

专论与评述

双碳目标下化工用氢的灰-蓝-绿 转型路径及技术衔接

葛昶¹, 辜穗², 罗霞³, 刘梦薇¹, 余晓钟^{1*}

(1.西南石油大学经济管理学院, 四川 成都 610500;

2.中国石油西南油气田公司天然气经济技术中心, 四川 成都 610051;

3.成都工业学院管理工程学院, 四川 成都 611730)

摘要:在“双碳”目标背景下,氢能已成为化工行业实现深度减排的重要支撑,但受制于成本、技术成熟度及系统适配性等因素,化工用氢的低碳转型难以一步到位。立足我国化工行业用氢现状,系统梳理了灰氢、蓝氢与绿氢在化工领域的技术特征及适用场景,构建了化工用氢低碳转型的阶段性实施路径。研究认为,短期内应以提升灰氢利用效率和推动蓝氢示范应用为重点,通过引入碳捕集利用与封存技术实现用氢减排;中期需强化可再生能源制氢与化工流程的工程衔接,推动绿氢在合成氨、合成甲醇及炼化等场景的规模化应用;长期则应通过系统集成与多能协同,实现化工用氢体系的全面低碳化。进一步分析了不同阶段化工用氢转型面临的关键技术与工程约束,并提出相应的发展建议,可为我国化工行业用氢低碳转型提供参考。

关键词:化工用氢;低碳转型;灰氢-蓝氢-绿氢;氢能

中图分类号:TE0;TL99

文献标志码:A

文章编号:0253-4320(2026)10-0001-05

DOI:10.16606/j.cnki.issn0253-4320.2026.10.001

Research on tiered pathways and technological integration for low-carbon hydrogen transformation in chemical industries under dual carbon goals: grey-blue-green transition

GE Chang¹, GU Sui², LUO Xia³, LIU Meng-wei¹, YU Xiao-zhong^{1*}

(1.School of Economics and Management, Southwest Petroleum University, Chengdu 610500, China; 2.Natural Gas Economics and Technology Center, PetroChina Southwest Oil & Gasfield Company, Chengdu 610051, China;

3.School of Management Engineering, Chengdu Technological University, Chengdu 611730, China)

Abstract:Against the backdrop of China's dual carbon goals, hydrogen energy has emerged as a critical enabler for deep emissions reductions in the chemical industry. However, factors such as cost, technological maturity, and system compatibility make a one-step low-carbon transition for industrial hydrogen challenging. This paper examines the current state of hydrogen utilization in China's chemical sector, systematically analyzes the technical characteristics and applicable scenarios of grey, blue, and green hydrogen in chemical applications, and outlines a phased implementation pathway for the low-carbon transformation of industrial hydrogen use. The study concludes that short-term efforts should prioritize enhancing grey hydrogen utilization efficiency and promoting blue hydrogen demonstration projects, achieving emissions reductions through carbon capture, utilization, and storage (CCUS) technologies. Mid-term strategies require strengthening engineering integration between renewable hydrogen production and chemical processes, scaling up green hydrogen applications in ammonia synthesis, methanol synthesis, and refining/petrochemicals. Long-term goals should focus on comprehensive low-carbon transformation of the chemical hydrogen system through system integration and multi-energy coordination. This paper further analyzes the key technological and engineering constraints facing hydrogen utilization transformation in chemical processes across different phases and proposes corresponding development recommendations, which can provide a reference for the low-carbon transition of hydrogen utilization in China's chemical industry.

Key words:hydrogen for chemical industry; low-carbon transition; grey hydrogen-blue hydrogen-green hydrogen; hydrogen energy

收稿日期:2026-03-02;修回日期:2026-07-30

基金项目:2025年国家重点研发计划项目(2025YFE0212900);中国石油西南油气田公司前期项目(F17026W08417003);中国石油天然气集团有限公司软科学研究课题(中油研20250102-1);成都市哲学社会科学规划项目(2026BZ143);四川石油天然气研究中心重点项目(2024SY002)

作者简介:葛昶(1994-),男,博士研究生,研究方向为能源管理,648984612@qq.com;余晓钟(1961-),男,教授,博士生导师,研究方向为能源管理,通讯联系人,2637415033@qq.com。

化工行业是我国国民经济的重要基础支柱产业,既承担基础原材料和关键化学品供给职责,也是能源消耗与碳排放的重点领域^[1]。在“双碳”目标推进背景下,其在实现工业领域碳达峰与碳中和中具有关键地位,但作为传统高耗能、高排放行业,低碳转型压力持续加大^[2]。不同于交通、建筑领域将氢作为终端能源,化工行业对氢具有明显原料属性和工艺依赖特征。 H_2 是合成氨、合成甲醇等基础化学品的核心反应物,也是炼油和精细化工的重要加氢剂,用氢规模大、连续性强,对纯度与供应稳定性要求高^[3]。

目前,我国化工行业供氢以煤制氢和天然气蒸汽重整为主,形成以“灰氢”为核心的模式。该路径在保障装置连续运行和成本方面具有优势,但碳排放强度高,已成为行业排放的重要来源。在“双碳”约束趋严背景下,依赖化石能源的灰氢模式难以长期持续,推动用氢低碳化转型势在必行^[4]。理论上,依托可再生能源电解水制氢的绿氢具备低碳优势,被视为深度脱碳方向。

但在工程层面,绿氢规模化应用仍受制于可再生能源波动性与化工装置连续运行之间的矛盾,同时综合成本仍高于传统制氢方式,短期内难以全面替代^[5]。因此,相较于简单“以绿代灰”,构建分阶段、渐进式转型路径更为可行。在灰氢基础上引入碳捕集利用与封存(CCUS)形成蓝氢,可降低排放强度,作为兼顾减排效果与工程可行性的过渡方案。明确灰氢、蓝氢与绿氢的阶段定位,优化氢源与化工流程衔接,是推动行业绿色低碳转型的重要方向^[6]。

1 化工行业主要用氢方式及技术特征

1.1 灰氢:存量主导与高碳锁定

当前,我国化工行业用氢仍以化石能源制氢为主,其中煤制氢占比超过 60%,其次为天然气蒸汽重整制氢以及部分工业副产氢。这一用氢结构与我国“富煤缺油少气”的资源禀赋高度契合,也决定了灰氢在相当长一段时期内仍将是化工行业的重要氢源基础^[7]。

从技术成熟度和工程应用角度看,煤制氢技术已形成较为完善的技术体系。以水煤浆气化、粉煤气化为代表的煤气化技术在煤化工领域已实现大规模、长期稳定运行,单套装置投煤量可达 3 000 t/d 以上,具备供氢规模大、运行连续性强、对化工装置负荷适应性好的优势,能够满足合成氨、合成甲醇等流程对 H_2 稳定供应的严格要求。同时,相关设备

国产化程度高,运行经验丰富,构成了当前化工用氢体系的“存量主体”。然而,灰氢路径的突出问题在于其极高的碳排放强度。从全流程看,煤制氢过程中碳元素几乎全部以 CO_2 形式排放,其碳排放强度为 18~22 t CO_2 /t H_2 ;天然气蒸汽重整制氢虽相对清洁,但其碳排放强度仍在 9~11 t CO_2 /t H_2 区间。在当前碳排放约束逐步趋严的背景下,灰氢已成为化工行业实现碳减排目标的主要掣肘因素之一^[8]。

更为关键的是,灰氢所依托的大型煤化工装置和制氢设施通常具有投资规模大、设计寿命长的特点,一旦在未来面临高碳成本约束,将可能形成明显的“高碳锁定效应”。随着碳交易、碳税等政策工具逐步引入,灰氢的边际使用成本将显著上升,部分存量资产可能面临经济性快速恶化甚至搁浅风险。因此,如何在保障现有化工生产稳定运行的前提下,逐步降低灰氢的碳排放强度,是化工行业用氢转型首先需要面对的现实问题。

1.2 蓝氢:存量改造的过渡优选

蓝氢通常被定义为在传统化石能源制氢路径基础上,通过引入碳捕集利用与封存技术,实现制氢过程碳排放显著降低的一类氢源。从工程视角看,蓝氢并非全新的制氢路线,而是在现有灰氢体系上的“低碳化改造”,因此在化工行业中具有较强的现实可行性。

在煤化工领域,煤制氢过程中的 CO_2 主要集中于气化和变换等环节, CO_2 浓度高、分压大,天然适合采用燃烧前捕集技术,如低温甲醇洗、物理吸收等成熟工艺。这类捕集方式技术成熟度高、运行稳定,其单位 CO_2 捕集成本相对较低,通常在 200~300 元/t CO_2 区间,明显低于低浓度烟气捕集路径^[9]。相较之下,天然气制氢装置产生的 CO_2 多以燃烧后形式存在, CO_2 浓度较低,通常需要采用燃烧后捕集技术,其工程复杂度和成本水平相对更高。但在天然气资源条件较好、装置规模适中的地区,蓝氢仍具有一定的应用空间。

从减排效果看,当前工程条件下的 CCUS 技术可实现 60%~90% 的碳捕集率。以煤制氢为例,在较高捕集率条件下,其碳排放强度可由 18~22 t CO_2 /t H_2 降低至 4~8 t CO_2 /t H_2 ,减排效果显著。对于短期内难以大规模引入绿氢的化工行业而言,蓝氢可在一定程度上缓解碳排放压力,是连接传统化石能源制氢与未来低碳用氢体系的重要过渡形态。在工程应用层面,蓝氢更适合在资源条件优越、具备 CO_2 就地利用或封存条件的区域推广。如鄂

尔多斯盆地等煤炭资源丰富、封存条件良好的地区,可在大型煤化工基地开展蓝氢示范,通过改造现有制氢装置,实现阶段性降碳并控制投资风险。

需要指出的是,蓝氢并非终极解决方案,其减排效果仍高度依赖 CCUS 系统的长期稳定运行及 CO₂ 处置路径的可靠性^[10]。因此,其工程定位更应被视为化工行业用氢低碳转型过程中的“桥梁型技术”。

1.3 绿氢:终极路径与源荷匹配挑战

绿氢是指利用风电、光伏、水电等可再生能源电力,通过电解水方式制取的 H₂,主要技术路线包括碱性电解水(ALK)、质子交换膜电解水(PEM)以及固体氧化物电解水(SOEC)等。从全生命周期角度看,绿氢几乎不产生直接碳排放,是化工行业实现深度脱碳乃至近零排放的终极路径^[11]。

但从工程实践角度分析,绿氢在化工行业的大规模应用仍面临多重现实约束。首先是可再生能源出力波动性与化工装置稳定运行要求之间的矛盾。风电、光伏发电具有明显的随机性和间歇性,而合成氨、合成甲醇等化工反应过程通常要求装置负荷波动控制在±10%以内,频繁启停或大幅负荷波动不仅会缩短催化剂寿命,还可能带来设备安全和系统运行风险。因此,绿氢难以在短期内直接作为化工装置的“唯一主氢源”。其次是成本问题。当前阶段,绿氢制备成本仍处于较高水平,通常在 20~30 元/kg 区间,显著高于煤制氢约 10~12 元/kg 的成本水平,且对电价高度敏感。在缺乏低价可再生电力和稳定政策支持的情况下,绿氢在化工领域的经济竞争力仍然有限。此外,制氢规模匹配问题亦是制约绿氢应用的重要因素。现有电解槽单体规模通常为 1 000~2 000 Nm³/h,而现代大型煤化工装置对 H₂ 的需求往往达到 10 万 Nm³/h 量级以上,这意味着绿氢制备需通过大规模阵列化电解槽集成实现,系统复杂度、占地需求及运行维护难度均显著增加^[12]。

综合来看,绿氢在化工行业中的工程定位更适合作为逐步引入的增量氢源,通过与灰氢、蓝氢协同运行,并结合储氢、调峰及多能协同等手段,逐步提升其在化工用氢体系中的占比,为最终实现全面低碳化奠定基础。

2 化工用氢低碳转型的阶段性路径分析

在“双碳”目标约束下,化工行业用氢结构的低碳转型不可能一蹴而就,而应充分考虑现有装置寿命周期、区域资源禀赋及技术成熟度,遵循“先控碳、再减碳、最终脱碳”的渐进式路径。基于工程可

实施性和系统经济性,化工用氢低碳转型可划分为短期、中期和长期三个阶段,每一阶段既考虑制氢技术的成熟度,也兼顾化工工艺的稳定性及经济性,以实现从灰氢为主到全绿氢体系的平稳过渡。

2.1 短期阶段(2025—2030):能效提升与蓝氢示范

短期阶段的核心目标是控制碳排放增量、降低单位产品排放强度,重点在于挖掘存量资产潜力,而非大规模颠覆现有制氢体系。该阶段策略强调以灰氢优化为基础,辅以蓝氢示范和技术储备,为中长期低碳转型奠定基础。

2.1.1 灰氢优化:提升能效、降低单位氢耗

在短期阶段,灰氢仍将是化工行业的主要氢源,其低碳化路径应首先从“降耗”入手。一方面,通过优化煤气化炉运行工况、提高氧煤比控制精度、改进变换反应条件及温度控制,降低单位 H₂ 煤耗。通过智能化控制与数据驱动优化,可提升煤气化效率并减少废热排放。另一方面,强化余热回收与梯级利用,可提升系统整体热效率,降低间接碳排放。此外,副产氢的高值化利用是短期内具有现实意义的减排手段。PDH 装置、氯碱装置及炼化过程产生的副产氢,经集中提纯、压缩后输送至合成氨或加氢精制单元,可实现“以氢代燃”,在不增加制氢排放的情况下降低整体碳强度。该路径技术成熟、投资回收期较短,具备良好的经济与环境综合效益。

2.1.2 蓝氢切入:依托园区化优势开展示范

蓝氢作为灰氢改造的低碳路径,在短期内具有较高的现实可操作性。典型案例是在煤制氢装置集中、CO₂ 排放源稳定、封存条件优越的园区开展百万吨级 CCUS 示范工程。与电力行业相比,化工过程产生的 CO₂ 浓度高、成分稳定,利于采用低温甲醇吸收或物理吸收捕集技术,实现 60%~90% 的碳捕集率。通过将 CCUS 系统与现有煤制氢装置深度耦合,可在不大幅改变工艺流程的前提下,生产减排效果显著的蓝氢产品,为化工行业积累低碳制氢工程经验和商业模式。该阶段还应考虑 CO₂ 处置和利用路径,如就地增强油气回收、化学品合成或地下地质封存,以确保 CCUS 系统的长期经济性和稳定性。

2.1.3 技术准备:绿氢耦合的工程验证

短期阶段绿氢难以大规模替代灰氢,但可通过小规模工业试验进行工程验证。重点验证电解槽与化工装置在负荷调节、启停控制、H₂ 品质稳定性等方面的协同逻辑。例如,采用 500~1 000 Nm³/h 的 PEM 电解槽与合成氨装置联动,实现小时级负荷调节与自动控制,为后续中期阶段扩大绿氢比例提供

技术储备。同时,可探索绿氢储能、短期 H_2 缓冲罐和气态储氢瓶阵列的组合使用方案,为不稳定可再生能源接入提供工程解决方案^[13]。

2.2 中期阶段(2030—2045):灰绿耦合与柔性改造

中期阶段,随着可再生能源装机规模扩大、储能技术成熟以及电力系统灵活性提升,化工用氢转型进入以减碳为核心的阶段,其关键特征是灰氢与绿氢的协同运行,通过柔性化改造和多源耦合实现系统优化。

2.2.1 绿氢逐步渗透与运行模式构建

中期阶段绿氢逐步进入园区用氢体系,占总 H_2 进料的 10%~30%。依托“风光互补+储能+电解水”的综合能源系统,通过离网或并网模式提升可再生能源消纳能力,并保障化工装置稳定运行。风电高峰期优先为电解槽供电并储氢,在低风速时段释放使用,实现发电波动与化工负荷的动态匹配。

2.2.2 基荷分工与柔性改造

灰氢继续承担基荷功能,保障合成氨、合成甲醇等关键反应连续运行;绿氢作为调节性氢源,吸收可再生能源波动出力,形成“恒定基荷+波动补充”的运行模式。为提升绿氢消纳能力,需推进关键装置柔性化改造,包括开发宽负荷反应器、高耐冲击催化剂和模块化单元,使装置负荷适应范围提升至 60%~110%,降低频繁启停带来的效率与寿命损失。

2.2.3 储氢缓冲与系统优化

在园区建设高压气态或地下储氢设施,平抑小时级和日内供氢波动,在电力系统与化工系统之间形成缓冲,增强系统韧性。同时引入数字化能源管理平台,实现源-网-荷-储一体化调度,通过预测算法优化电解槽负荷与储氢调配,减少绿氢浪费,提高整体运行效率。

2.3 长期阶段(2045—2060):全绿氢体系与多能协同

长期阶段,化工用氢体系实现深度脱碳和碳中和,以绿氢为核心构建新型化工生产模式,实现技术、能源与碳管理的高度耦合。

2.3.1 全面绿氢替代与系统耦合升级

随着电解槽规模化制造、效率提升及电价下降,绿氢成本显著降低,具备经济性基础,可逐步全面替代化石能源制氢。SOEC 与化工余热深度耦合,可将能源效率提升至 75%~80%,降低全生命周期能耗。同时,化工园区向区域能源枢纽转型,实现“电-氢-化”深度耦合,集电力消纳、氢能储存与化学品长周期储能于一体。 H_2 既作为原料,也参与调峰调频与灵活负荷管理,通过氨、甲醇等载体实现能

源跨周期调节。

2.3.2 碳源重构与循环利用

长期阶段碳元素来源由化石燃料转向生物质能源碳捕集与封存(BECCS)或直接空气捕集(DAC),构建碳元素闭环循环体系。化工产业由“高碳原料依赖”转向“低碳原料重构”,在保障关键反应碳源供给的同时,显著降低整体碳排放强度,为实现碳中和提供技术支撑。

2.3.3 系统韧性与政策保障

在全绿氢体系下,需同步完善系统韧性机制,包括分布式储能、园区级智能调度及跨区域电力与氢能互联,增强运行稳定性。同时配套碳价内部化、绿氢投资补贴和长期购氢合同等政策工具,确保低碳转型具备可持续性与经济可行性。

3 不同阶段化工用氢转型面临的关键技术与工程约束

3.1 波动性电源与连续化工艺的工程适配

传统化工产业设计强调连续、稳态运行,设备多以小时或天为周期优化。然而,绿氢生产依赖光伏、风电等可再生能源,其输出具有明显波动性^[14]。电源波动可能从毫秒级到小时级,直接影响电解制氢系统稳定性与化工工艺连续性。PEM 电解槽虽具较强动态响应能力,但在快速负荷变化下仍可能出现效率下降和膜寿命缩短;碱性电解槽响应较慢,难以适应频繁启停。若化工装置直接依赖波动电源,将增加温度、压力和流量控制难度,并带来产品质量波动与安全风险。

为应对上述问题,应从“源-网-荷-储”协同控制角度进行系统设计,构建覆盖电力供应、制氢、储氢调度与化工负荷的联合控制模型,通过预测调度与实时反馈保障稳定运行。利用储氢设施平滑电源波动,在制氢端开发快速响应型 PEM 电解槽及柔性控制策略,实现分钟级调节;在化工端探索耐波动反应器与模块化装置,降低工艺冲击。同时结合数字化仿真与人工智能优化,实现电源波动与化工负荷的动态匹配。

3.2 基础设施的兼容性与安全性

氢能基础设施的建设与现有天然气、化工管网系统的兼容性问题也是制约化工用氢推广的重要因素。现有天然气管道掺氢输送受限于“氢脆”效应,即金属在长期接触高浓度 H_2 时易发生脆裂,缩短管道寿命,降低使用安全性。此外,高压储氢设施体积大,对场地占用和安全距离有严格要求,限制了在

传统化工园区直接改造的可行性^[15]。

针对这些问题,首先需要开展材料相容性研究,筛选能够耐氢脆、耐高压的钢材或复合材料,并制定掺氢管道输送标准,以确保 H₂ 与现有天然气系统安全共存。其次,应规划建设专用纯氢管网及大规模地下储氢库,通过 H₂ 集中输送和储存缓解单点设施压力。此外,在化工园区布局中,需预留安全廊道和储氢缓冲空间,形成可扩展、可防护的氢能基础设施体系。同时,智能监测系统和事故预警技术也是确保 H₂ 安全运营的重要手段,包括在线压力监测、泄漏检测、温度监控以及自动紧急切断装置等。这些措施有助于在不同阶段的用氢转型中,既满足安全规范,又兼顾设施改造成本和布局灵活性。

3.3 经济性与全生命周期成本

经济性仍是制约化工用绿氢规模化应用的核心因素。单纯从制氢成本看,绿氢在当前阶段仍难以与灰氢竞争。尽管光伏、风电成本下降带动制氢成本回落,但设备投资和储能支出较高,使绿氢短期内缺乏明显优势。然而,若引入全生命周期碳成本,将碳排放加成计入灰氢成本,绿氢的相对竞争力将显著提升。尤其在碳税或碳交易机制下,灰氢成本可能上升,从而推动工业端向低碳氢转型^[16]。

针对经济性问题,应构建涵盖碳足迹的综合成本评估模型,将制氢、电力、设备折旧、储运及碳排放纳入统一框架,科学比较不同转型路径。同时,在初期可通过政策降低绿氢门槛,如生产补贴、投资抵免或税收优惠,缓解企业投入压力;依托碳市场机制内化排放成本,提高低碳氢经济性。此外,可探索 H₂ 与余热利用、电力调峰或副产物联产等多元商业模式,提升投资回报和全生命周期收益。

总体而言,化工用氢转型是一项系统工程,涉及电力系统、制氢技术、化工工艺、基础设施、安全规范及经济机制等多重约束。通过构建源-网-荷-储协同体系^[17],发展耐波动反应技术,优化基础设施布局与安全管理,并结合全生命周期评估与政策支持,可降低转型风险,加快绿色低碳进程。随着技术进步与政策完善,化工用氢有望实现规模化与经济化应用,为工业低碳发展提供支撑。

4 结语

化工行业用氢低碳转型是实现“双碳”目标的关键环节,也是能源、化工与碳管理深度耦合的系统工程。本文梳理了灰氢、蓝氢与绿氢的技术特征与适用场景,提出短期以能效提升和蓝氢示范为主,中

期推进灰绿耦合与装置柔性改造,长期构建全绿氢体系与多能协同的阶段性路径。各阶段面临电源波动与连续工艺适配、基础设施兼容与安全、经济性及全生命周期成本等约束。针对上述挑战,应构建源-网-荷-储协同控制体系,发展耐波动反应器与储氢缓冲技术,优化基础设施布局,并配套政策与经济激励机制,保障技术与经济可行性。总体看,分阶段、渐进式转型既可降低存量资产风险,又为绿氢规模化应用创造条件,为化工行业绿色低碳发展提供可操作路径。随着可再生能源扩张和电解制氢技术成熟,化工用氢转型有望实现高效、可持续发展,为能源转型与碳中和目标提供支撑。

参考文献

- [1] 庞凌云,翁慧,常靖,等.中国石化化工行业二氧化碳排放达峰路径研究[J].环境科学研究,2022,35(2):356-367.
- [2] 陈靖,陈莎,王富加,等.绿色低碳转型下中国化工行业 ESG 评价体系的构建[J].现代化工,2025,45(11):1-4,10.
- [3] 葛昶,余晓钟,辜穗,等.核能制氢国内外研究现状及展望[J].现代化工,2025,45(12):1-6.
- [4] 曹传胜,唐畅,赵璐,等.“双碳”目标下氢能多元领域利用现状与展望[J].现代化工,2025,45(6):15-20.
- [5] Ge C, Gu S, Zhang L, et al. Assessment of regional hydrogen refueling station layout planning and carbon reduction benefits based on multi-dimensional factors of population, land, and demand[J]. Sustainability, 2025, 17(21): 9573.
- [6] 杜祥琬,刘晓龙,崔磊磊.中国能源强国建设的内在逻辑与推进路径[J/OL].北京行政学院学报,1-10[2026-01-27].
- [7] 林文娟.“双碳”目标下化工企业低碳减排行为博弈研究[D].南京:南京工业大学,2024.
- [8] 殷雨田,刘颖,章刚,等.煤制氢在氢能产业中的地位及其低碳化道路[J].煤炭加工与综合利用,2020,(12):56-58.
- [9] 沈代兵,郝佳豪,宋衍昌,等.百千瓦级二氧化碳储能系统向心透平设计与结构参数优化[J].储能科学与技术,2025,14(3):1270-1285.
- [10] 王国荣,周莉,周守为,等.多种能源融合发展战略研究[J].中国工程科学,2024,26(4):84-95.
- [11] 王傲雪,郭琳,郑金玉,等.固体氧化物电解池材料发展现状与展望[J].洁净煤技术,2023,29(3):62-77.
- [12] 孙正龙,谭僊,高建红,等.固体氧化物电解池制氢关键材料发展现状[J].现代化工,2024,44(12):83-88.
- [13] 葛昶,余晓钟,辜穗,等.我国海水制氢技术发展现状分析[J].现代化工,2025,45(4):8-11.
- [14] 赵燕菲,张岩,刘畅,等.可再生氢支撑中国化工产业低碳转型发展研究[J].现代化工,2026,46(1):11-16.
- [15] 田佳鑫,王颖,李建新,等.化工园区产业耦合发展路径研究[J].现代化工,2026,46(2):7-13.
- [16] 葛昶,余晓钟,辜穗,等.海南氢能产业发展研究[J].现代化工,2025,45(S1):12-16.
- [17] 葛昶,余晓钟,辜穗,等.深远海风光互补能源岛绿氢系统建模与多场景对比研究[J].现代化工,2026,46(7):221-226,232. ■