



全球需求持续向好，聚焦产业链瓶颈与结构性领域

储能行业中期投资策略

姓名 殷晟路（分析师）

证书编号：S0790522080001

邮箱：yinshenglu@kysec.cn

姓名 鞠爽（联系人）

证书编号：S0790122070070

邮箱：jushuang@kysec.cn

1. 原材料降价大背景下全球储能市场有望加速放量，需求释放确定强

2023年受电动汽车销量萎靡影响，碳酸锂价格持续下行，截至2023年4月，碳酸锂价格最低跌至17.65万元/吨，相比2022年高点下降近68.9%，储能电芯价格跌至0.66元/Wh，相比2022年高点下降33.7%。锂电储能成本的持续下行，有望持续刺激商业模式成熟的美国储能、欧洲户储与国内工商业储能市场放量。同时在国内大储市场，随着国内风光装机量的持续增加强配政策约束下国内表前储能装机放量确定性高，同时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，将储能的角色定位由配套新能源建设成为打开新能源装机天花板的角色。我们预计2023年全球储能市场装机规模将达141.5GWh，其中中国、美国和欧洲分别贡献46.3、47.7与32.3GWh，全球市场空间有望达2215亿元。同时到2025年，全球储能市场装机规模有望达432.3GWh，2023-2025年年化复合增速达74.8%。

2. 投资主线应聚焦具备议价权的产业链瓶颈环节与结构性市场机会，投资节奏应注重标的盈利兑现节奏与估值匹配性

投资主线方面，从稀缺性角度出发，考虑到光伏组件与电芯成本下降，全球集中式光伏与大储均将大规模放量，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企业有望在产业链当中具有一定的议价权。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实现从“0-1”的突破。此外，美国储能市场在当地新能源建设的刚性需求约束下，其光伏及配套的各类储能设施建设有望逐渐放量，作为全球增速最快同时准入壁垒最高的储能市场之一，国内具备出口美国资质的企业有望享受该市场发展红利。

投资节奏方面，基于市场对表前与表后储能市场竞争格局恶化的担忧和行业受原材料降价通缩的影响，预计板块估值不具备大幅抬升基础，因此需要把握对应标的的盈利兑现与估值匹配度情况。

3. 投资建议

具备IGBT模块保供能力的PCS企业建议关注阳光电源、科华数据、华自科技，受益标的禾望电气、上能电气、时代电气、盛弘股份。美国大储建议关注阳光电源、科华数据、宁德时代、亿纬锂能、英维克，受益标的南都电源、科陆电子、比亚迪。美国户储建议关注科华数据、德业股份、派能科技，受益标的固德威、科士达。工商业储能受益标的苏文电能、芯能科技、南网能源。此外还建议关注鹏辉能源、普利特、新风光、珠海冠宇，受益标的南网科技、金盘科技、同力日升、智光电气、锦浪科技等。

4.风险提示：海外贸易政策变化，行业需求不及预期，行业竞争加剧风险。

目录

CONTENTS

1

储能：原材料下行有望持续刺激终端需求放量

2

中国：强配政策支持表前大储，工商业储能有望实现“0-1”突破

3

美国：需求刚性叠加政策补贴，美国大储前景广阔

4

欧洲：户储经济性支撑装机意愿，渗透率仍有较大提升空间

5

投资建议

6

风险提示

1.1 2022年储能板块行情回顾

□ 2023年储能板块有望由估值驱动转为盈利驱动，核心关注板块相关标的盈利兑现度与估值匹配情况。2022年在俄乌冲突、国内大储强配政策、美国IRA政策等多种因素驱动下，全球户储与大储均实现了“0-1”的飞跃，板块估值自4月市场见底到9月之间实现了大幅上涨。9月受户储行业需求放缓和竞争格局恶化的担忧，板块估值有所调整。进入2023年前期，在碳酸锂价格下降的大背景下，行业出现了一定的通缩，单边下行的原料价格也使终端客户处于观望状态，估值杀跌。2023年储能板块核心在于把握相关标的盈利兑现情况与估值的匹配度。

图1：2022年-2023年4月储能指数回顾



数据来源：Wind、开源证券研究所

1.2 成本下行大背景下有望持续刺激储能装机放量

□ 碳酸锂降价大背景下，储能电站经济性改善有望推动电站装机持续放量。受电动汽车需求萎缩影响，碳酸锂价格由2022年末高点的57万元/吨持续下跌，到2023年4月碳酸锂价格最低已跌至17.65万元/吨，相比最高点价格下滑68.9%。碳酸锂价格下同样带动储能电芯售价持续下降。截至2023年4月28日，储能电芯均价已跌至0.66元/Wh，相比此前的价格高点已经降低了33.7%。储能电芯作为锂电储能系统当中的主要零部件成分，其价格走低有望进一步降低锂电储能系统成本提升储能电站运营的经济性，刺激终端业主的装机需求。成本下行大背景下，全球储能装机有望持续走高。

图2：碳酸锂价格持续下降（万元/吨）

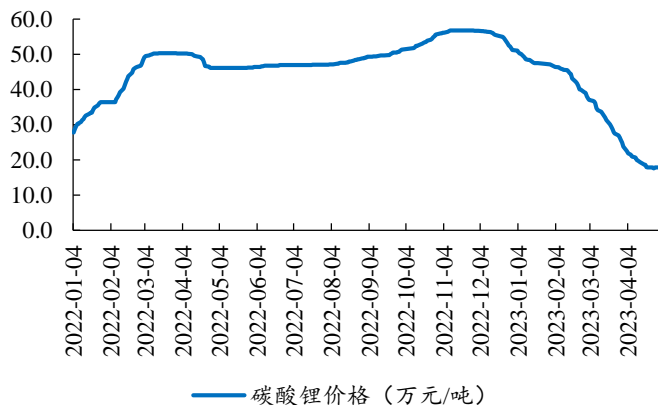
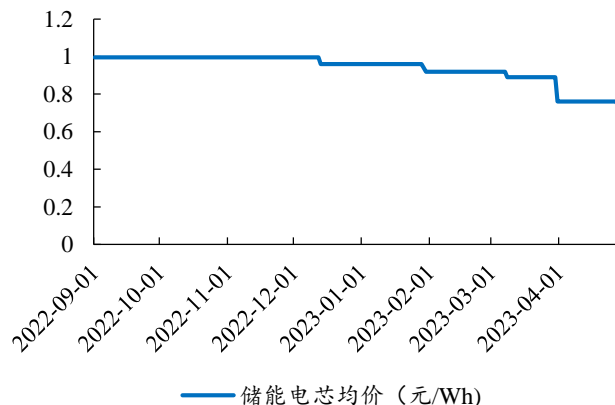


图3：储能电芯价格持续下降（元/Wh）



数据来源：Wind、开源证券研究所

数据来源：鑫椽锂电公众号、开源证券研究所

❑ 我们预计到2025年全球储能市场装机规模将达432.3GWh，新增装机市场规模将达5645.5亿元，中美欧将是全球储能装机主力。

✓ 中国：我们预计中国2021-2025年储能系统新增装机规模复合增速将达134.5%。其中表前大储将是装机国内装机主力。预计到2025年中国表前储能新增装机将达148.5GWh，年化复合增速高达143%。

✓ 欧洲：我们预计欧洲2021-2025年储能系统新增装机规模复合增速将达125.9%。其中表后储能将是未来欧洲储能装机主力，预计2021-2025年表后储能装机复合增速将达142.8%。

✓ 美国：我们预计美国2021-2025年储能系统新增装机规模复合增速将达94.4%。预计到2025年美国新增储能装机规模将达126.5GWh，市场空间将达1772.9亿元。

表1：预计到2025年全球储能市场空间将达10000亿以上

地区	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	41.4	76.6	128.8
	储能系统单位成本 (元/Wh)	1.80	1.80	1.35	1.23	1.13
	表前储能市场规模 (亿元)	66.5	262.4	556.8	943.9	1451.1
	表后储能系统新增装机规模 (GWh)	1.2	1.6	4.9	9.8	19.7
	储能系统单位成本 (元/Wh)	1.70	1.70	1.35	1.24	1.13
	表后储能市场规模 (亿元)	20.7	27.9	66.7	122.0	223.1
	储能系统新增装机规模 (GWh)	4.9	16.2	46.3	86.5	148.5
	储能市场规模 (亿元)	87.2	290.2	623.5	1065.8	1674.2
美国	表前储能系统新增装机规模 (GWh)	7.4	12.7	42.7	75.7	118.7
	储能系统单位成本 (元/Wh)	2.16	2.16	1.68	1.53	1.40
	表前储能市场规模 (亿元)	160.3	273.8	715.9	1160.5	1664.3
	表后储能系统新增装机规模 (GWh)	1.4	1.9	5.0	6.2	7.8
	储能系统单位成本 (元/Wh)	2.04	2.04	1.67	1.52	1.39
	表后储能市场规模 (亿元)	29.2	39.0	83.0	94.9	108.6
	储能系统新增装机规模 (GWh)	8.9	14.6	47.7	81.9	126.5
	储能市场规模 (亿元)	189.5	312.9	799.0	1255.5	1772.9
欧洲	表前储能系统新增装机规模 (GWh)	2.4	4.8	11.6	18.6	46.4
	储能系统单位成本 (元/Wh)	2.16	2.16	1.68	1.53	1.40
	表前储能市场规模 (亿元)	51.8	103.7	194.4	284.5	650.5
	表后储能系统新增装机规模 (GWh)	1.8	13.5	20.7	35.1	64.3
	储能系统单位成本 (元/Wh)	2.04	2.04	1.67	1.52	1.39
	表后储能市场规模 (亿元)	37.7	275.0	344.8	535.1	895.9
	储能系统新增装机规模 (GWh)	4.2	18.3	32.3	53.7	110.7
	储能市场规模 (亿元)	89.5	378.7	539.2	819.6	1546.4
其他	表前储能系统新增装机规模 (GWh)	1.3	3.1	9.0	16.2	28.3
	储能系统单位成本 (元/Wh)	2.16	2.16	1.68	1.53	1.40
	表前储能市场规模 (亿元)	28.9	66.8	151.6	248.1	396.2
	表后储能系统新增装机规模 (GWh)	0.9	3.4	6.1	10.2	18.3
	储能系统单位成本 (元/Wh)	2.04	2.04	1.67	1.52	1.39
	表后储能市场规模 (亿元)	18.3	69.5	102.0	156.0	255.8
	储能系统新增装机规模 (GWh)	2.2	6.5	15.2	26.4	46.6
	储能市场规模 (亿元)	47.2	136.3	253.6	404.1	652.0
全球	表前储能系统新增装机规模 (GWh)	14.9	35.1	104.7	187.1	322.2
	表后储能系统新增装机规模 (GWh)	5.4	20.4	36.7	61.4	110.1
	储能系统新增装机规模 (GWh)	20.3	55.6	141.5	248.5	432.3
	表前储能市场规模 (亿元)	307.6	706.6	1618.8	2636.9	4162.2
	表后储能系统新增装机规模 (GWh)	105.9	411.4	596.5	908.0	1483.3
	表后储能市场规模 (亿元)	413.5	1118.0	2215.3	3545.0	5645.5

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

目录

CONTENTS

1

储能：原材料下行有望持续刺激终端需求放量

2

中国：强配政策支撑表前大储，工商业储能有望实现“0-1”突破

3

美国：需求刚性叠加政策补贴，美国大储前景广阔

4

欧洲：户储经济性支撑装机意愿，渗透率仍有较大提升空间

5

投资建议

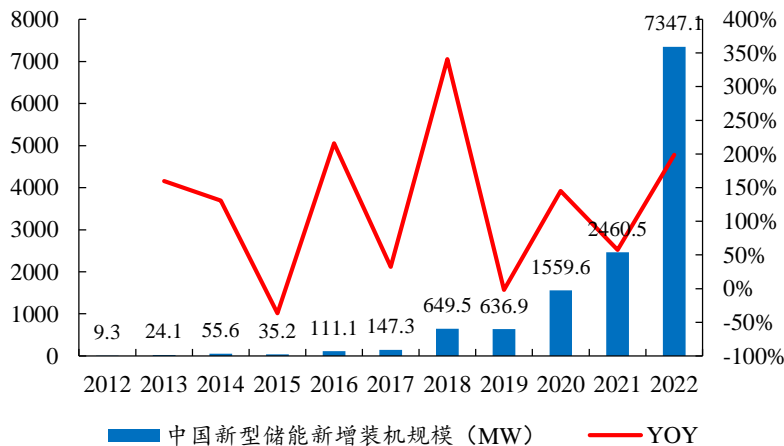
6

风险提示

2.1 中国：强配政策下表前储能装机持续增长

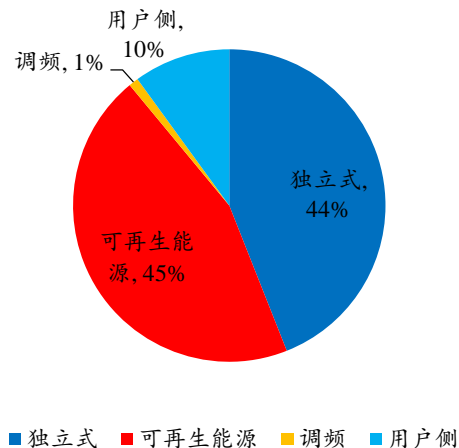
国内储能装机有望持续增长，表前储能为装机主力。根据CNESA数据统计，2012-2022年间国内新型储能新增装机复合增速高达95%。2022年国内新型储能新增装机高达7.3GW，同比增长近200%。就国内储能装机类型分布而言，根据储能与电力市场公众号统计，可再生能源配储与独立储能装机占比分别为45%与44%，用于调频的装机占比仅为1%，工商业用户侧储能装机占比10%。我国当前的储能类型主要还是以用于配套新能源装机的表前储能装机为主。

图4：国内储能装机持续放量（单位：MW）



数据来源：CNESA、开源证券研究所

图5：国内储能装机以表前储能为主



资料来源：储能与电力市场公众号、开源证券研究所

2.1 中国：强配政策下表前储能装机持续增长

□ 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：各省份纷纷推出强制配储政策

省份	强制配储份额	主要内容
内蒙古	15%、2h	2025年建成并网新型储能规模达到500万千瓦,新建保障性配储不低于15%、2小时市场化配储不低于15%、4小时
陕西	10%-20%、2h	陕北、关中地区和延安市按照10%配储,榆林市按照20%配储2h储能
河南	10%-20%	I类区配10%、2h储能 II类区15%、2h储能 III类区20%、2h储能
山东	10%、2h	规模50万千瓦,风电、光伏配10%、2h储能
甘肃	5%-20%	600万千瓦存量新能源项目河西5市配置10%-20%、2h储能、其他地区配置5%-10%、2h配套储能设施
海南	10%	每个申报项目规模不得超过10万千瓦需配套建设10%的储能装置
新疆	10%	2021年新增20万千瓦光伏项目,需配10%储能
贵州	10%	2021年新增光伏项目,在消纳受限区域需配10%储能
青海	10%、2h	新增水电与新能源、储能容量配比达到1:2:0.2
山西	5%-10%	山西大同新增新能源项目需配5%储能大同、朔州、忻州、阳泉四市240万风电光伏项目配置10%的储能
辽宁	10%~15%	2022年80万千瓦光伏示范项目,配10%储能新增风电配10%,风电增补方案配15%、4h
江西	10%、1h	2021新增光伏竞价项目,需配储10%、1h
福建	10%	2021年30万千瓦集中光伏试点项目,储能10%
天津	10%~20%	单体超过50MW项目光伏配储10%、风电储能20%

资料来源：中国储能网、开源证券研究所

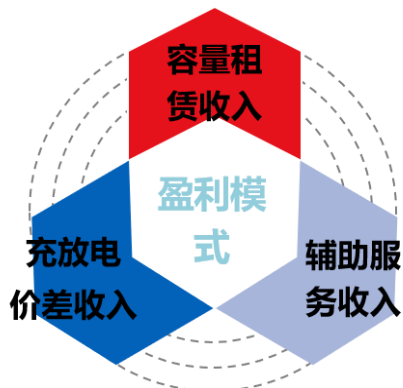
- 以湖南省为例，作为国内较早提出独立储能概念的省份，其在储能商业模式的探索方面位列全国前列，通过储能鼓励政策和储能商业模式建立政策的发布，湖南省内独立储能的商业模式已经具备了初步的经济性，储能电站业主在装机方面具有了一定的驱动力。
- 湖南省内储能电站盈利主要来源于容量租赁、辅助服务和充放电价差三个方面：（1）容量租赁：收入来源于没有配置储能容量的新能源电站与储能电站业主签订的租赁合同，储能电站业主收取一定的租金。目前湖南省内并网的新能源项目都必须向电网提供签订的容量租赁合同或者自建的储能电站。根据华自科技公告，其签订的容量租赁十年长约价格在400元/kW/年，时间相对较短的容量租赁单价在460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。

表3：刚性需求湖南省配套政策陆续出台，助力储能商业模式成型

时间	政策	内容
2021年10月	《关于加快推动湖南省电化学储能发展的实施意见》	以发展电网侧独立储能为重点，集中规划一批电网侧储能电站，力争到2023年，建成电化学储能电站1.5GW/3GWh以上；建立“新能源+储能”机制，明确要求风电项目按照不低于15%、集中式光伏项目不低于5%的比例配建储能电站，可以自建，也可以租赁；既适用于增量项目，存量项目也要落实到位。
2021年11月	《关于进一步完善我省分时电价政策及有关事项的通知》	将高峰、平段、低谷电价调整为1.6: 1: 0.4，同时实施积极性尖峰电价政策，即每年的1月、7月、8月、9月、12月的18:00-22:00时段，在高峰电价的基础上上浮20%
2022年9月	《关于开展2022年新能源发电项目配置新型储能试点工作的通知》	要求以市州为单位，按照“大规模、集中式”的建设模式，制定新型储能的试点方案，单体项目容量不低于50MW/100MWh，鼓励在110KV及以上变电站周边选址；对2022年12月底前投产的储能，容量按1.5倍计算；对2023年6月底前投产的储能电站，容量按1.3倍计算。
2022年11月18日	《湖南省电力辅助服务市场交易规则(2022版)（征求意见稿）》	储能电站按充电电量报价，申报次日低谷、腰荷时段可提供调峰辅助服务的能力，调节速率，最大可连续充电时间，调峰辅助服务价格等；如被按序调用，储能电站根据日前市场出清结果确定储能电站的充电计划，按照日内调峰需求实时调整储能电站充电功率，中标价格为其报价；如被优先调用，储能电站按日前计划充电，其中报价价格参与整个市场排序。

资料来源：湖南省发改委、国家能源局湖南监管办、开源证券研究所

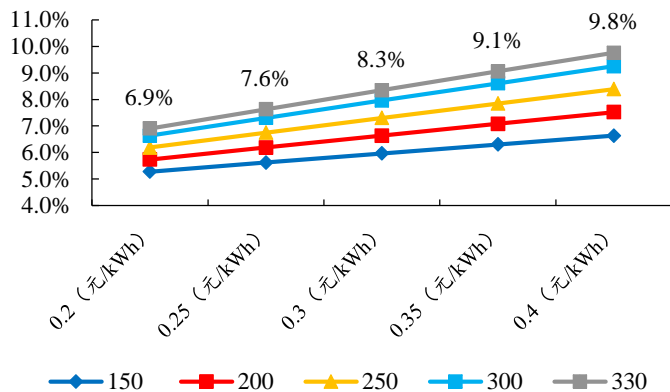
图6：湖南省储能电站收益来源于容量租赁、辅助服务和充放电价差



资料来源：开源证券研究所

- 中性条件下测算储能电站资本金收益率可达7.3%，且容量租赁奖励和高营运水平能够直接放大储能电站收益率。按照总投资3.6亿元的100MW/200MWh储能电站，不考虑容量租赁倍数奖励，在容量租赁单价为460元/kW/年，年充放电次数为330次。充放电价格参考湖南省2023年2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7.3%。并且在容量租赁奖励为1.3倍和1.5倍时，其资本金收益率能够放大至11.1%与13.5%。考虑到当前湖南省仍存在较大的电网侧储能装机缺口，调峰服务辅助频次和价格均有望实现较大的提升，在不考虑容量租赁奖励的情况下，其资本金收益在年调用次数为330次，调峰辅助服务收益为0.4元/kWh的情况下，其资本金收益率能够达到9.8%。随着电力辅助服务种类增多和电力现货市场的开展，其收益方式有望进一步增加。同时储能电站的收益在一定程度上依赖电站运营商自身的运营水平，随着储能电站运营商的经验积累，收益能力有望进一步提升。

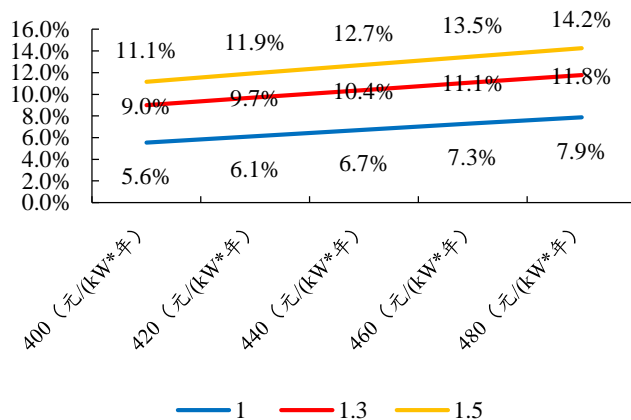
图7：湖南省储能电站收益来源于容量租赁、辅助服务和充放电价差



数据来源：开源证券研究所

注：假定年容量租赁费用为460元/(kW*年)，无倍数奖励

图8：容量租赁奖励能够显著放大储能电站收益率



数据来源：开源证券研究所

注：假定调峰费用为0.3元/kWh，年调用次数为250次

2.2 中国：政策试点范围扩大，国内大储商业模式有望有所突破

□ **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，不过其成本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着与终端受益用户并非同一主体。不过随着2023年宁夏和广东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。同时具备相当经济性的储能商业模式有望对国内储能电站业主的装机意愿形成有效的正向刺激，刺激储能装机的进一步上量，缓解此前大家所担心的新能源消纳问题，从而进一步打开国内新能源装机的天花板。

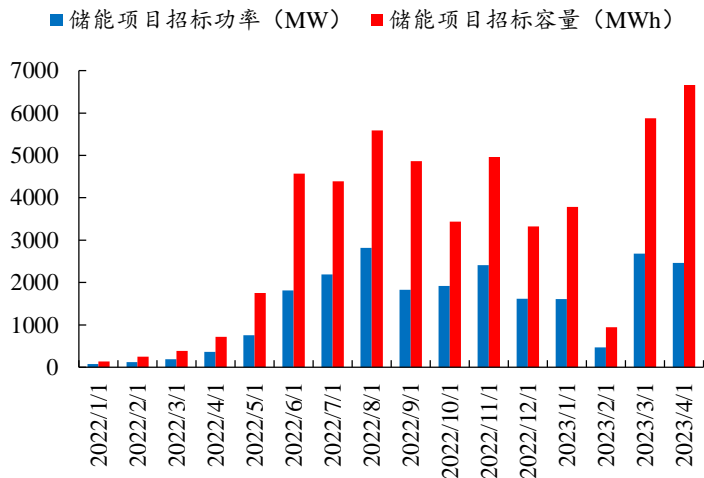
表4：2022年部分省出台相关储能政策

时间	部门	政策	内容
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。 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。 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， 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 ，科学评估新型储能输变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。
2022年6月	南方能源监管局	《南方区域新型储能并网运行及辅助服务管理实施细则》	适用于南方区域地市级及以上电力调度机构直接调度的容量为5兆瓦/1小时及以上的独立电化学储能电站。其他新型储能（飞轮、压缩空气等）电站可参照执行。新型储能可以参与一次调频、二次调频、无功调节以及调峰辅助服务并获得补偿。
2022年6月	国家发改委、国家能源局	《关于进一步推动新型储能参与电力市场和调度运用的通知》	新型储能可作为独立储能参与电力市场；鼓励配建新型储能与所属电源联合参与电力市场； 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 ；充分发挥独立储能技术优势提供辅助服务。
2022年6月	华中能源监管局	《湖北电力调频辅助服务市场交易规则（征求意见稿）》	容量0.5万千瓦及以上，持续时间1小时以上的独立储能电站及储能装置，同时允许储能联合火电、风电、光伏参与调频辅助服务； 补偿费用方面，调频市场补偿费用包括调频容量补偿、调频里程补偿两个部分。

资料来源：山东能监办、南方能源监管局、国家发改委、国家能源局等部门官网、开源证券研究所

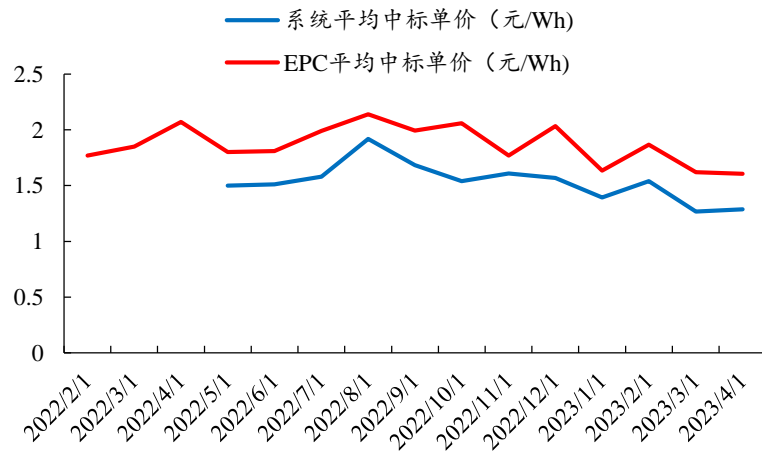
国内储能招标量迅速增长。根据储能头条的不完全统计，截至2022年全年国内储能项目累计招标量超16.1GW/34.4GWh。进入2023年，国内储能招标量持续提升，截至2023年4月国内储能EPC与系统合计招标7.22GW/17.27GWh，维持了2022年来的高增长态势。特别是经历2月因为碳酸锂价格单边下行导致的招标市场阶段性遇冷问题已经在3月得到反转，国内3-4月份的储能招标量实现了较大幅度的抬升。

图9：国内储能招标量出现反转



数据来源：储能头条、开源证券研究所

图10：储能系统与EPC中标单价整体有所下降



数据来源：储能头条、开源证券研究所

2.3 中国：工商业储能有望实现从“0-1”飞跃

- ❑ 2023年国内电力供需关系预计仍将紧张。在全国经济平稳复苏的大背景下，全社会用电量有望持续增长，国内电力供需关系预计将呈现相对紧张的状态。在迎冬度夏的用电高峰期，国内部分地区用电问题预计会对地方企业的生产生活造成不利影响。根据电规总院预测，2023年全国将有6个省份电力供需形势紧张，17个省份电力供需偏紧。
- ❑ 2023年有望成为工商业储能元年。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。

图11：预计2023年将有6个省份电力供需紧张



资料来源：电规总院公众号

表5：国内储能装机以表前储能为主

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，按发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》	按实际发电量给予运营主体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，按照实际发电量给予最高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。
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，按储能电站的实际发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发电量补贴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，按照实际发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》	根据峰段实际发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

2.3 中国：工商业储能有望实现从“0-1”飞跃

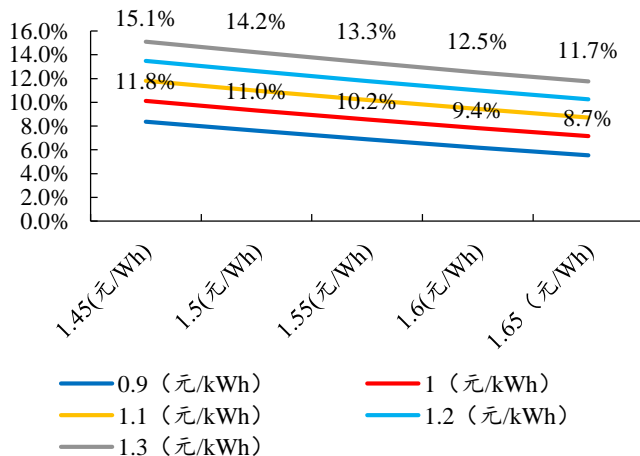
- 工商业储能商业模式清晰，收益机制丰富。工商业储能权责机制清晰，储能成本付出方与受益方均为工商业用户自身，因此其装机意愿基本取决于项目经济性。同时，工商业储能电站收益方式相对多样，具有保障分布式能源消纳、峰谷套利、需量管理、配电扩容、需求侧响应、参与电力现货市场交易、参与电力辅助服务等多种现存与潜在受益方式。
- 以广东为代表的工商业较为发达的地区工商业储能电站已经具备了一定经济性。在广东地区，在仅考虑峰谷价差套利单一受益方式的情况下，工商业储能电站通过每天两充两放（一次谷充尖放、一次平充峰放），初始投资成本为1.6元/Wh，最大峰谷价差在1.1元/度的情况下，其资本金收益率可达9.4%，投资回收期在8年之内。在锂电成本持续下降的情况下，改投资回收期有望进一步缩短。

表6：工商业储能电站收益机制

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。
配电扩容	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，满足负荷电能需要要求。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：瓦特储能社区公众号、开源证券研究所

图12：广东工商业储能电站收益率

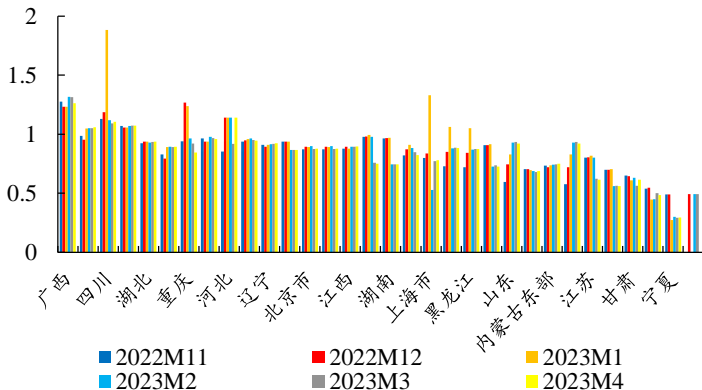


数据来源：开源证券研究所

2.3 中国：工商业储能有望实现从“0-1”飞跃

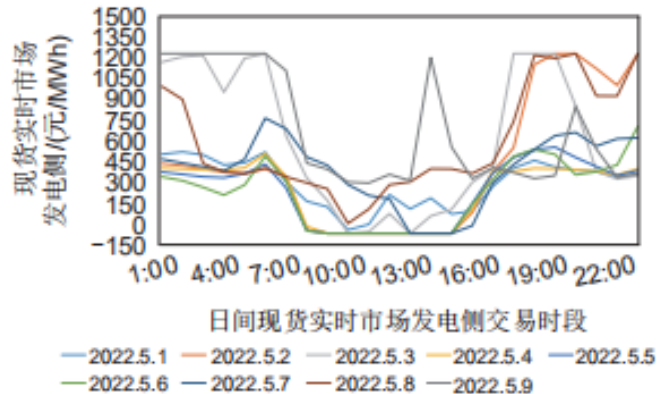
- **峰谷价差持续拉大趋势与电力现货市场启用有望进一步提升工商业储能电站边际经济效益。**进入2023年全国电网企业代理购电价差相比2022年持续拉大，根据北极星电力网统计，4月全国代理购电价差最大的省份浙江其代理购电价差高达1.28元/kWh，峰谷价差超过0.7元/kWh以上的地区达到了22个。代理购电价差持续放大叠加锂电储能系统成本下降，有望进一步刺激工商业储能电站装机。
- **中长期看电力现货市场有望进一步拉大工商业储能电站收益率。**以山东省开展的电力现货市场为例，其发达的分布式光伏市场使其在中午光伏大发时甚至出现了负电价，因此工商业储能用户通过电力现货市场的套利收益将会进一步提升。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13：2023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14：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》

目录

CONTENTS

1

储能：原材料下行有望持续刺激终端需求放量

2

中国：强配政策支持表前大储，工商业储能有望实现“0-1”突破

3

美国：需求刚性叠加政策补贴，美国大储前景广阔

4

欧洲：户储经济性支撑装机意愿，渗透率仍有较大提升空间

5

投资建议

6

风险提示

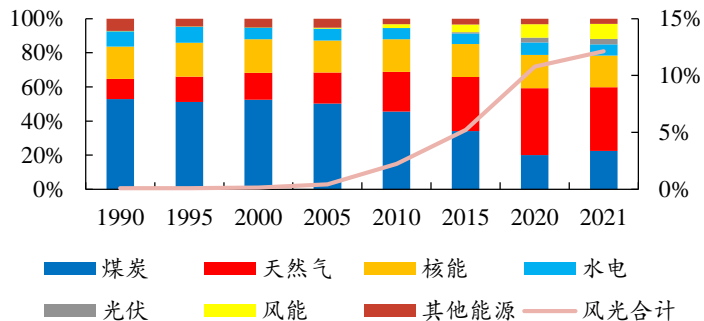
3.1 美国：市场需求源于电网改造下的刚需

□ 储能是美国能源转型和电网建设下的刚需。从1990-2021年美国能源结构当中可以看出，以风电光伏为代表的新能源占比实现了逐年提升，风光等新能源电力随机性、波动性和间歇性等特点对电力系统的调频、调峰等灵活性资源的需求有了显著提升。同时根据美国能源部统计，美国70%的输电线路和变压器运行年限超过25年，60%的断路器运行年限超过30年。陈旧的电网系统和能源转型阶段的新的电力系统结构特点使得储能电站成为美国当下电力系统的刚需。

□ 薄弱的电网基础和复杂的电力系统使美国储能建设更为刚需。相比中国等国的电力结构，因为发展历史背景和政治制度的差异，美国电力产业结构相对更加复杂，电网产权分散掌握在超500家公司与组织当中，这就导致了美国的电网基础十分薄弱，资源配置效率相对低下。

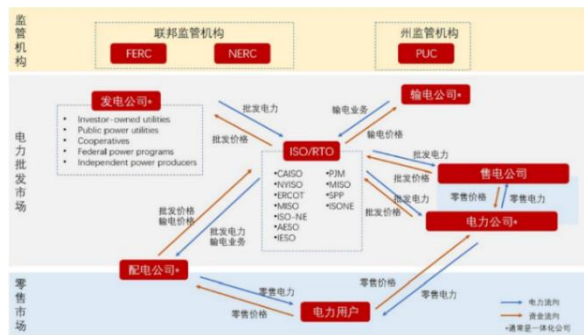
全美国共有8个区域电网组成，其中东部和西部各自组成电网联盟，加上独立的得州电网，形成美国三大电网的格局。三大电网之间无法进行全国范围内的调度，资源配置效率相对低下，一旦因为自然灾害等事故造成个别区域出现缺电、限电的现象，其他区域电网无法及时提供相应的帮助。因此能够提供调峰、调频、备用容量、黑启动等功能的储能电站是当前美国电力系统的刚需。

图15：1990-2021年美国风光发电量占比持续提升



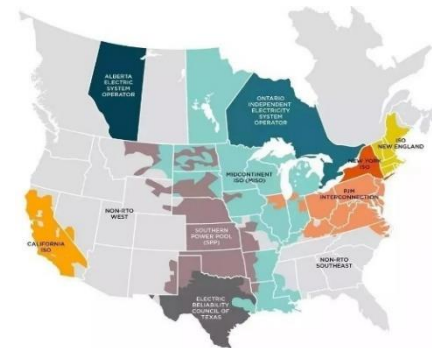
数据来源：IEA、开源证券研究所

图16：美国电力市场结构复杂



资料来源：乐驾智慧能源公众号

图17：美国电网无法进行全国调度

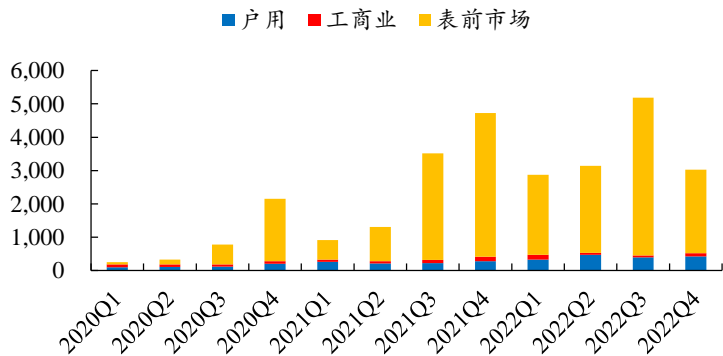


资料来源：乐驾智慧能源公众号

3.2 美国：组件“双反”暂停叠加成熟商业模式，大储放量可期

- 美国表前储能有望随光伏“双反”政策暂缓进入建设高潮期。**根据Woodmac数据，2022年全美储能装机量高达4.8GW/14.2GWh，从能量口径看同比21年增长36%。从装机类型分布来看，2022年美国户储装机631MW/1637MWh，工商业储能装机164MW/353MWh，表前储能装机4GW/12.2GWh。2022年美国储能虽然同比增长，不过该数据仍然不及预期，原因在于美国对中国企业在东南亚的组件产品实行反规避调查，使得当地中国企业组件产品对美出口形成了严重的障碍，多数配套光伏建设的储能项目被迫延期。伴随2022年10月14日美国暂停对太阳能电池和组件征收的所有反倾销或反补贴税，美国积压的表前储能需求有望快速释放。
- 美国储能产业激励措施齐全，市场化运营经验丰富。**2016年，美国储能协会向美国参议院提交了ITC法案，明确先进储能技术都可以申请投资税收减免，并可以以独立方式或者并入微网和可再生能源发电系统等形式运行。齐全的激励措施促进了储能产业发展和项目建设，完善的市场环境和价格机制为其商业化运营赋能，目前美国储能已在PJM和CASIO电力市场中提供丰富的服务品种，实现了良好的运营效果。

图18：美国储能装机量持续增长（单位：MWh）



数据来源：Woodmac、开源证券研究所

图19：美国电力市场更加市场化，储能收益模式多样

	PJM (美国)	CASIO (美国)	英国	澳大利亚	山东
电能市场	“量-价”阶梯报价及工作状态，统一调度规划，自计划	充电投标价和放电投标价，循环充放电的价差投标，自计划	双边交易，交易所交易，平衡交易	申报充电报价和放电报价，依靠尖峰电价套利	自计划形式参与电能市场
辅助服务市场	调频市场、备用市场（旋转备用、非旋转备用）	调频市场（上调频、下调频），灵活爬坡（上爬坡、下爬坡），备用市场（旋转备用、非旋转备用）	调频市场（增强快速调频、快速调频），备用市场（短期运行备用、快速备用）	调频市场（调节调频市场、应急调频市场）	调频市场、调峰市场
容量市场	参与	参与	参与	-	-

资料来源：中国电力科学研究院、开源证券研究所

□ 独立储能和小型储能项目受益颇深，1MW以上项目或将迎来抢装潮。独立储能首次获得抵免资格：过去为了具备ITC获取资格，储能项目必须与光伏发电项目配对，此次政策变动使储能摆脱太阳能配对限制，二者“发展途径”脱钩，降低了储能项目的建设成本和时间，利好独立储能的发展。小型储能项目补贴力度大幅提升：根据原ITC政策，户用储能项目的税收抵免额度将在2024年取消，工商业储能及表前储能项目则降至10%；IRA法案通过后，户储抵免额度可达30%~40%，小型的工商业储能项目及满足条件的表前储能项目抵免额度则在30%~80%不等，较之前显著提升，将刺激需求高速增长。

表7：IRA政策更新后美国储能补贴相应增加

项目类型	IRA通过前的政策	IRA通过后的政策
户储	2020-2022年ITC抵免26%，2023年为22%，此后无补贴。	<p>① 税收抵免额度提升至30%并延迟至2032年；</p> <p>② 满足本土要求再加10%；</p> <p>③ 首次提出超过3KWh的独立储能也可享受税收抵免，之前则要求必须与太阳能绑定且100%能量源于太阳能。</p>
工商业储能（不超过1MW的光储项目）&满足条件的表前储能（超过1MW，在发布现行工资和学徒要求后60天内开工或满足现行工资和学徒要求）	2020-2022年ITC抵免26%，2023年为22%，2024年起降至10%并永久保持该抵免税率。	<p>① 大于5KWh的独立储能也可享受税收抵免，之前则要求必须与太阳能绑定且75%能量源于太阳能；</p> <p>② 基础抵免提升至30%并延迟至2032年；</p> <p>③ 满足以下条件可获额外抵免：满足本土制造要求+10%，项目位于能源社区+10%，位于低收入社区或印第安保留地的5MW以下项目+10%，满足合格的低收入住宅建筑项目或合格的低收入经济效益项目+20%。</p>
不满足条件的表前储能（超过1MW，在发布现行工资和学徒要求后60天内未开工且不满足现行工资和学徒要求）	2020-2022年ITC抵免26%，2023年为22%，2024年起降至10%并永久保持该抵免税率。	<p>① 大于5KWh的独立储能也可享受税收抵免；</p> <p>② 基础抵免降至6%；</p> <p>③ 满足条件可获额外抵免：满足本土制造要求+2%，项目位于能源社区+2%。</p>

资料来源：美国国务院官网、开源证券研究所

目录

CONTENTS

- 1 储能：原材料下行有望持续刺激终端需求放量
- 2 中国：强配政策支撑表前大储，工商业储能有望实现“0-1”突破
- 3 美国：需求刚性叠加政策补贴，美国大储前景广阔
- 4 欧洲：户储经济性支撑装机意愿，渗透率仍有较大提升空间
- 5 投资建议
- 6 风险提示

4.1 欧洲：经济模式催生支撑其装机持续增长

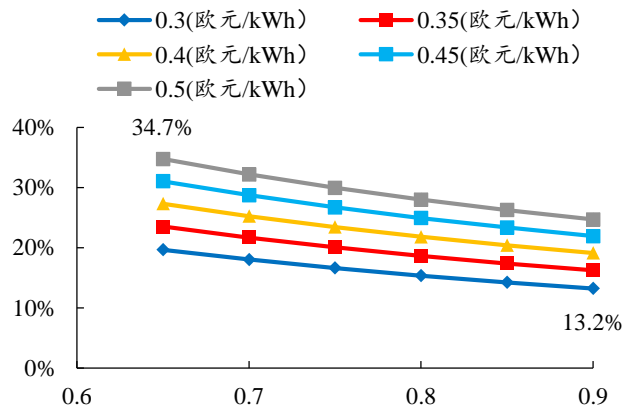
□ 户储概念深入欧洲居民人心，经济性支撑长期发展。以德国为例，去年在俄乌冲突爆发导致其天然气供应不足的情况下，电价出现了快速上涨。根据TRADING ECONOMICS统计，德国电力期货价格最高达到了近0.7欧元/kWh，相比2022年初增长6倍，短期内的能源危机使得欧洲市场户用光伏与户用储能等绿色能源产品得到了大范围的推广。不过能够支撑欧洲户储市场持续增长的主要原因还是在于其相对优异的经济性。根据我们的测算，一个10kWh容量运行时间为20年的户用储能系统，假定初始光储投资总成本为0.9欧元/Wh，用电价格为0.3欧元/kWh的情况下，其投资收益率将达13.2%，投资回收期仅为5年。在0.65欧元/Wh投资成本和0.5欧元/kWh的居民用电价格下，其收益率可高达34.7%，投资回收期仅为2年。在碳酸锂价格下降的大背景下，欧洲光储系统的经济性有望持续提升。

图20：2023年4月德国电力期货价格有所下降（欧元/MWh）



资料来源：TRADING ECONOMICS

图21：高电价情况下光储系统回报率可观

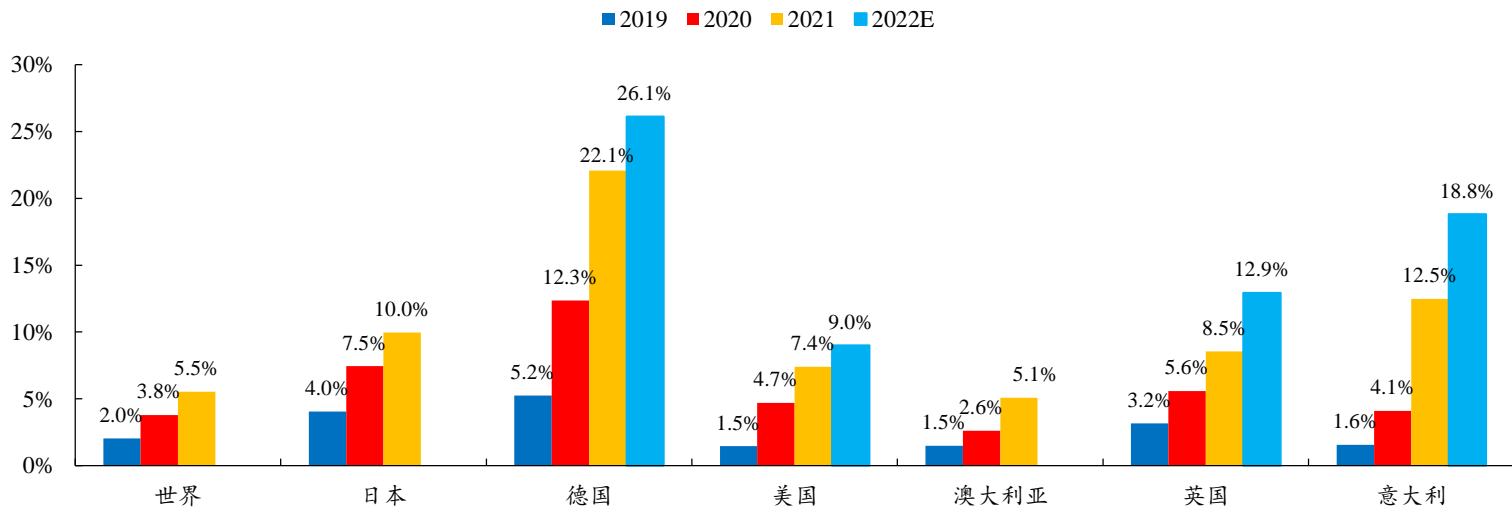


数据来源：开源证券研究所

4.2 欧洲：户储渗透率仍有大幅提升空间

□ 2021年全球光伏配储渗透率不足6%，欧洲渗透率增速最快，但仍有大幅提升空间。根据IHS和IEA统计数据计算，全球累计光伏配储比例逐年上升，经测算全球户用光伏配储渗透率到2021年已经达到了5.5%，仍然较低。2022年分区域来看，目前仅有意大利、德国和英国等欧洲地区渗透率达到了10%以上，其中德国的渗透率超过了20%。不过从全球范围内可以看出，包括美国、澳洲等在内的多个国家，其光伏配储渗透率仍不足10%，全球户储渗透率仍有很大的提升空间。

图22：2021年全球光伏配储渗透率不足6%



数据来源：IEA、IHS、开源证券研究所

目录

CONTENTS

1

储能：原材料下行有望持续刺激终端需求放量

2

中国：强配政策支持表前大储，工商业储能有望实现“0-1”突破

3

美国：需求刚性叠加政策补贴，美国大储前景广阔

4

欧洲：户储经济性支撑装机意愿，渗透率仍有较大提升空间

5

投资建议

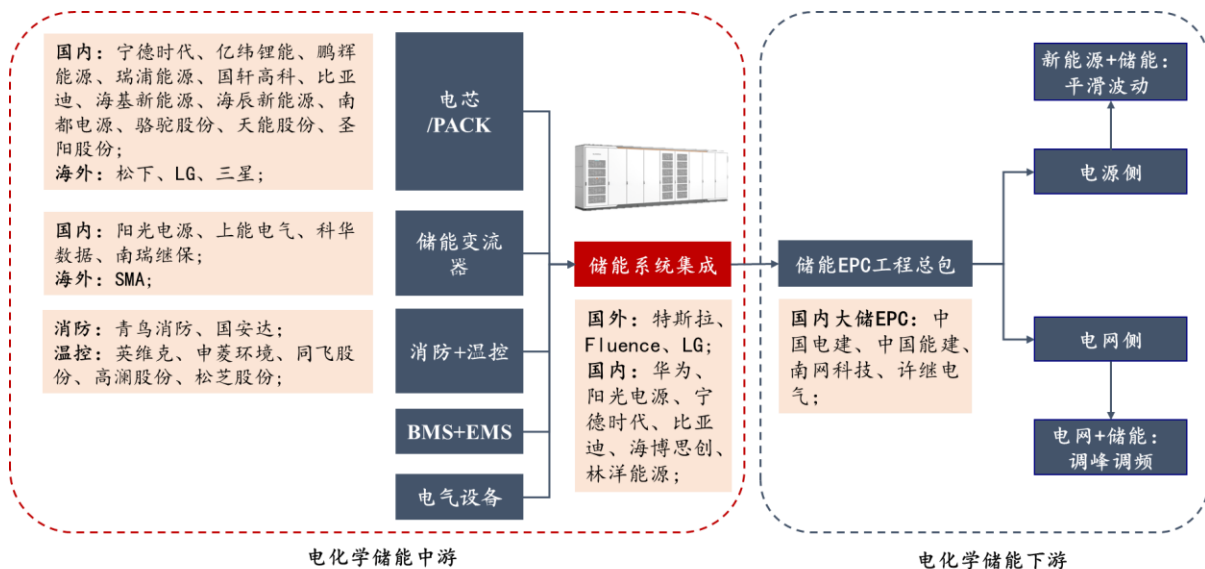
6

风险提示

5.1 投资策略

□ 表前储能系统当中包括电芯、储能变流器、储能消防与热管理、BMS、EMS和其他电气设备。表前储能行业进入高速增长阶段，预计产业链相关企业在收入端将普遍受益。表前储能系统的下游客户以EPC承包商和终端电站业主为主，国内表前储能系统在获客方面强调公司的电力系统资源，同时当前的储能电站仍是成本项，因此行业竞争相对激烈。海外市场特别是美国市场对电芯和PCS在产品质量上的标准更高，存在较高的准入壁垒，海外竞争对手也多以特斯拉、Fluence等海外企业为主，格局相对较好，因此出口企业在盈利能力方面相对更有优势。

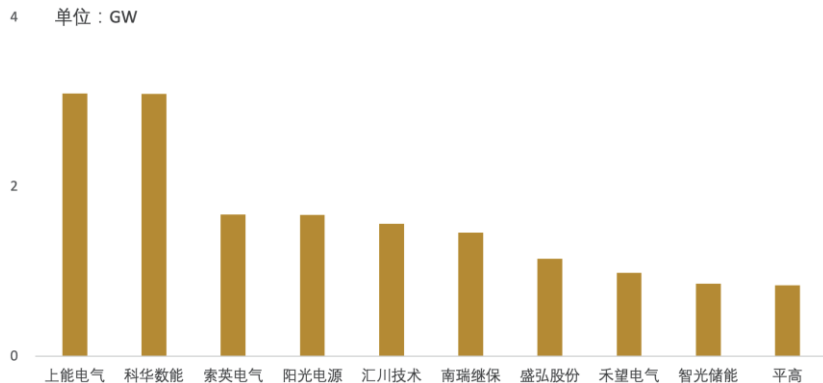
图23：表前储能系统产业链包括电芯、PCS等



资料来源：各公司公告、开源证券研究所

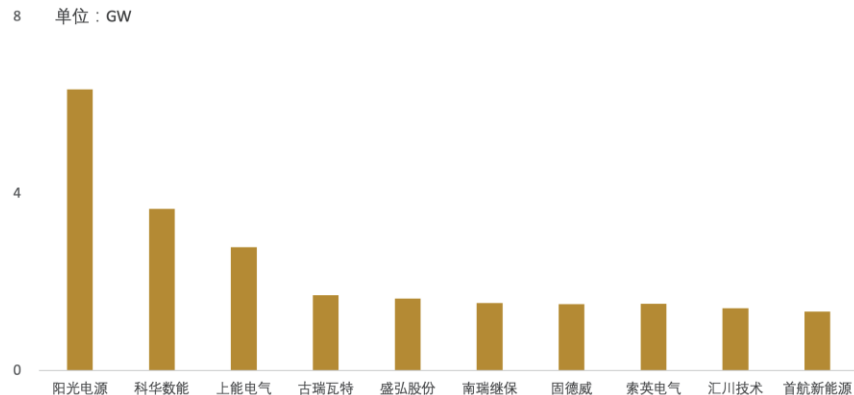
- 储能变流器成本约为储能系统的15-20%之间。储能变流器是储能系统当中的承担DC/AC转换的核心设备，其核心原材料大功率IGBT模块因国产化能力较弱产能相对紧缺，该环节有望成为储能装机大年背景下产业链中议价权最强的环节。同时下游客户对储能变流器的产品可靠性和项目运营经验均有一定要求，因此具备先发优势和一定品牌积累的老牌逆变器企业有望凭借IGBT模块保供能力保障自身出货与盈利水平。
- 建议关注具备先发优势的储能变流器企业阳光电源、科华数据，受益标的禾望电气、上能电气、盛弘股份。

图24：2022年国内储能PCS出货量上能电气位居第一



资料来源：CNESA

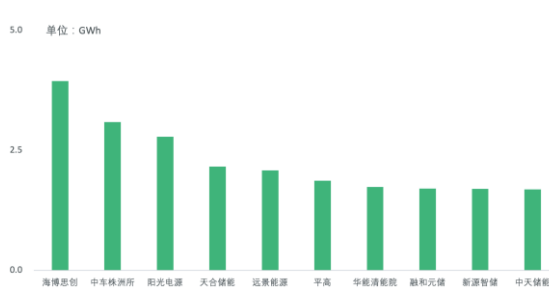
图25：2022年中国企业全球储能PCS出货量阳光电源位居第一



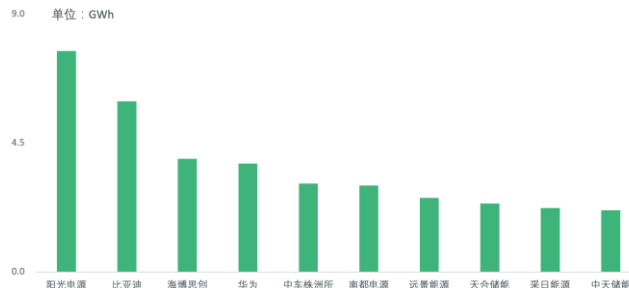
资料来源：CNESA

- 国内储能系统集成放量确定性高，高壁垒海外储能系统集成有望量利双升。随着全球能源结构转型和新型电力系统的建设，各国均加速了表前储能系统的建设以维持电网系统的稳定。目前国内大储大多以电源侧强制配备为主，放量确定性高，地方性系统集成企业有望在地方凭借客户资源优势保障出货量。国内储能系统环节相关收益标的包括地方具有电力系统资源优势的储能系统集成公司南网科技、华自科技、新风光、同力日升、金盘科技、智光电气等。国内用户侧储能系统方面因为当前国内工商业储能市场尚处发展初期，因此建议关注此前具备项目经验同时在产品标准化和客户渠道方面具备一定经验积累的玩家，相关受益标的包括科华数据、南都电源、智光电气。
- 而出口的储能系统因为海外电芯的质量安全标准及电网接入标准方面具有一定的准入壁垒因此盈利能力相对较好，同时海外客户在调价灵活性方面相有一定时间周期，在碳酸锂降价大背景下出口储能系统集成有望实现量利齐升。出口系统集成企业包括阳光电源、南都电源、科华数据、科陆电子、东方日升等。

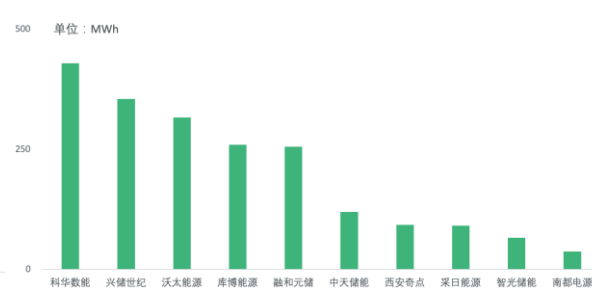
图26：2022年国内储能系统出货海博思创位列第一 图27：2022年海外储能系统出货阳光电源位列第一 图28：2022年国内用户侧储能系统出货科华数据位列第一



资料来源：CNESA



资料来源：CNESA

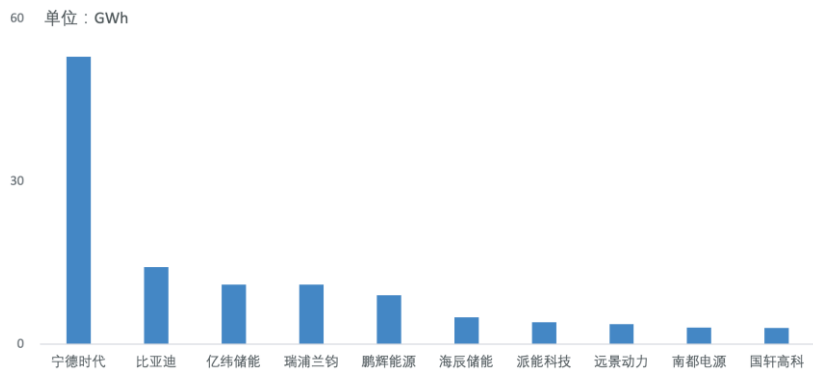


资料来源：CNESA

5.1 储能电芯受益标的：宁德时代、亿纬锂能、鹏辉能源、普利特

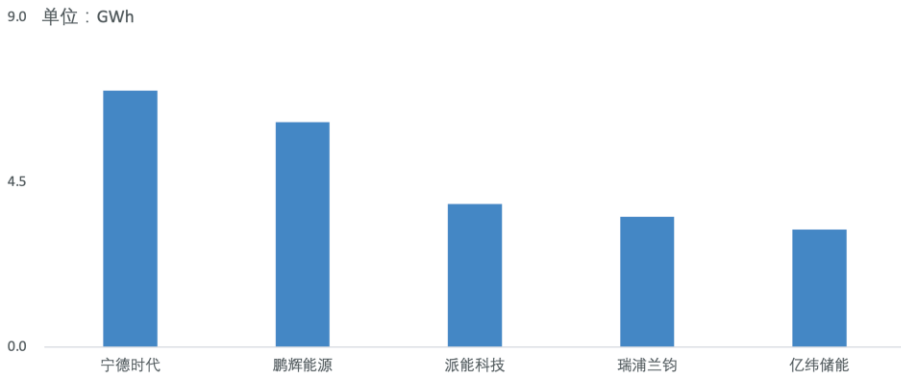
- 储能电芯是储能系统中价值量最大的环节。储能电芯是当前电化学储能系统中价值量最大的零部件，考虑到储能市场需求的快速增长，预计大容量电芯在短期内依旧会存在供不应求的状态。同时在国内储能系统方面，考虑到储能系统作为单纯的成本项，预计二三线企业的储能电芯将被更多的推广和应用。而在出口方面，考虑到海外终端业主对储能电站的收益率要求更高，因此在实际运营中更加看重电芯的性能，头部大厂优势较为显著。
- 建议关注最早将储能作为发展方向的储能电芯企业**鹏辉能源**，绑定大客户的储能电芯新军**普利特**，大容量储能电芯龙头企业**宁德时代**、**亿纬锂能**。

图29：2022年储能电池出货宁德时代位列第一



资料来源：鹏辉能源公告

图30：2022年户用储能电池出货宁德时代位列第一

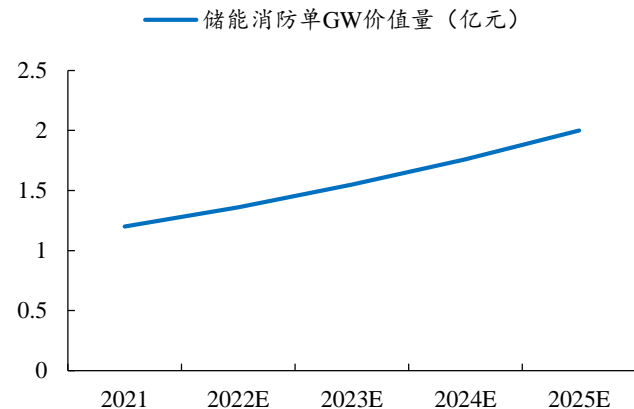


资料来源：普利特公告

5.3 储能温控&消防：英维克/同飞股份、青鸟消防/国安达

- 储能消防价值量有望逐步提升。**储能消防约占储能系统成本的3%左右，随着电化学储能安全越来越受到终端电站业主的重视，储能系统消防设备的建设标准和要求正在逐步提升，其单位价值量也会预计随着消防安全标准和要求提升而逐步增加。储能消防有望随着储能市场需求的兴起，其价值量增长预计将超过市场的增长。建议关注储能消防企业**青鸟消防**，受益标的**国安达**。
- 液冷渗透率提升，储能温控价值量有望逐步提升。**储能温控成本大约占储能系统总成本的3%-5%之间。相对风冷技术，液冷技术的散热效率更高，更能够适应当前高功率、大容量的储能系统，同时其单位价值量相比风冷会有较大幅度的提升。随着液冷技术渗透率的提升，预计储能温控的价值量会有一定的提升。建议关注**同飞股份**，受益标的**英维克**。

图31：2021-2025储能消防单位价值量有望逐年提升



数据来源：华经产业研究院、开源证券研究所

表8：储能风冷与液冷性能存在较大差异

	风冷	液冷
冷却介质	空气	液体(水、乙二醇水溶液、纯乙二醇、空调制冷剂和硅油等)
接触方式	直接	直接或间接
设计	简单	复杂
成本	较低	较高
散热效率、速度	中	高
适用范围	通常应用于产热率比较低的情况	液体比热容不受海拔和气压的影响适用范围较同时空间占比较小
具体说明	风冷系统是以空气为冷却介质,利用对流换热降低电池温度的一种冷却方式。在储能领域主要应用在通信基站、小型地面电站等功率密度相对较小的领域。目前风冷系统主要的优化因素在:1、风速2、电池分布3、空气流向。	液冷系统是以液体为冷却介质,通过对流换热将电池产生的热量带走。目前常用介质有水、乙二醇水溶液、纯乙二醇、空调制冷剂和硅油等。液冷系统根据液体冷却介质与电池的接触方式分力直接和间接两种。1、直接接触指电池单体或者模块沉浸在液体中,让液体直接冷却电池。2、间接接触指在电池间设置冷却通道、冷板。
价值量	0.3亿元/GWh	0.8-1亿元/GWh

资料来源：华经产业研究院、开源证券研究所

□ 在欧洲及全球多国户储市场兴起的前提下，具有先发优势的户储企业将率先受益。2021年全球户储系统当中中国企业派能科技、比亚迪、华为和沃太能源分别位列第2、3、4、6位。同时在储能逆变器领域，国内企业古瑞瓦特、德业股份、锦浪科技和固德威均跻身全球储能逆变器前五的位置。当前包括德业股份和固德威在内的储能逆变器企业纷纷向下游延伸为客户提供终端储能一体机产品，提供完整的户储系统解决方案。建议关注户储系统企业派能科技、比亚迪、科华数据，储能逆变器企业德业股份、阳光电源，户储电芯企业鹏辉能源、亿纬锂能、珠海冠宇、普利特，受益标的科信技术、锦浪科技、固德威、科士达、远东股份。

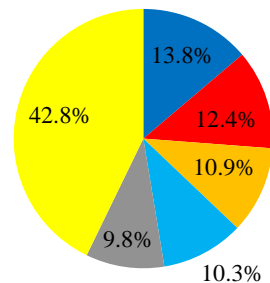
表9：2021年全球户储供应商排名中国企业最高位居第二

全球户用储能系统供应商排名	企业	国家
1	特斯拉	美国
2	派能科技	中国
3	比亚迪	中国
4	华为	中国
5	LG	韩国
6	沃太能源	中国
7	sonnen	德国
8	Senec	德国
9	E3/DC	德国
10	Enphase	美国

资料来源：IHS、开源证券研究所

图32：2021年储能逆变器市场份额中中国企业份额较高

■ 古瑞瓦特 ■ 德业股份 ■ 锦浪科技 ■ Solaredge ■ 固德威 ■ 其他



数据来源：古瑞瓦特招股书、开源证券研究所

表10：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（亿元）			PE	
			2023/5/5	2023E	2024E	2025E	2023E	2024E	2025E	
300750.SZ	宁德时代	买入	227.00	446.80	597.60	752.00	22.3	16.7	13.3	
300014.SZ	亿纬锂能	买入	64.10	68.65	113.08	/	19.1	11.6	/	
300438.SZ	鹏辉能源	买入	50.98	14.45	23.10	/	16.3	10.2	/	
002324.SZ	普利特	买入	13.94	2.24	7.98	11.50	63.3	17.8	12.3	
300274.SZ	阳光电源	买入	107.51	76.28	98.17	125.52	20.9	16.3	12.7	
603063.SH	禾望电气	未评级	26.28	4.48	6.00	7.60	26.0	19.4	15.3	
300827.SZ	上能电气	未评级	54.11	3.90	6.12	9.40	33.0	21.0	13.7	
002335.SZ	科华数据	买入	41.40	7.45	9.23	/	25.6	20.7	/	
300693.SZ	盛弘股份	未评级	58.95	3.19	4.45	6.18	38.2	27.3	19.7	
300990.SZ	同飞股份	买入	89.10	1.52	2.57	3.97	54.9	32.5	21.0	
002837.SZ	英维克	买入	37.79	4.28	6.42	9.10	38.4	25.6	18.0	
002960.SZ	青岛消防	买入	23.85	6.02	8.34	11.04	22.4	16.2	12.2	
300902.SZ	国安达	未评级	33.06	0.27	0.46	0.00	160.3	94.1	/	
688663.SH	新风光	买入	32.55	1.51	2.53	3.98	30.2	18.0	11.4	
688248.SH	南网科技	未评级	40.40	4.95	8.11	12.06	46.1	28.1	18.9	
300490.SZ	华自科技	买入	14.00	2.91	4.27	5.79	19.0	12.9	9.5	
002121.SZ	科陆电子	未评级	7.77	2.92	5.54	7.44	37.5	19.8	14.7	
002169.SZ	智光电气	未评级	7.62	1.04	2.49	0.00	57.7	24.1	/	
688676.SH	金盘科技	未评级	31.63	5.09	7.94	12.01	26.5	17.0	11.2	
605286.SH	同力日升	未评级	29.60	2.75	5.79	7.69	19.1	9.1	6.9	
688063.SH	派能科技	买入	232.95	25.44	34.52	50.17	16.1	11.9	8.2	
605117.SH	德业股份	买入	250.50	26.88	44.95	66.35	22.3	13.3	9.0	
300763.SZ	锦浪科技	未评级	111.80	21.68	31.86	42.75	20.5	13.9	10.4	
688390.SH	固德威	未评级	275.42	17.36	25.76	35.68	19.5	13.2	9.5	
002518.SZ	科士达	未评级	43.30	10.85	15.44	22.16	23.2	16.3	11.4	
600869.SH	远东股份	未评级	5.38	10.27	15.82	21.64	11.6	7.5	5.5	
300982.SZ	苏文电能	未评级	54.33	4.59	6.03	7.66	20.3	15.5	12.2	
603105.SH	芯能科技	未评级	14.26	2.59	3.29	4.20	27.5	21.7	17.0	

数据来源：Wind、开源证券研究所（注：收盘价日期为2023年5月5日，宁德时代、亿纬锂能、鹏辉能源、新风光、普利特、阳光电源、科华数据、华自科技、同飞股份、青岛消防、派能科技、德业股份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。）

目录

CONTENTS

- 1 储能：原材料下行有望持续刺激终端需求放量
- 2 中国：强配政策支持表前大储，工商业储能有望实现“0-1”突破
- 3 美国：需求刚性叠加政策补贴，美国大储前景广阔
- 4 欧洲：户储经济性支撑装机意愿，渗透率仍有较大提升空间
- 5 投资建议
- 6 风险提示

海外贸易政策变化；
行业需求不及预期；
行业竞争加剧风险；

分析师声明

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的具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

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。

股票投资评级说明

	评级	说明	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。
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。	

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，具备证券投资咨询业务资格。

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：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
邮箱：research@kysec.cn

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

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

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

THANKS

感 谢 聆 听



开源证券