国内储能招中标数据景气，光伏新技术呈现盈利差异，海风进入政策拐点

——新能源月报：2026年9-10月报

电新首席证券分析师：曾朵红
执业证书编号：S0600516080001
联系邮箱：zengdh@dwzq.com.cn

联系电话：021-60199793
2026年11月6日

目录



- 光伏：需求疲软，但新技术呈现盈利差异
- 储能：国内招中标数据依然景气，9月出口高增
- 风电：26年装机同比下滑，国内海风进入政策拐点
- 投资建议与风险提示

摘要

- **光伏：需求确定下滑，供给先于需求出清，技术带来盈利差异。** 9 月国内装机 13.64GW、同比 +41.2%，为 7 月以来连续第三个月正增长，但 1—9 月累计 110.83GW 仍同比 −53.9%；我们预计 2026 年全球新增 536GW、同比 −13%，为首次下降，其中中国 180GW（−43%）、美国 51GW（+19%）、欧洲 78GW（+20%），海外韧性明显好于国内。供给端出现两个实质变化：一是 10 月 16 日《光伏制造行业规范条件（2026 年本）》征求意见，新建电池效率提至 26.2%/26.0%/26.6%、组件 24.2%/24.0%/24.4%，删除 P 型条目，新建产能须同时跨过技术、能耗、资金三步门槛；二是商务部拟将 12 项光伏技术列入出口管制，形成“对内限产、对外限技”。价格底已现：组件开标价 8 月 0.703 元/W 为年内低点，9 月 0.724、10 月 0.779 连续两月回升，1—10 月加权 0.760 元/W、同比 +7.9%；多晶硅 N 型复投料企稳 4.30 万元/吨。但主链仍未走出亏损，盈利差异集中在高效组件与新技术，而非行业总量。
- **储能：国内招标翻倍、装机后移，海外户储受气价创新高拉动，内外需共振。** 国内呈现“订单先行、装机后移、收益分化”：26年1-9月国内大储EPC累计招标/中标容量为 377.4/291.1GWh，同比+107%/+104%，招中标差额91.15GWh；中标与装机的同期规模差额183.89GWh，中标高增、装机滞后，在手订单在快速累积，2027 年装机具备高增基础；装机平均时长由 2.65h 升至 2.90h。价格随成本下行：4h 系统中标 529.1 元/kWh（环比 −7.4%），碳酸锂 9 月 12 日至 10 月 24 日由 14.23 降至 9.70 万元/吨（−31.8%），降幅按原料—系统—电芯递减，电芯环节修复毛利、集成环节让利。收益端区域分化明显，同一 100MW/4h 项目不同地区年容量补偿收益差异达到千万元；系统运行费极差 181 元/MWh、约吞掉一半套利价差。海外方面，1—9 月逆变器出口 88.10 亿美元、同比 +30%，9 月单月出口11.82亿美元，同比+66% 加速，欧洲 9 月同比 +111%（德国 +245%）；欧洲 10 月气价突破 90 欧元/MWh、创 2022 年 12 月以来新高，天然气填充率仅 74.6%、德国 61.3% 为历史同期最低，冬季补库叠加乌克兰停电刚需，户储 Q4 景气度上行。
- **风电：陆风量稳价升，盈利拐点在 26H2；海风政策拐点已至。** 1—8 月国内风电新增 53.3GW、同比 −7.9%，我们预计全年 100—110GW、同比 −4%~−12%；陆风招标 1—10 月 89GW、同比 +2%，Q3 已回暖，价格自 24Q3 触底后累计上涨超 5%、26 年开标趋稳，量价两端均已筑底，26H2 涨价单交付将带动毛利率继续修复。海风是本期最大变化：十五五规划首次明确建设海上风电基地、2030 年累计 100GW，深远海《3 年行动方案》有望获批，政策拐点确立；但短期招标仍在收缩，26 年 1—9 月海风招标 4.7GW、同比 −50%，含塔筒价格回落至 3,000 元/kW 附近。我们预计欧洲海风 26—28 年稳步增至 6.3/7.6/9.0GW，29 年受德国、英国项目节奏拖累回落至 5.4GW（−40%），30 年后回升、31—35 年年均 17GW。出口是当前最确定的增量：1—9 月风机出口 15.6 亿美元、同比 +54%，我们预测金风 26 年出口目标 7GW（+75%）、截至2026年9月海外在手订单 11.05GW。风险在海缆，东方电缆 26 年1-9月新增国内海缆订单仅 10 亿元（去年同期 60 亿元），订单真空期或压制 28 年前的业绩弹性。
- **投资建议：光储：【1】高景气度方向：**储能（阳光电源、宁德时代、德业股份、亿纬锂能、海博思创、思格新能）；**【2】组件龙头**（爱旭股份、晶科能源、阿特斯、隆基绿能、晶澳科技、天合光能、横店东磁等）和优势龙头（福斯特、福莱特、钧达股份，关注TCL中环）等；**【3】硅料龙头**（通威股份、弘元绿能、关注大全能源、协鑫科技）；**【4】新技术龙头**（浆料博迁新材、聚和材料、帝科股份等）；**风电：**25年陆海风装机共振，深远海具备成长性，龙头强者恒强的**【1】海缆**（**东方电缆、**亨通光电，关注中天科技、起帆电缆），**【2】塔架**（大金重工、海力风电、天顺风能）、**【3】主机**（金风科技、三一重能、明阳智能）、**【4】零部件**（日月股份、关注金雷股份、时代新材）。
- **风险提示：**竞争加剧、政策超预期变化、电网消纳问题限制、新能源装机不及预期、原材料供应不足等。

光伏：需求疲软，但新技术呈现盈利差异

一、国内：9月装机同增41.2%，累计仍降53.9%

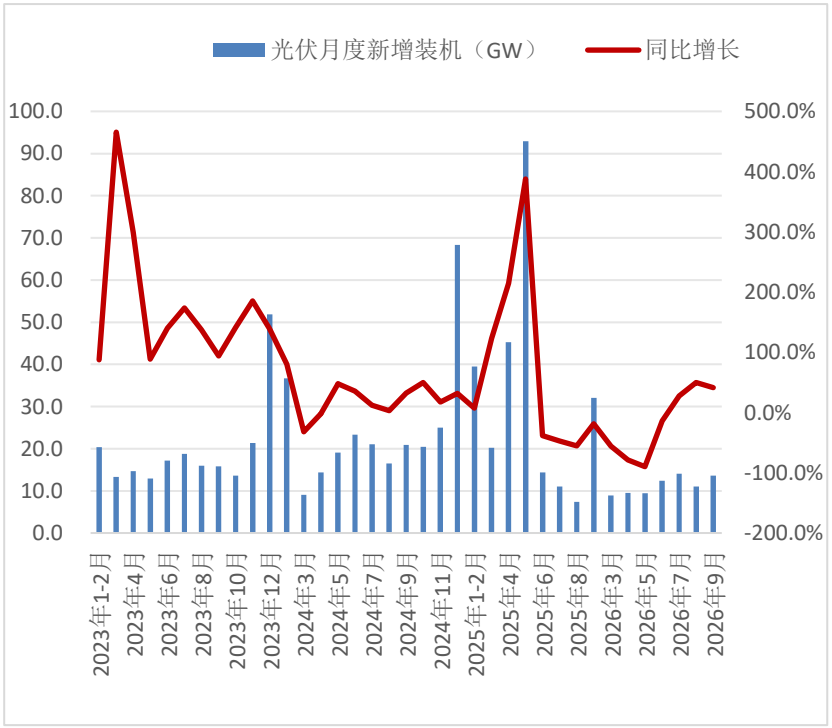
国内：9月装机同增41.2%，累计仍降53.9%

东吴证券 SOOCHOW SECURITIES

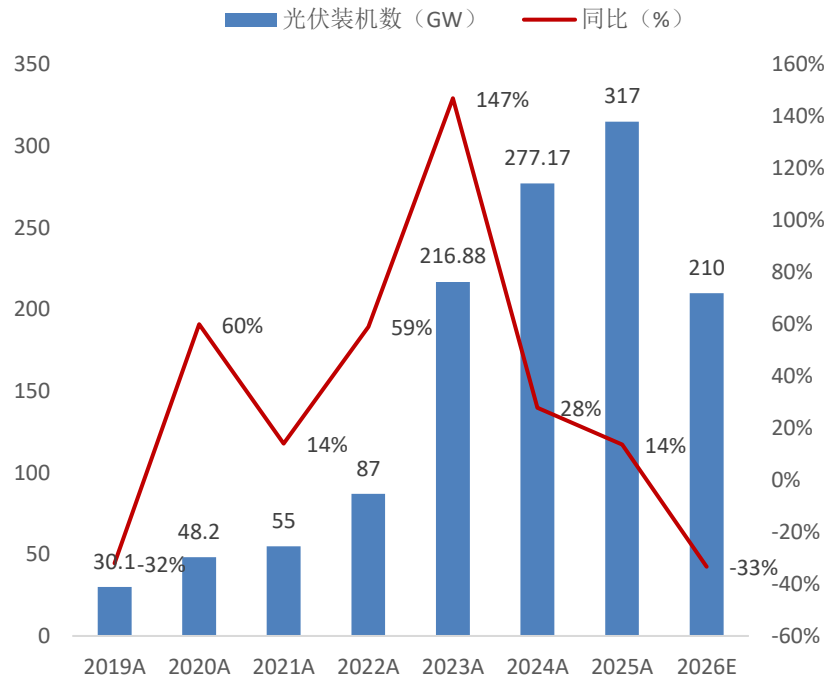
1 中国：26年9月新增装机13.64GW，同增41.2%

- **2026年9月新增装机13.64GW，同比增41.2%、环比增23.6%，为7月以来连续第三个月正增长。**据国家能源局数据，1-9月累计新增110.83GW，同降53.87%，降幅较1-8月收窄4.0个百分点。

图表：国内光伏月度装机情况（GW）



图表：国内光伏年度装机情况及预测（GW）



数据来源：国家能源局、东吴证券研究所

2 工信部：效率能耗标准先行，产能出清进入落地期

- **效率与能耗标准是这一轮出清的主抓手。**7月2日三项强制国标发布，多晶硅能耗收严至6.4千克标煤/千克，TOPCon/HJT/BC组件效率门槛锁定23.2%/23.2%/23.5%，P型低效产能首次被强制标准排除；10月16日《光伏制造行业规范条件（2026年本）》征求意见，新建电池效率提至26.2%/26.0%/26.6%、组件提至24.2%/24.0%/24.4%，多晶硅新建电耗压至37/15千瓦时/千克。
- **标准与自律叠加，硅料价格止跌企稳。**企业以完全成本为报价底线，N型复投料企稳于4.30万元/吨、颗粒硅4.03万元/吨；10月国内多晶硅产量硅业分会预计降至10.5万吨，减产开始体现；截至9月底行业库存仍有57.2万吨。10月16日出台规范条件与技术出口管制，形成“对内限产、对外限技”组合。

图表：能效标准、硅料价格与行业规范条件三阶段梳理

阶段	政策与事件	核心指标	产业含义
7月 标准先行	三项强制性国家标准发布	多晶硅能耗≤6.4千克标煤/千克；组件效率≥23.2%/23.2%/23.5%	能效红线落地，不达标产能在信贷、招标环节实质受限
10月 自律涨价	硅料企业自律减产、以完全成本报价	N型复投料4.30万元/吨、颗粒硅4.03万元/吨；10月产量降至10.5万吨	价格止跌企稳，但库存57.2万吨仍压制反弹高度
10月16日 门槛再抬	《光伏制造行业规范条件（2026年本）》征求意见	新建电池26.2%/26.0%/26.6%、组件24.2%/24.0%/24.4%；电耗37/15千瓦时/千克；资本金30%	删除P型条目，新建产能须同时跨过技术、能耗、资金三道门槛

数据来源：工信部、市场监管总局、硅业分会、新华社、东吴证券研究所

3 商务部：光伏12项技术拟列入出口管制目录

- **商务部就修订《中国禁止出口限制出口技术目录》公开征求意见，强化出口管制。**本次涉及人工智能、生物医药、光伏三个领域40项技术，光伏占12项，覆盖多晶硅制造、硅片制造、电池制造及承载相关技术的关键核心设备；三类制备技术分列禁止出口与限制出口，并对技术出口同步实施临时登记管理。
- **技术输出受限、巩固国内优势。**已通过东南亚、中东、美国本地产能交付的厂商受直接冲击较小；以技术许可、整线设备输出为主的企业需走审批流程，海外新建硅料、硅片产能的技术可得性明显下降。与能耗国标、“反内卷”叠加，构成“限产＋限技”的供给端组合拳，反过来巩固国内成本曲线优势。

图表：光伏领域技术出口管制清单（征求意见稿）

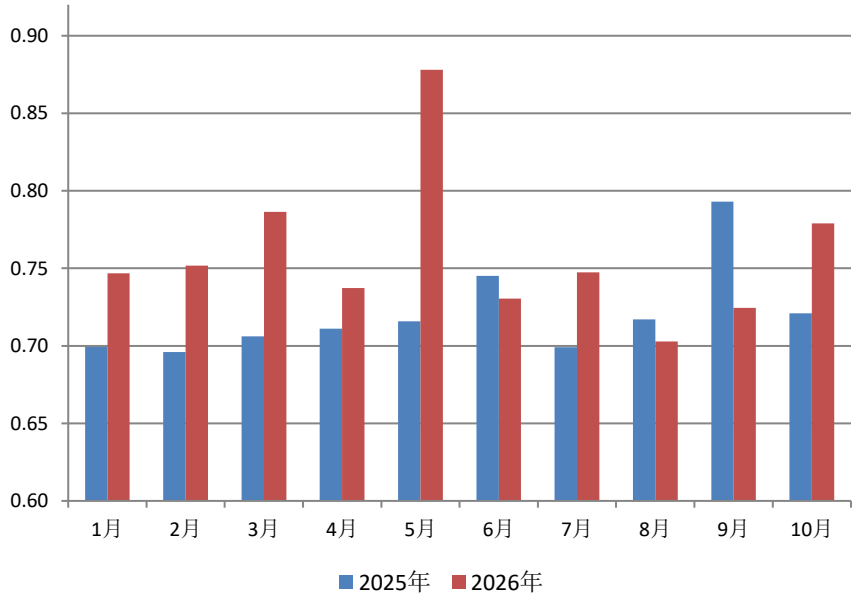
环节	列管技术（含具体指标）	类别	涉及关键设备	对海外产能的具体影响	受影响方/跟踪点
多晶硅	三氯氢硅冷氢化流化床工艺，单线三氯氢硅产能≥25万吨/年	禁止出口	流化床反应器、精馏与尾气回收	门槛设在超大规模区间，实际只卡“大基地级”交钥匙项目：拿不到工艺包只能外购三氯氢硅，海外一体化的成本与供应链受制于人	中东、东南亚硅料一体化项目
多晶硅	硅烷流化床工艺，单线产能≥2万吨/年	禁止出口	硅烷制备与提纯装置	颗粒硅路线的核心环节被锁：海外复制需自建硅烷装置，折旧与能耗劣势放大，“低成本第二路线”难以外溢	海外颗粒硅项目
多晶硅	多晶硅工程技术，单线产能≥3万吨/年	限制出口	还原炉、尾气回收与公用工程	限制类须逐项申请许可，审批节奏直接决定海外硅料项目的投产时点；总包商从“卖工艺包”转为“卖许可＋服务”	海外EPC总包商
硅片	超薄硅片制备技术，厚度<70μm	禁止出口	金刚线切片机及专用耗材	70μm已是当前量产极限，与柔性、空间级组件强相关；禁止后海外无法复制超薄路线，中国在空间级硅片上的代差被固化	太空、柔性组件厂商
硅片	大尺寸薄片：>182mm且<130μm，及配套金刚线切片设备	限制出口	金刚线切片设备	设备与技术一并列管：常规130-150μm片不受影响，边际约束落在“薄片化”方向，海外切片扩产需先行申请	海外切片厂
电池	TOPCon、XBC、HJT量产工艺：LPCVD/PECVD镀膜、ALD钝化、硼扩散、铜电镀（含产能门槛）	限制出口	镀膜、扩散、电镀设备	覆盖三大主流高效路线：海外新建电池产能的技术授权需审批，约束的是2027年后的扩产节奏，存量产线运行不受影响	美欧新建电池厂
电池/组件	钙钛矿及叠层电池组件生产技术，及其设备制造技术	禁止出口	涂布、蒸镀、封装设备	2026年是钙钛矿GW级量产元年，直接锁死海外跟进路径；组件与电池片“产品”出口不受限，受管的是技术与设备	海外叠层中试线

数据来源：商务部、东吴证券研究所

4 电价：招标开标价自低点回升，机制电价竞价回暖

- **组件开标价自8月低点回升，年内中枢同比抬升。**1-10月组件开标128.75GW、加权均价0.760元/W，较2025年同期0.705元/W抬升7.9%；8月0.703元/W为年内低点，9月0.724元/W（环比+3.1%）、10月0.779元/W，连续两月回升。
- **机制电价竞价纠偏，价格回升但保障电量收窄。**国家能源局9月调度会议要求科学组织2027年增量竞价、及时纠偏。新疆光伏0.15→0.259元/千瓦时（+72.7%）、甘肃0.1954→0.2447元顶格出清（+25.2%），云南光伏至0.331元；但新疆机制电量67.64亿千瓦时压至32.31亿千瓦时、申报上限降至50%。

图表：组件开标加权均价（元/W）



表：2026—2027年机制电价竞价结果（元/千瓦时）

省份/类别	2026年	2027年	变化	备注
新疆（光伏）	0.1500	0.2590	+72.7%	2027上半年 距上限仅差0.003元
甘肃（光伏）	0.1954	0.2447	+25.2%	2027上半年 以上限出清
云南（光伏）	0.3290	0.3310	+0.6%	2027年 连续三年高位
辽宁（上限）	0.3300	0.3000	-9.1%	2027年 竞价上限下调

数据来源：各省发改委、国家能源局、东吴证券研究所

5 首个钙钛矿光伏国家标准发布，叠层电池获“入场券”

- **9月首个钙钛矿光伏国家标准发布，2027年实施。**市场监管总局（国家标准委）发布《光伏器件 第12部分：钙钛矿光伏电池及组件的I-V特性测量方法》（GB/T 6495.12—2026），由工信部提出、SAC/TC90归口。标准针对钙钛矿光照下性能易波动、面积定义不统一、晶硅测试方法难以套用三大痛点，统一测试设备、稳定化处理、I-V测量与面积/效率计算，并给出快速测量、最大功率点追踪、十点准稳态拟合（仲裁法）与渐进法。
- **标准可控、效率可比。**钙钛矿存在迟滞效应（正反扫效率差可达2-3pct）、大面积均匀性与光照soaking后效率漂移，同一组件在不同实验室可差出数个点，直接导致质保条款难签、银行可融资性缺失、招标技术规范缺乏明确技术规范。国标把“总面积/光阑面积”这一最易被放大的口径明确，效率可比性更强。

图表： 钙钛矿标准更新

维度	最新进展（2026年9-10月）	产业含义	关键时点	跟踪指标
测试标准	GB/T 6495.12—2026发布，我国首个钙钛矿国标	效率口径统一，虚高空间收敛	2027年实施	送检机构、认证周期
政策定位	电子信息制造业“十五五”规划点名钙钛矿叠层	从前沿技术升为产业方向	2026年8月印发	专项支持、首台套
技术路线	单结与晶硅-钙钛矿叠层并行，叠层效率上限更高	叠层是量产主路径	2027-2028验证	中试效率、良率
产能进度	百MW级中试为主，GW级产线仍在规划	尚未进入规模放量	2027-2028年	设备中标额
海外对标	日本补贴转向（280亿日元、4倍）；澳洲500MW叠层线	全球同一起跑线，窗口期短	2027财年起	海外专利、出口
受益环节	设备（涂布/蒸镀/激光/封装）先于材料	设备先行、材料后至	2026-2027年	靶材出货、订单

数据来源：市场监管总局、工业和信息化部、PV Magazine、东吴证券研究所

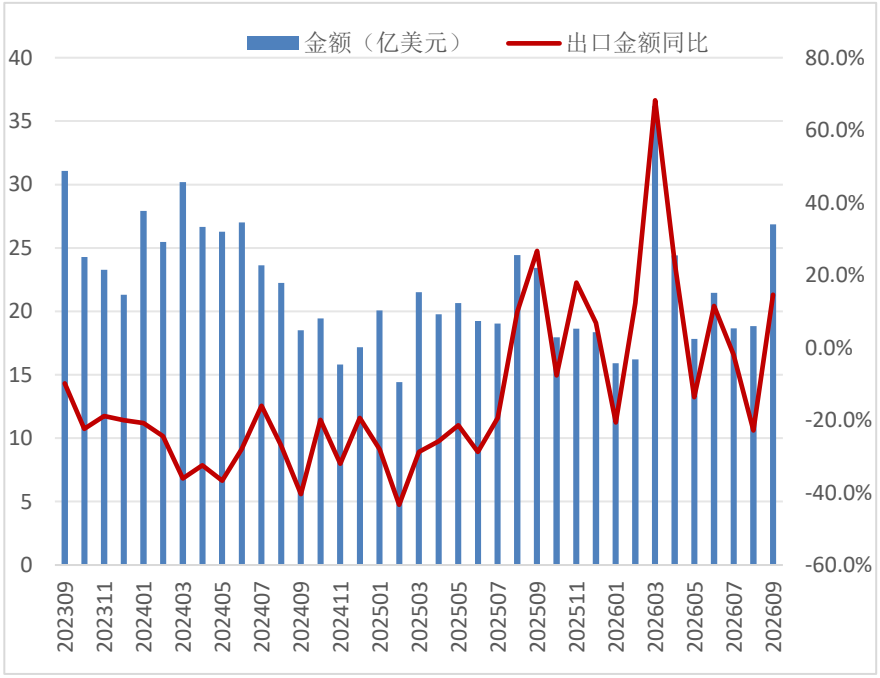
二、海外：美国抢装延续，海外需求持续增长

海外：美国抢装延续，海外需求持续增长

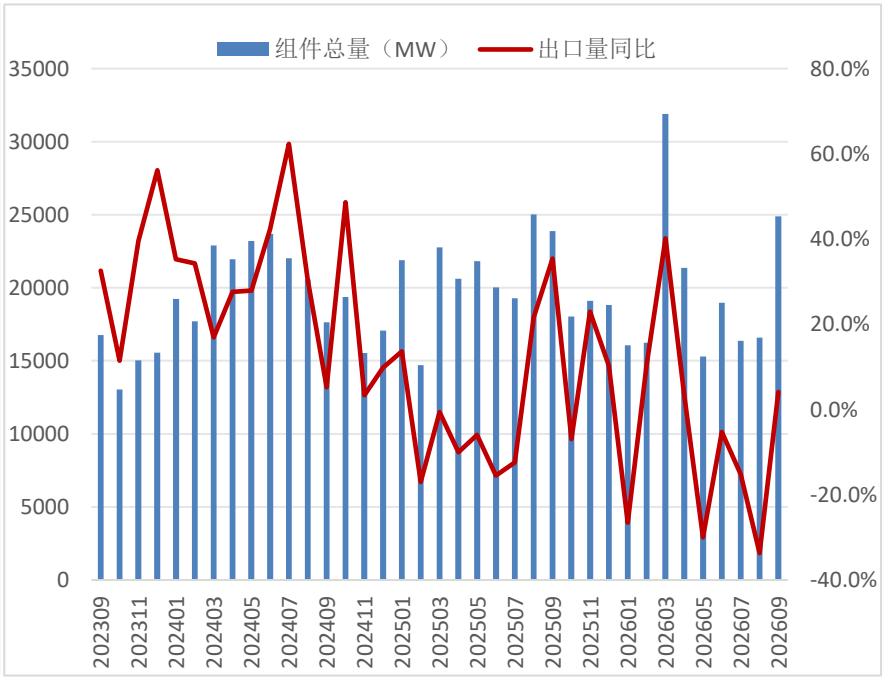
1 26年9月组件出口26.86亿美元，环比+42.57%/同比+14.59%

- **26年9月组件出口26.86亿美元，环比+42.57%、同比+14.59%。**1-9月组件累计出口196.38亿美元，累计同比上升7.56%。
- **26年9月组件出口24.88GW，环比+49.90%、同比+4.13%。**1-9月光伏组件累计出口177.65GW，同比下降6.49%；9月出口均价0.108美元/W、同比+10%。

图：组件月度出口金额（单位：亿美元，%）



图：组件月度出口量（单位：MW，%）



数据来源：盖锡咨询、InfoLink、东吴证券研究所

2 组件出口结构：中东、东南亚、非洲环比高增

- **分区域看，中东、东南亚、非洲、美、印度环比高增，欧洲平稳。**中东5.0亿美元（环比+162%）、东南亚3.9亿（环比+110%）、非洲（除南非）1.6亿（环比+46%）；印度0.3亿（环比57%）、美国0.3亿（环比+55%）；欧洲9.6亿（环比+21%）。
- **分出口省份看，**安徽2.5亿美元（环比+104%）、江西2.4亿（环比+115%）领先；江苏7.2亿、浙江6.2亿。

图表： 2026年9月组件出口数据更新（分省份/分区域，单位：亿美元）

东吴电新 2026年9月组件出口数据更新：同环比15%/43%

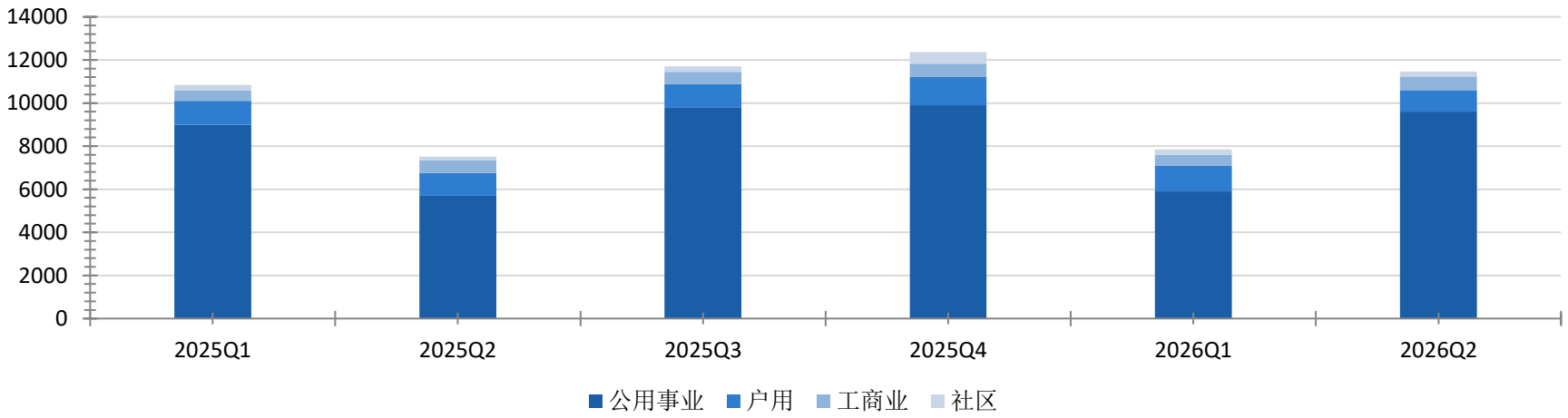
单位：亿美元	类别		26M9	M9环比	25M9	M9同比	26M8	26M7	26M1-9	25M1-9	累计同比
组件	总金额		26.86	43%	23.44	15%	18.84	18.74	301.52	182.25	65%
	出发地	江苏省	7.2	54%	5.32	36%	4.7	5.0	54.01	51.20	6%
		浙江省	6.2	25%	4.96	26%	5.0	4.8	49.27	55.59	-11%
		安徽省	2.5	104%	1.78	38%	1.2	1.5	13.14	13.47	-2%
		江西省	2.4	115%	1.41	68%	1.1	1.5	12.25	15.06	-19%
		陕西省	3.1	27%	2.41	27%	2.4	2.2	20.33	16.25	25%
	到达地	欧洲	9.6	21%	9.3	3%	8.0	8.5	79.2	72.9	9%
		荷兰	4.2	34%	3.1	34%	3.2	3.4	29.3	26.2	12%
		西班牙	0.7	43%	0.6	15%	0.5	0.4	6.2	6.1	2%
		德国	0.4	-4%	0.3	21%	0.4	0.4	3.5	2.9	19%
		波兰	0.2	-21%	0.2	-5%	0.3	0.4	3.8	2.7	43%
		印度	0.3	57%	0.2	31%	0.2	0.1	2.6	8.0	-67%
		巴西	1.1	8%	0.8	30%	1.0	0.9	7.8	9.9	-21%
		澳大利亚	0.8	36%	0.4	110%	0.6	0.6	6.4	4.7	36%
		南非	0.4	155%	0.3	72%	0.2	0.4	3.4	2.4	44%
		非洲（除南非）	1.6	46%	1.9	-17%	1.1	1.3	14.6	10.2	43%
		乌克兰	0.0	-20%	0.0	-70%	0.0	0.0	0.2	0.2	8%
		美国	0.3	55%	0.1	183%	0.2	0.2	1.7	1.0	78%
		东南亚	3.9	110%	1.0	308%	1.9	1.0	17.4	7.2	141%
		巴基斯坦	0.5	-55%	0.9	-41%	1.1	1.0	9.9	15.5	-36%
		中东	5.0	162%	3.2	59%	1.9	2.1	19.1	19.9	-4%
		其他	3.3	19%	5.4	-39%	2.8	2.7	34.1	30.4	12%

数据来源：海关总署、东吴证券研究所

3 美国：抢装延续，26Q2新增11.4GW、同比+45%

- **26Q2新增装机11.4GW，同比+45%、环比+43%，H1累计19.2GW。**公用事业级9.6GW，占当季新增的84%；户用995MW，为五年最低单季；工商业638MW；社区光伏231MW。
- **抢装驱动本季高增，但中期展望未上修：**7月4日为ITC/PTC开工“安全港”节点，逾期未开工项目须在2027年底前投运方可保留抵免；已锁定储备216-240GW，支撑26H2装机高位。但SEIA与Wood Mackenzie 9月10日报告仅上调2026-2031年预测1.2%、年均约44GW，中枢未变，户用受25D到期拖累。

图表： 美国光伏季度新增装机分类型（MW，SEIA）



数据来源：SEIA、Wood Mackenzie、东吴证券研究所

4 欧洲：26H1装机33.8GW，全年预测上调至68.1GW

- **2026H1欧盟新增光伏装机33.8GW（+1.9%）；**SolarPower Europe将全年预测由61.5GW上调至68.1GW，但仍较2025年修正后纪录69.6GW下滑2.1%。地面占比升至56%、屋顶降至44%；截至6月底累计装机约445GW，6月太阳能占欧盟发电量25%、为当月第一大电源。
- **五大市场合计约占75%，德西构成主力：**德国H1约7.5GW（同比-4%），1-9月12.76GW（同比+1.6%）、9月1.23GW、累计130.7GW；西班牙H1 5.9GW（同比-6%），负电价与弃电拖累地面；法国H1 3.5GW（同比+5%）；意大利1-9月4.83GW（同比+18%）、三季度1.74GW同比+37%；波兰H1近2.5GW（同比+39%）。

图表： 2026H1欧洲主要市场光伏新增装机（GW）

市场	2026H1新增（同比）	关键驱动	构成
欧盟整体	33.8GW（+1.9%）	SPE全年预测由61.5GW上调至68.1GW	地面56%/屋顶44%，截至26年9月累计445GW
德国	约7.5GW（-4%）	EEG修正案拟取消新建固定电价、转向CfD	1-9月12.76GW，截至26年9月累计130.7GW
西班牙	5.9GW（-6%）	RENOINN 2光储1.14GW获3.6亿欧元	负电价与弃电拖累地面项目
法国	3.5GW（+5%）	S21招标削减，2027年转技术中立招标	26Q2新增1.47GW（+3.2%）
意大利	3.1GW（+10%）	20年双向CfD：80欧元/MWh、上限37.15GW	1-9月4.83GW（+18%）
波兰	近2.5GW（+39%）	五大市场中增速最快	弃电率上升为后续隐忧
英国	1-8月1.17GW（+26%）	累计装机突破23GW	8月单月124MW

数据来源：SolarPower Europe、BNetzA、Italia Solare、DESNZ、东吴证券研究所

5 印度高增领跑，新兴市场接棒

- **印度是海外最大增量，增速逐季放缓：**2026年1-9月新增35.2GW、同比+19.5%，9月单月3.01GW；9月末累计装机171.1GW，其中地面125.7GW、屋顶33.4GW。节奏上Q1 12.1GW、Q2 6.9GW、Q3 5.4GW，屋顶光伏1-9月新增9.8GW；JMK预计全年新增约42.5GW。
- **其余市场走势分化：**日本26H1组件出货2.75GW（同比+8%），住宅767MW、商用979MW、公用1.00GW，Q2单季1.22GW（同比-5%）为五季来首降；澳大利亚9月分布式新增311.8MW（环比+7.3%），1-9月2.8GW、同比+43%已超2025全年，Q3 894MW（同比+35%）、9.0万套；地面前三季FID 3.5GW创年度纪录；巴西1-8月地面3.5GW、分布式H1 4.2GW（同比-23%），分布式6月末累计53GW；土耳其1-8月2.92GW（同比-24%）、累计28.1GW。

图表： 海外地区装机情况

市场	最新装机（2026）	同比	政策/事件	含义
印度	1-9月35.2GW	+ 19.5%	SECI豁免ALMM绿氢光伏700MW招标落地	海外最大增量，累计171GW
巴西	1-8月地面3.5GW	—	分布式H1 4.2GW（-23%），6月末累计53GW	拉美最大市场，增速回落
澳大利亚	9月分布式311.8MW / 1-9月2.8GW	+ 43%	地面FID前三季3.5GW，创年度纪录	分布式创同期新高，地面投资回暖
日本	26H1出货2.75GW	+ 8%	2027财年晶硅退出新补贴、转钙钛矿	晶硅红利消退
土耳其	1-8月2.92GW	- 24%	累计装机28.1GW	需求阶段性走弱

数据来源：MNRE、JMK Research、JPEA、CER/SunWiz、ANEEL/ABSOLAR、东吴证券研究所

5 全球2026年预计约506GW、首次下降，2027-2028年预计5-10%增长

- **2026年全球光伏需求放缓，中国占比近半下滑影响较大、海外市场增长维持韧性。**我们预计2026年全球新增光伏装机506GW，同比小幅回落，受中国装机下滑影响较大；其中中国/美国/欧洲分别新增装机180/51/78GW，同比-43%/+19%/+20%。

图表：光伏年度装机情况及预测（GW）

	2019A	2020A	2021A	2022A	2023A	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
中国	30	48	55	87	216	277	317	180	200	215
同比	*-32%*	*60%*	*14%*	*59%*	*147%*	*28%*	*14%*	*-43%*	*11%*	*8%*
欧洲	17	20	30	45	60	70	65	78	87	96
同比	*48%*	*17%*	*53%*	*50%*	*33%*	*17%*	*-7%*	*20%*	*11%*	*10%*
美国	13	19	24	20	31	50	43	51	59	67
同比	*25%*	*44%*	*25%*	*-16%*	*53%*	*61%*	*10%*	*19%*	*15%*	*14%*
中东	4	2	4	5	8	15	28	35	39	41
同比	*21%*	*-50%*	*66%*	*42%*	*52%*	*88%*	*87%*	*25%*	*11%*	*5%*
印度	7	3	12	14	10	24	37	36	37	38
同比	*-11%*	*-57%*	*275%*	*17%*	*-27%*	*135%*	*54%*	*-3%*	*3%*	*3%*
巴西	2	3	6	11	13	19	15	19	22	25
同比	*120%*	*50%*	*82%*	*77%*	*23%*	*45%*	*-23%*	*27%*	*16%*	*14%*
日本	6	6	4	5	5	4	6	6	6	7
越南	5	13	1	1	1	2	2	3	4	5
其他	33	26	36	52	60	81	103	128	147	161
同比	*60%*	*-22%*	*40%*	*44%*	*15%*	*35%*	*27%*	*24%*	*15%*	*10%*
全球	**119**	**140**	**172**	**240**	**404**	**542**	**616**	**506**	**601**	**655**
全球同比	*12%*	*18%*	*23%*	*40%*	*68%*	*34%*	*14%*	*-18%*	*19%*	*9%*

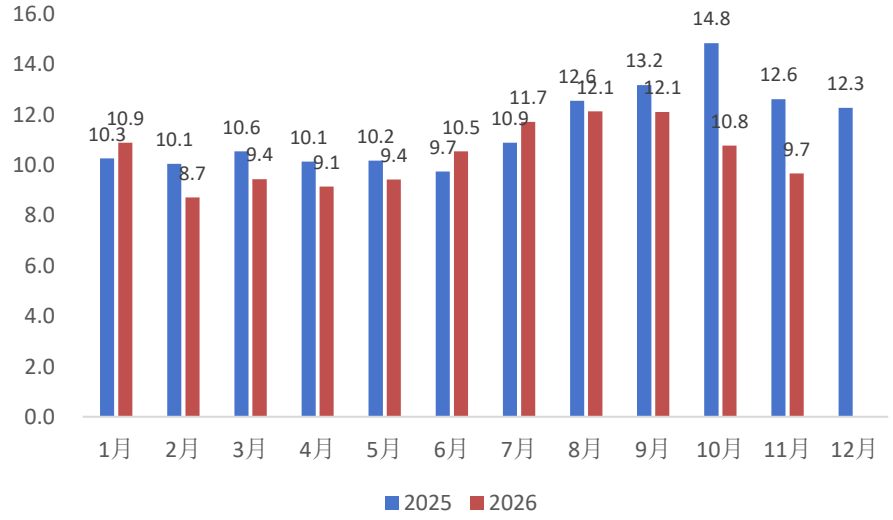
数据来源：BP，东吴证券研究所预测

三、供应链：完全成本底线下，全产业链价格维稳

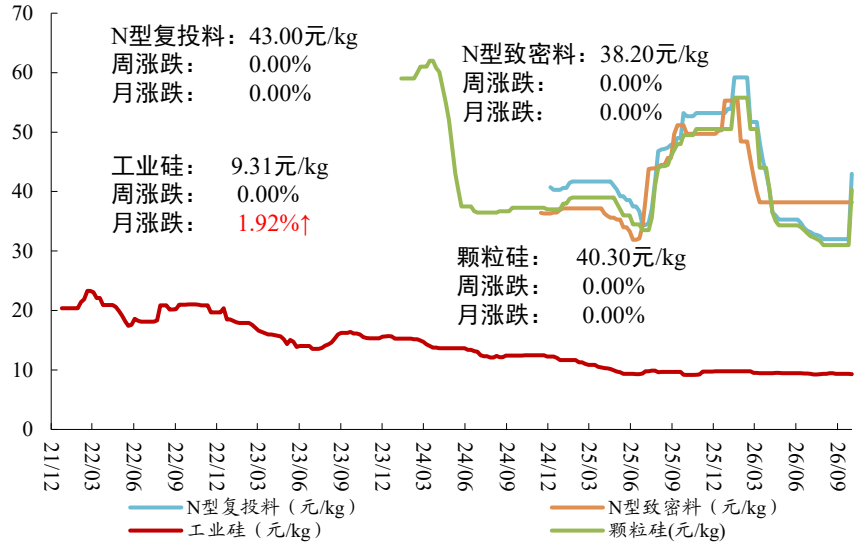
1 硅料：排产下行，价格企稳，守住完全成本底线

- **库存高企成交谨慎，政策出清作用有限：**国内西南地区丰水期接近尾声，硅料排产进入下行阶段。9月全球硅料排产量回落至12.1万吨；各企业自十月起陆续传出减产计划，我们预计10月硅料排产量进一步下行至10.8万吨，对应需求约8.8万吨，仍然供大于求；11月预计产量为9.7万吨。截至9月底，多晶硅行业库存约为57.2万吨，仍延续累库态势，后续需观察硅料企业产销是否有所调整。成交方面，9-10月多晶硅整体市场成交偏谨慎，下游硅片虽增加排产，采购仍以刚需补库为主，整体成交节奏缓慢。政策方面，当前国内约有170-180万吨基地产能满足多晶硅能耗标准，新特、大全等部分未达标产能亦有技改计划，长期来看我们预计政策带来的出清作用不明显。
- **多晶硅价格企稳，完全成本为价格底线：**截至2026年10月21日，最新1周N型复投料均价为43.0元/kg，周环比持平，月环比持平。硅料企业以不低于完全成本销售为底线，市场整体处于观望阶段。

图表：国内多晶硅月度排产量（万吨）



图表：多晶硅价格走势（元/kg）

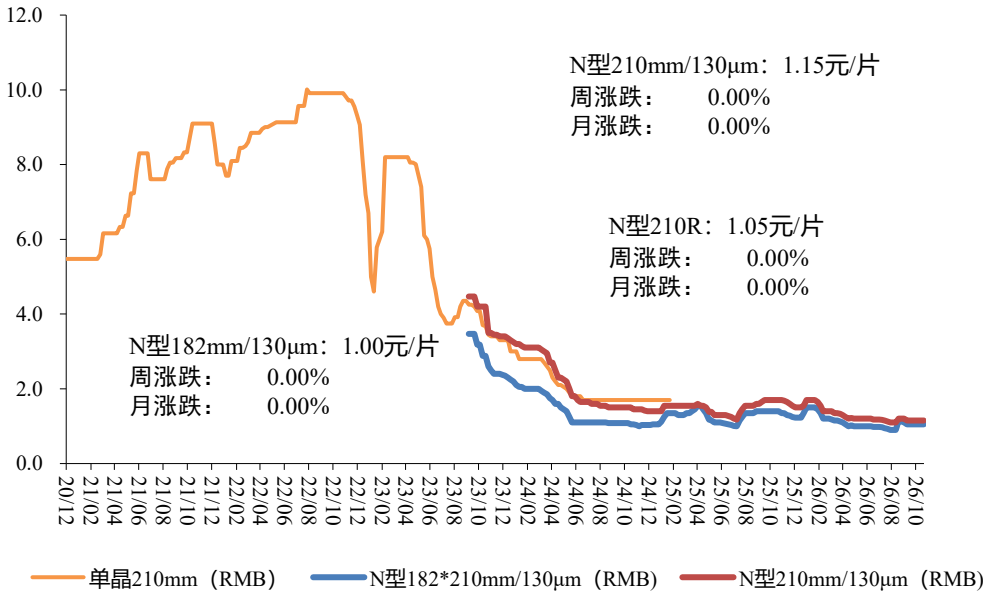


数据来源：工信部、硅业分会、SMM、InfoLink 、东吴证券研究所

2 硅片：降价意愿偏低，210需求有支撑

- **上游成本传导下，硅片定价保持坚挺：**截至2026年10月21日，本周每片N型210R/210/182单晶硅片均价在1.05/1.15/1.00元，环比节前持平，月环比持平。当前下游企业库存相对宽松，对硅片的采购以刚需、压价、小批量为主；由于上游多晶硅厂商以完全成本作为底线报价进行挺价，硅片环节厂商降价意愿偏低。
- **排产环比上升，210需求坚挺：** 9月各家硅片企业产量约54.7GW，环比回升6.8%；10月产量预计提升至约57GW。210受四季度部分国内项目需求支撑，价格相对坚挺，上行预期较明显；美国9月下旬232条款新增配套规范，限制12月4日生效前的光伏产品囤货及提前进口，加上印度相关订单逐步接近尾声，182海外需求支撑较前期减弱。

图表：硅片周均价（元/片）infolink



图表：G10L硅片盈利测算（2026年10月23日）

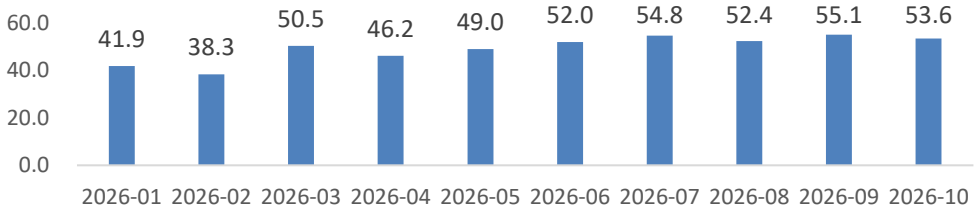
硅片生产成本拆分（不含税）	
硅料（元/片）	0.50
单价（含税，元/kg）	38.20
用量（g/片）	14.70
拉棒环节（元/片）	0.41
折旧（元/片）	0.02
电力（元/片）	0.06
坩埚（元/片）	0.20
石墨热场（元/片）	0.04
其他（元/片）	0.09
切片环节（元/片）	0.15
折旧（元/片）	0.02
电力（元/片）	0.05
金刚线（元/片）	0.02
冷却液（元/片）	0.06
人工（元/片）	0.01
制造成本（元/片）	**1.06**
价格（含税，元/片）	**1.05**
毛利率	**-14%**
单瓦净利（元/W）	(0.02)

数据来源：各公司官网、硅业分会、Infolink、东吴证券研究所

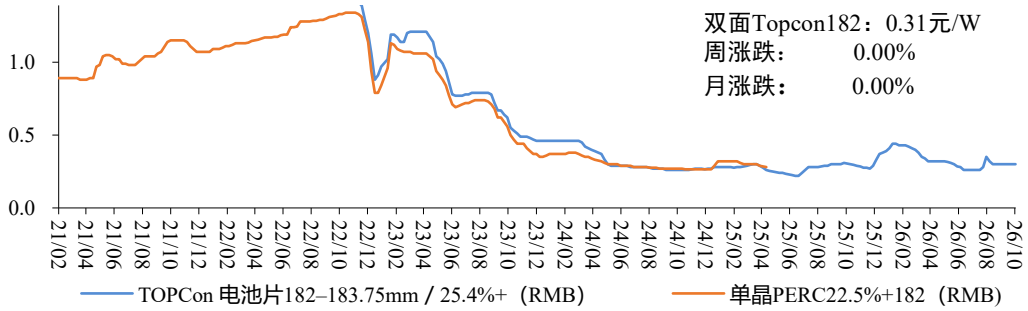
3 光伏电池：出口需求排产双回落，价格支撑力度不足

- **出口需求不足，排产回落：**9月/10月中国电池片排产规模达约55.1/53.6GW，环比+5.06%/-2.8%。10月电池产量环比增加1.4%。9月美国232条款限制囤货，使海外出口出现报关受阻及库存积压，虽国内集中式项目提升对于210电池片的需求，中东及非洲可作为中企在232条款下的替代出口市场，但整体来看电池需求仍收窄，电池企业亦规划减少10月排产。
- **需求扰动下，电池片价格进入博弈：**截至2026年10月21日，182mm单晶PERC电池片价格0.047美元/W，182mm TOPCon电池片价格0.31元/W，210mm TOPCon电池片价格0.295元/W，均周环比持平，月环比持平。进入9-10月，182面临供给需求双收缩，价格曾下探至0.29元/W附近；210受国内集中式项目影响，最高报价上探至0.3元/W，但均价仍然维持稳定。

图表：中国光伏电池产量（GW）



图表：光伏电池价格（元/W）



图表：182 TOPCon电池盈利测算（2026年10月23日）

电池片生产成本拆分（不含税）	
单晶硅片（元/W）	0.11
单价（含税，元/片）	1.05
单片瓦数（W/片）	8.21
非硅成本（元/W）	0.18
正银（元/W）	0.11
电力（元/W）	0.03
人工（元/W）	0.01
折旧（元/W）	0.02
其他（元/W）	0.01
制造成本（元/W）	**0.30**
价格（含税，元/W）	**0.32**
毛利率	**-5%**
单瓦净利（元/W）	（0.02）

数据来源：国家统计局、PV infolink 、赶碳号、东吴证券研究所

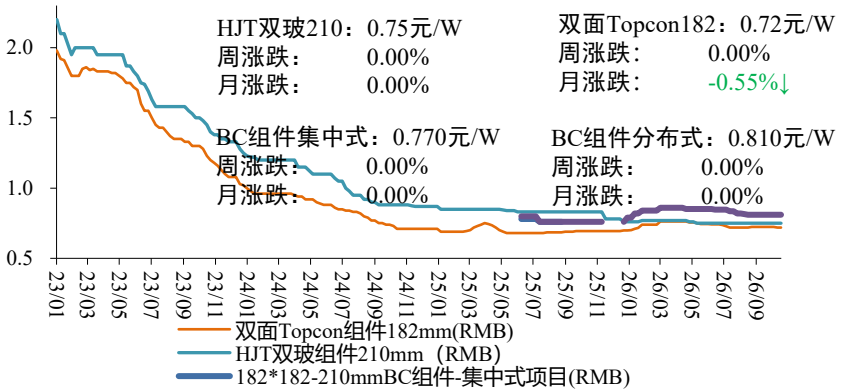
4 组件：需求承压，高效组件体现盈利分化

- **国内外需求承压，价格维稳：**9月全球光伏组件产出约49.0GW，环比-2.2%，海外政策影响下组件需求退坡，叠加国内装机需求不及预期，整体需求承压下头部企业降负荷使得产出下降。10月全球产出InfoLink预计达到50-51GW，有所回升。整体来看，受2026年装机需求回落及现有产能过剩影响，主要组件企业均较大幅度下调全年出货目标，优先保证减亏；**爱旭受益于BC组件高效高溢价产品放量，Q3率先实现扭亏。**截至10月21日，182mm双面TOPCon组件/210mmHJT双玻组件/BC组件集中式价格约0.72/0.75/0.77元/W，周环比持平/持平/持平，月环比-0.55%/持平/持平，价格维持稳定。

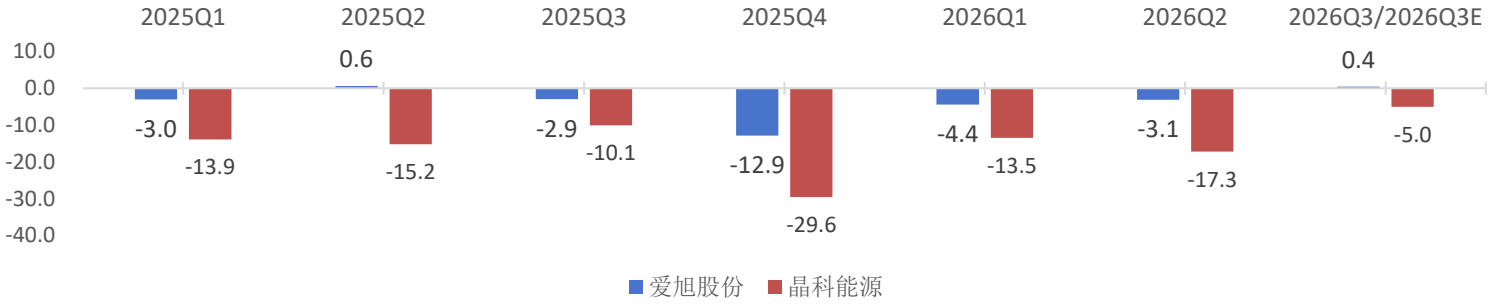
图表：组件龙头季度出货（GW）

季度出货	25	25Q1	25Q2	26Q1	26Q2	26E
隆基绿能	**87**	**15**	**24.92**	**13**	**17**	**75**
同比	6.1%	15%	38.44%	-13.3%	-31.8%	-13.8%
天合光能	**67+**	**14**	**17**	**13**	**14**	**60**
同比	-4.3%	17%	-5.56%	-7.1%	-17.6%	-10.4%
晶澳科技	**70**	**16**	**18**	**12**	**10**	**50**
同比	-11.4%	14%	-21.74%	-25.0%	-44.4%	-28.6%
晶科能源	**87**	**18**	**24**	**14**	**16**	**60-70**
同比	-6.5%	-10%	0%	-22.2%	-33.3%	-19.5%~-31.0%

图表：组件价格周度数据（元/W）



图表：部分企业Q3净利大幅好转（亿元）



数据来源：各公司公告、PV Tech、PV infolink 、东吴证券研究所

东吴证券 SOOCHOW SECURITIES

5 光伏供应链毛利率亏损

图表：2026年10月23日光伏产业链各环节成本拆分（主链）

多晶硅生产成本拆分（不含税）	
硅耗（元/Kg-Si）	8.98
硅耗量（Kg/Kg-Si）	1.09
单价（含税，元/kg）	9.31
综合电耗（元/Kg-Si）	15.66
电价（含税，元/度）	0.3
综合电耗（度/Kg-Si）	59
人工成本(元/Kg-Si)	2.3
折旧（元/Kg-Si）	11.28
其他成本（元/Kg-Si）	6.2
制造成本（元/Kg-Si）	**44.42**
价格（含税，元/Kg-Si）	**38.20**
毛利率	**-31%**
单吨净利（万元/吨）	(0.93)

硅片生产成本拆分（不含税）	
硅料（元/片）	0.50
单价（含税，元/kg）	38.20
用量（g/片）	14.70
拉棒环节（元/片）	0.41
折旧（元/片）	0.02
电力（元/片）	0.06
坩埚（元/片）	0.20
石墨热场（元/片）	0.04
其他（元/片）	0.09
切片环节（元/片）	0.15
折旧（元/片）	0.02
电力（元/片）	0.05
金刚线（元/片）	0.02
冷却液（元/片）	0.06
人工（元/片）	0.01
制造成本（元/片）	**1.06**
价格（含税，元/片）	**1.05**
毛利率	**-14%**
单瓦净利（元/W）	(0.02)

电池片生产成本拆分（不含税）	
单晶硅片（元/W）	0.11
单价（含税，元/片）	1.05
单片瓦数（W/片）	8.21
非硅成本（元/W）	0.18
正银（元/W）	0.11
电力（元/W）	0.03
人工（元/W）	0.01
折旧（元/W）	0.02
其他（元/W）	0.01
制造成本（元/W）	**0.30**
价格（含税，元/W）	**0.32**
毛利率	**-5%**
单瓦净利（元/W）	(0.02)

单组件环节	
单晶电池（元/W	0.28
单价（含税，元/W）	0.32
非硅成本（元/W）	0.39
玻璃	0.07
背板	0.03
EVA	0.06
铝边框	0.10
焊带	0.03
接线盒	0.02
人工	0.02
其他	0.06
制造成本（元/W）	**0.67**
价格（含税，元/W）	**0.74**
毛利率	**-2%**
单瓦净利（元/W）	(0.05)

一体化企业成本拆分(二个环节)	
硅成本（元/W）	0.11
单价（含税，元/片）	1.05
非硅成本（元/W）	0.57
电池非硅（元/W）	0.18
组件非硅（元/W）	0.39
制造成本（元/W）	**0.68**
价格（含税，元/W）	**0.74**
毛利率	**-4%**
单瓦净利（元/W）	(0.07)

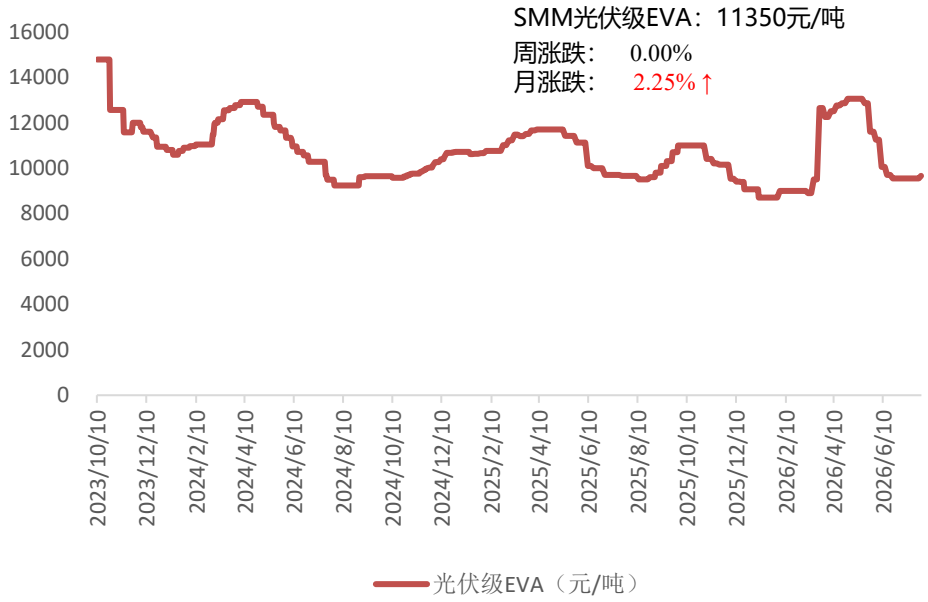
一体化企业成本拆分(三个环节)	
硅成本（元/W）	0.08
硅料价格(元/kg)	38.20
单瓦硅耗（g/w）	2.44
非硅成本（元/W）	0.64
硅片非硅（元/W）	0.07
硅片非硅（元/片）	0.56
电池非硅（元/W）	0.18
组件非硅（元/W）	0.39
制造成本（元/W）	**0.72**
价格（含税，元/W）	**0.74**
毛利率	**-10%**
单瓦净利（元/W）	(0.08)

数据来源：PV infolink、东吴证券研究所；注：组件价格按Infolink国内报价，海外价格更高盈利相对更优

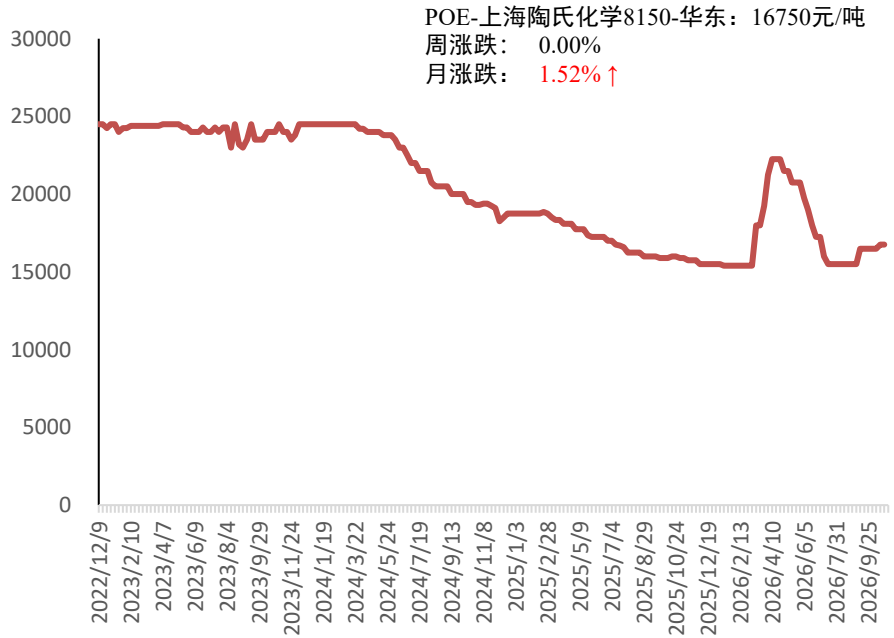
6 胶膜：受组件排产增加影响，价格企稳

- **胶膜价格随原材料Q2上涨后回落至底部区间：**截至2026年10月26日，EVA/POE粒子每吨价格11350/16750元，周环比持平/持平，月环比+2.25%/+1.52%。受原材料乙烯价格上涨及下游组件10月排产稳中有升影响，胶膜价格底部小幅上涨。当前，POE粒子由于国产供应能力较低，价格较坚挺；EVA粒子厂商稳价意愿强。

图表：光伏级EVA价格（元/吨）



图表：POE价格（元/吨）

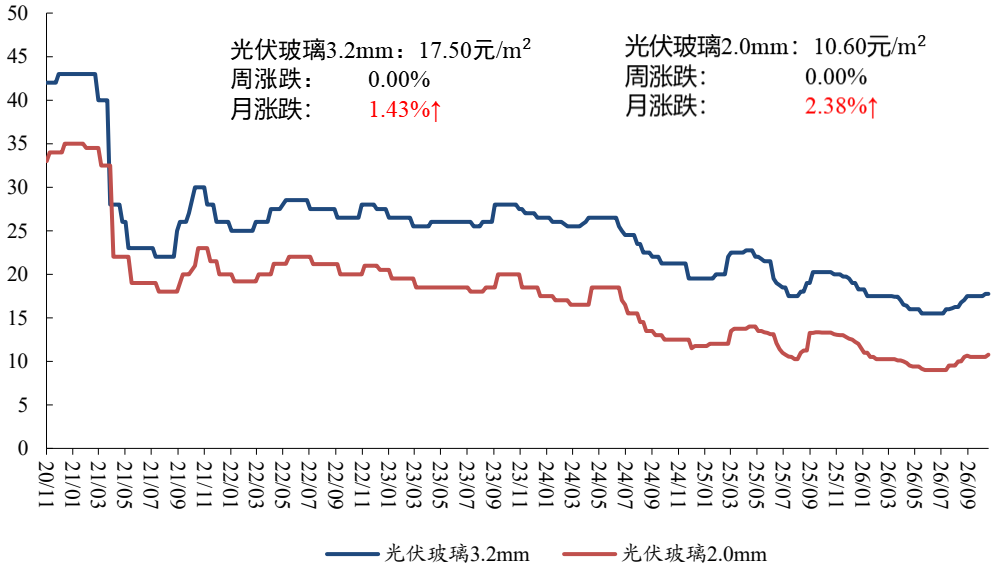


数据来源： Wind、SMM、东吴证券研究所

7 玻璃：厂商持续减产，下游旺季需求下价格有所回升

- **厂商持续减产，下游旺季需求下价格有所回升：**截至2026年10月21日光伏玻璃价格为：3.2mm/2.0mm分别为17.50/10.60元，周环比持平/持平，月环比+1.43%/+2.38%。自二季度起，个别头部企业宣布产线冷修，部分中小企业跟进减产，行业整体开工率明显回落。据SMM统计，光伏玻璃月度产量自1月高点持续回落，至9月预计已经不足160万吨，同比大幅降低约25%。而玻璃冷修复产所需时间漫长，点火成本高，而当前毛利率仍低，因而厂商复产动力不足。下游部分组件企业为锁定辅材货源、迎接三季度旺季，自8月起对玻璃的需求有所增加，使得价格止跌反弹。

图表：光伏玻璃价格（元/㎡）



图表： 2mm光伏玻璃盈利测算（2026年10月23日）

玻璃成本拆分（2.0mm）	
总成本（元/平）	15.69
原材料（元/平）	3.22
纯碱（元/平）	1.52
石英砂（元/平	1.69
燃料成本（元/平）	4.18
运输、人工、折旧等（元/平）	2.50
镀膜成本	5.79
价格（含税，元/平）	**10.75**
毛利率	**-65%**
单平净利（元/平）	(6.22)

数据来源： SMM、东吴证券研究所

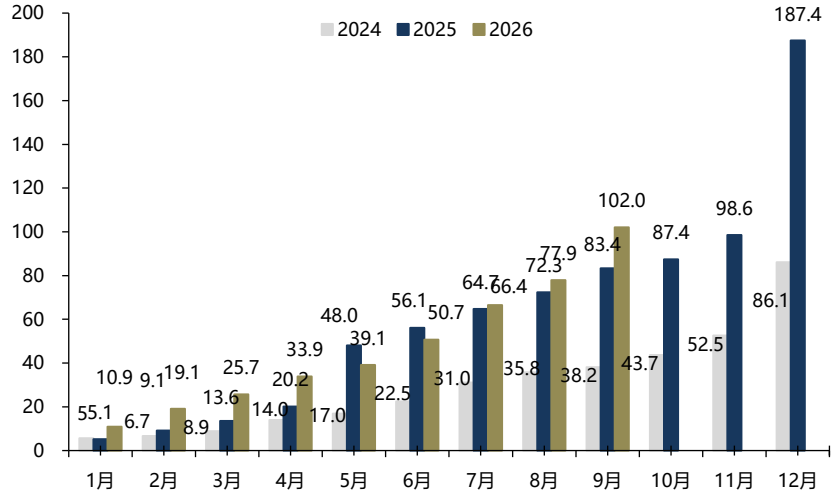
储能：国内招中标数据依然景气，9月出口高增

一、国内大储：Q3装机提速，招中标价格有所回落

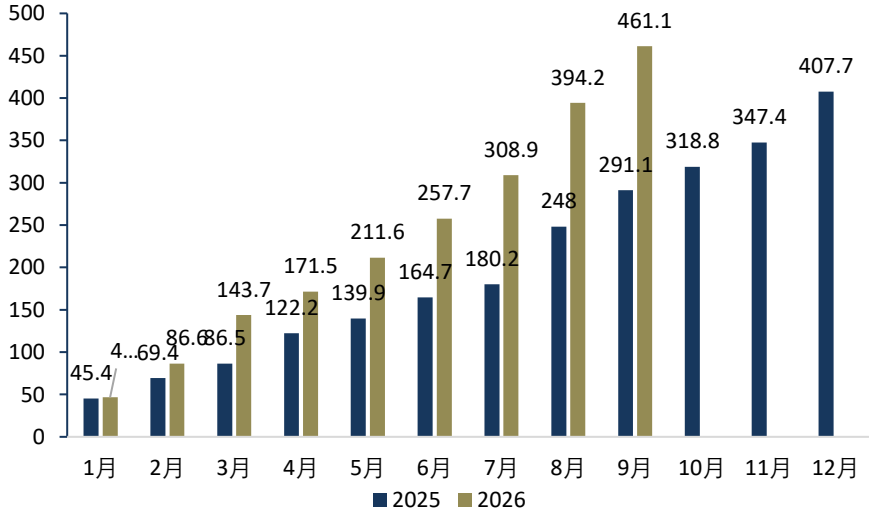
1 Q3装机提速，装机配置时长延长

- **Q3较前两季度提速，前三季度装机同比小幅增长。**26年9月国内大储并网容量为24.1GWh，同比+117%，环比+78%；26年1-9月累计并网102GWh,同比22.3%；Q3达13.4GW/43.0GWh，功率首破10GW。26年平均时长2.90h（去年约2.65h）。
- **EPC中标持续增长，26年累计招中标同比翻倍。**26年9月国内大储EPC招标/中标容量为53.4/50.7GWh，环比持平/+20%，同比+56%/+118%；26年1-9月国内大储EPC累计招标/中标容量为 377.4/291.1GWh，同比+107%/+104%。
- **中标高增、装机滞后，在手订单在快速累积，2027 年装机具备高增基础。**1—9月EPC招标377.35GWh、中标291.10GWh，差额91.15GWh；中标与装机的同期规模差额183.89GWh。

图表：累计装机容量（GWh）



图表：累计中标容量（GWh）

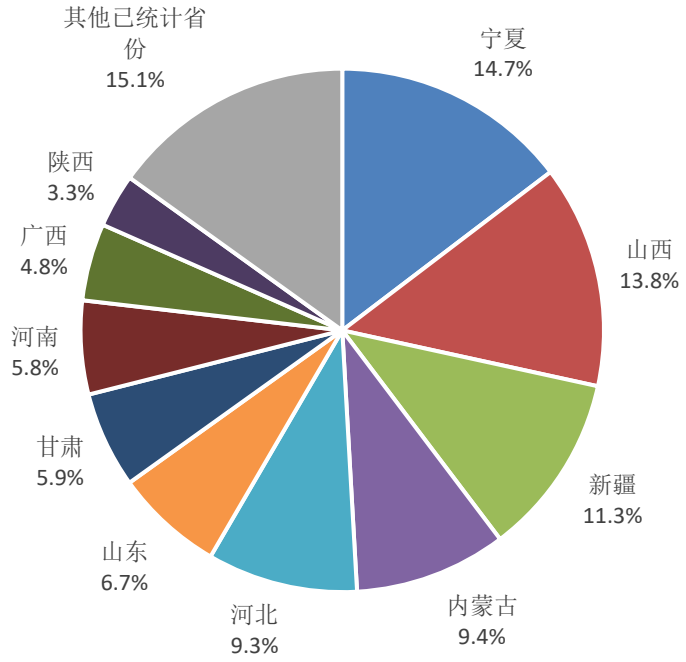


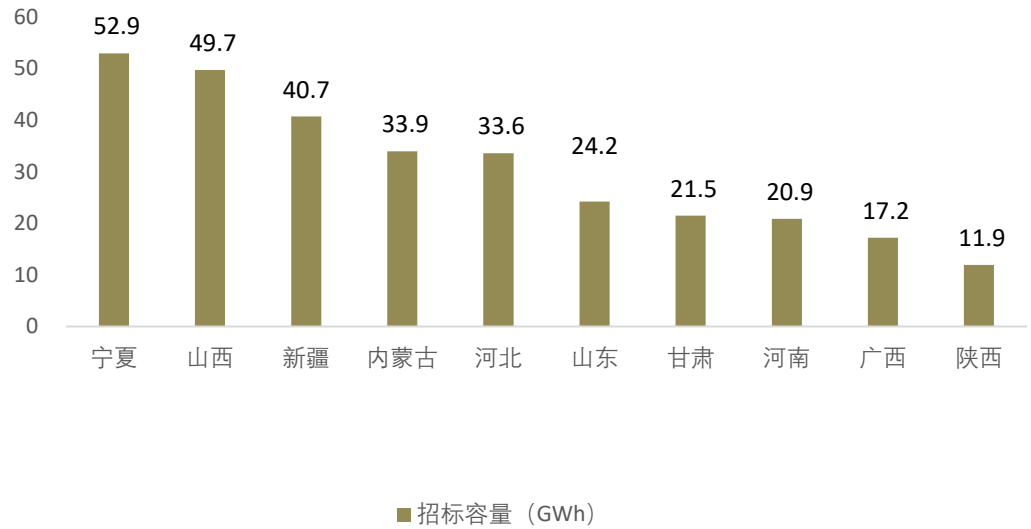
数据来源：CNESA、国内储能数据库，东吴证券研究所

2 招中标区域错位，资源省份差额较大

- **招标更多集中于西北资源省份，中标前列为河北、山西和新疆。**1—9月宁夏、山西、新疆招标52.89/49.71/40.69GWh，合计39.7%。
  河北、山西、新疆中标32.24/31.38/29.07GWh，合计39.3%。
- **9月招标与中标重点省份分布不同。**山西、新疆、宁夏、甘肃招标合计占当月51.8%；山西、山东、河南中标合计占42.9%。
- **宁夏、山西、内蒙古同期招标减中标差额较大。**三地差额分别为27.61/18.33/15.37GWh，河北为1.33GWh。占比及差额均按分省表已统计容量计算。

图表：1—9月招标区域分布及前十省份（GWh）



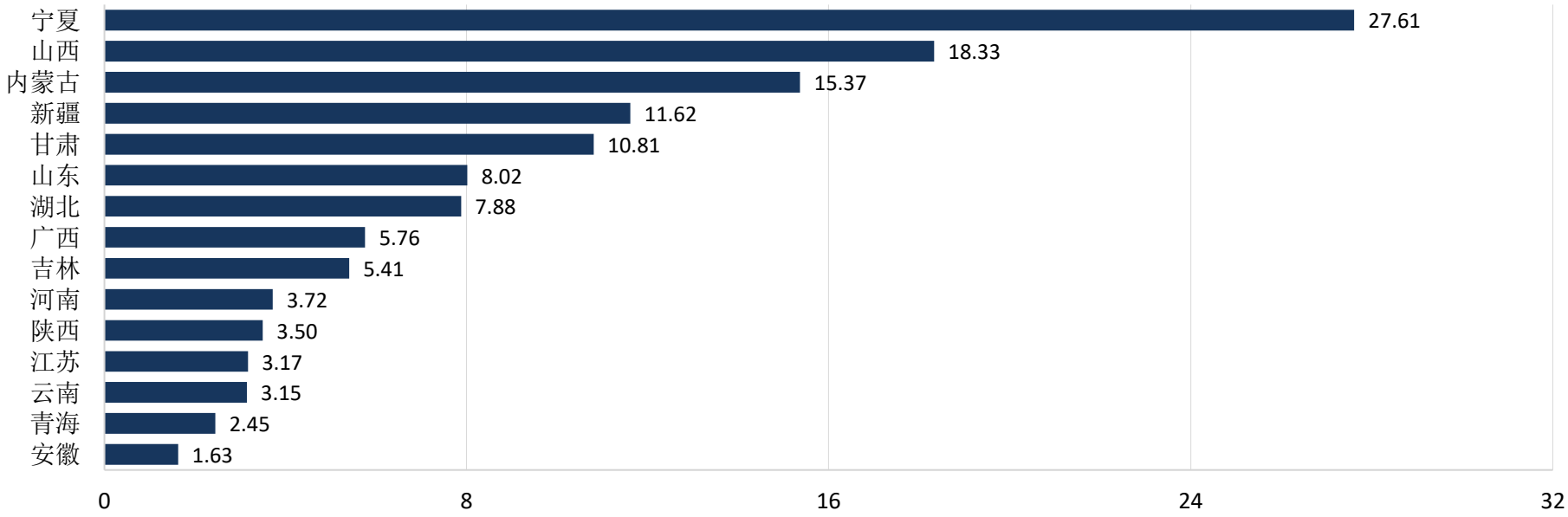


数据来源：时代储能网，东吴证券研究所

3 资源省份同期招中标规模差额较大

- **宁夏、山西及内蒙古同期差额较大，河北差额相对较小。**1—9月三地差额分别为27.61、18.33、15.37GWh，河北为1.33GWh，地区分布差异明显。
- **差额前五合计83.74GWh，集中于北方资源省份。**宁夏、山西、内蒙古、新疆、甘肃分别为27.61、18.33、15.37、11.62、10.81GWh，合计占已统计样本总差额的66.9%。

图表：1—9月分省招标减中标容量差额，正差额前15（GWh）



注：采用原表1—9月已统计值，按招标容量减中标容量计算；各月省份覆盖按原文披露范围，部分月份为TOP15。

数据来源：时代储能网，东吴证券研究所

4 中标价格回落，原料成本下行

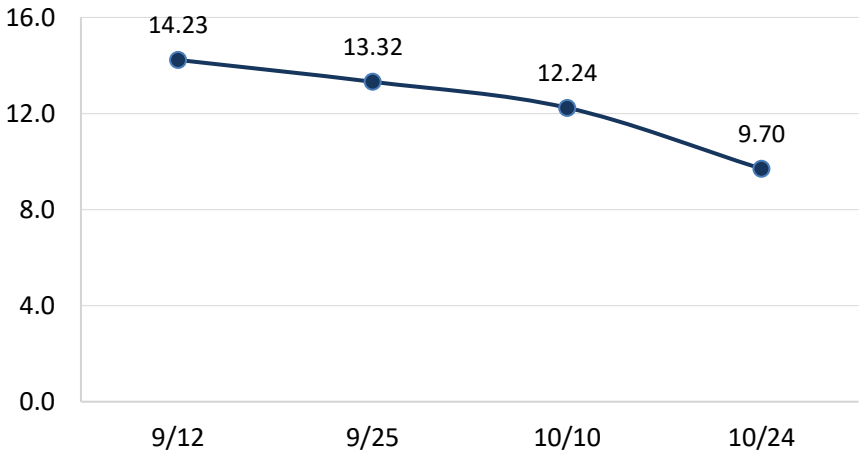
- **9月系统及EPC中标均价回落，4h系统降至529.1元/kWh。**2h/4h系统653.1/529.1元/kWh（环比-4.1%/-7.4%）；EPC为1005.5/882.8元/kWh（-12.4%/-6.3%）。
- **10月24日碳酸锂周价下降5%，方形铁锂电芯周价持平。**电池级碳酸锂SMM为9.70万元/吨，方形铁锂SMM为0.4165元/Wh。
- **9月中旬以来原料报价降幅大于电芯，价格调整幅度出现分化。**9月12日至10月24日，电池级碳酸锂由14.23降至9.70万元/吨，累计下降31.8%。
  方形铁锂由0.4255降至0.4165元/Wh，累计下降2.1%。

图表：9月储能中标均价及环比（元/kWh）

类型	2h均价 / 环比	4h均价 / 环比
储能系统	653.1 / -4.1%	529.1 / -7.4%
EPC	1005.5 / -12.4%	882.8 / -6.3%

4h系统单Wh均价较2h低19.0%。
EPC报价还受土建、施工及项目条件影响。

图表：电池级碳酸锂SMM报价（万元/吨）



注：价格剔除集采 / 框采、用户侧；EPC价格不含PC。方形铁锂为周报通用口径，并非储能专用电芯报价。

数据来源：CNESA、SMM，东吴证券研究所

5 补偿机制各异，区域收益分化明显

- **补偿方式与核定参数共同决定项目收入，区域收益分化明显。**按100MW/400MWh项目测算，内蒙古在全年365次等效满放电假设下年补偿4,088万元；甘肃按时长、供需系数及厂用电折算后约1,935万元，浙江、吉林分别为1,700、1,650万元。
- **容量补偿构成基础收入，放电量与可用容量决定结算规模。**电量补偿按实际放电量结算，可靠容量补偿按储能时长及可用容量核定；相同功率、时长的项目，在不同补偿机制下形成不同收入水平。

图表：各地区储能补偿标准及适用条件

省份	补偿模式	补偿标准	机制特点及适用条件
内蒙古	放电电量补偿	0.28元/kWh	365次等效满放电，存量标准另计
甘肃	可靠容量补偿	330元/kW·年	6h折算，供需系数0.8953、厂用电率1.74%
浙江	容量补偿	170元/kW·年	2026年170元，按项目补偿条件执行
吉林	容量电价	330元/kW·年	8h基准，符合要求的电网侧独立储能
陕西	容量电价	165元/kW·年	6h折算，2026年8月起执行，暂定3年
新疆	容量电价	165元/kW·年	6h折算，容量电价替代电量过渡补偿
安徽	容量电价	165元/kW·年	6h折算，2027年1月起实施，清单管理
宁夏	容量电价	165元/kW·年	按4/6时长折算假设测算
河北	容量电价	100元/kW·年	按全年100%可用容量上限测算
广东	容量补偿	100元/kW·年	原试行标准的收入测算情景
青海	可靠容量补偿	185元/kW·年	8h折算，厂用电率10.39%、供需系数0.92
湖北	容量电价	165元/kW·年	10h折算，2026年2月起执行，另有考核
山东	市场化补偿	动态市场化结算	月度资金池及项目可用容量占比分配
辽宁	可靠容量补偿	370元/kW·年（征求意见）	征求意见稿，拟2027年起实施
云南	原表参照项	原表330元/kW·年	原表参照项，收入测算不计入
天津、四川	原表参照项	原表231元/kW·年	原表参照项，收入测算不计入

图表：100MW/4h项目年补偿收入

省份	补偿标准	年补偿收入（万元）	折算及测算条件
内蒙古	0.28元/kWh	4,088	400MWh×365次×0.28元/kWh
甘肃	330元/kW·年	1,935	4/6×0.8953×（1-1.74%）
浙江	170元/kW·年	1,700	10万kW×170元/kW·年
吉林	330元/kW·年	1,650	4/8，符合要求的电网侧项目
陕西	165元/kW·年	1,100	4/6，清单管理
新疆	165元/kW·年	1,100	4/6，容量电价机制
安徽	165元/kW·年	1,100	4/6，2027年起
宁夏	165元/kW·年	1,100（假设4/6）	4/6时长折算假设
河北	100元/kW·年	1,000（上限）	全年100%可用容量上限
广东	100元/kW·年	1,000（情景）	原试行标准情景
青海	185元/kW·年	763	4/8×（1-10.39%）×0.92
湖北	165元/kW·年	660	4/10，未扣可用性考核
山东	动态市场化结算	—	按月资金池及可用容量
辽宁	370元/kW·年（征求意见）	—	征求意见稿
云南	原表330元/kW·年	—	原表参照项
天津、四川	原表231元/kW·年	—	原表参照项

数据来源：省份容量补偿政策及项目收益测算，东吴证券研究所

6 消费税2%落地，成套系统不征税

- **2%消费税落地，差异化税制支持合规钠电及固态。**9月起锂离子等电池税率2%，2027年9月起4%；符合标准及检测要求的钠离子、固态等电池至2028年底免税，形成相对税负优势。
- **按0.30元/Wh计税价测算，2%税率对应税额0.006元/Wh。**在该情景下，与0.5291元/Wh系统价格基数作同口径比较，税额占比约1.1%；连续生产应税电池可按规定抵扣原料已纳消费税。
- **消费税在应税电池生产、进口等环节征收，成套系统本身不征税。**国内应税电池生产企业、进口方依法纳税；集成商将外购电芯制成电池簇，按应税电池申报并抵扣原料已纳消费税。

图表：电池消费税的承担、出口及传导安排

关注事项	规则 / 当前状态	对成本分析的含义
征税与抵扣	电池簇应税；成套系统本身不征税 连续生产应税电池可扣已纳税额	避免按整套设备售价简单加税2%
纳税主体	生产销售：应税电池生产企业 进口：进口方；委托加工：委托方纳税	委托加工一般由受托方代收代缴 集成商生产电池簇按应税电池申报
出口退（免）税	自产自营出口按规定免税 购进直接出口可退已纳消费税	消费税与增值税出口退税分别判断
纳税义务时点	按收款、合同约定及发货等结算条件 确定纳税义务发生时间	赊销、分期收款按合同约定收款日等 预收货款按发货日等规定执行

注：按电芯计税价0.30元/Wh与系统价格基数0.5291元/Wh的同口径情景测算，税额占比约1.1%。

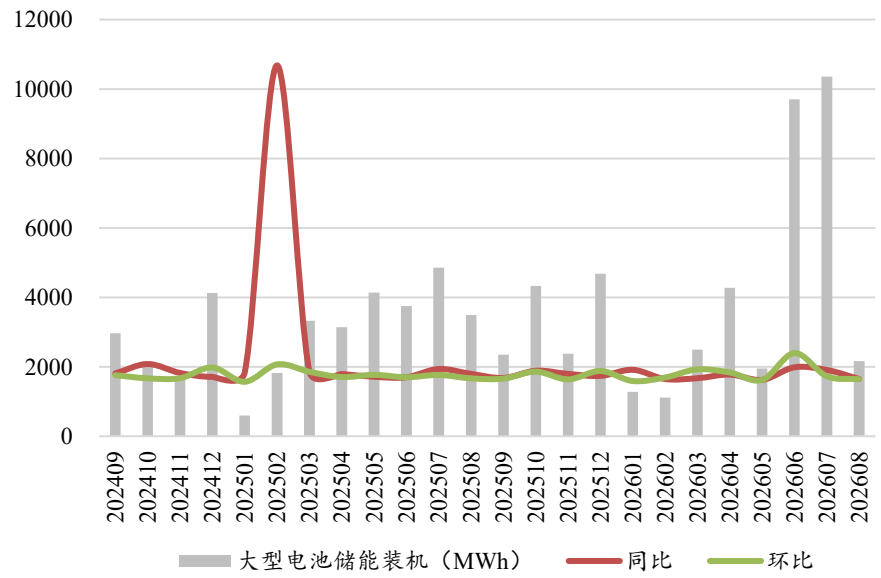
数据来源：财政部、海关总署、国家税务总局，东吴证券研究所

二、海外大储：大储多点放量，区域节奏分化

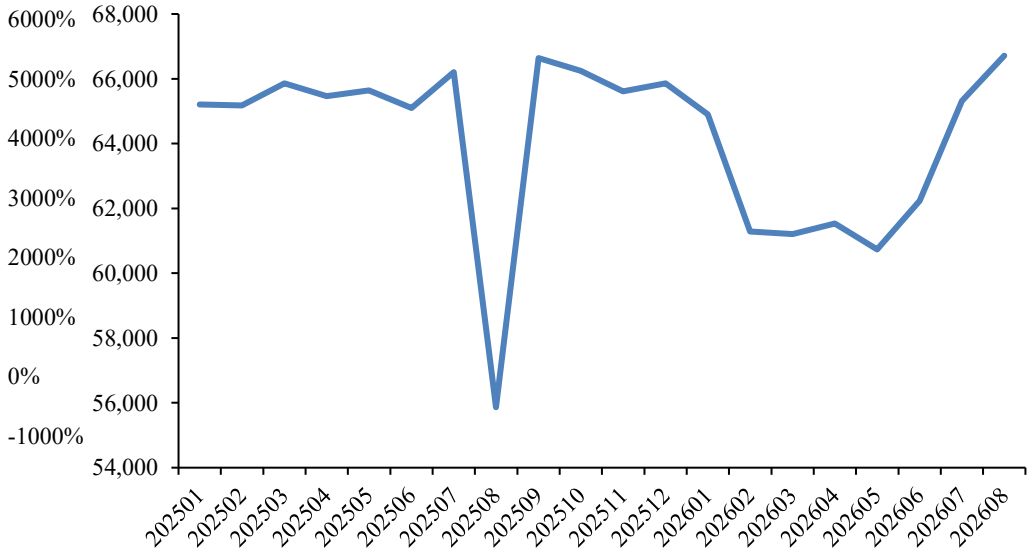
1 美国：8 月装机走弱，政令催化本土供应链

- **26年8月美国装机延续偏弱，储备项目池持续充足，**根据EIA数据，美国大储 8 月新增装机 743.3MW，同环比-30%/-33%。2026 年 1-8 月累计装机 10437.3MW，同比+10%。同时8月新增装机容量2166MWh，同环比-38%/-42%。截至26年8月，美国大储备案量66.7GW，较7月末大储备案量+2.1%。备案量中，计划26年9月并网规模为1.1GW，EIA预计年内新增装机22.8GW。
- EO14421 管控≥69kV 大容量电力系统，覆盖公用储能 BESS、并网逆变器及配套软硬件；8 月 26 日签署、12 月 24 日 DOE 细则落地，市场预期细则前数 GW 级项目存在抢并网诉求，短期并网前置，本土储能供应链加速发展。

图：美国大型电池储能装机（MWH）



图：美国大型电池储能备案量 （MW，累计）

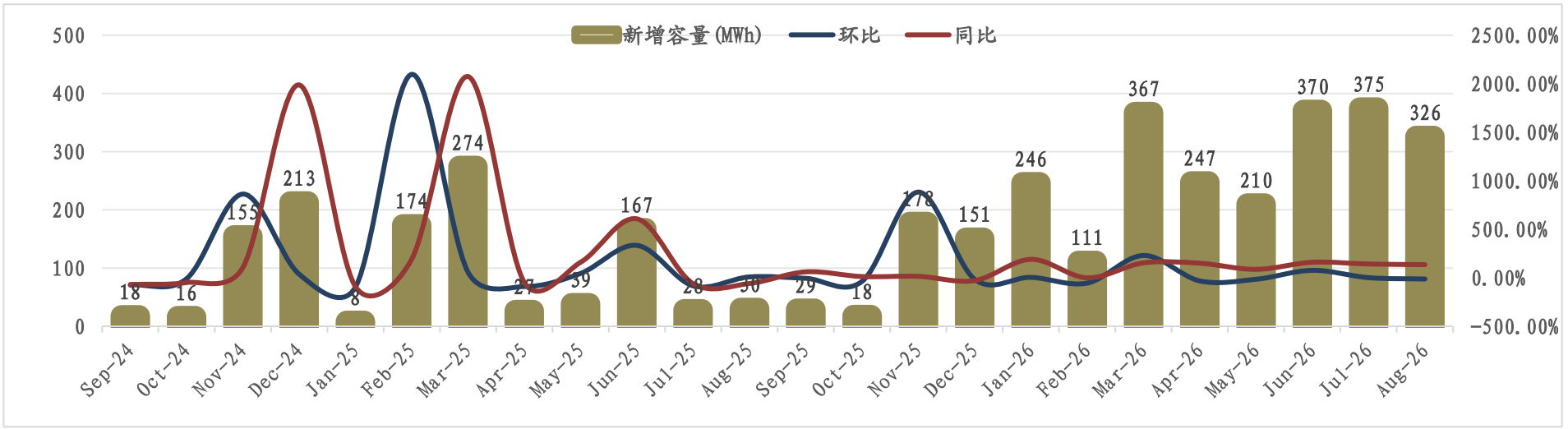


数据来源：EIA，Wood Mackenzie，东吴证券研究所

2 欧洲：大储景气共振，装机放量叠加政策持续优化

- **英国装机高增长，储备充裕支撑长期释放。** 截至 2026 年 10 月，英国电网级电池储能在运 8.7GW/14.1GWh；约 57GW 项目已获规划许可，17GW 拿到容量市场协议；在建项目 9.1GW/19GWh，截至 2025 年 10 月已获批规划项目 162.5GWh。
- **意大利Q2并网放缓，但 MACSE 首轮 10GWh/15 年固定合同锁定2028年集中兑现。**意大利大储 2026Q2 新增装机 246MW，同环比-69.9%/-29.1%。2026 年 1-2 季度累计装机 593MW，同比-46.2%。Fast Reserve、容量市场、MACSE 三大机制并行，覆盖短期调频至 15 年长期收益。MASE 已签 132 项许可，FRV（2.9GW/11GWh）、CIP×GCSS（2.3GW）等头部项目加速推进，28 年进入集中兑现期。
- **德国大储增长主线明确，8 月新增同比翻倍、仅环比阶段性走弱，年初至今装机大幅放量。**德国大储 8 月新增装机 177.6MW，同环比 +108.2%/-16.8%，同比维持高增。2026 年 1-8 月，德国大储累计新增装机 1464.2MW，同比增长187.4%，前 8个月整体依旧维持较高景气。

图：德国电池大规模储能月度新增（MWh，%）

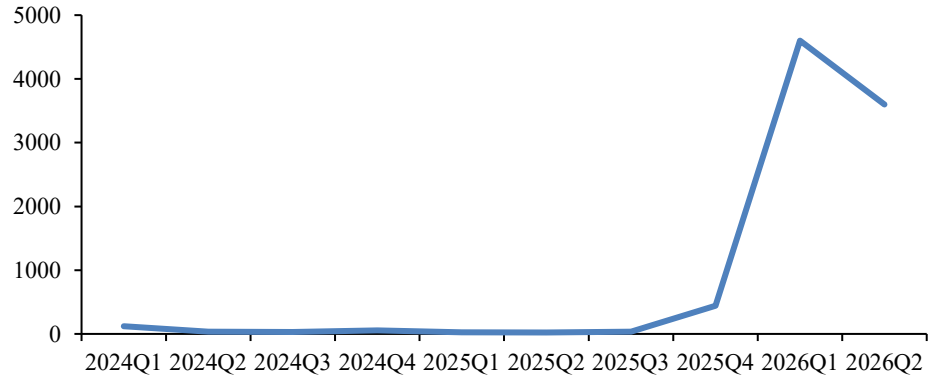


数据来源：英国政府官网，PolicyMogul，中国储能网，东吴证券研究所

3 印度：政策红利加码，但低价中标+并网新规使“中标≠落地”

- **印度大储实现单季 GW 级并网，市场进入规模化期，海量管线背后项目兑现风险不容忽视。**印度大储 2026Q2 新增装机 1036.4MW，环比-22.0%。单季首次突破 1GW，进入规模化并网阶段对应单季新增容量 3600MWh。单季度装机维持高位，但自 Q1 历史高点环比回落；2026 年上半年累计新增 2364.5MW/8200MWh，市场正式进入规模化并网阶段。截至 2026 年 8 月末，CEA 口径下印度≥1MWh 大储项目管线合计 56.9GW/176.7GWh（含在建、已中标、招标阶段），但大量中标项目低价竞标、经济性偏弱，叠加土地、电网接入约束，中标不等于落地，管线向实际装机转化存在较强不确定性。印度无官方标准化季度备案环比、次月并网计划及权威年内装机预测。
- **政策利好持续加码，但并网与盈利约束同步显现。**印度内阁批复绿色能源走廊三期，配套 50GWh 独立储能 VGF 补助，跨州输电费豁免延续至 2028 年，支撑中长期项目储备；但 CERC、CTUIL 收紧并网技术要求，叠加招标电价偏低，项目落地节奏或将承压。

图：印度大型电池新增储能装机容量（MWh）



图：印度独立大储核心政策

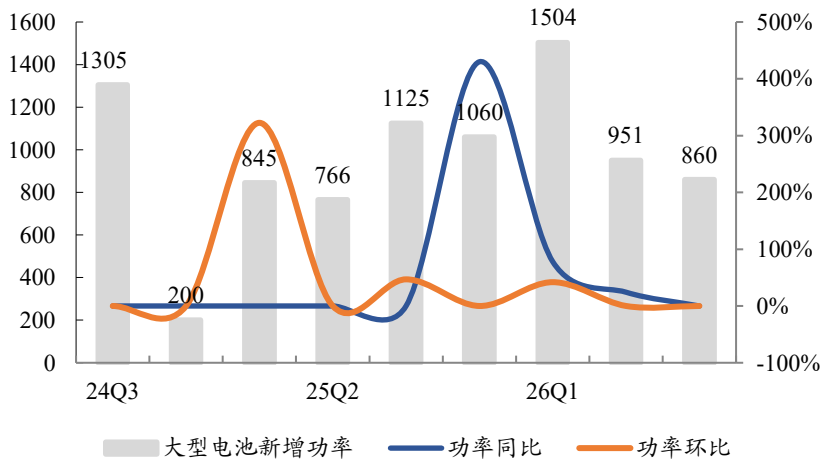
政策	政策概述	政策详情	预计效果
VGF 可行性缺口补助（含 GEC-III）	独立大储放量的核心资金支撑与招标驱动，通过可行性缺口补助为储能项目提供成本兜底	现有两轮补助：首轮 13.2GWh、二轮 30GWh；2026-09-30 内阁批准绿色能源走廊三期（GEC-III），新增 6000 亿卢比 VGF 资金，配套支持 50GWh 储能项目（来源：PIB、Vyqon）	补充项目资金缺口，支撑未来 50GWh 独立储能招标落地，打开中长期储备空间（利好：驱动放量）
跨州输电费（ISTS）豁免	针对储能跨区域调峰套利成本的减免政策，改善独立储能经济性	2028-06-30 前投运的符合条件储能项目享跨州输电费全额豁免，豁免比例逐年退坡（来源：PIB 官方答议会问询）	降低跨区调峰套利成本，提升投标意愿与项目 IRR（利好：改善经济性）
CERC/CTUIL 并网技术规范	抬高独立储能并网技术准入标准，属行业规范性约束	CERC 更新并网规范：强制低电压穿越、构网型 PCS、实时遥测调度上报；CTUIL 明确独立储能并网最短时长（2026Q2 起明确 2 小时 / 4 小时时长要求；来源：SolarQuarter、CERC Grid Code）	抬高设备与技术门槛、拉长评审周期，部分低成熟度储备项目或无法按期投产（约束：压制短期兑现）
SECI 招标及 2025-26 财年并网目标	确立年度独立储能并网指引与规模化招标机制	2025-26 财年电化学储能并网指引 4GW/17GWh，监管强调按期投产、严控延期；截至 2026-08-31 独立储能招标阶段 83 个项目 / 63.5GWh（来源：CEA、SECI）	明确年度装机指引，推动招标→中标→并网加速，但低价中标下盈利约束仍存（中性偏利好：需跟踪落地）

数据来源：PIB，Vyqon，SECI,CERC Grid Code，Saur Energy, Mercom India Research, 东吴证券研究所

4 澳大利亚：大储新增有所回落，项目储备管线维持高景气

- **大储功率端新增同比明显下滑，容量端保持增长，配储时长进一步拉长。** 根据 AEMO-QED 数据，澳大利亚 NEM 东澳五州 26Q3 新增功率 860MW，同环比-23.6%/-9.6%；新增容量 2970MWh，同环比 +12.1%/+7.9%。本季度共计 4 个项目进入调试阶段，新项目平均配储时长抬升至 3.45h。24Q3-26Q3 累计新增功率 8616MW、累计新增容量 21768MWh，季末 NEM 大储总规模突破 10GW/23GWh。电池晚高峰供电占比达到 8%，已经超过燃气机组 5.1%，调峰、消纳分布式光伏的作用持续增强。
- **项目储备维持高景气，但部分项目调试延期，后续并网节奏存在不确定性。**26Q3 获批备案电池项目规模 3.6GW，整体储备项目池处于高位。CIS 容量投资计划持续为储能项目提供收益兜底，光储混合项目申报占比进一步抬升。本季度新增并网以长时独立储能为主，但部分在建项目出现调试延期，市场预计后续季度并网节奏会出现一定波动，长时储能仍是未来并网主流方向。

图：澳大利亚季度新增大型电池储能装机（MW）



图：澳大利亚26Q3 期末 NEM 大储备案项目结构情况

指标分类	26Q3 期末数值	环比变动	结构特征
电池项目总备案规模	3.6GW	8.20%	全部为 NEM 东澳五州并网获批项目，不含西澳 WEM
其中：独立储能备案规模	2.1GW	12.40%	储备主力，平均配储时长超 3h，多数已拿到 CIS 容量收益兜底
其中：光储配套电池备案规模	1.5GW	3.50%	昆士兰、新南威尔士占比最高，跟随集中式光伏同步申报
预计近 12 个月可转化并网规模	1.3GW	-	包含已完成审批、待进入调试环节项目

数据来源：Saur Energy, 东吴证券研究所

5 新兴市场近半年重点招标与中标项目复盘

- **新兴市场电网侧 GWh 级储能项目呈现明显分层**：1）沙特依托长期容量拍卖机制，项目收益底清晰、落地确定性更强；2）阿联酋走超大一体化光储路线，目标打造 24/7 稳定基荷绿电，资金门槛高、开发周期长；3）智利无专门储能拍卖，储能依附光伏打包开发，持续受北南输电通道限制，增量零散；4）南非新一轮招标尚在预审阶段，高度依赖多边转型资金，融资、电网接入等不确定性偏高；5）马来西亚 MyBeST 作为东南亚少数规模化独立储能试点推进，但印尼、越南等市场仍缺少 GWh 级电网储能项目，整体尚在培育期。中国厂商在中东、拉美、东南亚参与度较高。

图：新兴市场重点储能招标、中标项目清单（2026.5–2026.10）

区域	项目名称	项目规模	项目时间	项目特点与影响	中国厂商敞口
沙特	SPPC G1 首轮独立储能 ISP 包 1-3	1500MW/6000MWh，4h 独立储能	2026.8 授标	采用 15 年 BOO 容量协议（SSA），ACWA Power 联合体开发；海湾地区首个标准化独立储能招标，为后续 G2 打下机制范本，落地确定性强	国轩高科，为本批次主供，承接 6GWh 电池
沙特	SPPC G1 首轮独立储能 ISP 包 4	500MW/2000MWh，4h 独立储能	2026.8 授标	ENGIE + 本地联合体开发，同属 SPPC 首轮体系；G2 第二轮招标已经启动，有望持续释放体量	EPC 为山东电建 SEPCO
阿联酋	Masdar RTC 光储项目	5.2GW 光伏 + 19GWh 储能，≥6h	2026.7 融资关闭	全球单体规模最大的基荷型光储项目，定位全天候稳定绿电输出，不是传统调峰储能；资金体量巨大，开发节奏慢	阳光电源等国内设备商拿到框架订单
阿联酋	DEWA 迪拜光储储能包	2GW 光伏 + 1.4GW/8.4GWh 储能	遴选阶段	迪拜 DEWA 组织招标，同样为光储捆绑模式，区域内纯独立储能供给偏少	国内储能系统商参与投标竞争
智利	Librillo 独立储能	643.8MWh，5h	2026 年内落地签约	Sonnedix 开发，独立储能，依托常规电力拍卖，用于缓解本地光伏弃光；当地主流配置向 4–5h 拉长	阳光电源供货
智利	Observatorio 光储配套储能	152MW/606MWh	2026 年内签约	Verano Energy 开发，光伏配套储能；智利无全国储能专项拍卖，项目分散，北南输电通道是长期瓶颈	阳光电源供货
智利	BHP 必和必拓矿山储能	960MWh	2026 年内落地	矿山自用 + 电网双向用途，属于用户侧与电网侧结合的大型储能	国内电池 / PCS 厂商参与供应
日本	LTDA 第三轮储能拍卖（锂电部分）	552MW，≥6h 长时储能	2026.5 公布中标	OCCTO LIDA 拍卖，20 年容量费兜底；HDRE 泓德能源为头部中标方，海外 IPP 参与积极	设置单一海外电池上限 30%，国内电池敞口受限
日本	LTDA 第三轮储能拍卖（非锂长时部分）	700MW，≥6h 长时储能	2026.5 公布中标	政策主动倾斜液流、钠硫等非锂长时路线，本轮竞拍热度相比前两轮明显降温	国内长时路线厂商参与竞争，份额空间有限
南非	Eskom 风光储打包储能项目	配套 1GW/4GWh，4h 储能	2026.10 发布 RFQ 预审	Eskom 组织，配套 6GW 风光，目标缓解国内持续缺电；依赖 JET 多边转型资金，当前仅预审，距离授标还有较长周期	国内 PCS、电池厂商参与投标
马来西亚（东南亚）	MyBeST Pekan 储能项目	100MW/440MWh 独立储能	2026 集中签约	MyBeST 试点包之一，本地 Gamuda+ERS 联合体开发，容量收费机制；是东南亚为数不多电网级独立储能	海博思创供货
马来西亚（东南亚）	MyBeST 剩余 3 个储能包	合计 300MW/1160MWh 独立储能	2026 集中签约	同属 MyBeST 试点计划，4 包合计 400MW/1.6GWh；印尼、越南暂无 GWh 级电网储能招标	国内储能系统商持续参与

数据来源：Saur Energy，东吴证券研究所

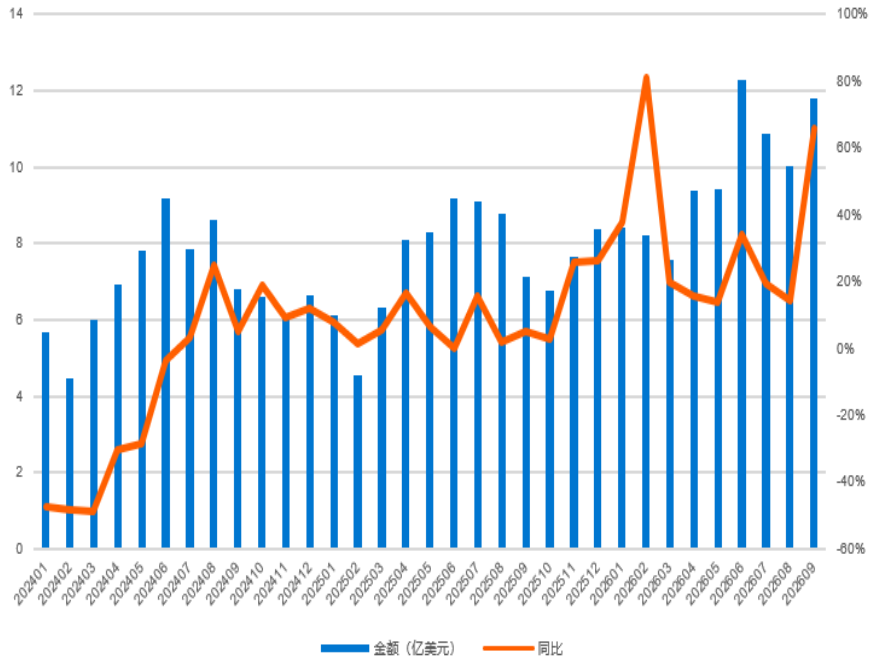
三、海外小储：9月环比提升，油气价格继续推高

逆变器出口9月环比提升，欧洲需求逐步旺盛

东吴证券 SOOCHOW SECURITIES

- **逆变器出口9月环比提升，欧洲需求逐步旺盛，德国大幅高增。**2026 年 1–9 月我国逆变器累计出口 88.10 亿美元，同比增长 30%；9月单月出口 11.82 亿美元，同比增长 66%，增速较上半年加快。分区域看，欧洲成为增长主力，9月当月出口5.55亿美元，环增32%，同增111%，累计34.89 亿美元、同比增长31%；其中德国当月同比大增245%，波兰、意大利累计同比增长126%、125%。澳洲受前期抢装透支及高基数影响，9月当月同比回落 30%，但 1–9 月累计仍达 5.38 亿美元、同比增长74%。东南亚分化，泰国、菲律宾当月同比增长 130%、201%，越南走弱；印度当月同比大增 176%，中东非稳健。

图表：逆变器出口整体情况



图表：逆变器分地区出口情况

单位：亿美元	类别		26M09	M09环比	M09同比	26M08	M08环比	26M01-09	累计同比
逆变器	总金额		11.82	18%	66%	10.05	-8%	88.10	30%
	到达洲	亚洲	3.75	6%	58%	3.55	-10%	31.14	31%
		欧洲	5.55	32%	111%	4.21	-5%	34.89	31%
		非洲	0.79	-8%	51%	0.86	-14%	7.58	53%
		北美洲	0.32	11%	50%	0.29	-10%	2.34	3%
		南美洲	0.93	23%	26%	0.76	16%	6.46	-3%
		大洋洲	0.47	25%	-26%	0.38	-34%	5.70	75%
	到达地	英国	0.29	28%	62%	0.23	-4%	1.84	27%
		德国	1.44	35%	245%	0.61	-3%	6.88	47%
		意大利	0.21	24%	38%	0.28	217%	1.81	125%
		比利时	0.03	16%	84%	0.02	151%	0.23	-20%
		乌克兰	0.06	44%	88%	0.04	23%	0.28	36%
		波兰	0.27	41%	259%	0.19	0%	1.49	126%
		印度	1.03	24%	176%	0.83	46%	5.79	45%
		巴基斯坦	0.14	61%	18%	0.36	48%	2.54	-5%
		越南	0.11	16%	-23%	0.13	-45%	1.61	40%
		泰国	0.15	34%	130%	0.23	3%	1.73	130%
		马来西亚	0.14	18%	119%	0.12	42%	0.70	5%
		菲律宾	0.18	59%	201%	0.11	-77%	2.08	75%
		南非	0.13	26%	-15%	0.18	-4%	1.56	18%
		中东	0.90	-3%	33%	0.93	-19%	7.97	19%
		美国	0.28	15%	46%	0.25	5%	1.99	1%
		巴西	0.37	27%	29%	0.29	3%	2.90	-24%
		澳大利亚	0.44	34%	-30%	0.33	-37%	5.38	74%
		其他国家	5.64	15%	62%	4.91	-10%	41.32	28%

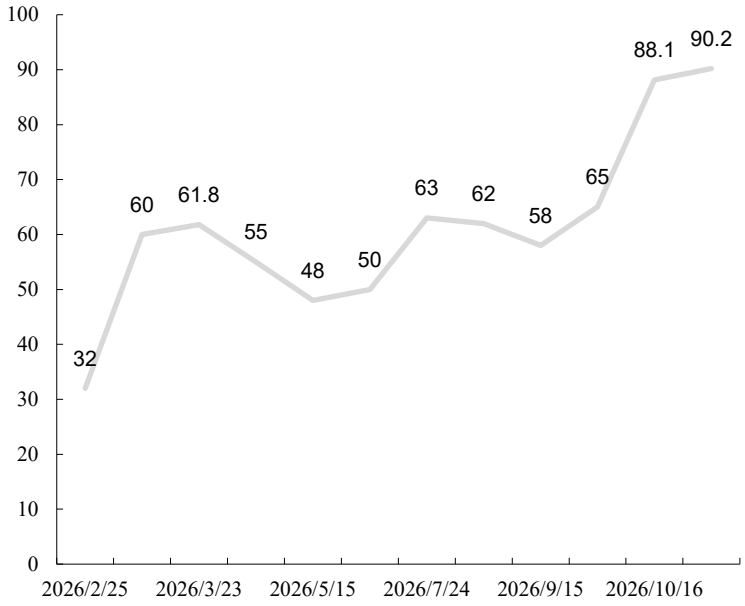
数据来源：海关总署，东吴证券研究所

欧洲：10月气价创历史新高，天然气填充率低于去年同期

东吴证券 SOOCHOW SECURITIES

- **天然气填充率仍低于去年同期，欧洲天然气价格10月突破90欧元/MWh创历史新高，冬季需求推动下户储需求有望保持旺盛。**TTF 天然气期货价格自2月底以来大幅上涨，从约 32 欧元 / MWh 涨至 10 月中旬突破 90 欧元 / MWh，创 2022 年 12 月以来新高，同时欧洲天然气填充率整体仅 74.6%，低于过去五年均值，国别分化显著：德国仅 61% 为历史同期最低，荷兰 65%、意大利 90%、法国、英国40%，均低于去年同期水平。随冬季临近，为满足过冬需求预期持续推升气价，户储需求有望进一步提升。

图：TTF天然气期货价格（欧元/MWh）



图：欧洲天然气填充率

	2026/10/24	2025/10/24
英国	40.15%	58.38%
乌克兰	37.31%	28.10%
德国	61.30%	75.34%
意大利	89.88%	94.39%
西班牙	79.12%	86.70%
荷兰	65.13%	72.42%
欧盟平均填充率	74.63%	82.86%

数据来源：GIE，东吴证券研究所

乌克兰：停电刚需叠加政策补贴，户储需求逐月抬升

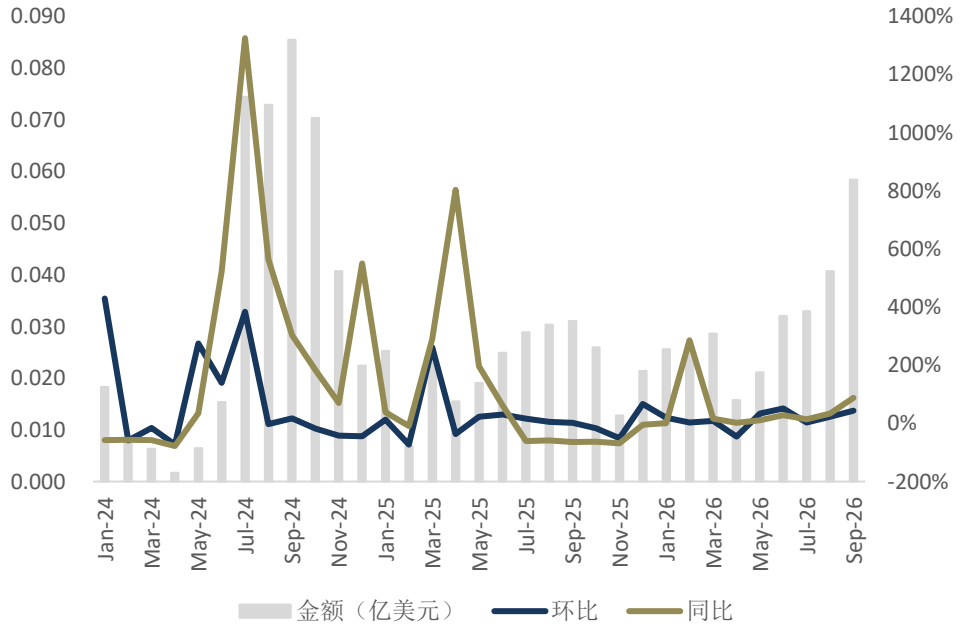
东吴证券 SOOCHOW SECURITIES

- **户储需求持续旺盛，逆变器出口逐步提升。**战争背景下，俄军持续打击集中式电力设施，乌克兰多地日均停电超 16 小时，电力缺口约 10GW，户用光储成为刚需备电方案。**生存刚需叠加 0 关税、0 利率贷款与 30% 本金补贴等政策，乌克兰户储需求持续高增。**我国对乌逆变器出口保持增长，2026 年 1–9 月累计出口 0.28 亿美元、同比增长 36%，其中 9 月单月出口 0.058 亿美元，创 2024 年 9 月以来新高，下半年逐月抬升。我们预计 2026 年乌克兰户储装机超 2GWh；考虑战后重建空间，长期增量广阔。

表：乌克兰支持户储发展的相关政策

时间	内容
2024.7	个人购买光伏+储能系统可申请0%利率贷款，最高48万格里夫纳（约8.5万元人民币），期限10年，通过乌克兰主要银行发放。**2025年11月修订为安装太阳能或风能系统并置储能的个人，现在将获得一次性抵扣相当于贷款本金30%的报销。**
2024年底	公寓楼业主协会可获10-30万格里夫纳补贴，用于购买电池、光伏等。首批覆盖基辅，**26年计划扩至哈尔科夫、敖德萨、第聂伯罗等地区。**
2026.3	通过第 4777-IX 号能源改革法，绿电补贴支持期从2029 年延长至 2034 年；**首次给予光储混合项目优先级储能配置比例不低于 80%，并配套全国储能调度平台试点**

图：对乌克兰逆变器出口金额（左轴：亿美元，右轴：%）



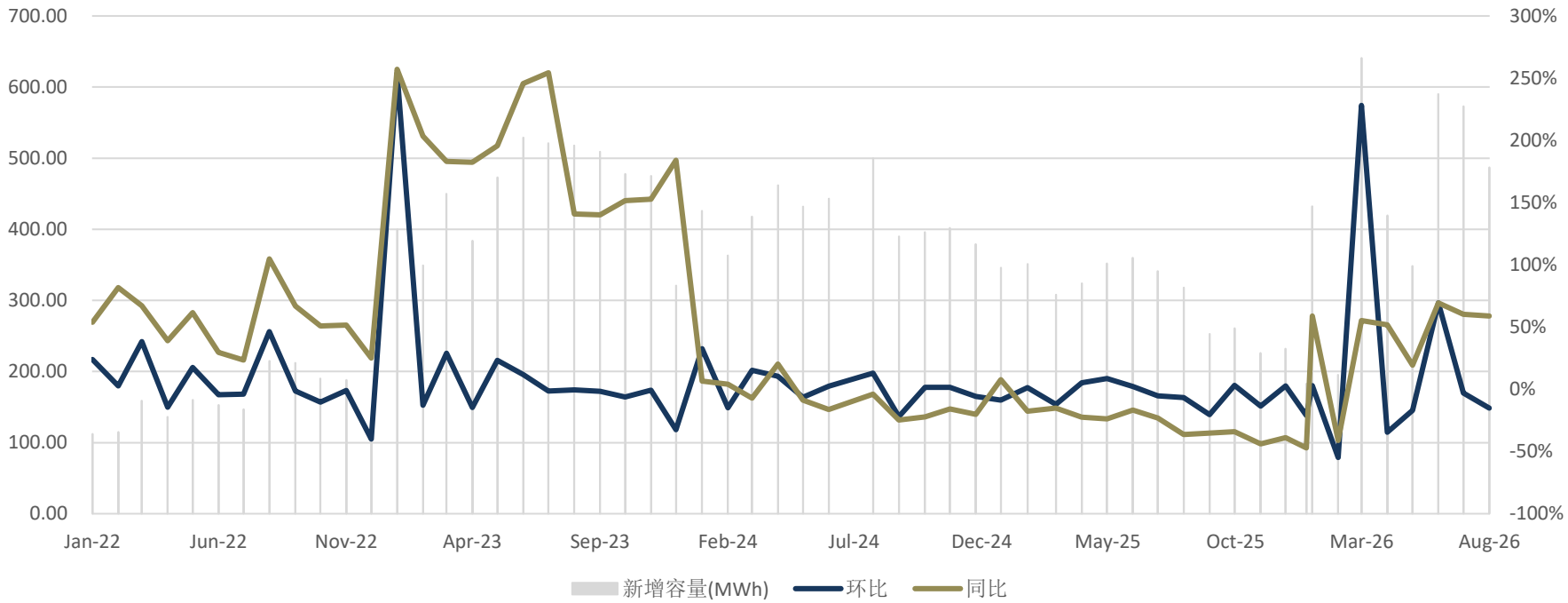
数据来源：EI，wind, 东吴证券研究所

德国：1-8月户储累计装机3.7GWh，同增 41%

东吴证券 SOOCHOW SECURITIES

- **德国户储在经历2025年调整后，2026年重回高增长通道。**2026年1-8 月累计新增约 3686MWh，同比 +41%；其中3月单月新增 640.8MWh为阶段高点；6-8 月分别新增 590.3/572.8/487.1MWh，同比分别 +69%/+60%/+59%，增速持续高位。从月度走势看，2026年以来新增容量中枢明显抬升，月均新增约460MWh，较 2025 年月均约 290MWh 提升近 60%。

图：德国电池户用储能月度新增



数据来源：EI，wind, 东吴证券研究所

波兰：逆变器入口持续提升，户储专项补贴落地推动新增长

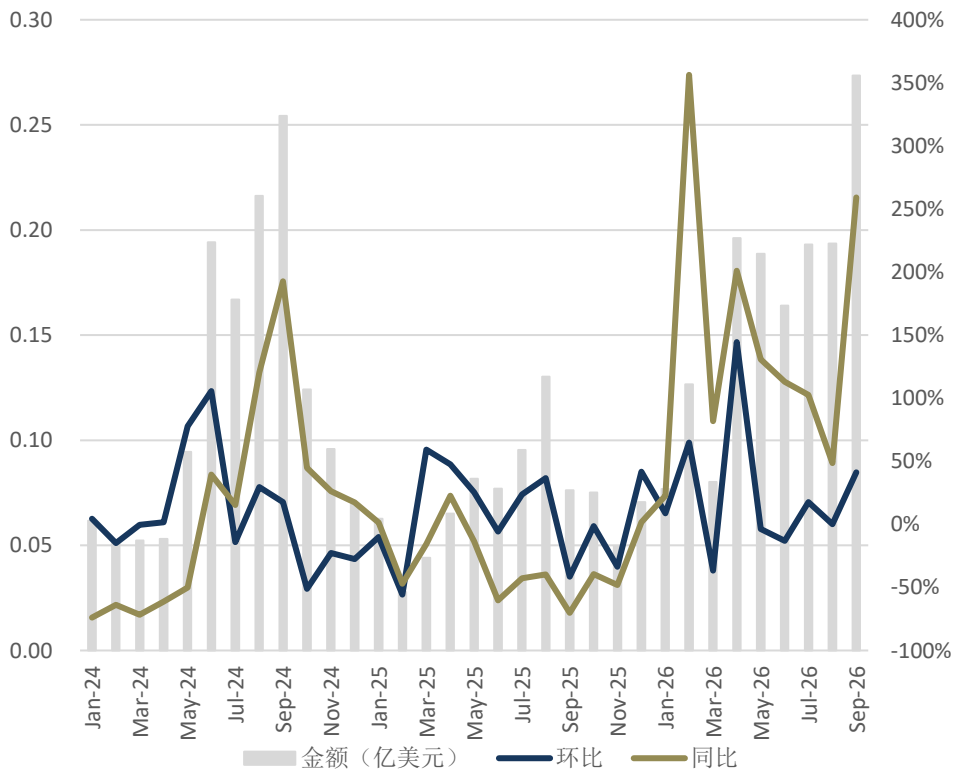
东吴证券 SOOCHOW SECURITIES

- **波兰户储补贴落地，有望推动户储新增。**2026年10月20日，波兰正式启动户用储能专项补贴PM2，投入10 亿兹罗提，单户最高补贴 1.9 万兹罗提，补贴5万户+家庭，考虑单个家庭10kwh，增量为0.5gwh。我国对波兰逆变器出口持续提升，2026 年 1–9 月累计出口 1.49 亿美元、同比增长 126%，9 月单月 0.274 亿美元，创 2024 年 9 月以来新高。补贴新政有望进一步拉动户储装机需求。

表：波兰户用储能新政（PM2）

项目	内容
启动时间	2026 年 10 月 20 日，至 2027 年 10 月 1 日
总预算	**10 亿兹罗提（约 1.9 亿人民币）**
补贴上限	单户最高 1.9 万兹罗提（约 3.5 万人民币）
适用对象	已装光伏的 prosumer，选择净计费模式
政策定位	Mój Prąd 后续，首次专项补贴户用储能

图：对波兰逆变器出口数据

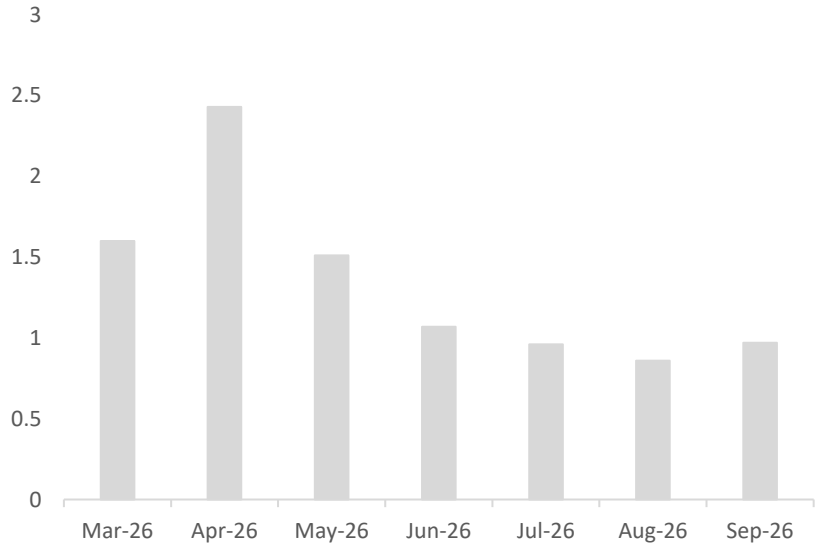


数据来源：海外光储观察员， infolink ，海关总署， 东吴证券研究所

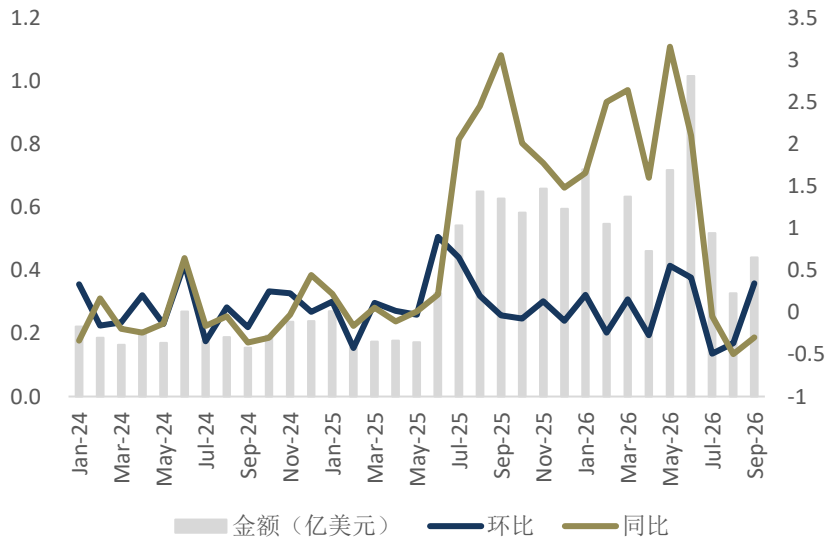
澳洲：户储抢装后下半年回归月均 1GWh

- **截至 2025 年末，澳洲户用光伏渗透率约 39% 而户储配储率仅约 10%，存量未配储空间广阔。**2025 年 7 月联邦政府推出 "更便宜家用电池计划"（CHBP），初始规模 23 亿澳元、补贴 372 澳元 /kWh。新政于 2026年5月生效、下调大容量电池补贴力度，新旧政策过渡期刺激抢装，2026年4月单月注册量达 2.43GWh 历史峰值。5月新政落地后，大容量电池补贴退坡叠加前期抢装透支需求，月度装机由高位逐步回落，6 月起回归月均约 1GWh，9 月为 0.97GWh、环比 + 12.5%。展望全年，我们预计 2026 年澳洲户储装机有望翻倍至约 15GWh，随补贴退坡及高基数后逐年回落、回归平稳增长。

图表：Sunwiz 澳洲户用电池月度注册量，GWh



图表：对澳大利亚逆变器出口情况

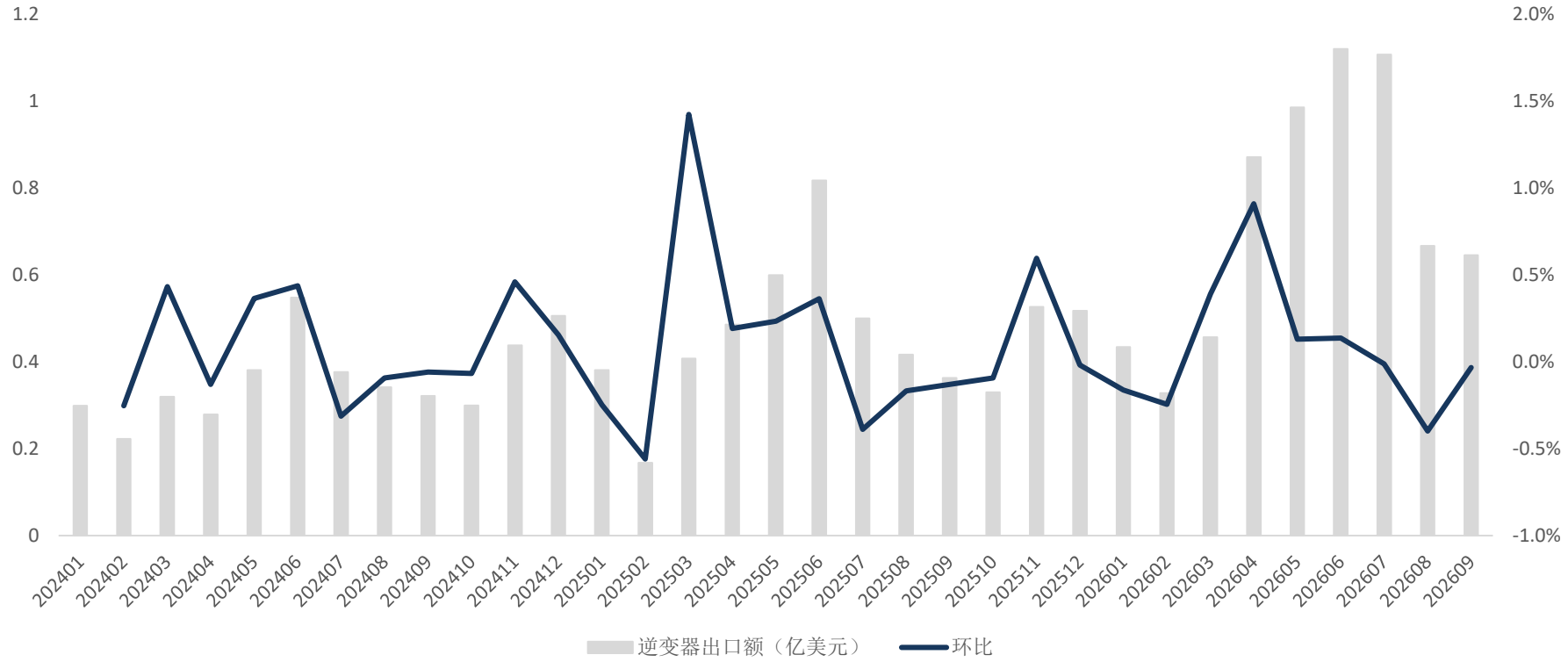


数据来源：Sunwiz，东吴证券研究所

东南亚Q3受雨季影响，需求有所减弱

- **东南亚Q3进入雨季，户储需求受一定影响，逆变器出口有所回落。**2026 年 1–9 月我国对东南亚六国逆变器累计出口 6.62 亿美元，同比增长约 60%；其中 9 月单月出口 0.646 亿美元，同比增长 78%、环比小幅回落 3%。三季度环比有所回落，主要因东南亚进入雨季，施工与并网节奏放缓，需求相较二季度有季节性回落。

图：对东南亚逆变器出口金额



数据来源： NEPRA，东吴证券研究所

产业链跟踪：Q3需求相对偏淡，德业出货领先同业

- **Q3需求偏淡、德业出货领先同业。**2026Q3欧洲受7-8月休假影响，澳洲新政后需求略有回落叠加东南亚雨季影响，整体全球Q3户储需求相对偏淡，各厂商户储出货有所波动。分企业看，德业股份排产明显领先同业，同时受乌克兰及欧洲其他国家冬季需求提升，9-10月排产达20万台。

图表：户储产业链月度排产跟踪

		2601	2602	2603	2604	2605	2606	2607	2608	2609	2610
固德威	并网出货（万台）	7	4	6.5	6.5	7.5	5.5				
	储能出货（万台）	2	1.5	3.5	4	5.5	8		7	5	4-5
	电池包（MWh）	400	300	400	400	600	750	750.00	500	750.00	500
艾罗	出货（亿欧元）	4+	5+	7+	6-7	6.8	6	5+	5.5	排产4亿，销售目标5.5亿	排产3.5亿，销售目标5亿
德业	排产（万台）			10+	13	逆变器持平、电池包环增	15	15	15w	20	20+

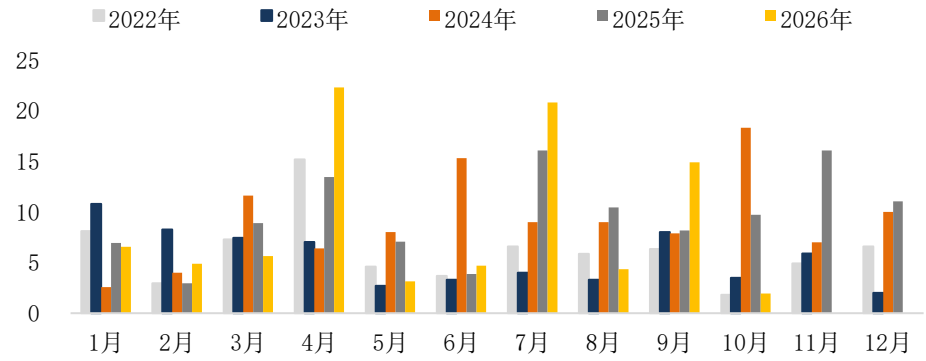
数据来源： AEMO，AER，SunWiz ，东吴证券研究所

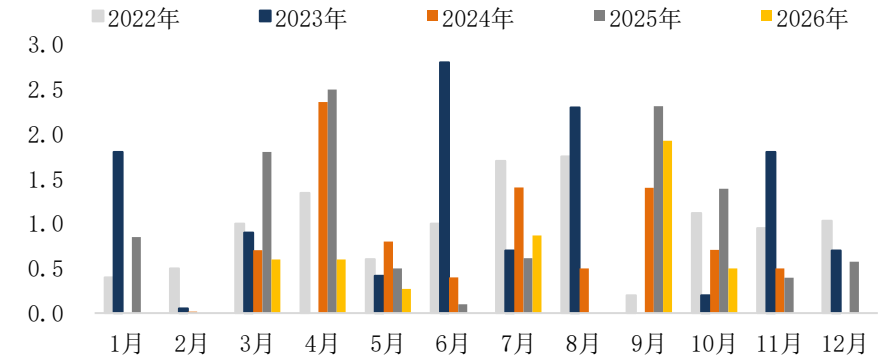
风电：26年装机同比下滑，国内海风进入政策拐点

1 招标：26Q3陆风招标回暖，海风招标仍大幅下滑

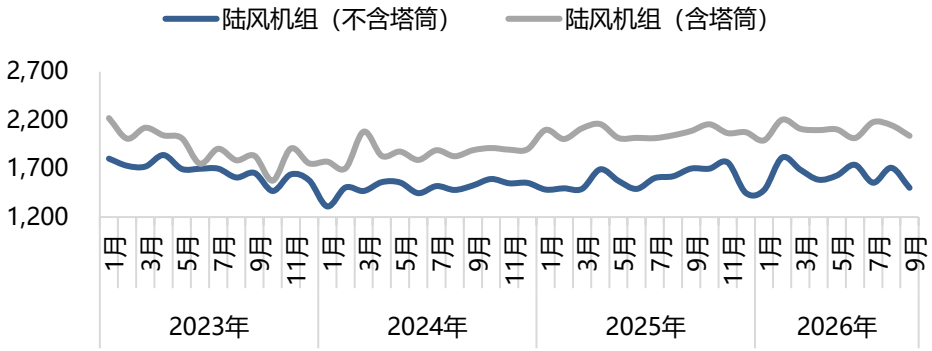
- **陆风**：招标量方面，**26年1-10月招标89GW，同比增长2%；26Q3陆风招标陆续回暖，鉴于25Q3低基数，25年与26年招标量已实现同比持平。**价格方面，24Q3风机价格触底，随后小幅涨价3~5%后，25Q2中标价继续提升，累计涨幅超5%，26年开标价较稳定。
- **海风**：招标量方面，25年海风招标11GW，同比增长25%；**26年1~9月招标4.7GW，同比下滑50%。**受行业竞争加剧影响，海风机组（含塔筒）价格小幅下滑，25年11月含塔筒开标价2931元/kW已低于3000元/kW，26年开标单价普遍在3000元/kW+。

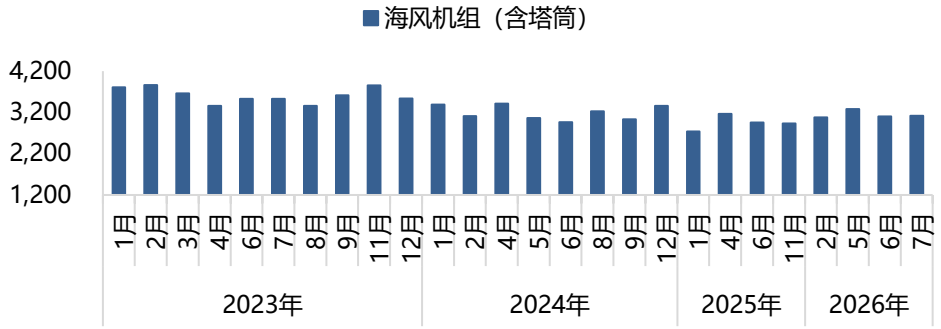
图表：2022-2026年陆风、海风风机招标情况（GW）





图表：2023-2026年陆风、海风风机中标价（元/kW）



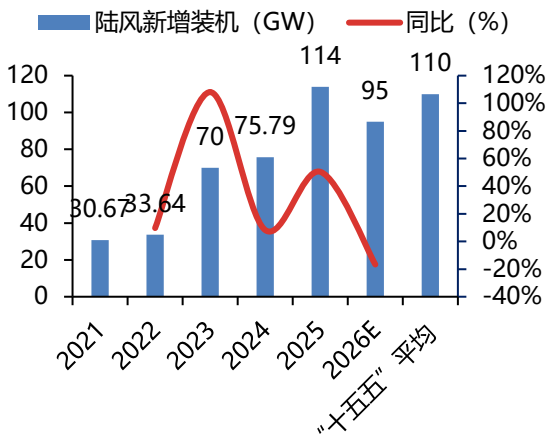


数据来源：中国招投标公共服务平台，东吴证券研究所

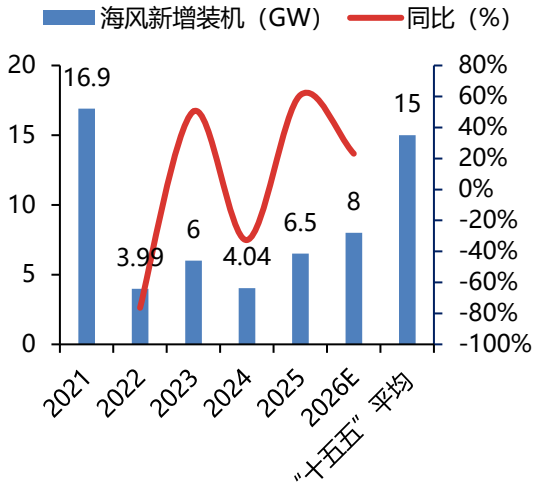
2 装机： 26年装机节奏放缓，预计“十五五”维持高位

- **风电行业装机：**2026年1-8月我国风电新增装机53.3GW，同比-7.9%；其中8月装机6.2GW，同比+48%。受行业136号文电价影响，以及部分地区利用小时数下滑导致运营商投资节奏放缓，我们预计全年行业装机100~110GW，同比- 3.5%~-12%。
- **预计“十五五”陆风行业年均装机110GW、海风15GW：**1）136号文执行后，新能源电站电价全面入市，风电、光伏电站收益率皆有所下降；预计26年陆风行业装机同比有所下滑至90~110GW，“十五五”期间陆风行业年均装机110GW，装机有支撑；2）海风方面，深远海规划推出在即，审批问题厘清，预计26年海风行业装机8GW，“十五五”海风行业装机有望提升至年均15GW。

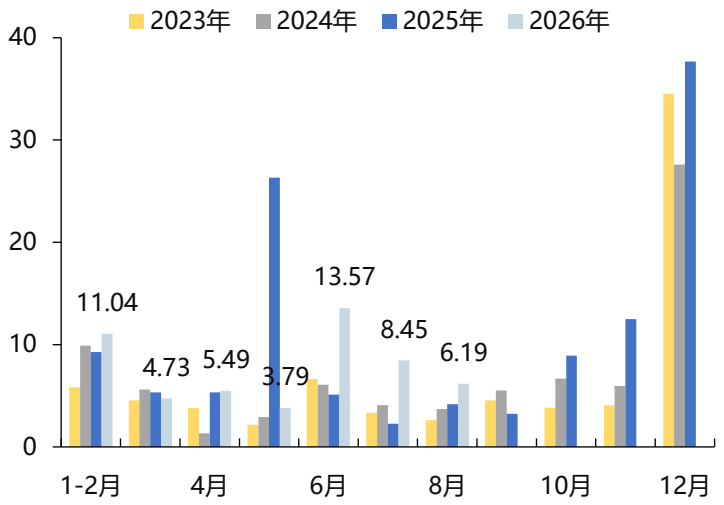
图：2021~2025年陆风装机情况及预测



图：2021~2025年海风装机情况及预测



图：2023~2026年我国风电月度并网（GW）



数据来源：国家能源局，东吴证券研究所

3 电价：机制电价筑底回升信号显现，收益预期边际改善

- **机制电价呈筑底回升迹象，资源省份新批次率先修复。**甘肃、新疆、黑龙江2027年上半年风电机制价分别升至0.2440、0.2300、0.2845元/千瓦时，较前批次分别上涨24.9%、9.5%、24.7%，云南风电机制价由2025年的0.3320升至2026年的0.3350、2027年首次的0.3351元/千瓦时；价格修复有助稳定新增项目收益预期。

表：2026年风电机制电价及2027年已公布批次（元/千瓦时）

地区 / 类别	2026年	2027年	备注
北京	0.3598	-	风光统一价，风电入围未核
天津	0.3196	参考0.3195	2027风光统一价，风电入围未核
河北南网	0.3530	-	-
冀北电网	0.3470	-	-
山西	0.2770	-	-
蒙西电网	不安排	不安排	-
蒙东电网	不安排	不安排	-
辽宁	0.3300	-	-
吉林	0.2500	-	-
黑龙江	0.228111	**0.2845**	2027上半年；2026风光同场
上海陆风	0.4155	-	-
上海海风	另按竞配	-	-
江苏陆风	参考0.3600	-	风光统一价，入围均为光伏
江苏海风	-	-	-
浙江	无风电	-	光伏已出价，风电未入围
安徽独立	0.3837	-	-
安徽统一	0.3840	-	-
福建陆风	-	-	-
福建海风	-	-	-
江西	0.3650	-	-
山东陆风	0.3100	-	-

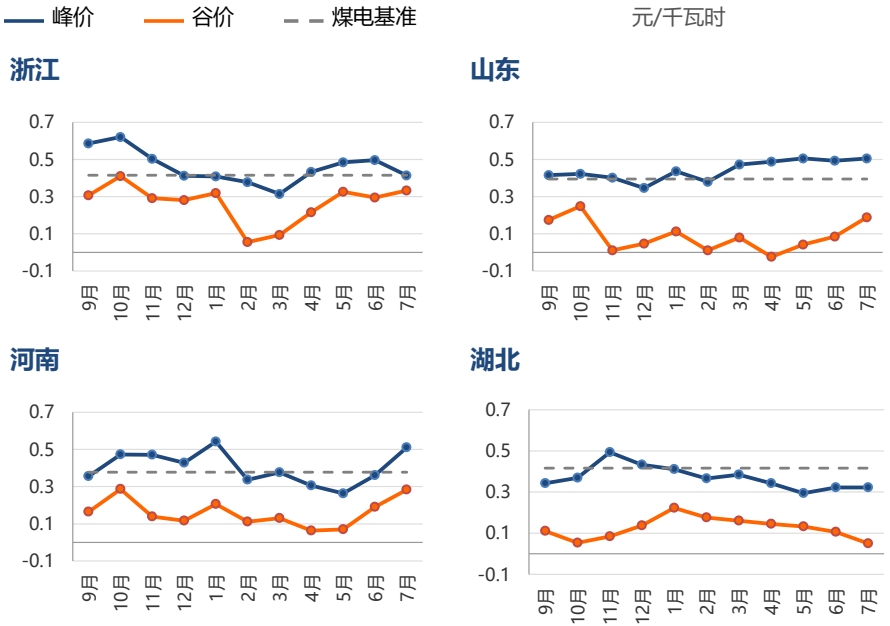
地区 / 类别	2026年	2027年	备注
山东普通海风	0.3100	-	-
山东深远海	0.3800	-	-
河南	0.3040	-	-
湖北	0.3870	-	-
湖南	0.3300	-	-
广东陆风	不参与	不参与	-
广东海风	-	-	-
广西	0.3550	-	-
海南陆风	0.3998	-	风光统一价
海南海风	-	-	-
重庆	0.3961	-	-
四川	0.3930	-	-
贵州	0.3350	-	-
云南	0.3350	**0.3351**	-
西藏	-	-	-
陕西	0.3520	-	-
甘肃	0.1954	**0.2440**	2027上半年；2026风光统一
青海	0.2400	-	-
宁夏	0.2595	-	风光统一，含风电入围
新疆	0.2100	**0.2300**	2027上半年

数据来源：各省政府及交易中心，东吴证券研究所

3 电价：现货电价低位运行延续，午间价格承压

- **多地现货电价长期维持低位：**山东、湖北、广西实时现货月均价连续11个月低于当地煤电基准价，河南、安徽、广东有10个月低于基准。机制电量覆盖比例及中长期合约安排成为稳定风电项目现金流的重要因素。
- **午间现货价格承压：**约半数省份光伏大发时段现货价不足当地煤电基准价的50%，部分约为1/3。山东、河南4月午间均价为基准价的11.9%、22.2%；山东同期风电加权价仍为0.331元/千瓦时。

图：峰谷现货价跨年走势（2025.9-2026.7）



表：各省峰谷现货价与煤电基准价对照（元/千瓦时）

省份	峰价	谷价	煤电基准	谷/煤电
浙江	0.414	0.333	0.4153	80.2%
江苏	0.380	0.293	0.3910	75.0%
安徽	0.259	0.120	0.3844	31.1%
福建	0.436	0.337	0.3932	85.8%
山东	0.505	0.188	0.3949	47.6%
河南	0.510	0.284	0.3779	75.1%
河北南网	0.420	0.291	0.3644	79.8%
山西	0.558	0.125	0.3320	37.5%
湖北	0.323	0.050	0.4161	12.1%
广东	0.497	0.300	0.4530	66.1%
广西	0.346	0.063	0.4207	14.9%
甘肃	0.266	0.111	0.3078	36.2%

数据来源：各省政府交易中心，东吴证券研究所

4 深远海进展：国内海风进入政策拐点，深远海具备长期空间

- **“十五五”装机目标：**我国十五五规划纲要中首次明确建设海上风电基地，目标2030年累计装机100GW，对应“十五五”年均装机10~11GW，体现国家对于海风地位的重视。
- **深远海规划（《3年行动方案》）有望获批，推动中长期空间：**我们预计《3年行动方案》（即深远海海风规划）近期有望获批，预计后续下发正式执行。预计此次深远海政策落地，后续将看到深远海项目批量指标的释放，考虑海风建设周期2~3年，28年及以后海风行业成长空间有望打开，更重要的是相关部门在深远海项目中已基本方向一致、利好整体行业审批节奏。

表：深远海标志性项目进展（截至2026年10月）

地区	项目	业主	规模（MW）	离岸距离（km）	水深（m）	机组招标	海缆招标	项目状态
浙江	Z15深远海示范项目	华能	2000	~105	-	√	√	已完成机组、海缆招标，处于地质勘察及施工准备阶段
山东	三峡青岛一期3000MW海上风电项目	三峡	3000	-	-	-	-	25年12月送出工程获核准
海南	海南CZ7场址	中海油	1500	29~38	11~49	一期已招标	一期已招标	一期600MW已开工
	海南儋州120万千瓦海风场址	大唐	1200	~34	14~36	二期已招标	-	二场址600MW机组已开工
辽宁	华能辽东湾1号场址	华能	3900	~43	10~14	-	-	启动预选址研究

数据来源：政府官网，龙船风电网，风芒能源，东吴证券研究所

5 欧洲海风进展：英国AR7电价表现好，AR8启动中

- **英国AR6拍卖起中标电价及中标容量逐步回升。**受成本上升、运营收益率难以保障等影响，2023年AR5海上风电拍卖全部流标。2023年11月，英国政府公布AR6招标参数，将固定式海上风电行政执行电价上限由44英镑/MWh提高66%至73英镑/MWh，漂浮式海上风电由116英镑/MWh提高52%至176英镑/MWh。2024年9月，AR6实际中标容量达5.34GW，固定式海上风电中标电价为54.23—58.87英镑/MWh。此后，AR7于2026年1月公布结果，固定式及漂浮式海上风电合计中标8.44GW，其中固定式海上风电中标电价为89.49—91.20英镑/MWh。
- **AR8已于2026年7月启动**，固定式海上风电和漂浮式海上风电行政执行电价上限分别维持在113英镑/MWh和271英镑/MWh，实际中标结果将于27年1月公布，开标容量我们预计8~10GW。

表：英国历年海风拍卖情况

轮次	发布时间	实际中标容量（MW）	投产时间	固定式中标电价（英镑/MWh）	总补贴额度（亿英镑）
1	2015.2	1162	2017-2019	114~120	-
2	2017.9	3196	2021-2023	57~75	2.9
3	2019.9	5466	2023-2025	39~42	0.6
4	2022.7	6994	2026-2027	37.35	2.85
5	2023.9	0（流标）	-	-	2.05
6	2024.9	5341.5	2027-2029	54~59	8
7	2025.6	8400	2029-2031	89~91	18
8	2026.7	待公布	2029-2032	待公布（执行电价上限：113）	待公布

数据来源：英国政府网站，东吴证券研究所

5 欧洲海风进展：丹麦转向CfD电价机制，德国政策不及预期

- **丹麦转向CfD电价机制，德国政策不及预期但仍在修改过程中，有望迎来拐点：**
- **1）德国：**①26年3月：德国决定暂停2026年的海上风电拍卖，新的拍卖计划将于27年开启，并采用CfD差价合约电价。②9月：德国政府正式批准《海上风能法》（WindSeeG）修正案草案，将立法程序移交联邦议院审议；CfD仅作为备选电价机制方案，在无补贴电价无人竞标的情况下才会启用；退出机制未提。③10月：德国联邦参议院就《海上风能法》（WindSeeG）修订草案提出修改意见，提出摒弃负补贴形式，直接进入CfD投标轮，以及引入退出机制；但就该修改意见，仍需联邦议院投票通过才可修改生效。
- **2）丹麦：**26年3月，欧盟批准50亿欧元的丹麦海风（Hesselø、North Sea I Mid）支持计划，援助将以差价合约（CfD）形式提供直接价格补贴。8月，Vattenfall中标丹麦最新一轮海风拍卖，中标容量1.8GW，中标电价分别为67.6和72.7欧元/MWh。
- **3）法国：**欧盟委员会批准了法国一项110亿欧元的计划，以支持海上风电发展。这笔补贴将通过“双边CfD”形式发放，以支持3个500MW的漂浮式海风项目开发。

表：欧盟国家海风拍卖政策变化

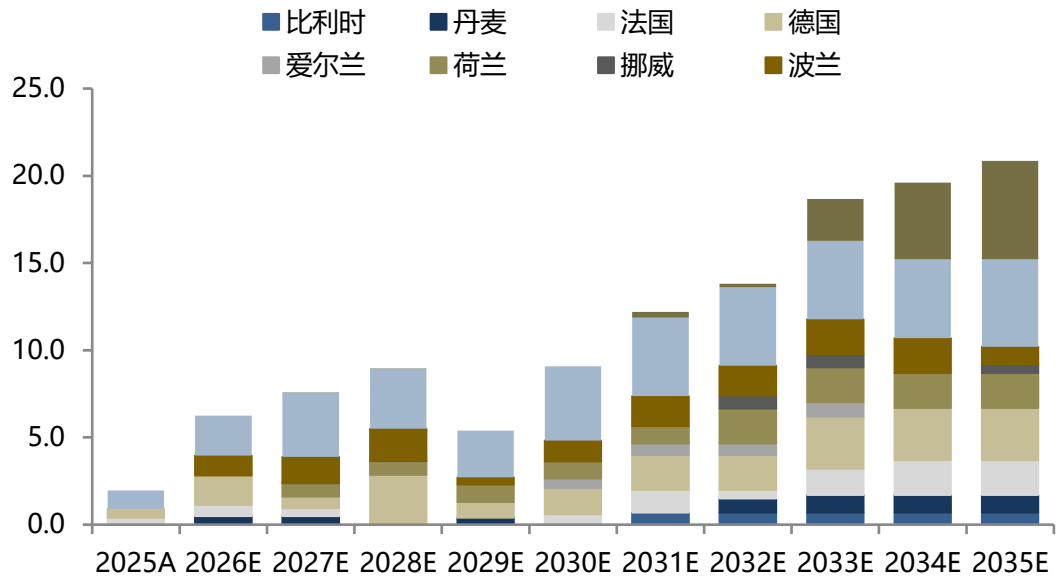
国家	时间	投标规则变化
德国	2026年9月	德国政府已正式批准《海上风电法》（WindSeeG）修正案草案，将立法程序移交联邦议院审议。如通过，修正案将于2027年1月1日正式生效。新拍卖规则为两阶段竞价：阶段1：无补贴零底价竞拍（开发商向政府付费拿场址，旧负竞价模式）；阶段1有≥1家投标就直接授标；阶段1流标才进入阶段2双向CfD，上限约€95–97/MWh，可按场址发电量浮动调整；项目运营期从25年拉长至35年，改善IRR。
德国	2026年10月	德国联邦参议院就《海上风能法》（WindSeeG）修订草案提出修改意见，提出摒弃负补贴形式，直接进入CfD投标轮，以及引入退出机制；但就该修改意见，仍需联邦议院投票通过才可修改生效。
丹麦	2026年8月	丹麦最新一轮海上风电招标结果近日公布，瑞典能源企业Vattenfall成为最大赢家，成功获得Nordsøen Midt（北海中部）和Hesselø两个海上风电项目的开发合同。两项目最低合计装机容量达到1.8GW，计划于2032年前全面投运。
法国	2025年8月	欧盟委员会批准了法国一项110亿欧元的计划，以支持海上风电发展。这笔补贴将通过“双边CfD”形式发放，以支持3个500MW的漂浮式海风项目开发。
荷兰	26年4月	启动2GW海风项目拍卖

数据来源：德国储能网站，丹麦储能网站，法国政府网站，东吴证券研究所

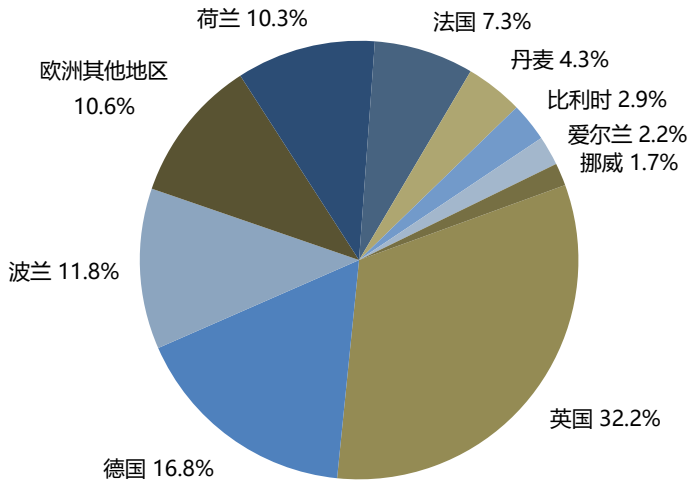
5 欧洲海风预测：29年装机阶段性回落，30年后有望恢复增长

- **26-28年欧洲海风装机稳步增长，29年受德国及英国项目节奏影响阶段性回落：**26-28年多数项目已在建或完成最终投资决策（FID），我们预计新增装机分别为6.3/7.6/9.0GW。受德国部分零/负补贴项目收益承压影响，叠加英国此前流标项目推进滞后，我们预计29年欧洲新增装机降至5.4GW，同比下滑40%，其中德国由28年的2.9GW降至0.9GW。
- **能源独立与安全诉求叠加电气化推进，支撑欧洲海风长期成长预期：**欧洲多国转向CfD电价机制，政策支持下海风项目收益率有望改善，我们预计30年欧洲海风新增装机回升至9.1GW，31-35年累计新增约85GW，占26~35年总新增量的70%，年均新增17GW，为前五年的2.3倍。

图表：欧洲海风年度新增装机预测（GW）



图表：26E-35E年欧洲海风累计新增装机结构

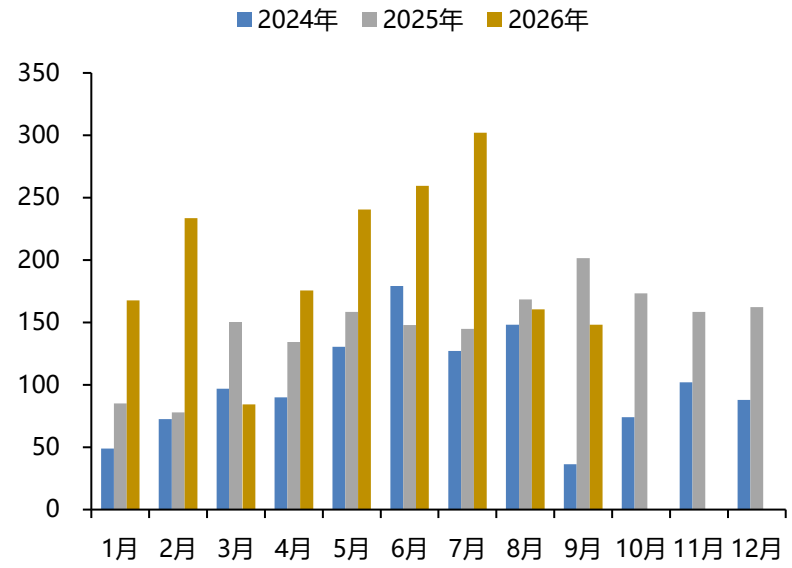


数据来源：GWEC《Global Offshore Wind Report 2026》，东吴证券研究所

6 风机：国内风机企业出口规模及订单延续高增趋势

- **我国风机出口延续高增趋势：**2026年我国风机出口额继续实现高增，26年1-9月出口金额合计15.6亿美元，同比+54%；25年累计出口17.6亿美元，同比+47.7%。从出口分布来看，亚洲、欧洲、非洲是主要出口地区，1-9月出口金额分别为10、3.6、2.0亿美元，同比+82.7%、29.6%、1.5%，出口占比达 64.1%、23.1%、12.8%。
- **26H1核心风机企业出口弹性显著：**26年核心风机企业出口规模及订单继续高增，其中1）一梯队企业金风科技：我们预计出货7GW同比+75%，我们预计新增出口订单目标8GW，在手订单达11GW；2）二梯队企业三一重能：出货量连续多年翻倍以上增长，新增订单目标3~5GW；26H1出口毛利率受汇率等影响致毛利率仅12%，我们预计27年恢复正常，27年出口弹性更显著。

图：2024~2026年我国风机出口月度金额（百万美元）



表：核心风机企业出口情况对比

公司	26年风机出口量目标（GW）	同比增速（%）	26H1出口风机毛利率（%）	新增订单目标（GW）	截至最新海外在手订单（GW）
金风科技	7GW	75%	20%+	8GW	截至26Q3末：11.05GW
三一重能	1GW+	翻倍以上	11.7%，受海运及汇率影响毛利率受损	3~5GW	截至26Q2末：5GW
明阳智能	数百MW	-	13.20%	6GW	截至26Q3末：超10GW

数据来源：海关总署，东吴证券研究所

6 风机：Q3风机毛利率分化，国内陆风继续改善

- **Q3风机毛利率分化。**Q3看，三一重能、运达股份国内风机毛利率环比改善1pct；金风科技受叶片原材料、出口结构下降等影响，Q3风机毛利率环比下降；明阳智能某海风项目交付价角度，导致整体毛利率转负，预计26Q4起逐步恢复至正常，海风仍能维持15%毛利率。

图表：风机企业营收及盈利能力对比

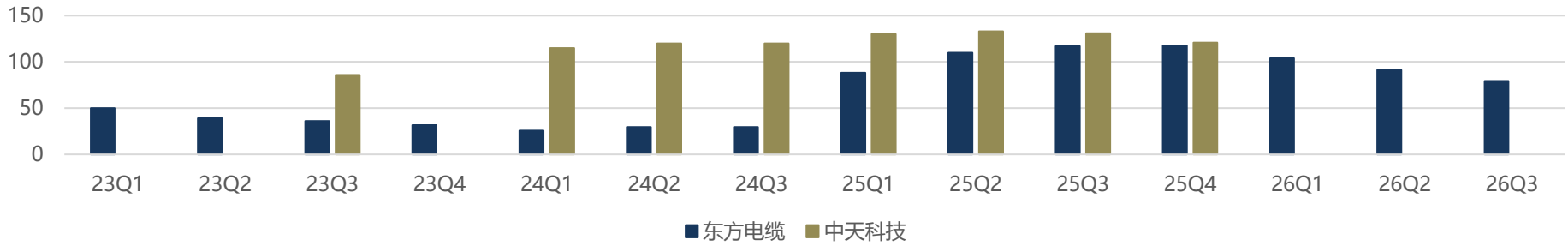
公司	项目		2023	23Q1	23Q2	23Q3	23Q4	24Q1	24Q2	24Q3	24Q4	25Q1	25Q2	25Q3	25Q4	26Q1	26Q2	26Q3
三一重能	风机整体	出货量（MW）	7240	500	1025	2000	3715	1000	2000	2410	3990	1490	3230	4000	4980	2200	4060	3500
		毛利率（%）	15.50%	27.60%	20.00%	14.00%	12.60%	13.71%	15.81%	8.64%		4.74%		4.37%	4.00%	4.00%	6.00%	6%
	公司整体	营业收入（亿元）	149.4	15.6	23.5	35.8	74.5	17.3	35.5	37.9	87.2	21.9	64.1	58.6	129	39.9	66.75	65.72
		毛利率（%）	17.00%	29.00%	20.70%	14.90%	14.40%	19.70%	14.23%	14.85%	18.32%	6.49%	11.95%	4.37%	11.54%	11.66%	6.78%	10.86%
金风科技	风机及配件	出货量（MW）	13772	1110	4674	3120	4868	1436	3760	4510	6344	2600	8050	7810	8180	6040	6320	6600
		毛利率（%）	6.40%	7.00%	2.70%	7.00%	8.80%	3.50%	4.00%	5%+	5%+	8~10%	7.54%	8.00%	9.50%	11.90%	11.40%	10%
	公司整体	营业收入（亿元）	505	55.7	134	103	211	69.8	132	156	209	94.7	190.6	196.1	248.8	154.8	182.54	182.84
		毛利率（%）	17.10%	25.20%	14.00%	18.20%	16.50%	26.12%	14.10%	14.09%	9.27%	21.80%	12.16%	13.00%	13.78%	16.76%	16.75%	14.47%
明阳智能	风机及配件	出货量（MW）	9690	946	2499	3467	2778	1000	3000	3700	3120	3800	4300	4100	6100	4500	4000	
		毛利率（%）	6.40%	5.00%	17.10%	7.50%	-6.60%	7.24%	7.69%	8.00%	-	7.44%	6.00%	9.00%	6%	9%	11%	-6.00%
	公司整体	营业收入（亿元）	278.6	27.2	78.4	104	69	50.8	67.2	84.4	69.2	77	94.4	91.6	117.9	86.6	83.74	70.65
		毛利率（%）	11.20%	13.40%	20.10%	13.20%	-2.70%	20.60%	17.28%	10.29%	-12.70%	13.19%	11.25%	10.27%	7.75%	10.20%	12.68%	-5.57%
运达股份	风机及配件	出货量（MW）	8500	1700	1700	1900	3200	2000	2000	2650	4950	2300	4000	4700	7160	3300	6600	4100
		毛利率（%）	12.51%	15.86%		10.31%		10.34%		9.02%		7.80%	7%	8%	4%	7%	2%	6%
	公司整体	营业收入（亿元）	187	34.8	35.5	42	75	37.5	48.8	53	83	40	69	75.9	109	66.7	71.52	81.44
		毛利率（%）	13.70%	16.67%	17.13%	13.73%	10.67%	14.00%	12.66%	16.17%	-	10.47%	8.07%	9.27%	4.99%	8.03%	2.25%	6.83%

数据来源：公司公告，东吴证券研究所

7 海缆&塔筒：海缆新增订单较少，海外风机基础盈利维持高位

- **一线海缆企业毛利率维持稳定，但26年新增订单较少：**一线企业东缆、中天、亨通毛利率维持相对稳定，330kV、500kV高压交流缆占比有所提升。截至26H1，东方电缆在手海底电缆与高压电缆订单91.3亿元，环比-12%；根据公司公告订单统计，公司26年新增国内海缆订单10亿元（去年同期为60亿）。
- **风机基础盈利能力：**国内发货景气度不佳，产能利用率较低致单吨净利继续维持低位；海外塔桩单价较高，大金出口由FOB转为DAP模式，后续更多使用自有船只运输节省成本，叠加TP-LESS单桩交付，海外单吨净利显著超出国内水平，大金重工维持在5000元/吨+的单吨净利。

图表：东缆及中天在手订单情况（亿元）



图表：天顺风能、大金重工季度营收及盈利能力情况

公司	项目	23Q1	23Q2	23Q3	23Q4	24Q1	24Q2	24Q3	24Q4	25Q1	25Q2	25Q3	25Q4	26Q1	26Q2	26Q3
天顺风能	营业收入（亿元）	5.9	17.1	13.9	10.3	3.1	12	13	13	9.3	12.6	15.3	16.7	6.6	13.62	12.8
	出货量（万吨）	9.5	18.5	14.7	14.5	4.5	5.4	10.5	33.7	6.2	15	12	7.5	-	-	
	其中：海风	0	8	3.7	0.5	0	0.9	3	2.3	-	2.5	6	4.1	0	6.5	2.8
	毛利率（%）	26.23%	21.39%	20.27%	26.49%	30.39%	23.54%	22.77%	3.76%	23.48%	18.95%	16.51%	18.63%	33.49%	14.72%	25.59%
大金重工	营业收入（亿元）	8.4	11.6	12	9.5	4	8.2	9.5	14.7	11.4	17	17.5	15.8	19.1	13.46	11.11
	出货量（万吨）	10	13.8	14	12	5	10	12.3	14.1	8.9	11.4	14.4	9.3	12.7	-	
	其中：出口海风	1	3.4	3	2.5	1.2	3	1.8	3.2	3.9	4.2	5.2	3	7.4	4.6	1.2
	毛利率（%）	19.00%	27.47%	24.58%	20.88%	31.60%	27.00%	25.22%	33.96%	30.95%	26.30%	35.91%	31.36%	39.19%	35.17%	30.08%

数据来源：公司公告，东吴证券研究所

投资建议与风险提示

投资建议

- **光储：【1】高景气度方向：**储能（阳光电源、宁德时代、德业股份、亿纬锂能、海博思创、思格新能）；**【2】组件龙头**（爱旭股份、晶科能源、阿特斯、隆基绿能、晶澳科技、天合光能、横店东磁等）和优势龙头（福斯特、福莱特、钧达股份，关注TCL中环）等；**【3】硅料龙头**（通威股份、弘元绿能、关注大全能源、协鑫科技）；**【4】新技术龙头**（浆料博迁新材、聚和材料、帝科股份等）；**风电：**25年陆海风装机共振，深远海具备成长性，龙头强者恒强的**【1】海缆**（**东方电缆、**亨通光电，关注中天科技、起帆电缆），**【2】塔架**（大金重工、海力风电、天顺风能）、**【3】主机**（金风科技、三一重能、明阳智能）、**【4】零部件**（日月股份、关注金雷股份、时代新材）。

图表：相关公司估值表（截至2026年11月5日）

【东吴电新】重点公司盈利预测及估值20261105														
板块		证券代码	名称	总市值（亿元）	股价	归母净利润（亿元）				PE				来源
						2025	2026E	2027E	2028E	2025	2026E	2027E	2028E	
储能	PCS&大储集成	300274.SZ	阳光电源	1,765	85	135	100	140	171	13	18	13	10	东吴
		688411.SH	海博思创	337	185	10	19	32	41	35	18	11	8	东吴
		300763.SZ	锦浪科技	204	52	7	15	25	34	27	14	8	6	东吴
		605117.SH	德业股份	1,044	82	32	59	79	99	33	18	13	11	东吴
		688390.SH	固德威	134	55	1	5	8	11	99	25	17	12	东吴
		6656.HK	思格新能	658	264	29	50	75	101	23	13	9	7	东吴
光伏	组件	601012.SH	隆基绿能	945	12	-64	2	36	57	-15	382	26	16	东吴
		688599.SH	天合光能	264	11	-70	3	20	40	-4	93	13	7	东吴
		002459.SZ	晶澳科技	236	7	-46	-26	12	29	-5	-9	20	8	东吴
		688223.SH	晶科能源	461	5	-69	-41	14	32	-7	-11	34	14	东吴
		688472.SH	阿特斯	345	9	10	2	17	26	34	159	20	13	东吴
		002056.SZ	横店东磁	290	18	19	19	22	26	16	15	13	11	东吴
	电池	600732.SH	爱旭股份	292	14	-18	-5	15	25	-16	-59	19	11	东吴
		002865.SZ	钧达股份	110	44	-14	-4	8	12	-8	-26	13	10	东吴
	胶膜	603806.SH	福斯特	349	13	8	15	19	24	45	23	18	14	东吴
	玻璃	601865.SH	福莱特	204	10	10	-9	6	13	21	-24	33	16	东吴
	银浆	688503.SH	聚和材料	124	51	4	1	5	7	29	86	24	17	东吴
		300842.SZ	帝科股份	72	49	-3	2	4	5	-26	48	16	13	东吴
风电	整机	688349.SH	三一重能	237	15	7	8	16	22	33	28	15	11	东吴
		601615.SH	明阳智能	193	9	7	13	22	31	29	15	9	6	Wind一致预期
		002202.SZ	金风科技	585	15	28	35	46	54	21	17	13	11	东吴
	海缆	603606.SH	东方电缆	338	41	13	14	18	23	27	24	19	14	东吴
	塔筒	002531.SZ	天顺风能	137	8	-2	7	9	13	-58	19	15	10	东吴
		002487.SZ	大金重工	242	35	11	12	17	22	22	20	15	11	东吴
	铸锻件	603218.SH	日月股份	95	9	6	5	6	7	17	20	15	13	东吴
	轴承	300850.SZ	新强联	102	25	8	10	13	15	13	10	8	7	Wind一致预期

数据来源：wind，东吴证券研究所

风险提示

- **竞争加剧。**若行业竞争加剧，将影响业内公司的盈利能力。
- **政策超预期变化。**未来政策走向对行业盈利空间和公司业绩有较大影响。

光伏：

- **电网消纳问题限制。** 光伏消纳或受电网消纳的影响，总体装机增长受到行政上限制和干预。

储能：

- **可再生能源装机不及预期：**当前储能需求仍以可再生能源配储为主，若可再生能源装机需求下滑，或进而削弱储能装机需求。
- **原材料供应不足：**IGBT、电芯为光伏逆变器、储能PCS重要原材料，近期供应持续保持紧俏，若未来供应不足，将直接影响公司生产经营。

风电：

- **新增装机量不及预期：**海上、陆上装机放缓，下游需求不及预期。
- **原材料价格持续高企：**塔筒、铸锻件上游原材料为中厚板、生铁、废钢等黑色金属，供应商强势，价格波动较大，持续高企将影响产业链盈利。

免责声明

免责声明

东吴证券股份有限公司(以下简称“本公司”)经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

本研究报告仅供符合中国证监会《证券期货投资者适当性管理办法》规定的专业投资者使用，且接收人须为本公司认定并建立服务关系的专业机构投资者使用，本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议，本公司及作者不对任何人因使用本报告中的内容所导致的任何后果负任何责任。本报告不面向普通投资者发布或传播。任何非专业机构投资者收到本报告后，应立即退回并销毁，不得依据本报告内容做出任何投资决策。

在法律许可的情况下，东吴证券及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券并进行交易，还可能为这些公司提供投资银行服务或其他服务。

市场有风险，投资需谨慎。本报告是基于本公司分析师认为可靠且已公开的信息，本公司力求但不保证这些信息的准确性和完整性，也不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。

本报告的版权归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。经授权刊载、转发本报告或者摘要的，应当注明出处为东吴证券研究所，并注明本报告发布人和发布日期，提示使用本报告的风险，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权或未按要求刊载、转发本报告的，应当承担相应的法律责任。本公司将保留向其追究法律责任的权利。

东吴证券投资评级标准

投资评级基于分析师对报告发布日后6至12个月内行业或公司回报潜力相对基准表现的预期（A 股市场基准为沪深 300 指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普 500 指数，新三板基准指数为三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的），北交所基准指数为北证50指数），具体如下：

公司投资评级：

买入：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准在15%以上；

增持：预期未来6个月个股涨跌幅相对基准介于5%与15%之间；

中性：预期未来 6个月个股涨跌幅相对基准介于-5%与5%之间；

减持：预期未来 6个月个股涨跌幅相对基准介于-15%与-5%之间；

卖出：预期未来 6个月个股涨跌幅相对基准在-15%以下。

行业投资评级：

增持： 预期未来6个月内，行业指数相对强于基准5%以上；

中性： 预期未来6个月内，行业指数相对基准-5%与5%；

减持： 预期未来6个月内，行业指数相对弱于基准5%以上。

我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议。投资者买入或者卖出证券的决定应当充分考虑自身特定状况，如具体投资目的、财务状况以及特定需求等，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。

东吴证券研究所
苏州工业园区星阳街5号
邮政编码：215021
传真：（0512）62938527
公司网址： http://www.dwzq.com.cn

东吴证券财富家园