

제주도 MW급 저온 수전해 수소 생산 시스템의 그린수소 생산 능력 및 경제성 분석

노고산¹ · 김영진¹ · 전홍준¹ · 김우현^{2†} · 고희상³ · 강경수² · 정성욱²

¹충남대학교 응용화학공학과, ²한국에너지기술연구원 수소에너지연구본부 수소연구단, ³한국에너지기술연구원 제주글로벌연구원 센터 전력시스템연구팀

Analyses on Techno-economic Aspects and Green Hydrogen Production Capability of MW-scale Low-temperature Water Electrolyzers in Jeju Island, South Korea

KOSAN ROH¹, YEONGJIN KIM¹, HONGJUN JEON¹, WOOHYUN KIM^{2†}, HEESANG KO³, KYOUNG SOO KANG², SEONG UK JEONG²

¹Department of Chemical Engineering and Applied Chemistry, Chungnam National University, 99 Daehak-ro, Yuseong-gu, Daejeon 34134, Korea

²Hydrogen Research Department, Hydrogen Energy Research Division, Korea Institute of Energy Research, 152 Gajeong-ro, Yuseong-gu, Daejeon 34129, Korea

³Electric Power System Research Team, Jeju Global Research Center, Korea Institute of Energy Research, 200 Haemajihae-ro, Gujwa-eup, Jeju 63357, Korea

†Corresponding author :
wkim@kier.re.kr

Received 4 April, 2023
Revised 21 May, 2023
Accepted 7 June, 2023

Abstract >> Techno-economic analyses on a 5-MW water electrolysis system for hydrogen production, operated in Jeju Island where the portion of renewable energy in the power grid is the highest in Korea, have been performed. The cost of hydrogen production and the economic feasibility of the hydrogen production system have been mainly analyzed based on the levelized-cost-of-hydrogen model. The effects of carbon emission trading and renewable power purchase method have been considered to reduce the cost of green hydrogen production in the case studies. This economic analysis model is expected to be used to derive a business model for green hydrogen production.

Key words : Electrolyzer(수전해), Green hydrogen(녹색수소), Economic analysis(경제성 분석), Jeju Island(제주도), Carbon emission trading(탄소배출권 거래제)

1. 서론

최근 기후 변화의 가속화가 지구 곳곳에서 관찰됨

에 따라 지구온난화 문제의 해결을 위해 온실가스 (greenhouse gas, GHG) 배출량 감축의 필요성이 강조되고 있다^{1,2)}. 수소는 연료전지 등을 이용하여 높은

효율로 열 및 전기에너지를 생산할 수 있고 온실가스와 미세먼지 등의 배출이 없으므로 가장 효과적이고 친환경적인 에너지원으로 고려된다. 수소를 생산하기 위한 기술로서 현재는 화석연료의 개질 공정이 가장 경제적이며 산업적으로 널리 사용되고 있다. 그러나 개질 기술을 이용한 수소 생산 기술은 생산 중 대량의 온실가스를 배출(약 12 kgCO₂-eq/kgH₂)하므로 탄소중립에 적극적으로 기여하기는 어렵다^{3,4)}. 탄소중립 실현에 기여할 수 있는 가장 바람직한 수소 생산 방법은 재생 전력에 기반한 대규모 수전해 방식이다⁴⁾. 이러한 수소는 통상 그린수소로 불리고 있으며 power-to-gas 기술로서 이차전지로 구성된 에너지 저장 시스템에 비해 대규모의 재생 전력 저장에 효과적으로 대응할 수 있고 청정수소로 인정되어 향후 renewable electricity 100% (RE-100)⁵⁾ 등의 재생에너지 확대 정책에 따라 그 수요가 크게 증가할 것으로 전망된다.

청정수소와 관련하여 국내에서는 2022년도부터 “수소경제 육성 및 수소 안전관리에 관한 법률(약칭 수소법)”을 시행하여 무탄소 및 저탄소 청정수소의 보급 확대를 독려하고 있으며, 2024년에는 청정수소 인증제도가 도입될 것으로 예상된다. 전 세계적으로 시행 중인 청정수소 인증제도와 청정수소 보급을 위한 정책 동향에 대하여 살펴보면, 유럽은 2014년부터 CertifHy 프로그램을 통해 프리미엄 수소 원산지 인증제(guarantee of origin scheme for premium hydrogen)를 시행 중이다³⁾. 이를 통해 전 과정 평가 관점에서 수소 1 kg 생산 시 온실가스가 4.37 kgCO₂-eq 이하로 배출되면 저탄소 수소(low-carbon hydrogen) 인증을 받을 수 있다. 중국은 석탄 사용 비중이 높으므로 석탄가스로 수소 생산 시 발생하는 온실가스

배출량(29.02 kgCO₂-eq/kgH₂)을 기준으로 3단계 인증 프로그램을 운영하고 있다. 일본은 이산화탄소 감축량에 따라 4단계로 구분하여 인증하는 방안이 유력하게 검토되고 있다(Table 1).

이상과 같이 탄소 중립 사회의 실현을 위해 재생 전력에 기반한 그린수소의 보급 확대를 위한 전 세계적, 국가적 정책 동향과 필요성은 충분히 인지되고 있지만, 대부분의 국가에서는 여전히 대규모 시설 투자비에 대한 부담과 높은 재생 전력 비용 때문에 그린수소의 조기 시장 보급은 어려운 상황이다⁶⁾. 그린수소 생산 비용 절감을 위해서는 1) 현재 수준보다 저렴한 재생 전력의 안정적 확보, 2) 수전해 시스템의 가동률 제고 그리고 3) 시스템 대형화를 통한 수소 생산 비용 내 초기 투자비의 절감이 반드시 필요하다⁷⁾.

그러나 현재 국내 환경에서 상기 세 가지 조건을 모두 충족할 가능성은 매우 낮다. 저렴한 재생 전력 확보와 재생 전력 사용 비중 제고를 위해 재생 전력 발전 시스템과 수전해 시스템을 직접 연결한다면 그린수소의 생산성을 제고하고 생산 비용을 절감할 가능성은 있다. 하지만 수소 생산 시설의 위치가 제한되어 수요처로 수소를 이송하는 비용이 증가하고⁸⁾, 재생 전력 자체의 간헐성에 의해 일정 수준의 가동률을 보장하기 어려워 안정적인 가격으로 대량의 수소를 공급하기는 어렵다. 따라서 이러한 현실적인 제약을 고려하면 1) 현재의 전력망을 이용하면서, 2) 재생 전력의 활용 비중이 비교적 높은 지역에서, 3) MW급 이상의 수전해 시스템을 이용하여, 4) 일정 수준 이상의 가동률을 유지하면서 수소를 생산하는 것이 단기적으로는 가장 현실적인 그린수소 생산 방법으로 판단된다.

Table 1. Clean hydrogen certification system in China and Japan (kgCO₂-eq/kgH₂)

Nation	China	Japan
Classification	Low-carbon H ₂ *: 14.51-4.9 Clean H ₂ *: < 4.9 Renewable H ₂ ** : < 4.9 *No renewable energies **Using renewable energies	1-star H ₂ : 39.21-11.2 2-star H ₂ : 11.2-7.84 3-star H ₂ : 7.84-4.48 4-star H ₂ : 4.48-1.12

이러한 국내 재생 전력 환경에 대한 고려와 이에 부합하는 수전해 수소 생산 전략을 바탕으로, 현재 제주도에서 국가 연구개발사업으로 재생 전력과 MW급의 대형 수전해 시스템을 연계한 실증 연구가 수행되고 있다⁹⁾. 제주도는 재생에너지를 적극 활용하고 있으며 2012년에 ‘탄소 없는 섬(Carbon Free Island) 2030’ 비전을 선포하였다¹⁰⁾. 현재 제주도에는 800 MW 이상 규모의 재생 전력 발전 설비가 구축되어 있으며, 전력 공급에서 재생 전력이 차지하는 비중은 날씨와 전력 수급 상황에 따라 10-48% 사이에서 변동하고 있는데, 이를 한국전력거래소 제주본부의 2021년 통계를 기준으로 계산하면 연평균 재생 전력 수급 비중은 약 18%다. 그리고 재생 전력 발전 시설 중 풍력 발전 시설의 출력 제한량은 2021년 기준 연간 약 12 GWh에 이른다. 이를 수전해 장치에 활용할 경우 연간 약 200톤의 그린수소 생산이 가능하다.

본 연구에서는 국내의 재생 전력 가격, MW급 수전해 시스템의 투자 비용, 재생 전력 수급 관련 운영 환경 등을 고려하여 수소 생산 경제성 분석과 그린수소의 생산 능력 등에 대한 분석을 진행하였다. 분석 대상이 되는 시스템은 현재 국내외에서 이미 상용화되어 있는 5 MW 규모의 proton exchange membrane (PEM) 수전해 장치와 수소 출하 설비를 포함한 수소 생산 시설이다. 경제성 분석 대상에 대한 상세한 정의는 다음 장에 기술하였다. 순현재가치(net present value, NPV), 균등화 수소 생산 비용(levelized cost of hydrogen, LCOH) 등의 지표를 이용하여 수전해 시스템의 경제성을 분석하였고, 사례연구와 주

요 파라미터의 민감도 분석을 수행하였다.

2. 수전해 수소 생산 시설 정의

본 연구에서는 5 MW 규모의 PEM 수전해 장치와 200기압 수준의 고압 수소 튜브 트레일러를 통해 출하하기 위한 압축 설비를 포함한 시스템을 연구 대상으로 가정하였다(Fig. 1). Balance of plant (BOP)를 포함한 PEM 수전해 시스템의 고압 수소 생산 효율은 57.7 kWh/kg_{H₂}¹¹⁻¹³⁾로 가정하였고, 설치 비용은 미국의 National Renewable Energy Laboratory (NREL)의 H2A 모델¹⁴⁾을 이용한 분석 자료 및 국내 조달청 입찰 가격 등의 문헌을 참고하였다. Tables 1, 2에 시스템 설치 비용 및 운전 비용 등에 대한 상세 정보를 정리했다.

3. 수전해 시스템의 경제성 분석 모델

수소 생산의 경제성은 다양한 관점에서 분석할 수 있다. 예를 들어, 수소 생산 비용 측면에서 LCOH를 분석할 수 있다. 그리고 사업모델의 검토 및 선정을 위해 특정 사업 기간 동안의 그린수소 판매로부터 기대할 수 있는 누적 매출과 투자 및 운전 비용을 고려한 NPV를 바탕으로 경제성을 분석할 수도 있다. 본 연구에서는 LCOH와 NPV를 기반으로 현재 재생 전력의 활용 비중이 높은 제주도에서의 수소 생산에 대한 경제성을 분석하였다.

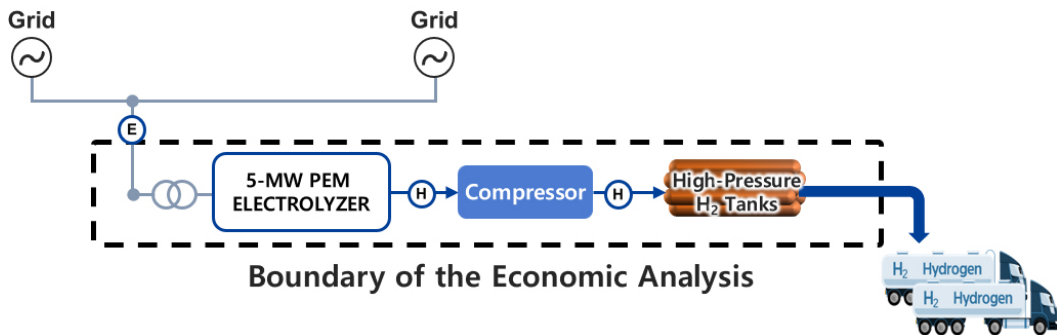


Fig. 1. Boundary of the techno-economic analyses

3.1 비용 분석 모델

수전해 기반 그린수소 생산 시스템의 비용은 크게 운전 비용(operational expenditure, OPEX)과 투자 비용(capital expenditure, CAPEX)으로 구분된다. OPEX는 크게 수전해 시스템에서 소비되는 전기와 물을 포함한 유틸리티 비용, 주기적인 스택 교체 비용과 인건비를 포함한다. CAPEX는 수전해 시스템 및 수소 저장 탱크의 구매 및 설치 비용과 부지 구축 비용을 포함한다. 구체적인 OPEX와 CAPEX 계산식은 다음과 같다. 비용 분석을 위한 모델의 변수들이 정의되는 Table 2와 같다.

$$OPEX = C_{LC} + C_{SR} + C_{Elec} + C_W$$

$$C_E = (p_E \times CP_E) + C_{Stor}$$

$$CAPEX = C_E + C_I + C_C$$

3.2 수익 분석 모델

기본적으로 수전해 수소 생산 시스템으로부터 기대할 수 있는 수입원은 수소 판매 수익이다. 그리고 현재 국내에서는 재생 전력을 이용하여 그린수소 생산 시 공식적으로 배출권을 취득할 수는 없으나 향후 RE-100 제도의 도입, 그린수소의 생산 및 보급량 증대를 위한 정책 및 관련 제도(제1차 수소경제 이행 기본계획)가 도입될 것으로 예상되므로^{5,9)} 본 연구에서는 경제성 분석 시 배출권 판매 수익을 포함하여 분석했다.

수소 및 탄소배출권 판매로부터 기대할 수 있는 연간 수익(annual revenue, R)은 다음의 수식을 통해 계산된다.

$$R = \sum_{i=1}^{12} (R_{H_2,i} + R_{E,i})$$

$$R_{H_2,i} = p_{H_2} \times P_{H_2,i}$$

$$P_{H_2,i} = \frac{e \times h \times d_i}{e_{H_2}}$$

배출권 판매를 통한 수익(C_i)은 내륙과 제주도 각각에서 수전해를 통해 수소 생산 시 발생하는 직접 및 간접 온실가스 배출량(scope 2)의 차이($E_{L,i} - E_{J,i}$)를 온실가스 저감량으로 간주하여 결정된다고 가정했다. 제주도 내의 수전해 시설은 기존 도내 전력망에 연결하므로 사용되는 전기는 재생 전력, 내륙으로부터 송전된 전기(high voltage direct current, HVDC) 그리고 제주도 내 화력발전(도 내 중앙급전)이 모두 포함된다. 따라서 제주도에에서의 수전해 수소 생산 관련 온실가스 배출량은 각 발전원별 온실가스 배출량을 고려하여 계산했다.

$$R_{E,i} = (E_{L,i} - E_{J,i}) \times p_{EC}$$

$$E_{L,i} = (e \times h \times d_i) \times E_{elec,L}$$

$$E_{J,i} = \sum_{n=1}^3 E_{elec,n,i} \times d_i$$

$$E_{elec,n,i} = \sum_{t=8}^{23} (e_t \times x_{n,i,t} \times E_{elec,n}) \quad n = 1, 2, 3$$

Table 2. The list of variables for cost calculation

Variable	Unit	Description
OPEX	\$/year	Annual operational expenditure
CAPEX	\$	Capital expenditure
C_E	\$	Electrolyzer purchasing cost
C_I	\$	Electrolyzer installation cost
C_C	\$	Construction cost
p_E	\$/kW	Electrolyzer price
CP_E	kW	Electrolyzer capacity
C_{Stor}	\$	Investment cost for high pressure hydrogen storage tank
C_{LC}	\$/year	Labor cost
C_{SR}	\$/year	Stack replacement cost
C_{Elec}	\$/year	Electricity cost
C_W	\$/year	Water cost

3.3 경제성 분석을 위한 지표 정의

핵심적인 경제성 분석 지표인 LCOH를 계산하기 위해 OPEX에서 탄소배출권에 의해 발생한 수익을 차감하여 수소 생산 비용의 절감 효과를 반영하였다. LCOH 계산식은 다음과 같다¹⁵⁾.

$$LCOH = \frac{CR + OPEX - \sum_{i=1}^{12} R_{E,i}}{\sum_{i=1}^{12} P_{H_2,i}}$$

$$CR = CAPEX \times CRF + r \times SV$$

$$CRF = \frac{r(1+r)^N}{(1+r)^N - 1}$$

일반적인 사업의 경제성 판단 지표 중 하나인 NPV는 최초 투자 시기부터 수전해 장치의 운영이 종료되는 시기까지 발생하는 순편익 흐름을, 이자율을 고려하여 현재 가치로 환산한 값이다. NPV가 양수인 경우에만 투자 가치가 있는 사업으로 판단할 수 있다. NPV는 아래와 같은 수식으로 정의되고 3.2와 3.3장의 모델에서 사용된 변수들의 정의는 Table 3과 같다.

$$NPV = \sum_{t=1}^N \frac{R - OPEX}{(1+r)^t} - CAPEX$$

4. 사례연구

국내 MW급 대규모 수전해 수소 생산 시스템의 경제성을 분석하기 위한 사례연구(case study)를 수행하였다. 경제성 분석 시 도입한 주요 가정과 파라미터 값은 Table 4와 같다. 수전해는 Fig. 2와 같이 제주도 내 재생 발전의 비중이 큰 시간대인 오전 8시부터 자정까지 하루에 16시간만 운전한다고 가정했다.

제주도 내 전력 수급은 육지로부터의 HVDC, 도내 화력발전을 통한 중앙급전, 그리고 재생 전력을 통해 이뤄진다. 발전원의 온실가스 배출계수는 온실가스 총 배출량(tonCO₂-eq)을 총 발전량(MWh)으로 나

누어 계산한다. 온실가스 총 배출량 계산 시, 소모된

Table 3. The list of variables for economic analyses

Variable	Unit	Description
R	\$/year	Annual revenue
$R_{H_2,i}$	\$/month	Monthly revenue from hydrogen sales
$R_{E,i}$	\$/month	Monthly revenue from emission credit sales
P_{H_2}	\$/kg _{H2}	Hydrogen price
$P_{H_2,i}$	kg _{H2} /month	Monthly hydrogen production
e	kW	Operating power
h	hour/day	Daily operating hours
d_i	day/month	Conversion factor of day to month (e.g., 31 in January)
e_{H_2}	kWh/kg _{H2}	Electricity consumption per 1 kg of hydrogen produced
$E_{L,i}$	tonCO ₂ -eq/month	Monthly GHG emissions in the mainland
$E_{J,i}$	tonCO ₂ -eq/month	Monthly GHG emissions in Jeju
p_{EC}	\$/tonCO ₂ -eq	Emission credit price
$E_{elec,L}$	tonCO ₂ -eq/kWh	Emission factor of power grid in the mainland
$E_{elec,n,i}$	tonCO ₂ -eq/day	Daily GHG emission from power generation source n in Jeju
$e_t e_t$	kWh	Overall electricity usage of system for t
$x_{n,i,t}$	-	Hourly portion of power supply via generation source, n (eg., $t=8$, then 8:00AM~9:00 AM)
$E_{elec,n}$	tonCO ₂ -eq/kWh	Emission factor of generation source, n ($n=1$, then renewable source $n=2$, then HVDC $n=3$, then power generation units in Jeju)
$LCOH$	\$/kg _{H2}	Levelized cost of hydrogen
CR	\$/year	Capital recovery cost
SV	\$	Salvage value
r	-	Discount rate
N	year	Project period
CRF	-	Capital recovery factor
NPV	\$	Net present value

화석연료의 양을 순 발열량으로 환산하고 국가 고유 배출계수¹⁶⁾를 적용했다. 제주도의 경우, 도내 발전용 화석연료 소모량 정보(Table 5)¹⁷⁾와 제주도 내 총 발전량¹⁷⁾을 참고했다. 각 발전원별 온실가스 배출계수의 경우, HVDC는 연평균 육지 발전 부문의 배출계수와 같은 값¹⁸⁾인 0.4783 ton_{CO2-eq}/MWh, 중앙급전은 Table 5를 통해 산출된 값인 0.216 ton_{CO2-eq}/MWh, 풍력 및 태양광 발전은 0 ton_{CO2-eq}/MWh로 각각 정의했다.

제주도 내 수전해 시스템이 공급받는 전력 생산 과정에서 간접적으로 배출되는 온실가스의 양을 계산하기 위해 매월 수전해 시스템을 가동하는 시간대의 전력망 내 가용 전력의 발전원별 비중을 산출하고, 시간에 따라 변하는 비중에 각각의 배출계수를 곱하였다. 시간대별, 발전원별 비중은 한국 전력거래소 제주본부로부터 제공받은 2021년 제주도의 전력 수급 현황 데이터를 활용하여 산출했다(Fig. 2).

Table 4. Parameters assumed for the economic analysis of the base case

Specification		Value	Note
CAPEX	Hydrogen production system	Unit price	\$940/kW Including PEM stack and BOP ¹⁴⁾
		Stack capacity	5 MW -
		Capital cost for high pressure H ₂ storage	\$714,286 Including 300 kg tube trailer (200 million KRW) and H ₂ compressor (400 million KRW/set × 2 sets) ^{21,22)}
	Installation cost		\$541,429 10% of CAPEX of hydrogen production system
	Land preparation and building construction		\$714,286 Salvage value: 50%
OPEX	Labor cost		\$30,000/year Shift work of three employees
	Stack replacement		\$282,000/year 60% of CAPEX of hydrogen production system (annual maintenance cost for 20 years)
	Electricity	Electricity use per 1 kg of H ₂ produced	57.7 kWh/kg _{H2} Including electricity use at BOP ^{11,13)}
		Electricity price	\$0.18/kWh Average SMP in Jeju from 8:00 AM to 00:00 PM from January to November in 2022 ¹⁹⁾
	Water	Water use per 1 kg of H ₂ produced	9.0 kg/kg _{H2} -
		Water price	\$0.35/ton Only water supply cost in Jeju in 2022 (Assume that there is no cost of sewer and fixed price per diameter of pipe.) ²⁴⁾
Etc.	Hydrogen price		\$7.07/kg _{H2} Market price (9,900 KRW/kg H ₂) at the hydrogen charging stations in February 2023 in South Korea ²³⁾
	Emission credit price		\$19.2/ton _{CO2-eq} Annual average price of the emission credit price in 2022 in South Korea ²⁵⁾
	Construction period		1 year -
	Basis year		2022 -
	Inflation rate		3% -
	Depreciation period		20 years -
	Daily utilization rate		66.7% 8:00 AM-00:00 PM
	Hydrogen density		0.089 kg/Nm ³ -
	Plant life		20 years -
Exchange rate		1,400 KRW/\$ Average value in September 2022	

본 연구에서는 다음과 같은 세 가지 시나리오에 대해 경제성 분석을 수행했다.

1) Base case(BC): 제주도 내 전력망에 연결되어 평소 공급되는 전력만을 이용하여 수전해 시스템을 가동하고 수소 판매에 의한 수익만 경제성 분석에 고려하였다.

2) 탄소배출권 수익 반영(case 1): 제주도의 발전원 특성을 반영하기 위해 동일한 수전해 시스템을 육지에서 운영할 때 예상되는 온실가스 배출량 대비 절감한 온실가스 배출량을 기준으로 탄소배출권 판매 수익을 산정하여 경제성 분석에 반영하였다.

3) 제주도 내 출력 제한 재생 전력 활용(case 2): 제주도에서 발생한 재생 전력 출력 제한에 해당하는 전기에너지(Fig. 3)를 그린수소 생산에 활용한다고 가정한 결과 온실가스 배출량이 추가로 저감되고 탄소배출권 수익이 증가하였다. 이때 출력 제한 전기의

가격은 계통 한계 가격(system marginal price, SMP)과 동일하다고 가정하였다.

상기 시나리오별 경제성 분석을 수행하였고, 각 사례별로 1) 전력 구매 단가, 2) 탄소배출권 가격, 3) 수전해 시스템 효율에 대한 민감도 분석을 수행하였다. 제주도의 전력 단가는 지난 5년 동안 가장 낮았던 2020년 13시 연평균 값인 \$0.06/kWh부터 가장 높았던 2022년 22시 연평균 값인 \$0.22/kWh를 변동 범위로 정했다¹⁹⁾. 탄소배출권 가격은 2022년 8월 유럽의 배출권 가격이 약 \$100/tonCO₂²⁰⁾까지 상승한 전례를 참고하여 범위를 정하였다. 수전해 시스템의 경제성 분석을 위한 성능 파라미터^{11,13)}, 투자비^{14,21,22)}, 수소 판매가²³⁾, 유틸리티 단가^{19,24)} 그리고 탄소배출권 가격²⁵⁾ 등의 데이터는 Table 4에 정의되었다.

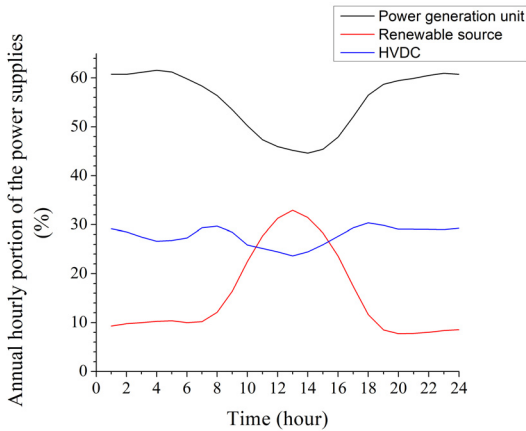


Fig. 2. Annual average portion of the hourly power supplies in Jeju in 2021. The renewable source corresponds to solar and wind power

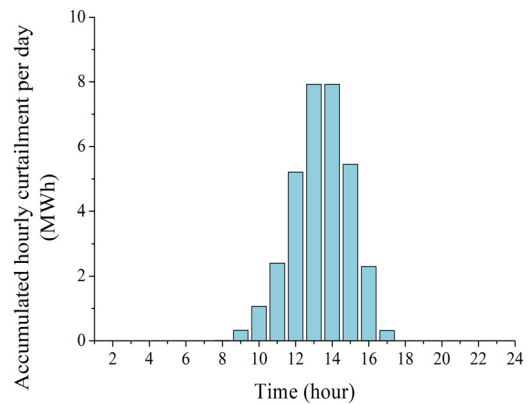


Fig. 3. Accumulated hourly curtailed electricity per day in Jeju in 2021

Table 5. Fuel consumption for power generation in Jeju in 2021¹⁶⁾

Power plant	Fuel		
	LNG (ton)	Diesel oil (m ³)	Heavy oil (m ³)
Jeju liquefied natural gas (LNG)	158,675	-	-
Hallim combined cycle	81,726	21	-
South Jeju combined cycle	-	27,026	-
Jeju internal combustion	-	-	38,539

4.1 Base case

BC 시나리오에서의 LCOH는 \$12/kg_{H2}, NPV는 -\$33.63 MM으로 분석되었다. 현재 국내 수소충전소에서 판매되는 수소의 가격은 약 \$7/kg_{H2}이므로²³⁾, 현 국내 상황에서는 제주도에 생산한 그린수소 판매를 통한 순이익 창출이 어렵고, NPV가 음수이므로 보조금 등의 제도가 없을 경우 투자가 불가능한 계획으로 판단된다.

LCOH를 구성하는 항목별 기여 정도를 분석한 결과(Fig. 4), 전력 비용이 가장 큰 비중을 차지하는 것을 알 수 있다. 따라서 전력 비용과 직접적으로 연관된 전력 구매 단가 및 수전해 시스템 효율에 대한 민감도 분석을 수행하였다. 전력 구매 단가는 \$0.06-0.22/kWh로 변동시키고 수전해 시스템의 효율은 50-57.7 kWh/kg_{H2}로 범위를 가정하였다. 그 결과 전력 구매 가격이 \$0.1/kWh 이하일 때 NPV 양수가 되고, 이때 LCOH는 \$7.591/kg_{H2}가 된다(Fig. 5). 그리고 전력 구매 단가가 증가할수록 수전해 시스템의 성능에 의한 수소 생산 단가의 절감 효과가 증가한다. 현재 수준의 전력 구매 단가(\$0.18/kWh)를 기준으로 수전해 시스템 효율이 최고 수준으로 향상되는 경우, NPV는 \$8.43 MM만큼 증가하고 LCOH는 \$1.6/kg_{H2}만큼 절감된다. 그리고 전력 구매 단가가 \$0.22/kWh까지 증가할 경우 시스템 효율 상승에 의한 효과는 NPV

\$8.4 MM 증가와 LCOH \$1.9/kg_{H2} 절감으로 계산되었다.

따라서 전력 구매 단가를 최소화할 수 있는 전력 거래 방안을 모색할 필요가 있고, 전력 구매 비용이 비싼 최근의 국내외적 환경에서는 수전해 수소 생산 시스템의 효율 개선에 의한 수소 생산 비용 절감 효과도 유의미할 것으로 예측된다. 그러나 우리나라 정부에서 제시한 수소경제활성화 로드맵의 수소 가격 목표는 2022년 kg당 6천 원, 2040년 kg당 3천 원이다. 상기 계산 결과를 고려하면 수전해 수소를 통한 수소 대량 공급은 매우 도전적이다. 현재 조건에서 수소 생산 비용이 kg당 6천 원이 되기 위해서는 전력 구매 단가가 \$0.06/kWh (84원/kWh)가 되어야 한다. 최근 kWh당 200원 수준의 SMP와 재생 전력 확보 시 요구되는 재생에너지 공급 인증서(renewable energy certificate, REC) 가격을 고려하면, 이러한 가격의 재생 전력을 대량으로 확보하기 위한 전략이 필요하다.

4.2 Case 1

현재 탄소배출권 가격 수준인 \$19.2/tonCO₂²⁵⁾에서는 LCOH가 배출권 판매를 통해 \$0.26/kg_{H2}만큼 감소하고(Fig. 6), NPV가 \$1.99 MM 증가함을 확인했다(Fig. 7). 만약 탄소배출권 가격이 \$100/tonCO₂ 수준으로 증가하면 LCOH는 \$1.35/kg_{H2} 감소하고(Fig. 6),

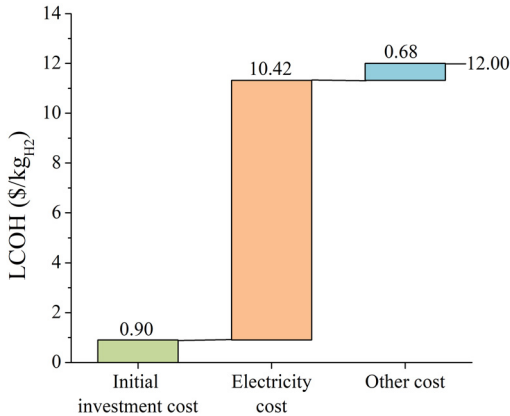


Fig. 4. Breakdown of LCOH

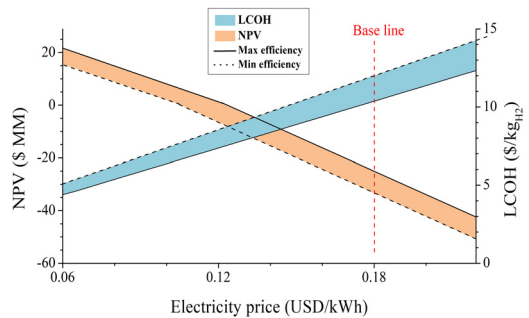


Fig. 5. Sensitivity analysis results. Changes in LCOH and NPV depending on the electricity price and system efficiency in the base case. Min efficiency is same with basic system efficiency of water electrolysis

NPV는 \$10.39 MM 증가한다(Fig. 7). 즉, 최근 유럽 배출권 시장처럼 국내 배출권 가격이 상승하면 그린 수소 생산 비즈니스의 수익성 개선에 큰 도움이 될 것으로 전망된다. 그러나 Figs. 4, 5에서 표현된 바와 같이, 전력 구매 단가가 수소 생산 비용과 시스템 경제성에 가장 큰 영향을 미치고 있어서 탄소배출권 거래에 의한 수익이 수소 생산 비용 및 경제성에 미치는 긍정적 영향은 제한적이다(LCOH > \$10/kg_{H2}, NPV < 0).

4.3 Case 2

한국 전력거래소 제주본부에서 제공한 2021년도 제주도 출력 제한 현황(Fig. 3)에 따르면, 그린수소 생산 시스템의 가동 시간대인 8:00 AM-00:00 PM 중 8:00 AM-18:00 PM에 재생 전력의 출력 제한이 빈번히 발생한 것으로 확인됐다. 이 전기를 별도의 계약

을 통해 활용할 경우 BC 대비 그린수소가 연간 50.7 톤이 더 생산되는 것이므로 온실가스 저감량이 늘어나 탄소배출권 판매 이익이 증가할 수 있다.

출력 제한된 전력도 기존 전력 구매 비용과 같다고 가정할 경우, 현재 탄소배출권 가격 기준으로 LCOH는 \$0.08/kg_{H2}만큼 개선되고(Fig. 6), NPV는 \$0.61 MM만큼 개선되는 것을 알 수 있다(Fig. 7). 만일 탄소배출권 가격이 \$100/ton_{CO2}로 증가하면 LCOH는 \$0.4/kg_{H2}만큼 개선되고(Fig. 6), NPV는 \$3.16 MM만큼 개선되는 것을 알 수 있다(Fig. 7).

따라서 재생에너지 보급 확대 정책에 따라 제주에서의 재생 전력의 비중이 높아진다면 출력 제한이 더 자주 발생할 것이고, 이 전기를 그린수소 생산에 적극 활용하면 배출권 판매 수익의 증가폭이 더욱 두드러져 수익성 개선에 도움이 될 것으로 전망할 수 있다. Table 6은 각 case별 수소 생산량, 재생 전력 활용률과 온실가스 배출량을 비교하였다. 이를 통해 수소 생산에 재생 전력의 활용률을 제고하여 저탄소 청정수소의 생산량을 최대화하면서 생산 비용을 절감하기 위한 방법에 대한 연구가 필요함을 알 수 있다.

5. 결론

제주도는 국내에서 재생 전력의 활용 비중이 가장

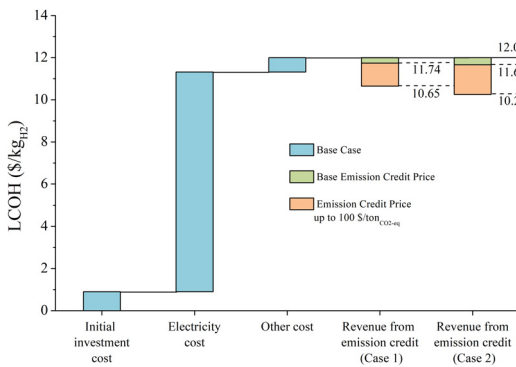


Fig. 6. Sensitivity analysis results for case 1 and 2: LCOH

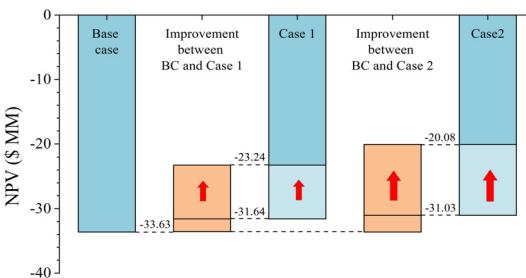


Fig. 7. Sensitivity analysis results for case 1 and 2: NPV. Red arrows indicate the increase in the emission credit price from 19.2 to 100 \$/ton_{CO2}

Table 6. Summary of case studies

Result	BC	Case 1	Case 2
Annual hydrogen production (ton _{H2} /year)		546.6	
Total annual used power (MWh)		31,536	
Portion of renewable power (%)	18.5	18.5	27.7
Total annual GHG emission (ton _{CO2-eq} /year)	7,748	7,748	5,521
GHG emission of hydrogen production (kg _{CO2-eq} /kg _{H2})	14.2	14.2	10.1
GHG reduction compared to mainland (ton _{CO2-eq} /year)	7,329	7,329	9,556
LCOH (\$/kg _{H2})	12.00	11.74	11.66

높으므로 대규모 그린수소의 생산을 위한 우호적인 환경이 조성되어 있다. 그러나 재생 전력을 포함하여 최근 높아진 에너지 비용에 따라 60% 이상의 높은 가동률을 유지함에도 불구하고 경제성 확보가 어렵다. 또한 LCOH도 \$12/kg_{H2}에 달하여 수소에너지 시장에 공급하기에는 한계가 있다. 재생 전력의 활용성과 탄소배출권에 의한 수익을 극대화해도 현재 수준의 전력 구매 단가에서 MW급의 PEM 수전해 시스템의 경제성을 확보하기는 어려웠다. 그리고 수소 경제 활성화 로드맵에서 제안하는 수소 가격의 목표 달성을 위해서 약 80원/kWh 이하의 가격으로 재생 전력을 확보해야만 한다. 이에 따라, 본 논문에서 다루어진 내용과 현재 국내의 연구개발 동향 및 정책 방향을 고려하면 다음과 같은 방향으로 경제성의 제고가 가능할 것으로 전망된다.

1) 전력 거래 제도 선진화에 따라, 출력 제한된 재생 전력의 활용 시 인센티브를 제공하여 재생 전력의 활용성을 제고하는 동시에 전력 구매 단가를 낮출 필요가 있다.

2) 국내 도입이 예정된 청정수소 인증제도에 따라 그린수소의 판매 및 구매에 대한 정책적 지원이 필요하다.

3) 최근 kWh당 200원 수준의 SMP와 40원 수준의 REC 가격을 고려하면 청정수소(재생 전력을 이용한 그린수소) 생산 시 필요한 전력 구매를 위한 보조금이나 정책적 지원이 필요하다.

탄소중립 사회의 실현을 위한 온실가스 감축 목표를 충족하기 위해 향후 우리나라의 그린수소 수요 및 공급의 목표는 자명하다. 본 연구에서 제안된 모델을 바탕으로 향후 정책 및 재생 전력 수급 동향 변화에 따른 대규모 그린수소 생산 기술의 경제성을 확보하기 위한 전략 및 정책의 모색이 가능할 것으로 전망된다.

후 기

본 연구는 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구

과제(No. 20223030040050)입니다. 또한 국토교통부/국토교통과학기술진흥원의 지원을 받아 수행되었으며 이에 감사드립니다(RS-2020-KA-157909).

References

1. M. Conte, A. Iacobazzi, M. Ronchetti, and R. Vellone, "Hydrogen economy for a sustainable development: state-of-the-art and technological perspectives", *Journal of Power Sources*, Vol. 100, No. 1-2, 2001, pp. 171-187, doi: [https://doi.org/10.1016/S0378-7753\(01\)00893-X](https://doi.org/10.1016/S0378-7753(01)00893-X).
2. S. H. Kang, S. J. Choi, and J. W. Kim, "Analysis of the world energy status and hydrogen energy technology R&D of foreign countries", *Journal of Hydrogen and New Energy*, Vol. 18, No. 2, 2007, pp. 216-223. Retrieved from <http://koreascience.or.kr/article/JAKO200721036737451.page>.
3. W. Vanhoudt, M. Perrault, J. Castro, M. Londo, M. Altmann, and U. Albrecht, "Developing a European Framework for the generation of guarantees of origin for green hydrogen", CO-RDIS, 2016. Retrieved from <https://cordis.europa.eu/project/id/633107/reporting>.
4. International Energy Agency (IEA), "Net zero by 2050: a roadmap for the global energy sector", IEA, 2021, pp. 75-76. Retrieved from https://iea.blob.core.windows.net/assets/deebef5d-0c34-4539-9d0c-10b13d840027/NetZeroBy2050-ARoadmapfortheGlobalEnergySector_CORR.pdf.
5. Korea RE100 Alliance, "A guide to the pilot project of Korean RE-100 and certificate trading Market", 2021. Retrieved from <https://www.knrec.or.kr/biz/pds/pds/view.do?no=309>.
6. International Renewable Energy Agency (IRENA), "Making the breakthrough: green hydrogen policies and technology costs", IRENA, 2020. Retrieved from https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2020/Nov/IRENA_Green_Hydrogen_breakthrough_2021.pdf?la=en&hash=40FA5B8AD7AB1666EECBDE30EF458C45EE5A0AA6.
7. J. Park, C. H. Kim, H. S. Cho, S. K. Kim, and W. C. Cho, "Techno-economic analysis of green hydrogen production system based on renewable energy sources", *Journal of Hydrogen and New Energy*, Vol. 31, No. 4, 2020, pp. 337-344, doi: <https://doi.org/10.7316/KHNES.2020.31.4.337>.
8. H. Hwang, Y. Lee, N. Kwon, S. Kim, Y. Yoo, and H. Lee, "Economic feasibility analysis of an overseas green hydrogen supply chain", *Journal of Hydrogen and New Energy*, Vol. 33, No. 6, 2022, pp. 616-622, doi: <https://doi.org/10.7316/KHNES.2022.33.6.616>.
9. Ministry of Trade, Industry and Energy (MOTIE), "Korea's first large-scale (10 MW or higher) green hydrogen demon-

- stration project”, MOTIE, 2022. Retrieved from https://www.motie.go.kr/motie/nc/presse/press2/bbs/bbsView.do?bbs_cd_n=81&bbs_seq_n=165477&from_brf=brf&brf_code_v=11.
10. Jeju Special Self-governing Province, “CFI Jeju by 2030”, CFI Jeju, 2020. Retrieved from <https://www.jeju.go.kr/cfi/index.htm>.
 11. Nel ASA, “The World’s Most Efficient and Reliable Electrolysers: Nel Hydrogen Electrolysers”, Nel ASA, 2021, pp. 4. Retrieved from <https://nelhydrogen.com/wp-content/uploads/2020/03/Electrolysers-Brochure-Rev-D.pdf>.
 12. A. Buttler and H. Spliethoff, “Current status of water electrolysis for energy storage, grid balancing and sector coupling via power-to-gas and power-to-liquids: a review”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 82, Pt. 3, 2018, pp. 2440-2454, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2017.09.003>.
 13. G. Sdanghi, G. Maranzana, A. Celzard, and V. Fierro, “Review of the current technologies and performances of hydrogen compression for stationary and automotive applications”, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 102, 2019, pp. 150-170, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2018.11.028>.
 14. B. James, W. Colella, J. Moton, G. Saur, and T. Ramsden, “PEM electrolysis H₂A production case study documentation (NREL/TP-5400-61387)”, National Renewable Energy Lab Technical Report, 2013, pp. 9, doi: <https://doi.org/10.2172/1214980>.
 15. B. Gim, W. L. Yoon, and D. J. Seo, “Analysis of the economy of scale for domestic steam methane reforming hydrogen refueling stations utilizing the scale factor”, *Journal of Hydrogen and New Energy*, Vol. 30, No. 3, 2019, pp. 251-259, doi: <https://doi.org/10.7316/KHNES.2019.30.3.251>.
 16. Ministry of Environment, “National Greenhouse Gas Inventory Report of Korea in 2021”, Ministry of Environment, 2022, pp. 84-96. Retrieved from https://me.go.kr/home/web/public_info/read.do?pagerOffset=0&maxPageItems=10&maxIndexPages=10&searchKey=all&searchValue=&menuId=10123&orgCd=&condition.deleteYn=N&publicInfoId=1294&menuId=10123815551100440.
 17. Korea Electric Power Corporation (KEPCO), “Statistics of Electric Power in Korea 2021”, KEPCO, 2022, pp. 54-57. Retrieved from https://home.kepco.co.kr/kepco/KO/ntcob/ntcobView.do?pageIndex=1&boardSeq=21057408&boardCd=BRD_000099&menuCd=FN05030103&parnScrpSeq=0&categoryCdGroup=%C2%AEDateGroup2=.
 18. Ministry of Environment, “National Greenhouse Gas Emissions, Absorption Factor Approved in 2021”, Ministry of Environment, 2022, pp. 7. Retrieved from https://me.go.kr/home/web/public_info/read.do?pagerOffset=0&maxPageItems=10&maxIndexPages=10&searchKey=&searchValue=&menuId=10357&orgCd=&condition.publicInfoMasterId=10&condition.deleteYn=N&publicInfoId=1292&menuId=10357.
 19. Korea Power Exchange, “Hourly SMP”, Electric Power Statistics Information System, 2023. Retrieved from <https://epsis.kpx.or.kr/epsisnew/selectEkmaSmpShdChart.do?menuId=040202>.
 20. EUA Daily Futures, “ICE EUA Futures Dec '21 (CKZ21)”, barchart, 2021. Retrieved from <https://www.barchart.com/futures/quotes/CKZ21>.
 21. Korea ON-Line E-Procurement System, “20230244619-00”, Public Procurement Service, 2023. Retrieved from <https://www.g2b.go.kr/index.jsp>.
 22. Korea ON-Line E-Procurement System, “20210814982-00”, Public Procurement Service, 2021. Retrieved from <https://www.g2b.go.kr/index.jsp>.
 23. Korea Hydrogen Distribution Institution, “Charging station price information”, Korea Hydrogen Distribution Institution, 2023. Retrieved from <https://www.h2nbiz.or.kr/rt/sts/pce/rtAmountInfo.do>.
 24. Jeju Waterworks Authority, “2022 water and sewerage fees and fee system reform notice”, Jeju Special Self-Governing Province, 2022. Retrieved from <https://www.jeju.go.kr/jeju/water/square/notice.htm?act=view&seq=1343498>.
 25. Korea Exchange (KRX), “Market inquiry”, KRX, 2021. Retrieved from <https://ets.krx.co.kr/contents/ETS/03/0301000/ETS03010000.jsp>.