

聚焦大储新“热土”，高成长高壁垒

——海外大储行业深度报告

行业评级：看好

2025年1月1日

分析师 邱世梁
邮箱 qiushiliang@stocke.com.cn
证书编号 S1230520050001

分析师 陈明雨
邮箱 chenmingyu@stocke.com.cn
证书编号 S1230522040003

研究助理 曹宇
邮箱 caoyu@stocke.com.cn

研究助理 夏伟耀
邮箱 xiaweiyaoyao@stocke.com.cn

并购家 免费行业报告网

IPOIPO.CN 每日更新 不用注册会员 无广告 永久免费

■ 需求：光储平价为底层逻辑，大储需求空间大、增速高。

目前在部分地区光伏+储能已具备较好的经济性，光储平价基本实现。大储需求驱动因素主要包括：（1）**储能为新能源后周期**，欧洲、中东、印度、巴西等地区加快布局新能源装机，配置储能需求有望随新能源渗透率提升而大幅增长；（2）**储能作为灵活性资源**，有助于维持电网稳定，典型代表为澳大利亚、美国德州等；（3）**储能支持电网稳定性**，部分地区的电网建设水平薄弱，造成电力系统不稳定、缺电现象频发，储能有助于提升电网运行稳定性，也可以部分延缓输变电设备的升级与增容；（4）**储能经济性驱动**，储能收益机制不断丰富，市场化回报推动海外储能建设。预计2024年全球储能新增装机将达到69GW/169GWh，以GWh计的同比增速达到76%，2024-2035年将以17.0%的年复合增长率增长。

■ 供给：海外市场高壁垒高盈利，行业龙头强者恒强。

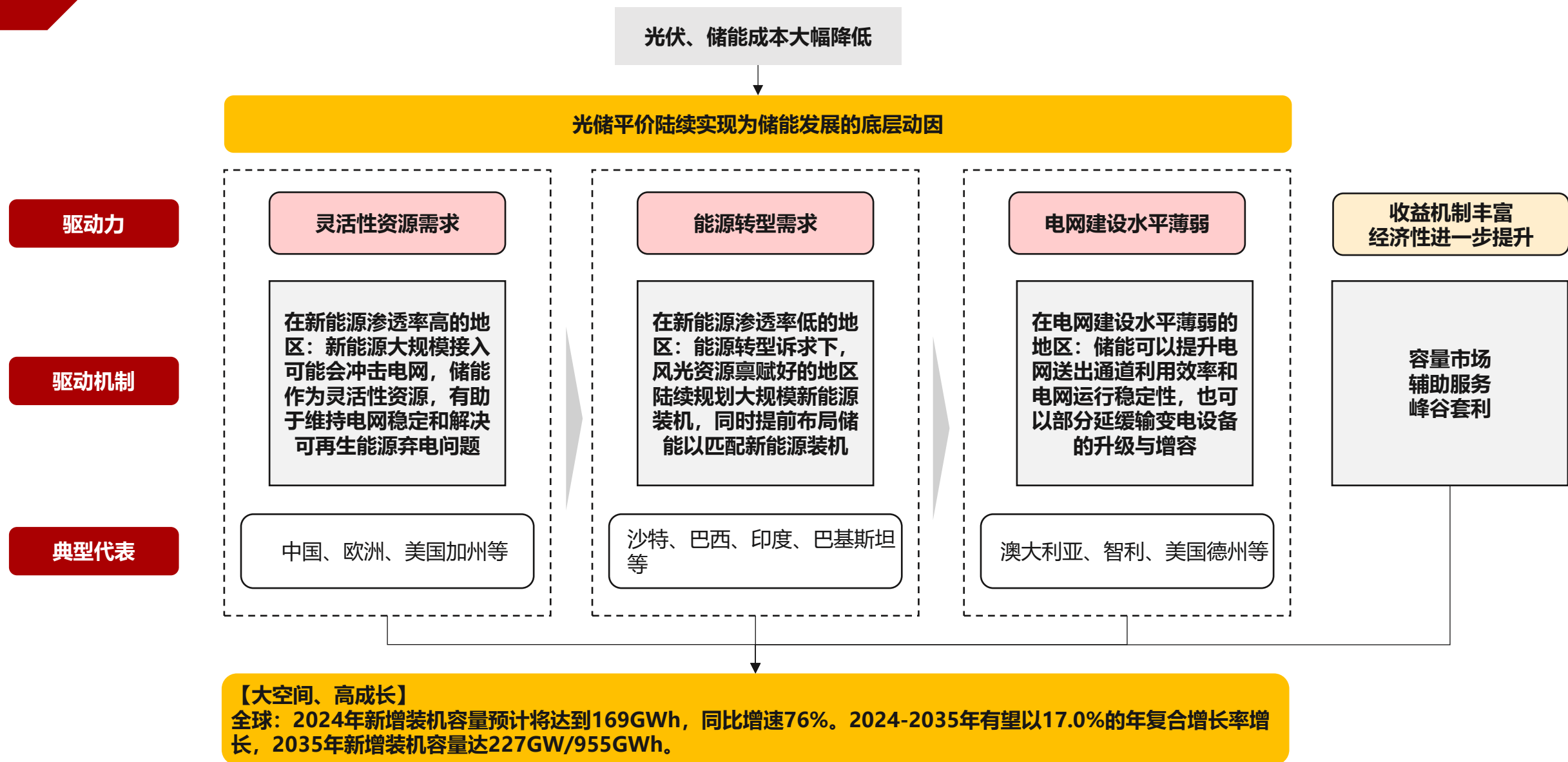
（1）**电芯**：大容量电芯比拼激烈上演，更考验电池厂商安全设计、生产、制造能力，电池行业加速洗牌。展望后续，碳酸锂价格有所企稳，同时储能需求持续高增，尤其是2025年为储能电芯高关税窗口期，有望迎来抢装强出货，预计电芯价格降幅有望趋缓。（2）**PCS**：在储能系统成本中占比仅次于电芯，海外市场盈利性更佳，国内头部独立PCS厂商由“借船出海”走向独立出海。技术方面，构网型储能提升PCS技术门槛，单价更高。国内新型电力系统建设和海外离网光储起量，构网型储能渗透率有望显著提升。（3）**系统集成**：海外市场进入壁垒高，主要体现在品牌力、售后服务能力、产品质量和可靠性、历史业绩积累等方面。国内头部系统集成商具备成本优势和先发优势，持续获取海外订单，格局有望进一步集中。（4）**温控**：储能安全可控重视度提升，液冷温控渗透率已成为主流路线，定制化能力重要性凸显，头部企业优势显著。

■ 建议关注：

1) 关注优质的集成商如：阳光电源、阿特斯、宁德时代、比亚迪等；2) 关注在新兴市场渠道和产品竞争力强的PCS厂商如：上能电气、科华数据、盛弘股份、禾望电气等；3) 关注温控公司如：英维克、同飞股份、高澜股份等。

■ 风险提示：

行业竞争加剧、储能支持政策不及预期、新能源建设规模不及预期、上游原材料价格大幅下降、国际贸易环境恶化、汇率大幅波动。



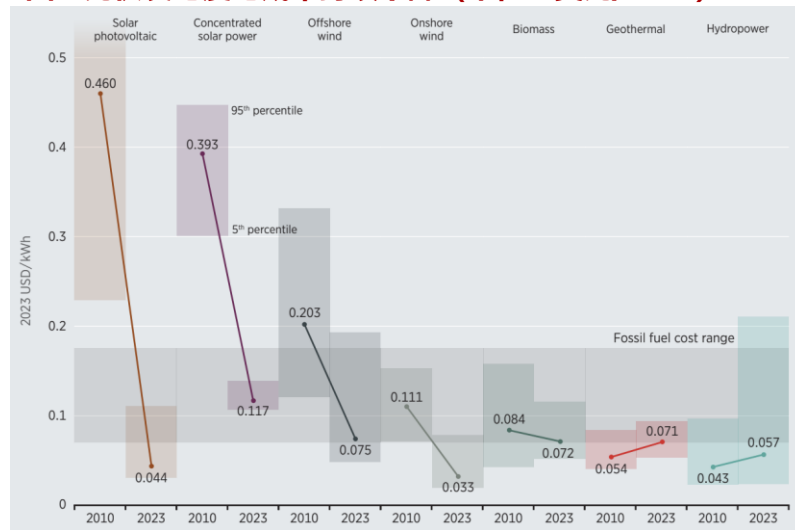
目录

CONTENTS

- 01 光储平价为底层逻辑，大储需求空间大、增速高
- 02 美国：并网拥堵问题逐步缓解，降息有望提振大储需求
- 03 欧洲：新能源发电占比提升，大储接力户储需求
- 04 澳洲：电力市场波动大，大储建设规划加速
- 05 中东：国家意志引领能源转型，储能受益于新能源发展
- 06 拉美：智利、巴西引领大储需求发展
- 07 亚洲：储能成为电力保供的重要支撑
- 08 产业链分析：海外市场高壁垒高盈利，行业龙头强者恒强
- 09 投资建议
- 10 风险提示

随着光伏组件和储能系统价格大幅下降，光伏+储能经济性日益凸显。2010-2023年，光伏度电成本从0.460美元/kWh下降到0.044美元/kWh，2023年同比减少12%，目前光伏在全球已实现平价上网。在中国和亚非拉市场，20%×2h配比下，我们按照光伏EPC成本3.1元/W、储能EPC成本1.2元/W进行测算，光储度电成本约0.3元/kWh，已具备较好的经济性，光储平价基本实现。根据Lazard，美国新能源配储在某些场景下相比传统能源的LCOE已经更具竞争力。

图：光伏发电度电成本持续下降（单位：美元/kWh）



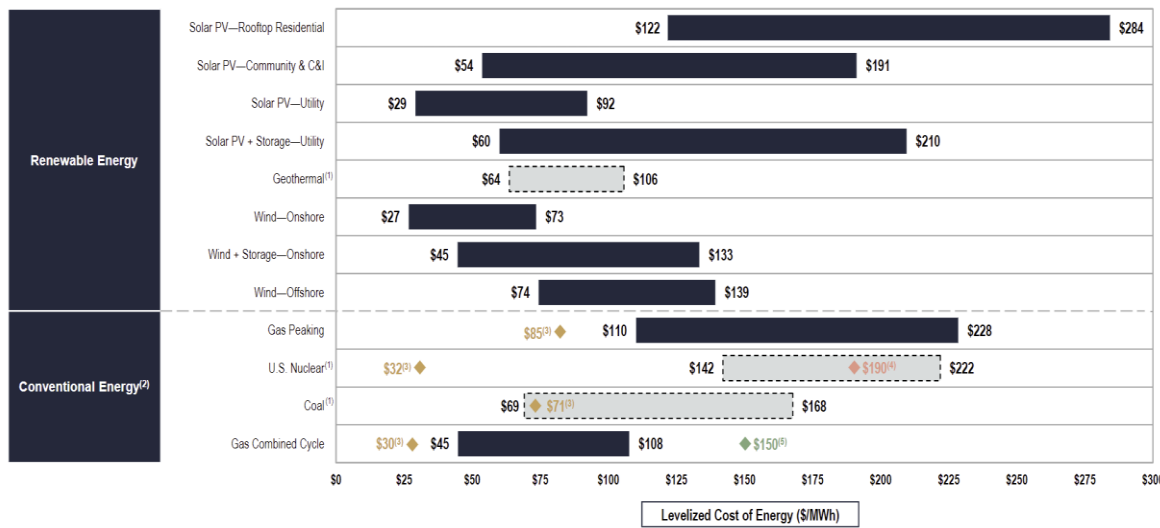
资料来源：IRENA，浙商证券研究所

表：中国和亚非拉光储度电成本测算

单位		情景1	情景2	情景3	情景4
		基准	年利用小时提升	配储比例和配储时长提升	未来成本进一步降低
光伏EPC	元/W	3.1	3.1	3.1	2.5
储能EPC	元/Wh	1.2	1.2	1.2	1.0
配储比例	%	20%	20%	40%	20%
配储时长	h	2	2	4	2
光伏年利用小时数	h	1300	1700	1300	1300
循环寿命	次	5000	5000	10000	5000
储能系统放电深度	%	90%	90%	90%	90%
光储LCOE	元/kWh	0.299	0.229	0.380	0.256

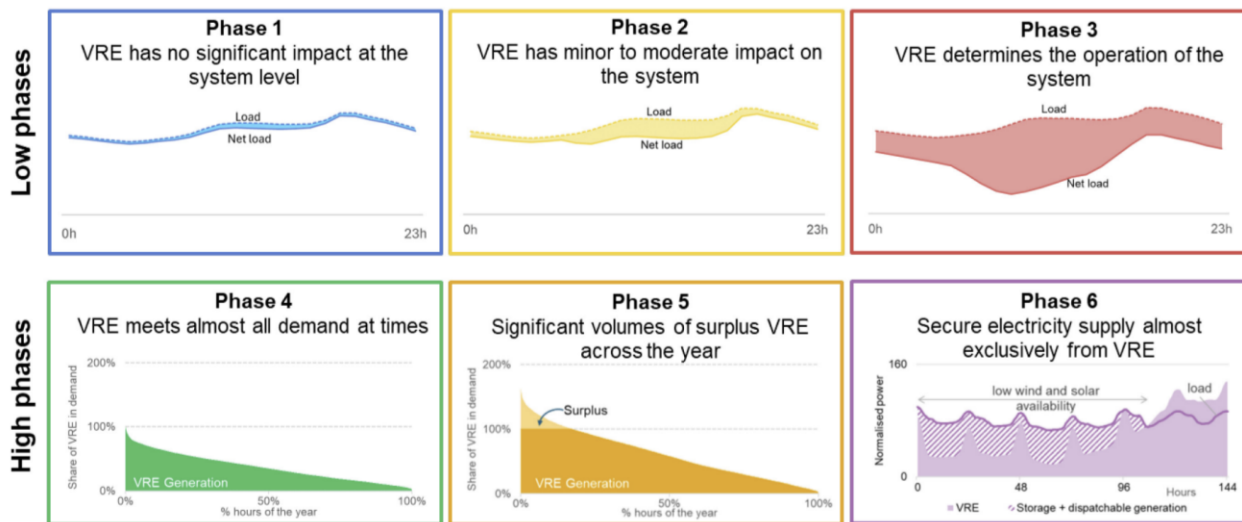
资料来源：Infolink，SMM储能，浙商证券研究所

图：美国新能源配储在某些场景下相比传统能源LCOE更低

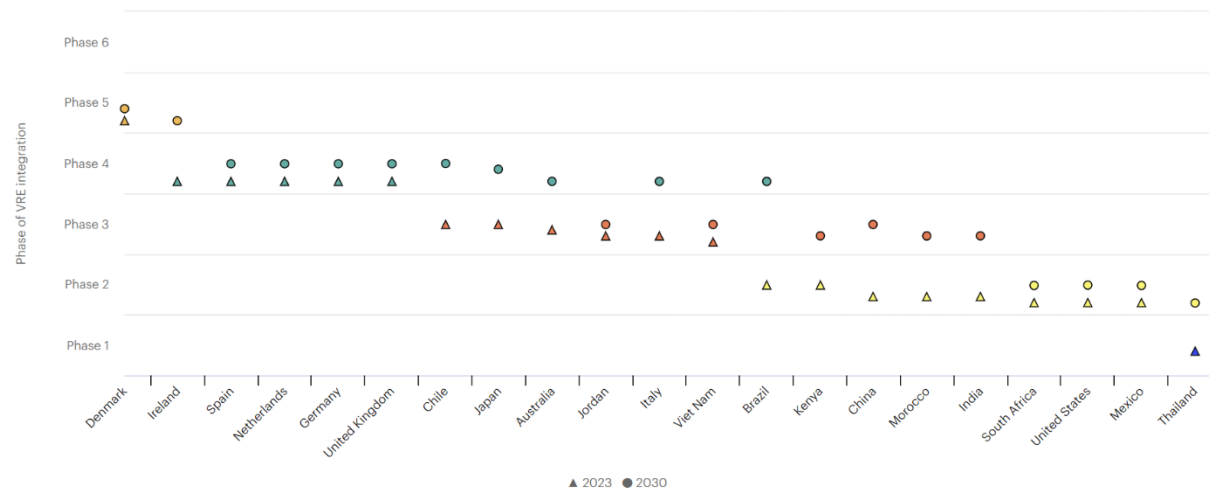


随着可变可再生能源 (VRE) 的普及，储能作为灵活性资源有助于维持电网稳定和解决可再生能源弃电问题。根据IEA，在可变可再生能源 (VRE) 发展的早期阶段（第1-3阶段），VRE对电力系统的影响相对较小；随着VRE渗透率提升到第4阶段及以上的时候，可再生能源在某些时期可以满足几乎所有需求，甚至产生大量发电量盈余。当各国可再生能源占比持续提升 to 一定程度的时候，新能源大规模接入可能会冲击电网，灵活性资源的配置需求大幅增加。储能可以起到替代输变电设施建设、稳定电网的作用。这一趋势在主要电网基础设施跟不上可变可再生能源部署的地区尤为明显，典型代表为欧洲、澳大利亚、美国德州等。

图：可变可再生能源并网的6个阶段



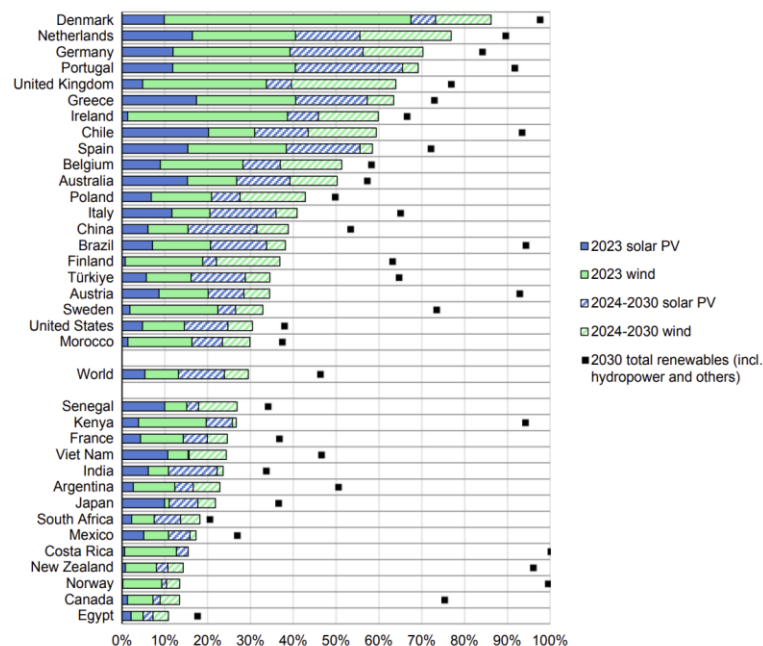
图：部分国家/地区的可变可再生能源并网所处阶段（单位：%）



情形二：能源转型需求，储能匹配光伏风电高规划

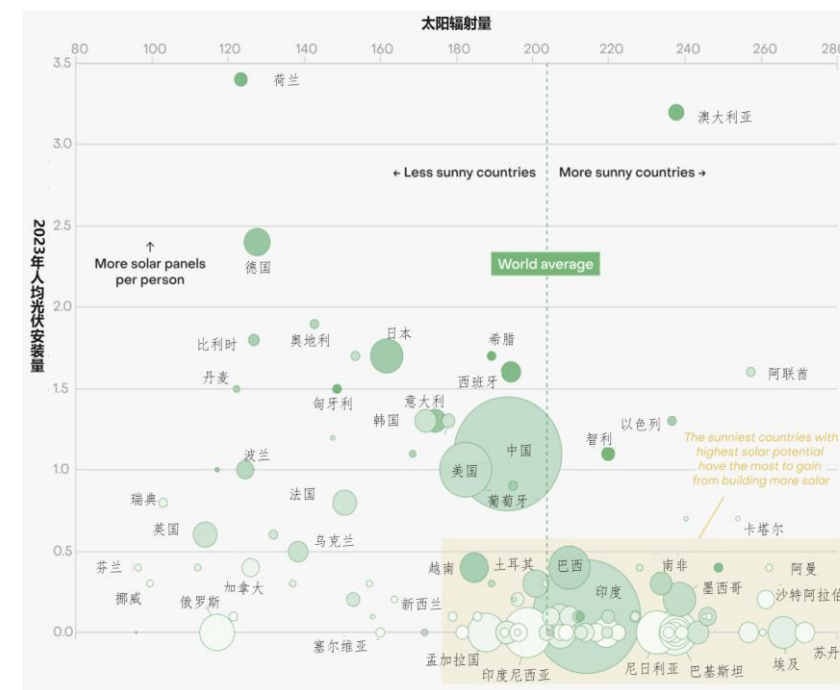
- 风光资源禀赋好，但新能源渗透率较低的部分地区，陆续规划大规模新能源装机，同时布局储能以匹配新能源装机。全球碳中和行动已从目标设置迈向执行阶段，截至2023年末，全球已有133个国家提出了可再生能源发电目标，其中设定100%可再生能源发电目标的国家增加至37个。从2024年以来涌现的**沙特、巴西、印度、巴基斯坦**等多个**新兴市场**来看，共性为光照资源丰富，但目前可再生能源渗透率低，能源转型需求迫切。随着产业链价格降低，逐渐向这些光照资源好、度电成本低的地区渗透。

图：2023-2030年部分国家/地区可变和可调度可再生能源的发电量占比预测（单位：%）



资料来源：IEA，浙商证券研究所

图：多个储能新兴市场光照充足，但目前光伏渗透率较低

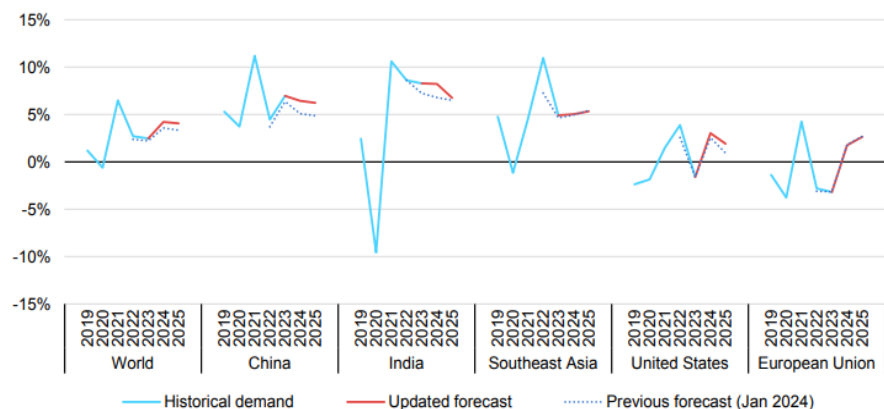


资料来源：EMBER，浙商证券研究所

新兴市场经济发展迅速，电力需求增速高。全球电气化趋势加速，特别是在交通、工业和建筑等领域的电气化应用增加了电力需求。中国、印度、东南亚等新兴市场经济快速发展，驱动全社会用能增长；以数据中心为代表的新一轮电力需求进一步推动了全球电力需求的增长。根据IEA预计，2024-2025年全球电力消费量增速均将达到4%，是自2007年以来的最高水平。

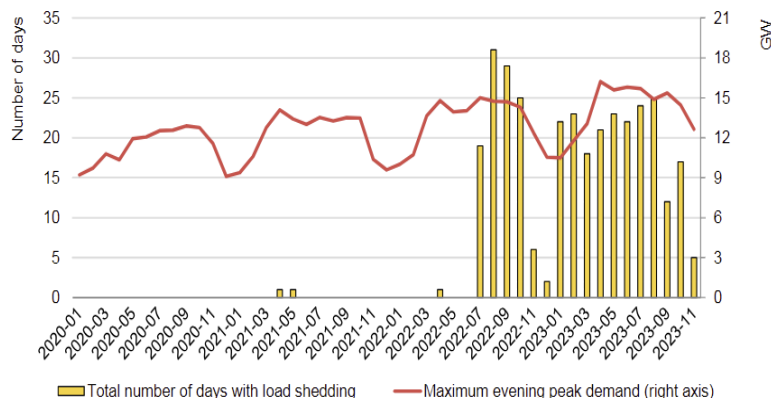
部分国家/地区的电网建设水平薄弱，造成电力系统不稳定、缺电现象频发。原因之一是发电和电网设施落后，以尼日利亚为例，2023年9月14日，尼日利亚经历了持续约10个小时的全国性停电，主要由于一条主要输电线路起火造成电网崩溃。该国2017年至2023年间总共发生了46次电网崩溃；原因之二是极端天气事件引发多个地区大面积停电。例如2023年6月雷暴和龙卷风导致美国南部和墨西哥湾沿岸各州基础设施受损进而造成停电，法国、印度也多次出现此类情况。由于电力基础设施落后，电力供应趋于紧张，近年来，巴基斯坦、南非等地的电价呈现上涨趋势。储能一方面可以通过平移新能源出力，提升电网送出通道利用效率和电网运行稳定性，另一方面也可以部分延缓输变电设备的升级与增容。

图：部分国家/地区电力需求增速显著提升（单位：%）



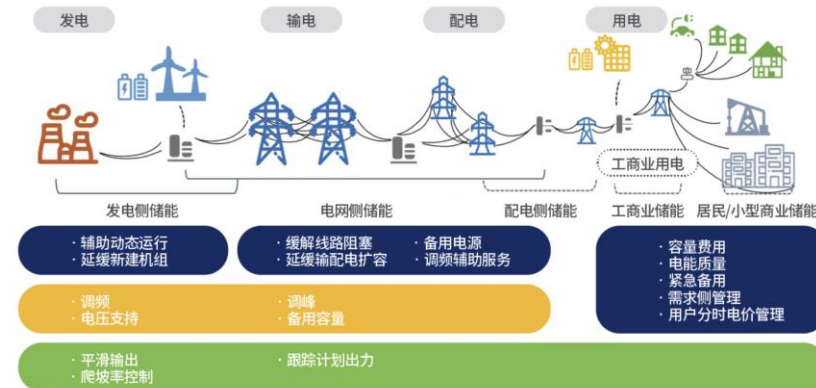
资料来源：IEA，浙商证券研究所

图：2020年1月至2023年11月孟加拉国每月减负荷总天数和最大晚高峰需求



资料来源：IEA，浙商证券研究所

图：储能的应用场景及作用



资料来源：绿色和平组织，浙商证券研究所

国外正逐渐完善电力市场规则来推动储能参与各类市场，大储收益机制主要包含容量市场、峰谷套利、辅助服务等。根据CNESA，与国内开展现货的省份类似，国外独立储能都可以通过参与现货电能量市场获得套利收益；同国内相比，国外辅助服务类型更加多样，通常储能可自由选择参与，由于响应速度快，储能参与辅助服务方面一般具有远超常规电源的优势；国外普遍具有容量市场或资源充足性机制，如美国最大电网运营商PJM、纽约州电网运营商NYISO、英国的容量市场，美国加州的资源充足性计划（RA），独立储能可参获得长达10年以上的保障性合同。

表：国内外储能可参与的市场化交易机制对比

市场类型	CAISO	ERCOT	英国	NEM	山东	山西	甘肃
日前市场	√	√（金融市场，非强制性参与）	√	√（日前预出清，预出清结果不参与与结算）	√	√	√
日内/实时市场	√	√	√（平衡机制）	√	自主选择在运行日参与	具备条件时参与	√
调频辅助服务	上调频、下调频	上调频、下调频	动态遏制、动态稳定、动态调节	频率控制、极快频率控制	二次调频	一次调频、二次调频	二次调频
备用辅助服务	旋转备用、非旋转备用	响应备用、非旋转备用、应 急备用	快速备用、慢速备用、短期 运行备用	×	×	正备用	×
爬坡辅助服务	√	×	×	×	√	×	×
容量机制	资源充足性计划（RA）	×	容量市场	×	市场化容量补偿电价机制	×	×

资料来源：CNESA，浙商证券研究所

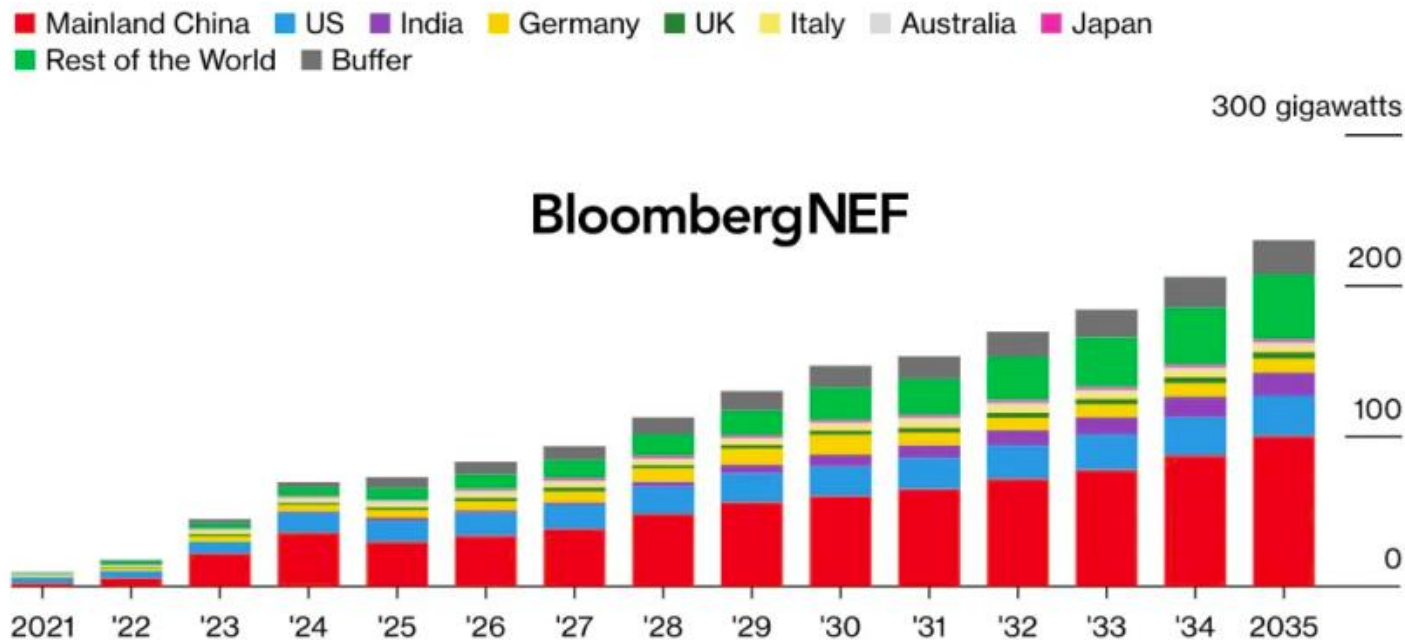
表：各场景下新型储能商业模式及经济性对比

应用场景	典型国家	商业模式		经济性	
		国内	国外	国内	国外
电源侧新能源配储	中、美	· 配储的新能源电站优先并网； · 减少弃电和考核费用。	· 共址项目可获得税收减免优惠； · 配储可获得更高的PPA溢价或市场化收入。	· 储能作为成本项考虑，利用率低，质量难以保证； · 弃电和考核收益十分有限。	· 市场化方式推动新能源配储； · 经济性相对更好。
电网侧独立储能	中、美、英、澳	· 能量套利收益； · 容量租赁收益； · 单一的辅助服务收益。	· 能量套利收益； · 容量收益（容量市场或RA合同）； · 多项辅助服务收益。	· 能量套利依赖现货市场价差，目前收益低； · 容量租赁难以市场化和签订长期合同； · 可参与的辅助服务品种单一。	· 电能量收益占比越来越高； · 容量收益稳定性高（10年以上固定合同）； · 储能提供了更多的辅助服务。
用户侧储能	中、德	· 工商业峰谷价差套利。	· 居民屋顶光伏配储提高能源自给率和自 用率。	· 峰谷价差高的省份经济性好； · 依赖于分时电价政策。	· 经济性取决于光伏上网电价和零售电价之 差。

资料来源：CNESA，浙商证券研究所

大储呈现区域性爆发态势，预计2024年全球储能新增装机将达到69GW/169GWh。根据BNEF预计，2024年新增装机容量将达到69GW/169GWh，以GWh计的同比增速达到76%。2024-2035年将以17.0%的年复合增长率增长，2035年年新增装机容量达227GW/955GWh。大储方面，首先在中国、美国快速增长，2024年开始海外大储市场多点爆发中东等光照资源好、新能源规划高增的中东、南美、南亚等地区储能规划领先，未来欧洲、澳洲大储也有望接力户储发展。

图：2021-2035E全球及主要国家/地区储能需求预测（单位：GW）



资料来源：BNEF，浙商证券研究所

目录

CONTENTS

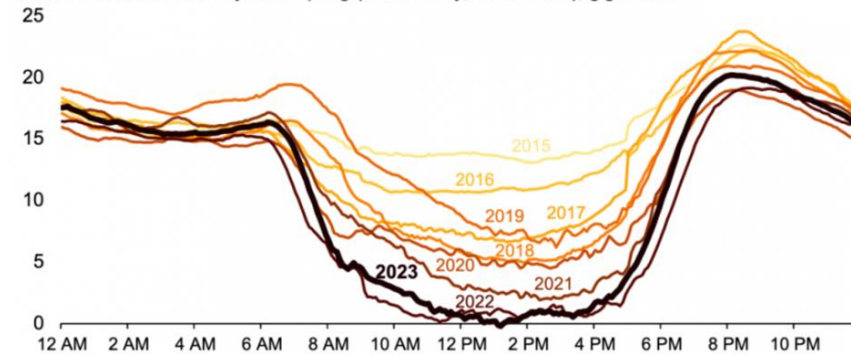
- 01 光储平价为底层逻辑，大储需求空间大、增速高
- 02 美国：并网拥堵问题逐步缓解，降息有望提振大储需求
- 03 欧洲：新能源发电占比提升，大储接力户储需求
- 04 澳洲：电力市场波动大，大储建设规划加速
- 05 中东：国家意志引领能源转型，储能受益于新能源发展
- 06 拉美：智利、巴西引领大储需求发展
- 07 亚洲：储能成为电力保供的重要支撑
- 08 产业链分析：海外市场高壁垒高盈利，行业龙头强者恒强
- 09 投资建议
- 10 风险提示

美国电网设备老旧，配储为刚性需求。美国70%以上的输电线和电力变压器已使用25年以上，据估计，停电每年会给美国经济造成280至1690亿美元的损失。根据EIA，大型发电厂设备折旧严重，近年新建发电厂规模更小、分布更广。老旧电网可靠性低，电力质量波动大，峰时负荷压力大，但电网升级成本过高，均需储能设备保证电力供给，平衡峰谷差异。

美国电网区域互联性差、建设零散，协调困难。美国电网分为三个主要区域：东部电网、西部电网和德克萨斯电网（ERCOT），彼此间的互联性非常有限。电网基础设施由多个独立的独立系统运营商（ISO）和区域输电组织（RTO）管理，缺乏统一的规划和投资策略。各区域电网受到不同州和联邦法规的约束，政策不一致使得跨区域协调更加复杂。这些因素共同导致了电网在面对极端天气和突发事件时的脆弱性。

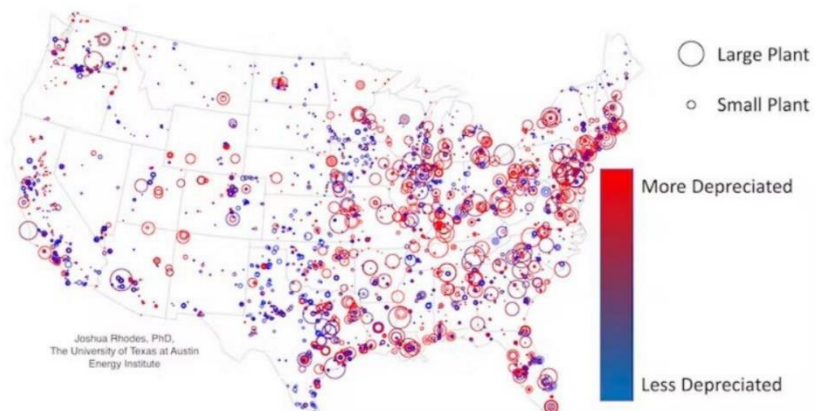
图：加州电力净负荷呈现“鸭型”曲线

California's duck curve is getting deeper
CAISO lowest net load day each spring (March–May, 2015–2023), gigawatts

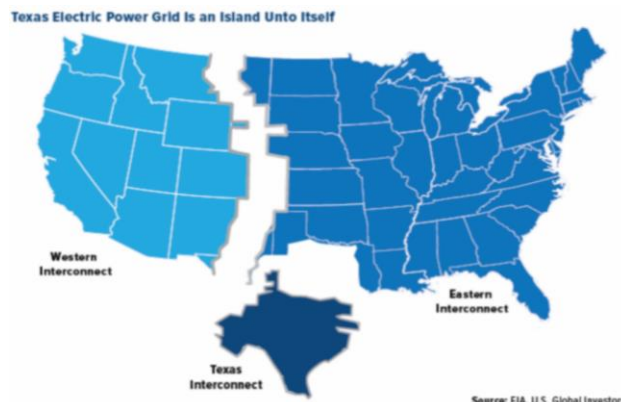


资料来源：EIA，浙商证券研究所

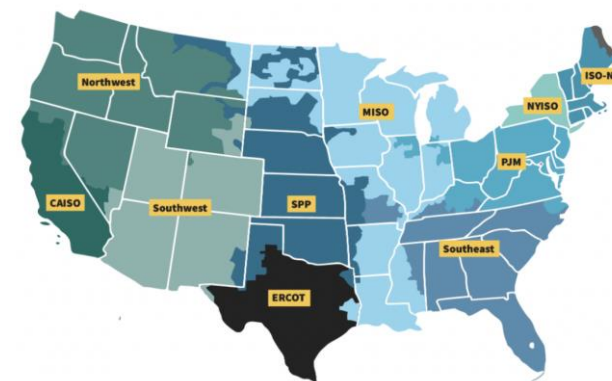
图：美国电网设备老旧严重



图：美国三大电力互联区域



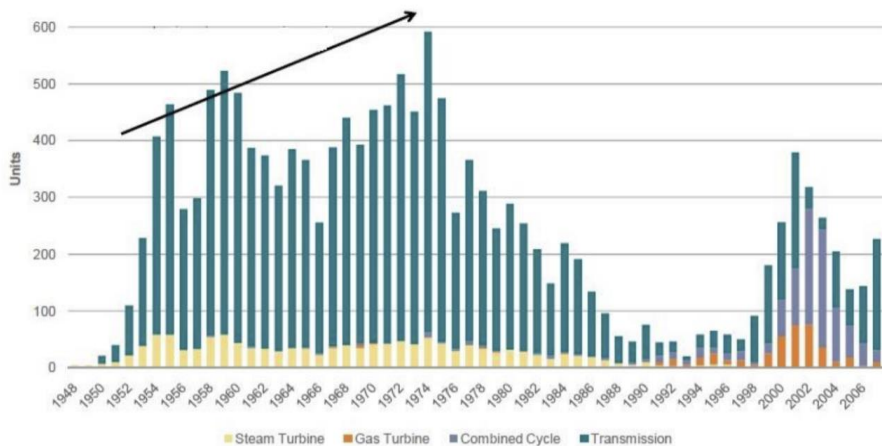
图：美国ISO/RTO区域分布



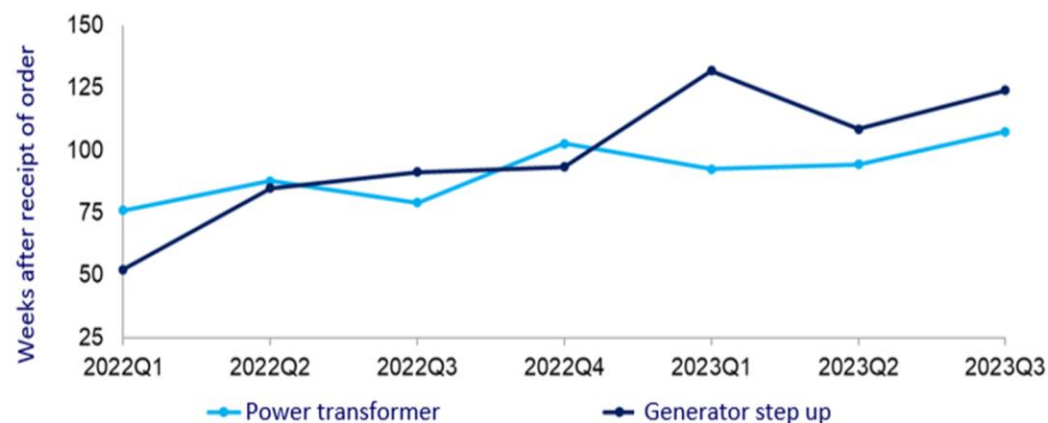
美国电网变压器老化严重，此前变压器供应短缺制约储能发展。根据美国能源局，在1950-1970年代，美国经历了大型电力变压器的安装投运高峰期，距今已经50-70年，已经超出其设计寿命。根据美国商务部，目前美国大型变压器的平均寿命已经达到38年，亟待替换升级。但在变压器供给端，2022年以来，变压器核心原材料，取向硅钢供应短缺加剧。制造商难以应对劳动力和材料短缺的问题导致现有产能难以满足激增的需求。俄乌战争严重破坏了全球能源和技术供应链，加剧了变压器的供不应求。面对需求爆发而现有产能受限的情况，变压器的交付周期大幅拉长。根据WoodMac，截至2023Q3，美国电力变压器的采购周期已经从过去的30-60周延长至80-210周；其中大型电力变压器的平均采购周期约115-130周。在此背景下，储能能够起到后备电源作用。

美国变压器短缺情况有望逐步缓解。美国本土已有多家供应商宣布了变压器扩产计划，例如Virginia Transformer Corporation、WEG、Hitachi Energy等。

图：1948-2006年美国大型电力变压器年度安装情况（单位：个）



图：美国电力变压器交付周期（单位：周）



此前美国并网流程较长，获得并网许可的流程时间快速上升。根据LBNL，2022年从递交申请到项目投运的时间中位数约5年，其中从递交申请到签署并网合约的时间自2015年开始急剧增加，中位数约35个月。

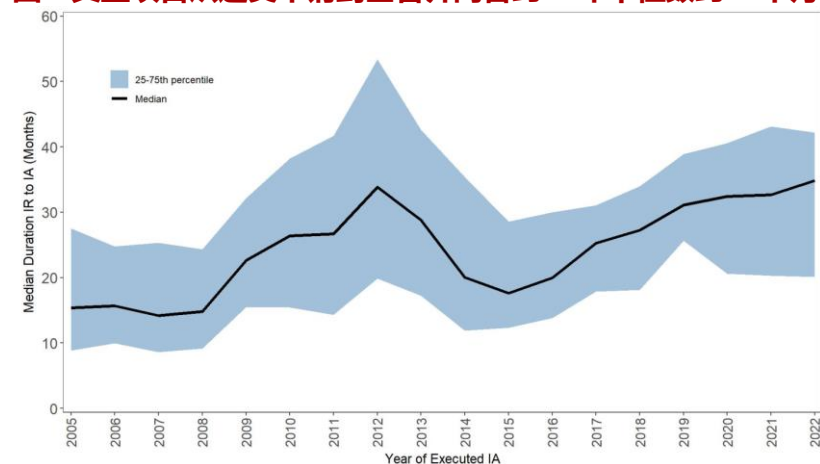
FERC提出四项并网改革措施，简化并网流程。根据EIA，美国项目延期较为严重，实际装机量少于规划装机。针对日益严重的并网拥堵问题，2023年7月，FERC（美国联邦能源管理委员会）并网新规定草案通过，改进了并网流程。2023年11月，该改革政策正式施行，后续有望缩短并网排队时间，加快项目投运速度。

表：FERC2023号令针对并网拥堵的整改措施（部分）

改革措施	主要内容
成本分担	要求使用比例影响方法，例如DFAX，除非在每个互连请求的基础上为连接到变电站的所有互连客户分配变电站的共享升级。共享互连设施的客户可以做出成本分担安排。
奖励与处罚	取消“合理努力”标准，对进行研究的输电提供商或输电所有者明确研究截止日期和延误处罚
新的受影响系统协议	受影响的系统传输提供商必须向受影响的系统互连客户偿还网络升级或编纂现有先例的受影响系统的费用。
剩余互连服务的可用性	采纳了NOPR提案，允许互联客户仅在原始互联客户执行或请求并未执行GIA后使用剩余服务。
抑制投机性申请	增加对开发者的财务承诺、商业准备押金和撤销的罚金
共址项目无需重新排队	允许队列中的项目在不改变原发电容量的前提下，增加电力储存或其他设施而无需重新排队
先就绪先得	从先到先得过渡到先就绪先得的集群研究，即在特定时间内提交的单个请求以相同优先级一起处理

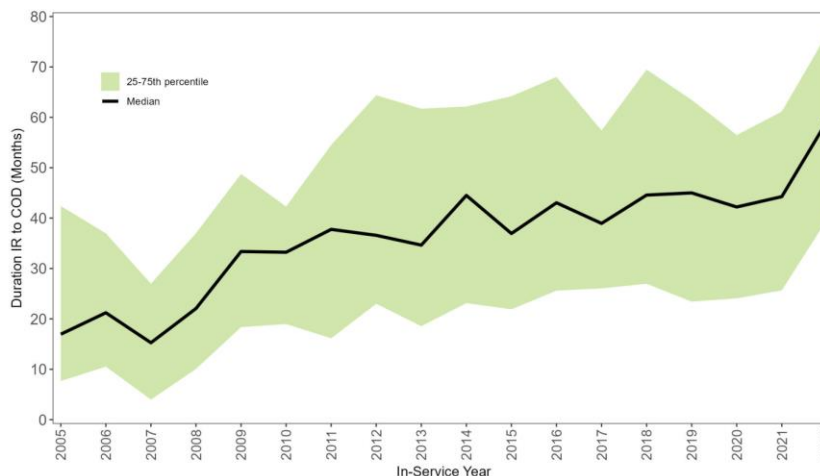
资料来源：FERC，浙商证券研究所

图：典型项目从递交申请到签署并网合约22年中位数约35个月



资料来源：LBNL，浙商证券研究所

图：典型项目从递交申请到项目投运22年中位数约5年



资料来源：LBNL，浙商证券研究所

IRA法案针对储能提供的税收优惠政策进一步加深，ITC政策激励延长。美国于2006年开始对光伏系统进行ITC政策补贴，长久以来储能作为光伏系统的一部分可获得税收抵免，单独的储能系统无法获得税收抵免。2023年1月1日，美国《通胀削减法案》（IRA）生效，将独立储能纳入抵免范围（工商业储能>5kWh、户用储能>3kWh），同时将ITC补贴时间延长到2035年，2033年开始退坡，并提升了抵免上限。对于规模大于1MW的表前和工商业储能，需要满足现行工资和学徒制才能获得全额基础税收抵免，否则将只能获得6%的基础抵免。

表：《2022年通胀削减法案》前后美国ITC补贴变化

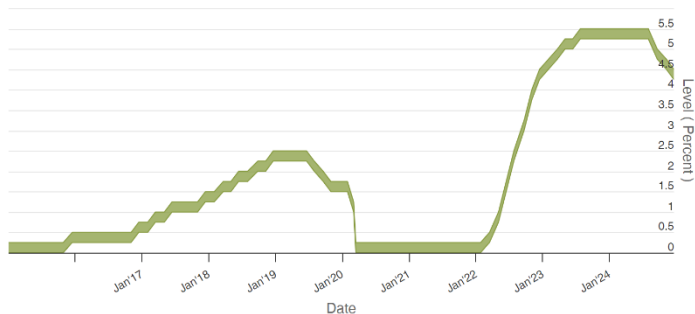
储能种类	2022年	2023年	2024-2032年	2033年	2034年	2035年	2036年
户用（更新前）	26%	22%	10%	10%	10%	10%	0%
工商业（更新前）	22%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
户用（更新后）	30%	30%	30%	26%	22.5%	15%	15%
工商业（更新后）	30%	30%	30%	26%	22%	0%	0%

资料来源：《国内外新型储能相关政策及商业模式分析》，浙商证券研究所

降息通道已开启，美国大储落地体量向上弹性极大。2024年9月，美联储宣布将联邦基金利率目标区间下调为4.75%-5%，即降息50个基点，这是美联储自2020年以来首次降息。2024年9月和12月，美联储两次分别降息25个基点，将联邦基金利率区间进一步下调至4.25%-4.5%。大储系重资产项目，项目贷款比例约为45%-60%。此前美国大储、工商储落地不及预期，主观原因是业主有降息预期，持观望态度，延缓建设进程。此次降息落地后，美国大储需求和实际落地有望迎来积极修复。

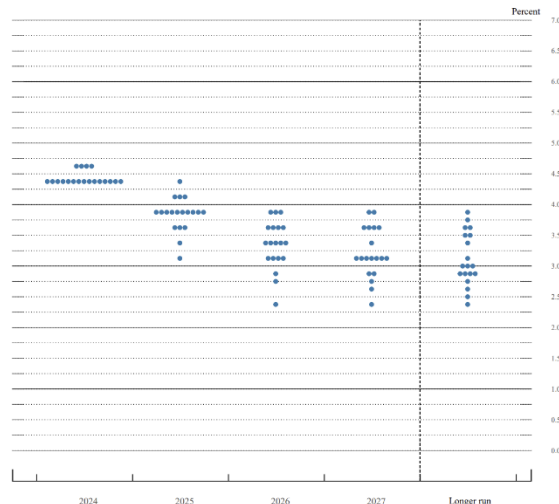
2026年储能电池关税落地，2025年可能出现抢装抢出货情形。2024年9月，美国贸易代表办公室宣布对301关税调整，非动力电池关税由7.5%提升至25%，2026年8月生效。加征关税生效时间和幅度相较动力电池更为缓和，我们认为此举透露出美国本土储能电池产能匮乏，仍将依赖进口。短期来看可能导致2025年抢装抢出货。

图：美国联邦基金利率走势



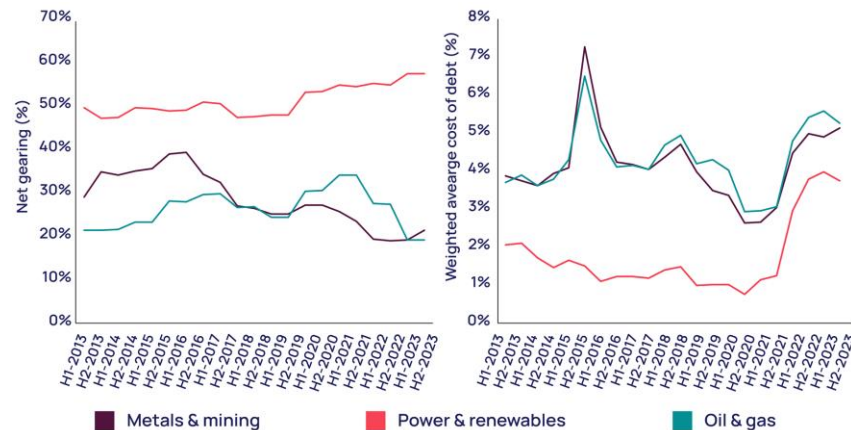
资料来源：美联储，浙商证券研究所

图：美联储降息点阵图



资料来源：美联储，浙商证券研究所

图：美国新能源项目负债率和债务成本变化



资料来源：WoodMac，浙商证券研究所

表：美国大幅提高原产于中国的光伏电池、锂电池等新能源产品关税

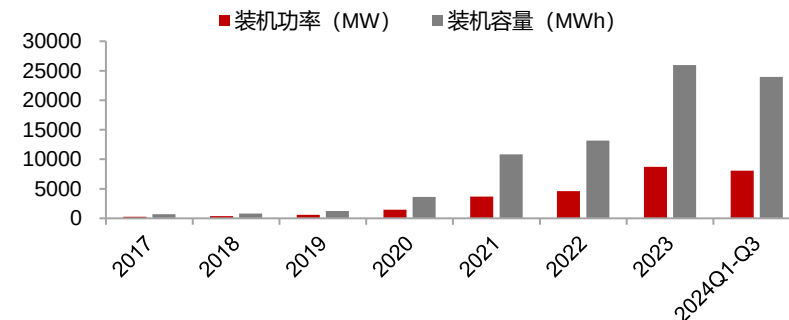
产品类别	现行关税	拟议关税	拟议实施时间
电动汽车	25%	100%	2024.08.01
太阳能电池	25%	50%	2024.08.01
电池零件	7.5%	25%	2024.08.01
锂离子动力电池	7.5%	25%	2024.08.01
锂离子非动力电池	7.5%	25%	2026.08.01

资料来源：维科网储能，浙商证券研究所

美国储能装机保持高速增长，装机形式以表前市场为主。

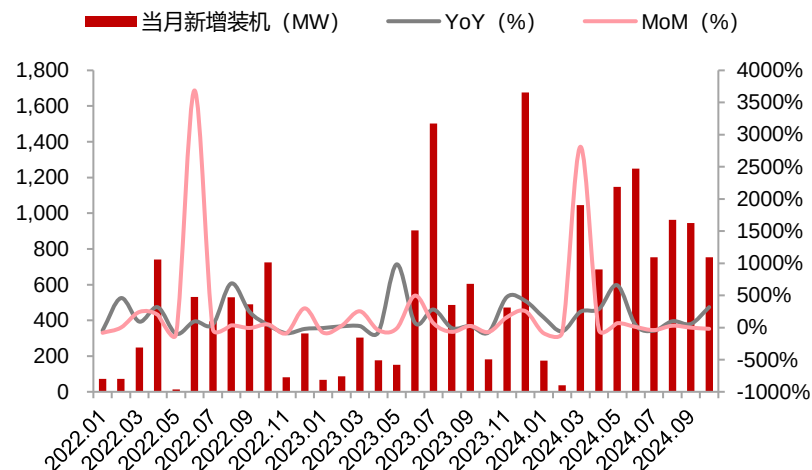
根据WoodMac，2023年，美国储能新增装机规模达8.74GW/25.98GWh，同比增长89.93%/97.36%。2024Q1-Q3，美国储能新增装机8.10GW/23.96GWh，同比增长76.81%/73.47%。其中，表前储能新增装机7.20GW/22.12GWh，同比增长81.42%/79.69%；工商业储能新增装机77MW/219MWh，同比增长-10.47%/-9.50%；住宅用储能新增装机822MW/1618MWh，同比增长56.27%/28.51%。根据EIA，2024年1-10月，美国1MW以上储能新增投运装机功率为7.75GW，同比增长73.21%。

图：2017-2024Q1-Q3美国储能装机功率及容量
(单位：MW，MWh，%)



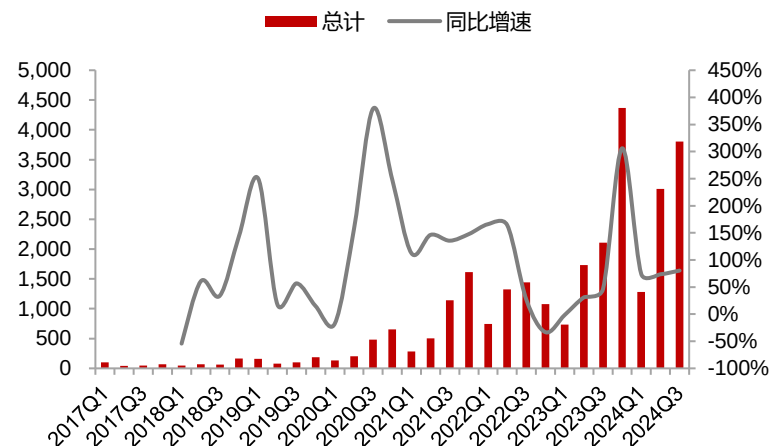
资料来源：WoodMac，浙商证券研究所

图：美国储能（1MW以上）月度新增投运装机功率（单位：MW）



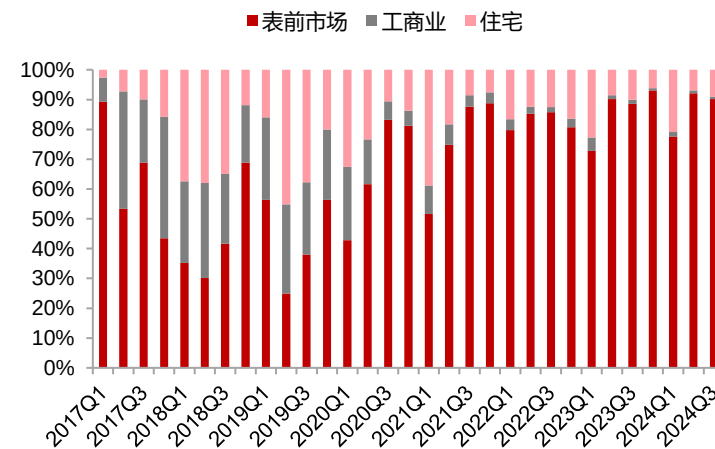
资料来源：EIA，浙商证券研究所

图：美国单季度储能装机功率及容量
(单位：MW，MWh，%)



资料来源：WoodMac，浙商证券研究所

图：美国分场景储能装机占比（单位：%）

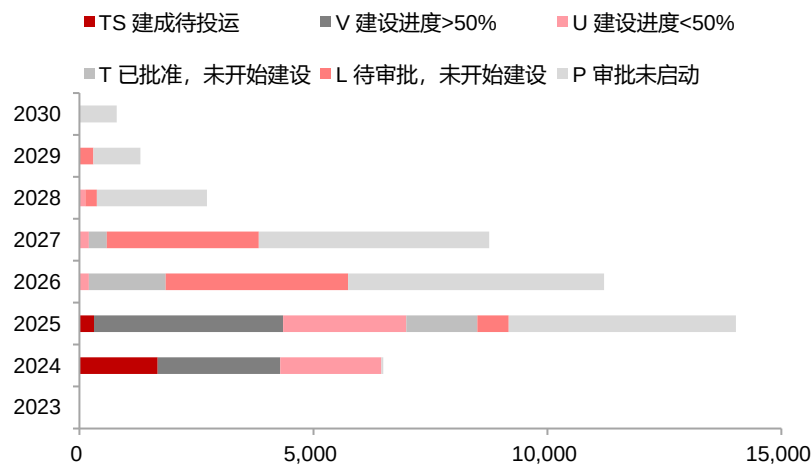


资料来源：WoodMac，浙商证券研究所

美国储能备案量高增。根据EIA在2024年10月的统计数据，截至10月末，美国大储备案量达到45.3GW。其中：已建成待投运规模1.99GW，处于建设期的项目11.98GW（其中建设进度>50%的项目6.66GW），已批准但未开始建设规模3.54GW，待审批且未开始建设规模8.37GW，审批未启动项目规模19.44GW。此前实际装机不及规划预期的主要原因为变压器短缺、并网堵塞、熟练工人短缺、贷款利率较高。

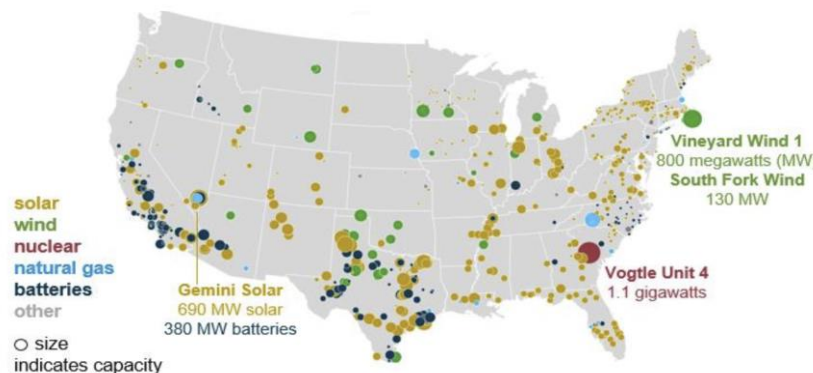
根据WoodMac预测，2024-2028年美国将累计新增储能装机74.3GW/257.6GWh。其中大储仍将占据绝对主要市场，2024年大储预计新增装机11.9GW/34.4GWh，2024-2028年有望累计新增74.3GW/257.6GWh。户储和工商业储能在未来五年分别累计新增8.5GW和2.1GW。

图：美国储能（1MW以上）规划具体进度情况（单位：MW）



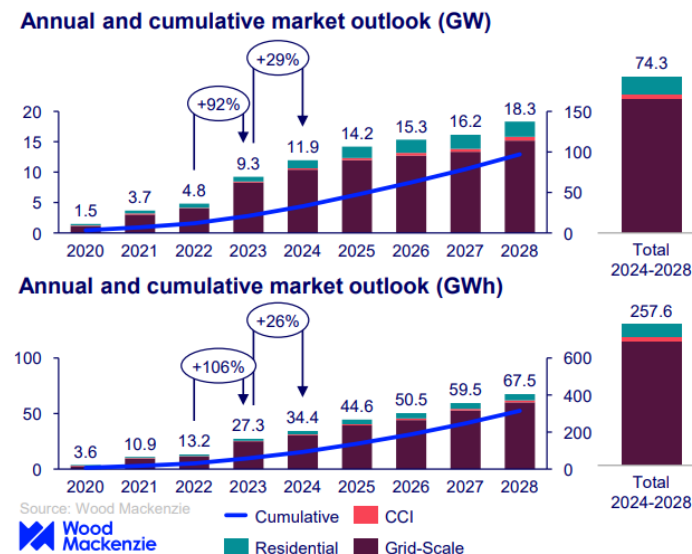
资料来源：EIA，浙商证券研究所（统计数据为2024.10时点）

图：2024年美国公用事业规模新增装机规划（单位：GW）



资料来源：EIA，浙商证券研究所

图：2024-2028E美国储能装机预测（单位：GW）



资料来源：WoodMac，浙商证券研究所

目录

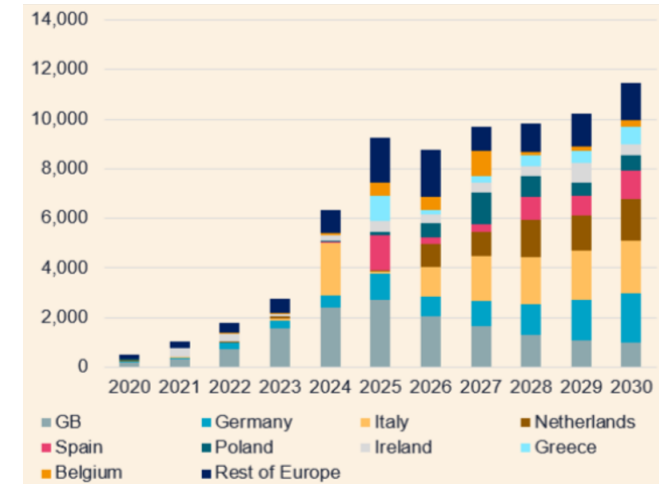
CONTENTS

- 01 光储平价为底层逻辑，大储需求空间大、增速高
- 02 美国：并网拥堵问题逐步缓解，降息有望提振大储需求
- 03 欧洲：新能源发电占比提升，大储接力户储需求
- 04 澳洲：电力市场波动大，大储建设规划加速
- 05 中东：国家意志引领能源转型，储能受益于新能源发展
- 06 拉美：智利、巴西引领大储需求发展
- 07 亚洲：储能成为电力保供的重要支撑
- 08 产业链分析：海外市场高壁垒高盈利，行业龙头强者恒强
- 09 投资建议
- 10 风险提示

欧洲负电价激增，高风光占比强化大储需求。 欧盟2023年可再生能源发电量占比达到44%，超过1/4的电力来自风电和光伏，其中10个国家的比例高于这一水平。但随着可再生能源占比的提升，电力的间歇性和不稳定性增强，欧洲也频现负电价现象。2023年50个竞价区中，有27个面临自2017年以来最高的负价。储能作为灵活性资源有助于促进新能源电力消纳和能量时移，英国、西班牙等多国政府将储能纳入国家目标和10年期国家能源和气候计划。

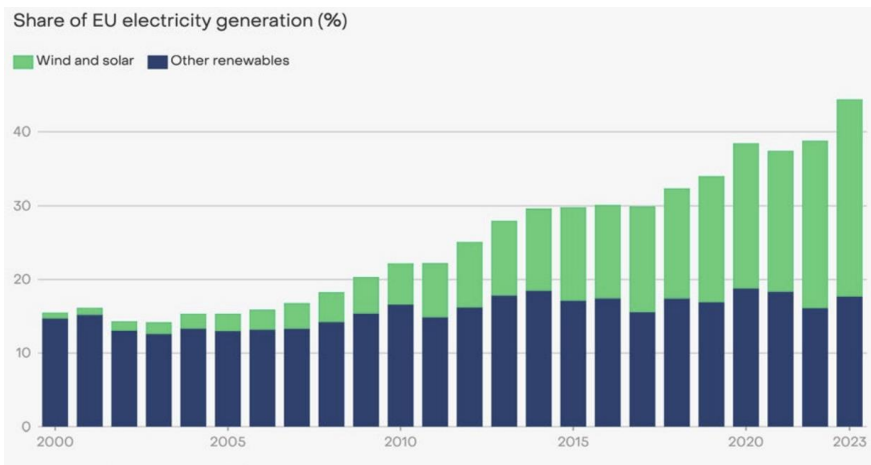
2024年欧洲大储新增装机增速预计将达到125%。 根据欧洲储能协会（EASE）统计，2023年欧洲储能新增装机达到10.1GW，其中大储新增装机2.8GW，同比增长56%，预计2024/2025年新增装机分别约为6.3GW/9.2GW，同比增长约125%/46%。其中，英国、意大利是欧洲大储的主要市场。

图：2020-2030E欧洲大储新增装机预测（单位：MW）



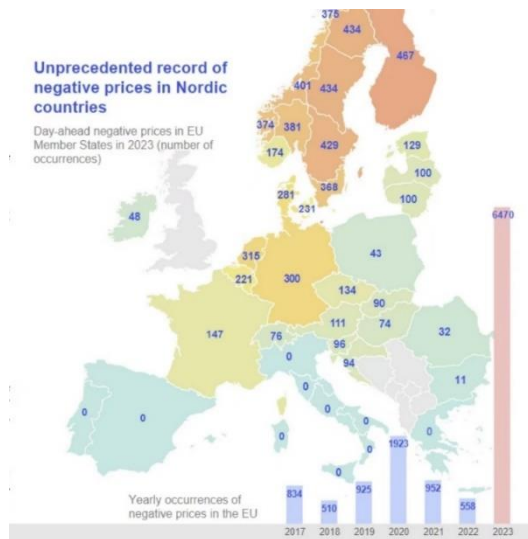
资料来源：EASE、LCP-Delta，浙商证券研究所

图：欧盟风电光伏发电占比持续提升（单位：%）



资料来源：EMBER，浙商证券研究所

图：欧洲部分地区负电价次数（单位：次/年）



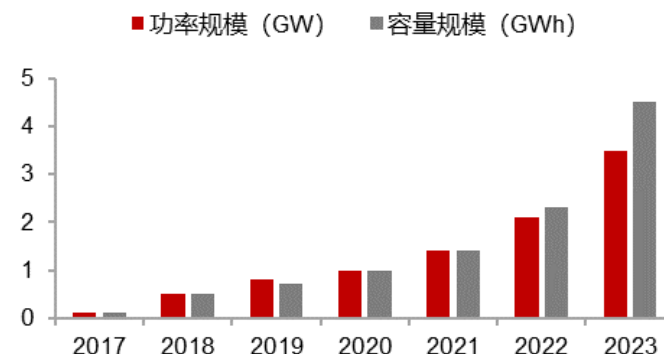
图：欧洲多国政府将储能纳入国家目标能源气候计划



英国大储最早以调频等辅助服务收入为主。根据Modo energy, 截至2023年底, 英国电池储能累计装机规模达到3.5GW/4.5GWh, 新增装机达到1.4GW/2.2GWh。英国大储主要收益来源包括电力批发市场套利、平衡机制、调频等辅助服务、容量市场等。2024年10月, 英国电池储能平均年化收入5.8万英镑/MW。

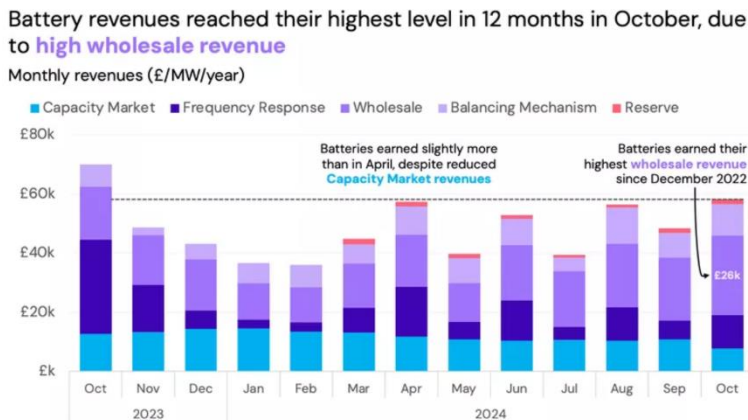
批发套利市场和容量市场提供的长期合同收入逐渐受到重视。较短持续时间(0.5-1小时)的电池在频率响应服务方面占主导地位, 而2-4小时的储能则在批发套利市场和容量市场中逐渐崭露头角。目前频率响应市场越来越饱和, 导致2023年储能的收入较2022年减少67%。随着越来越多的间歇性可再生能源投入使用, 能源供过于求导致批发价格为零或负值的时期将增多。**电力批发市场套利**成为一种可行的收入途径。作为电力市场改革计划的一部分, 英国政府引入了**容量市场**, 以确保未来的电力供应安全。过去三年, 随着容量目标的提高和旧发电机组面临退役, 价格有所上涨。2023年12月活跃的容量市场合同容量总计3.3GW, 占英国所有电池容量的94%。

图：2017-2023年英国电池储能累计装机规模
(单位：GW, GWh)



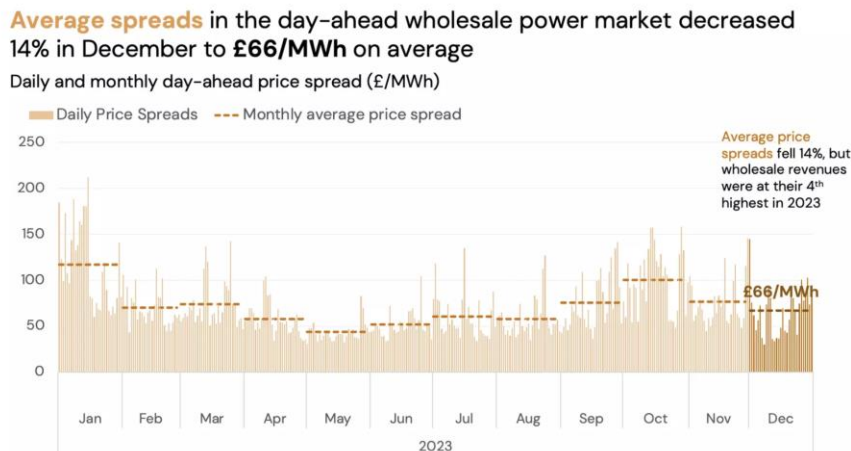
资料来源：Modo Energy, 浙商证券研究所

图：英国电池储能2023.10-2024.10月度收入
(单位：£/MW/年)

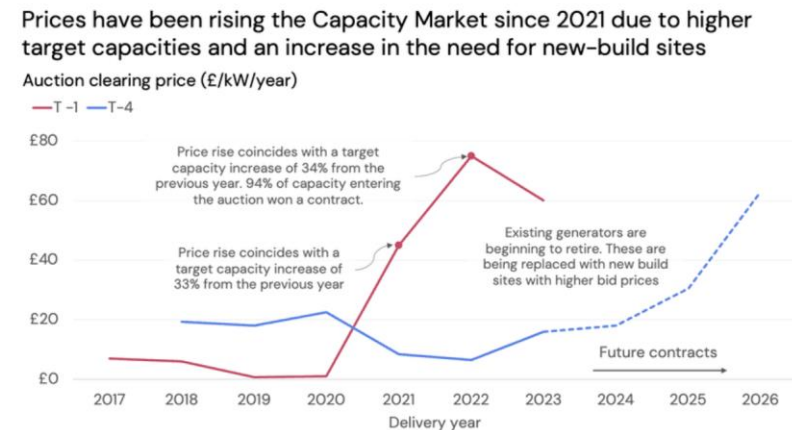


资料来源：Modo Energy, 浙商证券研究所

图：英国2023年日前电力批发市场价差 (单位：£/MWh)



图：英国容量市场价格持续上涨 (单位：£/MW/年)

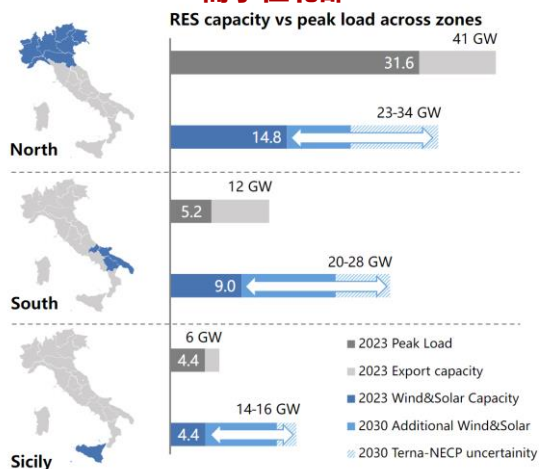


原：Modo Energy, 浙商证券研究所

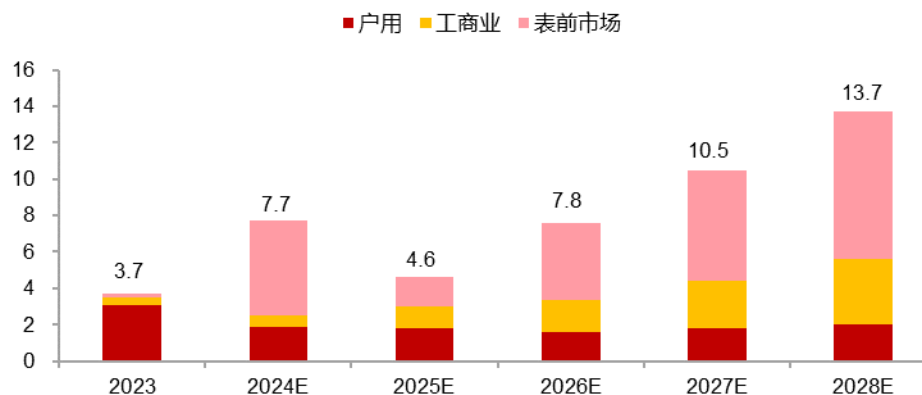
意大利MACSE支持计划采用长期合同提供收入保障。意大利的快速备用拍卖于2020年底举行，并签订了2023-2027年为期五年的250MW快速备用合同。2022年2月，Terna（系统运营商）在容量市场拍卖中获得2024年交付的为期15年的容量合同，预计2024年将新增1.1GW/6.6GWh电池储能系统。此外，MACSE支持计划的引入提供了15-30年的合同支持电池储能和抽水蓄能的投资，Terna将根据长期合同直接对大量储能容量进行招标。储能开发商将竞标部分与通货膨胀挂钩的固定价格合同，以确保长期收入稳定，有望吸引大量的基础设施和养老基金投向储能项目。

意大利加码支持大储建设，177亿欧元储能投资计划获批。意大利计划到2030年新部署约50GW太阳能和16GW风能，很大一部分将部署在南部和岛屿地区，这些地区未来将面临严重缺乏灵活性的问题。到2030年，电力储能和输电网的扩张对于实现可再生能源的增长至关重要。2023年12月，欧盟委员会批准了一项177亿欧元的意大利国家援助计划，用以帮助意大利建设超过9GW/71GWh的储能设施，促进可再生能源的消纳。该计划的资金将以年度拨款的形式提供，用于支付电力储能开发商的投资和运营成本，该计划将持续10年（至2033年底）。根据Solar Power预测，2024年意大利大储装机将达到5.2GWh，占储能总装机的67%；到2028年有望超过8GWh。

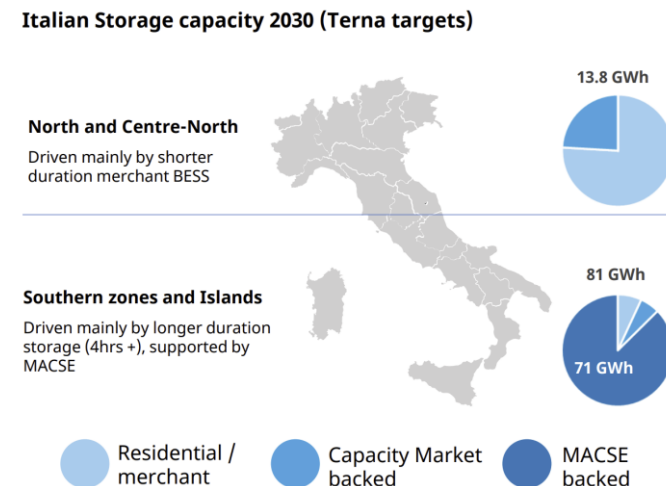
图：意大利电力系统挑战——可再生能源在南部建设，需求在北部



图：2023-2028年意大利电池储能新增装机容量预测（单位：GWh，%）



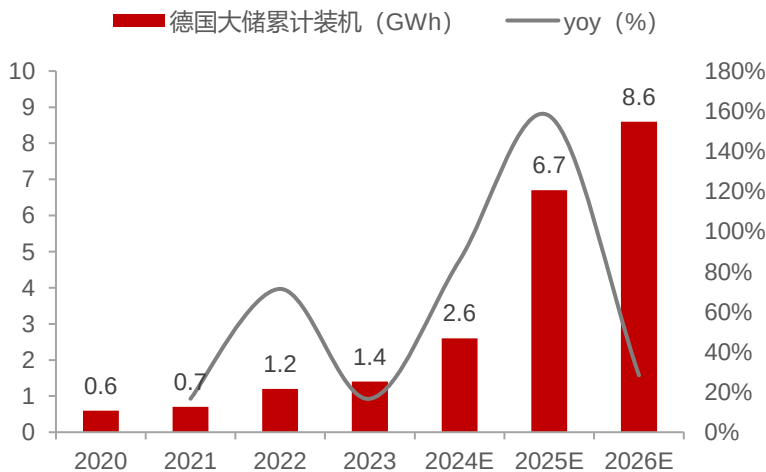
图：意大利到2030年预计的储能装机分布（Terna预测，单位：GWh）



德国大储商业模式优化，大储收益率提升。随着可再生能源占比持续提升，德国负电价现象频发，截至2024年10月底，德国已经创下负电价时长的年度新纪录，高达438小时。负电价现象不仅暴露了电网灵活性的不足，也凸显了储能的重要性。为鼓励可再生能源+储能项目部署，2021年德国启动创新招标，为新能源项目开发商提供为期20年的新能源馈网固定溢价合同，计划于2028年前向储能系统开发商授予高达4GWh的合同。但因为不允许储能参与所有可用的能源和辅助服务市场，造成收益仅依赖于上网电价，最终实际招标认购不足。2024年3月，德国发布《电力储能战略》寻求改善电力储能设施的运营环境，使储能设施不仅能够储存直接来自可再生能源设施的电力（绿电），同时还能输入和输出来自传统电网的电力（灰电）。目前德国储能收益率较高，2h大储年化收益可达到150欧元/kW以上。

2025年德国大储有望开始爆发，预计到2026年德国大储装机容量将激增5倍。根据德国太阳能行业协会（BSW-Solar）预测，2026年德国大储累计装机将达到8.6GWh，2023-2026年三年CAGR为83%。

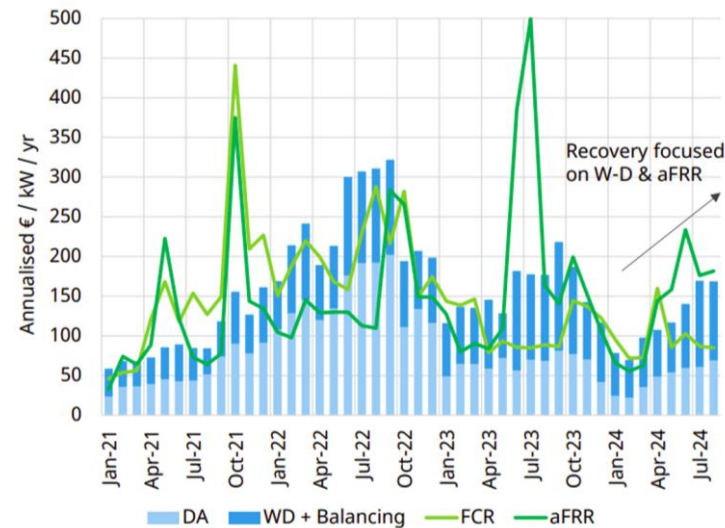
图：到2026年德国大储装机容量有望激增5倍
(单位: GWh, %)



图：德国电价差扩大为储能项目提供更大的收益机会



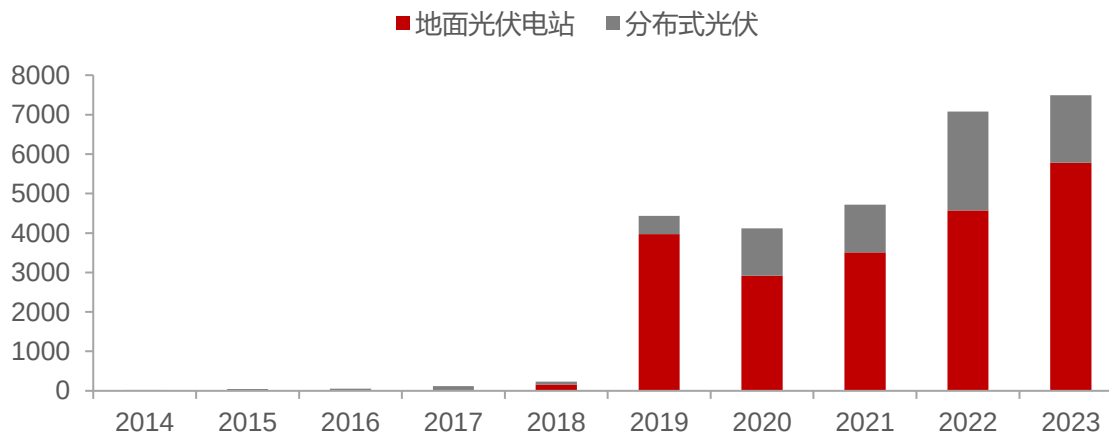
图：德国2h大储24Q3年化收益提升至150欧元/kW以上



西班牙光伏装机有望快速增长。2023年，西班牙新增光伏装机7.49GW，同比增长6%；截至2023年底，累计安装的光伏容量达到32.49GW。其中，2023年地面光伏电站新增装机5.78GW，同比增长26%。2024年9月，西班牙在国家能源和气候计划（NECP）中提出，到2030年可再生能源在电力结构中占比提高到81%，目标累计安装76GW太阳能项目和62GW风电项目。

西班牙补贴政策支持储能发展，2030年储能装机目标为22.5GW。根据UNEF，截至2023年底，西班牙累计储能容量达到1.82GWh。西班牙最新的NECP中将储能目标从之前提出的2030年20GW目标提高至22.5GW（其中包含电池储能、抽水蓄能、太阳能热电厂）。此外，储能配置目标将在2025年至2030年之间增加，预计2025年为9.2GW，2030年为近19GW。政策支持方面，在可再生能源、可再生氢能和储能复苏与经济转型战略项目（PERTE）的164亿欧元补助框架下，2022年12月，西班牙政府提出将提供1.5亿欧元的拨款，用于在可再生能源发电项目中增加新的储能系统，每个项目可获得最高限额为1500万欧元，将覆盖储能项目投资成本的40%-65%。

图：西班牙光伏新增装机（单位：MW）



资料来源：西班牙太阳能协会（UNEF），浙商证券研究所

目录

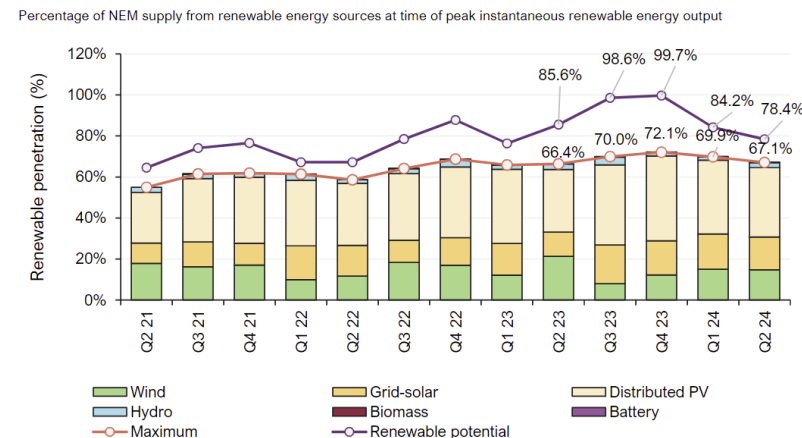
CONTENTS

- 01 光储平价为底层逻辑，大储需求空间大、增速高
- 02 美国：并网拥堵问题逐步缓解，降息有望提振大储需求
- 03 欧洲：新能源发电占比提升，大储接力户储需求
- 04 澳洲：电力市场波动大，大储建设规划加速
- 05 中东：国家意志引领能源转型，储能受益于新能源发展
- 06 拉美：智利、巴西引领大储需求发展
- 07 亚洲：储能成为电力保供的重要支撑
- 08 产业链分析：海外市场高壁垒高盈利，行业龙头强者恒强
- 09 投资建议
- 10 风险提示

澳大利亚的电力市场波动较大，负电价情形频繁发生。Rystad Energy分析了全球39个电力市场的公开价格数据，澳大利亚的国家电力市场（NEM）波动最大，昆士兰州和南澳大利亚州的日内价差在所有市场中最大。波动的主要原因是：1) 燃煤电厂停电；2) 自然灾害引起输电线路问题；3) 光伏发电渗透率高。储能作为灵活性资源在维持电网稳定方面重要性凸显。

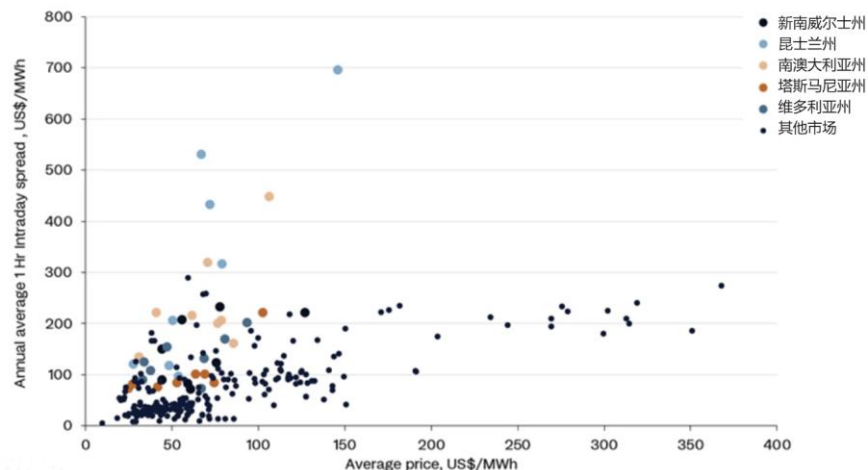
储能收益空间大，主要以能量套利为主。澳大利亚的电网电价波动剧烈，日内价差较大，这也为储能提供了良好的套利空间。根据AEMO，在2024Q2澳大利亚电池储能收入来源中，与频率控制辅助服务(FCAS)获得的收入相比，能量套利收入所占的比例越来越大，超过一半的收入来自能量套利，主要是得益于市场波动性增加和负电价时的充电收入。

图：澳大利亚可再生能源渗透率较高（单位：%）

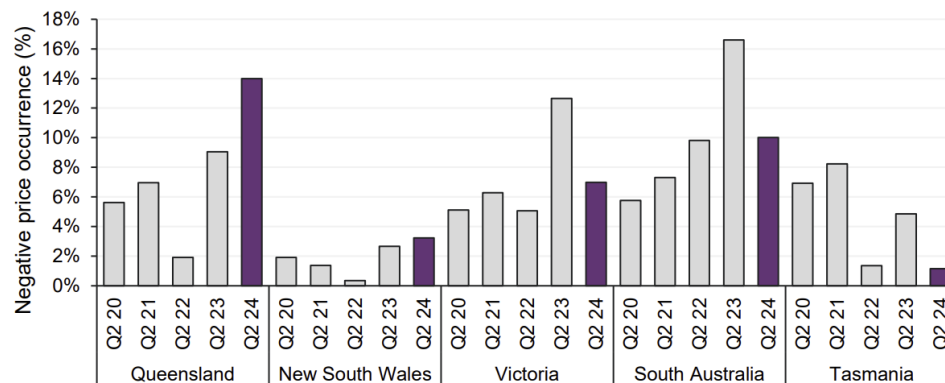


资料来源：AEMO，浙商证券研究所

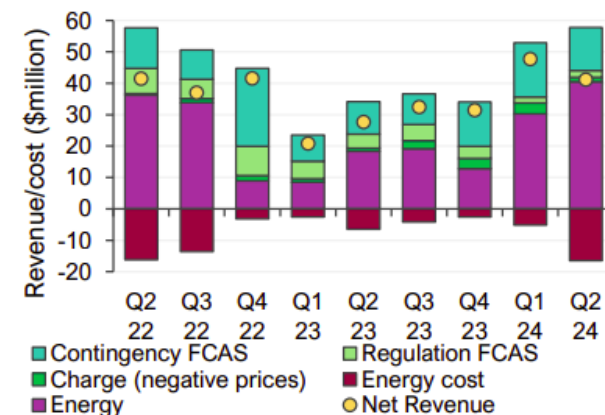
图：2016-2023年全球主要电力市场平均现货价差（单位：美元/MWh）



图：澳大利亚各州负电价发生率（单位：%）



图：澳大利亚储能收入结构（单位：百万美元）



资料来源：Rystad Energy，浙商证券研究所

更多免费行业报告

并购家

www.ipoipo.cn

资料来源：AEMO，浙商证券研究所

容量投资计划加速开发可再生能源发电和储能容量。澳大利亚联邦政府的容量投资计划（CIS）将对可再生能源和清洁可调度容量项目进行一系列竞争性招标，最初的目标是推动对6GW“可调度”清洁电力项目的投资。2023年11月，这一目标提高到9GW储能容量和23GW可变可再生能源发电量，使全国总容量2030年达到32GW，以支持到2030年实现82%可再生电力的目标。

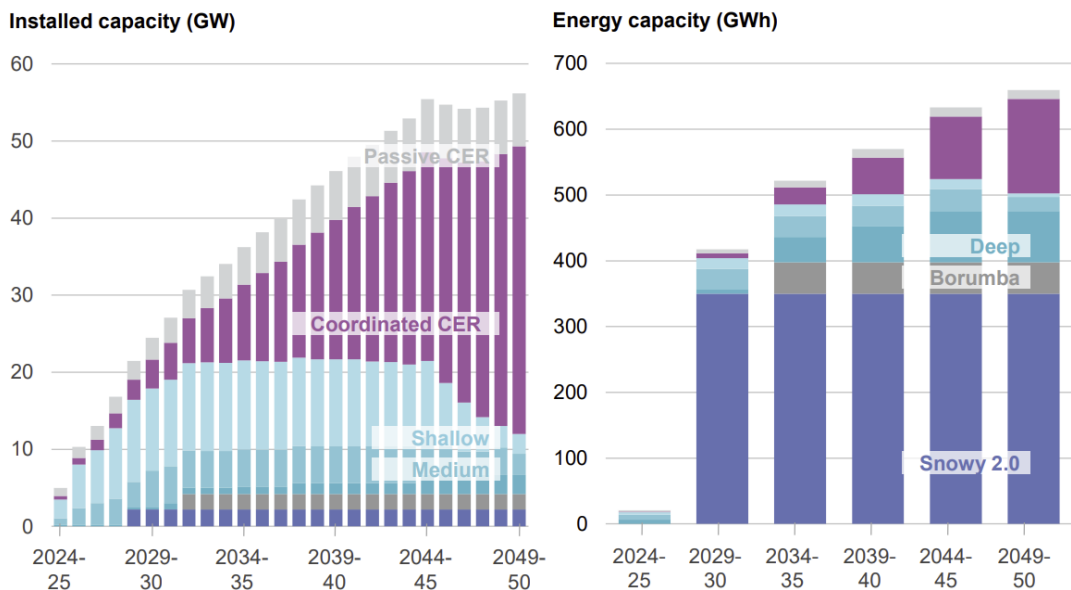
澳大利亚政府发布该国首份国家储能电池发展战略。2024年5月，澳大利亚政府发布国家电池战略，将向“未来澳大利亚制造”创新基金注入17亿澳元，以加快重点行业的创新部署，包括电池制造等。其次该战略鼓励在储能等优势领域发展，如生产高价值电池产品，并计划为此拨款5.23亿澳元。此外，两个研究机构——未来电池产业合作研究中心（FBICRC）和澳洲电力行业发展中心（PAIGC）将分别获得2030万澳元和1000万澳元的财政拨款。

表：澳大利亚对储能发展的相关支持政策

发布主体		政策/激励措施	可再生能源目标
澳大利亚政府		容量投资计划：对可再生能源和清洁可调度容量项目进行一系列竞争性招标，目标是达到32GW的可再生能源发电与储能容量。招标将持续到2026-27年，以交付在2030年开始运营的项目。	到2030年实现82%可再生电力
		24-25年财年预算：将投资5.232亿澳元用于“电池突破倡议”，促进电池制造业发展；投资2030万澳元激励尖端电池研究；投资17亿澳元于“未来澳大利亚制造”创新基金，支持电池等清洁能源制造业	
州/区域	国家电池战略	将向“未来澳大利亚制造”创新基金注入17亿澳元，以加快重点行业的创新部署，包括电池制造等。其次该战略鼓励在储能等优势领域发展，如生产高价值电池产品，并计划为此拨款5.23亿澳元。此外，两个研究机构——未来电池产业合作研究中心（FBICRC）和澳洲电力行业发展中心（PAIGC）将分别获得2030万澳元和1000万澳元的财政拨款。	
	首都堪培拉	2500万美元下一代电池储能计划，用户获得的补贴最高可达825美元/kW	到2020年100%
	新南威尔士州	对购买并安装电池储能系统的家庭提供最高9000美元的贷款，对购买屋顶光储系统的家庭用户提供高达14000美元的贷款。高额的FIT的关闭刺激着户用电池储能的投资	到2030年增加12GW可再生能源
	北领地	目前没有专门的政策。Home Improvement Scheme此前为购买光伏和电池的人提供4000美元的代金券，参与者被要求必须支付系统价格的50%以上	到2030年50%
	昆士兰州	2018年提供免息贷款和返款以刺激电池的使用；凡是在州数据库上注册他们储能系统的所有者能获得50美元奖励；为1000个家庭，提供最高3000美元的退税和1万美元的免息贷款	到2030年50%
	南澳大利亚州	家庭电池计划HBS：1亿美元补助计划促进电池在4万个家庭的使用；1亿美元CEFC贷款；南澳大利亚州 1.5亿美元Renewable Technology Fund支持大量的可调度的可再生能源项目；5千万美元大规模储能基金	到2030年100%
	塔斯马尼亚	“国家之电池”抽水蓄能可行性调查，提出20万美元的微网试验项目	已经达到100%可再生能源
	维多利亚州	针对典型项目，ARENA提供2500万美元的支持，维多利亚政府提供2500万美元的支持光伏家庭包；为年收入低于18万美元的10万个家庭，提供50%的电池安装成本补贴，每个家庭不高于4835美元	到2030年50%
	西澳	拨款600万美元建立一个未来电池工业合作研究中心	支持国家可再生能源目标

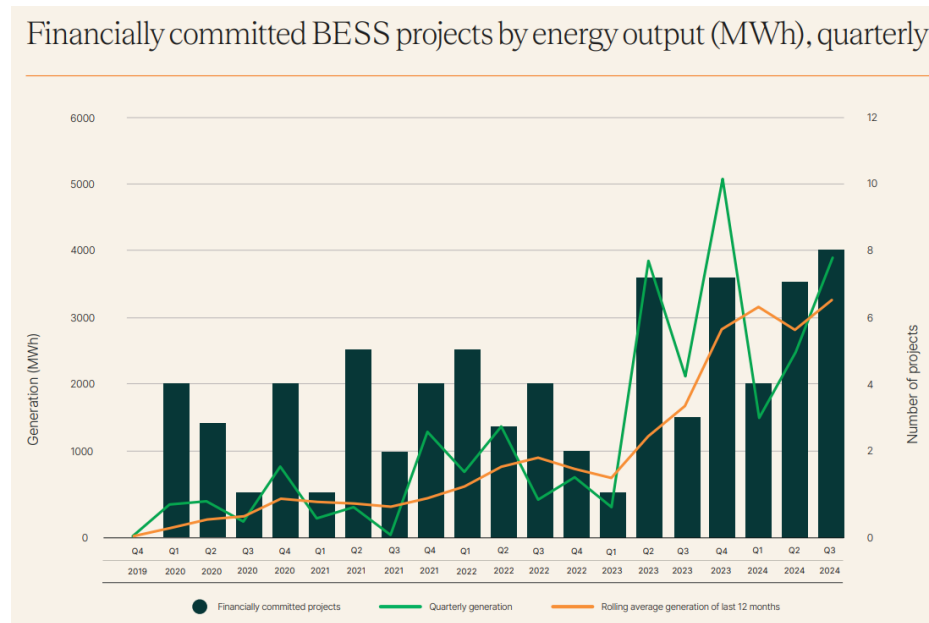
澳洲大储需求井喷，在建项目大幅增加。根据澳大利亚能源市场运营商（AEMO）在2024年综合系统计划（ISP）预测，2034-2035年澳大利亚将需要36GW/522GWh的储能容量，到2049/2050年将上升至56GW/660GWh的储能容量。根据澳大利亚清洁能源委员会(CEC)，2023年大储领域的新投资额达到了49亿澳元，较2022年的19亿澳元大幅增长。在建的大储项目数量从2022年的19个增加到2023年的27个，总容量从约1.4GW/2GWh增长至约5GW/11GWh。2024年前三季度，澳大利亚共有2.57GW/7.55GWh储能电池储能系统达到财务承诺。

图：2024-2050E澳大利亚储能装机功率和容量预测（单位：GW，GWh）



资料来源：AEMO，浙商证券研究所

图：澳大利亚获得财务承诺的电池储能项目（单位：MWh）



资料来源：CEC，浙商证券研究所

中国企业进军澳洲储能市场，阳光电源、楚能新能源、海博思创、欣旺达、国轩高科、南都电源等中国企业在澳大利亚斩获超大规模储能订单。

表：中国企业进军澳洲储能市场获取订单

企业	时间	项目
阳光电源	2024/10	与可再生能源分销商 Raystech Group、Solar Juice 和 Supply Partners 分别签署了扩大分销协议，涉及光伏逆变器共1500MW、450MWh户用电池储能系统BESS、以及450MWh商用和工业 (C&I) BESS。
	2024/10	澳大利亚Hive Battery Development Pty Ltd签署3GWh Power Titan大型液冷储能系统战略合作协议。
	2024/05	与中国能建山西电建组成联营体，与澳洲ZEN Energy签署供货协议，将为南澳Templers独立储能项目提供Power Titan液冷储能系统。Templers项目总装机容量138MW/330MWh，将成为南澳最大的独立储能项目。
楚能新能源	2024/10	与澳洲企业Star EnergyTechnologies签署采购协议，承诺将向Star Energy Technologies在澳大利亚、美国和菲律宾的市场提供500MWh的储能产品。
海博思创	2024/10	与澳大利亚能源集团Tesseract达成战略合作。此次合作将专注于澳大利亚的大型储能和工商业储能项目，合作项目规模近1GWh。
欣旺达	2024/10	与Gryphon Energy Pty Ltd.签署战略合作协议，双方将共同开发澳大利亚昆士兰州的1.6GWh储能项目。该项目预计将于2026年交付及并网运行。
	2024/10	与Green Gold Energy签署项目合作协议。
	2024/08	欣旺达储能在澳大利亚新南威尔士州部署的5MW/11MWh Kanowna BESS Stage 2项目成功并网。
国轩高科	2024/10	与澳洲新能源领域开发商现场签约，拟围绕大规模储能及其他新能源项目展开深入合作，未来合作规模有望超4GWh。
南都电源	2024/10	与上海电力设计院物资有限公司签署《采购合同》，为该公司的澳大利亚项目提供锂电池储能系统，合同金额约3.35亿元。
	2024/09	与澳洲某储能项目公司签署《采购合同》，供货内容主要为锂电池储能系统，合同金额约为1.6亿元人民币。
宁德时代	2023/09	西澳大利亚州政府宣布已与中国宁德时代公司签署合同，为Kwinana电池二期项目和Collie电池项目提供集装箱式液冷电池系统。此外，西班牙Power Electronics公司将为这两个项目提供逆变器。以上合同总价值超过10亿澳元。

资料来源：各公司官网及公众号，起点锂电，集邦储能，维科网锂电，高工储能，CNESA，储能100人，浙商证券研究所

目录

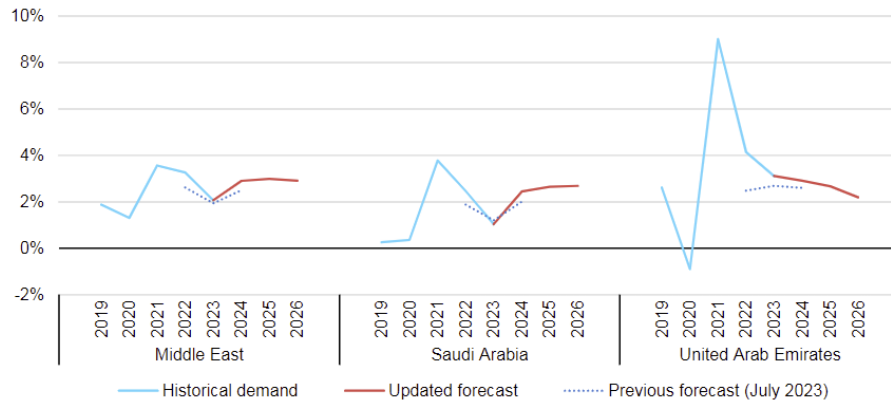
CONTENTS

- 01 光储平价为底层逻辑，大储需求空间大、增速高
- 02 美国：并网拥堵问题逐步缓解，降息有望提振大储需求
- 03 欧洲：新能源发电占比提升，大储接力户储需求
- 04 澳洲：电力市场波动大，大储建设规划加速
- 05 中东：国家意志引领能源转型，储能受益于新能源发展
- 06 拉美：智利、巴西引领大储需求发展
- 07 亚洲：储能成为电力保供的重要支撑
- 08 产业链分析：海外市场高壁垒高盈利，行业龙头强者恒强
- 09 投资建议
- 10 风险提示

中东是世界主要的石油和天然气产区，新能源渗透率较低。中东地区经济发展速度加快，根据IEA，2024-2026年中东电力需求平均增长率将更强劲，达到3%。中东地区的发电严重依赖化石燃料，到2023年底化石燃料占总发电量的93%，可再生能源仅占3%，核能和水力发电各占2%。中东的新能源装机和储能装机渗透率远低于世界平均水平。

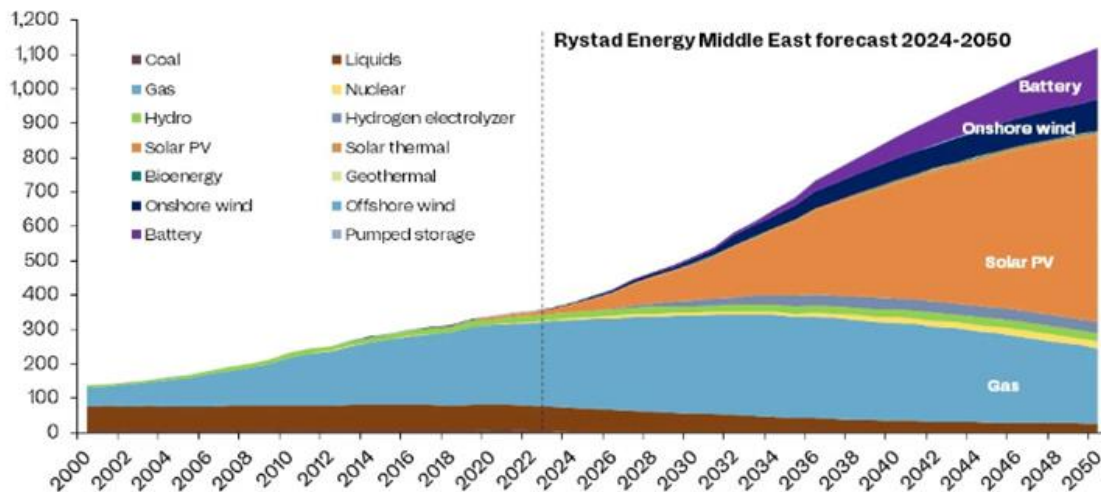
多国设立减碳目标，加快推进能源结构转型。伴随世界石油消费达峰的临近，中东国家正在积极摆脱对石油产业的依赖，调整国家能源结构，实现产业结构的多元化发展。中东和北非地区的九个国家在净零排放目标和国家自主贡献（NDC）方面做出相关承诺。其中沙特、科威特和巴林计划在2060年实现净零目标，阿联酋和阿曼则计划在2050年完成。2016年沙特正式发布了“2030愿景”；阿联酋提出了《国家能源战略2050更新》计划，其中明确到2030年可再生能源装机容量增加两倍以上，达14.2GW。

图：2019-2026E中东电力需求同比变化情况（单位：%）



资料来源：IEA，浙商证券研究所

图：2000-2050E中东各类能源装机规模展望（单位：GW）



资料来源：Rystad Energy，浙商证券研究所

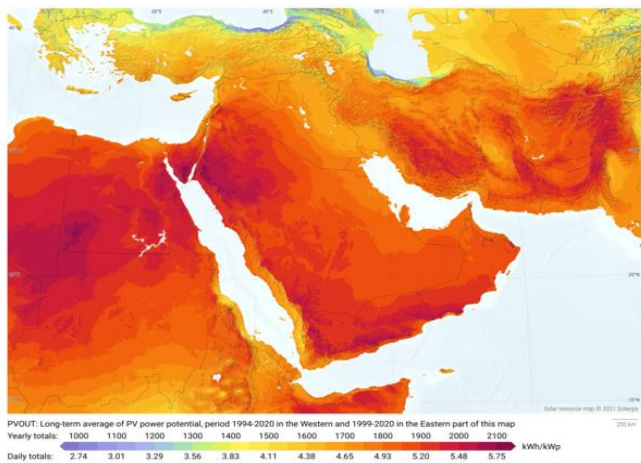
图：中东和北非地区各国碳排放目标和减排承诺概览

	Share of emissions	Net zero announced	NDC announced	2030 NDC target vs. BAU
 Saudi Arabia	37%	2060		-26%
 Egypt	18%			-16%
 UAE	13%	2050		-27%
 Kuwait	8%	2060		-6%
 Qatar	8%			-25%
 Oman	6%	2050		-9%
 Morocco	5%			-38%
 Bahrain	3%	2060		-
 Tunisia	2%			0%

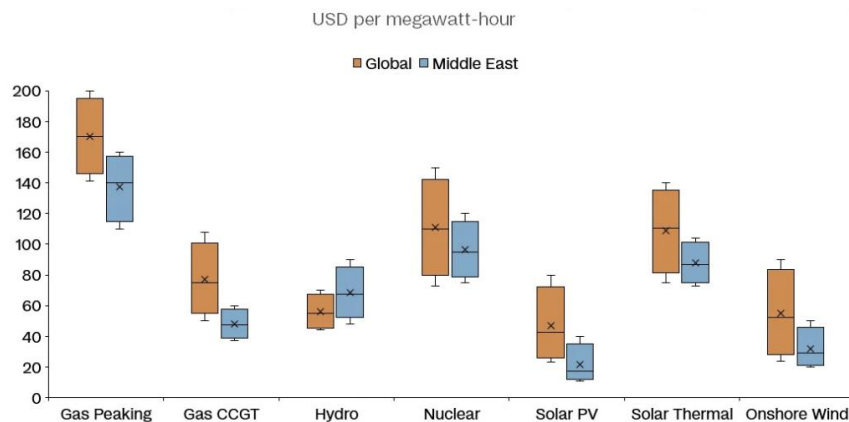
中东光照资源条件优异，光伏LCOE显著低于全球。中东地区光照资源极为丰富，年平均太阳能辐射量超过每平方米2000千瓦时，普遍具备大规模部署光伏发电及大规模储能系统的条件，其中，沙特阿拉伯和阿联酋条件最优。沙特阿拉伯的光伏发电LCOE创下了世界纪录，即10.4美元/MWh。

中东非光伏装机潜力大，光伏和储能协同布局。根据MESIA，截至2023年，中东和北非地区光伏装机约32GW，其中主要市场为沙特、土耳其、埃及、以色列等。MESIA预计2024/2030年累计装机分别为40GW/180GW，2024-2030年CAGR达28%。储能需求有望随光伏装机发展而增长，目前在中东和北非已经陆续出现大规模的储能项目招标。

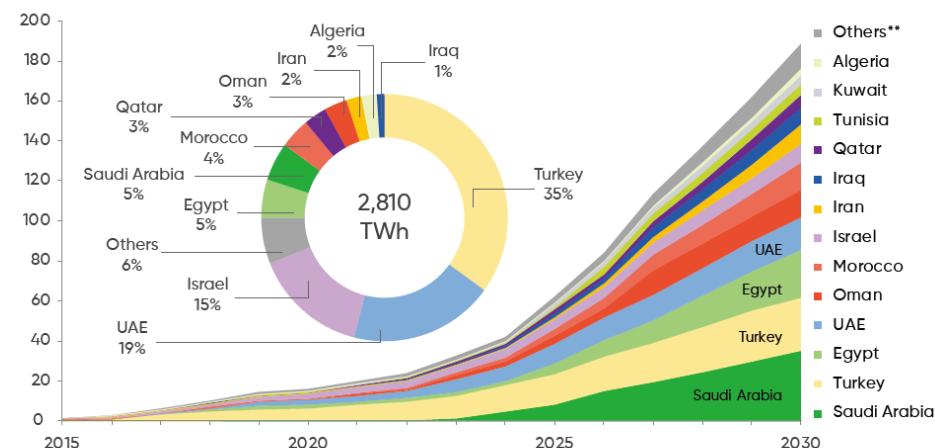
图：中东光伏发电潜力



图：中东的各类能源LCOE显著低于全球水平
(单位：美元/MWh)



图：中东和北非各国光伏需求预测 (单位：GW, %)



*Middle East and North Africa includes Algeria, Bahrain, Egypt, Eritrea, Iran, Iraq, Israel, Jordan, Kuwait, Lebanon, Libya, Morocco, Oman, Palestine, Qatar, Saudi Arabia, Sudan, Syria, Tunisia, Turkey, UAE, Western Sahara and Yemen

表：中东非部分储能项目统计

国家	项目	储能项目体量	供应商	项目内容
沙特阿拉伯	ALGIHAZ项目	7.8GWh	阳光电源	2024年7月，阳光电源与沙特ALGIHAZ成功签约储能项目，容量高达7.8GWh。该项目的3个站点分别位于沙特的Najran、Madaya和Khamis Mushait地区，2024年开始交付，2025年全容量并网运行。
	AMAALA	160MW/760MWh	阳光电源	2024年5月，阳光电源与Larsen & Toubro达成合作，为沙特阿拉伯的豪华旅游项目AMAALA提供160MW/760MWh的电池储能系统及165MW光伏逆变器。
	红海新城项目	1.3GWh	华为与山东电力建设第三工程有限公司	华为数字能源与山东电力建设第三工程有限公司成功签约沙特红海新城储能项目，共同建设1300MWh大型储能电站。该项目已于2024年完成1.3GWh储能容量的建设工作，为全球规模最大的离网电池储能系统。
	未来城NEOM项目	536MW/600MWh	阳光电源	2022年12月，阳光电源与沙特电力公司ACWAPower签约了谅解备忘录，将为沙特Neom未来城项目提供536MW/600MWh的电池储能系统，并在9个月 after 正式签订了合同。
	SEC项目	2.5GW	沙特电力公司（SEC）	2024年8月，沙特电力公司（SEC）发布了沙特阿拉伯境内总容量为2.5GW的电池储能系统招标。
阿联酋	Energy's Clean Energy Strategic Target 2035	400MW/800MWh	EWEC	2024年7月，EWEC已向合格的开发商和开发商财团发出了征求建议书（RFP），计划在阿布扎比开发一个400MW/800MWh独立储能项目。
以色列	2020年招标	3.072GWh	国家能源监管机构 PUA	国家能源监管机构 PUA对大型离网太阳能加储能电站进行招标，最终授予了777MW光伏发电和3,072MWh电池储能合同
	2021年招标	2.4GWh	国家能源监管机构 PUA	国家能源监管机构 PUA对大型离网太阳能加储能电站进行招标，最终授予了609MW光伏发电和2.4GWh电池储能合同
	2023年招标	800MW/3.2GWh	能源和基础设施部	2023年5月，能源和基础设施部宣布了四个大型电池存储项目，项目总容量为800MW/3,200MWh，包括四个200MW的设施，每个设施的储能时长为四小时
摩洛哥	Guelmim Oued Noun项目	5GW/22.55GWh	英国Xlinks公司	该项目是Xlinks Morocco-UK Power Project的一部分，包括7GW的太阳能发电和3.5GW的风电发电能力、22.5GWh/5GW的电池储能设施。计划通过约4000公里的高压直流(HVDC)海底电缆将电力输送至英国，每天平均发电超过19小时。项目预计将在2027年底前投入运营。
	Noor Midelt III项目	400MWh	摩洛哥可持续能源署 (MASEN)	2023年12月，摩洛哥可持续能源署（MASEN）宣布了Noor Midelt三期光伏储能项目的设计、融资、建设、运营和维护中标候选人名单。Noor Midelt III项目包含光伏装机约400MW，电池储能系统容量约400MWh。
埃及	AMEA埃及项目	0.9GWh	AMEA	2024年9月，AMEA电力公司与埃及电力传输公司就两个项目签署了PPA协议，第一个项目是在阿斯旺省本班地区新建1000MW太阳能光伏电站，以及 600MWh BESS项目，将成为非洲最大的BESS项目；第二个项目是300MWh的储能电池项目，是公司现有500MW阿比多斯光伏电站的扩建项目，目前正在阿斯旺省政府Kom On bo建设中，预计将于2024年10月投产。

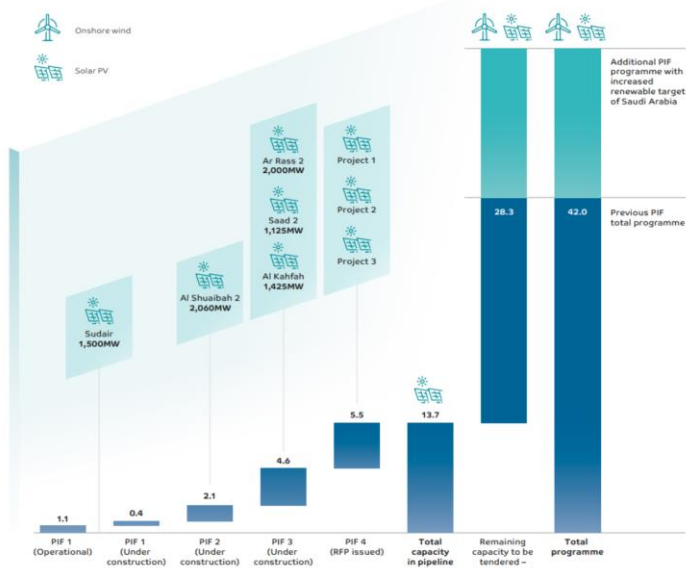
可再生能源发展目标宏大，装机目标持续提高。2016年沙特“2030愿景”设定了建设9.5GW可再生能源发电容量的目标；2017年沙特国家可再生能源计划（NREP）目标到2030年实现新能源发电装机量58.7GW；2021年沙特能源部长提出，到2030年沙特发电装机总量的50%将由新能源构成；2023年1月，沙特能源部长表示将投资一万亿美元（约2664亿美元）来产生清洁能源。2023年12月沙特能源部又提出新的目标，沙特未来每年将增加20GW的可再生能源项目，到2030年之前达到130GW的可再生能源。在沙特能源部监管下，沙特制定了2024-2025年24GWh储能系统招标计划。

NREP主要分为能源部REPDO和PIF项目，具有强大的资本支撑能力。沙特可再生能源投资计划（NREP）共分为两部分，其中70%的项目由沙特公共投资基金（PIF）投资，目前PIF可再生能源项目已完成招标13.7GW，其中绝大部分项目的开发商为ACWA；30%的项目由REPDO主导，由沙特电力采购公司（SPPC）招标，目前已开启7轮招标。

图：沙特可再生能源将分布在35个园区中，遍布全国



图：PIF可再生能源项目已完成招标13.7GW



表：沙特可再生能源及储能项目公开招标情况

实施主体	序号	招标启动时间	光伏	风电	储能
NREP中沙特电力采购公司SPPC招标	第一轮	2017.2	300MW (1个项目)	400MW (1个项目)	
	第二轮	2019.1	1.47GW (6个项目)		
	第三轮	2020.1	1.2GW (5个项目)		
	第四轮	2022.9	1.5GW (2个项目)	1.8GW (3个项目)	
	第五轮	2024.2	3.7GW (4个项目)		
	第六轮	2024.9	3GW (4个项目)	1.5GW (1个项目)	
	第七轮	2024.11			2GW/8GWh (4个项目)
沙特电力公司 (SEC)	SEC-2	——			7.8GWh
	SEC-3	2024.8			2.5GW/10GWh

阳光电源、华为、晶科能源等中国企业在中东储能项目的开拓方面进展迅速。2021年10月，华为数字能源与山东电力建设第三工程有限公司成功签约沙特红海新城储能项目，共同建设1300MWh大型储能电站。该项目已于2024年完成1.3GWh储能容量的建设工作，为全球规模最大的离网电池储能系统。2022年以来，阳光电源相继与ACWA Power、Larsen&Toubro等巨头达成储能项目供应合作。2024年7月，阳光电源与沙特ALGIHAZ签约全球最大的储能项目（容量高达7.8GWh），将于2024年就开始交付，并且在2025年将实现全容量并网运行。晶科能源也在持续向中东地区交付储能产品，2024年3月，晶科能源将向中东地区的Abaad工程公司交付两套20英尺集装箱装、容量为6.88MWh的大型液冷储能系统蓝鲸。

表：中国企业进军中东储能市场获取大规模订单

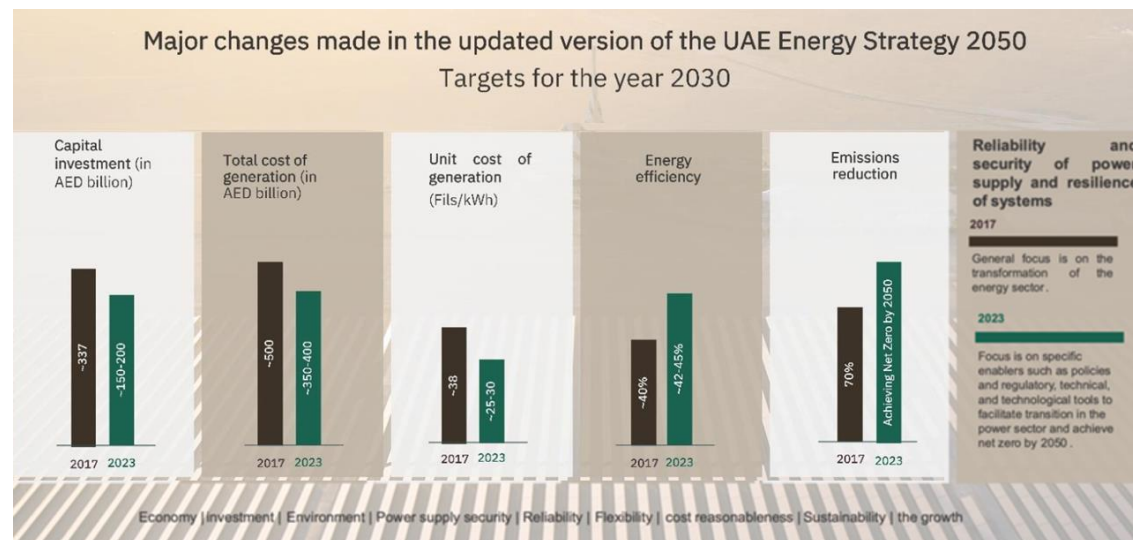
公司	时间	具体内容
阳光电源	2024.07	与沙特ALGIHAZ成功签约储能项目，容量高达7.8GWh。该项目的3个站点分别位于沙特的Najran、Madaya和Khamis Mushait地区，2024年开始交付，2025年全容量并网运行,将有效提高沙特电网稳定性和可靠性。
	2024.05	与Larsen & Toubro达成合作，为沙特阿拉伯的豪华旅游项目AMAALA提供160MW/760MWh的电池储能系统及165MW光伏逆变器。
	2022.12	与沙特电力公司ACWA Power签约了谅解备忘录，将为沙特Neom未来城项目提供536MW/600MWh的电池储能系统，并在9个月后正式签订了合同。
华为	2021.10	与山东电力建设第三工程有限公司成功签约沙特红海新城储能项目，共同建设1300MWh大型储能电站。据悉，该项目已于2024年完成1.3GWh储能容量的建设工作，为全球规模最大的离网电池储能系统。
晶科能源	2024.03	将向中东地区的Abaad 工程公司交付两套20英尺集装箱装、容量为6.88MWh的大型液冷储能系统蓝鲸。
	2023.12	获得中东地区515MWh储能订单，提供产品为晶科能源的液冷SunTera BESS。

资料来源：阳光电源公众号，晶科能源公众号，

阿联酋2030年可再生能源发电量占比目标30%。阿联酋是第一个承诺到2050年实现净零排放的海湾国家，《国家能源战略2050》于2017年启动，提出计划到2050年投资6000亿迪拉姆，将清洁能源在整个能源组合中的比例从25%提高到50%。2023年7月，阿联酋政府通过《国家能源战略2050更新》，目标是到2030年大幅提高能源领域投资力度，将可再生能源装机容量增加两倍以上，使清洁能源在其总能源结构中的份额提高到30%。2024年11月，阿联酋能源与基础设施部长宣布，阿联酋将在未来六年内投资2000亿迪拉姆（约合544亿美元），计划“到2050年实现经济脱碳，实现净零排放。”

阿联酋大规模储能项目持续公布。2024年7月，阿联酋水电公司（EWEC）已向合格的开发商和开发商财团发出了征求建议书（RFP），计划在阿布扎比开发一个400MW/800MWh独立储能项目。2024年9月，阿联酋宣布建设阿布扎比2.4GW/20GWh储能项目，项目要求具备8小时的长时储能能力，计划于2025年底实现50%的容量并网，2026年4月份之前实现100%并网。

图：阿联酋2050能源战略目标实现进展（截至2023年）



资料来源：阿联酋政府，浙商证券研究所

目录

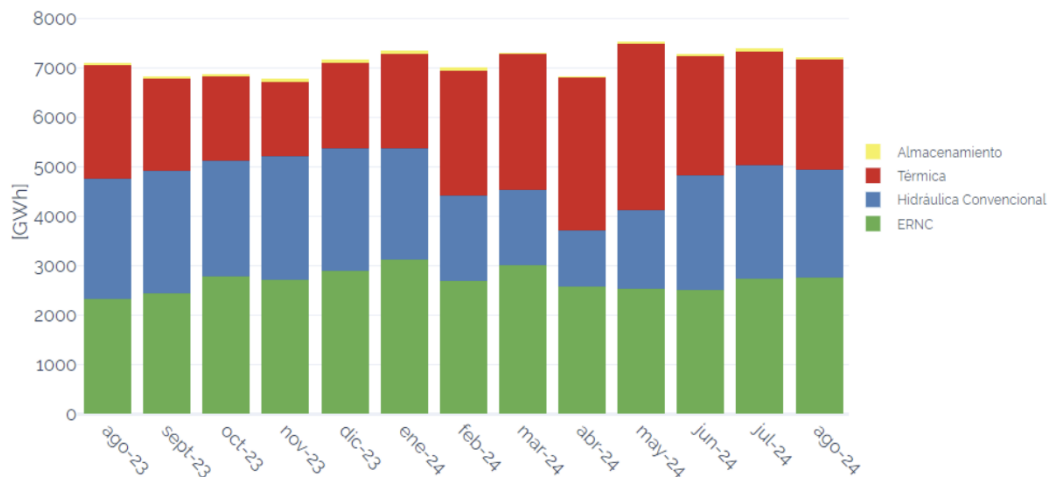
CONTENTS

- 01 光储平价为底层逻辑，大储需求空间大、增速高
- 02 美国：并网拥堵问题逐步缓解，降息有望提振大储需求
- 03 欧洲：新能源发电占比提升，大储接力户储需求
- 04 澳洲：电力市场波动大，大储建设规划加速
- 05 中东：国家意志引领能源转型，储能受益于新能源发展
- 06 拉美：智利、巴西引领大储需求发展
- 07 亚洲：储能成为电力保供的重要支撑
- 08 产业链分析：海外市场高壁垒高盈利，行业龙头强者恒强
- 09 投资建议
- 10 风险提示

智利在风光开发和利用方面具备巨大潜力。智利的太阳能资源丰富，尤其是其所处的阿塔卡马沙漠地区，是全球太阳辐射最强的沙漠之一，年均日照时数超过3000小时。同时，智利的风能资源也很丰富，尤其是在南部地区，如巴塔哥尼亚和一些沿海地区。这些地区的风速高且稳定。当前，智利正大力推进能源转型，并提出2030年关闭所有燃煤电厂，2050年实现碳中和目标。

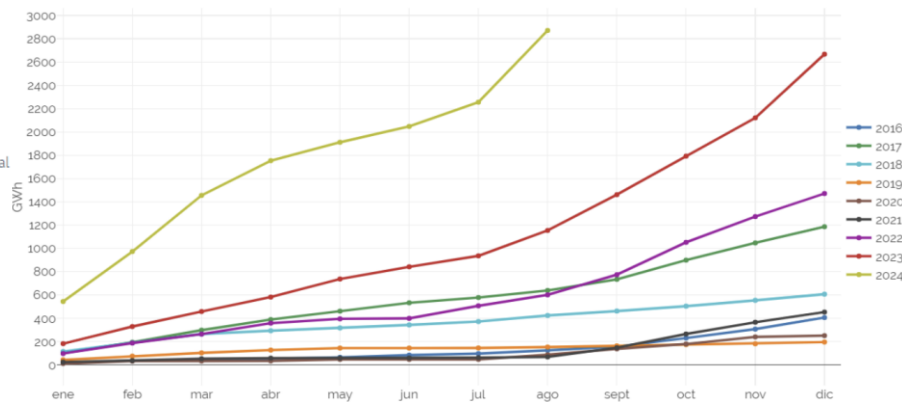
智利可再生能源弃电量攀升，储能推动新能源消纳和能量时移。截至2024年8月，智利年度累计弃电量达到2871GWh，同比增长148.9%。智利为南北走向，全国日出日落时间相近，储能有助于将光伏白天产生的能量转移至夜间。

图：智利发电结构（单位：GWh）



资料来源：ACERA，浙商证券研究所

图：智利可再生能源弃电量攀升（单位：GWh）



资料来源：ACERA，浙商证券研究所

图：智利电池储能项目分布



资料来源：ACERA，浙商证券研究所 38

智利储能盈利机制逐渐明确。近年来，智利通过《储能和电动汽车法》《大型储能系统采购与投资法案》《能源转型方案》《电力服务一般法》等一系列政策推动储能需求。此外，储能盈利机制也逐步明确，2024年6月，智利正式发布DS 70法令，明确储能的容量补偿机制及系数，概述了专门针对配储的可再生能源电站的收入确定方法，改进确定高峰时段的数据。

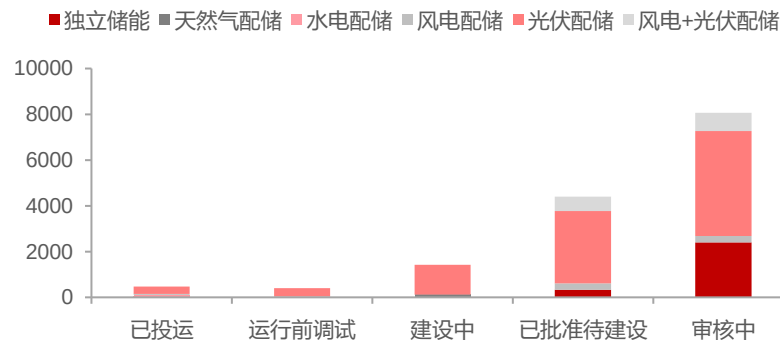
智利启动公开土地招标拍卖，将公共土地分配给储能项目。2024年5月，智利能源部开启公开土地招标拍卖，将公共土地分配给将于2026年开始运营的储能项目。预计将为总容量为13GWh的项目分配公共土地，这些项目主要分布在该国最北部的四个地区：阿里卡和帕里纳科塔地区、塔拉帕卡地区、安托法加斯塔地区以及阿塔卡马地区。

智利在建储能项目1.4GW，以光伏配储为主。截至2024年8月，智利已投运储能项目471MW，运行前调试项目401MW，正在建设中的储能项目1.4GW，已批准待建设的储能项目4.4GW，审核中的储能项目8.1GW。从具体类型来看，光伏配储为主要场景，在已投运项目中占比69%，在建设中的项目中占比92%。2023年11月，西班牙可再生能源开发商格雷能源（Grenergy）宣布，将打造一个容量高达4.1GWh的电池储能项目（2024年9月扩容至11GWh）。该项目位于智利阿塔卡马沙漠，预计于2026年全面投入运营。2024年6月，智利宣布了三个与太阳能发电站同场部署的公用事业规模电池储能项目，Enel正建设67 MW/134 MWh电池，CJR Renewable和Uriel Renovables则分别计划建设200 MW/800 MWh和90 MW/200 MWh的项目。

表：智利储能相关政策

发布时间	政策	具体内容
2022.12	21505 号法案	明确将储能系统（包括独立系统）纳入容量市场。
2023	《大型储能系统采购与投资法案》	计划在2026年投产的大型储能系统，总投资额20亿美元；为参与储能系统建设和运营的企业提供税收优惠和其他激励。
2023	《能源转型法案》	允许储能项目根据其提供容量的能力获得报酬，配储时长若在5小时及以上，可实现储能容量全额上网；允许储能设备从电网充电；新一轮能源招标将为4小时以上储能提供额外夜间馈电激励；允许独立储能系统直接在智利国家电力系统市场获取收益，无需依附可再生能源系统。
2024.06	DS 70	明确储能的容量补偿机制及系数，概述了专门针对配储的可再生能源电站的付款确定方法，改进确定高峰时段的数据。

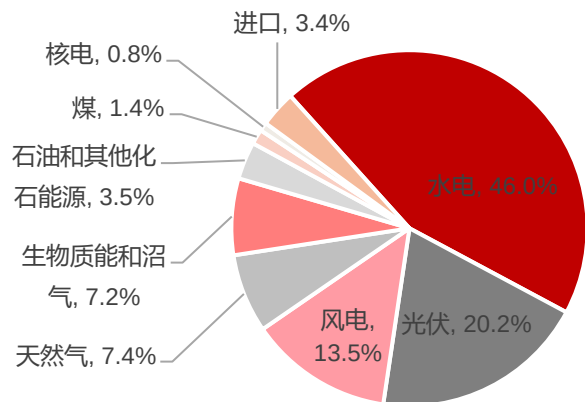
图：智利储能项目量分类型统计（单位：MW）



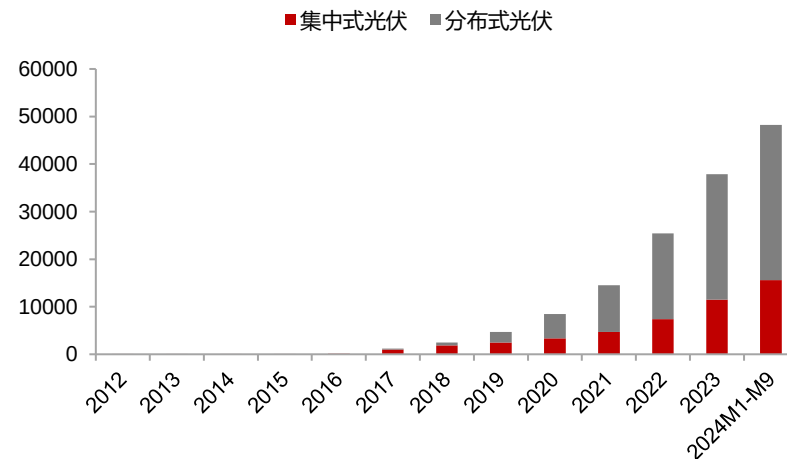
水电是巴西最主要的电力来源，资源负荷逆向分布促进储能需求。截至2024年9月，巴西水电占比46.0%（110GW），光伏发电占比20.2%（48GW），风电占比13.5%（32GW）。水电年均发电变化幅度大，以水电为主的能源结构存在缺电隐患。巴西太阳能资源丰富，截至9月累计装机达到48GW，其中68%为分布式，32%为集中式光伏。巴西的能源中心和负荷中心呈逆向分布，东北地区可再生能源富足，而大部分负荷在南部、东南部等经济较为发达的地区，资源负荷的逆向分布决定了巴西需要大容量、远距离、跨区域的输电以及储能，在更大范围内实现资源优化配置。

巴西拟将电池储能纳入容量拍卖。2024年9月，巴西矿业和能源部宣布，计划在2025年大规模采购电池储能系统，并为举办的容量储备拍卖活动公开征求意见。巴西矿业和能源部部长强调了使用电池储能系统来支持可再生能源发电设施的重要性，并表示拍卖旨在保证巴西未来六到七年的能源安全。根据拉丁美洲清洁能源咨询公司（CELA）的一项研究估计，到2040年，巴西储能市场将以每年至少12.8%的速度增长，累计达到7.2GW，不包括表后的用户侧安装。

图：截至2024年9月巴西电力来源结构（单位：%）



图：巴西光伏装机（单位：MW）



资料来源：Absolar，浙商证券研究所

资料来源：Absolar，浙商证券研究所

目录

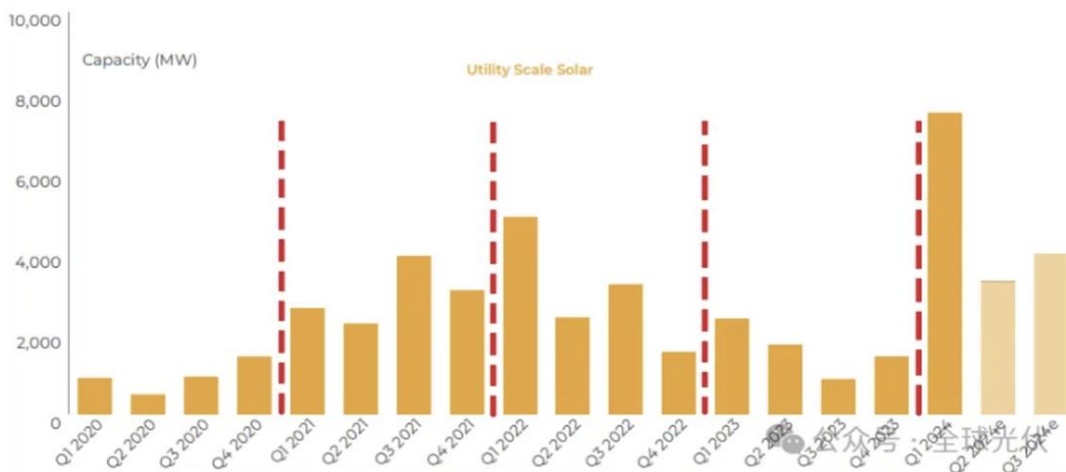
CONTENTS

- 01 光储平价为底层逻辑，大储需求空间大、增速高
- 02 美国：并网拥堵问题逐步缓解，降息有望提振大储需求
- 03 欧洲：新能源发电占比提升，大储接力户储需求
- 04 澳洲：电力市场波动大，大储建设规划加速
- 05 中东：国家意志引领能源转型，储能受益于新能源发展
- 06 拉美：智利、巴西引领大储需求发展
- 07 亚洲：储能成为电力保供的重要支撑**
- 08 产业链分析：海外市场高壁垒高盈利，行业龙头强者恒强
- 09 投资建议
- 10 风险提示

印度地面光伏电站装机暴增。根据JMK Research，2024年一季度，印度新增公用事业级光伏装机并喷至7.5GW，这已经相当于2023年全年的印度全部新增光伏装机量（略高于2022日历年度新增装机的一半）。印度2023-2024财年（2023年4月-2024年3月）的新增光伏装机量达到15GW（其中地面电站11.5GW，屋顶光伏3GW，离网光伏0.5GW），并相比2022-2023财年略有增长。

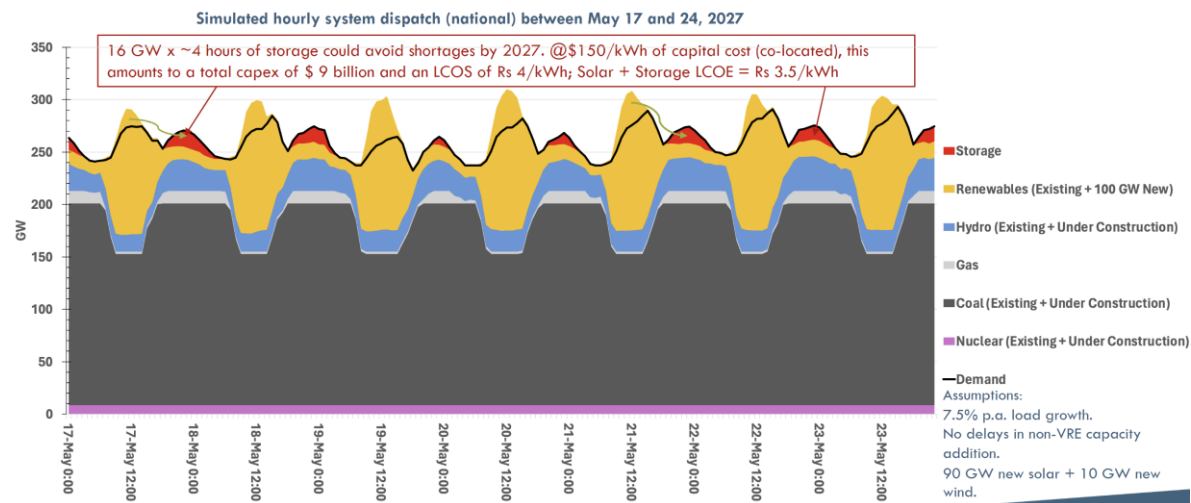
印度配备光伏+储能可弥补未来潜在的电力缺口。根据IECC的模拟结果，假设峰值负荷增长率为7.5%，2027年如果共计90GW光伏、10GW风电，并配备16GW/64GWh储能合用，可以弥补印度在2027年的潜在电力缺口。

图：印度季度新增公用事业级光伏装机量（单位：GW）



资料来源：JMK Research，全球光伏，浙商证券研究所

图：2027年印度配置光伏+储能后的模拟电力系统调度情况

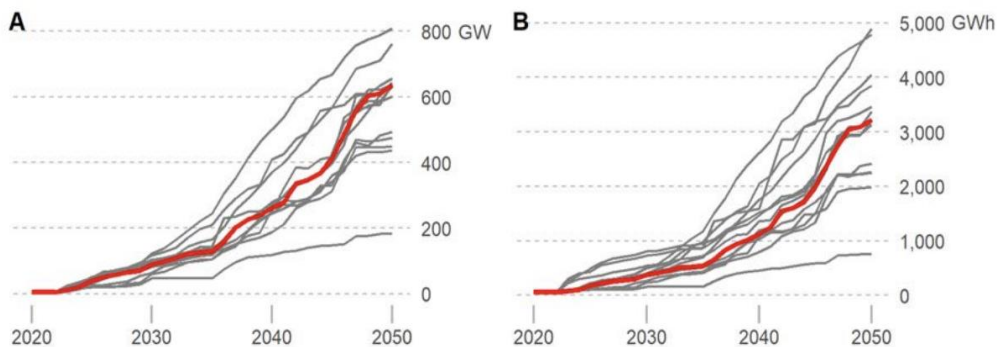


资料来源：印度能源与气候中心（IECC），浙商证券研究所

印度国家电力计划明确提出储能规划目标。2023年，印度中央电力局（CEA）发布了最新的国家电力计划（National Electricity Plan 2022-2032），明确提出可再生能源累计装机量预计将达到336.6GW（2026-2027年）、596.3GW（2031-2032年）。其中，2026-2027年，预计风光装机规模分别达72.9GW、185.6GW；并且到2031-2032年期间，分别达到121.9GW和364.6GW。基于用电需求，CEA预测未来储能需求在2026-2027年达到16.13GW/82.37GWh（其中电化学储能8.68GW/34.72GWh），2029-2030年达到60.63GW/336.4GWh（其中电化学储能41.65GW/208.25GWh）2031-2032年达到73.93GW/411.4GWh（其中电化学储能47.24GW/236.22GWh）。

印度政府通过补贴、信贷支持、采购义务等多种政策措施，推动储能市场的发展。1) **补贴支持：**2023年9月，印度政府批准可行性缺口资金计划（VGF），拟安装4GWh的储能项目，并给予376亿卢比（约4.52亿美元）预算的支持。该计划通过竞争性招标的形式，为中标者提供储能项目部署成本的40%补贴，以降低部署成本。2) **购买义务：**2022年7月，电力局发布政策文件将储能纳入购买义务范围。储能义务规定，2023~2024财年期间，通过储能利用的太阳能和/或风能电量占总用电量的1%，并且逐年上升，到2029~2030财年提升至4%。当每年采购和存储的能源中至少有85%来自可再生能源时，即可认为完成了储能义务指标。3) **信贷支持：**2022年2月，印度财政部发布的2022-2023财年联邦预算报告中将储能技术及数据中心列为基础设施资产，储能项目将有资格获得基础设施贷款，促进其信贷融资。

图 印度储能装机量与装机容量展望（单位：GW，GWh）



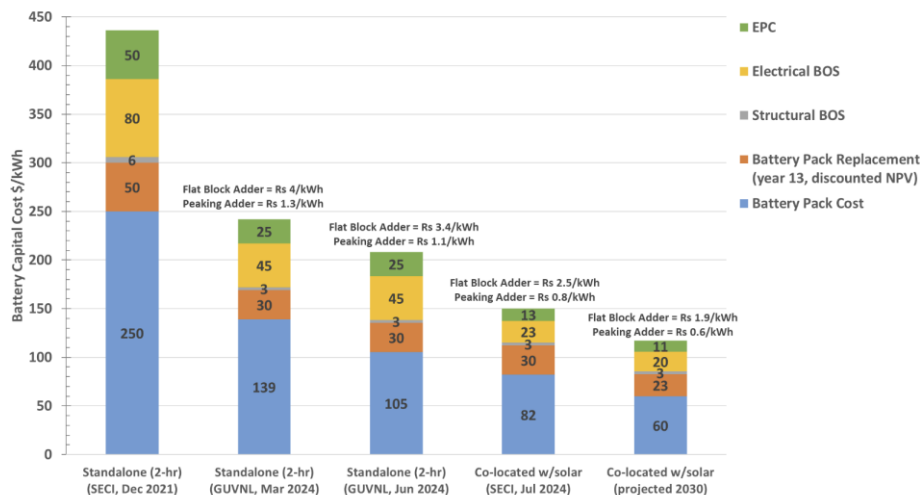
表：印度储能相关政策

政策	主要内容
能源储能义务（ESO）	从2023-2024年起，要求可再生能源消耗中的一定比例必须通过储能系统提供，并计划到2029-2030年这一比例逐步提高到4%。
固定和可调度可再生能源（FDRE）招标	FDRE招标模式，以确保可再生能源的稳定性和调度能力。这些招标旨在替代传统的火力发电，并且其关税已经接近甚至低于传统的化石燃料发电。
经济可行性缺口资助（VGF）计划	将分配940亿卢比(11亿美元)的初始金额，其中376亿卢比(4.52亿美元)被指定为预算援助，以促进储能开发商到2030~2031年部署4GWh电池储能系统。
《促进储能系统国家框架》	旨在通过政策支持、税收优惠、资金资助的招标指南和示范项目等措施，推动长短期储能系统的发展和部署，以确保可再生能源的稳定供应、提高电网的稳定性和实现能源转型目标。

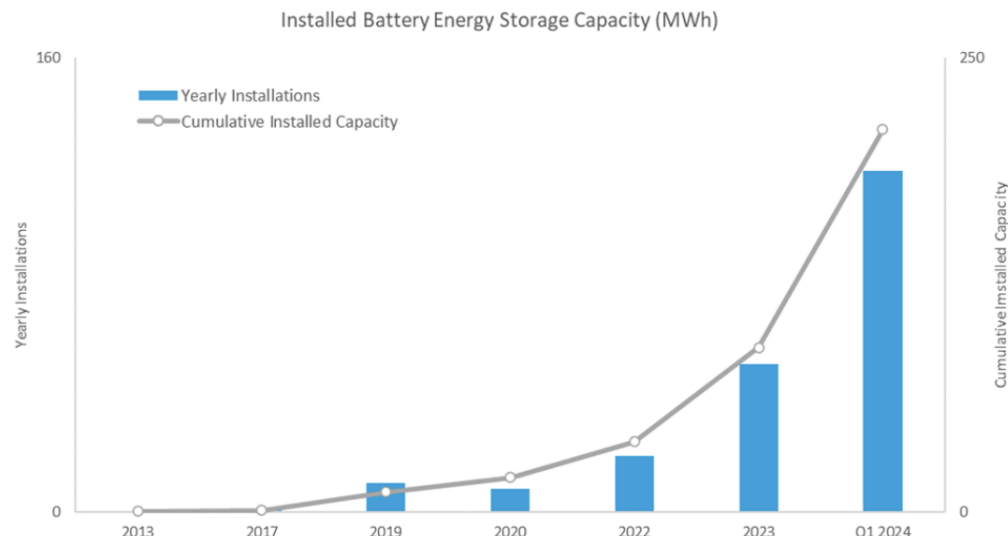
印度电池储能成本大幅降低。根据IECC，在过去的2-3年内，印度的独立储能成本由400美元/kwh以上降低到了约200美元/kwh；与光伏共址的储能成本降低到了150美元/kwh，到2030年可能会进一步下降15%-20%。

印度一季度储能装机容量激增，储能项目储备丰富。根据Mercom India统计，截至2024年3月，印度的电池储能安装容量为111.7MW/219.1MWh，2024Q1新增装机容量为40MW/120MWh，仅2024Q1单季度装机容量超过2023年年度装机容量总和两倍。其中，光伏配储能项目占据储能总装机容量的90.6%，光伏和风电占印度总发电量的28.9%。还有1GW/1.6GWh的独立储能项目、9.7GW的可再生能源配储项目正在开发之中。

图：印度电池储能成本已大幅降低（单位：美元/kwh）



图：印度电池储能年度/累计装机容量（单位：MWh）



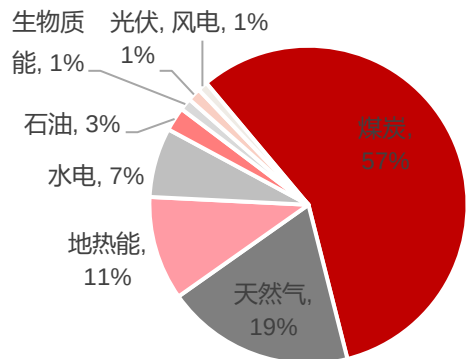
资料来源：印度能源与气候中心（IECC），浙商证券研究所

资料来源：Mercom India，浙商证券研究所

菲律宾三大电网主网无法覆盖其他零散细分岛屿，部分地区缺电严重，电价水平居高。菲律宾以煤炭和天然气为主，合计占比76%，新能源占比较低。菲律宾共有大小岛屿7000余个，3个主要岛屿吕宋岛、维萨亚岛、棉兰老岛形成了3大电网，但是覆盖范围仍然有限，目前该国国内仍未实现完全联网。菲律宾《电力行业改革法》将发电视为非公用事业，发电公司不需要国家特许经营即可营业，电网发、输、配、售电均私有化。目前菲律宾缺电严重，电价较高。

大力发展可再生能源，储能需求陆续释放。2022年8月，菲律宾能源部（DOE）发布了2020-2040年的国家可再生能源计划（NREP），明确了可再生能源发电量占比到2030年达到35%、到2040年达到50%的目标，希望通过大力发展可再生能源减少对化石能源的依赖，满足负荷需求。2022年11月，菲律宾能源部修订了《可再生能源法》，菲律宾在政策中取消了对外资在本国可再生能源项目40%的持股上限，并将电动汽车、可再生能源、储能等绿色生态系统行业纳入了“外资优先投资行业”，并给予不同程度和期限的税收优惠。2023年7月菲律宾进行了第二次绿色能源竞价计划（GEAP），授予3.4GW风电及光伏项目，计划于2024年至2026年开发，将同步带动菲律宾储能装机。目前菲律宾储能项目持续释放，2024年8月菲律宾投资委员会（BOI）授予Terra太阳能+储能项目“绿色通道证书”，该项目包括3500MW光伏电站和4500MWh电池储能系统，项目计划在2026年2月前进入第一阶段商业运营，并在一年后进入第二阶段。

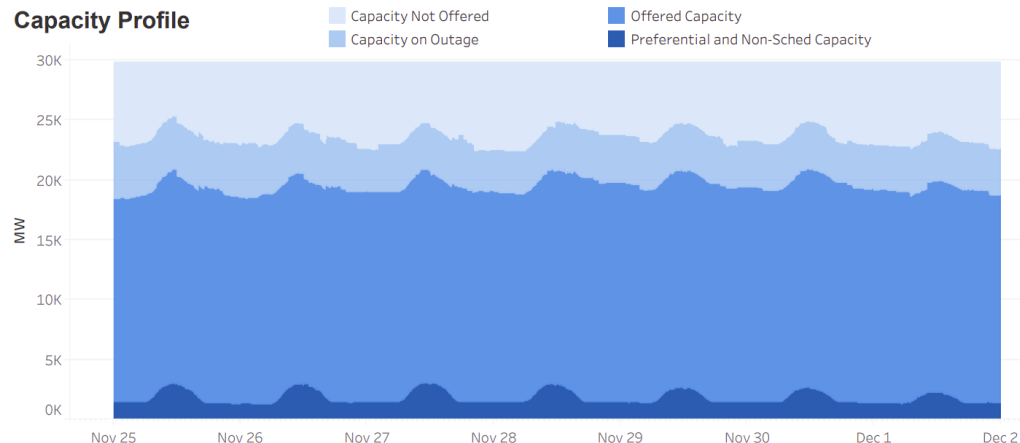
图：2020年菲律宾发电结构（单位：%）



图：菲律宾电网主网覆盖范围



图：菲律宾停电情况频发



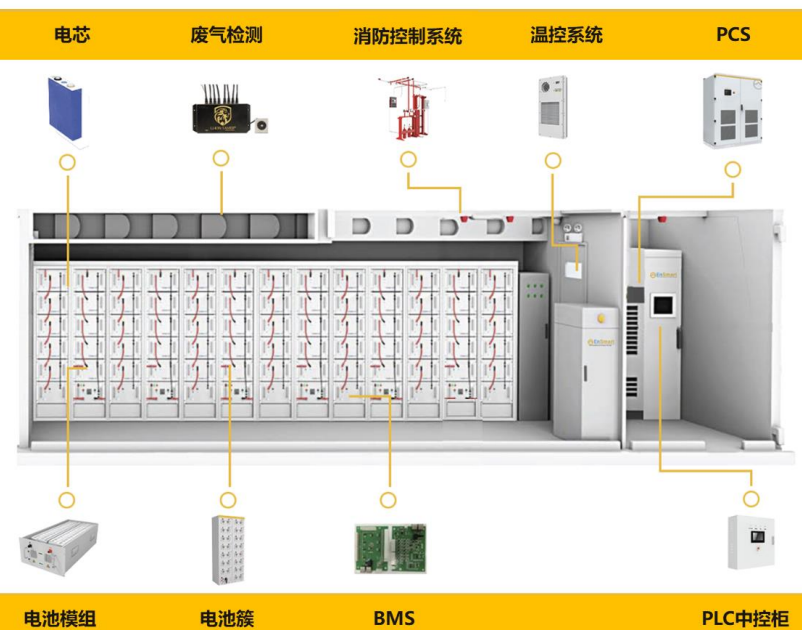
目录

CONTENTS

- 01 光储平价为底层逻辑，大储需求空间大、增速高
- 02 美国：并网拥堵问题逐步缓解，降息有望提振大储需求
- 03 欧洲：新能源发电占比提升，大储接力户储需求
- 04 澳洲：电力市场波动大，大储建设规划加速
- 05 中东：国家意志引领能源转型，储能受益于新能源发展
- 06 拉美：智利、巴西引领大储需求发展
- 07 亚洲：储能成为电力保供的重要支撑
- 08 产业链分析：海外市场高壁垒高盈利，行业龙头强者恒强
- 09 投资建议
- 10 风险提示

大型储能系统是一个复杂的系统性工程，涉及直流侧的电池设备和交流侧的变流设备。大储系统主要涵盖电池管理系统（BMS）、功率转换系统（PCS）、能量管理系统（EMS）等关键设备。电池成本占比最高达67%，其次为储能PCS 10%，电池管理系统BMS和能量管理系统EMS分别占比9%和2%。

图：储能系统集装箱内部结构



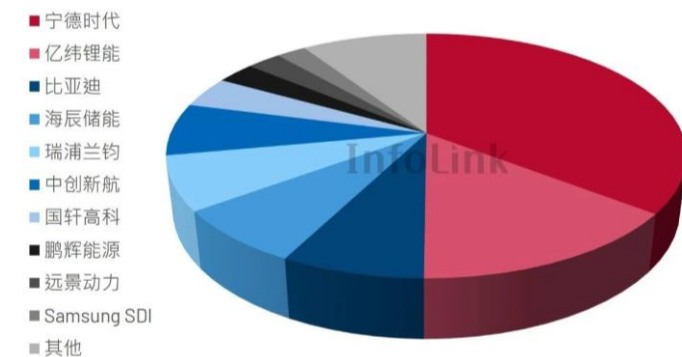
图：大储产业链情况



大容量电芯比拼激烈上演，更考验电池厂商安全设计、生产、制造能力。2024年前三季度，储能电芯行业集中度继续维持高位，CR10达90.7%，Top5企业为宁德时代、亿纬锂能、比亚迪、海辰储能、瑞兰钧。2024年以来，314Ah电芯逐步接替280Ah电芯成为储能市场主流。同时，宁德时代、亿纬锂能、远景储能、欣旺达等电池企业纷纷推出500Ah+电芯积极备战长时储能，推出的下一代大容量储能电芯的创新围绕着循环寿命、高安全性和超低成本等方面。目前大容量电芯的比拼正激烈上演，或进一步带来一二线或二三线储能电芯企业分化。

电芯价格降幅有望趋缓。2024年以来碳酸锂价格仍呈下降趋势，截至2024/12/24，电池级碳酸锂市场均价约7.6万元/吨，较年初下跌22%；截至2024/12/20，方型磷酸铁锂电池（储能型，314Ah）价格为0.31元/Wh。展望后续，碳酸锂价格有所企稳，同时储能需求持续高增，尤其是2025年为储能电芯高关税窗口期，有望迎来抢装强出货，预计电芯价格降幅有望趋缓。

图：2024年前三季度全球储能电芯出货排名



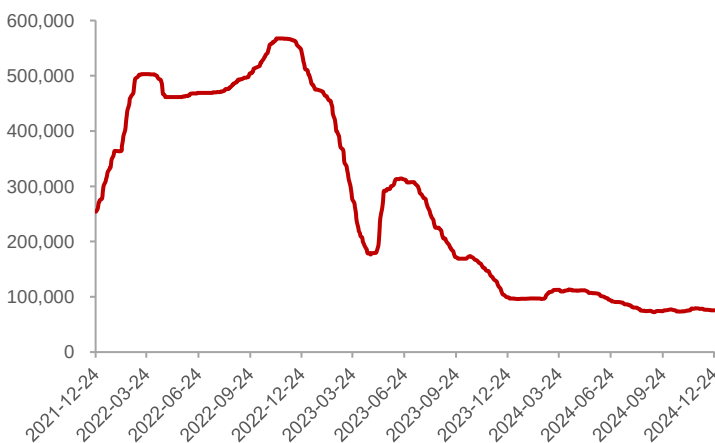
资料来源：InfoLink，浙商证券研究所

表：多家厂商推出配备大容量储能电芯产品

企业	产品	发布时间	电芯容量 (Ah)	储能系统容量 (MWh)
宁德时代	天恒系统	2024/04	580	6.25
亿纬锂能	Mr.Giant	2024/01	628	5
比亚迪	魔方系统	2024/04	-	6.432
瑞兰钧	问顶系统	2024/06	625	7.03
远景储能	-	2024/09	700	8
海辰储能	-	2023/12	1130	6
南都电源	Center L Plus	2024/04	690	6
欣旺达	欣岳	2024/06	625	6.5+

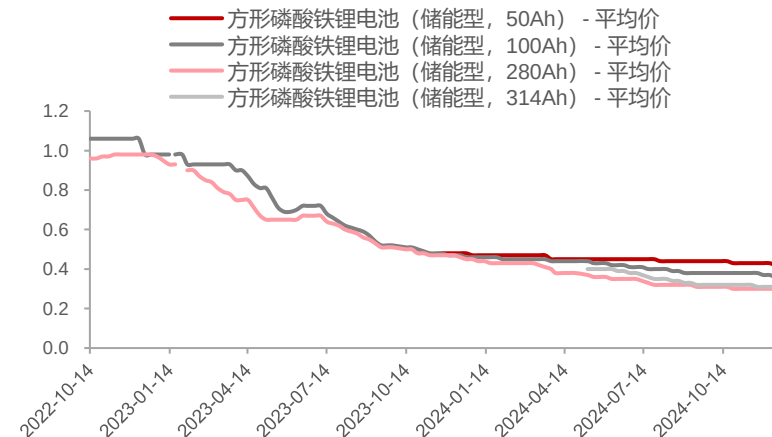
资料来源：各公司官网，维科网锂电，动力电池网，电动中国，储能网，浙商证券研究所

图：碳酸锂周度价格（单位：元/吨）



资料来源：SMM新能源，浙商证券研究所

图：储能电芯价格持续下降（单位：元/Wh）

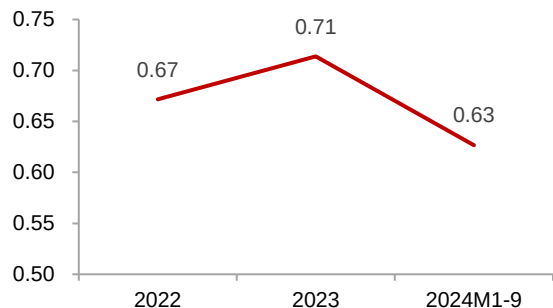


资料来源：SMM新能源，浙商证券研究所

PCS海外市场盈利性更佳。海外集成商竞争加剧，目前也存在较大的降本压力，外采PCS的集成商将面临较高的盈利压力。国内头部PCS企业相对于海外企业具有突出的成本优势，产品价格显著低于海外。以德国SMA为例，2024年前三季度逆变器和PCS平均价格为0.63元/W；根据SMM，目前国内集中式、组串式PCS价格分别为0.07、0.093元/W。

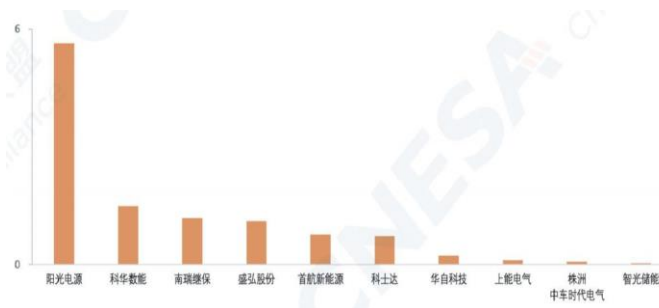
中国头部独立PCS厂商陆续直接出海。之前海外独立PCS市场主要是PE、SMA等海外厂商为主导，国内PCS厂商大多采取跟随国内系统集成商或者EPC企业间接出海的方式供应产品，2023年在海外市场中，储能PCS出货量排名前十位的中国企业依次为阳光电源、科华数能、南瑞继保、盛弘股份等。逆变器厂商长期与电网侧接触，对于电网理解能力更强，技术迭代能力更强。目前上能电气、盛弘股份、科华数据等独立PCS厂商已经在海外市场取得突破，开始直接供货。

图：SMA逆变器及PCS平均价格情况
(单位：元/W)



资料来源：SMA，浙商证券研究所

图：中国储能PCS提供商2023年海外市场出货量排名 (单位：GW)



资料来源：CNESA，浙商证券研究所

表：国内独立PCS厂商出海进展

公司	进展	时间	内容
上能电气	海外供货	2024.09	为美国市场供货的组串式储能变流升压一体机顺利发货，本次供货的140.8MW储能电站位于美国德克萨斯州南部，项目共包含44台上能电气3.2MW组串式储能变流升压一体机。该项目是上能电气向美国市场供货的首个储能项目。
	海外布局	2024.09	上能电气北美服务中心于德克萨斯州正式开业，致力于深化本土化运营体系。
	海外认证	2024.04	上能电气2MW系列集中式储能变流器获德国莱茵TÜV认证。
	海外认证	2023.10	上能电气2MW系列集中式储能变流器EH-2000-HA-UD-US和EH-1725-HA-UD-US成功通过UL 1741、UL 1741 SB、IEEE 1547、CSA No.107.1-16等多项安规及并网认证。
	海外供货	2023.02	新加坡容量最大的储能项目200MW/200MWh储能电站，其中100MW储能变流系统由上能电气供货。
盛弘股份	海外认证	2022.11	德国TÜV莱茵向上能电气组串式储能变流器EH-0200-HA-M-US颁发北美市场准入认证证书，包括UL 1741、IEEE 1547、CSA C22.2等多项安规及并网认证。
	海外供货	2024.04	公司为美国德州114MW/228MWh电网侧储能项目提供114MW交流侧模块化储能系统解决方案，采用76台PWS1-1725KTL-H-NA储能变流器
科华数据	海外供货	2024.06	保加利亚25MW/55MWh大型电池储能项目正式投运。该项目由科华数能与东欧最大的能源EPC公司之一合作促成，采用科华数能1500V 3.45MW储能变流升压一体机解决方案。
	海外供货	2023.02	科华数能巴西33.5MW/67MWh大型储能项目已正式投入运营，项目采用1500Vdc BCS-3450K-B-HUD/T储能变流升压一体机。
	海外供货	2022.12	连续签订3个美国公用事业级大型储能电站项目：1) 加利福尼亚州72MW/150MWh电网侧储能项目，采用了科华数能“交钥匙式”预置化解决方案，集成PCS、电池及其他相关设备；2) 波多黎各邦60MW/120MWh电网侧储能项目：采用了科华数能3MW集中式大功率PCS；3) 得克萨斯州250MW直流侧耦合储能项目：选用科华数能500kW DC/DC变流器产品。

资料来源：公司官网，公司公众号，公司公告，浙商证券研究所

国内新型电力系统建设和海外离网光储起量，构网型储能渗透率有望显著提升。传统的跟网型储能系统本质上是电流源，自身无法提供电压与频率支撑。而构网型储能可作为电压源，能够独立于外部电网运行，因其高能效和强大系统支撑能力（如电压和频率支持）而成为电网的重要补充，显著提升电力系统的稳定性和可靠性。VRE占比高、电网稳定性较差、短路比高、电网覆盖率较低的地区具备构网型储能发展潜力。如沙特的多个新城项目新能源占比100%，没有主干网支撑，必须依靠构网型储能实现电网支撑。目前中国、澳大利亚、欧洲、美国构网型储能占比达到1.5%、23%、8.6%和2.6%。根据GGII预计，构网型储能未来5年在全球有望达到20%的渗透率。

构网型储能提升PCS技术门槛，系统单价更高。构网型储能需要对电力系统运行机理有深刻理解，考验电子电力设备控制技术、场站级系统控制技术。目前国内仅有华为、阳光、远景、科华、盛弘、南网储能等少数厂商具备构网型储能的技术能力。从单价来看，以蒙能集团储能系统集成为例，构网型储能单价较跟网型储能高15%以上。

表：构网型储能和跟网型储能对比

性能指标	跟网型储能	构网型储能	描述与比较
响应速度	快（几秒内）	极快（毫秒级）	构网型储能响应速度更快，适用于需要即时调节的应用场景
稳定性	依赖电网	独立运行能力	构网型储能能独立运行，提供高稳定性，适合电网不稳定或独立系统
经济性	初始成本低、维护简单	初始成本高、维护复杂	跟网型储能初期投资较低，但构网型储能长期可能提供更大的经济回报
能源效率	较低	较高	构网型储能由于能独立控制输出，通常具有更高的能源效率
系统支撑	有限	强大	构网型储能可以提供电压和频率支撑，增强电网整体稳定性
市场适应性	适用于稳定电网	适用于变化快速的电网	构网型储能适合动态变化的电网环境，可以应对更多电网挑战

资料来源：InfoLink Consulting，浙商证券研究所

表：各个国家/地区构网型储能发展条件

国家/地区	VRE占比	电网覆盖率
中国	15.54%	0.09%
中国西藏	50%	/
中国内蒙古	45%	/
中国新疆	47%	/
澳大利亚	59.35%	0.01%
美国	15.60%	0.09%
德国	39.40%	0.37%
英国	32.70%	0.55%
荷兰	41%	0.16%
沙特	0%	0.02%

资料来源：Ember，GGII，浙商证券研究所

表：蒙能集团储能系统设备集采构网型储能标段中标单价高于其他标段

标段	配置技术类型	规模	排名	中标企业	中标单价（元/Wh）
标段一	/	505MW/1010MWh	1	许继电气	0.495
			2	中天储能	0.480
			3	海博思创	0.509
标段二	/	450MW/900MWh	1	赣锋锂电	0.500
			2	海博思创	0.514
			3	中天储能	0.500
标段三	/	300MW/600MWh	1	比亚迪	0.498
			2	海博思创	0.519
			3	中车株洲所	0.520
标段四	构网型储能	200MW/400MWh	1	海博思创	0.584
			2	万邦数字能源	0.589
			3	山东电工时代	0.599

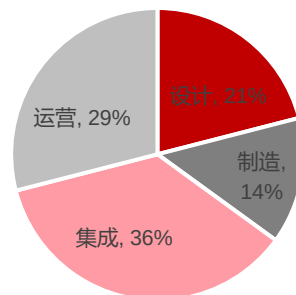
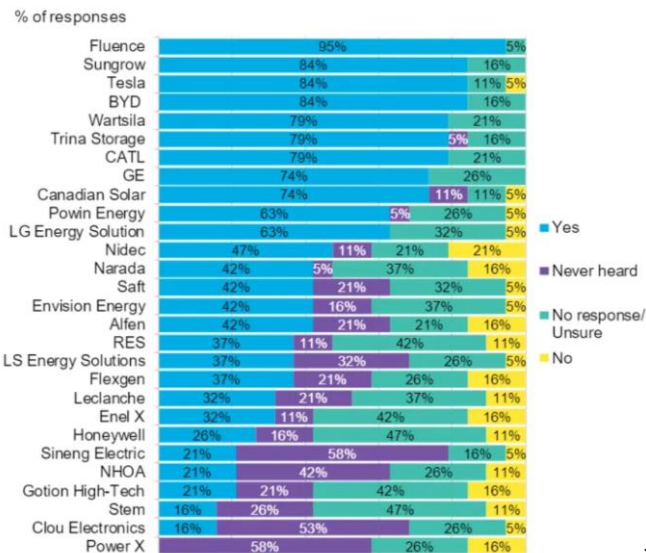
储能系统需要将PCS、EMS、BMS、电芯、热管理等设备高度集成，并保证安全稳定运行。在海外市场，储能系统集成格局远好于国内市场，其壁垒主要体现在以下几个方面：

- **品牌力**：可融资性为是否可能获得银行的无追索权贷款融资，综合考虑产品质量、长期可靠性、项目部署绩效、制造商财务实力等多方面因素，可以体现企业的综合实力。根据BNEF，2023年系统集成商可融资性评级榜单中，阳光电源排名全球第二，仅次于Fluence，比亚迪、天合储能、宁德时代、阿特斯、南都电源、远景能源等也排在前列。
- **售后服务能力**：根据美国电力研究所（EPRI）对26起事故的统计，系统集成和运营是最容易导致储能系统故障的两个环节。比如华为、阳光等头部企业在全局布局本地化售后团队，可以快速响应客户需求。
- **产品质量和可靠性**：考验安装调试阶段的便利性、运行阶段的可靠性和效率、维护的便捷性，对企业的技术综合能力提出更高要求。
- **历史业绩积累**：具备海外成熟项目业绩积累的集成商更容易获得海外客户信任，头部企业率先出海，具备一定的先发优势。

图：2023年全球储能系统集成商可融资性排名

图：系统集成是最容易导致储能系统故障的环节（单位：%）

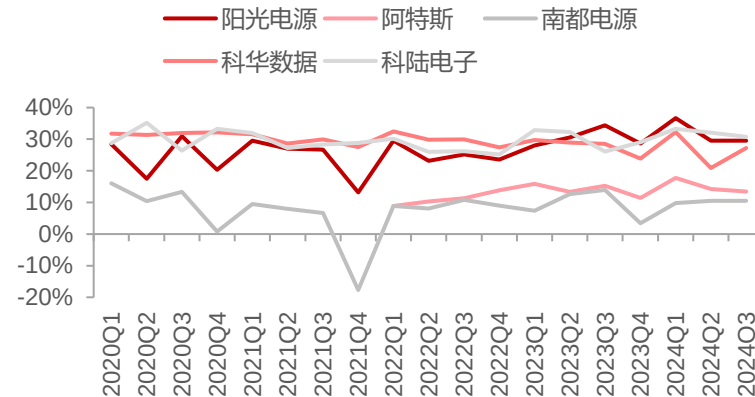
图：阳光电源全球服务网络一览



欧美市场集中度呈现提升趋势。全球格局：根据WoodMac，2023年，Telsa、阳光电源以15%、11%的市场份额位居全球电池储能系统集成商市场第一、第二，随后为中国中车、Fluence和海博思创。**分区域格局：**1) **亚太市场：**中国中车凭借强大的成本竞争力跃居亚太榜首；海博思创紧随其后，新源智储和远景能源并列第三。2) **欧洲市场：**Nidec、Tesla和比亚迪分列欧洲区域排名前三，市场份额总和实现68%。3) **北美市场：**Tesla、阳光电源和Fluence仍是北美市场的领跑者，市占率高达72%。

国内头部集成商持续获取海外订单，格局有望进一步集中。目前国内储能系统集成商主要分为五类企业：1) **PCS厂商纵向延伸产业链：**例如阳光电源等；2) **电芯企业纵向延伸产业链：**例如宁德时代等；3) **电力电子设备企业：**例如中车株洲所等；4) **光伏组件厂：**例如天合光能、阿特斯等；5) **专业储能系统集成商：**例如海博思创、新源智储等。从订单来看，国内头部集成商已持续获取海外多个新兴市场订单，考虑到海外系统集成行业的壁垒，我们认为后续格局有望进一步集中，呈现强者恒强的局面。

图：储能系统集成商毛利率对比（单位：%）



资料来源：浙商证券研究所

图：2022年全球电池储能系统集成商排名



资料来源：WoodMac，浙商证券研究所

图：2023年全球电池储能系统集成商排名



资料来源：WoodMac，浙商证券研究所

温控对电化学储能系统安全和系统寿命保障重要性日益增长，液冷成为储能温控主要应用路线。储能温控保障储能系统处于最佳运行温度区间，是保障全生命周期使用的安全可控的关键一环。同时，电芯一致性变差将严重影响储能系统寿命，储能温控有助于维持电芯之间温差处于合理区间，进而提升储能系统性能。随着大储规模不断增大，所需电芯数量不断增多。同时，电芯单体容量增长趋势明显，超300Ah的大电芯产品已陆续推出，使得储能系统对温控的散热效率和温差控制能力提出更高要求，具备更高散热效率、功耗更低、占地面积更小的液冷将更加匹配下游需求。从今年以来的大储项目冷却系统采购来看，液冷占比大幅提升，未来液冷渗透率有望不断提升。

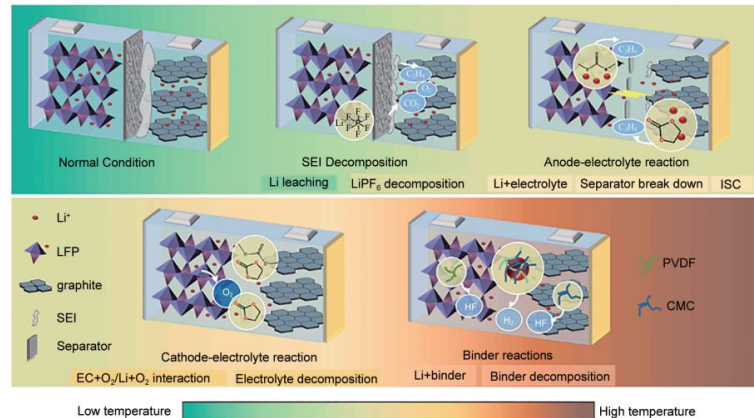
定制化能力重要性凸显，头部企业优势显著。储能温控系统定制化属性较强，面对不同的客户和应用场景环境，研发能力和产品方案设计能力强、成本控制能力强的企业将脱颖而出。目前下游储能系统集成商纷纷进行全球化布局以保持市场份额领先，因此具备主流集成商覆盖基础、产品认证齐全具备出海能力的温控企业也将胜出。

表：风冷液冷综合对比表

温控方案	风冷	液冷
冷却介质	空气	液体(水、乙二醇、空调制剂、硅油等)
系统集成度	低	高
设计、安装难度	简单	复杂
散热效率	中	高
电池寿命	液冷较风冷可提升约20%	
占地面积	同等容量电站，液冷较风冷减少约40%	
系统能量密度	同等尺寸电站，液冷较风冷提高约50%	
总能耗	同等电池均温，液冷较风冷降低约80%	
PUE值(越接近1越好)	1.5	小于1.1
项目运行周期	10年	12年
IRR	13%	15%

资料来源：EESA，华经产业研究院，储能头条，浙商证券研究所
注：以浙江地区工商业储能（系统容量 2000kWh；

图：储能用锂电池热失控机理图



资料来源：《锂离子电池储能安全评价研究进展》，浙商证券研究所

表：储能温控市场主要参与者

名称	主要企业	产业布局
数据中心温控厂商	英维克	主要从事精密温控节能设备业务，拥有机房温控节能产品、机柜控节能产品、客车空调、轨道交通列车空调及服务四大产品线。
	申菱环境	主营业务围绕专用性空调为代表的空气环境调节设备，参与包括北京大兴机场、三峡水利枢纽工程等大型、大型水电、核电站项目，为其提供空调系统解决方案。
工业领域温控厂商	同飞股份	主营业务为工业制冷设备，现已形成了液体恒温设备、电气箱恒温装置、纯水冷却单元和特种换热器四大类产品。
	高澜股份	致力于电力电子装置用纯水冷却设备及控制系统业务，已有基于锂电池单槽液冷产品、大型储能电站液冷系统、预制舱室储能液冷产品等技术产能和解决方案。
车用热管理厂商	松芝股份	主要业务为车辆热管理系统，为车辆空调行业的龙头企业，获得宁德时代、远景能源等客户的订单。
	奥特佳	子公司空调国际公司汽车空调系统业务的经营主体，在大型储能电池设备的热管理系统业务取得突破，实现液冷产品量产，为宁德等储能设备厂商提供液冷系统产品。

目录

CONTENTS

- 01 光储平价为底层逻辑，大储需求空间大、增速高
- 02 美国：并网拥堵问题逐步缓解，降息有望提振大储需求
- 03 欧洲：新能源发电占比提升，大储接力户储需求
- 04 澳洲：电力市场波动大，大储建设规划加速
- 05 中东：国家意志引领能源转型，储能受益于新能源发展
- 06 拉美：智利、巴西引领大储需求发展
- 07 亚洲：储能成为电力保供的重要支撑
- 08 产业链分析：海外市场高壁垒高盈利，行业龙头强者恒强
- 09 投资建议
- 10 风险提示

投资建议：海外大储量增确定性高，首选海外占比高、盈利能力更优的环节。

1) 关注优质的集成商如：阳光电源、阿特斯、宁德时代、比亚迪等；

2) 关注在新兴市场渠道和产品竞争力强的PCS厂商如：上能电气、科华数据、盛弘股份、禾望电气等；

3) 关注温控公司如：英维克、同飞股份、高澜股份等。

表：重点公司盈利预测与估值（单位：亿元、元/股、倍）

代码	简称	最新价	归母净利润（亿元）				EPS（元/股）				PE			
		2024/12/31	23A	24E	25E	26E	23A	24E	25E	26E	23A	24E	25E	26E
300274.SZ	阳光电源	73.83	94.40	112.10	131.95	152.60	4.55	5.41	6.36	7.36	16	14	12	10
688472.SH	阿特斯	12.56	29.03	28.61	41.27	53.11	0.79	0.78	1.12	1.44	16	16	11	9
300750.SZ	宁德时代	266.00	441.21	514.17	626.34	741.72	10.02	11.68	14.22	16.84	27	23	19	16
002594.SZ	比亚迪	282.66	300.41	384.01	498.15	607.70	10.33	13.20	17.12	20.89	27	21	17	14
300827.SZ	上能电气	43.90	2.86	5.41	8.25	10.62	0.80	1.51	2.30	2.95	55	29	19	15
002335.SZ	科华数据	28.92	5.08	5.39	7.53	9.37	1.10	1.17	1.63	2.03	26	25	18	14
300693.SZ	盛弘股份	26.96	4.03	4.38	5.82	7.41	1.29	1.41	1.87	2.38	21	19	14	11
603063.SH	禾望电气	19.96	5.02	4.49	5.65	6.77	1.13	1.01	1.27	1.53	18	20	16	13
002837.SZ	英维克	40.40	3.44	5.41	7.24	9.40	0.46	0.73	0.97	1.26	87	56	42	32
300990.SZ	同飞股份	41.30	1.82	1.80	2.72	3.73	1.08	1.06	1.61	2.20	38	39	26	19
300499.SZ	高澜股份	20.16	-0.32	0.31	0.82	1.30	-0.10	0.10	0.27	0.43	-	199	75	47

资料来源：，浙商证券研究所。备注：盈利预测来自wind一致预期
注：收盘价截至2024/12/31

目录

CONTENTS

- 01 光储平价为底层逻辑，大储需求空间大、增速高
- 02 美国：并网拥堵问题逐步缓解，降息有望提振大储需求
- 03 欧洲：新能源发电占比提升，大储接力户储需求
- 04 澳洲：电力市场波动大，大储建设规划加速
- 05 中东：国家意志引领能源转型，储能受益于新能源发展
- 06 拉美：智利、巴西引领大储需求发展
- 07 亚洲：储能成为电力保供的重要支撑
- 08 产业链分析：海外市场高壁垒高盈利，行业龙头强者恒强
- 09 投资建议
- 10 风险提示

- 1、行业竞争加剧风险：**储能行业的高速发展吸引众多企业入局，竞争格局尚不明朗，若后续行业竞争及价格战情况加剧，则产业链相关厂商的盈利水平将受到压缩。
- 2、储能支持政策不及预期风险：**当前储能市场政策依赖性仍然较强，各地区政策推出、补贴范围及支持力度等发生不利变化或者电价下降，将对储能的收益率产生较大影响，进而对储能装机需求产生影响。
- 3、新能源建设规模不及预期风险：**当前储能需求中可再生能源配储占据较大比例，若新能源建设规模不及预期，可能会削弱储能装机需求。
- 4、上游材料价格大幅上涨。** 储能行业产品原材料成本在总成本中占比较高，成本受上游原材料价格影响较大。若后续上游原材料价格大幅上涨或者产品价格向下游传导不及时，将影响产品毛利率和公司盈利能力。
- 5、国际贸易环境恶化风险：**可能面临其他国家更严苛的贸易壁垒限制。若受到海外国家地缘政治、贸易政策等不利影响，可能会使得海外储能产品销售和盈利能力不及预期。
- 6、汇率大幅波动风险：**多数储能公司海外收入占比较高，若未来汇率出现大幅波动，相关公司有产生汇兑损失的可能，进而导致业绩不及预期。

行业的投资评级

以报告日后的6个月内，行业指数相对于沪深300指数的涨跌幅为标准，定义如下：

- 1、看好：行业指数相对于沪深300指数表现 + 10%以上；
- 2、中性：行业指数相对于沪深300指数表现 - 10% ~ + 10%以上；
- 3、看淡：行业指数相对于沪深300指数表现 - 10%以下。

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取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者不应仅仅依靠投资评级来推断结论

法律声明及风险提示

本报告由浙商证券股份有限公司（已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格，经营许可证编号为：Z39833000）制作。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但浙商证券股份有限公司及其关联机构（以下统称“本公司”）对这些信息的真实性、准确性及完整性不作任何保证，也不保证所包含的信息和建议不发生任何变更。本公司没有将变更的信息和建议向报告所有接收者进行更新的义务。

本公司的客户作参考之用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为本公司的当然客户。

本报告仅反映报告作者的出具日的观点和判断，在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见均不构成对任何人的投资建议，投资者应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

本公司的交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。本公司没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。本公司的资产管理公司、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

本报告版权均归本公司所有，未经本公司事先书面授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、发布、传播本报告的全部或部分内容。经授权刊载、转发本报告或者摘要的，应当注明本报告发布人和发布日期，并提示使用本报告的风险。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。

浙商证券研究所

上海总部地址：杨高南路729号陆家嘴世纪金融广场1号楼25层

北京地址：北京市东城区朝阳门北大街8号富华大厦E座4层

深圳地址：广东省深圳市福田区广电金融中心33层

邮政编码：200127

电话：(8621)80108518

传真：(8621)80106010

浙商证券研究所：<http://research.stocke.com.cn>