

强于大市

光储行业 2023 年中期投资策略

经济性带来成长力量，光储需求锋芒显现

光伏需求潜力无忧，产业链价格下降有望刺激需求超预期释放，2023-2025 年需求有望超预期，中下游环节或存在超额利润空间；海外部分区域储能经济性快速显现，国内新能源配储需求开始放量，中长期趋势基本确立；国内工商业储能需求有望因电力供需偏紧、峰谷电价差拉大等因素超预期释放；维持行业强于大市评级。

支撑评级的要点

- **光伏经济性进一步凸显，全球需求有望超预期释放：**全球来看，欧洲光伏电站经济性有望改善，光伏装机量有望快速增长；美国项目储备充足，光伏需求空间无忧；国内地面电站需求蓄势待发，分布式需求持续推进。我们认为，产业链价格下降有望刺激需求超预期释放，预计 2023-2024 年全球光伏装机需求分别约 400GW、530GW，同比增速分别约 70%、33%，其中国内需求分别为 170GW、210GW，同比增速分别为 98%、24%。
- **产业链利润有望迎来再分配，关注产业链中下游与电站 EPC 环节：**硅料供给增加有望带动硅料价格下降，产业链利润或迎来再分配，供需关系与竞争格局为关键因素。分环节来看，2023 年下半年硅料价格或将阶段性企稳，具有成本优势的龙头企业有望提升市场份额；2023 年下半年石英砂供需或仍将偏紧，利润或流向保供较优的企业；2023 年下半年，电池片供给或阶段性偏紧，盈利有望阶段性保持坚挺；一体化盈利有望修复，布局全球的一体化企业优势明显；下游 EPC 盈利有望修复，电站盈利受益于需求放量。HJT 降本提效进展积极，经济性拐点临近。
- **储能：全球新型储能市场迈入快速增长期：**国内大型储能方面，2023 年 1-4 月国内储能招标与投运规模保持高景气。政策不断探索，持续推动落实新能源配储，2022 年光伏指标分配指引近两年国内储能需求高增长。此外，碳酸锂价格下降带动储能系统价格下降，储能经济性提升有望带动需求快速释放。工商业储能方面，峰谷价差拉大进一步提升工商业储能经济性，工商业储能需求蓄势待发。海外大型储能方面，全球多国加速储能建设布局，美国大型储能装机需求稳健，IRA 法案有望推动美国表前储能需求释放。户用储能方面，欧洲仍贡献主要需求，新兴市场需求有望释放。

投资建议

- 光伏需求潜力无忧，产业链价格下降有望刺激需求超预期释放，2023-2025 年需求有望超预期，中下游环节或存在超额利润空间。着眼长期建议优先布局在制造业产能释放过程中业绩有望保持较快增长的一体化组件、硅片、电站 EPC、电池片、逆变器、组件辅材等环节，此外格局较好的高纯石英砂、EVA 粒子等紧缺环节亦有业绩超预期兑现的可能；新技术方面，HJT 电池产业化快速推进，性价比拐点到来后渗透率有望提升，建议优先布局 HJT 电池生产设备环节与在电镀铜、低温银浆国产化等方面进度领先的企业，同时建议关注在电池新技术方面宽口径储备的龙头企业。
- 海外部分区域储能经济性快速显现，国内新能源配储需求开始放量，中长期趋势基本确立；国内工商业储能需求有望因电力供需偏紧、峰谷电价差拉大等因素超预期释放。当前产业链格局尚未明确，建议优先布局有能力快速兑现订单的国内大储与工商业储能标的，以及具备海外渠道积累与盈利空间的储能逆变器与户储集成环节。

评级面临的主要风险

- 价格竞争超预期；原材料价格出现不利波动；国际贸易摩擦风险；技术迭代风险；新型电池技术性价比不达预期；新能源政策风险；消纳风险。

相关研究报告

《新能源汽车行业动态点评》20230605
《电力设备与新能源行业 6 月第 1 周周报》
20230604
《风电行业动态点评》20230601

中银国际证券股份有限公司
具备证券投资咨询业务资格
电力设备

证券分析师：李可伦
(8621)20328524
kelun.li@bocichina.com
证券投资咨询业务证书编号：S1300518070001

联系人：李天帅
tianshuai.li@bocichina.com
一般证券业务证书编号：S1300122080057

目录

光伏需求：全球市场多点开花，地面电站需求有望快速增长	6
欧洲需求：光伏需求快速增长，海外地面电站需求有望放量	6
美国需求：贸易保护限制仍在，需求空间无忧	10
国内需求：地面电站需求有望释放，分布式持续推进	14
光伏产业链利润迎来再分配，关注产业链中下游与电站环节	23
产业链利润或迎来再分配，供需关系与竞争格局为关键因素	23
硅料：2023 年下半年硅料价格或将阶段性企稳，关注具有成本优势的龙头企业	24
硅片：23 年下半年石英砂供需或仍将偏紧，利润或流向保供较优的企业	25
电池片：2023 年下半年供给或阶段性偏紧，盈利有望阶段性保持坚挺	28
组件：一体化盈利有望修复，布局全球的一体化企业优势明显	32
组件辅材：2024 年 EVA 粒子供需或阶段性偏紧	34
电站 EPC 环节：EPC 盈利有望修复，电站盈利受益于需求放量	35
光伏新技术：打开新空间，创造新格局	36
HJT：降本提效进展积极，经济性拐点临近	36
储能：全球新型储能市场迈入快速增长期	39
国内储能：大型储能需求保持高景气，工商业储能需求蓄势待发	40
海外大型储能：全球加速布局，IRA 法案有望推动美国大储需求快速增长	44
户用储能：欧洲仍贡献主要需求，新兴市场需求释放	46
全球储能需求展望：预计全球储能装机需求将保持快速增长	47
投资建议	49
风险提示	50

图表目录

图表 1. 欧洲新增光伏装机	6
图表 2. 主要欧洲国家 2021 年-2022 年新增光伏装机.....	6
图表 3. 2022 年欧洲主要国家新增光伏装机占比.....	6
图表 4. 未来 4 年欧洲光伏装机预测.....	6
图表 5. 欧洲组件进口量及增速.....	7
图表 6. 欧洲 2022-2030 年装机量预测.....	7
图表 7. 欧洲光伏电站系统成本组成.....	8
图表 8. 德国组件价格与上网电价的敏感性分析.....	8
图表 9. 法国组件价格与上网电价的敏感性分析.....	8
图表 10. 欧盟紧急规定具体内容.....	9
图表 11. 反规避调查重要时间节点及事件	10
图表 12. 2001 年至今美国清洁能源新增装机量.....	11
图表 13. IRA 法案后 ITC 税收比例变化.....	11
图表 14. IRA 法案对美国光伏装机量的影响.....	12
图表 16. 美国户用光伏装机量预测与潜在空间.....	13
图表 17. 2021 年美国电力结构.....	14
图表 18. 2035 年美国电力结构预测.....	14
图表 19. 国内地面电站组件价格与年利用小时数的敏感性分析.....	14
图表 20. 2022 年至今国内光伏月度新增装机量.....	15
图表 21. 国内光伏组件月度定标量与定标均价.....	15
图表 22. 新型电力系统“三步走”发展路径	16
图表 23. “三交九直”特高压交流工程建设进展.....	17
图表 24. “三交九直”特高压直流工程建设进展.....	17
图表 26. 《农村能源革命试点县建设方案》与分布式光伏建设相关目标与表述 ...	20
图表 30. 全球光伏新增装机	22
图表 31. 2022 年光伏产业链主要环节产能	23
图表 32. 2022 年前三季度主产业链各环节代表企业净利率	23
图表 33. 2021 年硅片行业竞争格局.....	23
图表 34. 2021 年电池片行业竞争格局	23
图表 35. 2022 年至今多晶硅价格.....	24
图表 36. 2022-2023 年硅料月度有效产能（未考虑检修与流转库存影响）与装机需求对比	25
图表 37. 2022 年至今硅片价格.....	26
图表 38. 2023 年全球石英砂产能对应月度硅片产出量——不同进口砂用量占比假设.....	27
图表 39. 光伏主产业链各环节产能（硅片产能替换为石英砂产能）	27

图表 41. 2014-2021 年电池片新增产能及增速	29
图表 42. 2014-2021 年电池片产能利用率	29
图表 43. 大尺寸 PERC 季度产能与环比增速	29
图表 44. 中国组件出口量与增速	29
图表 45. 2022 年至今电池片价格	30
图表 46. 电池片环节产能预测（乐观假设）	30
图表 47. 不同假设下电池片新增产能预测	30
图表 48. 光伏主产业链各环节产能（包含辅材石英砂对应的硅片产出）	31
图表 49. 电池新技术产能及预测	31
图表 50. 2020 年以来硅料价格、月度国内装机与组件出口同比增速的变化情况 ..	32
图表 51. 2022 年区域-项目量价分布图	32
图表 52. 2022 年至今组件价格	33
图表 53. 组件原材料（价格变化较大的品种）成本变化与组件价格变化对比	34
图表 54. 2022-2025 年全球 EVA 树脂产能汇总	35
图表 55. 光伏级 EVA 粒子需求测算	35
图表 56. 迈为股份 26.41% 转换效率电池参数	36
图表 57. HJT 电池非硅成本拆分及其目标	37
图表 58. HJT 产能规模与设备市场空间预测	38
图表 59. 2022 年全球电力储能市场装机结构	39
图表 60. 2022 年全球新型储能装机结构（按技术分类）	39
图表 61. 2011-2022 年全球新型储能市场累计装机规模及增速	39
图表 62. 2011-2022 年全球新型储能新增装机规模及增速	40
图表 63. 2022 年全球新增投新型储能项目的地区分布	40
图表 64. 2022 年中国电力储能市场装机结构	40
图表 65. 2022 年中国新型储能装机结构（按技术分类）	40
图表 66. 2011-2022 年中国新型储能累计装机规模及增速	40
图表 67. 2013-2022 年中国新型储能新增装机规模及增速	40
图表 68. 2023Q1 国内储能招标项目规模	41
图表 69. 2023Q1 中国月度新增投运新型储能项目规模	41
图表 70. 2023Q1 国内新增新型储能项目应用分布	41
图表 71. 2023Q1 国内用户侧储能应用分布	41
图表 72. 部分省份新型储能政策	42
图表 73. 2022 年至今碳酸锂价格走势	43
图表 74. 2022 年至 2023 年 4 月储能系统与 EPC 中标均价	43
图表 75. 2022 年与 2023 年上半年平均最大峰谷价差	44
图表 76. 2017 年-2022 年美国新增储能装机规模	45
图表 77. 2022 年美国装机规模结构	45
图表 81. 德国、英国、意大利三国居民电价走势	46
图表 82. 欧盟 27 国天然气价格走势	46

图表 83. 欧洲户用储能 IRR 弹性测算.....	47
图表 84.2020-2030 年南非储能新增装机情况	47
图表 85.2023-2025 年主要中国、美国和欧洲储能装机需求预测	48
附录图表 86. 报告中提及上市公司估值表	51

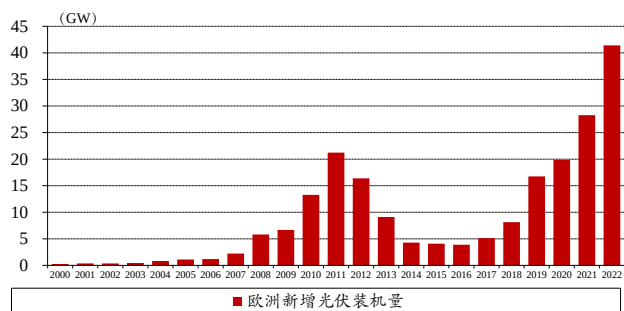
光伏需求：全球市场多点开花，地面电站需求有望快速增长

欧洲需求：光伏需求快速增长，海外地面电站需求有望放量

2022 年，欧洲新增光伏装机量快速增长：2022 年，俄乌冲突下欧盟与俄罗斯关系趋于恶化，引发欧洲各国的能源供应危机，部分地区能源价格迅速抬升，欧洲对光伏装机需求快速增长。根据 Solar Power Europe 数据，欧盟 2022 年的光伏新增装机容量达到 41.4GW，同比增长 47%，其中分布式光伏新增装机约 25GW，集中式光伏装机约 17GW。至 2022 年底欧洲累计光伏装机达到 208.9GW。其中，德国在新装机容量方面处于领先地位，2022 年新增光伏装机 7.9GW，同比增长 32%，占比 19%。其次西班牙新增装机 7.5GW，同比增长 56%，占比 18%；波兰新增装机 4.9GW，同比增长 29%，占比 12%；荷兰、法国新增装机 4GW、2.7GW，同比增长 11%、-4%，占比 10%、7%。欧洲排名前十的新增装机国家均已成为 GW 级市场。

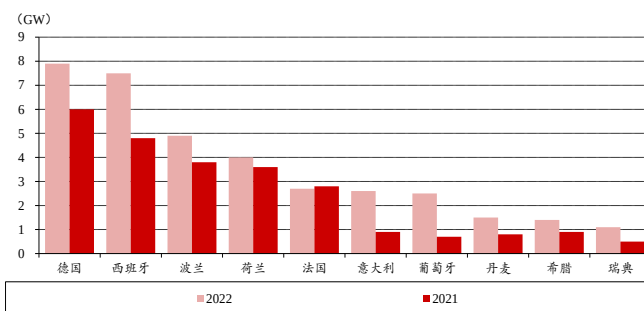
预计 2023 年欧洲光伏需求仍将保持高增长态势：根据 SolarPower Europe 的预测，预计 2023 年欧盟光伏装机容量将超过 50GW，乐观性预测情景下达到 67.8GW，同比增长超过 60%。在乐观情况下，SolarPower Europe 预计欧洲 2026 年将会有近 120GW 光伏新增装机量。

图表 1. 欧洲新增光伏装机



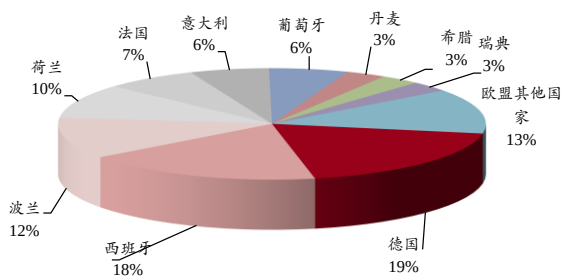
资料来源：SolarPower Europe，中银证券

图表 2. 主要欧洲国家 2021 年-2022 年新增光伏装机



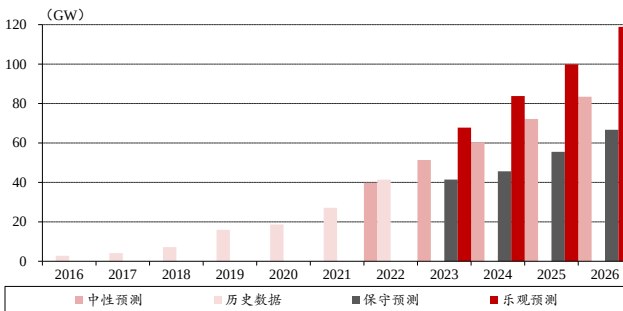
资料来源：SolarPower Europe，中银证券

图表 3. 2022 年欧洲主要国家新增光伏装机占比



资料来源：SolarPower Europe，中银证券

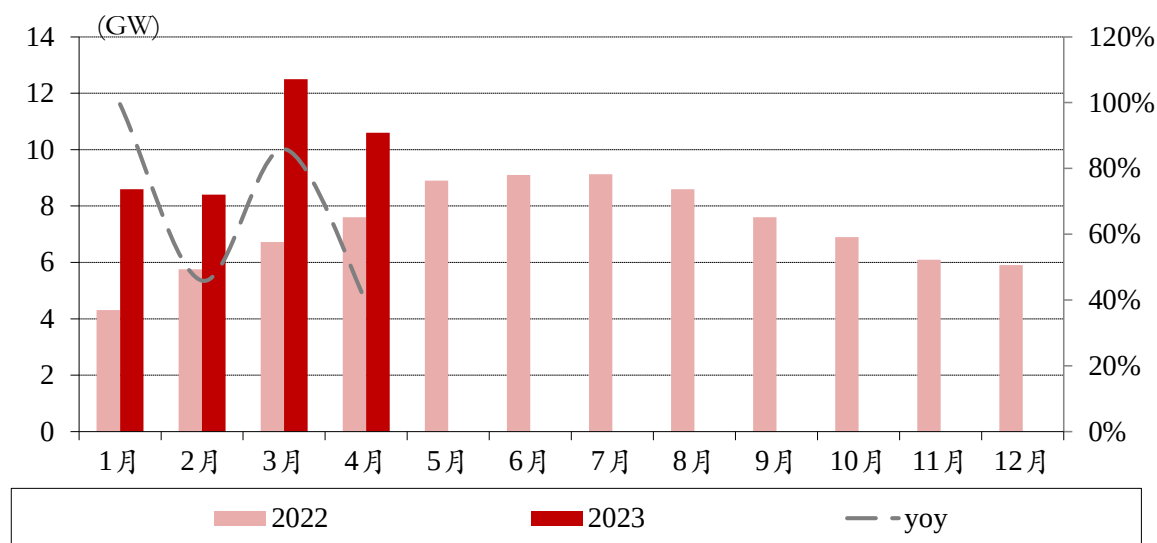
图表 4. 未来 4 年欧洲光伏装机预测



资料来源：SolarPower Europe，中银证券

2023 年，欧洲组件进口量延续高增长：根据 InfoLink Consulting 数据，2023 年 1-4 月，欧洲累积从中国进口组件 40.10GW，1-4 月累计组件进口量同比增速达到 64%，其中一季度进口中国光伏组件高达 29.5GW，同比增长 77%。2023 年年初至今，欧洲市场对组件需求延续了去年高增长的趋势，甚至在传统淡季的一季度，欧洲市场对组件需求就超过 2022 年旺季的水平，充分体现欧洲市场需求的景气度。

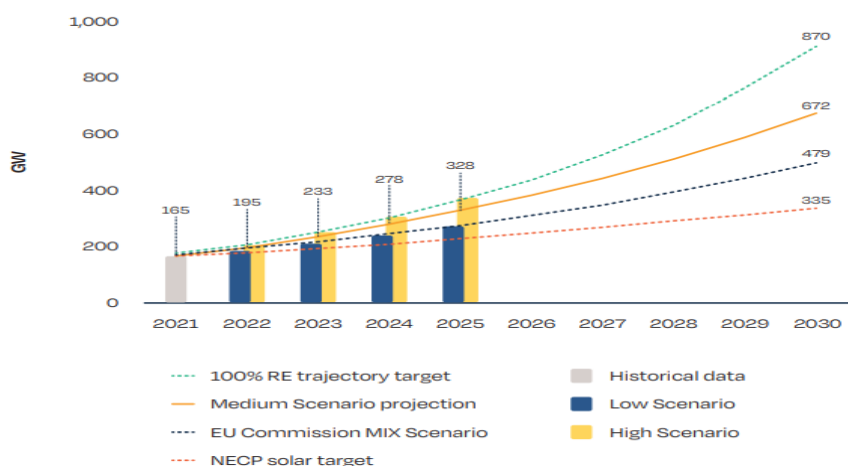
图表 5. 欧洲组件进口量及增速



资料来源: InfoLink Consulting, 中银证券

欧盟官方已给出年均45GW的装机目标,实际上量可能更为激进:2022年5月18日,欧盟REPowerEU计划落地,文件提出为减少对俄罗斯化石燃料依赖,并在2027年前实现能源独立,将快速推进绿色能源转型。该计划将欧盟2030年可再生能源的总体目标从40%上调至45%,并提出到2025年,光伏累计装机量应达到320GW,到2030年光伏累计装机量达到600GW,即2022-2025年光伏年均装机35-40GW,2022-2030年年均装机45-50GW,累计装机量的年均复合增速约15.42%。而根据Solar Power Europe在《2021-2025欧洲光伏市场展望》的测算,若要在2030年实现45%的清洁能源占比,则到2030年欧盟光伏累计装机量应达到870GW,对应2022-2030年年均装机75-80GW,累计装机量的年均复合增速达到20.29%。

图表 6. 欧洲 2022-2030 年装机量预测

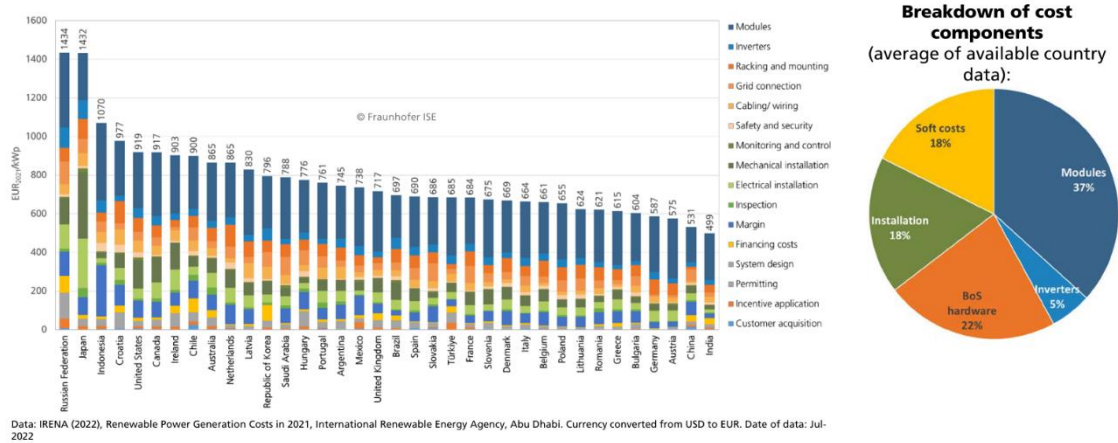


资料来源: Solar Power Europe, 中银证券

经济性改善加速欧洲地面电站光伏装机量增长

组件价格下行带动欧洲光伏电站经济性显著改善,推动装机量快速增长:硅料价格高企的情况下,光伏组件成本成为欧洲光伏地面电站总成本的重要组成部分。根据IRENA数据,2021年欧洲主要国家光伏电站综合成本位于570-700欧元/kW的区间,组件成本占比高达37%。我们认为,随着硅料价格下降带动组件价格回落,欧洲光伏地面电站的收益率将进一步提升,推动地面电站装机量快速增长。根据我们的测算,按照当前电价,当组件价格由0.24欧元/W下降到0.2欧元/W,德国地面电站IRR将由8.26%提升到9.86%,收益率水平显著提升。

图表 7. 欧洲光伏电站系统成本组成



资料来源: IRENA, 中银证券

图表 8. 德国组件价格与上网电价敏感性分析

		组件价格 (€/W)									
		0.19	0.20	0.21	0.22	0.23	0.24	0.25	0.26	0.27	0.28
上网电价 (€/kWh)	0.040	4.59%	4.28%	3.99%	3.70%	3.43%	3.16%	2.90%	2.65%	2.39%	2.14%
	0.045	6.39%	6.05%	5.71%	5.39%	5.08%	4.78%	4.49%	4.21%	3.94%	3.67%
	0.050	8.30%	7.91%	7.53%	7.17%	6.82%	6.48%	6.16%	5.84%	5.54%	5.24%
	0.055	10.30%	9.86%	9.44%	9.03%	8.64%	8.26%	7.90%	7.55%	7.21%	6.88%
	0.060	12.40%	11.91%	11.43%	10.98%	10.54%	10.12%	9.72%	9.33%	8.95%	8.58%
	0.065	14.59%	14.04%	13.52%	13.01%	12.52%	12.06%	11.61%	11.17%	10.76%	10.35%
	0.070	16.86%	16.25%	15.67%	15.11%	14.58%	14.06%	13.57%	13.09%	12.63%	12.19%
	0.075	19.21%	18.54%	17.90%	17.29%	16.70%	16.13%	15.59%	15.07%	14.57%	14.08%
	0.080	21.60%	20.88%	20.19%	19.53%	18.89%	18.27%	17.68%	17.11%	16.56%	16.03%
	0.085	24.06%	23.28%	22.53%	21.81%	21.12%	20.45%	19.82%	19.20%	18.61%	18.04%
	0.090	26.58%	25.73%	24.92%	24.14%	23.39%	22.68%	21.99%	21.33%	20.69%	20.08%

资料来源: 中银证券

图表 9. 法国组件价格与上网电价敏感性分析

		组件价格 (欧元/W)									
		0.19	0.20	0.21	0.22	0.23	0.24	0.25	0.26	0.27	0.28
上网电价 (€/kWh)	0.050	2.47%	2.18%	1.89%	1.60%	1.30%	0.99%	0.67%	0.36%	0.05%	-0.26%
	0.055	4.18%	3.87%	3.56%	3.27%	2.98%	2.70%	2.42%	2.14%	1.87%	1.60%
	0.060	5.95%	5.60%	5.27%	4.95%	4.63%	4.33%	4.03%	3.74%	3.45%	3.17%
	0.065	7.81%	7.43%	7.07%	6.71%	6.36%	6.02%	5.69%	5.38%	5.06%	4.76%
	0.070	9.77%	9.35%	8.94%	8.55%	8.17%	7.80%	7.44%	7.09%	6.75%	6.42%
	0.075	11.82%	11.36%	10.91%	10.48%	10.05%	9.65%	9.25%	8.87%	8.49%	8.13%
	0.080	13.95%	13.44%	12.95%	12.48%	12.02%	11.57%	11.14%	10.73%	10.32%	9.92%
	0.085	16.19%	15.63%	15.09%	14.56%	14.06%	13.57%	13.10%	12.64%	12.20%	11.77%
	0.090	18.49%	17.89%	17.30%	16.74%	16.19%	15.65%	15.14%	14.64%	14.16%	13.69%
	0.095	20.86%	20.21%	19.57%	18.96%	18.37%	17.80%	17.25%	16.71%	16.18%	15.68%
	0.100	23.31%	22.60%	21.91%	21.25%	20.61%	20.00%	19.40%	18.82%	18.26%	17.72%

资料来源: 中银证券

欧洲各国多措并举，加速光伏装机

面对能源短缺挑战，欧洲多国加大对光伏的支持力度：

- 1) **德国**：2023 年 1 月，在 2023 年的可再生能源项目招标之前，德国联邦网络局决定上调屋顶太阳能和风能的最高电价以提升招标量实现可再生能源目标。2023 年德国屋顶太阳能光伏系统新的最高电价定为 0.1125 欧元/kWh（合 0.12 美元/kWh），陆上风电价格将为 0.073 欧元/kWh（合 0.77 美元/kWh）。当前，联邦议院（德国联邦议会）已授予联邦网络局更高的许可范围，可将最高增幅上调至 25%，而此前的增幅上限是 10%。在此政策的推动下，德国光伏装机与招标量快速增长。根据联邦网络局数据，德国 2023 年一季度新增光伏装机量超过 2.6GW。且在德国政府的最新招标中，4 月初招标的 1.95GW 太阳能地面项目出现了 47% 的超额投标。

为实现 2030 年 80% 的电力消费由可再生能源覆盖的目标，德国联邦经济事务和气候行动部（BMWK）决定从 2026 年起，每年增加约 11GW 的地面光伏系统。由于无补贴的开放空间系统的逐渐增加，未来一半的扩建项目将建在空地上。另外，从 2026 年起，BMWK 计划每年增加约 11GW 的光伏屋顶系统。
- 2) **法国**：法国强制要求拥有 80 个以上停车位的大型户外停车场在 2026 年 7 月 1 日前须安装光伏顶棚。这项法国法律草案中的其他措施包括提高对新建非住宅屋顶光伏安装的要求，即将屋顶光伏安装比例从目前的 30% 提高至 50%。
- 3) **希腊**：希腊政府将为家庭和农民提供 2.38 亿欧元的补贴用于安装太阳能系统与储能电池，这一计划将持续至 2024 年 6 月底或至补贴用完。有资格获得补贴的最高装机容量为 10.8kW，电池最高可达 10.8kWh。家庭必须安装带有储能电池的光伏系统，而农民可以在两种方案之间做出选择。光伏系统可以放置在屋顶、建筑物辅助区域、农业用地或地面上。
- 4) **欧盟**：2023 年 3 月，欧洲议会正式通过了提高翻新率、减少能源消耗和温室气体排放的措施草案《建筑物能源性能指令》，该《指令》规定，至 2028 年，所有新建筑必须使用太阳能屋顶系统；至 2032 年，翻新的户用建筑必须使用太阳能屋顶系统。

欧盟设置分布式项目最长并网期限并简化并网流程，欧洲新能源装机有望提速：2022 年年底，欧盟委员会提出一项临时紧急规定，计划取消许可和开发的复杂行政条款，允许可再生能源项目快速投运。根据该提案，安装在人造设施（建筑物、停车场、交通基础设施、大棚）以及共址储能系统中的太阳能光伏的并网许可期限最长为一个月。在无需进行某些环境评估的条件下，引用“积极行政沉默”的理念，这些措施还将豁免这类设施以及容量低于 50kW 的太阳能电站。同时，欧盟将进一步简化现存可再生能源项目改造的审批流程，最长审批时限将设置为 6 个月。如果改造后发电增量不超过原始容量的 15%，改造项目还将获得更为简化的并网程序。此前，受欧洲国家生态红线、当地居民反对等因素影响，欧洲可再生能源项目经常会出现严重延迟的现象，多国无法达成既定的可再生能源发展目标。以希腊为例，希腊风能协会给出的风电项目平均审批年限甚至可以达到 8 年以上。欧盟设置可再生能源并网最长期限有望带动欧洲光伏装机进一步提速。

图表 10. 欧盟紧急规定具体内容

序号	紧急规定具体举措
1	临时放宽建设可再生能源电厂所需的环保要求、简化审批手续、设置最长审批时限
2	现有可再生能源电厂如果要增加产能或恢复生产时，所需的环评标准也可以暂时放宽，审批手续简化
3	在建筑上安装太阳能发电装置最长审批时限不得超过一个月
4	现有的可再生能源电厂申请增产或复产时最长审批时限不得超过六个月
5	建设地热电厂的最长审批时限不得超过三个月
6	新建或扩建这些可再生能源设施原来所需的环保、动保和公共利益保护标准都可以暂时放宽等

资料来源：PV-Tech，中银证券

欧盟发布《净零工业法案》与《关键原材料法案》，寻求可再生能源独立：2023 年 3 月 16 日，欧盟委员会（EC）发布了《净零工业法案》，该法案旨在扩大包括风力涡轮机、电池、热泵、太阳能电池板、可再生氢等清洁能源技术的制造规模，提升欧盟制造净零技术的竞争力，并确保至 2030 年，欧盟至少 40% 的清洁技术需求可以通过本土生产来满足。同时，该法案旨在减少“欧盟对高度集中进口的依赖”。此外，欧盟委员会还发布了《关键原材料法案》，该法案旨在确保欧盟能够获得安全的、多样化的、负担得起的和可持续的关键原材料供应，以实现关键原材料进口的多样化。欧盟计划到 2030 年，每年至少 10% 的关键原材料提取、40% 的关键原材料的加工、15% 的关键原材料回收来自欧盟内部。同时规定来自单一第三方国家的战略原材料消耗量不应超过 65%。我们认为，两项法案彰显了欧盟需求可再生能源独立的决心，国内光伏制造企业出海欧洲布局本土产能或将提速。

美国需求：贸易保护限制仍在，需求空间无忧

贸易保护限制仍然存在

国会未通过暂停两年征收太阳能新关税的美国国会审查法案（CRA）：当地时间 4 月 29 日，美国众议院以 221 票对 202 票通过正式批准启动名为“废除拜登总统令 - 2022 年 6 月起两年暂停征收新光伏关税”的国会审查法案（CRA）。美国的 CRA 法律允许国会以简单多数推翻联邦规则，联邦规则包括总统发布的无需批准即可实施的总统令。当地时间 5 月 3 日，美国参议院以 56 票对 41 票通过了取消关税豁免的决议。美东时间 5 月 16 日，美国总统拜登正式否决了取消东南亚四国太阳能组件关税的法案的决议。当地时间 5 月 24 日，在美国国会发起的对拜登行使否决权的再投票中，最终投票结果是 214 票支持、205 票反对。众议院未能获得“推翻总统否决国会审查法案”立法所必需的三分之二多数，拜登于 2022 年 6 月 7 日发布的“豁免东南亚四国光伏组件 2 年关税”的决定继续有效。我们认为，拜登关税法案最终投票结果落地，有望打消产业对追缴关税的顾虑，后续国内对美组件出口有望保持正常节奏。

图表 11. 反规避调查重要时间节点及事件

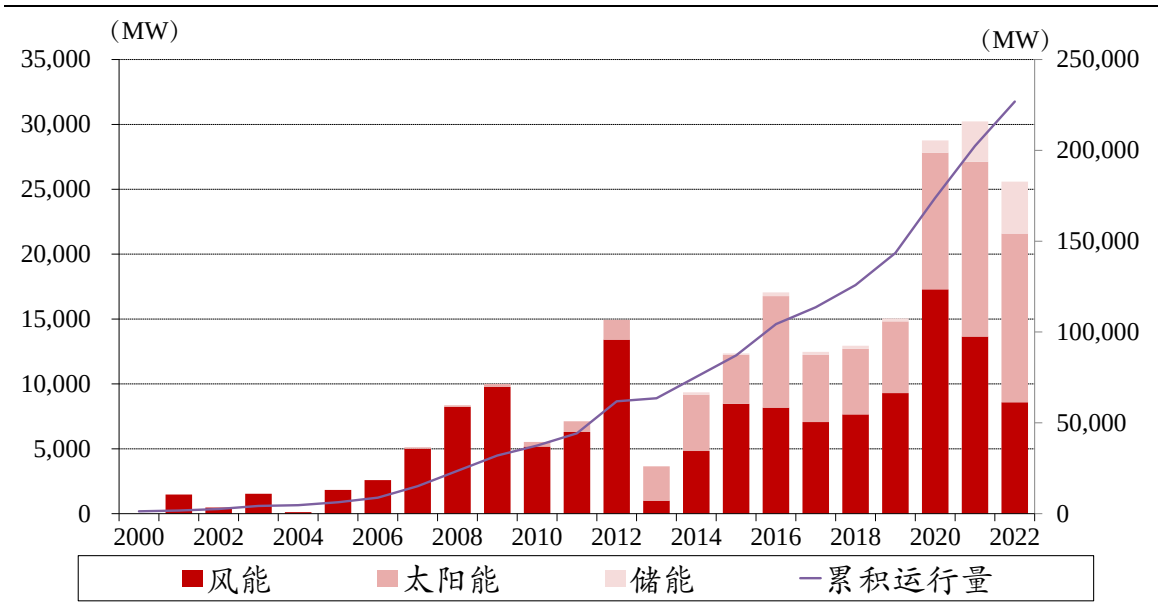
日期	事件
2022 年 2 月 8 日	Auxin 公司要求对生产或组装于柬埔寨、马来西亚、泰国、越南的晶硅光伏电池和组件发起反规避调查
2022 年 3 月 25 日	美国商务部确认发起反规避调查
2022 年 5 月 2 日	美国商务部就反规避调查相关方征求意见与有关事实；同时明确此次调查范围，即使用中国境外所产硅片的产品不受调查约束
2022 年 6 月 6 日	拜登政府发布最终规定：即使被认定存在规避行为，在 2022 年 6 月 6 日至 2024 年 6 月 6 日期间进口的东南亚光伏电池和组件也会被豁免双反税，但要求在截止日后 180 天内完成组件装机。
2022 年 12 月 2 日	初裁结果发布：晶科、New East、韩华、Boviet 被确定没有规避双反关税，隆基、天合、阿特斯、比亚迪被定性存在规避。
2023 年 4 月 29 日	美国众议院以 221 票对 202 票通过正式批准启动名为“废除拜登总统令 - 2022 年 6 月起两年暂停征收新光伏关税”的国会审查法案（CRA）
2023 年 5 月 3 日	美国参议院以 56 票对 41 票通过了取消关税豁免的决议。
2023 年 5 月 16 日	美国总统拜登正式否决了取消东南亚四国太阳能组件关税的法案的决议。
2023 年 5 月 24 日	在美国国会发起的对拜登行使否决权的再投票中，最终投票结果是 214 票支持、205 票反对。众议院未能获得“推翻总统否决国会审查法案”立法所必需的三分之二多数

资料来源：美国商务部，中银证券

UFLPA 法案仍然限制国内组件出口美国：UFLPA 法案于 6 月 21 日生效后，组件多次被拘留。根据 CBP 数据，2022 年全年，受到 UFLPA 的影响，大约 2GW 的光伏组件在美国边境被扣留，共计 1423 批。根据 CBP 最新数据，2023 年 1-2 月，另有 204 批货物（约 410MW 组件，价值 1.34 亿美元）被美国海关扣留。所有被扣留的产品中，约 41% 最终被放行，但仍有 58.2% 的货物在等待 CBP 或进口商采取行动，只有 0.8% 的被扣货物被拒。从数据看，扣留趋势正在下降，从 2022 年第三季度的约 1300MW 降至 2022 年四季度的约 700MW，但 UFLPA 法案仍然是影响国内组件进口美国的重要因素。

贸易壁垒等多种因素导致美国清洁能源装机需求不如预期：根据 ACP 数据，2022 年美国清洁能源新增装机量超过 25GW，同比下降超过 15%，其中光伏新增装机量接近 13GW，同比下降超过 3%。2023 年一季度美国清洁能源装机（4079MW）与去年同期相比下降了 36%。近五年来美国首次出现了综合装机容量的下降，2023 年一季度装机量也是近三年来装机量最低的第一季度。导致美国装机量放缓的原因主要是延误，延误影响了超过 50GW 的后期开发项目。至 2023 年一季度末，共计有 63.3GW 的项目出现延误。而太阳能则面临更为严重的延误情况，预计 2023 年一季度上线的 7.3GW 容量会出现停滞。根据 ACP 数据，这些项目平均面临 6 个月或更长的延误。项目延误的主要原因包括并网许可时间不明确、贸易政策不确定、输电线路短缺、太阳能组件采购困难、IRA 实施问题以及待并网排队等。根据 ACP 数据，截至 2022 年底，等待并网的项目超过 1741GW。

图表 12. 2001 年至今美国清洁能源新增装机量



资料来源：ACP，中银证券

IRA 法案刺激光伏需求释放，美国项目储备充足、需求空间无忧

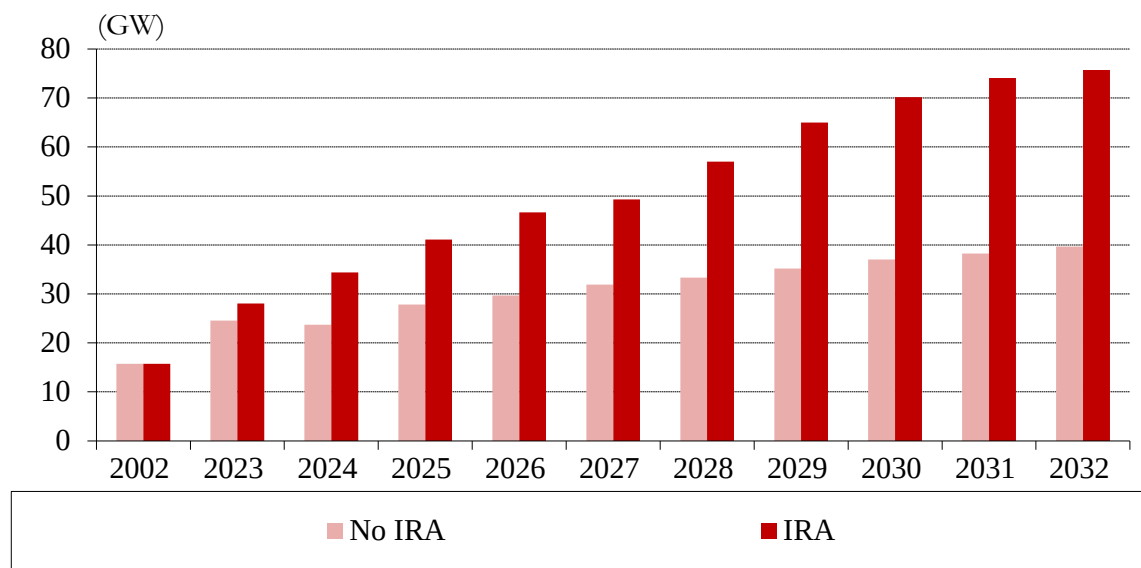
美国通过《降低通胀法案》，有望刺激美国光伏需求释放：2022 年 8 月 16 日，拜登总统签署了《降低通货膨胀法案》（IRA），该法案计划将 2025 年 1 月 1 日前开始建设的光伏项目的 ITC 税收减免力度恢复至 30%；同时还计划通过提供 10 年消费者税收抵免的方式鼓励安装屋顶光伏等。我们认为上述法案如获通过，将有助于降低美国光伏的终端价格，提升其经济性，刺激需求释放。根据 Wood Mackenzie 的预测，与无 IRA 情景相比，IRA 将在未来 10 年内额外驱动 222GW 光伏装机。

图表 13. IRA 法案后 ITC 税收比例变化

(%)	2022	2023	2024	2025	2026	2027
过去针对户用光伏项目 ITC	26	22	0	0	0	0
过去针对地面电站、工商业光伏项目 ITC	26	22	10	10	10	10
IRA 下：针对户用光伏项目 ITC	30	30	30	30	30	30
IRA 下：针对工商业和集中式光伏项目 ITC						
项目 < 1MW	30	30	30	30	30	30
项目 ≥ 1MW	30	30	30	30	30	30

资料来源：Wood Mackenzie，中银证券

图表 14. IRA 法案对美国光伏装机量的影响



资料来源: Wood Mackenzie, 中银证券

美财政部出台 IRA 制造激励细则，光伏组件主要部件需本土制造：当地时间 5 月 12 日，美国财政部发布了关于 IRA 本土制造激励的初步指导细则。细则指出，需满足一定条件才算美国本土制造，才将获得税收抵免、美国本土成分奖励适用于使用规定数量的国内生产的钢、铁和制成品建造的项目。本土制造指引标明的细则表现为：所有用于重要结构部件的钢铁制造都必须在美国进行。制造品中，美国本土制造原材料占比需超过 40%（适用于 2025 年前项目），对于 2026 年以后开始建设的项目，这一比例将提高至 55%。对于制造品的分类，美国财政部也给出了详细列表，光伏支架、光伏组件（以及组件的组成及封装部分）、逆变器、电池 pack、电池壳均为制成品。根据指引，美国制造的组件需要从美国采购其所有主要部件(包括电池等)。光伏组件的主要材料部件包括：光伏电池、安装边框或后导轨、玻璃、密封剂、背板、接线盒(包括尾纤和连接器)、边缘密封、陶剂、粘合剂、母线带和旁路二极管。如果其中一个材料或部件不是从美国采购的，组件及其组装的全部成本将不计入国内含量百分比，只计入美国采购的组件。

图表 15. 适用 IRA 法案的光伏组件结构部件

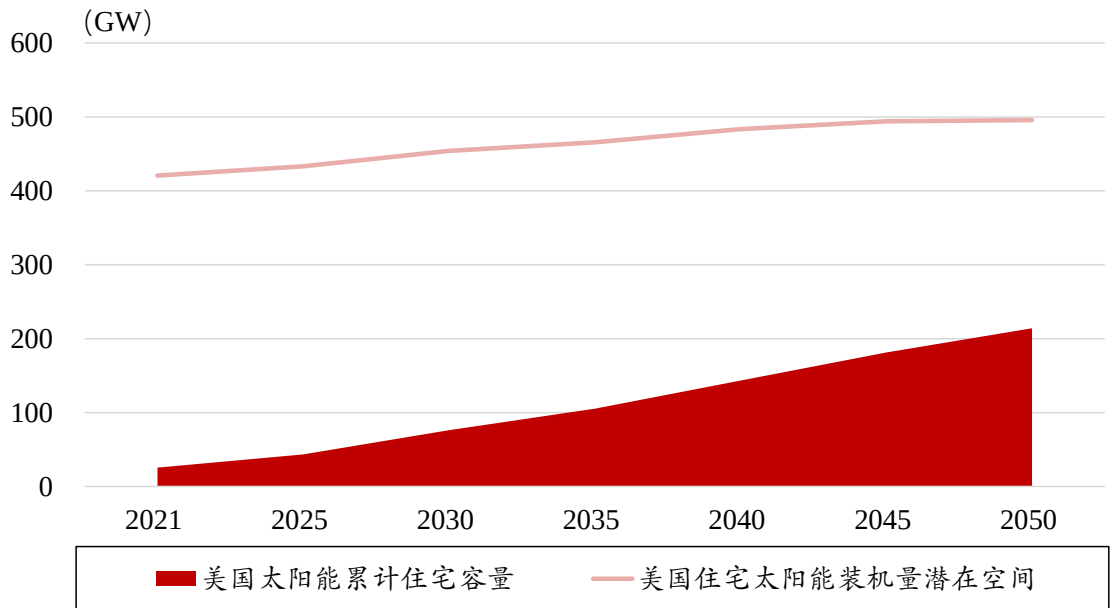
结构部件	分类
钢制光伏组件支架	钢/铁
桩或螺钉	钢/铁
基础用钢或钢筋（例如混凝土基座）	钢/铁
光伏跟踪器	制成品
钢制光伏组件支架	制成品
光伏组件的主要材料部件，包括光伏电池、安装边框或后导轨、玻璃、密封剂、背板、接线盒(包括尾纤和连接器)、边缘密封、陶剂、粘合剂、母线带和旁路二极管	制成品
逆变器	制成品

资料来源: PV-Tech, 中银证券

美国光伏项目储备充足，需求无忧：继通过《通货膨胀削减法案》（IRA）之后，美国公布的清洁能源项目数创造历史新高。根据 ACP 数据，至 2023 年一季度末，在建开发项目增至近 140GW，比一年前的同一时间点高出 11%。在近 140GW 的在建项目中，太阳能占所有清洁电力容量的 59%，陆上风电占 15%，电池储能占 14%，海上风电占 13%。美国清洁能源项目储备充足，需求无忧。

美国户用光伏空间广阔：根据 BNEF 对美国公用事业单位的电表数据、建筑存量信息、房屋拥有率和安装条件的初步评估，不考虑在屋顶光伏系统高度集中地区（如夏威夷和加州）已存在的电网对屋顶光伏的限制，德克萨斯州符合户用光伏安装条件的屋顶最多，总可建规模达 45GW，其次是加州（39GW）和佛罗里达州（26GW）。俄亥俄州、乔治亚州、密歇根州或印第安纳州等此前屋顶光伏装机较少的地区均位列美国 10 大最具潜力户用光伏市场，这些州符合安装条件的屋顶共可容纳 12-19GW 屋顶光伏装机容量。美国符合安装条件的屋顶资源充裕，根据 BNEF 数据，到 2030 年美国户用光伏累积装机容量将达 454GW。此外，我们认为，屋顶空间不会成为限制美国户用光伏持续发展的阻力，加快户用光伏和储能系统的许可和并网审批流程、出台建筑物屋顶光伏系统强制安装要求以及加快安装工人培训都将成为提高户用光伏装机的有效手段。

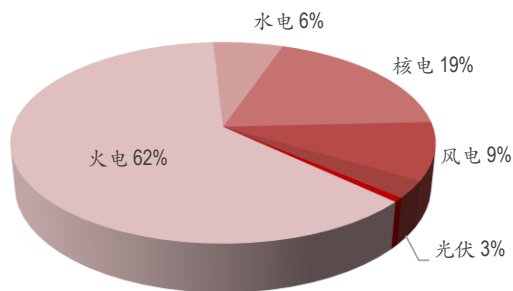
图表 16. 美国户用光伏装机量预测与潜在空间



资料来源：BNEF，中银证券

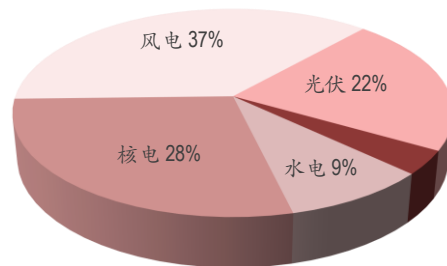
为达成无碳电力目标，2021-2030 年美国年均光伏装机预计应达到 60GW：2021 年，全美发电量约为 4.11 万亿 kWh，其中火电发电量达到 2.56 万亿 kWh，占比高达 62.19%。为实现 2035 年 100% 无碳电力的目标，美国的发电结构重心应从火力发电转向清洁能源发电。而在诸多新能源发电品种中，水电严重依赖自然资源，核电对安全性要求较高，两者增速均较为有限，因此我们认为，光伏与风电的大力发展将成为美国能源革命的必要手段。我们根据拜登政府的目标进行测算，认为到 2035 年光伏发电在美国电力结构中的占比应提升至 20%-25%，对应存量装机超过 970GW，2022-2035 年年均装机量超过 60GW；美国光伏协会 SEIA 亦根据这一目标给出了 2021-2030 年年均近 60GW 的装机预期，而在更乐观的 SEIA 30x30（2030 年光伏发电占比 30%）情境下，2021-2030 年年均光伏装机或达到 75GW。

图表 17. 2021 年美国电力结构



资料来源：EIA，中银证券

图表 18. 2035 年美国电力结构预测



资料来源：EIA，中银证券

国内需求：地面电站需求有望释放，分布式持续推进

组件降价，国内地面电站需求有望加速释放

硅料降价带动组件成本降低，国内光伏电站收益率有望显著改善、装机需求有望快速增长：根据我们的测算，在组件硅耗为 2.66g/W 的前提下，硅料不含税价格每下降 10 万元/吨，组件成本对应减少 0.266 元/W，硅料降价对组件成本降低的作用效果明显。根据 InfoLink Consulting 数据，2022 年 11 月初至今，硅料价格由 303 元/kg 跌至 118 元/kg，跌幅达到 61%，对应组件成本减少 0.49 元/W。根据我们的测算，在 2 元/W 的 BOS 成本、1,200h 的年有效利用小时数的前提下假设下，若硅料价格持续下降带动组件价格由 1.90 元/W 下降到 1.60 元/W，国内地面电站项目 IRR 有望提升 2.3 个百分点至 9.29%，收益率的改善有望带动国内外地面电站装机需求快速增长。

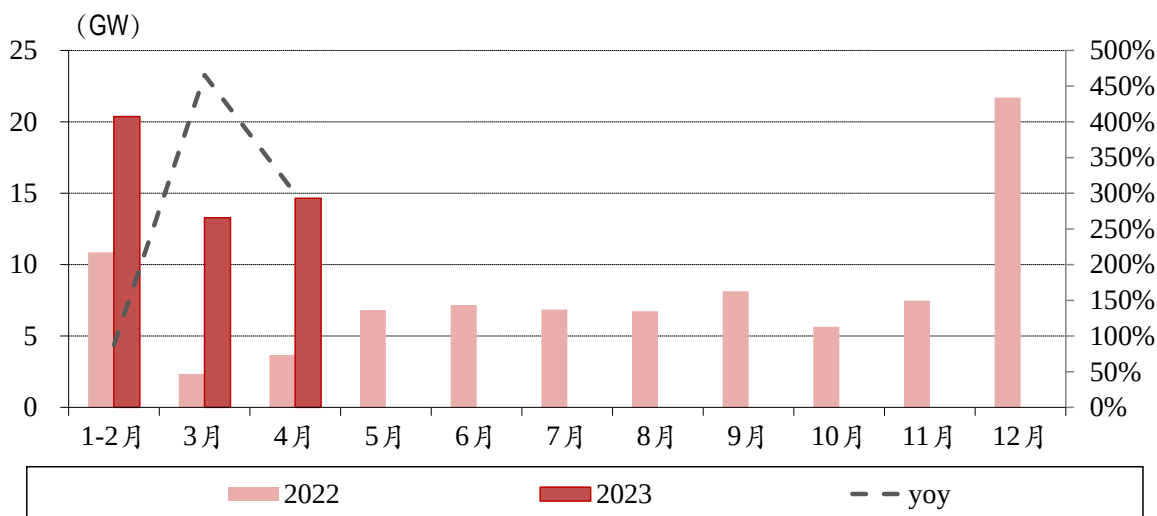
图表 19. 国内地面电站组件价格与年利用小时数的敏感性分析

	组件价格（元/W）						
	1.60	1.70	1.80	1.90	2.00	2.10	2.20
900	1.97%	1.36%	0.75%	0.14%	-0.46%	-1.06%	-1.64%
1000	4.38%	3.73%	3.12%	2.53%	1.97%	1.42%	0.87%
1100	6.81%	6.08%	5.40%	4.75%	4.14%	3.56%	3.01%
1200	9.29%	8.48%	7.71%	7.00%	6.32%	5.68%	5.07%
1300	11.88%	10.96%	10.10%	9.29%	8.54%	7.83%	7.16%
1400	14.59%	13.55%	12.58%	11.68%	10.83%	10.04%	9.29%
1500	17.44%	16.27%	15.18%	14.16%	13.22%	12.34%	11.51%
1600	20.43%	19.13%	17.91%	16.77%	15.71%	14.73%	13.80%
1700	23.54%	22.10%	20.75%	19.50%	18.33%	17.23%	16.20%
1800	26.77%	25.19%	23.71%	22.33%	21.04%	19.84%	18.71%

资料来源：国家能源局，中银证券

2023 年至今，国内光伏装机需求快速增长：根据国家能源局数据，2023 年 1-4 月国内新增光伏装机量 48.31GW，同比增长 186.20%，其中 1-2 月、3 月和 4 月分别新增装机 20.37GW、13.29GW 和 14.65GW，同比分别增长 88%、466%和 299%。我们认为，国内光伏需求装机快速增长的主要原因为组件价格下降带动国内地面电站装机需求提升，随着后续硅料价格下跌带动组件价格下降，国内装机需求有望保持高景气。

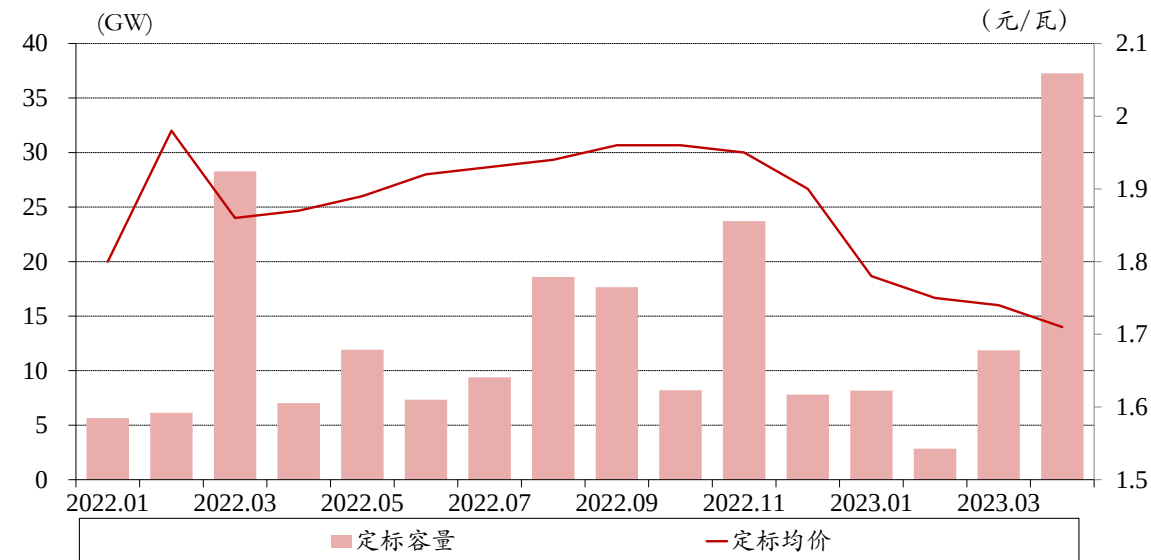
图表 20. 2022 年至今国内光伏月度新增装机量



资料来源：国家能源局，中银证券

国内需求储备充足，组件定标量同比高增长，组件价格下降有望带动定标量持续增长：根据 SMM 数据，2023 年 1-4 月，国内组件定标量合计 60.13GW，同比增长 27.75%。其中，2023 年 4 月光伏组件定标项目共 171 项，其中共 131 项披露了装机定标量，共计 37.26GW，与上个月相比增加 25.4GW，环比增加 214.17%，同比增加 430.83%。参考 2022 年 3 月，当组件定标价格跌到 1.86 元/W 时，组件定标量达到 28.27GW，环比增长 361.17%。因此我们认为，4 月组件定标量同比快速增长主要为组件定标价格下降所致。预计随着硅料价格下降带动组件价格回落，组件招标量仍将保持较快增长，对后续国内光伏装机形成有力支撑。

图表 21. 国内光伏组件月度定标量与定标均价

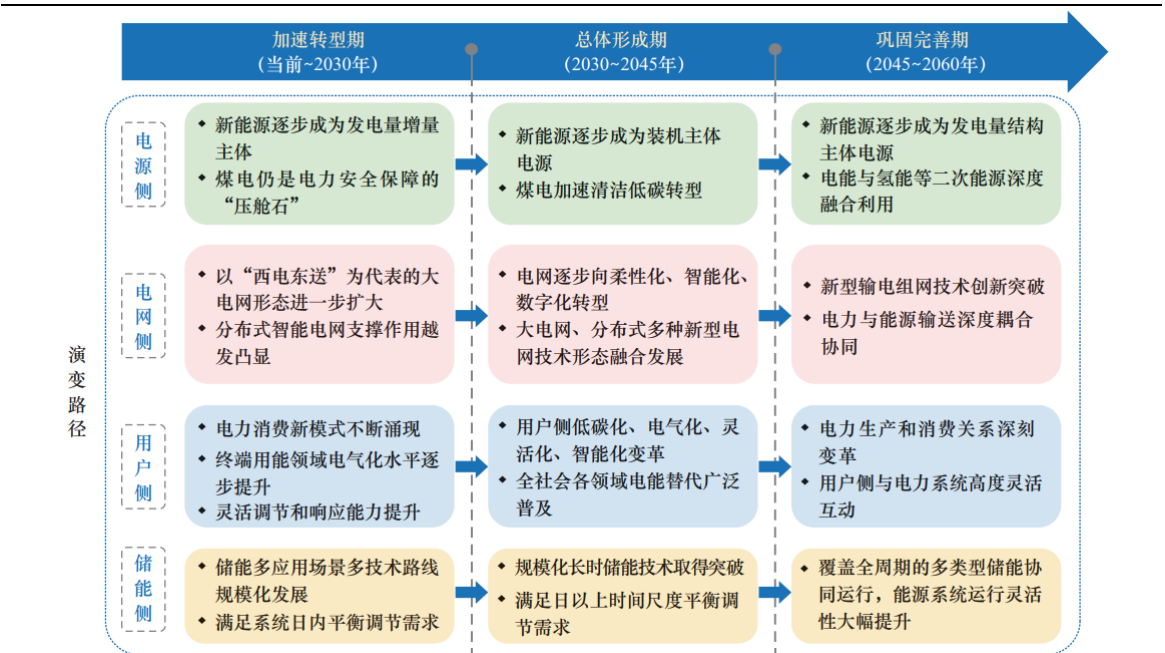


资料来源：SMM，中银证券

集中式与分布式并举，多项政策推动光伏装机快速增长

《新型电力系统发展蓝皮书》定调“三步走”发展路径，2030 年前新能源逐步成为发电量增量主体：6 月 2 日，由国家能源局主办，电力规划设计总院、中国能源传媒集团有限公司承办的《新型电力系统发展蓝皮书》发布仪式在京举行。根据《蓝皮书》，国家能源局锚定 2030 年前实现碳达峰、2060 年前实现碳中和的战略目标，基于我国资源禀赋和区域特点，以 2030 年、2045 年、2060 年为新型电力系统构建战略目标的重要时间节点，制定新型电力系统“三步走”发展路径，即加速转型期（当前至 2030 年）、总体形成期（2030 年至 2045 年）、巩固完善期（2045 年至 2060 年），有计划、分步骤推进新型电力系统建设的“进度条”。2030 年前，在坚持生态优先、确保安全的前提下，结合资源潜力持续积极建设陆上和海上风电、光伏发电、重点流域水电、沿海核电等非化石能源。新能源坚持集中式开发与分布式开发并举，通过提升功率预测水平、配置调节性电源、储能等手段提升新能源可调可控能力，进一步通过智慧化调度有效提升可靠替代能力，推动新能源成为发电量增量主体，装机占比超过 40%，发电量占比超过 20%。

图表 22. 新型电力系统“三步走”发展路径



资料来源：国家能源局《新型电力系统发展蓝皮书》，中银证券

风光大基地建设快速推进：根据国家能源局数据，截至 2023 年 4 月底，第一批 97.05GW 基地项目已全面开工，项目并网工作正在积极推进，力争于今年年底前全部建成并网投产，第二批基地项目已陆续开工建设，第三批基地项目清单近期已正式印发实施。

特高压建设进度加快，风光大基地并网无忧：随着大基地项目的陆续开工和投产，特高压项目的建设速度也在不断加快。2022 年 1 月，国家能源局在《关于委托开展“十四五”规划输电通道配套水风光及调节电源研究论证的函》中首次提出了十四五期间为配套水风光等能源基地，将规划建设“三交九直”12 条特高压通道，实现将西部清洁能源送到东部负荷中心。从目前“沙戈荒”风光大基地配套的“三交九直”输电通道规划情况来看，今年上半年，金上-湖北、陇东-山东已开工建设，近期宁夏-湖南±800 千伏特高压直流输电工程获得国家发展改革委的核准批复，该项目预计 6 月开工建设，2025 年前建成投运。该项目是我国第一条以开发沙漠光伏大基地、输送新能源为主的特高压输电通道。宁夏-湖南工程的获批，一定程度上加速了大基地特高压项目的开工节奏。根据预可研（1-1.5 年）、可研（6 个月）、审批核准（3-6 个月）、招标开工（1-3 个月）、建设投运（1.5 年）的推进节奏，下半年，哈密-重庆、藏东南线路有望核准开标，未来三年将有 5、4、4 条直流线路开工。

图表 23. “三交九直”特高压交流工程建设进展

特高压路线	高压段	建设进展
大同-怀来-天津北-天津南	双回 1,000 千伏	2022 年 1 月启动预可研
张北-胜利	双回 1,000 千伏	2021 年 12 月启动可研, 2022 年 9 月核准, 11 月招标
川渝	1,000 千伏	2022 年 9 月开工

资料来源: 界面网, 中银证券

图表 24. “三交九直”特高压直流工程建设进展

特高压路线	高压段	建设进展
金上-湖北	± 800 千伏	2023 年 1 月核准, 2023 年 2 月 16 日开工
陇东-山东	± 800 千伏	2023 年 2 月 27 日核准, 2023 年 3 月 16 日开工
哈密-重庆	± 800 千伏	2023 年 1 月 9 日环评公示, 3 月 1 日新疆段进行了社会稳定风险分析公示, 送端配套新能源项目于 2 月 27 日可研招标, 该线路前期工作已经较充分, 有望于近期核准
宁夏-湖南	± 800 千伏	2023 年 1 月 6 日环评公示, 3 月 3 日部分线路终勘定位工作完成, 意味着前期工作已较充分, 同样有望于近期核准
藏东南-粤港澳	± 800 千伏	2022 年 1 月启动可研, 2023 年 3 月广东清远段进行了社会稳定风险分析公示, 预计有望 2023 年核准
蒙西-京津冀	± 660 千伏	2022 年 11 月仍处于可研阶段, 2023 年 1 月 29 日内蒙古发布 2023 年经济和社会发展规划提出力争该线路年内核准并开工, 预计有望 2023 年核准
陕北-安徽	± 800 千伏	2023 年 2 月 20 日可研招标, 5 月 11 日环评公示, 预计 2024 年核准
陕西-河南	± 800 千伏	2022 年 6 月启动预可研, 2023 年 3 月 28 日开展可研及勘察设计的招标, 预计 2024 年核准
甘肃-浙江	± 800 千伏	2022 年 4 月启动预可研, 预计 2024 年核准

资料来源: 界面网, 中银证券

第三批风光大基地更加重视消纳:根据光伏們, 两省份申报文件提到: 第三批风光基地优先申报 100% 离网制氢项目, 鼓励开发企业与国家管网集团、中国石油达成氢能运输、消纳合作, 利用天然气管道推进掺氢天然气等方式, 实现氢能高消纳、利用。优先申报 100% 以上自主调峰、自我消纳项目, 不增加系统调峰压力, 根据消纳能力统筹设计电源、电网、储能。两省文件均要求项目能够在今年年底前、最迟不晚于明年上半年开工建设, 2024 年底前并网投运。通过两省已启动的第三批风光基地项目申报的优先级来看, 相比于第二批风光基地, 源网荷储、离网制氢以及 100% 消纳项目, 正逐渐成为第三批风光基地的重点。

各省新能源基地建设亦如火如荼:国家级大基地之外省级自主规划的新能源基地也在如火如荼的建设当中, 根据光伏們数据, 全国 22 省已明确规划的新能源基地规模约 495GW。其中, 新疆、甘肃、青海、内蒙古、山西、山东、黑龙江、陕西等地新能源基地规划规模均超 30GW, 山东、内蒙古更是超过 50GW。

图表 25. 22 个省份新能源基地项目汇总

序号	省份	新能源基地项目	规模(GW)
1	新疆	准东千万千瓦级新能源基地	10.00
		哈密北千万千瓦级新能源基地	10.00
		南疆环塔里木千万千瓦级清洁能源供应保障区	10.00
2	甘肃	酒泉千万千瓦级风电基地	10.00
		金(昌)张(掖)武(威)千万千瓦级风光电基地	10.00
		陇东综合能源基地配套 600	6.00
		定西清洁能源基地	10.00
		河西走廊东段大型风电基地	0.00
3	宁夏	宁夏沙坡头区光伏基地	1.00
		红寺堡区光伏基地	1.00
		宁东光伏基地	1.00
		中宁县光伏基地	1.00
		盐池县光伏基地	1.00
		灵武市光伏基地	1.00
		利通区光伏基地	1.00
		同心县光伏基地	1.00
4	青海	海西 7 大基地	20.95
		海南 4 大基地	13.43
		海北 2 大基地	1.20
		黄南基地	3.00
5	广西	北部湾海上风电基地	7.00
6	内蒙古	锡林郭勒盟交直流配套风电基地一期	7.00
		上海庙至山东配套新能源基地一期	4.00
		扎鲁特至青州配套风电基地	4.00
		乌兰察布风电基地	6.00
		蒙西至天津南新能源基地	4.00
		上海庙至山东新能源基地二期	4.00
		锡林郭勒盟至泰州、锡林郭勒盟至山东增配新能源基地二期	4.00
		扎鲁特至青州配套风电基地二期	2.00
		火电厂外送专线配套新能源基地	7.00
		新建蒙西外送通道配套新能源基地	10.00
7	山西	晋北风光储一体化基地	8.00
		忻朔多能互补综合能源基地	5.00
		晋西沿黄百里风光基地	9.00
		晋东新能源+融合发展基地	12.00
		晋南源网荷储一体化示范基地	4.00
8	山东	山东半岛千万千瓦级海上风电基地	10.00
		鲁北盐碱滩涂地千万千瓦级风光储一体化基地	10.00
		鲁西南采煤沉陷区光伏发电基地	6.50
		外电入鲁通道可再生能源基地	10.00
		“环渤海”千万千瓦级海上光伏基地	19.30
		“沿黄海”千万千瓦级海上光伏基地	22.70
9	黑龙江	哈尔滨、绥化综合能源基地	10.00
		齐齐哈尔、大庆可再生能源综合应用示范基地	10.00
		东部高比例可再生能源外送基地	10.00
10	吉林	省内消纳基地	16.00
		新能源外送基地	10.00
11	辽宁	阜新、朝阳新能源基地	0.00
		辽西北陆上风光基地	0.00
		海上风电基地	0.00
12	河北	阜平太行山新能源发展示范基地	9.00
		张家口可再生能源示范区	0.00

资料来源：光伏們，中银证券

注：各省大基地规划仅为初步规划，部分省份或包含国家级基地

续图表 25. 22 个省份新能源基地项目汇总

序号	省份	新能源基地项目	规模(GW)
13	河南	豫北黄河北岸	1.00
		豫东黄河故道	1.00
		豫中南	1.00
		黄河两岸浅山丘陵区	1.00
14	江苏	农(渔)光互补光伏发电基地	0.00
		采煤塌陷地光伏发电基地	1.00
		沿海滩涂地光伏发电基地	0.00
		近海千万千瓦级海上风电基地	10.00
15	安徽	淮南市风台县风光储一体化基地	1.76
		蚌埠市五河县风光储一体化基地	2.00
16	浙江	海上风电基地	9.96
		风光水储一体化”可再生能源示范基地	0.00
17	福建	闽南外海海上风电基地	10.30
18	广东	粤东、粤西千万千瓦级海上风电基地	17.00
19	陕西	定边-靖边-横山千万千瓦级风光基地	10.00
		榆阳神木府谷千万千瓦级光伏基地	10.00
		延安北部千万千瓦级风光基地	10.00
		渭北千万千瓦级风光基地	10.00
20	四川	“三州一市”大型光伏发电基地	9.80
		凉山州风电基地	5.10
21	贵州	四个水风光一体化基地	0.00
		毕节市百万千瓦级光伏发电基地	1.00
		六盘水市百万千瓦级光伏发电基地	1.00
		安顺市百万千瓦级光伏发电基地	1.00
		黔西南州百万千瓦级光伏发电基地	1.00
		黔南州百万千瓦级光伏发电基地	1.00
22	云南	金沙江下游、澜沧江中下游、 红河流域“风光水储一体化”基地	15.00
		31 个新能源基地	10.90

资料来源：光伏們，中银证券

注：各省大基地规划仅为初步规划，部分省份或包含国家级基地

多部门发布《农村能源革命试点县建设方案》，有望推动分布式光伏装机上量：2023 年 3 月，国家能源局、生态环境部、农业农村部、国家乡村振兴局近日印发《农村能源革命试点县建设方案》，通知提出，各省（区、市）能源主管部门会同相关部门，自愿组织优选不超过 1 个可再生能源资源禀赋好、开发潜力大、用能需求明确、地方政府及农民积极性高，特别是现有支持政策完备、支持力度较大的县域，申报农村能源革命试点县。经评估具备试点县建设条件的，分批公布名单，开展试点县建设。根据《农村能源革命试点县建设方案》，到 2025 年，试点县可再生能源在一次能源消费总量中占比超过 30%，在一次能源消费增量中占比超过 60%。我们认为，开展农村能源革命试点县建设有望促进分布式新模式新业态广泛发展，增加分布式光伏消纳就地消纳能力，有望推动分布式光伏装机上量。

图表 26.《农村能源革命试点县建设方案》与分布式光伏建设相关目标与表述

主要目标	细分目标	主要内容
推动农村能源供给革命,建立可再生能源多元供能体系	推进可再生能源发电就地就近开发和利用	按照集中开发和分散发展并举的原则,大力发展多能互补,在保护生态的基础上,加快风电、光伏发电建设开发。充分利用农村地区空间资源,积极推进风电分散式开发。结合屋顶分布式光伏开发试点工作推进,鼓励利用新建住宅小区屋顶、厂房和公共建筑屋顶、农民自有建筑屋顶、设施农业等建设一定比例光伏发电。因地制宜合理布局生物质发电项目,有效处理各类有机废弃物的同时,支撑试点县绿色电力持续、稳定供应。
推动农村能源消费革命,实现县域清洁高效用能	探索扩大可再生能源终端直接应用规模	鼓励新能源发电与乡村路灯、活动中心等公共基础设施一体化建设。支持在具备条件的工业园区、现代农业产业园、农产品加工基地等,结合微电网和源网荷储一体化开发建设分布式新能源项目,推动绿色电力直接供应。在有条件的区域结合当地资源及用能特点,以村镇为单元,综合利用新能源和各类能源新技术,构建以风、光、生物质为主,储能、天然气为辅,高度自给的新能源微电网。
推动农村能源技术革命,提升农村智慧用能水平	推进分布式能源技术创新应用。	加强适用于农村应用场景的风力发电、高效率光伏发电、新能源并网和运行控制、清洁高效生物质能供热供气等技术研发应用。降低地热能钻井成本,提高换热效率,提升运行稳定性。充分利用云计算、大数据、物联网、移动互联网、人工智能等新兴技术,探索智能化、共享化农村可再生能源生产和消费新模式。
	探索建设新型农村能源网络	探索构建适应大规模分布式可再生能源并网和多元负荷需要的智能配电网,提升柔性开放接入能力、灵活控制能力、抗扰能力和抗气候灾害能力,增强局部电力系统电源支撑能力、灵活调节能力和就地就近平衡能力,搭建清洁能源转换传输利用的枢纽平台,逐步实现县域内高比例清洁能源供电。在不增加居民用能负担的前提下,依托电网、燃气管网、热力管网等能源网络,综合可再生资源、储能、柔性网络等先进能源技术和互联通信技术,创新推动分布式可再生能源高效灵活接入与生产消费一体化,探索建设电、气、冷、热一体供应的区域综合能源系统。
推动农村能源体制改革,提升清洁能源普遍服务水平	深化能源领域“放管服”改革优化营商环境	加大可再生能源领域简政放权改革力度,优化涉企审批服务,简化新能源项目核准(备案)手续,推动微电网内网源荷储打包核准(备案),加强项目立项与规划、用地、用电、用水等建设条件衔接。推动电网企业做好可再生能源并网和消纳服务,探索建立新能源项目接网一站式服务平台,提供新能源项目可用接入点、可接入容量、技术规范等信息,加快实现新能源项目接网全流程线上办理,大幅压缩接网时间,减少业务流程和成本。

资料来源:国家能源局、生态环境部、农业农村部、国家乡村振兴局《农村能源革命试点县建设方案》,中银证券

海上光伏与滩涂光伏初步探索,未来发展可期:近年来,随着新能源装机需求的增长及双碳目标提出,山东、浙江、江苏、福建等多个东部沿海省份由于土地稀缺均加快布局海上光伏建设,陆续出台支持海上光伏发展的相关政策。我国海上光伏发展空间较大,根据西勘院数据,我国大陆海岸线长 1.8 万公里,理论可开发面积达 18.20 万平方公里,其中海上光伏可开发面积达到 1820 平方公里,对应光伏装机规模可达 179.40GW。此外,海岸线较长的特点为我国带来广阔的滩涂,亦为滩涂光伏带来较大的发展空间。根据西勘院数据,我国沿海滩涂面积达 1.51 万平方公里,其中滩涂光伏可开发面积达到 2117 平方公里,对应光伏装机规模可达 210.60GW。

图表 27.各省海上光伏行业发展规划汇总

省市	发布时间	政策名称	主要内容
浙江省	2022 年 9 月	《关于规范光伏项目用海管理的意见(征求意见稿)》	明确光伏项目用海控制指标:开放海域的桩基式光伏项目对光伏阵列离岸距离(距离人工岸线不小于 100 米,距离自然岸线不小于 200 米)、光伏阵列投影面积比(不超过 65%)、光伏工程桩基面积比(不超过 1%)提出控制性指标,并提倡提倡光伏板下缘距离滩涂面的高度一般不小于 4 米,光伏桩基南北向间距一般不小于 6 米,东西向间距一般不小于 4 米。
	2022 年 4 月	《关于推进海域使用权立体分层设权的通知》	明确将光伏用海列入立体分层设权适用范围,要求海上光伏项目提出生态建设方案并明确实施主体,采取必要的生态修复措施,切实改善海洋生态功能。
江苏省	2021 年 12 月	《江苏沿海地区发展规划(2021—2025 年)》	1.强化能源安全高效绿色供给。 2.持探索海上风电、光伏发电和海洋牧场融合发展。
	2023 年 5 月	《江苏省海上光伏开发建设实施方案(2023—2027 年)》	到 2025 年,全省海上光伏累计并网规模力争达到 500 万千瓦左右;到 2027 年,建成千万千瓦级海上光伏基地,全省海上光伏累计并网规模达到 1000 万千瓦左右,沿海新型电力系统初步构建,绿色低碳发展水平显著提升。
海南省	2020 年 10 月	《关于进一步保障和规范光伏发电产业项目用地管理的通知》	针对光伏复合项目、光伏扶贫项目和其他光伏电站项目,提出实施光伏发电项目分类管理。
	2022 年 6 月	《万宁市超常规稳住经济大盘行动方案》	扩大大唐燃气发电等清洁能源建设规模,促进大唐万宁和山 70MW 农业光伏储能项目、生物质发电厂等项目新开工,引进中国电建集团推动漂浮式海上光伏发电产业,助力海南建设清洁能源岛
天津市	2022 年 8 月	《关于落实支持“滨城”建设若干政策措施的工作方案》	拓展海域立体利用空间,鼓励利用近海滩涂区、围而未填海域等区域建设海上光伏项目;鼓励利用已建成码头、防波堤及调整后的闲置锚地、划而未用锚地等建设分散式清洁能源项目。争取建立海上风电、海上光伏、海上地热项目(南港)涉海审批市级“绿色通道”。
	2021 年 12 月	《关于支持能源结构调整规范光伏发电产业规划用地管理意见的通知》	提出合理规划光伏发电项目、严格光伏发电项目用地(海)准入、严格执行光伏项目用地控制指标、加强光伏发电项目用地(海)监管等要求。
福建省	2022 年 3 月	《关于组织开展 2022 年集中式光伏电站试点申报工作的通知》	经研究,福建省 2022 年集中式光伏电站的试点范围为近海养殖渔光互补、内陆水面及海上光伏、工业园区成片屋顶光伏、结合废弃矿区修复治理的地面光伏、结合特色种植的药光(林光、农光)互补等五类集中式光伏电站。

资料来源:前瞻产业研究院、光伏們, 中银证券

图表 28. 沿海各省桩基固定式海上光伏装机规模估算表

省份	大陆海岸线长度 (公里)	理论可开发面积 (万平方公里)	光伏可安装面积 (平方公里)	装机规模估算 (GW)
辽宁	2,178.30	2.18	217.75	21.00
河北	487.30	0.49	48.75	4.80
天津	133.40	0.13	13.25	1.30
山东	3,124.40	3.13	312.50	31.00
江苏	1,039.70	1.04	104.00	10.00
上海	167.80	0.17	16.75	1.60
浙江	2,253.70	2.25	225.25	22.00
福建	3,023.60	3.02	302.25	30.00
广东	4,314.10	4.32	431.50	43.00
广西	1,478.20	1.48	147.75	14.70
海南	-	-	-	-
全国总计	18,200.50	18.20	1,819.75	179.40

资料来源:西勘院, 中银证券

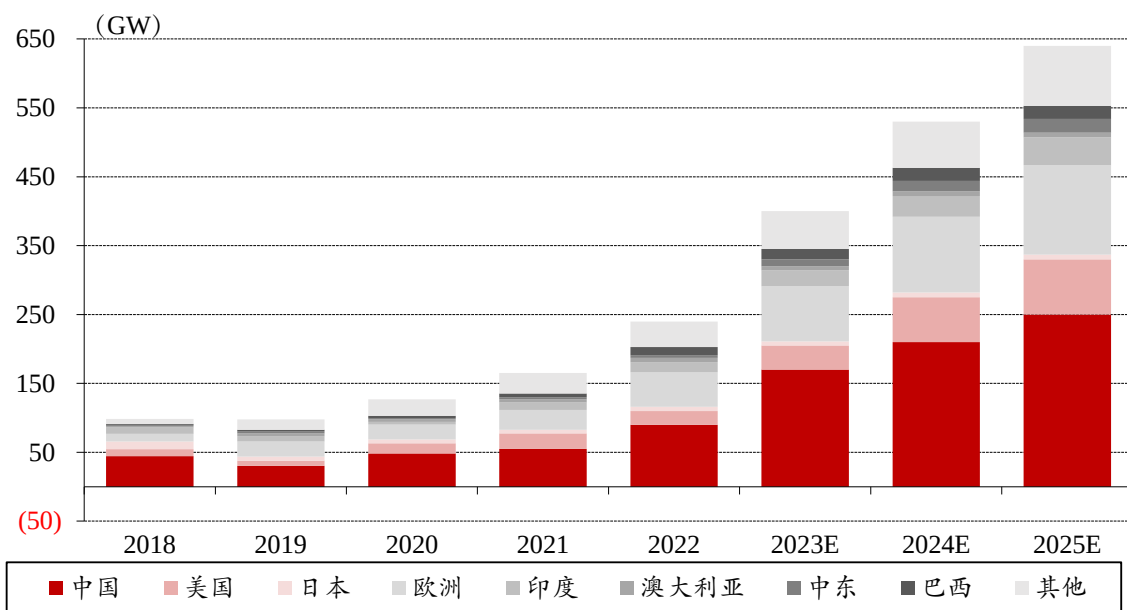
图表 29. 沿海滩涂光伏装机规模估算表

省份	沿海滩涂面积(平方公里)	光伏可安装面积(平方公里)	装机规模估算(GW)
辽宁	1,380.53	193.27	19.30
河北	629.93	88.19	8.80
天津	167.80	23.49	2.30
山东	2,003.93	280.55	28.00
江苏	3,839.13	537.48	53.50
上海	308.13	43.14	4.30
浙江	1,542.53	215.95	21.50
福建	1,745.73	244.40	24.00
广东	1,490.27	208.64	20.80
广西	1,058.20	148.15	14.80
海南	957.13	134.00	13.30
全国总计	15,123.33	2,117.27	210.60

资料来源：西勘院，中银证券

全球装机需求有望保持较快增长：整体而言，当前高经济性需求对产业链价格的包容度超预期，欧美区域需求催化因素不断，海外市场需求高景气度有望持续，同时国内分布式需求韧性较好，地面电站需求蓄势待发。我们预计 2023-2024 年全球光伏装机需求分别约 400GW、530GW，同比增速分别约 70%、33%，其中国内需求分别为 170GW、210GW，同比增速分别为 98%、24%。

图表 30. 全球光伏新增装机



资料来源：国家能源局，InfoLink Consulting，北极星光伏网，IEA，中银证券

光伏产业链利润迎来再分配，关注产业链中下游与电站环节

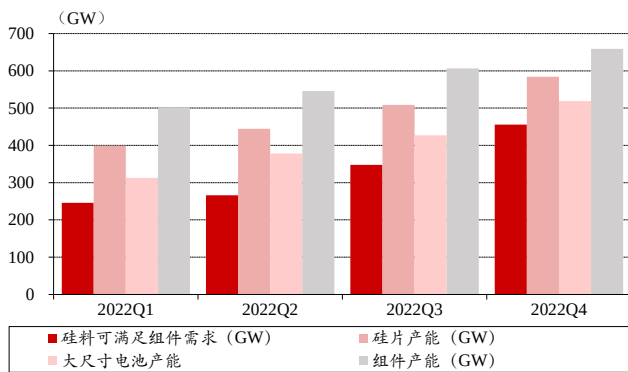
产业链利润或迎来再分配，供需关系与竞争格局为关键因素

供需关系与竞争格局是决定产业链利润流向与分配的关键因素：我们认为，产业链内单一环节的供需关系是决定产业链总体利润流向的关键因素，而单一环节内部的竞争格局既会影响该环节获得利润的多少，也会影响利润在该环节内部的分配。

- 1) **回顾 2022 年光伏产业链盈利情况：**2022 年初至 2022 年 11 月，硅料供应相对终端需求持续处于紧张状态，且相对其他环节，硅料的供给量最少，因此在全产业链内盈利能力最强。硅片环节紧邻硅料，硅料产出直接限制了硅片的产出，导致硅片供需也处于紧平衡的状态。且硅片环节竞争格局较好，龙头硅片企业硅料保供较好、在下游议价能力较强，因而盈利能力仅次于硅料。电池环节由于格局较为分散，竞争较为激烈，前期在上游拿货与下游议价能力上弱于硅片环节，因此盈利能力弱于硅片。但随着硅料供应逐季度宽松，硅片供应相对需求逐渐充足，但大尺寸电池片由于产能相对较短，价格下跌幅度并不明显，利润得以留存，盈利能力逐渐提升。
- 2) **回顾 2023 年上半年光伏产业链盈利情况：**2022 年 11-12 月，光伏组件需求转淡，且叠加电池片环节产能瓶颈，硅片环节供给量逐渐过剩、库存不断累积，率先进入激烈的价格竞争期，价格跌幅大于硅料价格跌幅。电池、组件环节由于产能相对较短、供需关系较好，盈利能力未受到太大影响。进入 2023 年 3 月，随着前期硅片库存逐渐出清、石英砂供需紧张亦开始显现，硅片供应逐渐紧张，盈利能力改善。但相比之下，电池供应多于硅片，累积库存造成盈利承压。但随着 4 月硅片环节开工率不断上升，在 5 月排产需求环比无增长的情况下，截止 5 月底硅片库存累积至 15-16GW，由于前期电池库存已消耗，电池开工率仍维持高档、库存压力较小，因而硅片降价短期内让利电池片。

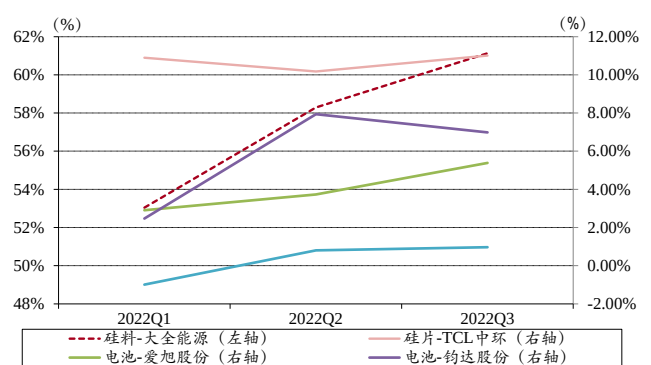
综上，我们认为，在 2023 年下半年硅料新增产能逐步释放、硅料价格下行的期间，供需环节相对较好、竞争格局较优的环节仍将获得较高的利润分配。

图表 31. 2022 年光伏产业链主要环节产能



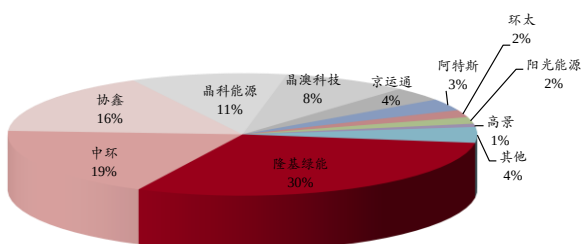
资料来源：主要硅料企业公司公告，InfoLink Consulting，中银证券

图表 32. 2022 年前三季度主产业链各环节代表企业净利率



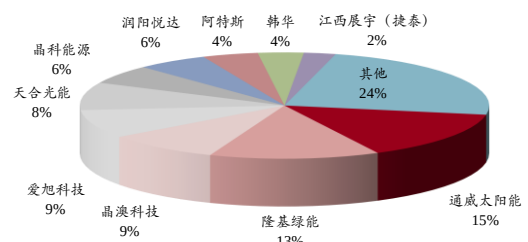
资料来源：Wind，中银证券

图表 33. 2021 年硅片行业竞争格局



资料来源：CPIA，中银证券

图表 34. 2021 年电池片行业竞争格局



资料来源：CPIA，中银证券

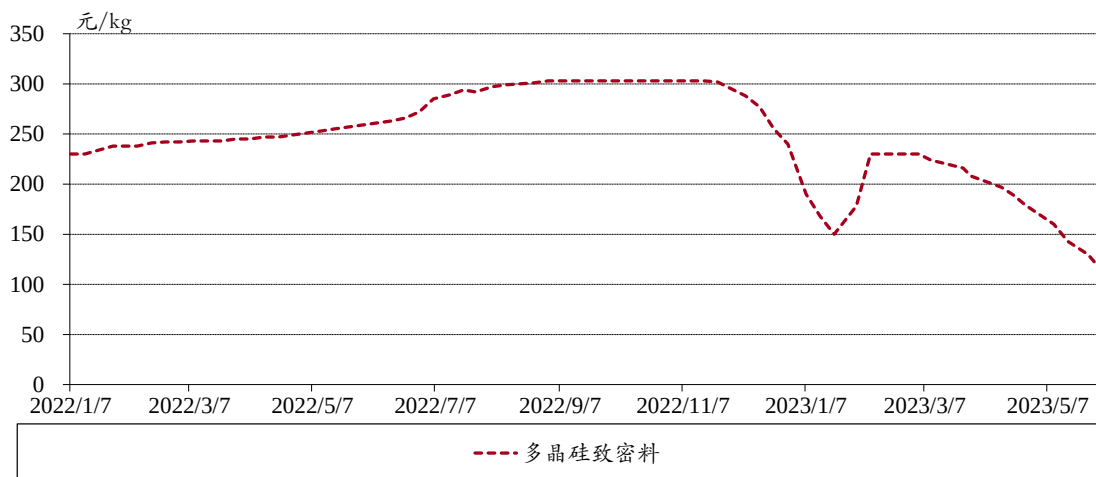
硅料：2023 年下半年硅料价格或将阶段性企稳，关注具有成本优势的龙头企业

回顾：1) 硅料价格始跌于拉晶需求的快速下滑：2022 年 11 月硅片供应大于电池有效产能，库存累计下硅片开启降价清库存，硅料需求随之下滑，但由于初期硅料累积的库存有限，因而硅料价格并未发生大幅下跌。进入 12 月，硅料产量环比提升，但硅片环节库存压力持续增大、价格超预期下跌造成对硅料需求进一步减少，硅料环节周转速率放缓、逐渐累积库存，月内价格发生较大幅度下跌，由 300 元/kg 跌至 240 元/kg。

2) 2023 年初硅料价格经历短期反弹：2023 年 1 月，进入春节假期前的备货周期，下游拉晶环节开工率逐步回调，此外前期拉晶客户控制采购规模造成拉晶企业的硅料库存水平大幅降低，由此形成新一轮对硅料的需求，硅料价格阶段性反弹。春节假期后，硅片紧张的情况下，拉晶环节开工率在 2 月明显回升，硅料价格大幅上涨，由春节前 150 元/kg 上涨至 2 月初的 230 元/kg。

3) 3 月以后硅料库存压力增大，价格加速向下：3 月至今，硅料当月新增产量环比增加，但经历了三个月的开工率提升，拉晶需求在 4 月阶段性达到高点，4 月份拉晶环节开工率接近 90%，对硅料需求增量有限，造成硅料库存持续累积，硅料价格加速下跌。根据 InfoLink Consulting 数据，截止五月底，硅料库存已累积至约 12-13 万吨，相当于整体硅料环节已累积达一个月的库存。

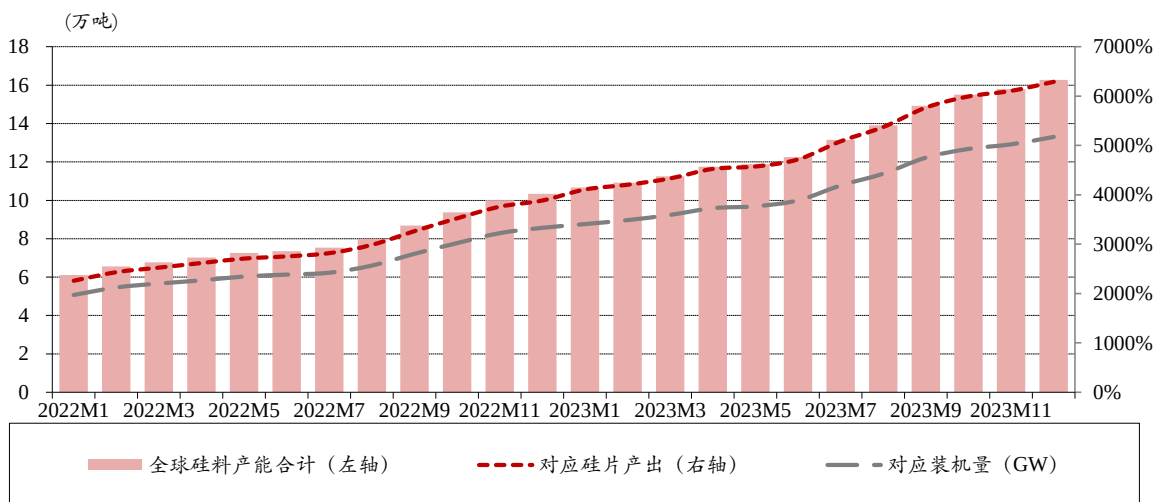
图表 35.2022 年至今多晶硅价格



资料来源：InfoLink Consulting，中银证券

预计下半年硅料价格将持续下行且或将阶段性企稳，关注具有成本优势的龙头企业：根据我们的测算，随着 2023 年下半年通威、大全、新特等硅料生产企业新产能项目进一步投产，硅料供应有望逐月宽松，预计 2023 年第三和第四季度有效产能将达到 42 万吨、48 万吨，对应组件供应量将达到 157GW 和 178GW，即便阶段性拉晶环节库存消化、提升对硅料需求，但相比大规模产能增量，价格压力仍然较大，预计硅料价格将持续下行。我们认为，到 2023 年下半年，硅料企业出货压力增大，硅料价格或将出现超跌现象，价格或将逼近部分二三线硅料企业现金成本水平，部分产能或将阶段性关停或出清，硅料价格或将阶段性企稳。具有成本优势的龙头企业在低价阶段仍将保持一定的盈利能力，或将在此阶段提升市场份额。

图表 36. 2022-2023 年硅料月度有效产能（未考虑检修与流转库存影响）与装机需求对比



资料来源：中国有色工业协会硅业分会，主要硅料企业公司公告，中银证券

硅片：23 年下半年石英砂供需或仍将偏紧，利润或流向保供较优的企业

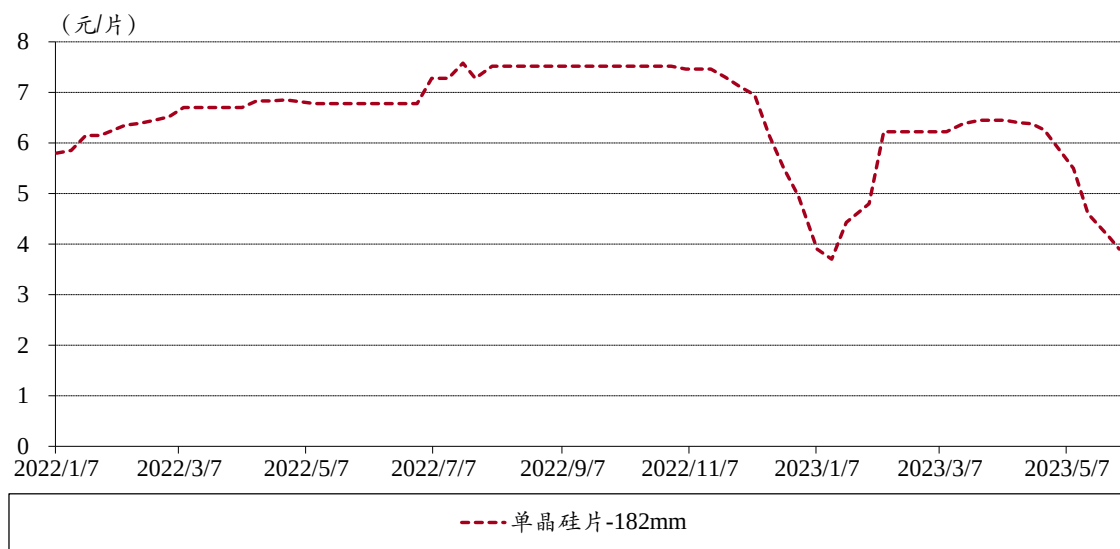
回顾：1) 硅片环节率先累积库存，始跌于电池片产能饱和与终端需求放缓：2022 年 11 月，随着硅料供应量提升，硅片产出环比继续增长，但下游电池环节产能饱和、已达到较高的开工率，对硅片的需求增量有限，硅片开始累积库存，价格承压并开始下降。12 月，硅片库存累积达到相当水平，硅片环节进入激烈的价格竞争期，硅片价格快速下降，此外随着 12 月终端需求的放缓以及电池片环节对跌价减值的担忧，电池片对硅片的需求快速下滑。即便硅片已处于减产阶段，供应量持续收缩，但是需求的萎缩持续推动硅片价格的下滑。

2) 供应量降低叠加春节假期备货需求推动硅片价格反弹：进入 2023 年 1 月中下旬，硅片价格由于前期开工率下降幅度较大，导致库存与产量大幅减少，而从提升开工率到提升产出需要时间，但是春节假期之前的备货和生产需求增加导致硅片出现了短期供不应求的局面，硅片价格反弹。此外，1 月份硅料价格发生大幅下滑，拉晶企业存在对硅料跌价的顾虑，采购博弈时间延长，硅片供应量增加的时间节点不明确亦造成市场紧张的情绪，推升硅片企业议价能力。至 2 月中下旬，硅片供应仍维持紧张局面。根据硅业分会数据，1 月、2 月国内单晶硅片产量分别为 31.3GW、36.2GW，环比分别增加 17.2%、15.7%。

3) 石英坩埚紧张开始显现，硅片价格脱钩于硅料价格：进入 3 月，拉晶环节石英坩埚的影响逐步显现，单位时间内拉晶炉单台有效产量的降低对于生产企业产量爬坡速度产生直接影响，多数专业化企业反映石英坩埚限制了拉晶产出，除签订保供协议的企业外，大部分专业化企业生产效率受到影响。此外，硅片流通量中的增量仍然缓慢增加，电池环节保持近乎满开的稼动水平对于硅片的需求量也在持续增加，导致 3 月中下旬硅片价格短期脱钩于硅料价格下跌。3 月，单晶硅片环节利润相对丰厚，企业在保供稳价的前提下尽量维持高开工率。据硅业分会统计，3 月国内单晶硅片产量为 41.8GW，环比增加 15.5%。

4) 海外石英砂到港，硅片企业开工率提升，叠加硅料跌价，硅片价格进入下行通道：4 月，虽然个别石英砂生产企业存在检修计划，但海外石英砂陆续到港，坩埚供应不足问题基本得到解决，部分专业化企业逐步提升至满开。至 4 月中旬，一线企业和专业化企业再度上调开工率，根据硅业分会数据，4 月中旬两家一线企业开工率提升至 100%和 90%（前值 80%和 90%）。一体化企业开工率维持在 80%-100%之间（前值 80%-100%），其余企业开工率提升至 90%-100%之间（前值 80%-100%）。至 5 月，4 月排产上行的影响逐渐显现，供应逐渐面临过剩，根据 InfoLink Consulting 数据，截止五月底硅片库存快速积累，总体库存水平达到 15-16GW 左右。此外，4-5 月硅料价格发生大幅下跌，多种因素推动下，硅片价格在 5 月亦快速下跌。根据硅业分会数据，4 月国内单晶硅片产量为 46.1GW，环比增加 10.2%。

图表 37.2022 年至今硅片价格

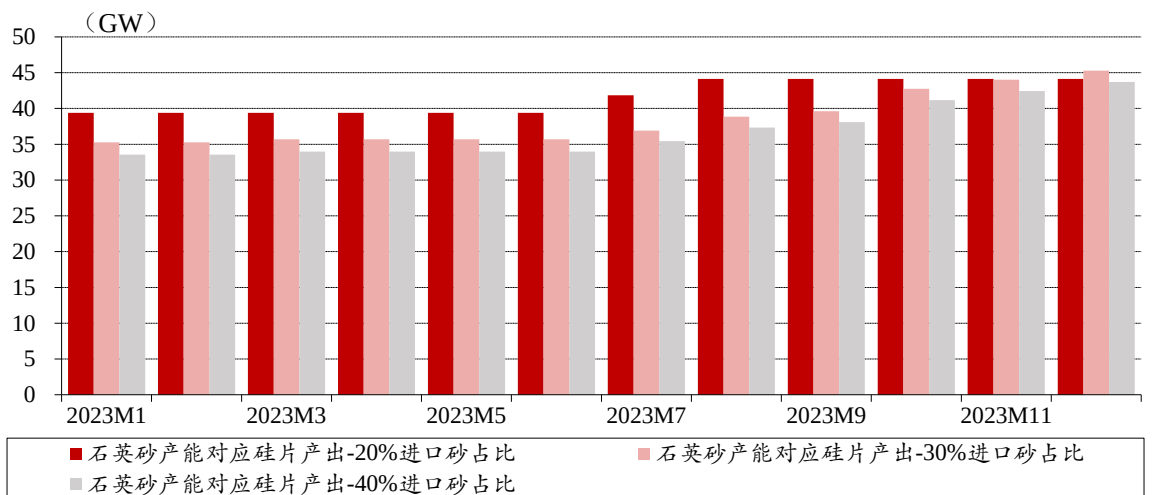


资料来源：InfoLink Consulting，中银证券

短期内硅片环节库存消化需要时间，开工率下调有望推动硅片价格止跌：由于硅片产能相对较多，提升开工率不存在产能的限制，通过回顾 2022 年 12 月至今硅片环节的供需与盈利变化可以发现，短期内下游电池需求的景气以及硅片本身的高利润将促使硅片企业提升开工率，而产出将在下月进行释放，如下月需求发生扰动将会造成行业供给过剩、降价清库存等现象。但由于光伏需求确定性较高，随着硅片库存消化殆尽、开工率下调，供需将发生扭转，而硅片释放新增产量亦需要时间，有望推动硅片价格上行。我们认为，短期内消化硅片 15-16GW 高库存需要时间，但相比 4 月 46GW 产出，库存量不至于达到过高水平，随着开工率下降、需求环比提升，硅片价格有望止跌，供需关系有望扭转。

石英砂供给存在弹性，但供需上并未过剩，全年供需偏紧确定性较高，硅片盈利较难持续向下：光伏用石英坩埚作为拉单晶的辅材，其供给存在弹性，主要原因是坩埚厂商可以通过降低较为紧缺的进口砂比例，增加供给较宽松的国产砂用量，从而实现更多的硅片产量。根据我们的测算，如 2023 年全行业石英坩埚进口砂占比由 40%降为 30%，则全年硅片产出将由 422GW 提升至 458GW。如假设国产砂供应充足的话，石英坩埚进口砂占比进一步降低到 20%，则全年硅片产出将提升至 499GW，考虑硅片流通库存，499GW 硅片产出将满足接近 370GW 装机需求，供需上并未严重过剩。此外，根据我们的测算，当全行业进口砂占比降低到 20%，则中层砂占比将降低至 25%-35%，质量相对较差的国产外层砂占比将提高至 45%-55%，或将对坩埚质量与寿命产生影响，进而对硅片单产产生影响。而高纯石英砂价格的持续上涨亦验证了石英砂的紧张，根据 SMM 光伏视界数据，4 月海外进口砂到港后已上调价格至 35-40 万元/吨左右。我们认为，高纯石英砂全年供需偏紧确定性较高，在石英砂供给限制下，硅片环节盈利较难持续向下。

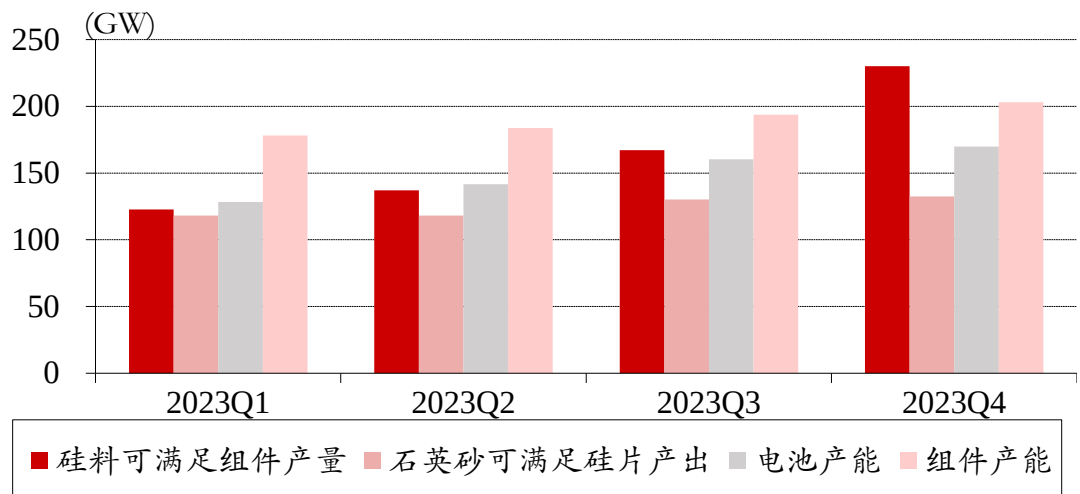
图表 38. 2023 年全球石英砂产能对应月度硅片产出量——不同进口砂用量占比假设



资料来源：石英股份公司公告，中银证券

石英砂阶段性面临库存、囤货与供应节奏的变化，需求起量后仍显紧张：根据我们的测算，如行业平均进口砂占比降低到 20%，将支撑 40GW 左右的硅片产出，但 4 月单晶硅片实际产出超过 46GW，我们认为主要原因有三：一方面，海外石英砂在 4 月集中到港，支撑硅片产出上升。另一方面，硅片企业在石英坩埚环节有适当库存，当硅片行业盈利向上时，石英坩埚库存不断释放导致产量上行。最后，石英砂环节也存在贸易商囤货，当海外头部企业宣布 24 年扩产，贸易商囤货量亦向市场释放。综上，多种原因造成石英坩埚短期内无法限制硅片产出，形成硅片供应过剩的现象。我们认为，此属于正常现象，因为在硅料价格大幅变动的阶段，下游电站如观望延缓将导致需求提升不如预期，流通环节将积累较多库存，但随着上游价格稳定，下游需求起量节奏加快，石英砂亦将成为供应相对偏紧环节。

图表 39. 光伏主产业链各环节产能（硅片产能替换为石英砂产能）



资料来源：主要硅料企业公司公告，石英股份公司公告，InfoLink Consulting，中银证券

美国扩产将有效缓解供应，但不至于产能过剩：根据中国粉体网与砂比科官网，考虑到半导体和光伏领域对于高纯石英砂需求的快速增长，砂比科拟投资 2 亿美元用于斯普鲁斯派恩矿的扩产，预计在 2023-2025 年期间，将高纯石英砂的产能翻倍。根据我们的测算，考虑砂比科产能释放节奏，预计 2024 年石英砂供需紧张的局面将得到有效缓解，但考虑光伏快速增长的需求，行业石英砂产能不至于达到过剩的情况。

图表 40. 2024 年石英砂对应终端需求测算

单 GW 硅片石英砂需求 (吨/GW)	200.00
大尺寸单 GW 硅片内层需求量 (吨/GW)	60.00
大尺寸单 GW 硅片中层需求量 (吨/GW)	100.00
大尺寸单 GW 硅片外层需求量 (吨/GW)	40.00
进口砂供应量 (吨)	35,000.00
国产中层砂供应量 (吨)	65000.00
进口砂做出的硅片量(GW)	583.33
进口砂做出的这部分需要的中层砂 (吨)	58,333.33
剩余的中层砂 (吨)	6,666.67
进口砂做出的这部分需要的外层砂 (吨)	23,333.33
质量较差坩埚单 GW 硅片石英砂需求 (吨/GW)	266.67
剩余中层砂做出的硅片量 (GW)	31.25
剩余中层砂做出的硅片量需要的外层砂 (GW)	1,666.67
合计需要的外层砂 (吨)	25,000.00
合计供应出的硅片量 (GW)	614.58
不考虑硅片流通对应的终端装机需求 (GW)	512.15
考虑流通环节的硅片需求量 (GW)	546.30
考虑硅片流通对应的终端装机需求 (GW)	455.25

资料来源：石英股份公司公告，中银证券

N 型电池快速上量或造成石英砂供需紧张：如前所述，拉晶厂透过调配坩埚进口砂的掺杂比例，在美国砂源不足下使用更多印度砂或国产砂，造成坩埚的寿命与品质的双双下降，当前呈现“不缺锅、缺好锅”的现象。然而，生产 N 型硅片对于坩埚品质的要求更高，若下游 N 型产能爬坡超预期，在产量超量释放下，N 型硅片或将面临供需的紧张局面。

硅片环节成本差距或将拉开：石英坩埚是硅片拉棒环节的重要耗材，石英砂的质量将直接影响石英坩埚的使用寿命与使用效果，从而影响硅片的单位产出与生产成本。根据我们的测算，相比进口砂掺杂比例较高的石英坩埚，进口砂掺杂比例较低的石英坩埚所生产的硅片的石英坩埚成本或将提升 1.5-2 分/W，如考虑电耗、水耗等成本，差距或将进一步拉大。

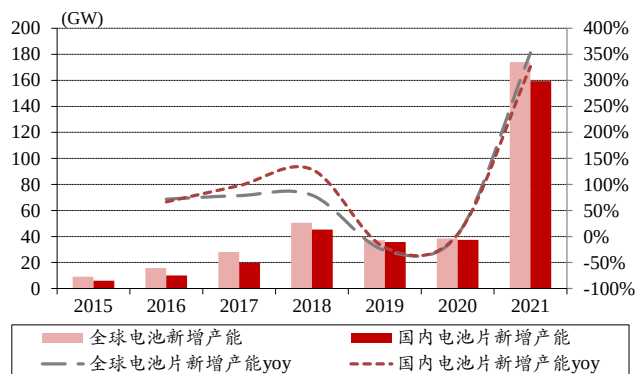
石英砂供需偏紧或有助于硅片环节龙头强化竞争优势：我们认为，头部硅片企业通过多年布局，在石英砂和石英坩埚保供方面具有明显优势，石英砂保供有望强化其以下几方面的竞争优势：

- 1) 市占率优势：**在石英砂供需偏紧的情况下，头部硅片企业有望通过充足的储备保证硅片的出货量，而石英砂储备相对不足的企业或面临开工率不足的风险，头部硅片企业市占率有望稳定或小幅提升。
- 2) 成本优势：**此外，头部硅片企业受益于石英砂与石英坩埚的保供优势，生产成本有望低于其他竞争对手，在原材料降价周期中，其竞争优势有望得到进一步强化。
- 3) 价格优势：**在后续硅料价格下降带动硅片价格下降的过程中，保供较好的硅片企业有望因市占率提升而提高议价能力，且质量较好的坩埚生产的硅片质量较佳，价格方面或获得优势。
- 4) 超额利润优势：**随着石英砂供需格局逐步紧张，石英砂价格有望进一步上涨。在需求较好的情况下，硅片价格或将阶段性与后续逐步松动的硅料价格脱钩，硅片价格下降幅度或因石英砂价格上涨而有所缓和，头部硅片企业有可能由此而兑现超额利润。

电池片：2023 年下半年供给或阶段性偏紧，盈利有望阶段性保持坚挺

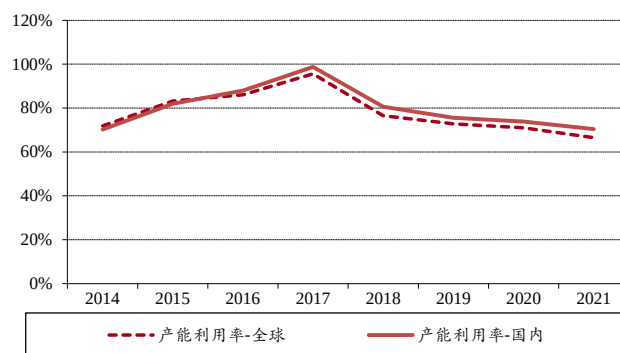
回顾：2022 年电池片盈利修复来源于供需关系反转与技术不确定性带来的扩产放缓：2021 年光伏电池片环节迎来了大规模扩产，根据 CPIA 数据，2021 年全球晶硅光伏电池片总产能达到 423.5GW，同比增长 69.8%。然而需求方面，硅料价格的变化导致了需求反复变化。纵观全年，组件环节对高价电池片的接受度有限造成电池片需求减少，电池片环节利润急转直下，电池片企业开工率也达到历年最低，其中专业电池厂开工率低于一体化或多产业布局企业，全球电池片产能利用率为 66.55%，电池片环节竞争空前激烈。进入 2022 年，由于前期电池片利润水平较低，电池环节产能扩张放缓，随着海外需求的快速增长，电池片环节供需迎来反转，大尺寸电池片产能持续紧张，利润逐渐修复。更为重要的是，PERC 电池效率逐步到达上限，头部企业开始发力 N 型电池技术，但由于 N 型技术路线存在不确定性，因此电池片企业在扩产 PERC 电池与 N 型电池产能方面都较为谨慎，扩产进度放缓，供需关系紧张程度加剧，利润持续提升。

图表 41. 2014-2021 年电池片新增产能及增速



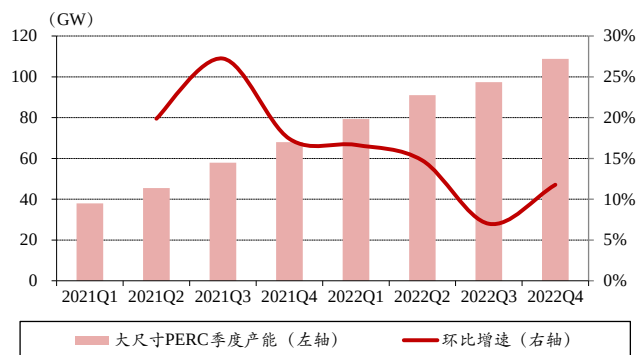
资料来源：CPIA，可再生能源协会，中银证券

图表 42. 2014-2021 年电池片产能利用率



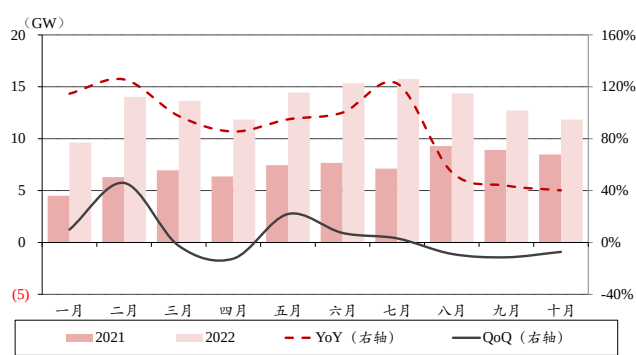
资料来源：CPIA，可再生能源协会，中银证券

图表 43. 大尺寸 PERC 季度产能与环比增速



资料来源：InfoLink Consulting，中银证券

图表 44. 中国组件出口量与增速



资料来源：InfoLink Consulting，中银证券

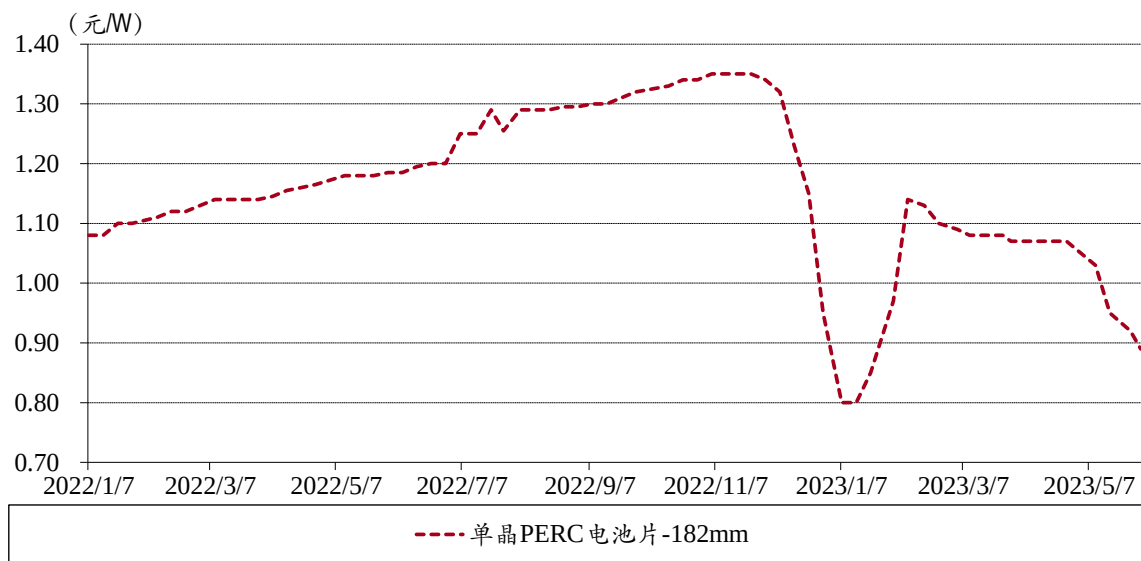
回顾 2023 年至今：1) 2022 年底电池片价格初期坚挺，始跌于组件需求下滑：2022 年 11 月，由于面临大尺寸与高效电池片供应瓶颈，电池片价格暂时和上游硅片脱钩，与组件需求相关性较高，电池片价格保持坚挺。进入 12 月，大尺寸与高效电池片供应量没有明显增长，但随着组件厂下调 12 月排产规划，组件对电池片需求放缓，电池片紧张的供需关系得以缓和，根据 InfoLink Consulting 数据，12 月一线组件排产环比小幅下调约 5-10%、中小型组件厂家下调 15-20%。此外，叠加上游硅料、硅片价格下跌，电池片价格开始下调。

2) 2023 年初，受益于节前备货需求以及硅片价格回升，电池片价格反弹：2023 年 1 月初，在终端需求疲软的情况下，电池片价格跟随硅片价格大幅下调。而临近春节，组件厂预期春节后需求有望起量，恐电池片价格反弹，在备货需求下陆续在春节前提前囤购电池片，需求起量带动下电池片价格在春节前出现一波反弹。春节后至 2 月中旬，由于前期硅片环节维持较低开工率，在春节后需求回升的预期作用下，硅片环节相对电池片供需更为紧张，硅片价格持续上涨，电池片价格相应抬升。

3) 2-3 月硅片供应短缺，电池片经历累库存降价阶段：2 月中下旬至 3 月底，由于硅片供应量相对较少，电池片环节逐渐累积库存，价格逐渐松动。在库存与组件接受度有限等压力下，电池片环节无法转嫁硅片成本，即在硅片价格上涨的背景下，电池价格依然维稳，部分电池厂家面临减产的压力。

4) 4-5 月硅片逐渐过剩，电池价格跌幅小于硅片，盈利保持坚挺：4 月，随着硅片产量的释放以及终端需求的提升，前期电池片环节承担的硅片涨价压力逐步释放，且供需关系的反转促使电池价格在硅片跌价阶段维持稳定。进入 5 月，受到上游硅片快速跌价的影响，电池片价格持续下跌，但电池片开工率仍然维持较高水平，根据 InfoLink Consulting 数据，电池片库存水平保持在约 5 天以内的健康水平。电池片的采购需求仍然旺盛，因此电池片未完全反映硅片跌势，整体盈利空间保持维持。

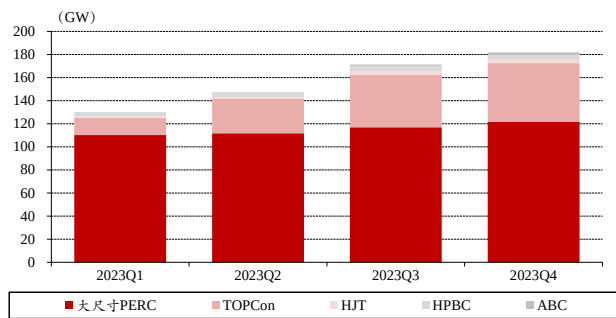
图表 45.2022 年至今电池片价格



资料来源: InfoLink Consulting, 中银证券

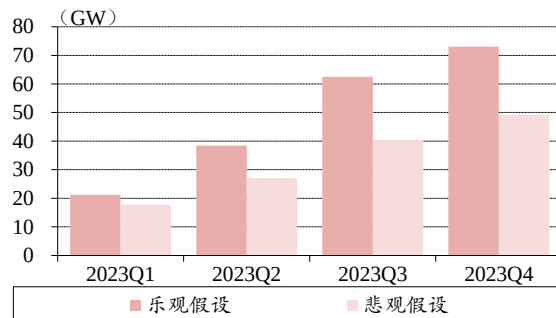
2023 年下半年, 电池片环节供需或将阶段性偏紧, 关注 TOPCon 电池扩产节奏: 根据我们的统计, 在乐观假设下 (扩产进度未推迟), 2023 年 Q1-Q4 大尺寸 PERC 电池与新技术产能合计将分别达到 130GW、147GW、171GW、182GW, 对应月产能分别为 43GW、49GW、57GW、61GW。在悲观假设下 (部分企业扩产推迟), 2023 年 Q1-Q4 大尺寸 PERC 电池与新技术产能合计将分别达到 127GW、136GW、149GW、159GW, 对应月产能分别为 42GW、45GW、50GW、53GW。其中大尺寸 PERC 电池产能增量较少, 增量主要由 TOPCon 电池产能贡献。按照我们的预测, 2023 年组件需求量有望超过 420GW, 考虑季节性需求变化, 电池片供需可能阶段性偏紧, 但需关注 TOPCon 电池产能的扩产节奏。

图表 46. 电池片环节产能预测 (乐观假设)



资料来源: InfoLink Consulting, 中银证券

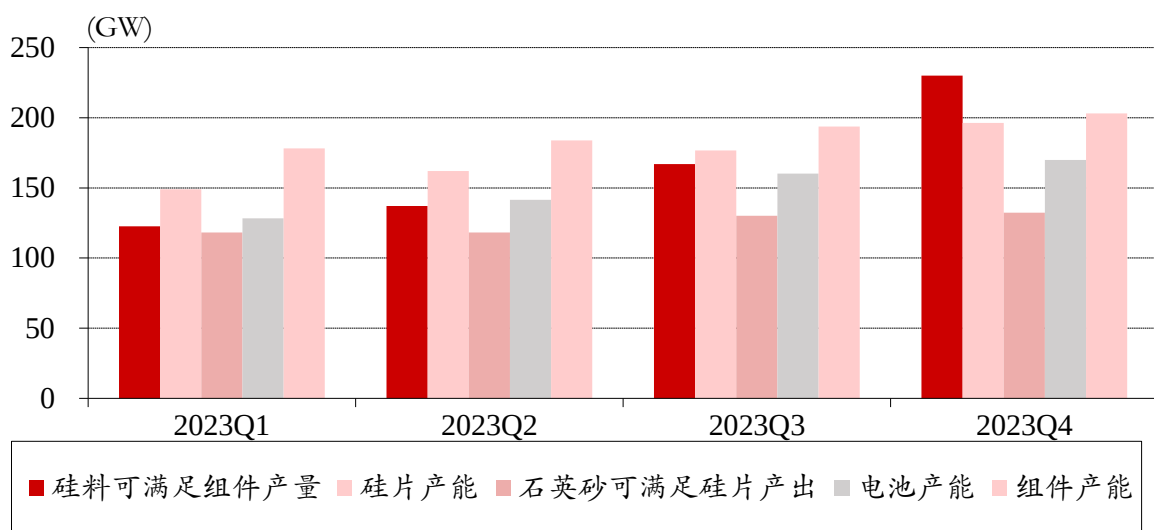
图表 47. 不同假设下电池片新增产能预测



资料来源: InfoLink Consulting, 中银证券

2023 年下半年, 在主材环节中电池片产能相对最少, 在上游硅片产出阶段性过剩的阶段电池片环节库存压力相对较小, 盈利有望阶段性保持坚挺: 按照电池片产能中性假设, 根据我们的统计与预测, 2023 年下半年电池片将成为光伏四大主材环节中产能相对紧张的环节, 但相比于石英砂可满足的硅片产能, 电池片产能依然相对较大。我们认为, 在硅片产出阶段性过剩的阶段, 电池片环节由于产能相对偏少, 库存压力较小, 相对其他主材环节有望获得相对较多的利润分配, 盈利有望阶段性保持坚挺。

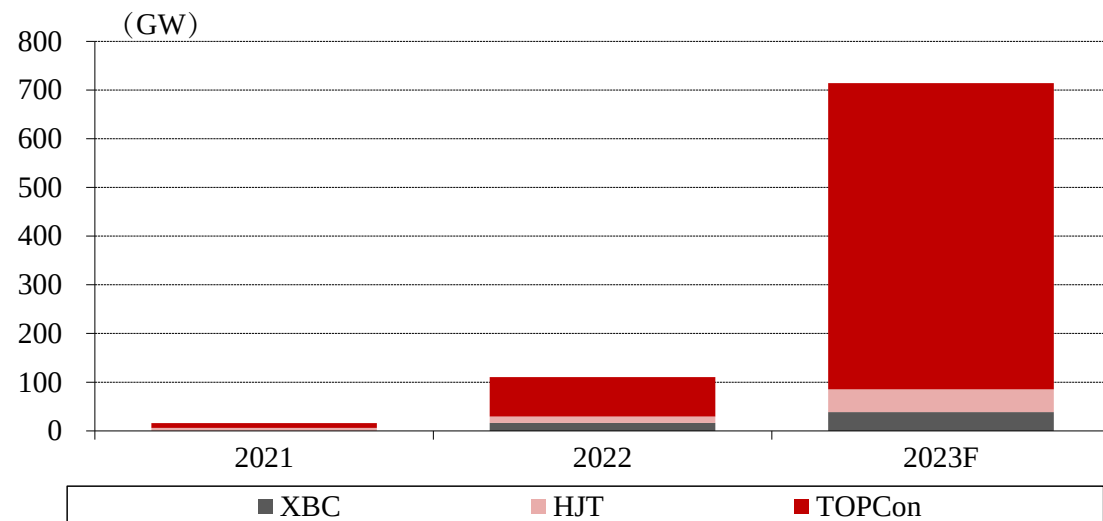
图表 48. 光伏主产业链各环节产能（包含辅材石英砂对应的硅片产出）



资料来源：主要硅料企业公司公告，石英股份公司公告，InfoLink Consulting，中银证券

2023 年底至 2024 年，电池片产能快速扩张，或面临竞争加剧的局面：按照电池片产能中性假设，根据我们的统计与预测，2023 年底电池片环节有效产能将达到 600GW，但大规模 TOPCon 电池产能预计将在下半年或者 2024 年集中投产释放，电池片环节名义产能进一步扩张。根据 InfoLink Consulting 数据，截止 5 月底，TOPCon 设备招标规模已达到 570GW，考虑原有的 PERC 产能，在 2023 年底电池片环节名义产能将超过 1TW，电池片环节竞争加剧。

图表 49. 电池新技术产能及预测



资料来源：InfoLink Consulting，中银证券

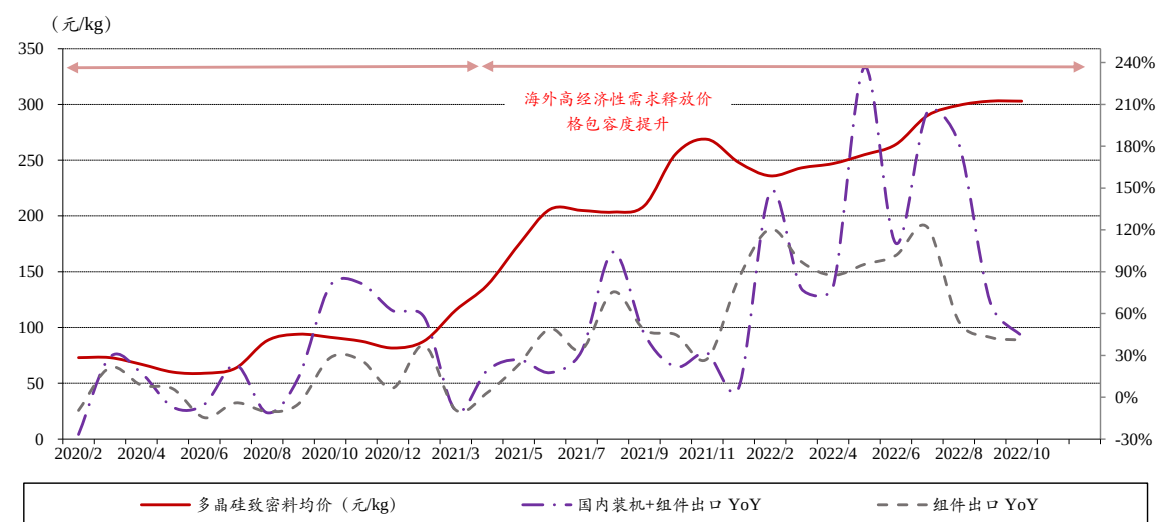
技术与成本优势领先的电池厂有望获得更高的市占率：我们认为，在 N 型电池产能快速扩张的阶段，P 型电池面临逐步退出市场的可能性，P 型电池或将让利下游以保证出货，N 型电池或将面临价格压力。我们认为，在 TOPCon 电池放量初期，具有成本与技术优势的专业化电池厂有望凭借更高性价比的 TOPCon 产品提高市场份额，形成客户粘性，在后续 N 型电池成本与技术差异缩小的阶段，保证市占率。

组件：一体化盈利有望修复，布局全球的一体化企业优势明显

回顾 2020-2022 年：组件价格超预期来源于需求超预期，定价逻辑出现阶段性变化：回顾 2020 年以来的光伏产业链，我们认为需求重心从国内向海外高经济性市场之间的转移主导了两年间产业链价格逻辑的变化。

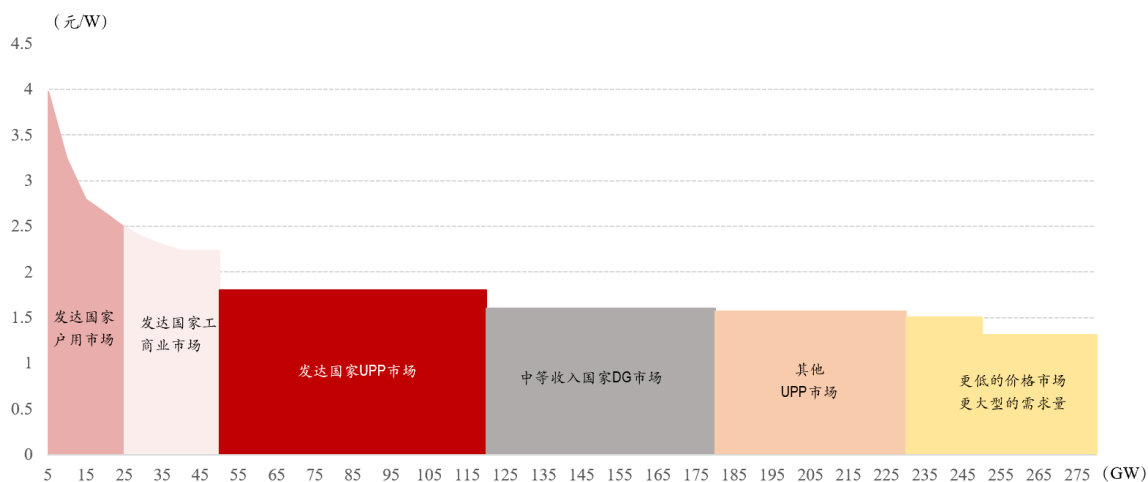
- 1) 在国内补贴政策收尾、第一波新冠疫情冲击下的 2020 年，2020H1 光伏需求较弱，组件出口量在 2020Q2-Q3 出现同比下滑，硅料价格在 2020 年年中一度逼近一线产能的现金成本线；2020H2 在国内疫情缓解、竞价补贴项目建设推进与部分硅料产能出现事故等因素的催化下，硅料供需逐步紧张，产业链价格开始抬头上涨，但组件价格最高维持在 1.6-1.65 元/W 区间，仍明显与国内电站的 8% 左右的投资收益率要求挂钩，其时硅料产能基本平衡于终端潜在需求，硅料价格仍与成本曲线边际产能的成本水平相关。复盘来看，2020 年光伏产业链价格的下蹲在一定程度上与 2018 年“531”政策的影响有相似性，即均为后续海外需求的超预期释放打下了基础。
- 2) 进入 2021 年后，随着海外疫情对社会活动冲击程度的降低与欧美装机旺季的到来，光伏组件出口同比增速快速提升，此时硅料产能紧缺加剧，硅料企业议价能力提升，硅料价格快速上涨，同时组件价格出于传导成本压力亦有明显涨幅，一度超出国内项目的成本承受能力，但由于海外高经济性项目（以及阶段性的国内户用等分布式项目）迅速接棒且总量持续超预期，产业链价格的上涨并未显著影响整体终端需求，支撑光伏制造产业链的定价锚转为高经济性需求的价格包容上限。

图表 50. 2020 年以来硅料价格、月度国内装机与组件出口同比增速的变化情况



资料来源：InfoLink Consulting，中银证券

图表 51. 2022 年区域-项目量价分布图



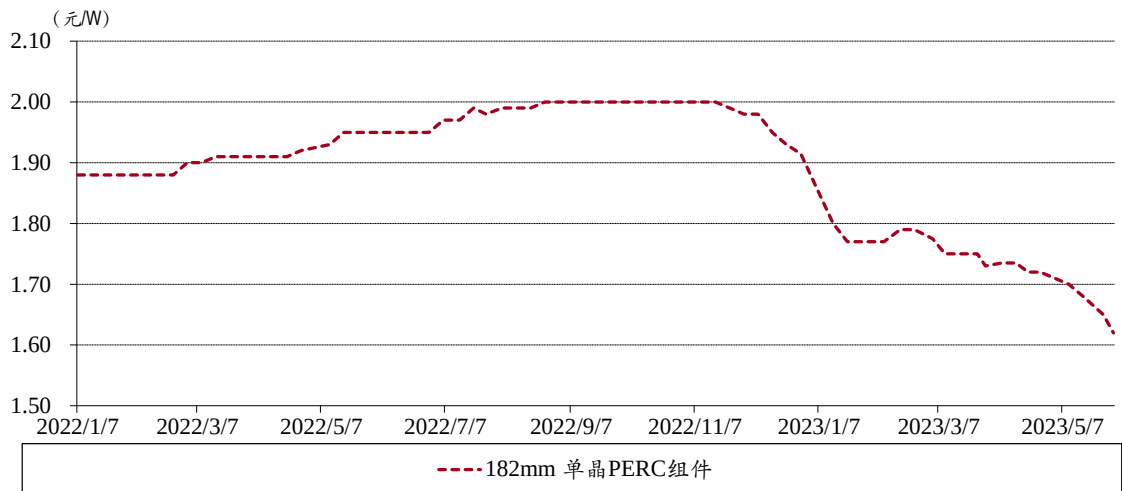
资料来源：IHS、InfoLink Consulting、TCL 中环，中银证券

回顾 2023 年至今：1) 受终端需求节奏与硅料价格影响，2022 年底组件成交放缓：进入 2022 年年底，地面电站项目受气候影响进度放缓，且 12 月硅料价格快速下跌，终端对组件拉货再次观望，供应链价格的快速下降影响组件新签单。至 12 月中下旬，海内外组件交付开始收尾，需求快速收敛，成交趋缓，组件价格跟随原材料下跌。

2) 组件需求月度环比提升，但受中游价格压力组件价格脱钩于硅料下跌：2023 年 1 月至春节前，国内需求平淡，2 月新订单有限，大型订单仍尚未落地。根据 InfoLink Consulting 数据，3 月需求环比 2 月小幅提升，组件厂排产回升至 34-35GW 左右。虽然 3 月硅料价格有所松动，但中游供应链受制硅片短期供需错配影响，组件价格持稳，组件中小厂家、非一体化厂成本压力不断提升。

3) 终端观望情绪浓重，组件库存累积，5-6 月排产增速放缓：根据 InfoLink Consulting 数据，组件厂家 4 月排产上调至 39-41GW 左右。但大型项目开标价格仍持续下探，主要受到中型组件企业报价拉低的影响，一线厂家订单大多已锁定，而中型组件厂家则为争抢订单、投标价格持续降低。五月国内受项目合规审查、土地问题，迭加上游价格快速下降，终端观望情绪浓重，导致二季度原定开动的部分项目出现延迟，观望情绪也传导致海外项目，新签订单延迟，消纳速度不如预期。5 月组件排产并无明显增量，环比 4 月约略持平。下游观望情绪加剧下，组件库存开始累积，根据 InfoLink Consulting 数据，五月底全行业平均约在 1.5 个月库存。预计 6 月排产相比 5 月略微上升 1-2GW，达到 43-45GW。

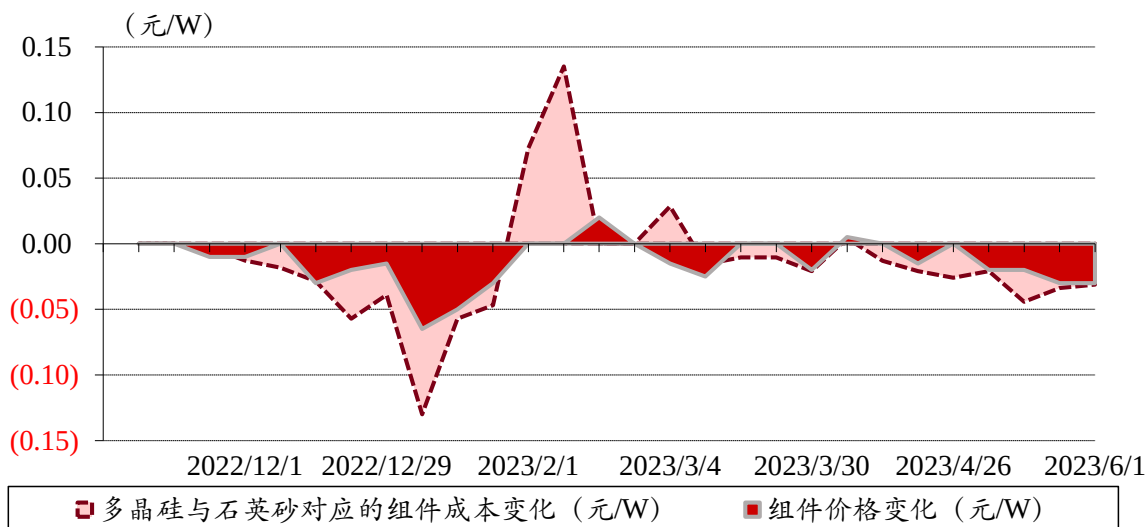
图表 52.2022 年至今组件价格



资料来源：InfoLink Consulting，中银证券

组件降价幅度或低于上游，或将在产业链价格下行周期中获得超额收益：硅料成本的上升带动各环节成本上升是推高组件价格的主要因素，但不同于硅片环节——由于紧靠硅料，原材料成本的变化会更直接影响硅片的价格走势，组件环节靠近终端，组件价格受需求影响相对较大。在硅料持续上涨的过程中，组件价格受到成本变动的影响相对被稀释，对终端需求更加敏感。在上游硅料下跌的阶段，随成本下降组件价格也将相应下跌，但由于海外与国内分布式等高经济性需求强劲，且对价格敏感度较低，组件价格与终端需求联系紧密，组件整体价格跌幅或将低于上游原材料价格跌幅。我们对 2022 年 11 月至今原材料价格变化对应的组件成本变化和组件价格变化做了一个对比分析，由于 2022 年 11 月至今原材料中除了硅料价格变化较大外，石英砂成本变化幅度也较大，因此引入多晶硅与石英砂价格变化对应组件成本变化为一参考变量。可以看出，仅考虑原材料的变化，在价格下降周期中，组件价格下降的幅度小于原材料价格跌幅，因而组件整体可以获得超额利润。

图表 53. 组件原材料（价格变化较大的品种）成本变化与组件价格变化对比



资料来源：InfoLink Consulting，中银证券

组件加工环节利润有望得到修复：在近两年上游供给紧张、成本上涨的情况下，一线组件企业的稳定盈利主要来源于两方面：1) 上游硅片、电池环节一体化（以及对硅料供应进行一定程度锁定）对硅料价格上涨影响的部分平抑；2) 组件价差所兑现的品牌渠道价值；一线企业的单纯的组件加工环节盈利也较为微薄，而不具备这些竞争优势的组件加工制造企业在近两年的盈利能力则相对承压。从历史情况来看，即使是在组件产能常年过剩的情况下，组件加工环节也有一定的稳定盈利空间，而当前电池组件一体化产能相对于下游潜在需求依然存在明显缺口，因此我们认为随着后续上游硅料供需逐步正常化，组件环节的加工盈利有望恢复至行业平均有少量利润的水平。

需求分层有望加强一线企业竞争优势：如上文所述，以欧美区域为代表的高经济性需求的释放主导了近两年间光伏产业链价格逻辑的变化，而欧美区域历来是一线组件企业的主要出口范围，这些市场对组件品牌价值有较高的认知度与接受度。我们认为需求的分层有利于一线企业获取更高价值量的组件订单，从而进一步巩固自身的盈利优势。

一线一体化龙头企业业绩有望持续增长：结合组件环节的自身特点，我们认为在需求分层的基础上，一线组件企业有望依靠溢价享有部分超额盈利，同时一体化企业有望保留硅片、电池片环节的部分利润。我们预计随着后续硅料产能的逐步投产与终端需求释放，一线组件厂商的一体化盈利能力有望保持稳健，后续业绩有望持续增长，而若高经济性需求释放超预期则一线组件盈利能力有进一步提升的可能。

组件辅材：2024 年 EVA 粒子供需或阶段性偏紧

2024 年 EVA 粒子供需或阶段性偏紧：根据 SMM 数据与我们的统计测算，2022 年底 EVA 光伏料可排产能达到 151 万吨，2023-2025 年主要新增装置来源于斯尔邦、联泓新科、宁波台塑、浙江石化、古雷炼化、宁夏煤业、宝丰能源、裕龙石化等。由于 2024 年新增装置较少，仅有斯尔邦一家，我们预计 2024 年 EVA 光伏料供应增速较低，预计 2023-2025 年 EVA 光伏料可排产量将达到 184 万吨、206 万吨、337 万吨，同比增长 22%、12%、63%。根据我们对 EVA 光伏料需求的测算，预计 2023 年-2025 年 EVA 光伏料需求将分别达到 186 万吨、225 万吨、254 万吨。综合供需的测算，我们预计 2024 年 EVA 光伏料供需或阶段性偏紧。

图表 54.2022-2025 年全球 EVA 树脂产能汇总

企业	工艺	2022 年 底 EVA 产能	2023 年 新增 EVA 产能	2024 年 新增 EVA 产能	2025 年 新增 EVA 产 能	2022 年 光伏料可排 产能	2023 年 新增光伏料 产量	2024 年 新增光伏料 产量	2025 年 新增光伏料 产量
中石化北京 东方化工	釜式	4				0			
扬子巴斯夫	管式巴斯尔	20				6			
中石化燕山 石化	管式埃克森美孚	20				0			
联泓新科	釜式法埃克森美孚	15			20	15			15
宁波台塑	釜式法埃克森美孚	7.2			12.8	4.32			6
斯尔邦	20 万吨管式巴斯尔技术 10 万吨釜式法	30		20	40	35		0	40
延长榆林能化	管式巴斯尔技术	30				21			
中化泉州	釜式法埃克森美孚	10				5			
浙江石化	管式利安德巴塞尔	30			80	30			40
中石化扬子 石化	釜式利安德巴塞尔	10				5			
中石化-中科 炼化	釜式巴斯尔	10				5			
天利高新	管式巴斯尔	20				5	10	0	0
韩国乐天	管式巴斯尔	30				20			
古雷石化	管式埃克森美孚		30				15	10	0
宁夏煤业	釜式埃克森美孚				10				5
宝丰能源	管式巴斯尔		25				8	12	0
南山裕龙 石化	管式巴斯尔/ECI				50				25
新增 EVA 光伏料产能合计				55	20	212.8		33	22
全球 EVA 光伏料产能合计						151.32	184.32	206.32	337.32

资料来源：SMM，中银证券

图表 55. 光伏级 EVA 粒子需求测算

年份	2021	2022	2023E	2024E	2025E
全球光伏装机需求 (GW)	165	240	400.00	530.00	640.00
YoY	22.22	45.45	66.67%	32.50%	20.75%
容配比	1.13	1.16	1.20	1.20	1.20
组件需求 (GW)	186.00	278.06	480.00	636.00	768.00
YoY	25.25	49.50	72.63%	32.50%	20.75%
双面组件渗透率 (假设双面均为单晶)	49	57	62%	64%	65%
EVA+EPE 结构渗透率 (在双面组件中)	48	74	88%	80%	70%
EPE+EPE 结构渗透率 (在双面组件中)	40	20	7%	5%	10%
组件胶膜需求 (亿平米)	19.64	28.82	47.69	61.66	72.91
组件等效 EVA 胶膜需求 (亿平米)	16.56	24.64	41.15	49.83	56.32
EVA 胶膜平均克重 (g/m ²)	0.50	0.50	0.43	0.43	0.43
光伏级 EVA 粒子需求 (万吨)	86.94	129.36	185.81	224.96	254.31
YoY	17.69%	48.80%	43.63%	21.07%	13.04%

资料来源：海优新材公司公告，福斯特公司公告，中银证券

电站 EPC 环节：EPC 盈利有望修复，电站盈利受益于需求放量

光伏 EPC 盈利有望修复：对于前期锁定 EPC 价格的光伏 EPC 企业来说，近两年组件价格持续上涨不断压缩其盈利，即便 EPC 价格可以浮动，但是其价格变动如跟不上组件价格的变化，也会导致 EPC 企业盈利承压。随着硅料价格下降带动组件价格回落，前期锁定 EPC 价格的企业有望受益，价格浮动的 EPC 厂商也有望受益于成本压力减轻带来的盈利修复。

电站盈利受益于需求放量：我们认为，光伏电站的盈利改善主要受益于电站装机量的增长，主要原因是电站 IRR 的提升幅度有限、利润弹性较低，但是 IRR 改善对装机需求的刺激较大，地面电站有望受益于需求量增长带来的盈利弹性。

光伏新技术：打开新空间，创造新格局

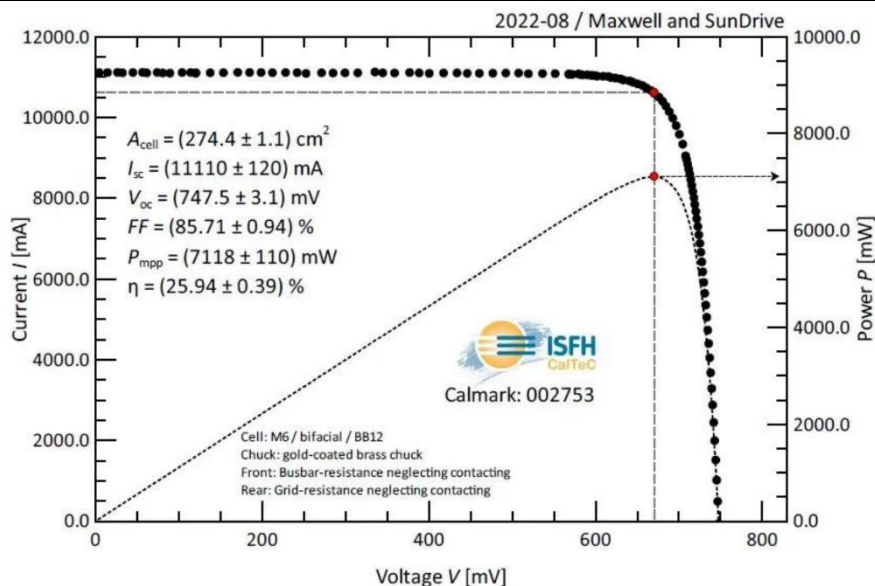
HJT：降本提效进展积极，经济性拐点临近

华晟量产进度领衔行业，效率不断提升：根据华晟新能源官网，宣城一期 M6 非晶异质结电池片产线日产已超 25 万片，整线最终良率超 99%，处于行业领先水平；M6-144 单面微晶异质结冠军组件认证功率达 500W，比同版型的 PERC 组件单片功率高出 50W，创造了全面积转化效率 23% 的行业新高；宣城二期 G12 单面微晶异质结电池量产效率持续爬坡，量产最佳效率已达 25.21%，处于行业领先地位并有望迅速将电池产线平均转换效率提升至 25% 以上，G12-132 微晶异质结冠军组件认证功率达 710W，比同版型的 PERC 组件单片功率高出 50-60W，全面积转化效率高达 22.9%。

HJT 转换效率达 26.81%，创造全球硅基太阳能电池效率最高纪录：2022 年 11 月 19 日，隆基绿能在第十六届中国新能源国际博览会暨高峰论坛上宣布，已收到德国哈梅林太阳能研究所（ISFH）的最新认证报告，隆基绿能自主研发的硅异质结电池转换效率达到 26.81%，创造目前全球硅基太阳能电池效率的最高纪录，打破了尘封 5 年的硅太阳能电池效率新纪录。从 2021 年 6 月至今，隆基绿能高效晶硅 HJT 电池研发团队不断打破并刷新硅异质结电池世界纪录，从 25.26% 提升到 26.81%。此外，该纪录通过可量产设备、技术和大面积硅片创造，为高效电池的后续量产进一步打下基础。

低成本量产技术不断突破：2022 年 9 月，根据德国哈梅林太阳能研究所认证报告，迈为股份联合澳大利亚金属化技术公司 SunDrive 采用迈为自主创新的可量产微晶设备技术和工艺研制的全尺寸（M6，274.5cm²）N 型晶硅异质结电池，其转换效率高达 26.41%。该批次电池的 PECVD 工艺在公司最新一代的量产双面微晶设备上完成，优化了钝化层和微晶 P 工艺，同时结合 PVD 新型 TCO 工艺。在金属化方面，SunDrive 优化了其无种子层直接电镀工艺，使电极高宽比得到提升（栅线宽度可达 9μm，高度 7μm）。此外，公司与 SunDrive 合作研发的低钨、银包铜工艺 HJT 电池效率达到 25.94%。通过低钨含量解决方案，单片钨的使用量比常规（未采用低钨方案）的异质结电池降低了 50%，如果叠加设备降钨的方案再降低 40%，可以将钨用量降低到常规水平的 30%；而铜电镀工艺省去了昂贵的银浆成本，两项工艺的结合使异质结电池的制造成本降至新低，进一步夯实了高效低成本 HJT 电池量产的基础。

图表 56.迈为股份 26.41% 转换效率电池参数



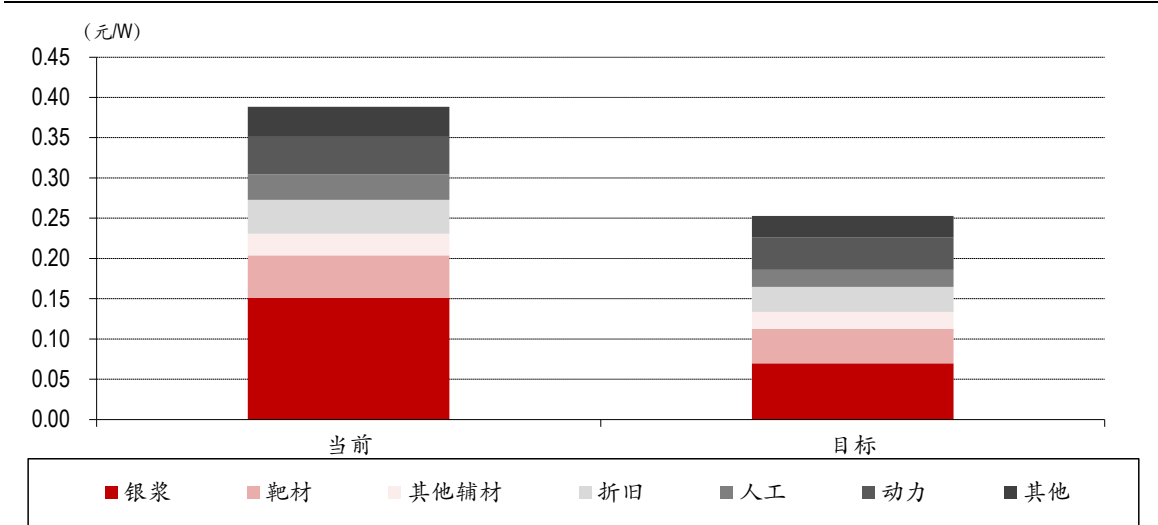
资料来源：迈为股份官网，中银证券

非硅成本已显著下降：由于 HJT 电池所用低温银浆的固有特性，其单位耗量相对于传统技术路线的提升成为了 HJT 降成本的最大障碍，因此银浆降本也是 HJT 成本下降的核心抓手。HJT 电池银浆降本可从降低银耗量和银浆降价两方面入手。在降低银耗量方面，2021 年起华晟、通威等产业化领先企业已普遍采用 9BB 多主栅电池工艺，可将银浆消耗量减少至约 180mg/片；2022 年上半年，华晟已通过对 SMBB 技术的应用将 M6 单片银浆耗量降低至 150mg/片以下，叠加电池转换效率与产线产量的提升，我们估计近期 HJT 电池非硅成本已下降至约 0.35-0.4 元/W 区间，相比于去年同期降幅约 40%。

“三减一增”助推 HJT 降本提效：在 2022 年 11 月 11 日举行的异质结创新技术成果分享会上，多家企业合力创新，提出了“三减一增”的降本方案。1) 银浆方面，晶银新材 50%银含的银包铜细栅已进入批量量产，在多家客户的实证电站中运行，目前无异常；43%银含的银包铜细栅正背面替换纯银细栅，已经在客户端通过 4 倍 IEC 可靠性测试，正在进行 5 倍测试；银包铜浆料的使用有望使得 HJT 电池低温浆料成本降低 40%以上。2) 栅线方面，0BB 方案的应用有望减少主栅线银耗。3) 硅片方面，大尺寸、薄片化可减少硅料用量，当前 HJT 电池异质结已经逐步实现 120 μ m 硅片厚度量产，更薄硅片方案也已进入研发阶段。4) 提效方面，赛伍技术推出的 UV 转光胶膜可将每块组件功率提升约 1.5%。

HJT 电池组件在终端应用有望打开空间：在制造端降本提效以外，电站端对 HJT 组件的认可亦是 HJT 新技术得到推广应用的重要指标。根据华晟新能源官网，2022 年 8 月，华晟新能源与中国电建华东院正式签署光伏组件采购合作框架协议，2022 年至 2025 年，华东院将从华晟新能源采购 10GW 异质结光伏组件用于其承建的光伏电站 EPC 项目，HJT 电池组件在终端应用有望打开空间。

图表 57. HJT 电池非硅成本拆分及其目标

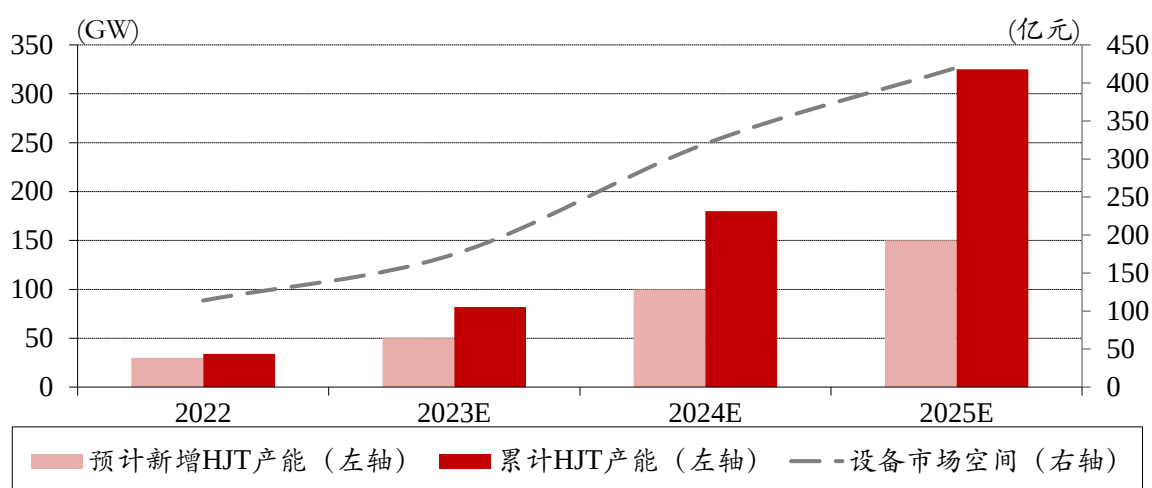


资料来源：华晟新能源官网，Solarzoom，中银证券

组件端成本差距有望进一步缩小，经济性拐点临近：此外，根据我们的测算，HJT 电池转换效率每提升 1%，在不同应用场景下可增加组件溢价空间 0.05-0.15 元/W 不等，且对组件整体功率的提升亦可摊薄组件环节的单位制造成本。结合电池非硅成本、硅成本以及效率提升对组件端成本降低的促进，我们预计 HJT 组件端整体成本有望 2023 年贴近 PERC 组件，从而有望降低应用 HJT 组件的光伏站的 LCOE，进一步扩大终端电站业主的接受面并逐步进入大规模替代周期。

HJT 叠层技术，未来提效空间可期：2022 年，华晟已具备量产尺寸钙钛矿/HJT 叠层电池的研发平台，并成功实现 M6 尺寸大面积钙钛矿层的均匀制备，在相关知识产权布局上也初见成果。华晟异质结电池将逐步实现 HJT3.0（双面微晶）、HJT4.0（应用铜电极双面微晶）、HJT5.0（全背接触）以及钙钛矿叠层电池的技术迭代，目标在 2025 年，实现 G12 异质结钙钛矿晶硅叠层电池效率 30%，G12-132 组件功率 840W+。HJT 叠层技术未来提效空间可期，有望打开新的应用蓝海。

图表 58. HJT 产能规模与设备市场空间预测

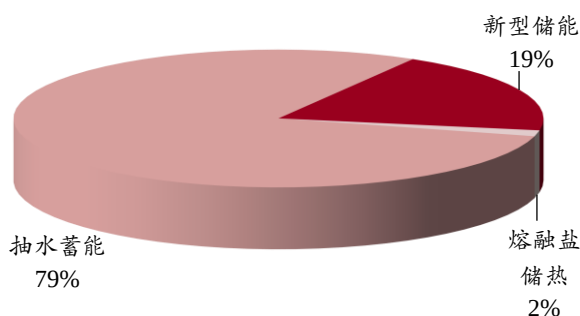


资料来源：中银证券

储能：全球新型储能市场迈入快速增长期

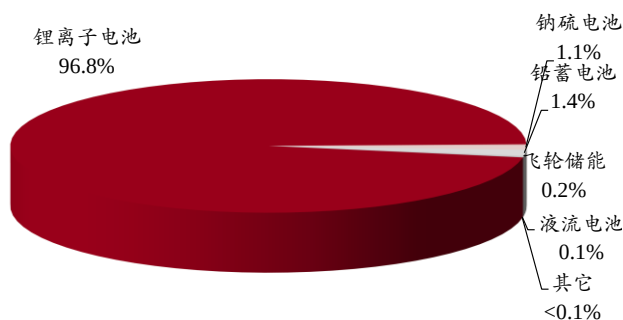
2022 年全球新型储能累计装机规模快速增长，份额显著提升：根据 CNESA 数据，截至 2022 年底，全球已投运电力储能项目累计装机规模 237.2GW，同比增长 15%。其中，抽水蓄能累计装机规模占比首次低于 80%，与 2021 年同期相比下降 6.8 个百分点；新型储能累计装机规模达 45.7GW，同比增长 80%，在电力储能累计装机中占比 19.3%，与 2021 年同期相比提升 7.1 个百分点。在新型储能项目中，锂离子电池仍占据绝对主导地位，年增长率超过 85%，其在新型储能中的累计装机占比与 2021 年同期相比上升 3.5 个百分点。

图表 59. 2022 年全球电力储能市场装机结构



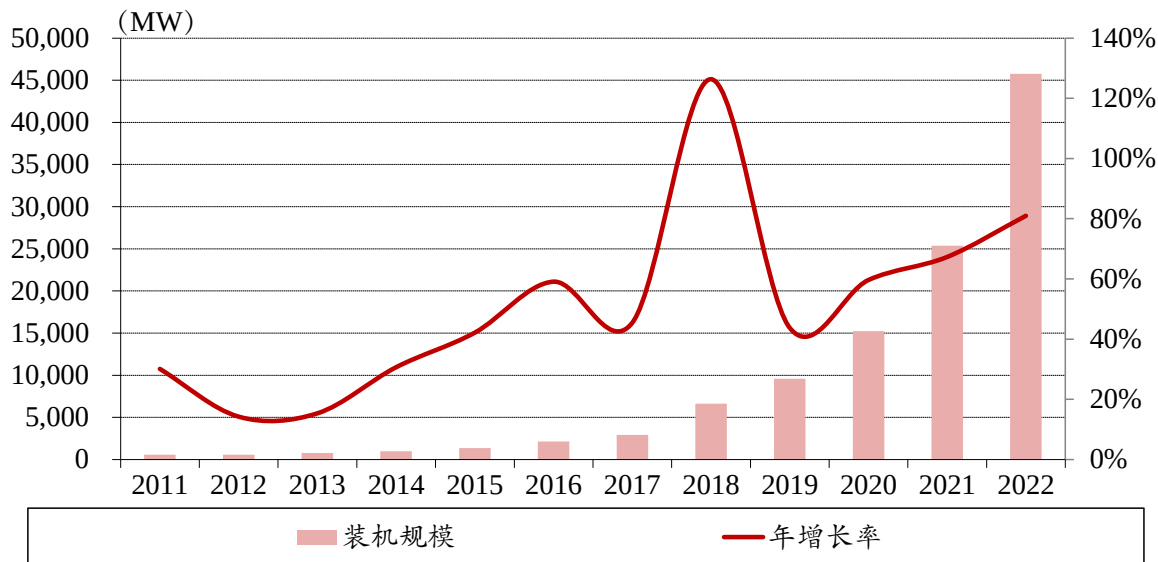
资料来源：CNESA，中银证券

图表 60. 2022 年全球新型储能装机结构（按技术分类）



资料来源：CNESA，中银证券

图表 61. 2011-2022 年全球新型储能市场累计装机规模及增速

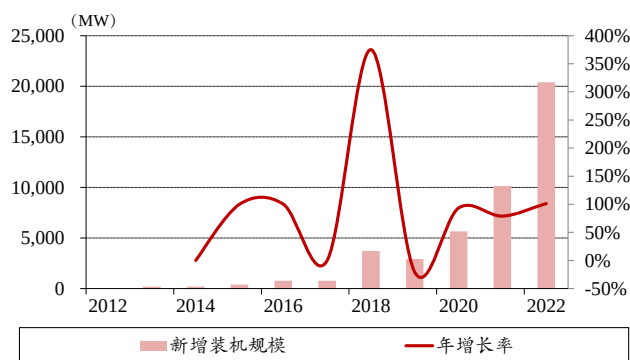


资料来源：CNESA，中银证券

2022 年全球新型储能新增装机规模实现翻倍增长：根据 CNESA 数据，2022 年新增投运电力储能项目装机规模 30.7GW，同比增长 98%。其中，新型储能新增投运规模首次突破 20GW，达到 20.4GW，是 2021 年同期的 2 倍。

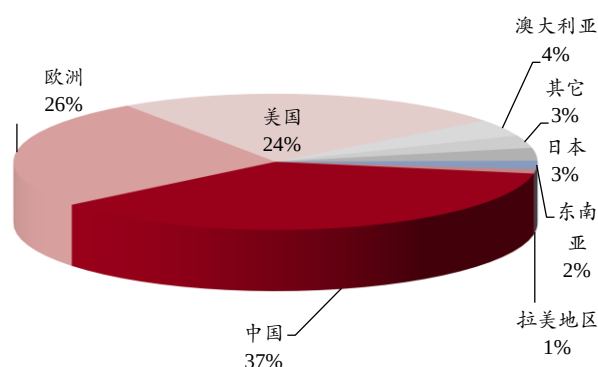
中国、欧洲和美国持续引领全球储能市场的发展：根据 CNESA 数据，2022 年中国、美国、欧洲新增投运新型储能装机规模合计占全球市场的 86%，比 2021 年同期上升 6 个百分点。

图表 62. 2011-2022 年全球新型储能新增装机规模及增速



资料来源: CNESA, 中银证券

图表 63. 2022 年全球新增投新型储能项目的地区分布

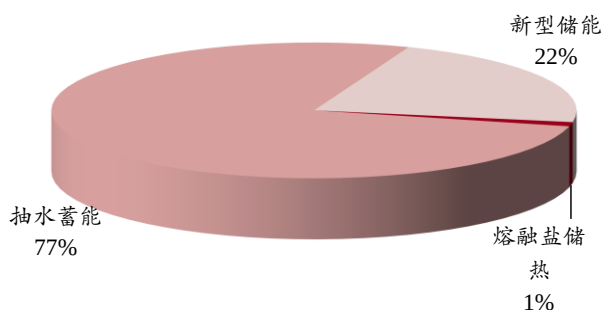


资料来源: CNESA, 中银证券

国内储能：大型储能需求保持高景气，工商业储能需求蓄势待发

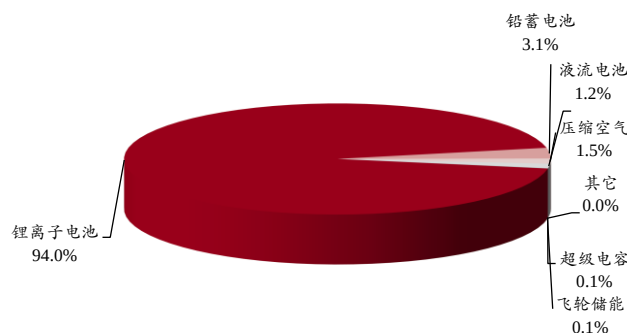
2022 年国内新型储能新增装机规模增速超过 200%：根据 CNESA 数据，截至 2022 年底，中国已投运电力储能项目累计装机规模 59.8GW，同比增长 38%，装机规模占全球市场总规模的 25%。其中，抽水蓄能累计装机占比首次低于 80%，与 2021 年同期相比下降 8.3 个百分点；新型储能继续高速发展，累计装机规模首次突破 10GW，达到 13.1GW/27.1GWh，功率规模年增长率达 128%，能量规模年增长率达 141%。2022 年，中国新增投运电力储能项目装机规模首次突破 15GW，达到 16.5GW，其中，抽水蓄能新增规模 9.1GW，同比增长 75%；新型储能新增规模创历史新高，达到 7.3GW/15.9GWh，功率规模同比增长 200%，能量规模同比增长 280%。

图表 64. 2022 年中国电力储能市场装机结构



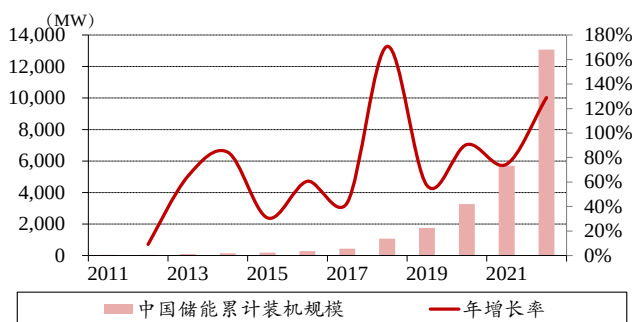
资料来源: CNESA, 中银证券

图表 65. 2022 年中国新型储能装机结构（按技术分类）



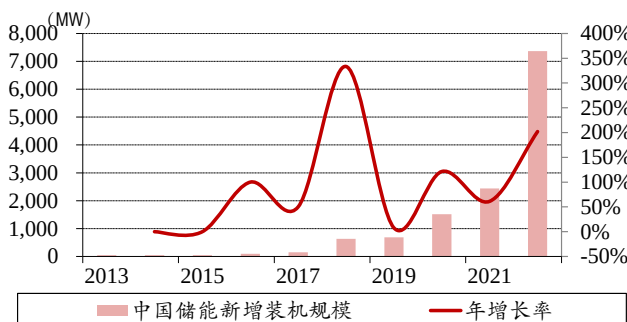
资料来源: CNESA, 中银证券

图表 66. 2011-2022 年中国新型储能累计装机规模及增速



资料来源: CNESA, 中银证券

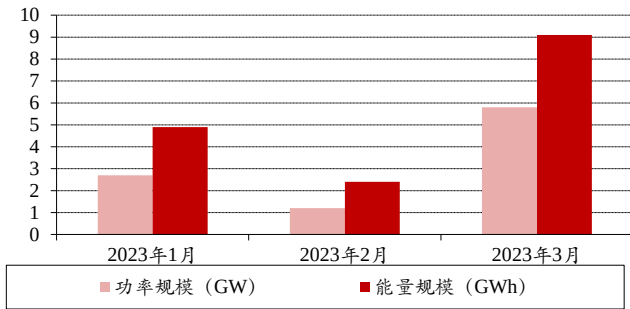
图表 67. 2013-2022 年中国新型储能新增装机规模及增速



资料来源: CNESA, 中银证券

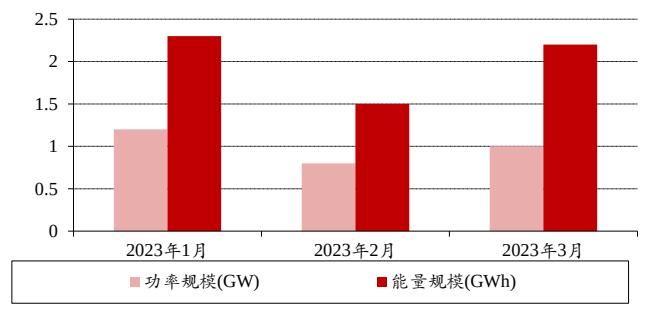
2023 年 1-4 月国内储能招标与投运规模保持高景气，大储占据主导地位：根据 CNESA 数据，2023 年 1-4 月，储能招标规模共计 14.6GW/40.3GWh，能量规模已经接近 2022 年全年的 44GWh 的规模。1-4 月，国内共发布 612 个电力储能项目（含规划、建设中和运行），储能规模共计 120.5GW。其中，新型储能项目规模合计 53.6GW/127.4GWh，运行项目规模 4.4GW/9.1GWh，其中 2023 年一季度运行项目规模 2.9GW/6.0GWh，功率规模同比增长 1178%。根据 CNESA 数据，2023 年一季度，在新增新型储能项目中，大储依旧占据绝对主导地位，源侧和网侧项目储能规模合计占比超 90%。而新增投运新型储能项目中，独立储能和新能源配储的功率规模几乎持平，达 1.4GW 左右。

图表 68. 2023Q1 国内储能招标项目规模



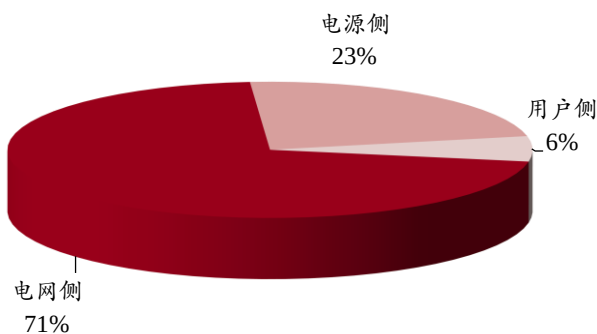
资料来源：CNESA，中银证券

图表 69. 2023Q1 中国月度新增投运新型储能项目规模



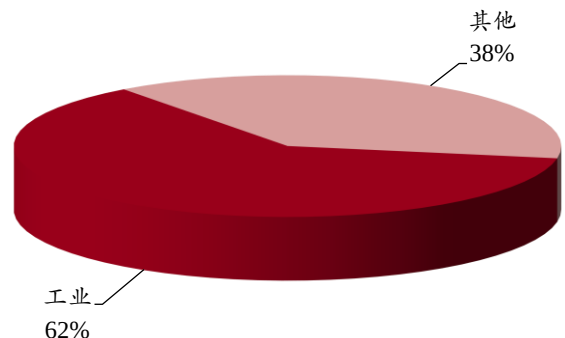
资料来源：CNESA，中银证券

图表 70. 2023Q1 国内新增新型储能项目应用分布



资料来源：CNESA，中银证券

图表 71. 2023Q1 国内用户侧储能应用分布



资料来源：CNESA，中银证券

政策不断探索，持续推动落实新能源配储：2023 年年初至今，地方政府出台多项奖惩方案，推动新能源配储。奖励政策方面，广西发布政策提出已通过容量租赁模式配置储能的市场化并网新能源项目，暂不参与调峰辅助服务费用分摊；河南发布政策，提出同一区域内，储能配比高的优先调度，容量相同的情况下，储能时长长的优先调度。独立储能享用优先调度制，每年完全调用次数 350 次。减免调峰辅助服务分摊以及优先调度有望提升新能源电站配储积极性。惩罚政策方面，山东、广西、河南均发布政策，要求新能源场站实际配建或租赁储能容量不足的，按照未完成储能容量对应新能源容量规模的 2 倍停运其并网发电容量，且河南强调：未投运储能，电网不得调度及收购其电力电量。通过惩罚政策要求，一方面从电网准入及电量收购的角度可以有效控制新增项目配置储能，另一方面从扣除并网容量的角度可以有效控制存量项目配置储能，基本完成强制配储管理措施的闭环。

图表 72.部分省份新型储能政策

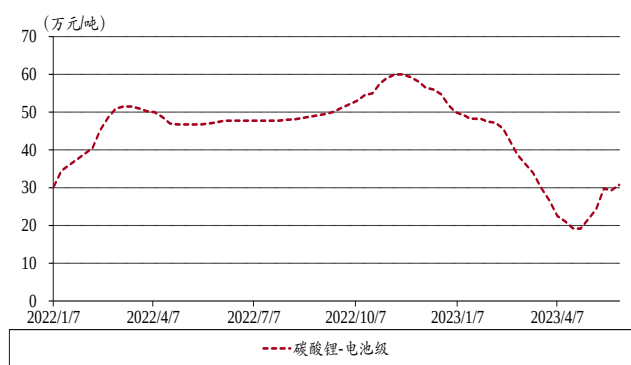
省份	政策	具体内容
山东省	山东能源监管办关于征求《山东省电力并网运行管理实施细则(2023 年修订版)》《山东省电力辅助服务管理实施细则(2023 年修订版)》规范性文件意见的通知》	1)以独立主体身份直接与电力调度机构签订并网调度协议、由电力调度机构调度管理、容量 5 兆瓦/2 小时及以上的新型储能电站（不含抽蓄），包括电化学、压缩空气、飞轮储能等。 2)可提供的辅助服务类型包括且不限于：一次调频、自动发电控制（AGC）、调峰、无功调节、自动电压控制（AVC）、黑启动、转动惯量、快速调压等。 3)储能将按照上网电量分摊辅助服务费用：有偿辅助服务补偿所需费用由并网主体按上网电量的比例分摊。其中，风电场、光伏电站或储能电站提供的转动惯量、一次调频、快速调压服务由风电场、光伏电站和储能电站按上网电量的比例分摊。 4)新能源电站配储要求：新能源电站应严格按照项目接入批复方案的要求配建或租赁储能装置。场站实际配建或租赁储能容量不足的，按照未完成储能容量对应新能源容量规模的 2 倍停运其并网发电容量，直至满足接入批复方案要求为止。因电网安全或调峰等原因需要而限制新能源电站出力时，电力调度机构可通知该新能源电站将全部机组停运。
河南省	《加快我省新型储能发展的实施意见（征求意见稿）》	1)严格配置储能，储能不能晚于新能源投运，未投运储能，电网不得调度及收购其电力电量。同一区域内，储能配比高的优先调度，容量相同的情况下，储能时长长的优先调度。 2)未按承诺履行新型储能建设责任的，或未按承诺比例租赁新型储能容量的新能源企业，按照未完成储能容量对新能源容量规模的 2 倍予以扣除其并网容量。 3)重点建设容量不低于 100MWh 的独立储能电站，新能源配建的 100MWh 以上的储能电站，满足一定条件，可转为独立储能电站。 4)鼓励新能源企业“先租后建”，满足新能源配储要求。长时（储能时长超过 2 小时）的储能项目，可按比例折算到 2 小时系统功率，租赁给新能源企业。 5)独立储能电站充放电价格机制方面，征求意见稿指出，进入电力现货前，独立储能放电，视作发电市场主体参与市场中长期市场，签订顶峰时段市场合约；用电时，作为电力用户享受低谷时段用电电价。充电不承担输配电价、政府基金及附加。 6)调峰辅助服务方面，独立储能电站提供调峰服务，按照火电机组第一档调峰辅助服务交易价格优先出清，上限 0.3 元/kWh。 7)独立储能享有优先调度制，每年完全调用次数 350 次。 8)建立储能容量租赁共享制度，租赁参考价 200 元/kWh 年，鼓励储能与新能源企业签订 10 年以上合同。 9)对建成投运的独立储能电站，按发电量，省财政还将提供 0.3 元/kWh 的补贴，补贴期 2 年。对规模在 1000kWh 以上的用户侧储能，投运后，省财政按 200 元/kWh 标准给与一次性补贴。
广西壮族自治区	《加快推动广西新型储能示范项目建设的若干措施（试行）》	1)已通过容量租赁方式完成储能配置要求的市场化并网新能源项目，暂不参与调峰辅助服务费用分摊，后期视情况调整。后续随着市场机制逐步完善。 2)结合我区电力供需实际情况，优化完善峰谷分时电价政策，适时适度拉大峰谷价差。 3)示范项目有效全容量调用充放电次数原则上不低于 300 次/年，其中 2023 年 6 月底前全部建成投运的示范项目有效全容量调用充放电次数原则上不低于 330 次/年。 4)对于未按承诺履行新型储能建设责任或未按承诺比例租赁新型储能容量的市场化并网新能源项目，加大辅助服务费用分摊力度，按照有关要求，在低谷时段优先承担分摊费用。 5)对于未按承诺履行新型储能建设责任，或未按承诺比例租赁新型储能容量的新能源企业，自治区能源主管部门按照未完成储能容量对应新能源容量规模的 2 倍予以扣除对应新能源投资主体已并网项目的并网发电容量。

资料来源：光伏們，北极星售电网，中银证券

2022 年光伏指标分配指引近两年国内储能需求高增长：根据光伏們统计数据，相比于 2021 年的 112.3GW 指标分配来看，2022 年各省市完成超 155GW 光伏指标分配，如若按大多数地区普遍实行的 10%/2 小时比例去配置储能，将产生至少 15.5GW/31GWh 的储能需求。如考虑大基地项目，则储能需求将更大。根据储能与电力市场数据，2022 年在全国各地新发布的常规项目与一体化大基地项目中，共计 12 个地区提出了不同程度的储能配置要求，合计总规模达 20GW/51GWh。

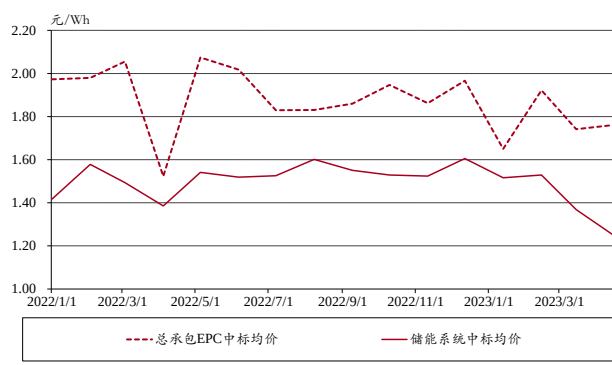
碳酸锂价格下降带动储能系统价格下降，储能经济性有望提升，储能需求有望快速释放：根据鑫椤锂电数据，碳酸锂价格在 2022 年 11 月阶段性达到历史价格最高点后开启下降周期，截至 2023 年 6 月初，碳酸锂价格由高点的 60 万元/吨回落至约 30 万元/吨。碳酸锂价格的大幅回落带动储能系统价格回调，根据 CNESA 数据，2023 年 4 月国内储能系统中标均价为 1.25 元/Wh，环比 3 月下降 9%，相比 2022 年全年 1.50 元/Wh 下降了约 17%。我们认为，随着储能系统价格的回落，储能经济性有望提升，配储需求有望快速释放。

图表 73. 2022 年至今碳酸锂价格走势



资料来源：鑫椤锂电，中银证券

图表 74. 2022 年至 2023 年 4 月储能系统与 EPC 中标均价



资料来源：CNESA，中银证券

注：2 小时磷酸铁锂电池储能系统，不含用户侧

峰谷价差拉大进一步提升工商业储能经济性，工商业储能需求蓄势待发：峰谷价差较大的地区工商业储能经济性较好，以 2022 年 10kV 一般工商业用户为例，广东省（珠三角五市）、海南省、浙江省位居价差前三，只考虑价差盈利，基本上 6 年内可收回成本。2023 年初至今，江苏、广东等多个省份增大了高峰电价和低谷电价上下浮动比例，为用户侧储能打开更多盈利空间。通过我们对 2023 上半年各地最大峰谷价差的统计发现，虽然近期公布的第三监管周期省级电网输配电价政策导致 6 月大部分地区最大峰谷价差缩减，但仍然有 18 个省（市、自治区）瓶颈最大峰谷价差相比 2022 年底实现了增长，峰谷价差拉大的趋势明显。我们认为，随着夏季用电高峰的来临，工商业电价峰谷价差有望进一步拉大，工商业储能经济性有望提升，工商业储能需求蓄势待发。

图表 75.2022 年与 2023 年上半年平均最大峰谷价差

序号	省市	2022 年平均最大峰谷价差 (元/kWh)	2023 年上半年平均最大峰谷价差 (元/kWh)	增幅 (%)
1	江西省	0.436	0.739	69.50%
2	山东省	0.739	0.917	24.09%
3	河北省(南网)	0.595	0.736	23.70%
4	内蒙古自治区(蒙东)	0.672	0.804	19.64%
5	河南省	0.72	0.854	18.61%
6	四川省	0.714	0.843	18.07%
7	贵州省	0.553	0.617	11.57%
8	云南省	0.396	0.429	8.33%
9	广东省(珠三角五市)	1.259	1.352	7.39%
10	青海省	0.438	0.465	6.16%
11	湖北省	0.943	0.985	4.45%
12	福建省	0.597	0.623	4.36%
13	上海市	0.498	0.519	4.22%
14	广西壮族自治区	0.777	0.808	3.99%
15	吉林省	0.926	0.961	3.78%
16	海南省	1.07	1.099	2.71%
17	陕西省	0.629	0.635	0.95%
18	天津市	0.712	0.718	0.84%
19	安徽省	0.855	0.852	-0.35%
20	辽宁省	0.9	0.894	-0.67%
21	江苏省	0.872	0.865	-0.80%
22	浙江省	0.978	0.97	-0.82%
23	湖南省	0.94	0.931	-0.96%
24	北京市(城区)	0.573	0.558	-2.62%
25	山西省	0.568	0.552	-2.82%
26	重庆市	0.922	0.891	-3.36%
27	黑龙江省	0.823	0.769	-6.56%
28	新疆维吾尔自治区	0.624	0.547	-12.34%
29	内蒙古自治区(蒙西)	0.295	0.218	-26.10%
30	宁夏回族自治区	0.489	0.291	-40.49%
31	甘肃省	0.296	0.163	-44.93%

资料来源：各省电网代购电公告，中银证券

分时电价政策优化有望进一步提升工商业储能经济性：近期，江苏、四川多地发布分时电价政策调整通知，对分时电价政策进一步优化。以四川为例，对于大工业用户与一般工商业用户，四川将早高峰 1 小时、晚高峰 7 小时，优化调整为早高峰 2 小时、晚高峰 6 小时；对于大工业用户，四川将尖峰电价执行月份从 1、8 月 2 个月调整为 1、7、8、12 月共 4 个月。我们认为，上午峰段从 1 小时增加到 2 小时，使储能项目可以实现两充两放，大幅提升储能投资收益、缩短投资回收周期；尖峰时段从之前的 2 个月延长至 4 个月，可以显著提高平均电价差，提高工商业储能收益。

海外大型储能：全球加速布局，IRA 法案有望推动美国大储需求快速增长

全球多国加速储能建设布局

海外多个国家发布储能装机采购计划或路线图：随着全球能源转型加速，各国碳中和方案相继落地，新能源的快速发展对储能的需求愈发强烈。2022 年，海外多个国家和地区发布储能采购计划或路线图，指导储能的快速部署和发展方向。

1) 美国：纽约州调高储能采购目标，由 2030 年 3GW 调至 6GW；密歇根州设置 2025 年 1GW、2040 年 4GW 储能采购目标，成为美国第十个确立采购计划的州。

2) 欧洲：欧洲储能协会（EASE）发布路线图，2030 年需部署 187GW、2050 年部署 600GW 储能。

3) 澳大利亚：澳大利亚能源市场运营商（AEMO）提出未来 30 年发展路线图，2050 年部署 46GW/640GWh 可调度储能，平均时长 10 小时以上。

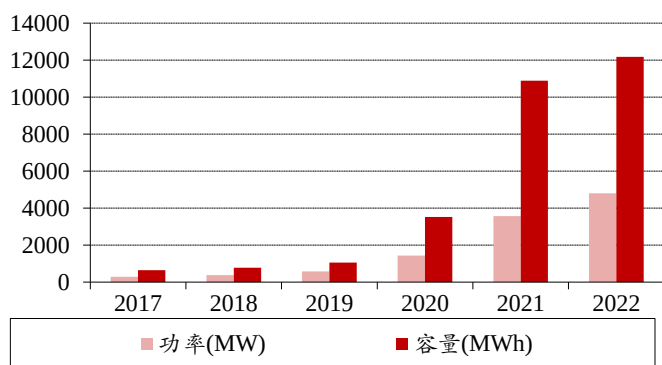
4) **加拿大**：加拿大储能协会（ESC）建议 2035 年前安装 8-12GW 储能，以满足 2050 年净零碳排放需求。

5) **印度**：印度储能联盟（IESA）预测到 2030 年至少需 160GWh 储能，以实现其可再生能源目标。

美国大型储能装机需求稳健，IRA 法案有望推动美国表前储能需求释放

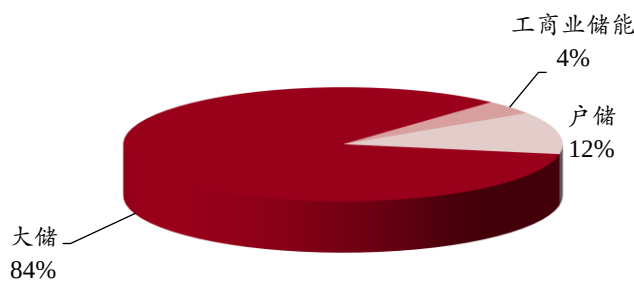
美国储能装机需求稳健增长，大型储能占据主导地位：根据 Wood Mackenzie 数据，2022 年美国新增储能装机 4.8GW/12.2GWh，同比增长 34%/12%。从细分市场来看，美国储能新增装机主要来源为大储市场。根据 Wood Mackenzie 数据，2022 年美国大储装机功率为 4.0GW，同比增长 35%；工商业储能装机功率为 195MW，同比增长 43%；户储装机功率为 593MW，同比增长 47%。大储、工商业储能、户储装机功率占比分别为 84%、4%、12%。

图表 76. 2017 年-2022 年美国新增储能装机规模



资料来源：Wood Mackenzie，中银证券

图表 77. 2022 年美国装机规模结构



资料来源：Wood Mackenzie，中银证券

IRA 法案免除表前与工商业储能需匹配光伏充电的限制，并将独立储能纳入补贴范围：美国时间 2022 年 8 月 16 日，拜登签署降低通胀法案(Inflation Reduction Act, IRA)，在气候变迁和再生能源领域投资 3,690 亿美元，目标是 2030 年碳排放相比 2005 年减少 40%。IRA 发布前，表前与工商储能经光伏充电比例需要达到 75% 以上才能依比例获得 ITC 补贴：若搭配 100% 光伏则可获得最高 26% 的 ITC，若搭配 75% 光伏则仅能获得 19.5% 的 ITC。此外，通过 IRA 法案，美国首次对独立储能进行投资税抵免，将独立储能纳入补贴范围。

IRA 法案延长 ITC 补贴十年：IRA 法案将储能补贴分为表前与工商业储能及户用储能，表前与工商用储能额定容量需在 5kWh 以上，而户用储能的额定容量需在 3kWh 以上。ITC 原补贴将分别于 2035 年及 2022 年结束，IRA 法案发布后，ITC 以 30% 费率延长十年，至 2033 年后逐渐退坡。

图表 78. IRA 发布前储能系统 ITC 比例 (%)

经由太阳能充电比例	75%	80%	90%	100%
表前与工商业 ITC	19.5	20.8	23.4	26
户用 ITC	0	0	0	22

资料来源：InfoLink Consulting，中银证券

图表 79. IRA 发布前后储能 ITC 比较 (%)

ITC 法案	储能种类	2020	2021	2022	2023	2024	2025-2032	2033	2034	2035	2036
更新前	表前与工商业	26	26	26	22	10	10	10	10	10	N/A
	户用	26	26	22	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A	N/A
更新后	表前与工商业	26	26	30	30	30	30	26	22.5	15	N/A
	户用	26	26	30	30	30	30	26	22	N/A	N/A

资料来源：InfoLink Consulting，中银证券

表前与工商业储能具有额外补贴：除基本补贴外，表前与工商用储能项目若满足美国制造的特定比例或是项目建设地点位于规定区域，则可再获得最高 10% 的额外补贴，即最高能获得补贴总额为 50% 的 ITC。但该法案将表前与工商用储能以 1MW 作为分界，根据不同条件的满足发放相应比例的补贴。大于 1MW 的储能系统须满足劳工与薪资要求方能获得全额补贴，否则只能领取最高 6% 之基本补贴与 2% 之额外补贴，小于 1MW 的储能系统则不需符合劳工与薪资要求即可获得 30% 基本 ITC。

图表 80. IRA 发布后储能 ITC 补贴条件

	1MW 以上项目		1MW 以下项目
劳工条件	未满足	满足	无须满足
基本补贴 (%)	6	30	30
满足特定比例美国制造 (%)	2-10	2-10	10
项目位在能源区 (%)	2-10	2-10	10
低收入区(5MW 以下) (%)	10-20	10-20	10-20
补贴总额 (%)	6- 46	30-70	60-70

资料来源：InfoLink Consulting，中银证券

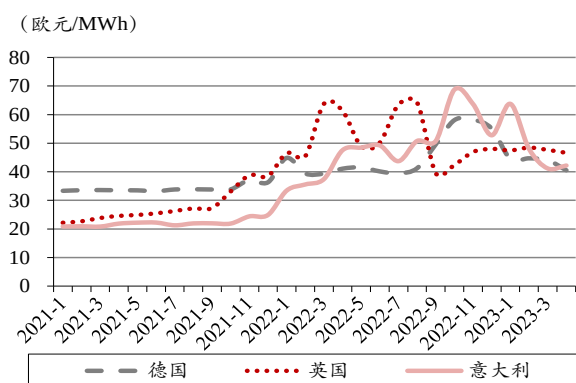
IRA 法案有望推动美国表前与工商业储能需求释放：IRA 法案对储能最大的影响是将独立储能纳入补贴范围，之前工商储能需要与一定比例太阳能配合，因此充放电时间会因此受限，较难利用分时电价进行套利。IRA 法案通过后，储能可以用作更多电网侧的辅助服务或与其他能源共享配套，储能系统的收益模式将更为灵活。我们认为，IRA 法案的落地有望推动美国表前与工商业储能经济性进一步提升，美国表前储能需求有望释放。

户用储能：欧洲仍贡献主要需求，新兴市场需求释放

欧洲地区能源价格回落，当前户储仍具备经济性

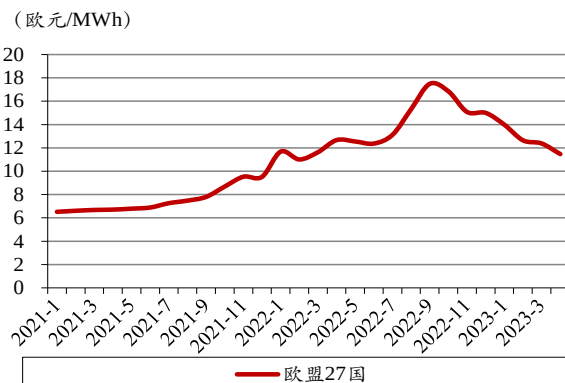
当前电价水平下，欧洲户储仍然具备经济性：2022 年以来，受到地缘冲突下各国相互制约的影响，欧洲陷入能源紧缺局面，天然气价格高位运行带动电价快速上涨，根据 HEPI 的数据，2022 欧洲典型国家居民电价最高超过 65 欧元/MWh，相比往年约 30 欧元/MWh 的价格中枢有明显涨幅。在此背景下，得益于高电价差带来的经济性提升，欧洲户用光储系统经济性大幅提升，我们在 0.6 欧元/kWh 的居民电价水平下测算，户用光储系统 IRR 可达到 18.52%；但进入 2023 年，伴随俄乌问题的缓解，欧洲天然气价格进入下行通道，带动居民用电价格出现回落，2023 年 4 月德国、英国、意大利的居民用电价格回落至 40-50 欧元/MWh 的区间，在此情形下，我们假设含储能终端单位综合成本约 3.50 欧元/W，测算欧洲户储 IRR 仍可达到 6.51%-12.92%，此外，在锂电池、逆变器供应瓶颈缓解之后，产品成本亦有所下行，同时终端经销商环节亦存在较大让利空间，若后续终端价格有所下行，亦有望进一步提升欧洲户储经济性，并刺激需求释放，因此我们认为，欧洲户储当前仍然具备经济性，预计仍将贡献较大体量的装机需求。

图表 81. 德国、英国、意大利三国居民电价走势



资料来源：HEPI，中银证券

图表 82. 欧盟 27 国天然气价格走势



资料来源：HEPI，中银证券

图表 83. 欧洲户用储能 IRR 弹性测算

		含储能终端单位综合成本 (€/W)								
		3.50	3.25	3.00	2.75	2.50	2.25	2.00	1.75	1.50
居民电价 (€/kWh)	0.60	18.52%	21.15%	24.15%	27.62%	31.73%	36.69%	42.83%	50.69%	61.13%
	0.55	15.78%	18.29%	21.13%	24.39%	28.23%	32.85%	38.55%	45.82%	55.47%
	0.50	12.92%	15.33%	18.02%	21.09%	24.68%	28.97%	34.24%	40.94%	49.80%
	0.45	9.87%	12.21%	14.79%	17.70%	21.06%	25.04%	29.89%	36.03%	44.12%
	0.40	6.51%	8.84%	11.36%	14.14%	17.31%	21.01%	25.48%	31.07%	38.41%
	0.35	2.60%	5.05%	7.59%	10.33%	13.36%	16.83%	20.95%	26.04%	32.65%
	0.30	-2.54%	0.40%	3.20%	6.04%	9.05%	12.38%	16.22%	20.87%	26.80%
	0.25	-14.16%	-6.83%	-2.71%	0.73%	4.02%	7.40%	11.12%	15.44%	20.77%
	0.20	/	/	/	-8.30%	-2.97%	1.20%	5.19%	9.43%	14.37%

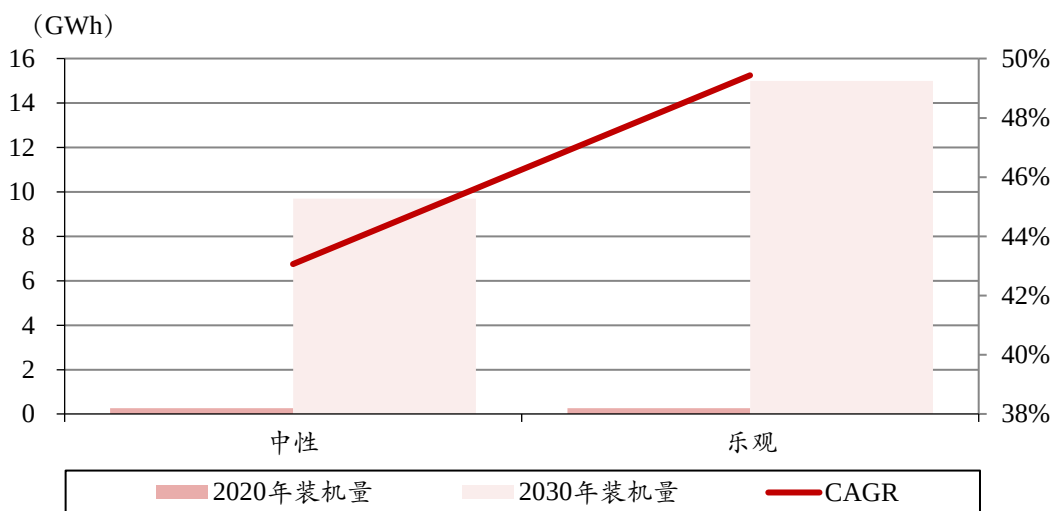
资料来源: Ecowatch, Solarquotes, CEIC, 北极星电力网, 中银证券

注: 假设贷款比率 50%, 贷款利率 3.60%, 光伏系统成本 2.50 欧元/W, 储能系统 1.00 欧元/W, 不考虑峰谷价差

新兴市场潜力逐步释放

在供应瓶颈问题解决后, 光储企业生产能力不再受限, 逐步关注到亚非拉等新兴市场需求: 以南非地区为例, 当地缺电问题凸显, 根据中国能源报消息, 2022 年南非电力供应情况进一步恶化, 全年有 205 天出现了不同面积的停电, 刷新了全年停电天数的最高纪录。2023 年南非最大的电力供应商、国有电力公司 Eskom 更是开始轮流中断地区电力供应, 单日最高停电时长超过 10 个小时。在此背景下, 尽管南非政府已在逐步出台政策以解决电力危机, 但大规模公用电力设施的建设需要较大的投资体量与较长的建设周期, 对于当地居民而言, 配置户用储能成为解决当前经常性断电问题的快捷、有效、经济的手段, 受益于较低的出货基数, 新兴市场储能需求有望在近期保持较高增长。根据世界银行预计, 南非电池存储市场在中性情况下将从 2020 年的 270MWh 增长至 2030 年的 9.7GWh, 年均符合增速达到 43%; 而在最佳情况下将有望增长至 15GWh, 年均复合增速约 49%。

图表 84. 2020-2030 年南非储能新增装机情况

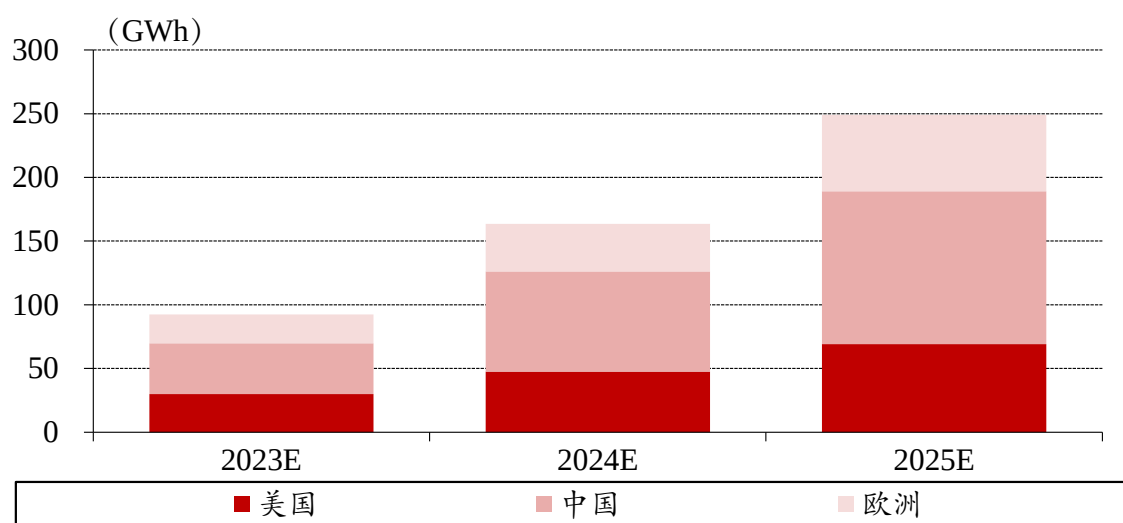


资料来源: 世界银行, 北极星电力网, 中银证券

全球储能需求展望: 预计全球储能装机需求将保持快速增长

全球储能装机需求有望保持快速增长: 根据我们的测算, 预计 2023-2025 年中国、美国和欧洲的储能装机需求总和将分别达到 92.5GWh、163.6 GWh、249.1GWh, CAGR 有望超过 64%。按照 2022 年中美欧储能需求占全球需求 86% 的假设进行预测, 预计 2023-2025 年全球储能装机需求总和将分别达到 107.5GWh、190.3GWh、289.7GWh。

图表 85.2023-2025 年主要中国、美国和欧洲储能装机需求预测



资料来源：中银证券

投资建议

光伏需求潜力无忧，产业链价格下降有望刺激需求超预期释放，2023-2025 年需求有望超预期，中下游环节或存在超额利润空间。着眼长期建议优先布局在制造业产能释放过程中业绩有望保持较快增长的一体化组件、硅片、电站 EPC、电池片、逆变器、组件辅材等环节，此外格局较好的高纯石英砂、EVA 粒子等紧缺环节亦有业绩超预期兑现的可能；新技术方面，HJT 电池产业化快速推进，性价比拐点到来后渗透率有望提升，建议优先布局 HJT 电池生产设备环节与在电镀铜、低温银浆国产化等方面进度领先的企业，同时建议关注在电池新技术方面宽口径储备的龙头企业。推荐晶澳科技、通威股份、天合光能、隆基绿能、晶科能源、钧达股份、阳光电源、林洋能源、锦浪科技、固德威、石英股份、联泓新科、福斯特、海优新材、迈为股份、英杰电气、金博股份等；建议关注芯能科技、南网能源、苏文电能、凯盛科技、TCL 中环、双良节能*、通灵股份、宇邦新材、大全能源、芯碁微装、罗博特科、横店东磁、亿晶光电、东方日升、德业股份、禾迈股份、昱能科技等。（*表示机械组覆盖）

海外部分区域储能经济性快速显现，国内新能源配储需求开始放量，中长期趋势基本确立；国内工商业储能需求有望因电力供需偏紧、峰谷电价差拉大等因素超预期释放。当前产业链格局尚未明确，建议优先布局有能力快速兑现订单的国内大储与工商业储能标的，以及具备海外渠道积累与盈利空间的储能逆变器与户储集成环节。推荐阳光电源、德业股份、固德威、派能科技等，建议关注苏文电能、芯能科技、南网能源、金冠电气、金盘科技、盛弘股份、科士达、新风光、科林电气等。

风险提示

价格竞争超预期：光伏产业链部分环节以及储能系统集成环节有产能过剩的隐忧，如价格竞争出现超预期的情况，或对光伏与储能产业环节盈利能力造成不利影响。

原材料价格出现不利波动：光伏组件后续盈利能力的修复以及储能装机需求的释放在一定程度上依赖于原辅材料成本的下降，如材料成本的下降幅度与速度不达预期，后续组件企业的盈利能力以及储能企业的出货量将受到负面影响。

国际贸易摩擦风险：对海外市场的出口是中国光伏与储能制造企业销售的主要组成部分，如后续国际贸易摩擦超预期升级，可能会对相关企业的销售规模和业绩产生不利影响。

技术迭代风险：目前光伏电池片环节存在较明确的技术路线迭代预期，储能行业部分环节也存在多种技术路线，如电池组件一体化企业或储能制造企业的战略决策在技术迭代过程中出现失误，可能会面对存量固定资产的减值风险。

新技术性价比不达预期：电池新技术对现有技术路线替代的核心因素是性价比，包含转换效率提升与成本降低两个大方向，如任何一个方向未来进度不达预期，均会对新型电池技术的整体性价比造成影响，进而延后新型电池技术的大规模产业化进程。

新能源政策风险：目前光伏与储能行业整体景气度与行业政策的导向密切相关，如政策方面出现不利变动，可能影响行业整体需求，从而对制造产业链整体盈利能力造成压力。

消纳风险：随着我国光伏、风电装机容量的提升，其发电出力的不连续性对电网造成的消纳压力逐步增大，如电网企业限制后续新能源发电的新增消纳空间，将对新能源发电需求造成不利影响。

附录图表 86. 报告中提及上市公司估值表

公司代码	公司简称	评级	股价	市值	每股收益(元/股)		市盈率(x)		最新每股净资产
			(元)	(亿元)	2022A	2023E	2022A	2023E	(元/股)
002459.SZ	晶澳科技	买入	37.00	1220.82	2.38	3.83	15.55	9.66	12.78
600438.SH	通威股份	买入	31.82	1432.53	5.49	4.42	5.80	7.20	14.98
688599.SH	天合光能	买入	37.75	820.47	1.71	3.41	22.08	11.07	12.89
601012.SH	隆基绿能	买入	27.60	2092.50	1.95	2.45	14.15	11.27	8.61
300763.SZ	锦浪科技	买入	95.25	377.85	2.84	5.20	33.54	18.32	18.84
300751.SZ	迈为股份	买入	140.00	389.89	4.94	7.47	28.34	18.74	38.36
688223.SH	晶科能源	增持	12.71	1271.00	0.27	0.70	47.07	18.16	2.84
601222.SH	林洋能源	增持	7.76	159.87	0.48	0.55	16.17	14.11	7.25
300274.SZ	阳光电源	增持	103.72	1540.44	2.42	4.75	42.86	21.84	13.59
603688.SH	石英股份	增持	104.37	377.06	2.94	9.60	35.50	10.87	11.31
600481.SH	双良节能	增持	12.50	233.83	0.51	1.21	24.51	10.33	3.93
301266.SZ	宇邦新材	增持	54.09	56.25	1.10	2.19	49.17	24.70	13.63
002865.SZ	钧达股份	增持	127.68	253.85	5.08	13.85	25.13	9.22	10.09
688390.SH	固德威	增持	156.42	269.79	5.23	14.61	29.91	10.71	21.22
003022.SZ	联泓新科	增持	23.27	310.79	0.65	0.90	35.80	25.86	5.31
688680.SH	海优新材	增持	103.66	87.10	0.57	5.39	181.86	19.23	27.71
603806.SH	福斯特	增持	28.95	539.68	1.18	2.15	24.53	13.47	10.38
300820.SZ	英杰电气	增持	107.79	154.90	2.37	3.41	45.48	31.61	10.90
688598.SH	金博股份	增持	136.85	128.74	6.40	7.73	21.38	17.70	64.93
688063.SH	派能科技	增持	191.85	336.94	8.19	12.77	23.42	15.02	56.11
603105.SH	芯能科技	未有评级	16.26	81.30	0.38	0.52	42.79	31.27	3.59
300982.SZ	苏文电能	未有评级	60.69	104.07	1.83	2.65	33.16	22.90	18.29
003035.SZ	南网能源	未有评级	6.32	239.39	0.15	0.22	42.13	28.73	1.73
600552.SH	凯盛科技	未有评级	11.38	107.50	0.18	0.21	63.19	54.19	4.35
300757.SZ	罗博特科	未有评级	79.46	87.83	0.24	1.01	331.08	78.67	7.92
688517.SH	金冠电气	未有评级	22.92	31.20	0.58	1.03	39.52	22.25	5.50
603050.SH	科林电气	未有评级	15.40	34.97	0.71	0.87	21.69	17.70	6.57
002129.SZ	TCL 中环	未有评级	36.39	1176.78	2.12	3.05	17.16	11.93	12.33
688303.SH	大全能源	未有评级	44.53	951.78	8.95	6.39	4.98	6.97	22.72
688663.SH	新风光	未有评级	29.89	41.83	0.92	1.45	32.49	20.61	8.35
688676.SH	金盘科技	未有评级	27.69	118.24	0.67	1.19	41.33	23.27	6.57
300118.SZ	东方日升	未有评级	23.92	272.69	1.06	1.67	22.57	14.32	12.86
002056.SZ	横店东磁	未有评级	16.82	273.61	1.03	1.32	16.33	12.74	4.78
600537.SH	亿晶光电	未有评级	6.59	78.61	0.11	0.51	61.42	12.92	2.18
301168.SZ	通灵股份	未有评级	50.60	60.72	0.96	2.25	52.71	22.49	16.53
300693.SZ	盛弘股份	未有评级	37.55	116.12	1.09	1.06	34.48	35.42	5.66
002518.SZ	科士达	未有评级	38.36	223.43	1.13	1.86	33.95	20.62	6.49
605117.SH	德业股份	未有评级	123.82	532.53	6.35	11.54	19.50	10.73	19.25
688032.SH	禾迈股份	未有评级	526.90	295.06	9.51	20.36	55.40	25.88	117.74
688348.SH	昱能科技	未有评级	231.55	185.24	5.15	11.12	44.96	20.82	47.99
688630.SH	芯基微装	未有评级	73.24	88.47	1.13	1.77	64.81	41.38	8.97

资料来源: Wind, 中银证券

注: 股价截止日6月9日, 未有评级公司盈利预测来自Wind一致预期

披露声明

本报告准确表述了证券分析师的个人观点。该证券分析师声明，本人未在公司内、外部机构兼任有损本人独立性与客观性的其他职务，没有担任本报告评论的上市公司的董事、监事或高级管理人员；也不拥有与该上市公司有关的任何财务权益；本报告评论的上市公司或其它第三方都没有或没有承诺向本人提供与本报告有关的任何补偿或其它利益。

中银国际证券股份有限公司同时声明，将通过公司网站披露本公司授权公众媒体及其他机构刊载或者转发证券研究报告有关情况。如有投资者于未经授权的公众媒体看到或从其他机构获得本研究报告的，请慎重使用所获得的研究报告，以防止被误导，中银国际证券股份有限公司不对其报告理解和使用承担任何责任。

评级体系说明

以报告发布日后公司股价/行业指数涨跌幅相对同期相关市场指数的涨跌幅的表现为基准：

公司投资评级：

买入：预计该公司股价在未来 6-12 个月内超越基准指数 20%以上；
增持：预计该公司股价在未来 6-12 个月内超越基准指数 10%-20%；
中性：预计该公司股价在未来 6-12 个月内相对基准指数变动幅度在-10%-10%之间；
减持：预计该公司股价在未来 6-12 个月内相对基准指数跌幅在 10%以上；
未有评级：因无法获取必要的资料或者其他原因，未能给出明确的投资评级。

行业投资评级：

强于大市：预计该行业指数在未来 6-12 个月内表现强于基准指数；
中性：预计该行业指数在未来 6-12 个月内表现基本与基准指数持平；
弱于大市：预计该行业指数在未来 6-12 个月内表现弱于基准指数；
未有评级：因无法获取必要的资料或者其他原因，未能给出明确的投资评级。

沪深市场基准指数为沪深 300 指数；新三板市场基准指数为三板成指或三板做市指数；香港市场基准指数为恒生指数或恒生中国企业指数；美股市场基准指数为纳斯达克综合指数或标普 500 指数。

风险提示及免责声明

本报告由中银国际证券股份有限公司证券分析师撰写并向特定客户发布。

本报告发布的特定客户包括：1) 基金、保险、QFII、QDII 等能够充分理解证券研究报告，具备专业信息处理能力的中银国际证券股份有限公司的机构客户；2) 中银国际证券股份有限公司的证券投资顾问服务团队，其可参考使用本报告。中银国际证券股份有限公司的证券投资顾问服务团队可能以本报告为基础，整合形成证券投资顾问服务建议或产品，提供给接受其证券投资顾问服务的客户。

中银国际证券股份有限公司不以任何方式或渠道向除上述特定客户外的公司个人客户提供本报告。中银国际证券股份有限公司的个人客户从任何外部渠道获得本报告的，亦不应直接依据所获得的研究报告作出投资决策；需充分咨询证券投资顾问意见，独立作出投资决策。中银国际证券股份有限公司不承担任何由此产生的任何责任及损失等。

本报告内含保密信息，仅供收件人使用。阁下作为收件人，不得出于任何目的直接或间接复制、派发或转发此报告全部或部分内容予任何其他人，或将此报告全部或部分内容发表。如发现本研究报告被私自刊载或转发的，中银国际证券股份有限公司将及时采取维权措施，追究有关媒体或者机构的责任。所有本报告期内使用的商标、服务标记及标记均为中银国际证券股份有限公司或其附属及关联公司（统称“中银国际集团”）的商标、服务标记、注册商标或注册服务标记。

本报告及其所载的任何信息、材料或内容只提供给阁下作参考之用，并未考虑到任何特别的投资目的、财务状况或特殊需要，不能成为或被视为出售或购买或认购证券或其它金融票据的要约或邀请，亦不构成任何合约或承诺的基础。中银国际证券股份有限公司不能确保本报告中提及的投资产品适合任何特定投资者。本报告的内容不构成对任何人的投资建议，阁下不会因为收到本报告而成为中银国际集团的客户。阁下收到或阅读本报告须在承诺购买任何报告中所指之投资产品之前，就该投资产品的适合性，包括阁下的特殊投资目的、财务状况及其特别需要寻求阁下相关投资顾问的意见。

尽管本报告所载资料的来源及观点都是中银国际证券股份有限公司及其证券分析师从相信可靠的来源取得或达到，但撰写本报告的证券分析师或中银国际集团的任何成员及其董事、高管、员工或其他任何个人（包括其关联方）都不能保证它们的准确性或完整性。除非法律或规则规定必须承担的责任外，中银国际集团任何成员不对使用本报告的材料而引致的损失负任何责任。本报告对其中所包含的或讨论的信息或意见的准确性、完整性或公平性不作任何明示或暗示的声明或保证。阁下不应单纯依靠本报告而取代个人的独立判断。本报告仅反映证券分析师在撰写本报告时的设想、见解及分析方法。中银国际集团成员可发布其它与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告，亦有可能采取与本报告观点不同的投资策略。为免生疑问，本报告所载的观点并不代表中银国际集团成员的立场。

本报告可能附载其它网站的地址或超级链接。对于本报告可能涉及到中银国际集团本身网站以外的资料，中银国际集团未有参阅有关网站，也不对它们的内容负责。提供这些地址或超级链接（包括连接到中银国际集团网站的地址及超级链接）的目的，纯粹为了阁下的方便及参考，连结网站的内容不构成本报告的任何部份。阁下须承担浏览这些网站的风险。

本报告所载的资料、意见及推测仅基于现状，不构成任何保证，可随时更改，毋须提前通知。本报告不构成投资、法律、会计或税务建议或保证任何投资或策略适用于阁下个别情况。本报告不能作为阁下私人投资的建议。

过往的表现不能被视作将来表现的指示或保证，也不能代表或对将来表现做出任何明示或暗示的保障。本报告所载的资料、意见及预测只是反映证券分析师在本报告所载日期的判断，可随时更改。本报告中涉及证券或金融工具的价格、价值及收入可能出现上升或下跌。

部分投资可能不会轻易变现，可能在出售或变现投资时存在难度。同样，阁下获得有关投资的价值或风险的可靠信息也存在困难。本报告中包含或涉及的投资及服务可能未必适合阁下。如上所述，阁下须在做出任何投资决策之前，包括买卖本报告涉及的任何证券，寻求阁下相关投资顾问的意见。

中银国际证券股份有限公司及其附属及关联公司版权所有。保留一切权利。

中银国际证券股份有限公司

中国上海浦东
银城中路 200 号
中银大厦 39 楼
邮编 200121
电话: (8621) 6860 4866
传真: (8621) 5888 3554

相关关联机构:

中银国际研究有限公司

香港花园道一号
中银大厦二十楼
电话: (852) 3988 6333
致电香港免费电话:
中国网通 10 省市客户请拨打: 10800 8521065
中国电信 21 省市客户请拨打: 10800 1521065
新加坡客户请拨打: 800 852 3392
传真: (852) 2147 9513

中银国际证券有限公司

香港花园道一号
中银大厦二十楼
电话: (852) 3988 6333
传真: (852) 2147 9513

中银国际控股有限公司北京代表处

中国北京市西城区
西单北大街 110 号 8 层
邮编: 100032
电话: (8610) 8326 2000
传真: (8610) 8326 2291

中银国际(英国)有限公司

2/F, 1 Lothbury
London EC2R 7DB
United Kingdom
电话: (4420) 3651 8888
传真: (4420) 3651 8877

中银国际(美国)有限公司

美国纽约市美国大道 1045 号
7 Bryant Park 15 楼
NY 10018
电话: (1) 212 259 0888
传真: (1) 212 259 0889

中银国际(新加坡)有限公司

注册编号 199303046Z
新加坡百得利路四号
中国银行大厦四楼(049908)
电话: (65) 6692 6829 / 6534 5587
传真: (65) 6534 3996 / 6532 3371