Journal of Hydrogen and New Energy, Vol. 36, No. 4, 2025, pp. 390~400
DOI: https://doi.org/10.7316/JHNE.2025.36.4.390

JHNE
pISSN 1738-7264 • eISSN 2288-7407

소형 모듈 원전 연계형 고온 수전해 시스템의 기술 및 경제성 분석

박종민† · 박승용 · 이소영 · 임태영

한국전력기술(주) 전력기술연구원

Techno-economic Analysis of a High-temperature Electrolysis System Integrated with a Small Modular Reactor

JONGMIN PARK†, SEUNGYOUNG PARK, SOYOUNG LEE, TAEYOUNG LIM

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

†Corresponding author :
jmpark@kepco-enc.com

Received 30 June, 2025
Revised 21 July, 2025
Accepted 5 August, 2025

Abstract >> This study presents a techno-economic analysis of a hydrogen production system integrating a 60 MWe small modular reactor (SMR) with a 10 MW-class solid oxide electrolysis cell (SOEC). A process model was developed using both electrical and thermal energy from the SMR, confirming stable operation with only 0.84% steam extraction from the main steam line. The SOEC produced 290.9 kg/h of hydrogen with a specific energy consumption of 41.6 kWh/kg-H_2. The levelized cost of hydrogen was estimated at 3.87 USD/kg, and could be reduced to 3.15 USD/kg under optimistic conditions. Sensitivity analysis highlighted capacity factor, electricity price, and capital cost as key variables. The results demonstrate the technical and economic feasibility of SMR-SOEC integration for clean hydrogen production.

Key words : Small modular reactor(소형 모듈 원전), Solid oxide electrolysis cell (고체산화물 수전해), Process modeling(공정 모델링), Economic analysis (경제성 분석)

1. 서 론

전 세계적으로 기후 변화 대응과 에너지 전환이 주요한 과제로 자리 잡으면서 각국은 수소 경제로의 전환을 가속화하고 있다. 이러한 배경에서 수소 생산 과정에서 이산화탄소를 배출하지 않는 청정수소는 탄소중립 목표를 달성하기 위한 핵심 자원으로 주목받고 있으며 원자력 발전과 연계된 청정수소 생산 시스템은 재생에너지의 간헐성 문제를 극복하고 안정적인 수소 생산을 가능하게 하는 중요한 대안으로 부상하고 있다. 특히 소형 모듈 원전(small modular reactor, SMR)은 전력과 열에너지의 동시 공급이 가능하다는 특성으로 인해 분산형 전원으로 주목받고 있으며 고온 방식인 고체산화물 수전해(solid oxide electrolysis cell, SOEC) 시스템과의 연계가 용이한 기술적 장점을 갖고 있다[1,2]. 이에 따라 분산형 SMR 기반의 수전해 연계 기술은 재생에너지 기반 수전해 시스템 대비 안정적이고 효율적인 운전이 가능하고 수소 생산 단가 측면에서도 경쟁력을 가질 수 있는 것으로 평가된다[3].

현재까지 국내외에서 SOEC 시스템에 대한 성능 해석 및 시스템 연계에 대한 연구가 다수 진행되어 왔으나 선행 연구들은 주로 대형 원전과의 기술 연계를 중심으로 수행되고 있다[4,5]. 그러나 이러한 연구들은 실제 적용 가능성 측면에서 제약이 있으며 최근 주목받고 있는 SMR 기반의 수소 생산에 대한 구체적인 기술 및 경제성 분석은 상대적으로 부족한 실정이다.

본 연구는 상용화를 고려한 SMR과 SOEC의 연계 가능성에 주목하여 실제 운영 조건을 반영한 공정 모델링을 수행하고 이를 바탕으로 경제성과 에너지 효율 측면에서의 타당성을 평가하였다. 특히 분산형 전원으로 국내외 적용 가능성이 높은 SMR의 전력 및 열에너지를 활용하여 SOEC 수전해 시스템을 연계하는 통합 시스템의 공정 모델링을 수행하였으며 시스템의 에너지 흐름 해석 및 수소 생산의 경제성을 정량적으로 평가하였다.

공정 모델링은 Aspen Plus (AspenTech, Bedford, MA, USA)를 기반으로 하여 스택과 열교환기 등 주요 설비를 포함한 SOEC 시스템을 구성하였으며 SMR로부터 공급되는 열과 전력을 이용한 고온 운전 조건을 고려하여 전체 공정의 열물질 수지를 작성하고 시스템 성능을 분석하였다. 최종적으로 수소 생산량, 전력 사용량, 열 사용량, 설비 투자비 및 운전비 등을 반영한 경제성 분석을 통해 수소 생산 단가(levelized cost of hydrogen, LCOH)를 산출하였으며 민감도 분석을 통해 실제 산업 적용 시 경제성을 개선하기 위한 현실적인 기술 적용 모델을 제시하였다.

2. 시스템 개요 및 분석 범위

원전 연계 수소 생산 기술은 원자력 발전소(nuclear power plant, NPP)에서 생산되는 전력과 열을 이용하여 수소를 생산하는 기술을 지칭하며 NPP에서 생산되는 전력과 열을 이용하여 수전해 설비(water electrolysis system, WES)를 통해 수소를 생산하여 수요처에서 요구하는 온도, 압력 조건으로 이송하는 공정을 포함한다. 본 연구에서는 Fig. 1과 같이 NPP로 분산 전원 활용 가능성이 높은 SMR을 적용하고 SMR을 통해 생산한 전력과 열을 고온 수전해인 SOEC에 공급하여 수소를 생산하여 수요처로 공급하는 시스템을 구성하였다.

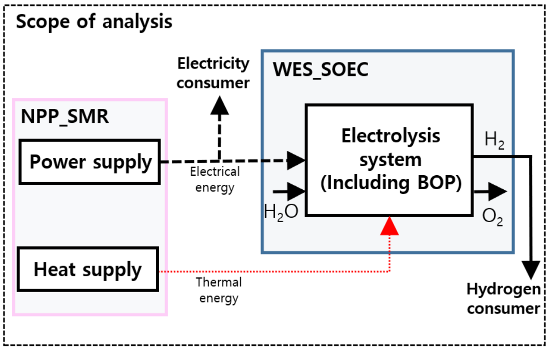

Fig. 1. System configuration of SOEC electrolysis system integrated with SMR

SMR은 소규모 분산 전원, 지역 난방 및 산업 공정 열 활용 등의 다양한 시장을 고려하여 한국전력기술에서 개발 진행 중인 열 출력 200 MWt, 전기 출력 60 MWe인 해양 SMR 모델[6,7]을 적용하였으며 특정 지역에 약 50 MW의 전력 부하를 고려하여 전력 공급 후 잉여 전력 및 열에너지 일부를 안정적으로 WES에 공급한다는 전제 조건으로 10 MW급의 SOEC 시스템을 적용하여 기술 경제성 분석을 수행하였다.

본 연구의 기술 경제성 분석 범위는 수전해 스택 및 balance of plant (BOP) 설비를 포함한 SOEC 계통과 SMR 계통이며 10 MW급 SOEC 수전해 시스템의 공정 해석을 통해 수전해의 성능 및 SMR 연계 시 요구되는 유틸리티 공급 조건을 제시하도록 하였다. 다음으로 SMR과 SOEC의 통합 연계 공정 모델링 및 기술 경제성 분석을 통해 기술의 적용 가능성을 평가하였다.

3. 기술 성능 분석

3.1 SOEC 시스템

3.1.1 모델링 방법론 및 분석 모델

SOEC 수전해 시스템 모델링에 대한 연구들은 고온 수전해 과정의 물리적, 화학적 메커니즘을 이해하고 최적화하기 위해 다양한 모델링 접근법을 제시하고 있으며 특히 전기화학적 모델링은 SOEC 내부에서 발생하는 전기화학 반응을 수학적으로 설명하는 접근법으로 저온 수전해와 같이 Nernst 방정식, Butler-Volmer 방정식 등을 사용하여 전압, 전류 밀도, 전해질의 전도도 등을 예측한다.

대표적으로 Diaz와 Wang[8]은 SOEC의 전기화학적 성능을 예측하는 데 사용되는 모델을 제시하고 다양한 운전 조건에서 성능을 분석하였으며 그 결과는 SOEC 해석 모델링 연구 및 모델 개발에 활용되고 있다. 또한 전기화학 모델과 공정 모사 프로그램을 이용하여 SOEC의 성능을 분석하는 모델 개발 연구도 진행되고 있다. Zhao 등[9]은 Aspen Plus를 이용하여 SOEC 공정을 모델링하였으며 전기화학 모델 기반의 스택 모델링을 통해 주요 공정 모사 해석을 위한 parameter를 정의하고 SOEC 시스템 전체의 에너지 밸런스와 흐름을 분석하고 검증하였다.

본 연구의 SOEC 시스템 공정 해석 모델은 Fig. 2와 같으며 면적 저항(area specific resistance, ASR) 개념을 적용하여 온도, 압력, 전류밀도 등의 주요 변수에 대한 전압을 결정하고 공정 모사 프로그램인 Aspen Plus를 이용하여 열물질 수지(heat & mass balance)를 작성하여 수전해 시스템의 최종 성능 데이터를 도출하였다.

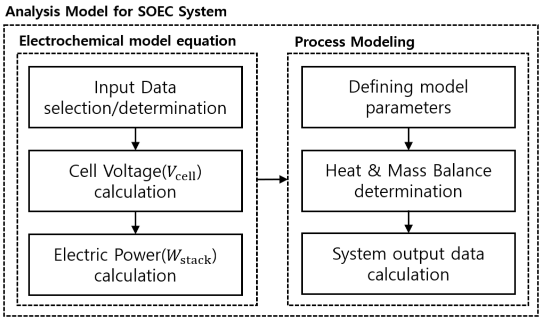

Fig. 2. Performance analysis model for SOEC system

정확한 ASR 값을 사용하면 모델링과 시뮬레이션의 정확성을 높일 수 있기 때문에 ASR을 정확하게 계산하고 고려하는 것은 모델의 예측 정확성을 높이는 데 중요하며 ASR이 시간, 온도, 전류 밀도에 따라 어떻게 변화하는지 모델링함으로써 SOEC의 실제 동작 조건에서의 성능을 보다 정확하게 예측하고 분석할 수 있다.

분석 모델의 cell voltage calculation에서는 SOEC 수전해의 셀 전압(V_{cell})을 계산한다. SOEC에서 수전해를 할 때 ASR을 고려한 셀 전압은 식 (1)과 같이 계산된다[10,11]. 여기서 V_{oc}는 open circuit voltage 전압, i는 전류 밀도, ASR(T)는 작동 온도 조건에서 ASR을 나타낸다.

$$V_{cell} = V_{oc} + (i \times ASR(T)) \tag{1}$$

식 (1)에서 V_{oc}는 온도(T)와 전해질 양쪽에 있는 기체의 분압(P_{H2}, P_{O2}, P_{H2O})에 따라 결정되며 식 (2)와 같이 계산된다[10]. R은 기체상수인 8.314 kJ/kmol·K 이며 F는 패러데이 상수인 96,487 C/mol을 적용한다.

$$V_{oc} = 1.253 - 0.00024516\,T + RT/2F \times \ln\left[P_{H_2}(P_{O_2})^{0.5}/P_{H_2O}\right] \tag{2}$$

ASR은 셀의 구성 요소(전해질, 전극 등)와 운전 조건(온도, 전류밀도 등)에 따라 결정된다. ASR은 전기적 저항, 이온적 저항, 계면적 저항 등 다양한 요소의 저항 성분을 합한 값으로 표현될 수 있으며 저항 성분은 셀의 재료 특성, 온도, 기체 조건 등에 따라 달라지게 된다. 여기서 각 저항 성분은 실험적 방법을 통해 구해지며 본 모델에서는 실험적 데이터를 기반으로 신뢰도를 검증한 Jolaoso 등[12]과 Redissi와 Bouallou[13]의 ASR equation을 이용한다.

$$ASR(T) = ASR_{1100K} - 0.463 + 3.973 \times 10^{-5}\exp(10300/T) \tag{3}$$

식 (3)에서 ASR_{1100K}는 실험적 결과에 의한 값으로 0.1-0.5 Ωcm^2의 범위를 가지는 것으로 검토되며 base case 모델링에서는 0.25 Ωcm^2를 적용했다[14]. ASR은 온도(K)에 따라 달라지며 일반적으로 고온에서는 전해질과 전극의 전도성이 증가하여 ASR이 낮아지는 경향을 보인다.

수전해 스택에 투입되는 전력 소모량(W_{stack})은 단위 셀 전압(V_{cell}), 셀의 면적(A_{cell}), 전류밀도(i)에 대한 관계식인 식 (4)를 적용하였다.

$$W_{stack} = V_{cell} \times A_{cell} \times i \tag{4}$$

3.1.2 계통 구성 및 모델링 조건

10 MW급 SOEC 시스템의 모델링을 위한 계통 및 설비 구성은 Zhao 등[9]에서 제안한 process flowsheet를 참조하였으며 상세 계통도는 Fig. 3과 같다. SOEC에서 요구하는 수질 조건으로 make-up water pump (PP-101)를 통해 공급되는 물(S1)은 LT recuperator (HE-101)를 거쳐 승온 후 water evaporator (HE-102)에서 외부로부터 열을 공급받아 증기로 기화된다. 증기(S4)는 air-steam heater (HE-103)를 통해 승온 후 recycle hydrogen compressor (CP-101)를 통해 순환되는 일부의 수소와 혼합된다. 일부 수소가스가 포함된 증기(S7)는 HT recuperator (HE-104)에서 시스템 내부 열 회수를 통해 승온 후 electric steam heater (HE-105)에서 SOEC stack에서 요구하는 온도 조건으로 최종적으로 승온하여 stack의 cathode 극으로 공급된다.

Stack에서는 전기분해를 통해 cathode 극에서는 수소가 생산되고 anode 극에서는 산소가 생산되어

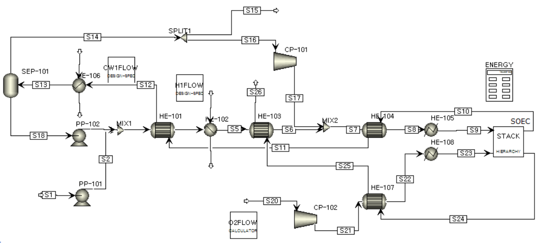

Fig. 3. System configuration for SOEC system modeling

Table 1. Modeling conditions of 10 MW SOEC system

	Item	Unit	Value
Stack	Operating temperature	℃	800
	Operating pressure	bar	1.3
	Current density	A/cm^2	0.75
	Electrolyte area	cm^2	250
	Steam conversion fraction	%	85
	Stack mole fraction (H_2O)	%	90
	Stack mole fraction (H_2)	%	10
	Number of cells	-	Calc
	Electric power of stack	kW	Calc
Process	Pump efficiency	%	75
	Compressor efficiency	%	75
	Make-up water temperature	℃	20
	Make-up water pressure	bar	1.1
	MTA of heat exchangers	℃	20

분리되며 수소(S10)는 HE-104와 HE-101 열교환기를 거쳐 열을 시스템 내부로 복열시킨 후 최종적으로 cooler (HE-106)를 통해 냉각 후 separator (SEP-101)로 들어간다. SEP-101에서는 분리된 수분(S18)이 recycle water pump (PP-102)를 통해 PP-101에서 공급되는 물과 합류되어 HE-101로 보내지는 시스템을 구성하게 된다. SEP-101에서 대부분의 수분이 제거된 수소(S14) 중 일부의 유량(S16)은 CP-101을 통해 시스템 내부로 순환되며 내부 순환량을 제외한 수소(S15)는 수전해 시스템의 최종적인 수소 생산물로 추가적인 정제 또는 압축/저장을 위한 공정으로 보내지게 된다.

한편 SOEC 시스템에서는 stack의 효율성과 내구성을 유지하기 위하여 열과 에너지 균형을 목적으로 sweep air가 필요하다. Stack으로 공급되는 공기(S20)는 air compressor (HE-107)를 통해 압축 후 air recuperator (HE-107)와 electric air heater (HE-108)를 거쳐 stack으로 공급되며 stack에서 배출되는 공기(S24)는 HE-107과 HE-103 열교환기를 통해 열을 시스템 내부에 공급한다. 이후 열이 제거된 공기(S26)는 대기로 방출되거나 다른 산업용 목적으로 활용된다.

SOEC 시스템의 공정 분석 모델링 조건 및 주요 파라미터는 Table 1과 같다. 모델링을 위한 주요 parameters와 coefficients는 Diaz와 Wang[8]의 데이터를 참조하였으며 전류 밀도와 셀의 수 등 variable을 통해 다양한 조건에서 모델링 분석이 가능하도록 구성하였다.

3.1.3 모델링 및 결과 분석

SOEC 수전해 시스템의 전기화학 모델 및 계통 구성을 기반으로 10 MW급 SOEC 수전해 시스템의 process modeling을 수행하였다. SOEC의 stack 모델링에서는 stack의 전기분해 반응, 저항을 고려한 셀 전압 및 SOEC stack의 반응열과 열 출입을 고려하였다.

Table 2의 모델링 결과에 따르면 stack으로 인가되는 전력량은 9,953.0 kW이며 290.9 kg/h의 수소가 생산된다. 여기서 수소 1 kg을 생산하기 위한 펌프, 압축기 등 BOP에서 소모되는 전력을 포함한 전력 소모량은 10,205.9 kW이며 열에너지 공급량은 1,898.8 kW이다. SOEC 시스템에서 수소 1 kg 생산을 위한 에너지 소모량은 41.6 kWh/kg로 94.7% (고위 발열량 기준) 효율을 나타내었다.

10 MW SOEC의 SMR 연계 시 열원 공급으로 3.5 bar 기준으로 steam 3,158.4 kg/h가 필요하며 냉각을 위하여 415.9 kW의 cooling duty가 필요함을 확인하였다.

Table 2. Modeling results of 10 MW SOEC system

Item		Unit	Value	
SOEC cycle	H_2 production(kg)	kg	290.9	
	Electrolysis power consumption	kW	9,953.0	
	Electrical heating power consumption	kW	240.0	
	Pump & compressor power consumption	kW	12.9	
	Total electric power consumption	kW	10,205.9	
		kWh/kg	35.1	
	External waste heat consumption	kW	1,898.8	
		kWh/kg	6.5	
	Total energy consumption	kW	12,104.7	
		kWh/kg	41.6	
Steam	Flow rate	kg/hr	3,158.4	
	Heat duty	kW	1,898.8	
	Temperature (in/out)	℃	138.9	135.7
	Pressure (in/out)	bar	3.5	3.5
Cooling water	Flow rate	kg/hr	45,190	
	Heat duty	kW	415.9	
	Temperature (in/out)	℃	20.0	28.0
	Pressure (in/out)	bar	1.22	1.22

3.2 SMR 연계형 SOEC 시스템

3.2.1 SMR 개요 및 모델링

SMR의 스팀 사이클을 구성하는 주요 요소는 터빈, 발전기, 복수기, 펌프 및 급수 가열기 등이며 Fig. 4의 계통 구성과 같이 증기 발생기(SG1)에서 생산된 증기를 공급받아 터빈(TB1-5)을 돌려 전력을 생산하고 터빈을 통과하면서 에너지를 잃은 증기를 복수기(CD1)에서 응축시켜 회수하여 승압, 승온시켜 다시 증기 발생기로 공급한다. SMR 스팀 사이클은 터빈의 용량 및 주증기 조건을 고려하여 직렬 배열 방식(tandem compound) 및 단류(single flow) 터빈을 기준으로 하였으며 급수 가열기의 단수(FWH1-4)는 터빈 설계상의 제약 및 배치 공간의 제약 등을 고려하여 탈기기를 포함하여 4단으로 구성하였다.

열효율 및 사이클 구성에 중요한 영향을 미치는 주증기 조건과 급수 가열기의 온도차, 복수기 압력 등 주요 모델링 변수는 Kim 등[15]을 참조하였으며 정리하면 Table 3과 같다.

Table 4의 모델링 결과에 따르면 증기 발생기에서 공급된 열량은 187,097.8 kJ/s이며 발전기의 출력은 60,979.7 kWe로 발전 효율은 32.6%임을 확인할 수

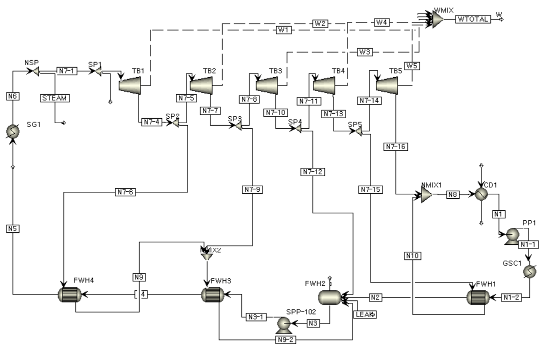

Fig. 4. System configuration for SMR steam cycle

Table 3. Modeling conditions of SMR steam cycle

	Item	Unit	Value
SMR	Main steam pressure	bar	60
	Main steam temperature	℃	270.6
	Main steam flow rate	kg/hr	376,700
	Generator power factor	-	0.9
	Condenser back pressure	bar	0.086
	Condensate pump efficiency	%	80
	Feedwater pump efficiency	%	80
	Main feedwater temperature	℃	232.2

Table 4. Modeling results of SMR steam cycle

	Item	Unit	Value
SMR	Generator output	kWe	60,979.7
	Steam generator heat input	kJ/s	187,097.8
	Steam cycle heat rate	kJ/kWh	11,045.5
	Steam cycle efficiency	%	32.6%

※ Note: cycle heat rate (kJ/kWh) = SG heat input / generator output cycle efficiency (%) = generator output / SG heat input

있었다. 발전소 열 소비율은 증기 발생기에서 급수 또는 증기에 가해진 열을 얼마만큼 효율적으로 터빈 사이클에서 이용했는가를 나타내는 발전소 성능의 척도로 사용되고 있으며 현 단계에서 plant auxiliary power가 미확정이므로 gross heat rate, 즉 steam cycle heat rate만 11,045.5 kJ/kWh로 분석되었다.

3.2.2 SMR과 SOEC 시스템 연계 통합 모델링

위에서 도출된 SOEC system과 SMR 스팀 사이클의 계통을 연계하여 Fig. 5와 같이 통합 모델링을 수행하였다. SOEC의 경우 SMR 발전소로부터 증기 공급이 필요하며 이때 증기 취출을 위해서는 SOEC에서 요구하는 증기 열량을 만족하는 동시에 기존 SMR 발전소 계통의 안정성 및 성능에 미치는 영향을 고려하여야 한다.

SOEC의 증기 공급 조건을 고려할 때 SMR 스팀 사이클에서 증기 추기 위치는 주증기 직접 추기, 고압부 터빈 후단 추기 등을 고려할 수 있다. 실제 발전소의 성능적인 측면에서는 온도, 압력 조건이 적합한

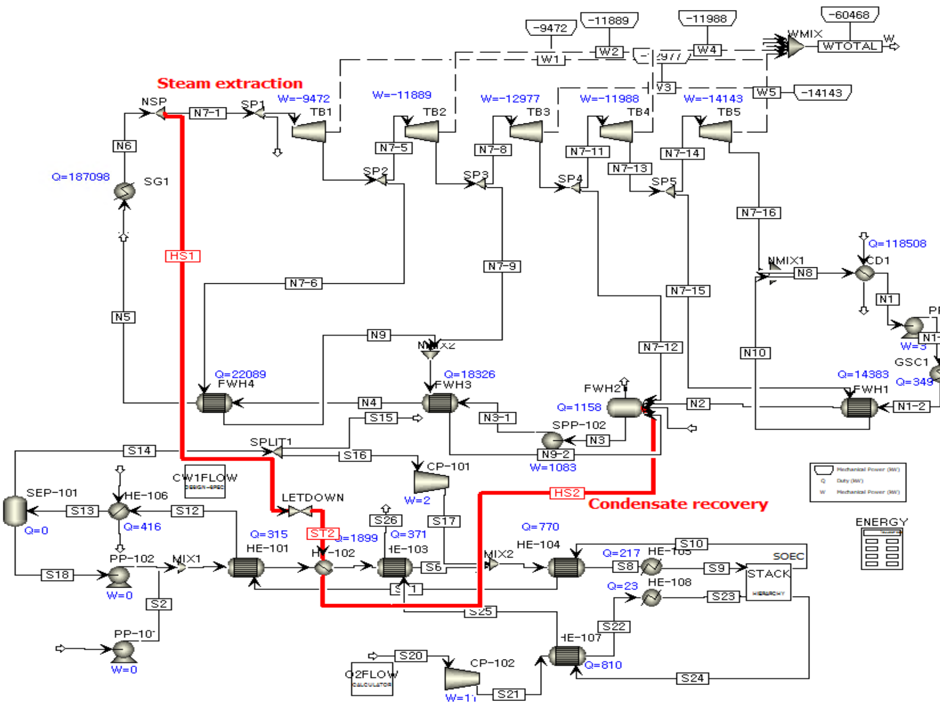

Fig. 5. Modeling flowsheet of SOEC electrolysis system integrated with SMR

고압부 터빈의 후단 추기가 효율적이지만 발전소 운영의 안정적 측면 및 SOEC에 안정적인 증기 공급을 고려하여 본 연구에서는 주증기 배관(N6)에서 직접 추기하는 것을 기준으로 모델링을 수행하였다.

증기 취출과 더불어 응축수를 회수하는 부분도 발전소 운영 측면에서 매우 중요한 요소가 되기 때문에 주증기 배관에서 추기한 증기는 고압으로 이송(HS1)하여 SOEC 시스템에서 요구하는 조건으로 감압하여 사용되며 SOEC 시스템에서 열교환기(HE-102)로 열 공급 후 SMR 발전소의 탈기기(FWH2)로 회수하는 공정을 구성하였다.

3.2.3 SOEC 시스템 적용 시 SMR 발전소의 영향 분석

SMR 스팀 사이클의 주증기 배관에서 증기를 취출함에 따라 SMR 발전소의 출력이 감소하게 된다. 통합 연계 모델링을 통해 60 MWe (100% load)인 SMR에 10 M급 SOEC 시스템을 적용 시 발전소의 증기 취출에 따른 영향을 검토해 보았다.

Table 5의 분석 결과에 따르면 10 MW급 SOEC를 연계함에 따라 SMR의 증기 취출량은 기존 터빈 통과 증기량의 0.84% 수준임을 확인할 수 있다. 이에 따라 출력도 동일하게 0.84% 감소하게 되며 발전 효율은 0.3%p 감소하는 결과를 갖는다. 실제 기존 원자력 발전소 전체 증기의 약 5-10% 정도까지는 다른 시스템에 안정적으로 공급하는 것으로 평가되고 있다[16,17]. 이를 고려할 때 본 연구에 적용한 SOEC 시스템에 사용되는 증기의 취출량이 1% 미만으로 SMR 발전소에 미치는 영향이 제한적이기 때문에 안정적인 설비 운영이 가능함을 확인할 수 있다.

Table 5. Analysis of the effects of steam extraction

Item	Unit	Case 1	Case 2
Steam extraction rate	-	-	0.84%
Steam generator heat input	kJ/s	187,097.8	187,097.8
Generator output	kWe	60,979.7	60,468.4
Steam cycle efficiency	-	32.6%	32.3%
Change in cycle efficiency	-	-	0.3%p
Steam cycle heat rate	kJ/kWh	11,045.5	11,138.9
Note	-	Base case	Extraction

실제 본 연구에 적용하는 SMR의 경우 특정 지역에 에너지를 공급 후 잉여 전력으로 공급한다는 전제 조건으로 분석한 결과이며 실제 대상 지역의 전기 및 열 부하를 고려하여 SOEC 시스템 용량을 2-3배 증가 시켜도 발전소 운영 측면에서 영향은 제한적일 것으로 검토된다.

4. 경제성 분석

4.1 경제성 분석 기준 및 주요 가정

수소 생산의 경제성 분석은 설비 구축 및 운영에 소요되는 투자비, 운영비 및 수익 등을 종합적으로 고려하여 경제성을 평가하는 과정이며 일반적으로 수소 생산 설비의 경우 경제성 평가 방법 중 LCOH 기법을 이용한다[18]. LCOH는 식 (4)와 같이 총 비용의 현재 가치를 총 수소 생산량의 현재 가치로 나누어 수소 1 kg 기준의 생산 단가($/kg)를 계산한다.

$$LCOH = \sum_{t=1}^{n} \frac{Costs_t}{(1+r)^t} \div \sum_{t=1}^{n} \frac{H_{EL,t}}{(1+r)^t} \tag{4}$$

경제성 평가를 위해 초기 투자비와 프로젝트 총 사업 기간 동안의 고정 운영비와 발생하는 총 비용을 추정하며 이 값은 순현재 비용(net present cost, NPC)으로 나타낼 수 있다. NPC는 식 (5)와 같이 사업 기간 동안 발생하는 모든 비용을 할인율을 사용하여 미래의 현금 흐름을 현재 가치화한다.

$$Costs_t = \sum_{t=1}^{n} \frac{I_t + M_t + E_t + S_t + W_t}{(1+r)^t} \tag{5}$$

총 비용에는 초기 설치비와 설비 교체비를 포함하는 투자비(I_t), 유지 관리비(M_t), 전력 공급 비용(E_t), 열 공급 비용(S_t), 물 공급 비용(W_t)이 포함된다. WES를 통해 발생하는 산소와 열과 같은 부산물의 판매 수익은 고려하지 않는다[19].

경제성 분석의 범위는 SMR 발전소에서 생산된

전력과 추기한 스팀을 SOEC 시스템에 공급하는 단계와 수전해를 통해 생산된 수소의 공급 단계를 포함하였다.

SMR의 전력 공급 비용은 균등화 전력 생산 비용(levelized cost of electricity, LCOE)을 활용하며 열 비용은 LCOE와 SMR 발전 효율을 기준으로 산정한 결과값을 적용하였다. 유지 관리비의 물 공급 비용, 유지 보수 비용 및 기타 비용은 선행 연구 자료 및 문헌의 데이터를 기준으로 하였다.

Base case의 경제성 분석 기준 및 기본 가정은 Table 6과 같다. 경제성 분석 사업 기간은 기본적으로 완공 후 20년을 가정하였으며 할인율은 8%를 적용하였다. SOEC 설치 단가는 프로젝트 규모 등 변수에 따라 $1,000-2,500/kW 수준으로 평가되고 있으나 선행 연구[20,21], DOE 보고서[22] 및 제작사 제공 사양을 종합적으로 고려하여 base case의 kW당 단가를 산정하였다. SMR의 LCOE는 설계, 규모, 지역, 자본 비용, 운전 방식 등에 따라 차이가 있지만 본 연구에서는 국내 i-SMR 목표 LCOE인 65 USD/MWh[23]를 기준으로 하였다. 수소 생산량 및 전력과 열 사용량은 공정 모델링을 통해 도출된 값을 적용하였다.

Table 6. Economic analysis criteria and key assumptions

Item		Unit	Value
Key parameter	SOEC capacity	MW	10
	Plant lifetime	Year	20
	Capacity factor	%	90
	Discount rate	%	8
	Exchange rate	KRW/USD	1,300
CAPEX	SOEC system	USD/kW	2,400
	SMR integration	% of SOEC	5%
OPEX	Electricity price	USD/MWh	65
	Heat price	% of EP	To be modeled
	Water supply cost	KRW/ton	1,200
	Maintenance cost	% of CAPEX	2
	Other expense	% of CAPEX	1
Product	H_2 production rate	kg/year	To be modeled
	Energy consumption	kWh/kg	To be modeled

4.2 Base case 결과 분석 및 민감도 분석

경제성 분석 기준 및 기본 가정에 입각한 base case의 경제성 분석 결과는 Table 7과 같다. LCOH는 3.87 USD/kg으로 도출되었으며 전기 요금이 총 단가의 58.96%를 차지함을 확인할 수 있다.

이에 따라 SMR의 전력 단가인 SMR LCOE가 수소 생산 단가에 가장 큰 영향을 끼치는 요소가 되고 다음으로 SOEC 수전해 설비의 설비와 설치 비용을 포함하는 자본 비용이 35.44%로 중요한 영향을 미치는 것을 확인할 수 있다.

한편 WES의 이용률은 해당 설비가 연간 얼마만큼 가동되는지를 나타내는 지표로 고정비 분산 효과를 통해 수소 생산 단가에 직접적인 영향을 미친다. 본 연구에서는 우선 전력 단가와 설비 투자비가 일정하다는 가정하에 이용률을 10-100%로 변화시키며 LCOH 변화 및 연간 수소 생산량을 분석하였다.

Fig. 6은 SOEC 시스템 이용률에 따른 LCOH와 수소 생산량의 변화를 나타낸다. 대형 원전은 연중 80-95% 수준의 이용률로 안정적 전력 생산이 가능한 핵심 발전원이며[24] SMR도 높은 가동률을 목표로 설계되어 95% 수준의 설비 이용률을 기대할 수 있다[25]. SOEC는 고온 및 고정 운전 상태에서 효율적으로 작동하고 유지 보수 및 정비 중단이 적은 SMR 전력과 맞물려 설비 구성에 따라 100% 가까운 이용률도 달성 가능하며 이를 통해 LCOH를 3.73 USD/kg로 낮출 수 있음을 확인할 수 있다. 분석 결과 이용률이 높아질수록 단위 수소 생산 비용이 크게 감소함을 확인할 수 있다. 이는 수전해 이용률이 높아질수록 수소 생산량이 증가하여 설비의 투자비를 더 넓은 생

Table 7. Base case LCOH calculation results

Item		Value (USD/kg)	Cost breakdown
CAPEX	Capital cost	1.37	35.44%
OPEX	Electricity cost	2.28	58.96%
	Steam cost	0.14	3.62%
	Water cost	0.04	0.97%
	Other cost	0.04	1.00%
LCOH		3.87	100.00%

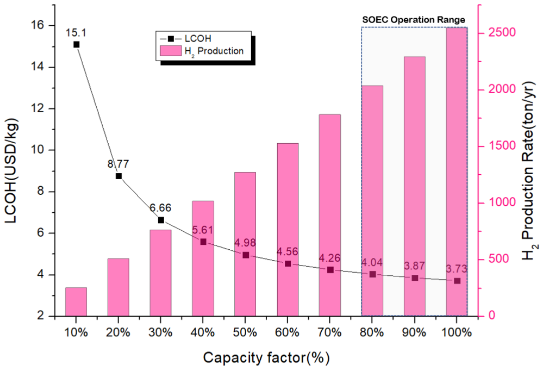

Fig. 6. Effect of SOEC capacity factor on LCOH

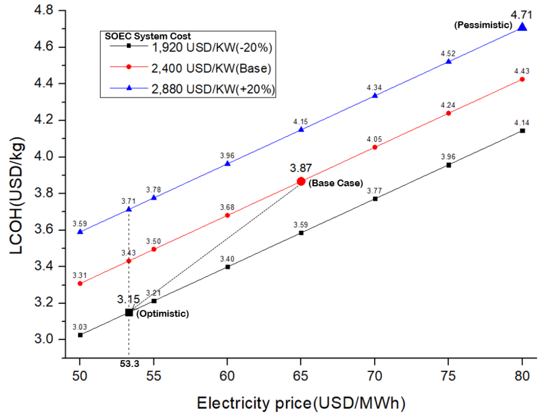

Fig. 7. Effect of electricity price & SOEC cost on LCOH

산량에 분산시키는 효과에 기인하며 이를 통해 단위 수소 생산 비용이 크게 감소함을 확인할 수 있다.

앞에서 검토된 바와 같이 LCOH에 영향을 미치는 변수 중 전력 단가와 SOEC 설비 단가는 동시에 변할 수 있는 인자이며 이들에 대한 다변수 민감도 분석을 수행하였다. 설비 유지 보수 등 현실적인 설비이용률인 90%를 기준으로 전력 단가는 50-80 USD/MWh 범위에서 SOEC 설비 단가는 기준값 대비 –20%에서 +20% 범위에서 변화시켜 분석을 수행하였다.

분석 결과 Fig. 7과 같이 전력 단가 변화에 따라 LCOH가 크게 변화함을 확인할 수 있으며 특히 고전력 단가(80 USD/MWh) 환경에서는 수소 생산 단가가 4.14-4.71 USD/kg로 비교적 높게 산정됨을 확인할 수 있다. 반면 전력 단가를 50 USD/MWh 수준으로 낮춘다면 LCOH를 3.03-3.59 USD/kg로 크게 개선할 수 있다. 현재 국내에서 개발 착수한 혁신형 SMR은 국내 대형 원전 수준의 경제성 보유를 목표로 개발 추진 중으로 IAEA 보고서[26] 기준 국내 원자력 LCOE인 53.3 USD/MWh를 적용 시 설비 투자가 20% 개선되는 낙관적 시나리오(optimistic scenario)에서 3.15 USD/kg의 LCOH를 달성함을 확인할 수 있다.

이러한 LCOH를 달성하기 위해서는 매우 엄격한 운영 조건이 수반되어야 하지만 기본적으로 SMR 연계형 SOEC 시스템의 경우 90% 이상의 높은 설비 이용률을 확보할 수 있다는 기술적 장점이 있기 때문에 SMR 전력 단가를 낮출 수 있는 전략적인 방안이 제시될 경우 경제성을 크게 개선할 수 있음을 확인하였다. 이와 더불어 SOEC 설비의 성능 개발과 단가 하락이 함께 진행된다면 수소 생산 단가를 추가적으로 개선할 수 있을 것으로 예상된다. 이를 통해 SMR을 연계한 SOEC 시스템은 수소 생산 측면에서 그린수소가 갖고 있는 높은 수소 생산 단가라는 기술적, 경제적 한계를 극복하고 경제성을 크게 개선할 수 있는 현실적인 대안이 될 수 있을 것으로 판단된다.

5. 결 론

본 연구에서는 분산형 전원으로 적용 가능성이 높은 SMR 발전소와 SOEC 시스템의 연계를 위한 기술 및 경제성 분석을 수행하였다. 특히 SMR의 전력 및 열에너지를 활용하여 SOEC 수전해 시스템을 연계하는 통합 시스템 공정 모델링을 수행하였으며 시스템의 공정 해석 및 LCOH 산출을 통한 수소 생산의 경제성을 정량적으로 평가하였다.

우선 SMR로는 국내 개발 진행 중인 60 MWe인 SMR 모델을 적용하였으며 10 MW급의 SOEC 시스템을 적용하여 성능 분석을 수행하였다. 10 MW급 SOEC 시스템의 분석 결과 290.9 kg/h 생산 시 전력 소모량은 10,205.9 kW이며 열에너지 공급량은 1,898.8 kW, SOEC 시스템의 에너지 소모량은 41.6 kWh/kg로 산정되었다. 이를 기준으로 통합 연계 모델링을 통해 SMR의 증기 취출에 따른 영향을 검토해 보았으며 10 MW급 SOEC를 연계함에 따라 SMR의 증기 취출량은 기존 터빈 통과 증기량의 0.84% 수준으로 SMR

발전소의 기술적 수용 범위 내에서 안정적인 설비 운영이 가능함을 확인할 수 있었다.

다음으로 모델링을 통해 도출된 수전해 설비의 성능 지표와 선행 연구 자료를 통해 도출한 분석 조건을 기준으로 경제성 분석을 수행하였다. 경제성 기본 가정에 입각한 LCOH는 3.87 USD/kg로 도출되었으며 LCOH에 영향을 끼치는 주요 변수로 설비 이용률, 전력 단가 및 SOEC 설비 단가에 대해 민감도 분석을 수행하였다. 민감도 분석을 통해 90% 이용률 기준에서 전력 단가 및 설비 단가가 개선되는 낙관적인 시나리오에서 LCOH를 3.15 USD/kg 수준으로 낮출 수 있음을 확인하였다.

연구에서는 SMR과 SOEC의 통합 공정 모델링을 통해 시스템 연계 시 성능 및 안정성을 검토하였으며, 이를 기반으로 도출된 결과를 이용하여 경제성 분석을 수행함으로써 공정의 실제적인 적용 가능성을 제시하였다는 점에 의의가 있다. 하지만 본 연구에서는 SMR 설치 대상 지역의 전력 부하 변동성 및 시스템의 동적 특성 등을 고려하지 않은 한계가 존재한다. 향후 연구에서는 본 연구에서 도출된 분석 모델을 기반으로 원자력 발전소의 출력, 수전해 시스템의 동적 특성을 고려한 실증 기반의 설계 및 상용화를 위한 연구를 진행할 예정이다.

후 기

본 연구는 한국전력기술(주)의 자체 연구과제(과제명: 원전 연계 청정수소 생산 시스템 공정 분석 및 경제성 평가 모델 개발)의 연구비 지원에 의해 수행되었습니다.

References

1. J. N. Reyes, “The hydrogen rush: ushering in a new era of energy with small modular reactors”, NuScale Power, 2024. Retrieved from https://www.nuscalepower.com/smr-insights-blog/the-hydrogen-rush-ushering-in-a-new-era-of-energy-with-small-modular-reactors.
2. J. M. Lee, S. Lee, D. H. Kye, H. J. Park, W. Park, J. Shin, and K. Park, “Environ-economic analysis of high-temperature steam electrolysis for decentralized hydrogen production”, Energy Conversion and Management, Vol. 266, 2022, pp. 115856, doi: https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.115856.
3. ULC-Energy, “Study reveals low cost of nuclear H_2”, ULC-Energy, 2024. Retrieved from https://www.ulc-energy.com/news/study-reveals-low-cost-of-nuclear-h2?utm.
4. J. Milewski, J. Kupecki, A. Szczęśniak, and N. Uzunow, “Hydrogen production in solid oxide electrolyzers coupled with nuclear reactors”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 46, No. 72, 2021, pp. 35765-35776, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.11.217.
5. T. Kim, W. Y. Lee, S. H. Seo, S. D. Oh, and H. Y. Kwak, “Energy, exergy and thermoeconomic analyses on hydrogen production systems using high-temperature gas-cooled and water-cooled nuclear reactors”, Energies, Vol. 16, No. 24, 2023, pp. 8090, doi: https://doi.org/10.3390/en16248090.
6. H. O. Kang, B. J. Lee, and S. G. Lim, “Light water SMR development status in Korea”, Nuclear Engineering and Design, Vol. 419, 2024, pp. 112966, doi: https://doi.org/10.1016/j.nucengdes.2024.112966.
7. KEPCO E&C, “BANDI, KEPCO E&C's offshore small nuclear power plant system”, KEPCO E&C, 2022. Retrieved from https://www.kepco-enc.com/menu.es?mid=a20202040100.
8. D. F. R. Diaz and Y. Wang, “Component-level modeling of solid oxide water electrolysis cell for clean hydrogen production”, Journal of Cleaner Production, Vol. 443, 2024, pp. 140940, doi: https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.140940.
9. Y. Zhao, H. Xue, X. Jin, B. Xiong, R. Liu, Y. Peng, L. Jiang, and G. Tian, “System level heat integration and efficiency analysis of hydrogen production process based on solid oxide electrolysis cells”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 46, No. 77, 2021, pp. 38163-38174, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2021.09.105.
10. Y. Sun, T. Qian, J. Zhu, N. Zheng, Y. Han, G. Xiao, M. Ni, and H. Xu, “Dynamic simulation of a reversible solid oxide cell system for efficient H_2 production and power generation”, Energy, Vol. 263, Pt. A, 2023, pp. 125725, doi: https://doi.org/10.1016/j.energy.2022.125725.
11. Y. S. Kim, Y. D. Lee, K. Y. Ahn, D. K. Lee, S. M. Lee, and E. J. Choi, “Operation characteristics according to steam temperature and effectivenss of external steam-related SOEC system”, Journal of Hydrogen and New Energy, Vol. 31, No. 6, 2020, pp. 596-604, doi: https://doi.org/10.7316/KHNES.2020.31.6.596.
12. L. A. Jolaoso, J. Asadi, C. Duan, and P. Kazempoor, “A novel green hydrogen production using water-energy nexus framework”, Energy Conversion and Management, Vol. 276, 2023, pp. 116344, doi: https://doi.org/10.1016/j.enconman.2022.116344.
13. Y. Redissi and C. Bouallou, “Valorization of carbon dioxide

by Co-electrolysis of CO_2/H_2O at high temperature for syngas production", Energy Procedia, Vol. 37, 2013, pp. 6667-6678, doi: https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.599.
14. G. Hawkes, J. O'Brien, C. Stoots, and R. Jones, "3D CFD model of high temperature H_2O/CO_2 co-electrolysis", Idaho National Laboratory, 2007. Retrieved from https://inldigitallibrary.inl.gov/sites/sti/sti/3751097.pdf.
15. K. Kim, K. Jang, and H. Suh, "Simulation and analysis of the heat and mass balance in the power conversion system of the offshore SMR", In: 2024 Annual Conference of the Korean Society of Mechanical Engineering, 2024 Nov 6-9; Jeju, Korea, pp. 1337-1342. Retrieved from https://www.dbpia.co.kr/journal/articleDetail?nodeId=NODE12085799.
16. C. M. Stoots, J. E. O'Brien, K. G. Condie, and J. J. Hartvigsen, "High-temperature electrolysis for large-scale hydrogen production from nuclear energy - experimental investigations", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 35, No. 10, 2010, pp. 4861-4870, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2009.10.045.
17. R. R. Tinoco, C. Bouallou, C. Mansilla, and F. Werkoff, "Techno-economic study of hydrogen production by high temperature electrolysis coupled with an EPR-water steam production and coupling possibilities", In: 13th International Conference on Emerging Nuclear Energy Systems, 2007 Jun 3-8; Istanbul, Turkey, pp. 168-169, Retrieved from https://inis.iaea.org/records/xqj1y-3ac73.
18. T. Bui, Y. S. Kim, D. K. Lee, K. Y. Ahn, Y. Bae, andS. M. Lee, "Economic analysis and comparison between low-power and high-power SOEC systems", Journal of Hydrogen and New Energy, Vol. 33, No. 6, 2022, pp. 707-714, doi: https://doi.org/10.7316/KHNES.2022.33.6.707.
19. A. Ko, S. H. Park, and S. Kim, "The economic feasibility analysis of 100-MW power-to-gas system", Clean Technology, Vol. 26, No. 1, 2020, pp. 55-64, doi: https://doi.org/10.7464/ksct.2020.26.1.55.
20. T. Bui, D. Lee, K. Y. Ahn, and Y. S. Kim, "Techno-economic analysis of high-power solid oxide electrolysis cell system", Energy Conversion and Management, Vol. 278, 2023, pp. 116704, doi: https://doi.org/10.1016/j.enconman.2023.116704.
21. J. H. Prosser, B. D. James, B. M. Murphy, D. S. Wendt, M. J. Casteel, T. L. Westover, and L. T. Knighton, "Cost analysis of hydrogen production by high-temperature solid oxide electrolysis", International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 49, Pt. C, 2024, pp. 207-227, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.07.084.
22. Hydrogen and Fuel Cell Technologies Office, "Technical targets for high temperature electrolysis", United States Department of Energy, 2022. Retrieved from https://www.energy.gov/eere/fuelcells/technical-targets-high-temperature-electrolysis.
23. S. Joo, S. H. Song, S. Oh, S. Qvist, and J. I. Lee, "Evaluation of coal repowering option with small modular reactor in South Korea", Energies, Vol. 17, No. 24, 2024, pp. 6493, doi: https://doi.org/10.3390/en17246493.
24. Innovative Small Modular Reactor Development Agency, "i-SMR: uniqueness", Innovative Small Modular Reactor Development Agency, 2023. Retrieved from https://ismr.or.kr/eng/sub/uniqueness.
25. SMR Start, "The economics of small modular reactors", SMR Start, 2021. Retrieved from https://www.nei.org/CorporateSite/media/filefolder/advanced/SMR-Start-Economic-Analysis-2021-(APPROVED-2021-03-22).pdf.
26. International Energy Agency, Nuclear Energy Agency, Organisation for Economic Co-operation and Development, "Projected costs of generating electricity: 2020 edition", International Energy Agency, France, 2020. Retrieved from https://iea.blob.core.windows.net/assets/ae17da3d-e8a5-4163-a3ec-2e6fb0b5677d/Projected-Costs-of-Generating-Electricity-2020.pdf.