

告别锂电依赖 储能迎来多元技术竞逐格局

□ 郭 兴

近日,国新办召开新闻发布会,介绍2026年4月份国民经济运行情况。会上发布数据显示,1月~4月,工业生产者出厂价格指数同比由一季度下降0.6%转为上涨0.2%,为2023年以来该指数累计涨幅首次转正。国家统计局国民经济综合统计司副司长王冠华在发布会上表示,当前价格回升还不均衡,上游生产资料价格上涨相对明显,需要关注对中下游企业成本带来的影响。

中下游承压的众多行业中,储能系统集成商对上游碳酸锂的涨价感受尤为真切。今年以来,碳酸锂价格在多重因素推动下持续上涨。5月11日,广州期货交易所碳酸锂主力合约价格实质性突破20万元/吨整数关口,年内涨幅近70%。现货方面,上海钢联5月13日数据显示,电池级碳酸锂现货均价重返20万元/吨大关,达20.14万元/吨。对每瓦时净利润仅几分钱的储能系统集成商而言,这无异于一场生存压力测试。更值得关注的是,这场由锂价引发的风暴,正加速重塑以单一技术路线为根基的储能产业版图。

60吉瓦时大单落地,钠电产业化提速

面对碳酸锂价格的剧烈波动,寻找在成本和供应稳定性上更具优势的替代技术,成为产业链上下游的共识。4月27日,北京海博思创科技股份有限公司(以下简称“海博思创”)与宁德时代新能源科技股份有限公司(以下简称“宁德时代”)签署3年60吉瓦时储能钠离子电池战略合作协议,此举将直接推动钠离子电池从技术突破迈入规模化量产与商业化应用的新阶段。

比较钠离子电池与锂离子电池,钠离子电池在实现规模化量产,后,凭借长循环寿命、低热管理需求、宽温区适配等特性,将建立起明显的综合成本优势。对储能产业而言,钠离子电池更兼具资源供给自主安全、长期成本可控、储能场景适配性强三大战略价值。早在这次联手之前,宁德时代已推动钠离子电池“上车”,并推出钠锂混用技术,借助电池管理系统实现了“1+1>2”的应用效果。

“布局钠电并非简单替代锂电,而是构建双技术路线。公司会根据锂价周期、项目场景灵活调配资源,持续降低对单一锂资源的依赖,平滑原材料价格波动。”海博思创相关负责人表示,除了与宁德时代合作外,该公司还在通过锁定高价值项目场景、提升后端资产运营收益等一系列举措应对碳酸锂涨价。

对此,中关村储能产业技术联盟常务副理事长俞振华认为,海博思创与宁德时代联手布局钠离子电池产业化,是储能产业技术路线多元化发展的标志性信号。双方合作不仅能带动钠电产业链上下游协



位于宁夏同心县的同心县妙岭1GW/2GWh新型镍氢混合共享储能示范项目

新华社记者 杨植森 摄

同,更有助于推动产业从“依赖单一技术路线”向“多技术路线并行”转型,提升整个储能产业的抗风险与可持续发展能力。

降本仍在路上,钠电平价尚待闯关

60吉瓦时大单的落地为钠电产业化按下了加速键,但降本这道硬门槛依然横在眼前。

“若仅对比当前电芯采购单价,钠电尚不具备优势。”海博思创技术负责人坦言。中信建投4月研究报告显示,若2026年下半年碳酸锂价格提升至20万元/吨、铜价涨至11万元/吨,届时磷酸铁锂电芯完全成本达0.42元/瓦时,而头部钠电厂商电芯成本目前约0.47元/瓦时。据此,中信建投预测,碳酸锂涨价预期叠加钠电降本,2027年钠电进入平价放量时代。不过,在业内人士看来,当前碳酸锂的涨跌更多受供给端扰动影响,未来价格走势仍难明确判断。钠离子电池的经济性提升不应寄希望于碳酸锂持续涨价,而应依靠产业化规模化带来的内生降本。

从产业发展维度看,俞振华认为,钠离子电池产业正处在商业化落地关键转折期,未来有望在三大方向实现突破升级。一是产业链配套正加速走向成熟。目前钠电正负极材料、电解液、专用生产设备等环节已稳步起步,随着后续产能扩容、生产工艺不断优化,产业链的规模效应逐步释放,成本下降前景可期。二是产品综合性能正快速优化。现阶段钠离子电池在能量密度、循环寿命、充放电倍率等核心指标上潜力巨大,相关核心材料将持续迭代优化,为

大规模储能场景的长期稳定运行提供更优解决方案。三是标准体系与市场应用日趋完善。面向储能的钠离子电池产品规范、测试标准、安全规范正逐步完善。依托后续规模化落地、长周期实际商用测试积累,行业认知度将不断提高,产业化推广进程也将稳步向前推进。

东吴证券预计,随着产业链配套成熟、电池能量密度的提升,钠离子电池成本有望降至0.2元/瓦时~0.3元/瓦时。从应用端看,有业内人士分析认为,钠离子电池将以其差异化优势找到适合的应用场景。钠离子电池可能会成为锂电池产品的一个补充,比如在低温环境,或者一些对能量密度不敏感的场景。

虽然降本前景依然可期,但现阶段钠电短期内仍难独挑大梁,锂价高企撕开的成本裂缝,就只能从更广阔的技术版图中寻找缝合线。这恰恰为各类非锂储能技术打开了难得的产业化窗口。

光热液流加速布局,多元储能迎窗口期

“锂价波动让行业更加清晰地认识到单一技术路线的局限性,资本、政策、产业资源开始向多元化储能技术倾斜,加速各类新型储能技术的研发迭代与示范应用。”俞振华表示。这也有助于推动整个储能产业构建多技术协同发展的体系,让不同技术路线在各自优势场景中实现规模化落地。

以全球领先的塔式熔盐光热发电与熔盐储能解决方案提供商——浙江可胜技术股份有限公司(以下简称“可胜技术”)的光

热发电项目为例,其自带大规模熔盐储能系统,既能像光伏储能那样平滑出力、削峰填谷,又能像调相机一样向电网提供转动惯量与无功支撑,技术价值常被类比为“光伏+电化学储能+调相机”的组合。可胜技术兼具技术优势和成本优势,其核心设备国产化率超98%,持有专利267项(含185项发明专利)。2025年营收21.93亿元、净利5.68亿元。随着2025年12月国家发展改革委、国家能源局印发的《关于促进光热发电规模化发展的若干意见》落地,光热发电正从“战略储备技术”变身为碳酸锂涨价潮中具有竞争力的选项。

与此同时,全钒液流电池、压缩空气储能也在加速商业化。其中,全钒液流电池具有本征安全、电解液可回收、容量与功率解耦的特性,在4小时以上长时储能场景中优势突出。压缩空气储能全生命周期度电成本约为0.2元/千瓦时~0.3元/千瓦时,且较锂离子电池储能系统具有惯量支撑,以及功率设备与能量设备解耦部署灵活等优势。在锂价起伏不定、电力市场交易提速、呼唤长时储能的当下,非锂技术的经济账正被越来越多项目业主重新摆上桌面细算。

碳酸锂价格高位运行,短期内给储能系统集成商带来了真实压力。但压力之下,产业并未陷入单一技术路线的迷茫,反而加速呈现出多技术路线竞逐、协同的新格局。从钠离子电池的规模订单,到光热、液流、压缩空气等长时储能技术的窗口期开启,一个不再把鸡蛋放在一个篮子里的新型储能体系,正在剧烈的价格波动中加速成型。

绿电直连政策体系成形 氢氨醇成本有望再降

□ 本报记者 张海莺

国家发展改革委、国家能源局近日发布《关于有序推动多用户绿电直连发展有关事项的通知》(以下简称“688号文”),允许一个或多个绿色电源向多个用户供应绿电。这是在此前确立的“单用户”模式基础上,对绿电直连的适用范围、投资建设、运行管理和市场交易等关键环节均提出了新的制度安排,也为绿色氢氨醇项目降本提供了具有操作性的指引。

2025年5月21日,国家发展改革委、国家能源局发布《关于有序推动绿电直连发展有关事项的通知》(以下简称“650号文”),填补了单一用户开展绿电直连的政策空白,构建起覆盖适用范围、规划建设、运行管理和市场交易的全流程制度框架。650号文发布后,各省份迅速响应。同年7月8日,云南率先印发《云南省推动绿电直连建设实施方案》,明确支持高载能先进制造、战略性新兴产业和出口导向型企业,成为全国首个省级绿电直连实施方案。

由于项目边界和保供责任不够清晰,项目对公共电网稳定供应服务应承担的经济责任不够明确,650号文出台后,绿电直连、零碳园区、源网荷储一体化等就近消纳模式的发展总体偏慢。为破解这一难题,

2025年9月12日,国家发展改革委、国家能源局发布《关于完善价格机制促进新能源发电就近消纳的通知》(以下简称“1192号文”),有针对性地完善了相关价格机制。此后,包括辽宁、内蒙古等在内的省区也及时跟进出台了相关政策。

1192号文厘清了就近消纳项目的双重角色,发电时是发电企业,用电时是电力用户。为保障项目在自身发电不足时仍能随时用电,电力系统需按其接网容量提供稳定供应保障服务——主要包括发电机组提供的调节服务(经济上体现为系统运行费)和电网企业提供的“通道保障”服务(经济上体现为输配电费)。

1192号文还明确了缴费方式。输配电缴费方面,就近消纳项目的输配电价由此前的两部制电价改为主要按接网容量缴费,可靠性要求高、按要求需进行容量备份的项目,可选择继续按现行两部制输配电价模式缴费,容(需)量电费按现行政策执行,电量电费根据实际用电量(含自发自用电量)以及所在电压等级电量电价标准缴纳。系统运行费缴纳方面,就近消纳项目继续按下网电量缴纳,未来逐步过渡到按占用容量等方式收取。

1192号文明确了输配电缴费公式,容(需)量电费=按现行政策缴纳的容(需)量

电费+所在电压等级现行电量电价标准×平均负荷率×730小时×接入公共电网容量。据中国产业发展促进会氢能分会测算,按变压器容量、按负荷实际需求两种模式下计收的项目容(需)量电费差异显著,按变压器容量模式会大幅增加项目运营成本,甚至直接影响项目的财务生存能力、造成项目亏损。

依据1192号文确定的容(需)量电费公式,项目方根据自身条件确定接网容量,将成为影响输配电费支出水平的变量。最新发布的688号文要求并网型项目“统筹考虑内部源荷特性、平衡能力、经济收益等因素,自主合理确定接入公共电网容量”,进一步指明了降本方向。国家能源局在政策解读中亦明确指出,与650号文相比,688号文的政策创新点之一是“引导项目合理申报接入容量,减少对公共电网的容量占用,提升项目自身经济性的同时,一定程度提高公共电网资产投资效率”。对于氢基绿色燃料项目而言,688号文指明的降本方向值得项目方思考并探索。

制氢成本高企是制约产业规模化的主要瓶颈。行业数据显示,主流碱性电解水制氢中电力成本占比超70%。由此可见,制氢成本降低的关键在于降低用电成

本。考虑到电解水制氢需要连续运行,完全离网在现实中难以实现。因此,氢基绿色燃料项目并网型绿电直连模式成为首选。在1192号文明确就近消纳项目经济责任后,688号文进一步要求项目方通过精细化的源荷匹配和储能配置,主动压减对公共电网的备用容量需求,理顺了绿电直连模式下氢基绿色燃料项目降本的方向。据中信证券此前研报测算,接入公共电网容量每降低5个百分点,度电成本可节省约0.10元/千瓦时。这也意味着,绿电直连模式下,氢基绿色燃料项目内部自平衡能力越强,接网容量越低,度电成本越接近“理想值”。

不过,要想实现国家发展改革委等部门今年3月印发《关于开展氢能综合应用试点工作的通知》明确的终端用氢平均价格目标——到2030年降至25元/千克以下、力争在部分优势地区降至15元/千克左右,理顺绿电直连政策仅仅是推动制氢端降本的一环。有业内专家表示,当前,电费构成中除了线损费用、输配电费、政策性交叉补贴和系统运行费外,还包括重大水利工程建设基金、可再生能源电价附加等政府性基金附加。通过国家层面进一步减免相关附加费用,将有效加快上游制氢环节成本下降速度。

关 注

中石化新星牵手滨海投资 签订5年绿氢供应大单

□ 张小宝

日前,中石化新星(北京)新能源有限公司(以下简称“中石化新星”)与滨海投资(天津)有限公司(以下简称“滨投天津”)订立《绿氢供应框架协议》(以下简称《协议》),有效期为5年。

中石化新星为中国石化集团直属负责新能源发展的专业化投资平台,致力于打造区域清洁能源综合服务供货商,其主导建设内蒙古乌兰察布10万吨/年风光制氢一体化项目及配套京津冀纯氢长输管道,拥有绿氢全产业链核心技术及规模化供应能力。

《协议》显示,中石化新星和滨投天津围绕乌兰察布项目及氢气输送管道示范工程的氢气购销、滨投天津所属天津市天然气气源供应核心主干管网及未来规划管网等参氢事宜开展一系列合作。

一是氢气掺混示范工程。2026年~2028年,双方将全力推动天津市市政燃气管网按照不同掺氢比例进行小规模全流程试验验证,系统探索掺氢天然气的管网输送特性、设备兼容性、安全保障体系及终端用户适应性,形成相关技术标准和操作规范。

二是绿氢输配体系对接与建设。双方共同开展乌兰察布至京津冀纯氢长输管道天津段路由与滨投天津所属天津市天然气管网的系统对接工作,重点包括滨投天津的天津市滨海新区第二气源管线、滨海新区天然气管道工程、滨海新区第二气源管线复线工程等,落实管道路由、掺氢接入点、接入量和压力等相关参数,力争2028年底前具备绿氢接收条件。

三是长期稳定绿氢供应保障。双方约定随着滨投天津持续开发其客户对绿氢的需求,预期于2029年起中石化新星向滨投天津稳定供应绿氢,初期年供应量经双方约定(预期2万吨~3万吨),后续根据掺混规模可逐步提升,中石化新星将给予滨投天津最优惠的绿氢使用价格,最终供氢量、价格及调价机制以双方签订的年度绿氢供销合同约定为准。

四是氢能产业生态共建。双方共同探索绿氢在发电、冶金、交通、氢液化、加氢站及加氢母站供氢等领域的多元化应用,拓展下游用户及绿氢应用场景;积极探讨氢及相关领域合资合作,如合资建设纯氢分支管网、天然气管网改造输氢管网、管道互联互通,联合打造“绿氢+”示范项目等;联合开展氢能技术创新与标准制定,共同推动天津市氢能产业集群发展;在天津以外具备绿氢产业合作基础的,应加强合作共同推进氢能产业发展。

滨投天津提出,借由中石化新星在绿氢产业领域的战略优势及《协议》中的相关约定,公司将率先探索在天津开展天然气管网规模化绿氢掺混示范,抢占“绿氢+天然气”在城市燃气领域商业化先机,融入国家“双碳”目标布局,精准把握政策红利。通过系统对接中石化新星的纯氢长输管道,滨投天津将进一步提升滨海新区多条管线资产运营效能,明确双方立足天津市场,在氢能发电、冶金、交通、加氢站及合资共建管道等多元生态场景开展深度合作,并在滨投天津其他区域加快氢能产业布局。

国产首套日产5吨级 氢液化装备投产

□ 陈学谦

近日,国产首套5吨/天氢膨胀制冷氢液化项目在河北定州建成投产。航天科技集团六院项目团队攻克液氢规模化生产多系统协同管控、超低能耗工艺适配、长时安全稳定储存、全流程智能化运营等一系列技术难题,成功建立液氢产业化工程建设与商业化运营体系,填补国内大规模氢液化装备领域空白,标志着我国液氢制取产业正式迈入规模化工业化发展新阶段。

氢能是保障国家能源安全、推动绿色低碳转型的重要清洁能源,液氢凭借超高能量密度、储运便捷、适配场景广泛等优势,成为氢能产业规模化发展的核心载体。过去国内氢液化高端装备与核心工艺长期受制于高能耗、技术壁垒高等问题,严重阻碍民用液氢商业化普及进程。

此次投用的装备是国内首款采用克劳德循环工艺、实现了全部核心部件100%国产化的大型液化装备,成功攻克高速氢透平膨胀机、大型深低温冷箱、智能自适应控制等多项行业关键技术,综合性能全面对标国际一流水平,核心液化系统单位能耗低至11.84千瓦时/千克,相较传统氨循环液化工艺能耗降幅超40%,从技术层面大幅压缩液氢生产成本。

该项目建成后 will 同步开展液氢长距离储运、液氢重卡商业化运营等应用,有效化解工业副产氢大规模、长距离储运难题,稳定为京津冀区域低空经济、燃料电池重卡、船舶航运、高端制造、新能源储能等多元领域供给高品质低成本液氢,全面提升氢能规模化产业化应用堵点,形成国内外创新领先且具有显著社会意义、商业价值的液氢示范和液氢闭环生态,产业突破和辐射效应凸显。

航天科技集团六院表示,将持续优化升级大型氢液化成套装备,稳步推进大产能液氢设备研发迭代,加快推动产业链协同联动,持续完善液氢全流程技术解决方案,助力国内液氢产业摆脱对外技术依赖,加速实现从技术突破到产业集群化发展跨越,全力依托自主核心装备,为我国氢能产业高质量发展、“双碳”目标落地筑牢坚实技术与装备根基。