



未来5年是氢能产业从试点示范迈向规模化推广的关键期

练好“氢”功 “论剑”万亿级赛道

阅读提示

我国氢能产业经过“十四五”时期的培育发展,已顺利从试点探索阶段迈入有序破局、规模化应用的新发展阶段,关键在于核心技术瓶颈的突破。未来5年,氢能产业将在技术创新迭代、应用场景拓展、商业模式探索、技术标准完善等方面迎来全新发展机遇。氢能制取方面,技术正朝着多元化、低成本、高效率方向发展;氢能储运方面,将呈现“高压、液态、固态、管道多路径并进”的发展格局;氢能应用方面,交通领域是突破口,工业领域绿氢规模替代被寄予厚望;氢能标准方面,亟待系统性完善提升。未来10年,氢能产业将催生数个万亿级赛道。

中国石化新疆库车绿氢项目,为全球绿氢产业大规模发展提供了中国样本。 曹海峰 摄

氢能制取

绿氢制取技术正朝着多元化、低成本、高效率方向发展,但面临成本偏高和技术路径各有短板两大挑战

□本报记者 阎茹钰

《中共中央关于制定国民经济和社会发展的第十五个五年规划的建议》明确将氢能列入未来产业,是未来重要的经济增长点。在能源转型加速推进的背景下,氢能作为清洁高效的能源,战略价值日益凸显。目前已有超过60个国家和地区公布了氢能发展战略,许多探索实践正在展开。

我国氢能产业经过“十四五”时期的培育发展,已顺利从试点探索阶段迈入有序破局、规模化应用的新发展阶段。截至2024年底,全国氢气产能突破5000万吨/年,生产消费规模达3650万吨/年,位列世界第一;可再生能源电解水制氢产能超12万吨/年,建成加氢站540余座,推广燃料电池汽车约2.4万辆,在风光制氢、合成氨、氢气储运、氢能燃料电池车和加氢站等领域的试点示范取得积极进展,产业发展的基础支撑持续夯实。

“十五五”时期,氢能产业将面临哪些机遇与挑战?如何布局全产业链?哪些技术会成为产业攻关热点方向?在日前召开的第22届氢能科技与工程大会上,专家学者围绕氢能制、储、运、用全产业链展开深度研讨,普遍认为未来5年是氢能产业从试点示范迈向规模化推广的关键期,将在技术创新迭代、应用场景拓展、商业模式探索、技术标准完善等方面迎来全新发展机遇;未来10年,氢能产业将催生数个万亿级赛道,清洁氢(蓝氢、绿氢、天然氢)将成为能源转型、工业降碳、交通零碳化等方面的关键变量。

当前,我国绿氢生产供应能力正快速提升。截至2025年9月底,我国清洁氢项目投资额占全球30%,居全球首位。“十五五”时期,我国绿氢开发将步入规模化发展阶段,逐步成为全球可再生能源制氢产业的引领者,众多储备项目将为我国绿氢产业发展阶段由萌芽期进入成长期奠定坚实基础。

绿氢产业规模化拐点的到来,关键在于核心技术瓶颈的突破。未来,哪些技术路径将成为绿氢制取的重要方向?

会上,来自中国科学院、浙江大学、上海交通大学、同济大学等单位的专家围绕碱性水电解制氢(ALK)、质子交换膜水电解制氢(PEM)、阴离子交换膜水电解制氢(AEM)、固体氧化物水电解制氢(SOEC)等主流绿氢制取技术,全方位分享最新研究进展。同时,从空气中、海水中提取氢气的前沿方向也备受关注。

记者关注到,绿氢制取技术正朝着多元化、低成本、高效率方向发展。目前,ALK技术凭借成本优势在市场中占据主导,已实现大规模商用,且碱性电解槽国产化率超90%。PEM技术则因高效率 and 灵活性,得到广泛应用。

然而,电解水制氢目前仍面临两大核心挑战。一是成本偏高,经济性远低于传统化石燃料制氢、工业副

产制氢。若煤价为600元/吨,煤制氢成本约为10元/千克,煤炭成本占比50%左右;若电价为0.6元/千瓦时,电解水制氢目前成本仍高于30元/千克,不同技术路线制氢成本构成稍有浮动。二是技术路径各有短板,亟待突破。

中国科学院广州能源研究所研究员闫常峰指出,PEM技术的痛点在于贵金属资源成本高企、供应链保障不足,成本偏高,且大电流密度下效率不稳定等;AEM技术受限于膜材料稳定性制约,仍处于研发阶段,尚未实现工业化应用;海水直接制氢技术则需集中攻克设备抗腐蚀、氯离子副反应管控等核心难题。

链接

中国石化建成投用我国首个万吨级光伏绿氢项目——新疆库车2万吨/年绿氢示范项目、首个工厂化海水制氢科研项目、首个全国产500标准立方米级PEM制氢工业示范装置、首个百千瓦SOEC电解水制氢侧线装置,牵头成立中央企业绿色氢能制储创新联合体,并设立氢能产业链创业投资基金,通过资本纽带搭建创新合作平台,带动越来越多中国企业加入氢能装备制造、科技研发领域,我国碱性电解槽、氢燃料电池等装备在全球已经具备较强的竞争力。

氢能储运

目前成本依然偏高,未来将呈现“高压、液态、固态、管道多路径并进”的发展格局

当前,我国氢能储运体系整体仍处于“补短板、强能力、建体系”的关键窗口期。与会专家普遍认为,储运环节是制约氢能由“能用”走向“好用、广用”的瓶颈之一,其技术成熟度、经济性、安全性,直接决定氢能大规模应用的可行边界。

经过“十四五”时期的技术攻关、示范验证与产业培育,我国多技术路径并行的储运体系已初步成型。在高压储氢领域,35MPa(兆帕)气态储氢技术已完全成熟并实现工程化应用,70MPa IV型储氢瓶实现国产化量产,质量储氢密度达到国际先进水平。液态储氢方面,我国在低温液化、绝热保温与系统集成等关键技术持续突破,液氢制取与运输装备国产化进程明显加快。固态储氢则在储氢材料研发、吸放氢动力学调控及工程化验证方面取得阶段性进展。

但需要注意到,氢能储运环节仍面临多重

现实压力。从基础设施布局来看,同济大学教授明平文指出,我国氢能基础设施尚未形成网络化联通,整体呈现“单区域、单线路、单点位”的示范特征。随着运输距离拉长,系统可及性与安全风险显著上升,对装备可靠性、运行管理与标准体系提出更高要求。

从经济性看,氢气储运成本占比依然偏高:高压气态管束车百公里运输成本3~8元/千克,运输经济半径在100~200公里,超过该范围,成本会快速攀升;液氢运输与长输管道建设对技术成熟度和前期资本投入要求极高,叠加设备维护与人工成本持续上升,运营主体普遍面临较大压力;管道运输成本可降为百公里0.1~0.5元/千克,具备显著的规模经济优势。业内预计,随着一批重点输氢工程投运,国内具备实质性进展的输氢管道总长度将超过7000公里,未来在华北、华东等用氢需求集中的区域,氢能综合使用成本有望明显下降。

与会专家认为,未来一段时期,我国氢能储运将呈现“高压、液态、固态、管道多路径并进”的发展格局,通过技术迭代、标准完善与重大工程牵引,逐步构建安全、高效、低成本的氢能储运网络体系。

链接

中国石化积极推进内蒙古乌兰察布10万吨/年风光制绿氢一体化项目前期工作,将打造跨区域、长距离输氢示范工程。该项目全长超过1000公里,设计压力6.3兆帕,一期输氢规模达10万吨/年,远期规划提升至50万吨/年,管道建成后,将稳定向雄安新区、石家庄炼化、天津石化、燕山石化等重点区域及企业供应绿氢。

氢能应用

交通领域推进氢能技术迭代、应用场景加速落地,工业领域绿氢规模替代被寄予厚望

2024年底,在我国氢能消费中,合成甲醇占27%,合成氨占26%,炼化占16%,煤化工占11%,交通、供热、冶金等其他领域合计占比20%。中国石化经济技术研究院预测,在基准情景下,2050年我国氢能消费量约6527万吨,工业、交通两大领域用氢量分别达4312万吨、1180万吨,合计占比超八成,将成为氢能消费的主力军。

多位专家认为,交通领域是氢能应用的先导和突破口,未来5年将呈现“陆上规模化、水上+空中示范化”的特点。具体来看,陆上场景以氢能重卡为核心,涵盖氢燃料电池、氢内燃机等技术路线;水上场景聚焦氢能船舶;空中场景则布局氢动力飞机研发,并探索可持续航空燃料掺氢的应用路径。

其中,氢内燃机正成为交通领域氢能利用的重要方向之一。北京理工大学教授孙柏刚介绍,与氢燃料电池相比,氢内燃机可充分依托成熟的内燃机产业基础,现有产业链中90%以上的零部件可直接续用,系统总成本与传统内燃机相当,约为燃料电池动力系统十分之一。同时,氢内燃机还具备功率密度高、对氢气纯度包容性强等特点。近年来,氢内燃机商用车与发电机组已陆续开展示范运行,为交通与能源领域拓宽了更具成本优势的用氢路径。

在交通领域氢能技术迭代、应用场景加速落地的同时,工业领域的绿氢替代正成为实现“双碳”目标的重要抓手,尤其在

炼化等传统高耗氢行业,绿氢的规模化应用被寄予厚望。

中国石化新星公司氢能管理部经理李瑞霞表示,鉴于工业领域脱碳的紧迫性,绿氢在工业领域,特别是在炼化、合成氨领域的应用将成为未来主要消纳方向之一。炼化企业可以用绿氢替代高碳原料,以制氢配套的绿电对网电进行全面替代,通过绿电制取绿热,以电气化技术替代传统的燃煤、燃气锅炉,实现炼化企业的深度降碳,打造以清洁能源为主的零碳工厂。

当前,绿氢成本是制约绿氢炼化规模化发展的核心问题。她指出,随着技术进步,绿电成本进一步下降、电解效率进一步提升,绿氢成本将逐步降低。预计绿氢将在2030年前后与天然气制氢展开竞争,在2035年前后与煤制氢平价。

链接

中国石化聚焦氢能交通和绿氢炼化两大领域。在氢能交通方面,依托炼化企业生产优势、加能站网络优势,建成11座氢燃料电池供氢中心、150座加氢站,重点围绕国家高速公路干线网络,贯通8条氢走廊。在氢能炼化方面,新疆库车2万吨/年绿电制绿氢示范项目连续稳定运行,为全球绿氢产业大规模发展提供了中国样本。全球最大绿氢耦合煤化工项目——内蒙古鄂尔多斯3万吨/年风光制绿氢一体化项目加快建设,投产后所产氢气将服务煤化工绿色降碳升级改造。

氢能标准

现有标准体系难以应对氢能产业“爆发期”,政策、技术、标准、产业的协同发展至关重要

“十五五”期间,氢能产业将处于快速发展阶段。氢能产业链长、技术路线多、更新升级快、应用领域广,因此政策、技术、标准、产业的协同发展至关重要。

《氢能产业发展中长期规划(2021-2035年)》明确要求,推动完善氢能制、储、输、用标准体系,增加标准有效供给。截至2024年底,我国已发布氢能国家标准约130项,其中氢能应用类、基础与安全类、氢制备类、氢加注类、氢储存和储运类分别占比44%、23%、12%、11%和10%。

然而,近年来,在氢能示范应用阶段出现了标准不适应、标准供给不同步等问题,部分项目在审批和应用阶段无标可依,标准化体系建设滞后于行业发展。

中国工程院院士郑津洋指出,当前我国氢能标准主要面临四大核心挑战。

一是自主标准基础薄弱。新材料、新技术、新产品及新模式缺乏ISO/IEC等国际标准作为参照,自主研发标准面临最佳实践不足、理论及数据欠缺等困难。

二是标准覆盖范围有待拓展。现有国内外标准多聚焦于氢燃料电池汽车,然而随着液氢应用范围扩大、氢能应用场景拓展,我国亟须加快制定液氢、深冷高压氢、氢储能、氢冶金、输氢管道、氢电协同、水电解制氢性能测试方法,以及氢制备与储输环节碳排放等相关标准。

三是国际标准参与度低。目前,氢能国际标准多由欧美日企业主导,我国企业实质性参与国际标准制定的比例低,影响

力有限,与国内产业规模和技术发展水平不匹配。

四是新兴模式与现行标准存在冲突。由于在安全管理、技术指标、运营监管等关键环节与现行标准体系不适应,移动加氢、换氢等新模式推广受到制约,亟待形成系统性解决方案。

行业发展,标准先行。他建议,下一步要加快建立标准研制快速通道,对技术成熟、行业共识度高、急需设立的项目,简化立项评审流程。制定国际化发展战略,鼓励龙头企业、检测机构及重点高校设立国际化专项支持计划,培育一批既懂技术又熟悉国际规则的专家团队。推动碳足迹标准与国际互认,主动参与制定氢能碳足迹核算国际标准,同步研制与国际接轨的国内标准,建立从制氢、储运到利用的全链条碳排放监测、报告与核查体系。完善协同机制,加强跨行业协调,吸纳能源、化工、交通、冶金、电力等领域的专家参与标准制定,建立“项目-技术-标准-示范”联动机制,支持在示范项目中开展标准验证与迭代。

链接

中国石化组织发布国内首个《制氢加氢一体站技术指南》团体标准,为制氢加氢一体站系统化和标准化建设提供依据。同时,大力推进液氢、绿氨、绿醇等氢基能源标准的制修订工作,持续推进团体标准、行业标准、国家标准的更新和落地。



中国石化香港四头加氢站助力香港绿色能源转型。 李轩 摄