

# 绿氢制取商业化,不应只关注成本

■本报记者 赵琼

发展以光伏、风电等可再生能源制氢为主的绿氢产业,是落实“双碳”目标的重要举措。目前电解水制取绿氢技术主要有四种:碱性水电解(ALK)、质子交换膜水电解(PEM)、阴离子交换膜电解(AEM)和固体氧化物水电解(SOEC)。

《中国能源报》记者了解到,在“压价格、降成本”的趋势下,业内人士呼吁,当下,绿氢制取商业化应用不应只关注成本问题,还需聚焦产品在不同应用场景下的可靠性和安全性,更需政策在企业商业化探索道路上进一步支持。

## ■ 碱性水电解制氢占主流地位

根据势银能链的统计,截至2023年底,我国已有337个绿氢项目,基本实现覆盖全国,其中332个项目处于运行、在建和规划状态,仅5个项目废止。排除废止项目,目前已披露的绿氢产能总量达489万吨/年,产能集中于内蒙古、河北、新疆、甘肃等西北地区。

目前,碱性水电解制氢在我国绿氢项目中占主流地位。在绿氢项目进展频频背后,是电解水制氢核心单元——碱性电解槽的持续放量。

在此前的绿氢技术及产业化研讨沙龙上,上海交通大学教授柯长春提到,目前市场上碱性电解槽的出货量占95%以上。高热度带动相关企业参与其中,势银能链资深行业分析师何庆功指出,2022年发布碱性电解槽新品的企业共有19家,2023年增加至27家。

碱性水电解制氢的优势在于成本。目前1000标方碱性电解槽的招投标价格是500多万元。“国内很多厂家、用户、示范方对除碱性电解槽之外的技术很谨慎。即使可靠性和工况适应性更具优势,也不能接受成本增加。”这是柯长春所在的团队向市场推广阴离子交换膜电解(AEM)技术过程中的体验。

在这样的市场趋势下,碱性电解槽设

备大型化成为企业降低成本的途径之一。从电解槽设备功率率上来看,2022年碱性电解槽新品的平均单槽最大产氢量为1006Nm<sup>3</sup>/h,2023年已增至1589Nm<sup>3</sup>/h。虽然在项目应用中以1000—15000Nm<sup>3</sup>/h设备规格的产品最多,但已经有小部分企业下线了3000—5000Nm<sup>3</sup>/h的产品。

由于碱性电解槽目前还没有进行自动化大规模生产,柯长春认为成本还有下探空间,最终有可能做到1000标方的成本为200万—300万元。

“未来10—20年,碱性电解槽还会占据主导地位。”新南威尔士大学终身教授卢迅宇如此预测。

## ■ 重视可靠性和安全性

卢迅宇指出,目前碱性电解槽的问题不在于进一步降低成本。“从制氢成本以及碱性电解槽的运行成本来看,初始投资成本占比已经很低,运营成本占比相对更高。进一步降低碱性电解槽成本的意义不大,应提高碱性电解槽制备过程中的品控。”他说。

对于这个观点,重整斑斓氢能项目负责人沈炯表示赞同。他指出,国内制氢行业才发展3—4年,如果在产品性能没有得到充分验证和市场认可的情况下,谈降低成本容易沦为“一地鸡毛”;钱投了、东西也做了,无法实现真正商业化。在他看来,把产品性能做好才是关键。

由于碱性电解槽对电力稳定性要求较高,不太适合风光等间歇性电能,更适用于电网电解制氢。目前,PEM配合碱性电解槽制氢正成为一大趋势。1月17日,由国华投资牵头申报的国家重点研发计划“十兆瓦级碱性-PEM混合制氢系统关键技术与示范”正式收到科技部立项批复文件,进入实施环节。

卢迅宇认为,电解水四种制氢方式相辅相成。目前来看,质子交换膜水电解



视觉中国

(PEM)还需进一步降低成本;阴离子交换膜电解(AEM)处在起步阶段,前期需要做验证示范,进一步提高关键材料的寿命;固体氧化物水电解(SOEC)的参与者多为科研院所如大连化物所、上海应用所等,及部分初创企业如氢氢能、思伟特、北京质子动力等。

浙江力源氢能板块负责人侯俊波表示,在技术路线上,我国选择了最成熟成本最低的碱性水电解制氢作为开始,未来要推动整个产业发展,需要打通整个产业链。

## ■ 需政策助力

目前绿氢项目的投资主体,大多为央企,如中国石化、中国石油、国家能源集团等,这些企业拥有很强的投资能力与资金实力。

“绿氢项目不能立马为企业带来现金流,还需要企业持续不断投入。上海电气

氢能技术团队负责人杨敏表示,事实上,央企在布局绿氢项目时,需要经过几轮充分验证。企业对项目进行高额投入,也需要能够真正为企业带来效益,央企布局绿氢项目要结合自身产业禀赋和工业基础。以上海电气为例,拥有电气锅炉厂的大型设备以及成熟的制造工艺,是其布局绿氢项目的底气。

在绿氢产业发展的当下,技术创新推动行业发展成为诸多企业家的共识。侯俊波预言,参与其中的民营企业与初创企业将在央企的带领下成为推动绿氢技术迭代的中坚力量。

据悉,绿氢在确定性市场的应用倒逼企业不断进行技术创新。重整斑斓将目光锁定在工业端涉及大量使用氢气的应用场景,比如半导体行业、人工钻石行业等,这两个领域的市场规模在20亿—50亿元之间。比如,深入研究如何在保障优良性能和稳定性的前提下进行降本,并寻找合作

伙伴进行制氢、储氢和运氢的深度耦合,此外,推动制氢加氢一体化项目来满足一些非交通车辆的加氢需求。

在技术创新与市场需求推动下,政策对产业的助推力不容小觑。新南威尔士州为推动绿氢发展,到2030年前,对运营中的新入网发电企业进行部分费用减免,免除约90%的费用。入网费用减免将激励发电企业使用氢能电网基础设施中的现有备用容量,从而支持氢能产业关键早期阶段的发展。卢迅宇提到,该行动将极大降低氢气成本,每千克成本降低1.33澳元,激励企业进行大规模投资。如果国内出台此类激励措施,将极大助推绿氢产业发展。

沈炯认为:“目前全国范围内还没有完全放开在非化工园区制氢的限制;国内制氢站在间距要求、安全要求等设计方面远高于国外。上述情况都需要专家来进行论证,给企业营造更好的发展环境。”

## 湖北汉川:发挥产业优势 实现绿色发展



图片说明

近年来,湖北省汉川市坚持走生态优先、绿色发展之路,充分利用湖泊、荒坡之地,打造渔光互补、农光互补光伏发电项目,为当地企业和乡村持续供应清洁能源,把自然资源转化为产业优势,促进乡村振兴和企业发展。图为汉川市麻河镇四联村民居与光伏发电板构成的乡村振兴画卷。 人民图片

## 公交领域加速迈入“氢时代”

■本报记者 赵琼

日前,山西太原、安徽合肥相继开通首条氢能公交线路,新疆克拉玛依也将首条氢能公交线路列入今年规划之内。“双碳”目标下,作为氢能交通领域的应用场景之一,氢能公交正遍地开花。这一火热趋势将在2024年得以延续,公交领域加速迈入“氢时代”。

### ■ 渗透率提升

1月30日,山西太原首条氢能公交线路908路公交专线在清徐县开通,首批投运6辆氢能公交,实现清徐—晋源—小店—太原南站的直达通行。1月20日,安徽合肥首条氢能公交线路开通运行,首批23辆氢能公交投入应用。根据建设方案,总计会有100辆氢能公交会分期分批实施。据不完全统计,在过去1年,江苏沐阳、甘肃张掖、浙江平湖、上海临港、安徽金寨、北京大兴、山西孝义等地相继落地运营氢能公交。

一位客车领域从业人员告诉《中国能源报》记者:“氢能公交运营的时间很早,热度一直不降。”早在2008年,在科技部“863”计划节能与新能源汽车重大项目支持下,全国首次将自主研发的氢燃料电池汽车投入社会运营。当下,从前期探索,到小批量示范运营,再到大批商业化投

运,此前开启示范运营的城市在取得一定经验后,已逐步开启规模推广的步伐。不过,氢能公交目前以示范运营为主,在实现产业化发展的道路上,突破燃料电池核心技术、降低购置及使用成本、完善绿氢供应仍是要解决的关键问题。

### ■ 应用推广优势明显

“双碳”目标下,随着能源开采、转化技术和节能技术的快速发展,全球能源供需矛盾仍待解决,交通能源与动力呈现低碳化、氢能化与电动化发展趋势。

根据《节能与新能源汽车发展路线图1.0》中提到的关键时间节点,预计到2035年,节能汽车与新能源汽车年销量各占50%,汽车产业实现电动化转型;燃料电池汽车保有量达到100万辆左右,商用车将实现氢动力转型。

纯电动适用于中大城市短距离出行;而氢燃料电池汽车能够在大型非道路、长途货运商用车上得到示范和推广。自国家开始推行燃料电池汽车示范以来,氢燃料电池汽车的应用场景已经从早期的公交车为主,逐步拓展到重卡商用车领域。

从技术路线发展来看,目前公交车实现碳中和存在纯电动、燃料电池等多种技术路线。与纯电动公交车相比,氢能源公

交车具有补能时间短、续航里程长等优势,单次加注氢气仅需10—20分钟左右,续航可达450公里左右。根据企业提供的数据,氢能公交车单车每运行1万公里,可实现二氧化碳减排11.8吨左右。

“氢能在客车领域应用的优势很明显。”苏州金龙前瞻技术研究院燃料电池方向技术专家樊海梅在接受《中国能源报》记者采访时提到了以下几点:环保性能好。氢燃料电池车产物只有水,对环境非常友好;加注时间短。相比于电动客车的长时间充电,氢能客车的加注时间较短,能更好地满足客车的运营需求;续航里程长。氢能客车的续航里程通常比电动客车更长,减少了中途充电或加氢的次数,提高了运营效率;适用范围广。

### ■ 降本提质是关键

目前,多地政府出台氢能产业利好政策,不仅提出具体发展目标,而且用“真金白银”支持氢能产业发展。不少业内人士认为,整体来看,当前氢能公交仍高度依赖补贴,远远没有达到商业化运营的临界点。

据上海临港新片区的上海销售公司平雷路油氢合建站经理赵伟介绍,公交车加一次氢大概是25公斤左右,续航里程400多公里,补贴以后的优惠价是35元每公

斤,算下来和加油费用差不多。此外,氢能公交车的核心部件——燃料电池系统的成本已经从2万元/千瓦下降到4000元/千瓦以内。

中国汽车工程学会监事长、院士,商用车碳中和协同创新平台专家委员会主任李开国指出,目前加氢站存在氢气供应成本高、运营效率低、成本回收周期长等问题,亟需通过产业培育、示范推广、政策和制度创新等手段提升加氢站发展水平。他表示,70兆帕高压气瓶、液氢瓶的应用将助力氢燃料电池车辆续航里程提升、成本下降,预计2025年高压储氢技术开始应用,储氢成本可降至3000元/千克,2030年液氢技术开始普及,储氢成本降至1000元/千克。

“目前我国氢能公交的技术研究水平有较大进步,还需对零部件、系统乃至车辆产品方面进行探索,离全面商业化还有一定距离。”车夫咨询合伙人曹广平在接受《中国能源报》记者采访时提到,产品技术发展需要一个过程,氢能公交大规模示范推广仍需较长时间。他认为,氢能公交要对关键核心技术、零部件以及相应工艺、设备和质量控制进行持续探索,还要注意氢内燃机、氢燃料电池等各条氢技术路线的公平竞争,鼓励多条技术路线自由探索和市场化发展。

## ● 关注

本报讯 2019年9月,山西出台能源革命综合改革试点行动方案,提出加快建设煤炭绿色开发利用基地、非常规天然气基地、电力外送基地、现代煤化工示范基地、煤基科技创新成果转化基地。

5年来,山西电力外送基地建设成果丰硕:全省外送电量增长七成,外送电量占总发电量比重增加5个百分点。2023年,山西全年外送电量再创新高,达1576亿千瓦时,同比增长7.67%。截至2023年底,山西发电总装机13304万千瓦,全年发电量4461亿千瓦时。

在晋能控股集团塔山煤矿,凌空飞架的桥梁将煤矿与塔山电厂紧密相连,一年输送190多万吨煤炭。2023年,塔山电厂发电量60多亿千瓦时,实现“电厂不见煤、发电不见灰”。“坑口电厂,让煤炭实现就地清洁转化,降低了煤炭运输成本,让供电更有保障。”塔山电厂财务部部长孟雅慧说。

山西大力推进煤电一体化发展,支持大型现代化煤矿和先进高效环保煤电机组同步布局建设。截至2023年底,山西煤电装机7206万千瓦,占电力总装机的54.2%。目前,晋北采煤沉陷区新能源基地项目正加紧施工,建成后每年可向京津冀输送清洁电力270亿千瓦时。

山西不断提升电力外送“绿”量。山西新能源和清洁能源装机规模持续扩大,目前装机6098万千瓦,占电力总装机的45.8%。2023年,山西新能源外送电量95.86亿千瓦时,同比增长14.95%。

“山西电源种类多样,外送市场不断扩大。”山西电力交易中心有限公司董事长李宏杰介绍,2023年山西首次向青海、四川供应中长期电力;首次实现晋电入藏,未来3年,每年送电5亿千瓦时,满足西藏近1/5外购电需求;首次与江苏、上海签订多年政府间送电协议。

山西省能源局负责人介绍,今年山西将建设5个煤电项目,同时加快电力外送通道建设,为实现“十四五”相关目标巩固基础。(何勇 付明丽)

## 山西加快建设电力外送基地