

산업용 가열로의 무탄소 연료 전환에 따른 기술 경제성 분석

이명훈^{1,2} · 김남수^{2†} · 박영태² · 임성균¹

¹고려대학교 기계공학과, ²한국에너지기술연구원 에너지융합시스템연구단

Techno-Economic Analysis of Carbon-Free Fuel Transition for Industrial Furnaces

MYEONG HUN LEE^{1,2}, NAM SU KIM^{2†}, YOUNG-TAE GUAHK², SEONG-KYUN IM¹

¹Department of Mechanical Engineering, Korea University 145 Anam-ro, Seongbuk-gu, Seoul 02841, Korea

²Energy Convergence System Research Department, Korea Institute of Energy Research, 152 Gajeong-ro, Yuseong-gu, Daejeon 34129, Korea

†Corresponding author :
nskim@kier.re.kr

Received 17 April, 2026

Revised 12 June, 2026

Accepted 17 June, 2026

Abstract >> The steel industry accounts for approximately 8-10% of global CO₂ emissions and represents a critical sector in the transition toward decarbonization. In continuous casting and rolling lines, reheating furnaces are the largest energy consumers, approximately 67% of the total energy consumption. This study presents a comprehensive techno-economic assessment of fuel switching and low-carbon technology implementation in reheating furnaces at integrated steel plants. The methodology comprises three key components. First, heat flux analysis is employed to estimate the required heat input for each fuel type under target heating conditions, from which total fuel demand is calculated. Second, auxiliary facilities necessary for fuel conversion are identified. Third, a Python-based integrated model is developed to simultaneously evaluate and compare fuel costs, capital investment requirements, and emission reduction potential across different scenarios. The findings provide practical insights for establishing carbon neutrality roadmaps in the steel industry by identifying feasible transition pathways and investment priorities.

Key words : Reheating furnace(재가열로), Techno-Economic analysis(기술 경제성 분석), Carbon neutral fuel(탄소중립 연료), Carbon emission allowance(탄소배출권), Net present value(순현재가치)

1. 서 론

철강 산업은 전 세계 최종 에너지 소비의 약 10-15%를 차지하는 대표적 에너지 다소비 산업이며, 발생하

는 CO₂ 배출량은 전 세계 CO₂ 배출의 약 8-10%에 해당한다¹⁾. EU는 2015년 파리협정의 목표 달성을 위해 철강 생산·가공 공정에서의 CO₂ 배출 감축을 핵심 과제로 지정하였고²⁾, 한국 역시 2020년 10월

‘기후목표, 상향동맹’을 선언하며 탄소중립을 공식화했다³⁾. EU의 탄소국경조정제도는 철강·시멘트·비료 등 탄소 집약 품목의 내재적인 탄소배출에 대한 탄소 가격을 부가하는 규제로 2026년부터 본격적으로 시행될 예정이다. 탄소국경조정제도를 포함한 국제적 규제가 강화되는 상황에서, 철강 산업의 경쟁력을 유지하기 위해서는 에너지 효율을 높이는 동시에 탄소배출을 실질적으로 감축할 수 있는 기술 개발이 요구된다.

제철 공정은 크게 원료인 철광석을 녹여 쇳물을 만드는 과징인 제선 공정, 쇳물에서 불순물을 제거하여 강철을 만드는 제강 공정, 쇳물을 반제품으로 성형하는 연속주조 공정, 마지막으로 다양한 종류의 철강 제품을 만드는 압연 공정으로 나뉜다. 그중 재가열로는 연속주조 이후 압연 공정에 투입되는 소재를 압연 적정 온도로 가열하는 핵심 설비이며, 연속주조 및 압연 공정의 에너지 소비 중 약 67%를 차지하는 주요 에너지 소비원이다. 또한 연소 배가스의 약 31%가 800-900°C의 고온 상태로 대기로 배출되어 상당한 에너지 손실과 탄소배출을 유발한다⁴⁾. 따라서 재가열로의 배가스 손실 및 탄소배출을 저감하기 위해 무탄소 연료로의 전환과 전기화 기술이 활발히 연구되고 있다.

무탄소 연료는 분자적 구조에 탄소를 포함하지 않는 연료를 의미하며, 대표적으로 수소와 암모니아가 있다. 화석연료를 암모니아 또는 수소로 대체하면서 동일 열부하 및 제품 품질을 유지할 경우, 공정에서 발생하는 이산화탄소 배출을 줄일 수 있다. 암모니아는 수소 대비 높은 체적 에너지밀도, 글로벌 물류 인프라를 활용할 수 있다는 장점이 있으며⁵⁾ 무엇보다도 기존 가열로 설비의 부분 개조를 통해 단계적 적용이 가능하고⁶⁾, 혼소 전략을 통한 구역별 적용 등 유연한 도입 경로를 통해 실무적 이점이 두드러지는 대안으로 평가된다⁷⁾.

전기화의 경우 이미 상업적 설비들이 개발되어 기술의 성숙도가 높으나 대형 재가열로의 경우 전력일 수십 MW급까지 필요할 수 있어 전력 계통의 전환이 필수적이다. 또한 전력은 연료 대비 에너지 기준 단

가가 상대적으로 높으며, CO₂ 배출계수가 높으면 오히려 탄소배출은 화석연료에 비해 증가할 수 있다.

본 연구의 목적은 다음 세 가지 절차를 통해 연료 전환 시 설비변경, CAPEX/OPEX, 연료·전력·배출 비용을 통합 고려하여 연료별 경제성을 비교하고 가장 경제적인 연료를 선정하는 데 있다. 첫째, 재가열로의 1차 에너지 소비량과 CO₂ 배출량을 정량적 사례연구 방식으로 평가하고, ISO 13579-1⁸⁾ 및 Pfeifer²⁾ 방법론에 기반한 단순화 에너지수지 계산을 수행하였다. 둘째, 계산된 에너지 사용량을 바탕으로 암모니아와 수소의 밸류체인을 생산, 액화 및 합성, 해상 운송, 저장, 기화, 육상 운송의 6단계로 세분화하여 분석하였다. 이를 기초로 연료 전환 시 요구되는 추가 설비의 CAPEX를 반영하여 연료별 NPV를 도출하였다. 셋째, 연료별 NPV 차이를 연료 범위, 이산화탄소 배출권, 등의 변수에 따라 포괄적으로 분석하여 재가열로에서 경제성이 최적인 연료를 도출하였다.

2. 시스템 정의와 가정

본 연구는 Walking-beam 가열로를 대상으로 해석을 수행하였다. 이 설비의 생산 규모는 160 t/h이며 billet은 20°C에서 가열로에 투입되어 압연 공정이 가능한 온도인 1250°C까지 가열된 후 가열로에서 산출된다⁹⁾. 공정에 사용된 가열로의 상세한 수치는 Table 1에 정리하였다.

경제성 평가를 위해 사용한 데이터는 운전일 기준

Table 1. Reference furnace specifications

Specification	Symbol	Value
Net capacity	$\dot{m}_{\text{steel}}$	160 t/h (Cold charging)
Effective inner length	L	19.5 m
Effective inner width	W	14.8 m
Effective inner height	H	4.1 m
Furnace chamber volume	V_{furnace}	1183.26 m ³
Billet charging temperature	$T_{\text{steel,in}}$	20°C
Billet discharging temperature	T_{steel}	1250°C
Spec. enthalpy of low-C steel	h_{steel}	0.827 GJ/t

으로 산정하였다. 수소와 암모니아의 경우에는 생산, 운송, 액화, 기화, 해양 운송, 내륙 운송 비용을 모두 포함하였으며 부생가스(COG, LDG, BFG)의 단가는 각 가스의 개별 연료비를 참고한 뒤, 혼합 연료 가격은 구성 연료의 체적비에 따라 가중평균하여 결정하였다. 천연가스 요금과 전기가열에 필요한 전력요금은 2025년 8월 1일 기준으로 각각 한국가스공사와 한국전력공사 고시 자료를 참조하였다. 이에 따라 천연가스 단가는 888 Won/kg¹⁰⁾, 전력 요금 단가는 125.13 Won/kWh를 적용하였다¹¹⁾.

3. 방법론

3.1 재가열로 성능 모델

본 연구에서는 12시간의 조업시간을 기준으로, 암모니아, 수소, 전기 가열, 부생가스, 천연가스를 각각 연료로 사용한 경우의 에너지 수지를 분석하였다. 열정산에서 고려된 항목들은 Fig. 1에 도시하였으며, 해당 열 수지는 연료의 열 입력, 가열로 벽체를 통한 열 손실, billet의 흡수열, 연소 배가스가 보유한 열, 공기 예열에 사용되는 열, 배가스 계통에서의 손실 열, 철산화 반응에 따른 반응열, 냉각수에 의한 열 손실, 그리고 기타 손실 항목으로 구성된다¹²⁾. 실제 산업용 재가열로의 열들은 연소, 복사, 대류 등 복합적인 열전달 메커니즘에 의해 결정된다. 그러나 모든 물리현상을 정밀하게 모형화하는 것은 계산의 복잡도와 불확실성을 증가시키므로, 본 연구에서는 시스템의 전체 에너지 흐름을 단순화시킨 형태의 ISO 13579-1⁸⁾ 및 Pfeifer²⁾의 방법론에 기반한 단순화된 에너지 수지 계산을 수행하였다. 산업용 가열로의 경우 시간에 따라 내부 온도 분포가 변하고, 축적되는 열이 있지만, 에너지 수지 계산을 단순화하기 위해 정상상태를 가정하고 주위와의 에너지 교환이 없는 고립된 시스템으로 간주한다. 이때 가열로의 에너지 축적량은 0이 되며 가열로로 투입되는 에너지와 방출되는 에너지가 균형을 이룬다. 이를 식으로 표현하면 (1)과 같다.

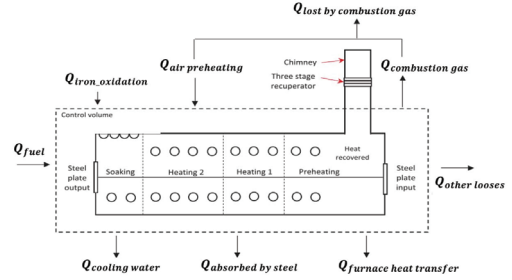


Fig. 1. Method for estimating heat losses at each stage of the reheating furnace process

$$E_{in} = E_{out} \quad (1)$$

여기서 에너지의 입력값 E_{in} 은 연료를 연소하면서 생긴 에너지 E_{fe} 와 같다.

$$E_{in} = E_{fe} \quad (2)$$

총에너지의 입력값은 오로지 연료가 연소하면서 생긴 열 h_{fe} 또는 전기가열에 의한 열 h_{el} 만을 고려하였다⁸⁾. 연료에 의한 발열량은 (3)과 같으며 여기서 V_{fuel} 은 연료의 체적유량, H_u 는 연료의 저위발열량을 의미한다.

$$h_{fuel} = V_{fuel} H_u \quad (3)$$

전체 에너지 출력값 E_{out} 은 Billet이 흡수한 열에너지 h_{steel} , 연소 배가스로 인한 손실 $h_{offgas.out}$ 가열로 벽면의 손실 q_{losses} , 세 요소만을 고려하여 전체 에너지 출력 E_{out} 을 (4)와 같이 계산하였다.

$$E_{out} = h_{steel} + h_{offgas.out} + q_{losses} \quad (4)$$

Billet이 흡수한 열 h_{steel} 은 Billet 초기 온도에서 최종 온도로 가열될 때 필요한 에너지로 (5)를 이용하여 계산된다.

$$h_{steel} = \dot{m}_{steel} \int_{T_{in}}^{T_{out}} C_{p,steel} (T_{out} - T_{in}) \quad (5)$$

배가스가 방출하는 열은 (6)과 같이 온도차를 고려하여 계산하였다. ν 는 단위 연료당 배가스의 체적을 의미한다.

$$h_{offgas} = V_{fuel} \nu_{offgas} \overline{C}_{p,offgas} \int_{T_{in}}^{T_{out}} (T_{out} - T_{in}) \quad (6)$$

q_{losses} 의 경우 에너지 균형을 만족시키기 위한 변수로 간접적으로 q_{losses} 을 산정하였다. ISO 13579에 따르면 송풍기 및 환기팬 등 전기 보조장치의 소비 전력은 에너지 수지에 포함되어야 한다. 그러나 3장의 기준 사례(Case 1)에서 연료 엔탈피 1.429 GJ/t 대비 전기 보조장치 소비 에너지는 0.00026 GJ/t (0.018%)에 불과하여, 다른 열수지 항목에 비해 영향이 미미하다고 판단되었다. 그 결과 본 연구에서는 해당 항을 제외하였다. 최종적으로 ISO 13579, Pfeifer의 방법론에 기반한 단순화된 에너지 수지는 (7)로 표현된다.

$$E_{fe} = h_{steel} + h_{offgas,out} + q_{losses} \quad (7)$$

3.2 배출 산정

연료별 CO₂ 배출량 산정은 IPCC 2006 온실가스 인벤토리 지침 및 2019 Refinement에서 제시하는 에너지 부문 방법론에 따라 수행하였다¹³⁾. 연료 소비량과 저위발열량에 기반하여 에너지 투입량을 환산한 후, CO₂ 배출계수를 적용하여 이산화탄소 배출량을 계산하였다. 이때 배출량 계산에 필요한 연료별 배출계수는 RVO에서 제공하는 표준 배출계수를 사용하였으며, 혼합연료의 경우 각 구성 연료의 배출계수를 혼합비로 가중평균하여 혼합 배출계수를 산정하였다¹⁴⁾. 산정된 혼합 부생가스의 CO₂ 배출계수는 Table 2에 정리하였다.

Table 2. CO₂ emission factor

Fuel	CO ₂ emission factor (kg CO ₂ /kWh)
COG 42%, LDG 58%	0.465
COG 42%, BFG 58%	0.581
NG	0.1995

3.3 연료 가격 산정

3.3.1 수입 국가

본 연구에서는 대체 연료 수입 대상국으로 호주를 선정하였다. 호주는 한국 대비 재생에너지 전력 단가가 최대 45% 저렴하고 우수한 일사량 조건을 갖추고 있다. 또한 연간 7,632.2 kTon-H₂ 규모의 그린 수소 생산 프로젝트가 진행 중이며, 한국과의 해상 운송 거리가 약 6,406 km로 상대적으로 짧아 물류 효율성이 높다는 장점이 있다¹⁵⁾.

현재 무탄소 연료 도입을 위해 한-호주 정부 간 청정 수소 파트너십이 체결되었으며, 국내 민간 부문에서도 2030년까지 수소 경제에 총 42조 원 규모의 투자가 예정되어 있어 산업적 협력 체계가 확립된 상태이다¹⁶⁾. 또한, 호주는 한국의 주요 석탄·LNG 수입국 중 하나로, 기존 교역망과 풍부한 자원 매장량을 고려할 때 무탄소 연료의 장기적이고 안정적인 조달이 가능할 것으로 판단되어 선정하였다.

3.3.2 그린 암모니아

본 연구는 암모니아의 공급 과정을 다섯 단계로 구분하여 검토하였다¹⁷⁾. 첫 번째는 생산이다. 수소 생산 경로에는 열화학적 분해, 전기분해, 액체 연료 개질, 원자력 기반 생산 등 다양한 경로로 구현될 수 있다. 본 연구에서는 재생 전력 사용에 기반하여 생산과정에서 직접적인 이산화탄소 배출이 발생하지 않는 그린수소에 초점을 두었다. 생산 단계의 비용 산정은 호주에서 생산하는 태양광 기반 수전해를 기준으로 비용을 산정하였다^{15,18)}. 생산 거점은 호주 웨스턴오스트레일리아주의 포트 헤들랜드 인근 지역을 생산지로 설정하였다. 수소 변환 효율은 54 kWh/kg-H₂, 수소 1 kg 생산에 물 15 L가 필요하며 담수화 비용은 kL당 7,356 Won으로 가정하였다¹⁵⁾. 설비 투자비의 경우 연방과학산업연구기구(CSIRO)의 2050년 무탄소 시나리오를 바탕으로 태양광, 풍력, 수전해 설비 단가를 적용하였다.

두 번째는 암모니아 합성 단계이다. 수소를 한국으로 수송하기 전에 호주 생산지에서 그린 암모니아

로 전환하는 방안을 선택하였으며, 이는 공급망 관점에서 현지 전환이 효율적이라는 가정에 기반한다. 암모니아 합성은 Haber-Bosch 공정 모델을 적용하였다. 설비 투자비 산출은 1년 기준 430 Kton 생산량과 6,893,918.4 Won/kg/h의 단위설비 단가를 기준으로 초기 투자비를 산정한다¹⁵⁾. 전력 비용의 경우 전력 소비 계수 0.38 kWh/kg과 호주 전력 단가 64,111 Won/MWh⁻¹을 사용하였다¹⁵⁾.

세 번째는 해상 운송이다. 호주에서 생산된 그린 암모니아의 한국 도입을 가정하여 산정하였다. 연간 인도량은 선박 적재용적에 적재율 85%와 연간 운항 횟수 11회를 적용하여 계산하였다. 적재율 85%는 BOG (Boil Off Gas) 발생으로 탱크의 압력이 증가하는 것을 고려한 것이다. 운항 중 발생하는 BOG는 손실로 처리하였다. 수식 (8)을 사용하여 선박에 저장되는 총질량에 BOG 손실을 차감하여 순 암모니아 운반 질량 CAP을 계산하였다¹⁵⁾.

$$CAP = 0.85 \rho V_s (1 - \frac{BOR}{24})^t \quad (8)$$

BOR (Boil-Off rate)은 연료별 증발률로 암모니아의 경우 0.04% days⁻¹이고 t는 편도 해상 운항 시간을 나타낸다.

네 번째 단계는 항만 저장이다. 본 연구에서는 한국 항만 단계의 저장 조건을 설정하기 위해 국내 LNG 저장탱크 운영 기준을 준용하여 체류 시간을 20일로 가정하였고, 해당 조건을 만족하는 저장 설비 규모를 1250 m³으로 산정하였다¹⁵⁾. 저장 과정에서 발생하는 BOG는 회수 또는 재처리 없이 손실로 간주하였다. 항만 시설의 초기 암모니아 저장 질량 CAP에서 BOG 손실을 차감하여 순 저장 질량 CAP_{BOG}를 구한다. 수식 (9)를 사용한다.

$$CAP_{BOG} = \frac{3}{17} CAP (1 - BOR)^{D_{loss}} \quad (9)$$

CAP 앞의 계수는 암모니아에서 수소 원자가 차지하는 이론적인 질량 비중을 의미하고 D_{loss} 는 BOG

가 그대로 버려지는 손실 일수를 나타낸다.

마지막으로, 육상 운송을 고려하였다. 육상 운송은 트럭과 철도를 대상으로 고려하였으며, 트럭은 1회 약 36 t, 철도는 1회 약 11,000 t 운송을 가정하였다. 단거리에서는 트럭이 유리하지만, 약 200-300 km 이상부터는 철도 운송의 비용 경쟁력이 높아진다¹⁹⁾. 암모니아는 국내에서 독성가스로 관리되며, “고압가스 안전관리법 시행규칙”에 따라 용기 운반 및 차량 고정식 탱크 기반 운반에 대한 안전 요건이 규정되어 있다. 이에 본 연구에서는 국내 규정에 부합하는 운송수단으로 트럭 운송을 기본 시나리오로 설정하였으며, 항만 터미널로부터 내륙 운송거리는 160 km로 가정하였다.

3.3.3 그린 수소

그린 수소의 공급 경로는 총 여섯 단계로 구분하여 분석하였다. 첫 번째는 생산단계이다. 암모니아 경로와 동일하게 호주에서 재생전력을 활용하여 생산과정에서 직접적인 이산화탄소 배출이 발생하지 않는 수소 생산을 전제로 하였다. 이에 따라 태양광 기반 전력을 사용하는 수전해 공정을 기준으로 생산 단계의 비용을 산정하였다.

두 번째는 액화 단계이다. 본 연구에서는 생산된 기체 수소를 해상 운송에 적합한 형태로 전환하기 위해, 생산지 호주에서 액체수소로의 전환을 수행하는 공급 구조를 가정하였다. 액화는 초저온 냉각·응축을 통해 수소의 체적 에너지밀도를 높여 운송 효율을 향상하는 역할을 한다. 설비 투자비 산출은 1년 기준 182 ton 액화 처리량과 4.5 Billion Won의 초기 설비 가격을 기준으로 초기 투자비를 산정한다¹⁵⁾. 전력 비용의 경우 전력 소비 계수 14.3 kWh/kg과 호주 전력 단가는 암모니아의 합성단계에서 사용한 전력 단가를 사용한다¹⁵⁾.

세 번째는 해상 운송이다. 암모니아 경로와 동일하게 호주에서 생산된 그린 암모니아의 한국 도입을 가정하여 (8)을 이용하여 산정하였다. 하지만 액화수소의 경우 BOR은 0.3% days⁻¹이다.

네 번째는 항만 저장이다. 암모니아 경로와 유사

하게 LH₂는 초저온 조건에서 저장·취급되므로, 운전 특성이 유사한 LNG 인프라의 기준을 참조하였다. 액화수소의 경우 BOG에 의한 손실은 (10)을 이용하여 계산한다.

$$CAP_{BOG} = CAP(1 - BOR)^{D_{loss}} \quad (10)$$

다섯 번째는 기화이다. 본 연구에서는 해당 단계를 화학적 전환이 아닌 기화 기반의 단순 상태변환 및 후처리 공정으로 모델링하였다. 즉 최종 단계에서 액체수소를 기체 상태로 전환하는 공정으로 정의된다. 설비 투자비 산출은 1년기준 365 ton 기화 처리 용량과 9,867,292 Won의 기화 설비 단가를 기준으로 계산하였다. 전력 비용의 경우 전력 소비 계수 0.6 kWh/kg과 한국의 전력 단가인 109 Won/kWh를 적용하였다¹⁵⁾.

마지막은 운송이다. 육상 운송에는 도로 운송(튜브 트레일러)과 배관 운송 두 가지를 고려하였다²⁰⁾. 한국가스공사 자료에 의하면, 2023년 12월 기준 수소 트레일러 861대, 수소 배관 길이 222,255 m가 국내에서 운영 중이다. 수소 수송은 전량 기체 형태로 이뤄지며, 배관 93%, 튜브 트레일러 7%로 배관 운송이 지배적이다²¹⁾. 하지만 배관을 이용한 운송은 대부분 석유화학단지에서 생산된 부생수소가 근거리에서 구축된 배관을 이용하는 것이어서 전국적인 운송은 아니다²¹⁾. 따라서 본 연구는 트럭 운송을 기본 시나리오로 설정하였으며, 수소 수입 항만 터미널을 기점으로 대한민국 국토 면적의 97%를 포괄할 수 있는 내륙 운송거리인 160 km로 가정하였다.

3.4 운영 시나리오

3.4.1 Case 1: State of the art (NG/air heating)

본 연구의 기준 설비는, 시간당 160 t의 처리용량을 갖는 walking beam 가열로이다. 가열로의 구체적인 분석 사항은 2장 Table 1에 제시하였으며, 연소 공기 예열을 위해 중앙식 열 회수기를 설치하였다.

모든 Case에서 배가스 산소 농도를 건식기준 2.5

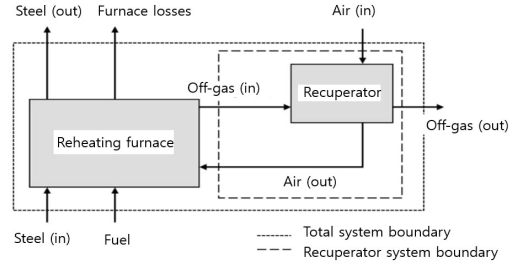


Fig. 2. Overview of the system boundaries of the furnace (Case 1)

vol%로 두었으며, 이를 만족하는 공기비는 $\lambda=1.12$ 로 설정하였다²²⁾. 엔탈피는 기준 온도를 $T_{amb} = 20^\circ\text{C}$ 로 통일하여 계산하였고, 재가열로의 전체 에너지 수치는 Fig. 2에 정리하였다. Billet은 20°C 에서 투입되어 $1,250^\circ\text{C}$ 로 배출되는 조건을 적용하였으며⁹⁾, 저탄소강 $h_{steel,in} = 0$ 기준에서 배출 시 billet 엔탈피는 0.827 GJ/t 로 산정된다.

연료 투입 엔탈피 h_{fuel} 은 재가열로 70기의 BAT (Best Available Techniques) 데이터를 기반으로 보정한 단위 열에너지 소비량 $h_{fuel} = 1.429 \text{ GJ/t}$ 으로 설정하였다²³⁾. 열 회수기의 입구 배가스 온도는 900°C 로, 공기 입구 온도는 20°C 로 가정하였다⁸⁾. 재가열로의 열 회수기 성능은 일반적으로 상대 공기 예열 온도 ϵ 로 표기하며, 그 정의는 (11)과 같다. 또한 본 연구에 적용한 중앙형 열 회수기는 가열로 외부에 설치된 공용 열 회수기 1기를 통해 배가스 열로 연소공기를 예열하고, 예열 공기를 여러 버너로 분배하는 구성을 의미한다. 이에 따라 Wünnig과 Milani²⁴⁾, Bischoff²⁾의 연구를 참고하여 $\epsilon=0.5$ 로 설정하였다.

$$\epsilon = \frac{T_{air,out} - T_{air,in}}{T_{offgas,in} - T_{air,in}} \quad (11)$$

(11)을 적용하면 열 회수기 출구 공기 온도는 $T_{air,out} = 460^\circ\text{C}$ 로 산정되며, 공기 및 배가스의 엔탈피 변화는 평균 비열 $\bar{C}_p$ 을 이용하여 (12)로 계산하였다.

$$h = \dot{m} \bar{C}_p \int_{T_{in}}^{T_{out}} (T_{out} - T_{in}) \quad (12)$$

열 회수기에서 배가스의 온도차는 $\Delta T = 440^\circ\text{C}$, 공기의 온도차는 $\Delta T = 880^\circ\text{C}$ 이며, (12)에 적용하여 $h_{\text{air,out}}$, $h_{\text{offgas,in}}$ 을 산정하였다. 이에 따라 열 회수기의 에너지 수지는 (13)으로 표현된다.

$$h_{\text{offgas,in}} = h_{\text{air,out}} + h_{\text{offgas,out}} \quad (13)$$

따라서 (13)로부터 재가열로 출구 배가스 엔탈피는 $h_{\text{offgas,out}} = 0.374 \text{ GJ/t}$ 로 계산되며, 최종적으로 재가열로의 전체 에너지 수지는 (14)로 표현된다.

$$h_{\text{fuel}} = h_{\text{steel}} + h_{\text{offgas,out}} + q_{\text{losses}} \quad (14)$$

에너지수지를 바탕으로 벽면 열 손실을 0.228 GJ/t 로 산정하였으며, 재가열로의 전체 에너지 수지는 Fig. 3의 Sankey-diagram으로 제시하였다.

3.4.2 Case 2: 전기 가열 (EL)

전기 가열은 저탄소 전력을 전제로 할 경우, 재가열로의 탄소중립 공정 열원을 제공할 수 있는 대안으로 제시된다. 0.12 MW급 소규모 설비용 전기 가열 요소는 이미 상용화되어 있으나²⁵⁾, 산업 현장에서 운용되는 50-60 MW급 대용량 재가열의 요구 열 부하를 현 기술 수준에서 전기가열 요소만으로 충족하기는 어렵다. 그럼에도 본 연구에서는 NG 버너를 전기 효율 $\eta_{\text{el}} = 95\%$ 의 전기가열 요소로 대체한 가상 시나리오를 설정하여, 잠재적 에너지 절감 효과를 평가하였다²⁾. Fig. 4는 수정된 재가열로 시스템의

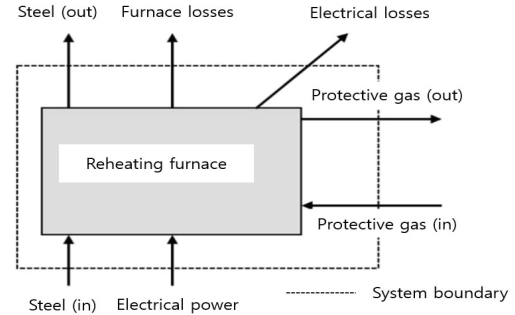


Fig. 4. Overview of the system boundaries of the furnace (Case 2)

전체 에너지 수지를 나타내며, (15)는 Case 2의 에너지 수지를 나타낸다. Case 2의 경우 예열 공기가 필요하지 않으므로 열 회수기는 시스템에서 제외하였다.

$$h_{\text{el}} = h_{\text{steel}} + h_{\text{atmosphere,out}} + q_{\text{losses}} + q_{\text{losses,el}} \quad (15)$$

Case 2의 조건은 배가스 내 산소 농도를 2.5 vol%로 가정하고, Table 1의 재가열로 유효체적(1183.26 m^3)에 대해 시간당 2회의 질소 퍼지가 수행되는 것으로 설정하였다. 퍼지 조건으로 질소 체적유량(0.657 m^3)을 적용하고, 기준 온도에서의 질소 평균 정압비열 $\overline{C_p}$ 및 Case 1과 동일한 온도차 880°C 를 (15)에 대입하여 $q_{\text{atmosphere,out}} = 0.01 \text{ GJ/t}$ 을 산정하였다. 재가열로의 운전 조건은 Case 1과 동일하게 설정하였으며, 이에 따라 $h_{\text{steel}}, q_{\text{losses}}$ 는 Case 1과 동일한 값으로 두었다. (15)의 전기 효율 $\eta_{\text{el}} = 95\%$ 를 반영하여 계산한 결과, 연료의 발열량 $h_{\text{fuel}} = 1.121 \text{ GJ/t}$, 재가열로의 벽면 손실 $q_{\text{losses,el}} = 0.056 \text{ GJ/t}$ 로 산정되었다. Case 2의 에너지 수지는 Fig. 5의 Sankey diagram으로 제시

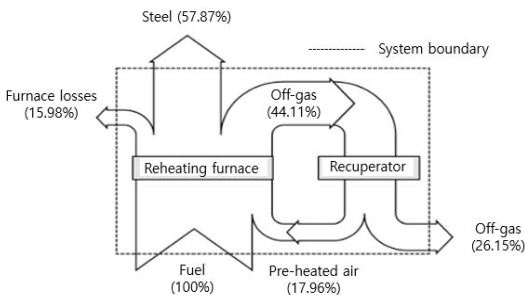


Fig. 3. Sankey diagram of the reference system (Case 1)

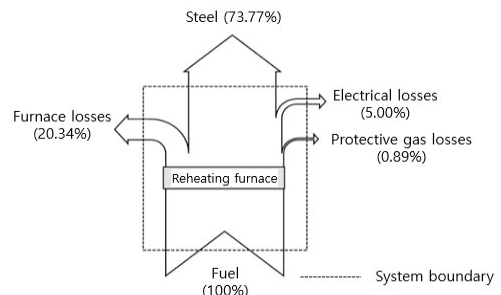


Fig. 5. Sankey diagram of the reference system (Case 2)

하였으며, Case 1의 h_{fuel} 을 기준으로 한 Case 2의 상대 투입 에너지 비율은 78.17%로 나타났다.

3.4.3 Other Cases

Case 3부터 Case 6은 각각 수소, 암모니아, COG/LDG, COG/BFG를 연료로 사용하는 경우를 나타낸다. 재가열로 시스템 구조는 (15)와 에너지 수지 관점에서 Case 1과 유사하므로 동일한 에너지 수지 항목을 적용하였다. 각 Case의 연료별 건식 기준 과잉 공기비는 Table 3에, Sankey diagram에 따른 에너지 투입 및 분포 결과는 Table 4에 요약하였다.

3.5 경제성 모델

각 시나리오의 비교를 위해 경제지표로 CF (Cash Flow)와 NPV (Net present value) 두 변수를 사용하여 수익성을 정량적으로 비교하였다. NPV는 프로젝트 수명 동안 발생하는 비용의 편익을 비교하되, 각 연도의 현금흐름은 할인율을 사용해 현재가치로 환산하여 시간에 따른 화폐가치를 반영하는 지표이다²⁶⁾.

$$NPV(VAR, NC, PEM, PFUEL) = \sum_{t=1}^n \left[\frac{CF_t(VAR, NC, PEM, PFUEL)}{(1+R)^t} \right] - I_0(VAR) \quad (16)$$

여기서 t 는 분석기간, VAR 는 연료별 시나리오, NC 는 연간 가동수, $PFUEL$ 은 해당 시나리오의 연료가격, I_0 는 초기비용을 의미한다. 또한 PEM 은 이산화탄소 배출권 가격을 나타내며, 단위는 Won/tCO₂이다. CF 는 프로젝트 전 수명 동안 발생하는 연간 비용과 수익의 흐름을 뜻하며, 시간이 지남에 따라 어떤 재무성과를 보이는지 한눈에 비교할 수 있는 지표이다²⁷⁾.

$$CF_t(NC, PEM, PFUEL) = -NC(fuel_{consumption} fuel_{LHV} (fuel_{price} + fuel_{CO_2, emission} PEM)) \quad (17)$$

Table 3. Other Cases fuel

Case	Fuel	Excess air ratio (λ)
3	Hydrogen/air heating	1.108
4	Ammonia/air heating	1.126
5	42% COG + 58% LDG/air heating	1.149
6	42% COG + 58% BFG/air heating	1.15

Table 4. Other Cases enthalpy

Enthalpy (GJ/t)	Case 3	Case 4	Case 5	Case 6
Fuel	1.384	1.580	1.669	1.494
Steel	0.827	0.827	0.827	0.827
Losses	0.228	0.228	0.228	0.228
Off gas out	0.329	0.525	0.614	0.439
Air out	0.26	0.344	0.324	0.306
Off gas in	0.589	0.869	0.938	0.746

R (WACC: Weighted average cost of capital)은 미래에 발생하는 현금흐름을 현재가치로 환산할 때 적용하는 비율로, 자금조달 비용과 투자자가 요구하는 수익률을 반영한다. 본 연구에서는 할인율 R을 8%로 설정하였다²⁷⁾.

CAPEX (Capital expenditure)은 기업이 공장, 기계, 건물, 토지 등과 같은 고정자산을 취득, 유지, 개선하는 데 사용하는 비용을 의미한다. 각 시나리오별 NPV는 (16)으로 산정한 뒤, NPV 차이를 비교하여 상대적 경제성을 판단하였다²⁶⁾.

3.6 민감도 시나리오 분석

민감도 시나리오 분석에서 사용한 변수와 범위는 Table 5에 정리하였다. 연료 가격 중 x축에 사용되는 연료는 범위에서 최솟값, 중간값, 최댓값 3개의 값을 기준으로 y축의 연료 범위에 따른 NPV 값의 변동폭을 산정하였다. 본 연구에서 고려하는 이산화탄소 배출권을 기호로, PEM (Price Of Emission)으로 표현한다. 배출권은 2050 탄소중립 및 중장기 국가 온실가스 감축 목표 달성을 위해, 정부가 설정한 배출

Table 5. Sensitivity analysis variable

No	Description	Unit
1	CO ₂ price (PEM) (7000, 10000, 13000) (0-1,400,000)	Won/tCO ₂
2	Fuel cost (± 30%)	Won/kWh
3	Number of cycle	-

허용 총량 범위 내에서 개별업체에 할당하는 온실가스 배출 권리를 말한다²⁸⁾. 배출권 가격은 수요·공급에 의해 형성되고 정부 할당량, 에너지 가격, 경기상황, 기후 변화 대응 수준 등의 영향을 받는다³¹⁾. 본 연구에서는 KRX(배출권시장 정보플랫폼)자료를 근거로, 2026년 상반기까지 사용할 수 있는 KAU25의 시장가격이 약 10,000 Won 수준임을 확인하였다. 가격 변동성을 반영하기 위해 이산화탄소 배출권 가격을 7000, 10000, 13000 Won/tCO₂로 설정하고, 각 가격 조건에서의 NPV를 산정하였다.

현재 국내 배출권 가격은 글로벌 탄소 규제 추세를 온전히 반영하기에는 다소 낮은 수준이다. 전 세계에서 가장 거래 규모가 큰 유럽연합 배출권 거래제의 경우, 2025년 8월 기준 배출권 가격은 120,700 Won/tCO₂ (75 euro/tCO₂)로, 국내 가격 대비 10배 이상 높은 수준이다²⁹⁾. 미국의 경우 연방 차원의 단일 시장은 없지만 주 단위의 연합 시장이 운영되고 있다. 북미 최대 규모인 서부 캘리포니아 연합(CCA)의 배출권 가격은 37,476 Won/tCO₂ (27 \$/tCO₂)로 형성되어 있다³⁰⁾. 전반적으로 유럽과 미국의 탄소 배출권 시장은 공통적으로 꾸준한 우상향 추세를 보이고 있으며, 이는 장기적인 탄소 규제 강화를 반영한다.

4. 결과

4.1 연료 가격

각 연료의 가격 산정 결과는 Table 6에, 수소와 암모니아의 구성 가격은 Table 7에 정리하였다. CAPEX는 연료 전환에 따라 추가로 요구되는 설비 투자비로 정의하였으며, Case 1의 NG 설비를 기준으로 연

료 변경 시 추가되는 장비 비용의 합으로 산정하였다. COG/BFG 및 COG/LDG의 경우 먼지 제거 및 탈황설비를 추가 반영하였고, 암모니아는 스크러버와 히터를 포함하였다. 수소는 NO_x 저감 설비를 추가로 고려하였으며, EL은 폐지용 질소 공급과 전기 가열 시스템 비용을 반영하였다. 단위 에너지당 가격은 수소가 321.15 Won/kWh으로 가장 높았으며 암모니아가 253.56 Won/kWh으로 그 뒤를 이었고 전기가열은 125.13 Won/kWh으로 NG 대비 약 2배 높은 가격대를 형성하였다. CAPEX 측면에서는 암모니아와 전기가열이 각각 16.07, 16.18 Billion Won으로 가장 높았으며 수소는 4.83 Billion Won으로 그다음이었다. 반면, 제철 공정의 부산물인 COG, BFG, LDG는 연료 가격이 현저히 낮아 경제적 우위를 보였으며, CAPEX 역시 타 연료 대비 상대적으로 저렴하였다. 결론적으로, 탄소배출권 비용을 고려하지 않을 경우 수소, 암모니아, 전기 가열로의 전환은 생산 비용 측면에서 상당한 부담으로 작용할 수 있다.

Table 6. Fuel price for each case

Fuel	Won/kg	Won/kWh	CAPEX (Billion Won)
COG/BFG	75.25	21.01	2.68
COG/LDG	110.26	34.63	1.83
H ₂	10865.26	325.307	4.83
EL	-	125.133	16.18
NH ₃	1310.92	253.56	16.07
NG	853.5	61.49	-

Table 7. Cost components of hydrogen and ammonia

Component	H ₂ (Won/kWh)	NH ₃ (Won/kWh)
Production	144.618	164.873
Liquefaction	96.204	17.292
Shipping	9.35	4.832
Port	60.132	25.489
Gasification	2.534	-
Distribution	12.647	41.076

Table 8. Comparative analysis of hydrogen, ammonia

An et al. ³²⁾		Hwang et al. ³³⁾		Lee et al. ³⁴⁾		This study	
NH ₃ (Won/kWh)	H ₂ (Won/kWh)	NH ₃ (Won/kWh)	H ₂ (Won/kWh)	NH ₃ (Won/kWh)	H ₂ (Won/kWh)	NH ₃ (Won/kWh)	H ₂ (Won/kWh)
188.7-208.2	-	-	228.56	307.05	347.41	253.56	325.3

4.1.1 기존 문헌과 연료가격 비교

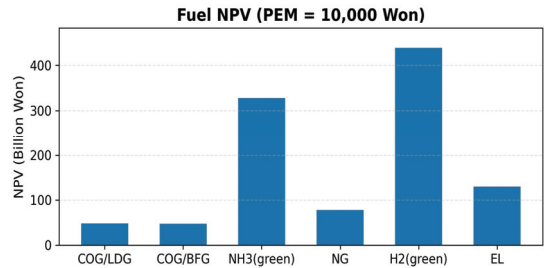
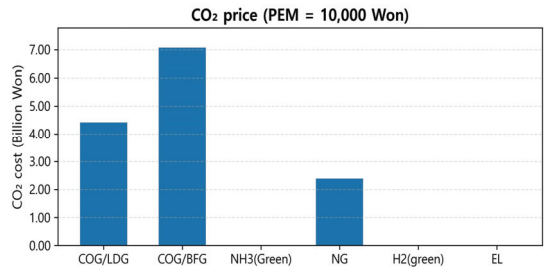
선행 연구와 본 연구의 연료 가격 비교 결과는 Table 8과 같다. 본 연구에서 산정한 암모니아 가격은 선행 연구³²⁾ 대비 25.5%의 차이를 보인다. 이러한 결과는 선행 연구³²⁾가 생산과 해상 운송만을 분석 범위로 설정한 것과 달리, 본 연구에서는 항만 저장, 내륙 운송 단계까지 포함하였기 때문이다.

본 연구에서 산정한 수소 가격은 선행 연구³³⁾ 대비 29.7%의 차이를 보인다. 이러한 가격의 차이는 공급망 분석 범위의 차이와 더불어, 주요 변수 가정치의 차이에서 비롯된다. 호주의 태양광 발전 단가를 69,400 Won/MWh로 적용한 본 연구와 달리, 선행 연구³³⁾는 절반 수준인 41,640 Won/MWh로 낮게 설정하였다. 또한, 본 연구는 항만 및 저장 단계의 BOG 발생량을 시간에 따른 변화로 산정하였으나, 선행 연구³³⁾는 0.1%로 고정하였다는 점에서 차이가 발생한다.

수소와 암모니아 가격을 동시에 산정한 선행 연구³⁴⁾와 비교한 결과, 수소와 암모니아는 각각 21%, 6% 차이를 보였다. 이러한 가격의 차이는 주로 해상 운송 비용 산정 방식에서 발생한다. 본 연구는 3.3.3절에서 기술한 바와 같이 선박 설계 용량의 85% 적재 및 연간 11회 운항 조건을 적용하였지만, 선행 연구³⁴⁾는 연료 소비량을 고정하였다. 따라서 선행 연구³⁴⁾의 해상 운송 비용이 본 연구 대비 약 5배 높게 해상 운송 비용이 산정되었다.

4.2 연료별 NPV, 탄소배출권 가격

PEM의 가격을 10,000 Won/tCO₂로 가정한 경우, NPV는 수소 438 Billion Won과 암모니아 327 Billion Won으로 높게 나타났으며, EL은 129 Billion Won, 부생가스의 경우 COG/LDG 48 Billion Won, COG/BFG 47

**Fig. 6.** Comparison of fuel NPV across different fuel types under the condition of PEM = 10,000 Won**Fig. 7.** Comparison of CO₂ price across different fuel types under the condition of PEM = 10,000 Won

Billion Won으로 가장 낮았다. 한편 연료별 이산화탄소 배출권 비용은 COG/BFG 7 Billion Won, COG/LDG 4.4 Billion Won, NG 2.3 Billion Won으로 산정되었으며, Fig. 6과 Fig. 7에 나타내었다. 도출된 연료별 NPV와 배출권 비용을 바탕으로, 민감도 분석을 수행하여 배출권 가격 변동이 경제성에 미치는 영향을 평가하였다.

4.3 민감도 분석

PEM 및 연료 가격 변동에 따른 연료 전환의 경제성을 평가하기 위해서 암모니아와 수소를 나머지 연료와 비교한 비용 차이를 도출하였다. 그래프의 부호

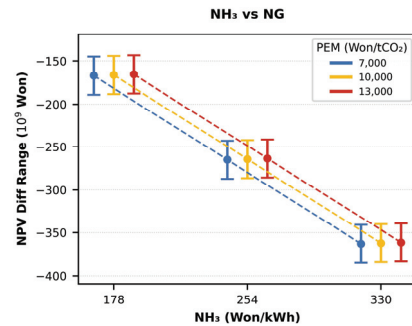
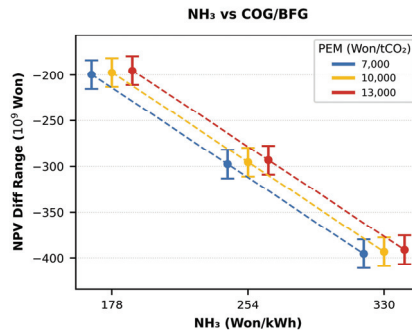
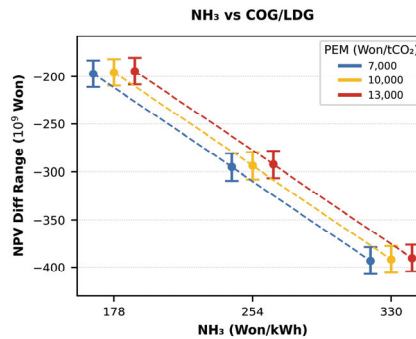
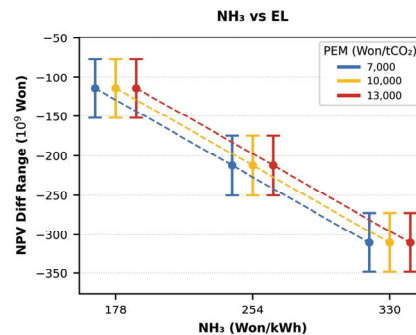
Table 9. Fuel price range

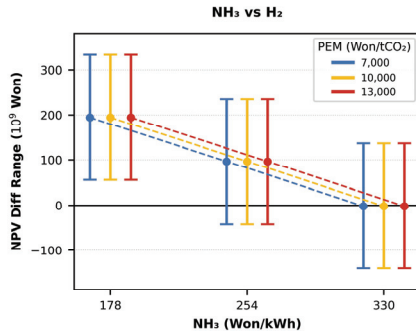
Fuel	Range (Won/kWh)
COG/BFG	14.7-27.3
COG/LDG	24.24-45.01
H ₂	227.71-422.89
EL	83.28-166.56
NH ₃	177.45-329.55
NG	43.04-79.93

는 지출 항목임을 고려하여 (-)로 표기하였다. 부호의 해석은 값이 음이면 두 연료(x 축 fuel_1 , y 축 fuel_2) 비교에서 fuel_1 의 비용이 더 크고, 양이면 fuel_2 의 비용이 더 크음을 의미한다. Figs. 8-16, 18-19 NPV 값의 단위는 Billion Won이다. 민감도 분석에 사용된 연료 가격 범위는 Table 9에 정리하였다.

4.3.1 암모니아 가격

Figs. 8-11은 암모니아 가격(최소, 중간, 최대)과 화석연료 및 전기 가열 방식의 비용 변화에 따른 상대적 경제성 변동 범위를 보여준다. 암모니아의 가격을 254 Won/kWh, PEM을 7,000 Won/tCO₂를 기준으로 할 때, 암모니아가 비교한 타 연료 대비 더 큰 비용이 지출되는 것으로 나타났다. 구체적으로 NG 대비 약 -290-245 Billion Won, COG/BFG 대비 약 -315-280 Billion Won, COG/LDG 대비 약 -310-280 Billion Won, EL 대비 약 -250-175 Billion Won의 NPV가 관찰되었다. 암모니아의 CAPEX는 NPV 차이에 대한 기여도가 약 4% 수준으로, CAPEX가 NPV 차이를 유발하는 주요 요인으로 보기는 어렵다. 반면 연료 가격은 약 2-10배 이상의 격차를 보여 NPV 차이를 지배적으로 좌우하며, 본 결과는 이러한 가격 차이에 의해 나타난 것으로 해석된다. 또한 Figs. 8-11에서 가격이 상대적으로 작은 NG, COG/BFG, COG/LDG, EL의 범위에 따른 변화는 NPV차가 약 40-80 Billion Won 이지만, 암모니아의 가격 범위에 따른 NPV차의 변화는 약 70-110 Billion Won으로 민감도가 큰 것이 확인된다. 한편, PEM에 대한 민감도 분석 결과, Figs. 8-11의 대푯값에 확인되듯 고려된 범위 내에서

Fig. 8. NPV results for NH₃ vs NGFig. 9. NPV results for NH₃ vs COG/BFGFig. 10. NPV results for NH₃ vs COG/LDGFig. 11. NPV results for NH₃ vs EL

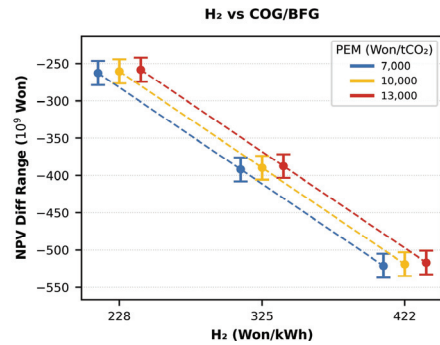
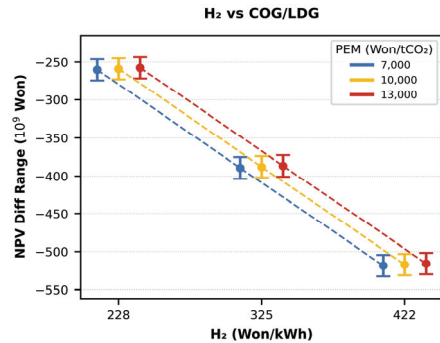
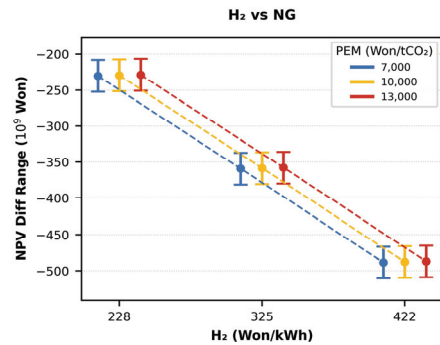
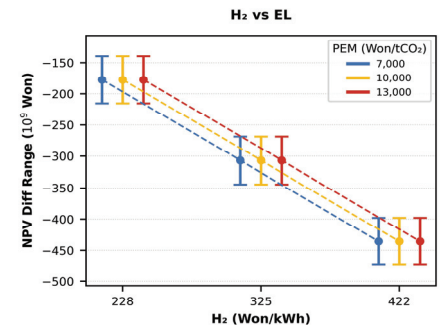
Fig. 12. NPV results for NH₃ vs H₂

(7,000-13,000 Won) PEM이 NPV에 미치는 영향은 상대적으로 낮았다. Fig. 12는 암모니아와 수소의 경제성을 비교 분석한 결과이다. 암모니아의 가격이 254 Won/kWh, PEM이 7,000 Won/tCO₂를 기준으로 암모니아 적용 시, 약 -45-235 Billion Won NPV 범위가 관찰되었다. 다만 암모니아와 수소의 비교에서는 NPV 차이가 특정 연료에 대해 전 범위에서 일관되게 유리하게 나타나지 않았으며, 두 연료의 가격에 따라 상대적 경제성이 교차하는 경향을 보였다. 암모니아가 경제적으로 불리한 영역은 전체 분석 범위의 32.8%로 평가되었다. 수소는 3.3.3절에서 언급하였듯이 항만 저장 단계에서 BOG 발생이 상대적으로 커 저장 손실 및 추가 비용이 증가한다. 그 결과 분석 조건에서 암모니아 연료 가격이(Won/kWh) 수소 대비 28.2% 낮게 설정된다. 또한 동일한 열 수요를 맞추기 위해 요구되는 연료량이 수소가 암모니아보다 30% 더 크게 산정되어, 상대적인 경제성 비교 결과에 영향을 준다.

4.3.2 수소연료가격

Figs. 13-16은 수소 가격(최소, 중간, 최대)과 화석연료 및 전기 가열 방식의 비용 변화에 따른 상대적 경제성 변동 범위를 보여준다. 수소 가격을 325 Won/kWh, PEM 7,000 Won/tCO₂를 기준으로 할 때, 수소 연료는 타 방식 대비 전 구간에서 NPV가 음수로 산정되어 경제적으로 불리한 것으로 나타난다.

구체적으로 수소의 NPV는 NG 대비 약 -385-335 Billion Won, COG/BFG 대비 약 -410-375 Billion Won,

Fig. 13. NPV results for H₂ vs COG/BFGFig. 14. NPV results for H₂ vs COG/LDGFig. 15. NPV results for H₂ vs NGFig. 16. NPV results for H₂ vs EL

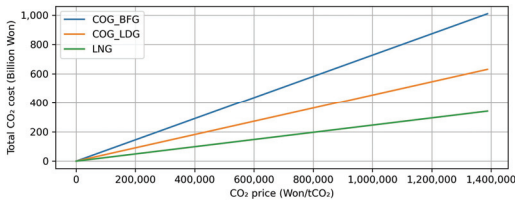


Fig. 17. Fuel-specific CO₂ allowance costs

COG/LDG 대비 약 -405-375 Billion Won, EL 대비 약 -345-270 Billion Won의 차이를 보임으로써, 수소의 도입에 따라서 가열로 가동 비용의 큰 인상으로 초래하는 것으로 나타났다. 암모니아의 경우와 마찬가지로 수소 도입에 따라 추가되는 설비 요구로 인해 초기 투자비가 비용 부담 확대는 약 4 Billion Won에 그쳐 NPV 차이에 대한 기여도는 1% 미만이며 연료의 가격이 비용에 가장 큰 영향을 주는 것으로 확인되었다. 한편 전기 가열의 CAPEX가 수소 대비 약 3배 큰 조건임에도, Fig. 16에서 확인되듯 연료 가격 수준과 무관하게 수소가 더 큰 비용 부담을 보였다. 이는 본 분석 조건에서 CAPEX보다 연료비가 경제성에 미치는 영향이 더 지배적임을 시사한다. EL의 NPV 계산에 적용된 전력 가격은 현재 시장 가격을 기준으로 산정되었으며, 이는 원자력 및 화석연료 기반 발전원의 주도로 인해 비교적 낮은 수준으로 형성되어 있다. 그러나 전력 부문의 무탄소화를 통해 수소 및 암모니아 발전이 도입될 경우 전력 가격의 상승이 예상되며, 이에 따라 전기가열의 경제성에 대한 재평가가 요구된다.

4.3.3 이산화탄소배출권(PEM)

기존 PEM의 민감도 분석 범위 7,000-13,000 Won/tCO₂ 내에서는 NPV의 유의미한 변동이 관찰되지 않았으며, 결과적으로 대체 연료인 암모니아와 수소의 경제성 확보가 어려운 것으로 나타났다. 이에 따라 무탄소 연료가 기존 화석연료 수준의 경쟁력을 갖추기 위해 요구되는 적정 배출권 가격을 (12)에서 배출권 항목만을 분리하여 계산하였다. Fig. 17은 PEM 변화에 따른 연료별 배출권 비용을 나타낸다. 무탄소 연료가 화석연료와 경쟁력을 갖추기 위해 기존 PEM 범위

(7000, 10000, 13000 Won/tCO₂)에서 범위를 0-1,400,000 Won/tCO₂로 확장해 민감도 분석을 수행하였다. PEM이 증가함에 따라 총 배출권 비용도 선형적으로 증가하며, Fig. 17의 결과를 연료별 NPV와 비교하면 암모니아는 약 600,000 Won/tCO₂에서 수소는 850,000 Won/tCO₂에서 타 화석연료 대비 경쟁력이 확보되는 구간이 나타난다. 해당 경쟁력 전환 구간은 Figs. 18, 19에서 확인할 수 있으며, 암모니아와 수소의 연료 가격이 최소값에서, 화석연료의 가격은 가장 최댓값 조건에서 경쟁력 전환 구간이 형성됨을 보여준다. 다만 본 연구에서 도출된 탄소 가격 수준의 현실성 측면에서 달성 가능성이 낮으므로, 배출권 가격 외의 변수에 대해서도 추가 민감도 분석을 수행하였다.

4.3.4 연간 가동수

Fig. 20은 연간 가동시간 변화에 따른 연료별 NPV의 변화를 나타낸다. 암모니아와 수소를 제외한 연료

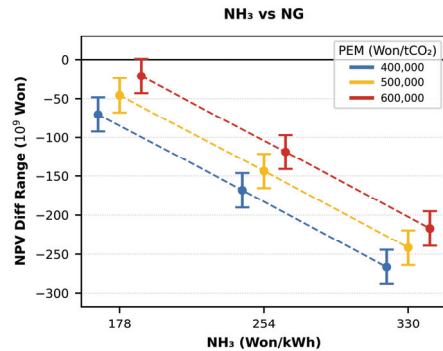


Fig. 18. NPV results for NH₃ vs NG (Variation in PEM)

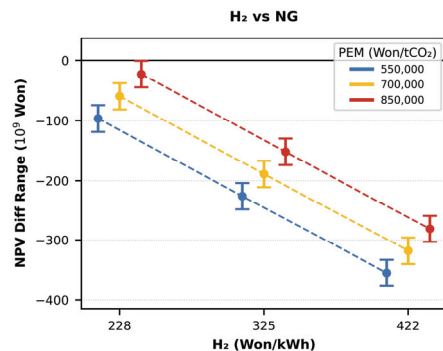


Fig. 19. NPV results for H₂ vs NG (Variation in PEM)

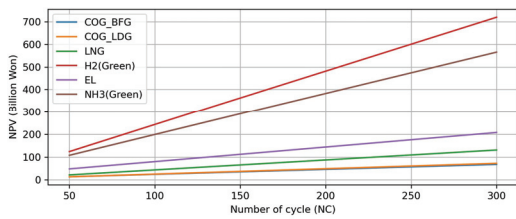


Fig. 20. NPV depending on the number of cycles

는 가동시간 변화에 따른 NPV 변동 폭이 상대적으로 작으나, 가동시간이 증가할수록 NPV가 증가하는 경향이 확인된다. 배출권 비용의 민감도가 크다면 가동시간 증가에 따라 암모니아, 수소와 타 연료 간 NPV 격차가 축소되어야 하나, 본 결과에서는 오히려 격차가 확대되는 것으로 나타났다. 이는 연간 가동시간 증가에 따른 연료비 영향이 배출권 비용보다 경제성에 미치는 영향이 더 큰 것을 의미한다. 따라서 기존의 NPV 기반 민감도 분석 결과를 바탕으로, NPV에 가장 큰 영향을 미치는 요인으로 확인되는 연료 가격을 대상으로 추가 민감도 분석을 수행하였다.

4.3.5 연료 민감도 분석

기준 조건에서 연료비 수준이 가장 높은 수소와 암모니아를 대상으로 연료가격 민감도 분석을 추가적으로 수행하였다. 3.4절에서 기술한 바와 같이 연료 가격은 생산, 액화, 해상 운송, 항만, 기화, 내륙 운송(분배) 6단계 비용으로 구성되며, 각 구성요소에 대해 기준값 대비 $\pm 25\%$ 의 변동을 개별적으로 적용

하여 총 연료 가격의 변화를 산정하였다. 분석 결과는 Fig. 21에 제시하였다. 수소의 민감도 분석 결과, 연료 가격에 대한 영향은 생산, 액화, 항만, 해상 운송, 내륙 운송, 기화 순으로 크게 나타났다. 가장 민감한 생산 비용이 기준값 대비 $\pm 25\%$ 변동할 경우 총 연료 가격은 $\pm 11.2\%$ 변동하였으며, 영향이 가장 작은 기화는 총 연료 가격 변동 폭이 $\pm 0.19\%$ 로 나타났다. 이러한 결과는 태양광 기반 수전해 수소의 경우, 다른 요소보다 생산수단 비용 및 생산 설비의 투자·운영 및 유지관리 비용이 총 연료 가격 변동을 지배함을 시사한다. 암모니아의 경우 민감도 분석 결과, 연료 가격에 대한 영향도는 생산, 내륙 운송, 항만, 액화, 해상 운송, 기화 순으로 크게 나타났다. 가장 민감한 생산 비용이 기준값 대비 $\pm 25\%$ 변동시킬 경우 총 연료 가격은 $\pm 16.1\%$ 변동하는 것으로 나타났다. 반면 기화에 의한 변동은 총 연료 가격에 미치는 영향이 관찰되지 않아 변동 폭이 0%로 평가되었다. 본 연구의 연료 산정 모델에서는 암모니아가 액화 상태로 트레일러를 통해 내륙 운송되는 것으로 가정하였다. 따라서 추가적인 기화 공정이 필요하지 않으며, 해당 비용 항목은 반영되지 않았다.

4.4 선행연구 비교

국내의 선행 연구에서는 대체로 탄소배출권 가격이 약 138,800-277,600 Won/tCO₂ 수준으로 형성될 경우 재생에너지가 화석연료와 비용 경쟁력을 확보

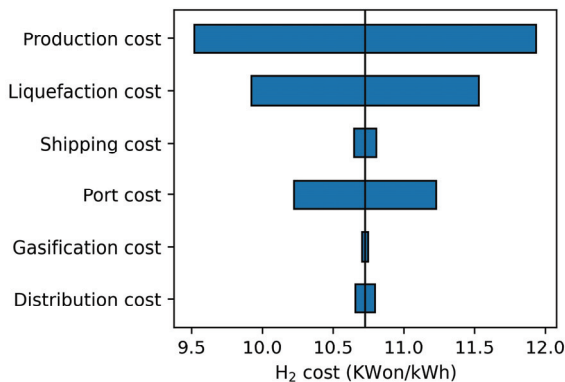
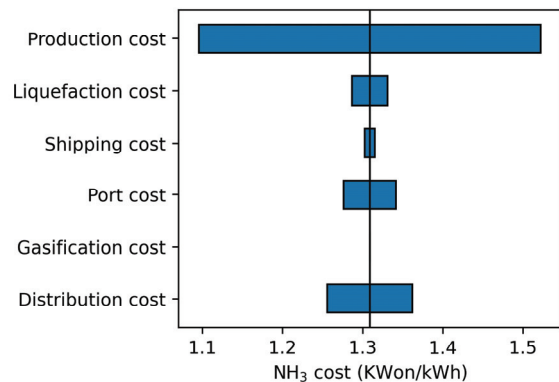


Fig. 21. Sensitivity analysis of the fuel costs



할 수 있다고 보고한다^{35,36)}. 반면, 본 연구의 분석 결과에서는 경쟁력 확보에 요구되는 탄소배출권 가격이 약 600,000-850,000 Won/tCO₂ 수준으로 나타났다. 이러한 차이는 세 가지 요인에 기인하는 것으로 판단되며, 첫 번째 요인은 공정 조건 및 경제성 평가 가정이다. 본 연구의 NPV는 재가열로를 연간 178회(하루 11시간 40분) 가동하는 조건과 분석 기간 15년, 할인율 8%를 적용하여 산정하였다. 반면 선행 연구는 연간 8,160시간(하루 22시간 20분), 분석 기간 20년, 할인율 8%를 가정하였다. 이러한 가정치의 차이로 인해 연간 현금흐름의 현재가치가 달라지며, 그 결과, 경쟁력 확보에 요구되는 탄소 가격 임계값은 선행 연구에 비해 상향되는 것으로 해석된다³⁵⁾.

두 번째 요인은 연료 가격 산정 방식이다. 본 연구에서는 그린 암모니아 및 그린 수소의 공급 비용을 6단계로 구분하여 산정하였으며, 호주 생산 및 국내 적용을 전제로 지리적 여건, 필요 보조 설비 구성, 관련 법 및 제도의 차이를 반영하였다. 이 과정에서 단순히 최저비용 경로를 선택하기보다는 국내 도입 현실성을 고려하여 상대적으로 비용이 많이 드는 경로가 일부 포함되었고, 이에 따라 연료 단가가 선행 연구 대비 상향되었을 가능성이 있다.

세 번째 요인은 환율 가정의 차이이다. 선행 연구에서 탄소배출권 가격이 138,800-277,600 Won/tCO₂ 수준일 때 경쟁력이 확보된다고 보고한 시점은 주로 2022년이며, 당시 원/달러 환율은 약 1,100 원/달러 수준으로 형성되어 있었다. 본 연구에서는 2025년 7월 기준 환율을 1,388원/달러로 적용해 경제성 지표를 산정하였다. 동일한 달러 기준 비용을 원화로 환산할 때 약 26%의 차이가 발생한다. 따라서 본 연구에서는 선행 연구에 비해 원화 기준 비용 부담이 더 크게 반영되며, 그 결과 경쟁력 확보에 필요한 탄소 가격 임계값이 상대적으로 높게 산정된 것으로 판단된다.

5. 결 론

탄소중립 목표 달성을 위해 철강 산업 전반에서

저탄소 연료 및 공정 기술에 대한 연구개발이 지속적으로 확대되고 있다. 하지만 이러한 기술의 실제 적용 가능성은 기존 기술과의 경제성 비교로 평가될 필요가 있다. 이에 본 연구에서는 처리용량 160 t/h의 Walking-beam 재가열로를 대상으로 연료별 에너지 수지를 도출하고, 수소 및 암모니아의 6단계 밸류체인을 분석하였다. 이를 바탕으로 기준설비(Case 1)를 유지한 상태에서 연료 전환에 따른 경제성을 비교·분석하였다. 주요 결론은 다음과 같다.

- 1) 이산화탄소 배출권 가격이 상승할수록 화석연료와 재생에너지 시나리오 간 NPV 격차가 축소되며 배출권 가격이 약 600,000-850,000 Won/tCO₂ 수준에서 무탄소 연료의 경쟁력이 확보되는 것으로 나타났다. 현재 대한민국의 이산화탄소 배출권 가격을 고려할 때, 본 연구에서 도출된 배출권 가격 수준은 단기간 내 무탄소 연료로의 전환을 달성하기에는 현실적 제약이 있다.
- 2) 연료별 NPV에 가장 큰 영향을 미치는 요인은 연료의 가격에서 생산비용으로 나타났다. 따라서 그린 암모니아, 그린 수소의 경제성 확보를 위해서는 연료의 생산 단가 저감이 가장 우선적으로 달성되어야 하며, 기화기·스크리버·히터 등 보조 설비의 표준화를 통한 비용 격차를 완화하는 노력이 병행되어야 한다. 이러한 개선이 전제될 경우, 두 연료의 총비용은 화석연료 대비 경쟁 구간에 진입할 가능성이 있다.
- 3) 본 연구에서 경쟁력 확보에 필요한 탄소배출권 가격이 선행 연구 대비 높게 산정된 요인은 공정 조건 및 경제성 평가 가정, 연료 가격 산정 방식, 환율 가정의 차이로 요약된다.

후 기

이 연구는 2026년도 산업통상부 및 한국산업기술기획평가원 연구비 지원에 의한 연구임(RS-2026-0433 2968).

References

1. D. Chen, B. Lu, F. Q. Dai, G. Chen, and W. Yu, "Variations on billet gas consumption intensity of reheating furnace in different production states", *Applied Thermal Engineering*, Vol. 129, 2018, pp. 1058-1067, doi: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2017.10.096>.
2. N. Schmitz, L. Sankowski, F. Kaiser, C. Schwotzer, T. Echterhof, and H. Pfeifer, "Towards CO₂-neutral process heat generation for continuous reheating furnaces in steel hot rolling mills: a Case study", *Energy*, Vol. 224, 2021, pp. 120155, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2021.120155>.
3. S. J. Yoon, "Korea's 2050 carbon neutral scenario: contents and tasks", *Energy Focus*, Vol. 18, No. 4, 2022, pp. 18-32, Retrieved from https://www.keei.re.kr/keei/download/focus/ef2112/ef2112_30.pdf.
4. M. T. Johansson, "Bio-synthetic natural gas as fuel in steel industry reheating furnaces: a Case study of economic performance and effects on global CO₂ emissions", *Energy*, Vol. 57, 2013, pp. 699-708, doi: <https://doi.org/10.1016/j.energy.2013.06.010>.
5. A. Valera-Medina, F. Amer-Hatem, A. K. Azad, I. C. Dedoussi, M. De Joannon, R. X. Fernandes, P. Glarborg, H. Hashemi, X. He, S. Mashruk, J. McGowan, C. Mounaim-Rouselle, A. Ortiz-Prado, J. A. Ortiz-Valera, I. Rossetti, B. Shu, M. Yehia, H. Xiao, and M. Costa, "Review on ammonia as a potential fuel: From synthesis to economics", *Energy & Fuels*, Vol. 35, No. 9, 2021, pp. 6964-7029, doi: <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.0c03685>.
6. I. Kikuma, "Japan's costly ammonia coal co-firing strategy", Bloomberg Finance L.P., England, 2022, pp. 1-26, Retrieved from https://assets.bbbhub.io/professional/sites/24/BNEF-Japans-Costly-Ammonia-Coal-Co-Firing-Strategy_FINAL.pdf.
7. Netherlands Enterprise Agency (RVO), "Explore the use of sustainable hydrogen as a fuel for industrial heating processes", DNV, Netherlands, 2022, pp. 1-36, Retrieved from <https://projecten.topsectorenergie.nl/storage/app/uploads/public/656/5bf/156/6565bf156d752278639159.pdf>.
8. International Organization for Standardization (ISO), "Industrial furnaces and associated processing equipment: method of measuring energy balance and calculating efficiency", ISO 13579-1:2013, ISO, Switzerland, 2013, pp. 1-13, Retrieved from <https://standards.iteh.ai/catalog/standards/sist/8eb6a73e-a120-419f-9c6c-902f0ba16a5f/iso-13579-3-2013>.
9. W. H. Chen, Y. C. Chung, and J. L. Liu, "Analysis on energy consumption and performance of reheating furnaces in a hot strip mill", *International Communications in Heat and Mass Transfer*, Vol. 32, No. 5, 2005, pp. 695-706, doi: <https://doi.org/10.1016/j.icheatmasstransfer.2004.10.019>.
10. Korea Gas Corporation (KOGAS), "Wholesale natural gas rates for city gas", KOGAS, Korea, 2026, Retrieved from <https://www.kogas.or.kr/site/koGas/1040401000000>.
11. Korea Electric Power Corporation (KEPCO), "Electricity tariff table", KEPCO Cyber Branch, n.d., Retrieved from https://cyber.kepcoco.kr/ckepco/mobile/cy_bill/bill_info_01.html.
12. D. J. Mariños Rosado, S. B. Rojas Chávez, J. Amaro Gutierrez, F. H. Mayworm de Araújo, J. A. de Carvalho, and A. Z. Mendiburu, "Energetic analysis of reheating furnaces in the combustion of coke oven gas, Linz-Donawitz gas and blast furnace gas in the steel industry", *Applied Thermal Engineering*, Vol. 169, 2020, pp. 114905, doi: <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2020.114905>.
13. Darío R. Gómez (Argentina) and John D. Watterson (UK), Branca B. Americano (Brazil), Chia Ha (Canada), Gregg Marland (USA), Emmanuel Matsika (Zambia), Lemmy Nenge Namayanga (Zambia), Balgis Osman-Elasha (Sudan), John D. Kalenga Saka (Malawi), and Karen Treanton (IEA), "Stationary Combustion Wave", Concise Encyclopedia of Self-Propagating High-Temperature Synthesis: History, Theory, Technology, and Products, 2017, doi: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-804173-4.00145-9>.
14. P. J. Zijlema, "The Netherlands: list of fuels and standard CO₂ emission factors version of January 2025", Netherlands Enterprise Agency, Netherlands, 2025, pp. 3-4, Retrieved from, doi: <https://english.rvo.nl/sites/default/files/2025-02/the-Netherlands-%20list-of-fuels-January-2025.pdf>.
15. G. H. Park, S. Hong, S. Percy, and S. W. Kim, "Techno-economic feasibility study of imported green hydrogen via inter-continental route: From Australia to South Korea", *Applied Energy*, Vol. 397, 2025, pp. 126288, doi: <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2025.126288>.
16. Australian Government, "Korean hydrogen market update", Australian Trade and Investment Commission, 2022, Retrieved from <https://www.austrade.gov.au/content/dam/austrade-assets/global/wip/austrade/documents/korea-hydrogen-market-update-june-2022.docx>.
17. J. Y. Ahn and T. E. Lee, "Green Energy Cooperative Research: A Study on a Clean Ammonia Value Chain", Korea Energy Economics Institute (KEEI), Korea, 2023, pp. 1-186, Retrieved from https://www.keei.re.kr/pdfOpen.es?bid=0001&list_no=82234&seq=1.
18. Y. Wang and S. Zhang, "Economic assessment of selected hydrogen production methods: A review", *Energy Sources*,

- Vol. 12, No. 11, 2017, pp. 1022-1029, doi: <https://doi.org/10.1080/15567249.2017.1350770>.
19. R. M. Nayak-Luke, C. Forbes, Z. Cesaro, R. Bañares-Alcántara, and K. H. R. Rouwenhorst, "Techno-economic aspects of production, storage and distribution of ammonia", in A. Valera-Medina and R. Bañares-Alcántara (Eds.), *Techno-Economic Challenges of Green Ammonia as an Energy Vector*, 1st ed., Academic Press, USA, 2021, pp. 191-207, doi: <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-820560-0.00008-4>.
 20. Department for Energy Security and Net Zero, "hydrogen transport and storage cost report", Crown copyright, UK Government, United Kingdom, 2023, pp. 1-45, Retrieved from <https://assets.publishing.service.gov.uk/media/659e600b915e0b00135838a6/hydrogen-transport-and-storage-cost-report.pdf>.
 21. S. Kim, "Hydrogen storage and transport technology overview and status", *Energy Focus*, Vol. 16, No. 4, 2019, pp. 11-16, Retrieved from https://www.keei.re.kr/keei/download/focus/ef1912/ef1912_22.pdf.
 22. S. R. Turns, "An introduction to combustion concepts and applications", The McGraw-Hill companies, America, 2012, pp. 20-30, ISBN 978-0-07-338019-3, Retrieved from <https://product.kyobobook.co.kr/detail/S000002244845>.
 23. E. Aries, J. Gómez Benavides, S. Mavromatis, G. Klein, G. Chronopoulos, and S. Roudier, "Best available techniques (BAT) reference document for the ferrous metals processing industry", Publications Office of the European Union, 2022, pp. 1-852, doi: <https://doi.org/10.2760/196475>.
 24. J. G. Wünnig and A. Milani (Eds.), "Handbook of burner technology for industrial furnaces: fundamentals burner-application", 1st ed., Vulkan-Verlag, Essen, Germany, 2009, ISBN-13: 978380272508, Retrieved from https://books.google.com/books/about/Handbook_of_Burner_Technology_for_Indust.html?id=3ZedQAAACAAJ.
 25. Kanthal, "Resistance heating alloys and systems for industrial furnaces", Kanthal, Sweden, 2018, pp. 1-24, doi: https://www.kanthal.de/globalassets/kanthal-global/downloads/resistance-heating-alloys-and-systems-for-industrial-furnaces_b_eng_lr.pdf.
 26. A. Gołdasz, D. Matuszewska, and P. Olczak, "Technical, economic, and environmental analyses of the modernization of a chamber furnace operating on natural gas or hydrogen", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 47, No. 27, 2022, pp. 13213-13225, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.02.090>.
 27. N. Pöcklhofer and P. Sares, "Techno-economic analysis of innovative storage power plants utilizing existing CCGT systems: an Austrian case study", KTH Royal Institute of Technology, Sweden, 2023, pp. 1105, Retrieved from <https://kth.diva-portal.org/smash/get/diva2:1794004/FULLTEXT01.pdf>.
 28. Ministry of Climate, "Act on the allocation and trading of greenhouse-gas emission permits" Korean Law Information Center, 2025, Retrieved from <https://www.easylaw.go.kr/CSP/CnpClsMain.laf?csmSeq=1866&ccfNo=1&cciNo=1&cnpClsNo=1>.
 29. Trading Economics, "EU Carbon Perimits" 2026, Retrieved from <https://tradingeconomics.com/commodity/carbon>.
 30. California Air Resource Board, "Common carbon cost" 2026, Retrieved from <https://ww2.arb.ca.gov/our-work/programs/cap-and-trade-program/program-data/cap-and-trade-program-data-dashboard>.
 31. J. W. Lee, "A study on emission allowance price-setting models: Recent developments and implications", Korea Energy Economics Institute (KEEI), Korea, 2013, pp. 1-83, Retrieved from https://www.keei.re.kr/pdfOpen.es?bid=0001&list_no=81605&seq=1.
 32. J. An and H. Lee, "Economic feasibility analysis of green ammonia imports from Australia: A perspective on facility optimization", *Journal of Hydrogen and New Energy*, Vol. 36, No. 2, 2025, pp. 129-139, doi: <https://doi.org/10.7316/JHNE.2025.36.2.129>.
 33. H. Hwang, Y. Lee, N. Kwon, S. Kim, Y. Yoo, and H. Lee, "Economic feasibility analysis of an overseas green hydrogen supply chain", *Transactions of the Korean Hydrogen and New Energy Society*, Vol. 33, No. 6, 2022, pp. 616-622, doi: <https://doi.org/10.7316/KHNES.2022.33.6.616>.
 34. J. S. Lee, A. Cherif, H. J. Yoon, S. K. Seo, J. E. Bae, H. J. Shin, C. Lee, H. Kwon, and C. J. Lee, "Large-scale overseas transportation of hydrogen: comparative techno-economic and environmental investigation", *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, Vol. 165, 2022, pp. 112556, doi: <https://doi.org/10.1016/j.rser.2022.112556>.
 35. H. Zhao, L. M. Kamp, and Z. Lukszo, "The potential of green ammonia production to reduce renewable power curtailment and encourage the energy transition in China", *International Journal of Hydrogen Energy*, Vol. 47, No. 44, 2022, pp. 18935-18954, doi: <https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.04.088>.
 36. C. O. Park, "Trends and implications of nuclear hydrogen development in the United States", *World Nuclear Power Market Insight (Biweekly)*, Korea Energy Economics Institute (KEEI), Korea, 2022, pp. 3-16, Retrieved from <https://www.keei.re.kr/keei/download/nprd/WNPMI220318.pdf>.