

风光大基地有望带动绿氢大发展

■本报记者 朱妍

核心阅读

可再生能源制氢的最大拦路虎在于“贵”，而装机量越是快速扩大，整体制氢成本下降越快。以大基地形式规模化开发，恰恰具备这样的条件和优势。



“截至2021年底，全球已建成电解水制氢项目217个，总规模为372兆瓦。全球单厂规模最大、单台产能最大的电解水制氢项目——太阳能电解水制氢综合示范项目在中国宁夏建成投产。国内企业已规划161个可再生能源制氢项目，其中12个已投产，合计制氢能力约2.31万吨/年，22个项目在建。”近日，一份名为《开启绿色氢能新时代之匙：中国2030年“可再生氢100”发展路线图》的报告，公布了绿氢产业最新发展情况。该报告由落基山研究所和中国氢能联盟联合发布。

绿氢项目数量、规模加速攀升，但相比其他制氢方式，其依然难成主流。截至去年底，电解水制氢占我国氢能产量的比重仅为1.42%。用什么办法进一步扩产？报告提出一项思路：依托风光大基地建设，规模化开发应用绿氢。

装机规模越大 带动制氢成本越低

“可再生能源制氢的最大拦路虎在于‘贵’，而装机量越是快速扩大，整体制氢成本下降越快。以大基地形式规模化开发，恰恰具备这样的条件和优势。”落基山研究所总监王喆表示，从现有产能分布看，西北、华北、东北及西南等地区，可再生能源产能合计占比接近65%，有潜力和空间规模化发展绿氢。“此外，大基地模式有利于整体提升开发企业、设计机构、EPC系统集成商、关键部件供应商等对项目风险的重视程度，有助于监管部门对相关安全规范进行有效探索。在此基础上形成经验，再持续有序放大示范规模。”

以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的风光大基地建设如火如荼，截至5月，开工规模已达8500万千瓦。“第二批项目也在推进前期工作。在目前规划的262吉瓦项目中，光伏装机占比达到71%。而绿氢发展离不开绿电，以大基地为依托进行大规模开发，可以让氢源得到保障。”西安隆基氢能科技有限公司市场部负责人薛蔚茹称。

薛蔚茹告诉记者，作为大型绿氢装备与方案供应商，隆基已展开相关部署。“在去年电解水制氢设备产能500兆瓦的基础上，今年底将实现1.5吉瓦产能，预计到2025年可以超过5吉瓦产能。同时，我们的碱水制氢系统已达到世界领先水平，高电流密度与高产氢量的结合，可有效降低系统投资，并适应大规模可再生能源制氢对电能质量和负荷快速响应的特点，系统负荷响应时间为毫秒级。”

记者注意到，“大基地”思路也在部分可再生能源资源富集地规划落地。例如，近日发布的《鄂尔多斯市氢能产业》提出，当地新增制氢产能以零碳电解为主，其中就包括亿利库布其绿氢示范基地等重点项目。

需解决生产端 使用端平衡的问题

生产端的突破口找到了，就“降成本”而言却还不够。“绿氢产业发展与可再生能源电力系统密不可分，但后者仍面临平稳问题、大规模跨区域送电问题等挑战。因此，靠近可再生能源丰富区域就地制氢、就地消纳是短期内发展绿氢的重要考量。”薛蔚茹表示。

报告进一步举例，诸如化工、金属冶炼等应用场景，生产需连续运转工艺流程，每年要保证8000小时以上的氢能连续供应。现阶段，单个光伏电站运行小时数大多介于1000-2000小时，陆上风电在2000-3000小时，而且波动性较大。即便考虑风光互补，也需结合电网电力制氢才能提高供应的稳定性。若采取大规模储电或储氢的方式，经济性又会大打折扣。“可再生氢初期难以完全独立满足需求，在发展大基地制氢模式的同时要兼顾先立后破。”王喆称。

在北京环宇京辉京城气体科技有限公司副总经理闫东雷看来，依托风光大基地制氢的思路需同时解决产、用平衡。“氢能应用多集中在东部沿海、京津冀等城市，产自西北、西南等地的绿氢要想抵达终端，储运环节十分关键。现在尚无专门的输氢管网，液氢也不具备经济性。储运成本约占到总成本的

30%，中间环节‘卡脖子’，氢能使用成本居高的难题仍未根本解决。”

佛山环境与能源研究院院长赵吉诗认为，大基地模式也非“一劳永逸”，根据应用场景不同，其优劣势并存。“比如，化工是与氢能供需关联最密集的细分领域之一。西北地区分布着一批大化工项目，它们节能降碳需求迫切，为绿氢替代奠定基础，也可发挥绿氢就近消纳优势。但到了交通领域，应用终端呈点状分布，在储运瓶颈没有突破的情况下，大基地模式就不适用了，分布式制氢更为实际。”

在不同区域 形成各自适用的模式

“2030年前，绿氢发展建议采取以区域化为主、近距离点对点为轴的格局，在不同区域、不同基地形成各自适用的发展模式”王喆进一步提出，在此期间，传统产业转型升级需求与可再生资源自然禀赋相匹配的区域，有望成为重要的绿氢发展地，装机规模相对较大，也可获取成本较低的可再生氢。可再生资源局部优势但分布不均的华北等地区，可考虑“集中式制氢+近中距离运输”模式。“一方面，推动氢能现有能源资源耦合，提高资源利用效率，实现最小化制氢成本；另一方面，通过中距离运输，满足交通等场景下经济性要求。”

薛蔚茹提出，考虑在具备可再生能源发电资源优势，同时兼具绿氢消纳能力的地区，建立国家级大型绿氢“领跑者”示范基地，鼓励推广先进的产品技术并打通产业链，实现“制储输用”一体化。

“相较于光伏发电、风电项目，产业配套、市场化应用相对成熟，绿氢产业整体处于探索阶段，距离大规模产业化、商业化开发仍有较长的路要走，因此也离不开相关政策支持。”薛蔚茹建议，行业要尽早明确“绿氢”标准，以及未来发展阶段的绿氢占比，就绿氢产业进一步细化发展路径。“例如，提高绿氢在工业脱碳中的作用和价值，鼓励用可再生能源电解水制氢等。同时将绿氢管理纳入到能源管理体系，制定绿氢价格政策。”

闫东雷还表示，氢能企业与可再生企业联合起来，发挥各自优势，把产业链做长做全做强。“后者手握绿电资源，但制氢对安全、管理、人员等要求都比较高，前者有所专长。在保证安全的前提下，强化技术创新，驱动绿氢产业高品质发展。”

市场

六氟磷酸锂价格 迎来触底反弹

本报讯 实习记者姚美娇报道：炙手可热的六氟磷酸锂赛道又迎来一家跨界布局的上市公司。液晶材料上市公司八亿时空近日发布公告称，公司拟通过全资子公司浙江八亿时空在杭州湾上虞经济技术开发区建设年产3000吨六氟磷酸锂项目，预计总投资约2.8亿元，项目建设周期为1.5年。

八亿时空表示，六氟磷酸锂项目的建设符合国家现行产业政策，是目前国家优先鼓励的项目，也是公司结合行业发展趋势及自身实际情况作出的决策，符合国家战略需求和公司战略方向。同时，八亿时空还指出，本次开展新业务是基于公司长期发展的战略规划，有助于进一步优化公司业务结构，有利于持续强化公司的竞争优势。

近年来，在锂电池下游需求快速提升的背景下，六氟磷酸锂电池作为锂离子电池电解质也迎来了需求爆发期，吸引了诸多新进入局者。不过，业内有分析认为，由于六氟磷酸锂价格目前已触底，趋于二线企业成本线，同时在去年六氟磷酸锂价格大涨、丰厚利润的刺激下，今年上半年多数头部企业新产能已经投产，未来市场份额有望持续提升。在此背景下，新入局者不占优势，或在“夹缝中”找寻生存的机会。

据wind数据，2021年6月7日，六氟磷酸锂价格为31.5万元/吨，随后一路上涨，在今年1月冲上了59万元/吨的高点，并维持到3月初。不过，3月份以来六氟磷酸锂的价格快速下滑，截至6月13日，六氟磷酸锂市场均价为24万元/吨。值得一提的是，至6月初，六氟磷酸锂厂家综合成本约23.9万元/吨。也就是说，当前六氟磷酸锂的售价已逐步逼近成本线。

“供需关系的改善是六氟磷酸锂高价‘失守’的直接原因。去年六氟磷酸锂的产能增加了很多，供应量的增长导致供需关系出现逆转，因此价格下滑。”一位电池行业专家表示，“去年六氟磷酸锂涨价除了成本上涨外，利润率也很高，但随着现在供需关系改善，成本如果不能也像价格一样大幅度下降的话，相关企业的利润肯定也会受到一定影响。”

不过，随着近期各行业逐步复工复产，六氟磷酸锂的价格开始止跌反弹。7月1日盘后，六氟磷酸锂价格迎来了今年以来的首次上涨。其报价由24.5万元/吨上涨至25万元/吨，涨幅0.04%。截至7月4日，最新价格为25万元/吨。

据天赐材料披露，目前碳酸锂价格高企，而六氟磷酸锂价格已回落至部分六氟磷酸锂新进入厂商的生产成本。“受限于成本问题，公司预计未来六氟磷酸锂价格会有阶段性企稳。”

总体来看，目前六氟磷酸锂上游材料——电池级碳酸锂价格仍处于高位，在下游需求与上游原材料价格的双重支撑下，六氟磷酸锂的价格颓势有望好转。“六氟磷酸锂价格已经触底，考虑到下半年需求提升，不排除六氟价格会跟随主要原料价格出现反弹。”东方证券判断。

关注

国内首座兆瓦级氢能综合利用示范站投运

本报讯 7月6日，国内首座兆瓦级氢能综合利用示范站在安徽六安投运，标志着我国首次实现兆瓦级制氢-储氢-氢能发电的全链条技术贯通。

该示范站位于安徽省六安经济技术开发区，额定装机容量1兆瓦，占地面积7000余平方米，主要配备兆瓦级质子交换膜制氢系统、燃料电池发电系统和热电联供系统，风光可再生发电系统、配电综合楼等，是国内首次对具有自主知识产权“制、储、发”氢能技术的全面验证和工程应用。

依托该示范站，项目团队累计申请发明专利21项、实用新型专利6项，参与编写国家标准1项，发表核心期刊论文18篇，全面培养了一支氢能创新攻关团队，系统掌握基础研究、设备制造、工程建设全链条关键技术，在氢能领域实现国内领跑，相关技术指标达到国际先进。

据了解，该示范站采用先进的质子交换膜水电解制氢技术，清洁零碳，年制氢可达70余万标立方，氢发电73万千瓦时，对于推动氢能研究应用、服务新型电力系统建设具有重要的示范引领作用。所制氢气可在氢燃料电池车、氢能炼钢、绿氢化工等领域广泛应用，氢能发电可用于区域电网调峰需求。“该示范站可以将夜间‘低谷’电力转化为氢能储存起来，代替火力在用电高峰时发出，具有巨大的节能效益。”该示范站建设负责人夏鹏说，立足该示范站，国网安徽省电力有限公司将围绕氢能综合利用，助力推动氢能产业规模化发展，大力建设新型电力系统，全力服务“碳达峰、碳中和”目标。（吴长锋）

水电站综合效益发挥受限 满足新型电力系统需要滞后

龙头水库建设亟待提速

■本报记者 苏南

龙头水库，可谓“镇水重器”，不仅可以作为“大水缸”蓄丰补枯，减少旱灾风险，还可以增加全流域梯级水电站发电量，提升电能质量，更好适应电力系统需求。不过，目前，我国龙头水库建设速度严重滞后。

据了解，受制于征地移民、收益分配和电价机制等因素，我国龙头水库的开发进程不尽如人意，影响了江河流域水资源调控能力和梯级水电综合效益的发挥。业内人士建议，尽快建设一批大龙头水库，增加可利用的水资源总量，优化水资源配置，更好发挥水电站综合效益。

龙头水库发挥“龙头”作用

我国人均水资源量偏低，且时空分布严重不平衡。“龙头水库可调节河流水资源的年内年际分配，提高水资源和水能资源利用率，提高梯级水电站发电效益，同时还可显著提升区域电网的灵活调节能力。”中国水力发电工程学会原副秘书长陈东平接受记者采访时表示，龙头水库增强了流域水电的调蓄能力，可以为整个区域内风光新能源资源提供互补调节，提高风光资源的利用效率，同时可减轻对电网的压力。

受访业内人士均认为，黄河因为有龙头水库龙羊峡，可以将黄河上游13万平方公里的年径流量全部拦住，形成一座总库容247亿立方米的人工水库。按照龙羊峡水库汛限水位2594米控制，汛期最大增蓄水量约8亿立方米，有利于减少汛期弃水量，提高中下游供水保障率，如果结合黄河上游风光互补能源与储能工程，其综合效益更大。

与黄河流域的调蓄能力接近80%相比，长江流域的调蓄能力不足其年径流量的15%，而且，长江流域干流和各个支流的调蓄能力也存在明显差异。处于长江上游、金沙江中游的龙头水库地位，龙头水电站建设与否争议颇大。据悉，龙盘水库正常蓄水位2010米，总库容386亿立方米，调节库容215亿立方米，与三峡水库调节库容相当，且具有多年调节能力，可增加全流域年均发电量521亿千瓦时，相当于半个三峡

的年发电量。龙盘水库的蓄能量约为910亿千瓦时，相当于储备2322万立方米石油。

“由于库容大，龙盘水电站、龙羊峡水电站的防洪库容可完全满足长江、黄河流域防洪要求。”陈东平对记者表示，“龙盘水电站建成后，将与黄河流域形成‘二龙戏珠’的格局，我国水资源调控能力将提升一个档次。”

中国电建集团总工程师周建平透露，2002年《金沙江中游河段水电规划报告》通过审查，推荐一库八级开发，作为当时最优先开发的龙头水电站，龙盘水电站前期勘测设计工作扎实推进，已经完成了预可行性研究报告，然而历经20余年，金沙江中游的6项水电工程已经全部建成投产，而龙头水电站建设一直搁置。究其原因，主要是在开发权、征地移民、生态影响和收益分配等问题上存在分歧。在当前稳住经济大盘，加快推进一批论证成熟的水利工程项目和交通基础设施的背景下，期待“十四五”期间龙盘水电站能开工建设。

诸多因素制约建设进度

记者采访了解到，不止金沙江中游的龙盘水电站建设时间尚未明确，其他流域河段的龙头水库也大多躺在设计稿中。例如，怒江中下游梯级规划龙头松塔水电站，澜沧江上游西藏段龙头水库侧格水电站，如美水电站，澜沧江上游云南段龙头水库古水电站、金沙江上游龙头水库岗托水电站等均处于前期研究阶段。

谈及龙头水库建设滞后的原因，中国水力发电工程学会原副秘书长张博庭对记者直言，成本加成电价曾是我国水电市场化开发的重要经验。由于政策改变，缺乏初期上网电价这个蓄水池，龙头水电站开发企业只好忍受几十年的巨额亏损，挫伤了投资积极性。

陈东平也直言，由于短期经济性相对较差，影响了开发商投资龙头水电站的积极性。除了电价制约因素外，下游各梯级电站对龙头水库的补偿收益不明确，也是掣肘龙头水电站建设的重要原因。

以龙盘水电站为例，该电站建成后，长江上的所有电站都会获得巨大的补偿效益，但是不同电站分属不同的企业，各梯级电站公司如何补偿龙头水库开发商仍不明确。除了经济因素外，建设征地与移民安置也是诸多龙头水库建设所无法回避的问题。

明确龙头水库补偿政策

我国大型流域龙头水库为数不多，其建设与否的关键在于国家宏观决策；中小型流域龙头水库数量相对较多，投资主体主要是地方电力投资企业或民营企业。业内人士认为，对于国家级重大水电项目工程的开发建设，应通盘考虑，从大局出发，明确龙头水库补偿政策，给予地方政府、企业一些政策倾斜。

“加速我国龙头水电站开发是实现‘双碳’目标的当务之急，唯有政府主管部门才能解决龙头水电站开发难题。”张博庭建议，可建立龙头水电基金，专门用来补贴初期的上网电价，减少开发企业初期还贷压力。同时，龙头水电基金还可对下游的受益电站适当收取补偿。

陈东平认为，现有流域水电站在条件允许的情况下扩容，可提升系统的调节能力，为风光电力提供互补调节容量，促进流域风光水资源互补协调发展。在“双碳”背景下，大量风光资源被不断开发，流域开发不能仅以常规水能利用为目标，还要考虑区域风光资源要素的大系统规划。“现有水库调蓄性能也不是一成不变，随着水电站发电量的提高，水库调节性能会随之变化，因此，在新型电力系统和‘双碳’目标的背景下，电网、火电、水电、风电、光能的统筹优化显得尤为重要。”

在周建平看来，水电开发的主要矛盾正呈现出多样化、多层次、多方面的特点，要正确认识主要矛盾的变化，水电开发过程中要解决好防洪、发电、水资源优化配置和水生态环境保护之间的关系，同时，还要解决好水移民安置、基础设施建设、产业结构调整 and 流域风光一体化发展等问题，开创新时期水电发展新格局。