行业报告

2021年9月18日

中航证券有限公司
AVIC SECURITIES CO., LTD.

不尽能源天上来——光伏、光热发电行业报告

行业评级：增持

分析师：邹润芳
证券执业证书号：S0640521040001

研究助理：唐保威
证券执业证书号：S0640121040023

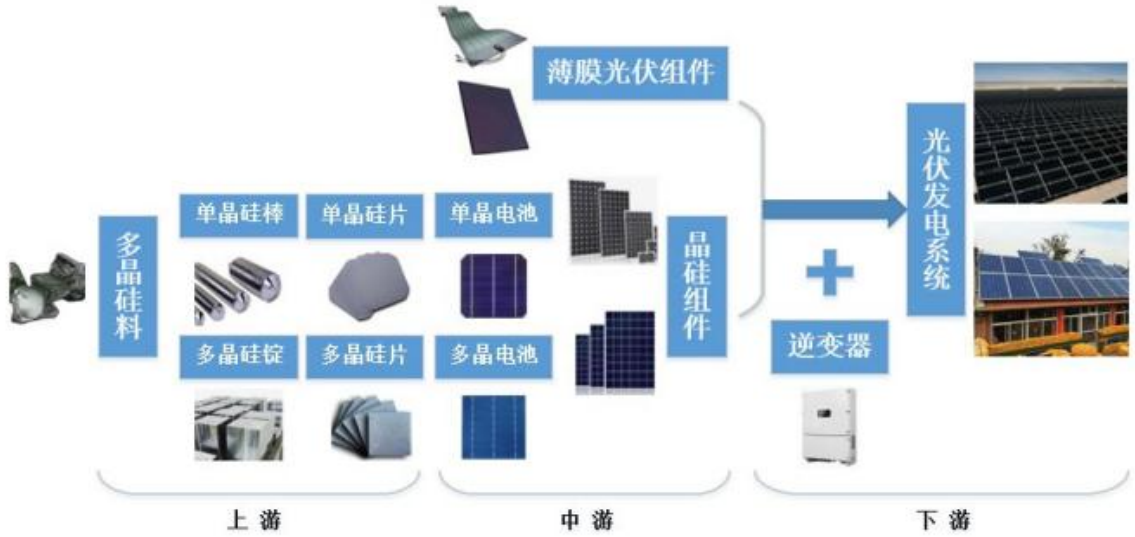
研究助理：孙玉浩
证券执业证书号：S0640120030010

研究助理：朱祖跃
证券执业证书号：S0640121070054

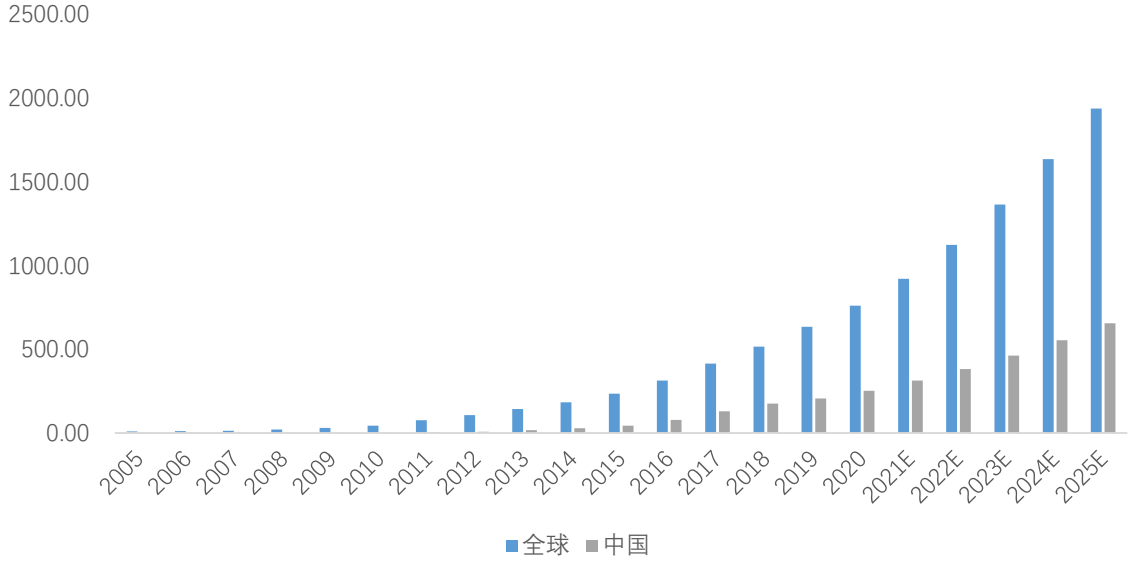
1.1 光伏：取之不尽的平价清洁能源

- **朝阳中的光伏，我国少有的具备国际竞争优势的产业：**各种可再生能源中，太阳能以其清洁、安全、取之不尽、用之不竭等显著优势，已成为发展最快的可再生能源。开发利用太阳能对调整能源结构、推进能源生产和消费革命、促进生态文明建设均具有重要意义。经过十几年的发展，光伏产业已成为我国少有的形成国际竞争优势、实现端到端自主可控、并有望率先成为高质量发展典范的战略性新兴产业，也是推动我国能源变革的重要引擎。目前我国光伏产业在制造业规模、产业化技术水平、应用市场拓展、产业体系建设等方面均位居全球前列。
- **光伏产能中国集中，装机量迅速提升：**光伏产业链从上到下主要为硅料→硅片→电池片→组件→光伏发电系统。截至2020年底，我国硅料产能45.7万吨，占全球的75.16%；硅片产能240GW，占全球的97.01%；电池片产能201.2GW，占全球的80.67%；组件产能244.3GW，占全球的76.34%。中国产能，供应全球。2020年全球光伏累计装机量达到760.4GW，同比增长19.99%，十年CAGR=32.82%；中国光伏累计装机量达到253GW，同比增长23.12%，十年CAGR=73.53%。全球光伏产业保持快速发展，中国更为迅猛。

图表1：光伏产业链上下游



图表2：全球及中国光伏累计装机量（GW）

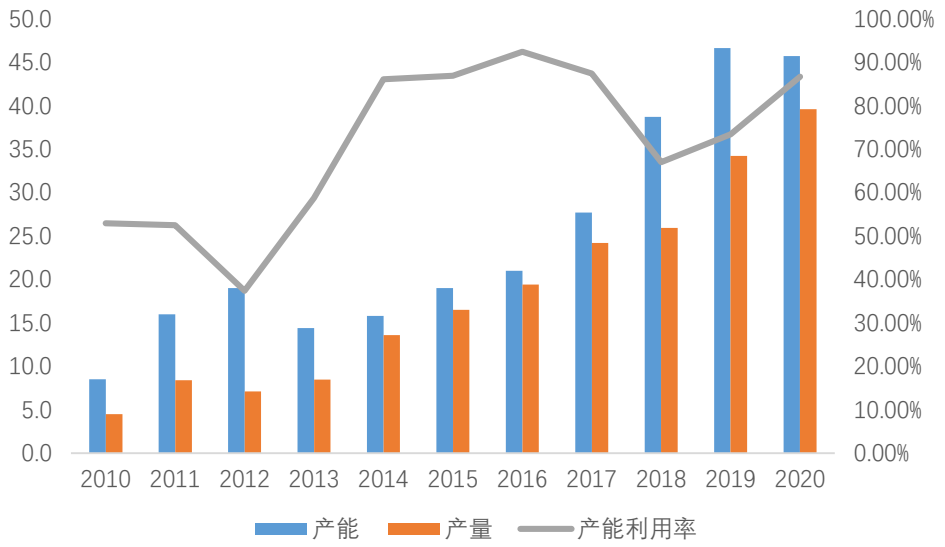


资料来源：CPIA、中电联、中航证券研究所

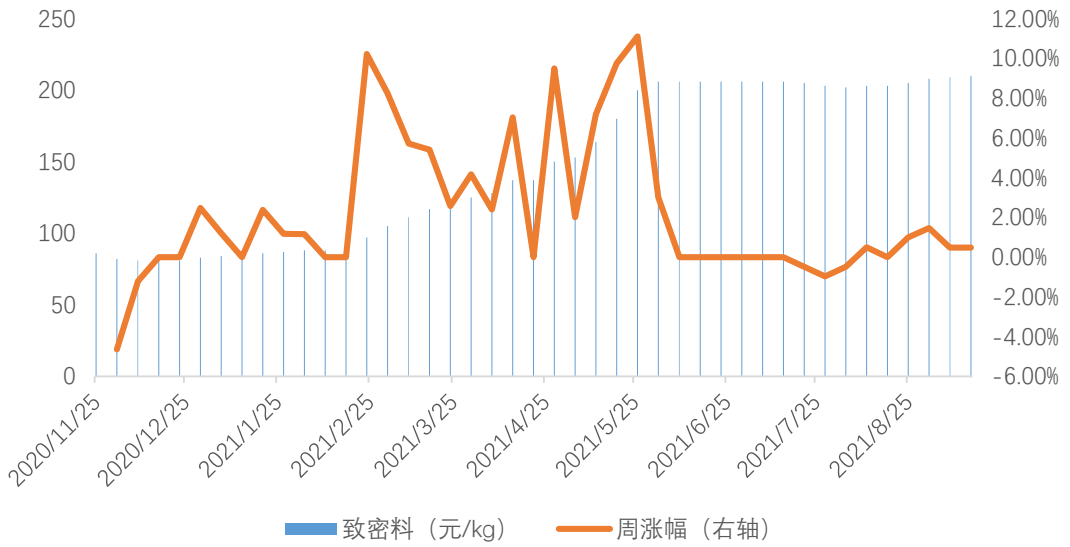
1.2.1 光伏硅料：建设周期最长、产能弹性最小的第一道光伏环节

- **周期长、壁垒高、行业集中是硅料环节的特点：**硅料被认为是光伏产业链的第一道环节，硅料生产企业将工业硅提纯成为太阳能级硅，再出售给下游硅片企业。对于多晶硅生产企业，从项目新建到产能投产一般需要12-18个月，远高于下游光伏环节的周期。目前设备和工艺也从全部进口转变为全部国产化，技术工艺也从之前的热氢化转变为冷氢化、还原炉从9-12对棒改良为36-48对棒，不仅各项生产技术指标也得到已经大幅提升，成本也大幅下降。过去五年仅一家是新进入者。2020年，排名前五企业产量占国内多晶硅总产量 87.5%，行业高度集中。
- **硅料紧缺是当下光伏行业的主题：**周期长则一旦紧缺需要较长时间才会有新产能释放去平衡供求关系、低产能弹性则紧缺到来时无法通过增加工时来增加产出。2020年国内多晶硅产能45.7万吨，同比-1.93%；产量39.6万吨，同比+15.79%，增速仍远低于光伏其他环节。自去年下半年以来，多晶硅价格不断攀升。目前我国多晶硅价格为210元/kg，相比年初累计上涨超过150%。进入6月份以来，硅料价格涨势减缓，但在高位维持。

图表3：国内硅料近年产能产量（万吨）



图表4：硅料价格走势

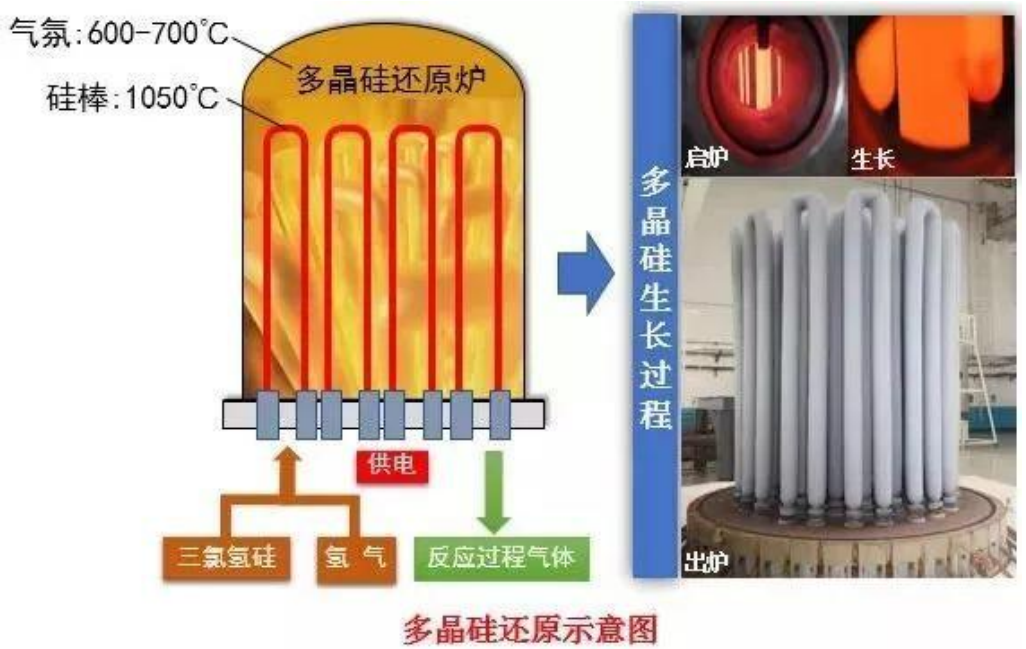


资料来源：CPIA、中电联、中航证券研究所

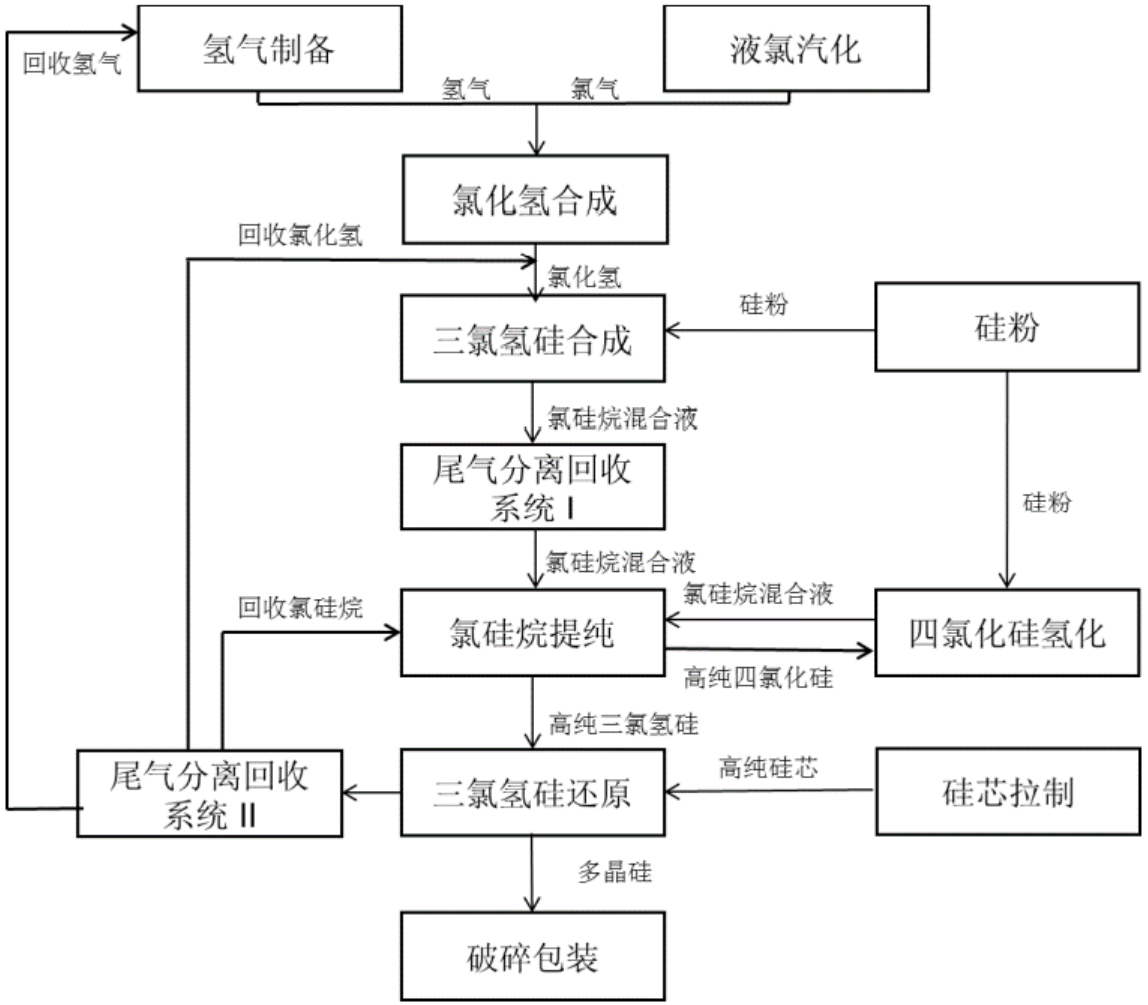
1.2.2 光伏硅料工艺及设备：改良西门子法是目前主流工艺，多晶硅还原炉是关键设备

- **生产工艺影响硅料纯度，改良西门子法最为主流：**工业硅提纯方法可以大体分为化学法和物理法，化学法中硅元素在整个硅提纯过程中发生了化学反应，包括西门子法、改良西门子法、硅烷法、流化床法等，是目前主流提纯方法。物理法也称为冶金法，硅元素自始自终没有发生化学反应，只是通过各种物理化学法除去杂质。在目前的提纯方法中，改良西门子法是目前国内外最主流及最成熟的多晶硅生产工艺，又称“闭环西门子法”。其主要是在西门子法基础上增加了尾气回收和四氯化硅氢化工艺，实现了生产过程的闭路循环，避免副产品直接排放污染环境，并实现原料的循环利用，有效降低了生产成本。
- **多晶硅还原炉是硅料生产工艺关键设备：**在改良西门子法中，核心生产设备是多晶硅还原炉。生产过程是在还原炉底盘布置有数根细长发热载体——硅芯。每对硅芯近似一个倒置“U”型管，由2根竖直平行的细长方硅芯和1个横向多晶硅桥连而成，在多晶硅还原炉内，精馏提纯后的三氯氢硅（TCS）和氢气（H2）发生化学气相沉积反应，生成的高纯硅沉积在硅芯表面形成一定直径的多晶硅硅棒 。

图表5：多晶硅还原炉示意图



图表6：改良西门子法工艺流程

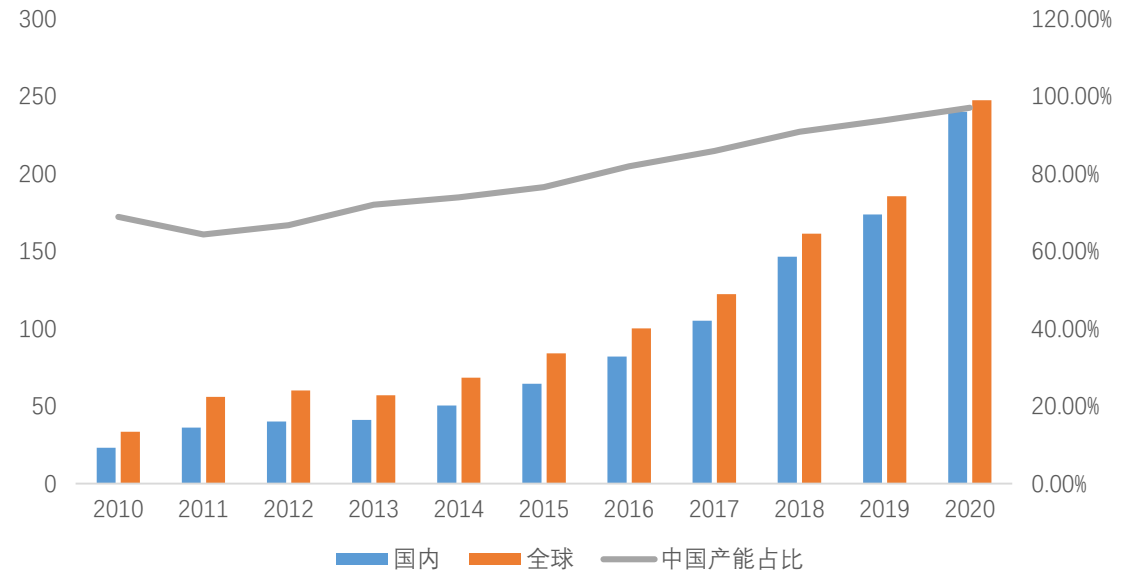


资料来源：CPIA、知网、亚洲硅业、太阳能学报、中航证券研究所

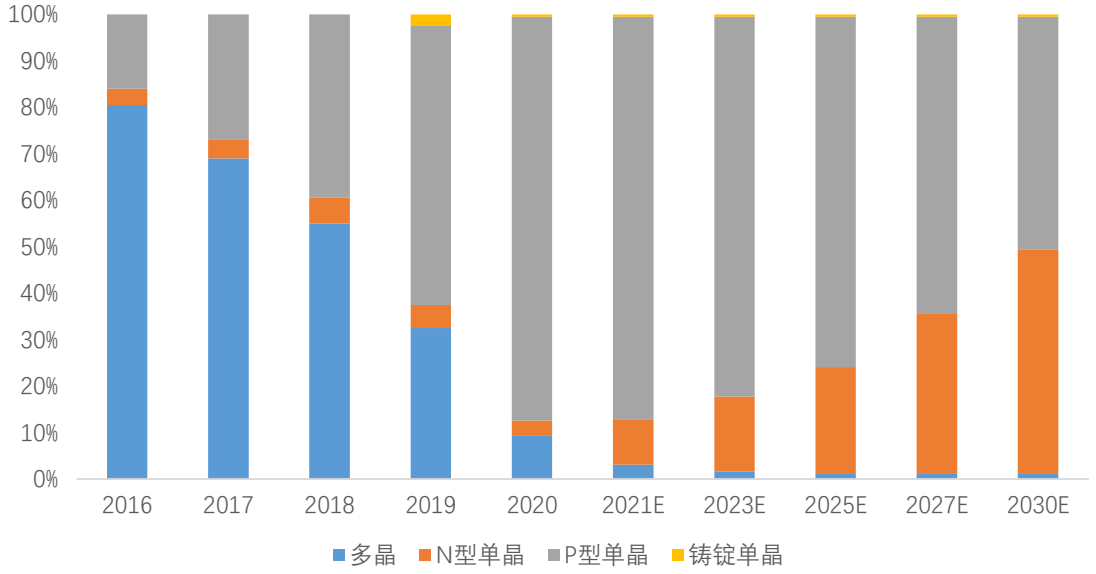
1.3.1 光伏硅片：产业集中度持续提升，中国占据绝对地位

- **硅片环节寡头模式明显，中国产能占据世界97%：**2020年国内硅片产能240GW，同比增长38.17%；产量161.3GW，排名前五企业产量占国内硅片总产量的 88.1%，且产量均超过10GW。全球硅片总产能约为247.4GW，产量约为167.7GW。硅片环节头部企业得益于规模、技术、成本和市场话语权等优势，均能保持较高开工率，中小企业在价格和成本的双重压力下，纷纷停产或退出，加剧了企业分化趋势，产业集中度继续提升。2020年，全球生产规模前十的硅片企业总产能达到227GW，约占全球全年总产能的91.7%；这十家企业均为中国企业，其中前五家龙头企业产能、产量均超过10GW，其产能合计和产量合计均超过全球的80%。
- **单晶占比迅速提升，N型硅片有望成为主流：**2020年硅片环节的产能提升仍然是以单晶硅片产能扩产为主，单晶硅棒产能较2019年底增长近100GW，硅片产能达到约199.8GW，同比增长约70%；多晶硅片产能47.6GW，同比下降约30%，多晶硅片环节存量产能继续呈现萎缩。单晶硅片占据主要市场份额，占比由2016年的20%提升到90%，五年内单多晶硅片占比发生结构性扭转。根据CPIA，到2030年N型单晶硅片占比可能达到48%，成为硅片市场的一大主流。

图表7：中国硅片产能与全球对比（GW）



图表8：单晶硅片占据主要市场

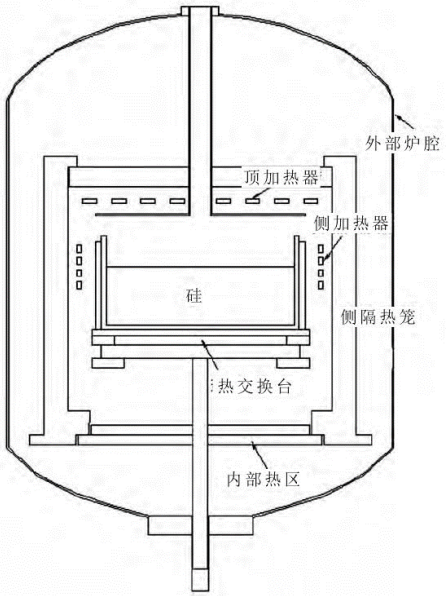


资料来源：CPIA、中电联、中航证券研究所

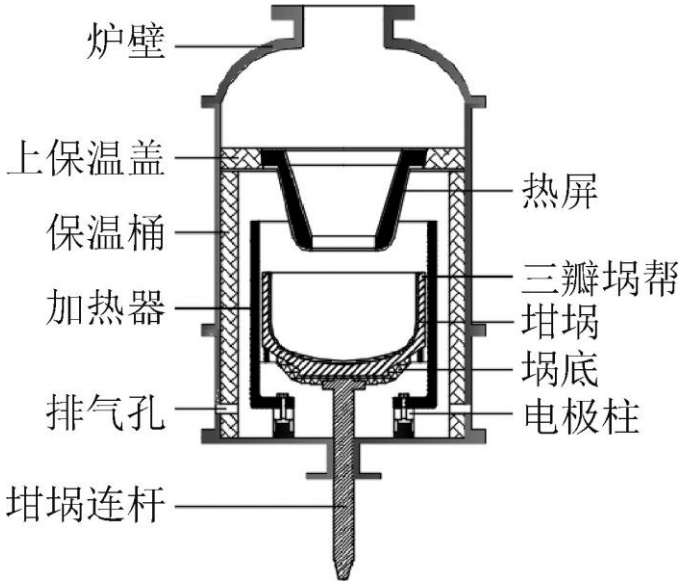
1.3.2 光伏硅片工艺及设备：单、多晶工艺及设备有所不同

- **多晶工艺及设备：**多晶硅片使用多晶硅料生成铸锭，再切片而来的；当晶核长成晶面取向不同的晶粒，则形成多晶硅。 铸锭是将无规则的多晶硅原料铸造成有规则的、便于加工的硅锭。主要运行步骤包括加热、熔化、长晶、退火和冷却。定向凝固法（DS）是目前多晶硅铸锭的主要方法，铸锭炉是主要设备。
- **单晶工艺及设备：**单晶硅片是使用高纯度的多晶硅材料拉制出单晶硅棒后切割而成；当熔融的单质硅凝固时，硅原子以金刚石晶格排列成许多晶核，如果这些晶核长成晶面取向相同的晶粒，则形成单晶硅。 单晶工艺主要有区熔单晶（FZ）与直拉单晶（CZ）两种，其中直拉法制备单晶硅是太阳电池用单晶硅的主要生产方式，通过在单晶炉中加热熔化高纯多晶硅原料， 同时添加一定量的高纯掺杂剂 (如硼、磷等) ，再经过引晶、缩颈、放肩、等径和收尾等晶体生长阶段，生长成直拉单晶硅。近年来，为了提高直拉单晶硅的质量和产量，连续加料、多次加料等一炉多根直拉单晶硅生长技术被开发和应用。在单晶硅棒生长完成后，需要进行截断、开方、切片和清洗等工艺，以制备成太阳电池用单晶硅片。单晶炉是单晶生长的核心设备，直接决定了拉晶的产能及晶体品质。

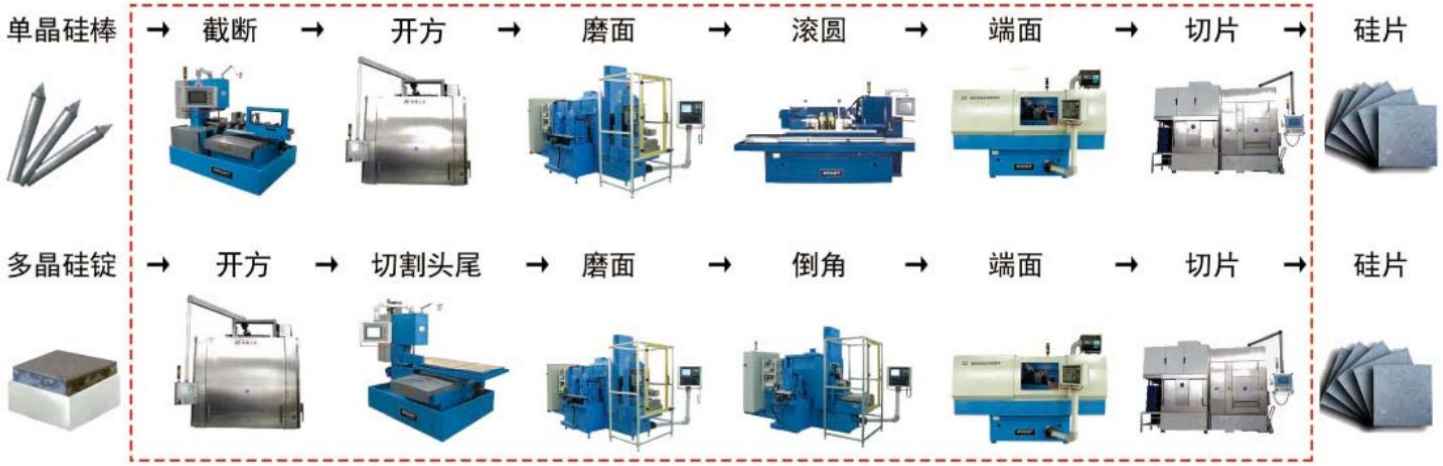
图表9：铸锭炉



图表10：单晶炉



图表11：单、多晶硅片制作流程对比

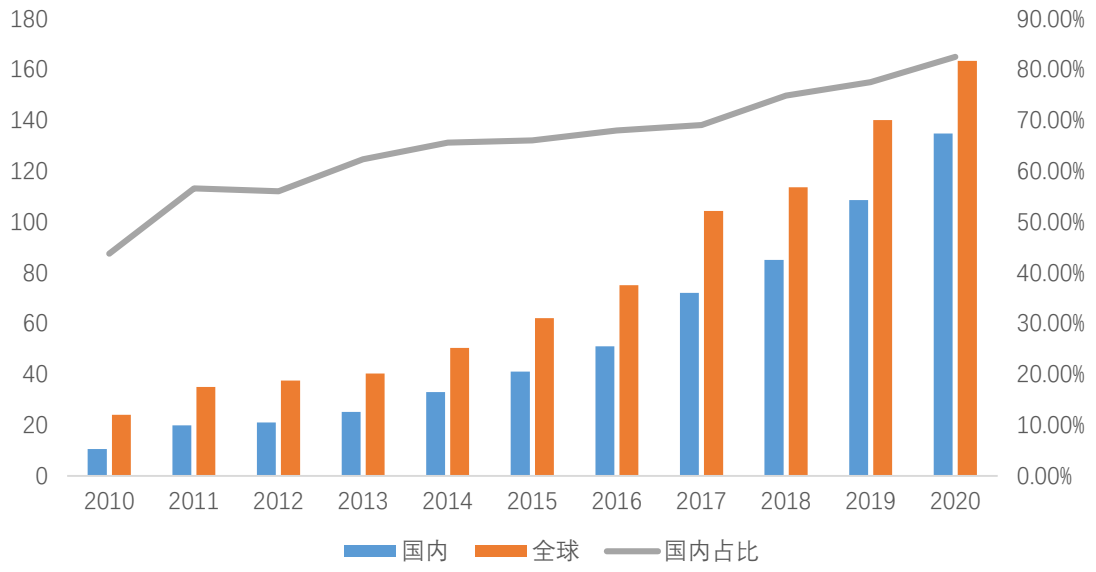


资料来源：铸造技术、人工晶体学报、上机数控、中航证券研究所

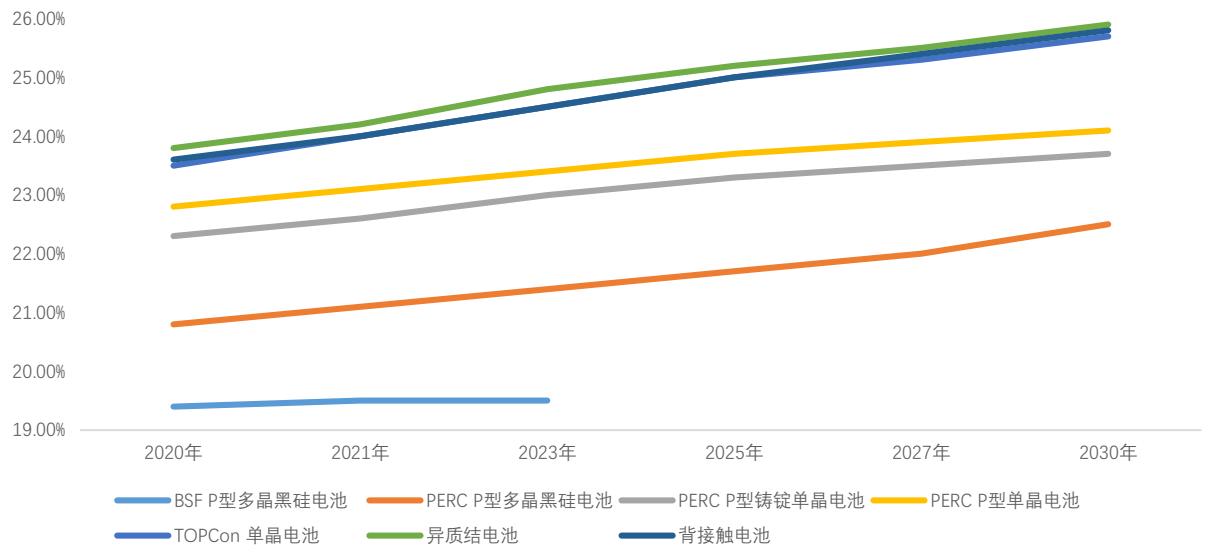
1.4.1 光伏电池片：降本增效的关键环节，技术更新迅速

- **电池片效率提高是光伏平价上网的主要因素：**2020年业内先进企业的PERC电池片效率已经突破23%大关，全行业平均转换效率为22.8%，相比于2019年平均效率22.3%提升了0.5个百分点。目前电池片环节存在多种技术，如perc+、topcon、HJT，每种新技术都将电池片效率拉向新的高度。电池片环节处于光伏产业链中的中游位置，是光伏产业链不可或缺的一环。电池片的转换效率大小直接影响了电池片功率的大小，也会间接影响下游组件功率和LCOE的大小。所以，电池片的转换效率是光伏技术竞争的核心，提高转化效率是决胜未来的根本，这也使电池片环节成为实现降本增效最重要的一环。
- **异质结是当下最热的技术选择，或将取代perc成为新一代电池片技术：**HJT在量产效率、工序数、工艺温度、双面率等多个维度具备优势，目前普通电池片厚度在170-175μm，而HIT电池约为150μm，且未来有望持续减薄至120μm；根据CPIA今年HIT电池量产效率或达到24.2%（目前头部企业已突破25%）、perc仅为23.1%。光伏平价上网叠加硅片硅料涨价或倒逼行业选择HIT。

图表12：中国与全球的硅片产量对比（GW）



图表13：不同电池片效率预测



资料来源：CPIA、中航证券研究所

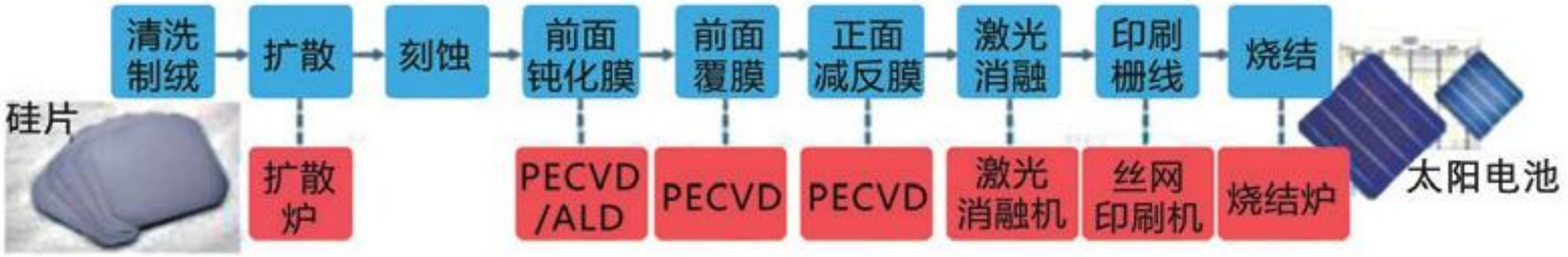
1.4.2 光伏电池片工艺设备：不同类型电池片的工艺不同、PECVD为关键设备

- **topcon所需工艺最长，hit最短：**在2016年时，BSF电池仍占据着绝大部分的市场份额，占比达87.8%，而PERC电池当年占比不超过10%；但到了2020年，PERC电池占比达到了86.4%，且新建电池产线均采用PERC技术，而传统BSF电池仅剩8.8%的存量市场。PERC电池只需在BSF生成流程上增加2-3个步骤，简单高效。而PERC升级为TOPCon需要额外进行两到三个工艺步骤，工艺最多达到13步，是已知技术路线中需要步骤最多的。而HJT对应的工艺流程仅需要6个步骤。
- **PECVD设备投资占比较高：**在异质结电池制备中，制绒处理后，首先在硅片两侧沉积本征非晶硅薄膜，然后在硅片两侧沉积极性相反的掺杂非晶硅薄膜。非晶硅薄膜的沉积通常使用PECVD方法完成。目前PECVD投资占HIT整体的40%左右。

图表15：不同晶硅电池工艺对比

	BSF	PERC	TOPCon	HJT
1	清洗制绒	清洗制绒	清洗制绒	清洗制绒
2	扩磷	扩磷	前面扩硼	双面PECVD镀a-Si膜(p/i/n)
3	-	激光制备SE	激光制备SE	-
4	去除PSG和背结	去除PSG和背结	去除PSG和背结	-
5	前表面SiNx	双面氧化	LPCVD背面氧化	双面PVD镀TCO膜
6	-	-	LPCVD沉积本征多晶硅	-
7	-	-	离子注入磷	-
8	-	-	退火	-
9	-	前表面SiNx	前表面镀AlOx&SiNx	-
10	-	背表面AlOx&SiNx	背表面镀SiNx	-
11	丝印与烧结	丝印与烧结	双面Ag丝印与烧结	双面Ag丝印与烧结
12	光再生	光再生	光再生	光再生
13	测试	测试	测试	测试
工序数	7	10	13	6

图表14：电池片主要工艺及设备

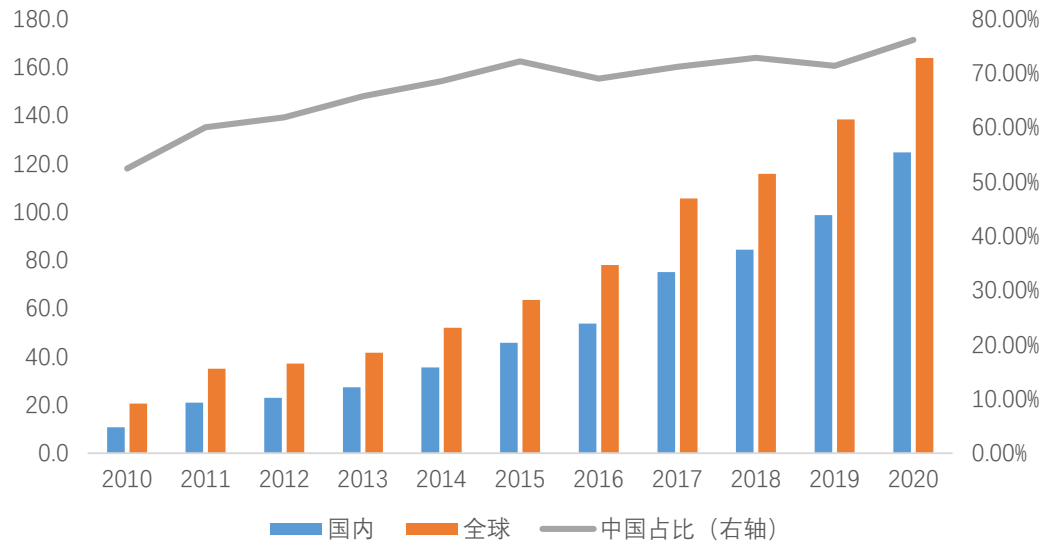


资料来源：CPIA、中国可再生能源学会、中航证券研究所

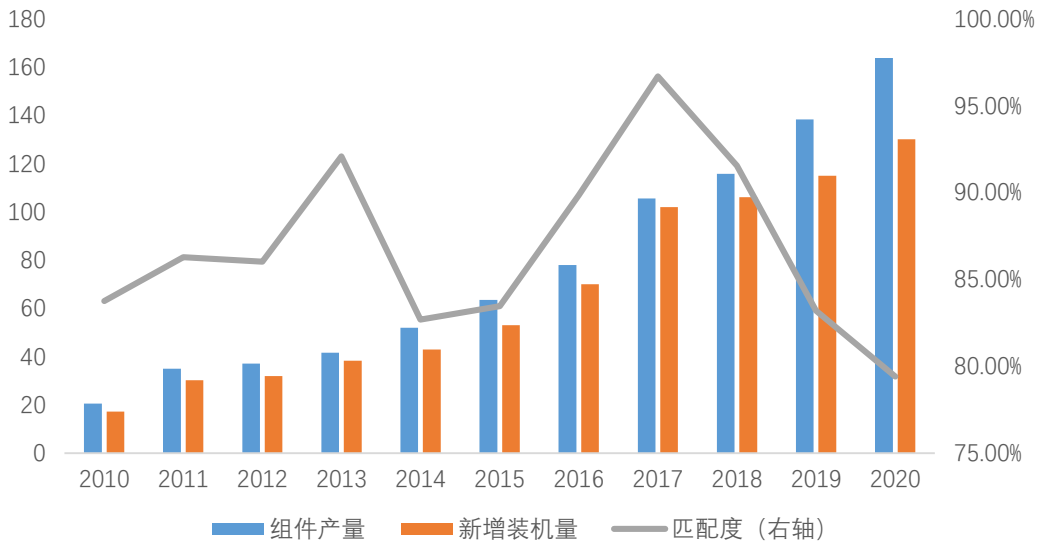
1.5.1 光伏组件：距离发电端最近的环节，组件产量与光伏新增装机量匹配度有下滑趋势

- **全球产能快速扩张，中国占比超3/4：**2020年底，全球组件产能和产量分别达320GW、163.7GW，同比分别增长46.3%、18.5%，中国大陆产能达到244.3GW，约占全球总产能的76.3%；产量达到124.6GW，约占全球总产量的76.1%。占比均超过3/4。
- **集中度相比上游分散，但门槛正在提高：**2020年组件产量排名前五企业产量占国内组件总产量的 55.1%，其中前三家企业产量超过 10GW。相比上游80-90%的集中度，组件环节相对分散。然而组件环节的进入门槛以及竞争门槛正在快速上升。前五家、前十家、前二十家企业的产能增速和产量增速都在依次递减，且TOP5和之后的企业相比增速明显较大，说明头部企业和二三线企业之间的差距在进一步加速扩大。2020年，全球TOP5的产能增幅为76.9GW，占到前20家企业产能增幅的82.46%。
- **全球组件产量与新增装机量较为匹配，但近3年有下滑趋势：**在过去10年，全球新增装机量/组件产量的均值在85%以上，两种比较匹配。但是从18年开始匹配度连续3年下滑，2020年为79.41%，是10年来的低点。一方面可能由于组件出现一定滞销情况，一方面更有可能是组件参与到非并网系统的产量越来越多。

图表16：中国与全球的组件产量对比（GW）



图表17：全球组件产量与新增装机量（GW）

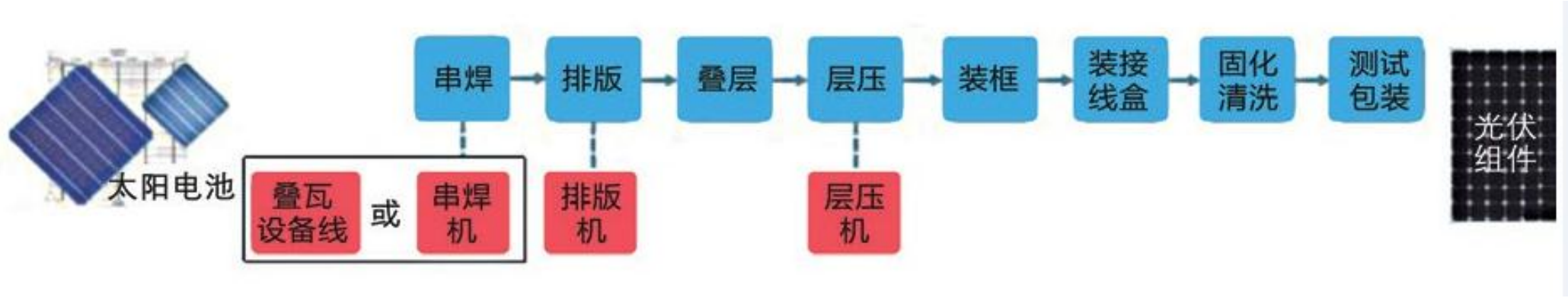


资料来源：CPIA、中电联、中航证券研究所

1.5.2 光伏组件工艺设备：将电池片组成组件，串焊机为关键设备

- **组件是光伏发电的基本单位：**组件是具有封装及内部连接的、能单独提供直流电输出的、不可分割的最小光伏电池组合装置。光伏电池组件是由一定数量的光伏电池片通过导线串并联连接并加以封装而成，是光伏发电系统的核心部件。
- **组件工艺中，串焊机起重要作用：**组件环节中包括1）串焊——将电池片焊接成电池串，用焊带将光伏电池片串联焊接在一起的工序；2）叠层——将串焊后的电池串与玻璃、背板材料等叠层在一起；3）层压——通过加热、加压把上述多层材料结合为整体；4）检测——功率测试分选。串焊机的作用就是焊接电池片，因为在电池片的金属化工序中，通过丝网印刷在电池片两面印刷正负极（栅线）。其中主栅/BB（busbar）为电池片上较粗的导电线，在组件环节，串焊机将焊带与电池片主栅线精准对位，进而将电池片串接形成组件。

图表18：组件环节关键工艺及设备



资料来源：CPIA、中国可再生能源学会、天合光能、奥特维、中航证券研究所

2. 来自太阳的第二种发电方式——光热发电

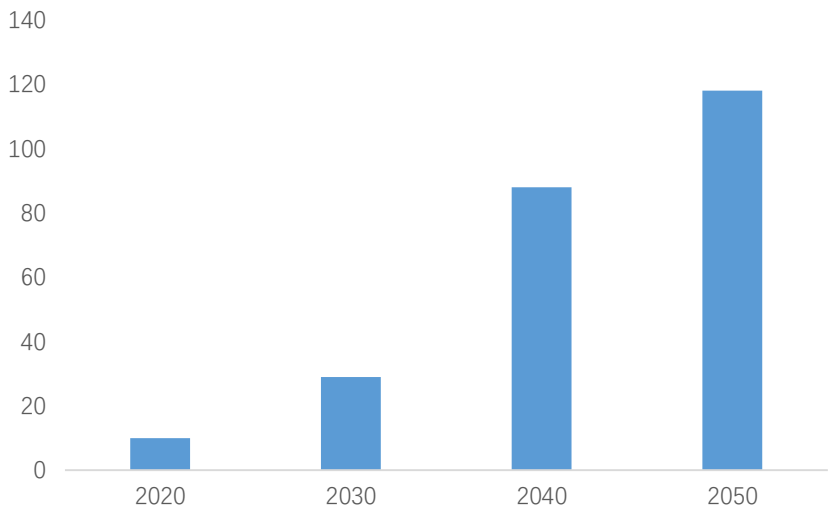
- **太阳能发电有两种形式:** 光伏发电是利用太阳能电池的光生伏特效应，将太阳辐射能直接转化为电能，光伏发电首选技术是将半导体等元器件制成的光伏太阳能电池板接收太阳能，通过半导体或者金属材料的温差发电; 光热发电是将太阳热辐射能转化为热能再将热能转化为电能，间接用于发电。
- **光热发电原理：**光热发电经过“光能 - 热能 - 机械能 - 电能”的转化过程实现发电。具体来说，反射镜、聚光镜等聚热器将采集的太阳辐射热能汇聚到集热装置，用来加热集热装置内导热油或熔盐等传热介质，传热介质经过换热装置将水加热到高温高压蒸汽，蒸汽驱动汽轮机带动发电机发电。光热发电和火力发电的原理基本相同，后端技术设备一模一样，最大的差别是发电所用热源不同，前者利用太阳能搜集热量，后者是利用燃烧煤、天然气等获取热量。
- **未来万亿市场可期：**按照IEA预测，中国光热发电市场到2030年将达到29GW装机，到2040年翻至88GW装机，到2050年将达到118GW装机，成为全球继美国、中东、印度、非洲之后的第四大市场，照此看来，光热发电万亿级市场才刚刚拉开帷幕。

图表19：塔式光热发电实景图

图表20：光热发电与光伏发电对比

	光热发电	光伏发电
应用范围	适合集中式大规模发电	集中式、分布式
储能系统	通过介质（熔融盐、水等）进行热存储，使用寿命长、损耗小	使用电化学进行储能，相对使用寿命较短，损耗大
技术水平	相对成熟	相对成熟，也有技术持续突破
优势	储热成本低，效率高，年发电小时数长，与其他热发电可有效契合	技术和产业已成熟
劣势	地理条件要求高	生产和维护过程中存在污染，且稳定性有待提高

图表21：中国光热发电装机规模预测（单位：GW）



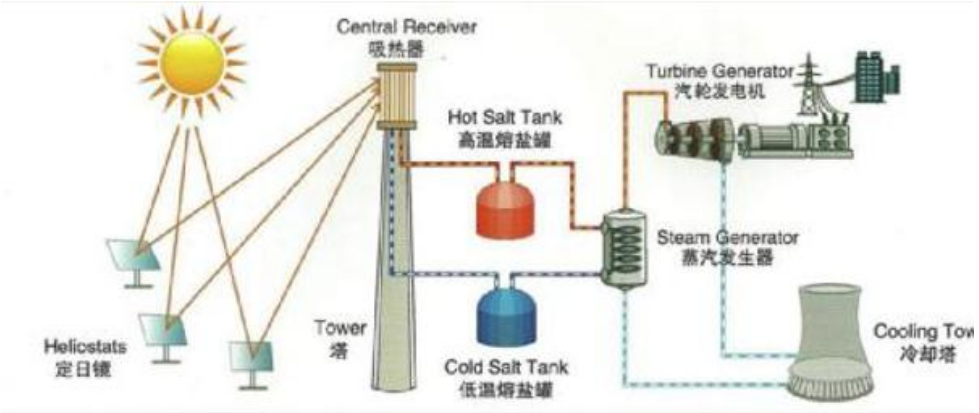
资料来源：IEA、前瞻产业研究院

2.1 光热发电可分为四个部分，前三个部分是与火电发电最大区别

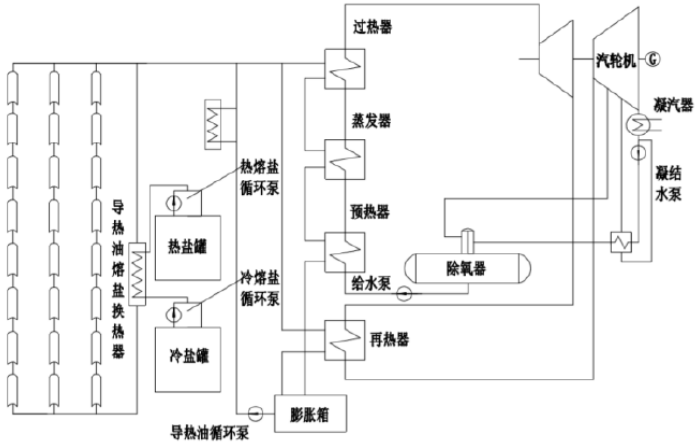
大型光热发电厂可以分为四个部分：**集热系统，热传输系统，储热系统，发电系统。**

- **集热系统：**集热系统负责吸收太阳辐射能，对导热介质进行加热，为后续发电提供能量，是光热发电系统最核心的组成部分。集热系统包含聚光装置与接收器两个核心组件，其中聚光装置由中央控制系统操控，跟踪太阳位置收集并反射(重定向)最大量的阳光，将辐射能集中至接收器上。接受器则利用收集到的能量加热内部介质，实现能量的吸收与储运。
- **热传输系统：**热传输系统则是将集热系统收集起来的热能，利用导热介质，输送给后续系统的中间环节。目前最主流的工作流体是熔盐，相较于早期使用的水和导热油，熔盐在熔融态下可保持较宽的工作温度范围，允许系统在低压工况下吸收和储存热能，安全性能出色。但由于高温熔盐对管道与储热罐内部存在一定的腐蚀，所以对材料要求比较高。
- **储热系统：**通过储热罐，光热系统可以将被集热器加热过的介质集中储存，再泵出与水换热，产生蒸汽来推动汽轮机发电。之后冷却的工作流体可再次流回集热系统重新加热。热能被储存在储热罐中，可以在夜间或光照不足的情况下持续工作一段时间，进而突破光照时长的限制，实现超长发电时间。同时，储能罐还具备调节输出功率的能力，能够根据当地的用电负荷，适应电网调度发电。相比于光伏发电，光热发电自带储热系统。
- **发电系统：**光热的发电系统和传统电厂区别不大，仍是通过加热水获得高质量的过热蒸汽，推动各式汽轮机发电。由于光热电站所用导热介质是循环使用的，几乎不产生排放，发电过程无疑更加环保。

图表22：光热发电原理示意图（以塔式光热发电为例）



图表23：双罐储热系统示意图



图表24：储热与发电系统实景图

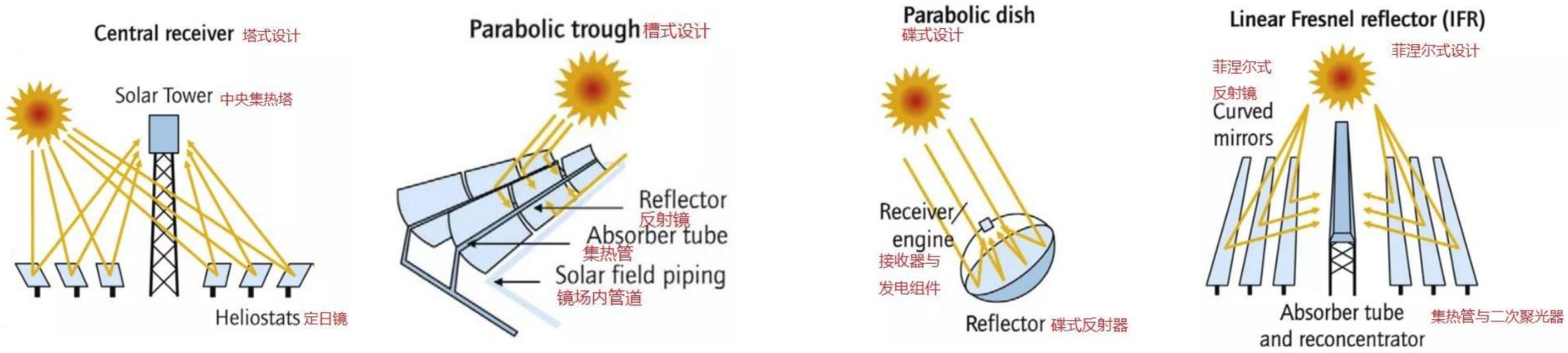
资料来源：首航高科官网、中航证券研究所

2.1.1 按集热聚能方式可以分为塔式、槽式、碟式、菲湿尔式四种，未来塔式是发展重点

按照聚能方式及其结构进行分类，主要有**塔式、槽式、碟式、菲湿尔式**太阳能光热发电四大类技术，塔式和槽式光热发电技术商用更广泛。

- **塔式光热发电系统：**点式聚焦集热系统，利用大规模自动跟踪太阳的定日镜场阵列，将太阳热辐射能精准反射到置于高塔顶部的集热器，投射到集热器的阳光被吸收转变成热能并加热中间介质，使其直接或间接产生 540℃ ~560℃ 蒸汽，其中一部分用来发电，另一部分热量则被储存，以备早晚或没有阳光时发电使用。塔式系统具有热传递路程短、高温蓄热、综合效率高等优点，新建的光热发电项目中塔式光热发电技术越来越多，塔式是未来太阳热辐射能光热发电的主要技术。
- **槽式光热发电系统：**也称槽式镜像系统，是线式聚焦集热系统。利用大面积槽式抛面镜反射太阳热辐射能，连续加热位于焦线位置集热器内介质，将热能转化为电能。槽式聚光器是一维跟踪太阳方式，属于中高温热力发电，串并联集成后发电容量无限制。太阳热辐射能集热装置占地面积比塔式、碟式系统要小30%~50%，已建成的光热发电站有80%以上采用槽式技术。
- **碟式光热发电系统：**也称为抛物面反射镜斯特林系统，是点式聚焦集热系统，是世界上最早出现的太阳能光热发电系统。由许多抛物面反射镜组构成集热系统，接收器位于抛物面焦点上，收集太阳辐射能量，将接收器内的传热介质加热到 750℃ 左右，驱动斯特林发动机进行发电。碟式发电优点是光学效率高，启动损失小，适用于边远地区独立电站。
- **菲湿尔式光热发电系统：**工作原理类似槽式光热发电，只是采用多个平面或微弯曲的光学镜组成的菲涅尔结构聚光镜来替代抛面镜，众多平放的单轴转动的反射镜组成的矩形镜场自动跟踪太阳，将太阳光反射聚集到具有二次曲面的二级反射镜和线性集热器上，集热器将太阳能转化为热能，进而转化为电能。特点是系统简单、直接使用导热介质产生蒸汽，其建设和维护成本相对较低。

图表25：光热发电四种结构技术



资料来源：《综述太阳能光热发电技术发展》、中航证券研究所

2.1.2 自带储能是光热发电最大的优势之一，熔盐是业绩主流传热储热介质

传热蓄热技术是光热发电关键技术之一，而传热介质的工作性能直接影响系统的效率和应用前景。传热介质中，使用较多的有水/水蒸汽、空气、液态金属、导热油以及熔盐等。其中，熔融盐具有工作温度高、使用温度范围广、传热能力强、系统压力小、经济性较好等一系列的优点，目前已成为光热电站传热和储热介质的首选。常见熔盐的熔点从低到高的排列顺序为：硝酸盐 < 氯化物 < 碳酸盐 < 氟化物。

（1）氟化物：氟化物共晶体由于其较高的热存储容量被广泛应用于太阳能空间站和熔盐核反应堆中，但其缺点是成本较高，材料的热稳定性较差并且具有毒性。

（2）氯化物：优势在于其具有较高的热融合特性及廉价易得，其缺点是腐蚀性较高。

（3）碳酸盐：可以应用在高温潜热储能领域，但是其较高的粘度和易分解性质限制了其应用的范围。

（4）硝酸盐：具有熔点低、热容量大、热稳定性高、腐蚀性相对较低等优点，特别是硝酸钾、硝酸钠的熔融盐已成功应用在太阳能热发电站的商业案例中。Salt熔盐作为传热蓄热介质，在国内外太阳能光热发电领域应用较为广泛，其使用温度范围为300~500℃，适合作为中高温传热蓄热材料。

根据应用领域的要求不同，所使用的熔盐产品亦有所区别。常见的光热熔盐品种有二元盐、三元盐和低熔点熔盐产品等。对于光热发电而言，二元熔盐的应用较为广泛及成熟。目前塔式光热电站熔盐的工作温度一般在550℃以上，而槽式光热电站一般不超过400℃。虽然塔式电站更高的运行温度会导致熔盐挥发量高于槽式电站，但光热电站中熔盐使用寿命基本与电站同步，一般在25~30年左右，运行过程中会损耗部分熔盐，需定时补充。

熔盐市场格局：当前中国的光热发电产业仍处于起步阶段，大规模商业化发展仍须等待。在此大背景下，国际熔盐厂商依托其集团优势开始在国内光热发电市场开展一些市场拓展活动。中国熔盐供应企业多数是传统的硝酸盐生产企业，也有部分企业通过采购硝酸盐原料生产符合质量要求的熔盐。

图表26：熔盐主要企业

SQM	**SQM以其最大的市场份额独占鳌头。美国1995年建成的首个塔式熔盐电站 Solartwo、西班牙Andasol1~3号电站以及美国新近建成投运的Solana槽式电站等众多电站都采用了SQM的熔盐产品。**
BASF	BASF作为世界化工行业的巨头，在光热熔盐产品的供应方面也有一些业绩，如全球首个24h可持续发电的 Gemasolar光热电站、全球首个熔盐槽式光热示范电站阿基米德电站都采用了BASF的熔盐产品。
Haifa	Haifa是以色列领先的化工公司，可为太阳能热发电产业提供工业级的硝酸盐产品，其太阳能级硝酸盐的产品商标为Haifa-SolarTv。有报道显示，西班牙Andasol-1号电站就采用了其硝酸钾产品。
Yara	Yara是世界上最大的矿质肥料生产及供应商之一，总部位于挪威首都奥斯陆。Yara进入光热发电市场较晚，2009年其才开始对光热市场的熔盐产品进行研发，到2012年其产品才经过各项测试并开始进行市场化推广。其推向太阳能热发电领域的为一种新型三元熔盐产品，不含氯化物，熔点约从传统的220摄氏度降低至131摄氏度。由于加入了更为廉价的硝酸钙，熔盐生产成本有所降低。
盐湖股份	2016年与敦煌首航节能新能源签订了2324t熔盐级硝酸钾供应合同，供10MW塔式光热电站。2017年与西班牙Sener集团签署了供应合同，供应1000t, Sener是光热发电领域的开发商和EPC总承包商，开发建设了摩洛哥NOOR2和NOOR3两大项目。
联大化工	目前年产硝酸盐30万吨，公司储能熔盐产品成功应用于青海中控太阳能德令哈10MW塔式熔盐光热电站和中广核太阳能德令哈1.6MW槽式光热电站等。2017年11月，公司先后成功中标中电建青海共和50MW塔式光热发电项目和中控青海德令哈50MW塔式光热发电项目熔盐采购。

图表27：熔盐示意图及相关投资需求情况

50MW/8h储能	熔盐需求量/万吨	熔盐投入/亿元	电站投资/亿元	熔盐投入/电站投资
塔式电站	1.2	0.6	15	4%
槽式电站	3.0	1.5	15	10%

资料来源：《熔盐储能材料在太阳能光热发电中的应用》、中航证券研究所

2.1.3 四种光热发电方式的对比，槽式存量最大，塔式增量最多

从全球范围看，目前已投入使用的光热发电站中，槽式仍然凭借其更低的前期投资，较低的门槛与建设难度，以及更低的维护成本在投运项目中占据主流。但在建项目中，**塔式则凭借更高的聚光率产生更高温度，实现更高的热电转化效率以及更低的发电成本，是未来的主要方向**。实际上由于光热发电良好的兼容性，**多种设计混用的情况并不罕见**，全球范围内将塔式与槽式混用的光热电站就有10座。我国境内也有青海省海西州700MW风光热储多能互补项目，混合了风光热三种可再生能源。

图表28：四种光热发电对比

	塔式发电	槽式发电	碟式发电	菲湿尔菲湿尔发电
主要设备	定日镜场、集热塔、吸热器、储热罐和蒸汽轮机发电机组	槽式聚光器、吸热管、储热器、蒸发器和汽轮发电机组	聚光器、吸热器、斯特林热机发电机组	反射镜、跟踪机构、菲涅尔聚光集热器和蒸汽轮机发电机组
传热介质	水/蒸汽、熔盐	水/蒸汽、熔盐、导热油	熔盐	水/蒸汽
聚焦技术	点聚焦	线聚焦	点聚焦	线聚焦
聚光比	300 – 1500	50 – 100	600 – 3000	25 – 150
运行温度C°	500 – 1200	350 – 740	700 – 1000	270 – 550
峰值系统效率	23%	21%	31%	20%
适宜规模(MW)	30 – 100	30 – 354	5 – 25	10 – 320
储能	可储热	可储热	不能	可储热
动力循环模式	朗肯循环、布雷顿循环	朗肯循环	斯特林循环	朗肯循环
商业化程度	大规模、大容量商业化应用	模块化或联合运行 商业化应用	分布式小规模发电，可并联建MW 级发电	示范项目，商业化规模小
劣势	发电成本高	热量及阻力损失较大	碟式聚光镜造价昂贵，单机容量小	温差大，易引发吸热管破碎

资料来源：《综述太阳能光热发电技术发展》、中航证券研究所

2.2 20个光热发电示范项目进展情况，预计2022年1月1日后停止中央财政补贴

根据《关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知》，首批光热示范项目的延期电价政策为：2019年和2020年全容量并网的，上网电价按照每千瓦时1.10元执行；2021年全容量并网的，上网电价按照每千瓦时1.05元执行；2022年1月1日后并网的首批太阳能热发电示范项目中央财政不再补贴。

CSPPLAZA表示，行业内普遍反应2022年1月1日的时间节点设置不够合理，如能将该时间节点延至2022年年底，部分项目仍有可能实现投运。需要指出的是，即便该《征求意见稿》落地，在“十四五”期间，并不意味着将无光热项目。风光储一体化项目将成为“十四五”新能源发电项目开发的主要形态，配置光热仍具有显著的竞争优势，相关部门亦将研究出台细分的支持政策，推动光热在风光储一体化项目中增加配置。

图表29：截止到2021H1已投运光热发电项目

2018年底前投运项目	
中广核太阳能德令哈有限公司导热油槽式5万千瓦光热发电项目	2018年6月30日并网，目前处于消缺和性能优化阶段。
首航高科（原北京首航艾启威节能技术股份有限公司）敦煌熔盐塔式10万千瓦光热发电示范项目	2018年12月28日并网，目前电站整体运行稳定，处于性能优化期
青海中控太阳能发电有限公司德令哈熔盐塔式5万千万光热发电项目	2018年12月30日并网，2019年4月17日实现满负荷运行。第一个完整年度发电量达成率达88.6%（包含所有影响因素）若排除此期间电网限电的影响，电站发电量达成率达94.35%。
2019-2020年投运项目	
中国电建西北勘测设计研究院有限公司共和熔盐塔式5万千瓦光热发电项目	2019年9月19日并网，2020年11月28日通过240小时试运行考核，进入性能指标考核期。
中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司哈密熔盐塔式5万千瓦光热发电项目	2019年12月29日并网，目前处于消缺和性能优化阶段。
兰州大成科技股份有限公司敦煌熔盐线性菲涅尔式5万千瓦光热发电示范项目	2019年12月31日并网，2020年6月19日正式投入商运，目前处于消缺和性能优化阶段。
内蒙古中核龙腾新能源有限公司乌拉特中旗导热油槽式10万千瓦光热发电项目	2020年1月8日并网，2020年12月16日实现满负荷发电，目前处于消缺和性能优化阶段。

图表30：截止到2021H1尚未投运光热发电项目

截止到目前未投运项目	
玉门鑫能光热第一电力有限公司熔盐塔式5万千瓦光热发电项目	目前正在建设，计划2021年内可投运。
深圳市金钒能源科技有限公司阿克塞5万千瓦熔盐槽式光热发电项目	目前正在建设，计划2021年内可投运。
国电投黄河上游水电开发有限责任公司德令哈水工质塔式13.5万千瓦光热发电项目	现由中控太阳能接续开发，2021年3月25日项目正式开建。
中国三峡新能源有限公司金塔熔盐塔式10万千瓦光热发电项目	现由中控太阳能接续开发，尚未正式开工建设。
达华工程管理（集团）有限公司尚义水工质塔式5万千瓦光热发电项目	尚未正式开工建设。
北京国华电力有限责任公司玉门熔盐塔式10万千瓦光热发电项目	现由首航高科接续开发，目前正在建设。
常州龙腾太阳能热电设备有限公司玉门东镇导热油槽式5万千瓦光热发电项目	目前未有明显进展。
中海阳能源集团股份有限公司玉门东镇导热油槽式5万千瓦光热发电项目	目前未有明显进展。
中节能甘肃武威太阳能发电有限公司古浪导热油槽式10万千瓦光热发电项目	目前未有明显进展。
中阳张家口察北能源有限公司熔盐槽式6.4万千瓦光热发电项目	目前未有明显进展。
北方联合电力有限责任公司乌拉特旗导热油菲涅尔式5万千瓦光热发电项目	目前未有明显进展。
中信张北新能源开发有限公司水工质类菲涅尔式5万千瓦光热发电项目	目前未有明显进展。
张北华强兆阳能源有限公司张家口水工质类菲涅尔式5万千瓦太阳能热发电项目	目前未有明显进展。

资料来源：CSPPLAZA 、中航证券研究所

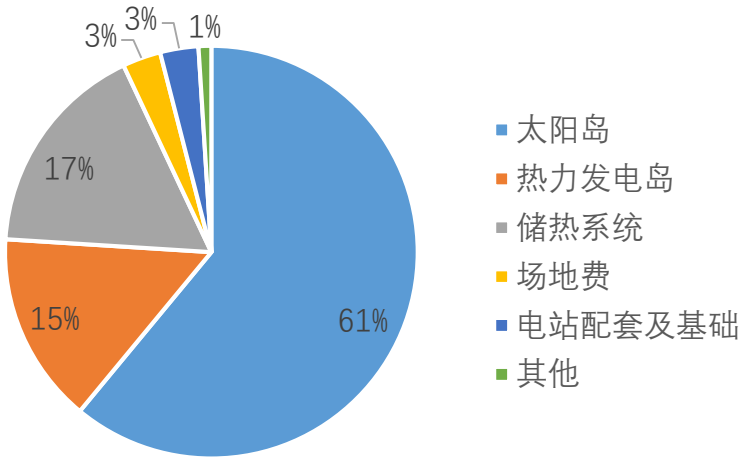
2.3 光热发电项目成本构成，太阳岛占绝大部分

目前光热发电成本依旧较高：由于国内光热产业还处于示范阶段，光热发电站装机规模较小，尚未形成规模化，造成成本较高。从初始投资成本看，光热发电站的单位千瓦投资成本在2.5万-3.5万元，是传统煤电站的3-4倍、陆上风电的3-4倍、光伏电站的4-5倍，关键的太阳岛和储热岛固定投资分别占50%-60%、15%-20%，并且储热时间越长，投资成本越高；从度电成本看，据业内估算，塔式光热电站的度电成本在1元/千瓦时左右，相当于煤电的3-4倍、陆上风电的2.3倍、光伏发电的1.4-2倍。

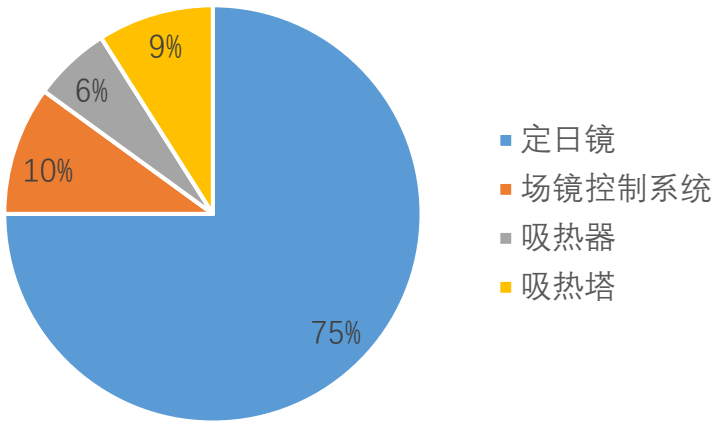
具体来看，太阳岛所占成本比例最高：太阳岛主要包括聚光系统和吸热系统。热力发电岛主要包括热力系统及辅机设备、水循环、水处理系统、换热设备等。对于具有一定规模的塔式太阳能热发电站（10MW以上），太阳岛成本占电站建造成本的55%以上。随着塔式太阳能热发电站装机容量增加，太阳岛成本所占的比例也越来越高，装机容量为300MW，600MW时，太阳岛成本所占的比例分别可达到68%和70%。

定日镜是太阳岛中成本占比最高的部件：目前中国塔式太阳能热发电站的太阳岛造价为3600~4000元/kW。其中定日镜成本约占太阳岛成本的75%，随着电站规模变大，定日镜数量相应增加，太阳岛成本构成中定日镜的占比也会增加，吸热器输出热功率达到500MW以上后，定日镜成本在太阳岛中的占比大于80%。

图表31：50MW塔式光热发电站成本构成



图表32：太阳岛成本构成



图表33：定日镜实景图

资料来源：《塔式光热发电成本电价分析》，中航证券研究所

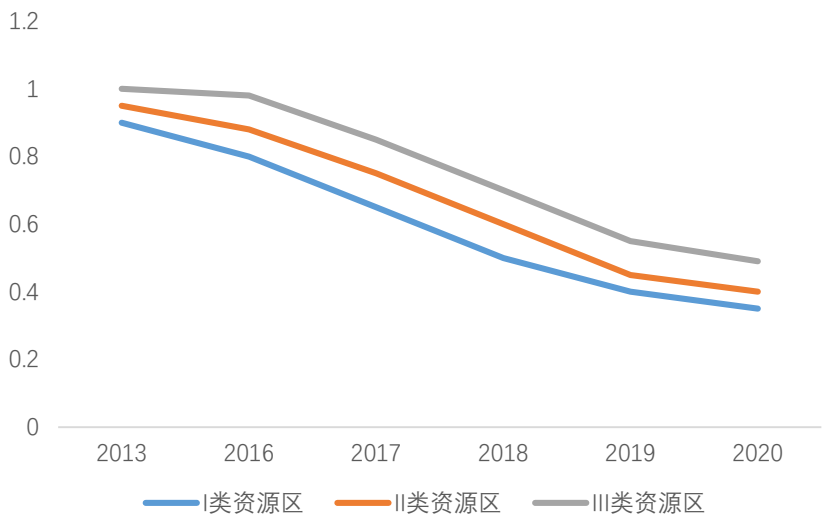
2.4 类比光伏发电，降本提效是光热发电发展的必经之路

光伏发电成本逐渐降低：从2013年至2020年，8年时间光伏电价政策进行了6次调整降低。特别是从2019年起，光伏电站规模管理开始实施竞价制度，标杆电价更改为指导价，项目最终电价由竞价结果最终敲定。从2021年开始，新建风电、光伏发电进入平价上网阶段。

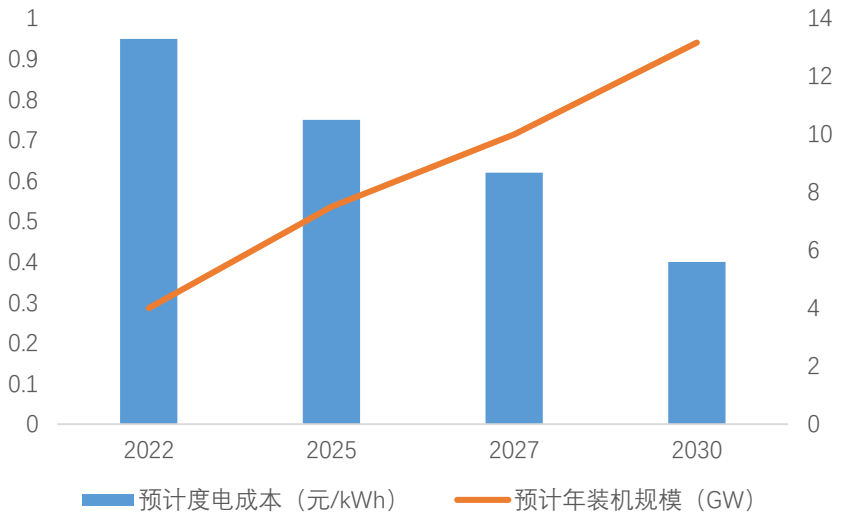
降本提效是光热发电的必经之路：根据塔式太阳能光热发电站成本构成，影响成本电价的三个主要动因：产能规模化效应，运营维护成本和技术工艺进步及管理优化。预计在未来，光热发电站成本电价可与燃煤火电站的电价相当，具有广阔的应用前景和成长空间。

上述可知，定日镜成本占到塔式光热发电站成本的一半左右，所以定日镜的降本是光热发电发展的重中之重：定日镜由反射镜、镜架、动力设备、控制器及基座组成，各部分的造价构成比例依次为9%、9%、61%、6%和15%。由于①规模效应带来的加工费用和运输费用降低；②更轻便定日镜的设计降低相关材料费用；③动力设备的优化设计降低该部件成本。预计随着装机量的提升，定日镜成本可大幅下降。

图表34：光伏标杆上网电价（2019年后为指导价，元/千瓦时）



图表35：光热发电预计度电成本和装机规模



图表36：塔式光热电站电站成本下降路线图

产能扩大、规模化效应	定日镜加工成本下降
	镜场控制系统加工成本下降
	分摊软件成本下降
	吸热器加工成本下降
	设备维修费率降低
	安装标准-安装成本降低
	本地化制造-运输成本降低
单机装机容量扩大	热力发电岛单位功率成本降低
	热电转换效率提升
	储热系统单位功率成本降低
	运维费用单位功率人工成本降低
技术、工艺进步及成熟	镜面材料减轻
	动力设备优化设计及选型
	吸热器效率提升
	反射率提升
	镜面清洁度提升
	太阳倍数、储热时间、单塔规模优化设计

资料来源：《塔式光热发电成本电价分析》、北极星太阳能光伏网、太阳能光热联盟、中航证券研究所

2.5 光热发电产业链公司

光热发电的产业链可以分为基础材料、装备制造、电站EPC、电站运营、电力输配等几个环节。目前，虽然中国光热发电产业链条完整，但是项目经验不足，不少领域发展时间较短，核心环节在于装备制造和电站EPC。

图表37：光热发电产业链公司

代码	公司简称	涉及业务	市值（亿元）	市盈率（TTM）	营业收入（亿元）			归母净利润（亿元）		
					2019	2020	2021H1	2019	2020	2021H1
002665.SZ	首航高科	电站投资与EPC、空冷岛	76.92	-8.96	7.44	4.41	4.92	0.74	-8.62	-0.66
430065.NQ	中海阳	电站投资与EPC；光热发电反射镜及光场系统关联设备的生产销售；	1.61	-7.15	0.67	0.20	0.07	-0.54	-0.42	-0.25
002564.SZ	天沃科技	电站投资与EPC	44.16	-5.67	107.79	77.12	41.31	0.42	-11.60	0.14
002469.SZ	三维化学	储热岛EPC	43.54	9.27	6.31	6.76	9.94	0.77	3.73	1.24
601727.SH	上海电气	电站投资与EPC	766.45	-28.03	1,275.09	1,372.85	625.28	35.01	37.58	-49.71
002610.SZ	爱康科技	电站投资与EPC	223.69	-312.40	51.26	30.16	12.68	-16.12	0.22	-0.67
600089.SH	特变电工	电站投资与EPC	908.52	19.44	370.30	441.66	225.31	20.18	24.87	31.06
300091.SZ	金通灵	汽轮机	67.91	85.45	18.80	14.36	10.52	1.11	0.59	0.51
002534.SZ	杭锅股份	塔式吸热器、换热器、熔盐罐	173.34	33.42	39.27	53.56	27.90	3.66	5.15	2.54
835020.NQ	山东北辰	蒸汽发生器、换热器	11.98	24.74	3.19	3.63	1.88	0.22	0.56	0.07
600586.SH	金晶科技	反射镜超白玻璃原片	173.88	16.75	52.64	48.84	33.44	0.98	3.31	7.83
600876.SH	洛阳玻璃	反射镜超白玻璃原片	130.75	25.67	18.55	30.46	15.95	0.54	3.27	1.98
002318.SZ	久立特材	光热发电特种管材供应	150.29	16.80	44.37	49.55	29.60	5.00	7.72	3.77

资料来源：国家统计局、wind、中航证券研究所

风险提示

- 新技术开发不及预期
- 政策鼓励不及预期
- 原材料价格波动
- 产品和技术迭代升级不及预期
- 客户扩产不及预期
- HJT技术进展不及预期。

邹润芳

中航证券总经理助理兼研究所所长

先后在光大、中国银河、安信证券负责机械军工行业研究，在天风证券负责整个先进制造业多个行业小组的研究。作为核心成员五次获得新财富最佳分析师机械（军工）第一名、上证报和金牛奖等也多次第一。在先进制造业和科技行业有较深的理解和产业资源积淀，并曾受聘为多家国有大型金融机构和上市公司的顾问与外部专家。团队擅长自上而下的产业链研究和资源整合。

SAC:S0640521040001

孙玉浩,CFA

先进制造行业 研究员

英国约克大学金融学硕士，工学硕士，航空工业集团某研究所工作经验，2020年3月加入中航证券研究所，覆盖轨交、军民融合、氢能源行业。

SAC:S0640120030010

朱祖跃:

先进制造 研究员(手机/微信:18018591253)

厦门大学经济学学士，复旦大学经济学硕士。曾就职于中银证券研究所，2021年7月加入中航证券研究所，深度覆盖锂电设备、半导体设备，持续挖掘新能源和半导体板块的投资机会。

SAC: S0640121070054

唐保威

先进制造行业 研究员（手机/微信：18017096787）

浙江大学工学硕士，CPA，2021年4月加入中航证券研究所，覆盖光伏设备、自动化行业。

SAC:S0640121040023

我们设定的上市公司投资评级如下：

买入 ：未来六个月的投资收益相对沪深300指数涨幅10%以上。
持有 ：未来六个月的投资收益相对沪深300指数涨幅-10%-10%之间
卖出 ：未来六个月的投资收益相对沪深300指数跌幅10%以上。

我们设定的行业投资评级如下：

增持 ：未来六个月行业增长水平高于同期沪深300指数。
中性 ：未来六个月行业增长水平与同期沪深300指数相若。
减持 ：未来六个月行业增长水平低于同期沪深300指数。

分析师承诺

负责本研究报告全部或部分内容的每一位证券分析师，在此申明，本报告清晰、准确地反映了分析师本人的研究观点。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与，未来也将不会与本报告中的具体推荐或观点直接或间接相关。风险提示：投资者自主作出投资决策并自行承担投资风险，任何形式的分享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。

免责声明

本报告并非针对意图送发或为任何就送发、发布、可得到或使用本报告而使中航证券有限公司及其关联公司违反当地的法律或法规或可致使中航证券受制于法律或法规的任何地区、国家或其它管辖区域的公民或居民。除非另有显示，否则此报告中的材料的版权属于中航证券。未经中航证券事先书面授权，不得更改或以任何方式发送、复印本报告的材料、内容或其复印本给予任何其他人。

本报告所载的资料、工具及材料只提供给阁下作参考之用，并非作为或被视为出售或购买或认购证券或其他金融票据的邀请或向他人作出邀请。中航证券未有采取行动以确保于本报告中所指的证券适合个别的投资者。本报告的内容并不构成对任何人的投资建议，而中航证券不会因接受本报告而视他们为客户。

本报告所载资料的来源及观点的出处皆被中航证券认为可靠，但中航证券并不能担保其准确性或完整性。中航证券不对因使用本报告的材料而引致的损失负任何责任，除非该等损失因明确的法律或法规而引致。投资者不能仅依靠本报告以取代行使独立判断。在不同时期，中航证券可发出其它与本报告所载资料不一致及有不同结论的报告。本报告及该等报告仅反映报告撰写日分析师个人的不同设想、见解及分析方法。为免生疑，本报告所载的观点并不代表中航证券及关联公司的立场。

中航证券在法律许可的情况下可参与或投资本报告所提及的发行人的金融交易，向该等发行人提供服务或向他们要求给予生意，及或持有其证券或进行证券交易。中航证券于法律容许下可于发送材料前使用此报告中所载资料或意见或他们所依据的研究或分析。