碳达峰碳中和系列研究之光伏制造篇——

藏器于身，待时而动

- **光伏新增装机容量增长空间广阔，产业链制造端需求具备良好成长空间**。全球光伏发电量占总发电量的比重在 3.2%，预计 2030 年占比达到约 19%，未来光伏发电占比提升趋势明确并且空间巨大，相应的未来全球光伏新增装机容量有至少 10 倍以上的增长空间。光伏新增装机需求稳步上升带动产业链制造端需求趋势向好。

- **技术趋势：产业链围绕 N 型、大尺寸、薄片化的发展趋势明确**。N 型技术主要对于产业链中**硅料、硅片和电池片**环节提出了更高的工艺要求。N 型硅料对于硅料掺杂元素和纯度要求更高，西门子法目前可满足其纯度要求，而流化床法有待继续观察。N 型硅片对坩埚、热场等辅材纯度要求更高，同时大尺寸、薄片化继续推进。N 型电池多技术路线齐头并进发展，结合不同 N 型电池技术路线的投资成本、量产光电转换效率以及良率情况来看，目前 TOPCon 电池最具性价比优势。

- **景气度周期：硅料和硅片向下，电池片向上**。硅料在 2023 年的有效产能或将达到 125 万吨左右，完全能够满足终端装机需求，其价格自 2022 年底或开启新一轮下行周期。硅片大尺寸产能供需两旺，部分低端产能未来或将逐步出清，同时未来当大尺寸渗透率提升放缓时其出货压力开始逐步显现。电池片环节在过去行业以 N 型为主要扩产方向下，大尺寸 PERC 电池出现供应紧张，随着上游价格回落行业整体盈利显著好转，进而带动大尺寸 PERC 电池升级改造的资本开支增加，未来大尺寸 PERC 紧缺或将边际缓解。

- **竞争格局：硅料和硅片往头部集中，电池片或将重塑**。硅料行业集中度或有所提升，龙头企业的 N 型技术、成本和客户优势明显，未来强者恒强的格局难以撼动。硅片环节非硅成本竞争力是不同梯队厂商差距所在，未来能够保证 N 型硅片稳定供货并且具备大尺寸非硅成本优势的企业竞争优势或将得以强化，行业集中度在过去短暂下滑后会再次提升。电池片厂商的产品性价比至关重要，未来 N 型电池持续扩产的情况下，行业竞争格局或将重塑。

- **业务布局建议及风险分析**。客户选择上建议寻找符合 N 型技术趋势并且在不同景气度周期下具备核心竞争力的标的，产品配置上关注项目贷款、供应链金融、跨境金融等机会，风险方面关注贸易摩擦、产能过剩、技术迭代等带来的不确定性冲击。（本部分有删减，招商银行各行部如需报告原文，请参照文末方式联系研究院）

杨荣成

行业研究员

☎：0755-82901273

✉：yangrongcheng@cmbchina.com

华璧辰

总行战略客户部

☎：0755-83078011

✉：huabichen@cmbchina.com

感谢实习生宋俊仪对本文的贡献

相关研究报告

《碳达峰碳中和系列研究之电力行业篇——构建新型电力系统，寻找确定性高成长赛道》

《碳达峰碳中和系列研究之风电制造篇——风电市场向好，深耕产业链经营》

目 录

1．光伏产业链需求随终端装机提升具备良好成长性 1
1.1 未来光伏新增装机容量提升空间广阔 1
1.2 光伏产业链制造端需求具备良好的成长空间 3
2.技术趋势：产业链围绕 N 型、大尺寸、薄片化发展 6
2.1 N 型硅料对于纯度要求更高，西门子法可满足纯度要求，流化床法有待继续观察 6
2.2 N 型硅片对辅材要求更高，大尺寸、薄片化继续推进 9
2.3 N 型电池技术齐头并进发展，目前 TOPCON 电池最具性价比优势 12
3. 景气度周期：硅料和硅片向下，电池片向上 16
3.1 硅料：23 年整体供应充足，价格自 22 年底开启下行周期 17
3.2 硅片：未来低端产能将逐步退出，大尺寸或存在竞争压力 20
3.3 电池片：盈利持续修复，大尺寸 PERC 电池片紧缺有望边际缓解 23
4.竞争格局：硅料和硅片往头部集中，电池片或将重塑 26
4.1 硅料：成本和客户是竞争关键，龙头企业强者恒强 26
4.2 硅片：非硅成本是差距体现，集中度短暂回落后或再度提升 29
4.3 电池片：产品性价比是核心，N 型趋势或将重塑格局 32
5.业务布局建议及风险分析 34

图目录

图 1：全球光伏发电量占总发电量比重情况（%）.....1
图 2：中国光伏发电量占总发电量比重情况（%）.....1
图 3：中国太阳能发电累计装机容量及占比情况.....2
图 4：中国光伏新增装机占当年电源新增装机比重.....2
图 5：2030 年和 2050 年全球总发电量和总装机量预估情况.....2
图 6：全球光伏年度新增装机规模情况（GW）.....3
图 7：中国光伏年度新增装机规模情况（GW）.....3
图 8：全球光伏新增装机量同比增速历史发展情况（%）.....4
图 9：全球光伏新增装机规模预测（GW）.....4
图 10：中国光伏新增装机规模预测（GW）.....4
图 11：全球各国纷纷调高光伏装机目标.....5
图 12：光伏制造产业链图示（其中硅料、硅片、电池片和组件是产业链主链环节）.....5
图 13：光伏硅料产品图示.....7
图 14：中国太阳能级硅料技术参数标准.....7
图 15：改良西门子法多晶硅生产工艺流程图.....7
图 16：硅烷流化床法多晶硅生产工艺流程图.....7
图 17：棒状硅与颗粒硅未来市占率变化情况预测（%）.....9
图 18：石英坩埚在长晶炉中的应用.....10
图 19：石英坩埚构造及高纯石英砂价格情况.....10
图 20：2021-2030 年不同类型硅片市场份额占比变化趋势.....10
图 21：大尺寸趋势下坩埚尺寸演变.....11
图 22：大尺寸趋势下热场尺寸相应提高.....11
图 23：2020-2025 年不同尺寸硅片市场份额占比变化趋势（%）.....11
图 24：金刚线切割成为硅片切割主流工艺.....12
图 25：金刚线线径变化趋势（μm）.....12
图 26：2021-2030 年不同类型硅片厚度变化趋势（μm）.....12
图 27：太阳能电池技术路线分类示意图.....13
图 28：P 型与 N 型电池结构示意图.....13
图 29：不同类型 N 型电池片结构示意图.....14
图 30：不同类型电池片制造工艺流程.....14
图 31：2021-2030 年不同电池技术市场份额占比变化趋势.....16
图 32：2023 年硅料价格下行带来产业链利润结构往下游转移.....17
图 33：2018 年至今硅料价格周度数据变化情况（元/公斤）.....20
图 34：中国、全球硅片产量及占比情况.....20
图 35：硅片有效产能中不同单晶炉设备台数情况.....22
图 36：硅片有效产能中不同单晶炉设备开工率.....22
图 37：硅片环节新增产能变化预测情况.....23
图 38：一线厂商大尺寸硅片成交价格（元/片）.....23
图 39：全球晶硅光伏电池片产能变化情况.....23
图 40：2022 年大尺寸 PERC 电池供需缺口情况.....23
图 41：硅料价格变化对电池片（M10）毛利影响.....24
图 42：大尺寸电池片一线厂商成交价格变化情况.....24
图 43：光伏制造产业链主链主流产品一线厂商成交均价变化情况.....24
图 44：2021 年主链环节 CR5 对比情况.....26
图 45：主链环节头部企业规模优势明显.....26
图 46：2021 年主要硅料厂商产能占比情况（%）.....27
图 47：多晶硅料环节 CR5 集中度变化趋势（%）.....27
图 48：硅料制造环节成本结构情况（%）.....27
图 49：硅料企业单位硅料生产成本情况（万元/吨）.....28
图 50：2021 年各大硅片厂商产能占比情况.....29
图 51：硅片环节 CR5 变化情况（%）.....29

图 52：光伏硅片的成本结构拆分 30
图 53：硅片的非硅成本占比情况（%） 30
图 54：上市硅片厂商硅片业务毛利率（%） 30
图 55：上市硅片厂商硅片单位生产成本（元/片） 30
图 56：2021 年电池片企业产能占比情况 32
图 57：电池片行业 CR5 变化趋势 32
图 58：电池片成本拆分 33
图 59：HJT 电池非硅成本占比构成情况 33
图 60：不同电池片技术路线非硅成本对比 33

表目录

表 1：光伏制造产业链主链环节需求预测情况 6
表 2：改良西门子法和硅烷流化床法技术路线对比情况 8
表 3：不同电池片技术路线对比情况 15
表 4：不同类型电池片技术参数对比 16
表 5：光伏制造产业链主链环节单位投资成本对比情况示例 17
表 6：2021-2023 年全球硅料产能释放进度及产量预测情况 18
表 7：2016-2022 年国内硅片厂商名义产能统计情况 21
表 8：国内主要电池片厂商名义产能变化情况汇总 25
表 9：主要硅料厂商降本方式 27
表 10：硅料企业签订长单情况 28
表 11：硅片环节成本拆解（182mm 硅片为例，硅料价格为 220.35 元/KG） 31
表 12：主要硅片厂商降本策略 31
表 13：部分企业 N 型高效电池产能扩张情况（不完全统计） 34

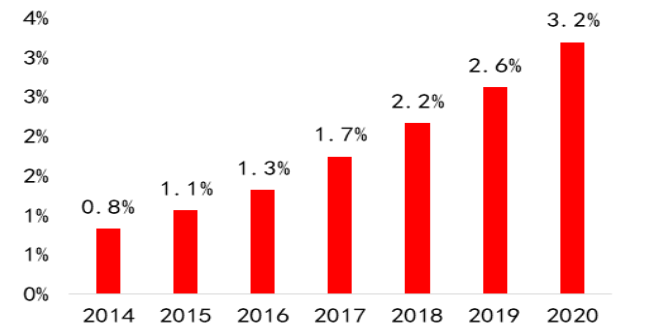
光伏行业已经从补贴时代迈入平价时代，补贴时代产业链需求容易受下游装机度电补贴政策退坡影响出现大幅波动，而平价时代行业主要依赖自身的技术进步降本增效，产业链需求有望跟随装机规模稳步增长。在产业链需求旺盛的同时行业新进入者络绎不绝，如何从中找出优质目标客户成为商业银行关注的焦点。本篇报告旨在回答三个问题，一是未来光伏制造产业链技术发展趋势如何？二是上述技术发展趋势影响较大的产业链环节未来景气周期如何演绎？三是未来不同的景气周期下产业链相关环节的竞争格局如何变化？我们认为未来产业链 N 型技术趋势对硅料、硅片和电池片三大环节提出了更高的工艺变革要求；未来硅料产能或将不再是限制产业链发展的瓶颈，价格逐步迈入下行区间，硅片环节结构性产能过剩，电池片存在结构性供给紧缺，盈利有望持续修复；硅料和硅片环节成本竞争力是关键，强者恒强，而电池片环节更注重“性价比”优势，N 型技术可能重塑其竞争格局。

1. 光伏产业链需求随终端装机提升具备良好成长性

1.1 未来光伏新增装机容量提升空间广阔

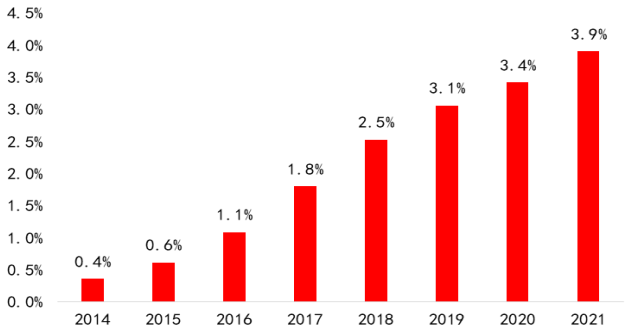
未来光伏发电在发电结构中占比提升趋势明确并且空间足够大。2020 年全球光伏发电量占总发电量比重在 3.2%左右，同年中国的光伏发电量占比达到了 3.4%，中国光伏发电占比提升速度略高于全球整体水平。根据 IRENA 的数据，预计 2030 年全球光伏发电量占全球总发电量的比重约 19%，到 2050 年占比约 29%，因此未来光伏发电在总发电量中占比提升空间巨大。

图 1：全球光伏发电量占总发电量比重情况（%）



资料来源：中电联、招商银行研究院

图 2：中国光伏发电量占总发电量比重情况（%）

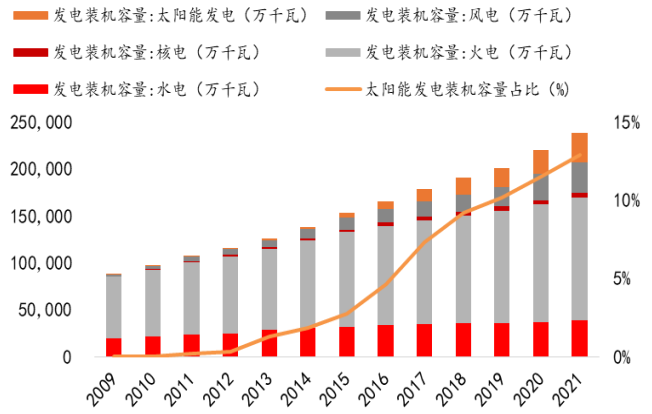


资料来源：中电联、国家能源局、招商银行研究院

未来全球光伏新增装机容量增长空间广阔。光伏发电量占比提升就需要新增更多的光伏装机，2009 年以来我国光伏装机规模占比持续提升，截至 2021 年我国光伏累计装机规模达 306GW，占所有发电设备装机规模的比重为 12.90%，光伏新增装机容量占总电源新增装机容量的比例由 2011 年的 2.06%

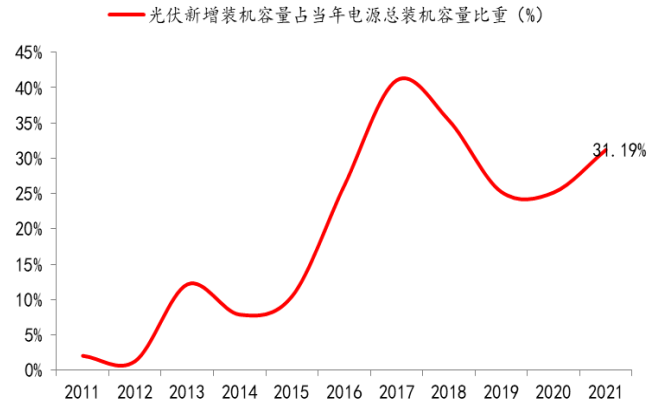
逐步增长至 2021 年的 31.19%，光伏新增装机容量在电源新增装机结构中占据主要地位。根据隆基能源研究院的预测，到 2030 年全球光伏新增装机规模大约需要达到 1500GW-2000GW，并且必须连续安装 30 年才能对全球能源转型形成有效支撑，未来全球光伏装机新增容量至少还有 10 倍以上的增长空间。

图 3：中国太阳能发电累计装机容量及占比情况



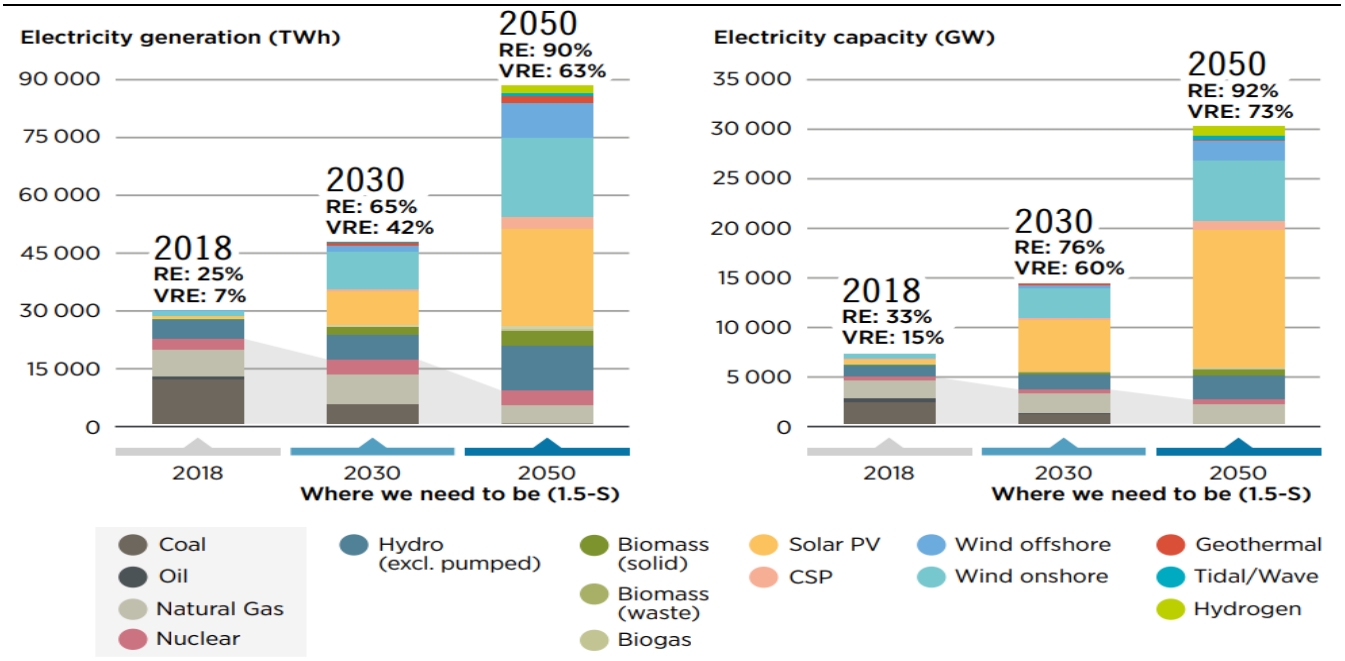
资料来源：Wind、招商银行研究院

图 4：中国光伏新增装机占当年电源新增装机比重



资料来源：Wind、招商银行研究院

图 5：2030 年和 2050 年全球总发电量和总装机量预估情况



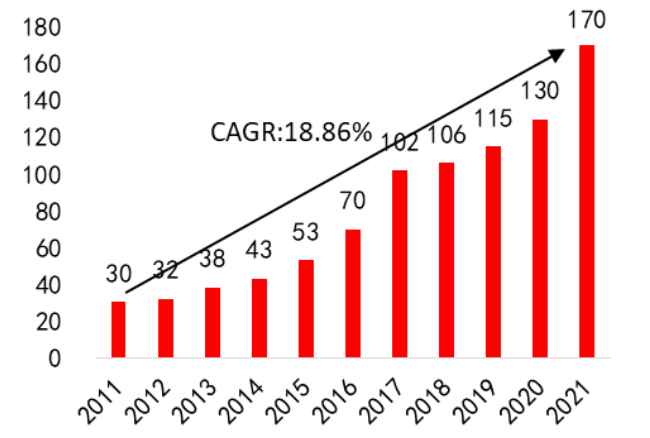
Note: 1.5-S = 1.5°C Scenario; CSP = concentrated solar power; GW = gigawatts; PV = photovoltaic; RE = renewable energy; TWh/yr = terawatt hours per year; VRE = variable renewable energy.

资料来源：IRENA、招商银行研究院

1.2 光伏产业链制造端需求具备良好的成长空间

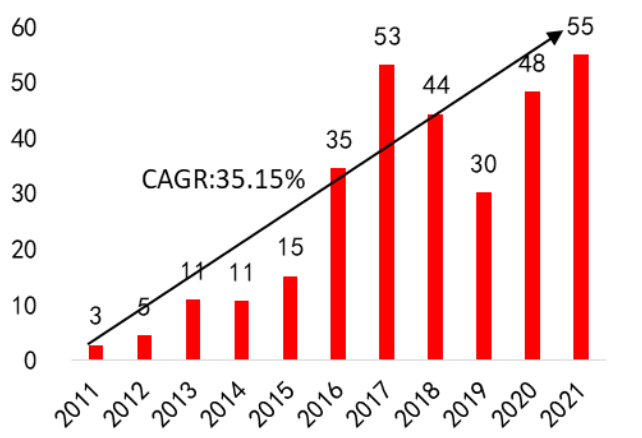
过去 10 年光伏新增装机容量呈现高速增长趋势。2021 年全球光伏新增装机容量达到了 170GW，同比增长 12.74%，过去 10 年新增装机年均复合增速为 18.86%。全球光伏新增装机主要增量市场集中在中国、美国、印度、巴西、澳大利亚、日本、德国等国家。2021 年中国光伏新增装机规模为 54.6GW，同比增速为 13.86%，近十年装机规模年均复合增速高达 35.15%。

图 6：全球光伏年度新增装机规模情况（GW）



资料来源：CPIA、招商银行研究院

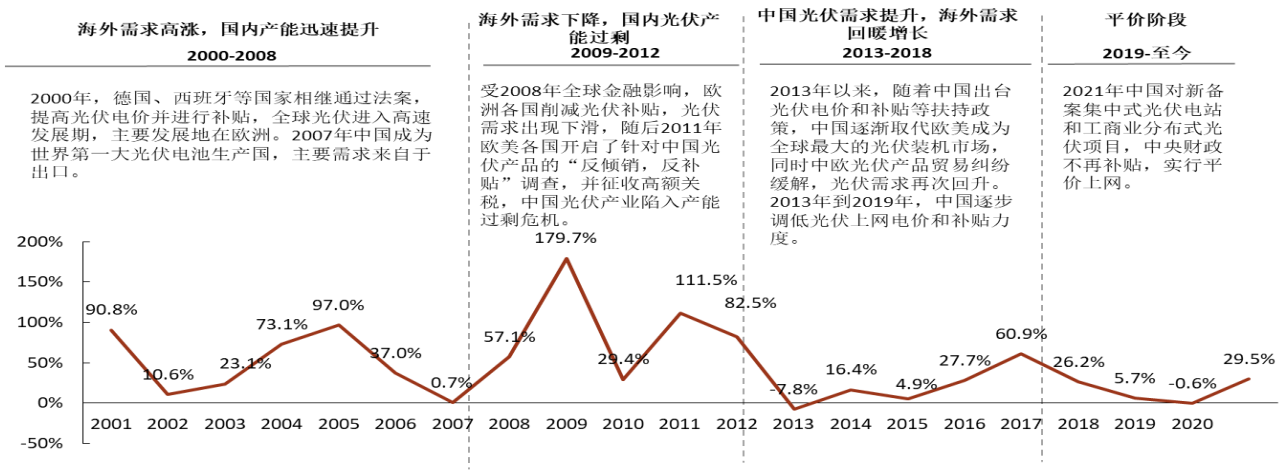
图 7：中国光伏年度新增装机规模情况（GW）



资料来源：CPIA、招商银行研究院

光伏新增装机容量在实现平价上网之后主要受成本因素影响。光伏作为新兴能源发展初期由于其发电成本较高，需要依靠补贴政策推动装机并网，通过补贴扶持技术进步带来度电成本下降，最终逐步实现平价上网。2008 年以前，欧洲各国相继推出光伏补贴政策，欧洲市场装机需求旺盛给中国光伏组件出口市场带来了发展机遇。2008 年全球金融危机叠加欧洲债务危机，欧洲各国光伏补贴相继退出，海外光伏装机需求大幅下降，与此同时欧洲国家对于当时中国出口的组件产品提出“反倾销、反垄断”诉讼，中国的光伏产业发展严重受阻。2013 年以后中国开始施行光伏度电补贴政策推动国内光伏行业发展，并于 2015 年开始逐年降低补贴力度，2019 年中国大幅降低补贴并推动平价上网，在平价上网之前国内的光伏新增装机需求主要受补贴政策退坡影响。2020 年为国内光伏全面平价上网的元年，此前为了在补贴退坡时点前并网产生的抢装效应不复存在，未来光伏新增装机需求主要受成本因素影响。

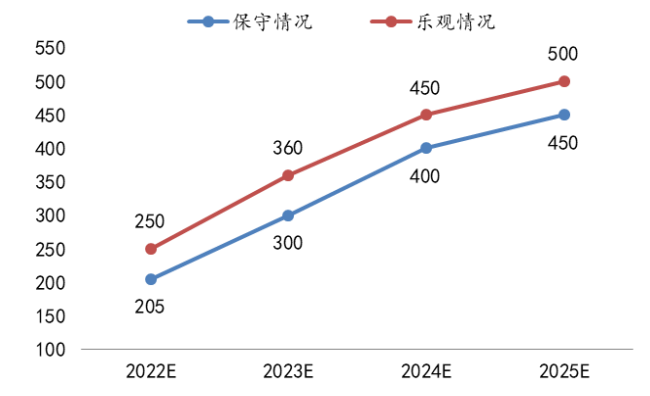
图 8：全球光伏新增装机量同比增速历史发展情况（%）



资料来源：BP、招商银行研究院

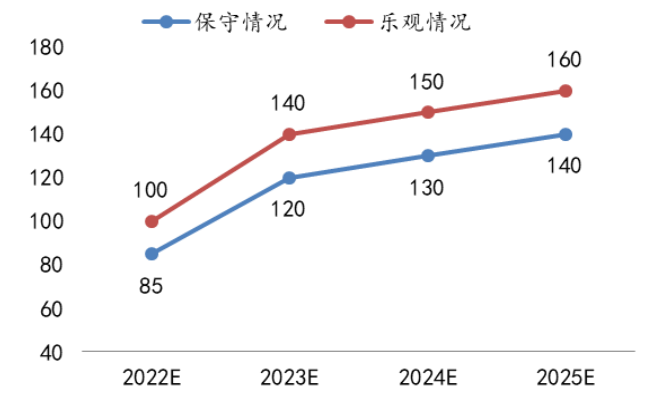
随着光伏度电成本不断下降叠加各国能源安全意识增强，未来光伏新增装机需求呈现良好的成长趋势。全球和国内光伏发电目前基本实现平价上网，过去光伏补贴退坡与度电成本降低幅度错配带来的冲击将不再存在，光伏新增装机量未来有望随着技术进步度电成本下降而逐步增加。2022 年俄乌冲突导致欧洲地区化石能源价格高企，全球各国纷纷意识到能源供应安全的重要性，相继上调可再生能源装机规划目标。根据光伏行业协会的数据，乐观情况下我们预计 2022 年全球光伏新增装机规模达 240GW，2025 年达 500GW 左右，未来 3 年年均复合增速在 26%左右。其中中国新增装机规模占全球新增装机的比重在 30%-40%之间，2022 年中国光伏新增装机容量在国内分布式项目为主要驱动下有望达到 85GW-100GW 左右，国内未来 3 年光伏新增装机年均复合增速在 17%左右。

图 9：全球光伏新增装机规模预测（GW）



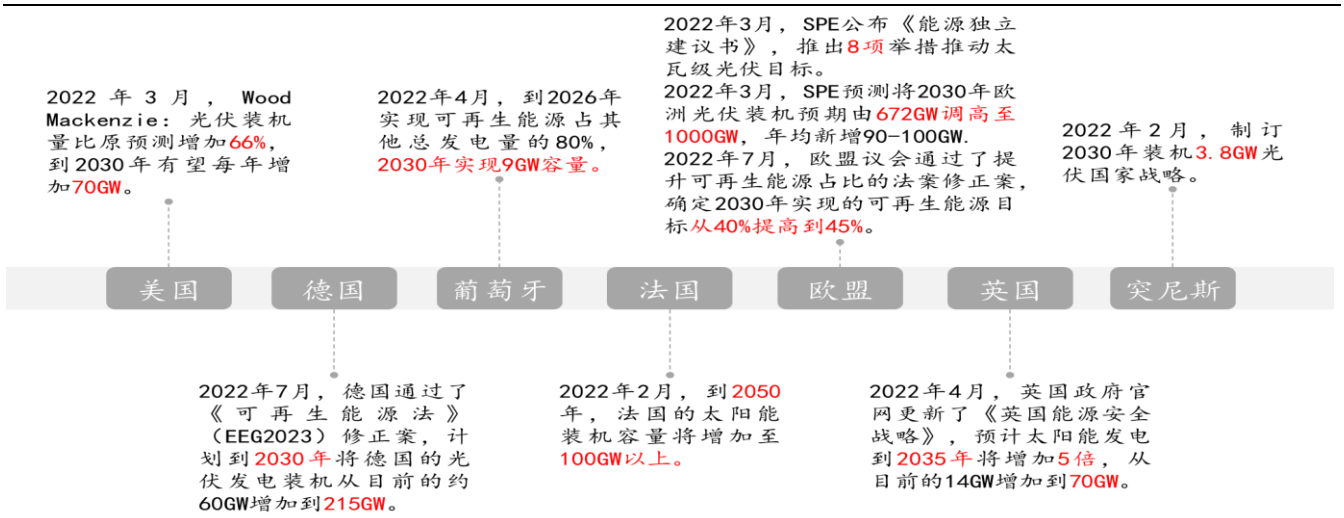
资料来源：CPIA、招商银行研究院

图 10：中国光伏新增装机规模预测（GW）



资料来源：CPIA、招商银行研究院

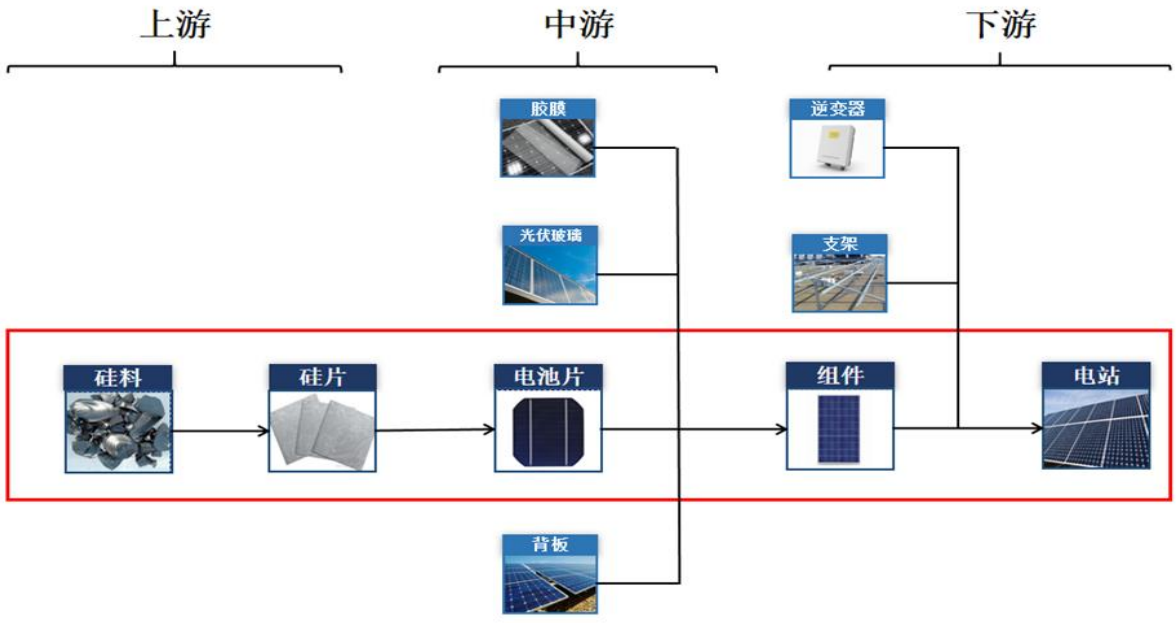
图 11：全球各国纷纷调高光伏装机目标



资料来源：CPIA、招商银行研究院

光伏新增装机需求稳步增长将带动产业链制造环节需求趋势向好。光伏终端装机需求增加将带来产业链主链中硅料、硅片、电池片和组件环节需求持续增长。我们假设组件和终端装机容量的容配比为 1.2：1，同时组件和电池片装机容量比例为 1:1，单位硅片加工成为电池片约有 5%的损耗，1 万吨硅料可加工生产约 3.75GW 硅片的对应关系，由此可大致测算出光伏制造产业链主链环节的需求量呈现平稳增加趋势。

图 12：光伏制造产业链图示（其中硅料、硅片、电池片和组件是产业链主链环节）



资料来源：招商银行研究院

表 1：光伏制造产业链主链环节需求预测情况

保守情形	全球新增装机（GW）	组件&电池片（GW）	硅片（GW）	硅料（万吨）
2021	170	204	215	57
2022E	205	246	259	69
2023E	300	360	379	101
2024E	400	480	505	135
2025E	450	540	568	152
乐观情形	**全球新增装机（GW）**	**组件&电池片（GW）**	**硅片（GW）**	**硅料（万吨）**
2021	170	204	215	57
2022E	250	300	316	84
2023E	360	432	455	121
2024E	450	540	568	152
2025E	500	600	632	168

资料来源：招商银行研究院

2. 技术趋势：产业链围绕 N 型、大尺寸、薄片化发展

光伏行业的技术工艺的变革一直贯穿于整条产业链，包括了硅料制备工艺路线、硅片的拉晶切片工艺、高效电池片生产制备工艺以及组件封装工艺等等，不同技术工艺的变革皆致力于降本增效。未来度电成本更低、光电转换效率更高、光致衰减率更低的 N 型单晶技术将是下一代光伏产业链技术变革的核心，这对于产业链中**硅料、硅片和电池片三大环节**提出了更高的技术工艺要求。其中，N 型硅料对于掺杂元素和纯度要求更高，西门子法可满足 N 型用料要求，流化床法有待继续观察；N 型硅片对于坩埚、热场等辅材纯度要求提升，同时大尺寸、薄片化持续推进；N 型电池片多技术路线齐头并进发展，当前 N 型 TOPCon 电池最具性价比优势。

2.1 N 型硅料对于纯度要求更高，西门子法可满足纯度要求，流化床法有待继续观察

N 型硅料的与 P 型硅料主要差异在于掺杂元素和纯度品质。在掺杂元素方面，当硅料中掺杂以受主杂质元素，如硼、铝、镓等为主时，以空穴导电为主，为 P 型；当硅料中掺杂以施主杂质元素，如磷、砷、锑等为主时，以电子导电为主，为 N 型。在纯度品质方面，N 型硅料一般需要满足多晶硅国标电子二级水平，比 P 型硅料要高出两个等级，具体到少子寿命、杂质浓度等品质技术指标上差距大概有 2-10 倍。

图 13：光伏硅料产品图示



资料来源：招商银行研究院

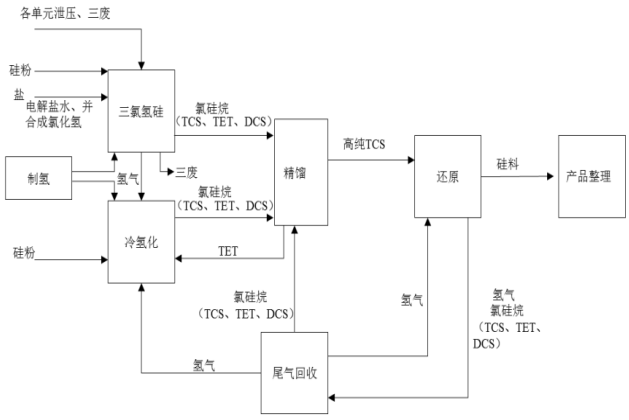
图 14：中国太阳能级硅料技术参数标准

项目	参数指标		
	一级品	二级品	三级品
基磷电阻率Ω.cm	≥100	≥40	≥20
基硼电阻率Ω.cm	≥500	≥200	≥100
少数载流子寿命μs	≥100	≥50	≥30
氧浓度 atom/cm3	≤1.0×10^{17}	≤1.0×10^{17}	≤1.5×10^{17}
碳浓度 atom/cm3	≤2.5×10^{16}	≤4.0×10^{16}	≤4.5×10^{16}
施主杂质浓度 ppba	≤1.5	≤5.4	≤50.4
受主杂质浓度 ppba	≤0.5	≤2.7	≤27
基体金属杂质 ppmw	Fe Cr Ni Cu Zn TMI 总金属杂质含量≤0.05	Fe Cr Ni Cu Zn TMI 总金属杂质含量≤0.1	Fe Cr Ni Cu Zn TMI 总金属杂质含量≤0.2

资料来源：招商银行研究院

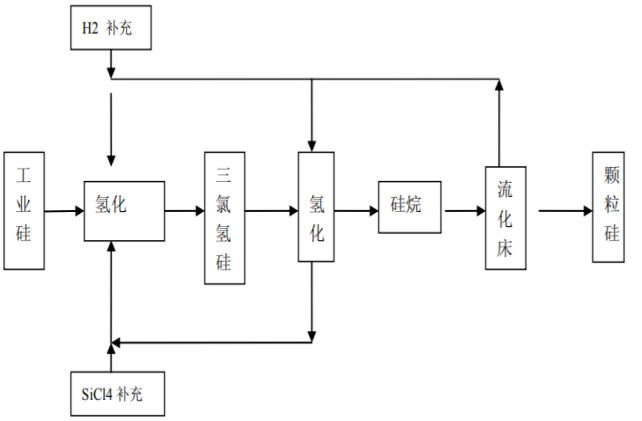
硅料生产制备主要有改良西门子法和硅烷流化床法。多晶硅料制备的技术工艺方法可以分为物理法和化学法，物理法主要指物理冶金提纯法，是将硅片加工过程中产生的硅泥等进行提纯循环利用，作为区别于化学法的一种较为经济、环保方式的补充；化学法主要有**改良西门子法和硅烷流化床法**，是目前市场上主流的技术路线。改良西门子法是在 1100℃左右的高纯硅芯上用高纯氢进行氢化、提纯、还原形成棒状硅。硅烷流化床法将硅烷和氢气注入有硅粉的流化床反应器内，加热至 650-700℃后，通过化学气相沉积反应，使流化床反应器内的硅籽晶生长成为颗粒硅。

图 15：改良西门子法多晶硅生产工艺流程图



资料来源：招商银行研究院

图 16：硅烷流化床法多晶硅生产工艺流程图



资料来源：招商银行研究院

改良西门子法产品纯度相对较高，而硅烷流化床法具备一定成本优势。改良西门子法生产出来的棒状硅的产品纯度相对较高，基本能够满足太阳能级和电子级的多晶硅品质要求。棒状硅使用的工艺设备相对成熟，基本上被市场上绝大多数企业认可使用，但是由于其需要在 1100℃左右的高温环境制备，因此综合电耗较大，理论上成本相对较高。硅烷流化床法目前生产出来的颗粒硅

产品纯度相对较差，杂质（金属、碳、氢）含量相对较高，但也基本能够达到太阳能级的要求，只是工艺设备方案仍处于完善过程中，但其要求的温度环境在 650-700℃左右，综合电耗更低，相较改良西门子法而言在多晶硅料制备的过程中具备一定的成本优势。

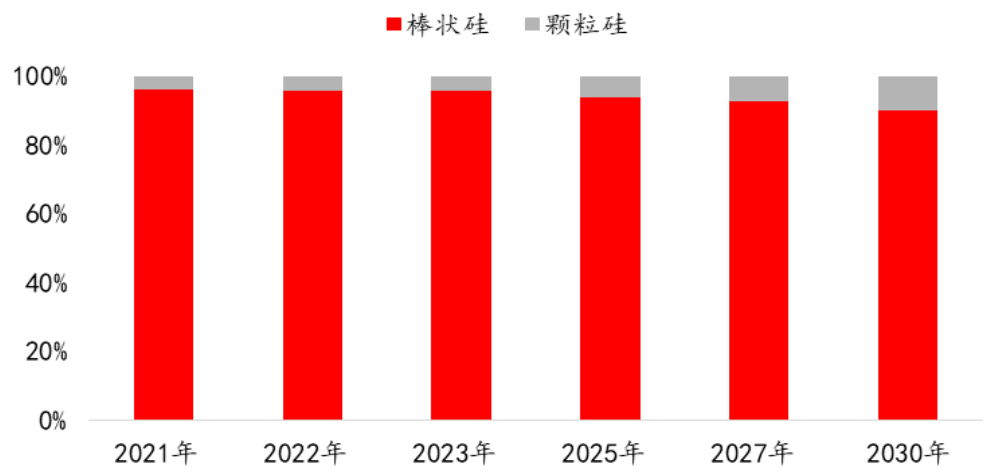
表 2：改良西门子法和硅烷流化床法技术路线对比情况

	改良西门子法	硅烷流化床法
原料	三氯氢硅、氢气	硅烷、氢气
产品质量	**产品纯度高，可生产太阳能级和电子级多晶硅**	**产品纯度不高，杂质（金属、碳、氢）含量较高，基本能达到太阳能级的要求**
电耗量	分解温度在 1000 度，综合电耗 60kWh/kg-Si	分解温度在 650-700 度，综合电耗 20kWh/kg-Si
转换率	转换率约 15%，需要尾气分离后再提纯	分解速度快，分解率高达 99%
副产物	产生大量副产物 SiCl4，需要通过氢化处理	副产物主要为氢气，环境污染少
生产工序	工序复杂；分批次生产；需破碎进一步加工	工序较少；连续加工；无需破碎直接投料
技术工艺	技术稳定、工艺成熟	工艺不够成熟，仅有少数厂家生产
初始投资	约 10 亿元每万吨	约 7 亿元每万吨
制造成本	**国内：40 元/kg-60 元/kg**	**小于 35 元/kg**
代表企业	通威股份、大全新能源、亚洲硅业等	保利协鑫、天宏瑞科

资料来源：招商银行研究院

西门子法可满足 N 型硅料要求，流化床法仍需继续观察。目前棒状硅龙头企业通威、大全等厂商使用改良西门子法能够生产出满足 N 型硅料用料标准的产品，未来西门子法的核心地位难以发生改变。而流化床法生产的颗粒硅在综合电耗和制备成本上具有一定优势，但其存在安全性、杂质含量难以控制、生产过程中发生“氢跳”和“含碳量高”等方面问题。在近 2 年高品质棒状硅紧缺和价格高企的背景下，颗粒硅通过不断调试优化已成为棒状硅的掺杂料使用。考虑到目前硅料行业棒状硅的市占率达到96%左右，而颗粒硅作为已经通过下游客户测试验证的新产品，在大批量产能复制的过程中存在品质的一致性、生产连续性、涉密技术工人招工难等问题，**短期**不会颠覆现有的技术路线，更多的只是成为棒状硅的补充。**中长期来看，**棒状硅技术工艺成熟其成本下降空间相对有限，而颗粒硅的规模化降本之路才刚开始，预计未来颗粒硅的市占率可能会维持一定占比，占比提升空间需要看其品质提升（能否满足 N 型产品用料需求）情况。

图 17：棒状硅与颗粒硅未来市占率变化情况预测（%）



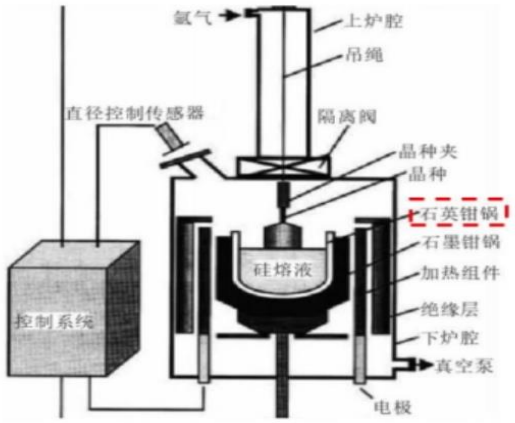
资料来源：CPIA、招商银行研究院

2.2 N 型硅片对辅材要求更高，大尺寸、薄片化继续推进

硅片在长晶和切片环节的技术变革本质还是致力于降本增效。多晶硅料在单/多晶炉中经过晶体生长或者熔融铸锭形成单晶硅棒或多晶硅锭，再经由金刚线切片机切割成单晶硅片或多晶硅片。目前硅片生产制造已经完成**多晶往单晶**路线的转变，未来出于继续降本增效的考虑，做 **N 型、大尺寸、薄片化**的硅片是大势所趋。

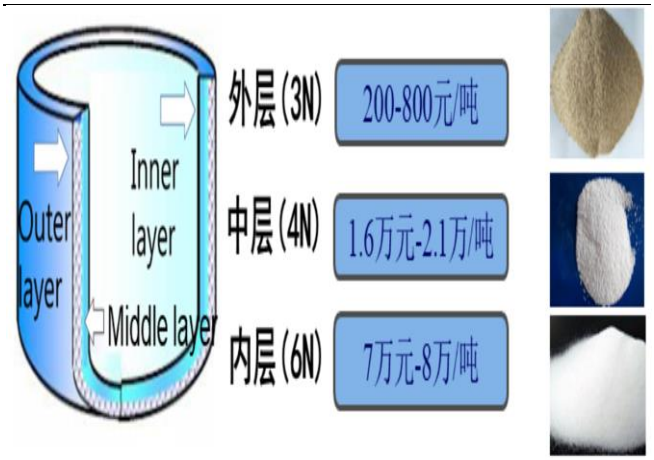
N 型技术路线的发展离不开 N 型单晶硅片的技术支持。N 型硅片相较 P 型硅片具备更高的复合载流子寿命、更低的氧含量以及更加集中的电阻率分布，生产工艺方面除了在硅料掺杂元素上的差异以外（N 型掺杂磷元素，P 型掺杂硼元素），N 型硅片对于生产制备过程中的控碳、纯度要求更高。基于 N 型硅片的纯度要求，石英坩埚的更换频率以及碳碳热场的渗透率都会显著增加，因此 N 型硅片对于生产设备、辅材及耗材等提出了更高要求。截至 2021 年，N 型单晶硅片的市占率仅为 4.1%，预计未来 N 型硅片的市占率会逐步提升，2030 年左右市场占比有望接近一半。

图 18：石英坩埚在长晶炉中的应用



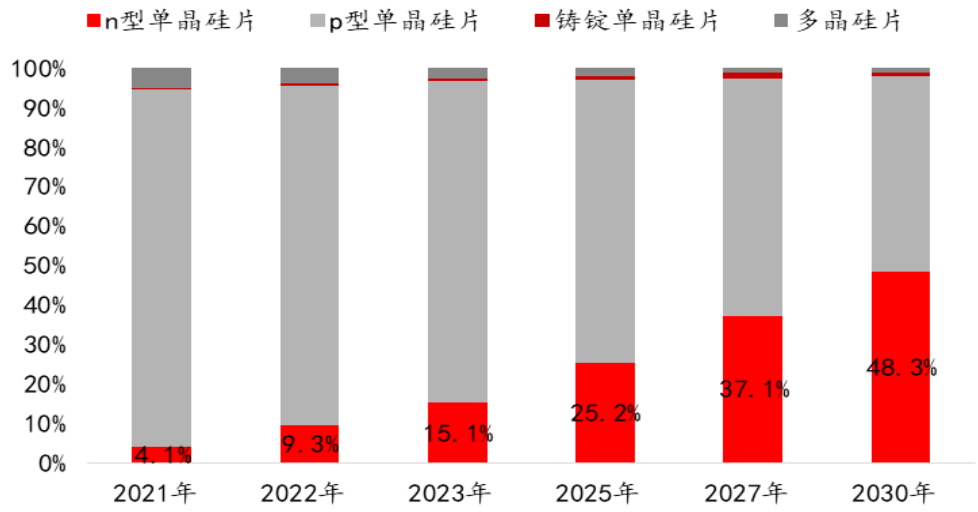
资料来源：观研天下、招商银行研究院

图 19：石英坩埚构造及高纯石英砂价格情况



资料来源：摩尔光伏、招商银行研究院

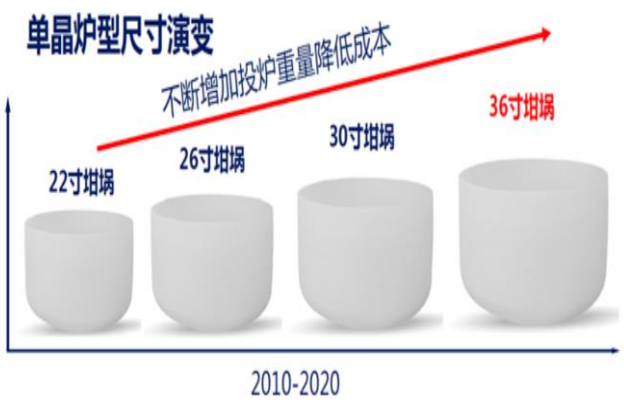
图 20：2021-2030 年不同类型硅片市场份额占比变化趋势



资料来源：CPIA、招商银行研究院

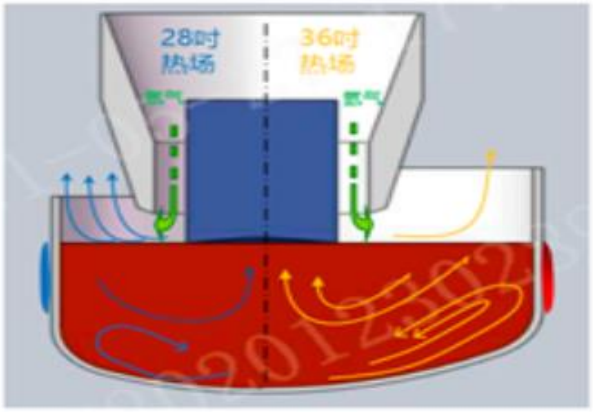
硅片大尺寸化可以增加从硅片、电池、组件再到电站等各环节的产能输出，相当于摊销了上述生产制造过程中部分人工、折旧、水电气等成本投入，从而降低非硅成本。行业内一般将边长为 182 ㎜和 210 ㎜这两种硅片称为大尺寸硅片，大尺寸硅片的生产需要更大炉径的单晶炉设备以及大尺寸相适配的坩埚、碳碳热场系统等。根据中国光伏产业协会的数据，2021 年大尺寸硅片市场份额合计占比由 2020 年的 4.5%大幅提升至 45%左右，预计 2022 年大尺寸硅片的市占率有望达到 75%以上，2023 年或达到 90%左右的水平。

图 21：大尺寸趋势下坩埚尺寸演变



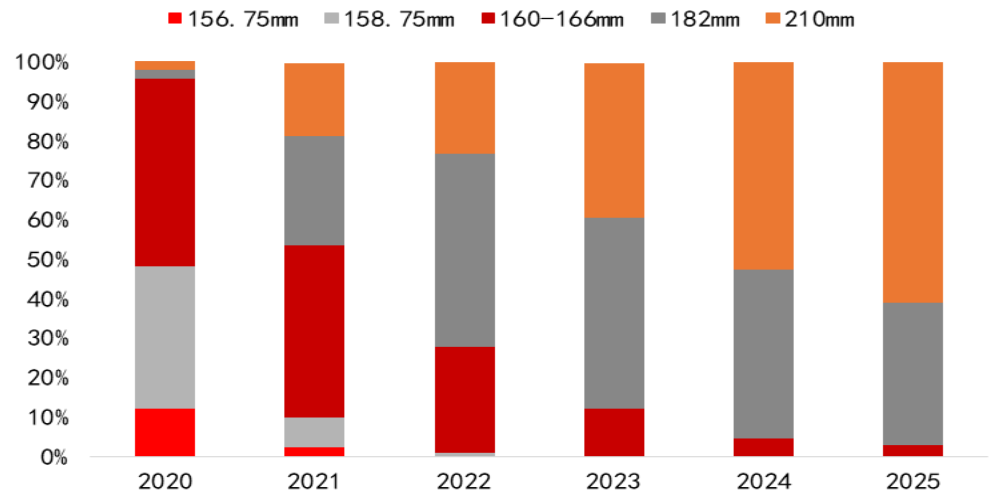
资料来源：摩尔光伏、招商银行研究院

图 22：大尺寸趋势下热场尺寸相应提高



资料来源：摩尔光伏、招商银行研究院

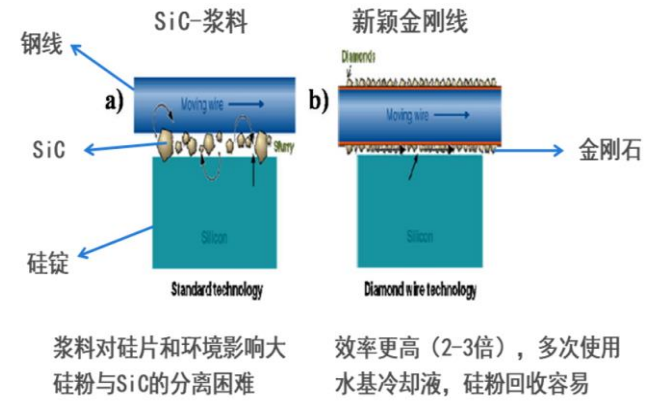
图 23：2020-2025 年不同尺寸硅片市场份额占比变化趋势（%）



资料来源：CPIA、招商银行研究院

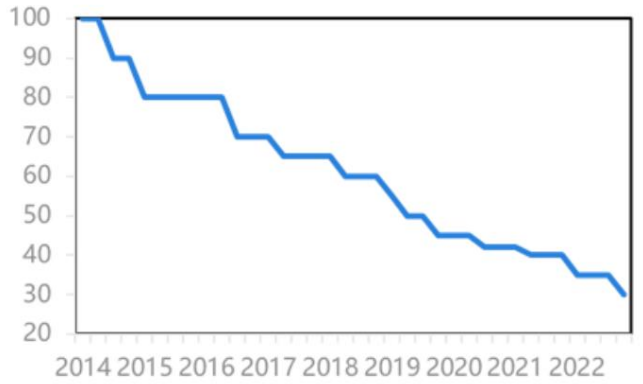
硅片薄片化切割可以减少硅料损耗，增加每公斤硅料的出片率，从而降低硅片含硅成本。硅片的薄片化进程除了切片工艺需要金刚线细线化切割、钨基金刚线材料外，还需要和下游 N 型电池片、N 型组件等制造端的需求相匹配，依赖于产业链各环节共同推进。 2021 年 P 型单晶硅片的平均厚度由 2020 年的 175μm 下降至 170μm 左右，N 型硅片（TOPCON 和 HJT）的平均厚度在 2021 年已经降低至 165μm 和 150μm 左右，未来 N 型硅片的发展会进一步加快推动硅片薄片化的进程。

图 24：金刚线切割成为硅片切割主流工艺



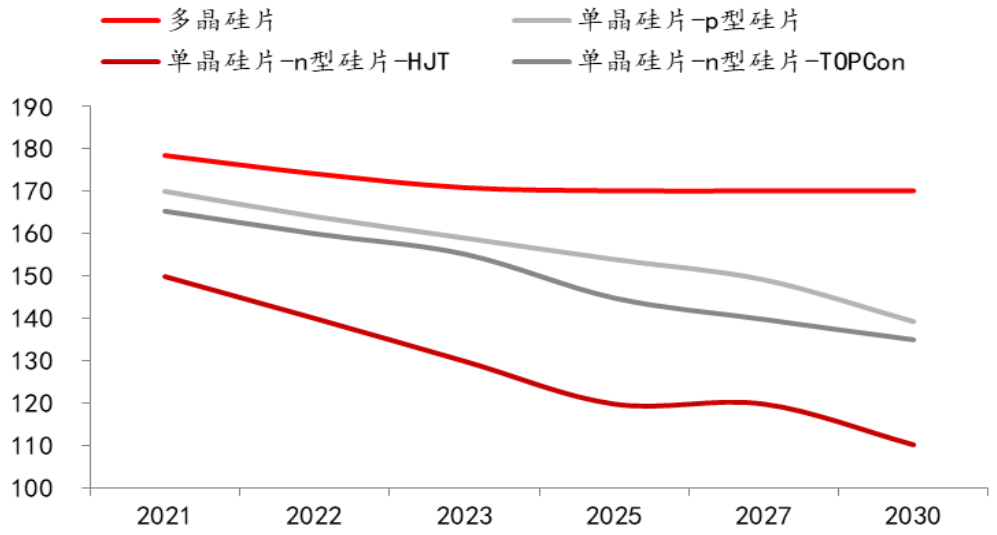
资料来源：《光伏硅材料的技术现状》、招商银行研究院

图 25：金刚线线径变化趋势（μm）



资料来源：《光伏硅材料的技术现状》、招商银行研究院

图 26：2021-2030 年不同类型硅片厚度变化趋势（μm）



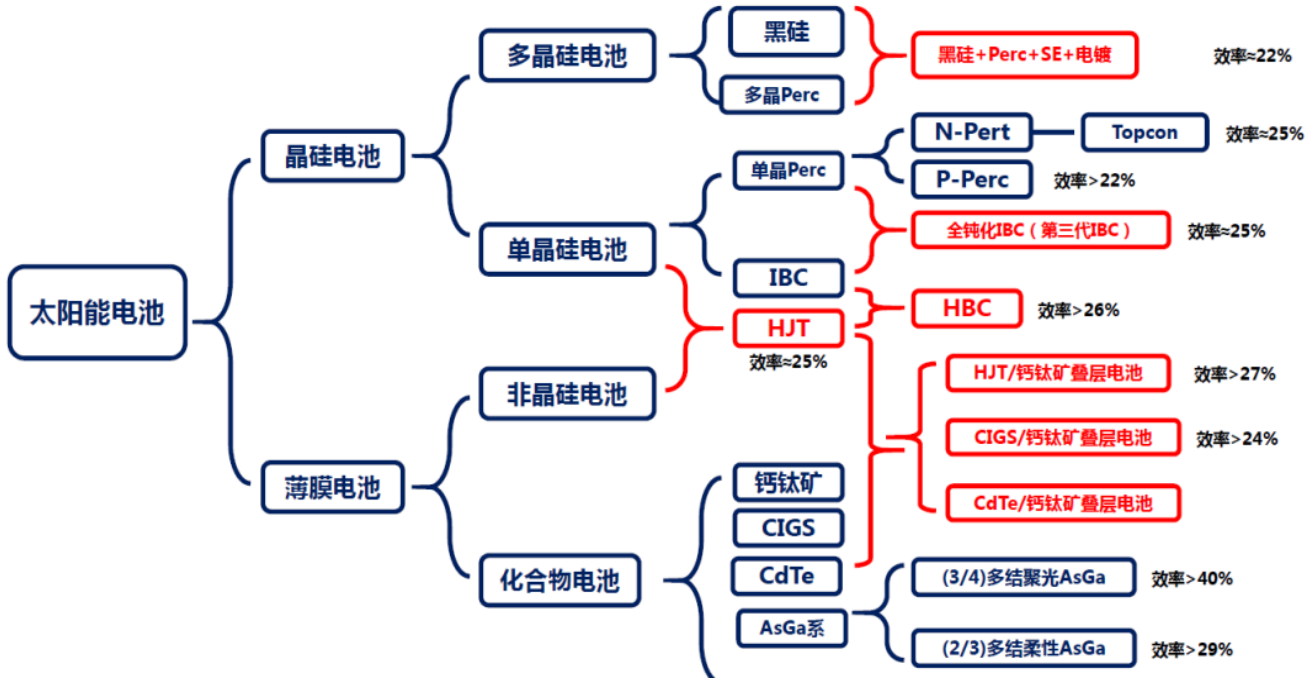
资料来源：CPIA、招商银行研究院

2.3 N 型电池技术齐头并进发展，目前 TOPCON 电池最具性价比优势

晶硅电池技术正处于 P 型往 N 型切换阶段。太阳能电池片按照底层材料的不同可分为晶硅电池和薄膜电池，而晶硅电池可根据不同的硅片衬底以及元素扩散可进一步分为 P 型电池（P 型硅片衬底扩散磷）和 N 型电池（N 型硅片衬底扩散硼）。P 型电池由于经过光照，电池中的硼元素和氧元素容易结合成为复合体，降低电池中的少子寿命，从而降低电池转换效率。相较之下，N 型电池中的硼元素含量极低，从根本上消除了硼氧复合体带来的光致衰减的影响，具有转换效率高、无光衰等优点，成为光伏增效环节的重要技术变革。目前 P

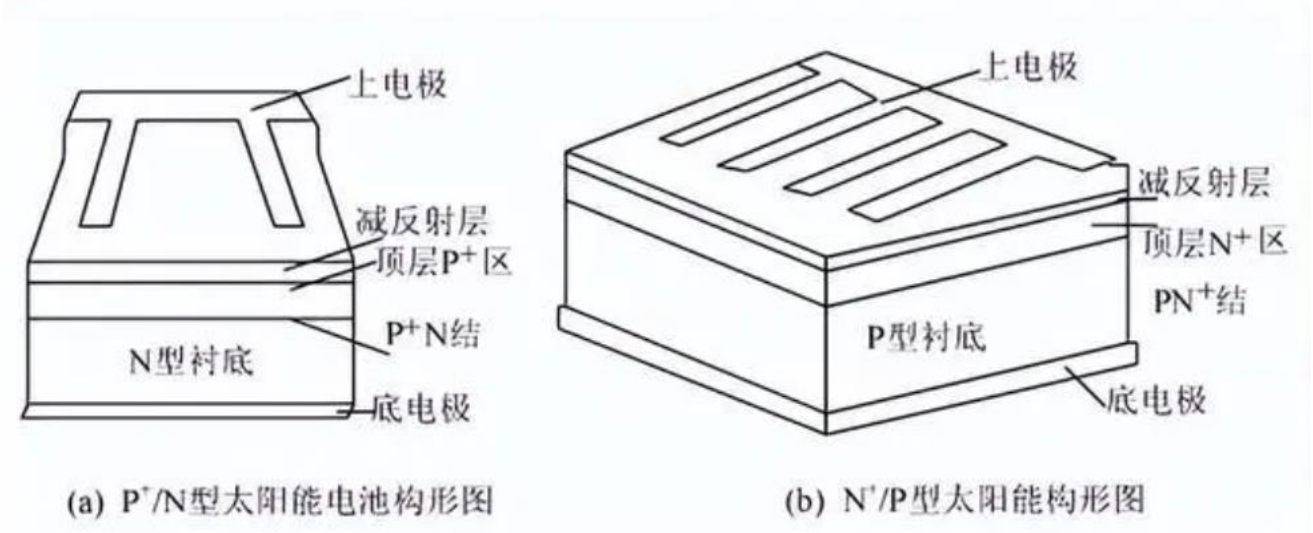
型电池转换效率已经逐渐接近理论天花板，N 型电池无论是已实现量产还是尚处于中试阶段的转换效率较 P 型电池都再上了一层台阶。

图 27：太阳能电池技术路线分类示意图



资料来源：新型 TCO 材料在光伏行业的应用前景 、招商银行研究院

图 28：P 型与 N 型电池结构示意图

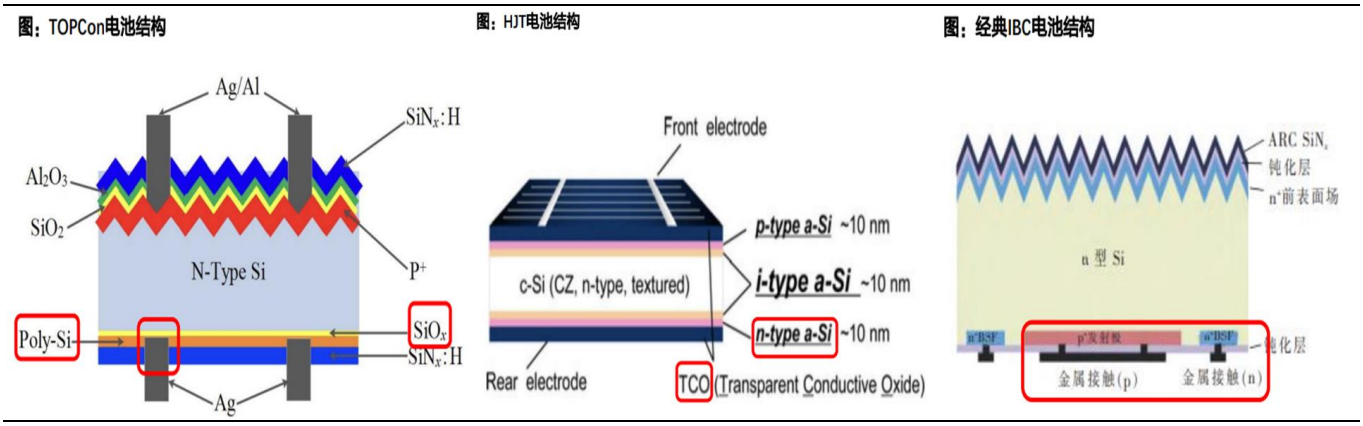


资料来源：招商银行研究院

N 型电池多技术路线齐头并进发展。目前 N 型电池技术路线中受关注度比较高的主要有 TOPCon（钝化接触型电池）、HJT（异质结电池）和 IBC（全背接触电池）（**本报告中以上三种细分路线不作特殊说明时均指 N 型的**

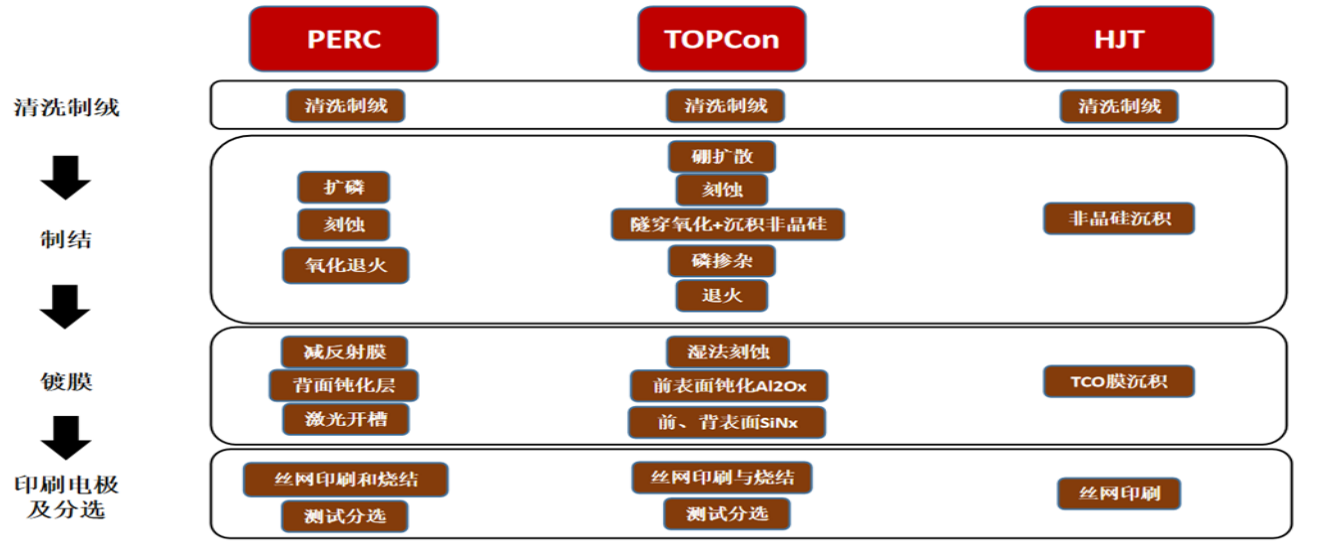
TOPCon、HJT 和 IBC）。TOPCon 电池本质上是在传统的 PERC 电池上增加了隧穿氧化层薄膜，提升了其理论转换效率的上限，并且其产线只需在原先的 PERC 产线上增加硼扩散、刻蚀及沉积设备的改造即可。HJT 电池的 PN 结由非晶硅和晶体硅两种不同的材料形成，本质上是在晶体硅表面沉积非晶硅薄膜。HJT 电池具备极高的转换效率提升潜力，同时核心工艺流程只有 4 步，完全不同于 PERC 和 TOPCon。IBC 电池本质上是交叉背接触式电池，将电池的正负极都置于背面，通过减少栅线对阳光的遮挡来提高转换效率，并且它可以和 PERC、TOPCon、HJT、钙钛矿等多种技术叠加应用获得更高的转换效率，有望成为新一代平台型技术。N 型电池不同技术路线处于齐头并进式发展，但设备投资成本、光电转换效率和良率等量产技术指标的差异会导致它们渗透率提升的节奏会显著不同。

图 29：不同类型 N 型电池片结构示意图



资料来源：天风证券研究所、招商银行研究院

图 30：不同类型电池片制造工艺流程



资料来源：招商银行研究院

表 3：不同电池片技术路线对比情况

	P-PERC	N-TOPCON	HJT	IBC
电池名称	发射极钝化和背面接触	隧穿氧化层钝化接触	具有本征非晶层的异质结	交指式背接触
释义	利用特殊材料在电池片背面形成钝化层作为背射器	在电池背面制备一层超薄氧化硅并沉积一层掺杂硅薄层，共同形成钝化接触结构	电池片里同时存在晶体和非晶体硅，更好地实现钝化效果	把正负电极都置于电池背面，减少置于正面的电极反射入射光带来的阴影损失
主要企业	大部分主流厂商	中来、天合、晶科、隆基	通威、华晟、爱康、晋能	隆基、爱旭
优势	性价比高	可从现有产线升级	工序少	电池效率高
量产	非常成熟	可量产但难度高	可量产但难度高	量产难度大
工艺步骤	8 道工艺	9-12 道工艺	4 道工艺	--
技术难度	容易	难度高	难度高	难度极高
投资设备	少	设备仍较贵	设备贵	设备非常贵
与现有产线兼容性	目前主要产线	可从 PERC 产线升级	完全不兼容	不兼容
目前问题	目前产能占比高，后期路线不明确	工序较多，良率难以提升	与现有设备不兼容，设备投资成本高	技术难度高，成本高

资料来源：招商银行研究院

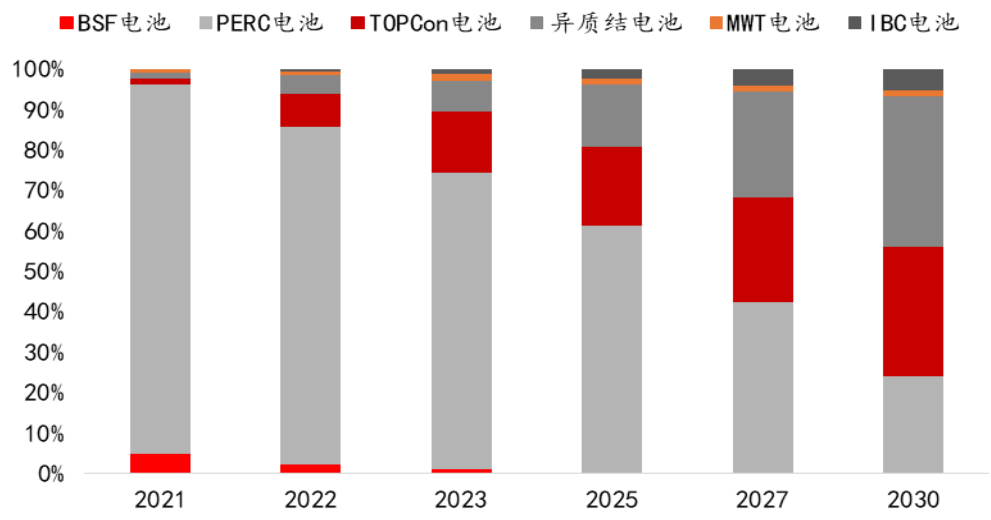
目前 TOPCon 电池最具性价比优势，HJT 和 IBC 电池尚需时日。从**设备投资成本**上来看，目前上述三种电池技术路线所使用的设备基本实现国产化，TOPCon 电池、HJT 电池和 IBC 电池的单 GW 设备投资成本分布在 2-2.5 亿元左右、4 亿元左右、3.5 亿元左右，相比之下，PERC 电池的设备投资成本只有 1.5 亿元/GW，显然当前投资成本最有机会降至 PERC 水平的就是 TOPCon 电池。从量产的**光电转换效率**数据来看，目前 TOPCon 电池和 HJT 电池量产条件下的转换效率分别在 24%-24.5%、24%-25%左右的水平，IBC 电池目前尚无量产转换效率数据，相比之下，PERC 电池的转换效率极限水平也就在 23.5%左右，因此现阶段 TOPCon 电池在保证一致性、稳定性前提下转换效率的优势明显。从**良率**水平来看，TOPCon 电池由于工序较长，新增的 3-4 步工序需要一定的时间来完成学习曲线的累积，因此良率现阶段相对较低在 95%-97%左右，未来有望逐步提升至 98%以上的水平。HJT 电池工序最短，小批量量产的良率水平在 97%左右，IBC 电池的理论良率水平或介于 TOPCon 电池与 HJT 电池之间。因此目前 TOPCon 电池最具“性价比”优势，HJT 电池有待继续降本提升性价比，IBC 电池产业化仍需等待。

表 4：不同类型电池片技术参数对比

	PERC	TOPCon	HJT
良率	97%-99%	95%-97%	96%-98%
量产光电转换效率	22.5-23.5%	24-24.5%	24-25%
理论光电转换效率	24.5%以上	28.7%以上	钙钛矿叠层可达 27-29%
设备投资额	1.5 亿元/GW（国产）	2.0-2.5 亿元/GW（国产）	3.5-4.0 亿元/GW（国产）

资料来源： PV Infolink、招商银行研究院

图 31：2021-2030 年不同电池技术市场份额占比变化趋势

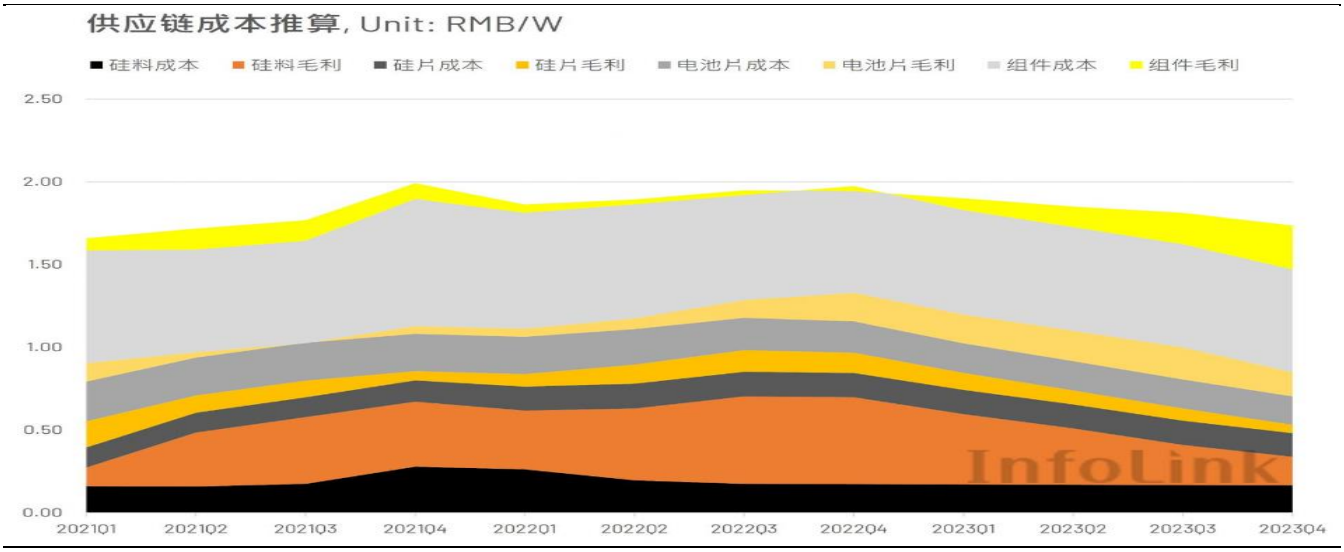


资料来源：CPIA、招商银行研究院

3. 景气度周期：硅料和硅片向下，电池片向上

未来随着上游硅料新增产能陆续释放，硅料价格开启下行通道，由此产业链上游环节超额利润有望部分往下游环节转移，N 型技术对产业链影响较大的三大环节景气度周期呈现“硅料和硅片向下，电池片向上”的特点。其中，硅料环节 2023 年整体有效产能完全能够满足终端装机需求，价格从 2022 年底开启下行周期。硅片环节呈现结构性产能过剩的特点，未来低端产能有待出清，大尺寸渗透率达到饱和后可能存在一定出货压力。电池片环节在未来硅料价格回落情况下盈利修复明显，大尺寸 PERC 电池供给紧张或将边际缓解。

图 32：2023 年硅料价格下行带来产业链利润结构往下游转移



资料来源：PV Infolink、招商银行研究院

3.1 硅料：23 年整体供应充足，价格自 22 年底开启下行周期

硅料行业具有技术门槛高、投资成本大、扩产周期长等特点。多晶硅料的生产工艺较为复杂，各个生产环节均有其特定的工艺流程和 know-how 的经验积累，因此行业对市场的新进入者而言有较高的技术壁垒。硅料行业的扩产需要大量的重资产设备的投资，对于企业的资金实力要求非常高，根据最新的硅料扩产项目数据，单位万吨的硅料产能投资成本在 8 亿元左右，而单条硅料生产线一般产能在 3 万吨左右，单线投资成本就高达 24 亿元左右，远高于产业链下游其他环节的投资成本。多晶硅料的扩产周期一般为 12-18 个月，产能爬坡期普遍在 3-6 个月，而下游的硅片、电池片等环节扩产时间约 6-9 个月，爬坡期仅 3 个月左右，硅料的扩产周期远高于下游其它环节。因此光伏产业链上下游之间对于产能扩张盈亏平衡点判断差异导致了产业链发展不均衡。

表 5：光伏制造产业链主链环节单位投资成本对比情况示例

产业链环节	项目名称	公司	建设总投资（亿元）	单位建设成本（亿元）	单位
多晶硅	内蒙古包头年产 10 万吨高纯多晶硅项目	特变电工	82.8	8.28	亿元/吨
硅片	宁夏银川 50GW（G12）太阳能级单晶硅材料智能工厂及相关配套产业项目	中环股份	120.0	2.40	亿元/GW
电池片	西安泾渭新城年产 5GW 单晶电池项目	隆基股份	21.4	4.28	亿元/GW
组件	江苏扬州年产 6GW 高功率组件项目	晶澳科技	7.96	1.33	亿元/GW

资料来源：公司公告、招商银行研究院

硅料 2022 年内处于“紧平衡”，预计 2023 年整体供应充足。多晶硅料的产能扩张周期较长，产能爬坡一般存在 3-6 个月不等的时间，同时产能释放进度容易受到安全事故、能耗双控、限电、设备例行检修等不确定因素影响，产能的预测往往容易出现较大偏差。我们将中国有色金属协会硅业分会和部分上市公司公告的产能数据作为时点意义上的“名义产能”，将新增产能按照 3 个月和 6 个月的产能爬坡期进行调整测算，以此作为硅料的“有效产能”，最后将硅料的“有效产能”与未来的需求量进行比较。我们预计到 2022 年底，硅料的名义产能或将达到 128.05 万吨，经过调整测算后的年度有效产能在 76.73 万吨（假设 6 个月爬坡）-89.35 万吨（假设 3 个月爬坡），而上文中我们测算出 2022 年全球硅料的需求量在 69 万吨-84 万吨之间（见表 1），因此 2022 年年内硅料的供求关系依然处于紧平衡状态。预计到 2023 年底，硅料的名义产能或将达到 158.05 万吨，年度有效产能在 123.05 万吨（假设 6 个月爬坡）-129.30 万吨（假设 3 个月爬坡），完全能够满足 2023 年全球 121 万吨（乐观情形:全球装机规模 360GW）左右的硅料需求，因此 2023 年硅料环节供应大概率不再是瓶颈。

表 6：2021-2023 年全球硅料产能释放进度及产量预测情况

类型	硅料产能（万吨/年）	2020Q4	2021Q1	2021Q2	2021Q3	2021Q4	2022Q1	2022Q2E	2022Q3E	2022Q4E	2023Q1E	2023Q2E	2023Q3E	2023Q4E
老玩家	通威永祥	8	8	8	8	18	18	18	23	33	33	33	33	33
	新疆大全	7.5	8	8	8	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5	11.5
	保利协鑫	9	9	9	9	11	11	14	14	14	14	14	14	14
	新特能源	7.2	7.2	7.2	7.2	7.2	10	10	20	20	20	20	20	20
	东方希望	6	6	6	6	6	12	12	12	12	12	12	12	27
	亚洲硅业	2	2	2	2	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	内蒙古东立	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
	鄂尔多斯	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
	天宏瑞科	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8
	洛阳中硅	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
	黄河水电	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25	0.25
	集光光伏	1	1	1	1	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2	1.2
	德国瓦克	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6	6
	马来西亚及韩国 OCI	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1	3.1
	hemlock	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8	1.8

新玩家	宝丰能源	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	新疆晶诺	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	5	5	10
	江苏润阳	0	0	0	0	0	0	0	0	5	5	5	5	10
	青海丽豪	0	0	0	0	0	0	0	5	5	5	5	10	10
	黄河公司	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	同德化工	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
总产能（万吨）		57.05	57.55	57.55	57.55	76.25	85.05	88.05	108.05	128.05	128.05	128.05	133.05	158.05
新增产能（万吨）		——	0.5	0	0	18.7	8.8	3	20	20	0	0	5	25
季度产量（假设6个月爬坡）		14.26	14.26	14.26	14.39	14.39	14.39	19.06	21.26	22.01	27.01	32.01	32.01	32.01
年度产量（假设6个月爬坡）		57.04			57.30				76.73			123.05		
季度产量（假设3个月爬坡）		14.26	14.26	14.39	14.39	14.39	19.06	21.26	22.01	27.01	32.01	32.01	32.01	33.26
年度产量（假设3个月爬坡）		57.04			57.43				89.35			129.30		
年度需求（保守情形）		——			57.00				69.00			101.00		
年度需求（乐观情形）		——			57.00				84.00			121.00		

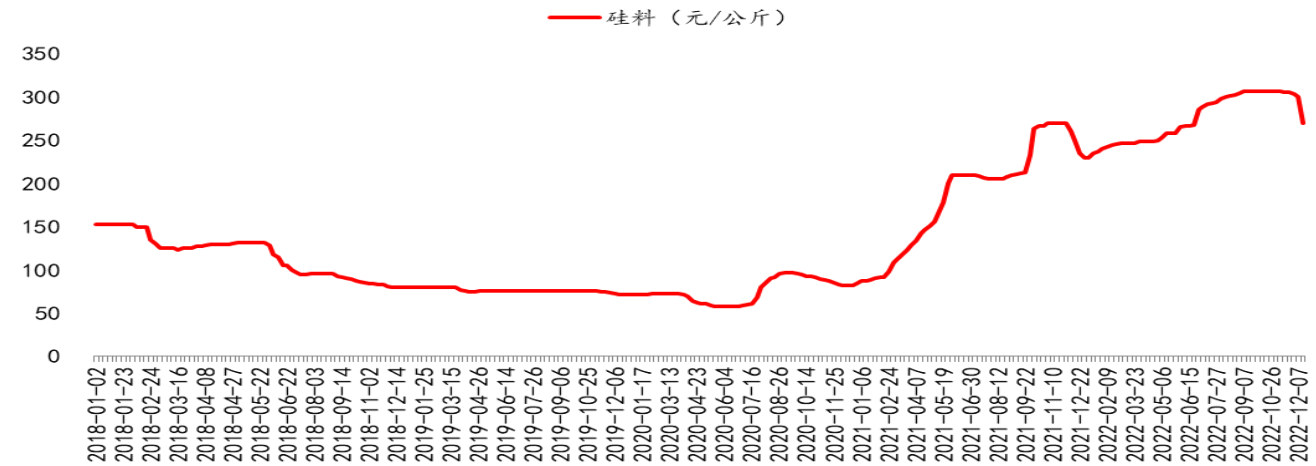
资料来源：中国有色金属协会硅业分会、招商银行研究院

硅料价格自 22 年底开启下行通道，23 年或再下台阶。从多晶硅料的历史价格走势基本上能够反映出其供求关系的变化情况，上一轮硅料价格大幅下滑是在 2018-2020 年之间，下游终端装机需求受到补贴退坡影响下滑明显，上游硅料产能开始出现过剩，2020 年初硅料价格一度降到历史最低，全行业出现了较为严重的亏损。随着 2021 年下游硅片环节的新进入者纷纷往大尺寸硅片领域扩产，硅片企业通过签订长单来锁定未来的硅料供应，叠加供给端硅料产能受到生产事故、能耗双控等因素影响严重不足，硅料价格出现了大幅攀升，产业链价格博弈加剧。2022 年上半年硅料新增有效产能相对有限，同时一季度海外需求受到印度市场抢装、俄乌冲突等事件影响，全球光伏新增装机需求出现了超预期增长，硅料价格维持了上涨趋势。2022 年下半年新疆某硅料厂发生安全事故，再加上今年 7-8 月份四川限电对于硅料龙头企业产能造成影响，硅料环节再度出现供应紧张，价格走势再度向上。随着今年四季度新增硅料产能逐步释放，硅料的供应紧张程度边际缓解，同时年底硅片龙头企业开始主动降价去库存，进一步倒逼上游硅料降价，因此年底硅料价格正式开启下降通道。

根据我们上面的预测，2023 年全年硅料整体供应有望完全满足终端装机需求，硅料价格或在明年维持下降趋势。2023 年硅料价格的下行曲线可能存在**“两头陡中间缓”**的特点：由于明年一季度光伏终端装机需求进入淡季，而且 2022Q1 的终端装机基数较高，受此影响硅料价格在 2023Q1 可能面临较为陡峭的下降幅度；随着一季度硅料价格大幅下降传导至组件环节并带动前期受抑制的地面电站装机需求逐步释放，而 2023 年硅料的新增产能主要集中在下半

年释放，预计二季度硅料价格下行幅度会明显缓和；进入下半年，如果没有其他外界因素影响硅料产能进度的情况下，硅料年内新增产能开始进入集中释放阶段，由于整体供应完全能够满足明年乐观情形下的全球装机规模，因此硅料价格或将再次步入陡峭下行区间。

图 33：2018 年至今硅料价格周度数据变化情况（元/公斤）

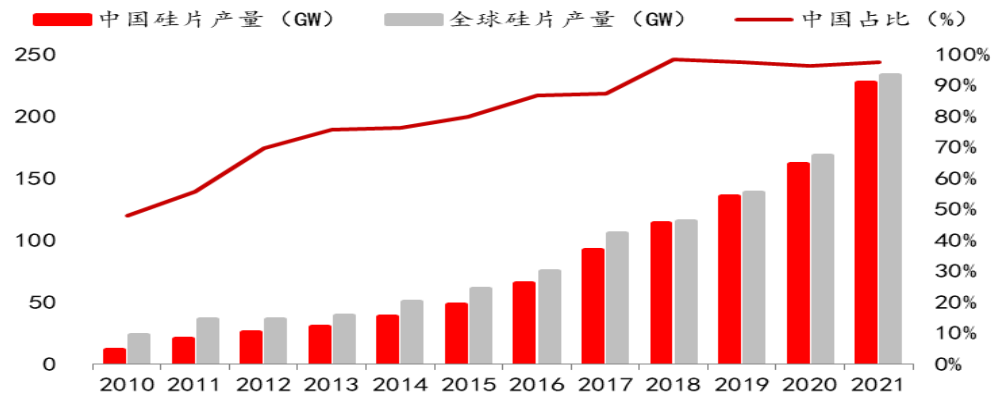


资料来源：SOLARZOOM、招商银行研究院

3.2 硅片：未来低端产能将逐步退出，大尺寸或存在竞争压力

未来全球硅片产能主要看国内硅片厂商的产出情况。随着国内硅片厂商在拉晶和切片等环节技术实现自主突破，叠加国内硅片生产制造成本上较海外优势明显，全球硅片产能中中国产能占比逐步提高。截至 2021 年底，中国大陆企业硅片产能约为 407.2GW，占全球的 98.1%，占据绝对领先地位。因此未来全球硅片环节的供需格局主要看国内硅片厂商存量及增量的产能情况。

图 34：中国、全球硅片产量及占比情况



资料来源：CPIA、招商银行研究院

硅片名义产能“过剩”严重。在硅片大尺寸化发展趋势下，由于大尺寸产能的设备投资较过去的老旧设备具备更强的成本优势，近 2 年来大尺寸硅片的扩产动作不断，使得硅片环节的名义产能“水涨船高”。截至 2021 年底，单晶硅片的名义产能达到了 407.3GW，根据行业内主要公司的扩产计划和进度安排，预计 2022 年底硅片的名义产能或将达到 646.3GW 左右，而根据我们的测算今年全年乐观情形下硅片的需求量也仅有 316.0GW，因此名义产能数据表明硅片环节过剩较为严重。

表 7：2016-2022 年国内硅片厂商名义产能统计情况

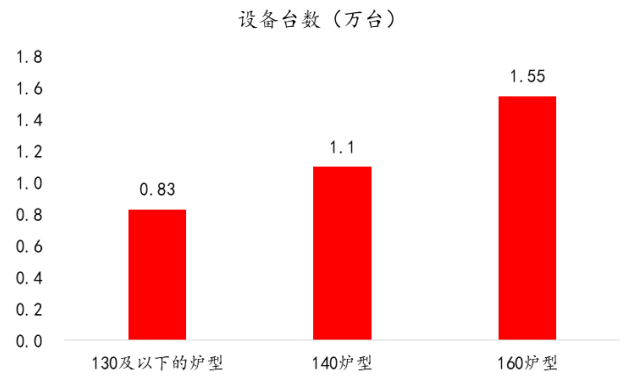
类型	公司	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022E
深度一体化	隆基绿能	8	15	28	42	85	105	150
	晶澳科技		3	3	8	18	35	40
	晶科能源		3	6	12	20	32.5	50
一体化	通威股份+天合光能							15
	阿特斯					4	6	11
	保利协鑫				2	2	7	10
	华耀广电（亿晶）						3	9
专业化	中环股份	4	10	29	33	58	88	140
	阳光能源					1.8	1.8	1.8
	江苏环太（包头美科）				2	5	18	35
	京运通				3	8	15	20.5
	上机数控（弘元新材料）				5	8	26	30
	双良节能						20	40
	高景太阳能						15	30
	宇泽（江西宇泽+云南宇泽）				2	5	5	10
	浙江矽盛（宁夏矽盛）				0.5	0.5	4	4
新势力	安徽阜兴（和邦生物）							10
	三一重工							5
	内蒙古豪安						7	12
	东方希望						8	8
	江苏晶品						1	5
	其他					10	10	10
合计产能		12	31	66	109.5	225.3	407.3	646.3

资料来源：公司公告、招商银行研究院

硅片环节呈现结构性产能过剩特点：大尺寸产能供需两旺，低端产能有望逐步出清。硅片的名义产能数据无法反映其产线的实际运行情况，对于产能结构性特点无法体现，因此我们需要将硅片的实际产能按照不同单晶炉设备的炉型规格进行拆分，可分为**老旧设备、即将完成折旧期的设备和新投资的大尺寸设备**三部分：（1）部分即将面临淘汰的老旧设备属于行业内机会型产能，当市场上硅片供应紧张价格上涨时会选择性开启，该部分产能随时可能会成为“僵尸产能”；（2）部分设备即将进入 10 年折旧期，该部分设备未来开工率会逐步下降；（3）近 2 年来新投产的大尺寸设备，其开工率维持最高水平。截至 2021 年底，硅片行业有效产能一共对应约 3.55 万台单晶炉设备，其中

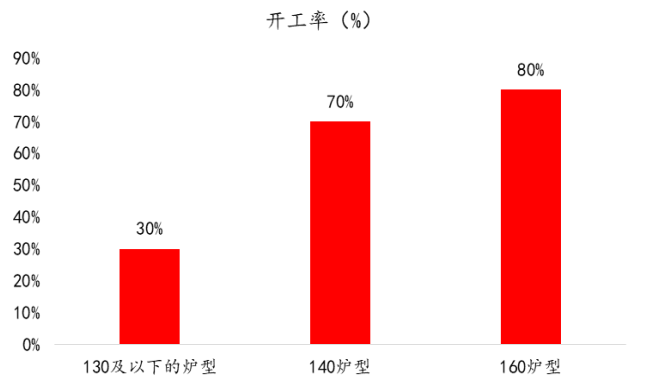
130（按照投料量划分的单晶炉规格）以下的老旧设备合计约 0.83 万台，这些设备是早已过了 10 年折旧期，对应有效产能约 90GW 左右，开工率在 30%左右；140 炉型约 1.10 万台，这些设备预计在 2023 年下半年左右会陆续进入 10 年折旧期，对应有效产能约 133GW 左右，开工率在 70%左右；160 炉型（大尺寸产能）约 1.55 万台，对应有效产能约 200GW 左右，开工率在 80%左右。因此硅片的供需格局为结构性产能过剩，大尺寸产能供需两旺，未来低端产能有望逐步出清。

图 35：硅片有效产能中不同单晶炉设备台数情况



资料来源：招商银行研究院

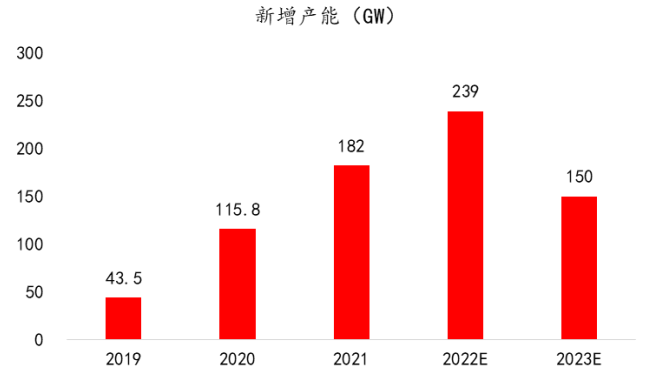
图 36：硅片有效产能中不同单晶炉设备开工率



资料来源：招商银行研究院

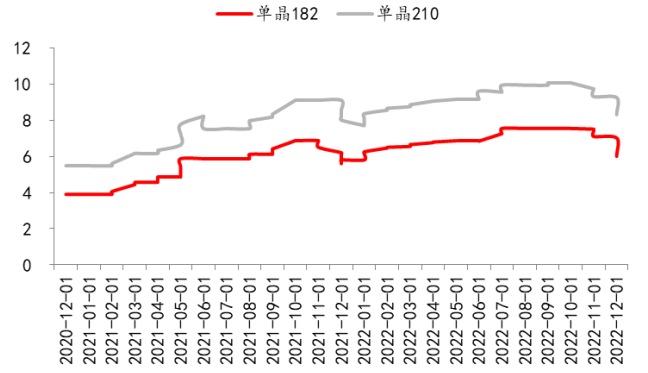
未来大尺寸硅片也可能存在过剩压力，其价格竞争情况需看坩埚等辅材供应紧俏程度。未来大尺寸硅片的市占率逐步提升，预计 2023 年底 182mm 和 210mm 硅片市占率合计达到约 90%左右。预计 2023 年硅片厂商的扩产规模在 150GW 左右（都是大尺寸），相较前 2 年 200GW 左右的扩产规模有所减少，年底硅片名义产能或达到 800GW 左右。随着大尺寸硅片的渗透率逐渐达到饱和，其产能的扩张的步伐也将放缓，不排除未来大尺寸产能也存在一定过剩压力。在硅片“N 型、大尺寸、薄片化”的技术趋势下，未来大尺寸的 N 型硅片的需求会有明显提升，相应的 N 型硅片生产制备过程中辅材消耗量较大的石英坩埚等材料未来可能会存在供给不足的情况。一旦坩埚等辅材用料供给不足则会限制大尺寸的 N 型硅片实际产能释放，从而部分缓解大尺寸产能的过剩压力。因此未来大尺寸硅片的价格竞争激烈程度需要视石英坩埚等辅材的紧俏程度而定。

图 37：硅片环节新增产能变化预测情况



资料来源：公司公告、招商银行研究院

图 38：一线厂商大尺寸硅片成交价格（元/片）

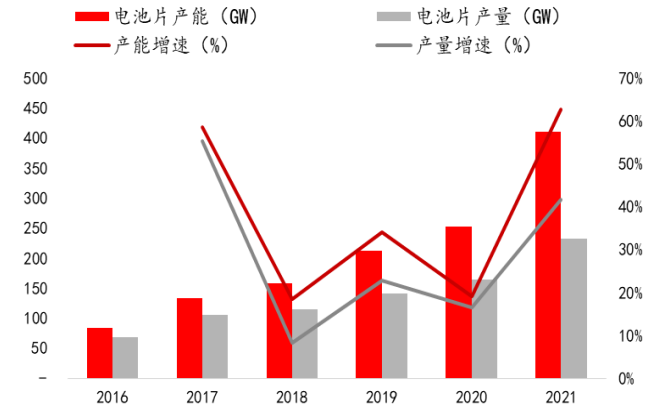


资料来源：SOLARZOOM、招商银行研究院

3.3 电池片：盈利持续修复，大尺寸 PERC 电池片紧缺有望边际缓解

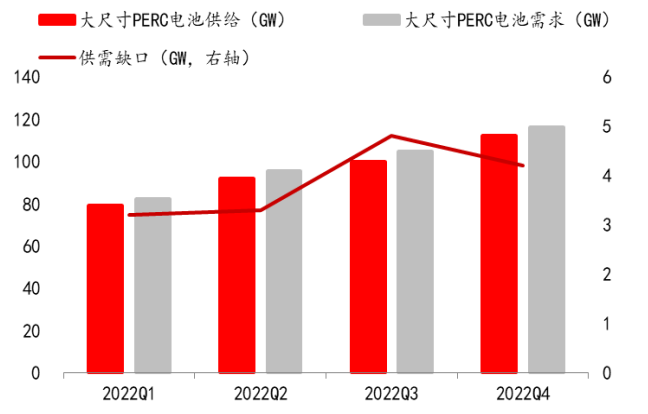
电池片与硅片类似为结构性产能过剩，大尺寸电池片供应紧缺。截至 2021 年末，全球晶硅太阳能电池片总产能达到 423.5GW，相较 2021 年全球 204GW 的需求量，电池片产能同样存在名义产能过剩的情况。随着以硅片环节为主导往大尺寸方向发展，产业链大尺寸、高功率组件的需求渗透率逐步提升，这也带动了大尺寸 PERC 电池片的需求日益增加。但近年来，一方面电池片环节逐步往 N 型技术方向发展，行业内主要玩家大多以 N 型产能的扩张为主，原先存量的 PERC 产能扩张相对较少；另一方面上游硅料价格高企对电池片行业企业的盈利冲击较大，其存量的 PERC 产线往大尺寸方向升级改造的资本开支也因此受到影响，以上两大因素造成了大尺寸 PERC 电池片的供应紧张。

图 39：全球晶硅光伏电池片产能变化情况



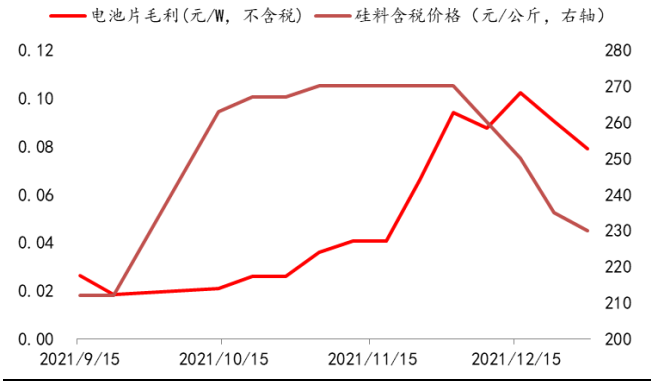
资料来源：PV Infolink、招商银行研究院

图 40：2022 年大尺寸 PERC 电池供需缺口情况



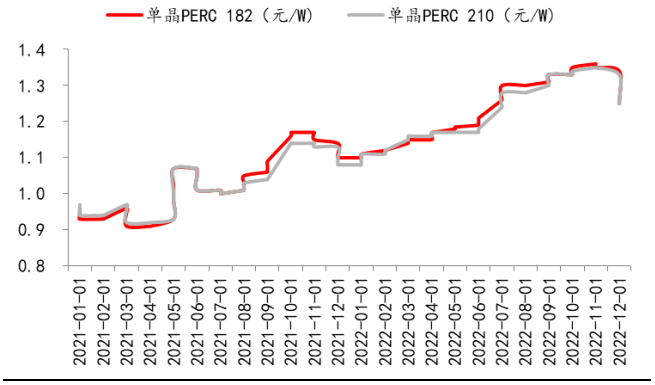
资料来源：PV Infolink、招商银行研究院

图 41：硅料价格变化对电池片（M10）毛利影响



资料来源：SOLARZOOM、招商银行研究院

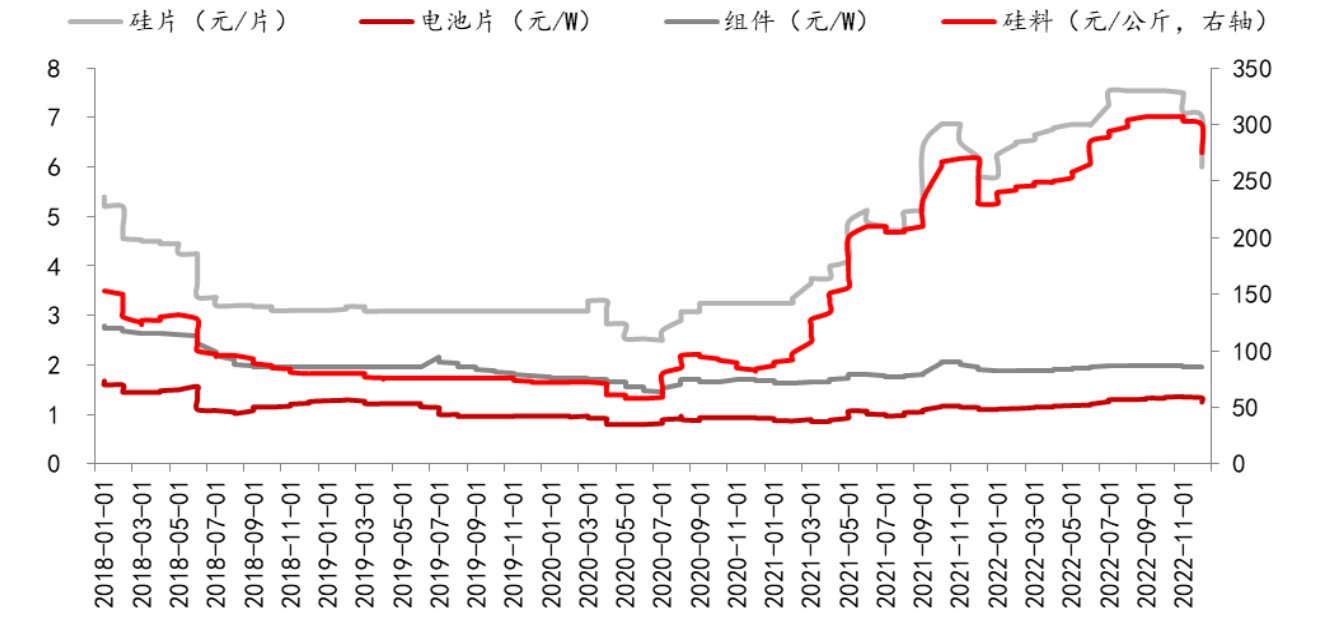
图 42：大尺寸电池片一线厂商成交价格变化情况



资料来源：SOLARZOOM、招商银行研究院

未来硅料价格下行利好电池片环节盈利修复，大尺寸产能紧缺有望边际缓解。电池片处于光伏产业链的中游环节，相较之下上游硅料和硅片企业对于电池片企业的议价能力更强。当上游硅料和硅片价格大幅上涨时，电池片厂商难以将上游价格上涨的成本传导至下游，因此盈利情况受冲击较大。未来硅料价格回落有望缓解电池片环节的盈利压力，2023 年电池片环节的景气度周期向上的确定性强。电池片环节盈利修复或将带来大尺寸 PERC 电池片升级改造的资本开支逐步跟上需求增长的步伐，考虑到电池片的产能扩张速度较快，我们认为未来大尺寸 PERC 电池产能紧缺的局面能够得到边际缓解。

图 43：光伏制造产业链主流产品一线厂商成交均价变化情况



资料来源：SOLARZOOM、招商银行研究院

表 8：国内主要电池片厂商名义产能变化情况汇总

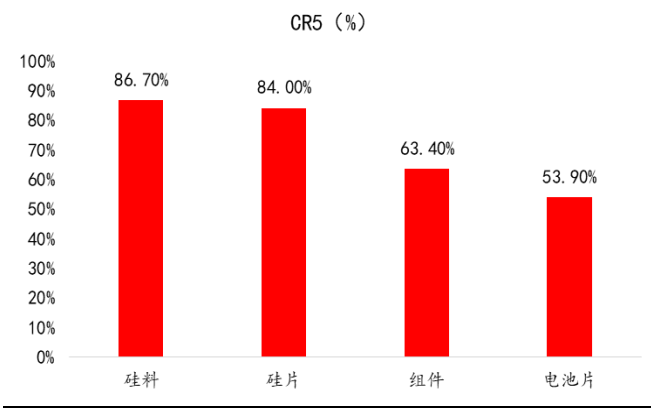
企业	2019	2020	2021	2022E	2023E
隆基	11.80	35.00	38.00	60.00	95.00
通威	20.00	30.00	57.00	70.00	102.00
爱旭（P 型）	9.30	22.00	36.00	36.00	36.00
爱旭（N 型）	0.00	0.00	0.00	6.50	8.50
晶澳（p 型）	10.60	18.00	30.00	38.50	65.00
晶澳（N 型）	0.00	0.00	0.00	6.50	0.00
天合（p 型）	12.00	18.50	35.00	45.00	65.00
天合（N 型）	0.00	0.00	0.00	5.00	0.00
晶科（P 型）	10.60	11.00	23.00	23.00	23.00
晶科（N 型）	0.00	0.00	0.94	40.00	40.00
阿特斯（P 型）	9.60	9.60	13.90	19.80	35.00
阿特斯（N 型）	0.00	0.00	0.25	0.45	0.00
韩华	9.00	9.60	9.60	8.80	8.80
润阳（p 型）	6.50	9.50	15.50	25.00	25.00
润阳（N 型）	0.00	0.00	0.00	13.00	13.00
东方日升（P 型）	6.00	6.00	15.00	15.00	15.00
山西潞安	5.00	5.00	5.00	3.50	4.50
展宇（P 型）	5.00	5.00	8.00	8.50	8.50
展宇（N 型）	0.00	0.00	0.00	16.00	16.00
中宇（包括龙恒）	5.00	5.00	15.00	31.00	31.00
协鑫集成	3.00	3.00	3.00	3.00	10.00
横店东磁（P 型）	2.00	4.00	8.00	9.00	9.00
横店东磁（N 型）	0.00	0.00	0.00	0.00	5.00
中利腾晖	1.50	7.00	12.00	12.00	16.00
亿晶光电（P 型）	2.50	4.00	4.00	5.00	5.00
亿晶光电（N 型）	0.00	0.00	0.00	0.00	10.00
正泰太阳能（p 型）	3.50	4.50	7.50	10.50	10.50
正泰太阳能（N 型）	0.00	0.00	0.00	4.00	6.00
泰恒（N 型）	0.00	0.00	0.00	0.00	5.00
英发	3.00	3.00	6.00	16.00	26.00
尚德（N 型）	0.00	0.00	0.00	2.00	2.00
嘉悦（P 型）	2.50	2.50	3.00	3.00	3.00
嘉悦（N 型）	0.00	0.00	0.00	0.00	5.00
一道（P 型）	1.20	1.20	1.20	7.20	7.20
一道（N 型）	0.00	0.00	0.00	20.00	30.00
中来（N 型）	0.00	0.00	0.00	7.60	15.00
太一（N 型）	0.00	0.00	0.00	0.00	5.00
合计（包含少部分其他企业）	158.62	237.10	382.19	612.45	797.60

资料来源：SOLARZOOM、招商银行研究院

4. 竞争格局：硅料和硅片往头部集中，电池片或将重塑

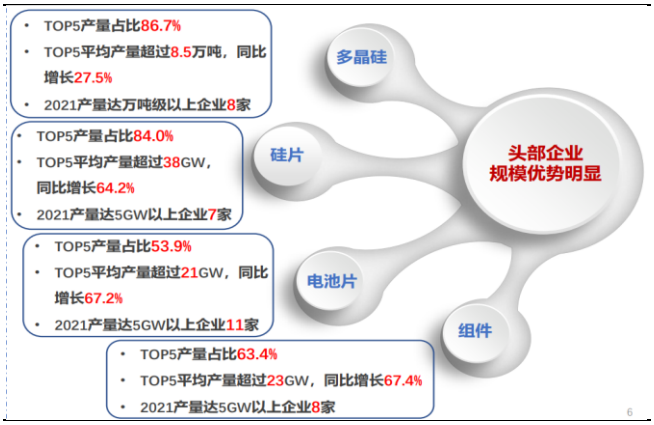
目前硅料、硅片环节的竞争趋势较为清晰，基本上形成了具备一定规模优势的龙头企业，前五大厂商的市占率占比已经提升至较高水平，而电池片环节整体集中度相比之下较为分散。在 N 型技术发展趋势以及未来景气度周期下，硅料环节成本和客户的竞争逐步激烈，行业集中度或明显提升，龙头企业强者恒强；硅片环节非硅成本是衡量竞争力的关键指标，头部企业领先的优势会继续保持；电池片环节产品性价比是核心关注点， N 型趋势或将重塑竞争格局。

图 44：2021 年主链环节 CR5 对比情况



资料来源：CPIA、招商银行研究院

图 45：主链环节头部企业规模优势明显

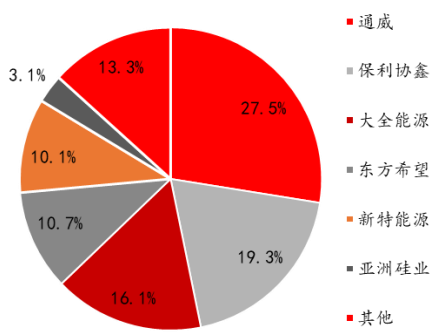


资料来源：CPIA、招商银行研究院

4. 1 硅料：成本和客户是竞争关键，龙头企业强者恒强

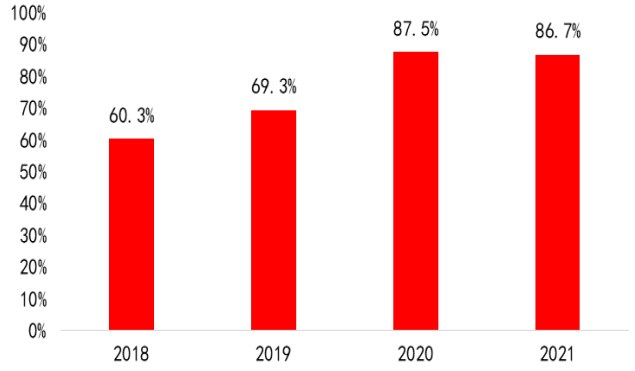
国内硅料企业竞争呈现“2+3+N”的格局，行业集中度较高。国内的硅料企业整体可以划分为三大梯队，呈现“2+3+N”的竞争格局，其中第一梯队有通威股份和保利协鑫，二者产能占比均在 20%以上；第二梯队包括了大全能源、东方希望和新特能源，三者的产能占比均在 10%-20%之间；第三梯队主要包括了亚洲硅业和其它众多产能占比较小的厂家。硅料行业经过 2018-2020 年行业下行周期的洗牌后，前 5 大厂商的市占率合计已经高达 87.5%。2021 年硅料供给出现紧缺，头部企业以及新进入者相继扩产，由于产能释放需要较长时间兑现，在硅料紧缺下游抢料的状态下 CR5 的占比受新进入者的增加而略微下滑至 86.7%。

图 46：2021 年主要硅料厂商产能占比情况（%）



资料来源：招商银行研究院

图 47：多晶硅料环节 CR5 集中度变化趋势（%）

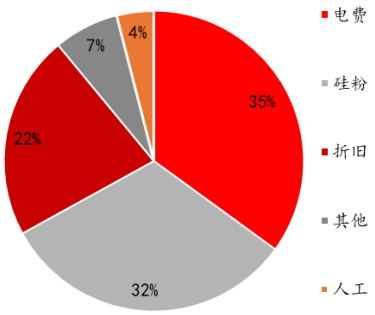


资料来源：CPIA、招商银行研究院

技术和规模是行业进入门槛，成本控制和客户资源构筑长期竞争力。技术方面，硅料行业具有较高的技术壁垒，对于新进入而没有相关技术储备的企业而言掌握技术是比较困难的。同时硅料行业对于技术经验的积累要求高，新进入者需要较长时间的技术沉淀和 know-how 的经验积累，因此不存在明显的后发优势。**规模方面，**硅料行业属于资金密集型行业，硅料企业扩产对于资金的需求量大，资金门槛就将众多新进入者挡在门外，并且只有形成产能上的规模优势才能有效地摊薄水电、厂房租金等固定成本。

成本方面，硅料行业从生产流程上看属于典型的高耗能产业，降低硅料生产过程中成本占比最高的电费和原材料等支出是硅料企业构筑其核心竞争力的重要环节。常见的降低成本的策略主要有**低电价区域（新疆、内蒙古、云南、四川等地）产能布局、精细化管理优化设备参数、技术改造降低能耗和产业链垂直一体化布局上游原材料工业硅**等，硅料头部企业基本上都通过上述方式建立起成本端的优势。

图 48：硅料制造环节成本结构情况（%）



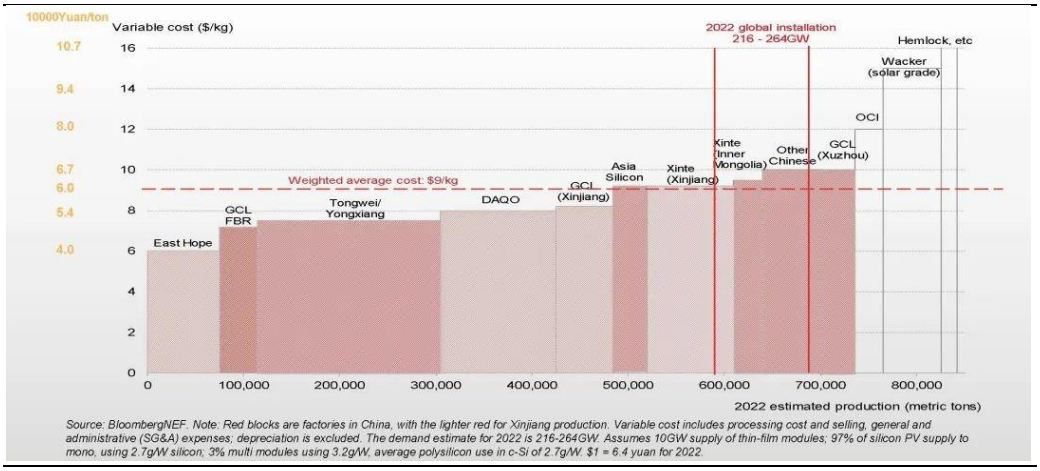
资料来源：中国有色金属协会硅业分会、招商银行研究院

表 9：主要硅料厂商降本方式

降本环节	具体降本举措
电费	**通威**与各地签署长期电价协议
	大全能源与本地电厂天富能源签订长期优惠电价协议
	新特能源通过 2*350MW 自备电厂发电
原材料	**通威**拟投资 50 万吨工业硅项目
	大全能源在包头投建年产 30 万吨工业硅项目
	特变电工在内蒙古达茂旗投资 40 万吨工业硅项目

资料来源：公司公告、招商银行研究院

图 49：硅料企业单位硅料生产成本情况（万元/吨）



资料来源：BNEF、招商银行研究院

客户方面，一般硅料企业的产品获得下游硅片厂商的认可，并进入其供应链体系后，短期不容易被其他家厂商替代，如何实现和下游大客户的深度绑定，并保证产品稳定出货成为不同硅料企业的核心竞争力之一。硅料企业一般与下游硅片厂签订长单来实现出货，并且长单锁量不锁价，价格随行就市。从过去 2 年行业内长单签订情况可以看出，**硅料的头部企业与硅片厂商头部企业绑定现象明显**，如：通威股份下游长单客户主要为隆基、晶科和天合；保利协鑫下游长单客户主要为中环和晶澳；大全能源的下游长单客户主要为隆基和晶澳；新特能源下游长单客户主要为隆基和晶澳。

表 10：硅料企业签订长单情况

企业	下游交易方	规模（万吨）	供货期	企业	下游交易方	规模（万吨）	供货期
通威股份	隆基股份	20.36	2022.1-2023.12	新特能源	晶澳太阳能	18.10	2022.4-2026.12
	隆基股份	9.30	2020.11-2023.12		高景太阳能	15.24	2021.7-2025.12
	天合光能	7.20	2021.1-2023.12		上机数控	7.04	2021.1-2025.12
	美科硅能源	6.88	2021.1-2023.12		隆基股份	27.00	2021.1-2025.12
保利协鑫	上机数控	3.10	2021.6-2023.12		晶澳太阳能	9.72	2020.10-2025.12
	中环股份	35.00	2022.1-2026.12	大全能源	晶澳太阳能	7.82	2021.7-2025.12
	隆基股份	9.14	2021.3-2023.12		上机数控	5.27	2021.7-2024.6
	晶澳太阳能	14.58	2021.7-2026.6		隆基股份	12.48	2020.9-2025.8
	上机数控	9.75	2022.1-2026.12	亚洲硅业	晶澳太阳能	7.50	2020.9-2025.8
	双良节能	5.28	2021.9-2026.12		双良节能	2.52	2021.12-2026.11
东方日升	上机数控	5.00	2021.4-2024.12		上机数控	5.00	2021.4-2024.12

资料来源：公司公告、招商银行研究院

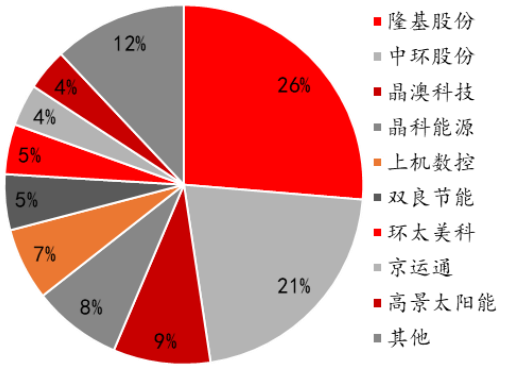
头部企业强者恒强的格局难以撼动。2021 年硅料紧缺价格居高不下的背景之下，行业内涌现出众多新进入者，如青海丽豪、宝丰能源、上机数控等。考虑到过去两年硅料供需仍处于偏紧的状态，新进入者存在市占率短暂突破的机会，行业 CR5 的占比可能会略微下滑。但随着后续硅料产能陆续释放并且基

本能够满足终端装机的用料需求，硅料价格下行周期基本确定，未来能够掌握“N 型硅料”技术并且具备成本和客户优势的企业一定能够继续保持其领先地位，行业集中度或将再度提升，前五大硅料头部企业强者恒强的格局难以改变。

4.2 硅片：非硅成本是差距体现，集中度短暂回落后或再度提升

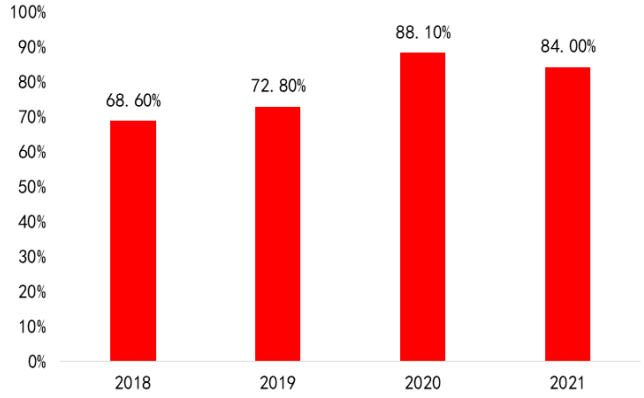
国内硅片行业呈现“两超多强”的竞争格局，行业集中度受新进者增多略有稀释。国内的硅片企业整体可以划分为三大梯队，其中第一梯队主要是隆基和中环，2021 年二者的产能占比合计达到 47%左右；第二梯队主要包含了两家产业链一体化的企业晶澳和晶科以及五大“新势力”企业，分别是硅片设备起家后期切入硅片业务领域的上机数控、双良节能、京运通，还有直接切入大尺寸硅片领域的新进入者环太美科、高景太阳能。第三梯队主要是一些产能规模排名在前十名之后的中小厂商。2020 年硅片行业前五大厂商的市占率已经高达 88.10%，2021 年随着下游需求增长强劲行业内新老玩家纷纷扩产，前五大厂商产能合计占比受新进入者增加影响略微下滑至 84.00%。

图 50：2021 年各大硅片厂商产能占比情况



资料来源：招商银行研究院

图 51：硅片环节 CR5 变化情况（%）

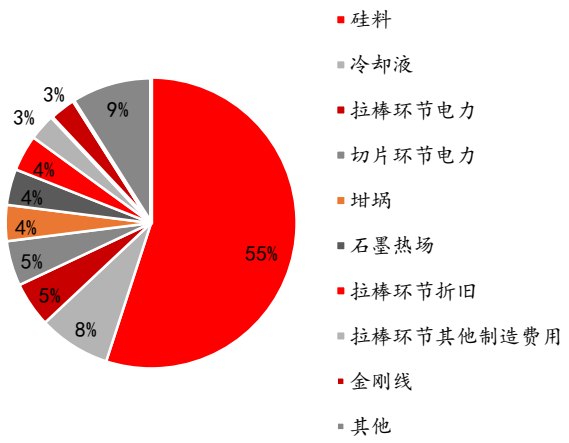


资料来源：CPIA、招商银行研究院

不同梯队硅片厂商的毛利率和单位生产成本存在显著差异。光伏硅片的生产制造成本可以分为含硅成本和非硅成本，含硅成本主要是生产过程中硅料的采购和用量成本，非硅成本包括了长晶和切片等环节的设备采购、电力、折旧、人工等除硅料以外的成本。硅片厂商的成本控制能力会直接影响到它们相应业务板块的毛利率水平和单位生产成本，以上市公司硅片业务公开数据为例：第一梯队的厂商中，2021 年隆基单晶硅片毛利率达到 27.55%，位居行业最高水平，并且过去几年的硅片单位生产成本也处在较低水平；2021 年中环硅片业务毛利率为 22.73%，尽管毛利率在行业内优势不是特别明显，但是在去年硅

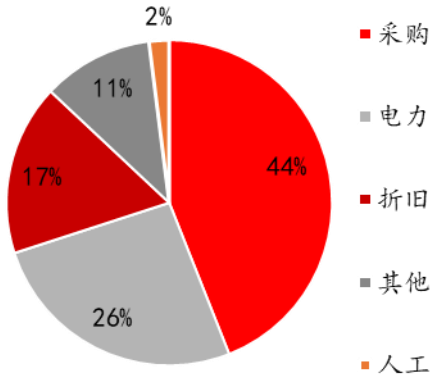
料价格大幅上涨情况下，中环在工业 4.0 技术改造降本等方面发力实现毛利率逆势上涨。第二梯队的厂商中，2021 年晶科能源、上机数控和京运通的硅片业务毛利率分别达到 20.83%、19.72%和 26.83%，除京运通单位硅片生产成本与隆基接近毛利率较高外，其它厂商与第一梯队尚有差距。

图 52：光伏硅片的成本结构拆分



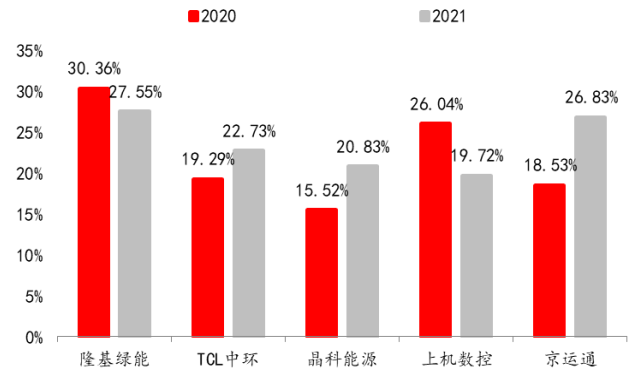
资料来源：SOLARZOOM、招商银行研究院

图 53：硅片的非硅成本占比情况（%）



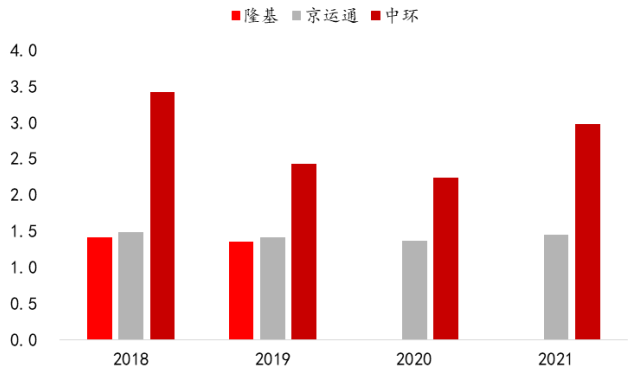
资料来源：PVinforlink、招商银行研究院

图 54：上市硅片厂商硅片业务毛利率（%）



资料来源：Wind、招商银行研究院

图 55：上市硅片厂商硅片单位生产成本（元/片）



资料来源：公司公告、招商银行研究院

非硅成本是不同梯队硅片厂商之间的主要差距。对硅片厂商而言，成本竞争力尤为重要，各家厂商均可利用自己的优势采取不同的降本策略。其中含硅成本方面，硅片厂商主要通过与上游供应商签订长协提前锁定低成本原材料、直接投资布局硅料产能实现产业链垂直一体化、间接入股硅料厂商保证硅料稳定供应等方式。降低非硅成本方面，硅片厂商主要通过提高设备辅材自制化率、间接入股设备辅材类企业、低电价地区产能布局等方式。目前行业内主要厂商的含硅成本差距不大，**非硅成本**成为不同梯队硅片厂商的主要差距。

表 11：硅片环节成本拆解（182mm 硅片为例，硅料价格为 220.35 元/KG）

成本项	不含税单价	价格单位	（年）消耗量	本环节成本	单位	最终产品成本	单位
硅料	220.35	元/KG	1.19	4.57	元/片		元/W
坩埚	5486.73	元/个	0.14	0.08	元/片	0.0107	元/W
石墨热场	212389.38	元/套	0.0033	0.07	元/片	0.0099	元/W
拉棒环节电力	0.22	元/KWh	16	0.09	元/片	0.0119	元/W
氩气	865.49	元/吨	1.2	0.03	元/片	0.0035	元/W
拉棒环节人工	8.50	万元/人	0.0006	0.01	元/片	0.0007	元/W
拉棒环节折旧	132.74	万元/台	0.0005	0.07	元/片	0.0090	元/W
拉棒环节其他制造费用	2.00	元/KG	1	0.05	元/片	0.0067	元/W
开方线	0.24	元/米	5	0.02	元/片	0.0028	元/W
方棒环节折旧	1.00	元/KG	1	0.02	元/片	0.0023	元/W
方棒环节其他制造费用	2.00	元/KG	1	0.03	元/片	0.0046	元/W
金刚线	0.04	元/米	1.4	0.06	元/片	0.0079	元/W
冷却液	35.40	元/KG	0.0043	0.15	元/片	0.0203	元/W
切片环节电力	0.23	元/KWh	0.071	0.02	元/片	0.0022	元/W
切片环节人工	0.01	元/片	1	0.01	元/片	0.0016	元/W
切片环节折旧	0.05	元/片	1	0.05	元/片	0.0067	元/W

资料来源：SOLARZOOM、招商银行研究院

表 12：主要硅片厂商降本策略

隆基	与上游通威等硅料企业签订长单锁定供应	晶科	参股上游通威、新特等硅料企业新产线
	参股投资上游硅料龙头通威新产线		在青海乐山等低电价区域布局硅片产能
	在云南等低电价区域布局硅片产能	上机数控	与保利协鑫、新特、大全等上游硅料企业签订长单
	扶持连城数控供应主要单晶炉、切片机等设备		在内蒙古包头投建工业硅和高纯多晶硅项目
	扶持金刚石工具制造服务商杨凌美畅提供金刚线切片设备	中环	与上游硅料龙头保利协鑫签订长单
			出资参股上游硅料龙头保利协鑫新产能
晶澳	与保利协鑫、新特、大全等上游硅料企业签订长单		在内蒙古投建高纯多晶硅产能项目
	参股硅料企业新特能源新产线		与设备企业晶盛机电协同引领行业新产品技术迭代

资料来源：招商银行研究院

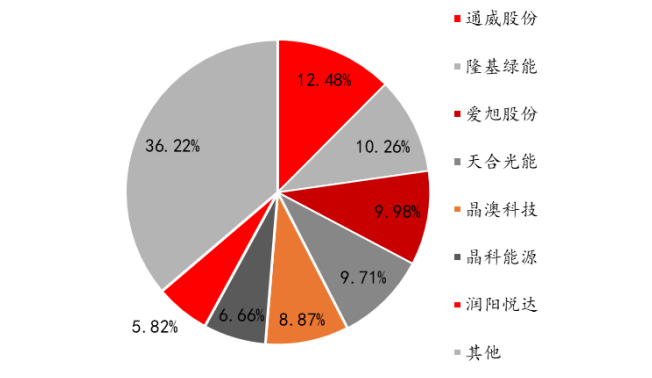
未来能够保证 N 型产品出货并拥有非硅成本优势的企业强者恒强，硅片环节集中度在短暂下滑后会再度迎来提升。近年来由于硅片设备的投资门槛逐步降低，行业内出现了众多新进入者切入大尺寸硅片环节，各家企业之间的竞争也日趋激烈。过去两年硅料价格处于高位，大尺寸硅片的开工率因需求旺盛有一定保证，二线梯队厂商通过布局大尺寸产品存在争夺市占率的机会，并且不断缩小其与第一梯队厂商之间的差距，硅片环节的市场集中度略有下滑。未来大尺寸硅片的渗透率也可能达到峰值水平，大尺寸产能也存在开工率下降的风险，各家硅片厂商 N 型硅片的布局和大尺寸硅片的价格竞争势必会更加激烈，

因此能够保证 N 型硅片产能如期释放并且拥有大尺寸非硅成本优势的企业未来一定是强者恒强。硅片的行业集中度在经历过去上行周期稀释后，在未来的下行周期中会再度提升。

4.3 电池片：产品性价比是核心，N 型趋势或将重塑格局

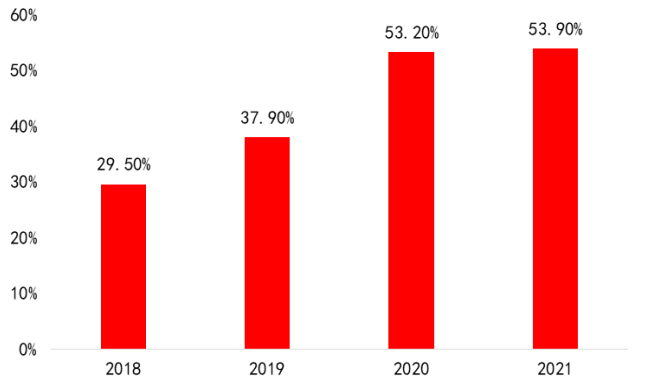
光伏电池片环节尚未形成清晰的竞争格局。光伏电池片行业由于技术更迭快、盈利情况欠佳、行业竞争激烈等原因，产能前五名的企业市占率差距不大，整体并未形成成熟的竞争格局，未来各家厂商积极布局新技术，行业格局变化面临不确定性。从 2021 年全国主要电池片企业产能占比情况来看，通威、隆基、爱旭、天合、晶澳的产能占比分别为 12.48%、10.26%、9.98%、9.71%和 8.87%，头部五家厂商市占率相差不大。从电池片的 CR5 占比趋势来看，2018 年至 2020 年前五大厂商的合计占比由 29.5%大幅提升至 53.2%，经历上一轮光伏行业下行周期和 Al-BSF 切换到 PERC 的技术变革后，电池片行业集中度已经明显提升，但仍是产业链主链中行业集中度最低的环节。

图 56：2021 年电池片企业产能占比情况



资料来源：公司公告、招商银行研究院

图 57：电池片行业 CR5 变化趋势

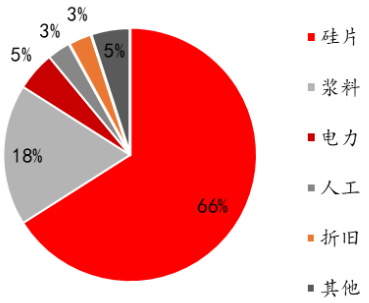


资料来源：CPIA、招商银行研究院

产品性价比是电池片厂商的核心。电池片企业通过布局最新的 N 型电池技术，以获取更高光电转换效率，在增效的同时，能够有效降低电池片环节的生产制造成本成为电池片企业核心竞争力。在提高光电转换效率方面，TOPCon 电池主流厂商采取激光 SE 等工艺路线，未来有望将其量产转换效率稳定提升至 25%以上，HJT 电池主流厂商则采取单/双面的微晶工艺。在降本方面，光伏电池片生产制造成本可分为含硅（硅片）成本和非硅成本，其中硅片成本占比达 66%，主要通过硅片的薄片化、半片化降本；非硅成本主要包括银浆、电力、人力和折旧成本等，其中银浆成本占比最高，因此降低电池片非硅成本的重点聚焦在银浆上，行业内主要采取的降本措施有铜替代银粉（银包铜/电镀

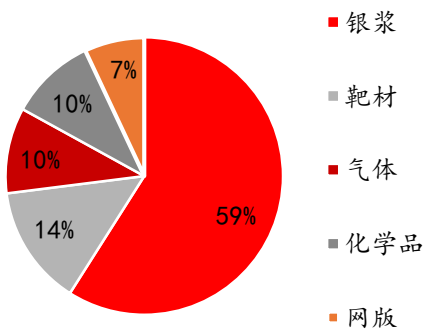
铜等）、减少单瓦银浆耗量（降低栅线宽度等）、国产材料替代（使用国产银浆、靶材等）。

图 58：电池片成本拆分



资料来源：Wind、招商银行研究院

图 59：HJT 电池非硅成本占比构成情况



资料来源：Wind、招商银行研究院

图 60：不同电池片技术路线非硅成本对比

	PERC	TOPCON	HJT
技术参数			
电池尺寸	182	182	182
电池片光电转换效率	22.50%	24.50%	25.00%
良品率	98.50%	96.50%	95.00%
每片 W 数	7.45	8.12	8.28
成本测算			
银浆（元/W）	0.06	0.09	0.21
银浆耗量（mg/片）	90	140	200
价格（元/kg）	5000	5500	8500
靶材（元/W）	0.00	0.00	0.05
靶材耗量（mg/片）	0	0	150
价格（元/kg）	3000	3000	3000
折旧（元/W）	0.02	0.03	0.05
设备投资额（亿元/GW）	1.3	2	4
厂房等基建（亿元/GW）	1	1	
折旧年限（年）	10	10	10
电力（元/W）	0.02	0.02	0.02
电耗（KWh/KW）	54	63	54
电价（元/KWh）	0.4	0.4	0.4
人工（元/W）	0.02	0.02	0.02
其他化学试剂（元/W）	0.03	0.03	0.03
其他成本（元 W）	0.01	0.01	0.01
非硅成本合计（考虑良率）	0.16	0.21	0.35

资料来源：华泰证券、招商银行研究院

N 型电池迎来扩产潮，行业竞争格局或将重塑。根据市场上主要企业 N 型电池的扩产数据，预计 2022 年末 TOPCon 电池和 HJT 电池的名义产能或将分

别超过 70GW 和 30GW，到 2023 年末或将分别达到 130GW 和 60GW，N 型 TOPCon 电池和 HJT 电池将迎来密集的产能扩张期。目前电池片扩产项目以 TOPCon 电池居多，如中来、钧达、一道等专业化的电池片企业投建大尺寸 TOPCon 产线，组件龙头厂商晶科、晶澳和天合也倾向于现阶段性价比高、稳妥成熟的 TOPCon 电池。爱康科技、安徽华晟、金刚玻璃等新进入者选择则选择 HJT 技术路线，期望通过新技术工艺的积累实现技术上的弯道超车。电池片龙头爱旭的 ABC 电池（N 型 IBC）完成投产，预计 2022 年底产能合计达 6.5GW，主要应用于高端的分布式光伏市场。N 型高效电池对于光电转换效率提升工艺、镀膜设备的选型以及未来的降本路径等方面要求进一步提升，同时多技术路线齐头并进发展、市场参与者众多，未来可能会改变电池片环节现有的竞争格局。

表 13：部分企业 N 型高效电池产能扩张情况（不完全统计）

TOPCon	天合光能宿迁 8GW TOPCon 项目启动，预计下半年投产
	中来现有 N 型 TOPCon 电池产能 3.6GW，泰州 1.5GW 产能爬坡中，山西 16GW 产能建设中
	晶科能源安徽合肥、浙江海宁 16GW TOPCon 电池项目已投产，目前产能爬坡中
	保利协鑫拟投建乐山 10GW TOPCon 电池项目
	中清集团徐州 5GW TOPCon 电池产能预计 2022 年 9 月投产
	捷泰科技 16GW TOPCon 电池项目启动建设，预计 2022 年内投产 8GW
HJT	中建材江阴 5GW 异质结太阳能电池项目签约
	华润电力爱康科技舟山 12GW 异质结太电池及组件项目开工
	爱康科技长兴、泰兴、赣州基地共规划 22GW 产能，其中湖州长兴基地 2GW 已投产
	水发能源东营 5GW 异质结电池项目签约
	湖广实业玉山 5GW HJT 电池片项目预计 2022 年投产
	淮宁能源阜宁 2GW 异质结电池片项目建设中
	东方日升拟投资 10GW 异质结电池片项目
	明阳智能盐城 5GW 异质结电池项目开工
	欧昊集团酒泉 4.8GW 异质结电池组件项目开工
	华晟安徽 2GW 异质结项目设备进场，预计 2022 第二季度末形成 2.7GW 异质结产能
HBC/IBC	普乐新能源徐州 2GW HBC 电池生产和研发项目已签约
	国家电投西宁 100MW IBC 电池及组件项目投产

资料来源：公开资料整理、招商银行研究院

5. 业务布局建议及风险分析

（本部分有删减，招商银行各行部如需报告原文，请参照文末方式联系研究院）

免责声明

本报告仅供招商银行股份有限公司（以下简称“本公司”）及其关联机构的特定客户和其他专业人士使用。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。本报告仅在相关法律许可的情况下发放，并仅为提供信息而发放，概不构成任何广告。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。

本报告的信息来源于已公开的资料，本公司对该等信息的准确性、完整性或可靠性不作任何保证。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。同时，本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。本公司可能采取与报告中建议及/或观点不一致的立场或投资决定。

市场有风险，投资需谨慎。投资者不应将本报告作为投资决策的唯一参考因素，亦不应认为本报告可以取代自己的判断。在决定投资前，如有需要，投资者务必向专业人士咨询并谨慎决策。

本报告版权仅为本公司所有，未经招商银行书面授权，本研究报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围内使用，并注明出处为“招商银行研究院”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。

未经招商银行事先书面授权，任何人不得以任何目的复制、发送或销售本报告。

招商银行版权所有，保留一切权利。

招商银行研究院

地址 深圳市福田区深南大道 7088 号招商银行大厦 16F（518040）

电话 0755-83195702

邮箱 zsyhyjy@cmbchina.com

传真 0755-83195085

更多资讯请关注招商银行研究微信公众号
或一事通信息总汇