KSMER Journal of The Korean Society of Mineral and Energy Resources Engineers

Vol. 61, No. 1 (2024) pp. 15-22, https://doi.org/10.32390/ksmer.2024.61.1.015

ISSN 2288-0291(print)
ISSN 2288-2790(online)

연구논문

한국-호주 간 청색수소 공급망 구축 시나리오별 수소 도입 단가 분석

조지원[1] · 김남화[1] · 신현돈[1]*

[1]인하대학교 에너지자원공학과

Analyzing the Hydrogen Supply Cost of Various Scenarios for A Blue Hydrogen Supply Chain Between Korea and Australia

Jiwon Cho[1], Namhwa Kim[1] and Hyundon Shin[1]*

[1]Department of Energy Resources Engineering, Inha University, Incheon, Korea

***Corresponding Author.** Hyundon Shin, hyundon.shin@inha.ac.kr, Department of Energy Resources Engineering, Inha University, Incheon, Korea

Received
20 November 2023

Final version Received
15 January 2024

Accepted
27 February 2024

Abstract

Two scenarios were assumed to analyze the unit price of hydrogen implementation and build a blue hydrogen supply chain between Australia and Korea. Scenario 1 was the case of the unit price for transporting blue hydrogen produced at steam methane reforming (SMR) facilities in Australia to South Korea by three methods. Scenario 2 was the case of the unit price of hydrogen produced through domestic SMR facilities with CO_2 sequestration in Korea and Australia, respectively. Considering the various implementations and the unit price depending on the technology level and process efficiency, Monte Carlo simulation was used to calculate the implementation unit prices statistically. For scenario 1, the results were \$12.4/kgH_2 (liquid hydrogen), \$6.3/kgH_2 (ammonia), and \$13.8/kgH_2 (liquid organic hydrogen carrier, LOHC). For scenario 2, they were \$21.5/kgH_2 (Australia) and \$13.7/kgH_2 (Korea), depending on CCS site location. This analysis showed that the implementation of blue hydrogen as ammonia in Australia is the most feasible option.

Key words : blue hydrogen, CCS, supply chain, implementation cost, monte carlo simulation

요 약

호주와 한국 간 청색수소 공급망 구축을 위한 두가지 시나리오를 가정해 수소 도입 단가를 산출 및 비교하였다. 시나리오 1은 호주 내 SMR(steam methane reforming) 설비에서 생산된 청색수소를 한국으로 운송하는 경우이며, 수소의 선박 운송을 위한 저장 방법(액화수소, 암모니아, Liquid organic hydrogen carrier(LOHC))별 단가를 비교하였다. 시나리오 2는 국내 SMR 설비에서 수소 생산 시 발생하는 CO_2를 한국 또는 호주의 지중저장소에 격리하는 경우로 나누어 단가를 비교하였다. 도입 단가의 구성 비용은 기술에 따라 가변적이므로 몬테카를로 시뮬레이션으로 통계적 기반의 평균 도입 단가를 산출하였다. 시나리오 1은 \$12.4/kgH_2(액화수소), \$6.3/kgH_2(암모니아), \$13.8/kgH_2(LOHC)의 도입 단가를 도출하였다. 시나리오 2는 \$13.7/kgH_2(국내 CCS), \$21.5/kgH_2(호주 CCS)의 도입 단가를 도출하였다. 이를 통해 현재 기술로는 호주에서 청색수소 생산 후 암모니아 형태로 국내 도입이 가장 경제적이다.

주요어 : 청색수소, CCS, 공급망, 수소 도입단가, 몬테카를로 시뮬레이션

Copyright ⓒ 2024, The Korean Society of Mineral and Energy Resources Engineers

서 론

최근 기후변화 위기에 대응하기 위한 범국가적 노력이 강조되고 있으며, 한국 정부는 2050년까지 온실가스배출 탄소중립 달성을 위한 탄소중립추진전략을 수립하였다(Korea Policy Briefing, 2022). 수소는 온실가스배출의 근원인 화석연료를 대체할 미래 에너지원으로 주목받고 있으며, 탄소중립 추진전략에서 주요 에너지원으로 다뤄진다(Hyundai Motor Group, 2022). 청색수소는 천연가스 기반의 수소 생산기술과 CO_2 포집 및 격리기술을 연계하여 수소를 생산하는 기술로 탄소경제에서 수소경제로의 전환 시 주요 역할을 할 것으로 예상된다(KEEI, 2023).

수소 생산기술은 생산 방식과 원료에 따라 회색, 청색, 녹색수소로 구분된다. 회색수소(grey hydrogen)는 메탄과 수증기를 혼합하고 화학반응을 통해 생산한 수소이며, 청색수소(blue hydrogen)는 회색수소 생산 시 발생하는 CO_2를 포집 및 격리(carbon capture and storage, CCS)하여 생산한 수소를 의미한다. 녹색수소(green hydrogen)는 재생에너지로 생산된 전력을 활용하여 수전해로 생산된 수소이다. 최근 수소생산을 위해 사용되는 기술의 비율은 천연가스 개질 48%, 석유가스 개질 30%, 석탄 개질 18%, 수전해는 4%를 차지한다(Gas news, 2023).

청색수소는 수소 생산 시 발생하는 CO_2를 CCS 기술로 처리하므로 온실가스 배출량이 적다. 특히, CCS 관련 기술 개발이 지속됨에 따라 높은 기술성숙도를 갖출 것으로 예상되어 중장기적으로 가장 적합한 수소생산 방법이 될 것으로 전망된다(Hyundai Motor Group, 2022). 대한민국 정부는 2019년 '수소경제 활성화 로드맵'을 통해 청색수소 생산량을 늘릴 계획을 발표한 바 있다. CCS 기술이 고도화되면서 포집 단가가 감소하였으며, 이로 인해 생산단가 측면에서 청색수소가 녹색수소에 비해 우위에 있다(KEEI, 2023). 또한, 회색수소의 생산단가에 탄소배출권 구매비용이 더해질 경우 청색수소 생산이 회색수소 생산보다 경제적인 것으로 분석된다(MSIT, 2022).

청색수소 생산 방법은 수증기 메탄 개질(steam methane reforming, SMR), 부분 산화(PO_X), 자열개질(auto-thermal reforming) 등이 있다. SMR 공정은 메탄에 고열(700 ~ 1,000°C)의 수증기를 혼합 시 발생하는 분해반응을 통해 수소를 생산한다. 촉매에 의한 메탄과 수증기의 반응을 이용해 수소와 일산화탄소로 전환하는 과정을 포함하는 개질과 합성가스 생성, 수성가스 전이, 메탄화, 정제 과정을 거친다(KISTEP, 2023). SMR 수행 시 흡열반응(식 1) 및 발열반응(식 2)으로 생성된 수소는 압력변동흡착(pressure swing adsorption, PSA) 방법에 의해 회수된다. 미국 내 수소 생산량 중 약 80%는 SMR 공정으로 생산되며, 전 세계적으로는 40%에 달한다(KISTEP, 2023).

$$CH_4 + H_2O \rightarrow CO + 3H_2 \quad (1)$$

$$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2 \quad (2)$$

이와 같이 청색수소 생산은 회색수소, 녹색수소 생산에 비해 생산단가와 온실가스 배출량 측면에서 우위에 있으므로 수소경제 구축 시 필수적으로 고려해야 한다. 하지만, 한국은 청색수소 생산 원료인 천연가스를 해외수입에 의존하고 있으며, CO_2 지중격리를 위한 국내 대규모 저장소 확보가 어려울 수 있어 해외 저장소를 활용해야 할 확률이 높다. 이로 인해 해외에서 국내로의 청색수소 공급망 구축 시나리오와 그 과정에서 사용되는 기술에 따라 수소 도입 단가가 달라질 수 있다. 따라서, 본 연구에서는 한국-호주 간 청색수소 공급망 구축을 위한 2종류의 시나리오를 가정하고, 각 시나리오별 단가를 비교하여 경제적인 청색수소 도입 방법을 제시한다.

본 론

청색수소 도입 국가 및 부지 선정 기준

청색수소를 생산하기 위해서는 생산 원료인 천연가스와 수소 생산 과정에서 발생하는 CO_2를 격리할 지중저장소가 필요하다. 호주에는 현재 여러 CCS사업이 진행되고 있으며, CO_2를 격리할 수 있는 유망한 분지가 다수 존재한다(Gibson-Poole *et al*., 2007; Allinson *et al*., 2009; Ali Khan *et al*., 2021). 또한 한국의 영토 및 영해 상에는 가스전이 부재하여 청색수소 생산 원료인 천연가스 공급을 액화천연가스(liquefied natural gas, LNG) 수입에 의존해야 한다. 2022년 기준 국내 LNG 수입 비중이 가장 큰 국가는 호주이며(Fig. 1), 한국과 가장 비슷한 LNG 및 수소 수입형태를

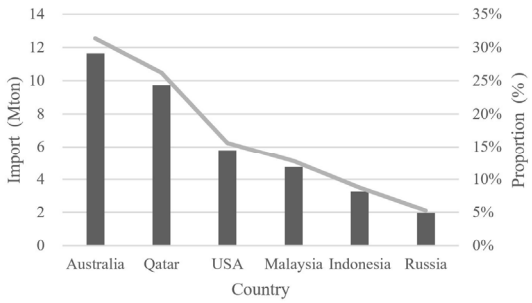


Fig. 1. Korea's LNG import proportion by country (Korea Gas Union, 2023).

가진 일본의 청색수소 공급의 선례를 참고해 호주와의 공급망을 조사하였다.

한국-호주 간 청색수소 공급망 구축 시나리오

한국-호주 간 청색수소 공급망 구축 방법은 호주에서 수소를 생산하는 시나리오와 한국에서 수소를 생산하는 시나리오로 구분할 수 있다. 첫번째 시나리오는 호주에서 청색수소를 생산하여 한국으로 도입하는 방식이다(Fig. 2). 호주 내 SMR 방식의 수소 생산비용, CO_2 포집 비용, 호주 내 CO_2 지중격리 비용, 청색수소를 한국으로 운송하는 비용을 조사하여 최종 도입 단가를 산출하였다. CO_2 지중격리를 위한 대상 분지는 호주의 상업용 CCS 저장소 중 가격이 저렴한($7.43 ~ 16.19/t$CO_2$) Latrobe valley의 Gippsland 저장소를 선정하였다(Ali Khan *et al*., 2021). 수소는 액화수소, 암모니아(NH_3), 액상유기물수소저장체(liquid organic hydrogen carrier, LOHC)의 형태로 장거리 운송이 가능하다(Wijayanta *et al*., 2019). 액화수소는 영하 253°C로 냉각시켜 운송하며, 암모니아와 LOHC는 수소를 해당 화합물 분자 내 저장하여 운송하는 방법이다. 따라서, 첫번째 시나리오의 수소 도입 단가는 수소 운송 방법에 따라 각각 산출하였다.

두번째 시나리오는 호주에서 생산된 천연가스를 한국으로 수입하여 청색수소를 생산하는 방식이다. 호주에서 국내로 수입한 LNG를 사용해 국내 SMR 설비에서 수소를 생산한다(Fig. 3). 수소 생산 과정에서 포집한 CO_2는 호주의 CCS 저장소 또는 국내 CCS 저장소에 격리할 수 있다. CCS 저장소를 두 가지 경우로 분리한 이유는 국내 저장소의 CO_2 저장가능 용량이 적기 때문이다. 동해 고갈가스전의 경우에는 연간 120만 톤의 이산화탄소를 격리할 수 있으나(KNOC, 2023), 수소 생산 시 발생하는 연간 520만 톤의 CO_2를 격리하기에는 부족한 용량이다(EG-TIPS, 2023). 따라서, 호주의 CCS 저장소는 시나리오 1의 Gippsland 저장소를 이용함을 가정하였으며, 국내 이산화탄소 저장소로 가능성이 있는 서해, 남해, 동해를 복합적으로 비교했을 때 사업부지의 규모로 유일하게 평가되는 지역은 동해 울릉 분지이므로 국내 CCS 저장소는 울릉 분지의 저장소를 이용한다고 가정하였다(KNOC, 2023).

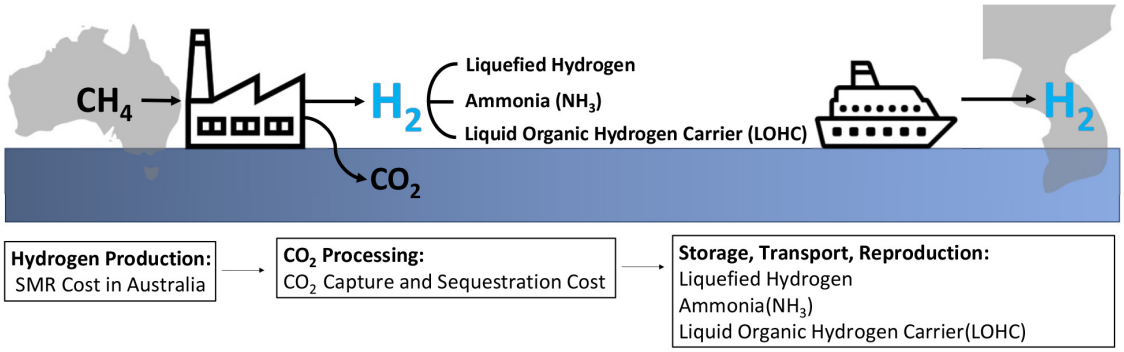


Fig. 2. Diagram of Scenario 1.

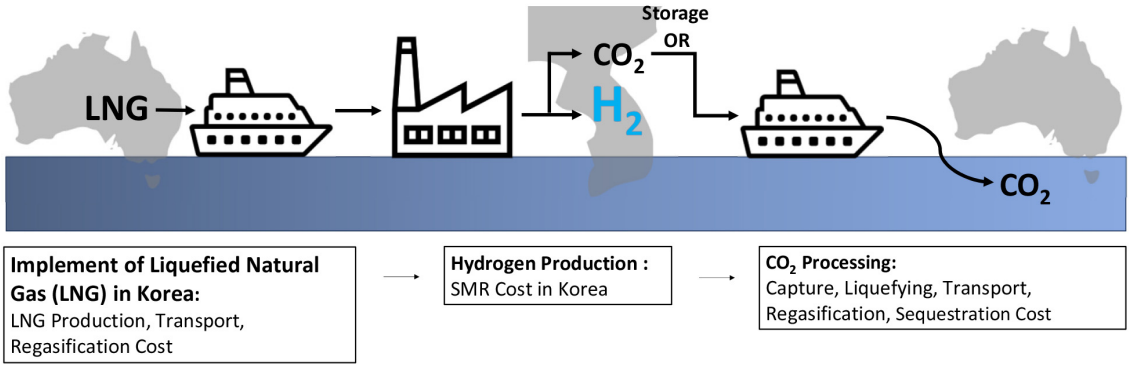


Fig. 3. Diagram of Scenario 2.

시나리오별 수소 도입 단가 비교를 위한 비용

첫번째 시나리오 '호주 내 청색수소 생산'의 비용 발생항목은 SMR 설비를 통한 수소 생산, CO_2 포집, CO_2 지중격리, 수소 저장, 수소 운송, 수소 재생산으로 구성된다. 수소 운송을 위한 수소저장 방법은 액화수소, 암모니아, LOHC로 구분하여 항목별 비용을 조사하였다(Table 1). 호주의 SMR 설비를 사용한 수소 생산과 CO_2 포집 비용은 \$1.24/kgH_2이며(Al Ghafri *et al*., 2023), 포집한 CO_2를 지중 격리하는 비용은 \$0.07/H_2이다(Ali Khan *et al*., 2021). 수소 저장 비용은 액화수소 \$2.75/kgH_2(Al Ghafri *et al*., 2023), 암모니아 \$1.69/kgH_2(Al Ghafri *et al*., 2023), LOHC는 \$5.32/kgH_2이다(Hurskainen and Ihonen, 2020). 또한, 수소 저장방법에 따라 운송 비용이 다르며, 액화수소 \$2.85/kgH_2, 암모니아 \$2.05/kgH_2, LOHC \$2.25/kgH_2이다(IEA, 2023a). 운송 비용 계산 시 호주의 멜버른과 한국의 울산 간 선박 운송거리를 약 8,000 km로 가정하였다. 수소 저장 방법에 따라 재생산 비용이 다르며, 액화수소 \$5.5/kgH_2(Raab *et al*., 2021), 암모니아 \$1.65/kgH_2(IEA, 2023a), LOHC \$4.95/kgH_2(HYSTOC, 2018)를 사용하였다.

두번째 시나리오 '국내 청색수소 생산'은 LNG 생산, LNG 운송, LNG 재기화, 수소 생산, CO_2 포집 비용이 공통적으로 발생하나, 호주의 CCS 저장소를 이용하는 경우에

Table 1. Cost of each category in Scenario 1

Location	Cost	Unit	Mean	Standard deviation	Reference
AU	H_2 production with carbon capture	\$/kgH_2	1.24	0.19	Al Ghafri *et al*. (2023)
	CO_2 sequestration	\$/kgH_2	0.07	0.009	Ali Khan *et al*. (2021); Al Ghafri *et al*. (2023)
	H_2 storage				
	- Liquid H_2	\$/kgH_2	2.75	0.08	Al Ghafri *et al*. (2023)
	- Ammonia	\$/kgH_2	1.69	0.19	Al Ghafri *et al*. (2023)
	- LOHC	\$/kgH_2	5.32	N/A	Hurskainen and Ihonen (2020)
Ocean	H_2 shipping to KR				
	- Liquid H_2	\$/kgH_2	2.85	0.28	IEA (2023a)
	- Ammonia	\$/kgH_2	2.05	0.05	IEA (2023a)
	- LOHC	\$/kgH_2	2.25	0.08	IEA (2023a)
KR	H_2 reproduction				
	- Liquid H_2	\$/kgH_2	5.50	0.37	Raab *et al*. (2021)
	- Ammonia	\$/kgH_2	1.25	0.12	Hydrogen Council (2021)
	- LOHC	\$/kgH_2	4.95	0.18	HYSTOC (2018)

Table 2. Cost of each category in Scenario 2 (CCS in Australia)

Location	Cost	Unit	Mean	Standard deviation	Reference
AU	LNG production	\$/kgH_2	0.75	0.03	Al Ghafri *et al*. (2023)
Ocean	LNG shipping to KR	\$/kgH_2	4.40	0.40	Al Ghafri *et al*. (2023)
KR	LNG re-gasification	\$/kgH_2	2.96	0.25	GIST (2018)
	H_2 production	\$/kgH_2	4.82	0.15	GIST (2018)
	Carbon capture	\$/kgH_2	0.74	0.06	IEA (2023b); Han *et al*. (2019)
	CO_2 liquefaction	\$/kgH_2	7.41	1.04	Al Ghafri *et al*. (2023)
Ocean	CO_2 shipping to AU	\$/kgH_2	0.32	N/A	Al Ghafri *et al*. (2023)
AU	CO_2 re-gasification				
AU	CO_2 sequestration	\$/kgH_2	0.07	0.009	Ali Khan *et al*. (2021); Al Ghafri *et al*. (2023)

Table 3. Cost of each category in Scenario 2 (CCS in South Korea)

Location	Cost	Unit	Mean	Standard deviation	Reference
AU	LNG production	$/kgH$_2$	0.75	0.03	Al Ghafri *et al*. (2023)
Ocean	LNG shipping to KR	$/kgH$_2$	4.40	0.40	Al Ghafri *et al*. (2023)
KR	LNG re-gasification	$/kgH$_2$	2.96	0.25	GIST (2018)
	H_2 production	$/kgH$_2$	4.82	0.15	GIST (2018)
	Carbon capture	$/kgH$_2$	0.74	0.06	IEA (2023b); Han *et al*. (2019)
	CO_2 sequestration	$/kgH$_2$	0.07	0.004	Kim and Choi (2017); Al Ghafri *et al*. (2023)

는 CO_2 액화, CO_2 운송, CO_2 재기화, CO_2 지중격리 비용이 추가되며(Table 2), 한국의 CCS 저장소 이용 시 CO_2 지중격리 비용만 추가된다(Table 3). 호주 내 LNG 생산 가격은 $0.75/kgH$_2$(Al Ghafri *et al*., 2023), 한국으로의 LNG 운송 비용은 $4.4/kgH$_2$(Al Ghafri *et al*., 2023)이다. LNG 재기화 비용은 $2.96/kgH$_2$(GIST, 2018), SMR 설비를 통한 수소 생산 비용은 $4.82/kgH$_2$이다(GIST, 2018). SMR 설비 내에서 CO_2 포집 비용은 $0.74/kgH$_2$이며(IEA, 2023b; Han *et al*., 2019), 호주로 운송하기 위한 CO_2 액화 비용은 $1.29 /kgH$_2$이다(Kang *et al*., 2014). 호주로 운송 후 재기화 비용은 $0.32/kgH$_2$이며(Al Ghafri *et al*., 2023), 호주의 Gippsland CCS 저장소에 격리 비용은 $0.06/H$_2$이다(Allinson *et al*., 2009). 한편, 국내 CCS 저장소에 격리 시 발생하는 비용은 $0.03/H$_2$이다(Kang *et al*., 2014).

몬테카를로 시뮬레이션을 통한 시나리오별 수소 도입 단가 분석

앞서 가정한 시나리오를 구성하는 각 항목별 비용은 기술 수준과 공정 효율에 따라 가변적이므로 몬테카를로 시뮬레이션을 수행하여 수소 도입 단가를 산출하였다. 모든 항목의 비용은 정규분포에 근사함을 가정하고(Khindanova, 2013), 무작위 추출하여 몬테카를로 시뮬레이션을 1,000회 수행하였다. 이를 통해 산출된 1,000개의 수소 도입 단가를 평균하여 시나리오간 경제성을 비교하였다. 첫번째 시나리오는 호주 청색수소 생산이며, 3가지 저장 방법에 따른 비용을 분석하였다. 몬테카를로 시뮬레이션 결과, 저장 방법별 수소 도입 비용 평균값은 액화수소 $12.4/kgH$_2$(표준편차 0.5), 암모니아 $6.3/kgH$_2$(표준편차 0.3), LOHC $13.8/kgH$_2$(표준편차 0.3)을 도출하였다(Fig. 4). 두번째 시나리오에서 CCS 저장소 위치별 비용분석 결과, 호주 CCS의 경우 비용 평균값은 $21.5/kgH$_2$(표준편차 1.1), 국내 CCS의 경우 $13.7/kgH$_2$(표준편차 0.5)의 수소 도입 비용이 도출되었다(Fig. 5).

시나리오별 청색수소 도입 단가를 비교한 결과, 수소 저장 방법 및 CCS 저장소 위치에 따라 단가 차이가 크게 발생

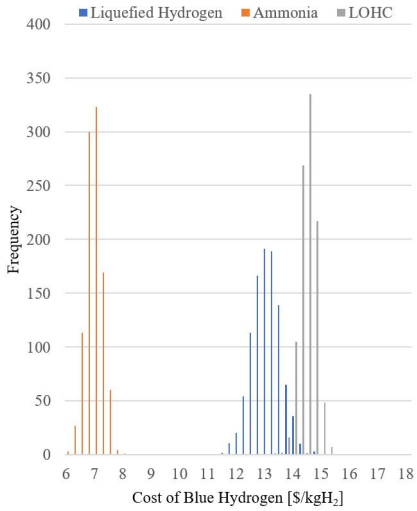


Fig. 4. Cost distribution of Scenario 1.

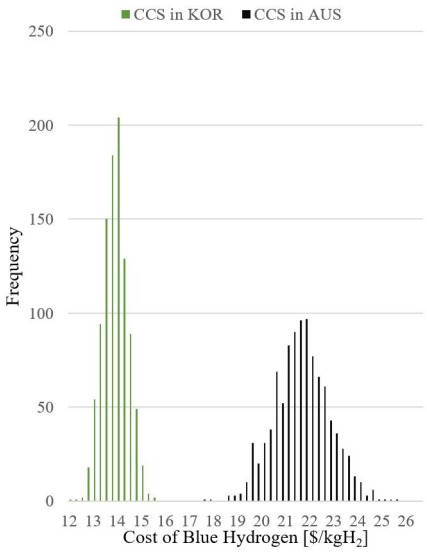


Fig. 5. Cost distribution of Scenario 2.

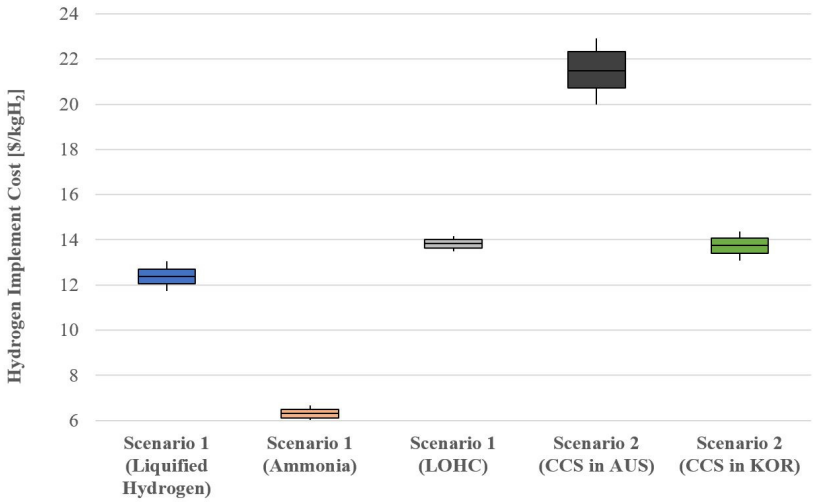


Fig. 6. Comparison of hydrogen implementation unit prices according to hydrogen storage method and CCS storage location in Scenario 1 and Scenario 2.

Table 4. Final unit price analysis for the implementation of hydrogen

Scenario	Average cost ($/kgH$_2$)	Standard deviation
Scenario 1 Liquefied Hydrogen	12.4	0.5
Scenario 1 Ammonia	6.3	0.3
Scenario 1 LOHC	13.8	0.3
Scenario 2 CCS in Australia	21.5	1.1
Scenario 2 CCS in Korea	13.7	0.5

하였다(Fig. 6, Table 4). 시나리오 1에서 수소 저장 방법에 따른 단가 비교 시 암모니아 형태로 수소를 저장하여 운송하면 최종 도입 단가는 $6.3/kgH$_2$으로 가장 경제적이다. 액화 수소와 LOHC 형태로 저장 시 암모니아의 경우에 비해 저장 비용과 재생산 비용이 높아 최종 도입 단가가 높다. 따라서, 현재 개발된 기술 수준에서는 생산된 수소를 암모니아 형태로 저장하여 장거리 운송하는 것이 적합한 것으로 평가된다.

시나리오 2는 CCS 저장소 위치에 따른 비용 분석을 하였으나, 시나리오 1에 비해 높은 수소 도입 단가를 보였다. 이는 수소 생산 원료인 천연가스를 국내로 수입 시 LNG 액화, 운송, 재기화를 위해 비용이 누적되기 때문이다. 특히, 호주 CCS 저장소를 이용할 경우에는 국내에서 수소 생산 시 발생하는 CO_2를 호주로 운송하는 과정에서 추가 비용이 발생하므로 수소 도입 단가가 매우 높다. 하지만 국내 CCS 저장소를 이용할 경우 시나리오 1의 LOHC 저장 방법과 비용이 유사한 점을 통해 국내 CCS 저장소 추가 확보, CCS 기술개발을 통한 비용 절감, 수소 생산 비용을 낮춘다면 국내에서 자체적인 청색수소 생산 인프라를 갖출 수 있을 것으로 기대된다.

결 론

본 논문에서는 천연가스 개질과 CCS 기술을 연계해 생산한 청색수소의 경제성 평가를 위해 두가지 시나리오를 가정하여 한국-호주 간 청색수소 공급망 구축 시나리오별 수소 도입 단가를 분석하였다. 2022년 기준, 호주는 국내 LNG 수입량 중 가장 많은 비중을 차지하며, 수소 생산 시 발생하는 CO_2를 격리하기 위한 CCS 저장소 이용이 용이하여 청색수소 공급망 구축 대상 국가로 선정하였다. 시나리오 1의 경우 수소 저장 및 운송 방법에 따라 $12.4/kgH$_2$(액화수소), $6.3/kgH$_2$(암모니아), $13.8/kgH$_2$(LOHC)의 평균비용을 보이며, 시나리오 2는 $21.5/kgH$_2$(호주 CCS), $13.7/kgH$_2$(국내 CCS)의 평균비용을 보였다. 비용 분석 결과, 현재 기술로는 호주에서 수소 생산 및 CO_2 지중격리 후 암모니아 형태로 수소를 도입하는 것이 가장 경제적임을 보였다. 반면, 국내로 LNG를 수입하여 수소를 생산하고 호주에서 CCS를 수행하는 경우에는 가장 높은 비용을 보였다. 따라서, 한국-호주 간 청색수소 공급망을 구축 시 호

주 현지에서 수소를 생산하고 암모니아 형태로 저장하여 국내로 수소를 도입이 가장 경제적이다. 국내로 수입한 LNG를 사용하여 수소를 생산한 뒤 발생한 CO_2를 해외로 운송해 저장하는 시나리오는 운송 비용의 비중이 높아 최종 단가가 높지만, 국내 CCS 저장소를 이용한다면 비용절감을 기대할 수 있다. 가스생산이 종료된 동해가스전은 2025년부터 국내 CCS 저장소로 활용될 예정이며, 이에 따른 탄소감축 기술에 대한 세액공제 지원이 확대된다면 국내 청색수소 생산을 통한 수소 자급 기반이 강화될 것으로 기대된다.

사 사

이 논문은 2022년도 정부(산업통상자원부)의 재원으로 한국에너지기술평가원의 지원(20212010200010, CO_2 저장효율 향상 기술 개발)과 산업통상자원부/해외자원개발협회의 지원(2021060002, 디지털 오일필드 전문인력 양성), 2022년도 정부(교육부)의 재원으로 한국연구재단 4단계 두뇌한국(BK) 21 사업 대학원 혁신지원을 받아 수행된 연구입니다.

References

Al Ghafri, S.Z., Revell, C., Di Lorenzo, M., Xiao, G., Buckley, C.E., May, E.F., and Johns, M., 2023. Techno-economic and environmental assessment of LNG export for hydrogen production, *International Journal of Hydrogen Energy*, 48(23), p.8343-8369.

Ali Khan, M.H., Daiyan, R., Neal, P., Haque, N., MacGill, I., and Amal, R., 2021. A framework for assessing economics of blue hydrogen production from steam methane reforming using carbon capture storage & utilisation, *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(44), p.22685-22706.

Allinson, G., Cinar, Y., Hou, W., and Neal, P.R., 2009. The costs of CO_2 transport and injection in Australia, *School of Petroleum Engineering, the University of New South Wales*, Sydney, Australia. CO_2TECH Report Number RPT09-1536.

Energy Green house gas Total Information Platform Service (EG-TIPS), 2023.11.17., https://tips.energy.or.kr/carbon/Ggas_tatistics04.do

Gas news, 2023.4.22., http://www.gasnews.com/news/articleView.html?idxno=108984

Gibson-Poole, C.M., Edwards, S.E., Langford, R.P., and Vakarelov, B., 2007. Review of geological storage opportunities for carbon capture and storage (CCS) in Victoria–summary report, *Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies*, ICTPL-RPT07-0526.

Gwangju Institute of Science and Technology (GIST), 2018. *An analytical study on the current status of hydrogen production, consumption, and distribution in Korea(in Korean)*, 2017 Convergence Technology Research Project Results Report, Gwangju, Korea, 42p.

Han, J.R., Park, J., Kim, Y., Lee, Y.C., and Kim, H.S., 2019. Analysis of CO_2 emission depending on hydrogen production methods in Korea, *Journal of the Korean Institute of Gas*, 23(2), p.1-8.

Hurskainen, M. and Ihonen, J., 2020. Techno-economic feasibility of road transport of hydrogen using liquid organic hydrogen carriers, *International Journal of Hydrogen Energy*, 45(56), p.32098-32112.

Hydrogen Council, McKinsey & Company, 2021. *Hydrogen Insights Report 2021*, 48p

HYSTOC, 2018. *LOHC production cost estimation study*, HySTOC-D8.4, EU, 22p.

Hyundai Motor Group, 2022.12.17., https://www.hyundai.co.kr/story/CONT0000000000001839

International Energy Agency (IEA), 2023a. *Energy Technology Perspectives 2023*, International Energy Agency, Paris, 464p.

International Energy Agency (IEA), 2023b.12.27., https://www.iea.org/commentaries/is-carbon-capture-too-expensive

Kang, K., Huh, C., Kang, S.G., Baek, J.H., and Noh, H.J., 2014. Estimation of CO_2 pipeline transport cost in South Korea based on the scenarios, *Energy Procedia*, 63, p.2475-2480.

Khindanova, I., 2013. A monte carlo model of a wind power generation investment, *Journal of Applied Business and Economics*, 15(1), p.94-106.

Kim, J.W. and Choi, J.H., 2017. A preliminary estimation of CCS injection cost with recycling injection equipments, *Journal of the Korean Society of Mineral and Energy Resources Engineers*, 54(5), p.533-540.

Korea Energy Economics Institute (KEEI), 2023.4.21., https://www.keei.re.kr/web_keei/d_results.nsf/main_all/60012D9EDBA1C8B749258A7C00304AB3/$file/%ED%95%9C%C2%B7%EC%9D%BC%20%EC%88%98%EC%86%8C%20%EC%A0%95%EC%B1%85%20%EB%B0%8F%20%EA%B8%B0%EC%88%A0%20%EB%8F%99%ED%96%A5%20%EB%B6%84%EC%84%9D.pdf

Korea Gas Union, 2023.8.17., https://www.kgu.or.kr/

Korea Institute of S&T Evaluation and Planning (KISTEP), 2023.1.24., https://www.kistep.re.kr/board.es?mid=a10306010000&bid=0031&b_list=10&act=view&list_no=34997&nPage=1&keyField=&orderby=

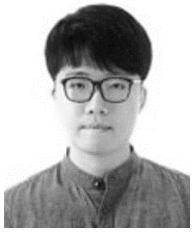
Korea National Oil Corporation (KNOC), 2023.11.17., https://www.knoc.co.kr/sub03/sub03_9.jsp

Korea Policy Briefing, 2022.12.17., https://www.korea.kr/bri

efing/pressReleaseView.do?newsId=156452841
Ministry of Science and ICT (MSIT), 2022.12.17., https://www.msit.go.kr/bbs/view.do?sCode=user&mId=113&mPid=112&bbsSeqNo=94&nttSeqNo=1490593
Raab, M., Maier, S., and Dietrich, R.U., 2021. Comparative techno-economic assessment of a large-scale hydrogen transport via liquid transport media, *International Journal of Hydrogen Energy*, 46(21), p.11956-11968.
Wijayanta, A.T., Oda, T., Purnomo, C.W., Kashiwagi, T., and Aziz, M., 2019. Liquid hydrogen, methylcyclohexane, and ammonia as potential hydrogen storage: Comparison review, *International Journal of Hydrogen Energy*, 44(29), p.15026-15044.

조 지 원

현재 인하대학교 에너지자원공학과 학사과정
(E-mail; cjwon97@inha.edu)



김 남 화

2020년 인하대학교 대학원 에너지자원공학과 공학석사

현재 인하대학교 대학원 에너지자원공학과 박사과정
(E-mail; namhwa.kim@inha.edu)

신 현 돈

2006년 University of Alberta 석유공학 박사

현재 인하대학교 에너지자원공학과 교수
(E-mail; hyundon.shin@inha.ac.kr)