

## 재생에너지 기반 그린 수소 생산 시스템의 기술 경제성 분석

박정호<sup>1</sup> · 김창희<sup>2</sup> · 조현석<sup>2</sup> · 김상경<sup>2</sup> · 조원철<sup>2,†</sup>

<sup>1</sup>한국에너지기술연구원 플랫폼연구실, <sup>2</sup>한국에너지기술연구원 수소연구단

### Techno-Economic Analysis of Green Hydrogen Production System Based on Renewable Energy Sources

JOUNGHO PARK<sup>1</sup>, CHANG-HEE KIM<sup>2</sup>, HYUN-SEOK CHO<sup>2</sup>, SANG-KYUNG KIM<sup>2</sup>, WON-CHUL CHO<sup>2†</sup>

<sup>1</sup>Platform Technology Laboratory, Korea Institute of Energy Research, 152 Gajeong-ro, Yuseong-gu, Daejeon 34129, Korea

<sup>2</sup>Hydrogen Research Dep't, Korea Institute of Energy Research, 152 Gajeong-ro, Yuseong-gu, Daejeon 34129, Korea

<sup>†</sup>Corresponding author :  
wc.cho@kier.re.kr

Received 2 July, 2020  
Revised 28 July, 2020  
Accepted 30 August, 2020

**Abstract** >> Worldwide, there is a significant surge in the efforts for addressing the issue of global warming; the use of renewable energy is one of the solutions proposed to mitigate global warming. However, severe volatility is a critical disadvantage, and thus, power-to-gas technology is considered one of best solutions for energy storage. Hydrogen is a popular candidate from the perspective of both environment and economics. Accordingly, a hydrogen production system based on renewable energy sources is developed, and the economics of the system are assessed. The result of the base case shows that the unit cost of hydrogen production would be 6,415 won/kg H<sub>2</sub>, with a hydrogen production plant based on a 100 MW alkaline electrolyzer and 25% operation rate, considering renewable energy sources with no electricity cost payment. Sensitivity study results show that the range of hydrogen unit cost efficiency can be 2,293 to 6,984 Won/kg H<sub>2</sub>, depending on the efficiency and unit cost of the electrolyzer. In case of electrolyzer operation rate and electricity unit cost, sensitivity study results show that hydrogen unit cost is in the range 934-26,180 won/kg H<sub>2</sub>.

**Key words** : Hydrogen energy(수소에너지), Techno-economic analysis(기술 경제성 분석), Alkaline electrolyzer(알칼라인 수전해기), Renewable energy(재생에너지), Power to gas(전력가스화)

## 1. 서론

지구 온난화의 주범으로 손꼽히는 온실가스 감축 노력의 일환으로 전 세계는 재생에너지의 비중을 점차적으로 높이고 있다. 유럽의 경우 재생에너지 로드

맵 21<sup>1)</sup>에 따르면 2020년까지 전체 에너지에서 재생 에너지가 차지하는 비중을 20%까지 늘리는 것으로 제시되었으며, 대한민국 정부 또한 3020 재생에너지 정책을 통하여 2030년까지 신재생에너지의 비중을 20% 이상으로 증가시키는 계획을 발표한 바 있다.

그러나 태양광이나 풍력과 같은 재생에너지는 불연속적인 에너지 생산으로 인해 변동성이 심하여 별도의 에너지 저장 수단이 수반되지 않는 경우 안정적인 사용이 어려운 단점이 있다. 이에 대한 보완 수단으로써 energy storage system (ESS)과 같은 배터리 기반 에너지 저장 시스템을 활용할 수 있지만, 장기적인 에너지 저장에는 부적절하고 낮은 에너지 저장 밀도로 인해 대규모 용량이 요구될 경우 급격하게 비용이 상승하는 문제점이 있다<sup>2)</sup>. 아울러, 변동성이 높은 재생에너지를 기존 전력망에 연계하는 경우 안정성 등에 문제가 발생할 수 있다<sup>3)</sup>.

상기와 같은 문제점을 보완하기 위해 power to gas (P2G) 방식의 에너지 저장 기술<sup>4)</sup>이 제안되고 있으며 최근 관련 연구가 활발하게 수행되고 있다. P2G 방식의 에너지 저장 중에서도 전력을 수소로 변환하는 방식이 각광을 받고 있는데 수소에너지는 친환경적이고 이산화탄소의 배출을 최소화할 수 있는 에너지 자원이므로 이미 세계 각국에서는 관련된 로드맵을 수립하여 활발한 기술 개발을 진행하고 있다. 대한민국 정부 또한 지난 2019년 수소 기술개발 로드맵(안) 및 수소경제 활성화 로드맵 등을 통해 온실가스 감축 및 에너지 자립을 추구하고 있다. 특히 재생에너지 및 수전해기를 활용하는 그린 수소 생산 방식 중에서도 알칼라인 수전해기를 활용하는 경우가 수전해기에 비해 대량생산이 가능하고 가격이 저렴하여 보급 가능성이 높은 것으로 파악<sup>5)</sup>되고 있으나 낮은 전류 밀도 및 효율 등의 단점이 있어 이를 보완하는 연구가 활발히 진행되고 있다.

이와 같은 재생에너지 연계 P2G 시스템의 적용 가능성 증대에 따라 경제성 분석 또한 활발한 연구가 수행되고 있는데, 유럽의 경우 에너지 자립을 위한 재생에너지 연계 수소 생산 시스템이 적용이 타당한지에 대한 연구<sup>6,7)</sup>를 수행하고 있다. 경제적 타당성을 판단하기 위해서는 재생에너지 가동률과 같은 특정 지역의 상황을 적용하는 것이 중요하며, 그에 따라 시스템 용량 결정, 관리 기법 등 도출이 필요하다. 국내의 경우에도 수전해기를 활용한 P2G 시스템의 경제적 타당성 분석 연구<sup>8)</sup>가 일부 진행되고 있으

나, 수전해기의 성능 및 가격, 재생에너지의 변동성에 따른 수전해기 가동률 등 다양한 주요 변수에 따른 수소 생산비용 변동 및 기술 경제성 분석 방법론을 적용하여 수행한 연구는 부족한 실정이다.

본 연구에서는 재생에너지와 수전해기를 통한 수소 생산 시스템에 대해 공정 모델을 구축하였고, 이를 통해 기술 경제성을 분석하였다. 다양한 주요 공정 및 환경 변수 그리고 변동성을 반영한 민감도 분석을 통해 이들의 영향 강도를 파악하였고, 각 요소가 경제성에 얼마나 기여하는지에 대해 고찰하였다. 아울러, 다변수 민감도 분석을 통해 각각의 경우에 대한 수소 생산 단가에 대한 예측치를 도출하였다.

## 2. 공정 설명

본 연구에서 기본이 되는 통합 시스템의 공정흐름도(process flow diagram)를 Fig. 1에 나타내었다. 해당 공정 시스템은 크게 재생에너지-전력망 연계시스템 및 수소 생산 시스템으로 구성되어 있다. 재생에너지-전력망 연계 시스템에서 재생에너지는 풍력, 태양광 등이 고려될 수 있고 수전해기에서 필요한 전기에너지를 공급하게 되는데, 본 연구에서 재생에너지의 변동성은 수전해기 가동률로 반영되었다. 전력망으로부터 공급되는 전기는 재생에너지의 변동성을 완화시켜주고 가동률을 높일 수 있는 방안으로 고려되었고 시나리오에 따라 활용률을 다르게 적용하였다. 다음 시스템은 수전해기와 버퍼 탱크로 구성되어 있는데, 100 MW 급 알칼라인 수전해 방식을 적용한 플랜트로 고려하였으며, 주 생성물로 수소가 생산되고 부산물로는 산소가 발생한다. 이때 생산되는 수소는 후단의 버퍼탱크를 거쳐 판매가 되는데 탱크는 생산량 기준 1시간을 저장할 수 있는 용량으로 설정되었고, 부산물인 산소는 별도 판매될 수 있는 것으로 가정하였다.

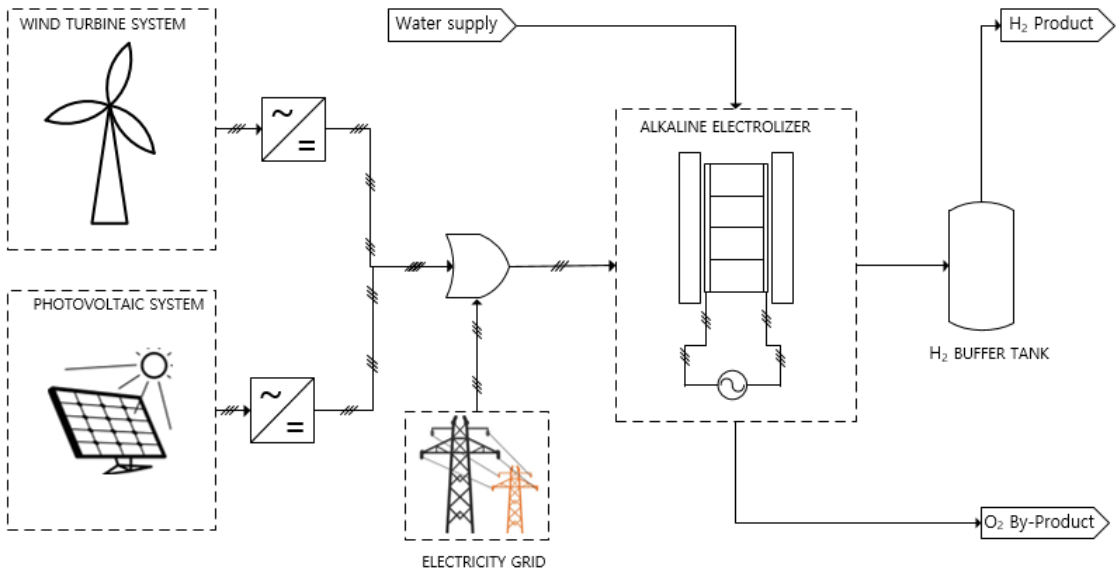


Fig. 1. Process flow diagram of green hydrogen production system based on renewable energy sources

### 3. 기술 경제성 분석 방법론 및 시나리오

#### 3.1 기술 경제성 분석 방법론

##### 3.1.1 공정 모델링

기술 경제성 분석을 위해서는 우선 각종 장치의 성능을 반영한 통합 공정 모델을 도출하고 이에 연관된 열 및 물질 수지 확인이 필요하다. 열 및 물질 수지 확인을 통해 재생에너지 전력량과 같은 input에 따른 수소생산량 output 조건을 확인할 수 있고 관련된 유틸리티 소요량, 부산물 생산량 등을 정량적으로 파악할 수 있다.

본 연구에서 도출한 공정 모델 중에서 태양광 및 풍력 등 재생에너지에는 변동성을 반영하기 위하여 수전해기의 가동률을 적용하였다. 전력망 연계를 통한 전기 공급은 시나리오에 따라 factor로 조절하였다. 그리고 수전해기를 통한 수소 생산량을 예측하기 위해 반영된 기본 관계식을 나타내면 아래와 같다.

$$n_{H_2,EL} = \delta_{RE} \cdot \frac{\eta_{EL} P_{EL}}{HHV_{H_2}}$$

여기서  $n_{H_2,EL}$ 는 수소 발생량(kg/hr),  $\eta_{EL}$ 는 수전해

기 효율,  $\delta_{RE}$ 는 재생에너지 변동성 반영을 위한 수전해기 가동률,  $P_{EL}$ 은 전력 입력량(kW),  $HHV_{H_2}$ 는 수소의 고위 발열량(higher heating value, 39.4 kWh/kg  $H_2$ )을 의미한다.

##### 3.1.2 경제성 분석

통합 공정 모델과 더불어 정량적인 경제성 지표를 도출하기 위하여 경제성 분석 방법론을 적용하였다. 적용한 방법론은 Peters와 Timmerhaus<sup>9)</sup>가 제시한 방법론으로써 주요 장치비를 산정한 후 이에 대하여 설계, 배관, 전계장 등 직접비 항목을 팩토링(factoring) 방식으로 자본비(capital expenditures, CAPEX)를 추산하게 되며, 운전비(operating expenditure, OPEX)는 공장 가동에 필요한 생산비를 기준으로 추산한다.

본 연구에 적용된 공정의 장치 중 가격 측면에서 가장 큰 비중을 차지하는 장치는 알칼라인 수전해기로서 기본 시나리오에는 Schmidt 등<sup>10)</sup>이 실제 프로젝트 가격 및 100 MW 급 알칼라인 수전해기를 기준으로 정리하여 제시한 가격의 평균치인 900€/kW를 기준으로 적용하였다. 본 가격에는 수전해기 스택 뿐만 아니라 BOP, 변압기, 정류기 및 관련된 배관, 전

계장, 빌딩 및 엔지니어링 비용 등의 직접비와 간접비가 포함되어 있다.

수소 버퍼 탱크의 경우에는 Mayer 등<sup>6)</sup>이 제시한 수소 저장 용량에 따른 장치비 추산 방법을 활용하여 적용하였다. 본 연구에서 적용된 장치의 가격은 chemical plant cost indexes (CEPCI) 지수를 활용하여 2019년 기준으로 보정하였으며, 환율은 1,300원/€ 및 1,150원/\$을 적용하여 환산하였다.

이렇게 추산된 자본비와 더불어 원료비, 노동비, 정비 및 보수비, 유틸리티 비용 등과 같은 운전비(OPEX)는 물질 수지와 연계하여 추산하였다. 노동비는 운전원 5명이 3교대 근무 기준으로 반영하였고, 연간 유지 보수 비용은 5%로 가정하였는데, 이는 알칼라인 수전해기 스택의 수명을 가정하였을 때 따른 교체 비용을 포함한다. 전력망 전기 활용 시 최대 전기 가격은 2019년 국내 산업용 전기 가격의 평균치인 약 106원/kWh를 가정하였다. 그 외 플랜트 운영에 필요한 변동비인 세금, 보험료, 관리비 등은 Peters 등이 제시한 기본 factor로 적용하였다. 본 수소 생산 플랜트는 25년간 운영하는 것을 기준으로 하며, 감가상각은 Peters와 Timmerhaus<sup>9)</sup>가 제시한 16년 기간 기준 factor를 적용하였다.

상기와 같은 도출된 자본비 및 운영비는 최종적으로 경제성 지표를 도출하기 위해 활용되는데, 본 연구에서는 수소 kg 당 생산 단가(production unit cost)를 기준으로 도출하였다. 이는 플랜트 운영을 위한 각종 생산비용(production cost)과 감가상각률을 고려하여 배분된 자본비(CAPEX)를 기준으로 하여 산정

한 것이다. 아울러 본 연구에서 활용된 운영비와 관련한 주요 유틸리티 및 노임 단가 그리고 경제성에 주요한 영향을 미치는 parameters를 Table 1에 나타내었다.

### 3.2 시나리오

#### 3.2.1 기본 시나리오

본 연구에서의 기본 시나리오는 100 MW급의 알칼라인 수전해기를 기반으로 하여 약 20 bar 상태의 수소를 생산 공급하는 것으로 설정하였다. 이 때 수전해기의 효율은 현재 기술 수준에 따른 값인 약 70% (56 kWh/kg H<sub>2</sub>)를 고려하였고, 가동률은 태양광의 경우 15%, 풍력의 경우 30%를 기준으로 3:7의 mix를 고려하여 약 25%로 가정하였다<sup>11,12)</sup>. 전기 단위 가격의 경우 100 MW 급의 재생에너지 잉여전력 활용을 가정하여 0원/kWh으로 고려되었으며 부산물인 산소는 전량 115원/kg O<sub>2</sub>에 판매되는 것으로 적용되었다.

#### 3.2.2 민감도 분석 시나리오

민감도 분석을 위해 경제성에 영향을 미칠 것으로 예상되는 변수는 호주 CSIRO<sup>13)</sup>에서 분석한 결과를 참조하여 도출하였는데 시나리오별로 활용된 민감도 분석 변수 및 범위는 Table 2에 나타난 바와 같다.

수전해기와 관련된 시나리오로는 장치 효율(efficiency), 장치 단가(equipment unit cost) 및 가동률(operation rate)이 있다. 장치 효율 및 단가는 알칼라인 수전해

**Table 1.** Main variables and parameters for techno-economic analysis

Variables and parameters	Value	Unit
Electricity unit cost	106	Won/kWh
Process water unit cost	500	Won/ton
Operator rate	20,000	Won/h
Construction inflation rate	0.2	fraction/y
Production price inflation rate	0.2	fraction/y
Total product cost inflation rate	0.2	fraction/y

**Table 2.** Scenarios for sensitivity analysis

No	Description	Unit
1	Electrolyzer efficiency (65, 70, 75, 80, 85)	%
2	Electrolyzer unit cost (600, 750, 900, 1,050, 1,200)	1,000 Won/kW
3	Electrolyzer operation rate (10, 20, 30, 50, 70, 90)	%
4	Electricity unit cost (0, 25, 50, 75, 106)	Won/kWh

기의 성능 및 연구 개발에 따른 기술 발전에 직접적으로 연관이 되는 변수이며, 가동률은 재생에너지의 변동성으로 인해 활용될 수 있는 실제 전력의 양을 반영하기 위해 고려되었다.

다음은 전력망의 전기를 활용하는 경우로써, 재생에너지의 변동성 완화를 위하여 일부 전기를 구매하여 활용하는 경우를 의미한다. 본 시나리오는 재생에너지 활용 시 비용이 부과되는 경우로도 해석될 수 있다.

상기 개별 변수에 대한 민감도 분석과 더불어 주요한 2가지 변수를 함께 고려하여 다변수 민감도 분석을 진행하였다. 수전해기 장치 효율 및 장치 단가 그리고 가동률 및 전력망 전기 활용이 동시에 변화할 때의 수소 생산 단가 예측치를 매트릭스 형태로 도출하였다.

## 4. 결과 및 고찰

### 4.1 기본 시나리오

Table 3은 100 MW 급의 수전해 플랜트를 기준으로 가동률 25% 및 효율 70% (56 kWh/kg H<sub>2</sub>)를 적용할 때의 주요 공정 변수와 경제성 지표를 보여준다.

수소 생산량은 42.6 TPD, 산소 생산량은 341.1 TPD로 도출되었다. 총 자본비(CAPEX)로는 약 1,264억원이 소요되었고, 연간 운전비(OPEX)는 약 168억원으로 파악되었다. 수소 생산 단가는 1 kg 당 6,415원으로 파악되었는데, 이 중에서 자본비(CAPEX)는

**Table 3.** Techno-economic analysis results for base case

Variable	Value	Unit
H <sub>2</sub> production rate	42.6	TPD
O <sub>2</sub> production rate	341.1	TPD
Total capital cost	126,352	10 <sup>6</sup> KRW
Total production cost	16,796	10 <sup>6</sup> KRW/year
By-product sales	3,269	10 <sup>6</sup> KRW/year
H <sub>2</sub> Production unit cost	6,415	KRW/kg H <sub>2</sub>

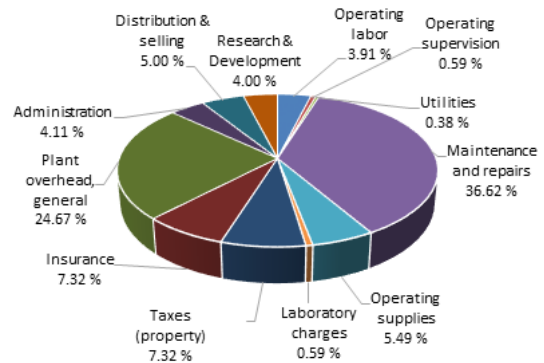
TPD, Ton per day.

1,361원, 운전비(OPEX)는 6,229원 및 부산물(산소) 판매 이익은 -1,174원 등으로 Fig. 2와 3에 나타낸 바와 같다. 여기서 도출된 수소 생산 단가는 설치된 수전해기 용량 대비 상대적으로 낮은 가동률 그리고 현 수준의 수전해기 성능과 장치 가격 반영 기준 수치이며 주요 변수 변동 민감도 분석을 통해 경제성에 대한 영향 파악이 필요하다.

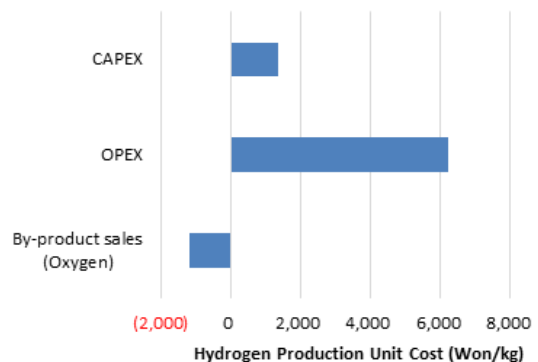
### 4.2 민감도 분석 시나리오

#### 4.2.1 수전해기 효율

Fig. 4는 수전해기 효율에 따른 경제성의 변화를 보여 준다. 수전해기 효율이 85% (46 kWh/kg H<sub>2</sub>)까지 개선이 될 경우에는 수소 생산 단가가 5,111원/kg H<sub>2</sub>까지 크게 낮아질 수 있을 것으로 파악된다. 특히



**Fig. 2.** Composition of total production cost



**Fig. 3.** Composition of hydrogen production unit cost

수소 기술개발 로드맵(안)<sup>14)</sup>에서 2030년 기술 개발 목표치로 설정한 50 kWh/kg-H<sub>2</sub>에 상응하는 약 79%의 효율 달성시에는 5,573원/kg H<sub>2</sub>까지 수소 생산 단가를 낮출 수 있을 것으로 예측된다. 즉 그래프에 따르면 수전해기의 효율이 증가함에 따라 동일한 전력 소모 대비 수소 생산량이 증대하여 경제성이 개선이 되는 것으로 파악되며, 이는 수전해기 소재 및 분리막 등의 연구개발에 따른 수전해기의 효율 개선 시 경제성이 크게 향상될 수 있음 보여준다.

#### 4.2.2 수전해기 단위 가격

Fig. 5는 수전해기의 kW 당 단위 가격에 따른 경제성 변화를 보여준다. 수전해기 단위 가격의 감소에 따라 급격한 경제성 개선을 보여주고 있는데, 600천 원/kW 수준까지 감소할 경우 수소 생산 단가가 kg 당 2,994원

까지 개선될 수 있다. 이는 수전해기가 투자비용의 상당한 부분을 차지하고 있고 생산비용 또한 연계되어 있기 때문이므로, 전류밀도 개선 등 장치 및 소재 부품 개발에 따라 비용을 낮출 경우 경제성 향상에 큰 도움을 줄 수 있는 것으로 파악된다.

#### 4.2.3 수전해기 가동률

재생에너지의 변동성을 반영하기 위한 수전해기 가동률에 따른 경제성 변화는 Fig. 6에 나타내었다. 재생에너지의 변동성이 감소되어 가동률이 높아지는 경우 경제성이 크게 개선되는 것을 보여주는데, 이는 시스템의 설계가 100 MW 기준으로 된 상황에서 낮은 가동률로 인해 수소 생산량이 낮은 문제를 해결함에 따른 경제성 개선으로 해석될 수 있다. 그렇지만 전기 가격이 고려되지 않은 결과이므로 이를 고

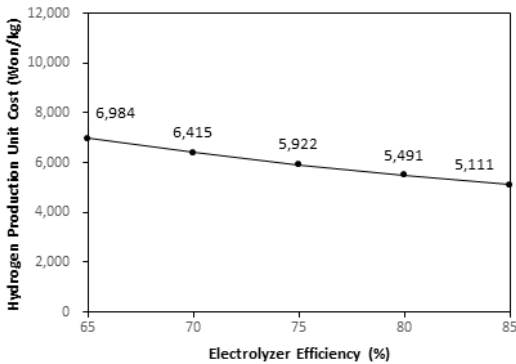


Fig. 4. Economic evaluation for electrolyzer efficiency

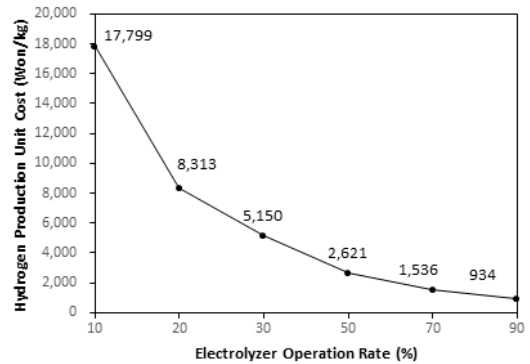


Fig. 6. Economic evaluation for electrolyzer operation rate

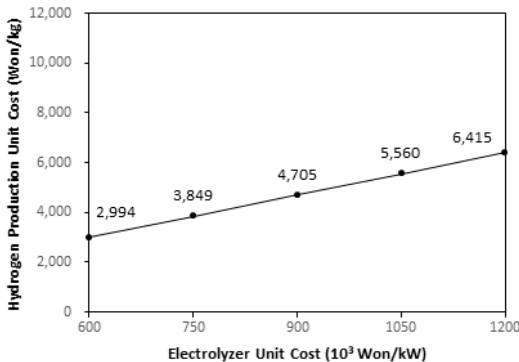


Fig. 5. Economic evaluation for electrolyzer unit cost

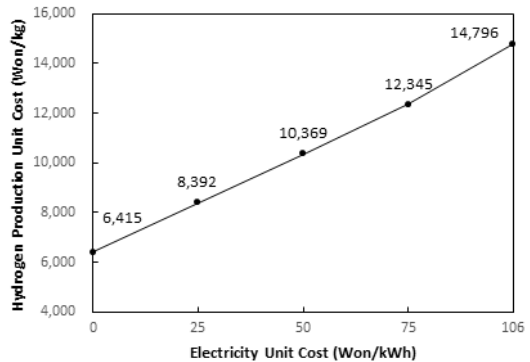


Fig. 7. Economic evaluation for electricity unit cost

려할 경우 경제성 악화가 수반될 것이다. 그럼에도 불구하고 변동성 완화를 위하여 전력망의 전기를 활용하거나 보조 전력 저장 장치를 고려하여 가동률을 개선한다면 보다 안정적인 수소 생산이 가능할 것이다.

4.2.4 전기요금

재생에너지 부족 혹은 변동성 완화를 위하여 전력망의 전기를 구매하여 활용할 경우에 대한 경제성 영향을 Fig. 7에 나타내었다.

전기 비용 지출이 증가함에 따라 수소 생산 단가가 높아지며, 현재의 산업용 전기 가격인 106원/kWh을 고려할 경우 14,796원/kg H<sub>2</sub>까지 높아질 수 있음을 보여준다. 그렇지만 전력망 전기 활용을 통해 낮은 가동률이 높아진다면 보다 많은 수소 생산을 통해 경제성 또한 개선될 수 있다.

4.2.5 다변수 민감도 분석

다변수 민감도 분석으로써 수전해기 효율 및 단위 가격에 따른 수소 생산 단가에 대한 예측치 결과를 Table 4, 수전해기 가동률 및 전기 가격에 대한 결과를 Table 5에 매트릭스 형태로 나타내었다.

수전해기 효율 및 단위 가격에 따른 수소 생산 단가의 경우 최소 2,293원/kg H<sub>2</sub> 및 최대 6,984원/kg H<sub>2</sub>의 범위로 파악된다. 본 두 가지 변수 성능을 최대치로 개선하였을 때에는 기본 케이스 가격인 6,415원/kg H<sub>2</sub>의 약 36% 수준인 2,293원/kg H<sub>2</sub>로 수소 생산 단가가 감소되는 것을 알 수 있다.

재생에너지 변동성을 반영한 수전해기의 가동률 및 전기 가격 변동에 대한 결과로는 최소 934원/kg H<sub>2</sub> 및 최대 26,180원/kg H<sub>2</sub>로 수소 생산 단가가 도출되었다. 결과에 따르면 전기 가격 변동이 경제성에 큰 영향을 미치는 것을 알 수 있는데, 가동률을 높이기 위해 전력망 전기를 활용한다면 수소 생산량과 경제성을 동시에 개선할 수도 있음을 보여준다. 그러나 화석 연료 기반 위주의 전력망 전기 활용 시 탄소 배출 연관성 또한 높아지므로 재생에너지에 따른 최적의 수전해기 용량을 선정해야 할 것이다.

5. 결론

재생에너지 활용 증대에 따른 잉여 전력을 활용하고 친환경적 방법으로 수소를 생산하기 위하여 수전해 기술의 개발이 활발하게 진행되고 있다. 이에 따라 본 연구에서는 재생에너지 연계 알칼라인 수전해기 수소 생산 시스템에 대하여 경제성 분석을 수행하였고, 이를 통해 얻은 주요 결론은 아래와 같다.

- 1) 재생에너지와 알칼라인 수전해기를 활용한 100 MW 급 수소 생산 플랜트에 대하여 수전해기의 효율 및 단위 가격, 재생에너지 변동성을 반영하여 수소 생산 단가를 도출하였다.
- 2) 수전해기의 효율 증가 및 단위 가격 감소에 따라 경제성이 크게 개선되는 것으로 파악되었다. 특히 수전해기 장치가 수소 생산 단가에 상당한 영향을

Table 4. Multi variable sensitivity analysis results (H<sub>2</sub> production unit cost) for electrolyzer efficiency and unit cost (Won/kg H<sub>2</sub>)

Unit cost (10 <sup>3</sup> Won/kW)	Efficiency (%)				
	65	70	75	80	85
600	3,300	2,994	2,729	2,498	2,293
750	4,221	3,849	3,528	3,246	2,998
900	5,142	4,705	4,326	3,994	3,702
1,050	6,063	5,560	5,124	4,743	4,406
1,200	6,984	6,415	5,922	5,491	5,111

Table 5. Multi variable sensitivity analysis results (H<sub>2</sub> production unit cost) for electrolyzer operation rate and electricity unit cost (Won/kg H<sub>2</sub>)

Elec. unit cost (Won/kWh)	Oper. rate (%)				
	10	30	50	70	90
0	17,799	5,150	2,621	1,536	934
25	19,776	7,127	4,597	3,513	2,911
50	21,752	9,104	6,574	5,490	4,887
75	23,729	11,080	8,550	7,466	6,864
106	26,180	13,531	11,001	9,917	9,315

미치는데, 전류밀도 증가와 같은 수전해기 성능 개선을 위한 소재 및 공정 개발을 통해 효율과 단위 가격 감소를 동시에 개선한다면 경제성 향상에 큰 도움을 주는 것으로 파악된다.

3) 재생에너지 활용에 따른 변동성을 수전해기 가동률과 전기 가격 변동은 경제성에 큰 영향을 주는 것으로 파악되었다. 이는 재생에너지 규모 및 가동률에 따른 최적의 수전해기 시스템이 필요함을 의미하여 상황에 따라 전력망 전기 및 보조 전력 공급 장치를 활용할 필요도 있음을 시사한다.

결론적으로, 본 연구 결과를 통해 상용급 알칼라인 수전해 플랜트 구축 시 그린 수소 생산에 대하여 경제성을 정량적으로 파악할 수 있었으며, 민감도 분석을 통해 주요 변수에 따른 경제성 변동 영향을 검토할 수 있었다.

## 후 기

본 연구는 2020년도 정부(과학기술정보통신부)의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP) 에너지 기술개발사업의 지원을 받아 수행한 연구과제이다 (2019281010007A).

## References

1. A. Zervos, "Renewable energy technology roadmap 20% by 2020", European Renewable Energy Council: 2009. Retrieved from [http://www.eufores.org/uploads/media/Arthouros\\_Zervos\\_EREC.pdf](http://www.eufores.org/uploads/media/Arthouros_Zervos_EREC.pdf).
2. Y. Zhang, P. E. Campana, A. Lundblad, and J. Yan, "Comparative study of hydrogen storage and battery storage in grid connected photovoltaic system: Storage sizing and rule-based operation", *Applied Energy*, Vol. 201, 2017, pp. 397-411, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2017.03.123>.
3. P. P. Varaiya, F. F. Wu, and J. W. Bialek, "Smart operation of smart grid: risk-limiting dispatch", *IEEE*, Vol. 99, No. 1, 2011, pp. 40-57, doi: <https://doi.org/10.1109/JPROC.2010.2080250>.
4. S. Schiebahn, T. Grube, M. Robinius M, V. Tietze, B. Kumar, and D. Stolten, "Power to gas: technological overview, systems analysis and economic assessment for a case study in Germany", *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 40, No. 12, 2015, pp. 4285-4294, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2015.01.123>.
5. A. Ursua, L. M. Gandia, and P. Sanchis, "Hydrogen production from water electrolysis: current status and future trends", *Proc IEEE*, Vol. 100, No. 2, 2012, pp. 410-426, doi: <https://doi.org/10.1109/JPROC.2011.2156750>.
6. T. Mayer, M. Semmel, M. A. G. Morales, K. M. Schmidt, A. Bauer, and J. Wind, "Techno-economic evaluation of hydrogen refueling stations with liquid or gaseous stored hydrogen", *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 44, No. 47, 2019, pp. 25809-25833, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.08.051>.
7. D. Ferrero, M. Gamba, A. Lanzini, and M. Santarelli, "Power-to-gas hydrogen: techno-economic assessment of processes towards a multi-purpose energy carrier", *Energy Procedia*, Vol. 101, 2016, pp. 50-57, doi: <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2016.11.007>.
8. S. J. Jeong, N. H. Choi, C. H. Moon, S. B. Moon, and H. K. Lim, "Economic feasibility analysis for P2G using PEM water electrolysis", *Trans. of Korean Hydrogen and New Energy Society*, Vol. 28, No. 3, 2017, pp. 231-237, doi: <https://doi.org/10.7316/KHNES.2017.28.3.231>.
9. M. S. Peters and K. D. Timmerhaus, "Plant design and economics for chemical engineers", McGraw-Hill, USA, 1968.
10. O. Schmidt, A. Gambhir, I. Staffell, A. Hawkes, J. Nelson, and S. Few, "Future cost and performance of water electrolysis: an expert elicitation study", *Int. J. Hydrogen Energy*, Vol. 42, No. 52, 2017, pp. 30470-30492, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2017.10.045>.
11. B. C. Choi and W. S. Kwak, "A study on regional capacity factor of photovoltaic power plant", *Korean Society for New and Renewable Energy*, 2008, pp. 110-113. Retrieved from <https://www.koreascience.or.kr/article/CFKO200835535938439.page>.
12. D. Lee, S. Yun, S. Kim, and K. Jeong, "Economic evaluation of offshore wind power demonstration project by the real option method", *Korean Energy Economic Review*, Vol. 11, No. 2, 2012, pp. 1-26. Retrieved from [http://www.keei.re.kr/keei/download/keer/KEER12\\_1102\\_01.pdf](http://www.keei.re.kr/keei/download/keer/KEER12_1102_01.pdf).
13. S. Bruce, M. Temminghoff, J. Hayward, E. Schmidt, C. Munnings, D. Palfreyman, and P. Hartley, "National hydrogen roadmap. Australia", CSIRO, 2018, doi: <https://doi.org/10.25919/5b8055bc08acb>.
14. Ministry of Science and ICT Council, "Hydrogen technology development roadmap", Ministry of Science and ICT, 2019. Retrieved from [http://www.motie.go.kr/common/download.do?fid=bbs&bbs\\_cd\\_n=81&bbs\\_seq\\_n=162264&file\\_seq\\_n=1](http://www.motie.go.kr/common/download.do?fid=bbs&bbs_cd_n=81&bbs_seq_n=162264&file_seq_n=1).