

## 电力设备

2023年12月30日

## 多区域多场景储能需求持续释放，重视结构性机会

### ——储能行业 2024 年度投资策略

投资评级：看好（维持）

殷晟路（分析师）

鞠爽（联系人）

yinshenglu@kysec.cn

jushuang@kysec.cn

证书编号：S0790522080001

证书编号：S0790122070070

### 行业走势图



数据来源：聚源

### 相关研究报告

《电动汽车无线充电产业化进程加速——行业点评报告》-2023.12.25

《“红海事件”带来能源供应短缺担忧，推荐欧洲光伏储能板块——行业点评报告》-2023.12.23

《千帆竞发，行业信心与业绩共振——行业投资策略》-2023.12.21

### ● 碳酸锂价格持续下行，储能经济性凸显，需求释放确定强

受电动车需求增速放缓与碳酸锂产能释放影响，碳酸锂价格持续下行，年内碳酸锂价格最低跌至 10 万元/吨以内，相比 2022 年高点下降超 80%。储能电芯产能的持续扩张与原材料降价也带动了储能电芯价格持续走低，截至 2023 年 12 月，储能电芯价格已跌至 0.44 元/Wh，相比 2023 年年初下降 54%。伴随锂电储能成本的大幅下降，

**(1) 英/美/澳大储、中国工商储市场：**商业模式成熟，有望加速放量；

**(2) 亚非拉户储：**电网薄弱，户储需求有望大幅提升；

**(3) 欧洲户储：**去库稳步推进；

**(4) 国内大储：**新增风光装机强配放量确定性高，政策端对国内大储商业模式的积极探索，有望从根本上改变国内储能装机的驱动力，同时优化国内大储市场竞争格局。

我们预计 2023 年全球储能市场装机规模将达 130.9GWh，其中中国、美国、欧洲与新兴市场国家分别贡献 49.6、32.6、22.9、25.7GWh，全球市场空间有望达 1670.3 亿元。同时到 2025 年，全球储能市场装机规模有望达 331.7GWh，2023-2025 年装机复合增速有望达 59.2%，市场空间有望达 3302.7 亿元。

### ● 投资建议：具备议价权的产业链瓶颈环节、深耕细分领域市场的优质标的

**(1) 具备 IGBT 保供能力的头部 PCS 企业：**考虑到组件与电芯成本持续下降，全球集中式光伏与大储均将有望大规模放量。预计国产化能力尚显不足的大功率 IGBT 模块供需仍将呈现紧平衡状态，因此具备 IGBT 保供能力的头部 PCS 企业有望获得稳定的出货与盈利水平。推荐阳光电源、科华数据、禾望电气，受益标的上能电气、盛弘股份。

**(2) 工商业储能：**从市场的结构性机会出发，国内工商业储能市场有望在电价差持续拉大和锂电储能系统成本下降两大边际条件兑现的情况下，装机有望超预期。受益标的鹏辉能源、开勒股份、芯能科技、苏文电能、南网能源等。

**(3) 海外大储集成：**推荐阳光电源、东方日升。受益标的南都电源、科陆电子。

**(4) 海外户储：**推荐德业股份、派能科技，受益标的鹏辉能源、科士达、固德威、锦浪科技、昱能科技、禾迈股份。

**(5) 国内大储：**装机放量确定性高，商业模式探索初见成效，推荐华自科技、新风光，受益标的南网科技、金盘科技、同力日升等。

**(6) 储能温控：**推荐英维克、朗进科技，受益标的高澜股份、申菱环境等。

**(7) 储能电芯：**推荐宁德时代、亿纬锂能、普利特等。

**(8) 铅碳储能：**受益标的：天能股份、南都电源、圣阳股份。

● **风险提示：**海外利率下降不及预期；国内外行业竞争加剧风险。

## 目 录

1、 储能：产能瓶颈打开，全球需求有望持续释放.....	4
1.1、 2023 年储能板块行情回顾 .....	4
1.2、 碳酸锂供需走向宽松，价格持续下降.....	4
1.3、 储能电芯相对过剩，电芯价格进入下降通道.....	5
1.4、 潜在储能装机瓶颈为大功率 IGBT 模块 .....	5
1.5、 市场空间：我们预计 2025 年全球储能装机将达约 330GWh.....	6
2、 中国：表前大储期待商业模式突破，工商业储能蓄势待发.....	8
2.1、 中国：强配政策仍是国内表前储能装机增长的重要因素.....	8
2.2、 中国：部分地区独立储能电站模型已经具备了初步的经济性.....	9
2.3、 中国：工商业储能有望成为国内储能装机的重要组成部分.....	11
2.4、 中国：铅碳技术路线有望占据一席之地.....	14
3、 表前：美国大储装机触底回升，英、澳需求有望放量.....	16
3.1、 美国：IRA 补贴细则落地，储能装机有望提速.....	16
3.2、 美国：光伏装机提速，大储装机有望触底回升.....	16
3.3、 美国表前储能装机有望实现稳步增长.....	17
3.4、 英国：商业模式成熟叠加成本下降，英国大储蓄势待发.....	18
3.5、 澳洲：输电线路大修与容量投资机制推广有望加速澳洲大储建设.....	19
4、 表后：欧洲去库稳步推进，亚非拉市场有望成为重要增长极.....	21
4.1、 欧洲：户储去库持续推进，经济性保障市场发展前景.....	21
4.2、 南非：电力危机加速户储市场发展，装机有望持续增长.....	22
4.3、 东南亚：电荒引发制造业停摆，储能需求迫在眉睫.....	23
5、 投资建议.....	25
6、 风险提示.....	27

## 图表目录

图 1： 2022 年-2023 年 12 月储能指数回顾.....	4
图 2： 碳酸锂供需由紧平衡走向过剩 .....	4
图 3： 碳酸锂价格持续下降（万元/吨） .....	4
图 4： 规划动力及储能电池产能超 5000GWh.....	5
图 5： 储能电芯价格进入下降通道 .....	5
图 6： IGBT 国产化率持续提升.....	5
图 7： 2021 年 IGBT 模块市场依旧以海外供应商为主 .....	5
图 8： 2023H1 国内储能装机超 2022 年全年.....	8
图 9： 2023H1 国内储能装机以表前储能为主.....	8
图 10： 2023 年年内国内储能招标量稳步增长.....	9
图 11： 2023 年以来储能系统与 EPC 中标单价整体有所下降.....	9
图 12： 湖南省储能电站收益来源于容量租赁、辅助服务和充放电价差.....	10
图 13： 湖南省储能电站收益率相对可观 .....	10
图 14： 工商业储能电站商业模式包括三种.....	13
图 15： 广东工商业储能电站收益率可观 .....	13
图 16： 浙江工商业储能电站收益率可观 .....	13
图 17： 2023 年起国内峰谷电价差呈拉大趋势.....	14

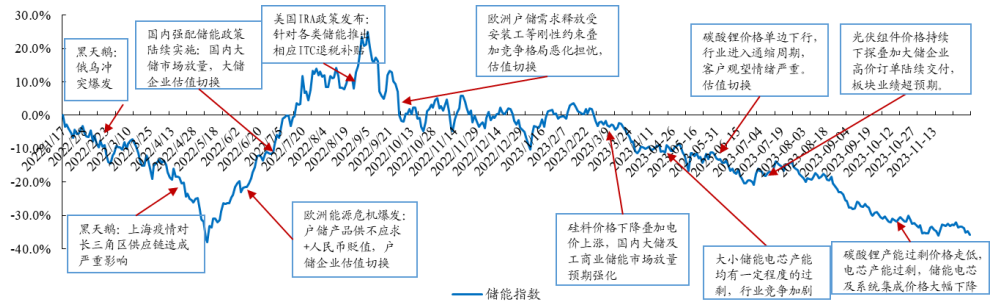
图 18: 电力现货市场启用有望进一步加速工商业储能市场开发.....	14
图 19: 2023Q3 美国光伏装机同比增长 36.7% .....	17
图 20: 美国储能装机量持续增长 (单位: MWh) .....	18
图 21: 预计美国 2023-2027 年至少实现储能累计装机 221.5GWh.....	18
图 22: 英国储能装机量持续增长 .....	19
图 23: 2023 年澳洲储能新增装机有望达 4.8GWh.....	19
图 24: 2023 年 12 月德国电力期货价格回归 0.1 欧元以下 (欧元/MWh) .....	21
图 25: 2023 年对荷兰逆变器出口总体呈逐月下滑趋势.....	21
图 26: 成本持续下降下光储系统回报率可观.....	21
图 27: 2021 年南非煤电装机占比 73.8%.....	22
图 28: 2021 年 Eskom 装机占比 90%.....	22
图 29: 南非出台多项政策支持可再生能源发展.....	23
图 30: 2023 年对南非逆变器出口同比实现了大幅增长.....	23
图 31: 截至 2023 年 5 月越南北部水电占比 43% .....	23
图 32: 截至 2023 年 5 月越南南部可再生电力占比 43% .....	23
图 33: 6 月国内对越南、泰国、马来西亚等地逆变器出口显著增加.....	24
表 1: 预计到 2025 年全球储能市场空间将达 3300 亿左右.....	6
表 2: 截至 2023 年 12 月各省份纷纷推出强制配储政策.....	8
表 3: 2023 年以来多省出台相关储能政策.....	10
表 4: 国内多地出台工商业储能补贴政策 .....	11
表 5: 工商业储能电站收益机制丰富 .....	12
表 6: 铅炭电池建造成本较低, 具备安全性优势.....	14
表 7: 铅炭电池在工商业储能、共享储能等场景建设进展明显加快.....	14
表 8: 对于大于 1 MW 的储能项目其补贴额度最高可达 70%.....	16
表 9: 美国光伏“双反”政策暂告一段落.....	16
表 10: 英国储能电站收益机制丰富 .....	18
表 11: 澳大利亚储能电站收益机制清晰.....	20
表 12: 到 2030 年南非可再生能源装机有望达 78GW .....	22
表 13: 受益标的公司盈利预测与估值 .....	25

## 1、储能：产能瓶颈打开，全球需求有望持续释放

### 1.1、2023 年储能板块行情回顾

2023 年储能板块由估值驱动转为盈利驱动，核心投资方向为深耕细分场景、区域的优质储能标的，投资节奏要把握标的估值与其盈利预测的匹配性。2023 年至今，受全球宏观经济下行、通胀回落的影响，部分光储装机主力国家装机意愿出现了较大幅度的下降。同时伴随硅料、碳酸锂等光储上游原材料产能持续投放，产能出现了相对过剩，导致终端产品售价持续走低，板块估值受行业供需两端影响，出现了大幅杀跌。因此投资重点在行业基本面尚未出现大改善的情况下应当重视对特定场景与市场深耕的储能公司，在投资节奏方面要把握其估值与盈利兑现的匹配性。

图1：2022 年-2023 年 12 月储能指数回顾



数据来源：Wind、开源证券研究所

### 1.2、碳酸锂供需走向宽松，价格持续下降

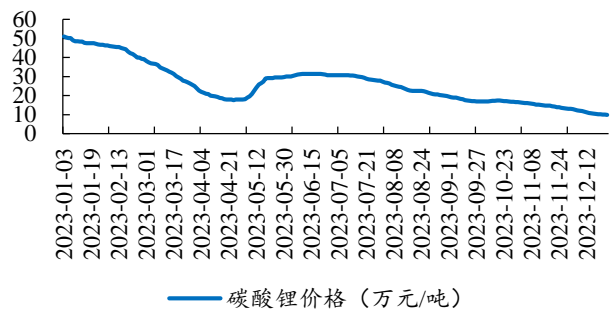
碳酸锂供需由紧平衡走向宽松，价格年内降幅最高超 80%。根据百川盈孚统计，在供应端考虑新增碳酸锂产能均能如期投产的情况下，预计到 2023 年底全球碳酸锂产能将达 109.2 万吨，到 2025 年全球碳酸锂产能将达 164.2 万吨。需求端，在电动车销售增速放缓的背景下，电动车领域 2023-2025 年的碳酸锂需求量预计分别为 53.17、65.2、75.7 万吨。储能领域在当前的装机预期下其碳酸锂需求量有望达 9.09、14.82 与 23.03 万吨。此外，加上消费与传统领域的碳酸锂需求 2023-2025 年间全球碳酸锂需求有望分别达 97.3、117.9、138.8 万吨，产能相对需求目前仍呈现相对过剩的状态。2023 年，因为电动车销售增速的下滑，碳酸锂价格自高点 56 万元/吨的价格最多下降至年内 9.9 万元/吨的低点，降幅超 80%。

图2：碳酸锂供需由紧平衡走向过剩

	2023E	2024E	2025E
碳酸锂总供应量 (万吨)	109.2	140.9	164.2
电动车:			
全球电动车产量 (万辆)	1360	1786	2031
碳酸锂需求 (万吨)	53.17	65.2	75.7
储能:			
储能装机 (GWh)	130.9	213.4	331.7
储能电池出货 (GWh)	143.9	234.8	364.9
碳酸锂需求 (万吨)	9.09	14.82	23.03
消费:			
碳酸锂需求 (万吨)	24.1	26.5	28.2
传统行业:			
碳酸锂需求 (万吨)	10.9	11.4	11.9
碳酸锂总需求量 (万吨)	97.3	117.9	138.8
过剩 (+/-)	11.9	23.0	25.4

数据来源：百川盈孚、中经传媒智库公众号、开源证券研究所

图3：碳酸锂价格持续下降 (万元/吨)



数据来源：Wind、开源证券研究所

### 1.3、储能电芯相对过剩，电芯价格进入下降通道

原材料宽松带动储能电芯相对过剩，电芯价格有所下降。电动车、储能市场的高速增长促使行业玩家纷纷开展产能扩张，根据电动中国统计，截至2022年9月，全国动力及储能电池基地产能规划合计约5160GWh，其中动力电池产能超4800GWh。同时在新玩家持续入局、原材料供应相对宽松的背景下，储能电芯产能有望进一步扩张，产能相对过剩导致行业竞争加剧。

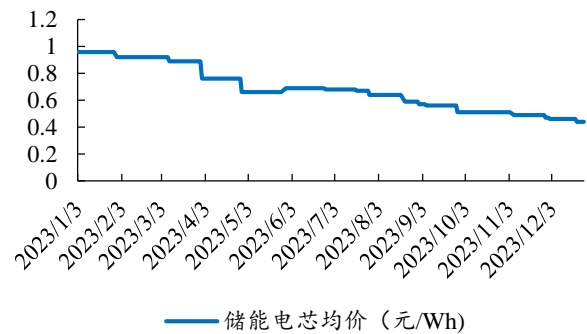
根据鑫椤锂电统计，截至2023年12月，储能电芯价格已降低至0.44元/Wh，相对年初下降54%，相比年初价格已经腰斩。

图4：规划动力及储能电池产能超5000GWh

地区	产能
华东地区合产能	2300GWh
华东+东北地区合计产能	130GWh
华南+中部地区合计产能	1230GWh
西南+西北地区合计产能	1170GWh
海外合计产能	330GWh
合计	5160GWh

数据来源：电动中国公众号、开源证券研究所

图5：储能电芯价格进入下降通道

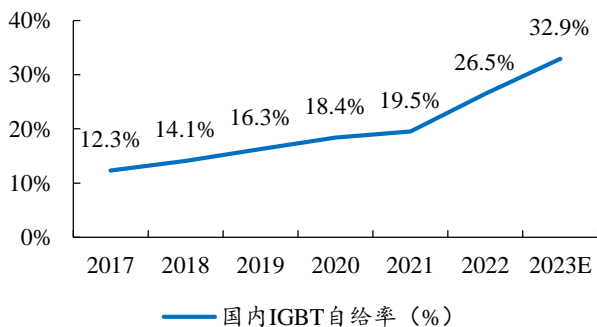


数据来源：鑫椤锂电、开源证券研究所

### 1.4、潜在储能装机瓶颈为大功率IGBT模块

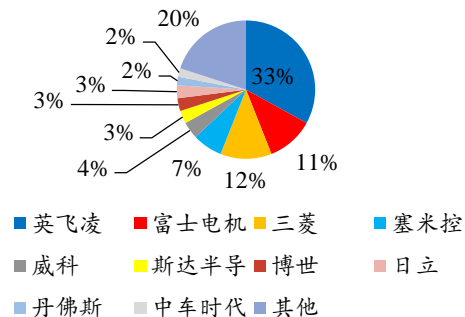
小功率单管国产化率显著提升，大功率IGBT模块供需仍然偏紧。受益于国内电动车与光储产业的快速发展，IGBT国产化进程显著加快，根据YOLE统计，我国IGBT国产化率有望由2017年的12.3%提升至2023年的32.9%，多家逆变器企业均对自身的功率光伏与储能逆变器产品进行了国产化IGBT单管的导入。在应用于集中式光伏逆变器与大功率储能PCS的IGBT模块方面，国产化进度相对较慢，目前行业主流生产企业仍为英飞凌、富士等海外企业为主。海外企业相对下游需求较低的产能扩张速度使得IGBT模块仍然处于紧平衡状态，因此当前大功率储能电站装机瓶颈尚未完全打开，国产化率相对较低的IGBT模块使得PCS产能仍处于紧平衡状态。

图6：IGBT国产化率有望持续提升



数据来源：YOLE、中商产业研究院、开源证券研究所

图7：2021年IGBT模块市场依旧以海外供应商为主



数据来源：Omdia、中商产业研究院、开源证券研究所

### 1.5、市场空间：我们预计 2025 年全球储能装机将达约 330GWh

我们预计到 2025 年全球储能市场装机规模将达 331.7GWh，新增装机市场空间将达 3302.7 亿元（此前 5645.5 亿元）主要系储能系统售价因原材料成本下降下调。其中中美欧及新兴市场储能均有望实现高速发展。

✓ 中国：我们预计国内到 2025 年表前储能新增装机有望达 113.4GWh，表后工商业储能装机有望达 19.7GWh。两大应用市场均有望实现高速发展。

✓ 欧洲：我们预计欧洲到 2025 年表前大储新增装机有望达 27.8GWh，表后户储与工商业储能有望达 26.9GWh。受此前库存高累影响，2023 年表后储能装机增速有一定下调，不过大储发展有望提速。

✓ 美国：我们预计美国到 2025 年表前大储装机有望达 67.8GWh，表后户储及工商业储能装机有望达 10.5GWh。美国储能装机在 IRA 政策刺激及当地新能源装机占比提升背景下有望实现高速增长。

✓ 新兴市场：我们预计到 2025 年包括澳洲、中东非等地在内的表前大储装机有望达 46.6GWh，以南非、东南亚等地为代表的表后储能市场装机有望达 19GWh。

**表1：预计到 2025 年全球储能市场空间将达 3300 亿左右**

	项目	2021	2022	2023E	2024E	2025E
中国	表前储能系统新增装机规模 (GWh)	3.7	14.6	44.7	72.1	113.4
	储能系统单位价格 (元/Wh)	1.80	1.80	1.05	0.81	0.74
	表前储能市场规模 (亿元)	66.5	262.4	467.7	581.8	837.3
	表后储能系统新增装机规模 (GWh)	1.2	1.6	4.9	9.8	19.7
	储能系统单位价格 (元/Wh)	1.80	1.80	1.30	1.09	0.99
	表后储能市场规模 (亿元)	21.9	29.5	63.8	106.8	195.5
	<b>储能系统新增装机规模 (GWh)</b>	<b>4.9</b>	<b>16.2</b>	<b>49.6</b>	<b>81.9</b>	<b>133.1</b>
	<b>储能市场规模 (亿元)</b>	<b>88.5</b>	<b>291.9</b>	<b>531.5</b>	<b>688.7</b>	<b>1032.8</b>
美国	表前储能系统新增装机规模 (GWh)	7.4	12.7	27.6	45.3	67.8
	储能系统单位价格 (元/Wh)	2.16	2.16	1.38	1.17	1.05
	表前储能市场规模 (亿元)	160.3	273.8	379.5	529.2	713.5
	表后储能系统新增装机规模 (GWh)	1.4	1.9	5.0	7.5	10.5
	储能系统单位价格 (元/Wh)	2.04	2.04	1.47	1.34	1.23
	表后储能市场规模 (亿元)	29.2	39.0	73.1	100.3	128.4
	<b>储能系统新增装机规模 (GWh)</b>	<b>8.9</b>	<b>14.6</b>	<b>32.6</b>	<b>52.7</b>	<b>78.3</b>
	<b>储能市场规模 (亿元)</b>	<b>189.5</b>	<b>312.9</b>	<b>452.6</b>	<b>629.4</b>	<b>841.9</b>
欧洲	表前储能系统新增装机规模 (GWh)	2.4	4.8	11.6	18.6	27.8
	储能系统单位价格 (元/Wh)	2.16	2.16	1.38	1.17	1.05
	表前储能市场规模 (亿元)	51.8	103.7	159.6	217.0	293.0
	表后储能系统新增装机规模 (GWh)	1.8	7.0	11.3	18.2	26.9
	储能系统单位价格 (元/Wh)	2.04	2.04	1.47	1.34	1.23
	表后储能市场规模 (亿元)	37.7	141.9	166.0	243.7	330.0
	<b>储能系统新增装机规模 (GWh)</b>	<b>4.2</b>	<b>11.8</b>	<b>22.9</b>	<b>36.7</b>	<b>54.7</b>
	<b>储能市场规模 (亿元)</b>	<b>89.5</b>	<b>245.6</b>	<b>325.6</b>	<b>460.7</b>	<b>623.0</b>
其他	表前储能系统新增装机规模 (GWh)	1.3	3.1	18.7	30.2	46.6

项目	2021	2022	2023E	2024E	2025E
储能系统单位价格 (元/Wh)	2.16	2.16	1.38	1.34	1.23
表前储能市场规模 (亿元)	28.9	66.8	256.9	405.0	571.7
表后储能系统新增装机规模 (GWh)	0.9	2.1	7.1	11.8	19.0
储能系统单位价格 (元/Wh)	2.04	2.04	1.47	1.34	1.23
表后储能市场规模 (亿元)	18.3	42.9	103.7	158.6	233.3
储能系统新增装机规模 (GWh)	2.2	5.2	25.7	42.0	65.6
储能市场规模 (亿元)	47.2	109.7	360.6	563.6	805.0
表前储能系统新增装机规模 (GWh)	14.9	35.1	102.6	166.1	255.7
表后储能系统新增装机规模 (GWh)	5.4	12.6	28.3	47.3	76.1
储能系统新增装机规模 (GWh)	20.3	47.8	130.9	213.4	331.7
表前储能市场规模 (亿元)	307.6	706.6	1263.7	1733.0	2415.5
表后储能市场规模 (亿元)	107.1	253.4	406.6	609.4	887.1
储能市场规模 (亿元)	414.7	960.0	1670.3	2342.4	3302.7

数据来源：SEIA、EASE、CNESA、CESA、中电联、国家能源局、开源证券研究所

## 2、中国：表前大储期待商业模式突破，工商业储能蓄势待发

### 2.1、中国：强配政策仍是国内表前储能装机增长的重要因素

**2023H1 国内储能装机实现高增，表前储能为装机主力。**2023 年上半年，随着国内风光装机的持续增长与储能电芯价格下降，上半年国内储能装机量高达 7.59GW/15.59GWh，超 2022 年全年水平。就 2023 年上半年国内储能装机类型分布而言，根据储能与电力市场公众号统计，可再生能源配储与独立储能装机占比分别为 32%与 64%，用于调频的装机占比仅为 1%，工商业用户侧储能装机占比 3%。我国当前储能装机类型仍然还是以可再生能源配储与独立储能为代表的表前大储为主。

图8：2023H1 国内储能装机超 2022 年全年

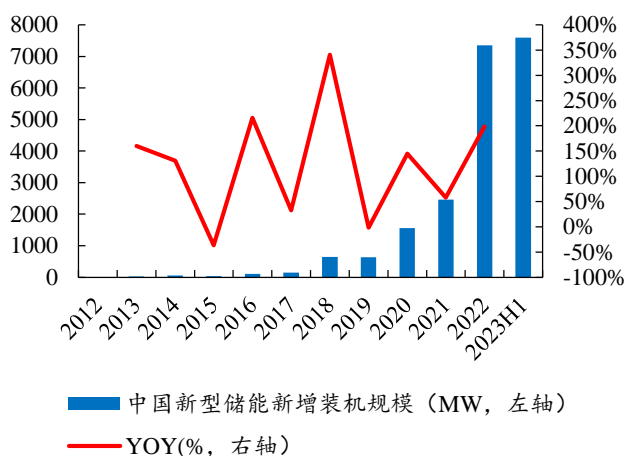
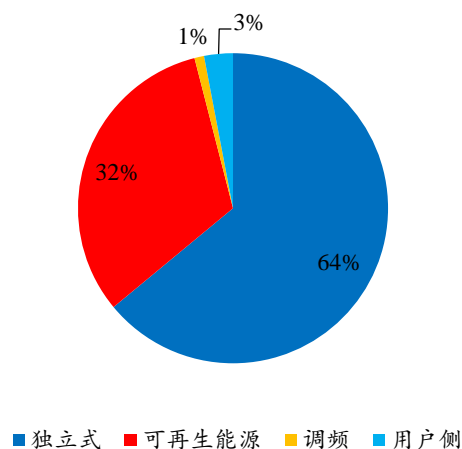


图9：2023H1 国内储能装机以表前储能为主



数据来源：CNESA、开源证券研究所

数据来源：储能与电力市场公众号、开源证券研究所

**强制配储政策是国内表前储能装机上量的关键原因。**当下兴起的国内储能装机需求主要源于政策需求，一方面是各地方政府强制新能源配储，另一方面是国资委对“五大四小”等发电央企到 2025 年新能源装机占比提出了 50%的刚性要求。政策层面的强制性是国内表前储能放量的关键因素。

表2：截至 2023 年 12 月各省份纷纷推出强制配储政策

序号	省份	风电项目		光伏项目	
		比例	时长	比例	时长
1	内蒙古	15%	2	15%	2
2	福建			10%	2
3	上海			暂未要求	
4	山东			30%	2
5	甘肃	15%	2	15%	2
6	安徽	27%	2	13%	2
7	青海	15%	2	15%	2
8	江西	10%	2	10%	2
9	江苏	8%	2	8%	2
		10%	2	10%	2
10	广西	20%	2	10%	2
11	西藏			20%	4



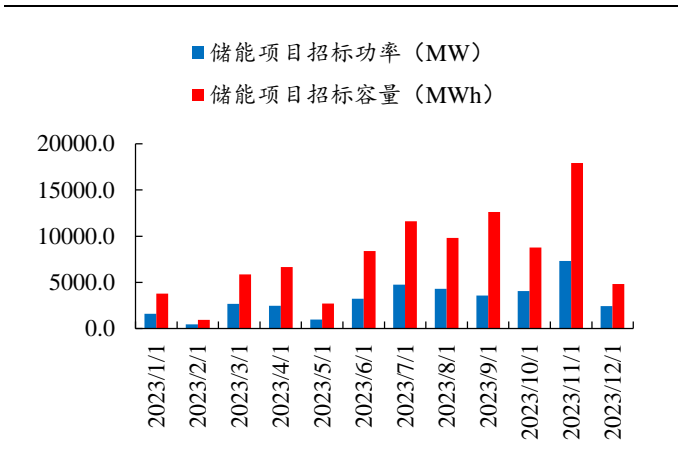
序号	省份	风电项目		光伏项目		
		比例	时长	比例	时长	
12	广东	10%	1	10%	1	
13	云南			10%		
14	湖北			20%		
15	贵州		未明确, 但有租用储能提法			
16	河南	10%	2	10%	2	
17	陕西		暂时要求			
18	河北	冀南	20%	2	20%	2
		冀北	15%	2	15%	2

数据来源: 各省政府官网、开源证券研究所

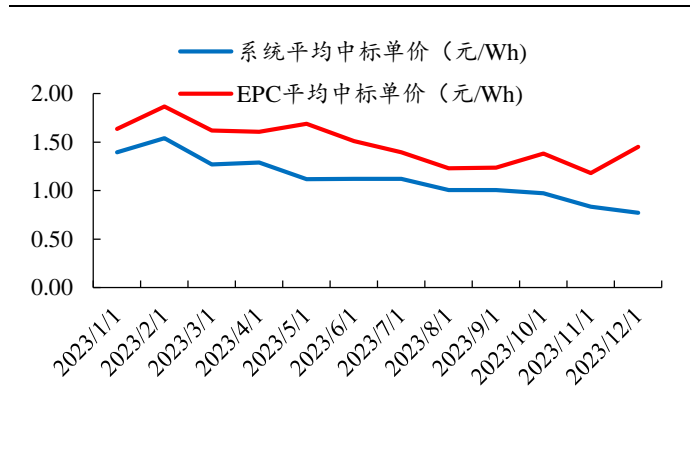
**招标量持续高增, 中标价格受多重因素影响降幅明显。**截至 2023 年 12 月, 包括多个框架采购协议在内国内储能系统集成与 EPC 合计招标 37.9GW/93.9GWh, 超去年全年。价格端, 受原材料价格下降、下游商业模式不成熟与行业竞争加剧影响, 国内储能系统与 EPC 中标单价持续走低, 截至 2023 年 12 月, 储能系统与 EPC 中标单价分别为 0.77 元/Wh 与 1.45 元/Wh。

图10: 2023 年年内国内储能招标量稳步增长

图11: 2023 年以来储能系统与 EPC 中标单价整体有所下降



数据来源: 储能头条公众号、开源证券研究所



数据来源: 储能头条公众号、开源证券研究所

## 2.2、中国: 部分地区独立储能电站模型已经具备了初步的经济性

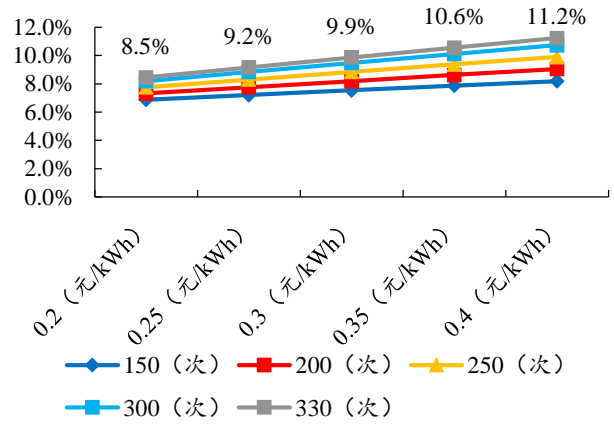
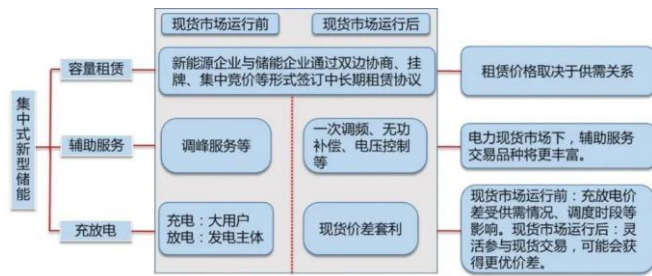
湖南省内储能电站盈利主要来源于容量租赁、辅助服务和充放电价差三个方面:

(1) 容量租赁: 收入来源于没有配置储能容量的新能源电站与储能电站业主签订的租赁合同, 储能电站业主收取一定的租金。目前湖南省内并网的新能源项目都必须向电网提供签订的容量租赁合同或者自建的储能电站。根据华自科技公告, 其签订的容量租赁十年长约价格在 400 元/kW/年, 时间相对较短的容量租赁单价在 460 元/kW/年; (2) 辅助服务: 该收益来源储能电站按照电网调度指令提供辅助服务, 根据《湖南省电力辅助服务市场交易规则 (2022 版) (征求意见稿)》其报价区间为 0-0.5 元/kWh 之间, 紧急短时调峰服务费最高可达 0.6 元/kWh; (3) 充放电价差: 在电力现货市场运行前, 新型储能项目参与电力中长期市场, 充电时作为大工业用户签订市场合约, 充电价格无需承担输配电价和政府性基金及附加, 放电时作为发电主体签订市场合约, 通过充放电价差进行套利。

中性条件下测算储能电站资本金收益率可达 8.8%。按照总投资 3.6 亿元的 100MW/200MWh 储能电站，在容量租赁单价为 460 元/kW/年，年充放电次数为 300 次。充放电价格参考湖南省 2023 年 10 月代理购电价格。年参与深度调峰频次为 250 次，调峰辅助服务收益为 0.3 元/kWh 的情况下，其资本金收益率能够达到 8.8%。

图12：湖南省储能电站收益来源于容量租赁、辅助服务和充放电价差

图13：湖南省储能电站收益率相对可观



资料来源：中南电力设计院公众号

注：横轴为单位调峰辅助服务收益，纵轴为储能电站项目 IRR

数据来源：湖南省电网公司、华自科技公告、开源证券研究所

**储能电站成本回收机制有望实现突破性进展。**独立储能电站虽然在部分地区具备了一定的经济性，不过其容量租赁收入本质上仍是由新能源电站运营商所承担，并未秉承“谁收益，谁承担”原则，储能电站建设成本付出者与终端受益用户并非同一主体。不过随着宁夏和广东、新疆、广西等地开始对电网侧独立储能电站建设成本纳入输配电价回收进行探索，国内储能商业模式有望加速成型。国内表前储能有望从配套风光装机的成本项转变具备相当经济性的运营资产，同时其运营经济性在很大程度上会仰仗于储能系统集成产品的性能。成熟的商业模式也会加速储能系统集成市场的出清，优化竞争格局。

表3：2023 年以来多省出台相关储能政策

时间	部门	政策	内容
2023 年 6 月	国家能源局	《发电机组进入及退出商业运营办法》	旨在规范新建（包括扩建、改建）发电机组和独立新型储能进入及退出商业运营管理，维护市场主体合法权益，促进电力系统安全稳定运行；独立新型储能的主体与电力调度机构、电网企业签订并网调度协议和购售电合同；拥有独立新型储能的电力用户与电网企业签订高压供用电合同。
2023 年 5 月	新疆发展改革委	《关于建立健全支持新型储能健康有序发展配套政策的通知》	完善新型储能市场价格机制，鼓励储能以独立身份参与电力市场中长期交易或现货交易；二是 <b>试行独立储能容量电价补偿</b> ，在国家出台统一新型储能容量电价政策前，对我区投运的独立储能先行按照发电量实施 0.2 元/千瓦时的容量补偿，2024 年起逐年递减 20% 直至 2025 年。三是加快推动独立储能参与调峰辅助服务市场， <b>现阶段执行特殊调用支持政策</b> ，对根据电力调度机构指令充电的，按照充电电量予以 0.55 元/千瓦时的补偿，放电时按照 0.25 元/千瓦时补偿，获得放电补偿时不再同时享受容量电价补偿；新疆电力辅助服务市场运营规则完善后，独立储能按照相关规则参与辅助服务市场交易
2023 年 5 月	广西壮族自治区发展和改革委员会	《广西新型储能发展规划（2023-2030 年）》	要求到 2025 年，新型储能装机 3GW，其中集中式储能不低于 2GW。由示范应用进入商业化初期，并向规模化发展转变；鼓励配建新型储能与所属电

时间	部门	政策	内容
	会		源联合参与电力市场，鼓励探索同一储能主体可以按照部分容量独立、部分容量联合两种方式同，参与市场交易的模式； <b>落实国家有关电网侧独立储能电站容量电价机制，科学评估新型储能替代输电设施的投资效益，探索将电网替代型储能设施成本收益纳入输配电价回收。</b>
2023年3月	广东省人民政府办公厅	《广东省推动新型储能产业高质量发展的指导意见》	到2025年，全省新型储能产业营业收入达到6000亿元，年均增长50%以上，装机规模达到3GW，到2027年，全省新型储能产业营业收入达到1万亿元，装机规模达到4GW。 <b>推动建立电网侧独立储能电站容量电价机制，探索将电网替代型储能设施成本收益纳入输配电价回收。独立储能电站向电网送电的，其相应充电电量不承担输配电价和政府性基金及附加。</b> 根据电力供需实际情况动态调整峰谷电价，合理设置电力中长期市场、现货市场上下限价格，为用户侧储能发展创造空间。
2023年3月	广东省能源局	《广东省新型储能参与电力市场交易实施方案（征求意见稿）》	独立储能可作为独立主体参与电力市场交易。独立储能指满足接入条件的、接入公共电网的新型储能项目；电源侧储能项目，与发电企业作为整体，联合参与电力市场交易。电源侧储能项目指在发电企业计量关口的并网的储能项目；用户侧储能项目，与电力用户作为整体联合参与市场交易
2023年2月	宁夏自治区发展改革委	《宁夏“十四五”新型储能发展实施方案》	通知指出“十四五”末全区新型储能配置规模为5GW/10GWh以上， <b>此外还要完善电网侧储能价格疏导机制，建立电网侧独立储能电站容量电价机制</b> ，科学评估新型储能输电设施投资替代效益，探索将电网替代性储能设施成本收益纳入输配电价回收。

资料来源：新疆发改委、广西发改委、广东省政府、广东省能源局、国家能源局等部门官网、开源证券研究所

### 2.3、中国：工商业储能有望成为国内储能装机的重要组成部分

工商业储能收益机制丰富同时受部分地方政府补贴。政策端，基于保障辖区内企业稳定连续生产与将电力保供职责交由相关企业自己负责的目的。包括安徽、广东、湖南、江苏、浙江等多个省份在内的地区政府均针对工商业储能推出了相关的补贴政策，相关补贴有望在短期对工商业储能装机放量形成刺激。从经济性角度考虑，工商业储能电站收益机制丰富具备包括峰谷套利、需量管理、配电增容等多种收益机制，相对成熟的商业模式在储能系统成本下降的大背景下也加速了国内工商业储能电站的推广。

表4：国内多地出台工商业储能补贴政策

地区	政策	内容
安徽合肥	《合肥市进一步促进光伏产业高质量发展若干政策实施细则》	对1MW以上的新型储能电站，按放电量给予投资主体不超过0.3元/kWh补贴，连续补贴不超过2年，同一企业累计最高不超过300万元。
安徽芜湖	《芜湖市人民政府关于加快光伏发电推广应用的实施意见》	按实际放电量给予运营主体0.3元/kWh补贴，同一项目年度最高补贴100万元。补贴年限为5年。
广东深圳	《深圳市关于促进绿色低碳产业高质量发展的若干措施(征求意见稿)》	鼓励数据中心、5G基站、充电设施、工业园区等结合电网需求布局储能系统，对已并网投运且装机规模1兆瓦以上的电化学储能项目，按照实际放电量给予最高0.2元/kWh的支持，每个项目支持期限3年，资助总额最高300万元。

地区	政策	内容
湖南长沙	《长沙市人民政府办公厅关于支持先进储能材料产业做大做强的实施意见》	支持储能材料企业利用储能电站降低用电成本，按储能电站的实际放电量给予储能电站运营主体 0.3 元/kWh 的奖励，单个企业年度奖励额度不超过 300 万元。
苏州工业园区	《苏州工业园区进一步推进分布式光伏发展的若干措施》	支持光伏项目配置储能设施，2022 年 1 月 1 日后并网、且接入园区碳达峰平台的储能项目，对项目投资方按项目放电量补贴 0.3 元/kWh，补贴 3 年。
浙江龙港	《关于进一步推进制造业高质量发展的若干政策》	对于实际投运储能项目，按照实际放电量给予储能运营主体 0.8 元/千瓦时的补贴。
浙江义乌	《推动源网荷储协调发展和加快区域光伏产业发展的实施细则》	根据峰段实际放电量给予储能运营主体 0.25 元/kWh 的补贴、补贴两年，补贴资金以 500 万元为上限。

资料来源：能源电力说公众号、开源证券研究所

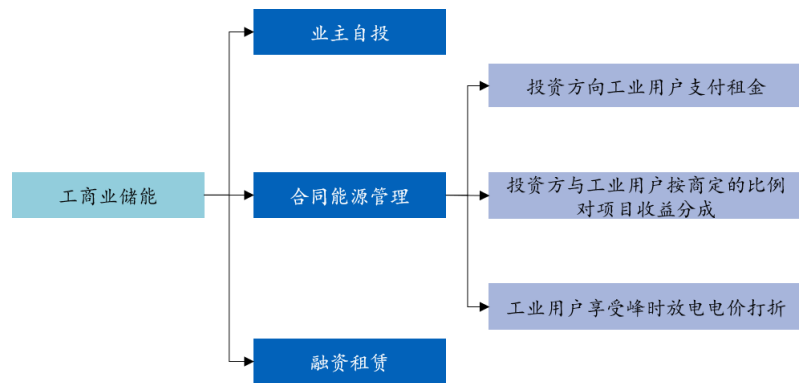
**表5：工商业储能电站收益机制丰富**

收益方式	内容
新能源消纳	工商业光伏通过储能系统平滑发电量和用电量，提升光伏发电的消纳率，最大程度上实现用电利益最大化
峰谷套利	用户可以在负荷低谷时，以较便宜的谷电价对储能电池进行充电，在负荷高峰时，由储能电池向负荷供电，实现峰值负荷的转移，从峰谷电价中获取收益。
需量管理	基本电价按需收费的工商业园区安装储能系统后，可以监测到用户变压器的实时功率，在实时功率超过超出需量时，储能自动放电监测实时功率，减少变压器出力，保障变压器功率不会超出限制。降低用户需量电费，减少工商业园区的用电成本。
配电增容	当工商业用户而原有配电容量不足时，储能系统在短期用电功率大于变压器容量时，可以继续快速充电，满足负荷电能需量要求。降低变压器使用成本、减少变压器投资及扩容周期。
需求侧响应	企业在电力用电紧张时，主动减少用电，通过削峰等方式，响应供电平衡，并由此获得经济补偿
电力现货交易	电力现货交易是指发电企业等市场主体以市场化交易的形式提供电力服务的交易机制。
电力辅助服务	电力有偿辅助服务是指并网发电侧在基本辅助服务之外能够响应电力调度指令的可调节负荷（含通过聚合商、虚拟电厂等形式聚合）所提供的辅助服务

资料来源：瓦特电力、开源证券研究所

**工商业储能商业模式清晰，商业模式成熟。**目前主流的工商业储能电站项目开发模式包括业主自投、合同能源管理（EMC）与融资租赁方式，其中 EMC 方式是当前工商业储能电站的主要开发方式。主要为业主引入投资方合作，通过 EMC 合同将能源进行外包，并与投资方进行利润分享从而实现降低投资成本同时节省能耗的目的。

图14：工商业储能电站商业模式包括三种

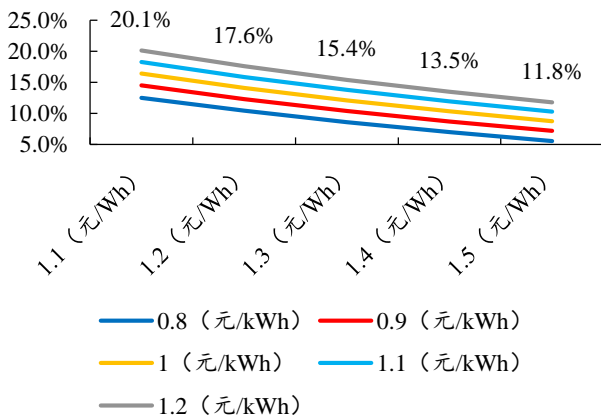


资料来源：储能盒子公众号、开源证券研究所

以浙江、广东为代表的工商业较为发达的地区工商业储能电站已经具备了一定经济性。在广东地区，在仅考虑峰谷价差套利单一收益方式的情况下，工商业储能电站通过每天两充两放（一次谷充尖放、一次平充峰放），初始投资成本为 1.2 元/Wh，最大峰谷价差在 1.18 元/度，投资方分成 90% 的情况下，其资本金收益率可达 15.5%，投资回收期在 4.6 年左右。

在浙江地区因为当地更加适合的峰谷平时分段，其在两充两放（一次谷充尖放、一次谷充峰放），初始投资成本为 1.2 元/Wh，最大峰谷价差为 0.72 元/度，投资方分成 90% 的情况下，其收益率可达 14.6%，投资回收期在 5 年以内。此外包括江苏、上海等工商业相对发达的省份工商业储能电站均具备了相当的经济性。

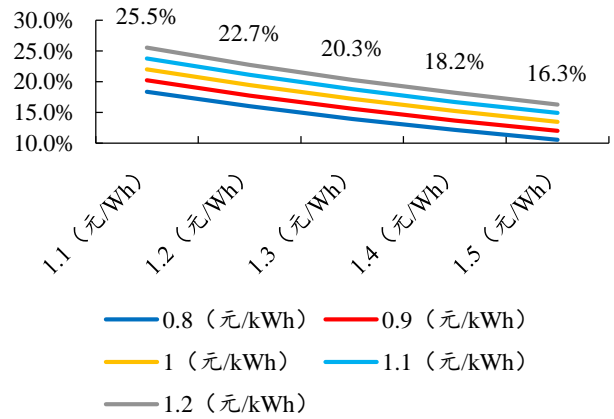
图15：广东工商业储能电站收益率可观



注：横轴为最大峰谷电价差，纵轴为工商业储能电站项目 IRR

数据来源：广东省电网公司、开源证券研究所

图16：浙江工商业储能电站收益率可观



注：横轴为最大峰谷电价差，纵轴为工商业储能电站项目 IRR

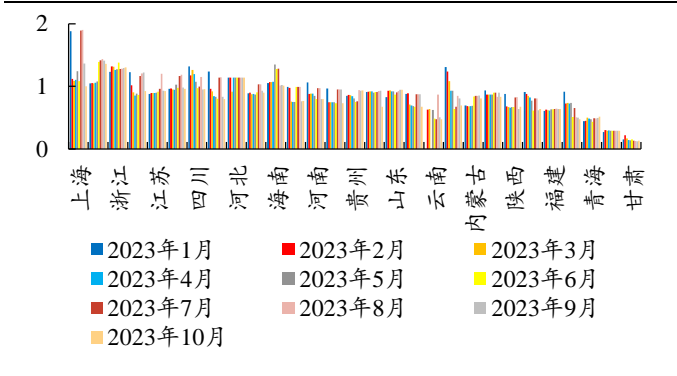
数据来源：浙江省电网公司、开源证券研究所

峰谷价差持续拉大趋势有望进一步提升工商业储能电站边际经济效益。进入 2023 年全国电网企业代理购电价差相比 2022 年持续拉大，根据北极星电力网统计，10 月全国代理购电价差最大的广东省其代理购电价差高达 1.4 元/kWh，峰谷价差超过 0.7 元/kWh 以上的地区达到了 18 个。峰谷电价差的持续拉大、储能系统成本的持续下降与金融工具的有效应用有望进一步提升工商业储能电站的经济性，助力工商业储能电站的广泛推广。

中长期看电力现货市场有望进一步拉大工商业储能电站收益率。以山东省开展

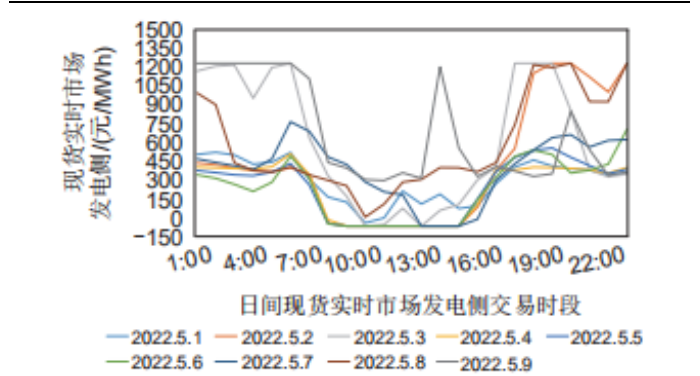
的电力现货市场为例，其发达的分布式光伏市场使其在中午光伏大发时甚至出现了负电价，因此工商业储能用户通过电力现货市场的套利收益将会进一步提升。因此在中长期时间维度内看，随着国内分布式光伏持续上量和电力现货市场的推广，工商业储能既能够解决分布式光伏消纳问题同时其在电力现货市场的收益率有望进一步提升，支撑其装机持续性。

图17：2023年起国内峰谷电价差呈拉大趋势



数据来源：北极星电力网、开源证券研究所

图18：电力现货市场启用有望进一步加速工商业储能市场开发



资料来源：封开等著《独立储能电站在湖南的商业投资价值分析》

## 2.4、中国：铅碳技术路线有望占据一席之地

铅炭电池安全性优于锂电池，适宜人口密集地区的工商业储能。由于铅炭电池的电解液为稀硫酸的水基体系，只需要保持通风就不会发生燃烧爆炸，在安全性上具有优势。虽然其在响应速度及循环寿命上不及锂离子电池，但是其安全性特点让他在人口密集地区的工商业储能应用场景具备相对优势。成市场的出清，优化竞争格局。

表6：铅炭电池建造成本较低，具备安全性优势

储能技术	输出功率	放电时间 (h)	效率 (PCS)	建造成本 (元/kWh)	寿命 (年)
铅炭电池	kW级-100MW级	0.1-0.5	75%-85%	350-1,000	5-10
高温钠基电池	100kW级-100MW级	1-10	75%-85%	2,000-3,000	10-15
锂离子电池	kW级-100MW级	0.23-1	80%-90%	800-2,000	10-20
全钒液流电池	kW级-100MW级	1-20	75%-85%	2,000-4,000	>10
锌基液流电池	kW级-MW级	0.5-10	70%-80%	1,000-2,000	>10
钠离子电池	kW级-MW级	0.3-30	80%-90%	750-1500	5-10

资料来源：昆工科技公司公告、开源证券研究所

国内多个铅碳储能项目开展了招标、建设工作。根据 CNESA 公众号与北极星储能网统计，2022年6月至2023年6月之间，国内多个铅碳储能项目完成了签约、招标工作，累计项目量达到了近15GWh。国内采用铅碳技术路线的工商业储能与共享储能项目装机量有望提升。

表7：铅炭电池在工商业储能、共享储能等场景建设进展明显加快

时间	项目	相关主体	地区	容量	事件
2022.06.23	通信备电合作服务采购项目	中国铁塔	浙江	81.90MWh	中国铁塔股份浙江省分公司2022年储能备电合作服务采购项目第二次招标开始
2022.09.28	江苏长强钢铁铅	国家电投浙江分公司	浙江	25.2MW/243.3MWh	国家电投集团浙江分公司江苏长强钢铁

请务必参阅正文后面的信息披露和法律声明

时间	项目	相关主体	地区	容量	事件
	炭储能电站				铅碳电池储能电站项目 EPC 招标开始
2022.12.07	“和平共储”综合智慧能源项目	国家电投浙江分公司, 太湖能谷	浙江	100.8MW/1061.683MWh	国家电投“和平共储”综合智慧能源项目 EPC 中标候选人公示
2023.03.03	煤山用户侧共享储能项目	国家电投云南国际电力投资	浙江湖州	5.04MW/48.66MWh	国家电投煤山用户侧共享储能项目 I 期工程 EPC 总承包公开招标
2023.04.27	察右中旗储能电站项目	内蒙古乌兰察布察右中旗人民政府,太湖能谷	内蒙古	10GWh	10GWh 储能电站项目签约落地内蒙古察右中旗, 配套建设铅碳电池加工制造产业
2023.05.25	“浙江会战”储能电站	国家电投云南国际电力投资、太湖能谷	浙江省	600MW/3000MWh	国家电投集团“浙江会战”储能项目区域 EPC 服务商中标候选人公示
2023.06.10	中卫市塞上江南共享储能	塞上江南	宁夏中卫市	200MW/400MWh	宁夏中卫市塞上江南 200MW/400MWh 共享储能招标

资料来源：北极星储能网、中关村储能产业技术联盟公众号、开源证券研究所

### 3、表前：美国大储装机触底回升，英、澳需求有望放量

#### 3.1、美国：IRA 补贴细则落地，储能装机有望提速

**IRA 针对美国本土制造补贴细则落地，储能装机有望加速。**2023 年 5 月 12 日，美国国税局和财政部正式发布了针对 IRA 法案中本土制造相关激励补贴的初步指导细则。新版补贴细则将补贴分为三种类型包括投资税收抵免 (ITC)、生产税收抵免 (PTC) 和先进制造生产税收抵免。其中 ITC 针对初始投资成本，PTC 针对发电量，先进制造生产税收抵免要求产品在美国本土完成终端生产，储能项目仅适用于 ITC 补贴。

针对大于 1 MW 的大型储能项目只有满足 1) 项目的最大净输出能源小于 1MW；2) 2023 年 1 月 29 日前开工建设的项目；或 3) 该项目满足通货膨胀减少法案的现行工资和学徒要求这三个要求之一才有资格获取 30% 的基础补贴。同时满足本土化制造、能源社区与低收入社区要求之后最高补贴幅度可达到 70%。大型补贴项目细则的正式敲定有望加速国内备案储能项目的建设进展。

**表8：对于大于 1 MW 的储能项目其补贴额度最高可达 70%**

类别	项目<1MW AC(累计)		项目>1MW AC(累计)*		项目>1MW AC(累计)**	
	ITC	PTC	ITC	PTC	ITC	PTC
基础抵免	30%	2.75 美分/kWh	6%	0.5 美分/kWh	6%	0.5 美分/kWh
工资和学徒要求	不适用		24%	+2.25 美分/kWh	不适用	
本土化制造	10%	+0.3 美分/kWh	10%	+0.3 美分/kWh	2%	+0.3 美分/kWh
能源社区	10%	+0.3 美分/kWh	10%	+0.3 美分/kWh	2%	+0.3 美分/kWh
低收入社区或部落土地 (<5MW AC)	10%	不适用	10%	不适用	10%	不适用
符合条件的低收入住宅建 设项目或经济效益项目	20%	不适用	20%	不适用	20%	不适用

\*:项目 1MW 以上且满足现行工资和学徒要求,或现行工资和学徒要求发布后的 60 天内开工建设;

\*\*：项目 1MW 以上未在现行工资和学徒要求发布后 60 天内开工建设,且未满足现行工资和学徒要求;

注:PTC 的补贴额度会根据当年通货膨胀调整系数进行调整;低收入社区要求补贴 10%和 20%选其一;

资料来源：SMM 光伏视界公众号、开源证券研究所

#### 3.2、美国：光伏装机提速，大储装机有望触底回升

**“双反”暂告一段落，美国光伏装机显著提速。**受美国政府对来自中国光伏组件企业的所设立的一系列关税贸易壁垒影响，美国当地光伏装机建设受到了严重影响。2022 年美国当地光伏新增装机仅为 19GW，同比下降 19.5%。不过在 2022 年 9 月 16 日，出于加速美国本土光伏装机建设的考虑，拜登政府决定暂停美国商务部对从柬埔寨、马来西亚、泰国和越南进口的光伏电池和光伏组件征收新的反规避税的最终规则，暂停征收税时间为期两年。

**表9：美国光伏“双反”政策暂告一段落**

政策	进程	内容
201	启动调查:2017.5 初裁:2017.9 终裁:2017.11	范围:全球(存在个别豁免国,如柬埔寨、加拿大、新加坡)税率:从 2018 年开始,首年 30%,每年下降 5%。每年 2.5GW 电池豁免

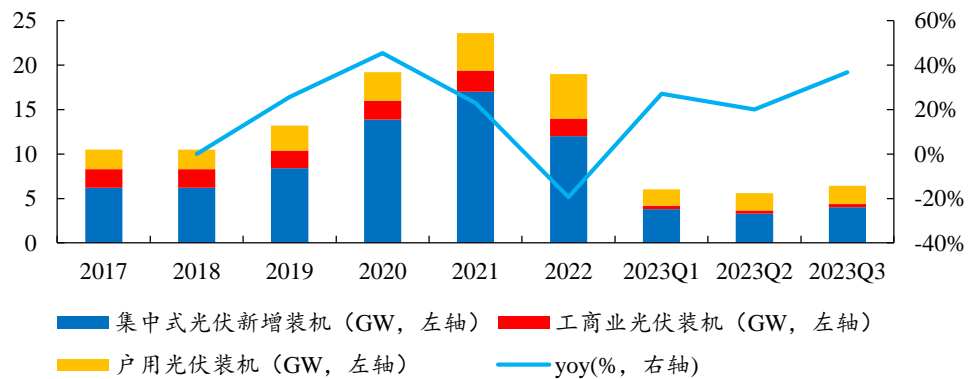


政策	进程	内容
	启动(特朗普) 2018.2	
301	启动调查:2017.8 初裁:2018.4 终裁:2018.9	即中美贸易摩擦,对中国 2000 亿美元贸易额产品加征 25%关税
涉疆暂扣令 WRO	启动:2021.6	禁止从合盛硅业及其子公司进口金属硅,以及使用了合盛硅业硅材料衍生或生产的货物和光伏产品
涉疆法案 UFFLPA	发布:2021.12 启动:2022.6	禁止所有来自中国新疆维吾尔自治区的进口商品,除非供应商能够证明产品不是使用"强迫劳动"制造。
201 延长	延长(拜登):2022.2	范围:全球(存在个别豁免国,如柬埔寨、加拿大、新加坡)。税率:从 2022 年开始,首年 14.75%并逐年下降。每年 5GW 电池豁免,排除双面组件
反规避调查(三次"双反")	立案时间:2022.3 初裁:2022.12 终裁:2023.1	对柬埔寨、马来西亚、泰国、越南进口光伏产品进行审查,以避免制造商规避对中国的 AD/CVD 初步裁定,被调查的八家公司中有四家试图通过在东南亚国家进行微加工后再运往美国,以规避关税:比亚迪香港(柬埔寨)、阿特斯(泰国)、天合光能(泰国)、VinaSolar(越南)
东南亚豁免	2022 年 9 月 16 日	美国将对从柬埔寨、马来西亚、泰国和越南进口的光伏电池以及组件给予两年的(关税)豁免以及加速建设光伏发电

资料来源:黑鹰光伏公众号、开源证券研究所

**2023Q3 美国当地实现光伏装机 6.5GW, 同比增长 36.7%。**同时根据鑫椤锂电数据,美国当地 77%表前储能装机需求源于光伏配储,光伏项目的陆续上线有望加速此后与之相配套的美国表前储能的装机需求。

**图19: 2023Q3 美国光伏装机同比增长 36.7%**



数据来源: Woodmac、开源证券研究所

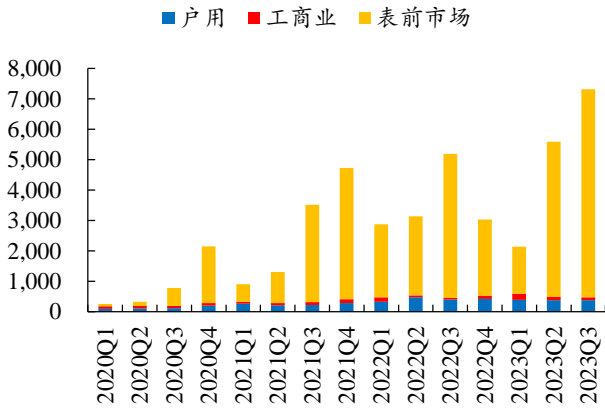
### 3.3、美国表前储能装机有望实现稳步增长

**IRA 法案正式落地叠加光伏装机回暖, 美国储能装机有望触底回升。** 2023Q1 表前储能装机不及预期主要系美联储持续加息+碳酸锂价格大幅波动+IRA 补贴细则尚未正式落地。不过随着碳酸锂价格在 Q2 触底回升叠加 IRA 补贴细则正式落地, 根据 Woodmac 数据, 2023Q3 美国储能装机为 2355MW/6848MWh, 其中户用与工商业储能装机分别为 381MWh、92.9MWh, 分别同比-4.7%、+65.3%。表前储能装机为 6848MWh, 同比 44.7%。展望 2023 年下半年, 随着美联储停止加息、碳酸锂价格趋稳, 美国表前储能项目收益率有望进一步抬升从而对当地储能装机形成进一步刺激。

同时根据 Woodmac 预测, 预计在 2023-2027 年间, 美国需要至少实现储能累计

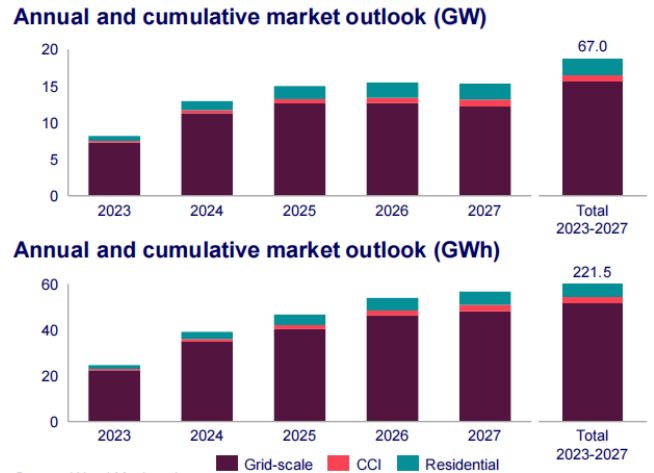
装机 67GW/221.5GWh, 平均每年新增装机不低于 13.4GW/44.3GWh。

图20: 美国储能装机量持续增长 (单位: MWh)



数据来源: 北极星电力网、开源证券研究所

图21: 预计美国 2023-2027 年至少实现储能累计装机 221.5GWh



资料来源: Woodmac

### 3.4、英国: 商业模式成熟叠加成本下降, 英国大储蓄势待发

英国储能收益来源多样, 收益机制丰富。自由化程度相对较高的英国电力市场为英国储能丰富的收益机制奠定了基础, 英国储能电站收益机制丰富, 从价值量相对较高的调频服务市场和备用市场到价值量不高的能量市场, 储能能够获取的收益来源超过 10 种。同时储能系统成本的下降进一步降低了英国储能电站的建设成本有望进一步提升其经济性。

表10: 英国储能电站收益机制丰富

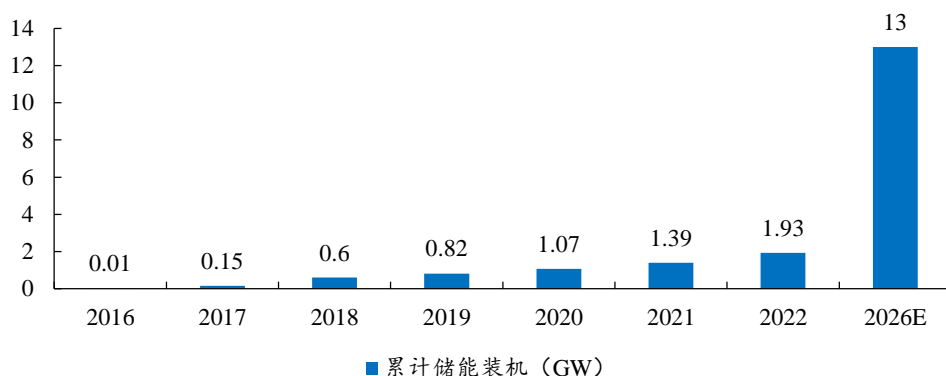
市场类别	主要收益来源	进入市场的方式	市场容量	接入点
频率响应	增强型频率响应	投标(辅助服务)	200~700MW	输电网络, 配电网络
	固定频率响应	投标(辅助服务)	2000~3000MW	输电网络, 配电网络, 需求响应或用户侧
	动态遏制	投标(辅助服务)	500MW~1.4GW	输电网络, 配电网络
	需求侧响应	投标(辅助服务)		需求响应或用户侧
	快速储备容量	投标(平衡服务)	百 MW	输电网络, 配电网络, 需求响应或用户侧
	用户备用功率	合同		需求响应或用户侧
备用	短期运行储备容量(发电容量或负荷削减量)	投标(平衡服务)	2-4GW	输电网络, 配电网络, 需求响应或用户侧
	容量市场	投标-容量拍卖	GWs	输电网络, 配电网络
	输电成本避免	市场机制/成本避免	GWs	配电网络, 需求响应或用户侧
	配电成本避免	市场机制/成本避免	GWs	配电网络, 需求响应或用户侧
时移/套利	发电商"自用"	通过电价或成本避免参与市场	GWs	需求响应或用户侧, 与可再生能源共享站址
	发电商弃电	通过电价或补贴或避免改	GWs	需求响应或用户侧, 与可

市场类别	主要收益来源	进入市场的方式	市场容量	接入点
		造费用支出参与市场		再生能源共享站址
	价格套利	利用电价波动参与市场	GWs	输电网络,配电网,需求响应或用户侧,与再生能源共享站址

资料来源：朱寰等《英国储能相关政策机制与商业模式及对我国的启示》

**成熟的商业模式使英国储能装机稳步增长。**根据 Modu 统计，英国大储累计装机自 2016 年 0.01GW 增长至 2022 年底的 1.93GW，到 2026 年底英国当地的大储累计装机有望达 13GW，未来 4 年平均每年新增装机将不低于 2.77GW，保守按照 2h 配储时长，每年新增装机将不低于 5.5GWh。

图22：英国储能装机量持续增长

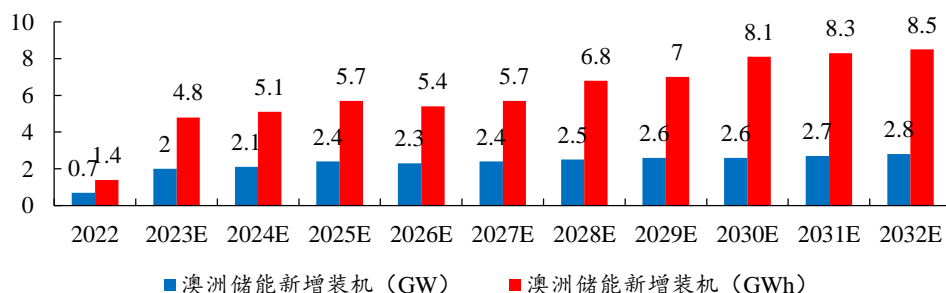


数据来源：Modu、开源证券研究所

### 3.5、澳洲：输电线路大修与容量投资机制推广有望加速澳洲大储建设

**两大因素有望加速澳洲储能系统建设进展。**两大因素包括为澳洲计划投资 200 亿澳元用于输电网络重新布线、大修的招标计划和容量投资机制。其中输电网络的重新布线与大修意味对澳大利亚输电线路进行升级和延长从而使得澳大利亚各个州能够实现可再生能源电力的共享，并且使储能系统在澳大利亚电网当中发挥更加重要的作用。而容量投资机制本质上则是一个通过招标授予大规模可调度可再生能源的收入承销计划。根据 Woodmac 预测澳洲 2023 年新增储能装机有望达 2GW/4.8GWh，并在 2023-2032 年间每年维持 5GWh 以上体量。

图23：2023 年澳洲储能新增装机有望达 4.8GWh



数据来源：Woodmac、开源证券研究所

**澳洲储能电站收益机制明晰，保障业主长期装机意愿。**澳洲储能电站辅助服务

成本回收方式包括市场化辅助服务与非市场化辅助服务，其城市疏导方式秉承“谁受益，谁承担”原则，在锂电储能成本下降背景下，其在一定时间段内对业主的装机意愿形成了显著支撑。

**表11：澳大利亚储能电站收益机制清晰**

辅助服务类型	支付方式	支付对象	成本疏导方式	成本分摊主体	
市场化辅助服务 (FCAS 市场)	调节调频 (RegulationFCAS)	基于市场出清价格和每个调度间隔提供的服务量进行支付	接受调度的(scheduled)相关市场发电商/市场用户	"肇事者"承担,如有剩余,和市场小型发电聚合商分剩余部分由所有市场用户按摊:	向上服务成本由市场发电商和市场小型发电聚合商分摊;向下服务成本由市场用户分摊
	应急调频 (ContingencyFCAS)	基于市场出清价格和每个调度间隔提供的服务量进行支付	接受调度的(scheduled)相关市场发电商/市场小型发电聚合商/市场用户	按相关市场参与者用电/发电的比例进行分摊	有独立 MPFs 的市场参与方或者没有独立 MPFs 的市场用户承担
非市场化辅助服务(NMAS)	NSCAS	基于 AEMO 和注册市场参与方之间的合同协议条款进行支付	签订合同的相关市场注册参与方	按照受益区域内相关市场参与方的用电量按比例进行分摊	仅市场用户承担
	SRAS	基于 AEMO 和注册市场参与方之间的合同协议条款进行支付	签订合同的相关市场注册参与方	按照受益区域内相关市场参与方的用电量按比例进行分摊	市场用户和市场发电商按照 50/50 进行分摊

资料来源：昆工科技公司公告、开源证券研究所

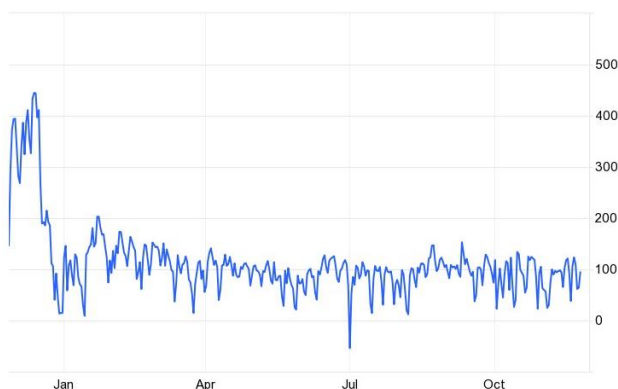
## 4、表后：欧洲去库稳步推进，亚非拉市场有望成为重要增长极

### 4.1、欧洲：户储去库持续推进，经济性保障市场发展前景

户储推广迈入第二阶段，经济性支撑长期发展。伴随欧洲天然气供应短缺问题的缓解，当地天然气及电价较去年同期均实现了较大幅度的下降，截至2023年12月，以德国地区为例，当地电价已经降低至0.1欧元/度水平以下。随着当地能源危机的缓解，此前过多发往欧洲地区的户储产品形成了较大规模的库存，根据海关数据统计，国内发往欧洲贸易中转站荷兰的逆变器产品在2023年1-10月之间总体呈下降趋势，不过在11月国内对荷兰逆变器出货数量达23.3万个，自8月以来首次环比转正。

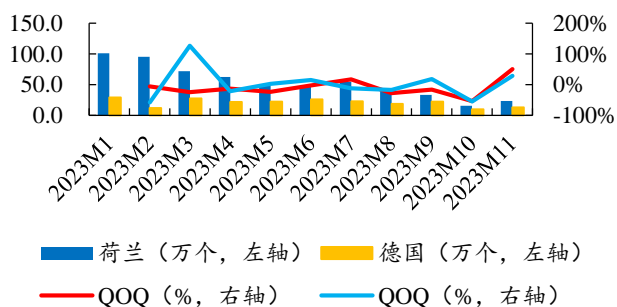
2022年俄乌冲突引发的能源危机向欧洲人民普及了户光、户储等绿色能源产品，伴随储能光伏系统的成本下降与利率进入下行通道，户用光储产品的经济性仍有大幅提升空间。根据我们的测算，在0.11欧元/度的电价和0.35欧元/Wh的光储投资成本下其IRR仍然高达12.7%，投资回收期约为6年。在常规电价水平下，光储系统投资成本的下降有望持续激发当地对户储等绿色能源产品的需求。

图24：2023年12月德国电力期货价格回归0.1欧元以下（欧元/MWh）



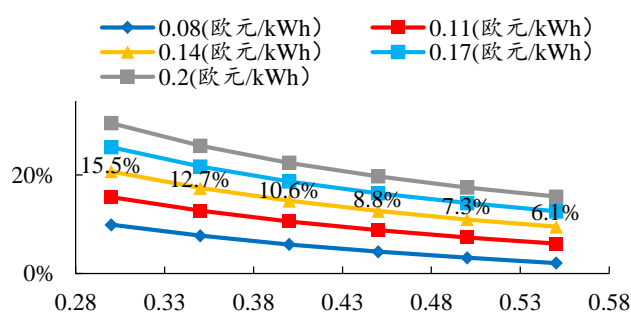
资料来源：TRADING ECONOMICS

图25：2023年对荷兰逆变器出口总体呈逐月下滑趋势



数据来源：海关总署、开源证券研究所

图26：成本持续下降下光储系统回报率可观



注：横轴为光储系统总成本，单位欧元/Wh；纵轴为户用光储 IRR

数据来源：开源证券研究所

## 4.2、南非：电力危机加速户储市场发展，装机有望持续增长

电力短缺加剧，可再生能源装机规模有望持续增长。根据南非主要电力运营商 Eskom 2021 年年报显示，南非电力装机结构中煤电装机占比 73.8% 并且 90% 的电力装机由 Eskom 所垄断。因为该企业多年来面临煤电设备老化、维护不足、使用过度和企业自身高额债务问题，南非地区大规模的限电成为常态。根据德业股份公告显示，2022 年南非地区全年累计 205 天出现了不同程度的停电事故。为了应对能源危机，南非政府规划了大规模的可再生能源发展规划，计划到 2030 年实现风电、光伏、储能装机容量分别为 17.7GW、8.3GW 与 5GW，到 2030 年风电、光伏与储能的装机占比有望分别达 22.8%、10.7% 与 6.4%。

图27：2021年南非煤电装机占比73.8%

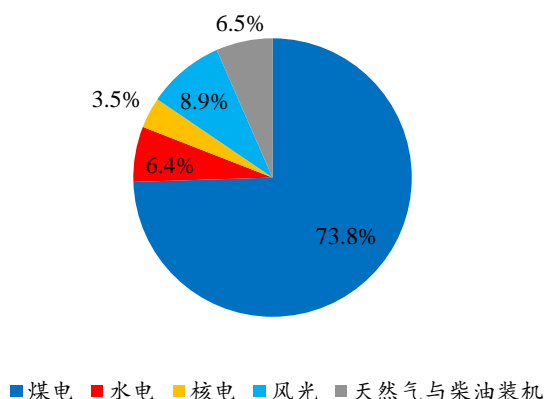
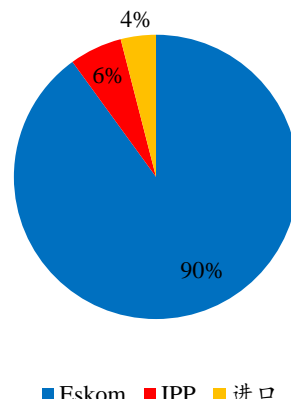


图28：2021年 Eskom 装机占比90%



数据来源：王爽等《南非国家电力市场投资研究》、开源证券研究所

数据来源：王爽等《南非国家电力市场投资研究》、开源证券研究所

表12：到2030年南非可再生能源装机有望达78GW

电力装机类型	新增容量(MW)	2030年总容量(MW)	装机占比(%)
煤电	1500	33364	42.9%
核电		1860	2.4%
水电	2500	4600	5.9%
储能	2088	5000	6.4%
光伏	6000	8288	10.7%
风电	14400	17742	22.8%
聚光太阳能		600	0.8%
天然气与石油	3000	6380	8.2%
<b>总装机</b>	<b>29448</b>	<b>77834</b>	<b>100.0%</b>

数据来源：王爽等《南非国家电力市场投资研究》、开源证券研究所

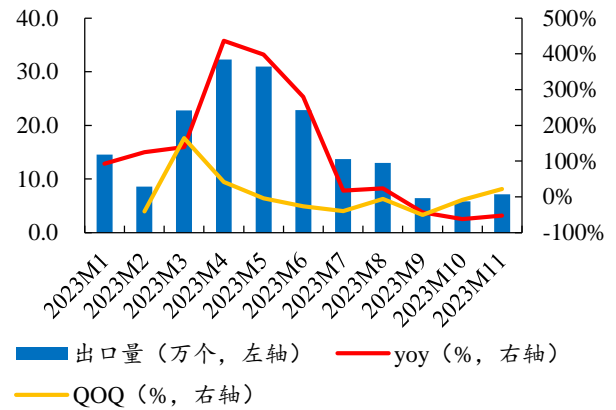
南非可再生能源支持政策陆续出台，国内逆变器出口量同比大幅增长。南非政府分别于 2022 年 7 月与 2023 年 3 月出台了鼓励分布式发电设施建设的政策，发布多项光伏储能税务补贴。2023 年 1-11 月之间，国内对南非实现逆变器出口 178.1 万个，同比增长 72.8%。其中自 3 月南非政府扩大可再生能源税收激励政策后其出口量环比实现了大幅增长。伴随南非短期内无法解决的电力供应危机和长期对新能源装机的支持政策，该市场装机有望持续高增长。

图29：南非出台多项政策支持可再生能源发展

时间	内容
2022年7月	南非政府宣布完全取消分布式自发电的许可门槛，并为屋顶太阳能引入上网电价机制，用于激励太阳能电池组件所有者向电网出售多余电力
2023年3月	南非财政部宣布扩大可再生能源税收激励政策，允许企业用户在2023年3月1日至2025年2月28日期间新投资的可再生能源项目，第一年即可申请扣除可再生能源投资成本的125%，且不受项目规模的限制；允许家庭用户在2023年3月1日至2024年2月29日期间新安装的私人住宅屋顶光伏系统，可以申请太阳能电池板购置成本25%的退税

资料来源：PV-Tech 公众号、能源一号公众号、开源证券研究所

图30：2023 年对南非逆变器出口同比实现了大幅增长



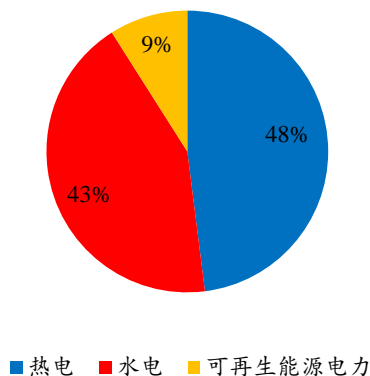
数据来源：海关总署、开源证券研究所

### 4.3、东南亚：电荒引发制造业停摆，储能需求迫在眉睫

停电事故频发，东南亚表后储能市场需求有望放量。2023年6月，国内对越南、泰国和马来西亚分别实现逆变器出口53.3、10.1和23.3万个，分别环比增长945.3%、46.3%与75.2%，东南亚地区储能市场需求自6月夏天开始实现了大幅增长。其主要原因系当地脆弱的电网在极端气候发生与可再生能源装机占比提升的情况下，其不稳定性大幅加强，对储能系统需求呈现出相对刚性。

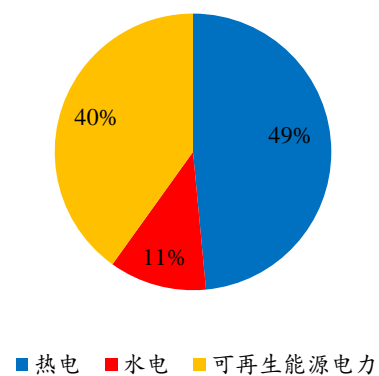
以越南地区为例，6月以来因为厄尔尼诺现象的影响，占越南北部电力装机43%的水电出力大幅下降同时煤电因为发电负荷过高事故频发对当地工厂的生产制造和居民生活造成了严重的影响，出于保障电力供应的需求其储能系统建设刻不容缓。同时在越南南部包括泰国、马来西亚等国新能源装机占比持续提升的背景下，储能系统作为利用可再生能源电力的重要手段其装机量有望同步推进。

图31：截至2023年5月越南北部水电占比43%

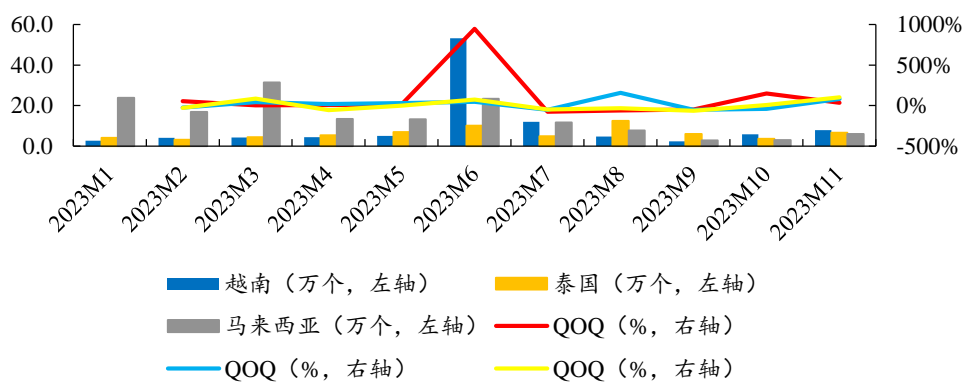


数据来源：大能 DONNERGY 公众号、开源证券研究所

图32：截至2023年5月越南南部可再生电力占比40%



数据来源：大能 DONNERGY 公众号、开源证券研究所

**图33：6月国内对越南、泰国、马来西亚等地逆变器出口显著增加**


数据来源：海关总署、开源证券研究所



## 5、投资建议

考虑到当前海外大储在光伏组件与储能电池价格下降大背景下有望加速其建设进程，相关储能系统集成企业有望充分受益。推荐全球储能系统集成龙头同时具备IGBT模块保供能力的**阳光电源**。此外，推荐具备储能系统集成出口能力的头部企业**东方日升**等，受益标的**南都电源、科陆电子**。

随着锂电储能成本下降与收益方式持续丰富，国内工商业储能装机有望持续超预期，受益标的**鹏辉能源、开勒股份、苏文电能、南网能源**等。

国内大储装机放量确定性高，商业模式探索初见成效，推荐**华自科技、新风光**等，受益标的**南网科技、金盘科技、同力日升**等。

欧洲户储去库持续推进，美国需求稳步释放，电网相对脆弱的亚非拉地区户储需求有望超预期，推荐**德业股份、派能科技**，受益标的**科士达、固德威、锦浪科技、昱能科技、禾迈股份**。

PCS环节推荐具备IGBT模块保供能力的**科华数据、禾望电气**等，受益标的**上能电气、盛弘股份**。

储能温控环节推荐**英维克、朗进科技、同飞股份**等，受益标的**申菱环境、高澜股份**等。

电芯环节推荐国内外主流储能系统集成电芯供应商**宁德时代、亿纬锂能、鹏辉能源、普利特**等。

铅碳储能电池受益标的**南都电源、天能股份、圣阳股份**。

表13：受益标的公司盈利预测与估值

公司代码	公司名称	评级	收盘价(元)	归母净利润				PE		
			2023/12/29	2023E	2024E	2025E	2023E	2024E	2025E	
300750.SZ	宁德时代	买入	157.54	446.8	597.6	752.0	15.5	11.6	9.2	
300014.SZ	亿纬锂能	买入	39.85	41.2	66.2	86.7	19.8	12.3	9.4	
300438.SZ	鹏辉能源	买入	26.80	5.8	9.1	12.9	23.2	14.7	10.5	
002324.SZ	普利特	买入	12.75	7.8	11.3	17.1	18.3	12.6	8.3	
300068.SZ	南都电源	买入	12.22	7.4	11.4	15.5	14.4	9.3	6.9	
300274.SZ	阳光电源	买入	82.47	104.9	118.3	145.0	11.7	10.3	8.4	
603063.SH	禾望电气	买入	24.33	6.5	6.8	7.7	16.6	15.9	14.0	
300827.SZ	上能电气	未评级	29.76	4.2	6.7	9.6	25.6	16.0	11.1	
002335.SZ	科华数据	买入	26.67	6.9	9.8	13.2	17.9	12.6	9.3	
300693.SZ	盛弘股份	未评级	28.70	3.9	5.5	7.6	22.9	16.0	11.7	
300990.SZ	同飞股份	买入	41.80	2.2	3.3	4.9	32.2	21.1	14.3	
002837.SZ	英维克	买入	25.97	3.6	5.0	7.0	40.5	29.4	21.0	
300594.SZ	朗进科技	买入	19.59	0.4	1.4	2.1	43.9	12.9	8.5	
688663.SH	新风光	买入	26.47	2.0	2.7	3.4	18.1	13.7	11.0	
688248.SH	南网科技	未评级	23.89	4.0	6.1	8.7	34.1	22.1	15.5	
300490.SZ	华自科技	买入	11.00	2.1	3.6	5.7	20.5	12.1	7.7	
002121.SZ	科陆电子	未评级	5.39	0.4	2.9	6.1	222.0	30.5	14.6	
688676.SH	金盘科技	未评级	34.80	5.3	8.4	12.3	28.3	17.6	12.1	

605286.SH	同力日升	未评级	28.26	2.1	4.8	6.1	23.6	10.4	8.2
688063.SH	派能科技	买入	103.57	13.3	15.8	22.2	13.6	11.5	8.2
605117.SH	德业股份	买入	75.50	20.3	27.8	36.6	16.0	11.7	8.9
300763.SZ	锦浪科技	未评级	68.28	13.0	20.1	27.6	21.0	13.6	9.9
688390.SH	固德威	未评级	120.12	13.8	20.0	26.6	15.1	10.4	7.8
002518.SZ	科士达	未评级	27.11	9.8	13.4	17.7	16.2	11.9	9.0
300982.SZ	苏文电能	未评级	29.91	3.4	4.6	6.0	18.4	13.4	10.3
301070.SZ	开勒股份	未评级	42.26	0.6	1.6	2.7	43.0	17.4	10.0
688819.SH	天能股份	未评级	27.58	23.6	28.3	33.9	11.34	9.46	7.91

数据来源：Wind、开源证券研究所（注：收盘价日期为 2023 年 12 月 29 日，宁德时代、亿纬锂能、新风光、普利特、阳光电源、科华数据、华自科技、同飞股份、派能科技、德业股份、禾望电气、英维克、朗进科技为开源证券研究所预测，其余表中盈利预测来自于 Wind 一致预期。）

## 6、风险提示

海外利率下降不及预期；

国内外行业竞争加剧风险。

## 特别声明

《证券期货投资者适当性管理办法》、《证券经营机构投资者适当性管理实施指引（试行）》已于2017年7月1日起正式实施。根据上述规定，开源证券评定此研报的风险等级为R4（中高风险），因此通过公共平台推送的研报其适用的投资者类别仅限定为专业投资者及风险承受能力为C4、C5的普通投资者。若您并非专业投资者及风险承受能力为C4、C5的普通投资者，请取消阅读，请勿收藏、接收或使用本研报中的任何信息。

因此受限于访问权限的设置，若给您造成不便，烦请见谅！感谢您给予的理解与配合。

## 分析师承诺

负责准备本报告以及撰写本报告的所有研究分析师或工作人员在此保证，本研究报告中关于任何发行商或证券所发表的观点均如实反映分析人员的个人观点。负责准备本报告的分析师获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户的反馈、竞争性因素以及开源证券股份有限公司的整体收益。所有研究分析师或工作人员保证他们报酬的任何一部分不曾与，不与，也将不会与本报告中具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

## 股票投资评级说明

	评级	说明
证券评级	买入（Buy）	预计相对强于市场表现 20%以上；
	增持（outperform）	预计相对强于市场表现 5%~20%；
	中性（Neutral）	预计相对市场表现在-5%~+5%之间波动；
	减持（underperform）	预计相对弱于市场表现 5%以下。
行业评级	看好（overweight）	预计行业超越整体市场表现；
	中性（Neutral）	预计行业与整体市场表现基本持平；
	看淡（underperform）	预计行业弱于整体市场表现。

备注：评级标准为以报告日后的 6~12 个月内，证券相对于市场基准指数的涨跌幅表现，其中 A 股基准指数为沪深 300 指数、港股基准指数为恒生指数、新三板基准指数为三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）、美股基准指数为标普 500 或纳斯达克综合指数。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。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。

## 分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

## 法律声明

开源证券股份有限公司是经中国证监会批准设立的证券经营机构，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告仅供开源证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的机构或个人客户（以下简称“客户”）使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告是发送给开源证券客户的，属于商业秘密材料，只有开源证券客户才能参考或使用，如接收人并非开源证券客户，请及时退回并删除。

本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他金融工具的邀请或向人做出邀请。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、价值及投资收入可能会波动。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。客户应当考虑到本公司可能存在可能影响本报告客观性的利益冲突，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。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。本公司未确保本报告充分考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。本公司建议客户应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司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。若本报告的接收人非本公司的客户，应在基于本报告做出任何投资决定或就本报告要求任何解释前咨询独立投资顾问。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的开源证券网站以外的地址或超级链接，开源证券不对其内容负责。本报告提供这些地址或超级链接的目的纯粹是为了客户使用方便，链接网站的内容不构成本报告的任何部分，客户需自行承担浏览这些网站的费用或风险。

开源证券在法律允许的情况下可参与、投资或持有本报告涉及的证券或进行证券交易，或向本报告涉及的公司提供或争取提供包括投资银行业务在内的服务或业务支持。开源证券可能与本报告涉及的公司之间存在业务关系，并无需事先或在获得业务关系后通知客户。

本报告的版权归本公司所有。本公司对本报告保留一切权利。除非另有书面显示，否则本报告中的所有材料的版权均属本公司。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

## 开源证券研究所

### 上海

地址：上海市浦东新区世纪大道1788号陆家嘴金控广场1号楼10层  
邮编：200120  
邮箱：research@kysec.cn

### 深圳

地址：深圳市福田区金田路2030号卓越世纪中心1号楼45层  
邮编：518000  
邮箱：research@kysec.cn

### 北京

地址：北京市西城区西直门外大街18号金贸大厦C2座9层  
邮编：100044  
邮箱：research@kysec.cn

### 西安

地址：西安市高新区锦业路1号都市之门B座5层  
邮编：710065  
邮箱：research@kysec.cn