

大容量电芯, 长时储能竞争新热点

■本报记者 姚美娇

近日,正力新能50GWh新一代大容量长时储能智能制造项目签约落户苏州常熟高新区,项目主要聚焦新一代大容量长时储能产品,核心产品为588Ah大容量电芯,可满足2—8小时储能时长需求。

事实上,近年来新能源高比例并网推动长时储能需求持续释放,众多企业积极布局并推进相关技术研发与产品迭代,推动储能电芯向大容量升级,液流电池、压缩空气等前沿技术发展也同步提速。不过,有业内人士表示,长时储能快速发展的同时,也面临安全性、产业链协同等挑战,企业需统筹技术推进与风险防控,实现高质量发展,助力新型电力系统建设。

■储能“长时化”趋势凸显

长时储能一般指能够持续放电4小时以上的储能技术。近年来,可再生能源发电占比持续提升,电网对长时间调节能力的需求也随之增加。同时,国家及地方政策支持力度不断加大,鼓励长时储能技术创新攻关及规模化应用,相关企业也同步加快布局,进一步为长时储能发展注入强劲动力。

根据国家能源局数据,截至2025年底,我国新型储能项目的平均储能时长为2.58小时,相较于2024年底增加了0.3小时。同时值得关注的是,截至2025年底,4小时及以上新型储能电站项目逐步增加,装机占比达27.6%,较2024年底提高约12个百分点。

另外,中关村储能产业技术联盟统计显示,新型储能累计装机的平均时长在2021—2025年呈缓慢上升趋势,由2.11小时逐步增至2.58小时。2026年起,时长提升明显加速,预计至2030年将达到3.47小时。该变化反映出储能技术持续进步与市场向长时储能需求的增强,行业向能量时移、系统调节等更注重能量容量的应用场景深化发展。

“储能‘长时化’趋势能够更好响应电网调峰需求。新能源发电具有间歇性,比如光伏发电主要集中在午间时段,而此时用电负荷反而偏低,呈现‘晚峰午谷’型电



力负荷曲线,用电低谷时间拉长,电网需要调峰的时长也会增加。”鑫椐资讯高级研究员龙志强向《中国能源报》记者表示,“目前已推出全国性的容量电价政策,容量电价跟放电时长挂钩,推动长时项目发展,也符合电网长时间调峰需要。”

事实上,除了电网侧调峰,长时储能的应用也正向更多元化的场景延伸。“人工智能数据中心(AIDC)以及源网荷储一体化、纯离网项目也对长时储能有一定需求。”龙志强说。

■需平衡高能量与安全性

值得一提的是,日渐增长的长时储能需求也驱动行业不断迭代升级出更大容量

的储能专用电芯。目前,宁德时代、海辰储能、鹏辉能源等国内多家储能电芯企业已纷纷投身“容量迭代竞赛”,500Ah+超大容量电芯的研发与应用成为竞争热点。

例如,今年2月,鹏辉能源发布公告称,为优化产能布局并增强综合竞争力,公司拟在河南省驻马店市驿城区投资建设587Ah电芯及120Ah电芯生产项目,计划总投资金额达12亿元;去年底,亿纬锂能与上海申毅洛希能源科技有限公司签署战略合作框架协议,双方确立三年20GWh储能电芯合作计划,其中10GWh为628Ah/588Ah储能大电芯,另外10GWh为314Ah电芯。

“大容量电芯是市场发展和企业生存的必然选择。对企业来说,储能资产成本

越低,收益空间就越大,未来发展核心就是降本。而通过扩大电芯容量能够减少电芯组内的电芯数量,从而降低系统复杂度与度电成本。并且当前新型储能电站呈现大型化发展趋势,AIDC等新型负荷又催生了大量长时储能需求,多重因素叠加使得电芯容量加速从280Ah、314Ah向500Ah+跃升。”龙志强指出。

不过,也有业内人士提醒,在额定电压相同的情况下,电池容量越大,储能能量越多,如果在短时间内集中释放,破坏性与安全风险也随之增大。因此,储能电芯企业在布局大容量电芯时,需做好高能量与安全性的平衡。龙志强建议,企业应在电芯端选用更安全、性能更稳定的材料,从源头提升本质安全,并通过AI检

测、火烧测试等手段进行安全性验证,同时从消防、预警等方面进一步强化储能电站安全保障。

■多方协同促商业化落地

值得一提的是,长时储能已形成多元化技术格局。不过除锂电池已较为成熟外,压缩空气储能、液流电池储能、氢储能等尚处于商业化初期或示范阶段,整体规模偏小。“部分新型长时储能技术的原材料、制造工艺尚未规模化,导致初始投资成本高。从技术成熟度方面看,部分技术能量效率与循环寿命较低,如氢储能的电—氢—电转换整体效率低于50%,且电解槽、燃料电池等关键部件的寿命和衰减速度难以满足商业化需求。”厦门大学中国能源政策研究院副教授吴微在接受《中国能源报》记者采访时表示。

在业内人士看来,未来产业各方需从顶层设计、监管优化、金融助力等多渠道发力,进一步推动长时储能加快走向规模化应用。龙志强指出,相较传统锂电池技术,压缩空气等新兴技术的项目量级依然较少,可以通过示范项目奖励、资金支持以及产业链协同等方式推动发展。另外,锂电池与其他长时储能技术结合的混合储能模式正在快速兴起,可以在弥补单一储能技术缺陷、提升系统效率的同时,推动多种新兴电池技术发展,也是重要发展方向。

吴微建议,构建“政府引导—市场主导—金融助力”的多元驱动模式。“政府可给予液流电池等初期高成本技术财政补贴与税收优惠,同时通过完善电力市场、碳市场等市场机制,以及共享储能等商业模式创新加快成本回收,拓展长时储能收益。此外,可通过金融工具创新补偿高初始投资成本,通过风险补偿基金等方式缓解投资风险。”

能源转型背景下,推动长时储能技术的创新与应用已成为大势所趋。龙志强判断,长时储能仍需经历一段规模化发展过程,有望在2030年前后具备商业化推广潜力。

绿色燃料跃上风口?

■本报记者 张胜杰

“绿色燃料”在政府工作报告中被首次提到,与氢能并列,成为“十五五”开局之年国家培育的新增长点。

近日,国家能源局召开绿色燃料产业专题座谈会,产业风向标意义尤为显著,也体现了我国能源政策的战略思路转向——绿色燃料不仅仅是“补充能源”,而是要实现石油消费的替代与结构优化。

对此,有业内人士指出,绿色燃料即将迎来新风口。那么,如何把握发展机遇?

■能源安全倒逼战略升级

近年来,我国石油对外依存度一直保持在70%以上,一旦出现地缘冲突,能源供应链将面临严峻考验。

不少受访人士认为,在地缘政治不稳定的背景下,绿色氢氨醇正成为我国新型能源体系的重要支柱和“新石油”。也就是说,绿色燃料已不仅仅是环保、脱碳话题,更是能源战略问题。

基于上述背景,国家能源局重点指出,要充分认识到发展绿色燃料产业的重要意义。发展绿色燃料产业有利于替代石油、保障能源安全,有利于降低碳排放、促进绿色发展,有利于促进新能源非

电利用和消纳,增强发展新动能,是能源领域新质生产力发展的重要方向。

“提及‘替代石油’这四个字,分量还是相当重的。我国有大量风、光资源,加大新能源的非电利用,将其通过技术手段转化成绿色燃料,用于我国的能源自给自足,甚至还可以出口到国外。”海德氢能CEO姚昌晟在接受《中国能源报》记者采访时说,“目前,国家从战略层面做了明确定调,给氢能企业带来极大发展机遇。”

绿色燃料,主要涵盖绿色氢能、绿色甲醇、绿色氨、可持续航空燃料(SAF)以及电转液(PL)燃料。与传统化石能源不同,这些绿色燃料具有低碳、可持续的特征,并且能直接应用于重工业、远洋航运、长途重载运输等难以电气化的领域。

专家认为,通过将富余绿电转化为氢氨、醇醚和合成燃料等绿色燃料,既能提供绿色可再生燃料,摆脱对石油的依赖,又创造了一种实现能量跨时空转移的新路径,实现新能源大规模消纳。

■多个项目加速落地

当前,我国绿色燃料产业发展已经

有一定基础。国家能源局发布的数据显示,2025年中国绿氢产能已经突破26.5万吨/年,应用场景持续拓展。绿色甲醇、生物柴油可替代部分交通领域燃油;绿氨适配工业、航运燃料需求;可持续航空燃料(SAF)已在部分航线试点,为航空领域替代积累经验。

记者注意到,不少氢氨醇等能源项目,在我国多地加速落地。

不久前,在内蒙古兴安盟,全球最大绿色甲醇项目落地。目前,马士基和赫伯特罗特已官宣将从该项目采购绿色甲醇,用于船舶燃料。

3月5日,中天合创能源有限责任公司绿色降碳升级改造项目总投资开工会举行,标志着这一总投资达61.23亿元的国家能源领域氢能试点重点工程、全国首个绿氢与煤化工深度耦合示范项目,正式迈入全面实施阶段。

此外,上海电气洮南绿色甲醇项目产品近日在上海洋山港盛东码头为“达飞欧斯米姆”号集装箱船完成加注。这是达飞集团全球首单生物质绿色甲醇加注,也是落实达飞集团、上港集团与上海

电气绿色甲醇长期供应框架协议的重要成果,标志着洮南绿色甲醇正式进入国际航运规模化应用阶段。

“当前,氢能要尽量减少储运,将其就地消纳或转化。”姚昌晟说,项目要追求经济性,意味着商业模式必须跑得通才能形成闭环,这也是氢能发展的必经之路。

■成本仍是掣肘

尽管绿色燃料前景广阔,但还面临多方挑战:成本显著高于传统化石燃料,生物质气化大型化技术、高性能燃料合成催化剂开发等尚不够成熟,绿甲醇、绿氨运输加注等基础设施缺乏,标准体系仍需完善。

对于比较突出的成本问题,石油和化学工业规划院新能源发展研究中心副主任靳宝贻坦言,由于绿色燃料行业上下游链条较长,辐射行业较广,目前正处于技术攻关向产业化迈进阶段,产业发展应综合考虑资源、技术成熟度、应用场景、燃料经济性、配套基础设施等因素逐步探索。

“受技术路线、原料价格、设备投资、电力消耗等多重因素影响,绿色燃料成本构成较复杂。”靳宝贻分析,短期来看,主要受制于可再生能源系统运行成本、生物质废弃物原料价格等。

对此,业内专家建议,要紧紧抓住能源绿色转型的重大机遇和应用场景,大力发展绿色燃料产业。从政策顶层设计角度,可制定氢氨、醇醚和合成燃料产业、绿色燃料存储运输以及加注设施和动力装备专项发展规划。利用“三北”地区的丰富风光资源,打造“绿电—绿色燃料”一体化产业链,明确发展目标、重点任务 and 保障措施,制定绿色燃料财政补贴、税收优惠等政策,构建绿色燃料产业生态。

“未来,企业若想在市场上立于不败之地,必须加大科技创新力度。”姚昌晟说,要用更好的技术去匹配波动性的新能源,从而生产出更有经济性的绿氢。我们今年能做到15元/公斤的价格,在部分规模化场景下可以实现经济性,接下来的目标是如何把它降到10元/公斤,从而实现全场景的绿氢平价。

关注

本报讯 近日,26家上市煤炭企业集中发布2025年业绩预告。其中,盘江股份、淮河能源预增。受国内煤炭市场供需宽松、煤炭价格弱势运行影响,24家上市煤炭企业业绩出现不同程度的下滑。

2025年,中国神华生产经营态势保持平稳,一体化运营核心优势持续巩固。但受行业供需形势变化影响,煤炭销售量及平均销售价格下降,导致经营业绩同比下降。

潞安环能表示,受煤炭市场整体价格下行周期影响,国内商品煤市场供需宽松格局加剧,2025年其商品煤综合售价同比显著下降。部分主力生产矿井受地质构造复杂、煤层赋存条件变化、采掘衔接等因素制约,同时叠加安全环保管控趋严等外部要求,煤炭产销量同比减少。

除价格因素外,采掘接续紧张、矿井关停、资产减值等因素,也加剧部分企业困境。苏能股份表示,其控股子公司陕西郭家河煤业有限责任公司因所得税税率变化,税负成本上升;受公司终止确认部分已计提的递延所得税资产等因素影响,增加合并报表所得税费用3.2亿元,导致净利润同比下降。

山西焦煤表示,2025年四季度受采掘衔接等因素影响,煤炭销量比二季度、三季度有所下降,导致煤炭板块利润同比大幅下滑。

郑州煤电预计2025年度实现归属于母公司所有者的净利润与上年同期相比出现较大亏损。除了煤炭平均售价同比下降15.6%,导致煤炭销售收入大幅下降外,郑州煤电表示,其所属超化煤矿煤炭资源濒临枯竭,剩余资源地质条件复杂,不具有开采经济价值,对超化煤矿实施停产,减少利润总额3.11亿元。

恒源煤电表示,一方面,2025年煤炭价格同比下降191.6元/吨、降幅22.03%,影响了利润;另一方面,子公司淮北新源热电有限公司,原为资源综合利用电厂,按国家环保政策要求关闭,计提减值5800万元。

24家上市煤企去年业绩下滑

(宗和)

