



2025年07月04日

标配

证券分析师

周啸宇 S0630519030001

zhouxiaoy@longone.com.cn

联系人

赵敏敏

zmm@longone.com.cn



相关研究

1.行业低价形势延续,全球储能需求多点开花——储能行业2024年报及2025年一季报综述

2.国轩高科(002074):全球化布局成效显著,业绩表现亮眼两行报告标题内容——公司简评报告

3.静待光伏集中式项目落地,关注风电板块业绩释放——新能源电力行业周报(2025/04/14-2025/04/18)

技术迭代引领长期价值增长,关注各环节龙头表现

——储能行业深度报告

投资要点:

- 行业供需决定储能指数表现,当前已处底部区间、指数反弹迹象已现。2015~2020年储能指数整体走势与沪深300趋同;进入2021年行业需求快速释放,储能指数走出两轮独立大行情;2023年至2024年初,受前期库存积压及产能集中释放影响,指数不断下行;2024Q2以来,海外去库渐近尾声、新兴市场需求爆发,终端储能系统价格呈震荡抬升趋势,指数反弹迹象显现。
- 消纳、盈利及用电可靠性为储能装机核心驱动因素。1)消纳:全球消纳形势严峻,风光消纳成本骤升使得弃风弃光现象日益严重,当前已有多个国家或地区风光渗透率超15%(德国已超40%)、国内风光利用率亦双双跌破95%红线。2)盈利:负电价/午间谷段电价之下,纯光伏项目盈利性降低,以一个100MW光伏项目为例,若按10%*2h比例为其配置储能,则项目IRR可提升约0.2~0.6pct。3)用电可靠性: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、稳定备电需求。
- 全球储能需求多点开花,新兴市场增量显著。1)中国:前期依靠政策强配,未来盈利能力提升为核心增长驱动力,看好独立储能、工商储等细分市场发展潜力;2024年底储能累计装机功率达137.9GW、同比+59.4%;其中新型储能累计装机占比过半,达78.3GW、同比+126.5%。2)美国:装机持续增长、短期内或有抢装潮,2024年储能新增装机达12.3GW/37.1GWh,同比+32.8%/+34.0%。3)欧洲:户储装机增速短期放缓,大储市场有望迎来高增,2024年新增装机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%,用户侧装机占比较2023年有所下滑。4)新兴市场:能源转型目标明确,增长空间广阔,巴基斯坦、南非等地区增量显著,2025年一季度我国对巴基斯坦、南非逆变器出口金额同比分别+53.2%/+25.8%,环比分别+98.6%/+56.3%。
- 供端新技术迭代带来内卷式竞争下的长期价值增量。1)边际变化一:储能系统由“被动跟随”转向“主动支撑”,构网型储能兴起带动PCS需求实现倍数级增长(需超配2~2.5倍PCS以实现构网型功能);价值层面,构网型储能溢价显著,以2025年6月国内开标项目为例,2小时构网型储能系统中标价格超0.7元/Wh、较当前2小时储能系统均价高出31.6%。2)边际变化二:“系统向大”下的“大电芯”升级趋势确定,但最终路线尚在博弈。宁德时代采用587Ah路线,从系统集成端反向定义电芯,单个20尺集装箱容量为6.25MWh;阳光电源则推出30尺储能系统、系统容量达12.5MWh,对应配置684Ah电芯。
- 对比产业链各环节,电芯、PCS环节跑出,看点仍在龙头。细分产业链各环节,我们看好电芯、PCS环节未来表现,原因在于:1)电芯环节:竞争格局优、龙头地位稳固,为整个产业链技术迭代最快、技术敏感度最高的环节。2)PCS环节:产品具备差异化属性,企业可通过错位竞争形成优势;光储两端同时受益,亚非拉新兴市场带动下,需求强劲。
- 建议关注:市占率持续领先、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。
- 风险提示:全球储能装机量不及预期风险;全球市场竞争加剧风险;全球政策风险。

正文目录

1. 需求多点开花，供端技术迭代引领长期价值增长	4
1.1. 储能指数：行业供需主导，当前仍处底部区间	4
1.2. 需求端：全球能源转型加速，储能需求具备延续性	5
1.2.1. 驱动因素：消纳、盈利及用电可靠性	5
1.2.2. 全球储能需求：从中美欧等传统市场不断向新兴市场辐射	10
1.3. 供给端：新技术迭代，带来内卷式竞争下的长期价值增量	13
2. 储能产业链：关注优势环节龙头表现.....	15
2.1. 对比产业链各环节，电芯、PCS 环节跑出	15
2.2. 优势环节：看点仍在龙头，技术优、盈利强.....	16
2.2.1. 电芯：龙头企业掌握核心话语权，国内二线电池厂商赶超日韩	16
2.2.2. PCS：把握需求结构性变化下的差异化布局机会	17
3. 投资建议	19
4. 风险提示	19

图表目录

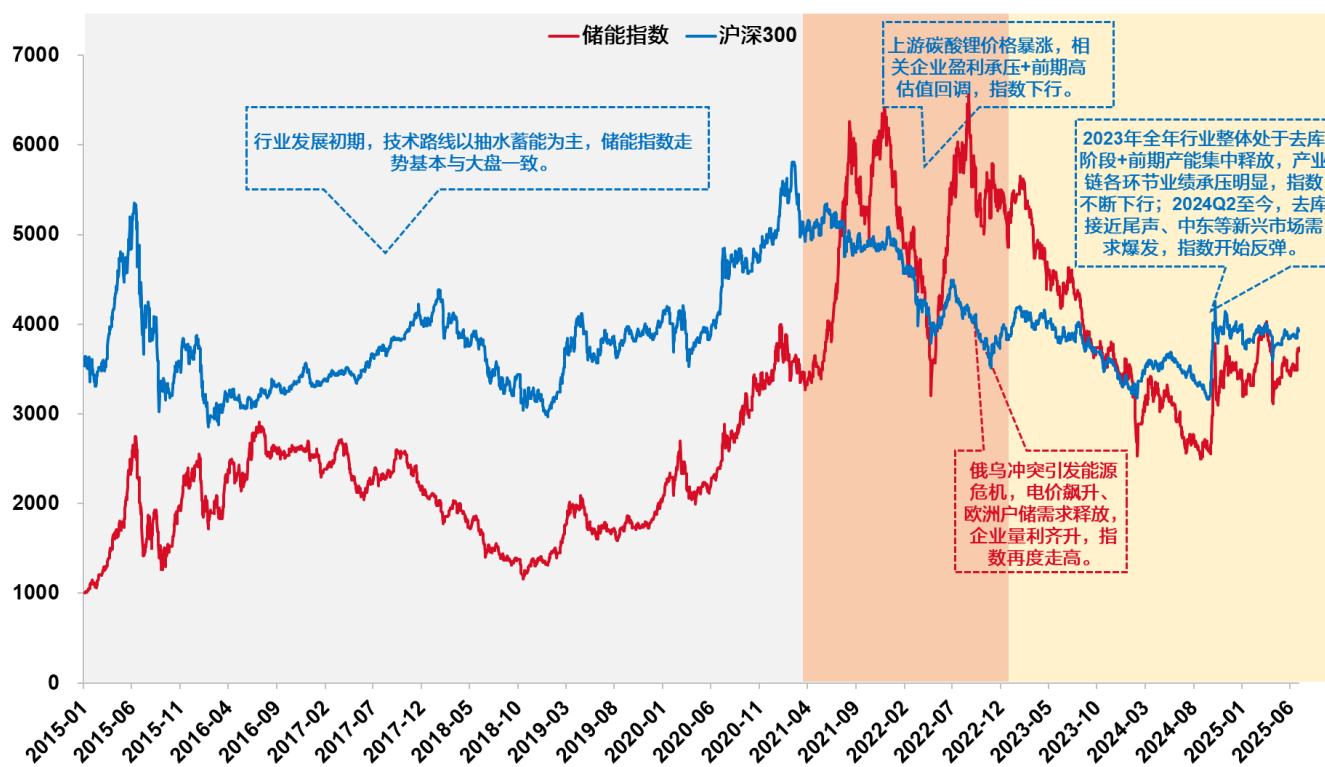
图 1 储能指数整体与需求表现一致，当前板块仍处底部区间、有一定反弹趋势	4
图 2 储能产品价格整体由行业供需决定，上游原材料价格传导存在时滞	5
图 3 全球新型储能累计装机规模占比持续提升（单位：%）	5
图 4 新型储能贡献全球储能市场主要增量（单位：GW，%）	5
图 5 能源转型趋势明确全球风光装机规模快速提升（单位：GW，%）	6
图 6 风光发电渗透率快速提升加大电力系统消纳成本（单位：%）	6
图 7 2024 年起国内弃风弃光现象有加剧趋势	7
图 8 近年来德国负电价频率激增（单位：欧元/兆瓦时）	8
图 9 2023 年沙特能源结构仍以天然气石油为主（单位：%）	8
图 10 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	9
图 11 2024 年全球数据中心用 IT 支出同比增长 24.1%（单位：十亿美元，%）	10
图 12 GGII 预计至 2027 年全球储能锂电池出货量将达 69GWh（单位：GWh）	10
图 13 2021 年起国内储能装机快速增长、新型储能累计装机占比过半（单位：GW，%）	10
图 14 2021~2024 年国内新型储能年新增装机规模 CAGR 达 92.3%（单位：GW，%）	10
图 15 源网侧为国内储能装机主要场景（单位：%）	11
图 16 2025Q1 国内储能招标增速仍高（单位：GW，GWh）	11
图 17 美国光伏装机近五年 CAGR 为 24.8%（单位：GW，%）	11
图 18 2024 年底美国风能及太阳能发电渗透率已达 15.6%（单位：%）	11
图 19 2024 年美国储能装机同比高增 34.0%（单位：GW，GWh，%）	12
图 20 2024 年三季度美国联邦基金目标利率开始下行（单位：%）	12
图 21 2024 年欧洲储能新增装机同比+15.3%（单位：GWh，%）	12
图 22 2024 年欧洲储能市场仍以用户侧储能为主占比 58.0%（单位：%）	12
图 23 2024 年底欧洲光伏及风电累计装机分别为 323.2GW/287.4GW（单位：GW，%）	13
图 24 欧元区利率下行有望缓解储能装机成本、提升装机意愿（单位：%）	13
图 25 新兴市场逆变器出口金额高增（单位：百万美元）	13
图 26 行业内卷下 314Ah 价格趋近 280 Ah 电芯（单位：元/Wh）	14
图 27 盈利端电芯、PCS 环节跑出（单位：%）	15
图 28 电芯及 PCS 为储能产业链核心价值环节（单位：%）	16
图 29 锂电池行业整体集中度较高（单位：%）	16
图 30 储能电池竞争度较锂电整体更为激烈（单位：%）	16
图 31 全球主要储能电池企业市场份额变动情况（单位：%）	17
图 32 2024 年国内部分逆变器集采项目入围企业 TOP10	19
表 1 构网型储能可自主生成电压及频率信号实现独立供电	14
表 2 电芯环节代表企业在逆市中展现优异盈利能力	17
表 3 参与企业业绩因区域市场侧重不同呈现分化	18

1.需求多点开花，供端技术迭代引领长期价值增长

1.1.储能指数：行业供需主导，当前仍处底部区间

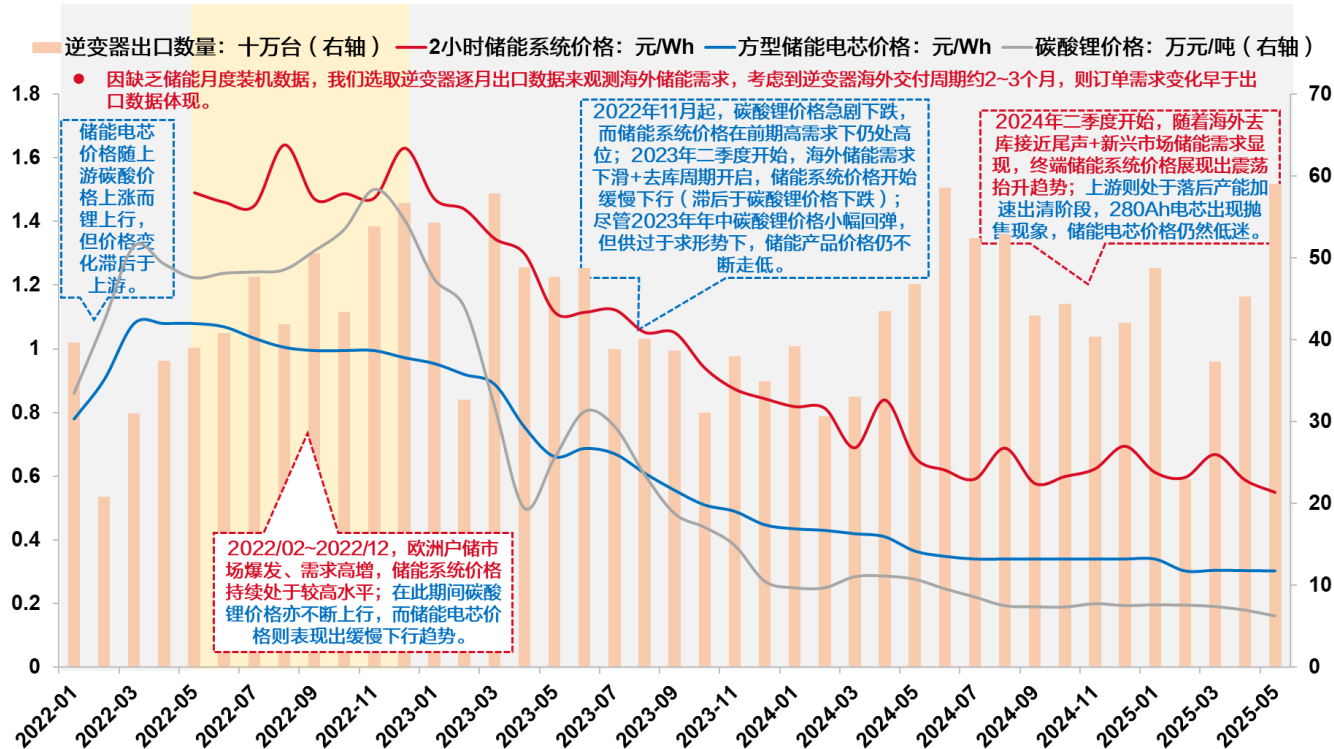
整体来看，行业供需状况主导了储能指数的表现，2015~2020 年整体走势与沪深 300 趋同；进入 2021 年行业需求快速释放，储能指数走出两轮独立大行情；当前阶段板块仍处底部区间，但指数反弹迹象已现。具体而言：1）2015~2020 年：行业处于发展初期，技术路线以抽水蓄能为主，储能指数走势整体较为平稳。2）2021~2022 年：锂电池等新型储能技术进步+政策刺激+地缘政治影响，储能指数走出两轮独立大行情。2021 年 7 月国家发改委、能源局正式印发《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，其后各省市亦陆续明确“十四五”装机规划，政策强配驱动该阶段国内储能装机快速增长（2021/2022 年全国新型储能新增装机 2.5GW/7.3GW，同比+57.8%/+196.7%），储能指数相应走高。2022 年 2 月俄乌冲突爆发，能源危机之下欧洲电价大幅上涨、户储需求激增，产业链相关企业进入量利双升阶段，储能指数继前期回调后再度上行。3）2023 年至今：受前期库存积压及产能集中释放影响，指数不断下行；2024H2 以来伴随海外去库接近尾声+新兴市场需求爆发，指数出现反弹迹象。

图1 储能指数整体与需求表现一致，当前板块仍处底部区间、有一定反弹趋势



资料来源：Wind，东海证券研究所

图2 储能产品价格整体由行业供需决定，上游原材料价格传导存在时滞



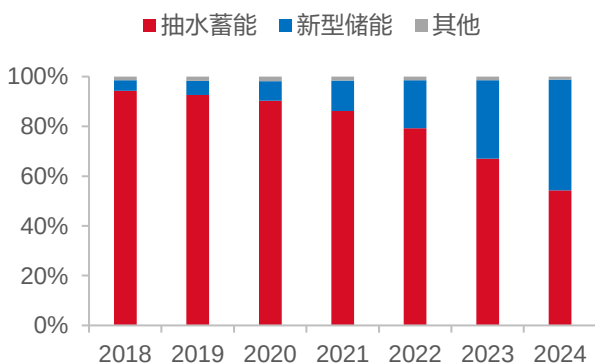
资料来源：Wind，东海证券研究所

1.2.需求端：全球能源转型加速，储能需求具备延续性

1.2.1.驱动因素：消纳、盈利及用电可靠性

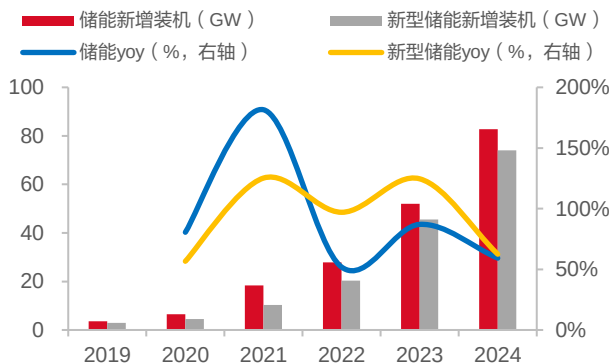
可再生能源消纳压力（外因）及盈利性提升（内因）为底层驱动力，政策催化助力需求加速兑现。通过复盘储能装机数据可以发现，早期储能技术路线主要以抽水蓄能为主，2018~2020年抽水蓄能累计装机占比均超九成；2021年后全球能源转型加速，各主要市场风光装机快速提升，消纳及电网稳定性需求下源网侧新型储能凭借建设周期短、布局灵活等优势成为该阶段储能市场新增装机主力、装机规模不断扩大。2021~2024年全球储能新增装机由18.3GW一举增长至82.8GW，CAGR约65.4%；其中新型储能新增装机由2021年的10.3GW增至2024年的74.1GW，CAGR达93.0%，累计装机占比亦相应由2021年的12.2%快速提升至2024年的44.5%，年均+10.8pct。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。

图3 全球新型储能累计装机规模占比持续提升（单位：%）



资料来源：CNESA，东海证券研究所

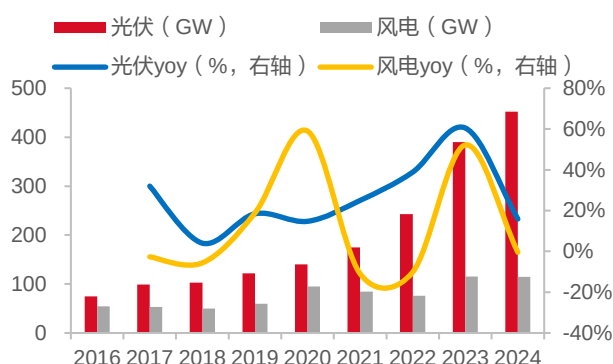
图4 新型储能贡献全球储能市场主要增量（单位：GW，%）



资料来源：CNESA，东海证券研究所

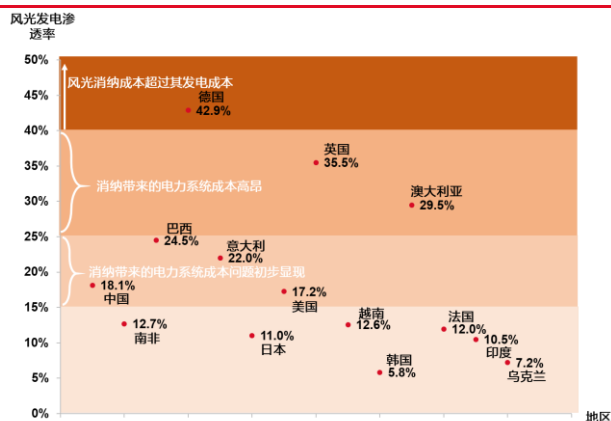
驱动因素一：消纳压力——全球绿色能源转型背景下的消纳需求，储能可提供各时间尺度调峰、调频服务，并对传统输电设施形成一定替代。全球能源转型趋势明确，风光等波动性电源（VRE）装机规模快速增长，2024 年全球光伏及风电装机分别新增 452GW/115GW，同比分别+15.9%/-0.5%。风光等可再生能源发电具备随机性、波动性特征，高比例接入加剧电力系统日内净负荷波动，能源供需在“时”（如光伏午间出力高峰期负电价频现）、“空”（新能源出力与电力消费逆向分布，电网容量不足加大远距离传输难度）上的错配使得弃风弃光现象日益严重。据 CPIA 数据，当 VRE 渗透率超过 15%时，风光消纳成本（即调峰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。

图5 能源转型趋势明确全球风光装机规模快速提升（单位：GW，%）



资料来源：Wind，东海证券研究所

图6 风光发电渗透率快速提升加大电力系统消纳成本（单位：%）



资料来源：Wind，CPIA，东海证券研究所

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%。2018 年国家发改委、能源局印发《清洁能源消纳行动计划（2018-2020 年）》，明确提出全国风光利用率 95%以上目标，此阶段消纳压力基本由电网企业承担（负责保量保价收购）；其后国内风光装机超速增长，电网企业消纳压力陡增、渐难堪重负，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。

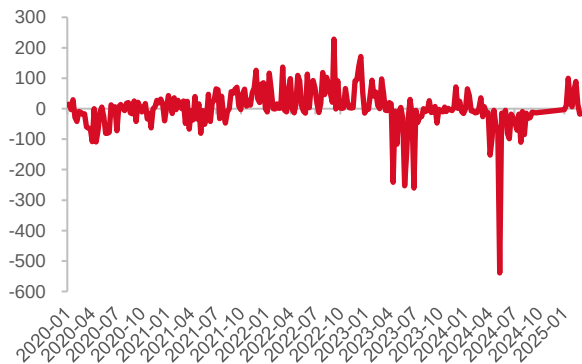
图7 2024 年起国内弃风弃光现象有加剧趋势

光伏发电利用	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	Q2	Q1
全国	98.0%	98.0%	97.2%	97.7%	98.2%	98.3%	98.0%	98.2%	98.3%	98.0%	96.0%	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%	95.6%	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%	99.8%	98.9%	99.5%	99.7%	99.8%	95.2%		
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%	98.0%	99.1%	99.4%	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%		
山东	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%	98.3%	98.2%	97.6%	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%	75.6%	75.6%	80.5%	80.0%	72.8%	75.5%	77.7%	78.0%	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%	99.7%	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%	99.7%	99.9%	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%		
蒙西	97.0%	96.5%	94.8%	96.4%	97.3%	97.4%	92.5%	95.1%	96.3%	96.6%	92.4%	94.4%	94.7%	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%	99.8%	98.7%	99.2%	99.4%	99.9%		
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	Q2	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%	100.0%	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%	93.6%	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%	97.9%	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%	99.9%	99.8%	99.9%	99.9%	100.0%	98.6%		
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%	89.8%		
青海	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%		
山东	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%	99.6%	98.6%		
甘肃	96.1%	95.9%	94.5%	90.9%	92.5%	93.8%	96.3%	94.6%	94.7%	95.0%	91.4%	93.9%	93.8%	94.0%	92.0%		
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%	99.3%	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%	100.0%	100.0%	100.0%	100.0%	98.9%	99.1%	99.0%	99.1%	97.0%		
蒙东	91.1%	91.1%	89.2%	88.8%	91.4%	92.9%	88.5%	91.1%	92.2%	93.2%	94.1%	94.0%	95.5%	93.7%	90.2%		
山东	98.6%	98.5%	95.8%	96.9%	97.6%	97.0%	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%	99.9%	100.0%	100.0%	100.0%	99.2%	99.6%	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	96.0%	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%		

资料来源：全国新能源消纳监测预警中心，东海证券研究所

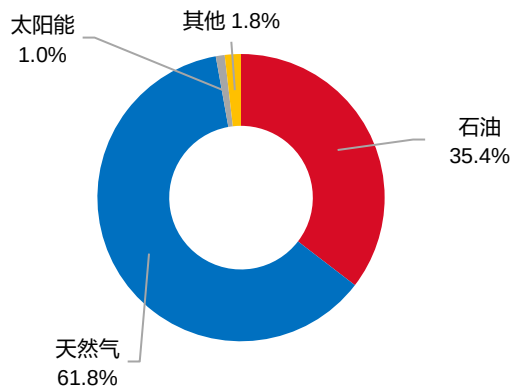
海外：弃风弃光及负电价频现，可再生能源装机需求较大。1) 美国：电网老化、电力跨区域传输能力不足，电网阻塞导致的经济性弃电问题愈发严重，据美国德克萨斯州电力可靠性委员会（ERCOT）数据，为保持电网平衡，2022 年 ERCOT 压减了约 5%风力和 9%太阳能发电量，且约 64%弃风弃光发生在新能源高发时段，意味着需要增加储能来完成能量时移；此外据 ERCOT 预测，至 2035 年德州弃风及弃光率将分别增长至 13%、19%。2) 欧洲：负电价次数激增，据欧洲输电系统运营商 Entso-E 数据，截至 2024 年 10 月欧洲大陆出现负电价的时间占比已达 6%，较 2022/2023 年的 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%；法国负电价时长达 356 小时，同比翻倍。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 2023 年底沙特发电量构成仍以天然气及石油为主，占比分别为 61.8%、35.4%，太阳能发电占比仅约 1.0%）、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。

图8 近年来德国负电价频率激增（单位：欧元/兆瓦时）



资料来源：Wind，东海证券研究所

图9 2023年沙特能源结构仍以天然气石油为主（单位：%）



资料来源：BP，东海证券研究所

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（2024年9月甘肃电力现货市场正式运行，新能源上网电量分为保障性消纳和市场化交易两部分）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。

图10 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

纯光伏项目							光伏配储项目						
保障性消纳电量占比							保障性消纳电量占比 (配储10%*2h)						
发电利用率	50%	40%	30%	25%	20%	0%	发电利用率	50%	40%	30%	25%	20%	0%
100%	8.5%	7.6%	6.6%	6.1%	5.6%	3.4%	100%	8.1%	7.2%	6.3%	5.9%	5.4%	3.4%
与纯光伏项目相比 (pct)							与纯光伏项目相比 (pct)	-0.38	-0.32	-0.25	-0.22	-0.18	-0.03
95%	7.8%	6.9%	5.9%	5.4%	4.9%	2.8%	95%	7.9%	7.0%	6.2%	5.7%	5.3%	3.3%
与纯光伏项目相比 (pct)							与纯光伏项目相比 (pct)	0.10	0.17	0.25	0.29	0.34	0.54
90%	7.1%	6.2%	5.2%	4.8%	4.3%	2.2%	90%	7.2%	6.4%	5.6%	5.1%	4.7%	2.8%
与纯光伏项目相比 (pct)							与纯光伏项目相比 (pct)	0.15	0.23	0.31	0.35	0.40	0.61
85%	6.3%	5.5%	4.6%	4.1%	3.6%	1.6%	85%	6.5%	5.7%	4.9%	4.5%	4.1%	2.3%
与纯光伏项目相比 (pct)							与纯光伏项目相比 (pct)	0.22	0.29	0.37	0.41	0.46	0.68
80%	5.6%	4.7%	3.8%	3.4%	2.9%	0.9%	80%	5.8%	5.1%	4.3%	3.9%	3.5%	1.7%
与纯光伏项目相比 (pct)							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							光伏配储项目						
保障性消纳电量占比 (配储15%*2h)							保障性消纳电量占比 (配储20%*2h)						
发电利用率	50%	40%	30%	25%	20%	0%	发电利用率	50%	40%	30%	25%	20%	0%
100%	7.9%	7.1%	6.2%	5.8%	5.3%	3.3%	100%	7.8%	7.0%	6.1%	5.7%	5.2%	3.3%
与纯光伏项目相比 (pct)	-0.55	-0.46	-0.37	-0.32	-0.26	-0.04	与纯光伏项目相比 (pct)	-0.71	-0.60	-0.47	-0.41	-0.34	-0.05
95%	7.7%	6.9%	6.1%	5.6%	5.2%	3.3%	95%	7.6%	6.8%	6.0%	5.6%	5.1%	3.3%
与纯光伏项目相比 (pct)	-0.06	0.05	0.15	0.21	0.27	0.55	与纯光伏项目相比 (pct)	-0.21	-0.08	0.05	0.12	0.20	0.53
90%	7.3%	6.5%	5.7%	5.3%	4.9%	3.1%	90%	7.4%	6.6%	5.8%	5.4%	5.0%	3.3%
与纯光伏项目相比 (pct)	0.22	0.33	0.44	0.51	0.57	0.87	与纯光伏项目相比 (pct)	0.29	0.42	0.57	0.65	0.73	1.11
85%	6.6%	5.9%	5.1%	4.7%	4.3%	2.5%	85%	6.7%	6.0%	5.2%	4.9%	4.5%	2.8%
与纯光伏项目相比 (pct)	0.31	0.42	0.53	0.60	0.66	0.97	与纯光伏项目相比 (pct)	0.40	0.54	0.69	0.76	0.85	1.23
80%	6.0%	5.2%	4.5%	4.1%	3.7%	2.0%	80%	6.1%	5.4%	4.6%	4.3%	3.9%	2.3%
与纯光伏项目相比 (pct)	0.41	0.51	0.63	0.69	0.76	1.07	与纯光伏项目相比 (pct)	0.52	0.66	0.81	0.89	0.97	1.37

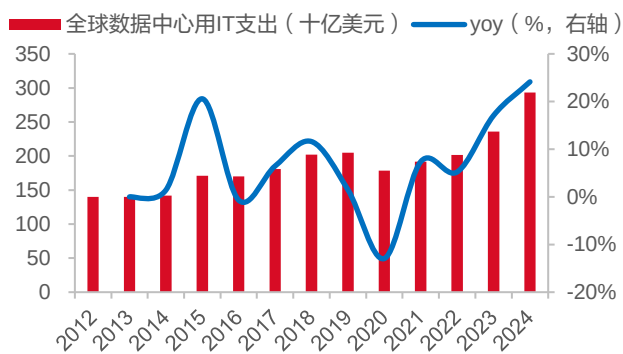
资料来源：Wind，甘肃省发展和改革委员会，东海证券研究所测算

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。

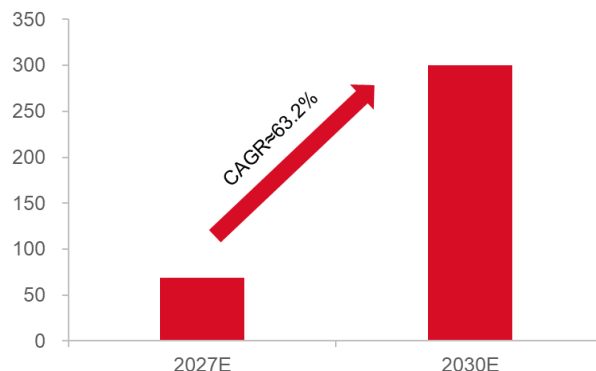
2) AI 等信息技术发展对用电可靠性要求提升：数据中心、智算中心、通信基站等算力基础设施建设提速，2024 年全球数据中心用 IT 支出达 2930.9 亿美元、同比+24.1%；该类用能场景对电能质量、供电可靠性要求极高，需全时段不间断运行以避免数据丢失及业务中断，储能作为备用电源可在出现断电时及时响应并提供电力支撑。当前国内数据中心储能电池主要采用铅电路线，北美及东南亚等海外地区受环保及占地要求影响，锂电使用占比逐步提升，未来锂电有望凭借高安全性、高效率及高经济性成为数据中心储能电池应用主流，据 GGII 预测，至 2027 年全球数据中心用储能锂电池出货量将达 69GWh。

图11 2024 年全球数据中心用 IT 支出同比增长 24.1%(单位: 十亿美元, %)



资料来源: Wind, 东海证券研究所

图12 GGII 预计至 2027 年全球储能锂电池出货量将达 69GWh (单位: GWh)



资料来源: GGII, 东海证券研究所

1.2.2.全球储能需求：从中美欧等传统市场不断向新兴市场辐射

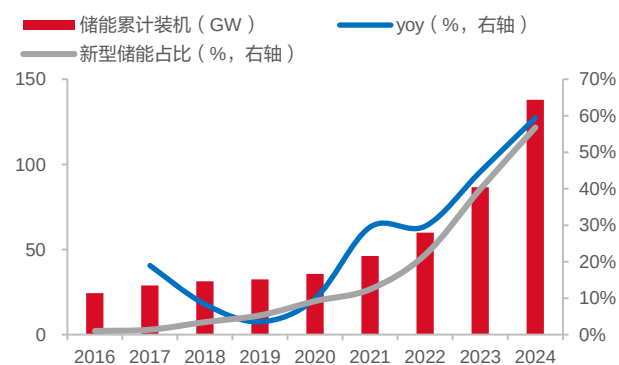
中国：前期依靠政策强配，未来盈利能力提升为核心增长驱动力，看好独立储能、工商储等细分市场发展潜力。

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、同比+59.4%；其中新型储能累计装机占比过半，达 78.3GW、同比+126.5%。源网侧为装机主要场景，2024 年装机占比达 98.2%，其中独立储能及新能源配储合计占比达 95%。

2) 2025~2026 年判断：考虑到项目规划的提前性（电源侧项目多提前一年规划），我们预计“强制配储”取消的影响或将延迟至 2026 年体现（即 2025 年国内储能需求仍维持高位、2026 年增速小幅放缓）；2025 年一季度国内储能招标量达 18.9GW/76.0GWh，规模同比+148.1%，需求保持较高增速。

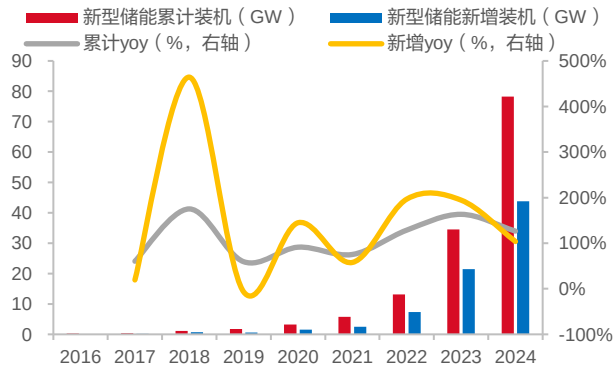
3) 往未来看：尽管“136 号文”出台或将在短期内影响国内储能市场需求，但从地方实际执行情况来看，消纳压力较大的地区仍然存在强配需求（如“136 号文”出台次日，贵州省人民政府即发布《贵州省风电光伏发电项目管理办法(征求意见稿)》，要求保障性并网项目按 10%*2h 比例配置或购买储能服务，超过规定时序并网的项目配储比例相应提升至 20%*2h~30%*2h）；同时随着电力市场化改革的不断推进及储能项目运行效率的提升（2024 年国内电化学储能平均利用指数较 2023 年底提升 14pct 至 41%），盈利性将为国内储能市场带来长期增长动力，看好独立储能及工商业储能等细分市场发展潜力。

图13 2021 年起国内储能装机快速增长、新型储能累计装机占比过半 (单位: GW, %)



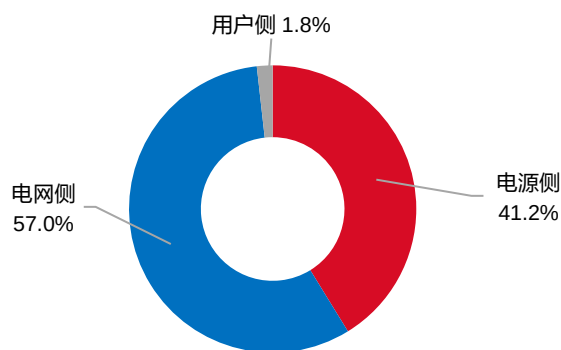
资料来源: CNESA, 东海证券研究所

图14 2021~2024 年国内新型储能年新增装机规模 CAGR 达 92.3% (单位: GW, %)



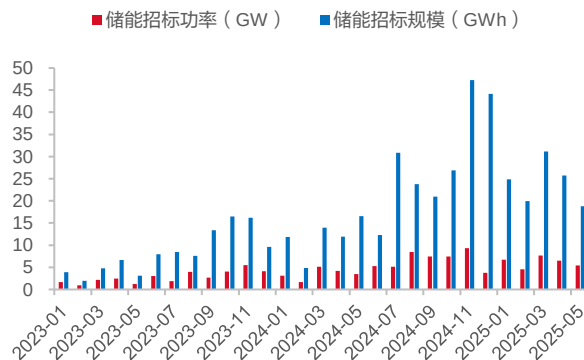
资料来源: CNESA, 东海证券研究所

图15 源网侧为国内储能装机主要场景（单位：%）



资料来源：中国电力企业联合会，东海证券研究所

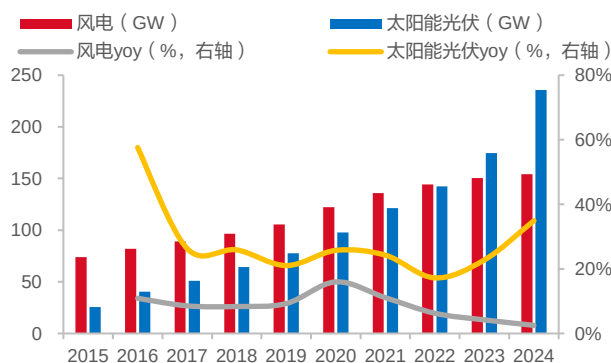
图16 2025Q1 国内储能招标增速仍高（单位：GW, GWh）



资料来源：储能与电力市场，东海证券研究所

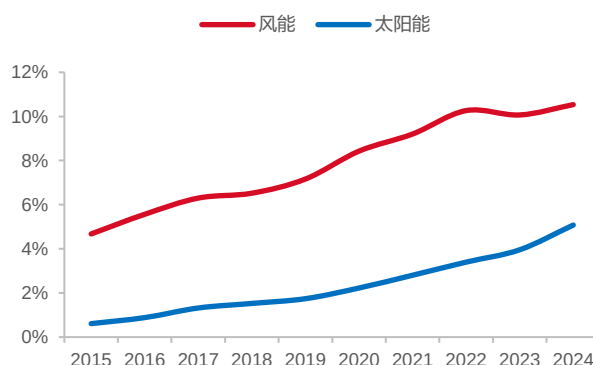
美国：装机持续增长，短期内抢装需求迫切。美国电力系统呈现新能源装机量大而电网等输电设施相对薄弱特征，截至 2024 年底美国风电及太阳能光伏装机规模分别达 154.3GW、235.7GW，同比分别+2.5%、+34.9%，风光发电渗透率同比+1.6pct 至 15.6%。电力跨区域传输难度大催生电源侧储能需求，使得美国储能市场以大储为主，2024 年美国储能新增装机达 12.3GW/37.1GWh，同比+32.8%/+34.0%。短期来看，美国市场利率下行、前期受加息影响而被压制的需求或将得到释放；此外，2026 年“301 关税”实施预期（预计将对中国出美储能电池的征收税率由 7.5%升至 25%）+近期中美关税战反转（2025 年 4 月初美宣布对中国商品加征 125%对等关税，后经谈判宣布关税将在初始的 90 天内降至 10%），美国储能市场将迎抢装窗口期。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，美国储能市场具备长期增长动力。

图17 美国光伏装机近五年 CAGR 为 24.8%（单位：GW, %）

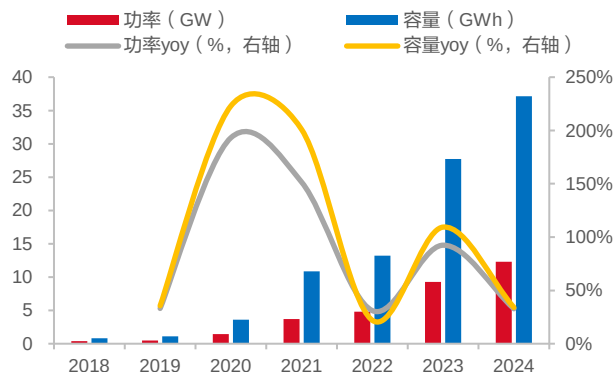


资料来源：Wind，东海证券研究所

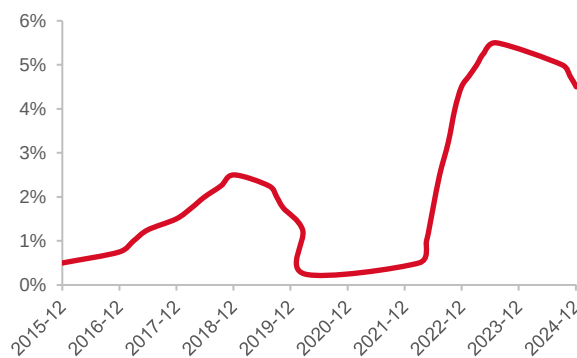
图18 2024 年底美国风能及太阳能发电渗透率已达 15.6%（单位：%）



资料来源：EIA，东海证券研究所

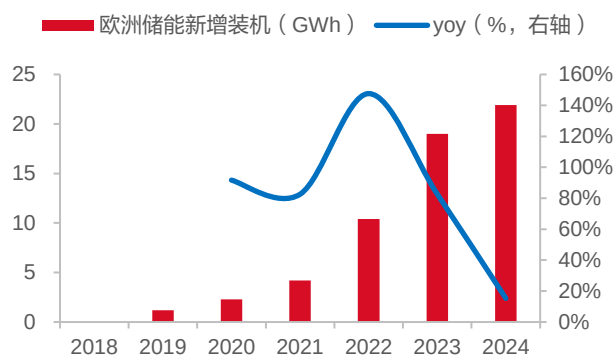
图19 2024 年美国储能装机同比高增 34.0% (单位: GW, GWh, %)


资料来源: Wood Mackenzie, 东海证券研究所

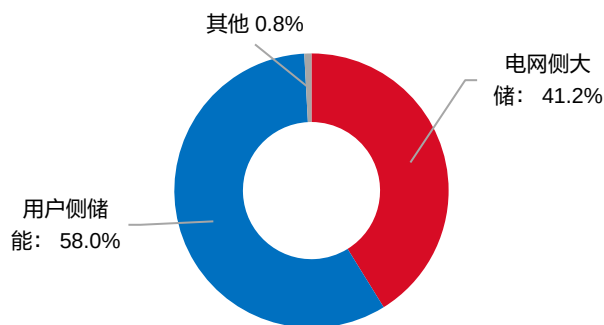
图20 2024 年三季度美国联邦基金目标利率开始下行 (单位: %)


资料来源: 美联储, 东海证券研究所

欧洲: 户储装机增速短期放缓, 大储市场有望迎来高增。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; 据 SolarPower Europe 数据, 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%, 用户侧装机占比较 2023 年有所下滑。当前欧洲各国储能端补贴逐步退坡、气电价格企稳, 短期来看户储需求或将回落。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 (截至 2024 年底欧洲光伏及风电累计装机分别为 323.2GW/287.4GW)。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。

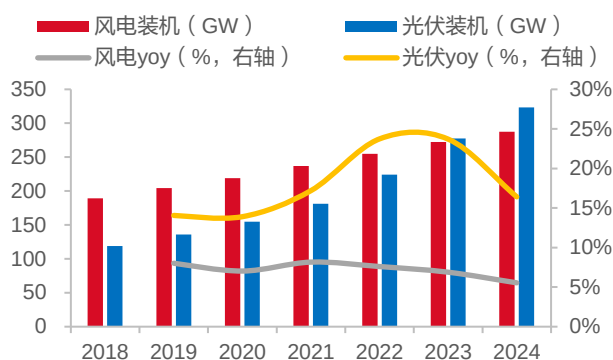
图21 2024 年欧洲储能新增装机同比+15.3% (单位: GWh, %)


资料来源: SolarPower Europe, 东海证券研究所

图22 2024 年欧洲储能市场仍以用户侧储能为主占比 58.0% (单位: %)


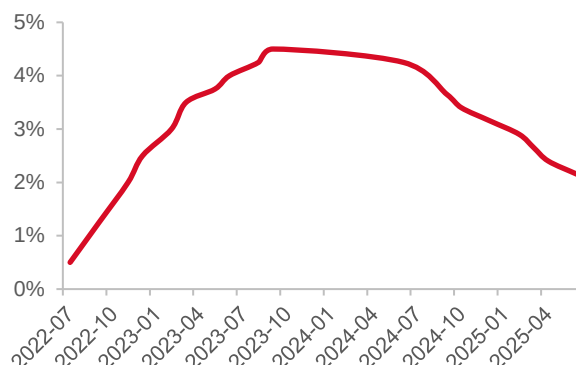
资料来源: EASE, 东海证券研究所

图23 2024 年底欧洲光伏及风电累计装机分别为 323.2GW/287.4GW (单位: GW, %)



资料来源: Wind, 全球风能协会, 东海证券研究所

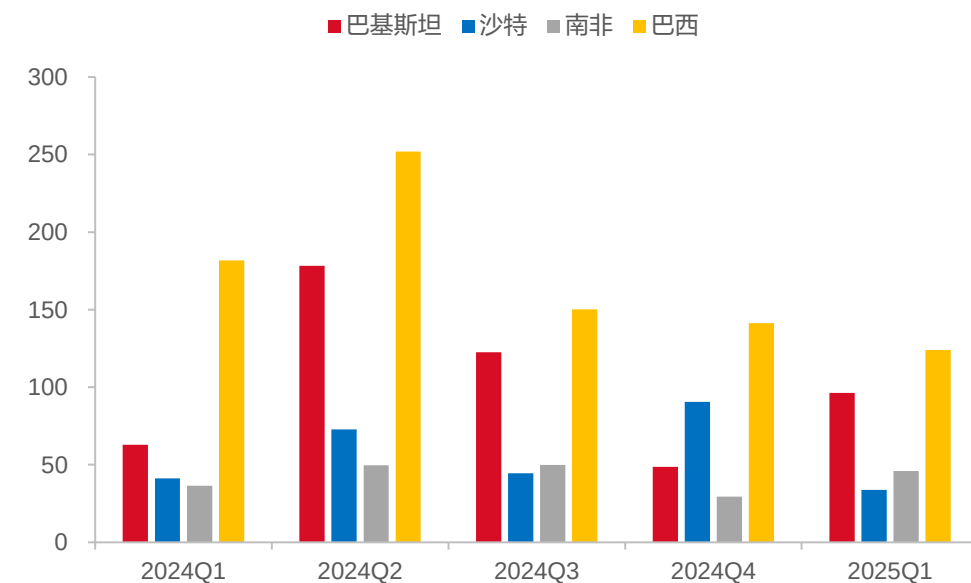
图24 欧元区利率下行有望缓解储能装机成本、提升装机意愿 (单位: %)



资料来源: 欧洲央行, 东海证券研究所

新兴市场：能源转型目标明确，增长空间广阔。全球储能市场需求正不断从中美欧等传统市场向沙特、南非等新兴市场辐射，以亚非拉市场为例，巴基斯坦、南非、巴西等国电网基础设施陈旧、用电紧缺，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。从逆变器出口数据来看，新兴市场光储需求已开始兑现，2025 年一季度我国对巴基斯坦、南非实现逆变器出口 9642.7/4588.6 万美元，同比分别 +53.2%/+25.8%，环比分别 +98.6%/+56.3%。

图25 新兴市场逆变器出口金额高增 (单位: 百万美元)



资料来源: 海关总署, 东海证券研究所

1.3.供给端：新技术迭代，带来内卷式竞争下的长期价值增量

边际变化一：储能系统由“被动跟随”→“主动支撑”，PCS 环节有望实现倍数级需求增长、价值量同步提升。高比例可再生能源接入使得电力系统呈现“低惯量、弱阻尼”特征，电网稳定性面临极大挑战。早期电力系统依赖大规模同步发电机来平滑新能源发电波动，当前传统燃煤机组已开启“退役潮”，构网型储能因可模拟同步发电机功能，需求不断兴起。据GGII数据，2024 年国内构网型储能项目招标规模已超 15GWh、约占全年招标量的 5.7%。从技术路径来看，构网型储能对设备短时过载能力要求极高、业内主要通过超配 PCS 方式实现；政策层面，国家级技术标准暂未出台，新疆为国内首个明确具体技术要求的地区(2023

年发布《构网型新型储能并网技术要求》),提出构网型储能系统应具备功率响应时间不大于5ms、120%额定电流下持续运行不少于2min、300%额定电流10秒短时过载等能力(需超配2~2.5倍PCS);价值层面,构网型储能溢价显著,2025年6月开标的“中国电建水电十二局凉山盐源牦牛坪光伏发电项目”中,其所配置的2小时构网型储能系统中标价格超0.7元/Wh、较当前2小时储能系统均价高出31.6%。

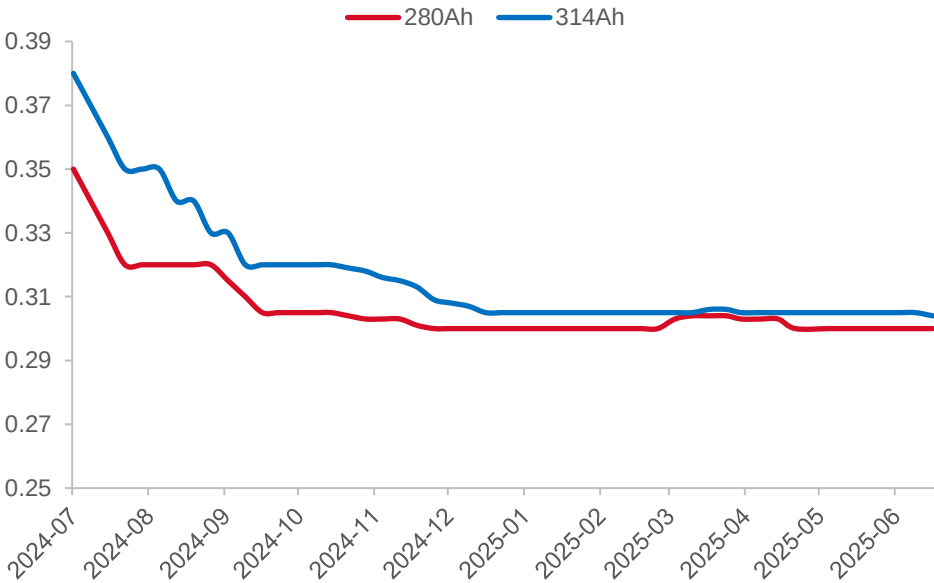
表1 构网型储能可自主生成电压及频率信号实现独立供电

指标	跟网型储能	构网型储能
定义	储能设备与电网同步工作,通过逆变器将储存的电能反馈到电网,跟随电网频率和电压变化。	可在无外部电网信号时通过逆变器主动生成电压和频率信号,实现独立供电。
控制方式	依赖电网频率和电压信号	自主生成电压和频率信号
电网支撑能力	仅辅助电网、无法支撑电网运行	强电网支撑能力、可独立供电
运行模式	并网运行	可并网或孤岛模式运行
电网稳定性要求	对电网稳定性要求较高	可在弱电网和电网故障时运行

资料来源: AiBESS, 东海证券研究所

边际变化二: 系统扩容下“大电芯”升级趋势确定,但最终路线尚在博弈。降本诉求驱动储能电芯向大容量发展,电芯容量增大可降低系统集成复杂度、提升系统能量密度、减少单个系统所需电芯及零部件数量,进而摊薄储能系统整体的单位成本。从技术演变路径来看,早期280Ah电芯(沿用动力电池技术、产能直接切换)凭借规模与产品标准化优势迅速抢占储能市场;2023至2024年国内储能电芯产能经历了由280Ah向314Ah切换(据GGII数据,至2024年底产能切换率已超5成,2024年314Ah电芯出货量渗透率超4成)的过程;而当前储能电芯正由314Ah向400+Ah电芯过渡,但最终路线暂未确定(需与系统整体协同,要综合考虑集装箱尺寸、PCS功率及整站配置等多重因素)。从头部企业布局来看,宁德时代采用587Ah路线,从系统集成端反向定义电芯,单个20尺集装箱容量为6.25MWh,充分满足储能电站新国标要求(单分区不超过50MWh,即一个分区配置8个储能集装箱);阳光电源则推出30尺储能系统、系统容量达12.5MWh,对应配置684Ah电芯。从价格上来看,314Ah电芯应用初期溢价明显,2024年7月初其均价较280Ah电芯高出0.03元/Wh,后随着渗透率逐步提升、市场竞争加剧,两者价格不断趋近,未来更大容量电芯推出或将带动储能电芯价格上行、扭转行业低价态势。

图26 行业内卷下314Ah价格趋近280Ah电芯(单位:元/Wh)



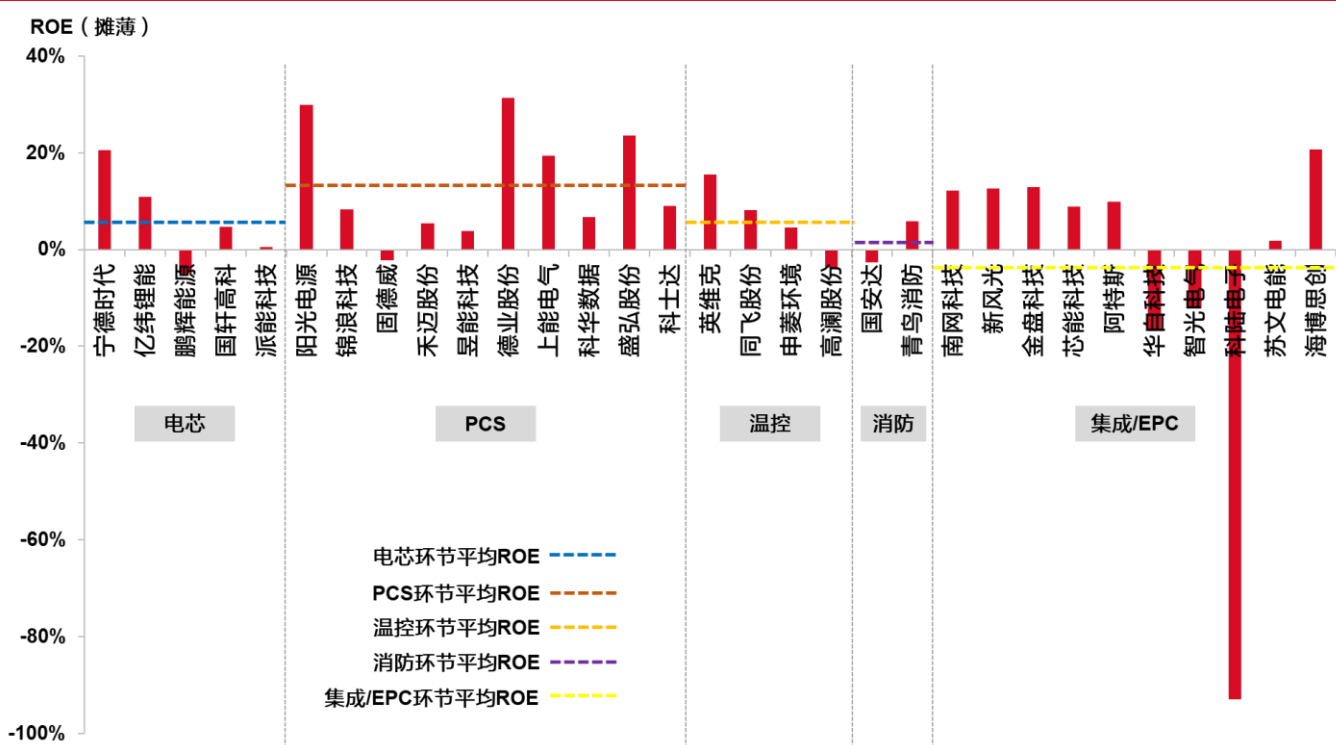
资料来源: SMM 储能, 东海证券研究所

2.储能产业链：关注优势环节龙头表现

2.1.对比产业链各环节，电芯、PCS 环节跑出

整体来看，储能产业链的未来看点仍集中在电芯及 PCS 领域：竞争格局好、技术迭代快、盈利水平优，龙头企业 ROE（摊薄）表现强势。具体而言：1）电芯环节：竞争格局优、龙头地位稳固，是整个产业链技术迭代最快、技术敏感度最高的环节。2）PCS 环节：产品具备差异化属性，企业可通过错位竞争形成优势；光储两端同时受益，亚非拉新兴市场带动下，需求强劲。对比 2024 年产业链各环节盈利水平：PCS、电芯环节平均 ROE 分别为 13.5%、6.3%，位居前二；集成端进入壁垒相对较低、前期众多企业跨界入局（多为电芯或 PCS 企业向下延伸）、单纯从事集成业务的企业之间内卷更为严重，企业胜出关键在于渠道，2024 年平均 ROE 为-4.3%、表现相对低迷。

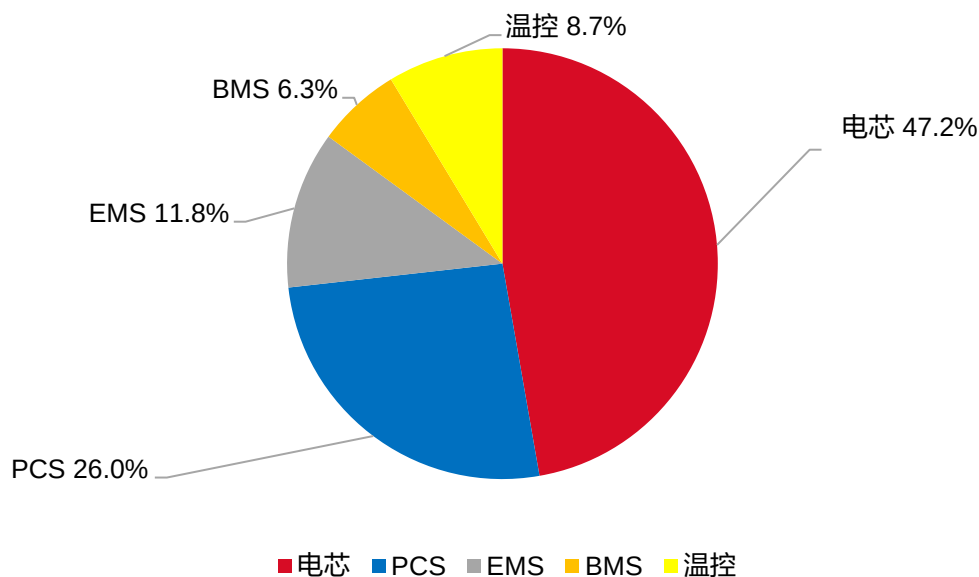
图27 盈利端电芯、PCS 环节跑出（单位：%）



资料来源：Wind，东海证券研究所

电芯及 PCS 为储能产业链核心价值环节，在整个系统中的成本占比合计超 7 成。考虑一个 150kW/300kWh 的储能系统，参考当前各部件均价（假设电芯、PCS、EMS、BMS、温控价格分别为 0.30/0.17/0.08/0.04/0.06 元/Wh），则对应系统成本约 19.1 万元，其中电芯、PCS、EMS、BMS、温控价值占比分别为 47.2%/26.0%/11.8%/6.3%/8.7%，电芯及 PCS 占据产业链价值核心，系统集成端对其余环节价格敏感度较低。

图28 电芯及 PCS 为储能产业链核心价值环节（单位：%）



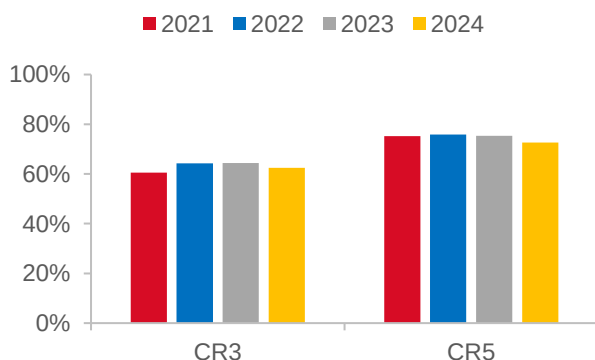
资料来源：北极星工商业储能，东海证券研究所

2.2.优势环节：看点仍在龙头，技术优、盈利强

2.2.1.电芯：龙头企业掌握核心话语权，国内二线电池厂商赶超日韩

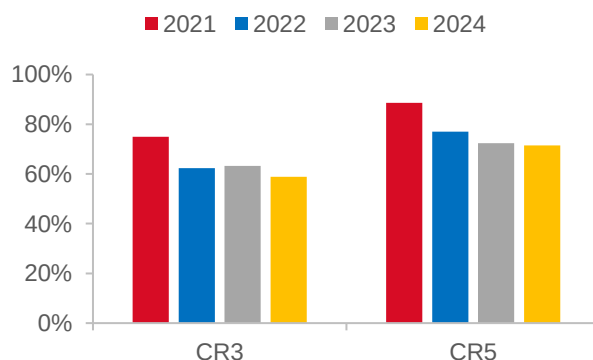
宁德时代龙头地位稳固，亿纬锂能、国轩高科赶超日韩。锂电池行业整体竞争格局较为稳定、市场集中度高，2021~2024 年行业 CR5 均超 70%，国内企业宁德时代、比亚迪稳居出货量 TOP5。与锂电池行业整体相比，储能电池细分市场竞争程度更为激烈，前期产能主要依靠动力电池产线切换而来，故头部动力电池企业具备先发优势，市场早期主要玩家为宁德时代及 LG 新能源、三星 SDI 等韩企；后续随着储能需求高涨，二线电池厂商亦纷纷切入储能赛道、市场竞争程度日趋激烈，2021 至 2024 年行业 CR5 由 88.6% 降至 71.4%，国内厂商凭借性价比优势迅速抢占市场，亿纬锂能、国轩高科市场份额不断提升，分别由 2021 年的 2.3%、2.3% 提升至 2024 年的 13.3%、6.0%。

图29 锂电池行业整体集中度较高（单位：%）



资料来源：SNE Research，东海证券研究所

图30 储能电池竞争度较锂电整体更为激烈（单位：%）



资料来源：SNE Research，东海证券研究所

图31 全球主要储能电池企业市场份额变动情况（单位：%）

	2021	2022	yoy (pct)	2023	yoy (pct)	2024	yoy (pct)
宁德时代	38.6%	43.4%	4.8	40.0%	-3.4	36.5%	-3.5
LG新能源	18.2%	7.4%	-10.8	4.3%	-3.1	2.7%	-1.7
比亚迪	11.4%	11.5%	0.1	11.9%	0.4	9.0%	-2.9
松下			0.0		0.0	0.7%	0.7
三星SDI	18.2%	7.4%	-10.8	4.9%	-2.5	3.3%	-1.5
中创新航			0.0	4.3%	4.3	6.6%	2.3
国轩高科	2.3%	4.9%	2.6	3.2%	-1.7	6.0%	2.7
亿纬锂能	2.3%	7.4%	5.1	11.4%	4.0	13.3%	1.9
欣旺达				0.5%	0.5	0.3%	-0.2

资料来源：SNE Research，东海证券研究所

龙头企业把握技术演变方向，上游供应链垂直整合度高、下游定制化服务能力强，在产业链中掌握核心话语权，逆市中盈利表现持续优异、抗风险能力强劲。代表企业：

宁德时代：盈利稳定且优异、ROE 遥遥领先；单 Wh 毛利连续多年保持 0.15 元以上水平，领先行业均值约 0.02~0.07 元。究其原因：1）技术持续迭代，高溢价产品放量优化出货结构、抵消行业降价压力。先后推出神行 Plus 超充（全球首个续航 1000km 且可满足 4 超充性能的磷酸铁锂电池）、麒麟（放电功率超 1300kW）、骁遥增混电池（全球首款纯电续航 400km 以上且兼具 4C 超充性能）、天恒储能系统（5 年零衰减）等。2）参股上游核心供应商，成本管控能力强。铁锂环节参股湖南裕能、德方纳米、龙蟠科技、江西升华等，三元环节设子公司宜昌/宁德/湖南邦普，负极参股尚泰科技、杉杉股份、中科电气等，隔膜环节与恩捷股份合资成立公司。3）深度绑定下游头部企业，满足客户定制化需求。2022 年至今先后与宝马、福特、北汽、理想、赛力斯、长安等国内外知名车企达成战略合作并参股奇瑞，以合资建厂、提供技术服务等形式实现与下游客户的深层绑定。

亿纬锂能：逆市中的储能新星，ROE 波动明显小于其他二线厂商。公司以锂原电池起家，2012 年切入锂电领域，前期聚焦消费电池市场，2021 年起储能电池快速放量，市占率连续多年实现突破，2021~2024 年公司储能出货量由 1GWh 提升至 40GWh，CAGR 达 242.0%，市场份额跃居全球第二。逆市之中公司同时表现出较强的风险抵御能力，连续四年 ROE 维持 10%以上水平、领先行业均值。

表2 电芯环节代表企业在逆市中展现优异盈利能力

指标	公司	2021	2022	2023	2024
单位毛利：元/Wh	宁德时代	0.18	0.15	0.20	0.15
	中创新航	0.04	0.06	0.08	0.07
	国轩高科	0.19	0.16	0.15	0.11
	亿纬锂能	-	-	0.15	0.08
	欣旺达	-	0.13	0.09	0.08
ROE（摊薄）：%	宁德时代	18.9%	18.7%	22.3%	20.6%
	中创新航	0.6%	2.0%	0.8%	1.7%
	国轩高科	0.5%	1.3%	3.7%	4.6%
	亿纬锂能	16.2%	11.5%	11.7%	10.8%
	欣旺达	7.0%	5.3%	4.7%	6.2%

资料来源：Wind，东海证券研究所测算

2.2.2.PCS：把握需求结构性变化下的差异化布局机会

区域市场侧重及产品功率段的差异使得 PCS 环节参与企业的业绩呈现分化，前期侧重欧洲布局的企业 2024 年业绩出现不同程度下滑，阳光电源、德业股份等市场布局均衡、在

新兴市场具备先发优势的企业盈利表现相对优异。PCS 环节中的主要参与者为老牌光伏逆变器企业，各企业在细分市场及产品功率段具备一定差异性。当前行业需求呈现结构性变化，欧美传统市场增速趋缓（欧洲市场前期因能源危机增速较快、近两年基本处于去库状态）、亚非拉等新兴市场需求高度景气且具备延续性（弱电网下的用电保障需求+发达国家资金支持+光储成本下降等），各企业盈利水平因市场布局呈现出分化趋势。具体而言，前期侧重布局欧洲的厂商在经历 2022~2023 年的业绩爆发期后，2024 年业绩均出现不同程度下降；而区域市场布局均衡、在新兴市场渠道积累丰富的企业业绩表现突出，如阳光电源、德业股份等；此外产品功率段差异亦带来企业盈利差，微逆企业产品定位中小功率段（颗粒度较组串/集中式更细）、下游价格敏感度更低，相关企业净利率水平居行业前列，如禾迈股份等。

表3 参与企业业绩因区域市场侧重不同呈现分化

公司	指标	2021	2022	2023	2024	主要海外市场及产品	盈利表现
阳光电源	ROE (摊薄): %	10.1%	19.3%	34.1%	29.9%	北美、欧洲、中东；主营储能系统、集中式逆变器、风电变流器等。	市场布局均衡，龙头优势尽显；新兴市场接连斩获大单，2021~2024 年净利率持续提升。
	海外营收占比: %	38.7%	47.4%	46.2%	46.6%		
	净利率: %	7.1%	9.2%	13.3%	14.5%		
锦浪科技	ROE (摊薄): %	21.2%	25.0%	10.0%	8.3%	欧洲、拉美、澳洲、印度；主营组串式逆变器、户储/工商储逆变器	受欧洲需求变动影响，近年盈利有所承压。
	海外营收占比: %	54.2%	55.3%	39.5%	43.2%		
	净利率: %	14.3%	18.0%	12.8%	10.6%		
固德威	ROE (摊薄): %	16.9%	28.8%	28.6%	-2.2%	欧洲、澳洲；主营组串式逆变器、户储逆变器	海外市场主要以欧洲为主，受需求变化影响，公司业绩波动较大、2024 年盈利承压。
	海外营收占比: %	64.1%	79.9%	58.9%	29.8%		
	净利率: %	10.4%	13.5%	11.8%	-0.1%		
禾迈股份	ROE (摊薄): %	3.4%	8.3%	8.0%	5.4%	欧洲（重点德国、波兰）、北美、拉美；主营微型逆变器、户储	微逆产品技术壁垒高、单价高，公司净利率水平高于行业均值、2024 年受库存积压影响有所下滑。
	海外营收占比: %	55.6%	81.0%	61.8%	65.0%		
	净利率: %	25.4%	34.6%	34.6%	17.2%		
昱能科技	ROE (摊薄): %	35.3%	9.7%	6.0%	3.9%	欧洲（重点德国、荷兰、西班牙）、巴西；主营微型逆变器、户储/工商储	微逆产品为代工模式、成本较高（产品毛利率略低于同行）+储能出货占比增加+海外高毛利市场出货占比下降，近年盈利水平有所下滑。
	海外营收占比: %	98.1%	97.6%	80.1%	59.3%		
	净利率: %	15.5%	26.9%	15.2%	8.2%		
德业股份	ROE (摊薄): %	21.9%	37.4%	34.2%	31.3%	南非为主、东欧（乌克兰、保加利亚、匈牙利）、巴西、巴基斯坦；主营组串式/微型逆变器、储能逆变器	经营重心由家电产品逐步向逆变器产品过渡、净利率显著提升，海外营收占比持续增长，ROE 水平连续多年居行业前列。
	海外营收占比: %	30.9%	58.4%	58.4%	71.3%		
	净利率: %	13.9%	25.6%	23.9%	26.4%		
上能电气	ROE (摊薄): %	6.6%	7.9%	16.3%	19.4%	以国内市场为主、印度/中东等海外市场逐步开拓；主营集中式/大组串逆变器、大储	伴随海外业务拓展，盈利水平不断提升。
	海外营收占比: %	20.8%	12.8%	13.1%	21.3%		
	净利率: %	5.4%	3.5%	5.8%	8.7%		
盛弘股份	ROE (摊薄): %	13.4%	21.0%	27.7%	23.6%	国内市场为主，北美市场已有布局；主营大储/工商储逆变器	ROE 表现优异，净利率受行业竞争影响小幅波动。
	海外营收占比: %	24.6%	22.0%	20.2%	14.4%		
	净利率: %	11.1%	14.9%	15.1%	14.0%		
科士达	ROE (摊薄): %	12.2%	18.5%	20.0%	9.1%	国内市场为主、布局北	2022~2023 年受益于欧洲市场

海外营收占比：% 37.3% 56.7% 56.3% 46.3%
净利率：% 13.3% 15.5% 16.0% 9.5%

美/欧洲市场
户储为主

需求爆发，公司业绩提升显著；2024 年行业去库下，盈利承压。

资料来源：Wind，东海证券研究所

逆变器产品 to C 属性渐强，大型光储看项目经验及企业可融资性、分布式看渠道铺设及品牌影响力。

1) 大型光储方面，海外（如欧美等地区）产品认证周期较长，需与当地项目业主或渠道商建立稳定合作关系，对企业可融资性要求较高（逆变器企业可融资性越高，客户使用其产品更易获得金融机构长期贷款）；国内市场则侧重考察企业集采项目入围情况。从国内逆变器集采项目入围情况来看，2024 年阳光电源集采入围规模处行业第一梯队；此外，在 Bloomberg NEF 发布的《2024 逆变器可融资性调查报告》中阳光电源亦登顶全球逆变器企业可融资性排名榜，为大型光储领域绝对龙头。

2) 分布式光储方面，逆变器逐渐由 to B 向 to C 属性过渡，对企业的渠道铺设、售后服务能力及品牌影响力要求极高。以德业股份为例，截至 2024 年底德业已在菲律宾、越南、泰国、南非德班等主要销售地区建立本土售后中心，并计划在欧洲（波兰、保加利亚、西班牙）、东南亚、非洲增设售后点；当前德业海外市场已由最初的印度、美国辐射至全球 110 多个国家和地区，渠道铺设日益完善。

图32 2024 年国内部分逆变器集采项目入围企业 TOP10

集采招标企业	合计入围标段数	中国电建 4包件 42GW	中国能建 1标段 15GW	绿发 1标段 5GW	中交机电 1标段 1.4GW	黄河光伏 1标段 1.5GW	中核 8包件 11.8GW	国机集团 1标段 0.2GW	华能 3包件 3GW	长江绿色能投 1标段 0.5GW	三峡 2包件 8GW	中钨星能 1标段 0.8GW	上海电投 2包件 0.4GW
入围企业													
阳光电源	22	4	1	1	1	1	5	1	3	0	2	1	2
上能电气	16	4	1	1	0	0	7	0	1	1	0	0	1
科士达	16	2	1	0	1	0	5	0	3	1	0	1	2
禾望科技	16	3	1	1	0	0	6	0	2	0	2	0	1
固德威	15	3	1	0	0	1	3	1	2	1	0	1	2
中车时代电气	13	4	1	0	0	0	6	0	2	0	0	0	0
科华数能	12	2	1	0	1	0	4	0	2	1	1	0	0
特变电工	11	4	1	0	0	0	2	0	2	0	2	0	0
华为	9	3	1	0	0	0	2	0	1	0	2	0	0
锦浪科技	9	1	0	0	1	1	1	0	2	1	0	0	2

资料来源：索比光伏网，东海证券研究所

3.投资建议

1) 需求方面：全球光储需求呈现结构性变化，欧美市场增速趋缓、国内强制配储取消中期需求或将受到影响，亚非拉等新兴市场增长势头强劲；长期来看，全球能源转型加速背景下，储能需求仍然具备较高的延续性。

2) 供给方面：新技术迭代有望为行业带来长期价值增量，构网型储能需求的爆发将驱动 PCS 用量实现倍数级增长、大电芯规模化应用有望逐步扭转电芯环节当前低价态势。

建议关注：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。

4.风险提示

1、全球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。

2、全球市场竞争加剧风险：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。

3、全球政策风险。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。

一、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%

二、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所涉及的内容不存在任何利益关系。

三、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。

四、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。

上海 东海证券研究所

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
 座机：(8621) 20333275
 手机：18221959689
 传真：(8621) 50585608
 邮编：200125

北京 东海证券研究所

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
 座机：(8610) 59707105
 手机：18221959689
 传真：(8610) 59707100
 邮编：100089