

수소 전주기 경제성 분석 프로그램 개발

김수현[†] · 유영돈 · 박혜민

고등기술연구원

Economic Analysis Program Development for Assessment of Hydrogen Production, Storage/Delivery, and Utilization Technologies

SUHYUN KIM[†], YOUNGDON YOO, HYEMIN PARK

Institute for Advanced Engineering, 175-28 Goan-ro 51beon-gil, Baegam-myeon, Cheoin-gu, Yongin 17180, Korea

[†]Corresponding author :
shkim0605@iae.re.kr

Received 12 October, 2022
Revised 29 October, 2022
Accepted 2 December, 2022

Abstract >> In this study, economic analysis program was developed for economic evaluation of hydrogen production, storage/delivery, and utilization technologies as well as overseas import of hydrogen. Economic analysis program can be used for the estimation of the levelized cost of hydrogen for hydrogen supply chain technologies. This program include five hydrogen production technology on steam methane reforming and water electrolysis, two hydrogen storage technologies (high compressed gas and liquid hydrogen storage), three hydrogen delivery technologies (compressed gas delivery using tube trailer, liquid hydrogen, and pipeline transportation) and six hydrogen utilization technologies on hydrogen refueling station and stationary fuel cell system. In the case of overseas import hydrogen, it was considered to be imported from five countries (Australia, Chile, India, Morocco, and UAE), and the transportation methods was based on liquid hydrogen, ammonia, and liquid organic hydrogen carrier. Economic analysis program that was developed in this study can be expected to utilize for planning a detailed implementation methods and hydrogen supply strategies for the hydrogen economy road map of government.

Key words : Hydrogen(수소), Levelized cost of hydrogen(균등화 수소 가격), Economic analysis(경제성 분석), Hydrogen production(수소 생산), Overseas import hydrogen(해외 수입 수소)

1. 서론

2019년 1월 『수소경제 활성화 로드맵』 발표, 2021년 2월 『수소경제 육성 및 수소 안전관리에 관한 법률』

시행, 2021년 11월 『제 1차 수소경제 이행 기본계획』 발표¹⁾를 통해 수소경제로 이행을 위한 수소 공급망 구축 계획이 구체적으로 수립되고 진행되고 있다. 현재 공급되는 수소의 대부분은 석유화학 공정이

나 제철 공정에서 발생하는 부생수소이며, 최근 천연가스 추출수소가 공급되기 시작하였다. 그러나 부생수소나 천연가스 추출수소는 생산과정 중에 온실가스를 다량 배출하는 그레이(gray)수소이기 때문에 향후 재생에너지를 이용한 수전해를 통해 그린(green)수소와 CCS와 연계된 천연가스에 기반한 블루(blue)수소 위주로 전환하는 것으로 계획되어 있다. 또한, 국내 생산만으로 부족한 양은 해외로부터 암모니아 또는 액화 수소 형태로 도입 방안도 마련되고 있다.

수소 운송 방법으로는 부생수소 생산지에서 튜브트레일러를 대부분 이용하고 있으며, 근거리 소량인 경우는 배관을 이용한 경우도 있다. 향후 장거리 대량 운송이 필요한 경우에는 액화 수소를 탱크로리로 공급하는 방법, 배관을 통한 방법이 구체화되고 있다. 또 다른 운송 방법으로는 기존 도시가스 배관에 수소를 혼입하는 방안이다. 이 방법은 이미 구축된 천연가스 배관망을 이용하는 방법으로, 천연가스 배관에 수소 혼입 비율 등에 대한 검증을 통해 2025년부터는 가스공사가 운영하는 천연가스 공급 배관을 통한 실증이 계획되고 있다.

정부에서는 2030년 그린수소 25만 톤/년, 블루수소 75만 톤/년, 해외 수입수소 196만 톤/년 공급과 수소 충전소 660기 구축을 목표로 하고 있고 있지만 무엇보다도 중요한 것은 2030년 그린수소 생산 단가 3,500원/kg 달성 여부일 것이다. 현재 기술로는 그린수소 목표 생산단가를 달성하기 위해서는 해결하여야 할 난제가 있는 것도 사실이고 이를 달성하기 위해서는 체계적인 전략 마련이 요구된다.

또 다른 면으로 검토되어야 할 사항으로는 그레이수소보다 그린수소 또는 블루수소 보급 확대를 위해서는 그린수소 및 블루수소에 대한 정량적인 정의와 이를 통해 적절한 인센티브 제공이 필요하다. 유럽에서는 천연가스 추출수소 생산과정에서의 온실가스 배출량 대비 40% 이하로 배출되는 수소를 청정수소로 정의하고 있다. 따라서 우리나라도 그린수소와 블루수소의 공급량을 증가시키기 위해서는 이를 인증해 주는 청정수소 인증제 도입이 무엇보다 중요하다. 그러나 현실적으로 그린수소나 블루수소의 대량 공

급에서는 한계가 있기 때문에 인증제도 이행 시기와 방법에는 많은 검토와 논의가 선행되어야 한다.

이와 같이 정부 계획에 따라 그린수소와 블루수소를 공급하기 위해서는 경제적인 측면(생산 단가)과 환경적인 측면(온실가스 배출량)을 동시에 고려해야 하며 이를 종합적으로 분석하고 판단할 수 있는 해석 도구(프로그램) 구축이 필요하다.

지금까지 발표된 경제성 분석 결과를 보면 수소 공급망 전체에 대한 분석보다는 개별 생산 방식, 개별 운송 방식별로의 분석이 대부분이고²⁾ 특정 지역에 대해서 생산과 운송 방법을 고려한 공급 비용을 분석한 경우³⁾도 있다. 그러나 수소를 경제적으로 공급처에서 수요처까지 공급하기 위해서는 공급처와 수요처의 특성(생산 방식, 운송량, 운송 방식, 운송거리 등)을 종합적으로 분석해야만 가장 적절한 방법을 결정할 수 있어 기존 생산 및 운송 각각의 분석 결과만으로 한계가 있는 것이 현실이다.

이를 위하여 수소 생산은 국내에서 천연가스 추출수소, 수전해 수소 그리고 해외수입 수소에 대해서, 수소 운송 방식은 액화, 튜브트레일러, 배관에 대해서, 수소 활용은 충전소 및 연료전지 등에 대해서 개별적으로 또는 전체 공급망을 연계한 경제성 분석 수행이 가능한 분석 도구 개발 과정과 현재까지 도출된 결과를 소개하고자 한다.

2. 경제성 평가 대상 기술 선정

2.1 수소 생산, 저장/이송, 활용 기술 선정

본 연구에서는 국내 공급 수소와 해외 수입 수소로 구분하여 기술별 경제성 평가가 가능하도록 구성하였으며, 국내 공급의 경우 단위 기술별 분석 및 전주기 기술의 조합을 고려한 분석이 가능하도록 하였다. 평가 대상으로 선정한 기술은 Fig. 1에 나타낸 바와 같이 수소 생산 기술 5종(① 분산형 천연가스 추출, ② 집중형 천연가스 추출-CO₂ 미포집, ③ 집중형 천연가스 추출-CO₂ 포집, ④ 알칼라인 수전해, ⑤ PEM 수전해), 수소 저장 기술 2종(① 기체 저장,

② 액체 저장), 수소 이송 기술 3종(① 튜브트레일러 이용 고압 기체 수송, ② 액체 수송, ③ 배관 수송), 수소 활용 기술 6종(① 수소충전소-기체수소 공급, ② 수소충전소-액체수소 공급, ③ 연료전지-PEMFC, ④ 연료전지-SOFC, ⑤ 연료전지-MCFC, ⑥ 연료전지-PAFC)이며, 해외 수입 수소의 경우는 5개 지역(호주, 칠레, 인도, 모로코, UAE)에서 수입하는 것을 고려하였으며, 수송 방법은 액화수소, 암모니아, liquid organic hydrogen carrier (LOHC) 형태로 수송하는 것을 기준으로 하였다.

2.1.1 수소 전주기 경제성 평가 대상 세부 기술

본 연구에서는 수소 생산, 저장/이송, 활용 기술별 주요 공정 및 시스템 구성 분석을 통해 경제성 평가 대상 기술 범위를 확정하였다. 생산 기술의 경우 천연가스 추출 시스템 및 수전해 시스템으로 한정하였다. 중소규모(분산형 또는 거점형) 천연가스 추출 시스템은 이산화탄소 포집은 고려하지 않았고, 대규모 천연가스 추출 시스템의 경우 이산화탄소 포집 기술 적용 유무에 따라 Fig. 2에 나타난 바와 같이 공정 구성도가 달라질 수 있다. 수전해 시스템은 기술의 성

속도를 고려하여 알칼라인 수전해와 고분자 전해질 수전해 시스템을 평가 대상 기술로 선정하였다. 수소 저장 기술은 Fig. 3³⁾에 나타난 바와 같이 물리적인 저장과 재료를 이용한 저장 방법이 있을 수 있으나 기술의 성숙도 및 시장 적용성을 고려하여 물리적 저장 방법 중 압축 저장 및 액체 저장 기술을 평가

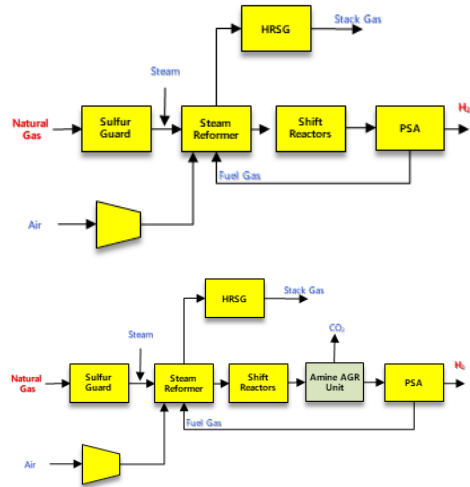


Fig. 2. Process flow diagram of hydrogen production based on steam methane reforming process

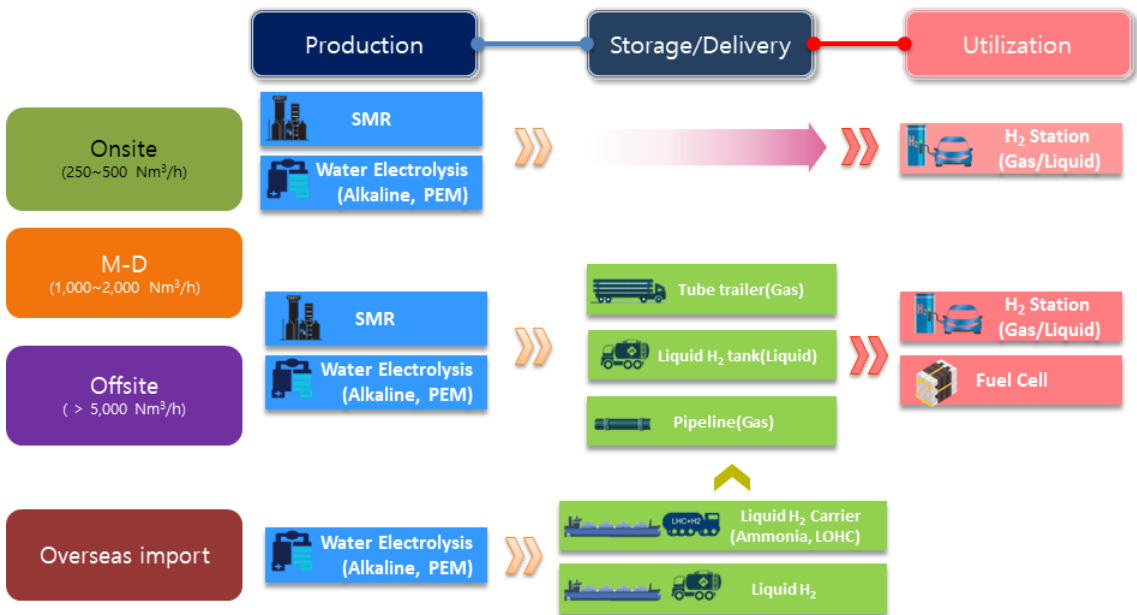


Fig. 1. Hydrogen production, storage/delivery and utilization technologies for economic analysis program

대상 범위로 선정하였다. 수소 이송 기술은 고압기체 수송, 액화 수송, 배관 수송으로 구분되며 현재 국내에서 수소 수송에 적용되는 기술은 고압기체 수송 및 배관 수송이다. 고압기체 수송은 일반적으로 튜브 트레일러 수송으로 알려져 있으며, type 1 용기를 사용하는 경우가 대부분이다. 국내에서 운영되는 수소 튜브트레일러는 500여 대 정도이며, 현재 일반적으로 운영 중인 200 bar 튜브트레일러의 한계를 극복하기 위해 엔케이, 한화솔루션(태광후지킨 용기 사업부 인수), 일진복합소재, 롯데케미칼 등에서 용기의 압력 및 용적을 높여 수소 수송의 효율을 높이기 위한 방안을 고려하고 있다. 액화 수송은 액체 수소를 탱크로리로 운송하는 방식으로 현재는 액체수소 유통 사례는 없으나 향후 가능한 방법으로 고려되고 있다. 배관 수송은 배관을 통해 수소를 운송하는 방식으로 석유화학단지에서 생산되는 부생수소 운송에 활용되고 있으며 국내에 약 200 km 구축되어 있다. 본 연구에서는 2023년 이후 액화플랜트 구축 및 향후 해외 수소 수입 유통 시 적용될 기술로서 액화 수송을 포함하여 3가지의 수송 방법을 평가 범위로 선정하였다. 수소 활용 기술은 일반적으로 수송용 및 발전용 연료로의 활용으로 구분할 수 있으며, 수송용 연료로 활용하기 위한 수소 충전소는 기체 충전소 및 액체 충전소를 평가 범위로 선정하였고, 발전용 연료전지 시스템은 PEMFC, SOFC, MCFC, PAFC⁴⁾를 평가 범위로 선정하였다.

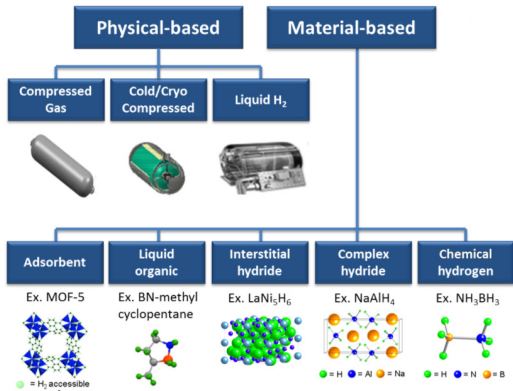

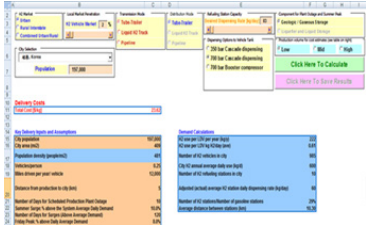



Fig. 3. Hydrogen storage technologies

2.1.2 기존 해외 개발 경제성 프로그램 분석

미국은 Department of Energy (DOE)의 지원을 통해 National Renewable Energy Laboratory (NREL) 및 Argonne National Laboratory (ANL)를 중심으로 Table 1에 나타난 바와 같이 H2A (수소 생산 기술별 경제성 분석 프로그램), HDSAM (수소 수송 기술, 충전소 종류별 경제성 분석 프로그램), HRSAM (수소 충전소 용량별 경제성 분석 프로그램)을 개발하였다⁵⁻⁷⁾.

Table 1. Overview of the program used to calculate the cost of hydrogen supply

<p>H2A (H2A production model)</p>	 <p>Calculation of hydrogen production cost by production method (since 2005, ver. 3.2018)</p>
<p>HDSAM (hydrogen delivery scenario analysis model)</p>	 <p>Calculation of hydrogen transport cost for various conditions by transport method (since 2006, ver. 3.1)</p>
<p>HRSAM (hydrogen refueling station analysis model)</p>	 <p>Calculation of hydrogen cost for hydrogen refueling station (since 2014, ver. 2.0)</p>

H2A 경우 수소 생산 규모, 수소 생산 기술, 기술의 적용 시기별로 나누어 각각을 엑셀 기반의 개별 프로그램으로 구성하여 경제성 분석을 할 수 있도록 설계되었다. H2A에서 적용한 집중형 수소 생산의 경우 경제성 분석의 구조를 대표적으로 Fig. 4에 나타내었다.

HDSAM은 2006년부터 개발된 프로그램으로 고압기체 수송, 액화 수송, 배관 수송에 대한 다양한 조건(지역, 수송량, 충전소 용량 등)에 대한 수소 수송 비용을 계산할 수 있으며, Argonne National Laboratory (ANL)에서 개발한 Greenhouse gases, Regulated Emissions, and Energy use in Transportation (GREET) 프로그램의 방법론이 적용되어 수소 생산 및 수송의 전 과정에서 발생하는 온실가스 배출량을 산정할 수 있도록 구성되어 있다. HRSAM은 2014년부터 개발된 프로그램으로 기체수소충전소 및 액체수소충전소에 대해 충전소 용량에 대한 비용을 계산할 수 있도록 구성되어 있다.

2.1.3 수소 전주기 경제성 평가 프로그램 기준 및 구성

경제성 분석을 위한 비용 입력 조건은 기본적으로 구성된 데이터베이스를 기준으로 계산하는 방법과 사용자가 직접 건설비 및 운영비를 입력하여 계산할 수 있도록 구성하였으며, 경제성 분석 결과는 균등화 수소가격, 균등화 전기가격(연료전지 발전의 경우)을 기본적으로 계산하되 편익비용비(benefit/cost ratio,

B/C), 순현재가치(net present value, NPV), 내부수익률(internal rate of return, IRR) 등 다양한 결과에 대한 계산이 가능하도록 하였다. 수소 전주기 기술 경제성 평가 프로그램은 크게 입력 부분, 결과 부분, 데이터 부분으로 구성할 수 있도록 설계하였으며, 입력 부분은 선택된 세부 기술의 특징과 관련된 변수 입력 항목 및 경제성 분석 변수 입력 항목, 기타 변수 입력 항목으로 구성되며, 결과 부분은 수소단가, 현금 흐름 분석 및 민감도 분석 등 경제성 분석 결과 출력 항목으로 구성된다. 연료 및 유틸리티 가격, 비용 지표, 에너지의 물리적 성상, 기타 일반적인 경제성 분석 입력 항목 등은 데이터 부분에 포함되도록 구성하였다. 단위기술 분석 범위 및 경제성 평가를 위한 세부 흐름은 Fig. 5에 나타내었으며 수소 전주기 기술 중 집중형 천연가스 추출 수소 생산 기술(CO₂ 포집 적용) 및 수소 활용(충전소) 기술에 대한 경제성 분석 프로그램 구조를 Figs. 6, 7에 나타내었다. 본 연구에서는 대표적인 기술로 천연가스 추출 시스템 및 수전해 시스템에 대한 건설비 산정 내용을 정리하였다.

2.1.4 수소 생산 기술 건설비 산정

수소 생산 기술 중 천연가스 추출 시스템은 기술의 성숙도가 높아 미래 기술 수준에 따른 비용 절감 효과가 거의 없는 것으로 평가된다. 천연가스 추출 수소 생산 기술의 건설비는 용량에 따라 달라질 수 있는데, 기존에 알려진 300 Nm³/h 및 40,000 Nm³/h 규모의 천연가스 추출 시스템 비용으로부터 각 용량에 따른 건설비를 추정할 경우(300 Nm³/h 비용 기준 scale-up한 경우와 40,000 Nm³/h 비용 기준 scale-down한 경우) Fig. 8에 나타난 바와 같이 큰 차이가 없었으며, 이를 바탕으로 규모에 따른 천연가스 추출 시스템의 비용은 Fig. 9 및 식 (1)과 같이 도출되었다.

$$\begin{aligned} & \text{천연가스 추출시스템 건설비(억 원/Nm}^3\text{)} \\ & = 0.9739 \times \text{설비 용량(Nm}^3\text{/h)}^{-0.403} \end{aligned} \quad (1)$$

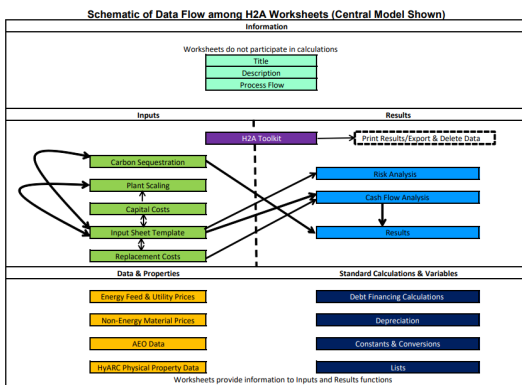


Fig. 4. Schematic flow of economic analysis program of H2A

수전해 시스템의 경우 기술의 성숙도에 따라 시기별로 비용이 절감될 것으로 예측되며, Fig. 10에 나타난 용량별 비용 전망 자료⁸⁾를 기준으로 알칼라인 및 PEM 수전해 시스템에 대한 용량별 비용 모델을 도출하였다. 2 MW 급 이하 알칼라인 수전해 시스템

단일 스택에 대한 용량별 비용은 식 (2), 2 MW 급 이상 모듈 스택에 대한 용량별 비용은 식 (3)과 같다. PEM 수전해의 경우 3 MW 급 이하의 식 (4)와 같이 용량별 비용이 도출되었다.

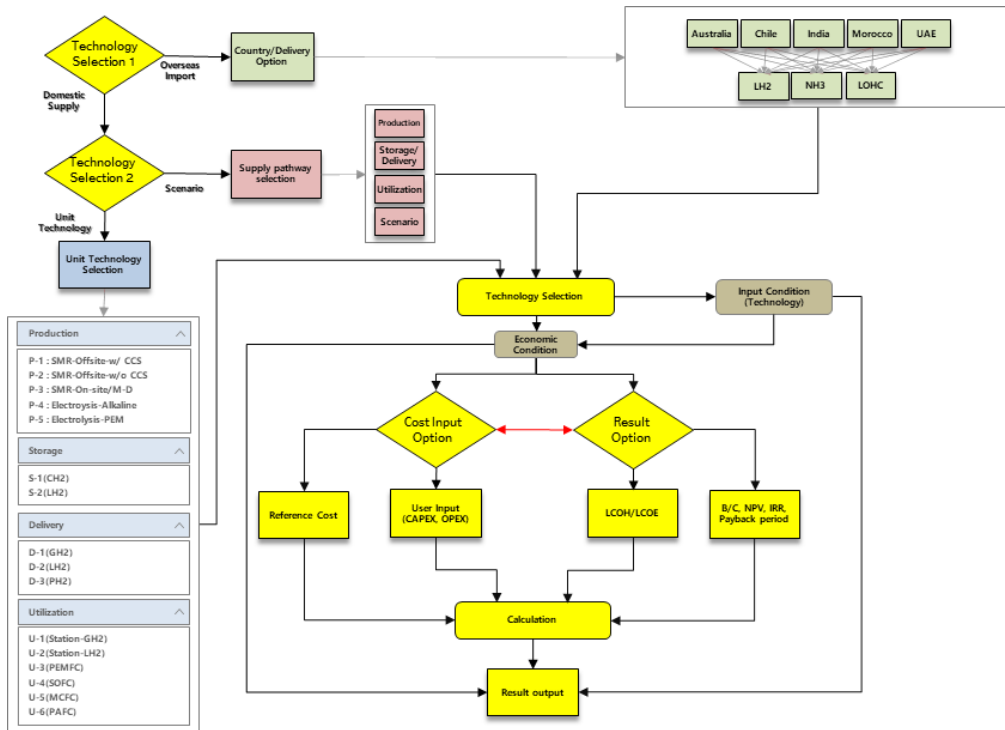


Fig. 5. Schematic flow of economic analysis program for hydrogen technologies

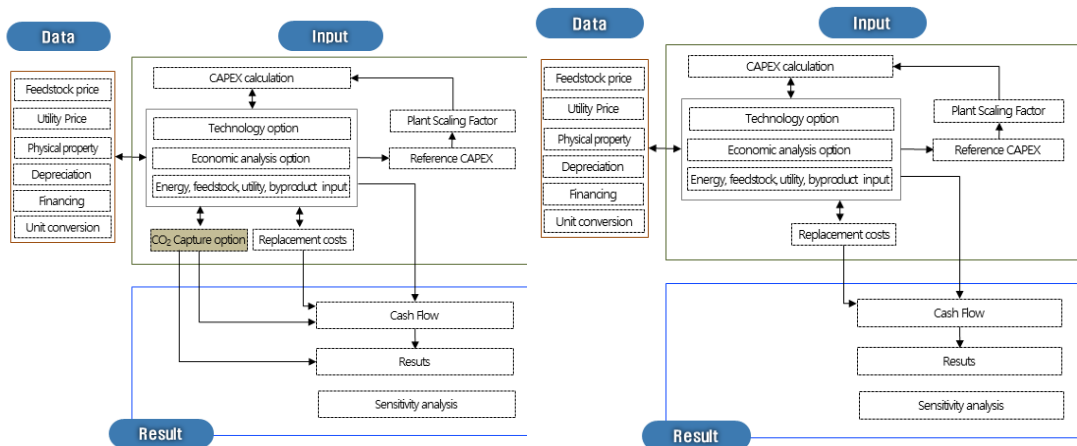


Fig. 6. Economic analysis flowchart for hydrogen production technology based on steam methane reforming

$$\begin{aligned} & \text{건설비(Euro/kW)} \\ & = -125.85 \times \text{수전해 용량(MW)} + 7,998.1 \end{aligned} \quad (2)$$

$$\begin{aligned} & \text{건설비(Euro/kW)} \\ & = -18.12 \times \text{수전해 용량(MW)} + 3,221.1 \end{aligned} \quad (3)$$

$$\begin{aligned} & \text{건설비(Euro/kW)} \\ & = -82.29 \times \text{수전해 용량(MW)} + 7,640.3 \end{aligned} \quad (4)$$

3. 결 과

3.1 수소 전주기 기술 경제성 분석 프로그램 개발

3.1.1 엑셀 기반 경제성 분석 프로그램

본 연구에서는 수소 생산, 저장/이송, 활용 전주기 기술에 대하여 단위기술 각각에 대한 비용 분석 및 생산부터 활용까지의 전주기 기술 적용 시의 비용 분석, 해외 수입 수소의 비용 분석을 하나의 플랫폼에서 계산할 수 있도록 구성하였으며, 엑셀 기반의

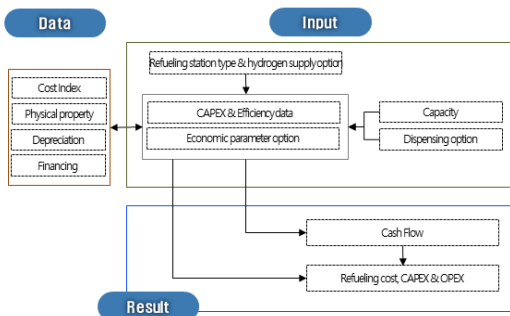


Fig. 7. Economic analysis flowchart for hydrogen refueling station

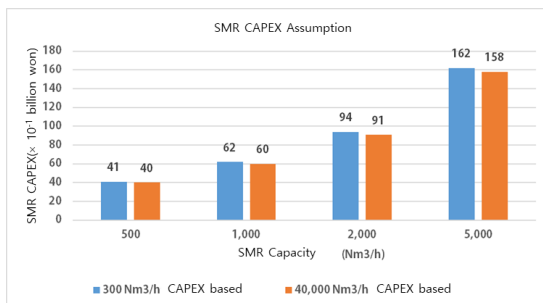


Fig. 8. CAPEX of hydrogen production system based on steam methane reforming

프로그램 및 사용자의 편의성을 고려한 UI/UX 설계가 반영된 프로그램의 2가지 버전으로 개발하였다. 수소 전주기 각 기술에 대한 균등화 수소가격 계산 화면은 Fig. 11에 나타내었으며, 수소 생산 기술의 경우 기술적 입력 변수로는 설계 용량, 운전 부하율, 연간 평균 설비 가동율, 시스템 효율을 사용자가 결정할 수 있도록 하였고, 경제성 부분의 입력변수로는 연간 물가상승률, 보험비율, 법인세 비율, 연료(천연가스 또는 전기)의 물가상승률, 환율, 연료(천연가스 또는 전기) 가격, 자본의 구성(자기자본, 타인자본) 및 할인율, 공사비 집해년도 및 비율, 고용 인원 및

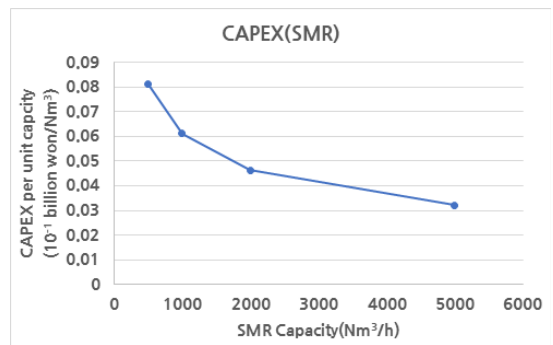


Fig. 9. CAPEX of hydrogen production system with capacity

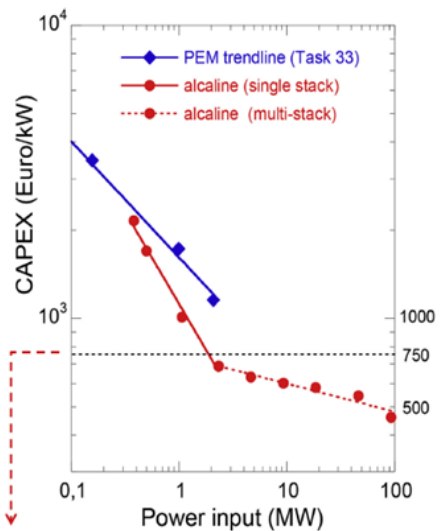


Fig. 10. CAPEX of water electrolysis with power input

K-H2TEAM(Korea-H2-Technology Economic Analysis Model : 수소 전주기경제성 평가 모델) Return Main

Unit/Technology	Input Option 1 (1SM)	Input Option 2 (Economic parameter)
Production	Design Capacity Nm3-H2/h 200,000	Annual inflation rate 1.5%
P-1 SMR/offsite-CO2 capture	Design Capacity kg-H2/day 428,571	Inflation rate 1.5%
	Design Capacity Factor % 90.0%	Tax residence tax 22%
Reference year	Hydrogen production kg/day 385,714	NO Escalation 1%
Present(2022)	Hydrogen production Nm3-H2/h 180,000	Electricity Escalation 1%
	Hydrogen production/ton/year 126,707	Natural gas/Electricity prices
CAPEX Option	Operation load factor % 90	Exchange 1300 won/USD
	SMR Efficiency(HV) % 72	12.00 won/kgH2
Reference CAPEX	Natural Gas heating value(HV) kcal/Nm3 9,420	13,560 won/kgH2
	NG Consumption Nm3/h 67.93	10 SMM/Wh
Input & Calculation	NG/Hydrogen ratio Nm3/Nm3 0.377	587 won/Nm3
	NG/Hydrogen ratio kg/kg-H2 3.42	100 won/kWh
	CO2 capture efficiency % 90	
	Input Option 2 (Electrolysis)	
	Design Capacity Nm3-H2/h 20,000	Financing factor 100%
	Design Capacity kg-H2/day 42,857	Required Annual Return 6%
	Design Capacity Factor % 90.0%	Financing factor 6%
	Hydrogen production kg/day 28,571	Required Annual Return 5%
	Hydrogen production/ton/year 12,670	Average annual rate of the cost of money 6%
	Operation load factor % 90	Construction capital spent
	Stack efficiency % 78	1st year 20%
	System Efficiency % 70	2nd year 50%
		3rd year 30%
		100%
		Labor cost
		Staff 1%
		Overhead cost 5%
		Operating cost/CAPEX based 4%
		Operating cost rate 6.818 million won

Fig. 11. Input parameters of economic analysis program

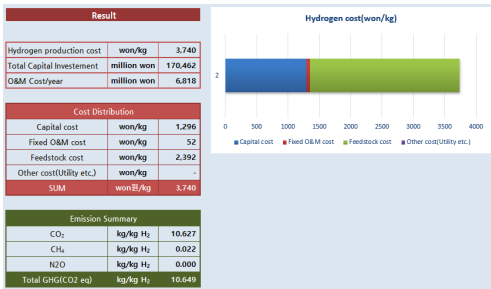


Fig. 12. Result of economic analysis program

임금, 운영비 비율 등이 있다. 기술적, 경제성 입력변수에 따라 균등화된 수소 가격을 계산할 수 있으며, 결과는 Fig. 12에 나타난 바와 같이 단위 수소량 당의 가격, 전체 투자 비용, 수소 가격을 구성하는 요소의 비중으로 구분하여 표시될 수 있도록 하였다. 해외 수소 수입의 경우 Fig. 13에 나타난 바와 같이 수입 국가, 생산 기술(알칼라인 또는 PEM), 연간 수소 생산량, 플랜트 수명, 재생전기 가격 등을 입력하면 수송 방법(액화수소, LOHC, 암모니아)에 따른 수소 도입 가격을 산정할 수 있도록 구성하였다. 엑셀 기반

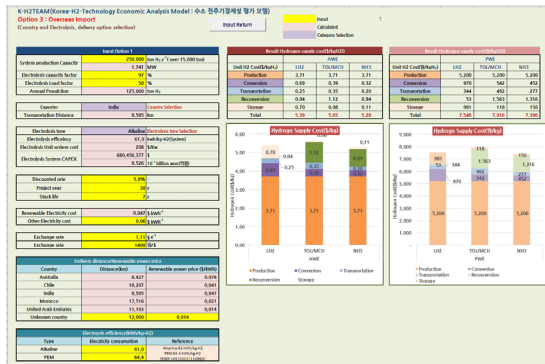


Fig. 13. Input and result for overseas hydrogen import case

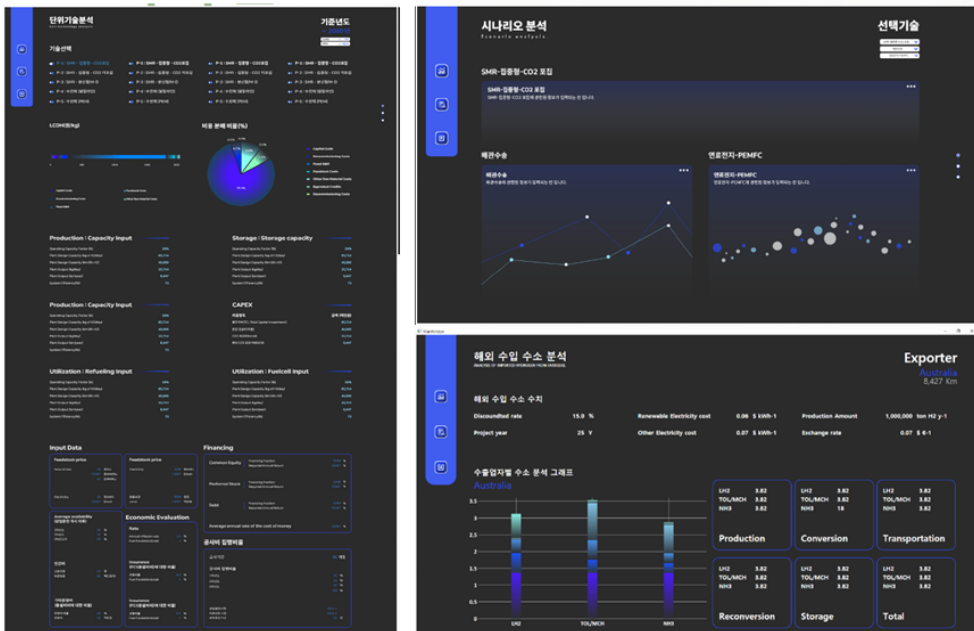


Fig. 14. Economic analysis program with UI/UX for hydrogen production, storage/delivery, utilization technologies

프로그램 기반으로 사용자의 편의를 고려한 UI/UX를 반영할 예정이며, UI/UX 화면은 Fig. 14에 나타내었다.

4. 결론

본 연구에서는 수소 생산, 저장/이송, 활용 기술의 경제성 평가를 위한 프로그램을 개발하였다. 경제성 분석의 대상 기술은 수소 생산 기술 5종, 수소 저장 기술 2종, 수소 이송 기술 3종, 수소 활용 기술 6종이며, 해외 수입 수소의 경우는 5개 지역(호주, 칠레, 인도, 모로코, UAE)에서 수입하는 것을 고려하였으며, 수송 방법은 액화수소, 암모니아, LOHC 형태로 수송하는 것을 기준으로 하였다. 국내 공급 수소와 해외 수입 수소로 구분하여 기술별 경제성 평가가 가능하도록 구성하였으며, 국내 공급의 경우 단위 기술별 분석 및 전주기 기술의 조합을 고려한 분석이 가능하도록 하였다. 향후 경제성 분석 결과의 타당성 검증 및 전문가 자문, 보완을 통한 객관성, 신뢰성 확보 후 수소 전주기 기술의 경제성 평가에 활용 가능할 것으로 예상되며, 본 프로그램을 활용하여 정부의 수소 경제 활성화 로드맵 구체적 이행 계획 수립을 위한 객관적 데이터 확보 및 수소 생산, 저장/이송, 활용 기술의 시기별, 지역별 수소 공급 전략 수립 지원이 가능할 것으로 판단된다.

후 기

본 연구는 신재생에너지핵심기술 개발 사업의 재원으로 지원을 받아 수행되었으며 이에 감사드립니다(No. 20203020040010).

References

1. Ministry of Trade, Industry and Energy, "1st hydrogen Economy implementation plan", Ministry of Trade, Industry and Energy, 2021. Retrieved from https://www.motie.go.kr/motie/ne/announce2/bbs/bbsView.do?bbs_seq_n=67130&bbs_cd_n=6.
2. Y. Lee, G. Kim, S. Ki, and J. Seo, "Development of conceptual cost estimation model for an economic analysis of steam methane reforming based hydrogen production", *Journal of The Korean Society of Mineral and Energy Resources Engineers*, Vol. 59, No. 2, 2022, pp. 193-204, doi: <https://doi.org/10.32390/ksmer.2022.59.2.193>.
3. H. Park, S. Kim, B. Kim, S. Lee, H. Lee, and Y. Yoo, "An economic analysis for establishing a hydrogen supply plan in the metropolitan area", *Trans Korean Hydrogen New Energy Soc*, Vol. 33, No. 3, 2022, pp. 183-201, doi: <https://doi.org/10.7316/KHNES.2022.33.3.183>.
4. Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office, "Hydrogen storage", *Energy Efficiency & Renewable Energy*. Retrieved from <https://www.energy.gov/eere/fuelcells/hydrogen-storage>.
5. J. H. 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", *Trans Korean Hydrogen New Energy Soc*, Vol. 31, No. 4, 2020, pp. 337-344, doi: <https://doi.org/10.7316/KHNES.2020.31.4.337>.
6. Department of Energy, "National renewable energy laboratory", Department of Energy, 2012. Retrieved from https://www.hydrogen.energy.gov/h2a_analysis.html.
7. Department of Energy, "National renewable energy laboratory", Department of Energy, 2020. Retrieved from <https://www.hydrogen.energy.gov/delivery.html>.
8. P. Joris, "State-of-the art CAPEX data for water electrolyzers, and their impact on renewable hydrogen price settings", *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 44, No. 9, 2019, pp. 4406-4413, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.07.164>.