

氢能产业高质量发展:产业链建构、重点场景与推进方略

杨丹辉 尚博闻

摘要:能源的清洁转型是新一轮科技革命和产业变革的重要内容和有力支撑。氢能作为来源丰富、应用广泛、绿色低碳的二次能源,是大国深度布局、激烈竞争的关键前沿领域。随着国家层面产业规划的推出,地方政府积极跟进,各类资本竞相涌入,使得中国氢能产业呈现工艺技术创新提速、绿色制取路线多样、投资日益活跃、产业链上下游联动日趋紧密、应用场景不断深化的发展态势。然而,受制于核心技术、成本控制、产能布局、行业标准和准入条件等因素,中国氢能产业发展仍面临一系列障碍和挑战。面向新一轮科技革命和能源革命,要以发展绿色生产力为统领,加快“制储输用”全产业链体系建设,打造氢能在化工、储能、交通运输等重点领域的绿色应用场景,推动氢能产业高起点布局、高质量发展,探索新型绿色能源与新兴产业互促共融的发展路径,开辟未来产业绿色新赛道,助力能源生产消费革命,为实现“双碳”目标提供清洁低碳、安全高效的多样化能源保障。

关键词:能源转型;氢能产业;绿氢技术;应用场景

中图分类号:F426.2 **文献标识码:**A **文章编号:**1003-7543(2025)05-0090-16

回溯世界范围内工业化历程可以发现,历次工业革命都伴随着能源体系重构。以煤炭和石油为代表的化石能源的大规模开发利用有力地支撑了人类社会工业化发展,能源技术革新、供给结构变化、消费方式调整不仅直接影响工业生产的成本和效率,而且关乎国家安全和民生保障。同时,能源部门作为最大的碳排放源,面临着日益严峻的减排形势和持续趋紧的气候治理约束。面对全球碳中和目标下不断加剧的减排压力,大国能源转型提速,清洁能源投资规模扩大,风能、太阳能等新能源产业加快步入成熟期。然而,受极端天气、自然灾害、地缘政治等因

素干扰,近几年全球能源转型出现波折,尤其是俄乌冲突对国际能源市场价格和供需关系造成严重冲击,“安全、绿色、经济”难以兼得的“能源不可能三角”效应凸显。需要清醒地认识到,一方面,能源转型是实现碳中和的必由之路,减少化石能源消费已成为气候治理和可持续发展的国际共识;另一方面,能源转型节奏发生变化,一些国家和地区被动作出阶段性调整,归根结底在于现阶段绿色“脱碳”相关技术尚未取得系统性、革命性突破,难以满足新一轮科技革命和产业变革对“去化石能源”的要求。当然也要看到,这种局面意味着能源革命尚有巨大空间,在技

基金项目:国家社会科学基金重大项目“地缘政治突发事件对我国战略性矿产资源产业链供应安全影响的机理和对策研究”(22&ZD098);中国社会科学院长城学者计划项目“能源转型下关键矿产全球供求格局演变与中国关键矿产产业链安全研究”(2024CCXZ005);中国社会科学院登峰战略优势学科项目(产业经济学)。

作者简介:杨丹辉,中国社会科学院工业经济研究所研究员,中国社会科学院大学应用经济学院博士生导师;尚博闻,中国社会科学院大学应用经济学院博士研究生。

术、要素、市场、制度等多个层面蕴含着重大变革机遇和亟待释放的创新潜力^[1]。

在新一轮科技革命和全球碳中和背景下,经济社会发展的绿色愿景呼唤清洁、高效、稳定的新型能源供给。2024年2月29日,习近平总书记在主持中共中央政治局就新能源技术与我国的能源安全进行的第十二次集体学习时强调,“我国能源发展仍面临需求压力巨大、供给制约较多、绿色低碳转型任务艰巨等一系列挑战。应对这些挑战,出路就是大力发展新能源”。面对“双碳”目标重构能源体系的紧迫要求,中国必须持续推进以新能源为主体的能源结构优化,加快电力系统深度脱碳,并于2045—2050年实现净零碳排放,进而到2060年将电力供应中的非化石电力比重提升至90%以上,一次能源消费中的非化石能源比重提高至80%以上^[2]。清洁能源转化技术是新能源科技创新和产业化的重要领域。其中,绿色氢能作为一种可再生的清洁高效二次能源,具有原料丰富易得、制备使用过程清洁、应用场景丰富等优势^[3]。近年来,科技界和产业界不断探索推进氢能和可再生能源进一步耦合发展的创新实践,包括引入碳捕捉封存技术助推制氢工艺“脱碳”。在促使氢能生产工艺技术更加绿色清洁的同时,也为加快氢基能源体系衔接,进而构建有别于传统能源化工的产业集聚和生产方式提供了可行路径。

中国高度重视氢能发展,“十四五”规划纲要将氢能列为重点发展的未来产业。2024年颁布的《中华人民共和国能源法》进一步明确了氢能法律意义上的能源属性,改变了氢气长期以来仅作为危化品的产品定位,这对消除各地区氢能布局顾虑、推动氢能产业投资发展起到了引导作用。本文剖析主要工业国布局氢能发展和政策保障的新动向,探讨中国氢能产业链构建方向与重点应用场景。进一步地,通过行业进入方式的比较分析,识别氢能产业组织结构特征及规模化发展面临的制约和障碍。针对氢能产业在

技术、市场、标准、政策等方面存在的问题,提出加快氢能产业高质量发展、打造未来能源体系、引领能源变革、培育绿色新质生产力的推进路径和政策建议。

一、氢能领域的大国布局与政策演进

20世纪60年代,美国通用公司运用氢氧反应发电原理,开发氢燃料电池技术,拉开了氢作为能源用途的序幕。进入21世纪,在能源安全、气候变化和技术进步等多重因素共同驱动下,美、德、法、日等26个国家和地区相继出台氢能相关政策规划^[4],氢能特别是以绿氢为代表的低碳氢需求快速增长。国际能源署(International Energy Agency, IEA)综合各国已有政策和2050年净零排放情景,预测到2030年全球低碳氢需求量将达到6500万吨^[5]。在需求扩张刺激下,氢能相关技术和产品的产业化进程明显提速。国际氢能理事会和麦肯锡联合发布的《氢能洞察2024》报告显示^[6],全球已公布的清洁氢能项目数量由2020年12月的228个增至2024年5月的1572个,作出最终投资决定的项目从2020年的102个激增至2024年的434个,承诺投资额从约100亿美元飙升至约750亿美元。氢能产业成为全球能源体系中创新最活跃、投资增速最快的领域之一,也是各国通过实施产业政策塑造应用场景、推动新兴产业发展的又一典型行业^[7]。

(一)发达工业国氢能发展的制度框架与战略规划

美国是世界上最早探索氢能开发利用技术的国家。20世纪90年代,美国先后颁布《氢研究、开放及示范法案》《氢能前景法案》,推动氢能相关技术研发。21世纪以来,美国相继出台了《国家氢能路线图》《氢立场计划》等多项促进氢能发展的政策和行动计划,加快氢能产业化进程。2023年发布《美国国家清洁氢战略和路线图》,提出重点发展绿氢技术,旨在强化美国能源

安全,促进制造业持续繁荣,并通过《通胀削减法案》(以下简称 IRA 法案)对符合碳排放要求的氢气生产方给予高额税收抵免,计划到 2030 年、2040 年、2050 年分别实现 1 000 万吨、2 000 万吨和 5 000 万吨的清洁氢产能。在力图形成规模化产能的同时,美国注重国内氢能发展的区域布局,建立 7 个区域清洁氢中心,引导低成本清洁氢市场快速发展。在长期战略布局牵引下,美国绿氢相关技术整体上处于全球领先地位,基于氢能的多能融合互补带动了电力、交通、化工、钢铁等部门的协同脱碳。在基础设施建设和应用场景设置方面,美国拥有约 2 575 公里的输氢管道以及 3 处储氢地质洞穴,各种用途的氢燃料电池车保有量超过 6 万台。在工业电价较低的加利福尼亚、得克萨斯等州,补贴后的绿氢价格已基本实现与灰氢、蓝氢持平。在地方政府层面,环境规制严格、气候偏好突出的加利福尼亚州已建立较为完善的氢能市场^[8]。值得注意的是,特朗普开启第二个任期之后,在气候变化、能源转型等领域抛出了一系列单边主义的“倒行性”安排,二度退出《巴黎协定》凸显美国能源体系“脱碳”的复杂博弈和曲折进程,而其签署暂停依据 IRA 法案和《基础设施投资与就业法案》向企业提供绿氢补贴的行政法令等做法增加了美国氢能产业发展的不确定性,提高了美国国内应用市场对高碳氢的接纳度,在一定程度上抑制了绿氢竞争力提升的势头。

欧盟早期通过清洁能源立法,支持氢能及燃料电池发展。2020 年,欧盟委员会发布了《气候中性的欧洲氢能战略》,进一步强化了氢能领域的研发导向,在确保能源安全的同时,意图通过绿氢满足《巴黎协定》和《欧洲绿色协议》对终端用能部门的脱碳要求。为此,2022 年 5 月欧盟公布 REPower EU 计划,确立了到 2030 年达到生产 1 000 万吨、进口 1 000 万吨可再生氢的目标。此外,新版的欧盟《可再生能源指令》计划到 2030 年和 2035 年分别实现 50% 和 70% 的工业

用氢向绿氢过渡。2023 年,欧盟《净零工业法案》拟出资 30 亿美元,成立欧洲氢能银行,为构建欧盟氢能市场、扩大氢能进口、协调氢能基础设施建设、整合利用现有融资工具提供制度性支撑。上述政策法规有助于欧盟发挥其在质子交换膜、电解槽等绿氢核心领域的既有优势,从而确保欧盟作为清洁能源转型先行者的地位,使之成为全球领先的氢能技术和标准供应方。

受第一次石油危机警示,日本自 20 世纪 70 年代开始出资支持氢能和燃料电池技术研发。2002 年,日本成立氢能源推进机构(NEDO),逐步将氢能产业重心由基础研究转向工程应用和市场拓展,并通过家用燃料电池系统的小规模示范,实现了氢能技术在住宅领域的应用,取得较好的市场反馈。在制度保障方面,日本推动氢能产业发展的政策演进十分清晰且更具连续性。2013 年制定实施的《日本再复兴战略》将发展氢能源上升为国策,进而于 2017 年发布全球首个氢能国家战略——《氢能基本战略》,提出建设“氢能社会”、实现能源零污染的发展目标。2023 年新版《氢能基本战略》进一步明确了日本建设氢能社会的具体规划和目标,包括打造稳定、经济、低碳的氢(氨)供给体系并创造各类应用场景提升市场需求,规划到 2030 年、2040 年、2050 年氢气供应能力分别达到 300 万吨/年、1 200 万吨/年和 2 000 万吨/年。得益于长期的持续技术积累,日本在涉及制氢、储氢、燃料电池电堆及关键配件等环节的专利数在全球占比均超过 50%,并以交通用能为重点培育场景,相继突破了燃料电池汽车领域从电堆到高压储氢罐的一系列技术难关。随着技术日趋成熟,日本对其氢能发展战略作出了调整,转而侧重于氢能储运和下游应用,着手打通绿氢制备的进口渠道,为此参与投资开发了多个海外制氢和储运项目,积极谋划布局国际氢能市场规则和标准体系构建,对完善国际化的氢能市场、形成符合行业技术经济规律的贸易模式具有明显的推

动意愿。

(二)中国氢能发展的政策支撑与目标导向

中国氢能产业起步相对较晚。2019年中央政府工作报告首次提出积极推动加氢等基础设施建设、逐步探索制氢—储氢—用氢的商业化模式。国家相关部门随后密集发布了多项氢能发展支持政策,涉及氢能“制储输用加”全链条关键技术攻关、氢能示范应用、基础设施建设等方面。2022年3月,《氢能产业发展中长期规划(2021—2035年)》出台,氢能作为未来国家能源体系的重要组成部分、战略性新兴产业的重点方向以及构建绿色低碳产业体系、打造产业转型升级新增长点的定位得以明确。围绕行业发展中长期规划,中央层面接连发布了《氢能产业标准体系建设指南(2023版)》《关于加快推动制造业绿色化发展的指导意见》《2024年能源工作指导意见》等指导性文件,从发挥标准体系对氢能产业发展的规范和引领作用、提高氢能技术经济性和产业链完备性、推动氢能技术创新试点、拓展应用场景等方面,着力完善氢能产业发展的“1+N”政策体系。

在中央顶层设计引领下,全国多地推出了氢能发展规划,2023年至2024年上半年迎来了氢能项目集中建设的高峰期。同时,各地产业配套政策快速投放,河北、新疆、内蒙古、吉林、四川等地逐步放松对氢气生产的管理要求,允许在化工园区外开展可再生能源制氢项目,对相关项目所要求的危化品安全生产资质也有所放宽,此举在一定程度上降低了绿氢生产的行业准入门槛,对压减项目的非技术成本、加速产能落地起到了积极作用。在此轮投资热潮中,西北、西南等一些较为偏远、经济欠发达的地区成为探索绿氢补贴政策模式的主力,而从已出台的政策来看,设备购置补贴、生产补贴、销售及消纳补贴、电价优惠和配套新能源指标奖励等五类政策工具被广泛采用,改善绿氢生产技术经济性、加快产业化应用、强化重点场景、提高市场接纳度的目标

导向十分明确。

总体上看,中国主要从技术和市场两方面完善氢能政策支持体系,政策实施的基本逻辑在于技术验证与规模推广并行,自上而下的渗透路径较为突出。通过政策性补贴和地方试点共同推进示范项目开展,从而实现核心部件国产化,增强绿氢成本的可竞争性和市场接纳度,尽快补全产业链缺失环节。从短期来看,这一政策取向在推动规模化项目落地运行方面作用较为明显,但试点项目的区域分散性以及投资、场景、市场对产业政策的高度依赖性在一定程度上制约了推广效果,在政策工具和推进路径方面有待开拓新思路新范式。

二、氢能产业链建构与重点场景塑造

随着技术、投资、政策等多方共同发力,国内氢能产业发展的整体环境明显改善。目前,中国已掌握氢能制备、储运、加氢、燃料电池和系统集成等主要工艺流程,初步形成氢能“制—储—输—用”全产业链和供应链布局(见图1,下页)。进一步解构产业链上中下游的技术特征和成本构成可以发现,相较于其他未来产业,在产业链主要环节上,氢能具有一定的独特性,直接影响产业发展推进路径和政策工具的差异化选择。

(一)上游制氢环节:“脱碳”导向下的技术路线迭代与成本竞争

制氢是氢能产业链的上游环节,其工艺技术水平关系到中下游氢能产业链建设及整体运营成本,也决定了氢能与其他能源的市场竞争力。按生产原料和碳排放强度划分,市场中氢气产品大致可分为“灰氢”“蓝氢”“绿氢”三类,这种划分的依据直接指向氢能技术路线与“碳”的关联度以及由此引致的制备成本差异。

灰氢是氢能制备的传统技术路线,煤炭、石油、天然气等化石能源及工业副产品作为制备主要原材料的工艺性质决定了灰氢制氢过程中碳

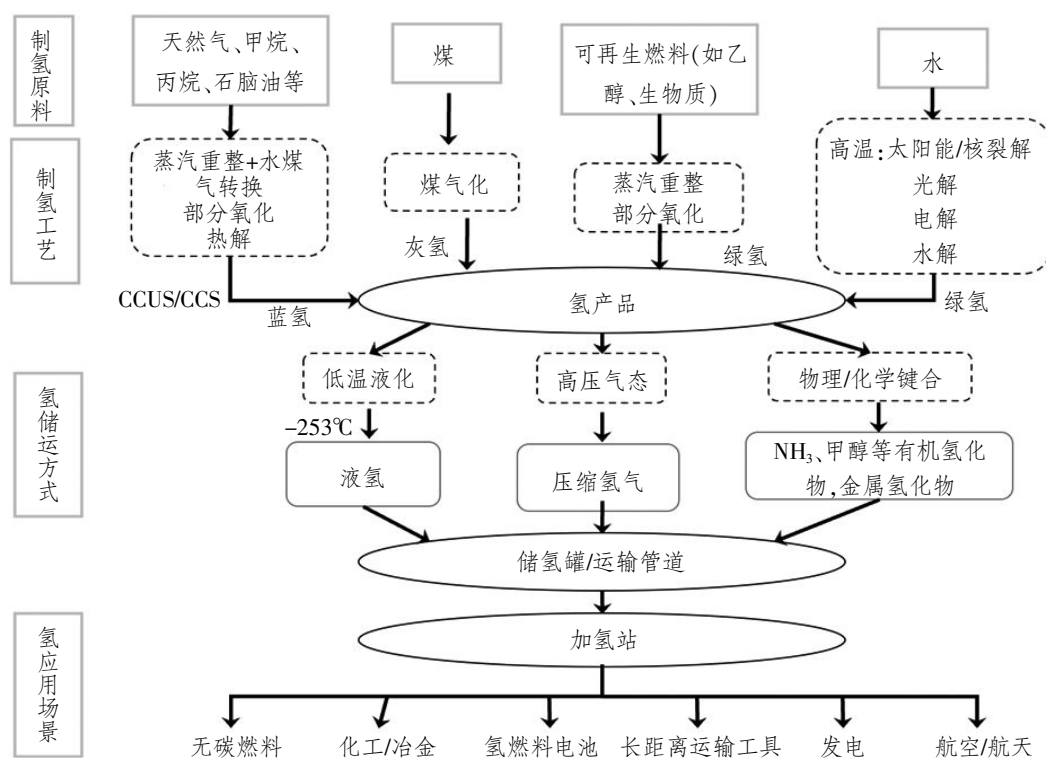


图1 氢能产业链、供应链构成

资料来源:参考 Ratnakar 等^[9]绘制。

排放量较高。这一技术路线现阶段已经比较成熟,制取成本低廉。目前,中国煤制氢或天然气制氢成本为 10~17 元/kg 左右^[10],不同类型工业副产氢的成本为 4.5~21 元/kg^[11]。凭借突出的成本和规模优势,灰氢在中国当前氢源中仍居主导地位,产量占比高达 99% 以上^[12]。显然,灰氢属于传统能源化工产业的产品范畴,与氢能成为清洁能源、支撑碳中和的目标导向并不契合,不符合氢能的绿能定位和发展方向,应被排除在“双碳”目标下的能源体系之外。

蓝氢是灰氢脱碳的升级改造技术路线,在灰氢生产过程中借助碳捕捉和封存技术 (Carbon Capture, Utilization and Storage, CCUS),能够大幅减少蓝氢制备的碳排放。已有研究表明,CCUS 应用于天然气蒸汽重整制氢工艺,碳捕获率高达 90%^[13]。正因如此,蓝氢技术路线的竞争力在很大程度上取决于 CCUS 的进展。而现实中,

CCUS 叠合于天然气制氢或煤制氢后成本上升幅度在 20% 至 78% 之间^[14]。随着 CCUS 技术的发展和成本的降低,蓝氢成为氢能产业发展中的过渡性氢源具有较高的可行性。

绿氢是真正意义上可再生的清洁高效二次能源,也是未来能源体系中氢能的基本定位。目前,主要经济体对绿氢的界定并不统一(见表1,下页)。欧美国家主要通过设定生命周期中的碳排放阈值对氢气产品进行绿色识别和认证,其概念具有较为鲜明的技术中立特点,更偏向于“低碳排放氢气”,在一定程度上放宽了绿氢认证限制。目前,中国尚未出台绿氢及低碳氢认定的国家标准或政策文件,仅在 2020 年由氢能联盟牵头相关企业编写的自愿性团体行业标准《低碳氢、清洁氢与可再生氢的标准与评价》中涉及低碳氢和清洁氢的认定标准问题。当下,各地政府政策语境中的绿氢仍特指可再生能

表 1 欧盟、美国和中国对“绿氢”的范畴界定

国家/地区	机构文件	绿氢标签	发布时间	碳排放强度 (kgCO ₂ / kgH ₂)	电源要求	标签用途
欧盟	CertifHy(类似团体)气候授权法案	低碳氢	2017	4.4	无	氢气自愿认证
		可再生氢			可再生能源	
		可持续氢	2021	3.0	无	可持续投资
	欧盟委员会	碳排放标准	2021	6.8	无	碳交易/CBAM
	可再生能源指令 (RED II)	非生物来源的可再生燃料 RFNBO	2023	3.4	仅限三种用电情景	后续可能与财税金融等激励约束政策挂钩
美国	基础设施投资和就业法案	清洁氢	2021	2.0	无	财政激励
	通胀消减法案	清洁氢	2022	4.0 以下	无	税收抵免
中国	中国氢能联盟团体标准	低碳氢	2020	14.5	无	氢气自愿认证
		清洁氢		4.9	无	
		可再生氢		4.9	可再生能源	

注:三种用电情景包括:制氢设备直接使用可再生能源生产设施供电后所生产的氢气;在可再生能源比例超过 90%的地区采用电网供电所生产的氢气;在碳排放强限制地区签订可再生能源电力购买协议后采用电网供电生产的氢气。

源电解水制氢。

广义上绿氢制取技术主要涉及利用可再生能源电力的电解水制氢、光催化制氢、光电催化制氢、微生物制氢等方向。在最受重视的电解水制氢路线中,碱性电解水(ALK)和酸性质子交换膜电解水(PEM)技术可行性较强,可实现大规模商业化应用,其他制氢技术尚处于实验室阶段。ALK 技术相对成熟,但有潜在环境危害,且制氢过程启动及调节速度都比较慢,与可再生能源电力适配性差。PEM 技术原理与 ALK 基本相同,因具有可实现电流密度高、动态响应速度快、与可再生能源适配性好等优势,近年来已成为国外氢能发展的主流路线。然而,PEM 技术的设备依赖含贵金属(铂、铱)的电催化剂和特殊膜材料,与关键矿产供求格局形成复杂的原材料耦合,综合成本较高。

从技术经济角度来看,电解水制氢的成本由设备固定资产投资和电价共同决定,其中用电成本占 50%~80%,设备投入和其他运行成本占 20%~50%^[10,14-15]。因此,制氢成本在很大程度上取决

于项目所在地的电价水平。受高电价制约,中、东部城市群的绿氢项目成本甚至是西部地区的 2 倍以上^[16],目前仅有部分省份针对电解水制绿氢给予了政策性优惠电价,但相应的顶层激励机制仍不够清晰。同时,国内较早投建的绿氢项目大都采用 ALK 技术。这一技术路线相对稳定,但设备商价格竞争较为激烈,大部分国内企业围绕着扩大电解槽设备体积以增加单机氢产量等方向布局技术创新,意图以此构造产业“护城河”。然而,此类创新无法充分挖掘制氢技术潜力,使得产品带来的降本空间和性能提升有限,难以契合国内绿氢电解项目设备招标需求中对制氢能耗等经济性和示范性指标的偏好,且与项目实际运行中对风光电力适应性和安全性提升的需求不匹配。在政策引导和市场预期的双重加持下,2023 年以来,国内切入与风光能源适配性更强的 PEM 技术赛道的企业不断增多,新审批的大型绿氢项目中“碱性为主,PEM 为辅”的制氢组合成为行业技术路线的趋势性演进方向。

整体而言,受电解槽设备成本高企、质子交换膜等关键技术被国外垄断以及电价政策不适用等因素影响,国内绿氢生产和应用成本快速、大幅下降的难度较大,中短期内绿氢的实际产量可能远低于地方政府的发展预期,更难以支撑其在清洁能源体系和未来产业群中的战略定位。而从全球产业链上游的供给结构来看,现阶段仅有 0.1% 的氢气生产是通过电解生产,其他低碳氢产量仅占比 0.62%,这意味着绿氢远未进入规模化发展阶段。随着风、光等可再生能源的持续发展,未来绿电成本降低路径还是比较清晰的,相应地绿氢产能大幅提高也是可预期的。

(二)中游“储运加”环节:安全性约束与产业配套要求

一是安全性的“强”约束。氢的储运是连接氢气生产侧和需求侧的纽带环节,其相关技术的进步关系到产业链整体协同性的提升。如何在改善相关技术经济性和灵活性的同时保证其安全性和稳定性,是决定氢能能否作为能源进行大规模使用的关键。由于氢气具有易燃、易爆、易渗透的特性,氢储运对储运的容器、介质、技术及环境条件要求十分苛刻。目前,氢储运方式主要有高压气态储运、低温液化储运、管道储运氢、液态有机化合物或无机物储运氢、固态金属氢化物储运氢等,但即便是其中较为成熟的氢储运方式,也只是存在相对较少的技术障碍,尚无能够完全消除风险隐患的技术和基础设施方案。

二是产业链空间错配。中国氢能富集地区主要集中在“三北”等煤炭、天然气资源丰富的地区,而氢能应用则集中于珠三角、长三角和京津冀等技术条件和产业链较为完整的经济发达地区,客观上有较强的南北长距离氢储运需求。美、日等国部分工业用氢已采用液氢形式储运,这种方式的主要成本来自氢气液化过程中的高耗能,其在大规模、远距离的储运场景中规模

效应可观,较其他方案更具经济潜力。中国现下发展最成熟、应用最普遍的储运方式仍是长管拖车高压运氢。这种方式的实际运氢成本随着运输距离拉长而直线上升,运输成本可达到氢气供应总成本的三分之一以上,运输效率偏低,仅适用于小规模短途运输。同时,长管拖车运氢在面向一般社会需求时需要与加氢站对接,对相关基础设施依赖性较强。受制于非化工类氢能需求不足,截至 2024 年,中国累计建成的 540 座加氢站中实际运营的只有 392 座,加氢站利用率低,多数站点处于亏损状态,加之建设运营投入大、资质要求严格,加氢站建设速度明显滞后于各地氢能产业规划。近年来的各地实践表明,长距离运氢已成为氢能产业发展的关键经济性障碍。除非布局大规模应用的管道运输,利用其他运输方式降低综合成本较为困难。新能源汽车产业发展经验给出的启示是,产业政策在引导新兴产业基础设施建设、加快形成市场配套方面能够发挥正向激励作用,电桩建设补贴、电价优惠、土地供给及布局规划等政策工具对中国新能源汽车充电桩保有量增长产生了显著促进作用,且这种政策效果短期内更为突出^[17]。由此可见,氢能产业链中游的管网投资运行同样需要强有力的政策支持。现阶段,中国“西氢东送”等长距离战略性输氢管道工程尚处于起步阶段,相关国家标准体系有待进一步完善,现已投入运营的管道项目多为大型能源和工业企业内部短距离定向封闭供应管网以及少数可掺氢输气管道,整体输氢能力有限。从这一现实条件出发,减少氢储运环节、缩小运输半径是突破产业链中游环节发展“卡点”的合理选择,而氢能管网化对投资、建设、运维的资金来源、主体结构、标准制定、监管方式等体系性政策供给提出了更高要求。有鉴于此,未来应推动包括燃料电池车在内的氢能应用项目由示范城市群向氢气富集的西北、东北等地区集聚,鼓励制氢项目在当地寻求、

发掘新的应用场景,引导加氢站建设思路向制氢、加氢一体化网络发展转变。

(三)下游环节:多场景开发与发展路径转换

颠覆性技术演化、新兴产业成长离不开应用场景的支撑,发现并壮大应用场景已成为颠覆性创新向产业转化的关键。新兴技术的应用场景具有多样性、规模性、演进性、协同性、不确定性等特征^[18]。通过观察氢能产业链下游环节可以发现,应用场景拓展对氢能实现市场化、规模化利用至关重要,但主要经济体的产业政策在氢能应用场景塑造方面出现了一些偏差,这进一步凸显新一轮科技革命和产业变革下产业政策对颠覆性创新及其重大成果转化的支撑作用可能存在局限性^[19]。

追根溯源,国际上发展氢能的初衷在于应对能源危机,减少化石能源碳排放,而氢能产业作为新兴产业,从示范应用到形成覆盖全社会的大规模产业生态,则是一个复杂的过程^[20]。氢气兼具能源和化工原料双重属性,使其可被广泛应用于工业、交通、电力、建筑等领域,但也要清醒地认识到,并非先行者多、开发投入大的场景就必然能够实现大规模应用。场景开发作为产业化的关键步骤,在很大程度上取决于是否存在大幅降本、获得稳定商业效益的技术条件、要素组合和市场潜力。

从氢能产业发展主流路径的演变历程看,主要经济体均以燃料电池车载动力、分布式发电/热电联供为切入点,优先发展燃料电池产业,再逐步完善绿氢制备和储运等氢能供应环节,这一发展路径同样已嵌入中国氢能应用场景开发模式之中。中国最初也是通过实施“以奖代补”政策,以燃料电池核心部件技术为牵引,强调氢的能源属性定位,后由各地因地制宜选择制氢项目,进而完善氢气特别是低碳氢的供应体系。通过比较产业化成效可以看出,中国燃料电池汽车示范进度与日本、韩国燃料电池汽车产业化推进大体上保持了同步,相关示范基本验证了燃料电池的技术可行性和成本可控性,规模化生产及使用寿命等核心指标的表现基本上达到国际先进水平。但与此同时,国内早期政策投放及相关的产业化实践强化了燃料电池及其相关交通应用载具的发展偏好,致使政策资源在相当长时期内向以氢燃料电池车为代表的陆地交通领域倾斜。截至2024年,25个省份规划到2025年推广氢燃料电池汽车数量超过11.5万辆,这一发展目标与中国氢气实际消费需求结构存在偏差(见图2),也与氢燃料电池车展现的发展潜力不一致。

不可否认,氢燃料电池车推广是氢能产业化发展中政策制定方所追求的“事倍功半”的典

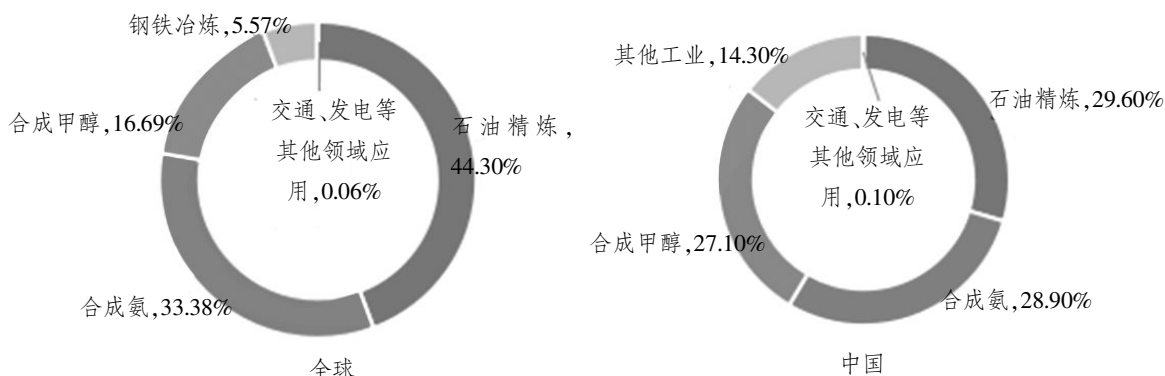


图2 2023年全球和中国氢气消费结构

资料来源:全球数据根据IEA发布的“Global Hydrogen Review 2024”计算;中国数据根据中商产业研究院发布的《2024年中国氢气产量预测及消费结构分析》计算。

型场景。从其物化属性出发,氢气虽具有一定的能源载体属性,却并不适合直接作为能源的载体,特别是乘用车的能源载体。一方面是因为氢气的体积能量密度是所有能源载体中最小的,其储运成本高且安全隐患大;另一方面则是在陆路交通应用场景中,以绿氢为车载电池燃料必须经过“电—氢—电”两次能量转换,比电动汽车多出一个转换环节,也由此产生了更多能耗。因此,理论上氢燃料电池要达到与电车动力电池以及燃油车内燃机同等经济性,势必需要更大力度的研发投入。这决定了氢燃料电池车价格和使用成本会在较长时间内高于燃油车和电动车,其在陆路交通系统中的低碳生态位更是会被电动汽车牢牢占据,使其在市场上难以与其他乘用车竞争,如中美日三国氢燃料电池车的实际推广历程就佐证了这一判断。重点场景中的受限在一定程度上抑制了氢能产业发展势头。以美国加利福尼亚州为例,截至2024年,加利福尼亚州已建成的55个加氢站中先后关闭了11个。该州作为全球氢能应用先发地区,拥有较为完善的氢能供应网络,但经过多年推广,氢能乘用车仍未能得到市场的广泛接纳。同样的情况也出现在日本,2012—2021年,日本政府累计投入约4600亿日元扶持氢能产业发展,其中约70%的资金用于燃料电池乘用车的研发推广及加氢站建设,对氢能乘用车技术突破起到了重要作用。然而,无论是日本政府、科技界还是产业界,显然低估了乘用车降本以及普及加氢站的难度,在相当长时期内相关配套设施密度和氢能乘用车保有量均远低于《氢能基本战略》设定的目标,迫使日本政府不得不重新考虑其氢能商业化的破局方向。从2021年以来中国五大燃料电池汽车示范应用城市群的推广成效看,应用场景的设立和深化主要依靠政府公共服务部门和地方国企采购拉动,燃料电池乘用车累计接入规模长期徘徊在百辆左右,多数示范城市群乘用车接入量仅为个位数,

市场规模和私人购买意愿相当有限。受困于氢燃料电池汽车保有量偏少,国内加氢站等基础设施建设运营难以获得规模效应,接连发生关停和闲置现象,这又反过来进一步加剧了陆路交通通用氢供给的短缺,削弱了氢能在这—应用场景的市场需求,导致中国氢燃料电池车产业至今难以实现商业闭环。中美日三国氢燃料电池车产业发展和政策实践表明,氢能的应用场景不应局限于陆路交通领域,更不宜被锁定在燃料电池赛道上。

与此同时,化工领域作为绿氢技术研发和应用的另一重要场景,却未得到与其消费地位相匹配的政策倾斜和资金支持。实际上,自20世纪Haber法制氨以及蒸汽重整法合成甲醇被广泛应用于工业生产后,氢气作为原料在化工领域的重要性和强需求已在长期实践中被检验和证实。当前,国内80%以上的氢被用于氨、醇和炼化工业,而绿氢的物理化学性质与以往化工产业所用氢气并无本质差别。基于这一现实情况,在“双碳”目标下,应依托工业部门深度脱碳和全面绿色转型的迫切需求,加大技术研发和资金投入力度,激活化工行业的长期氢气应用经验,促使新兴产业与传统产业形成充分的场景联动,助力氢能多场景商业化、规模化应用。值得注意的是,近年来“Power to X”概念的兴起(指将可再生电力转换为其他能源载体或产品“X”,包括氢气、甲醇、氨等)为氢能的化工应用提供了更多可能路径。随着海运等领域能源“脱碳”进程提速,中国绿氢应用开始出现“绿电—绿氢—绿氨/绿醇”联产趋势,应用场景加快向电力和化工领域扩展。

根据能源转换和产品转化的不同方向,中国应加紧拓展氢能应用潜力较大的重点场景,可能包括如下方面:

一是电力领域中绿电与绿氢耦合。通过电氢间的能源转换,利用氢的储能属性,实现风光电力调峰,平抑近年来快速增长的风光发电对电

网造成的波动性冲击,在保障并网安全的同时,提高风光水等可再生能源的利用率。目前,国内对电氢耦合系统主要涉及的电解水制氢、燃料电池、储氢和电氢接口变换器技术已有较为成熟的储备,但如何根据电网实时需要对整个系统进行动态管理调度,包括电网与氢能在“源—网—荷”侧的耦合互动、风光耦合波动性制氢、适用于电力系统的高密度储氢、电氢耦合运行控制和设备高效运维管理等领域,仍有待深入研究和关键技术突破^[21]。今后,跨界引入 AI 技术预测风光资源波动变化和潜在故障,以优化发电计划、储能调度和电解槽管理,为实现电氢耦合系统的数字化智能化赋能提供了最佳路径。

二是绿氢与绿氨联动。氨作为富氢分子,具有易于液化、不易燃爆、便于储运等突出特点,可作为储氢载体利用其已拥有的完备贸易和运输体系,突破氢的运输瓶颈,降低用氢成本和加氢站建设难度。同时,氨本身也是化肥等工业必需的重要原料,下游产品需求量巨大,但因长期使用灰氢作为氢源,合成氨工业能耗水平高且碳排放强度大。引入绿氢替代,有助于满足中国合成氨工业发展低能耗、低碳排放技术路线转型的紧迫需要。中国作为世界上最大的合成氨生产国和消费国,氨合成氨和氨制氢相关技术成熟可靠,相关生产线调整和改造难度可控。近年来,各级政府和国内市场对绿氨项目的认可度加深。截至 2024 年,中国已明确基于绿氢合成绿氨的项目共计 57 个,其中 4 个已经试车成功或初步投产,相应规划产能近 1 500 万吨/年^[22],已接近往年国内合成氨产量的 40%,对未来驱动合成氨工业深度脱碳具有重要意义。

三是绿氢与绿醇联动。这一联动的契机来自“双碳”目标下国内对新增传统甲醇生产项目在原料和规模方面的限制增多。同时,欧盟以《欧盟海运燃料条例》为依据,对船运碳排放启动了刚性罚款机制并得到了国际海事组织的跟

进,倒逼以马士基为代表的国际航运巨头加快寻求绿醇作为绿色替代燃料,海运业绿色溢价的支付意愿不断强化。供需两端的低碳转型为中国绿氢制甲醇释放了需求空间和更加明确的预期,低碳甲醇领域逐步形成多技术路线并行的发展格局,但对比仍占据主流路线的传统煤制甲醇工艺技术,绿氢耦合制醇的技术路线在降本和产业化等方面有赖于绿氢价格的实质性下降。

三、氢能行业准入特征及面临的主要问题

在未来产业群中,相较于以人工智能为代表的以数字技术为核心支撑的产业,氢能产业整体上对高端科创要素和顶尖创新团队的倚重相对弱于 AI、量子信息等领域,主要呈现重资源重资本重技术“三密集”的鲜明行业技术经济特征,这也为不具备一流科创资源和高层级人才集聚条件的地区提供了发展未来产业的现实选择。一些风光资源丰富但高端人才供给受限、创新生态不够完备、城市美誉度不足的地方政府将氢能产业视为发展未来产业的重要机遇,争取项目落地、布局基础设施的意愿十分迫切。然而,在 2023—2024 年由国家规划带动、以海运应用场景为牵引的投资热潮中,一些氢能项目遭遇“由热转冷”的发展困境,促使我们更加客观、全面地看待氢能产业独特的技术范式和组织结构,以及由此决定的产业链不同环节、行业不同发展阶段的政策诉求,进而识别出制约氢能产业高质量发展的关键堵点和难点。

(一)氢能产业的进入特征与组织结构:基于新能源和新能源汽车比较的视角

作为重要的绿色产业赛道,中国新能源和新能源汽车产业发展虽经历了起伏和波折,但总体来看称得上是政产学研协同推动战略性新兴产业创新发展的成功范例。将氢能与这两个产业的组织结构进行比较可以发现,氢能产业具有更高的进入条件,至少在行业发展早期,技术

成熟度和产业化难度对企业进入更具挑战性,导致一些在新能源、新能源汽车等战略性新兴产业中取得积极成效的政策工具在氢能领域难以复制其成功经验。

对比光伏和新能源汽车行业的存续企业规模和分布可知,现阶段在中国氢能产业的市场主体结构中,科研和技术供给方占据行业的绝对主导地位,而服务于下游应用端的企业规模和数量较为有限,表明政策引导或市场自发形成的需求还未形成规模,行业发展整体上仍处于产业技术体系的创建期。值得注意的是,氢能企业的长期存续率明显低于光伏和新能源汽车企业,产业链主要环节的技术经济性未达到临界点,这固然与产品属性及发展阶段的差异有关,但也表明氢能产业发展对政府补贴更为倚重。

进一步比较分析光伏和新能源汽车产业早期政策引导阶段的发展情况可知,氢能注册企业数量也显著少于二者,这在一定程度上表明氢能产业存在较高的进入门槛,主要可以归结为两方面的原因。

一方面,进入新发展阶段,中国新兴产业蓬勃发展,新兴产业具有的颠覆性特征引发技术外溢,赋能传统产业和其他新兴产业,进而全面实现生产率提高,但新兴产业固有的不确定性给政府精准识别蓝海赛道带来了挑战。面对诸多不确定性,各地在推动前沿科技创新和未来产业发展上,往往以广撒网、择机择优的模式为策略逻辑。受制于有限的政府财力和行政资源,氢能产业难免与其他新兴产业争夺政策资源。作为资源资本技术“三密集型”领域,氢能产业的从业资质要求较高,加之项目建设周期长,技术迭代相对较慢,短期内难以形成确定性预期和重要技术成果,在与那些已充分开展商业化部署、具备实质性带动效应的未来产业赛道的竞争中处于劣势。从目前各地实施的氢能产业扶持方式来看,地方政府对可领取补贴的项目标准

以及补贴奖励金额的上限设置了较多限制,虽辅以项目审批、资质许可放宽、路权优待等非补贴性激励措施,但支持力度仍有所保留,并不足以使绿氢等核心产品像以往光伏等产品一样快速将市场价格拉低至平价水平。这种政策倾向在一定程度上有助于规避氢能产业发展的风险,减少沉没成本,但对于无论是依靠技术创新的实体企业还是有意通过政府补贴进入该领域的社会资本而言,政策氛围及其激励力度显然不足。

另一方面,由于长期以来大规模氢气需求仅派生于化工领域长流程的内部循环之中,缺少强劲、持续的外部需求支撑,氢能产业生态和供求格局较为封闭。国家对氢能在未来工业减碳进程和能源消费结构中的战略定位,需要围绕绿氢生产改造氢能供应体系。一般来说,实现与化工等下游大规模需求端的高效耦合,涉及电力、控制、化工等多领域的跨界合作。然而,从示范项目的建设和运行情况来看,氢能大规模生产应用面临跨行业、跨技术协同的种种障碍,如不同领域的技术专业性强、有效交流机制缺位、行业上下游之间存在严重的信息不对称等。以作为绿氢生产核心技术的电解槽技术为例,以往主要用于在稳定电源下满足半导体、医药、浮法玻璃等领域的小规模、高纯度用氢需求,并未经过波动电源下长时间、大规模、持续运行的产业化检验。绿氢示范项目主导方的大型能源企业对此把握不到位,项目投运后,风光发电的波动性与电解槽稳定运行功率范围要求之间发生错配,导致项目设计和设备选型频现失误。同时,一些地方政府和企业为抢占先机,在对生产模式等关键问题认识不足、项目技术经济性论证不充分的情况下匆忙上马氢能项目,削弱了示范效果。

以上分析表明,从整体上看,政策力度不足以及行业内外的信息不对称导致氢能产业生产端在复刻光伏、新能源汽车等战略性新兴产业

“宽进入、强竞争”的发展路径和成功经验方面存在一定障碍,从而对产业政策的针对性、适用性、创新性提出了更高要求。

(二)氢能产业发展面临的问题

关于新兴产业早期培育的制度供给要求,产业经济学给出了充分的理论依据,而世界范围内产业政策的丰富实践也提供了经典范例和经验支持。其中,较为突出的难点在于政策投放的时序和力度能否与市场需求形成良性互动。这恰恰是现阶段中国氢能产业投资布局 and 产业化面临的现实压力。氢能产业政策与市场需求的适配之处主要表现在四个方面。

第一,发展扶持政策不全面,氢能标准规范有待完善。当前,国家和地方虽已出台氢能产业支持政策,但政策体系不够健全,贯通氢能全产业链发展的顶层设计尚未完全到位。在技术人才培养和引进、制氢电价补贴机制等方面缺乏系统性和连贯性,氢能在工业、发电、储能等领域的替代性应用、关键基础设施项目建设审批等层面的支持政策亦不明朗,监管部门在落实氢能项目时职责不够明确,跨部门、跨领域协调障碍重重,建设项目审批、验收标准不一,阻碍了绿氢项目推进。《氢能产业发展中长期规划(2021—2035年)》提出了氢能发展的战略定位和发展目标,行业、地方和企业方面也已制定上百项涵盖技术规范、工作要求、试验方法和测试方法的行业标准和技术要求,但整体来看,政策供给过于碎片化,氢能制、储、运、加、用各环节还没有形成全行业认可的规则程序。在国际标准建设方面,国际标准化组织发布了 55 项 ISO 氢能相关标准,中国对相关工作的参与不够深入。

第二,核心技术存在差距,部分关键材料供应自主化水平有待提升。在氢能产业全球竞争格局中,美国、日本、欧盟布局更早,技术攻关和工程应用已取得先发性进展,中国氢能领域整体上处于技术研发和资源投入阶段,质子交换膜、车载储氢容器、长距离管道输氢技术等氢能制

储运加相关设备和技术正在加紧追赶国际先进水平。即便在电解槽等国内发展较为成熟的装备制造领域,除个别头部企业启用部分自动化产线外,品控和实际性能还参差不齐,技术成熟度和应用可靠性仍落后于领先国家。同时,受氢能关键材料及设备零部件工艺复杂、性能要求苛刻、技术突破周期长等因素影响,一些关键技术和产品长期被欧美日等技术先发国家和地区所垄断,包括碳纸、催化剂在内的氢燃料电池基础材料和零部件仍依赖进口,应用成本高昂且存在供应链安全风险。

第三,生产与消费错位,绿氢基础设施建设短板突出。中国氢能发展区域布局的资源 and 市场空间错配问题突出,导致绿氢储运难度大,应用成本增加。氢储运网络、工业副产氢纯化系统等支撑设施不足,国家层面尚未形成统一的规划、建设、审批流程。相关基础设施管理机制和整体布局滞后阻碍了氢能规模化、商业化发展,全产业链体系上下游难以形成有效联动,抑制了氢能在绿色化工、长途重载物流等方面的优势发挥。

第四,绿氢生产应用难度大,作为绿色能源的竞争力不足。目前,中国以电解水技术为主的利用清洁能源制氢的效率偏低,多处于示范阶段,产量长期不足国内整体氢产能的 1%,相关项目建设周期长、成本高。在运项目设备开工时间少,且因工程系统调节优化难度大,产能爬坡慢,与发展氢能促进能源转型的需求还有较大差距,这种状况进一步导致绿氢及其下游产品的成本远高于同类型传统产品,技术经济性较差、市场接受度低,严重制约绿氢生产和应用的发展。国内绿氢项目主要依靠可再生能源强制配储机制推进,存在“重配轻用”问题,实际应用规模难以扩大,行业整体发展过于依赖电解和储运技术的突破以及碳税等平价机制的落地,迫切需要推出更加合理有效的行业规划和扶持政策。

四、氢能产业高质量发展的推进方略

回顾 21 世纪以来全球能源转型的进程,清洁能源技术的巨变有目共睹。伴随着成本大幅下降,可再生能源投资风险显著降低,在越来越多的国家和地区,光伏和风电已成为最具价格竞争力的电源。与这些“技术—市场—政策”协同效果显著的绿色赛道相比,氢能产业化仍在经历“知易行难”的阶段,这种情况在新兴经济体中表现得更为突出。目前有 30 个不同收入水平的新兴市场制定了氢能发展战略,但政策供给总体上不足以支撑氢能发展所需的监管框架、需求侧激励和基础设施路线图。与已经具备价格竞争力的可再生能源领域不同,绿氢尤为需要在政策、监管、基础设施规划和市场开发方面协同推进,方能吸引大规模投资。然而,由于激励措施和市场确定性没能“入位”,全球范围内私人资本进入动力不足,绿氢项目风险依然高企。

从国内氢能产业发展状况来看,在经历 2019—2024 年的示范应用之后,各界对于氢能应用的认识不断加深,氢气供应价格和应用需求开发在实现氢能产业链闭环中的关键作用得以凸显。燃料电池车销量下滑引发的“祛魅效应”以及绿氨、绿醇等绿氢下游衍生产品的市场需求迸发,在促使氢能业界切身体会到培育非化工氢能需求难度较大的同时,也通过试点示范进一步明确了氢能未来能源结构中的合理定位。政府和产业界开始重新审视先前确定的氢能应用方向,不再对先发国家的氢能应用推广路径亦步亦趋,将氢能应用由纯氢扩散至氢基各类衍生产品,表明中国氢能推广正从燃料电池支撑的陆路交通热度“退烧”中逐渐趋于理性,产业发展目标更加务实。氢能产业的早期发展,包括其中遭遇的波折和障碍总体上符合新兴产业成长周期性变化的一般规律,也凸显了颠覆性创新和未来产业培育必须克服的不确定性^[23]。

同时,研究发现,抛开因氢能作为能源革命重要支点的高预期而对其赋予的各种光环,氢能产业在某种意义上可以称得上是相对“传统”的新兴产业,其“技术—经济”范式在未来产业群中有一定的独特性,这种独特性在很大程度上源自氢能的能源化工产品属性及其对传统资源的依赖。实际上,氢能产业发展面临的难题集中在制取、输配、应用三个领域,制备环节并不存在难以逾越的技术难关。相较于技术创新的难度,基础设施投入和生产体系的完善似乎更具挑战性,这意味着氢能产业推进路径在很大程度上是可以由项目投资拉动的,通过推动生产和应用规模不断扩大,促使“干中学”效应发挥正向作用,催生相关应用领域的边际技术革新,实现跨领域技术磨合,进而改善应用技术的经济性,形成产业生态良性循环,这种发展路径恰恰是国内地方政府熟悉和擅长的^[24]。正是基于这一技术经济和要素构成特征,一些不具备高端要素集聚条件的地方政府将氢能视作接入未来产业赛道的为数不多的目标选择,也为在氢能领域延续低水平重复建设的发展模式埋下了隐患。从长远来看,中国氢能产业实现高质量发展,将对能源体系重构和大国竞争下战略价值的关注切实转换为持续涌现的绿色新质生产力,应在低成本制氢技术创新、供应体系完善、绿氢规模化利用等方面做好文章。

第一,科学开展顶层设计,统筹产业发展资源。现阶段各地方政府出台的氢能规划繁多,氢能发展技术路线、资源调配路线、氢能应用方向并不明朗。国家层面的氢能制、储、运、加、用等工业体系建设,仍需组织各方专家对氢能行业在技术、应用、产业链布局规划、项目设计等方面开展更充分的论证,全面评估氢能能源转型、实现“双碳”目标及带动各地区产业发展等方面的作用。科学研判“西氢东输”“北氢南送”“海氢登陆”等重大工程实施的可行性,根据各地资源禀赋匹配相应的项目资源,完善氢能发展专项战

略,激发氢能上下游产业链的发展活力和信心,统筹各地区发展资源,建立跨界协同的产业链体系。同时,参考先发达国家氢能技术标准,适度前瞻制定中国氢能安全标准和监管制度,尽快建立统筹协调机制,明确相关部门在氢能行业监管方面的权责,努力完善氢能项目审批、建设、验收流程,及时建立安全事故防范及应急响应机制,有效管控氢能产业发展中的风险隐患,确保氢能产业安全、健康发展。

第二,加大氢能关键环节技术研发力度,探索引入跨界发展思维和技术范式。绿氢关键技术的突破与成本降低是促进氢能需求增长的决定性因素。针对氢能产业各环节技术经济性不足且部分关键部件依赖国外供应的问题,要加大对关键领域补链强链的政策支持力度,加快研发基于“电—氢”耦合的“水风光储氢”及氢基衍生产品一体化联产技术,突破可再生资源就地转化制氢的技术瓶颈,强化氢能成本下降的市场预期。在场景开拓方面,升级优化传统氢气利用工艺技术,积极探索氢能能在化工、炼钢、交通等高能耗高排放行业的减碳、脱碳应用技术。通过研发补贴和税费减免政策,鼓励高校和科研机构开展脱碳氢能技术研发,培养氢能行业急需的关键人才,搭建企业、高校和科研机构产学研合作平台,建立跨部门协调机制。引导企业抓住全面绿色转型的战略机遇期,借鉴日本成立氢能供应链技术开发联盟的做法,汲取中国光伏、新能源汽车等新兴产业打造高效可靠供应链的经验,发挥 AI 等跨界技术在辅助技术迭代创新中的独特优势,面向绿氢制备、氢能化工、CCUS 技术、燃料电池研发等核心技术攻关,加快构建产业生态圈,促进上下游企业协同合作,形成发展合力。

第三,建立氢能应用示范区,拓展应用场景。应用模式创新是氢能产业化的必由之路,也是获得市场认同的关键步骤。可以考虑在已有“绿氢”项目落地的“三北”及东南沿海等地进一步优化

区域供氢设施,建立绿色氢能示范应用区。以促进科技成果转移转化为抓手,重点支持示范区内应用场景构建和商业模式创新,积极尝试氢能的跨领域合理使用,拓展氢能技术在工业、民用、公共服务中的应用场景,积累用氢经验,逐步完善氢能全产业链综合示范。主管部门应督促项目运营方充分披露相关信息,为社会资本参与绿氢产业链建构提供可靠参考,推动氢能初创企业快速发展,加快形成产业集聚。

第四,加强国际合作,追踪前沿技术,积极参与氢能国际规则制定。从发展现状来看,全球氢能市场还未形成,各国技术开发和产品应用各有侧重。深化国际合作能够促进研发成本共担、应用场景共建共享,有利于建立统一的国际氢能标准 and 规范体系。需要强调的是,氢能作为新一轮科技革命和产业变革下能源体系重构的重要方向,推动相关领域的合作对于强化绿色转型国际共识、推动全球气候协同治理具有突出的现实意义。为此,要在吸收借鉴先发达国家技术创新、战略布局、制度保障措施的基础上,搭建氢能应用多边合作平台,用好联合国气候变化框架公约、国际氢能经济和燃料电池伙伴计划、清洁能源部长级会议等合作机制,实现国内外氢能技术和政策的信息互通,密切跟踪国际最新技术发展趋势,挖掘氢能潜在应用技术空白领域;充分发挥中国可再生能源丰富、产业基础好的有利条件,主动融入国际氢能产业链、供应链体系,支持中国企业与国外先进企业合作,开展前瞻性海外市场布局,降低研发成本,形成产能优势;积极推动与共建“一带一路”国家在制氢基地、加氢站、输氢管道等领域的区域合作,探索推进氢能基础设施的互联互通和氢能贸易;深度参与国际规则和标准制定,着力提升中国在氢能国际标准体系构建中的影响力。 **Reform**

参考文献

[1]江飞涛,沈梓鑫.全球产业政策实践与研究的

- 新进展——一个基于演化经济学视角的评述[J].财经问题研究,2019(10):3-10.
- [2]张希良,黄晓丹,张达,等.碳中和目标下的能源经济转型路径与政策研究[J].管理世界,2022(1):35-66.
- [3]刘强,张真,王恰.氢经济[M].北京:化学工业出版社,2024.
- [4]张庆生,黄雪松.国内外氢能产业政策与技术经济性分析[J].低碳化学与化工,2023(2):133-139.
- [5]IEA. Global hydrogen review 2024[R/OL]. (2024-03-18) [2024-12-16].<https://www.iea.org/reports/global-hydrogen-review-2024>.
- [6]HYDROGEN COUNCIL, MCKINSEY & COMPANY. Hydrogen insights 2024[R/OL]. (2024-10-23) [2024-12-20].<https://hydrogen-council.com/en/hydrogen-insights-2024/>.
- [7]金仁淑.日本新能源汽车战略转型对中国的挑战与机遇[J].国际经济合作,2024(5):44-53.
- [8]邹才能,李建明,张茜,等.氢能工业现状、技术进展、挑战及前景[J].天然气工业,2022(4):1-20.
- [9]RATNAKAR R R, GUPTA N, ZHANG K, et al. Hydrogen supply chain and challenges in large-scale LH2 storage and transportation[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2021, 46(47): 24149-24168.
- [10]邵乐,张益,唐燕飞,等.煤制氢、天然气制氢及绿电制氢经济性分析[J].炼油与化工,2024(2):10-14.
- [11]洪铭声.工业副产氢资源开发与成本分析[J].当代石油石化,2024(12):44-48.
- [12]中国水电水利规划设计总院.“氢能十解”(之三):氢基能源制取之谜[EB/OL]. (2024-12-18) [2025-01-20].<http://www.creei.cn/web/search.html?w=%u6C22%u80FD%u5341%u89E3>.
- [13]NEWBOROUGH M, COOLEY G. Developments in the global hydrogen market: The spectrum of hydrogen colours[J]. Fuel Cell Bull, 2020(11): 16-22.
- [14]王明华.不同应用场景下新能源制氢合成绿氨经济性分析[J].现代化工,2023(11):1-4.
- [15]AJANOVIC A, SAYER M, HAAS R. The economics and the environmental benignity of different colors of hydrogen[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2022, 47(57): 24136-24154.
- [16]毛宗强,孟翔宇.氢能发展:挑战、策略与未来展望[J].前瞻科技,2024(4):4-8.
- [17]赵小磊,李雪梅.产业政策对充电基础设施产业的影响机制与经验证据[J].中国人口·资源与环境,2024(7):47-57.
- [18]方晓霞,李晓华.颠覆性创新、场景驱动与新质生产力发展[J].改革,2024(4):31-40.
- [19]杨丹辉.世界大变局下的产业政策:演进动向与逻辑重构[J].改革,2023(11):2-14.
- [20]ANDERSSON J, GRÖNKVIST S. Large-scale storage of hydrogen[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2019, 44(23): 11901-11919.
- [21]TAIWO G O, TOMOMEWO O S, ONI B A. A comprehensive review of underground hydrogen storage: Insight into geological sites (mechanisms), economics, barriers, and future outlook[J]. Journal of Energy Storage, 2024, 90: 111844.
- [22]华经产业研究院. 2025—2031年中国绿氨行业发展监测及投资策略研究报告[R/OL]. (2025-01-24) [2025-04-25].https://www.huaon.com/channel/natural_gas/1037629.html.

- [23] 杨丹辉.未来产业发展与政策体系构建[J].
经济纵横,2022(11):33-44.
[24] 肖兴志,王伊攀.政府补贴与企业社会资本

投资决策——来自战略性新兴产业的经验
证据[J].中国工业经济,2014(9):148-
160.

High-quality Development of Hydrogen Energy Industry: Industrial Chain Construction, Key Application Scenarios and Promotion Strategies

YANG Dan-hui SHANG Bo-wen

Abstract: The clean transformation of energy is an important part and strong support of the new round of scientific and technological revolution and industrial change. Hydrogen energy, as an abundant, widely applicable, and green secondary energy source with low carbon emissions, has become a key frontier field in which major countries layout profoundly and compete vigorously. Currently, with the launch of national-level industrial planning, governments at all levels actively following up, and various types of capital competing to enter, China's hydrogen energy industry development presents a positive trend of accelerating technological innovation, diversified green production routes, increasingly active investment, tighter integration of the upstream and downstream of the industrial chain, and continuously expanding application scenarios. However, hydrogen energy industry still faces a series of challenges and obstacles in core technologies, cost control, capacity layout, industry standards and access, etc. Facing the new round of technological revolution and energy transformation, we should lead with the development of green productive forces, deepen the strategic layout, accelerate the construction of the whole industrial chain system of "production, storage, transmission and utilization", promote the expansion of the application of hydrogen energy in key areas such as chemical industry, energy storage, transportation, facilitate the high-level layout and high-quality development of the hydrogen energy industry, explore the development paths that can promote mutual integration between new green energy and emerging industries, which will contribute to the revolution in energy production and consumption, and provide clean, low-carbon, safe and efficient energy supply in the process of achieving the goals of "carbon peaking and carbon neutrality".

Key words: energy transition; hydrogen energy industry; green hydrogen technology; application scenarios

(责任编辑:罗重谱)