

我国氢能产业发展战略研究

凌文¹, 李全生², 张凯²

(1. 中国工程院, 北京 100088; 2. 国家能源投资集团有限责任公司, 北京 100011)

摘要: 本文从“双碳”目标背景和氢能在我国构建清洁低碳、安全高效现代能源体系中的作用出发, 系统梳理了全球氢能产业的进展情况, 从氢能产业规模、产业特点、产业政策等方面分析了我国氢能产业的发展现状、发展需求和面临的主要问题。当前, 我国氢能产业战略布局不断强化, 氢能基础设施领域投资逐步开展, 区域产业集聚效应初步显现, 但存在标准体系不健全、产业同质化苗头显现、产业链尚未打通且应用场景单一等挑战。研究建议: 进一步加强氢能产业发展顶层设计, 系统构建制氢、储氢及用氢技术标准体系, 加大氢能全产业链的试点示范与推广, 提升氢能科技创新, 实现高水平自立自强, 进而推动我国氢能产业高质量发展。

关键词: 氢能全产业链; 碳中和; 碳达峰; 制氢; 供氢; 用氢

中图分类号: TK91 **文献标识码:** A

Development Strategy of Hydrogen Energy Industry in China

Ling Wen¹, Li Quansheng², Zhang Kai²

(1. Chinese Academy of Engineering, Beijing 100088, China; 2. China Energy Investment Group Co., Ltd., Beijing 100011, China)

Abstract: Hydrogen energy is crucial for building a clean, low-carbon, safe, and efficient modern energy system in China. In this article, we expound on the progress of global hydrogen energy industry and summarize the development status of China's hydrogen energy industry from the aspects of scale, characteristics, and policies. The demand for and problems of China's hydrogen energy industry are analyzed. Our research shows that the strategic layout of China's hydrogen energy industry has been continuously strengthened; the investment in hydrogen energy infrastructure has been gradually increased; and a regional industrial agglomeration effect has initially emerged. However, challenges remain including defective standards systems, severe industrial homogenization, incomplete industrial chain, and limited application scenarios. To promote the high-quality development of China's hydrogen energy industry, we suggest that China should strengthen the top-level design for hydrogen industry development, establish a technical standards system for hydrogen production, storage, and use, promote the pilot demonstration and popularization of the entire hydrogen energy industry chain, and enhance hydrogen technology innovation to achieve a high level of self-reliance.

Keywords: hydrogen energy industry; carbon neutralization; carbon peak; hydrogen production; hydrogen supply; hydrogen use

收稿日期: 2022-04-06; **修回日期:** 2022-04-29

通讯作者: 李全生, 国家能源投资集团有限责任公司教授级高级工程师, 研究方向为煤炭绿色低碳开发及能源战略;

E-mail: 10000424@chnenergy.com.cn

资助项目: 中国工程院咨询项目“中国氢能源与燃料电池发展战略研究”(2019-ZD-03)

本刊网址: www.engineering.org.cn/ch/journal/sscae

一、前言

自16世纪氢气首次被发现以来,因其来源丰富、质量轻、能量密度高、绿色低碳、储存方式与利用形式多样等诸多优点被视为未来重要的清洁能源,但受安全、成本、技术等因素制约,以往氢能主要用于军事、航天等尖端领域,在民用领域长期发展缓慢,始终未踏入商业化应用门槛。近年来,随着《巴黎协定》的签订,应对气候变化成为今后很长时期内能源、经济和社会长远发展的顶层战略,以绿色低碳为特征的清洁能源成为未来能源发展的重要方向。而氢能作为21世纪人类可持续发展最具潜力的二次清洁能源,受到全球范围的高度重视,在我国也得到广泛关注,未来有望在我国能源转型、实现“碳达峰、碳中和”过程中发挥重要作用[1]。国际上,美国、欧盟、日本、韩国等发达国家和地区纷纷将氢能源纳入国家能源发展战略,持续推动氢能产业发展[2]。

当前,我国氢能产业发展进入新的历史时期,《氢能产业发展中长期规划(2021—2035年)》将氢能正式纳入我国能源战略体系,提出要系统构建支撑氢能产业高质量发展创新体系,统筹推进氢能基础设施建设,稳步推进氢能多元化示范应用,不断完善氢能发展政策和制度保障体系,围绕规划形成1+N政策体系。为此,亟需充分认识发展氢能产业的重要意义,从思想、认识和行动统一到氢能产业发展的战略部署上来,做好改革创新,破解发展难题,抓好自主核心技术装备攻关,争取在技术、市场、体制机制等领域不断取得突破性进展。

二、氢能产业的发展概况

(一) 发展意义

在全球能源向清洁化、低碳化、智能化的发展趋势下,发展氢能产业已经成为当前世界能源技术变革的重要方向[3]。氢能是保障能源结构清洁化和多元化的重要支撑,对全球能源清洁、低碳、高效、可持续发展具有重要意义[4]。

氢能是交通运输、工业和建筑等高碳排放领域实现大规模脱碳、降碳的重要抓手。交通运输领域是全球碳排放的第二大排放源,约占总量的25%。氢燃料电池运载工具具有加氢时间短、续航里程

长、零排放的特点,在大载重、长续驶、高强度的交通运输体系中具有先天优势[5]。在工业领域,氢能利用自身还原剂和燃烧热值高的特性,在钢铁、冶金、石化、水泥的生产过程被用作原料或提供高位热能,是工业领域深度脱碳的重要手段;在建筑领域,利用氢替代天然气供暖是实现建筑领域能源消费低碳转型的重要发展方向。

氢能将在能源多元化和清洁化领域发挥重要作用。“低于2℃”情境下的全球能源转型,需要大幅提高可再生能源在能源结构中的比例。氢能作为重要能源载体,能够完成跨时间调节、跨区域配置和跨品种耦合的任务,实现与其他能源品种之间的转化,可提高可再生能源的消纳、提供长时间储能、优化区域物质流和能量流,进而建立多元化的能源体系。在跨领域耦合方面,通过利用可再生能源发电制氢,可灵活调配满足终端领域能源消费需求。在跨时空方面,电网融合高比例可再生能源会加剧供需不平衡,通过规模化储存氢能,可调节用电峰荷。

氢能应用灵活、广泛,可充分利用已有能源基础设施。在交通运输领域,与纯电动汽车相比,氢燃料电池汽车在续航里程、燃料补给速度、节能减排降噪等方面有综合优势,体验方面接近传统燃油车,更符合用户偏好。在能源和建筑领域,可直接将氢气按一定比例混合到天然气管网中进行掺烧,或利用氢气合成氨、甲醇、甲烷,可大规模复用现有的终端设备,且不需要对基础设施进行大规模改造升级。

(二) 发展背景

2015年,196个国家或地区政府为应对气候变化签订了《巴黎协定》,确定了2050年全球气温升幅与工业革命前水平相比不超过2℃的总体目标。氢能作为“零碳”能源具有不俗的减碳能力,据国际氢能委员会预测,2050年氢能的规模化应用可减排 6×10^9 t CO₂,为目标减排量的20%。为此,全球主要发达国家与地区出台了一系列政策措施,通过加强顶层发展政策指引、加大研发投入力度、加快基础设施和应用示范建设等举措,持续推动氢能产业发展。

美国以丰富而全面的政策为基础,注重氢能全产业链发展,积极促进商业化应用,目前拥有全球最大的氢能产业市场,美国燃料电池与氢能协会(FCHEA)发布的《氢能经济路线图》显示,美国2030年氢需求量将突破 1.7×10^6 t,拟建设5600个加

氢站，氢能产业产值达1400亿美元；欧盟将氢能作为新能源发展战略和低碳经济模式的主要形式，积极在战略层面布局规划，凭借强大的政策支持，在市场化运作下已逐步打造起趋于完善的氢能产业链，其中德国是欧盟发展氢能最具代表性的国家，氢能与可再生能源融合发展是德国可持续能源系统和低碳经济的重要组成部分，德国还专门成立了国家氢能技术组织推进相关领域工作；日本从国家战略层面致力于实现氢能社会，2014年颁布的“能源基本计划”中将氢能定位为与电力和热能并列的核心二次能源，提出建设“氢能社会”的愿景，通过氢能在交通、家庭、工业乃至全社会领域的普及应用，实现真正的能源安全；韩国将氢能作为三大战略投资领域之一，出台了多项鼓励政策，加速了燃料电池在交通和发电领域的推广应用，据韩国《氢能经济路线图》数据显示，预计2040年其国内氢气年供应量将达到 5.26×10^6 t，加氢站拟增至1200个，氢燃料电池汽车累计产量达620万辆。综上所述，美国、欧盟、日本和韩国已将氢能发展提升至国家/地区战略层面，并通过多年的政策引导，由大型企业引领建立了较成熟的氢能相关产业链，在制氢、储运加氢和用氢方面积累了先进的核心技术。按照上述国家和地区在氢能产业上的投入和未来规划，氢能将逐渐得到大规模应用并在能源领域占据举足轻重的地位。

三、我国氢能产业发展的战略需求

我国提高国家自主贡献力度，采取更加有力的政策和措施，二氧化碳排放力争于2030年前达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和。作为全球能源消费第一大国，长期以来我国能源结构呈“一煤独大”特点。为实现“双碳”目标，需要加快以煤为主的能源体系转型，除了大力发展可再生能源以外，还需要其他零碳能源作为重要补充。其中，氢能的作用体现在以下几个方面。

（一）氢能可促进交通、钢铁、化工等领域大规模减碳

在交通领域，氢燃料电池汽车加注时间短、续航里程长，在大载重、长续驶、高强度的道路运输体系中具有先天优势，相比纯电动路线，氢燃

料电池中重卡更加符合终端用户的使用习惯。结合绿氢生产，氢燃料电池汽车是推动我国道路交通领域碳减排的主要途径之一。在工业领域，钢铁和化工等不以电力为主要能源供给的高能耗产业，工业流程仍高度依赖一次化石能源。降低钢铁工业煤炭消耗的核心是改变现有的以煤炭为主要还原剂和燃料的高炉炼铁工艺。结合绿氢的氢冶金技术，是钢铁产业绿色低碳发展的终极方向。电能和氢能替代、及二氧化碳捕捉技术能够显著降低化工行业的碳排放。通过绿氢替代生产绿色合成氨和二氧化碳加氢制备甲醇、乙醇等燃料，利用乙烯、丙烯、芳烃等有机材料合成最重要和最基本的化工原料，解决二氧化碳碳捕捉后的规模化利用问题，是化工领域实现碳中和目标的重要途径。由此可见，氢能是优化能源消费结构，解决相关领域深度脱碳的重要方案。

（二）以电能制氢促进可再生能源多用途高效利用，支撑高比例可再生能源电力系统安全运行

“十四五”期间，我国居民能源消费水平增长预期有望达到年均2%，2025年能源需求将达到 5.5×10^9 tce，能源消费总量增长空间巨大。加大可再生能源开发是我国能源行业在资源约束和碳排放的约束下，提高能源保障能力的主要途径。随着可再生能源装机的增大，高比例可再生能源电量场景需要数倍于负荷的装机容量。可再生能源长时间高出力给系统消纳、安全和储能技术带来极大挑战；在低出力时段，电力系统需要常规能源等非可再生能源机组实现功率平衡。据测算，国家电网有限公司经营区在“十四五”末灵活性资源需求将达到 7×10^8 kW，其中负荷峰谷差调峰需求占三分之二以上，可再生能源调峰需求占比为15.7%。未来电力系统灵活调节能力至关重要，直接关系到电力系统平衡安全全局，决定可再生能源的消纳利用水平。发挥氢气大规模、长时间存储优势，大规模部署电解水制氢储能作为灵活性资源，在电源侧和电网侧跟踪可再生能源波动性，灵活响应削减系统中多余的功率，实现可再生能源电力时间、空间转移，有效提升能源供给质量、提高可再生能源消纳利用水平 [6]。

（三）氢能有助于丰富我国的多元化能源供应，保障能源供需安全

受“富煤、贫油、少气”资源禀赋影响，我国

能源消费长期依赖煤炭, 油气资源对外依存度居高不下。2021 年我国能源消费总量约为 5.23×10^9 tce, 清洁能源消费占比为 25.3%, 煤炭消费占比为 56%。能源供应和消费品种较为单一, 以煤炭为主, 石油次之, 能源供需平衡和能源价格稳定性容易受到国际能源市场变化及重大危机事件冲击。以电能制氢促进可再生能源开发及多用途高效利用, 在“可再生能源和绿能”的新资源禀赋观下, 氢电协同构建多元清洁的能源供应体系, 推进天然气掺氢管网规划, 提升天然气调峰能力, 强化能源供应安全保障。此外, 氢燃料电池还可被用作备用应急电源, 在维护公共安全领域发挥影响力, 未来随着 5G 基站和大数据中心的建设, 氢能备用应急电源的应用场景将进一步扩展。结合氢能在燃料电池、绿色化工和绿色钢铁领域的应用, 以氢代油、以氢代煤推动终端用能多元化、清洁化, 结合绿氢供应, 促进能源供给侧和需求侧双向协同, 保障能源供需安全 [7]。

(四) 加快“三北”地区可再生能源及绿氢开发布局, 实现当地经济社会低碳、绿色、可持续发展

随着可再生能源制氢技术完善和成本不断降低, 我国风能、光伏资源富集的“三北”地区, 将成为新型资源“富矿”区域。受输送和消纳限制, 导致风电和光伏资源不能得到全面开发。以我国 II 类地区为例, 综合考虑制氢设备固定投资和运行维护费用后, 风电光伏发电孤网制氢可以实现每千克成本小于 20 元, 进一步规模化后有望进一步降至不超过 15 元。电解水制氢工艺每制备 1 t 氢气只需要消耗不足 10 t 水, 绿氢开发并不会使我国西北地区因绿氢产业发展而导致水资源短缺。可再生能源电解水制氢所获得的氢气纯度和品质相对较高, 统筹考虑提纯、脱碳后的综合成本, 目前可再生能源制氢已在我国风光富集地区初步具有经济性。在绿氢保障和绿色工业体系构建的基础上, “三北”地区将在不增加当地污染排放和碳排放水平的基础上成为我国新型高载能产业聚集区, 并依托可再生能源开发, 聚集形成可再生发电装备制造、电解水制氢装备制造、绿色化工、绿色冶金等新兴产业集群, 从根本上建立我国西北地区经济持续循环模式。

四、我国氢能产业的发展现状

(一) 产业规模

近年来, 我国氢能产业发展加快, 产业规模不断增大。根据《中国氢能及燃料电池产业白皮书 2020》的数据 [8], 我国氢气产能约为每年 4.1×10^7 t, 产量每年约为 3.342×10^7 t。截至 2021 年年底, 我国已建成加氢站 255 座, 氢燃料电池汽车保有量约 9315 辆, 已成为全球最大的产氢国和燃料电池商用车市场。从产业未来规划来看, 目前已有北京市、河北省、上海市、河南省、浙江省、山东省、四川省、重庆市、山西省、内蒙古自治区、广州市、武汉市、苏州市、佛山市、兰州市等数十个省(市)和地区发布了氢能产业发展规划/实施方案/行动计划; 在已经发布的地方规划中, 预计到 2025 年燃料电池汽车累计推广量将超过 15 万辆, 加氢站将超过 1000 座, 氢能产业累计产值将超过 9600 亿元。另外, 从研发投入来看, 尽管我国的氢能布局较晚, 但正逐渐成为研发预算投入增幅最大的国家 [9]。

(二) 产业布局

经过多年科技攻关, 中国已掌握了部分氢能基础设施与燃料电池相关的核心技术, 制定出台了国家标准 112 项次, 具备一定的产业装备及燃料电池整车的生产能力。当前我国氢能产业整体特点如下: 一是行业快速发展, 许多省份纷纷出台文件, 加快培育一批拥有氢能产业关键技术、核心装备和创新能力的企业, 并且开始布局关键材料和核心部件以及制氢、储运、加氢站、燃料电池汽车、燃料电池发电系统等重点项目, 国内氢能产业呈现出快速发展的态势。二是大型能源企业开始布局, 随着“推动充电、加氢等设施建设”列入 2019 年国务院政府工作报告, 以及中国石油化工集团有限公司、国家能源集团、中国石油天然气集团有限公司、国家电力投资集团公司等大型能源企业加大氢能产业布局, 氢能基础设施领域投资逐步开展。三是区域性特征明显, 在区域产业集聚效应也初步显现, 例如: 北部的北京、张家口、天津; 中部的武汉、郑州; 东部的济南、青岛、潍坊; 长江三角洲的上海、苏州、宁波; 西南地区的成都; 珠江三角洲的佛山、广州等根据自身资源禀赋研究编制地方氢

能产业发展规划，并先行先试推动氢能源及燃料电池产业化发展。

（三）产业政策

近几年，我国出台了系列政策和文件鼓励及支持氢能发展。2019年3月，中国第一次将氢能发展纳入政府工作报告。国家能源委员会会议提出：要加快能源开发利用关键技术和重大装备攻关，探索先进储能、氢能等商业化路径，依托互联网发展能源新产业、新业态、新模式。同时，我国发布的《中国制造2025》《国家创新驱动发展战略纲要》《“十三五”能源领域科技创新专项规划》等系列政策，都在积极鼓励氢能产业发展。2022年3月，国家发展和改革委员会、国家能源局联合印发的《氢能产业发展中长期规划（2021—2035年）》，对氢能在未来国家能源体系的重要地位给予肯定，并从产业目标、装备建设和应用示范几个方面入手，为氢能产业发展指明了方向。

五、我国氢能发展存在的主要问题与挑战

（一）氢能的定位与顶层设计滞后

与发达国家将氢能纳入国家能源体系不同，我国氢能定位与顶层设计布局较晚，直到近期才颁布了我国氢能源中长期规划，正式明确了氢能的能源体系定位，但尚未全面建立产业垂直管理与监管体系。与此同时，针对国家层面的战略目标、科技创新、重大装备研制、示范工程、产业化方向等方面提出的要求还需进一步深入研究，氢能产业化发展政策保障体系与实施路线图仍需进一步探索，立足长远的国家氢能产业顶层设计仍需进一步加强。

（二）氢能管理部门待明确且标准体系不健全

氢能产业链“制-储-输-用”等环节系统全面的标准体系尚不健全。燃料电池相关标准体系逐步完善，但在氢气制取碳排放标准、车载储氢瓶组标准、液氢民用标准、氢安全体系标准等方面仍然薄弱。各地在氢能发展过程中的先行先试极大地提升了氢能的发展速度，产业各环节参与方众多，由于标准的不统一给地方带来了管理归属不统一的问题。目前，涉及氢能相关环节的规划、安全、标准、项目核准等没有明确主管部门，相比于电动汽

车由国家主导、地方落实、企业推动的模式，中国氢能产业呈现出自下而上的发展态势，更多的是由地方和企业来主导。

（三）地区层面存在产业同质化苗头

氢能产业横跨能源、材料、装备制造等多个领域，既能有效带动传统产业转型升级，又能催生新产业链。因此，地方政府发展氢能的积极性高，多地发起氢能产业园区建设，各企业也在寻求项目落地。但由于缺少氢能产业链上、中、下游的统筹，地方和企业规划雷同性较高，甚至出现低水平的重复建设，短时间内面临产能过剩风险。同时，各地区氢能产业普遍存在重应用、轻研发，重短期效果、轻长期投入等问题，各地竞相开发氢能，抓技术、挖人才、找项目，目前氢能发展处于无序状态。

（四）产业链尚不完善且应用场景有待扩展

经过近年来的快速发展，我国已在氢能产业链实现系统集成以及关键零部件的自主化，但在电解槽的膜催化剂、氢瓶密封管阀件材料、加氢枪套管材料等原材料和基础制造工艺方面以及氢安全机理研究与检测装备技术方面仍存在明显短板。同时，我国氢能产业目前仍处于起步阶段，氢能全产业链条有待进一步完善。受技术、成本以及基础设施等因素影响，目前我国氢能应用场景集中在交通领域，氢能产业链落后于全球氢能产业化进程，且现有各地出台的氢能源发展规划也大多围绕交通领域，商业模式和持续路径不明确。

六、我国氢能产业发展的目标与实施路径

综合国际国内形势以及目前我国氢能源发展存在的问题与挑战，充分立足于氢能产业发展对我国绿色低碳发展、推动能源革命、建设制造强国的作用，从氢能产业的制备、存储和应用等关键环节，科学分析产业高质量可持续发展的重点任务和实施路径，通过改革创新破解发展难题，助力实现氢能产业高质量发展。

（一）发展目标

1. 2021—2025年：政策引导局部示范导入期到2025年，形成较好的氢能产业发展制度政策

环境,初步具备较为完善的氢能供应链和产业体系。氢能示范应用取得显著成效,制氢、储氢和用氢相关技术取得较大进展,具有一定的市场竞争力,且初步建立氢能供应体系。

2. 2026—2035年:市场驱动商业模式培育期

到2035年,形成较完备的氢能技术创新体系,整体产业链布局合理,可再生能源制氢得到广泛应用,消费占比显著增加,在交通、储能、工业等领域具有很强的市场竞争力,为我国实现碳达峰和能源转型发挥重要支撑作用 [10]。

3. 2036—2060年:产业生态绿色智慧成熟期

该阶段属于氢能产业发展成熟期,氢能源将同传统能源一样,充分进入交通、电站和储能等各个细分市场参与竞争,到2060年,氢能占终端能源消费比重达到20%左右,在全国乃至全球范围内实现将绿色能源转化为动力的系统解决方案。

(二) 实施路径

1. 制氢环节

(1) 加强可再生能源电力输入条件下电解水制氢重要性的认识,加快可再生能源直接制氢技术研发,开展应用示范。针对电解水设备跟随可再生能源电力的响应能力、可再生能源波动性对电解效率和设备寿命的影响、电解设备接入可再生能源电力的模式以及风场和光伏场等厂级电解水设备的配置与运行模式等开展模拟仿真与示范运行,强化数据支撑。此外,加大可再生能源电解制氢与绿氢消纳结合的相关示范力度。

(2) 持续提高碱性电解水技术水平,降低可再生能源电解制氢的成本。目前电解制氢的成本仍然高于化石能源制氢,降低可再生能源电解制氢的成本除了依赖于可再生能源度电成本的下降之外,还取决于电解水制氢技术的进步。碱性电解水(ALK)技术是短期内最有潜力实现低成本制取绿氢的技术。提高碱性电解水技术的电流密度是降低绿氢成本的重要途径,当电流密度从 0.4 A/cm^2 提高到 0.8 A/cm^2 时,在相当的电解槽成本下产氢量提高一倍,可降低氢气成本约2元/kg。国际可再生能源机构在2020年度报告中提出,将来碱性电解水的电流密度目标为大于等于 2 A/cm^2 ,不仅可显著降低氢气成本,而且电解设备将实现紧凑小型化。

(3) 持续攻关质子交换膜(PEM)和固体氧化

物电解池(SOEC)电解水技术。PEM电解水技术采用质子交换膜,使用贵金属铂和铱分别作为析氢和析氧催化剂,具有电流密度高($\geq 1 \text{ A/cm}^2$)、氢气纯度高、耐高压和体积小、重量轻的优点。在场地有限、压力有要求的应用场景具有明显优势,如加氢站现场制氢、管网注氢和分布式加氢桩等。SOEC电解水技术不同于PEM技术,是一种高温电解水技术。其运行温度在 $700\sim 850 \text{ }^\circ\text{C}$,具有比PEM更高的电效率,适应于高温热源场景。对上述两种制氢技术,应根据实际应用需求,有针对性地在本、寿命方面加大研发力度,促进技术应用。

(4) 加快煤制氢耦合碳捕集、利用与封存(CCUS)的示范论证及技术研发。与CCUS结合,是化石原料制氢的必然选择,而CCUS技术实现其大规模产业化取决于技术成熟度、经济性、自然条件承载力及其与产业发展结合的可行性。CCUS技术在各行业广泛应用不仅可实现化石能源大规模低碳利用,而且可与可再生能源结合实现负排放,成为我国建设绿色低碳多元能源体系的关键技术。国内外CCUS技术均处于研发示范阶段,需要持续降低捕集能耗和成本,拓展转化利用途径并提升利用效率,突破陆上输送管道安全运行保障技术,开发经济安全的封存方式及监测方法等 [11]。

2. 储运环节

(1) 加快高压气氢储运技术和装备研发应用。提高存储压力等级,增加氢气存储密度,提升储运效率是当前有效降低储运成本的方式之一。在高压气路运方面,逐步开发 50 MPa 、 70 MPa 大容量管束瓶,由现有的I型瓶和II型瓶逐步过渡至III型瓶和IV型瓶,储氢密度提高到 $5 \text{ wt}\%$ 以上。在车载高压储氢方面,突破 70 MPa 以上IV型瓶设计制造和瓶口组合阀关键技术,开展高性能碳纤维材料、碳纤维缠绕技术及成套设备攻关,优化 35 MPa 瓶口组合阀工艺。在固定式储氢装备方面,持续优化 50 MPa 以上超大容积固定式储氢容器材料工艺,破解存储空间和成本障碍。在安全性测试方面,提高 70 MPa 储氢容器及配套装备验证和性能综合评价核心能力。

(2) 加速大规模氢气液化与液氢储运关键技术研发。在运输成本、储存纯度、计量便捷性等方面,液氢储运要显著优于高压储运,在尚未具备大规模管道输氢的阶段,将氢液化以提高储运密度是

解决氢大规模储运的最直接有效方法 [12]。在长距离大规模氢储运需求方面,突破大规模氢气液化技术与成套技术装备,实现大规模高效低成本储运。在液氢制备方面,重点开展大规模、低能耗氢液化系统研制,高效率、大流量氢透平膨胀机研制,高活性、高强度催化剂研制。在液氢运输方面,重点开展低漏热、高储重比移动式液氢容器研制。在液氢储运方面,优化大型固定式球形液氢储罐和运输用深冷储罐工艺,提高性能水平,降低日蒸发率,开展车载深冷+常压储氢技术研究,落实深冷+高压超临界储氢技术布局,开展适用于固定式储罐和车载储氢瓶的常压、大流量和高压、低流量液氢加注泵方案设计和技术工艺。依托大规模氢气液化与液氢储运关键技术与示范项目,提高氢液化技术和装备水平。

(3) 布局管道规模化输氢及综合利用关键技术。针对长距离、大规模氢气输运与多元化氢气终端脱碳应用需求,开展天然气管道掺氢输送关键技术研究及氢综合利用示范项目,推动交通、建筑、工业与发电全域型应用领域的脱碳以及传统能源基础设施的再利用。重点开展天然气管道及装备材料掺氢输送适用性评价技术及安全边界研究、天然气和氢气混合气的氢气分离技术开发研究、掺氢管道内检测技术研究、天然气管道掺氢输送示范项目方案设计及建设研究、掺氢输送终端设备(燃气灶、热水器、锅炉等)适应性测试研究、氢气分离与纯化工艺及设备开发研究,推进纯氢管道输送试验管线示范。

(4) 建立大容量、低能耗、快速加氢站技术与装备体系。在技术装备方面,研究 90 MPa 压缩机设计制造技术,优化 45 MPa 压缩机工艺,突破大排量、大压比、低功耗、高可靠金属隔膜式和往复式压缩机装备;完成 70 MPa 加氢枪技术装备试验验证,实现加氢软管、拉断阀、流量计等核心零部件实现国产化;突破液氢加氢站在材料、结构、绝热、密封等多方面技术难题,实现液氢加氢站的产业化和大规模应用。在基础体系方面形成 35/70 MPa 加氢机、压缩机性能评价与检测认证体系,包括可靠性、计量、能耗、加注速率、寿命等重要性能指标。建立加氢站安全监控与评价体系。针对国内储运环节成本较高问题,开展制氢加氢一体站关键技术研究及示范项目,突破一体站内高集约化制氢纯

化一体化技术,开发高性能国产化加氢机、压缩机、工艺控制系统,为加氢站运营企业降低设备成本。

3. 用氢环节

(1) 交通领域:以重卡、公交车等商用车为突破口,建立柴改氢示范。我国氢能在交通领域的应用处于初期阶段,加氢基础设施建设尚不完善,而商用车应用场景和运营路线较为固定,能够大幅减少对加氢基础设施的依赖。燃料电池功率大、替换柴油的特性在商用车领域可以得到很好的发挥,加氢问题也能较好的解决。以商用车的规模化示范应用为基础,逐步实现加氢基础设施的全面覆盖,进而带动乘用车的推广应用。

(2) 发电领域:“氢储能+固定式燃料电池电站”模式有望成为发展出路之一。燃料电池发电系统需要寻找合适的发电场景和区域。国内发达的电网及廉价的电价使大型分布式燃料电池的发展较为困难,也缺乏相关的激励政策,同时现阶段国内的燃料电池技术水平与国外差距较大。但是随着可再生能源的发展,燃料电池成本的下降,固定发电结合氢储能将是国内发展的一个方向。

(3) 建筑领域:天然气管网掺氢可以有效解决大规模可再生能源消纳问题。将大规模风电、光伏制造的氢按一定比例掺入天然气,并依托现有天然气管网进行输送,掺氢天然气可被直接利用,也可以将氢与天然气分离后分别单独使用。可开展社区天然气管道改造,推动天然气掺氢在居民家庭的综合供能应用,对社区和建筑内的天然气管道进行改造,使之具有掺氢能力,并通过管道输送至居民房屋内部,满足居民的日常取暖、烹饪等生活需求。考虑安全性需求,需要结合我国的实际情况进行管道材料与掺氢天然气相容性的试验研究,对现有天然气管道输送风险进行评估利用,为管道安全输送提供依据。

(4) 储能领域:在大容量、长周期储能系统中,氢储能更具竞争力。氢储能被认为是当前一种新兴的储能方式,该技术对我国智能电网构建以及规模化可再生能源发电意义重大 [13]。要推动氢储能技术的发展,关键是要解决电力到氢能的高效率转化、降低规模化储氢成本、提高氢能综合利用效率等难题,突破风能、太阳能、水能等可再生能源波动性制氢、电管网络互通以及协调控制等关键技

术, 建立高效率、低成本、规模化的氢储能系统。

七、措施建议

(一) 加强氢能产业发展顶层设计

加快出台国家氢能发展1+N政策支撑体系, 制定详细的氢能产业发展实施路线图。充分立足于氢能产业发展, 对我国绿色低碳循环发展、推动能源革命、建设制造强国的贡献, 科学分析产业高质量可持续发展的技术路线、时间表与重点任务。发挥省级政府的作用, 统筹发展需求和实施资源, 加快氢能综合应用示范区建设。引导行业骨干企业向有基础、有条件、有优势的产业集聚区布局, 实现产业集聚。加大氢能产业对外开放合作, 积极参与国际氢能产业链, 构筑互助、共赢、安全、可控的供应链体系。

(二) 加快氢能全产业链标准体系建设

加快建立健全我国氢能标准体系, 逐步建立和探索以氢能领跑者计划等项目为抓手, 建立健全产业链重点技术装备的计量-检测-认证标准及体系, 积极引导行业高质量开展技术创新和标准编制。开发快速高效的氢燃料检测与计量方法, 建立氢燃料质量评定流程, 适时建立国家氢燃料质量检测中心; 参照充电设施, 尽快出台将加氢站纳入城市建设规划的指导意见。建立氢能作为能源的监管体制机制, 做好氢能行业基础性监管工作, 依托中国氢能联盟大数据平台, 全面掌握各地氢能行业发展情况、企业运行情况。推动绿色氢能减碳标准及机制研究, 结合碳足迹全生命周期和《低碳氢、清洁氢与可再生氢标准与评价》标准, 建立基于氢能产业的碳足迹标准和测量指标, 制定氢能产业链发展路径, 形成低碳、清洁、高效的生产供应链。建立覆盖氢气全生命周期的安全管理体系和安全维护作业记录数据库, 确保安全发展 [14]。

(三) 加大氢能全产业链的试点示范与推广

充分考虑目前氢能全产业链技术不成熟等现状, 早期以试点示范为主, 逐步扩大应用规模。大力倡导以氢能产业重点地区为试点的政策支持力度, 加强针对氢能产业的市场环境监管, 控制限制煤炭、石油等石化能源消费总量, 严格执行碳税、

碳排放交易等价格机制, 为氢能产业市场培育与有序发展提供保障。结合氢能及燃料电池试点示范工作, 出台氢能“十四五”专项规划, 围绕氢能交通、工业、储能多元化应用, 通过合理布局, 加快探索形成有效的氢能商业化发展路径。借鉴国际示范经验, 支持建设一批规模化可再生能源制氢综合应用示范基地, 通过规模化降低制氢成本, 鼓励“风光氢储融”一体化、“油氢气电”综合能源站等创新发展模式, 对于化工等减排需求较大的行业, 新增绿氢用能不纳入能源消费总量控制。

(四) 提升氢能科技创新, 实现高水平自立自强

健全完善氢能基础研发体系。从市场需求出发, 采取龙头企业主导的方式, 联合产业链上下游企业、科研院所, 建设涵盖全产业链的协同创新平台, 聚焦氢能领域关键核心技术, 进行设备、材料、零部件等共性技术开发和中试。集中资源推进头部企业关键技术研发, 建立氢能自主化重大技术装备评定制度, 列入“能源重大技术装备推广应用指导目录”在能源项目建设中推广应用, 并给予相关单位研发费用及税收优惠。超前开展产业链安全工作部署, 鼓励本土产业链上下游企业加强技术合作, 通过产业基金强化产业链资本联动和产业联动, 构建自主可控、安全可靠的生产供应体系。

参考文献

- [1] 李政, 张东杰, 潘玲颖, 等. “双碳”目标下我国能源低碳转型路径及建议 [J]. 动力工程学报, 2021, 41(11): 905-909, 971.
Li Z, Zhang D J, Pan L Y, et al. Low-carbon transition of China's energy sector and suggestions with the carbon-peak and carbon-neutrality target [J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2021, 41(11): 905-909, 971.
- [2] 邵志刚, 衣宝廉. 氢能与燃料电池发展现状及展望 [J]. 中国科学院院刊, 2019, 34(4): 469-477.
Shao Z G, Yi B L. Development status and prospect of hydrogen energy and fuel cell [J]. Bulletin of Chinese Academy Sciences, 2019, 34(4): 469-477.
- [3] 凌文, 刘玮, 李育磊, 等. 中国氢能基础设施产业发展战略研究 [J]. 中国工程科学, 2019, 21(3): 76-83.
Ling W, Liu W, Li Y L, et al. Development strategy of hydrogen infrastructure industry in China [J]. Strategic Study of CAE, 2019, 21(3): 76-83.
- [4] 张博, 孙旭东, 刘颖, 等. 能源新技术新兴产业发展动态与2035战略对策 [J]. 中国工程科学, 2020, 22(2): 38-46.
Zhang B, Sun X D, Liu Y, et al. Development trends and strategic countermeasures of china's emerging energy technology industry toward 2035 [J]. Strategic Study of CAE, 2020, 22(2): 38-46.

- [5] 刘应都, 郭红霞, 欧阳晓平. 氢燃料电池技术发展现状及未来展望 [J]. 中国工程科学, 2021, 23(4): 162–171.
Liu Y D, Guo H X, Ouyang X P. Development status and future prospects of hydrogen fuel cell technology [J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(4): 162–171.
- [6] 邓甜音, 何广利, 缪平. 不同应用场景的电解水制氢成本分析 [J]. 能源化工, 2020, 41(6): 1–5.
Deng T Y, He G L, Miu P. Cost analysis of hydrogen production from water electrolysis in different application scenarios [J]. Energy Chemical Industry, 2020, 41(6): 1–5.
- [7] 邱玥, 周苏洋, 顾伟, 等. “碳达峰、碳中和”目标下混氢天然气技术应用前景分析 [J]. 中国电机工程学报, 2022, 42(4): 1301–1321.
Qiu Y, Zhou S Y, Gu W, et al. Application prospect analysis of hydrogen mixed natural gas technology under the goal of “carbon peak and carbon neutralization” [J]. Proceedings of the CSEE, 2022, 42(4): 1301–1321.
- [8] 中国氢能联盟. 中国氢能源及燃料电池产业白皮书2020 [M]. 北京: 人民日报出版社, 2021.
China Hydrogen Energy Alliance. China hydrogen energy and fuel cell industry white paper 2020 [M]. Beijing: People’s Daily Press, 2021.
- [9] Bloomer NEF. Hydrogen: The economics of production from renewables [R]. New York: Bloomberg Financial, 2019.
- [10] 国家发展和改革委员会, 国家能源局. 氢能产业发展中长期规划(2021—2035年) [R]. 北京: 国家发展和改革委员会, 国家能源局, 2022.
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Medium and long term plan for the development of hydrogen energy industry (2021—2035) [R]. Beijing: National Development and Reform Commission, National Energy Administration, 2022.
- [11] 张贤, 李阳, 马乔, 等. 我国碳捕集利用与封存技术发展研究 [J]. 中国工程科学, 2021, 23(6): 70–80.
Zhang X, Li Y, Ma Q, et al. Development of carbon capture, utilization and storage technology in China [J]. Strategic Study of CAE, 2021, 23(6): 70–80.
- [12] 曹军文, 覃祥富, 耿嘎, 等. 氢气储运技术的发展现状与展望 [J]. 石油学报(石油加工), 2021, 37(6): 1461–1478.
Cao J W, Qin X F, Geng G, et al. Current development status and prospect of hydrogen storage and transportation technology [J]. Acta Petrolei Sinica, 2021, 37(6): 1461–1478.
- [13] 霍现旭, 王靖, 蒋菱, 等. 氢储能系统关键技术及应用综述 [J]. 储能科学与技术, 2016, 5(2): 197–203.
Huo X X, Wang J, Jiang L, et al. Review on key technologies and applications of hydrogen energy storage system [J]. Energy Storage Science and Technology, 2016, 5(2): 197–203.
- [14] 曹湘洪, 魏志强. 氢能利用安全技术研究与标准体系建设思考 [J]. 中国工程科学, 2020, 22(5): 144–151.
Cao X H, Wei Z Q. Technologies for the safe use of hydrogen and construction of the safety standards system [J]. Strategic Study of CAE, 2020, 22(5): 144–151.