



中国光伏 (2021年版) 产业发展路线图

CHINA PV INDUSTRY
DEVELOPMENT ROADMAP

中国光伏行业协会

中国光伏产业发展路线图

(2021 年版)

中国光伏行业协会

指导单位

工业和信息化部电子信息司

承担单位

中国光伏行业协会

咨询专家（按姓氏笔划排序）

丁 宁	弓传河	王文静	王亚萍	王 琪	王 烁	王 莉	王栩生
王淑娟	王西玉	方 艳	方 敏	甘新业	付绪光	冯志强	刘玉颖
刘松民	刘 超	许洪华	孙 云	纪振双	严大洲	李欢东	李新军
李燕燕	杨立红	时璟丽	吴 越	宋登元	张凤鸣	张志刚	张雪囡
陆荷峰	陈弈峰	陈 嘉	金 磊	金艳梅	周 锐	宗 冰	钟财富
高连生	郭大伟	郭迺达	黄碧斌	惠 星	舒震寰	颜步一	

编写组

王世江、江华、王青、孙頔、张海霞、李嘉彤

支持单位

国家发展改革委能源研究所	明冠新材料股份有限公司
中国科学院电工研究所	陕西有色天宏瑞科硅材料有限责任公司
南开大学	上海海优威新材料股份有限公司
国网能源研究院新能源与统计研究所	上能电气股份有限公司
水电水利规划设计总院	深圳古瑞瓦特新能源股份有限公司
阿特斯阳光电力集团股份有限公司	深圳科士达科技股份有限公司
保利协鑫（苏州）新能源有限公司	四川永祥股份有限公司
北京鉴衡认证中心有限公司	苏州赛伍应用技术有限公司
北京京运通科技股份有限公司	苏州腾晖光伏技术有限公司
北京科诺伟业科技股份有限公司	苏州中来光伏新材股份有限公司
常州亚玛顿股份有限公司	天合光能股份有限公司
重庆神华薄膜太阳能科技有限公司	天津中环半导体股份有限公司
大全集团有限公司	通威股份有限公司
东方日升新能源股份有限公司	协鑫集成科技股份有限公司
福建钧石能源有限公司	新特能源股份有限公司
福莱特玻璃集团股份有限公司	厦门科华数能科技有限公司
国家电投集团西安太阳能电力有限公司	亚洲硅业（青海）股份有限公司
汉能移动能源控股集团有限公司	阳光电源股份有限公司
杭州福斯特应用材料股份有限公司	阳光能源控股有限公司
杭州纤纳光电科技有限公司	英利集团有限公司
河南安彩高科股份有限公司	浙江正泰新能源开发有限公司
华为技术有限公司	浙江尚越新能源开发有限公司
环晟光伏（江苏）有限公司	中国建材检验认证集团股份有限公司
江苏固德威电源科技股份有限公司	中国建筑西南勘察设计研究院有限公司
江苏美科太阳能科技有限公司	中国恩菲工程公司
江苏日托光伏科技股份有限公司	中山瑞科新能源有限公司
江苏润阳悦达光伏科技有限公司	中天光伏材料有限公司
江苏中能硅业科技发展有限公司	
锦浪科技股份有限公司	
晋能清洁能源科技股份公司	
晶澳太阳能科技股份有限公司	
晶科电力科技股份有限公司	
晶科能源有限公司	
科华数据股份有限公司	
龙焱能源科技(杭州)有限公司	
隆基绿能科技股份有限公司	

序 言

在全球气候变暖及化石能源日益枯竭的大背景下，可再生能源开发利用日益受到国际社会的重视，大力发展可再生能源已成为世界各国的共识。《巴黎协定》在 2016 年 11 月 4 日生效，凸显了世界各国发展可再生能源产业的决心。2020 年 9 月 22 日，在第七十五届联合国大会一般性辩论上，习近平总书记郑重宣告，中国“二氧化碳排放力争于 2030 年前达到峰值，努力争取 2060 年前实现碳中和”。2020 年 12 月 12 日，习近平总书记在气候雄心峰会上强调：“到 2030 年，中国单位国内生产总值二氧化碳排放将比 2005 年下降 65%以上，非化石能源占一次能源消费比重将达到 25%左右，森林蓄积量将比 2005 年增加 60 亿立方米，风电、太阳能发电总装机容量将达到 12 亿千瓦以上。”为实现上述目标，发展可再生能源势在必行。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。

2016 年，习近平总书记在网络安全和信息化工作座谈会上指出，突破核心技术要“制定路线图、时间表、任务书，明确近期、中期、远期目标，遵循技术规律，分梯次、分门类、分阶段推进”。我国作为全球光伏制造大国，应通过制定光伏产业发展路线图，引导我国光伏产业持续健康发展，为全球光伏产业发展做出应有贡献。

为此，在工业和信息化部指导下，中国光伏行业协会组织专家编制了《中国光伏产业发展路线图》（以下简称《路线图》）。《路线图》不仅提出了技术发展方向，也包含了产业、市场等多方面信息，反映了现阶段专家、学者和企业对光伏产业未来发展的共识。鉴于未来产业发展受到政策、技术、市场、企业、经济环境等因素影响存在较多不确定性，光伏产业的发展《路线图》将适时进行动态调整以保证其能客观反映光伏产业发展现状，合理预测未来产业发展趋势，真正起到行业引领作用，也希望《路线图》能成为全球光伏产业发展的风向标。

最后，祝愿中国光伏产业发展越来越好！

中国光伏行业协会秘书长

于世江

前 言

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。

为引领产业发展方向，引导我国光伏产业健康良性发展，在工业和信息化部电子信息司指导下，中国光伏行业协会已发布五版《中国光伏产业发展路线图》。在此基础上，我们组织行业专家编制了《中国光伏产业发展路线图（2021 年版）》（以下简称《路线图（2021 年版）》），内容涵盖了光伏产业链上下游各环节，包括多晶硅、硅棒/硅锭/硅片、电池、组件、逆变器、系统等各环节共 67 个关键指标。《路线图（2021 年版）》根据产业实际情况，结合技术演进进程以及企业技改现状，总结了 2021 年发展情况并预测了 2022、2023、2025、2027 和 2030 年的发展趋势。这些指标体现了产业、技术、市场等发展现状和发展趋势，具有一定的前瞻性，供社会各界朋友参考。我们将根据产业发展变化情况及时进行修订，使其能够更及时、准确地反映产业的实际情况，更好地指导行业发展。

《路线图（2021 年版）》在编写过程中得到了行业主管部门、行业专家、产业链各环节企业的大力支持，在此一并表示感谢。由于时间仓促，编写人员阅历和能力有限，如有不妥当之处，请不吝指正，以便我们在后续修订中进一步完善。

中国光伏行业协会
2022 年 2 月 23 日

目 录

一、路线图编制说明	1
(一) 涵盖内容	1
(二) 指标值的确定	1
二、中国光伏产业发展简况	2
三、产业链各环节关键指标	5
(一) 多晶硅环节	5
1、还原电耗	5
2、冷氢化电耗	5
3、综合电耗	6
4、水耗	7
5、蒸汽耗量	7
6、综合能耗	8
7、硅单耗	8
8、还原余热利用率	9
9、棒状硅和颗粒硅市场占比	10
10、三氯氢硅法多晶硅生产线设备投资成本	10
11、多晶硅人均产出量	11
(二) 硅片环节	12
1、拉棒电耗	12
2、铸锭电耗	12
3、切片电耗	13
4、拉棒单炉投料量	14
5、铸锭投料量	14
6、耗硅量	15
7、耗水量	16
8、硅片厚度	16
9、金刚线母线直径	17
10、单位方棒/方锭在金刚线切割下的出片量	18
11、拉棒/铸锭/切片单位产能设备投资额	18
12、硅片人均产出率	19
13、不同类型硅片市场占比	20
14、不同尺寸硅片市场占比	21
(三) 电池片环节	22
1、各种电池技术平均转换效率	23

2、各种电池技术市场占比	23
3、电池铝浆消耗量	24
4、电池银浆消耗量	25
5、电池片正面金属电极技术市场占比	27
6、栅线印刷技术市场占比	27
7、p 型电池片发射极方块电阻	28
8、PERC 电池背钝化技术市场占比	28
9、电池正面细栅线宽度	29
10、各种主栅市场占比	30
11、电池线人均产出率	30
12、电耗	31
13、水耗	31
14、电池片单位产能设备投资额	32
(四) 组件环节	33
1、不同类型组件功率	33
2、单/双面发电组件市场占比	34
3、全片、半片和叠瓦组件市场占比	34
4、不同电池片互联技术的组件市场占比	35
5、3.2mm 组件封装用钢化镀膜玻璃透光率	35
6、不同材质正面盖板组件市场占比	36
7、不同厚度的前盖板玻璃组件市场占比	37
8、不同封装材料的市场占比	37
9、不同背板材料市场占比	38
10、组件电耗	39
11、组件人均产出率	39
12、组件单位产能设备投资额	40
(五) 薄膜太阳能电池/组件	41
1、CdTe 薄膜太阳能电池/组件转换效率	41
2、CIGS 薄膜太阳能电池/组件转换效率	41
3、III-V 族薄膜太阳能电池转换效率	42
4、钙钛矿太阳能电池转换效率	42
(六) 逆变器	44
1、不同类型逆变器市场占比	44
2、逆变器单位容量设备投资额	44
3、逆变器人均产出率	45
4、逆变器单机主流额定功率	46
5、逆变器功率密度	46
(七) 系统环节	47

1、全球光伏新增装机量

2、国内光伏新增装机量

3、光伏应用市场

4、我国光伏系统初始全投资及运维成本

5、不同等效利用小时数 LCOE 估算

6、不同系统电压等级市场占比

7、跟踪系统市场占比

47

47

48

49

52

53

54

光伏产业是半导体技术与新能源需求相结合而衍生的产业。大力发展光伏产业，对调整能源结构、推进能源生产和消费革命、促进生态文明建设具有重要意义。我国已将光伏产业列为国家战略性新兴产业之一，在产业政策引导和市场需求驱动的双重作用下，全国光伏产业实现了快速发展，已经成为我国为数不多可参与国际竞争并取得领先优势的产业。光伏产业链构成如下图所示。

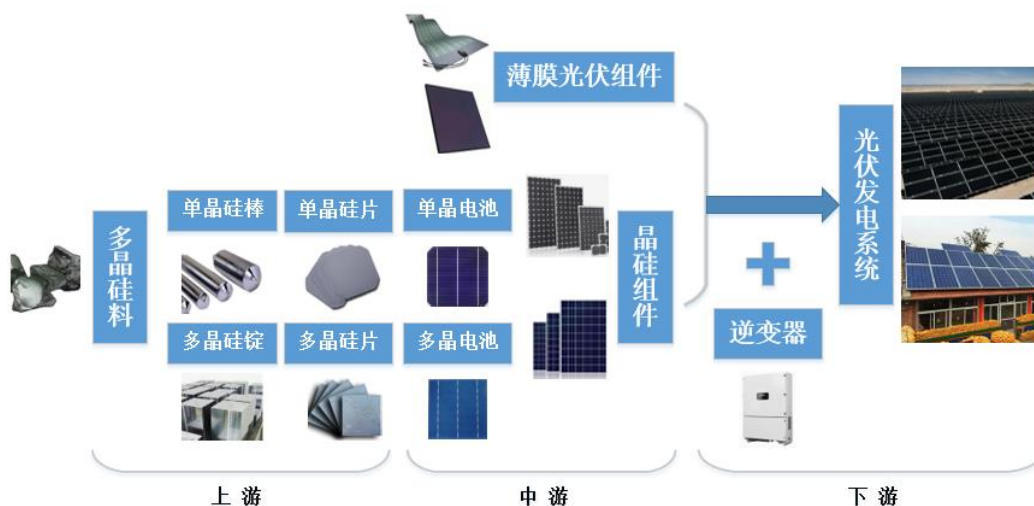


图1 光伏产业链构成

一、路线图编制说明

（一）涵盖内容

路线图编制以为国家制定产业政策提供支撑、为行业技术发展指明方向、为企业战略决策提供参考为主要目标，基于当前光伏技术和产业发展现状，从光伏产业链多晶硅、硅棒/硅锭、硅片、电池、组件、逆变器、系统等各个环节抽取出可代表该领域发展水平的指标，这些指标涵盖产业、技术、市场等各个层面。

（二）指标值的确定

本次路线图的修订，在前五版的基础上，秉持客观性、科学性、广泛性和前瞻性的原则，再次通过调查问卷、现场调研、专家研讨等形式，广泛征求意见尤其是重点企业和专家的建议，由此确定各环节关键指标 2021-2030 年发展现状与趋势。本次修订问卷调查以产业链各环节主要光伏企业为主，同时，多次通过邮件等书面形式广泛征求企业和专家意见，并组织 2 次以上专家研讨会，对各个指标的合理性及必要性等进行详尽分析，以此确定指标取值。考虑到未来发展的不确定性会增加指标值预判的难度，路线图在制定过程中力求准确预测近期的发展方向，中远期的预测更多代表行业界对未来的一种趋势反映。今后，我们仍将定期对路线图进行更新，以不断逼近“真值”，更好地及时地反映行业发展情况，并有效指导行业发展。

二、中国光伏产业发展简况

多晶硅方面，2021 年，全国多晶硅产量达 50.5 万吨，同比增长 27.5%。其中，排名前五企业产量占国内多晶硅总产量 86.7%，其中 5 家企业产量超过 5 万吨。2022 年随着多晶硅企业技改及新建产能的释放，产量预计将超过 70 万吨。

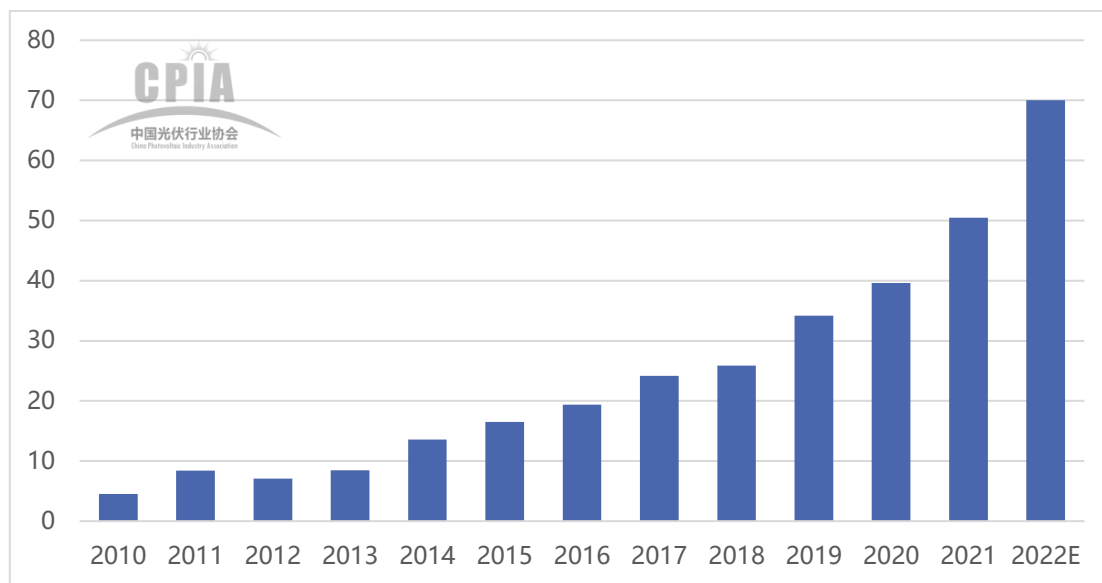


图 2 2010-2022 年全国多晶硅产量情况（单位：万吨）

硅片方面，2021 年全国硅片产量约为 227GW，同比增长 40.6%。其中，排名前五企业产量占国内硅片总产量的 84%，且产量均超过 10GW。随着头部企业加速扩张，预计 2022 年全国硅片产量将超过 293GW。

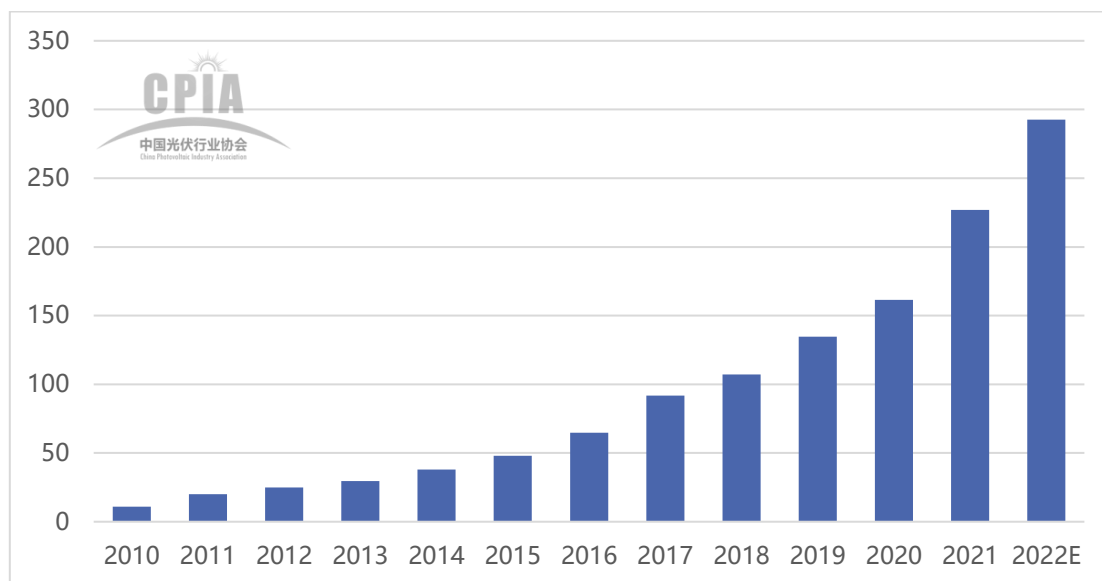


图 3 2010-2022 年全国硅片产量情况（单位：GW）

晶硅电池片方面，2021 年，全国电池片产量约为 198GW，同比增长 46.9%。其中，排名前五企业产量占国内电池片总产量的 53.9%，其中前 6 家企业产量超过 10GW。预计 2022 年全国电池片产量将超过 261GW。

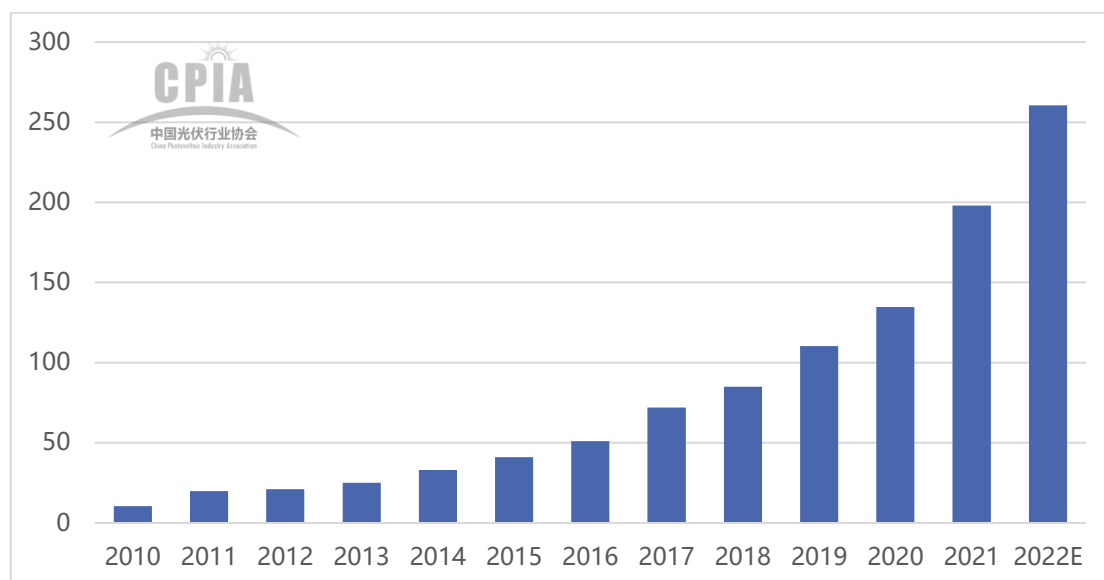


图 4 2010-2022 年全国电池片生产情况 (单位: GW)

组件方面，2021 年，全国组件产量达到 182GW，同比增长 46.1%，以晶硅组件为主。其中，排名前五企业产量占国内组件总产量的 63.4%，其中前 5 家企业产量超过 10GW。预计 2022 年组件产量将超过 233GW。

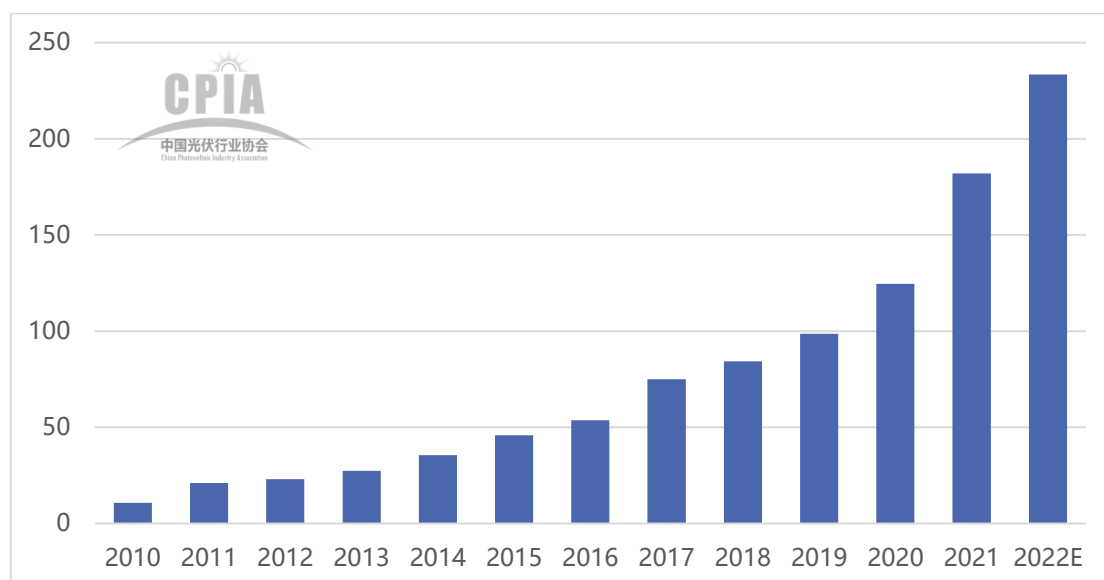


图 5 2010-2022 年全国太阳能组件生产情况 (单位: GW)

光伏市场方面，2021 年全国新增光伏并网装机容量 54.88GW，同比上升 13.9%。累计光伏并网装机容量达到 308GW，新增和累计装机容量均为全球第一。全年光伏发电量为 3259 亿千

瓦时,同比增长25.1%,约占全国全年总发电量的4.0%。预计2022年光伏新增装机量超过75GW,累计装机有望达到约383GW。

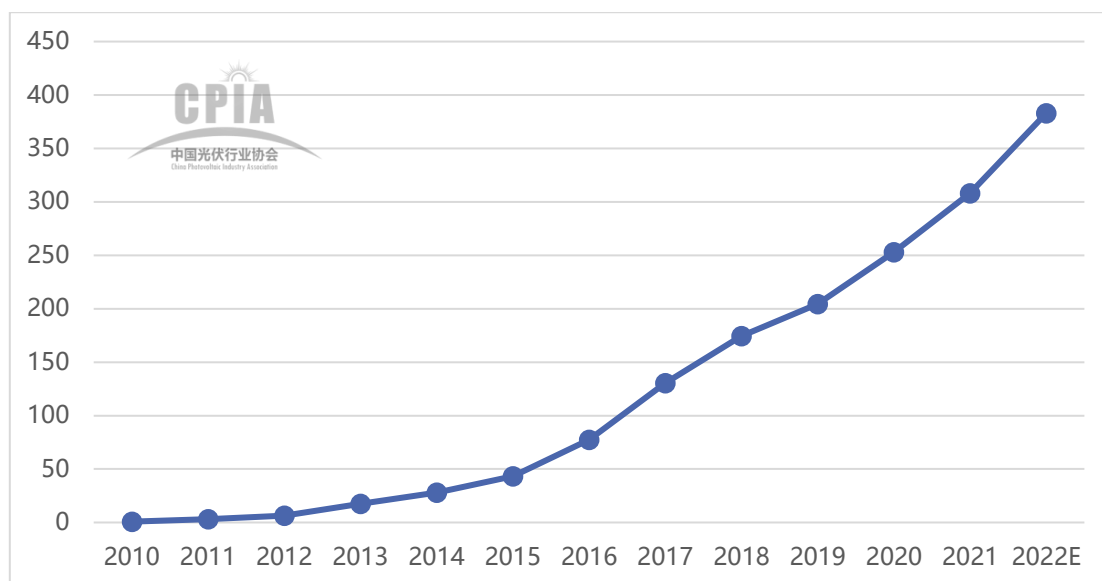


图6 2010-2022年全国太阳能光伏发电装机累计容量（单位：GW）

产品效率方面，2021年，规模化生产的p型单晶电池均采用PERC技术，平均转换效率达到23.1%，较2020年提高0.3个百分点，先进企业转换效率达到23.3%；采用PERC技术的黑硅多晶电池片转换效率达到21.0%，较2020年提高0.2个百分点；常规黑硅多晶电池效率提升动力不强，2021年转换效率约19.5%，仅提升0.1个百分点。

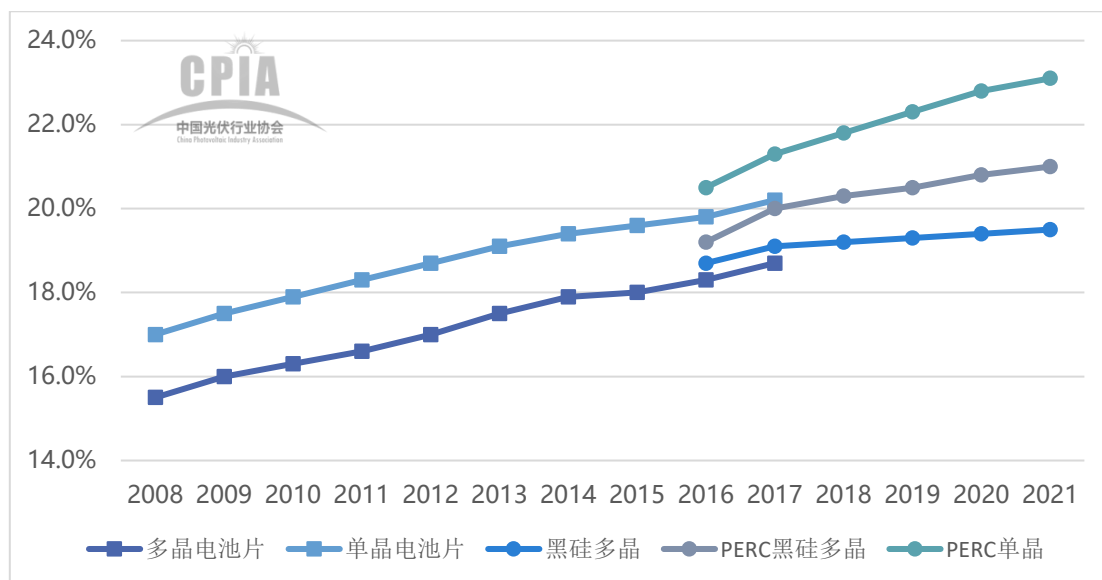


图7 2008-2021年国内电池片量产转换效率发展趋势

三、产业链各环节关键指标

（一）多晶硅环节¹

1、还原电耗

多晶硅还原是指三氯氢硅和氢气发生还原反应生成高纯硅料的过程，其电耗包括硅芯预热、沉积、保温、结束换气等工艺过程中的电力消耗。2021 年单炉致密料占比维持 70%-80%，多晶硅平均还原电耗较 2020 年下降 6.1%，为 46kWh/kg-Si。未来随着气体配比的不断优化、大炉型的投用和稳定生产、以及单晶厂家对于菜花料的试用，还原电耗仍将呈现持续下降趋势，到 2030 年还原电耗有望下降至 42kWh/kg-Si。

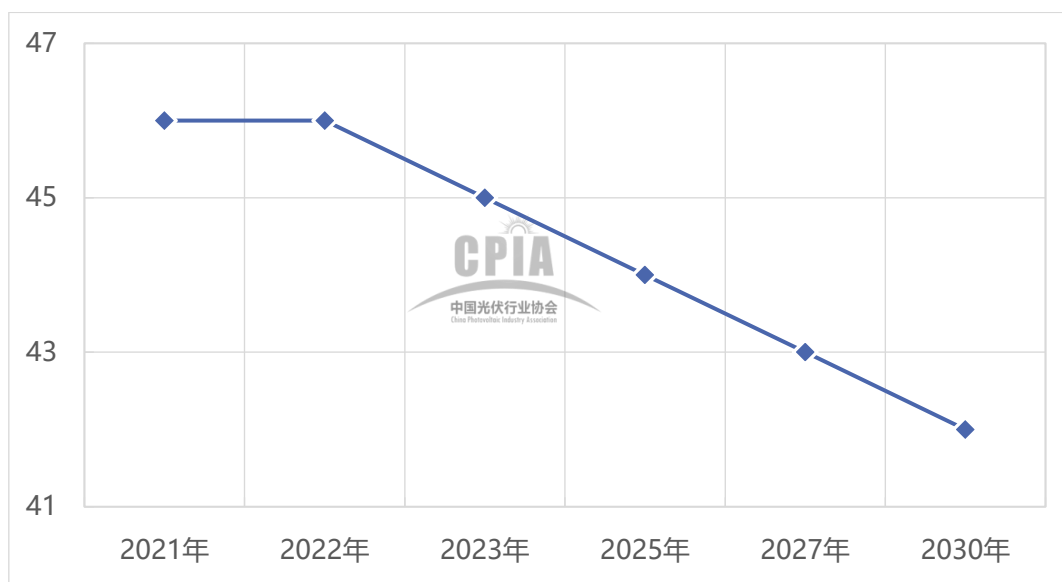


图 8 2021-2030 年还原电耗变化趋势（单位：kWh/kg-Si）

2、冷氢化电耗

冷氢化技术是把多晶硅生产过程中的副产物四氯化硅(SiCl_4)转化为三氯氢硅(SiHCl_3)的技术，其电耗包括物料供应、氢化反应系统、冷凝分离系统和初馏系统的电力消耗。各企业在物料供应环节使用不同的加热方式，如电加热、热油加热、蒸汽加热、天然气加热等，因此各企业冷氢化电耗存在差异。2021 年，冷氢化平均电耗在 4.7kWh/kg-Si 左右，同比下降 11.3%，到 2030 年有望下降至 4.1kWh/kg-Si 以下。技术进步的手段包括反应催化剂的开发、提高工艺环节中热能回收利用率、提高反应效率等。预计未来冷氢化电耗仍将稳步下降。

¹本章节若无特殊注明，均为三氯氢硅法棒状硅的生产指标。多晶硅生产各环节工序划分、能源消耗种类、计量和计算方法按《多晶硅企业单位产品能源消耗限额》GB29447 执行。

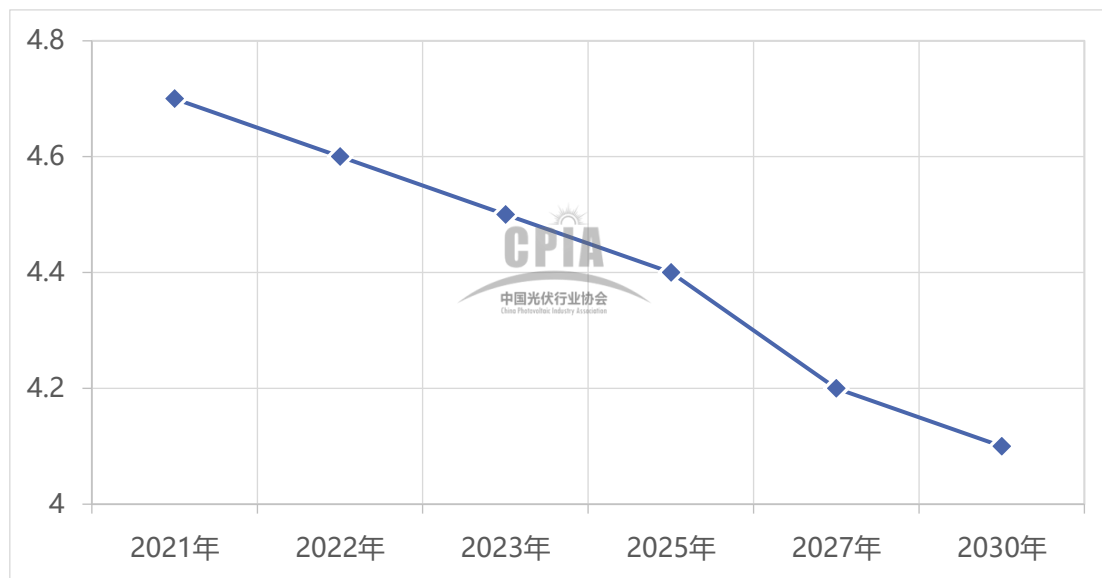


图9 2021-2030 年冷氢化电耗变化趋势 (单位: kWh/kg-Si)

3、综合电耗

综合电耗是指工厂生产单位多晶硅产品所耗用的全部电力, 包括合成、电解制氢、精馏、还原、尾气回收和氢化等环节的电力消耗。由于各家生产工艺不同, 因此综合电耗有一定差距。2021年, 多晶硅平均综合电耗已降至 63kWh/kg-Si, 同比下降 5.3%。未来随着生产装备技术提升、系统优化能力提高、生产规模增大等, 预计至 2030 年有望下降至 55kWh/kg-Si。目前硅烷流化床法颗粒硅综合电耗较三氯氢硅法棒状硅低 40%-50%。

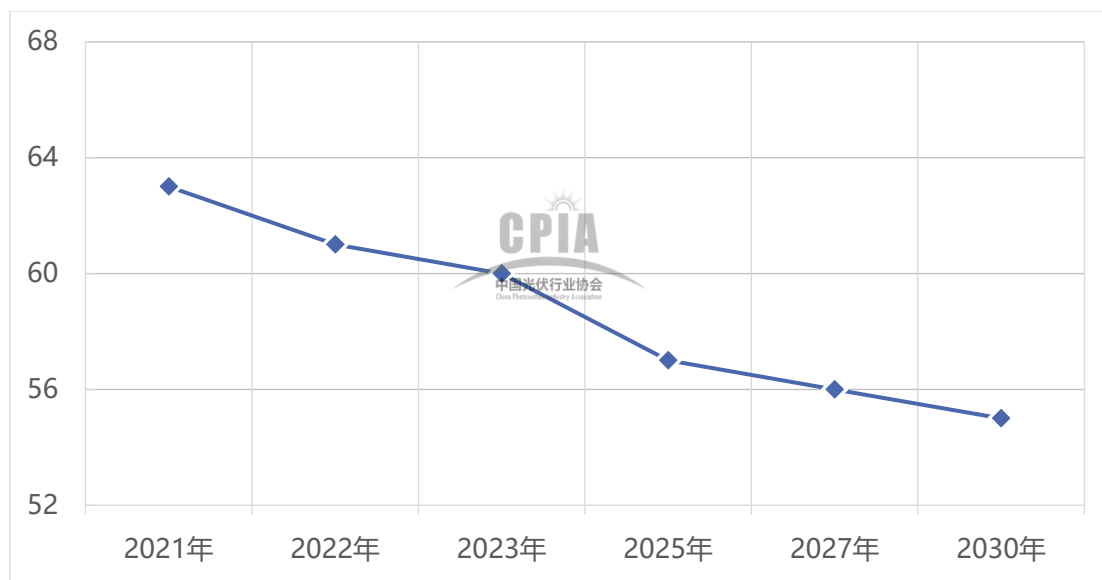


图10 2021-2030 年综合电耗变化趋势 (单位: kWh/kg-Si)

4、水耗

水耗是指生产单位多晶硅产品所需要补充的水量,水的消耗主要包括蒸发、清洗等。2021 年,多晶硅平均水耗在 0.1t/kg-Si 的水平,同比下降 16.7%。新疆地区气候干燥,蒸发量大,水耗较行业平均值高。预计到 2030 年,通过余热利用降低蒸发量,精馏塔排出的物料再回收利用降低残液处理水耗等措施,可将耗水量控制在 0.09t/kg-Si 的水平。

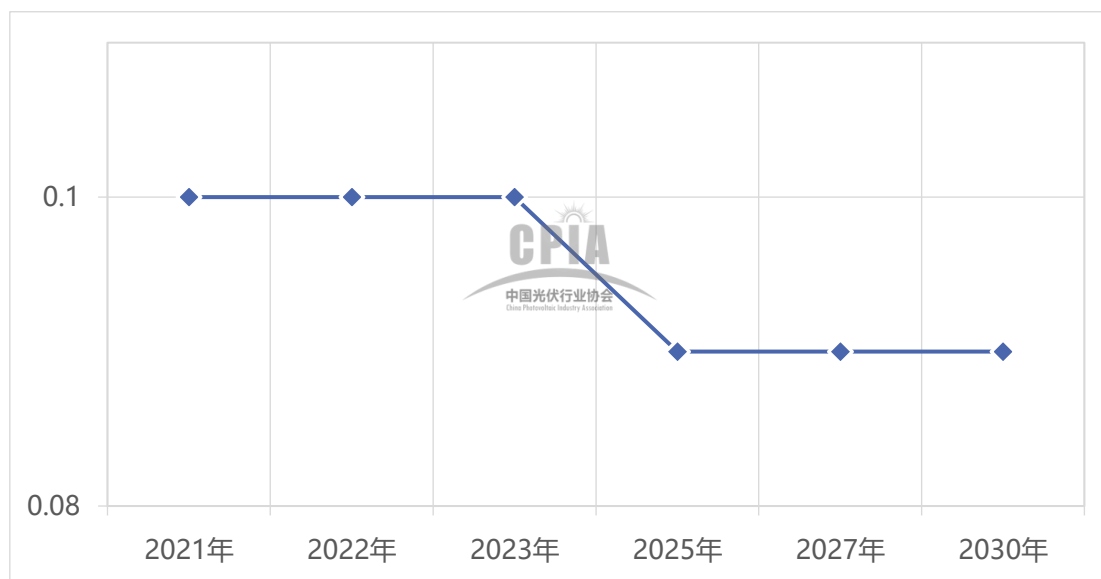


图 11 2021-2030 年水耗变化趋势 (单位: t/kg-Si)

5、蒸汽耗量

蒸汽耗量是指生产单位多晶硅产品外购蒸汽量,不考虑还原炉余热利用所产生的蒸汽(该能量已通过电力的形式计入)。蒸汽的补充主要用于精馏、冷氢化、尾气回收等环节。2021 年企业蒸汽耗量均值为 18.4kg/kg-Si 左右,同比下降 20%,在新疆等寒冷地区蒸汽耗量较其他地区高。随着企业还原余热利用率提升、提纯、精馏系统优化等,2030 年企业蒸汽耗量将降至 8.8kg/kg-Si。

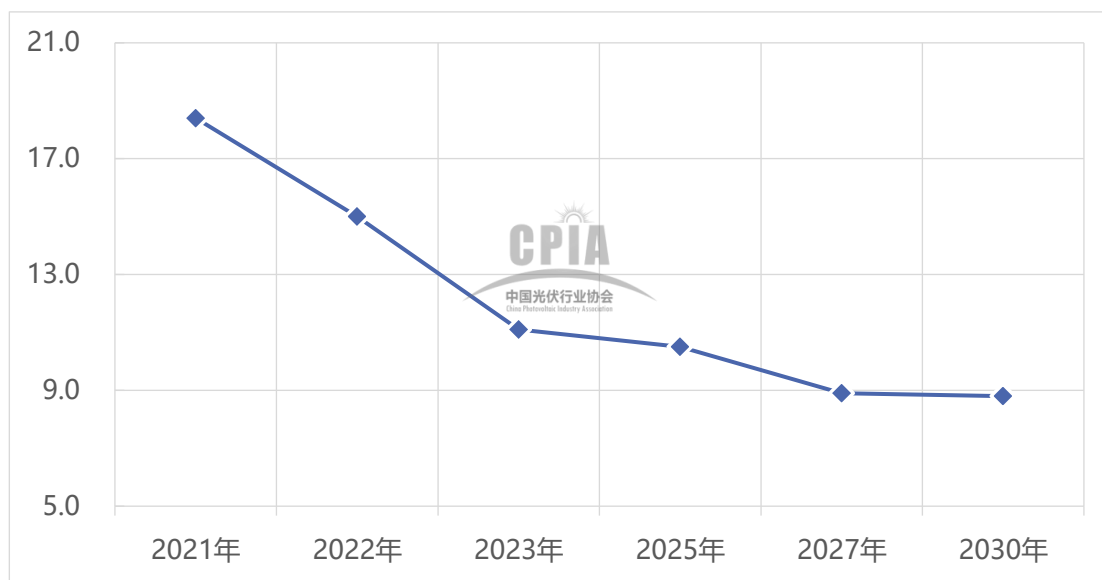


图 12 2021-2030 年蒸汽耗量变化趋势 (单位: kg/kg-Si)

6、综合能耗

多晶硅综合能耗包括多晶硅生产过程中所消耗的天然气、煤炭、电力、蒸汽、水等。2021 年多晶硅企业综合能耗平均值为 9.5kgce/kg-Si，同比下降 17.4%。随着技术进步和能源的综合利用，到 2030 年预计可降到 7.6kgce/kg-Si。

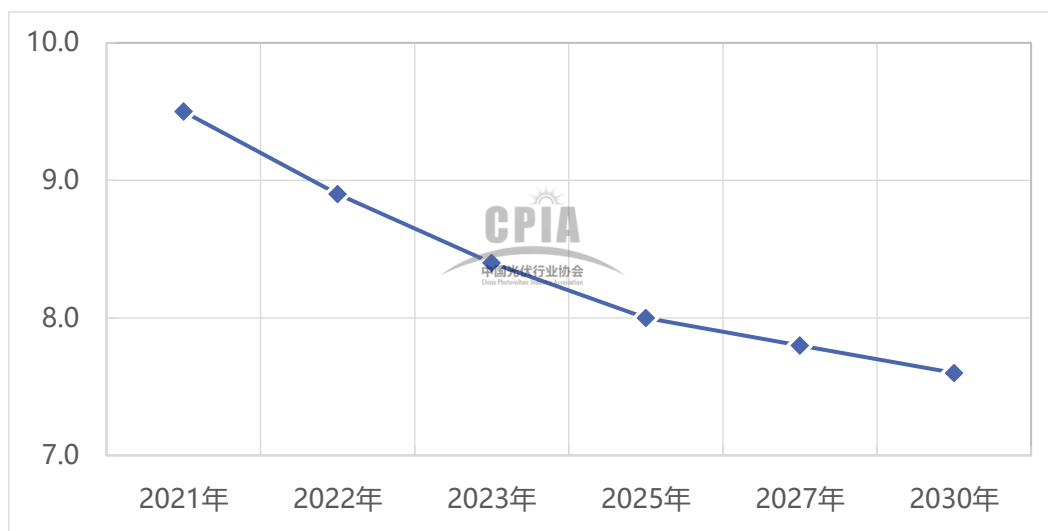


图 13 2021-2030 年综合能耗变化趋势 (单位: kgce/kg-Si)

7、硅单耗

硅单耗指生产单位高纯硅产品所耗费的硅量，主要包括合成、氢化工序，外购硅粉、三氯氢硅、四氯化硅等含硅物料全部折成纯硅计算，外售氯硅烷等按含硅比折成纯硅计算，从总量中扣

除。2021 年，硅耗在 1.09kg/kg-Si 水平，基本与 2020 年持平，且近 5 年变化幅度不大。随着氢化水平的提升，副产物回收利用率增强，预计到 2030 年将降低到 1.07kg/kg-Si。

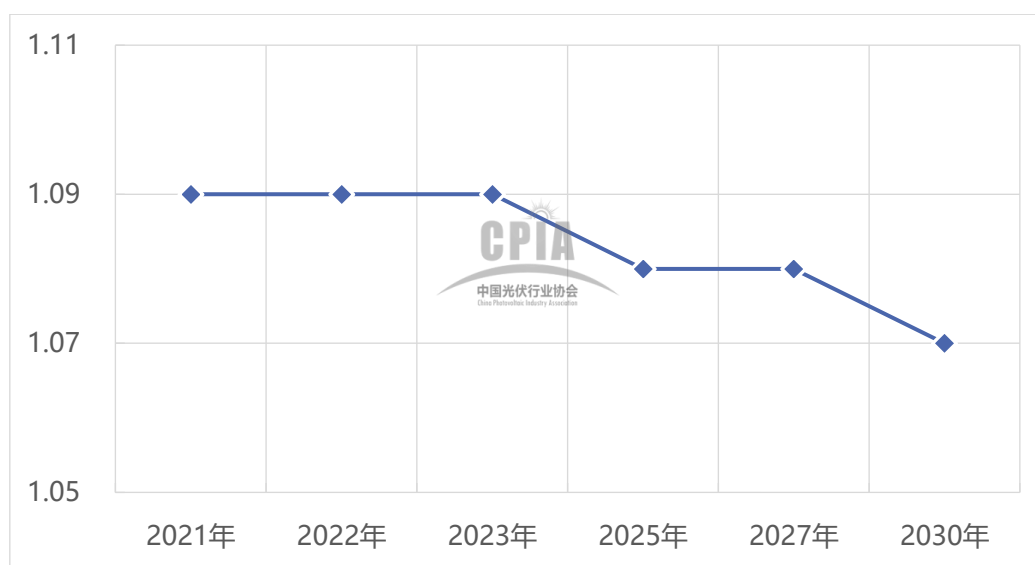


图 14 2021-2030 年硅单耗变化趋势 (单位: kg/kg-Si)

8、还原余热利用率

还原余热利用率是指回收利用还原工艺中热量占还原工艺能耗比。2021 年，多晶硅还原余热利用率平均水平在 81%，较 2020 年提升了 0.5 个百分点。随着多晶硅工厂大炉型的使用以及节能技术的进步，余热利用率有望进一步提升，但考虑设备本身散热和尾气带走热等影响，预计 2030 年还原余热利用率为 83%。

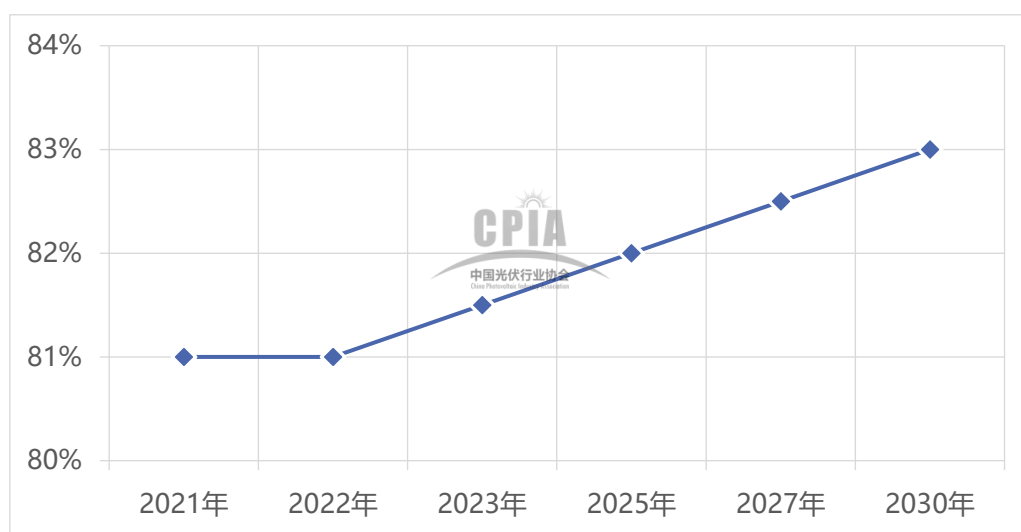


图 15 2021-2030 年还原余热利用率变化趋势

9、棒状硅和颗粒硅市场占比

当前主流的多晶硅生产技术主要有三氯氢硅法和硅烷流化床法,产品形态分别为棒状硅和颗粒硅。三氯氢硅法生产工艺相对成熟,2021 年硅烷法颗粒硅产能和产量小幅增加,颗粒硅市占率有所上涨,同比提升了 1.3 个百分点,达到 4.1%,棒状硅占 95.9%。从未来看,若颗粒硅的产能进一步扩张,并且随着生产工艺的改进和下游应用的拓展,市场占比会进一步提升。

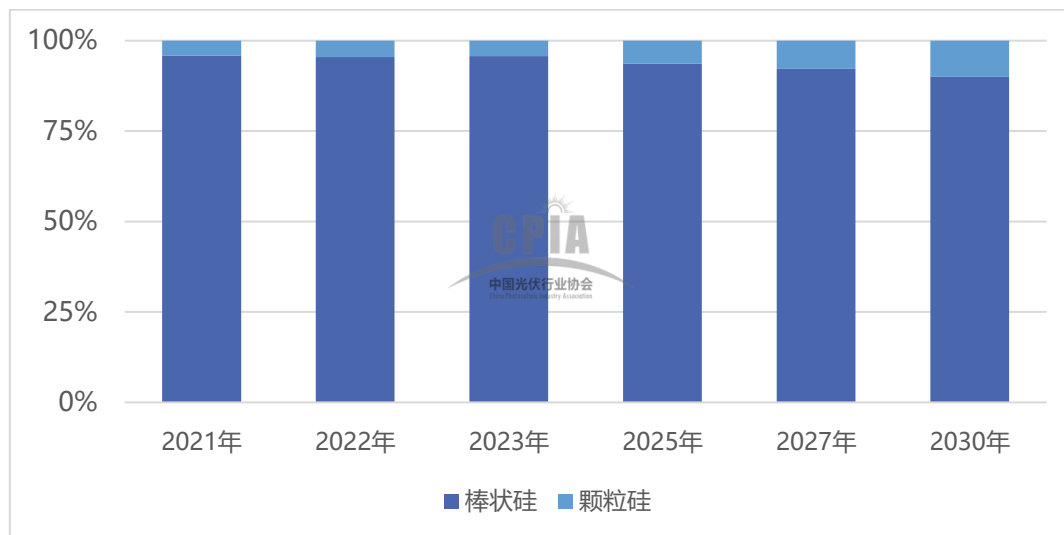


图 16 2021-2030 年棒状硅和颗粒硅市场占比变化趋势

10、三氯氢硅法多晶硅生产线设备投资成本

由于大宗金属材料价格的普遍上涨,2021 年投产的万吨级多晶硅生产线设备投资成本为 1.03 亿元/千吨,较 2020 年有小幅上升。但随着生产装备技术的进步、单体规模的提高和工艺水平的提升,三氯氢硅法多晶硅生产线设备投资成本逐年下降。预计到 2030 年,千吨投资可下降至 0.95 亿元。

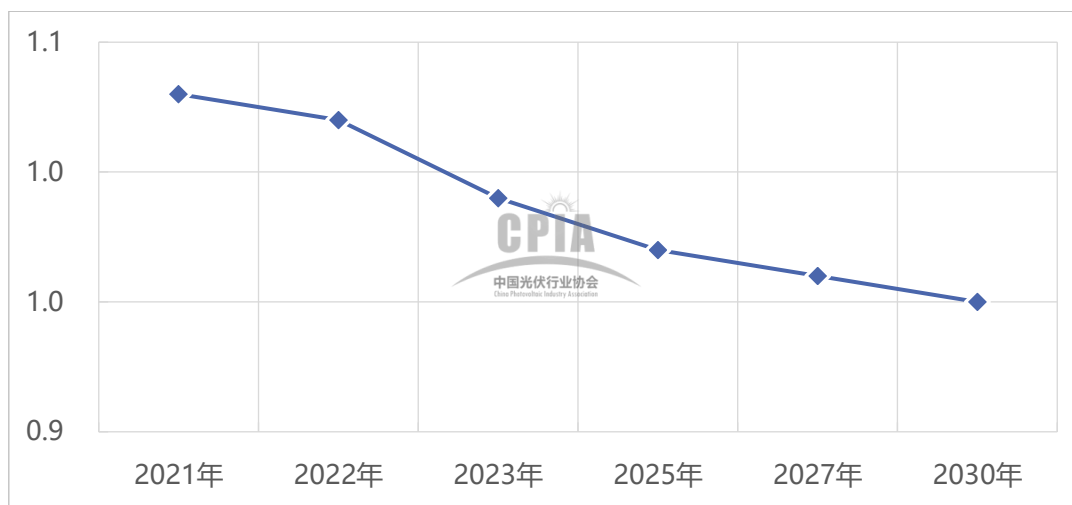


图 17 2021-2030 年三氯氢硅法多晶硅生产线设备投资成本变化趋势 (单位: 亿元/千吨)

11、多晶硅人均产出量

随着多晶硅工艺技术瓶颈不断突破，工厂智能化制造水平的不断提升，多晶硅工厂的人均产出也快速提升。2021年多晶硅生产线人均产出量为 39.9 吨/年/人，同比提升 10.8%。随着 2022-2023 年多晶硅新投产线单线规模增大，自动化程度提升，人均产出量将会有较大幅度的增长，提高到 53.8 吨/年/人，到 2030 年提高到 66.5 吨/年/人。

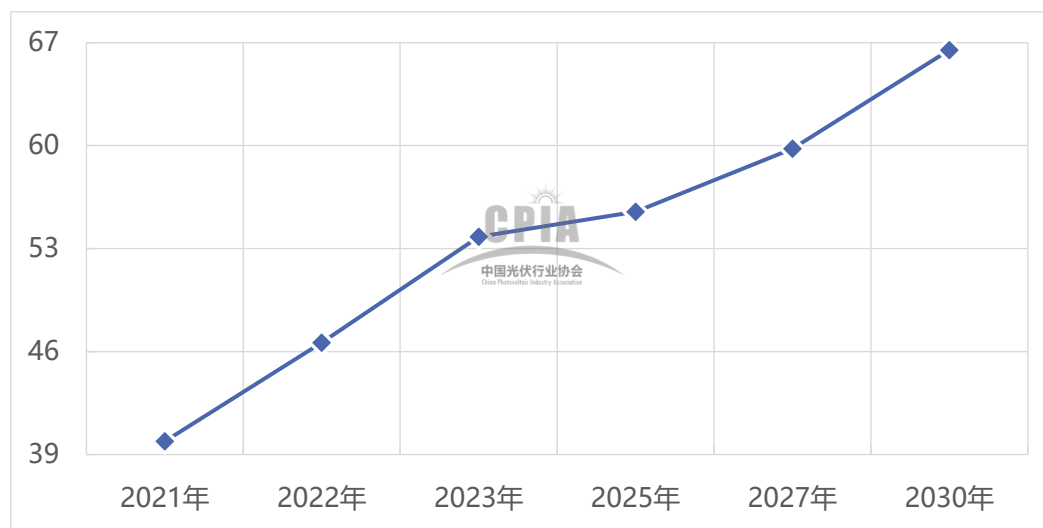


图 18 2021-2030 年多晶硅生产线人均产出量变化趋势（单位：吨/年/人）

（二）硅片环节²

1、拉棒电耗

单晶拉棒电耗是指直拉法生产单位合格单晶硅棒所消耗的电量，可以通过改善热场、保温性能、提升设备自动化、智能化程度、提高连续拉棒技术等方法，降低拉棒生产电耗。2021 年，拉棒平均电耗水平从 2020 年的 26.2kWh/kg-Si 降低为 23.9kWh/kg-Si（方棒）。预计到 2025 年，有望下降至 20.9kWh/kg-Si。

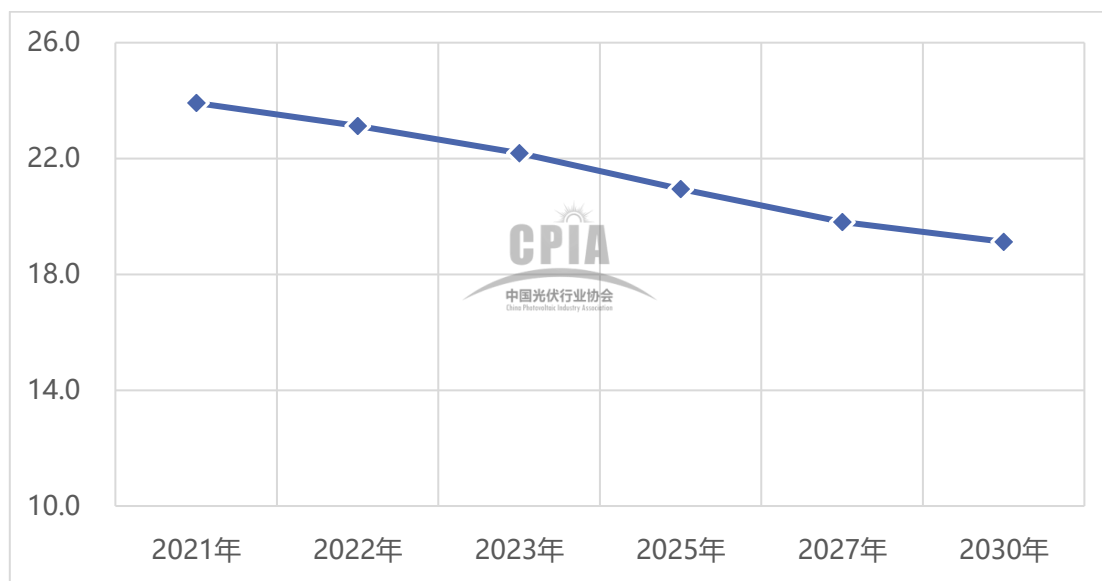


图 19 2021-2030 年拉棒电耗变化趋势（单位：kWh/kg-Si）

2、铸锭电耗

铸锭电耗是指通过定向凝固技术生产硅锭（大方锭）所消耗的电量。2021 年，铸锭电耗为 6.5kWh/kg-Si，较 2020 年仅有小幅下降。主要是由于多晶硅片市场需求减缓，企业技改或系统升级动力不足，铸锭炉机型仍以 G7 系统为主，预计未来铸锭电耗下降也将呈持续放缓趋势。

² 若无特殊说明，本环节指标均以生产 166mm 尺寸硅片为基准。

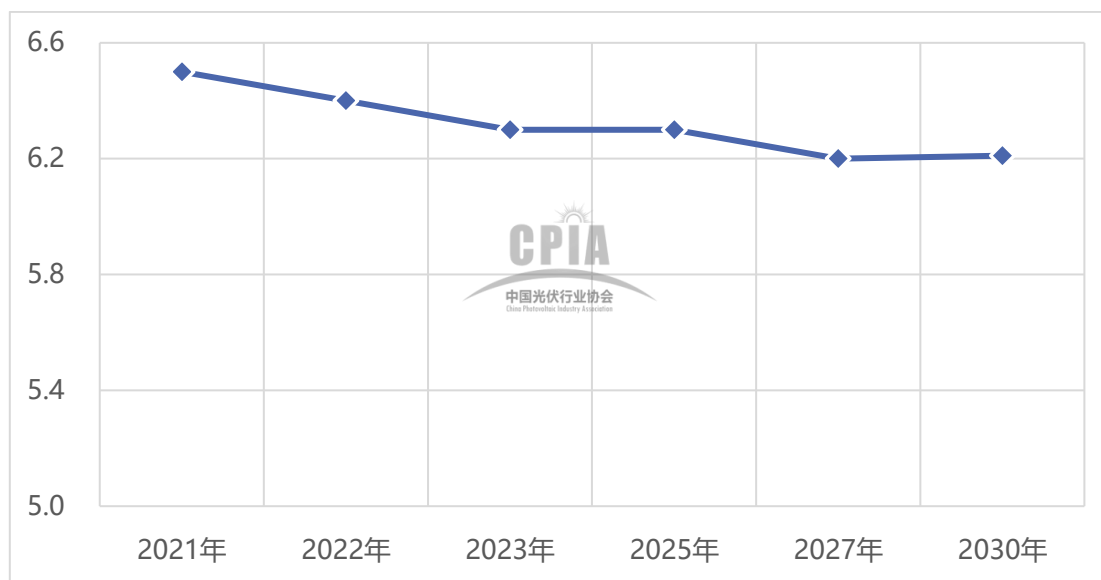


图 20 2021-2030 年铸锭电耗变化趋势 (单位: kWh/kg-Si (大方锭))

3、切片电耗

切片电耗是指通过切片工序，从方棒/方块到成品硅片所消耗的电量。2021 年，切片电耗约为 7.1 万 kWh/百万片。棒长增大，细线化、薄片化带来的单次出片量增加，以及硅片尺寸的增大，都将促进切片电耗继续下降。

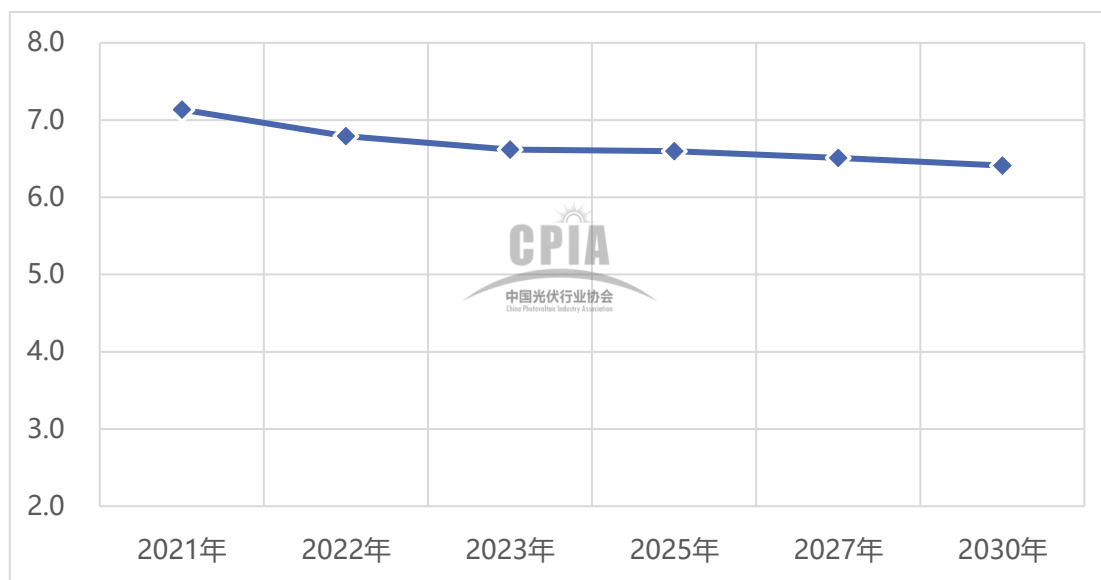


图 21 2021-2030 年切片电耗变化趋势 (单位: 万 kWh/百万片)

4、拉棒单炉投料量

拉棒单炉投料量是指一只坩埚用于多次拉棒生产的总投料量,其中坩埚使用时间为关键因素之一。2021 年,拉棒单炉投料量约为 2800kg,较 2020 年的 1900kg 有大幅提升,主要是由于热场尺寸以及所拉棒数的增加所造成的。未来随着坩埚制作工艺、拉棒技术的不断提升以及坩埚使用的优化,投料量仍有较大增长空间。

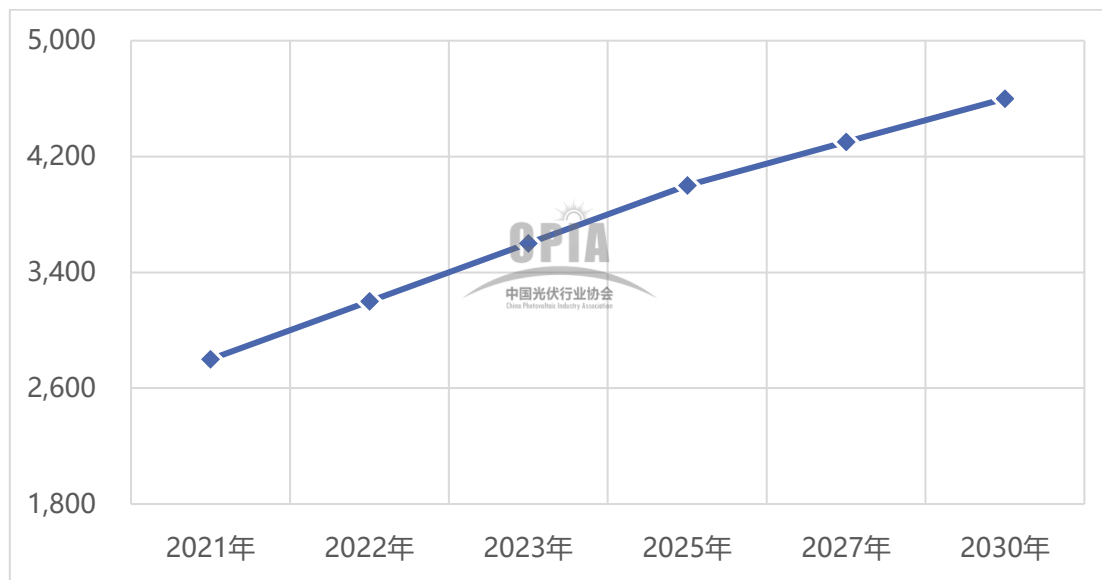


图 22 2021-2030 年拉棒单炉投料量变化趋势 (单位: kg)

5、铸锭投料量

铸锭投料量是指用于铸锭的单只坩埚的最大装料量。2017 年行业已经出现 G8 系统(1500kg)的应用,但随着市场中多晶硅片需求下滑,铸锭单晶技术发展不及预期,未能促进 G8 系统的普及。2021 年我国铸锭炉仍以 G7 系统 (1100-1200kg) 为主,单炉平均投料量仍为 1100kg 左右,与 2020 年相比持平。基于目前的发展情况,铸锭投料量保持不变,但是不排除未来仍有增长的空间。

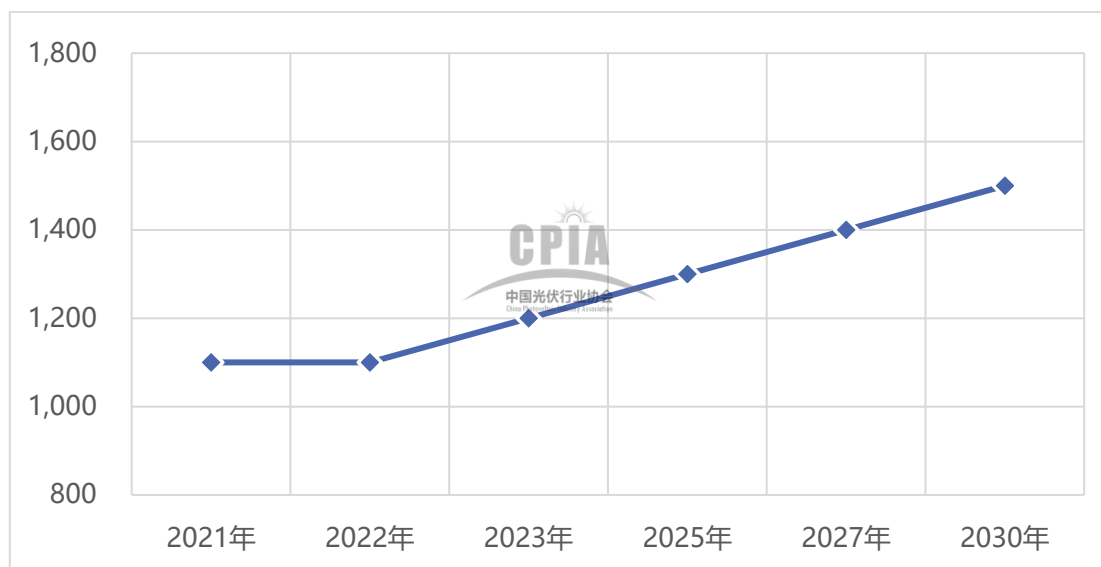


图 23 2021-2030 年铸锭单炉投料量变化趋势 (单位: kg)

6、耗硅量

耗硅量是指生产每公斤方棒(含边皮复投料)所消耗的多晶硅原料量(按年度统计)。2021 年铸锭耗硅量为 1.10 kg/kg，由于铸锭研发投入有限，所以预计未来几年数值变化不大。2021 年拉棒耗硅量为 1.066 kg/kg，清洗、破碎环节的损耗降低，生产环节环境控制，降低锅底料比例，优化机加环节精度控制，减少加工余量，提升降级硅料的分级和处理技术等，都将促使拉棒耗硅量继续下降。

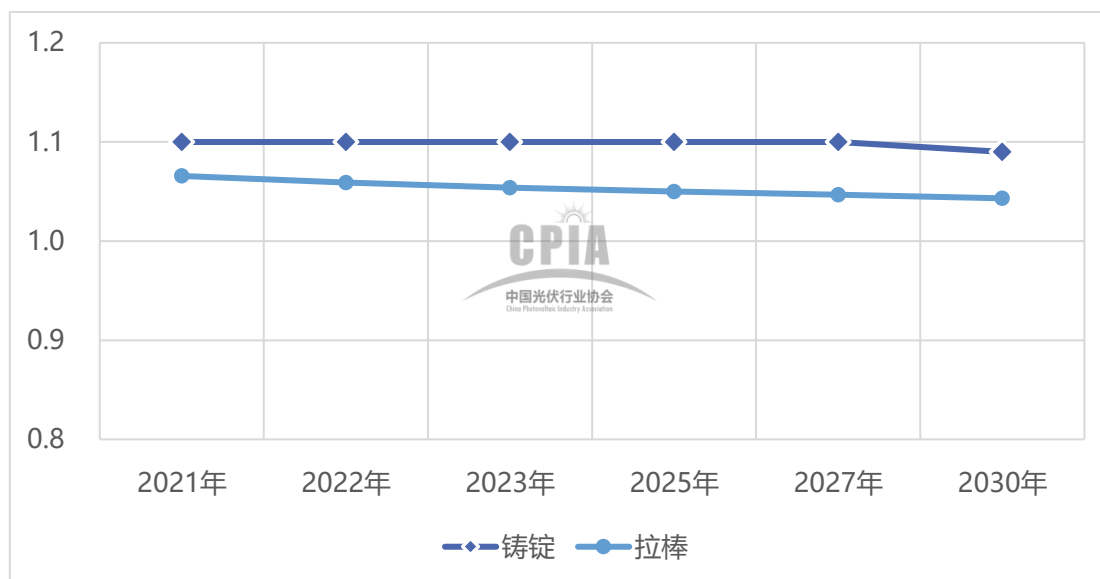


图 24 2021-2030 年铸锭耗硅量变化趋势 (单位: kg/kg)

7、耗水量

切片工序取水量包括脱胶、清洗、切片等所有环节的生产设备、辅助设备、污水处理设备等取水量或分摊量，不包含办公区域及生活用水（纯水量应折算成新鲜水量）。2021 年切片环节耗水量为 910 t/百万片，未来通过循环用水，水的回收再处理再应用，工艺水平提升，清洗剂的性能优化等方法，耗水量将逐步下降。

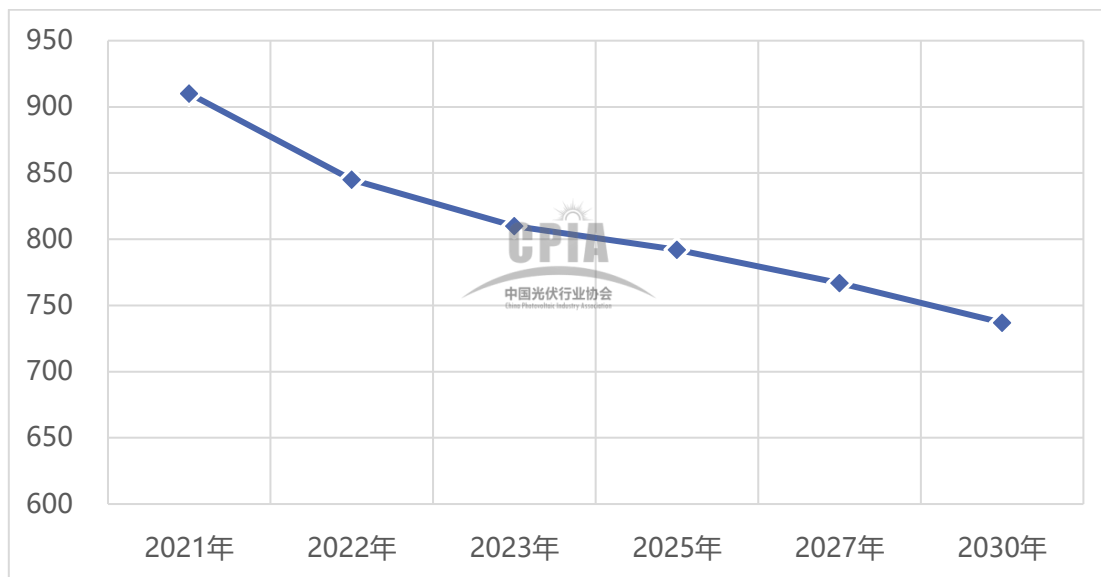
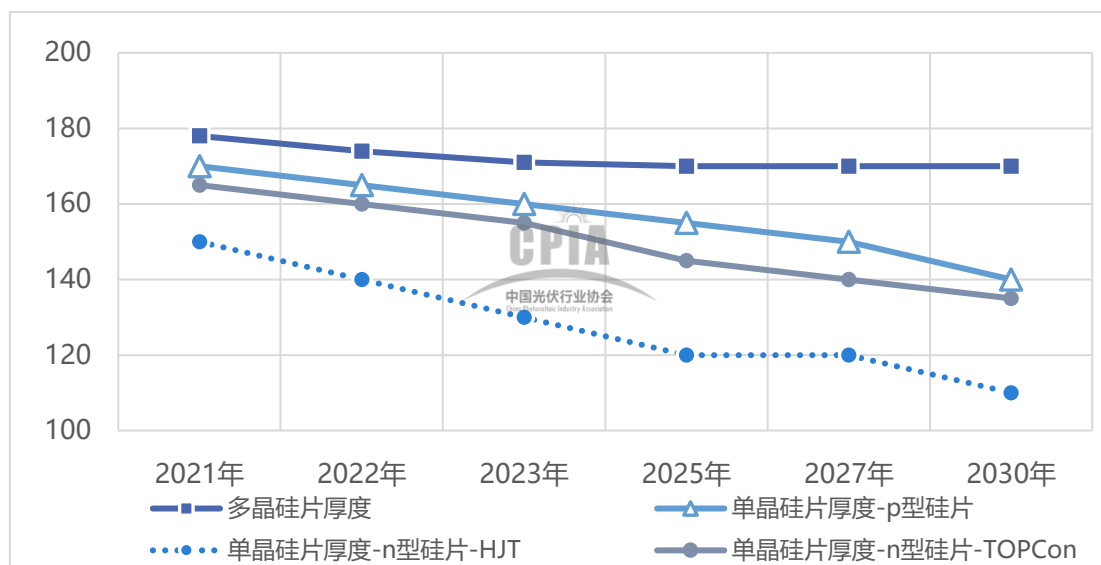


图 25 2021-2030 年耗水量变化趋势（单位：t/百万片）

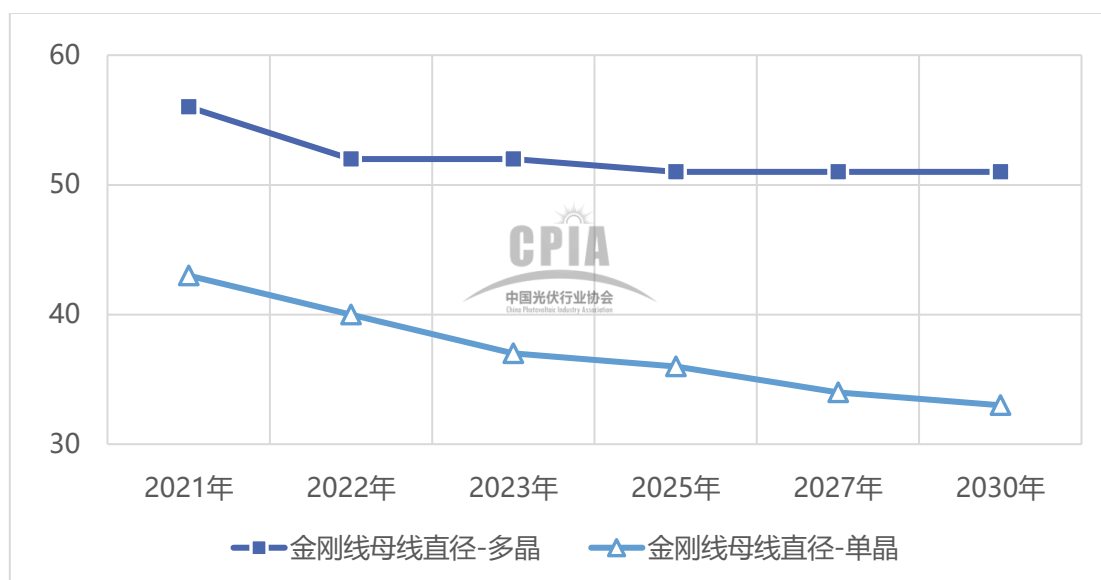
8、硅片厚度

薄片化有利于降低硅耗和硅片成本，但会影响碎片率。目前切片工艺完全能满足薄片化的需要，但硅片厚度还要满足下游电池片、组件制造端的需求。硅片厚度对电池片的自动化、良率、转换效率等均有影响。2021 年，多晶硅片平均厚度为 178 μm ，由于需求较小，无继续减薄的动力，因此预测 2025 年之后厚度维持 170 μm 不变，但不排除后期仍有变薄的可能。p 型单晶硅片平均厚度在 170 μm 左右，较 2020 年下降 5 μm 。目前，用于 TOPCon 电池的 n 型硅片平均厚度为 165 μm ，用于异质结电池的硅片厚度约 150 μm ，用于 IBC 电池的硅片厚度约 130 μm ，用于 MWT 电池的硅片厚度约 140 μm 。

图 26 2021-2030 年硅片厚度变化趋势 (单位: μm)

9、金刚线母线直径

切割线母线直径及研磨介质粒度同硅片切割质量及切削损耗量相关, 较小的线径和介质粒度有利于降低切削损耗和生产成本。2021 年, 金刚线母线直径为 43-56 μm , 用于单晶硅片的金刚线母线直径降幅较大, 且呈不断下降趋势。由于多晶硅片中缺陷及杂质较多, 细线容易发生断线, 因此用于多晶硅片的金刚线母线直径大于单晶硅片, 且随着多晶硅片需求减缓, 用于多晶硅片的金刚线母线直径降幅趋缓。

图 27 2021-2030 年金刚线母线直径变化趋势 (单位: μm)

10、单位方棒/方锭在金刚线切割下的出片量

随着金刚线直径降低以及硅片厚度下降，等径方棒/方锭每公斤出片量将增加。2021 年 p 型 166mm 尺寸每公斤单晶方棒出片量约为 64 片，多晶方锭出片量约为 59 片。（备注：p 型 158.75mm 尺寸每公斤单晶方棒出片量约为 70 片，p 型 182mm 尺寸每公斤单晶方棒出片量约为 53 片，p 型 210mm 尺寸每公斤单晶方棒出片量约为 40 片。）

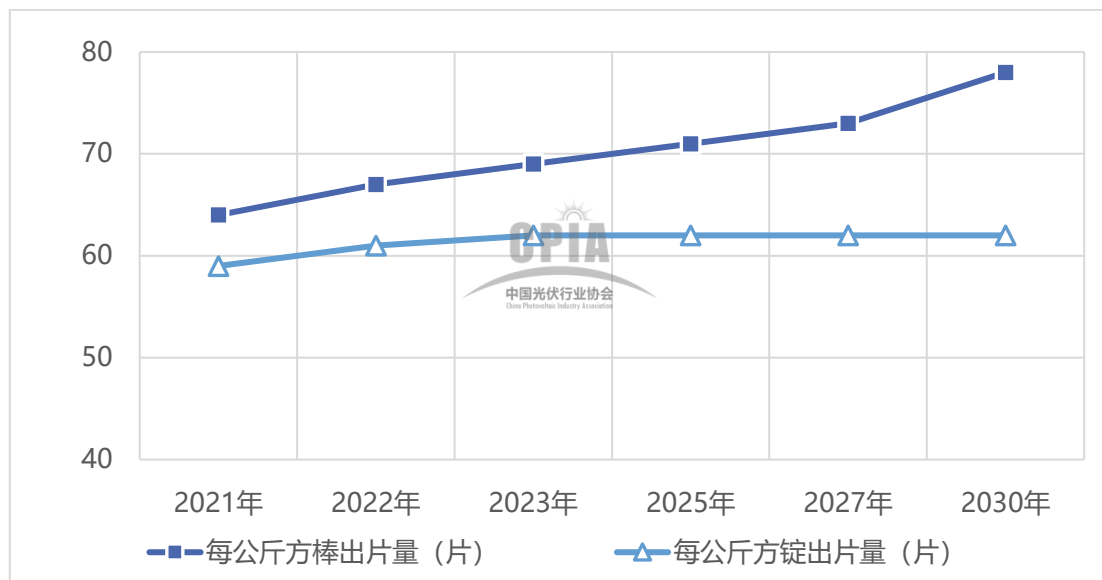


图 28 2021-2030 年每公斤方棒/方锭在金刚线切割下的出片量变化趋势（单位：片）

11、拉棒/铸锭/切片单位产能设备投资额

2021 年，拉棒和铸锭环节单位产能设备投资额（包括机加环节）分别为 5.3 万元/吨和 2.0 万元/吨，较 2020 年均略有下降。随着单晶拉棒设备供应能力提升及技术进步，设备投资成本呈逐年下降趋势。但铸锭设备技改降本动力不足，以及设备生产商利润空间有限，未来设备投资成本无下降的动力。切片环节单位产能设备投资是指从方棒/方锭到制成硅片的设备投资，2021 年为 20.3 万元/百万片，未来呈逐渐下降的趋势，但是如果加入自动化设备，切片环节设备投资额的变化趋势可能持平甚至增加。

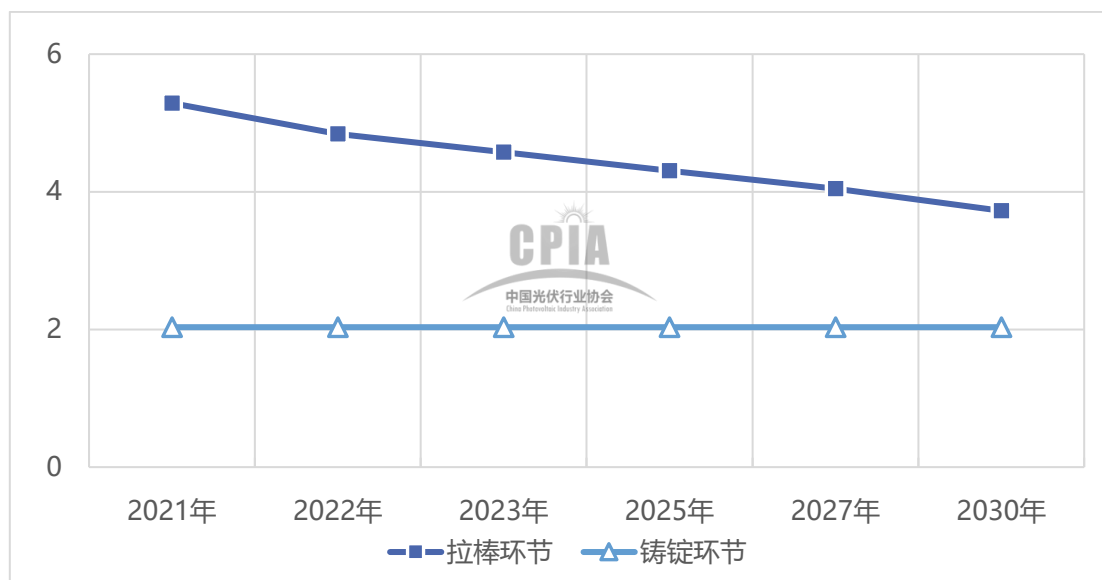


图 29 2021-2030 年拉棒/铸锭环节设备投资成本变化趋势 (单位: 万元/吨)

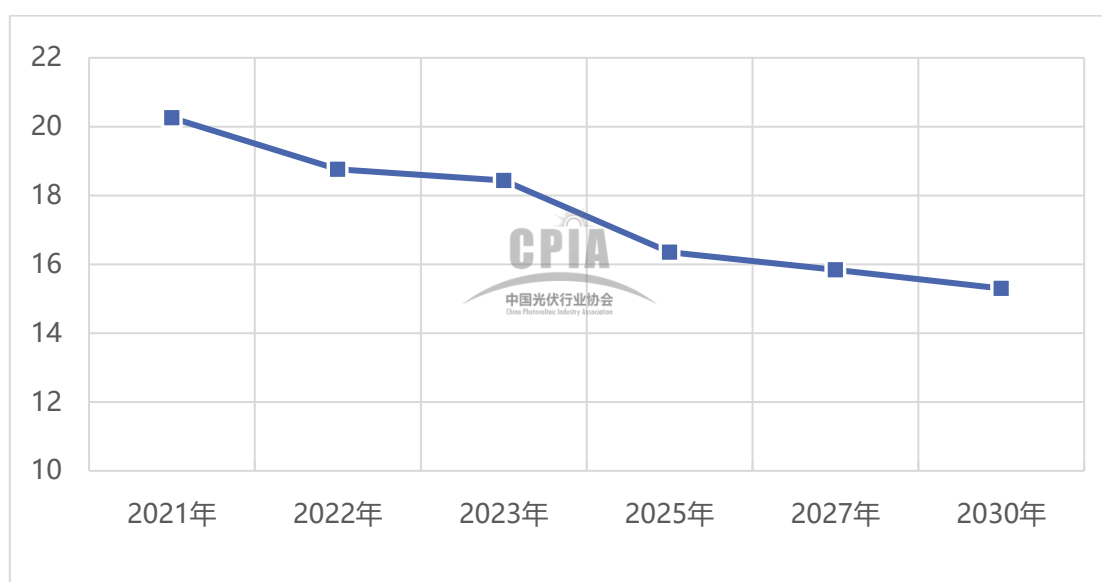


图 30 2021-2030 年切片环节设备投资成本变化趋势 (单位: 万元/百万片)

12、硅片人均产出率

硅片人均产出主要指产线员工的人均产出（包含产线直接和间接人员，不含管理人员）。随着工厂自动化水平的不断提升，单位产能逐步增加，硅片工厂的人均产出也快速提高。2021 年，硅片产线晶体环节（拉棒/铸锭）人均产出率为 23.8 t/年/人，切片人均产出率为 1.7 百万片/年/人。未来大尺寸产能逐步释放，自动化水平显著提升，预计晶体（拉棒/铸锭）人均产出和切片人均产出均会有较为明显的增加。

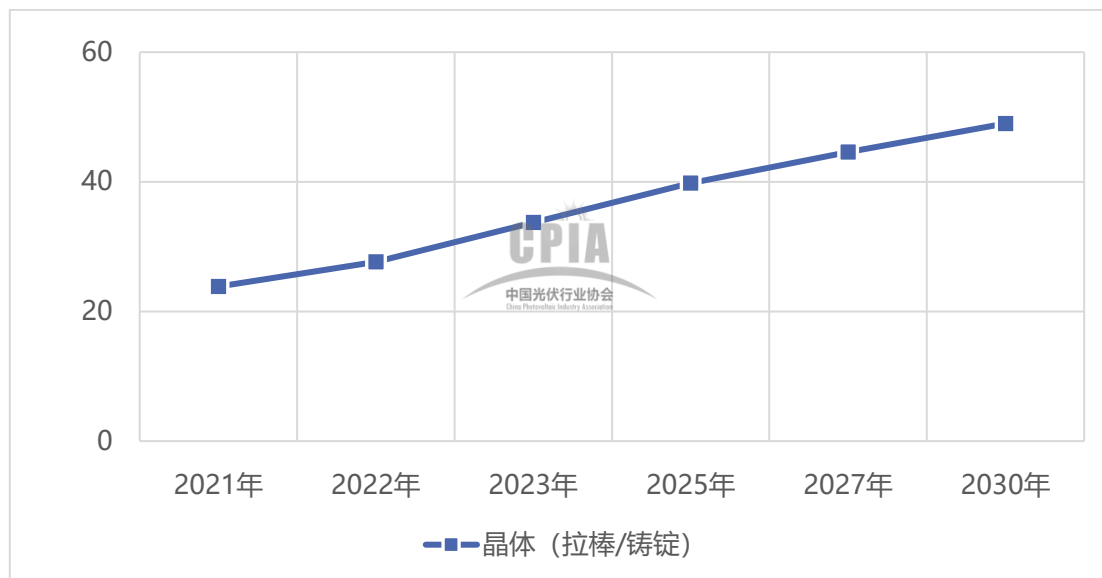


图 31 2021-2030 年拉棒/铸锭人均产出率变化趋势 (单位: t/年/人)

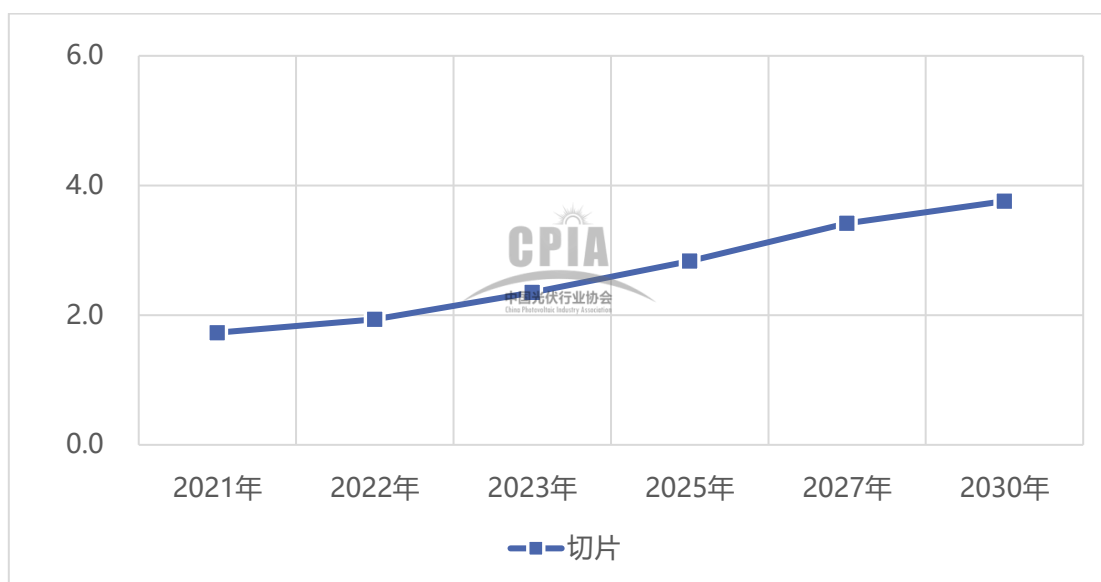


图 32 2021-2030 年切片人均产出率变化趋势 (单位: 百万片/年/人)

13、不同类型硅片市场占比³

2021 年, 单晶硅片 (p 型+n 型) 市场占比约 94.5%, 其中 p 型单晶硅片市场占比由 2020 年的 86.9% 增长到 90.4%, n 型单晶硅片约 4.1%。随着下游对单晶产品的需求增大, 单晶硅片市场占比也将进一步增大, 且 n 型单晶硅片占比将持续提升。多晶硅片的市场份额由 2020 年的 9.3% 下降至 2021 年的 5.2%, 未来呈逐步下降趋势, 但仍会在细分市场保持一定需求量。铸锭单晶市场占比达到 0.3%, 未来市场份额增长不明显。

³ 本环节市场占比是各类产品在国内硅片企业总出货量 (含出口) 中的占比。

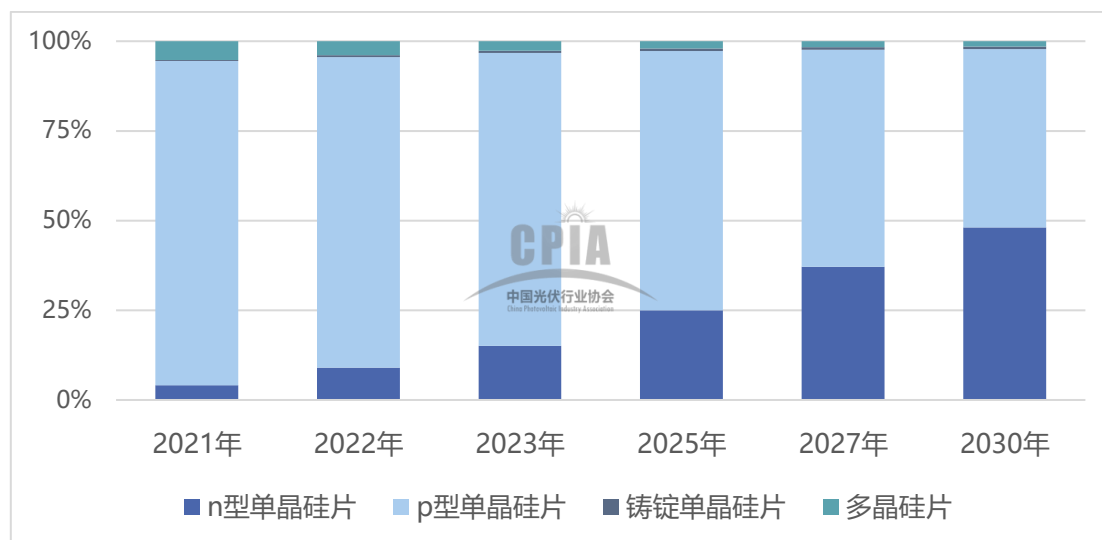


图 33 2021-2030 年不同类型硅片市场占比变化趋势

14、不同尺寸硅片市场占比

2021 年市场上硅片尺寸种类多样, 包括 156.75mm、157mm、158.75mm、166mm、182mm、210mm 等, 且各占有一定的市场份额。其中, 158.75mm 和 166mm 尺寸占比合计达到 50%, 156.75mm 尺寸占比下降为 5%, 未来占比将持续降低; 166mm 是现有电池产线可升级的最大尺寸方案, 因此将是近 2 年的过渡尺寸; 2021 年 182mm 和 210mm 尺寸合计占比由 2020 年的 4.5% 迅速增长至 45%, 未来其占比仍将快速扩大。

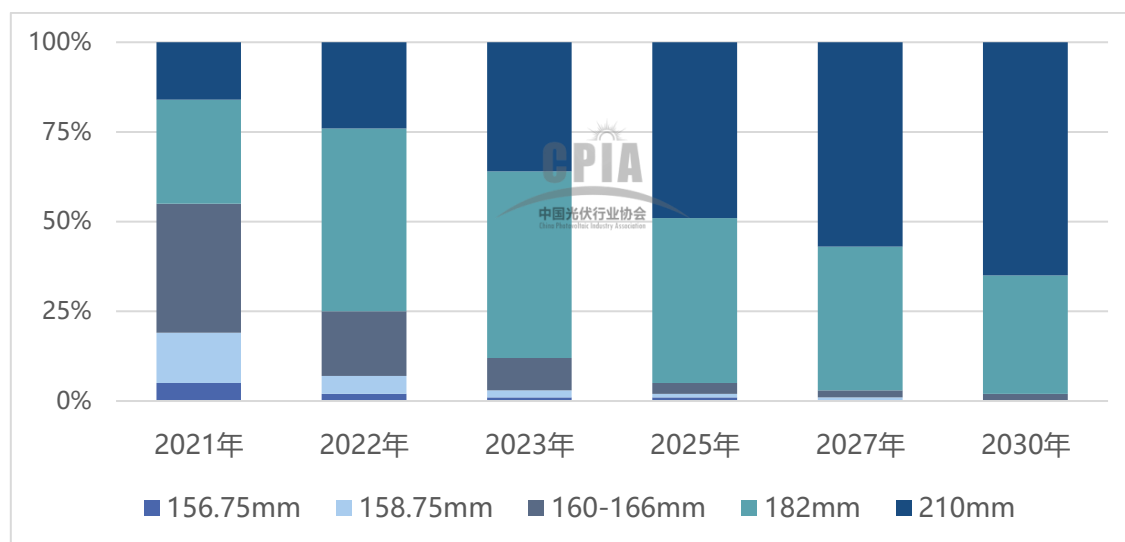


图 34 2021-2030 年不同尺寸硅片市场占比变化趋势

注: 156.75mm 尺寸硅片包括 M2 单晶硅片、标准多晶硅片、157mm 多晶硅片;

160-166mm 尺寸硅片主要包括 161.7mm 全方片、161.7mm 类方片、163mm 类方片、166mm 类方片硅片。

（三）电池片环节⁴

表 1 各种晶硅电池名称缩写及释义对照表

名称缩写	各种晶硅电池释义
Al-BSF	铝背场电池 (Aluminium Back Surface Field) ——为改善太阳能电池的效率, 在 p-n 结制备完成后, 在硅片的背光面沉积一层铝膜, 制备 P+层, 称为铝背场电池。
PERC	发射极钝化和背面接触 (Passivated Emitter and Rear Contact) ——利用特殊材料在电池片背面形成钝化层作为背反射器, 增加长波光的吸收, 同时增大 p-n 极间的电势差, 降低电子复合, 提高效率。
TOPCon	隧穿氧化层钝化接触 (Tunnel Oxide Passivated Contact) ——在电池背面制备一层超薄氧化硅, 然后再沉积一层掺杂硅薄层, 二者共同形成了钝化接触结构。 <small>中国光伏行业协会</small>
HJT	具有本征非晶层的异质结 (Heterojunction Technology) ——在电池片里同时存在晶体和非晶体级别的硅, 非晶硅的出现能更好地实现钝化效果。
IBC	交指式背接触 (Interdigitated Back Contact) ——把正负电极都置于电池背面, 减少置于正面的电极反射一部分入射光带来的阴影损失。
PERT	发射极钝化和全背面扩散 (Passivated Emitter Rear Totally-diffused) ——PERC 技术的改进型, 在形成钝化层基础上进行全面的扩散, 加强钝化层效果。
MWT	金属穿透电极技术 (Metal-wrap through) ——通过在电池片上开孔并填充导电浆料而将电池正面电极引到背面, 使得电池片的正、负电极均位于电池背面, 从而发挥电池组件的低挡光、低应力衰减、不含铅等优势。
HBC	异质结背接触 (Heterojunction Back Contact) ——利用异质结 (HJT) 电池结构与交指式背接触 (IBC) 电池结构相结合, 形成的新型太阳电池结构。这种电池结构结合了 IBC 电池高的短路电流与 HJT 电池高的开路电压的优势, 因此能获得更高的电池效率。
TBC	隧穿氧化层钝化背接触 (Tunneling Oxide Passivated Back Contact) ——利用隧穿氧化层钝化接触 (TOPCon) 电池结构与交指式背接触 (IBC) 电池结构相结合, 形成的新型太阳电池结构。这种电池结构结合了 IBC 电池高的短路电流与 TOPCon 优异的钝化接触特性, 因此能获得更高的电池效率。

⁴若无特殊说明, 本环节指标均以生产 166mm 尺寸电池为基准。

1、各种电池技术平均转换效率

2021 年, 规模化生产的 p 型单晶电池均采用 PERC 技术, 平均转换效率达到 23.1%, 较 2020 年提高 0.3 个百分点; 采用 PERC 技术的多晶黑硅电池片转换效率达到 21.0%, 较 2020 年提高 0.2 个百分点; 常规多晶黑硅电池效率提升动力不强, 2021 年转换效率约 19.5%, 仅提升 0.1 个百分点, 未来效率提升空间有限; 铸锭单晶 PERC 电池平均转换效率为 22.4%, 较单晶 PERC 电池低 0.7 个百分点; n 型 TOPCon 电池平均转换效率达到 24%, 异质结电池平均转换效率达到 24.2%, 两者较 2020 年均有较大提升, IBC 电池平均转换效率达到 24.1%, 今后随着技术发展, TBC、HBC 等电池技术也可能会不断取得进步。未来随着在生产成本的降低及良率的提升, n 型电池将会是电池技术的主要发展方向之一。

表 2 2021-2030 年各种电池技术平均转换效率变化趋势

	分类	2021 年	2022 年	2023 年	2025 年	2027 年	2030 年
p 型多晶	BSF p 型多晶黑硅电池	19.5%	19.5%	19.7%	-	-	-
	PERC p 型多晶黑硅电池	21.0%	21.1%	21.3%	21.5%	21.7%	21.9%
	PERC p 型铸锭单晶电池	22.4%	22.6%	22.8%	23.0%	23.3%	23.6%
p 型单晶	PERC p 型单晶电池	23.1%	23.3%	23.5%	23.7%	23.9%	24.1%
n 型单晶	TOPCon 单晶电池	24.0%	24.3%	24.6%	24.9%	25.2%	25.6%
	异质结电池	24.2%	24.6%	25.0%	25.3%	25.6%	26.0%
	IBC 电池	24.1%	24.5%	24.8%	25.3%	25.7%	26.2%

注: 1.背接触 n 型单晶电池目前处于中试阶段;

2.均只记正面效率。

2、各种电池技术市场占比

2021 年, 新建量产产线仍以 PERC 电池产线为主。随着 PERC 电池片新产能持续释放, PERC 电池片市场占比进一步提升至 91.2%。随着国内户用项目的产品需求开始转向高效产品, 原本对常规多晶产品需求较高的海外市场也转向高效产品, 2021 年常规电池片 (BSF 电池) 市场占比下降至 5%, 较 2020 年下降 3.8 个百分点。n 型电池 (主要包括异质结电池和 TOPCon 电池) 相对成本较高, 量产规模仍较少, 目前市场占比约为 3%, 较 2020 年基本持平。

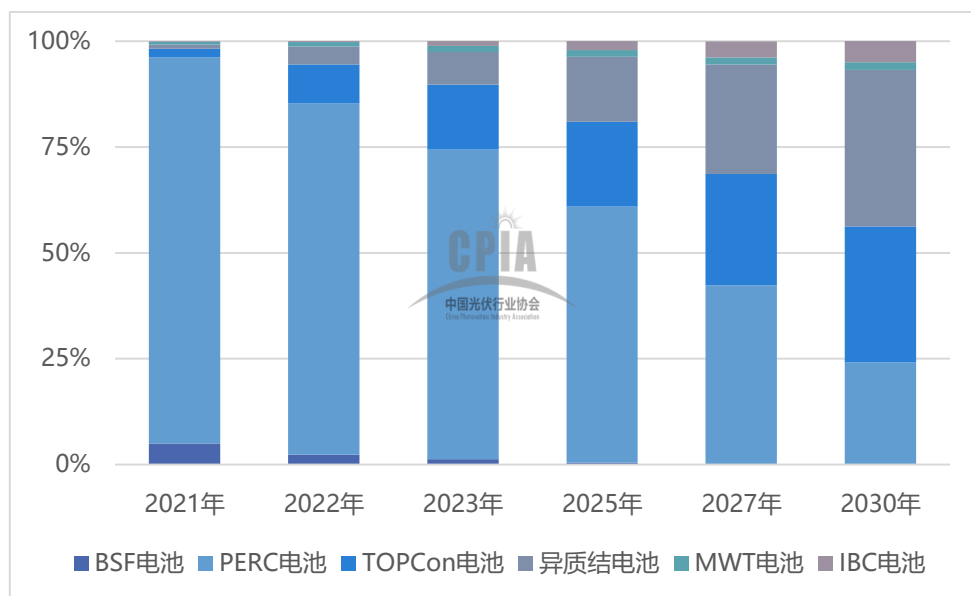


图 35 2021-2030 年各种电池技术市场占比变化趋势

3、电池铝浆消耗量

铝浆消耗量主要为晶硅电池片中铝背场消耗的铝浆。随着双面 PERC 电池的迅速发展，以及 PERC 电池的技术进步，电池片铝浆平均消耗量大幅下降，2021 年单面 PERC 电池铝浆消耗量约为 787mg/片，双面 PERC 电池铝浆消耗量约为 251mg/片。随着未来 PERC 电池的技术进步，每片电池耗铝量仍有较大下降空间。

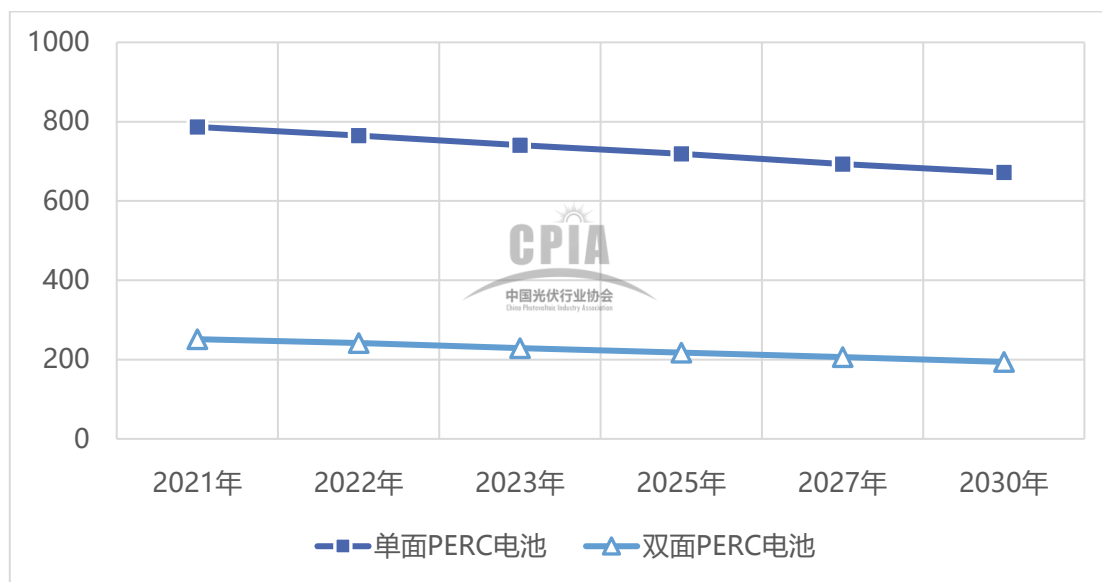


图 36 2021-2030 年单/双面 PERC 电池铝浆消耗量变化趋势 (单位: mg/片)

4、电池银浆消耗量

目前电池银浆分为高温银浆和低温银浆两种。p 型电池和 TOPCon 电池使用高温银浆，异质结电池使用低温银浆。银浆在电池片成本中占比较高，目前主要通过多主栅技术以及减小栅线宽度来减少正银消耗量。2021 年，p 型电池正银消耗量约 71.7mg/片，同比下降 8.3%，背银消耗量约 24.7mg/片；TOPCon 电池片正面使用的银（铝）浆⁵（95%银）平均消耗量约 75.1mg/片，头部企业背银消耗量约 70mg/片；异质结电池双面低温银浆消耗量约 190mg/片，同比下降 14.9%。银浆用量大、价格贵是异质结电池成本高的原因之一，目前正通过工艺优化降低低温银浆消耗量。

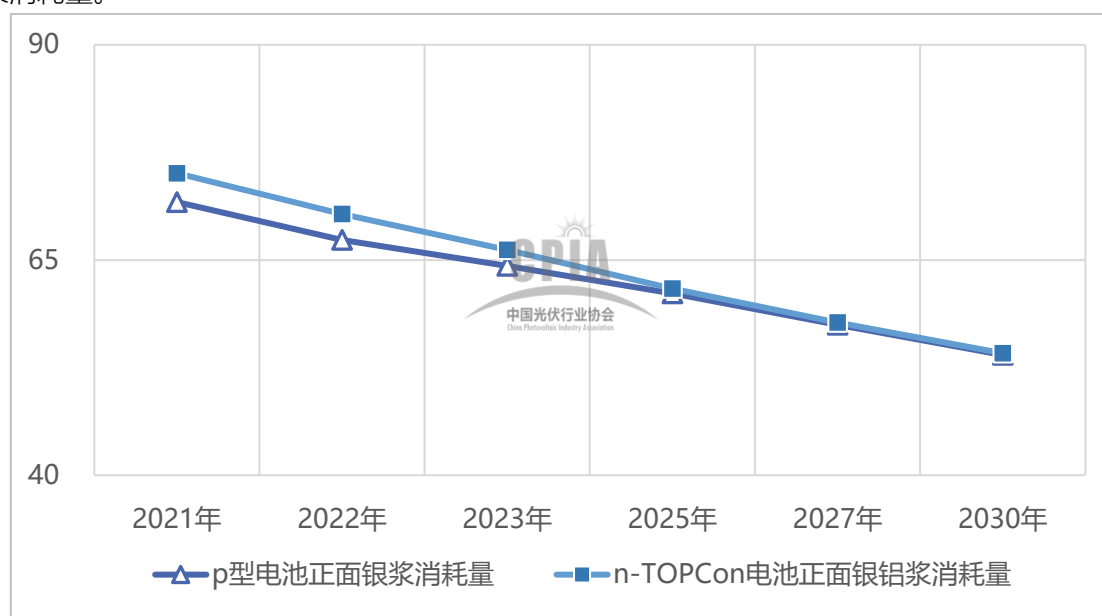


图 37 2021-2030 年正面银浆消耗量变化趋势（单位：mg/片）

⁵ TOPCon 电池正面主栅使用银浆，细栅使用的是银铝浆。

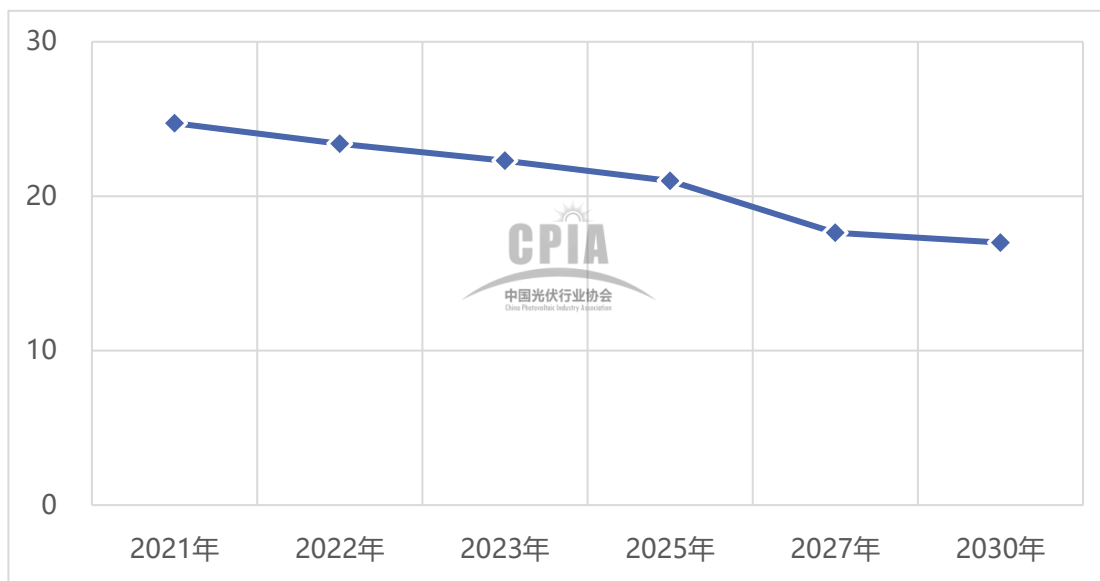


图 38 2021-2030 年 p 型电池背面银浆消耗量变化趋势 (单位: mg/片)

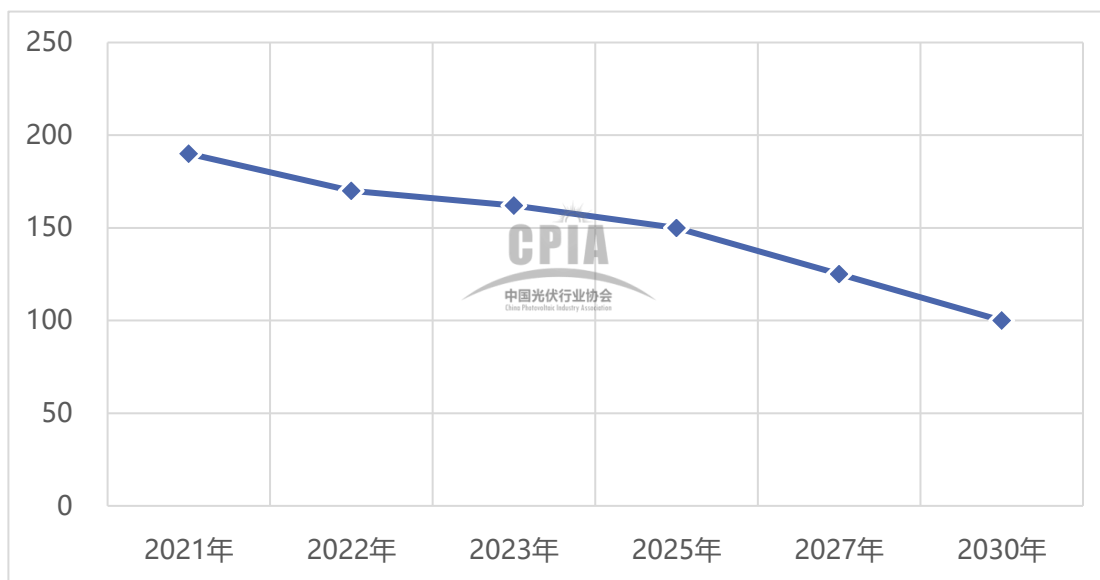


图 39 2021-2030 年异质结电池双面低温银浆消耗量变化趋势 (单位: mg/片)

5、电池片正面金属电极技术市场占比

目前金属电极仍以银电极为主，2021 年市场占比达到 99.9%。由于银价格较高，部分企业及研究机构正积极开发利用贱金属如铜等替代银的电极技术，主要分为银包铜浆料结合丝印技术和电镀铜技术。用于异质结电池的电镀铜电极技术性价比仍需提升，使用率相对较低。

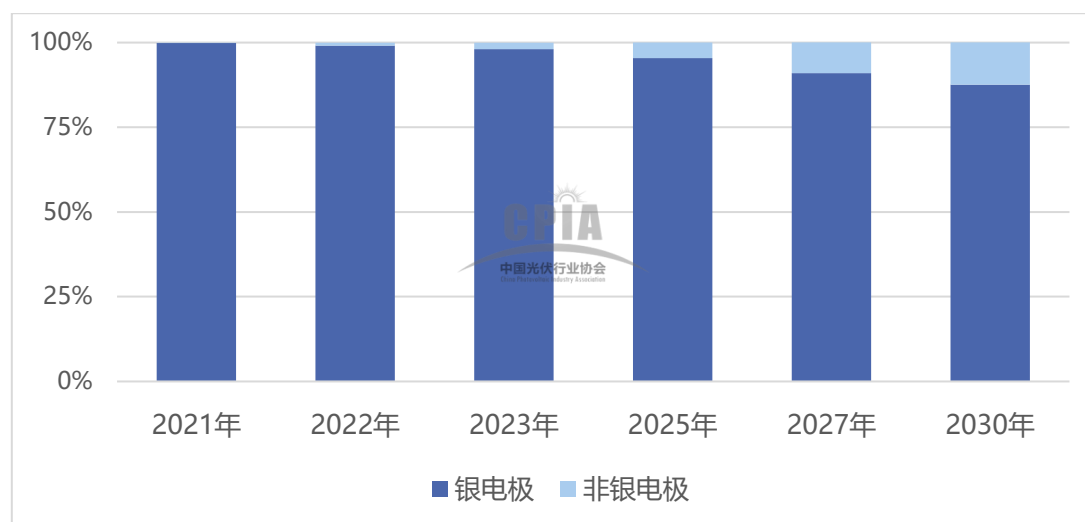


图 40 2021-2030 年电池片正面金属电极技术市场占比变化趋势

6、栅线印刷技术市场占比

目前，电池片的金属栅线几乎全部通过丝网印刷的方式制备，2021 年市场占比达到 99.9%。生产企业和设备厂家也在研发孔板印刷、喷墨、电镀、激光转印等其他栅线印刷技术。预计未来 10 年内丝网印刷技术仍将是主流技术。随着栅线宽度变窄的需求增加，也会出现新的电池片栅线制备技术。

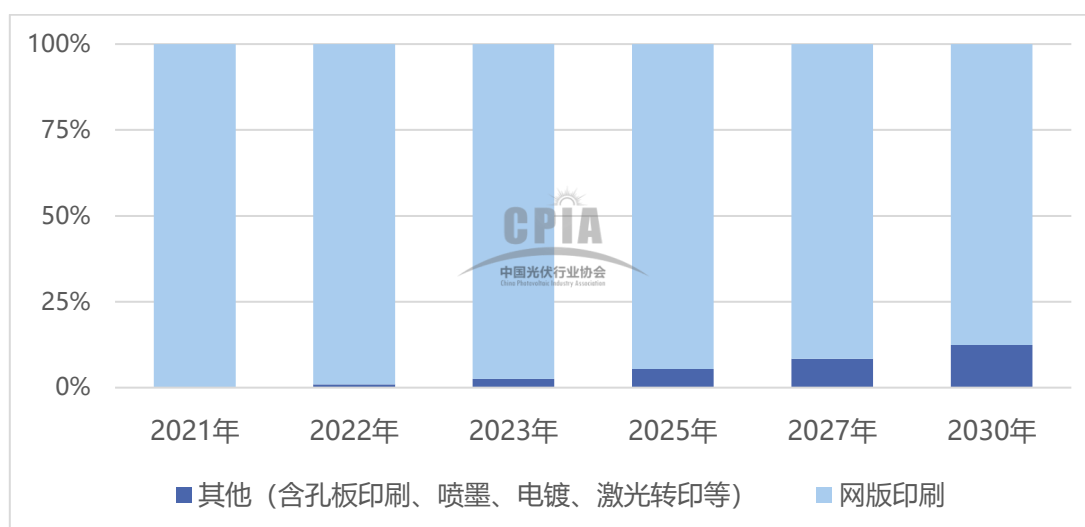


图 41 2021-2030 年栅线印刷技术市场占比变化趋势

7、p 型电池片发射极方块电阻

发射极方块电阻是反映太阳能电池发射区掺杂浓度的重要指标,硅片单位面积掺杂浓度低则其方阻值相对高。2021 年, PERC 电池发射极电阻进一步提高至 150ohm/□。随着金属化浆料技术及硅片品质的不断提升,发射极方块电阻会不断提高。但随着电池片尺寸的增大,考虑到片内均匀性、浆料匹配性以及在高发射极方块电阻上制备低接触电阻较为困难等原因,预计未来发射极方块电阻增速将趋缓。

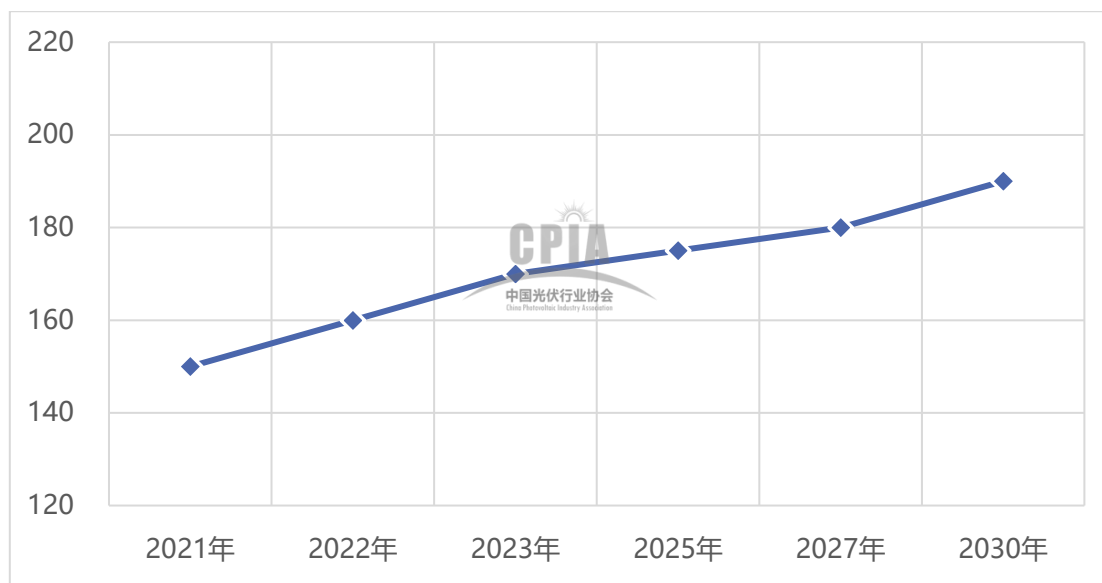


图 42 2021-2030 年 p 型电池片发射极方块电阻变化趋势 (单位: ohm/□)

8、PERC 电池背钝化技术市场占比

PERC 电池背面钝化技术主要有 PECVD AlOx+SiNx 和 ALD AlOx+SiNx 等方法。其中 PECVD 沉积技术 2021 年市场占比在 55.4%左右; ALD 沉积技术有更精确的层厚控制和更好的钝化效果, 2021 年市场占比约 41.4%。除 PECVD 和 ALD 背钝化技术外, 目前市场上应用的还有氮氧化硅 (SiONx) 背钝化技术。受知识产权等非技术因素的影响, SiONx 沉积技术的市场占比或有望提升。

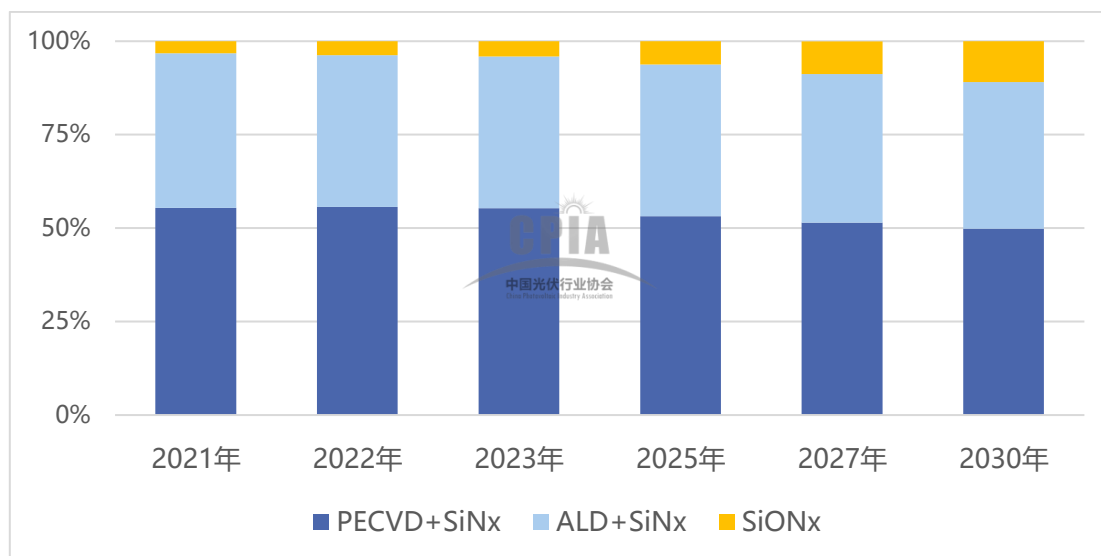
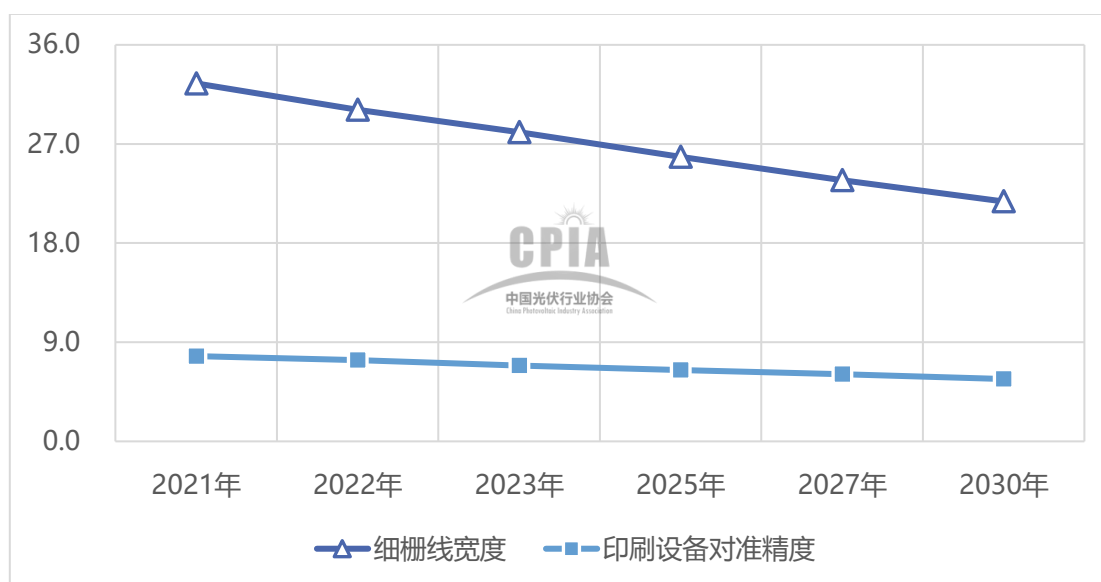


图 43 2021-2030 年 PERC 电池背钝化技术市场占比变化趋势

9、电池正面细栅线宽度

晶硅太阳能电池正面金属化电极由用于汇流、串联的主栅线和收集载流子的细栅线组成。在保持电池串联电阻不提高的条件下，减小细栅宽度有利于降低遮光损失并减少正银用量。2021 年，细栅线宽度一般控制在 $32.5\mu\text{m}$ 左右，印刷设备精度在 $\pm 7.7\mu\text{m}$ 。随着浆料技术和印刷设备精度的提升，细栅宽度仍会保持一定幅度的下降。预计到 2030 年印刷设备精度可提高到 $\pm 5.7\mu\text{m}$ ，细栅线宽度或将下降至 $21.8\mu\text{m}$ 左右。

图 44 2021-2030 年电池正面细栅线宽度及对准精度变化趋势（单位： μm ）

10、各种主栅市场占比⁶

在不增加电池遮光面积及影响组件串联焊接工艺的前提下,提高主栅数目有利于缩短电池片内细栅电流传输路径,减少电池功率损失,提高电池应力分布的均匀性以降低碎片率,降低断栅及隐裂对电池功率的影响。2021 年,随着主流电池片尺寸增大,9 主栅及以上技术成为市场主流,相较 2020 年上升 22.8 个百分点至 89%,预计到 2030 年,9 主栅以上电池片市场占有率将持续增加。无主栅技术包括 MWT、IBC、HBC 等。

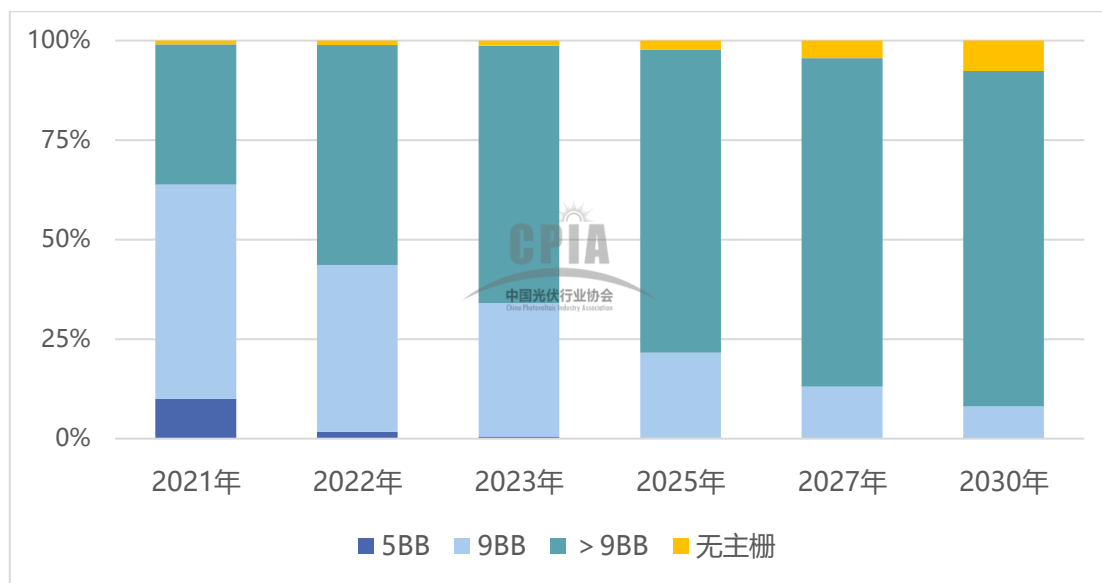


图 45 2021-2030 年各种主栅技术市场占比变化趋势

11、电池线人均产出率

电池线人均产出率主要指产线直接员工的人均产出(不含管理人员)。2021 年,电池片产线人均产出率为 3.1MW/年/人。未来随着光伏电池片产线大尺寸化的推进,自动化、智能化程度的不断提升,以及电池转换效率的持续提高,人均产出率将有较大提升空间。

⁶ 本指标是指不同类型主栅在国内电池片企业总出货量中的占比。

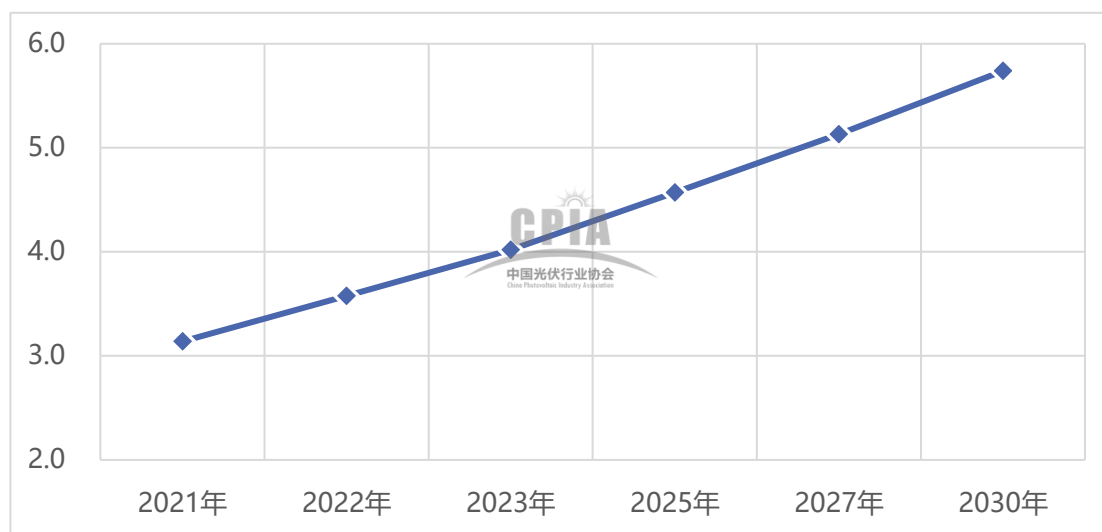


图 46 2021-2030 年电池线人均产出率变化趋势 (单位: MW/年/人)

12、电耗

电耗是指工厂生产电池片产品所耗用的全部电力。2021 年，p 型电池电耗已降至 5.4 万 kWh/MW，n 型电池电耗降至 6.3 万 kWh/MW。未来随着生产装备技术提升、系统优化能力提高等，预计至 2030 年 p 型电池电耗有望降至 4.7 万 kWh/MW，n 型电池电耗的下降将更为显著，预计将降至 4.2 万 kWh/MW。

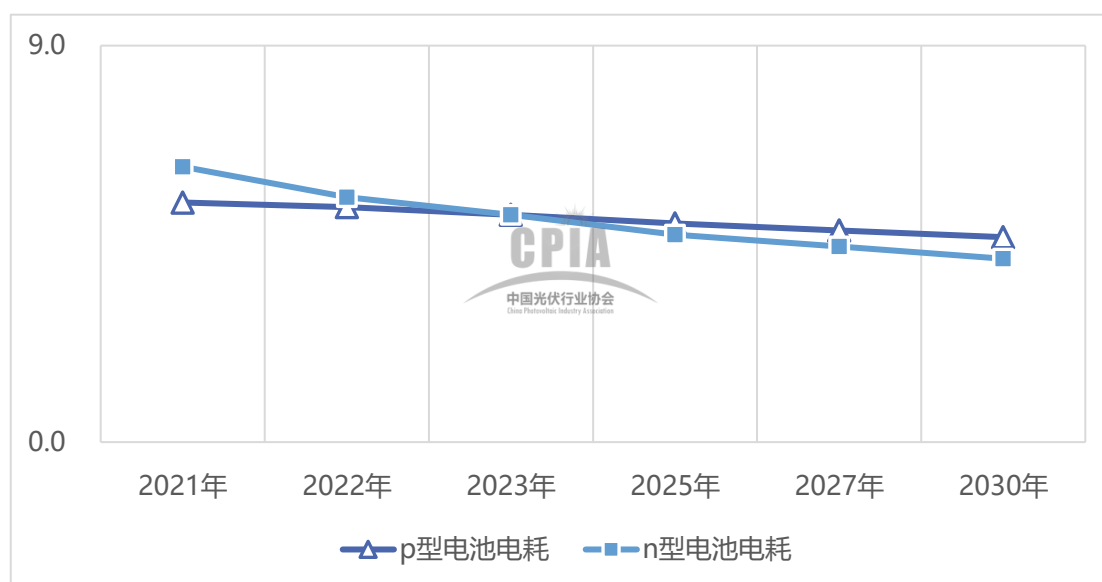


图 47 2021-2030 年电池电耗变化趋势 (单位: 万 kWh/MW)

13、水耗

水耗是指工厂生产电池片产品过程中，在清洁和扩散后清洗等环节所消耗的总水量。2021 年，p 型电池水耗为 390 t/MW，n 型电池水耗为 634 t/MW。由于技术工艺不同，生产 n 型电池水

耗量大于生产 p 型电池。未来随着生产装备技术提升、系统优化能力提高等，电池生产的水耗量将呈逐年下降趋势，n 型电池和 p 型电池的水耗差距也将逐步减小。预计至 2030 年 p 型电池水耗有望降至 322 t/MW，n 型电池水耗将降至 476 t/MW。

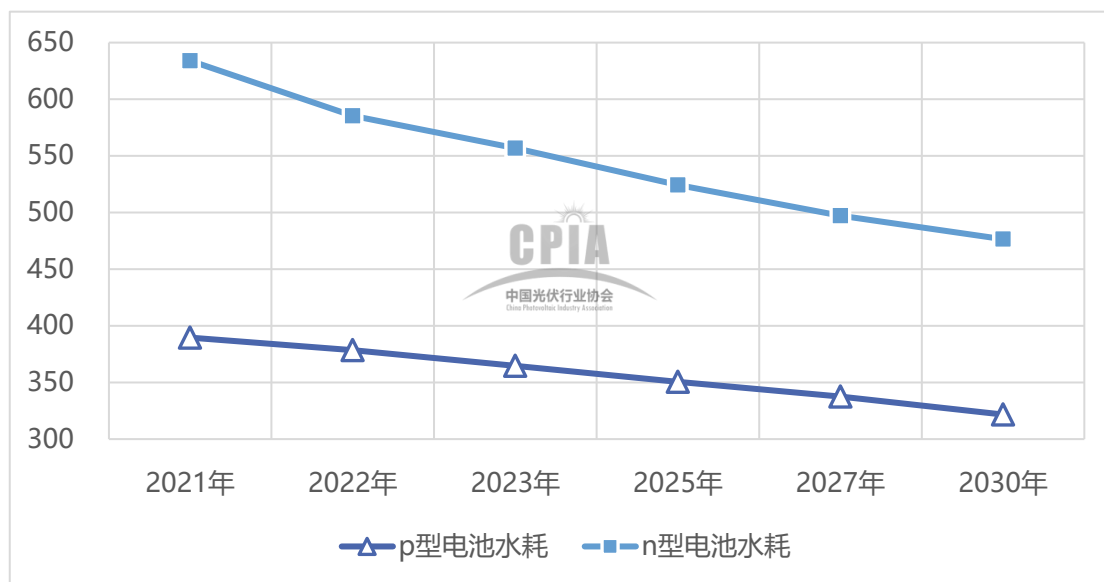


图 48 2021-2030 年电池水耗变化趋势 (单位: t/MW)

14、电池片单位产能设备投资额

2021 年，新投电池线生产设备基本实现国产化，且仍以 PERC 产线为主，其设备投资成本降至 19.4 万元/MW，同比下降 13.8%，降幅远超 2020 年预期，产线可兼容 182mm 及 210mm 的大尺寸产品，单条产线产能已达到 500MW 以上。2021 年 TOPCon 电池线设备投资成本约 22 万元/MW，略高于 PERC 电池；异质结电池设备投资成本 40 万元/MW。未来随着设备生产能力的提高及技术进步，单位产能设备投资额将进一步下降。

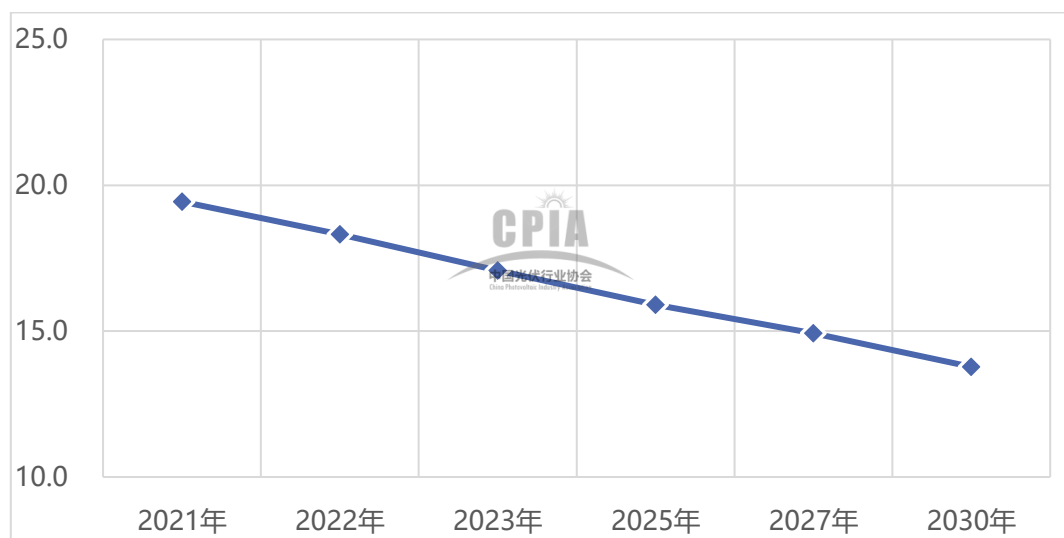


图 49 2021-2030 年 PERC 电池线投资成本变化趋势 (单位: 万元/MW)

（四）组件环节⁷

1、不同类型组件功率

2021 年，常规多晶黑硅组件功率约为 345W，PERC 多晶黑硅组件功率约为 420W。采用 166、182mm 尺寸 PERC 单晶电池的组件功率已分别达到 455W、545W；采用 210mm 尺寸 55 片、66 片的 PERC 单晶电池的组件功率分别 550W 和 660W。采用 166、182mm 尺寸 TOPCon 单晶电池组件功率分别达到 465W、570W。采用 166mm 尺寸异质结电池组件功率达到 470W。采用 166mm 尺寸 MWT 单晶组件 72、89.5 片组件功率分别为 465W 和 575W。采用 210mm 尺寸叠瓦 TOPCon 单晶组件功率为 645W。

表 3 2021-2030 年不同类型组件功率变化趋势

晶硅电池 72 片半片组件平均功率 (W)		2021 年	2022 年	2023 年	2025 年	2027 年	2030 年
多晶	BSF 多晶黑硅组件 (157mm)	345	345	350	-	-	-
	PERC p 型多晶黑硅组件	420	425	425	430	435	440
	PERC p 型铸锭单晶组件	450	450	455	460	465	470
p 型单晶	PERC p 型单晶组件	455	460	460	465	470	475
	PERC p 型单晶组件 (182mm)	545	550	555	560	565	570
	PERC p 型单晶组件 (210mm) (55 片)	550	555	560	565	570	575
	PERC p 型单晶组件 (210mm) (66 片)	660	665	670	675	680	685
n 型单晶	TOPCon 单晶组件	465	470	475	485	490	495
	TOPCon 单晶组件(182mm)	570	575	580	590	600	610
	异质结组件	470	475	480	490	500	510
	IBC 组件 (158.75mm)	355	360	365	375	380	385
MWT 封装	MWT 单晶组件(72 片)	465	470	488	505	513	520
	MWT 单晶组件(94.5 片)	575	580	590	595	600	605
叠瓦	TOPCon 单晶组件 (210mm)	645	650	655	660	665	670

注：1、本指标均以采用 9BB 电池片的单玻单面组件为基准，双面组件只记正面功率；

2、p 型单晶组件 (210mm) 以 55 片和 66 片为基准，IBC 组件以 60 片为基准，MWT 组件以 72 片和 94.5 片为基准，叠瓦组件 (210mm) 以 69 片为基准，其他组件均以 72 片为基准；

3、非特殊注明，均以 166mm 尺寸电池为基准；

4、除叠瓦组件（6 分片）外，以上其他组件均为半片组件。

⁷ 若无特殊说明，本环节指标均以使用 166mm 尺寸电池片封装为基准。

2、单/双面发电组件市场占比

2021 年，随着下游应用端对于双面发电组件发电增益的认可，以及受到美国豁免双面发电组件 201 关税影响，双面组件市场占比较 2020 年上涨 7.7 个百分点至 37.4%。预计到 2023 年，单双面组件市场占比基本相当。

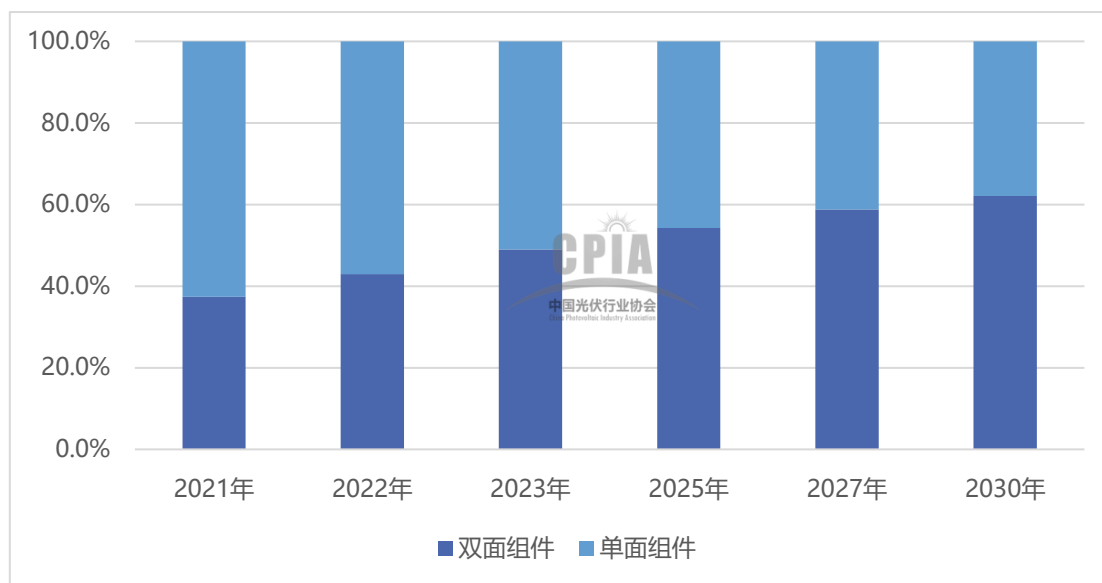


图 50 2021-2030 年单/双面组件市场占比变化趋势

3、全片、半片和叠瓦组件市场占比

2021 年，半片组件市场占比为 86.5%，同比增加 15.5 个百分点。由于半片或更小片电池片的组件封装方式可提升组件功率，预计未来其所占市场份额会持续增大。

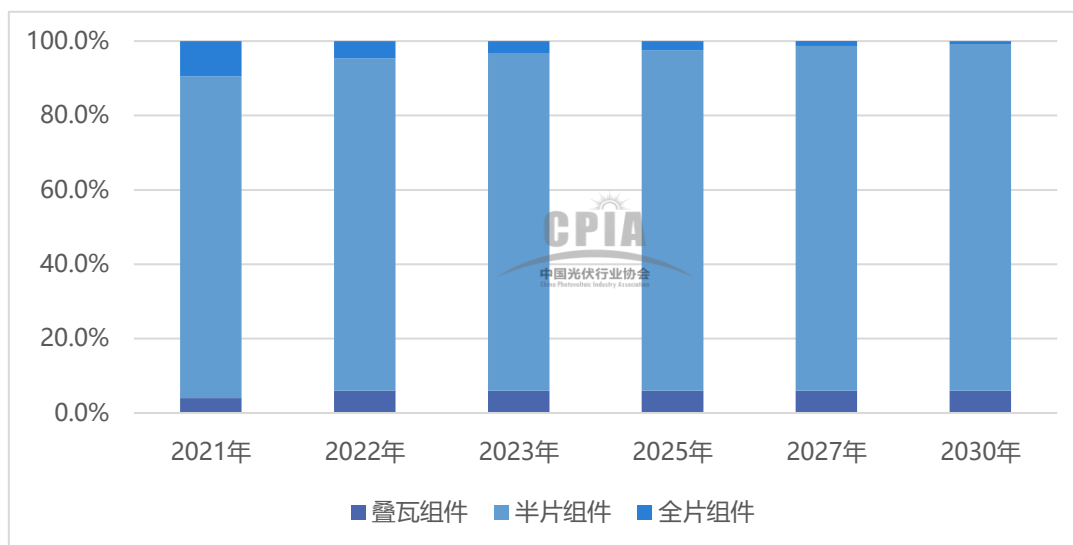


图 51 2021-2030 年全片、半片和叠瓦组件市场占比变化趋势

4、不同电池片互联技术的组件市场占比

目前，市场上电池片互联技术分为有铅焊带、无铅焊带、导电胶、背接触，导电胶和背接触是市场上电池片互联技术的新型连接方式（不含铅）。有铅焊带具有成本低，焊接可靠性高，导电性好等优势，仍为当前主要使用的互联方式，2021 年市场份额为 93.7%。导电胶互联主要应用在叠瓦组件，背接触互联主要应用在 IBC 和 MWT 组件中。由于成本等原因，导电胶及其他新型互联技术应用范围较小，到 2030 年使用有铅焊带仍将是市场主流。

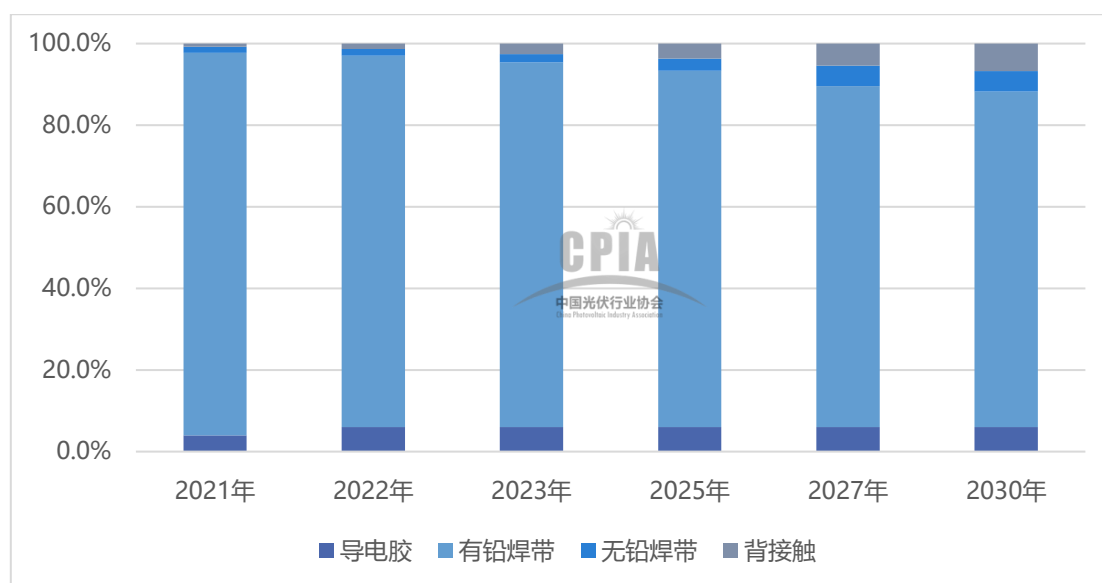


图 52 2021-2030 年不同电池片互联技术的组件市场占比变化趋势

5、3.2mm 组件封装用钢化镀膜玻璃透光率

晶体硅太阳能电池光谱响应范围为 300-1200nm，减反射镀膜玻璃可以有效降低此波段内太阳光反射损失，提升玻璃透光率。目前，组件厂商考虑到透光率以及成本之间的平衡，对透光率的要求在 93.5%到 94%之间。2021 年，钢化镀膜玻璃大部分为单层镀膜，透光率平均约 93.9%。2022 年以后新投玻璃产能基本均采用双层镀膜，透光率可做到 94.2%以上。未来随着技术进步，透光率仍有一定的增长空间。

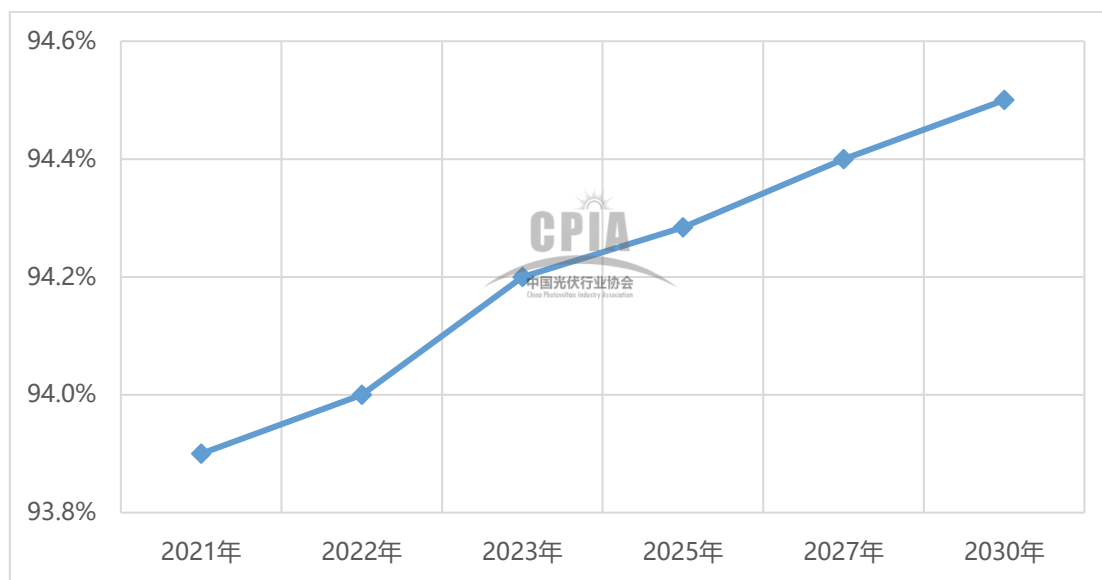


图 53 2021-2030 年 3.2mm 组件封装用钢化镀膜玻璃透光率变化趋势

6、不同材质正面盖板组件市场占比

目前，市场上正面盖板材料主要有镀膜玻璃、非镀膜玻璃、及其他材料（树脂、有机胶、拥有深度结构的前盖板玻璃等）。其中，拥有深度结构的前盖板玻璃组件主要应用于机场防眩光等特定场所。镀膜盖板玻璃具有透光率高、表面耐脏污、抗老化性能好等优点，大部分电站以镀膜盖板玻璃为主，2021 年市场占比为 97.1%，同比增长 0.6 个百分点，但未来几年光伏应用场景多样化会带动一部分其他盖板材料市场增长。

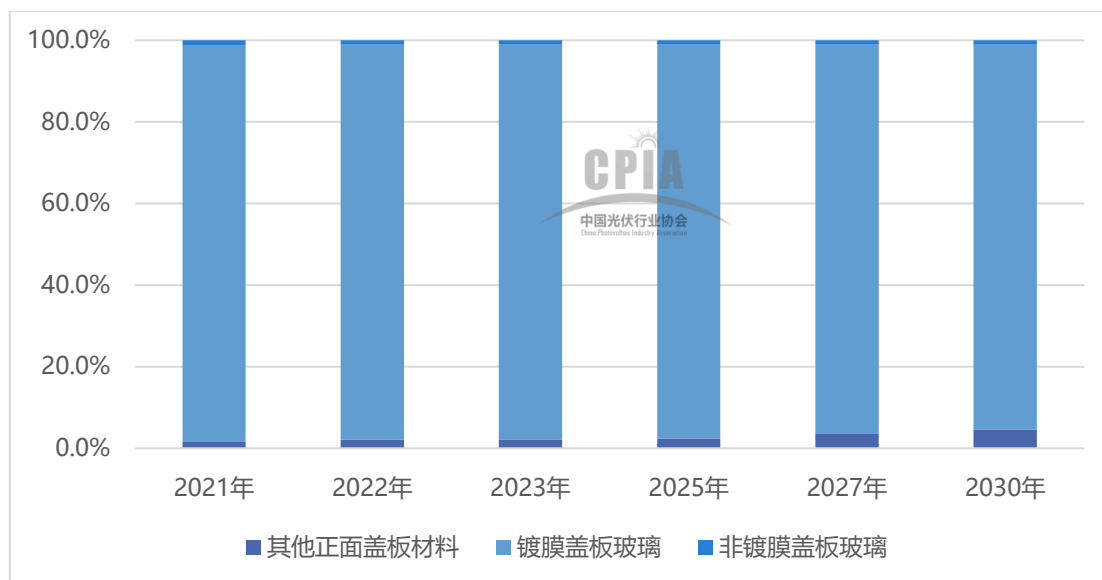


图 54 2021-2030 年不同材质正面盖板组件市场占比变化趋势

7、不同厚度的前盖板玻璃组件市场占比

目前，前盖板玻璃厚度主要有 $\leq 2.5\text{mm}$ 、 2.8mm 、 3.2mm 等规格，其中厚度 $\leq 2.5\text{mm}$ 的玻璃主要用于双玻组件。2021年，由于市场对双面组件需求增加，厚度 $\leq 2.5\text{mm}$ 的前盖板玻璃市场占有率约32%，同比上升4.3个百分点，厚度 3.2mm 的前盖板玻璃市场占有率下降。随着组件轻量化、双玻组件以及新技术的不断发展，在保证组件可靠性的前提下，盖板玻璃会向薄片化发展，厚度为 2.5mm 及以下前盖板玻璃市场份额将逐步提升。

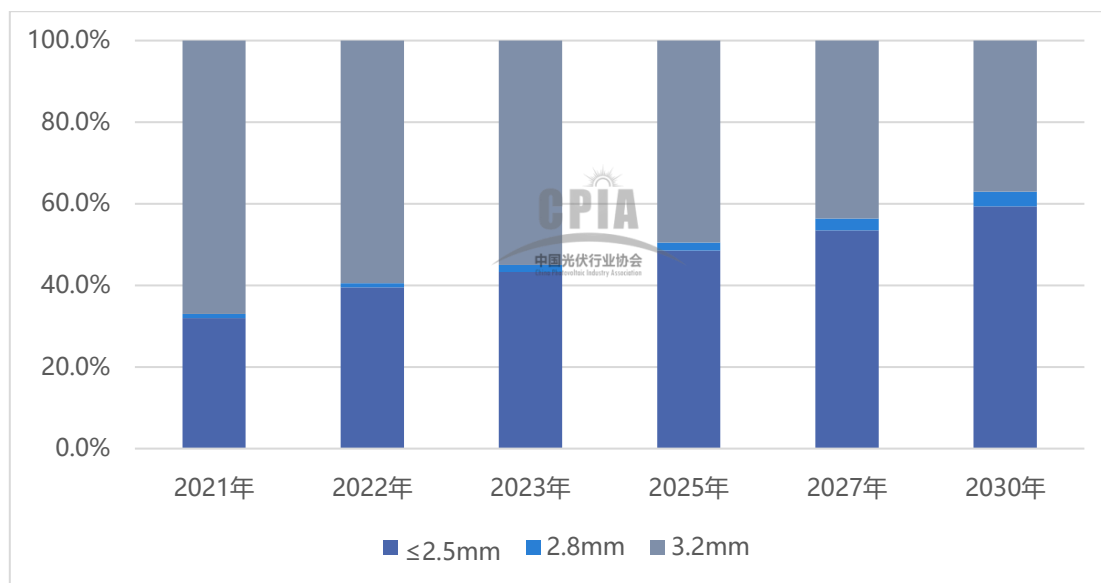


图 55 2021-2030 年不同前盖板玻璃厚度的组件市场占比变化趋势

8、不同封装材料的市场占比

目前，市场上封装材料主要有透明 EVA 胶膜、白色 EVA 胶膜、聚烯烃（POE）胶膜、共挤型聚烯烃复合膜 EPE（EVA-POE-EVA）胶膜与其他封装胶膜（包括 PDMS/Silicon 胶膜、PVB 胶膜、TPU 胶膜）等。其中，POE 胶膜具有高抗 PID 的性能，双玻组件通常采用的是 POE 胶膜；共挤型 EPE 胶膜不仅有 POE 胶膜的高阻水性能，同时具有 EVA 的高粘附特性，可作为 POE 胶膜的替代产品，用于双玻组件。白色 EVA 胶膜具有提高反射率的作用，因此采用白色 EVA 胶膜可用玻璃背板替代有机背板来降低组件成本。2021 年，单玻组件封装材料仍以透明 EVA 胶膜为主，约占 52% 的市场份额，较 2020 年下降 4.7 个百分点。2021 年 POE 胶膜和共挤型 EPE 胶膜合计市场占比提升至 23.1%，随着未来双玻组件市场占比的提升，其市场占比将进一步增大。

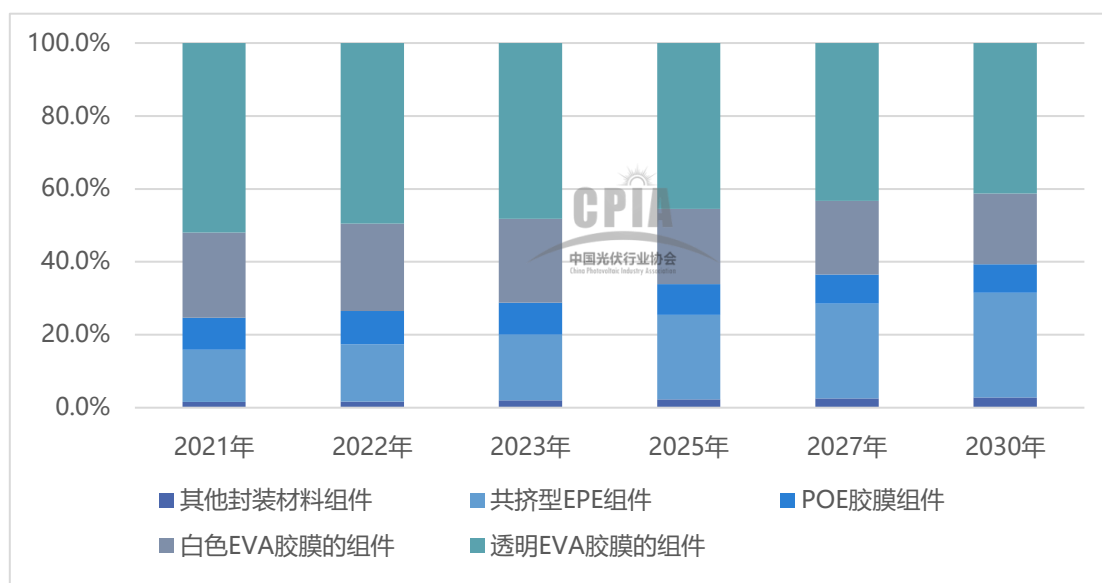


图 56 2021-2030 年不同封装材料的市场占比变化趋势

9、不同背板材料市场占比

目前，市场上使用的背板有含氟背板、不含氟背板、玻璃背板和其他背板。2021年，含氟背板是市场主流，占比为 65.9%，其次是玻璃背板市场占比 24.4%。但未来几年，从发电量、环保及成本考虑，含氟背板市场份额呈下降趋势，不含氟背板、玻璃背板、其他背板市场份额呈现不同程度增长。

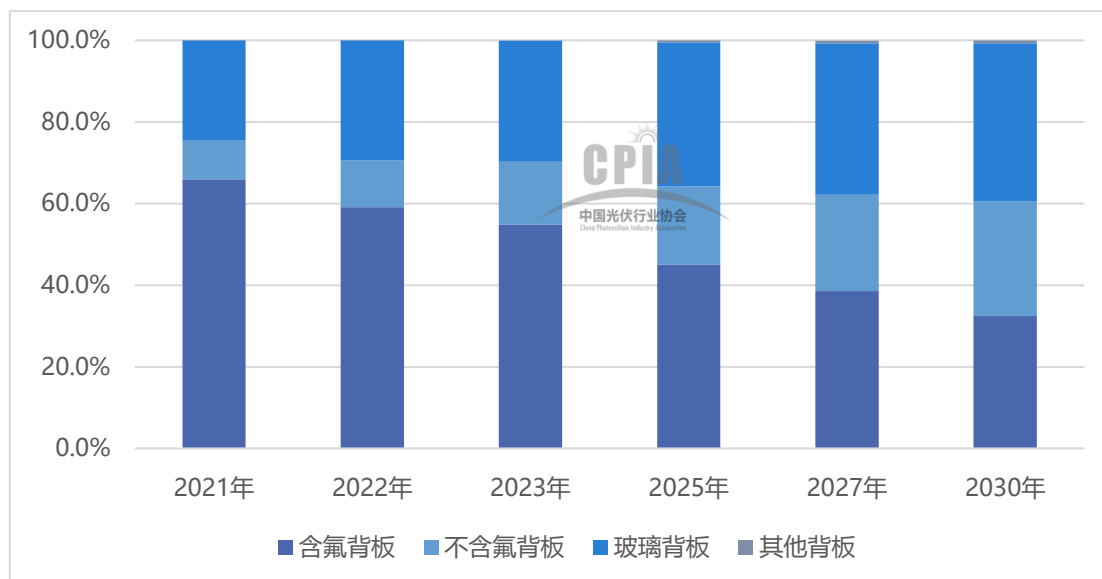


图 57 2021-2030 年不同背板材料市场占比变化趋势

10、组件电耗

组件电耗包括生产系统耗电，辅助生产系统耗电量或分摊量，不包含办公区域及生活用电。2021年组件生产电耗为 1.41 万 kWh/MW，未来几年组件电耗随着电池效率的提升以及组件的大功率化等呈下降趋势。

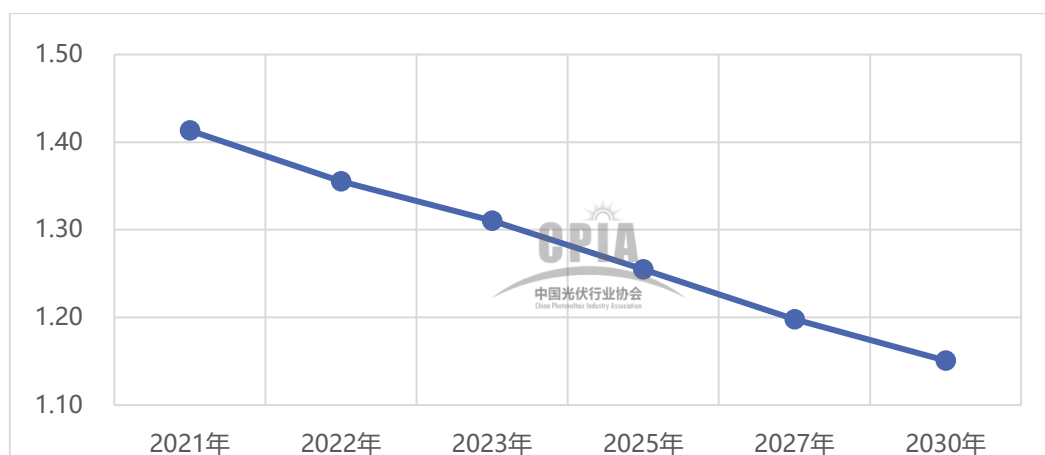


图 58 2021-2030 年组件电耗变化趋势 (单位: 万 kWh/MW)

11、组件人均产出率

组件人均产出率主要指产线直接员工的人均产出 (不含管理人员)。2021 年, 我国组件工厂人均产出率约为 3.8MW/年/人, 同比提升 11.8%。随着产线自动化、数字化和智能化水平的提高, 以及组件功率的提升, 未来人均产出率将不断增长, 到 2030 年有望达到人均 5.8MW/年/人。

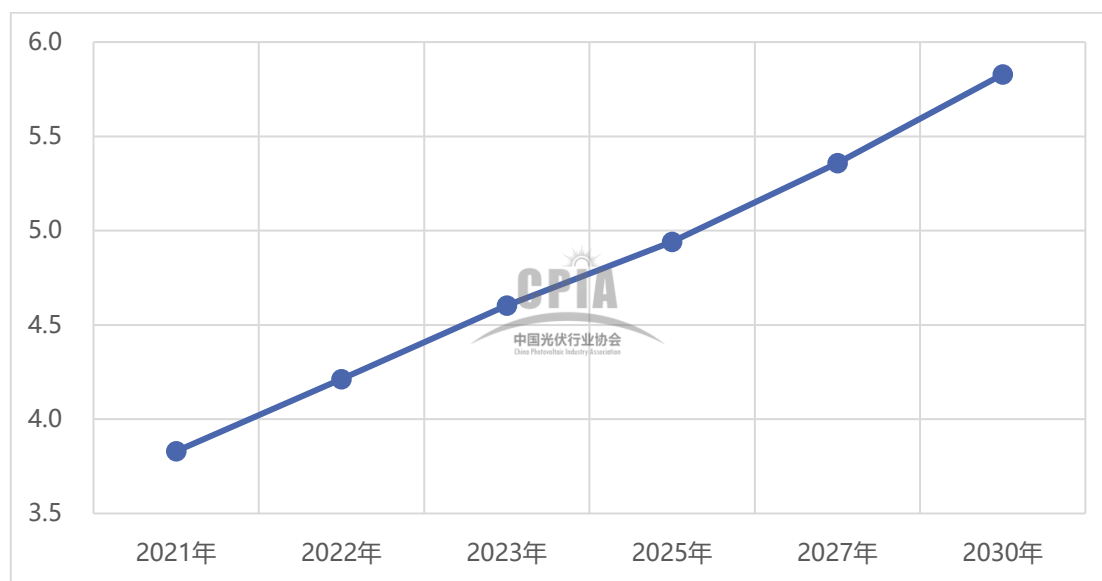


图 59 2021-2030 年组件人均产出率变化趋势 (单位: MW/年/人)

12、组件单位产能设备投资额

目前，国内组件生产线设备主要包括焊接机、划片机、层压机、EL 测试仪、IV 测试仪、装框机、打胶机、上下载机械手等，已经全部实现国产化。2021 年新投产线设备投资额为 6.2 万元/MW，与 2020 年相比稍有降低。随着组件设备的性能、单台产能以及组件功率不断提升，组件生产线投资成本仍会下降。

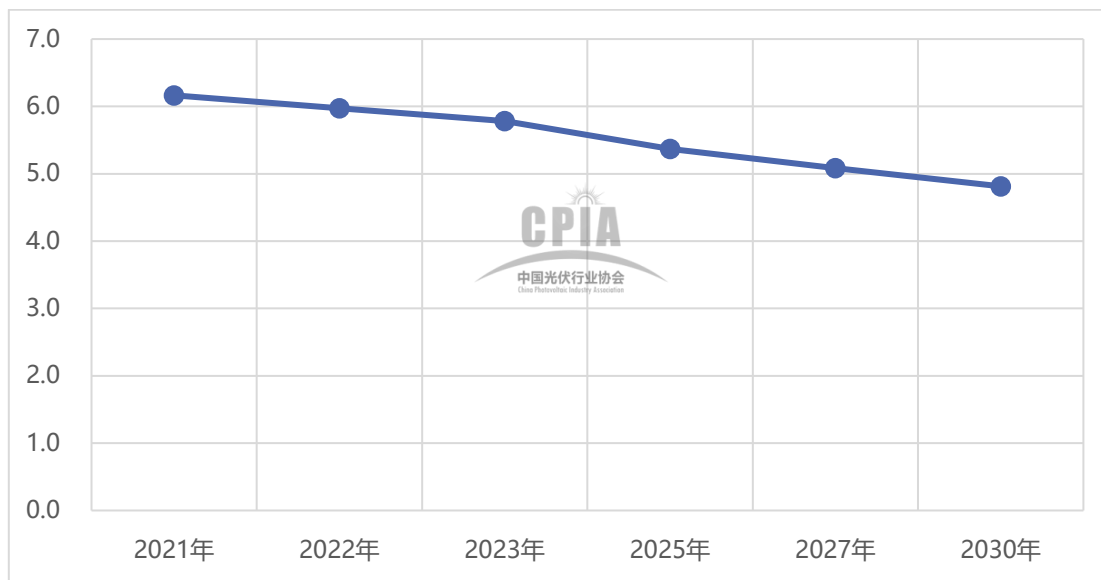


图 60 2021-2030 年组件生产线投资成本变化趋势（单位：万元/MW）

（五）薄膜太阳能电池/组件

薄膜太阳能电池具有衰减低、重量轻、材料消耗少、制备能耗低、适合与建筑结合（BIPV）等特点，目前能够商品化的薄膜太阳能电池主要包括铜铟镓硒（CIGS）、碲化镉（CdTe）、砷化镓（GaAs）等。当前，全球碲化镉薄膜电池实验室效率纪录达到 22.1%，组件实验室效率达 19.5% 左右，产线平均效率为 15-18%；铜铟镓硒（CIGS）薄膜太阳能电池实验室效率纪录达到 23.35%，组件实验室效率达 19.64% 左右，组件产线平均效率为 15-17%；Ⅲ-V 族薄膜太阳能电池，具有超高的转换效率，稳定性好，抗辐射能力强，在特殊的应用市场具备发展潜力，但由于目前成本高，市场有待开拓，生产规模不大；钙钛矿太阳能电池，实验室转换效率较高，但稳定性差，目前仍处于实验室及中试阶段。

1、CdTe 薄膜太阳能电池/组件转换效率

2021 年我国小面积 CdTe 电池（ $<1\text{cm}^2$ ）实验室最高转换效率约 20.5%。CdTe 组件（面积为 $1200\times 600\text{mm}^2$ ）量产最高转换效率为 16.6%，量产平均转换效率为 15.3%，较 2020 年提升了 0.2 个百分点，2022 年有望达到 16.5%。

表 4 2021-2030 年国内 CdTe 薄膜太阳能电池/组件转换效率变化趋势

CdTe 薄膜太阳能电池/组件转换效率 (%)	2021 年	2022 年	2023 年	2025 年	2027 年	2030 年
碲化镉 CdTe 小电池片实验室最高转换效率	20.5%	21.0%	21.50%	23%	24.70%	27.0%
碲化镉 CdTe 组件量产最高转换效率	16.6%	17.5%	18.8%	20.4%	22.0%	24.5%
碲化镉 CdTe 组件量产平均转换效率	15.3%	16.5%	17.8%	19.4%	21.0%	23.5%

2、CIGS 薄膜太阳能电池/组件转换效率

铜铟镓锡(CIGS)薄膜太阳能电池，一般采用玻璃材质衬底，也可以采用柔性衬底（如不锈钢箔等）。2021 年我国玻璃基 CIGS 小电池片（ $\geq 1\text{cm}^2$ 孔径面积）实验室最高转换效率为 22.92%。量产的玻璃基 CIGS 组件（面积为 $1200\times 600\text{mm}^2$ ）最高转换效率约 17.6%，平均转换效率（面积为 $1200\times 600\text{mm}^2$ ）已提升至 16.5%。柔性 CIGS 小电池片（ $\geq 1\text{cm}^2$ 孔径面积）实验室最高转换效率为 21%，柔性 CIGS 组件（ $\geq 0.5\text{m}^2$ 开口面积）最高转换效率为 18.6%，量产平均转换效率 16.3%。未来，在大面积均匀镀膜、快速工艺流程、更高效镀膜设备的开发和国产化、组件效率的提升、生产良率的提高、规模经济效益的发挥等因素带动下，CIGS 薄膜电池生产成本有望进一步下降。

表 5 2021-2030 年国内 CIGS 薄膜太阳能电池/组件转换效率变化趋势

CIGS 薄膜太阳能电池/组件转换效率 (%)	2021 年	2022 年	2023 年	2025 年	2027 年	2030 年
玻璃基小电池片实验室最高转换效率	22.92%	24.0%	25.0%	26.0%	27.0%	28.0%
玻璃基组件量产最高转换效率	17.6%	19.0%	20.0%	22.0%	23.0%	25.0%
玻璃基组件量产平均转换效率	16.5%	17.3%	18.7%	20.1%	20.9%	22.5%
柔性小电池片实验室最高转换效率	21.0%	22.0%	23.0%	24.0%	25.0%	26.0%
柔性组件最高转换效率	18.6%	19.0%	19.5%	21.5%	22.5%	24.5%
柔性组件量产平均转换效率	16.3%	17.0%	18.0%	19.4%	20.2%	21.8%

3、Ⅲ-V 族薄膜太阳能电池转换效率⁸

Ⅲ-V 族薄膜电池由于能隙与太阳光谱匹配较适合，具有较高的理论效率，主要应用于空间高效太阳电池，目前主流技术是金属有机化合物气相外延（MOCVD），及衬底剥离转移技术。较为成熟的电池结构有晶格匹配的单结 GaAs 电池、晶格匹配的 GaInP/GaAs 双结电池，以及晶格失配的 GaInP/GaAs/GaInAs 三结电池。由于该领域的设备及技术独特性，进行研发的研究机构及企业较少。2021 年，双结电池实验室最高转换效率达到 32.8%，三结电池的研发平均转换效率达到 36%。

表 6 2021-2030 年国内Ⅲ-V 族薄膜太阳能电池转换效率变化趋势

Ⅲ-V 族薄膜太阳能电池转换效率 (%)	2021 年	2022 年	2023 年	2025 年	2027 年	2030 年
砷化镓 GaAs 小电池片单结实验室最高转换效率	27.1%	29.1%	29.5%	30.0%	30.5%	31.0%
砷化镓 GaAs 小电池片单结量产转换效率	25.5%	26.0%	26.5%	27.0%	27.5%	28.0%
砷化镓 GaAs 小电池片双结实验室最高转换效率	32.8%	33.0%	33.2%	33.5%	33.8%	34.0%
砷化镓 GaAs 小电池片三结研发平均转换效率	36.0%	37.0%	37.8%	39.0%	39.8%	40.5%

4、钙钛矿太阳能电池转换效率

钙钛矿太阳能电池因其具有转换效率发展速度快、电池制作工艺简单、发电成本低等优势目前被广泛研究。但由于电池本身受温度及湿度影响，化学键合作用弱，易形变，光致衰退明显，因此稳定性问题仍未解决，尚处于小规模试验阶段。目前，小电池片实验室最高转换效率为 24.8%，玻璃基小组件最高转换效率为 21.4%（19.32cm²）。处于小规模试验线量产阶段的玻璃基组件中试最高转换效率达到 17%，实验室柔性组件最高转换效率为 20.2%（12.1 cm²）。

⁸ 国内已无企业、研究机构研究生产聚光电池，故不再统计聚光电池效率。

表 7 2021-2030 年国内钙钛矿太阳能电池转换效率变化趋势

钙钛矿太阳能电池转换效率(%)	2021 年	2022 年	2023 年	2025 年	2027 年	2030 年
小电池片实验室最高转换效率 (0.1cm^2)	24.8%	25.8%	26.3%	26.7%	27.4%	29.0%
玻璃基小组件最高转换效率 ($> 18\text{cm}^2$)	21.4%	22.0%	22.8%	23.8%	24.8%	25.5%
玻璃基中试组件最高转换效率 ($> 900\text{cm}^2$)	17%	18.5%	19.3%	20.0%	21.0%	22.0%
实验室柔性组件最高转换效率 ($> 10\text{cm}^2$)	20.2%	20.7%	21.2%	22.2%	23.2%	24.7%

（六）逆变器⁹

1、不同类型逆变器市场占比

2021 年，光伏逆变器市场仍然以集中式逆变器和组串式逆变器为主，集散式逆变器占比较小。其中，组串式逆变器占比为 69.6%，集中式逆变器占比为 27.7%，集散式逆变器的市场占有率约为 2.7%。受应用场景变化、技术进步等多种因素影响，未来不同类型逆变器市场占比变化的不确定性较大。

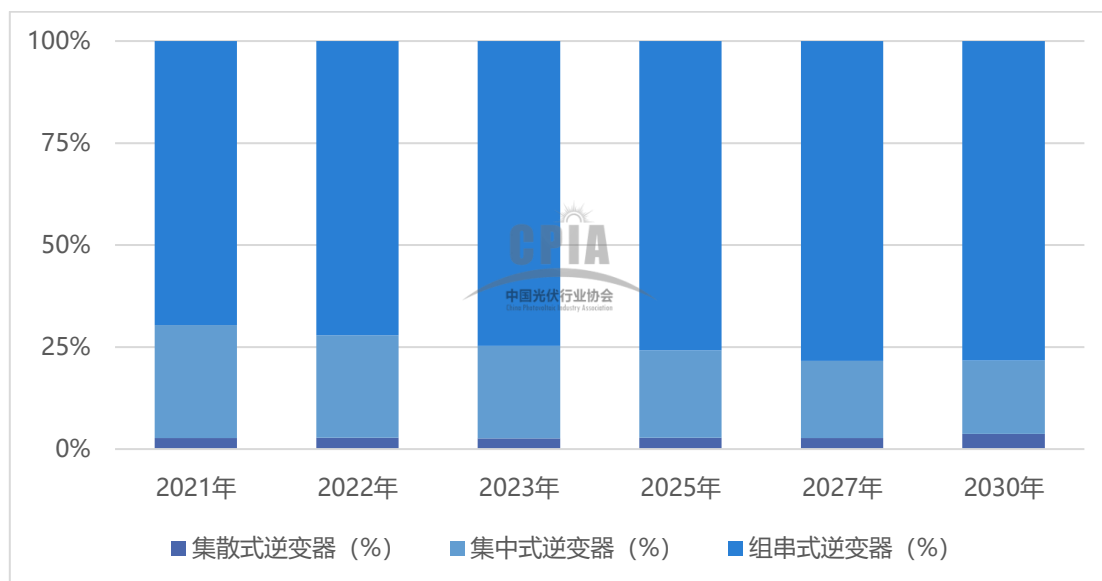


图 61 2021-2030 年不同类型逆变器市场占比变化趋势

2、逆变器单位容量设备投资额

逆变器单位容量设备投资额指从锡膏印刷到组装以及包装环节所用生产设备所需投资成本。2021 年，逆变器设备投资成本为 6.0 万元/MW。逆变器功率密度的提升和自动化水平的提高，将使单位容量设备投资额呈下降趋势，预计 2027 年可降低至 5.5 万元/MW。

⁹ 逆变器环节的参数均代表国内出货情况。

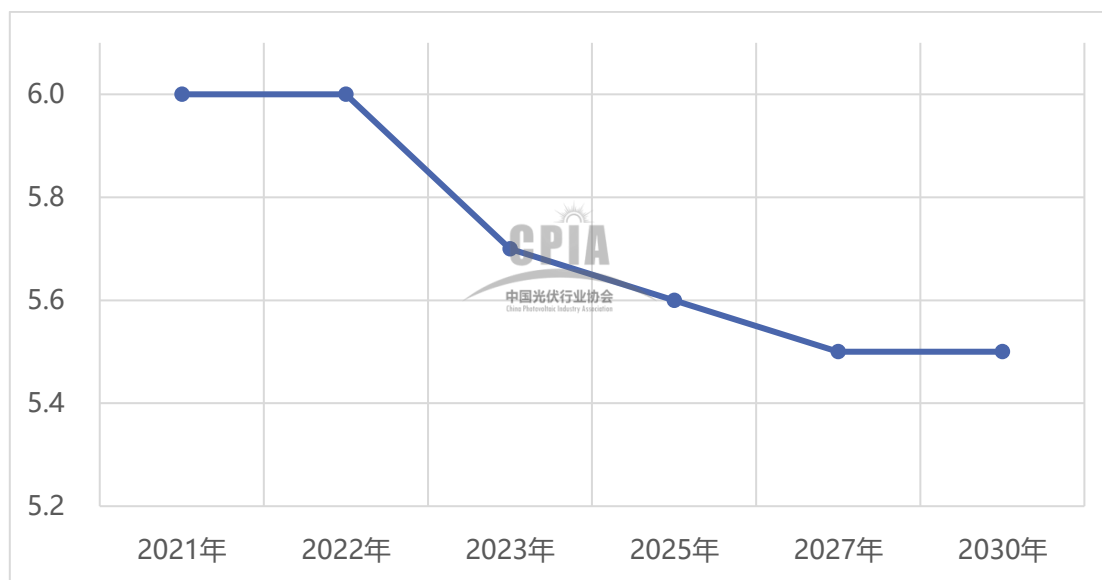


图 62 2021-2030 年逆变器设备投资额变化趋势 (单位: 万元/MW)

3、逆变器人均产出率

逆变器人均产出率主要指产线直接员工的人均产出 (不含管理人员、外协加工和元器件制造人员)。2021 年, 我国逆变器人均产出率约为 25MW/年/人, 随着产线自动化、数字化、智能化水平及单台逆变器容量的提高, 未来逆变器人均产出率有望实现大幅提升, 到 2030 年有望达到 33.7MW/年/人。

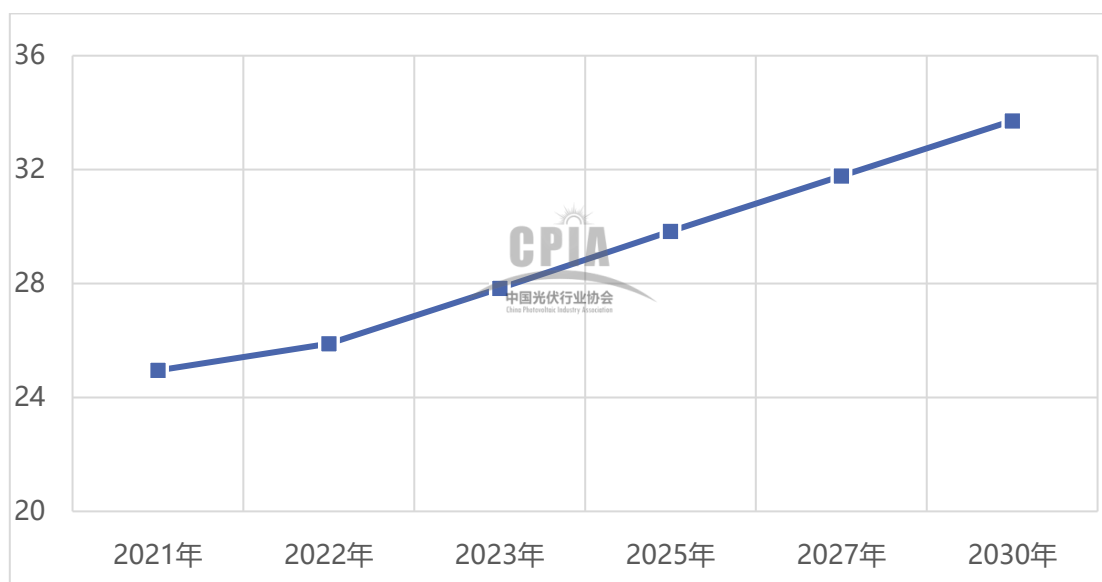


图 63 2021-2030 年我国逆变器人均产出率变化趋势 (单位: MW/年/人)

4、逆变器单机主流额定功率

逆变器额定输出功率是指在一定的环境温度下可长时间持续稳定输出的功率。2021 年，集中式逆变器单机功率为 3125kW/台，集中式电站用组串式逆变器单机功率为 250kW/台，集散式逆变器单机功率为 3150kW/台，户用光伏逆变器单机功率，在 220V 电压下为 8kW/台，在 380V 电压下约 20-30kW/台，但受不同地区单体建筑面积的影响，逆变器功率也可能有所变化。随着未来分布式光伏应用场景多样化，所涉及屋顶类型较多，使用的逆变器功率等级差别也将较大。未来逆变器单机额定功率的提升除技术创新外，也要考虑 LCOE 成本最优以及与高功率组件的匹配等因素，因此市场中逆变器单机主流额定功率，将由市场需求确定。

表 8 2021-2030 年我国逆变器单机主流额定功率（单位：kW/台）

单台功率	2021 年	2022 年	2023 年	2025 年	2027 年	2030 年
集中式逆变器	3125	3300	4400	4500	5000	6250
组串式逆变器—集中式电站用	250	320	350	375	390	400
集散式逆变器	3150	3150	4200	4400	5000	6250

5、逆变器功率密度

逆变器功率密度是指逆变器额定输出功率与逆变器设备自身的重量比值。随着电力电子器件的升级以及逆变器生产企业在逆变器结构上的创新，逆变器的功率密度显著提升。2021 年集中式逆变器功率密度为 1.17kW/kg，集中式电站用组串式逆变器功率密度为 2.39kW/kg，集散式逆变器功率密度为 1.17kW/kg。

表 9 2021-2030 年我国逆变器功率密度变化趋势（单位：kW/kg）

功率密度	2021 年	2022 年	2023 年	2025 年	2027 年	2030 年
集中式逆变器	1.17	1.18	1.28	1.39	1.56	1.65
组串式逆变器—集中式电站用	2.39	2.66	2.79	3.00	3.20	3.50
集散式逆变器	1.17	1.17	1.48	1.48	1.80	1.90

（七）系统环节

1、全球光伏新增装机量

全球已有多个国家提出了“零碳”或“碳中和”的气候目标，发展以光伏为代表的可再生能源已成为全球共识，再加上光伏发电在越来越多的国家成为最有竞争力的电源形式，预计全球光伏市场将持续高速增长。2021 年，全球光伏新增装机预计或将达到 170 GW，创历史新高。未来，在光伏发电成本持续下降和全球绿色复苏等有利因素的推动下，全球光伏新增装机仍将快速增长。在各国“碳中和”目标、清洁能源转型及绿色复苏的推动下，预计“十四五”期间，全球光伏年均新增装机将超过 220GW。

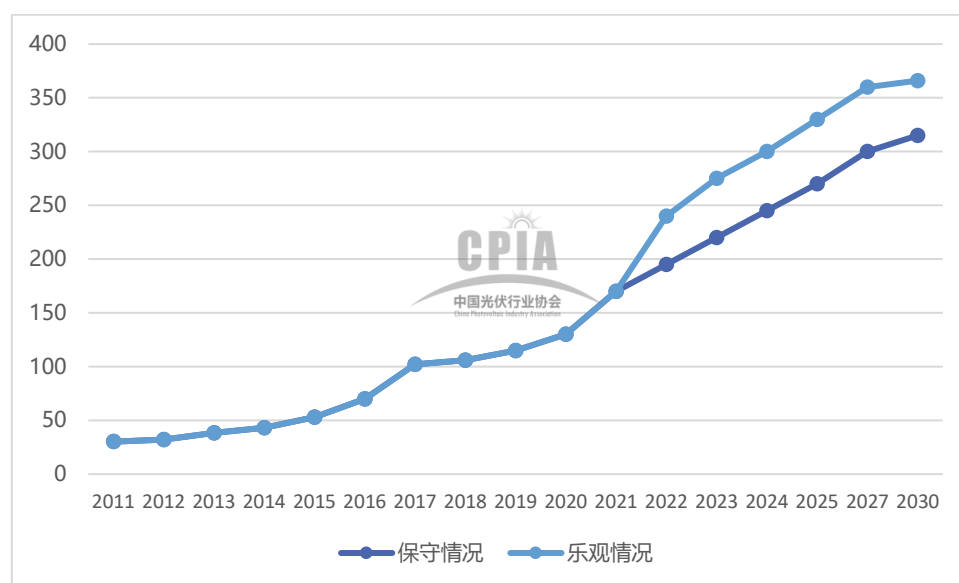


图 64 2011-2021 年全球光伏年度新增装机规模以及 2022-2030 年新增规模预测 (单位: GW)

2、国内光伏新增装机量

2021 年，国内光伏新增装机 54.88GW，同比增加 13.9%，其中，分布式光伏装机 29.28GW，占全部新增光伏发电装机的 53.4%，历史上首次突破 50%。2021 年户用装机达 21.6GW，创历史新高，占 2021 年我国新增光伏装机的约 39.4%。2020 年 12 月 12 日，习近平主席在气候雄心峰会上宣布，到 2030 年，中国非化石能源占一次能源消费比重将达到 25%左右。为达此目标，“十四五”期间，我国光伏年均新增光伏装机或将超过 75GW。

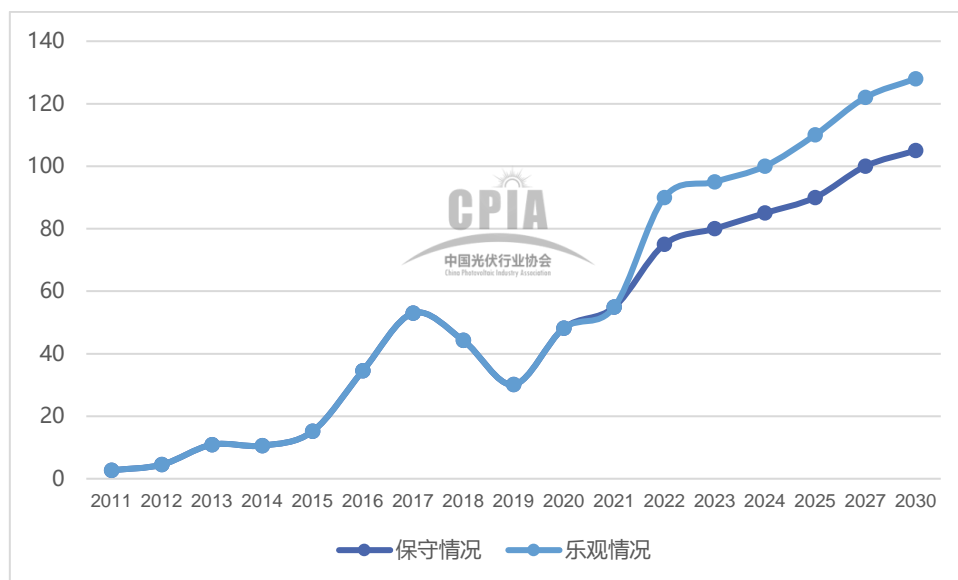


图 65 2011-2021 年国内光伏年度新增装机规模以及 2022-2030 年新增规模预测（单位：GW）

3、光伏应用市场

2021 年，大型地面电站占比为 46.6%，分布式电站占比为 53.4%，分布式占比首超集中式，其中户用光伏可以占到分布式市场的 73.8%。2021 年由于供应链价格上涨，集中式装机不及预期。随着大型风光基地项目开工建设，预计 2022 年新增装机中，大型地面电站的装机占比将重新超过分布式；分布式市场方面，整县推进及其他工商业分布式和户用光伏建设将继续支撑分布式光伏发电市场，虽然占比下降，但装机总量仍将呈现上升态势。“十四五”时期将形成集中式与分布式并举的发展格局。随着光伏发电全面进入平价时代，叠加“碳中和”目标的推动以及大基地的开发模式，集中式光伏电站有可能迎来新一轮发展热潮。另外，随着光伏在建筑、交通等领域的融合发展，叠加整县推进政策的推动，分布式项目仍将保持一定的市场份额。

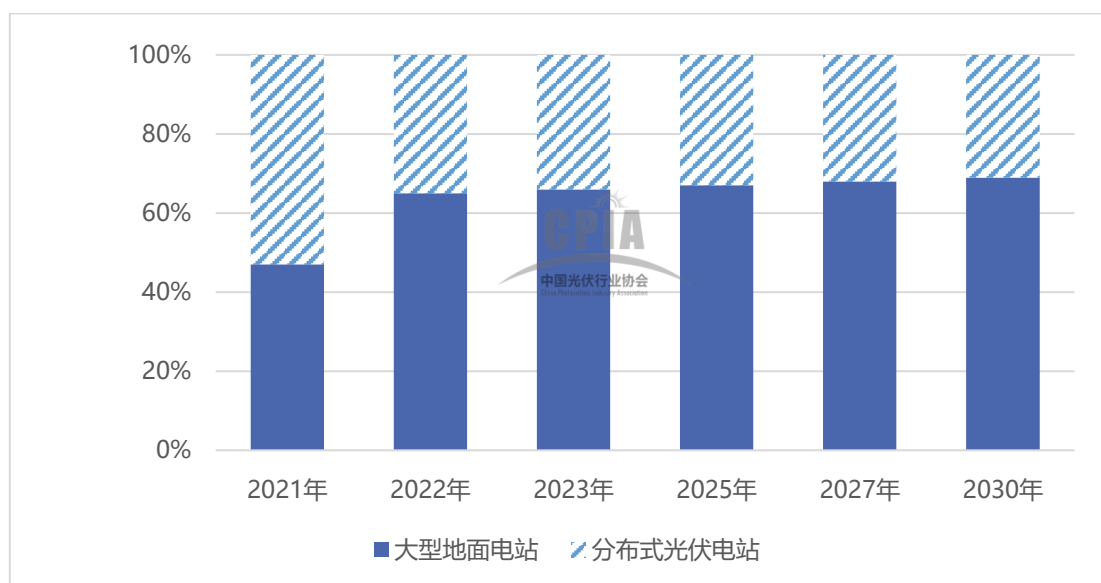


图 66 2021-2030 年不同类型光伏应用市场变化趋势

4、我国光伏系统初始全投资及运维成本

(1) 地面光伏系统初始全投资（CAPEX）¹⁰

我国地面光伏系统的初始全投资主要由组件、逆变器、支架、电缆、一次设备、二次设备等关键设备成本，以及土地费用、电网接入、建安、管理费用等部分构成。其中，一次设备包含箱变、主变、开关柜、升压站（50MW,110kV）等设备，二次设备包括监控、通信等设备。土地费用包括全生命周期土地租金以及植被恢复费或相关补偿费用；电网接入成本仅含送出 50MW，110kV，10km 的对侧改造；管理费用包括前期管理、勘察、设计以及招投标等费用。建安费用主要为人工费用、土石方工程费用及常规钢筋水泥费用等，未来下降空间不大。组件、逆变器等关键设备成本随着技术进步和规模化效益，仍有一定下降空间。接网、土地、项目前期开发费用等属于非技术成本，不同区域及项目之间差别较大，降低非技术成本有助于加快推动光伏发电平价上网。

2021 年，我国地面光伏系统的初始全投资成本为 4.15 元/W 左右，较 2020 年上涨 0.16 元/W，涨幅为 4%。其中，组件约占投资成本的 46%，占比较 2020 年上升 7 个百分点。非技术成本约占 14.1%（不包含融资成本），较 2020 年下降了 3.2 个百分点。预计 2022 年，随着产业链各环节新建产能的逐步释放，组件价格回归合理水平，光伏系统初始全投资成本可下降至 3.93 元/W。

¹⁰ 本指标以投资建设 50MW，接入 110kV 地面光伏系统为例，容配比按 1:1 考虑。

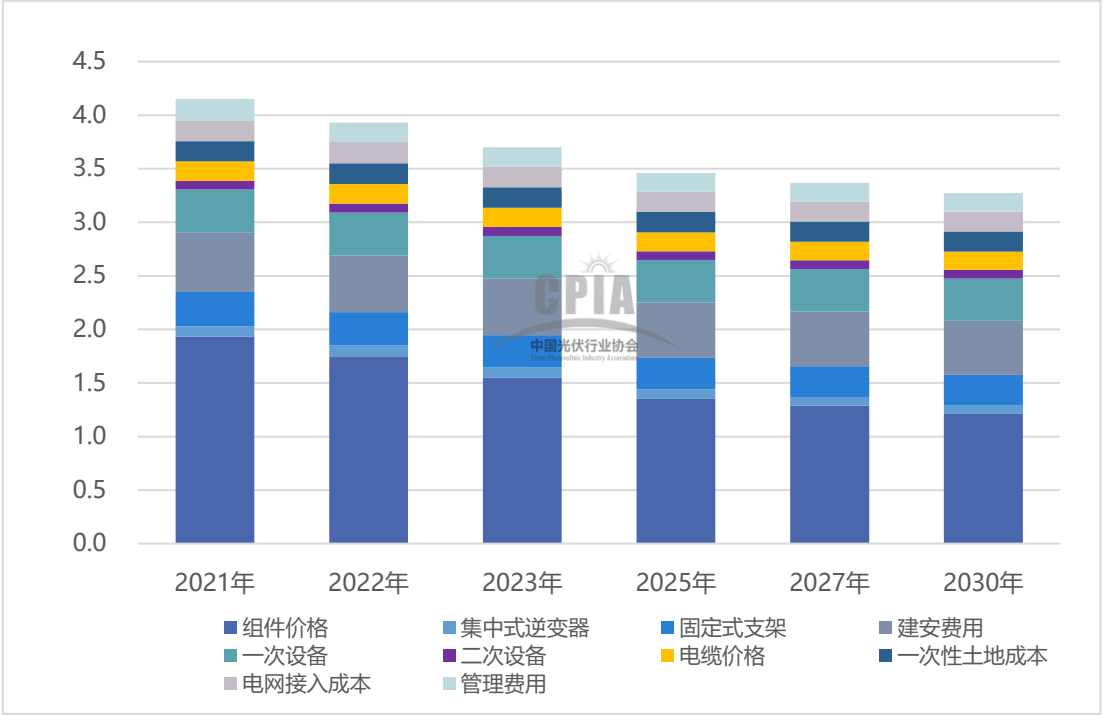


图 67 2021-2030 年我国地面光伏系统初始全投资变化趋势 (单位: 元/W)

(2) 工商业分布式光伏系统初始全投资

我国工商业分布式光伏系统的初始全投资主要由组件、逆变器、支架、电缆、建安费用、电网接入、屋顶租赁、屋顶加固以及一次设备、二次设备等部分构成。其中一次设备包括箱变、开关箱以及预制舱。2021 年我国工商业分布式光伏系统初始投资成本为 3.74 元/W，2022 年预计下降至 3.53 元/W。

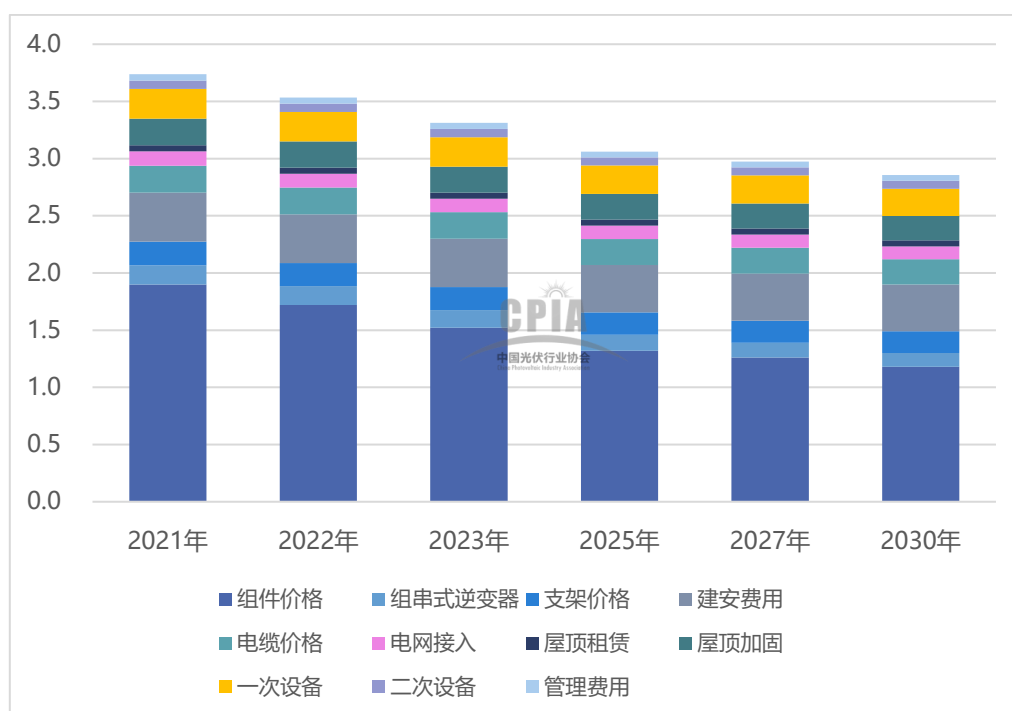


图 68 2021-2030 年我国工商业分布式光伏系统初始全投资变化趋势（单位：元/W）

（3）电站运维成本¹¹

电站运维是太阳能光伏发电系统运行维护的简称，是以系统安全为基础，通过预防性维护、周期性维护以及定期的设备性能测试等手段，科学合理的对电站进行管理，以保障整个电站光伏发电系统的安全、稳定、高效运行，从而保证投资者的收益回报，也是电站交易、再融资的基础。2021 年，分布式光伏系统运维成本为 0.051 元/W/年，集中式地面电站为 0.045 元/W/年，较 2020 年小幅下降。预计未来几年地面光伏电站以及分布式系统的运维成本将持续保持在这个水平并略有下降。

¹¹ 电站运维仅包括基础运维，不含纳入固定资产更换的部分

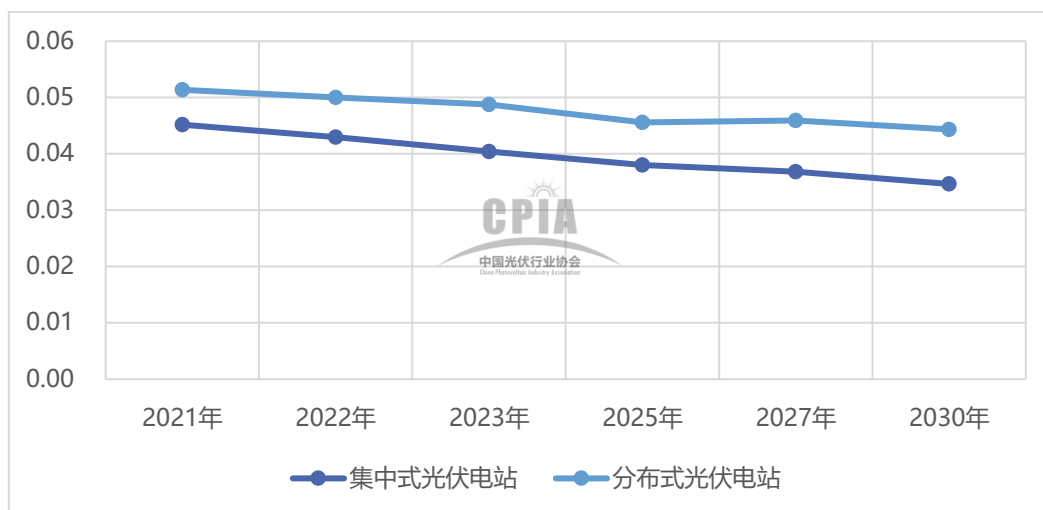


图 69 2021-2030 年我国电站运维成本变化趋势 (单位: 元/W/年)

5、不同等效利用小时数 LCOE 估算¹²

通常用 LCOE (Levelized Cost of Electricity, 平准发电成本) 来衡量光伏电站整个生命周期的单位发电量成本, 并可用来与其他电源发电成本对比。在全投资模型下, LCOE 与初始投资、运维费用、发电小时数有关。2021 年, 全投资模型下地面光伏电站在 1800 小时、1500 小时、1200 小时、1000 小时等效利用小时数的 LCOE 分别为 0.21、0.25、0.31、0.37 元/kWh。

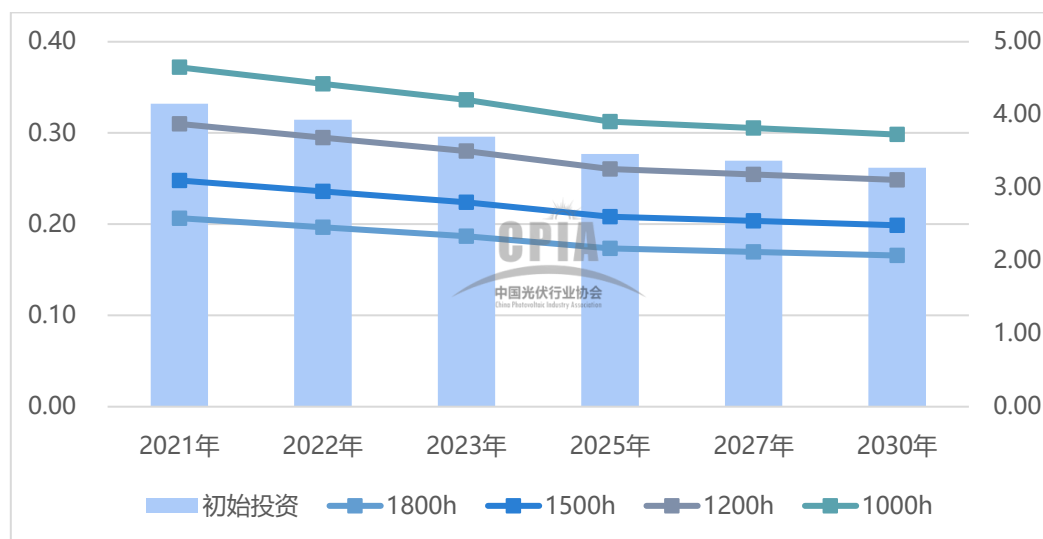


图 70 2021-2030 年光伏地面电站不同等效利用小时数 LCOE 估算 (元/kWh)

¹² ①本估算值仅考虑全投资情景, 不包含融资成本; ②LCOE 值计算按照《光伏发电系统效能规范》中 LCOE 计算公式得出, 其中折现率按照 5% 计算, 电站残值按照 5% 计算, 增值税按 5 年分期完成抵扣。③容配比按 1:1 考虑。

2021 年，全投资模型下分布式光伏发电系统在 1800 小时、1500 小时、1200 小时、1000 小时等效利用小时数的 LCOE 分别为 0.19、0.22、0.28、0.33 元/kWh。目前国内分布式光伏主要分布在山东、河北、河南、浙江等省份，在全国大部分地区也都具有经济性。

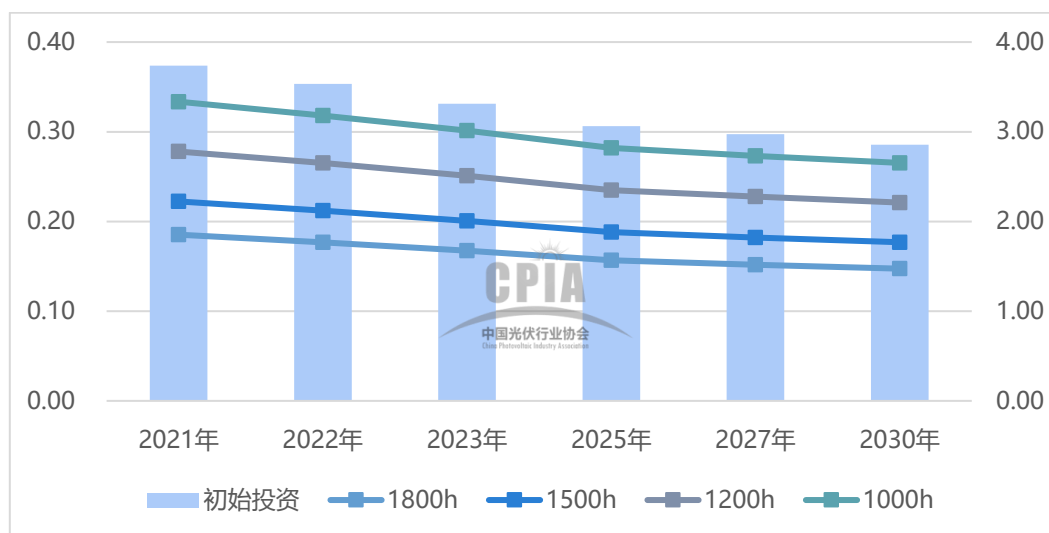


图 71 2021-2030 年光伏分布式电站不同等效利用小时数 LCOE 估算 (元/kWh)

6、不同系统电压等级市场占比¹³

2021 年国内直流电压等级为 1500V 的市场占比约 49.4%，直流电压等级为 1000V 市场占比 50.6%。2021 年，户用分布式装机 21.6GW，户用全部采用直流电压 1000V 等级系统，工商业分布式装机 7.7GW，工商业分布式有 80%采用直流电压 1000V 等级系统。

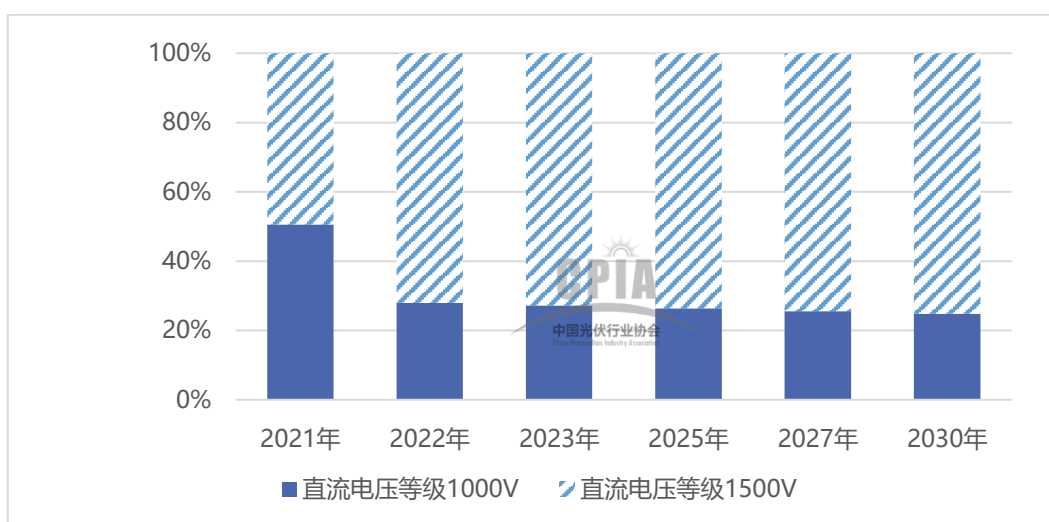


图 72 2021-2030 年不同系统电压等级市场占比变化趋势

¹³ 该指标包含地面电站及分布式光伏系统。

7、跟踪系统市场占比

跟踪系统包括单轴跟踪系统和双轴跟踪系统等（不含固定可调），其中单轴跟踪系统又分为平单轴和斜单轴，当前跟踪系统市场主要以单轴跟踪系统为主。虽然跟踪系统具有发电量增益的优势，但因其成本相对较高，2021 年跟踪系统市场占比为 14.6%，相较 2020 年下降 4.1 个百分点。未来随着其成本的下降以及可靠性的解决，市场占比将稳步提升。

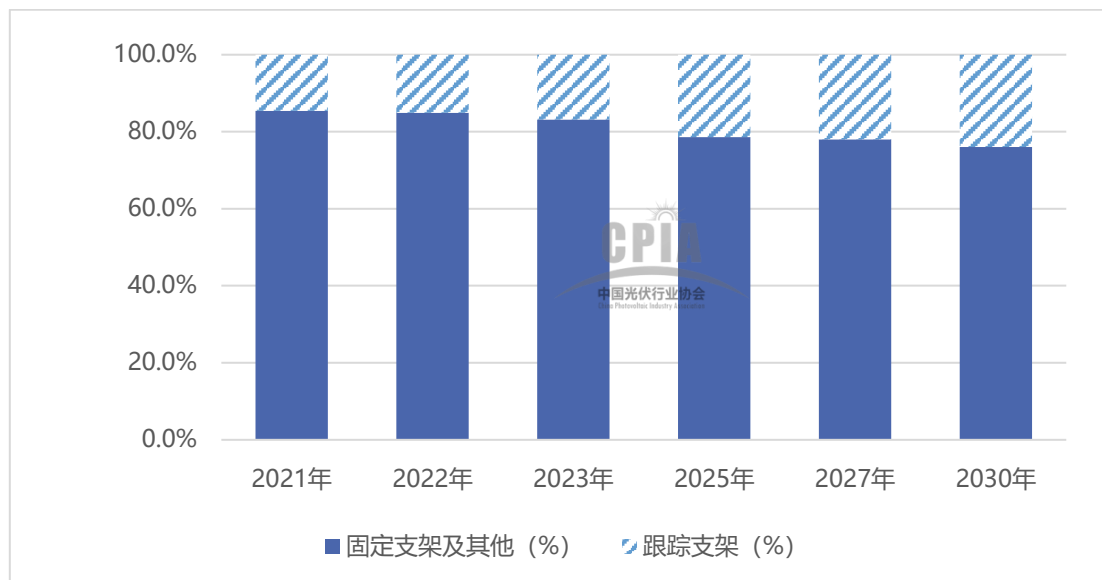


图 73 2021-2030 年跟踪系统市场占比变化趋势



中国光伏行业协会（英文名称为：CHINA PHOTOVOLTAIC INDUSTRY ASSOCIATION，缩写为CPIA）是由中华人民共和国民政部批准成立的国家一级协会。会员单位主要由从事光伏产品、设备、相关辅配料（件）及光伏产品应用的研究、开发、制造、教学、检测、认证、标准化、服务的企事业单位、社会组织及个人自愿组成，是全国性、行业性、非营利性社会组织。目前协会会员数量超459家。中国光伏行业协会的宗旨是维护会员合法权益和光伏行业整体利益，加强行业自律，保障行业公平竞争；完善标准体系建设，营造良好的发展环境；推动技术交流与合作，提升行业自主创新能力；在政府和企业之间发挥桥梁、纽带作用，开展各项活动为企业、行业和政府服务；推动国际交流与合作，组织行业积极参与国际竞争，统筹应对贸易争端。

地址：北京市海淀区万寿路 27 号院电子大厦 5 层

邮编：100846

电话：010-68207621

传真：010-68200243

网址：www.chinapv.org.cn



地址：北京市海淀区万寿路27号院

网址：www.chinapv.org.cn

邮箱：cpia@chinapv.org.cn