

我国绿氢产业发展现状分析与建议

陈伟平^{1,2}, 施仲涨¹, 林皓然^{2,3}, 张军奎^{1*}, 郑世胜^{4*}

(1. 厦门大学能源学院, 福建 厦门 361102; 2. 嘉庚创新实验室, 福建 厦门 361102; 3. 厦门大学管理学院, 福建 厦门 361102; 4. 厦门大学固体表面物理化学国家重点实验室, 福建 厦门 361102)

摘要: [背景] 绿氢是我国新型能源体系中的重要组成部分. 在发展新质生产力、“双碳”战略背景下, 绿氢产业迎来前所未有的发展机遇, 其发展趋势有待进一步研究. [进展] 本文系统梳理了我国绿氢产业近年来在技术、政策、市场等要素影响下的发展现状, 深入分析绿氢产业发展的特点和面临的主要问题并提出相应的对策建议. 2021 年以来, 绿氢项目实现了从小规模试点到大规模示范的飞跃, 资本正成为推动产业发展的重要力量. 示范模式从单一技术验证转向对全产业链技术的协同考察, 但其经济效益尚未完全满足市场化需求. [展望] 绿氢产业的进一步发展主要受到政策、技术、基础设施和市场的制约, 应通过完善顶层设计、加快核心技术创新、推进基础设施建设、构建产业生态圈 4 个方面入手, 进一步提升绿氢产业的发展质量和速度.

关键词: 绿氢; 示范项目; 技术路线; 产业; 政策

中图分类号: TK91; F426.2

文献标志码: A

文章编号: 0438-0479(2025)01-0193-12

Analyses and suggestions on current development status of China's green hydrogen industry

CHEN Weiping^{1,2}, SHI Zhongzhang¹, LIN Haoran^{2,3},
ZHANG Junkui^{1*}, ZHENG Shisheng^{4*}

(1. College of Energy, Xiamen University, Xiamen 361102, China; 2. Tan Kah Kee Innovation Laboratory, Xiamen 361102, China; 3. School of Management, Xiamen University, Xiamen 361102, China; 4. State Key Laboratory of Physical Chemistry of Solid Surfaces, Xiamen University, Xiamen 361102, China)

Abstract: [Background] The "green hydrogen" technology, relying on renewable energy as its primary energy input, is a crucial component of China's new energy system and a significant catalyst for the country's low-carbon and high-efficiency energy transition. In the context of developing new productive forces, implementing the "dual carbon" strategy, and balancing economic and environmental considerations, the green hydrogen industry is presented with unprecedented opportunities. However, the industry's development trends, models, and driving forces remain unclear and insufficiently explored. Therefore, it is paramount to understand the underlying principles governing the development of the green hydrogen industry, as they greatly influence its future growth. [Progress] This article systematically examines the current state of China's green hydrogen industry under the influence of factors such as technology, policy, and market conditions. Key aspects analyzed include green hydrogen production, storage and transportation, and end-use applications, with attention to their current status, characteristics, demands, and major challenges. The analysis delves into the dominant technological pathways in the industry and puts forward constructive suggestions from the aspects of policy, technology development, and industrial support based on the existing conditions. The findings indicate that China's green hydrogen industry has experienced rapid development since 2021, transitioning from small-scale pilot projects to large-scale

收稿日期: 2024-05-31 录用日期: 2024-11-16

* 通信作者: jkzhang@xmu.edu.cn (张军奎); zhengss@xmu.edu.cn (郑世胜)

引文格式: 陈伟平, 施仲涨, 林皓然, 等. 我国绿氢产业发展现状分析与建议[J]. 厦门大学学报(自然科学版), 2025, 64(1): 193-203, 210.

Citation: CHEN W P, SHI Z Z, LIN H R, et al. Analyses and suggestions on current development status of China's green hydrogen industry[J]. J Xiamen Univ Nat Sci, 2025, 64(1): 193-203, 210. (in Chinese)



demonstrations. Numerous large-scale hydrogen production projects have emerged, leading to a continuous increase in green hydrogen production capacity. The industry's technological pathways continue to evolve, with a steady rise in the domestic production rate of core equipment. Private capital has also entered the market, driving sustained market vitality. From a regional perspective, hydrogen production-related industries are primarily concentrated in the northwest and north regions of China, benefiting from abundant wind and solar resources and favorable early-stage policy subsidies. Hydrogen utilization-related industries are predominantly located in densely populated and economically developed regions such as the Yangtze River Delta, the Pearl River Delta, and the Beijing-Tianjin-Hebei region, showcasing significant hydrogen market potential. Over time, the industry's clustering effect has intensified, leading to a more diverse regional distribution of green hydrogen industry in China. From an industry-driven perspective, the green hydrogen industry is currently guided primarily by policies, with core policies outlining the blueprint for the medium- to long-term development of China's hydrogen industry. However, in the future, capital will gradually replace policy guidance as the main driving force for industry development. Downstream demand within the industry chain will be regulated by the market, prompting further improvement in the industry's economic benefits. Technological factors play a crucial role as a significant driver that permeates the entire development cycle. Currently, the main form of practice in the green hydrogen industry remains dominated by demonstration projects, and the economic benefits have yet to meet market demand, with technological deficiencies existing in various aspects of the hydrogen industry. Overall, the industry is still in its early to middle stages of development. [Perspective] The further development of the green hydrogen industry is mainly constrained by policies, technology, and infrastructure. To overcome these constraints, efforts should focus on four key areas: improving top-level design, accelerating core technological innovation, promoting infrastructure construction, and building an industrial ecosystem. By fully mobilizing positive factors from all stakeholders, addressing shortcomings, and enhancing both the quality and speed of green hydrogen industry development, its prospects can be significantly advanced.

Keywords: green hydrogen; demonstration project; technical roadmap; industry; policy

氢能相较于其他化石能源具有高能量密度、零排放等优点,被认为是 21 世纪最具发展潜力的清洁能源和高效的能源载体^[1]. 根据制备过程中的碳排放情况,氢气可分为灰氢、蓝氢、绿氢. 灰氢是指采用化石燃料制氢,成本低但碳排放较大,是当今氢气的主要来源;蓝氢在灰氢基础上应用碳捕获与封存等技术,实现低碳制氢;绿氢生产过程采用可再生能源,没有或仅有极少碳排放,电解水制氢是绿氢生产的主流技术路线. 绿氢是符合新发展理念的先生产力质态,是发展战略性新兴产业的重要方向,是实现“双碳”战略的重要推动力^[2].

据《世界能源展望》(2023 年版),绿氢将在 2030 年达到低碳氢(以绿氢和蓝氢为主)占比的 60%,并将有力支撑钢铁、石化、重卡等“难减排领域”深度脱碳^[3]. 绿氢产业的蓬勃发展受到广泛关注,现有研究主要关注以下 3 个方面:一是从微观出发,重点关注制氢设备的进展和项目发展模式,研判绿氢生产技术路线^[4];二是从宏观出发,着重探讨电-氢耦合的可行性,总结绿氢融入现有能源供应体系的路径^[5-6];三是围绕绿氢产业的整体经济性和碳排放,对绿氢工业消纳激励政策和相关体系的建设进行研究^[7]. 然而,目前仍缺乏对绿氢产业技术、政策和市场的系统综合分析,未来绿氢产业发展趋势有待分析.

本文从电解水制氢原理出发,阐述绿氢产业链的

基本技术路线,梳理我国近年绿氢产业发展现状,并结合典型示范项目对其技术突破、装备创新、项目模式进行全产业链深入分析研判,剖析制约绿氢产业发展的关键问题,为产业的可持续健康发展提供建设性意见.

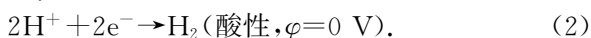
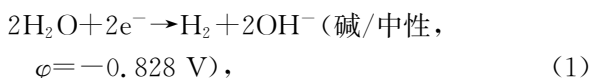
1 绿氢产业链及其技术路线

根据产业链上下游划分,绿氢能源体系可分为 4 个部分:制氢、储运、加氢与终端应用(图 1),下文将详细介绍每个部分所涉及的基本技术路线.

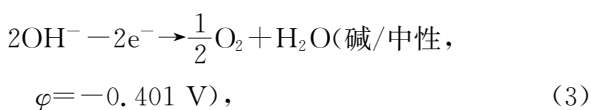
1.1 绿氢制备

电解水制氢是绿氢制备的主要方法,是指水分子在通电条件下分别在阴极、阳极发生电化学反应生成氢气与氧气的过程. 根据反应环境的不同,可分为碱性和酸性电解水制氢^[8],电极反应如下(其中 φ 为标准电极电势).

阴极:



阳极:



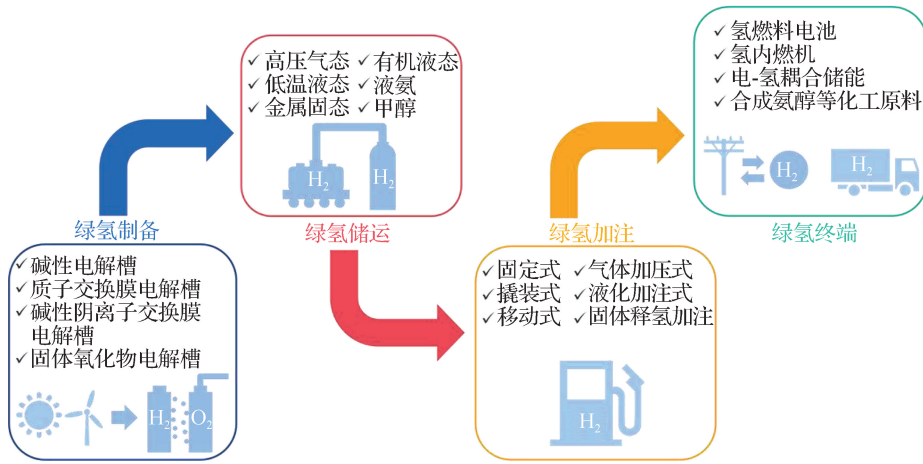
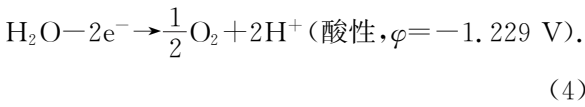


图 1 绿氢产业技术路线

Fig. 1 Technology roadmap of green hydrogen industry



(4)

总反应:



(5)

基于电解水制氢的基本原理,通过器件组装、优化与管理可实现规模化绿氢生产.目前,碱性电解槽与质子交换膜(proton exchange membrane, PEM)电解槽已经实现商业化:碱性电解槽是现阶段经济性、产业化程度最高的技术,但存在能耗较高、占地面积较大等缺点,隆基氢能、天合元氢等龙头企业已经实现制氢直流能耗小于 4.3 kWh/SCM(SCM 表示标准立方米)^[9];PEM 电解槽有更高的制氢效率与更小的占地面积,但阴阳极贵金属用量较多,导致制氢成本较高,为碱性电解槽的 3~5 倍^[10].中船派瑞氢能、赛克赛斯、国氢科技长春绿动、阳光氢能和鹭岛氢能在 PEM 制氢领域现处于领先地位.碱性阴离子交换膜(alkaline anion exchange membrane, AEM)电解槽兼具碱性电解槽与 PEM 电解槽的优点,具有更高的电流密度和响应速度,能量转化效率更高,同时其可以使用 Fe、Ni 等非贵金属作为催化剂,制氢成本有望降低,但存在化学、机械稳定性问题;目前国内在 AEM 制氢领域布局的企业相对较少,典型企业有北京未来氢能科技、稳石氢能科技、北京中电绿波科技有限公司,其中北京中电绿波科技已研制出 10 SCM/h 氢气产量 AEM 离子膜电解槽^[11].固体氧化物电解槽(solid oxide electrolysis cell, SOEC)为全固态结构,系统运行稳定,在高温下具有良好的热力学与动力学表现,这带来了更大的电流密度与制氢效率,但适应高温工况的相关技术参数还需要进一步完善,高温下的材料

腐蚀也是巨大挑战;2023 年 4 月 25 日,上海翌晶氢能科技有限公司研发的国内首条 SOEC 电解水制氢电堆自动化生产线正式投入使用,年产能可达 100 MW^[12].以上 4 种制氢技术的基本参数如表 1 所示.

表 1 4 种电解水制氢技术基本参数^[10,13]Tab. 1 Basic parameters of four hydrogen production technologies by electrolysis of water^[10,13]

基本参数	碱性电解槽	PEM 电解槽	AEM 电解槽	SOEC
成熟度	商业化	商业化	示范应用	示范应用
工作温度/°C	65~100	70~90	50~70	650~1 000
工作压力/MPa	0.1~3.0	4.0~7.0	<3.5	0.1
效率/%	60~75	70~90	60~90	85~100
单体电压/V	1.8~2.4	1.8~2.4	1.85	0.95~1.3
电流密度/(A·cm ⁻²)	0.2~0.4	0.6~2.0	0.1~0.5	0.3~1.0
能耗/(kWh·SCM ⁻¹)	4.2~5.5	3.8~5.0	4.8	3.6
成本/(万元·kW ⁻¹)	0.2	1.2		5.0
电堆寿命/10 ⁴ h	<9	2~8	>1	<4

1.2 绿氢储运

储氢是绿氢体系中的关键环节,它打破了氢能利用在时间与空间上的局限性,有效地解决了生产与消费之间不匹配的问题.高压气态储氢技术成熟,其中车载储氢瓶正从 35 MPa 向更高容量的 70 MPa 转

变^[14]. 管道运输分为掺氢管道与纯氢管道:前者利用现有煤制气或天然气管道,可降低经济成本,目前国家管网集团组织开展的掺氢天然气管道工程试验掺氢比例最高达 30%;后者氢气运输效率更高,国内纯氢管道储氢设计压力普遍在 4 MPa 左右,目前在建的乌兰察布-京津冀氢气输送管道项目的设计压力提高到 6.3 MPa^[15-16]. 液态储氢对运输距离不敏感,适配国内长距离运输情况,但碍于技术困难,我国企业布局较少,仅少许液氢被应用于航天与军事领域^[17]. 固态储氢技术提升较快,氢枫(中国)与宝武镁业的镁基固态储氢材料已进入项目试验阶段,然而离实用化仍有距离^[18]. 有机液体储氢方式储氢密度高、安全方便,

但脱氢过程需要消耗大量能量. 中氢源安公司成功实现了将二苳基甲苯作为一种可行的有机液载体用于储氢^[19]. 液氨运输成本低且本身可作为无碳燃料使用,但氨与氢之间的转换过程中有大量损耗,现阶段具有较大发展潜力. 普通甲醇可通过煤炭制备,期间产生的二氧化碳作为碳源和绿氢反应,借助可再生能源供能转为绿色甲醇,两者结合可减少碳排放,是备受关注的“碳中和”路线^[20]. 地下储氢利用盐穴、含水层、枯竭油气藏等特殊地质环境进行高纯度氢气存储,具有存储规模大、周期长、成本低以及安全性高的特点,距离大规模应用还需要完善相关管理、安全等标准规范. 现有氢气储运技术如表 2 所示.

表 2 氢气储运技术比较^[14,21-25]

Tab. 2 Comparison of hydrogen storage and transportation technology^[14,21-25]

方式	高压气态	低温液态	金属固态	有机液态	液氨	甲醇	地下储氢
类型	物理	物理	化学	化学	化学	化学	物理
储氢质量分数/%	≤5.7	5.7~10.0	1.0~7.8	4.0~7.2	约 17.6	约 12.5	
额外储氢条件	>17.5 MPa	-250 °C	常温常压	常温常压	-33 °C	常温常压	4.5~20 MPa
优点	成本、能耗低	储氢密度较大	储氢容量高,安全性高	适合大规模储运	现有技术与运输体系成熟	运输与制造成本低	安全性高、存储规模巨大
缺点	储氢密度受储罐材质限制	液化过程能耗高,成本高	储氢材料循环性差,投资成本高	容易发生副反应	具有腐蚀性和易挥发性	具有腐蚀性和易挥发性	对地质要求苛刻
运输工具	长管拖车、管道运输	液氢罐车	货车	罐车	液压式罐车	液压式罐车	长管拖车、管道运输
运输经济距离/km	拖车:<200 管道:>400	>200	<100	>200			拖车:<200 管道:>500
应用情况	成熟商业化	技术较成熟	技术提升阶段	处于产业化应用前期	技术成熟	技术成熟	技术提升阶段

1.3 绿氢加注

加氢技术是绿氢产业的重要核心,具有连通上游制氢和下游用氢的枢纽地位. 加氢站是加氢技术的重要应用场所,其中主要设备有压缩机、高压储氢瓶组、加氢机,按种类可分为固定式、撬装式、移动式 3 种加氢站,氢气来源可分为站外与站内供氢 2 种方式,加氢方式可分为气体加压、液化加注、固体释氢加注 3 种^[26]. 截至 2022 年底,我国已累计建成加氢站 358 座,加氢站数量位居全球首位^[27]. 目前我国以固定式、站外供氢、气体加压式为加氢站主流加注方式,其他类型加氢站还处于实验室研究或试点阶段. 相较于外

国主流 70 MPa 加注技术,国内加氢站以 35 MPa 加注技术为主、70 MPa 加注技术为辅,其中储氢压力容器、加氢机、氢压缩机等核心装备实现部分国产化,随着相关技术发展,站内供氢、储氢和加氢一体化加氢站将成为主要发展方式. 截至 2024 年 3 月,中国石化加氢站在国内占有率在 30%左右,基本覆盖“3+2”氢燃料电池示范城市群,加氢站的加氢能力已达 2 万 t/a,氢气加注量年增长率连续 3 年超过 100%;同时,中国石化已掌握分布式电解水制氢、天然气制氢、甲醇制氢和氨制氢全套的站内制氢技术,相较于之前的用氢方式,成本降幅达 60%,建设的加氢站部分指标达到国际一流水平^[28]. 站内、外供氢加氢站特点如表 3 所示.

表3 站内、外供氢加氢站特点^[29-31]Tab. 3 Characteristics of hydrogen refueling stations for internal/external supply^[29-31]

特点	站外供氢			站内供氢	
	高压氢气	液氢	副产物氢气	天然气制氢	电解水制氢
适用范围	125 kg/d 以下	大规模加氢站	作为大规模加氢站补充	作为大规模加氢站补充	作为大规模加氢站补充
配送成本	相对较高,受地点影响大	普通,范围灵活	普通,范围灵活		
价格影响因素	燃料价格	燃料价格	燃料价格	维护成本与燃料价格	维护成本与燃料价格
基础设施成本	较低	较低	较低	取决于生产装置能力	取决于生产装置能力

1.4 绿氢终端

终端应用是绿氢产业的最终目标.氢能可与热、电等多种能量形式进行转换,同时绿氢也是重要的工业原材料,它的应用是绿电的延伸,在化工、储能、交通等领域发挥重要作用^[32].

在化工领域,绿氢耦合碳捕集二氧化碳/生物质二氧化碳生产绿色甲醇,或结合空分氮气生产绿氨,可形成低碳乃至零碳基础化工原料,帮助传统化工实现清洁生产;在储能领域,绿氢可作为储能介质在电力系统的源端发挥调峰作用,促进波动性电源的平滑上网,同时离网式“电-氢”耦合能源系统能为海岛、荒漠等偏远地区实现稳定供能;在交通领域,氢内燃机或氢燃料电池可直接为交通工具提供动力,同时也可采取氢氨或氢醇联动的方式间接为交通工具提供动力.相较于纯电动汽车,氢能汽车在载重、续航等方面

具有一定优势.绿色甲醇相比于液化天然气与传统燃油等燃料,是在满足船舶动力输出功率和低碳需求下的主要替代方案.

作为绿氢利用的重要方式,氢燃料电池的研究正不断推进.如表4所示,碱性、酸性、熔融碳酸、直接甲醇燃料电池技术各有优势,在产业上有较成熟应用,功率与使用寿命已达到国际先进水平;而固体氧化物燃料电池与PEM燃料电池作为新一代氢燃料电池,有更优越的性能,但存在成本较高等缺点^[27,33].为促进燃料电池汽车产业的可持续发展,国家推出氢燃料电池汽车示范城市群政策.依托京津冀城市群,北京市开展燃料电池汽车示范应用项目,组建了氢燃料电池汽车“示范应用联合体”^[34],目前已经涵盖三一汽车、厦门金龙、北汽福田等行业龙头企业,在重型运输、物流货运、公交通勤等应用场景开展整车示范推广模式.

表4 不同燃料电池比较^[27,33]Tab. 4 Comparison of different fuel cells^[27,33]

特点	碱性燃料电池	熔融碳酸盐燃料电池	直接甲醇燃料电池	酸性燃料电池	固体氧化物燃料电池	PEM燃料电池
燃料	纯氢	氢气、天然气、石油气	甲醇	重整气	氢气、天然气、甲醇	纯氢
工作温度/℃	60~220	600~700	50~120	150~200	600~1 000	50~90
电气效率/%	60	50	65	40	60	直接氢:60% 重整燃料:40%
优点	效率高,技术成熟且简易	效率高,燃料相容性好	功率密度大,燃料易储存	技术成熟,商业化程度高	能量转换效率高,催化剂成本低	功率密度大,寿命长,启动快
缺点	体积大,催化剂易中毒	易被腐蚀,启动慢	效率低,催化剂易中毒	体积大,效率低	温度高,寿命短	工艺复杂,使用专用燃料
应用	军队、太空等	电力公司、分布式发电等	固定电站、交通工具等	辅助电源、分布式发电等	辅助电源、分布式发电等	辅助电源、分布式发电等

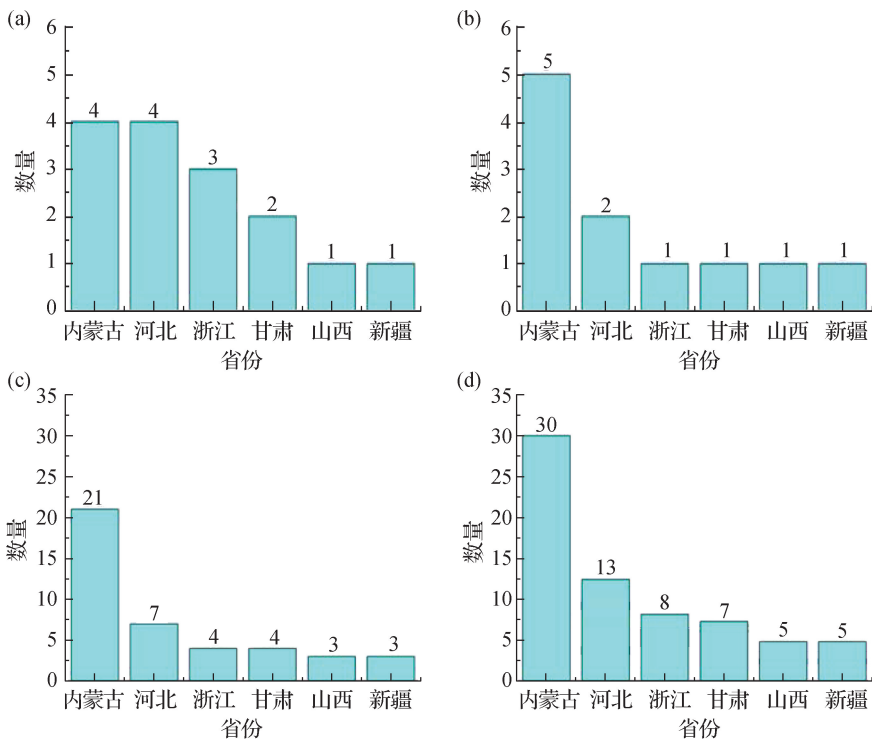
2 绿氢产业发展现状

2006 年发布的《国家中长期科学和技术发展规划纲要(2006—2020 年)》中指出要重点研究可再生能源制氢技术,是我国可再生能源制氢行业的政策开端^[35]. 绿氢项目开始有条件地进行小规模试点. 自 2020 年下半年开始国家各部门密集出台相关政策,对绿氢产业发展的指导从大纲性质逐渐转变为具体要求. 国家发改委等部门印发的《氢能产业发展中长期规划(2021—2035 年)》中指出通过氢能国家重点研发计划,结合研发-应用-迭代方式推动氢能全产业链技术发展,并提出绿氢在 2025 年产量达到 10~20 万 t/a, 2035 年广泛应用并在终端能源消费中比重明显提升的目标,为绿氢产业发展提供了坚实的政策保障^[36]. 各地政府和市场主体积极响应政策号召,从 2021 年开始绿氢产业进入加速发展期.

2.1 绿氢产业发展概况分析

目前,按可再生能源弃电价格计算的绿氢成本约为 14 元/kg,仍高于化石能源制氢^[37]. 然而,专门利用新能源弃电进行制氢是不可持续的,按商业用电价格

计算的绿氢成本高达 48 元/kg^[38]. 因此,现阶段绿氢的经济效益较差成为制约其产业规模化的关键瓶颈. 绿氢产业的发展依赖国家政策扶持和补贴,主要以各类示范项目为主导. 截至 2023 年底,我国建成可再生能源制氢项目 59 个,总计规模达 7.8 万 t/a^[39]. 从图 2 可以看出,2021—2023 年项目落地数稳步增长,在地域上分布较为集中,呈现北多南少的局面. 北方绿氢项目出现“扎堆”现象的原因包括以下 3 个方面:一是自然条件优越,太阳能等可再生资源充足,从源头保障绿氢制备的能源需求;二是相关省份绿氢支持政策较为完善,如 2022 年发布的《内蒙古自治区“十四五”能源发展规划》科学规划省内氢能产业发展方向,并给予较多的先期补助^[40];三是上下游产业链的集群效应,通过密切工业协作形成一个高效且富有竞争力的绿氢生态系统. 值得注意的是,南方省份如浙江省、福建省在绿氢产业上也逐渐发力,这部分得益于得天独厚的沿海环境. 以福建省为例,其拥有台湾海峡“狭管效应”优势,具有全国独一无二的海风资源,在东部省份中具有最低的绿氢生产成本. 福建省通过构建“海岛风能-海水制氢-氨氢储能-氢基能源利用”全链条技术协同,为波动性可再生能源大规模制氢储能相关技



(a~c)分别为 2021 年、2022 年、2023 年部分省份新增绿氢项目数量;(d)2021—2023 年部分省份绿氢示范项目累计数量,均统计增量为前 6 位的省份.

图 2 新增绿氢项目分布(不完全统计)

Fig. 2 Distribution of new green hydrogen projects (incomplete statistics)

术突破及验证搭建平台,有利于绿氢产业发展模式的创新和拓宽。

早期绿氢项目具有投入成本高、建设周期长、技术门槛高等特点,投资方均以央企、国企为主,如中石化的新疆库车绿氢示范项目等。自 2023 年起,民营企业开始大举进入绿氢产业,为绿氢领域注入新活力。以远景科技绿氢绿氨一体化示范项目为例,计划产能规模超过 150 万 t/a,为目前国内大规模的绿氢产业项目之一^[41]。从制氢与投资规模角度上看,在 2023 年以前制氢规模大部分在 50 MW 以下,而仅 2023 年就有超 10 个项目的制氢规模为 100 MW 级,单项目制氢规模显著提升;截至 2023 年 6 月 30 日,国内氢能行业有 240 余家企业获得融资,融资金额 284 亿元,而 2021 年融资金额仅 86.2 亿元^[27]。融资金额实现大幅度提升,资本市场对氢能行业愈发青睐,成为促进绿氢产业发展又一重要推动力。

2.2 绿氢示范项目分析

目前绿氢产业的发展整体上仍处在初级阶段,以各类示范项目为主。随着技术与经验的积累,绿氢示

范项目正朝着综合性、多元化方向发展。上游端,示范项目出现风光联合、生物质能等新型供能方式,绿氢产能不断扩大;下游端,除燃料电池外,绿氢制氨、制甲醇、制取航空燃料等一体化深加工方式逐步受到重视。从整个产业链看,项目更多侧重于产业链上制、储、用等环节关键技术的全流程示范,深入探究多维度、全周期的绿氢产业链健康运行可行性。根据制氢规模和用氢方式,绿氢产业的示范项目大致可分为可再生能源规模化制氢和电-氢耦合一体化两大类。

2.2.1 可再生能源规模化制氢示范项目

如表 5 所示,可再生能源规模化制氢示范项目的关键特征是在制氢、储运、加注、应用环节进行全流程示范。项目占地面积大,建设成本高,主要集中在风光水电资源丰富的地区,制氢规模通常在 1 万 t/a 以上,绿氢产品在较大区域范围流通,在交通、化工、储能、冶金、发电等领域测试项目商业化的可行性。受益于可再生能源装机量稳步攀升、国家绿氢相关补助政策、我国能源市场需求量大等有利因素,规模化制氢项目的经济性在未来会不断提高。

表 5 部分可再生能源规模化制氢示范项目信息

Tab. 5 Information of partial renewable energy scale hydrogen production demonstration projects

项目名称	牵头单位	制氢规模/ (万 t · a ⁻¹)	供能来源与 规模/MW	主要利用 方式
中国石化新疆库车绿氢示范项目 ^[42]	中国石油化工集团有限公司	2	光电:300	化工
中煤鄂能化 10 万吨液态阳光项目 ^[43]	中国中煤能源集团有限公司	2.1	风光电:共 625	化工、绿醇
中能建风光氢储及氢能综合利用一体化示范项目 ^[44]	中国能源建设集团有限公司	1.7	风光电:共 255	化工、绿氨
阿拉善乌兰布和 350 万千瓦立体风光氢治沙制取航空燃料一体化示范项目 ^[45]	亿利资源集团有限公司	7.5	风光电:共 3 500	化工
准格尔旗纳日松光伏制氢产业示范项目 ^[46]	三峡新能源(集团)股份有限公司	约 1	光电:约 472	化工、交通
大安风光制绿氢合成氨一体化示范项目 ^[47]	国家电力投资集团有限公司	3.2	风光电:共 800	绿氨
乌兰察布 10 万吨/年风光制氢一体化示范项目 ^[48]	中国石油化工集团有限公司	10	光电:804 风电:1 742	化工
中船通辽市 50 万千瓦风电制氢制氨一体化示范项目——制氢制氨项目 ^[49]	中国船舶集团有限公司	约 2.26	风电:500	绿氨
中煤 50 万吨/年离网型风光制氢合成绿氨技术示范项目 ^[50]	中国中煤能源集团有限公司	9	光电:1 600 风电:1 600	绿氨
达茂旗 20 万千瓦新能源制氢示范项目 ^[51]	中国华电集团有限公司	0.78	光电:80 风电:120	化工、交通

新疆库车绿氢示范项目地处我国西北,总投资近 30 亿元,完成了万吨级电解水制氢工艺与工程的成套技术,首次实现绿氢生产到利用全流程贯通与万吨级

规模化制取。项目采用 52 台 1 000 SCM/h 的国产碱性电解槽制氢,预计年产能 2 万 t,可减少二氧化碳排放 48.5 万 t;截至 2024 年 2 月,新疆库车绿氢示范项

目累计输送绿氢超过 3 100 t,且项目装置运行安全、可靠^[42].该项目为绿氢工业规模化应用在技术、成本、应用场景等方面提供了示范,在光伏发电组件、制氢电解槽、储氢罐、输氢管道等核心设备及关键材料上实现完全国产化,为国产设备积累了宝贵的工况运行经验.

内蒙古达茂旗 20 万千瓦新能源制氢示范项目年制绿氢量 7 800 t,总投资约 16 亿元.项目运用“风光氢储”一体化技术耦合手段,将 120 MW 风电与 80 MW 光电作为能源供应,同时配备 20 MWh 电化学储能用于稳定电力供应波动;制氢设备采用 11 套 1 000 SCM/h 的碱性电解槽和 5 套 200 SCM/h 的 PEM 电解槽,兼具前者的经济性与后者的灵活性;储运方面选取 20 台 20 MPa 储氢瓶与配套的长管拖车,满足全厂 16 h 的充装运行周期^[51].该项目实施“绿电制绿氢、产业用绿氢”的产业模式,将高纯氢用于车用燃料电池、绿色化工、晶硅产业等,实现了风光电氢系统的精准耦合控制和两种制氢技术的协同应用,拓展了绿氢制备的技术储备.

2.2.2 电-氢耦合一体化示范项目

如表 6 所示,电-氢耦合一体化项目的特点在于制氢规模较小,通常不超过 1 000 t/a,绿氢产品的流通局限在本地,主要作为电力系统的可调节资源.电-氢耦合在发挥绿氢、电力系统各自优势的同时,有效解决了可再生能源在电网中产生不可避免的间歇性和波动性问题,提高了电力系统的稳定性与经济性.电力系统中,绿

氢丰富了储能性资源选择,对其他储能性资源投资具有一定优化替代作用,降低了整体系统建设成本.

国家电网浙江台州大陈岛氢利用示范工程充分利用海岛丰富的风电,采用 PEM 电解槽技术制氢,年产氢 6.2 t,减少二氧化碳排放 73 t^[52].该项目在岛上搭建制-储-用的绿氢利用链,配合高效的热电联供系统,成功在海岛上实现了能源的清洁消纳与电力的稳定供应.该工程将电解水产生的高纯氧气用于当地大黄鱼养殖,将燃料电池发电产生的热量通过热回收,为岛上民宿、酒店提供热水,积极拓展绿氢的附加价值,为示范项目提供了一种可复制、可推广且具有一定商业化前景的发展模式.

宁波慈溪氢电耦合直流微网示范工程是我国首个电-氢-热-车耦合的±10 kV 直流互联系统,其中直流互联系统效率不低于 95%、热电综合效率不低于 82%.项目年产氢气 60 万 SCM 以上,破解当地超 4 000 MWh 的新能源消纳难题,每日氢能与电能供应可满足 10 辆氢能燃料电池汽车的加氢需求以及 50 辆纯电动汽车的直流快速充电要求;通过自主研发的高效电解水制氢、燃料动力电池热电联供以及综合能量管理等系统,该工程实现了中压直流系统稳定控制、氢电协同运行与保护等功能,且其中氢电耦合核心设备 100% 国产化,部分参数达到国际领先水平^[53].该项目深挖电-氢耦合一体化的发展潜力,为以电为中心的电氢热耦合能源互联网的发展提供了新思路.

表 6 部分电-氢耦合一体化示范项目信息

Tab. 6 Information of partial electric-hydrogen coupling integration demonstration projects

项目名称	牵头单位	制氢规模/(t·a ⁻¹)	供能来源与规模/kW	利用方式
台州大陈岛氢利用示范工程 ^[52]	国家电网公司	约 6.2	风电:约 684	储能
宁波慈溪氢电耦合直流微网示范工程 ^[53]	国家电网公司	约 54	光电:4 000 风电:200	交通、储能
杭州亚运低碳氢能示范工程 ^[54]	国家电网公司	约 73	光电	交通
丽水缙云水光氢生物质零碳能源示范项目 ^[55]	国家电网公司	约 16	水电、光电	储能
杭州±10 千伏柔性直流风光储氢用示范工程 ^[56]	国家电网公司	约 156	光电、风电	储能

3 绿氢产业存在问题与建议

在政策、市场、技术 3 个方面要素的综合作用下,我国绿氢产业近年来取得良好发展结果,涌现出各类示范项目,为其步入商业化奠定了基础.然而,绿氢产

业仍存在诸多问题,制约了其进一步发展.

3.1 我国绿氢产业发展的关键问题

3.1.1 绿氢产业的政策支持体系尚不完善

目前宏观层面的绿氢产业政策相继出台,但对产业链细分环节的支持政策还有待完善,制氢、储运环

节的针对性支持和补贴政策较少,缺乏市场化投融资平台,使得部分绿氢产业链企业的发展受到资金不足的不利影响。在绿氢应用端,资金政策主要投向燃料电池领域,政策扶持单一化现象突出,既阻碍了上游技术的研发,又制约了下游终端市场应用场景的拓宽;此外,绿氢行业属于新兴产业,行业标准有较多空白,车载储氢瓶组制造与应用、氢气制取碳排放量、氢安全体系、液氢民用条件等方面标准相对薄弱,由于缺乏安全管理与行业标准,产业发展阻力较大。同时其涉及产业链环节多,各部门监管职责尚未明确,国内尚未全面建立绿氢产业的垂直管理与监管体系,难以进行跨部门统筹协调。

3.1.2 核心技术仍然存在短板

受限于产业起步较晚、国外技术垄断等消极因素影响,我国绿氢产业在核心材料研发、氢气储运技术和高精尖装备制造等关键技术领域与国外一流梯队仍有差距,这也导致绿氢成本居高不下,同灰氢和蓝氢相比优势并不突出。其中在制氢方面,碱性电解槽动态响应能力不足,PEM 电解槽中的膜电极、气体扩散层等的核心组件性能有待提高;AEM 电解槽中高活性非贵金属催化剂等关键材料亟待突破,SOEC 工况下系统寿命较短。在储运方面,由于氢气低密度与高扩散的特性,其储运技术要求高,现有储存与运输方案难以兼顾成本与效率。在加注方面,加氢站中的压缩机机头、加氢枪、质量流量计、高压管阀件等关键零部件制造技术与国外有较大的差距,当前氢气压缩与加注控制系统难以满足高负荷加氢需求。在应用方面,燃料电池应用场景较窄,与可再生能源储能、微电网调控等系统之间的耦合技术有待进一步发展。同时绿氢产业专业人才缺口大,相关人才培养机制与现实市场要求不匹配,高校毕业生在质量、数量上与绿氢产业发展需求相矛盾,限制了相关技术的研发。

3.1.3 基础设施建设与产业高速发展不相适应

绿氢产业相关基础设施建设明显滞后,成为制约其进一步发展的瓶颈。从表 5 可见,规模化制氢基地多遍布于西北地区,而用氢需求增长最快的地区多为经济发达的沿海地区。绿氢的储存和运输基础设施不成熟,导致其空间转移成本高昂,安全风险大,增加用氢成本;我国加氢站数量虽跃居全球前列,但存在站点分布不均、加氢技术落后等问题,难以满足燃料电池汽车等应用领域的快速增长需求。此外,产业基础设施建设缺乏统一规划和标准,造成加氢站等基础设施管理困难,经济效益差,导致资源浪费和效率低下。

3.1.4 绿氢项目模式有待发展

未来的能源格局将是以新能源为主导的供应侧,电力为核心消费端,形成多能互补、协同发展的态势。目前已开展的绿氢示范项目中,尽管已有基于电-氢技术的一体化示范项目,但规模较小,如台州大陈岛氢利用示范工程和宁波慈溪氢电耦合直流微网示范工程等,只适用于局部的应用场景,缺乏针对电、氢两种能源系统协同利用的顶层设计和规划,未能充分发挥绿氢作为大规模、长周期储能介质、灵活性资源的优势。在绿氢的利用上,当前我国主流应用场景还局限于化工和钢铁等传统高能耗领域。尽管燃料电池汽车等新型绿氢利用模式正不断发展,但尚未形成足够的规模化效应,综合应用成本高于市场化水平,未能充分发挥清洁能源的减碳潜力。

3.2 我国绿氢发展的政策建议

3.2.1 完善绿氢产业政策管理支持体系

强化绿氢作为未来能源结构重要支柱的战略定位,在“新”“质”“生产力”3 个方面统筹规划发展目标以及实施路线图;推动建立绿氢认定方法和标准,开展碳减排效应核算;完善绿氢产业链各环节细分政策,试点补贴制氢及储运环节、扩展下游应用场景补贴,逐步出台成体系的单项扶持政策;协调政策性金融支持,通过设立政府主导的重大专项基金、产业基金等,将绿氢列入国家投资管理体系的重要方向;建立完善的绿氢管理体系,明确各环节归口管理部门,并细化相关的管理章程,建立规范、统一、完善的项目审批制度,加强产业发展和投资引导;完善电-氢交易模式,明确电制氢参与电网联动的准入条件和相关标准,破解绿氢消纳和电力系统灵活调节的制度障碍。

3.2.2 加快绿氢产业技术创新与设备国产化

聚焦绿氢技术发展“卡脖子”问题,通过联动高校、国家实验室、创新研究院等高水平科研机构以及绿氢产业链央企、国企、重点民企,科学谋划布局与全产业链协同攻关,持续推动绿氢领域技术创新。在制氢方面,加紧 AEM 催化剂等关键材料的性能突破,改善 SOEC 系统运行寿命;在储运氢方面,开展液化及固态储氢的技术创新,持续完善掺氢天然气管道输送与氨-氢储运技术;在加氢方面,推进包括 70 MPa 加氢枪、氢压缩机等在内的装备国产化进程,缩小与国外工艺水平差距;在用氢方面,加快示范以燃料电池为主的可再生储能,微电网调节等多体系耦合用氢框架,拓展绿氢利用的广度。积极推动绿氢全产业链标准体系

建设,围绕《氢能产业标准体系建设指南(2023版)》^[57]构筑关键技术设备的计量、检测、认证标准及体系,塑造行业高水平技术开发、装备制造与运行准则;加强与可再生能源制氢技术领先的国家开展技术和项目合作,推动在绿氢装备、贸易与碳核算方面标准规则的互认;以市场需求为导向,出台相关人才引进、培养和激励政策,提升绿氢专业人才比例和竞争力;补齐绿氢行业人才紧缺短板源头,鼓励本科、职业院校加快氢能相关学科建设,着重培养绿氢领域研究型和专业型人才。

3.2.3 大力推进绿氢产业基础设施建设

加大政府投资力度,设立绿氢产业基础设施建设专项资金,鼓励企业和社会资本投入绿氢基础设施建设,形成多元化投资格局,推动产业健康发展;加强绿氢基础设施建设的统一规划和标准,优化加氢站布局规划和技术迭代,鼓励石油和氢气合建站的建设,并进行政策性支持。通过多功能站点建设降低加氢站的建设成本;明确加氢站建设审批标准,简化审批流程,完善加氢站建设、运营、管理等方面的规范要求;对现有油气输送网络进行改造升级,统筹规划专用输氢管道网络的建设,以应对氢气远距离、大规模运输的难题;积极开展液氢、氨醇、有机液体、固态及地质储氢的研发探索与落地试点。

3.2.4 构建绿氢产业可持续发展生态圈

持续推进以绿氢为基础的可持续燃料规模化生产,以及在合成氨、合成甲醇等重要化工领域的替代应用;统筹规划电-氢协同发展战略路线图,制定电-氢产业协同发展基本原则及各阶段目标,因地制宜开展电-氢协调互补示范项目;着力攻克氢燃料电池车的关键核心技术,降低生产成本,扩大氢燃料电池车的生产和销售规模,逐步建立与纯电动汽车互补发展的有利局面;进一步鼓励推动“油氢气电”综合能源站、“海上风电+氢能”等新型交叉模式项目落地,探索绿氢行业纵向与横向深度合作的可行性;探索氢动力轨道交通应用、氢动力船舶、氢动力飞机等前沿领域发展可行性;积极推动绿氢技术国际交流和科技创新,同时营造良好社会氛围,提高市场消费主体对行业的认可度与支持度。

4 总结与展望

绿氢产业目前以示范项目为主导,市场化应用仍受经济性制约。本文对我国绿氢产业的政策、技术、项

目和整体发展情况进行了全方位系统性梳理,通过对绿氢示范项目的类型和模式进行介绍,剖析了制约产业进一步发展的瓶颈,提出相应的对策建议。目前绿氢产业还存在政策体系不健全、部分技术仍待攻关、基础设施不完善和成本较高等普遍问题,其中产业链细分环节政策制定、电解槽核心部件性能提高、运氢加氢成本降低、绿氢应用场景扩宽等是当前亟需攻克的难点,应从完善绿氢产业顶层设计与政策支持体系、加快绿氢产业核心技术和关键零部件创新、大力推进绿氢产业基础建设、构建绿氢产业可持续发展生态圈 4 个方面着手,促进绿氢产业的发展。

参考文献:

- [1] 凌文,李全生,张凯.我国氢能产业发展战略研究[J].中国工程科学,2022,24(3):80-88.
- [2] 杨铮,田桂丽.我国氢气市场分析及发展前景研判[J].化学工业,2022,40(4):51-57.
- [3] BP energy outlook 2023 edition[EB/OL]. [2024-05-30]. <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/energy-outlook/bp-energy-outlook-2023.pdf>.
- [4] 张丝钰,张宁,卢静,等.绿氢示范项目模式分析与发展展望[J].南方能源建设,2023,10(3):89-96.
- [5] 李江华,司纪朋.绿氢产业发展现状、经济性与挑战解析[J].中国电力企业管理,2023(34):66-68.
- [6] RAN L, MAO Y L, YUAN T J, et al. Low-carbon transition pathway planning of regional power systems with electricity-hydrogen synergy[J]. Energies, 2022, 15(22): 8764.
- [7] 杨铮,温倩.我国工业领域绿氢发展应用现状与前景分析[J].中国煤炭,2024,50(1):108-114.
- [8] LIU Z, HAN B B, LU Z Y, et al. Efficiency and stability of hydrogen production from seawater using solid oxide electrolysis cells[J]. Applied Energy, 2021, 300: 117439.
- [9] 氢能市场群雄逐鹿,电解水制氢市场愈演愈烈! [EB/OL]. [2024-05-30]. <https://tech.chinadaily.com.cn/a/202306/13/WS648812f8a310dbde06d232a7.html>.
- [10] 葛书强,白洁,丁永春,等.可再生能源制氢技术及其主要设备发展现状及展望[J].太原理工大学学报,2024,55(5):759-787.
- [11] 北京中电绿波科技开发基于 Ionomr Aemion+薄膜的绿色氢能水电解槽[EB/OL]. [2024-05-30]. <https://ex.chinadaily.com.cn/exchange/partners/82/rss/channel/cn/columns/sz8srm/stories/WS65605524a310d5acd877050d.html>.
- [12] 电解水制氢主流技术实现突破[EB/OL]. [2024-05-30]. <http://paper.people.com.cn/zgnyb/html/2023->

- 05/01/content_25981340.htm.
- [13] 孙浩,吴维宁,陈丽杰,等. 新能源电解水制氢技术发展研究综述[J/OL]. 电源学报,2024. [2024-04-24]. <http://kns.cnki.net/kcms/detail/12.1420.TM.20240123.1730.002.html>.
- [14] 张林海,丁学强,张新,等. 储氢技术研究现状及进展[J]. 中外能源,2024,29(4):17-27.
- [15] 国务院国有资产监督管理委员会. 国内首次全尺寸掺氢天然气管道燃爆试验获得成功[EB/OL]. [2024-05-30]. <http://www.sasac.gov.cn/n2588025/n2588124/c29390348/content.html>.
- [16] 刘斌,毕宗岳,李中祥,等. 国内外纯氢及掺氢输送管材研究进展[J]. 焊管,2024,47(7):8-17.
- [17] 周金广. 氢能储存技术研究进展及安全保障建议[J]. 安全、健康和环境,2024,24(5):1-6.
- [18] 镁基固态储氢技术产业化提速[EB/OL]. [2024-05-30]. http://paper.people.com.cn/zgnyb/html/2024-01/22/content_26039687.htm.
- [19] 中氢源安技术交流会成功举办 开启二苄基甲苯储运氢新图景[EB/OL]. [2024-05-30]. <https://caijing.chinadaily.com.cn/a/202309/08/WS64fac9cea310936092f20e81.html>.
- [20] LI J G, WU C N, CAO D F, et al. Green methanol: an important pathway to realize carbon neutrality [J]. Engineering, 2023, 29(10): 27-31.
- [21] 高工氢电产业研究所. 中国电解水制氢项目数据库[R]. 深圳:高工氢电产业研究所,2023.
- [22] 王艺强,刘录强,张志成,等. 化学储氢介质实现“西氢东送”的可行性研究[J]. 储能科学与技术, 2024, 13(3): 1050-1058.
- [23] 闫光龙,郭克星,赵苗苗. 储氢技术的研究现状及进展[J]. 天然气与石油,2023,41(5):1-9.
- [24] 张仲军,金子儿,曾玥,等. 我国氢能规模化储运方式经济性分析[J]. 中国能源,2023,45(12):27-37.
- [25] 肖强,张乐,张建军,等. 大规模地下储氢用压缩机现状与发展趋势[J]. 流体机械,2024,52(2):75-82.
- [26] 灼识咨询. 中国氢能行业蓝皮书[R]. 上海:灼识咨询,2023.
- [27] 创业邦研究中心. 2023 中国氢能产业研究报告[R]. 上海:创业邦研究中心,2023.
- [28] 中国石化. 布局加氢站 助推氢能产业发展[EB/OL]. [2024-05-30]. http://www.sinopecnews.com.cn/xnews/content/2024-03/27/content_7091968.html.
- [29] 曹欣宜,钟海,魏振强,等. 加氢站安全管理发展趋势研究[J]. 中国石油和化工标准与质量,2024,44(1):37-39.
- [30] 天风证券. 电气设备行业氢能源系列报告四:加氢站发展现状、成本及运营分析[R]. 武汉:天风证券,2020.
- [31] 李凤迪,程光旭,贾彤华,等. 加氢站发展现状与新模式探析[J]. 现代化工,2023,43(4):1-8.
- [32] 王守信,马娜,秦凡. 中国氢能产业有序发展面临的挑战与对策[J]. 现代化工,2023,43(9):1-5.
- [33] 侯绪凯,赵田田,孙荣峰,等. 中国氢燃料电池技术发展及应用现状研究[J]. 当代化工研究,2022(17):112-117.
- [34] 北京市经济和信息化局关于开展 2021—2022 年度北京市燃料电池汽车示范应用项目申报的通知[EB/OL]. [2024-05-30]. https://www.beijing.gov.cn/fuwu/lqfw/gggs/202204/t20220408_2670154.html.
- [35] 国务院关于印发实施《国家中长期科学和技术发展规划纲要(2006—2020年)》若干配套政策的通知[EB/OL]. [2024-05-30]. https://www.gov.cn/zwgk/2006-02/26/content_211553.htm.
- [36] 中国国家发展和改革委员会. 氢能产业发展中长期规划(2021—2035年)[EB/OL]. [2024-05-30]. <https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/ghwb/202203/P020220323314396580505.pdf>.
- [37] 胡彬枫,赵晶晶. 全球绿氢产业现状及未来发展趋势[J]. 国际工程与劳务,2023(10):58-61.
- [38] 李江华,司纪朋. 绿氢产业发展现状、经济性与挑战解析[J]. 中国电力企业管理,2023(34):66-68.
- [39] 氢界. 氢界数据库[EB/OL]. [2024-05-30]. <https://www.chinah2data.com/>.
- [40] 内蒙古自治区人民政府办公厅关于印发自治区“十四五”能源发展规划的通知[EB/OL]. [2024-05-30]. <https://www.nmg.gov.cn/ztlz/zqsk/xgzc/zzqwj/202203/W020220307602288580618/mobile/index.html#p=1>.
- [41] 内蒙古赤峰构筑清洁能源基地[EB/OL]. [2024-05-30]. <https://www.xinhuanet.com/energy/20230424/2509cd1daffd4eea9d782e9de9afad0d/c.html>.
- [42] 我国首个规模化绿电制氢项目安全平稳忙生产[EB/OL]. [2024-05-30]. <https://www.xjkc.gov.cn/zwgk/zdlyxxgk/zdjsxm/20240325/i1019217.html>.
- [43] 中煤鄂能化 10 万吨液态阳光项目入选自治区风光制氢一体化示范项目清单[EB/OL]. [2024-05-30]. https://www.ordos.gov.cn/gk_128120/zdjsxm/xmsg/202301/t20230129_3332826.html.
- [44] 中能建氢能有限公司甘肃酒泉风光氢储及氢能综合利用一体化示范项目顺利开工[EB/OL]. [2024-05-30]. http://www.ccehe.ceec.net.cn/art/2022/12/21/art_59190_347.html.
- [45] 亿利资源. 亿利签约阿拉善乌兰布和 350 万千瓦立体风光氢治沙制取航空燃料一体化示范项目[EB/OL]. [2024-05-30]. <http://www.elion.com.cn/index.php?menu=257&id=1885>.

- the construction costs of nuclear [EB/OL]. [2024-11-25]. <https://doi.org/10.1787/33ba86e1-en>.
- [15] YE S D, TIONG R L K. NPV-at-risk method in infrastructure project investment evaluation [J]. *Journal of Construction Engineering and Management*, 2000, 126(3): 227-233.
- [16] UECKERDT F, HIRTH L, LUDERER G, et al. System LCOE: what are the costs of variable renewables? [J]. *Energy*, 2013, 63: 61-75.
- [17] 别朝红, 王锡凡. 蒙特卡洛法在评估电力系统可靠性中的应用[J]. *电力系统自动化*, 1997, 21(6): 68-75.
- [18] World Nuclear Association. Economics of nuclear power [EB/OL]. [2024-12-10]. <https://wna.origindigital.co/information-library/economic-aspects/economics-of-nuclear-power>.
- [19] Massachusetts Institute of Technology. The future of the nuclear fuel cycle [R/OL]. [2024-01-15]. <https://energy.mit.edu/wp-content/uploads/2011/04/MITEI-The-Future-of-the-Nuclear-Fuel-Cycle.pdf>.
- [20] United State Energy Information Administration. Capital cost and performance characteristic estimates for utility scale electric power generating technologies [R/OL]. [2024-01-15]. <https://www.eia.gov/analysis/studies/power-plants/capitalcost/>.
- [21] LI Z X, WANG Q H, FANG M X, et al. Thermodynamic and economic analysis of a new 600 MWe coal-fired power plant integrated with CaO-based carbon capture system [J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2021, 109: 103386.
- [22] ZHANG D W, PALTSEV S. The future of natural gas in China: effects of pricing reform and climate policy [J]. *Climate Change Economics*, 2016, 7(4): 1650012.

(责任编辑: 曾礼娜)

[上接第 203 页]

- [46] 准格尔旗: 创新引领新能源产业实现由“点”到“链” [EB/OL]. [2024-05-30]. https://www.nmg.gov.cn/ztl/tjlswdrw/nyzlyjd/202403/t20240328_2486627.html.
- [47] 大安“化风为宝”发展绿色产业 [EB/OL]. [2024-05-30]. https://www.jl.gov.cn/szfzt/gzlfz/gzdt/202309/t20230910_2514693.html.
- [48] 中国石化申报乌兰察布 10 万吨/年风光制氢一体化项目(制氢厂部分)正式获批 [EB/OL]. [2024-05-30]. <https://www.wulanchabu.gov.cn/bmxxgk/1472787.html>.
- [49] 向“新”求变 向“绿”同行 [EB/OL]. [2024-05-30]. http://epaper.tongliaowang.com/paper/pc/content/202312/07/content_22985.html.
- [50] 中煤图克绿色低碳产业示范园区规划 [EB/OL]. [2024-05-30]. http://www.wsq.gov.cn/zw/fpgz_154204/202312/P020231215379647474585.pdf.
- [51] 中国华电集团有限公司. 12000 Nm³/h! 中国华电 20 万千瓦新能源制氢示范项目投产 [EB/OL]. [2024-05-30]. <https://www.chd.com.cn/site/2/2024-03-09/e8827c8189c6466b9165ffaf26ac6739.html>.
- [52] 全国首个海岛“绿氢”示范工程在台州投运 [EB/OL]. [2024-05-30]. <http://paper.people.com.cn/zgnyb/images/2022-07/11/16/zgnyb2022071116.pdf>.
- [53] 宁波市经济和信息化局. 国家电网首个氢电耦合国家重点研发计划项目通过验收, 以绿电制绿氢 [EB/OL]. [2024-05-30]. http://jxj.ningbo.gov.cn/art/2024/6/14/art_1229561617_58939688.html.
- [54] 建设新型电力系统助力浙江碳达峰、碳中和 [EB/OL]. [2024-05-30]. <http://zj.people.com.cn/n2/2021/0915/c186327-34915387.html>.
- [55] 全国首个乡村生态氢能示范工程在缙云投运 [EB/OL]. [2024-05-30]. https://www.lishui.gov.cn/art/2022/11/10/art_1229218391_57340510.html.
- [56] 杭州钱塘多能互补零碳柔直示范工程正式启动投运 [EB/OL]. [2024-05-30]. <http://zj.people.com.cn/n2/2022/0525/c186327-35285870.html>.
- [57] 关于印发《氢能产业标准体系建设指南(2023 版)》的通知 [EB/OL]. [2024-05-30]. https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202308/content_6897986.htm.

(责任编辑: 徐婷婷)