Check for updates

Journal of Hydrogen and New Energy, Vol. 36, No. 5, 2025, pp. 580~597
DOI: https://doi.org/10.7316/JHNE.2025.36.5.580

JHNE
pISSN 1738-7264 • eISSN 2288-7407

해양에너지 기반 P2G 시스템의 경제성・위험성 평가 및 델타 민감도 분석

전성탁[†]・정기석・정태영

한국전력기술 전력기술연구원

Techno-Economic, Risk, and Delta Sensitivity Analysis of Ocean Energy-Based P2G System

SUNGTAK JEON[†], KISEOK JEONG, TAEYOUNG JYUNG

Power Technology Research Institute, Korea Electric Power Engineering & Construction, 269 Hyeoksin-ro, Gimcheon 39660, Korea

[†]Corresponding author :
sungtak21@kepco-enc.com

Received 29 September, 2025
Revised 18 October, 2025
Accepted 21 October, 2025

Abstract >> This study presents a simulation-based techno-economic and risk assessment of 1 GW-scale off-grid hydrogen production using four ocean energy sources: offshore wind power, tidal range power, tidal stream power, and wave power. Three hydrogen supply pathways—subsea HVAC, HVDC transmission, and offshore electrolysis with hydrogen pipeline delivery—were modeled. Levelized Costs of Hydrogen (LCOH) were calculated, and uncertainty was quantified with Latin Hyercube Sampling (LHS). Results indicate that offshore wind power is the most cost-competitive option (≈ 14 $/kgH_2$), followed by wave power (≈ 15 $/kgH_2$), whereas tidal stream and tidal range power both exceed 20 $/kgH_2$. Risk assessment revealed relatively stable uncertainty distributions across the four marine energy options. Delta sensitivity analysis identified the electrolyzer capacity factor as the most influential parameter, followed by CAPEX and O&M costs. The proposed framework provides quantitative and practical guidance for strategic planning and policymaking in ocean-based hydrogen production.

Key words : Ocean energy(해양에너지), Techno-economic assessment(경제성 평가), Green hydrogen(그린수소), Risk assessment(위험성 평가), Sensitivity analysis(민감도 분석)

1. 서 론

재생에너지의 비중이 확대됨에 따라 변동성이 큰 재생에너지의 잉여전력을 효율적으로 저장하고 전력망의 안정성을 유지하는 방안이 중요한 과제로 대두되고 있다. 이러한 문제의 해결책으로 잉여전력을 수소 등 가스로 전환하여 저장하는 전력-가스 전환(Power-to-Gas, P2G) 기반 수소 생산·저장 기술과 연

료전지 발전 기술의 활용이 주목받고 있으며, 관련 설비 수요와 에너지 거래시장도 향후 지속적인 성장이 전망된다.

해양에너지는 바람, 파도, 조수(조력·조류) 및 온도차 등을 기계적·전기적으로 변환시켜 전기나 열에너지를 생산하는 설비와 그 기술을 의미한다. 전 세계적으로 해양에너지의 이론적 부존 잠재량은 현재 연간 전력 수요량보다 상당히 많은 것으로 알려져 있으며[1], 우리나라는 삼면이 바다로 둘러싸여 있어 해양에너지 활용 가능성이 높다. 그 중 해상풍력, 조력, 조류, 파력은 대표적인 해양에너지원으로, 대규모 전력 생산과 더불어 생산된 전력을 수소로 전환하여 저장·활용함으로써 안정적인 에너지 공급을 도모할 수 있을 것으로 기대된다.

해외에서는 해양에너지를 활용한 수소생산 시스템의 경제성 평가 연구가 점차 확대되고 있으며, 주로 해상풍력 기반 수전해 시스템을 중심으로 활발히 수행되고 있다.

Giampieri 등[2]은 영국 해역을 대상으로 해상풍력 발전단지를 활용하여 수소 공급 시나리오 별 경제성을 분석하였다. 한편, Pompodakis 등[3]은 지중해 연안의 파력발전단지에서 생산된 전력을 이용하여 선박용 수소연료를 생산·공급하는 시스템의 타당성 평가를 하였다. 그 결과 파력에너지 변환장치의 비용 절감이 실현될 경우 균등화 수소생산단가가 약 5 €/kg 수준으로 낮아질 것으로 전망하고, 해상 물류 연료 탈탄소화 측면의 잠재성을 제시하였다.

Ansu Alex[4]는 조류발전단지의 전력을 활용한 수소생산 시스템을 모델링하여, 에너지관리시스템의 최적 운전의 영향도를 분석하였다. 조류발전의 간헐성을 시스템의 최적운전을 통해 수전해 설비의 이용률을 높이는 것이 경제성 확보의 주요 요인임을 확인하였다.

이처럼 해양에너지를 연계한 해외 사례들은 각기 다른 기술 성숙도와 지역적 여건을 반영하여 경제성을 평가하고 있으며, 본 연구는 이러한 해외 동향을 바탕으로 다양한 해양에너지원별 P2G 시스템의 비용·위험·민감도 통합분석을 수행한다는 점에서 차별성을 갖는다.

본 연구에서는 해상풍력·조력·조류·파력 4가지 발전원별로 1 GW급 발전단지 연계 수소 생산 시스템을 각각 구축하고, 해상풍력과 조류발전은 각각 HVAC (High Voltage Alternating Current) 해저케이블을 이용한 방법, HVDC (High Voltage Direct Current) 해저케이블을 이용한 방법 그리고 해상 수전해 플랫폼과 수소 파이프라인을 이용한 에너지 공급 방식에 따른 운영 시나리오를 가정하고, 조력발전과 파력발전은 연안에 위치하는 특징 때문에 위의 3가지 방법이 아닌 육상의 변전소 및 수소 생산 시스템 모델로만 가정한 후 각 사례별 경제성을 비교한다. 상술한 4가지 방식의 구성도는 Fig. 1과 같다. 시뮬레이션 기간은 사업 준비 및 시범운영 단계를 제외한 실제 운영 편익 발생기간인 25년으로 설정하였으며, 조력발전을 제외한 해양에너지의 발전량은 선행 문헌에서 제시한 수치를 사용하고, 조력발전은 시화호 조력발전소의 수문 개방데이터를 참고하여 저자가 최종적으로 가공하였다.

경제성 분석에는 발전설비, 수전해 설비, 연료전지, 배터리 에너지 저장장치(Battery Energy Storage

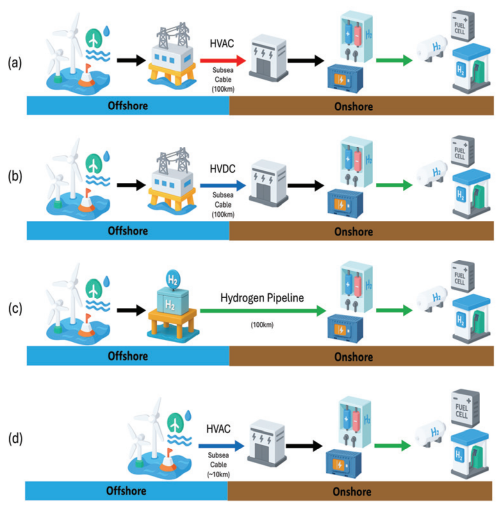

Fig. 1. Configurations of cases for transferring Ocean energy inland:(a) Offshore Substation and HVAC cable supply method; (b) Offshore Substation and HVDC cable supply method; (c) Offshore Hydrogen Production Platform method; (d) Onshore Substation and HVAC cable supply method

System, BESS), 수소저장탱크 등의 비용을 산정하고 발전원별 LCOH를 산출하여 독립계통 내 해양에너지로부터 발생한 잉여 전력의 자가소비 및 활용 가능성을 검증하였다. 끝으로, 발전원별로 시스템 구성 방식 별 경제성 분석의 결과를 에너지원별 한가지씩 선정하여 산출된 경제성 지표에 몬테 카를로 시뮬레이션(Monte Carlo Simulation, MCS)을 개선한 라틴 하이퍼큐브 샘플링(Latin Hypercube Sampling, LHS) 기법을 사용한 위험성 평가와 델타 민감도 분석(Delta Sensitivity Analysis)을 수행하여 핵심 영향 요인을 파악하고 이러한 대규모 해양에너지 기반 P2G 및 연료전지 시스템의 경제적 타당성을 종합적으로 검토하였다.

2. 시뮬레이션 모델 구축

2.1 시스템 구성

Fig. 1의 4가지 구성방식의 설비구성은 해양에너지 발전단지와 수소 생산을 위한 수전해 설비, 수소 저장을 위한 수소저장탱크, 수소 활용을 위한 수소 연료전지, 배터리 에너지 저장 장치 및 수소 충전소 인프라를 구성하였으며 개질기와 열에너지는 고려하지 않았다.

수전해 설비는 전기에너지를 이용하여 물을 전기분해함으로써 수소를 생산하는 장치이다. 대표적으로 알칼라인 수전해(Alkaline Electrolysis, AEL), 고분자 전해질막 수전해(Proton Exchange Membrane Electrolysis, PEM), 그리고 고체산화물 수전해(Solid Oxide Electrolysis, SOE) 방식이 있으며, AEL은 상용화 역사가 길고 저렴하다는 장점이 있으나 부하 추종성과 효율이 낮다. SOE는 고온에서 높은 효율을 기대할 수 있으나 상용화 초기 단계이다. 본 연구에서는 PEM 방식을 선택하였다. 이는 부하 변동에 빠르게 대응할 수 있고, 고순도의 수소 생산이 가능하며, 상대적으로 높은 전류밀도 운전이 가능해 재생에너지의 변동성 전력원과 연계하기에 적합하기 때문이다.

수소 저장은 생산된 수소를 안전하게 보관하여 필요시 활용할 수 있도록 하는 핵심 인프라이다. 대표적인 저장 방식은 고압기체 저장, 액화수소 저장, 금속수소화물 저장이 있다. 고압기체 저장은 기술적으로 가장 성숙하고 단순하며 상용화된 방식으로, 현재 수소 모빌리티와 충전소 인프라에서 주로 사용된다. 액화수소 저장은 대용량 저장이 가능하나 액화 과정에서 큰 에너지가 소요되며, 금속수소화물은 에너지 밀도가 높아 설치면적을 줄일 수 있지만 비용이 높다. 본 연구에서는 고압기체 저장 방식을 채택하였는데, 이는 기술 성숙도가 높고 운전 안전성이 확보되어 있으며, GW급 해양에너지 기반 수소생산 프로젝트에 즉시 적용 가능하기 때문이다.

배터리 에너지저장장치는 전기에너지를 화학적으로 저장하여 수요에 따라 재공급하는 시스템이다. 리튬이온 배터리, 나트륨-황, 전고체 전지 등이 대표적인 유형이다. 이 중 리튬이온 배터리는 빠른 응답 속도, 상용화된 기술 기반으로 가장 널리 활용되고 있다. 본 연구에서는 리튬이온 배터리 기반 에너지저장장치를 고려하였다. 이유는 해양에너지 자원의 출력 변동성을 단기적으로 완화하고, 수전해 설비를 안정적으로 운영하기 위해서는 신뢰성이 확보된 배터리 에너지저장장치가 필수적이기 때문이다.

수소 연료전지는 수소를 전기화학적으로 산화시켜 전력과 열을 생산하는 장치이다. 대표적으로 고분자 전해질막 연료전지(Proton Exchange Membrane Fuel Cell, PEMFC), 고체산화물 연료전지(Solid Oxide Fuel Cell, SOFC), 인산형 연료전지(Phosphoric Acid Fuel Cell, PAFC)가 있다. PEMFC는 출력밀도가 높고 응답성이 빠르며, 모듈화가 가능해 분산전원에 적합하다. SOFC는 효율이 높으나 고온 운전 특성상 기동이 느리고 내구성 문제가 있다.

본 연구에서는 PEM FC를 선택하였다. 이는 변동성이 있는 해양에너지 기반 수소생산 시스템에서 부하 추종 운전이 가능하고, 수소 충전소 및 분산발전과 연계가 용이하기 때문이다.

수소 충전소는 생산된 수소를 모빌리티 및 기타 수요처에 직접 공급하기 위한 인프라이다. 중앙집중형(Offsite) 충전소는 외부에서 수소를 공급받아 운

영하는 반면, 현장형(Onsite) 충전소는 부지 내에서 직접 수소를 생산·저장하여 공급한다. 본 연구에서는 온사이트 수소 충전소 구성을 채택하였다. 해양에너지와 연계된 수소 생산의 자가소비 개념을 실증할 수 있고, 수소를 즉시 활용할 수 있어 저장·수송 비용을 절감할 수 있을 것이다.

고전압 송전방식에 적용될 해상변전소는 각 해양에너지 발전단지에서 생산하고 자체적으로 승압하여 내부망을 통해 전달된 전기를 한 곳으로 모아 송전전압으로 승압 후 외부망(Export Cable)을 통해 육상변전소로 보내주는 역할을 한다[5].

해상 수전해 플랫폼은 해상풍력 등 해양에너지원을 활용하여 직접 해상에서 수전해 설비를 운전하여 수소를 생산하는 새로운 개념의 에너지 인프라다. 플랫폼에는 전해조, 해수 담수화 장치, 압축기, 냉각기 및 산소 처리 설비 등 다양한 보조 시스템이 포함될 수 있으며, 이러한 구성은 초기 투자비가 크지만, 대규모 해양에너지 발전단지와 결합 시 규모의 경제를 확보할 수 있을 것으로 전망된다. 또한 발전된 전력을 해저케이블로 육상에 송전하지 않고, 해저 파이프라인이나 선박 운송을 통해 발전량을 수소로 전환함으로써 송전망 제약을 완화할 수 있을 것이다.

2.2 발전량 및 부하량 산정

본 연구에서는 국내외 선행연구 및 공공 해양관측 자료를 참고하여 각 해양에너지원의 연평균 발전량과 이용률을 가정하였다.

Kim 등[6]은 1년간 실측데이터를 통해 획득한 기본 풍황 정보를 바탕으로 제주 대정 해역의 30년 장기 풍황 데이터를 추정하였다. 평균 풍속 7.86 m/s, 최소 이용률 30.48% 를 도출하였다. 조력발전은 시화호 조력발전소 기준 254MW의 시설용량으로 연간 552GWh 발전하며 이용률은 24.8%였다[7]. 조력발전은 수문개방 시간을 조정할 수 있으며, 최대 50%의 설비 이용률을 전망하기도 하지만 보수적으로 산정하였다.

조류발전의 설비 이용률은 한국해양과학기술원에서 수행한 분석 결과[8]를 참고하여 30%로 가정하였다. 파력발전기의 연평균 용량계수는 다양한 문헌에서 제시되어 있으나 통상 20～30 % 수준이 다수 가정된다. Lavidas[9]는 북해 해역의 장기 파랑자료를 기반으로 파력자원 및 파력에너지 변환장치의 적용성을 분석한 결과, 평균 자원밀도는 약 15 kW/m, 설비이용률은 25–32 %로 산정되었으며, 제안하는 SIWED (Selection index for Wave Energy Deployments) 지수를 통해 단순한 이용률이 아닌 변동성 및 생존성을 함께 고려한 입지평가의 필요성을 제시하였다.

부하량은 P2G 운영 시 잉여전력을 최소화하기 위해 발전량과의 수급균형을 최대한 고려하여 산정하였다. 따라서 Table 1의 예상 발전량을 기준으로 수소생산 시스템의 소비전력량을 산정하였다.

추가적으로 수전해 설비 운전 시 필요한 부대설비(냉각, 압축, 제어 등)의 소비전력[10]을 고려하여 최종적으로 Table 2처럼 약 500 MW급 용량으로 시스템을 구성하였다.

또한 수소저장탱크 용량을 참고문헌[11]의 수소충전소의 일별 최대 수소 충전량 데이터를 참고하여 수전해 설비의 용량에 비례하여 증가시켜 일 최대

Table 1. Estimated capacity factor and average annual energy production (AAEP) by ocean energy source

Type	Capacity factor (%)	Annual electricity generation (MWh/yr)
Wind power generator	30.5	2,671,800
Tidal range power generator	24.8	2,172,480
Tidal stream generator	30	2,628,000
Wave power generator	25	2,190,000

Table 2. Annual electricity consumption of the hydrogen production system (assumed values for simulation)[10]

Equipment	Capacity (MW)	Annual electricity consumption (MWh/yr)
PEM EL	500	2,016,000
Cooling system	-	64,500
DI Water	-	1,850
Compressor	-	456,500
Total	-	2,538,850

51.65t의 수소충전소의 수소 충전량을 계산했고, 여유율을 고려하여 60t으로 저자 산정했다.

수소 연료전지는 해양에너지 발전단지가 운전할 수 없을 때 백업을 위한 용량으로 산정했다. 수소저장탱크에 저장된 60t의 수소와 수소 저위발열량(LHV) 33.3 kWh/kg과 연료전지의 60% 효율을 곱하면 약 1,200 MWh의 발전량이 계산된다. 이는 백업용 200 MW급 연료전지의 6시간 동안의 발전량이며, 비상시 우선 순위가 낮은 부하들을 탈락시키고 시스템의 유지 및 복구에 사용될 용량으로 충분할 것으로 사료된다.

BESS는 본 시뮬레이션에서 발전단지 용량과 동일한 1 GWh 로 산정하였으며, 향후 시뮬레이션을 통해 최적 용량을 산정할 수 있을 것이다.

2.3 에너지 공급 방식별 비용 분석

본 연구에서는 해양에너지 기반 수소생산 시스템의 경제성을 평가하기 위해, 기존의 Fig. 1의 (d)방식 외에 추가적으로 해상변전소를 이용한 송전방식(HVAC, HVDC)과 해상 수전해 플랫폼을 통한 수소에너지 공급 방식의 비용 산정 방법을 각각 구분하여 적용하였다. 본 연구에서는 해상변전소를 이용한 고전압 송전방식은 해상풍력발전 사업의 경험적 자료를 바탕으로한 Hardy 등[12]이 제안한 비용 모델(식 (1)~(15) 및 Appendix A)을 기반으로 하여, 해상풍력 송전설비의 경제성 평가에 사용되는 단위비용 산정식을 동일하게 적용하였다.

이 때 전압레벨, 정격주파수와 케이블의 규격은 본 연구의 적용 범위에 맞게 수정하였으며, 이를 다른 해양에너지원(조력·조류·파력) 의 전력 송전계통에도 동일한 조건으로 확장 적용하였다.

비용 모델은 Terminal Capital Cost (TCC), Route Capital Cost (RCC), Terminal Losses Cost (TLC), Route Losses Cost (RLC)의 네 가지로 구분되며, 손실비용 항목(TLC, RLC)은 각각 변환손실량과 케이블 저항손에 전기요금을 곱하여 계산하였다.

이러한 절차는 참고문헌에서 제시된 단위비용 모델을 재현 가능한 형태로 적용한 것이다.

TCC는 OPPC (Offshore Power plant and Platform Cost)와 OPC (Onshore Plant Cost)의 합으로 표현되며, 실제 사업 자료를 토대로 송전용량에 따른 상관관계식이 도출되어 규모의 경제 효과가 반영된다. FC는 기초공사, 부유체 설치, 조립 등에 해당하는 변전소 고정비용을 의미하며, dc는 하나 이상의 변압기에 적용되는 비용 계수, n_T는 1대 이상의 변압기의 수, S_{ST}는 변압기의 용량, fc_T는 변전소 플랫폼의 단위용량당 비용, pc_T는 해상발전소 플랫폼의 단위용량당 비용, S_T는 발전기 설비용량, c_{con}은 HVDC 해상 변환소의 컨버터 단위용량당 비용, n_{con}은 HVDC 해상 변환소의 컨버터의 개수, S_{con}은 컨버터 용량을 의미한다.

$$TCC = OPPC + OPC \tag{1}$$

$$TCC_{HVAC} = FC_{hvac} + [1 + dc \times (n_T - 2)] \times (fc_T + pc_T) \times n_T \times S_{ST} + 0.03327 \times S_T^{0.7513} \tag{2}$$

$$TCC_{HVDC} = FC_{hvdc} + [1 + dc \times (n_T - 2)] \times c_{con} \times n_{con} \times S_{con} + 0.113 \times S_T \tag{3}$$

RCC는 해상풍력발전 기준 무효전력 보상장치 비용(QC)와 케이블 비용(CBC) 합으로 계산된다. HVDC는 무효전력 보상장치 비용이 없으며, HVAC는 무효전력 보상용량(Q)의 50%씩 외부망 케이블 전, 후단에 1대씩 설치하는 것으로 가정하였다. 무효전력 보상용량은 용량성 무효전력 공식을 따르며, 송전전압(V_n)의 제곱, 케이블 정전용량(C_{qc}), 케이블의 길이(l_c), 정격주파수(f_n), 케이블 회선수(n_c)에 비례하며 각각 단위 용량 당 해상 무효전력보상장치 비용(QC_{off})와 육상 무효전력보상장치 비용(QC_{on})과의 곱을 합하여 계산한다. CBC는 케이블의 회선수, 길이를 단위길이당 케이블 가격(c_{cbl})과 곱하여 계산한다.

$$RCC = QC + CBC \tag{4}$$

$$Q = V_n^2 \times 2\pi \times f_n \times C_{qc} \times l_c \times n_c \tag{5}$$

$$QC = 0.5 \times Q \times (QC_{off} + QC_{on}) \quad (6)$$

$$CBC = n_c \times c_{cbl} \times l_c \quad (7)$$

TLC는 해상 및 육상 변전소에서 발생하는 변환 손실에 따른 비용을 발전단가와 사업기간을 고려하여 환산한 값이다. 이 때 전력손실량은 발전기 설비용량(S_T)에 역률(pf), 변전(환) 효율(η)로 구해진 손실량에 실험기간 동안(T_{op})의 전기요금(E_{op})과 부하손실계수(δ)를 곱하여 계산한다.

$$TLC = S_T \times pf \times (1-\eta) \times T_{op} \times \delta \times E_{op} \quad (8)$$

RLC는 송전 케이블의 저항손(I^2R)을 전기요금과 곱하여 비용화한 항목으로 계산된다. S_T는 송전용량, pf는 역률, η_{offt}는 HVAC시스템에서 해상 변전 효율, η_{offr}은 HVDC 시스템에서 해상 변환 효율, r_c는 케이블의 저항(Ω/km)이다.

$$P_{loss.c.HVAC} = \left(\frac{S_T \times pf \times \eta_{offt}}{n_c \times V_n} \right)^2 \times r_c \times l_c \times n_c \quad (9)$$

$$P_{loss.c.HVDC} = 2 \times \left(\frac{S_T \times pf \times \eta_{offr}}{n_c \times V_n} \right)^2 \times r_c \times l_c \times n_c \quad (10)$$

Table 3과 같이 LS산전에서 제공한 케이블 제원표[13]를 활용하여, 전압 등급과 케이블 규격별 저항(Ω/km), 정전용량(μF/km), 허용전류(A) 값을 참조하였다. 이를 기반으로 송전 가능용량을 계산하고, 케이블 비용이 최소가 되도록 거리별 회선 수와 케이블 규격을 가정하였다. 구체적으로 HVAC의 경우 송전용량 500 MW 1,200 mm^2 케이블 1회선, 600∼900 MW 일 때, 600 mm^2 케이블 2회선으로 단면적 축소 및 회선수 증가하고, 송전용량이 1,000∼1,300 MW 일 때, 동일 회선수에서 케이블 단면적을 1,200 mm^2로 변경하였으며, 1,400∼2,000 MW 일 때, 1,200 mm^2 케이블 3회선으로 하였다. HVDC의 경우 송전용량 1,000 MW 이하에서는 ±30 0kV 1회선으로 하고, 1,000 MW 이상에서는 ±300 kV 2회선으로 하였다. 이러한 접근은 「신재생발전기 송전계통 연계 기술기준」에서 제시하는 GW급 해상풍력발전의 고전압 송전 설계 조건을 기반으로 하며, HVAC와 HVDC의 구조적 차이를 반영한다.

Table 3. Export subsea cable specs

Type	HVAC	HVAC	HVDC
Voltage (kV)	345	345	±300
Size (mm^2)	600	1200	1000
Capacitance ($\mu F/km$)	0.14	0.18	-
Resistance ($m\Omega/km$)	30.8	15.1	22.4
Cable ampacity (A)	783	1119	1644
Cable Power Transfer Capacity (MW)	≈ 467	≈ 668	≈ 986

한편, 해상에서 생산된 전력을 기반으로 수전해 설비에서 수소를 생산하고, 이를 해상 플랫폼에서 육상까지 파이프라인으로 이송하는 경우, 비용은 크게 수소 파이프라인 비용과 해상 수전해 플랫폼 비용으로 구분했다. 파이프라인 비용은 길이, 직경(D_{pipe}), 수소의 밀도(ρ), 유속(v), 유량(Q_{mass}), 수전해 설비 용량(E_{cap}), 정격 출력(P_{rate})에 따라 단위 길이당 설치비(€/km)인 $CAPEX_{pipe}(E_{cap})$[14]를 반영하였으며, 해상 수전해 플랫폼 비용[15]과의 합으로 최종 비용을 산출했다.

$$D_{pipe} = \sqrt{\frac{4 \times Q_{mass}}{\rho \times v \times \pi}} \quad (11)$$

$$Q_{mass} = E_{cap} \times P_{rate} \quad (12)$$

$$CAPEX_{pipe}(E_{cap}) = 2 \times (16{,}000{,}000 \times \frac{E_{cap} \times P_{rate}}{\rho \times v \times \pi} + 1{,}197{,}000 \times \sqrt{\frac{E_{cap} \times P_{rate}}{\rho \times v \times \pi}} + 329{,}000) \quad (13)$$

이를 통해 HVAC, HVDC, 수소 에너지 공급방식 간 송전용량 500∼2,000 MW, 외부망 길이 기준 10∼200 km 구간에서의 비용 구조 차이를 체계적으로

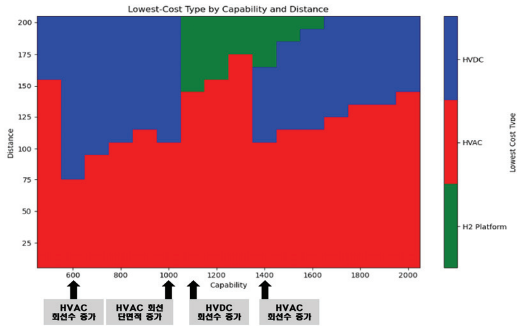

Fig. 2. Lowest-cost option by capability and distance

반영하여, 각 방식의 경제성을 동일한 기준에서 비교할 수 있도록 하였다.

Fig. 2에서 나타나듯, 비용 우선순위가 거리 증가에 따라 점진적으로 교차하는 형태가 아니라, 구간별 조건 변화에 따라 변칙적으로 우선순위가 변동하는 경향을 확인할 수 있었다.

구체적으로 약 100 km에서 HVDC와 HVAC 해저케이블은 손익분기점이 교차하였으며, 해상 수전해 플랫폼은 1 GW, 150 km 이상부터 경제성을 확보할 것으로 전망되었다.

HVAC와 HVDC의 결과를 비교하면 용량과 거리가 증가함에 따라 일방적인 우선순위가 나타난다고는 볼 수는 없었다. 따라서 최적 용량과 이중화(redundancy)를 고려한 설계를 반영한다면 더욱 정확한 결과를 알 수 있을 것이며 실제 사업에서는 케이블의 혼용도 고려될 수 있을 것이다.

본 연구에서는 3가지 방식에 따른 용량 및 거리별 에너지 공급방식의 최소비용을 계산하였으며, 해당 논문에서는 1 GW급, 100 km 기준으로 해상풍력, 조류발전 시스템을 가정하고 육상변전소에 바로 연계되는 파력, 조력발전 시스템과 경제성을 비교한다.

3. 분석 방법

본 연구에서는 수소생산 시스템의 경제성 지표인 LCOH (Levelized Cost of Hydrogen)를 산출하고, 초기 투자비(CAPEX), 운영·유지비(O&M), 수전해설비 이용률 등 주요 입력 변수들의 불확실성 범위를 반영하여 라틴 하이퍼큐브 샘플링(LHS) 기법으로 2000개씩의 시뮬레이션 NPC 샘플을 생성하였다. 초기 투자비(CAPEX)는 각 설비의 설계 수명에 따라 교체 여부가 결정되므로, 본 연구에서는 수전해 설비, 연료전지, BESS, 수소저장탱크의 수명을 각각 약 15년, 15년, 15년, 30년으로 가정하였으며, 이때 stack의 수명에 따른 교체비용을 전체 시스템의 초기 투자비에 포함하여 계산[10]하였다.

이렇게 얻은 2000개의 NPC 샘플에 대해 수소 생산 비용 모델을 실행하여 LCOH 결과값을 계산한 후, Python 기반 환경에서 Delta sensitivity index를 산출하였다. 민감도 지표는 오픈 소스 Python library SALib 등을 활용하였는데, 본 도구는 Sobol, Morris, FAST 와 함께 델타 지표 민감도 계산 함수를 제공하여 복잡한 모델의 민감도 분석을 용이하게 해준다. 최종적으로 델타 민감도 지수를 통해 각 입력 변수(CAPEX, O&M 등)이 LCOH 변동에 기여하는 상대적 중요도를 정량적으로 평가하였으며, 이를 바탕으로 수소 생산 비용에 영향력이 큰 요인을 식별하고자 하였다.

에너지 공급방식을 포함한 전체 시뮬레이션의 구체적인 비용은 Table 4와 같다.

3.1 균등화 수소생산가

경제성 평가는 특정 에너지 시스템의 장기적인 타당성을 판단하는 핵심 절차이며, 이를 위해 총 현재가치비용(Net Present Cost, NPC)와 균등화 수소 생산 비용(Levelized Cost of Hydrogen, LCOH)가 주요 지표로 활용된다. NPC는 프로젝트 전 기간 동안 발생하는 모든 비용을 현재 가치로 환산한 총비용을 의미한다. 즉, 초기 투자비(CAPEX), 운영·유지비(O&M), 교체비용, 연료비 등을 포함한 전체 비용 흐름을 할인율에 따라 현재 가치로 변환한 값으로 총비용을 절대적인 크기로 나타내는 지표라는 점에서 투자비용 부담을 직관적으로 파악할 수 있다.

NPC는 일반적으로 자본회수계수(Capital Recovery Factor, CRF)를 이용하여 산출한다. CRF는 실질 할

Table 4. Parameters of ocean energy-coupled hydrogen production system

Type			Value	Capacity (MW)	Replacement cycle (year)	Note
Project index	Real discount rate (r)		5.88	-	-	-
	Project lifetime		25	-		-
Capital cost (k$/MW)	Wind power system (includes turbine, BOP, mooring, preliminaries, margin and installation)		2,668	1,000	25	(2),(28)
	Tidal range power system		3,096	1,000	30	(7),(16),(29)
	Tidal stream system		4,052	1,000	30	(8),(16),(30)
	Wave power system		2,074	1,000	30	(10),(16)
	Offshore platform for electrolyzer	Construction	112	500	25	(15),(27),(31)
		Installation	84			
		Decomp.	91			
	H2 fuel cell system (PEM FC)		963	200	15	(17),(32)
	BESS (Battery Energy Storage System)		222	1,000	15	(18),(33)
	Electrolysis system (PEM EL)		1,014	500	15	(10),(34)
	H2 storage system		577.78 (k$/t)	60 (t)	30	(19),(35)
Transmission cost(k$/MW)	HVAC cable (100 km)		421.2	-	40	(12),(36)
	HVDC cable (100 km)		428.3	-	40	(12),(37)
	Hydrogen pipe (100 km)		114.5	-	40	(14),(38)
O&M cost (k$/MW/yr)	Wind power system		80.04	-	-	(2)
	Tidal range power system		309.6	-		(16)
	Tidal stream system		178.2	-		
	Wave power system		45.6	-		
	H2 Fuel cell (PEMFC)		50 $/operating.hr	-		(17)
	BESS (Battery Energy Storage System)		3.33	-		(18)
	Electrolysis system (PEM EL)		20.28	-		(10)
	H2 storage system		8.68 (k$/t/yr)	-		(19)

인율(r)과 프로젝트 수명(N)에 따라 연간 비용으로 환산하는 계수로 정의된다. 이를 수식으로 나타내면 다음과 같다.

$$C_t = C_{capital,t} + C_{o\&m,t} + C_{replacement,t} + C_{fuel,t} \tag{14}$$

$$C_{NPC} = \sum_{t=0}^{N} \frac{C_t}{(1+r)^t} \tag{15}$$

$$C_{NPC} = \frac{C_{ann.tot}}{CRF(i, R_{Proj})} \tag{16}$$

$$CRF(i,N) = \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \tag{17}$$

$$C_{ann,tot} = C_{NPC} \times \frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \tag{18}$$

C_t는 t년 동안의 총 비용을 의미하며, $C_{capital,t}$(초기투자비), $C_{o\&m,t}$(운영·유지비), $C_{replacement,t}$(교체비), $C_{fuel,t}$(연료비)의 합계를 의미한다. 이때 연간화된 총 비용($C_{ann,tot}$)을 CRF로 나누어 NPC를 계산한다. 이를 통해 기간이 길거나 할인율이 높을수록 동일한

Table 5. Annual hydrogen production by ocean energy

Wind power (kg/yr)	Tidal range (kg/yr)	Tidal stream (kg/yr)	Wave power (kg/yr)
381,968,812	310,584,477	375,707,028	313,089,190

투자비라 하더라도 현재 가치가 달라지며, 프로젝트의 장기적인 경제성을 반영할 수 있다.

한편, 수소생산 시스템의 경제성을 보다 직접적으로 비교하기 위해 사용되는 지표가 LCOH다. LCOH는 수소를 생산·공급하는 전 과정(투자, 운영, 유지보수, 연료·전력, 교체 등)에 걸친 총 비용을 현재가치로 환산한 후, 그 비용을 수소생산량(kg)으로 나누어 계산한 균등화 수소생산 비용으로 에너지경제학에서 흔히 사용하는 균등화 발전비용(Levelized Cost of Electricity, LCOE)와 유사한 개념이다.

$$LCOH = \frac{C_{NPC} \times CRF(i, R_{Proj})}{P_{ann.hydrogen}} \quad (19)$$

본 연구에서 $P_{ann,hydrogen}$은 연간 수소생산량(kg)을 의미하며 발전량을 추종하여 모델링된 생산량을 Table 5와 같이 참고하였다[20].

3.2 LHS를 사용한 위험성 평가

경제성 평가에서 불확실성 분석은 변수별 설계의 다양한 불확실성을 수학적으로 모델링하여 의사결정 결과에 신뢰성을 부여하기 위한 과정이다[21]. 재생에너지 기반 수소생산과 같이 투자비·운영비·자원조건 등이 큰 변동성을 가지는 경우, 결정론적 지표(LCOH, NPC 등)는 실제 사업 성과를 과대 또는 과소평가할 수 있다. 위험성평가는 이러한 확률론적 접근으로 모델링하여 불확실성 분석을 한 것을 경제성 지표의 분포, 신뢰구간, 최악·최선 시나리오를 정량적으로 도출한다는 점에서 필요성이 크다.

위험성 평가는 분석 목적과 기법에 따라 다양한 접근법이 존재하며 본 연구에서는 확률론적 위험성 평가를 위해 라틴 하이퍼큐브 샘플링(Latin Hypercube Sampling, LHS)기법을 사용하였다.

라틴 하이퍼큐브 샘플링은 몬테 카를로 시뮬레이션의 단점을 보완한 샘플링 기법으로, 각 입력변수의 누적분포를 균등 확률 구간으로 Fig. 3과 같이 나누어 각 구간에서 하나씩 표본을 추출한다.

예를 들어 0에서 1사이의 난수를 생성할 때 기존의 방식이 무작위로 2,000개의 난수를 생성한다면, LHS는 0과 1사이를 2000개의 동일한 구간으로 나누어 각 구간에서 샘플링을 진행한 후 다시 순서를 무작위로 섞는다. 이 방식은 입력 공간을 균등하게 탐색하기 때문에 적은 반복 횟수로도 정확한 추정치를 얻을 수 있고, 특히 고차원 문제에서 효율적이다. 따라서 경제성·위험성 평가에서 LHS는 계산 자원의 부담을 줄이면서도 결과의 신뢰성을 높일 수 있다.

이어서 생성된 난수에 대응되는 비용을 얻기 위해 해당 비용모델의 누적확률분포의 역변환을 이용해서 각 샘플링을 진행한다.

해양에너지의 비용모델은 삼각분포를 따른다고 가정하였다. 비용 및 운영 변수의 불확실성이 높고 통계적 표본이 충분하지 않은 경우, 삼각분포(triangular distribution)는 최소값–최빈값–최대값의 세 지점만으로 간단히 불확실성을 표현할 수 있어 경제성 분석 및 LCOE·LCOH 산정 시 널리 활용된다.

특히 Caputo 등[22]은 해상풍력의 불확실성 시나리오 분석에서 주요 경제변수를 삼각분포로 설정하여 NPV의 확률분포를 도출하였으며, Gill-Wiehl 등[23]은 분산형 전원 시스템의 경제성 분석에서 연료비·수명

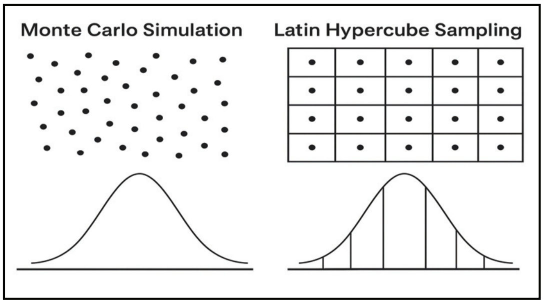

Fig. 3. Comparison of Monte Carlo Simulation and Latin Hypercube Sampling

등의 불확실성을 삼각분포 기반 몬테 카를로 시뮬레이션으로 평가하였다.

삼각분포는 최소값(a), 최빈값(c), 최대값(b)의 세 가지 파라미터로 정의되는 연속 확률분포다. 확률밀도함수는 식 (20)과 같이 포함되며, 구간별 선형으로 증감한다.

$$f(x|a,c,b) = \begin{cases} 0, & x < a \\ \dfrac{2(x-a)}{(b-a)(c-a)}, & a \le x < c \\ \dfrac{2(b-x)}{(b-a)(b-c)}, & c \le x \le b \\ 0, & x > b \end{cases} \tag{20}$$

해당 확률밀도함수식을 적분하여 누적분포함수를 식 (21)로 계산할 수 있으며 특정 x값 이하일 확률을 나타낸다.

$$F(x) = \begin{cases} 0, & x < a \\ \dfrac{(x-a)^2}{(b-a)(c-a)}, & a \le x < c \\ 1-\dfrac{(b-x)^2}{(b-a)(b-c)}, & c \le x \le b \\ 1, & x > b \end{cases} \tag{21}$$

앞서 생성된 균등분포 난수 $u \sim U(0,1)$의 값을 $F^{-1}(u)$를 이용해 역변환하여 대응하는 삼각분포의 비용 x를 얻는다.

$$x = \begin{cases} a+\sqrt{u(b-a)(c-a)}, & 0 \le u < \dfrac{c-a}{b-a} \\ b-\sqrt{(1-u)(b-a)(b-c)}, & \dfrac{c-a}{b-a} \le u \le 1 \end{cases} \tag{22}$$

이후 대응된 각 설비별 초기투자비, 운영유지비의 값을 산출하고 총합계를 계산하여 시뮬레이션 값의 백분위를 확인하여 결과의 신뢰구간을 확인한다. 해당 LHS에 사용된 설비별 분포함수는 Table 6과 같다.

해상풍력은 전 세계 상용 발전소의 초기 투자비와 운영 유지비에서 아시아지역을 기준으로 삼각분포를 작성하였으며, 23년 이후의 값에서 산출하였다. 이는 5년 이동평균 기준 실측 초기투자비 데이터의 통계적 중심과 상한, 하한값을 반영한 것이다.

조력, 조류, 파력발전은 유럽의 진행된 프로젝트에서 기술성숙도 레벨 7, 8, 9순으로 각각 최대, 최빈, 최소값을 산정하였다. 다만, 조력발전의 경우는 실제 5개의 발전소의 비용이고 조류와 파력의 경우는 실제 kW급 단위의 기술성숙도가 낮은 실증 수준의 사업이 빈도가 높았으나, 본 연구에서는 상용화 수준을 기준으로 삼각분포를 설정하였다.

또한 본 연구의 수전해설비의 이용률의 삼각분포는 최적 운전 또는 설비의 성능 열화를 고려해 설계용량의 정격 출력의 ±20% 범위로 감도를 두는 관행을 반영하였다.

기존의 몬테 카를로 시뮬레이션과 LHS기법의 성능 차이를 Iteration의 횟수를 최대한 늘렸을 때 수렴하는 기댓값과의 오차율을 Fig. 4와 같이 비교하였다.

오차율 평가를 위해 널리 사용되는 MAPE (Mean Absolute Percentage Error)와 RMSE (Root Mean Squared Error)방법은 해당 연구에서 장기적인 추정 편향의 차이를 드러내지 못하는 것으로 나타났다. 따라서 본 연구에서는 샘플 평균과 기댓값 사이의 편차에 주목하여 직접적인 편차로 기법의 편향의 차이를 나타내었다.

해당 연구에서는 LCOH 기댓값을 10,000번의 Iteration의 값의 평균값으로 산정하고 각각 200회 단위로 1000회까지 진행했을 때의 평균값과의 차이를 기댓값으로 나눈 후 백분율 표현을 위해 100을 곱해주었다. LHS 기법은 200회 진행시에 오차율이 0.1% 미만으로 수렴하는 반면, 몬테 카를로 시뮬레이션은 800~1000회 이상 수행하였을 때 기댓값과의 오차율이 0.1%미만으로 수렴하는 것을 Fig. 4와 같이 알 수 있었다. 본 시뮬레이션은 상대적으로 각 파라미터의 확률분포의 조합이 적어서 오차율 자체가 작지만, 더욱 복잡한 연산과 높은 정확도를 요구하는 시뮬레이션에서 LHS 기법은 5배 적은 표본으로도 효과적인 결과를 도출할 수 있을 것이다.

3.3 델타 분석을 통한 민감도 분석

민감도 분석(Sensitivity Analysis)은 모델 입력의

Table 6. Parameters of ocean energy-coupled hydrogen production system

Inputs	Distribution	a (million USD)	c (million USD)	b (million USD)	Note
Wind power system capital cost	triangular	2,000	2,700	3,000	(24)
Wind power system O&M cost (m$/year)	triangular	29	40	49	
Tidal range power capital cost	triangular	1,890	3,100	3,160	(16)
Tidal range power O&M cost (m$/year)	triangular	190	250	310	
Tidal stream system capital cost	triangular	3,569	4,110	4,650	
Tidal stream system O&M cost (m$/year)	triangular	65	87	119	
Wave power system capital cost	triangular	2,076	2,336	2,596	
Wave power system O&M cost (m$/year)	triangular	43	54	65	
Electrolyzer capital cost	triangular	790	1,040	1,290	(10)
Electrolyzer O&M cost (m$/year)	triangular	20	26	32	
Fuel cell capital cost	triangular	340	370	500	(17)
Fuel cell O&M cost (m$/year)	triangular	8.5	9.3	13	
ESS capital cost	triangular	200	250	300	(18)
ESS O&M cost (m$/year)	triangular	2.6	3.2	3.8	
H2 storage capital cost	fixed	34.7	34.7	34.7	(19)
H2 storage O&M cost (m$/year)	fixed	6.7	6.7	6.7	
Electrolyzer capacity (%)	triangular	80	100	120	(10)

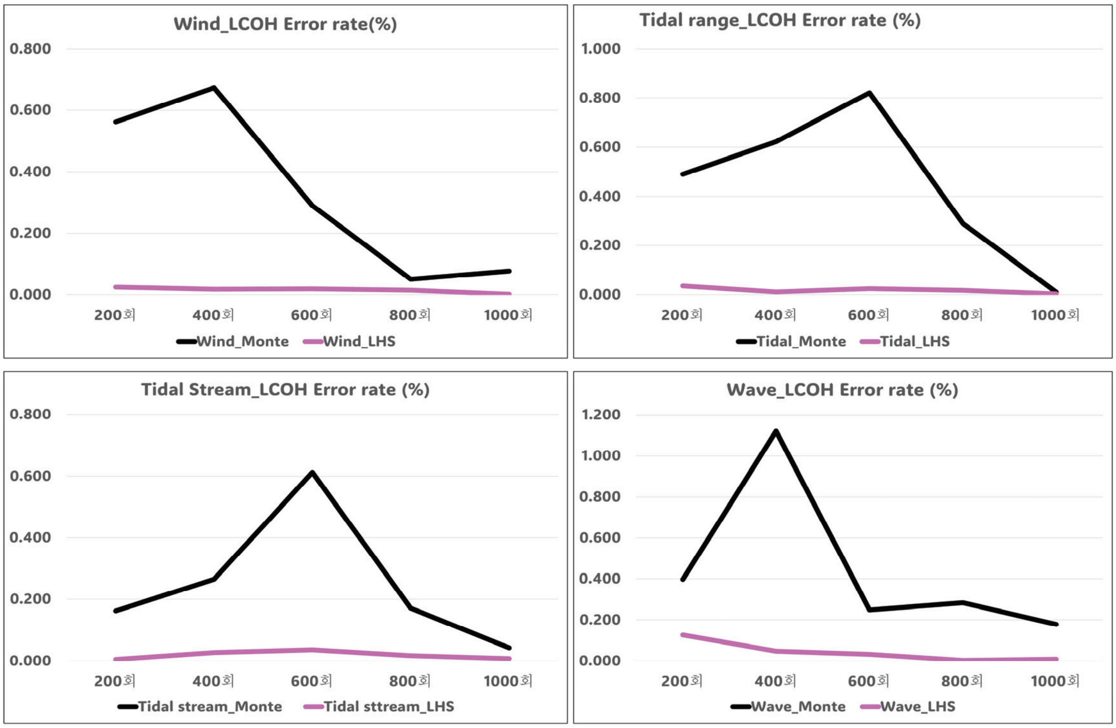

Fig. 4. Comparison of error rates between Monte Carlo Simulation and Latin Hypercube Sampling

변동이 출력에 미치는 영향을 체계적으로 조사하여 각 입력 요인의 중요도를 정량화하는 기법이다[25].

이는 모델 출력의 불확실성이 입력 변수 불확실성의 서로 다른 원천에 어떻게 기인하는지를 연구하는 과정으로 정의되며 불확실성이 큰 입력 요인을 찾아내어 출력 예측의 신뢰성을 높이는 데 목적이 있다. 다시 말해, 민감도 분석을 통해 모델 출력 변화에 대한 주요 인과 변수를 규명하고, 이들의 불확실성을 줄여 모델 예측을 개선할 수 있다.

민감도 분석 방법은 적용 범위에 따라 지역적(Local)과 전역적(Global)으로 구분된다. 지역적 민감도 분석은 특정 기준점(예: 명목값) 주변에서 하나의 입력 변수만을 미소 변경하여 출력 변화율을 분석하는 방법으로, 출력에 대한 해당 입력의 1차 미분 효과를 추정한다. 이러한 지역적 접근은 계산이 직관적이고 빠르지만, 복잡한 비선형 상호작용이 있는 시스템에서는 국소 정보만으로 전체 거동을 대표하기 어렵다는 한계가 있다.

Fig. 5처럼 해당 시뮬레이션에서 변수별 20%씩 비용이 변동될 때 LCOH에 미치는 영향은 수전해 이용률, 발전설비 초기 투자비가 가장 컸으며, 나머지는 실제 총 순현재가치에서 차지하는 비중에 비례한 단편적인 결과였다. 이러한 결과는 설비의 운영·유지비가 설비의 초기투자비에 영향을 크게 받는 등 변수 간의 상호작용이 반영되지 않으므로 일부 과소평가된 영역이 존재할 것이다.

전역적 민감도 분석은 반대로 입력 변수들의 전체 정의역에 걸친 불확실성을 모두 고려하여 다변량 입력 공간을 탐색하고, 여러 입력이 동시에 변할 때 출력 분포의 변화를 분석한다. 주로 몬테 카를로 시뮬레이션이나 분산 분해와 같은 통계적 기법을 통해 출력 분산, 상관 등 지표로 각 입력의 중요도를 평가하며, 비선형 및 상호작용 효과까지 반영할 수 있다는 장점이 있다.

전역적 기법 중에서도 델타 민감도 지표는 출력의 확률분포 전반에 대한 입력 변수의 영향력을 평가하는 moment-independent 접근법이다.

이는 불확실성의 분산 하나만을 분해하는 Sobol

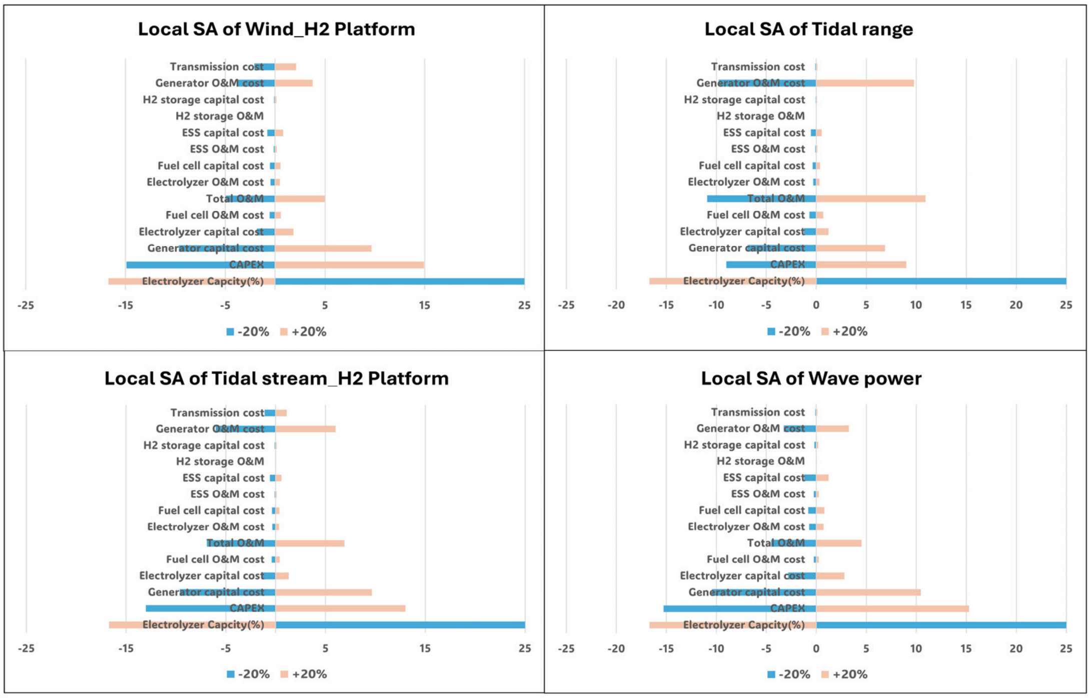

Fig. 5. Local sensitivity analysis results of LCOH

지수 등 전통적 방법과 달리, 출력의 무조건부 확률밀도함수(PDF)와 입력별 조건부 PDF 간의 차이를 계산함으로써 각 입력이 출력 분포 형태에 미치는 효과를 정량화한다. 델타 민감도 지표는 출력의 확률분포 전반에 대한 입력 변수의 영향력을 평가하는 moment-independent 접근법으로서 불확실성이 큰 시스템에서도 유용하게 활용된다. 아울러 최근 에너지 분야 분석에서는 SHAP (Shapley Additive Explanations)과 같은 XAI 기법을 민감도 분석과 병행하여 주요 인자들의 영향을 해석하는 시도도 이루어지고 있다.

본 연구에서는 Borgonovo[26]이 제안한 델타 지표 방법론을 채택하여 전역 민감도 분석을 수행하였다. Borgonovo이 제안한 이 델타 지표는 입력 변수들 간에 통계적 상관성이 존재하는 경우에도 계산이 가능하며 고유하게 정의되는 장점이 있다. 실무에서는 확률밀도함수의 추정이 어려울 때 누적분포함수(CDF) 차이로 바꿔 쓰기도 하며, 특히 MCS/LHS 샘플에서 조건부와 무조건부 경험적 분포를 비교하는 방식이 효율적이다. 또한 출력 분포의 모양(예: 다봉 분포나 높은 왜도)에 좌우되지 않고 일관된 결과를 제공하므로 결과 해석이 더욱 견고하다.

$$\Delta_i = \int |F_Y(y) - F_{Y|X_i}(y)|\, dF_Y(y) \tag{23}$$

여기서 $F_Y(y)$는 출력의 무조건부 분포, $F_{Y|X_i}(y)$ 는 특정 입력을 고정했을 때의 조건부 분포이며 Fig. 6처럼 표현할 수 있다.

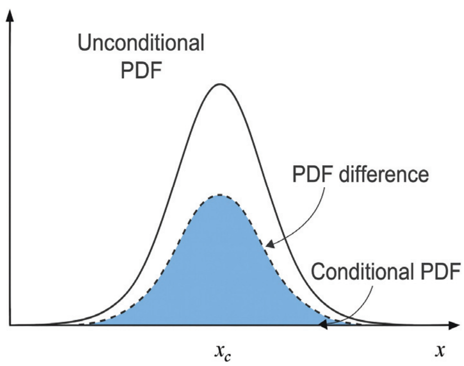

Fig. 6. Delta sensitivity analysis

4. 분석 결과

4.1 균등화 수소생산가

시뮬레이션 결과 해양에너지원별 수소 생산단가(LCOH)는 해상풍력이 약 14 $/kgH$_2$, 조력이 약 26.4 $/kgH$_2$, 조류가 약 20.8 $/kgH$_2$, 파력이 약 15 $/kgH$_2$이었다. 해상풍력의 LCOH는 조력보다 약 50% 저렴하여, 현 시점에서 가장 경제적인 해양에너지원으로 평가된다.

Fig. 7 결과를 해석하면, 4가지 에너지원 모두 발전단지 구축을 위한 초기 투자비가 총비용의 약 40～50%를 차지하여 가장 지배적인 요소로 분석되었다. 그 다음으로 발전설비의 운영 유지비가 20～30%를 차지하였으며, 조력발전의 경우는 50%에 육박하는 것으로 나타났다. 그 외 설비별로는 수전해 시스템 구축비와 에너지 전달방식(송전망 또는 파이프라인) 관련 비용이 각각 2위와 3위를 차지하였다. 이러한 비용 구성으로 인해 LCOH는 주로 발전원의 비용과 발전량 특성에 따라 좌우된다.

한편, 해상에서 생산된 에너지를 전송하는 방식에 따른 경제성 차이도 비교하였다. 해상풍력과 조류발전의 경우, 외부망 거리 100 km 기준으로 세 가지 공급 경로(HVAC 해저케이블, HVDC 해저케이블, 해상 수전해 플랫폼+수소 파이프라인)를 평가한 결과 HVAC 방식이 가장 낮은 LCOH를 보였고, HVDC 방식이 이에 근접하였으며, 해상 수전해 플랫폼을 활용한 수소 파이프라인 운송 방식은 가장 비용이 높게 나타났다. 특히 1 GW 규모에서 해상거리 100 km 부근에서는 HVAC와 HVDC 방식의 경제성이 거의 비슷한 수준으로 손익분기점이 형성되었으며, 해상 수전해 플랫폼 연계 파이프라인 방식은 장거리에서 비로소 경쟁력을 확보할 것으로 전망되었다. 즉, 해상 풍력단지가 육지와 가까운 경우에는 전력을 해저케이블로 송전하여 육상에서 수소를 생산하는 편이 유리하며, 거리가 매우 먼 해역에서는 오히려 해상에

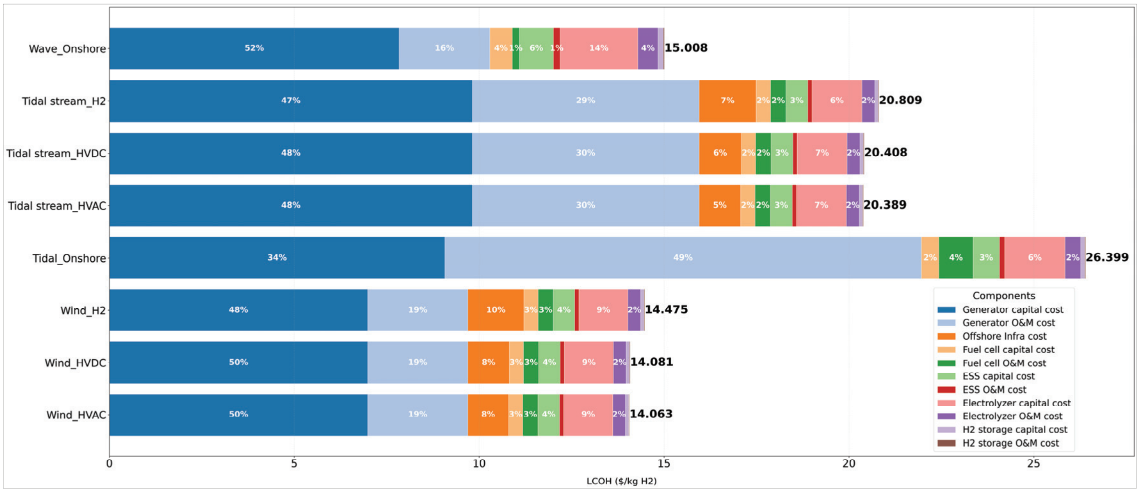

Fig. 7. Results of LCOH analysis by energy source

서 전력을 수소로 전환한 후 파이프라인으로 수송하는 방식이 장거리 송전 손실을 피하면서 경제성을 확보할 수 있을 것으로 판단된다. 본 연구에서는 이후의 위험성 평가 및 민감도 분석 단계에서 해상풍력과 조류발전에 대해 해상 수전해 플랫폼 시나리오를 적용함으로써, 전력이 아닌 수소 형태로 에너지를 공급하는 경우의 경제성 변동성과 위험도를 집중적으로 검토하였다.

4.2 LHS를 사용한 위험성 평가

Fig. 8과 같이 LHS 기법을 활용한 2,000회 확률분포 시뮬레이션 결과, 해양에너지 기반 수소 생산비용(LCOH)의 시뮬레이션 결과값은 해당 분포의 5~95%사이의 신뢰구간에 위치하였다. 해상풍력, 조류, 파력의 LCOH는 Table 7과 같이 약 13.5%, 24.2%, 8% 수준에 해당하였고, 조력은 비교적 분산이 크고 47.5 백분위수로 시뮬레이션 결과가 확률분포 내 중립 시나리오에 해당하여, 입력 변수의 불확실성을 고려해도 비교적 안정적인 수준임을 시사한다. LHS 기법을 통한 LCOH의 평균값은 해상풍력이 약 15.7 \$/kgH_2, 조력이 약 26.5 \$/kgH_2 조류가 약 21.9 \$/kgH_2, 파력이 약 16.3 \$/kgH_2 이었다. 이는 해양에너지원의 초기투자비와 운영·유지비의 삼각분포를 표현하기 위해 Table 6처럼 실제 프로젝트별 평균 비용을 반영하는 과정에서 TRL 7, 8, 9 레벨의 상용화 수준의 대규모 해양발전단지를 구축하였을 때, 일부 불확실성은 높아지나 충분히 경제성을 확보할 수 있는 수준임을

Table 7. Risk assessment results

Energy source	LHS verage value (\$/kgH_2)	Standard Deviation	Percentile (normal)
Wind power	15.67	1.085	13.5
Tidal range power	26.54	2.237	47.5
Tidal stream	21.91	1.572	24.2
Wave power	16.34	0.95	8

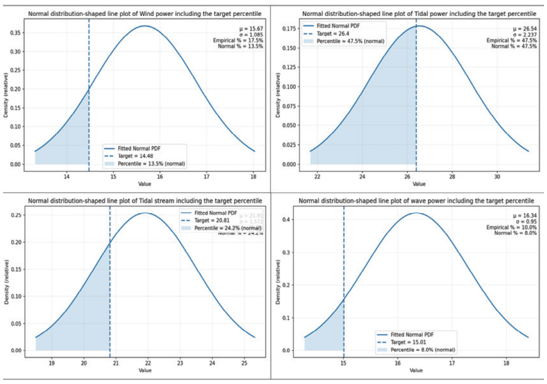

Fig. 8. Normal distribution of LCOH with target percentile indicated

보여준다.

4.3 델타 지표 민감도 분석

주요 입력 변수들이 LCOH에 미치는 영향을 알기 위해 델타 민감도 분석을 했다. 델타 민감도 분석에서 0.3 이상의 결과는 매우 큰 영향이 있고, 0.1~0.3 사이는 영향이 어느 정도 있으며, 0.1 이하는 영향이 약한 것으로 판단하였다. 이 기준은 이전 문헌[27]에서 변수간 상대적 순위 비교 시 비슷한 분포가 나타난 사례를 참고하였다.

Fig. 9와 같이 델타 지표 민감도 분석 결과 해상풍력, 조력, 조류, 파력 모든 시나리오에서 수전해 설비의 가동률 변화에 따른 LCOH 민감도가 최상위를 차지하였는데, 이는 전력 공급의 연속성 및 수전해 설비의 활용도가 수소 생산 비용을 좌우하는 핵심 요인임을 보여준다. 한편 에너지원별로 초기투자비와 운영·유지비의 영향력은 상이하게 나타나 기술별 비용 구조의 특성을 드러냈다. 해상풍력의 경우 풍력발전 설비의 초기 투자비가 수전해 이용률 다음으로 큰 영향도를 보여, 향후 설비비 절감과 규모의 경제를 통한 LCOH 저감 가능성을 시사한다. 조력 발전은 운영·유지비가 중요한 요인으로 나타나, 초기 투자 개선과 운영 효율 향상이 동등하게 LCOH를 낮추는 데 기여할 수 있음을 시사하였다. 그 외의 변수인 각 설비의 초기 투자비와 운영·유지비는 대체로 유사한 수준의 기여도를 보였다. 이는 특정 설비 비용이 단독으로 지배적인 변수가 되기보다는, 여러 비용 항목이 균등하게 LCOH 변동성에 영향을 미친다는 점을 시사한다. 파력 에너지의 경우 파력발전 설비의 비용보다 수전해 설비의 변동이 영향력이 높게 나타났는데, 이는 수전해설비 이용률을 포함하여 파력발전의 수소생산의 경제성은 수전해설비가 가장 큰 영향력을 미친다는 것과 기술 성숙도가 낮은 편임에도

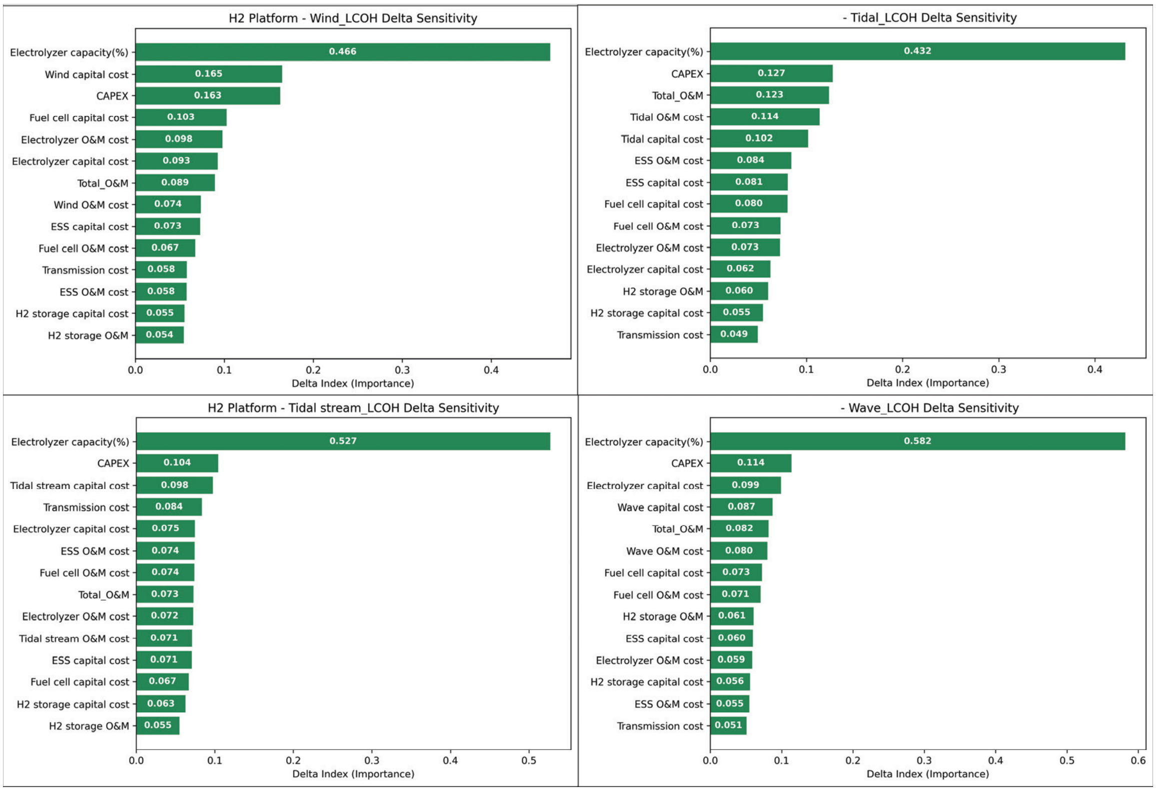

Fig. 9. Results of LCOH and delta sensitivity analysis by ocean energy source

파력 발전설비가 초기 투자비 및 운영유지비가 경쟁력이 있으며 향후 기술개발을 통한 추가적인 비용 절감 잠재력이 유의미한 것으로 판단된다.

5. 결 론

본 연구는 해양에너지원(해상풍력, 조력, 조류, 파력)에 기반한 오프그리드형 수소생산 시스템을 대상으로 경제성과 위험성·민감도 분석을 종합적으로 평가하였다. 구축된 각 시나리오에 대해 LCOH를 산출한 결과, 현재로서는 해상풍력이 약 14 \$/kg의 LCOH로 가장 경제성을 확보한 것으로 나타났으며, 조력, 조류, 파력은 각각 약 26.4 \$/kgH_2, 약 20.8 \$/kgH_2, 약 15 \$/kgH_2로 상대적으로 경제성이 낮았다.

이후 라틴 하이퍼큐브 샘플링(LHS)을 적용한 Monte Carlo 확률분석을 통해 수소 생산비용 지표의 분포와 신뢰구간을 도출하고, 각 에너지원별 LCOH 산출치의 분포상 위치(백분위)를 확인함으로써 내재된 위험 수준을 평가하였다. 그 결과 풍력, 조력, 조류, 파력의 LCOH 값은 시뮬레이션 분포의 중앙값 이내에 위치하여 비교적 낙관적이었으나 신뢰구간에 위치함을 보여줬다. 델타 지표 민감도 분석 결과, 모든 시나리오에서 수전해 설비의 이용률이 LCOH에 가장 큰 영향을 미치는 요인으로 확인되었다. 이는 해양에너지의 간헐적 특성을 극복하고 수전해 설비의 안정적 가동률을 확보하는 것이 수소 생산단가를 낮추는 핵심임을 의미한다. 아울러 에너지원별로 초기 투자비와 운영·유지비의 중요도가 상이하게 나타나 기술별 비용구조의 차이를 드러냈다.

해상풍력 기반 수전해 시스템은 발전단지 구축비와 전력망 연계 비용의 비중이 크며, 조력과 조류는 터빈과 저수지 등의 초기 투자비뿐만 아니라 유지관리 비용의 영향이 상대적으로 컸다. 파력의 경우에는 대규모 파도에 대응하기 위한 구조물 비용 등이 LCOH에 크게 작용하나, 다양한 파력발전기 유형별로 효율과 설치비용이 크게 다를 수 있으므로, 각 유형별 세분화된 분석이 요구된다. 본 연구의 델타 민감도 분석 결과는 수전해 시스템의 경제성을 높이기 위해 수전해 설비의 이용률 제고와 초기 투자비 절감이 필수적임을 시사한다.

연구적 시사점으로는, 이번 분석을 통해 도출된 비용 및 민감 요인을 바탕으로 전해조 및 해상발전소 설계 단계에서의 최적화 전략이 수립될 수 있다. 예를 들어, 수전해 설비 수명 연장을 통한 유지보수비 절감, 경량 구조물 개발 등을 통해 초기 투자비 부담을 줄이는 방향이 고려될 수 있다. 정책적 관점에서는, 그린수소 보급 확산을 위해 초기 투자비 보조, 설비 이용률 향상을 위한 보완 기술 투자, 그리고 파력·해상풍력 등 해상 신재생 융합 프로젝트에 대한 실증 연구 지원 정책이 필요하다. 이로써 수전해 그린수소의 경제성을 개선하고, 향후 수소경제 실현에 기여할 수 있을 것이다.

종합하면, 본 연구는 해양에너지 기반 수소생산 시스템의 경제성·위험성·민감도를 통합 평가함으로써 향후 기술 개발과 투자 전략 수립에 기여할 수 있는 근거를 제시하였다. 특히 불확실성 및 민감도 분석을 통해 단순 평균치 위주의 평가를 넘어 변동성과 리스크를 함께 고려한 의사결정 지원 방법론을 제안하였다는 점에서 학술적 의의가 있다. 정책적으로는 본 연구 결과를 바탕으로 초기 해양 P2G 사업은 상대적으로 경제성이 입증된 해상풍력을 중심으로 추진하되, 수전해 설비의 높은 이용률을 달성할 수 있도록 에너지 저장장치 도입이나 계통 연계 등을 통한 보완이 필요하다. 한편 조류, 파력과 같은 미성숙 기술에 대해서는 지속적인 R&D 투자와 실증을 통해 기술 성숙도 향상 및 비용 절감을 도모하고, 해당 기술 도입 시에는 높은 불확실성을 감안한 보수적 접근이 요구된다. 향후 연구에서는 실측 운영 데이터에 기반한 모델 검증과 다양한 입지 조건 및 규모에 따른 시나리오 확장을 통해 분석의 정밀도를 높이는 것이 필요하며, 아울러 계통연계형 하이브리드 시스템 등 수전해 설비의 가동률을 높일 수 있는 운영전략에 대한 연구도 추가적으로 고려되어야 할 것이다.

더 나아가, 본 연구에서 적용한 Borgonovo Δ-지표 기반의 글로벌 민감도 분석을 보완하기 위해, SHAP (Shapley Additive exPlanations) 기법을 병행 적용

함으로써 변수 간 상호작용과 개별 입력요인의 기여도를 보다 정량적으로 해석할 수 있는 설명가능형(Explainable) 민감도 분석 체계를 구축하는 것이 바람직하다.

후 기

본 연구는 2023년도 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행되었습니다.(연구개발과제번호 : RS-2023-00234707)

References

1. M. Melikoglu, “Current status and future of ocean energy sources: a global review”, Ocean Engineering, Vol. 148, 2018, pp. 563-573, doi: https://doi.org/10.1016/j.oceaneng.2017.11.045.
2. A. Giampieri, J. Ling-Chin, and A. P. Roskilly, “Techno-economic assessment of offshore wind-to-hydrogen scenarios: a UK case study”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 52(B), 2024, pp. 589-617, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.01.346.
3. E. E. Pompodakis, G. I. Orfanoudakis, Y. A. Katsigiannis, and E. S. Karapidakis, “Hydrogen production from wave power farms to refuel hydrogen-powered ships in the Mediterranean Sea”, Hydrogen, Vol. 5, No. 3, 2024, pp. 494-518, doi: https://doi.org/10.3390/hydrogen5030028.
4. A. Alex, “Tidal stream energy integration with green hydrogen production: energy management and system optimisation”, M.Sc. Thesis, University of Strathclyde, Glasgow, U.K., 2022, Retrieved from https://www.researchgate.net/publication/366587923.
5. S. Lee, “A Study on Offshore Substation Design for Large-Scale Offshore Wind Farm and Power Grid Connection”, M.S. Thesis, Seoul National University, Seoul, Korea, 2023, Retrieved from https://s-space.snu.ac.kr/handle/10371/193481.
6. B. Kim, K. Lee, K. Ko, and J. Choi, “Offshore wind resource assessment off the coast of Daejeong, Jeju Island using 30-year wind estimates”, Scientific Reports, Vol. 12, No. 1, 2022, pp. 1-14, doi: https://doi.org/10.1038/s41598-022-18447-7.
7. Y. B. Cho, J. H. Wi, and J. I. Kim, “Status and feasibility study on tidal energy technology”, Journal of Energy Engineering, Vol. 19, No. 2, 2010, pp. 103-115, Retrieved from https://www.koreascience.kr/article/JAKO201007337641074.pdf.
8. Korea Institute of Ocean Science and Technology (KIOST), “A planning study for the development of a 10 MW-class tidal current power demonstration complex”, KIOST Report, May 2018, Retrieved from https://sciwatch.kiost.ac.kr/bitstream/2020.kiost/36727/1/10MW%EA%B8%89_%EC%A1%B0%EB%A5%98%EB%B0%9C%EC%A0%84_%EC%8B%A4%EC%A6%9D%EB%8B%A8%EC%A7%80_%EA%B0%9C%EB%B0%9C_%EA%B8%B0%ED%9A%8D%EC%97%B0%EA%B5%AC%EB%B3%B4%EA%B3%A0%EC%84%9C.pdf.
9. G. Lavidas, “Selection index for wave energy deployments (SIWED): a near-deterministic index for wave energy converters”, Energy, Vol. 196, 2020, p. 117131, doi: https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117131.
10. KEPCO Engineering & Construction Company, Inc. (KEPCO E&C), Input and Assumptions ― Reviewed by KEPCO E&C, Gimcheon Korea, Mar. 2023. [Internal report].
11. M. Kim, S. Jeon, and T. Jyung, “Analysis of hydrogen sales data at hydrogen charging stations”, Journal of Hydrogen and New Energy, Vol. 34, No. 3, 2023, pp. 246-255, doi: https://doi.org/10.7316/JHNE.2023.34.3.246.
12. S. Hardy, K. Van Brusselen, S. Hendrix, D. Van Hertem, and H. Ergun, “Techno-economic analysis of HVAC, HVDC and OFAC offshore wind power connections”, Proceedings of the 2019 IEEE PowerTech, Milan, Italy, 2019, doi: https://doi.org/10.1109/PTC.2019.8810500.
13. LS Cable & System Ltd., “XLPE Cable (154 kV, 345 kV) - Product Brochure (ver. 240708)”, LS Cable & System Ltd., 2024, Retrieved from https://www.lscns.co.kr/_lib/download.asp?aDir=prod/AA001/kr&file=20240708143103466.pdf&nfile=LS%20XLPECable_En_240708.pdf(accessed Sep. 22, 2025).
14. Q. V. Dinh, P. H. T. Pereira, V. N. Dinh, A. J. Nagle, and P. G. Leahy, “Levelised cost of transmission comparison for green hydrogen and ammonia in new-build offshore energy infrastructure: pipelines, tankers, and HVDC”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 62, 2024, pp. 684-698, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.03.066.
15. ORE Catapult, “Floating offshore wind: cost reduction pathways to subsidy-free”, ORE Catapult Report, UK, 2021, pp. 12-15, Retrieved from https://ore.catapult.org.uk/wp-content/uploads/2021/01/FOW-Cost-Reduction-Pathways-to-Subsidy-Free-report-.pdf.
16. COGEA, Directorate-General for Maritime Affairs and Fisheries, and WavEC, “Market study on ocean energy”, European Commission Report, June 2018, ISBN 978-92-79-87879-4. doi: https://doi.org/10.2771/89934.
17. U.S. Department of Energy, “Reversible fuel cell cost analysis and megawatt-scale PEM systems”, DOE Hydrogen and Fuel Cell Program, USA, 2022, pp. 8-9, Retrieved from https://www.hydrogen.energy.gov/docs/hydrogenprogramlibraries/pdfs/review22/fc332_wei_2022_p-pdf.pdf.

18. Lazard, "Levelized Cost of Hydrogen Analysis - Version 2.0", Lazard, 2021, Retrieved from https://www.lazard.com/media/erzb5rkv/lazards-levelized-cost-of-hydrogen-analysis-version-20-vf.pdf.
19. A. Burke, J. M. Ogden, L. Fulton, and S. Cerniauskas, "Hydrogen Storage and Transport: Technologies and Costs", Research Report UCD-ITS-RR-24-17, Institute of Transportation Studies, University of California, Davis, USA, Feb. 2024, Retrieved from https://escholarship.org/uc/item/83p5k54m.
20. UL Renewables, "HOMER Pro: Levelized Cost of Hydrogen Documentation", Retrieved from https://support.ul-renewables.com/homer-manual-pro/levelized_cost_of_hydrogen.html.
21. D. Walker and J. Fox-Rushby, "Allowing for uncertainty in economic evaluations: qualitative sensitivity analysis", Health Policy and Planning, Vol. 16, No. 4, 2001, pp. 435-443, doi: https://doi.org/10.1093/heapol/16.4.435.
22. A. C. Caputo, A. Federici, P. M. Pelagagge, and P. Salini, "Scenario analysis of offshore wind-power systems under uncertainty", Sustainability, Vol. 15, No. 24, 2023, pp. 16912, doi: https://doi.org/10.3390/su152416912.
23. A. Gill-Wiehl, I. Ferrall, S. Patel, S. Miles, J. Wu, A. Newman, and D. M. Kammen, "Techno-economic scenario analysis of containerized solar energy for use cases at the food/water/health nexus in Rwanda", Development Engineering, Vol. 8, 2023, pp. 100110, doi: https://doi.org/10.1016/j.deveng.2023.100110.
24. D. McCoy, W. Musial, R. Hammond, D. Mulas Hernando, P. Duffy, P. Beiter, P. Pérez, R. Baranowski, G. Reber, and P. Spitsen, "Offshore wind market report: 2024 edition", Technical Report NREL/TP-5000-90525, National Renewable Energy Laboratory, USA, 2024, pp. 20-58, Retrieved from https://www.nrel.gov/docs/fy24osti/90525.pdf.
25. A. Saltelli, S. Tarantola, F. Campolongo, and M. Ratto, "Sensitivity analysis in practice: a guide to assessing scientific models", John Wiley & Sons, Chichester, UK, 2004, doi: https://doi.org/10.1002/0470870958.
26. E. Borgonovo, "A new uncertainty importance measure", Reliability Engineering & System Safety, Vol. 92, No. 6, 2007, pp. 771-784, doi: https://doi.org/10.1016/j.ress.2006.04.015.
27. W. Yun, Z. Lu, X. Jiang, and L. Zhang, "Borgonovo moment independent global sensitivity analysis by Gaussian radial basis function meta-model", Applied Mathematical Modelling, Vol. 54, 2018, pp. 378-392, doi: https://doi.org/10.1016/j.apm.2017.09.048.
28. WINDExchange, "End of Service Wind Turbine Guide", U. S. Department of Energy, 2021, Retrieved from https://windexchange.energy.gov/end-of-service-guide.
29. D. Vandercruyssen, D. Howard, and G. Aggidis, "A model of the costs for tidal range power generation schemes", Energy, Vol. 176, No. 4, 2022, pp. 177-186, doi: https://doi.org/10.1680/jener.22.00058.
30. D. Magagna and A. Uihlein, "Ocean energy - technology development report 2020", Joint Research Centre (JRC) Technical Report, EUR 30509 EN, European Commission, Luxembourg, 2020, Retrieved from https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC123159/jrc123159_online_1.pdf.
31. 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.
32. D. Steward, G. Saur, M. Penev, and T. Ramsden, "Lifecycle cost analysis of hydrogen versus other technologies for electrical energy storage", NREL Technical Report TP-560-46719, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, Nov. 2009, doi: https://doi.org/10.2172/968186.
33. J. Neubauer, K. Smith, E. Wood, and A. Pesaran, "Identifying and overcoming critical barriers to widespread second use of PEV batteries", NREL Technical Report TP-5400-63332, National Renewable Energy Laboratory, Golden, CO, 2015, doi: https://doi.org/10.2172/1171780.
34. Z. Su, J. Liu, P. Li, and C. Liang, "Study of the durability of membrane electrode assemblies in various accelerated stress tests for proton-exchange membrane water electrolysis", Materials, Vol. 17, No. 6, 2024, pp. 1331, doi: https://doi.org/10.3390/ma17061331.
35. H. K. Shin and S. K. Ha, "A review on the cost analysis of hydrogen gas storage tanks for fuel cell vehicles", Energies, Vol. 16, No. 13, 2023, pp. 5233, doi: https://doi.org/10.3390/en16135233.
36. M. Ardelean and P. Minnebo, "HVDC submarine power cables in the world: state-of-the-art knowledge", JRC Report No. JRC 97720, Publications Office of the European Union, Luxembourg, 2015, Retrieved from https://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/JRC97720/ld-na-27527-en-n.pdf.
37. IEC, "IEC TR 62001-1: High-voltage direct current (HVDC) systems – guidance to the specification and design evaluation of AC filters – Part 1: overview", IEC Technical Report, Geneva, Switzerland, 2016.
38. IEA, "Global hydrogen review 2023", IEA, Paris, 2023, doi: https://doi.org/10.1787/cb2635f6-en.
39. D. Jang, K. Kim, K. H. Kim, and S. Kang, "Techno-economic analysis and Monte Carlo simulation for green hydrogen production using offshore wind power plant", Energy Conversion and Management, Vol. 263, 2022, pp. 115695, doi: https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115695.