Journal of Hydrogen and New Energy, Vol. 36, No. 6, 2025, pp. 690~698
DOI: https://doi.org/10.7316/JHNE.2025.36.6.690

JHNE
pISSN 1738-7264 • eISSN 2288-7407

# 수소 공급 시나리오에 따른 건물 부문 전과정 온실가스 감축효과 분석

노형주[1] · 이재영[1] · 정인홍[1] · 황용우[2†]

[1]인하대학교 순환경제환경시스템 전공, [2]인하대학교 환경공학과

# Life Cycle Evaluation of Greenhouse Gas Reduction Potentials in Building Sector under Hydrogen Supply Scenarios

HYUNG JOO ROH[1], JAE YOUNG LEE[1], IN HONG JUNG[1], YONG WOO HWANG[2†]

[1]Program in Circular Economy Environmental System, Graduate School, Inha University, Korea
[2]Department of Environmental Engineering, Inha University, Korea

[†]Corresponding author :
hwangyw@inha.ac.kr

Received 30 October, 2025
Revised 13 November, 2025
Accepted 17 November, 2025

Abstract >> This study performed a Life Cycle Assessment (LCA) of the hydrogen production–infrastructure (transport)–building utilization system in the Ulsan Hydrogen Demonstration City to quantitatively evaluate greenhouse gas (GHG) reduction effects from the expansion of clean hydrogen. Three scenarios—Formation (2027), Expansion (2033), and Advancement (2040)—were developed based on the First Basic Plan for Hydrogen Economy Implementation (2023), which defines Korea national clean hydrogen composition targets. The annual GHG emissions of hydrogen-based buildings were estimated at 602.96, 515.89, and 459.78 t $CO_2$-eq/yr, respectively, showing reductions of 2.3%, 16.4%, and 25.5% compared to the baseline building (617.07 t $CO_2$-eq/yr). The hydrogen production stage accounted for approximately 70–80% of total emissions, followed by building operation and fuel cell manufacturing (15–20%) and hydrogen pipeline infrastructure (around 5%). These results demonstrate that increasing the clean hydrogen share above 50% enables tangible carbon neutrality in the building sector. Future research should extend the LCA framework to include hydrogen infrastructure (refueling stations) and mobility applications (fuel cell buses) for comprehensive assessment of city-wide hydrogen systems.

Key words : Hydrogen City(수소 도시), Clean Hydrogen(청정 수소), Life Cycle Assessment(전과정평가), Greenhouse Gas Assessment(온실가스평가)

## 1. 서 론

기후위기 대응을 위한 전 지구적 탄소중립(Net Zero) 전환이 가속화되면서, 에너지 부문에서의 탈탄소화는 국가 경쟁력과 직결되는 핵심 과제로 부상하였다. 국제에너지기구(IEA, 2023)[7]는 2050년까지 전 세계

최종에너지 소비의 약 10%를 수소가 담당할 것으로 전망하며, 특히 산업·수송·건물부문에서의 탈탄소 연료 전환을 위해 수소(Hydrogen)가 필수적이라고 평가하였다[7].

수소는 연소 과정에서 이산화탄소를 배출하지 않으며, 재생에너지 기반 전력으로 생산될 경우 거의 완전한 무탄소 에너지원으로 기능할 수 있다. 이러한 특성 때문에 수소는 “탄소 없는 에너지 캐리어(carbon-free carrier)”로 불리며, 국가 에너지 전환전략의 핵심 축으로 자리 잡고 있다.

대한민국 정부 또한 2019년「수소경제 활성화 로드맵」을 통해 수소 생산–공급–활용 전 주기의 산업 생태계 조성을 선언하였고, 이후「청정수소 발전의무화제도(CHPS)」와「청정수소 인증제」를 도입하면서 수소의 환경등급화(그레이–블루–그린)를 제도화하였다. 산업통상자원부(2023)의「청정수소 정책 로드맵」에 따르면, 정부는 2030년까지 청정수소(블루+그린)의 공급 비율을 30%로, 2040년까지는 70% 이상으로 확대하는 것을 목표로 하고 있다. 이에 따라 향후 수소산업의 경쟁력은 단순한 공급량이 아니라, 청정수소 조성비를 얼마나 빠르고 효율적으로 높일 수 있는가에 의해 결정될 전망이다[4,7].

이러한 정책적 변화 속에서 울산광역시는 국내 최초의 “수소도시 시범사업(2020)” 대상지로 선정되어 도시 차원의 수소 인프라 구축을 추진하고 있다. 특히 2024년「수소도시 조성사업 2단계」에 재선정되며, 산업단지·수송·주거부문으로 수소 활용을 확장하고 있다. 울산은 정유·석유화학 클러스터를 기반으로 한 수소 공급 중심지로, 기존 그레이수소 기반 산업을 청정수소 체계로 전환할 수 있는 국내 대표 거점도시로 평가된다. 그러나 수소도시의 실질적 탄소감축 효과를 논의하기 위해서는 단순한 수소 공급량이 아니라, 도시 내 최종 수소 활용부문(특히 건물부문)의 전과정 배출 특성을 정량적으로 평가할 필요가 있다.

수소건물은 기존의 도시가스 및 전력 기반 건물과 달리, 수소 배관망과 연료전지 시스템을 포함한 새로운 인프라를 필요로 하며, 이로 인한 자재 투입 및 시공 과정에서의 간접배출 또한 무시할 수 없다.

국내외 선행연구들은 주로 수소의 생산단계에 집중되어 왔다. 예를 들어, 일본의 $FH_2R$ (Fukushima Hydrogen Energy Research Field) 프로젝트는 재생에너지 기반 수전해를 적용해 기존 도시가스 대비 약 70%의 온실가스 저감 효과를 확인하였으며(NEDO, 2020)[9], 독일 $H_2$Rheinland 및 덴마크 HySynergy 프로젝트에서도 그레이→그린 전환 시 약 75% 수준의 감축이 가능하다고 보고되었다(Wuppertal Institute, 2021)[8]. 국내에서는 장소정 외(2024)가 수소 생산부문에서 LCA 기반 청정수소 기여도를 평가하였다[1].

그러나 건물부문을 대상으로 생산–이송–활용을 통합적으로 다룬 정량적 LCA 연구는 매우 부족한 실정이다. 또한 시간대별 시나리오(조성기–확장기–고도화기)에 따른 청정수소 조성비 변화를 고려한 분석은 국내에서 거의 수행된 바 없다.

본 연구는 울산 수소시범도시의 건물부문을 대상으로, 수소 생산–이송–활용의 전과정을 포함한 LCA 기반 온실가스 배출 산정체계를 구축하고자 한다. 이를 위해 조성기(2027), 확장기(2033), 고도화기(2040)의 단계별 수소 조성비를 정부의 청정수소 정책목표(산업통상자원부, 2023; 수소경제위원회, 2024)에 따라 설정하였으며, 연료전지 기반 건물운영을 포함한 연간 전과정 배출량을 산정하였다.

또한, 동일 규모의 기존건물(Baseline)을 계통전력 및 도시가스 기반 시스템으로 설정하여 비교함으로써, 수소건물의 실질적인 탄소감축 효과를 정량화하였다. 최종적으로 수소건물의 단계별 배출특성과 감축률을 분석하고, 청정수소 조성비 변화가 도시 건물부문의 탄소중립 달성에 미치는 영향을 고찰하였다.

## 2. 연구 방법

본 연구는 울산 수소시범도시의 건물부문을 대상으로, 수소 생산–이송–활용(건물)의 전 과정을 포함한 전과정평가(Life Cycle Assessment, LCA)를 수행한 것으로, 분석은 ISO 14040 및 ISO 14044의 LCA 절차에 따라 수행하였으며, 환경영향평가 범주는 EF

3.1 방법론의 Climate Change (GWP100)을 채택하였다[1,7].

## 2.1 기능단위 및 시나리오 설정

본 연구의 분석 대상은 울산 수소시범도시 내 공동주택 단지를 대표하는 중층규모의 주거건물로 설정하였다. 총 연면적은 11,923 m²이며, 437세대 규모로 구성되었다. 이는 「녹색건축 인증기준(2024)」의 신축 공동주택 유형을 기준으로 모델링하였다[4]. 본 연구의 기능단위(functional unit)는 '울산 수소시범도시 건물부문에서 연간 68.8 ton의 수소($H_2$)를 소비하여 전력 및 열을 공급하는 시스템의 1년 운영'으로 정의하였다.

비교 대상은 Table 1과 같이 수소도시의 발전단계 및 청정수소 보급목표를 반영한 4개 시나리오로 구성하였다. 조성기–확장기–고도화기 시나리오는 국가의 단계별 청정수소 보급 목표와 연계되며, 이를 기존의 계통전력 및 도시가스 기반 공동주택(baseline)과 비교하여 청정수소 조성비 변화에 따른 감축효과를 정량적으로 평가하였다[7,8].

## 2.2 시스템 경계 (System Boundary)

본 연구의 시스템 경계는 수소 생산 → 수소 인프라(이송) → 수소 활용(건물)의 세 단계로 구성된다. 각 단계는 자재 제조, 운송, 시공, 운영의 전과정을 포함하였다.

### 2.2.1 수소 생산 단계

수소는 세 가지 생산경로(그레이, 블루, 그린)를 포함하였다. 각 경로의 전과정배출계수는 장소정 외(2024)[1]의 EF 3.1 기반 LCA 결과를 인용하여, 그레이 7.51, 블루 3.01, 그린 0.20 kg $CO_2$-eq/kg $H_2$로 설정하였으며, 시나리오별 조성비를 가중평균하여 단계별 배출량을 계산하였다.

### 2.2.2 수소 인프라(이송) 단계

수소 인프라 단계는 수소 생산지에서 건물까지의 수송을 담당하는 배관망에 해당하며, 본 연구에서는 울산 수소도시의 시범산정 결과를 바탕으로 총 배관 길이를 11 km로 설정하였다. 분석은 (1) 배관 자재 제조 및 공급(운송 포함), (2) 배관 시공, (3) 배관 운영의 세 하위단계로 구성하였다. 모든 공정의 배출계

**Table 1.** Scenario settings

| Phase | Description | Key Features | Policy Basis |
|---|---|---|---|
| Formation Stage (2027) | The initial stage of hydrogen city development, with limited infrastructure. Hydrogen is mainly produced from by-product gas and natural gas reforming. | Hydrogen composition: Gray 90%, Blue 0%, Green 10% | "Clean Hydrogen Policy Roadmap" (Ministry of Trade, Industry and Energy, 2023):Introduction of the Clean Hydrogen Portfolio Standard (CHPS) system[7] |
| Expansion Stage (2033) | Establishment of clean hydrogen production and transport systems, expanding the supply of blue and green hydrogen. | Hydrogen composition: Gray 65%, Blue 20%, Green 15% | "Hydrogen Economy Implementation Plan 2040" (Hydrogen Economy Committee, 2024):Commercialization of blue hydrogen and pilot-scale expansion of green hydrogen[7] |
| Advanced Stage (2040) | Advanced stage toward carbon neutrality, establishing a hydrogen supply system centered on water electrolysis using renewable energy. | Hydrogen composition: Gray 50%, Blue 30%, Green 20% | "K-Hydrogen Economy Roadmap 2040" (IEA Hydrogen Review, 2024):Targeting over 70% clean hydrogen share[7] |
| Existing Building (Baseline) | Conventional residential buildings using grid electricity and city gas (LNG). | Maintenance of the existing energy system | "Study on Carbon Emission Assessment by Facility Type" (Ministry of Land, Infrastructure and Transport, 2011)[3] |

수는 ecoinvent v3.11[6]의 pipeline construction, natural gas, high pressure distribution network (RoW) 프로세스를 기반으로 하였으며, 자재별 배출계수는 주철 1.83 kg $CO_2$-eq/kg(스위스, CH), 밸브용 탄소강 1.86 kg $CO_2$-eq/kg (GLO) 등으로 적용하였다. 이송운전은 압력차 이용으로 추가 전력소비가 없다고 설정하였고, 배관 수명은 30년으로, 연차환산(annualization)하여 적용하였다.

### 2.2.3 수소 활용(건물) 단계

건물의 건설, 연료전지 시스템 제조·공급, 시공, 운영을 포함하였다. 건물 수명은 50년, 연료전지 수명은 15년으로 설정하였다(한국건설기술연구원, 2024)[4]. 적용된 연료전지는 두산퓨얼셀의 PureCell® Model 400 Hydrogen (440 kW급) 3대로, 전력효율 49%, 열효율 36%를 적용하였다. 모델링 대상은 울산 율동 공동주택지구로, 총 연면적 11,923 $m^2$, 기계실 630.9 $m^2$, 세대수 437세대이다.

### 2.2.4 기존건물 시스템 경계

기존건물(Baseline)은 동일 부지와 용도를 갖는 공동주택으로 설정하였으며, 수소건물은 연료전지실을 별도로 설치함에 따라 기존건물의 연면적에 해당 공간이 추가된 것으로 설정하였다. 즉, 수소건물의 총 연면적은 기존건물의 연면적(11,923 $m^2$)에 연료전지실 면적(630.9 $m^2$)이 더해진 12,553.9 $m^2$를 기준으로 산정하였다.

기존건물은 연료전지실이 제외된 동일 구조의 건축물로 모델링하였으며, 두 시스템 간의 면적 차이에 따른 자재 및 시공 단계의 배출량 차이를 반영하였다.

시스템 경계는 (a) 건설 자재 제조 및 운송, (b) 건설 시공, (c) 운영으로 구성하였다. 운영단계 에너지 사용 원단위는 서울시정개발연구원(2009)[5]의 공동주택 평균값(전력 31.43, 도시가스 17.40 kg $CO_2$-eq/$m^2$·yr)을 적용하였다.

## 2.3 데이터 출처 및 가정사항(Data Sources and Assumptions)

### 2.3.1 주요 데이터베이스 및 문헌

단계 별 데이터 출처는 Table 2에 나타냈다[1-6].

### 2.3.2 가정사항 및 제외기준

1) 수소 배관 30년, 건물 50년, 연료전지 15년으로 설정하고, 모두 연차환산(annualization)하였다[4,5].

2) 전체 배출량의 1% 미만 항목은 99% cut-off 규칙에 따라 제외하였다[7].

3) 연료전지 제조단계는 출력(kW) 기준으로 선형

**Table 2.** Data sources

| Category | Data Source | Description |
|---|---|---|
| Hydrogen Production | Jang et al. (2024)[1] | LCA results for hydrogen production types (gray/blue/green) based on EF 3.1 methodology |
| Pipeline Construction and Materials | ecoinventv3.11[6] | Processes for high-pressure gas pipeline construction and material markets |
| Construction Materials and Processes | Ministry of Land, Infrastructure and Transport (2011)[3] | "Study on Carbon Emission Assessment by Facility Type"— emission factors per construction type ($m^2$ · yr unit basis) |
| Fuel Cell Manufacturing | Baek et al. (2025)[2] | "Environmental impact analysis for manufacturing 200 kW SOFC and PAFC systems via LCA", Journal of Environmental Management |
| Building Lifespan and Certification Standards | Korea Institute of Civil Engineering and Building Technology (2024)[4] | "Green Building Certification Standards (New Residential Buildings)" |
| Existing Building Operation Stage | Seoul Institute (2009)[5] | "Urban Ecology and Energy Planning"— utility emission factors for multi-family housing |

배분하였다[2].

4) 건물 운영단계는 수소소비량을 기준으로 산정하였으며, 생산된 전력·열의 내부배분은 수행하지 않았다.

5) 배관 운영단계의 추가 전력소비는 무시하였다[6].

6) 건물의 연간 에너지 수요를 전량 수소 연료전지로 충당하는 것으로 설정하였다.

7) 수소건물은 연료전지실을 별도로 설치함에 따라 기존건물의 연면적에 해당 공간이 추가된 것으로 설정하였다.

### 2.4 산정 절차 및 계산식

수소 생산 단계의 연간 배출량($E_{prod}$, t $CO_2$-eq/yr)은 (식 1)과 같다[1].

$$E_{prod} = M_{H2} \times (s_g \cdot EF_g + s_b \cdot EF_b + s_{gr} \cdot EF_{gr})/1000 \quad \text{(Eq. 1)}$$

여기서, $M_{H2}$은 68,800 kg/yr이고, .$s_g$, $s_b$, $s_{gr}$는 시나리오별 수소 조성비이며, $EF_g$, $EF_b$, $EF_{gr}$는 각 생산방식의 전과정배출계수이다[1].

수소 인프라(이송) 단계의 연간 배출량($E_{pipe}$, t $CO_2$-eq/yr)은 (식 2)와 같다[6].

$$E_{pipe} = \frac{Ekm}{L} \times D \quad \text{(Eq. 2)}$$

여기서, $E_{km}$은 단위 거리(km)당 자재・시공 배출량 (t $CO_2$-eq/km), L은 설계수명(year), $D$=11 km는 배관 길이를 나타낸다.

수소 활용(건물) 단계의 총 배출량($E_{H2-building}$, t $CO_2$-eq/yr)은 (식 3)과 같다[2,4,5].

$$E_{H2-building} = (E_{mat} + E_{FC} + E_{construct} + E_{prod}) + E_{pipe} \quad \text{(Eq. 3)}$$

여기서, $E_{mat}$ 은 건물 자재 제조 및 공급에 따른 배출량, $E_{FC}$ 는 제조・공급에 따른 배출량, $E_{construct}$ 는 시공단계 배출량, $E_{prod}$ 는 수소 생산단계 배출량, $E_{pipe}$ 는 이송단계 배출량이다.

기존건물의 배출량은 동일한 건설・시공 원단위를 적용하되, 운영단계에서 전력 및 도시가스 사용량을 반영하였다. 기존건물의 연간 배출량($E_{base}$, t $CO_2$-eq/yr)은 (식 4)와 같다[3,5].

$$E_{base} = E_{mat,base} + E_{construct,base} + (A \times EF_{elec}) + (A \times EF_{gas}) \quad \text{(Eq. 4)}$$

여기서, $A$=11,923 m²는 건물 연면적, $EF_{elec}$=31.43 kg $CO_2$-eq/m² yr는 전력 사용 배출계수, $EF_{gas}$=17.40 kg $CO_2$-eq/m² yr는 도시가스 사용 배출계수이다[5].

### 2.5 데이터 품질평가 및 검증

본 연구에 사용된 데이터는 2011～2025년의 최신 연구 및 데이터베이스를 기반으로 하였다[1-6]. ecoinvent v3.11[6]의 GLO 및 RoW 데이터는 국내 산업공정과의 기술적 등가성을 검토하여 보정하였다. PAFC 제조공정과 배관시공기술은 현재 국내 실증사업 수준(두산퓨얼셀, 한국가스기술공사)을 기준으로 반영하였다[2,6]. 단계별 배출 기여율은 선행연구(국토교통부, 2011)[3]의 건축물 LCA 구조와 일관성을 보였으며, 배관 및 시공단계의 배출 비중이 전체의 5% 미만으로 나타나 국제 건축물 LCA 결과(IEA Annex 72, 2020)와 정합성을 확보하였다.

## 3. 결과 및 고찰

### 3.1 수소 생산 단계의 배출 특성

본 연구에서는 울산 수소시범도시 건물부문의 전과정 온실가스 배출량을 단계별로 산정하고, 청정수소 조성비 변화에 따른 감축효과를 평가하였다.

분석은 연간 수소소비량 68.8 ton $H_2$를 기준으로 수행하였으며, 시나리오별 수소 조성비 변화(조성기, 확장기, 고도화기)를 반영하였다[1,7].

조성기의 경우 수소조성비 90:0:10(그레이:블루:그린)을 적용하였을 때 가중평균 배출계수는 6.779 kg $CO_2$-eq/kg $H_2$로 계산되었으며, 이에 따른 연간 배출량은 약 466.42 t $CO_2$-eq/yr로 나타났다.

확장기의 경우 65:20:15의 조성비를 적용하였을 때 가중평균 배출계수는 5.513 kg $CO_2$-eq/kg $H_2$로 산정되었으며, 연간 배출량은 379.35 t $CO_2$-eq/yr로 감소하였다.

고도화기의 경우 50:30:20의 조성비를 적용한 결과 가중평균 배출계수는 4.698 kg $CO_2$-eq/kg $H_2$로, 연간 배출량은 323.24 t $CO_2$-eq/yr로 가장 낮게 산정되었다. 이 값은 (식 1)을 이용하여 계산하였다[1].

이 결과는 수소 생산 단계의 청정화가 전체 시스템의 온실가스 저감에 직접적인 영향을 미친다는 점을 보여준다. 그레이 수소의 비중이 높을수록 배출량이 급격히 증가하며, 블루 및 그린 수소의 비중이 커질수록 탄소배출 강도는 선형적으로 감소하였다[1,8].

## 3.2 수소 인프라(이송) 단계

이때 총 배관 길이당 배출량은 0.63～0.45 t $CO_2$-eq/km 범위로 산정되었다[6].

시공 단계에서는 콘크리트, 폴리에틸렌, 보강철근 등의 투입량을 반영하였으며, 자재별 배출계수는 콘크리트 305.0 kg $CO_2$-eq/m³, 고밀도 폴리에틸렌 2.83 kg $CO_2$-eq/kg, 보강철 2.21 kg $CO_2$-eq/kg 등으로 적용하였다[3)6]. 이 결과, 배관 시공 단계의 연간 배출량은 27.6 t $CO_2$-eq/yr로 산정되었고, 배관 자재 제조 및 공급 단계는 0.39 t $CO_2$-eq/yr로 도출되었다[6].

운영 단계에서는 압력차를 이용한 수송 방식을 적용하기 때문에 별도의 에너지 소비가 없는 것으로 가정하였다.

배관 전체의 설계수명을 30년으로 가정하고 연차환산을 수행한 결과, 연간 총배출량은 약 28.0 t $CO_2$-eq/yr로 산정되었다[6]. 이는 전체 수소건물 시스템 배출량의 약 5% 수준으로, 상대적으로 작은 비중을 차지하지만 도시 규모 확대 시 비선형적으로 증가할 수 있는 부문이다[7].

## 3.3 수소 활용(건물) 단계

수소 활용 단계는 건물 건설과 연료전지 제조·시공·운영을 포함하는 단계로, 건물단위의 수소 이용에 따른 전과정 환경부하를 반영하였다. 평가 결과, 건물단계의 배출량은 자재 및 연료전지 제조 107.73 t $CO_2$-eq/yr, 시공 0.81 t $CO_2$-eq/yr, 운영단계(연료전지 운전)는 조성기, 확장기, 고도화기 등 시나리오별로 각각 466.42, 379.35, 323.24 t $CO_2$-eq/yr로 산정되었다[1,2].

건물 건설 자재는「시설물별 탄소배출량 평가방안 수립 연구(국토교통부, 2011)」의 원단위를 적용하였다[3]. 각 공종별 연간 배출량은 토목 0.53, 건축 33.3, 기계 0.49, 전기 0.00, 조경 1.58 t $CO_2$-eq/yr로 산정되었다. 연료전지 제조는 Baek et al.(2025)의 PAFC 시스템 LCI를 적용하여, PAFC 200 kW 기준 163,248.17 kg $CO_2$-eq/unit의 값을 출력비례 환산하였다[2]. 440 kW급 3대(총 1,320 kW) 설치와 수명 15년을 고려한 연차환산 결과, 연간 71.83 t $CO_2$-eq/yr로 계산되었다. 따라서 건설 자재와 연료전지 제조를 포함한 총 배출량은 107.73 t $CO_2$-eq/yr로 도출되었다.

운영단계에서는 연간 수소소비량에 조성비별 EF를 곱하여 배출량을 산정하였다[1]. 조성기에서는 466.42, 확장기에서는 379.35, 고도화기에서는 323.24 t $CO_2$-eq/yr로 나타났다. 이는 건물운영단계의 배출량이 수소건물 전체 배출의 70～80%를 차지함을 의미하며, 청정수소의 공급 확대가 감축효과에 결정적 영향을 미친다는 점을 확인할 수 있었다.

## 3.4 수소건물 전과정 온실가스 배출량 산정

앞서 산정된 각 단계를 종합한 결과, 수소건물의 연간 온실가스 배출량은 Table 3과 같이 정리되었다[1,6].

조성기 시나리오에서는 자재 및 연료전지 제조단계 107.73, 시공단계 0.81, 운영단계 466.42, 이송단계 28.0 t $CO_2$-eq/yr로 합계 602.96 t $CO_2$-eq/yr이 도

**Table 3.** Total greenhouse gas emissions from hydrogen buildings

| Category | Material & Fuel Cell Manufacturing | Construction | Operation (Hydrogen Production) | Transport (Pipeline) | Total (t $CO_2$-eq/yr) |
|---|---|---|---|---|---|
| Formation Stage (2027) | 107.73 | 0.81 | 466.42 | 28.00 | 602.96 |
| Expansion Stage (2033) | 107.73 | 0.81 | 379.35 | 28.00 | 515.89 |
| Advanced Stage (2040) | 107.73 | 0.81 | 323.24 | 28.00 | 459.78 |

출되었다. 확장기 시나리오에서는 각각 107.73, 0.81, 379.35, 28.0으로 합계 515.89 t $CO_2$-eq/yr이 산정되었으며, 고도화기 시나리오에서는 107.73, 0.81, 323.24, 28.0으로 합계 459.78 t $CO_2$-eq/yr로 나타났다.

수소건물의 단계별 기여율은 조성기 기준으로 운영단계가 전체의 약 77%, 건설단계가 18%, 이송단계가 5%를 차지하였다. 확장기와 고도화기에서도 유사한 경향을 보였으며, 청정수소 확대에 따라 운영단계 배출의 비중이 점진적으로 감소하였다.

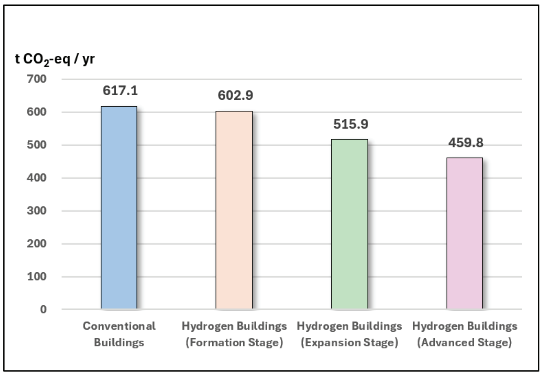


**Fig. 1.** Comparative analysis of hydrogen buildings and conventional buildings

## 3.5 수소건물과 기존건물의 비교 및 감축효과

비교 대상으로 설정된 기존건물은 동일한 시스템 경계(건설 자재 제조 및 공급, 건설 시공, 건물 운영)를 적용하였다.

Table 4와 같이 자재 및 시공단계의 배출량은 각각 34.10, 0.77 t $CO_2$-eq/yr로 산정되었으며, 운영단계는 계통전력과 도시가스 사용에 따른 배출량으로 582.20 t $CO_2$-eq/yr이 도출되었다. 따라서 기존건물의 총배출량은 617.07 t $CO_2$-eq/yr로 산정되었다.

운영단계의 비중은 전체의 94%로, 국가 전력계통의 높은 배출계수(0.466 kg $CO_2$/kWh)와 LNG 연소에 따른 직접배출이 주요 원인으로 분석되었다. 이는 수소건물과의 비교 시 감축효과의 판단기준이 되는 절대값으로 활용된다.

수소건물과 기존건물을 비교한 결과, Fig. 1과 같이 나타났다. 조성기 시나리오에서는 602.96 t $CO_2$-eq/yr로 기존건물(617.07 t $CO_2$-eq/yr) 대비 약 2.3%의 감축효과가 나타났다. 확장기 시나리오에서는 515.89 t $CO_2$-eq/yr로 감축률이 16.4%로 상승하였으며, 고도화기 시나리오에서는 459.78 t $CO_2$-eq/yr로 감축률이 25.5%에 달하였다.

이는 수소의 청정조성비가 50% 이상으로 확대될 경우, 수소건물이 기존 도시가스·전력 기반 건물 대

**Table 4.** Total greenhouse gas emissions from conventional buildings

| Stage | Details | Emissions (t $CO_2$-eq/yr) | Source |
|---|---|---|---|
| Material Production and Supply | Civil engineering, architecture, mechanical, electrical, and landscaping materials | 34.10 | Ministry of Land, Infrastructure and Transport (2011)[3] |
| Construction | Equipment operation by construction type | 0.77 | Ministry of Land, Infrastructure and Transport (2011)[3] |
| Operation | Electricity and city gas use | 582.20 | Seoul Institute (2009)[5] |
| Total | | — | 617.07 |

비 약 4분의 1 수준의 배출량 감축이 가능함을 의미한다. 특히 조성기 단계에서 이미 기존건물 대비 감축이 발생한다는 점은, 수소건물이 초기 구축 단계에서도 환경적 우위를 갖는다는 사실을 시사한다.

## 4. 결 론

본 연구는 울산 수소시범도시의 건물부문을 대상으로 수소 생산–이송–활용을 포함한 전과정평가(LCA)를 수행하여, 청정수소 조성비 변화에 따른 온실가스 감축효과를 정량적으로 분석한 것이다. 연간 수소소비량 68.8 ton $H_2$를 기준으로 조성기(2027), 확장기(2033), 고도화기(2040) 시나리오를 설정하고, 각 단계의 조성비 변화가 전체 배출량에 미치는 영향을 평가하였다.

분석 결과, 수소 생산 단계가 전체 시스템 배출량의 약 70～80%를 차지하며 주요 영향요인으로 확인되었다. 그레이 수소의 비중이 감소하고 블루 및 그린 수소의 비중이 확대될수록 총 배출량은 뚜렷하게 감소하였으며, 시나리오별 연간 배출량은 조성기 602.96, 확장기 515.89, 고도화기 459.78 t $CO_2$-eq/yr로 산정되었다. 특히 고도화기 단계에서는 기존건물(617.07 t $CO_2$-eq/yr) 대비 약 25.5%의 감축효과를 보였다.

이송단계의 연간 배출량은 약 28.0 t $CO_2$-eq/yr로 전체의 약 5% 수준이었으며, 배관 길이 및 소재에 따라 절대배출량이 비선형적으로 증가할 가능성이 존재한다. 건물단계에서는 연료전지 제조가 주요 배출원으로, 금속소재 가공 및 전력소비가 전체 배출에 큰 비중을 차지하였다. 반면, 운영단계의 배출은 투입 수소의 청정조성비에 따라 직접적으로 변동하여, 청정수소 공급이 전체 시스템의 감축 잠재력을 결정짓는 핵심 인자로 나타났다.

수소건물과 기존건물을 비교한 결과, 초기 단계인 조성기에서도 약 2.3%의 감축이 가능하였으며, 청정수소 비중이 50% 이상으로 확대되는 고도화기에서는 기존 도시가스·전력 기반 건물 대비 약 4분의 1 수준의 온실가스 배출로 저감되는 것으로 나타났다. 이는 청정수소 공급망의 확대가 도시 건물부문의 탄소중립 달성에 실질적인 기여를 할 수 있음을 의미한다.

결론적으로, 수소건물의 탄소중립 달성을 위해서는 ① 청정수소 공급망 확충, ② 저탄소 연료전지 제조공정 개발, ③ 인프라 효율 향상에 더해, ④ 다양한 수소 생산 기술의 환경성 평가체계 마련이 병행되어야 한다. 이러한 통합적 접근을 통해 수소건물은 도시 차원의 탄소중립 실현에 실질적으로 기여할 수 있을 것으로 판단된다.

## 후 기

본 연구는 국토교통부/국토교통과학기술진흥원의 지원으로 수행되었음(과제번호 RS-2025-02303377).

## References

1. S. J. Jang, D. W. Jung, J. Y. Kim, Y. W. Hwang, and H. K. An, “An evaluation of net-zero contribution by introducing clean hydrogen production using life cycle assessment”, Journal of Hydrogen and New Energy, Vol. 35, No. 2, 2024, pp. 175-184, doi: https://doi.org/10.7316/JHNE.2024.35.2.175.
2. C. Baek, E. Hwang, D. H. Peck, K. Roh, S. Y. Yoon, and S. Kang, “Environmental impact analysis for manufacturing 200kW SOFC and PAFC systems via life cycle assessment”, Journal of Environmental Management, Vol. 393, 2025, pp. 127171, doi: https://doi.org/10.1016/j.jenvman.2025.127171.
3. Ministry of Land, Infrastructure and Transport, “Study on the Establishment of Carbon Emission Evaluation Methods for Facilities”, MLIT, Korea, 2011, Retrieved from https://www.molit.go.kr.
4. Korea Institute of Civil Engineering and Building Technology (KICT), “Green Building Certification Criteria (Residential Construction)”, KICT, Korea, 2024, Retrieved from https://www.kict.re.kr.
5. Seoul Institute, “Urban Life Information and Energy Planning”, Seoul Metropolitan Government, Korea, 2009, Retrieved from https://www.si.re.kr.
6. ecoinvent Association, “ecoinvent Database v3.11”, Zurich, Switzerland, 2023, Retrieved from https://www.ecoinvent.org.
7. International Energy Agency (IEA), “Net Zero by 2050: A Road map for the Global Energy Sector (2023 Update)”, IEA, Paris, 2023, Retrieved from https://www.iea.org/reports/net-zero-by-20

50-2023.
8. Wuppertal Institute, "Life Cycle Assessment of Hydrogen in EU Energy Systems", Wuppertal, Germany, 2021, Retrieved from https://wupperinst.org.
9. New Energy and Industrial Technology Development Organization (NEDO), "Fukushima Hydrogen Energy Research Field (FH2R) Demonstration Project Report", Japan, 2020, Retrieved from https://www.nedo.go.jp.