Check for updates

Journal of Hydrogen and New Energy, Vol. 37, No. 5, 2026, pp. 674~682
DOI: https://doi.org/10.7316/JHNE.2026.37.5.674

JHNE
pISSN 1738-7264 • eISSN 2288-7407

연료전지-배터리 하이브리드 AGV의 운전전압 및 열화 시나리오에 따른 경제성 분석

함성현[1] · 정현성[1] · 김민진[1,2†]

[1]한국에너지기술연구원 연료전지연구실, [2]과학기술연합대학원대학교 수소에너지공학전공

Economic Analysis of a Fuel Cell–Battery Hybrid AGV Under Different Operating Voltages and Degradation Scenarios

SEONGHYEON HAM[1], HYEONSEONG JEONG[1], MINJIN KIM[1,2†]

[1]Fuel Cell Laboratory, Korea Institute of Energy Research, 152 Gajeong-ro, Yuseong-gu, Daejeon 34129, Korea
[2]Hydrogen Energy Engineering, University of Science and Technology, 217 Gajeong-ro, Yuseong-gu, Daejeon 34113, Korea

[†]Corresponding author :
minjin@kier.re.kr

Received 7 October, 2026
Revised 16 October, 2026
Accepted 16 October, 2026

© The Korean Hydrogen and New Energy Society

This is an Open Access article dis- tributed 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 evaluates the effects of fuel cell (FC) operating voltage on hydrogen consumption, FC operating time, stack replacement, and 10-year cost for a fuel cell-battery hybrid port automated guided vehicle (AGV) under state-of-charge (SOC)-following control. A model based on a measured AGV load profile, with 20 h of operation and 4 h of rest per day, was applied to an 80 kW FC and a 79.6 kWh battery at cell voltages of 0.65, 0.70, 0.75, and 0.80 V. Increasing the voltage from 0.70 to 0.80 V reduced daily hydrogen consumption from 12.39 to 10.60 kg, but increased the 10-year FC ON time from 11,248 to 43,287 h. Assuming a voltage-independent degradation rate of 3.5 μV/h, the 0.80 V condition resulted in the lowest 10-year total cost of 480.1 million KRW. When a high-voltage degradation scenario of 14 μV/h at 0.80 V was considered, seven stack replacements were required, and the 0.75 V condition resulted in the lowest total cost of 522.0 million KRW. When output derating over each stack's lifetime was also considered, the economically preferred voltage shifted further toward 0.70–0.75 V. These results indicate that FC operating voltage should be selected by considering operating time and degradation-induced stack replacement, rather than efficiency alone.

Key words : Fuel cell(연료전지), Automated guided vehicle(무인운반차), Operating voltage(운전전압), State of charge(충전상태), Degradation(열화), Economic analysis(경제성 분석)

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

1. 서 론

전 세계적인 탄소중립 정책과 온실가스 감축 요구에 따라 산업 전반에서 동력원의 전동화와 저탄소화가 빠르게 진행되고 있다[1]. 물류 분야에서도 탄소중립을 위한 장비 전동화가 세계적 추세이며, 무인 운송 차량(Atuomated Guided Vehicle, AGV)는 산업현장에 빠르게 보급되고 있다[2]. 현재 AGV는 주로 배터리로 구동되며 운행 중 배출가스가 없다. 그러나 짧은 가동시간과 긴 충전시간 때문에 활용성이 제한된다[2,3]. 다교대 운용에서는 차량당 여러 개의 배터리 팩과 별도의 충전 공간이 필요하다[4]. 수소 연료전지, 특히 고분자전해질 연료전지(Polymer Electrolyte Membrane Fuel Cell, PEMFC)는 운전 중 물만 배출한다. 따라서 AGV의 친환경성을 유지하면서 배터리 단독 시스템의 한계를 극복할 수 있는 대안으로 주목받고 있다[2,3].

연료전지(Fuel Cell, FC)와 배터리를 결합한 하이브리드 시스템은 FC의 높은 에너지 밀도와 배터리의 우수한 동적 부하응답 특성을 상호 보완적으로 활용할 수 있다. 따라서 부하 변동이 큰 AGV의 동력원으로 적합하다[3,5]. 실제 차량 부하를 기반으로 FC와 배터리의 전력분배 전략을 비교하고 수소소비량과 배터리 충전상태(State of Charge, SOC)를 평가한 바 있으며[5], 자율주행 농업기계용 PEMFC-배터리 하이브리드 시스템에서도 FC 용량과 전력변환 조건에 따른 SOC 거동 및 운전특성이 평가되었다[6]. 그러나 하이브리드 파워팩의 실제 성능은 FC의 정격출력만으로 결정되지 않는다. 실부하 조건에서의 FC–배터리 출력분담, SOC, FC 시동·정지 조건 및 운전전압이 함께 성능을 좌우한다.

이러한 출력분담을 결정하는 에너지 관리 전략은 규칙 기반, 최적화 기반, 학습 기반 기법 등으로 폭넓게 연구되어 왔다[7]. 또한 수소 소비량과 FC 수명을 동시에 고려하는 방향으로 발전하고 있다[8,9]. 특히 실용적으로 널리 쓰이는 SOC 추종 제어에서는 FC 출력이 배터리의 충·방전 경로와 직접 연계된다. 동일한 AGV 부하 조건에서도 FC 운전점에 따라 가동시간과 수소 소비량이 달라진다.

운전점은 FC의 열화 속도와 수명에도 영향을 미치며, 이는 스택 교체주기와 장기 운용비용으로 이어진다[9,10]. 따라서 운전전압은 효율만으로 선정하기 어렵다. SOC 회복시간, 누적 가동시간, 열화에 따른 수명 종료(End of Life, EOL) 시점 및 스택 교체비용을 종합적으로 고려하여 결정해야 한다. AGV용 연료전지 시스템에 관한 기존 연구는 주로 스택 개발과 내구성 검증[2], 또는 부하 프로파일 기반의 에너지 버퍼 용량 선정[3]에 초점을 맞추었다. 반면 FC 운전전압이 출력분담, SOC 거동, 수소 소비 및 장기 경제성에 미치는 영향을 하나의 계산 체계 안에서 연계하여 평가한 연구는 부족하다.

본 연구에서는 1 Hz로 계측한 AGV 부하 프로파일과 Python 기반 경제성 해석 모델을 이용하여 0.65, 0.70, 0.75 및 0.80 V의 셀 운전전압에 대한 10년간의 운전 및 비용을 비교하였다. 주 해석에서는 열화를 수명 종료 시점과 교체주기에만 반영하고, 열화속도를 운전전압과 무관하게 두거나(S1) 고전압에서 가속되도록 설정한(S2, S3) 세 가지 시나리오를 적용하였다. 이어서 누적 열화에 따른 전류·출력 감소를 SOC 해석에 연계한 확장 시뮬레이션 결과를 주 해석과 비교하여, 출력 감소가 가동시간, 교체횟수 및 총비용에 미치는 영향을 검토하였다.

2. 해석 대상 및 방법

2.1 시스템 구성

하이브리드 시스템은 정격출력 80 kW의 PEMFC와 용량 79.6 kWh 전압 657 V의 고전압 배터리로 구성된다. 연료전지 스택은 활성면적 270 cm^2의 셀 440장으로 구성하였고, 주요 해석 조건을 Table 1에 정리하였다.

연료전지 성능은 스택 시험에서 얻은 전류밀도-전압 데이터를 사용하였다(Fig. 1). 성능 시험 조건으로 온도는 65°C, 애노드와 캐소드의 상대습도는 각각 50%, 출구압력은 0 bar, 화학양론비는 애노드 1.5 및

Table 1. Main parameters of the power pack, operation and economic analysis

Parameter	Value
FC rated power	80 kW
Battery capacity / voltage	79.6 kWh / 657 V
Number of cells/ active area	440 / 270 cm^2
Initial / lower / upper SOC	0.80 / 0.45 / 0.80
Service / rest period	20 / 4 h day^{-1}
Analysis period	10 years
Days per year	365
Hydrogen utilization	1.0
H_2 price	10,000 KRW/kg
FC system cost	445,981 KRW/kW
Battery cost / replacement	250,000 KRW/kWh
Discount rate	7%

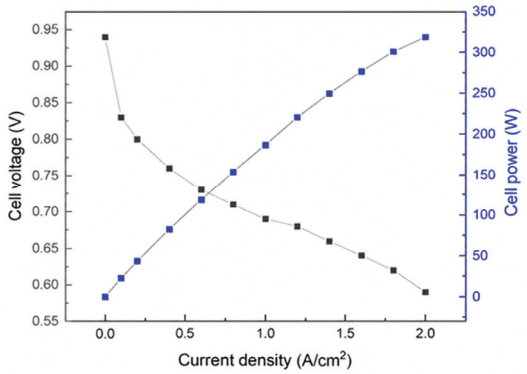


Fig. 1. Polarization curve of the cell

캐소드 2.0이다. 총 스택 출력 P_{stack}은 식 (1)로 계산하였다. 여기서 N_{cell}은 셀 수, V_{op}는 셀 운전전압, I_{stack}은 스택 전류이다.

$$P_{stack} = N_{cell} \times V_{op} \times I_{stack} \quad (1)$$

운전전압이 0.65 V에서 0.80 V로 높아지면 전류밀도는 1.50 에서 0.20 A/cm^2로, 순출력은 104.1 kW에서 18.2 kW로 감소하는 반면, 저위발열량(LHV) 기준 순효율은 46.6%에서 61.2%로 증가한다.

2.2 AGV 부하와 SOC 추종 제어

AGV 부하는 적재 상태로 실제 노선을 주행하며 1 Hz로 계측한 전력 프로파일을 사용하였다. 주행 프로파일은 33,635 s(약 9.34 h) 길이이며, 평균 10.79 kW, 최대 168.1 kW의 전력을 요구하고 회생제동 구간에서는 최소 −10.4 kW를 나타낸다. 차속 0.01 m/s 미만인 정차 구간은 전체의 71.2%를 차지한다. 하루 운전은 AGV의 평균 가동시간을 반영하여 20 h 운전과 4 h 휴지로 구성하였다. 본 프로파일을 반복하여 20 h를 구성하고, 나머지 4 h에는 AGV 요구출력을 0 kW로 두어 연료전지가 배터리를 SOC 상한까지 충전한 뒤 정지하도록 하였다. 따라서 매일 SOC 0.80에서 운전을 시작하며, 하루 AGV 요구에너지는 216.3 kWh이다.

연료전지는 SOC 이력(hysteresis) 방식으로 시동·정지한다. 운전 구간에서 SOC가 0.45 이하로 떨어지면 연료전지를 시동하고 0.80 이상에 도달하면 정지하며, 그 사이에서는 직전 상태를 유지한다(식 (2-4)). 연료전지는 켜져 있는 동안 해당 운전전압의 순출력 $P_{FC,net}$으로 일정하게 운전되고, 부하와의 차이는 배터리가 담당한다. SOC는 1 s 간격으로 갱신하였으며, 충·방전 효율은 1.0으로 가정하였다. 휴지 구간에서는 SOC 0.80에 도달할 때까지 연료전지를 운전하고, 마지막 1 s는 필요한 에너지만큼만 운전한 것으로 처리하였다.

$$u_k = 1 \, (SOC_k \leq 0.45) \quad (2)$$

$$u_k = 0 \, (SOC_k \geq 0.8) \quad (3)$$

$$u_k = u_{k-1} \, (0.45 < SOC_k < 0.8) \quad (4)$$

여기서 u는 연료전지 운전상태이며, 배터리 방전 출력을 양의 값으로 정의하면 전력수지와 SOC는 식 (5), (6)과 같다. Δt는 1 s이고, 충·방전 효율은 1.0으로 가정하였다.

$$P_{bat,k} = P_{load,k} - u_k P_{FC,net} \quad (5)$$

$$SOC_{k+1} = SOC_k - \frac{P_{bat,k}\Delta t}{3600 \times E_{bat}} \quad (6)$$

수소 소비량은 Faraday 법칙에 따라 스택 전류로부터 식 (7)로 계산하였다. 여기서 M_{H2}는 수소 몰질량, F는 Faraday 상수, U_f는 수소 이용률이다. 하루 수소 소비량과 FC ON 시간은 1 s 단위 값을 적산하여 구하였다.

$$\dot{m}_{H_2} = \frac{N_{cell} \times I_{st} \times M_{H_2}}{2F \times U_f} \quad (7)$$

2.3 열화와 교체 모델

수명 종료는 초기 수명(Beginning of Life, BOL) 대비 셀 전압이 10% 감소하는 시점으로 정의하였다[9]. 일정 열화율(Degradation Rate, DR)을 가정하면 허용 전압저하 ΔV_{EOL}과 FC 누적 가동시간 기준 수명 t_{EOL}는 식 (8), (9)로 나타낼 수 있다. 허용 전압저하는 0.65, 0.70, 0.75, 0.80 V에서 각각 65, 70, 75, 80 mV이다.

$$\Delta V_{EOL} = 0.10 \times V_{BOL} \quad (8)$$

$$t_{EOL}(h) = \frac{\Delta V_{EOL}(V) \times 10^6}{DR(\mu V/h)} \quad (9)$$

분석기간의 누적 가동시간 T_{ON}이 수명을 넘을 때마다 스택을 교체하며, 교체 횟수는 식 (10)과 같다. 분석 종료 시점에 정확히 EOL에 도달하는 경우는 교체로 보지 않는다.

$$n_{rep} = \max\left(0, \left[\frac{T_{ON}}{t_{EOL}}\right] - 1\right) \quad (10)$$

열화속도는 세 가지 시나리오로 설정하였다(Table 2). 선행연구에서는 PEMFC의 장기 정전류(0.65 V 부근) 운전시험에서 약 4.2 μV/h의 전압 열화율이 보고된 바 있다[8]. 그러나 열화율은 셀 구성, 전류밀도 및 운전조건에 따라 달라지므로 이를 일반적인 값으로 해석하기는 어렵다. 이에 본 연구에서는 3.5 μV/h (0.7 V 기준)를 기준 열화율로 가정하여 모든 운전전압에 동일하게 적용한 S1과, 고전위 운전에 따른 Pt 용해 및 촉매 활성 저하 가능성을 고려하여 열화속도가 증가하도록 가정한 S2 및 S3를 설정하였다[9,10]. S2와 S3에서는 0.70 V를 기준으로 0.75 V와 0.80 V의 열화속도를 각각 1.5배/2배 및 2.5배/4배로 설정하였으며, 0.65 V에서는 2 μV/h를 적용하였다. 본 연구에서 설정한 2–14 μV/h의 열화속도는 운전전압별 실측값이 아닌 경제성 민감도 평가를 위한 가정값이며, 향후 운전전압별 장기 내구시험을 통한 검증이 필요하다.

시동 · 정지 과정에서는 애노드의 수소-공기 계면 형성과 내부 역전류에 따른 캐소드 고전위 형성으로 탄소 담체 부식 및 Pt 용해 등의 열화가 발생할 수 있다. 그러나 본 연구의 기본 시나리오 분석에서는 열화의 영향을 EOL 수명과 스택 교체시점에만 반영하고, 수명주기 내 운전점은 BOL 상태로 유지된다고 가정하였다. 추가적으로 3.4절에서는 누적 열화에 따른 전류 및 출력 감소를 SOC 해석에 연계하여 그 영향을 평가하였다. 다만 두 해석 모두 시동 · 정지에 따른 추가 열화는 반영하지 않았다.

2.4 경제성 평가

평가 기간은 10년이며 총비용은 초기투자비, 수소 연료비, 연료전지 교체비 및 배터리 교체비를 포함한다(식 (11)).

$$C_{total} = C_{initial} + C_{fuel} + C_{rep} \quad (11)$$

초기투자비는 연료전지 시스템과 배터리 시스템 비용의 합계이다. 연료비는 누적 수소 소비량에 수소 가격을 곱하여 구하였다. 연료전지 교체 1회에는 초

기 연료전지 시스템 비용의 50%를 적용하였고, 배터리는 5년 주기로 교체하여 분석기간 중 1회가 발생한다. 할인율 7%를 적용한 현재가치 총비용도 함께 계산하였으며, 연료비는 연금현가로, 교체비는 실제 교체시점을 기준으로 할인하였다.

3. 결과 및 고찰

3.1 운전전압에 따른 전력분담과 SOC 거동

Fig. 2는 0.70 V 조건의 하루 전력 흐름을, Fig. 3은 네 운전전압의 SOC와 FC 출력을 나타낸다. AGV 요구출력은 최대 168.1 kW의 짧은 첨두를 반복하며, 모든 조건에서 첨두 부하는 배터리가 담당한다. 배터리 방전출력은 하루 297-423 s 동안 연속 방전한계 120 kW를 넘었으나 최대 방전한계 240 kW 이내였다.

운전전압이 낮을수록 FC 순출력이 커서 SOC가 45%에서 80%로 빠르게 회복된다. 0.65 V와 0.70 V에서는 한 번의 충전이 약 0.4~0.5 h 안에 끝나고 하루 7회 시동·정지가 반복되었다. 반면 0.80 V에서는 순출력 18.2 kW가 평균 부하 10.8 kW를 조금 넘는 수준이어서 SOC 회복에 약 3.5~4 h가 걸렸고, 시동·정지는 하루 4회로 줄었지만 FC는 긴 시간 연속 운전되었다. 20 h 운전 종료 시 SOC는 0.65 V에서 0.535, 0.80 V에서 0.650이었으며, 휴지 구간에서 SOC 회복에 필요한 FC ON 시간은 0.26 h (0.65 V)에서 0.65 h (0.80 V)로 늘었다. 하루의 시작과 끝 SOC가 모두 동일한 80%이므로 모든 조건에서 FC가 공급한 에너지는 AGV 요구에너지 216.3 kWh와 같다. 따라서 운전전압에 따른 수소 소비량 차이는 순효율 차이에서 비롯되며, FC ON 시간은 요구 에너지를 순출력으로 나눈 값으로 결정된다.

3.2 운전전압에 따른 가동시간과 수소 소비량

운전전압이 높아질수록 하루 수소 소비량은 13.92 kg에서 10.60 kg으로 감소하였으나, 하루 가동시간은 2.08 h에서 11.86 h로 증가하였다(Fig. 4). 10년간 가동시간은 0.65, 0.70, 0.75 및 0.80 V에서 각각 7,583, 11,248, 19,707 및 43,287 h이고, 누적 수소 소비량은 각각 50,817, 45,227, 41,088 및 38,680 kg이다.

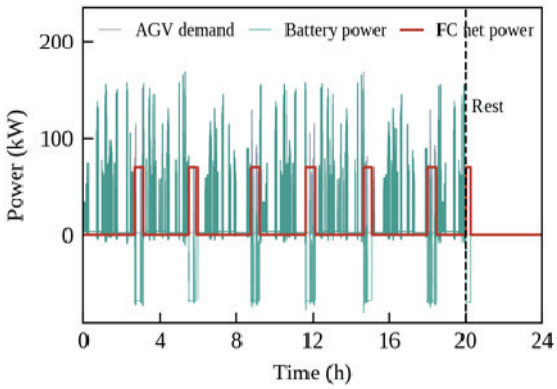


Fig. 2. Daily power flow of the AGV demand, battery and FC at 0.70 V (0-20 h service, 20-24 h rest)

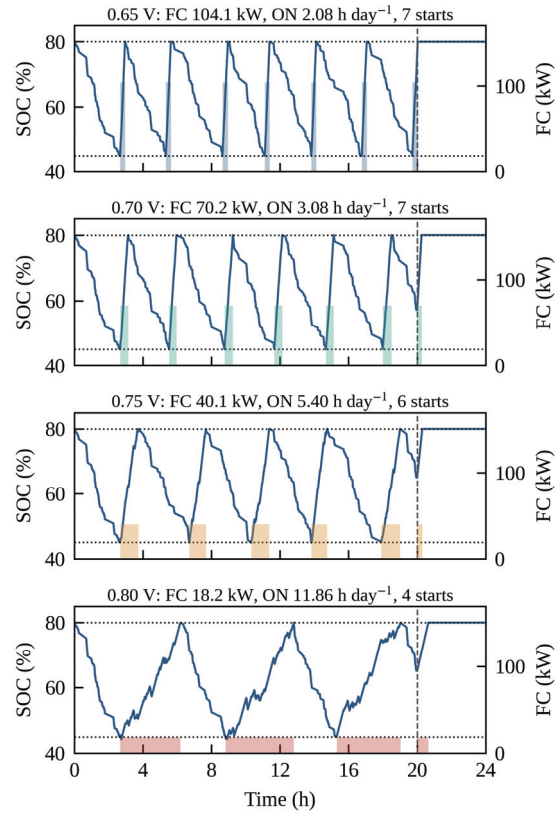


Fig. 3. Battery SOC (line) and fuel cell net power (shaded) over one day for the four operating voltages; dotted lines mark the 45% and 80% SOC thresholds

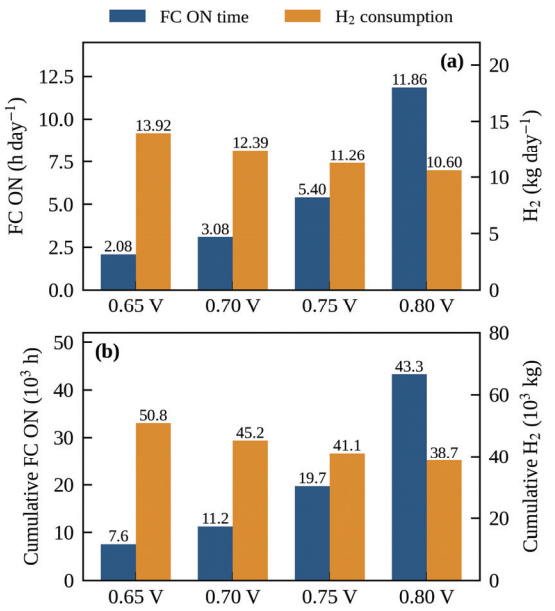


Fig. 4. (a) Daily FC ON time and hydrogen consumption and (b) cumulative values over the 10-year analysis period

각 조건의 ON 시간과 OFF 시간 합계는 87,600 h로 10년의 총시간과 일치한다.

0.80 V의 가동시간은 0.70 V의 약 3.85배인 반면 수소 소비량은 약 14.5% 적다. 높은 전압에서는 순간 전류가 작아 시간당 수소 소비량이 낮지만, 같은 요구에너지를 공급하는 데 더 긴 시간이 필요하다. 탑재 수소량을 2.1 kg 용기 8개에 해당하는 16.8 kg으로 보면, 네 조건의 하루 소비량이 10.6-13.9 kg이므로 모두 1일 1회 충전으로 운용할 수 있다.

3.3 열화 시나리오별 수명, 교체 및 총비용

Table 2와 Fig. 5는 열화 시나리오별 EOL 수명, 교체 횟수 및 10년 총비용을 나타낸다. S1에서는 모든 조건의 열화속도가 같으므로 EOL 수명이 허용 전압저하에 비례하여 18,571-22,857 h로 큰 차이가 없다. 이 경우 10년 안에 수명에 도달하는 조건은 0.80 V뿐이며 교체는 1회에 그친다. S1에서는 연료비 절감 효과가 교체비(17.8백만 원)를 상회하여 0.80 V가 모든 운전 중에서 가장 유리하였다. 연료비는 총비용의 80.6-87.1%를 차지하였다.

Table 2. FC life, replacements and ten-year cost (million KRW) for degradation scenarios S1-S3

Sc.	V_{op}	DR (μV/h)	Life time (h)	n_{rep}	Fuel	FC repl.	Total cost	PV
S1	0.65	3.5	18,571	0	508.2	0.0	583.6	426.7
S1	0.70	3.5	20,000	0	452.3	0.0	527.8	387.4
S1	0.75	3.5	21,429	0	410.9	0.0	486.4	358.4
S1	0.80	3.5	22,857	1	386.8	17.8	480.1	353.9
S2	0.65	2	32,500	0	508.2	0.0	583.6	426.7
S2	0.70	3.5	20,000	0	452.3	0.0	527.8	387.4
S2	0.75	5.25	14,286	1	410.9	17.8	504.2	369.3
S2	0.80	7	11,429	3	386.8	53.5	515.8	379.3
S3	0.65	2	32,500	0	508.2	0.0	583.6	426.7
S3	0.70	3.5	20,000	0	452.3	0.0	527.8	387.4
S3	0.75	8.75	8,571	2	410.9	35.7	522.0	381.5
S3	0.80	14	5,714	7	386.8	124.9	587.1	430.2

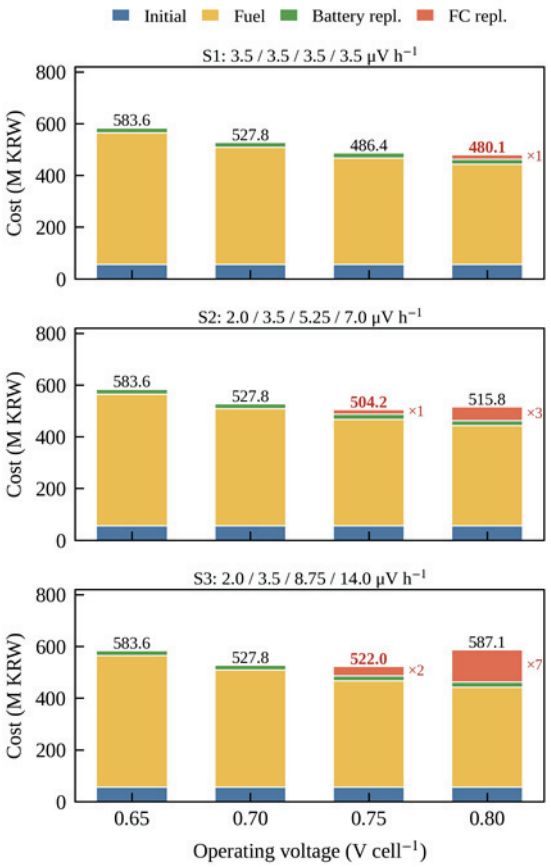


Fig. 5. Composition of the 10-year total cost by operating voltage for degradation scenarios S1-S3 (×n: number of FC replacements; red label: lowest total cost)

고전압에서 열화가 가속되는 경우에는 순위가 달라진다. S2에서 0.80 V의 수명은 11,429 h로 줄어 교체가 3회 발생하였고, 총비용은 515.8백만 원으로 0.75 V(504.2백만 원, 교체 1회)보다 높았다. S3에서는 0.80 V의 수명이 5,714 h에 불과하여 교체가 7회로 늘었다. 이에 따른 연료전지 교체비 124.9백만 원은 총비용의 21.3%에 해당하며, 그 결과 0.80 V의 총비용(587.1백만 원)은 0.70 V(527.8백만 원)보다도 높아졌다. S3의 최저 비용 조건은 0.75 V(522.0백만 원, 교체 2회)였고, 0.70 V와의 차이는 5.7백만 원(1.1%)이었다. 할인율 7%를 적용한 현재가치로 평가해도 최저 비용 조건은 S1에서 0.80 V(353.9백만 원), S2와 S3에서 0.75 V(각각 369.3, 381.5백만 원)로 변하지 않았다.

0.65 V는 모든 시나리오에서 총비용이 가장 높았다(583.6백만 원). 10년 가동시간이 7,583 h로 수명보다 짧아 교체는 발생하지 않았으나, 순효율이 46.6%로 가장 낮아 연료비가 508.2백만 원에 달하였기 때문이다.

3.4 열화에 따른 출력 감소 해석

누적 열화에 따른 전류·출력 감소를 SOC 해석에 연계한 결과를 Fig. 6에 나타냈다. A는 열화를 교체 주기에만 반영한 경우이고, B는 출력 감소까지 연계한 경우이다.

열화속도 시나리오 S3에서 출력 감소를 반영하면 네 운전전압 모두 가동시간이 증가하였다. 증가율은 0.70 V에서 24.8%로 가장 컸고, 절대 증가량은 0.80 V에서 6,349 h로 가장 컸다. 열화로 연료전지 출력이 줄면 같은 요구출력에 대해 배터리의 방전 부담이 커지고, SOC를 회복하는 데 더 긴 시간이 필요하기 때문이다. 가동시간이 늘면 누적 열화도 빨리 진행되어, 0.80 V의 교체는 7회에서 8회로 증가하였다. 반면 0.75 V는 가동시간이 22.8% 늘었으나 교체는 2회로 같았다.

수소 소비량은 0.70 V에서 45,227 kg에서 44,721 kg으로 감소한 반면, 0.80 V에서는 38,680 kg에서 38,828 kg으로 소폭 증가하였다. 이는 열화에 따른 전류 감소와 BOP 소비동력의 상대적 변화가 시스템 순효율에 영향을 미치기 때문이다. 연료전지 순출력은 스택 출력에서 BOP 소비동력을 제외한 값으로, 스택 출력 대비 BOP 소비동력의 비율이 감소하면 순효율이 증가하고, 반대로 증가하면 순효율이 감소한다. 따라서 열화로 연료전지 가동시간이 증가하더라도 순효율 변화에 따라 누적 수소 소비량은 감소하거나 증가할 수 있다.

총비용은 S1에서 0.80 V가 480.1백만 원에서 499.4백만 원으로 증가하였으나 여전히 가장 낮았다. 다만 0.75 V(502.4백만 원)와의 차이는 6.2백만 원에서 3.0백만 원으로 줄었다(Fig. 6(b)). S2와 S3에서는 0.80 V의 총비용이 각각 535.0, 606.4백만 원으로 증가하였고, 0.75 V(각각 502.2, 520.0백만 원)가 최저 비용 조건으로 유지되었다. 그러나 S3에서 0.70 V(522.7백만 원)와의 차이는 2.7백만 원에 불과하다. 따라서 출력 감소를 무시한 해석은 고전압 운전의 가동시간과 교체 부담을 과소평가한다.

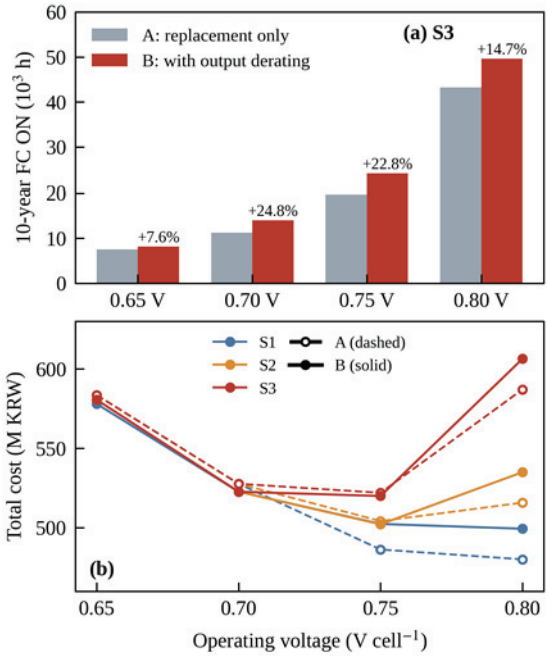


Fig. 6. Effect of output derating: (a) ten-year FC ON time without (A) and with (B) derating in S3 and (b) total cost for S1-S3 (dashed: A, solid: B)

4. 결 론

본 연구에서는 SOC 추종 제어를 적용한 연료전지-배터리 AGV를 대상으로 연료전지 운전전압이 수소 소비량, 가동시간, 스택 교체 및 10년 총비용에 미치는 영향을 평가하였다. 또한 누적 열화에 따른 연료전지 출력 감소를 SOC 해석에 연계하여 운전전압별 경제성 변화를 비교하였다. 주요 결론은 다음과 같다.

1) 운전전압이 0.65 V에서 0.80 V로 증가함에 따라 연료전지의 순효율은 46.6%에서 61.2%로 증가하고, 하루 수소 소비량은 13.92 kg에서 10.60 kg으로 감소하였다. 반면 순출력은 104.1 kW에서 18.2 kW로 감소하여 하루 FC ON 시간은 2.08 h에서 11.86 h로 증가하였다. 10년 누적 FC ON 시간은 0.65 V에서 7,583 h, 0.80 V에서 43,287 h로 나타나, 고전압 운전은 수소 소비를 줄이는 대신 연료전지 가동시간을 크게 증가시키는 것으로 나타났다.
2) 운전전압과 무관한 열화속도 3.5 μV/h를 적용한 S1에서는 0.80 V가 10년 총비용 480.1백만 원으로 가장 낮았다. 그러나 고전압에서 열화가 가속되는 조건에서는 0.80 V의 스택 교체횟수가 S2에서 3회, S3에서 7회까지 증가하였으며, 최저 비용 조건은 0.75 V로 이동하였다. S2와 S3에서 0.75 V의 총비용은 각각 504.2백만 원과 522.0백만 원으로 나타났다. 이는 운전전압 선정 시 연료비 절감뿐만 아니라 연료전지 열화와 스택 교체비용을 함께 고려해야 함을 보여준다.
3) 누적 열화에 따른 연료전지 출력 감소를 SOC 해석에 연계한 결과, 연료전지 가동시간은 모든 운전전압에서 증가하였다. S3 조건에서 가동시간 증가율은 0.70 V에서 24.8%로 가장 크게 나타났으며, 0.80 V에서는 누적 가동시간이 6,349 h 증가하였다. 또한 0.80 V의 스택 교체횟수는 출력 감소를 고려하지 않은 경우의 7회에서 8회로 증가하였다. 따라서 스택 수명 동안 발생하는 출력 저하를 고려하지 않을 경우 고전압 운전의 실제 가동시간 및 교체 부담을 과소평가할 수 있다.
4) 이상의 결과를 종합하면, SOC 추종형 AGV 파워팩의 운전전압은 연료전지 효율이나 수소 소비량만을 기준으로 선정하기보다 FC 가동시간, 열화에 따른 출력 감소, 스택 수명 및 교체비용을 함께 고려하여 결정할 필요가 있다.

본 연구에서는 누적 열화에 따른 연료전지 출력 감소를 고려하였으나, 시동·정지에 따른 추가적인 열화와 배터리의 용량 감소, 내부저항 증가 및 충·방전 효율 저하는 반영하지 않았다. 또한 동일한 AGV 부하 프로파일을 매일 반복 적용하였으므로 계절적 변화와 실제 운행일정에 따른 부하 변동은 고려되지 않았다. 따라서 향후에는 실제 AGV 운전조건에서 운전전압별 장기 내구시험을 수행하여 본 연구에서 설정한 열화속도 시나리오의 타당성을 검증할 필요가 있다. 또한 시동·정지 반복시험을 통한 사이클당 전압손실을 시간당 열화율을 정량화하고, 이를 운전시간 기반 열화 모델과 통합할 필요가 있다. 이를 바탕으로 연료전지의 열화 상태와 배터리 SOC를 함께 고려하여 운전전압 및 출력분담을 조정하는 가변 운전전략을 검토할 필요가 있다.

후 기

본 연구는 2025년도 산업통상자원부의 재원으로 한국에너지기술평가원(KETEP)의 지원을 받아 수행한 연구 과제이다(No.RS-2025-02603170).

References

1. International Energy Agency, “Net zero by 2050: a roadmap for the global energy sector”, IEA, France, 2021, Retrieved from https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050.
2. J. Kim, B. Son, H. S. Kim, and K. Jang, “Development of a 1.6-kW range extender based on the hydrogen proton exchange membrane fuel cells stack for 1 ton class automated guided vehicles”, Journal of Power Sources, Vol. 646, 2025, pp. 237180, doi: https://doi.org/10.1016/

j.jpowsour.2025.237180.
3. R. Niestrój, T. Rogala, and W. Skarka, “An energy consumption model for designing an AGV energy storage system with a PEMFC stack”, Energies, Vol. 13, No. 13, 2020, pp. 3435, doi: https://doi.org/10.3390/en13133435.
4. T. Ramsden, “Evaluation of the total cost of ownership of fuel cell-powered material handling equipment”, Report No. NREL/TP-5600-56408, National Renewable Energy Laboratory, USA, 2013, doi: https://doi.org/10.2172/1076655.
5. International Energy Agency, “Global hydrogen review 2024”, IEA, France, 2024, Retrieved from https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024.
6. S. O. Showers and A. K. Raji, “State-of-the-art review of fuel cell hybrid electric vehicle energy management systems”, AIMS Energy, Vol. 10, No. 3, 2022, pp. 458-485, doi: https://doi.org/10.3934/energy.2022023.
7. T. Fletcher, R. Thring, and M. Watkinson, “An energy management strategy to concurrently optimise fuel consumption & PEM fuel cell lifetime in a hybrid vehicle”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 41, No. 46, 2016, pp. 21503-21515, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2016.08.157.
8. S. J. C. Cleghorn, D. K. Mayfield, D. A. Moore, J. C. Moore, G. Rusch, T. W. Sherman, N. T. Sisofo, and U. Beuscher, “A polymer electrolyte fuel cell life test: 3 years of continuous operation”, Journal of Power Sources, Vol. 158, No. 1, 2006, pp. 446-454, doi: https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2005.09.062.
9. M. Kandidayeni, J. P. Trovão, M. Soleymani, and L. Boulon, “Towards health-aware energy management strategies in fuel cell hybrid electric vehicles: a review”, International Journal of Hydrogen Energy, Vol. 47, No. 17, 2022, pp. 10021-10043, doi: https://doi.org/10.1016/j.ijhydene.2022.01.064.
10. Z. Hua, Z. Zheng, E. Pahon, M. C. Péra, and F. Gao, “A review on lifetime prediction of proton exchange membrane fuel cells system”, Journal of Power Sources, Vol. 529, 2022, pp. 231256, doi: https://doi.org/10.1016/j.jpowsour.2022.231256.