Check for updates

Journal of Hydrogen and New Energy, Vol. 37, No. 5, 2026, pp. 521~538
DOI: https://doi.org/10.7316/JHNE.2026.37.5.521

JHNE
pISSN 1738-7264 • eISSN 2288-7407

국내외 수소 배관 · 지중 저장 · 항만 인프라 구축 현황 및 특성 비교 분석

백종민 · 김지수 · 서민혜 · 유영돈 · 김수현†

고등기술연구원 에너지환경연구센터

Comparative Analysis of the Current Status and Characteristics of Hydrogen Pipeline, Underground Storage, and Port Infrastructure in Korea and Overseas

JONGMIN BAEK, JISU KIM, MINHYE SEO, YOUNGDON YOO, SUHYUN KIM†

Institute for Advanced Engineering, Energy Environment Research Center, 175-28, Goan-ro 51beon-gil, Baegam-myeon, Cheoin-gu, Yongin-si, Gyeonggi-do, 17180 Korea

†Corresponding author : shkim0605@iae.re.kr

Received 13 August, 2026
Revised 18 September, 2026
Accepted 18 September, 2026

© The Korean Hydrogen and New Energy Society

This is an Open Access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution-Non-Commercial 4.0 International License (CC BY-NC 4.0, https://creativecommons.org/licenses/by-nc/4.0/), which permits non-commercial use, sharing, adaptation, distribution, and reproduction in any medium or format, provided the original work is properly cited.

Abstract >> This study compared hydrogen pipeline, underground storage, and port infrastructure in Korea and other countries using the International Energy Agency (IEA) Hydrogen Infrastructure Database and publicly available data. Global hydrogen infrastructure is expected to expand rapidly around 2030, particularly in long-distance pipelines, large-scale underground storage, and port-based hydrogen carrier systems. In contrast, Korea remains focused on regional pipelines, early-stage underground storage, and port demonstration projects. These results highlight the need to improve infrastructure connectivity, demonstrate storage technologies suited to domestic geological conditions, and develop integrated hydrogen port infrastructure.

Key words : Hydrogen infrastructure(수소 인프라), Hydrogen pipeline(수소 배관), Underground hydrogen storage(수소 지중 저장), Hydrogen carrier(수소 운반체), Hydrogen port(수소 항만)

1. 서 론

탄소중립 달성과 재생에너지 확대에 따라 수소는 산업, 발전 및 수송 부문의 탈탄소화를 위한 주요 에너지원으로 주목받고 있다. 향후 수소 생산과 수요가 확대됨에 따라 생산기술뿐만 아니라 생산지와 수요지를 연결하고 안정적인 공급망을 구축하기 위한 운송·저장 인프라의 중요성이 증가하고 있다[1,2].

수소 공급망에서 배관은 대규모 수소를 지속적으로 수송하기 위한 핵심 인프라이며[3], 지중 저장은 생산과 수요의 변동에 대응할 수 있는 대규모·장주기 저장수단으로 활용될 수 있다[4]. 또한 국가 간 수소 거래가 확대됨에 따라 액화수소, 암모니아 및 액상유기수소운반체 등의 수소 운반체와 이를 저장·하역·운송하

2026 The Korean Hydrogen and New Energy Society. All rights reserved.

기 위한 항만 인프라의 역할도 중요해지고 있다[5]. 본 연구에서 분석한 국외 인프라 역시 배관, 지중 저장 및 항만 기반 운송을 중심으로 2030년 전후에 프로젝트 규모가 크게 확대되는 특징을 나타낸다.

반면 국내 수소 인프라는 울산 등 산업단지와 수소도시를 중심으로 배관망이 구축되고 있으나, 대규모 지중 저장은 아직 연구 단계에 있으며 항만 인프라 역시 실증 및 구축계획을 중심으로 확대되고 있다. 이에 따라 국내외 수소 인프라의 구축 현황과 기술적 특성을 종합적으로 비교하고 국내 공급망 구축 수준을 검토할 필요가 있다.

본 연구에서는 International Energy Agency (IEA) Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database (September 2025)[6]를 기반으로 국외 수소 배관, 지중 저장 및 항만 인프라의 구축 현황을 분석하였으며, 국내 인프라는 정부 부처, 공공기관 및 사업 주체가 공개한 자료를 추가적으로 활용하였다. 분석 시 취소된 프로젝트는 제외하였으며, 배관 길이 및 저장용량 등 정량적 규모가 공개되지 않은 프로젝트는 해당 규모 분석에서 제외하였다. 또한 IEA 데이터베이스의 사업 상태(Status)와 가동 예정 시점(Date online)을 기준으로 운영 중인 인프라와 향후 구축이 예정된 프로젝트를 구분하고, 프로젝트의 구축 시기, 규모, 설치 위치 및 기술 방식에 따른 특성을 비교하였다. 특히 향후 시점의 분석 결과에는 계획 단계의 프로젝트가 포함되어 있으므로, 이를 현재 구축된 인프라 규모가 아닌 공개된 프로젝트 계획을 기반으로 한 향후 구축 추세로 해석하였다.

국가별 비교에서는 전체 프로젝트의 기간별 구축 추이를 우선 분석한 후, 소규모 또는 개별 프로젝트가 국가 간 비교에 미치는 영향을 줄이고 일정 규모 이상의 인프라가 구축 또는 계획된 주요 국가를 중심으로 특성을 비교하기 위해 인프라 유형별 분석기준을 설정하였다. 육상 수소 배관은 국가별 총 배관 길이 1,000 km 이상, 해저 수소 배관은 400 km 이상인 국가를 대상으로 하였으며, 해당 국가들은 국가별 비교 대상 배관 규모의 각각 약 79%와 94%를 차지하였다. 수소 지중 저장은 국가별 총 저장용량이 100×10^6 Nm^3 이상인 국가를 대상으로 하였으며, 선정된 국가들은 저장용량이 확인된 국가의 총 저장용량 중 약 99.8%를 차지하였다. 항만 인프라는 기존 인프라의 활용 가능성을 고려하여 저장용량이 공식적으로 확인된 운영 중 암모니아 저장시설을 대상으로 국가별 총 저장용량이 0.15×10^6 ton 이상인 국가를 분석대상으로 선정하였다. 선정된 국가들은 전체 운영 중 저장용량의 약 77.9%를 차지하였다. 또한 이들 국가에서 계획 중인 프로젝트를 추가하여 현재 운영 규모와 향후 계획 규모를 비교하였다. 상기 기준은 기술적·정책적 임계값이 아니라 주요 인프라 구축국의 규모와 특성을 비교하기 위해 본 연구에서 설정한 분석 기준이다.

2. 수소 배관 인프라

2.1 수소 배관 설치 위치별 특성 비교

수소 배관 인프라는 설치 위치에 따라 육상(Onshore) 배관과 해저(Offshore) 배관으로 구분할 수 있으며, 두 방식은 설치환경, 시공 및 유지보수 조건 등에서 차이를 가진다. 주요 특성을 비교하여 Table 1에 나타내었다.

육상 배관은 도시 및 산업단지, 토양 환경을 기반으로 구축되는 구조로, 기존 천연가스 배관 기술을 활용할 수 있어 기술성숙도가 높은 수준에 도달한 상태이다[7-11]. 건설 난이도는 중간 수준이며, 초기 투자비 또한 상대적으로 낮거나 중간 수준으로 평가된다. 운영 측면에서는 누출 발생 시 수 시간 이내 탐지 및 격리가 가능하여 대응성이 우수하다. 또한 토양 수분에 의한 부식 환경은 비교적 완만하여 관리가 용이하며, 외부 하중 역시 토양 압력 및 교통 하중 수준으로 제한된다. 이러한 특성으로 인해 육상 배관은 산업단지 및 도시 내 수소 공급뿐만 아니라 생산지와 수요지 간 연결 및 국가 간 육상 수송에도 적용될 수 있다[12].

반면 해저 배관은 해저 지형, 수심, 해류 및 파랑 조건 등 복합적인 해양 환경에서 설치되는 구조로,

Table 1. Comparison of onshore and offshore hydrogen pipeline characteristics

Category	Onshore Hydrogen Pipeline	Offshore Hydrogen Pipeline
Installation environment	Terrestrial (urban, industrial zones, soil)	Subsea (seabed, water depth, wave/current conditions)
CAPEX (relative)	Medium	Very high
Construction difficulty	Moderate	Very high
Leak detection & response	Fast detection and isolation (< hours)	Delayed detection, complex isolation (days–weeks)
Operating pressure	30–100 bar	80–200 bar
Corrosion environment	Soil moisture, moderate corrosion	Seawater exposure, severe corrosion (Cl^- environment)
External loads	Soil load, traffic load	Wave, current, seabed movement, ship interaction
Economic feasibility	High (cost-effective for short–mid distance)	Challenging (economically viable for long-distance / cross-border)
Installation cost (per km)	3～4 billion KRW (new) 1 billion KRW (conversion)	8～9 billion KRW (new)
Technology maturity	Commercial / mature	Pilot–early commercial stage

시공 난이도가 매우 높은 특징을 보인다[13]. 초기 투자비는 매우 높은 수준으로 평가되며, 고압 운전(약 80～200 bar)이 요구되는 경우가 많아 설계 및 운전 조건이 더욱 까다롭다. 해수에 의한 염소 이온 환경에서의 부식이 주요 문제로 작용하며, 파랑, 해류, 해저 지반 이동 및 선박과의 상호 작용 등 다양한 외부 하중이 동시에 작용한다.

또한 해저 배관은 접근성이 제한되어 누출 탐지 및 대응에 상대적으로 많은 시간과 자원이 요구될 수 있으며, 점검 및 유지보수 과정에서도 해저 환경을 고려한 전문 장비와 작업이 요구된다. 이에 따라 해저 배관의 구축 및 운영에는 수심, 해저 지형, 해양 환경, 유지보수 접근성 등의 조건을 종합적으로 고려할 필요가 있다. 따라서 해저 배관은 단순히 운송거리나 국가 간 연결 여부에 따라 적용성을 구분하기보다, 해역을 사이에 둔 생산·수요 거점의 위치와 육상 연결경로의 제약, 해상 수소 생산시설과의 연계 가능성 등 프로젝트별 지리적·기술적 조건을 고려하여 적용할 필요가 있다.

종합적으로 육상과 해저 수소 배관은 단순히 운송거리 또는 국내·국가 간 수송 여부로 구분하기보다 지리적 입지, 수소 생산·수요 거점의 위치, 기존 배관망의 활용 가능성 및 시공·운영 환경에 따라 적용방식이 결정되는 것으로 보는 것이 적절하다. 육상 배관은 산업단지 및 도시 내 공급뿐만 아니라 국가 간 육상 연결에도 활용될 수 있으며, 해저 배관은 해역을 사이에 둔 생산·수요 거점이나 해상 수소 생산거점을 연결하는 수단으로 활용될 수 있다.

2.2 국외 인프라 비교

2.2.1 기간별 수소 배관 구축 프로젝트 수 및 길이 비교

기간별 수소 배관 구축 추이를 비교하기 위해 IEA Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database를 기반으로 2025년 이전, 2025～2030년의 연도별 프로젝트 및 2030년 이후 프로젝트로 구분하여 분석하였으며, 배관 길이가 공개되지 않은 프로젝트는 총 배관 길이 산정에서 제외하였다.

육상과 해저 수소 배관 인프라의 기간별 프로젝트 수 및 총 배관 길이를 비교하여 Fig. 1에 나타내었다. 프로젝트 수 측면에서 육상 배관은 전반적으로 증가하는 경향을 보이며, 특히 2028년 이후 계획 프로젝트가 크게 증가하는 것으로 나타났다. 해저 배관은 초기에는 제한적인 프로젝트 수를 보이나, 2029년 이후 증가하는 경향이 확인되었다.

배관 길이 측면에서도 유사한 경향이 관찰된다.

육상 배관은 프로젝트 수 증가와 함께 총 배관 길이가 크게 증가하며, 특히 2029년 이후 대규모 배관 프로젝트가 집중되는 것으로 나타났다. 해저 배관의 경우 총 배관 길이는 육상에 비해 상대적으로 작은 수준이나, 2030년을 전후하여 크게 증가하는 것으로 나타났다.

다만 Fig. 1의 기간별 분석에는 현재 운영 중인 인프라뿐만 아니라 건설 및 계획 단계의 프로젝트가 함께 포함되어 있다. 특히 2030년 및 그 이후에 나타나는 프로젝트 수와 배관 길이의 증가는 현재 구축된 인프라의 증가를 의미하기보다, 해당 시기를 목표로 발표된 프로젝트가 집중되어 있음을 나타낸다. 따라서 향후 시점의 결과는 실제 구축 실적과 구분하여 현재 공개된 프로젝트를 기반으로 한 향후 인프라 구축 계획의 추세로 해석할 필요가 있다.

이러한 2030년 전후의 프로젝트 집중은 주요 국가 및 권역에서 설정한 수소 생산·수요 확대 목표와 중장기 인프라 구축계획과 연계하여 해석할 수 있다. 특히 유럽에서는 2030년을 목표로 재생수소 생산 및 활용 확대를 추진하고 있으며, 이에 대응하여 신규 수소 배관 구축과 기존 천연가스 배관의 전환을 포함한 수송 인프라 프로젝트가 다수 계획되고 있다. 따라서 Fig. 1에서 확인된 2030년 전후의 프로젝트 증가는 배관의 기술적 특성만으로 설명하기보다, 수소 생산·수요 확대와 이를 지원하기 위한 공급망 구축계획이 현재 발표된 인프라 프로젝트에 반영된 결과로 해석할 수 있다[14].

2.2.2 육상 수소 배관 인프라

기간별 구축 동향에 이어, 국외 육상 수소 배관 인프라의 국가별 특성을 비교하기 위해 전체 기간의 국가별 총 배관 길이가 1,000 km 이상인 국가를 대상으로 프로젝트 수, 다국가 연계 프로젝트 수 및 총 배관 길이를 분석하였으며, 그 결과를 Table 2와 Fig. 2에 나타내었다.

국가별 프로젝트 수를 비교한 결과, 독일이 가장 많은 육상 수소 배관 프로젝트를 진행하고 있으며, 중국과 프랑스, 네덜란드가 그 뒤를 잇는 것으로 나

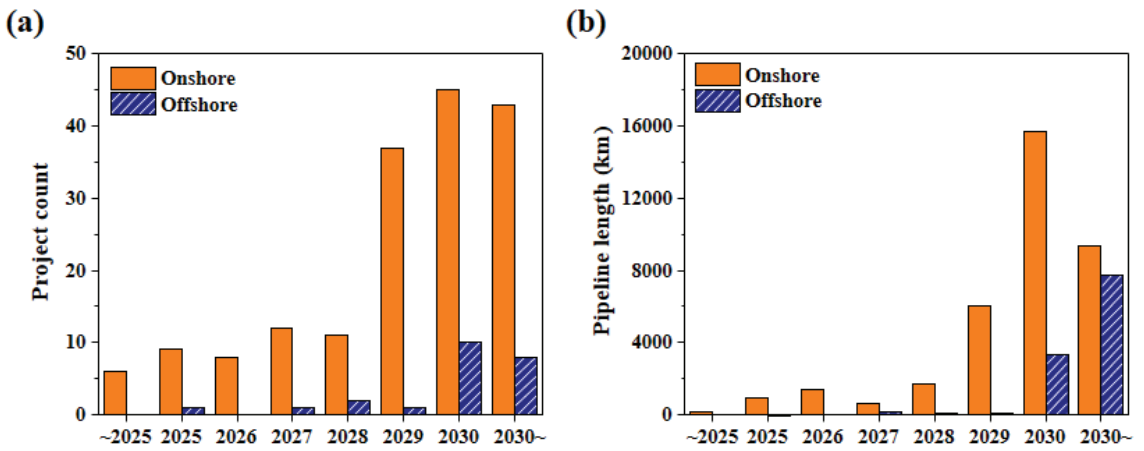


Fig. 1. Comparison of onshore and offshore hydrogen pipeline infrastructure by period: (a) project count and (b) pipeline length

Table 2. Comparison of onshore hydrogen pipeline infrastructure by country

Country	Germany	China	Spain	France	Netherlands	Italy	Croatia	Finland
Total projects	56	18	7	18	17	3	9	2
Cross-border projects	4	0	2	4	2	1	9	0
H_2 pipeline length (km)	6,803	6,034	5,244	3,330	2,691	2,463	2,024	1,260

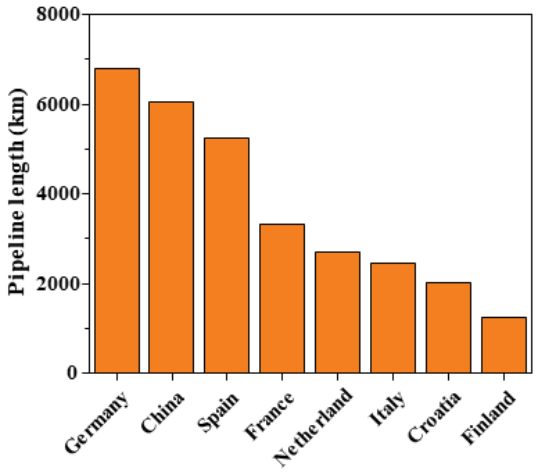


Fig. 2. Comparison of onshore hydrogen pipeline length by country

타난다. 특히 독일은 비교대상 국가 중 가장 많은 육상 수소 배관 프로젝트가 확인되었으며, 국가 내부 프로젝트와 인접 국가를 연결하는 프로젝트가 함께 포함되어 있다. 중국의 경우 분석 대상인 프로젝트가 주로 단일 국가 내 배관으로 구성되어 있으며, 다국가 연계 프로젝트 수는 유럽 주요국에 비해 제한적인 것으로 나타났다.

배관 길이 기준으로는 독일(6,803 km), 중국(6,034 km), 스페인(5,244 km) 순으로 높은 값을 나타내며, 이는 본 연구에서 국가별로 확인된 배관 프로젝트의 계획 규모 차이를 나타낸다. 한편 스페인과 프랑스는 상대적으로 적은 프로젝트 수에도 불구하고 총 배관 길이가 크게 나타나, 프로젝트 수와 총 배관 길이 간 차이가 확인되었다. 국가 간 프로젝트 비중을 살펴보면, 크로아티아 및 프랑스는 전체 프로젝트 대비 다국가 연계 프로젝트의 비율이 상대적으로 높게 나타났다.

국가별 프로젝트 수와 총 배관 길이를 비교한 결과, 국가에 따라 육상 수소 배관의 계획 규모와 국가 간 연결 프로젝트의 비중에 차이가 나타났다. 다만 이러한 지표만으로 국가별 수소 네트워크의 구축수준이나 전략을 직접 평가하는 데에는 한계가 있다. 배관망의 규모와 구성은 국토면적, 산업 및 인구의 공간적 분포, 수소 생산·수요 규모, 기존 천연가스 배관망 및 인접국과의 지리적 연결조건 등 다양한 요인의 영향을 받을 수 있기 때문이다. 따라서 본 연구에서는 프로젝트 수, 총 배관 길이 및 국가 간 연결 프로젝트 수를 국가별 인프라 수준의 우열을 평가하기 위한 지표가 아닌, 현재 공개된 육상 수소 배관 프로젝트의 규모와 연결 특성을 비교하기 위한 기초 지표로 활용하였다.

2.2.3 해저 수소 배관 인프라

국외 해저 수소 배관 인프라의 국가별 특성을 비교하기 위해 전체 기간의 국가별 총 배관 길이가 400 km 이상인 국가를 대상으로 프로젝트 수, 다국가 연계 프로젝트 수 및 총 배관 길이를 분석하여 Table 3에 나타내었다. 해당 국가들은 국가별 비교 대상 해저 수소 배관 규모의 약 94%를 차지한다. 또한 IEA Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database에서 확인된 주요 해저 수소 배관 프로젝트의 위치 및 연결 정보를 QGIS를 이용하여 공간적으로 시각화하였으며, 유럽 및 북아프리카 지역의 주요 프로젝트 분포를 Fig. 3에 나타내었다.

분석 결과, 해저 수소 배관 프로젝트는 유럽을 중심으로 다수의 국가 간 연결 프로젝트가 계획되어 있는 것으로 나타났다. 특히 Fig. 3과 같이 북해, 발트해 및 지중해를 중심으로 여러 국가를 연결하는

Table 3. Comparison of offshore hydrogen pipeline infrastructure by country

Country	Morocco	Germany	Singapore	Finland	Tunisia	United Kingdom	Spain	Denmark
Total projects	2	9	1	3	1	4	2	1
Cross-border projects	1	4	1	2	1	4	2	0
H_2 pipeline length (km)	5,650	2,072	1,000	975	910	731	505	415

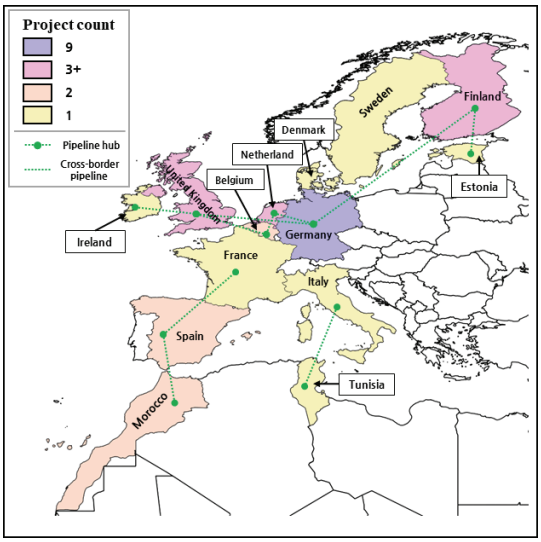


Fig. 3. Geographical distribution of offshore hydrogen pipeline projects in Europe and North Africa

프로젝트가 확인되었다.

Table 3에서, 국가별 배관 길이 기준으로는 모로코가 약 5,650 km로 가장 큰 규모를 나타내며, 독일(약 2,072 km), 싱가포르(약 1,000 km), 핀란드(약 975 km) 등이 그 뒤를 잇는다. 모로코의 경우 전체 프로젝트 수는 2개로 타 국가에 비해 적은 수준이지만, 총 배관 길이는 분석 대상 국가 중 가장 길다. 이는 나이지리아–모로코를 연결하는 초장거리 해저 배관 프로젝트(약 5,600 km)의 영향에 기인한다. 해당 프로젝트는 서아프리카 연안을 따라 다수 국가를 경유하는 구조로 계획되어 있으며, 단일 프로젝트임에도 불구하고 매우 긴 배관 길이를 포함하는 특징을 가진다.

이와 같은 사례는 해저 수소 배관 인프라가 프로젝트 수보다 개별 프로젝트의 규모에 의해 총 배관 길이가 크게 좌우될 수 있음을 보여준다. 따라서 국가별 해저 수소 배관의 총길이는 프로젝트 수뿐만 아니라 개별 프로젝트의 배관 길이를 함께 고려하여 해석할 필요가 있다.

다국가 프로젝트 측면에서는 영국과 독일이 각각 4개의 국가 간 연결 프로젝트를 포함하여 비교대상 국가 중 상대적으로 많은 다국가 프로젝트가 확인되었다. 핀란드는 전체 프로젝트 수 대비 다국가 연계 프로젝트의 비율이 상대적으로 높게 나타났다.

국가별 해저 수소 배관 프로젝트를 비교한 결과, 유럽 및 북아프리카를 중심으로 해역을 사이에 둔 국가 간 연결 프로젝트가 다수 계획되어 있으며, 국가별 총 배관 길이는 프로젝트 수뿐만 아니라 개별 프로젝트의 규모에 크게 영향을 받는 것으로 나타났다. 다만 프로젝트 수, 총 배관 길이 및 다국가 연계 프로젝트 수만으로 국가별 해저 수소 배관의 구축 전략이나 네트워크 내 역할을 직접 평가하기에는 한계가 있다. 따라서 본 연구에서는 해당 지표를 현재 공개된 해저 수소 배관 프로젝트의 규모와 지리적 연결 특성을 비교하기 위한 기초 지표로 활용하였다.

2.3 국내 인프라 비교

국내 수소 배관 인프라는 산업단지, 수소도시 및 실증사업을 중심으로 구축되고 있으며, 현재 운영 중인 인프라와 구축·계획 단계의 프로젝트가 함께 존재하며 관련된 내용을 Table 4에 나타내었다.

운영 중인 프로젝트는 울산, 여수, 포항 등 주요 산업단지를 중심으로 구성되어 있으며, 석유화학 및 정유 공정과 연계된 수소 공급망이 형성되어 있다. 특히 울산 지역은 약 198 km 규모의 배관망이 구축되어 국내 최대 수준의 수소 배관 인프라를 보유하고 있으며[15], 2026년 기준 약 11.9 km의 배관이 추가로 건설됨에 따라 총 배관 길이는 200 km 이상으로 확대되고 있다[16,17]. 이는 국내에서 산업단지를 중심으로 수소 생산시설과 주요 수요처를 배관으로 연결하는 공급 인프라가 운영되고 있음을 보여준다.

구축된 프로젝트로는 수소도시 1기 사업을 통해 울산 및 안산 지역에 약 9~10 km 수준의 배관이 설치되어 있으며, 충전소 및 연료전지와 연계된 도시형 수소 공급 인프라로 활용되고 있다. 이러한 프로젝트는 산업단지 중심 배관망과 달리 도시 내 충전소 및 연료전지 등 지역 수요처를 연결하는 형태로 구축되었다.

한편 평택, 남양주, 당진 등에서는 수소도시 2기 사업을 중심으로 배관 구축이 진행되고 있으며[18], 산

Table 4. Comparison of onshore hydrogen pipeline infrastructure in Korea

Category	Project completion year	Region	H_2 pipeline length (km)	Cost (billion KRW)
Industrial complex	Existing	Ulsan	198	-
		Pohang	17	1.6 (per km)
Hydrogen pilot city	2024	Ulsan	10	1.3 (per km)
		Ansan	20	1.5 (per km)
Hydrogen city (Phase 1)	2026	Pyeongtaek	15	40 per city* (total project budget)
		Namyangju	3	
		Dangjin	6.2	
		Boryeong	14.9	
		Gwangyang	19	
		Pohang	16.7	
Hydrogen city (Phase 2)	2027	Yangju	1	30～40 per city* (total project budget)
		Buan	5	
		Gwangju	5	
Hydrogen city (Phase 3)	2028	Uljin	6	
		Seosan	2	
		Ulsan	12	

*Including hydrogen production facilities, pipelines, refueling stations, fuel cells, and operation centers.

업–도시 간 연계를 통한 수소 공급망 확장이 추진되고 있다. 이들 프로젝트는 약 3～15 km 수준의 비교적 짧은 배관 길이를 가지며, 대부분 도시 내 수요처 연결을 목적으로 수 km에서 수십 km 규모로 계획되어 있다. 또한 약 30 km 규모의 배관 실증 프로젝트도 추진되고 있다.

계획 중인 프로젝트는 보령, 광양, 포항, 양주, 부안, 광주 등 다양한 지역으로 확대되고 있으며, 산업단지와 도시를 연계하거나 에너지 전환을 고려한 공급망 구축을 목표로 한다. 다만 일부 프로젝트는 배관 길이가 공개되지 않았거나 초기 기획 단계에 머물러 있어, 향후 구체적인 규모와 역할에 대한 추가 검토가 필요하다.

종합적으로 국내 수소 배관 인프라는 울산 등 기존 산업단지의 수소 생산·소비시설과 수소도시의 지역 수요처를 연결하는 프로젝트를 중심으로 구축되고 있다. 이러한 국내 현황을 다수 국가가 육상으로 연결된 유럽의 배관망과 단순히 총 배관 길이나 국가 간 프로젝트 수로 비교하는 데에는 한계가 있다. 특히 국내는 주변국과의 육상 배관 연결이 지리적으로 제한되므로, 향후에는 국가 간 연결보다는 국내 수소 생산 및 수입거점과 저장시설, 주요 산업 수요처 간 연결성을 확보하는 관점에서 배관 인프라의 구축 방향을 검토할 필요가 있다.

3. 수소 지중 저장 인프라 비교

3.1 수소 지중 저장 기술별 특성 비교

수소 지중 저장 기술은 저장 매질의 지질학적 특성에 따라 염공동(Salt cavern), 고갈 유·가스전(Depleted gas field), 대수층(Aquifer)으로 구분되며, 각 저장 방식의 저장용량, 기밀성, 수소 손실 가능성, 지질 조건, 초기 투자비 및 기술성숙도를 Table 5에 비교하였다[19-21].

염공동 저장 방식은 암염층을 용해하여 인공 공동을 형성한 후 수소를 저장하는 기술이다. 암염은 매우 낮은 투과도와 자기 치유(Self-healing) 특성을 가

Table 5. Comparison of underground hydrogen storage technologies

Category	Salt Cavern	Depleted Gas Field	Aquifer
Storage mechanism	Storage in engineered salt caverns	Storage in depleted oil and gas reservoirs	Storage in water-bearing geological formations
Technology readiness level (TRL)	TRL 9	TRL 4-5	TRL 3-4
Storage capacity	Medium to large scale	Large scale	Large scale
Sealing integrity	Excellent	Good (caprock dependent)	Uncertain
Hydrogen loss potential	Very low	Site-dependent (caprock and well integrity)	Potentially high
Geological requirements	Requires salt formations (limited availability)	Requires depleted oil/gas reservoirs	Broad applicability (high geological availability)

지므로 수소 누출 가능성이 매우 낮고 우수한 기밀성을 확보할 수 있다[22]. 또한 실제 수소 저장시설의 운영 경험이 축적된 저장방식으로, 지중 수소 저장기술 중 상대적으로 높은 기술성숙도(Technology readiness level, TRL 9)를 나타낸다[23-25]. 다만 적용 가능한 지질이 제한적이며 공동 형성을 위한 초기 투자비가 높다는 한계가 있다.

고갈 유·가스전 저장 방식은 기존 석유 및 천연가스 생산 구조를 활용하는 기술이다. 대규모 저장 잠재력을 가지며 기존 시추공과 지상설비의 활용 가능성이 있다는 장점이 있다. 반면 잔류 가스와의 혼합에 따른 수소 순도 저하 가능성이 존재하며, 저장층 및 기존 시추공의 기밀성 평가와 압력 관리가 요구된다. 염공동과 비교하여 수소 저장을 위한 현장 실증 및 상업적 운영 경험이 제한적이며, 기술성숙도는 상대적으로 낮은 수준(TRL 4–5)으로 평가된다[25].

대수층 저장 방식은 지하수층의 공극을 활용하여 수소를 저장하는 기술이다. 이론적으로 큰 저장용량을 확보할 수 있으며 적용 가능한 지질 범위가 넓다는 장점이 있다. 그러나 저장 구조의 기밀성 확보와 수소 이동 및 확산 거동에 대한 불확실성이 존재하며, 상업적 수소 저장을 위한 현장 적용 경험이 제한적인 연구·초기 검증 단계로 기술성숙도는 상대적으로 낮은 수준(TRL 3–4)으로 평가된다[25].

종합적으로 염공동은 높은 기밀성과 기술성숙도를 바탕으로 세 가지 저장방식 중 기술성숙도가 가장 높은 것으로 평가된다[26]. 고갈 유·가스전은 대규모 저장 잠재력과 기존 시추공 및 지상설비의 활용 가능성을 가지지만, 염공동과 비교하여 기술성숙도가 낮아 저장 건전성 및 수소 회수성 등에 대한 추가적인 현장 검증이 요구된다. 대수층 역시 높은 이론적 저장 잠재력을 가지지만 세 가지 방식 중 기술성숙도가 가장 낮아 저장층 내 수소 거동과 기밀성 등에 대한 추가적인 연구 및 실증이 필요하다. 따라서 수소 저장 인프라 구축 시 저장 규모, 지질 조건, 경제성 및 운영 목적을 종합적으로 고려하여 적절한 저장 기술을 선정해야 한다[27].

3.2 국외 인프라 비교

국외 수소 지중 저장 인프라의 구축 현황 및 특성을 비교하기 위해 IEA Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database를 활용하였다. 분석에서는 취소된 프로젝트를 제외하고 2015년부터 2050년까지 완료 또는 완료 예정인 UHS (Underground hydrogen storage) 프로젝트를 대상으로 하였으며, 프로젝트의 완료 및 완료 예정시점을 기준으로 기간별 프로젝트 수와 저장용량을 분석하여 Fig. 4에 나타내었다. 또한 저장방식을 염공동(salt cavern), 고갈 유·가스전(depleted gas field) 및 대수층(aquifer)으로 구분하여 저장 방식별 프로젝트 수와 저장 용량을 비교하였다.

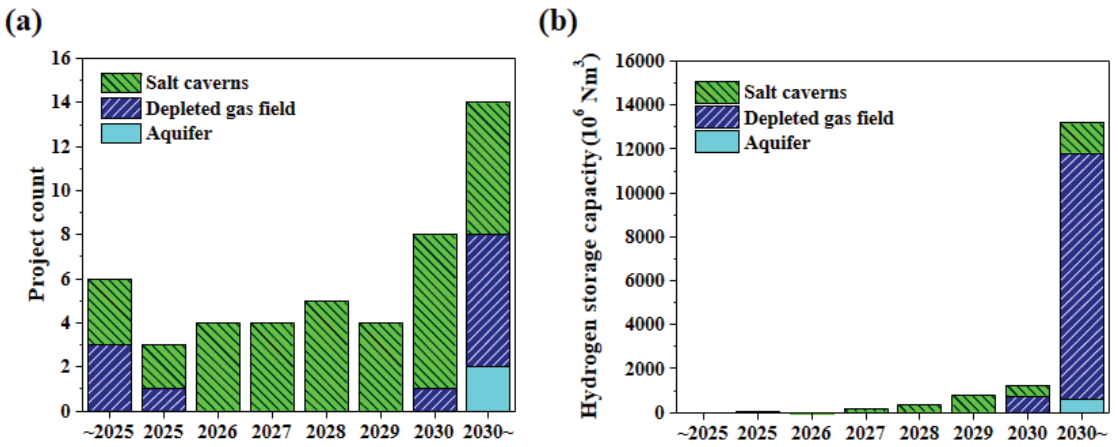


Fig. 4. Comparison of underground hydrogen storage by period: (a) project count and (b) storage capacity

Fig. 4와 같이 글로벌 수소 지중 저장 프로젝트는 2025년 이후 증가하는 경향을 보이며, 특히 2030년을 전후하여 완료 예정인 프로젝트 수와 계획 저장용량이 크게 증가하는 것으로 나타났다. 2025년 이전에는 총 6건의 프로젝트가 확인되며 저장용량은 약 1×10^6 Nm^3 수준인 반면, 2030년에는 8건의 프로젝트와 약 $1{,}232\times10^6$ Nm^3로 증가한다. 2030년 이후에는 14건의 프로젝트가 확인되었으며, 계획 저장용량의 합계는 약 $13{,}186\times10^6$ Nm^3로 이전 기간에 비해 크게 증가하는 것으로 나타났다. 이러한 결과는 현재 공개된 프로젝트를 기준으로 2030년을 전후하여 대규모 저장용량을 갖는 UHS 프로젝트가 집중되어 있음을 보여준다. 다만 2030년 이후의 결과에는 계획 단계의 프로젝트가 다수 포함되어 있으므로, 실제 구축실적이 아닌 현재 공개된 프로젝트의 계획 규모로 구분하여 해석할 필요가 있다.

저장 방식별 프로젝트 수를 비교한 결과, 염공동을 활용하는 프로젝트가 총 35건으로 가장 많았다. 염공동 프로젝트는 2025년 이전부터 확인되며, 이후 기간에도 지속적으로 계획되어 있어 다른 저장방식에 비해 프로젝트 수가 많은 특징을 나타낸다. 이는 Table 5에서 비교한 바와 같이 염공동이 실제 수소 저장 운영 경험을 기반으로 세 저장방식 중 가장 높은 기술성숙도(TRL 9)를 확보하고 있는 특성과 함께 해석할 수 있다[25]. 반면 계획 저장용량 측면에서는 고갈 유·가스전이 약 $11{,}961\times10^6$ Nm^3로 가장 큰 규모를 나타냈으며, 이는 염공동의 약 $3{,}242\times10^6$ Nm^3 보다 약 3.7배 큰 수준이다. 고갈 유·가스전을 활용하는 프로젝트는 총 11건으로 염공동에 비해 적지만, 대규모 계획 저장용량을 갖는 프로젝트가 포함되어 있어 전체 계획 저장용량에서 가장 높은 비중을 차지하였다. 특히 Fig. 4에서 2030년 이후 계획 저장용량이 크게 증가하는 것은 해당 기간에 대규모 고갈 유·가스전 저장 프로젝트가 포함된 영향으로 분석된다. 이는 프로젝트 수가 많은 저장방식과 계획 저장용량이 큰 저장방식이 일치하지 않음을 보여주며, 저장방식별 인프라 구축 특성을 평가할 때 프로젝트 수와 저장용량을 함께 고려할 필요가 있음을 나타낸다.

대수층을 활용하는 프로젝트는 상대적으로 소수이며, 총 계획 저장용량 또한 약 588×10^6 Nm^3로 염공동 및 고갈 유·가스전에 비해 작은 규모를 나타냈다. 대수층은 Table 5에서 비교한 바와 같이 기술성숙도가 TRL 3–4 수준으로 상대적으로 낮고, 저장 구조의 기밀성과 수소 이동·확산 거동 등에 대한 불확실성이 존재한다[25]. 따라서 현재 확인된 프로젝트 수와 계획 저장용량이 상대적으로 제한적인 결과는 이러한 기술적 특성과 함께 해석할 필요가 있다.

국가별 수소 지중 저장 인프라의 규모와 분포 특성을 비교하기 위해 앞서 설정한 분석기준에 따라 국가별 총 계획 저장용량이 100×10^6 Nm^3 이상인 국가

Table 6. Comparison of underground hydrogen storage infrastructure by country

Country	Austria	United Kingdom	Spain	Germany	France	United States	Italy
Total projects	4	9	6	12	6	2	1
H_2 storage capacity (10^6 Nm^3)	8,476	4,537	1,219	934	212	143	114

를 대상으로 프로젝트 수와 계획 저장용량을 비교하였으며, 그 결과를 Table 6에 나타내었다. Table 6과 같이 분석대상 국가 중 오스트리아는 약 8,476×10^6 Nm^3로 가장 큰 계획 저장용량을 나타냈으며, 프로젝트 수는 독일이 12건으로 가장 많았다. 특히 오스트리아는 4건의 프로젝트가 확인되어 독일 및 영국보다 프로젝트 수가 적음에도 가장 큰 계획 저장용량을 나타냈다. 이는 국가별 계획 저장 규모가 단순한 프로젝트 수뿐만 아니라 개별 프로젝트의 저장용량에 크게 영향을 받을 수 있음을 보여준다. Table 6에서 비교한 주요 국가가 유럽에 집중되는 경향은 재생에너지 확대에 따른 대규모 수소 저장의 필요성과 수소 생산·저장·수송을 연계한 유럽의 에너지 인프라 구축 방향과 함께 해석할 수 있다. 유럽에서는 고갈 유·가스전 및 기타 지질구조를 활용한 대규모 수소 저장 가능성이 검토되고 있으며, 저장 후보지의 지질학적 특성과 함께 인근 재생에너지 생산시설 및 연결 인프라와의 연계성이 주요 고려요인으로 제시되고 있다[28,29].

종합적으로 현재 공개된 글로벌 UHS 프로젝트는 2030년을 전후하여 프로젝트 수와 계획 저장용량이 크게 증가하는 것으로 나타났으며, 저장방식에 따라 서로 다른 구축 특성이 확인되었다. 염공동은 프로젝트 수가 가장 많은 반면, 고갈 유·가스전은 상대적으로 적은 프로젝트 수에도 대규모 계획 저장용량을 차지하여 프로젝트 수와 저장용량 간 차이를 보였다. 국가별로는 독일, 오스트리아, 영국 등 유럽 국가를 중심으로 다수의 프로젝트와 대규모 계획 저장용량이 확인되었다. 다만 2030년 전후의 증가에는 건설 및 계획 단계의 프로젝트가 다수 포함되어 있으므로, 이를 현재 구축된 저장 인프라의 규모가 아닌 공개된 프로젝트를 기반으로 한 향후 구축 추세로 해석할 필요가 있다.

3.3 국내 인프라 비교

국내에서는 염공동, 고갈 유·가스전, 대수층 및 복공식 암반공동(Lined rock cavern, LRC) 등 다양한 수소 지중 저장방식의 적용 가능성에 관한 연구가 진행되고 있으나[30], 현재까지 수소를 실제 지중에 주입하여 저장·회수한 실증 사례는 확인되지 않는다. 국내에서는 동해가스전을 활용한 CCS 사업과 LRC 기반 압축공기 및 LNG 저장 기술개발 경험이 있으나, 이는 수소 저장 실증과는 구분된다.

국내 수소 지중 저장 인프라의 구축 여건을 살펴보면, 지질학적 조건과 기존 수소 수요구조, 수소 저장에 따른 기술적 과제 등을 함께 고려할 필요가 있다. 특히 국내에는 국외에서 수소 지중 저장에 주로 활용되는 암염층이 제한적으로 분포하여 염공동 방식의 적용에 한계가 있다[31].

이러한 국내 지질조건을 고려하여, 지질구조에 대한 의존성이 상대적으로 낮은 LRC를 활용한 수소 저장기술이 대안으로 연구되고 있다[30]. 한편 생산이 종료된 고갈 유·가스전도 대규모 수소 저장을 위한 잠재적 후보로 검토할 수 있으나, Table 5에서 비교한 바와 같이 기술성숙도가 TRL 4–5 수준으로 평가되고 있어 국내 적용을 위해서는 저장층과 기존 시추공의 기밀성, 수소 회수성 등에 대한 추가적인 검증이 필요하다. 국외 UHS 인프라와 비교하면 국내의 차이는 프로젝트 규모뿐만 아니라 적용 가능한 저장방식과 실증 수준에서 나타난다. 국외에서는 염공동을 중심으로 다수의 프로젝트가 추진되고 고갈

유·가스전을 활용한 대규모 계획 저장용량이 확인되는 반면, 국내에서는 염공동 적용을 위한 지질조건이 제한적이고 실제 수소를 주입·저장·회수한 대규모 실증 경험도 부족한 상황이다. 따라서 향후 재생에너지 기반 수소 생산 확대에 따른 대규모·장주기 저장 수요에 대응하기 위해서는 국내 지질조건에 적합한 저장방식의 선정과 실제 수소 주입·저장·회수를 통한 실증 및 안전성 검증이 우선적으로 요구된다.

4. 수소 항만 인프라 비교

4.1 수소 저장 · 운송 기술별 특성 비교

수소는 낮은 체적 에너지 밀도로 인해 저장 및 운송 과정에서 압축, 액화 또는 다른 물질로의 전환이 요구되며, 대표적인 저장·운송 기술로 압축수소(Gaseous hydrogen, GH_2), 액화수소(Liquid hydrogen, LH_2), 암모니아(Ammonia, NH_3) 및 액상유기수소운반체(Liquid organic hydrogen carrier, LOHC)가 활용된다. 각 기술은 저장 형태, 에너지 효율, 기술성숙도(TRL), 인프라 활용성 및 운송 거리 측면에서 상이한 특성을 나타내며 이에 대한 내용을 Table 7에 비교하였다. 다만 수소 운반체의 기술성숙도는 저장·운송 자체뿐만 아니라 수소의 변환 및 회수 공정의 성숙도에 따라 달라질 수 있으므로, 본 연구에서는 관련 공급망 기술의 성숙도를 범위로 나타내었다[32,33].

압축수소는 일반적으로 200~700 bar의 고압으로 저장·운송하며, 별도의 변환 및 수소 회수 공정이 필요 없고 기술성숙도가 높은 장점이 있다. 그러나 체적 에너지 밀도가 낮고 고압 저장용기가 요구되어 대량·장거리 운송보다는 단거리 및 분산형 공급에 적합하다[34]. 액화수소는 약 −253°C에서 수소를 액화하여 체적 밀도를 높이는 방식으로 대량·장거리 운송에 유리하지만, 액화에 많은 에너지가 소비되고 극저온 저장설비와 증발가스(Boil-off gas, BOG) 관리가 요구된다[35,36].

암모니아는 높은 체적 에너지 밀도와 성숙된 생산·저장·해상운송 인프라를 활용할 수 있다는 장점

Table 7. Comparison of hydrogen storage and carrier technologies

Category	Compressed Hydrogen (GH_2)	Liquid Hydrogen (LH_2)	Ammonia (NH_3)	LOHC (e.g., MCH)
Storage form	Gas	Liquid	Liquid	Liquid
Volumetric energy density	Low	High	Very high	Moderate
Technology readiness level (TRL)	TRL 8-9	TRL 6-9	TRL 7-9	TRL 4-7
Liquefaction / conversion energy	Low	Very high (liquefaction loss: 30–40%)	Moderate (synthesis required)	Moderate (hydrogenation required)
Storage / transport conditions	High-pressure vessel required	Cryogenic conditions required	Existing infrastructure can be utilized	Existing liquid-fuel infrastructure can be utilized
Hydrogen recovery process	Not required	Not required	Required (NH_3 cracking)	Required (dehydrogenation)
Safety	High-pressure and explosion risk	Cryogenic and leakage risks	Toxicity and corrosion risks	Relatively safe at ambient conditions
Suitability for long-distance transport	Low	High	Very high	High
Infrastructure compatibility	Limited	Limited	Very high	Very high

으로 인해 대규모·장거리 운송에 유리하다. 다만 수소를 직접 활용하기 위해서는 암모니아 분해를 통한 수소 회수 공정이 필요하며, 해당 공정은 기존 암모니아 생산·운송 인프라에 비해 기술성숙도가 낮아 추가적인 에너지 소비와 설비가 요구된다. 또한 독성과 부식성을 고려한 안전관리가 필요하다[37,38]. LOHC는 톨루엔-메틸사이클로헥산(Methylcyclohexane, MCH) 등의 액상 유기화합물을 이용하여 상온·상압에서 수소를 저장·운송할 수 있으며, 기존 액체연료 인프라를 활용할 수 있다는 장점이 있다[39,40]. 반면 수소화 및 탈수소 과정에서 추가적인 에너지가 소비되며 기술성숙도도 상대적으로 낮다[41].

종합적으로 압축수소는 단거리 및 소규모 공급에 적합하며, 액화수소와 암모니아는 높은 체적 에너지 밀도를 기반으로 대규모·장거리 운송에 유리한 특성을 나타낸다. LOHC는 저장·운송의 편의성과 기존 인프라 활용 측면에서 장점을 가진다. 따라서 수소 저장·운송 기술은 운송 거리와 규모뿐만 아니라 에너지 효율, 기술성숙도, 수소 회수 공정 및 기존 인프라 활용성을 종합적으로 고려하여 선정할 필요가 있다.

4.2 국외 인프라 비교

국외 수소 운송 인프라의 구축 특성을 비교하기 위해 IEA Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database를 기반으로 관련 프로젝트를 조사하고, 이 중 운송방식, 공급규모 등의 정보가 공개되어 국가 간 수소 운송 특성을 비교할 수 있는 주요 프로젝트를 선별하여 분석하였다. 분석 대상은 압축수소(GH_2), 액화수소(LH_2), 암모니아(NH_3) 및 액상 유기수소운반체(LOHC)를 활용하는 프로젝트로 구성하였다. 서로 다른 운송 방식을 동일한 기준으로 비교하기 위해 생산 및 운송 규모는 수소 질량을 기준으로 한 H_2 환산량(t-H_2/yr)으로 나타내었으며, NH_3 및 LOHC의 경우 공개된 운송체 생산량 또는 수소 함량을 기준으로 환산하였다.

Table 8과 같이 분석대상 프로젝트에서는 호주를 생산 거점으로 아시아 지역에 수소를 공급하는 프로젝트가 다수 확인되었으며, 특히 일본과 싱가포르 등이 주요 수입 대상으로 나타난다. Tiwi H_2 프로젝트는 압축수소를 이용하여 연간 최대 100,000 ton의 수소를 아시아 시장에 공급하는 것을 목표로 하며, Murchison Green Hydrogen 프로젝트는 생산된 수소를 NH_3로 전환하여 1단계에서 연간 약 167,600 ton, 전체 규모에서 연간 약 352,900 ton에 해당하는 공급망 구축을 계획하고 있다.

LH_2 기반 프로젝트는 수소를 화학적으로 전환하지 않고 직접 운송할 수 있다는 특징을 가지며, 호주

Table 8. Comparison of major international hydrogen carrier projects

Project	Origin	Major export market	Target year	Transport method	H_2-equivalent capacity (ton-H_2/yr)
Murchison Green Hydrogen Project, Stage 1	Australia	Asian and European markets	2029	NH_3	~167,600
Murchison Green Hydrogen Project, Full-scale	Australia	Asian and European markets	2032	NH_3	~352,900
Tiwi H_2 Project	Australia	Asian market	2027	Compressed H_2	100,000
Hydrogen Energy Supply Chain (HESC), Stage 1	Australia	Japan	2030	LH_2	30,000
Hydrogen Energy Supply Chain (HESC), Full-scale	Australia	Japan	2030~	LH_2	225,000
AHEAD Demonstration Project	Brunei	Japan	2020	LOHC (MCH)	210
Hydrogen-to-MCH Malaysia	Malaysia	Japan	2027	LOHC (MCH)	50,000
Woodside–Keppel LH_2 Offtake	Australia	Singapore	2030~	LH_2	365,000

와 일본·싱가포르 간 대규모 공급망 구축에 활용되고 있다. HESC는 호주에서 일본으로 LH_2를 공급하는 대표적인 프로젝트이며, Woodside–Keppel LH_2 Offtake 프로젝트는 2030년 이후 싱가포르를 대상으로 연간 약 365,000 ton의 수소 공급을 목표로 하고 있다. 한편 LOHC 방식은 브루나이–일본 AHEAD 실증사업을 통해 MCH 형태의 수소 해상운송 가능성이 검증되었으며, 이후 말레이시아–일본 프로젝트에서는 2027년 최대 50,000 ton-H_2/yr 규모의 공급망 구축이 계획되어 있다.

종합적으로 분석대상 국외 수소 운송 프로젝트는 호주와 동남아시아 등의 생산지역에서 일본·싱가포르 등 주요 수요지역으로 연결되는 국가 간 공급망을 중심으로 계획·추진되고 있다. 또한 초기 실증 규모에서 수만~수십만 ton-H_2/yr 수준의 대규모 프로젝트로 확대되는 경향을 보이며, 운송 거리와 규모에 따라 GH_2, LH_2, NH_3 및 LOHC 등 다양한 운송 방식이 적용되고 있다. 향후 국가 간 대규모 수소 공급망 구축을 위해서는 운송 규모뿐만 아니라 운송체별 변환 및 회수 과정, 에너지 효율, 기존 인프라 활용성과 경제성을 종합적으로 고려할 필요가 있다.

암모니아 저장 항만 인프라의 구축 추이를 파악하기 위해 IEA Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database에서 취소된 프로젝트를 제외하고, 프로젝트의 완료 및 완료 예정시점을 기준으로 프로젝트 수와 저장용량을 기간별로 비교하여 Fig. 5에 나타내었다. Fig. 5와 같이 2025년 이전부터 2029년까지는 연간 1~7건의 프로젝트가 확인되는 반면, 2030년에는 완료 예정 프로젝트가 21건으로 증가하고 계획 저장용량 또한 약 4.6×10^6 ton으로 크게 증가하는 것으로 나타났다. 2030년 이후에도 7건, 약 1.2×10^6 ton 규모의 프로젝트가 계획되어 있어, 현재 공개된 프로젝트를 기준으로 암모니아 저장 항만 인프라가 2030년을 전후하여 집중적으로 계획되고 있음을 확인할 수 있다. 특히 프로젝트 수와 계획 저장용량이 동시에 증가하는 것은 해당 기간에 대규모 암모니아 저장 및 수출입 프로젝트가 집중되어 있음을 보여준다.

이러한 기간별 구축 추세를 기존 암모니아 인프라와 연계하여 분석하기 위해, 현재 운영 중인 암모니아 저장용량이 0.15×10^6 ton 이상인 국가를 선별하고 해당 국가에서 계획 중인 프로젝트를 추가하여 Fig. 6에 나타내었다. 현재 운영 중인 인프라를 기준으로 미국은 17개로 가장 많은 암모니아 저장 항만을 보유하고 있으며, 인도 15개, 일본 12개, 중국 10개 순으로 나타난다. 반면 저장용량은 오만이 약 0.79×10^6 ton으로 가장 크며, 미국 약 0.73×10^6 ton, 트리니다드토바고 약 0.45×10^6 ton, 중국 약 0.4×10^6 ton 순으로 나타난다. 특히 오만은 운영 중인 항만 수가 2개에 불과함에도 가장 큰 저장용량을 보유하고 있어,

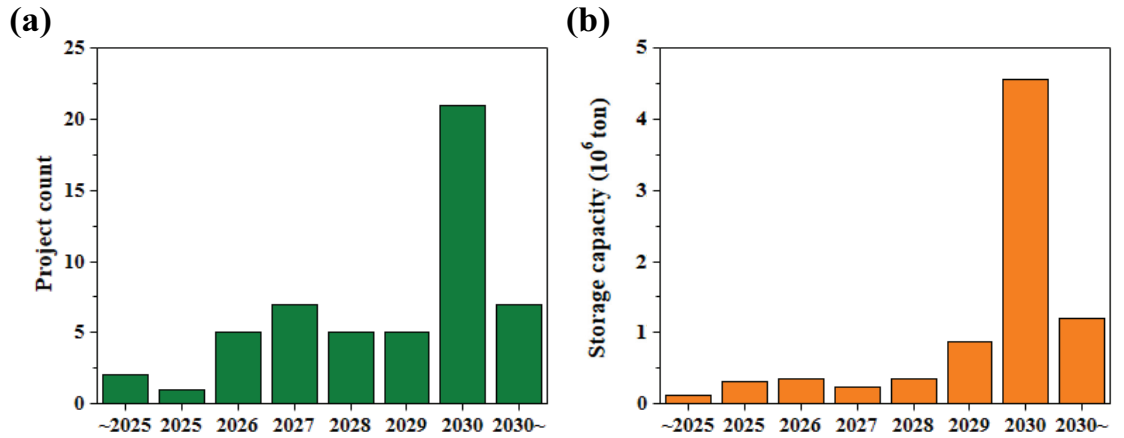


Fig. 5. Comparison of ammonia storage port construction by period: (a) project count and (b) storage capacity

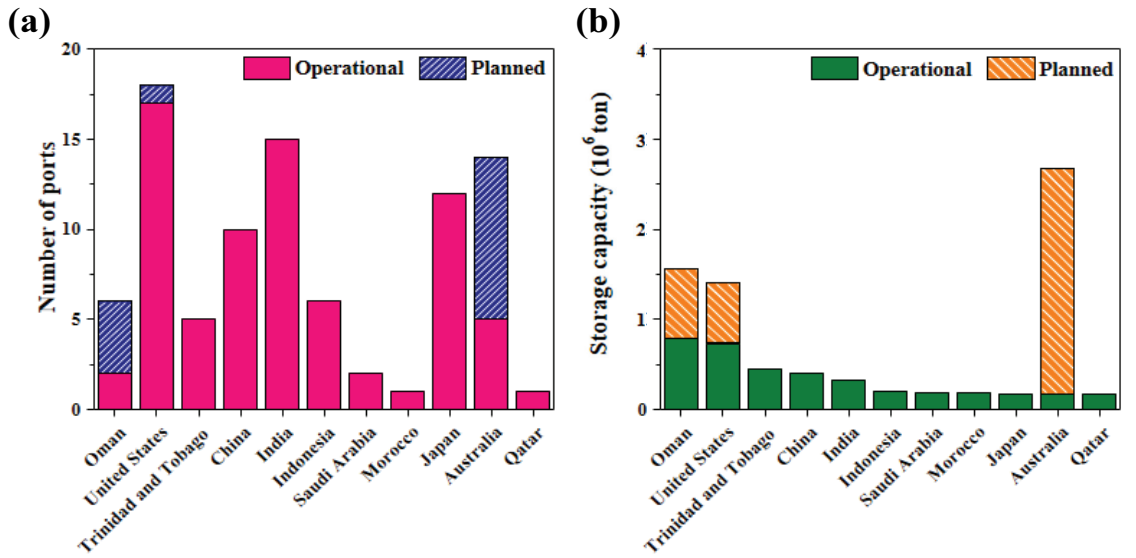


Fig. 6. Comparison of operational and planned ammonia storage infrastructure by country: (a) number of ports and (b) storage capacity

국가별 암모니아 저장 인프라의 규모는 항만 수뿐만 아니라 개별 시설의 저장 규모에도 크게 영향을 받는 것으로 분석된다.

계획 중인 프로젝트를 기존 인프라와 함께 비교하면 향후 국가별 인프라 변화가 더욱 뚜렷하게 나타난다. 특히 호주는 현재 5개 항만과 약 0.17×10^6 ton의 저장용량을 보유하고 있으나, 계획된 프로젝트가 완료될 경우 항만 수는 14개, 저장용량은 약 2.7×10^6 ton까지 확대되어 분석 대상 국가 중 가장 큰 증가폭을 보인다. 오만과 미국 역시 기존 인프라를 기반으로 추가적인 저장용량 확장이 계획되어 있는 반면, 중국, 인도 및 일본 등은 현재 운영 중인 인프라의 비중이 상대적으로 크게 나타난다. 이는 향후 암모니아 저장 인프라의 확대가 기존 인프라 규모가 큰 국가에만 집중되는 것이 아니라, 신규 대규모 프로젝트의 추진 여부에 따라 국가별 저장 인프라의 규모와 분포가 크게 변화할 수 있음을 보여준다.

4.3 국내 인프라 비교

국외 수소 운송 및 항만 인프라 분석에 이어 국내 수소 및 수소 운반체 관련 항만 인프라의 구축 현황을 분석하였다. 국내에서는 아직 국외 주요 국가와 같이 대규모 수소 운반체 저장·수출입 인프라가 상업적으로 운영되는 사례가 제한적이나, 정부의 수소 항만 조성계획을 기반으로 관련 인프라 구축과 항만 실증이 단계적으로 추진되고 있다[42]. 해양수산부는 수소의 생산, 수입, 저장, 이송 및 활용 기능을 갖춘 수소항만을 2040년까지 총 14개 조성하고, 이를 통해 약 13×10^6 ton-H_2/yr의 수소를 공급하는 것을 목표로 하고 있다. 국내 주요 수소 및 수소 운반체 관련 항만 인프라의 구축·실증 현황을 Table 9에 정리하였다.

Table 9의 국내 항만 인프라 중 실제 실증 사례로는 울산항의 암모니아 벙커링이 확인된다[43]. 2026년 울산항에서는 암모니아 추진선에 PTS (Pipe-to-Ship) 방식으로 약 600 ton의 청정 암모니아를 공급하는 실증이 수행되었다. 이는 국내 항만에서 암모니아의 실제 선박 공급 및 취급 가능성을 검증한 사례로, 향후 암모니아 기반 해상 운송 및 벙커링 인프라 구축을 위한 기술적 기반으로 활용될 수 있다.

대산항에서는 수소 및 암모니아 등 친환경에너지의 생산·보관·유통 기능을 항만에 집적하기 위한 청정복합에너지 클러스터 조성사업이 추진되고 있다.

Table 9. Hydrogen and hydrogen carrier-related port infrastructure in Korea

Category	Port/Region	Project	Carrier	Announced scale	Completion (target) year
Demonstration	Ulsan Port	Ammonia-fueled vessel bunkering demonstration	NH_3	600 ton-NH_3	2026
Infrastructure development	Daesan Port	Clean Energy Complex Development Project	Not specified	-	2032
National plan	Major ports in Korea	Hydrogen Port Development Plan	Not specified	14 hydrogen ports, 13×10^6 ton-H_2/yr supply target	2040

해당 사업은 약 8,000억 원 규모의 투자를 통해 관련 시설을 단계적으로 구축하는 것을 목표로 하고 있으며, 개별 기술의 실증을 넘어 생산·저장·유통 기능을 연계한 복합 항만 인프라 구축을 계획하고 있다[44].

국외 주요 국가에서는 기존 대규모 암모니아 저장·항만 인프라를 기반으로 신규 프로젝트가 추가되는 반면, 국내는 실제 수소 운반체 취급 실증과 신규 인프라 구축을 통해 관련 기반을 확보하는 단계에 있다. 특히 Fig. 6에서 확인되는 국외의 운영 중 대규모 저장 인프라와 비교하면, 국내는 상용 규모의 저장·수출입 인프라 측면에서 격차가 존재한다. 다만 울산항의 암모니아 벙커링 실증과 대산항의 수소·암모니아 복합 인프라 구축계획은 국내에서도 수소 운반체 기반 항만 공급망 구축이 구체화되고 있음을 보여준다. 향후 대규모 수소 수입 및 국가 간 공급망 구축에 대응하기 위해서는 저장·하역·운송 기능을 연계한 항만 인프라의 단계적인 확충이 필요하다.

5. 결 론

본 연구에서는 IEA Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database와 국내외 공개자료를 활용하여 수소 배관, 지중 저장 및 항만 인프라의 구축 현황과 특성을 비교·분석하였다. 국외 수소 인프라는 2030년을 전후하여 대규모 프로젝트가 집중적으로 계획되는 경향을 보였으며, 인프라 유형과 국가별 여건에 따라 구축 규모와 연계 형태에서 서로 다른 특성이 나타났다.

수소 배관은 육상 배관을 중심으로 프로젝트가 확대되고 있으며, 해저 배관은 상대적으로 프로젝트 수가 적지만 장거리 및 국가 간 연결을 포함하는 대규모 프로젝트가 계획되는 특징을 보였다. 국내는 울산 등 산업단지와 수소도시를 중심으로 지역 내 생산·수요처를 연결하는 배관망이 구축되고 있어, 다수 국가가 육상으로 연결된 유럽의 광역 네트워크와는 지리적 여건과 구축 형태에서 차이를 보였다. 따라서 국내에서는 국가 간 육상 연결보다는 수소 생산 및 수입거점, 저장시설과 주요 산업 수요처를 연계하는 배관망 구축이 중요할 것으로 판단된다.

수소 지중 저장은 2030년을 전후하여 프로젝트 수와 계획 저장용량이 크게 증가하며, 염공동은 높은 기술성숙도를 기반으로 가장 많은 프로젝트에 적용되는 반면 고갈 유·가스전은 상대적으로 적은 프로젝트 수에도 대규모 계획 저장용량을 확보하는 특징을 보였다. 국내는 암염층의 제한적인 분포로 인해 염공동 적용에 제약이 있으며, 실제 수소를 지중에 주입·저장·회수한 실증 경험도 부족하다. 이에 따라 국내 지질조건에 적합한 저장방식을 선정하고 LRC 및 고갈 유·가스전 등의 적용 가능성을 실제 수소 저장·회수 실증과 안전성 검증을 통해 평가할 필요가 있다.

수소 운반체 및 항만 인프라는 국외에서 암모니아, 액화수소 및 LOHC 등을 활용한 국가 간 공급망 구축이 추진되고 있으며, 특히 암모니아 저장 항만은 기존 인프라를 보유한 국가를 중심으로 2030년 전후 대규모 프로젝트가 계획되고 있다. 국내는 울산항의 암모니아 벙커링 실증과 대산항의 청정복합에너지

클러스터 조성 등 관련 사업이 추진되고 있으나, 국외 주요 국가와 비교하면 대규모 상용 저장·수출입 인프라보다는 실증 및 신규 구축 단계에 있다. 향후 국내 수소 공급망 확대에 대응하기 위해서는 생산 및 수입거점과 수요처를 연결하는 배관망의 연계, 국내 지질조건에 적합한 저장기술의 실증, 수소 운반체의 저장·하역·운송 기능을 연계한 항만 인프라 구축이 병행될 필요가 있다.

다만 본 연구는 IEA 데이터베이스와 국내외 공개 자료를 기반으로 분석하였으며, 향후 시점의 분석에는 건설 및 계획 단계의 프로젝트가 포함되어 있다. 따라서 프로젝트의 변경·지연·취소 가능성과 국가별 자료 공개 수준의 차이가 분석 결과에 영향을 미칠 수 있으며, 계획 프로젝트에 대한 결과는 현재 구축된 인프라 규모가 아닌 조사 시점에 공개된 향후 구축계획의 추세로 해석할 필요가 있다. 향후에는 프로젝트의 실제 추진현황과 인프라 구축실적을 지속적으로 반영하여 국내외 수소 공급망의 구축 수준과 변화 추이를 분석할 필요가 있다.

후 기

본 연구는 기후에너지환경부(MCEE)와 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행되었습니다 (No. RS-2021-KP002454, No. RS-2026-25535168).

References

1. Z. Xie, Q. Jin, G. Su, and W. Lu, “A review of hydrogen storage and transportation: progresses and challenges”, Energies, Vol. 17, No. 16, 2024, pp. 4070, doi: https://doi.org/10.3390/en17164070.
2. M. Reuß, T. Grube, M. Robinius, and D. Stolten, “A hydrogen supply chain with spatial resolution: comparative analysis of infrastructure technologies in Germany”, Applied Energy, Vol. 247, 2019, pp. 438-453, doi: https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2019.04.064.
3. W. Cheng and Y. F. Cheng, “A techno-economic study of the strategy for hydrogen transport by pipelines in Canada”, Journal of Pipeline Science and Engineering, Vol. 3, No. 3, 2023, pp. 100112, doi: https://doi.org/10.1016/j.jpse.2023.100112.
4. A. Hassanpouryouzband, E. Joonaki, K. Edlmann, and R. S. Haszeldine, “Correction to ‘Offshore geological storage of hydrogen: is this our best option to achieve net-zero?’”, ACS Energy Letters, Vol. 6, No. 9, 2021, pp. 3342, doi: https://doi.org/10.1021/acsenergylett.1c01699.
5. H. Noh, K. Kang, and Y. Seo, “Environmental and energy efficiency assessments of offshore hydrogen supply chains utilizing compressed gaseous hydrogen, liquefied hydrogen, liquid organic hydrogen carriers and ammonia”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 48, No. 20, 2023, pp. 7515-7532, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.11.085.
6. International Energy Agency (IEA), “Hydrogen Production and Infrastructure Projects Database”, IEA, 2025, Retrieved from https://www.iea.org/data-and-statistics/data-product/hydrogen-production-and-infrastructure-projects-database.
7. K. Télessy, L. Barner, and F. Holz, “Repurposing natural gas pipelines for hydrogen: limits and options from a case study in Germany”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 80, 2024, pp. 821-831, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.07.110.
8. S. Lipiäinen, K. Lipiäinen, A. Ahola, and E. Vakkilainen, “Use of existing gas infrastructure in European hydrogen economy”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 48, No. 80, 2023, pp. 31317-31329, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.04.283.
9. S. Cerniauskas, A. J. C. Junco, T. Grube, M. Robinius, and D. Stolten, “Options of natural gas pipeline reassignment for hydrogen: cost assessment for a Germany case study”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 45, No. 21, 2020, pp. 12095-12107, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.02.121.
10. E. G. Yun and K. J. Lee, “A study on establishment of gas quality measurement system for responding to hydrogen blending in natural gas transmission pipeline network”, Journal of Hydrogen and New Energy, Vol. 36, No. 4, 2025, pp. 413-424, doi: https://doi.org/10.7316/JHNE.2025.36.4.413.
11. S. J. Park, S. Y. Jeong, K. H. Kim, and S. Kim, “A numerical study on the multi-phase fluid mixing performance depending on mixing ratio of hydrogen and natural gas”, Journal of Hydrogen and New Energy, Vol. 36, No. 3, 2025, pp. 279-285, doi: https://doi.org/10.7316/JHNE.2025.36.3.279.
12. N. V. S. Korlapati, F. Khan, Q. Noor, S. Mirza, and S. Vaddiraju, “Review and analysis of pipeline leak detection methods”, Journal of Pipeline Science and Engineering, Vol. 2, No. 4, 2022, pp. 100074, doi: https://doi.org/10.1016/j.jpse.2022.100074.

13. E. Ohaeri, U. Eduok, and J. Szpunar, “Hydrogen related degradation in pipeline steel: a review”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 43, No. 31, 2018, pp. 14584-14617, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2018.06.064.
14. International Energy Agency (IEA), “Global hydrogen review 2025”, 2025, Retrieved from https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2025?pubDate=20251014.
15. Invest KOREA, “Hydrogen City Development Project”, 2024, Retrieved from https://www.investkorea.org/us-kr/bbs/i-2725/detail.do?ntt_sn=14.
16. Ulsan Urban Corporation, “Third-Phase Hydrogen City Development Project” Retrieved from https://www.umca.co.kr/umca/contents.do?mId=001002007005000000.
17. Ulsan Urban Corporation, “Notices and Announcements: Detailed Information” Retrieved from https://www.umca.co.kr/umca/bbs/view.do?bbsId=BBS_0000000000000001&dataId=4175&mId=001001001000000000.
18. Ministry of Land, Infrastructure and Transport (MOLIT), “Expansion of Hydrogen City Development Budget and Roadmap for the Utilization of Hydrogen Energy in Cities” Retrieved from https://www.molit.go.kr/USR/NEWS/m_71/lst.jsp/dtl.jsp?id=95087758&lcmspage=60.
19. D. Zivar, S. Kumar, and J. Foroozesh, “Underground hydrogen storage: a comprehensive review”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 46, No. 45, 2021, pp. 23436-23462, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2020.08.138.
20. R. Tarkowski, “Underground hydrogen storage: characteristics and prospects”, Renewable and Sustainable Energy Reviews, Vol. 105, 2019, pp. 86-94, doi: https://doi.org/10.1016/j.rser.2019.01.051.
21. N. S. Muhammed, B. Haq, D. Al Shehri, A. Al-Ahmed, M. M. Rahman, and E. Zaman, “A review on underground hydrogen storage: insight into geological sites, influencing factors and future outlook”, Energy Reports, Vol. 8, 2022, pp. 461-499, doi: https://doi.org/10.1016/j.egyr.2021.12.002.
22. G. C. Mwakipunda, A. K. F. Kouassi, E. T. Ayimadu, N. A. Komba, M. N. Nadege, M. M. Mgimba, M. R. Ngata, and L. Yu, “Underground hydrogen storage in geological formations: a review”, Journal of Rock Mechanics and Geotechnical Engineering, Vol. 17, No. 10, 2025, pp. 6704-6741, doi: https://doi.org/10.1016/j.jrmge.2025.02.014.
23. T. Peng, J. Wan, W. Liu, J. Li, Y. Xia, G. Yuan, M. J. Jurado, P. Fu, Y. He, and H. Liu, “Choice of hydrogen energy storage in salt caverns and horizontal cavern construction technology”, Journal of Energy Storage, Vol. 60, 2023, pp. 106489, doi: https://doi.org/10.1016/j.est.2022.106489.
24. S. Revinova, I. Lazanyuk, B. Gabrielyan, T. Shahinyan, and Y. Hakobyan, “Hydrogen in energy transition: the problem of economic efficiency, environmental safety, and technological readiness of transportation and storage”, Resources, Vol. 13, No. 7, 2024, pp. 92, doi: https://doi.org/10.3390/resources13070092.
25. F. Murray, N. Kousheshi, and A. Saberi Mehr, “Life cycle assessment of large-scale underground hydrogen storages: salt caverns, aquifers and depleted gas reservoirs”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 231, 2026, pp. 154907, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2026.154907.
26. B. A. Oni, S. O. Bade, S. E. Sanni, and O. D. Orodu, “Underground hydrogen storage in salt caverns: recent advances, modeling approaches, barriers, and future outlook”, Journal of Energy Storage, Vol. 107, 2025, pp. 114951, doi: https://doi.org/10.1016/j.est.2024.114951.
27. S. R. Thiyagarajan, H. Emadi, A. Hussain, P. Patange, and M. Watson, “A comprehensive review of the mechanisms and efficiency of underground hydrogen storage”, Journal of Energy Storage, Vol. 51, 2022, pp. 104490, doi: https://doi.org/10.1016/j.est.2022.104490.
28. CORDIS, European Commission, “Underground storage of renewable hydrogen in depleted gas fields and other geological stores”, Retrieved from https://cordis.europa.eu/programme/id/H2020_FCH-02-5-2020.
29. M. Talukdar, P. Blum, N. Heinemann, and J. Miocic, “Techno-economic analysis of underground hydrogen storage in Europe”, iScience, Vol. 27, No. 1, 2024, pp. 108771, doi: https://doi.org/10.1016/j.isci.2023.108771.
30. J. W. Lee, E. S. Park, Y. B. Jung, M. Kim, and M. J. Kim, “Comprehensive analysis of large-capacity liquid hydrogen storage utilizing underground rock cavern”, Tunnel and Underground Space, Vol. 35, No. 4, 2025, pp. 363-384, doi: https://doi.org/10.7474/TUS.2025.35.4.363.
31. E. S. Park, Y. B. Jung, and S. Oh, “Carbon neutrality and underground hydrogen storage”, Journal of the Korean Society of Mineral and Energy Resources Engineers, Vol. 59, No. 5S, 2022, pp. 462-473, doi: https://doi.org/10.32390/ksmer.2022.59.5.462.
32. M. Sterner, A. Hofrichter, A. Meisinger, F. Bauer, K. Pinkwart, A. Maletzko, F. Dittmar, and C. Cremers, “19 Import options for green hydrogen and derivatives - an overview of efficiencies and technology readiness levels”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 90, 2024, pp. 1112-1127, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.10.045.
33. H. Hamedi, G. Gonzales-Calienes, and J. Yang, “Life cycle assessment of hydrogen delivery pathways: a review”, Energy Conversion and Management: X, Vol. 30, 2026, pp. 101711, doi: https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2026.101711.

34. Z. Yanxing, G. Maoqiong, Z. Yuan, D. Xueqiang, and S. Jun, “Thermodynamics analysis of hydrogen storage based on compressed gaseous hydrogen, liquid hydrogen and cryo-compressed hydrogen”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 44, No. 31, 2019, pp. 16833-16840, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.04.207.
35. E. Spatolisano, F. Restelli, L. A. Pellegrini, S. Cattaneo, A. R. de Angelis, A. Lainati, and E. Roccaro, “Liquefied hydrogen, ammonia and liquid organic hydrogen carriers for harbour-to-harbour hydrogen transport: a sensitivity study”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 80, 2024, pp. 1424-1431, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.07.241.
36. A. Naquash, N. Agarwal, and M. Lee, “A review on liquid hydrogen storage: current status, challenges and future directions”, Sustainability, Vol. 16, No. 18, 2024, pp. 8270, doi: https://doi.org/10.3390/su16188270.
37. J. W. Makepeace, T. He, C. Weidenthaler, T. R. Jensen, F. Chang, T. Vegge, P. Ngene, Y. Kojima, P. E. de Jongh, P. Chen, and W. I. F. David, “Reversible ammonia-based and liquid organic hydrogen carriers for high-density hydrogen storage: recent progress”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 44, No. 15, 2019, pp. 7746-7767, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2019.01.144.
38. Z. Abdin, C. Tang, Y. Liu, and K. Catchpole, “Large-scale stationary hydrogen storage via liquid organic hydrogen carriers”, iScience, Vol. 24, No. 9, 2021, pp. 102966, doi: https://doi.org/10.1016/j.isci.2021.102966.
39. C. Chu, K. Wu, B. Luo, Q. Cao, and H. Zhang, “Hydrogen storage by liquid organic hydrogen carriers: catalyst, renewable carrier, and technology: a review”, Carbon Resources Conversion, Vol. 6, No. 4, 2023, pp. 334-351, doi: https://doi.org/10.1016/j.crcon.2023.03.007.
40. A. Lin and G. Bagnato, “Revolutionising energy storage: the latest breakthrough in liquid organic hydrogen carriers”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 63, 2024, pp. 315-329, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.03.146.
41. A. Peecock, B. Hull-Bailey, A. Hastings, A. Martinez-Felipe, and L. B. Wilcox, “Techno-economic assessment of liquid carrier methods for intercontinental shipping of hydrogen: a case study”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 94, 2024, pp. 971-983, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2024.11.205.
42. Ministry of Oceans and Fisheries (MOF), Retrieved from https://www.mof.go.kr/doc/ko/selectDoc.do?bbsSeq=10&currentPageNo=1&docSeq=43856&menuSeq=971&recordCountPerPage&searchDeptName&searchEndDate&searchEtc1&searchEtc2&searchEtc3&searchEtc4&searchEtc5&searchSelect=content&searchStartDate&searchValue=%EC%97%90%EB%84%88%EC%A7%80.
43. Ulsan Regional Office of Oceans and Fisheries, Retrieved from https://ulsan.mof.go.kr/ko/board.do?bbsIdx=131479&menuIdx=873.
44. Ministry of Oceans and Fisheries (MOF), Retrieved from https://www.mof.go.kr/doc/ko/selectDoc.do?bbsSeq=10&docSeq=62055&listUpdtDt=2025-02-27++10:00&menuSeq=971.