

축분 가스화를 통한 연료가스 생산 공정의 경제적, 환경적 지속가능성 평가

문지홍 · 유경환*,†

한국에너지기술연구원 청정연료연구실, *순천대학교 화학공학과
(2023년 3월 27일 접수, 2023년 4월 29일 수정, 2023년 5월 2일 채택)

Economic and Environmental Sustainability Assessment of Livestock Manure Gasification for Fuel Gas Production

Ji Hong Moon and Kyung Hwan Ryu*,†

Clean Fuel Research Laboratory, Korea Institute of Energy Research, Daejeon 34129, Republic of Korea
*Department of Chemical Engineering, Suncheon National University, Suncheon 57922, Republic of Korea
(Received March 27, 2023; Revised April 29, 2023; Accepted May 2, 2023)

초 록

본 연구는 가축분뇨를 가스화 하여 연료 가스를 생산하는 공정의 경제성과 탄소배출 관점에서의 지속가능성을 평가하였다. 본 연구에서 고려한 가스화 공정은 가스화 시설, 연료가스 정제 시설 및 생산 가스를 수요처를 수송하기 위한 파이프 라인의 설치까지 전체 시설을 고려하여 해당 기술의 현실적인 타당성을 평가하였다. 해당 연구는 실험 결과를 반영하는 ASPEN PLUS 시뮬레이션을 토대로 도출되었다. 경제성 및 CO₂ 전 주기 평가 결과, 축분 가스화를 통해 얻어진 연료가스는 발열량은 낮지만, 높은 수소 함량으로 천연가스와의 가격적으로 경쟁력이 있다는 결과를 확인하였다. 특히, 탄소 배출 측면에서 높은 수소 함량으로 연료를 연소하였을 때 발열량당 배출되는 이산화탄소의 양이 천연가스에 비해 낮아 탄소 배출량 감축에 기여할 수 있다는 점을 확인하였다. 또한 다양한 시나리오 분석을 통해 외부 요인 및 정책적 요인에 따른 경제성을 확인하였고, 재무 지표 분석을 통해 해당 기술을 실질적인 사업화 가능성을 평가하였다.

Abstract

This research evaluates the sustainability of gasifying livestock manure to produce fuel gas from an economic and carbon emission perspective. The entire process, including gasification, fuel gas purification, and pipeline installation to transport the produced fuel gas to the demanding industrial complex, is analyzed for realistic feasibility. The study is conducted using an ASPEN PLUS simulation with experimental data. The results of the economic and CO₂ life cycle assessments confirm that the fuel gas produced from livestock manure is competitive with natural gas despite having a lower calorific value. When used as a fuel with a high hydrogen content, the fuel gas emits less CO₂ per calorific value, making it more environmentally friendly. A scenario analysis is also performed to determine the expected economics, with price competitiveness being influenced by several factors. Although a significant decrease in natural gas prices could reduce the price competitiveness of the proposed process, it can still be supported by government policies. The cash flow analysis also confirms the economic viability of the process.

Keywords: Livestock Manure, Gasification, Fuel gas production, Economic analysis, CO₂ lifecycle assessment

1. 서 론

국내 경제 발전에 따른 소득 수준의 향상에 따라 육류의 소비량이 크게 증가되었으며, 소, 돼지의 사육 두수가 꾸준히 증가하고 있다. 이에 따라 가축의 사육 과정에서 축분의 발생량이 늘어나고 있으

나, 지난 2012년 이후 축분 및 하수 오니의 해양 투기가 전면 금지된 이후 축분을 처리하기 위한 다른 방법이 강구되었다. 현재 국내의 축분 처리 방법은 퇴비화 및 액비화가 전체 처리 방법의 대부분(약 70%)을 차지하고 있고, 기타 위탁, 정화 처리가 소량 수행되고 있다 [1]. 하지만 최근 지속적인 축분 발생량 증가와 농경 면적의 감소 및 생산 퇴비 자체의 낮은 품질 때문에 퇴비화 및 액비화를 제외한 다른 처리 기술의 필요성이 대두된다[2]. 이를 위해 다양한 대안이 제시되었는데, 그중 에너지화 기술이 가장 큰 관심을 받고 있다. 축분의 고형화를 통한 자체 연소, 혹은 석탄 혼소는 이러한 노력 중 하나로 화력 발전 시 지속가능한 에너지의 비중을 늘리고 CO₂ 배출량을 감축할

† Corresponding Author: Suncheon National University
Department of Chemical Engineering, Suncheon 57922, Republic of Korea
Tel: +82-61-750-3588 e-mail: khryu@scnu.ac.kr

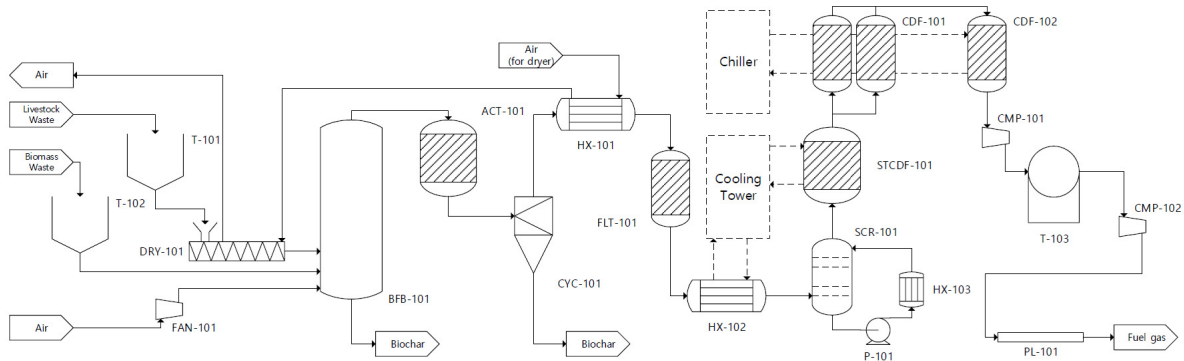


Figure 1. Process flow diagram of waste organics gasification producing fuel gas.

수 있는 기술로 여겨진다[3]. 하지만 축분 자체의 비교적 낮은 발열량 및 높은 수분 함량은 연료화 과정에 추가적인 에너지를 크게 요구하거나, 연료화 과정 없이 직접 이용될 경우 발전의 효율을 크게 떨어트린다[4]. 다른 에너지화 대안 중 하나인 축분의 가스화 기술은 이미 여러 폐유기물 및 바이오매스를 에너지화 하는 기술로 활용 가능성을 인정받았다[5][6]. 가스화 기술은 고체(또는 액체) 원료를 유용한 합성가스(또는 연료가스)로 전환시켜주는 기술이며, 기존 직접 연소 기술 대비 온실가스, 미세먼지 등을 감축할 수 있다. 주로 수소, 일산화탄소, 이산화탄소 및 메탄 등이 포함된 합성가스(연료가스)는 발전/산업용 연료가스로 이용되거나 메탄올, DME 등 다양한 화학제품의 원료로 이용되고 있다.

본 연구에서는 축분 가스화 시설의 경제적, 환경적 지속 가능성을 평가하기 위하여 공정 모사를 통한 경제성 및 이산화탄소 전 주기 평가를 수행하였다. 공정의 규모는 시간당 1 ton 축분을 처리하는 규모로 선정하였고, 원활한 가스화를 위하여 동일한 양을 미 이용 산림 바이오매스를 추가 원료로 사용하여 가스화를 진행하였다. 축분의 가스화를 통해 연료 가스의 생산을 목적으로 하였고, 이를 실제 수요처에 공급하기 위한 설비 및 파이프라인의 설치까지 해당 분석에서 고려하였다. 공정 모사는 상용 소프트웨어인 ASPEN PLUS 상에 구현되었다. 실질적인 사업화 가능성 평가를 위하여 다양한 외부 환경 시나리오를 기준으로 하는 분석을 수행하였고, 이에 따른 재무 지표 분석을 동시에 수행하였다. 연구 결과 축분 가스화 공정은 기존 널리 사용되는 연료 가스인 천연가스에 비해 연료의 생산 시 간접 배출되는 이산화탄소의 양이 더 적었고, 연소 시 같은 열량을 발생시킬 때 직접 배출하는 이산화탄소의 양도 더 적어 배출량 감축에 기여할 수 있음을 확인하였다. 또한, 정책적 지원(폐유기물 자원화 시설 지원금 및 파이프라인 설치 비용 지원)을 시나리오 분석을 통해 현실적인 사업화 가능성을 분석하였다.

2. 공정 모델 개발

Figure 1은 본 연구에서 대상으로 하는 축분 가스화 공정의 공정도이다. 본 공정은 크게 가스화 설비(A100; T-101, T-102, DRY-101, BFB-101), 정제 설비(A200; ACT-101, CYC-101, FLT-101, SCR-101, STCDF-101, CDF-101, CDF-102, CMP-101), 저장 및 수송 설비(A300; T-130, CMP-102), 유틸리티 설비(A400; Cooling tower, Chiller), 파이프라인(A500; PL-101)으로 이루어져 있다. 각 주요 설비의 운전 조건은 Table 1과 같다. 본 공정의 대상 원료인 축분은 비교적 발열량이

Table 1. Operating Conditions For the Major Gasification Process Units

| Process | Unit | Operating condition |
|---------|---------------|---|
| A100 | DRY-101 | Livestock manure moisture: 20% |
| | BFB-101 | Outlet T: 850 °C Air: 30% by stoichiometry |
| | ACT-101 | Adsorption efficiency: 50% Outlet T: 780 °C |
| A200 | CYC-101 | Solid removal rate (Biochar: 100%, Flyash: 50%) |
| | FLT-101 | Inlet T: 540 °C Tar removal rate: 20% |
| | SCR-101 | Scrubbing oil inlet T: 45 °C Outlet gas T: 70 °C |
| | STCDF-101 | Outlet T: 40 °C |
| | CDF-101 | Outlet T: 35 °C |
| | CDF-102 | Outlet T: 30 °C |
| A300 | CMP-102 | Outlet pressure: 8.5 kg/cm ² |
| A400 | PL-101 | Pipeline length: 10 km |
| A500 | Cooling tower | Cooling water T range: 32~37 °C |
| | Chiller | Chilled water T range: 7~15 °C |

낮기 때문에 미이용 산림 바이오매스 동시에 활용하여 가스화를 수행하였다. 각 원료의 특성은 Table 2과 같다. Table 2에 축분은 실제 처리 시설에 수집되는 혼합 축분이다. 축분의 경우 가스화에 바로 이용하기에 비교적 수분 함량이 높기 때문에 가스화 설비의 폐열(300 °C 열풍)을 이용하여 일부 건조 후(축분 수분 함량 20% 수준) 가스화에 활용된다. 본 연구에서 가스화에 활용하는 축분의 경우 발열량이 여타 연료에 비해 낮고, 수분 함량이 높다. 이 때문에 기존의 고정층 가스화기로는 정상운전이 어렵기 때문에, 본 연구는 비교적 연료 요구 수준이 낮고, 운전 난이도가 높지 않은 버블링 유동층 반응기(bubbling fluidized bed, BFB)를 활용하였다. 가스화에는 아래와 같은 주요 반응이 일어난다.

Pyrolysis reaction

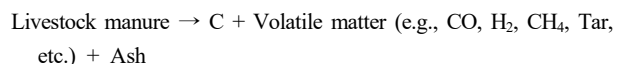
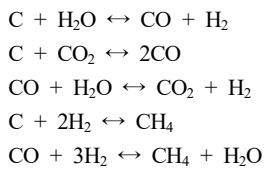


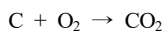
Table 2. Ultimate and Proximate Analysis of Organic Waste Used in This Research

| Fuel | Unutilized forest biomass | Livestock waste |
|--------------------------|---------------------------|-----------------|
| Proximate analysis (wt%) | | |
| Moisture | 15.0 | 30.2 |
| Volatile matter | 65.0 | 41.5 |
| Fixed carbon | 18.0 | 13.8 |
| Ash | 2.0 | 14.5 |
| Ultimate analysis (wt%) | | |
| C | 52.9 | 43.7 |
| H | 5.9 | 4.9 |
| N | 0.4 | 1.8 |
| O | 38.5 | 28.4 |
| S | 0.04 | 0.17 |
| Ash | 2.4 | 20.8 |
| LHV (kcal/kg) | 3,590 | 2,620 |

Gasification reaction



Combustion



각각의 반응식 속도를 모두 세부적으로 모사하는 것은 현실적으로 어렵기 때문에, 실험을 통해 얻어진 전환율을 기준으로 가스화 반응을 모사하였다.

가스화를 위한 equivalence ratio (ER)은 0.3으로 설계되었다. 이후 활성탄 탑(ACT-101), 분진필터(FLT-101), 오일 스크리빙(SCR-101), 제습/제진 설비(shell & tube cooling and demisting filtration; STCDF-101, CDF-101/102)의 정제 유닛들을 통하여 생성된 합성 가스에 포함된 분진, 타르, 수분을 제거한다. 유틸리티 시스템엔 냉각수를 공급하기 위한 공냉식 냉각탑 및 Mechanical vapor recompressor (MVR)을 이용하였다. 냉각탑의 보급수량은 순환 냉각수량의 0.99%로 가정하였다. 본 공정은 생성된 합성 가스는 연료 가스로 산업단지에서 사용을 목적으로 하고 있기 때문에, 이를 위한 압축(8.5 kg/cm²) 및 단거리 수송(10 km)까지 설비까지 공정의 범위로 포함하였다.

본 연구에서는 원료로 축분 1 ton/hr와 동일량의 미이용 산림 바이오매스를 사용하는 규모의 가스화 공정에 대한 분석을 수행하였다. 이는 본 연구의 축분 가스화 시설을 실제 설치하려는 장소인 청주시 북이면의 축분 배출량의 대략 20% 수준에 해당되는 양이다. 실험을 통해 얻어진 운전 조건(Table 1)을 토대로 하는 공정 성능 분석을 위하여 상용 공정 모사 프로그램인 ASPEN사의 ASPEN PLUS를 이용하였다. 공정 모사의 정확도를 높이기 위하여 전반적인 공정 유닛은 non-random two-liquid model (NRTL)을 사용하였고, 가스화 반응기(BFB-101)의 경우 연소 공정을 모사하는 데 활용되는 Peng-Robinson-Boston-Mathias (PR-BM) 물성 모델을 활용하여 공정을 모사하였다.

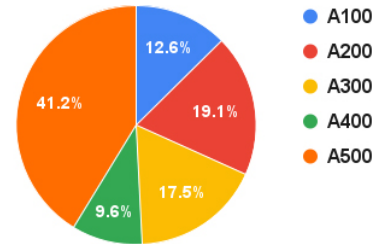


Figure 2. Portion of equipment investment; A100: gasification process, A200: purification process, A300: storage and transport process, A400: utility process A500: pipeline.

Table 3. Livestock Manure Gasified Fuel Gas Property

| Composition | Value | Unit |
|------------------|-------|----------------------|
| CO | 13.0 | vol.% |
| CO ₂ | 15.7 | vol.% |
| H ₂ O | 3.4 | vol.% |
| H ₂ | 14.6 | vol.% |
| O ₂ | 0.0 | vol.% |
| N ₂ | 48.9 | vol.% |
| CH ₄ | 4.2 | vol.% |
| Etc. | 0.2 | vol.% |
| LHV | 1,131 | kcal/Nm ³ |

냉각을 위한 유틸리티 공정은 IAPWS Industrial Formulation 1997 (IF97) 모델을 활용하였다. 가스화 반응 및 각 분리, 정제 장치의 효율은 실제 공동 연구팀이 수행한 실험 결과를 반영하도록 전환율 및 분리 효율이 설정되었다. 유기물의 가스화 시 발생하는 타르는 일반적으로 바이오매스의 가스화 시 발생하는 타르에서 가장 큰 비중을 차지하는 나프탈렌을 대표 물질로 설정하여 공정 모사를 수행하였다[7]. Figure 2는 실제 ASPEN PLUS상에서 구현된 공정 흐름도이다. 실제 가스화 및 정제를 거친 이후 실험적으로 얻어진 연료가스의 특성은 Table 3에 나타나 있다.

3. 지속 가능성 평가 방법론

대상으로 하는 축분 가스화 공정의 경제적, 탄소 배출 관점의 지속가능성을 평가하기 위하여 경제성 평가(techno-economic analysis, TEA)와 전 주기 평가(life cycle assessment, LCA)를 수행하였다. 각 평가는 아래의 방법론을 활용하였다.

3.1. 경제성 평가 방법론

본 연구에서 도출된 시뮬레이션 결과를 기반으로 각 장치의 가격을 Woods의 저서에 제시된 장치 별 rule of thumb를 사용하여 추산하였다[8]. 이외에 부지 준비, 엔지니어링, 설계, 건설 예비비용, 수수료 등 간접 건설 비용은 장치 비용(설치 비용 포함)의 비율로 추산하였다. 각 지표는 Table 4에 정리되어 있다. 각 장치들의 인플레이션 및 디플레이션으로 인한 화폐가치의 변화를 고려하기 위하여 화학공학 플랜트 비용 지수(CEPCI)를 사용하였고, 본 연구는 '22년 기준인 817을 이용하였다. 운전 비용 항목은 고정 운전 비용(fixed OPEX)과 변동 운전 비용(variable OPEX)을 고려하였다. 변동 운전 비용은 공정 모사 상에서 얻어진 물질, 에너지 수치식을 기반으로 계산되었다. 이를 계

Table 4. Financial, Capital, and Operating Factors[14]

| Name | Value | Unit |
|------------------------------|-------|-----------------------|
| Site preparation | 2 | % of installed cost |
| Engineering and design | 10 | % of installed cost |
| Project contingency | 15 | % of installed cost |
| Legal and contractors fee | 15 | % of installed cost |
| Construction period | 1 | Year |
| Startup time | 1 | Year |
| Plant lifetime | 15 | Years |
| Equity financing | 30 | % |
| Interest rate on debt | 3.7 | % |
| Fixed OPEX during startup | 75 | % of normal operation |
| Variable OPEX during startup | 75 | % of normal operation |
| Revenues during startup | 75 | % of normal operation |
| Inflation rate | 1.9 | % |
| Tax rate | 25.74 | % |
| Working capital | 15 | % |
| Labor working hour | 2,000 | hr/yr |
| G&A rate | 20 | % of total labor cost |
| Labor cost | 15 | \$/man-hr |
| Tax and insurance rate | 2 | % of installed cost |
| Maintenance rate | 3 | % of installed cost |

Table 5. Materials and Utilities Costs[14]

| Name | Value | Unit |
|---------------------------|--------|--------|
| Unutilized forest biomass | 40 | \$/ton |
| Livestock manure | 0 | \$/ton |
| Oil (for scrubbing) | 200 | \$/ton |
| Process water | 0.273 | \$/ton |
| Electricity | 0.0262 | \$/MJ |
| Natural gas | 42.4 | \$/MWh |

산하기 위한 원료 및 유틸리티의 비용은 Table 5와 같다. 고정 운전 비용에는 임금, 행정 비용, 공정 유지/보수 비용, 보험 등의 비용을 고려한다. 본 분석에서는 직원 4명을 기준으로 인건비를 산정하였다. 경제성 분석을 위한 환율은 1250원을 사용하여 분석을 수행하였다. 제시된 공정의 현실적인 경제적 가능성을 판단하기 위하여 자기 자본율, 금융 이자, 물가 상승률 등을 고려하여 재무 모델 분석을 수행하여 연료가스의 최소 생산 비용 및 순현재가치(net present value, NPV)를 계산하였다.

3.2. 이산화탄소 전 주기 평가 방법론

본 연구에서 제시된 축분 가스화 공정의 탄소 배출량 감축 기대효과를 분석하기 위하여 직접 탄소 배출 및 간접 탄소 배출을 고려하여 온실가스 배출량 평가를 수행하였다. 본 연구의 기본 분석은 공정에 사용되는 원료의 생산부터 제품의 생산까지의 cradle-to-gate 범위에서 분석을 수행하고 있다. 직접 배출은 공정에서 직접 배출되는 이산화탄소의 양을 나타내고 간접 배출량은 공정에 활용되는 재료 및 유틸리티를 생산하는 과정에서 배출되는 이산화탄소 양을 나타낸다. 본 분석에서 간접 배출량을 산정하기 위하여 사용된 온난화 잠재력(global warming potential, GWP)은 Table 6과 같다. 본 연구에서 활용

Table 6. GWP of Materials and Utilities [14]

| Name | Value | Unit |
|---------------------------|-------|------------------------|
| Unutilized forest biomass | 0 | kgCO ₂ /ton |
| Livestock manure | 0 | kgCO ₂ /ton |
| Oil (for scrubbing) | 0.169 | kgCO ₂ /ton |
| Process water | 0 | kgCO ₂ /ton |
| Electricity | 0.109 | kgCO ₂ /MJ |
| Natural gas | 37.04 | kgCO ₂ /MWh |

Table 7. Gasification Process Performance

| Name | Value | Unit |
|---------------------------|-------|---------------------|
| Thermal input | 7,217 | kW |
| Electricity consumption | 440 | kW |
| Cooling energy | 1,488 | kW |
| Thermal output (Fuel gas) | 4,807 | kW |
| Fuel gas LHV (mass basis) | 980 | kcal/kg |
| Fuel gas LHV (vol. basis) | 1,131 | kcal/m ³ |
| Cold gas efficiency | 66.6 | % |

하는 미이용 산림 바이오매스는 간접 배출량을 0으로 가정하였다 [9]. 축분의 경우 국내에서 가장 큰 비중을 차지하는 소, 돼지를 기준으로 가축분뇨 처리 시 배출되는 온실가스 양을 기준으로 간접 배출 지표를 산정하였다[10]. 본 공정에서 생산된 연료 가스의 정량적 탄소 배출량 분석을 위하여 일반적으로 사용되는 천연가스와 열량을 기준으로 이산화탄소 배출량을 비교하였다.

4. 결과 및 고찰

4.1. 기준 공정 성능 분석

Table 7에는 ASPEN PLUS에 구현된 공정의 성능이 정리되어 있다. 결과에서 확인할 수 있듯, 일반적으로 가스화 공정의 주요 지표로 사용되는 냉가스 효율(cold gas efficiency, CGE)이 66.6%로 기준에 진행된 다수의 유기성 폐기물 및 바이오 매스를 대상으로 하는 합성가스 생산 공정의 냉가스 효율인 50~70%[11][12][13]와 유사한 결과가 도출된 것을 확인할 수 있다. 해당 모사 결과를 토대로 공정의 경제성 지표를 분석한 결과는 다음 Table 8과 같다. 해당 공정은 천연가스의 열량당 가격(0.0814 \$/kWh)와 비교하였을 때 생산된 연료가스가 가격 경쟁력(0.0810 \$/kWh)을 갖을 수 있는 것을 확인할 수 있다. 세부 건설 비용 비중(Figure 2)를 살펴보면 파이프라인(A500)이 전체비용의 41.2%로 가장 큰 비중을 차지하고 있다. 단일 장치(파이프라인 제외)로는 가스화 반응기(10.4%), 합성가스 저장 탱크(9.1%), 칠러(5.4%), 활성탄 흡착탑(5.4%) 순서로 큰 비중을 차지하고 있다. 운전 비용 측면에서는 원료 비용을 제외하고 정제 공정(SCR-101)에 이용되는 오일의 비중 비중이 비교적 높은 비중(45.9%)을 차지하는 것을 확인할 수 있다. 이는 추후 연구를 통하여 해당 공정의 개선 혹은 스크러빙 용매의 전환을 통한 경제성 개선이 필요하다.

축분의 가스화를 통해 생산된 연료가스의 탄소 배출 분석 결과는 Table 9에 나타나 있다. 기존 가축 분뇨 처리 시 발생하는 온실가스의 배출을 분뇨를 가스화에 활용하면서 많은 양의 온실가스를 감축할 수 있는 것을 확인할 수 있다. 일반적인 연료 가스인 천연가스를 사용하여 열량을 공급하는 경우보다 열량당(MWh) 47.45 kg의 이산화탄소

Table 8. Results of Economic Evaluation

| | Name | Value | Unit |
|-----------------------------------|---------------------------|-----------|--------|
| Feed cost | Unutilized forest biomass | 320,000 | \$/yr |
| | Livestock manure | 0 | \$/yr |
| Material and utility cost | Oil | 296,000 | \$/yr |
| | Process water | 4,000 | \$/yr |
| | Electricity | 26,000 | \$/yr |
| Fixed OPEX | Labor | 110,000 | \$/yr |
| | G&A | 22,000 | \$/yr |
| | Maintenance | 297,000 | \$/yr |
| | Tax & insulation | 281,000 | \$/yr |
| Capital investment | Installed equipment | 9,910,000 | \$ |
| | Indirect investment | 4,162,000 | \$ |
| Total production cost (LHV basis) | | 0.081 | \$/kWh |

Table 9. CO₂ Life Cycle Assessment Result

| Name | Value | Unit |
|----------------------|---------------------------|------------------------|
| Direct emission | 0 | kgCO ₂ /MWh |
| Indirect emission | Unutilized forest biomass | 0 |
| | Livestock manure | -19.68 |
| | Oil | 6.5 |
| | Process water | 0 |
| | Electricity | 2.77 |
| Net emission | -10.41 | kgCO ₂ /MWh |
| Natural gas emission | 37.04 | kgCO ₂ /MWh |
| Net reduction | 47.45 | kgCO ₂ /MWh |

를 저감할 수 있다. 본 연구에서 고려한 규모의 축분 가스화 시설을 통해 연료 가스를 생산하고 이를 산업단지에 공급하여 활용할 경우, 연간 1,824톤의 이산화탄소 감축 효과를 기대할 수 있다.

4.2. 시나리오 분석

본 연구에서 평가한 축분 가스화 공정의 경제성 및 탄소 감축량은 다양한 지표 및 정책에 영향을 받기 때문에, 현재 공정의 경제성에 가장 큰 영향을 미치는 다양한 요소를 고려한 시나리오 분석을 통하여 제시된 공정의 실현 가능성을 분석하였다.

4.2.1. 연료가스 가격 변동

본 공정에서 생산된 연료 가스는 산업 현장에서 기존의 천연가스를 대체하여 연료용으로 사용될 것을 가정하고 있으므로 연료가스 가격 변동이 축분 가스화 공정의 경쟁력에 큰 영향을 미친다. 특히 에너지 시장은 가격 변동성이 심하고 가격 변동 폭이 크기 때문에 이에 대한 분석을 수행하였다. Figure 3은 한국 국가통계포털(KOSIS)에 공시된 최근 10년간 천연 가스의 최대, 최소 가격 범위에서 축분 가스화 공정의 순현재가치(net present value, NPV)를 분석하였다. 순현재가치 분석을 위하여 본 시나리오 분석에서는 천연가스 가격은 운전기간 동안 변동이 없고 물가상승만이 영향을 미친다 가정하였다. NPV는 편익과 비용을 할인율(discount rate)에 따라 현재 가치로 환산하고 이들의 차이를 나타내는 지표로 NPV값이 0보다 크면 해당 사업 채택 가능성이 있다고 판단할 수 있다. Figure 3을 보면 현재 기준 분석 조건에서 본

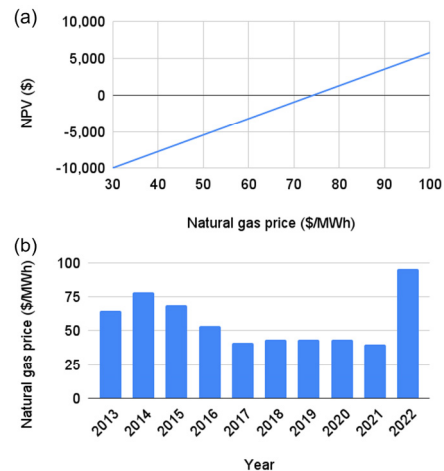


Figure 3. Economic sensitivity to natural gas price; (a): NPV by natural gas price changing, and (b): natural gas price by year.

공정의 연료 가스의 열량당 판매 가격이 천연가스와 같은 경우, 천연 가스 가격이 대략 92,000 원/MWh (73.5 \$/MWh) 이상일 경우 해당 공정이 사업성을 갖는다고 할 수 있다. 최근 10년간의 국내 천연가스 가격의 변동(Figure 3b)을 확인하였을 때 10년간의 평균이 대략 71,500 원/MWh (57.2 \$/MWh)로 수익화가 어려울 것으로 예상되나, 최근 급격한 에너지 가격 변동으로 '22년 가격 정보(120,000 원/MWh)를 기준으로 할 경우 충분한 가격 경쟁력이 있음을 확인할 수 있다. 하지만, 에너지 가격의 변동에 따라 공정의 경쟁력이 기존 천연가스에 비하여 없어질 수 있으므로 축분 처리 비용 및 정책적 지원과 같은 추가적인 시나리오 분석이 필요하다.

4.2.2. 축분 처리 비용

축산 폐기물의 해양투기가 금지된 이후 대부분의 축산 농가들은 공공처리 시설을 통해 축분을 처리한다. 현재 대상으로 하는 가스화 공정의 기본 분석은 축산 농가가 지불하는 축분 처리 비용을 고려하지 않았기 때문에, 기존 국내 공공처리 시설의 분뇨 처리 비용을 기준으로 시나리오 분석을 수행하였다. '19년 양평군에서 보고된 보고서에 따르면 경기도 지역을 기준으로 하였을 때 축분 1톤당 수거 및 거리 비용은 9,450 원/ton, 3,820 원/ton이다. 본 분석에서는 축분의 수거 및 운송은 기존 시설을 활용한다 가정하였다. 앞선 기본 분석에서 확인할 수 있듯, 축산 농가들이 기존의 수거 비용만 지불하고, 축분의 처리비용은 가스화 시설에서 부담할 경우, 축산 농가를 기준으로 약 28.7%의 축분 처리 비용 절감을 이끌어낼 수 있다. 혹은, 기존 축분 처리 비용(전체 혹은 일부)를 가스화 시설에 지불하는 경우, 축분 처리 비용에 따른 가스화 설비의 추가적인 연간 수익은 Figure 4에 나타나 있다. 평균 축분 처리 비용의 절반 수준의 처리 비용을 축산 농가로부터 지불 받을 경우, 연간 약 1500만원의 추가적인 수입(가스화 설비의 연간 수입의 0.8%)을 기대할 수 있고, 축산 농가 입장에서도, 기존보다 저렴한 비용에 축분을 처리할 수 있다. 이를 토대로 처리비용 혹은 수거비용에 정책적인 지원이 추가될 경우 축분 가스화 공정의 경제적 지속 가능성을 키울 수 있을 것으로 기대된다.

4.2.3. 탄소 절감 효과

Table 9에서 확인되었듯이, 본 연구에서 제시한 축분 가스화 공정에서 생산된 연료가스는 생산의 측면에서 보았을 때 천연가스에 비해서 같

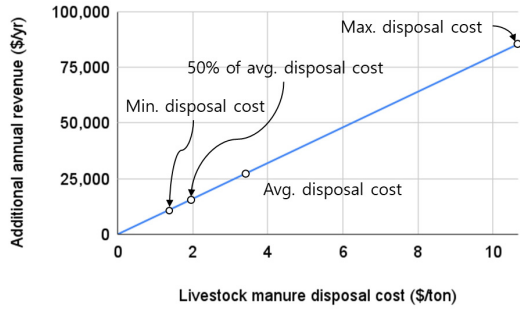


Figure 4. Additional annual revenue by livestock manure disposal cost.

은 열량의 연료가스를 생산 시 배출되는 이산화탄소의 배출량이 적다. 하지만, 대부분이 메탄으로 이루어진 천연가스와는 다르게 생산된 연료가스는 Table 3에서 보이듯이 다양한 가스를 포함하고 있어, 이를 연소에 사용 시 배출되는 이산화탄소의 양이 다르다. 완전 연소를 기준으로 천연가스는 203.2 kgCO₂/MWh를 배출하는 반면, 축분의 가스화로 생산된 연료가스는 0.99 kgCO₂/MWh만을 배출한다. 이는 Table 3에서 확인할 수 있듯, 생산된 연료 가스에서 연소 가능한 성분 중 수소의 비중이 높기(14.6 Vol.%) 때문이다. 이를 기반으로 전 주기 평가의 범위를 cradle-to-grave로 확장하였을 때, 수유 업체가 기존 천연가스 사용대신 축분을 기반으로 하는 연료가스를 사용할 경우 열량당 약 249.7 kgCO₂/MWh의 이산화탄소 배출 감축 효과를 기대할 수 있다. 이는 탄소 배출권(certified emission reduction, CER) 거래를 통해 업체에 추가적인 비용 절감 효과를 가져다 줄 수 있다. Figure 5는 최근 5년간 배출권 거래 가격 범위내에서 이산화탄소 감축을 통한 절감 효과를 분석한 결과이다. '22년 국내 최고 거래 가격을 기준으로 축분 기반 연료가스 사용 시, 약 9,300 원/MWh의 절감 효과를 얻을 수 있을 것으로 분석된다.

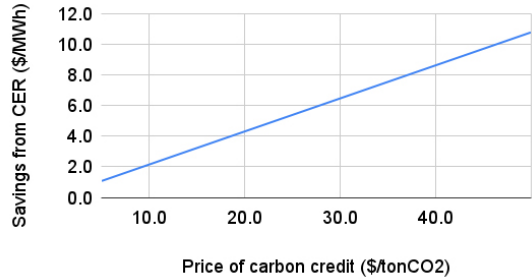


Figure 5. Saving from certified reduction emission (CER) by carbon credit.

4.2.4. 정책적 지원

앞서 살펴본 시나리오 분석 결과에서 확인할 수 있듯이, 본 연구에서 대상으로 하는 축분 가스화 시설은 외부 경제적 시나리오에 따라 자체적으로 경제적/환경적 지속가능성을 확보할 수 있는 가능성을 보여주었다. 하지만, 안정적인 시설의 운용 및 시설 자체가 공공시설로 활용될 수 있기 때문에, 국가의 정책적 지원을 통해 추가적인 경쟁력을 확보할 수 있을 것으로 기대된다. 현재 해당 시설은, 폐기물 처리 시설 보조금의 수혜를 받을 수 있을 것으로 예상되고, 세부 구분 중 기술 및 장치가 유사한 유기성 폐자원 바이오가스화 시설(음식물 가스화 시설)의 보조금 단가를 적용할 수 있을 것으로 예상된다. 현재 환경부의 2022년 폐기물 처리시설 국고 보조금 지침(<http://www.me.go.kr>)에 따르면 유기성 폐자원 바이오가스화 시설의 경우 1일 처리 기준으로 톤당 3.6억원의 보조금을 지원하고 있다. 이를 기준으로 본 연구에서 고려된 축분 가스화 시설은 약 86.4억원의 지원금이 예상된다. 이를 시설 건설을 위한 초기 자본 비용으로 사용한다 가정하였을 때 재무 모델 검토를 통한 공정 운전 전 기간 동안의 현금 흐름은 Table 10과 같다. 해당 분석에서 연료가스의 판매 가격은 '17~'21기간의 천연가스의 열량당 가격을 기준으로 하였다. 강건한 분석 결과를

Table 10. Cashflow Analysis Result of Government Support Scenario (Based On Waste Treatment Capacity)

| Year | Initial equity depreciable capital | Annual debt payment | Fixed operating expenditure | Variable operating expenditure | Working capital reserve | Principal payment | Pre-depreciation income | Total taxes | Depreciation cash flow | Carbon credit | Fuel sales income | Fuel production (MWh) |
|------|------------------------------------|---------------------|-----------------------------|--------------------------------|-------------------------|-------------------|-------------------------|-------------|------------------------|---------------|-------------------|-----------------------|
| 0 | (2,073,666) | (364,468) | 0 | 0 | 0 | 0 | (364,468) | 91,117 | (2,347,017) | 0 | 0 | - |
| 1 | 0 | (364,468) | (543,183) | (493,202) | (155,458) | 0 | (466,358) | 116,589 | (349,768) | 20 | 934,495 | 28,839 |
| 2 | 0 | (364,468) | (738,005) | (670,097) | (55,758) | 0 | (79,680) | 19,920 | (59,760) | 35 | 1,692,889 | 38,452 |
| 3 | 0 | (364,468) | (752,027) | (682,829) | (4,013) | 0 | (74,269) | 18,567 | (55,702) | 35 | 1,725,054 | 38,452 |
| 4 | 0 | (364,468) | (766,316) | (695,802) | (4,089) | 0 | (68,755) | 17,189 | (51,567) | 35 | 1,757,830 | 38,452 |
| 5 | 0 | (364,468) | (780,876) | (709,023) | (4,167) | 0 | (63,137) | 15,784 | (47,353) | 35 | 1,791,229 | 38,452 |
| 6 | 0 | (364,468) | (795,712) | (722,494) | (4,246) | 0 | (57,412) | 14,353 | (43,059) | 35 | 1,825,262 | 38,452 |
| 7 | 0 | (364,468) | (810,831) | (736,221) | (4,327) | 0 | (51,578) | 12,894 | (38,683) | 35 | 1,859,942 | 38,452 |
| 8 | 0 | (364,468) | (826,237) | (750,210) | (4,409) | 0 | (45,633) | 11,408 | (34,225) | 35 | 1,895,281 | 38,452 |
| 9 | 0 | (364,468) | (841,935) | (764,464) | (4,493) | 0 | (39,575) | 9,894 | (29,681) | 35 | 1,931,292 | 38,452 |
| 10 | 0 | (364,468) | (857,932) | (778,988) | (4,578) | 0 | (33,402) | 8,350 | (25,051) | 35 | 1,967,986 | 38,452 |
| 11 | 0 | (364,468) | (874,233) | (793,789) | (4,665) | 0 | (27,112) | 6,778 | (20,334) | 35 | 2,005,378 | 38,452 |
| 12 | 0 | (364,468) | (890,843) | (808,871) | (4,754) | 0 | (20,702) | 5,175 | (15,526) | 35 | 2,043,480 | 38,452 |
| 13 | 0 | (364,468) | (907,769) | (824,240) | (4,844) | 0 | (14,170) | 3,543 | (10,628) | 35 | 2,082,306 | 38,452 |
| 14 | 0 | (364,468) | (925,017) | (839,900) | (4,936) | 0 | (7,515) | 1,879 | (5,636) | 35 | 2,121,870 | 38,452 |
| 15 | 0 | (364,468) | (942,592) | (855,858) | (5,030) | (4,838,554) | (733) | 183 | (4,839,104) | 35 | 2,162,185 | 38,452 |

Table 11. Cashflow Analysis Result of Government Support Scenario (Based on Waste Treatment Capacity and Pipeline Construction)

| Year | Initial equity depreciable capital | Annual debt payment | Fixed operating expenditure | Variable operating expenditure | Working capital reserve | Principal payment | Pre-depreciation income | Total taxes | Depreciation cash flow | Carbon credit | Fuel sales income | Fuel production (MWh) |
|------|------------------------------------|---------------------|-----------------------------|--------------------------------|-------------------------|-------------------|-------------------------|-------------|------------------------|---------------|-------------------|-----------------------|
| 0 | (1,118,409) | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | (1,118,409) | 0 | 0 | - |
| 1 | 0 | 0 | (543,183) | (493,202) | (155,458) | 0 | (101,890) | 25,473 | (76,418) | 20 | 934,495 | 28,839 |
| 2 | 0 | 0 | (738,005) | (670,097) | (55,758) | 0 | 284,787 | (71,197) | 213,591 | 35 | 1,692,889 | 38,452 |
| 3 | 0 | 0 | (752,027) | (682,829) | (4,013) | 0 | 290,198 | (72,550) | 217,649 | 35 | 1,725,054 | 38,452 |
| 4 | 0 | 0 | (766,316) | (695,802) | (4,089) | 0 | 295,712 | (73,928) | 221,784 | 35 | 1,757,830 | 38,452 |
| 5 | 0 | 0 | (780,876) | (709,023) | (4,167) | 0 | 301,331 | (75,333) | 225,998 | 35 | 1,791,229 | 38,452 |
| 6 | 0 | 0 | (795,712) | (722,494) | (4,246) | 0 | 307,056 | (76,764) | 230,292 | 35 | 1,825,262 | 38,452 |
| 7 | 0 | 0 | (810,831) | (736,221) | (4,327) | 0 | 312,890 | (78,223) | 234,668 | 35 | 1,859,942 | 38,452 |
| 8 | 0 | 0 | (826,237) | (750,210) | (4,409) | 0 | 318,835 | (79,709) | 239,126 | 35 | 1,895,281 | 38,452 |
| 9 | 0 | 0 | (841,935) | (764,464) | (4,493) | 0 | 324,893 | (81,223) | 243,670 | 35 | 1,931,292 | 38,452 |
| 10 | 0 | 0 | (857,932) | (778,988) | (4,578) | 0 | 331,066 | (82,766) | 248,299 | 35 | 1,967,986 | 38,452 |
| 11 | 0 | 0 | (874,233) | (793,789) | (4,665) | 0 | 337,356 | (84,339) | 253,017 | 35 | 2,005,378 | 38,452 |
| 12 | 0 | 0 | (890,843) | (808,871) | (4,754) | 0 | 343,766 | (85,941) | 257,824 | 35 | 2,043,480 | 38,452 |
| 13 | 0 | 0 | (907,769) | (824,240) | (4,844) | 0 | 350,297 | (87,574) | 262,723 | 35 | 2,082,306 | 38,452 |
| 14 | 0 | 0 | (925,017) | (839,900) | (4,936) | 0 | 356,953 | (89,238) | 267,715 | 35 | 2,121,870 | 38,452 |
| 15 | 0 | 0 | (942,592) | (855,858) | (5,030) | 0 | 363,735 | (90,934) | 272,801 | 35 | 2,162,185 | 38,452 |

도출하기 위하여 국제 에너지 가격 급등이 있었던 '22년의 가격 정보는 제외하였다. 배출권 거래 금액은 동일 기간의 평균인 24,000원/tonCO₂를 고려하였고, 축분 처리 비용은 기존 공공시설의 평균 금액(3,800 원/ton)을 기준으로 하였다. 해당 시나리오의 NPV는 약 -49.4 억원으로, 기존의 음식물 폐기물 가스화 시설을 기준으로 하는 보조금만으로는 안정적인 사업화 지속 가능성을 확보하기 어렵다는 것을 확인할 수 있었다. 이는 현재 연구에서 분석하는 축분 가스화 시설이 생산된 연료 가스를 산업단지에 공급하기 위한 공급 및 운송 파이프라인(전체 설치 비용의 41%)을 대상으로 하고 있기 때문이다. 앞선 분석과 같이, 실제 산업체가 축분 기반 연료가스를 사용 시 탄소 감축에 기여할 수 있기 때문에 공급용 파이프라인의 설치 비용을 지원받을 수 있는 경우 축분 가스화 공정의 경제성은 Table 11과 같다. 앞선 시나리오의 유기성 폐자원 가스화 시설의 지원금 및 10 km 규모의 파이프라인의 건설 비용인 72.4억원을 지원받는 경우, 건설 비용이 약 14.0억원 규모이기 때문에 초기 건설비용 자기 부담금을 100%로 설정하였다. 해당 시나리오를 기반으로 하였을 때, NPV는 3.89억원이고, IRR은 12.45%로 제시된 축분 가스화 공정이 충분한 경쟁력을 갖는다는 점을 확인할 수 있다.

5. 결 론

본 연구는 축분 가스화를 통한 연료가스 생산 공정의 경제적 관점 및 탄소 배출 관점에서 지속가능성을 평가하였다. 대상 공정은 축분과 미 이용 산림 바이오매스를 동시에 원료로 고려하였다. 공정의 현실적 가능성을 평가하기 위하여, 가스화 시설 및 생산된 연료가스의 정제시설 뿐만 아니라, 생산된 연료가스를 수요 산업단지로 수송하기 위한 파이프라인의 설치까지 전체 공정 범위로 포함하였다. 가스화 및 정제 실험 결과를 토대로 공정을 상용 공정 모사 프로그램인 ASPEN PLUS에 모사하였다. 경제성, 이산화탄소 전 주기 평가 결과를 통해 제시된 공정에서 생산된 연료가스가 기존 널리 사용되는 천

연가스 대비 경쟁력이 있다는 점을 확인하였다. 특히, 탄소 배출 측면에서 축분으로부터 생산된 연료 가스의 발열량이 천연가스보다 낮기는 하지만, 높은 수소 비중으로 연료용으로 사용하였을 때 열량당 배출하는 이산화탄소의 양이(연소 직접 배출: 0.99 kgCO₂/MWh) 천연가스(연소 직접 배출: 203.2 kgCO₂/MWh)보다 낮아 탄소 배출량 감축에 기여할 수 있는 점을 확인하였다. 경제성의 경우, 여러 요인들로 가격 경쟁력이 달라지기 때문에 시나리오 분석을 통해 기대 경제성에 대한 분석을 수행하였다. 제시된 공정이 생산된 가스를 공급하기 위한 파이프라인의 설치까지 포함하고 있기 때문에(전체 건설 비용의 약 41%) 경쟁 연료인 천연 가스의 가격이 크게 하락할 경우 가격 경쟁력이 낮아질 수 있다. 하지만, 제시되는 공정의 특성상 국가 정책적 지원을 받을 수 있기 때문에, 이를 고려한 시나리오 분석 시 최근 5년간 천연가스의 평균가격을 기준으로 하였을 때도 제시된 공정이 경제성이 확보된다는 것을 재무 재표 분석을 통해 확인하였다.

감 사

본 연구는 산업통상자원부(MOTIE)와 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제입니다(No. 20193010093000).

References

1. D. K. Park, D. Kim, J.-H. Gu, and S.-F. Lee, Torrefaction characteristics of waste biomass derived from livestock manure, *J. Korea Soc. Waste Manage.*, **37**, 366-373 (2020).
2. N. Liu, S. Kim, and J.-D. Chunng, A numerical study on gasification using solid fuel of cow manure, *J. Korea Soc. Waste Manage.*, **37**, 429-434 (2020).
3. S. Lee, B. Yu, S. Ju, Y. Kang, and G. Jung, Characteristics of solid fuel from cattle manure, *New & Renewable energy*, **12**, 64-69

- (2016).
4. J. M. Sweeten, K. Annamalai, B., Thien, and L. A. McDonald, Co-firing of coal and cattle feedlot biomass (FB) fuels. Part I. Feedlot biomass (cattle manure) fuel quality and characteristics, *Fuel*, **82**, 1167-1182 (2003).
 5. J. C. Buckley, C. John, and P. M. Schwarz, Renewable energy from gasification of manure: An innovative technology in search of fertile policy, *Environ. Monit. Assess.*, **84**, 111-127 (2003).
 6. P. Lv, R. Wu, J. Wang, Y. Bai, L. Ding, J. Wei, X Song, and G. Yu, Energy recovery of livestock manure and industrial sludge by co-hydrocarbonisation coupled to pyrolysis and gasification, *J. Clean. Prod.*, **374**, 133996 (2022).
 7. U. Wolfesberger, I. Aigner, and H. Hofbauer, Tar content and composition in producer gas of fluidized bed gasification of wood-influence of temperature and pressure, *Environ. Prog. Sustain. Energy*, **22**, 372-379 (2009).
 8. D. R. Woods, *Rules of Thumb in Engineering Practice*, John Wiley & Sons, Weinheim, Germany (2007).
 9. W. M. Budzianowski, Negative carbon intensity of renewable energy technologies involving biomass or carbon dioxide as inputs, *Renew. Sust. Energ. Rev.*, **16**, 6507-6521 (2012).
 10. S. Y. Yoon, J. M. Lee, and J. H. Hwang, An analysis of livestock manure management cost and economical efficiency by applying CDM, *Korean J. Org. Agric.*, **15**, 377-398 (2007).
 11. X. T. Li, J. R. Grace, C. J. Lim, A. P. Watkinson, H. P. Chen, and J. R. Kim, Biomass gasification in a circulating fluidized bed, *Biomass Bioenerg.*, **26**, 171-193 (2004).
 12. P. R. Bhoi, R. L. Huhnke, A. Kumar, N. Indrawan, and S. Thapa, Co-gasification of municipal solid waste and biomass in a commercial scale downdraft gasifier, *Energy*, **163**, 513-518 (2018).
 13. J. I. Na, S. J. Park, Y. K. Kim, J. G. Lee, and J. H. Kim, Characteristics of oxygen-blown gasification for combustible waste in a fixed-bed gasifier, *Appl. Energy*, **75**, 275-285 (2003).
 14. J. Lee, W. Lee, K. H. Ryu, J. Park, H. Lee, J. H. Lee, and K. T. Park, Catholyte-free electroreduction of CO₂ for sustainable production of CO: concept, process development, techno-economic analysis, and CO₂ reduction assessment, *Green Chem.*, **23**, 2397-2410 (2021).

Authors

- Ji Hong Moon; Ph.D., Senior Researcher, Clean Fuel Research Laboratory, Korea Institute of Energy Research, Daejeon 34129, Republic of Korea; mjh@kier.re.kr
- Kyung Hwan Ryu; Ph.D., Assistant Professor, Department of Chemical Engineering, Suncheon National University, Suncheon 57922, Republic of Korea; khryu@scnu.ac.kr