

“十五五”我国能源转型有望迎来“光热时刻”

□ 郭 兴 张小宝

光热发电兼具调峰电源和长时储能双重功能,能够有效平抑风电、光伏发电等新能源出力的波动性,是加快构建新型电力系统的重要支撑。在我国能源结构加速绿色低碳转型的关键时期,为助力能源强国建设,加快构建新型电力系统,国家发展改革委、国家能源局日前联合发布《关于促进光热发电规模化发展的若干意见》(以下简称《意见》),就光热发电规模化发展作出系统部署。

《意见》提出了清晰目标,到2030年,光热发电总装机规模力争达到1500万千瓦左右,度电成本与煤电基本相当;技术实现国际领先并完全自主可控,行业实现自主市场化、产业化发展,成为新能源领域具有国际竞争优势的新产业。

彰显价值:稳定灵活的独特优势

隆冬的青海德令哈,寒风萧瑟中蕴藏着一片由科技汇聚的暖意。茫茫戈壁滩上,一朵由数万面定日镜组成的巨型“太阳花”正静默运转,将炽热的阳光持续转化为稳定电能。这朵“太阳花”是德令哈50兆瓦塔式熔盐光热电站。该电站采用了中国产业发展促进会风光储融合分会理事单位——浙江可胜技术股份有限公司(以下简称“可胜技术”)的核心技术和关键设备,自2018年底投运以来运行稳定高效,屡次刷新行业纪录,已连续4年超额完成发电目标,成为我国能源转型历程中的生动见证。

光热发电是通过聚光系统收集太阳能能,借助储热装置实现连续供电的新能源技术,主要包含槽式、塔式、非涅尔式与碟式等4种类型,发电原理涉及光热转换与热功发电过程。从技术特点来看,光热发电拥有两大突出优势。一是自适适应高比例可再生能源电网的“稳定基因”。“与光伏发电相比,光热发电兼具绿色低碳、灵活调峰、电网友好的特性。”可胜技术董事长兼首席科学家金建祥介绍,相比风光配储的电网安全解决方案,光热发电安全稳定、容量大、储能经济长效,可实现24小时连续稳定发电,且能有效弥补风电、光伏的间歇性不足,提升电力供应的可靠性,为系统提供稳定可靠且相对经济的能量时移能力。

二是具备优异的电网支撑与快速调节能力。“光热发电采用同步发电机并网,可为电网提供必要的转动惯量和无功功率,这是当前以电力电子设备为主的风电、光伏所欠缺的,对维持高比例新能源电力系统频率、电压及功率稳定具有重要意义。”金建祥表示,光热电站由于没有锅炉的限制,在电网调频、调峰能力



新疆吐鲁番鄯善县1吉瓦“光热+光伏”一体化项目

新华社发

上也要优于传统燃煤机组。光热电站具备15%~100%额定负荷的宽幅负荷调节能力,调峰速率是传统煤电的2倍~3倍。

聚焦当下:规模化的挑战与机遇

经过多年发展,我国已成功掌握塔式、槽式、非涅尔式等主流光热发电技术,建成全球领先的光热发电产业链。但另一方面,我国光热发展还面临初始投资大、市场竞争能力偏弱、系统支撑调节价值未充分体现、产业技术水平仍需提升等问题。针对上述痛点,具体的发展路径该如何规划?

一是光热发电规模化发展必须坚持因地制宜、精准定位。水电水利规划设计总院党委委员、副院长张益国指出,我国光热发电资源潜力巨大,主要分布在内蒙古、青海、甘肃、新疆、西藏等省区。然而,上述省区电力系统相对薄弱,存在供需平衡问题。这就要求地方规划光热项目结合资源条件和电力系统结构,因地制宜明确光热发电项目建设规模,并结合区域产业发展需要协同布局。同时,需进一步明确光热技术在多元化应用场景中的独特价值,充分发挥其长板优势。光热技术应用可细分为三大场景。首先,在大型新能源基地中,光热发电可优化提升基地调节能力,提高绿色电量占比。其次,在区域电力系统中,光热电站可与风光项目构成多能互补

系统,缓解保供压力,支撑系统安全。最后,在源网荷储一体化应用场景中,光热发电可同时满足用电、用汽、用热需求。

二是光热发电仍需降低建设成本。《中国太阳能热发电行业蓝皮书2024》显示,2018年~2021年建成并网的光热项目单位成本在3万元/千瓦左右。2024年100兆瓦及以上规模光热项目平均单位千瓦总投资约1.6万元/千瓦。近年来,光热项目建设成本呈持续下降趋势,但同期同等规模光伏电站的建设成本只有光热项目的1/3,对比可知光热项目初期投资压力依旧很大。

值得期待的是,从国家到地方,推动光热产业降本增效的政策环境正在加速形成。以青海为例,该省明确2024年~2028年期间,纳入省级年度光热发电示范(试点)开发计划的项目,统一执行0.55元/千瓦时的上网电价标准。此项政策不仅为行业发展注入了确定性,更催生了如格尔木350兆瓦等标志性项目的建设,充分印证了清晰的政策信号对引导产业初期发展的重要性。

筑基未来:三大支点支撑愿景落地

产业蓝图已经绘就,实现路径亟待探索。对此,金建祥提出三项建议:首先,强化政策支撑,完善市场机制。“若

光热发电参照煤电执行每年330元/千瓦的容量电价,在年利用小时数低于2500小时的情况下,度电成本预计可下降约0.13元/千瓦时。”金建祥测算,按当前光热发电度电成本约0.55元/千瓦时估算,补偿后成本可降至0.42元/千瓦时左右,竞争力将大幅提升。

其次,规模效应与技术创新双轮驱动。当前降本有两条现实路径,一是发挥规模降本效应。同等技术水平下,项目装机规模从100兆瓦扩大至350兆瓦,度电成本可下降约0.18元/千瓦时。同时,产业规模持续扩大及关键设备材料的全面国产化量产,也能系统降低初始投资。二是依靠持续技术优化与迭代。以投资占比较高的熔盐储能系统为例,其采用低位罐短轴泵技术可降低储热系统成本约12%,采用高温新型熔盐可进一步降本约15%。

最后,共建健康、可持续产业发展生态。“企业应避免‘内卷式’降本,应理性竞争。‘低价者胜’的零和博弈思维,不仅会导致企业利润被压缩,还会引发质量风险、抑制技术创新。”金建祥指出,只有保障投资商、技术商的合理利润,才能驱动产业走向以质量与创新为核心的健康发展轨道,最终实现产业链各方的共赢与可持续发展。此外,金建祥呼吁采购方采用新的招投标方法,重视产品技术与质量。

2026年我国绿色氢氨醇产业发展十大趋势

□ 于光远

“十四五”期间,我国氢能产业蓬勃发展,取得了喜人成就。据中国产业发展促进会氢能分会(以下简称“氢能促进会”)数据显示,截至2025年末,我国绿色氢氨醇项目建成产能约29万吨/年,建成投运加氢站超430座,累计推广氢燃料电池汽车约3.4万辆。

2026年作为“十五五”开局之年,也将成为我国绿色氢氨醇产业从示范探索迈向规模化发展的启航之年,产业发展也将从政策驱动的示范探索阶段向以市场牵引的商业化落地转型。对此,氢能促进会梳理了2026年我国绿色氢氨醇产业发展十大趋势。

1、实施碳排放双控制,推动产业确定性持续增强

“十五五”规划建议在“加快经济社会发展全面绿色转型,建设美丽中国”方面提出了实施碳排放总量和强度双控制度的工作要求。氢能促进会预计,2026年有望成为我国实施以“强度控制为主、总量控制为辅”的碳排放双控制度元年。作为推动能源体系清洁低碳转型与形成绿色生产生活方式的关键一环,绿色氢氨醇在各领域的广泛应用,将与“双碳”目标实施深度融合,其战略地位将进一步提升,产业发展确定性持续增强。

2、构建碳足迹核算体系,夯实绿色价值兑现基础

2026年起,我国将进入实现2030年前碳达峰目标的冲刺期,经济社会发展逐步迈入深度减排阶段,碳排放核算机制加速完善,全国碳市场涵盖范围持续扩大,绿色氢氨醇作为非电绿色能源以及绿色原料,将成为各领域深度脱碳的关键方案。氢能促进会预计,2026年我国绿色氢氨醇碳足迹核算体系将初步建立,这不仅为其纳入全国碳市场奠定基础,更能推动环境价值的精准量化与经济价值的有效兑现。

3、政策“精准滴灌”,驱动产业发展有序破局

随着技术的不断成熟与产业规模的稳步提升,我国绿色氢氨醇产业已处于从试点探索向规模化发展的关键阶段。预计2026年,产业政策在坚持创新驱动引领全链条协同发展的同时,将通过体制机制改革和政策创新等方式,优先在绿电直连制氢氨醇、长距离输氢管网建设、氢能物流车大规模跨区域运营、氢电协同建设零碳园区等重点领域探索形成一批改革成果和标志性场景,以打造闭环商业化应用场景为抓手,引领产业规模化发展。

4、空间壁垒加速破除,产业迈向区域协同新格局

当前,经济性是制约绿色氢氨醇产业规模化发展的关键因素,打破空间壁垒、构建全国统一大市场是破除要素制约、优化资源配置、扩大产业规模、降低全链条成本的重要方式,基于不同资源禀赋开展差异化布局和产业协同,是绿色氢氨醇产业迈向商业化发展的最优路径。预计2026年,我国将通过“国家试点+区域合作”的模式,逐步破除要素跨区域流动障碍,推动形成多个深度协同、分工明确、要素互补的区域发展集群。在此过程中,各区域将依托各自优势进行差异化布局,稳步形成错位发展、优势互补的产业生态和全国一盘棋的协同发展格局。

5、产业进入深度调整期,发展逐步回归价值导向

在“十四五”期间,我国氢能产业高速发展,技术水平、装备自主水平、产业规模等快速提升,但也带来了“内卷式”竞争、同质化发展、产能利用不足等问题。预计2026年,在市场机制调节下,我国氢能产业发展将进入以价值重塑为导向的深度调整期。在此期间,产业发展将逐步从政策驱动向市场驱动过渡,产业投资回归理性,部分低效或不成熟的项目将被淘汰,缺乏核心竞争力和技术护城河的企业将被兼并或退出市场,投资热点从“概念炒作”向

“价值创造”转向,企业战略从“跑马圈地”向“精耕细作”转型,发展重点从“量的扩张”向“质的提升”转变。

6、项目建设提档加速,产能有望突破50万吨/年

据氢能促进会数据显示,2025年我国新增建成投产绿色氢氨醇项目产能超16万吨/年,累计建成项目产能约29万吨/年,随着多个万吨级示范项目建成投产,绿色氢氨醇产业发展信心将得到进一步增强。预计2026年,绿色氢氨醇项目建设将进一步提速,从项目密集规划期向集中建设期加速迈进。据氢能促进会数据预计,2026年我国绿色氢氨醇项目新增产能将突破20万吨/年,全国累计建成产能将超过50万吨/年,对工业、能源、交通等领域绿色低碳转型支撑能力持续加强,并带动关键技术与核心装备在实践中快速迭代。

7、储运体系建设提速,加氢站用地制约有序破除

建立高效低成本的氢储运网络,是推动氢能产业高质量发展,实现各领域规模化应用的必要条件,各类氢储运技术在“十四五”期间均实现了技术突破。预计2026年,30兆帕高压长管拖车、液氢槽车将率先从装备可靠性验证迈向应用推广阶段,国内首条跨区域长距离输氢管道有望破土动工。同时,对外运营加氢站的用地要求有望迎来改革,工业用地建设加氢站将获得对外运营许可。

8、交通领域迎来“临门一脚”,工业领域绿氢替代提速

“十四五”期间,经过各方的持续探索与不断实践,在交通领域,冷链物流等商用车跨区域运行发展模式的商业可行性已获得广泛认可,在工业和能源领域,绿氢应用和替代的相关技术和装备也完成示范验证。预计2026年,燃料电池及整车制造企业将围绕重点城市和物流枢纽,通过与加氢站建设单位跨界合

作,协同推进加氢站建设和氢燃料汽车的推广。预计到2026年末,我国氢燃料电池汽车保有量或将达到5万辆。在此过程中,物流运输量大、副产氢相对丰富、经济基础较好的东南部地区以及华中地区将成为氢燃料汽车推广的“主战场”。与此同时,随着我国碳市场建设的不断完善,叠加欧盟碳边境调节机制将正式迈入强制征收阶段等因素,工业领域脱碳需求将愈发凸显,带动绿氢需求快速增长。

9、从规模扩张到质量为王,氢能装备竞速进入新阶段

当前,我国电解槽、燃料电池等核心装备大型化成果显著,单机规模已达全球领先水平,电解槽单槽最大产氢量已达5000Nm³/h,氢燃料电池电堆单堆功率达400千瓦,均可基本满足近期产业发展需要,且制造成本已大幅降低。预计2026年,市场需求将从追求设备大型化降低投资成本,向关注工况性能与运行稳定性转变,企业研发方向也将聚焦于寿命、能效、工况适应性等方面的性能提升。同时,加快建立科学全面的检测标准和建设公正权威的认证平台,也将成为各相关方角逐产业发展新优势的重点方向。

10、产业出海模式升级,深度参与全球氢能产业治理

当前,我国已成为全球氢能产业发展的主要推动者,电解槽、燃料电池等核心产品在全球范围内拥有较强的性价比优势。预计2026年,业界在持续深耕国内市场的同时,将加大海外市场拓展力度,产业竞争格局从“国内争锋”转向“全球竞技”。在此过程中,企业“出海”将从单一的装备出口,向工程总承包、技术授权、合资建厂等全产业链解决方案升级,以此更好满足海外市场本地化需求并降低合规风险。此外,为了加速融入乃至塑造全球氢能产业生态治理体系,我国将更加积极地参与国际标准制定,推动绿色氢氨醇认证体系衔接互认将成为重点工作。

关 注

国氢科技:氢能“独角兽”引领PEM制氢加速前行

□ 张小宝

2025年,中国绿氢产业正从示范探索迈向商业化应用的“关键跨越期”,一批万吨级绿氢项目加速落地。作为国内第一家专业从事氢能产业的央企二级单位及行业知名的“独角兽”企业,中国产业发展促进会氢能分会常务理事单位——国家电投集团氢能科技发展有限公司(以下简称“国氢科技”),自2018年起前瞻布局质子交换膜(PEM)电解水制氢关键技术的自主研发,持续引领国内PEM制氢技术的迭代与突破,推动自主化技术实现了从兆瓦级示范到千标方级、万标方级的产业跨越。

2025年6月,国氢科技推出国内单套规模最大的PEM制氢装备“氢涌卓瀚4000”,凭借大型电解槽研发与多对一系统集成方面的领先优势,加速了PEM制氢设备的大型化进程。同年7月,国氢科技10000Nm³/h的“氢涌”PEM制氢系统在大安风光制绿氢一体化示范项目成功投运,标志着国内最大规模PEM制氢装备首次实现工业级运行。该系统在应对风光发电波动、快速启停及宽负荷调节等方面表现优异,验证了PEM技术效率高、响应快、适配灵活性强的特点,为绿氢制备的稳定经济运行提供了可靠支撑。

截至2025年12月,“氢涌”PEM制氢装备累计出货量位居国内第一,兆瓦级电解槽商业运行时间已近10万小时。面对PEM制氢设备长期存在的成本高、验证少等挑战,国氢科技通过技术突破与规模化应用推动成本持续下降。近3年来,PEM制氢设备市场价格下降幅度超过60%,全生命周期成本与碱性电解水设备相当。2025年,全部采用PEM技术的绿氢项目已达20余个,全年订单量较2024年增长3倍以上,市场需求进入快速释放期。

在绿氢产业蓄势腾飞、PEM规模化应用攻坚提速的重要阶段,国氢科技作为重要的参与者、推动者与引领者,正以持续自主创新 and 规模化落地双轮驱动,为我国构建新型能源体系注入强劲的“氢”动力。

中华煤气:百年基业深耕,氢能赛道先行

□ 张莉婧

中国产业发展促进会氢能分会会员单位——香港中华煤气有限公司(以下简称“中华煤气”)成立于1862年,是香港历史最为悠久的公用事业公司及全港规模最大的能源供应商之一,该公司于1960年在香港上市。160余年的时光里,中华煤气完成了从香港本地燃气公司到综合能源服务商的成长蜕变,业务板块覆盖天然气全产业链、可再生能源、环保产业、绿色燃料与化工、生活服务等多元领域,业务版图覆盖中国香港、内地及东南亚地区。目前,中华煤气在内地投资已超200亿元,是亚洲能源行业极具规模的企业集团。

中华煤气于1994年开启内地城市燃气业务,并以“港华智慧能源”为品牌拓展业务。历经30余年的发展,港华智慧能源业务遍布全国29个省级地区,城市燃气项目超320个。2024年天然气总售气量达364亿立方米,较上年度增长5%,约占全国天然气消费总量的8.5%,位居我国城市燃气集团前列。港华智慧能源在持续深耕内地公用事业的同时,积极投身能源转型,发展分布式光伏、储能、碳资产管理及绿电等综合能源业务。

依托自身优势,中华煤气在传统城市燃气业务的基础之上,积极布局氢能业务。在香港,中华煤气供应的燃气成分中约50%是氢气,该公司拥有丰富的富氢燃气管网输配经验。近年来,中华煤气在管道提氢、充电和综能利用、垃圾制氢、交通及建筑等领域积极布局。同时,为推动氢能技术发展与应用,中华煤气携手香港科技大学设立香港首个氢能创新平台,联合全球学术及业界力量,在科研成果转化等相关领域开展合作,构建开放共赢的氢能产业生态系统。

在内地,港华智慧能源聚焦场景应用,参与了多项氢能标准制订与氢能课题研究,持续探索多元化发展新路径。其中,潍坊港华参与科技部“氢进万家”示范项目,负责城镇天然气管网掺氢关键技术的研发与应用,为氢能社会化应用提供核心支撑。未来,中华煤气将在国家“双碳”目标的引领下,持续探索能源转型路径,致力打造安全、可靠、洁净的智慧能源体系。