

双轮共驱动，锂储再起航

电力设备与新能源行业2026年投资策略

证券分析师：周啸宇 执业证书编号：S0630519030001

zhouxiaoy@longone.com.cn

2025年12月31日



CONTENTS

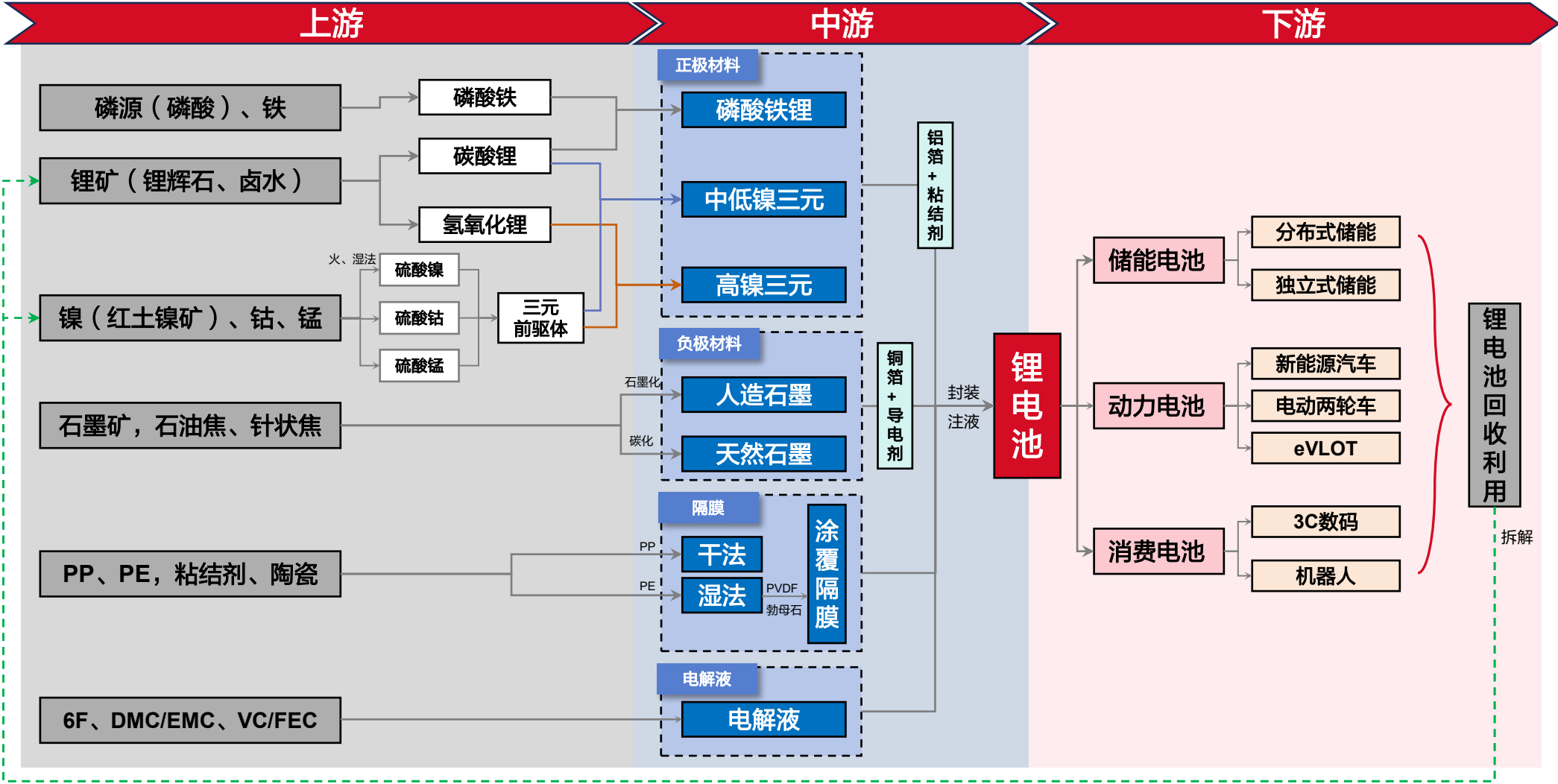
一、锂电池板块

二、储能板块

三、投资建议

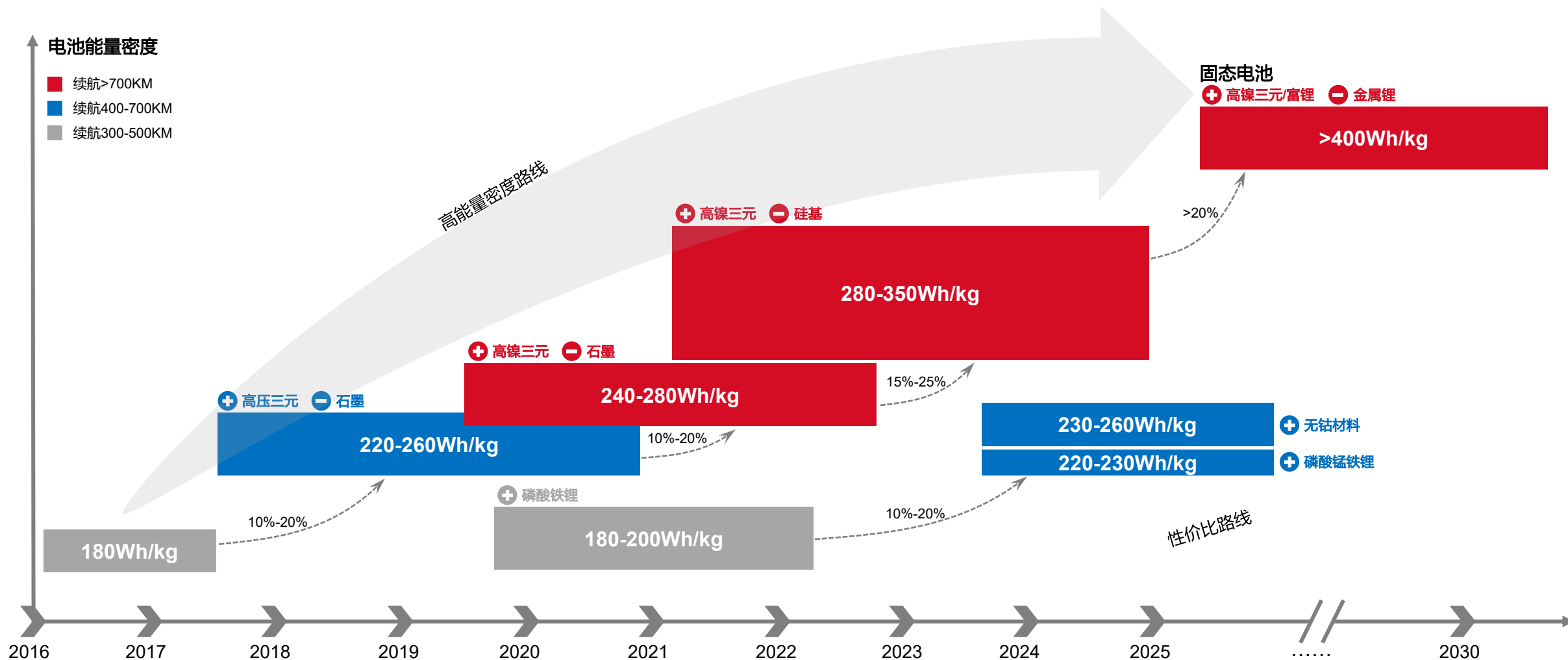
四、风险提示

锂电池产业链

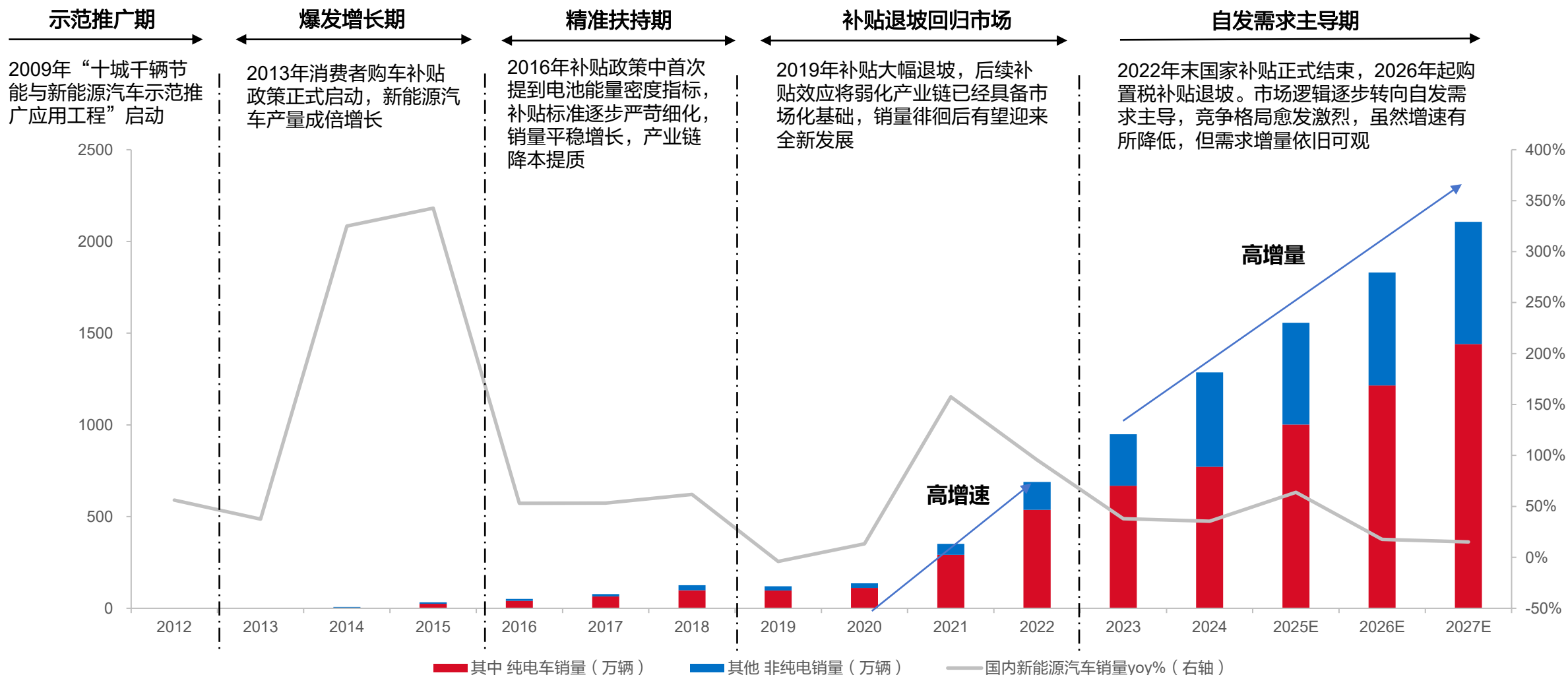


资料来源：公开资料整理，东海证券研究所

锂电池技术发展路线



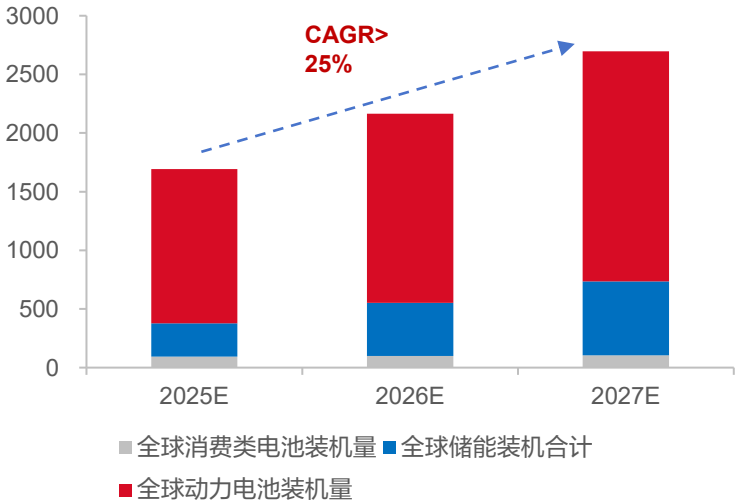
需求：新能源汽车销量超预期，购置税退坡下增速降低但增量仍可观



需求：动力储能双轮驱动下，2026年全球锂电池需求约2166GWh

- 在动力电池的高增量和储能电池高增速的共同驱动下，我们预计2026年动力电池、储能电池、消费电池需求分别为1612GWh、453GWh和100GWh，总需求达到2166GWh，2025-2027年复合增速超25%。

全球锂电池需求走势（GWh）



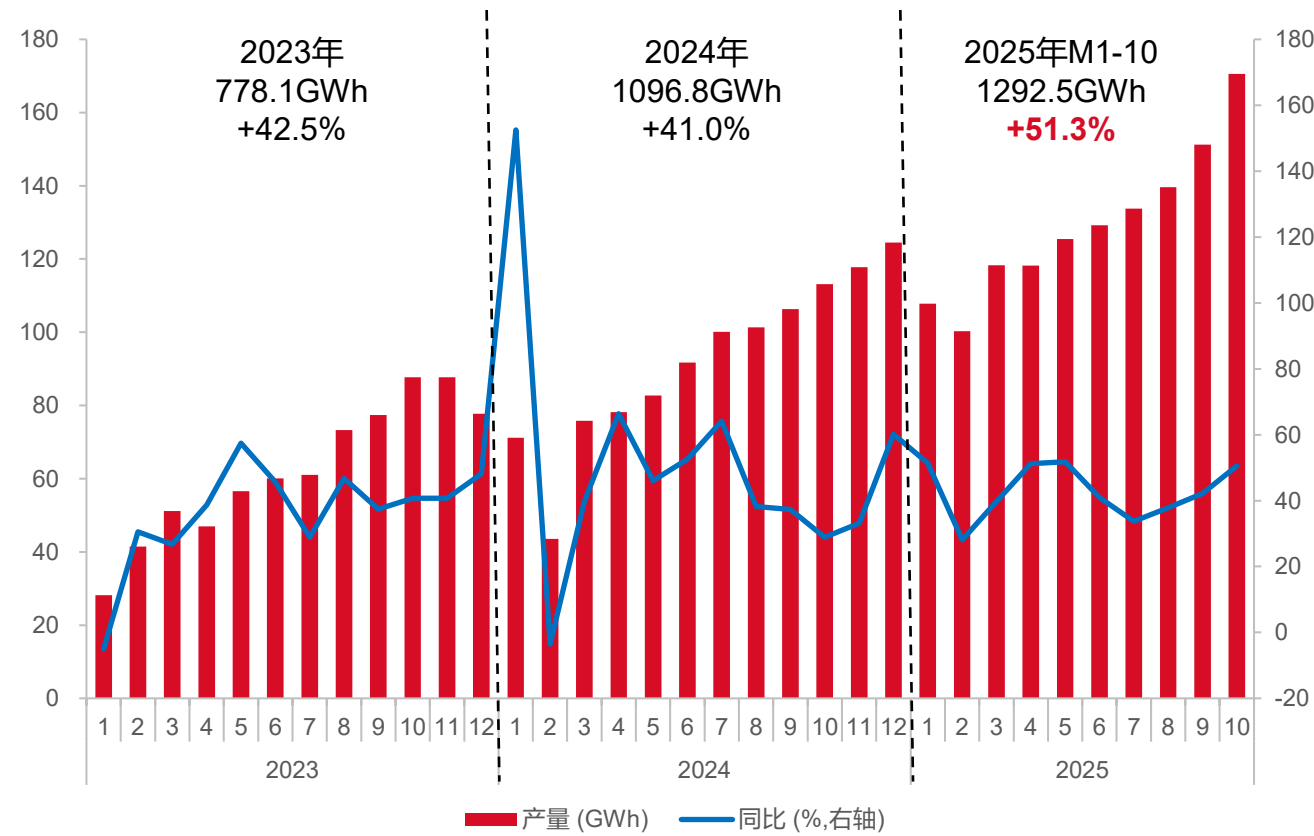
全球锂电池需求测算

	单位	2025E	2026E	2027E
动力电池				
国内新能源汽车销量	万辆	1647	1861	2140
yoy	%	28%	13%	15%
海外新能源汽车销量	万辆	623	772	934
yoy	%	22%	24%	21%
--欧洲新能源汽车销量	万辆	365	475	594
--美国新能源汽车销量	万辆	163	187	215
--其他地区新能源汽车销量	万辆	95	110	125
全球动力电池装机量	GWh	1314	1612	1962
储能电池				
集中式储能装机增量	GWh	191	302	395
工商储装机增量	GWh	36	82	151
户储装机增量	GWh	31	41	54
5G基站储能装机增量	GWh	25	28	30
全球储能装机合计	GWh	284	453	630
消费电池				
全球消费类电池装机量	GWh	95	100	105
全球锂电池装机量	GWh	1693	2166	2697

资料来源：公开资料整理，东海证券研究所

电池：国内锂电池产量增长动能强劲，同比增速创新高

动力和其他电池月度产量及同比增长



- 2025年10月国内动力和其他电池合计产量达170.6GWh，环比增长12.9%、同比增长50.5%，单月产量实现“环比+同比”双增长，增长动能较强。
- 从2025年全年累计情况来看：前10月累计产量已达到1292.5GWh，累计同比增长51.3%，全年维度的产量增速保持在较高水平。
- 行业规模持续扩张：从历年全年累计数据看，2023年全年累计778.1GWh（同比+42.5%）、2024年全年累计1096.8GWh（同比+41.0%），而2025年前10月的累计产量已超过2024年全年水平，同比增速创下三年来新高的+51.3%，行业产量规模呈逐年扩大的趋势。
- 月度走势：月度锂电池产量整体呈逐步上升的趋势；环比增长率虽有阶段性波动，但多数月份保持正增长，行业供给能力呈稳步提升态势。

资料来源：中国汽车动力电池产业创新联盟，东海证券研究所

电池：动力电池双寡头格局稳固，二线厂商份额稳中有升

国内动力电池市场竞争格局

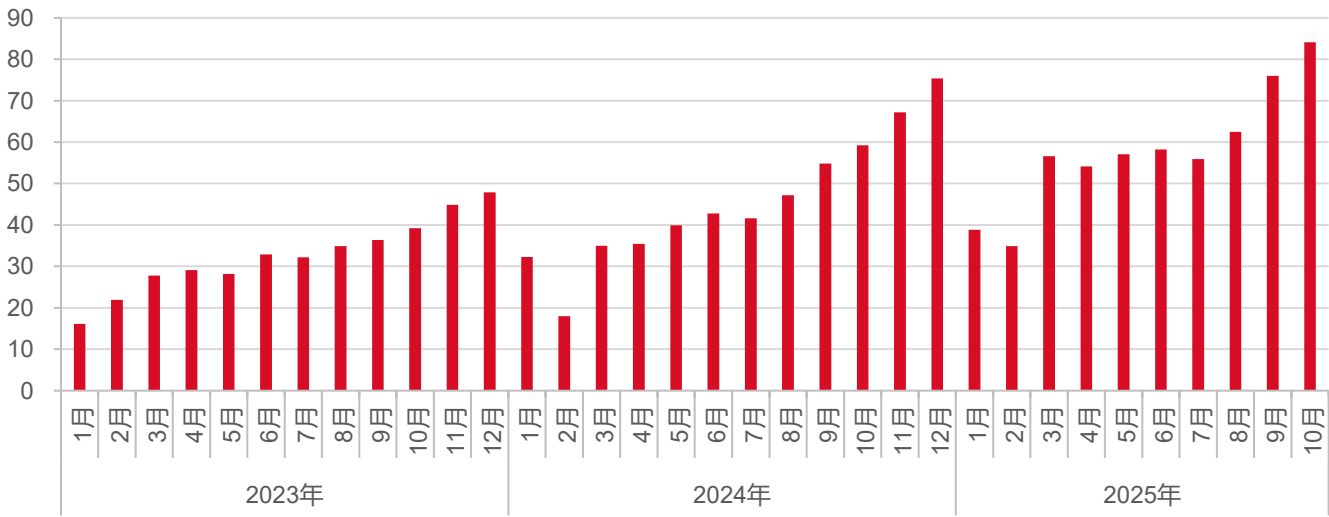
25-22年份额	厂商	2020 年	2021 年	2022 年	2023 年	2024 年	2025 年	2025 Q4
-4.00%	宁德时代	50.0%	51.9%	47.2%	43.5%	45.3%	43.2%	43.5%
-1.80%	比亚迪	14.9%	16.2%	24.4%	26.9%	24.8%	22.6%	21.5%
0.60%	中创新航	5.6%	5.9%	6.5%	8.5%	6.7%	7.1%	7.1%
0.90%	国轩高科	5.2%	5.2%	4.7%	4.1%	4.6%	5.6%	6.7%
1.80%	亿纬锂能	1.9%	1.8%	2.4%	4.5%	3.4%	4.2%	3.9%
0.80%	欣旺达	0.0%	1.1%	2.6%	2.2%	2.9%	3.4%	3.4%
0.80%	蜂巢能源	0.0%	2.0%	2.1%	2.2%	3.2%	2.9%	2.7%
1.00%	瑞浦兰钧	1.5%	0.3%	1.4%	1.3%	2.2%	2.4%	2.7%
1.50%	正力新能	0.0%	1.9%	0.7%	1.4%	1.8%	2.3%	2.4%
1.00%	吉利耀宁	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.4%	1.0%	2.0%
-0.30%	LG 新能源	6.5%	3.9%	1.7%	2.2%	1.4%	1.4%	1.3%
0.70%	楚能新能	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.7%	0.7%
0.00%	多氟多	0.0%	0.2%	0.7%	0.6%	0.6%	0.7%	0.6%
0.50%	远航锦鲤	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.5%	0.5%
0.10%	巨湾技研	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.5%
0.90%	因湃电池	0.0%	0.0%	0.0%	0.0%	0.4%	0.9%	0.3%
0.00%	SK	0.0%	0.0%	0.0%	0.1%	0.0%	0.0%	0.0%

- 头部双寡头格局仍稳固，但份额略有收缩：宁德时代、比亚迪依旧是市场主导（2025年整体份额合计约65.8%），但二者相对2022年的份额均小幅度下滑（宁德时代下降4.0%、比亚迪下降1.8%）。
- 第二梯队企业份额稳步提升：中创新航、国轩高科等第二梯队企业，2025年相对2022年的份额均为正增长（中创新航上涨0.6%、国轩高科上涨0.9%），且国轩高科2025年第四季度份额达到6.7%，正在逐步拉近与头部的差距。
- 新兴 / 中小玩家逐步入局，市场参与度提升：吉利耀宁、楚能新能等原本份额为0的企业，2025年已实现份额突破（吉利耀宁达1.0%、楚能新能达0.7%），说明市场新玩家在持续入场，竞争维度变得更分散。
- 部分外资及边缘企业份额持续低迷：LG新能源2025年相对2022年份额下滑0.3%，SK的市场份额已经可忽略不计，反映出外资企业在国内动力电池市场的竞争力已经较弱。

正极材料：动力电池领域为行业需求量打下坚实基础

- 作为正极材料的重要下游，动力电池市场在2025年保持了去年下半年以来的高需求景气。根据中国汽车动力电池产业创新联盟公布的数据，2025年10月，国内动力电池装车量达到84.1GWh，再创单月历史新高，环比增长10.7%，同比增长42.1%，连续8个月保持高增速。1-10月累计装车量578.0GWh，同比增长42.4%，全年有望突破700GWh。
- 动力电池市场中，磷酸铁锂凭借成本优势、安全与低温性能的持续优化，已经占据了八成以上的市场份额。2025年1-10月国内磷酸铁锂动力电池装车量累计达到470.2GWh，同比增长59.7%，是动力电池总量增长的核心支撑。

2023-2025年国内动力电池月度装车量（GWh）



资料来源：鑫椏资讯，动力电池产业联盟，百川盈孚，东海证券研究所

2025年国内按材料类型划分的动力电池装车量（GWh）

材料种类	10月	10月占比	环比增长	同比增长	1-10月累计	1-10月占比	累计同比增长
三元材料	16.5	19.7%	19.8%	35.8%	107.7	18.6%	-3.0%
磷酸铁锂	67.5	80.3%	8.6%	43.7%	470.2	81.3%	59.7%
其他类型	0	0.0%	16.5%	-99.9%	0.1	0.1%	-61.7%
合计	84.1	100.0%	10.7%	42.1%	578	100.0%	42.4%

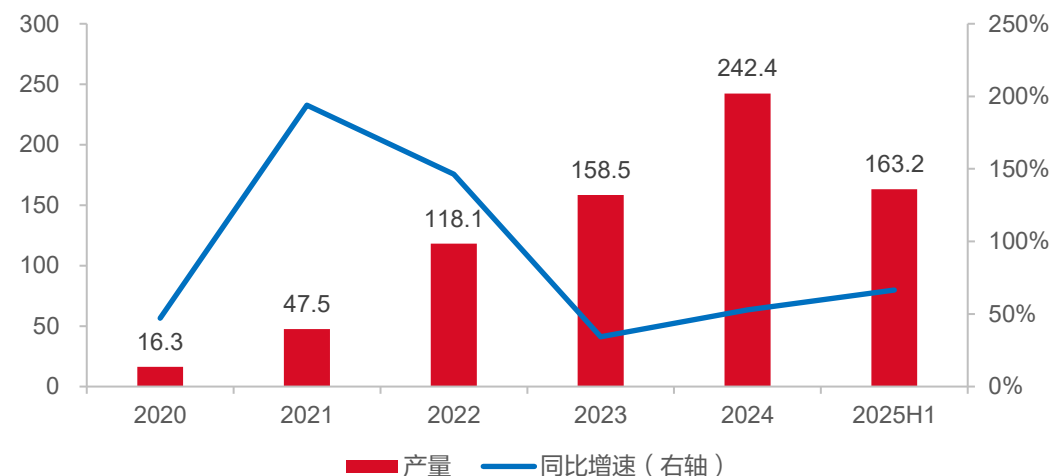
2025-2027年全球正极材料需求测算

	单位	2025E	2026E	2027E
全球锂电池装机量	GWh	1692.7	2165.6	2697.3
--三元电池装机量	GWh	446.7	552.3	672.6
--铁锂电池装机量	GWh	1151.0	1513.4	1919.8
--钴酸锂电池装机量	GWh	95.0	100.0	105.0
全球三元正极需求单耗	万吨/GWh	0.16	0.16	0.15
全球铁锂正极需求单耗	万吨/GWh	0.25	0.24	0.23
全球钴酸锂正极需求单耗	万吨/GWh	0.12	0.12	0.12
全球三元正极需求量	万吨	71.5	88.4	100.9
全球铁锂正极需求量	万吨	287.8	363.2	441.5
全球钴酸锂正极需求量	万吨	11.4	12.0	12.6

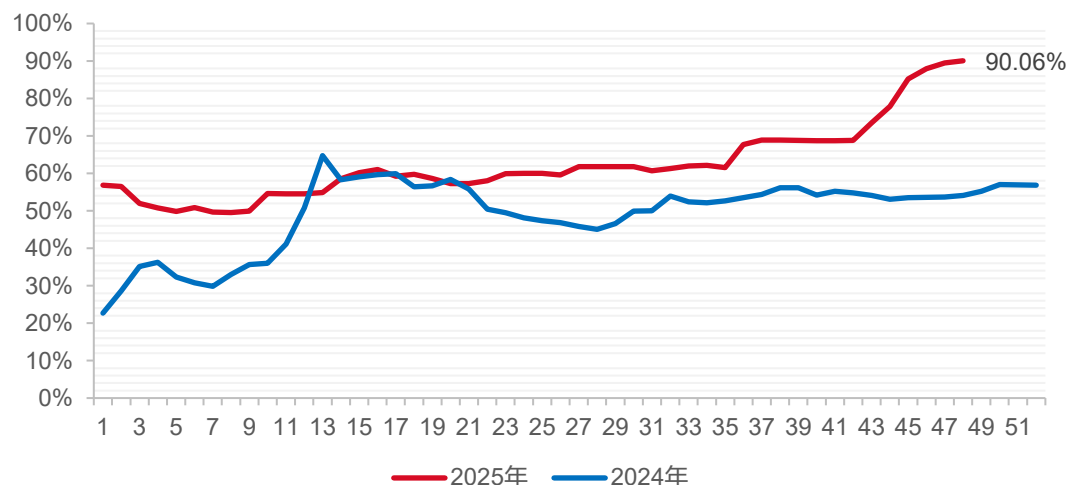
正极材料：铁锂装车占比超八成，产能利用率持续回升

- **开工率：**磷酸铁锂行业的开工率相较相对低迷的2024年有比较明显的回暖迹象，尤其是2025年10月以来大幅回升至90%以上，体现出下游储能领域需求增长带来的高景气。相比之下三元材料行业虽然全年保持了开工率上升的趋势，但整体水平目前还仅略超50%，与铁锂行业拉开了较为明显的差距。
- **产量：**根据鑫椤锂电数据，2025年上半年国内磷酸铁锂产量总计达到163.2万吨，同比增长66.6%，行业出货量增速持续回升。

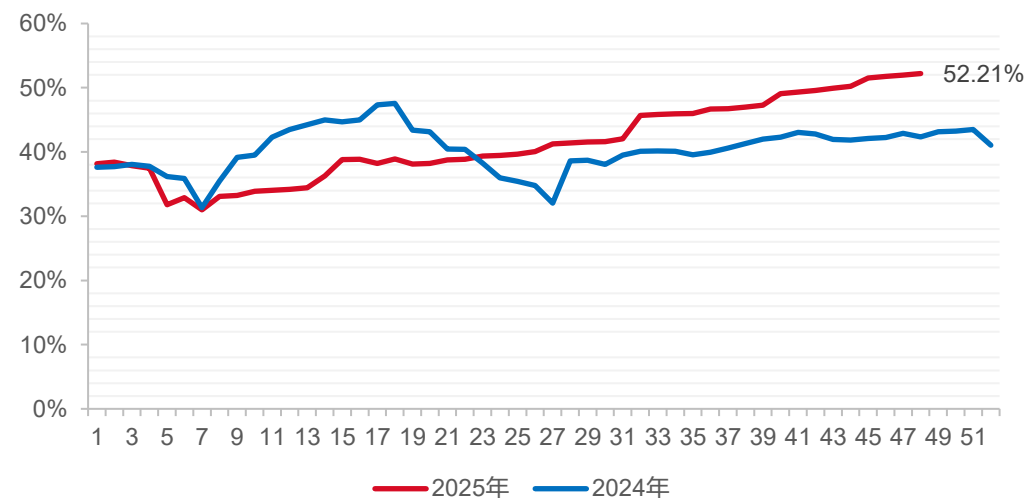
2020-2025H1磷酸铁锂产量变动（万吨）



磷酸铁锂行业开工率走势



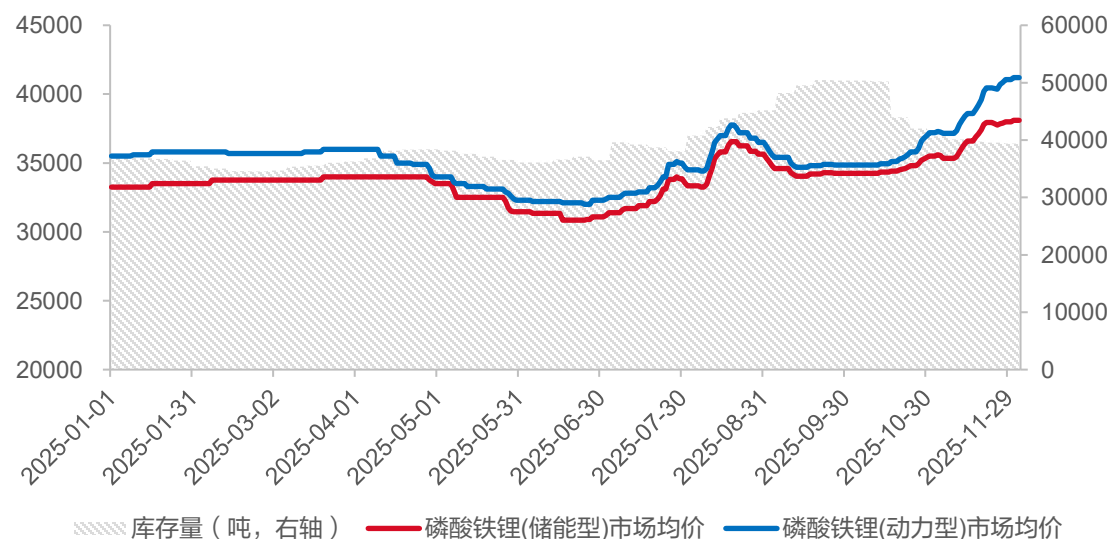
三元材料行业开工率走势



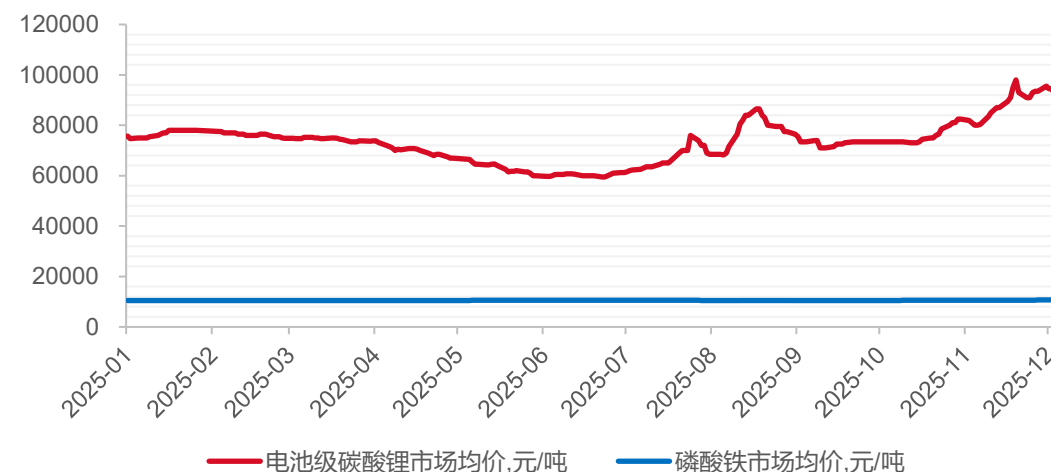
磷酸铁锂：锂价短期压制盈利空间，高压实产品溢价突出

- **原材料端**：2025年以来电池级碳酸锂价格呈现出一定的波动，上半年先回落、下半年大幅回升，是磷酸铁锂成本波动的主要变量。
- **产品端**：储能型、动力型磷酸铁锂市场价下半年随碳酸锂价格回升同步上行；价格波动与库存量形成了匹配关系，体现出行业“成本驱动 + 供需博弈”下的价格传导逻辑。
- **盈利端**：近期碳酸锂价格上涨挤压盈利空间，导致近期铁锂行业整体利润仍处于盈亏线以下，但新一代高压实产品仍具备一定的溢价能力，头部企业的盈利能力在今年有所回暖。

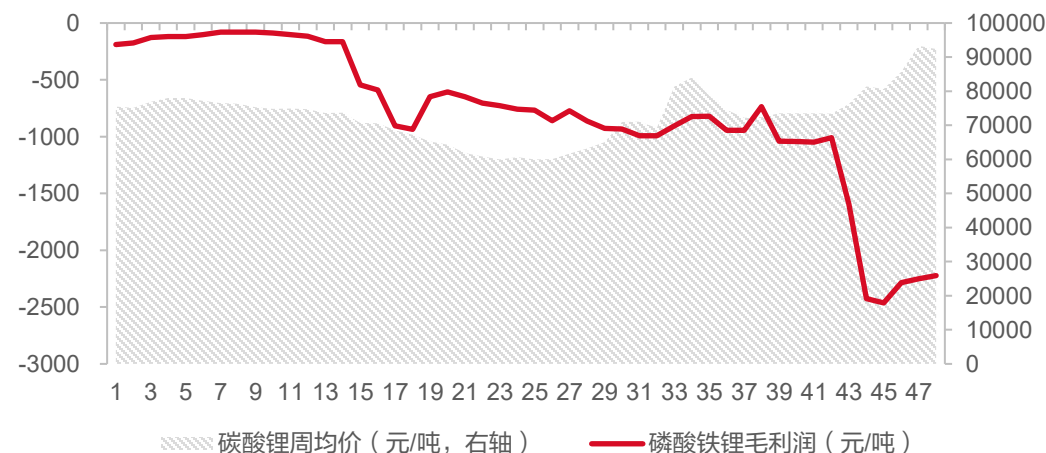
磷酸铁锂价格及库存走势（元/吨）



磷酸铁锂原材料价格走势



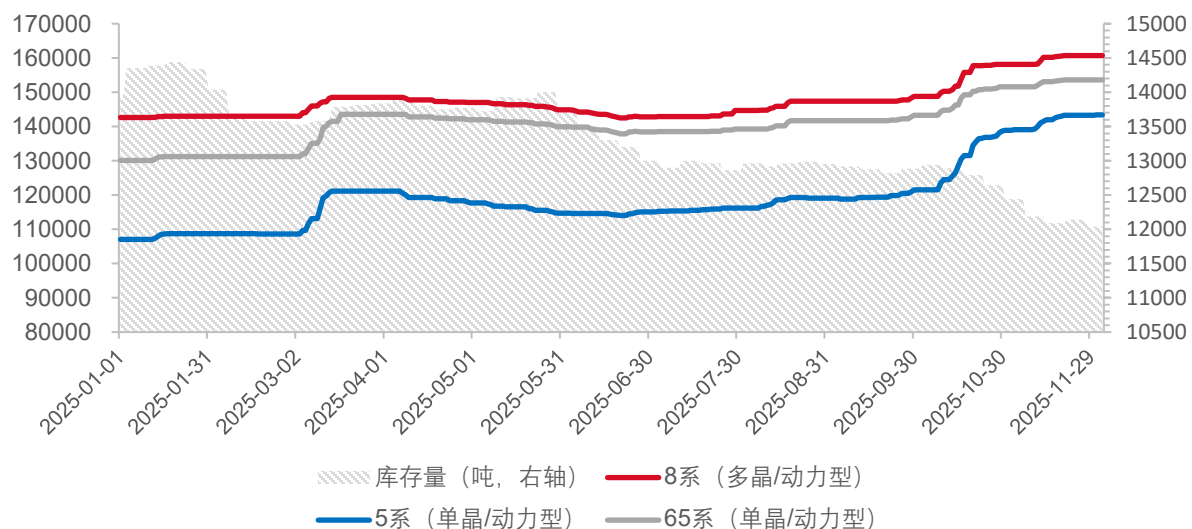
磷酸铁锂毛利润主要受碳酸锂价格波动影响



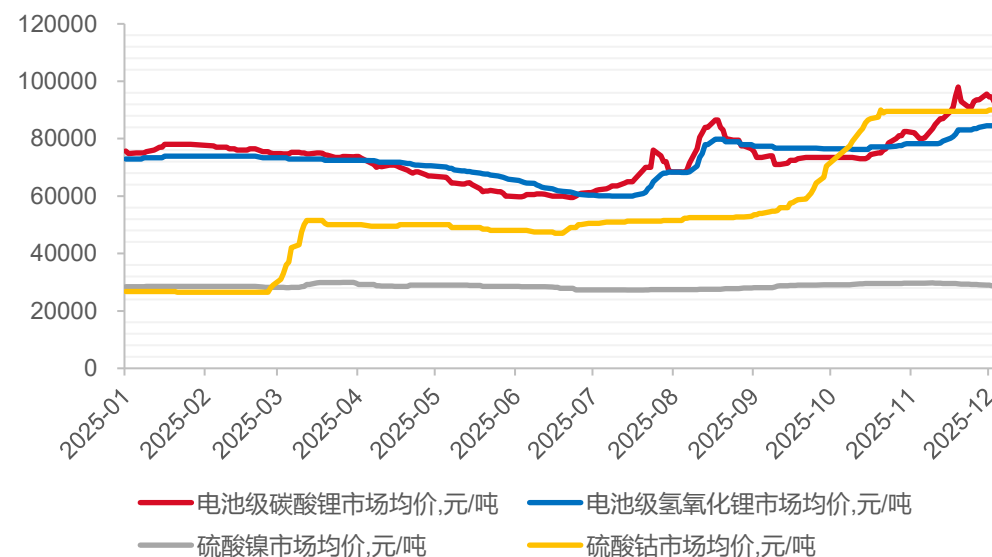
三元材料：去库趋势明显，供需紧平衡

- **原材料端：**三元正极核心原材料的价格分化，锂盐是成本的基础支撑项，而硫酸钴年初低位后快速上行，成本弹性较大，硫酸镍价格相对平稳。
- **产品端：**各系三元材料价格均呈阶段性上行趋势，而环节库存量从年初高位逐步去化，可以认为行业当前处于“去库存 + 需求支撑”的供需紧平衡格局。
- **利润端：**虽然硫酸镍价格相对稳定，但作为生产中的最大成本项，三元材料的毛利润与硫酸镍价格存在高度联动。从今年的整体情况来看，三元材料环节基本保持在盈亏线附近波动。

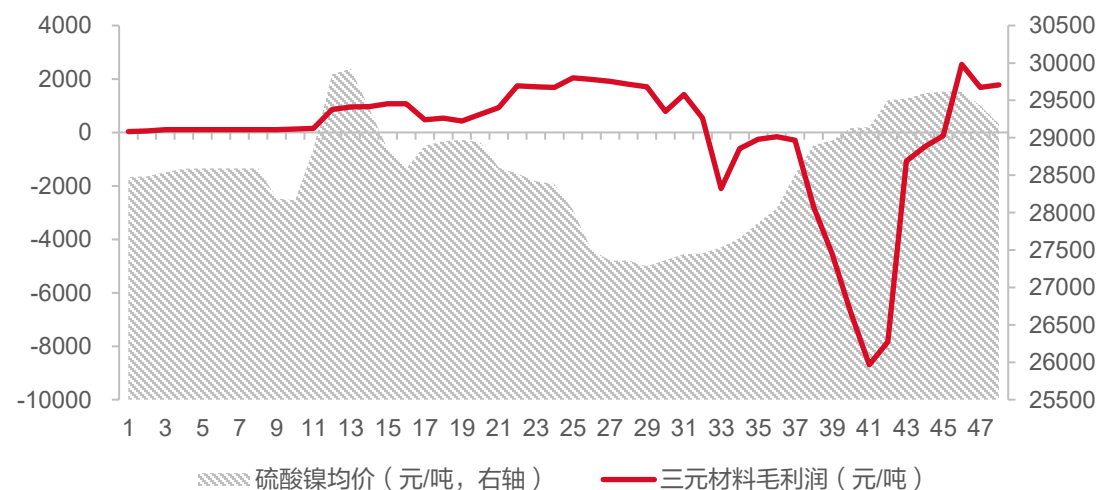
三元材料价格及库存走势（元/吨）



三元正极原材料价格走势



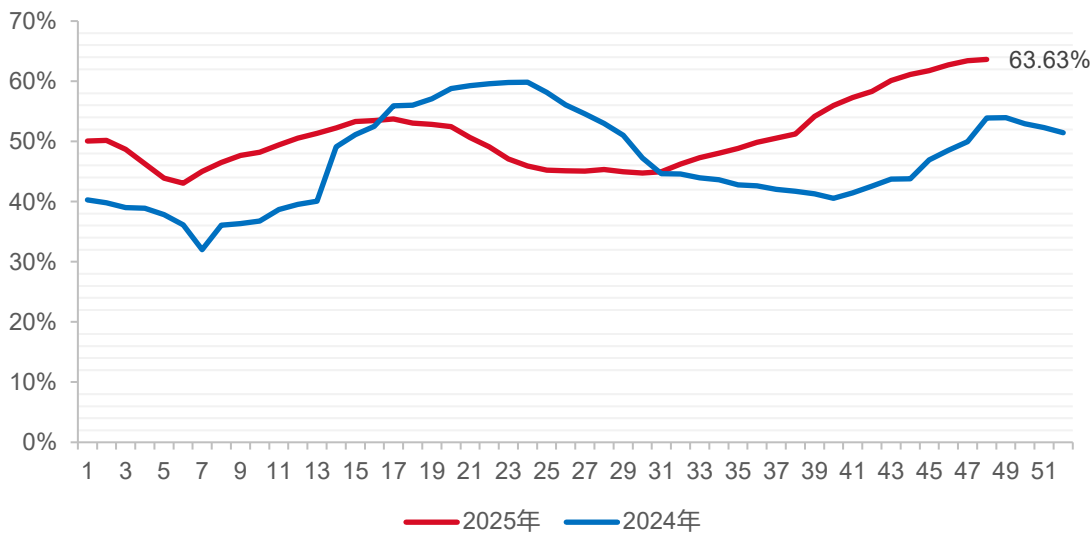
三元材料毛利润主要受硫酸镍价格影响



负极材料：开工率低位修复趋势显著

- **材料路线：**天然石墨与人造石墨呈现“中低端补充+高端主力”的分化格局，天然石墨适配小型电池/一般消费电子；而人造石墨是车用动力电池/高端电子的核心材料。
- **供给端：**在下游需求带动下，负极材料行业开工率下半年以来持续修复，维持了高于2024年同时期的水平。
- **需求端：**受益于新能源汽车和储能市场的扩张，负极材料需求将从2025年的152.3万吨增至2027年的242.8万吨，年复合增速超26%。

负极材料行业开工率走势



天然石墨与人造石墨对比

	原料	工艺	性能	主流应用领域
天然石墨	石墨矿	经选矿、降低杂质含量后使用	杂质含量高、容量高、压实密度高、价格较便宜；粒径分布不均，与电解液相容性较差、副反应较多	小型锂电池和一般用途的电子产品锂电池
VS				
人造石墨	易石墨化的石油焦、沥青焦	经配料、混捏、成型、焙烧、石墨化和机械加工制成	价格较高、各项性能较均衡、循环性能好、与电解液相容性较好	车用动力电池及中高端电子产品领域

2025-2027年全球负极材料需求测算

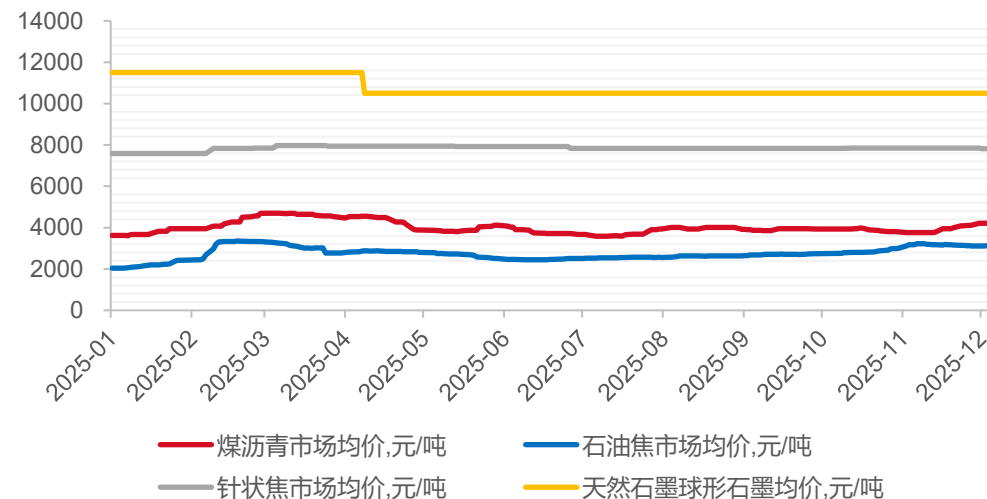
	单位	2025E	2026E	2027E
全球锂电池装机量	GWh	1692.7	2165.6	2697.3
--三元电池装机量	GWh	446.7	552.3	672.6
--铁锂电池装机量	GWh	1151.0	1513.4	1919.8
--钴酸锂电池装机量	GWh	95.0	100.0	105.0
全球负极材料需求单耗	万吨	0.1	0.1	0.1
全球电池负极材料需求	万吨	152.3	194.9	242.8

资料来源：GGII，鑫椏资讯，百川盈孚，东海证券研究所

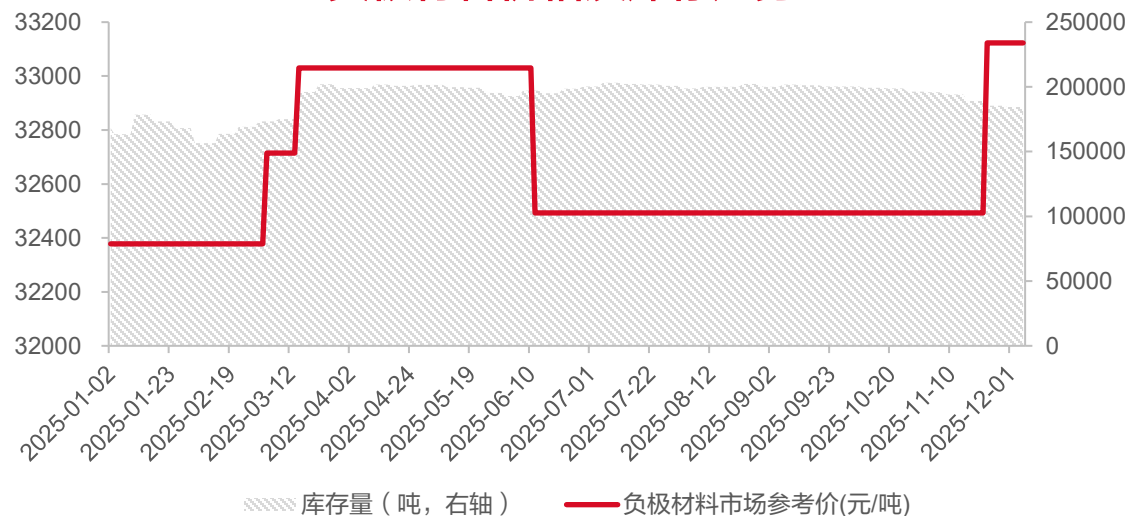
负极材料：供需格局及原料成本压制盈利能力

- **原材料端**：2025年负极材料关键原材料的市场价基本维持了相对稳定的态势，没有显著的涨跌趋势。
- **产品端**：负极材料市场价在年初小幅上涨后维持高位，但库存量始终处于较高区间，反映出供给端扩张后供需格局偏向宽松，行业当前仍然存在着一定的去库压力。
- **盈利端**：负极材料毛利润与石油焦价格波动高度关联，且2025年毛利润呈持续下行态势。结合“产品价格难涨 + 库存高企”的供需格局，说明成本端挤压+售价端缺乏弹性共同导致盈利承压，是当前负极材料行业盈利面的核心问题。

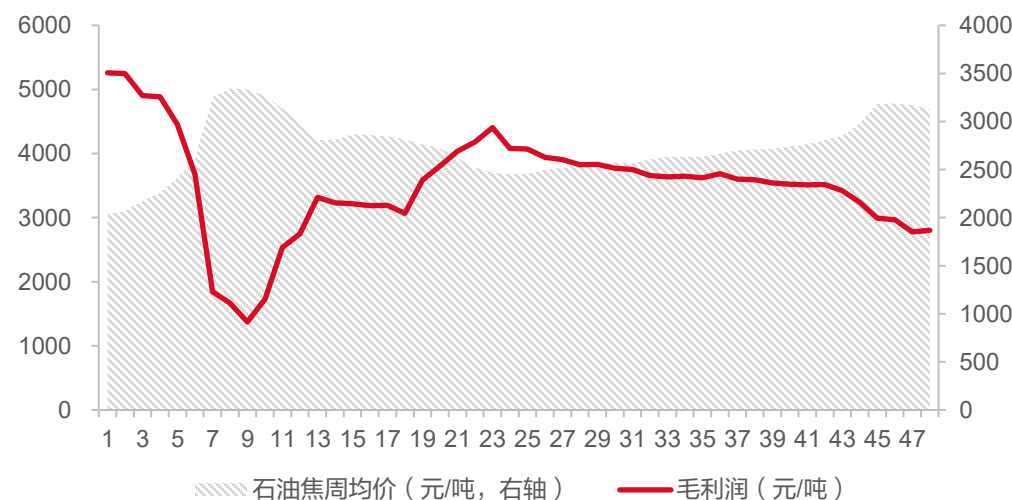
负极材料原材料价格走势



负极材料价格及库存走势

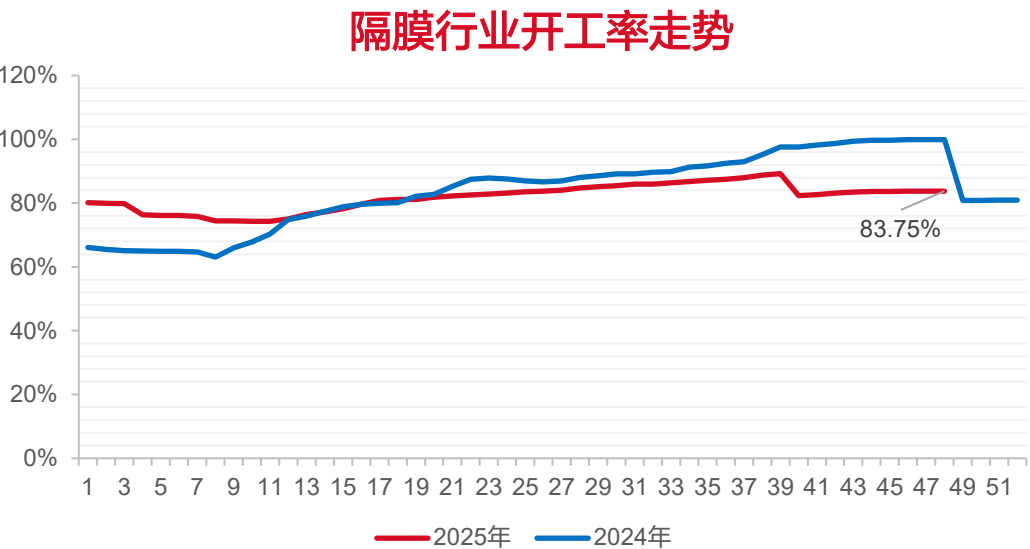


负极材料毛利润主要受石油焦价格波动影响



隔膜：供需结构相对较好的环节

- 工艺路线：**干湿法隔膜在性能、成本、环保上呈现明显差异，对应了不同的下游电池场景。干法隔膜适配中低端铁锂电池等场景；湿法隔膜则对应高端铁锂、三元电池等场景。
- 供给端：**隔膜行业的整体开工率会随着下游需求的季节性变化有一个上行趋势，并且基本保持在80%左右的较高水平。
- 需求端：**隔膜单耗预计将随着电池能量密度提升趋势而小幅下降，结合下游需求端判断，预计2025-2027年将有20%左右的复合增速，从2025年的271亿平米提升至2027年的389亿平米。



隔膜干湿法工艺对比

类别	干法隔膜		湿法隔膜	
拉伸方法	单向拉伸	双向拉伸	异步拉伸	同步拉伸
制备原理	晶片分离	晶型转换	热致相分离	
厚度	20-50微米	最薄12微米	5-10微米	
孔径分布	按照一定方向分布		分布均匀	
孔径大小	0.01-0.3微米		0.01-0.1微米	
孔隙率	30%-40%		35%-45%	
穿刺强度	较低，200-400		较高，300-550	
拉伸强度（Mpa）	横拉强度相对较差（<100） 纵拉强度（130-160）		横拉强度（130-150） 纵拉强度（140-160）	
熔断温度	170度		150度	
热收缩（120度）	横向热收缩（<1%） 纵向热收缩（<3%）		横向热收缩（<6%） 纵向热收缩（<3%）	
熔断温度	170度		150度	
闭孔温度	145度		130度	
成本	较低		较高	
环保	相对较好		需要大量溶剂，有污染	

2025-2027年全球锂电隔膜需求测算

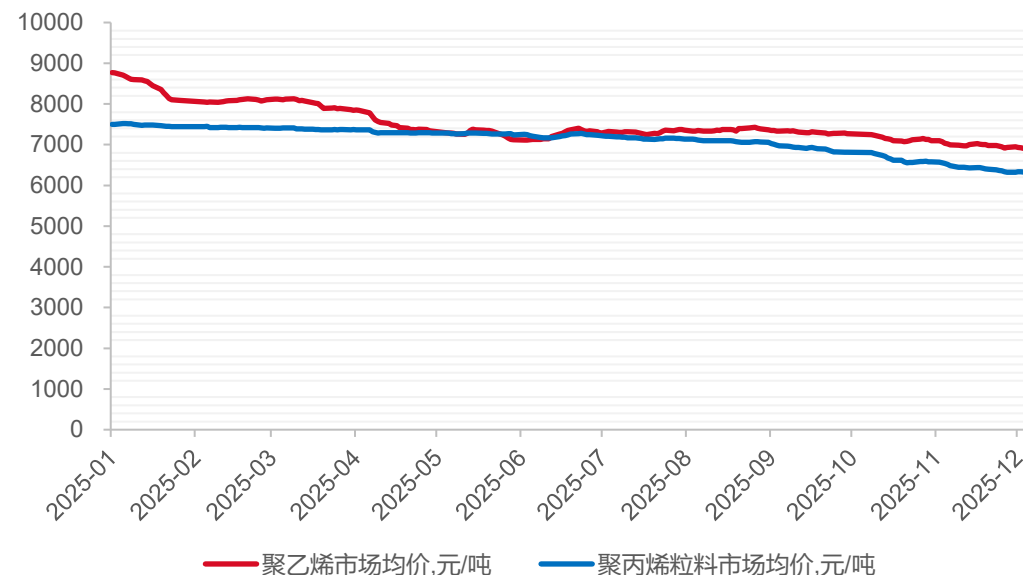
	单位	2025E	2026E	2027E
全球锂电池装机量	GWh	1693	2166	2697
--三元电池装机量	GWh	447	552	673
--铁锂电池装机量	GWh	1151	1513	1920
--钴酸锂电池装机量	GWh	95	100	105
全球锂电隔膜需求单耗	亿平米/GWh	0.16	0.15	0.14
全球电池隔膜材料需求	亿平米	271	329	389

资料来源：GGII，鑫椏资讯，百川盈孚，东海证券研究所

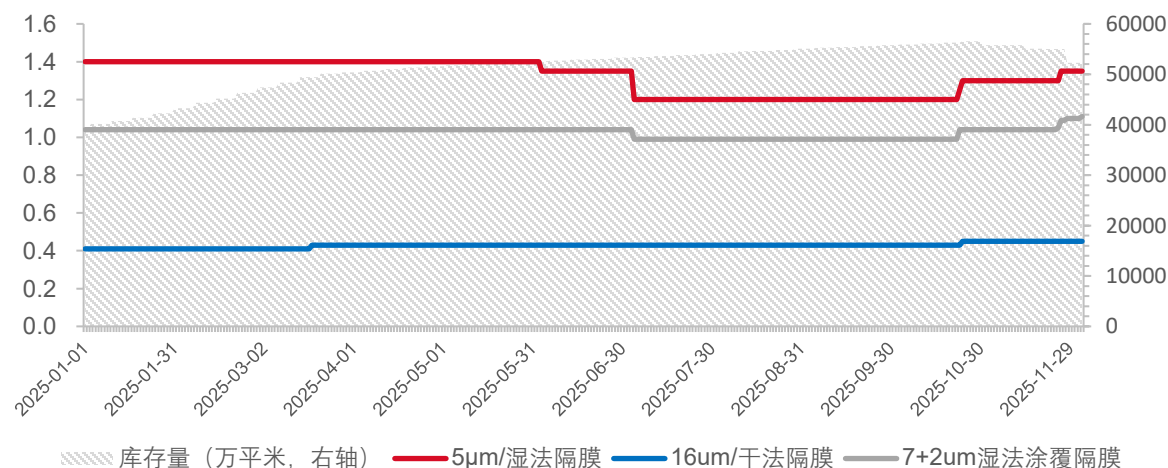
隔膜：盈利能力受产品价格波动影响

- **原材料端**：2025年隔膜核心原材料聚乙烯、聚丙烯粒料的市场价持续小幅回落，为隔膜企业提供了成本端的缓冲空间。
- **产品端**：隔膜产品在经过2023-2024年的大幅降价后，2025年价格变化相对稳定，四季度有回暖趋势。库存量年内缓慢积累，近期有一定的去库趋势，但整体来看仍处于高位。
- **利润端**：隔膜产品价格与毛利润走势高度同步，说明隔膜企业盈利弹性主要由产品价格决定。尽管原材料成本今年有所下降，但产品价格波动及库存压力仍是盈利的核心制约因素，近期毛利润小幅回升也对应了产品价格的边际改善。

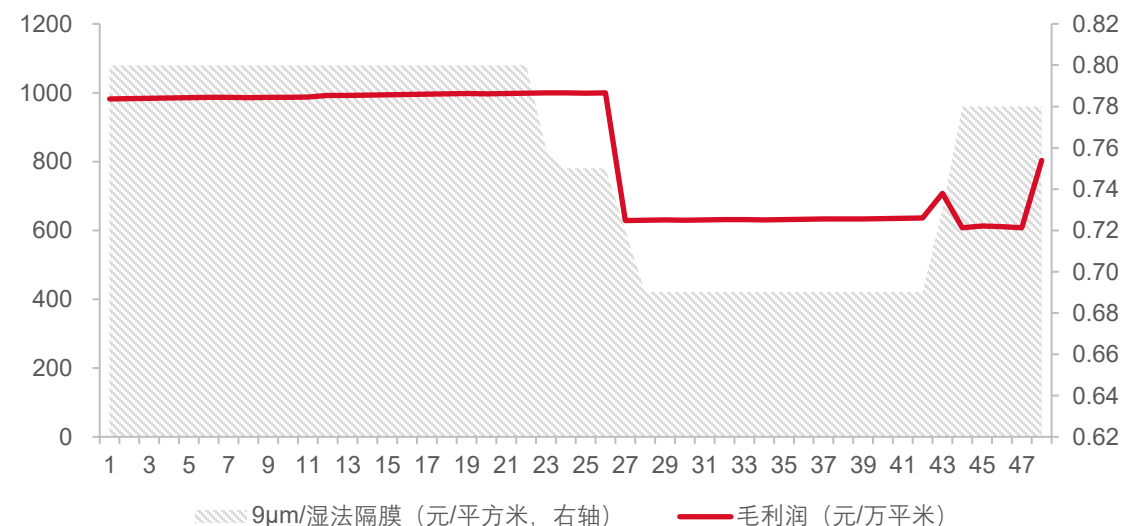
隔膜原材料价格走势



隔膜价格及库存走势（元/平方米）



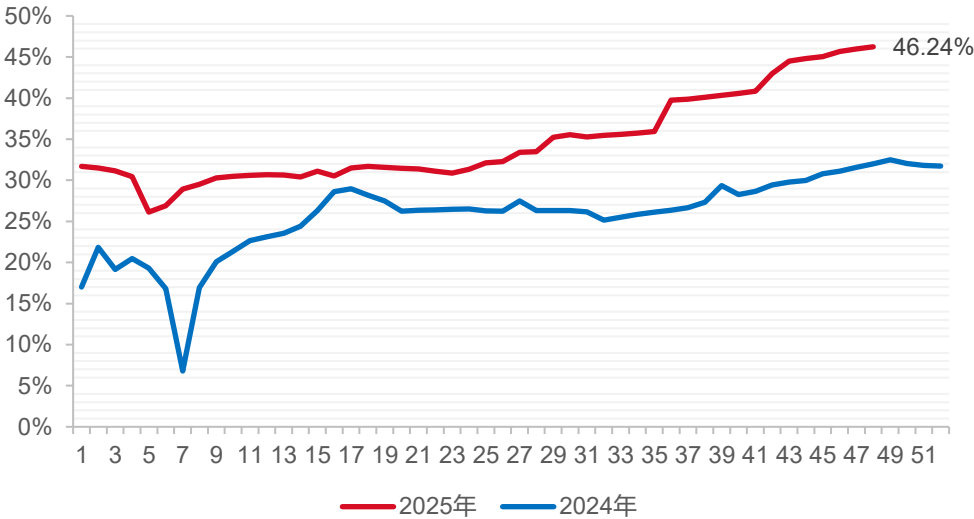
隔膜毛利润主要受产品价格波动影响



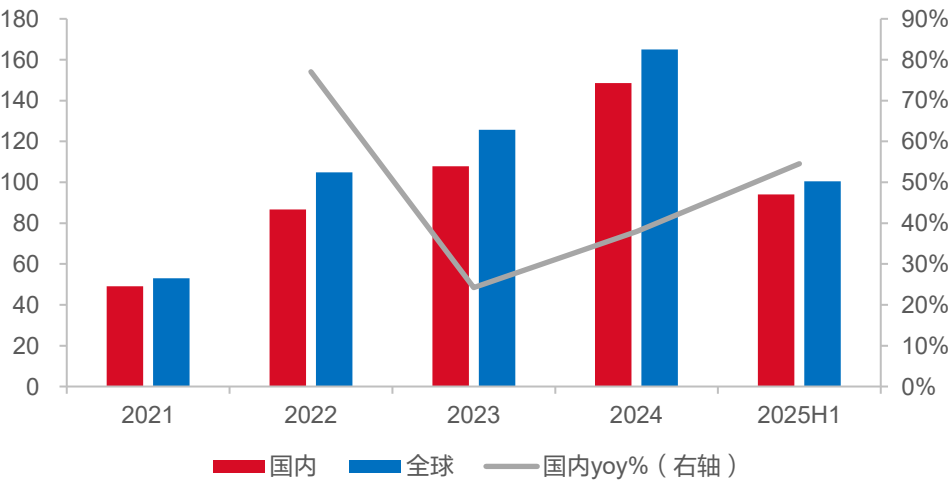
电解液：下半年以来开工率提升显著

- **产销量：**国内和全球电解液产量2021-2024年逐年增长，2025H1延续扩张趋势，国内电解液产能持续占据全球主导地位。行业产销增速虽有波动，但整体保持了增长趋势。
- **产能利用：**2025年电解液行业开工率大幅高于2024年同期，说明需求端的回暖带动了产能利用率提升，行业从2024 年的相对低迷转向活跃，但仍有一定的产能去化空间。
- **需求端：**在固态电池开始大批量应用落地前，电解液单耗将基本保持稳定。预计2025-2027年电解液需求从193万吨增至286万吨，年复合增速约22%。

电解液行业开工率走势



全球及国内电解液产量（万吨）



2025-2027年全球电池电解液需求测算

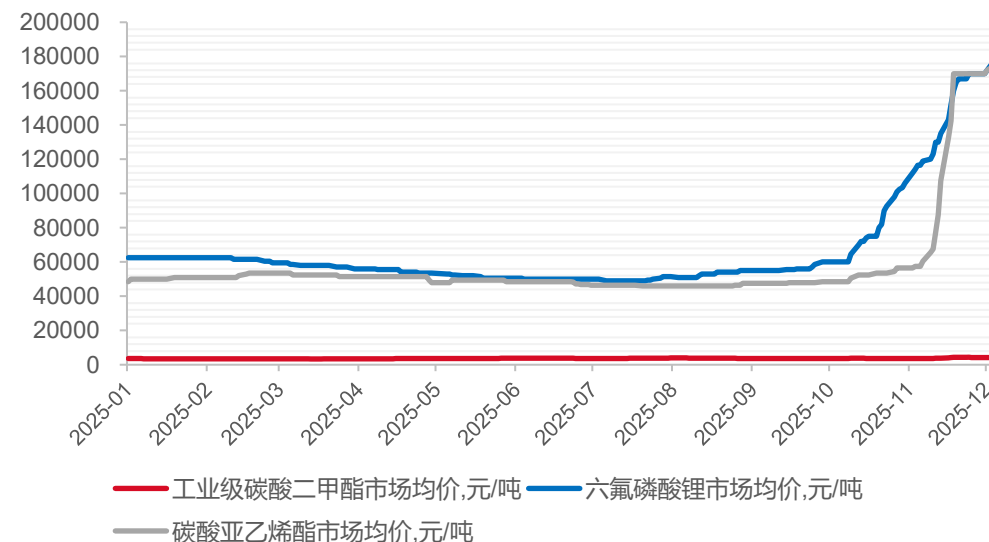
	单位	2025E	2026E	2027E
全球锂电池装机量	GWh	1692.7	2165.6	2697.3
--三元电池装机量	GWh	446.7	552.3	672.6
--铁锂电池装机量	GWh	1151.0	1513.4	1919.8
--钴酸锂电池装机量	GWh	95.0	100.0	105.0
--三元电解液需求量	万吨	35.7	44.2	47.1
--铁锂电解液需求量	万吨	149.6	196.7	230.4
--钴酸锂电解液需求量	万吨	7.6	8.0	8.4
全球电池电解液材料需求	万吨	193.0	248.9	285.8

资料来源：GGII，鑫椏资讯，百川盈孚，东海证券研究所

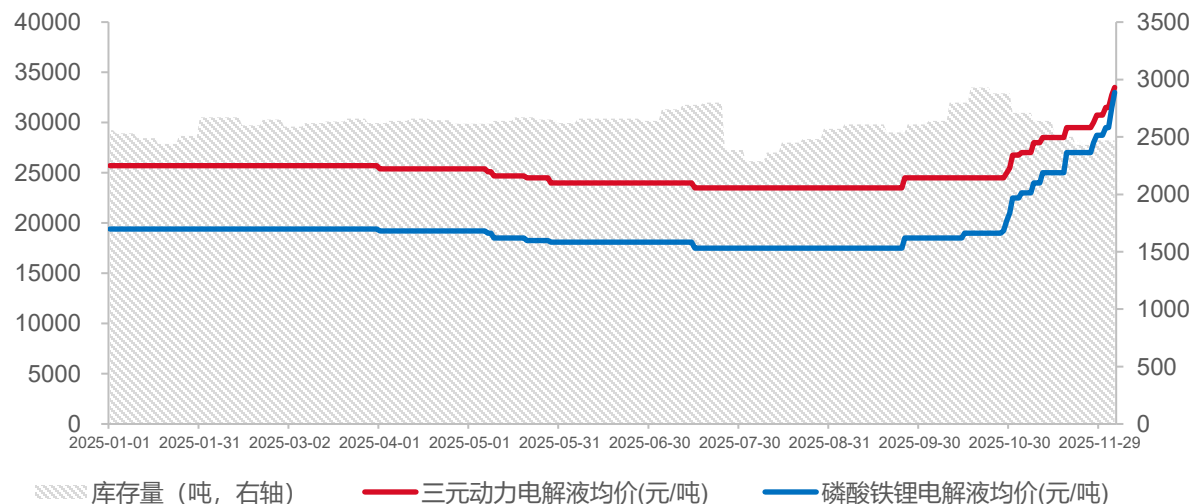
电解液：原材料价格暴涨，环节成本传递能力较强

- **原材料：**六氟磷酸锂价格在2025年10月后暴涨，溶剂波动较小，添加剂跟涨。六氟磷酸锂涨价源于供给收缩（前期产能出清+原料（氢氟酸、五氯化磷）短缺）与需求复苏（动力电池、储能电池装机量增长）的共振。
- **产品端：**电解液价格近期随六氟涨价同步上行，其中有行业开工率此前偏低，库存基本稳定在较低水平的因素。
- **利润端：**六氟磷酸锂涨价初期，电解液毛利率短暂承压；但随着电解液产品价格同步上涨，毛利率快速反弹，体现了较强的向下游传递成本能力，说明当前阶段下电解液环节拥有较强的议价权。

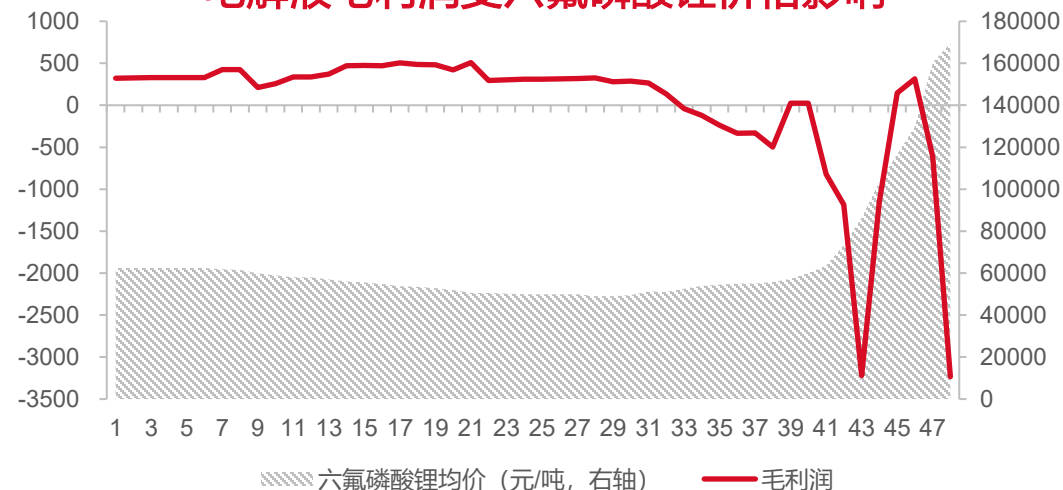
电解液原材料价格走势



电解液价格及库存走势



电解液毛利润受六氟磷酸锂价格影响





CONTENTS

一、锂电池板块

二、储能板块

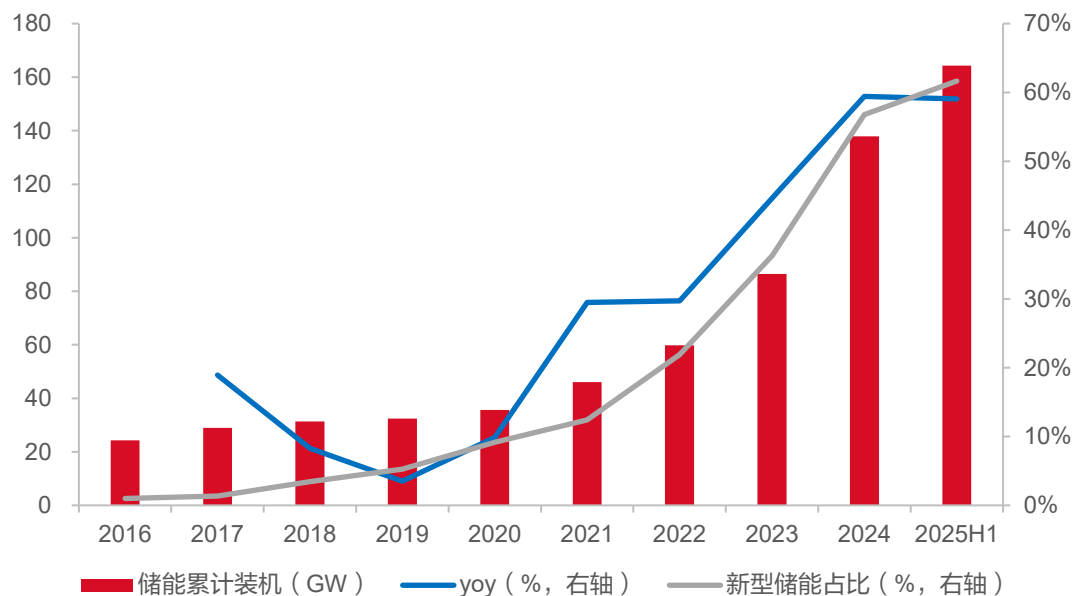
三、投资建议

四、风险提示

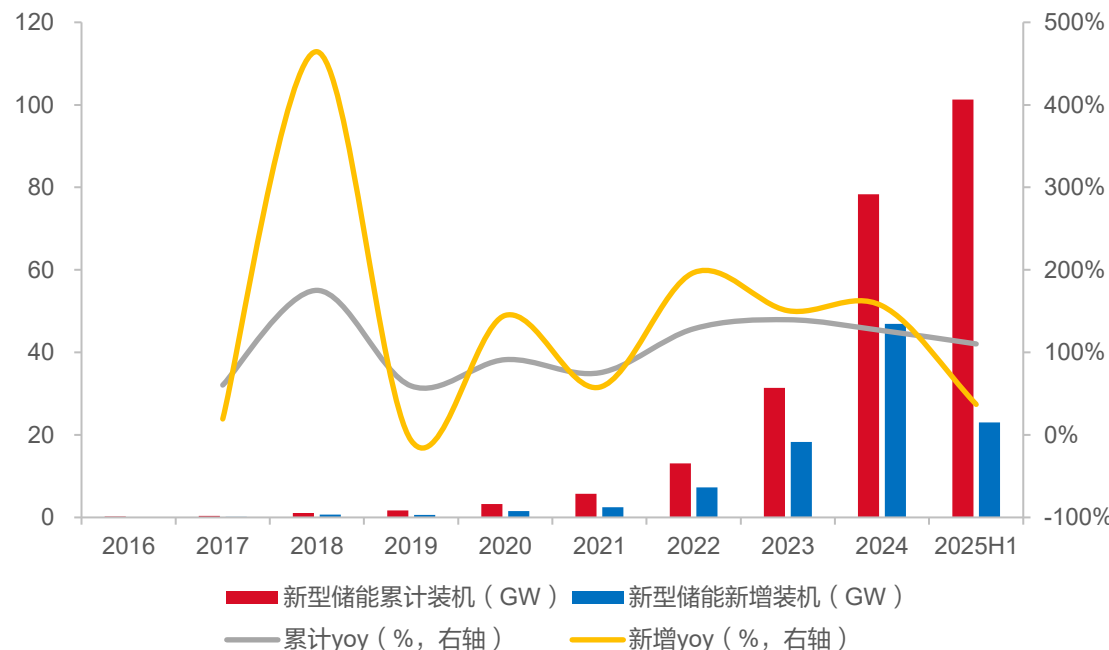
中国储能市场：从强制配储向市场化盈利转型

- **1) 2024年及以前：** 主要依靠政策强配驱动，2021年起装机规模持续快速提升，截至2024年底国内储能市场累计装机功率达137.9GW，其中新型储能累计装机占比过半。
- **2) 2025年后：** 截至2025年上半年，国内储能市场累计装机功率达164.3GW、同比+59.1%；其中新型储能累计装机占比持续上升至61.7%，累计达到23.0GW。我们认为，随着电力市场化改革的不断推进、容量补偿机制的完善及储能项目运行效率的提升，盈利性改善将为国内储能市场带来长期增长动力，持续看好独立储能等细分市场的发展潜力。

2021年起国内储能装机快速增长、新型储能累计装机持续上升



2021~2024年国内新型储能年新增装机规模CAGR达92.3%

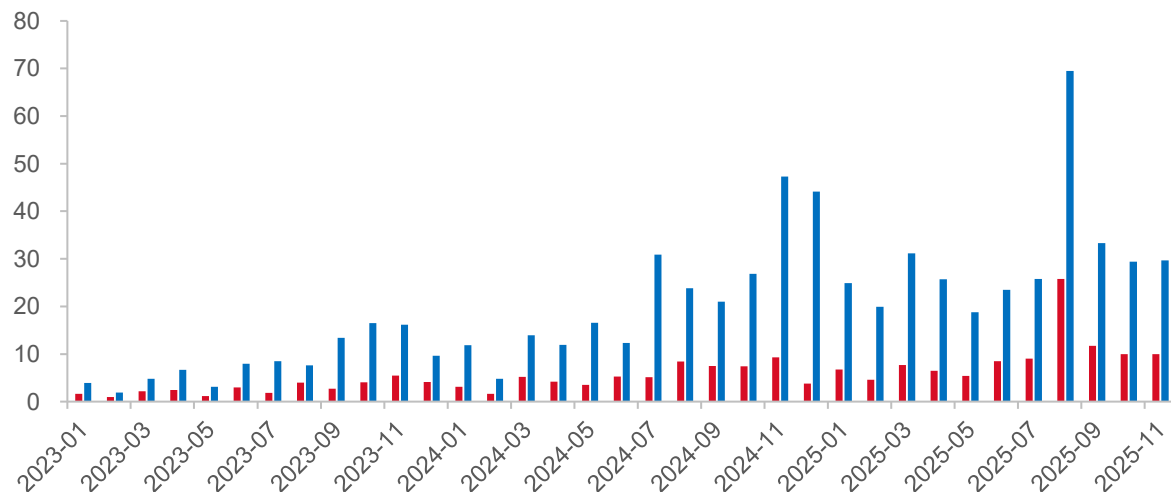


中国储能市场：招标规模2025年维持高增

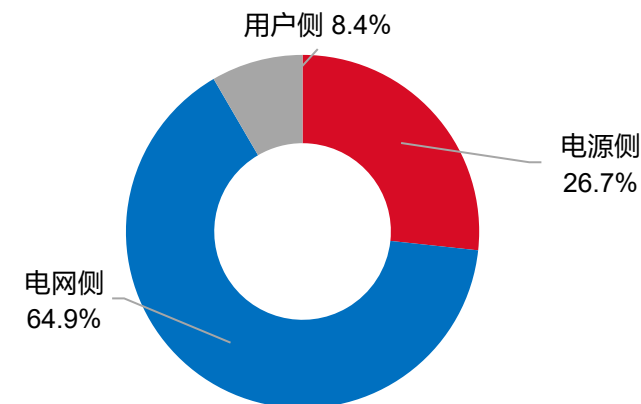
- **2025年国内储能招标放量趋势明显：**1-11月国内储能招标功率和容量规模总计达到105.9GW/331.7GWh，同比增长74.6%/49.9%，其中8月共完成25.8GW/69.5GWh的储能系统和EPC招标，创下历史新高。
- **从2025年上半年储能各应用场景新增装机来看：**电网侧储能新增装机14.2GW/32.9GWh，同比增长65.5%/61.7%。规模占比64.9%/59.6%。电源侧储能新增装机5.8GW/17.8GWh，同比增长68.5%/104.7%，规模占比26.7%/32.2%。
- **从技术路线看：**磷酸铁锂电池储能新增装机20.58GW/48.52GWh，规模占比94.21%/87.95%，依旧为主流技术路线。

国内储能市场招标规模

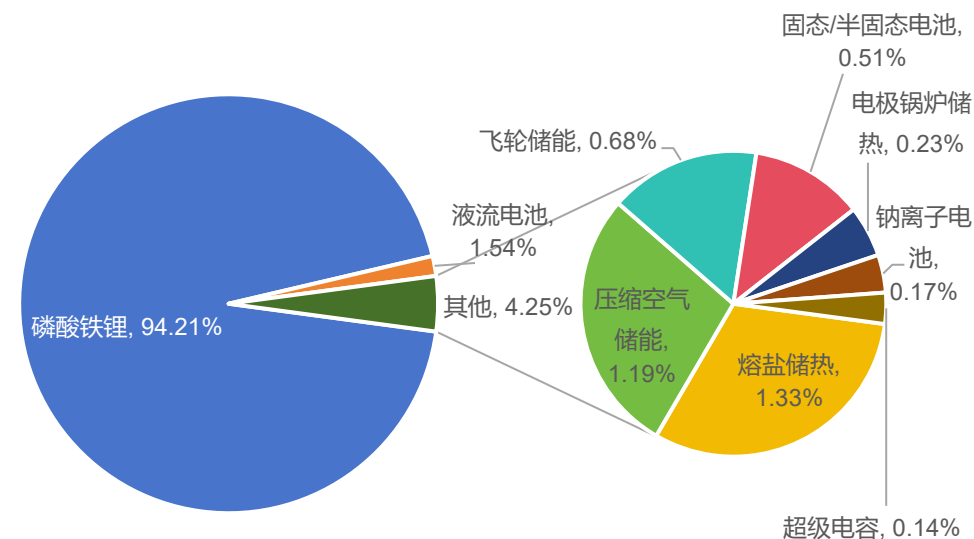
■ 储能招标功率（GW） ■ 储能招标规模（GWh）



源网侧为国内储能装机主要场景



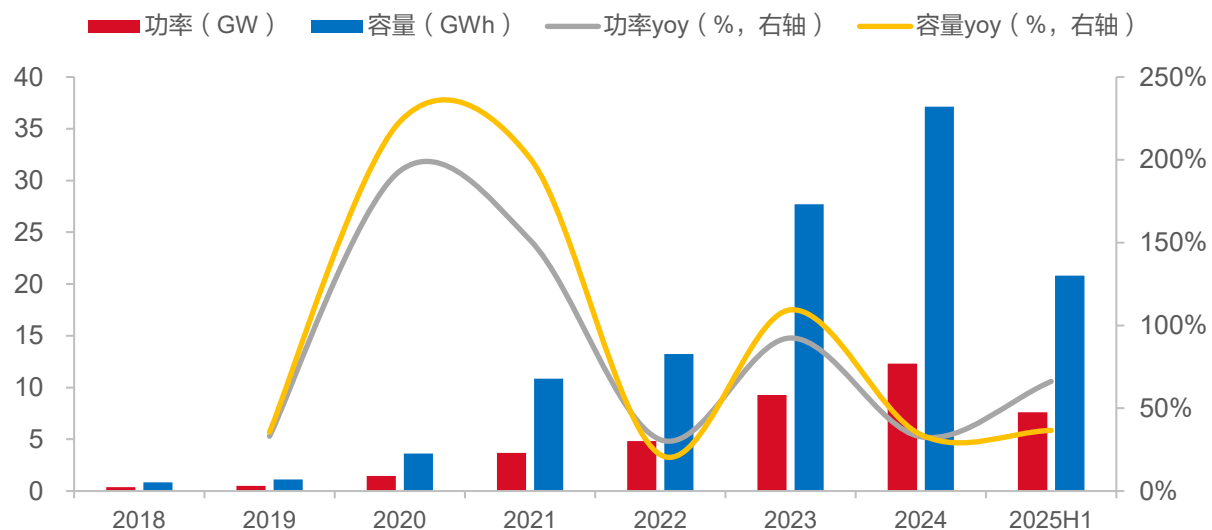
磷酸铁锂电池仍为储能项目主流技术路线



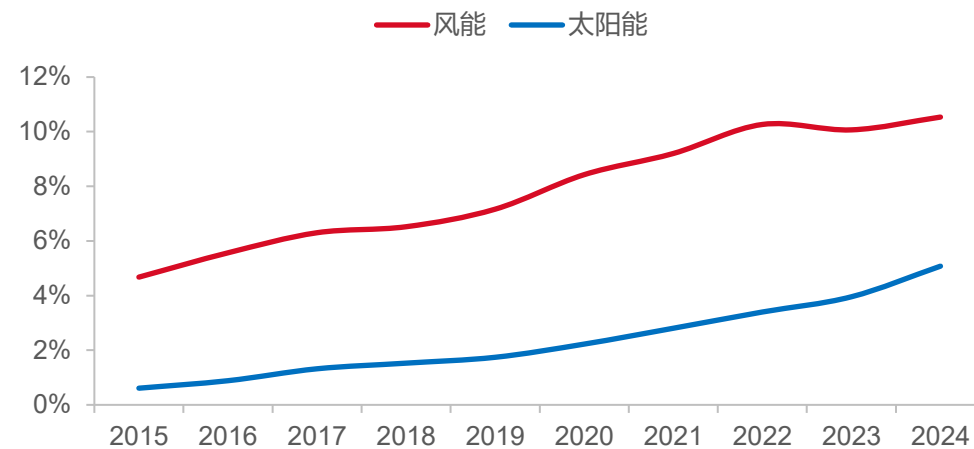
美国储能市场：政策推动市场迎来抢装潮

- **美国：2025年储能装机增速有明显提升。**美国电力系统呈现新能源装机量大但电网等输电设施相对薄弱的特征，截至2024年底美国风电及太阳能光伏装机规模分别达154.3GW/235.7GW，同比分别+2.5%/+34.9%，风光发电渗透率同比+1.6pct至15.6%。电力跨区域传输难度大催生电源侧储能需求，使得美国储能市场以大储为主。2025年上半年美国储能新增装机达7.6GW/20.8GWh，同比+66.2%/+36.6%，增速较2024年有较为明显的上升。

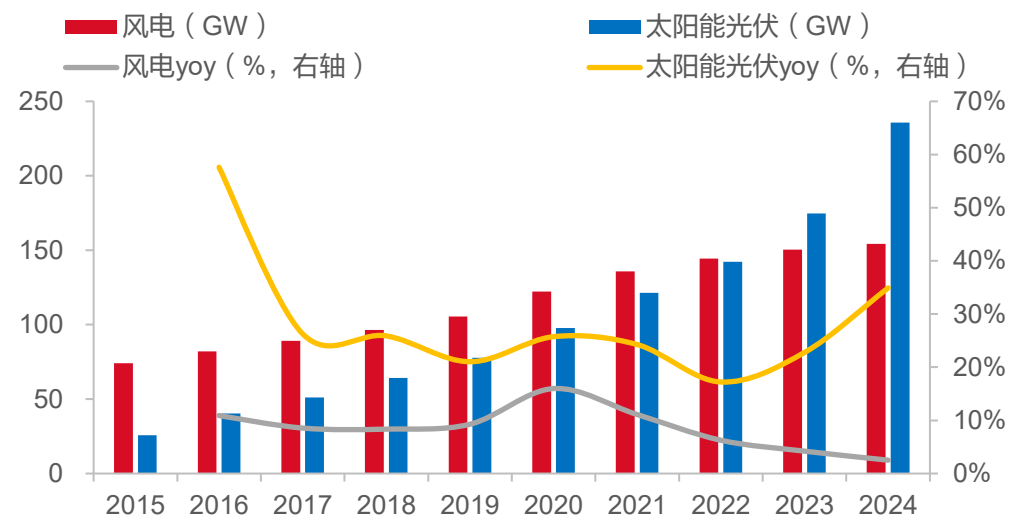
2025年上半年美国储能装机同比高增66.2%



2024年底美国风能及太阳能发电渗透率已达15.6%



美国光伏装机近五年CAGR为24.8%



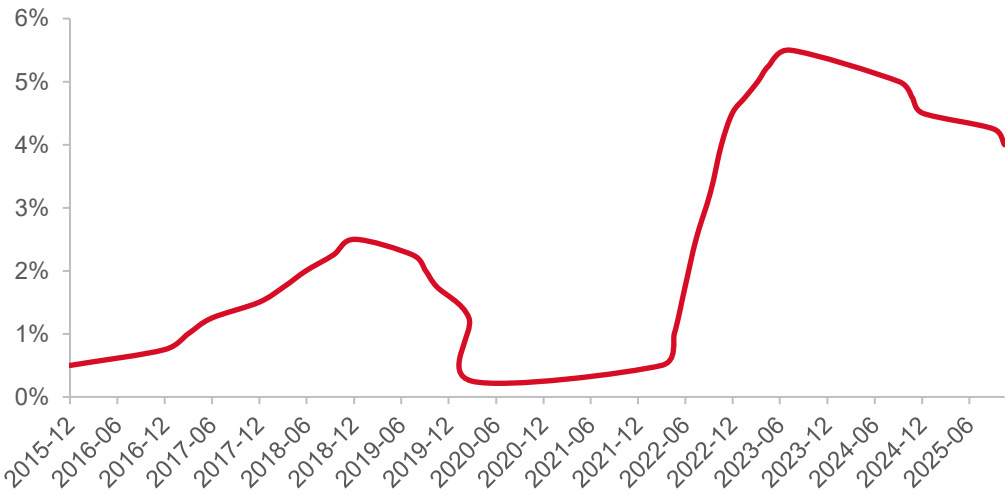
美国储能市场：政策推动市场迎来抢装潮，远期仍具备长期增长动力

- 美国储能市场的需求受政府相关政策影响较大。
2026年“301关税”实施预期（储能电池对美出口总的征收税率将由30.9%升至48.4%）+中美关税战拉锯后反转+OBBBA法案新增外国敏感实体限制等多重因素影响下，美国储能市场在2025年下半年迎来了抢装窗口期。
- 展望未来的美国储能市场，由于受到7月签署的《大而美法案》（OBBBA法案）的影响，2026年美国市场装机量可能会在装机潮后迎来短时萎缩，但考虑到国内清洁能源电力持续上升趋势、AI基建投资热潮带动电网扩容需求等因素，叠加美国市场利率下行，前期受加息影响而被压制的需求或将得到释放。长期来看，IRA、FERC、NEM3.0等政策激励下储能项目装机并网流程将不断简化、盈利性有望持续提升，美国储能市场仍然具备长期增长动力。

2026年1月1日起301关税加码将落地

关税类型	2024	2025/2/1	2025/3/4	2025/4/2	2025/11/10	2026/1/1	2026/11/10
基础关税	3.40%	3.40%	3.40%	3.40%	3.40%	3.40%	3.40%
301 关税	7.50%	7.50%	7.50%	7.50%	7.50%	25.00%	25.00%
芬太尼关税	0.00%	10.00%	20.00%	20.00%	10.00%	10.00%	10.00%
对等关税	0.00%	0.00%	0.00%	10.00%	10.00%	10.00%	10.00%
额外关税	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%	24.00%
总关税	10.90%	20.90%	30.90%	40.90%	30.90%	48.40%	72.40%
备注	加征芬太尼 芬太尼税加 征收对等关 额外关税延期，降低 芬太尼税						301税加码 如额外关税生效

2024年三季度后美国联邦基金目标利率持续下行

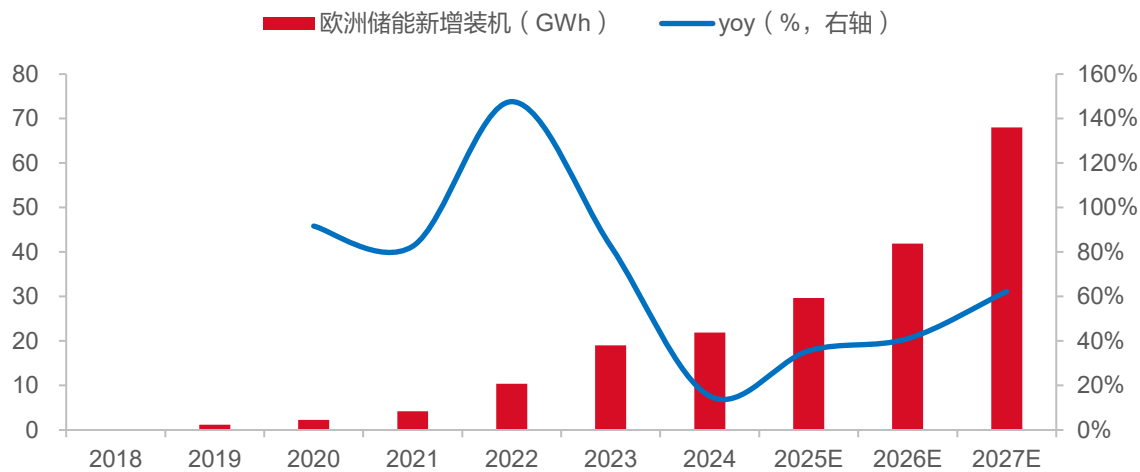


资料来源：美联储，东海证券研究所

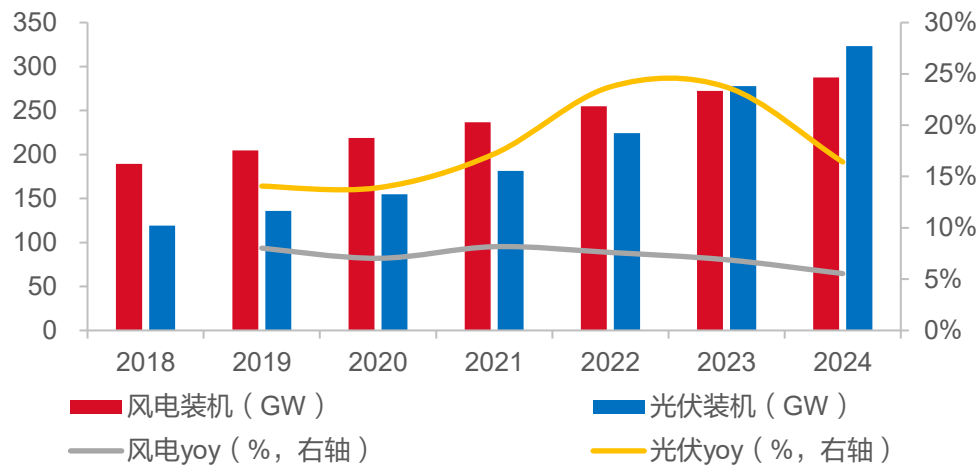
欧洲储能市场：户储增速放缓，大储市场有望迎来高增期

- 欧洲储能市场前期主要依靠高电价及补贴推动、应用场景以户储为主。2024年欧洲储能新增装机21.9GWh、同比+15.3%，其中用户侧及电网侧大储装机占比分别为58.0%、41.2%。SolarPower Europe预计2025年欧洲储能新增装机增速回升至35.6%，装机量达到29.7GWh。
- 未来欧洲市场增量有望来自：1）可再生能源转型背景下的平衡电网需求，如欧盟RED III法案进一步提升2030年可再生能源目标（由40%提升至42.5%~45%），并明确至2030年光伏及风电装机目标分别为600GW/500GW。2）负电价频发、欧元区利率下行提升储能项目经济性，业主装机意愿提升。3）英国（储能项目规划与并网准入门槛降低）、意大利、德国、波兰等国多个大型储能项目规划于2028年后启动，欧洲大储市场有望多点开花。

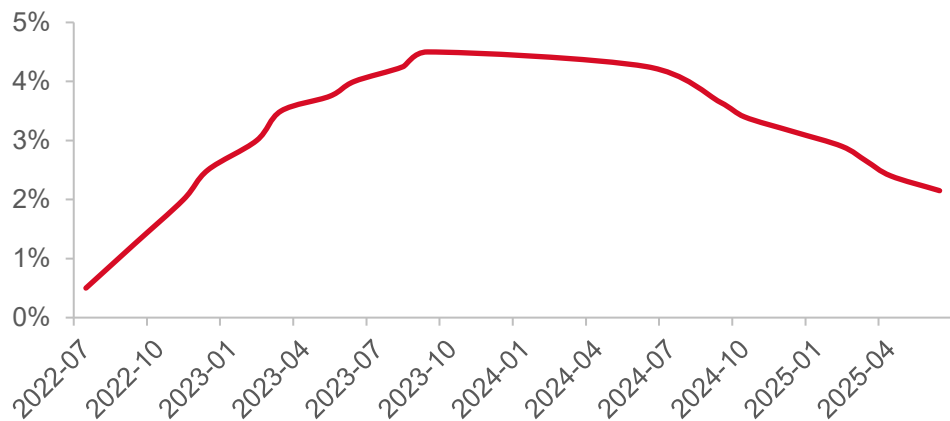
2025年欧洲储能新增装机增速预计回升至36%



2024年欧洲光风累计装机量达到323.2GW/287.4GW



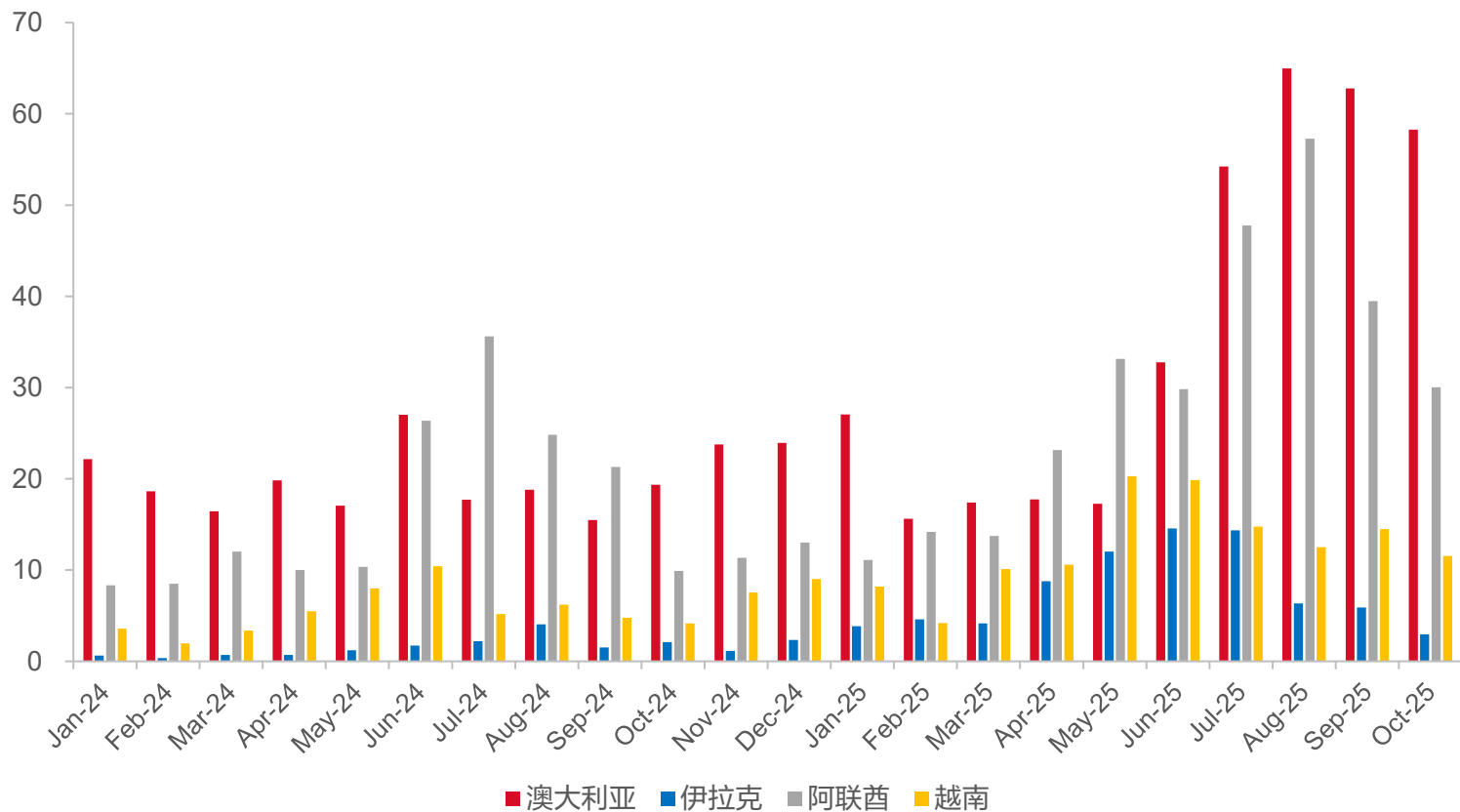
欧元区利率下行有望缓解储能装机成本、提升装机意愿



新兴储能市场：能源转型目标明确，增长空间广阔

- 从全球视角看，储能市场需求正在不断从中美欧等传统市场向澳洲、中东、南非、东南亚等新兴市场辐射。以亚非拉市场为例，当地电网基础设施普遍陈旧、用电紧缺情况较为严重，各国政府通过政策激励、设立主权基金等措施刺激光储需求。而澳大利亚同样通过推出户储补贴计划，大幅推动了下半年储能进口市场需求的爆发。
- 从国家海关总署公布的逆变器出口数据来看，部分新兴市场的光储需求在**2025年下半年以来实现爆发式增长**。1-10月我国对澳大利亚、伊拉克、阿联酋、越南出口的逆变器金额分别达到3.7、0.8、3.0、1.3亿美元，同比增速分别达到91.3%、411.4%、79.2%和138.0%。

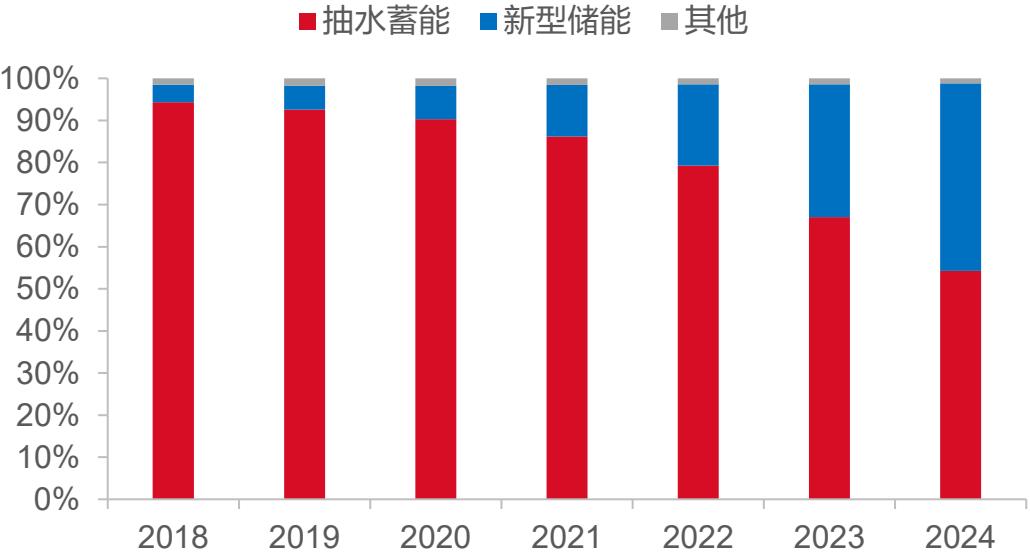
部分新兴市场逆变器出口金额高增（百万美元）



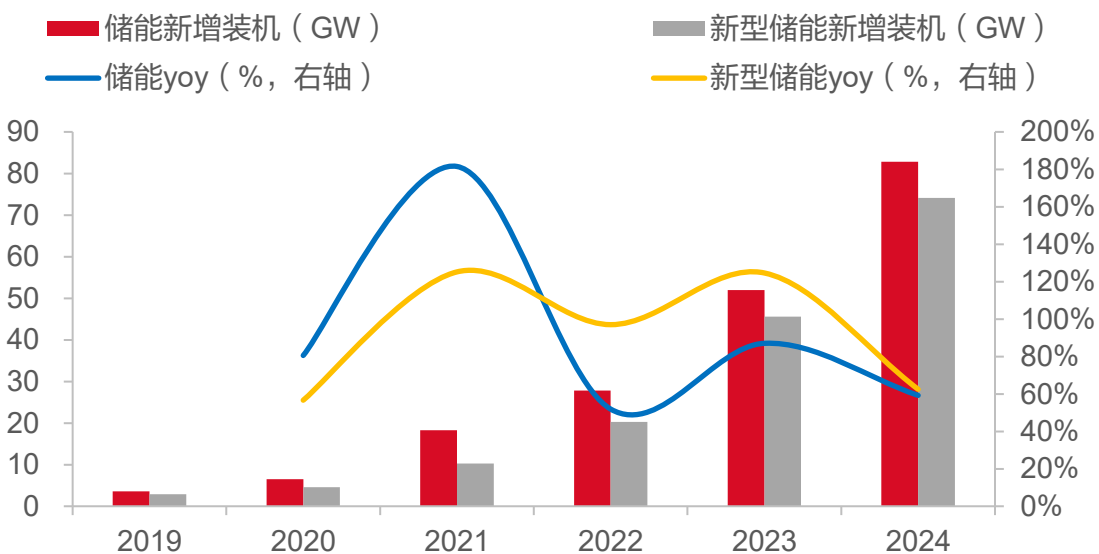
驱动因素：消纳、盈利及用电可靠性

- 可再生能源消纳压力（外因）及盈利性提升（内因）为底层驱动力，政策催化助力需求加速兑现。复盘储能装机数据：早期储能技术以抽水蓄能为主，2018~2020年抽水蓄能累计装机占比均超九成；2021年后全球能源转型加速，各主要市场风光装机快速提升，消纳及电网稳定性需求下源网侧新型储能凭借建设周期短、布局灵活等优势成为该阶段储能市场新增装机主力、装机规模不断扩大。2021~2024年全球储能新增装机由18.3GW一举增长至82.8GW，CAGR约50.8%；其中新型储能新增装机由2021年的10.3GW增至2024年的74.1GW，CAGR达139.7%，累计装机占比亦相应由2021年的12.2%快速提升至2024年的44.5%。向未来看，消纳及盈利性为储能装机的核心驱动因素，政策激励下需求有望加速兑现。

全球新型储能累计装机规模占比持续提升



新型储能贡献全球储能市场主要增量

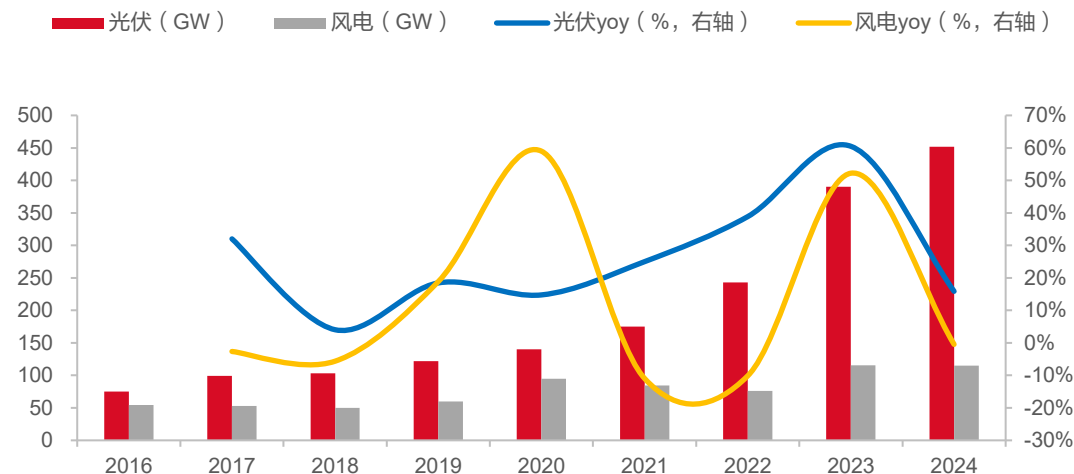


驱动因素：消纳、盈利及用电可靠性

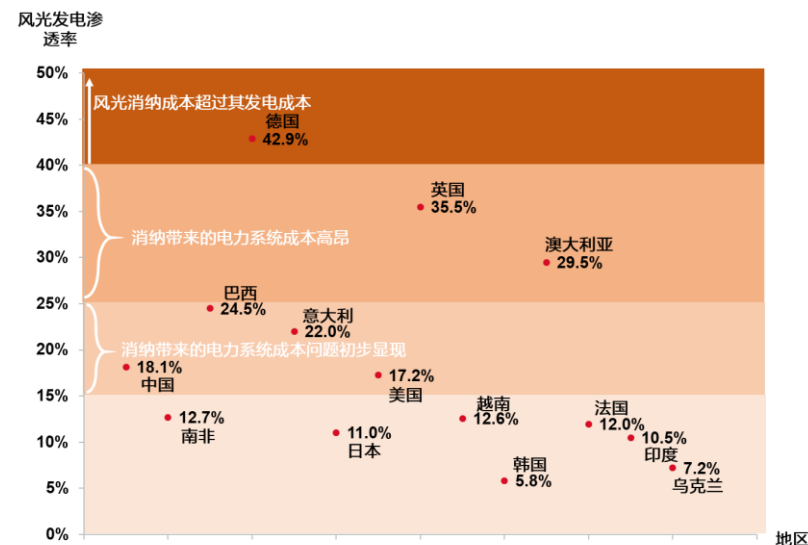
- 驱动因素一：消纳压力——全球绿色能源转型背景下的消纳需求，储能可提供各时间尺度调峰、调频服务，并对传统输电设施形成一定替代。全球能源转型趋势明确，风光等波动性电源（VRE）装机规模快速增长，2024年全球光伏及风电装机分别新增452GW/115GW，同比分别+15.9%/-0.5%。风光等可再生能源发电具备随机性、波动性特征，高比例接入加剧电力系统日内净负荷波动，能源供需在“时”（如光伏午间出力高峰期负电价频现）、“空”（新能源出力与电力消费逆向分布，电网容量不足加大远距离传输难度）上的错配使得弃风弃光现象日益严重。
- 据CPIA数据，当VRE渗透率超过15%时，风光消纳成本（即调峰调压调频等稳定性成本，当前以传统火电机组或燃气轮机组为主，启停成本较高）问题将开始显现；超过40%时，VRE消纳成本将超过其发电成本。截至2024年底，已有多个国家或地区风光渗透率超15%，其中德国风光发电渗透率达42.9%、英国渗透率已逼近40%；全球消纳形势严峻，亟需储能等灵活性资源进行系统疏导。

资料来源：Wind，CPIA，东海证券研究所

能源转型趋势带动全球风光装机规模快速提升



风光发电渗透率快速提升加大电力系统消纳成本



驱动因素：消纳、盈利及用电可靠性

2024年起国内弃风弃光现象有加剧趋势

- 国内：消纳红线放开+午间谷段设置（新能源机组盈利性下降），全国风光利用率双双跌破95%。2024年2月《2024-2025年节能降碳行动方案》正式发布，放开“95%消纳红线”的靴子正式落地；与此同时，国内多个地区执行午间谷段电价，多因素叠加之下国内风光发电利用率不断下滑。截至2025年一季度末，全国光伏、风电利用率均已跌破95%，分别为93.8%、93.4%，较2024年底分别-3.0pct、-2.5pct；分地区来看，较2024年底，2025年一季度末全国共有27个地区（占比84.4%）光伏发电利用率出现下滑、共有25个地区（占比78.1%）风电利用率下降。2025年2月国家发改委、国家能源局重磅发布《关于深化新能源上网电价市场化改革 促进新能源高质量发展的通知》（即“136号文”），明确要求不得将配置储能作为新建新能源项目核准、并网、上网等的前置条件，“强制配储”的取消或将在短期内进一步加剧国内风光消纳压力。

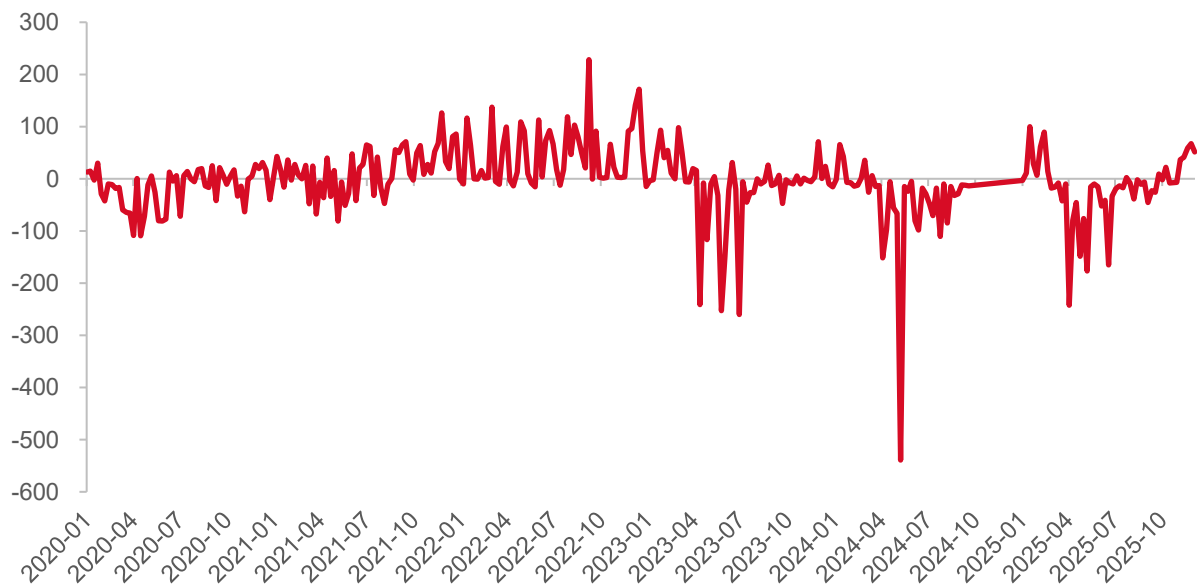
资料来源：全国新能源消纳监测预警中心， 东海证券研究所

省份	2021年				2022年				2023年				2024年				2025年
	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1		
全国	98.0%	98.0%	97.2%	97.7%	98.2%	98.3%	98.0%	98.2%	98.3%	98.0%	98.0%	97.0%	97.2%	96.8%	93.8%		
河北	98.2%	98.2%	96.0%	97.2%	98.0%	98.0%	95.3%	96.6%	97.6%	97.5%	93.2%	95.6%	96.8%	96.1%	89.0%		
黑龙江	99.8%	99.6%	98.0%	98.0%	98.6%	98.9%	99.2%	98.9%	99.1%	99.1%	95.6%	95.8%	97.0%	96.7%	93.5%		
重庆	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%		
海南	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.8%	99.8%	99.5%	99.7%	99.8%		
河南	99.9%	99.9%	98.7%	99.3%	99.6%	99.5%	98.0%	97.9%	98.6%	97.7%	95.7%	97.3%	98.1%	98.1%	97.7%		
天津	99.9%	99.9%	99.7%	99.9%	100.0%	100.0%	99.9%	99.9%	100.0%	100.0%	100.0%	99.1%	99.0%	99.0%	92.9%		
贵州	99.7%	99.6%	98.7%	99.1%	99.3%	99.4%	99.4%	99.4%	99.4%	99.4%	98.3%	98.9%	98.4%	98.0%	94.4%		
新疆	98.5%	98.3%	98.3%	98.1%	97.8%	97.2%	98.6%	98.4%	97.2%	96.9%	96.0%	94.9%	92.9%	92.2%	90.4%		
蒙东	99.4%	99.4%	98.1%	98.3%	98.6%	98.6%	98.6%	98.7%	98.8%	98.7%	97.7%	97.3%	97.9%	97.3%	91.6%		
山西	98.9%	99.1%	98.4%	99.1%	99.4%	99.5%	98.7%	99.2%	99.5%	98.9%	96.5%	98.5%	99.0%	98.2%	97.8%		
吉林	98.9%	98.9%	97.8%	97.6%	98.3%	98.2%	97.6%	96.5%	97.1%	97.1%	95.9%	96.6%	97.6%	97.5%	96.5%		
四川	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.7%	99.3%	98.1%	98.2%		
辽宁	99.6%	99.6%	98.8%	99.1%	99.3%	99.3%	98.9%	99.1%	99.3%	99.3%	96.5%	96.0%	97.1%	97.2%	96.6%		
西藏	81.0%	80.2%	79.6%	78.6%	80.5%	80.0%	77.6%	75.5%	77.7%	78.6%	71.3%	71.7%	71.0%	68.6%	68.1%		
陕西	98.3%	98.0%	97.0%	97.5%	97.8%	97.8%	97.4%	97.7%	98.0%	96.5%	94.1%	95.9%	96.1%	94.5%	88.1%		
山东	99.2%	99.1%	95.6%	97.3%	98.3%	98.5%	99.2%	99.2%	99.5%	99.3%	96.6%	98.2%	98.8%	98.5%	95.1%		
云南	99.8%	99.8%	99.8%	99.7%	99.7%	99.5%	99.7%	99.8%	99.7%	99.4%	96.8%	97.0%	96.0%	96.7%	94.5%		
广西	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	98.9%	98.6%	94.6%		
广东	100.0%	100.0%	99.9%	99.9%	100.0%	100.0%	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%	99.7%		
江西	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.9%	96.6%	98.2%	99.0%	99.0%	97.3%		
青海	85.6%	86.2%	92.1%	89.1%	89.9%	91.1%	96.4%	92.9%	91.2%	91.4%	91.2%	91.2%	90.3%	90.3%	87.6%		
安徽	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.7%	99.9%	99.9%	99.9%	98.7%		
宁夏	97.9%	97.5%	96.4%	97.7%	97.6%	97.4%	95.9%	96.8%	97.1%	96.4%	96.1%	97.1%	96.7%	95.3%	91.8%		
江苏	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.7%	99.9%	99.9%	99.3%		
湖北	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.4%	99.0%	98.3%	94.7%	96.8%	97.4%	97.6%	94.7%		
上海	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%		
福建	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%		
浙江	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%		
北京	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.2%	99.7%	99.8%	99.8%	98.1%		
内蒙古	97.0%	96.5%	94.8%	96.4%	97.3%	97.4%	92.5%	95.1%	96.3%	96.6%	92.4%	94.4%	93.7%	93.7%	85.0%		
湖南	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.8%	98.7%	99.2%	99.4%		
甘肃	99.0%	98.5%	98.0%	97.5%	97.9%	98.2%	98.2%	97.7%	97.6%	95.0%	92.1%	91.7%	92.1%	91.3%	87.6%		
风电利用率	2021年				2022年				2023年				2024年				2025年
	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1	Q2	Q3	Q4	Q1		
全国	96.9%	96.9%	96.8%	95.8%	96.5%	96.8%	96.8%	96.7%	97.1%	97.3%	96.1%	96.1%	96.4%	95.9%	93.4%		
安徽	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.8%	99.9%	99.9%	99.9%	99.1%		
辽宁	98.1%	98.0%	98.4%	98.1%	98.4%	98.5%	98.4%	97.7%	98.0%	98.0%	94.7%	93.8%	94.8%	95.3%	95.2%		
广东	100.0%	100.0%	99.8%	99.7%	99.8%	99.9%	99.9%	99.8%	99.7%	99.6%	99.7%	99.5%	99.4%	99.5%	97.8%		
福建	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%		
新疆	92.6%	92.7%	94.8%	93.8%	94.8%	95.4%	98.7%	97.0%	95.7%	95.8%	95.4%	94.3%	93.3%	93.4%	91.7%		
上海	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%		
湖北	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.3%	99.0%	98.5%	98.9%	97.6%	98.3%	99.0%		
浙江	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%		
河南	99.2%	98.3%	96.1%	97.8%	93.4%	98.2%	96.4%	96.8%	96.9%	96.8%	93.6%	95.5%	96.3%	96.4%	96.4%		
重庆	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%		
海南	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.9%	99.8%	99.9%	99.9%	100.0%		
西藏	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	98.8%	97.7%	86.7%	83.0%	82.6%		
蒙东	97.5%	97.6%	97.4%	88.7%	89.5%	90.0%	90.7%	90.1%	91.3%	96.7%	93.1%	92.6%	93.6%	94.0%	91.6%		
青海	88.8%	89.3%	94.1%	93.5%	93.1%	92.7%	95.6%	95.1%	95.1%	94.2%	92.9%	93.0%	93.2%	92.8%	91.2%		
湖南	98.6%	99.0%	100.0%	95.2%	96.5%	97.4%	99.9%	99.4%	99.6%	99.7%	97.8%	95.6%	96.2%	97.2%	99.4%		
天津	100.0%	100.0%	99.5%	99.8%	100.0%	100.0%	99.9%	99.9%	100.0%	100.0%	98.8%	99.4%	99.5%	99.0%	96.3%		
宁夏	97.6%	97.6%	97.1%	98.2%	98.7%	98.5%	96.9%	97.4%	97.8%	97.8%	97.7%	98.2%	97.5%	97.6%	95.2%		
四川	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.6%		
甘肃	96.1%	95.9%	94.5%	90.9%	92.5%	93.8%	96.3%	94.6%	94.7%	95.0%	91.4%	100.0%	100.0%	93.8%	94.0%		
江苏	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.8%	99.9%	99.8%	99.7%	97.9%		
山西	97.3%	97.5%	96.0%	97.3%	97.9%	98.3%	97.8%	98.5%	98.8%	98.9%	98.1%	98.8%	99.0%	98.7%	94.2%		
河北	95.8%	95.4%	96.2%	95.5%	96.2%	95.6%	92.8%	93.8%	95.0%	94.3%	92.7%	93.5%	94.3%	92.6%	87.0%		
广西	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	98.2%	95.9%		
北京	99.9%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.6%	99.8%	99.8%	99.9%	97.5%	97.9%	98.3%	98.4%	85.3%		
云南	99.9%	99.9%	100.0%	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%	99.9%	100.0%	100.0%	100.0%	99.9%	99.1%	99.0%	97.2%		
蒙西	91.1%	91.1%	89.0%	88.8%	91.4%	92.9%	89.5%	91.1%	92.2%	93.2%	94.1%	94.0%	95.5%	93.7%	90.0%		
山东	98.6%	98.5%	95.8%	96.9%	97.6%	97.9%	98.5%	98.3%	98.7%	97.6%	94.7%	96.1%	96.8%	96.4%	91.8%		
贵州	99.5%	99.5%	99.3%	99.6%	99.7%	99.7%	99.5%	99.6%	99.7%	99.7%	99.3%	99.5%	99.6%	99.6%	98.7%		
江西	100.0%	99.9%	100.0%	99.9%	99.9%	99.9%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	99.2%	99.8%	99.7%	99.5%	99.4%		
陕西	97.9%	97.7%	93.5%	94.7%	95.5%	95.8%	97.6%	97.8%	98.1%	96.8%	95.4%	96.0%	95.1%	94.4%	93.4%		
吉林	97.0%	97.1%	93.8%	92.8%	94.7%	95.2%	96.2%	95.7%	96.3%	96.0%	91.7%	92.1%	93.7%	93.6%	92.2%		
黑龙江	99.0%	98.1%	96.8%	96.4%	97.3%	98.2%	99.3%	98.5%	98.7%	98.6%	95.5%	94.4%	95.5%	95.2%	93.2%		

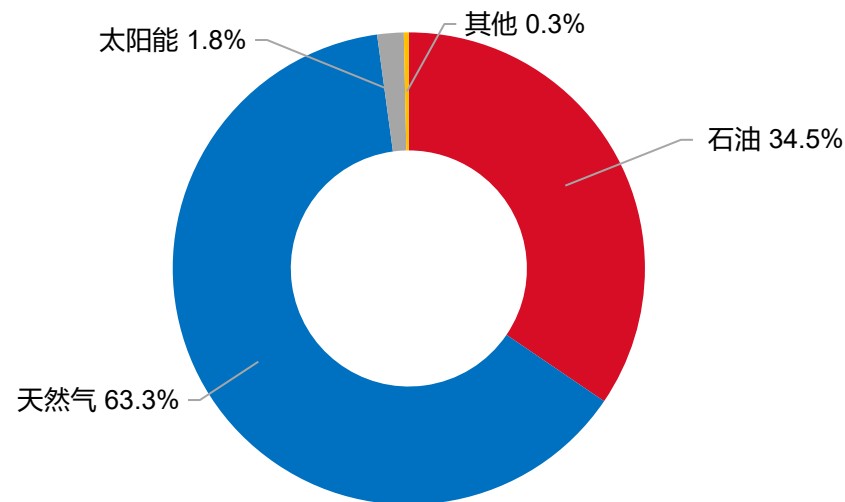
驱动因素：消纳、盈利及用电可靠性

- 海外：弃风弃光及负电价频现，可再生能源装机需求较大。1）美国：电网老化、电力跨区域传输能力不足，电网阻塞导致的经济性弃电问题愈发严重，据美国德克萨斯州电力可靠性委员会（ERCOT）预测，至2035年德州弃风及弃光率将分别增长至13%、19%。2）欧洲：负电价次数激增，据欧洲输电系统运营商Entso-E数据，截至2024年10月欧洲大陆出现负电价的时间占比已达6%，较2022/2023年的0.3%/2.2%分别提升3.8/5.7pct。2024年全年，欧洲最大电力市场德国负电价时长达468小时、同比+60%。3）其他新兴市场：能源转型节奏持续加速，如沙特“2030愿景”明确到2030年将可再生能源发电占比提升至45%~50%（截至2024年底沙特发电量构成仍以天然气及石油为主，占比分别为63.3%、34.5%，太阳能发电占比仅约1.8%）、实现新能源计划总装机58.7GW，在新兴市场拉动下未来全球新能源发电渗透率仍具备较大提升空间。

近年来德国负电价频率激增（欧元/兆瓦时）



2024年沙特电力能源结构仍以天然气石油为主



驱动因素：消纳、盈利及用电可靠性

午间谷价设置使得光伏项目配置储能后的盈利性得到显著提升

- 驱动因素二：可观盈利性——负电价/午间谷段电价之下，纯光伏项目盈利性降低，储能配置需求迫切；此外，国内外电力市场化改革持续推进，收益模式不断丰富亦推升储能需求。我们以甘肃省为例，对比纯光伏项目与光伏配储项目的盈利性：
 - 1) 考虑一个纯光伏项目，假设：建设规模100MW、设计运行年限25年、建设成本3元/W、机组年运行小时数1500小时，参考甘肃省电价执行机制（保障性消纳电量电价为燃煤基准价，9:00~17:00光伏发电上网电价不得超过0.5倍燃煤基准价），当光伏发电利用率为90%（2024年甘肃省光伏发电利用率约91.3%）、保障性消纳电量占比分别为50%/40%/30%/25%/20%/0%时，纯光伏项目IRR分别为7.1%/6.2%/5.2%/4.8%/4.3%/2.2%，午间谷价设置使得光伏项目盈利性随市场化交易电量占比提升而下降。
 - 2) 考虑为该光伏发电项目配套建设储能系统：假设储能时长2小时、建设成本1.25元/Wh、每日一充一放、充放电深度为90%，甘肃省新能源峰段交易电价为不超过1.5倍燃煤基准价，则在上述情形下（光伏发电利用率为90%、保障性消纳电量占比分别为50%/40%/30%/25%/20%/0%时），若配储比例为10%，则配置储能后的光储项目IRR分别7.2%/6.4%/5.6%/5.1%/4.7%/2.8%，较纯光伏项目盈利性分别提升约0.2/0.2/0.3/0.4/0.4/0.6pct；敏感性分析表明，当配储比例增至15%/20%时，光储项目盈利性将进一步提升。
 - 随着国家“136号文”出台，未来新能源项目上网电量原则上将全部进入电力市场，上网电价将通过市场交易形成，交易电价将充分反映新能源供需，光伏项目配置储能以提升盈利性的需求将更加迫切。

纯光伏项目 发电利用率	保障性消纳电量占比					
	50%	40%	30%	25%	20%	0%
100%	8.5%	7.6%	6.6%	6.1%	5.6%	3.4%
95%	7.8%	6.9%	5.9%	5.4%	4.9%	2.8%
90%	7.1%	6.2%	5.2%	4.8%	4.3%	2.2%
85%	6.3%	5.5%	4.6%	4.1%	3.6%	1.6%
80%	5.6%	4.7%	3.8%	3.4%	2.9%	0.9%

光伏配储项目 发电利用率	保障性消纳电量占比（配储10%*2h）					
	50%	40%	30%	25%	20%	0%
100%	8.1%	7.2%	6.3%	5.9%	5.4%	3.4%
与纯光伏项目相比 (pct)	-0.38	-0.32	-0.25	-0.22	-0.18	-0.03
95%	7.9%	7.0%	6.2%	5.7%	5.3%	3.3%
与纯光伏项目相比 (pct)	-0.10	-0.17	-0.25	-0.29	-0.34	-0.54
90%	7.2%	6.4%	5.6%	5.1%	4.7%	2.8%
与纯光伏项目相比 (pct)	0.2	0.2	0.3	0.34	0.4	0.6
85%	6.5%	5.7%	4.9%	4.5%	4.1%	2.3%
与纯光伏项目相比 (pct)	0.22	0.29	0.37	0.41	0.46	0.68
80%	5.8%	5.1%	4.3%	3.9%	3.5%	1.7%
与纯光伏项目相比 (pct)	0.28	0.36	0.44	0.48	0.53	0.75

光伏配储项目 发电利用率	保障性消纳电量占比（配储15%*2h）					
	50%	40%	30%	25%	20%	0%
100%	7.9%	7.1%	6.2%	5.8%	5.3%	3.3%
与纯光伏项目相比 (pct)	-0.55	-0.46	-0.37	-0.32	-0.26	-0.04
95%	7.7%	6.9%	6.1%	5.6%	5.2%	3.3%
与纯光伏项目相比 (pct)	-0.06	0.05	0.15	0.21	0.27	0.55
90%	7.3%	6.5%	5.7%	5.3%	4.9%	3.1%
与纯光伏项目相比 (pct)	0.22	0.33	0.44	0.51	0.57	0.87
85%	6.6%	5.9%	5.1%	4.7%	4.3%	2.5%
与纯光伏项目相比 (pct)	0.31	0.42	0.53	0.60	0.66	0.87
80%	6.0%	5.2%	4.5%	4.1%	3.7%	2.0%
与纯光伏项目相比 (pct)	0.41	0.51	0.63	0.69	0.76	1.07

光伏配储项目 发电利用率	保障性消纳电量占比（配储20%*2h）					
	50%	40%	30%	25%	20%	0%
100%	7.8%	7.0%	6.1%	5.7%	5.2%	3.3%
与纯光伏项目相比 (pct)	-0.71	-0.60	-0.47	-0.41	-0.34	-0.05
95%	7.6%	6.8%	6.0%	5.6%	5.1%	3.3%
与纯光伏项目相比 (pct)	-0.21	-0.08	0.05	0.12	0.20	0.53
90%	7.4%	6.6%	5.8%	5.4%	5.0%	3.3%
与纯光伏项目相比 (pct)	0.29	0.42	0.57	0.65	0.73	1.11
85%	6.7%	6.0%	5.2%	4.9%	4.5%	2.8%
与纯光伏项目相比 (pct)	0.40	0.54	0.69	0.76	0.85	1.23
80%	6.1%	5.4%	4.6%	4.3%	3.9%	2.3%
与纯光伏项目相比 (pct)	0.52	0.66	0.81	0.89	0.97	1.37

驱动因素：消纳、盈利及用电可靠性

近年来各地方出台的储能容量补偿相关政策

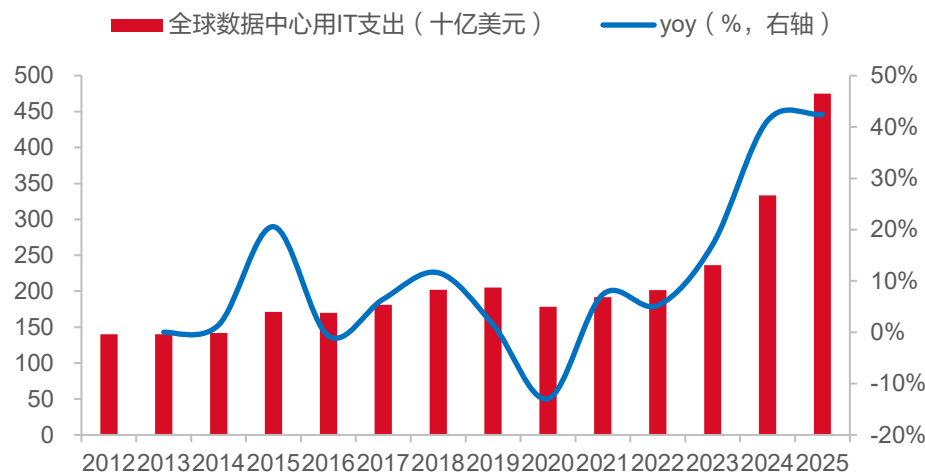
- 另一个可以有效提升储能项目盈利能力的变化是**2025年**以来国内多地出台了储能容量补偿机制的相关政策。
- 从已经出台的政策来看，容量补偿机制主要可以分为两种类型：一是以甘肃、宁夏为代表的按照有效容量和供需系数来进行补偿；二是内蒙古和新疆为代表的按照实际放电量来进行补偿。而除了内蒙古明确容量补偿由发电侧进行分摊外，其余省份均是由用户侧来进行补偿分摊。从长期角度来看，容量补偿机制的建立和完善将对国内储能电站收益的可靠性带来进一步的提升。

发布时间	省份	政策	补偿标准	补偿方式	分摊渠道
2022/5/1	山东	《山东省发展和改革委员会关于电力现货市场容量补偿价格有关事项的通知》《关于贯彻发价价格〔2023〕1501号文件完善我省容量电价机制有关事项的通知》《山东电力市场规则（试行）》	市场化容量补偿电价用户侧收取标准 0.0705 元 /kWh；独立储能补偿费用按独立储能月度可用容量补偿标准的 2 倍执行	发电侧主体：按月度市场化可用容量占比分配；独立新型储能：可用容量 = 额定放电功率 ×k 时 H/24	用户侧：由用户侧按月度实际用电量比例分摊
2023/8/1	新疆	《关于建立健全支持新型储能健康有序发展配套政策的通知》	放电量补偿：2025年0.128元/kWh，后续政策待定；调峰补偿：全网弃风弃光时段，充电 0.55 元 /kWh，放电 0.25 元 /kWh（需按调度指令执行，放电量允许叠加）	按实际放电量结算	用户侧：补偿所需资金暂由全体商业用户共同分摊。
2025/3/1	河北	《关于完善独立储能先行试点电价政策有关事项的通知》	容量电价 100 元 /kW · 年（月度 8.33 元 /kW），激励期 24 个月（2026 年 6 月前建成项目）	按月度平均可用容量执行	用户侧：纳入系统运行费，由全工商业用户按月分摊
2025/3/1	内蒙古	《关于加快新型储能建设的通知》《内蒙古自治区能源局关于规范独立新型储能电站管理有关事宜的通知》	《加快新型储能建设的通知》：按 0.325 元 /kWh 补偿，执行期 10 年（2025 年 6 月已启动首笔补偿），2026 年起补偿标准逐年调整；2025 年 6 月 30 日前未开工项目不执行 2025 年度标准	按实际放电量结算	发电侧：以月度为周期，按照装机容量在发电侧分摊
2025/11/1			《规范独立新型储能电站管理的通知》：2026 年度向公用电网放电补偿 0.28 元 /kWh	按实际放电量结算	
2025/7/1	甘肃	《甘肃省关于建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》	电网侧容量电价 330 元 /kW · 年（试行 2 年），按有效容量补贴；有效容量 =(满放电时长 × 额定功率 ×(1 - 厂用电率))；火储同补	按有效容量补偿	用户侧：按照月度外送电量（不直配配套电源）和省内全体工商业用户月度用电量比例分摊
2025/9/1	宁夏	《宁夏回族自治区发改委关于建立发电侧容量电价机制的通知（征求意见稿）》	2025 年 10-12 月按 100 元 /kW · 年执行；2026 年 1 月起按 165 元 /kW · 年执行；火储同补	由有效容量、容量电价标准和容量供需系数三者乘积确定	用户侧：由区内全体工商业用户（用电量）和发电企业月度外送电量（不含直配配套电源）按比例分摊
2025/10/1	河南	《推动河南省新型储能高质量发展的若干措施（征求意见稿）》	见货收益垫底：按上网电量 0.383 元 /kWh；容量补偿：参与配储且未签租赁协议的电网侧独立储能，按满功率连续放电时长 × 当地煤电容量电价标准补偿	现货收益垫底：按实发电量算，效率 75% 则比例折算；容量补偿：按可用容量补偿	未明确

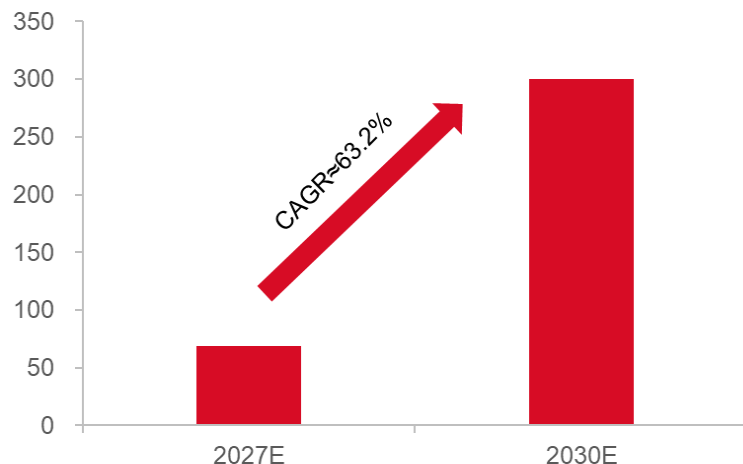
资料来源：各省发改委及能源局，东海证券研究所

驱动因素：消纳、盈利及用电可靠性

2025年全球数据中心用IT支出同比增长42.4%



2030年全球IDC储能锂电池出货量将达300GWh



- 驱动因素三：用电可靠性需求——极端恶劣天气、突发地缘事件及大型数据中心等算力基础设施建设提速均将带来长期、稳定的备电需求。
- 1）极端恶劣天气、突发地缘政治事件下的用电危机：全球范围内极端恶劣天气频发、地缘事件叠加电网基础设施薄弱，使得部分地区大规模停电等用电紧缺现象时有发生，亟需储能提供紧急用电支持。以缅甸为例，2024年缅甸遭遇洪灾导致输电线路被严重破坏、大量水电及煤炭火力电站被淹，引发全国范围内的停电危机。无独有偶，受制裁、天然气管道被损及其气候变化等多重因素影响，伊朗自2024年夏天以来亦深陷电力危机。
- 2）AI等信息技术发展对用电可靠性要求提升：数据中心、智算中心、通信基站等算力基础设施建设提速，20245全球数据中心用IT支出预计可达4748.8亿美元、同比+42.4%；该类用能场景对电能质量、供电可靠性要求极高，需全时段不间断运行以避免数据丢失及业务中断，储能作为备用电源可在出现断电时及时响应并提供电力支撑。当前国内数据中心储能电池主要采用铅电路线，北美及东南亚等海外地区受环保及占地要求影响，锂电使用占比逐步提升，未来锂电有望凭借高安全性、高效率及高经济性成为数据中心储能电池应用主流，据GGII预测，至2027年全球数据中心用储能锂电池出货量将达69GWh，2030年将进一步增长至300GWh。

钠离子电池：值得再次引起重视的储能电池发展方向

- 钠离子电池（Sodium-ion battery），是一种二次电池，主要依靠钠离子在正极和负极之间移动来工作。充电时钠离子从正极材料脱出后，经过电解质嵌入负极材料中。与此同时电子则从正极经由外电路运动到负极，以维系整个系统的电荷平衡。放电过程则与充电过程相反。其中钠离子电池正、负极材料体系为决定性因素，电解质主要与正、负极材料体系进行选择匹配使用。
- 钠离子电池经过近几年的发展，在技术路线上已经形成储能以聚阴离子路线为主、动力以层状氧化物路线为主的格局。

- 钠电池的优势何在？1）高安全：电池安全、运输安全、供应链安全（材料自主可控）；2）高倍率：持续放电倍率高、瞬间电流大；3）超长循环：已实现20000+次，未来可到30000+；4）更低碳：原料储量丰富、全制造周期能耗更低；5）超宽温：低温-40℃正常放电，高温80℃也能正常工作。

钠离子电池与其他化学电池性能对比

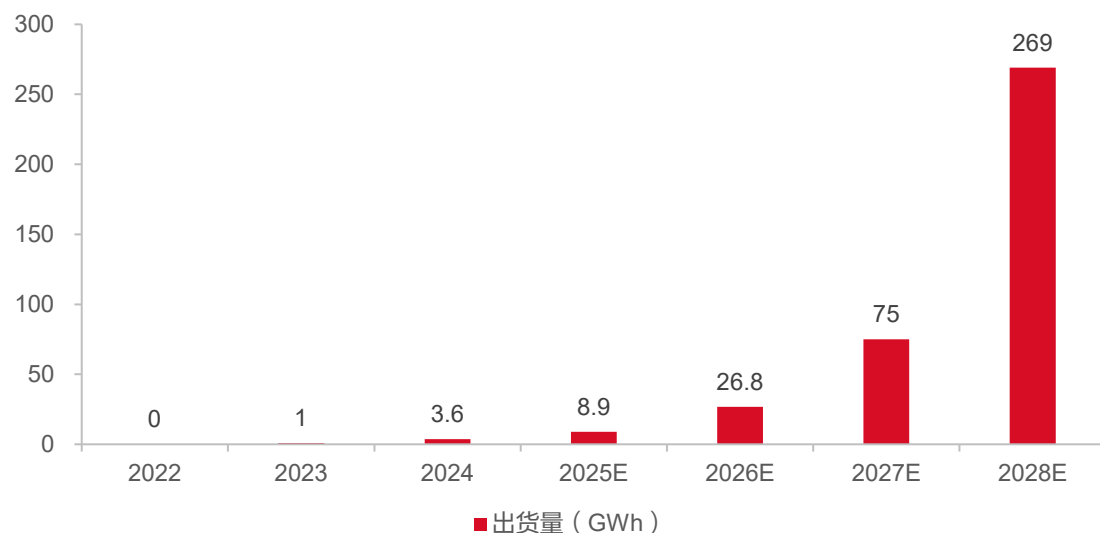
项目	钠电池（聚阴离子正极）	钠电池（层状正极）	磷酸铁锂电池	三元锂电池	全固态电池	铅酸电池
上游矿产资源	钠矿、铁矿、磷矿等	钠矿、镍矿、铁矿、磷矿等	锂矿、磷矿、铁矿、铜矿等	锂矿、钴矿、镍矿、铜矿等	锂矿、钴矿、镍矿、铜矿、硫矿等	铅矿、硫矿等
原料是否依赖进口	否	否	是	是	是	否
环保性能	好	好	好	一般	一般（含硫化物）	差（重金属污染）
能量密度	100~180	120~200	120~180	150~300	200~400	30~40
循环寿命	1000~8000 周	1000~4000 周	2000~8000 周	1000~3000 周	1000~4000 周	200~500 周
快充性能	好	中	一般	一般	差	差
安全性能	高	中	高	中	高	高
高温性能	高	中	高	中	高	中
低温性能	好	好	差	一般	一般	一般
当前电芯成本（元 /wh）	0.5~0.7	0.6~0.8	0.4~0.5	0.6~0.8	4~40	0.35~0.4
规模化量产电芯成本（元 /wh）	0.15~0.3	0.2~0.4	0.4~0.7	0.6~1	0.8~2	0.35~0.4
成本及价格是否稳定	是	是	否（受锂矿影响大）	否（受锂、钴、镍矿影响大）	否（受锂、钴、镍矿影响大）	是

资料来源：起点研究院，东海证券研究所

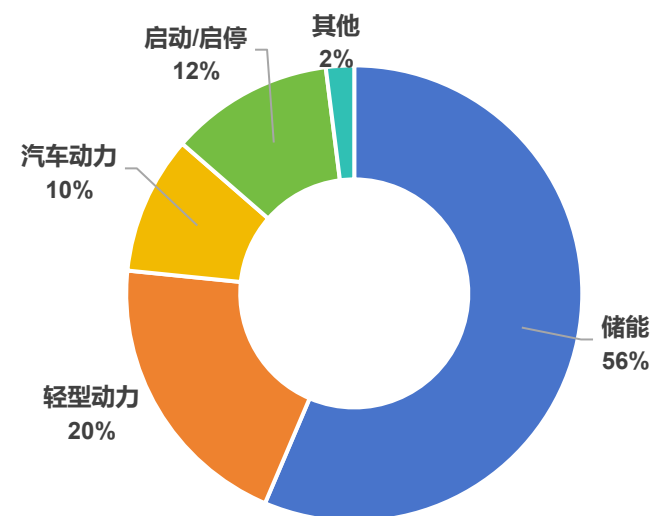
钠离子电池：市场规模有望进入高速增长期

- 从行业市场规模看：2025年全球钠离子电池出货量有望达到8.9GWh，到2028年钠离子电池市场规模将达到269GWh，未来3年钠电池市场规模将保持高速增长。主要是因为钠电池大规模生产成本下降，储能市场渗透率大幅提升，以及启停、ups、数据中心、电动两三轮车等铅酸替代市场增长，中低续航新能源汽车、混合动力汽车等钠离子电池动力应用的增加，钠电池海外市场的增长等因素。
- 分终端应用领域来看：2025年前三季度国内储能钠电池出货3.38GWh，占比56.4%；轻型动力钠电池出货1.21GWh，占比20.2%；汽车动力钠电池出货0.59GWh，占比9.8%；启动/启停钠电池出货0.69GWh，占比11.6%。其中启停电源份额较2024年增长6.4%，份额上升趋势明显。

全球钠离子电池出货量规模预测



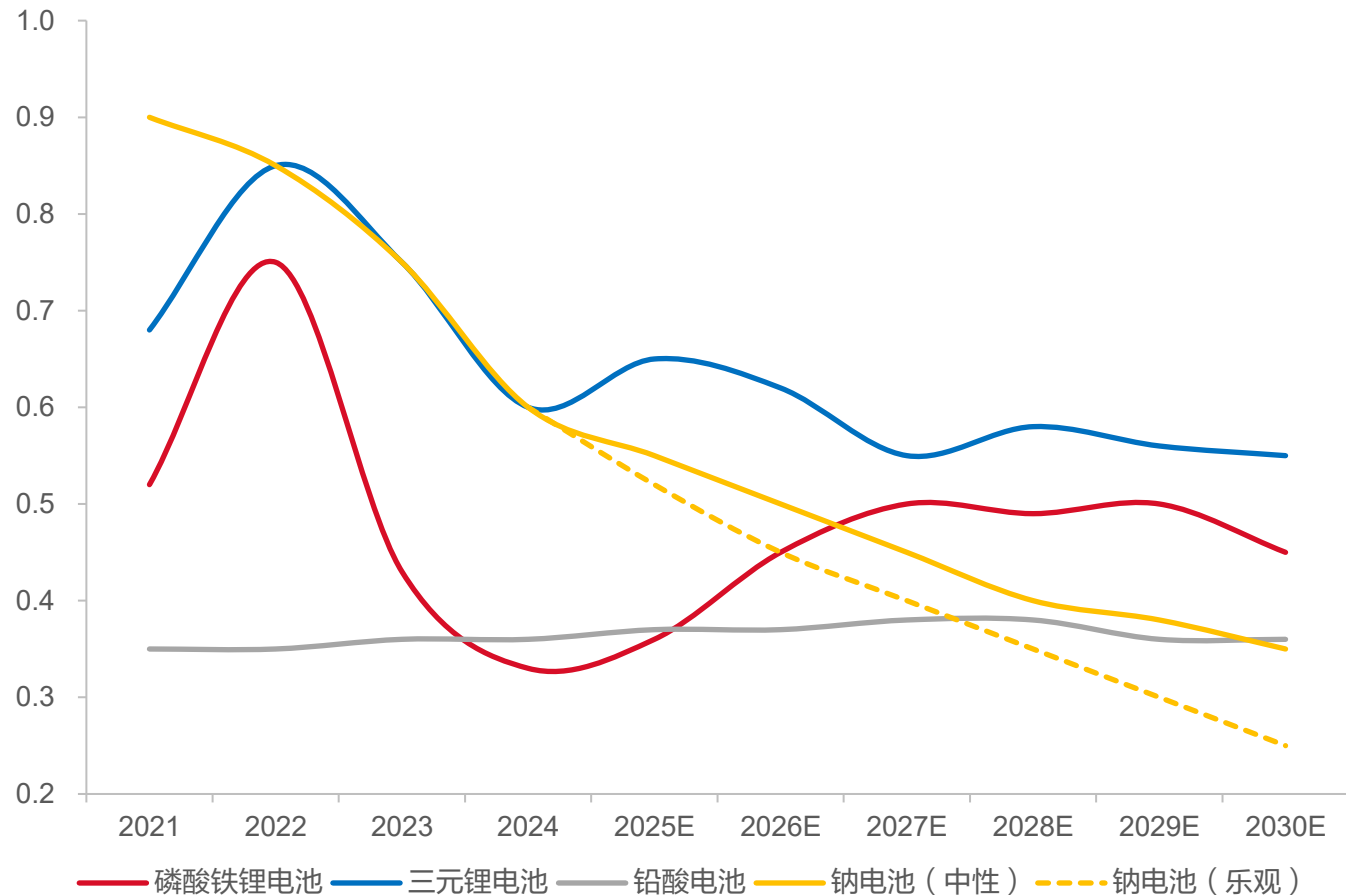
2025年前三季度国内钠离子电池应用领域出货市场份额



钠离子电池：持续降本，未来5年有望获得明显成本优势

- 目前，主流钠电芯的市场价格约为0.50-0.68元/Wh，有部分企业通过“以价格换市场”，以低于成本价的价格进行销售。
- 根据起点研究院统计和预测，2025年三元锂电池/磷酸铁锂电池/钠电池/铅酸电池的平均售价分别为0.65/0.36/0.55/0.37元/Wh。预计到2030年三元锂电池/磷酸铁锂电池/钠电池/铅酸电池平均售价将分别为0.55/0.45/0.35/0.36元/Wh。钠电池有望成为成本四种电池中成本售价最低的电池，主要原因是基于钠电池的BOM成本低、规模化降本和技术进步空间大等因素。

钠离子电池通过持续降本形成价格优势（元/Wh）



钠离子电池：从发展趋势看，未来三年是行业扩张的重要阶段

- **趋势1-钠电池终端：**钠电启停/启动市场渗透大幅度提升；钠电储能出海成趋势；两轮/三轮车钠电池推广加速；低温地区市场钠电池优势大；高倍率场景应用增多。
- **趋势2-钠电材料及电芯成本持续下降，性价比优势将逐步凸显。**虽然目前与铁锂/铅酸电池价格上仍有差距，但价差有缩小趋势，预计乐观情况下2027年价格低于铁锂，2028年低于铅酸电池。
- **趋势3-技术路线方面：**聚阴离子份额大幅度上升，有望成为主流路线。层状氧化物份额下降，普鲁士系列进展缓慢。钠电万吨级产线逐渐增加。生物质硬碳仍是钠电负极材料的主流选择，煤基/竹基/果壳等路线进展迅速，成本优势逐渐体现。
- **趋势4-未来3年将是钠电池投资扩产的重要周期，全产业链规模将持续放大。**其中电芯将从GWh到10GWh级别，钠电三大材料（正极/负极/电解液）将从千吨级向万吨/十万吨级别迈进。产品良率及工艺将持续优化，规模效应逐步凸显。

国内钠离子电池产业链企业梳理

产业环节	产品类型	梯队	企业
钠电芯	层状氧化物	第一梯队	中科海钠、维科技术、宁德时代
		第二梯队	传艺钠电、海四达、青钠科技、华阳股份、孚能科技、超威集团、珠海冠宇、隐功科技、湖钠能源等
	聚阴离子	第一梯队	比亚迪、众钠能源
		第二梯队	立方新能源、金钠科技、超威集团、派能科技、青钠科技、海四达、普钠时代等
钠电正极	层状氧化物	第一梯队	中科海钠、江苏翔鹰
		第二梯队	钠创新能源、传艺钠电、容百科技、振华新材、当升科技、华钠碳能、超钠新能源、瓦司特钠、格林美、禾电科技、为方能源等
	聚阴离子	第一梯队	珈钠能源、众钠能源
		第二梯队	瑞源新能源、华源博材、璞钠能源、英钠瑞扬、启钠新能源、钠新新能源、安徽钠纬、多助科技等
钠电负极（硬碳负极）		第一梯队	中科海钠、佰思格、贝特瑞
		第二梯队	华钠碳能、武汉天钠、圣泉集团、容钠新能源、国科碳美、立探新能源、凯金新能源等
		第一梯队	珠海赛纬、中科海钠
		第二梯队	蓝固新能源、丰山全诺、新宙邦、华阳股份、传艺钠电、钠创新能源、中兴氟材、法恩莱特等
钠电电解液		第一梯队	恩捷股份、星源材质
		第二梯队	金力股份、惠强新材、江苏厚生、沧州明珠、中材科技、博盛新材、中兴新材、青岛蓝科途等



CONTENTS

一、锂电池板块

二、储能板块

三、投资建议

四、风险提示

核心观点

- **锂电领域：动力电池高增量+储能电池高增速双轮驱动下，关注以下产业链环节：**

1) **隔膜：**行业产能扩产相对谨慎，供需结构相对较好，开工率维持在80%以上。原材料价格维持下降趋势，为企业留出了盈利空间，关注星源材质、恩捷股份；

2) **磷酸铁锂正极：**凭借成本优势、安全与低温性能的持续优化，已经占据了八成以上的动力电池装机份额，储能电池领域中占比94%仍为主流路线。行业产能利用率持续回升，新一代高压实产品具备一定的溢价能力，头部企业盈利能力有望持续回暖，关注湖南裕能、德方纳米；

3) **电解液：**2025年开工率大幅高于2024年，行业转向活跃。六氟磷酸锂因供给收缩叠加需求复苏涨价，带动电解液价格同步上行；行业议价权较强，毛利率随产品涨价快速反弹，关注天赐材料、多氟多。

- **储能领域：**需求端全球各市场具备较强增长动力，国内在容量补偿机制逐步完善的背景下看好独立储能的快速发展；美国在2025抢装窗口后将转向长期稳定增长；欧洲大储有望进入高速增长期；澳洲、中东等新兴市场需求增量显著。储能装机核心驱动：消纳形势严峻推高风光消纳成本；负/谷段电价削弱纯光伏盈利；极端天气、地缘事件及算力基建提速，催生长期稳定备电需求。其中值得关注的钠电池技术路线：具备高安全、长循环等优势，已经形成储能-聚阴离子、动力-层状氧化物的技术格局；成本下降凸显性价比，未来3年是投资扩产关键期，全产业链规模有望持续扩大。

储能领域关注市场占有率持续领先、具备前沿技术布局、供应链一体化程度较高的头部储能电芯企业，如宁德时代、亿纬锂能等；有望受益新兴市场需求放量、渠道铺设完备且具有全球品牌影响力的逆变器企业，如阳光电源、德业股份等；在钠离子电池及相关材料领域有领先布局的企业，如派能科技、鼎盛新材。



CONTENTS

一、锂电池板块

二、储能板块

三、投资建议

四、风险提示

风险提示

- **新能源汽车销量不及预期风险：**全球新能源汽车销量不及预期，将影响动力电池产业链发展，对行业发展造成不利影响。
- **储能装机量不及预期风险：**如果全球储能装机量不及预期，储能电池出货将受到影响，带动电池材料出货承压，相关企业盈利能力会有下滑风险。
- **储能市场竞争加剧风险：**储能电池行业竞争日趋激烈，若未来行业低价竞争状况不断持续、劣质产品驱逐良品，将对行业整体造成不利影响。
- **储能政策风险：**海外贸易政策持续加码，将对国内企业产品及产能出海造成不利影响，进而影响相关企业盈利能力。

评级说明

	评级	说明
市场指数评级	看多	未来6个月内沪深300指数上升幅度达到或超过20%
	看平	未来6个月内沪深300指数波动幅度在-20%—20%之间
	看空	未来6个月内沪深300指数下跌幅度达到或超过20%
行业指数评级	超配	未来6个月内行业指数相对强于沪深300指数达到或超过10%
	标配	未来6个月内行业指数相对沪深300指数在-10%—10%之间
	低配	未来6个月内行业指数相对弱于沪深300指数达到或超过10%
公司股票评级	买入	未来6个月内股价相对强于沪深300指数达到或超过15%
	增持	未来6个月内股价相对强于沪深300指数在5%—15%之间
	中性	未来6个月内股价相对沪深300指数在-5%—5%之间
	减持	未来6个月内股价相对弱于沪深300指数5%—15%之间
	卖出	未来6个月内股价相对弱于沪深300指数达到或超过15%

分析师声明

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，具备专业胜任能力，保证以专业严谨的研究方法和分析逻辑，采用合法合规的数据信息，审慎提出研究结论，独立、客观地出具本报告。

本报告中准确反映了署名分析师的个人研究观点和结论，不受任何第三方的授意或影响，其薪酬的任何组成部分无论是在过去、现在及将来，均与其在本报告中所表述的具体建议或观点无任何直接或间接的关系。

署名分析师本人及直系亲属与本报告中涉及的内容不存在任何利益关系。

免责声明

本报告基于本公司研究所及研究人员认为合法合规的公开资料或实地调研的资料，但对这些信息的真实性、准确性和完整性不做任何保证。本报告仅反映研究人员个人出具本报告当时的分析和判断，并不代表东海证券股份有限公司，或任何其附属或联营公司的立场，本公司可能发表其他与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告。本报告可能因时间等因素的变化而变化从而导致与事实不完全一致，敬请关注本公司就同一主题所出具的相关后续研究报告及评论文章。在法律允许的情况下，本公司的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告仅供“东海证券股份有限公司”客户、员工及经本公司许可的机构与个人阅读和参考。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何机构和个人的投资建议，任何形式的保证证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效，本公司亦不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。本公司客户如有任何疑问应当咨询独立财务顾问并独自进行投资判断。

本报告版权归“东海证券股份有限公司”所有，未经本公司书面授权，任何人不得对本报告进行任何形式的翻版、复制、刊登、发表或者引用。

资质声明

东海证券股份有限公司是经中国证监会核准的合法证券经营机构，已经具备证券投资咨询业务资格。我们欢迎社会监督并提醒广大投资者，参与证券相关活动应当审慎选择具有相当资质的证券经营机构，注意防范非法证券活动。

东海证券研究所（上海）

地址：上海市浦东新区东方路1928号 东海证券大厦

网址：[Http://www.longone.com.cn](http://www.longone.com.cn)

座机：（8621）20333275

手机：18221959689

传真：（8621）50585608

邮编：200125

东海证券研究所（北京）

地址：北京市西三环北路87号国际财经中心D座15F

网址：[Http://www.longone.com.cn](http://www.longone.com.cn)

座机：（8610）59707105

手机：18221959689

传真：（8610）59707100

邮编：100089

Thanks
For Watching

感谢聆听

务实 创新
规范 协同



东海证券



东海研究