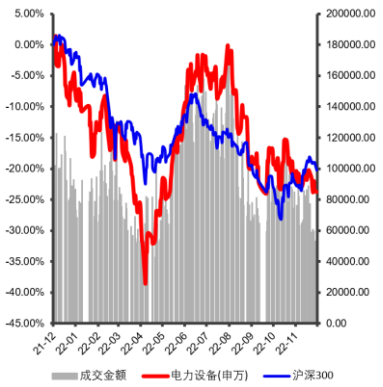
2022年12月21日

西照东升，雄鸡一唱天下白

——中国光伏行业深度复盘系列（上）

标配

证券分析师：
周啸宇 S0630519030001
zhouxiaoy@longone.com.cn
联系人：
王珏人
wjr@longone.com.cn



相关研究

221201电新行业周报：国产化关键一环，关注风电轴承领域
221205电新行业周报：钠离子电池，从零到一的突破
221213电新行业周报：液流电池——电化学储能发展迎新机遇

投资要点：

- **光伏行业根本原理及逻辑：1)根本原理**：光照射在半导体上形成光生伏特现象。光电转换效率主要取决于开路电压、闭路电压及填充因子，光学损失及电学损失是影响光电转换效率的核心因素。**2）驱动力**：经济性与环保性。经济性由平均度电成本LCOE体现，内部因素主要为光伏系统成本与转换效率的平衡发展。环保性则主要受政策导向及未来碳税落地预期等因素的影响。**3）外部影响因素**：土地资源影响装机成本及装机空间，光照资源影响发电能力上限，其他能源价格变动影响相对经济性。此外短期内装机受电网消纳能力影响，多能互补、特高压等解决方案正在持续建设。

- **历史复盘：产能、需求及技术三重因素共振，光伏行业受周期性及成长性共同作用。**全球光伏市场经历了三轮周期，在二十多年的发展过程中经历曲折，而我国光伏产业的角色也在这一过程中从追赶者成功转变为领头羊。

  三重周期：1）**需求端**：装机需求由欧美日主导，发展到中国主导的全球装机全面启动；推动力上，由政府补贴刺激过渡到光伏平价经济性凸显；2）**产能端**：过去产能受需求影响，扩产滞后于需求周期，随着国内及海外贸易政策变动，行业存在一定大起大落的风险；3）**技术端**：降本增效是行业发展长期主旋律，技术迭代加速光伏行业洗牌。历史上单晶到多晶，BSF到PERC的复盘对目前的光伏产业链发展方向具有借鉴意义。

- **现状及预期：供需两端持续火热，产业链利润分配有望重塑。**在经济性与环保性双重作用下，行业供需两旺。但受制于产业链瓶颈，硅料价格高企，对今年的集中式装机量产生了一定影响。预计随着年底硅料放量，价格有望回归较合理区间，预计23年装机意愿抬升下，新建产能将顺利放量。

  行业供需整体呈现高景气，预计明年放量下景气度持续。1）政策端：国际社会碳中和共识及俄乌冲突助推政策端加速，国内双碳政策下集中式与分布式并举；2）**产能端**：光伏扩产进入放量期，国产产能占据光伏全产业链优势。国内硅料、硅片扩建产能今年起开始落地放量。电池片受技术路径分歧，短期构成产能瓶颈，盈利修复明显。组件N型扩产凶猛，年底及明年大量产能落地。国外本土主义仍处于萌芽期，周期错配与规模劣势将导致难以匹敌国产产能。3）**需求端**：2022-2025年全球光伏年均新增装机量有望达到233-286GW，国内光伏年均新增装机量有望达85-101GW。出口端当前受季节等因素，22H2有一定高位边际下降趋势，23H1有望继续放量。

  产业链梳理及利润分配：目前硅片仍占据组件端最高成本，22H1硅料在产业链利润分配中的占比超过50%。随着硅料产能的释放，预计到2023年底硅料产量将会达到硅料需求的167%，供需关系的改善有望缓解下游的成本压力，终端压力减弱后将有望放量拉货。

- **投资建议**：针对当下光伏产业链利润再分配及N型技术迭代稳步推进的大趋势，我们建议重点关注有望实现量利齐升的行业一体化组件龙头，核心逻辑包括：1）硅料价格下行，产业链整体利润分配回归较合理区间，预计一体化组件龙头将获得盈利修复；2）硅成本下降下，组件价格回归合理区间，预计2023年终端将顺利迎来放量，组件需求提振；3）N型迭代趋势下，组件同质化趋势减弱，技术先进的N型组件龙头有望获得溢价。

- **风险提示：全球宏观经济波动风险；国内疫情变化风险；国际贸易及新能源政策风险等**

推荐标的盈利预测简表

公司名称		净利润增速			P/E		
	总市值（亿元）	2022E	2023E	2024E	2022E	2023E	2024E
天合光能	1191.6	104.28%	80.66%	30.73%	32	18	14
晶科能源	1374.0	138.18%	99.98%	31.91%	51	25	19
晶澳科技	1325.4	129.65%	51.85%	29.15%	28	19	14
隆基绿能	3396.6	61.65%	30.54%	24.05%	23	18	14

正文目录

1. 光伏行业根本原理及逻辑 7
1.1. 根本原理及影响因素 7
1.1.1. 根本原理：光生伏特 7
1.1.2. 影响因素构成光伏增效方向 8
1.2. 光伏发电竞争力模型 8
1.2.1. 驱动力①：光伏发电具有环保性 8
1.2.2. 驱动力②：光伏发电具备经济性 9
1.2.3. 核心逻辑：持续性降本增效 9
1.3. 光伏发展客观影响因素 10
1.3.1. 长期:光照资源决定组件发电上限 10
1.3.2. 长期：土地资源影响装机空间及装机成本 11
1.3.3. 短期：电网消纳影响光伏发电收益及装机上限 11
2. 历史复盘:曲折中引领中国制造崛起 12
2.1. 1839 年-2000 年：从理论到商业化运用 12
2.1.1. 国外：曲折中逐步发展 12
2.1.2. 中国：艰难追赶 13
2.2. 光伏二十年：周期性反复 14
2.2.1. 政策及经济性双重驱动下高成长 14
2.2.2. 政策周期下光伏周期波动（2000 年-2012 年） 14
2.2.3. 中国：欧洲需求周期中的刹那烟花（2000 年-2012 年） 15
2.2.4. 中国政策周期启动（2012 年-2019 年） 16
2.2.5. 全球多元化需求周期（2019-现在） 17
2.3. 技术周期：降本增效下技术迭代势不可挡 17
2.3.1. 技术是降本增效的关键 18
2.3.2. 硅片：从多晶到单晶 18
2.3.3. 电池片：从 BSF 到 PERC 19
3. 现状：高景气赛道产业链利润有望重塑 20
3.1. 近阶段：光伏政策支撑装机量上升 20
3.1.1. 国际社会碳中和共识助推政策端加速 20
3.1.2. 俄乌冲突背景下，能源紧缺进一步推动光伏政策加码 20
3.1.3. 贸易摩擦难挡中国光伏产业高景气 21
3.1.4. 中国：双碳政策下光伏政策不断深入 23
3.2. 需求、供给端：双重高增速下产业链高景气持续 23
3.2.1. 供给端：国内扩产进入放量期 23
3.2.2. 国内全产业链覆盖，国外本土化尚不构成威胁 24

3.2.3. 需求端：全球需求高速增长 25
3.2.4. 出口：高位边际下滑，明年刚需有望继续放量 26
3.3. 产业链梳理及利润分配 27
3.3.1. 产业链结构及产品结构 27
3.3.2. 产业链结构导致供需缺口 28
3.3.3. 硅成本仍为产业链主要成本 28
3.3.4. 拥硅为王，产业链价格上涨 29
3.3.5. 硅料扩产，价值链有望重新分配 30
3.3.6. 硅料价格下降下，组件一体化厂商利润有望修复 31
4. 投资建议 32
5. 风险提示 33

图表目录

图 1 光生伏特效应示意图 7
图 2 全球各能源历年 LCOE 变化（$/MWh） 9
图 3 能源 LCOE 低于化石燃料装机量及比例（GW、%） 9
图 4 2022 年 1-11 月中国能源发电结构(%) 9
图 5 历年中国各能源新增装机量（GW） 9
图 6 LCOE 公式及影响因素 10
图 7 一天中输出功率变化和对组件性能需求（W） 10
图 8 全球年均太阳能资源分布（Wh/平米） 10
图 9 2021 年全国年水平总辐照量分布（kWh/平米） 10
图 10 2022 年 1-11 月全国分区域用电量(亿千瓦时、%) 11
图 11 2022 年 H1 各省光伏装机及占比（万千瓦、%） 11
图 12 光伏发电出力不稳定下弃光现象(万千瓦) 12
图 13 鸭子曲线(GW) 12
图 14 国际范围内光伏发展历程 13
图 15 中国光伏发展历程 13
图 16 全球装机量及 LCOE 反映光伏周期（MW，美元/千瓦时） 14
图 17 装机量及增速下光伏分区域政策驱动周期 （MW、%） 15
图 18 2008 年中国光伏产业微笑曲线(%) 16
图 19 多晶硅产量、价格(吨、美元/千克) 16
图 20 国内及部分重点省份弃光率(%) 16
图 21 2012-2019 申万光伏设备指数变化（%） 16
图 22 2019 全球 GW 级区域市场（%） 17
图 23 2021 主要新增主要能源装机占比（%） 17
图 24 技术革新下降本增效与装机放量同步预测（%、$/kWh、GW） 18
图 25 单晶与多晶晶体品质差异及少子寿命比较 19
图 26 国内多晶、单晶硅片市占率（%） 19
图 27 PERC 电池替代过程 19
图 28 各技术路线电池市占率（%） 19
图 29 全球人均光伏装机量分布及部分国家政策(瓦/人) 20
图 30 历年欧洲化石气体及光伏 LCOE（美元/KWh） 21
图 31 2020 年欧盟各项能源来源占比（%） 21
图 32 2021 年主要光伏装机国家集中式光伏成本($/kW) 22
图 33 美国历年各地区进口组件金额（十亿美元） 22
图 34 欧美光伏产能占全球历年比重（%） 22
图 35 欧美及中国历年新增光伏装机量（MW） 22
图 36 大基地示意图及气候 23
图 37 整县推进示意图 23
图 38 硅料产能及预期（20Q1-23Q4） 24
图 39 硅片产能及预期（20Q1-23Q4） 24
图 40 电池片产能及预期（20Q1-23Q4） 24
图 41 组件产能及预期（20Q1-23Q4） 24
图 42 2010 年各国需求及产能占比 25
图 43 2021 年各国需求及产能占比 25
图 44 全球光伏新增装机预测（GW） 26
图 45 我国光伏新增装机预测（GW） 26
图 46 历年组件月度出口数量（GW） 26

图 47 2022 年 1-9 月各地区出口量（GW）..... 26
图 48 光伏产业结构图..... 27
图 49 电池片基本结构..... 27
图 50 组件基本结构..... 27
图 51 光伏行业各环节扩产周期..... 28
图 52 组件成本构成(%)..... 29
图 53 单面单晶电池片成本构成(%)..... 29
图 54 集中式光伏系统成本构成(%)..... 29
图 55 工商业分布式光伏系统成本构成(%)..... 29
图 56 产业链各环节价格增长百分比(%)..... 30
图 57 光伏产业链利润分配（%）..... 30
图 58 中性情况硅料降价下产业链利润变化（元/瓦、%）..... 31

表 1 2021 年光伏节能减排测算..... 8
表 2 硅料供需测算..... 30
表 3 利润分配敏感性分析..... 31
表 4 2023 年底不同硅料、组件价格下，下游毛利预测（元/瓦）..... 32
表 5 推荐标的及盈利预测表..... 32

1.光伏行业根本原理及逻辑

太阳能直接或间接提供了人类所需的绝大部分能量。太阳能由太阳内部氢原子发生氢氦聚变释放出巨大核能而产生，太阳每秒钟照射到地球上的能量相当于 500 万吨煤。作为地球能源体系中举足轻重的可再生能源，太阳能的应用成为人类新能源探索中的重要篇章。**目前太阳能的利用方式主要分为光热能及光伏两种，其中又以光伏为主要形式。**

1.1.根本原理及影响因素

1.1.1.根本原理：光生伏特

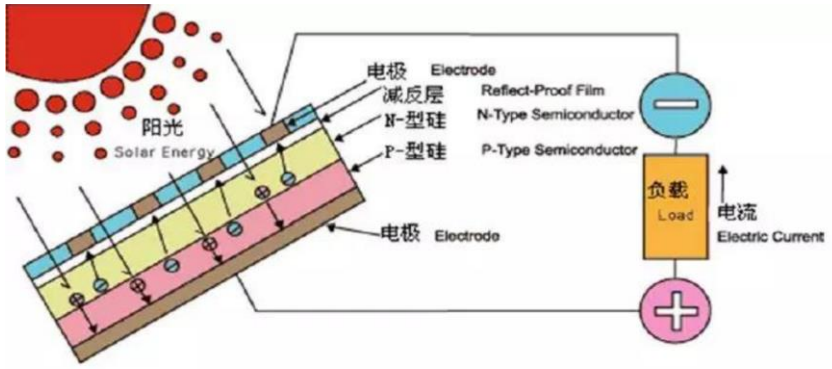
光生伏特效应于 1839 年由法国科学家 A.E.贝克勒尔发现，光照能使半导体材料的不同部位之间产生电位差，若用导线将不同部位连接起来，即会产生电流输出。

1）半导体本身的禁带宽度使其易于在外界因素影响下产生导电性。将单一物质半导体掺杂其他物质形成杂质半导体后，如果最外层有多余电子，则称为 N 型半导体，N 表示带负电；如果最外层电子相对于稳定的 8 个电子缺失一个，即产生了一个“空穴”，称之为 P 型半导体，P 表示空穴可以等效成带正电的微粒。

2）电子游离形成自建电场。常温下由于热能导致本征激发，共价键断裂，部分电子游离。因此 N、P 型半导体均存在空穴与自由电子，空穴与自由电子相较数量较少的称为该型半导体少子，较多的称为多子。正负半导体结合后，扩散作用下双方多子由于电性吸引互相结合，交界处形成 PN 结。失去电子的 N 型半导体显正电性，失去空穴的 P 型半导体显负电性，由于两端不同电性形成自建电场。

3）光照下光生电场最终形成电流。当光线照射，半导体吸收光能，之前成对的载流体由于能量迁跃分散，在自建电场影响下形成相反的光生电场。然后在此基础上外接回路，并最终形成电流。这就是光伏电池最基础的形态，之后光伏产业在该理论基础上逐步发展。

图1 光生伏特效应示意图



资料来源：百度百科，海证券研究所

1.1.2.影响因素构成光伏增效方向

光电转换效率主要取决于开路电压、闭路电压及填充因子，光学损失及电学损失是影响光电转换效率的核心因素。

电学损失主要指由于载流子在未到达电极前复合，复合速度越低，电压越高。减少复合率的主要方法包括：1）梯度掺杂，浓度差引导载流子加速扩散；2）引入钝化膜、隧穿膜等改变电池结构。

光学损失主要指光伏组件表面对光的反射损失。主要降低方法包括：1）降低栅线宽度或使用 XBC 背接触式，减少栅线对光遮挡；2）使用超白高透的压延光伏玻璃，降低光伏玻璃表面反射；3）运用特殊化学药品在硅片表面制绒，减少电池表面光反射；4）使用减反膜。

1.2.光伏发电竞争力模型

光伏发电的核心竞争力在于作为一项清洁能源符合全球双碳共识，同时光伏平价上网已逐步实现，其降本增效路径清晰明确。因此，近年来光伏在全球能源转型浪潮中脱颖而出，实现了装机量的飙升。

1.2.1.驱动力①：光伏发电具有环保性

光伏作为清洁能源，可实现发电端的节能减排。以 2021 年中国太阳能发电量 3270 亿千瓦时为口径计算，2021 年，仅国内光伏发电就节约了 9859.1 万吨标准煤，减排约 0.7 万吨烟尘、3.3 万吨二氧化硫、5.0 万吨氮氧化物和 27075.6 万吨二氧化碳。

表1 2021 年光伏节能减排测算

	每千瓦火电产生（毫克）	节能减排量（万吨）
标准耗煤	301500	9859.05
烟尘	22	0.7194
二氧化硫	101	3.3027
氮氧化物	152	4.9704
二氧化碳	828000	27075.6

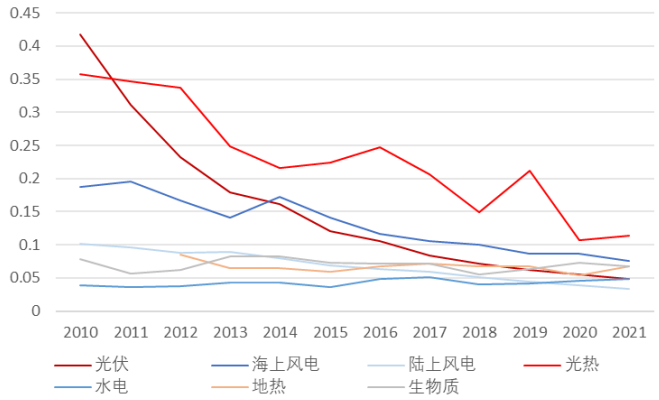
资料来源:《中国电力行业年度发展报告 2022》，东海证券研究所

环保要求推动政策端对光伏支持。全球各国陆续出台大量政策及补贴方案鼓励光伏装机，未来碳税等政策的落地也将进一步助力光伏装机量增长。此外，国内绿电交易已经提上日程，2022 年 1 月 18 日，发改委发布《关于加快建设全国统一电力市场体系的指导意见》，该意见将“探索开展绿色电力交易”单列于“构建适应新型电力系统的市场机制”项下，为绿电交易市场赋予了“碳中和”时代的特殊意义。11 月，国家能源局《电力现货市场基本规则（征求意见稿）》《电力现货市场监管办法（征求意见稿）》相继发布。文件明确了电力现货市场建设主要任务，也就市场成员、市场构成与价格、现货市场运营等作出细则性规定。其中重点提出：稳妥有序推动新能源参与电力市场；推动储能、分布式发电、负荷聚合商、虚拟电厂和新能源微电网等新兴市场主体参与交易等。

1.2.2.驱动力②：光伏发电具备经济性

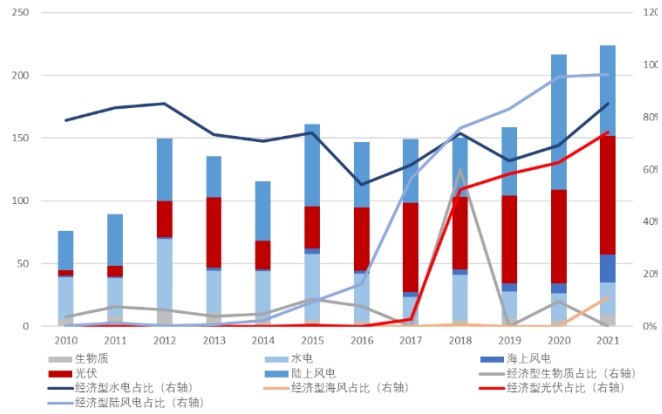
当前光伏相对于其他清洁能源的核心优势在于更高的经济性，对比传统化石能源及其他可再生能源形成了竞争优势，拥有更为清晰的有效降本路径。**与其他清洁能源相比，**光伏 LCOE 在 2010-2021 年从 0.417$/MWh 下降到 0.048$/MWh，下降了 90%以上，降本带来的经济性在各可再生能源中排名位居前列。**与化石能源相比，**光伏 2021 年新增装机中，平价装机占比 74%，达到 67 GW，低于 G20 最低价的化石燃料发电成本，新增平价装机量在各清洁能源中排名第一，在经济性清洁能源新增装机中占比 42.8%。

图2 全球各能源历年 LCOE 变化（$/MWh）



资料来源：IRENA，东海证券研究所

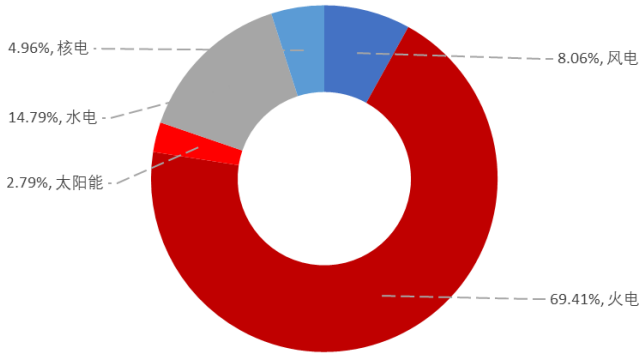
图3 能源 LCOE 低于化石燃料装机量及比例（GW、%）



资料来源：IEA，SPE，东海证券研究所

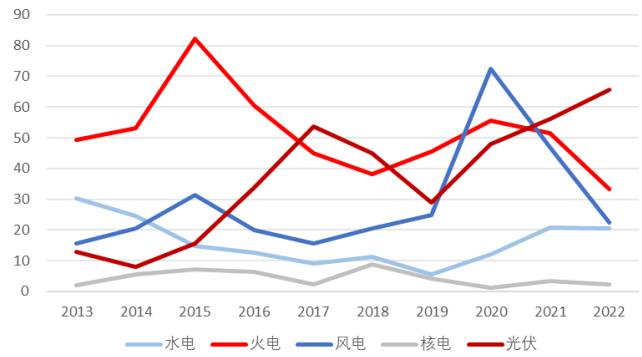
光伏经济性带动装机量激增。当前全社会发电结构中，光伏占比仍然较小，存在着巨大的发展空间。2022 年 1-11 月全国发电结构中，太阳能仅占比 2.79%。**但在光伏经济性趋势下，其新增装机量近年来出现飙升。**21 年国内光伏新增装机量为 53GW，仅略高于其他能源装机。而在今年的 1-11 月，光伏新增装机量遥遥领先，9 月起即追平去年全年装机量，前 11 个月累计装机 65.71GW，占到国内电力能源总装机量的 53.01%。

图4 2022 年 1-11 月中国能源发电结构(%)



资料来源：Wind，东海证券研究所

图5 历年中国各能源新增装机量（GW）



资料来源：Wind，国家能源局，东海证券研究所

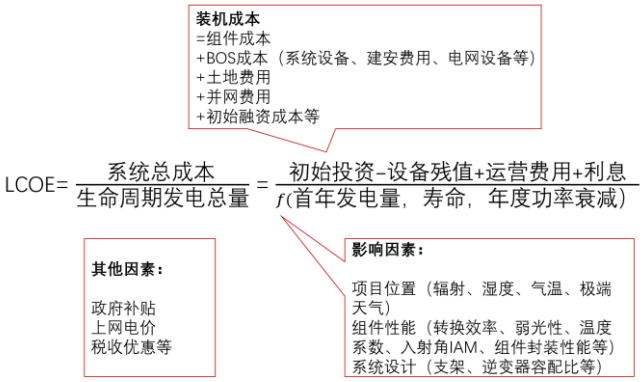
1.2.3.核心逻辑：持续性降本增效

光伏发展的主要动力在于降本增效，主要指标是平均度电成本 LCOE。从成本角度考虑，光伏装机受到组件成本、系统成本以及土地费用、融资成本等因素的影响。

发电量上，系统性能及客观环境均有着重大影响。1）环境因素中，辐射强度、时长直接决定发电量上限，此外温度、湿度、极端天气等气候因素均会影响组件发电量、使用寿命、年度衰减量等性能。**2）系统因素中，**组件性能是系统发电能力的基础。正常情况下，

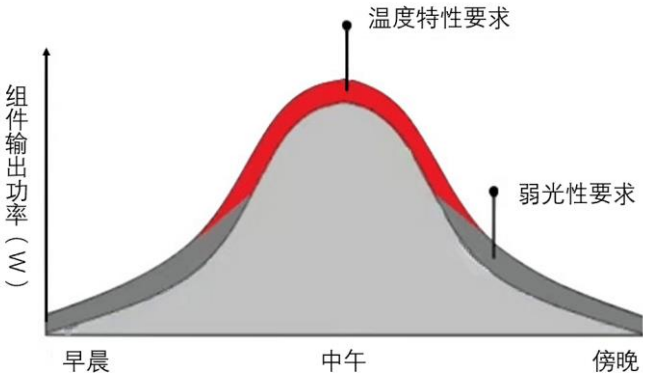
组件转换效率决定发电量的输出。而高温条件下组件转换效率容易降低，同时早晨、傍晚辐射较弱条件下，转换效率也容易出现下降。此外，组件封装性能等因素同样会影响组件寿命及衰减。**3）合理的系统设计可实现锦上添花的效果，**如使用跟踪支架调整合理入射角，从而减少辐射损失；又如合理的逆变器容配比可以减少电流损失等。

图6 LCOE 公式及影响因素



资料来源：天合光能，阿特斯，东海证券研究所

图7 一天中输出功率变化和对组件性能需求（W）



资料来源：隆基绿能，东海证券研究所

1.3.光伏发展客观影响因素

从客观角度来看，短期内电网消纳能力影响装机上限及发电收益，长期因素中土地资源及光照资源无法改变，对光伏度电成本及装机空间产生了限制。

1.3.1.长期:光照资源决定组件发电上限

光照资源决定了组件整体接收能量上限。辐射强度决定了单位时间发电量，辐射时长则影响有效利用小时数，因此光照资源较好地区的电站收益要普遍高于资源较差地区。

光照时长、强度差异一部分解释了各国装机启动时间及增量差异。从全球地域条件来看，北非、中东地区、美国西南部和墨西哥、南欧、澳大利亚、南非、南美洲东、西海岸和中国西部地区等条件最好。因此可以发现，最早开启光伏浪潮的国家西班牙、意大利均拥有丰富的光照资源，而如澳大利亚、印度、北非各国、巴西等也均是装机强国。

中国：西北地区（如西藏、青海、新疆、宁夏、甘肃、内蒙古、山西、陕西），中东部（如辽宁、河北、山东、河南、吉林），西南地区（如云南、广东、福建、海南、台湾）光照资源丰富。这些地域也符合国家风光大基地、七大陆上基地的地理分布。

图8 全球年均太阳能资源分布（Wh/平米）

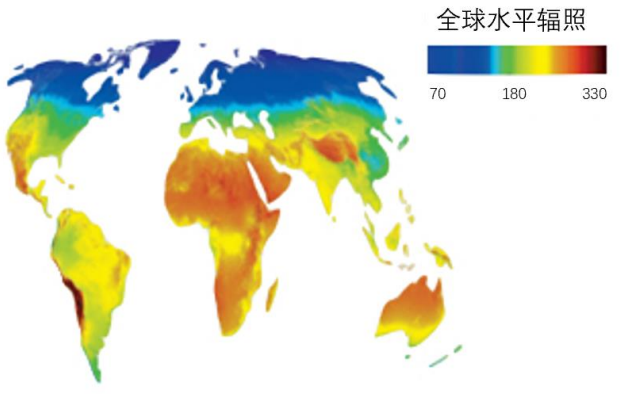
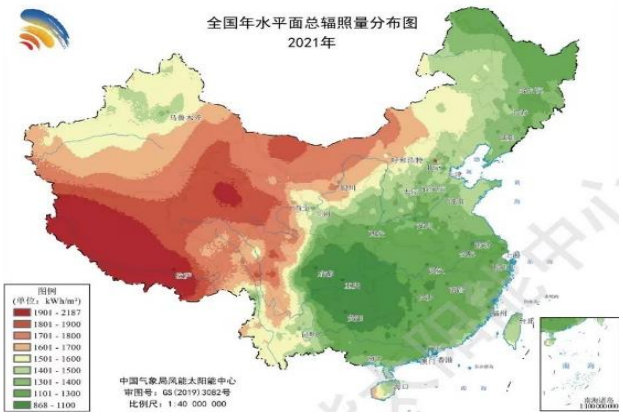


图9 2021 年全国年水平总辐照量分布（kWh/平米）



资料来源：Vaisala，东海证券研究所

资料来源：中国气象局风能太阳能中心，东海证券研究所

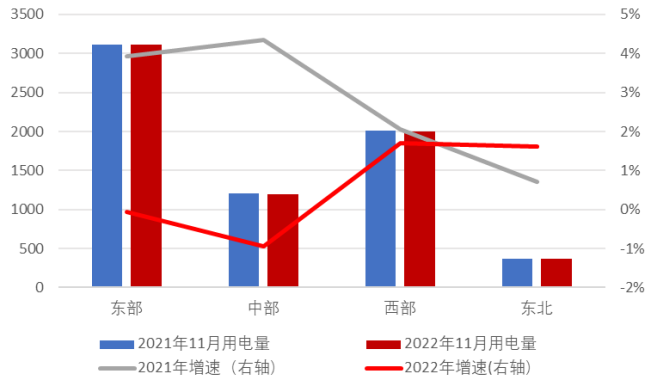
1.3.2.长期：土地资源影响装机空间及装机成本

土地资源决定装机上限，同时土地租金也是光伏总成本中的重要部分。土地资源稀少的地区，电站建设所需的土地成本较高，同时发展集中式电站空间较少。因此经济发达、电力需求缺口较大地区普遍会呈现户用、工商业分布式光伏高速发展的特点。

海外：受土地资源束缚，以德国、荷兰为代表的西欧、日本均呈现出分布式为主的特点，而地价低廉的印度、东南亚、南美等地区光伏发展迅猛。此外，存在大量荒漠、戈壁、沙漠地区，同时光照资源丰富的撒哈拉地区及澳大利亚在未来有着巨大的光伏发展潜力。

中国：**光照、土地资源分布与用电需求存在区域间失调。西部光照土地资源丰富地区的集中式装机量大幅上升。**国内风光大基地建设以荒漠、戈壁、沙漠地区为重点，并通过高压输送至东部地区；黄河中上游光照、土地资源较好，未来七大陆上能源基地建设有望拉动集中式装机量。CPIA 数据显示，2022H1 青海电力装机中光伏占比 39.6%，位居国内各省中第一位，甘肃、宁夏等地光伏装机占比也达到 20%左右。**众多电力紧缺、土地资源匮乏地区，分布式装机增速较快。**国家能源局数据显示，截止 2021 年底，81%的分布式装机集中在山东、浙江、河北、江苏、河南等 9 个省份。

图10 2022 年 1-11 月全国分区域用电量(亿千瓦时、%)



资料来源：中电联，东海证券研究所

图11 2022 年 H1 各省光伏装机及占比（万千瓦、%）

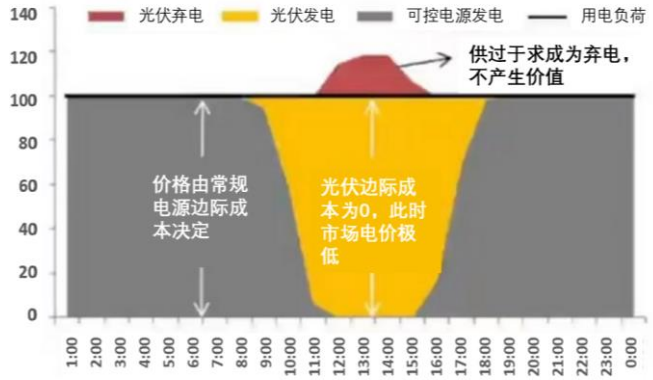
资料来源：CPIA，东海证券研究所

1.3.3.短期：电网消纳影响光伏发电收益及装机上限

光伏发电由于日照变化，存在全天出力不稳定的显著特征，发电高峰与用电高峰形成一定的时间错配。上午及傍晚辐照较弱，光伏组件发电量较少；中午及下午时段辐照强烈，光伏组件发电量高；而夜晚用电高峰期时，光伏组件不出力。在 12 点至 15 点间，由于光伏发电量远超用电负荷，易形成大量弃电。

光伏装机量大幅上升对电网管理提出了更高要求。鸭子曲线由加州独立系统运营商发现，指随着光伏装机量不断提升，一天中常规电厂净负荷波动不断加大，伴随着灵活调峰的工作压力明显增大，电网管理难度直线上升。此外，光伏出力不稳定性增大导致对电网设备的容量要求进一步提高，逆变器转换的高频开关则可能造成谐波效应，降低电网质量，易引发电网事故。

图12 光伏发电出力不稳定下弃光现象(万千瓦)



资料来源：Wind，东海证券研究所

图13 鸭子曲线(GW)

资料来源：CAISO，东海证券研究所

目前缓解光伏消纳问题主要存在多能互补、特高压外送、提升午间用电需求等形式。1）通过风、光、水、火多能调峰互补，减少光伏发电出力波动，同时通过抽水储能或电化学储能等方式消纳高峰期弃电；**2）特高压外送消纳光伏电力。**光伏装机增长下，特高压建设加速。根据国家电网规划，“十四五”期间我国将建设特高压工程“24 交 14 直”共计 38 条特高压线路，总计投资额 3800 亿元。2022 年，我国计划开工的 13 条特高压线路，占“十四五”规划总数 38 条的近 1/3；**3）提升午间用电同样是提升光伏发电利用率的重要途径。**2022 年 10 月 28 日，河北省印发了《关于进一步完善河北南网工商业及其他用户分时电价政策的通知》，通过电价机制引导午间电力消纳。在时段划分上，本次调整充分考虑了河北南网新能源的大规模发展导致的峰谷时段变化，将光伏发电高峰的 12 点-15 点设为谷价，峰谷电价浮动范围从原来的 50%提升至 70%。

2.历史复盘:曲折中引领中国制造崛起

光伏行业发展历程主要分为 2000 年之前的理论化发展及商业雏形阶段，以及 2000 年之后的商业化大规模运用阶段。因产能、需求及技术三重因素共振，光伏行业受周期性及成长性的共同作用。截止到目前，全球光伏市场共经历了三轮周期，在 20 多年的发展过程中经历曲折，我国光伏产业的角色也从曾经的追赶者变为当下的领头羊。

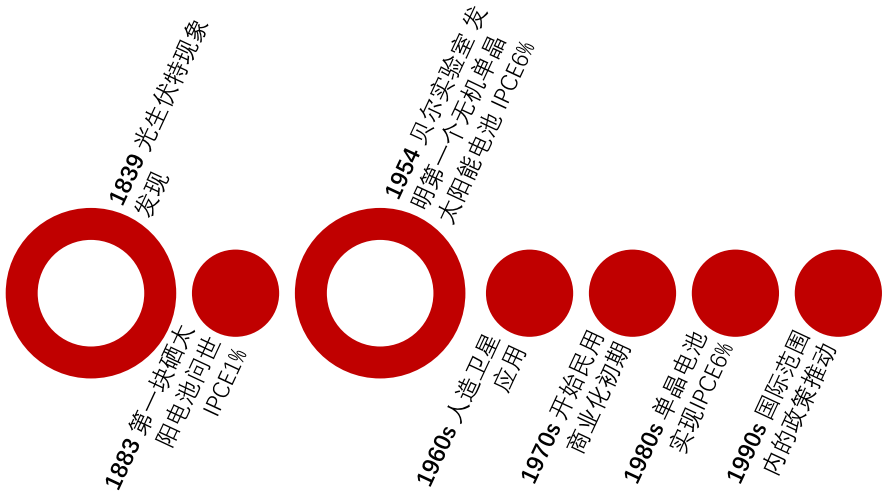
2.1.1839 年-2000 年：从理论到商业化运用

2.1.1.国外：曲折中逐步发展

成本和技术两大因素制约下，光伏行业在历史中曲折成长。自光生伏特现象发现起，光伏技术不断进步，但 1965-1973 年左右，受制于技术瓶颈，成本居高不下的光伏行业无法匹敌常规能源，发展停滞。1973 海湾战争爆发，引发能源危机。美、日等政府出台相关政策掀起太阳能热。1980 年后，石油价格大幅回落，光伏产品降本增效无力，研发经费削减，行业再次衰退。

1992 年以来，随着环境问题日益突出，光伏行业迎来新的增长机遇。1992 年联合国在巴西召开“世界环境与发展大会”，会议通过了《里约热内卢环境与发展宣言》《21 世纪议程》和《联合国气候变化框架公约》等一系列重要文件，至此太阳能与环保紧密结合，环保成为光伏发展新的动力源泉。

图14 国际范围内光伏发展历程



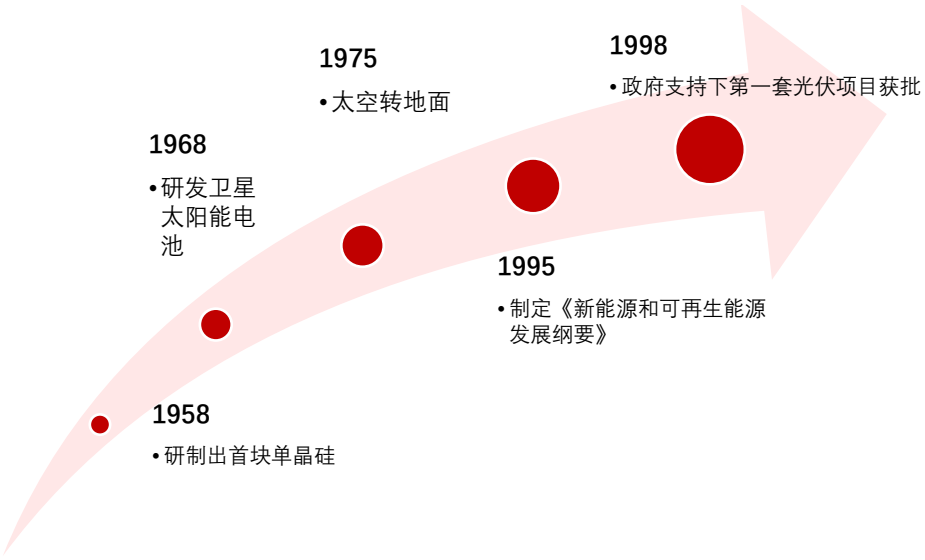
资料来源：公开资料整理，东海证券研究所

2.1.2.中国：艰难追赶

中国光伏产业起步较晚，在 21 世纪之前主要处于对于国际光伏发展步伐的追随阶段。

1958 年我国正式开始研发太阳能电池，最初研发出的光伏电池主要应用于人造卫星。七十年代国外光伏热传入国内，1975 年在河南安阳召开“全国第一次太阳能利用工作经验交流大会”，同时宁波、开封先后成立太阳电池厂，光伏应用开始从太空转向地面。80 年代后受国际光伏研究低落影响，中国研究工作也受到一定程度的削弱。90 年代后，随着国际上将光伏与环保挂钩，中国制定《中国 21 世纪议程》《新能源和可再生能源发展纲要》等，鼓励光伏产业发展。1998 年，在政府支持下，国内第一套 3MW 多晶硅电池及应用系统示范项目获批，现代化光伏产业雏形初现。

图15 中国光伏发展历程



资料来源：公开资料整理，东海证券研究所

2.2.光伏二十年：周期性反复

过去二十多年中，光伏产业在多个层面上发生了翻天覆地的变化：1）装机量上，由欧美日主导到全球装机全面启动；2）推动力上，由政府补贴刺激到光伏实现平价上网后经济性凸显；3）产能上，由欧美领导到中国占据全球整体产业链的主要地位；4）周期性上，行业经历了三轮周期，众多老玩家退场，新玩家上马，技术、产能、需求成为周期驱动的主要因素。

2.2.1.政策及经济性双重驱动下高成长

光伏产业在过去二十多年中，依靠**两大推动力**：**政策端鼓励清洁能源使用**和**经济端持续降本增效**，持续实现行业的高景气增长。

光伏成长历程主要经历：政策驱动期、过渡期和经济驱动期三个主要过程。初期主要由政策端发放补贴为主，之后随着光伏度电成本下降、补贴退坡，向经济驱动过渡。

图16 全球装机量及 LCOE 反映光伏周期（MW，美元/千瓦时）

资料来源：BP，IRENA，东海证券研究所

2.2.2.政策周期下光伏周期波动（2000 年-2012 年）

光伏政策周期以国家立法或发布政策目标开始，以补贴为主要推动力。政策周期随着激励政策颁布而开启上升，且存在着补贴退坡预期带来的抢装潮。补贴的退坡过程则是一轮周期下滑的开始。同时，由于各国经济发展水平、资源禀赋及政治、环境理念上的差距，各国开启光伏政策周期的时间并不一致，因此光伏周期整体呈现此起彼伏，相互叠加的特征。

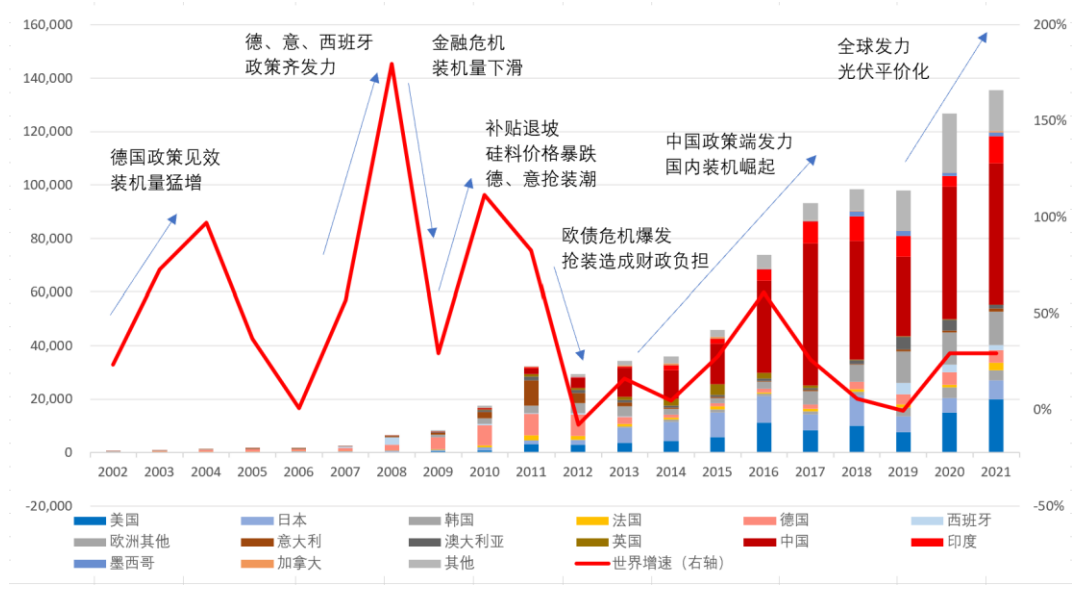
2000 年，德国颁布《可再生能源法》，将能源转型上升为国家战略重点，确立新能源的优先权和上网电价补贴，自此开启了以欧洲装机为主导的政策推动周期。此后 2004 年西班牙启动“皇家太阳能计划”，2005 年意大利公布《能源鼓励基金》计划。随着各国光伏政策的调整完善，以欧洲为主线的光伏上升周期如火如荼上演。

2008-2009 年，金融危机爆发影响欧洲制造业，特别是西班牙装机量大幅下降，光伏产业陷入衰退。

2009-2010 年，补贴退坡预期叠加成本下降，欧洲以德国、意大利为代表掀起了光伏抢装潮。

2011-2012 年，受欧债危机影响，意大利、西班牙等国家光伏补贴大幅削减，欧洲装机量随之下滑。

图17 装机量及增速下光伏分区域政策驱动周期 (MW、%)



资料来源：BP，Wind，东海证券研究所

2.2.3.中国：欧洲需求周期中的刹那烟花（2000 年-2012 年）

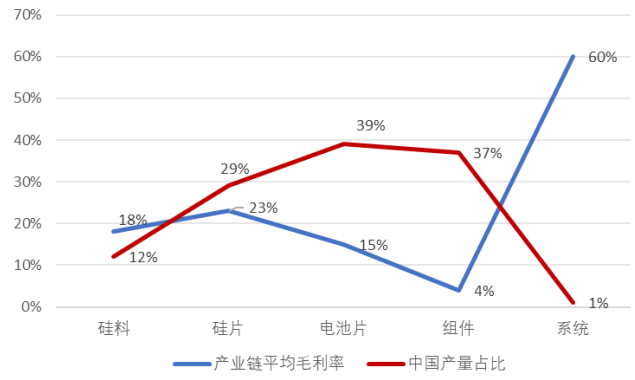
继 1998 年英利完成第一条中国多晶硅生产线后，2001 年在无锡政府支持下，施正荣创办无锡尚德，中国光伏企业开始涌现。2004 年，随着以欧洲为代表的全球光伏产业全面爆发，中国光伏企业开始飞速发展。

2004-2008 年，中国光伏野蛮生长。以尚德、英利为代表的中游企业迅速扩张。尚德组件出口金额仅在 2004 年就翻了 10 倍，并于 2005 年成为中国大陆首家登陆纽交所的民营企业。此后，英利、赛维、晶澳、浙江昱辉，阿特斯，天合光能、林洋能源等企业陆续完成了海外上市。由于上游硅料扩产周期长且存在技术障碍，多晶硅价格从 40 美元/公斤一路飙升至 500 美元/公斤，在“拥硅为王”的共识下，行业纷纷签署长协，并开始在国内投资多晶硅项目。

2008-2009 年，金融危机导致中国光伏产品需求萎缩，激进扩张的国内光伏企业备受压力。据当时的数据统计，这段时间国内有超过 300 余家光伏组件企业倒闭。短短一年之内，硅料价格从每公斤 400 美元跌至每公斤 40 美元，签订了长协订单的企业纷纷亏损。同时国内在硅料高位投产的多晶硅产能陆续释放，让行业雪上加霜，如尚德背后的亚洲硅业 2008 年底投产，赛维的 120 亿马洪硅料厂 2009 年 9 月份投产，英利旗下的六九硅业 2010 年才实现商业化生产。

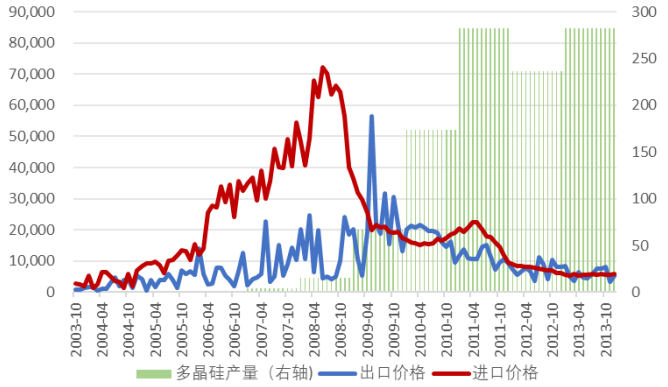
2011 年- 2012 年，欧美国家纷纷掀起对中国光伏的“双反”调查，从需求端彻底打压击垮了中国光伏产业。至 2012 年上半年，多晶硅价格降至每公斤 24 美元，签订长协企业严重亏损，叠加国内产能投产，龙头尚德、赛维陆续破产倒闭，英利破产重组。

图18 2008 年中国光伏产业微笑曲线(%)



资料来源：亿欧，东海证券研究所

图19 多晶硅产量、价格(吨、美元/千克)



资料来源：wind，东海证券研究所

在全球光伏行业周期性与成长性共存的背景下，中国光伏产业受到自身产能与需求的共振，叠加技术变化，最终呈现出更为明显的周期性特点。短暂繁荣的背后，原材料、需求、设备三头在外的格局，注定了行业发展的脆弱性，致使当时的中国光伏实际上沦为低廉的组装工厂。**缺乏战略指导的盲目扩张，同时缺乏技术核心导致的产业脆弱性成为此轮周期中中国光伏企业迅速溃败的核心。**

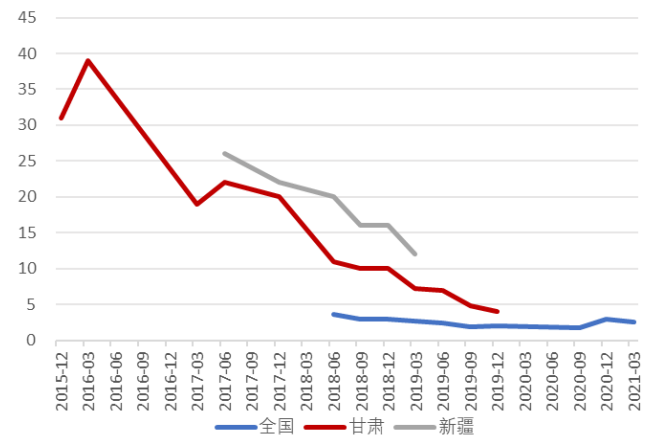
2.2.4.中国政策周期启动（2012 年-2019 年）

面对美欧“双反”压力，中国政府在政策端发力支持中国光伏企业，全球光伏产业逐步进入以中国为主导的需求周期。

2012 年 7 月，政府出台了《太阳能发电发展十二五规划》，将 2015 及 2020 年装机目标进一步提升至 21GW 及 50GW。同年 10 月，国家电网发布《关于做好分布式光伏发电并网服务工作的意见》，开放分布式并网时间，全面启动对分布式能源发电的支持。此后的若干年中，度电补贴、光伏扶贫、领跑者工程、户用光伏、绿证交易等政策纷至沓来。

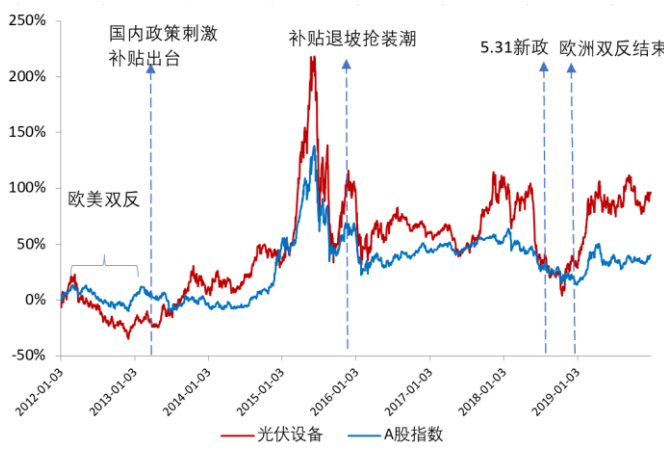
2013 年 7 月，国务院发布《关于促进光伏行业健康发展的若干意见》，强调扩大国内市场、提高技术水平、加快产业转型升级。2013 年 8 月 27 日，国务院发布《关于发挥价格杠杆作用促进光伏产业健康发展的通知》，首次出台了光伏分区上网电价政策和分布式光伏的度电补贴标准。

图20 国内及部分重点省份弃光率(%)



资料来源：Wind，国家能源局，东海证券研究所

图21 2012-2019 申万光伏设备指数变化（%）



资料来源：Wind，东海证券研究所

然而，依靠补贴驱动的光伏产业背后的危机逐渐显现。首先在消纳方面，盲目追求补贴而忽视消纳导致国内弃光现象一度非常严重，2015 年全国弃光率 12%，2016 年弃光率 11%，2017 年通过多方努力，弃光率下降至 6%，但甘肃、新疆弃光率仍分别达到 20%和 22%。行业产能过剩，量大于质，各类项目鱼龙混杂，行业乱象丛生。同时，国内光伏补贴缺口持续扩大，截至 2017 年底，光伏补贴缺口达到 455 亿元，占到可再生能源补贴的约 40%，缺口逐年扩大，严重制约了行业的健康发展。

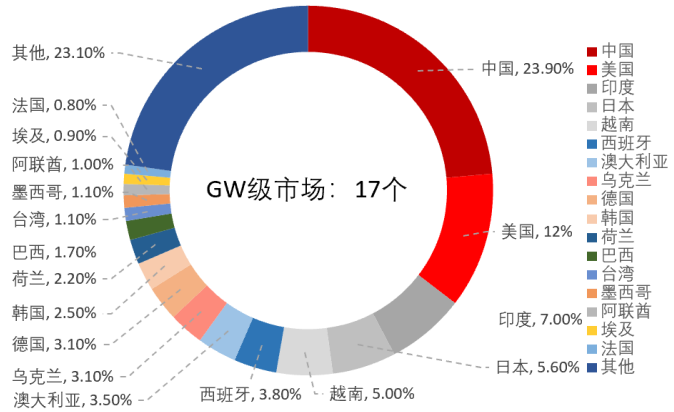
531 新政出台，规正行业发展。针对此类乱象，国家发改委等三部委在 2018 年 5 月 31 日发布了《关于 2018 年光伏发电有关事项的通知》，通知中提出：“合理把握发展节奏，优化光伏发电新增建设规模；发挥市场配置资源决定性作用；加快光伏发电补贴退坡，降低补贴强度。”531 新政出台后，国内光伏行业再次面临考验，特别是高度依赖补贴维生的企业如海润等纷纷申请破产。但是，也有部分企业稳扎稳打，通过提升核心竞争力，在行业重新洗牌的大环境中脱颖而出，带领中国光伏在全球光伏热潮中逐步走向全球领头羊的位置。

2.2.5.全球多元化需求周期（2019-现在）

2019 年之后，随着光伏平价上网逐步实现，以及国际社会中碳税计划等提上日程，光伏装机需求在各国逐渐展开，全面带动光伏产业进入高景气发展阶段。

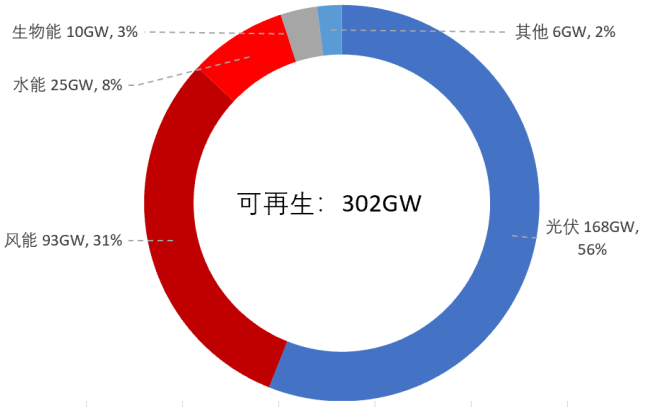
除传统装机强国外，光伏装机全球兴起。2019 年时，全球已经拥有 17 个 GW 级市场，除中国、美国分别占比 23.9%、12%以外，亚太地区的印度、日本和越南的光伏市场份额也达到 5%以上，而东欧的乌克兰占比 3.10%，南美的巴西、墨西哥以及非洲的埃及均上榜，预计 2022 年 GW 级市场达到 22 个左右。**同时，光伏在新能源发电中优势凸显，装机份额远超其余。**2021 年全球光伏新增装机量达到 168GW，占主要能源装机量的 56%，较 2020 年占比提升 17%，排名第一。

图22 2019 全球 GW 级区域市场（%）



资料来源：IRENA，SPE，东海证券研究所

图23 2021 主要新增主要能源装机占比（%）



资料来源：IEA，SPE，东海证券研究所

2.3.技术周期：降本增效下技术迭代势不可挡

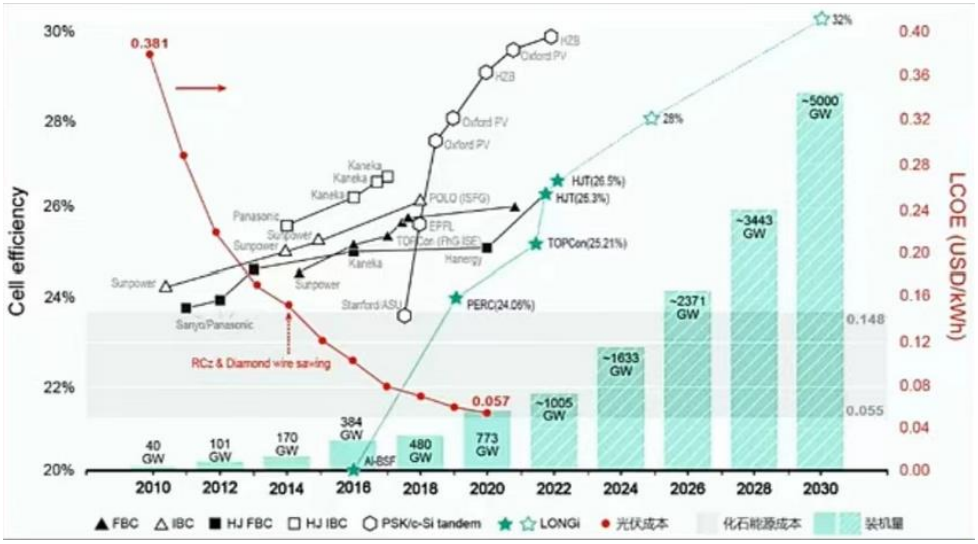
在产能需求共振的同时，技术周期以不可逆转的势态不断改变光伏行业竞争格局。在技术迭代期，原有头部企业的产能和推进中的扩产计划往往会成为调转方向的拖累。非头部企业轻装上阵，反而有机会实现弯道超车。

2.3.1.技术是降本增效的关键

光伏系统降本增效对其 LCOE 有重要作用。光伏系统的 LCOE 中，组件及系统成本是终端主要成本组成部分。而发电量则直接受组件转换效率及组件寿命、组件衰减的影响。

技术迭代下的降本增效推动光伏放量。技术变革是光伏行业降本增效的根本手段，技术迭代才能不断提升光伏产品的竞争力。根据 NREL 与隆基绿能数据显示，技术进步、成本下降与装机放量之间存在着一定的同步性。2010 到 2020 年之间，各技术路线迭代下电池的转换效率由 24%向 28%逼近，光伏发电的 LCOE 由 0.381$/kWh 下降为 0.057$/kWh。与此同时，累计装机量由 40GW 一路攀升至 773GW 的高度。

图24 技术革新下降本增效与装机放量同步预测（%、$/kWh、GW）



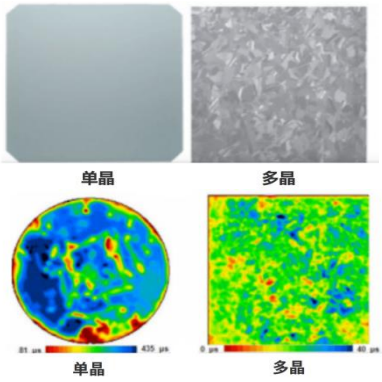
资料来源：NREL，隆基绿能，东海证券研究所

2.3.2.硅片：从多晶到单晶

在 2005 年到 2010 年的光伏行业野蛮扩张时期，虽然单晶硅片效率更高，但是多晶硅片借助其成本更低、技术简单的优势成为了市场主流。此后随着光伏市场由粗放向精细化导向发展，单晶硅片借由金刚线切割技术推广成功降低了生产成本，比较优势逐步显现。

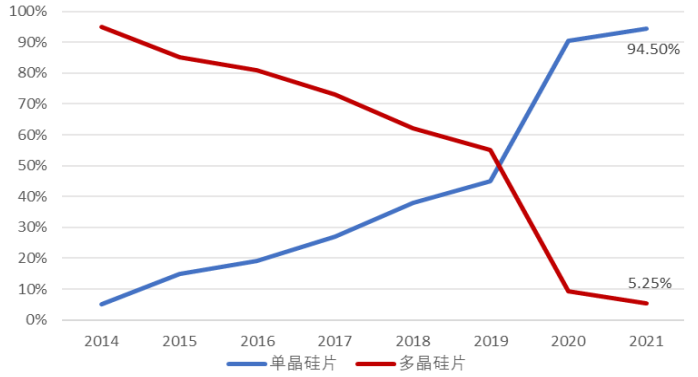
单晶硅片的物理特性决定其较多晶硅片更为优质。单晶硅片晶体品质高，晶格排列完整有序，而多晶由众多位向不一致的小晶粒组成，杂质、缺陷、晶界较多。因此单晶硅片具备了以下几个优点：1）碎片率低，易于切割；2）结构稳定，机械性好，而多晶在生产、运输、长期运营中更易形变、碎裂、隐裂；3）转换效率高，光生伏特效应下少子扩散产生电流，因此光电转换率很大程度上取决于少子寿命长短。图 25 中，蓝色代表少子寿命较高的区域，红色代表寿命较低的区域，可以看出单晶的少子寿命显著高于多晶的。

图25 单晶与多晶晶体品质差异及少子寿命比较



资料来源：IRENA，SPE，东海证券研究所

图26 国内多晶、单晶硅片市占率（%）



资料来源：IEA，SPE，东海证券研究所

在政策和成本端刺激下，单晶硅片成为主流。2015 年 6 月 1 日，国家能源局等三部委提出“领跑者”计划，强调扶持技术突出特别是高转换率的示范项目。2019 年多晶硅片与单晶硅片市场地位彻底颠覆，市占率形成剪刀差。 2021 年，单晶硅片（p 型+n 型）市场占比约 94.5%，多晶硅片的市场份额由 2014 年的 95%下降至 2021 年的 5.2%。

隆基绿能的崛起就是抓住了这一次多晶向单晶迭代周期的趋势，逐步奠定硅片领域全球龙头地位。2019 年，隆基股份与协鑫科技在行业占有率中的排名交换，与多晶单晶地位转换的时间相吻合。

2.3.3.电池片：从 BSF 到 PERC

电池片环节同样经历了周期性迭代，对于行业格局变化造成重大影响。2019 年之前，光伏电池以 BSF（Aluminium Back Surface Field，铝背场电池）为主要技术路线，该技术于 1973 年首次提出，其特点是采用铝背场钝化技术，理论转换效率上限约 20%。铝背场是指在 p-n 结制备完成后，在硅片背面沉积一层铝膜，增加了一个 p+/p-高低结形成较高的开路电压，从而提高了电池的效率。但由于背表面的金属铝膜层的复合速度高，常规 BSF 电池光损失较高。

PERC 电池（Passivated Emitter and Rear Cell，发射极和背面钝化电池）是在 BSF 电池的基础上改良形成的，最大的区别在于背表面介质膜钝化，采用局域金属接触，大大降低了背表面复合速度，同时提升了背表面的光反射。CPIA 数据显示，2018-2020 年国内传统 BSF 型电池占比将从 60.0%降低至 30.0%，而 PERC 与 N 型电池占比则将从 38.5%快速提升至 65.7%，2021 年 PERC 电池的市场占比高达 91.2%，其市场地位稳居第一，而目前 N 型技术仍处于扩产期，虽然存在路径分歧，但 P 型地位逐渐松动。

图27 PERC 电池替代过程

- **萌芽：**技术出现，实验室效率 22.8%。
- **扩产：**量产开启，Perc 电池量产效率超过 BSF 瓶颈。
- **爆发：**后续新建产线已经基本全部采用 Perc 技术。
- **迭代：**PERC首次市场占比超过50%。

资料来源：Solarbe，东海证券研究所

图28 各技术路线电池市占率（%）

资料来源：CPIA，东海证券研究所

电池技术生命周期一般可分为四个阶段：萌芽、扩产、爆发、迭代。PERC 技术于 1989 年由新南威尔士大学首次提出。2013 年晶澳率先试产后，2015 年业内正式开启量产。经过领跑者计划助推及规模化降本增效，最终于 2019 年正式完成迭代。

PERC 电池的出现推动了行业格局的重新洗牌。在其他老牌电池厂商如晶澳、天合、阿特斯等纠结于产能改造替换时，爱旭抓住窗口期押注 PERC 赛道，实现了后来居上。从 2016 年仅 1GW 电池片的出货，到 2018 年 PERC 电池片出货量名列全球第一，并且成功实现借壳上市。从饲料起家的通威股份于 2006 年进入光伏行业，2013 年收购破产的赛维合肥工厂，2015 年把握 PERC 扩产机会，最终实现了硅料、电池片环节产能的双料第一。

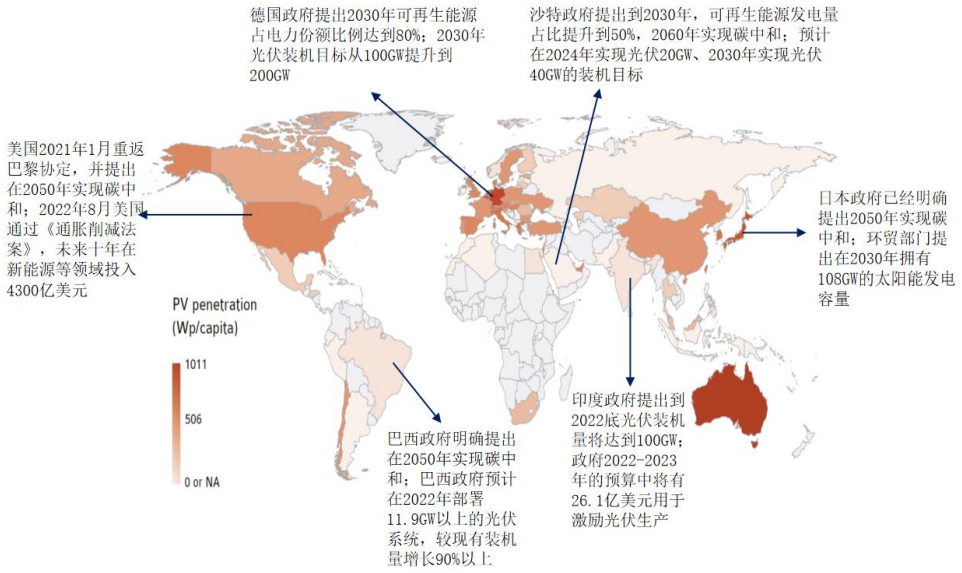
3.现状：高景气赛道产业链利润有望重塑

3.1.近阶段：光伏政策支撑装机量上升

3.1.1.国际社会碳中和共识助推政策端加速

严峻的环境及能源问题引起全球广泛关注，“碳达峰”“碳中和”成为国际社会重要议题。继 1992 年的《联合国气候变化框架公约》之后， 2021 年 11 月 13 日全球各国达成了《巴黎协定》实施细则。光伏发电作为降本增效路径清晰的可再生能源，碳中和共识催动全球光伏政策再度加速。

图29 全球人均光伏装机量分布及部分国家政策(瓦/人)



资料来源：IEA PVPS、东海证券研究所

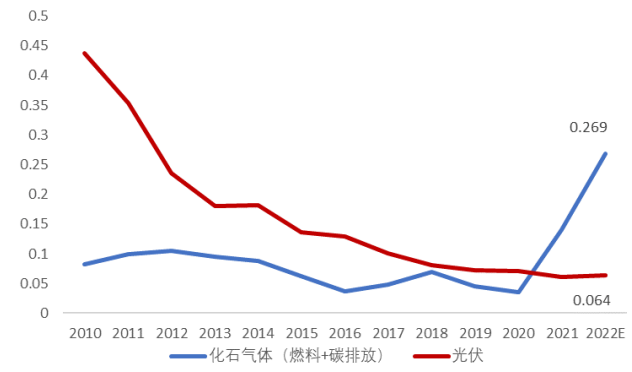
3.1.2.俄乌冲突背景下，能源紧缺进一步推动光伏政策加码

俄乌冲突将欧洲各国与俄罗斯地缘矛盾激化，同时电价、油价飙升导致欧洲通胀严重，欧洲各国对俄罗斯能源安全问题成为焦点。天然气方面，2020 年俄气占欧盟消费天然气总量 41.1%，占进口量的 45%；原油方面，俄油占欧盟原油消费总量 36.5%，占进口量的 27%；煤炭方面，俄煤占欧盟煤炭消费总量的 19.3%，占进口量的 46%。以 2020 年能源消费为口径估算，欧盟约有 24.4%的能源依赖俄罗斯，而部分能源政策较为激进的国家

如德国、荷兰，依赖比例则高达 31.1%、49.0%。为了确保能源安全，除短期从其他国家进口化石能源、重启煤炭外，从长期角度看，欧盟将进一步加快光伏装机步伐。

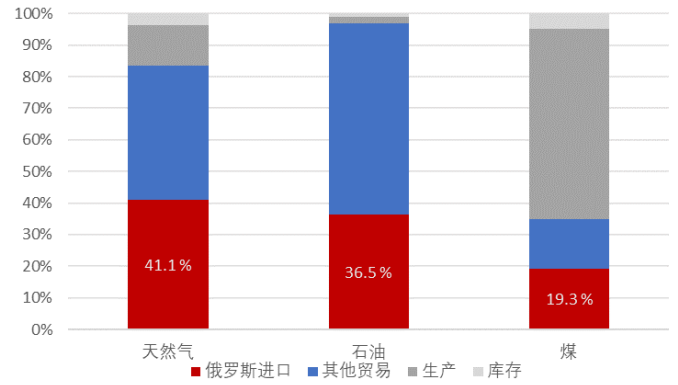
从经济性角度看，欧洲化石燃料与光伏 LCOE 出现剪刀差，光伏经济性突显。以 2021 年汇率为基准，2020 年化石气体相较光伏的发电成本仅为一半，LCOE 分别为 0.036 美元/KWh、0.071 美元/KWh。而 2021 年化石气体的发电成本快速攀升至光伏发电的一倍以上，LCOE 分别达到 0.141 美元/KWh、0.061 美元/KWh。2022 年的情况更为严重，化石气体 LCOE 有望飙升至 0.269 美元/KWh，光伏发电在经济性上较传统化石能源的优势愈发突出。

图30 历年欧洲化石气体及光伏 LCOE（美元/KWh）



资料来源：IRENA，东海证券研究所

图31 2020 年欧盟各项能源来源占比（%）



资料来源：欧盟官网，东海证券研究所

欧盟能源转型计划不断加速，助推光伏需求提升。2021 年欧盟发布“Fit for 55”减排一揽子政策，计划到 2030 年风电和光伏累计装机量达到 480GW 和 420GW。2022 年 3 月 8 日，欧盟委员会再次提出一项名为“REPowerEU”的方案，通过加速清洁能源转型等方式，在 2030 年前逐步摆脱对俄罗斯化石燃料的依赖。9 月 14 日，欧洲议会成员(MEP)投票决定，根据修订后的可再生能源指令(RED)，把 2030 年可再生能源在欧盟能源结构中的占比由 40%提升至 45%。

3.1.3.贸易摩擦难挡中国光伏产业高景气

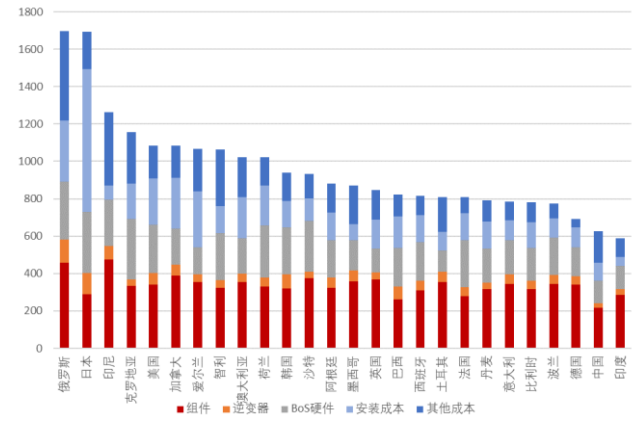
中国光伏在行业高景气下占据全球主导地位，引起部分国家的反对声，带来了一些本土化替代思潮下的贸易摩擦。**但我们认为，由于中国光伏在产能、成本、技术方面拥有压倒性优势，偶尔的贸易摩擦只会是中国光伏产业前进主旋律中的小插曲。**

印度：印度推出太阳能组件型号和制造商（ALMM）批准清单（强制注册要求）令”，2021 年的两批清单中中国光伏厂商全军覆没。去年 7 月 29 日开始关税政策到期，留下的八个月的免税窗口为今年初印度市场爆发创造条件。今年 4 月 1 日起恢复进口光伏产品关税，电池和组件关税高达 40%。印度本土化政策兴起的同时，由于当地硅料、硅片产能严重匮乏，关税政策制约了光伏产业及能源转型，印度方面政策边际放松可能性不断加大。

美国：《维吾尔强迫劳动预防法案》于 2022 年 6 月 21 日起生效，替代之前暂扣令，多晶硅为重点禁止进口产品。新疆此前凭借低电价和丰富工业硅占据了国内多晶硅 50%以上市场，大全、新特、东方希望、协鑫、合盛硅业均在此设厂。据美国彭博社报道，今年 6 月以来，美国海关已扣留了多达 3GW 的进口光伏组件。到今年年底，预计将有多达 9-12GW 的光伏组件被阻止进入美国市场。而欧洲也效仿美国，2022 年 9 月 14 日欧盟委员会通过了一份名为“强迫劳动禁令”的草案。此外，美国今年到期的 201、301 法案仍然延续，虽然针对东南亚的反规避调查最终延期，但已对上半年正常贸易产生了一定影响。**密**

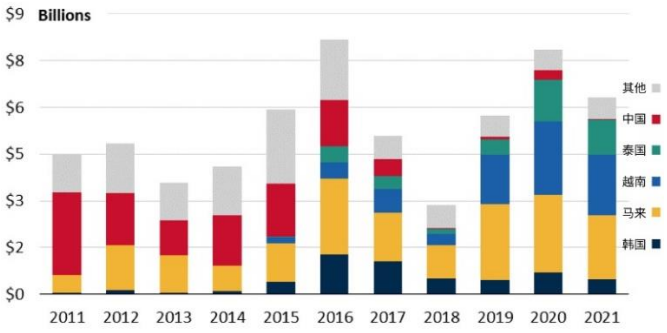
集贸易政策发布以来，中国对美组件出口大幅萎缩，美国本土装机成本提升，位居世界前列。

图32 2021年主要光伏装机国家集中式光伏成本($/kW)



资料来源：IRENA，东海证券研究所

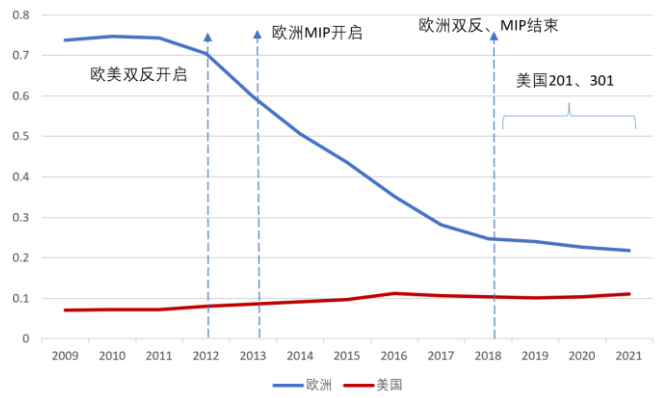
图33 美国历年各地区进口组件金额（十亿美元）



资料来源：美国国会研究院 CRS，东海证券研究所

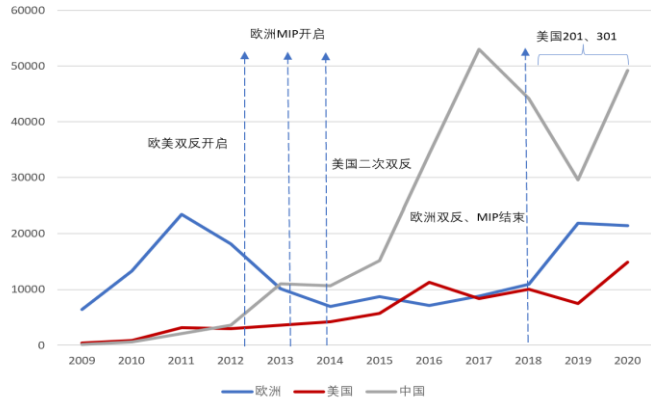
贸易保护政策带来的结果是将能源转型成本转移至国内消费者，拖累本国光伏装机进程，同时也无法振兴本国光伏产能。以欧美国家为例，2012 年- 2014 年，欧美对中国光伏设置贸易壁垒，但中国企业和政府积极自救，通过东南亚建厂、运输原料至中国加工等方式渡过危机，欧美光伏产能占全球比重并未能得以上升。2017 年-2018 年，特朗普提出了 201 和 301 调查，导致新增装机放量无力，美国光伏产能占全球比重始终维持在 10%左右，本土组件产能目前仅 5-7.5GW。欧洲新增装机量自贸易壁垒开启后一蹶不振，2018 年底结束对华光伏贸易壁垒后，装机量迅速提升。

图34 欧美光伏产能占全球历年比重（%）



资料来源：国际可再生能源机构，Wind，东海证券研究所

图35 欧美及中国历年新增光伏装机量（MW）



资料来源：BP，Wind，东海证券研究所

近期贸易壁垒由关税端向需求端转移，装机放量预期对中国光伏产业边际向好。美国政府在 2022 年 8 月通过《通胀削减法案》(IRA)，该法案在光伏的供给和需求两端提供了一系列税收抵免和补贴措施，在光伏制造端通过 ITC 及生产补贴，在需求端通过提高税收抵免比例以及延长抵免期限等方式吸引光伏企业赴美建厂，刺激本土光伏需求。今年 6 月拜登政府宣布暂停了两年内对东南亚地区的反规避调查。然而，美国本土化战略面对中国成熟、高质量的光伏全产业链体系，以及较低的原材料、电力、人力成本，目标是否能达成仍存在较大疑问，我们判断目前政策端变化对中国光伏产业仍是以利好为主。

3.1.4.中国：双碳政策下光伏政策不断深入

我国是全球碳排放第一大国，节能减排工作任务艰巨。政府针对双碳目标提出纲领性文件推动能源转型，光伏行业发展成为了重点领域之一。2021 年 10 月，《碳达峰碳中和工作的意见》《2030 年前碳达峰行动方案》相继发布，成为我国双碳政策中的纲领性文件。

2022 年关于新能源发展更为细化的政策持续发布，下半年以来，规范光伏行业健康高质量发展政策陆续推出。2022 年 5 月 30 日，发改委、国家能源局发布《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》，提出到 2030 年风电、太阳能发电装机容量达到 12 亿千瓦以上。6 月 1 日，发改委等九部门联合印发《“十四五”可再生能源发展规划》，规划明确到 2025 年，可再生能源消费总量达到 10 亿吨标准煤左右，占一次能源消费的 18%左右；可再生能源年发电量达到 3.3 万亿千瓦时左右，风电和太阳能发电量实现翻倍。下半年以来，8 月三部门印发《关于促进光伏产业链供应链协同发展的通知》《科技支撑碳达峰碳中和实施方案（2022—2030 年）》，10 月国家能源局印发《能源碳达峰碳中和标准化提升行动计划》的通知等，促进光伏产业向高质量方向发展。

政策鼓励集中式与分布式并举。集中式方面风光大基地持续推进，第一批基地约 97GW 现在已经全部开工建设，第二批的基地项目清单已经印发，正在抓紧开展前期工作，第三批基地项目已开启申报。分布式中，整县推进持续深入，城镇乡村并举，城镇屋顶光伏行动、千家万户沐光行动、乡村能源站等计划共同发挥行业推动力。

图36 大基地示意图及气候

资料来源：晶科能源、东海证券研究所

图37 整县推进示意图

资料来源：天合光能、东海证券研究所

3.2.需求、供给端：双重高增速下产业链高景气持续

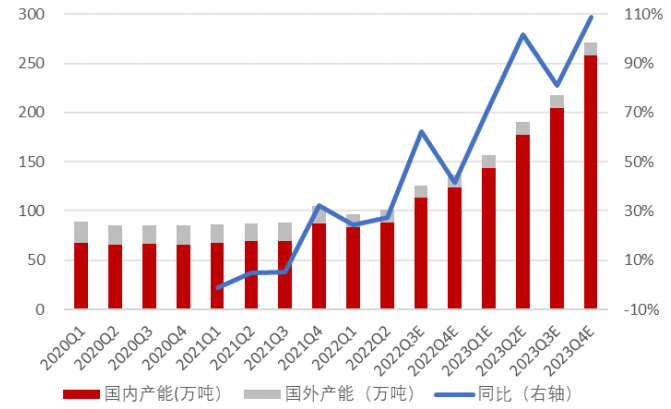
3.2.1.供给端：国内扩产进入放量期

光伏产能放量明显，上游产能缺口得到补足。截至 2022H1，全球光伏产业硅料产能为 88 万吨，同比增长 27.48%；其中国内硅料产能为 75 万吨，同比增长 46.63%。硅片/电池片/组件累计产能分别达到 465.8/475/505.4GW，分别同增 55.37%/36.65%/31.2%；其中新增硅片/电池片/组件产能 85.2/51.5/40.2GW。硅片/组件产能比、电池片/组件产能比分别达到 92.16%和 93.88%，同比分别提升 14.34/3.75pct；在下游组件放量的同时，硅片及电池片端能够及时补足产能缺口，跟随下游的扩产步伐。

硅料：产能放量开启正式，今年协鑫、青海丽豪、通威均有产能落地爬坡，实际产能预计月度环比约+10%，四季度预计总产量 27GW 左右。市场观望情绪渐浓，价格拐点下装机量放量仍待终端博弈。

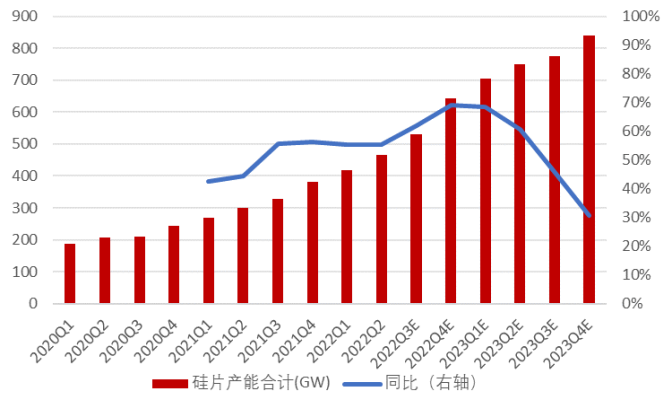
硅片：今年是硅片扩产大年，硅料放量有望进一步打开产能。此前硅片扩产受到硅料供应限制，无法实现稼动。硅料放量后月产量环增约 10%-12%，但也导致硅片价格承压，中环于 10 月底下调硅片产品价格，将会为产业链下游留存盈利空间。

图38 硅料产能及预期（20Q1-23Q4）



资料来源：各公司公告整理，东海证券研究所

图39 硅片产能及预期（20Q1-23Q4）

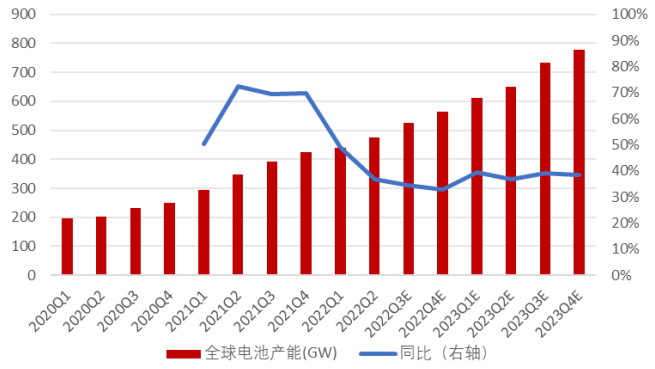


资料来源：各公司公告整理，东海证券研究所

电池片：电池片当下成为产能瓶颈。受 N 型技术迭代出现路径分歧的影响，今年电池片扩产较为迟疑，上、下游放量下成为目前产能瓶颈的一环。同时，年底集中式放量拉货积极，10 月以来价格上涨 2%-3%，龙头爱旭成功实现扭亏为盈，三季度归母扣非净利润达到 7.18 亿元。

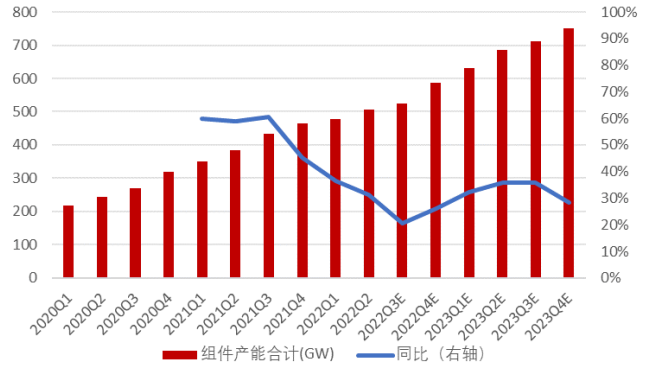
组件：今年及明年上半年组件产能大幅放量，22Q4 扩产下产能有望环比+10%。集中式放量下，22Q4 及 23Q1 拉货力度预计稳定，配合上游降价预期，组件端开工率有望向好。

图40 电池片产能及预期（20Q1-23Q4）



资料来源：各公司公告整理，东海证券研究所

图41 组件产能及预期（20Q1-23Q4）



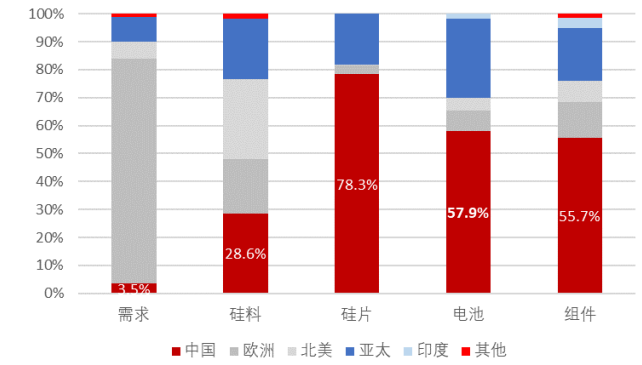
资料来源：各公司公告整理，东海证券研究所

3.2.2.国内全产业链覆盖，国外本土化尚不构成威胁

光伏全产业链国产化率达到高位，全产业链优势凸显。国产硅料的大幅放量有利于缓解来自上游端的成本压力，保障下游的稳定扩产。数据显示，截至 21 年底我国硅片/电池片/组件产能市场份额占 97%/85%/75%，相较于 2010 年均提升 15pct 以上。在硅料端，国产硅料产能占比从 20H1 的 70.48%增加到 22H1 的 85.25%，累计上升 14.78pct。光伏

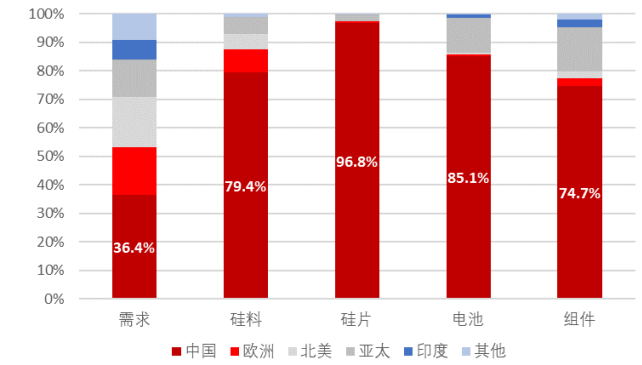
组件端对供应链需求高，全产业链优势对供应链发展有利，降本增效则进一步巩固了国产地位。

图42 2010 年各国需求及产能占比



资料来源：IRENA，东海证券研究所

图43 2021 年各国需求及产能占比



资料来源：IRENA，东海证券研究所

海外本土化萌芽出现，但存在周期错位与成本劣势。出于对中国光伏统治地位的警惕，国外有一定的本土化趋势开始出现。如美国削减通胀法案对国内产能提供富有竞争力补贴，REC 将重启摩西湖工厂，First Solar 将投资 12 亿美元建设新工厂并扩建现有产能，Enphase 计划至 2023 年年中在美国建设四到六条新生产线。瑞士 Meyer Burger 计划增发 2.53 亿美元将太阳能高效电池和组件产能提升至约 3GW。国外整体产能规模下成本难与国内竞争，同时扩产周期至少需要 1-2 年，难以享受近两年行业高增速的红利。

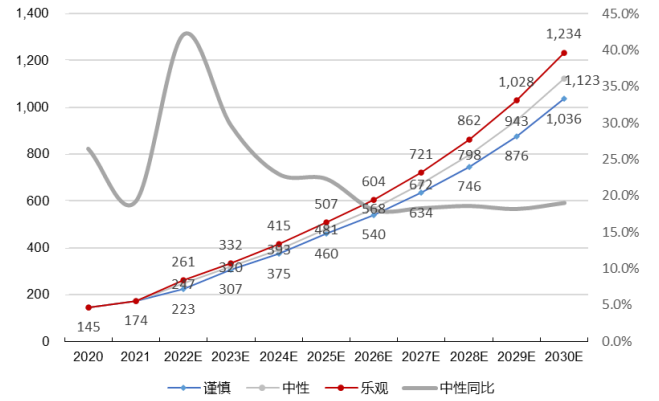
3.2.3.需求端：全球需求高速增长

全球市场增幅明显。2021 年全球光伏新增装机达到 199GW，相较 2019 年新增装机量翻了约 3 倍； 2025 年全球光伏年均新增装机需求预计达到 481GW，全球光伏新增装机量 CAGR 预计达到 20%以上。

国内市场增长迅速。2021 年国内光伏新增装机约 55GW，同比增长 13.9%，占全球光伏新增装机的 36.4%。中国光伏新增装机量已经连续 9 年占比超过 25%，是当前全球最大的光伏市场。预计 2025 年我国光伏年均新增装机量将达到 180GW，复合增长率超过 25%。

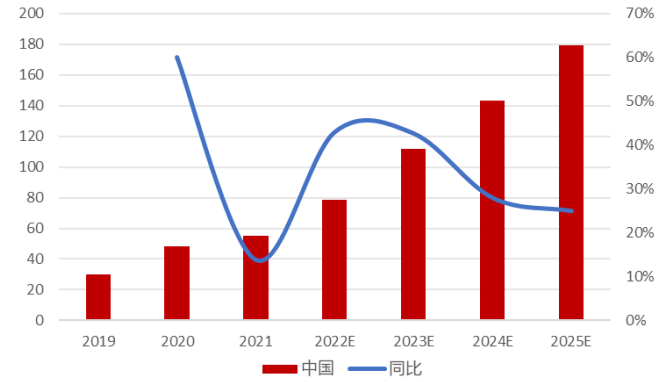
硅料放量下年底集中式逐步放量，明年装机量有望进一步提升。受硅料降价预期，终端观望情绪浓厚，今年年底装机需求部分受抑制。继 10 月装机回落至 5.64GW 后， 11 月装机 7.47GW. 组件降价下需求略微反弹。但结合规划及并网要求，预计组件价格恢复合理区间后，装机量在能源转型的刚性需求下仍将抬升。

图44 全球光伏新增装机预测（GW）



资料来源：BP，国家能源局，中电联，东海证券研究所

图45 我国光伏新增装机预测（GW）



资料来源：国家能源局，东海证券研究所

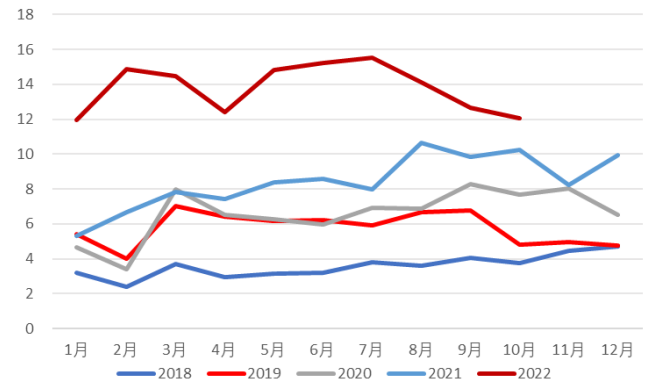
3.2.4.出口：高位边际下滑，明年刚需有望继续放量

我国组件出口持续火热，边际高位下降。截至 2022 年 10 月，我国光伏组件累计出口量达到 138.09GW，同比增长 66.59%，已经超过去年全年的 101.1GW。自 7 月的 15.51GW 出口量之后，出口量边际下滑，但整体仍处于高位区间。

欧洲成为今年出口主要增长点。截至今年 9 月，我国光伏组件在欧洲市场累计出口量达到 65.15GW，同比增长 108%。其中西班牙/波兰/德国/希腊/葡萄牙/法国/比利时的累计出口量分别为 35.61/8.39/3.71/5.44/3.14/2.66/2.2/1.63GW，同比增长分别达到 83%/123%/166%/194%/302/177%/208%/199%，我国对欧洲主要国家组件出口增速均达到 80%以上。

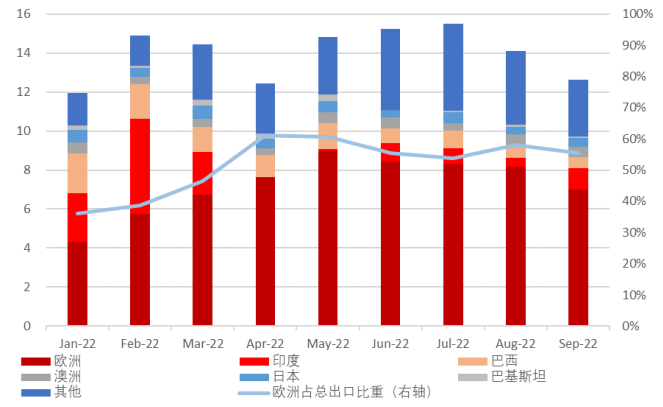
碳中和刚需推动下，2023 年光伏出口预计将持续放量。22H1 受俄乌冲突影响，欧洲光伏出口量飙升。后期在库存、安装工人短缺、季节性因素的影响下，22H2 出口量在前期高基数下略微下降，但整体仍远超去年同期。能源转型刚需下，随着硅料降价至合理水平，终端需求将逐步放量，同时美国、印度、巴西等国发力下，出口仍有望继续放量。

图46 历年组件月度出口数量（GW）



资料来源：盖锡咨询，东海证券研究所

图47 2022 年 1-9 月各地区出口量（GW）



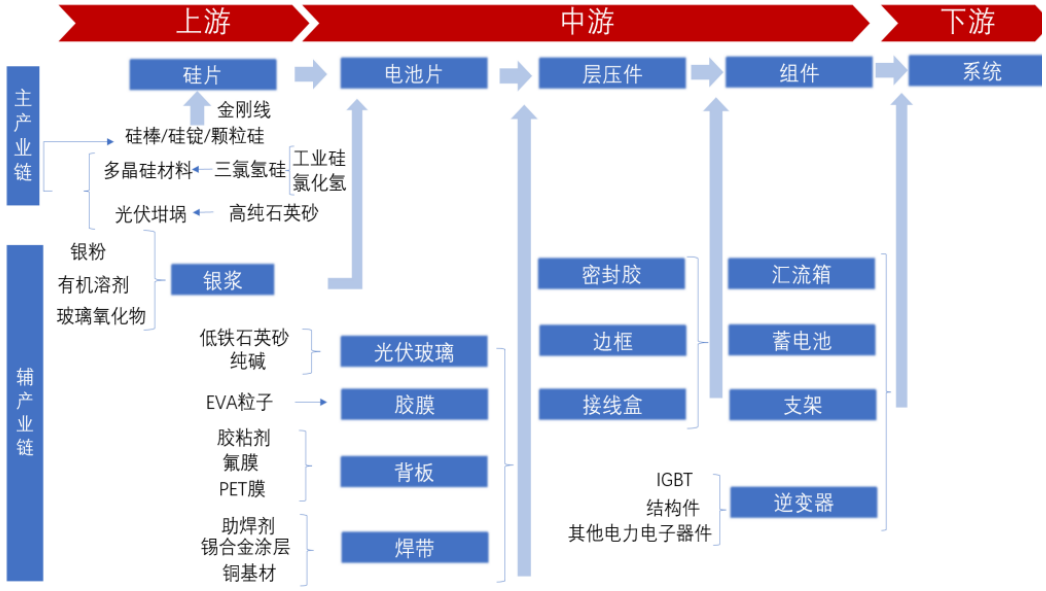
资料来源：盖锡咨询，东海证券研究所

3.3.产业链梳理及利润分配

3.3.1.产业链结构及产品结构

光伏产业链分为主产业链及辅材产业链，其中主产业链以硅料、硅片、电池片、组件为核心，辅材产业链则以主产业链对应环节为核心，主要包括拉晶所需石英坩埚、切片所需金刚线、光伏玻璃、胶膜等配件。辅材的优劣对于组件整体性能影响很大，而上游原材料的瓶颈则会限制其扩产，辅材供需缺口造成的价格上升往往导致组件成本压力的加重。

图48 光伏产业结构图



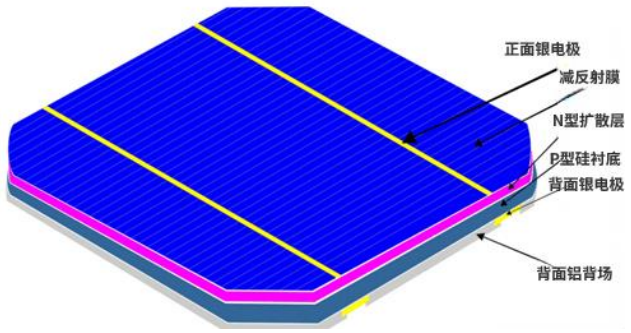
资料来源：公开资料整理，东海证券研究所

硅料、硅片：高纯石英砂通过提纯之后，经三氯氢硅法或硅烷流化床法得到硅料。硅料经拉晶切片步骤进一步得到硅片。

电池片：硅片经金刚线切割后，经过清洗制绒（增加二次反射从而提升光吸收）、扩散（形成 PN 结）、刻蚀（去除磷硅玻璃，防止短路），镀膜（印刷形成银电极、铝背场），最终烧结（使电机与硅片形成欧姆接触），电池片基本成型。

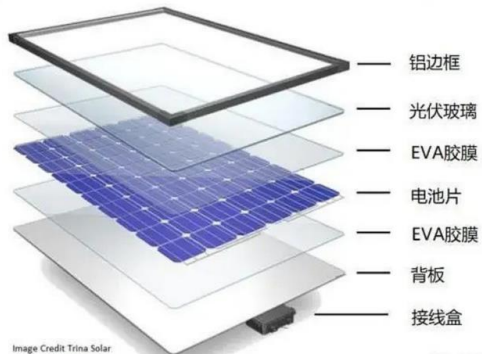
组件：电池片通过焊接焊带成串，之后与光伏玻璃、胶膜、背板叠层，再通过层压机将敷设好的压层件内的 EVA 融化，使电池、玻璃、背板粘连，形成封装保护。然后使用打胶机用密封胶将层压件用铝边框封装，并安装接线盒，最终制成组件。

图49 电池片基本结构



资料来源：智研咨询，东海证券研究所

图50 组件基本结构



资料来源：天合光能，东海证券研究所

3.3.2.产业链结构导致供需缺口

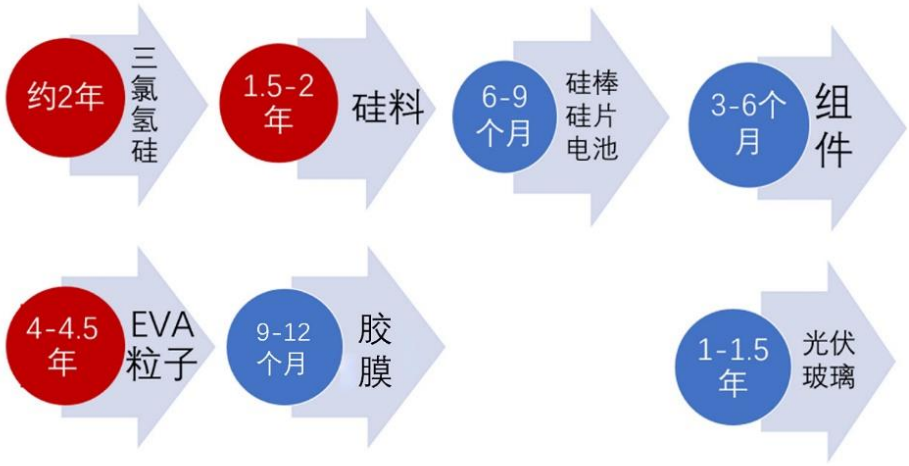
产业链结构不平衡导致了内部供需缺口。供需不平衡本质上是产能不平衡，在当前光伏全产业链高景气，资本大量涌入的背景下，由于自然资源、政策、技术约束以及产业链扩产周期等差异，导致产业链供需缺口不断变化。

自然资源在客观因素下难以扭转，技术进步有望克服。高纯石英砂是石英坩埚的核心原材料，石英砂纯度在拉晶过程中对于硅片性能影响很大。且石英坩埚属于消耗品，随着使用杂质增多而需要更换，最优质的尤尼明石英坩埚寿命不超过 450 小时。高纯石英资源主要分布于美国及印度，美国的高品质矿床资源被美国矽比科、挪威 TQC 垄断，国内石英股份则布局了部分印度矿源。国产矿源生产出的坩埚存在着一定的品质差距，其杂质、气泡等问题会影响坩埚寿命和拉晶质量，目前行业普遍采用内层坩埚使用进口石英砂，外层使用国产替代的解决方式。

技术约束有望中长期实现国产替代。高温银浆已实现 80%以上的国产化替代，但占银浆成本 95%以上的银粉约有 90%左右依赖进口（主要为日本 DOWA）。银粉作为银浆的主要原料，其各项性能参数对于银浆质量起着重要影响，银浆生产对银粉形貌、粒径、分散性、振实密度均有要求，国产技术难度较大，目前仅能够实现小批量出货。

扩产周期差异造成中短期内产业供需不均衡。光伏下游组件环节偏向于加工、组装属性，扩产周期最短，中游硅棒、硅片、电池扩产周期也仅 6-9 个月，而上游硅料、三氯氢硅等环节偏化工属性，扩产+爬坡周期对比下游明显更长。辅材端下游胶膜扩产周期较短，而上游 EVA 粒子作为传统化工领域，扩产及爬坡周期高达 4-4.5 年。此外，由于扩产周期较长，容易造成逆周期风险，同时一旦停产易对生产线造成损坏等损失，偏化工属性的上游企业扩产意愿普遍较弱，最终导致光伏产业链整体供需不均衡状况的形成。

图51 光伏行业各环节扩产周期



资料来源：CPIA，东海证券研究所

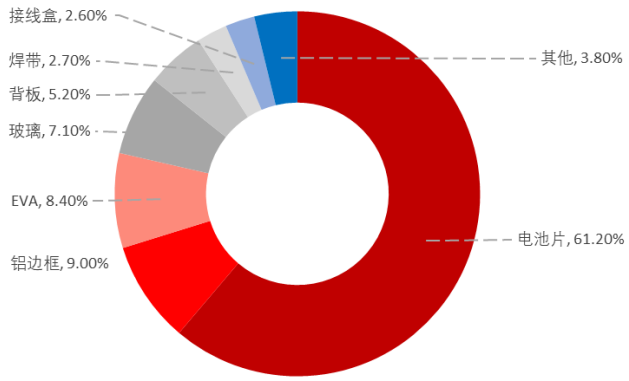
3.3.3.硅成本仍为产业链主要成本

目前硅料、硅片仍是光伏电池、组件、终端环节中成本最高的部分，整个产业链的价值仍围绕硅展开，组件价格高企抑制下游需求尤其是集中式放量的问题预计将随硅料产能落地逐步得到缓解。

组件成本构成：电池片占据第一位，占比 61.2%，其中硅片约占整个组件成本的 45.5%。封装成本占比约 38.8%，其中铝边框、EVA、光伏玻璃、背板占组件成本比例较大，分别为 9.0%、8.4%、7.1%、5.2%。

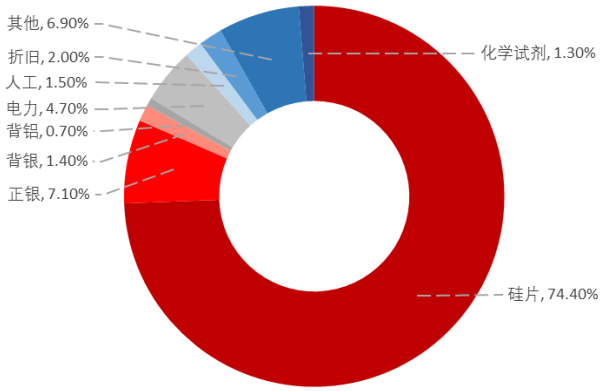
单面单晶电池片成本构成：硅片成本最高，占比 74.40%；银浆成本则为电池片最高的非硅成本，占比 8.5%。

图52 组件成本构成(%)



资料来源：华经产业研究院，东海证券研究所

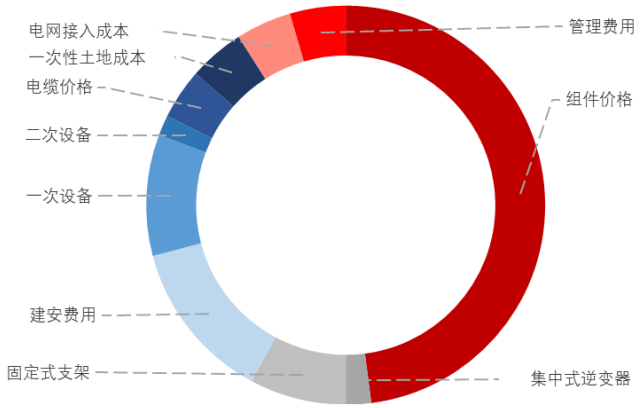
图53 单面单晶电池片成本构成(%)



资料来源：Solarzoom，东海证券研究所

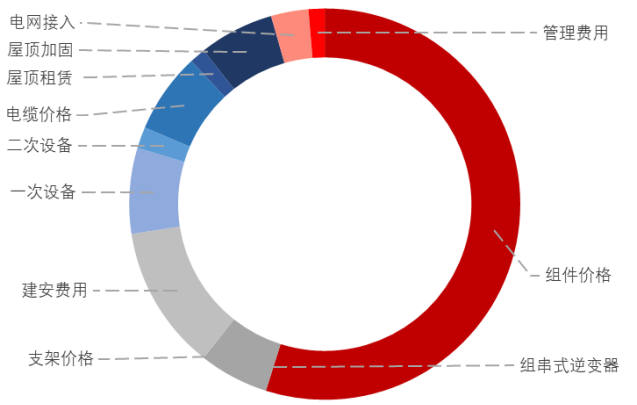
光伏发电系统主要由光伏主要部件（组件、支架、逆变器）、电路系统（一次设备、二次设备、电缆）、建安费用、电网接入成本、土地成本（土地租金、屋顶租赁、屋顶加固）以及管理费用。光伏系统占发电系统比例约 50%，固定支架、逆变器约占 10%，一次设备、二次设备、电缆约占比 15%。**集中式的土地成本、建安成本、管理费用、电网接入成本等均高于分布式。**

图54 集中式光伏系统成本构成(%)



资料来源：CPIA，东海证券研究所

图55 工商业分布式光伏系统成本构成(%)



资料来源：CPIA，东海证券研究所

3.3.4.拥硅为王，产业链价格上涨

硅料行业整体偏化工属性，具有较长的扩产周期和低灵活性的生产线，以至于长期成为产业链的瓶颈环节。在供不应求的状态下，硅料价格持续上升。

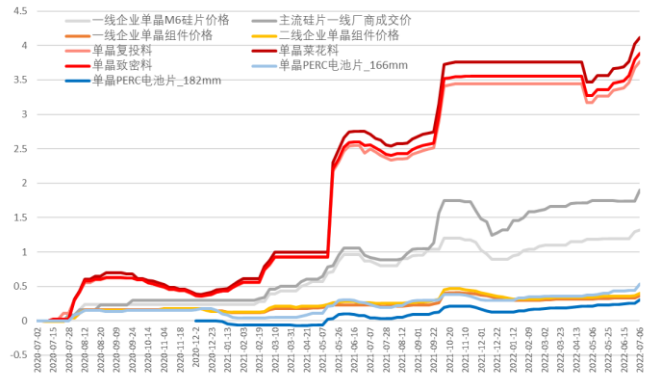
硅料价格上涨带动下游价格普涨，但涨幅明显低于硅料。硅料从 2020 年的低点价格 6 万元/吨，上升到目前 30 万元/吨左右，上涨约 4 倍；硅片价格扣除硅料价格的价差由正转负，成本压力进一步增加，价格较 2021 年上涨了 1-1.5 倍；电池片价格从 2020 年约 0.8 元/瓦，上升至目前的 1.25 元/瓦左右，上涨约 50%；组件从 2020 年最低点的 1.6 元/瓦左

右上涨至目前最高 2 元/瓦左右，涨幅约 25%。可以明显看出，随着产业链由上自下，各环节价格上涨幅度不断缩小。

拥硅为王，产业链利润分配不均。目前硅料挤占产业链超过一半的利润。以新特、大全、通威、协鑫四家公司为硅料口径计算，2022H1 硅料归母净利润达到 298.85 亿元，占到行业总额的 53.67%。

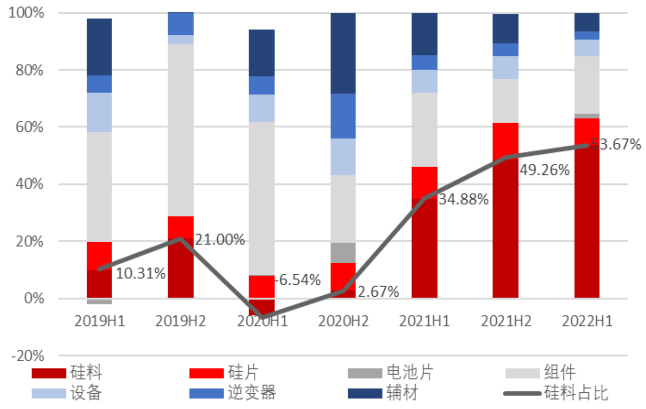
价格高位横盘，利润分配不均边际有所改善。目前受到硅料价格下跌背景下终端观望的影响，中下游情绪偏低迷，特别是硅片价格出现踩踏，一度出现单周价格下降超 10%。我们预计随着组件与终端博弈完成，产业链利润分配将逐步合理化。22H1 硅料利润分配占比环比上升了 4.41 pct，与 21H2 环比上升 14.38 pct 相比明显收窄。其他环节中组件占比 20.09%，电池片环节占比 1.6%，均有所上升，而其他环节则出现回落。

图56 产业链各环节价格增长百分比(%)



资料来源：Solarzoom，PVinfolink，中国金属网，东海证券研究所

图57 光伏产业链利润分配（%）



资料来源：ifind，东海证券研究所

3.3.5.硅料扩产，价值链有望重新分配

目前硅料产能放量开始落地，预计环比约+10%，四季度预计总产量 27GW，观望情绪渐浓，终端需求提振后，行业利润有望获得修复。

以 CPIA 预测取乐观、悲观两种情况平均值，预计 2022 年、2023 年全球光伏新增装机分别为 227.50GW 和 247.50GW。按照 1.2:1 容配比、2.8g/W 硅耗，假设光伏级多晶硅需求占总需求的 95%，计算得到 2022、2023 年全球多晶硅需求分别约 80.46 和 87.54 万吨，多晶硅产量则参考硅业分会数据

随着硅料产能释放，供需关系出现拐点，明年硅料供过于求成为大概率事件。目前硅料价格除了供需形势扭转外，存在一定市场情绪扰动。考虑到二、三线厂商与头部良率差距，以及 N 型硅料技改等因素，明年底预计达到全面过剩状态。

表2 硅料供需测算

	2021	2022E	2023E
全球装机量（GW）	135.60	227.50	247.50
组件量（GW）	162.72	273.00	297.00
多晶硅需求（万吨）	47.96	80.46	87.54
多晶硅产量（万吨）	60.20	81	146

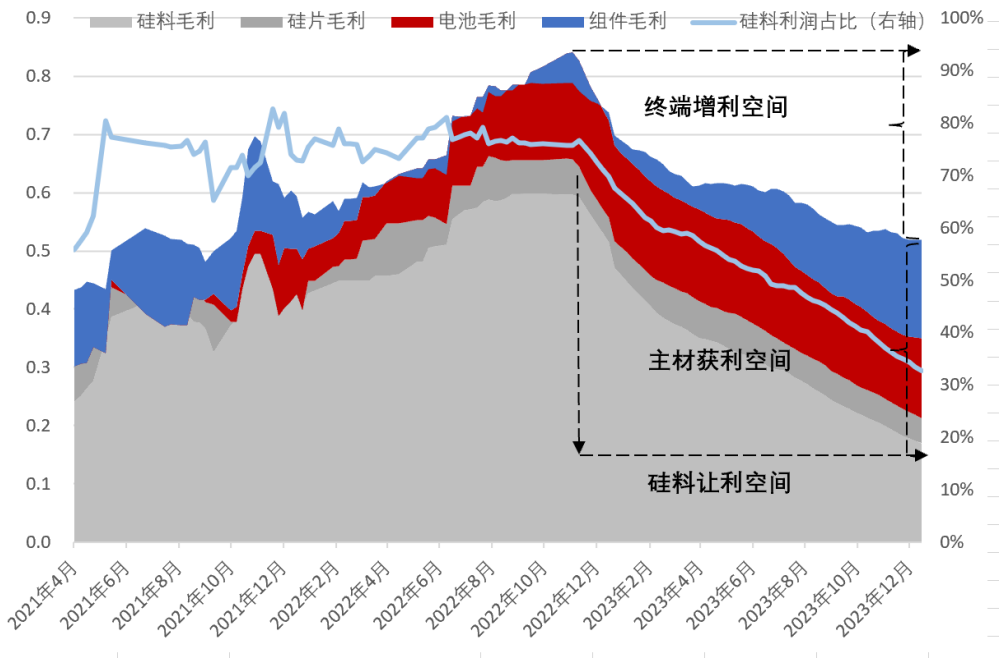
资料来源：CPIA，东海证券研究所

3.3.6.硅料价格下降下，组件一体化厂商利润有望修复

硅料价格拐点出现，大量利润空间释放。在今年硅料价格疯涨下，产业链 75%左右利润被挤占。根据硅料价格 2023 年底降至 100 元/千克、125 元/千克、150 元/千克三种情况推算，硅料价格下降预计有望释放 0.4 元/瓦以上的利润，硅料占产业链利润有望降至 30%以下。

下游利润再分配，光伏设备产业链内部有望受益。硅料释放利润将被产业链内部（硅片、电池、组件为主）以及终端（电力运营、EPC、储能等）分配。目前终端博弈仍在持续，降价模型预计分为两种：1）硅料价格大幅下降，带动组件价格下降，终端需求大增；2）终端需求持续不振，组件价格大幅下降，倒逼硅料价格下降。根据目前价格观测以及对于未来几年需求增量的测算，**我们预计实际降价情形符合模型 1，此时受益于需求驱动，产业链内部有望获得利润分配良性改善。**

图58 中性情况硅料降价下产业链利润变化（元/瓦、%）



资料来源：Solarzoom，东海证券研究所

表3 利润分配敏感性分析

硅料价格	利润释放	组件价格对应下游利润增加（元/瓦）		
元/千克	元/瓦	谨慎：1.5	中性：1.68	乐观：1.8
100	0.50	0.02	0.17	0.28
125	0.43	-0.04	0.12	0.22
150	0.37	-0.10	0.06	0.16

资料来源：Solarzoom，东海证券研究所

供需格局下，组件盈利修复，一体化组件厂商受益高确定性。根据供需格局预测，1）硅片:今年扩产大年，受硅料放量影响下，产量大幅提升，价格承压下利润空间预计逐步收窄；2）电池片：受路径分歧，电池片扩产较低，叠加通威自用比例提升影响，近期价格大幅上涨，预计超额利润空间仍将维持，下半年产能扩产配合技术路径争议减弱，利润收窄；3）组件：目前受终端及硅料双重压力，组件利润承压最大。预计随着硅料降价以及电池片产能释放，下半年有望盈利逐步扭转。

根据上述推定测算，一体化厂商预计存在 0.1 元/瓦以上增利空间。根据历史数据以及测算结果，以双面单晶 PERC 为基准的组件价格滑落至 1.8 元/瓦左右时，进入集中式项目 IRR 较理想范围，预计将迎来项目逐步放量。下游产业链有望获得 0.1 元/瓦以上增利，而硅片增利弹性较低，预计电池、组件为主的一体化厂商利润修复在 0.1 元/瓦左右。

表4 2023 年底不同硅料、组件价格下，下游毛利预测（元/瓦）

硅料价格情形	组件价格情形	硅片毛利	电池片毛利	组件毛利
306	2.02	0.06	0.18	-0.05
100	1.5	0.06	0.08	0.07
	1.68	0.07	0.13	0.16
	1.8	0.10	0.18	0.19
125	1.5	0.03	0.06	0.07
	1.68	0.06	0.11	0.13
	1.8	0.10	0.15	0.17
150	1.5	0.02	0.05	0.02
	1.68	0.06	0.09	0.11
	1.8	0.09	0.12	0.14

资料来源：Solarzoom，东海证券研究所

4.投资建议

针对当下光伏产业链利润再分配及 N 型技术迭代稳步推进的大趋势，我们建议重点关注有望实现量利齐升的行业一体化组件龙头，核心逻辑包括：1）硅料价格下行，产业链整体利润分配回归较合理区间，预计一体化组件龙头将获得盈利修复；2）硅成本下降下，组件价格回归合理区间，预计 2023 年终端将顺利迎来放量，组件需求提振；3）N 型迭代趋势下，组件同质化趋势减弱，技术先进的 N 型组件龙头有望获得溢价。

表5 推荐标的及盈利预测表

公司名称		净利润增速			P/E		
	总市值（亿元）	2022E	2023E	2024E	2022E	2023E	2024E
天合光能	1191.6	104.28%	80.66%	30.73%	32	18	14
晶科能源	1374.0	138.18%	99.98%	31.91%	51	25	19
晶澳科技	1325.4	129.65%	51.85%	29.15%	28	19	14
隆基绿能	3396.6	61.65%	30.54%	24.05%	23	18	14

资料来源：Wind 一致预期，东海证券研究所

5.风险提示

（1）全球宏观经济波动风险

全球经济衰退压力可能对光伏装机需求端造成一定不利影响；

（2）国内疫情变化风险

国内疫情的不确定性可能导致光伏相关需求/工程建设进度受到影响，并可能再度影响产业链内部分企业的开工率；

（3）国际贸易及新能源政策风险

主要光伏装机国家发布对于中国光伏出口相关贸易或政策，可能对于光伏出口及海外工厂生产、出口造成不利影响。

一、评级说明

	评级	说明
市场指数评级	看多	未来 6 个月内上证综指上升幅度达到或超过 20%
	看平	未来 6 个月内上证综指波动幅度在-20%—20%之间
	看空	未来 6 个月内上证综指下跌幅度达到或超过 20%
市场指数评级	超配	未来 6 个月内行业指数相对强于上证指数达到或超过 10%
	标配	未来 6 个月内行业指数相对上证指数在-10%—10%之间
	低配	未来 6 个月内行业指数相对弱于上证指数达到或超过 10%
公司股票评级	买入	未来 6 个月内股价相对强于上证指数达到或超过 15%
	增持	未来 6 个月内股价相对强于上证指数在 5%—15%之间
	中性	未来 6 个月内股价相对上证指数在-5%—5%之间
	减持	未来 6 个月内股价相对弱于上证指数 5%—15%之间
	卖出	未来 6 个月内股价相对弱于上证指数达到或超过 15%

二、分析师声明：

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，具备专业胜任能力，保证以专业严谨的研究方法和分析逻辑，采用合法合规的数据信息，审慎提出研究结论，独立、客观地出具本报告。

本报告中准确反映了署名分析师的个人研究观点和结论，不受任何第三方的授意或影响，其薪酬的任何组成部分无论是在过去、现在及将来，均与其在本报告中所表述的具体建议或观点无任何直接或间接的关系。

署名分析师本人及直系亲属与本报告中涉及的内容不存在任何利益关系。

三、免责声明：

本报告基于本公司研究所及研究人员认为合法合规的公开资料或实地调研的资料，但对这些信息的真实性、准确性和完整性不做任何保证。本报告仅反映研究人员个人出具本报告当时的分析和判断，并不代表东海证券股份有限公司，或任何其附属或联营公司的立场，本公司可能发表其他与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告。本报告可能因时间等因素的变化而变化从而导致与事实不完全一致，敬请关注本公司就同一主题所出具的相关后续研究报告及评论文章。在法律允许的情况下，本公司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。

本报告仅供“东海证券股份有限公司”客户、员工及经本公司许可的机构与个人阅读和参考。在任何情况下，本报告中的信息和意见均不构成对任何机构和个人的投资建议，任何形式的保证证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效，本公司亦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。本公司客户如有任何疑问应当咨询独立财务顾问并独自进行投资判断。

本报告版权归“东海证券股份有限公司”所有，未经本公司书面授权，任何人不得对本报告进行任何形式的翻版、复制、刊登、发表或者引用。

四、资质声明：

东海证券股份有限公司是经中国证监会核准的合法证券经营机构，已经具备证券投资咨询业务资格。我们欢迎社会监督并提醒广大投资者，参与证券相关活动应当审慎选择具有相当资质的证券经营机构，注意防范非法证券活动。

上海 东海证券研究所
地址：上海市浦东新区东方路1928号 东海证券大厦
网址：Http://www.longone.com.cn
电话：（8621）20333619
传真：（8621）50585608
邮编：200215

北京 东海证券研究所
地址：北京市西三环北路87号国际财经中心D座15F
网址：Http://www.longone.com.cn
电话：（8610）59707105
传真：（8610）59707100
邮编：100089