

电力设备与新能源行业研究 买入（维持评级）

行业周报

证券研究报告

新能源与电力设备组

分析师：姚遥（执业 S1130512080001）

yaoy@gjzq.com.cn

分析师：宇文甸（执业 S1130522010005）

yuwendian@gjzq.com.cn

联系人：张嘉文

zhangjiawen@gjzq.com.cn

联系人：胡竞楠

hujingnan@gjzq.com.cn

硅料库存快速下降，重视电镀铜驱动的下一轮提效降本

子行业周度核心观点：

光伏&储能：上游硅料、硅片库存快速下降，7月排产将实质性提升；组件投标价格继续走低但整体价格分布（尤其是一线报价）显著好于部分媒体渲染的“最低价”；电镀铜技术说明会引发市场对光伏电池新技术关注热度再次提升，我们认为需重视“电镀铜”作为晶硅光伏下一轮提效降本核心手段的战略定位。维持看好板块全面、可持续的情绪修复，继续建议加大光储五大主线的配置力度（增加新技术主线，详见正文）。

氢能&燃料电池：我国首个万吨级光伏制氢项目投产，大规模落地验证开启；内蒙古绿氢持续落地，强预期逐步兑现；全球最大 PEM 制氢项目落地，行业高增长态势强势明确；CCER 重启在即，碳税下绿氢加速和灰氢平价进程，国内外绿氢爆发在即，带来电解槽及配套设备的相关企业投资机会。

本周重要行业事件：

光储风：多晶硅价格基本止跌，N型料价格略有反弹，上游库存快速下降；太阳井举行电镀铜技术说明暨融资推介会；中石化新疆库车光伏制绿氢项目投产，制氢能力2万吨/年全球最大；西门子因风机质量问题撤回2023年利润指引。

氢能&燃料电池：上交所恢复捷氢科技发行上市审核；中石化内蒙古首座加氢站投运；广东省加氢站管理办法发布，允许在非化工园区建设制氢加氢一体站；全球首个万吨级风电制氢合成甲醇项目签约浙江；我国首次远距离高压纯氢管道充氢和爆破试验取得成功。

投资建议与估值

详见报告正文各子行业观点详情。

风险提示

政策调整、执行效果低于预期风险；产业链价格竞争激烈程度超预期风险。

子行业周观点详情

- **光伏&储能：**上游硅料、硅片库存快速下降，7月排产将实质性提升；组件投标价格继续走低但整体价格分布（尤其是一线报价）显著好于部分媒体渲染的“最低价”；电镀铜技术说明会引发市场对光伏电池新技术关注热度再次提升，我们认为需重视“电镀铜”作为晶硅光伏下一轮提效降本核心手段的战略定位。维持看好板块全面、可持续的情绪修复，继续建议加大光储五大主线的配置力度（增加新技术主线，详见正文）。
- 根据 PVInfolink 数据，本周多晶硅致密料价格下降 6%至 6.4 万元/吨（硅业分会口径各品类硅料价格跌幅 1%左右，已基本止跌），182 硅片价格持稳于 2.8 元/片，182/210/TOPCon 电池片价格下降 1%-3%至 0.70、0.73、0.78 元/W，PERC 组件价格下降 2%至 1.4-1.44 元/W，TOPCon 组件价格 1.55 元/W。
- 本周产业链价格触底迹象进一步得到确认，伴随部分硅料产线进入常规停产检修、推迟投产，以及今年夏季云南、内蒙、四川等硅料重点产区供电压力逐步显现所带来的限电预期，产业链基本对当前位置即为（至少是阶段性的）价格底部达成一致，反映到企业行为及产业链价格微观动态上：1）近一周硅片企业积极恢复硅料采购，硅料企业库存显著下降（部分龙头企业库存水平从月初的 3-4 周降至 6 月末的 1-2 周），硅料成交价格显著企稳，部分企业反馈 N 型料价格甚至开始小幅反弹；2）硅片大幅降价后陆续出现贸易商、电池片企业抄底，硅片库存也快速下降；3）近期开标的央企组件招标中，尽管最低投标价格屡创新低（P 型最低已跌破 1.2 元），但整体投标价格分布仍较为理性，尤其一线企业，并未完全根据当前硅料现货价格进行 100%传导的报价，反映出组件企业对后续上游价格反弹存有一定预防心理，并再次体现组件环节竞争格局（尤其是头部企业之间）或好于市场此前的悲观预期，并为组件企业 Q3 业绩继续超预期创造了一定条件。
- 6 月 29 日，太阳井举行新能源融资推介会暨技术说明会，详细披露此前客户端 200MW 电镀铜中试线验收标准及产品参数，并宣布后续有望交付 GW 级电镀铜产线。事件再次引发市场对电池环节新技术及 HJT 路线前景探讨的热度提升。
- 目前行业内 HJT 电池量产转换效率略微领先 TOPCon，但成本较高。额外成本主要由设备折旧，低温银浆，靶材构成。1）设备方面，由于 HJT 对设备的性能要求显著高于 TOPCon，因此 HJT 单位产能投资想要大幅靠近 TOPCon 难度较大；2）靶材成本为与 TOPCon 相比的纯增量；3）低温银浆，电导率低、塑型性差、接触电阻差、成本高，是 HJT 进一步降本增效的主要限制因素。
- 综上所述，我们判断电镀铜工艺的成熟是 HJT 技术大规模产业化的先决条件。铜栅线电阻率低，可减小电池串联电阻，提高输出功率，从而有效提高电池效率；同时金属材料成本低廉，有助于节约传统金属化的银浆成本；此外，铜栅线可以做的更细，高宽比更大，可以降低遮光面积及栅线电阻。若 HJT 导入电镀技术，提效幅度可达 0.3-0.5pct，且有进一步提升的空间。设备投资方面，当前电镀铜相关工艺设备投资仍需 1~1.5 亿元/GW，但根据我们对于电镀铜整线设备供应链的追踪，达到量产级别以后，相关设备投资有望下降到 6000 万/GW，基本与丝网印刷形成平替。
- 新技术的变化，始终是光伏产业进步、企业竞争力分化、以及二级市场投资机会的重要驱动力来源，在电镀铜这条主线上，我们建议重点关注：1）在 HJT 整线设备竞争力较强，且有铜电镀工艺布局的头部设备厂商：迈为股份，捷佳伟创；2）在曝光或者电镀环节较为领先的设备厂商：苏大维格，东威科技，芯碁微装，罗博特科；3）在电镀铜工艺领域研发领先的头部电池/一体化龙头：通威股份，隆基绿能。
- 重申当前板块核心观点：两周前我们详细解读了硅料价格触底对产业链基本面、市场预期将会产生的三大正面驱动力：1）订单恢复签订，国内电站市场启动交付；2）产业链底部利润逐渐进入观测窗口（大概率好于预期）；3）新能源配储启动建设，缓解消纳担忧。同时，我们也提出了推动板块股价表现的三大驱动因素（过去两周持续兑现）：1）价格跌幅收窄、上游库存回落、7月排产提升等微观边际变化；2）Q2 业绩超预期及好于预期的 Q3 业绩展望；3）从组件招投标价格等方面反映的竞争格局好于预期。
- 重申投资建议：看好板块全面、可持续的情绪修复，继续建议加大光储各细分环节配置力度。
- 四月底以来，板块已多次出现系统性反弹，充分反映市场对当前板块性价比的认可度，我们坚定看好当前位置板块反弹的持续性和可观的上涨空间（以一体化龙头估值为锚，从 10-13xPE 向 15-20xPE 修复）。综合考虑各环节长期竞争壁垒、未来景气周期波动中的盈利维持能力，以及当前的市场预期差和后续基本面边际变化，继续建议重点配置：1）一体化组件/高效电池（中长期预期差显著，但需逐季验证）；2）大储/集中式逆变器（下半年确定性加速，优选海外占比高的）；3）具备显著 α 的硅料（Q3 季度盈利触底）/硅片&设备（业务/产品线布局具备穿越周期能力）；4）盈利能力处于底部区域的辅材/耗材（最直接受益 Q3 排产提升的边际改善）；5）新技术领域关注度回升带来的预期修复。
- **氢能&燃料电池：**内蒙古绿氢持续落地，强预期逐步兑现。事件：兴安盟京能煤化工可再生能源绿氢替代示范项目-制氢部分总投资 11 亿元。项目建设规模及内容：制氢站配套 60 套 1000Nm³/h 碱性电解水制氢设备，最大生产效率为 60000Nm³/h，平均生产效率为 32400Nm³/h，年制氢 2.5 万 t。强规划逐步兑现，内蒙古引爆绿氢市场。本次项目以匹配风电制氢为主，电解槽招标规模近 0.3GW，板块强需求预期不改，项目针对下游煤化工用氢替换场景为主，绿氢针对灰氢存量市场渗透加速，针对内蒙古地区存在电消纳问题、能耗双控影响与工业化工用氢持续需求现象，风光电耦合制氢将由内蒙古引燃，板块全年预期上调兑现、内蒙古大招标落地预期兑现。

- 6月30日,中石化旗下新疆库车绿氢示范项目顺利产氢,电解水制氢能力2万吨/年、储氢能力21万标准立方米、输氢能力2.8万标准立方米/小时,电解槽、储氢罐、输氢管线等重大设备和核心材料全部实现国产化。全球最大光伏绿氢生产项目中石化新疆库车项目投产,电解槽将迎来大规模落地验证,促进我国氢能产业链发展。以电解槽为例,在该项目启动之前,国内的1000标准立方米电解槽累计需求量不到30台,而库车绿氢示范项目就需要52台,有力促进国内电解槽产业的规模化生产,也将带来更多经验与数据反推动行业进步与技术迭代发展。
- 全球最大PEM制氢项目落地,行业高增长态势强势明确。中国电建昆明院、融科氢能源有限公司将共同投资330多亿元,在乌兰察布建设年产5万吨绿氢项目,项目包含光伏风电、PEM电解槽、氢气液化。行业不确定性阴霾一扫而过,PEM进入产业化初期发展阶段。前些日针对行业订单招标不确定性问题一扫而过,内蒙古绿氢大规划项目逐步落地,招标节奏符合预期;先前招标多数针对碱槽,PEM缺乏大规模应用验证场景,此项目标志PEM进入产业化初期,产业阶段类似17-18年燃料电池,预计后续随技术迭代与成本下降,离网项目耦合PEM现象持续增多。一体化项目签约效果显著,绿氢液化项目开始落地。项目多以一体化新增装机为主,风光储氢耦合发展大势所趋,离网预期下,氢能反推风光装机逻辑开始兑现;绿氢液化一体化首次提及,一体化下液化成本大幅度降低,储运环节进入为长距离大规模运输做准备阶段,结合前些日纯氢管道验证通过,储运板块刚性需求显著。
- CCER重启在即,碳税下绿氢加速和灰氢平价进程。全国交易平台有望7月上线,环境部计划在今年年底前重启CCER,CCER管理办法即将公开征求意见,预计10月前后发布。CCER是指可抵消碳排放的、经过中国官方核证的自愿减排量,是全国碳排放权交易市场的关键补充。高排放企业在初始免费配额不够的情况下,可以从非履约企业或政府处购买配额,然后再利用购买或是自主开发的CCER项目进行部分抵扣,以达到最终实际碳排放量的抵扣,以达到“零碳”目标,避免高额罚款。CCER重启意味着国内碳市场的推进,对标欧洲碳关税的落地,以及美国IRA法案,或许力度上不如,但是向着碳交易市场的重要一步。对于氢能来说,碳市场的完善,尤其是碳税落地则将加速绿氢发展,也将促进用电端更多使用可再生能源电力。新的能源大规模应用的核心在于新能源的成本比原有能源成本更低,除绿氢自身成本受技术进步以及规模效应下带来的降本外,碳税也将抬高原有灰氢价格,绿氢平价进程将加速,结合近期内蒙古绿氢项目(5万吨+2.5万吨)的招标出台,上调全年招标预期,关注电解槽从“0”到“1”投资机会。
- 利好环节:
 - ①上游:在政策的支持与相关电解制氢项目的开展下,随着电解槽技术的突破以及副产氢的区域和资源限制,电解氢的渗透率将逐步提升,建议关注布局电解槽企业。
 - ②中游:在地方政策规划持续加码下,加氢站建设加速,为FCV的放量 and 运营做出保障,建议关注布局加氢站建设和设备企业。同时叠加订单的增长,FCV将持续放量,带动核心零部件领域放量,燃料电池核心零部件的发展将加快燃料电池产业化进程,建议关注燃料电池核心零部件头部企业IPO进度。
 - ③下游:FCV迎来放量,利好燃料电池系统及核心零部件企业。
- 风电:下游需求持稳复苏,5月新增装机2.2GW,维持全年70-80GW预测,其中海风10GW;受制于巡视组工作,零部件Q2虽出货不及预期,但排产继续维持旺盛趋势,全年保持原有装机预测,看好业绩兑现、渗透率快速提升环节;国内海风平价加速,长期渗透率提升叠加装机周期性转向成长,高景气龙头长期成长逻辑不改。
- 本周大宗商品价格小幅下行。2023年6月30日圆钢、铸造生铁、废钢、螺纹钢、玻纤、碳纤维分别为4110元/吨、3380元/吨、2690元/吨、3770元/吨、3700元/吨、118.7元/千克,周变动幅度分别为0%/0%/0%/-0.5%/-2.63%/0%。
- 西门子能源因发现风机部件磨损速度快于预期,或面临超10亿欧元维修费用,公司撤回2023财年盈利指引。西门子能源(ENR1n.DE)6月22日向监管机构提交了一份文件,申请撤回其2023财年的利润指引,主要原因为公司发现西门子歌美飒(SG)风机中的轴承、叶片等关键部件的磨损速度快于预期,公司或将为支出高达10亿欧元的维修费用。我们认为:1)西门子能源表示,由于风机零部件故障率上升,公司对现有风机产品及设计展开调查。现阶段调查发现,为保证陆风产品质量达标,需耗费或超10亿欧元的维护成本。详细信息将在三季报中披露。据路透社报道,已安装的130GW SG风机中,或有15%-30%存在相关零部件问题。联博基金欧洲资本主管,Nicholas Green表示,有运行超5年甚至10年的风机被发现质量不及预期,需替换零部件。受制于原材料成本高企以及供应链中断等问题,SG自2020年起已连续三年风机制造板块利润率为负,其中2022年达-12.9%。2)国内整机商质保期短,运营商收益率高,安全垫充分。与海外整机商需负责风电全生命周期维护不同,国内整机商质保期多为3-5年,长期运行导致的零部件过度磨损风险对国内整机商影响不大。同时,目前国内风电运营商项目IRR多数可高达10%以上,高收益率背景下,业主对项目生命周期中的维护费用支出具有较高容忍度及较充分预期。3)我国鼓励并网运行超15年的风电场进行改造升级。6月13日,能源局印发《风电场改造升级和退役管理办法》,其中表明,鼓励并网运行超过15年的风电场开展改造升级,并网运行达到设计使用年限的风电场应当退役。在风电设计使用寿命在20年的情况下,我国鼓励风电场加快改造升级速度,减少因长时间运行或将出现的零部件磨损风险。4)本次SG风机质量事件暴露或进一步促进行业关注风机及零部件质量,有利于缓解行业激烈价格竞争,利好风电产业链长远持稳发展。
- 福建2GW海风竞配要求配储10%*2h,同时申报电价占40分。据风芒能源信息,福建2GW海风竞配工作文件中要求:1)申报电价占40分。以通过资格审查的投资主体申报的平均上网电价作为基准电价(如通过资格审查的投资主体大于等于6家,去掉一个最高电价和一个最低电价后计算基准电价),基准电价得35分。其中,高于基准

电价的申报电价以 35 分为基础扣分，每高 0.001 元/千瓦时扣 0.15 分；低于基准电价的申报电价以 35 分为基础加分，每低 0.001 元/千瓦时加 0.1 分，最高为 40 分；2) 按项目规模 10%、时长 2 小时配建电化学储能，并与海上风电项目同步建成并网；3) 并网时间每逾期半年降低上网电价 0.01 元/千瓦时。我们认为：1) 福建省此次竞配细则通过去除最高最低电价后计算得出基准电价，同时在基准 35 分情况下，设置分数上限 40 分。一定程度可避免电价恶性竞争。2) 据我们统计，目前 2h 储能系统招标价格在 1-1.1 元/Wh 之间，10%*2h 配储下，单瓦成本为 0.2-0.22 元。对海风场综合建设成本影响较小。

- 业绩持续兑现下，关注业绩高弹性&高确定性环节。1) 装机逐步兑现：2023 年 1-5 月风电总装机达 16.36GW，同增 51%，创历史装机新高。预计今年全年装机 70-80GW，其中海风达 10GW。预计二季度装机持续保持高增趋势。2) 2023 年看好业绩强兑现、高弹性环节：a) 存在涨价可能性的环节。风电大部分零部件属于年度谈价，全年价格不变。因此部分谈价周期相对较短的环节预计将受益于下半年需求高增下的供需紧平衡，价格或有上涨可能性，比如塔筒、叶片等环节；b) 看好业绩强兑现环节。风电零部件龙头受益于下游需求提升、成本同比下降、产品结构向好等因素，业绩兑现确定性高。3) 未来催化：a) 零部件出货环比提升；b) 整机企业排产提升，下游装机持续释放；c) 海风招标提升。
- 海风长周期景气逻辑不改：2022 年为取消国补后的第一年，海风仍未实现全面平价，同比下降为市场早有预期的确定性事件。据我们不完全统计，2022 年海风招标规模达 16GW。考虑海风建设成本逐渐下降，2023 年海风高招标为大概率事件，预计 2023 年海风招标将达 20GW。我们预计 2023 年海风装机为 10-12GW，海风长周期景气。
- 关注业绩兑现的零部件龙头：2022 年受疫情影响，风电行业全年装机略低市场预期。叠加年初高企的原材料成本，风电零部件环节在上半年业绩表现同比均有所下降。而随着疫情缓解下游需求回暖、大宗商品价格下降，质量高、成本把控强的零部件龙头企业预计 2023 年将迎量利齐升。
- 关注运营商环节：1) 双碳目标驱动下，“十四五”新能源装机高增高确定；2) 随国家可再生能源补贴资金下发，补贴加速到位；3) 随风光进入平价时代，运营商新能源项目 IRR 可维持较高水平。
- 投资建议：预计未来风电需求持续保持高增，我们主要推荐两条主线：1) 关注业绩兑现环节，如深度受益海风高景气标的以及受益于量利齐升的零部件龙头；2) 关注渗透率提高环节，如碳纤维环节以及轴承环节。建议关注运营商环节。

推荐组合：

- 光伏：阳光电源、通威股份、天合光能、晶澳科技、TCL 中环、高测股份、双良节能、奥特维、捷佳伟创、阿特斯、晶科能源、隆基绿能、金晶科技、林洋能源、协鑫科技、金辰股份、迈为股份、昱能科技、信义储电、福斯特、信义光能、福莱特 (A/H)、大全能源 (A/美)、正泰电器、锦浪科技、固德威、禾迈股份、海优新材、新特能源、亚玛顿、信义能源。
- 储能：阳光电源、盛弘股份、南都电源、上能电气、林洋能源、科陆电子、科士达、英维克、派能科技。风电：东方电缆、日月股份、明阳智能、金雷股份、金风科技、海力风电、大金重工、中际联合、中天科技、中材科技、运达股份、中广核新能源、三峡能源、龙源电力。
- 氢能：昇辉科技、华电重工、亿利洁能、华光环能、科威尔、石化机械、厚普股份、亿华通、京城股份、致远新能、蜀道装备。
- 电力设备与工控：云路股份、望变电气、汇川技术、南网科技、国电南瑞、思源电气、四方股份、良信股份、麦格米特、宏发股份、许继电气。

产业链主要产品价格及数据变动情况及简评

光伏产业链

要点：<1>截至 6 月 21 日，本周多晶硅致密料价格下降 13%至 6.8 万元/吨，182/210 硅片价格下降 8%/10%至 2.8、4.2 元/片，182/210/TOPCon 电池片价格下降 8%-11%至 0.72、0.75、0.79 元/W，PERC 组件价格下降 1%至 1.43-1.47 元/W，TOPCon 组件价格 1.55 元/W。

<2>硅料价格跌幅趋缓：硅料价格已跌破部分企业盈亏线，跌幅趋缓，一线主流价格与二三线价差明显压缩，向下空间有限；拉晶厂逐步恢复采购，硅料行业库存下降至 6-7 万吨。

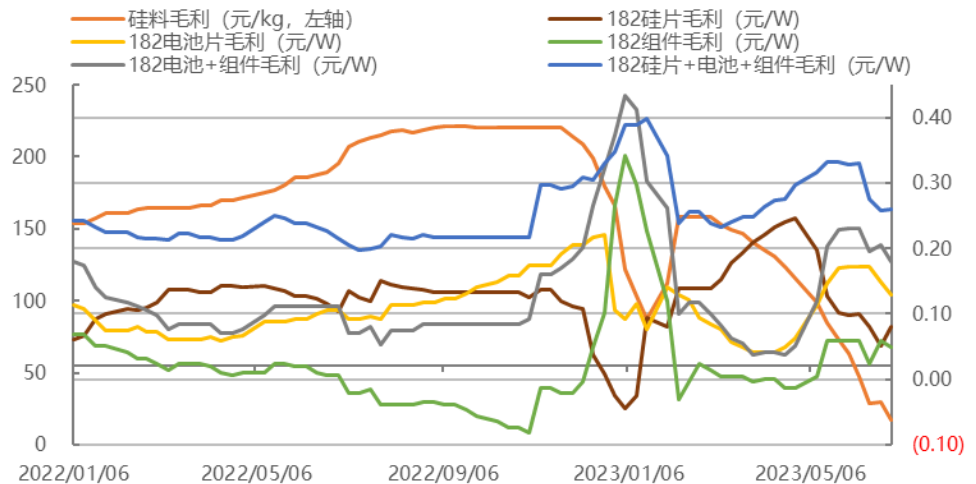
<3>硅片价格逐步稳定：硅片下行到底部后陆续出现贸易商、电池片企业抄底硅片，硅片行业库存下降至合理水平，叠加上游硅料跌幅趋缓，硅片价格逐步稳定。

<4>组件调价促进出货，一线厂家新签订单 1.35-1.38 元/W，TOPCon 价格 1.4-1.5 元/W；电池片价格小幅补跌，N/P 价差收窄至 0.08 元/W。

主产业链单位毛利趋势测算（测算值，实际因各家企业库存及技术水平不同有所差异，建议关注“变化趋势”为主）：

- 1) 硅料：价格已跌至行业平均成本，部分企业停产检修，触底迹象出现；
- 2) 硅片：价格逐步趋缓，预计盈利阶段性触底，库存及采购策略较大程度影响盈利情况；
- 3) 电池片：前期价格降幅略小支撑盈利高位，近期价格有补跌迹象；
- 4) 组件：组件报价相对坚挺，测算一体化组件维持较高盈利，Q2 一体化组件盈利或超预期。

图表1：主产业链单位毛利趋势（测算）

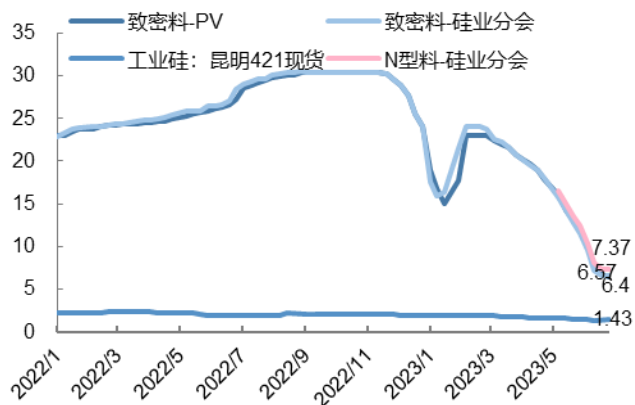


来源：硅业分会、PVInfoLink，国金证券研究所测算

注：单位毛利为测算值，实际因各家企业库存及技术水平不同有所差异，建议关注“变化趋势”为主

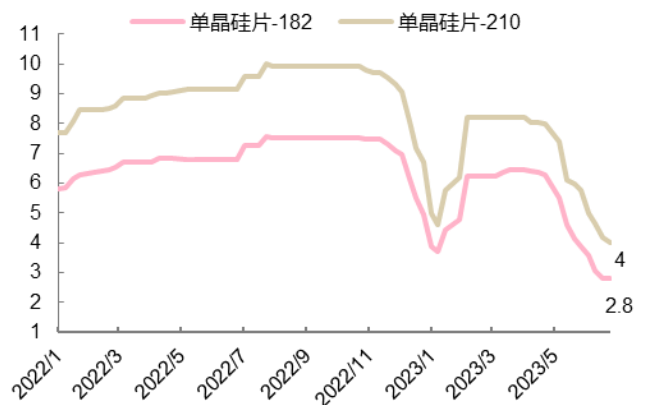
- 1) 硅料：价格跌幅趋缓。硅料价格已跌破部分企业盈亏线，跌幅趋缓，一线主流价格与二三线价差明显压缩，向下空间有限；拉晶厂逐步恢复采购，硅料行业库存下降至 6-7 万吨。
- 2) 硅片：价格止跌趋稳。硅片下行到底部后陆续出现贸易商、电池片企业抄底硅片，硅片行业库存下降至合理水平，叠加上游硅料跌幅趋缓，硅片价格逐步稳定。

图表2：多晶硅料及工业硅价格（万元/吨）



来源：PVInfoLink、硅业分会，国金证券研究所，截至 2023-6-28

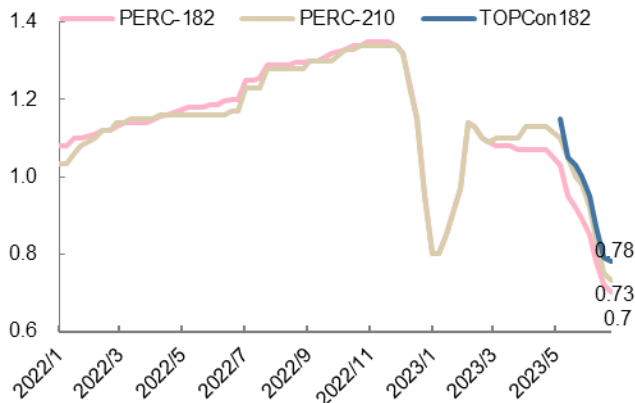
图表3：硅片价格（元/片）



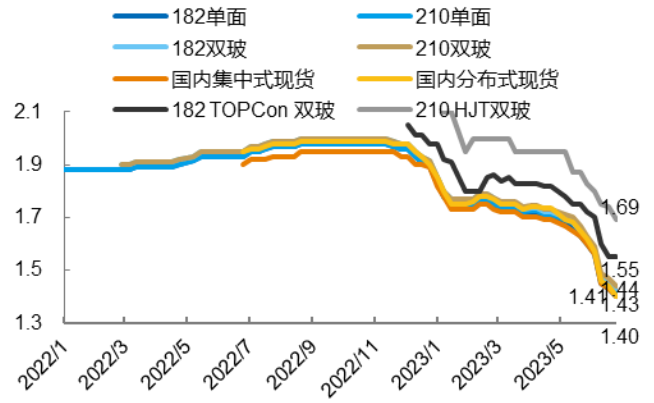
来源：PVInfoLink、硅业分会，国金证券研究所，截至 2023-6-28

- 3) 电池片：跌幅趋缓。电池片采购需求仍旺盛，价格小幅补跌；一二线企业报价区间缩小，N/P 价差略收窄至 0.08 元/W。
- 4) 组件：价格持续调整。组件执行价格区间持续扩大，持续有出清库存的状况，7 月一线厂家新签订单价格 1.35-1.38 元/W，部分二三线报价约 1.3 元，TOPCon 价格 1.4-1.5 元/W。

图表4: 电池片价格 (元/W)



图表5: 组件价格 (元/W)



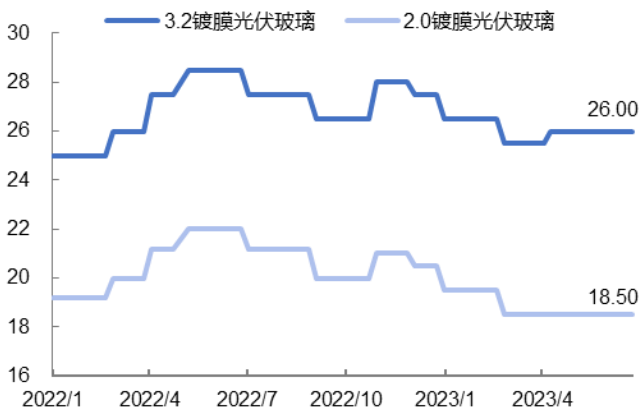
来源: PVInfoLink, 国金证券研究所, 截至 2023-6-28

来源: PVInfoLink, 国金证券研究所, 截至 2023-6-28

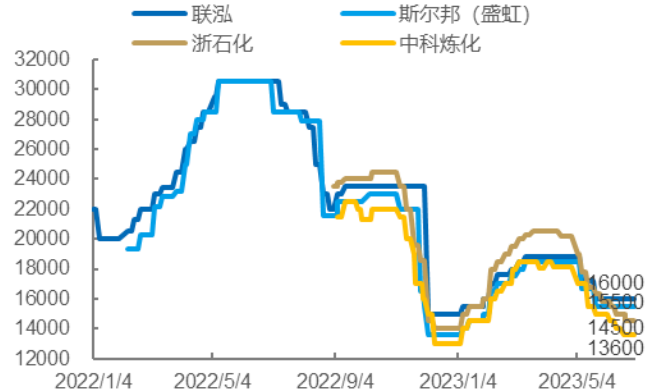
5) 光伏玻璃: 价格暂稳。下游组件排产提升, 但因组件库存较高部分厂家消化玻璃库存, 按需采购为主, 玻璃订单跟进有限, 库存处于偏高水平, 实际成交价存商谈空间。

6) EVA 树脂: 价格底部调整。下游终端需求偏弱, 虽部分装置停车检修, 但古雷石化新增产能增加供给, 光伏料价格底部调整; 6 月胶膜排产较弱, 预计 7 月订单和价格好转。

图表6: 光伏玻璃价格 (元/平)



图表7: 光伏 EVA 树脂报价 (元/吨)



来源: PVInfoLink, 国金证券研究所, 截至 2023-6-28

来源: 卓创资讯, 国金证券研究所, 截至 2023-6-30

风险提示

政策调整、执行效果低于预期: 虽然风光发电已逐步实现平价上网, 能源转型及双碳目标任务仍然高度依赖政策指引, 若相关政策的出台、执行效果低于预期, 可能会影响相关产业链的发展。

产业链价格竞争激烈程度超预期: 在明确的双碳目标背景下, 新能源行业的产能扩张明显加速, 并出现跨界资本大量进入的迹象, 可能导致部分环节因产能过剩程度超预期而出现阶段性竞争格局和盈利能力恶化的风险。

行业投资评级的说明：

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；

增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；

中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；

减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。

特别声明：

国金证券股份有限公司经中国证券监督管理委员会批准，已具备证券投资咨询业务资格。

形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证。本报告反映撰写研究人员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，国金证券不对使用本报告所包含的材料产生的任何直接或间接损失或与此有关的其他任何损失承担任何责任。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与国金证券其它业务部门、单位或附属机构在制作类似的其他材料时所给出的意见不同或者相反。

本报告仅为参考之用，在任何地区均不应被视为买卖任何证券、金融工具的要约或要约邀请。本报告提及的任何证券或金融工具均可能含有重大的风险，可能不易变卖以及不适合所有投资者。本报告所提及的证券或金融工具的价格、价值及收益可能会受汇率影响而波动。过往的业绩并不能代表未来的表现。

客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员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。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

在法律允许的情况下，国金证券的关联机构可能会持有报告中涉及的公司所发行的证券并进行交易，并可能为这些公司正在提供或争取提供多种金融服务。

本报告并非意图发送、发布给在当地法律或监管规则下不允许向其发送、发布该研究报告的人员。国金证券并不因收件人收到本报告而视其为国金证券的客户。本报告对于收件人而言属高度机密，只有符合条件的收件人才能使用。根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于 C3 级（含 C3 级）的投资者使用；本报告所包含的观点及建议并未考虑个别客户的特殊状况、目标或需要，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的建议或策略。对于本报告中提及的任何证券或金融工具，本报告的收件人须保持自身的独立判断。使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

若国金证券以外的任何机构或个人发送本报告，则由该机构或个人为此发送行为承担全部责任。本报告不构成国金证券向发送本报告机构或个人的收件人提供投资建议，国金证券不为此承担任何责任。

此报告仅限于中国境内使用。国金证券版权所有，保留一切权利。

上海	北京	深圳
电话：021-60753903	电话：010-85950438	电话：0755-83831378
传真：021-61038200	邮箱：researchbj@gjzq.com.cn	传真：0755-83830558
邮箱：researchsh@gjzq.com.cn	邮编：100005	邮箱：researchsz@gjzq.com.cn
邮编：201204	地址：北京市东城区建内大街 26 号	邮编：518000
地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号	新闻大厦 8 层南侧	地址：深圳市福田区金田路 2028 号皇岗商务中心
紫竹国际大厦 7 楼		18 楼 1806