 평균 가격, REC 가중치 1.0, 204.2원/kWh [44,45])으로 전력망에 판매할 수 있다고 하였다. 매체순환연소를 활용할 때는 스팀터빈을 통해 전력을 생산하거나, 산업현장에 스팀을 직접 판매하는 시나리오도 고려하였다. 산업용으로 판매되는 스팀 조건은 250 °C, 20 bar-g이며, 평균 판매 가격을 60,000원/톤으로 하였다[46]. 발전 후 포집된 이산화탄소는 압축, 액화 과정을 거쳐 액화 이산화탄소로 판매할 수 있었다. 국내에는 약 15개의 액화탄산 제조업체가 있으며[47], 연간 소비량은 약 70만톤이다[48]. 이 중 50%는 공업용, 17%는 식음료용, 20%는 드라이아이스, 5%는 반도체 세정, 8%는 기타 냉동용으로 사용된다. 대표 업체인 태경케미컬은 액화 이산화탄소의 원료 가격을 25원/kgCO₂로 보고하였다[49]. 이와 별도로, 온실가스 배출권 거래제에서는 정부가 사업장에 할당한 온실가스 배출한도 초과분에 대해 배출권 거래를 허용하고 있다[50]. 즉, 할당량보다 이산화탄소를 덜 배출한 사업장이 남는 배출권을 판매할 수 있는 구조이다. 바이오가스는 폐기물 유래 자원으로, 이를 활용한 발전에서 발생하는 이산화탄소는 배출량으로 간주하지 않는다. 하지만, 이산화탄소를 포집하면 탄소 역배출이므로 탄소배출권을 판매할 수 있다. 우리나라의 이산화탄소 배출권 거래가격은 12~35원/

Table 5. Assumed product prices used in economic analysis

Product	Unit	Price
Biomethane	[KRW/Nm ³]	800
Electricity (SMP ¹ + REC ²)	[KRW/kWh]	204.2 (128+76.2)
Steam ³	[KRW/ton]	60,000
Liquefied CO ₂	[KRW/kgCO ₂]	25
Carbon credit ³	[KRW/kgCO ₂]	12-35 (Korea) 86-144 (EU)

¹System Marginal Price, ²Renewable Energy Certificate (Bioenergy = 1.0)

³Steam and carbon credit prices were used for sensitivity analysis

kgCO₂ 수준이며, 유럽연합은 86~144원/kgCO₂로 3배 이상 높은 가격 수준을 유지하고 있다. Table 5에 바이오가스를 활용하여 확보할 수 있는 제품의 가격을 요약하였으며 스팀과 탄소배출권 가격을 민감도분석에 이용하였다.

3. 결과 및 고찰

3-1. 탄소중립 시나리오(Case 1, 2)

Table 6은 바이오가스 사용 규모에 따른 경제성분석 결과를 나타낸 것으로, 바이오메탄을 직접 판매하는 경우(Case 1)와 가스엔진 또는 가스터빈을 활용하여 전기를 생산, 판매하는 경우(Case 2)를 비교하였다. Case 1에서는 바이오가스를 정제 및 고질화하여 도시가스 수준의 바이오메탄으로 전환한 후, 이를 직접 판매하는 시나리오를 가정하였다. 이 과정에서 발생하는 고농도 이산화탄소는 압축 및 액화하여 판매가 가능하며, 탄소배출권도 함께 판매할 수 있는 것으로 가정하였다. Case 2에서는 고질화한 바이오메탄을 연료로 사용하여, 가스엔진(3 MW_{th}) 또는 가스터빈(15, 30 MW_{th})을 통해 전기를 생산하고 판매하는 시나리오를 구성하였다. 이 경우에도 고질화 과정에서 발생하는 이산화탄소 및 탄소배출권의 판매를 고려하였다. 바이오메탄과 전기 모두 판매가 가능한 것으로 설정하였고, 도시가스 배관망 또는 전력망에 직접 연결하기 위한 기반 시설 구축 비용은 분석에서 제외했다. 소규모일수록 가스엔진 및 가스터빈의 발전 효율이 낮았으며, 비록 바이오가스로 생산되는 전기는 재생에너지 공급인증서를 확보할 수 있어서 상대적으로 높은 단가에 판매할 수 있었으나, 전력 생산 설비의 투자비 및 운영비를 감당하기에는

부족하였다. 결과적으로, 모든 분석 규모에서 가스엔진 또는 가스터빈을 이용한 전력 생산 방식(Case 2)보다 바이오메탄을 직접 판매하는 방식(Case 1)의 순이익이 더 높았다.

3-2. 탄소 역배출 시나리오(Case 3, 4, 5)

Table 7은 3 MW_{th} 규모의 바이오가스를 활용하여 탄소 역배출을 달성하는 이산화탄소 포집 장치가 있는 가스엔진(Case 3)과 매체순환연소소(Case 4, 5)에 대한 경제성 평가 결과를 나타낸다. 매체순환연소소에서는 바이오메탄뿐만 아니라 정제된 바이오가스도 연료로 사용할 수 있다. 다만, 정제된 바이오가스는 약 40%의 불필요한 이산화탄소를 포함하고 있어 장치 규모가 커지고, 공정 효율이 저하되는 단점이 있었다. 그러나 고질화가 필요 없어서 고질화 설비 비용 및 운영비 절감 효과가 있었다. 매체순환연소소에서 스팀터빈을 통해 전기를 생산하는 방식 이외에도 스팀을 직접 판매하는 대안도 검토하였다. 3 MW_{th} 규모에서는 Case 3, 4, 5 모두 순이익 확보가 어려웠다. Case 3의 경우에는 이산화탄소 포집에 소모되는 비용이 커져 경제성이 부족하였고, Case 4 및 Case 5는 초기 투자비 및 운영비가 비싸서 수익성이 확보되지 않았다.

매체순환연소소에서는 정제된 바이오가스를 사용하는 경우(Case 4)와 바이오메탄을 사용하는 경우(Case 5)를 비교하고, 각각의 경우에 대해 생산된 스팀을 이용하여 전기를 판매하는 시나리오(Case 4.1, Case 5.1)와 스팀을 직접 판매하는 시나리오(Case 4.2, Case 5.2)를 구분하여 분석하였다. 정제된 바이오가스를 사용하는 것보다 바이오메탄을 사용하는 방식이 경제적으로 더 유리하였다. 이는 고질화에 필요한 추가 비용보다, 정제된 바이오가스를 사용할 때

Table 6. Economic analysis of biogas utilization for a carbon-neutral scenario

Items	Unit	(Case 1) Biomethane			(Case 2) Gas engines or Gas turbines		
		3	15	30	3	15	30
Scale	[MW _{th}]						
Investment costs							
Purification and upgrading	[m KRW]	2289	4394	5820	2289	4394	5820
Gas engine or gas turbine	[m KRW]				810	8401	16300
Liquefied CO ₂	[m KRW]	832	2203	3342	832	2203	3342
Operating costs							
Purification and upgrading	[m KRW/year]	380	721	949	379	721	949
Gas engine or gas turbine	[m KRW/year]				171	482	817
Product							
Biomethane	[m Nm ³ /year]	2.7	13	26.7			
Electricity	[GWh/year]				9.1	33.6	92.5
Liquefied CO ₂	[tCO ₂ /year]	3080	15603	31257	3080	15603	31257
Incomes							
Biomethane	[m KRW/year]	2158	10705	21390			
Electricity	[m KRW/year]				1860	6879	18896
Liquefied CO ₂	[m KRW/year]	77	390	781	77	390	781
Carbon credit	[m KRW/year]	37	187	375	37	187	375
Investment costs	[m KRW]	3121	6598	9162	3932	15000	25463
	[m KRW/year]	156	330	458	196	750	1273
Operating costs	[m KRW/year]	379	721	949	550	1202	1767
Feedstock cost	[m KRW/year]	883	4415	8830	883	4415	8830
Other costs	[m KRW/year]	40	204	408	40	204	408
Incomes	[m KRW/year]	2272	11282	22546	1974	7456	20052
Net gain	[m KRW/year]	813	5612	11901	263	885	7774

Net gain=(Incomes)-[(Investment costs)+(Operating costs)+(Feedstock cost)+(Other costs)], biogas=200 KRW/Nm³[3], m: million, plant life 20 year, other costs (CO₂ capture cost, electricity cost for CO₂ liquefaction, etc.)

Table 7. Economic analysis of biogas utilization for carbon negative emission at a 3 MW_{th} scale

Items	Unit	(Case 3)	(Case 4) Biogas, CLC		(Case 5) Biomethane, CLC	
		Gas engine with CCS	(Case 4.1) Electricity	(Case 4.2) Steam	(Case 5.1) Electricity	(Case 5.2) Steam
Scale	[MW _{th}]	3	3	3	3	3
Investment costs						
(Purification and upgrading)	[m KRW]	2289	1086	1086	2289	2289
(Gas engine or gas turbine or CLC)	[m KRW]	810	13557	12457	10180	9355
(Liquefied CO ₂)	[m KRW]	1427	1483	1483	1483	1483
Operating costs						
(Purification and upgrading)	[m KRW/year]	379	161	161	379	379
(Gas engine or gas turbine or CLC)	[m KRW/year]	171	1176	1176	1083	1083
Product						
Electricity	[GWh/year]	9.1	8.9		9.1	
Steam	[ton/year]			33341		34243
Liquefied CO ₂	[tCO ₂ /year]	7575	8074	8074	8074	8074
Incomes						
Steam or electricity	[m KRW/year]	1860	1813	2000	1862	2054
Liquefied CO ₂	[m KRW/year]	189	201	201	201	201
Carbon credit	[m KRW/year]	90	97	97	97	97
Investment costs	[m KRW]	4527	16127	15027	13953	13128
	[m KRW/year]	226	806	751	697	656
Operating costs	[m KRW/year]	550	1337	1463	1337	1463
Feedstock cost	[m KRW/year]	883	883	883	883	883
Other costs	[m KRW/year]	548	105	126	105	125
Incomes	[m KRW/year]	2139	2111	2298	2160	2352
Net gain	[m KRW/year]	-69	-1020	-800	-988	-775

Net gain=(Incomes)-[(Investment costs)+(Operating costs)+(Feedstock cost)+(Other costs)], biogas=200 KRW/Nm³[3], m: million, plant life 20 year, other costs (CO₂ capture cost, electricity cost for CO₂ liquefaction, etc.)

Table 8. Economic analysis of biogas utilization for carbon negative emission at a 15 and 30 MW_{th} scales

Items	Unit	(Case 3) Gas turbine with CCS		(Case 5.2) Biomethane, CLC, steam	
		15	30	15	30
Scale	[MW _{th}]	15	30	15	30
Investment costs					
(Purification and upgrading)	[m KRW]	4394	5820	4394	5820
(Gas engine or gas turbine or CLC)	[m KRW]	8401	16300	24453	37041
(Liquefied CO ₂)	[m KRW]	3751	5686	3897	5906
Operating costs					
(Purification and upgrading)	[m KRW/year]	720	949	720	949
(Gas engine or gas turbine or CLC)	[m KRW/year]	482	817	1428	1609
Product					
Electricity	[GWh/year]	33.6	92.5		
Steam	[ton/year]			171,197	342,402
Liquefied CO ₂	[tCO ₂ /year]	37893	75792	40370	80740
Incomes					
Steam or electricity	[m KRW/year]	6879	18896	10271	20544
Liquefied CO ₂	[m KRW/year]	947	1894	1009	2018
Carbon credit	[m KRW/year]	454	909	484	968
Investment costs	[m KRW]	16548	27807	32745	48768
	[m KRW/year]	827	1390	1637	2438
Operating costs	[m KRW/year]	1202	1767	2149	2559
Feedstock cost	[m KRW/year]	4415	8830	4415	8830
Other costs	[m KRW/year]	3123	6242	624	1234
Incomes	[m KRW/year]	8280	21699	11764	23530
Net gain	[m KRW/year]	-1289	3469	2939	8469

Net gain=(Incomes)-[(Investment costs)+(Operating costs)+(Feedstock cost)+(Other costs)], biogas=200 KRW/Nm³[3], m: million, plant life 20 year, other costs (CO₂ capture cost, electricity cost for CO₂ liquefaction, etc.)

공정 규모 확대에 따른 추가 비용이 더 크기 때문이었다. 또한, 전기 판매를 위한 스팀터빈 설치에 따른 투자비 증가에도 불구하고, 전기보다 스팀의 단가가 높아 스팀을 직접 판매하는 방안이 상대적으로 더 유리하였다. 결과적으로, 매체순환연소에서는 연료로 바이오메탄을 사용하고, 생성물로 스팀을 판매하는 조합(Case 5.2)의 경제성이 가장 높았다.

Table 8은 15 MW_{th} 및 30 MW_{th} 규모의 바이오가스를 활용하여 탄소 역배출을 달성하는 두 기술인 이산화탄소 포집을 하는 가스터빈(Case 3)과 스팀을 판매하는 매체순환연소(Case 5.2)에 대한 경제성 평가 결과를 나타낸다. 바이오가스 사용 규모가 커짐에 따라 가스엔진 대신 가스터빈을 적용하였으며, 15 MW_{th} 규모에서는 가스터빈의 전기 생산 효율이 낮고, 이산화탄소 포집 설비의 비용이 많이 들어 순이익을 확보하기 어려웠다. 오히려 3 MW_{th}의 가스엔진을 여러 대로 구성한 경우보다 순이익이 낮았다. 반면, 매체순환연소는 높은 초기 투자비와 운영비가 요구되나, 설비 규모가 커질수록 투자비 및 운영비 비중이 완화된며, 별도의 포집 설비 없이 이산화탄소를 저비용으로 회수할 수 있어 15 MW_{th} 규모에서도 일정 수준의 순이익이 기대되었다. 30 MW_{th} 규모에서는 가스터빈 시스템도 순이익을 낼 수 있었으나, 경제성 측면에서 매체순환연소가 더 우수하였다.

3-3. 민감도 분석

이산화탄소를 배출하지 않는 것으로 간주하는 탄소중립 시나리오에서는 바이오메탄을 직접 판매하는 Case 1이 가장 높은 경제성을 보였다. 반면, 이산화탄소를 포집하여 탄소 역배출을 달성하는 시나리오에서는 3 MW_{th} 규모를 제외하고 매체순환연소의 순이익이 높았다. Fig. 9는 15 MW_{th} 및 30 MW_{th} 규모에서 탄소중립 시나리오(Case 1, 2)와 탄소 역배출 시나리오 중 가장 높은 순이익을 보인 매체순환연소(Case 5.2)에 대한 상세한 경제성분석 결과를 나타낸

다. 바이오메탄, 전기, 스팀, 액화된 이산화탄소, 탄소배출권 등의 판매 수익을 비교한 결과, 매체순환연소가 가장 높은 수익을 나타냈다. 그러나, 매체순환연소의 높은 초기 투자비 및 운영비로 인해 순이익이 저하되었다. 그런데도, 매체순환연소는 탄소중립 시나리오 중 하나인 Case 2보다 높은 순이익을 보였다. 이는 매체순환연소에서 별도의 포집 설비 없이 이산화탄소를 저비용으로 회수할 수 있으며, 회수된 이산화탄소와 함께 탄소배출권을 판매하였기 때문이었다.

바이오메탄을 활용하면서 탄소 역배출을 달성하는 매체순환연소 방식이, 탄소중립 시나리오인 바이오메탄 직접 판매보다 높은 순이익을 달성하는 조건을 확인하기 위해 민감도분석을 수행했다. Fig. 10은 바이오가스 활용 규모에 따른 스팀 가격 및 탄소배출권 가격 변화가 순이익에 미치는 영향을 나타낸다. 매체순환연소의 순이익이 바이오메탄 직접 판매보다 높기 위해서는 15 MW_{th} 규모에서는 76,000원/톤 이상의 스팀 가격이 필요하며, 현재 가격 대비 약 27% 이상 상승해야 했고, 30 MW_{th} 규모에서는 70,000원/톤으로 약 17% 이상의 가격 인상이 필요했다. 같은 방식으로 탄소배출권 가격에 대한 민감도분석도 수행하였다. 매체순환연소는 바이오메탄 제조 과정에서 발생하는 이산화탄소뿐만 아니라, 연소 과정에서 발생하는 이산화탄소까지 포집하므로, 탄소배출권 가격 상승에 따른 순이익 증가 폭이 상대적으로 컸다. 매체순환연소의 순이익이 바이오메탄 직접 판매보다 높기 위해서는 탄소배출권 가격으로 15 MW_{th} 규모에서는 120원/kgCO₂, 30 MW_{th} 규모에서는 80원/kgCO₂가 요구되었다.

현재 국내 탄소배출권 가격은 12~35원/kgCO₂ 수준으로 낮으나, 유럽연합의 탄소배출권 가격은 86~144원/kgCO₂이므로, 유럽연합 수준의 탄소배출권 가격이 적용되면 매체순환연소의 순이익이 가장 높을 것으로 예상된다.

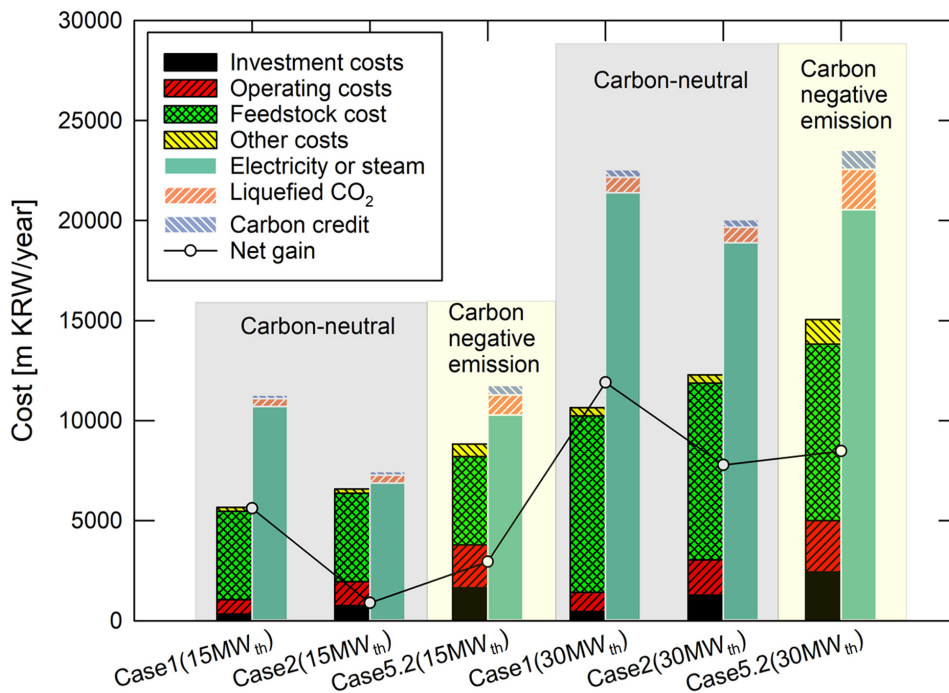


Fig. 9. Economic comparison of carbon-neutral and carbon negative emission scenarios at 15 and 30 MW_{th} scales (Case 1, 2, 5.2).

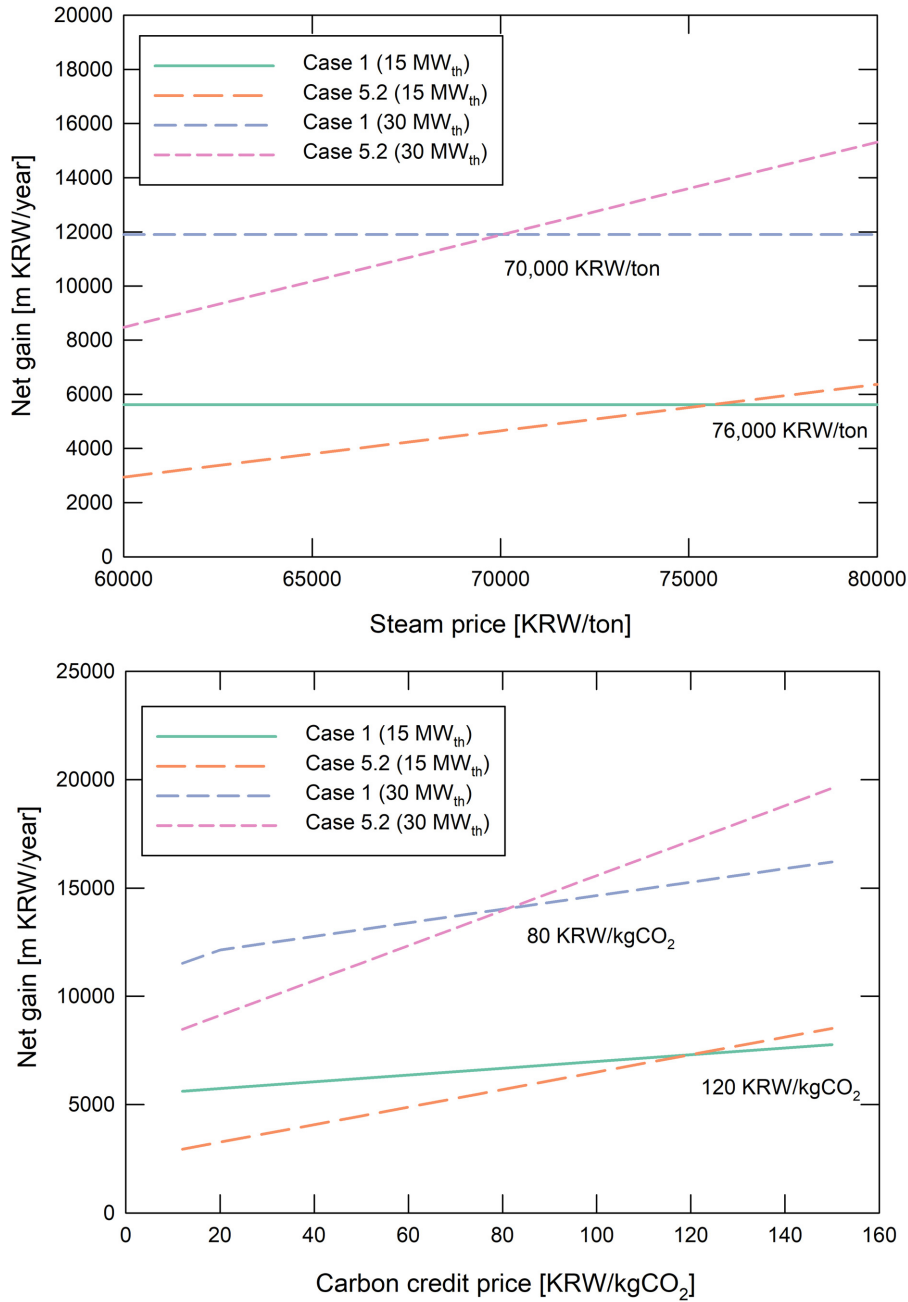


Fig. 10. Sensitivity to steam and carbon credit prices.

4. 결 론

바이오가스의 정제 및 고질화 공정, 규모별 가스엔진, 가스터빈, 매체순환연소를 활용한 전기 또는 스팀의 생산과 판매, 액화된 이산화탄소 및 탄소배출권의 판매, 그리고 바이오메탄의 직접 판매를 포함한 경제성분석을 수행하였다. 바이오가스 활용 방식에 따라 탄소중립과 탄소 역배출 시나리오로 구분하여 비교하였으며, 민감도 분석을 통해 탄소 역배출 시나리오의 수익성을 확보하기 위한 제품 가격 조건을 도출하였다. 본 연구에서 얻어진 결론을 요약하면 다음과 같다.

- (1) 탄소중립 시나리오 중 하나인 바이오가스를 정제, 고질화하

여 바이오메탄으로 직접 판매하는 방법(Case 1)이 모든 규모에서 가장 높은 순이익을 나타냈다.

- (2) 3 MW_{th} 규모의 탄소 역배출 시나리오에서는 경제성이 확보되지 않았으나, 15 MW_{th} 이상에서는 바이오가스를 매체순환연소에 사용하여도 경제성 확보가 가능하였다.

- (3) 매체순환연소를 이용하는 방법 중 바이오메탄을 연료로 사용하고, 스팀을 판매하는 방법(Case 5.2)이 가장 높은 순이익을 보였다.

- (4) 탄소 역배출 시나리오인 Case 5.2(매체순환연소, 바이오메탄, 스팀)가 탄소중립 시나리오인 Case 1(바이오메탄 직접 판매)보다 높은 순이익을 달성하기 위해서는 스팀 가격이 17~27% 이상 높아지거나(70,000-76,000원/톤), 탄소배출권 가격이 80~120원/kgCO₂ 이상이어야 했다.

(5) 본 논문에서 고려한 매체순환연소의 투자비의 경우 연구개발 단계에서 소요된 투자비를 기준으로 도출되었으므로, scale-up 과정에서 공정 단순화, 계장이나 제어 단순화, 저가 재료 사용 등을 통한 투자비 절감 및 저가 산소전달입자 개발에 의한 make-up 비용 절감 등이 가능할 수 있으므로, 상용화 수준에서의 투자비와 운영비를 기준으로 한 상세한 경제성분석이 필요하다.

감 사

본 연구는 2020년도 정부(산업통상자원부)의 재원으로 한국에너지기술평가원의 지원을 받아 수행된 연구입니다(20208401010070, 3 MW_{th} 매체순환연소 스팀생산 기술 개발).

References

1. Kim, H. J., Myeong, S. J., Yun, J. H. and Son, B. S., "Green-Tech Issue Analysis Report," Green Technology Center, 2018.
2. Kang, D. W., Shin, H. D., Kim, Y. S., Hur, K. B. and Park, J. K., "Operating Characteristics Study of a Small Gas/Steam Turbine Combined System Using Biogas," *Journal of Fluid Machinery*, **15**(3), 51-56(2012).
3. Kim, H., Baek, Y. and Won, W., "Techno-Economic Analysis and Life-Cycle Assessment for the Production of Hydrogen from Biogas," *Trans. of the Korean Hydrogen and New Energy Society*, **32**(5), 417-429(2021).
4. Heo, N., Lee, S. and Kim, B., "Biogas Production and Utilization Technologies from Organic Waste," *The Korean Society for New and Renewable Energy*, **4**(2), 21-30(2008).
5. Lee, K., Cha, H., Chun, K. and Song, S., "Generating Efficiency and NO_x Emissions of a Gas Engine Generator Fuelled with Biogas," *The Korean Society for New and Renewable Energy*, 360-390(2009).
6. Allegue, L. B. and Hinge, J., "Biogas and Bio-syngas Upgrading," Danish Technological Institute, 2012.
7. Sun, Q., Li, H., Yan, J., Liu, L., Yu, Z. and Yu, X., "Selection of Appropriate Biogas Upgrading Technology-a Review of Biogas Cleaning, Upgrading and Utilization," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, **51**, 521-532(2015).
8. Kim, G. J. and Kim, L. H., "Analysis of Cause of Engine Failure During Power Generation Using Biogas in Sewage Treatment Plant," *Journal of Energy Engineering*, **25**(4), 13-29(2016).
9. Jang, J. K., Yang, E., Kang, G. C., Moon, J.-P. and Yun, S.-W., "Evaluation of the Design and Operating Conditions of an Adsorption Reactor for Hydrogen Sulfide Removal in Biogas," *J. Korean Soc. Environ. Eng.*, **46**(11), 668-675(2024).
10. Song, M. J., Kim, W. C., Kim, H., Kim, J.-G. and Lee, S. Y., "Corrosion Failure Analysis of a Biogas Pipe," *J. Korean Society for Heat Treatment*, **36**(3), 153-160(2023).
11. Lee, H. C. and Lee, J.-H., "Empirical Study of Biogas Purification Equipment," *Plant Journal*, **18**(4), 58-65(2023).
12. Niesner, J., Jecha, D. and Stehlik, P., "Biogas Upgrading Technologies: State of Art Review in European Region," *Chemical Engineering Transactions*, **35**, 517-522(2013).
13. Ku, B., Kim, Y.-T., Park, J.-W., Kang, J. and Seo, D.-W., "A Study on the Analysis of the Current Status of the Domestic Biogas

- Generation Market," *Proceedings of the KIEE Conference*, 496-497(2023).
14. Ministry of Environment, Renewable Energy Task Force, "Transition from Management to Production: A Roadmap for Expanding Bio-water Energy Using Environmental Facilities," Ministry of Environment, 2022.
15. Ministry of Environment, "Selection of 8 Local Governments for the 2024 Integrated Biogasification Project," Press Release, 2024.
16. Ministry of Environment, "Operational Guidelines for the Biogas Production Target System," Press Release, 2024.
17. Ryu, H.-J., Jin, G.-T. and Yi, C.-K., "Demonstration of Inherent CO₂ Separation and NO NO_x Emission in a 50 kW Chemical-Looping Combustor: Continuous Reduction and Oxidation Experiment," *Greenhouse Gas Control Technologies*, **2**, 1907(2005).
18. Park, Y. C., Lee, T.-Y., Park, J. and Ryu, H.-J., "Performance and Economic Analysis of Natural Gas/Syngas Fueled 100 MWth Chemical-Looping Combustion Combined Cycle Plant," *Korean Chem. Eng. Res.*, **47**(1), 65-71(2009).
19. Hoteit, A., Chandel, M. K., Durecu, S. and Delebarre, A., "Biogas Combustion in a Chemical Looping Fluidized Bed Reactor," *International Journal of Greenhouse Gas Control*, **3**, 561-567(2009).
20. Ryu, H.-J., Lee, D., Nam, H., Hwang, B. W., Kim, H., Won, Y., Ra, H. W., Yoon, S. M. and Baek, J.-I., "Combustion Characteristics of Natural Gas and Syngas Using Mass Produced Oxygen Carrier Particle in a 0.5 MWth Chemical Looping Combustion System," *Trans. of the Korean Hydrogen and New Energy Society*, **32**(2), 134-142(2021).
21. Baek, J.-I., Choun, M., Oh, J., Lee, D. R., Lee, G., Kim, D., Hwang, B. W., Won, Y. and Ryu, H.-J., "The K-CLC Project: Construction of 3 MW_{th} NG-fueled CLC Steam Generation System and Synthetic Oxygen Carrier Development," Proceeding of the 17th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies (GHGT-17), 2024.
22. Jung, J. and Kim, K., "Estimation of Greenhouse Gas(GHG) Reductions from Bioenergy (Biogas, Biomass): A Case Study of South Korea," *Journal of Korean Society for Atmospheric Environment*, **33**(4), 393-402(2017).
23. Nam, J. J., Yoon, Y.-M., Lee, Y. H., So, K. H. and Kim, C.-H., "Life Cycle Assessment of Greenhouse Gas Emissions from Livestock and Food Wastes Co-digestive Biogas Production System," *Korean Journal of Environmental Agriculture*, **27**(4), 406-412(2008).
24. Hullu, J. D., Maassen, J. I. W., van Meel, P. A., Shazad, S., Vaessen, J. M. P. and Bini, L., "Comparing Different Biogas Upgrading Techniques: Final Report," *Eindhoven University of Technology*, 2008.
25. Starr, K., Gabarrell, X., Villalba, G., Talens, L. and Lombardi, L., "Life Cycle Assessment of Biogas Upgrading Technologies," *Waste Management* **32**, 991-999(2012).
26. Tajima, H., Yamasaki, A. and Kiyono, F., "Energy Consumption Estimation for Greenhouse Gas Separation Processes by Clathrate Hydrate Formation," *Energy*, **29**, 1713-1729(2004).
27. Allegue, L. B. and Hinge, J., "Biogas and Bio-syngas Upgrading," Danish Technological Institute report, 2012.
28. Jo, J. H., Hoon, C., Lee, S. and Kim, K.-K., "Appropriate Allocation Plans for Waste and Bioenergy by Usage(I): Focusing on Bio-

- gas,” *Korean Environment Institute*, 2014.
29. Persson, M., Jonsson, O. and Wellinger, A., “Biogas Upgrading to Vehicle Fuel Standards and Grid Injection,” IEA Bioenergy, Task 37, Report, 2006.
 30. Bauer, F., Hulteberg, C., Persson, Y. and Tamm, D., “Biogas Upgrading-Review of Commercial Technologies,” SGC Rapport, 270, Svenskt Gastekniskt Center AB, 2013.
 31. Hagen, M., Polman, E., Jensen, J. K., Myken, A., Jonsson, O. and Dahl, A., “Adding Gas From Biomass to the Gas Grid,” SGC Report, 118, Swedish Gas Center, 2001.
 32. Ryu, H.-J., Kim, H., Nam, H., Hwang, B. W., Won, Y., Kim, D., Baek, J.-I. and Choun, M., “Reaction Characteristics of Mass Produced Oxygen Carriers for 3 MWth Chemical Looping Combustion System,” *Journal of Energy & Climate Change*, **17**(1), 46-56(2022).
 33. GoWES Co., Ltd., “Systems Engineering,” GoWES Official Website, Available at: https://gowes.co.kr/kor/business/systems_engineering.html.
 34. Hankook Engineering Development Co., Ltd., “Steam Piping Project for STX Energy’s Main Branch Line in Banwol Industrial Complex,” Hankook Engineering Development Website, Available at: <https://m.hkj.co.kr/page/page51>.
 35. Smith, R., “Chemical Process Design and Integration (2nd ed.)” John Wiley & Sons, Ltd., 2005.
 36. Baek, J.-I., Ryu, J., Lee, J. B., Eom, T.-H., Kim, K.-S., Yang, S.-R. and Ryu, C. K., “Highly Attrition Resistant Oxygen Carrier for Chemical Looping Combustion,” *Energy Procedia*, **4**, 349-355(2011).
 37. ESMAP, Study of Equipment Prices in the Power Sector, Technical Paper 122/09, World Bank, 2009. Available at: https://www.esmap.org/sites/default/files/esmap-files/TR122-09_GBL_Study_of_Equipment_Prices_in_the_Power_Sector.pdf.
 38. Tribe, M. A. and Alpine, R. L. W., “Scale Economies and the ‘0.6 Rule,’” *Engineering Costs and Production Economics*, **10**, 271-278(1986).
 39. Pilorge, H., McQueen, N., Maynard, D., Psarras, P., He, J., Rufael, T. and Wilcox, J., “Cost Analysis of Carbon Capture and Sequestration of Process Emissions from the U.S. Industrial Sector,” *Environ. Sci. Technol.*, **54**, 7524-7532(2020).
 40. Adu, E., Zhang, Y. D., Liu, D. and Tontiwachwuthikul, P., “Parametric Process Design and Economic Analysis of Post-Combustion CO₂ Capture and Compression for Coal and Natural Gas-Fired Power Plants,” *Energies*, **13**, 2519-2546(2020).
 41. Yang, S., Lee, U., Lim, Y., Jeong, Y. S., Kim, J., Lee, C., Han, C., “Process Design and Cost Estimation of Carbon Dioxide Compression and Liquefaction for Transportation,” *Korean Chem. Eng. Res.*, **50**(6), 988-993(2012).
 42. Kim, S.-S., “Applications and Technical Standards for Biogas,” *Journal of the Korea Organic Resources Recycling Association*, **18**(3), 38-49(2010).
 43. Korea Gas Corporation (KOGAS), “Natural Gas Tariff System,” KOGAS Official Website, Available at: <https://www.kogas.or.kr/site/koGas/1040401000000>.
 44. Korea Power Exchange (KPX), “Yearly System Marginal Price (SMP),” KPX Official Website, Available at: <https://www.kpx.or.kr/smpYearly.es?mid=a10606080400&device=pc>.
 45. Korea Energy Agency, New and Renewable Energy Center, “REC Trade Performance Reports,” New and Renewable Energy Integrated Support System. Available at: https://onerec.kmos.kr/portal/rec/selectRecReport_tradePerformanceList.do?key=1971.
 46. TIN News, “GS E&R’s Monopoly Steam Supply and Its Refusal to Cooperate,” TIN News, July 7, 2022. Available at: <https://www.tinnews.co.kr/22944>.
 47. iGasNet, “Present and Future of the Domestic Liquid CO₂ Market,” iGasNet, March 22, 2023. Available at: <http://www.igasnet.com/news/articleView.html?idxno=19563>.
 48. Today Energy, “Concerns Over Domestic Liquid CO₂ (L-CO₂) Supply Shortage,” Today Energy, August 31, 2023. Available at: <https://www.energy-news.co.kr/news/articleView.html?idxno=71219>.
 49. Lee, M.-H., Taekyung Chemical (006890): Beneficiary of Fresh Food Delivery Boom, IBK Investment & Securities Research Center, June 15, 2021.
 50. Ministry of Environment (MOE), Compilation of Laws and Regulations on Allocation and Trading of Greenhouse Gas Emission Permits, March 2021.

Authors

Yooseob Won: Senior Engineer, CCS Research Department, Korea Institute of Energy Research, 152 Gajeong-ro, Yuseong-gu, Daejeon, 34129, Republic of Korea; yswon@kier.re.kr

Young Cheol Park: Principal Researcher, CCS Research Department, Korea Institute of Energy Research, 152 Gajeong-ro, Yuseong-gu, Daejeon, 34129, Republic of Korea; youngchp@kier.re.kr

Byung Wook Hwang: Principal Researcher, CCS Research Department, Korea Institute of Energy Research, 152 Gajeong-ro, Yuseong-gu, Daejeon, 34129, Republic of Korea; hbw@kier.re.kr

Sunghoon Lee: Senior Researcher, CCS Research Department, Korea Institute of Energy Research, 152 Gajeong-ro, Yuseong-gu, Daejeon, 34129, Republic of Korea; sunghoonlee@kier.re.kr

Daewook Kim: Research Engineer, CCS Research Department, Korea Institute of Energy Research, 152 Gajeong-ro, Yuseong-gu, Daejeon, 34129, Republic of Korea; dkim@kier.re.kr

Yujin Choi: Research Engineer, CCS Research Department, Korea Institute of Energy Research, 152 Gajeong-ro, Yuseong-gu, Daejeon, 34129, Republic of Korea; yjinchoi1@kier.re.kr

Jaе-Young Kim: Research Engineer, CCS Research Department, Korea Institute of Energy Research, 152 Gajeong-ro, Yuseong-gu, Daejeon, 34129, Republic of Korea; jy_kim@kier.re.kr

Hana Kim: Research Engineer, CCS Research Department, Korea Institute of Energy Research, 152 Gajeong-ro, Yuseong-gu, Daejeon, 34129, Republic of Korea; hnkim@kier.re.kr

Ho-Jung Ryu: Principal Researcher, CCS Research Department, Korea Institute of Energy Research, 152 Gajeong-ro, Yuseong-gu, Daejeon, 34129, Republic of Korea; hjryu@kier.re.kr

Ji Bong Joo: Professor, Department of Chemical Engineering, Konkuk University, 120 Neungdong-ro, Gwangjin-gu, Seoul, 05029, Republic of Korea; jbjoo@konkuk.ac.kr