

新能源迈入新阶段，高景气再觅新机遇

——电力设备及新能源行业 2023 年中期策略报告

核心观点

- **光伏：供给释放、技术迭代、行业挖掘更大潜能。**过去两年因为硅料持续创新高，集中式地面电站的新增装机受到影响，甚至部分分布式用户也因为产业链价格过高等原因而逐步进入观望状态。终端对硅料价格敏感性保持高位，随着组件厂商进一步向上游延伸，加大硅料产能规划力度，叠加诸多新进入者，因硅料环节超高盈利而进入硅料环节，硅料产能速释放。意味着硅料在 23 年开始价格下降是趋势性事件，也将让光伏迈入一个新周期，硅料供给和终端需求将寻找新的平衡点。以 N 型-TOPCon 为代表的新技术环节，有望成为下一个结构性紧缺环节，并有望挖掘更多技术红利。
- **储能：需求才是硬道理，把握业绩兑现节奏。**2023 年上半年：整体表现低迷，静待催化。3 月碳酸锂价格下跌，储能产业链报价降低，业主存在观望情绪，需求指标走弱。1) 大储：国内配储需求确定，产业链降价利润抬升。2) 工商业：分时电价政策峰谷价差拉大，看好从 0 到 1 的增长机会。3) 户储：装机量保持高位，看好全球区域多点开花。
- **风电：陆风迈入景气成长，“海风+海外”打开空间。**2020 高热度的陆风抢装潮一定程度上影响未来几年部分需求，导致 2021、2022 年新增风电装机同比持续减少，但随着风电招标价格持续下降，风电项目终端经济性抬升，带动风电招标高景气，风电并网增速拐点向上，风电装机进入新景气平台。截止 2023 年 1-4 月风电累计新增装机 14.2GW，同比增长 45.19%，叠加后续招标高景气数据，风电需求迈入新平台。

投资建议与投资标的

- **光伏：**看好以 N 形为代表的新技术环节，建议关注爱旭股份(600732，未评级)、钧达股份(002865，未评级)；看好光伏电站运营商，新投电站成本下降，量利齐升，建议关注芯能科技(603105，未评级)、太阳能(000591，未评级)、晶科科技(601778，未评级)等；看好辅材环节量升利稳，建议关注福斯特(603806，未评级)、海优新材(688680，未评级)、宇邦新材(301266，未评级)、福莱特(601865，未评级)、亚玛顿(002623，未评级)等；看好一体化组件龙头，建议关注晶澳科技(002459，未评级)、晶科能源(688223，未评级)、天合光能(688599，未评级)、隆基绿能(601012，未评级)等；看好逆变器，细分环节龙头有望量升利稳，建议关注昱能科技(688348，未评级)、禾迈股份(688032，未评级)、德业股份(605117，未评级)、阳光电源(300274，未评级)、固德威(688390，未评级)、锦浪科技(300763，未评级)、上能电气(300827，未评级)等；
- **储能：**看好储能产业链价值量占比高的环节，建议关注电池环节宁德时代(300750，未评级)、鹏辉能源(300438，未评级)；建议关注逆变器和集成厂商阳光电源(300274，未评级)，推荐储能系统集成商金盘科技(688676，未评级)。建议关注工商业储能开发运营商芯能科技(603105，未评级)、晶科科技(601778，未评级)、南网能源(003035，未评级)等；
- **风电：**看好“海风+海外”景气提升与抗通缩风险能力强环节。建议关注塔筒管桩环节龙头大金重工(002487，未评级)、海力风电(301155，未评级)、天顺风能(002531，未评级)、泰胜风能(300129，未评级)、天能重工(300569，未评级)；看好海缆环节优质格局龙头，建议关注东方电缆(603606，未评级)、起帆电缆(605222，未评级)；看好中游零部件景气度提升，建议关注恒润股份(603985，未评级)、日月股份(603218，未评级)、金雷股份(300443，未评级)等。

风险提示

- 光伏行业增长不及预期；储能行业增长不及预期；风电行业增长不及预期；能源结构转型速度不及预期；核心条件变化影响测算结果。

行业评级 **看好 (维持)**

国家/地区 **中国**
 行业 **电力设备及新能源行业**
 报告发布日期 **2023 年 06 月 14 日**



证券分析师

证券分析师 **卢日鑫**
 021-63325888*6118
 lurixin@orientsec.com.cn
 执业证书编号：S0860515100003

证券分析师 **顾高臣**
 021-63325888*6119
 gugaochen@orientsec.com.cn
 执业证书编号：S0860520080004

证券分析师 **施静**
 021-63325888*3206
 shijing1@orientsec.com.cn
 执业证书编号：S0860520090002
 香港证监会牌照：BMO306

证券分析师 **严东**
 yandong@orientsec.com.cn
 执业证书编号：S0860523050001

联系人

联系人 **温晨阳**
 wenchenyang@orientsec.com.cn

联系人 **张洋**
 zhangyang3@orientsec.com.cn

联系人 **梁杏红**
 liangxinghong@orientsec.com.cn

相关报告

硅料硅片价格持续下降，4 月份光伏利用率达 97.9%：——电力设备及新能源行业周报 (2023/06/05) 2023-06-05

解剖光热发电结构和运行机制，寻找影响发电效率和成本的核心因素：光热发电专题报告 2 2023-05-23

我国 4 月份光伏新增装机 14.65GW，拜登称明年 6 月不再延长取消关税计划：——电力设备及新能源行业周报 (2023/05/22) 2023-05-22

目录

光伏：供给释放、技术迭代、行业挖掘更大潜能.....	5
回顾 2023H1：国内需求好于预期，海外预期呈现成长态势.....	5
全球低碳共振背景下，光伏需求高度景气	5
硅料价格进入强下行周期，静待需求起色	9
展望 2023H2：硅料跌价周期逐步兑现，需求潜能有望释放.....	10
硅料价格预期下行，终端装机释放弹性	11
N 型电池引领光伏产业走上新平台，挖掘更多技术红利	12
分布式光伏快速成长，MLPE 环节潜力体现	14
投资建议：把握行业细分领域景气提升环节.....	14
储能：需求才是硬道理，把握业绩兑现节奏.....	16
回顾 2023H1：受需求增速预期转弱影响，23 年以来板块下跌.....	16
展望 2023H2：关注大储、工商业、户储细分板块边际变化.....	16
大储：国内配储需求确定，产业链降价利润抬升	16
工商业：分时电价政策峰谷价差拉大，看好从 0 到 1 的增长机会	22
户储：装机量保持高位，看好全球区域多点开花	26
投资建议：把握业绩兑现优质环节.....	30
风电：陆风迈入景气成长，“海风+海外”打开空间.....	31
回顾 2023H1：陆风迈入后平价时代，海风发展蓄势待发.....	31
展望 2023H2：“海风+海外”打开成长空间，价值量提升成为寻找主线.....	34
投资建议：把握行业“海风”+“海外”景气提升以及抗行业通缩风险能力强的环节.....	36
风险提示.....	37

图表目录

图 1: 全球不同能源形式平均度电成本	5
图 2: 全球各能源形式年度发电量统计 (TWh) 及太阳能占整体发电量比例 (%)	5
图 3: 国内太阳能月度累计装机量及 2023 年同比增速 (GW ; %)	6
图 4: 国内太阳能月度新增装机量及 2023 年同比增速 (GW ; %)	6
图 5: 中国组件出口及同比增速 (GW ; %)	6
图 6: 中国逆变器出口额及同比增速 (亿美元; %)	6
图 7: 中国组件出口额及同比增速 (亿美元; %)	6
图 8: 欧洲组件出口及同比增速 (GW ; %)	7
图 9: 美洲组件出口及同比增速 (GW ; %)	8
图 10: 亚太组件出口及同比增速 (GW ; %)	8
图 11: 多晶硅价格走势 (万元/吨)	9
图 12: 硅片价格走势 (元/片)	9
图 13: 电池片价格走势 (元/W)	9
图 14: 组件价格走势 (元/W)	9
图 15: 光伏玻璃 (3.2mm) 价格走势 (元/m ²)	10
图 16: 2023 光伏级硅料供应曲线	11
图 17: 2023 年供应链产出预估 (GW)	11
图 18: 国电投 N 型西北大基地 100MW 组件参数	12
图 19: 国电投 N 型西北大基地 100MW 发电情况	13
图 20: 高效电池技术产能及对应技术组件出货预测 (GW)	13
图 21: 国内市场电池片技术路线占比	13
图 22: MLPE 组件级电力电子主要方案	14
图 23: Wind 储能指数 (866088.WI) 走势图 (截至 2023/5/31)	16
图 24: 全球电力储能市场累计装机规模 (2000-2022, MW)	17
图 25: 全球电力储能累计装机规模 (GW)	17
图 26: 中国电力储能市场累计装机规模 (2000-2022, MW)	18
图 27: 中国电力储能累计装机规模 (GW)	18
图 28: 2023 年 1 季度中国新增投运储能项目应用领域分布 (MWh)	18
图 29: 2023 年月度储能项目中标量	19
图 30: 2023 年月度完成招标的储能项目类型分布 (MWh)	19
图 31: 2023 年月度储能项目 EPC 中标价格	19
图 32: 2023 年月度储能项目储能系统中标价格	19
图 33: 国内硅料市场价(元/kg) 及国内月度光伏装机量 (GW)	20
图 34: 储能系统产业链	21

图 35: 国产电池级碳酸锂价格 (万元/吨)	21
图 36: 磷酸铁锂方形储能电芯价格 (元/wh)	21
图 37: 2h 储能系统中标价格 (元/wh)	21
图 38: 德国户用储能新增装机规模 (MWh)	27
图 39: 德国户用储能系统新增量 (万户)	27
图 40: 德国户用储能月度装机 (MWh)	27
图 41: 意大利户用储能 2022 年月度装机容量 (MWh)	28
图 42: 德国户储装机量 (MWh) 与居民电价 (欧元/MWh)	28
图 43: 美国加州 SGIP 计划报备的电化学储能装机功率 (MW)	29
图 44: 美国加州 SGIP 计划报备的电化学储能装机容量 (MWh)	29
图 45: 国内历年风电新增并网规模及同比增速 (GW ; %)	31
图 46: 国内风电月度新增装机量及 2023 年同比增速 (GW ; %)	31
图 47: 中国历年海风新增装机规模及同比增速 (GW ; %)	31
图 48: 2022 全球风电新增装机 (MW)	31
图 49: 国内风电公开招标市场容量 (GW)	32
图 50: 风机招标价格走势 (单位: 元/kW)	32
图 51: DCE 铁矿石价格走势 (元/吨)	33
图 52: SHFE 热轧卷板价格走势 (元/吨)	33
图 53: 海风塔筒	35
图 54: 海风桩基	35
图 55: 广东某海上风电场建设投资成本结构占比	35
图 56: 海上风电离岸距离和水深持续提升	35
图 57: 风机大型回转支承与其常用轴承类型	36
图 58: 风电偏航变桨轴承与主轴轴承进口替代格局	36
表 1: 光伏行业部分上市公司季度毛利率 (%)	10
表 2: 各省新能源配储政策总结	17
表 3: 国家发改委发布了《关于进一步完善分时电价机制的通知》	22
表 4: 工商业用户电费计算方式	23
表 5: 2023 年 6 月各省 35kv 工商业用户输配电价及其他费用变化情况	23
表 6: 2023 年 6 月各省 35kv 工商业用户峰谷价差变化情况	24
表 7: 工商业储能产品汇总	25
表 8: 欧洲各国加速可再生能源政策	26
表 9: 各国户用储能补贴政策	27
表 10: 典型户储产品不同市场终端售价对比	30
表 11: 风电行业部分上市公司季度毛利率 (%)	33

光伏：供给释放、技术迭代、行业挖掘更大潜能

回顾 2023H1：国内需求好于预期，海外预期呈现成长态势

全球低碳共振背景下，光伏需求高度景气

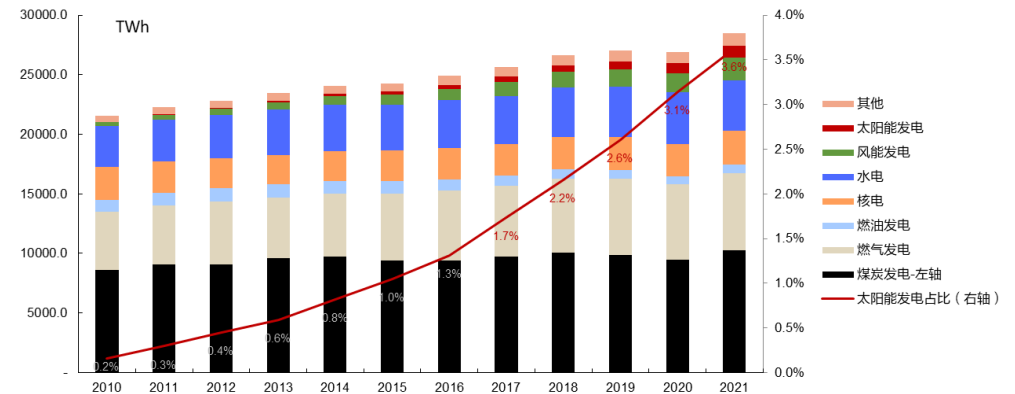
光伏发电成本持续下行叠加全球绿色复苏，光伏行业整体处于成长期。全球变暖和资源枯竭问题已经成为全球共同面临的威胁，全球多个国家提出了“碳中和”气候目标。光伏发电作为一种清洁发电资源大受推广，从 2009 年到 2023 年，光伏发电度电成本降低 83%，已经成为一种有竞争力的电源形式。短期度电成本出现回升主要原因系产业链供给侧原材料价格波动传导所致，整体 LCOE 下行趋势不变。随着光伏发电技术逐步成熟，光伏发电在全球中的渗透率逐步提升，据 BP 数据统计，从 2010 年的 0.16% 提升至 2021 年的 3.6%。展望未来光伏 LCOE 持续下降叠加全球碳中和背景驱动，光伏行业需求有望迎来坚定成长。

图 1：全球不同能源形式平均度电成本



数据来源：Lazard's Version 16、东方证券研究所

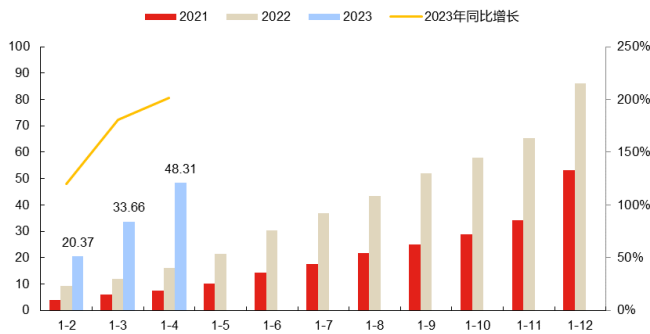
图 2：全球各能源形式年度发电量统计 (TWh) 及太阳能占整体发电量比例 (%)



数据来源：BP、东方证券研究所

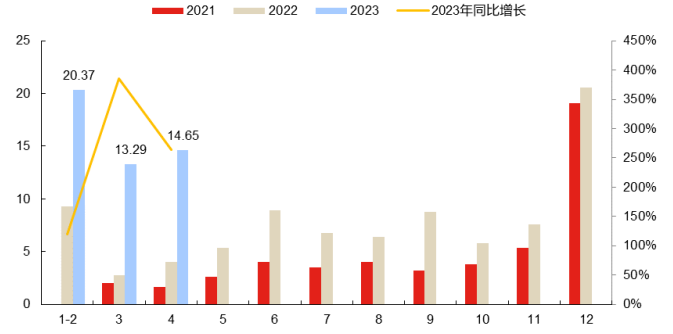
国内光伏装机高景气成长，“分布式+集中式”双管齐下。5月19日，国家能源局发布1-4月份全国电力工业统计数据。截至4月底，全国新增发电装机容量8442万千瓦。其中光伏新增装机4831万千瓦。光伏累计装机容量为44050万千瓦，太阳能发电设备平均利用小时数为415小时。太阳能风电工程完成投资4831亿元。一季度光伏新增装机3366万千瓦，4月新增光伏装机1465万千瓦。

图 3：国内太阳能月度累计装机量及 2023 年同比增速 (GW ; %)



数据来源：国家能源局，东方证券研究所

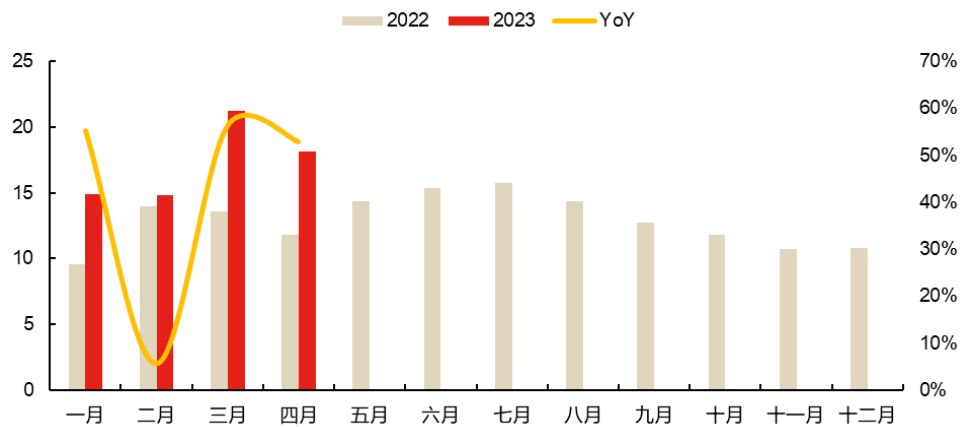
图 4：国内太阳能月度新增装机量及 2023 年同比增速 (GW ; %)



数据来源：国家能源局，东方证券研究所

海外需求稳步增长，光伏需求稳中向好。依据 infoLink 数据统计，2023 年 1-4 月份中国出口光伏组件累计约 69GW，同比增长约 41%，出口情况验证 2023 年的出货有望维系较高增速。从金额看，据 Solarzoom 数据统计，2023 年 1-4 月，国内组件出口合计 158.6 亿美元，同比增长 14.6%，国内逆变器出口合计 40.79 亿美元，同比增长约 123%。

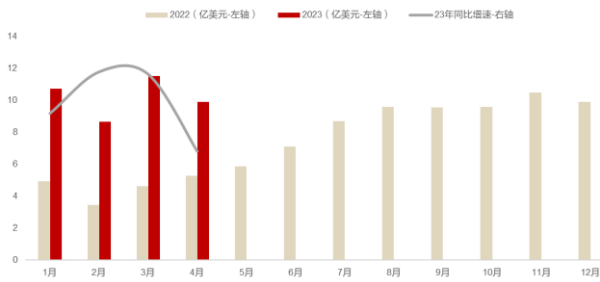
图 5：中国组件出口及同比增速 (GW ; %)



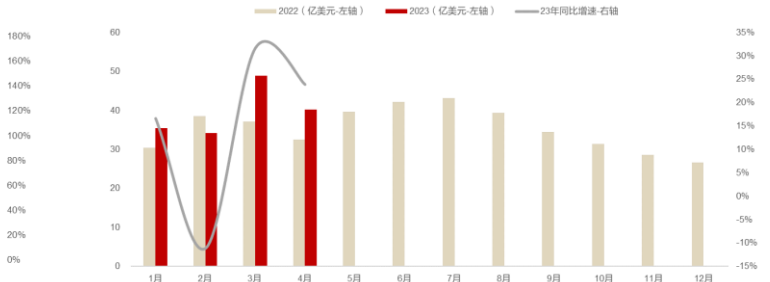
数据来源：InfoLink、东方证券研究所

图 6：中国逆变器出口额及同比增速 (亿美元 ; %)

图 7：中国组件出口额及同比增速 (亿美元 ; %)



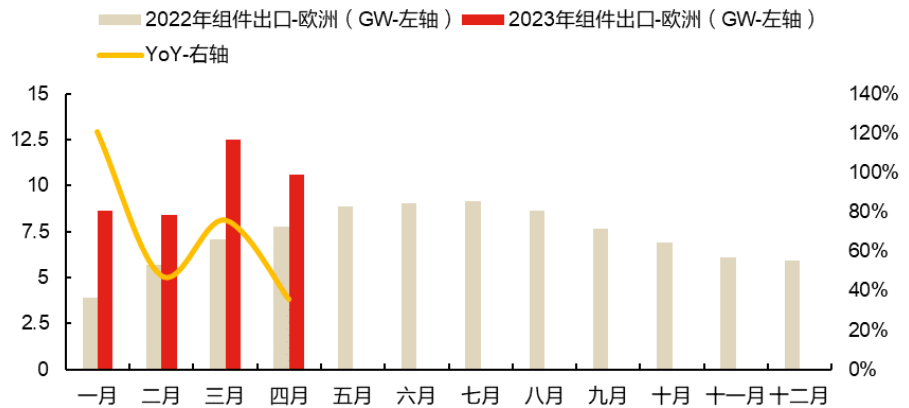
数据来源：Solarzoom、东方证券研究所



数据来源：Solarzoom、东方证券研究所

欧洲：能源体系进入新周期，欧洲光伏需求维系景气。经过俄乌冲突等事件对欧洲能源体系的冲击，欧洲能源体系有望步入新周期，在维系绿色低碳的背景下，光伏风电等能源形式有效为能源可靠性与独立性提供支持。**市场增长超预期，但库存短期存在压力。**欧洲作为中国组件出口最主要的海外市场，2023年1-4月份从中国进口光伏组件累计40GW，占中国组件出口的40%。其中一季度进口29.5GW，淡季表现亮眼，大幅影响了各厂家的出货预期。但由于欧洲市场的消纳安装等应用层面瓶颈，大量采购的背后伴随着短期库存压力。4月份欧洲市场进口中国组件10.6GW，环比下降15.2%，同比增长36%，虽然环比降幅较为明显，但仍远高于去年同期水平。

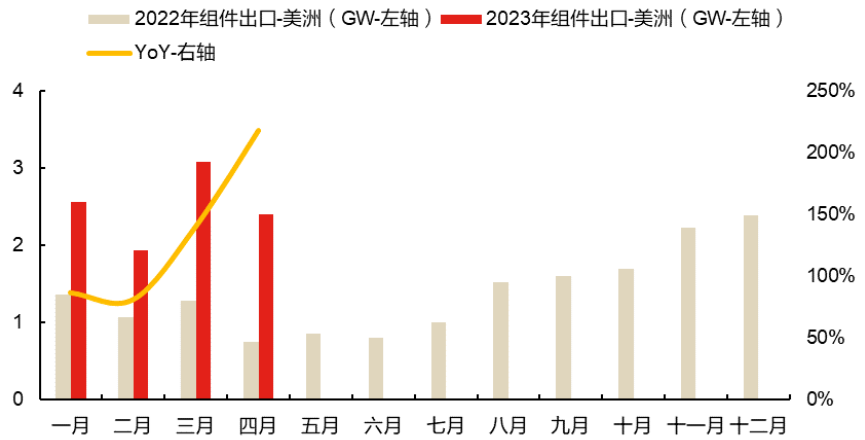
图 8：欧洲组件出口及同比增速（GW；%）



数据来源：InfoLink、东方证券研究所

美洲：需求整体保持增长态势，巴西智利表现亮眼。美洲市场于2023年4月从中国进口光伏组件2.4GW，环比下降22%，同比增加218%。巴西为美洲市场的第一需求来源，1-4月累积进口中国光伏组件达6.6GW，同比增加10.4%，进口需求来源除了因制度更换而累积的分布式待建项目外，地面型项目的需求也随着整体价格的下降开始出现提升，但较高的需求增速使巴西面临与欧洲市场同样的高库存问题与挑战；巴西4月进口中国光伏组件约1.47GW，环比下降约26.4%，降幅较为明显，可能代表着短期巴西市场拉货力道放缓。此外，智利是除巴西以外美洲市场表现较为突出的国家，为南美市场第二大需求来源，主要受到地面型项目的需求影响，1-4月从中国进口光伏组件1.5GW，4月进口量达526MW，相对去年增长较为明显。

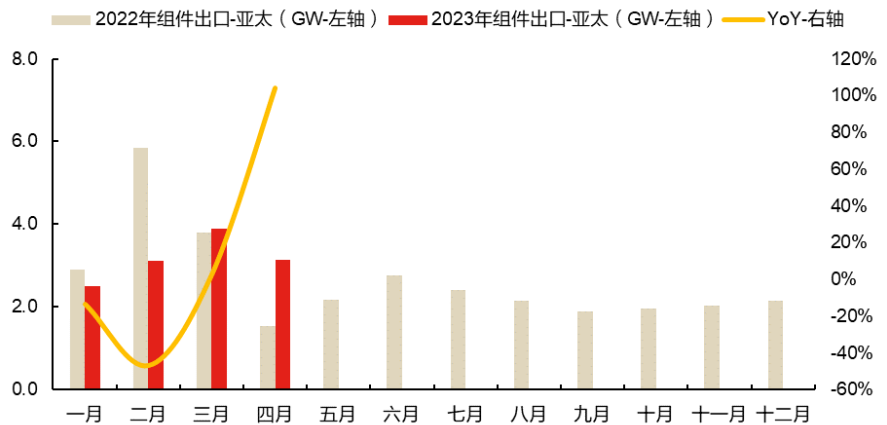
图 9：美洲组件出口及同比增速（GW；%）



数据来源：InfoLink、东方证券研究所

亚太：个别国家政策影响有限，市场整体需求增长稳健。2023年4月，亚太市场从中国进口光伏组件3.1GW，环比下降19%，同比增长104%。由于受到BCD关税课征的影响，印度当前不再是亚太市场最主要的需求来源，同样也导致亚太市场整体进口中国光伏组件量大幅下降；若排除对印度的统计，4月亚太市场进口量约3GW，同比增加97%；即便如此，印度到今年4月已累积进口中国组件约1.7GW，可见整体价格的下降促进当地项目逐渐开始拉动。2023年1-4月，日本和澳洲分别从中国进口光伏组件2.1GW和1.9GW，是亚太市场上除印度以外的其他主要光伏需求国家。

图 10：亚太组件出口及同比增速（GW；%）



数据来源：InfoLink、东方证券研究所

非洲与中东：快速兴起的潜力市场，资源属性与当前电力体系支持光伏发展。非洲市场于4月从中国进口约970MW光伏组件，其中南非为主力需求地区（约760MW）。南非地区长期面临电力供应问题困扰，当地政府以时段性与区域性的限电来缓解当前相对窘迫的情形，迫使当地居民转向自用型的分布式光伏来解决用电受限问题。叠加政府也在今年推出相关补贴促光伏发展，与沙特同样为近两年快速兴起的光伏潜力市场。中东地区1月以来累积从中国进口光伏组件3.6GW，4月进口中国组件约950MW，同比增加67%。中东市场近年光伏需求增长较为亮眼的国家为沙特与阿联酋。以沙特数据为例，4月进口中国光伏组件高达404MW，当地需求主要以大型地面项目

有关分析师的申明，见本报告最后部分。其他重要信息披露见分析师申明之后部分，或请与您的投资代表联系。并请阅读本证券研究报告最后一页的免责申明。

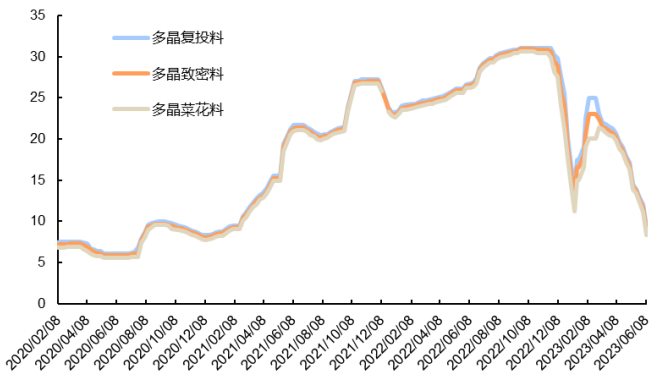
为主，当地公共投资基金 PIF 为达到 70%的再生能源目标逐步签订诸多大型项目，将持续为沙特光伏成长带来较长维度支持。

北美：23 年 IRA 执行细则落地，光伏装机有望起色。2022 年 8 月 16 日，美国总统拜登正式签署了《Inflation Reduction Act》(通胀缩减法案)，其中包含的历史性投资将降低消费者的能源成本，提高美国的能源安全，同时大幅减少温室气体排放。2022 财年预算和解法案的总投资将使美国走上到 2030 年减排约 40%的道路。相关法案中涉及较多补贴用于光伏实际产业与项目落地等，刺激美国能源集团集成商开发光伏项目意愿增强。

硅料价格进入强下行周期，静待需求起色

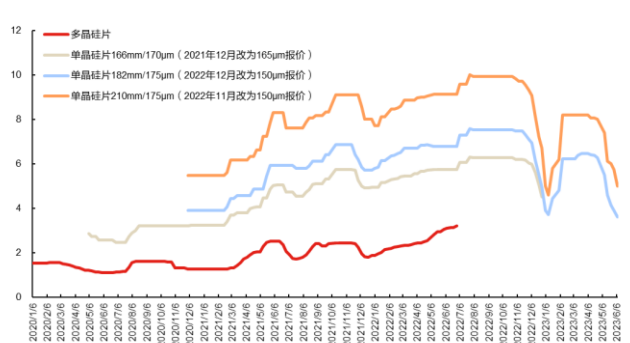
硅料价格持续连降，产业链需求有望获得刺激催化。6 月 8 日，硅业分会公布了太阳能级多晶硅最新价格，硅料价格延续下跌趋势。多晶硅致密料成交价 8-9.7 万元/吨，平均为 8.85 万元/吨，均价周环比下降 25%；N 型多晶硅料成交价 8.6-10.3 万元/吨，平均为 9.45 万元/吨，均价周环比下降 23.17%。如我们 2023 年度策略报告中提到，硅料环节依据现有扩产计划，大部分产能释放将在 22 年至 24 年，名义产能显著高于当前光伏终端预期，意味着硅料在 23 年开始价格下降是大概率事件。上游降价有望带动整个光伏终端成本下降，进而激发集中式光伏电站、整县推进和分布式光伏需求提升。在硅料跌价过程中，硅料供给和终端需求将寻找新的平衡点，再进一步跌价对终端需求拉动的边际作用减弱。

图 11：多晶硅价格走势（万元/吨）



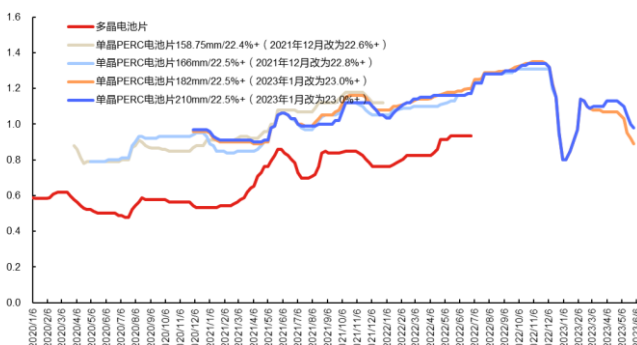
数据来源：硅业分会，上海有色网，东方证券研究所

图 12：硅片价格走势（元/片）



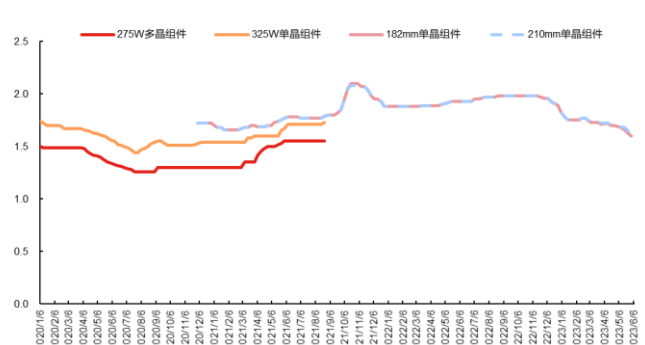
数据来源：PV Infolink，东方证券研究所

图 13：电池片价格走势（元/W）



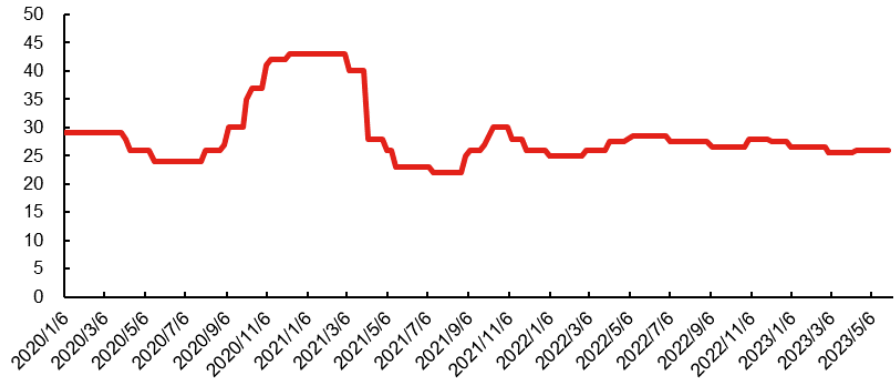
有关分析师的申明，见本报告最后部分。其他重要信息披露见分析师申明之后部分，或请与您的投资代表联系。并请阅读本证券研究报告最后一页的免责申明。

图 14：组件价格走势（元/W）



数据来源：PV Infolink，东方证券研究所

数据来源：PV Infolink，东方证券研究所

图 15：光伏玻璃（3.2mm）价格走势（元/m²）


数据来源：PV Infolink，东方证券研究所

行业结构性紧缺环节情况逐步改善，产业链利润进入新周期。过去三个季度光伏终端需求维系较高景气水平，产业链各结构性紧缺环节盈利能力整体维系。当前主产业链利润仍然主要被硅料环节主导，但随着硅料产业由紧缺转向过剩的过程中，主产业链利润将逐步向下游传递，一体化企业以及终端电站盈利能力有望提升；此外辅材，例如胶膜、焊带、接线盒等环节不排除因产业链需求提升而出现季节维度毛利率提升的机会。

表 1：光伏行业部分上市公司季度毛利率（%）

环节	股票代码	公司名称	2022Q2	2022Q3	2022Q4	2023Q1
硅料	688303.SH	大全能源	76.8	80.9	78.1	72.2
硅料、电池片、组件	600438.SH	通威股份	35.7	43.7	37.1	43.1
电池片	600732.SH	爱旭股份	11.1	14.3	20.8	18.1
组件 (含一体化企业)	601012.SH	隆基绿能	15.5	14.0	13.9	17.9
	688599.SH	天合光能	13.5	13.3	13.4	18.0
	002459.SZ	晶澳科技	12.0	13.7	17.6	19.1
	688223.SH	晶科能源	11.2	10.2	10.8	13.8
	300118.SZ	东方日升	11.5	10.4	8.5	12.4
胶膜&背板	603806.SH	福斯特	22.8	18.3	5.9	12.3
	688680.SH	海优新材	15.5	-12	2.9	6.3
	603212.SH	赛伍技术	16.8	12.5	7.0	8.2
接线盒	301168.SZ	通灵股份	15.9	18.7	17.3	21.6
	301278.SZ	快可电子	15.2	22.5	20.8	20.7
焊带	301266.SZ	宇邦新材	13.8	9.5	10.5	13.1
	688226.SH	威腾电气	17.6	19.7	19.9	16.1
逆变器	300274.SZ	阳光电源	23.2	25.1	23.5	28.0
	300763.SZ	锦浪科技	32.8	36.8	33.3	36.7
	688390.SH	固德威	28.4	32.8	34.8	39.0
	688032.SH	禾迈股份	44.4	47.9	42.0	46.4
	688348.SH	昱能科技	39.8	39.0	38.9	41.6
	605117.SH	德业股份	29.1	42.1	47.8	43.1
支架	688408.SH	中信博	13.9	12.6	13.2	13.5
	002897.SZ	意华股份	16.3	15.3	19.2	19.0
光伏运营	603105.SH	芯能科技	63.4	62.6	40.5	53.0
	601778.SH	晶科科技	53.6	52.2	42.1	40.1

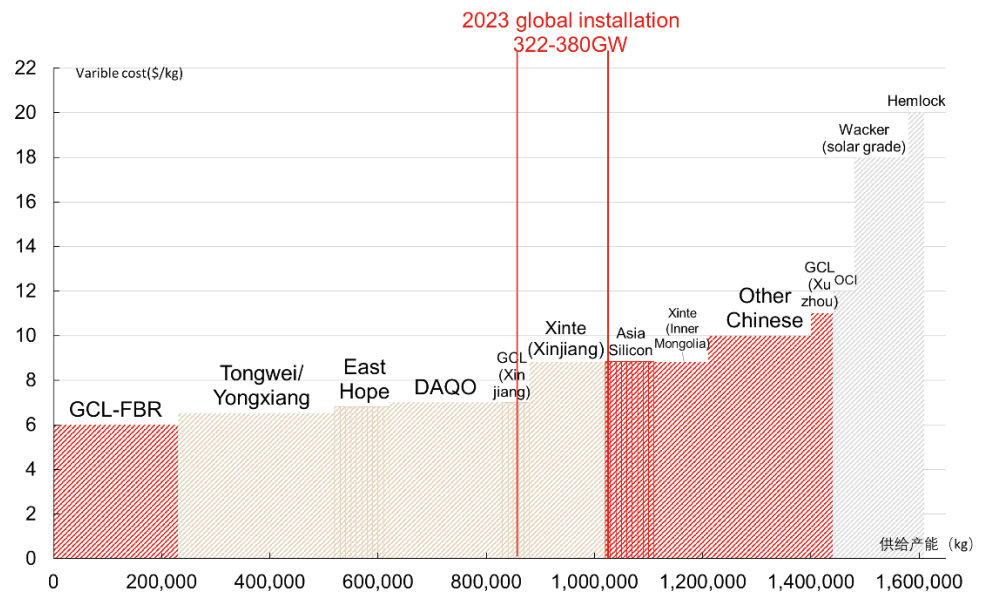
数据来源：Wind，东方证券研究所

展望 2023H2：硅料跌价周期逐步兑现，需求潜能有望释放

硅料价格预期下行，终端装机释放弹性

过去两年因为硅料持续创新高，集中式地面电站的新增装机受到影响，甚至部分分布式用户也因为产业链价格过高等原因而逐步进入观望状态。终端对硅料价格敏感性保持高位，随着组件厂商进一步向上游延伸，加大硅料产能规划力度，叠加诸多新进入者，因硅料环节超高盈利而进入硅料环节，硅料产能速释放。意味着硅料在 23 年开始价格下降是趋势性事件，也将让光伏迈入一个新周期。年初以来硅料产出快速放量，造成硅料库存快速堆积，去年长期维持在每公斤约 300 人民币的硅料价格在短时间内快速下降，截止 6 月初已来到每公斤 100 人民币左右，上游降价有望带动整个光伏终端成本下降，进而激发集中式光伏电站、整县推进和分布式光伏需求提升。在硅料跌价过程中，硅料供给和终端需求将寻找新的平衡点。

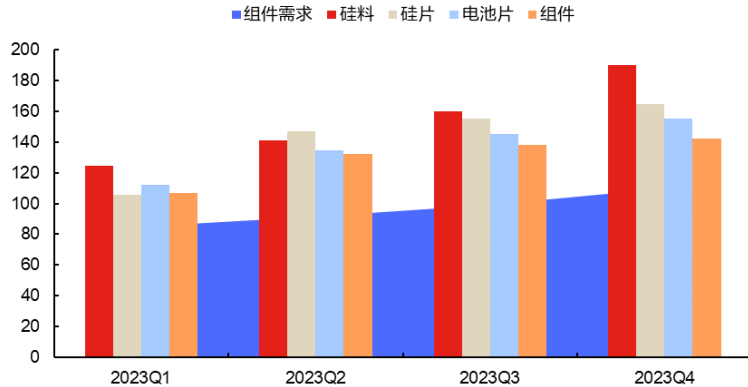
图 16：2023 光伏级硅料供应曲线



数据来源：BNEF、东方证券研究所

从硅料到组件，虽短期部分环节价格可能因为供需的变化而导致波动，但行业内对于价格下降的趋势当前处于一致预期的状态，产业链的主要生产模式很有可能由特定环节的供应瓶颈逐步转为厂家透过调节稼动率来适配价格变动。

图 17：2023 年供应链产出预估 (GW)



数据来源：InfoLink、东方证券研究所

在这个过程中，我们认为：1、以 N 型-TOPCon 为代表的新技术环节，有望成为下一个结构性紧缺环节，并有望挖掘更多技术红利；2、光伏电站运营商受益，新投电站成本下降，年投建规模提升，量利提升；3、辅材环节受益于产业需求量迈上新台阶，量升利稳，胶膜、玻璃、支架等均有望在新周期中受益；4、一体化组件企业在硅料下行周期中，阶段性有望获得更多利润留存机会，并且经过历史光伏产业技术迭代，一体化龙头企业将在后续新技术迭代中准备更加充分；5、逆变器环节也受益量的增长，虽欧洲等地区的分布式光伏需求短期增速面临客观修正的过程，但长维度成长趋势不变，叠加储能等业务协同放量，有望展现出第二增长曲线。

N 型电池引领光伏产业走上新平台，挖掘更多技术红利

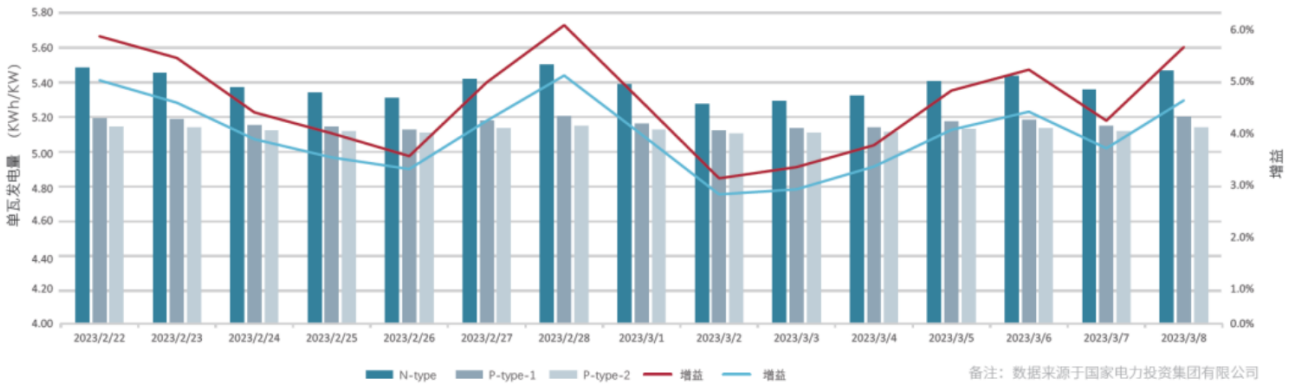
N 型实践出真知，综合性价比推动产业迭代趋势。国电投 N 型西北大基地 100MW 项目顺利并网运营，并对搭载了 TOPCon 与 PERC 两种不同电池片技术的双面光伏组件发电性能进行比较研究。验证得出，N 型 TOPCon 组件发电增益显著优于后者，尤其是在气候炎热及荒漠戈壁等地面反射条件优异的场景内：N 型 TOPCon 相较于常规的 PERC 组件拥有更低的温度系数与更高的双面率，这些竞争优势在炎热的项目地区以及荒漠戈壁等地面反射条件优异的项目地区得到了更好的凸显。除此之外，N 型组件效率的提升可以优化项目的建设成本，在 BOS 成本较高的地区（例如欧洲、澳大利亚、中东和非洲等）显著降低系统成本，让 N 型 TOPCon 拥有更大的溢价空间，赋予 N 型的增益更高的价值。总而言之，即使考虑到 NP 型组件之间的价格差异，凭借更高的效率与更优异的发电性能，TOPCon 组件在绝大多数气候地区和安装方案中都将具有较高的优先权。

图 18：国电投 N 型西北大基地 100MW 组件参数

对比方案	装机容量 (MWp)	累计发电量 (kWh)	单千瓦发电量 (kWh)	相对增益 (%)
N 型 560Wp	1.12112	90440.07	80.669	
P 型 -1 550Wp	1.2012	92854.13	77.301	4.36%
P 型 -2 545Wp	1.17611	90256.63	76.742	5.12%

数据来源：国家电力投资集团有限公司、北极星太阳能光伏网、东方证券研究所

图 19：国电投 N 型西北大基地 100MW 发电情况



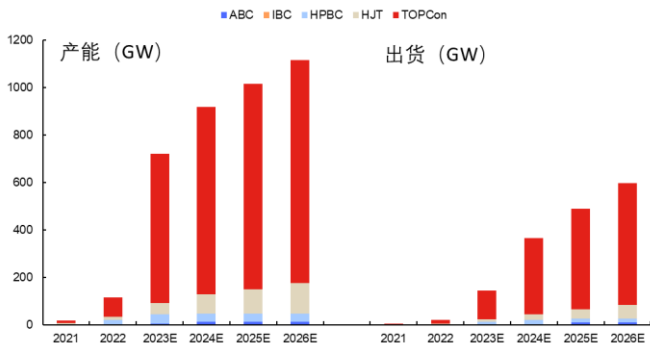
数据来源：国家电力投资集团有限公司、北极星太阳能光伏网、东方证券研究所

N 型技术具备多方面优势，成为未来发展方向。 N 型电池相比 P 型电池的优势：（1）P 型电池少数载流子是电子，N 型电池少子是空穴，硅片中的杂质对电子的捕获效率远大于空穴，使得 N 型电池的少子寿命比 P 型高 10-100 倍，表面复合率低，光电转换效率更高。（2）硼氧对是引起电池衰减的原因，N 型电池掺杂磷元素，几乎不含硼，衰减效应明显弱于 P 型电池。（3）N 型电池弱光相应更强，较之 P 型电池，对发电环境条件的适用性更广泛。当前，在 P 型 PERC 电池转换效率与极限效率仅相差 1.4%、性能难以出现大幅提升的情况下，N 型电池成为业内看好的未来发展方向。头部电池片企业提前布局新 N 型电池研发，晶科计划在三年内将 TOPCon 新型电池的实验室转换效率从 24.20% 提高到 25.70%，隆基的 HJT 电池在今年 6 月闯进了 26% 的转换效率大关，爱旭股份押注 IBC 技术路线、推出的新型 ABC 电池预计平均量产转换效率将达到 25.5%。据 CPIA 预测，三种新 N 型电池 TOPCon、HJT、IBC（含 TBC、HBC）将在今年底占据超过 13% 市场份额。到 2030 年总份额达到约 75%，取代 PERC 主要地位。

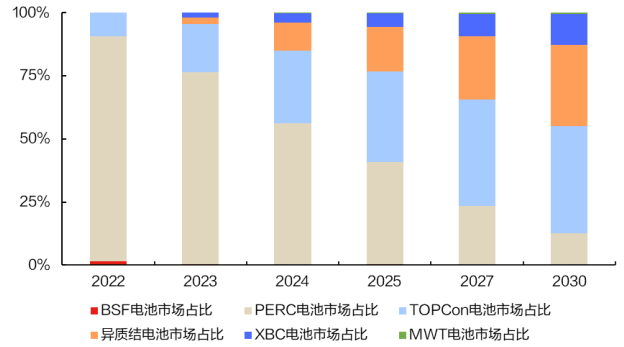
图 20：高效电池技术产能及对应技术组件出货预测 (GW)

图 21：国内市场电池片技术路线占比

有关分析师的申明，见本报告最后部分。其他重要信息披露见分析师申明之后部分，或请与您的投资代表联系。并请阅读本证券研究报告最后一页的免责申明。



数据来源: InfoLink、东方证券研究所

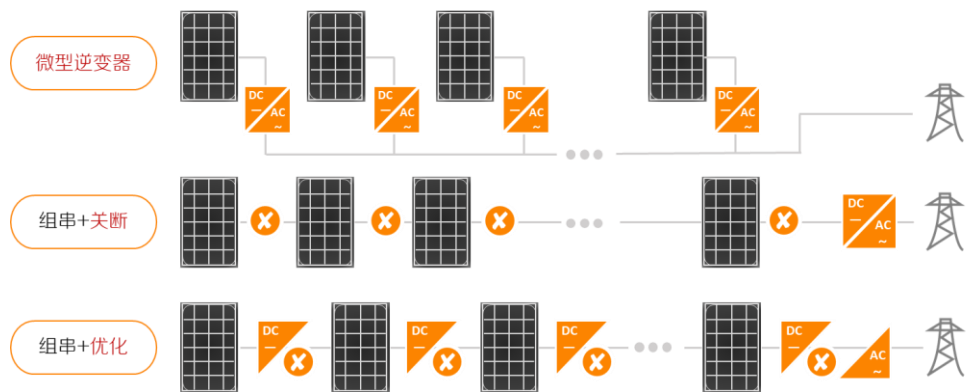


数据来源: CPIA、东方证券研究所

分布式光伏快速成长，MLPE 环节潜力体现

分布式装机快速成长，MLPE 渗透率提高。我们分析推测因 21 年组件价格处于高位，而导致价格敏感性相对较低的分布式光伏份额较高，但长维度结合分布式光伏能源精细度优势，后续占比有望维持高水准，相关分布式（工商业、户用）逆变器环节有望受益，其中微型逆变器在分布式市场中依靠其安全性、发电效率、可靠性以及灵活性等方面的优点，再叠加全球光伏组件级电力电子安全要求持续深化，有望继续扩大配套份额。

图 22: MLPE 组件级电力电子主要方案



数据来源: 昱能科技演示材料、东方证券研究所

投资建议：把握行业细分领域景气提升环节

我们看好并建议关注光伏产业链细分环节成长龙头。

- 1、看好以 N-TOPCon 为首的光伏新技术龙头，建议关注钧达股份(002865，未评级)、爱旭股份(600732，未评级)。
- 2、看好光伏电站运营商，新投电站成本下降，年投建规模提升，量利齐升。建议关注芯能科技(603105，未评级)、太阳能(000591，未评级)、晶科科技(601778，未评级)等；
- 3、看好辅材部分环节量升利稳。其中胶膜关注福斯特(603806，未评级)、海优新材(688680，未评级)、焊带关注宇邦新材(301266，未评级)、玻璃关注福莱特(601865，未评级)、亚玛顿(002623，未评级)等；

有关分析师的申明，见本报告最后部分。其他重要信息披露见分析师申明之后部分，或请与您的投资代表联系。并请阅读本证券研究报告最后一页的免责申明。

- 4、看好一体化组件技术引领龙头，建议关注晶澳科技(002459，未评级)、晶科能源(688223，未评级)、天合光能(688599，未评级)、隆基绿能(601012，未评级)等；
- 5、看好逆变器，细分环节龙头有望量升利稳，建议关注昱能科技(688348，买入)、禾迈股份(688032，未评级)、德业股份(605117，未评级)、阳光电源(300274，未评级)、固德威(688390，未评级)、锦浪科技(300763，未评级)、上能电气(300827，未评级)等；

储能：需求才是硬道理，把握业绩兑现节奏

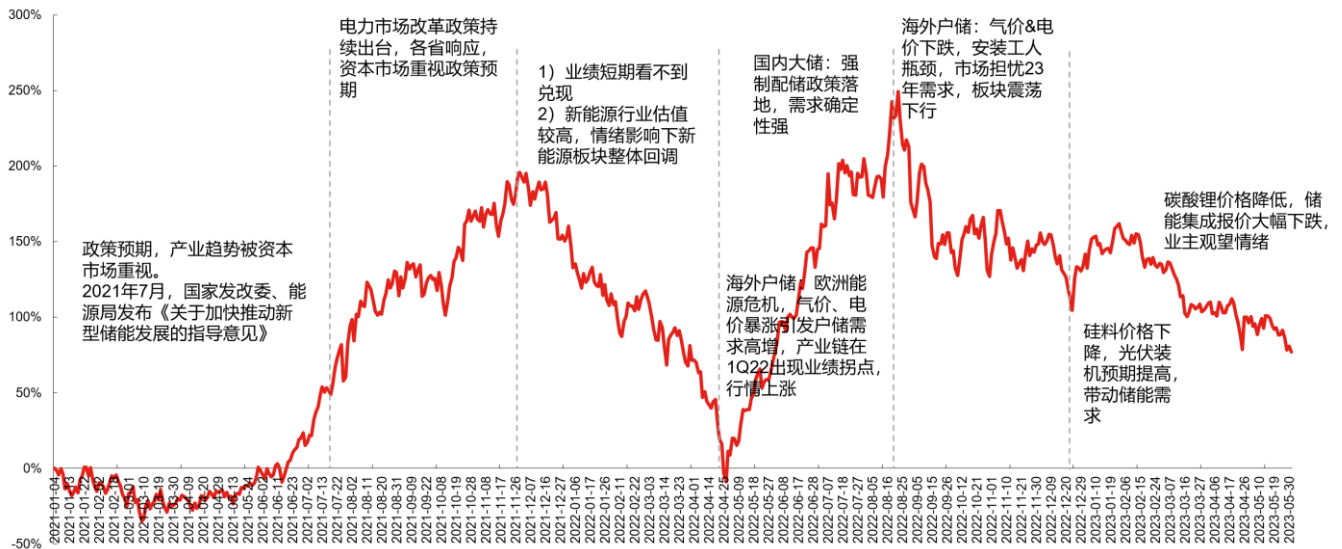
回顾 2023H1：受需求增速预期转弱影响，23 年以来板块下跌

2021 年：政策引领风潮。储能真正作为一个新能源子版块，起源于 2021 年 7 月 23 日，发改委、能源局发布的《关于加快推动新型储能发展的指导意见》，文件提出，到 2025 年我国新型储能发展目标为 30GW，并提出 2030 年该领域规划部署和重点任务。此后开启储能板块高增长行情，主要增长动力来自政策端的持续催化，在国家政策号召下，各省陆续出台政策响应，资本市场反映政策预期，行业持续走高。2021 年底，随着板块估值较高，情绪回落，以及短期业绩兑现困难，指数行情下探。

2022 年：需求高涨，行业快速增长。1) **海外：**随着 2 月底俄乌冲突的爆发和 3 月初欧盟 Repower EU 方案的提出，由气价、电价快速走高引发的户用光储系统经济性大幅提升，带来了欧洲户储的需求高速增长，国内供给端跑步前进，快速打开欧洲市场，实现量利双升。2) **国内：**政策陆续落地，需求端确定性提升，看好国内快速增长的需求。下半年市场出现分化，担忧 2022 年的高增速难以为继，板块震荡下行。

2023 年上半年：整体表现低迷，静待催化。1 月硅料价格快速下降，光伏装机预期提升，储能作为光伏强制配套设备，需求预期提高，板块上行。3 月碳酸锂价格下跌，储能产业链报价降低，业主存在观望情绪，需求指标走弱。

图 23：Wind 储能指数（866088.WI）走势图（截至 2023/5/31）



数据来源：wind，东方证券研究所

注：以 2021 年 1 月 4 日为基准

展望 2023H2：关注大储、工商业、户储细分板块边际变化

大储：国内配储需求确定，产业链降价利润抬升

国内储能电站发展的核心驱动力在于政策要求新能源发电机组强制配储能。2021 年 8 月 10 日，发改委、国家能源局发布《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通

知》，政策指出，为鼓励发电企业市场化参与调峰资源建设，超过电网企业保障性并网以外的规模初期按照功率 15% 的挂钩比例（时长 4 小时以上）配建调峰能力，按照 20% 以上挂钩比例进行配建的优先并网。该政策成为各省新能源强制配储政策的指导文件。

各省市都推出了相关政策文件，对储能配置比例和充电小时数有一定要求，对新能源项目配置储能从鼓励到要求配置。配置比例一般为 10-20%，配置时长通常为 2h，河南、辽宁、西藏等省份配储要求达到 4h。

表 2：各省新能源配储政策总结

省份	配储比例	配储时长 (h)
安徽	5%	2
福建	10%	2
甘肃	河西地区(酒泉、嘉峪关、金昌、张掖、武威)最低 10%，其他地区最低 5%	2
广东	惠州 10-20%，肇庆、博罗县、珠海 10%	
广西	风电 20%，光伏 15%	2
贵州	10%	2
海南	10%	
河北	南网 10%，北网 15%	2
河南	20%~55%，光伏最高 20%	2-4
湖北	10%	2
湖南	风电 15%，光伏 5%	2
江苏	长江以南 8%及以上，长江以北 10%及以上	2
江西	10%	1
辽宁	风电不少于 15%	4
辽宁	光伏 15%	3
内蒙古	15%	保障性并网 2 小时,市场化并网 4 小时
宁夏	10%	2
青海	10%	2
山东	10%	2
山西	10%以上	
陕西	风电陕北 10%，光伏关中和延安 10%，光伏榆林 20	2
上海金山	20%	4
四川	10%	2
天津	单体超过 50MW: 光伏 10%，风电 15%	
西藏	保障性并网不低于 20%	4
新疆喀什		2
浙江	10%	2

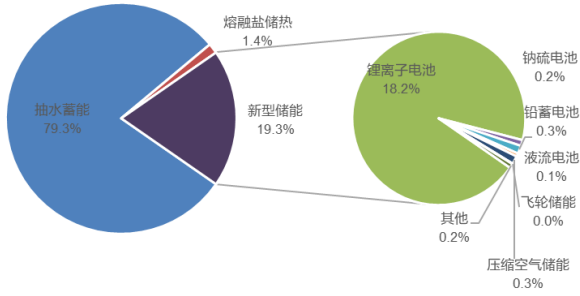
数据来源：各省政府官网，江苏省储能行业协会，东方证券研究所

根据 CNEA 统计，截至 2022 年底，全球已投运电力储能项目累计装机 237.2GW，同比+15%，其中抽水蓄能占比 79.3%，新型储能累计装机规模 45.8GW，同比+80%，其中锂电储能占比 94.4%。

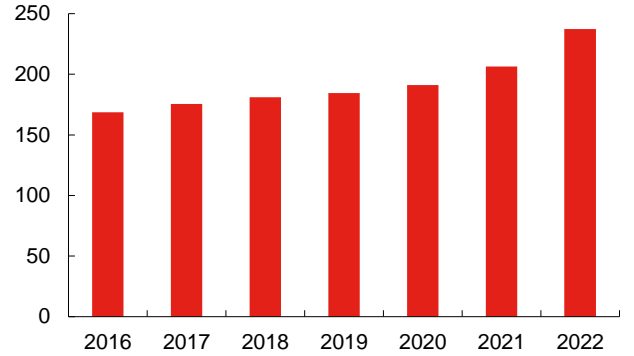
图 24：全球电力储能市场累计装机规模（2000-2022，MW）

图 25：全球电力储能累计装机规模（GW）

有关分析师的申明，见本报告最后部分。其他重要信息披露见分析师申明之后部分，或请与您的投资代表联系。并请阅读本证券研究报告最后一页的免责申明。



数据来源: CNESA, 东方证券研究所

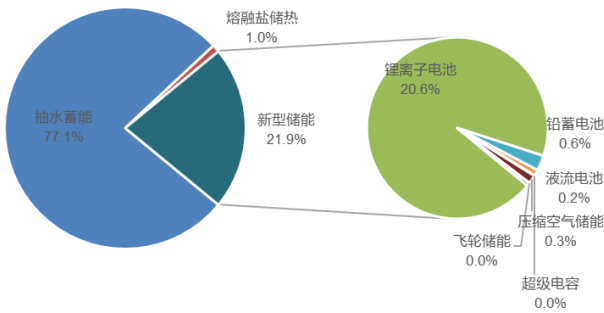


数据来源: CNESA, 东方证券研究所

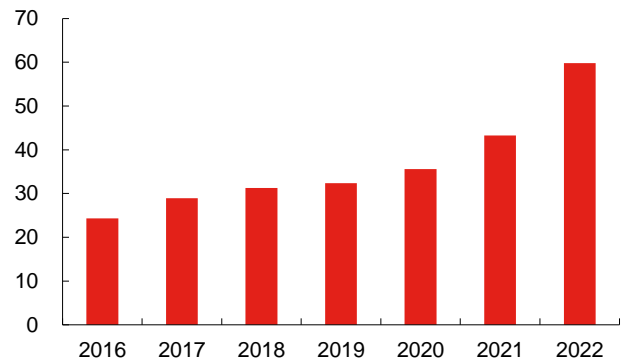
根据 CNESA 统计, 截至 2022 年底, 中国已投运电力储能项目累计装机 59.8GW, 同比+38%, 其中抽水蓄能占比 77.1%, 新型储能累计装机规模 13.1GW, 同比+142%, 其中锂电储能占比 94.0%。

图 26: 中国电力储能市场累计装机规模 (2000-2022, MW)

图 27: 中国电力储能累计装机规模 (GW)



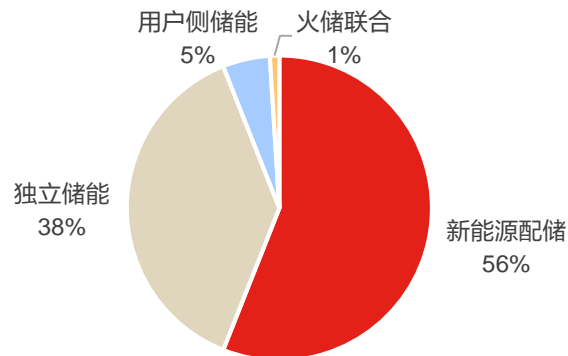
数据来源: CNESA, 东方证券研究所



数据来源: CNESA, 东方证券研究所

根据储能与电力市场统计, 2023 年 1 季度, 全国新增并网/投运储能项目 28 个, 容量 1117MW/2471MWh, 其中新能源配储占比 56%, 独立储能占比 38%。

图 28: 2023 年 1 季度中国新增投运储能项目应用领域分布 (MWh)

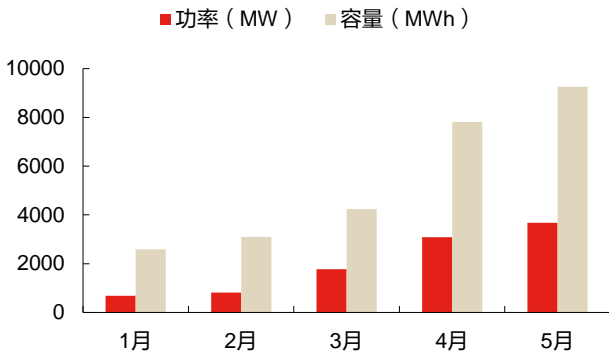


数据来源: 储能与电力市场, 东方证券研究所

有关分析师的申明, 见本报告最后部分。其他重要信息披露见分析师申明之后部分, 或请与您的投资代表联系。并请阅读本证券研究报告最后一页的免责申明。

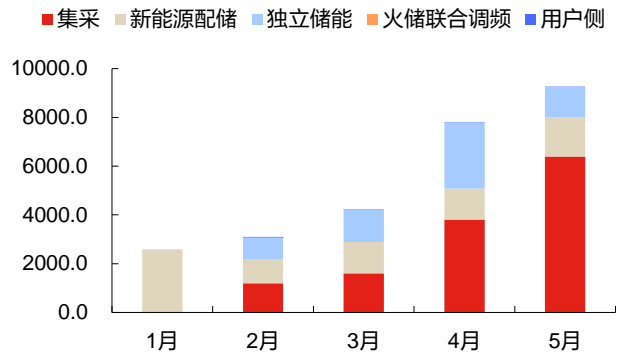
储能项目招标是装机的前置指标，从月度中标情况来看，根据储能与电力市场统计，2023年1-5月，累计中标10.03GW/26.98GWh，储能功率和容量逐月提升。从应用场景来看，新能源配套和独立储能依然是最主要的应用场景。集采项目占比提升，反映出业主顺应储能发展大趋势，通过集中采购方式降低设备采购成本。

图 29：2023 年月度储能项目中标量



数据来源：储能与电力市场，东方证券研究所

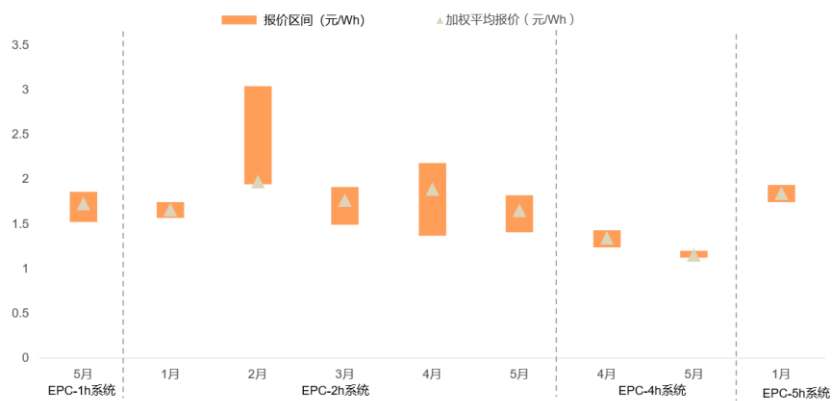
图 30：2023 年月度完成招标的储能项目类型分布 (MWh)



数据来源：储能与电力市场，东方证券研究所

从中标价格看，月度2h储能项目EPC平均价格约为1.66-2元/Wh区间，EPC价格相对稳定，逐月略有波动。2月最高报价高达3.045元/Wh，来自于光大绿色环保松阳储能项目1.2MW/2.8MWh磷酸铁电池储能系统设备EPC采购，可见用户侧项目报价明显高于发电侧。

图 31：2023 年月度储能项目 EPC 中标价格

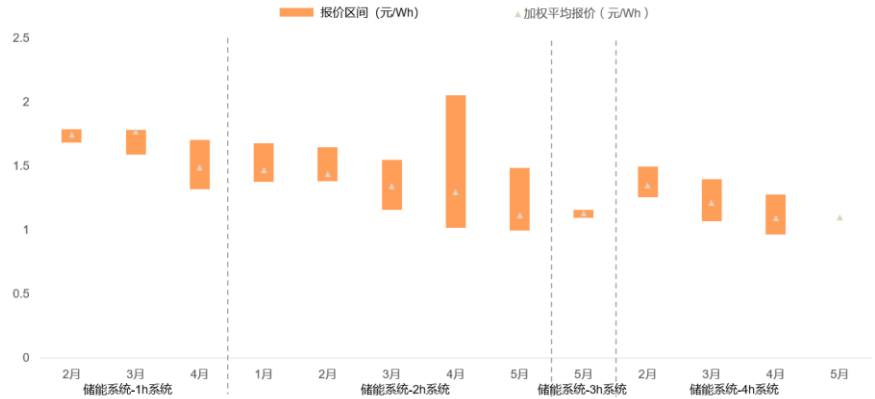


数据来源：储能与电力市场，东方证券研究所

注：加权平均报价为根据项目装机容量（MWh）为权重加权平均计算所得

月度储能系统中标价格呈现下降趋势，主流为2h或4h系统，价格逐月降低，2h系统价格从1.47元/Wh降低至1.115元/Wh，相较于4月环比下降14.1%。2023年1至5月，累计下降24.15%。在4月新华水电储能项目集采中，2h和4h储能系统出现最低报价1.020元/Wh和0.965元/Wh，但最低报价均未入围，体现出储能市场由价低者得向综合考虑性价比转变。

图 32：2023 年月度储能项目储能系统中标价格



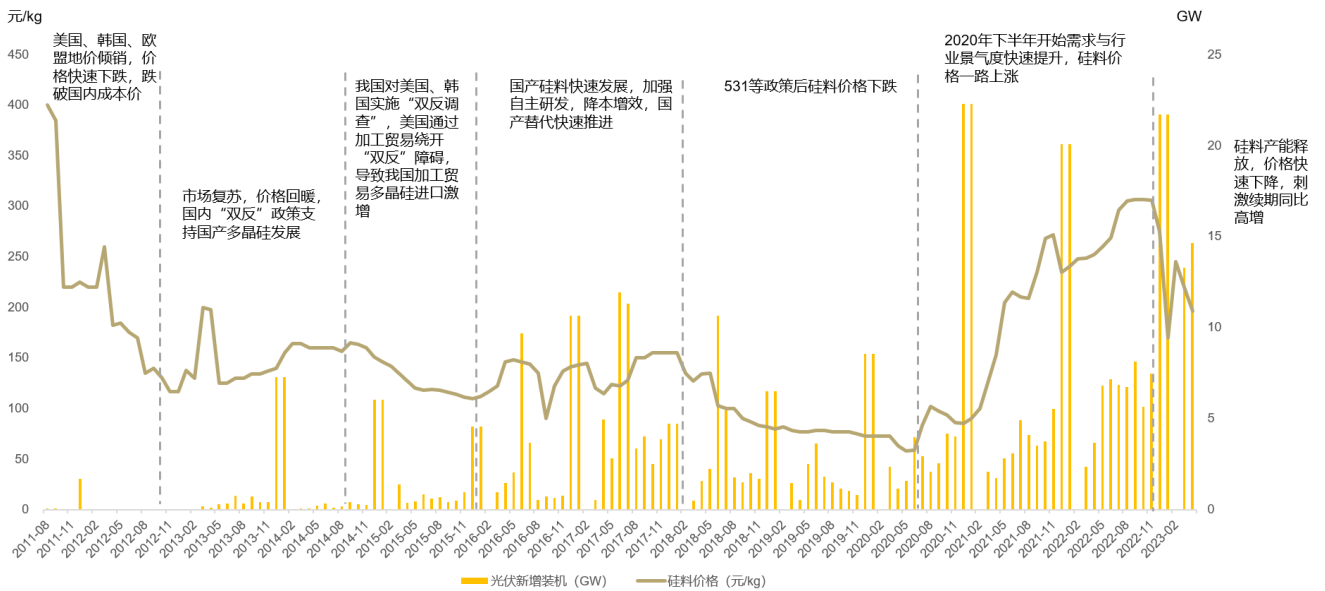
数据来源：储能与电力市场，东方证券研究所

注：加权平均报价为根据项目装机容量（MWh）为权重加权平均计算所得

展望下半年，量的维度，基于强制配储的需求，储能装机与风电光伏装机节奏密切相关。预计2023年下半年风电光伏建设进度加速，利好储能需求。

（1）光伏：上游硅料新增产能投产，硅料松动推动光伏装机需求。光伏行业的需求波动造成硅料环节的供需错配，从而造成硅料价格大幅波动。在需求旺盛的情况下，硅料供给大规模释放，将带来硅料价格的缓跌，同时下游的盈利能力提升，装机需求增强。

图 33：国内硅料市场价(元/kg)及国内月度光伏装机量（GW）

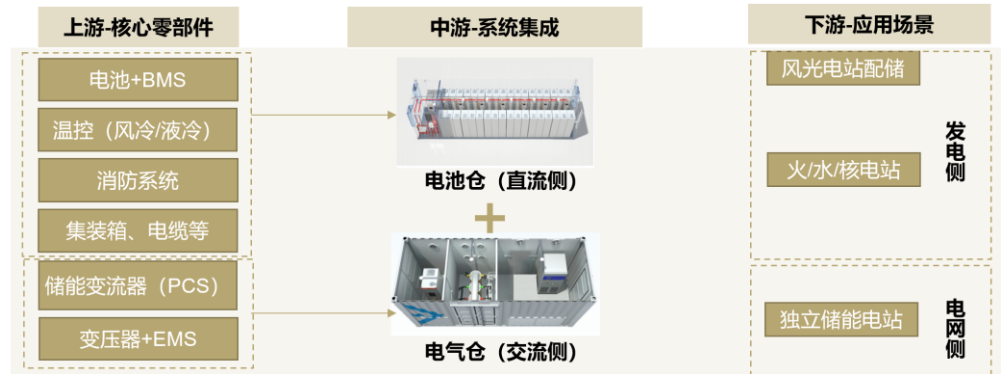


数据来源：wind，东方证券研究所

（2）风电：从2021年下半年开始，风电主机厂降本趋势明确，风电投资成本明显降低，业主与主机厂进入价格博弈，且2020年陆风抢装，影响了未来几年风电装机需求。我们预计随着价格博弈缓解，国内风电将进入增长期。2022年，国内公开招标市场新增招标量98.5GW，比去年同期增长了82%；按市场分类，陆上新增招标容量83.83GW，海上新增招标容量14.7GW。

利润维度，当前影响产业链利润的核心因素来自碳酸锂价格。随着碳酸锂价格下跌，电池、储能系统和 EPC 价格随之降低，产业链的盈利能力将发生变化，储能项目的经济性有望明显改善。

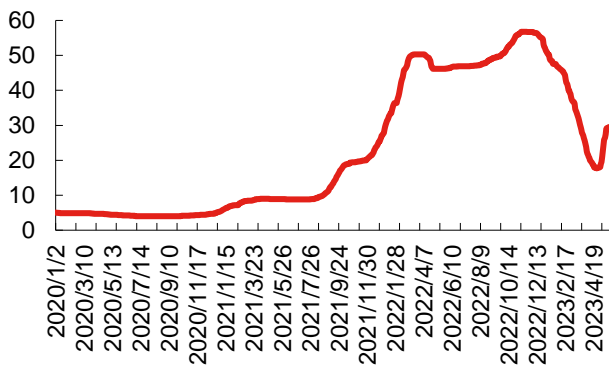
图 34：储能系统产业链



数据来源：阳光电源，海博思创，东方证券研究所

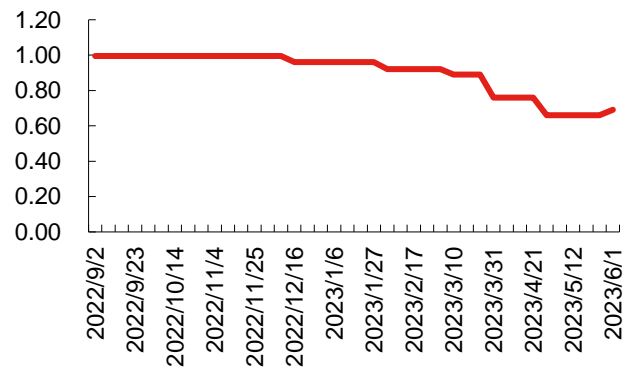
2023 年以来，碳酸锂价格呈现下降趋势，从 2022 年 11 月最高点 56.75 万元/吨降至 2023 年 4 月 17.65 万元/吨，降幅达到 68.9%，后缓慢抬升。与之对应，磷酸铁锂方形储能电芯价格从 1.0 元/wh 降低至 0.66 元/wh，降幅达到 34.0%。储能系统价格从 2022 年 1.63 元/wh 降低至 2023 年 5 月 1.115 元/wh，降幅达到 31.6%。

图 35：国产电池级碳酸锂价格（万元/吨）



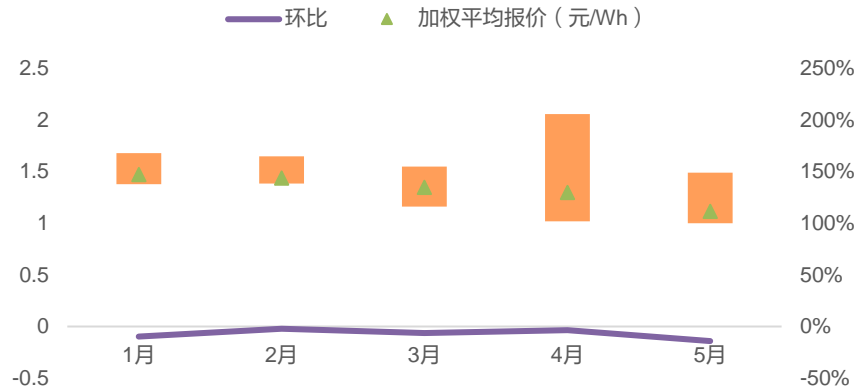
数据来源：wind，东方证券研究所

图 36：磷酸铁锂方形储能电芯价格（元/wh）



数据来源：鑫椏锂电，东方证券研究所

图 37：2h 储能系统中标价格（元/wh）



数据来源：储能与电力市场，东方证券研究所

注：加权平均报价为根据项目装机容量（MWh）为权重加权平均计算所得

分产业链环节来看：

- 电芯，假设 1GWh 电池需要 2200-2500 吨磷酸铁锂，每吨磷酸铁锂需要 0.25 吨碳酸锂，可以计算碳酸锂每降价 10 万元/吨，电芯降价 0.055-0.0625 元/Wh。根据鑫椤锂电数据，2023 年 4 月 28 日，方形磷酸铁锂储能电池报价均价 0.66 元/wh，相较于 2022 年 12 月 0.99 元/wh 降低 0.33 元/wh，意味着碳酸锂降价带来的成本改善几乎全部向下游转移。
- 集成商，碳酸锂价格降低带来电芯采购成本下降，但下游投资方出于保障收益率的考虑，会要求集成商降价，因此，电芯成本降低带来的超额利润向下游转移。根据储能与电力市场统计，2023 年 4 月储能系统平均价格 1.298 元/wh，相较于 2022 年 12 月的 1.63 元/wh 降低 0.33 元/wh，集成商环节的利润与降价前几乎持平。
- 下游投资方，随着碳酸锂价格降低，储能系统价格明显下降，储能项目初始投资降低，项目经济性改善，投资回报率提高。储能项目投资回报率提高会影响业主的投资意愿，储能需求的不确定性提高。

工商业：分时电价政策峰谷价差拉大，看好从 0 到 1 的增长机会

分时电价机制+高耗能电价上涨，刺激工商业储能需求。此前工商业储能装机量较小主要因为我国工商业执行目录电价，电价固定且价格低、峰谷价差小。2021 年 7 月以来，各地出台电价政策组合拳，高耗能企业用电成本显著增加：**1) 分时电价：**2021 年 7 月 26 日国家发展改革委发布《关于进一步完善分时电价机制的通知》，明确在保持销售电价总水平基本稳定的基础上，进一步完善目录分时电价机制，更好引导用户削峰填谷、改善电力供需状况、促进新能源消纳。将优化峰谷电价机制，并建立尖峰电价机制，尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于 20%；**2) 高耗能用成本提升：**2021 年 10 月 31 日，江苏省、北京市、甘肃省等地电网电力公司发布代理购电公告，自 2021 年 12 月 1 日起，高耗能企业购电价格按照普通代理购电用户 1.5 倍执行。这一政策的发布，进一步提高了高耗能企业的用电成本。

表 3：国家发改委发布了《关于进一步完善分时电价机制的通知》

要点	内容
分时电价机制优化	从完善峰谷电价机制、建立尖峰电价机制、健全季节性电价机制三个方面对分时电价机制进行优化

有关分析师的申明，见本报告最后部分。其他重要信息披露见分析师申明之后部分，或请与您的投资代表联系。并请阅读本证券研究报告最后一页的免责申明。

	上年或当年预计最大系统峰谷差率超过 40% 的地方，峰谷电价价差原则上不低于 4:1，其他地方原则上不低于 3:1；尖峰电价在峰段电价基础上上浮比例原则上不低于 20%
机制执行	执行范围扩大到除国家有专门规定的电气化铁路牵引用电外的执行工商业电价的电力用户 鼓励工商业用户通过配置储能、开展综合能源利用等方式降低高峰时段用电负荷、增加低谷用电量 各地要根据当地电力系统用电负荷或净负荷特性变化，参考电力现货市场分时电价信号，适时调整目录分时电价时段划分、浮动比例
实施保障	从组织实施、效果评估、宣传引导等三个方面做好工作，确保分时电价机制的平稳实施

数据来源：国家发改委，东方证券研究所

新一轮电价核定周期，将系统运行费用向用户疏导，用户用电价格可能提升。2023 年 5 月，国家发改委发布《关于第三监管周期省级电网输配电价及有关事项的通知》，通知提到，2023 年 6 月 1 日起，工商业用户的用电价格结构调整为由上网电价、上网环节线损费用、输配电价、系统运行费用（包括辅助服务费用、抽水蓄能容量电费）、政府性基金及附加组成，其中，上网环节线损折价和系统运行费用为本次监管周期新增。根据储能与电力市场统计，各地的上网环节线损折价、系统运行费用的两项费用之和位于-0.0081~0.07731 元/kWh 之间。整体来说，输配电价+上网环节线损折价+系统运行费用，较 5 月份单一的输配电价，22 省区出现增长。

表 4：工商业用户电费计算方式

用户分类	电费计算方式
执行单一制电价用户	电费=(上网电价+工商业单一制输配电价+政府性基金及附加+上网环节线损费用+系统运行费用)×月度电量
执行两部制电价用户	电费= (上网电价+工商业两部制输配电价+政府性基金及附加+上网环节线损费用+系统运行费用)×月度电量+容(需)量×容(需)量电价标准

数据来源：国家发改委，东方证券研究所

注：电容量在 100 千伏安及以下的，执行单一制电价；100 千伏安至 315 千伏安之间的，可选择执行单一制或两部制电价；315 千伏安及以上的，执行两部制电价，现执行单一制电价的用户可选择执行单一制电价或两部制电价

表 5：2023 年 6 月各省 35kv 工商业用户输配电价及其他费用变化情况

区域	省市	2023年5月(元/kWh)		2023年6月(元/kWh)			变化(元/kWh)
		输配电价	输配电价	上网环节线损折价	系统运行费用	为保障居民、农业用电价格稳定的新增损益	
华北	北京	0.1837	0.166	0.018979	0.01402		0.015299
	天津	0.1899	0.1456	0.0165	0.0407		0.0129
	山东	0.161	0.1341	0.013206	0.00325		-0.010444
	山西	0.0836	0.074	0.0243	0.0131	0.0579	0.0857
	河北南	0.1544	0.1333	0.0183	0.0032		0.0004
华中	冀北	0.1137	0.1132	0.0133	0.0179		0.0307
	江西	0.1585	0.1355	0.02331	0.00472	0.00843	0.01346
	湖北	0.1256	0.1065	0.02185	-0.0082		-0.00545
	湖南	0.2165	0	0.0216	0.0026		-0.1923
	四川	0.2734	0.1092				-0.1642
华东	重庆	0.1555	0.1271	0.019758	0	-0.006289	-0.014931
	河南	0.1892	0.1456	0.019758	0		-0.023842
	浙江	0.1472	0.0955	0.0204	0.0078		-0.0235
	江苏	0.1514	0.1107	0.0149	0.0291		0.0033
	上海	0.2943	0.1547	0.0194	0.0579		-0.0623
东北	福建	0.1323	0.1092	0.0171	-0.0088		-0.0148
	安徽	0.1513	0.1175	0.0192	0.0057		-0.0089
	黑龙江	0.1468	0.1144	0.026553	0.0148		0.008953
	吉林	0.1385	0.1197	0.02845	0.00922		0.01887
	辽宁	0.1072	0.0838	0.020444	0.00907		0.006114
西北	内蒙古东	0.1664	0.1413	0.021146	0.02138		0.017426
	新疆	0.1223	0.11	0.016946	0.0034		0.008046
	宁夏	0.0958	0.0769	0.008	0.00004		-0.01086
	甘肃	0.0838	0.0888		-0.0081		-0.0031
	青海	0.0759	0.0779	0.00952	-0.0073		0.00422
南网	陕西	0.0854	0.1031	0.0188	-0.0075		0.029
	陕西榆林	0.0581	0.0838	0.0188	-0.0075		0.037
	广东(珠三角五市)	0.1121	0.1009	0.0155	0.0065		0.0108
	广东(惠州)	0.0827	0.0745	0.0155	0.0065		0.0138
	广东(江门)	0.1121	0.0971	0.0155	0.0065		0.007
南网	广东(东西两翼)	0.0244	0.0154	0.0155	0.0065		0.013
	广东(粤北)	-0.0266	-0.0335	0.0155	0.0065		0.0151
	广西	0	0.1054	0.0162			0.1216
	云南	0.1229	0.1045	0.010241			-0.008159
	贵州	0.1271					
	海南	0.1332	0.0815	0.029845	0.0329		0.011045

数据来源：储能与电力市场，东方证券研究所

峰谷价差情况来看，6月有15个区域峰谷价差超过0.7元/kWh，分别是海南、浙江、广东（珠三角五市）、广东（江门市）、广东（惠州）、湖北、江苏、山东、广东（东西两翼地区）、上海、安徽、河南、广东（粤北山区）、辽宁和重庆。与22年6月相比，超过5成区域峰谷价差增长，其中江西增幅最大为60.82%，验证了峰谷价差逐渐拉大的趋势。与23年5月相比，约7成区域环比下降，主要是季节性电价调整带来的。

表6：2023年6月各省35kv工商业用户峰谷价差变化情况

地区	2022年6月	2023年5月	2023年6月	同比增长率%	环比增长率%
江西	0.393	0.664	0.633	60.82%	-4.67%
四川	0.489	0.659	0.583	19.21%	-11.58%
陕西(榆林电网)	0.521	0.611	0.618	18.79%	1.14%
陕西(陕西电网)	0.555	0.646	0.643	15.81%	-0.48%
青海	0.279	0.352	0.318	13.62%	-9.71%
山东	0.707	0.921	0.779	10.08%	-15.49%
广东(粤北山区)	0.651	0.769	0.711	9.23%	-7.49%
广东(东西两翼地区)	0.718	0.803	0.776	7.99%	-3.40%
河北南	0.568	0.612	0.612	7.67%	0.00%
广东(惠州)	0.795	0.880	0.854	7.36%	-2.98%
广东(珠三角五市)	0.834	0.919	0.889	6.53%	-3.29%
湖北	0.778	0.832	0.825	6.07%	-0.84%
河南	0.695	0.818	0.737	6.06%	-9.92%
广东(江门市)	0.834	0.919	0.884	5.94%	-3.83%
北京	0.408	0.405	0.424	3.85%	4.54%
云南	0.302	0.382	0.313	3.64%	-17.86%
重庆	0.676	0.734	0.700	3.55%	-4.55%
吉林	0.581	0.585	0.596	2.59%	1.85%
福建	0.545	0.543	0.544	-0.03%	0.35%
辽宁	0.711	0.703	0.708	-0.37%	0.79%
黑龙江	0.572	0.575	0.562	-1.81%	-2.40%
浙江	0.931	0.934	0.909	-2.33%	-2.62%
江苏	0.833	0.849	0.809	-2.87%	-4.69%
天津	0.641	0.638	0.607	-5.25%	-4.81%
安徽	0.795	0.795	0.751	-5.51%	-5.51%
海南	1.099	1.098	1.017	-7.39%	-7.32%
上海	0.822	0.844	0.757	-8.01%	-10.31%
内蒙古东	0.615	0.457	0.539	-12.44%	18.03%
山西	0.505	0.504	0.416	-17.51%	-17.43%
冀北	0.570	0.438	0.439	-23.06%	0.16%
广西	0.655	0.647	0.493	-24.80%	-23.85%
宁夏	0.393	0.293	0.292	-25.54%	-0.14%
新疆	0.484	0.501	0.342	-29.32%	-31.66%
甘肃	0.245	0.140	0.152	-37.81%	8.98%

数据来源：储能与电力市场，东方证券研究所

注：红色字体为峰谷电价超过 0.7 元/kwh 的区域

展望 2023 年下半年，峰谷电价差进一步拉大已经成为确定趋势，也是近年来我国电价政策重点强调的内容。同时随着夏季到来，部分区域开始执行尖峰电价，价差更高。夏季用电高峰，可能出现保供压力，大工业用户面临用电限制。以上因素均会成为推动工商业储能快速发展的驱动力。

众多企业推出了针对工商业的储能系统，功率和容量可以灵活搭配，标准化产品高效配置，受到市场欢迎。

表 7：工商业储能产品汇总

企业	产品	额定功率 (kW)	电池系统容量 (kWh)
傲普能源科技	Ocube	50-184	100-368
阿诗特	LABEL	100	200
比亚迪	OSN-P120B274-U-R1M01	120	240
采日能源	CUBE	100-186	232-372
电气国轩	SMART-ONE	75-100	159-221
南瑞继保	PCS8812PB	93-186	372

华为	LUNA2000	100	194
弘正储能	智慧储能一体柜	60	126
华峰储能	工商储一体（分体）机	30-250	90-645
海博思创	液冷户外柜	100-186	232-372
奇点能源	eBlock	100-186	200-372
晶科能源	250P	250	639-1278
科曜能源	分布式储能系统	36-72	131-215
零探智能	Tensorpack	100	200
美克生能源	积木式储能	100	215
迈格瑞能	户外柜式储能系统	30-150	100-200
宁德时代	Enerone	186	372
南都电源	Edge	116-553	233-553
融和元储	天禄	100	≥200
时代星云	液冷工商业储能系统	60-100	200-206
沃太能源	液冷户外柜	186	373
新艾电气	SINY-BANK	105	> 200
兴储世纪	Scopio	30-500	100-1500
阳光电源	PowerStack/分布式风冷储能系统	50-250	100-1070
亿兰科	户外柜式储能系统	50-100	100-200
正泰电源	CPS ES	105	239

数据来源：艾邦储能网，东方证券研究所

户储：装机量保持高位，看好全球区域多点开花

户用储能绝大部分是与户用分布式光伏搭配使用，所以其需求=户用光伏装机×储能渗透率，2022年海外户储快速增长的原因是海外分布式光伏超预期+储能渗透率提升“双β”。1) 分布式光伏装机：清洁能源转型是全球趋势，短期内海外特别是欧洲面临能源价格上涨、俄乌冲突引起天然气供应短缺，能源安全问题受到重视，欧洲各国纷纷上调光伏装机预期；2) 储能渗透率：欧洲各国为刺激分布式光伏储能装机、缓解电网压力，出台系列补贴政策，同时能源价格上涨引起居民用电价格提高，户用储能经济性大幅改善，户用储能市场普及度明显提高。

表 8：欧洲各国加速可再生能源政策

国家	政策	内容
德国	复活节一揽子计划 - Easter Package	将 100% 可再生能源发电目标从 2050 年提前到 2035 年 2030 年实现 80% 的可再生能源发电，光伏装机容量达到 215GW，太阳能发电达到 600TWh 的目标
英国	《英国能源安全战略》	储能租赁可视同可再生能源储能配额；通过容量租赁，可获得 450-600 元/kW 左右的租赁费用。
法国		设定了 2030 年 33% 的能源来自可再生能源的目标。2021 年，欧盟委员会批准法国 305 亿欧元的五年计划，以根据该国援助法规激励太阳能、陆上风能和水力发电设施，同时，批准法国政府一项支持利用建筑上的小型太阳能装置生产可再生能源的

有关分析师的申明，见本报告最后部分。其他重要信息披露见分析师申明之后部分，或请与您的投资代表联系。并阅读本证券研究报告最后一页的免责声明。

57 亿欧元的计划。

数据来源：政府官网，东方证券研究所

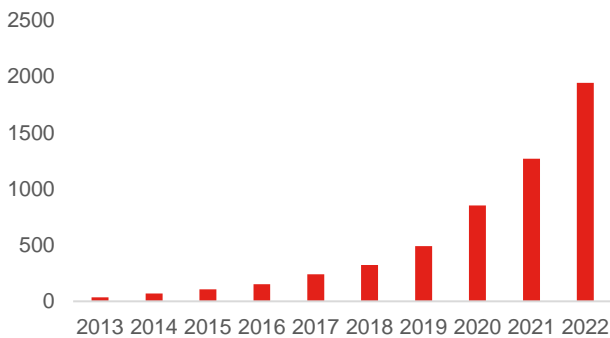
表 9：各国户用储能补贴政策

国家	时间	政策	内容
英国	2022		2022 年 4 月 1 日起，住宅太阳能应用使用的热泵和太阳能组件增值税 (VAT) 从 5% 下降到 0，政策持续 5 年
意大利	2020	Ecobonus	对家用储能设备税收减免由原来的 50-65% 提升至 110%
瑞士	2020	住宅和商业屋顶太阳能补贴计划	额外拨款 4600 万瑞士法郎 (4750 万美元) 用于住宅和商业屋顶太阳能补贴计划。该额外款项将补贴预算提升到 3.76 亿瑞士法郎，资金来源于电力消费者缴纳以资助可再生能源发展的税费。
欧盟	2019	CEP 计划 (Clean Energy Package)	2019/943 与 2019/944 法令提出，大力支持家用储能市场发展，消除发展中可能存在的财务障碍
德国	2019	德国可再生能源法	将户用储能支付税费的装机容量上限从 10kW 提升至 30kW
波兰	2019	AGROENERGIA 计划	10-50kw 的户用光伏/风电+储能系统，拨款共 2 亿兹罗提补贴
瑞典	2016	户用储能补贴计划	为家用储能提供补贴，可覆盖 60% 的安装费用，最高达 5400\$

数据来源：政府官网，东方证券研究所

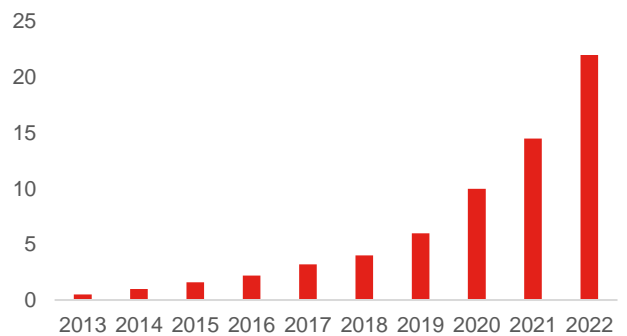
德国市场，需求依然旺盛。2022 年新增户用储能 22 万套，装机规模 1.16GW/1.94GWh，同比 +59.7%/+53.3%。截至 2022 年底，德国累计户用装机 65 万套，规模 3.10GW/5.48GWh。从月度装机来看，2023 年 1-5 月，装机量同比均保持高速增长，累计新增装机达到 1.48GWh。

图 38：德国户用储能新增装机规模 (MWh)



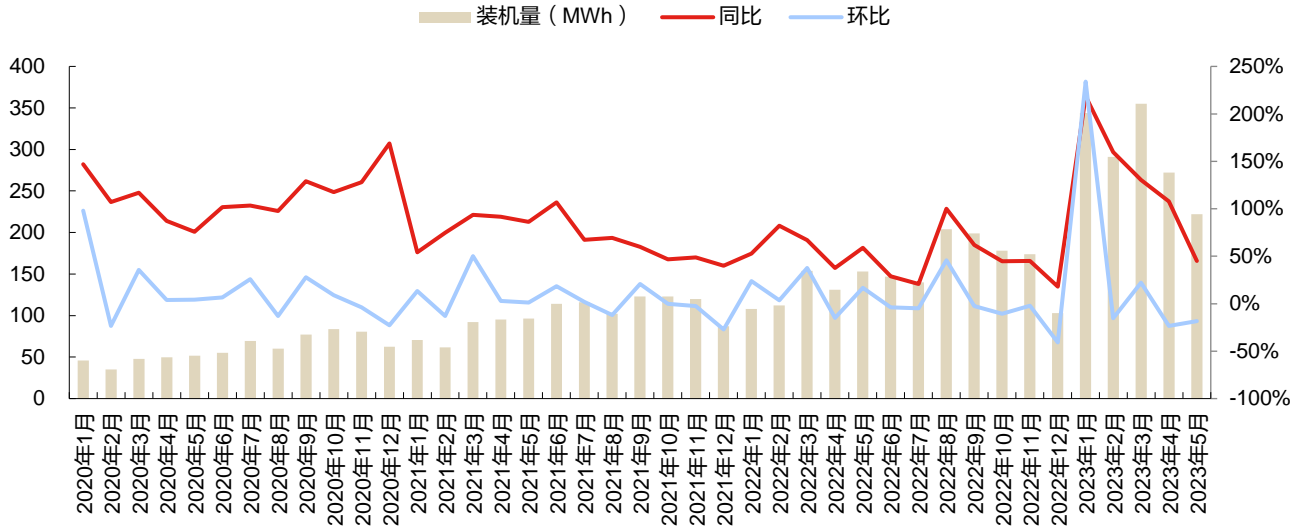
数据来源：《The development of battery storage systems in Germany, Jan Figgner, 2023》，东方证券研究所

图 39：德国户用储能系统新增量 (万户)



数据来源：《The development of battery storage systems in Germany, Jan Figgner, 2023》，东方证券研究所

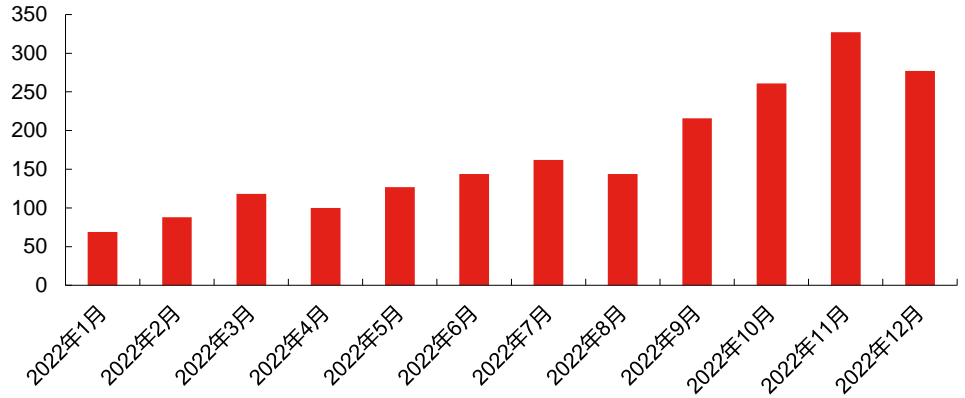
图 40：德国户用储能月度装机 (MWh)



数据来源：ISEA，东方证券研究所

意大利市场快速增长，2022 年新增户用储能 15.21 万套，装机规模 1.12GW/2.03GWh，同比 +423%/384%。截至 2022 年底，意大利累计户用装机 22.75 万套，规模 1.53GW/2.74GWh。2022 年装机量逐季度增长，Q4 达到最高。

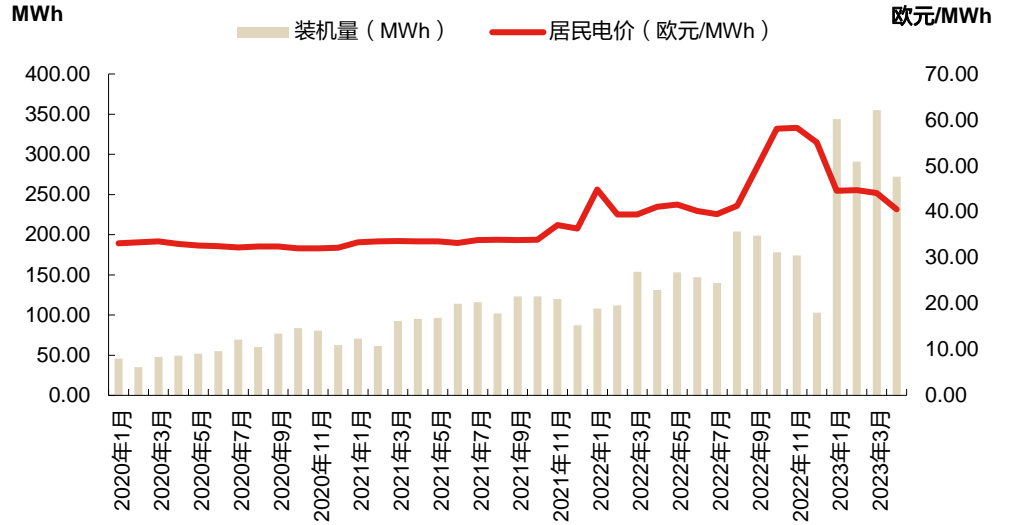
图 41：意大利户用储能 2022 年月度装机容量 (MWh)



数据来源：Anie Rinnovabili，东方证券研究所

展望 2023 年下半年，黑天鹅俄乌冲突之后，欧洲户储市场进入常态化发展阶段。德国居民电价从 2022 年 11 月见顶后逐渐回落，2023 年 4 月户用电价 40.53 欧元/MWh，较高点降低 30.4%。但 2023 年一季度德国月度户用储能装机量较 2022 年同比增幅均超过 100%。由此可见，电价回落对终端需求的影响较小。消费者接受户储的经济性后，市场进入常态化发展。

图 42：德国户储装机量 (MWh) 与居民电价 (欧元/MWh)

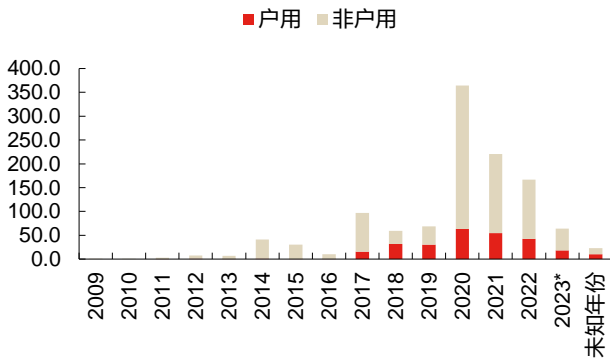


数据来源：ISEA, Household Energy Price Index, 东方证券研究所

未来，我们看好户储市场多区域开花。

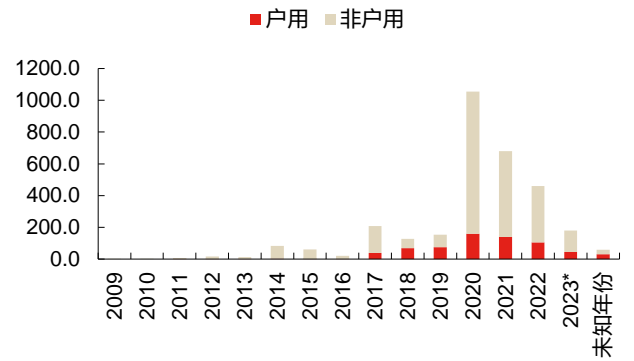
- 1) 美国：IRA 法案落地实施，1MW 以下光伏和储能项目可以获得 30% ITC 税收减免，同时叠加加州 SGIP 政策，户储可享受 30-35% 补贴，经济性强。2023 年加州开始实施 NEM3.0 政策，户用光伏由净计费模式向净计量模式转变，户用光伏配储经济性更高。2023 年初截至 5 月 29 日，SGIP 备案的户用储能装机容量 18MW/43.9MWh。

图 43：美国加州 SGIP 计划报备的电化学储能装机功率 (MW)



数据来源：SGIP, 东方证券研究所

图 44：美国加州 SGIP 计划报备的电化学储能装机容量 (MWh)



数据来源：SGIP, 东方证券研究所

- 2) 欧洲：多区域补贴有望维持需求。除德国外，意大利、波兰、西班牙、希腊等国家陆续推出购置补贴，比例高达 30-90%。2023 年 5 月，希腊政府提出 2.38 亿欧元补贴户用光伏和储能，电池补贴达到 90-100%，最大功率为 10.8kw/10.8kwh。
- 3) 非洲：由于电力设施薄弱，存在用电刚需，储能成为替代柴发的方案。国内企业纷纷切入新兴市场，有望在早期获得超额收益。新兴市场由于成长空间快，但准入门槛低、监管缺失，大量厂家涌入，且用户的购买力相对较弱，终端价格明显低于成熟市场。

表 10：典型户储产品不同市场终端售价对比

品牌型号	市场	参数	售价	折合单价
Alpha ESS Smile5	南非	5KW/10.1KWh	95742 兰特(约 3.4 万元)	3.4 元/Wh
	英国	5Kw/10.1KWh	6874 英镑(约 6.0 万元)	5.9 元/Wh
	澳大利亚	5KW/11.5KWh	11616 美元(约 8.2 万元)	7.1 元/Wh
Tesla Powerwall 2	南非	13.5KWh	170300 兰特(约 6.1 万元)	4.5 元/Wh
	澳大利亚	13.5KWh	12900 美元(约 9.1 万元)	6.7 元/Wh
	美国	13.5KWh	14200 美元(约 10.0 万元)	7.4 元/Wh

数据来源：GGII，东方证券研究所

投资建议：把握业绩兑现优质环节

大储能国内需求确定性高，产业链价格降低项目投资回报率提高。建议关注储能产业链价值量占比高的环节，建议关注电池环节的宁德时代(300750，未评级)、鹏辉能源(300438，买入)，建议关注逆变器和集成厂商阳光电源(300274，未评级)，推荐储能系统集成商金盘科技(688676，买入)。

工商业峰谷电价差拉大趋势确定，储能套利经济性提升，看好国内从 0 到 1 的增长机会。建议关注相关供应商阳光电源(300274，未评级)、固德威(688390，未评级)、锦浪科技(300763，未评级)、科士达(002518，未评级)，建议关注工商业储能开发运营商芯能科技(603105，未评级)、晶科科技(601778，未评级)、南网能源(003035，未评级)。

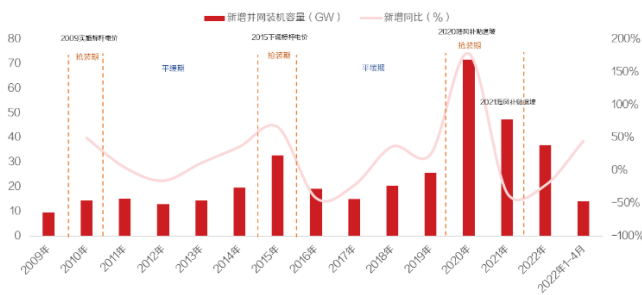
海外户用储能经过俄乌冲突催化，市场空间打开，看好海外区域多点开花。建议关注海外市场份额高、业绩弹性大的供应商，推荐家储收入占比高的电芯供应商鹏辉能源(300438，买入)，推荐海外户储领先品牌派能科技(688063，买入)，建议关注德业股份(605117，未评级)、锦浪科技(300763，未评级)、固德威(688390，未评级)。

风电：陆风迈入景气成长，“海风+海外”打开空间

回顾 2023H1：陆风迈入后平价时代，海风发展蓄势待发

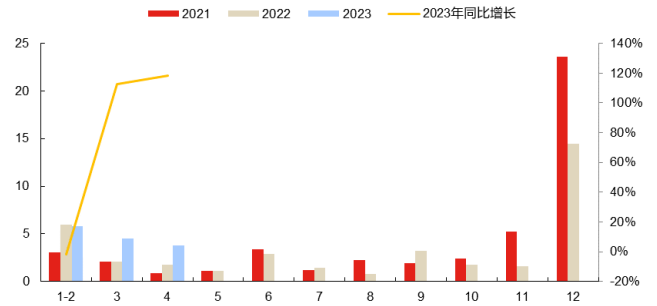
渡过抢装后需求平衡阶段，陆风海风需求展现稳步回升态势。2020 高热度的陆风抢装潮一定程度上影响未来几年部分需求，导致 2021、2022 年新增风电装机同比持续减少，但随着风电招标价格持续下降，风电项目终端经济性抬升，带动风电招标高景气，风电并网增速拐点向上，风电装机进入新景气平台。截止 2023 年 1-4 月风电累计新增装机 14.2GW，同比增长 45.19%，叠加后续招标高景气数据，风电需求迈入新平台。

图 45：国内历年风电新增并网规模及同比增速（GW；%）



数据来源：国家能源局，东方证券研究所

图 46：国内风电月度新增装机量及 2023 年同比增速（GW；%）



数据来源：国家能源局，东方证券研究所

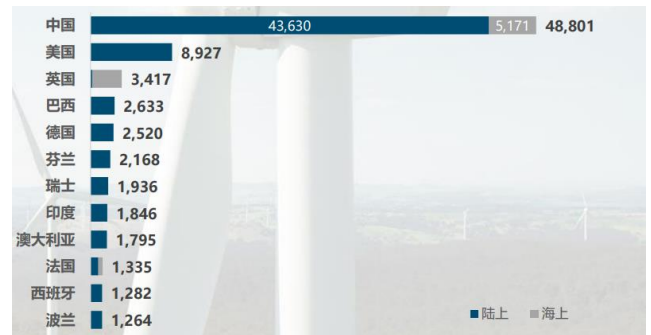
海风完成景气抢装，后续走向平价时代。自 2020 年起，新增海上风电项目不再纳入中央财政补贴范围，由地方按照实际情况予以支持，按规定完成核准（备案）并于 2021 年 12 月 31 日前全部机组完成并网的存量海上风力发电发电项目，按相应价格政策纳入中央财政补贴范围，在海风抢装背景下，2022 全国海风新增装机约 4GW，同比下降明显，但至 23Q1 海风装机逐步起色，23Q1 国内海风新增装机 0.51GW，同比增长超 40%。

图 47：中国历年海风新增装机规模及同比增速（GW；%）



数据来源：国家能源局，东方证券研究所

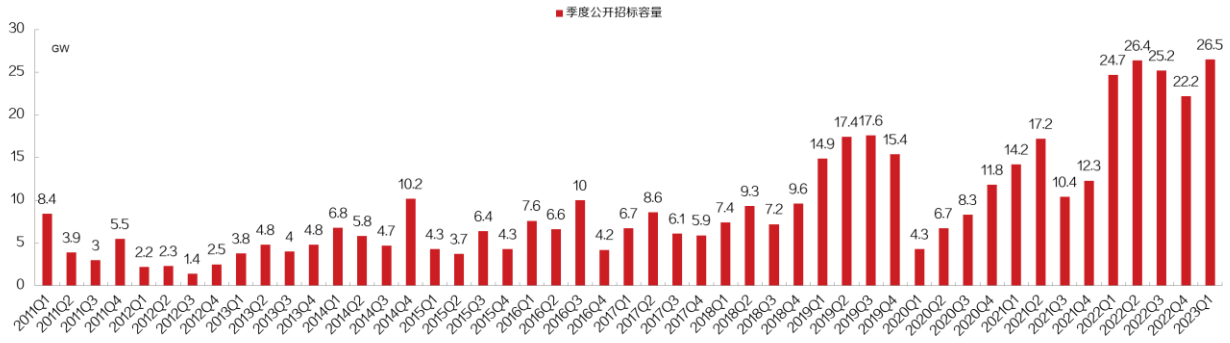
图 48：2022 全球风电新增装机（MW）



数据来源：金风科技，东方证券研究所

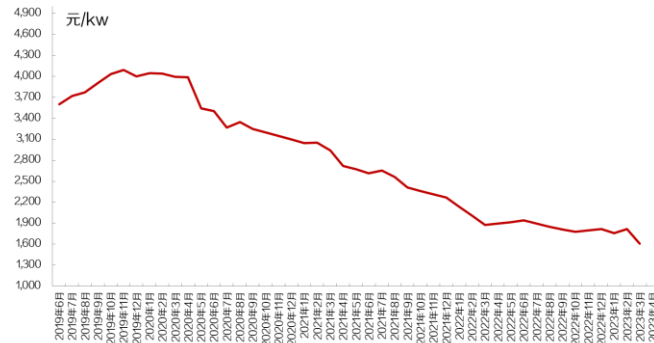
招标量超历史水平，价格博弈程度趋势缓解。2022年，国内公开招标市场新增招标量 98.5GW，比去年同期增长了 82%；按市场分类，陆上新增招标容量 83.83GW，海上新增招标容量 14.7GW。2023年一季度风电招标景气态势维系，国内公开招标市场新增招标量 26.5GW，比去年同期增长了 7%。招标价格下降趋势未改，截止 2023年 3月，全市场风电整机商风电机组投标均价为 1,607 元/千瓦。

图 49：国内风电公开招标市场容量（GW）



数据来源：金风科技，东方证券研究所

图 50：风机招标价格走势（单位：元/kW）



数据来源：金风科技，东方证券研究所

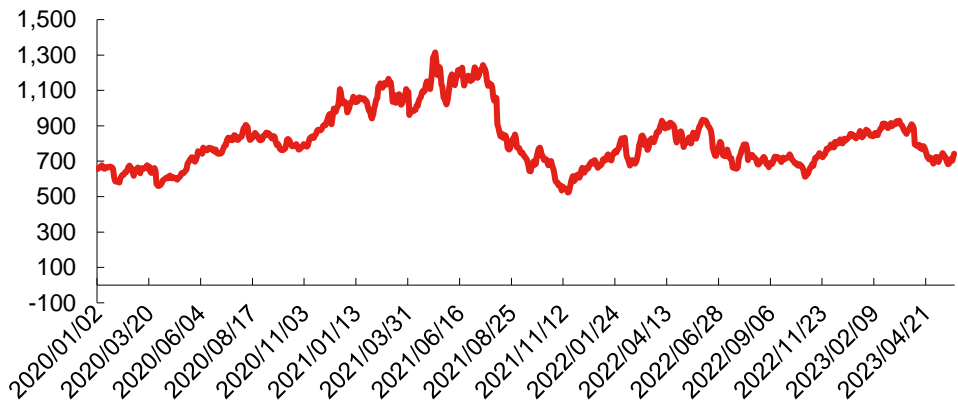
迈入平价时代，整机竞争相对激烈，静待产业链利润修复回升。自 2021Q3 整机招标价格持续下行，产业链整体利润承压，由于相对较低价格的招标订单后续将持续交付，故行业整体盈利短期有收窄压力，部分大宗原材料价格下行有望带动利润修复，此外如海缆管桩等部分环节随海风成长有望获得盈利能力压力缓解。

表 11：风电行业部分上市公司季度毛利率（%）

环节	股票代码	公司名称	2022Q2	2022Q3	2022Q4	2023Q1
风电整机	002202.SZ	金风科技	24.3	18.4	11.2	25.2
	300772.SZ	运达股份	19.7	16.8	17.1	16.7
	601615.SH	明阳智能	24.8	18.5	12.3	13.4
	688349.SH	三一重能	28.1	24.5	20.8	29.0
中游零部件	603218.SH	日月股份	10.2	11.9	18.1	20.4
	300443.SZ	金雷股份	27.4	29.9	33.0	34.5
	300850.SZ	新强联	28.1	25.0	23.1	27.0
	603985.SH	恒润股份	11.9	7.4	13.2	14.2
塔筒管桩	002080.SZ	中材科技	27.3	24.9	22.0	28.1
	002487.SZ	大金重工	12.0	23.2	16.8	19.0
	300129.SZ	泰胜风能	17.1	20.7	19.2	22.1
	002531.SZ	天顺风能	24.2	18.4	15.9	26.2
	300569.SZ	天能重工	28.1	15.0	16.0	30.2
海缆	301155.SZ	海力风电	13.5	16.9	16.3	15.5
	603606.SH	东方电缆	20.6	23.5	17.2	31.0
	605222.SH	起帆电缆	9.4	6.2	5.8	8.8
	600973.SH	宝胜股份	3.9	5.4	5.9	5.3
	600522.SH	中天科技	15.9	18.2	16.8	18.4

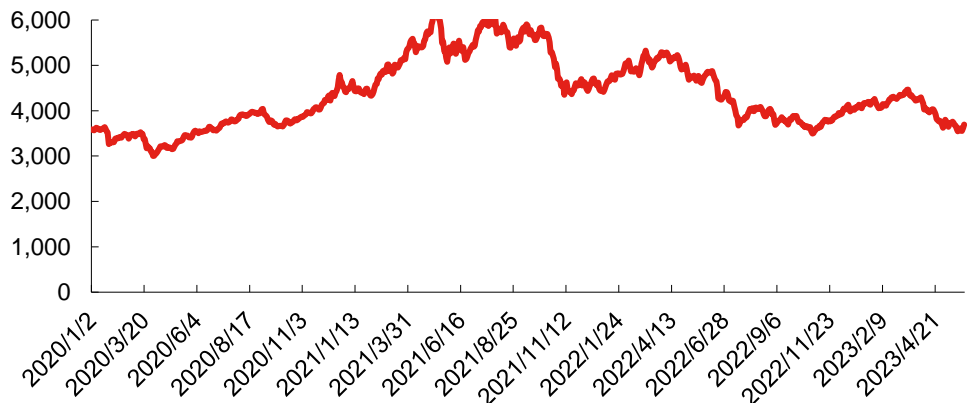
数据来源：Wind，东方证券研究所

图 51：DCE 铁矿石价格走势（元/吨）



数据来源：Wind，东方证券研究所

图 52：SHFE 热轧卷板价格走势（元/吨）



数据来源：Wind，东方证券研究所

展望 2023H2：“海风+海外”打开成长空间，价值量提升成为寻找主线

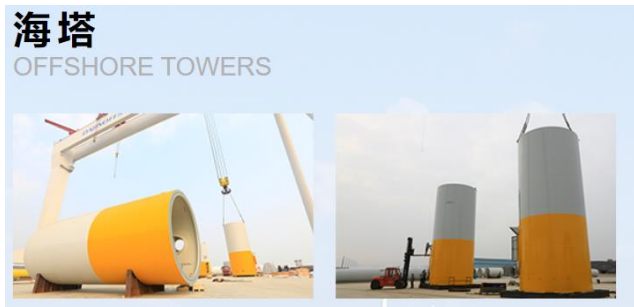
下游景气招标叠加多维需求带来坚定增长。2022年，国内公开招标市场新增招标量 98.5GW，比去年同期增长了 82%；按市场分类，陆上新增招标容量 83.83GW，海上新增招标容量 14.7GW。2023 年一季度风电招标景气态势维系，国内公开招标市场新增招标量 26.5GW，比去年同期增长了 7%。处于行业历史最高水平，国内多维度项目需求提供支撑：

- 1. 大型风电光伏基地项目：**习总书记在《生物多样性公约》第十五次缔约方大会领导人峰会上发表讲话，为推动实现碳达峰、碳中和目标，中国将陆续发布重点领域和行业碳达峰实施方案和一系列支撑保障措施，构建起碳达峰、碳中和“1+N”政策体系。中国将持续推进产业结构和能源结构调整，大力发展可再生能源，在沙漠、戈壁、荒漠地区加快规划建设大型风电光伏基地项目，按照“应开尽开，能开尽开”的原则加快构建新能源供给消纳体系，规划建设总装机约 455GW。
- 2. 沿海地区海风项目规划（东南部海风）：**海风资源 EPC 投资成本高，但海风利用小时数高，叠加消纳难度小，故在 21 年国家补贴退坡后，22 年海风相关产业链经过迭代期，后续有望迎来积极成长。2022 年，国内公开招标市场新增招标量 98.5GW，比去年同期增长了 82%；按市场分类，陆上新增招标容量 83.83GW，海上新增招标容量 14.7GW，海风招标占比稳步提升，山东、广东、浙江、江苏等海风规划有望为后续海风需求打下坚实基础。23 年 5 月，广东省发布《广东省 2023 年海上风电项目竞争配置工作方案》。根据方案，省管海域项目配置范围。共 15 个项目、装机容量 700 万千瓦，包括湛江市 2 个、70 万千瓦，阳江市 6 个、300 万千瓦，江门市 2 个、80 万千瓦，珠海市 2 个、100 万千瓦，汕尾市 3 个、150 万千瓦。叠加 23 年 5 月以来，广东、广西、海南等区域陆续有海风项目启动前期工作，行业景气度有望获得提升。
- 3. 分散式风电项目：**2021 年 9 月 10 日，国家能源局新能源和可再生能源司副司长王大鹏在第四届风能开发企业领导人座谈会时指出在中东南地区重点推进风电就地就近开发，特别在广大农村实施“千乡万村驭风计划”。叠加国家发改委、能源局提 21 条措施促进新能源行业高质量发展中提及持续提高项目审批效率。完善新能源项目投资核准（备案）制度，加强事前事中事后全链条全领域监管。依托全国投资项目在线审批监管平台，建立新能源项目集中审批绿色通道，制定项目准入负面清单和企业承诺事项清单，推进实施企业投资项目承诺制，不得以任何名义增加新能源企业的不合理投资成本。推动风电项目由核准制调整为备案制。以新能源为主体的多能互补、源网荷储、微电网等综合能源项目，可作为整体统一办理核准（备案）手续。风电项目前端周期收窄，东中南等地区项目存在时间成本与经济成本优化空间。
- 4. 老旧风机替换项目：**2021 年 12 月，国家能源局发布《风电场改造升级和退役管理办法》征求意见稿，正式为老旧风机的技改升级确定了明确可循的政策支撑。2022 年 3 月 2 日，《内蒙古自治区“十四五”可再生能源发展规划》提到，推动存量新能源升级改造，开展风电以大代小工程，鼓励对单机容量小于 1.5MW 或运行 15 年以上的风电场，进行系统升级优化改造。据风芒能源统计，截至 2018 年底 1.5MW 及以下机型装机容量为 98207.6MW，若此类风机全部退出，实施“以大换小”，并假设以 1:2 进行扩容，将产生带来 200GW 风机市场。

塔筒管桩：充分享受海风成长空间，海外市场与结构性变化拓展盈利空间。参照 2021 海风装机数据，全球海上风电装机量主要分布在中国（48%）及欧洲（44%），欧洲海上风电桩基的主要解

决方案为单桩产品，但欧洲主要桩基供应商 SIF、EEW、Bladt、Steelwind 年供应能力（设计产能）之和不足 600 根，其中 50% 的产品直径在 11m 以下，生产能力远远不能满足欧洲风机大型化所带来的大直径大吨重的产品要求，结构性缺口给我国企业带来较好渗透空间。

图 53：海风塔筒



数据来源：大金重工，东方证券研究所

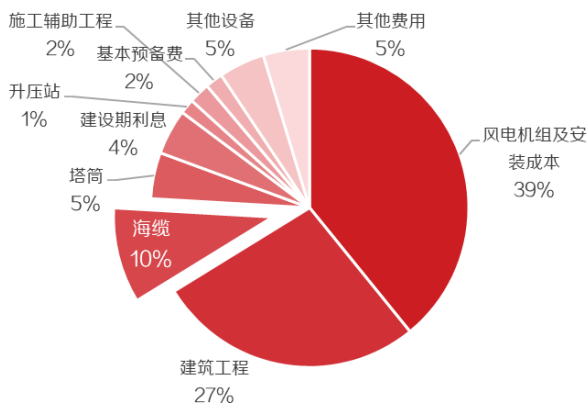
图 54：海风桩基



数据来源：海力风电，东方证券研究所

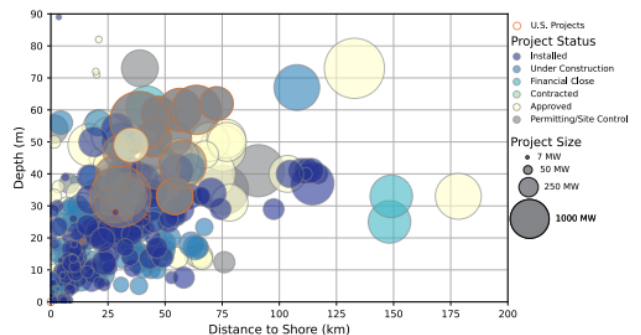
海缆：海风加速平价展望高成长，电压等级与输电距离提升展现产业成长潜力。海缆作为海上风电系统核心构成部分，龙头企业在 2021 海风抢装潮中，盈利获得比较显著增长。由于海风产业链展现出加速平价态势，十四五国内海风项目推进有望超出预期，海缆龙头低业绩预期有望被修复，叠加后续海风规划空间展现，风电海缆环节景气有望提升，静待产业利润呈现高增长，并且随着海风项目离岸距离提升，风场规模增加，海缆相关环节价值量成长性强。

图 55：广东某海上风场建设投资成本结构占比



数据来源：明阳智能，东方证券研究所

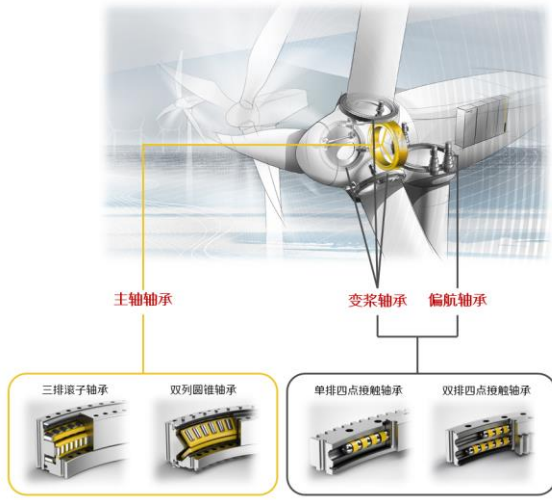
图 56：海上风电离岸距离和水深持续提升



数据来源：National Renewable Energy Laboratory (NREL)等《Offshore Wind Market Report: 2021 Edition》，东方证券研究所

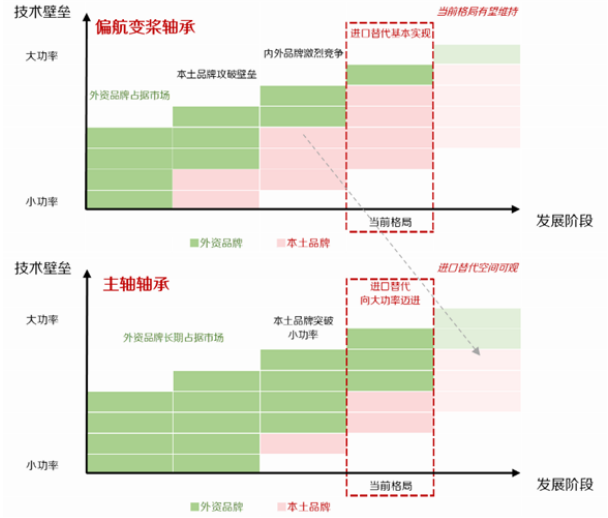
轴承：整机环节降本驱动，风电主轴轴承进口替代逻辑增强。随着国内整机环节降本压力推动国产化替代进程，作为精密件生产工艺更复杂，综合要求更高，被认为是风机国产化的核心难点之一的主轴轴承进口替代逻辑有望增强。随着例如新强联等国产品牌主轴轴承陆续通过整机厂商验证，国产化替代窗口将持续打开，叠加国内市场空间有望迎来坚定增长，风电轴承赛道龙头有望迎来“成本端修复+需求端增长”的成长逻辑。

图 57：风机大型回转支承与其常用轴承类型



数据来源：利勃海尔，新强联，东方证券研究所

图 58：风电偏航变桨轴承与主轴轴承进口替代格局



数据来源：东方证券研究所绘制

投资建议：把握行业“海风”+“海外”景气提升以及抗行业通缩风险能力强的环节

我们看好行业“海风”+“海外”景气提升以及抗行业通缩风险能力强的环节。塔筒管桩环节龙头大金重工(002487, 未评级)、海力风电(301155, 未评级)、天顺风能(002531, 未评级)、泰胜风能(300129, 未评级)、天能重工(300569, 未评级); 看好海缆环节优质格局龙头, 建议关注东方电缆(603606, 未评级)、起帆电缆(605222, 买入); 看好中游零部件景气度提升, 建议关注恒润股份(603985, 未评级)、日月股份(603218, 未评级)、金雷股份(300443, 未评级)、新强联(300850, 未评级)。

风险提示

- **光伏行业增长不及预期。**光伏装机受价格和宏观利率影响较大，叠加原材料端扩产落地节奏带有不确定性，若不及预期将影响行业整体增速。
- **储能行业增长不及预期。**储能装机受光伏、风电、电力系统等多方面影响较大，叠加产业高速增长长期存在诸多维度不确定性，若不及预期将影响行业整体增速。
- **风电行业增长不及预期。**风电装机受风机价格和宏观利率影响较大，叠加大宗原材料价格修复存在不确定性，若不及预期将影响行业整体增速。
- **能源结构转型速度不及预期。**风电光伏做为新能源发电手段，相较传统发电方式，仍存在发电稳定性与均匀性较弱的限制，若后续能源架构转型速度不及预期，或相关政策发展不及预期将影响风电光伏行业整体增速。
- **核心设条件变化影响测算结果。**预期硅料价格下跌是上述几个环节受益的基础，如果硅料价格没有下跌，意味着上述环节量和价的边际变化不大。

信息披露

依据《发布证券研究报告暂行规定》以下条款：

发布对具体股票作出明确估值和投资评级的证券研究报告时，公司持有该股票达到相关上市公司已发行股份1%以上的，应当在证券研究报告中向客户披露本公司持有该股票的情况，

就本证券研究报告中涉及符合上述条件的股票，向客户披露本公司持有该股票的情况如下：

截止本报告发布之日，日月股份(603218) 资产管理、私募业务合计持有占发行量 1%以上。

提请客户在阅读和使用本研究报告时充分考虑以上披露信息。

分析师申明

每位负责撰写本研究报告全部或部分内容的研究分析师在此作以下声明：

分析师在本报告中对所提及的证券或发行人发表的任何建议和观点均准确地反映了其个人对该证券或发行人的看法和判断；分析师薪酬的任何组成部分无论是在过去、现在及将来，均与其在本研究报告中所表述的具体建议或观点无任何直接或间接的关系。

投资评级和相关定义

报告发布日后的 12 个月内行业或公司的涨跌幅相对同期相关证券市场代表性指数的涨跌幅为基准（A 股市场基准为沪深 300 指数，香港市场基准为恒生指数，美国市场基准为标普 500 指数）；

公司投资评级的量化标准

- 买入：相对强于市场基准指数收益率 15%以上；
- 增持：相对强于市场基准指数收益率 5% ~ 15%；
- 中性：相对于市场基准指数收益率在-5% ~ +5%之间波动；
- 减持：相对弱于市场基准指数收益率在-5%以下。

未评级 —— 由于在报告发出之时该股票不在本公司研究覆盖范围内，分析师基于当时对该股票的研究状况，未给予投资评级相关信息。

暂停评级 —— 根据监管制度及本公司相关规定，研究报告发布之时该投资对象可能与本公司存在潜在的利益冲突情形；亦或是研究报告发布当时该股票的价值和价格分析存在重大不确定性，缺乏足够的研究依据支持分析师给出明确投资评级；分析师在上述情况下暂停对该股票给予投资评级等信息，投资者需要注意在此报告发布之前曾给予该股票的投资评级、盈利预测及目标价格等信息不再有效。

行业投资评级的量化标准：

- 看好：相对强于市场基准指数收益率 5%以上；
- 中性：相对于市场基准指数收益率在-5% ~ +5%之间波动；
- 看淡：相对于市场基准指数收益率在-5%以下。

未评级：由于在报告发出之时该行业不在本公司研究覆盖范围内，分析师基于当时对该行业的研究状况，未给予投资评级等相关信息。

暂停评级：由于研究报告发布当时该行业的投资价值分析存在重大不确定性，缺乏足够的研究依据支持分析师给出明确行业投资评级；分析师在上述情况下暂停对该行业给予投资评级信息，投资者需要注意在此报告发布之前曾给予该行业的投资评级信息不再有效。

免责声明

本证券研究报告（以下简称“本报告”）由东方证券股份有限公司（以下简称“本公司”）制作及发布。

本报告仅供本公司的客户使用。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。本报告的全体接收人应当采取必要措施防止本报告被转发给他人。

本报告是基于本公司认为可靠的且目前已公开的信息撰写，本公司力求但不保证该信息的准确性和完整性，客户也不应该认为该信息是准确和完整的。同时，本公司不保证文中观点或陈述不会发生任何变更，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证券研究报告。本公司会适时更新我们的研究，但可能会因某些规定而无法做到。除了一些定期出版的证券研究报告之外，绝大多数证券研究报告是在分析师认为适当的时候不定期地发布。

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，也没有考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需求。客户应考虑本报告中的任何意见或建议是否符合其特定状况，若有必要应寻求专家意见。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投资标的的邀请或向人作出邀请。

本报告中提及的投资价格和价值以及这些投资带来的收入可能会波动。过去的表现并不代表未来的表现，未来的回报也无法保证，投资者可能会损失本金。外汇汇率波动有可能对某些投资的价值或价格或来自这一投资的收入产生不良影响。那些涉及期货、期权及其它衍生工具的交易，因其包括重大的市场风险，因此并不适合所有投资者。

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，投资者自主作出投资决策并自行承担投资风险，任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

本报告主要以电子版形式分发，间或也会辅以印刷品形式分发，所有报告版权均归本公司所有。未经本公司事先书面协议授权，任何机构或个人不得以任何形式复制、转发或公开传播本报告的全部或部分内容。不得将报告内容作为诉讼、仲裁、传媒所引用之证明或依据，不得用于营利或用于未经允许的其它用途。

经本公司事先书面协议授权刊载或转发的，被授权机构承担相关刊载或者转发责任。不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

提示客户及公众投资者慎重使用未经授权刊载或者转发的本公司证券研究报告，慎重使用公众媒体刊载的证券研究报告。

东方证券研究所

地址：上海市中山南路 318 号东方国际金融广场 26 楼

电话：021-63325888

传真：021-63326786

网址：www.dfzq.com.cn

东方证券股份有限公司经相关主管机关核准具备证券投资咨询业务资格，据此开展发布证券研究报告业务。

东方证券股份有限公司及其关联机构在法律许可的范围内正在或将要与本研究报告所分析的企业发展业务关系。因此，投资者应当考虑到本公司可能存在对报告的客观性产生影响的利益冲突，不应视本证券研究报告为作出投资决策的唯一因素。