中国能源报

CHINA ENERGY NEWS

人民日报社 主管、主办 □出版 《中国能源报》社有限公司 □Http://www.cnenergynews.cn www.people.com.cn □第867期 □本期20版 □周报 □2026年8月24日 □国内统一连续出版物号CN 11-0068 □邮发代号1-6

能源强国

绿色能源照亮浙江共富路

■本报记者 苏南

浙江，全国唯一一个共同富裕示范区，全域实现小康。

2023年9月，习近平总书记在浙江考察时强调：“浙江要在推进共同富裕中先行示范。要把缩小城乡差距、地区差距、收入差距作为主攻方向，进一步健全城乡融合发展体制机制。”

2021年5月，《中共中央国务院关于支持浙江高质量发展建设共同富裕示范区的意见》印发，赋予浙江为全国推动共同富裕提供省域范例的重大使命。“十五五”规划纲要提出，“推动人的全面发展、全体人民共同富裕迈出坚实步伐”。

牢记嘱托，砥砺前行。浙江在共同富裕的探路征程上不断迈出新步伐、取得新成效。尤其是在新型能源体系建设方面，共同富裕与能源转型并肩而行，互为支点。

浙江深耕分布式光伏、光储融合、海上风电等绿色能源赛道，把山区、海岛等地理短板转化为遍地开花的发展优势、资源优势。在浙江，能源强国建设成为推动区域协调发展、改善民生、实现共同富裕的重要路径。



位于浙江省舟山市岱山县大长涂岛双剑涂的100兆瓦“渔光互补”光伏发电项目，在旭日映照下熠熠生辉。 汤志成/摄

绿色能源点亮偏远角落

电力作为基础设施，成为破解地区发展不平衡命题的具象切口。丽水市是浙江山区县最集中的地方。这里独居村民居住分散、传统架线立杆成本高昂。为解决难题，电力部门量身打造离网型光储系统，以6千瓦光伏板搭配16千瓦时储能电池，用不足传统建设两成的成本，解决了极端天气停电难题，保障了农事设备、生活设施稳定运行。依托主配微兼容并存的新型供电保障模式，2025年户均停电时间压缩至20分钟内，同比下降60%以上。

在舟山嵊泗全域海岛县，光伏储能微电网与海底电缆联网工程双向赋能，彻底解决海岛电力不稳问题，海鲜冷链产业也摆脱了“看天吃饭”的困境。

在温州洞头海岛，依托温州新能源示范城市建设布局绿色能源，全域65个行政村充电桩实现“村村通”，配套5座离岛风光储微网，快速复电、长效储能，以清洁能源点亮海岛偏远村落。

在嘉兴桃北村，不少村民家里装了全屋地暖、中央空调和家用电梯，还添置了新能源汽车和家用充电桩。

近年来，着眼于城市、园区、山区、海岛等不同场景，国网浙江电力投资近千亿元，升级全域配电网，因地制宜开展边界孤立末端线路跨省市县互联，推动山区海岛与杭甬都市圈之间停电差距不断收窄，日趋平衡。

如今浙江农村供电可靠性已超越全国城市平均水平，乡村户均用电量连续三年反超城镇。“用电拐点”的背后，是五年累计超过630亿元的农网投资，建成4800余个新时代电气化村，公共充电桩实现有需要的乡村全覆盖，城乡供电服务差距全国最小。数据最直观：浙江农村居民人均可支配收入已连续41年居全国各省区首位，城乡收入倍差缩小至1.81。

千亿县不再是杭甬温主城的专属。2025年，象山、嘉善、长兴、瓯海、临海、秀洲新晋加入，浙江千亿县实现史上最大规模扩容。义乌李祖村从“水牛角村”到“国际创客村”，楠溪江两岸办起音乐节……那些曾经只剩老人和空房子的村落，转身成为生态工业村、文旅休闲村、历史文化村。

重塑区域新发展格局

风电、光伏已成为浙江实现共同富裕的“金钥匙”。如今，光伏板已成为浙江农村屋顶的“标配”，风电更是点亮偏远的“新基建”。

我国有一条著名的“胡焕庸线”，浙江也有一条地区差距的分割线——“清大线”，分割了平原富庶区与山区海岛相对滞后区。随着新型电力系统与新型能源体系的构想从蓝图走向实践，以风电光伏为代表的清洁能源彻底重构了区域资源，破解了因地域导致的区域发展不均衡难题，“清大线”正在变为“共富线”。

如今的浙江，已构建成“山区光伏、海上风电、多元互补”的绿色能源布局。“清大线”最南端的温州苍南县，建成全省首个百万千瓦级海上风电基地，已投运风电场年总发电量约49亿千瓦时，有效缓解浙南电力供应压力，同步落地全国首个民资参股的苍南三澳核电站，规划6台华龙一号机组，总投资超千亿元，当地统筹核电、海上风电协同发展，全力推进“千亿核电、千亿风电”双千亿目标，打造浙南核心绿色能源枢纽。

下转13版

储能行业发出价格纠偏重要信号

■本报记者 卢奇秀

近期，亿纬锂能、盛弘股份、汇川技术、领充新能源、绿能慧充等十余家储能产业链企业密集发布调价函，宣布上调产品价格5%—30%，涉及正极材料、电芯、变流器（PCS）、光储充设备等多个环节品类。

这场久违的“集体提价”，究竟是低价“内卷”的终结信号，还是新一轮压力升级的开端？对投资方而言，新一轮价格波动中，又该如何筑牢风险防线？

多重因素推动“涨价潮”

本轮涨价并非单一因素驱动，要从碳酸锂价格的剧烈波动说起。碳酸锂是电池的核心原料。2025年6月，碳酸锂现货价格触及不足6万元/吨的低点，此后一路反弹，2026年5月中旬冲破20万元/吨，不到一年累计涨幅超过200%。业内预计，2026年全球锂资源将出现约8万吨碳酸锂当量的供需缺口。澳大利亚锂矿复产延期、国内锂云母减产、海外矿产出口管控三重供给扰动叠加，锂价高位运行态势预计将延续至四季度。

锂价之外，上游原材料呈现普涨态势。今年以来，金、银、铜、锡等有色金属普遍走出大幅上涨行情，涨幅在30%至200%不等。而今年最大的变量来自算力端——AI算力产业爆发式增长，大规模挤占晶圆产能，导致存储芯片等元器件供应持续偏紧，交付周期大幅拉长，缺货进一步推高了采购溢价。盛弘股份表示，PCB、存储芯片、磁性器件、贴片阻容、IGBT芯片、隔离驱动芯片、断路器/继电器等元器件涨幅普遍在50%至800%之间，且上涨趋势仍在延续。面对持续且剧烈的市场波动，现有价格体系已难以覆盖成本增长。

与此同时，政策端也带来增量成本。锂离子电池消费税恢复征收后，亿纬锂能已明确自9月1日起，在原不含税供货价格基础上额外增加2%的消费税成本。

回顾过去三年，储能行业的主旋律是价格持续下行。电芯从2023年初接近1元/瓦时的高位一路回落，一度跌至0.3元/瓦时左右；系统报价屡创新低，部分项目甚至跌破成本线，行业深陷“亏本赚吆喝”的怪圈。

中国化学与物理电源行业协会储能应用分会副秘书长冯思遥向《中国能源报》记者指出，本轮涨价是行业价格纠偏的重要信号，但还不能据此判断低价“内卷”已经终结。近年储能系统价格快速下降，原因需一分为二来看：一方面源自电芯降价、314Ah等大容量电芯规模化应用和系统集成效率提升，这部分属于正常的技术降本；另一方面则来自企业以明显偏低价格抢占订单、忽视长期质保成本、容量衰减补偿和后期运维责任等隐性成本，这部分属于不可持续的竞争行为。本轮涨价让企业重新认识到，储能项目评价不能只比较初始采购价格，还必须综合考量产品质量、安全性能、全生命周期效率、容量保持率、运维服务以及长期履约责任。从这个意义上说，它具有“阵痛纠错”的积极作用，有助于推动价格回归合理成本区间。

新一轮考验刚刚开始

数据显示，市场主流314Ah磷酸铁锂储能电芯价格从2025年末的0.31元/瓦时上涨至今年6月的0.37—0.40元/瓦时，终结了长期价格下行趋势。7月锂离子电池制造价格同比上涨8.9%。

对于储能行业而言，真正的考验才刚刚开始——系统商对涨价的消化能力，将在第三、四季度的采购订单中集中体现。更严峻的是，此前为争夺市场份额，不少集成商以低价中标项目。随着近期产业链价格快速回升，这些提前锁价订单正面临“做一单亏一单”的风险，部分企业不得不重新谈判或承担大额亏损。

“过去企业敢报低价，是赌中标到交付之间电芯、PCS等关键设备的价格还能再降一些，但形势的变化远超预期。”业内人士称，上游电芯及核心材料企业普遍收紧账期、大幅提高预付款比例，部分采购环节甚至要求额外缴纳履约保证金；而下游储能项目交付后，还要历经调试、并网验收、第三方审计等多个环节，回款周期被显著拉长。储能系统集成商面临“两头挤”的困境，本轮产业链价格的快速上涨，进一步放大了全行业的现金流承压风险。

“成本能否继续向下游传导，取决于项目收益能否覆盖新增投入。”冯思遥指出，企业调价函中的涨幅不能简单等同于系统整体成本上涨幅度，不同企业调价涉及的产品各不相同，且调价函通常只是价格调整的上限或指导区间，最终成交价还取决于客户类型、订单规模、交付周期及既有合同安排。收益机制明确、容量补偿稳定、峰谷价差较大或项目具有刚性建设需求的地区，接受度相对较高。而单纯依赖现货套利、利用率偏低或此前按极低价格测算的项目，对涨价会更加敏感，可能出现延迟招标、缩减规模甚至重新测算收益的情况。

招标试水“开口合同”

如何防范储能项目风险，成为产业链直面的课题。在建筑和光伏EPC领域，主材调差机制已广泛应用——超出既定阈值即可调价，这一经验或值得储能行业借鉴。

“过去几年储能处于持续降价通道，电芯一路下行，集成商投标普遍存有‘签单后电芯继续降价’的商业设想，可以依靠采购剪刀差换取利润，行业没有推动调差条款落地的强烈诉求。”业内人士表示，储能行业长期采用“闭口合同”，投资方在招标时通常一次性锁定预算，担心开口调价会带来造价不确定性，更倾向用“闭口合同”把总价锁死。

但本轮涨价带来订单倒挂、弃标乃至履约纠纷，或倒逼行业重新审视这一机制。据记者了解，已有央企储能项目招标开始试水“基准价+合理下浮”模式，并配套引入基于碳酸锂价格联动的调价机制。具体操作上，在招标文件的《合同专用条款》附件中，对大电芯单独设标，以招标当月的碳酸锂现货均价作为基准锚点，约定当后续锂价涨跌幅度超过15%时，电芯结算价按对应比例同步调整。这种做法既避免集成商因原材料暴涨而出现订单亏损，也能让下游业主在锂价下跌时同步享受成本红利。

不过，“开口合同”规模推广仍面临现实障碍。业内人士坦言，央国企项目资金预算在招标阶段即已批复，开口调价可能导致预算超支，审计环节存在障碍。更现实的方向是，长周期、大储项目，可在保留总价包干的基础上，增加极端价格波动下的有限调差条款，建立风险共担机制。而工商业储能短周期、小项目依旧以“闭口合同”为主。

冯思遥还指出，储能投资应由静态价格测算转向全生命周期风险管理。具体而言，针对原材料、税费、电价、利用率、容量衰减和融资成本开展多情景压力测试，通过分批采购、阶段性锁价和价格联动条款，合理分担成本波动，推动行业从最低报价竞争转向全生命周期度电成本管理，综合评价效率、寿命、安全、质保和履约能力。加强供应链审查，防范延期交付、降低配置和长期质保无法兑现等风险。进一步明确消费税及政策变化的成本承担机制。总体来看，行业应以此为契机，加快形成成本可覆盖、收益可持续、风险合理分担的价格机制，推动行业竞争由“比价格”转向“比质量、比履约、比全生命周期价值”。

重点推荐

霍尔木兹海峡危机下，能源安全逻辑正重构 ……5

蓝色经济可持续发展还要爬坡过坎 ……14

□主编：王海霞 □版式：李立民

■新闻热线：010-65369478 Email：zgnyb2009@163.com ■订阅/广告热线：010-65369482 ■举报电话：010-65369481 ■广告许可证：京朝工商广字0136号 ■地址：北京市朝外金台西路2号 ■邮编：100733 ■印刷：人民日报印务有限责任公司 印刷厂地址：北京市朝外金台西路2号 定价：480元/年