

# 氢能产业如何健康有序发展

主持人

本报理论部主任、研究员 徐向梅

## 我国氢能产业进入快速发展窗口期

主持人：我国氢能产业经历了怎样的发展历程？

刘毅（清华四川能源互联网研究院副院长）：氢能是未来零碳能源体系中至关重要的组成部分，是目前唯一大规模跨季节存储可再生能源的手段。其中，绿氢是诸多行业深度脱碳的唯一手段，包括以石化、化工、钢铁为代表的工业领域，以冷暖气供应为代表的建筑行业以及以重卡、航运和航空为代表的交通行业。可再生能源成本下降、绿氢制备应用技术进步和全球“双碳”转型要求，推动绿氢快速发展。欧盟、美国、德国、英国、日本、韩国等主要经济体纷纷推出氢能发展战略。

“十四五”规划之前，氢燃料电池汽车是氢能发展重点。2000年，我国正式开展氢燃料电池汽车研发工作。随后，氢燃料电池及技术相继纳入《节能与新能源汽车产业发展规划（2012—2020年）》《能源技术革命创新行动计划（2016—2030年）》等政策规划计划中。特别是，“推动充电、加氢等设施建设”写入了2019年《政府工作报告》。经过多年努力，我国初步掌握了

主持人：世界氢能利用及发展趋势如何？我国氢能产业发展有哪些特点？

魏锁（中国产业发展促进会氢能分会会长）：全球能源结构正在向以清洁能源为主体的新型能源系统方向转变，氢能作为最具发展潜力的清洁能源之一，一方面能有效解决可再生能源大规模发展面临的消纳问题，另一方面也是实现交通、工业和建筑等领域大规模深度脱碳的有效路径。各国积极布局氢能产业，全球已有20个国家和地区发布氢能发展战略，氢能产业发展呈现以下趋势。

氢燃料电池产业化浪潮加速。经过近30年持续研发，燃料电池在能量效率、功率密度、低温启动等方面取得突破性进展，新一轮燃料电池汽车产业化浪潮正在逼近。国际领先企业已开展燃料电池电堆、催化剂、质子交换膜及燃料电池汽车等商业布局，燃料电池产业正从小规模示范转向大规模商业化应用。

低碳氢能呈现巨大发展空间。当前，传统化石能源制氢仍是主要制氢方式，占全球氢气产量的78%以上，但低碳制氢取代传统能源制氢的速度正在加快。包括蓝氢和绿氢在内的低碳制氢技术快速发展，全球各大能源公司多倾向将化石能源制氢和副产氢配备碳捕获、封存及利用技术（CCUS）作为向绿氢过

氢燃料电池电堆及其关键材料、动力系统、整车集成和氢能基础设施等领域的核心技术，培育出亿华通、重塑股份等领先企业，燃料电池成为氢能较为成熟的应用领域。2020年启动的燃料电池示范城市群申报工作，进一步推动了氢燃料电池汽车行业发展。从各城市群发布规划来看，北京、上海、山东、内蒙古等11个重点省（区、市）将在2025年实现共计超过8万辆燃料电池汽车的应用推广。2021年我国氢燃料电池汽车年销售1881辆，建成加氢站264座。

2020年是我国氢能产业发展的重要年份。氢能首次写入《中华人民共和国能源法（征求意见稿）》，从法律上正式步入能源体系。随着“双碳”目标和“1+N”体系确立，我国氢能规划从以燃料电池为主，向能源、工业、建筑等多领域拓展。自2021年以来发布的碳达峰、碳中和“1+N”系列政策文件都涉及氢能，但其定位最清晰准确的还是《氢能产业发展中长期规划（2021—2035年）》，即从生产端：氢能是未来国家能源体系的重要组成部分；从消纳端：氢能是用能终端实现绿色低碳转型的重要载体；从产业端：氢能是战略性新兴产业和未来

## 世界氢能产业加速布局

渡阶段的主要制氢技术，同时电解制氢设备运营规模提升，2021年全球低碳制氢产能达55万吨/年，新增电解制氢设备运营规模468MW（兆瓦）。在全球节能减排大背景下，“可再生能源+氢能”替代化石能源成为能源变革的重要方向，据不完全统计，截至2021年，全球约有500个氢能项目，其中约120个在建绿氢项目，全球规划中的吉瓦级绿氢项目规模合计达144.1GW（装机容量）。

储运技术成为氢能产业链发展的关键。从全球氢储运技术来看，主要以管道、高压气态、低温液态等形式为主，各国依托既有产业技术和基础采取不同储运方式。欧洲以发展管道输氢为主，利用现有天然气基础设施逐步建设泛欧洲氢气管网，预计2040年总长度达2.3万公里；美国管道输氢和液态储运技术成熟，拥有全球一半里程的输氢管道，运营15座以上液氢工厂，总产能超过326吨/天，居全球首位；日本和韩国正发展有化合物、液氢和液氢的跨洋运输供应链。

加氢站建设稳步推进。全球加氢网络建设加快，截至2021年全球建成加氢站800多座，其中30%为液氢加氢站，主

产业重点发展方向。

随后各地氢能产业政策密集出台，近30个省份及直辖市发布氢能发展相关政策方案。多数省（区、市）将氢能发展规划纳入新能源汽车产业、整体能源发展、战略性新兴产业发展或区域“十四五”规划当中，北京、山东、四川、河北、内蒙古5个省（区、市）专门出台了氢能整体产业发展规划和政策，重心从交通为主转向多领域拓展。从区域布局来看，各地结合顶层设计与自身资源禀赋推行氢能政策，力争成为细分领域的领头羊。广东聚集有16家燃料电池系统企业、13家电堆企业、13家膜电极企业等大量燃料电池相关产业链企业，形成了燃料电池产业集群，但氢气资源相对缺乏，因此以佛山为代表的地区一直深耕高附加值的燃料电池产品，通过关键零部件研发补贴、加氢站建设补贴等方式推动行业发展；内蒙古、宁夏等地拥有丰富的可再生能源与氢能应用场景，各级政府积极支持风光制氢一体化发展，并开展“多能互补+氢”“源网荷储+氢”等多个绿氢示范项目；北京、上海等地拥有丰富的工业副产氢以及大量科研院所，适合氢能产业综合发展与前沿技术开发，推出多项措施对氢能研发单位、科研成果给予奖励补贴。

需要注意的是，我国氢能在储能、发电和工业等新领域的应用仍处于发展初期阶段。为做好相应技术攻关，2021年

要分布在日本和美国，欧洲大多数加氢站采用站内电解水制氢技术，我国35MPa（车载储氢瓶压力等级）商用车加氢站及混合加氢站布局速度居全球首位。从各国发展战略看，预计2030年全球加氢站数量将超过4500座，形成多元化、网络化氢能基础设施体系。

氢能应用领域逐渐拓宽。随着产业技术快速发展，氢能能源属性逐渐明确，有望在氢冶金、绿氢化工、氢储能、综合能源、智慧能源系统中全面应用。同时，国际氢能标准体系日趋完善，截至2021年ISO（国际标准化组织）氢能技术现行标准为89项，主要涉及氢能储运、氢能安全、氢能检测试验方法、氢能制取设备和加注环节关键部件；IEC（国际电工委员会）燃料电池方面技术现行标准26项，主要围绕燃料电池术语、燃料电池模块以及不同类型燃料电池的安全性、相关试验及测试方法等方面。

近年来，我国已初步形成较为完整的氢能产业链，自主化水平快速提升，氢能技术基本能够支撑产业发展。具体看，一是政策体系不断完善。目前已启动两批燃料电池示范城市群建设，“氢进

技术自主创新力，打造具有完全自主知识产权的绿氢技术链条。

二是加大行业间协调力度，完善绿氢监管与标准体系。氢能属于危险化学品，制氢场地需建设在化工园区，加氢站商业用地与制氢工业用地的性质矛盾还未调和，可再生能源制氢及制储加一体化的建设运营面临障碍。目前40MPa高压及液氢民用化进程缓慢，缺乏相关标准和规范。建议尽快明确绿氢生产、储运、应用等环节的归口管理部门，完善相关管理章程和法规，制定统一、完善、连贯的制氢站、加氢站建设和运营审批政策及流程。加快现有涉氢标准规范修订工作，从通用安全要求、临氢材料、氢气密封、防爆等方面细化和完善氢能标准设计，建立健全包含检测、计量及售后服务保障在内的技术产品标准体系。

三是多措并举降低绿氢供应成本。用电成本是影响

## 智库圆桌 (第30期·总80期)

在全球能源转型、实现碳中和过程中，氢能承担着不可替代的重要角色。我国具有良好制氢基础和大规模应用市场，氢能产业呈现积极发展态势。2022年，国家发展改革委、国家能源局联合印发《氢能产业发展中长期规划（2021—2035年）》，从战略层面对氢能产业发展进行了顶层设计。本期邀请专家围绕氢能产业健康有序发展进行研讨。

《关于组织开展“十四五”第一批国家能源研发创新平台认定工作的通知》《“十四五”工业绿色发展规划》陆续印发，鼓励氢能可与可再生能源协同发展，推动氢能在化工、冶金等行业的关键技术攻关及应用。一批绿氢应用项目即将落地，为推动氢能多元利用、稳步构建氢能产业体系开了一个好头。

我国氢能产业进入快速发展窗口期，围绕生产、消纳、产业等方面定位，氢能产业发展进入“从氢燃料到氢能再到多领域拓展，区域布局强调统筹谋划、因地制宜、重点突出，产业发展以市场主导、创新驱动，完善规范”的新阶段。

万家”等一系列支持产业发展政策相继出台，各省（区、市）因地制宜布局氢能产业，累计出台相关政策164项。二是产业规模快速增长。2021年我国氢气总产量达3300万吨，应用场景进一步扩大，交通领域燃料电池汽车保有量近9000辆，工业、建筑、分布式能源领域应用正加快布局。三是氢能技术研发持续突破。制氢环节，可再生能源电解水制氢是主要发展方向，我国碱液制氢技术全球领先，质子交换膜制氢技术正加速发展；储运环节，目前氢气运输以20MPa高压气态储运为主，管道输氢、液氢储运技术和装备处于研发验证阶段，化合物储氢在局部地区实现应用；应用环节，氢燃料电池领域快速突破，催化剂、质子膜、碳纸、膜电极、电堆等多项技术已实现国产化。与国际先进技术相比，我国在氢能各个环节装备及产品性能、使用寿命、制造工艺等方面还有一定差距，特别是高性能材料和精密制造部件仍存在“卡脖子”现象，在产业规模、技术水平、材料研发、生产工艺、专利和标准输出等方面仍需加强创新攻关。

总体来看，国际氢能产业尚处于培育期。我国虽起步较晚但发展较快，具备快速推进氢能规模化应用与技术迭代升级的能力和条件，有着巨大的市场空间，有望在2030年前达到国际先进水平。

电解制氢经济性的核心因素，目前采用电网制氢成本远高于煤制氢。虽然利用可再生能源弃电制氢可降低制氢电价，但可再生能源弃电时长受新能源处理特性、电网调峰能力等不确定性因素影响。储运方面，采用高压氢气管束车运输，运氢规模小，单位成本高，氢气管道、高压深冷、液氢、氢存储等大容量、长距离氢气储运存在投资高、损耗大等问题。建议综合考虑绿氢制、储、运、加等环节实际经济性水平，研究制定面向上游绿氢供应的税收、电价优惠等过渡期扶持政策，降低终端用户用氢成本。加快钢铁、化工等高耗能行业碳交易市场建设，将绿氢纳入碳市场交易。制定液氢及管道运氢入段时间表，加快形成氢气大规模、长距离、低成本运输解决方案。



以植物、菌藻和动物等有机质为原料，提炼氢并使其与氧反应产生能量，用于热源和动力，称为生物质氢能。从生产的大规模和经济性看，其原料主要来自于甘蔗、甜高粱、甜菜和木薯等植物。

生物质原料，本身因可燃性等特性就是生物质能源，通过“生物质加工提醇—醇类制氢—氢氧反应”过程形成氢能。生物质能源从碳排放程度变化看，可分为直接燃用动物油及植物、菌藻植物提取乙醇燃用和乙醇等重整制氢使用三个阶段。人类生物质能源的生产与消费，在第一阶段中直接燃烧，污染和碳排放量很大；第二阶段生物质精细加工及使用，污染及碳排放减少；第三阶段通过深加工，转制氢能，实现生产和使用的低污染和零排放。

作为第三阶段的生物质氢能，其优点在于：它属于绿氢，由植物生长吸收阳光照热、土壤水分和二氧化碳，并将成熟后的果实和秸秆发酵提取乙醇，再重整制氢而形成，加工转换碳排放量微小；从生物质原料到加工提取的乙醇能源，发酵蒸馏获得乙醇转换用能不多，并且可来自于部分秸秆或酒精燃烧加温或者光电电加热，能源转换次数少，转换消耗能源低；生物质直接发酵提取乙醇，并由化学反应获得氢气，减少了风能、光能、电解水制氢需要先储能的环节，节省了成本和能源转换损耗。

从世界范围来看，当前各国主要通过石化原料加工制氢，而风能、光能、电解水制氢和生物发酵重整制氢的产量不到总产量的1%，其中生物质产能不到绿氢产能的1%，生物质氢能发展还处于萌芽阶段。目前生物质能源生产和消费大国主要是巴西、美国。巴西甘蔗生产的生物质乙醇等能源占其总能源消费的17.4%，轻型乘用车燃料总消耗中，生物乙醇占48.3%；美国2020年生产生物乙醇5050万吨，70%左右用于汽车动力，大部分地区使用掺加10%的生物乙醇汽油，近期为应对俄乌冲突提高到了15%。我国2020年生物燃料乙醇生产能力为300万吨左右，原料主要为玉米，乙醇掺入汽油比为10%，可加注使用的地区为黑龙江、吉林、辽宁、河南、安徽和广西，以及内蒙古、山东、湖北和河北等省区的部分盟地。

从我国国情和生物质能源特点来看，未来15年到20年，应当先走完生物质能源发展的第二阶段，为第三阶段生物氢能发展打好基础。现阶段应大力发展生物乙醇能源，生物质氢能是生物乙醇能源的制作再加工和产业再深化，因此乙醇生产难点，也是未来生物质能生产和产业化的难点。从上下游产业来看，集储运卸环节还存在诸多堵点。例如，在上游生产方面，目前提醇和制氢技术已经攻克，主要面临储运成本较高问题；下游产业发展主要是生物氢能生产地与使用地之间的多次罐储、装卸、运输、分销和加注等物流环节成本高；较经济的储运装卸氢能技术需要在材料和方式方面突破，新技术需考虑成本水平是否为市场需求接受；等等。

推进生物乙醇能源市场化，建议先发展植物乙醇，使其种植、集储、提醇实现经济性生产，将乙醇的成本降下来，形成制氢用原料规模化供给，实现集储运卸和终端使用方面关键性技术的突破，形成生物乙醇制氢的需求市场。以原料市场保证氢能生产供给，以需求市场平衡供给和拉动生产。这方面可借鉴美国和巴西的经验，普及掺加15%乙醇汽油和20%乙醇柴油的使用。

应当通过农业与工业融合，统筹粮食和能源发展。用土地和劳动力要素密集型投入路线，既生产乙醇和未来制氢，又形成“副产品饲料—养殖业—畜—产肉奶—有机粪肥—生态蔬菜”，助力农村产业融合。考虑到甜高粱等植物特性，种植规模上以3000亩到15000亩面积为宜。如果有一体化机械作业、道路条件优越和更低成本的集储运模式，那么乙醇加工规模可以相应扩大。

（作者系首都经贸大学特大城市发展研究院教授）

本版编辑 谢慧美 编高妍  
来稿邮箱 jirbjzk@163.com

## 围绕绿氢供应疏通产业链堵点

主持人：作为新兴产业，氢能终端应用前景如何，还有哪些瓶颈待突破？

刘坚（国家发展改革委能源研究所副研究员）：能源结构转型是推进“双碳”目标工作的主线，需要我们同步推动能源生产和消费革命，既要在能源生产侧大力发展可再生能源，又要尽可能提升终端用能电气化率，进而最大程度减少化石能源消费。但以风电、太阳能发电为主的可再生能源电力存在间歇性、波动性问题，化石能源作为工业原料、交通燃料以及高品质供热的终端用能消费难以直接通过电力替代。氢能凭借能量密度高、便于大规模存储、应用场景多等特点，在为高比例新能源电力系统提供大规模长周期储能的同时，也为用能终端脱碳提供了全新选择。在未来高比例可再生能源系统中，绿氢与绿电可以优势互补共同助力可再生能源价值从电力系统拓展至整个能源系统。

近年来，随着燃料电池汽车试点推进和资本投入规模不断加大，国内燃料电池核心零部件技术水平及系统集成能力显著提升。相比之下，当前氢能生产主要依赖煤炭、天然气等化石能源“灰氢”，而以可再生能源为基础的绿氢供应在制、储、运、加等环节仍存在堵点，需要从技术、标准、管理等方面突破。

一是聚焦绿氢供应链短板，加强核心技术攻关。目前碱性电解水设备成本较低，但在波动电源适应

性、能耗、占地、维护成本方面存在劣势。质子交换膜（PEM）水电解对波动性电源的适应性较强，但目前国内研发制造PEM水电解设备的企业比较少，规模经济不足。高温固体氧化物电解转换效率高，但目前仍处于技术研发和示范阶段。地质储氢和电制氢/原料是氢能大规模长周期存储的重要方向，我国氢能研究起步较晚，氢储能项目数量和技术水平与国际先进水平仍存在差距。在金属储氢、有机物储氢以及合成气储氢等方面国际上仍处于探索阶段，应用前景具有较大不确定性。因此建议重点攻克低成本、高灵活、高效率的电解水制氢技术，加强电解水制氢与上游波动性可再生能源发电和下游绿氢化工生产工艺的无缝衔接，降低终端化工产品碳强度。加大燃料电池关键材料技术研发力度，降低燃料电池对稀有金属的依赖。评估地质储氢资源潜力，深入研究氢能长周期储能可行性和经济性。不断提升关键



数据来源：《氢能产业发展中长期规划（2021—2035年）》