

고정식 해상풍력 연계 해양그린수소 생산시스템의 기술경제성 분석 연구

김병수¹ · 임창혁¹ · 송희원² · 김용규² · 이광수³ · 김경환^{1†}

¹선박해양플랜트연구소 친환경해양개발연구본부, ²미래기존연구소 위험성평가팀, ³한국중부발전

Techno-Economic Analysis of an Offshore Green Hydrogen Production System Integrated With Fixed-Bottom Offshore Wind Power

BYUNG-SOO KIM¹, CHANG-HYUK LIM¹, HEEWON SONG², YONGKYU KIM², KWANG-SU LEE³,
KYONG-HWAN KIM^{1†}

¹Eco-friendly Ocean Development Research Division, Korea Research Institute of Ships and Ocean Engineering, 32, Yuseong-daero 1312beon-gil, Yuseong-gu, Daejeon 34103, Korea

²Risk Assessment Team, Mirae EHS-code Research Institute, #1104, 11F, GIDC C-dong, 43 Iljik-ro, Gwangmyeong-si, Gyeonggi-do 14353, Korea

³Korea Midland Power Co., Ltd., 160, Boryeongbuk-ro, Boryeong-si, Chungcheongnam-do 33439, Korea

[†]Corresponding author :
kkim@kriso.re.kr

Received 7 July, 2026
Revised 27 July, 2026
Accepted 28 July, 2026

Abstract >> This study estimates the levelized cost of hydrogen (LCOH) of an offshore green hydrogen production system based on fixed-bottom offshore wind power in Jeju and evaluates its economic feasibility. The system includes an offshore wind farm, electrolysis system, fixed-bottom jacket substructures, and hydrogen pipelines, with capital expenditure (CAPEX) and operational expenditure (OPEX) estimated from domestic and international literature. The results show that the levelized cost of energy (LCOE) of the offshore wind farm is 252 won/kWh, and the LCOH is approximately 17,723 won/kgH₂, with electricity cost accounting for about 80% of the total. Sensitivity and scenario analyses showed that the 2030 target price of 3,500 won/kgH₂ cannot be achieved by improving a single variable alone, but requires simultaneous electricity cost reduction and electrolysis system improvement. These results highlight the need for both technological advancement and policy support.

Key words : Offshore green hydrogen(해양그린수소), Techno-economic analysis (기술 경제성 분석), LCOH(균등화수소비용), Offshore electrolysis system (해상 수전해 시스템), Sensitivity analysis(민감도 분석)

1. 서 론

기후변화 대응과 탄소중립 실현을 위한 국제적 논의가 가속화되는 가운데, 청정에너지로의 전환은 더

이상 선택이 아닌 필수적 과제로 자리매김하고 있다. 특히 탄소 배출을 근본적으로 저감하기 위한 대안으로, 재생에너지 기반 수전해를 통해 생산되는 그린수소(Green Hydrogen)가 전 세계적으로 주목받고 있

다. 그린수소는 생산 및 활용 전 과정에서 직접적인 온실가스 배출을 크게 저감할 수 있다는 점에서 탄소중립 에너지 시스템의 핵심 요소로 평가되며, 국제에너지기구(IEA) 및 수소위원회(Hydrogen Council) 등 주요 국제기구는 2050년 탄소중립 달성을 위한 핵심 수단으로 그린수소를 제시하고 있다.

그러나 대규모 그린수소 생산을 위해서는 안정적이고 대용량의 재생에너지 전원 확보가 필수적이며, 육상 기반 재생에너지는 입지 제약, 주민 수용성 등의 문제를 가진다. 이러한 측면에서 해상풍력은 높은 이용률과 대규모 개발 가능성을 보유하고 있어, 수전해 시스템과 연계한 해양그린수소 생산 방식이 유망한 대안으로 주목받고 있다.

해양그린수소에 대한 관심은 국내에 국한되지 않으며, 해외에서는 이미 대규모 실증 및 상용화 프로젝트가 활발히 추진되고 있다. 독일 북해에서는 AquaVentus 프로젝트를 통해 2035년까지 10 GW 규모의 해상풍력을 기반으로 그린수소를 생산하는 것을 목표로 하고 있으며, 네덜란드 연안의 NorthH2 프로젝트는 2030년까지 4 GW, 2040년까지 10 GW 이상의 그린수소 생산을 계획하고 있다. 이처럼 해양그린수소는 기술 실증 단계를 넘어 대규모 상용화를 목표로 추진되고 있으며, 이에 따라 생산비용 저감을 위한 경제성 분석도 활발히 수행되고 있다. 유럽의 선행연구^{1,2)} 사례에서는 해상풍력 기반 Proton Exchange Membrane (PEM) 수전해 방식의 Levelized Cost of Hydrogen (LCOH)가 약 10.49 €/kgH₂ 수준으로 산정된 바가 있으며, 향후 2030년 기준 LCOH는 약 4.37 €/kgH₂, 2050년에는 약 2.68 €/kgH₂ 수준까지 하락할 것으로 전망되고 있다.

그러나 이러한 해외 선행연구의 결과를 국내에 직접 적용하는 데에는 한계가 있다. 국내 해역은 풍향 특성, 수심, 해양환경 등에서 해외 주요 개발 해역과 상이하며, 해상풍력 설비 및 수전해 시스템의 제작·설치 단가 또한 국내 시장 여건과 차이가 있다. 국내에서도 재생에너지 연계 수전해 시스템, 제주 지역 MW급 수전해 실증설비, 출력 제한 전력 활용 등을 대상으로 그린수소 생산 경제성 분석 연구³⁻⁵⁾가 수행

되어 왔다. 다만 기존 국내 연구들은 주로 육상 수전해 시스템을 대상으로 하며, 해상풍력 기반 해양그린수소 생산시스템에서 요구되는 해상 하부구조물, 해상 설치비, 해양환경 대응 비용 등을 충분히 반영하는 데에는 한계가 있다. 따라서 국내 해역 및 산업 여건을 반영한 해양그린수소 생산시스템의 경제성 평가가 필요하다.

이에 본 연구에서는 국내 해역에서의 해상풍력 기반 해양그린수소 생산시스템을 대상으로 균등화 수소비용(LCOH)을 산출하고, 주요 비용 구성요소별 기여도 및 민감도를 분석하였다. 비용 산정에는 국내외 선행연구의 비용 추정 방법론을 바탕으로 하되, 전해조 시스템 및 하부구조물 설치비용 등 일부 항목에 대해 국내 여건을 반영한 단가를 적용하였다. 이를 통해 국내 해양그린수소 생산비용의 현 주소를 진단하고, 경제성 확보를 위한 기술적·정책적 시사점을 도출하고자 한다.

2. 해양그린수소 생산시스템

2.1 해양그린수소 생산시스템의 정의

해양그린수소 생산시스템은 해양에서 획득가능한 재생에너지를 활용하여 청정 수소를 생산하는 시스템을 일컫는다. 본 연구에서는 해양그린수소 생산시스템이 크게 네 가지 요소로 구성된다고 가정하였다. 첫 번째는 수전해 장비 가동에 필요한 전력을 공급하는 발전 설비이다. 해양 재생에너지원으로는 해상풍력, 파력, 조력 등이 있으며, 본 연구에서는 기술 성숙도 및 상용화 수준을 고려하여 해상풍력 발전 설비를 적용하였다. 두 번째는 수전해 설비로, 발전 설비로부터 공급된 전력을 이용해 물을 전기분해하여 수소를 생산하는 핵심 장치이다. 본 연구에서는 수전해 본체 외에 전력변환장치 및 담수화 설비를 수전해 설비의 범주에 포함하였다. 세 번째는 발전 설비 및 수전해 설비를 해상에서 지지하는 하부 해양구조물이다. 하부구조물은 고정식과 부유식으로 구분되며, 본 연구에서는 비교적 얕은 수심에서 적용

가능한 고정식 재킷(jacket) 구조물을 가정하였다. 네 번째는 발전설비에서 생산된 전력 및 수전해 설비에서 생산된 수소를 각각 전송하기 위한 전력케이블과 수소 파이프라인이다. 이 외의 저장설비 등은 본 연구의 분석 범위에서 제외하였다.

2.2 해양그린수소 생산시나리오

해양그린수소 생산시스템은 수전해 설비의 배치 방식, 하부구조물 형식, 수소 수송 방법 등에 따라 다양한 시나리오로 구성될 수 있다. 수전해 설비의 배치 측면에서는 개별 풍력터빈마다 소규모 수전해 시스템을 분산 설치하는 방식과 풍력단지 인근에 중앙 집중식 수전해 시스템을 별도로 설치하여 전력케이블로 전력을 공급받는 방식으로 구분할 수 있다. 하부 구조물 형식 측면에서는 일정 수심 이내의 해역에 적합한 고정식 구조물과 심해 적용이 가능한 부유식 구조물이 가능하다. 생산된 수소의 수송 방식으로는 해저 파이프라인을 통해 육상으로 직접 수송하는 방법과 수소 운반선을 활용하여 항만을 경유하는 방법이 대표적으로 고려된다.

본 연구에서 가정한 해양그린수소 생산시나리오를 Fig. 1에 나타내었다. 기존 해상풍력단지 인근 해역에 중앙집중형 고정식 해양그린수소 생산시스템을 별도로 설치하고, 해상풍력단지로부터 전력케이블을 통해 공급받은 전력을 이용하여 해상에서 수소를 생산하는 방식을 가정하였다. 생산된 수소는 해저 파이프라인을 통해 육상으로 수송되며, 육상 수소 저장설비는 분석 범위에 포함하지 않았다.

경제성 분석 시 해상풍력단지 구축 비용 및 육상 수소 저장설비 비용은 직접 비용 항목에서 제외하였다. 다만, 해상풍력단지로부터 공급받는 전력의 단가는 해당 풍력단지의 균등화발전비용(Levelized Cost of Energy, LCOE)을 계산하여 적용함으로써, 해상풍력단지 구축 비용이 전력 구매비용을 통해 간접적으로 반영되도록 하였다.

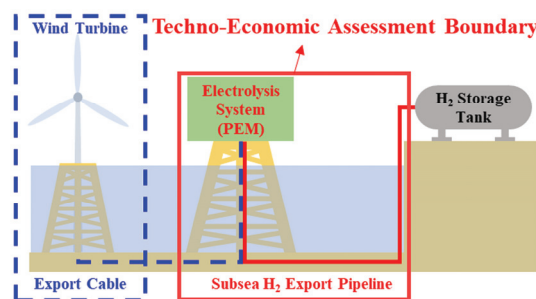


Fig. 1. Techno-economic assessment boundary (solid box: included in analysis, dashed box: indirectly included, storage tank: excluded)

3. 경제성 분석 방법

3.1 경제성평가 지표

고정식 해양그린수소 생산시스템의 경제성 평가 지표로 균등화 수소비용(LCOH)을 활용하였다. LCOH는 아래 식과 같이 산정된다.

$$\begin{aligned}
 LCOH &= \frac{CAPEX + \sum_{t=1}^N \frac{OPEX + C_{elec}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{M_{H_2}}{(1+r)^t}} \\
 &= \frac{CAPEX}{\sum_{t=1}^N \frac{M_{H_2}}{(1+r)^t}} + \frac{OPEX}{M_{H_2}} + \frac{C_{elec}}{M_{H_2}}
 \end{aligned}$$

여기서 CAPEX (Capital Expenditure)는 자본 지출 비용, OPEX (Operational Expenditure)는 연간 운용 비용, C_{elec} 은 해상풍력 LCOE를 바탕으로 계산된 연간 전력비용, M_{H_2} 는 연간 수소 생산량, N 은 운영 연수(year), r 은 할인율을 각각 의미한다. OPEX와 C_{elec} 은 운영기간 동안 매년 동일하다고 가정하였다. 설비 운영 연수 25년을 가정하였고, 할인율은 한국 개발연구원(KDI)의 공공투자사업 사회적 할인율 권고값인 4.5%를 적용하였다. CAPEX 및 OPEX 비용 산정을 위해서 국내외 문헌 데이터를 활용하였으며,

모든 비용은 물가 변동을 반영하여 2025년 기준 단가로 환산하여 적용하였다. 환율은 2025년 평균 환율인 1,423.32원/USD 및 1,609.81원/EUR를 적용하였다.

3.2 CAPEX 산출 방법

3.2.1 풍력발전기

풍력발전기 비용은 선행연구^{6,7)}를 바탕으로 로터, 구동계 및 나셀, 타워, 하부구조물, 전력케이블, 기타 비용 등 세부 구성요소별로 구분하여 산정하였다.

로터, 구동계 및 나셀, 타워의 비용은 선행연구⁶⁾를 바탕으로 풍력터빈의 로터 반지름 및 정격용량을 변수로 하는 회귀함수 형태로 추정하였다.

하부구조물은 재킷(jacket) 형식을 가정하였으며, 주요 구조 부재인 main lattice, truss, pile, secondary steel의 중량을 선행연구^{7,8)}에 따라 각각 산출한 후 부재별로 상이한 단위 중량당 단가를 적용하여 재료비를 산정하였다.

구조물 설치비용은 터빈 상부구조와 하부구조로 구분하여 산정하였으며, 구조물을 설치하는 데 요구되는 기간에 대한 선박 용선료, 항만이용료, 인건비를 고려하여 산정하였다. 터빈 상부구조 설치에는 최대 800톤 리프트 용량의 WTIV (Wind Turbine Installation Vessel)인 현대프린티어호가 사용됨을 가정하였으며, 재킷 하부구조 설치에는 리프트당 3,000톤 용량의 대형 해상크레인선(Heavy Lift Vessel, HLV) 및 바지선이 사용됨을 가정하였다. 각 설치선의 일일 용선료는 WTIV는 300,000 \$/day, HLV 및 바지선은 280,000 \$/day를 가정하였다. 설치 인건비는 2025년 하반기 기준 건설업 평균 노임단가인 267,306원/day를 적용하고, 100명의 인부를 가정하였다.

전력케이블 비용은 케이블 허용전력용량에 따른 단위길이당 단가를 기준⁷⁾으로 산정하였으며, Fig. 2와 같이 m 기의 풍력터빈이 직렬로 연결된 열이 n 개 배치된 구조를 가정하여 총 케이블 비용을 계산하였다.

기타 비용에는 보증보험, 해양화(marinization), 인허가, 침식방지, 개인보호장비 등의 비용이 포함되며,

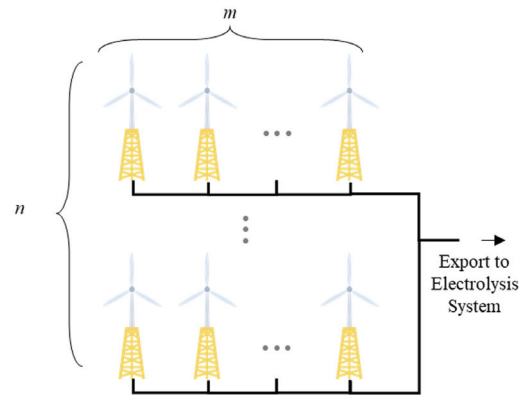


Fig. 2. Layout of offshore wind turbine array

선행연구⁶⁾를 기준으로 산정하였다.

3.2.2 수전해 설비

수전해 설비 비용은 선행연구⁷⁾의 방법론을 바탕으로 전해조 장비비, 전력변환장치 비용 및 담수설비 비용으로 구분하여 산정하였다. 본 연구에서는 PEM 방식의 수전해 시스템을 적용하였으며, 전해조(electrolyzer equipment) 장비비(C_{PEM})는 전력변환장치 및 담수설비를 제외한 전해조 장비의 공급 비용을 의미한다. 전력변환장치 비용(C_{PCS})은 정격용량에 비례하는 것으로, 담수설비 비용은 수전해 용량 및 이에 상응하는 요구 유량에 비례하는 것으로 가정하였다. 각 장비의 비용은 아래 식들을 통해 산출되었으며, 계수들은 선행연구⁷⁾로부터 제공된 계수들을 기본적으로 준용하되, RC_{PEM} 의 300과 C_{PCS} 의 183.43은 국내 수전해 시스템 제조업체로부터 수집한 견적을 반영한 계수이다. 수전해 설비의 설치비는 장비 공급 단가에 포함되는 것으로 가정하였다.

$$RC_{PEM} = (673.73 + 10876.93P_{PEM}^{-0.338}) \left(\frac{year}{2020} \right)^{-104.45} + 300$$

$$C_{PEM} (\$) = 2RC_{PEM}P_{PEM} \times 0.884$$

$$C_{PCS} (\$) = 183.43P_{PCS} \times 0.884$$

3.2.3 수전해 하부구조물

수전해 설비의 하부구조물은 재킷 형식으로 가정하였다. 하부구조물 비용은 복수의 공개 문헌을 조합하여 도출한 추정식을 통해 산정하였다. 30 MW 이상의 대용량 구간에 대해서는 “해양에너지 연계 고정식 그린수소 생산기술 개발” 과제를 통해 설계된 30 MW 고정식 수소 생산시스템의 설계자료를 기반으로 산정된 하부구조물 비용 데이터와 선행연구^{9,10)}의 문헌값을 활용하였다. 30 MW 미만의 소용량 구간에 대해서는 해당 규모의 수전해 전용 하부구조물 비용자료가 공개되어 있지 않아, 상부 하중이 유사한 해상풍력 재킷 구조물의 비용자료를 준용하였다. 해상풍력용 재킷은 상부 자중뿐만 아니라 풍력터빈에서 발생하는 모멘트와 반복하중을 고려하여 설계되므로, 이를 적용한 비용은 본 연구 대상 하부구조물에 대한 다소 보수적인 추정값으로 판단하였다. 설계자료에 따르면 5 MW 및 10 MW 수전해 시스템의 상부 하중은 각각 3 MW 및 5 MW급 해상풍력 상부 하중과 유사하며, 해당 해상풍력 재킷 구조물의 비용은 선행연구^{11,12)}를 활용하였다. 이를 바탕으로 산출한 소용량 구간(30 MW 미만) 및 대용량 구간(30 MW 이상)에서 산출된 재킷 구조물 비용 데이터를 종합하고, 선형회귀를 수행하여 두 구간 각각에 대해 회귀계수를 산정하였다. 이를 통해 도출된 아래 식을 활용하여 수전해 설비의 정격 용량(MW)에 따른 하부 재킷 구조물 비용(C_{jacket})을 추정하였다.

$$C_{jacket} (\$) = \begin{cases} 219,261P_{PEM} + 3,666,971 & P_{PEM} \leq 30 \\ 250,986P_{PEM} - 633,467 & P_{PEM} > 30 \end{cases}$$

참고한 모든 문헌의 비용 데이터가 설치비를 포함한 값임에 따라, 본 연구의 수전해 하부구조물 비용 또한 설치비를 단가에 포함하는 것으로 가정하였다.

3.2.4 수소 파이프라인

수소 파이프라인 비용은 선행연구⁷⁾를 바탕으로 산정하였다. 파이프라인은 수소 생산량을 고려하여

직경의 사양을 정하고, 강성(rigid) 파이프라인을 가정하였다. S-lay 공법에 따른 해저 매설 설치를 전제로 단위 길이당 재료비 및 설치비를 산출하여 총비용을 계산하였다. 또한 본 연구에서는 PEM 수전해 시스템의 출구압력만으로 해저 파이프라인을 통한 수소 이송이 가능한 것으로 가정하였으며, 별도의 압축 및 승압설비 비용은 고려하지 않았다.

3.3 OPEX 산출 방법

OPEX는 각 구성요소의 CAPEX에 대한 일정 비율로 산출하였으며, 비율 값은 선행연구⁷⁾를 참조하였다. 구성요소별 OPEX 비율은 Table 1에 정리하였다. PEM 스택의 1회 교체비용은 선행연구¹³⁾를 바탕으로 전해조 장비비의 25%로 적용하였으며, 스택은 누적 운전시간 60,000시간마다 교체하는 것으로 가정하였다. 운영기간 중에 발생하는 스택 교체비용은 등가 연간비용으로 환산하여 OPEX에 반영하였다.

3.4 연간 전력비용 및 수소 생산량 산출 방법

연간 전력비용(C_{elec})은 앞선 방법에 따라 연계 해상풍력발전의 CAPEX 및 OPEX 값을 바탕으로 추정된 균등화 발전원가(LCOE)를 바탕으로 계산

Table 1. OPEX assumptions

System	Component	Annual OPEX
Wind turbine	Wind turbine	2.5% of component CAPEX
	Jacket	1.0% of component CAPEX
	Power converter & Marinzation	1.0% of component CAPEX
Water electrolysis system	PEM electrolyzer equipment	4.0% of component CAPEX
	PEM stack replacement	2.8% of component CAPEX
	Power converter	2.0% of component CAPEX
	Desalination system	3.0% of component CAPEX
	Jacket	1.0% of component CAPEX
Transport	Cable	3.0% of component CAPEX
	Pipeline	2.0% of component CAPEX

되었다. LCOE는 아래 식으로 산출되었으며, Annual Energy Production (AEP)는 풍력발전으로 생산된 연간 에너지 생산량을 의미한다.

$$LCOE (\$/kWh) = \frac{CAPEX_{wind} + \frac{\sum_{t=1}^N OPEX_{wind}}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^N \frac{AEP}{(1+r)^t}}$$

이를 바탕으로 수소 생산량은 수소 1 kg 생산에 필요한 비전력소비량을 적용하여 아래 식과 같이 산정하였다. 여기서 39.4 kWh/kgH₂는 고위발열량(Higher Heating Value, HHV) 기준 수소의 에너지 함량이며, η_{HHV} 는 고위발열량 기준 전해조 효율을 의미한다. 본 연구에서는 전해조 효율을 70%로 적용하였으며, 이에 대응하는 비전력소비량은 약 56.3 kWh/kgH₂이다.

$$C_{elec} (\$) = LCOE \times \frac{39.4}{\eta_{HHV}} \times M_{H_2}$$

연간 수소 생산량(M_{H_2})은 수전해 용량과 운영시간을 고려하여 아래 식으로 산출하였다. P_{PEM} 은 PEM 전해조의 정격 용량(MW), CF_{PEM} 은 수전해 설비의 이용률, 8,760은 연간 총시간(h/year)을 의미한다. 시간 경과에 따른 설비 성능 열화는 별도로 모사하지 않았으며, 이에 따른 효율 저감은 적용된 전해조 효율 70%에 반영된 것으로 가정하였다.

$$M_{H_2} (kgH_2) = P_{PEM} \times \frac{\eta_{HHV}}{39.4} \times 8760 \times 1000 \times CF_{PEM}$$

4. 경제성 분석 결과 및 고찰

4.1 해석 조건 및 입력 변수

경제성 분석의 대상 해역으로 제주 서쪽 해역을 선정하였다. 제주도는 국내에서 해상풍력 보급이 가

장 활발하게 이루어지고 있는 지역 중 하나로, 여러 풍력발전단지가 설치되어 있으며 추가 설치 계획 또한 지속적으로 수립되고 있다. 한편, 제주도는 재생에너지 설비의 급격한 확대에 의해 전력 공급이 수요를 초과하는 상황이 빈번하게 발생하고 있으며, 이를 해소하기 위한 출력제어가 상시화되고 있는 실정이다. 선행연구¹⁴⁾에 따르면 현재의 재생에너지 보급 추세가 지속될 경우 2030년에는 출력제어율이 20% 수준에 달할 것으로 전망된다. 본 연구에서는 출력제어로 인해 계통에 공급되지 못하는 잉여전력을 수전해 시스템의 전력원으로 활용하는 시나리오를 가정하였다.

다만 경제성 분석에서는 해당 전력을 무상 전력으로 간주하지 않고, 해상풍력 발전설비를 포함한 통합 시스템의 전체 비용을 회수하는 관점에서 해상풍력 LCOE를 적용하였다. 따라서 본 연구의 기준조건은 출력제어 전력을 수전해 설비 에너지원으로 활용되, 해당 전력의 발전비용을 전액 반영한 보수적인 비용 가정에 해당한다. 실제 전력 조달비용 또는 기회비용이 이보다 낮은 경우의 영향은 4.3절의 LCOE 민감도 분석을 통해 검토하였다.

이를 바탕으로 정격용량 1 GW의 해상풍력단지를 대상으로 이용률 25%를 적용하였으며, 보수적 추정을 위해 출력제어율 전망치의 절반 수준인 10%를 적용하였다. 이에 따라 연간 출력제어 에너지는 약 219 GWh로 산정되며, 이를 연간 8,760시간으로 나눈 등가 평균전력은 25 MW이다. 본 연구에서는 이를 기준으로 수전해 시스템의 정격용량을 25 MW로 설정

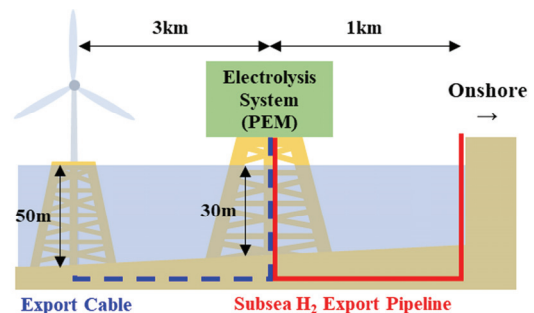


Fig. 3. Schematic layout of green hydrogen production system

Table 2. Main assumptions for techno-economic analysis of offshore green hydrogen production system

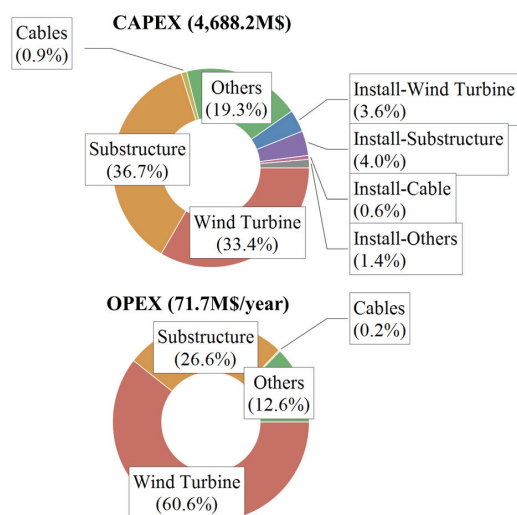
Category	Parameter	Unit	Value
Offshore Wind Turbine	Total capacity	MW	1,000
	Rated capacity per turbine	MW	8
	Capacity factor	%	25
	Wind farm-to-shore dist.	km	4
	Inter-turbine dist. (longitudinal)	km	1.845
	Inter-turbine dist. (lateral)	km	1.025
	Water depth	m	50
Water electrolysis system	Total capacity	MW	25
	PEM electrolyzer efficiency	%	70
	Wind farm-to-electrolysis dist.	km	3
	Water depth	m	30
	PEM stack lifetime	h	60,000
	Capacity factor	%	100
Cable	Array cable cross-section	mm ²	400
	Export cable cross-section	mm ²	800
Pipeline	Electrolysis system-to-shore dist.	km	1
	Pipeline diameter	in	10
Others	Operation year	year	25
	Discount rate	%	4.5

하였다. 기준 분석에서는 산정된 연간 출력제어 에너지가 수전해 설비에 모두 공급되는 이상적인 조건을 가정하였으며, 실제 수전해 설비 이용률 변화에 따른 영향은 민감도 분석을 통해 추가로 검토하였다. 경제성 분석에 적용된 주요 변수 및 가정값은 Table 2에 정리하였으며, 시스템 배치도를 Fig. 3에 나타내었다.

4.2 LCOE 및 LCOH 산정 결과

제주 해역 해상풍력단지의 LCOE는 252원/kWh로 산정되었다. 이는 에너지경제연구원의 분석을 바탕으로 국가에너지통계 종합정보시스템(KESIS)에서 제시하고 있는 2025년 기준 해상풍력 LCOE 범위인 250.9~285.4원/kWh 이내에 해당하는 값으로, 본 연구의 추정 결과가 타당함을 확인할 수 있다.

산정된 LCOE를 CAPEX 기여분과 OPEX 기여분으로 구분하면 각각 205.5원/kWh 및 46.6원/kWh로,

**Fig. 4.** Breakdown of CAPEX and OPEX components for offshore wind farm LCOE estimation

약 4.4:1의 비율로 나타났다. 해상풍력단지의 CAPEX 및 OPEX 구성요소별 비중은 Fig. 4에 나타내었다. CAPEX 구성요소 중에서 풍력터빈 제작비용과 하부구조물 비용이 지배적인 항목으로, 두 항목의 합이 전체 CAPEX의 약 70%를 차지하는 것으로 나타났다. 설치비용은 전체 CAPEX의 약 10% 수준이었다. OPEX 구성요소 중에서 해상풍력 운영비용이 가장 높은 비중을 차지하였다. 이러한 결과는 풍력터빈 및 하부구조물의 제작단가가 LCOE를 결정하는 주된 비용 요소임을 시사하며, 경제성 개선을 위해서는 해당 항목의 비용 절감이 요구됨을 의미한다.

산정된 LCOE를 전력 구매단가로 적용하여 추정된 해양그린수소 생산시스템의 LCOH는 약 17,723원/kgH₂로 산정되었다. 이 값은 에너지경제연구원의 선행연구¹⁵⁾에서 제시한 26,400원/kgH₂ 대비 상대적으로 낮은 수준이나, 산업통상자원부의 「제1차 수소경제 이행 기본계획」에서 제시한 2030년 국내 그린수소 생산단가 목표치인 3,500원/kgH₂와 비교하면 약 5.1배 높은 수준으로, 경제성 확보를 위한 추가적인 기술 개발 및 정책적 지원이 필요하다.

LCOH의 CAPEX 및 OPEX 구성요소별 비중은 Fig. 5에 나타내었다. 산정된 LCOH를 CAPEX, OPEX

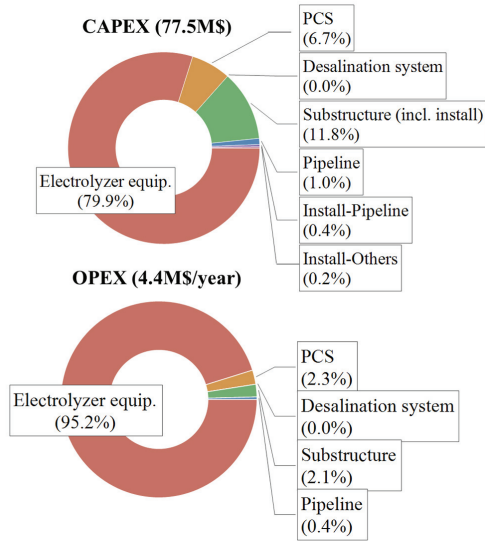


Fig. 5. Breakdown of CAPEX and OPEX components for off-shore green hydrogen production system LCOH estimation

및 전력비용 기여분으로 구분하면 각각 1,911.5원/kgH₂, 1,622.2원/kgH₂ 및 14,189.4원/kgH₂로, 전력비용이 전체 LCOH의 약 80%를 차지하는 지배적인 비용 항목으로 나타났다. 이는 재생에너지 연계 그린수소 생산 시스템에서 LCOE의 저감이 LCOH 절감을 위한 가장 핵심적인 요인임을 의미한다. CAPEX 및 OPEX 내에서는 전해조 장비비, 전력변환장치 비용 및 담수 설비 비용을 포함한 수전해 설비 관련 비용이 80% 이상을 차지하여, 수전해 설비의 제작단가 인하 또한 경제성 개선을 위한 중요한 과제로 확인되었다. 결과적으로 해양그린수소의 경제성 확보를 위해서는 재생에너지 발전 단가 절감과 수전해 설비의 기술 성숙도 향상이 병행되어야 한다.

4.3 주요 변수별 민감도 분석

본 절에서는 산정된 LCOH에서 지배적인 비중을 차지하는 LCOE 및 수전해 설비 비용, 수소 생산량에 직접적인 영향을 미치는 수전해 설비 이용률, 전해조 효율 및 설비 용량을 주요 변수로 선정하여 민감도 분석을 수행하였다. 각 변수는 나머지 변수를 고정한 상태에서 독립적으로 변화시키는 방식으로

분석하였다.

4.3.1 LCOE

LCOE를 현재값 대비 10% 간격으로 단계적으로 감소시키며 LCOH의 변화를 산정하였으며, 그 결과를 Fig. 6에 나타내었다. LCOH 산정식에서 전력비용이 선형적으로 반영되기에 LCOE 감소에 따라 LCOH 또한 선형적으로 감소하는 경향을 보였다. 전력비용이 0인 이상적 가정 하에서 LCOH는 3,534원/kgH₂까지 감소하였으며, 이는 수전해 설비 CAPEX 및 OPEX만으로 구성된 최솟값에 해당하며, 단순 LCOE 감소만으로는 2030년 국내 그린수소 생산단가 목표치인 3,500원/kgH₂ 달성이 불가능한 것으로 나타났다. 곧, 수전해 설비 비용 절감, 설비 효율 향상 등 복수 변수의 복합적인 개선이 요구됨을 뜻한다.

4.3.2 수전해 설비 비용

수전해 설비 비용을 현재값 대비 10% 간격으로 단계적으로 감소시키며 LCOH의 변화를 산정하였으며, 그 결과를 Fig. 6에 나타내었다. 전력비용이 전체 LCOH의 대부분을 차지하기 때문에, 수전해 설비 비용을 극단적으로 0으로 가정하는 경우에도, LCOH는 14,523원/kgH₂ 수준에 머물러 2030년 목표 단가 달성이 불가능한 것으로 나타났다. 이는 수전해 설비 비용의 저감만으로는 목표단가 달성에 기여할 수 있는 범위가 제한적임을 의미하며, 앞서 분석한 LCOE 저감과 병행될 때 비로소 유의미한 LCOH 절감 효과

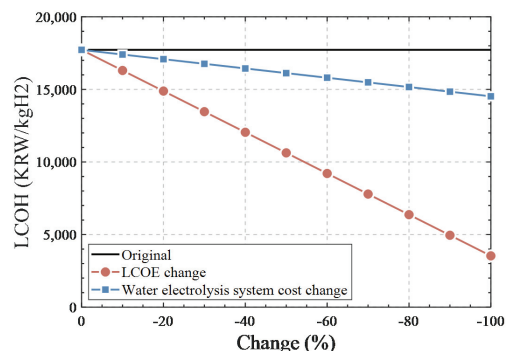


Fig. 6. Effect of LCOE and water electrolysis system cost on LCOH of offshore green hydrogen production system

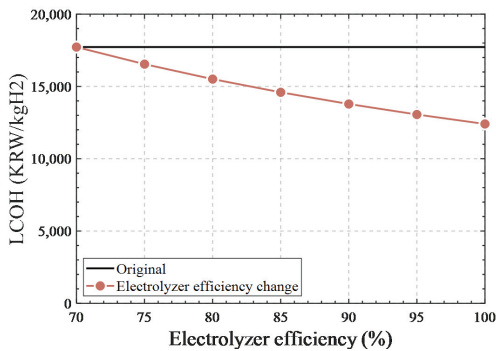


Fig. 7. Effect of electrolyzer efficiency on LCOH of offshore green hydrogen production system

를 기대할 수 있음을 뜻한다.

한편, 선행연구⁷⁾에서는 수전해 설비 비용을 연도에 따른 함수로 구성하였으며, 이에 따르면 2025년 대비 2030년에는 약 15%, 2035년에는 약 27%, 2040년에는 약 35%, 2050년에는 약 50%의 비용 절감이 이루어질 것으로 예측된다.

4.3.3 전해조 효율

전해조 효율을 현재값(70%) 대비 5% 간격으로 단계적으로 증가시키며 LCOH 변화를 산정하였으며, 그 결과를 Fig. 7에 나타내었다. 효율이 이상적인 100%에 도달하는 경우에 LCOH는 12,406원/kgH₂ 수준까지 감소하였다. 이는 효율 향상에 따라 동일한 전력 투입량 대비 수소 생산량이 증가하고, 단위 생산당 전력비용이 감소하기 때문이다. 하지만 2030년 목표단가 달성이 어려웠으며, 다른 변수와 복합적인 개선이 요구된다.

4.3.4 수전해 설비 이용률

실제 출력 제어 전력은 시간에 따라 간헐적으로 발생하므로, 수전해 설비 이용률 변화가 LCOH에 미치는 영향을 검토하였다. 수전해 설비 이용률은 기준조건인 100%에서 10% 간격으로 감소시켜가며 LCOH를 산정하였으며, 그 결과를 Fig. 8에 나타내었다. 본 민감도 분석에서는 이용률의 독립적인 영향을 검토하기 위해 스택 교체비를 포함한 연간 OPEX를 기준

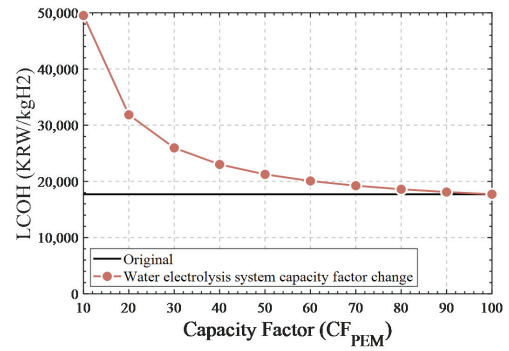


Fig. 8. Effect of water electrolysis system capacity factor on LCOH of offshore green hydrogen production system

조건과 동일하게 유지하였다. 따라서 낮은 이용률 조건의 LCOH는 다소 보수적으로 산정될 수 있다.

분석 결과, 수전해 설비 이용률이 50%로 감소하는 경우 LCOH는 21,257원/kgH₂로 약 19.9% 증가하였다. 또한 이용률이 낮아질수록 LCOH가 급격히 증가하는 경향을 보였으며, 이는 연간 수소 생산량이 감소함에 따라 설비의 CAPEX 및 OPEX 부담이 단위 수소 생산량당 증가하기 때문이다.

4.3.5 수전해 설비 용량

수전해 설비 용량을 25 MW(기준값)에서 50, 100, 250, 500, 1,000 MW로 단계적으로 증가시키며 LCOH 변화를 산정하였으며, 그 결과를 Fig. 9에 나타내었다. 기준 해상풍력단지의 공급 가능 전력을 초과하는 수전해 설비 용량에 대해서는 전해조 용량에 맞추어 해상풍력 발전설비가 추가로 확충되는 시나리오를 가정하였다. 본 분석은 수전해 설비 규모 확대에 따른 경제성 변화를 검토하기 위한 독립적 민감도 분석으로, 해상풍력단지의 확대에 따른 규모의 경제 및 LCOE 변화는 반영하지 않고 기존 LCOE 값을 동일하게 적용하였다.

대량 생산 및 공급망 효율화에 따른 수전해 설비의 단가 절감효과를 반영하지 않은 경우와 반영한 경우를 구분하여 분석을 수행하였다. 단가 절감 효과를 반영하지 않은 경우는 수소 생산량 증가에 따른 고정비 분산효과만을 의미하며, 반영한 경우에는 스

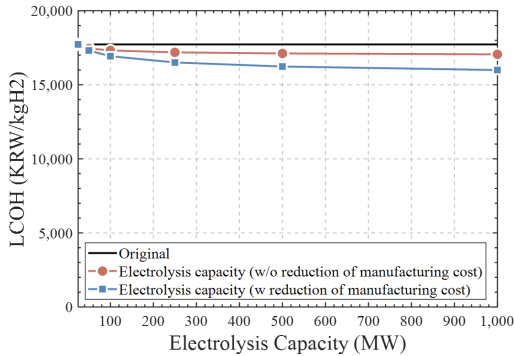


Fig. 9. Effect of water electrolysis system capacity on LCOH of offshore green hydrogen production system

케일링 법칙을 적용하여 설비 용량 증가에 따른 단위 비용 감소를 고려하였다. 여기서 C_{ref} 는 수전해 설비의 기준 용량(P_{ref})에서의 총비용이며, C 는 수전해 설비의 대상용량 P 에서의 총비용을 의미한다. 스케일링 계수 b 는 0.80을 사용하였다.

$$C = C_{ref} \times \left(\frac{P}{P_{ref}} \right)^b$$

분석 결과, 수전해 설비 용량이 25 MW에서 1,000 MW까지 증가한 경우 LCOH는 단가 절감효과를 반영하지 않은 경우 17,057원/kgH₂, 반영한 경우 15,997원/kgH₂로 산정되어, 기준값 대비 각각 약 3.8% 및 9.7% 감소하는 것으로 나타났다. 이는 다른 분석 변수들에 대비해 미치는 영향이 상대적으로 미미한 것을 뜻한다.

4.4 경제성 확보 방안 고찰

앞서 수행한 단일 변수 민감도 분석 결과, 어느 단

일 변수만으로 2030년 목표단가 달성이 어려운 것으로 나타났다. 이에 주요 변수들을 복합적으로 고려한 다변수 시나리오 분석을 수행하였으며, 설정된 시나리오를 Table 3에 정리하였다.

보수적 시나리오는 현재 대비 유의미한 개선이 이루어지지 않은 경우로서, 본 연구의 기준 경제성 분석에 적용한 현재 추산값을 사용하였다. 기준 시나리오는 현재 기술 개발 추세에 따른 예상 개선이 실현된 경우를 의미한다. 기준 시나리오의 각 변수는 다음과 같이 설정하였다. LCOE는 에너지경제연구원 KESIS에서 제시한 2030년 해상풍력 LCOE 전망치인 204.7원/kWh를 적용하였으며, 수전해 설비 비용은 선행연구⁷⁾의 수식에 따른 2030년 예상 절감률인 15%를 반영하였다. 전해조 효율은 미국 에너지부 (Department of Energy, DOE)의 단기 비전력소비량 목표에 근접한 약 75%로 설정하였으며, 수전해 설비 용량은 현재와 동일한 25 MW로 가정하였다.

낙관적 시나리오는 기술 및 비용 개선이 기준 전망을 상회하는 경우를 의미한다. LCOE는 국제 해상풍력 발전비용 수준과 전망을 고려하여 100.0원/kWh로 설정하였으며, 수전해 설비 비용에는 IRENA에서 제시한 단기 비용저감 가능 범위를 참고하여 40%의 절감률을 적용하였다. 전해조 효율은 DOE의 단기 및 궁극 비전력소비량 목표 사이의 개선조건인 80%로 설정하였으며, 수전해 설비 용량은 대형 상용화 조건을 가정하여 100 MW로 선정하였다.

목표 달성 시나리오는 미래의 기술 수준을 직접적으로 전망하기 위한 것이 아니라, 2030년 국내 그린수소 목표단가 달성에 필요한 변수 조합을 탐색하기 위해 설정하였다. 수전해 설비 비용은 IRENA에서 제시한 장기 비용 저감 가능범위를 고려하여 70%

Table 3. Input parameters for multi-variable scenario analysis

Parameters	Conservative	Base	Optimistic	Target Achievement
LCOE (won/kWh)	252	204	100	65
Water electrolysis system cost reduction (%)	0%	-15%	-40%	-70%
PEM electrolyzer efficiency (%)	70%	75%	80%	85%
Electrolyzer capacity (MW)	25	25	100	1,000

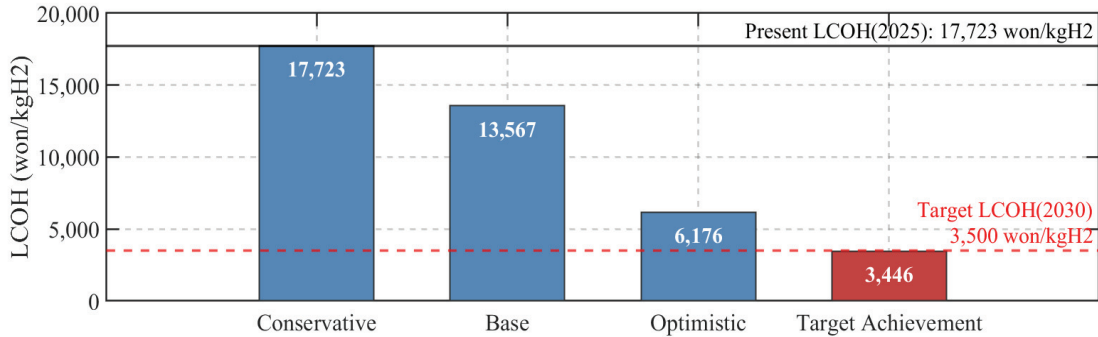


Fig. 10. LCOH comparison across economic feasibility scenarios for offshore green hydrogen production system

감소하는 것으로 가정하였으며, 전해조 효율은 DOE의 궁극 비전력소비량 목표에 근접한 약 85%를 적용하였다. 수전해 설비 용량은 장기적인 GW급 설비 확대를 고려하여 1,000 MW로 설정하였다. LCOE는 이러한 기술 및 규모 조건에서 목표 LCOH를 달성하기 위해 요구되는 수준을 역산하여 적용하였다. 각 시나리오에서 수전해 설비 용량 증가에 따른 단가 절감 효과는 수전해 설비의 단가 절감률에 이미 포함된 것으로 가정하였으며, 수전해 설비 이용률 100%를 공통적으로 적용하였다.

시나리오별 LCOH 산정 결과를 Fig. 10에 나타내었다. 보수적 시나리오에서는 현재 대비 개선이 크게 이루어지지 않은 경우이기에 LCOH가 17,723원/kgH₂로 산정되었다. 기준 시나리오에서는 현재 대비 23.5% 감소한 13,567원/kgH₂ 수준으로 산정되었으며, 낙관적 시나리오에서도 현재 대비 65.2% 감소한 6,176원/kgH₂ 수준으로 목표 단가인 3,500원/kgH₂ 대비 약 1.8배 높은 값으로 나타났다. 목표 달성 시나리오에서는 3,446원/kgH₂으로 2030년 국내 그린수소 생산단가 목표치인 3,500원/kgH₂에 도달하는 것이 확인되었다. 다만 목표 달성 시나리오는 LCOE 65원/kWh, 수전해 설비 비용 70% 절감, 전해조 효율 85%, 설비 용량 1,000 MW가 동시에 실현되어야 하는 조건으로, 2030년까지 목표 달성을 위해서는 기술 개발 가속화 및 제도적 기반이 마련되어야 함을 시사한다. 또한 실제 이용률이 100%보다 낮은 경우에는 목표 단가 달성을 위해 추가적인 비용 및 성능 개선이 요구될

수 있다.

이러한 결과는 수전해 시스템의 기술적 개선만으로는 목표단가 달성이 어려우며, 전력비용의 유의미한 절감이 병행되어야 함을 뜻한다. 따라서 해양그린수소의 경제성 확보를 위해서는 기술적 개선과 함께 해상 수전해 시스템에 공급되는 전력비용 절감을 위한 정책적 지원이 병행되어야 함을 시사한다.

5. 결 론

본 연구에서는 제주 해역을 대상으로 해상풍력 기반 해양그린수소 생산시스템의 LCOH 산정 방법론을 수립하고, 비용 구성요소 분석 및 민감도 분석을 통해 2030년 목표단가 달성을 위한 경제성 확보 방안을 고찰하였다. 주요 결과를 요약하면 다음과 같다.

- 1) 해상풍력단지 및 수전해 시스템 구성요소별 CAPEX 및 OPEX 추정방법론을 수립하였으며, 국내 제작·설치 단가를 반영하여 해외 선행연구의 추정식을 수정·적용하였다.
- 2) 국내 해상풍력단지의 LCOE는 252원/kWh, 국내 해상 수전해 시스템 적용 시 LCOH는 17,723원/kgH₂로 산정되었으며, 전력비용이 전체 LCOH의 지배적인 비용 항목임을 확인하였다.
- 3) 단일 변수 민감도 분석 결과, LCOE의 영향이 가장 지배적이었으며, 단일 변수만으로는 현실적으로 2030년 목표단가 달성이 어려운 것으로

나타났다.

- 4) 다변수 시나리오 분석 결과, 수전해 시스템의 기술적 개선과 함께 전력비용의 유의미한 절감이 병행되어야 목표단가 달성이 가능하며, 이를 위해 정책적 지원이 요구된다.

본 연구는 제주 해역의 단일 시나리오를 대상으로 경제성 분석을 수행하였으나, 향후 연구에서는 서해·동해 등 국내 다양한 해역을 대상으로 한 비교 분석이 요구된다. 아울러 본 연구에서 가정한 고정식 재킷 구조물 외에 각 해역의 특성에 따라 부유식 시스템 적용 등 다양한 시스템 구성에 대한 경제성 분석이 추가적으로 수행될 필요가 있다.

후 기

본 연구는 선박해양플랜트연구소에서 해양수산부 재원으로 해양수산과학기술진흥원의 지원을 받아 수행된 연구(과제번호: RS-2022-KS221682, 해양에너지 연계 고정식 그린수소 생산기술 개발)이며, 연구비 지원에 감사드린다.

References

1. S. J. P. Hill, O. Bamisile, L. Hatton, I. Staffell, and M. Jansen, "The cost of clean hydrogen from offshore wind and electrolysis", *Journal of Cleaner Production*, Vol. 445, 2024, pp. 141162, doi: <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.141162>.
2. G. Calado, R. Castro, A. J. Pires, and M. J. Marques, "Assessment of hydrogen-based solutions associated to offshore wind farms: the case of the Iberian Peninsula", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 192, 2024, pp. 114268, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.114268>.
3. 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", *Transactions of the Korean Hydrogen and New Energy Society*, Vol. 31, No. 4, 2020, pp. 337-344, doi: <https://doi.org/10.7316/KHNES.2020.31.4.337>.
4. K. Roh, Y. Kim, H. Jeon, W. Kim, H. Ko, K. S. Kang, and S. U. Jeong, "Analyses on techno-economic aspects and green hydrogen production capability of MW-scale low-temperature water electrolyzers in Jeju Island, South Korea", *Journal of Hydrogen and New Energy*, Vol. 34, No. 3, 2023, pp. 235-245, doi: <https://doi.org/10.7316/JHNE.2023.34.3.235>.
5. M. J. Eom and G. N. Lee, "Economic analysis on 3.3 MW-class green hydrogen production system in Jeju, South Korea", *New & Renewable Energy*, Vol. 20, No. 4, 2024, pp. 26-37, doi: <https://doi.org/10.7849/ksnre.2024.0026>.
6. L. Fingersh, M. Hand, and A. Laxson, "Wind turbine design cost and scaling model", *National Renewable Energy Laboratory (NREL)*, Report No. NREL/TP-500-40566, 2006, doi: <https://doi.org/10.2172/897434>.
7. A. Rogeau, J. Vieubled, M. de Coatpont, P. A. Nobrega, G. Erbs, and R. Girard, "Techno-economic evaluation and resource assessment of hydrogen production through offshore wind farms: a European perspective", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 187, 2023, pp. 113699, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2023.113699>.
8. DNV, Danish Energy Agency, "Cost and performance data for offshore hydrogen production", *Technical Report DNV Denmark A/S*, 2023, Retrieved from <https://ens.dk/media/2417/download>.
9. DNV-GL, "Power-to-hydrogen IJmuiden Ver: final report for TenneT and Gasunie", DNV-GL, 2018, Retrieved from https://netztransparenz.tennet.eu/fileadmin/user_upload/Company/Publications/Technical_Publications/Dutch/P2H_IJmuiden_Ver_-_Final_Report_-_Public.pdf.
10. A. Spyroudi, D. Wallace, G. Smart, K. Stefaniak, S. Mann, and Z. Kurban, "Offshore wind and hydrogen: solving the integration challenge", *Offshore Renewable Energy Catapult*, United Kingdom, 2020, Retrieved from <https://www.h2knowledgecentre.com/content/policypaper1509?utm>.
11. BC Hydro, "2013 resource options report update Appendix 7. wind cost review report", 2013.
12. A. G. Gonzalez-Rodriguez, "Review of offshore wind farm cost components", *Energy for Sustainable Development*, Vol. 37, 2017, pp. 10-19, doi: <https://doi.org/10.1016/j.esd.2016.12.001>.
13. V. N. Dinh, P. Leahy, E. McKeogh, J. Murphy, and V. Cummins, "Development of a viability assessment model for hydrogen production from dedicated offshore wind farms", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 46, No. 48, 2021, pp. 24620-24631, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.04.232>.
14. Jeju Special Self-Governing Provincial Council, "Jeju special self-governing provincial council policy research No.7", 2023, Retrieved from https://www.council.jeju.kr/clicknews/bogo/policy_02.do?act=convert&seq=343842&serial=1.
15. J. An and K. Kim, "A study on promoting domestic clean hydrogen production (1/3)", *Korea Energy Economics Institute*, Report No. 2024-16, 2024, Retrieved from https://www.keei.re.kr/board.es?mid=a10101020000&bid=0001&act=view&list_no=124844&cg_code=C01.