

工商业储能如何从“抢风口”转向“拼内功”？

■本报记者 卢奇秀

中电联近日发布的《2026年上半年电化学储能电站行业统计数据》显示，全国新增投运 21.64 吉瓦/60.22 吉瓦时。其中，独立储能占比 64%，用户侧储能仅占 2.15%。

一边是大储市场订单饱和、持续火热，一边是以工商业为主的用户侧储能短暂爆发后陷入低位徘徊。从“抢项目”到“算细账”，从蜂拥而上到退场观望，工商业储能的降温似乎比预想中来得更快。这究竟是行业爬坡过程中的必然起伏，还是商业模式本身存在结构性瓶颈？工商业储能是否仍是一门好生意？未来突围方向又在何处？

从政策红利到市场化阵痛

“坦率地说，2026 年的工商业储能行业正在经历一场系统性降温。”新能安储能事业部中国区总裁马金鹏向《中国能源报》记者表示，工商业储能正处于“行政分时电价”取消后的转型阵痛期。短期内，部分投资商出现现金流挑战，被动退出，这是市场出清的必然过程。

回顾 2022 至 2023 年，那是工商业储能的“高光时刻”。2021 年 7 月，国家发改委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》，明确拉大峰谷电价差，为用户侧储能释放强烈的价格信号。此后，浙江、广东等峰谷价差较大的地区密集上马项目，企业蜂拥而入。仅 2023 年一年，全国新增工商业储能相关企业超过 5 万家，平均每天就有 150 家闯入赛道。彼时市场情绪高涨，《2023 中国工商业储能发展白皮书》指出，2023 年全球工商业储能新增装机达 1.5 吉瓦，2025 年累计装机有望达 11.5 吉瓦。

但现实走向了另一条轨迹。今年 3 月 1 日起，电力中长期交易全面推进市场化，取消政府统一规定的固定峰平谷时段划分与浮动比例。这彻底改变了过

去四年工商业储能行业赖以生存的盈利模式——行政分时电价时代“峰谷价差稳定可预期、运行策略简单、收益确定性强”的红利期宣告终结。

“单纯投资工商业储能的独立投资商明显减少。”马金鹏坦言，不少 2023 年至 2024 年投运的工商业储能项目，实际内部收益率比立项时模型测算普遍低 1.5—2.5 个百分点，部分项目甚至出现经营性现金流为负。金融机构进一步抬高了放贷评审门槛。行业整体呈现“哑铃式”分化：头部约 30% 的优质项目盈利稳定，中尾部 50% 的项目现金流为负或勉强维持，剩余 20% 的项目面临退出或重组，且这种分化将进一步加剧。

弘正储能(上海)能源科技有限公司副总经理杨晓光同样感受到来自一线寒意，“一季度工商储装机同比下跌约 50%，相当多纯套利投资方退场，项目投资风控趋严。”他进一步指出，不能把行业将政策红利误判为永恒存在，更不能忽视了电力市场化改革的内在方向。直接触发因素是政策，而商业模式高度同质化、收益来源单一、对政策变化韧性差才是行业降温的根本症结。

阶段性阵痛，不改长期信心

如何看待这场降温，决定下一步方向。

“这是电力市场化进化过程中的阶段性现象，需要经历‘出清一再出发’的产业周期。”马金鹏强调，回归到底层逻辑——随着电力市场化改革深入，负荷侧能源资产管理远比表前复杂，它涉及电负荷、非电负荷、配电网、分布式能源、灵活性调节资源、需求侧响应、售电业务、电力现货、设备可利用率等众多变量。而储能是这一复杂生态中唯一兼具“电源+负荷”双重属性、可以主动调节、可跨时间平移电量的核心资产。截至今年上半年，风光装机占全国电力总装机的

48.3%，发电量占全社会用电量的 24.6%，叠加电动汽车、算力负荷等带来的电力需求，系统对调节性资源的需求非常迫切。负荷侧能源资产管理将成为最具价值的业务之一。工商业储能终局形态清晰可见，要从基于负荷预测的被动调节，转向主动响应电网电量及电力调节。

杨晓光指出，当前具备经济性的项目集中在峰谷价差仍可观的浙江、江苏、广东，以及需求响应机制较为完善的山东、安徽等地。从场景来看，高耗能制造、数据中心、充电运营等仍有真实需求。区域间的盈利差距，关键不仅在于价差，更在于能否实现电量价值与容量价值的平衡，前者靠峰谷套利兑现，取决于当地零售侧电价能否有效传导分时价格信号（均价传导 vs 完整曲线传导）；后者则从需求响应和辅助服务市场变现，要看这些市场是否足够开放。两者共同决定了项目的实际收益空间。

中交城市能源研究设计院有限公司西南分院副院长杨铮指出，未来 3 至 5 年国内工商业储能新增装机仍将保持较高增长，但不是所有区域、所有项目都能实现盈利。高耗能稳定负荷园区、算力中心、零碳产业园、用电尖峰压力大的区域景气度高。负荷波动小、价差偏弱地区增量有限。中长期来看，工商业储能是新型电力系统负荷侧最主要的灵活性资源，累计装机量级将迈向几十吉瓦时，属于千亿赛道。

华北电力大学教授郑华判断，工商业储能发展空间依然广阔，随着绿电直连、智能微电网、虚拟电厂等配套机制不断完善，行业投资回报水平有望逐步修复，这一过程大概需要 1 至 2 年。

告别单一模式，拥抱多价值叠加

具体怎么干？

马金鹏认为，过去的工商业储能本质上是“制造

业思维做金融服务业”——把储能当作独立资产、套利工具，孤立地看待峰谷价差收益，未将其置于“光伏+储能+负荷+售电”的綜合能源资产组合中定位，更未纳入电力市场交易的仓位管理体系。“这就像一台台孤立运行的设备去和能源管理公司竞争，输的不是设备性能，而是系统认知和能力。”

按照马金鹏的预计，2026 至 2028 年，工商业储能年新增装机将稳定在 6—10 吉瓦时区间，行业将从“野蛮生长”进入“精耕细作”阶段。具备经济性、可落地的项目将呈现三个“集中”：区域集中——可能在广东、浙江、江苏、上海等省区的零售侧形成相对市场化的分时价格机制，如“一口价”基础上保留峰平谷上下浮比例，为储能保留相对确定的套利空间；行业集中——在钢铁、化工、有色金属冶炼、电子半导体等高耗能连续生产企业，商业综合体与冷链仓储，算力中心、零碳园区、绿电直连等新型场景，以及受产品碳足迹、ESG 驱动的精细化碳核算制造业；模式集中——具备真实可落地能力的项目几乎都依赖“售储联动”模式，通过售电公司的负荷预测、削峰响应、交易策略、风险敞口管理，叠加储能的灵活调节能力，形成“1+1 大于 2”的多收益闭环。

杨晓光同样强调，未来看好“能力驱动型”工商业储能。破局依靠三件事：场景多元化——推进存量光伏配储、光储直流耦合、储充协同、台区储能、移动式储能等组合，本质上是对冲单一场景风险；AI 动态策略——基于负荷、电价、光伏出力预测实现价值寻优，从被动执行转向主动决策；VPP 聚合——用户侧储能聚合参与网侧市场，实现容量价值与电量价值双重变现。

郑华进一步表示，一个成熟可持续市场取决于成本控制与收益多元化两大要素。仅依靠峰谷价差、电能量现货市场获取收益的模式较为单薄，未来行业出路在于面向用户端整合综合能源服务，挖掘降碳、节能等多元价值。

关注

本报讯 国家能源局 8 月 6 日发布的《中国核电发展报告 2026》(以下简称《报告》)显示，截至 2025 年底，我国在运和核准在建核电机组共 112 台，装机规模 1.25 亿千瓦，总规模居世界首位，在建规模持续保持全球第一。

截至 2025 年底，我国在运核电机组 59 台、装机容量 6248 万千瓦，仅次于美国和法国，位居全球第三；核准在建核电机组 53 台、容量 6293 万千瓦，连续 19 年稳居核电工程建设规模全球第一。从发电量来看，2025 年，核电全年发电量 4852 亿千瓦时，同比增加 7.6%，持续稳步增长，在全国总发电量中的占比为 4.6%，在非化石能源发电量中占比为 11.4%。全国核电机组平均利用小时数为 7809 小时，同比增加 126 小时，保持较高水平。

不仅如此，我国核电安全运行业绩稳居世界前列。《报告》指出，“十四五”期间，我国所有核电机组保持良好安全纪录，未对公众和环境造成任何不良影响。

《报告》展望，“十五五”是能源强国建设的重要时期，我国核电发展将进入由大到强的新阶段。目前，全球新一代核电技术研发十分活跃，多种堆型处于从技术攻关迈向工程应用的拐点。我国核电需加快推进第四代核电技术研发攻关，以示范工程建设为牵引，加强设备材料、燃料和软件自主化等基础研究工作，推进科技创新与产业创新深度融合，实现高质量发展。（廖宇）

我国核电在运在建规模稳居世界第一

覆盖跌价损失，还额外贡献了 15200 元净收益。相当于在现货价格下跌的不利行情下，通过卖出看涨期权策略，实现正收益。

企业根据对后市“下有底、上有压”的研判，将库存分为“稳健对冲部分”和“弹性增厚部分”。这种组合既避免了单一期货套保锁死上涨空间的弊端，又比纯期权策略提供了更强的下跌保护。在价格下跌时，期权权利金收入提供了额外缓冲，实现了分层套保的创新实践。

作为山东中小型民营贸易企业，通过期货公司的专业辅导，成功运用新上市的期权工具实现低门槛、高效率的库存管理。卖出期权策略无需支付权利金，保证金占用较低，操作逻辑直观，契合了普惠金融“以可负担成本提供有效服务”的核心要求，践行了普惠金融的服务理念。

华安期货产业中心负责人表示，研究团队给出的这个案例更贴合市场实际情况，是沥青期权上市后，中小贸易企业借助“期货对冲+期权增收”的成功实践。该分层套保策略框架清晰，根据市场研判确定稳健与弹性比例。稳健部分卖出对应数量期货合约，弹性部分卖出虚值看涨期权。该框架不仅适用于沥青贸易商，对钢材、聚乙烯等其他大宗商品的库存管理同样具有借鉴意义，具备可复制推广的实践参考价值。

“期货+期权”的组合策略，实现了对价格风险的多维管理，让中小企业在价格震荡中不再被动承受。期货市场服务实体经济，主动管理与组合策略有利于增强抗风险能力，提供了可落地可推广的解决方案。（实习生李欣芮对本文亦有贡献）

中广核广东太平岭核电项目 2 号机组投产发电



图片新闻

8 月 3 日 11 时 18 分，中广核广东太平岭核电项目 2 号机组正式投产发电，标志着粤港澳大湾区首个“华龙一号”自主三代核电项目一期工程全面建成投运。

太平岭核电项目位于广东省惠州市惠东县，一期工程于 2019 年 4 月 8 日获国家核准，项目 2 号机组于 2020 年 10 月 15 日开工建设，建设团队充分吸收“华龙一号”前期项目建设经验，先后完成核岛主体结构施工、设备安装调试、核燃料装载、反应堆首次临界、并网发电等一系列重大工程节点，工程建设质量、安全水平和建造效率稳步提升。

随着 2 号机组正式具备商业运行条件，太平岭核电项目一期工程全面建成，按照 2025 年国内核电平均利用小时数测算，两台机组预计年发电量超过 180 亿千瓦时，可满足近 200 万人口一年的生产生活用电需求，每年等效减排二氧化碳约 1663 万吨，将进一步提升粤港澳大湾区清洁能源供应保障能力。

何文轩/图

沥青期权助力企业多维管理价格风险

上期“强源助企”期货服务能化产业高质量发展

■本报记者 渠沛然

2025 年 9 月 10 日，上海期货交易所石油沥青期权正式挂牌上市，沥青品种全面进入“期货+期权”协同发展的新阶段。沥青期权的上市，不仅丰富和完善化工行业多层次衍生品体系，满足产业精细化、多元化需求，还为企业提供了构建多样化策略的新工具。

短短半个月后，山东一家中小型沥青贸易企业就用实际行动验证了这项工具的价值。在市场震荡下行的行情中，企业不仅完全覆盖 16 万元的库存跌价损失，还额外获得 24.02 万元的净盈利，而收益来自一套“期货保底、期权增收”的组合策略。

这家山东企业常年从事国产 70 号沥青的分销业务，下游客户以省内及周边省份的小型公路施工单位和防水卷材加工厂为主。2025 年 9 月，山东沥青市场呈现“供应低位、需求平淡、价格震荡”的格局，下游终端仅以小单刚需补库为主，出货量不温不火。企业负责人表示，当时企业面临两难困境，若现在抛售持有的约 2000 吨库存，虽能锁定浮盈但可能错失后期上涨。若持有库存观望，一旦价格回调，浮盈将迅速缩水。传统的期货套保虽然能完全对冲价格下跌风险，但代价是放弃价格上涨带来的收益，也就是说如果

2000 吨库存若全部做空期货，一旦沥青价格反弹，企业不仅无法享受库存升值，还会因期货空头亏损而锁定利润空间。

恰在此时，沥青期权的上市带来新的解题思路。华安期货产业中心给出了一个分层方案，为货物上了“双保险”，还顺带赚点“零花钱”。就是将大部分库存采用期货空头进行完全对冲，锁定主体利润、规避大跌风险。同时拿出小部分库存尝试期权策略，卖出虚值看涨期权，先行收取权利金，既增厚收益，又保留一定的价格反弹参与空间。

华安期货服务团队经过对市场的深入研判，为 2000 吨库存量身定制了一套分层风险管理方案。华安期货产业中心能化研究员魏龙飞表示，从供需两端来看，沥青供应端维持低位，炼厂排产持续下降，价格呈现“下有底”的支撑；而北方施工正逐步收尾，需求端表现平淡，短期价格又面临“上有压”的制约，难以形成持续的单边上涨。这种价格窄幅波动的格局，意味着库存短期内被大幅拉涨的风险较低，恰好为实施分层策略打开了理想的操作窗口。

2025 年 9 月 26 日，方案正式落地。1800 吨部分，

企业以 BU2511 合约均价 3460 元/吨卖出 180 手沥青期货，锁定这部分库存的卖出价格。200 吨期权部分，企业选择行权价 3400 元/吨的虚值看涨期权进行卖出，由于该看涨期权 delta 约为 0.53，为使期权头寸与 200 吨现货基本匹配，需卖出名义吨约 400 吨的看涨期权，每吨收取权利金约 95 元，权利金总收入 38000 元。

2025 年 9 月下旬至 10 月，沥青价格震荡走弱，BU2512 始终未触及 3400 元/吨的行权价，截至当年 10 月 16 日，山东沥青现货价已降至约 3420 元/吨，BU2512、BU2511 期货价格最低跌至 3145、3244 元/吨。企业随即对期货及期权头寸平仓。40 手看涨期权平仓后，净获得权利金收入 78 元/吨，总计 3.12 万元（共 400 吨）。180 手 BU2511 期货空头，每吨盈利 205 元，总盈利 36.9 万元（共 1800 吨）。2000 吨现货库存，每吨贬值 80 元，现货总损失为 16 万元。

最终，期货套保贡献了主要保护力量，期权部分提供了额外收益，企业不仅完全覆盖了 16 万元的库存跌价损失，还额外获得 24.02 万元的净盈利。

单看 200 吨期权套保部分，表现同样亮眼。现货贬值 16000 元，期权权利金净收入 31200 元，不仅完全