Journal of Hydrogen and New Energy, Vol. 36, No. 6, 2025, pp. 765~772
DOI: https://doi.org/10.7316/JHNE.2025.36.6.765

JHNE
pISSN 1738-7264 • eISSN 2288-7407

암모니아 터미널의 수소 연료 가스터빈-SOFC 통합 공정 설계

신동경[1] · 이현희[2] · 이철진[1,2†]

[1]중앙대학교 화학공학과, [2]중앙대학교 지능형에너지산업융합학과

Integrated Process Design of Ammonia Terminal with Hydrogen Fueled Gas Turbine and Fuel Cell

DONGKYOUNG SHIN[1], HYUN HEE LEE[2], CHUL-JIN LEE[1,2†]

[1]Department of Chemical Engineering, Chung-Ang University. 84 Heukseok-ro, Dongjak-gu, Seoul, 06974, Korea
[2]Department of Intelligent energy and Industry, Chung-Ang University. 84 Heukseok-ro, Dongjak-gu, Seoul, 06974, Korea

†Corresponding author :
cjlee@cau.ac.kr

Received 12 November, 2025
Revised 24 November, 2025
Accepted 27 November, 2025

Abstract >> In this study, we design and quantitatively evaluate an integrated ammonia-to-hydrogen power terminal. The process consists of an ammonia cracker, hydrogen purification, and a power block in which a hydrogen gas turbine and a solid-oxide fuel cell (SOFC) operate in parallel; the cracker furnace is fired with an NH_3–H_2 blended fuel for tighter thermal integration. Under blue and green ammonia scenarios, we compare the levelized cost of electricity (LCOE) and carbon intensity (CI) while optimizing the hydrogen split between the two units. The most balanced cost–efficiency outcome is achieved at a GT:SOFC fuel-allocation ratio of 1:1. SOFC model and sensitivity analyses confirm the influence of key design variables. The proposed scheme delivers simultaneous economic and environmental benefits through heat- and mass-integration.

Key words : Ammonia terminal(암모니아 터미널), Ammonia cracking(암모니아 분해/크래커), Hydrogen gas turbine(수소 가스터빈), Solid oxide fuel cell,SOFC (고체산화물연료전지), Levelized cost of electricity,LCOE(균등화발전비용), Carbon intensity,CI(탄소집약도)

1. 서 론

암모니아(NH_3)는 상온, 상압에서 저장과 운송이 가능하고 체적 에너지 밀도(11.5 MJ/L)가 높아, 대규모 전력 부문의 탈탄소화를 견인할 수 있는 수소 운반체로 부상하고 있다[1-3]. 이에 따라 수입과 하역, 저장, 분해(크래킹), 정제, 발전을 하나의 체계로 묶는 암모니아 터미널 인프라 구축의 필요성이 커지고 있으며, 터미널 단계에서의 공정 통합 정도가 경제성과 환경성에 직접적인 영향을 미친다[2,3]. 본 연구는 이러한 관점에서 암모니아 중심의 통합 운영 프레임(고압 분해기와 정제부, 그리고 다운스트림 발전부를 유기적으로 연계하는 암모니아 터미널)을 설계하고 성능을 평가한다.

암모니아 분해는 강한 흡열 특성으로 인해 열 수요가 크고, 생성된 수소는 발전부의 조건(압력, 조성, 유량)에 맞춰야 한다[4]. 따라서 터미널–분해–정제–발전 전 구간을 하나의 시스템으로 보고, (I) 분해부 열 공급(미전환 암모니아-수소 혼소 퍼니스), (II) 정제부 재생열의 회수, (III) 발전부(GT, SOFC) 배기가스의 회수열의 재활용 등을 포함한 열·물질 통합이 수반된다[5]. 본 연구의 터미널 모델은 액상 암모니아를 전단에서 가압·예열하여 고압 조건에서 분해하고, 생성 혼합기체(수소/질소)를 정제한 뒤, GT와 SOFC에 병렬로 분배하는 구조를 채택하였다[6-7]. 이때 수소 분배비(GT-SOFC)를 핵심 설계변수로 설정하여 전력량, 균등화발전비용(LCOE), 탄소집약도(CI)의 동시 최적화를 도모한다.

기존 연구들은 암모니아 분해 반응의 촉매, 동역학, NO_x제어 등 개별 발전기술의 성능평가에 집중되어 있어, 터미널 차원에서 열 부하를 내부 열원과 정합화 하였고, 수소 분배전략을 중심 변수로 설정한 암모니아-발전 연계 최적화 연구는 상대적으로 부족했다[4,6,7]. 본 연구는 다음 네 가지 단계로 연구를 구성하였다. (1) 암모니아 터미널의 공정 경계를 명확히 정의하고, (2) 분해부 열원으로 암모니아-수소 혼소를 적용하여 외부 유틸리티 의존도를 낮추며, (3) 핀치 기반 열교환망(HEN)로 흡열부하를 내부 열원과 정합시키고[5], (4) 수소 분배비가 LCOE/CI에 미치는 정량적 영향을 체계적으로 분석한다. 또한 원료 측면에서 블루 및 그린 암모니아를 동일 프레임으로 비교하여, 공급망 탄소배출 차이가 시스템 성능(특히 CI)에 남기는 구조적 영향을 정량적으로 평가하였다[2,3].

또한 본 논문은 암모니아 터미널 중심의 시각에서 고압 분해–정제–발전(GT-SOFC 병렬)의 통합 설계와 운전철학을 정립하고, 수소 분배비를 축으로 경제성(LCOE)과 환경성(CI)의 균형점을 탐색한다. 선행 모델링과 민감도 분석 결과, 분배비가 약1:1 부근에서 장치비 우위와 SOFC의 효율 우위가 상보적으로 작용해 총괄 성능이 극대화되는 경향을 확인하였다. 본 연구의 결과는 암모니아 기반 수소발전 포트폴리오를 기획하는 데 실무적 근거를 제공하며, 향후 대용량 상업 터미널 확장 시 설계 파라미터 선정에 실질적 기준을 제시한다[5-7].

2. 공정 요약

2.1 시스템 개요 및 통합 구조

Fig. 1은 본 연구에서 제안한 암모니아 기반 통합 공정의 개념도를 나타낸다. 전단에서 액상 암모니아는 증발기/예열기(Vaporizer/Preheater)를 통과하며 기화, 예열되고, 열원은 후단 가열로(Furnace) 배기가스 등 공정 내 회수열을 우선 활용하였다. 예열된 암모니아는 크래커(암모니아 분해기)로 유입되어 고온에서 분해되어 수소, 질소, 미전환 암모니아로 구성된 혼합가스를 생성하였다. 크래커에 필요한 열은 공기 연소 가열로가 공급하며, 연소 배기가스의 일부는 다시 전단 예열기로 환류되어 열교환망을 구성함으로써 외부 유틸리티 의존도를 최소화한다.

$$2NH_3 \leftrightarrow N_2 + 3H_2 \tag{1}$$

$$1 - X_{NH_3} = \exp(-k_f(W/F)) \tag{2}$$

$$r_a = 3.64*10^8 * e^{\left(-\frac{205974}{RT}\right)} * [NH_3]^{0.67} * [H_2]^{-1} \qquad (3)^{8)}$$

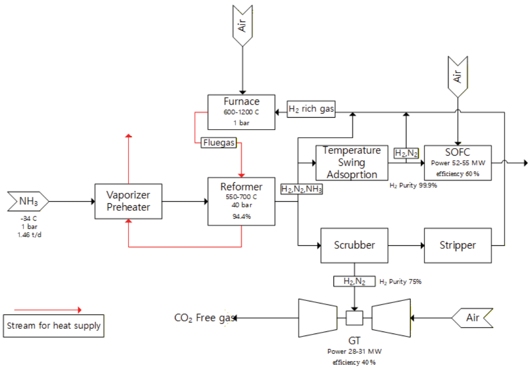

Fig. 1. Conceptual block flow diagram for the proposed NH_3 terminal system

안정적인 반응기 성능 유지 및 NH_3 전환 극대화를 위해 Table 1과 같은 운전조건이 고려되었다. Ni-Pt/Al_2O_3 촉매를 사용한 반응 속도식을 검증하기 위해 문헌에 보고된 운전조건에서의 전환율을 모델 예측 값과 비교하였으며, 대기압 및 540-560°C의 온도 범위에서의 전환율은 오차율 1% 미만이 확인되었다(Fig. 2).

크래커 출구 혼합가스는 온도 스윙 흡착(TSA) 장치로 이송되어 온도 스윙 기반의 선택적 흡탈착을 통해 수소 스트림과 비수소 성분 스트림(주로 질소, 소량 암모니아)으로 분리된다. TSA 재생에 필요한 열부하는 가열로 배기가스 또는 연료전지 배기가스와 연계해 내부에서 충당하도록 설계하였다. 비수소 성분 스트림은 흡수탑(Scrubber)-탈거탑(Stripper) 계열에서 잔류 암모니아를 흡수, 재생하여 회수하고, 회수된 암모니아 원료 라인으로 환류돼 원료 이용률을 높인다.

정제된 수소 스트림은 SOFC의 연료로 공급되며, 공기는 캐소드로 투입된다. SOFC의 고온 배기가스는 전단 예열기 및 TSA 재생부의 열원으로 재활용되어 공정 전반의 열 일치(핀치 기반 최소 ΔT 충족)를 도모한다. 필요 시 SOFC 애노드 오프가스(미반응 H_2 포함)는 가열로 보조 연료로 환류하여 연소 안정성과 연료 절감을 동시에 달성한다.

Table 1. Operating condition of reactor

Parameter	Reactor
Temperature, °C	550–700
Pressure, bar	40
Conversion rate, %	94.37

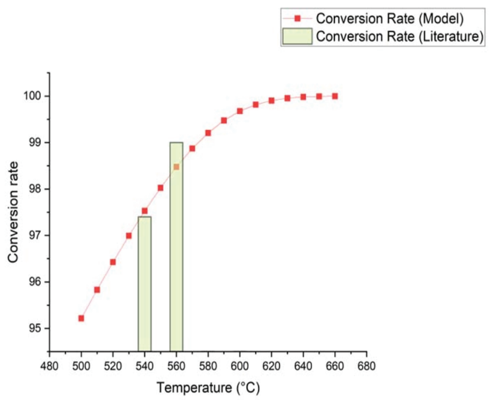

Fig. 2. kinetic modeling validation

Table 2. Design basis and modeling assumptions of the TSA-based hydrogen purification unit

항목	값 / 조건
정제 방식	Temperature Swing Adsorption (TSA)
흡착제	Clinoptilolite
TSA 유입 압력	9.5 bar
TSA 유입 온도	25°C
TSA 재생 온도	400°C
유입 NH_3 농도	ppm 수준
제품 NH_3 목표 농도	< 100 ppb
시뮬레이션 구현 방식	Splitter block
설계 목적	연료전지 급 고순도 H_2 공급

Table 2는 TSA 정제부 설계에 사용된 핵심 운전조건과 모델링 가정을 요약한 것이다.

하단의 CO_2-free Gas 블록은 외부 공기로부터 확보한 불활성 가스(주로 질소)를 제공해 퍼지·희석·기동/정지 절차 등 안전 운전에 사용된다. 전체적으로 본 공정은 (i) 가열로–증발기/예열기–개질기 간 열회수 루프, (ii) TSA–흡수탑–탈거탑에 의한 수소 생산·불순물 관리를 통한다. 이러한 배치는 외부 열원 요구를 줄이고, 암모니아 순환·회수를 통해 에너지 효율과 환경성을 동시에 개선하도록 고안되었다.

시스템의 핵심 설계변수는 수소 분배비이다. 이는 전력량, LCOE, CI에 동시에 영향을 준다. 공정 수준의 열·물질 통합은 (1) 크래킹부의 흡열 특성(ΔH>0)을 발전부의 고온 열원과 매칭, (2) 정제부 재생열의 내부 회수, (3) GT 배기가스–크래커 전단 예열–정제 재생열의 3원 매칭으로 달성한다.

Fig. 3은 Aspen Energy Analyzer로 도출한 본 터미널의 열교환망을 그리드 다이어그램 형태로 나타낸 것이다. 좌측의 고온 스트림(H1–H5)은 주로 크래커 출구 혼합가스, 가열로 배기가스 등 열을 줄 수 있는 공정 유체이며, 우측의 저온 스트림(C1–C6)은

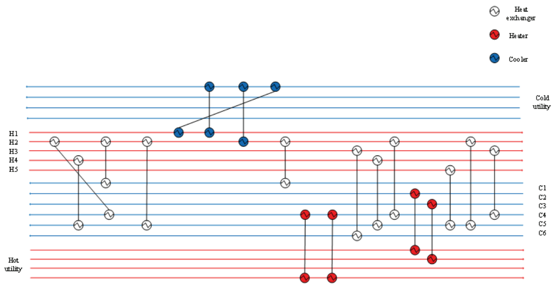

Fig. 3. Heat exchanger network of ammonia terminal using Aspen Energy Analyzer

원료 암모니아 예열, 공기 예열, TSA 재생, 정제부 가열 등 열을 받아야 하는 유체를 의미한다. Fig. 3에서 흰색 노드는 공정-공정 간 열교환기 매칭, 적색 노드는 잔여 핫 유틸리티(히터), 청색 노드는 잔여 콜드 유틸리티(쿨러) 사용 지점을 표시한다. 즉, 가능한 한 공정 내부 매칭(흰색)으로 열을 재활용하고, 부족·과잉분만 유틸리티(빨강/파랑)로 보완하는 구조다.

핀치 분석 결과를 반영해 고온 영역은 ΔT_min 30 K로 보수적으로 설정하여 크래커 및 연소부의 열전달 여유와 소재 안전성을 확보하였다. 중·저온 영역은 ΔT_min 15–20 K 범위로 설계해 예열, 재생부의 열회수 효율을 높였다. 이에 따라 가열로 배기가스와 크래커 출구가 원료 NH_3 및 공기 예열에 우선 매칭되고, 그 이후 TSA 재생열에 배치되어 외부 증기/전열기 사용을 축소하며, 정제부(흡수탑–탈거탑)의 잔여 가열·냉각 수요만 유틸리티로 처리하도록 최적화했다. 그 결과 고온부의 히터 사용 지점은 최소 개수로 제한되고, 저온 말단에서만 필요 냉각이 수행되어 전체 유틸리티 부하가 체계적으로 저감된다.

종합하면, Fig. 3의 배치는 외부 유틸리티 의존도를 낮추고, 압력, 면적 제약과의 트레이드오프를 관리하면서 공정 경계 내 에너지 효율을 극대화한다.

3. Sensitivity Analysis

상기 열교환망 구성을 고정한 상태에서, 크래커 출구 스플리터의 수소 분배비만 변화시키며 발전부 응답을 평가하였다. 모든 케이스는 동일한 온도·압력 제한과 ΔT_min(고온/중저온)을 유지한 채 수렴 계산을 수행하였다.

Fig. 4에서 수소를 SOFC에 더 많이 배분할수록 총 발전량(검정선)은 점진적으로 증가한다. 분배비가 GT 중심(1:0)에서 SOFC 중심(0:1)으로 이동함에 따라 GT 출력(빨간선)은 선형으로 감소하고, SOFC 출력(초록선)은 초기 구간에서 증가율이 큰 비선형 상승을 보인다. 그 결과 총 발전량 곡선은 완만한 우상향을 나타내며, 1:1 전후에서 기울기가 다소 낮아지는 완만한 포화 구간이 관찰된다(추가 수소를 SOFC로 돌려도 총 전력 증가 폭이 줄어드는 구간).

이 경향을 정량적으로 제시하기 위해, 수소 분배비 구간에서 대표 5개 분기점을 선정하였다. 수치 값은 Table 3과 같다.

Table 3에서 확인되듯, SOFC 비중이 증가할수록 총 발전량이 증가한다. 이는 SOFC의 전기 효율이 GT보다 높아(동일 수소 투입 대비 전력 생산이 큼) GT의 출력 감소분을 상회하는 이득을 제공하기 때

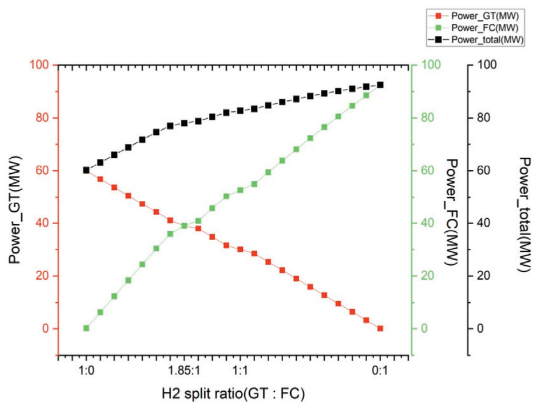

Fig. 4. Power generation results of sensitivity analysis

Table 3. Power generation vs H_2 split ratio (GT-SOFC)

Case	H_2 split ratio	Power_GT (MW)	Power_SOFC (MW)	Power_Total (MW)
1	1 : 0	60.00	0.00	60.00
2	1.85 : 1	39.00	39.00	78.00
3	1 : 1	30.05	52.66	82.71
4	1 : 1.11	28.47	54.95	83.42
5	0 : 1	0.00	92.43	92.43

문이다. 다만 1:1 부근에서는 GT의 용량 축소에 따른 출력 손실과 SOFC 효율 이득이 상쇄되어 총 전력 증가 폭이 줄어든다. 따라서 출력 극대화 관점에서는 SOFC 우위(0:1)가 유리하지만, 설비비-부하추종성-운전철학을 고려한 균형점은 1:1 또는 1:1.11 구간에 형성된다.

Fig. 5는 전류밀도가 증가함에 따라 활성화 손실, 옴 손실, 농도 손실이 누적되어 셀 전압이 감소하고 그 결과 발전량이 오히려 감소하는 특성을 나타낸 것이다.

Fig. 6은 Air to fuel ratio를 변화시켰을 때 가스터빈(GT)의 발전량이 어떻게 변하는지를 나타낸 것이

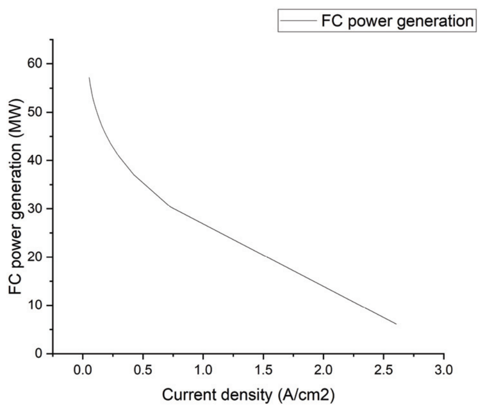

Fig. 5. Effect of current density on SOFC power generation

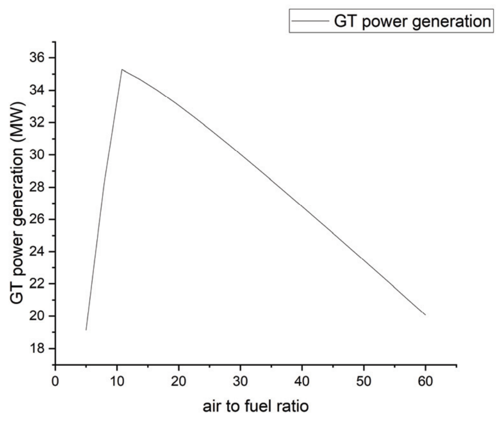

Fig. 6. Gas Turbine Power generation Output as a Function of Fuel Utillization

다. 연료 이용률이 증가할수록 연소에 참여하는 연료량이 증가하여 발전량이 상승하는 경향이 확인된다.

4. Techno-Economic Analysis

4.1 방법과 가정

본 연구의 경제성 지표는 LCOE (Levelized Cost of Electricity)로 정의하였다. 계산 절차는 모사로부터 얻은 열·물질수지(HMB)에 기반해 OPEX를 산정하고, 주요 설비 규모(펌프 용량, 열교환기 면적, 반응기 체적, 가열로 듀티, 정제부 체적, 발전부 정격 등)에 근거해 CAPEX를 추정한 뒤, 고정·변동비를 포함한 연간 총비용(ATC)을 산출하여 연간 발전량(APG)으로 나누어 LCOE = ATC/APG를 구하는 표준 프레임을 따른다(식, 기호, CRF 적용 포함).

실제 LCOE 계산에는 범위 내 평균값을 기준으로 GT CAPEX = 1,175 $/kW, SOFC CAPEX = 6,700 $/kW를 적용하였다. 해당 값은 Table 4의 문헌 범위 기반이며, 참고문헌[9-13]에 근거한다.

열통합은 열교환망을 기준 설정으로 고정하여 모든 케이스에 동일하게 적용하였다. 이 구성은 열교환기 수 증가로 CAPEX가 2% 소폭 상승하는 대신 OPEX가 8.2% 절감 효과를 보였다. TEA 계산에는 이러한 열통합 효과를 반영하였다.

4.2 결과(분배비에 따른 LCOE)

수소 분배비(GT:SOFC)를 1:0에서 0:1로 이동시키며 LCOE를 비교하였다. Fig. 7에서 블루 암모니아의 경우 1:1에서 LCOE가 최저 370.31 $/MWh를 기록했고, 그린 암모니아는 1:1.11(SOFC 약 우위)에서

Table 4. Cost estimation parameters for gas turbine and fuel cell

Parameter	Value($/kW)
Gas turbine	1.175 [9]
Fuel cell	6,700 [9-13]

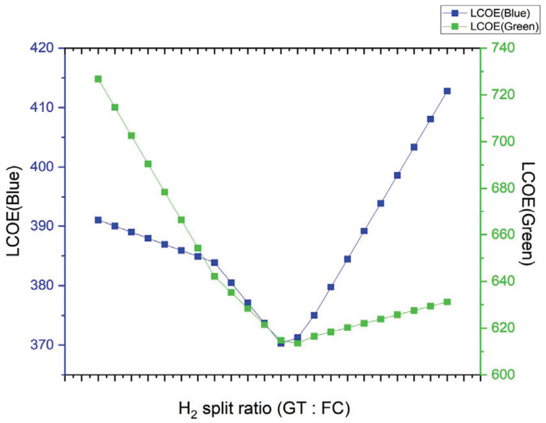

Fig. 7. LCOE comparison analysis between blue and green Ammonia

Table 5. TEA results of sensitivity analysis

Point	Split ratio (GT:FC)	LCOE($/MWh) Blue	LCOE($/MWh) Green
Case 1	1 : 0	391.03	726.74
Case 2	1.85 : 1	383.88	642.16
Case 3	1 : 1	370.31	614.71
Case 4	1 : 1.11	371.25	613.57
Case 5	0 : 1	412.78	631.22

최소 613.57 $/MWh로 나타났다(이후 SOFC 우세 영역에서는 CAPEX 영향으로 LCOE가 완만히 상승).

이 추세는 SOFC 효율(60%)이 GT 효율(40%)보다 높기 때문이다. SOFC 배분 증가는 순발전량이 증가해 LCOE를 낮추는 방향으로 작용한다. 반면 SOFC 설비비가 커질수록 CAPEX가 증가해, 1:1 근방에서 비용 최저점이 형성됨을 의미한다.

Fig. 7의 경향을 정량 확인하기 위해 선정한 5개 대표 케이스(1:0, 1.85:1, 1:1, 1:1.11, 0:1)의 LCOE는 Table 5에 요약되어 있다. 블루와 그린에 대한 민감도 분석 결과는 각각 Table 6과 Table 7에 정리되어 있으며, 이를 통해 최저점은 블루의 Case 3, 그린의 Case 4에서 확인된다.

케이스별 CAPEX/OPEX 분석 결과, GT 단독(Case 1)에서는 GT 설비가 총 CAPEX의 47%를 차지하는 반면, 연료전지를 포함한 조합에서는 SOFC 비용 비

Table 6. Power generation, LCOE, CI results of sensitivity analysis using blue NH_3

	Power generation (MW)	LCOE ($/MWh)	CI ($kgCO_2$-eq/kWh)
Case 1	60.2	391.0	0.92
Case 2	78.0	383.8	0.63
Case 3	82.7	370.3	0.59
Case 4	83.4	371.3	0.59
Case 5	92.5	412.8	0.50

Table 7. Power generation, LCOE, CI results of sensitivity analysis using green NH_3

	Power generation (MW)	LCOE ($/MWh)	CI ($kgCO_2$-eq/kWh)
Case 1	60.2	726.7	0.52
Case 2	78.0	642.3	0.32
Case 3	82.7	614.7	0.3
Case 4	83.4	613.6	0.29
Case 5	92.5	631.2	0.24

중이 70% 이상으로 상승한다. 즉, SOFC 배분을 늘리면 효율 개선으로 순발전량 증가(LCOE 감소) 효과가 나타나지만, 일정 수준을 넘어서면 SOFC의 CAPEX 증가가 지배해 LCOE 저감 폭이 둔화된다.

앞서 언급한 열교환망 최적화로 OPEX가 8.2% 감소한 점은 연료, 유틸리티 비용 민감도가 큰 본 시스템에서 특히 유리하게 작용하며, 분배비 최적점 주변의 LCOE 저점 형성에 기여한다.

결론적으로 설계 관점에서 비용 최소 운전영역은 1:1～1:1.11 부근(블루/그린 공통)으로, 발전 포트폴리오의 효율 이득(SOFC)과 설비비 억제(GT)가 균형을 이룬다. 운전 철학 관점에서는 수요 변동과 유지보수를 고려하여 1:1 근방의 유연 운전이 LCOE 안정성 측면에서 합리적이다. 원료 관점에서는 그린 암모니아는 원료비·공급망 비용이 커 절대 LCOE가 높지만, 효율 지배도가 커서 GT 단독(Case 1)이 가장 불리하며, SOFC 우위 구간에서 상대적으로 유리하다. 반대로 블루 암모니아는 연료비 부담이 낮아 SOFC 100% (Case 5)에서는 CAPEX 지배로 LCOE가 다시 상승한다.

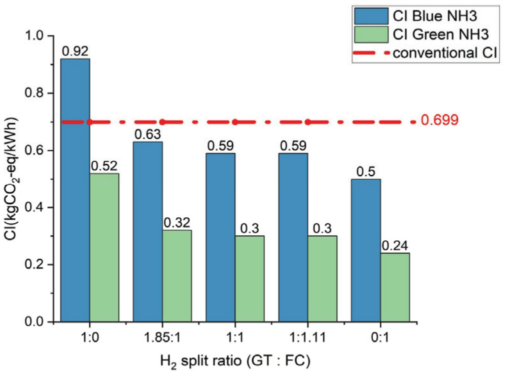

Fig. 8. CI comparison analysis between blue and green Ammonia

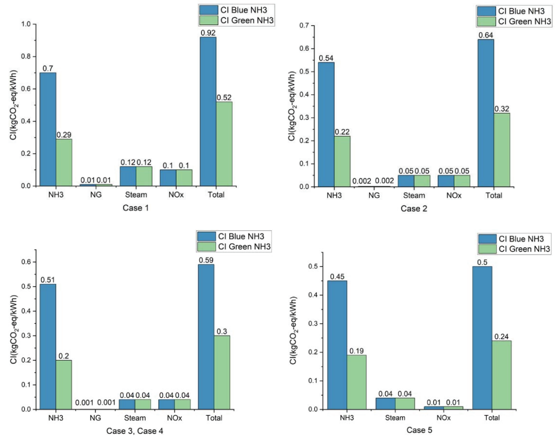

Fig. 9. CI breakdown for the 5 cases: (a) case 1 (b) case 2 (c) case 3, case 4 (d) case 5

5. Life Cycle Assessment (Carbon Intensity)

본 연구의 탄소집약도(CI)는 공정 경계 내 연간 배출량(원료 NH_3 공급망, 연소·유틸리티, 퍼지/희석 포함)을 합산하여 연간 발전량으로 나누어 산정하였다. 열, 물질수지는 열교환기 내 최소 온도차(ΔT_min, 고온 30 K, 중저온 15–20 K)를 고정하였고, 원료는 블루와 그린 암모니아로 구분하여 배출계수를 적용하였다.

케이스별 블루 및 그린 암모니아의 CI 결과와 5개 케이스의 breakdown(세부 기여도) 결과는 Fig. 8과 Fig. 9에 정리되어 있다. 이를 바탕으로 항목별 기여도를 비교하면, GT 비중이 큰 구간에서는 연소 항목의 비중이 상대적으로 증가하며, 반대로 SOFC 우위 구간에서는 원료 공급망 배출의 기여도가 우세해지는 경향을 보인다.

케이스별 CI는 Table 8에 정리되어 있으며, SOFC 비중이 커질수록 CI가 일관되게 감소한다. Case 3, 4 수소의 유량이 유사해 CI가 동일값(블루0.59, 그린 0.30)을 보였고, SOFC가 100%인 Case 5가 최저 CI를 기록하였다. 또한 Case 5에서는 총 배출의 80% 이상이 원료 암모니아의 기여로 파악되어, 공급망 배출이 시스템 CI를 좌우함을 시사한다.

6. Conclusion

본 연구는 크래커–정제–발전부(GT–SOFC)를 단일 경계로 통합하고, 열교환망으로 가열로를 연계한 암모니아 터미널 설계 프레임을 제시하였다. 이로써 전단·후단을 유기적으로 연결해 외부 유틸리티 의존도를 축소하였다.

민감도 분석에서 SOFC 배분을 늘릴수록 총 발전량은 증가했다. LCOE는 1:1 부근에서 최소가 되었

Table 8. LCA results of sensitivity analysis

Point	Split ratio (GT:SOFC)	Blue CI ($kgCO_2$-eq/kWh)	Green CI ($kgCO_2$-eq/kWh)	Conventional CI ($kgCO_2$-eq/kWh)
Case 1	1:0	0.92	0.52	
Case 2	1.85:1	0.63	0.32	
Case 3	1:1	0.59	0.30	0.699
Case 4	1:1.11	0.59	0.30	
Case 5	0:1	0.50	0.24	

으며, 정량적으로 블루는 1:1에서 370.31 $/MWh, 그린은 1:1.11에서 613.57 $/MWh를 기록했다. 이는 SOFC (60%)의 고효율과 높은 CAPEX 기여가 상쇄되어 형성된 최소점이다. 탄소집약도(CI)는 SOFC 비중 증가에 따라 일관되게 감소했으며, SOFC 100%에서 최저치가 나타났다. 또한 이 구간은 공급망 배출 비중이 80%로 지배적임을 확인해 저탄소 암모니아 조달의 중요성을 시사한다. 열 통합 측면에서 열교환망을 기준 설계로 고정한 결과, CAPEX 약 2% 증가, OPEX 약 8.2% 감소의 순효과가 TEA에 반영되었다.

후 기

본 연구는 2022년도 기획재정부(국토교통부)의 재원으로 국토교통과학기술진흥원의 지원을 받아 수행된 연구(RS-2022-00155807, 상용급 액체수소 플랜트용 압축기 핵심기술 개발 및 실증)이며, 지원에 감사를 드립니다.

References

1. R. Lan and S. Tao, “Ammonia as a suitable fuel for fuel cells”, Frontiers in Energy Research, Vol. 2, No. AUG, pp. 35, 2014, doi: https://doi.org/10.3389/fenrg.2014.00035.
2. D. R. MacFarlane, P. V. Cherepanov, J. Choi, B. H. R. Suryanto, R. Y. Hodgetts, J. M. Bakker, F. M. Ferrero Vallana, and A. N. Simonov, “A roadmap to the ammonia economy”, Joule, Vol. 4, No. 6, 2020, pp. 1186-1205, doi: https://doi.org/10.1016/j.joule.2020.04.004.
3. International Energy Agency (IEA), Ammonia Technology Roadmap: Towards more sustainable nitrogen fertiliser production, OECD Publishing, Paris, 2021, doi: https://doi.org/10.1787/f6daa4a0-en.
4. E. Spatolisano, L. A. Pellegrini, A. R. de Angelis, S. Cattaneo, and E. Roccaro, “Ammonia as a carbon-free energy carrier: NH_3 cracking to H_2”, Industrial & Engineering Chemistry Research, Vol. 62, No. 28, 2023, pp. 10813-10827, doi: https://doi.org/10.1021/acs.iecr.3c01419.
5. J. J. Klemeš and Z. Kravanja, “Forty years of heat integration: pinch analysis (PA) and mathematical programming (MP),” Current Opinion in Chemical Engineering, Vol. 2, No. 4, 2013, pp. 461-474, doi: https://doi.org/10.1016/j.coche.2013.10.003.
6. A. Valera-Medina, H. Xiao, M. Owen-Jones, W. I. F. David, and P. J. Bowen, “Ammonia for power”, Progress in Energy and Combustion Science, Vol. 69, 2018, pp. 63-102, doi: https://doi.org/10.1016/j.pecs.2018.07.001.
7. D. Pashchenko, “Ammonia fired gas turbines: recent advances and future perspectives”, Energy, Vol. 290, 2024, pp. 130275, doi: https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.130275.
8. A. S. Chellappa, C. M. Fischer, and W. J. Thomson, “Ammonia decomposition kinetics over Ni-Pt/Al_2O_3 for PEM fuel cell applications”, Applied Catalysis A: General, Vol. 227, No. 1, 2002, pp. 231-240, doi: https://doi.org/10.1016/S0926-860X(01)00941-3.
9. U.S. Energy Information Administration, “Capital Costs and Performance Characteristics for Utility-Scale Power Generating Technologies”, Washington, DC, USA, 2020. Retrieved from https://www.eia.gov.
10. M. M. Whiston, I. M. L. Azevedo, S. Litster, C. Samaras, K. S. Whitefoot, and J. F. Whitacre, “Meeting U.S. solid oxide fuel cell targets“, Joule, Vol. 3, No. 9, 2019, pp. 2060-2065, doi: https://doi.org/10.1016/j.joule.2019.07.018.
11. T. Hai, F. A. Alenizi, A. H. Mohammed, V. Goyal, R. K. Marjan, K. Quzwain, and A. S. Mohammed Metwally, “Solid oxide fuel cell energy system with absorption-ejection refrigeration optimized using a neural network with multiple objectives”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 52, 2024, pp. 954-972, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2023.07.115.
12. S. Arefdehghani, A. R. Khosroshahi, N. Kousheshi, A. S. Mehr, and H. Nami, “Techno-economic assessment of decentralized low-carbon power plants based on solid oxide fuel cell equipped with calcium looping carbon capture”, Energy, Vol. 313, 2024, pp. 133720, doi: https://doi.org/10.1016/j.energy.2024.133720.
13. H. Itoh, M. Mori, N. Mori, and T. Abe, “Production cost estimation of solid oxide fuel cells”, Journal of Power Sources, Vol. 49, No. 1-3, 1994, pp. 315-332, doi: https://doi.org/10.1016/0378-7753(93)01831-2.