

储能企业竞逐大电芯赛道

■本报记者 杨梓

在行业降本增效诉求推动下,储能电芯容量大型化已成为发展趋势之一。从2023年开始,300Ah+等不同规格储能电芯产品正加速替代280Ah,并朝着500Ah+乃至1000Ah+快速迈进。目前,鹏辉能源、南都电源、天合储能、兰钧新能源、晶科能源等企业均已推出300Ah+容量储能电芯产品。

随着大容量电芯产品不断推陈出新,未来行业竞争核心又将如何演变?

■ 电芯容量不断升级

目前,国内300Ah+储能电芯赛道已百家争鸣。近日,晶科储能首次推出314Ah专用储能电芯,循环寿命可达10000次以上,充放电能效高达94.71%;兰钧新能源新一代314Ah储能电芯循环寿命可达12000次以上,经典使用工况下首年衰减<3%,-30℃放电容量保持率90%以上。

与此同时,还有不少企业已在500Ah+电芯赛道争相追逐。近日,南都电源发布690Ah超大容量储能专用电池,体积能量密度达380Wh/L-440Wh/L,循环寿命达15000次,能量效率超96%;今年1月,亿纬锂能发布全新一代Mr旗舰系列产品,电芯容量为628Ah。

为何当前企业纷纷紧盯大电芯?企业降本增效诉求为首因。2023年,受原材料价格大幅下滑影响,储能电芯价格一路震荡下滑。CNESA数据显示,2023年储能电芯平均价格从年初的0.9元/Wh-1.0元/Wh下降至年末的0.4元/Wh-0.5元/Wh,使得储能企业降本诉求迫切。

以亿纬锂能此前发布的LF560K大电芯为例,相比LF280K储能专用电池,使

用LF560K电池可减少50%的电芯数量、减少47%的电池包零部件数量、提升30%的生产效率。

鹏辉能源储能与动力电池研究院助理院长闫龙告诉《中国能源报》记者:“电芯容量的提升,可明显减少电芯在系统中集成数量,大幅降低系统集成难度及售后维护成本。从应用侧来说,是帮助企业降本增效的重要途径。”据悉,在大电芯方面,鹏辉能源也积极布局,去年推出的风鹏314Ah电芯正在大批量交付,更大容量电芯如500Ah以上的产品也在研发中。

■ 技术难度指数级增加

当前,储能行业技术快速革新,电芯容量越来越大已成行业发展趋势。在业内人士看来,除了降本增效诉求,还得益于储能行业发展前景广阔。国家能源局数据显示,截至2023年底,全国已建成投运新型储能项目累计装机规模达3139万千瓦/6687万千瓦时,平均储能时长为2.1小时;2023年,新增装机规模约为2260万千瓦/4870万千瓦时,较2022年底增长超过260%。

“目前,储能行业发展活力强、潜力大,众多企业争相布局储能赛道,所以技术一定会快速迭代。”闫龙表示。

值得注意的是,储能大容量电芯在降本增效、促进行业发展的同时,也带来了新的技术挑战与安全风险。

“随着电芯容量从280Ah提升到314Ah,甚至500Ah+,新的问题随之出现,材料体系的稳定性和电芯的安全性都会面临不同程度的挑战,其技术难度并非线性增加,而是指数级增加。”闫龙表示。

安全性方面,中国科学院院士欧阳明



鹏辉能源风鹏电芯314Ah

高曾指出,320Ah大容量电池,内部温度可达700摄氏度-900摄氏度,超过磷酸铁锂正极分解的温度。而随着SOC(电池单元的充电状态)的增加,大容量磷酸铁锂电池热失控产生的氢气比例升高,燃爆指数是三元电池的两倍。

同时,不同电芯尺寸提容的难度不

同。闫龙举例称:“电芯如果从280Ah到560Ah,尺寸增加后技术难度就会侧重于大容量带来的安全风险,但如果从280Ah到314Ah,尺寸不变,则更侧重能量密度的提升,以及循环寿命的保证。要实现电芯容量提升,从技术角度而言,不同的调整需要解决不同的技术问题。”

■ 高安全性成竞争焦点

当前,虽然储能行业赛道拥挤,面临竞争激烈等一系列难题,但闫龙认为:“当前整个储能行业确实存在较多劣质产能,在行业洗牌加速的背景下会被逐渐淘汰。但储能市场规模仍在不断快速增加,相信优质产能供应还不饱和。”

在业内人士看来,基于目前储能市场淘汰赛升级,产品的高安全性将成为未来储能市场头部企业竞争的焦点之一。

“电池的安全性能非常考验企业的技

术能力和技术沉淀。”在闫龙看来,“储能市场短期还是更看重价格,在产品满足相关认证、安全保障的前提下,挑选出相对性价比更高的产品,并能适配更多应用场景,这是绕不开的话题。不过,随着大家对产品安全性越来越重视,为减少产品在研发设计、生产制造、落地应用等过程中可能出现的隐患,未来市场对储能电池的一致性要求还会更高。”

兰钧新能源储能系统事业部总经理杨波对《中国能源报》记者表示,基于“双碳”目标,相信未来储能市场规模一定会越来越大,但竞争也会愈发激烈。要想打破当前行业现状,储能企业一定要摸清发展道路,做到从产品价格输出转化为价值输出。“我们一直倡导科技创新并持续加大研发投入,不仅要使价格有竞争力,更要聚焦产品全生命周期性能与使用安全,为客户提供高安全、长寿命、高性价比的产品。”

抽水蓄能机组上新“国产智能大脑”

■黄昉

近日,从南网储能公司了解到,我国抽水蓄能领域首套国产化核心控制系统在改造机组上安全运行超过25000小时,首个人工智能数据分析平台版本更新上线,机组远程集中控制模式深化应用,促进抽水蓄能产业向高端化、智能化、绿色化发展。

科研攻关到产业应用 提高核心装备安全可靠水平

在广州,南网储能修试分公司副总经理巩宇和团队成员研讨新的抽水蓄能数智调速器更新技术方案。这是团队科技攻关成果产业化应用的第4套设备,将于今年9月在广州抽水蓄能电站6号机组安装更新。关键设备更新将提高这台已投运25年老机组的运行能力,提升电网消纳风电、光伏等新能源的响应速度。

设备更新的推进得益于科研攻关的成功。抽水蓄能成套核心控制系统由计算机监控、调速、励磁、继电保护四个子系统组成,被比喻为抽水蓄能电站的“大脑”,涵盖206种设备、近12万个元件。以前,这套系统的关键部件依赖进口,核心功能优化存在“盲区”。2021年2月,南方电网选取广州、惠州两座抽水蓄能电站为平台,同时启动四个子系统研制的技术攻关。

2023年7月,新研制的国产化抽水蓄能控制子系统先后完成对机组原系统的更新替换。“整套系统关键技术达到国际领先水平,实现重大技术创新40项,21项技术填补国内空白。不仅是调速器系统,其他三个子系统的设备更新工作也在同步推进,新设备已通过2500次启动、25000小时的实地运行检验,标志着创新成果进入产业化应用的新阶段。”巩宇介绍。

据了解,按照“1台机组1套系统”估算,整套抽水蓄能“国产大脑”的市场容量将达到2500套,市场规模将超过370亿元,推广应用空间广阔。

软件系统1.0版本到2.0版本 深化人工智能赋能生产运维

除自主研发核心控制系统的推广应用,巩宇创新工作室团队近日还取得新收获。就在不久前,我国首个抽水蓄能人工智能数据分析平台2.0版本上线运行,人工智能赋能抽水蓄能机组运维工作力度不断加大。新版本的算法体系更加丰富,算力更加高效,能够对机组进行实时的“性能体检”。



2023年4月,我国首个大规模抽水蓄能人工智能数据分析平台——南方电网抽水蓄能人工智能数据分析平台XS-1000D投入运行。南网储能公司/供图

据统计,1台最广泛使用的30万千瓦抽水蓄能机组约有4大类、20台套关键设备部件,年度日常检修项目多达400余个,工作量达到850人/天。

2018年起,团队启动人工智能数据分析技术在抽水蓄能领域的研究应用,将7个电站近60个设备系统的31万个测点数据,通过统一标准的数据体系,接入综合处理单元进行了数据采集,再由服务器“上云”。有了这样的云平台,一旦发现数据异常,就可以对故障精准排查,实现对设备非正常状态原因的“抽丝剥茧”。

“借助抽水蓄能人工智能大数据分析平台,我们能够足不出户地掌握设备健康状况,90%的巡检工作实现‘机器人’,还能科学减少机组停电检修时间,每年可创造经济效益约1760万元。”作为团队主要成员的南网储能修试分公司自动化检修部总经理杨铭轩高兴地说。

属地分散到远程集中 依托工业互联网释放先进产能

“工业互联网”在抽水蓄能领域的实践应用促进机组产能不断提升。2023年,粤港澳大湾区6座抽水蓄能电站的31台机组启动超过30000次,发电量首次突破100亿千瓦时,分别较2022年增长13.8%、27.3%,有力保障了大湾区新能源消纳比重超过60%。

与以往电站运行人员要实时在电



团队研发人员进行国产抽水蓄能数智调速器更新投运前的状态巡视。南网储能公司/供图

站运行值班室监控机组运行情况不同,位于广州番禺的南网储能公司集控中心大厅里,巨大电子屏十分醒目,显示画面星罗棋布,数据图表整齐排列,操作台前的运行人员实时控制着全国近1/5装机规模的抽水蓄能机组运行状态。基于成熟的物联网技术,该集控中心具备设备信息敏捷辨识、设备操作便捷防误、值班职责机器替代等多项智能化功能。

“我国首个抽水蓄能多厂站集控中心2023年7月正式投运,实现对粤港澳大湾区全部抽水蓄能机组的远程集中控制,控制效率为传统模式的2至3倍,能够迅速响应电网负荷调节需求。”南网储能运行公司集控中心副总经理张国洋介绍。当前,中心技术人员正在进行集中培训,有望年内实现“一人多厂站操控”,届时中心生产效率将进一步跃升。

预计到2027年,我国抽水蓄能电站投运规模将达到8000万千瓦以上,促进电力系统调节能力不断提升,保持新能源利用率在合理水平。未来,抽水蓄能设备更新改造对产业转型升级的作用将愈发凸显。

近年来,随着可再生能源成本的下降和氢能应用需求的增加,电解水制氢行业快速发展。在业内人士看来,尽管电解水制氢产业发展前景乐观,但成本控制仍是其能否快速发展的关键。

■ 或成主流

中国氢能集团清洁能源技术研究院氢能部主任王金意指出,目前,我国总体氢能需求量为3300万吨。根据2030年100GW储能需求的预测,大约需要接近2万台1000标方碱性电解槽。目前,绿氢从装备制造到产能整体发展前景看好,预计未来绿氢直接产值将达到万亿级别,产业辐射能力将达到万亿级别。

“碱性电解水制氢技术的主要优势在于容易大型化;质子交换膜(PEM)电解水制氢技术则主要面向动态运行特性,特别是冷启动和热响应特性更为优越,主要问题是成本偏高;固体氧化物(SOEC)电解水制氢技术效率较高,但目前仍处于技术验证和迭代过程中。”王金意说。

在中国电力科学技术研究院技术战略研究中心主任康建东看来,随着技术进步等因素推动,可再生能源度电成本及制氢设备成本呈下降趋势。综合考虑环境、碳排放等因素,电制氢经济性优势将逐渐显现。氢能为电力系统灵活性资源提供了更多技术选项,同时,氢储能具有储能容量大、储存时间长、清洁无污染等优点,能够实现电能跨季节长周期大规模存储。据全球长时储能理事会预计,当可再生能源发电量占比超过60%-70%时,包括氢储能在内的长时储能的作用和优势将会进一步凸显。

■ 成本偏高

不过,在业内人士看来,电解水制氢成本偏高。电解水制氢过程需要大量电能,而电能生产成本较高,使用太阳能和风能可以降低部分电能成本。此外,电解水制氢设备,包括电解槽、输氢管道、储氢设施等初始投资和运维费用相对较高。

氢辉能源董事长李辉对《中国能源报》记者表示,目前来看,电解水制氢成本高于传统化石燃料制氢,工业副产制氢。“假设煤价为800元/吨,煤制氢成本约为11元/千克,焦炉气制氢成本约为10元/千

如何破解电解水制氢高成本难题

■本报记者 苏南

克-15元/千克;假设电价为0.6元/千瓦时,电解水制氢目前成本仍大于35元/千克。目前,电解水制氢电价成本占比约为60%-70%,不同技术路线制氢成本构成稍有浮动。”

“核心材料及设备降本将直接影响电解水制氢的推广应用。”李辉直言,“以煤制氢为例,煤炭材料成本超过50%,与电解水制氢中60%的电价成本占比相差并不大,但传统灰氢、蓝氢发展时间长、供应链成熟,占据成本优势,所以,目前我国以传统制氢为主。随着‘双碳’目标推进,电解水制氢应用将会提速。”

在王金意看来,针对隔膜技术,第三代有极无极负荷隔膜有助于降低综合电耗,每标方可用0.1度至0.3度电。

康建东也认为,随着电制氢参与电力市场的推进,绿氢制取成本有望进一步下降。

“随着全球绿氢认证的不断推进,可再生能源电力制氢的应用规模和范围将逐步增加。”康建东建议,“氢能布局需要与新型电力系统建设规划相衔接,明确氢能在新电力系统应用发展的路线图,开展激励政策设计,进行应用引导和优化补贴。”

■ 降本成关键

为降低电解水制氢的成本,行业内正在采取多种措施,包括改进电解技术、优化降解机制、电解槽能量密度分布、推动规模化生产等。

李辉建议,在行业层面,相关部门、协会应制定行业规范性标准,让氢能产业链更加规范成熟;在企业层面,要持续聚焦创新,坚持研发投入,靠产品打天下。

谈及如何降本,李辉表示:“以PEM电解水制氢为例,可通过自主研发的双增强质子交换膜替换进口产品,提高膜电极、电解槽等核心产品的性能、建设自动化、批量化产线等方式降本。未来,随着产品成本的降低、上下游供应链的成熟,PEM电解水制氢在对可再生能源的消纳、绿色脱碳、多能互补、经济性等方面的综合性价比将进一步提升。”

另外,《中国能源报》记者采访发现,电解水制氢装备方面,主流厂家以2000标方、3000标方大规模制氢装备为主,电耗基本可达到每标方4.5度电。不过,中船(邯郸)派瑞氢能科技有限公司总经理张玉广直言:“虽然市场上已有单槽达到3000标方制氢规模的设备,但设备过大可能带来生产、运输、维护等问题。因此,未来制氢设备不是越大越好。”