Korean Chem. Eng. Res., 60(1), 34-50 (2022)
https://doi.org/10.9713/kcer.2022.60.1.34
PISSN 0304-128X, EISSN 2233-9558

재생에너지 기반 청정 수소 운송 에너지 시스템 모사 연구

이준헌 · 류준형†

동국대학교 경주캠퍼스 창의융합공학부
38066 경북 경주시
(2021년 8월 18일 접수, 2021년 10월 11일 수정본 접수, 2021년 11월 2일 채택)

A Simulation Study of Renewable Power based Green Hydrogen Mobility Energy Supply Chain Systems

Joon Heon Lee and Jun-Hyung Ryu†

Division of Creative Conversion Engineering, Dongguk University, Gyeongju Campus 123, Dongdae-ro, Gyeongju-si 38066, Korea
(Received 18 August 2021; Received in revised from 11 October 2021; Accepted 2 November 2021)

요 약

파리 기후 협약 이후 온실 가스 감축은 전세계적으로 가장 중요한 문제이다. 특히 상당한 온실 가스를 배출하는 교통 운송 부문의 화석 연료 감축이 시급하다. 본 논문에서는 이에 대한 대안으로 재생에너지원에서 생산된 전기 에너지로 수소를 생산하여 수소 자동차에 연료로 공급하는 그린 모빌리티 에너지 시스템의 경제성을 검토하였다. 시스템 설계에 필요한 재생에너지 발전, 수전해 통한 수소 생산, 수소 저장과 충전소 등 여러가지 결정사항들에 대해 9 가지 시나리오를 구성하여 그에 대한 최적 설계 및 운영 비용을 분석하였다. 본 연구에서 얻어진 경험은 현실적 수소 에너지 시스템을 구축하는데 활용될 수 있을 것이다.

Abstract – Since the Paris climate agreement, reducing greenhouse gases has been the most important global issue. In particular, it is necessary to reduce fossil fuels in the mobility sector, which accounts for a significant portion of total greenhouse gas emissions. In this paper, we investigated the economic feasibility of green mobility energy supply chains, which supply hydrogen as fuel to hydrogen vehicles based on electricity from renewable energy sources. The design and operation costs were analyzed by evaluating nine scenarios representing various combinatorial possibilities such as renewable energy generation, hydrogen production through water electrolytes, hydrogen storage and hydrogen refueling stations. Simulation calculations were made using Homer Pro, widely used commercial software in the field. The experience gained in this study could be further utilized to construct actual hydrogen energy systems.

Key words: Green hydrogen, Hydrogen refueling station, Mobility Energy supply chain, Process simulation, Homer pro, Alkaline electrolyzer

1. 서 론

화석 연료는 에너지와 제품 원료로 사용되어 인류에게 삶의 질을 높여 주었다. 이러한 경제적 장점에도 불구하고, 화석연료 과다 사용으로 지구 온난화와 기후 변화, 환경 오염 등 여러 문제점들을 일으켰다. 전 세계적으로 이러한 문제점들의 심각성을 인식하게 되었고, 교토의정서를 비롯하여 최근 파리 기후 변화 협정에서 전세계적으로 지구 온난화를 방지하기 위해 온실가스를 감소시키는 범국가적 협정을 체결하게 되었다. 파리 기후 변화 협정은 지구의 평균 온도 상승을 섭씨 2도 이하로 억제하며, 1.5도를 넘지 않도록 노력하는 것을 목표로 한다. 즉 우리나라를 비롯한 각 국가들은 화석연료를 대체하는 신재생에너지 연구 개발 및 그 산업화가 시급한 책무를 가지게 되었다. 협정 이후 세계에서 온실 가스 배출 국가 중 상위 10위권인 대한민국은 2030년까지 온실가스 배출 전망(BAU) 대비 37%감축이라는 목표를 제시했다[1].

한국의 경우 온실가스의 대부분은 에너지 부문이 차지하고 있지만, 교통 운송 부분도 13.5%를 차지하여 무시할 수 없다고 할 수 있다[2]. 에너지 부분에서는 태양광 발전이나 풍력 발전을 이용한 상당한 전환되고 있음을 감안할 때, 실질적 온실가스 감축을 위해서 교통 부문에서의 화석연료 대체 노력도 필요하다.

온실 가스를 배출하지 않는 교통 모빌리티 재생에너지 개발 필요

†To whom correspondence should be addressed.
E-mail: jhryu@dongguk.ac.kr
This is an Open-Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution Non-Commercial License (http://creativecommons.org/licenses/by-nc/3.0) which permits unrestricted non-commercial use, distribution, and reproduction in any medium, provided the original work is properly cited.

성에 대해서도 재생에너지 도입의 당위성은 인정되지만, 실천적 대안은 많지 않았다. 최근 수소 자동차는 화석 연료 자동차의 대체 가능한 친환경 차량으로 주목받고 있다[3,4].

본 논문에서는 기후변화 저감을 위한 수소 에너지 사용을 확대하기 위해, 재생에너지원 기반으로 청정 수소를 생산하여 수소 충전소에 공급하는 수소 에너지 공급 망에 대해 다룰 것이다. 수소 자동차가 화석 연료 자동차를 대체하는 가시적 효과를 얻기 위해서는 수소에너지 인프라 보급이 화석연료 인프라만큼 활성화 되어야한다. 인프라 보급 확대를 위해서는 다양한 상황에 대한 여러가지 변동성을 고려해야 한다.

본 논문은 다음과 같이 구성되어 있다. Section 2에서는 먼저 수소 에너지 시스템 구성에 있어 여러가지 상황을 고려한 관련 선행연구들을 조사하고 정리하였다. Section 3에서는 수소 에너지 공급망에 대한 설계 및 사양들에 대해 정리하고 이들의 경제성 비용 시뮬레이션 계산에 관련된 모델들을 설명 하였다. Section 4에서는 시뮬레이션 결과를 분석하였고 Section 5에서 정리하였다.

2. 문헌 조사

재생 에너지를 에너지 인프라에 적용하기 위해서는 둘 이상의 에너지원과 저장 시스템을 이용하는 하이브리드 에너지 시스템의 구축을 통하여 접근해왔다[5]. 다양한 에너지원의 조합을 통하여 가변성과 간헐성으로 인한 문제점을 보완하여, 효율적이고 안정적인 전력 출력 생성과 오염물질의 배출의 감소라는 이점을 얻을 수 있다. 재생 에너지 하이브리드 시스템에 대해 많은 연구들이 발표되었다. Karakoulidis 등은 2011년 그리스 Kavala에 위치한 실험실의 전력을 공급하는 시스템의 최적화를 시행했으며, 태양광-디젤 시스템이 태양광-수소 시스템의 균등화 발전 비용이 3배 가까이 비싼 결과를 보인다고 보고 하였다[6].

Ashourian 등은 2013년 말레이시아의 휴양지 섬의 최적 전력 시스템에 대한 연구를 시행하였다[7]. 신재생에너지를 사용한 녹색에너지와 디젤 기반으로 한 기존 화석연료 시스템에 대한 비교가 진행되었으며, 디젤을 기반으로 한 시스템이 환경적 측면에선 부정적이었지만 경제성이 더 높다는 결과를 보였다.

Ajlan et al.는 2017년 예멘 시골 지역의 신재생에너지 기반 오프그리드 전력 시스템의 타당성에 대한 연구를 시행하였다[8]. 태양광-풍력 에너지의 조합이 이산화 탄소 배출의 100% 감소와 균등화 발전 비용의 30% 감소됨을 보여주었다. 태양광-풍력-디젤 에너지의 조합은 탄소 배출의 70%를 감소하지만 균등화 발전 비용의 45%감소로 예멘에 대해서는 태양광-풍력-디젤 조합의 배치하는 것이 더 적합하다고 주장하였다.

Odou et al.는 2020년 에너지의 접근성이 떨어지는 아프리카 일부 지역을 대상으로 지속적으로 전력 공급이 가능한 재생 시스템에 대해 기술, 경제적 분석을 시행하였다[9]. 태양열, 수력, 디젤 발전에 대해 검토하였다. 시뮬레이션 결과 태양열/디젤/배터리를 사용한 시스템이 가장 저렴하며 안정적인 공급이 가능하다는 결과를 보여줬다. 태양열/디젤/배터리의 시스템이 전력 그리드를 연결하여 전기를 수송하는 것보다 저렴한 비용으로 실현 가능성을 보여줬다.

한편 재생에너지 하이브리드 시스템에서는 불안정한 재생에너지 출력을 보완하기 위해 에너지 저장 시스템(ESS)이나, 전기를 수소로 저장하는 P2G(Power to gas)기술을 이용하는 방법까지 고려하고 있음을 알 수 있다 [10,11]. 전기를 수소로 변환하는 여러 방법들 중 수전해 방법은 재생에너지원을 사용할 때 가장 효율적이고 실용적인 P2G 방법으로 여겨진다. 재생에너지와 수소의 직접적 연계 기술인 수전해 방법은 양이온 교환막 전해법(Proton Exchange Membrane Water Electrolysis, PEMEL), 알칼리 수전해법(Alkaline Water Electrolysis, AEL)과 고온 수전해 방법인 고체 산화물 수전해법(Solid Oxide Electrolysis, SOEL)이 알려져 있다. Silva 등은 2013년 양이온 교환막 전해조와 양이온 교환막 연료전지를 사용해 아마존의 외딴 지역의 전력을 공급하기 위해 시스템을 평가하였다[12]. 연구 결과 태양광의 모듈과 전해조가 대부분의 비용을 차지했으며 높은 비용으로 인해 오염 물질을 배출하지 않는 큰 환경적 이점이 있으나 구현하기에는 현실적으로 힘들다는 결과를 보였다.

Karellas와 Tzouganatos는 2014년 그리스의 Karpathos섬을 대상으로 에너지를 수소로 저장하는 경우와 압축공기 에너지 저장에 대해 비교 연구를 진행하였다[13]. 수소로 에너지를 저장하는 시스템은 기술적 미숙으로 인한 유지 보수 비용이 높고 수명주기에 따른 효율의 현저한 저하가 있으나, 압축 공기로 에너지를 저장하는 경우 필터를 교체가 필요하지만 능률은 거의 변하지 않는다는 결과를 보였다. 그 결과 현재는 압축 공기 에너지 저장 시스템이 수소 에너지 저장 시스템보다 효율적이라는 결과를 보여줬다.

Chade et al.등은 2015년 아이슬란드에 풍력-디젤, 풍력-디젤-수소, 풍력-수소 세가지 시나리오에 대한 경제성 평가를 시행하였다[14]. 수소를 사용하는 시스템인 경우 알칼리성 수전해 전해질과 양이온 교환막 연료전지가 사용됐다. 향후 유가가 상승하고 재생 에너지 기술 발전으로 인한 비용의 감소될 경우 풍력 수소 시스템이 더 효율적일 가능성을 내포하고 있으나, 현재는 풍력-디젤-수소 시스템이 운용 비용이 가장 낮고 초기 비용이 적당하여 실용화에 적합하다는 결론을 발표하였다.

Rezk와 Dousoky는 2016년 이집트의 Menia Governorate를 대상으로 농업 분야에 재생 에너지 시스템의 최적화 실험을 시행했다[15]. 올리브 나무 농장의 지하수를 공급해 관개를 하는데 사용되는 전력 부하를 이용하였다. 연구에 사용된 연료전지와 전해조는 각각 양이온 교환막 연료전지와 알칼리 수전해조를 사용했으며, 태양광-연료전지 시스템이 연구된 조합 중에서 최적의 결과로 나왔다. 그 다음으로 태양광-풍력-연료전지, 태양광–풍력, 태양광-배터리 순으로 순 현재 비용과 균등화 발전 비용이 낮은 결과가 나왔다. 그리드의 확장과 경제성을 비교할 경우, 디젤 발전기 시스템과 풍력-배터리 시스템을 제외하고는 연구된 모든 오프 그리드 시스템은 그리드 확장보다 더 경제적이었다.

Duman과 Güler는 2018년 터키 지역의 İzmir, Çeşme를 대상으로 오프 그리드 하이브리드 재생 에너지 시스템을 통해 휴가용 주택의 전기 에너지 수요를 충족하는 시스템에 대한 연구를 수행되었다[16]. 터키의 계절별 에너지의 잠재력이 달라 계절에 따라 효율적인 에너지원이 다르며, 양이온 교환막 연료전지와 알칼리성 수전해 전해조를 사용하여 수소로 변환하여 저장하는 것 보다 배터리에 저장하는 것이 30.26%~121.72% 더 비싼 결과를 보여줬다.

Razmjoo 등은 2021년 이란의 Rezvan에서 신재생 에너지의 경제성에 대해 최적화 실험을 시행했다[17]. 기후 데이터는 파키스탄 기상청에서 2002년부터 2005년까지 3년간 10 m, 30 m에서 측정한 평균 풍속과 풍향데이터와 NASA에서 측정한 태양 복사를 사용했다. 태양광-풍력-디젤-배터리의 시스템이 투자 대비 수익률 15.6%로

Table 1. Analysis capabilities of hybrid energy system software tools [19]

Tools	Economical Analysis	Technical Analysis	PV System	Wind System	Generator set	Storage device	Bio-energy	Hydro energy	Thermal System
HOMER	X	X	X	X	X	X	X	X	-
HYBRID2	–	X	X	X	X	X	–	–	X
iHOGA	X	X	X	X	X	X	–	X	–
RETScreen	X	X	X	X	–	X	–	–	–
HYBRIDS	–	X	X	–	–	X	–	–	–
SOMES	X	X	X	X	–	X	–	–	–
RAPSIM	–	X	X	X	X	X	–	–	–
SOLSIM	X	X	X	X	X	X	X	–	–
ARES-I &II	–	X	X	X	X	X	–	–	–
HYSYS	–	X	X	X	X	X	–	–	–
INSEL	–	X	X	X	X	X	–	–	X
SOLSIM	X	X	X	X	X	X	X	–	–
HybSim	X	X	X	–	X	X	–	–	–
Dymola/Modelica	X	–	X	X		X			
SOLSTOR	X	X	X	X	X	–	–	–	–
HySim	X	X	X	–	X	X	–	–	–
IPSYS	–	X	X	X	X	X	–	X	–
Hybrid Designer	X	–	X	X	X	X	–	–	–

최적의 결과였으며, 양이온 교환막 연료 전지와 양이온 교환막 전해조, 수소 탱크를 추가할 경우 수익률이 13.5%로 감소했다. 재생에너지의 비율이 72%이상인 태양광-풍력-디젤 발전 시스템은 연간 2000 kg 이상의 이산화탄소 배출량을 줄일 수 있으며, 40% 이상의 NOX 배출량을 줄일 수 있다는 결과를 보였다.

다중 에너지원들을 고려한 하이브리드 에너지 시스템의 설계 및 분석 문제가 부각되면서 이를 해결하기 위한 솔루션 시스템들도 개발되었다. Table 1는 이들의 주요 기능을 비교하였다. 표에서 알 수 있듯이 Homer Pro가 가장 많이 사용되는 것을 알 수 있다[18].

Homer Pro는 미국 Department of Energy 산하 연구 기관인 NREL (National Renewable Energy Laboratory)에서 개발되었으며, Homer Energy에서 마이크로 그리드 설계를 최적화하기 위해 개발된 시뮬레이션 프로그램이다. 여러 가지 변수에 따라 여러 신재생에너지원과 화석연료, 기타 부가 설비들을 조합하여 전력 계통을 구성하여 입력한 부하를 만족시키는 여러 조합들 중 비용에 대해 최적화된 설계의 조합을 찾아준다. 경제성 평가를 하기 위해서 시뮬레이션 하고자 하는 설비들의 조합과 고려하고자 하는 설비들의 기술-경제 데이터를 입력 후 시뮬레이션시 총 소요 비용인 시스템의 설계 및 설치, 운전, 보수 및 교체에서 발생되는 초기 설치 비용(Capital Cost), 교체 비용(Replacement Cost), 운영 유지비(O&M Cost)등을 이용하여 DFO (Derivative-Free Optimization)알고리즘을 사용해 최저의 순 현재 비용(Net Present Cost, NPC)을 찾아준다. 이외에도 균등화 발전 비용(Levelized Cost of Energy, LCOE)와 연료를 사용할 경우 연간 연료 소비량과 이산화 탄소를 포함한 오염 물질의 배출량의 결과들을 제공한다.

Scopus에서 검색하여 나온 논문들을 조사를 통해 알 수 있듯이, Homer를 활용한 논문의 수가 증가하고 있다(Fig. 1 참조). 본 논문에서는 따라서 Homer Pro가 신뢰받을 수 있을 정도로 많이 사용되

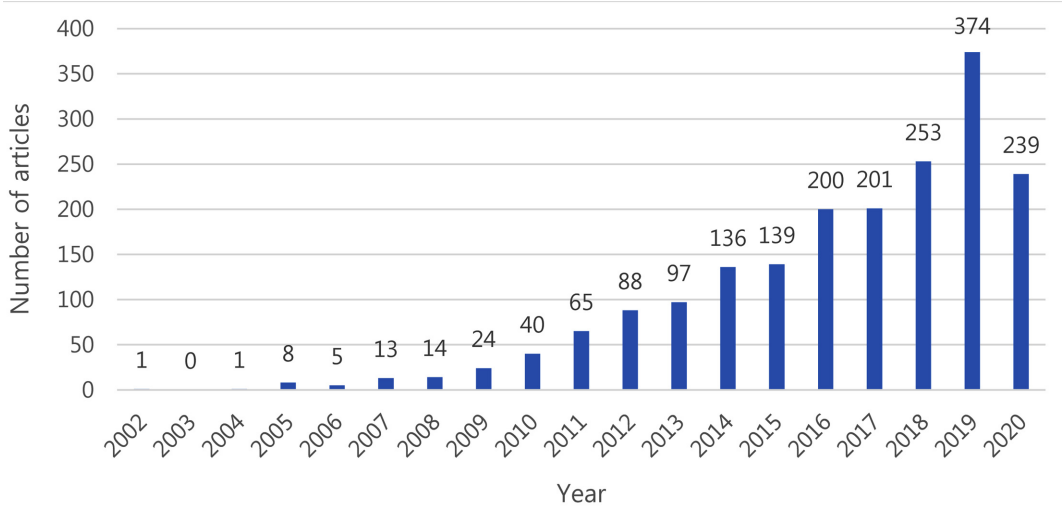

Fig. 1. Articles used Homer each year.

Table 2. Parameters and results of previous studies using Homer

Study Area	Load Type	Peak Electrical Load	Daily Electricity Consumption	Technology	LCOE	NPC	REF.
Shiraz (Iran)	village	65 kW	623 kWh/day	PV/Wind/Battery/Electrolyzer/ Hydrogen Tank/Fuel Cell	$ 0.398/kWh	$ 2,26M	[20]
Kavala town (Greece)	building	16 kW	48 kWh/day	PV/Battery/Diesel	€ 0.65/kWh	€ 130.23	[19]
Kırklareli Province (Turkey)	building	36 kW	485 kWh/day	PV/Grid	$ 0.256/kWh	$ 0.84M	[21]
Urumqi (China)	household	5.6 kW	11 kWh/day	PV/ Wind/Battery	$ 1.045/kWh	$ 0.053M	[22]
Tioman Island (Malaysia)	village	109 kW	496 kWh/day	Diesel	$ 0.734 /kWh	$ 1,70M	[8]
North-West (Australia)	village	192 kW,	2 MWh /day	PV/Battery/Electrolyzer/Hydrogen Tank/ Fuel Cell	$ 0.342/kWh	$ 3,23M	[23]
Grimsey (Iceland)	Island	175 kW	2.4 MWh/day	Wind/Diesel/Electrolyzer/Hydrogen Tank/Fuel Cell	$ 0.434/kWh	$ 4,45M	[14]
Bozcaada Island (Turkey)	island	135 kW	1875 kWh/day	PV/Wind/Electrolyzer/Hydrogen Tank/ Fuel Cell	$0.83/kWh	$ 11,96M	[24]
Tehran (Iran)	building	1.5 kW	17 kWh/day	Wind/Battery/Diesel/Electrolyzer/ Hydrogen Tank	$ 0.783 /kWh	$ 0.063M	[25]
Cheras (Malaysia)	hospital	22.5 kW	250 kWh/day	PV/Battery/Diesel/Reformer/Hydrogen Tank/Fuel Cell/Grid	$ 0.084/kWh	$0.0 98M	[26]
Shafar (Yemen)	households	111 kW	886 kWh/d	PV/Battery/ Wind/ Diesel	$ 0.137/kWh	$ 0.72M	[9]
Bhopal (India)	building	4.4 kW	56.52 kWh/day	PV/Battery/Electrolyzer/Hydrogen Tank/ Fuel Cell	$ 0.203/kWh	$ 0.047M	[27]
Kapit, Sarawak (Malaysia)	household	20.85 kW	140.75 kWh/day	PV/Battery	$ 0.323 /kWh	$ 0.34M	[28]
Grenoble (France)	building	952 kW	7400 kWh/day	PV/Electrolyzer/Hydrogen tank/Grid	€ 0.073/kWh	€ 3,28M	[29]
İzmir, Çeşme (Turkey)	household	23.31 kW	165.59 kWh/day	PV/Wind/Battery/Diesel	$ 0.186 /kWh	$ 0.17M	[16]
Alminiya (Egypt)	desalination system	15 kW	110 kWh/day	PV/Electrolyzer/Hydrogen tank/Fuel Cell	$ 0.062/kWh	$ 0.12M	[30]
Nuevo Rocafuerte (Ecuadorian)	household	21.78 kW	374.94 kWh/day	PV/Battery/Diesel/Hydrokinetic	$ 0.184/kWh	$ 0.31M	[31]
Karnataka (India)	village	149.21 kW	724.83 kWh/day	PV/Wind/Battery/Biogas/Biomass/ Electrolyzer/Hydrogen Tank/Fuel Cell	$ 0.214/kWh	$ 0.89M	[32]
Rezvan (Iran)	village	2.16 kW	13.68 kWh/day	PV/Wind/Battery/Diesel	$ 0.151/kWh	$ 0.011M	[17]
İzmir (Turkey)	hybrid charging station	328 kW	2.4 MWh/day	PV/Wind/Battery	$ 0.064/kWh	$ 0.70M	[33]

고 있다고 판단 하여 이를 이용하였다.

Table 2는 특히 Homer Pro를 사용하여 여러가지 신재생에너지 원들을 동시에 고려한 하이브리드 공정 시스템의 최적 설계에 대한 경제성 평가 및 최적 설계에 대한 연구한 결과들이다. 태양광 발전, 풍력 터빈이 주로 연구 대상으로 사용되었으며 경제적으로 화석 연료를 대체해 사용 가능한지에 대해 매년 많은 연구들이 진행되어 왔음을 알 수 있다.

위의 문헌 조사에서 보이는 바와 같이 에너지 공급 시스템이, 과거에는 대부분 디젤을 중심으로 한 화석연료이 주류를 이루었다. 이후 점진적으로 신재생 에너지원을 반영하게 되면서, 단일 에너지원만 사용하기보다 여러 가지 에너지원을 동시에 이용하는 하이브리드 에너지 공급 시스템이 대안으로 여겨져서 많은 연구들이 진행되고 있다. 여러가지 에너지원들을 동시에 고려하는데 다양한 조합이 가능하며, 재생에너지의 경우 기상 상태에 따라 발전량이 크게 변동될 수 있다. 하이브리드 에너지 시스템을 통해 외부 기상 요인에 따른 발전량의 변동성에 대한 보완이 중요한 이슈가 되었다. 따라서 에너지 저장 시스템이나 수전해 기술을 고려하게 되었다.

3. 연구방법

이전 연구들이 대부분 발전 에너지에 대해 치우쳤지만, 온실 가스 배출의 많은 부분을 차지하고 있는 운송기관(mobility system) 부분의 중요성을 무시할 수 없다. 특히 최근 운송 에너지원으로 주목받고 있는 수소를 이용하는 수소 연료전지 자동차는 휘발유 자동차의 대안으로 큰 관심을 받고 있다[3,4]. 수소는 배출가스로 이산화탄소가 배출되지 않고, 물을 이용하여 무한정 생산이 가능하기 때문에 화석연료를 대체할 수 있는 유망한 재생에너지원이다. 경제적 측면만을 고려한다면, 천연가스의 개질(reforming)이나 석유화학 공정 중에 발생하는 부생 수소를 이용할 수 있겠지만, 기후변화 저감이라는 목적에 부합하는 것은 재생에너지 기반 청정 수소 생산일 것이다.

온실 가스 배출의 감소를 위해서는 운송 에너지 시스템에 대해서도 순수하게 재생에너지원에서 생산된 전기 에너지를 기반으로 수소를 생산, 공급할 수 있는 수소 공급 사슬(Supply Chain)을 구축해야 할 것이다. 하지만 이에 대한 관련 연구는 아직 미비한 상황이다. 따라서, 본 연구에서는 특히 수소 자동차 운영을 위한 운송 분야

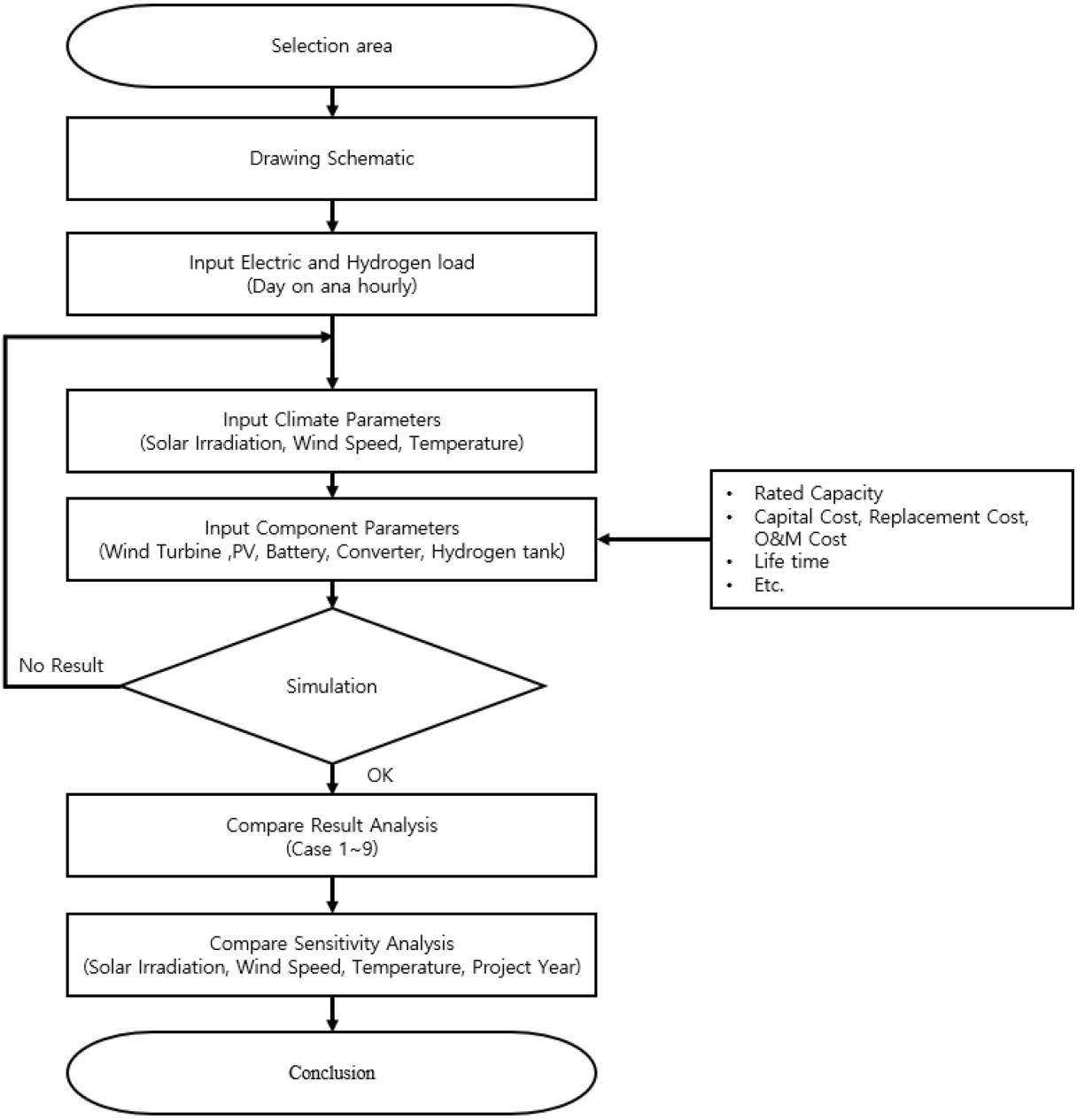

Fig. 2. The proposed simulation flowchart.

(Mobility) 에너지 시스템에 대해 필요한 수소 생산에 필요한 에너지를 재생에너지로만 대응하는 것에 대한 시뮬레이션을 통해 경제성을 평가하고자 한다. 본 연구에서 제안된 시뮬레이션 진행 과정은 Fig. 2에 정리하였다. 대상 지역을 먼저 선정한 후 시나리오별로 개략도를 작성하였다. 이후 수소 충전소 운영에 수요에 해당하는 전력 및 수소 부하를 시간 단위로 산정한 후 시간 단위의 기후데이터(태양조사도, 풍속, 온도) 및 수소 충전소를 구성하는 여러 구성품들의 데이터(용량 범위, 설치비, 교체비, 운영비, 수명,효율 등)를 입력하였다. 용량 범위는 너무 넓거나 좁게 설정하지 않았으며, 비용은 실제와 유사한 값을 위해 타 논문에서 인용하였으며, 기후 데이터는 기상청의 데이터를 참고하였다 시뮬레이션 후 각 결과들을 비교 분석한 후 최적의 결과에 대해 민감도 분석을 검토하는 순으로 진행되었다.

3-1. 최적화 모형 설계[34]

본 논문에서 하이브리드 에너지 시스템의 전력 및 수소 용량은 태양광 발전과 풍력 발전, 배터리와 전해조, 수소 탱크의 최대 수소 수용량의 정수를 곱하여 구하였다.

3-1-1. 하이브리드 에너지 시스템 최적 용량 산정

최적화 모델은 크게 목적함수와 결정 변수 그리고 제약 조건으로 구성된다. 본 논문의 목적 함수는 정해진 프로젝트 기간 동안의 순 현재 가치의 최소화이다. 최적화 모델의 결정 변수로는 풍력 발전기의 대수(N_{WT}), 태양광발전기의 모듈 수(N_{PV}), 배터리의 개수(N_{Bat}), 수소 탱크의 최대 수소 수요량(N_{HT}), 전해조의 용량(N_{AWE})이 있으며, 이와 관련된 식은 식 (1)과 같다.

$$\text{Minimize (NPC)} = \sum_{k=1}^{proj}[C_{cptl,k} + C_{rpl,k} + C_{om,k} - C_{Slav,k}] * \left(\frac{1}{1+i}\right)^k$$

$$C_{cptl,k} = C_{cptl,WT} + C_{cptl,PV} + C_{cptl,Bat} + C_{cptl,Conv} + C_{cptl,HT} + C_{cptl,AWE}$$

$$C_{rpl,k} = (C_{rpl,WT} * B_{WT}) + (C_{rpl,PV} * B_{WT}) + (C_{rpl,Bat} * B_{Bat}) + (C_{rpl,Conv} * B_{Conv}) + (C_{rpl,HT} * B_{HT}) + (C_{rpl,AWE} * B_{AWE})$$

$$\begin{cases} B = 1, & if\ remainder\ (k, lifetime) = 0 \\ B = 0, & else \end{cases}$$

$$C_{om,k} = C_{om,WT} + C_{om,PV} + C_{om,Bat} + C_{om,Conv} + C_{om,HT} + C_{om,AWE}$$

$$C_{Slav,k} = (C_{rpl,WT} * L_{WT}) + (C_{rpl,PV} * L_{PV}) + (C_{rpl,Bat} * L_{Bat}) + (C_{rpl,Conv} * L_{Conv}) + (C_{rpl,HT} * L_{HT}) + (C_{rpl,AWE} * L_{AWE}) + (C_{rpl,WT} * D_{WT}) + (C_{rpl,PV} * D_{PV}) + (C_{rpl,Bat} * D_{Bat}) + (C_{rpl,Conv} * D_{Conv}) + (C_{rpl,HT} * D_{HT}) + (C_{rpl,AWE} * D_{AWE})$$

$$\begin{cases} L = \dfrac{ifetime - remainder\ (lifetime, proj)}{lifetime}, \\ L = 0, \quad otherwise \end{cases}$$

$$if\ Quoiuent\ (proj,\ lifetime) = 0$$

$$\begin{cases} D = \dfrac{ifetime - remainder\ (lifetime, proj)}{lifetime}, \\ D = 0, \quad otherwise \end{cases}$$

$$if\ Quoiuent\ (proj,\ lifetime) > 0 \tag{1}$$

위 식에서 $C_{cptl,k}$은 초기 설치비용, $C_{rpl,k}$은 교체비용 $C_{om,k}$은 운영 유지비, 그리고 $C_{slav,k}$는 잔여비용을, i는 실질 할인율 의미한다. proj는 프로젝트 수행 기간을 의미하며, lifetime은 구성품의 수명을 의미한다. B와 L, D는 이진 함수로 B는 대체 시점에 대체 비용이 발생함을 의미하며, L은 대체되지 않은 경우 초기 설치 비용에서 남은 수명의 기간만큼의 잔여비용이, D는 대체된 경우 대체 비용에서 남은 수명의 기간만큼의 잔여비용이 발생함을 의미한다.

제약 조건은 연간 전력 불충분(Unmet Electric Load, UEL) 또는 수소의 불충분량(Unmet Hydrogen Load, UHL)으로 필요한 수소나 전력을 하이브리드 시스템 내에서 공급하지 못할 경우 발생하는 것으로 판단한다. 전력 불충분의 판단에 대한 수학적 모델은 식은 다음과 같다. 시간대별 전력 수요와 신재생 에너지원의 발전량을 이용하여 배터리에서의 충, 방전 전력량을 구한다.

$$G_k = (PV_k * \eta_{conv} + WT_k) \tag{2}$$

$$PV_k = P_{PV,k} * N_{PV}$$

$$WT_k = P_{WT,k} * N_{WT_k}$$

$$E_k = G_k - L_k - AWE_k \tag{3}$$

위 식에서 P_{PV}는 태양광 발전기의 실제 출력을, P_{WT}는 풍력 터빈의 실제 출력, 그리고 η_{conv}는 컨버터의 효율을 의미한다. E_k는 수소 충전소의 운영에 필요한 전력 부하이며, AWE_k는 전해조에서 수소를 생산하는데 필요한 전력 부하이다.

수소의 생산량(H_{gen})은 전해조에 입력된 전력에 전해조의 효율(η_{AWE})의 곱한 뒤 수소 고위 발열량(Hh_H)을 나눈 값으로 계산된다. 시간대별 수소 탱크의 충,방출량은 시간대별 수소의 생산량에서 시간대별 수소 부하량(M)을 뺀 값이다. 시간대별 수소 탱크의 충, 방출량이 결정되면 해당 값과 수소 탱크의 용량을 이용해 수소 탱크의 잔여량(Stored Hydrogen , SH)를 계산한다. 수소 탱크의 잔여량은 수소 탱크 내의 수소량을 나타내며, 계산된 잔여량 값과 필요한 충,방출량을 기준으로 수소 부하의 부족을 계산한다. 제약 조건인 수소 부하의 부족시간은 식 (12)과 같다. U_i는 수소 탱크의 초기 충전률을 의미한다.

$$H_{gen,k} = \frac{AWE_k * \eta_{AWE}}{Hh_H} \tag{4}$$

$$H_k = H_{gen,k} - M_k \tag{5}$$

$$HT_{cap} = N_{HT} * U_{HT} * U_i \tag{6}$$

$$SH_{ck} = \frac{(SH_{k-1} * HT_{cap}) + H_k}{HT_{cap}} * 100[\%] \tag{7}$$

$$oh_k = \begin{cases} (1 - SH_{k-1}) * HT_{cap}, & 100\% < SH_{ck} \\ H_k, & 0\% \le SH_{ck} \le 100\% \\ (-SH_{k-1}) * HT_{cap}, & SH_{ck} < 0\% \end{cases} \tag{8}$$

$$SH_k = \frac{(SH_{k-1} * HT_{cap}) + oh_k}{HT_{cap}} * 100[\%] \tag{9}$$

$$UHL_k = \begin{cases} 1, & H_k < 0 \text{ and } SH_k = 0 \\ 0, & else \end{cases} \tag{10}$$

$$\text{UHL time} = \sum_{k=1}^{8760} UHL_k \tag{11}$$

$$\text{UHL time} = 0 \tag{12}$$

전력 부하에 사용되고 남는 잉여 전력 또는 부족한 전력은 컨버터를 통해 변환되어 배터리를 충, 방전시킨다. 컨버터의 입 출력 값인 E_k는 배터리의 충,방전량에 따라 비선형적으로 달라지는데 이는 출력효율 곡선 접합 과정을 거쳐 식 (13)을 통해 계수 a, b에 관한 식으로 표현 가능하다[34]. 배터리를 충 방전량은 식 (14)와 같다.

$$E_k = aBat_k^2 + bBat_k \tag{13}$$

$$Bat_i = \begin{cases} E_k * \eta_{ref} * \eta_{Bat}, & E_k \ge 0 (charge) \\ \dfrac{-b \pm \sqrt{b^2 - 4a(-E_k)}}{2a * \eta_{ref}}, & E_k < 0 (discharge) \end{cases} \tag{14}$$

시간대별 배터리의 충,방전량이 결정되면 해당 값과 배터리의 용량을 이용해 배터리의 잔여량(State Of Charge, SOC)를 계산한다. 배터리의 잔여량은 배터리의 현재 충전 상태를 나타내며, 계산된 잔여량 값과 필요한 충,방전량을 기준으로 전력 부하의 부족을 계산한다. 계산된 전력 부하의 부족시간에 대한 제약 조건은 식 (21)와 같다. U는 각 구성품의 단위 용량을 뜻한다.

$$Bat_{cap} = N_{Bat} * U_{Bat} \tag{15}$$

$$SOC_{ck} = \frac{(SOC_{k-1} * Bat_{cap}) + Bat_k}{Bat_{cap}} * 100[\%] \tag{16}$$

$$op_k = \begin{cases} (1 - SOC_{k-1}) * Bat_{cap}, & 100\% < SOC_{ck} \\ Bat_k, & 0\% \le SOC_{ck} \le 100\% \\ (-SOC_{k-1}) * Bat_{cap}, & SOC_{ck} < 0\% \end{cases} \tag{17}$$

$$SOC_k = \frac{(SOC_{k-1} * Bat_{cap}) + op_k}{Bat_{cap}} * 100[\%] \quad (18)$$

$$UEL_k = \begin{cases} 1, & H_k < 0 \text{ and } SOC_k = 0 \\ 0, & else \end{cases} \quad (19)$$

$$\text{UEL time} = \sum_{k=1}^{8760} UEL_k \quad (20)$$

$$\text{UHL time} = 0 \quad (21)$$

추가적으로, 혼합 정수 계획법을 사용함에 있어 식 (22)과 같이 결정변수를 정수로 제약한다. 또한 , 유전자 알고리즘을 이용하므로 식 (23)와 같이 상한, 하한 조건을 설정한다.

$$N_{WT}, N_{PV}, N_{Bat}, N_{HT}, N_{AWE} = \text{integer} \quad (22)$$

$$lb \le N_{WT}, N_{PV}, N_{Bat}, N_{HT}, N_{AWE} \le ub \quad (23)$$

3-2. 사례 적용

대상 지역으로는 대한민국의 경주를 선정하였으며, 경주 지역의 수소 자동차에 필요한 수소를 경주시 자체적으로 재생에너지원만을 이용하여 생산하고 운영될 수 있는지를 검토하였다. 구체적으로 각기 다른 용량을 가진 4가지 종류의 풍력 터빈을 활용하여, 9가지의 신재생 에너지 기반 수소 생산 체제의 시나리오를 구성하였다. 그린에너지 기반 수소 충전소 시스템을 구축과 관련된 최적 구조 및 경제성 분석을 시행하였다. 특히 본 논문에서는 저온에서 운영 가능하며, 시스템 수명 길고 비용이 비교적 저렴한 알칼리 수전해법을 사용하여 수소를 생산한다고 가정하였다[35,36].

본 연구에서 수소 에너지 시스템 개념도는 Fig. 3에 정리하였다. 수소 생산은 태양광 발전과 풍력 발전과 같은 신재생 에너지 자원만을 이용하여 생산된다고 가정하였다. 특히 풍력 발전에 대해 중점을 두었는데, 풍력 발전에 용량이 다른 4종류의 터빈들을 사용할 수 있다고 가정하였다. 다양한 조합의 재생에너지원들에 대한 시나리오를 만들고 이에 대한 기술, 경제성을 평가한 후, 태양광 발전을 함께 사용한 하이브리드 시스템과 태양광 발전의 단일 사용했을 경우와 경제성을 분석하였다.

2020년 12월 기준으로 경주시에 등록된 전체 차량 수는 117,218대이며, 이 중 30% (35,166대)가 수소 차량으로 대체된다고 가정했다[37]. 2018년에 한국 교통 안전공단에서 조사한 경주시의 차량 한대당 일일 주행 거리는 38.7 km/day이다. 현재 이용 가능한 수소차인 국내 자동차 회사에서 시판되는 넥쏘의 연비 96.2 km/kg을 고려하여 경주시 수소 충전소에서 생성해야 할 수소의 양은 14,146.8 kg/day다[38,39]. 수소 충전소에서 디스펜서 1대가 충전 가능한 수소의 양은 시간당 25 kg이고, 수소 충전소가 10시간 운영 된다고 가정할 경우 수소 충전소 한 곳당 하루에 250 kg의 수소를 충전할 수 있다. 이를 고려할 때, 경주에 필요한 수소 충전소는 최소 57곳이 되며, 수소 충전소를 57곳을 설치할 경우 수소 충전소 한곳의 충전량을 248.2 kg/day으로 가정할 수 있다. 이에따라 본 연구에서는 수소 충전소 운영에 필요한 일별 수소 필요량을 248.2 kg으로 가정하여 설계했다.

3-3. 기후 데이터

재생에너지 출력은 설치된 지역의 기상 상황에 직접적 영향을 받는다. 따라서 에너지 생산 및 그 사용을 위해서는 해당 지역의 지리정보 시스템(GIS, Geographical Information Systems) 자료가 필요하다. 한국 경주시의 자료 측정 위치는 위도 : 35.81, 경도 : 129.20이다(Fig. 4 참조). 경주시의 풍속, 기온 및 일사량은 기상청에서 10년간(2011년~ 2020년) 측정한 값을 사용한다[40] 신재생 에너지의 변동성을 반영하기 위해 모델링 주기를 시간 단위로 구성하였다.

기상청에서 제공하는 기상 자료에 의하면 연 평균 태양 수평 조사는 3.64 kWh/m^2/day이며, 해수면 높이 40 m, 풍속계 높이 10 m에서 측정된 연 평균 풍속은 3.46 m/s, 연평균 온도는 14.40 ºC이다 (Fig. 5 참조).

3-4. 전력 생산

3-4-1. 풍력터빈[41,42]

풍력 발전에 사용될 수 있는 실제 모델들은 다양하게 출시되어 있다. 이들을 모두 고려할 수는 없기 때문에, 이전 연구들에서 자주 이용되었던 모델들에 대하여, 각기 정격 용량이 다른 4종류의 풍력

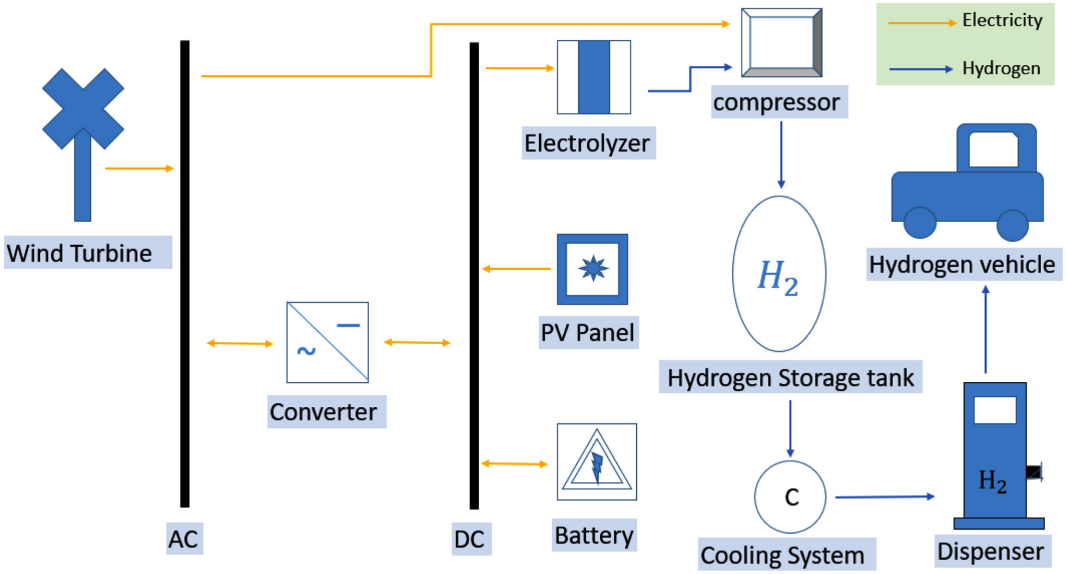

Fig. 3. Schematic of hydrogen refueling station.

Fig. 4. A geographic map of the considered site.

터빈 EWT Directwind 54, Enercon E-53, Enercon E-44, GE 1.5 sle를 사용할 수 있다고 가정하였다. Table 3는 각 풍력 터빈의 기술-경제 데이터를 보여준다.

풍력 터빈의 출력을 계산하는 방식은 다음과 같다. 먼저 식 (24)를 통해 허브 높이에서의 풍속을 계산한다[43].

$$U_{hub} = U_{anem}\ln(z_{hub}/z_0)/\ln(z_{anem}/z_0) \quad (24)$$

U_{anem}는 측정된 풍속을 뜻하며, z_{hub}는 풍력 터빈의 허브 높이를 말한다. Z_{anem}는 풍속이 측정된 곳의 높이다. z_0는 주변 지형에 따른 표면 조도이며 이에 대한 것은 Table 4에서 보여준다. 본 연구에서는 풍력 터빈이 교외에 설치된다는 가정하에 1.5 m로 가정했다. 허브 높이에서의 풍속을 구하면 풍력터빈의 파워 커브를 참조하여 표준 온도 및 압력 조건에서 해당 풍속에서 풍력 터빈의 예상 출력을 계산한다. Fig. 6은 본 연구에 사용된 풍력 터빈들의 파워 커브이다.

파워 커브는 표준 온도 및 압력 조건에서의 풍력 터빈의 성능이므로 실제 조건에 맞게 보정이 필요하다. 풍력터빈의 실제 출력은 식 (25)을 통해 보정 된다[43].

$$P_{WT} = (\rho/\rho_0)P_{WT,STP} \quad (25)$$

$P_{WT,STP}$ 는 예상 풍력 터빈 출력이며, ρ는 실제 공기 밀도를 뜻한다. ρ_0는 표준 온도 및 압력에서의 공기 밀도로 1.225 kg/m^{3}이다.

3-4-2. 태양광 발전기[45]

이 제품은 1,640 mm 길이와 994 mm의 폭, 46 mm의 높이를 가졌으며, 0.25 kW의 정격 용량을 가졌다. Sharp250ND-250QCS는 25년 동안 80%의 전원 출력 보증을 해주지만, 본 연구에서는 25년 동안 출력 감소가 없다고 가정하였다. 태양광 발전기의 기술-경제 자료는 Table 5에서 보여준다. 태양광 발전기의 셀 온도는 다음과 같이 표기할 수 있다고 한다[43].

$$T_c = \frac{T_a + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT})\left(\frac{G_T}{G_{T,NOCT}}\right)\left(1 - \frac{\eta_{mp,STC}(1-\alpha_P T_{c,STC})}{\tau\alpha}\right)}{1 + (T_{c,NOCT} - T_{a,NOCT})\left(\frac{G_T}{G_{T,NOCT}}\right)\left(\frac{\alpha_P \eta_{mp,STC}}{\tau\alpha}\right)} \quad (26)$$

여기서 T_a는 주변 온도를 뜻하며, $T_{c,NOCT}$는 태양광 발전 모듈의 공칭 전지 동작 온도로 47.5 ℃이다. $T_{a,NOCT}$는 태양광 발전 모듈의 공칭 전지 동작 온도가 정의된 주변 온도로 20 ℃이다. $T_{c,STC}$는 표준 테스트에서의 태양광 발전기 온도로 25 ℃다. G_T는 태양광 발전기에 입사되는 태양 복사를 뜻하며, $G_{T,NOCT}$는 태양광 발전 모듈의 공칭 전지 동작 온도가 정의된 태양 복사로 0.8 kW/m^{2}이다. $\eta_{mp,STC}$는 표준 테스트 조건에서 최대 전력 효율로 15.3%이다. τ는 태양광 발전기 표면의 태양 투과율을 말하며, α는 태양광 발전기의 태양 흡수율을 뜻하는데 τα에 대해서는 0.9의 값으로 가정한다[43]. α_P는 전력의 온도 계수를 뜻한다.

태양광 발전기의 출력은 다음과 같이 표시할 수 있다.

$$P_{PV} = Y_{PV} f_{PV} (G_T/G_{T,STC})[1 + a_P (T_c - T_{c,STC})] \quad (27)$$

여기서 Y_{PV}는 태양광 발전기의 정격 용량[kW]이며, f_{PV}는 태양광 발전기의 감소 계수로 80%이다. $G_{T,STC}$는 표준 테스트 조건에서의 입사하는 복사로 1 kW/m^{2}다.

3-4-3. 배터리[45]

재생에너지를 이용하는데 있어, 잉여 에너지는 배터리에 저장되어 있다가 나중에 사용될 수 있다. 이러한 목적에 따라 본 연구에서

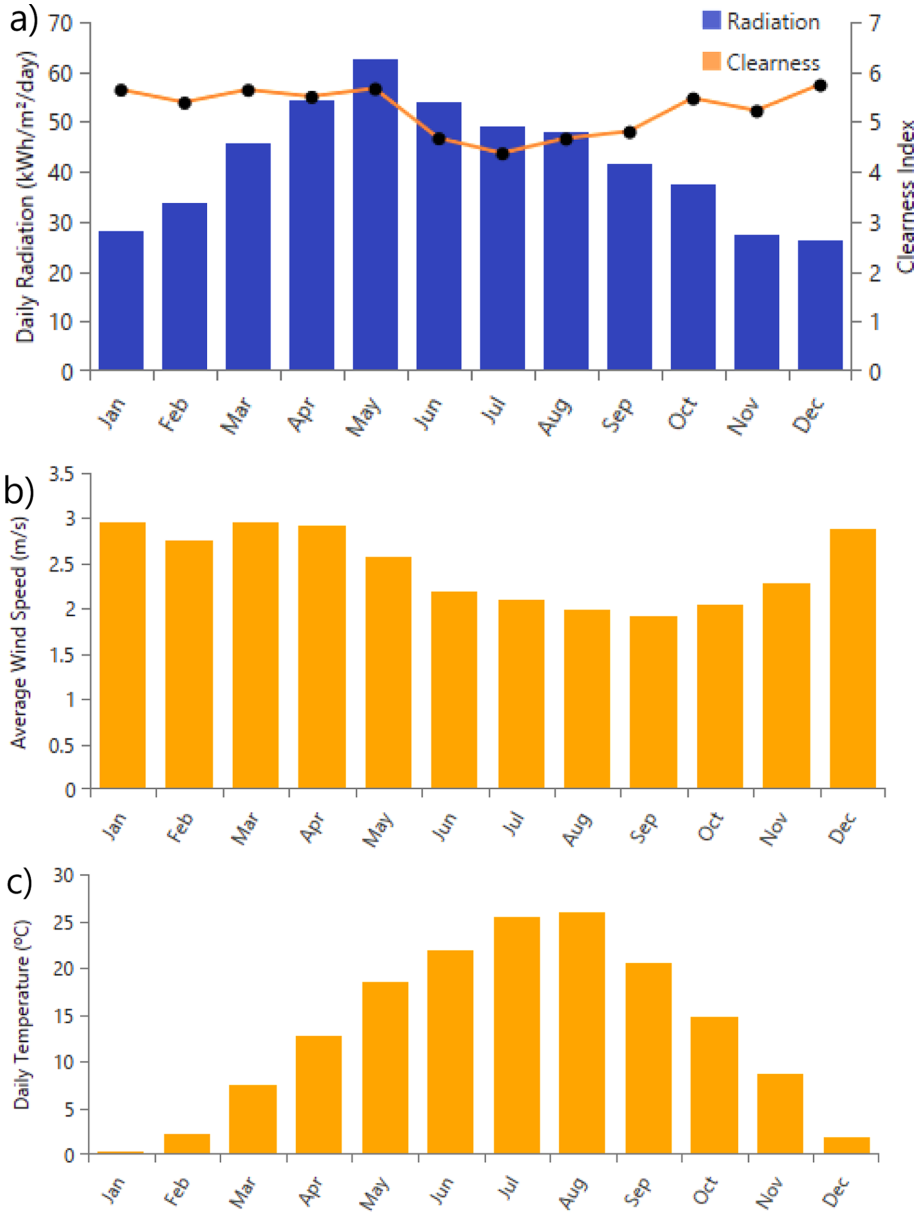

Fig. 5. Monthly average of resources of Gyeongju a) solar GHI b) wind c) temperature.

Table 3. Economical and characteristics parameters of wind turbines [41,42]

Name	Rated capacity (kW)	Capital cost ($)	Replacement cost ($)	O&M cost ($/yr)	Life time (yr)	Hub height (m)	Cut-in wind speed (m/s)	Cut-out wind speed (m/s)	Rated wind Speed (m/s)
EWT DW 54-500	500	100,000	100,000	37,500	20	75	2.5	25	10
Enercon E-53	800	1,750,000	1,750,000	51,250	20	73	3	12	12
Enercon E-44	900	2,337,500	2,337,500	51,250	20	55	3	34	16.5
GE 1.5sle	1500	3,375,000	3,375,000	87,500	20	85	3.5	25	12

배터리가 고려되었다. 배터리는 리튬 이온 배터리를 사용했다. 수명은 15년이고, 초기에 100% 충전되어 있었다고 가정했다. 연구에 사용한 배터리의 기술-경제 자료는 Table 5에서 보여준다. 배터리의 공칭 전압은 600 V이며, 최대 충전 전류는 167A, 규격 용량은 100 kWh, 배터리의 양방향 효율은 90%이다.

3-4-4. 컨버터[45]

본 연구에 사용한 컨버터의 기술-경제 자료는 Table 5에서 보여준다. 수명은 15년이며, 인버터 효율은 95% 정류기 효율은 90%인 컨버터를 사용했다.

3-4-5. 수소 탱크[26]

본 연구에 사용한 수소 탱크의 기술-경제 자료는 Table 5에서 보여준다. 수명은 25년이며 초기에 수소 탱크의 20%가 채워져 있다고 가정했다. 100 kg의 수소를 저장할 수 있는 수소 탱크를 1개~15개 사이에서 최적화를 시행했다.

Table 4. Typical surface roughness length [44]

Terrain Description	z0
Very smooth, ice or mud	0.00001 m
Calm open sea	0.0002 m
Blown sea	0.0005 m
Snow surface	0.003 m
Lawn grass	0.008 m
Rough pasture	0.010 m
Fallow field	0.03 m
Crops	0.05 m
Few trees	0.10 m
Many trees, few buildings	0.25 m
Forest and woodlands	0.5 m
Suburbs	1.5 m
City center, tall buildings	3.0 m

3-5. 전력 소비

수소 충전소에는 작동하기 위해 전력을 사용해야 하는 여러 설비들이 있다. 본연구에서는 전해조, 가압기, 냉각 장치, 디스펜서 및 보조 장치로 구성하였다. 전해조에서 수소를 생산하는데 전력이 필요하며, 생산한 수소를 가압하기 위해서 가압기를 사용하기 위해, 가압기를 냉각하기 위해, 수소 차량에 수소를 주입하기 위해 디스펜서를 작동 시키는 데에도 전력이 필요하다. 본 논문에서는 이러한 전력들을 수소 충전소 자체적으로 만족 할 수 있는 것을 목표로 설계를 한다.

3-5-1. 전해조[35,43,46]

전해조는 전기분해로 수소를 생산하는 장치로 두개의 전극과 전해액으로 구성되며 전해액의 따라 분류된다. 알칼리 수 전해조는 일반적으로 25~30% 수성 KOH용액을 사용하며, 물을 분해해 수소와 산소를 생산한다. 전극에서의 부분 반응은 다음과 같다.

$$2H_2O+2e^- \rightarrow H_2+2OH^- \quad Cathode \tag{28}$$

$$2OH^- \rightarrow \frac{1}{2}O_2 \rightarrow H_2O+2e^- \quad Anode \tag{29}$$

이처럼 캐소드에서 물이 분해되어 수소가 생성되며, 애노드에서는 물이 생성되는데, 화학 반응을 유발하는데 전기에너지가 소비된다.

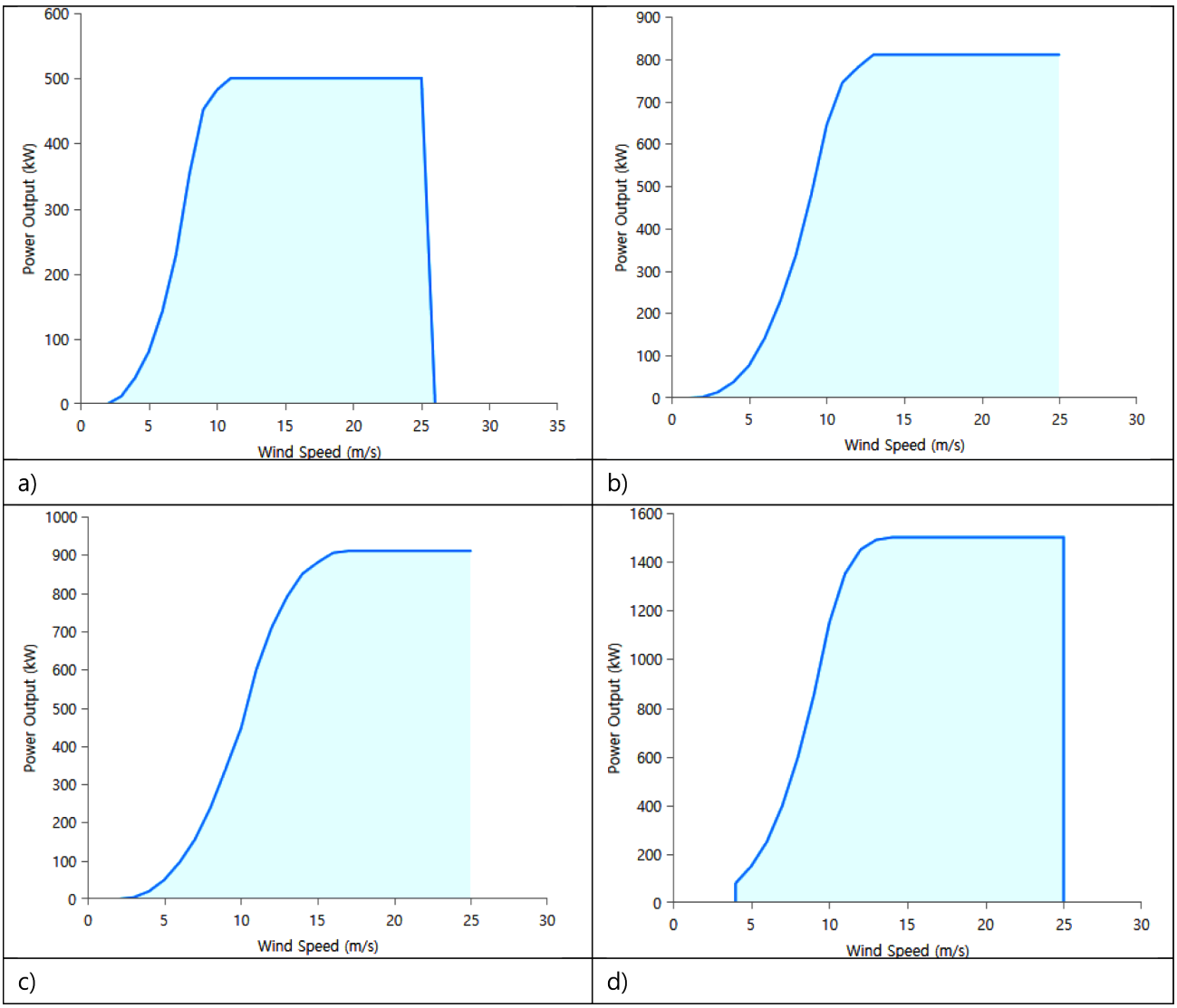

Fig. 6. Wind turbine power curve a)EWT DW 54-500 b) E-53 c) E-44 d) GE 1.5sle.

Table 5. Economical and characteristics parameters related to all components

Component	Type	Rated capacity	Capital cost ($)	Replacement cost ($)	O&M cost ($/yr)	Life time (yr)	Etc.
PV [45]	Sharp250ND-250QCS	1 kW	1400	1400	20	25	Ground Reflectance: 20% Temperature effects on power: -0.485%/°C Nominal operating cell temperature: 47.5°C Efficiency ay standard test conditions: 15.30%
Battery [45]	Li-ion Battery	100 kWh	20,000	18,000	300	15 (300,000.00 kWh)	Minimum State of Charge: 20% Roundtrip efficiency: 90%
Converter [45]		3 kW	1,500	1,500	10	15	Efficiency: 95% Rectifier Relative Capacity: 100% Rectifier Efficienct: 90%
Hydrogen Tank [26]		100 kg	130,000	120,000	1,500	25	Relative to tank size: 20%
Electrolyzer [46]	Alkaline Electrolyzer	100 kW	100,000	100,000	2,000	15	Efficiency: 70%

수소 1 kg 생성하기 위해 소비되는 전력량은 다음과 같은 식에서 계산될 수 있다.

$$E_{electrolyzer} = Hh_H/\eta_{electrolyzer} \tag{30}$$

여기서 Hh_H는 수소의 고위 발열량으로 39.4 kWh/kg이며, $\eta_{electrolyzer}$는 전해조의 효율로 70%이다. 본 연구에서 사용한 전해조의 기술-경제 자료는 Table 5에서 보여준다. 전해조는 100 kW 용량의 전해조를 1개~30개 사이에서 최적화를 시행했다.

3-5-2. 가압기[47]

이론적으로 기체를 압축하는데 효율적인 방법인 단열과정을 이용한 수소 가압기 전력은 다음 식을 이용해 계산하였다.

$$W_{comp} = C_P\left[\frac{T_1}{\eta_c}\right]\left[\left(\frac{P_2}{P_1}\right)^{\frac{r-1}{r}} - 1\right]mc \tag{31}$$

수소를 350 bar로 가압하여 수소 탱크에 저장 후 차량에 충전 시 700 bar로 가압을 하여 충전하는 것으로 가정하였다. 여기서 T_1는 가압기의 수소 투입 온도이며 293 K이다. P_1은 가압기 입구 수소 압력으로 14 bar, 350 bar이다. P_2는 가압기 출구 수소의 압력으로 350 bar, 700 bar이다. 수소 비열 C_P는 14.304 kJ/kg K이며, 수소 등방성 지수 r은 1.4이고, mc는 수소의 유량을 뜻한다. 가압기의 효율 η_c은 0.75이다.

3-5-3. 냉각 장치, 디스펜서 및 보조 장치[48]

냉각 장치 및 디스펜서와 전해조의 보조 장치를 작동하는 데 필요한 전력은 Fragiacomo and Genovese (2020)을 참고하여 5.5 kWh/kg으로 산정해서 시뮬레이션 하였다. 냉각 장치에는 가압기를 냉각하기 위한 전력과 냉각 팬과 냉각 펌프에 소모되는 전력이 포함되어 있다.

3-6. 비용 계산

3-6-1. 총 연간 비용[43]

설비들의 총 연간 비용이 프로젝트 수명 동안 매년 동등하게 발생할 경우 설비들과 관련된 실제 현금 흐름과 동일한 순 현재 비용을 제공하는 비용이 된다. 총 연간 비용은 다음 식으로 표기된다.

$$C_{ann,tot} = C_{NPC}\frac{i(1+i)^N}{(1+i)^N - 1} \tag{32}$$

총 프로젝트 기간 N은 30년이며, C_{NPC}는 시스템의 총 순 현재 비용을 뜻한다.

순 현재 비용은 프로젝트 기간 동안 발생한 모든 비용(초기 설치 비용, 교체비용, 운영 유지비, 연료비, 전력계통)과 수익(잔존가치)을 실질 할인율 사용하여 미래의 현금 흐름을 현재가치로 변환하여 뺀 값이다. i는 실질 할인율을 뜻한다. 실질 할인율은 다음 식으로 표기된다.

$$i = \frac{i' - f}{1+f} \tag{33}$$

여기서 기대 물가 상승률 f는 매년 2%로, 명목 할인율 i'는 8.12%로 가정했다.

3-6-2. 균등화 발전 비용[43]

균등화 발전 비용은 생산하는 전력 kWh당 평균 실제 발전 비용을 뜻한다. 균등화 발전 비용은 다음과 같다.

$$LCOE = \frac{C_{ann,tot}}{E_{served}} \tag{34}$$

여기서 E_{served}는 총 전기 부하를 뜻한다.

3-6-3. 수소 균등화 생산 단가[43]

수소 균등화 생산 단가는 생산되는 수소의 kg당 평균 실제 생산 비용이다. 수소 균등화 생산 단가는 아래와 같다.

$$LCOH = \frac{C_{an(n,tot)}}{m_{H2}} \tag{35}$$

$C_{ann,tot}$은 설비들의 총 연간 비용을 나타내며, m_{H2}는 연간 생성되는 수소의 양을 뜻한다.

4. 결과 및 고찰

본 연구에서는 태양광 패널, 용량이 다른 네 가지 종류의 풍력 터빈을 이용하여 9 가지 시나리오를 구성하였으며, 최적화를 통하여 각 조합별 최소 비용(NPC, Net Present Cost)이 되는 디자인을 찾았다.

본 연구에 수행된 시뮬레이션 결과들을 Table 6에 정리하였다. 모든1 조합의 연간 수소 생산량은 0.4%미만으로 유의미한 차이를

Table 6. Optimal hydrogen refueling station

Case	Techno	PV (kW)	Wind Turbine	Battery	Electrolyzer (kW)	HTank (kg)	Converter (kW)	NPC ($)	LCOE ($)	LCOH ($)
1	PV	6,250		8	2,500	600	2,008	18.3M	1.79	14.7
2	EWT DW 54-500		5	1	1,000	600	942	6.6M	0.647	5.3
3	E-53		5	2	1,000	700	969	17.9M	1.75	14.3
4	E-44		8	2	1,500	1,200	1,472	34.2M	3.35	27.4
5	G1500		3	2	900	400	880	18.9M	1.85	15.2
6	PV/ EWT DW 54-500	1.59	5	1	1,000	600	942	6.6M	0.647	5.3
7	PV/E-53	3,506	2	2	1,600	400	1,989	17M	1.66	13.6
8	PV/E-44	5,484	1	4	2,000	500	2,042	19.3M	1.90	15.5
9	PV/GE1.5SLE	3,432	1	2	1,700	400	1,987	16.6M	1.63	13.3

보이지 않았다. Case 1은 태양광 발전기만 사용한 수소 충전소의 최적화 결과이다. Case 1은 연간 6,92 GWh의 전력을 생산하며, 수요 전력에 비해 15.3%의 초과 전력이 발생한다. Case 2는 풍력터빈 EWT DW 54-500만을 사용한 수소 충전소의 최적화 결과이다. Case2는 연간 11.17 GWh의 전력 생산으로 42.6%의 초과 전력을 생산한다. 이는 Case 1에 비해 1.61배의 더 많은 전력 생산하며, 순 현재 비용은 Case 1의 36%였다. Case2는 9가지의 시나리오 중 가장 경제성이 있다는 결과를 보였다. Case 3는 풍력터빈 E-53만을 사용한 수소 충전소의 최적화 결과이다. Case 3는 연간 11.85 GWh의 전력을 생산하며, 수요 전력에 비해 45.9%의 초과 전력이 발생한다. 연간 전력 생산량은 Case 2의 1.06배로 큰 차이를 보이지 않으나, 순 현재 비용은 Case 2의 2.57배였다. Case 4은 풍력 터빈 E-44만 사용한 수소 충전소의 최적화 결과이다. Case 4는 연간 10.74 GWh의 전력을 생산하며, 수요 전력에 비해 40.3%의 초과 전력이 발생한다. Case 2에 비해 연간 전력 생산량이 96%로 Case 2보다 적은 전력이 생산하지만, 순 현재 비용은 5.18배로 낮은 경제성을 보여주며, 8대의 풍력 터빈을 필요로 해 실현 가능성이 낮다고 고려된다. Case 5는 풍력터빈 GE1.5SLE 만 사용한 수소 충전소의 최

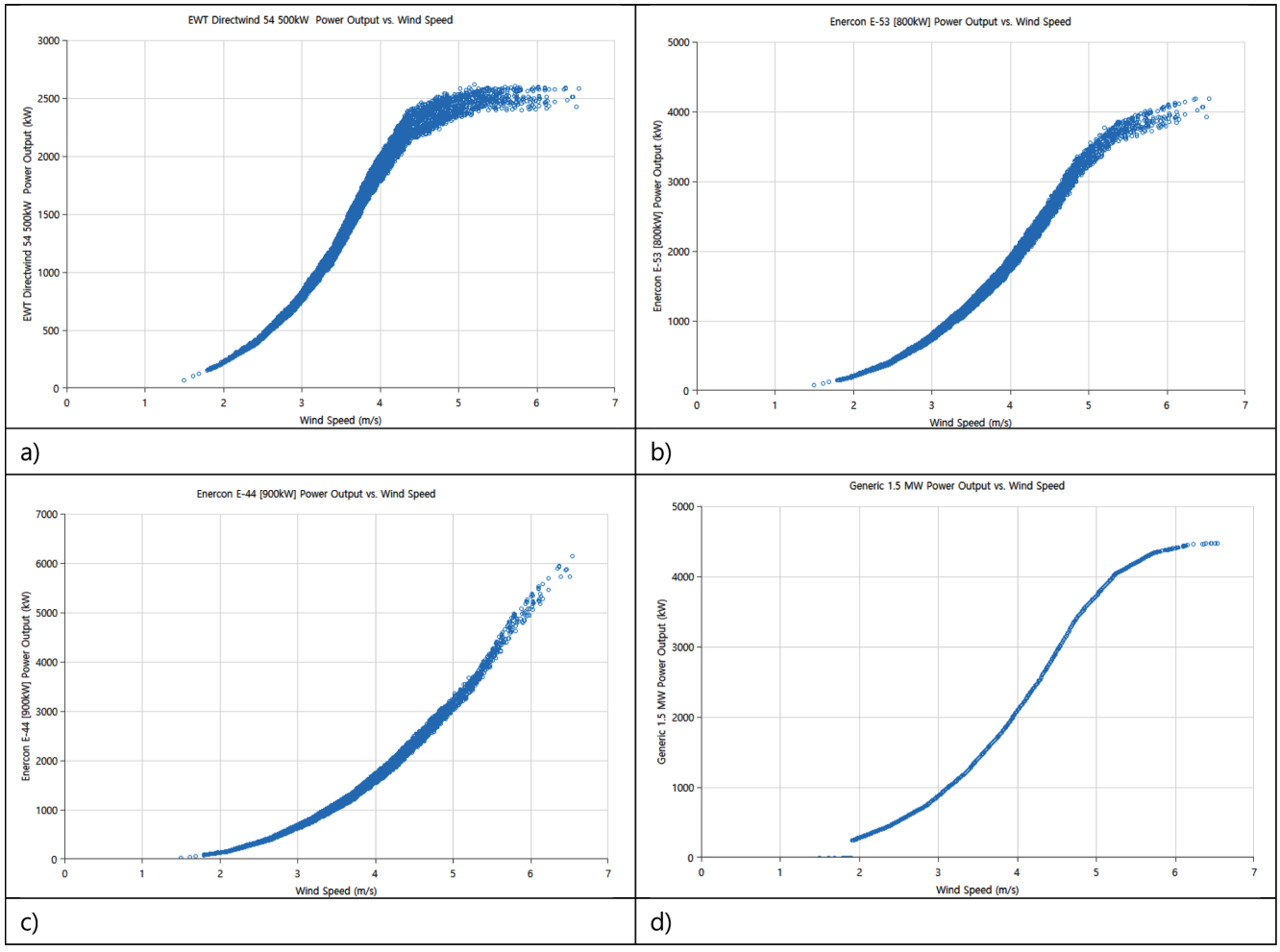

Fig. 7. Wind turbine power output a) EWT DW 54-500, b) E-53, c) E-44, d) GE 1.5sle

적화 결과이다. Case 5의 연간 전력 생산량은 13,45 GWh로 Case 2의 1.2배 생산되며, 수요 전력에 비해 52.4%의 초과 전력이 발생한다. 순 현재 비용은 Case 2의 2.87배이다. Case 6은 태양광 발전기와 EWT DW 54-500을 함께 사용한 수소 충전소의 최적화 결과이다. Case 6는 태양광 발전기가 연간 0.00176 GWh(0.0157%)의 전력을 생산하며, EWT500이 11.17 GWh(99.9843%)의 전력을 생산하며, 수요 전력에 비해 42.6%의 초과 전력이 발생한다. 적은 용량의 태양광 발전기의 추가 외에 Case 2의 조합에서 변경된 부분이 없는 것으로 보아 실질적으로 태양광 발전기의 역할이 미비하다고 판단된다. Case 7은 태양광 발전기와 E-53을 함께 사용한 수소 충전소의 최적화 결과이다. Case 7은 태양광 발전기가 연간 3.88 GWh(45%)의 전력을 생산하며, E-53이 4.74 GWh(55%)의 전력을 생산하며, 수요 전력에 비해 30.3%의 초과 전력이 발생한다. 연간 전력 생산량은 Case 2의 77%이며 순 현재 비용은 Case 2의 2.57배이다. Case 8은 태양광 발전기와 E-44를 함께 사용한 수소 충전소의 최적화 결과이다. Case 8은 태양광 발전기가 연간 6.06 GWh(81.9%)의 전력을 생산하며, E-44가 1.34 GWh(18.1%)의 전력을 생산하며, 수요 전력에 비해 20.3%의 초과 전력이 발생한다. Case 8의 경우 태양광 발전기와 풍력 터빈의 전력 생산량이 비슷한 Case 7과 달리 태양광 발전기의 전력 생산이 4.5배 많다. 연간 전력 생산량은 Case 2의 66%이며 순 현재 비용은 Case 2의 2.93배이다. Case 9은 태양광 발전기와 GE1.5SLE를 함께 사용한 수소 충전소의 최적화 결과이다. Case 9은 태양광 발전기가 연간 3.79 GWh(45.8%)의 전력을 생산하며, GE1.5SLE 가 4.48 GWh(54.2%)의 전력을 생산하며, 수요 전력에 비해 27.3%의 초과 전력이 발생한다. 연간 전력 생산량은 Case 2의 74%이며 순 현재 비용은 Case 2의 2.51배이다. 최적화 결과에서 EWT DW 54-500을 제외한 세 종류의 풍력 터빈의 경우 태양광 발전기와 함께 사용하는 것이 경제적인 것을 보였지만

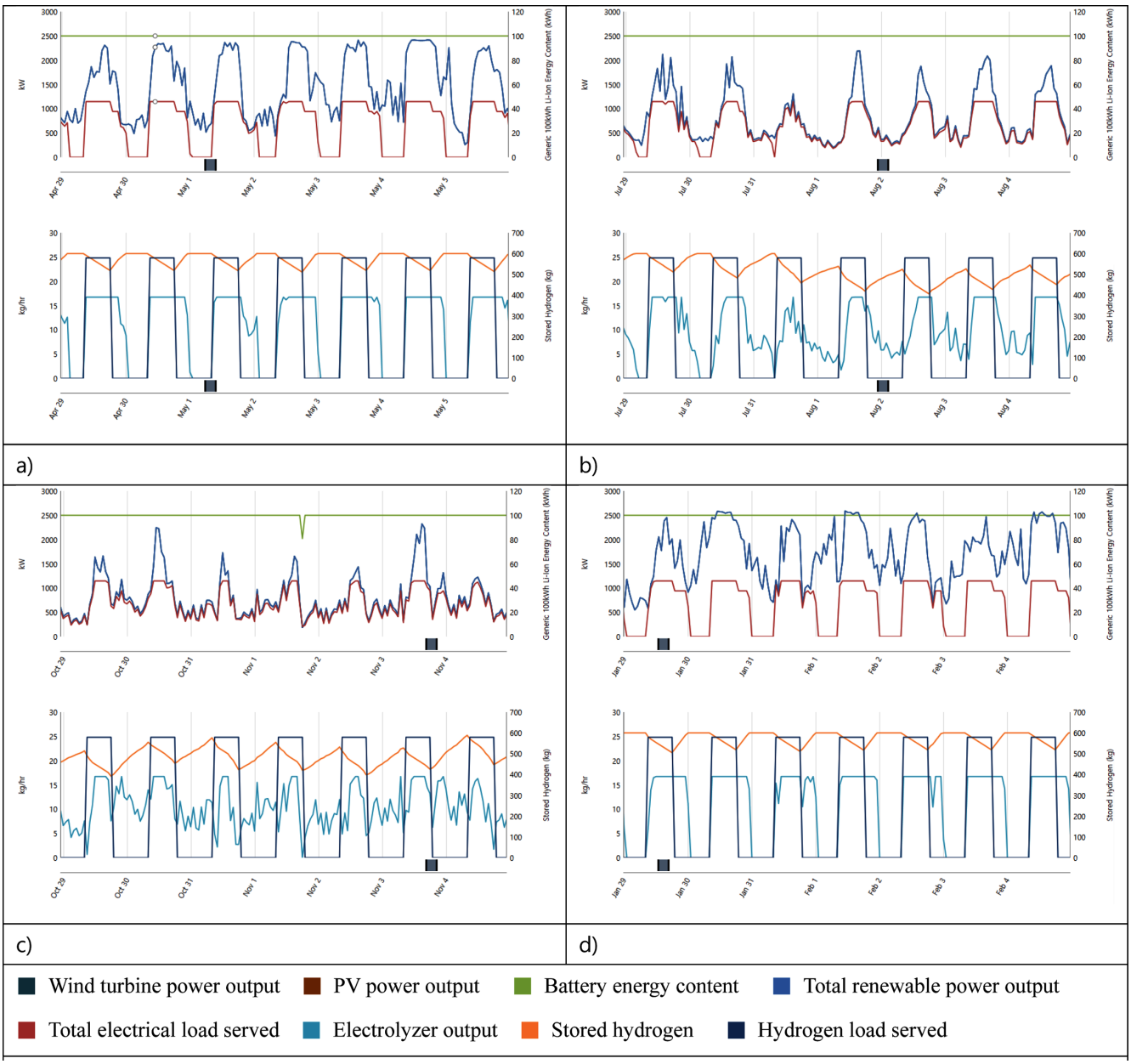

Fig. 8. Hydrogen supply and demand flow of case 2 a) spring, b) summer, c) fall, d) winter.

EWT DW 54-500은 풍력 터빈 단독으로 사용하는 것이 더 경제적인 것을 보였다.

Fig. 7는 풍력 터빈 만 사용한 Case 2 ~ Case4의 경주시 풍속에 따라 각 풍력 터빈의 발전량을 보여준다. 경주시의 풍속이 네 종류의 터빈의 컷 아웃 풍속에는 도달하지 못해 컷 아웃 풍속은 풍력 터빈 효율에 영향을 주지 못했으나, 정격 풍속과 컷인 풍속은 풍력 터빈의 효율에 큰 영향을 주었다. Fig. 7에서 EWT DW 54-500, E-53, GE 1.5sle는 정격 용량에 도달하여 발전하지만 E-44는 풍속이 약해 정격 용량에 도달하지 못하였다. 이는 E-44의 정격 풍속에 비해 경주시의 풍속이 느리기 때문에 발생한 일이다. 이로 인해 다른 풍력 터빈들에 비해 가장 비효율적인 발전을 보여준다. E-53은 정격 용량에 도달하기는 하였으나, 비교적 높은 정격 풍속으로 인하여 효율적인 발전을 보여주지 못했다. GE 1.5 sle인 경우 컷인 풍속이 다른 풍력 터빈들에 비해 높은 편에 속하여 낮은 풍속에서의 발전량이 떨어졌으나, 정격 용량이 비교적 낮아 두번째로 효율적인 발전을 하였다.EWT DW 54-500은 다른 풍력 터빈들에 비해 느린 컷인 풍속을 가져 터빈의 작동에 요구되는 풍속이 낮았고, 정격 풍속 또한 낮은 편이라 효율적인 가장 효율적인 발전을 보여줬다. 그로 인해 EWT DW 54-500이 다른 3종의 풍력 터빈보다 사용하기에 더 적합한 풍력 터빈이라는 것을 기대 할 수 있다.

Fig. 8는 최적화 결과인 case2에 대한 계절별 전력, 수소의 수요 공급의 흐름을 그림으로 표기하였다. 봄과 겨울에는 발전량이 많으며, 가을에 발전량이 제일 적다. 가을은 사계절 중 배터리의 충전량과 수소 탱크 내부에 충전된 수소량의 유동이 제일 심한 계절로 수소 충전소의 설계에 가장 큰 영향을 미친 것으로 보인다. 태양광 발전기만 사용한 Case 1은 충전된 수소량의 유동은 변동이 비교적 적지만 시간적 간헐성으로 인한 배터리 충전량의 유동이 큰 것으로 나타나며, 가을에 배터리의 의존성이 커 다른 시나리오들보다 많은 배터리가 필요하였다. 시스템 구성의 차이가 크지 않은 Case2와 Case6를 제외했을 때, 풍력 발전기만 사용한 경우에 비해 하이브리드 시스템이 충전된 수소 유동 변화량이 적었지만, 배터리 충전량의 유동은 하이브리드 시스템의 시나리오들이 큰 편이었다.

Fig. 9는 가장 효율적인 결과를 보여준 EWT-500에 대하여, 풍속, 프로젝트 기간,온도, 태양 복사량에 대해 균등화 수소 단가의 민감도 분석 결과를 나타낸다. 태양 복사량이 변화하는(2, 3, 4, 5, 6 kWh/m^2/day) 경우 민감도 분석을 진행하더라도 EWT-500을 단일 운영하는 경우가 경제적이라는 결과는 변하지 않았다. 따라서 태양광 발전기만 사용한 경우에 대하여 민감도 분석을 시행하여 균등화 수소 단가에 미치는 영향을 분석했다.

Fig. 9 a)는 연간 평균 풍속을 2 m/s에서 6 m/s까지 1 m/s 간격으로 민감도 분석한 것으로 수소의 균등화 생산단가는 $14.1/kg에서 $2.59/kg으로 $11.51/kg나 감소하는 것을 보여준다. 풍속의 영향이 수소의 균등화 생산 단가에 크게 영향을 미치는 것을 보여준다. 풍속이 2 m/s인 경우 풍력 발전기만 사용하는 경우보다 태양광 발전

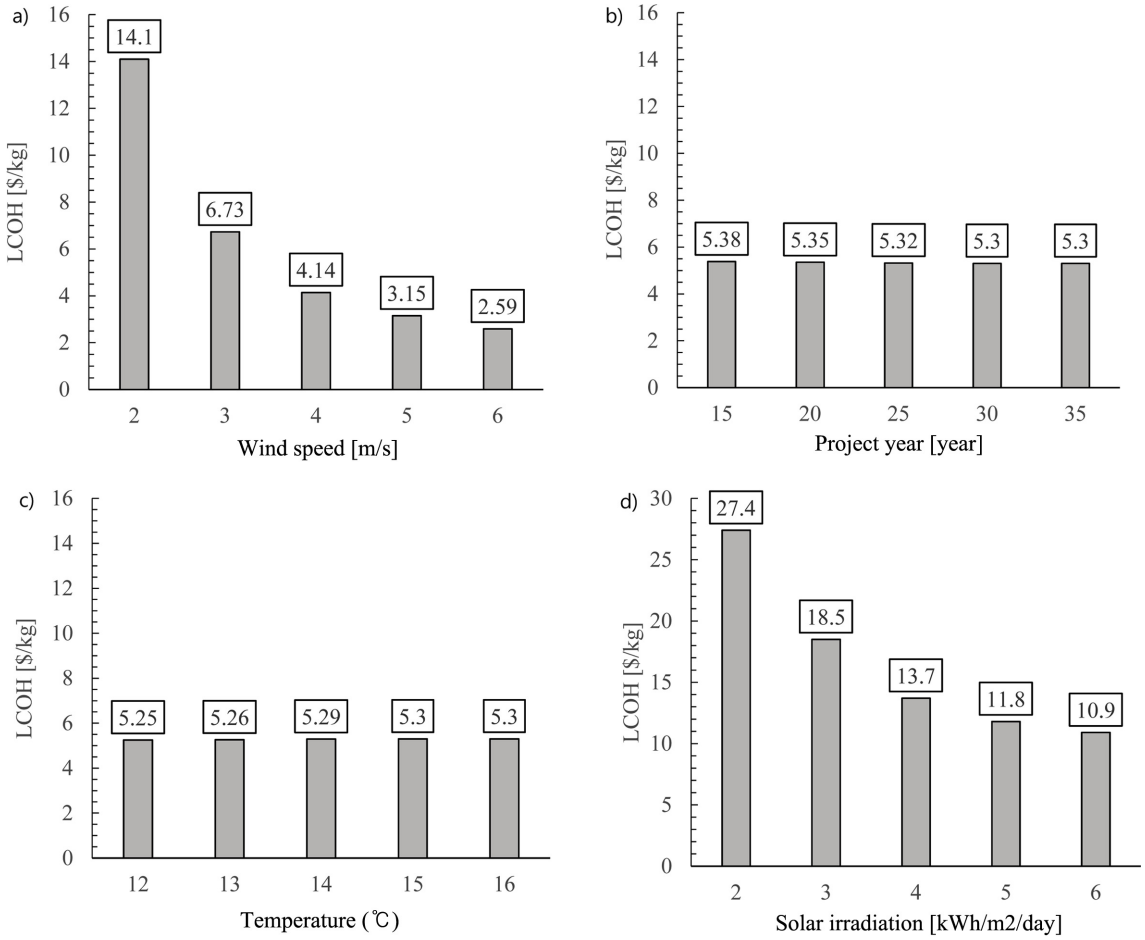

Fig. 9. Sensitivity analysis of levelized cost of hydrogen a) wind speed, b) project year, c) temperature, d) solar radiation.

기와 함께 사용하는 하이브리드 시스템이 더 경제적이었다. 2 m/s인 경우 연 평균 전력 생산량이 7.45 GWh/yr이며, 6 m/s인 경우 8.35 GWh/yr의 전력을 생산하며, 균등화 전력 생산단가는 $1.73/kWh에서 $0.317 kWh/yr로 감소한다.

Fig. 9 b)는 프로젝트 기간이 15년에서 35년까지 5년 간격으로 민감도 분석 결과는 큰 변화는 보이지 않았지만, 수소 충전소의 각 구성품의 수명이 다르며, 수명에 따라 교체 비용이 고려돼 비용의 차이가 발생한다. 수소의 균등화 생산 단가가 $5.38/kg에서 $5.3/kg으로 $0.08/kg의 감소로 비교적 작은 영향을 보여준다.

Fig. 9 c)는 기온은 12 ºC에서 16 ºC까지 1 ºC 간격으로 온도가 상승할 경우, 수소 균등화 생산 단가는 조금씩 높아지는 모습을 보여준다.

Fig. 9 d)는 태양 복사를 2 kWh/m^2/day에서 6 kWh/m^2/day까지 1kWh/m^2/day 간격으로 민감도 분석 한 것으로 2 kWh/m^2/day때 태양광 발전기가 13,318 kW가 필요하며 6 kWh/m^2/day일 때는 4,104 kW가 필요하다. 수소 균등화 생산 단가는 $27.4/kg에서 $10.9/kg으로 $16.5/kg이 감소하였다.

본 시뮬레이션 계산은 Homer Pro 3.14.2 버전을 사용하였고, 계산에 사용된 컴퓨터는 Windows 10 pro64, 256GB RAM, AMD Ryzen Threadripper 3990X 64-Core Processor (64 CPUs), 2.90 GHz이다. 각 시나리오를 계산하여 최적화하는데 걸린 시간은 시나리오 별로 대략 45,000초 정도 소모되었다.

5. 결 론

본 연구에서는 한국의 경주 지역에 대하여 신재생 에너지 자원 기반으로 수소를 자체 생산하여 공급하는 수소충전소의 최적 설계 및 경제성 평가를 실시하였다. 신재생 에너지 자원 중 주요 자원으로 주목받고 있는 태양광과 풍력 발전을 이용하였으며, 정격 용량이 다른 4종의 풍력 터빈을 활용하여 9가지의 시나리오를 제안하였다. 시뮬레이션 결과 풍력 터빈 EWT DW 54-500 만 사용한 Case 2의 순 현재 비용이 $6.6M으로 가장 경제성이 높았으며, Case 2와 구성의 차이가 크지 않은 Case 6을 제외하면, 태양광 발전기와 GE-1500을 함께 사용한 Case 9의 순 현재 비용이 $16.6M으로 두 번째로 경제성이 높았다. 이는 풍력 터빈 설치 시 정격 출력뿐만 아니라 지역의 풍속에 따라 알맞은 풍력 터빈을 선정하기 위해 컷인 풍속과 컷 아웃 풍속, 정격 풍속을 고려하여 효율적인 풍력터빈의 선정이 중요한 것을 알 수 있다.

사계절 중 가을에 재생에너지 출력이 낮으며, 예비 전력 및 수소 충전량의 사용이 많아져 최적화에 큰 영향을 주는 계절인 것을 볼 수 있다. 또한, 민감도 분석 결과 태양 조사와 풍속이 높을수록 수소 균등화 생산 단가의 큰 감소를 볼 수 있었으며, 프로젝트 기간과 온도 또한 영향이 있음을 볼 수 있었다.

현재 대한민국 수소 충전소의 평균 수소 판매 가격은 8,296원이다(2021년 8월 9일 18시 기준)[49]. 생산된 수소가 전부팔린다고 가정할 시 발생하는 소득을 순 현재 비용으로 환산하면 약 103억원이다. Case 2에 냉각기와 디스펜서를 1대씩 설치 및 운영 비용을 포함한 순 현재 비용은 약 $741만이다[47]. 이를 8월 9일 19시 기준 환율인 1달러당 1,144.3원으로 환산할 시 약 85억원이며, 2020년 최저 임금 8,590원으로 2명을 고용하여 운영 가정 시 약 93억원이 소비되어, 약 10억원이 남는다[50]. 하지만 여기서 토지 구매, 건설 비용, 인 허가 비용 등은 지역별, 상황별로 상이할 수 있다. 다만 본 연구에서 얻어진 결과들을 통해서 피상적으로 생각하는 수소 충전소가 다분히 경제적으로 손해가 많다는 생각은 수정할 수 있다고 판단된다.

온실 가스의 감축을 위해 배출의 많은 부분을 차지하는 교통 부문에서의 온실가스를 감축하는 것은 중요하다. 그린 모빌리티 에너지 공급망으로 인해 화석 연료를 신재생 에너지원으로 대체하는 것은 온실 가스 배출 감축에 큰 영향을 줄 것이다. 국가적 차원에서도 수소 충전소의 설립을 지원하고 더욱 가속화하여 그린 모빌리티 시대를 앞당기고 있다. 신재생 에너지에 대한 기술 개발과 수소 충전소에 대한 연구가 진행되어 100% 신재생 에너지 자원으로 운영되는 그린 수소 충전소가 운영 되어 교통 부문에서의 온실가스 배출의 급감할 것을 기대한다.

Nomenclature

ρ : Actual air density (kg/m^3)
ρ_0 : Air density at standard temperature and pressure (kg/m^3)
η_{Ba} : Battery round-trip efficiency
η_c : Efficiency of pressurizer (%)
η_{conv} : Efficiency of converter (%)
$\eta_{electrolyzer}$: Efficiency of electrolyzer (%)
η_{ref} : Efficiency of rectifier (%)
$\eta_{mp,STC}$: Maximum pwer efficiency in a standard test (%)
T : Solar transmittance of any cover over the PV array (%)
α : Solar absorptance of the PV array (%)
A_p : Temperature coefficient of power (%/°C)
AWE_k : Power input electrolyzer in current time step
$C_{ann,tot}$: Total anualized cost of the system ($/yr)
C_{boiler} : Boiler marginal cost ($/kWh)
C_p : Hydrogen specific heat (kJ/kg K)
$C_{cptl,k}$: Initial capital cost ($)
$C_{cptl,WT}$: Initial capital cost of wind turbine ($)
$C_{cptl,PV}$: Initial capital cost of PV ($)
$C_{cptl,Bat}$: Initial capital cost of battery ($)
$C_{cptl,Conv}$: Initial capital cost of converter ($)
$C_{cptl,HT}$: Initial capital cost of hydrogen tank ($)
$C_{cptl,AWE}$: Initial capital cost of electrolyzer ($)
$C_{rpl,k}$: Replacement cost ($)
$C_{rpl,WT}$: Replacement cost of wind turbine ($)
$C_{rpl,PV}$: Replacement cost of PV ($)
$C_{rpl,Bat}$: Replacement cost of battery ($)
$C_{rpl,Conv}$: Replacement cost of converter ($)
$C_{rpl,HT}$: Replacement cost of hydrogen tank ($)
$C_{rpl,AWE}$: Replacement cost of electrolyzer ($)
$C_{om,k}$: Operating maintenance costs ($)
$C_{om,WT}$: Operating maintenance costs of wind turbine ($)
$C_{om,PV}$: Operating maintenance costs PV ($)
$C_{om,Bat}$: Operating maintenance costs of battery ($)
$C_{om,Conv}$: Operating maintenance costs of converter ($)
$C_{om,HT}$: Operating maintenance costs of hydrogen tank ($)

$C_{om,AWE}$: Operating maintenance costs electrolyzer ($)
$C_{Slav,k}$: Salvage value ($)
E_{served} : Total electric load (kWh/yr)
E_k : Input/output value of the converter by hour (kWh/hr)
f : Expected inflation rate (%)
F_{PV} : PV derating factor (%)
G_T : Solar radiation incident on the PV array (kW/m^2)
$G_{T,NOCT}$: Incident radiation under standard test conditions (kW/m^2)
$G_{T,SCT}$: Incident radiation at standard test conditions (kW/m^2)
H_{served} : Total heat load (kWh/yr)
Hh_H : Higher heating value of hydrogen (kWh/kg)
H_{gen} : Hydrogen production (kg)
i : Real discount rate (%)
i' : Nominal discount rate (%)
lb : Lower limit conditon
L_k : Power load by hour
LCOE : Levelized cost of electricity ($/kWh)
LCOH : Levelized cost of hydrogen ($/kg)
lifetime : Lifetime of component
M : Hydrogen load by hour
mc : Mass flow rate of hydrogen (kg/s)
N : Total project year (yr)
N_{WT} : Number of wind turbine
N_{PV} : Number of PV array
N_{Bat} : Number of battery
N_{HT} : Capacity of hydrogen tank (kg)
N_{AWE} : Capacity of electrolyzer (kW)
proj : Project year (yr)
P_1 : Pressurizer inlet pressure (bar)
P_2 : Pressurizer outlet pressure (bar)
P_{PV} : PV power output (kW)
P_{WT} : Winnd turbine power output (kW)
$P_{\text{WT,STP}}$: Wind turbine power output at standard temperature and pressure (kW)
r : Hydrogen isotropic index
SH : State of hydrogen (%)
SOC : State of charge (%)
T_1 : Hydrogen temperature at the inlet of the pressurizer (K)
T_a : Ambient temperature (°C)
$T_{a,NOCT}$: Nominal operating cell temperature (°C)
T_c : PV cell temperature in current time step (°C)
$T_{c,stc}$: PV cell temperature under standard test conditions (°C)
$T_{c,notc}$: PV cell temperature at standard test conditions (°C)
ub : Lower limit condition
U_i : Hydrogen tank initial charging rate (%)
Y_{anem} : Wind speed at anemometer height (m/s)
UEL : Unmet power load
U_{hub} : wind speed at the hub height of the wind turbine (m/s)
UHL : Unmet hydrogen load
W_{comp} : Power consumption of pressurizer (kW)
Y_{PV} : Rated capacity of the PV array (kW)
z_0 : Surface roughness length (m)
z_{anem} : Anemometer height (m)
z_{hub} : Hub height of the wind turbine (m)

감 사

이 논문은 2021년도 한국산업기술평가원의 지원(No. 2021-4000000010)과 한국연구재단의 기초연구사업(No. 2020R1I1-A3A0403800)의 지원을 받음. 류준형은 2020년 동국대학교 DG 선진연구강화사업의 지원을 받았음.

References

1. https://www.mofa.go.kr/www/wpge/m_20150/contents.do.
2. https://www.kotems.or.kr/app/kotems/forward?pageUrl=kotems/ptl/emission/internal/KotemsPtlEmissionInternalEmissionSectorLs&topmenu1=01&topmenu2=02&topmenu3=02
3. Ajanovic, A. and Haas, R., "Economic Prospects and Policy Framework for Hydrogen as Fuel in the Transport Sector," *Energy Policy*, **123**, 280-288(2018).
4. Manoharan, Y., Hosseini, S. E., Butler, B., Alzhahrani, H., Senior, B. T. F., Ashuri, T. and Krohn, J., "Hydrogen Fuel Cell Vehicles; Current Status and Future Prospect," *Appl. Sci.*, **9**, 2296(2019).
5. Olatomiwa, L., Mekhilef, S., Ismail, M., S. and Moghavvemi, M., "Energy Management Strategies in Hybrid Renewable Energy Systems: A Review," *Renew. Sust. Energ. Rev.*, **62**, 821-835(2016).
6. Karakoulidis, K., Mavridis, K., Bandekas, D Sterner, V., Adoniadis, P., Potolias, C. and Vordos, N., "Techno-economic Analysis of a Stand-alone Hybrid Photovoltaic-diesel-battery-fuel Cell Power System," *Renew. Energy*, **36**, 2238-2244(2011).
7. Ashourian, M., Cherati, S., Zin, A. M., Niknam, N., Mokhtar, A. and Anwari, M., "Optimal Green Energy Management for Island Resorts in Malaysia," *Renew. Energy*, **51**, 36-45(2013).
8. Ajlan, A., Tan, C. W. and Abdilahi, A. M., "Assessment of Environmental and Economic Perspectives for Renewable-based Hybrid Power System in Yemen," *Renew. Sust. Energ. Rev.*, **75**, 559-570 (2017).
9. Odou, O. D. T., Bhandari, R. and Adamou, R., "Hybrid Off-grid Renewable Power System for Sustainable Rural Electrification in Benin," *Renew. Energy*, **145**, 1266-1279(2020).
10. Quarton, C., J. and Samsatli S., "Power-to-gas for Injection Into the Gas Grid: What Can We Learn From Real-life Projects, Economic Assessments and Systems Modelling?," *Renew. Sust. Energ. Rev.*, **98**, 302-316(2018).
11. Thema, M., Bauer, F. and Sterner, M., "Power-to-Gas: Electrolysis and Methanation Status Review," *Renew. Sust. Energ. Rev.*, **112**, 775-787(2019).
12. Silva, S. B., Severino, M. M. and De Oliveira, M., "A Stand-alone Hybrid Photovoltaic, Fuel Cell and Battery System: A Case Study of Tocantins, Brazil," *Renew. Energy*, **57**, 384-389(2013).
13. Karellas, S. and Tzouganatos, N., "Comparison of the Performance of Compressed-air and Hydrogn Energy Storage Systems: Karpathos Island Case Study," *Renew. Sust. Energ. Rev.*, **29**, 865-882(2014).
14. Chade, D., Miklis, T. and Dvorak, D., "Feasibility Study of Wind-to-hydrogen System for Arctic Remote Locations - Grimsey Island Case Study," *Renew. Energy*, **76**, 204-211(2015).

15. Rezk, H. and Dousoky, G. M., "Technical and Economic Analysis of Different Configurations of Stand-alone Hybrid RenewablePower Systems – A Case Study," *Renew. Sust. Energ. Rev.*, **62**, 941-953(2016).
16. Duman, A. C. and Güler, Ö., "Techno-economic Analysis of Off-grid PV/wind/fuel Cell Hybrid System Combinations with a Comparison of Regularly and Seasonally Occupied Households," *Sustain. Cities Soc*., **42**, 107-126(2018).
17. Razmjoo, A., Kaigutha, L. G., Rad, M. V., Marzband, M., Davarpanah, A. and Denai, M., "A Technical Analysis Investigating Energy Sustainability Utilizing Reliable Renewable Energy Sources to Reduce CO_2 Emissions in a High Potential Area," *Renew. Energy*, **164**, 46-57(2021).
18. https://www.homerenergy.com/.
19. Sinha, S. and Chandel, S. S., "Review of Software Tools for Hybrid Renewable Energy Systems," *Renew. Sust. Energ. Rev.*, **32**, 192-205(2014).
20. Rohani, A., Mazlumi, K. and Kord, H., "Modeling of a Hybrid Power System for Economic Analysis and Environmental Impact in HOMER," 2010 18th Iranian Conference on Electrical Engineering, May, Isfahan(2010)
21. Dursun, B., "Determination of the Optimum Hybrid Renewable Power Generating Systems for Kavakli Campus of Kirklareli University, Turkey," *Renew. Sust. Energ. Rev*., **16**, 6183-6190(2012).
22. Li, C., Ge, X., Zheng, Y., Xu, C., Ren, Y., Song, C. and Yang, C., "Techno-economic Feasibility Study of Autonomous Hybrid Wind/PV/battery Power System for a Household in Urumqi, China," *Energy*, **55**, 263-272(2013).
23. Dawood, F., Shafiullah, G. and Anda, M., "Stand-Alone Microgrid with 100% Renewable Energy: A Case Study with Hybrid Solar PV-Battery-Hydrogen," *Sustainability*, **12**, 2041(2020).
24. Kalinci, Y., Hepbasli, A. and Dincer, I., "Techno-economic Analysis of a Stand-alone Hybrid Renewable Energy System with Hydrogen Production and Storage Options," *Int. J. Hydrog. Energy*, **40**, 7652-7664(2015).
25. Fazelpour, F., Soltani, N. and Rosen, M. A., "Economic Analysis of Standalone Hybrid Energy Systems for Application in Tehran, Iran," *Int. J. Hydrog. Energy*, **41**, 7732-7743(2016).
26. Isa, N. M., Das, H. S., Tan, C. W., Yatim, A. H. M. and Lau, K. Y., "A Techno-economic Assessment of a Combined Heat and Power Photovoltaic/fuel Cell/battery Energy System in Malaysia Hospital," *Energy*, **112**, 75-90(2016).
27. Singh, A., Baredar, P. and Gupta, B., "Techno-economic Feasibility Analysis of Hydrogen Fuel Cell and Solar Photovoltaic Hybrid Renewable Energy System for Academic Research Building," *Energy Conv. Manag.*, **145**, 398-414(2017).
28. Das, H. S., Tan, C. W., Yatim, A. and Lau, K. Y., "Feasibility Analysis of Hybrid Photovoltaic/battery/fuel Cell Energy System for an Indigenous Residence in East Malaysia," *Renew. Sust. Energ. Rev*., **76**, 1332-1347(2017).
29. Islam, M. S., "A Techno-economic Feasibility Analysis of Hybrid Renewable Energy Supply Options for a Grid-connected Large Office Building in Southeastern Part of France," *Sustain. Cities Soc*., **38**, 492-508(2018).
30. Rezk, H., Sayed, E. T., Al-Dhaifallah, M., Obaid, M., El-Sayed, A. H. M., Abdelkareem, M. A. and Olabi, A. G., "Fuel Cell as an Effective Energy Storage in Reverse Osmosis Desalination Plant Powered by Photovoltaic System," *Energy*, **175**, 423-433(2019).
31. Arévalo, P., Benavides, D., Lata-García J. and Jurado, F., "Energy Control and Size Optimization of a Hybrid System (photovoltaic-hidrokinetic) Using Various Storage Technologies," *Sustain. Cities Soc.*, **52**, 101773(2020).
32. Vendoti, S., Muralidhar, M. and Kiranmayi, R., "Modelling and Optimization of An Off-grid Hybrid Renewable Energy System for Electrification in a Rural Areas," *Energy Rep*., **6**, 594-604(2020).
33. Ekren, O., Canbaz, C. H. and Güvel, Ç. B., "Sizing of a Solar-wind Hybrid Electric Vehicle Charging Station by Using HOMER software," *J. Clean Prod*., **279**, 123615(2021).
34. Baek, J. H., Han, S. K., Kim, D. S., Han, D. H., Lee, H. S. and Cho, S. H., "Optimal Sizing Method of Distributed Energy Resources for a Stand-alone Microgrid by using Reliability-based Genetic Algorithm," *KIEE,* **66**, 757-764(2017).
35. Buttler, A. and Spliethoff, H., "Current Status of Water Electrolysis for Energy Storage, Grid Balancing and Sector Coupling via Power-to-gas and Power-to-liquids: A Review," *Renew. Sust. Energ. Rev.*, **82**, 2440-2454(2018).
36. Hawng, G. J. and Choi, H. S., "Hydrogen Production Systems through Water Electrolysis," *Membr. J*., **27**, 477-486(2017).
37. Yu, T. J., "Total Registered Moter Vehicles," *KOTSA*, (2020).
38. "Average Mileage of Automobile," *KOTSA*, 54(2018).
39. https://www.hyundai.com/kr/ko/e/vehicles/nexo/spec.
40. https://data.kma.go.kr/cmmn/main.do.
41. Charabi, Y. and Abdul-Wahab, S., "Wind Turbine Performance Analysis for Energy Cost Minimization," *Renew Wind Water Sol*, **7**, 5(2020).
42. https://en.wind-turbine-models.com/.
43. https://www.homerenergy.com/products/pro/docs/latest/index.html.
44. Manwell, J. F., McGowan, J. G., Rogers, A. L., Wind Energy Explained: Theory, Design and Application, 2nd ed., Wiley, USA, NJ (2009).
45. Jahangir, M. H., Shahsavari, A. and Rad, M. A. V., "Feasibility Study of a Zero Emission PV/Wind Turbine/Wave Energy Converter Hybrid System for Stand-alone Power Supply: A Case Study," *J. Clean Prod.*, **262**, 121250(2020).
46. Lata-García, J., Jurado, F., Fernández-Ramírez, L. M. and Sánchez-Sainz, H., "Optimal Hydrokinetic Turbine Location and Techno-economic Analysis of a Hybrid System Based on Photovoltaic/hydrokinetic/hydrogen/battery," *Energy*, **159**, 611-620(2018).
47. Gökçek, M. and Kale, C., "Optimal Design of a Hydrogen Refuelling Station (HRFS) Powered by Hybrid Power System," *Energy Conv. Manag*., **161**, 215-224(2018).
48. Fragiacomo, P. and Genovese, M., "Numerical Simulations of the Energy Performance of a PEM Water Electrolysis Based High-pressure Hydrogen Refueling Station," *Int. J. Hydrog. Energy*, **45**, 27457-27470(2020).
49. http://www.khydi.or.kr/sub/situation02.html.
50. https://ecos.bok.or.kr/EIndex.jsp.

Authors

Joon Heon Lee: Master course student, Division of Creative Convergence Engineering, Dongguk University, Gyeongju Campus, 123 Dongdaero, Gyeongju, 38066 Korea; wnsgjs95@dongguk.ac.kr

Jun-Hyung Ryu: Professor, Division of Creative Convergence Engineering, Dongguk University, Gyeongju Campus, 123 Dongdaero, Gyeongju, 38066 Korea; jhryu@dongguk.ac.kr