下载日志已记录，仅供内部参考

电力交易取代政策配储，26年全球储能超预期

——电新行业（储能板块）培训

2026/ 06/ 25/ 行业评级：增持

姓名：徐强（分析师）
电话： 021-38676666
证书编号： S0880517040002

姓名：庞钧文（分析师）
电话： 021-38674703
证书编号： S0880517120001

姓名：余玫翰（分析师）
电话： 021-23185617
证书编号： S0880525040090

姓名：吴志鹏（分析师）
电话： 021-23215736
证书编号： S0880525070004

下载日志已记录，仅供内部参考

目录 / CONTENTS

01 136号文，国内储能迎来市场化发展新阶段

02 海外大储能持续高景气，海外户储新周期

03 储能系统格局改善

04 风险提示

下载日志已记录，仅供内部参考

01

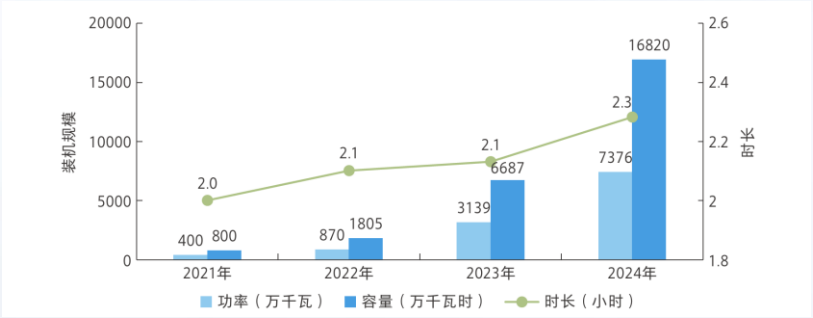
136号文，国内储能迎来市场化发展新阶段

下载日志已记录，仅供内部参考

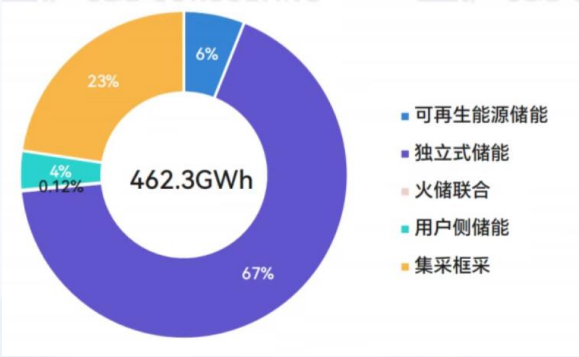
01 136号文之前的大储能——强制配储

- **强制配储推动储能高速发展，2024年底装机量为十三五20倍。**强制配储政策以2017年青海试点为起点，青海省在《2017年度风电开发建设方案》中首次明确要求风电项目按10%装机容量配套储电装置，成为国内强制配储政策的“破冰者”。2021年7月，国家发改委、能源局发布《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，提出2025年新型储能装机30GW的目标，间接推动地方将配储从“鼓励”转向“强制”。全国20余个省市密集出台细则，普遍要求新能源项目按10%-20%装机容量、2小时放电时长配储，青海、内蒙古、山东等消纳压力较大地区的部分项目配储比例甚至提至30%。
- **强制配储留下了储能低质量、配而不用等隐忧，为136号文取消强配留下伏笔。**在强制配储的政策下，许多储能电站由于电站小而分散，电网调度少，缺乏明确经济性，经济效应低，沦为风光项目的成本项，储能走向了低价内卷，质量不佳的道路。2018~2019年电网侧储能示范项目的实施，成为独立储能应用的雏形。自2021年起，山东率先以“示范项目+调峰补偿+新能源容量租赁+容量补偿”的模式推动了独立储能电站的示范应用和规模化建设。随着国家和地方政府转向鼓励独立储能，独立储能占比从2019年的24%到2025年的67%。

图：“十四五”以来我国新型储能装机规模情况



图：独立储能占比从2019年24%提升至2025年的67%



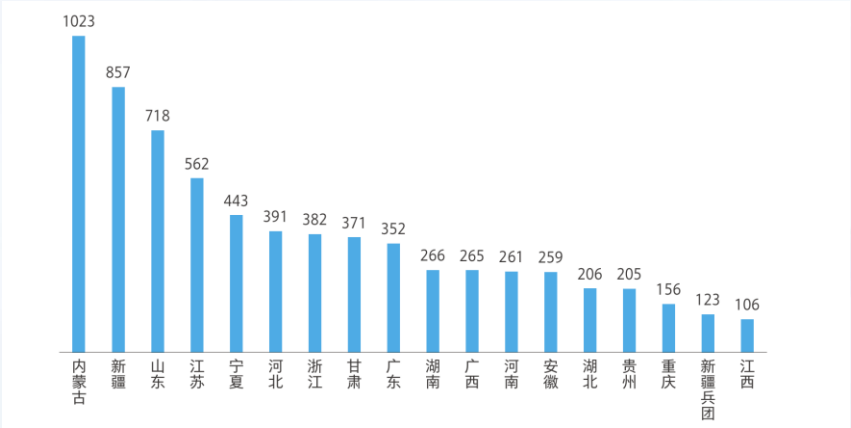
资料来源：国家能源局《中国新型储能发展报告》，寻熵研究院公众号

下载日志已记录，仅供内部参考

01 136号文取消强制配储，向市场化迈进，进入新发展阶段

- **136号文要求取消强制配储，光伏全面入市。**2025年2月9日，发改委发布《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》，改革重点：（1）推动新能源上网电价全面由市场形成。（2）建立机制电价支持新能源可持续发展。（3）区分存量和增量项目，以2025年6月1日为节点。（4）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。
- **136号文中长期利好储能收益率提升。**136号文要求光伏全面入市，峰谷价差拉大普遍在0.3元/kWh上下，利好储能收益率提升，中长期利好储能发展。2025年6月之后的各省储能装机，有各省政策催化，2025年内蒙出台的0.35元/kwh的放电补贴极大促进了装机发展。
- **储能未来在电力市场化下或蓬勃发展。**国家发展改革委和国家能源局印发的《新型储能规模化建设专项行动方案（2025—2027年）》提及：2027年，新型储能市场机制、商业模式、标准体系基本成熟健全，适应新型电力系统稳定运行的多元储能体系初步建成。全国新型储能装机规模达到1.8亿千瓦以上，带动项目直接投资约2500亿元。

图：2024年底新型储能装机超过百万千瓦省份装机情况（单位：万千瓦）



资料来源：国家能源局《中国新型储能发展报告》，国泰海通证券研究

下载日志已记录，仅供内部参考

01 市场化交易+容量电价+辅助服务为未来储能主要收益方式

- **储能收益方式未来为市场化交易+容量电价+辅助服务等组成，测算资本金IRR高于6%。**区别于强制配储经济性来自于减少弃风弃光和辅助服务，独立储能的收益方式为：市场化的峰谷套利+容量电价（类似于火电）+辅助服务。目前，甘肃、宁夏等省份陆续出台容量电价政策，测算IRR均高于6%，未来随着全国范围内容量电价的推广，预计独立储能的经济性将在全国范围内走通，促进其发展。

✓ 我们以甘肃和宁夏为例，假设EPC成本为0.8-0.9元/Wh。由于辅助服务仍有不确定性，我们仅计算峰谷价差和容量电价两个收益。假设现货峰谷价差为0.27元/kwh（甘肃储能2024年现货价差0.2719元/kWh），甘肃和宁夏的容量电价分别为330和165元/kW（电网侧新型储能的有效容量根据满功率放电时长/6×额定功率并扣除厂用电后后确定），贷款比例70%，**测算的甘肃和宁夏的资本金IRR为10.96%-13.7%和5.5%-7.6%。**若考虑辅助服务和光伏全面入市抬升峰谷价差，储能收益率更高。

表：宁夏和甘肃储能收益率测算（不考虑辅助服务，电芯价格0.3元/Wh，EPC为0.8元/Wh）

	宁夏	甘肃
总投资IRR	5.84%	9.48%
资本金IRR	7.62%	13.70%
静态投资回收期（年）	9.04	7.04

表：宁夏和甘肃储能收益率测算（不考虑辅助服务，电芯价格0.4元/Wh），EPC为0.9元/Wh）

	宁夏	甘肃
总投资IRR	4.49%	7.90%
资本金IRR	5.50%	10.96%
静态投资回收期（年）	10.02	8.06

资料来源：储能与电力市场公众号，国泰海通证券研究

下载日志已记录，仅供内部参考

01 2026年展望：市场化交易铺开、内蒙退坡、容量电价推广

- **2026年预期国内储能装机增速20%-30%，容量电价或全国性推广。**我们预计，2026年储能行业有三大重点关注事件：

✓ **1）市场化交易铺开。**2025年4月16日，国家发展改革委办公厅、国家能源局综合司发布《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》（“394号文”），为各地电力现货市场建设明确了“时间表”（湖北电力现货市场要在2025年6月底前、浙江电力现货市场要在2025年底前转入正式运行，安徽、陕西力争在2026年6月底前转入正式运行。）。截止2025H1，国内已有6个省份地区（山西、广东、山东、甘肃、蒙西和湖北）进入正式运行，浙江、安徽、陕西、辽宁、河北南网等地和南方区域电力市场已转入连续结算试运行，电力市场化明显加快。**电力市场化2026年有望全面铺开**，将更加充分地反应电力供需关系，我们预计将会推动储能峰谷价差拉大。

✓ **2）容量电价或全国性推广。**根据《新型储能规模化建设专项行动方案（2025-2027年）》加快新型储能价格机制建设。推动完善新型储能等调节资源容量电价机制，有序建立可靠容量补偿机制，对电力系统可靠容量给予合理补偿。我们认为，随着甘肃、宁夏等地的容量电价政策的试点，**未来容量电价或全国性推广**。

✓ **3）内蒙放电量补偿或有不确定性。**2025年内蒙放电量补偿为0.35元/kWh，为期10年，极大推动了内蒙储能发展，但其IRR远高于其他省份，未来或有容量电价退坡风险，但推坡幅度有限，**预计年退20%，年限缩短到5年，依然是很强力的补贴**。

图：进入正式电力市场运行的省份地区

省（区）	转入正式运行时间	发电侧参与情况（含集中式新能源参与方式）	新型主体参与情况（方式）	用户侧参与方式	现货市场价格区间	燃煤发电基准价
山西	2023 年 12 月 22 日	火电、新能源（自主选择报量报价或报量不报价）	独立储能（自主选择报量报价或报量不报价）、抽水蓄能（报量不报价 + 调度应急调用）、虚拟电厂（报量报价）	报量不报价	0-1500 元 / 兆瓦时（出清有二次限价）	332 元 / 兆瓦时
广东	2023 年 12 月 28 日	火电、核电、新能源（报量报价）	独立储能（报量报价或报量不报价）、抽水蓄能（报量报价）、虚拟电厂（报量报价）	报量不报价	0-1500 元 / 兆瓦时（与一次能源挂钩）	453 元 / 兆瓦时
山东	2024 年 6 月 17 日	火电、核电、新能源（含配建储能，报量报价）	独立储能（报量报价）、抽水蓄能（报量报价）、虚拟电厂（报量报价或报量不报价）	报量不报价	申报：-80-1300 元 / 兆瓦时；出清 -100-1500 / 兆瓦时	394.9 元 / 兆瓦时
甘肃	2024 年 9 月 5 日	火电、水电、新能源（报量报价）	电网侧储能（报量不报价）	报量报价	40-650 元 / 兆瓦时	307.8 元 / 兆瓦时
蒙西	2025 年 2 月 24 日	火电、新能源（报量报价）	独立储能、虚拟电厂（报量不报价）	不报量不报价	火电申报价格：1-1500 元 / 兆瓦时 新能源申报价格：0-1500 元 / 兆瓦时；出清：0-3000 元 / 兆瓦时	282.9 元 / 兆瓦时
湖北	2025 年 6 月 6 日	火电、新能源（报量报价）	负荷类虚拟电厂（报量报价）、新型储能（报量报价）	不报量不报价	申报：0-1000 元 / 兆瓦时；出清：0-1200 元 / 兆瓦时	416.1 元 / 兆瓦时

资料来源：中国储能网，国泰海通证券研究

下载日志已记录，仅供内部参考

01 2025-2030年国内储能装机量预测

- **我们预计2025-2030年均维持高增。**我们预计2026年国内储能装机量为303GWh，yoy+66.19%，，预计2030年国内储能装机量为941GWh，储能未来五年仍保持稳健较高水平的增长。

表：2025-2030年国内储能装机量预测

	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
中国新增风电装机规模（GW）	76	88	119	130	138	146	155	164
中国新增光伏装机规模（GW）	216.8	260	315	250	270	292	315	340
风电功率配比	10.5%	16.4%	17.8%	21.8%	24.3%	26.8%	29.3%	31.8%
光伏功率配比	5.8%	9.8%	10.8%	16.3%	18.8%	21.3%	23.8%	26.3%
新能源新增项目配储需求（GW）	**20**	**40**	**55**	**69**	**84**	**101**	**120**	**142**
中国风电累计装机量	441	529	649	779	916	1063	1217	1381
中国光伏累计装机量	610	870	1185	1435	1705	1996	2311	2651
补充项目风电功率配比	10.5%	16.4%	17.8%	21.8%	24.3%	26.8%	29.3%	31.8%
补充项目光伏功率配比	5.8%	9.8%	10.8%	16.3%	18.8%	21.3%	23.8%	26.3%
理论需要的储能总额（GW）	81	172	244	404	543	710	907	1137
储能缺口（GW）	48	96	106	178	191	199	204	206
补充缺口比例	2%	5%	7%	18%	24%	30%	36%	42%
补充储能缺口对应规模（GW）	**1**	**2**	**7**	**19**	**43**	**57**	**72**	**86**
国内大型储能需求（GW）	22	42	62	88	127	158	192	227
平均配储时长（h）	2.2	2.4	2.9	3.4	3.6	3.8	4.0	4.1
国内大型储能并网规模（GWh）	**46**	**101**	**183**	**303**	**462**	**608**	**776**	**941**
yoy		118.14%	80.48%	66.19%	52.37%	31.65%	27.46%	21.32%

资料来源：国家能源局，国泰海通证券研究

下载日志已记录，仅供内部参考

02 海外大储能持续高景气，海外户储新周期

下载日志已记录，仅供内部参考

02 美国大储增长显著，AIDC配储潜力大

■ **美国大储装机属于有机增长，贸易政策导致抢装**

✓ 根据新能源网百家号援引Wood Mackenzie，25年美国新增大储装机 47GWh，同比增长40%。公用事业规模储能在25年安装量达到16GW，推动大规模部署的因素包括税收抵免、系统成本以及与电力公司的购电协议。

■ **数据中心配储潜力大**

✓ 根据阳光电源，26-30年，AIDC将带来约200GWh的储能增量需求；根据阿特斯等，27年开始将出现相关配储的规模建设。26年3月17日，阿特斯便宣布了2.49GWh的北美储能项目订单，用于支撑数据中心的用电需求。我们认为，数据中心储能最开始是用做调峰等功能，配置时长预计为4h，配置20%。未来占美国电量需求10%以上，风光配储供电后，配置比例大幅提升，预计为100%，6-8h。

表：出口关税的变化情况

	25年	26年（旧）	26年（新）
基础关税	3.4%	3.4%	3.4%
301关税	7.5%	25%	25%
芬太尼关税	20%	20%	取消
对等关税	10%	10%	取消
122临时关税			10%
总计	40.9%	58.4%	38.4%

表：AIDC配储市场空间

项目	25E	26E	27E	28E	29E	30E	26-30年
累计装机(GW)	51.5	64	80.5	101.9	129.5	164	
新增装机(GW)	9.5	12.5	16.5	21.4	27.6	34.5	113
配储比例		20%	35%	50%	65%	80%	
配储时长 (h)		4	4.5	5	5.5	6	
配储需求(GWh)		**10.0**	**26.0**	**53.5**	**98.7**	**165.6**	**354**
yoy			158%	106%	84%	68%	

资料来源： Wood Mackenzie ，国泰海通证券研究

下载日志已记录，仅供内部参考

02 欧洲大储成为亮点，未来多点开花

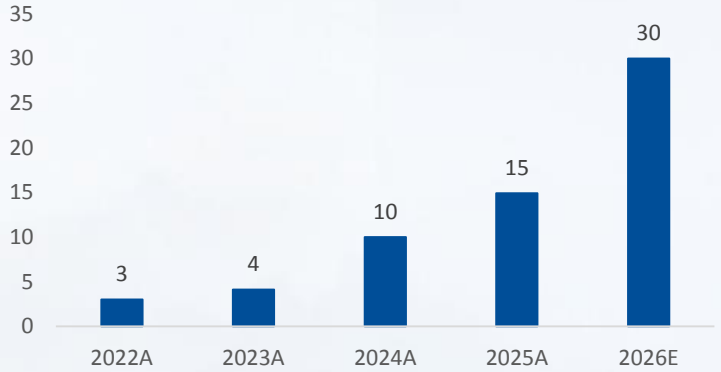
- **欧洲大储24年开始爆发，装机量持续高增**

✓ 根据欧洲光伏协会SPE，2025年欧洲电池大储装机新增14.9GWh，占比储能总装机的55%，成为 2024-2025 年增长的主力。25年，德国依然是欧洲最大的储能市场，大储项目在25年迎来集中并网，展望26年，大储新增装机有望翻倍至30GWh。

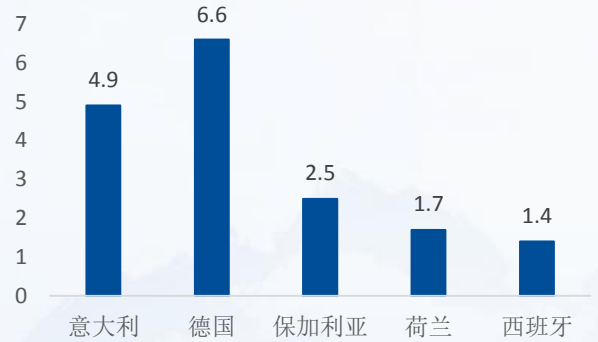
- **意德英表现较好，东欧市场也将开始起量**

✓ 从区域分布来看，2025年约 63% 的总容量集中在前五大市场，分别是德国（6.6GWh）、意大利（4.9GWh）、保加利亚（2.5GWh）、荷兰（1.7GWh）和西班牙（1.4GWh）。展望未来，欧洲市场将呈现多点开花新局面，市场逐步拓展至西班牙、德国、希腊等国。此外，26年乌克兰等国可能成为欧洲储能市场的亮点，大储和微网光储项目需求大。

图：欧洲的大储新增装机（GWh）



图：25年欧洲主要区域市场的储能新增装机（GWh）



资料来源： SPE，国泰海通证券研究

下载日志已记录，仅供内部参考

02 中东大储维持高增速，国内企业主导供应

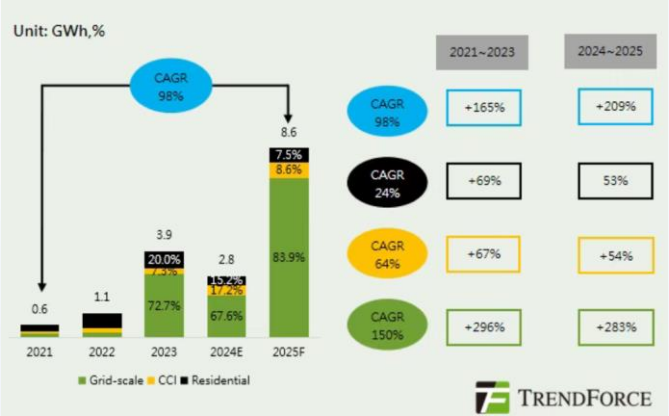
■ **长期目标远大，战争带来短期不确定性**

✓ **中东风光储高速发展**：沙特计划2030年实现130GW可再生能源装机(占比50%)，阿联酋则瞄准19.8GW可再生能源装机。由于当地光伏装机快速上量，根据PVInfolink，24 年为中东非地区储能元年，装机规模约 2.7 GWh，主要为大型储能。根据集邦储能，25年中东非大储的预计规模达7.2GWh，增速达283%，占比高达84%。24 年大项目储备达到18.6GWh，主要由阿联酋及沙特两国发起。

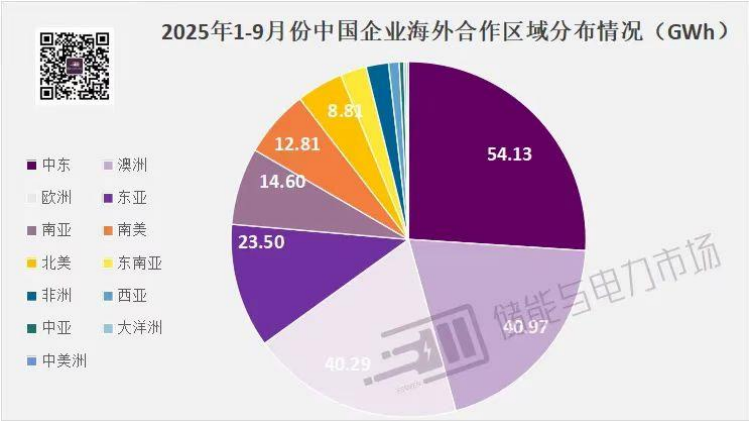
✓ **国内企业占据主导**：受益于规模优势和贸易政策，25年前三季度，中国企业以54.13GWh的签约量（占全球海外订单26%）领跑。宁德时代、比亚迪、阳光电源等中企接连斩获超级订单，包括比亚迪 2.6 GWh、阳光电源 7.8 GWh 项目。

✓ **战争带来短期不确定性**：中东战争对26年的大储装机有所影响，目前大储项目的开发处于停滞状态，原因包括人员差旅不便、海运停运。冲突前对26年的预估为40GWh，若战争在6-7月结束，实际装机可能降至20-30GWh，若战争延续至年底，26年将大幅减少。

图：2025年中东非大储装机量（GWh）



图：25Q1-Q3，中东市场成为国内企业主要合作区域



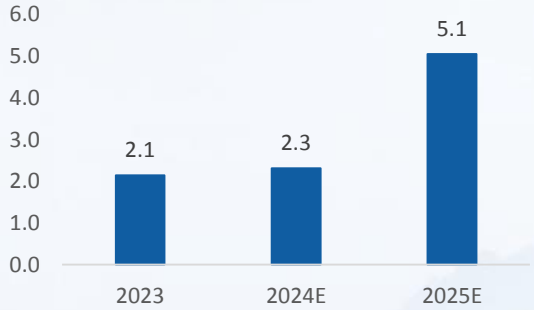
资料来源： TRENDFORCE、储能与电力市场

下载日志已记录，仅供内部参考

02 新兴区域：澳洲、日本、东南亚、印度等

- ✓ 日本：日本储能市场发展良好，调频收益较高，辅助服务平均价格为¥172/kW/30分钟。根据彭博BNEF，从26年起，日本电网侧电池储能每年新增装机将超过1GW；到2030年前后，每年新增装机将达到1.5GW以上。
- ✓ 澳洲：电网不稳定叠加能源转型加速储能装机。根据TrendForce，25年澳洲大储需求预计达5.1GWh，增长显著。根据澳洲运营商AEMO，计划于25、26年开始商业运行的大储项目规模分别约为10GWh、13GWh。
- ✓ 印度：潜力大，中央电力部今年已要求光伏强制配储占其总容量的10%。截至24年末，累计电池储能仅0.11GW。根据印度电力部预估，2031-2032 年将需要 73.9GW/411.4GWh 的储能，电池储能需求236GWh（年均33GWh）。

图：澳洲大型储能新增装机（GWh）



资料来源： TRENDFORCE，国泰海通证券研究

下载日志已记录，仅供内部参考

02 2025-2030年海外大储能装机量预测

核心假设

- ✓ 欧洲：25-26年欧洲大储保持较快增长，增长动能从西欧向中东欧扩散。展望至2030年，结合第三方，预计复合增长率将达46%；
- ✓ 北美：美国表前储能需求强劲，26年虽有政策不确定因素影响，长期看，AIDC配储需求增量和现有规模相关，增速非常乐观。结合第三方，展望至2030年，复合增速将达42%；
- ✓ 其他地区：受益于光伏等新能源的快速上量，虽然战争对中东项目节奏带来不确定性，但预计26-27年整体的增速依然乐观，展望至2030年，预测复合增速达38%。

因为新能源增长以及保障电网稳定性，大储的确定性较强，我们预计到2030年大型储能的新增需求将达到598GWh，5年的复合增速40%。

图：2020-2030年，海外集中式储能装机区域分布（GWh）

地区 / 年份	2020A	2021A	2022A	2023A	2024A	2025	2026E	2030E	25-30年CAGR
欧洲	0.4	0.3	3	4	10	15	30	100	46.3%
北美	4.4	9.3	11	24	34	47	60	269	41.6%
其他	3.6	4.6	19.4	22	22	52	67	261	38.1%
海外总和	**8.4**	**14**	**34**	**51**	**66**	**114**	**157**	**630**	**40.7%**

资料来源： Pvinfolink、国泰海通证券研究

下载日志已记录，仅供内部参考

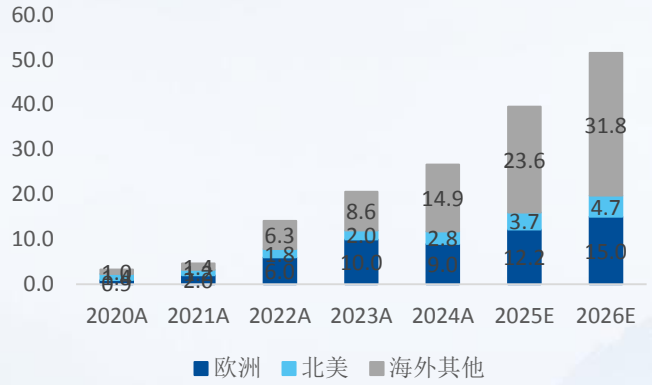
02 分布式储能也是海外储能重要组成部分

■ **澳洲、欧洲是海外分布式储能装机主要地区**

✓ 2025年，海外分布式储能的新增装机为49GWh，欧洲、澳洲、北美、其他市场分别新增12.2、6.3、3.7、17.3GWh，在全球中占比分别达26%、13%、14%。2025年，海外传统的户储市场增速相对平缓，工商业储能（C&I）和新兴市场（如中东、东南亚）则表现出更强的生命力。

✓ 分区域看，受益于补贴政策推动，25年澳洲贡献显著增量；欧洲市场户储虽有承压，但工商储带动了该地区的成长；其他市场，例如南亚、中东等地区离网需求较强，增速领先其他地区。

图：海外分布式储能装机（GWh）



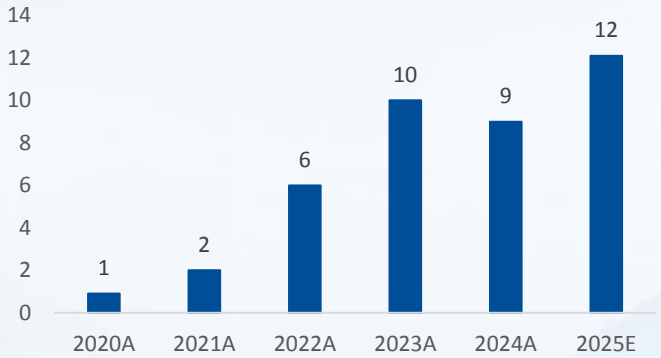
资料来源： PVinfolink，Frost&Sullivan，国泰海通证券研究

下载日志已记录，仅供内部参考

02 欧洲分布式去库存完成，中东冲突加速能源转型

- ✓ **24-25年上半年户储受库存拖累：**2025 年，欧洲分布式储能新增装机12.2GWh，其中户用市场再次下滑，装机总量为 9.8GWh，同比减少 6%。电价回落以及紧急支持计划的逐步取消是导致户用市场降温的主要原因。德国和意大利的装机出现收缩；因俄乌战争导致区域性长期停电，乌克兰户储市场爆发。欧洲分布式市场有望凭借电价起底回升、VPP 模式推广，逐步企稳。德国、西班牙等电价下探也有助于套利的商业模式，长期看市场会逐步向西欧向其他地区扩散。由于库存在25H2基本完成去化，预计26年欧洲分布式需求将出现回暖。
- ✓ **中东冲突影响加速能源转型：**地区局势加速各地区实现能源自主的步伐，哪怕局势缓和，能源自主诉求不会减少，具有长逻辑。以俄乌危机为例，危机把欧洲从“渐进式转型”推向了“加速转型”—推出REPowerEU计划，将2030年的可再生能源占比从40%提升至45%，系统性抬升了光伏、风电、储能等新能源的战略地位。

图：欧洲分布式储能新增装机（GWh）



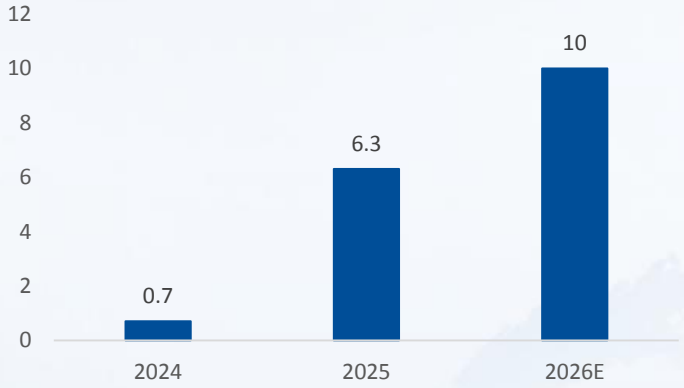
资料来源： Bloomberg，国泰海通证券研究

下载日志已记录，仅供内部参考

02 澳洲补贴带来新的增长空间

- ✓ **补贴政策刺激较大：**2025年7月1日起，联邦政府推出“家用电池降价计划”，并明确将家用储能电池系统（solar batteries）纳入小型可再生能源激励计划（SRES）。储能的联邦补贴37美分/kwh，逆变器 10 美分/W，考虑到电价30美分/kwh，补贴后投资收益 ARR 能达 15% - 20%，约五年内可实现投资周期。
- ✓ **25-26年需求高增：**据 PVInfoLink 统计，2025 年澳大利亚储能新增装机达 11.4 GWh（其中分布式占比更高），较 24 年增速约 338%，主要受三重因素驱动：一是政策持续加码，容量投资计划（CIS）前期密集招标项目将于 2026 年逐步落地，叠加总额 72 亿澳元的户储补贴，夯实需求基础；二是煤电机组加速退役，电网对储能的刚性替代需求不断提升；三是收益机制日趋多元，为项目经济性提供更强支撑。

图：26-27年澳洲分布式储能有望显著增长（GWh）



资料来源： PVinfolink，国泰海通证券研究

下载日志已记录，仅供内部参考

02 其他地区：南亚、中东、南美

- ✓ 巴基斯坦：从电网结构、人口分布和电力情况看，增长具有长期性。
- ✓ 中东：主要因国家经济向好、柴发使得电价高、且供电间断，户储配置价值提升。
- ✓ 南美：巴西市场处于刚开始爆发阶段。

图：光伏装机的攀升导致对储能调度需求上升（GW）



资料来源： PVinfolink，国泰海通证券研究

下载日志已记录，仅供内部参考

02 2025-2030年海外分布式储能装机量预测

核心假设

- ✓ 欧洲：西欧地区在库存消除后重回稳健成长，其他国家增速更快。中东冲突有望加速新能源的整体发展，26-27年欧洲市场将重回稳定增长。展望至30年，结合第三方，复合增速39%；
- ✓ 北美：分布式需求保持稳定成长，展望至30年，结合第三方，5年复合增速25%；
- ✓ 其他地区：新兴市场受到政策和经济发展的拉动，未来2年保持较高的增速，5年复合增速达27%。

欧洲和北美等传统市场保持稳增，新兴市场的成长更快，我们预计2030年分布式储能的新增需求将达到92GWh，5年的复合达28%。

图：2020-2030年，海外分布式储能装机区域分布（GWh）

地区 / 年份	2020A	2021A	2022A	2023A	2024A	2025	2026E	2030E	25-30年CAGR
欧洲	0.9	2.0	6.0	10.0	9.0	12.2	15	28	39%
北美	1.4	1.2	1.8	2.0	2.8	3.7	4.7	14.6	25%
海外其他	1.0	1.4	6.3	8.6	13	22	32	49	27%
海外合计	**3.3**	**4.6**	**14.1**	**21**	**25**	**38**	**52**	**92**	**28%**

资料来源： Pvinfolink、国泰海通证券研究

下载日志已记录，仅供内部参考

03 储能系统格局改善

下载日志已记录，仅供内部参考

03 储能系统盈利变化：系统中标价格

- **集采涨价环比10%-20%，顺价ing。**根据寻熵研究院的追踪统计，2026年2月中广核、北京疆来能源、华电的集采框采相继开标，规模分别为7.2GWh、6GWh和12GWh，均价全部回升至0.5元/Wh以上，分别为0.503元/Wh、0.523元/Wh、0.54元/Wh。与2025年12月华能清能院完成的2GWh不区分倍率的集采相比，2月报价上涨了10-18%。

图：2h和4h储能系统平均报价



表：26年2月储能系统报价比25年12月+10%-18%

2月开标不区分倍率集采项目及报价情况（元/Wh）			
业主	中广核	北京疆来能源	华电
规模	7.2GWh	6GWh	12GWh
报价范围	0.491-0.53	0.498-0.542	0.492-0.621
均值	0.503	0.523	0.54

资料来源：寻熵研究院，国泰海通证券研究

下载日志已记录，仅供内部参考

03 储能系统格局改善，从强配到市场化

- **市场化后更看重储能质量，储能格局改善。**此前，由于储能在强配中是成本项，造成储能往低价内卷发展，很多企业亏损，随着2年以来的出清，叠加储能未来看中经济性，往高质量发展，储能头部集中趋势明显。2024年中国企业储能系统国内市场并网规模中，前三为中车株洲、海博思创和阳光电源。2025上半年储能系统集采框采规模达61.3GWh，海博思创、中车株洲所、阳光电源位列集采入围前三。2025年中国新增并网储能项目规模排名前三位的储能设备供应商为：中车株洲所、海博思创和远景储能。

图：2025年新增并网储能项目规模排名前十位的储能设备供应商



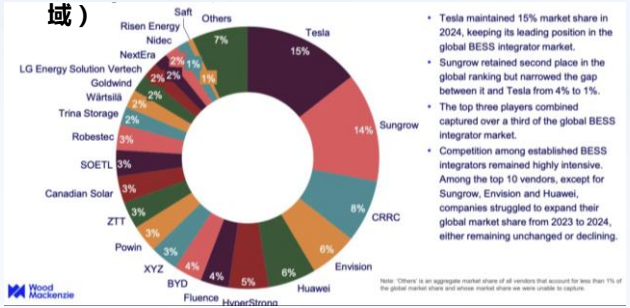
资料来源：寻熵研究院，国泰海通证券研究

下载日志已记录，仅供内部参考

03 储能系统格局改善，从强配到市场化

- **国内龙头企业占据优势。**根据江苏省储能行业协会公众号援引WOOD MACKENZIE公布的系统集成商数据，来自全球7个国家22个储能集成商上榜，占全球94%市场份额。其中14家中国企业上榜，占全球储能系统市场份额63%。特斯拉以15%的市场份额排名第一，并已连续两年蝉联榜首。阳光电源以14%的市场份额排名第二，不过阳光电源与特斯拉差距已经从2023年的4个百分点缩小至2024年的1个百分点。

图：2024年全球集成商市占率（上：全球，下：分区域）





图：2023年全球集成商市占率



图：2022年全球集成商市占率



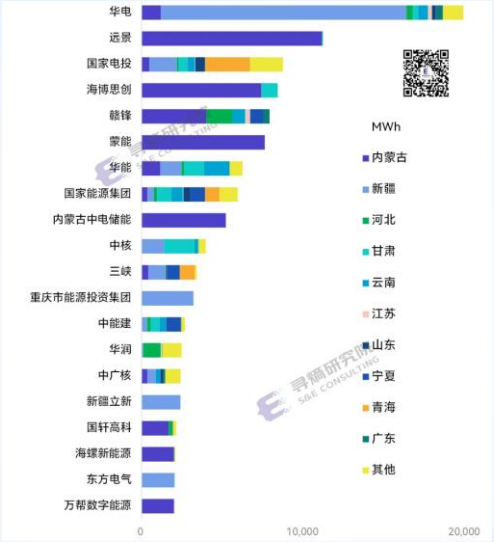
资料来源：中国能源新闻网，界面新闻，江苏省储能行业协会公众号，WOOD MACKENZIE，国泰海通证券研究

下载日志已记录，仅供内部参考

03 储能系统格局改善，从强配到市场化

- **市场化后更看重储能质量，对系统集成商运维能力要求提升，头部集中。**我们看到，2025年开始，海博思创等系统设备商上已经进入了储能业主前五，未来随着经济性走通，储能业主会发生较大变化，发电集团等占比或下降，保险金租等业主占比或提升，这些业主运营或需要外包，有运维能力的系统设备商的市占率提升可能性大。

图： 2025年新增储能并网规模前20位的业主及其项目地域分布



资料来源：寻熵研究院，国泰海通证券研究

下载日志已记录，仅供内部参考

04 风险提示

下载日志已记录，仅供内部参考

05 风险提示

电力交易价格难以预测。一般认为电力交易开始后，初期现货价差可以达到0.5元/kWh，后续将逐渐降低，但电力交易极为复杂，且储能装机可能会导致价差收敛，因此存在风险。

海外出口贸易政策风险。海外贸易政策多变，因此对海外出口存在政策变化风险。

储能系统安全性风险。储能产品属于高能量密度锂电池堆叠产品，虽然配备熔断器、消防等设施，仍无法彻底避免火灾等安全性风险。

下载日志已记录，仅供内部参考

免责声明

分析师声明

作者具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，保证报告所采用的数据均来自合规渠道，分析逻辑基于作者的职业理解，本报告清晰准确地反映了作者的研究观点，力求独立、客观和公正，结论不受任何第三方的授意或影响，特此声明。

免责声明

本报告仅供国泰海通证券股份有限公司（以下简称“本公司”）授权客户使用。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。本报告仅在相关法律许可的情况下发放，并仅为提供信息而发放，概不构成任何广告。

本报告的信息来源于已公开的资料，本公司对该等信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可升可跌。过往表现不应作为日后的表现依据。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。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。在任何情况下，本公司、本公司员工或者关联机构不承诺投资者一定获利，不与投资者分享投资收益，也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。投资者务必注意，其据此做出的任何投资决策与本公司、本公司员工或者关联机构无关。

本公司利用信息隔离墙控制内部一个或多个领域、部门或关联机构之间的信息流动。因此，投资者应注意，在法律许可的情况下，本公司及其所属关联机构可能会持有报告中提到的公司所发行的证券或期权并进行证券或期权交易，也可能为这些公司提供或者争取提供投资银行、财务顾问或者金融产品等相关服务。在法律许可的情况下，本公司的员工可能担任本报告所提到的公司的董事。

市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告作为作出投资决策的唯一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向专业人士咨询并谨慎决策。

本报告版权仅为本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制、发表或引用。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“国泰海通证券研究”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

若本公司以外的其他机构（以下简称“该机构”）发送本报告，则由该机构独自为此发送行为负责。通过此途径获得本报告的投资者应自行联系该机构以要求获悉更详细信息或进而交易本报告中提及的证券。本报告不构成本公司向该机构之客户提供的投资建议，本公司、本公司员工或者关联机构亦不为该机构之客户因使用本报告或报告所载内容引起的任何损失承担任何责任。

评级说明

投资建议的比较标准

投资评级分为股票评级和行业评级。

以报告发布后的12个月内的市场表现为比较标准，报告发布日后的12个月内的公司股价（或行业指数）的涨跌幅相对同期的沪深300指数涨跌幅为基准。

	评级	说明
股票投资评级	增持	相对沪深300指数涨幅10%以上
	谨慎增持	相对沪深300指数涨幅介于5%～10%之间
	中性	相对沪深300指数涨幅介于-5%～5%
	减持	相对沪深300指数下跌5%以上
	无评级	对于个股未来市场表现与基准指数相比无明确观点
行业投资评级	增持	明显强于沪深300指数
	中性	基本与沪深300指数持平
	减持	明显弱于沪深300指数

国泰海通证券研究所

地址：上海市黄浦区中山南路888号
邮编：200011
电话：（021）38676666
E-mail：research@gtht.com

下载日志已记录，仅供内部参考

