

“双碳”目标下中国氢能发展现状及未来制氢行业发展趋势分析

严礼贤, 夏浩然, 李安邦

三峡大学材料与化工学院, 湖北 宜昌

收稿日期: 2026年2月24日; 录用日期: 2026年3月9日; 发布日期: 2026年4月10日

摘要

“双碳”战略目标确定后, 中国国内能源领域开始推进结构转型、走低碳发展路线, 清洁、高效还能储存的氢能, 就成了支撑这一进程的重要载体。本文把研究重点聚焦于氢能产业链最前端的制氢环节, 针对各技术路线的学术研究瓶颈与工程落地难题, 系统整理了四类主流制氢工艺的相关内容, 包括电解水制氢、煤制氢、天然气制氢、工业副产氢的应用现状、技术约束、经济性特征及全生命周期碳排放水平, 同时提出未来5~15年中国制氢行业分阶段降碳、多方式协同的发展思路, 给中国氢能产业高质量、可持续发展提供学术参考与理论支撑。

关键词

“双碳”目标, 氢能, 制氢技术, 生命周期碳排放, 绿氢

Analysis of the Current Situation of China's Hydrogen Energy Development and the Future Trend of the Hydrogen Production Industry under the “Dual Carbon” Goals

Lixian Yan, Haoran Xia, Anbang Li

College of Materials and Chemical Engineering, China Three Gorges University, Yichang Hubei

Received: February 24, 2026; accepted: March 9, 2026; published: April 10, 2026

文章引用: 严礼贤, 夏浩然, 李安邦. “双碳”目标下中国氢能发展现状及未来制氢行业发展趋势分析[J]. 电力与能源进展, 2026, 14(2): 79-85. DOI: [10.12677/aepe.2026.142009](https://doi.org/10.12677/aepe.2026.142009)

Abstract

After the “dual carbon” strategic goals were set, China’s domestic energy sector began to promote structural transformation and follow a low-carbon development path. Clean, efficient and storable hydrogen energy has thus become an important carrier supporting this process. This article focuses its research on the hydrogen production stage at the very front end of the hydrogen energy industry chain. It systematically sorts out the relevant content of four mainstream hydrogen production processes in response to the academic research bottlenecks and engineering implementation challenges of each technical route, including the application status, technical constraints, economic characteristics, and full life cycle carbon emission levels of hydrogen production through electrolysis of water, coal, natural gas, and industrial by-products at the same time, it proposes the development ideas of phased carbon reduction and multi-mode coordination for China’s hydrogen production industry in the next 5 to 15 years, providing academic references and theoretical support for the high-quality and sustainable development of China’s hydrogen energy industry.

Keywords

“Dual Carbon” Goals, Hydrogen Energy, Hydrogen Production Technologies, Life Cycle Carbon Emissions, Green Hydrogen

Copyright © 2026 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

全球能源往低碳方向转型，我国也在推进双碳目标，氢能不再是传统工业领域里单纯的原料，而是国家能源体系中必不可少的组成部分。2022年，国家发布《氢能产业发展中长期规划(2022~2035年)》，明确了氢能的能源属性，也给整个氢能产业划定了发展方向。制氢是氢能产业链的起点和核心环节，选择哪种技术路线，直接决定整个氢能产业的清洁程度、市场竞争力和长期发展的可持续性。目前我国制氢产业的结构是，化石能源制氢占主要地位、绿氢的示范应用刚启动发展的整体态势，但产业发展时，基础研究有了突破却没法落地到工程化和规模化生产中，两者之间有比较大的断层。具体来看，电解水制氢受限于对贵金属的依赖，设备稳定性也不足，煤制氢搭配CCUS技术遇到比较大的能效损失问题，工业生产产生的副产氢则有供给量固定与纯度提升难题，天然气制氢则受资源储量和碳排放指标的双重限制。针对这些问题，本文结合我国氢能产业的实际发展情况，从技术瓶颈、成本形成机制、碳排放水平、区域供需匹配情况这四大核心维度，对主流制氢路线开展深入的分析 and 对比，为了给我国制氢行业从示范扩张阶段转向高质量突破阶段提供理论支持[1]。

2. 电解水制氢：贵金属依赖与工况适应性为核心学术瓶颈

电解水制氢是让绿氢能批量产出、清洁供应的唯一可行方式，当前业内核心技术路线涉及的有这四类是碱性电解(AWE)、质子交换膜电解(PEM)、固体氧化物电解(SOEC)、阴离子交换膜电解(AEM)。国内产业分布上，制绿氢项目大多设在西北、华北这类风光充足的区域，新疆、内蒙古、宁夏等省份已建成多个万吨级可再生能源制氢示范项目，除此以外，绿氢核算方法体系和碳权交易相关配套体系正一步步改进提升，能给制绿氢产业规范发展打好基础[2][3]。

技术发展上, 阻碍绿氢大规模推广的核心阻碍不是工艺原理, 而是底层材料研发及工程化应用的双重难题。PEM 电解槽所用的阳极析氧反应(OER)极其需要用到铱基催化剂, 而阴极析氢反应(HER)得用铂基催化剂, 这些贵金属用量大, 在电解槽总成本里占比超 40%, 再者全球的铱资源每年产量只有 7~8 吨, 现有储量完全撑不起十万吨级别的绿氢产业的扩容需求。虽在用单原子催化、核壳结构设计、高熵合金制备等技术, 已经把铱载量降低降到 0.3 mg/cm^2 以下, 但在强酸性、高电位的运行环境中, 催化剂活性位点溶解、结构坍塌等问题很突出, 设备耐用时长不足 500 小时, 这仍是未突破的科学难题; 另外非铱、非铂催化体系也没通过工业级电流密度与长周期运行的测试, 是当前得攻克的核心技术难题[4] [5]。俞红梅等指出, PEM 电解水制氢的材料稳定性与成本问题, 仍是阻碍产业规模化的核心难题[6]。相比之下, 碱性电解(AWE)技术虽然比较成熟, 但存在动态响应慢、负荷跟踪能力弱的问题, 没法适配风光发电的波动性电源, 宽工况运行时能耗会上升 15%~25%; 至于 AEM 与 SOEC 技术目前仍处于中试检验阶段中, 碱膜的稳定性不够、高温材料蠕变、界面阻抗过高等问题还没得到妥善解决[7] [8]。

目前国内绿氢生产成本大概在 20 到 30 元每千克(见表 1), 是灰氢的生产成本的 2 到 3 倍, 在市场上的竞争力相对不足。国内氢能的供需格局是三北地区供给、东部沿海地区消纳的错位分布: 西北、华北地区的氢能供给量占到全国总量的 50%以上, 长三角、珠三角、京津冀等核心消费区域的需求占比则超过 70%, 这种区域供需错配的情况让氢能储运成本进一步上升, 制约了绿氢领域的市场化普及。

Table 1. Comparison of the technical and economic characteristics of mainstream hydrogen production routes in China
表 1. 中国主流制氢路线技术经济性对比

制氢路线	投资成本 (万元/吨·年)	运营成本 (元/kg)	能量转化效率 (%)	核心特点与适用场景
电解水制氢(AWE)	800~1200	20~30	60~70	技术成熟, 适合风光基地; 成本高, 零碳排
电解水制氢(PEM)	1200~1800	40~60	70~80	响应快, 适配波动电源; 设备成本高
煤制氢	400~600	10~25	60~70	成本低、排放高; 需 CCUS 改造为蓝氢
天然气制氢	600~800	15~20	70~80	灵活度高, 适合分布式场景; 资源受限
工业副产制氢	200~400	8~15	80~90	成本低、产量依附主产品; 储运短板突出

我国电解水制氢产业尚未进入成熟发展阶段, 后续可在无铱酸性 OER 催化剂、低铂含量或非铂基阴极材料、无氟抗降解膜材、宽运行工况和配电解系统、风光耦合自适应控制等方面取得技术突破。徐硕、余碧莹等多位研究者都提出预测, 2030 年前后可再生能源制氢的成本有望与传统制氢路线持平, 满足市场化推广的全部条件[9] [10]。

3. 煤制氢: CCUS 能耗惩罚与碳约束构成核心工程挑战

目前大规模产出煤制氢, 用的是煤气化、变换反应、气体提纯这些已经成熟的工艺。我国煤炭资源丰富, 这种制氢方式的产氢量, 在全国氢气总产量里的占比 50%以上(见图 1), 炼油、煤化工这类行业主要用的就是这种氢[11] [12]。不过“双碳”目标有硬性要求, 煤制氢行业的核心问题已经从保障产能供给, 转到控制碳排放、优化能效优化。全生命周期的碳排放数据显示, 煤生产的灰氢碳排放强度能达到 $18\sim 22 \text{ kg CO}_2/\text{kg H}_2$, 在所有制氢方式里是最高的; 就算搭配 CCUS 技术, 能把碳排放强度降到 $2.2\sim 8.9 \text{ kg CO}_2/\text{kg H}_2$ (见图 2), 也会让能效出现下降的问题: 用化学吸收法开展碳捕集这种方式的再生热耗能能达到 $1.6\sim 2.5 \text{ GJ/tCO}_2$, 会让系统能效下降 6~12 个百分点; 二氧化碳压缩和封存的环节会多耗电 $100\sim 180 \text{ kWh/tCO}_2$,

会让整个制氢过程的电耗上升 15%~25% [13] [14]。相关研究指出, CCUS 集成会明显拉低整个煤制氢系统的综合能效[15]。

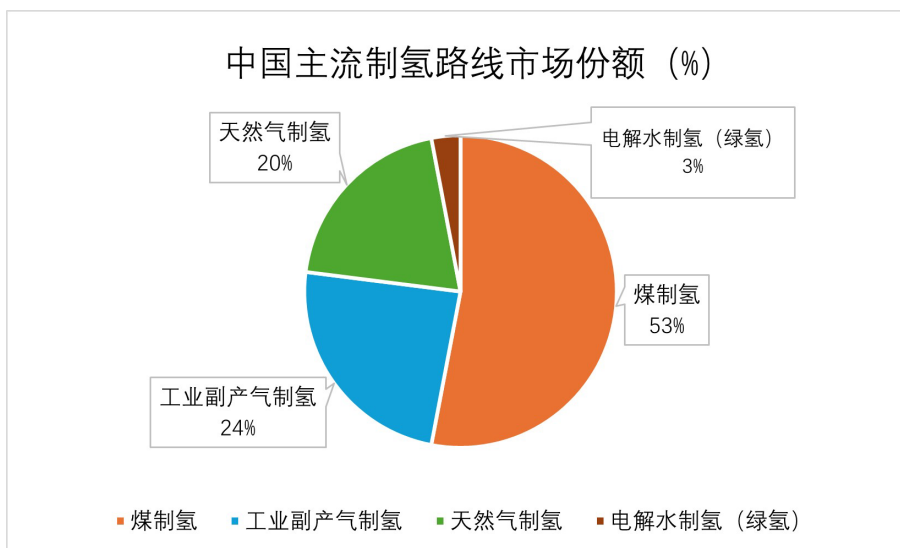


Figure 1. Market share of mainstream hydrogen production routes in China

图 1. 中国主流制氢路线市场份额

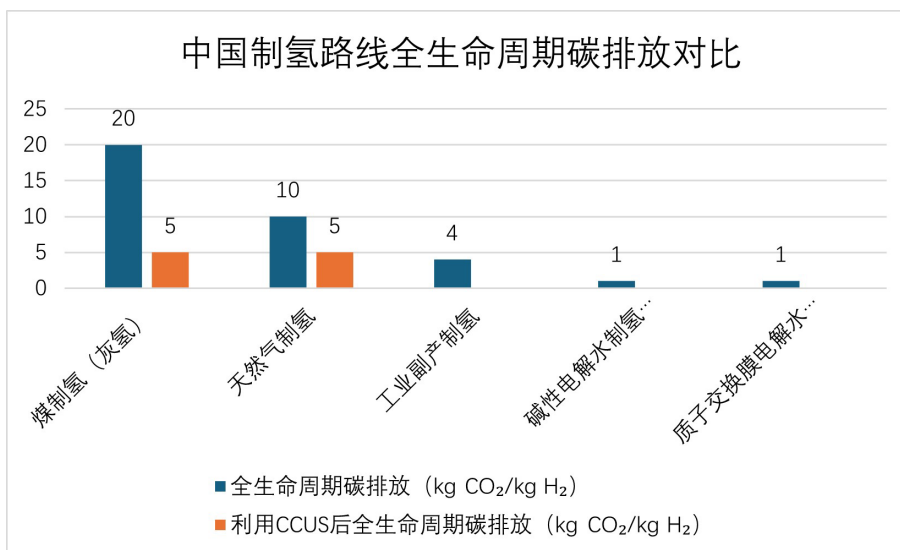


Figure 2. Comparison of carbon emissions throughout the life cycle of mainstream hydrogen production routes in China

图 2. 中国主流制氢路线全生命周期碳排放对比

落到实际工程应用中, 煤制氢和 CCUS 结合后, 遇到的阻碍比较大, 具体包括碳捕集用的溶剂容易分解, 还会腐蚀设备, 再生溶剂的能耗也比较高; 制氢系统和 CCUS 系统的运行条件不匹配, 系统余热的利用效率低; 地质封存环节有泄漏的可能, 相关的长期安全监测体系还没建立起来。另外, 我国煤炭主产区大多存在水资源短缺的情况, 水资源不足和生态承载力有限, 进一步缩小了煤制氢项目的可布局范围。单说煤制灰氢的成本每千克才 10~15 元, 有比较大的成本优势; 至于煤制蓝氢因为新增了 CCUS

设备的投资和运行成本,整体成本涨到了18~25元/kg(见表1)。未来我国煤制氢产业会按照存量CCUS改造、新增绿氢结合的转型方向,逐步从主要氢源供应方转型成为低碳过渡阶段的支撑角色[16]。

4. 天然气制氢:资源约束、催化剂瓶颈与低碳转型受限

天然气水蒸气重整(SMR)制氢技术已经发展得很成熟,装置搭建也比较灵活,目前全球大部分制氢项目都采用这种方式,在国内制氢总量里,它的占比大概是20%(见图1)[17]。不过它的发展一直受三个硬性条件限制,分别是我国的资源禀赋、民生用气优先的规则、碳排放指标,规模化扩张的空间很小。天然气制氢的核心技术瓶颈,是镍基催化剂积碳、烧结、失活的机理复杂,部分氧化与自热重整工艺的动力学模型还存在学术分歧,这直接让高效催化体系没法落地到工程应用中。天然气制灰氢的碳排放强度大概是9~12 kg CO₂/kg H₂,如果搭配CCUS技术,碳排放就能降到3~6 kg CO₂/kg H₂(见图2),不过这种方式也会出现能效下降、成本上升的情况。

说到成本问题,天然气价格的波动幅度很大使得制氢成本保持在15~20元/kg(见表1),比煤制氢成本高;另外我国天然气对外依赖程度很高,国家能源安全相关规划不允许把大量天然气用来做化工制氢。针对这种情况,未来天然气制氢会把重点放在分布式、撬装化的应用场景上,借助现有的天然气管网实施掺氢输送的试验和应用,从长期发展来看,它的市场占比会伴随绿氢成本不断降低的过程中逐步缩小[17]。

5. 工业副产气制氢:低成本低碳氢源,受供给刚性与纯度制约

工业生产过程中的副产的这类氢主要取自焦炉煤气、氯碱尾气、炼厂干气、PDH尾气这类工业生产副产物,做完变压吸附(PSA)工艺提纯后就能投入使用,还拥有生产成本低、碳排放水平跟蓝氢差不多的优势,在国内制氢结构里的占比大概20%到25%(见图1),是我国近中期性价比最高的低碳氢源[18]。

但这条路线的发展有三个核心问题:第一,产氢供给完全依赖主产业的生产进度,没法自主控制产氢规模,没法满足下游用户持续、稳定的用氢需求;第二,副产的气体里杂质种类又多又杂,容易让燃料电池等下游设备的催化剂中毒,深度提纯的工艺能耗和投入成本都比较大;第三,区域内供需不匹配的问题比较严重,工业生产副产的氢主要集中在华北、西北这些工业密集的区域,而主要用氢需求却在东部沿海地区,过高的储运成本抵消了它的价格优势。还有,化学链制氢这种技术可以提高副产氢的利用效率,但氧载体的循环稳定性、工业化放大效果等问题还只停留在实验室研究阶段,还没实现工程化落地。工业副产氢全生命周期的碳排放大概在3~5 kg CO₂/kg H₂(见图2),有一定的低碳过渡价值;它只能作为区域内的低碳氢源,没办法在全国范围内替代传统的制氢路线[18][19]。

6. 结论与展望

梳理当前四种主流的制氢路径后,不难发现我国制氢行业目前同时存在多种发展模式,正处在逐步转型的关键阶段。煤制氢凭借我国的资源禀赋与成本优势,仍是产业主导类型,但高碳排放让它的转型出现了最大难题;工业副产氢与天然气制氢因为具备低碳、灵活的特点,在近中期是衔接传统常规氢源与绿氢的重要过渡类型;电解水制氢现在市场占比还比较小,却是实现氢能全产业链全流程碳中和的最终实现路径,也是我国氢能产业绿色发展的核心方向[20]。接下来5到10年,我国制氢行业正处在从靠政策推动转向靠市场推动的关键适应期,产业发展要抓住三条核心方向:一是降低灰氢碳排放,针对煤制氢等已有的产能,不采取直接淘汰的方式,而是引导它们结合CCUS、掺混绿氢等技术实现低碳化升级;二以蓝氢作为过渡,全面挖掘工业副产氢与天然气制氢的低碳潜力,给绿氢技术突破和大规模应用争取时间,同时推动天然气制氢往分布式、灵活化的场景发展;三开展绿氢技术攻关,把科研和产业方面的

资源集中起来，攻克非贵金属催化、高性能离子膜、大型电解槽、高效储运等核心技术难题，通过示范项目逐步降低成本和应用风险[20]。

国内氢能产业生产地与应用地分布极不均衡的市场这一现状，是限制氢能行业发展的主要因素。氢气生产地主要集中于西北、华北等资源富集区域，终端需求则集中在长三角、珠三角等经济发达区域(见图 3)，长距离储运成本高、损耗大，对安全性要求也高，会降低低碳氢源的市场竞争力，还拖慢了绿氢市场化的推进工作。要解决这个问题，接下来可从三个方面制定应对办法：一是在需求地附近制氢、直接本地消纳，在东部沿海布局分布式可再生能源制氢项目，降低跨区域储运的需求；二是优化储运网络，推动高压气态储氢、液态储氢、管道输氢技术的工程化落地，搭建覆盖全国的氢能储运骨干网络；三是推进区域间协同调配，设立氢能区域交易市场与调配机制，用市场化方式平衡区域供需缺口。

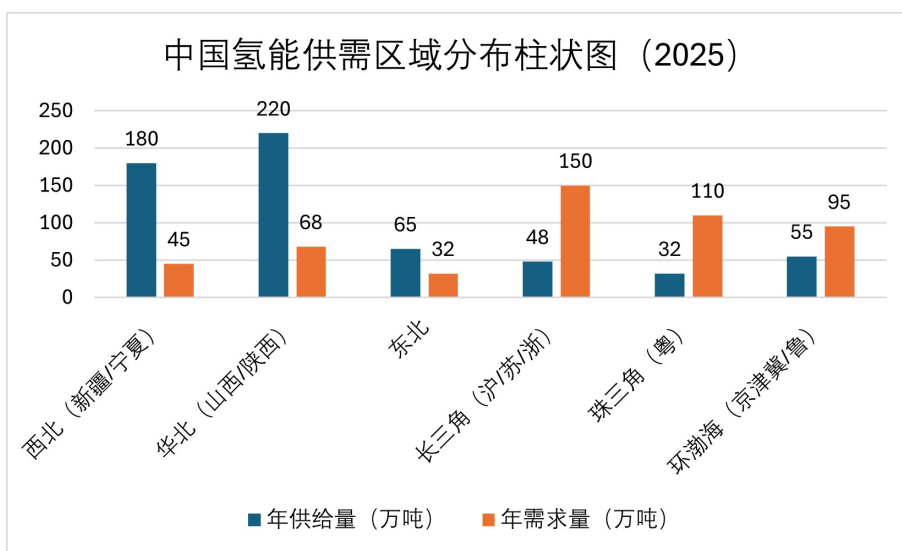


Figure 3. Regional distribution of hydrogen supply and demand in China

图 3. 中国氢能供需区域分布

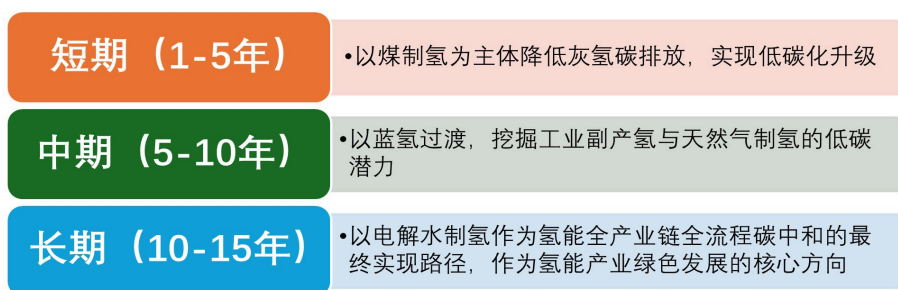


Figure 4. Suggestions for the development model of China's hydrogen energy industry ecosystem in the next 15 years

图 4. 中国后 15 年氢能产业生态发展模式建议

未来国内制氢行业不会出现某一技术完全取代其他的发展情况，而是灰氢、蓝氢、绿氢等多类相互配合、发挥各自优势、保持动态平衡的产业生态。1~5 年的短期阶段把煤制氢、工业副产氢作为核心供给渠道，稳步推进现有煤制氢项目的 CCUS 试点改造，拓展绿氢示范应用覆盖范围；5~10 年的中期阶段，依靠技术层面的突破以及风电、光伏发电成本的降低，绿氢市场占比持续攀升达到 15%以上，蓝氢将是

过渡阶段的核心氢源,构建起“绿氢、蓝氢为主,灰氢作为补充”的产业格局;10~15年的长期阶段绿氢可实现全应用场景下的成本平价,市场占比超过50%,成为制氢行业的核心供给主体,最终实现氢能全碳中和产业链这一目标可推动我国“双碳”战略全面落地实施(见图4)[20]。

参考文献

- [1] 孟翔宇,陈铭韵,顾阿伦,等.“双碳”目标下中国氢能发展战略[J].天然气工业,2022,42(4):156-179.
- [2] 王敏,田磊,王冠童,等.我国绿氢供需格局变化及影响因素研究[J].中国能源,2024,46(5):66-78.
- [3] 李建林,李光辉,梁丹曦,等.“双碳目标”下可再生能源制氢技术综述及前景展望[J].分布式能源,2021,6(5):1-9.
- [4] 王培灿,万磊,徐子昂,等.碱性膜电解水制氢技术现状与展望[J].化工学报,2021,72(12):6161-6175.
- [5] 何泽兴,史成香,陈志超,等.质子交换膜电解水制氢技术的发展现状及展望[J].化工进展,2021,40(9):4762-4773.
- [6] 俞红梅,邵志刚,侯明,等.电解水制氢技术研究进展与发展建议[J].中国工程科学,2021,23(2):146-152.
- [7] 陈彬,谢和平,刘涛,等.碳中和背景下先进制氢原理与技术研究进展[J].工程科学与技术,2022,54(1):106-116.
- [8] 张文强,于波.高温固体氧化物电解制氢技术发展现状与展望[J].电化学,2020,26(2):212-229.
- [9] 张沈习,王丹阳,程浩忠,等.双碳目标下低碳综合能源系统规划关键技术及挑战[J].电力系统自动化,2022,46(8):189-207.
- [10] 徐硕,余碧莹.中国氢能技术发展现状与未来展望[J].北京理工大学学报(社会科学版),2021,23(6):1-12.
- [11] 黄格省,李锦山,魏寿祥,等.化石原料制氢技术发展现状与经济性分析[J].化工进展,2019,38(12):5217-5224.
- [12] 谢继东,李文华,陈亚飞.煤制氢发展现状[J].洁净煤技术,2007,13(2):77-81.
- [13] 轩昂,刘骏,彭维珂,等.面向煤制氢电厂CCUS改造的规划方法及碳足迹评估[J].中国电机工程学报,2025,45(14):5431-5443.
- [14] 许毛,张贤,樊静丽,等.我国煤制氢与CCUS技术集成应用的现状、机遇与挑战[J].矿业科学学报,2021,6(6):659-666.
- [15] 杨周义,邢海军,江伟建,等.基于低碳需求响应的含煤制氢与碳捕集电厂的综合能源系统优化调度[J].电力自动化设备,2024,44(4):25-32.
- [16] 张彩丽.煤制氢与天然气制氢成本分析及发展建议[J].石油炼制与化工,2018,49(1):94-98.
- [17] 常宏岗.天然气制氢技术及经济性分析[J].石油与天然气化工,2021,50(4):53-57.
- [18] 陈健,姬存民,卜令兵.碳中和背景下工业副产气制氢技术研究与应用[J].化工进展,2022,41(3):1479-1486.
- [19] 刘思明,石乐.碳中和背景下工业副产气能源化利用前景浅析[J].中国煤炭,2021,47(6):53-56.
- [20] 李亮荣,彭建,付兵,等.碳中和愿景下绿色制氢技术发展趋势及应用前景分析[J].太阳能学报,2022,43(6):508-520.