

加速推进海水直接电解制氢产业化发展

——访中国工程院院士、深圳大学教授谢和平

■本报记者 董梓童

在全球应对气候变化的背景下,氢能产业正在加速发展,其中,电解水制氢技术因其清洁性正在逐步成为氢能产业的主要发展方向。然而一直以来,电解水制氢依赖淡水资源,给其规模化应用带来了挑战。海水直接电解制氢为未来电解水制氢,特别是绿氢生产提供了新的发展思路。

日前,《自然-通讯》期刊发表了一项中国科研团队关于海水直接制氢的全新原理技术和海上绿电直接对接的可行性和稳定性最新成果。该成果基于中国工程院院士谢和平团队独创的海水原位直接电解制氢全新原理技术,是全球首个海上风电直接制氢的技术示范,首次实现了中国学者提出的全新原理技术在真实环境下的可行性和稳定性,首次验证了海上风电无淡化直接制氢抗海洋环境干扰的可行性。

海水电解制氢将如何影响未来能源产业发展,技术突破又将如何带动海水电解制氢的规模化、产业化发展?《中国能源报》记者就此专访了中国工程院院士、深圳大学教授谢和平。

■瞄准最具潜力路线

中国能源报:海水电解制氢愈发受到科研和产业界关注。在您看来,海水电解制氢的优势何在,将给能源领域带来哪些变化?

谢和平:海水电解制氢的意义体现在三方面:一是海水资源非常丰富,如果能够通过海水电解制氢,将不受陆地领土边界限制,将取之不尽的资源转化为绿色能源;二是全球气候变化直接后果

是海平面上涨而造成人类未来生存陆地面积逐渐减少,如果能规模化实施海水制氢,就能大量减少二氧化碳排放,可能在一定程度上延缓海平面上涨;三是未来随着绿氢大规模制备和应用,水资源短缺可能限制电解水制氢发展。预计2060年,我国氢气需求将达1.3亿吨,约消耗23亿吨制氢用水,等于2000多万人口的深圳市全年用水需求。而用海水直接电解制氢,不需要占有大量淡水资源,还能促进绿氢产业发展。

在追求碳中和成为全球共识的背景下,能代替灰氢的电解水制氢必将成为全球氢能生产的发展趋势。海水直接制氢不仅是我们要解决的碳中和与气候变化科学问题,也是未来氢能大规模发展比较迫切的现实问题。

中国能源报:您如何看待未来海水电解制氢技术发展的方向及趋势?

谢和平:目前海水电解制氢主要有两个技术方向:一是先把海水变成纯水或预处理再电解制氢,二是用海水直接电解制氢。

海水先淡化或预处理再电解制氢的技术比较成熟。近年来,我国陆续有一些示范项目正在建设。但该方法会在两个方面增加成本和能耗。一是将海水变成可以满足电解水制氢水质的纯水,需要把海水进行沉降预处理,然后增压进行多级反渗透,推高制氢过程成本。二是假如未来和漂浮式风电结合的漂浮制氢平台,就需要在漂浮平台上设置水净化或预处理系统,额外占用的平台面积和载重会增加系统的工程难度和后期维护运营成本。

显而易见,海水直接电解制氢将有望节约海水淡化成本和制氢系统的工程建设



成本,是更具潜力的未来技术路线。

■解决长期困扰难题

中国能源报:海水直接电解制氢的难点是什么?

谢和平:主要难点在于海水成分非常复杂。海洋是地球上最大的连续矿体,几乎拥有自然界所有元素。这些元素可能影响电解水制氢反应的正常进行。比如,氯离子引发的析氯反应有可能和本来该发生的析氧反应竞争而导致催化剂腐蚀毒化;钙、镁等离子容易在电解反应过程中形成沉淀物,像“血栓”一样堵塞在制氢系统内部各个关键位置上,导致电解系统失效。同时,不同时段、不同地理位置、不同深度的海水包含的离子、杂质、微生物等成分差异非常大,海水成分差异和波动使催化剂和电解槽对海水水质的兼容性也提出了非常大的挑战。

半个世纪以来,全球众多科学家围绕催化剂工程、电解制氢工艺和膜材料隔离等方面开展了众多海水直接制氢的

探索,但目前为止,低成本、不受海水复杂影响的海水直接电解制氢仍是全球技术空白。

中国能源报:我国科学家团队做了哪些工作,取得了哪些成绩?

谢和平:基于对物理力学的深刻理解,我们团队提出和独创了将物理学与电化学相结合相变迁移驱动的海水直接电解制氢全新原理和技术。简单来讲,相变迁移核心优势是在在不额外增加能耗的情况下,将液态的水转变为气态水,从而让水分子从海水中高效分离出来,并用于电解制氢。

此后,我们在攻关研发过程中形成了三大原理技术:一是海水无能耗传质原理技术,二是电解质自激驱动连续制氢原理技术,三是电解界面稳态自调节原理技术。最终,我们自主攻关形成了全球首套400升/小时的制氢设备原理样机,整体吊装在海水里实现了3200小时的稳定制氢。

2022年底,相关成果已被《自然》正刊接收。这是全球海水电解制氢领域的首篇《自然》正刊。《自然》评价称,该团队解决了有害腐蚀性这一长期困扰海水制氢领域的问题,将打开低成本燃料生产的大门,推动社会可持续发展。

■推动新技术产业化

中国能源报:上述技术的产业化情况如何?

谢和平:论文在《自然》发表后,我们团队联合东方电气进行产学研合作,双方签署了合作协议,并组建联盟共同推进海水直接电解制氢技术的海试、工程示范和产

业化。我们联合设计了海水直接制氢的漂浮式平台,并联合了三套原理样机。

2023年6月,经中国工程院专家组现场考察后确认,双方开展的全球首次海上风电无淡化海水原位直接电解制氢技术海上中试在福建兴化湾海上风电场获得成功,验证了在海上直接和绿电对接做电解制氢的可行性,同时也验证了在不可控波动环境下、抗海洋风浪的可行性。近日,该成果已在《自然-通讯》上发表。

中国能源报:未来如何进一步推动海水直接电解制氢发展?

谢和平:从技术发展角度,我们提出了原理技术的迭代升级,加快步伐攻关第二代更高效、更高兼容性、更高稳定性的分体式海水直接电解制氢核心技术及装备,保持海水直接制氢技术的全球领先优势。应用方面,下一步,我们要打造100标准立方米/小时氢气规模“制-储-用”全链工程示范,打造全新的海水无淡化原位直接制氢产业赛道。

未来,我们希望将团队原创性技术直接对接海上风电等可再生能源,实现无海水淡化过程、无额外催化剂工程、无海水泵送运输过程、无海水污染处理过程以及无海水淡化预处理设备平台的无额外能耗海水原位直接电解制氢。这意味着,当海上风电上网电价为0.2元/千瓦时至0.3元/千瓦时,绿氢生产成本则约15.89元/公斤至21.49元/公斤,相比煤制灰氢9元/公斤至12元/公斤,以及天然气制蓝氢20元/公斤至24元/公斤,极具降本空间。同时,随着未来海上风电技术的进一步发展和上网电价下降至0.1元/千瓦时左右及以下时,海水直接制氢成本有望低于煤制灰氢成本。

全球最大漂浮式风电平台启航出海



■图片新闻

8月13日,全球单体容量最大的漂浮式风电平台“明阳天成号”在历经两天多航程后,最终抵达了位于广东阳江的明阳青洲四海上风电场。“明阳天成号”由明阳集团自主研发,两座塔筒呈“V”字形排列,搭载两台8.3兆瓦海上风机,总容量达到16.6兆瓦,可应用于水深35米以上的全球广泛海域。明阳集团/供图

本报讯 8月16日,亚洲首制风电运维母船“至臻100”“至诚60”命名暨交船仪式在启东举行。该船的交付为中国海上风电开发走向深海再添利器。

据了解,“至臻100”总长93.4米,型宽18米,型深7.6米,设计服务航速12.3节;“至诚60”总长72.76米,型宽17.5米,型深7米,设计服务航速12节。

这两艘风电运维母船均是可在深远海风场进行连续运维作业的专用高效船舶,配备DP2动力定位系统,均具有载货空间大,载重量大的风机备品备件仓储能力,自持力均达30天以上,满足无限航区要求。两船都配置了主动波浪补偿栈桥,能够克服波浪引起船体位移和姿态变化带来的影响,实现严苛海况下的人员和运维备件高效转运及风场维护作业,大幅提高船舶运维窗口期。(王蓉)

亚洲首制风电运维母船在江苏启东交付

系统价格持续走低,储能企业需把好质量关

■本报记者 姚美娇

近日,中国石油集团济柴动力有限公司5MWh液冷储能系统电气分部件招标项目开标,亿纬动力以单价0.446元/Wh的报价,预中标此次配套130MW/260MWh液冷储能项目的电气分部件采购。

今年以来,系统价格持续走低,从年初的约0.8元/Wh,相继跌破0.6元/Wh、0.5元/Wh,且仍未显示止跌迹象。随着储能产能高速扩张,价格战正席卷储能产业链,部分成交价逼近或击穿成本线,对企业盈利能力造成挑战。在此背景下,企业需通过技术破局,推动产品迭代升级、降本提质增效,以实现可持续发展。

■成交价击穿成本线

今年以来,储能电芯价格一路下探,行业咨询机构InfoLink相关数据显示,280Ah磷酸铁锂电芯自1月底均价0.42元/Wh降至7月底0.34元/Wh,最低价跌至0.29元/Wh。与此同时,储能系统价格也紧随其后,自3月以来逐渐步入“0.5元”时代,且近期仍在继续下探,部分最新

开标报价已跌破0.5元/Wh,较年初降幅已超过40%。

例如,近期开标的包头铝业产业园区绿色供电项目135MW/540MWh电化学储能工程2个标段直流侧采购项目中,浙江卧龙储能及中车株洲所的中标价格分别为0.455元/Wh和0.435元/Wh;6月,中国华电集团发布2024年首批磷酸铁锂电化学储能系统采购开标,最低报价0.495元/Wh。

“在储能市场竞争加剧、供大于求背景下,原料端碳酸锂价格持续下跌,难以对储能电芯价格形成稳定支撑,使得电芯成本大幅下降,储能系统招标价格也不断走低。”鑫椏资讯高级研究员李志强告诉《中国能源报》记者,目前储能电芯和系统的成交价格基本徘徊在成本线附近,甚至已经低于部分厂商的成本价格。“比如储能电芯的理论成本大概在0.3元/Wh,现在部分成交价已经低于这个数值。”

值得一提的是,多个招标项目中出现的“最高限价”要求引发业内关注。例如今年5月中国石油集团济柴动力有限公司发布5MWh液冷储能系统电气分部件框架

招标公告,以此满足150MW/300MWh储能项目需求。其中直流侧储能电池系统最高限价0.478元/Wh,电芯最高限价0.33元/Wh。“市场行为从侧面反映出目前市场竞争现状,一些没有竞争优势的企业不得不采用‘亏本赚吆喝’的策略,通过降低价格来获取市场份额。”李志强表示。

■技术创新驱动降本

展望后市,储能价格走势还需密切关注原材料市场动态变化。中信建投期货有色金属分析师张维鑫在接受《中国能源报》记者采访时说:“碳酸锂价格仍有下行风险,但总体已经处在低位,波动会显著降低,企业端面临的价格风险在减小。”

对此李志强认为,后续储能产业链价格整体仍将呈现下降趋势,但考虑到市场环境和成本预测,价格下浮空间有限。东海证券发布的研报称,储能行业落后产能正低价出清,国内市场报价再度走低,行业低价竞争现象短期或仍将延续。

在储能价格维持低位的预期下,降本

增效将成为储能行业主旋律。例如为降低单瓦时成本,鹏辉能源、南都电源、天合储能、三钧新能源等众多储能企业相继发力大容量电芯产品的研发与生产。自2023年起,300Ah+等不同规格的储能电芯产品正加速替代280Ah,并朝着500Ah+乃至1000Ah+快速迈进,储能电芯容量大型化成为发展趋势。

“技术创新是驱动储能行业降本增效的核心动力。目前来看,在储能低价背景下,大容量电芯已经成为企业追求更优成本和提升盈利空间的重要手段。”李志强指出。

■低价不能“低质”

过去一年,随着储能市场竞争的加剧,“活下去”成为不少企业的第一要务。“当前在市场竞争加剧、价格下降等因素作用下,储能上游供应端基本上处于不赚钱或亏本状态,即使是龙头企业也难以避免微利局面。很多企业为把规模做上去,宁愿不赚钱也要拿下订单。”李志强表示,“另外,由于海外毛利相对较高,一些早

期进行海外布局的企业积攒了一定的资本和实力,能够以相对低价拿下国内份额的同时,利用海外业务盈利来补贴国内业务,从而实现整体盈利。这种‘海外赚钱补贴国内’的模式为部分企业提供了竞争优势。”

值得注意的是,有业内人士提醒,低价竞争可能会导致产品质量被忽视。尤其当报价低于成本时,部分企业可能通过牺牲产品质量压缩成本,进而导致质量和安全问题。

阳光电源董事长曹仁贤此前公开表示,目前我国有上万家储能企业,大部分企业毛利率低,存在安全隐患和设备闲置等问题,影响行业发展。他呼吁,储能行业要坚守安全底线,尽快回归以技术创新推动降本增效的主航道,避免“内卷”式竞争。

在受访人士看来,储能企业应将目光从价格竞争转向安全、质量和技术竞争,提升产品质量、加强技术研发和创新。同时,各方应加快制定相关标准和规则,规范市场行为,保护消费者和企业利益。加强企业间沟通与合作,共同推动行业健康发展。