



计及多能流耦合的离网型氢能站综合能源能效分析与多目标优化

张志伟¹, 闫 闯¹, 陈常念¹, 于泽庭¹, 邢子义^{1,2}, 韩吉田¹, JEN Tien-Chien¹

(¹山东大学核科学与能源动力学院, 山东 济南 250061; ²烟台东德实业有限公司, 山东 烟台 264000)

摘要: 针对传统液氢加氢站气化过程存在的冷能浪费严重、热力学效率低等问题, 提出液氢加氢站与质子交换膜燃料电池耦合的离网能量综合利用系统。该系统以多能流梯级利用为核心, 通过匹配储冷工质相变温度, 构建了深冷、中冷与低温三级梯级回收架构。在保障液氢气化及稳定供应的基础上, 利用有机朗肯循环实现发电, 并通过蓄冷工艺达成液氮与干冰的高价值联产。采用 Aspen HYSYS 对上述系统进行了建模与仿真验证, 并结合人工神经网络与非支配排序遗传算法进行了多目标优化, 结果表明, 在全局最优决策点下日处理量为 1 t 的液氢加氢站系统焓效率、能量效率、净输出功率分别为 59.63%、88.97%、154.87 kW, 不仅实现了 179.97 kg/h 液氮与 89.69 kg/h 干冰的高效联产, 还输出了约 132 kW 的有效电能。经济性分析进一步显示, 当液氢到站价为 39.89 CNY/kg, 氢气售价为 61 CNY/kg 时, 系统投资回收期为 6 年, 最高可使加氢价格降低 21.77%, 与传统加氢站和现有冷能回收方案相比, 实现了能量效率、联产效益及运行安全性的提升。

关键词: 氢; 有机朗肯循环; 燃料电池; 神经网络; 二氧化碳; 冷能回收

doi: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2026.0369

中图分类号: TM 91

文献标志码: A

文章编号: 2095-4239 (2026) 08-3189-14

Comprehensive energy efficiency analysis and multi-objective optimization of off-grid liquid hydrogen refueling stations with multi-energy flow coupling

ZHANG Zhiwei¹, YAN Chuang¹, CHEN Changnian¹, YU Zeting¹, XING Ziyi^{1,2}, HAN Jitian¹,
JEN Tien-Chien¹

(¹School of Nuclear Science, Energy and Power Engineering, Shandong University, Jinan 250061, Shandong, China; ²Yantai Dongde Industrial Company Limited, Yantai 264000, Shandong, China)

Abstract: To address cold energy waste and low thermodynamic efficiency in traditional liquid hydrogen (LH₂) refueling stations, this study proposes an off-grid integrated energy utilization system that couples an LH₂ refueling station with a proton exchange membrane fuel cell (PEMFC). With multi-energy flow cascade utilization as the core and by matching the phase-change temperatures of cold storage media, a three-stage cascade recovery architecture consisting of cryogenic, medium-cold, and low-temperature levels is constructed. On the basis of ensuring stable LH₂ vaporization and hydrogen supply, the system utilizes the organic

收稿日期: 2026-05-01; 修改稿日期: 2026-06-25。

基金项目: 国家重点研发计划 (2018YFA0702200), 山东省重点研发计划 (2024TSGC0818)。

第一作者: 张志伟 (2002—), 男, 硕士研究生, 研究方向为氢能储运, E-mail: 202434580@mail.sdu.edu.cn; 通信作者: 陈常念, 副教授, 研究方向为综合能源系统及氢能储运, E-mail: chen.cn@sdu.edu.cn。

引用本文: 张志伟, 闫闯, 陈常念, 等. 计及多能流耦合的离网型氢能站综合能源能效分析与多目标优化[J]. 储能科学与技术, 2026, 15(8): 3189-3202.

Citation: ZHANG Zhiwei, YAN Chuang, CHEN Changnian, et al. Comprehensive energy efficiency analysis and multi-objective optimization of off-grid liquid hydrogen refueling stations with multi-energy flow coupling[J]. Energy Storage Science and Technology, 2026, 15(8): 3189-3202.

Rankine cycle (ORC) for power generation and achieves high-value coproduction of liquid nitrogen (LN_2) and dry ice through a cold storage process. The system, scaled for a 1 t/d LH_2 throughput, was modeled using Aspen HYSYS and optimized via a collaborative framework integrating artificial neural networks (ANN), the non-dominated sorting genetic algorithm II (NSGA-II), SHAP, and TOPSIS. At the global optimal decision point, the system achieves an exergy efficiency of 59.63%, an energy efficiency of 88.97%, and a net output power of 154.87 kW, with the net recovery work reaching 379.7 W/kg H_2 . Concurrently, it coproduces 179.97 kg/h of LN_2 , 89.69 kg/h of dry ice, and approximately 132 kW of effective electricity. Economically, under an LH_2 feed price of 39.89 CNY/kg and a hydrogen sales price of 61 CNY/kg, the payback period is 6 years, reducing the terminal refueling cost by up to 21.77%. Ultimately, this approach realizes comprehensive improvements in system energy efficiency, multi-generation economic benefits, and operational safety.

Keywords: hydrogen; organic Rankine cycle; fuel cell; neural networks; carbon dioxide; cold energy recovery

相较于气态加氢站,液氢(LH_2)加氢站凭借 LH_2 的高体积储能密度特性,具备占地面积小、储存效率高的显著优势,而且其 LH_2 泵增压方案较氢气压缩机可节省80%以上能耗^[1]。此外, LH_2 在陆上长距离(>500 km)运输场景中经济性优势显著,恰好适配我国“三北”地区绿氢产能富集与东部地区氢源需求旺盛的供需空间错配现状,是输氢管道完善前的合理过渡供氢模式^[2]。然而 LH_2 在终端气化阶段(如从20.3 K气化至298 K)会释放约1.4 kWh/kg的巨大冷能,目前多因直接与环境换热而浪费,若将这部分冷能高效回收可使 LH_2 发展成为兼具储能和跨区域输运功能的综合能源载体,为此国内外学者在近几年进行了大量研究工作。在 LH_2 加氢站这一应用场景的冷能回收方案上,Schäfer等^[3]提出了混合预冷法来替换传统独立机械制冷系统,从而避免快速充注导致的储氢罐超温风险。Yang等^[4]建立热力学模型对比不同加氢策略的能耗特性,结合遗传神经网络(GA-ANN)与非支配排序遗传算法(NSGA-II)完成参数优化,使 LH_2 泵能耗最高降低16.61%。Gong等^[5]则通过集成有机朗肯循环(ORC)与蒸发气催化燃烧系统,进一步提升了加氢站环保性能。Kang等^[6]针对2 t/d LH_2 加氢站的冷能回收进行了布雷顿-朗肯循环(BC-RC)和朗肯-朗肯循环(RC-RC)发电的对比分析,研究表明BC-RC可实现53%冷能回收量的增加以及8%焓损失的降低,而RC-RC凭借成本优势可实现2%净现值(NPV)的提升。综上可知 LH_2

加氢站的冷能回收在技术上是可行的,不过现有研究多集中于气化冷量与ORC发电或加注预冷的局部耦合,系统层面仍存在明显不足,且冷能利用多采用单一工质或单温区方案,难以匹配 LH_2 宽温度跨度的释冷特性,冷焓损失显著。

为了进一步挖掘 LH_2 加氢站的能源综合利用潜力,本研究提出耦合高温质子交换膜燃料电池(HT-PEMFC)的离网式 LH_2 加氢站系统,结合ORC发电、液氮(LN_2)和干冰联产工艺,实现系统冷热能源高效回收以及高附加值产品综合产出。此外,本系统支持离网运行,可远离市区灵活布设以降低基建成本与提升居民接受度。主要工作包括:

(1) 实现 LH_2 冷能和HT-PEMFC余热的梯级利用,进行了系统热力学性能和经济性分析;

(2) 采用非共沸混合工质及多级预热、预冷优化ORC,提升安全性与换热性能;

(3) 应用ANN与NSGA-II协同优化方法实现加氢系统工况的快速、精确识别,结合Shapley值(SHAP)与逼近理想解排序法(TOPSIS)客观地筛选出全局最优解。

1 系统介绍

本研究提出的 LH_2 加氢站与HT-PEMFC耦合系统流程如图1所示。 LH_2 经低温泵加压后,依次流经换热器(HE)1~3实现冷能的梯级释放(期间耦合仲-正氢连续转化释冷),回收冷量分别用于联产 LN_2 、干冰及驱动ORC发电。气化后的氢气经

阀 2 分为加注和进料两路：加注侧氢气与来自阀 1 的冷流股混合调温后经节流降压并充入车辆；进料侧氢气经透平膨胀机降压做功后与 LH_2 蒸发气（BOG）汇合，然后流经 HE10 预冷空气以降低空压机耗功，最终吸收 HT-PEMFC 余热升温至设定的反应入口温度并进入 HT-PEMFC。

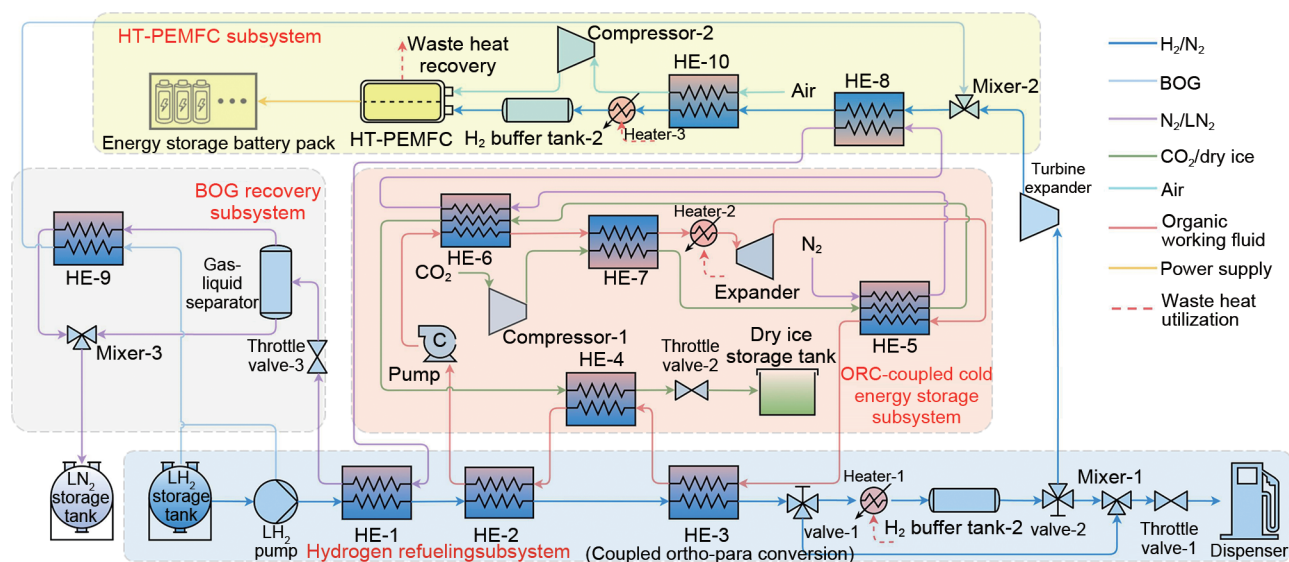


图 1 能量综合利用系统结构

Fig. 1 Energy comprehensive utilization system structure diagram

1.1 冷能梯级利用

为解决 LH_2 气化释冷与终端需求的时空错配及宽温区换热下的高焓损问题，构建了深冷、中冷、低温三级梯度利用体系，通过匹配不同工质的相变特性实现冷能的高效梯级储存与转化：

（1）深冷区：选取性质稳定、常压下气液相变温度为 77 K 的 LN_2 作为储冷工质。通过 LN_2 深冷储存，既能有效回收高品质冷焓，又可利用回送 LN_2 降低产地氢液化能耗。

（2）中冷区：采用常压下气液相变温度在 110~160 K 的低沸点有机工质来回收该温区冷量，并耦合 HT-PEMFC 余热构建 ORC 系统，实现低品位冷、热能向高品位、可调度电能的转化。

（3）低温区：选取常压下相变温度为 195 K 的干冰作为蓄冷工质。该工质不仅能够匹配低温氢气的中低品位冷量，而且可在 LH_2 冷链重卡加氢过程中，同步为其补给冷链所需干冰。

1.2 余热梯级利用

HT-PEMFC 的中高温余热可以直接与 ORC 的驱动热量需求相适应，而且该燃料电池具有数分钟随即启动的响应特性以及良好的负荷调节能力。此外，HT-PEMFC 中高温工况可有效避免“水淹”难题，在复杂场景中适应能力强且维护频率低^[7]，

因此将其确定为耦合 LH_2 加氢站系统的首选燃料电池类型。

HT-PEMFC 发电时有 40%~60% 的输入能量会以中高温余热形式释放。传统的散热方式多采用风冷或冷却液直接排至环境中，这不仅易造成散热系统体积较大、运行能耗偏高的问题，还会浪费大量中高品质热能，降低系统整体能量利用率^[8]。为了实现余热的高效回收，循环冷却液在吸收电堆高温余热后，依次流经 ORC 热源加热器 2、HT-PEMFC 氢气加热器 3 及常温氢气加热器 1，对其进行逐级供热，实现电堆余热由高至低品位的梯级利用。这种设计既大幅削减了冷却系统的散热负荷，又将余热转化为系统内部可循环利用的能量，可有效提高能源综合利用水平。

1.3 ORC 发电

目前液化天然气（LNG）冷能的主要利用形式之一便是通过以乙烷、丙烷等为工质的有机朗肯循环发电^[9]。相较于 LNG， LH_2 在换热时的温度跨度更大，为改善冷凝侧的换热匹配，本研究采用具有温度滑动特性的非共沸混合物（烃类化合物与惰性气体）作为 ORC 工质。掺入较低沸点的惰性气体不仅能扩大温度滑动区间以提升冷能回收效率，还能作为阻燃剂大幅降低烷烃的易燃风险。本研究

工作流体的热物理性质是通过 REFPROP 10.0a 获得的，表 1 列出了所选工作流体的关键热物理性质。

表1 不同工作流体特性

Table 1 Properties of different working fluids				
Fluid	T_c/K	p_c/MPa	T_b/K	T_a/K
CH ₄	190.6	4.599	111.7	90.7
C ₂ H ₆	305.3	4.872	184.6	90.4
C ₃ H ₈	369.9	4.251	231.0	85.5
Ar	150.7	4.86	87.30	83.8
Kr	209.5	5.53	119.7	115.8
Xe	289.7	5.84	165.1	161.4

对于烃类化合物和惰性气体的混合比而言，由于本研究系统为加氢站，因此系统安全性应作为首要考量因素。现有研究表明，掺入较低沸点的惰性气体可作为热阱吸收燃烧释热，收窄混合工质与空气接触时的可燃区间，从而降低泄漏工况下的爆炸风险、提升系统运行安全性。Giurcan 等^[10]通过密闭容器爆炸实验，系统测定了燃料-空气-惰性气体混合物的可燃极限，得出烃类化合物在 N₂ 惰化下防爆最小体积分数为 40%~44% 的实验结论。Tomków

和 Cholewiński^[11]发现以 Kr/C₂H₆ 混合物为工质的 ORC 回收 LNG 冷能时，较低的惰性气体含量能够提升系统性能。综上所述，参考 Liu 等^[12]的 ORC 回收液氢冷能研究，将混合工质中惰性气体的掺混体积分数定为 40%，以兼顾系统运行安全性和性能。此外，ORC 工质还作为氮气、二氧化碳与低温氢气换热的中间介质，以防止换热时温差较大或直接生成干冰造成管路堵塞。

2 系统模型与优化

2.1 模型假设

以 1000 kg/d 处理量的 LH₂ 加氢站为对象，采用 Aspen HYSYS V12 进行系统建模仿真分析，流程如图 2 所示。热力学模型中物性参数取自 NIST Refprop，以更准确地模拟低温下 LH₂ 的物性^[9]。仿真分析过程中作了如下假设：①不考虑仲-正氢催化化学过程，将仲-正氢转换器等效为冷却器；②忽略系统漏热；③泵、压缩机的绝热效率以及膨胀机的等熵效率均取为 75%^[9]；④LH₂ 储罐和 LH₂ 泵的总 BOG 排放速率为 1.5%/d^[9]。

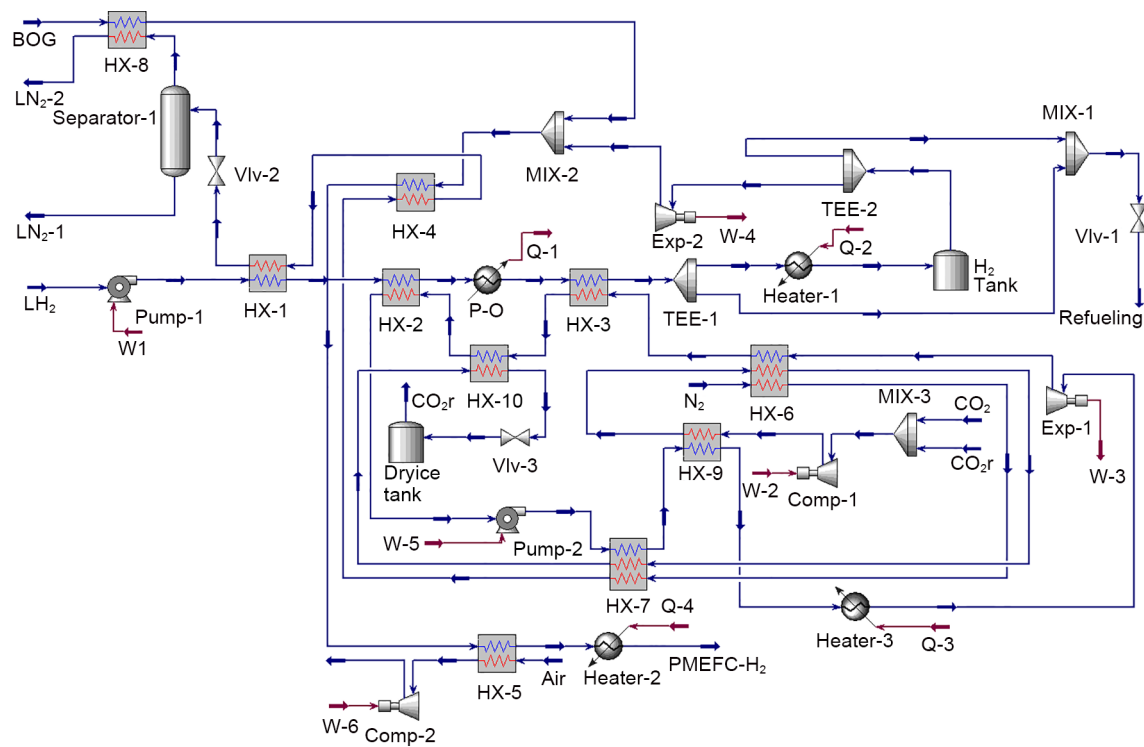


图2 Aspen HYSYS 模拟
Fig. 2 Aspen HYSYS simulation schematic diagram

2.2 参数设置

系统环境设定为 293.15 K、0.1 MPa。在氢气流路中, 为适配国内主流 35 MPa 车载储氢罐, LH₂ 泵出口及加注压力分别设为 45 MPa 和 35 MPa; 透平膨胀机出口压力定为 0.3 MPa 以满足燃料电池进气需求^[13]。为优化冷能回收, 仲-正氢转换器入口温度控制在 160 K 左右^[14], 在考虑催化反应效率下, 将实际释冷量保守设为 50000 kJ/h。在 CO₂ 侧, 压缩机出口设为 1 MPa 以确保节流后稳定生成干冰^[15]。此外, 全系统 HE 最小传热温差统一为 5 K, 其中 HE3 热端出口温度下限定为 183.15 K 以防 CO₂ 凝固堵塞。其余关键参数详见表 2。

表 2 系统初始关键参数

Table 2 Initial key system parameters

Module	Parameter	Value
LH ₂	Feed flow rate/(kg/h)	10
	Refueling flow rate/(kg/h)	100
	$\eta_{fc}/\%$	50
	Excess air ratio	1.5
HT-PEMFC	Air compressor pressure /MPa	0.33
	Heater-1/K	293.15
	Heater-2/K	403.15
	Heater-3/K	343.15
ORC	Degree of subcooling/K	5
	HEX-3 hot end/K	183.15
	Generator efficiency/%	85
N ₂	Inlet pressure/MPa	0.6~1.6
	Throttling flash ratio	<1%
CO ₂	Liquid CO ₂ subcooling/K	5

出口干冰和低温二氧化碳气体产量按照降压等焓过程计算, 如式(1)和式(2)所示:

$$h_1 = h_2 \quad (1)$$

$$h_2 = x_g h_g + (1 - x_g) h_s \quad (2)$$

式中, h_1 为降压前液态二氧化碳的比焓, kJ/kg; h_2 为降压后二氧化碳气固混合物的比焓, kJ/kg; x 为相态分率。

燃料电池输入的总热功率 Q_{in} 、输出电功率 P_{fc} 的计算分别如式(3)、式(4)所示:

$$Q_{in} = m_{H_2} \times LHV_{H_2} \quad (3)$$

$$P_{fc} = Q_{in} \eta_{fc} \quad (4)$$

式中, m 为各工质的流量, kg/s; LHV_{H_2} 为 H₂

的低位热值, 本研究取 119.96 MJ/kg; η_{fc} 为燃料电池能量效率, %。

燃料电池产生的余热功率 Q_w 如下:

$$Q_w = Q_{in}(1 - \eta_{fc}) + \Delta Q_{sensible} \quad (5)$$

$$\Delta Q_s = m_{H_2} c_{p,H_2} (T_{in,H_2} - T_0) + m_{air} c_{p,air} (T_{in,air} - T_0) \quad (6)$$

式中, ΔQ_s 为进气携带的显热功率, kW; c_{p,H_2} 和 $c_{p,air}$ 分别为氢气和空气的比定压热容, kJ/(kg·K); T_{in,H_2} 和 $T_{in,air}$ 分别为氢气与空气的实际入口温度; T_0 为参考热力学环境温度, 其值为 298.15 K。

2.3 热力学评价方法

本系统的参考热力学环境设置为 298.15 K、0.1 MPa。所涉及系统和设备的物理焓效率 η_{ex} 计算如下:

$$\eta_{ex} = \frac{E_{out} + \sum W_{out} + \sum Ex_{Q,out}}{E_{in} + \sum W_{in} + \sum Ex_{Q,in}} \quad (7)$$

$$E_{in/out} = \sum m_i e_i = \sum m_i [(h_{out} - h_{in}) - T_0 (s_{out} - s_{in})] \quad (8)$$

$$Ex_{Q,in/out} = Q_i \left(1 - \frac{T_0}{T_h} \right) \quad (9)$$

式中, $E_{in/out}$ 为系统总的物流输入或输出焓, kW; $W_{in/out}$ 为系统总的输入或输出功, kW; $Ex_{Q,in/out}$ 为系统总的热输入或输出焓, kW; m_i 为各工质的流量, kg/s; e_i 为对应工质的比焓, kJ/kg; $h_{in/out}$ 为对应工质输入或输出的比焓, kJ/kg; $s_{in/out}$ 为对应工质输入或输出的比熵, kJ/(kg·K); Q_i 为各股输入或输出的热量, kW; T_h 为热源温度, K。

系统和部件的能量效率 η_{en} , 计算如下:

$$\eta_{en} = \frac{\sum_{out} m_{out} (h_{out} - h_0) + \sum Q_{out} + \sum W_{out}}{\sum_{in} m_{in} (h_{in} - h_0) + \sum Q_{in} + \sum W_{in}} \quad (10)$$

式中, h_0 对应工质在参考热力学环境下的参考焓, kJ/kg。

2.4 多目标优化方法

为了解决多目标优化中变量耦合性强、求解难度大的问题, 采用 ANN-NSGA-II-SHAP 值+TOPSIS 协同优化方法。本研究的数据集基于拉丁超立方抽样生成 500 组样本点, 通过 MATLAB 与 Aspen HYSYS 联立仿真获得热力学响应数据集, 并将其按照 9:1 的比例划分为训练集与测试集。ANN 预测模型选择单隐藏层前馈拓扑结构, 经测试最优隐藏层神经元数量确定为 9 个, 模型预测精度采用决定系数 R^2 指标来评估, 即^[16]:

$$R^2 = 1 - \frac{\sum_{i=1}^n (y_i - x_i)^2}{\sum_{i=1}^n (y_i - \bar{y}_i)^2} \quad (11)$$

在多目标优化中, 决策变量的选取需兼顾以下原则: ①对系统热力学性能具有显著影响; ②具有明确的工程调节可行性; ③变量间相对独立。从物理机制来看, LH_2 气化释放的冷能在深冷区、中冷区和低温区分别由 N_2 、ORC 和 CO_2 三条支路竞争性获取, 其流量变化对系统性能影响最大, 其余运行参数在本研究中大多依据工业标准或安全约束予以固定且对系统性能影响较小, 因此本研究以氮气流量 (m_{N_2})、ORC 工质流量 (m_{ORC}) 与二氧化碳流量 (m_{CO_2}) 三个关键运行参数为优化变量; 以系统炯效率 (η_{ex})、能量效率 (η_{en}) 与净输出功率 (P_t) 为目标函数, 如式(8)所示。传统的 TOPSIS 方法往往依赖主观经验设定目标权重, 本研究借助 SHAP 方法的博弈论特性, 通过计算各决策变量对目标函数贡献的方差, 客观提取各目标的敏感度作为目标权重, 使得决策过程能够反映系统内部的物理特性^[17]。此外, 结合系统规模特性及仿真计算的实际需求, 进一步对决策变量取值范围与 NSGA-II 算法关键参数进行了针对性优化与校准。具体的决策变量取值边界及 NSGA-II 算法参数配置见表 3。

表 3 NSGA-II 参数设置及决策变量取值范围

Table 3 NSGA-II parameter settings and decision variable range

Parameter or decision variable	Value
Population size	100
Maximum generations	200
Crossover probability	0.9
Mutation probability	0.2
Crossover distribution index	20
Mutation distribution index	20
m_{N_2} / (kg/h)	120~180
m_{ORC} / (kg/h)	590~605
m_{CO_2} / (kg/h)	155~210

2.5 经济性分析方法

为客观评估离网式 LH_2 加氢站系统的经济可行性, 通过核算系统的初始投资 (CAPEX)、运营成本 (OPEX) 及运行维护成本 (OM), 再结合 NPV 判断该系统的经济可行性^[18]。相关成本的详细参数和计算公式见表 4 和表 5。其中, LH_2 储罐容量为

2.5 t; HE 的总传热系数 (U) 取 $0.4 \text{ kW}/(\text{m}^2 \cdot \text{K})$, 换热面积 (A_{HX}) 通过 Aspen HYSYS 输出的 UA 值反算获得。鉴于 LH_2 的极端工况特性, 部分核心组件属于新型设备, 目前工程领域尚缺乏成熟通用的经验成本公式, 因此本研究中该类特殊设备的成本估算主要参考近期 LH_2 加氢站及 LH_2 供应链相关的技术经济性研究文献。NPV 计算如下^[19]:

$$\text{NPV} = -C_c + \sum_{n=1}^T \frac{(S - C_o - D)(1 - a) + D}{(1 + r)^n} \quad (12)$$

式中, C_c 为资本成本, CNY; S 为销售额, CNY; C_o 为运维成本, CNY; D 为折旧费用, CNY; a 为企业所得税税率, %, 取值为 20% (考虑政策优惠); r 为贴现率, %。

表 4 经济分析相关参数^[19]

Table 4 Parameters related to economic analysis^[19]

Parameter	Value
System life time/a	20
Annual operating hours/h	3300
Discount rate (r)/%	6
Depreciation period/a	10

3 结果与讨论

3.1 ORC 性能分析

基于仿真系统配置和初步调试, 可得 ORC 冷端氢气进口温度范围为 103.15~123.15 K, 性能评估时取其特征中位数 113.15 K。结合 HT-PEMFC 余热参数, 设定蒸发温度为 403.15 K, 冷凝压力为 0.1 MPa, 并设置 5 K 过冷度以确保工质完全冷凝。系统以“净输出功率优先”为原则, 通过调节蒸发压力以实现净功率与炯效率的平衡。以纯 C_2H_6 为例, 其炯效率与净输出功率随蒸发压力的变化规律如图 3 所示: 系统炯效率随蒸发压力升高而增大并最终趋于稳定, 这是由于高压工质膨胀后的温降幅度增大, 显著缩小了与低温氢气的换热温差, 即降低了传热不可逆损失; 同时, 系统净输出功率呈先增后减趋势, 这是由于低压阶段膨胀机做功增量大于泵耗功增量, 当蒸发压力增大时净功率上升。不过随着压力进一步升高, 泵耗功的激增会导致净功率转而下降。综上分析, C_2H_6 工质最佳运行工况的蒸发压力为 5 MPa。

为了进一步降低系统换热过程的对数平均温差 (LMTD) 并提升 HE 炯效率, 引入惰性气体构建混

表 5 经济性分析成本组成

Table 5 Cost components in economic analysis

Project	Costfunction	Variable
LH ₂ pump-C _{LH₂,pump}	$10^{3.8696 + 0.3161 \times \lg W_{LH_2,pump} + 0.1220 \times (\lg W_{LH_2,pump})^2}$ (USD) ^[6]	$W_{LH_2,pump}$ /kW
LH ₂ storage tank-C _{LH₂,s}	$26.9 \times M_{LH_2}$ (USD) ^[6]	M_{LH_2} /kg
HE1~3(custom)-C _{h,HX}	Source ^[5]	—
HE4~10-C _{a,HX}	$8500 + 409(A_{HX})^{0.8}$ (USD) ^[19]	A_{HX} /m ²
Buffer tank-C _{H₂,s}	Source ^[5]	—
Turbine expander-C _{t,exp}	$177200(W_{t,exp})^{0.8}$ (USD) ^[20]	$W_{t,exp}$ /MW
HT-PEMFC-C _{FC}	$1219.7 \times W_{FC}$ (USD) ^[21]	W_{FC} /kW
Air compressor-C _{air,comp}	$7900(1.3405 \times W_{comp})^{0.62}$ (USD) ^[19]	W_{comp} /kW
CO ₂ compressor-C _{CO₂,comp}		
ORC pump-C _{ORC,pump}	$10^{3.3892 + 0.0536 \times \lg W_{pump} + 0.1538 \times (\lg W_{pump})^2}$ (USD) ^[19]	$W_{ORC,pump}$ /kW
ORC expander-C _{ORC,exp}	$378(1.3405 \times W_{ORC,exp})^{0.81}$ (USD) ^[18]	$W_{ORC,exp}$ /kW
others-C _{other}	$0.18 \times (C_{LH_2,pump} + C_{FC} + C_{pump} + \sum C_{s-i} + \sum C_{exp-i} + \sum C_{HX-i} + \sum C_{comp-i})$ (USD) ^[19]	C/CNY
TCI	$4.556 \times (C_{LH_2,pump} + C_{FC} + C_{pump} + C_{other} + \sum C_{s-i} + \sum C_{exp-i} + \sum C_{HX-i} + \sum C_{comp-i})$ (USD) ^[19]	C/CNY
Annual CAPEX	$TCI \times \frac{r(1+r)^T}{(1+r)^T - 1}$ ^[19]	TCI/CNY
OPEX _{fix}	$39.89M_{LH_2} + 0.2M_{N_2} + 0.6M_{CO_2}$	M/kg
OPEX _{var}	$0.013 \times TCI$ ^[19]	TCI/CNY
OPEX	OPEX _{fix} + OPEX _{var}	OPEX/CNY
OM	$0.02 \times TCI$ ^[19]	TCI/CNY

注：以上部分以美元（USD）为经济单位的公式结果最终将按实时汇率转为人民币（CNY）。

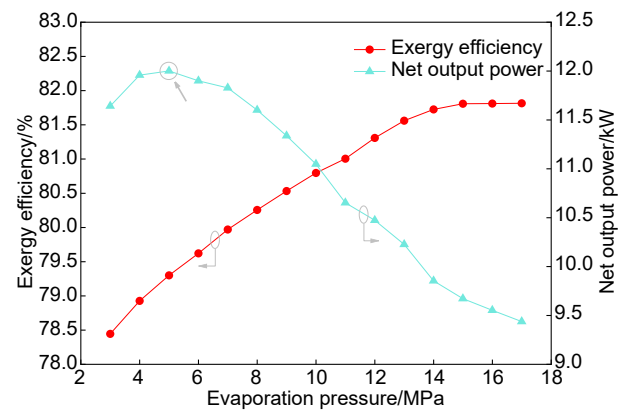


图 3 以 C₂H₆ 为工质的 ORC 循环系统炯效率和净输出功率随蒸发压力的变化

Fig. 3 Variation of overall efficiency and net power output in an ORC cycle system using C₂H₆ as working fluid with respect to evaporation pressure

合工质。如图 4 对比分析所示，相较于纯 C₂H₆，ORC 采用 C₂H₆/Kr 混合工质后，其与低温氢气的换热 LMTD 由 24.3 K 大幅降至 14.8 K（降幅达

39.1%），HE 炯效率相应从 79.3% 升至 82.72%，增强了对液氢冷能的回收能力。

在此基础上，针对纯烃类工质（C₂H₆、C₃H₈）及含惰性气体的混合工质（C₂H₆/Kr、C₂H₆/Xe、C₃H₈/Xe）开展了多维度性能比选（表 6）。结果表明：纯工质中 C₂H₆ 的炯效率高 于 C₃H₈，体现出更优的冷热源温度匹配性，但净输出功率相对较低；混合工质引入 Kr、Xe 等惰性气体后，炯效率较对应纯工质均有提升，虽牺牲部分净输出功率，却显著增强了加氢站运营中至关重要的安全性，其中 C₂H₆/Kr 表现出最高炯效率但净输出功率最低，C₃H₈/Xe 则净输出功率最高而炯效率最低，而将 C₂H₆：C₃H₈：Kr：Xe 按 3：3：2：2（摩尔比）复配的四元混合工质，在最佳运行工况下实现了炯效率与净输出功率的均衡优良表现。综合考量系统净输出功率与运行稳定性的核心需求，最终确定 ORC 循环的优选工质为 C₃H₈/Xe。

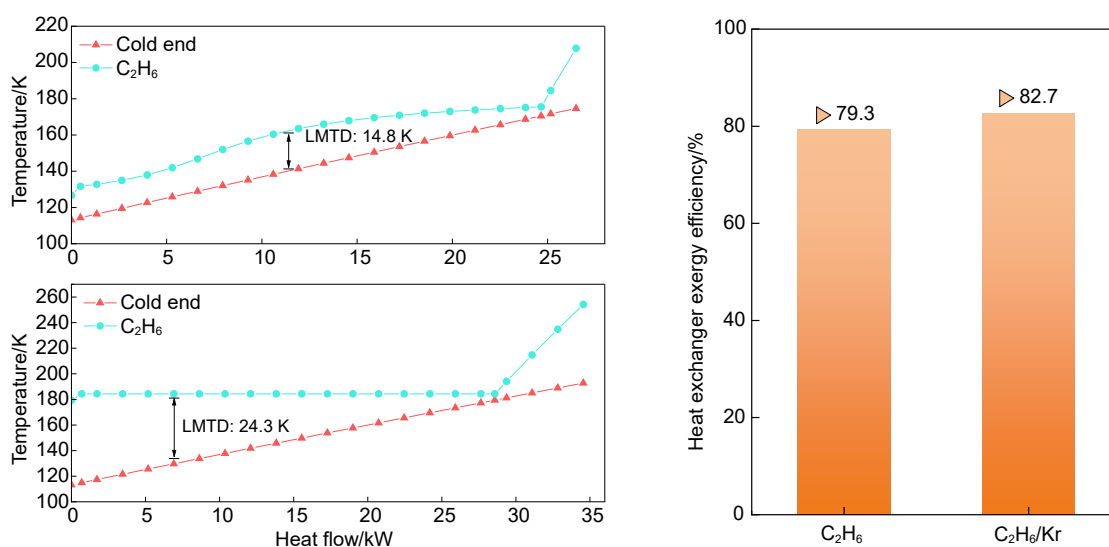
图4 以C₂H₆/Kr与C₂H₆为工质ORC循环冷端换热对比Fig. 4 Comparison of heat exchange at cold end of an ORC cycle using C₂H₆/Kr and C₂H₆ as working fluids

表6 每种工作流体的ORC系统最佳运行条件及其性能

Table 6 Optimal operating conditions and performance of ORC systems for each working fluid

Working fluid	Flow rate/(kg/h)	P_e /MPa	T_c /K	$\eta_{ex}/\%$	P_t /kW
C ₂ H ₆	205.0	5.0	179.3	81.50	12
C ₃ H ₈	407.3	3.0	225.7	74.06	15.77
C ₂ H ₆ /Kr	306.4	7.0	126.7	84.56	9.921
C ₂ H ₆ /Xe	463.6	5.0	170.1	83.57	10.47
C ₃ H ₈ /Xe	665.0	4.0	178.2	77.11	13.96
C ₂ H ₆ 、C ₃ H ₈ /Kr、Xe	482.3	5.0	121.9	79.04	12.52

3.2 热力学性能分析

在表7工况下,系统净输出功率为155.7 kW(总输出214.2 kW,设备功耗58.47 kW),焓效率与能量效率分别为58.18%和89.2%。系统焓流如图5所示,计算得系统总焓损失为221.8 kW,主要集中于冷能利用核心区。其中,LH₂泵与ORC耦合冷能储存子系统的焓损占比分别为28.6%和43.7%。这主要由于LH₂极高的初始冷焓密度放大了泵内的机械耗散,且ORC子系统虽采用梯级回收,但LH₂极宽的气化温区和固有的有限温差传热仍导致了97 kW的焓损失。为进一步降低该区域的不可逆损失,并提升极低温环境下HE的传热效能与抗结霜能力,未来研究可通过细分深冷区换热级数、引入中间冷媒等手段来优化系统的温位匹配。

各核心设备的具体焓损对比(图6)表明,除LH₂泵外,加热器1和3因承担主要氢气复热任务,冷热流体间的大温差引发了剧烈的不可逆耗散。对于各HE而言,尽管其焓损占据了系统总量的

24%,但其平均焓效率依然保持在92.66%的较高水平。此外,与传统LH₂加氢站(HE焓损达108.62 kW)相比^[9],本系统中HE的总焓损仅为53.54 kW,显著降低了50.71%。这一对比结果充分印证了本研究所提出的冷能梯级利用设计在提升LH₂冷能回收效率方面的可行性与优越性。

需要指出的是,本热力学模型对漏热和压降做了适当简化,因此所得结果更接近系统在理想绝热、低流阻条件下的性能水平。除液氢储罐及液氢泵引起的蒸发气损失已通过1.5%/d的BOG排放率计入外,管路、换热器等设备的漏热未作进一步定量修正。在采用高真空多层绝热等成熟低温绝热措施条件下,该部分漏热相对于系统总冷能规模较小,预计不会改变系统性能趋势。为进一步评估压降假设的影响,补充进行了压降敏感性分析:当主要管路、换热器及非节流阀件压降均取50 kPa时,系统净输出功率由155.7 kW降至155.5 kW,能量效率由89.20%降至89.19%,焓效率由58.18%降

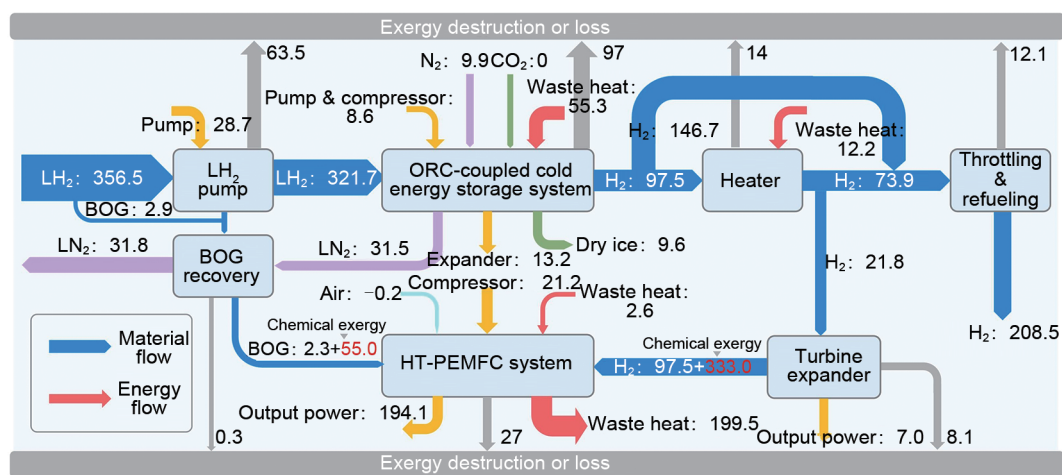


图 5 系统焓流图（单位：kW）
Fig. 5 System exergy flow diagram (Unit: kW)

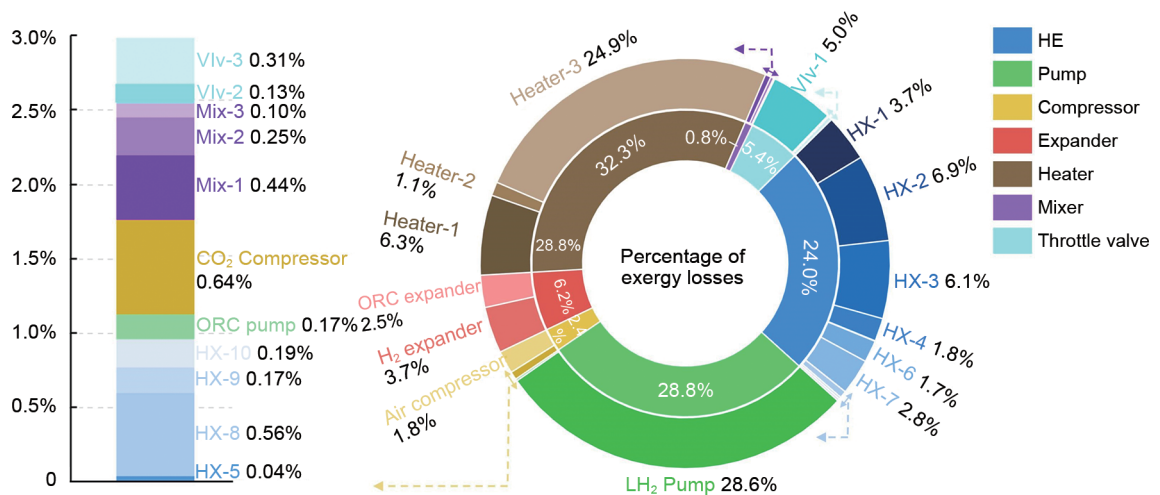


图 6 各设备的焓损失或损耗
Fig. 6 Exergy loss or destruction for each equipment

至 57.99%。可见在工程合理压降范围内，压降对净输出功率和能量效率影响较小，对焓效率的影响相对明显，但总体降幅仍有限。因此，上述简化假设可能使计算结果略高于实际运行值，但不会改变本研究关于系统热力学性能优势的主要结论。

3.3 多目标优化分析

初始参考工况（表 7）主要根据初步热力学匹配设定，尚未考虑三股冷能支路间的非线性竞争关系，由于三目标之间存在此消彼长的制约，例如增大 m_{N_2} 虽然可增大深冷焓回收，从而提升系统焓效率，但会减少 ORC 可用冷量，导致净输出功率的降低。为应对多参数耦合导致的单目标寻优局限，本研究以系统焓效率、能量效率及净输出功率为目标，构建了决定系数 (R^2) 均高于 0.9998 且预测

误差小于 5% 的 ANN 高保真代理模型[图 7(a)~(c)]。以最大化焓效率、能量效率、净输出功率为目的，将训练完成的 ANN 代理模型与 NSGA-II 遗传算法耦合优化，SHAP 权重分析显示，焓效率、能量效率与净输出功率的权重系数分别为 0.4074、0.0199 和 0.5727，由此确定净输出功率与焓效率为本系统优化的核心目标。基于此权重的 TOPSIS 排序结果表明，贴近度为 0.7001 的工况为全局最优解[图 7 (d)]，即系统运行参数为 N₂ 流量 179.97 kg/h、ORC 工质流量 591.67 kg/h 和 CO₂ 流量 163.07 kg/h 时，系统焓效率为 59.63%、能量效率为 88.97% 以及净输出功率为 154.87 kW。与原设计值的比较分析表明，尽管优化方案的净输出功率和能量效率较初始工况分别降低 0.53% 和 0.23%，但系统焓效率却提

表 7 流体工质的关键参数

Table 7 Key parameters of working fluids

Working fluid	Flow rate/(kg/h)	Temperature/K	Pressure/MPa
LH ₂	110	-250.3	0.3
BOG	1.65	-250.3	0.3
N ₂	150	20	1.5
CO ₂	160	20	0.1
H ₂ (l)	100	-20	35
H ₂ (f)	10	70	0.3
LN ₂	150	-195.9	0.1
Dry ice	88	-88.02	0.1
C ₃ H ₈ /Xe	600	-151.5(l); 130(v)	0.1(l); 4(v)

注: *i* 为加注侧, *f* 为进料侧, *l* 对应冷凝温度, *v* 对应蒸发温度。

升了 1.45%。这一热力学性能的改善直接转化为显著的生产效益, 即联产 LN₂ 与干冰产量分别增长了

19.98% 与 2.00%。可见, 本优化方案在较小的动力损耗代价下, 大幅强化了系统的冷能梯级利用与高价值副产品产出的能力。

鉴于 LH₂ 加氢站产业尚处起步阶段, 针对其冷能回收的系统性研究相对匮乏。为验证本文多能流耦合架构的优越性, 现将本系统与现有文献中同类 LH₂ 加氢站系统 (基于不同工艺流程) 的净回收功进行对比分析 (详见表 8)。文献[5]采用单一 ORC 循环和混合预冷的回收工艺, 这难以匹配 LH₂ 宽温区, 净回收功仅为 127.47 W/kg; 文献[6, 22]虽引入氢气膨胀与双级 ORC, 并结合 PEMFC 回收 BOG 发电, 但均未有效利用高冷焓密度的深冷区。在同等核算边界下 (仅计入 BOG 回收发电的净回

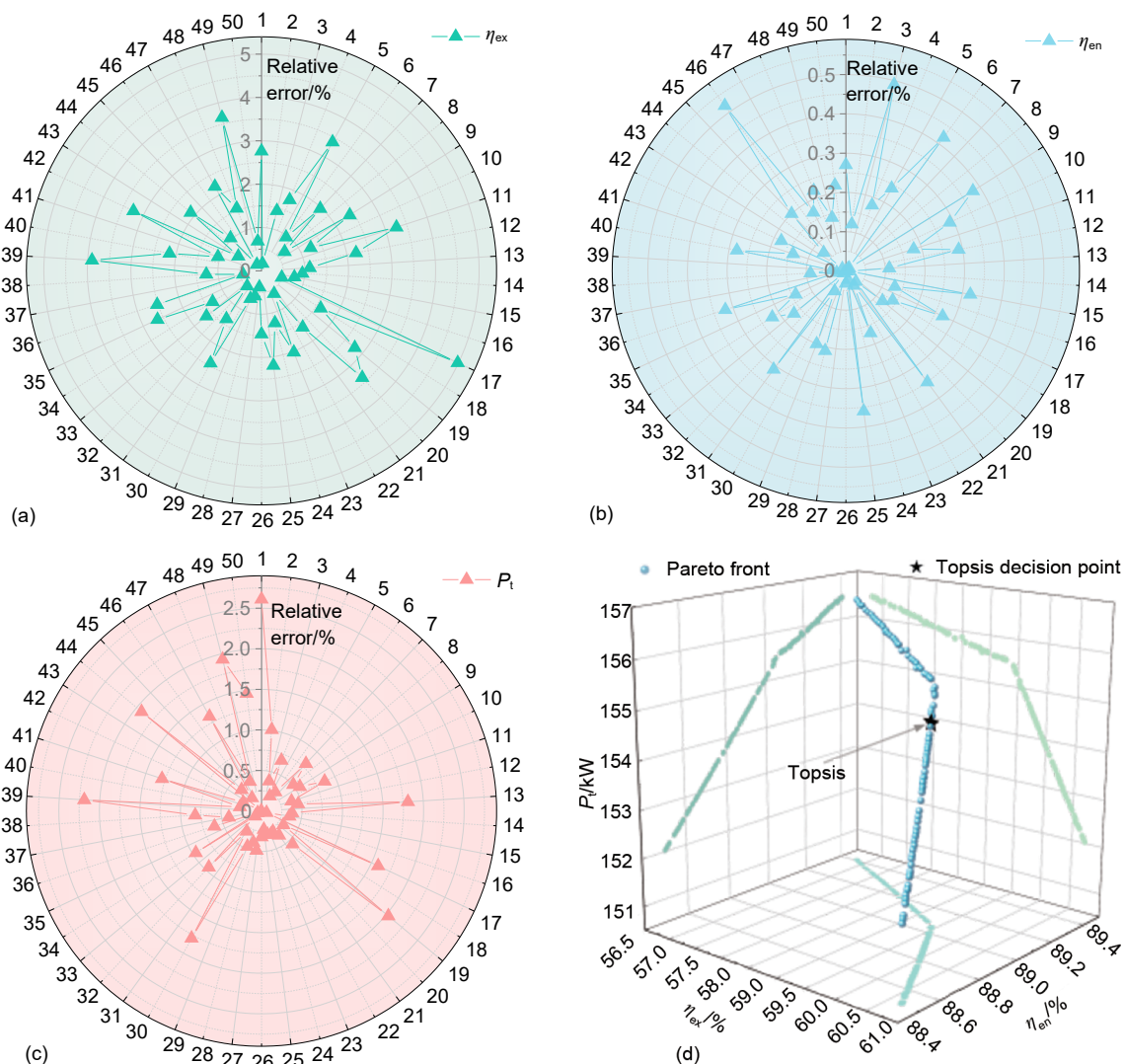


图 7 ANN 代理模型相对误差及多目标优化结果

Fig. 7 Relative error of ANN model and multi-objective optimization results

收功)，即使将本研究的 PEMFC 能量效率设定为 379.7 W/kg，优于现有方案，验证了本架构在能量保守的 50%，系统的单位质量氢气净回收功也高达综合利用上的合理性。

表 8 LH₂加氢站冷能回收性能对比

Recycling process	Net energy recovered/(W/kg)
ORC, mixed pre-cooling ^[5]	127.47
Two-stage ORC, PEMFC (detailed modeling) ^[6]	207.01
ORC, direct expansion, PEMFC(η_{fc} =68%) ^[22]	341.27
ORC, cold energy storage, direct expansion, mixed pre-cooling, PEMFC (η_{fc} =50%) (this study)	379.70

3.4 经济性分析

相较于传统加氢站，该系统可以联产电能、LN₂与干冰，其中盈余电能可为其他电力设备或电动汽车供电，LN₂回输可降低氢气液化能耗，干冰外售可提升整体经济性。本分析的应用场景为加氢站系统位于山东，LH₂产地位于内蒙古，当地购置绿氢价格为 16.9 CNY/kg，液化费用为 19.25 CNY/kg，运输费用为 3.3 CNY/(kg·100 km)，运输距离为 850 km，计算得 LH₂到站价为 39.89 CNY/kg^[23]。若按照山东加氢目前的平均价格（含补贴）61 CNY/kg^[23]，且设置 LN₂、干冰、电的售价分别为 1.2 CNY/kg、4 CNY/kg、1 CNY/kWh，在不考虑碳交易市场收益的情况下，该系统的投资回收期为 6 年，如图 8 所示。与传统加氢站相比，该系统通过回收 LH₂冷能联产效益使销售额提升了 12.3%。若按照该项目在 20 年运营期间的总成本和收入相等，即净现值为零时，氢气的最低销售价格为 47.72 CNY/kg，即加氢价格降低 21.77%，可进一步提高氢能汽车的市场竞争力。综上可见该系统的多元盈利模式可有效提升 LH₂加氢站的经济性，

从而推动绿氢产业的可持续发展。

为进一步明确离网运行方案的适用性，在相同供氢规模下构建了并网对比场景。由于并网模式无需 HT-PEMFC、膨胀机及空气压缩机等设备，这会使 ORC 发电和 LH₂气化等耦合流程失去热源，故在此场景中增设辅助电加热器以替代燃料电池余热输入，电加热器成本采用 Aspen Capital Cost Estimator 估算；按照 Korkovelos 等^[24]提出的 OnSSET 电网延伸经济性模型，并网基础设施成本按中压线路、变电/接入设施及服务变压器成本分项估算。基于上述假设，离网与不同并网距离的关键指标对比见表 9。

对比结果表明，并网模式的经济性对并网距离较为敏感。当并网距离为 15 km 时，简化系统设备后的并网模式年化投资低于离网模式；但当并网距离增至 30 km 时，其年化投资已略高于离网模式。此外，并网模式因避免了氢能-电能转换环节的能量损失，年运行收益较离网模式提高约 17.65%；不过其净功率由离网模式的对外输出转变为需外部

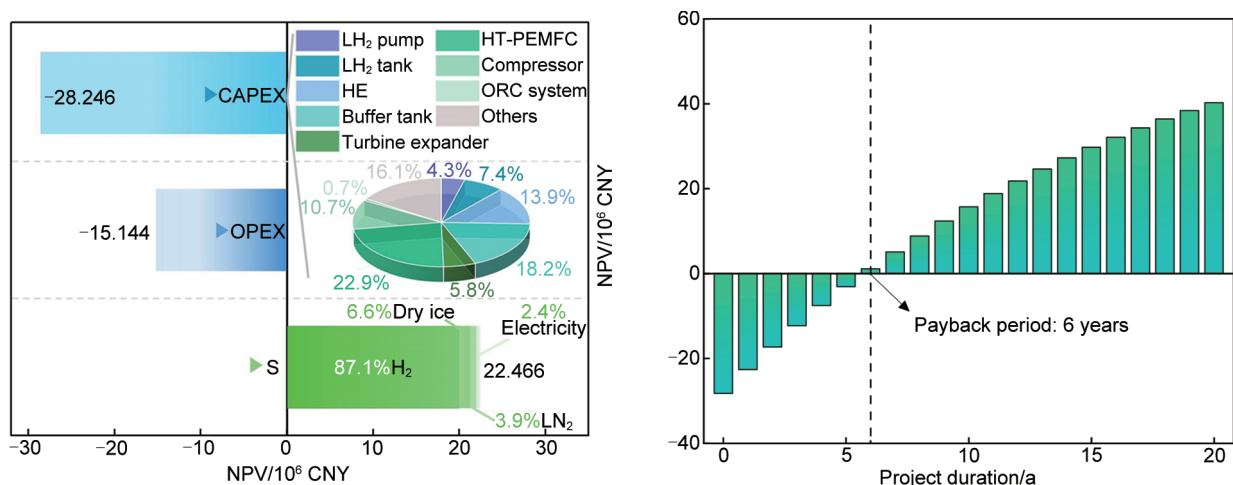


图 8 经济可行性分析
Fig. 8 Economic feasibility analysis

表9 系统离网模式与并网模式关键指标对比
Table 9 Comparison of key metrics between off-grid and on-grid modes

Performance	Off-grid	On-grid
Pt/kW	155.7	-91.6
Annual CAPEX/(10 ⁵ CNY)	24.6265	19.4393 (15 km); 25.4295 (30 km)
Annual operating revenue/(10 ⁵ CNY)	33.0693	38.9070
Flexibility	Excellent	Poor
Power supply stability	Relatively stable	Stable
Emissions reduction benefits	Green hydrogen power generation	Conventional grid power plant generation

电力输入，且部署受电网可达性、接入距离和审批流程等因素制约。相比之下，离网模式虽然收益略低，但具备更强的布站灵活性和绿色供电属性，并且可通过 HT-PEMFC 与储能系统协同保障核心负荷连续运行，更适用于高速公路服务区、偏远地区等电网基础设施薄弱或接入成本较高的液氢加氢场景。

4 结 论

为提升 LH₂ 加氢站能量利用率与经济效益，本研究以能量梯级利用为核心理念构建了耦合 HT-PEMFC 的 1 t/d 离网式 LH₂ 加氢站综合能源系统，进行了系统冷能回收、余热利用、ORC 发电等性能仿真与分析，通过 ANN 与 NSGA-II 协同优化方法完成了运行参数的多目标寻优。主要结论如下：

(1) ORC 发电性能分析表明，在 ORC 纯烃类化合物工质中引入 40% 惰性气体虽会降低系统的部分净输出功率，但可提升 HE 焓效率并增强加氢站运行安全性。针对本研究设定工况，不同烃类化合物与惰性气体的组合工质表现存在差异：其中 C₃H₈/Xe 组合工质对应的 ORC 系统净输出功率最优，但焓效率最低；C₂H₆/Kr 组合工质对应的 ORC 系统净输出功率最低，而焓效率最优。

(2) 系统热力学分析表明，系统各 HE 平均焓效率为 92.66%，其总焓损较传统加氢站减少 50.71%，表明该能量梯级利用方案在热力学上具有较好的合理性。

(3) ANN 与 NSGA-II 协同化寻优方法给出了全局最优解，经过多目标优化后，系统的焓效率、能量效率和净输出功率分别为 59.63%、88.97% 和

154.87 kW，可联产 179.97 kg/h LN₂、89.69 kg/h 干冰以及 131.64 kW 电能，实现了加氢站“电-冷-热”三联供与高价值产物的协同收益；系统的单位质量氢气净回收功高达 379.7 W/kg，优于现有相关 LH₂ 能量回收方案。

(4) 当 LH₂ 到站价为 39.89 CNY/kg，氢气售价为 61 CNY/kg 时，该系统的投资回收期为 6 年，且氢气售价最高可降低 21.77%，可有效推动氢能汽车的进一步发展。

本系统适用于 LH₂ 气化量较大且工况相对稳定的加氢站，如公交车、重卡等集中式加注场景，不过实际的加氢过程并非理想化稳态运行，目前本研究未考虑氢气动态负荷对系统性能的影响，后续工作可开展考虑漏热与压降的精细化动态仿真，以进一步提升系统技术可行性和经济性。

符号说明

- C—— 成本，CNY
 - D—— 折旧费用，CNY
 - E—— 输入/输出焓，kJ/kg
 - e—— 比焓，kJ/kg
 - h—— 比焓，kJ/kg
 - m—— 质量流量，kJ/h
 - P_t—— 净输出功率，kW
 - p_c—— 临界压力
 - Q—— 输入/输出热量，kJ/h
 - r—— 贴现率，%
 - S—— 销售额，CNY
 - s—— 比熵，kJ/(kg·K)
 - T—— 温度，K
 - T_b—— 正常沸点，K
 - T_c—— 临界温度，K
 - T_{cr}—— 三相点温度，K
 - W—— 输入/输出功，kW
 - x—— 相态分率，1
 - η_{ex}—— 焓效率，%
 - η_{en}—— 能量效率，%
- 下角标
- i—— 变量，i=1,2,...
 - in—— 流股进口
 - l—— 液态
 - out—— 流股出口
 - s—— 固态

参考文献

- [1] BAUER A, MAYER T, GIERSE M, et al. Energetic evaluation of hydrogen refueling stations with liquid or gaseous stored hydrogen[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, 44(13): 6795-6812. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.01.087.
- [2] BAI F L, ZHAO F Q, LIU X L, et al. A techno-economic analysis of cross-regional renewable hydrogen supply routes in China[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2023, 48(95): 37031-37044. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2023.06.048.
- [3] SCHÄFER S, KLEIN H. Thermodynamical analysis of a hydrogen fueling station via dynamic simulation[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2019, 44(33): 18240-18254. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2019.04.144.
- [4] YANG J C, YU Y, WANG Y B, et al. Refueling process analysis and parameter optimization in liquid hydrogen refueling stations utilizing gas-liquid hydrogen mixed pre-cooling[J]. *International Journal of Hydrogen Energy*, 2025, 147: 150031. DOI: 10.1016/j.ijhydene.2025.150031.
- [5] GONG C, NA H, YUN S, et al. Liquid hydrogen refueling stations as an alternative to gaseous hydrogen refueling stations: Process development and integrative analyses[J]. *eTransportation*, 2025, 23: 100386. DOI: 10.1016/j.etrans.2024.100386.
- [6] KANG D, MUN H, PARK J, et al. System design and economic evaluation of a liquid hydrogen superstation[J]. *Korean Journal of Chemical Engineering*, 2025, 42(2): 233-255. DOI: 10.1007/s11814-024-00351-7.
- [7] 霍现旭, 王靖, 蒋菱, 等. 氢储能系统关键技术及应用综述[J]. *储能科学与技术*, 2016, 5(2): 197-203. DOI: 10.3969/j.issn.2095-4239.2016.02.011.
- HUO X X, WANG J, JIANG L, et al. Review on key technologies and applications of hydrogen energy storage system[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2016, 5(2): 197-203. DOI: 10.3969/j.issn.2095-4239.2016.02.011.
- [8] LI Q S, HAO Y S, LIU A, et al. Dynamic modelling and operation control of a proton exchange membrane fuel cell coupled high temperature heat pump power and steam cogeneration system[J]. *Energy*, 2025, 335: 137993. DOI: 10.1016/j.energy.2025.137993.
- [9] 苏要港, 吴晓南, 廖柏睿, 等. 耦合 LNG 冷能及 ORC 的新型液化空气储能系统分析[J]. *储能科学与技术*, 2022, 11(6): 1996-2006. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2021.0700.
- SU Y G, WU X N, LIAO B R, et al. Analysis of novel liquefied-air energy-storage system coupled with LNG cold energy and ORC[J]. *Energy Storage Science and Technology*, 2022, 11(6): 1996-2006. DOI: 10.19799/j.cnki.2095-4239.2021.0700.
- [10] GIURCAN V, RAZUS D, MITU M, et al. Prediction of flammability limits of fuel-air and fuel-air-inert mixtures from explosivity parameters in closed vessels[J]. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 2015, 34: 65-71. DOI: 10.1016/j.jlp.2015.01.025.
- [11] TOMKÓW Ł, CHOLEWIŃSKI M. Modelling of a novel power-generating cycle for the utilization of the cold exergy of liquid natural gas with the adjustable parameters of working fluid[J]. *Energy Conversion and Management*, 2019, 201: 112178. DOI: 10.1016/j.enconman.2019.112178.
- [12] LIU P, YANG T Y, ZHENG H B, et al. Thermodynamic analysis of power generation thermal management system for heat and cold exergy utilization from liquid hydrogen-fueled turbojet engine[J]. *Applied Energy*, 2024, 365: 123290. DOI: 10.1016/j.apenergy.2024.123290.
- [13] XU S Y, LENG S, XIE J N, et al. Performance evaluation and optimization of a distributed generation system integrating high-temperature proton exchange membrane fuel cell and recuperative-regenerative organic Rankine cycle[J]. *Energy*, 2025, 319: 134967. DOI: 10.1016/j.energy.2025.134967.
- [14] 安刚, 曹建, 解辉, 等. 仲氢绝热转化为正氢的制冷效应分析研究[J]. *低温工程*, 2013(5): 24-27, 32. DOI: 10.3969/j.issn.1000-6516.2013.05.006.
- AN G, CAO J, XIE H, et al. Analysis research on the refrigerating effect of the parahydrogen converting to orthohydrogen adiabatically[J]. *Cryogenics*, 2013(5): 24-27, 32. DOI: 10.3969/j.issn.1000-6516.2013.05.006.
- [15] 徐文东, 陈仲, 李夏喜, 等. 天然气压力能用于发电与制干冰的一体化工艺[J]. *华南理工大学学报(自然科学版)*, 2016, 44(11): 41-48. DOI: 10.3969/j.issn.1000-565X.2016.11.007.
- XU W D, CHEN Z, LI X X, et al. An integrated process of using pressure energy of natural gas to generate electricity and produce dry ice[J]. *Journal of South China University of Technology (Natural Science Edition)*, 2016, 44(11): 41-48. DOI: 10.3969/j.issn.1000-565X.2016.11.007.
- [16] 梁文兴, 荣繁华, 陈常念, 等. 新型太阳能驱动的发电及制氢综合能源系统设计与优化[J]. *中国电机工程学报*, 2026, 46(9): 3679-3690. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.250618.
- LIANG W X, RONG F H, CHEN C N, et al. Design and optimization of integrated energy system for novel solar driven power generation and hydrogen production[J]. *Proceedings of the CSEE*, 2026, 46(9): 3679-3690. DOI: 10.13334/j.0258-8013.pcsee.250618.
- [17] HUANG J H, YUAN M, ZOU Z, et al. Low-carbon economic optimization scheduling in distributed energy systems considering carbon emission responsibility and demand response[J]. *International Journal of Electrical Power & Energy Systems*, 2025, 169: 110768. DOI: 10.1016/j.ijepes.2025.110768.
- [18] PARK M, GBADAGO D Q, JUNG H, et al. Achieving optimal energy efficiency, enhanced exergy performance, and comprehensive economic analysis in hydrogen refrigeration systems[J]. *Energy*, 2025, 316: 134541. DOI: 10.1016/j.energy.2025.134541.
- [19] 屈善琦, 陈国华, 吕弘鹏, 等. 10 t/d 氢液化工艺能效优化及技术经济分析[J]. *化工进展*, 2026, 45(5): 2722-2731. DOI: 10.16085/j.issn.1000-6613.2025-0872.
- QU S Q, CHEN G H, LÜ H P, et al. Energy efficiency optimization and techno-economic analysis of 10 t/d hydrogen liquefaction

- process[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2026, 45(5): 2722-2731. DOI: 10.16085/j.issn.1000-6613.2025-0872.
- [20] WEILAND N T, LANCE B W, PIDAPARTI S R. sCO₂ power cycle component cost correlations from DOE data spanning multiple scales and applications[C]// ASME Turbo Expo 2019: Turbomachinery Technical Conference and Exposition. ASME, 2019. DOI: 10.1115/GT2019-90493.
- [21] CAI B A, ZHANG J X, WANG R, et al. Performance evaluation and optimization of biomass-gasification-based desalination system employing HT-PEMFC and gas turbine[J]. Applied Thermal Engineering, 2025, 258: 124734. DOI: 10.1016/j.applthermaleng.2024.124734.
- [22] 李光让. 液氢加氢站冷能回收流程设计与优化[J]. 现代化工, 2026, 46(3): 236-241.
- LI G R. Design and optimization of cold energy recovery process for liquid hydrogen refueling station[J]. Modern Chemical Industry, 2026, 46(3): 236-241.
- [23] 郑玉华, 王艺舒, 魏昭, 等. 基于区域聚类与期权价值的加氢站综合效益评价新方法[J]. 天然气工业, 2025, 45(11): 226-239.
- ZHENG Y H, WANG Y S, WEI Z, et al. A new method for evaluating comprehensive benefits of hydrogen refueling stations based on regional clustering and option value[J]. Natural Gas Industry, 2025, 45(11): 226-239.
- [24] KORKOVELOS A, KHAVARI B, SAHLBERG A, et al. The role of open access data in geospatial electrification planning and the achievement of SDG7. An OnSSET-based case study for Malawi [J]. Energies, 2019, 12(7): 1395. DOI: 10.3390/en12071395.