

거대조류 바이오가스를 연료로 하는 고체산화물 연료전지를 이용한 삼중발전

Ivannie Effendi, 유 준*

부경대학교 화학공학과
48513 부산광역시 남구 용소로 45

(2020년 6월 8일 접수; 2020년 6월 15일 수정본 접수; 2020년 6월 23일 채택)

Trigeneration Based on Solid Oxide Fuel Cells Driven by Macroalgal Biogas

Ivannie Effendi, and J. Jay Liu*

Department of Chemical Engineering, Pukyong National University
45 Yongso-ro, Nam-gu, Busan 48513, Republic of Korea

(Received for review June 8, 2020; Revision received June 15, 2020; Accepted June 23, 2020)

요 약

이 논문에서는 3세대 바이오매스 중 거대조류, 즉 해조류 바이오매스로부터 유래된 바이오가스를 연료로 사용하여 열, 전력 및 수소를 생산하는 삼중발전의 타당성 평가를 수행하였다. 이를 위해 3 MW급 고체산화물 연료전지와 가스터빈, 그리고 유기 랭킨 사이클로 이루어진 상용 규모의 열, 전력 및 수소 생산공정을 공정모사기를 사용하여 설계, 모사하였고, 공정모사로부터 얻은 열 및 물질 수지를 통해 각 단위조작 장치의 가격을 추정하고 경제성을 분석하였다. 수소를 생산하기 위해 고체산화물 연료전지의 설계를 수정하였는데, 연료전지 내 애프터-버너를 제거하고 수성-가스 전환 반응기를 추가하였다. 공정모사 결과 설계된 삼중발전 공정은 시간당 3.47톤의 건조 갈조류 원료로부터 생산된 2톤의 바이오가스를 이용하여 2.3 MW의 전력과 50 kg hr⁻¹의 수소를 37%의 효율로 생산한다. 이 결과를 토대로 가장 현실적인 시나리오에 대해 경제적으로 평가하고 BEBP (breakeven electricity selling price)를 계산하였는데, €10.45 kWh⁻¹로 기존의 고정 발전 대비 동등 이상의 수준으로 나타났다.

주제어 : 바이오가스, 삼중발전, 거대 조류, 공정 설계, 고체산화물 연료전지

Abstract : In this paper, the commercial feasibility of trigeneration, producing heat, power, and hydrogen (CHHP) and using biogas derived from macroalgae (i.e., seaweed biomass feedstock), are investigated. For this purpose, a commercial scale trigeneration process, consisting of three MW solid oxide fuel cells (SOFCs), gas turbine, and organic Rankine cycle, is designed conceptually and simulated using Aspen plus, a commercial process simulator. To produce hydrogen, a solid oxide fuel cell system is re-designed by the removal of after-burner and the addition of a water-gas shift reactor. The cost of each unit operation equipment in the process is estimated through the calculated heat and mass balances from simulation, with the techno-economic analysis following through. The designed CHHP process produces 2.3 MW of net power and 50 kg hr⁻¹ of hydrogen with an efficiency of 37% using 2 ton hr⁻¹ of biogas from 3.47 ton hr⁻¹ (dry basis) of brown algae as feedstock. Based on these results, a realistic scenario is evaluated economically and the breakeven electricity selling price (BESP) is calculated. The calculated BESP is €10.45 kWh⁻¹, which is comparable to or better than the conventional power generation. This means that the CHHP process based on SOFC can be a viable alternative when the technical targets on SOFC are reached.

Keywords : biogas, trigeneration, macroalgae, process design, solid oxide fuel cells

* To whom correspondence should be addressed.

E-mail: jayliu@pknu.ac.kr ; Tel: +82-51-629-6453; Fax: +82-51-629-7487

doi: 10.7464/ksct.2020.26.2.96 pISSN 1598-9712 eISSN 2288-0690

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. 서론

미국 에너지 관리청(U.S. Energy Information Administration)에 따르면 2018년부터 2050년까지 세계 에너지 소비량은 약 50% 증가할 것으로 예상되며, 화석 연료의 의존도는 2018년 32%에서 2050년엔 27%로 낮아질 것으로 예상된다고 한다[1]. 따라서 화석 연료를 대체할 재생 가능 연료의 개발과 사용이 점점 늘어날 것은 자명하며, 이에 3세대 바이오매스 중 하나인 거대조류로부터 유래한 바이오 연료가 차지하는 비중 또한 점점 늘어날 것으로 예상된다. 거대조류, 즉 해조류는 육식 작물에 비해 여러 장점 — 작물 재배 면적을 필요로 하지 않고 단위 재배면적 당 높은 생산성 — 을 가지고 있다는 사실은 이미 널리 알려져 있다.

한편, 여러 BTL (biomass-to-liquid) 전환경로 중 혐기성 소화는 가장 오래된 기술 중 하나로 오래전부터 널리 사용되어 온 기술이다. 바이오가스는 바이오매스의 혐기성 소화를 통해 생산되는데, 3세대 바이오매스의 하나인 거대조류 중 가장 대표적인 다시마로부터 최대 20,800 m³ ha⁻¹ yr⁻¹의 바이오 메탄을 얻을 수 있다고 보고되었는데[2], 이는 여러 바이오매스와 비교했을 때 매우 높은 수치이다. 최근에 다시마로부터 바이오가스를 생산하는 상업 규모의 혐기성 소화 공정에 대한 연구도 발표되었는데[3], 바이오가스 중 메탄(CH₄)은 연료 전지의 가장 보편적인 연료이다.

기존의 고정발전 대비 때 화학 에너지를 연소 없이 직접 전기 에너지로 변환하는 연료전지는 여러 장점 — 저소음, 연소 기반 발전기 대비 높은 효율, 적은 탄화수소 오염 물질 배출량 — 을 가지고 있다[4]. 또한 연료전지는 발전과 동시에 열과 수소 또한 생산하도록 구성될 수 있다[5]. 고체산화물 연료전지 (solid oxide fuel cells, SOFC)는 다른 연료전지와 비교했을 때 가장 높은 온도인 약 750 - 1,000 °C에서 운전되므로, 열병합 발전 공정 내에서 활용되어 시스템 효율을 높이고 더 많은 전기를 생산하는데 가장 이상적이다. 앞서 언급한 바와 같이 천연 가스가 연료전지의 연료로 주로 사용되지만, 바이오가스를 대체 연료로 사용하는 것 역시 가능하며, 따라서 바이오가스를 연료로 사용하는 연료전지는 진정한 의미의 친환경 발전을 가능케 한다[6].

미국 에너지 기술 연구소(National Energy Technology Laboratory, NETL)를 비롯한 세계 각국은 SOFC의 가격을 줄이고 성능뿐 아니라 수명을 높이는 것을 주요 목표로 삼고 있다[7]. SOFC의 상업적 성공을 위한 조건으로 최소 약 40,000시간의 수명이 요구되고 있는데, 최근 NETL에 따르면 SOFC는 이미 25,000시간의 수명에 도달했다고 한다[8]. 수명 저하율은 1,000시간당 0.5 - 1.0% (2020년)에서 0.2% (2025년)로 감소 할 것으로 예상되며, SOFC 발전 시스템 가격은 \$6,000 kW⁻¹ (2020년), \$900 kW⁻¹ (2025년)를 각각 목표로 하고 있다[9].

SOFC 발전 시스템에 가스 터빈 또는 스팀 터빈, 그리고 유기 랭킨 사이클(organic Rankine cycle) 등을 결합한 열병합 발전 공정의 설계와 분석에 대한 연구는 비교적 많이 보고되었다[10-13]. 예를 들면, 공정 모사기를 이용하여 효율이 64%인 SOFC-가스 터

빈-유기 랭킨 사이클 열병합 발전 공정의 설계 연구가 보고되었으며[10], 다양한 목적함수에 대한 SOFC-가스 터빈-스팀 터빈 열병합 발전의 최적화 연구도 보고되었다[11]. 또한 바이오가스를 연료로 사용하는 SOFC 기반 열병합 발전 시스템의 모델링 및 경제성 분석 연구[12]와 SOFC의 분산형 발전에 대한 연구도 보고되었다[13]. 하지만 SOFC 기반 삼중발전에 대한 연구는 매우 드물다. 또한 SOFC 기반 열병합 발전을 다룬 위의 연구에서도 경제성 평가에서 연료전지 기술발전에 따른 수명의 연장을 고려하지 않거나, 바이오가스의 정제를 고려하지 않는 등 미흡한 부분이 있었다.

이 연구는 해조류의 혐기성 소화로 생산된 바이오가스를 연료로 사용하는 SOFC 발전 시스템에 가스 터빈과 유기 랭킨 사이클을 결합하여 열과 전력 생산은 물론 수소도 생산하는 삼중발전 공정의 설계와 설계된 공정의 정밀한 경제성 분석에 초점을 둔다. 이를 위해 수반될 바이오가스 정제 및 수소 생산을 위한 수성-가스 전환 반응기등 SOFC 시스템 설계를 설명하고, 경제성 분석에 연료전지 기술발전에 따른 SOFC 수명 연장 전망에 맞게 가장 현실성 있는 시나리오를 고려하고자 한다.

2. 연구 방법

2.1. 삼중발전 모델링

2.1.1. 바이오가스 전처리

이 연구에서는 Fasahati et al. [3]이 설계했던 상업 규모의 다시마 혐기성 소화공정을 이용하여 바이오가스를 생산한다고 가정하였다. 시간당 바이오가스 2톤을 생산하려면 건조중량 기준 시간당 3.47톤의 다시마가 소요된다. 다시마의 혐기성 소화로 생산된 바이오가스는 소량의 황화수소(H₂S)와 많은 양의 이산화탄소(CO₂)를 포함한다. 전자는 SOFC 음극을 피독시키고, 후자는 연료로서의 바이오가스 품질을 낮춘다. 바이오가스의 품질을 개선하고 전극 피독을 방지하기 위해서는 SOFC에서 허용되는 H₂S의 최대 허용 농도인 1 ppm 이내로 세정 단계가 필요하다[5]. 바이오가스의 품질을 향상시키고 H₂S를 제거하기 위해 고압 수 세정기(water scrubber) 및 산화아연(ZnO) 흡착층을 선택 하였다. 세정 후의 바이오가스 조성은 Table 1에 나타내었다. 세정된 바이오가스는 고온의 SOFC 배기 가스와 열교환하며 가열된다.

Table 1. Biogas composition before and after cleanup [15]

| Component | molar composition (%) | |
|------------------|-----------------------|---------------|
| | before cleanup | after cleanup |
| CH ₄ | 27.50 | 49.54 |
| CO ₂ | 38.20 | 1.12 |
| H ₂ | 26.30 | 44.89 |
| H ₂ O | 5.30 | 0.31 |
| N ₂ | 0.15 | 0.28 |
| O ₂ | 2.08 | 3.86 |
| NH ₃ | 0.10 | 1 ppm |
| H ₂ S | 0.46 | 1 ppm |

Table 2. Gas composition at anode exhaust

| Components | Mole (%) |
|------------------|----------|
| CO | 8.9 |
| H ₂ | 21.3 |
| CO ₂ | 18.0 |
| H ₂ O | 52.6 |
| N ₂ | 0.1 |
| H ₂ S | 0.7 ppm |

2.1.2. SOFC 시스템

본 논문에서는 Zhang et al. [14]이 다루었던 Siemens-Westinghouse의 관형 SOFC 모델을 기반으로 본 연구에 맞게 수정하였다. 이 공정에서는 원료로 2 ton hr⁻¹의 해조류 바이오가스를 사용하는 하나의 3 MW SOFC만 사용된다. SOFC 기반 열병합 발전[16]과 본 연구의 SOFC 기반 삼중발전 공정의 주요 차이점은 애프터-버너의 유무이다: SOFC 기반 삼중발전에서는 연료전지 음극의 배기 가스가 수소 생산을 위한 원료가 되기 때문에 애프터-버너가 연료전지 시스템에서 제거되나[17] 애프터-버너가 없으면 열병합 발전 공정에 비해 SOFC에서 적은 양의 열을 회수하게 되고 결과적으로 효율은 낮아지게 된다. 그리고 양극 및 음극의 배기 가스는 바이오가스 및 공기를 예열하는 데 사용된다. 음극 배출 가스는 수소 생산으로 이동하고, 양극 배기 가스는 유기 랭킨 사이클로 이동한다. 음극 배기 가스의 조성은 Table 2에 나타내었다. 예비 개질기, 개질기, 전압계산 등 삼중발전을 위한 수소 생산을 제외한 그 밖의 상세 SOFC 모델링은 참고문헌[16]과 같다.

2.1.3. 수소 생산

삼중발전을 위해 음극 배기 가스로부터 수소를 생산하는 공정은 Li et al. [17]의 파일럿 규모의 용융 탄삼염 연료전지 기반 삼중발전에 근거하였다. 먼저 음극 배기 가스는 3.8의 압축비로 15 atm으로 압축된다. 이어서 일산화탄소(CO)의 90%가 수소로 전환되는 수성 가스 전환 반응기로 들어가기 전에 400 °C로 냉각된다. 이 반응은 흡열 반응이므로 출구 온도는 350

°C로 낮아진다. 이어서 수성-가스 전환 반응기에서 나온 흐름을 73 °C로 냉각시키고 97%의 물을 제거하여 수소가 50%로 정제된다. 이 후 압력변동흡착(pressure swing adsorption, PSA)을 사용하여 수소를 추가로 정제하여 99.99%의 순수한 수소 50 kg hr⁻¹를 생산한다. 이때, PSA 공정이 실현 가능하도록 PSA 출구 흐름의 일부를 PSA 입력 흐름으로 사용하여 PSA 입력 흐름의 수소 농도가 항상 75% 이상이 되도록 해야 한다.

2.1.4. 유기 랭킨 사이클

공기 공급을 예열하는데 사용된 양극 배출 장치에는 여전히 많은 열이 포함되어 있다. 하단(bottom) 사이클로 유기 랭킨 사이클을 사용하면 이 폐열을 회수할 수 있다. 본 연구에 사용된 유기 랭킨 사이클 모델은 회복식 캐스케이드(recuperated cascade)가 있는 미국 신재생 에너지 연구소의 모델을 따른다[18]. 기본적으로, 작동 유체는 펌프에 의해 30 atm으로 압축된 다음 양극 배기 가스를 사용하여 가열 및 증발된다. 그런 다음 터빈을 사용하여 유체를 팽창시키고 에너지를 얻게 되고, 팽창으로 인해 작동 유체의 증기와 액체가 혼합된다. 혼합 유체는 완전히 응축되고 다시 펌프에 의해 가압된다. 이 사이클은 반복되는데, 이때 배관 불완전 등으로 인해 연간 2%의 작동 유체가 대기 중으로 손실되는 것으로 가정한다. 터빈 배출구에서 나오는 뜨거운 유체와 펌프 배출구에서 나오는 차가운 액체를 회수하여 시스템의 효율성을 높일 수 있다.

2.2. 경제성 평가 모델링

이 연구에서 설계된 삼중발전 공정의 경제성을 분석하기 위해 사용한 경제성 평가 모델은 동일한 기술을 사용하는 기존 플랜트에 근거하여 경제성을 평가하는 “n번째 플랜트” 방법으로, 특히 미국 신재생 에너지 연구소가 개발한 모델을 기반으로 한다[19]. 경제성 평가에 사용된 주요 매개변수는 Table 3에 나타내었다.

SOFC 이외의 압축기, 송풍기, 펌프, 열교환기 등의 장치 가격은 널리 알려진 Bare module 법을 사용하였으며[20], 유기 랭킨 사이클의 가격은 Ghirardo et al. [21]에 의해 계산되었다(Equation (1)).

Table 3. Economic parameters for discounted cash flow analysis

| Parameter | Value |
|---|--------------------------------|
| Cost basis year | 2016 dollars |
| Plant life | 20 years |
| Depreciation method (recovery period) | MACRS (5 years) |
| Tax rate | 35% per year |
| Working Capital | 5% of fixed capital investment |
| Land | 6% of installed cost |
| Salvage Value | 0\$ |
| Construction Period | One year |
| Start-up period | 3 months |
| Revenues during start-up | 50% |
| Variable costs incurred during start-up | 75% |
| Fixed costs incurred during start-up | 100% |
| Operating hours per year | 8000 h year ⁻¹ |

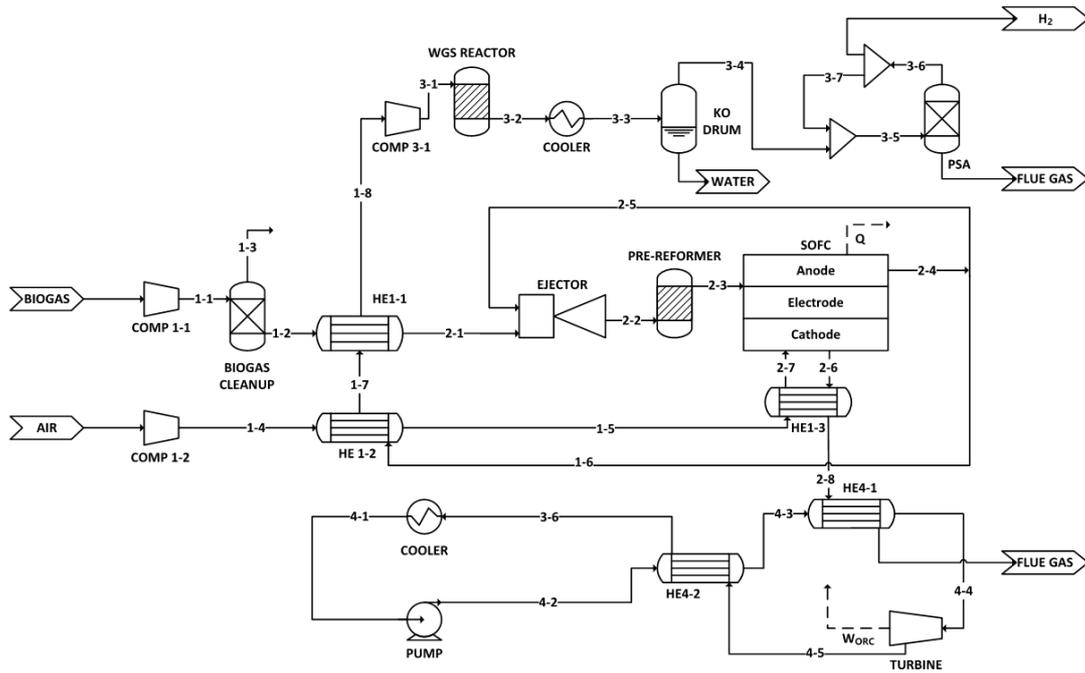


Figure 1. Process flow diagram of the proposed CHHP system.

$$Cost_{ORC} = 2,345 \times 10^3 \left(\frac{P_{ORC}}{1,115} \right)^{0.867} \quad (1)$$

여기서 P_{ORC} (kW)는 유기 랭킨 사이클이 생산한 전력이다. 현재 SOFC는 아직 완벽한 상용 단계에 진입하지는 않았으므로 향후 가격이 낮아질 수 있다[9]. SOFC의 수명 또한 현재 25,000시간을 초과한 수명은 2025년엔 40,000시간 이상, 궁극적으로는 약 10년 또는 80,000시간이 될 것으로 예상된다[8,9]. 따라서 본 연구에서는 여러 선행연구에서 간과하였던 SOFC의 장기 실행 가능성을 고려하여 다음과 같은 가장 현실적인 시나리오가 고안되었다. 현재의 SOFC 스택은 약 5년의 수명을 가지고 있기 때문에, 이 연구에서는 프로젝트의 시작 시기에 이 수명을 기본으로 하였다. 하지만 5년 후 두 번째 새로운 스택으로 교체 시 현실적으로 미국 에너지부(Department of Energy, DOE)의 1,000시간 당 SOFC 수명 저하율 연구목표를 고려하여(2020년 0.5 – 1.0%, 2025년 0.2%), 두 번째 스택의 수명은 6.5년, 세 번째 스택의 수명은 8.5년으로 가정하였다.

최종적으로 이 연구에서는 BEEP (breakeven electricity selling price)를 계산하여 경제성을 비교하는 척도로 사용하였는데, BEEP는 100% 지분을 고려하여 초기 투자와 10%의 수익률을 회복하는 가격으로 결정하였다. 즉, BEEP는 전기판매 수익이 생산 비용과 균형을 이루는 송전 전기 가격으로 계산되었으며 이때 사용한 공장의 수명은 20년이다.

3. 모사 및 경제성 분석 결과

본 연구에서 제안된 공정의 공정흐름도는 Figure 1에 나와 있다. 이 공정은 많은 유틸리티를 필요로 하지 않기 때문에, 냉

각수 시스템은 포함되지 않으며 배터리 경계 밖에서 냉각수를 공급받는 것으로 가정되었다.

3.1. 모사결과

Aspen Plus V10을 사용한 삼중발전 공정의 모사 조건 및 주요 결과는 Table 4에 요약되어 있다. 이때, 각 단위조작 장치에서 흐름의 열역학적 물성을 계산하기 위해 SRK (Soave-Redlich-Kwong) 상태방정식이 사용되었다. 이 공정은 시간당 2톤의 바이오가스를 이용하여 37%의 총괄 효율(LHV 기준)로 2.3 MW의 순 발전량과 시간당 50 kg의 수소를 생산한다. 앞에서 언급했듯이 이 삼중발전 공정은 애프터 버너가 없는 SOFC의 열병합 발전 공정과 유사하다. 다만, 애프터 버너가 없어 공기 및 바이오가스를 예열하기 위한 가용 열이 적고, 이는 결과적으로 SOFC 및 전체 공정의 효율에 영향을 미쳐 SOFC 기반 열병합 발전 공정에 비해 효율이 낮아지며, 전압 값 또한 낮아진다. 공정 내 자체 전력의 생산량과 사용량은 Table 5에 정리되었다.

Table 4. Simulation conditions and main results of the CHHP process

| Biogas flow | 2,000 kg hr ⁻¹ |
|---------------------------------|---------------------------|
| Pre-reformer methane conversion | 37% |
| T _{SOFC} | 850 °C |
| U _a | 25% |
| U _f | 75% |
| Net Power | 2.3 MW |
| Voltage | 0.7 V |
| SOFC Efficiency (LHV) | 47% |
| Overall Efficiency (LHV) | 37% |
| H ₂ production | 50 kg hr ⁻¹ |

Table 5. Plant electricity breakdown

| Segments | Unit | Power / kW |
|---------------------|-----------------|------------|
| Feed pre-treatment | Fuel compressor | -122 |
| | Air compressor | -277 |
| SOFC | | 3000 |
| ORC | Blower | -52 |
| | Turbine | 266 |
| Hydrogen production | Pump | -17 |
| | Compressor 1 | -210 |
| | Compressor 2 | -247 |
| Net Power | | 2,342 |

Table 6. Total capital investment, total variable and fixed operating cost of the CHHP (in 2016 \$)

| | Present Value / million \$ |
|--|----------------------------|
| Total Installed Costs (TIC) | 3.8 |
| Total Direct Costs (TDC) | 4.4 |
| Total Indirect Costs | 2.7 |
| Fixed Capital Investment (FCI) | 2.7 |
| Land | 0.2 |
| Working Capital | 0.4 |
| Total Capital Investment (TCI) | 7.7 |
| Total variable operating cost (per year) | 3.0 |
| Total fixed operating cost (per year) | 3.0 |

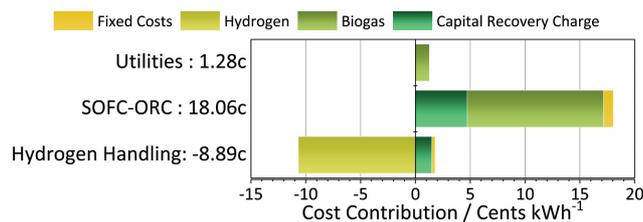


Figure 2. Cost contribution of process areas towards BEP.

3.2. 경제성 분석 결과

공정모사를 통해 얻은 물질수지를 이용하여 연료전지와 ORC를 제외한 나머지 단위 조각장치의 크기를 결정하였고, 이를 토대로 각 장치의 가격을 추정하였다. 연료전지의 경우 NETL의 목표값을 사용하였고[9], ORC는 Equation (1)을 사용하여 각각의 장치가격을 추정하였다. 2.2에서 언급한 바와 같이 공장수명을 20년으로 가정했을 때, 현재의 SOFC 스택의 수명은 상대적으로 짧기 때문에 2번의 스택 교체가 필요하며 이 비용은 변동비에 고려하였다. 최종적으로, 계산된 BESP는 $\$10.45 \text{ kWh}^{-1}$ 로 나타났다. Table 6에 총 자본투자(total capital investment, TCI), 총 변동비(total variable operating cost) 및 총 고정비(total fixed operating cost) 등이 정리되었다.

바이오가스의 가격은 10%의 이익을 가정하여 $\$0.125 \text{ kg}^{-1}$ 으로 가정하였는데, 아래의 Figure 2에 나타난 바와 같이 BESP에 가장 큰 영향을 주는 것으로 나타났다. 이러한 높은 바이오가스의 가격은 이 삼중발전 공정의 주요 부산물인 수소의 판매로 상당 부분 상쇄되는데, 이 연구에서 수소의 가격은 $\$5 \text{ kg}^{-1}$ 으로 가정되었다.

CHHP 공정의 경제성 분석에 사용된 주요 매개변수의 변화에 따른 BESP의 영향을 파악하기 위해 민감도 분석이 수행되었고, 결과는 Figure 3에 나와 있다. 이때 사용된 매개변수는 SOFC 스택 가격, 수소 판매 가격, 고정 투자비(fixed capital investment, FCI), 그리고 내부 이익율(internal rate of return, IRR)이다. 수소 판매 가격이 $\$4.2 \text{ kg}^{-1}$ - $\$6.5 \text{ kg}^{-1}$ 로 변할 때, BESP는 각각 $\$7.25 \text{ kWh}^{-1}$, $\$12.16 \text{ kWh}^{-1}$ 로 변경된다. FCI가 +25% - -25%로 변하면 BESP는 각각 $\$11.91 \text{ kWh}^{-1}$, $\$8.98 \text{ kWh}^{-1}$ 로 변경된다. 마지막으로, IRR가 15% - 20%로 변하면 BESP는

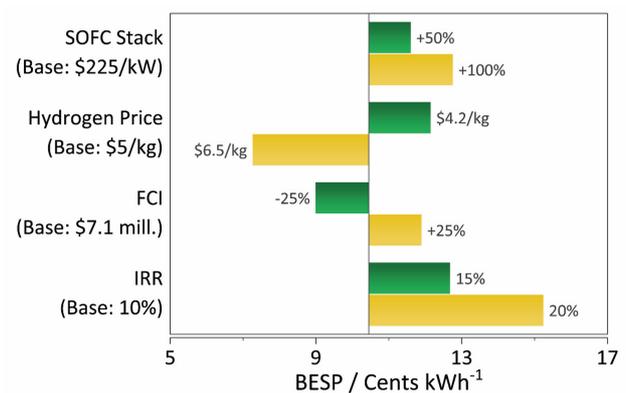


Figure 3. Sensitivity analysis of BEP.

각각 $\$12.69 \text{ kWh}^{-1}$ 및 $\$15.25 \text{ kWh}^{-1}$ 로 변한다. 그래프에서 수소 판매 가격과 IRR의 변화가 BESP에 가장 큰 영향을 미치는 것을 알 수 있다.

4. 결론

이 연구에서는 해조류 바이오가스를 연료로 사용하는 SOFC를 이용한 삼중발전, 즉 CHHP 공정이 설계되었고 그 경제성 분석이 수행되었다. SOFC는 ORC 및 WGS와 직접 결합되어 2.3 MW의 순 전력과 50 kg hr^{-1} 의 수소를 생산한다. SOFC를 이용한 CHP 공정과 비교했을 때, SOFC 설계의 주요 차이점은 애프터 버너를 생략하여 효율과 전압에 영향을 미친다는 점이다. 그러나 이 공정에서 수소도 생산되기 때문에, 이 공정의 BESP는 $\$10.45 \text{ kWh}^{-1}$ 로 수익성이 있다. 이 BESP 값은 2017년 미국의 평균 전기 가격과 유사하며, 제안된 CHHP 프로세스가 실제로 실현 가능하다는 것을 증명한다.

감사

이 논문은 부경대학교 자율창의학술연구비(2019년)에 의하여 연구되었음.

References

1. International Energy Outlook 2019, U.S. Energy Information Administration (<https://www.eia.gov/outlooks/ieo/pdf/ieo2019.pdf> (Accessed Apr. 2020)).
2. Murphy, J. D., Drosig, B., Allen, E., Jerney, J., Xia, A., and Hermann, C., "A Perspective on Algal Biogas", *IEA Bioenergy*, pp. 1-38 (2015).
3. Fasahati, P., Woo, C. M., Saffron, H. C., and Liu, J. J., "Potential of Brown Algae for Sustainable Electricity Production through Anaerobic Digestion," *Energ. Convers. Manag.*, **135**, 297-307 (2017).
4. Ormerod, R. M., "Solid Oxide Fuel Cells," *Chem. Soc. Rev.*, **32**(1), 17-28 (2003).
5. Biogas and Fuel Cells Workshop Summary Report, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, Report No. NREL/BK-5600-56523 (2013).
6. Dietrich, R.-U., Lindermeier, A., Oelze, J., Spieker, C., Spitta, C., and Steffen, M., "SOFC Power Generation from Biogas: Improved System Efficiency with Combined Dry and Steam Reforming," *ECS Trans.*, **35**(1), 2669-2683 (2011).
7. Kim, J., Sastri, B., and Conrad, R., "Solid Oxide Fuel Cell R&D," *TechConnect Briefs*, **2**, 205-207 (2017) (<https://briefs.techconnect.org/wp-content/volumes/TCB2017v2/pdf/1069.pdf>).
8. Multiyear Research, Development and Demonstration Plan, Fuel Cell Technologies Office, Department of Energy (2017). (<https://www.energy.gov/eere/fuelcells/downloads/fuel-cell-technologies-office-multi-year-research-development-and-22> (Accessed Apr. 2020)).
9. Vora, S. D., Department of Energy Office of Fossil Energy's Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) Program, 17th Annual SOFC Workshop, Pittsburgh, PA, July 19-21, (2016).
10. Eveloy, V., Karunkeyoon, W., Rodgers, P., and Al Alili, A., "Energy, Exergy and Economic Analysis of an Integrated Solid Oxide Fuel Cell-Gas Turbine-Organic Rankine Power Generation System," *Int. J. Hydrogen Energ.*, **41**(31), 13843-13858 (2016).
11. Arsalis, A., "Thermoeconomic Modeling and Parametric Study of Hybrid SOFC-Gas Turbine-Steam Turbine Power Plants Ranging from 1.5 to 10 MWe," *J. Power Sources*, **181**(2), 313-326 (2008).
12. Trendewicz, A. A., and Braun, R. J., "Techno-Economic Analysis of Solid Oxide Fuel Cell-Based Combined Heat and Power Systems for Biogas Utilization at Wastewater Treatment Facilities," *J. Power Sources*, **233**, 380-393 (2013).
13. Cozzolino, R., Lombardi, L., and Tribioli, L., "Use of Biogas from Biowaste in a Solid Oxide Fuel Cell Stack: Application to an Off-Grid Power Plant," *Renew. Energ.*, **111**, 781-791 (2017).
14. Zhang, W., Croiset, E., Douglas, P. L. L., Fowler, M. W. W., and Entchev, E., "Simulation of a Tubular Solid Oxide Fuel Cell Stack Using Aspen Plus™ Unit Operation Models," *Energ. Convers. Manag.*, **46**(2), 181-196 (2005).
15. Valentina, I. E., Design and analysis of a seaweed biogas-powered Solid Oxide Fuel Cell (SOFC) integrated into a polygeneration process, Msc. Thesis, Pukyong National University, Busan, Korea, (2018).
16. Liu, J., "Feasibility of Combined Heat and Power Plant based on Fuel Cells using Biogas from Macroalgal Biomass", *Clean Technol.*, **24**(4), 357-364 (2018).
17. Li, X., Ogden, J., and Yang, C., "Analysis of the Design and Economics of Molten Carbonate Fuel Cell Tri-Generation Systems Providing Heat and Power for Commercial Buildings and H₂ for FC Vehicles." *J. Power Sources*, **241**, 668-679 (2013).
18. Solar Trough Organic Rankine Electricity System (STORES) Stage 1: Power Plant Optimization and Economics, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, Report No. NREL/SR-550-39433 (2006).
19. Process Design and Economics for Biochemical Conversion of Lignocellulosic Biomass to Ethanol, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, Report No. NREL/TP-5100-47764 (2011).
20. Turton, R., Bailie, R. C., Whiting, W. B., Shaeiwitz, J. A., and Bhattacharyya, D., Analysis, Synthesis, and Design of Chemical Processes, Fourth Edition, Prentice Hall, (2012).
21. Ghirardo, F., Santin, M., Traverso, A., and Massardo, A., "Heat Recovery Options for Onboard Fuel Cell Systems," *Int. J. Hydrogen Energ.*, **36**(13), 8134-8142 (2011).