

突破 1300 艘,总量占比超九成

新能源船舶走进内河航运日常运营

■本报记者 梁婉然

交通运输部水运科学研究院日前发布的《中国新能源清洁能源船舶发展报告(2025)》(以下简称《报告》)显示,截至2025年底,全国新能源清洁能源船舶总量已突破1300艘,年度增幅达30%,其中内河船舶超过1200艘。

1300艘的数量并不庞大,但30%的增速和超过九成的内河占比意味着新能源船舶正在从过去零散的试点示范走进内河航运的日常运营中。《报告》指出,在政策、技术、设施与市场的协同作用下,中国内河新能源清洁能源船舶的发展已与国际基本“并跑”,电动船舶的应用规模和水平处于全球领先地位。

■政策体系成型

2025年,新能源清洁能源船舶政策的最大变化是从零散试点转向系统性的规模化推动,国家、行业和地方三个层面开始形成合力。

国家层面,交通运输部等十部门联合印发《关于推动交通运输与能源融合发展的指导意见》,围绕交通基础设施、运输装备、燃料供应等领域部署多项重点任务。中国人民银行等三部门则将LNG、甲醇、氨、氢及电池动力船舶纳入绿色金融支持范畴。行业层面,交通运输部完善老旧营运船舶报废更新补贴机制,发布交通强国建设试点申报方向指引,并与长三角三省一市联合制定内河航运高质量发展先行区行动方案。

地方的实践也值得关注。2025年,山东和安徽两省率先对新能源船舶实施免费过闸政策,山东省规定2025年4月1日至2028年3月31日,对通过京杭运河山东段

船闸的LNG、甲醇、氢燃料、氨燃料、纯电池动力等新能源船舶免收过闸费;安徽省则明确2025年8月1日至2027年12月31日,对通行江淮运河的新能源船舶实施免费过闸。浙江省湖州市更出台全国首部绿色航运地方性法规《湖州市绿色航运条例》,从法治层面保障新能源船舶推广应用。激励政策正在切实降低新能源船舶的运营成本,为规模化应用扫清障碍。

■船队多“能”并进

《报告》指出,船队用能多路并进,船队结构不断变化,纯电领跑,LNG稳增,甲醇和氢能接连破局。

2025年,纯电池动力船最为活跃,其中623艘已投运,同比增长42%,客船587艘、货船36艘。货船数量虽少,但吨位和航线意义重大。比如江苏远洋在“南京—徐州”航线上批量投入5艘120TEU纯电动集装箱船,“江远金陵”轮全年运营31航次,运输2447TEU,货物周转量超7000万吨公里。这条航线串联徐州、宿迁、淮安、扬州、南京五大港口,标志着内河集装箱运输的电动化从单船示范走向了航线化运营。湖州则开通“长兴—乍浦”示范航线,并启动建造或下水新能源船舶累计达30艘,成为“船舶全域电动化”的样本。

LNG动力船仍是规模最大的替代燃料船型。《报告》显示,该船型以666艘的存量、18%的增幅,表明其在内河散货、集散两用船中的接受度较高。“济宁港航7002”轮常年跑京杭运河,配置30立方LNG储罐,续航2200公里,2025年全年运营24航次,年用气量82.72吨,运营数据已趋近传

统燃油船。

甲醇动力船虽然总量仅19艘,但技术突破抢眼。2025年10月,“远醇001”轮投入杭州下沙至嘉兴乍浦航线,它是全球首艘甲醇电动集散两用船,采用“甲醇发电—电动推进”模式,而非传统甲醇直推。这种“甲醇—电—智能控制”的能量管理方式,对船型适应性更广。同月,玉柴船电研制的全球最大功率点燃式单一甲醇发动机获船级社认证,功率达670千瓦,为后续大型甲醇船扫除了动力瓶颈。

氢能和氨燃料则从实验室走向实船。2025年12月,内河64TEU氢燃料电池集装箱船“东方氢港”号完工交付;7月,“远拖一”港作拖轮完成全球首次船用绿氨加注作业,打通了“绿电—制氢—制氨—加注—应用”的全链条。“首艘”“首次”意味着技术路线的可行性被一再验证。

■设施“追上来”

船舶建造好后能否跑起来,取决于能源补给是否跟得上。《报告》显示,2025年充电、加注设施和绿色燃料供应都在加速追赶。

充换电设施方面,全国已投用货船充/换电设施32处,其中充电20处、换电12处,技术迭代明显。直流快充电压普遍达到1000V,比过去低压交流充电提升160%,最大充电电流可达1000A,具备兆瓦级充电能力。一艘载电量2000kWh的电动货船,单路充电时长已从4—5小时压缩到2小时以内。此外,换电流程也在优化,江苏、山东、湖北等地的换电站已实现标准化作业。

LNG加注网络相对成熟。《报告》指出,全国18处加注设施中,岸基4处、加注趸船9艘、加注船5艘,2025年全年LNG加注量

达75.5万吨,同比翻倍。其中内河及沿海内贸船舶加注约6.2万吨,同比增长明显,内河LNG船舶的运营活跃度不断提升。

绿色甲醇供应则呈现“外热内冷”的态势。上海港2025年绿色甲醇加注量达1万吨,位居世界港口前列,但主要服务于国际航行船舶。内河甲醇加注设施仍然空白,专用加注趸船和移动加注船尚在建设。

此外,虽然供应端产能规划庞大,全国绿色甲醇项目达210个,总产能超5100万吨/年,但真正建成产能仅32万吨/年,且大部分尚未对接船舶终端,而氢和氨的加注则刚刚起步。《报告》认为,绿色燃料面向船舶终端的供应体量仍有较大增长空间。

当前新能源清洁能源船舶已迈过最难起步阶段,但要真正成为内河航运的主流选择,还需在设施配套和经济性上继续突破。

绿氢—DRI炼钢需走差异化发展之路

■本报记者 苏南

“双碳”目标下,钢铁作为能源消耗和碳排放高度集中的基础产业,正面临前所未有的减排压力与转型挑战。作为钢铁行业深度脱碳的核心路径之一,绿氢直接还原铁(以下简称“绿氢—DRI”)为行业深度脱碳提供了技术“路线图”。

在业内专家看来,我国绿氢—DRI炼钢尚处于起步阶段,必须立足我国资源禀赋与产业布局,走一条差异化的区域适配之路。

■具备长期战略潜力

我国钢铁工业规模巨大,但面临着铁矿石对外依存度高、清洁能源与产能布局错位的挑战,寻找替代传统高炉—转炉长流程的低碳工艺已成为共识。业内专家认为,绿氢—DRI技术以可再生能源制氢替代化石能源作为还原剂,理论上可实现近零碳排放,是未来低碳钢铁生产的重要方向。

我国已将氢冶金特别是氢基直接还原作为关键技术路径纳入政策顶层设计。2024年国务院《2024—2025年节能降碳行动方案》要求积极推动氢冶金等低碳炼铁工艺示范;同年12月,工业和信息化部、国家发展改革委、国家能源局联合发布的《加快工业领域清洁低碳氢应用实施方案》将氢冶金列为工业清洁氢应用重点场景,提出到2027年实现规模化应用目标。

在标准与法律层面,2024年,中国钢铁工业协会牵头制定《氢基竖炉直接还原炼铁技术规范》,填补国内氢基DRI工艺标准空白;在碳市场机制上,2025年,生态环境部发布《全国碳排放权交易市场覆盖钢铁、水泥、铝冶炼行业工作方案》,钢铁行业首次被纳入全国碳市场,间接推动绿氢—DRI等低碳新工艺应用。

北京科技大学副教授姜春鹤指出,我国绿氢—DRI相关技术近年来步入示范验证阶段,已初步形成以氢基竖炉直接还原为核心的低碳冶金工程体系。总体看,我国已形成“小规模纯氢中试—中等规模示范—百万吨级工程”的技术梯度。绿氢—DRI具备长期战略潜力,但未来新增产能规模较大且区域布局尚未定型。绿氢—DRI的发展不应简单依托现有钢铁产能分布,而应结合资源禀赋合理布局新增产能,并同步构建高效供应链体系。

■面临多重难题

绿氢—DRI在我国的规模化落地仍面临多重挑战,首当其冲的是经济性问题。

“绿氢成本高企、碳成本传导不充分,导致绿氢—DRI路线在2030年前仍难以与高炉—转炉路线直接竞争。”姜春鹤直言,“不同工艺路线的成本结构、关键变量与降本路径也存在差异,需要通过结构化的省级测算加以识别。国内虽已具备百万吨级氢基竖炉示范基础,但高氢或纯氢条件下的连续运行、系统集成和工程放大经济性仍需进一步评估。”

中冶京诚工程技术有限公司首席专家、总设计师赵志龙指出,从工程实践看,最大的制约仍来自市场。目前,竖炉已实现工业化连续稳定生产,但电熔分炉技术还处于试验研发阶段,大规模应用尚未迈出关键一步。各类技术探索最终都需要商业化支撑,即项目能否实现盈利并维持可持续运营。只有具备低成本电力

和氢气,才能支撑绿钢的低成本生产。尽管部分地区资源条件较好,但如何将资源禀赋真正转化为项目落地,仍需产业政策和地方支持,预计还需要5年左右。

中国国际工程咨询有限公司副主任田泽普也强调了“算经济账”的重要性。绿氢的稳定供应需要一系列设备性能提升和冗余设备保障,这些投入会推高上游供应成本。目前绿氢成本的下降仍需要规模、市场、技术、政策共同发力。从绿电、绿氢到绿钢,不同行业之间的磨合仍需时间,尤其是电力企业对电解槽出力特性的理解以及钢铁下游对绿色溢价的认可,更需要时间积累。

资源与市场的错配也是一大痛点。中南大学教授潘建认为,因为管道输氢成本较高,且面临投资大和安全风险,氢气应尽量就地使用。然而,我国绿电与绿氢产能集中在西北、华北,而钢铁产能多分布于东部沿海,“产地”与“销地”的分离给供应链带来巨大挑战。直接还原铁的主要用途应定位于优特钢,而不是普碳钢。“在布局上,内蒙古、宁夏等风光资源丰富地区可生产绿氢—DRI并向京津冀输送;但面对长三角和珠三角市场,则应生产绿色优特钢直接进入终端市场;四川、重庆等地应结合钒钛资源发展特色氢冶金,不走常规钢—铝路线。”

中国废钢铁应用协会副秘书长王方杰认为,绿氢—DRI与废钢并非单纯的竞争关系。随着钢铁产量下降,优质加工废钢可能减少,绿氢—DRI可作为补充。“并非每个地区都适合布局绿氢—DRI项目,不建议缺乏成本优势的地区盲目参与。”

■分阶段构建绿钢生态体系

业内认为,应按照“成本排序+工程成熟度”的双重标准,分阶段推进绿氢—DRI路线布局,并加强跨行业协同。

北京科技大学与自然资源保护协会发布的《绿氢DRI炼钢:区域适配与发展路径》建议,将我国绿氢—DRI发展划分为三个阶段:2030年前为“条件准备期”,重点推进国内矿路线的关键技术攻关和进口矿路线的整体示范;2030—2040年为“路线验证与过渡期”,若国内矿路线成熟,应在内蒙古、宁夏等具备长期成本优势的省份推广;2040年后为“成熟路线规模化期”,国内矿路线可作为长期多省份推广方案。

业内一致呼吁,除了技术和装备水平提升,更需要加强不同行业之间的协同。中国国际贸易促进委员会冶金行业分会副秘书长苏步新强调,我国应进一步完善绿钢标准和氢冶金标准,并推动其获得欧盟、日韩等国家和地区的认可。“建议绿钢市场培育初期应坚持政策引导与市场需求‘两条腿走路’,优先从附加值较高、绿色溢价占比较低的产品入手,逐步形成行业共识。”

针对区域布局,潘建建议,应聚焦内蒙古、宁夏、吉林、河北、山东、辽宁和天津等低成本省份,不同地区根据资源条件选择差异化路径,避免盲目上马项目。

《绿氢DRI炼钢:区域适配与发展路径》也建议,以“绿电—制氢—冶金”协同为核心优化能源政策,探索绿电直供、分时电价优化等机制,降低早期项目的用能成本。同时,应将碳成本与绿色产品机制作为中长期制度安排,增强碳价的稳定性和可预期性,让低碳钢的环境价值转化为市场溢价。

零碳园区如何算清「经济账」

■本报记者 张胜杰

“当前,制约零碳园区发展的主要矛盾,已不再是‘技术是否可行’,而是‘经济账能否算清,投入责任能否落实,低碳价值能否转化’。”近日,在“从零碳投入到绿色收益——零碳园区经济性与商业闭环研讨会”上,国家能源局原副局长、中国能源研究会第八届理事会理事长史玉波开门见山指出零碳园区的症结。如何将把“谁为零碳买单”这道题解好?与会人士认为,这既是经济题,也是战略题——关

■从“加分项”变为“准入条件”

2025年12月,《国家级零碳园区建设名单(第一批)》印发以来,零碳园区正从概念探索加快迈向规模化落地。截至目前,全国已明确52个国家级零碳园区和247个省级零碳园区,建设进入政策强力驱动、试点全面铺开、区域差异化推进的新阶段。

“绿色低碳发展已走过‘喊口号’阶段,正成为决定企业生死存亡的核心竞争力。”香港品质保证局总裁、教授陈沛昌直言,低碳能力正从企业的“加分项”演变为国际市场的“准入条件”。

产品的碳足迹正在成为全球通用的新一代国际贸易语言,供应链脱碳全面加速,正从“单打独斗”转向“生态较量”。

零碳园区是制造业绿色转型的“新基建”。如今,园区的竞争正从土地、税收、劳动力到绿色能源、数字治理、可持续披露、绿色金融切换。

国网能源研究院电网所副所长靳晓凌介绍,国家级零碳园区中,近90%采用“园中园”模式,其余为整体开发模式;而省级零碳园区中,浙江、河北、深圳数量位居前三,占省级总数的38.5%,其余主要分布在辽宁、山东、江西、安徽等地。

陈沛昌强调:“今后,谁先构建零碳园区生态体系,谁就在新一轮国际产业博弈中占据主动。”

■缺少商业闭环

“一个零碳园区,储能配多少、绿电比例定多少、外线谁投资、备用容量怎么算?每一个选择都关系到巨量的投入和十几年的运营周期。”史玉波分析指出,从“零碳投入”到“绿色收益”,中间缺的是一套可核算、可交易、可融资的商业闭环。

对此,靳晓凌深有感触。“目前,零碳园区盈利空间有限,绿电直连项目供电成本降低不及预期。”他认为,部分园区招商引资与产业升级困难、周边新能源资源有限、直连线路过长提高建设成本、与公共电网交叉跨越存在安全隐患等问题逐渐显现,绿电直连项目投资回报不及预期。加之新能源全面入市、固定分时电价转向市场化分时电价,带来市场对购电价格持续降低的预期,园区管委会和企业担心绿电直连项目难以降低用电成本且增加运维难度。

零碳园区建设包括基础设施改造、风光储与直连线路建设、能碳管理平台建设等方面,初始投资动辄数十亿至数百亿元,回收期多在10年以上。“多家企业参与零碳园区建设,目前仍处于多主体博弈和探索阶段,投资、建设、运营各主体存在权责划分不清晰、收益分配机制不明确的问题。”靳晓凌坦言。

另外,目前各方投融资态度保守。在靳晓凌看来,银行方面,绿色金融缺乏减碳效益评估标准,缺乏明确的放贷依据;地方政府方面,当前财政紧张、正处于化债关键期,设置地方专项债券持谨慎态度;社会资本方面,由于看不到明确的盈利预期,对投资持谨慎态度。

■多元路径与创新机制协同破题

零碳园区的经济性不是纸面上算出来的,而是在实践中干出来的。那么,破题的关键何在?

“首先,以多元路径夯实园区能源底座。零碳园区的能源底座,不是靠单一模式撑起来的。”史玉波说,当前有多条路径在并行推进:绿电直连政策逐步打通,新能源可以依托园区实现物理溯源直供;源网荷储一体化在多个试点园区进入实施阶段,储能和柔性负荷调度在落地;数据中心作为“虚拟电厂”参与需求响应也有政策空间。

在史玉波看来,这几条路径有一个共同前提——稳定的大规模用电负荷。有了负荷这个“锚”,储能调峰、需求响应才有施展空间;没有负荷,再好的绿电也面临“发了用不完”的尴尬。

低碳价值要转化,先要可计量、防漂绿。如何以标准评价体系算清“绿色收益”?史玉波认为,标准要解决三个实际问题:一是让园区知道自己到底减了多少碳、省了多少钱;二是让金融机构能据此评估项目质量,决定贷不贷、贷多少;三是防止“漂绿”,让真正做事的人不被“搭便车”的人稀释。

另外,要以数智与金融创新打通“最后一公里”。史玉波称,能碳数字化平台让每一度电、每一吨碳实时可见、可核证,这是把“绿色”变成“资产”的技术基础。绿色信托、可持续绩效挂钩融资,以及国际资产评价体系,则把低碳绩效映射为可融资现金流与资产溢价。

中国能源研究会副理事长兼秘书长孙正运在总结时提醒,经济可行性是零碳园区的核心,必须算清这本经济账。从单纯依靠政策补贴转向市场化可持续循环,从节能、清洁能源替代到低碳,这是一个长期过程,需因地制宜、循序渐进。“应做好数据透明与规划把关,建立透明的碳排放数据底座,强化初期规划的经济性评估,避免盲目投资。”