

市场数据(人民币)

市场优化平均市盈率	18.90
国金太阳能指数	2939.32
沪深300指数	3669.29
上证指数	2794.55
深证成指	8919.28
中小板综指	8391.29

光伏平价上网系列报告之四：辅材篇

挖掘辅材提效降本潜力，把握光伏玻璃投资良机

行业观点

- 本篇报告我们系统研究了晶硅光伏组件产品的各项辅材/耗材，并详细严谨地测算了这些环节未来2~3年内的降本空间，得到如下重要结论和投资建议：
- 1) 辅材/耗材各环节提效降本潜力足，2年内组件成本下降空间超20%。金属化环节优化（降银浆单耗+提效率）、金刚线切片优化（细线+薄片+省线+快切）、2.0mm光伏玻璃价格合理化，将在两年内分别为组件贡献降本空间0.03、0.1、0.08元/W，效率提升再摊薄各环节其他成本总计约0.1元/W。
- 2) 双面双玻趋势确定，需求结构性高增长的光伏玻璃仍是目前产业链投资首选。双面双玻组件2019年迎来性价比拐点，未来渗透率提升将一骑绝尘，中短期内2.5mm玻璃预计仍是双玻主流选择，未来向2.0mm过渡是趋势所向，光伏玻璃产品结构薄片化除降本贡献外，还将有助竞争格局改善。
- 3) PERC凭借自身的提效降本空间，未来2~3年内仍将稳坐主流地位。未来2~3年内，各环节降本叠加硅料利润率压缩，预计双面PERC电池降本空间24%（对应含税价0.76元/W），LCOE下降空间15~20%（目标0.26~0.35元/kWh）。各类N型组件需降本约40%才能在LCOE角度与PERC持平（达到单瓦价格持平则需降本更多），预计追赶时间3年以上。
- 4) 双面双玻趋势带动POE胶膜需求高增长。相比传统EVA胶膜，POE胶膜更能够帮助双玻组件对抗PID衰减，预计POE/共挤胶膜未来3年复合增速70~100%。成本占比90%的原材料粒子目前国产化程度较低（EVA国产17%，POE全进口），低成本POE产能或合格国产粒子有潜在投资机会。
- 5) 金刚线切割工艺进步降本空间0.4元/片，供需失衡下成本及优质细线供应能力为核心竞争力。金刚线替代砂浆切割的行业红利期已过，测算未来三年光伏领域金刚线需求及市场容量将萎缩至2500~3000万公里及25亿元以下，而规划产能三倍于供给，企业将主要比拼成本及优质细线供应能力。

相关报告

- 1.《光伏竞价结果符合预期，年内最后的不确定性消除-太阳能行业事件...》，2019.7.11
- 2.《双面发电光伏组件豁免美国201关税，光伏玻璃最直接受益-双面...》，2019.6.13
- 3.《隆基与通威签订战略合作协议，光伏制造业进入龙头结盟时代-太阳...》，2019.6.4
- 4.《电价政策终落地，景气回升渐开启-太阳能行业点评》，2019.5.5
- 5.《光伏电价机制大变革显大智慧，接近权衡各方诉求的最优解-太阳能...》，2019.2.19

投资建议

- 重点推荐：需求确定性高增长、竞争优势突出的光伏玻璃龙头信义光能、福莱特玻璃（A/H），大幅扩产单晶硅片、优势PERC产能的隆基股份、通威股份，以及竞争格局稳定的胶膜行业龙头福斯特。

图表：推荐标的及估值

公司名称	股票代码	当前股价	PB	PE			评级
				2018	2019E	2020E	
信义光能	0968.HK	4.25	3.12	18.4	13.5	11.2	买入
福莱特玻璃	6865.HK	3.77	1.83	14.3	9.2	6.2	买入
隆基股份	601012.SH	25.37	4.31	27.7	18.0	14.4	买入
通威股份	600438.SH	14.14	3.61	27.2	16.5	12.7	买入
福斯特	603806.SH	39.08	3.54	27.1	29.2	24.4	未评级

来源：WIND，国金证券研究所

姚遥

分析师 SAC 执业编号：S1130512080001
(8621)61357595

yaoy@gjzq.com.cn

张斯琴

联系人

zhangsiqin@gjzq.com.cn

风险提示

- 技术进步速度不及预期；光伏发电消纳情况恶化；国际贸易环境恶化。

内容目录

内容概要	5
投资建议	7
光伏玻璃：双玻组件加速渗透助行业景气度提升，龙头强者恒强	8
光伏组件封装向 2.0mm 双玻结构进化趋势确定，透明背板或有阶段性机会	8
供需格局持续向好，2019H2~2020 年光伏玻璃价格强支撑	13
行业竞争格局优良，产品结构向 2.0mm 切换加速集中度提升	15
银浆：电池效率与成本的关键环节，PERC 相对 N 型电池的决胜点	18
通过细密栅线、增加高宽比来提效并降低银耗量是主要优化方向	18
进口替代进行时，行业规模快速增长，国内企业大有可为	19
金属化环节提效降本空间大，助 PERC 电池 2-3 年内稳坐主流地位	20
封装胶膜：PERC 双面双玻专用胶膜需求将结构性高增长	24
预交联技术提升 EVA 白膜性能，PERC 双面双玻带动 POE 胶膜出货高增	24
原料进口依存度高，下游需求增长或将加快国产化进程	26
一超两大格局稳定，双面化趋势下 POE/共挤型胶膜 3 年 CAGR 可达 80%	28
金刚线：“四化”趋势挖掘硅片端降本潜力，供需失衡行业竞争加剧	29
硅片成本决定性环节，继国产化后超额扩产将成为降价主要驱动因素	29
金刚线及切割技术进步还可提供 20~30% 降本空间	30
金刚线市场已从蓝海向红海过渡，即将进入比拼成本的时代	32
风险提示	32

图表目录

图表 1：未来两年组件成本下降空间拆分（元/W）	5
图表 2：光伏玻璃原片需求测算（万吨）	5
图表 3：中国光伏玻璃原片产能占比（2020E）	5
图表 4：各类电池组件成本及 LCOE 测算	6
图表 5：金刚线切割环节硅片成本下降空间（元/片）	7
图表 6：相关标的及估值	7
图表 7：透明背板双面组件与双玻双面组件结构对比	8
图表 8：透明背板结构及主要特点	8
图表 9：各类组件重量测算及对比（以标准 60 cell 组件为例）	9
图表 10：2.0mm 及 2.5mm 光伏玻璃合理价格测算	9
图表 11：双玻组件及透明背板组件成本对比	10
图表 12：2019E 特种 BOPET 用途分类及占比	11
图表 13：2014-18 年新增 BOPET 产线类型及数量占比	11
图表 14：2019-2020 年我国 BOPET 产能扩张计划	11
图表 15：光伏背板 PET 基膜所处产业链	11
图表 16：PET 基膜在 FFC 透明背板中的单位成本测算	12

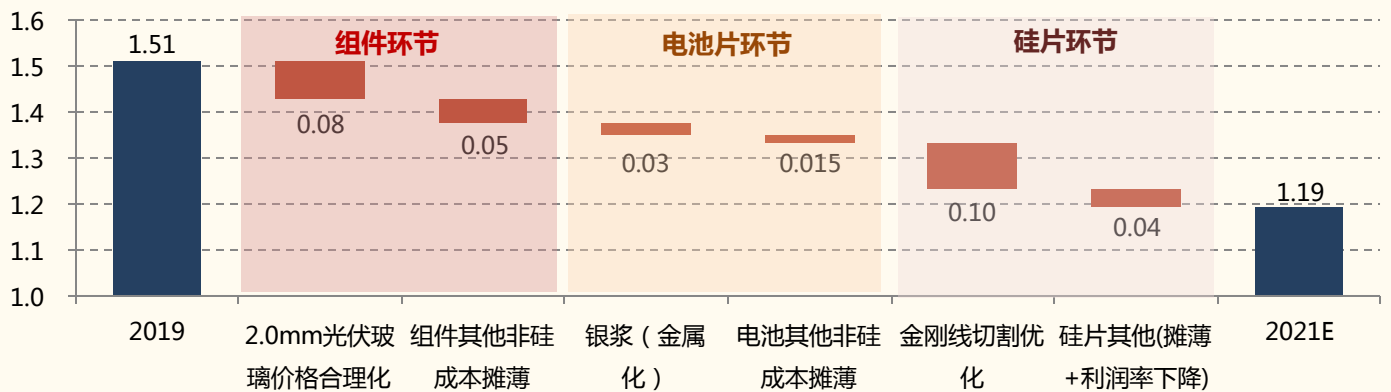
图表 17: PET 基膜在 FFC 透明背板中成本占比测算.....	12
图表 18: 透明背板组件与 2.0mm 双玻半框组件价差敏感性分析.....	12
图表 19: 2019 年全球 光伏新增装机预测.....	13
图表 20: 2020 年全球光伏新增装机预测.....	13
图表 21: 光伏装机量对应光伏玻璃需求测算.....	13
图表 22: 全球光伏玻璃需求测算 2018~2020E.....	14
图表 23: 中国光伏玻璃原片产能（日融化量）.....	14
图表 24: 中国光伏玻璃窑炉及产线.....	14
图表 25: 光伏玻璃产线近期动态.....	15
图表 26: 3.2mm 镀膜光伏玻璃价格走势与行业成本比较.....	15
图表 27: 信义与福莱特光伏玻璃原片产能扩产进程（单位：吨/日）.....	16
图表 28: 中国光伏玻璃(超白原片)产能分布（2018）.....	16
图表 29: 中国光伏玻璃(超白原片)产能分布（2020E）.....	16
图表 30: 光伏玻璃行业龙头优势及行业门槛.....	17
图表 31: 正面银浆成本构成估算（2018）.....	18
图表 32: 金属化环节栅线印刷技术及网版设计创新情况.....	19
图表 33: 国产银浆市占率提升.....	19
图表 34: 无锡帝科银粉采购来源.....	19
图表 35: 光伏用银浆需求量及市场规模测算.....	20
图表 36: 双面 PERC 电池浆料耗量下降、效率提升对应成本下降空间测算.....	20
图表 37: ITRPV 银浆用量趋势.....	21
图表 38: ITRPV 铝浆用量趋势.....	21
图表 39: 单晶 PERC 电池效率屡创新高.....	21
图表 40: PERC、PERT、TOPCon、HJT 电池产能建设成本对比.....	22
图表 41: TOPCon 电池制备工序及设备国产化进程.....	22
图表 42: 异质结电池制备工序及设备国产化进程.....	22
图表 43: 不同电池技术对应金属化工艺及银浆要求.....	22
图表 44: N 型与 p-PERC 双面电池组件成本价格测算及对比.....	23
图表 45: N 型与 p-PERC 双面电池组件成本 LCOE 测算及对比.....	23
图表 46: 光伏组件封装机构.....	24
图表 47: 封装胶膜性能要求多样化.....	24
图表 48: 双玻组件白色胶膜封装方案及组件内光射路径.....	24
图表 49: 单玻组件白色胶膜封装方案及组件内光射路径.....	24
图表 50: 白色 EVA 胶膜部分缺陷形成过程.....	25
图表 51: 白色 EVA 预交联技术改进机理.....	25
图表 52: EVA 胶膜导致 PID 的过程.....	25
图表 53: 采用 POE 封装后组件衰减率降至 1%以内.....	25
图表 54: 多层共挤产品与常规单层胶膜的对比分析.....	26
图表 55: 光伏胶膜成本结构（2018）.....	26
图表 56: 主要原材料 EVA 树脂价格趋势（福斯特）.....	26

图表 57: 主要厂商胶膜业务毛利率.....	26
图表 58: EVA 分类方式及对应用途.....	27
图表 59: EVA 树脂下游去向 (2018)	27
图表 60: 光伏级 EVA 树脂国产化率不足 20% (2018)	27
图表 61: 2018 年中国 EVA 树脂进口来源.....	27
图表 62: 国内 POE 弹性体下游消费结构.....	28
图表 63: POE 弹性体全球产能分布	28
图表 64: 光伏组件封装胶膜市占率测算 (2018 年)	28
图表 65: POE 胶膜/POE 共挤型胶膜三年 CAGR 敏感性分析	29
图表 66: 硅片成本构成.....	29
图表 67: 电镀金刚线成本结构.....	30
图表 68: 金刚线企业毛利率较高.....	30
图表 69: 金刚线切割下游应用分类.....	30
图表 70: 主要金刚线厂商在光伏晶硅切割领域的市占率测算.....	30
图表 71: 金刚线切割环节硅片成本下降空间 (元/片)	31
图表 72: 细线化及薄片化对硅片中硅料单耗减少量的影响.....	31
图表 73: 光伏晶硅切割领域金刚线需求.....	32

内容概要

- 光伏组件辅材环节提效降本潜力足，两年内贡献降本空间 **0.32 元/W**，降幅 **21%**。预计未来 2~3 年，PERC 电池量产转化率有潜力提升至 23.5%，在此基础上，组件降本来源及空间主要包括：
 - 2.0mm 玻璃价格合理化：0.08 元/W
 - 金属化环节优化（降银浆单耗）：0.03 元/W
 - 金刚线切片优化（细线+薄片+省线+快切）：0.10 元/W
 - 组件功率提升带来其他非硅成本（除光伏玻璃外）摊薄：0.05 元/W
 - 电池片效率提升带来其他非硅成本（除银浆外）摊薄：0.015 元/W
 - 组件功率提升带来单瓦硅耗量下降及硅片利润率压缩：0.04 元/W

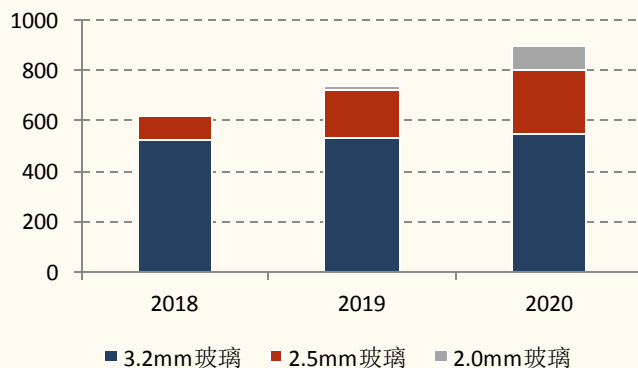
图表 1：未来两年组件成本下降空间拆分（元/W）



来源：国金证券研究所测算

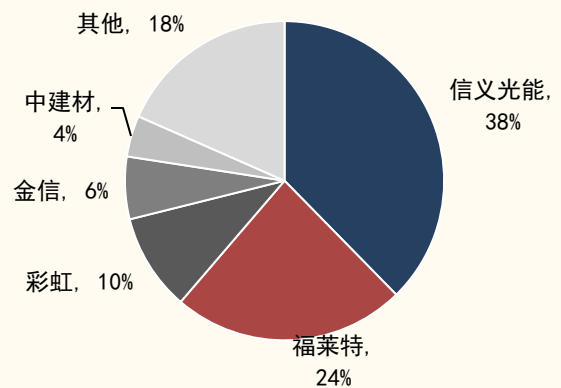
- 光伏玻璃：2.0mm 双玻带框组件解决重量及爆裂问题的同时强化 LCOE 优势。向更薄的 2.0mm 过渡是趋势，且有利于竞争格局改善，但中期 2.5 可能还是双玻的主流选择。随着 2.0mm 玻璃价格合理化，带框 2.0mm 双玻组件将实现与普通单玻组件或透明背板组件同等制造成本（即使充分考虑透明背板降价潜力）且重量控制在 23kg 以下，则其相对普通单面组件的背面发电增益以及相对透明背板组件的高可靠性将成为纯额外收益。预计 2019 年下半年需求环比+47% vs. 供给环比 +15~20%，2020 年需求同比+21% vs. 供给同比+20%~25%，为玻璃价格提供强支撑。行业竞争格局优良，产品规格切换将加速提高集中度，信义+福莱特未来 2 年市占率提升 10pct。

图表 2：光伏玻璃原片需求测算（万吨）



来源：国金证券研究所测算

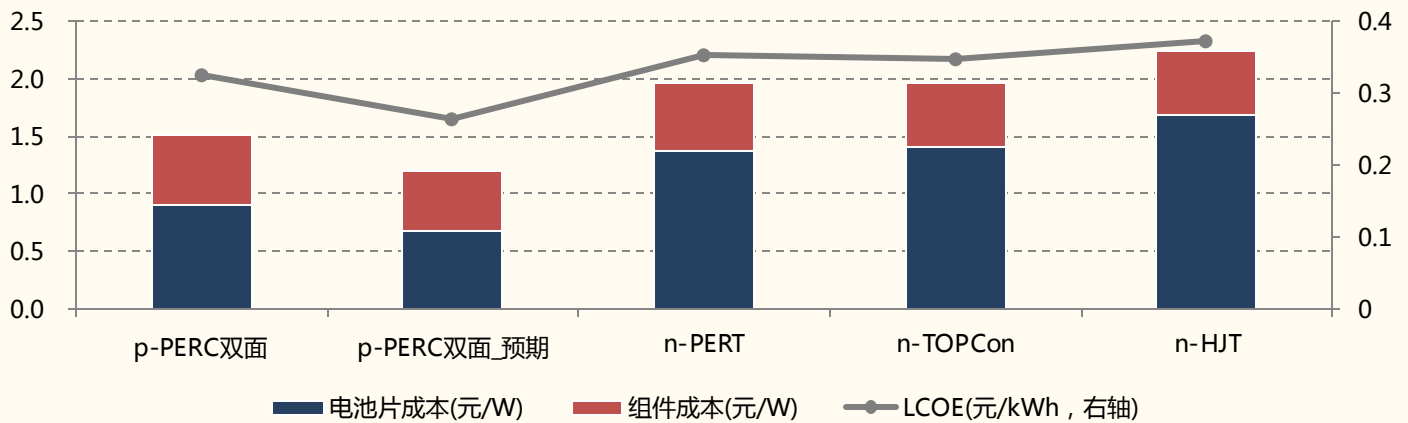
图表 3：中国光伏玻璃原片产能占比（2020E）



来源：卓创资讯，各公司新闻，国金证券研究所

- 银浆：金属化环节提效降本空间广，可确保未来3年内 PERC 电池主流地位稳固。**金属化是电池片提效降本的关键环节，未来优化方向主要是通过改变栅线设计及印刷方式来实现浆料单耗及成本下降、电池效率提升，目前各类印刷工艺、网版设计、浆料创新均是匹配栅线优化设计思路（细栅、密栅、增加高宽比）。现有技术可支撑 PERC 电池量产效率提升 1.5~2pct 至 23.5%，叠加浆料单耗下降、硅片成本下降，测算双面 PERC 电池降本空间 24%（对应含税价 0.76 元/W），LCOE 下降空间 15~20%（目标 0.26~0.35 元/kWh），N 型组件需降本约 40%才可能在 LCOE 角度与之匹敌，预计追赶时间 3 年以上。转化效率提升及银浆单耗下降导致银浆需求增速低甚至负增长，国产企业若想在激烈竞争中扩大份额则需在技术快速迭代中抓住机遇并具备较强资金实力。

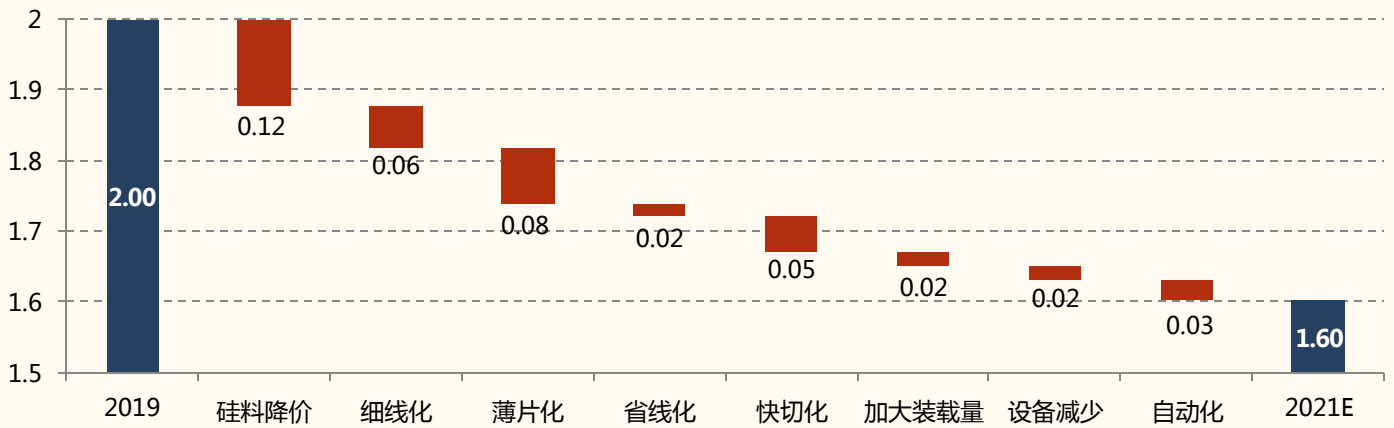
图表 4：各类电池组件成本及 LCOE 测算



来源：国金证券研究所测算

- 胶膜：PERC 双面双玻渗透率提升带动 POE 胶膜需求复合增速 70~100%，粒子国产化是降本最大希望。**相比传统 EVA 胶膜，POE 胶膜更能够帮助双玻组件对抗 PID 衰减，故 PERC 双面双玻渗透率的提升将带动 POE 胶膜/共挤型胶膜需求结构性高增长，测算未来三年 CAGR 70~100%。单玻领域趋势为下层用白色 EVA 胶膜。光伏胶膜已完全国产化且充分竞争，但成本占比 90%的原材料粒子国产化程度低（EVA 国产 17%，POE 完全进口）。因此，拥有 POE 产能且成本较低的企业以及能供应合格粒子的国产企业或可扩大份额。减少入射光损失、降低功率衰减、粒子国产化降本是胶膜环节提效降本主要手段。
- 金刚线：技术进步带来硅片降本空间 20~30%，供需失衡下成本及优质细线供应能力将成为核心竞争力。**金刚线在硅片成本中直接占比小但对硅耗影响大。未来通过金刚线及切割技术进步，硅片有 0.4 元/片降本空间：细线化（50 线，降本贡献 0.06 元/片）、薄片化（160 微米，0.08 元/片）、硅料需求减少带来的价格下跌（0.12 元/片）、省线化和快切化以及人工设备改进等（0.14 元/片）。行业红利期已过，测算未来三年光伏金刚线需求及市场规模将萎缩至 2500~3000 万公里、20~30 亿元，而规划产能三倍于供给。我们判断，金刚线企业未来会像其他环节的光伏企业一样比拼成本，拥有成本优势和优质细线供应能力的企业或可通过扩大市场份额的方式实现增长。

图表 5：金刚线切割环节硅片成本下降空间（元/片）



来源：国金证券研究所测算。

投资建议

■ 重点推荐：

- 1) 需求确定性高增长、竞争优势突出的光伏玻璃龙头**信义光能**、**福莱特玻璃 (A/H)**；
- 2) 大幅扩产单晶硅片、优势 PERC 产能的**隆基股份**、**通威股份**；
- 3) 竞争格局稳定的胶膜行业龙头**福斯特**。

图表 6：相关标的及估值

公司简称	股票代码	当前股价	市值 (亿)	PB	PE			毛利率	净利率	评级
					2018	2019E	2020E	2018	2018	
信义光能	0968.HK	4.36	351	3.20	18.86	14.53	11.18	38.6%	26.4%	买入
福莱特玻璃	6865.HK	3.99	164	1.93	15.14	9.96	6.91	26.0%	13.4%	买入
隆基股份	601012.SH	24.92	903	4.24	27.18	17.64	14.10	22.2%	11.7%	买入
通威股份	600438.SH	13.12	509	3.35	25.23	15.28	11.81	18.9%	7.4%	买入
福斯特	603806.SH	40.91	214	3.70	28.41	30.53	25.57	19.7%	15.6%	未评级
中环股份	002129.SZ	10.80	301	2.36	46.17	25.36	17.55	17.4%	5.7%	未评级
东方日升	300118.SZ	9.70	87	1.13	37.31	10.50	8.10	18.1%	2.3%	未评级
中来股份	300393.SZ	11.77	42	1.11	22.21	14.53	9.33	21.0%	4.9%	未评级
爱康科技	002610.SZ	1.60	72	1.22	57.14	-	-	18.0%	2.8%	未评级
彩虹新能源	0438.HK	0.56	13	13.41	12.27	-	-	10.0%	3.7%	未评级
亚玛顿	002623.SZ	13.31	21	0.97	26.62	25.69	20.41	10.6%	5.4%	未评级
南玻 A	000012.SZ	3.92	99	1.21	24.50	17.92	15.15	23.5%	4.5%	未评级
东尼电子	603595.SH	21.90	44	3.70	27.04	37.25	30.01	28.0%	13.2%	未评级
岱勒新材	300700.SZ	25.51	21	3.96	62.22	-	-	37.3%	10.3%	未评级
三超新材	300554.SZ	17.58	16	3.28	44.32	-	-	40.7%	11.1%	未评级

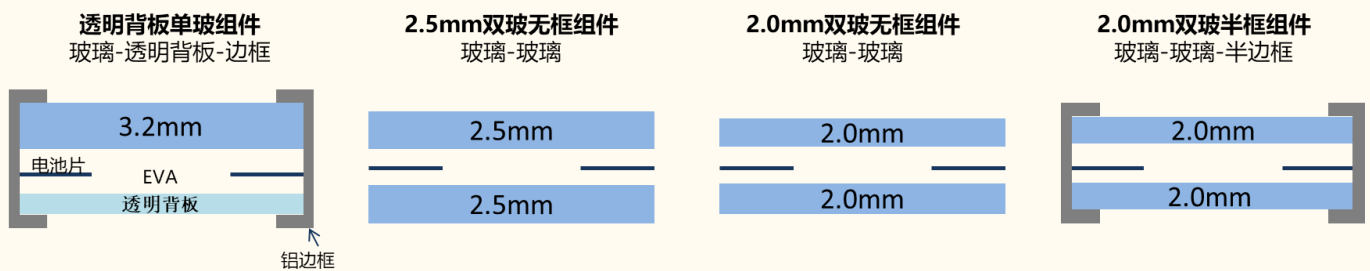
来源：WIND，国金证券研究所

光伏玻璃：双玻组件加速渗透助行业景气度提升，龙头强者恒强

光伏组件封装向 2.0mm 双玻结构进化趋势确定，透明背板或有阶段性机会

- 在我们今年 2 月发布的报告中，曾对 2.5mm 光伏玻璃价格及双玻组件渗透趋势做出分析与预测：1) 随着双玻需求提升、大厂大产线技改，薄玻璃溢价将逐步消除，合理价格应以成本为锚，预计将显著下跌；2) 薄玻璃价格回归合理后，双玻组件将比单玻组件成本更低，背面发电增益相当于免费赠送，双面双玻组件进而拥有绝对优势并快速推广。（详细内容请参考国金证券 2019 年 2 月 15 日报告《福莱特：光伏玻璃龙头，产能释放重启增长》）
- 实际情况也印证了我们的预测：1) 2.5mm 与 3.2mm 玻璃价差已由今年初的 1 元/平米扩大至目前 3 元/平米。其中 2.5mm 玻璃价格保持在 22~23 元/平米左右，同期 3.2mm 玻璃价格由 24 元/平米升至 26.5 元/平米，涨幅 10.4%；2) 2019 年 SNEC 展会上，双面组件几乎成为组件企业标配。透明背板与 2.0mm 及更薄的光伏玻璃成为新焦点：
 - **双玻减薄趋势明显**：目前双玻组件主流厚度为单片 2.5mm。为减轻重量并降低成本，现已有向 2.0mm 甚至更薄的 1.6mm 发展的趋势，但较高的钢化工艺成本和下游对更薄玻璃对电池片保护性的认可度，是当前光伏玻璃薄片化的主要阻力。
 - **透明背板亦可实现双面发电**：透明背板与传统白色背板最大的变化在于空气面和粘接面的薄膜或涂层均由白色转为透明，要求阻隔紫外线不再依靠钛白粉。中来股份采用同时添加无机+有机紫外线吸收剂的办法来实现紫外线阻隔，正面玻璃厚度需达到 3.2mm。

图表 7：透明背板双面组件与双玻双面组件结构对比



来源：国金证券研究所绘制

图表 8：透明背板结构及主要特点

PVDF/PVF/耐候PET/Coating		
粘接		
PET	传统背板	透明背板
粘接	空气面	透明氟膜
PVDF/PVF/PO/PET/Coating	胶水	耐候透明胶水
	内层	白色反射层
		透明氟膜或涂层

来源：回天新材，国金证券研究所

核心结论：

- **2.0mm 双玻带框组件解决重量及爆裂问题的同时强化 LCOE 优势，同时使投资者免于背板可能出现的老化问题的困扰。**美国豁免双面发电组件 201 关税或将在短期内大幅提升美国市场双面组件渗透率，但由于双玻组

件产能及玻璃供应调整需要时间，透明背板组件有望阶段性在美国市场占据一定份额。

- 光伏组件封装形态向 2.0mm 双玻结构进化是明确趋势，但 2.0mm 玻璃的降本及可靠性验证需要一定时间，预计中期 2.5mm 玻璃仍为双玻组件的主流选择。

逻辑一：2.0mm 玻璃解决双玻组件最大痛点——重量过大及玻璃爆裂

- 2.5mm 双玻带框组件重达 24~26kg，比传统单玻组件运输成本提高、安装成本上升（一个工人难以拿起）。若双玻组件无框，则安装难度加大（破损率增加）、使用过程中玻璃可能出现爆裂问题等。2.0mm 双玻半框组件重量仅 20kg，一个工人可拿起来，与单玻组件相比重量仅增加 1kg 左右，对运输和安装的影响较小，且含框双玻组件安装破损及使用中爆裂的情况将明显减少，解决双面双玻组件推广的最大阻碍。
- 无框双玻组件出现弯曲变形，造成电池片隐裂和玻璃爆裂，主要原因是 1) 汇流带层压应力不均；2) 机械应力不均；3) 热应力不均。以上问题添加铝框即可解决。

图表 9：各类组件重量测算及对比（以标准 60 cell 组件为例）

		2.0mm 双玻无框	2.0mm 双玻半框	2.0mm 双玻全框	2.5mm 双玻无框	2.5mm 双玻半框	2.5mm 双玻全框	传统组件 玻璃+背板
单层玻璃厚度	mm	2.0	2.0	2.0	2.5	2.5	2.5	3.2
面积	平米	1.635	1.635	1.635	1.635	1.635	1.635	1.635
前玻璃重量	kg	8.2	8.2	8.2	10.2	10.2	10.2	13.1
背板/后玻璃重量	kg	8.2	8.2	8.2	10.2	10.2	10.2	0.5
铝框重量	kg	0	1.5	3	0	1.5	3	3
其他部分	kg	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5	2.5
合计	kg	19	20	22	23	24	26	19

来源：国金证券研究所测算

逻辑二：2.0mm 光伏玻璃价格将逐步合理化，预计价格或降至 16.6 元/平米。

- 2.0mm 与 2.5mm 光伏玻璃处在面世初期，成本较高，虽然相对 3.2mm 玻璃而言节省了 20~40%原片玻璃，但与 3.2mm 玻璃的价差并未体现出应有的成本优势。随着双玻趋势带动薄玻璃需求增长、玻璃大厂大产线技改及技术进步，薄玻璃价格将下降。
- 我们认为合理价格应以成本为锚：1) 原片玻璃：成本主要与厚度相关；2) 深加工：薄玻璃半钢化，3.2mm 玻璃需全钢化，前者成本略低。根据测算，在龙头企业保持 25%毛利率的情况下，2.5mm 与 2.0mm 玻璃的合理价格有望分别降至 19.3 元/平米、16.6 元/平米，较当前价格分别下降 16%、26%。

图表 10：2.0mm 及 2.5mm 光伏玻璃合理价格测算

玻璃厚度	mm	3.2	2.5	2.0
1 吨原片产能对应玻璃产量	平米/吨	95	119	144
光伏玻璃单位成本*	元/平米	15.5	12.8	11.0
毛利率	-	34%	25%	25%
当前售价（含税）	元/平米	26.5	23	22.5
合理价格（含税）	元/平米	-	19.3	16.6

来源：国金证券研究所测算

逻辑三：合理玻璃价格下，2.0mm 双玻半框组件成本低于传统单玻组件及透明背板组件。

- 测算结果显示，成本对比：2.0 双玻半框组件<2.5 双玻半框组件≈传统单玻组件<2.0mm 双玻全框组件<FFC 透明背板组件<TFB 透明背板组件，即双玻带框组件相对单面组件的背面发电增益以及相对双面透明背板组件更可靠的性能均为纯收益。同时，测算结果已充分考虑市场对双玻组件忧虑：爆裂、EVA 吸水、运输安装破碎率增高及组件良率下降。
- **增加铝框的成本：**虽然全边框/半边框使双玻组件每 W 成本增加约 0.18/0.09 元，双玻带框组件成本仍低于传统单玻/透明背板组件。
- **双玻组件 EVA 吸水：**若无铝框封边，EVA 胶膜与空气接触吸入水汽后易降解并腐蚀栅线与汇流带。即使铝框封边，PERC 双面电池背面局部铝栅格也比全铝背场更易被腐蚀。为此，在测算过程中，我们对双玻组件的封装成本按 POE 来考虑。该材料水汽透过率低、高体电阻率、无酸性物质释放，市场价格比普通 EVA 高 50%左右。
- **双玻组件运输安装破碎率增高及组件良率下降：**尽管已增加铝框，仍通过设置更高破碎率及更低组件制造良率来体现对该问题的考虑。
- 3.2mm 玻璃价格同样按照 25%毛利率对应价格 23.5 元/平米进行测算。

图表 11：双玻组件及透明背板组件成本对比

组件类型		2.0mm 双玻全框	2.0mm 双玻半框	2.5mm 双玻半框	透明背板 TFB	透明背板 FFC	传统单玻
组件封装方式	前板	2.0mm 玻璃	2.0mm 玻璃	2.5mm 玻璃	3.2mm 玻璃	3.2mm 玻璃	3.2mm 玻璃
	后板	2.0mm 玻璃	2.0mm 玻璃	2.5mm 玻璃	透明背板 (中来 TFB)	透明背板 (中来 FFC)	传统背板
边框	元/块	55	27.5	27.5	55	55	55
电池片	元/W	1	1	1	1	1	1
前板玻璃	元/平米	16.6	16.6	19.3	23.5	23.5	23.5
封装胶膜	元/平米	12.0	12.0	12.0	7.5	7.5	7.5
后板	元/平米	16.6	16.6	19.3	41.5	28	14
其他材料	元/块	34	34	34	34	34	34
制造成本	元/块	18	18	18	12	12	12
组件制造良率	-	98%	98%	98%	99%	99%	99%
破碎率	-	0.065%	0.075%	0.075%	0.06%	0.06%	0.06%
生产成本	元/块	468	443	451	490	471	450
包装(含托盘)	元	220 (30 片)	220 (30 片)	220 (30 片)	220 (28 片)	220 (28 片)	220 (28 片)
压块(螺丝)	元/块	6	6	6	6	6	6
总成本	元/块	481	456	464	504	485	464
组件功率	W	310	310	310	310	310	310
总成本	元/W	1.55	1.47	1.50	1.63	1.56	1.50

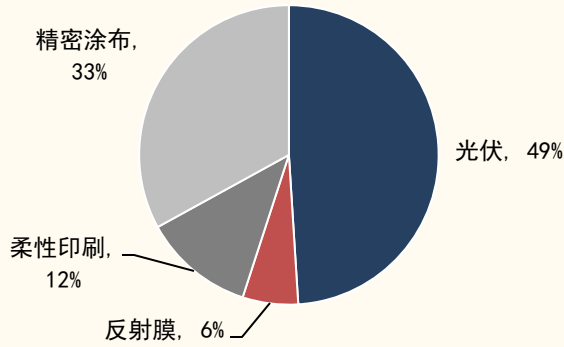
来源：中来股份，PVinfolink，国金证券研究所测算。注：破碎率指运输安装过程中的破损

逻辑四：充分考虑透明背板降价潜力后，2.0mm 双玻半框组件仍具高性价比。

- 目前对透明背板的降价空间主要基于两点考虑：1. 背板核心原材料 PET 扩产或使成本大幅下降。2. 随着技术提升、规模效益及生产经验积累，透明背板成本将逐步下降。我们认为，以上两点考虑确有合理性，但即使充分考虑降价空间后，透明背板组件成本相比双玻组件仍不具备优势。
- **1. PET 基膜扩产对光伏背板的降本作用有限：**
 - **1) PET 基膜上游原材料 BOPET 大幅扩产，或将带动 PET 基膜成本下降。**PET 基膜由 BOPET（聚酯薄膜）拉制而成。BOPET 按厚度分类，下游需求最多的是厚度 6-25um 的包装膜，65 微米以上则为厚膜型/特种聚酯薄膜。2019 年特种聚酯薄膜需求预计有 49%为光伏背材膜。2014-18 年 BOPET 新增厚膜产线约 60%属于光伏领域。卓创资

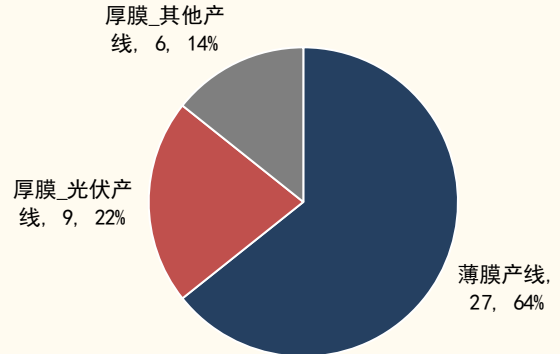
讯统计，2019-2020 年预计新增 46 万吨 BOPET 产能，其中厚膜产能约 36 万吨，按上述比例（50%-60%）估算厚膜新增产能中约 20 万吨为光伏背材膜。2017 年背材膜产能约 30.8 万吨，产能大幅扩张将使 PET 基膜成本显著下降。

图表 12：2019E 特种 BOPET 用途分类及占比



来源：东材科技，国金证券研究所

图表 13：2014-18 年新增 BOPET 产线类型及数量占比



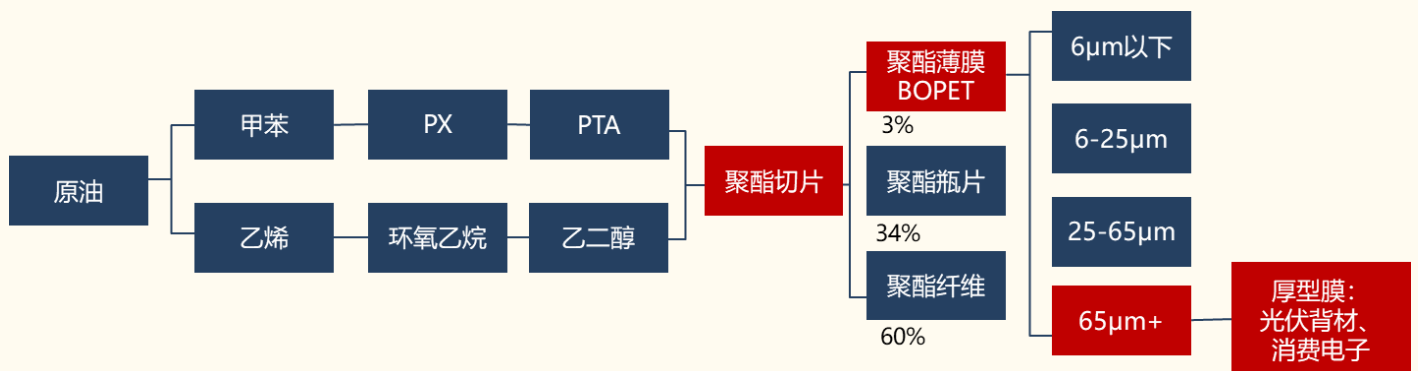
来源：卓创资讯，国金证券研究所

图表 14：2019-2020 年我国 BOPET 产能扩张计划

地区	厂家	设计产能 (万吨)	条数	预计产品类型	预计投产时间
江苏	江苏东材	1.5	1	普通厚膜	2020 年初
江苏	江苏兴业	2.5	2	50-350um	2020 年初
浙江	浙江永盛	2.5	1	75-350um	2020H1
浙江	浙江永盛	3	1	超薄线	2020H1
福建	福建百宏	3	2	50-350um	2019.12
江苏	江苏丰远	2.5	2	厚膜线	2020
营口	营口康辉	3	2	光学膜	2020H1
南京	亚博联	2.5	2	光学膜	2020
江苏	双星彩塑	3	4	厚膜线	待定
合计		46	17		

来源：卓创资讯，国金证券研究所

图表 15：光伏背板 PET 基膜所处产业链



来源：国金证券研究所绘制

- 2) PET 基膜在透明背板中成本不足 4 元/平米，占比不超过 25%，可提供的降本空间有限。光伏背板用 PET 基膜一般厚度在 250um 及以上，每平米背板对 PET 基膜需求量约为 1.06 平米，若按单价 3.9 元/平米计算，则每平米背板中 PET 基膜成本不足 4 元。中来股份自主研发的双面涂覆型透明背板目前售价约 28 元/平米，估算 PET 基膜在其中成本占比大概率低于 25%。因此，即使 PET 基膜价格大幅下跌，对透明背板的潜在降本贡献不显著。

图表 16: PET 基膜在 FFC 透明背板中的单位成本测算

中来股份 FFC 背板售价	28	元/平米
PET 基膜 (250um) 在背板中单耗	1.06	平米/平米
PET 基膜价格	3.9	元/平米
PET 基膜在背板中单位成本	3.7	元/平米

来源: 福膜科技, 中来股份, 国金证券研究所

图表 17: PET 基膜在 FFC 透明背板中成本占比测算

估算 FFC 毛利率	FFC 成本 (元/平米)	PET 基膜成本占比
40%	14.9	25%
20%	19.8	18%
10%	22.3	16%
5%	23.5	15%

来源: 中来股份, 国金证券研究所

- 2. 即使考虑透明背板成本下降空间，其经济性仍难以匹敌 2.0mm 双玻半框组件。我们对透明背板组件与 2.0mm 双玻半框组件的单位成本差额做了敏感性测算，我们认为透明背板经济性在长期与短期内均难以与双玻组件竞争：
 - 1) 短期比较：基于光伏玻璃当前价格水平（2.0mm 玻璃含税价 22.5 元/平米），透明背板也需要将单价降到 20 元/平米左右，即相对当前价格下降 8 元/平米，其组件才会具有成本优势。短期内能为透明背板提供显著下降空间的机会是 PET 基膜产能扩张带动其价格下降。然而，根据上述测算，PET 基膜在背板中的成本约 4 元/平米，其扩产降本不足以帮助透明背板实现成本优势。
 - 2) 长期比较：只要 2.0mm 玻璃价格降至 20 元/平米以下，则透明背板价格即使降到与目前的普通背板一致（14 元/平米），也不会有成本优势。若 2.0mm 玻璃降至合理价格 16.6 元/平米，则透明背板价格即使降至 10 元/平米也无济于事。隆基、阿特斯等多家主流组件厂封装以 2.5mm 玻璃为主，已开始向 2.0mm 玻璃切换，而为透明背板背书的企业较少，预计 2.0mm 玻璃靠经验积累与规模效益来降本的速度将快于透明背板。此外，透明背板成本预计很难做到显著低于普通背板，10 元/平米的价格即使在长期来看难度也相当大。

图表 18: 透明背板组件与 2.0mm 双玻半框组件价差敏感性分析

组件成本差额 (元/W)		2.0mm 玻璃价格 (元/平米)						
		16.6	18	20	22	22.5	24	26
透明背板 价格 (元 /平米)	28	0.091	0.077	0.058	0.039	0.034	0.020	0.001
	24	0.072	0.058	0.039	0.020	0.016	0.001	-0.018
	20	0.053	0.040	0.021	0.001	-0.003	-0.018	-0.037
	14	0.025	0.011	-0.008	-0.027	-0.032	-0.046	-0.065
	10	0.006	-0.008	-0.027	-0.046	-0.050	-0.065	-0.084

来源: 国金证券研究所测算。注: 表格内数据为透明背板组件成本减去 2.0mm 双玻半框组件成本

- 除经济性外，透明背板产品尚未经过长期户外实证，实际可靠性有待验证。透明背板的推出是在 2018 年，2019 年 3 月刚开始户外实证检测，目前只通过了实验室测试。实验室测试难以模拟真实环境下复杂恶劣的条件，目前透明光伏背板其优异的性能主要来自厂家宣传。
- 美国豁免 25% 双面发电组件 201 关税有效降低双面发电组件在美价格并提升竞争力。由于：1) 透明背板双面组件与单玻组件结构类似，电站设计及配套材料方面适配性较强，可直接实现产品切换。2) 美国组件进口主要来源地东南亚现有单玻产线与透明背板组件兼容性较强，可快速满足产品需

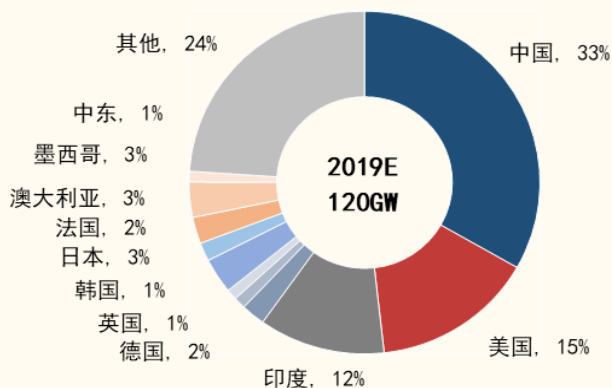
求。因此，我们认为 201 关税豁免或将为透明背板组件带来阶段性需求，但双玻组件产线产品切换完成后，仍将凭性价比与更可靠的性能成为主流。

供需格局持续向好，2019H2~2020 年光伏玻璃价格强支撑

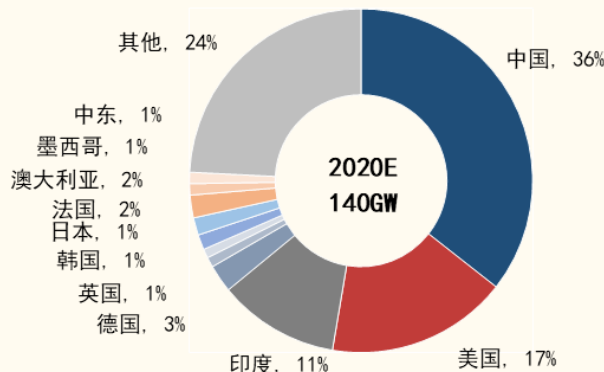
- 预计 2019 年下半年国内装机量 25~30GW，全球 70GW 左右。预计 22.8GW 竞价项目年内能够完成 15GW 以上，则下半年国内新增装机有望达到 25~30GW（其中预计 Q3 10GW 左右、Q4 15GW+），全年 40GW 左右。2019 年全球装机量预期 120GW 左右，下半年预期 70GW 左右。
- 2020 年全球新增装机有望实现 15%~20% 增长。预计 2020 年的国内补贴额度和政策机制落地时间将显著早于今年，为明年的国内光伏建设创造更好的条件，预期 2020 年国内新增装机规模有望上看 50GW。海外市场增长确定提速，多个国家/地区光伏已是成本最低的电源，预计全球需求 140GW 以上。
- 美国豁免双面发电组件 201 关税（25%），光伏装机成本或将因组件采购成本大幅下降而加速增长；印度等成本敏感市场加速启动；欧洲 MIP 取消刺激装机提速；中东、南美、东南亚等新兴市场贡献提升。

图表 19：2019 年全球光伏新增装机预测

图表 20：2020 年全球光伏新增装机预测



来源：IRENA，各国官网，国金证券研究所



来源：IRENA，各国官网，国金证券研究所

- 双面发电组件渗透率提升，助推玻璃需求增长。虽然双玻组件所使用的 2.5mm 或 2.0mm 玻璃比单玻 3.2mm 玻璃更薄，但 1 块组件所需玻璃的数量也由 1 块增加为 2 块，因此双玻渗透率的提升将显著增加光伏玻璃原片需求量（以吨计量）。测算 1GW 2.5mm 双玻组件、2.0mm 双玻组件、单玻组件生产所需的光伏玻璃原片约 8.9 万吨、7.3 万吨、5.6 万吨，即同等数量的双玻组件比单玻组件对光伏玻璃原片的需求高约 30~60%。

图表 21：光伏装机量对应光伏玻璃需求测算

		传统单玻	双面双玻	双面双玻
玻璃厚度	mm	3.2	2.5	2.0
1 吨原片产能对应理论玻璃产能	平米/吨	125	160	200
原片至玻璃合格率	-	95%	95%	95%
光伏玻璃生产良品率	-	80%	78%	76%
1 块组件所需玻璃面积	平米	1.635	3.270	3.270
组件功率（60 片型）	W	310	310	310
1GW 组件对应原片需求	万吨	5.6	8.9	7.3

来源：国金证券研究所测算

- 因此光伏玻璃需求的增长将由全球光伏装机量增长+双玻组件渗透率提升共同推动。假设 2019-2020 年光伏装机量 120GW、140GW，双玻渗透率分别提升至 20%、30%，其中 2.0mm 双玻占比 10%、30%，则 2019-2020 年光伏玻璃原片需求增速分别为 20%、21%。此外，由于 2019 年国内光

伏政策发布较晚、美国在年中豁免双面发电组件 201 关税，全球下半年装机量将显著高于上半年，预计**光伏玻璃 2019H2 需求环比增长 47%**。

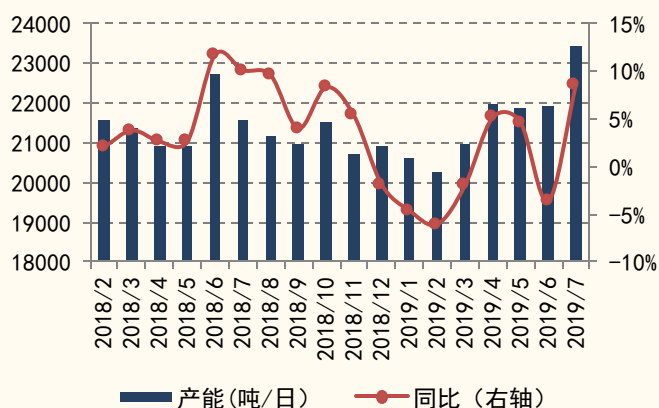
图表 22：全球光伏玻璃需求测算 2018~2020E

		2018	2019	2020	2019H1	2019H2
组件需求量	GW	105	120	140	50	70
双玻渗透率	-	10%	20%	30%	15%	25%
双玻中 2.0mm 玻璃占比	-	0	10%	30%	5%	15%
2.0mm 光伏玻璃原片需求	万吨	0	18	92	3	19
2.5mm 光伏玻璃原片需求	万吨	93	192	262	63	132
3.2mm 光伏玻璃原片需求	万吨	525	533	544	236	291
合计	万吨	618	743	898	302	443
增速			20%	21%		47%

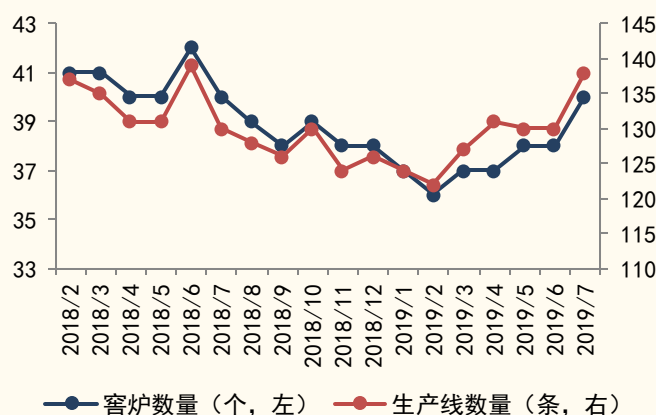
来源：国金证券研究所测算

- 截止 2018 年 12 月底，国内超白压延玻璃在产企业 24 家，窑炉 38 个，生产线 126 条，总产能 20890 吨/日，以主流 78%成品率计算，排除未释放以及限产产能，产量约 15163 吨/日。2019 年国内光伏市场政策面利好因素释放，光伏前景一致看好，光伏玻璃产能陆续投入，截至 2019 年 7 月底，总产能提升至 23430 吨/日，生产线 138 条，产量约 17330 吨/日。

图表 23：中国光伏玻璃原片产能（日融化量）



图表 24：中国光伏玻璃窑炉及产线



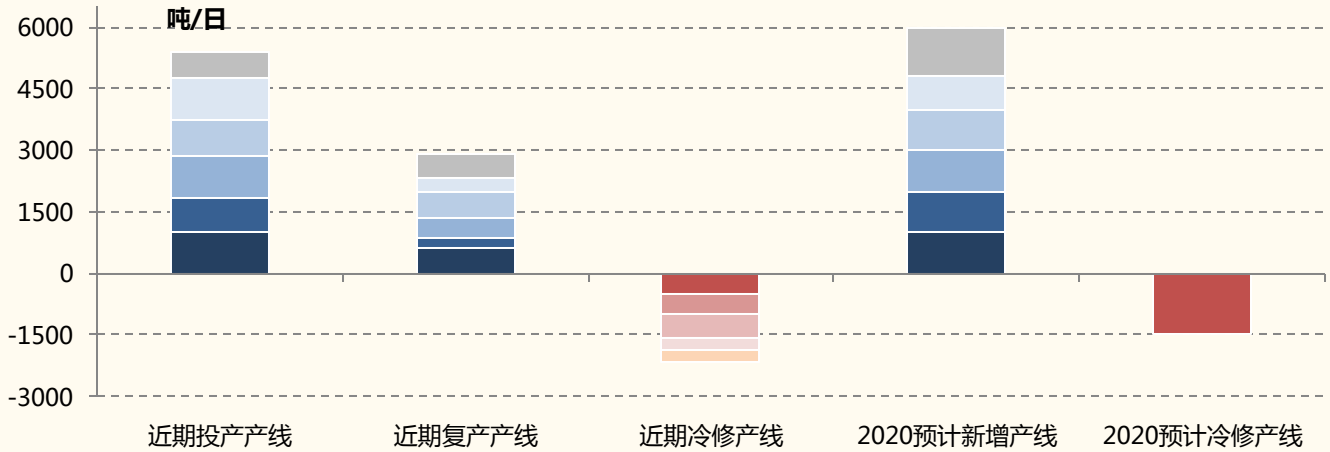
来源：卓创资讯，国金证券研究所

来源：卓创资讯，国金证券研究所

- 在产光伏玻璃产能的建设投产高峰集中在 2010~2013 年、2016~2017 年，2018 年除龙头企业外其他厂家几乎没有扩产动作。光伏玻璃产线一般 5 年左右需停产冷修 6~8 个月，产线寿命一般为 7~10 年左右。按此估算，2015~2018 年为光伏玻璃产线集中冷修期，2017~2020 年进入集中退役期。
- 但 2017~2018 年光伏玻璃产能退出较少，原因是：由于 2017 年下半年及 2018 年上半年（531 政策出台前）光伏需求超预期、玻璃价格较高，老产能延迟关停；由于需求多、价格高，竞争环境宽松，落后老旧的高成本产能被动出清也较少。虽然 2018 年下半年的低价已接近甚至突破小厂现金成本，但低价维持时间不够长。此外，如前所述，部分小产能通过技改转做薄玻璃避开竞争甚至享受溢价，而大厂此前尚未大规模介入这一领域。
- 预计 2019~2020 年老旧落后产能稳步退出：虽然当下光伏玻璃利润率可观，但：1) 大厂大幅扩产且新产能以大产线为主，成本优势突出，而老旧产线随着运营时间延长成本进一步上升，利润率无优势。2) 未来大厂大产线将技改切入 2.5mm 和 2.0mm 光伏玻璃的生产，增加供给，薄玻璃溢价将逐步消失，该领域将不再是落后小产能的避风港。3) 由于 2.0mm 玻璃生产技术要求提升幅度较大，此前生产 2.5mm 玻璃的小厂不一定有能力将产线技改至 2.0mm 产品。

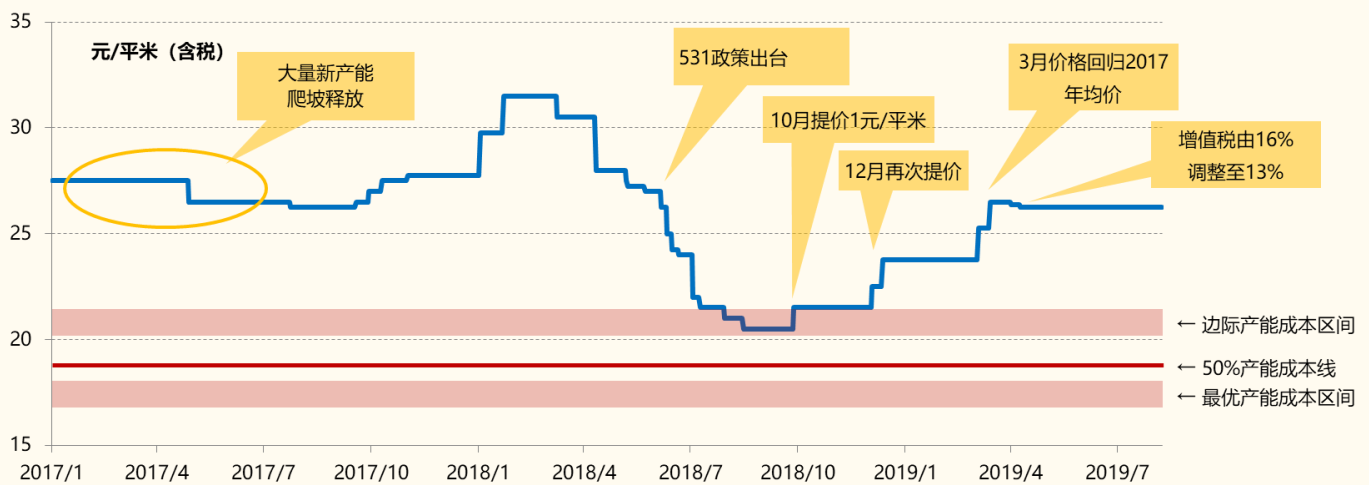
- 考虑年内投产时间及产能爬坡，预计光伏玻璃有效供给 2019H2 环比增加 15~20%左右，2020 年同比增加 20~25%，2019H2 光伏玻璃价格或小幅上升，2020 年价格大概率维持高位 26~28 元/平米。

图表 25：光伏玻璃产线近期动态



来源：卓创资讯，国金证券研究所整理。注：2019 年由于行情较好，冷修产线较少。2013~14 年投产的约 1600 吨产能可能在 2020 年及之后进入冷修，叠加老旧小产能加速退役，预计在 2020 年带来一部分供给缩量。

图表 26：3.2mm 镀膜光伏玻璃价格走势与行业成本比较



来源：卓创资讯，国金证券研究所

行业竞争格局优良，产品结构向 2.0mm 切换加速集中度提升

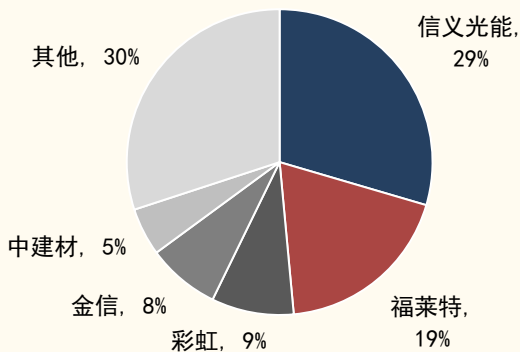
- 竞争格局清晰，龙头份额将持续扩大：类似三年前的单晶硅片行业。我们认为，目前的光伏玻璃行业与三年前的单晶硅片行业格局类似：1) 呈现寡头格局；2) 技术与资本双密集；3) 龙头快速扩产中，除龙头外企业鲜有扩产动作。预计信义与福莱特也可像三年前的隆基与中环一样，实现规模、市场份额、行业地位及业绩的全面提升。根据目前各企业的扩产规划，两家龙头的合计市占率将在两年内年超过 60%。

图表 27: 信义与福莱特光伏玻璃原片产能扩产进程 (单位: 吨/日)

企业	在产合计	产线	在产	冷修	规划/在建	投产时间	
信义光能	7300	东莞		300		2008年1月	
		芜湖		500		2009年8月	
		天津	500			2011年4月	
		芜湖	500			2011年3月	
		芜湖	600			2011年3月	
		芜湖	900			2014年7月	
		芜湖	900			2014年10月	
		马来	900			2016年11月	
		芜湖	1000			2016年11月	
		芜湖	1000			2017年2月	
		马来	1000			2018年12月	
		北海				1000	计划 2020Q1
		北海				1000	计划 2020Q2
		芜湖				1000	预计 2020H2
		芜湖				1000	预计 2020H2
福莱特	4690	嘉兴		300		2008年11月	
		嘉兴		300		2009年6月	
		嘉兴	490			2010年6月	
		嘉兴	600			2012年4月	
		嘉兴	600			2013年4月	
		凤阳	1000			2017年12月	
		凤阳	1000			2018年6月	
		凤阳	1000			2019年4月	
		越南				1000	计划 2019Q4
		凤阳				1200	拟建(二期)
		凤阳				1200	拟建(二期)
		凤阳				1200	拟建(三期)
凤阳				1200	拟建(三期)		

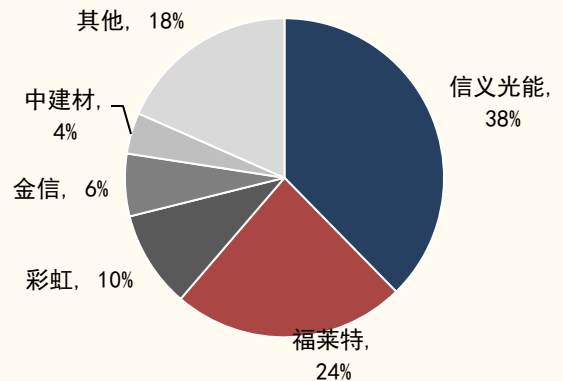
来源: 公司公告, 国金证券研究所

图表 28: 中国光伏玻璃(超白原片)产能分布 (2018)



来源: 卓创资讯, 国金证券研究所

图表 29: 中国光伏玻璃(超白原片)产能分布 (2020E)



来源: 卓创资讯, 国金证券研究所

- 与光伏制造产业链其他环节不同，光伏玻璃技术更新迭代慢，后发优势不明显，甚至有一定的先发优势。信义与福莱特作为光伏玻璃龙头，同时也是最先进入该行业的企业，在产品品质与认证、区位布局、规模效应、成本技术水平等多方面已取得显著优势并筑起较高的行业进入门槛：

图表 30：光伏玻璃行业龙头优势及行业门槛

资金门槛	投建光伏玻璃产线需要大量资金，包括但不限于设备购买、原材料储存、环保合规及销售开支（1000 吨日熔量产线投资约 6~7 亿元）。此外，由于浮法玻璃与光伏玻璃生产技术不同，故产线无法相互转换。
规模优势	大型熔炉可通过低能耗、低折旧、原材料集中采购及摊薄固定成本等方式实现规模效应，降低单位成本，形成相对于小企业及新进企业的竞争优势。一般而言，1000 吨/日生产线单位成本较 500 吨/日低 10~15%。到目前为止，市场上依然仅信义与福莱特具备 1000 吨大产线生产操作能力。根据最新产能规划，福莱特单线规模已向 1200t/d 发展。
技术优势	光伏玻璃必须具备高透光率及高抗冲击水平，制造技术较普通玻璃更先进。信义与福莱特一直是光伏玻璃生产技术的开拓者，2009 年、2014 年及 2016 年，信义率先实现单线规模 500 吨、900 吨、1000 吨的突破，福莱特紧随其后。
区位布局	布局靠近组件厂/交通枢纽，信义与福莱特均有自己的码头，可节约运输成本。尤其是位于东南亚的产能，原材料价格优势更明显，且可以规避部分国家的对华特别关税。
客户资源	光伏玻璃在组件方的认证时间较长，组件出口到海外也需要通过海外国家的验证，故组件厂不会随便更改其主要供应商，品牌忠诚度较高，从而对新进企业构成阻碍。每家组件企业有各自的玻璃主供应商，占其需求 40% 以上。若产能规模太小，不能保障供货稳定性，难以成为主流组件厂主供应商。此外，电池组件环节集中度也在提升，将推动其主供应商市占率上升。目前福莱特和信义的大客户已覆盖全球几乎所有主流组件厂商。

来源：国金证券研究所

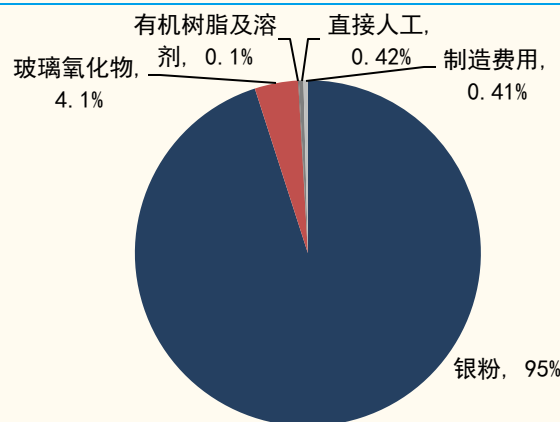
- 需要强调的是，技术和规模方面的差距难以弥补。如虽然提高单线规模可大幅降本，且业内具备相对成熟的大容量生产线交钥匙供应商，但最终实际单线规模达到 1000 吨/日以上的只有信义和福莱特。这是因为虽然产线主体建设难度不高，但企业会对产线做细微调整，也即核心技术所在。因此即便是同样的炉窑，玻璃生产成本也可能存在差异。对技术水平不足的企业来说，1000 吨产线的生产成本可能还高于日熔量更小的产线。
- 综合来讲，技术、规模、资源、区位、客户资源构成行业进入门槛及产能扩张壁垒。其中，技术与单线规模最终影响并直接体现在生产成本上，也是成本最终决定企业会否扩产。目前价格水平下，除头部两家公司以外，其他企业扩产动作极少，龙头企业地位十分稳固且份额将继续扩大。

银浆：电池效率与成本的关键环节，PERC 相对 N 型电池的决胜点

通过细密栅线、增加高宽比来提效并降低银耗量是主要优化方向

- 浆料在 PERC 电池片总成本中占比约 10%，在非硅成本中占比 30%以上。电极设计及浆料优化是电池提效降本的主要渠道。导体浆料大致可分为三种：正面银浆、背面银浆和背面铝浆。三种导体浆料经过丝网印刷、烘干、共烧结形成两端电极。其中，正面银浆是制备太阳能电池金属电极的关键材料，直接关系着太阳能电池的光电性能。
- 正面银浆由高纯度银粉、玻璃体系、有机体系等组成。其中，银粉作为导电功能相，其优劣直接影响电极材料体电阻、接触电阻等，进而影响转换效率，银粉在银浆中含量及成本占比均超过 90%；玻璃体系为高温粘接相，对银粉的烧结及银-硅欧姆接触的形成有决定作用；有机体系作为承载银粉和玻璃体系的关键组成，对印刷性能、印刷质量有较大影响。

图表 31：正面银浆成本构成估算（2018）



来源：帝科股份，国金证券研究所

- **金属化工序的优化方向：通过改变栅线设计及印刷方式来实现浆料单耗下降、电池效率提升。**在未来至少 5-10 年内，银浆丝网印刷将凭借高性价比及充足的提效降本空间占据光伏电池金属化领域主导地位。降本主要途径包括降低银浆单耗和提高电池片效率。金属化工序的优化重点在于通过改变栅线设计或栅线印刷方式，在降低单耗的同时也要保持甚至提高电池效率，而非简单粗暴地降低银浆或银粉用量。
- **优化栅线设计具体方向：细栅、密栅、增加高宽比。**与正电极有关的损耗包括薄层电阻、栅线串联电阻、金半接触电阻、栅线遮光损失，发射极掺杂与金属化工序的改动会使这几类损失向不同方向变动，想要实现最优电极设计需要结合理论和测试在其中寻找到平衡点。总体而言，栅线设计优化方向：降低细栅宽度、增加细栅数量、提高栅线高宽比。
- **目前各类印刷工艺、网版设计、浆料的创新均是为匹配上述栅线优化设计思路。**栅线优化需要印刷工艺、网版、浆料相互配合，例如印刷更细的栅线需要匹配开口和线径更窄的网版，且浆料粘度和粒度（银粒尺寸）也需要调整，否则在丝网印刷阶段容易出现栅线虚印、毛刺，网版堵网、黏网等问题，在烧结过程中也可能出现浆料下塌导致栅线高度降低、宽度变大。印刷工艺的创新可以在现有的网版及浆料的技术与生产水平下实现更优的栅线制作。此外，浆料需要建立金半接触（金属-半导体接触），不同电池技术的结构与材料不同，故所匹配的浆料也有所不同。

图表 32：金属化环节栅线印刷技术及网版设计创新情况

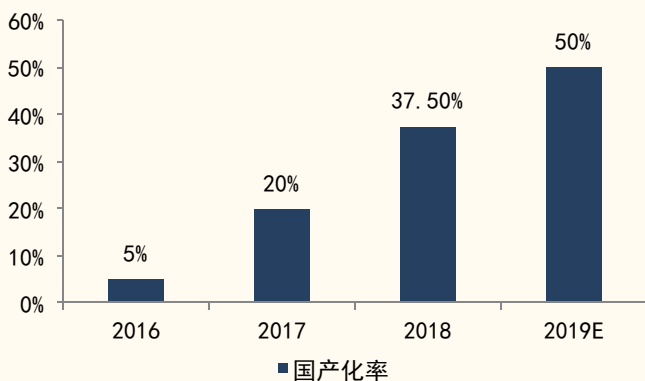
	栅线印刷工艺		网版设计	
	双次印刷	分步印刷	无网结网版	高目数网版
工艺原理	用丝网印刷机重复以高精度重叠印刷栅条	分开印刷主栅和细栅并单独设计浆料与网版	张网角度为 0，避开纵向钢丝网结的干扰并提高开口率	网版目数高达 380 及以上的低线径网版，为浆料提供更好的解析能力
难点	第一层和第二层间的校准精度高（±5 微米）	对主栅浆料（不一定是银浆）可焊性要求高；需要合适网版	0 张网角度印刷需要大量人力对准，成本高；寿命低；单晶图像问题	可与普通丝网印刷机兼容，但目前网版成本较高
银浆要求	需要粘度、流变性和拉力度合适的银浆	无特殊变动	对银浆的平性、拉力度和塑性要求高	对银浆流平性、拉力度和塑性要求高
栅线宽度(微米)	38-40	47	40	35-45
栅线高度(微米)	20	18	20	15-19
网版开口(微米)	22	22-25	26-28	28-31
效率增益	0.25%	0.1%-0.2%	0.05%-0.15%	0.2%-0.3%
银浆耗量(mg/片)	98	104-110	97-103	70-105
市占率	15%-20%	20%	30% (中国 40%)	40%-50% (中国 50%-55%)
设备国产化	高精度印刷设备依赖进口	国产化进程中	国产化	国产化

来源：TaiyangNews，国金证券研究所整理

进口替代进行时，行业规模快速增长，国内企业大有可为

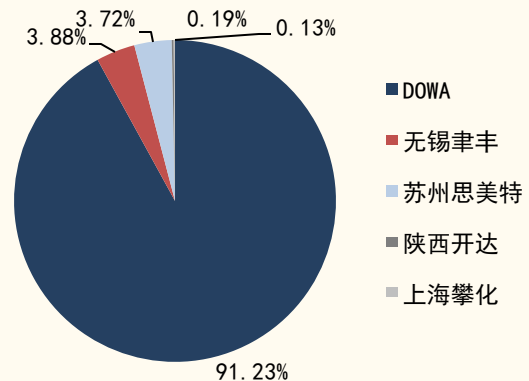
- 光伏正银国产化快速推进中。正面银浆技术壁垒与行业集中度较高。杜邦、贺利氏、三星 SDI 及硕禾凭借先发优势抢占绝大多数市场份额。国产正银起步较晚，随着需求高速增长和电池片产能持续向中国转移，正银国产化进程加速。2016 年国产正银企业开始具备批量供货能力，2017 年市场份额快速提升至 20% 左右，2018 年市场份额提升至 35%~40%，目前已达到 50% 左右，预计将继续提升。主要原材料银粉由日本 DOWA 和美国 AMES 等厂商占据主要市场，国产超细银粉起步晚但近几年进步较快，已能满足部分需求。

图表 33：国产银浆市占率提升



来源：国金证券研究所绘制

图表 34：无锡帝科银粉采购来源



来源：无锡帝科，国金证券研究所

- 测算结果显示，虽然预计未来三年全球光伏新增装机量仍会保持增长，但由于电池转化效率提升以及银浆单片耗量下降导致每 W 银浆耗量下降，预计光伏银浆需求增速较低甚至出现负增长，行业市场规模约 100 亿元。预计正银企业之间的竞争将十分激烈，**国产企业若能在技术快速更新迭代中抓住机遇，将有望扩大市场份额。**优质的银浆企业需要具备较强的技术研发实力、资金实力以及人才管理与客户维护能力。

图表 35：光伏用银浆需求量及市场规模测算

		2016	2017	2018	2019E	2020E	2021E
单片耗量	mg/片	130	120	110	100	90	80
电池转化效率	-	19.5%	20.5%	21.0%	21.5%	22.5%	23.0%
CTM	-	95%	96%	97%	98.5%	99%	100%
单 W 耗量	mg/W	29	25	22	19	17	14
组件需求量	GW	76	102	105	120	140	170
银浆需求	吨	2183	2546	2321	2319	2315	2420
银浆价格	元/KG	5000	4700	4300	4200	4100	4000
市场规模	亿元	109	120	100	97	95	97

来源：ITRPV, DKEM, 国金证券研究所

金属化环节提效降本空间大，助 PERC 电池 2-3 年内稳坐主流地位

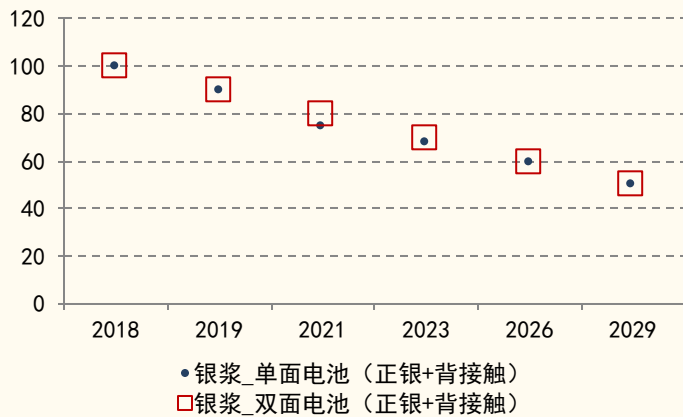
- **金属化是电池片效率提升、非硅成本降低的关键工序。**随着上述金属化新技术及配套设备、原料的成熟与应用，未来 2-3 年 PERC 电池片金属化成本将显著降低。测算显示，单耗下降将使浆料成本减少约 0.13 元/片，其中银浆成本减少约 0.12 元/片，同比下降约 30%。效率提升将进一步摊薄每 W 浆料成本，测算浆料成本将降低约 0.026 元/W，其中银浆成本减少约 0.024 元/W，同比下降约 33%。
 - **降低单耗：**目前量产双面 PERC 电池片的银浆耗量 90-110mg/片，铝浆耗量 250mg/片，ITRPV 预测 2021 年两者将分别降低至 75-80mg/片和 200mg/片，2023 年进一步下降至 65-70mg/片和 190mg/片。
 - **效率提升：**根据贺利氏及三星技术路线图，正电极浆料优化将为电池片提供每年约 0.1%的效率增益直到 2023 年。除金属化优化外，单晶 PERC 电池还可以通过选择性发射极、先进陷光技术、背面局部硼掺杂等技术提升效率。商业化尺寸单晶 PERC 研发效率已达到 24.06%（隆基 2019.01），预计 2~3 年内量产平均效率可提升至 23.5%。
 - **银浆价格：**光伏用银量占银总产量之比约 10%，不足以主导银价。银粉占银浆成本之比超过 95%，故银浆的销售价格随着银价波动。目前银浆成本基本达到优化极限，若银粉国产化无突破性进展（目前全球正银企业银粉供应主要来自 DOWA），则银浆成本降幅将不超过 10%。

图表 36：双面 PERC 电池浆料耗量下降、效率提升对应成本下降空间测算

	单位	银浆	银浆_预测	铝浆	铝浆_预测	合计	合计_预测
价格	元/KG	4200	4000	100	100		
单耗	mg/pc	100	70	250	195		
每片成本	元/pc	0.372	0.248	0.022	0.017	0.394	0.265
效率	-	21.5%	23.5%	22%	23.5%		
每片功率	W/pc	5.25	5.74	5.38	5.74		
每 W 成本	元/W	0.071	0.043	0.004	0.003	0.075	0.046

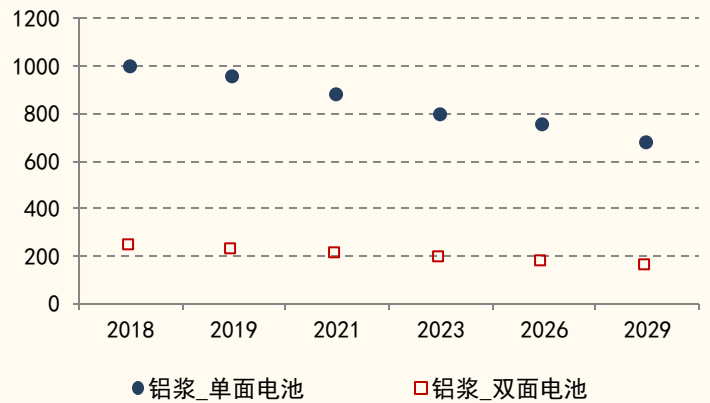
来源：国金证券研究所测算

图表 37: ITRPV 银浆用量趋势



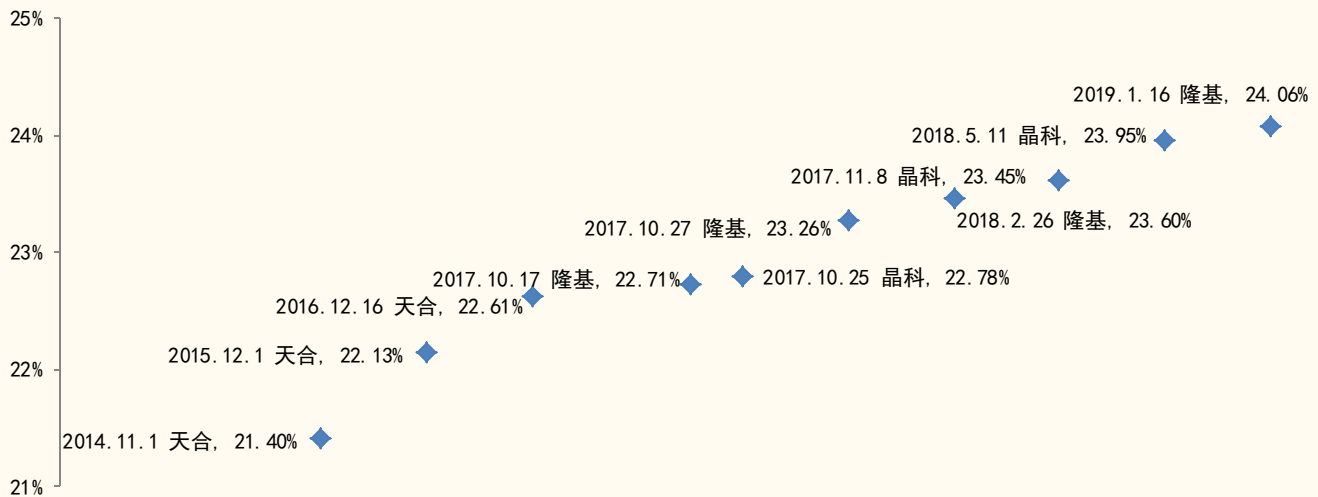
来源: ITRPV, 国金证券研究所

图表 38: ITRPV 铝浆用量趋势



来源: ITRPV, 国金证券研究所

图表 39: 单晶 PERC 电池效率屡创新高



来源: CPIA, 国金证券研究所

- **N 型电池设备尚未国产化, HJT 电池投资成本是 PERC 电池的 2-3 倍:** 根据隆基、中来及通威的电池产线投资, P-PERC、N-PERT、N-TOPCon、异质结电池 1GW 建设投资分别为 5.1 亿元、6.1 亿元、6.9 亿元、10~13 亿元。TOPCon 相对 N-PERT 只需增加薄膜沉积设备 (LPCVD), 该设备目前主要依赖进口, 是 TOPCon 投资高于 N-PERT 的主要原因。N-PERT 电池生产所需的扩散及钝化设备亦尚未实现国产化。异质结电池虽然制备步骤少, 但工序及所需设备与其他电池完全不同, 目前核心设备均靠进口。
- **金属化工艺及浆料差距大, 异质结电池金属化成本是 PERC 电池的 3~4 倍。** N 型 TOPCon 电池所需浆料国产化率低、成本较高。PERT 电池需双面银浆印刷, 银浆耗量翻倍。异质结电池目前主流的金属化工艺包括 1) 使用低温固化银浆进行丝网印刷, 成本 1.5~2 元/片。由于非晶硅层对温度敏感, 电池片制造温度低于 200°C, 需搭配特制低温固化银浆。该银浆需-40°C 储存, 开封后须一次用完, 贺利氏已开发可常温储存的低温固化银浆。2) 低温电镀铜技术, 成本 1~1.5 元/片。我们测算双面 PERC 电池金属化成本约 0.4 元/片, 该环节的成本差异是 PERC 电池的确定性优势之一。
- **N 型电池所需的 N 型硅片价格比 P 型电池高出 5%~10%。** 从技术角度 N 型硅片有潜力做到与 P 型硅片成本相当, 但需要规模化来实现。
- **N 型电池效率优势不明显。** n-PERT 行业平均转化效率约 21.5%~22%; 中来股份 N-TOPCon 研发最高效率 23.36%, 量产效率 22.67%; HJT 目前主流量产效率 22.5~23%。苏民新能源 2019 年 4 月宣布其叠加 12BB 技术后的 p-PERC 电池量产效率可以达到 22.8%, 与 N 型电池并无明显差距。

图表 40: PERC、PERT、TOPCon、HJT 电池产能建设成本对比

公司	电池技术	年份	产能 (GW)	建设投资 (亿元)	单位投资 (亿元/GW)
中来	N-TOPCon	规划	1.5	14.18	9.45
中来	N-PERT	2017	2.1	14.59	6.95
隆基 (滁州)	PERC	2019	5	25.44	5.09
隆基 (古晋)	PERC	在建	1	6.09	6.09
通威	HJT	部分投产	1	≈13	≈13

来源: 相关公司公告, 国金证券研究所

图表 41: TOPCon 电池制备工序及设备国产化进程

工序	选型	产能 (PSC/hour)	国产设备进展
自动化	/	根据产线匹配	国产化
制绒清洗	单晶制绒	6000-8000	国产化
正面 P	硼扩散/注入	3000	已进入
刻蚀	背面刻蚀	6000	国产化
隧穿层	BOE	4000	国产化
背面硅薄膜	LPCVD/APECVD/PECVD	3600	开始进入
背面 N+	磷扩散/注入	4500	已进入
刻蚀	正面刻蚀	6000	国产化
正面钝化	AL2O3	-	开始进入
正面镀膜	PECVD	4000	国产化
背面镀膜	PECVD	4000	国产化
印刷	/	5500	国产化

来源: 捷佳伟创, 国金证券研究所

图表 42: 异质结电池制备工序及设备国产化进程

工序	选型	产能 (PSC/hour)	国产设备进展
自动化	/	根据产线匹配	国产化
制绒清洗	RCA 清洗	>6000	开始进入
	O3 清洗	>6000	
非晶硅沉积	CAT-CVD	3600	研发阶段
	PE-CVD	3600	
TCO	PVD	6000	研发阶段
	RPD	2800	
电极制备	丝网印刷	5500	开始进入
	铜电镀	-	

来源: 捷佳伟创, 国金证券研究所

图表 43: 不同电池技术对应金属化工艺及银浆要求

电池技术	金属化工艺	浆料要求变动	银浆国产化
PERC	用激光打开背表面钝化膜, 铝浆完成金半接触, 银浆为汇流及焊接点	可使用常规银浆, 对温度稍作优化即可; 铝浆需具备低活性、高附着力与可焊性, 不与氧化铝钝化层反应的同时可低温成型, 此外, 由于接触面积下降, 对导电性的要求也提高。	已国产化
双面 PERC	将全铝背场改为局部铝栅格	需要流动性好、适合印刷细栅线的铝浆; 银浆同上。	已国产化
N-PERT	在背面印刷带铝银浆, 烧穿氮化硅钝化层形成全区域扩散; 或使用纯铝浆浆搭配激光开槽	银浆使用加倍; 带铝银浆: 需平衡成本和导电性, 铝与 n 型硅片粘性好、接触电阻更低, 但导电性能不好; 纯铝浆烧结宽度大, 影响效率, 且无法烧穿钝化层, 需激光开槽; 可烧穿钝化层的铝浆在研发中	国产化率低于普通正银
N-TOPCon	实验室设备通过物理气相沉积技术实现全背金属接触; 商业量产暂时受限于为丝网印刷寻找合适浆料	背面有高掺杂多晶硅薄层, 需开发用于多晶硅层接触并最大程度地降低金属诱导复合速率的浆料, 难度较大, 需根据多晶硅厚度等参数调整。	国产化率较低
N-HJT	低温固化银浆在双面印刷电极栅格, 或用电镀技术在表面沉积镍-(银)-铜	非晶硅层对温度敏感, 电池片制造温度需低于 200°C, 需搭配特制低温固化银浆。此外, 该银浆需在 -40°C 储存, 一旦开封必须一次用完, 贺利氏已开发可常温储存的低温固化银浆。电镀技术成本高昂。	浆料国产化率极低, 贺利氏掌握顶尖技术, 其他国外厂商也仍在研发中

来源: TaiyangNews, 贺利氏, 国金证券研究所整理

至少未来 2-3 年内，PERC 主流地位稳固

- 1. 根据目前已有的技术，PERC 量产效率绝对值仍有 1%-1.5%的提升空间；金属化等环节的技术创新可减少电池片制造成本，叠加效率的提升后单 W 成本进一步下降。测算显示，合理利润假设下，未来 2-3 年内，双面 PERC 电池及组件价格有望降至 0.76 元/W、1.55 元/W。
- 2. 假设在不同 BOS 条件的地区，当前电站建设成本 3.5/4.0/4.5 元/W，对应度电成本 0.33/0.37/0.42 元/kWh，PERC 组件达到预期价格后度电成本 0.26/0.31/0.35 元/kWh，降幅空间 15-20%。
- 3. 以 PERT、TOPCon、HJT 技术目前的成本，在保障合理利润率的前提下，若要达到“目前”双面 PERC 的 LCOE 水平，则组件成本需下降 13%、9%、18%，若要达到“预期”双面 PERC 技术的 LCOE 水平，则三者组件成本需分别下降 40%、37%、42%。
- 4. N 型电池技术发展的关键是需要大规模投资来形成规模效应，同时以市场哺育技术，吸引更多电池与辅材供应商及参与者，以加快技术进步与落地，促进成本下降。然而以目前的市场条件，追赶期至少 2~3 年：

图表 44：N 型与 p-PERC 双面电池组件成本价格测算及对比

		p-PERC 双面	p-PERC 双面_预期	n-PERT	n-TOPCon	n-HJT
硅片面积	cm ²	244.32	244.32	244.32	244.32	244.32
电池转化效率	-	21.5%	23.5%	22.0%	23.0%	23.5%
电池片功率	W/pc	5.25	5.74	5.38	5.62	5.74
CTM	-	99%	100%	100%	100%	100%
组件功率档	W	310	340	320	335	340
硅片价格估算	元/pc	3.07	2.45	3.22	3.22	3.22
电池片成本估算	元/W	0.77	0.58	1.18	1.21	1.45
电池片毛利率	元/W	13%	13%	13%	13%	13%
电池片价格估算	元/W	1.00	0.76	1.53	1.57	1.88
组件成本估算（外购电池片）	元/W	1.51	1.19	1.96	1.96	2.24
组件毛利率	-	14.0%	13.0%	13.0%	13.0%	13.0%
组件价格估算	元/W	1.99	1.55	2.55	2.55	2.91

来源：国金证券研究所测算。注：红色为假设数据。

图表 45：N 型与 p-PERC 双面电池组件成本 LCOE 测算及对比

			p-PERC 双面	p-PERC 双面_预期	n-PERT	n-TOPCon	n-HJT
发电增益		-	10.0%	10.0%	12.0%	12.0%	12.5%
首年/首年后衰减		-	2.5%/0.5%	2.5%/0.5%	1.0%/0.4%	1.0%/0.4%	1.0%/0.4%
高 BOS 情形	电站建设成本	元/W	3.5	2.8	4.0	3.9	4.2
	LCOE	元/kWh	0.325	0.263	0.354	0.347	0.372
中 BOS 情形	电站建设成本	元/W	4.0	3.3	4.5	4.4	4.7
	LCOE	元/kWh	0.370	0.306	0.398	0.391	0.417
低 BOS 情形	电站建设成本	元/W	4.5	3.8	5.0	4.9	5.2
	LCOE	元/kWh	0.417	0.352	0.443	0.436	0.461
达到双面 PERC 预期 LCOE 所需组件价格		元/W	-	-	1.51~1.52	1.60~1.61	1.65~1.67
对应成本降幅		-			-40%	-37%	-42%
达到双面 PERC 当前 LCOE 所需组件价格		元/W	-	-	2.22~2.25	2.31~2.34	2.37~2.41
对应成本降幅		-			-13%	-9%	-18%

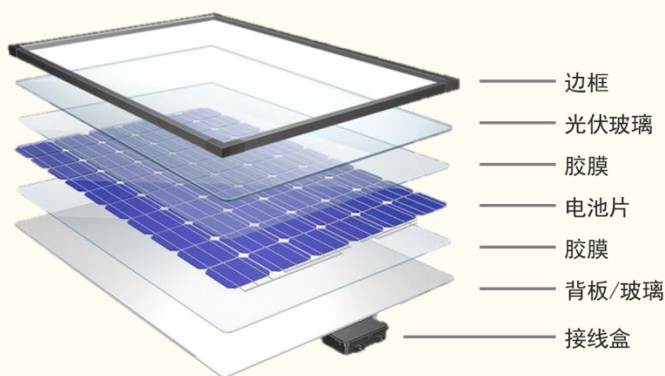
来源：国金证券研究所。折现率 8%，年营运成本占总投资之比为 2%左右，税率三免三减半，生命周期 30 年，折旧 25 年，初始投资贷款比例 70%，利率 5%，残值 5%，系统 PR 98%，组件功率每增加 15W，BOS 下降 0.09 元/W。

封装胶膜：PERC 双面双玻专用胶膜需求将结构性高增长

预交联技术提升 EVA 白膜性能，PERC 双面双玻带动 POE 胶膜出货高增

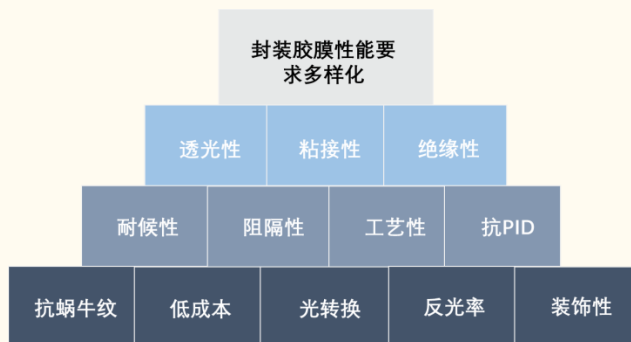
- 一般而言封装胶膜需要：透光、可粘接、耐紫外及高温、低透水、高体电阻率（减少漏电流）。目前封装胶膜以透明 EVA 为主，技术成熟且成本低，但封装后的组件衰减率较高。为配合行业增效降本，封装胶膜的研发主要围绕低入射光损耗、低衰减及高性价比，热门产品包括白色 EVA、白色/透明 POE、共挤型胶膜。

图表 46：光伏组件封装机构



来源：产业信息网，国金证券研究所

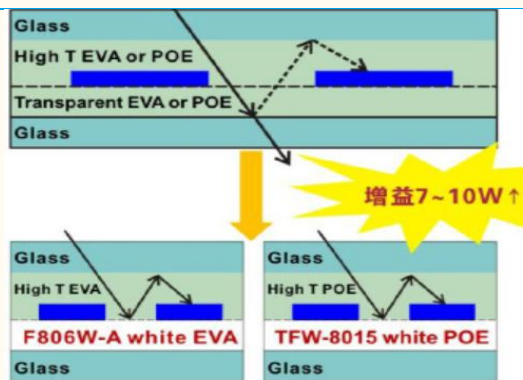
图表 47：封装胶膜性能要求多样化



来源：爱康集团，国金证券研究所

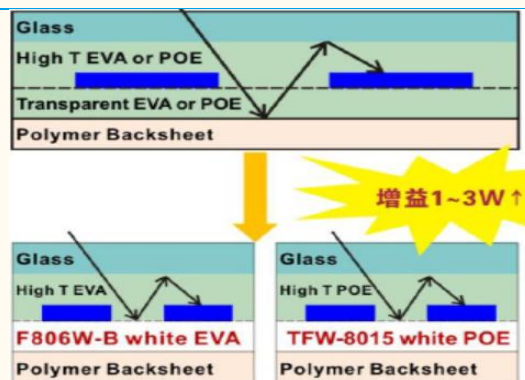
- 白色 EVA 胶膜通过增加电池片间隙入射光反射，可提升组件功率 1-10W，并简化背板降成本。白色 EVA 光反射率达 90%以上，在双玻/单玻组件中用白色 EVA/白色 POE 取代透明 EVA 可获功率增益 7-10W 和 1-3W。此外，由于白色胶膜对正面紫外线形成阻挡，故背板粘接面可使用含氟涂料取代复合氟膜；由于白色胶膜反射入射光，故背板中间层 PET 可换为全透明，从而提高其抗水解、水汽阻隔能力、电气绝缘性，背板简化有助于降本。
- 预交联技术使白色 EVA 突破瓶颈，目前已实现量产。白色 EVA 概念 2012 就已提出，但由于流动性大导致组件外观缺陷而被搁置。2013-17 年，通过引入电子束辐照预交联技术消除了白色 EVA 胶膜的流动性，提高了耐热性和尺寸稳定性，防止组件外观缺陷产生。目前，经电子光束预交联处理的低流动性白色 EVA 已投入量产。

图表 48：双玻组件白色胶膜封装方案及组件内光射路径



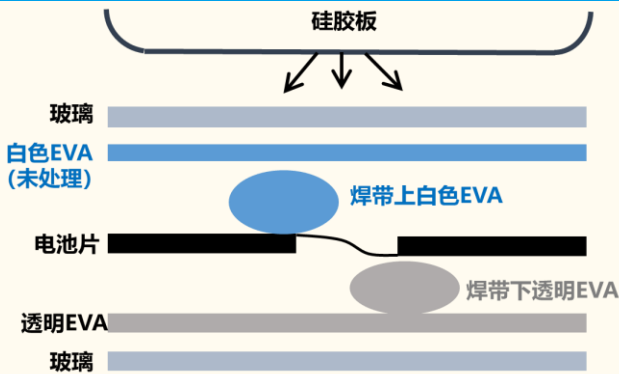
来源：福斯特，国金证券研究所

图表 49：单玻组件白色胶膜封装方案及组件内光射路径



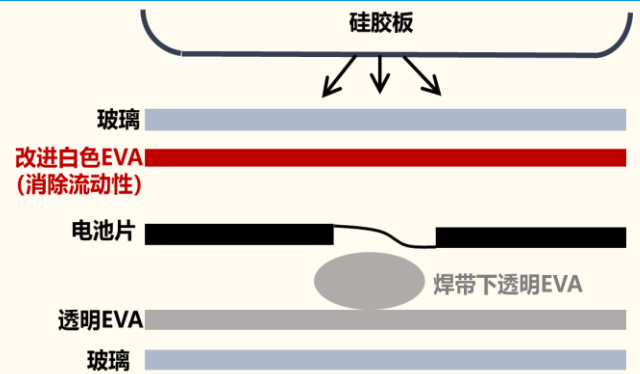
来源：福斯特，国金证券研究所

图表 50: 白色 EVA 胶膜部分缺陷形成过程



来源: 海优威, 国金证券研究所

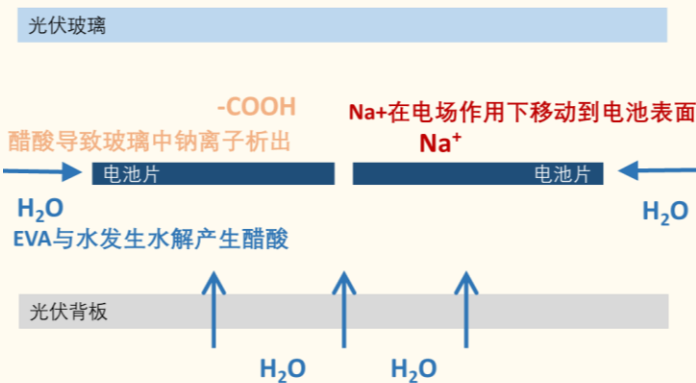
图表 51: 白色 EVA 预交联技术改进机理



来源: 海优威, 国金证券研究所

- 相比传统 EVA 胶膜, POE 胶膜更能够帮助双玻组件对抗 PID 衰减。传统 EVA 胶膜透水率较高, 使用过程中水汽进入电池, EVA 的酯键在遇水后降解形成可以自由移动的醋酸根 (-COOH), 醋酸根与玻璃表面析出的碱反应产生可以自由移动的钠离子 (Na⁺), Na⁺在外加电场的作用下向电池片表面移动并富集到减反层从而导致 PID 现象, 导致组件功率衰减。
- PERC 双面电池 1) 金半接触需激光开槽打开背钝化层, 背面钝化不完全; 2) 背面用细小铝线印刷铝栅格, 比常规电池全铝背场更容易被酸腐蚀; 3) 部分组件采用无框或半框封边, 胶膜与空气接触水汽更易透过, 若无特别防护, 双面 PERC 电池背面 PID 衰减可达 15-50%。
- POE 封装胶膜由茂金属作催化剂开发而来, 是具有窄相对分子质量分布、窄共聚单体分布、结构可控的新型聚烯烃热塑性弹性体。由于非极性的特点, POE 具有优异的水汽阻隔能力和离子阻隔能力, 水汽透过率仅为 EVA 的 1/8 左右; 由于分子链结构稳定, 老化过程不会分解产生酸性物质, 具有优异的抗老化性能。

图表 52: EVA 胶膜导致 PID 的过程



来源: 天合光能, 国金证券研究所绘制

图表 53: 采用 POE 封装后组件衰减率降至 1%以内

P 型双面双玻组件(72 片型)		Pmp (W)		衰减率
		初始	PID96h	
组件 1	正面	347.5	345	0.72%
	背面	239.2	237.4	0.75%
组件 2	正面	347.8	345.7	0.60%
	背面	239.7	237.4	0.96%
组件 3	正面	349.1	347.7	0.40%
	背面	238.7	237.9	0.34%
组件 4	正面	350.2	349.3	0.26%
	背面	239.6	238.4	0.50%

来源: 福斯特, 国金证券研究所

- 新产品共挤型胶膜: 取长补短提升性价比, 设备投资高且性能待检验。虽然 POE 胶膜性能突破, 但比传统 EVA 胶膜价格贵 30%-50%。2019 年海优威、爱康等公司推出多层共挤复合胶膜 (≥2 层), 同时含有 EVA 层与 POE 层。适用于双面双玻电池组件的共挤型透明胶膜主要包括 EVA-POE-EVA 和 EVA-POE 两种结构。复合膜 1) 具有 POE 材料优异的隔水、耐紫外老化、耐热等性能; 2) 不需要工装或工装简单, 易于自动化; 3) 减少 POE 用量, 提高性价比。目前, 共挤型胶膜处于推广初期, 其生产设备投资高出普通产品 30%, 且具体性能有待实证的检验, 尚未成为主流。

图表 54: 多层共挤产品与常规单层胶膜的对比分析

产品类型	工艺结构	优点	缺点
POE 胶膜	单层结构	高阻隔性	表面打滑易并片；剥离强度衰减大；层压易出气泡
	三层共挤	超高阻隔性，EVA 与 POE 材料性能叠加；比同类单层产品成本下降 10%左右	设备投资成本高出普通产品 30%
白色 EVA 胶膜	低融指单层	与普通 EVA 胶膜贡献，无设备投入	容易翻边
	预交联单层	生产效率高	剥离强度衰减大，易脱层
	多层共挤	不易翻边、无褶皱；比同类产品成本下降 10%	设备投资成本高出普通产品 30%

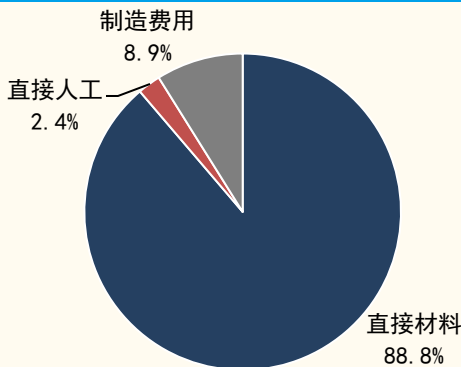
来源：爱康集团，国金证券研究所

原料进口依存度高，下游需求增长或将加快国产化进程

- 光伏胶膜已完全国产化且充分竞争，制造端利润率无太大下降空间，原材料决定成本。目前胶膜企业出货仍以透明 EVA 为主。以福斯特为例，2018 年白色 EVA 及 POE 出货量合计占比 20%左右，其中白色 EVA 占比更高。
- EVA 胶膜核心技术在于配方，技术壁垒相对较低。2016 年以来行业转暖导致产能大幅扩张，利润率压缩。目前三大封装胶膜企业产品毛利率均位于 10%~20%区间，几乎没有通过消除超额利润来降价的空间。此外，EVA 生产工艺较为成熟，优化生产流程控制能带来的降本空间也有限。

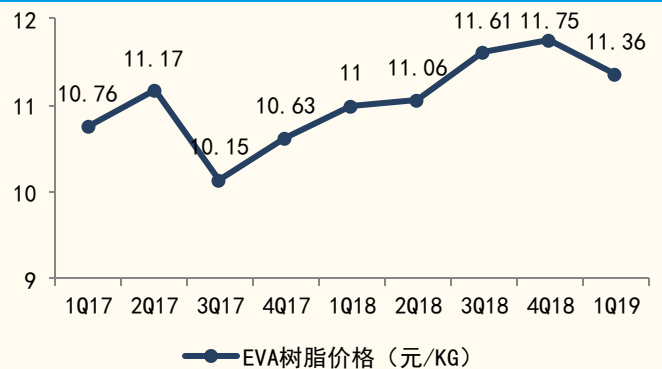
光伏胶膜成本中直接材料占比约 90%，直接材料以 EVA/POE 粒子为主，并添加交联剂、抗老化助剂。合成粒子的材料是石油化工下游产品，价格与石油价格正相关，可控性不强，故粒子的原材料成本较为刚性。但两类粒子国产化率均较低，粒子国产化将是胶膜行业最有潜力的降本方向。

图表 55: 光伏胶膜成本结构 (2018)



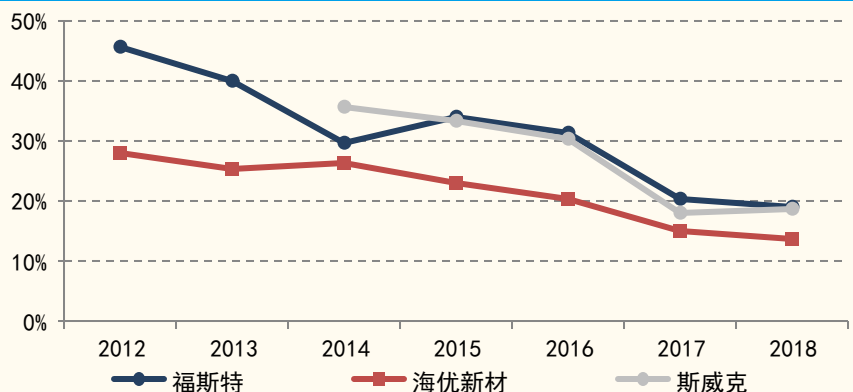
来源：福斯特，国金证券研究所

图表 56: 主要原材料 EVA 树脂价格趋势 (福斯特)



来源：福斯特，国金证券研究所

图表 57: 主要厂商胶膜业务毛利率



来源：各公司公告，国金证券研究所

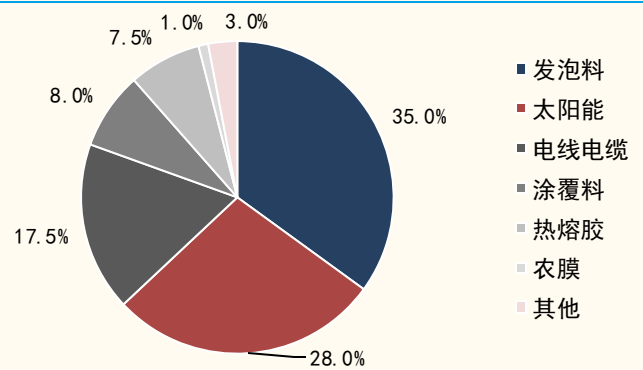
- **光伏胶膜已成为 EVA 树脂下游第二大消费领域。**EVA 树脂由乙烯 (E) 和醋酸乙烯酯 (VA) 共聚制得。EVA 树脂下游制品众多, 不同用途的 EVA 树脂以 VA 含量区分, 光伏级 EVA 树脂一般指 VA 含量 28%~33%的共聚物。在光伏需求高增长的带动下, 光伏胶膜在 EVA 树脂下游应用中的占比快速提高, 2018 年成为 EVA 树脂下游第二大消费领域, 占比约 28%。
- **我国 EVA 树脂产能快速提升但同质化严重, 高端产品结构性不足。**截止 2018 年底中国 EVA 产能 99.3 万吨, 2014-18 年复合增速 18.71%, 产量约 63 万吨, 同比增长 25.45%。虽然产能快速增长, 但我国 EVA 树脂多为通用牌号, 产品集中在发泡、电缆等基础领域, 高 VA 含量的高端 EVA 树脂仍主要依靠进口来解决。根据金联创数据, 2018 年薄线电缆料国产化率已达到 92.5%, 而太阳能电池膜原料 EVA 树脂国产化率仅 16.7%左右
- **国产 EVA 树脂产能快速扩张中, 高端料或有机会突破。**由于高端产品产能缺口的存在, 我国 EVA 树脂整体进口依存度较高, 2018 年表观消费量约 156 万吨, 进口依存度高达 65%。为弥补产能缺口, 目前我国拟建的 EVA 树脂产能超过 200 万吨。光伏胶膜是 EVA 树脂下游应用中国产缺口最大、需求增长最快的环节之一。为获利, 同时也为避免结构性产能过剩, 预计扩产企业将更多地关注高端料的研发, 未来 3~5 年我国光伏级 EVA 树脂产能或可有所突破。
- 目前我国 EVA 进口来源较广, 其中进口光伏级 EVA 树脂主要来自中国台湾 (台聚、亚聚)、韩国 (道达尔、湖石)、日本 (东曹、三井、住友) 及新加坡 (TPC)。虽然光伏级 EVA 树脂进口依存度高, 但进口来源地及进口企业较多, 竞争格局分散, 故价格相对合理。未来国产化降本主要依赖于规模化、国内廉价的资源成本及更近的运输距离等。

图表 58: EVA 分类方式及对应用途

VA 含量	用途
薄膜、电线电缆、LDPE 改性剂	5%以下
弹性薄膜、注塑、发泡制品	5%-10%
热熔粘合剂、涂层制品	20%-28%
太阳能电池封装用膜	28%-33%
胶黏剂	38%-40%

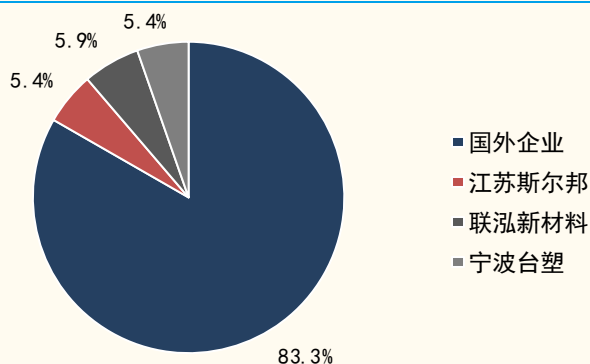
来源: 国金证券研究所

图表 59: EVA 树脂下游去向 (2018)



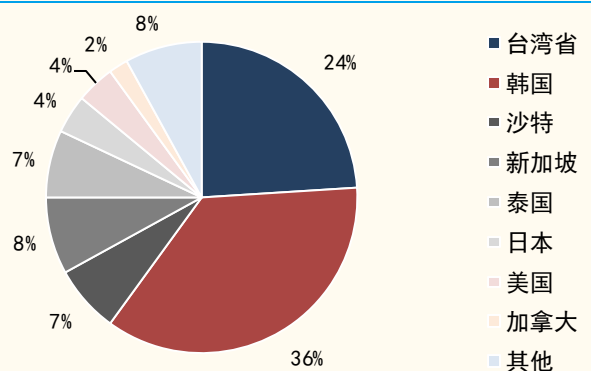
来源: 金联创, 国金证券研究所

图表 60: 光伏级 EVA 树脂国产化率不足 20% (2018)



来源: 金联创, 国金证券研究所

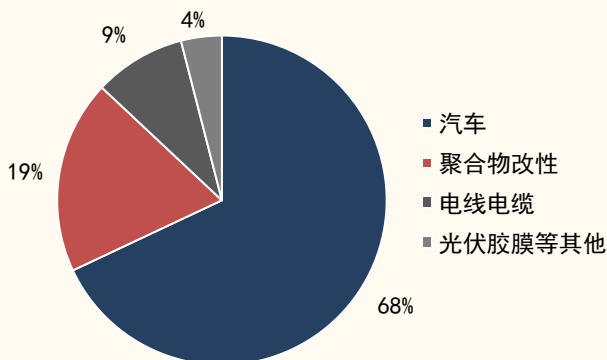
图表 61: 2018 年中国 EVA 树脂进口来源



来源: 卓创资讯, 国金证券研究所

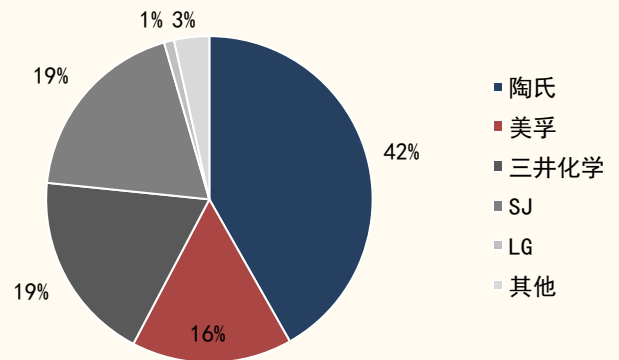
- **技术壁垒与国外化工巨头的专利保护使 POE 粒子产业化难度大。**目前光伏 POE 粒子完全依赖进口，其生产工艺关键包括工艺流程及催化剂合成，目前国内企业对这两方面的掌握程度均较低，相互制约导致国内 POE 粒子产业化突破难度大。POE 粒子产能主要集中在美、日企业手中。产能集中、技术壁垒高及需求增长使 POE 弹性体价格比光伏级 EVA 树脂高出 30%-50%。此前我国对 POE 领域的研究主要集中在改性及下游应用，若未来光伏组件全面向双玻切换且 POE 封装地位不变，则一定会带动 POE 需求高速增长，进而提高 POE 弹性体产业自主化研究的动力，加快国产化进程。
- **高效催化剂合成：**光伏胶膜制造所使用的 POE 粒子由茂金属作催化剂开发而来，产业化中使用的的基本是 CGC（限定几何构型茂金属催化剂），但其合成技术由国外少数化工寡头垄断（自主研发）。
- **POE 聚合工艺流程：**POE 制造工艺的代表为陶氏杜邦 Insite 工艺和埃森克美孚的 Exxpol 高压聚合技术。技术关键在于聚合温度、催化剂活性、乙烯共聚单体插入含量等参数。同样有较高技术壁垒与专利保护。

图表 62：国内 POE 弹性体下游消费结构



来源：智研咨询，国金证券研究所

图表 63：POE 弹性体全球产能分布

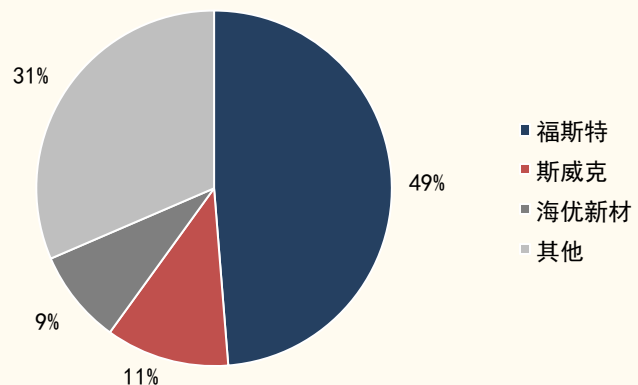


来源：智研咨询，国金证券研究所

一超两大格局稳定，双面化趋势下 POE/共挤型胶膜 3 年 CAGR 可达 80%

- **龙头市占率 50%，前三大企业市占率 70%，竞争格局稳定。**福斯特是全球最大光伏封装胶膜供应商，2016-2018 年市占率稳定在 50%左右。福斯特与斯威克（东方日升子公司）、海优威合计市占率近年也稳定在 70%左右。
- **PERC 双面双玻渗透率提升带动 POE/共挤型胶膜需求结构性高增长。**由于 PERC 双面电池需 POE 材料封装，故双面双玻趋势将带动 POE 胶膜/POE 共挤型胶膜需求结构性高增长。根据敏感性分析，若组件需求 160~180GW，PERC 双面双玻渗透率 35%~50%，则 POE 胶膜/POE 共挤型胶膜需求 3 年 CAGR 高达 70%~100%。

图表 64：光伏组件封装胶膜市占率测算（2018 年）



来源：相关公司公告，IRENA，国金证券研究所。

图表 65: POE 胶膜/POE 共挤型胶膜三年 CAGR 敏感性分析

		2021 年全球组件需求量 (GW)					
		150	160	170	180	190	200
双面双玻 PERC 电池组 件渗透率	30%	57%	61%	64%	67%	70%	73%
	35%	66%	69%	73%	76%	79%	82%
	40%	73%	77%	81%	84%	87%	91%
	50%	87%	91%	95%	98%	102%	105%
	60%	98%	103%	107%	111%	115%	118%
		2018-2021 年 POE 胶膜/共挤型胶膜需求复合增速					

来源: 国金证券研究所测算

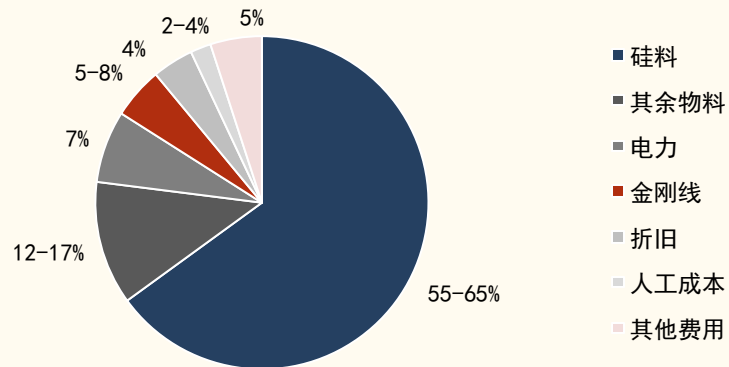
金刚线: “四化” 趋势挖掘硅片端降本潜力, 供需失衡行业竞争加剧

硅片成本决定性环节, 继国产化后超额扩产将成为降价主要驱动因素

- 金刚线在硅片成本中直接占比小但间接影响大。金刚线切割比砂浆切割方式切割速度更快 (4-5 倍)、出片率更高 (+15~20%)、环境污染更小, 2015-2017 年先后在单晶、多晶领域开始加速渗透。渗透初期以低价树脂金刚线为主, 但其细线化瓶颈 90 微米左右, 现已无法满足市场需求。电镀金刚线通过规模化已实现价格与性能的全面赶超, 目前为市场主流。

金刚线在单多晶硅片总成本中占比 5~8%, 在非硅成本中占比 15~20%。虽然成本占比较小, 但金刚线线径和品质是减少切割损失、实现硅片薄片化以及提升良率的关键, 对单位硅耗有决定性作用。

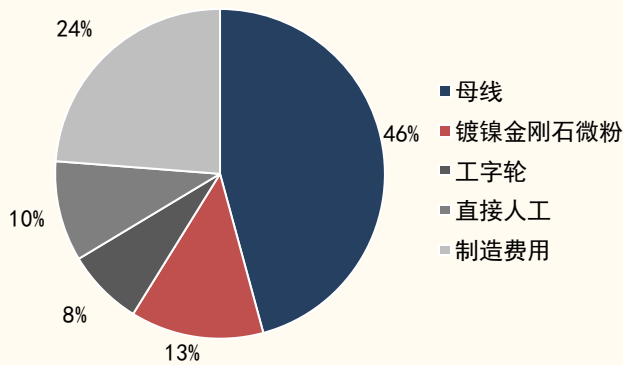
图表 66: 硅片成本构成



来源: 国金证券研究所测算

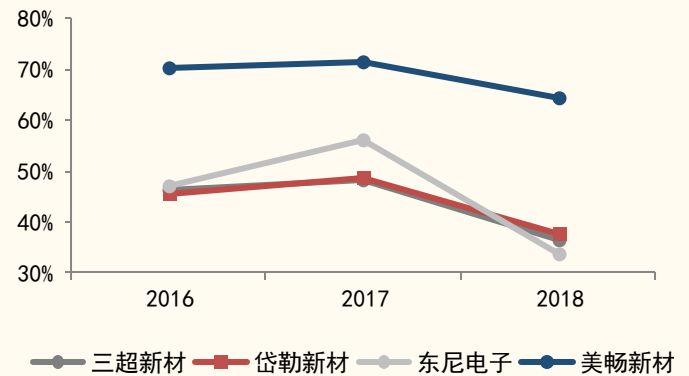
- 扩产带来的利润率压缩及原料进口替代将推动价格下降。光伏晶硅切割占金刚线下游需求的 90% 以上, 光伏下游需求对金刚线市场价格有显著影响, 甚至会进一步联动影响上游原材料价格。目前金刚线毛利率水平较高, 主流企业毛利率 30~65%, 已吸引大量厂商扩产, 规划产能显著大于需求, 预计 2019-2020 年其价格将进一步下降。此外, 成本占比最大的母线尚未完全国产化, 随着母线进口替代进行, 原材料成本预计仍有下降空间。
- 金刚线: 2015 年实现国产突破, 目前技术及产能已基本完成国产替代。
- 母线: 成本占比约 46%。粗母线生产加工较容易, 国内供应充足。50-70um 母线早期主要从日本进口, 近年宝钢集团开发成功, 开始国产化。
- 金刚石微粉: 成本占比约 13%。行业相对成熟, 上游供应厂商较多, 供给能力较强。

图表 67: 电镀金刚线成本结构



来源: 美畅新材, 国金证券研究所

图表 68: 金刚线企业毛利率较高



来源: 各公司公告, 国金证券研究所。

图表 69: 金刚线切割下游应用分类

用途	规格	母线直径	成品直径	最小破断拉力
	-	微米	微米	牛
晶硅切割	50-80	50-80	65~95±5	9.5-21
水晶材料切割	80-110	80-110	110~150±10	20-35
磁性材料切割	110-130	110-130	160~200±15	35-50
蓝宝石切割	180	180	250±20	80

来源: 美畅新材, 国金证券研究所

- 2015 年电镀金刚线实现国产化突破后, 国内企业凭借成本优势迅速扩产抢占市场规模, 目前杨凌美畅为金刚线领域的绝对龙头, 市占率超过 50%, 与东尼电子、岱勒新材、三超新材合计市占率接近 70%。

图表 70: 主要金刚线厂商在光伏晶硅切割领域的市占率测算

		杨凌美畅	东尼电子	岱勒新材	三超新材
*2018 年晶硅切割金刚线需求	万 km	3217			
金刚线销量	万 km	1743.66	421.22	190.88	166.26
*市占率估算	-	*52.4%	13.1%	5.9%	5.2%

来源: 各公司公告, 国金证券研究所。注: 1.2018 年金刚线需求数据来自图表 73 中测算。2. 各家企业未分开披露其金刚线销往光伏晶硅切割及其他领域的具体销量占比, 故此处市占率应略大于实际值。3. 杨凌美畅市占率根据 60~70 微米线径的产品出货量计算得到, 较接近实际市占率。

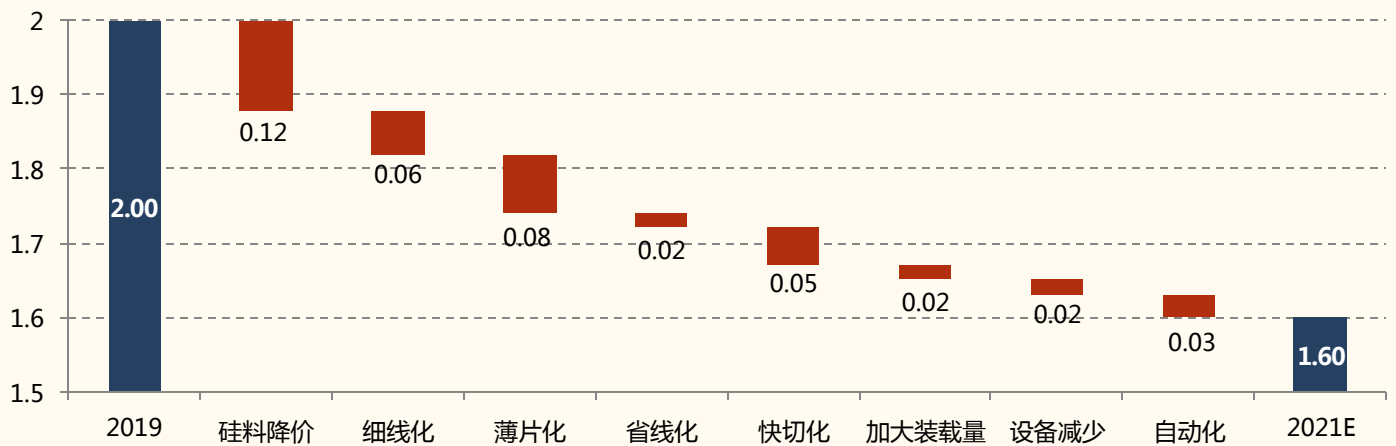
金刚线及切割技术进步还可提供 20~30%降本空间

- 测算显示, 金刚线切割环节的优化仍可为硅片带来约 0.4 元/片的降本空间。其中细线化、薄片化及硅料需求萎缩降价对硅片成本下降的贡献最为显著, 目前硅片总成本约 2 元/片, 意味着成本降幅空间 20%左右。若进一步考虑电池片效率由 21.5%提升至 23%, 则电池片降本约 0.1 元/W, 降幅 27%。
 - 1. 硅耗下降及效率提升变相减少约 20%多晶硅需求, 带动硅料跌价, 节约成本 0.12 元/片。若未来 2-3 年, 金刚线线径降至 50 微米且硅片薄至 160 微米, 则单片硅片节省硅料 2.09g, 单耗降至 13.7g/片, 降幅 13%。若进一步考虑电池片效率由 21.5%提升至 23%, 则单瓦电池片节省硅料 0.6g, 单耗降至 2.6g/W, 降幅 19%, 相当于硅料需求减少 19%。若彼时全球新增装机需求达到 170GW, 则可节省硅料约 10 万吨。结合多晶硅产能现金成本排序, 预计硅耗下降带来的多晶硅需求减少将使硅料价格下降约 1.5 万元/吨。节约硅片成本 0.12 元/片。
 - 2. 细线化: 50 线替代 65 线可使硅片成本降低 0.06 元/片。更细的线径可大幅减少硅损耗并提高出片率, 但更细的线径也意味着破断力更

低、电阻更大，对设备的运行速度、匹配度要求更高。2016 年主流金刚线线径 70-80 微米，2017 年降至 65-70 微米。2018 年以 60 线及 65 线为主，50 线及 55 线也有小批量出货。测算显示，若线径由 65 微米减至 50 微米，则单片硅耗减少 0.9g，当前硅料价格下 (7.5 万元/吨)，可使硅片成本下降 0.06 元/片。

- **3. 低 TTV (薄片): 硅片厚度降至 160 微米可使硅片成本降 0.08 元/片。** 降低 TTV 意味着切割出的硅片厚度均匀、碎片率低，帮助实现薄片化。目前单晶硅片的主流厚度为 180 微米，现有产品规格最低 140 微米，已具备 110 微米技术。若硅片厚度降至 160 微米，则单片硅耗量减少 1.2g，当前硅料价格下 (7.5 万元/吨)，硅片成本下降 0.08 元/片。
- **4. 省线化: 金刚线线耗减少叠加单价下降可节约成本 0.02 元/片，** 技术方面的决定因素是金刚石线钢丝镀层对金刚石颗粒的把持力。2018 年 12 月杨凌美畅金刚线价格已降至 0.08 元/m，未来线径变细、供过于求利润率下降，预计价格还将显著下降。若金刚线降至 0.05 元/m，切割单晶线耗降至 0.6m/片，则可节约成本约 0.02 元/片。
- **5. 快切化: 提高产能、加大装载量、减少设备设施节约成本 0.09 元/片。** 切割速度可以提高切割设备利用率，提升下游硅片厂单机产能，在不增加投入的情况下大幅增加产量，从而摊薄折旧、电费和人工成本。根据测算，快切提高产能、加大装载量、减少设备设施节约成本约 0.09 元/片。技术方面，快速切割时由于进给速度快，可能会使金刚石线工作量骤增，金刚石颗粒易脱落，金刚石线更易出现疲劳断线、切片磨损、质量不佳等问题，因此对金刚石线性能提出了更高的要求，关键在于通过合理的调控使镀层与钢丝母线之间的强度与延展性等参数尽量匹配，以提高镀层与基底材料之间的结合力。

图表 71: 金刚线切割环节硅片成本下降空间 (元/片)



来源: 高测股份, 国金证券研究所。

图表 72: 细线化及薄片化对硅片中硅料单耗减少量的影响

每片硅片硅耗量减少量(g/片)		硅片厚度				
		180	170	160	150	140
金刚线线径	65	0.00	0.60	1.19	1.79	2.39
	60	0.30	0.90	1.49	2.09	2.69
	55	0.60	1.19	1.79	2.39	2.98
	50	0.90	1.49	2.09	2.69	3.28
	45	1.19	1.79	2.39	2.98	3.58

来源: 国金证券研究所测算。硅片硅耗减少量是相对于 160 微米厚度、65 线而言。电池片效率取值 21.8%。

金刚线市场已从蓝海向红海过渡，即将进入比拼成本的时代

- 目前来看，金刚线行业的渗透率提升红利期已过：单多晶硅片由砂线切片转换为金刚线切割、电镀金刚线替代树脂金刚线、金刚线国产替代均已完成。而未来的发展趋势或将抑制行业需求与市场规模的增长：电池片效率提升将减少同等装机需求下硅片的需求量，进而减少切割需求；金刚线省线化趋势下切割线耗将显著下降；金刚线企业陆续上市募资扩产，未来大概率供大于求，将导致金刚线单价下降及利润率压缩。
- 测算显示：未来三年光伏领域金刚线需求及市场容量均将萎缩。预计光伏领域金刚线需求 2500~3000 万公里/年，行业市场规模降至 25 亿元以下。2018 年末 13 家金刚线供应商规划总产能超过 9000 万公里，供给 3 倍于需求。我们认为：金刚线企业未来将主要比拼成本及优质细线供应能力。

图表 73：光伏晶硅切割领域金刚线需求

			2018	2019	2020	2021
全球光伏组件需求量		GW	104	120	140	170
单晶		-	45%	60%	80%	85%
多晶		-	55%	40%	20%	15%
CTM		-	97%	98%	99%	100%
电池片效率	单晶	-	21.5%	22.0%	22.5%	23.0%
	多晶	-	19.8%	20.2%	20.4%	20.6%
金刚线线耗	单晶	m/片	1.1	0.9	0.8	0.7
	多晶	m/片	1.8	1.6	1.4	1.3
金刚线需求	单晶	万 km	1014	1235	1653	1807
	多晶	万 km	2203	1594	798	661
合计		万 km	3217	2829	2450	2468
金刚线价格		元/m	0.125	0.08	0.07	0.06
行业市场规模		亿元	40	23	17	15

来源：国金证券研究所测算

风险提示

- 技术进步不及预期：如果光伏技术进步及成本下降速度慢于预期，则可能影响平价上网实现的进程，从而对新增装机需求的释放产生不利影响。
- 光伏发电消纳情况恶化：随着光伏发电渗透率的持续提升，电网接入方面需要进行一定的配套升级，以适应高比例可再生能源对电网产生的冲击，如果电网升级改造进度不及预期，可能影响光伏装机增长。
- 国际贸易环境恶化：中国是光伏出口大国，海外装机需求高速增长背景下国内企业海外收入占比逐渐提升。若国际贸易环境恶化，关税等措施可能导致海外光伏成本上升，降低光伏相对其他发电能源的竞争力，进而影响光伏装机需求。

公司投资评级的说明：

买入：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 15%以上；
增持：预期未来 6—12 个月内上涨幅度在 5%—15%；
中性：预期未来 6—12 个月内变动幅度在 -5%—5%；
减持：预期未来 6—12 个月内下跌幅度在 5%以上。

行业投资评级的说明：

买入：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 15%以上；
增持：预期未来 3—6 个月内该行业上涨幅度超过大盘在 5%—15%；
中性：预期未来 3—6 个月内该行业变动幅度相对大盘在 -5%—5%；
减持：预期未来 3—6 个月内该行业下跌幅度超过大盘在 5%以上。

特别声明:

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

本报告版权归“国金证券股份有限公司”（以下简称“国金证券”）所有，未经事先书面授权，任何机构和个人均不得以任何方式对本报告的任何部分制作任何形式的复制、转发、转载、引用、修改、仿制、刊发，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。经过书面授权的引用、刊发，需注明出处为“国金证券股份有限公司”，且不得对本报告进行任何有悖原意的删节和修改。

本报告的产生基于国金证券及其研究人员认为可信的公开资料或实地调研资料，但国金证券及其研究人员对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，对由于该等问题产生的一切责任，国金证券不作出任何担保。且本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次公开发布时的判断，在不作事先通知的情况下，可能会随时调整。

本报告中的信息、意见等均仅供参考，不作为或被视为出售及购买证券或其他投资标的邀请或要约。客户应当考虑到国金证券存在可能影响本报告客观性的利益冲突，而不应视本报告为作出投资决策的唯一因素。证券研究报告是用于服务具备专业知识的投资者和投资顾问的专业产品，使用时必须经专业人士进行解读。国金证券建议获取报告人员应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。报告本身、报告中的信息或所表达意见也不构成投资、法律、会计或税务的最终操作建议，国金证券不就报告中的内容对最终操作建议做出任何担保，在任何时候均不构成对任何人的个人推荐。

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

本报告反映编写分析员的不同设想、见解及分析方法，故本报告所载观点可能与其他类似研究报告的观点及市场实际情况不一致，且收件人亦不会因为收到本报告而成为国金证券的客户。

根据《证券期货投资者适当性管理办法》，本报告仅供国金证券股份有限公司客户中风险评级高于 C3 级（含 C3 级）的投资者使用；非国金证券 C3 级以上（含 C3 级）的投资者擅自使用国金证券研究报告进行投资，遭受任何损失，国金证券不承担相关法律责任。

此报告仅限于中国大陆使用。

上海

电话：021-60753903

传真：021-61038200

邮箱：researchsh@gjzq.com.cn

邮编：201204

地址：上海浦东新区芳甸路 1088 号

紫竹国际大厦 7 楼

北京

电话：010-66216979

传真：010-66216793

邮箱：researchbj@gjzq.com.cn

邮编：100053

地址：中国北京西城区长椿街 3 号 4 层

深圳

电话：0755-83831378

传真：0755-83830558

邮箱：researchsz@gjzq.com.cn

邮编：518000

地址：中国深圳福田区深南大道 4001 号

时代金融中心 7GH