

超配（维持）

电力设备及新能源行业之光热发电专题报告

云开见日，碧空万里

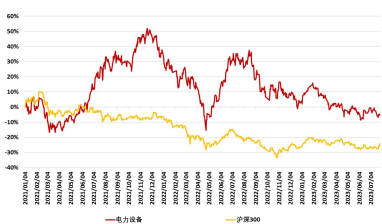
2023年8月1日

投资要点：

分析师：刘兴文
SAC 执业证书编号：
S0340522050001
电话：0769-22119416
邮箱：liuxingwen@dgzq.com.cn

研究助理：苏治彬
SAC 执业证书编号：
S0340121070105
电话：0769-22110925
邮箱：suzhibin@dgzq.com.cn

行业指数走势



资料来源：东莞证券研究所，Wind

相关报告

- **新型电力系统加快建设，新能源发电消纳日趋重要。**2011-2022年，太阳能、风电的发电装机容量占总装机容量的比重逐年提升，截止2022年，太阳能、风电的发电装机容量占总装机容量的比重达29.6%，较2021年提高2.9个百分点。截至今年6月，太阳能累积发电装机容量达到471GW，为仅次于火电的第二大装机容量的电源。随着太阳能、风电装机规模的不断快速提升，将给电网安全性和稳定性带来挑战，随着大规模新能源装机并网发电，新能源电力消纳问题不可避免。
- **光热发电关键设备基本实现国产化，政策推动行业规模化发展。**2016年国家能源局启动的首批20个光热发电示范项目推动了我国光热发电技术产业化发展，也带动了相关企业通过自主创新突破了多项光热发电的核心技术，根据国家能源局，截至2022年底，我国并网发电光热发电示范项目共9个，总容量55万千瓦。在我国第一批光热发电示范项目中，设备、材料国产化率超过90%，相关技术及装备具备较好的可靠性和先进性。2023年4月，国家能源局发布《关于推动光热发电规模化发展有关事项的通知》，提出，结合沙漠、戈壁、荒漠地区新能源基地建设，尽快落地一批光热发电项目。力争“十四五”期间，全国光热发电每年新增开工规模达到300万千瓦左右。我国光热发电行业在“十四五”期间有望重新迎来规模化发展机遇。
- **今年光热发电项目落地有望提速，未来风光大基地+光热发电有望呈联合发展趋势。**光伏与风电配置一定比例的储热型光热发电有利于进一步发挥新疆风光资源优势，加快大型清洁能源基地建设，推进新能源与关联产业集群高质量发展，未来国内的光伏（风电）+光热组成的可再生能源基地模式有望向呈联合发展趋势。今年4月，国家能源局发文称，力争“十四五”期间，全国光热发电每年新增开工规模达到300万千瓦左右。近期光热项目招标和中标公告陆续增多，根据CSPPLAZA不完全统计，2023年6月已有11个光热项目共计20个相关标的已完成招标，今年光热发电项目落地有望提速。
- **投资建议。**截至2022年，我国光热发电累计装机规模已达588MW，在全球光热发电累计装机容量中占8.3%，根据目前已公布的项目，按照在2024年年底前并网进行统计，则到2024年年底我国光热发电累计装机容量有望达3948MW，2022-2024年年均复合增速有望达到159%，光热发电行业将迎来规模化发展机遇，可关注相关具备领先技术优势的核心设备企业及大型的项目开发建设企业。
- **风险提示：**原材料价格大幅波动风险；新型电力系统建设不及预期风险；光热发电行业发展不及预期风险；市场竞争加剧风险。

目录

1. 新型电力系统加快建设，新能源发电消纳日趋重要	4
1.1 国内风电、光伏装机占比持续增长	4
1.2 光热发电能够提供长周期调峰能力	8
2. 光热发电有望迎来规模化发展	9
2.1 光热发电主要有 4 种类型，塔式光热发电技术应用最广	9
2.2 海外塔式光热发电起步较早，国内政策推动行业规模化发展	11
2.3 光热发电产业链较长，关键设备基本实现国产化	15
3. 光热发电行业市场空间广阔，未来有望迎来快速发展期	20
3.1 未来风光大基地+光热发电有望呈联合发展趋势	20
3.2 光热发电行业迎来规模化发展机遇，今年光热发电项目落地有望提速	21
4. 投资策略和重点公司	24
5. 风险提示	26

插图目录

图 1 : 2013-2022 年中国风电新增装机容量	4
图 2 : 国内年度累计风电装机量 (万千瓦)	4
图 3 : 国内月度风电新增装机量 (万千瓦)	4
图 4 : 国内年度累计光伏装机量 (万千瓦)	5
图 5 : 国内月度光伏新增装机量 (万千瓦)	5
图 6 : 2013-2023 年 H1 中国集中式、分布式光伏新增装机量占比情况	6
图 7 : 2021-2023 年各季度地面电站光伏新增装机 (GW)	6
图 8 : 2021-2023 年各季度分布式光伏新增装机 (GW)	6
图 9 : 我国各类型发电装机容量占总装机容量比重	6
图 10 : 全国弃风率月度变化情况	7
图 11 : 全国弃光率月度变化情况	7
图 12 : 主要储能形式的储能容量和储能时长	8
图 13 : 熔盐塔式太阳能热发电系统示意图	12
图 14 : 太阳能热发电产业链	16
图 15 : 12 小时储热 100MW 塔式太阳能光热电站投资成本构成	17
图 16 : 新型电力系统建设“三步走”发展路径	21
图 17 : 中国光热发电累计装机容量	21
图 18 : 全球和中国光热发电累计装机容量	23
图 19 : 中国光热发电行业规模测算	24

表格目录

表 1 : 光热电站类型	9
表 2 : 四种太阳能光热发电技术比较	10
表 3 : 国家能源局公布的首批 9 个塔式光热示范项目	11
表 4 : 国外部分代表性的光热电站	12
表 5 : 近年光热发电相关政策文件	14
表 6 : 我国太阳能热发电关键部件和材料生产线及产能情况	16
表 7 : 我国某 50MW 熔盐塔式光热电站相关设备和材料使用及供应情况	18
表 8 : 显热储热材料的特性比较	19
表 9 : 风光大基地规划光热装机容量与占比	22
表 10 : 2023 年 6 月部分中标光热项目清单	22
表 11 : 公司盈利预测及投资评级 (截至 2023 年 7 月 28 日)	26

1. 新型电力系统加快建设，新能源发电消纳日趋重要

1.1 国内风电、光伏装机占比持续增长

随着 2020-2021 年国内陆上风电和海风风电国补陆续退出，2022 年国内风电行业降本压力较大，同时受疫情等因素影响，去年国内风电项目建设和并网进度缓慢，2022 年风电新增装机规模为 37.63GW，同比下滑 20.9%，其中陆上风电新增装机 32.58GW，海上风电新增装机 5.05GW。

截至 2022 年，风电累计并网装机容量为 365.44GW，同比增长 11.3%。其中，陆上风电累计装机容量 334.00GW、海上风电累计装机容量 31.44GW，国内风电累计装机结构中以陆上风电为主，装机占比约 91.4%。从国内地区分布看，内蒙古、河北和新疆为代表的“三北”地区是国内陆上风电装机的主要地区，江苏、山东和广东等沿海地区则是重要的海上风电装机区域。

图 1：2013-2022 年中国风电新增装机容量



资料来源：国家统计局，中国电力企业联合会，东莞证券研究所

今年上半年国内风电装机量加快提升。2023 年 1-6 月，国内风电新增装机 22.99GW，同比增长 77.7%，较 1-5 月加快 26.5pct，其中，2023 年 6 月，风电新增装机 6.63GW，同比增长 212.7%，环比增长 206.9%。

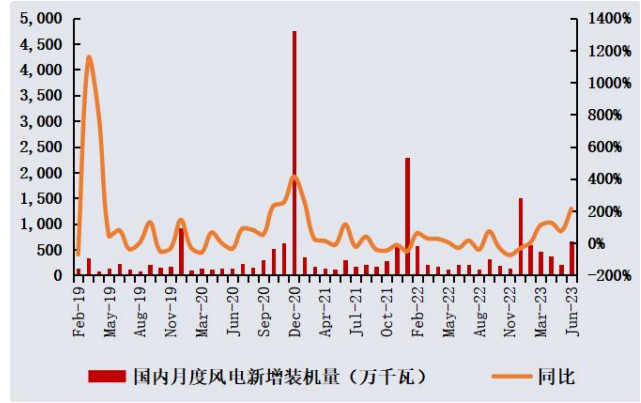
截至 2023 年 6 月，全国发电装机容量约为 27.08 亿千瓦，较去年同期增长 10.8%，其中，风电累计装机容量 389.21GW，较去年同期增长 13.7%，高出全国发电装机容量增速 2.9 个百分点。

图 2：国内年度累计风电装机量（万千瓦）

图 3：国内月度风电新增装机量（万千瓦）



资料来源：iFinD，国家能源局，东莞证券研究所



资料来源：iFinD，国家能源局，东莞证券研究所

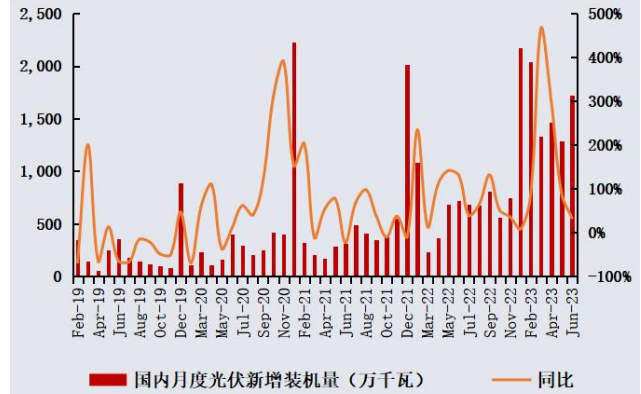
今年国内光伏装机方面，2023年1-6月，国内光伏新增装机78.42GW，同比增长154.0%。截止2023年6月，国内光伏累计装机容量达470.67GW，较去年同期增长39.8%。

图 4：国内年度累计光伏装机量（万千瓦）

图 5：国内月度光伏新增装机量（万千瓦）



资料来源：iFinD，国家能源局，东莞证券研究所



资料来源：iFinD，国家能源局，东莞证券研究所

2022年，受光伏产业链价格上涨影响，集中式电站装机需求受到抑制，在2022年国内新增光伏发电并网装机中，分布式光伏新增约51GW，约占2022年新增光伏发电装机量的58%，较2021年高出5pct。

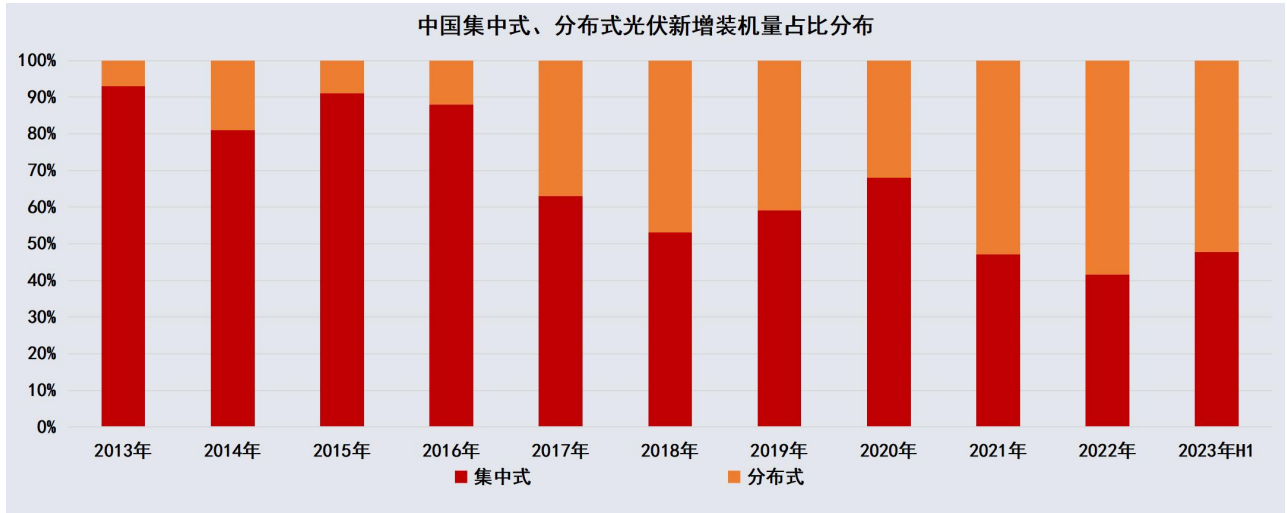
2023年上半年，全国地面电站光伏新增装机37.5GW，同比增长233.7%；全国分布式光伏新增装机41.0GW，同比增长108.4%。2023年第二季度，全国集中式光伏新增装机21.9GW，同比增长218.6%；全国分布式光伏新增装机22.8GW，同比增长117.7%，其中工商业光伏和户用光伏二季度新增装机分别同比增长98%和132%。

从今年上半年数据看，光伏新增装机占比中分布式略高于集中式，其中，第二季度分布式光伏新增装机季环比增长25.9%，相比之下，受益于光伏产业链价格的大幅回落，对组件价格变动更为敏感的集中式光伏电站在二季度加速建设并网，新增装机提速明显，2023Q2集中式光伏新增装机量环比一季度增长41.3%。

根据国家能源局，截至今年4月底，国内第一批97.05GW基地项目已全面开工，计划今年年底前全部建成并网，第二批基地项目已陆续开工建设，第三批基地项目清单也已正式印发实施。今年上半年集中式光伏新增装机占比已回升至48%，较2022H1同期提

升 11pct。随着国内的风光大基地电站加快开工，从全年来看，预计今年集中式光伏新增装机占比相比较去年将明显回升，再次成为推动国内光伏新增装机量快速增长的主力军。

图 6：2013-2023年H1中国集中式、分布式光伏新增装机量占比情况



资料来源：国家能源局，中国电力企业联合会，CPIA，东莞证券研究所

图 7：2021-2023年各季度地面电站光伏新增装机（GW） 图 8：2021-2023年各季度分布式光伏新增装机（GW）

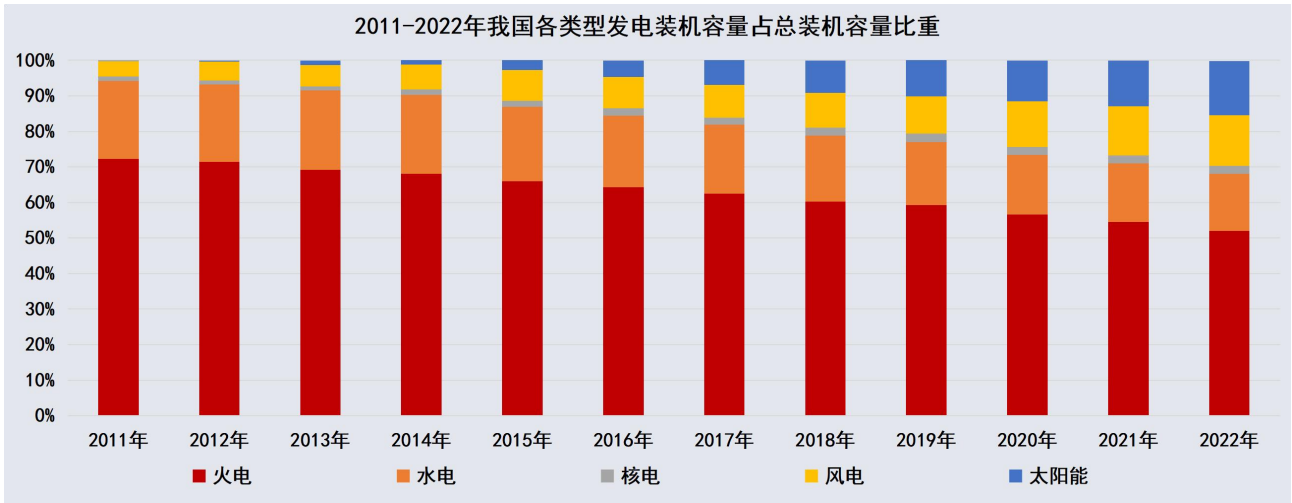


资料来源：国家能源局，东莞证券研究所

资料来源：国家能源局，东莞证券研究所

在装机量方面，2011-2022年，太阳能、风电的发电装机容量占总装机容量的比重逐年提升，截止2022年，太阳能、风电的发电装机容量占总装机容量的比重达29.6%，较2021年提高2.9个百分点。截至今年6月，太阳能累积发电装机容量达到471GW，为仅次于火电的第二大装机容量的电源。

图 9：我国各类型发电装机容量占总装机容量比重



资料来源：国家能源局，东莞证券研究所

2023年1-5月，全国弃风率为3.4%。今年1月由于春节假期因素，弃风率同比有所提高，今年2、3月弃风率处于近5年相对较低水平，2-4月弃风率同比有所改善，环比来看则有所提高，5月全国弃风率为3.5%，环比下降0.4pct。在光伏发电消纳利用方面，2023年1-5月，全国弃光率为2.0%，与2022年1-4月持平。今年1月由于春节假期因素，弃光率同比有所提高，今年2-4月，弃光率同比有所改善，弃光率环比则有所提高，5月全国弃光率为1.7%，环比下降0.4pct。

图 10：全国弃风率月度变化情况

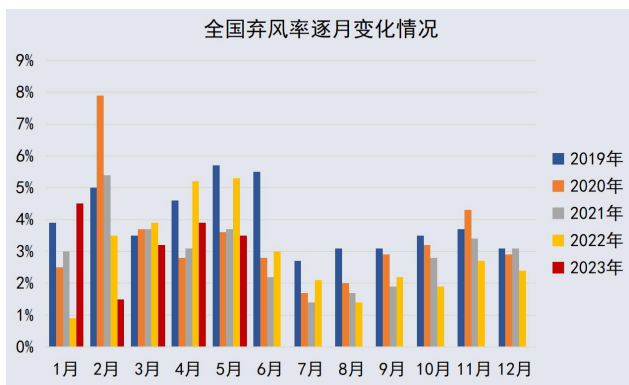
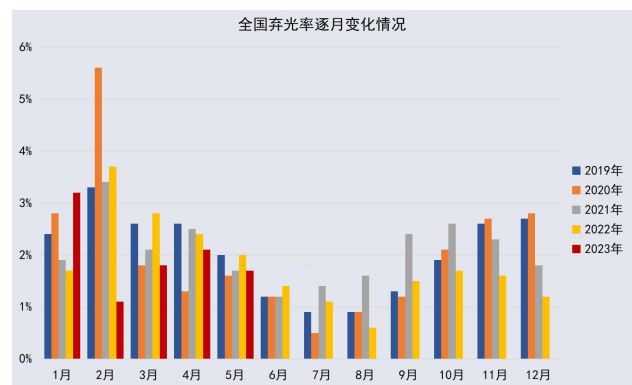


图 11：全国弃光率月度变化情况



数据来源：全国新能源消纳监测预警中心，东莞证券研究所

光伏发电和风力发电受气象条件制约，具有间歇性、波动性和随机性等特点，对电力系统的安全性和供电可靠性造成了挑战。随着我国大规模新能源机组占比不断提升，火电占比持续降低，西部地区风电和光伏依赖煤电打捆外送模式将不可持续。一些特高压外送通道，由于缺少调节电源，通道的输电功率与设计值相差甚远，发出的风电、光伏电力送不出去，弃风、弃光现象严重，造成了资源浪费。

风电装机规模的不断快速提升，将给电网安全性和稳定性带来挑战，随着大规模新能源装机并网发电，新能源电力消纳问题不可避免。

1.2 光热发电能够提供长周期调峰能力

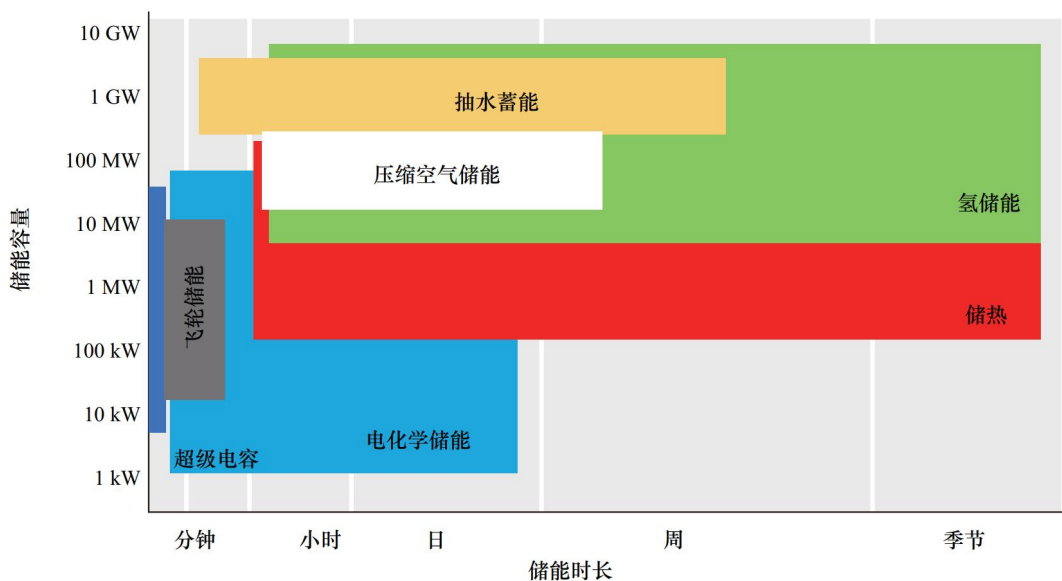
光热发电作为一种清洁能源，其发电过程不会对外产生污染物和温室气体，是一种清洁能源利用形式，在资源利用的开发过程中，具有环境友好的优势。带有储热功能的光热发电站有别于风电、光伏等波动性电源，储热装置可以平滑发电出力，提高电网的灵活性，弥补风电、光伏发电的波动特性，提高电网消纳波动电源的能力。

光热发电兼具调峰电源和储能双重功能。带有储热装置的光热发电系统在白天将部分太阳能通过加热熔盐的方式存储一部分热量，保存在特制的保温储罐以转化成热能储，在晚上或电网需要调峰时用以发电以满足电网的需求，同时可以保障电力输出的稳定性和可靠性，以实现连续稳定的发电和调峰发电，有利于电力系统稳定运行。

存储在熔盐中的热能可以维持数小时的连续发电，甚至能达到数天。根据国家太阳能光热联盟，我国中广核德令哈 50MW 槽式光热电站在 2021-2022 年曾连续安全运行 230.2 天；中船新能乌拉特 100MW 槽式光热电站曾在 6 天多云的情况下，实现无停机连续发电 12 天；带 9 小时储能，装机容量 5 万千瓦的中广核德令哈光热发电示范项目曾连续运行 32.2 天；带有 7 小时储能、装机容量 5 万千瓦的青海中控德令哈光热电站实现了 12.2 天的不停机运行。

光热电站可以为电力系统提供更好的长周期调峰能力，是支撑新能源安全可靠替代传统能源的有效手段。根据电力规划设计总院以新疆电网为例模拟计算光热发电调峰作用的结果，假定建设 1GW 至 5GW 不同规模的太阳能热发电机组，可减少弃风弃光电量 10.2%至 37.6%。

图 12：主要储能形式的储能容量和储能时长



数据来源：国家能源局，东莞证券研究所

2. 光热发电有望迎来规模化发展

2.1 光热发电主要有 4 种类型，塔式光热发电技术应用最广

光热发电是指利用不同类型的聚光装置，将太阳辐射能转化为热能，然后通过常规的热机或其他发电技术将其转换成电能的技术。光热发电有塔式光热发电、槽式光热发电、蝶式光热发电和线性菲涅尔式光热发电四种发电方式。其中，应用最多的是塔式光热发电和槽式光热发电电站。

表 1：光热电站类型

类型	原理图	电站示意图
塔式光热发电		<p>玉门首航新能源100MW光热发电示范项目</p>
槽式光热发电		<p>中广核德令哈50MW 槽式发电项目</p>
蝶式光热发电		
线性菲涅尔式光热发电		

资料来源：首航高科官网，东莞证券研究所

塔式太阳能光热发电系统主要由定日镜场吸热塔、吸热器、储热器、换热器和发电机组等组成。塔式太阳能热发电系统利用中央集热塔作为吸热器的承载基础，集热塔周围布置一定数量的定日镜，通过多台跟踪太阳运动的定日镜将太阳辐射反射至放置于支撑塔上的吸热器中，加热传热流体到 500-1000℃，高温传热流体通过蒸汽发生系统产生高温高压的蒸汽推动汽轮发电机组发电。塔式太阳能光热发电系统聚光比高，易于实现较高的工作温度，系统容量大，效率高。塔式熔融盐系统易于实现储热，经济性相对较好，更适应于太阳能独立发电。

槽式太阳能光热发电系统结构简单，技术也较为成熟，可以实现较大规模的热发电系统，但其聚光比小，系统工作温度相对较低。核心部件真空集热管在运行中易出真空度降低，吸收管表面选择性涂层性能下降等问题。目前，研究可靠、耐久、高效的真空吸热管是槽式发电技术的关键。

菲涅耳式太阳能光热发电系统由于聚光倍数只有数十倍，因此加热的水蒸气热品质不高，使整个系统的年发电效率仅能达到 10% 左右，但由于系统结构简单、直接使用导热介质产生蒸汽等特点，其建设和维护成本也相对较低。

碟式太阳能光热发电系统聚光比大，工作温度高，系统效率高，机构紧凑，安装方便，更适合于分布式能源系统，但其核心部件斯特林发动机技术难度较大。

表 2：四种太阳能光热发电技术比较

特征	塔式	槽式	菲涅耳式	碟式
对光照资源要求	高	高	低	高
聚光比	300~1000	50~80	25~100	1000~3000
运行温度(℃)	500~1400	350~550	270~550	700~900
传热介质	水、合成油、熔融盐、空气	水、合成油、熔融盐	水、合成油、熔融盐	空气
储能	可储热	可储热	可储热	否
机组类型	蒸汽轮机、燃气轮机	蒸汽轮机	蒸汽轮机	斯特林机
动力循环模式	朗肯循环、布雷顿循环	朗肯循环	朗肯循环	斯特林循环
联合运行	可	可	可	视具体情况
峰值系统效率	23%	21%	20%	31%
系统年平均效率	10%~16%	10%~15%	9%~12%	16%~18%
适宜规模(MW)	30~400	30~200	30~150	0.005~0.5
用地(hm ² /MW)	2~2.5	2.5~3	2.5~3.5	2
水耗(m ³ /MWh)	水冷 1.89~2.84, 空冷 0.34	水冷 3.03, 空冷 0.30	水冷 3.8	基本不需要
应用程度	已商业化、规模化	已商业化、规模化	已商业化, 尚未规模化	已商业化, 尚未规模化

资料来源：《塔式太阳能光热发电站设计》，东莞证券研究所

国家能源局公布的首批 20 个太阳能热发电示范项目总计装机容量 134.9 万千瓦，

分别分布在青海、甘肃、河北、内蒙古和新疆。在首批 20 个示范项目名单中，塔式光热电站多达 9 个，多于槽式和菲涅尔式的 7 个和 4 个，塔式光热电站为最主流的应用形式。

表 3：国家能源局公布的首批 9 个塔式光热示范项目

电站名称	国别	容量 (MW)	传热介质	储热介质
青海中控德令哈项目	青海德令哈	50	熔融盐塔式，6h 熔融盐储热	青海中控太阳能发电有限公司
北京首航敦煌项目	甘肃敦煌	100	熔融盐塔式，11h 熔融盐储热	北京首航艾启威节能技术股份有限公司
中国电建西北院共和项目	青海共和	50	熔融盐塔式，6h 熔融盐储热	中国电建西北勘测设计研究院有限公司
中国能建哈密项目	新疆哈密	50	熔融盐塔式，8h 熔融盐储热	中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司
国电投黄河德令哈项目	青海德令哈	135	水工质塔式，3.7h 熔融盐储热	国电投黄河上游水电开发有限责任公司
三峡新能源金塔项目	甘肃金塔	100	熔融盐塔式，8h 熔融盐储热	中国三峡新能源有限公司
玉门鑫能项目	甘肃玉门	50	熔融盐塔式，熔融盐二次反射 6h	玉门鑫能光热第一电力有限公司
北京国华电力项目	甘肃玉门	100	熔融盐塔式，10h 熔融盐储热	北京国华电力有限责任公司
达华尚义项目	河北尚义	50	水工质塔式，4h 熔融盐储热	达华工程管理(集团)有限公司、中国科学院电工研究所

资料来源：《塔式太阳能光热发电站设计》，国家能源局，东莞证券研究所

2.2 海外塔式光热发电起步较早，国内政策推动行业规模化发展

在上世纪 50 年代，苏联提出了塔式太阳能光热发电的设计，到了 70 年代，由于石油危机的影响，太阳能发电开始受到关注，但是由于当时太阳能电池成本较高，太阳能热发电技术相对较为成熟，许多发达国家将太阳热发电作为重点方向。20 世纪 80 年代以来，许多国家相继建造了多个塔式太阳能示范装置和电站。

法国、德国和意大利于 1981 年联合建造了世界上第一座塔式太阳能光热发电站，额定功率为 1MW。1982 年，美国在加利锡州南部 Barstow 沙地区附近建造了一座 10MW 级别的大型塔式太阳能光热发电站，称为 Solar One，后来 Solar One 电站被改造成 Solar Two 电站，并于 1996 年 4 月投入并网发电。Solar Two 电站改变了 Solar One 电站中原来的水蒸气热传输系统和砂石导热油的储热系统，改用硝酸熔融盐作为传热储热介质。Solar Two 的成功应用，验证了熔融盐作为介质的可行性和优越性，可以降低建站技术难度和经济风险，使塔式太阳能光热发电系统的发展上升到了一个新的层面，极大推进了塔式太阳能光热发电站的商业化进程。后来，西班牙、德国、瑞士法国、意大利、苏联和日本等也陆续开展这项技术的研究工作。

商业化应用方面，西班牙大力推行塔式太阳光能发电技术，在 1983 年完成 CESA1 电站的建设后，又建造了 TSA、Solar Ires、PS10、PS20 等电站。其中，2007 年 3 月建成的 PS10 电站是欧洲首座商业性太阳能光热发电站，采用 624 面 120m² 的双轴定日镜，将太阳光聚焦到约 115m 高处的吸热器上，功率达到 11MW。当前世界最大的塔式太阳能

光热电站为 2013 年美国 Ivanpah(伊凡帕)电站,该电站总容量达 392MW 采用水蒸气为传热介质,不带储热,位于加州的莫哈维沙漠,占地 14km²。美国还有 Solar Reserve 在内华达州沙漠地区建设的世界最大的熔融盐塔式光热电站(Crescent Dunes,新月沙丘电站),容量为 110MW,可储热 10h。

截至 2022 年,全球光热发电累计装机规模达 7050MW,我国光热发电累计装机规模为 588MW,在全球光热发电累计装机容量中占 8.3%,位居全球第三。

表 4: 国外部分代表性的光热电站

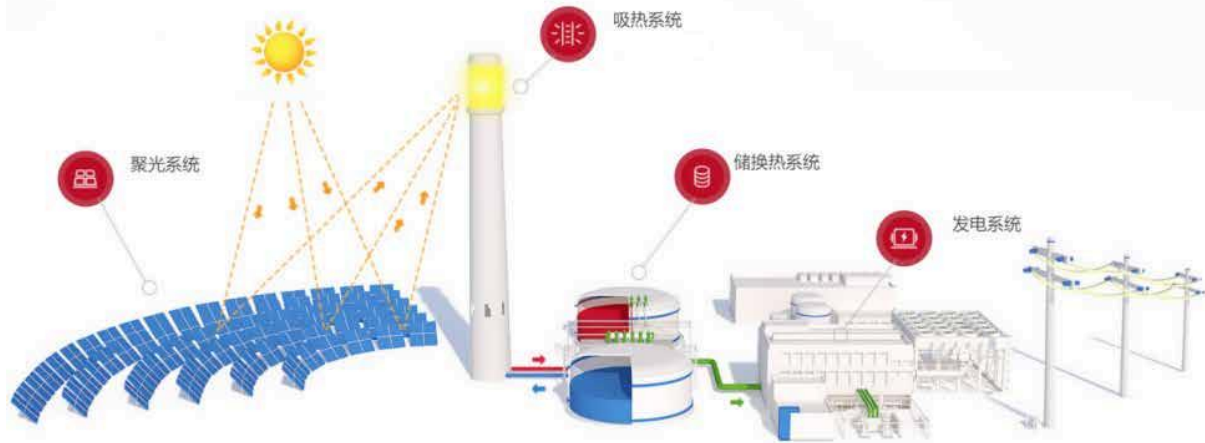
电站名称	国别	容量(MW)	传热介质	储热介质	投运年份
SSPS-CRS	西班牙	0.5	液态钠	钠	1981
EURELDS	意大利	1	水蒸气	熔融盐/水	1981
SUNSHINE	日本	1	水蒸气	熔融盐/水	1981
Solar One	美国	10	水蒸气	油/岩石	1982
CESA-1	西班牙	1	水蒸气	熔融盐	1983
MSEE/CaB	美国	1	熔融盐	熔融盐	1984
SPP-5	俄罗斯	5	水蒸气	水蒸气	1986
TSA	西班牙	1	空气	陶瓷	1993
Solar Two	美国	10	熔融盐	熔融盐	1996
Consolar	以色列	0.5	压缩空气	化石混合物	2001
Solgate	西班牙	0.3	压缩空气	化石混合物	2002
PS10	西班牙	11	空气	陶瓷	2007
Gemasolar	西班牙	20	熔融盐	熔融盐	2011
Ivanpah	美国	392	水蒸气	--	2014
Crescent Dunes	美国	110	熔融盐	熔融盐	2015

资料来源:《塔式太阳能光热发电站设计》,东莞证券研究所

2012 年以来,我国塔式光热电站的研发取得较快进展。2012 年 8 月,在国家“863”项目支持下,中国能建所属的中电工程公司设计了延庆 1MW 水工质塔式光热发电试验电站,该电站由中国科学院电工建设。

2013 年 7 月,由浙江中控技术投资建设,中国能建所属中电工程西北电力设计院有限公司设计的青海德令哈 10MW 工程(前期采用水工质,后改造为熔融盐工质)实现商业化运行,为国产塔式光热发电技术的规模化应用奠定了基础,该电站也是我国第一座获国家发改委批复上网电价的光热电站,电价为 1.2 元/kWh。

图 13: 熔盐塔式太阳能热发电系统示意图



资料来源：可胜技术，东莞证券研究所

2016年9月，国家发改委发布《关于太阳能热发电标杆上网电价政策的通知》，根据文件，对于纳入国家能源局2016年组织实施的太阳能热发电示范范围的项目（含4小时以上储热功能），且在2018年12月31日以前全部投运，核定标杆上网电价为1.15元/kWh（含税）。

之后，国家能源局公布了首批20个光热发电示范项目。在国内燃煤电厂产能过剩，风电和光伏电站存在大量弃风、弃光现象的背景下，国家出台光热发电标杆电价，并推出20个示范项目，体现当时国家对大力发展光热发电的高度重视程度。当时的这20个示范项目采用塔式、槽式、菲涅耳式三种主流发电技术，大多采用国际上已得到实践验证的熔融盐塔式、水工质塔式、导热油槽式等相对较成熟的技术。20个示范项目分别是7个熔融盐塔式，2个水工质塔式，5个导热油槽式2个熔融盐槽式，3个导热油菲涅耳式，1个熔融盐菲涅耳式。其中较成熟的熔融盐塔式、水工质塔式、导热油槽式等在工程技术方面将得到进一步提升，而相对不够成熟其他技术也将在工程技术上逐步实现突破。

虽然2016年国家发改委核定了太阳能热发电标杆上网示范电价，但在首批项目中，部分项目由于资金短缺陷入停滞。2020年1月20日，财政部、发改委、能源局出台的《关于促进非水可再生能源发电健康发展的若干意见》明确，新增光热项目不再纳入中央财政补贴范围。根据《关于2021年新能源上网电价政策有关事项的通知（征求意见稿）》，首批光热示范项目的延期电价政策为“国家能源局组织实施的首批太阳能热发电示范项目于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”。

由于当时光热发电产业处于发展初期阶段，尚未进入快速的规模化发展阶段，光热发电成本居高不下，补贴取消后，全行业的发展陷入了困境，使得2020-2022年光热发电装机规模增长缓慢。根据国家太阳能光热联盟，2022年我国仅新增1座光热电站并网发电，为玉门鑫能二次反射塔式光热发电示范项目，装机容量50MW（9h储热）。截至2022年，我国光热发电累计装机容量达588MW，在全球太阳能热发电累计装机容量中占比约8.3%。

在后续的政策方面，2021年10月，国务院印发《2030年前碳达峰行动方案》，其

中提到，要“积极发展太阳能光热发电，推动建立光热发电与光伏发电、风电互补调节的风光热综合可再生能源发电基地。”

2023年4月，国家能源局发布《关于推动光热发电规模化发展有关事项的通知》，提出，结合沙漠、戈壁、荒漠地区新能源基地建设，尽快落地一批光热发电项目。力争“十四五”期间，全国光热发电每年新增开工规模达到300万千瓦左右。我国光热发电行业在“十四五”期间有望重新迎来规模化发展机遇。

表 5：近年光热发电相关政策文件

发布时间	部门和相关文件	光热发电相关重点内容
2023年4月	国家能源局发布《国家能源局综合司关于推动光热发电规模化发展有关事项的通知》	要结合沙漠、戈壁、荒漠地区新能源基础设施建设，尽快落地一批光热发电项目，力争“十四五”期间，全国光热发电每年新增开工规模达到300万千瓦左右。
2022年10月31日	国家市场监督管理总局、国家发展改革委、工业和信息化部等9部门--《关于印发建立健全碳达峰碳中和标准计量体系实施方案的通知》	在光热利用方面。开展塔式、槽式、菲涅尔式等型式光热发电设备安装、调试、运行、检修、维护、监造、性能、评估等标准，以及二氧化碳超临界机组、特殊介质机组标准研究。研究制定中高温太阳能热利用系列标准。
2022年10月25日	国家能源局--关于建立《“十四五”能源领域科技创新规划》实施监测机制的通知	根据发布的《“十四五”能源领域科技创新规划》重点任务榜单，针对太阳能热发电与综合利用技术任务，【集中攻关】子任务清单共两项：1#开展热化学转化和热化学储能材料研究，探索太阳能热化学转化与其他可再生能源互补技术；2#研发中温太阳能驱动热化学燃料转化反应技术，研制兆瓦级太阳能热化学发电装置。
2022年10月9日	国家能源局--《能源碳达峰碳中和标准化提升行动计划》	抓紧完善沙漠、戈壁、荒漠地区大型风电光伏基地建设有关技术标准。建立完善光伏发电、光热发电标准体系。
2022年8月29日	工业和信息化部 财政部 商务部 国务院国有资产监督管理委员会 国家市场监督管理总局--《科技支撑碳达峰碳中和实施方案(2022—2030年)》	推进火电、水电、核电、风电、太阳能、氢能、储能、输电、配电及用电等10个领域电力装备绿色低碳发展。积极发展太阳能光热发电，推动建立光热发电与光伏、储能等多能互补集成。
2022年8月18日	科技部、国家发展改革委、国家能源局等9部门--《科技支撑碳达峰碳中和实施方案(2022—2030年)》	研发高可靠性、低成本太阳能热发电与热电联产技术，突破高温吸热传热储热关键材料与装备。
2022年6月1日	国家发展改革委、国家能源局、财政部等九部门联合印发的《“十四五”可再生能源发展规划》	有序推进长时储热型太阳能热发电发展。推进关键核心技术攻关，推动太阳能热发电成本明显下降。在青海、甘肃、新疆、内蒙古、吉林等优质区域，发挥太阳能热发电储能调节能力和系统支撑能力，建设长时储热型太阳能热发电项目，推动太阳能热发电与风电、光伏发电基地一体化建设运行，提升新能源发电的稳定性可靠性。推进光热发电工程施工技术与配套装备创新，研发光热电站集成技术。
2022年5月30日	国务院办公厅转发国家发展改革委 国家能源局--《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》	加快构建适应新能源占比逐渐提高的新型电力系统。全面提升电力系统调节能力和灵活性。完善调峰调频电源补偿机制，加大煤电机组灵活性改造、水电扩机、抽水蓄能和太阳能热发电项目建设力度，推动新型储能快速发展。研究储能成本回收机制。鼓励西部等光照条件好的地区使用太阳能热发电作为调峰电源。

2022年4月2日	国家能源局、科学技术部--《“十四五”能源领域科技创新规划》	集中攻关开展热化学转化和热化学储能材料研究，探索太阳能热化学转化与其他可再生能源互补技术，研发中温太阳能驱动热化学燃料转化反应技术，研制兆瓦级太阳能热化学发电装置；应用推广开发光热发电与其他新能源多能互补集成系统，发掘光热发电调峰特性，推动光热发电在调峰、综合能源等多场景应用。
2022年3月29日	国家能源局--《2022年能源工作指导意见》	积极探索作为支撑、调节性电源的光热发电示范。扎实推进在沙漠、戈壁、荒漠地区的大型风电光伏基地中，建设光热发电项目。
2022年3月22日	国家发展改革委、国家能源局联合印发《“十四五”现代能源体系规划》	加快推进以沙漠、戈壁、荒漠地区为重点的大型风电光伏基地项目建设，积极推进黄河上游、新疆、冀北等多能互补清洁能源基地建设。积极发展太阳能热发电；增强电源协调优化运行能力，因地制宜建设天然气调峰电站和发展储热型太阳能热发电，在青海、新疆、甘肃、内蒙古等地区推动太阳能热发电与风电、光伏发电配套发展，联合运行。
2022年3月18日	国家市场监管总局--《“十四五”市场监管科技发展规划》	研发氢能、油气、光热发电等重要产业领域场景高适应性检测监测技术及装备。
2022年2月10日	国家发展改革委、国家能源局--《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》	完善灵活性电源建设和运行机制。发挥太阳能热发电的调节作用；完善支持灵活性煤电机组、天然气调峰机组、水电、太阳能热发电和储能等调节性电源运行的价格补偿机制。
2021年10月	国务院--《2030年前碳达峰行动方案》	要积极发展太阳能光热发电，推动建立光热发电与光伏发电、风电互补调节的风光热综合可再生能源发电基地。

资料来源：公开信息，东莞证券研究所

2.3 光热发电产业链较长，关键设备基本实现国产化

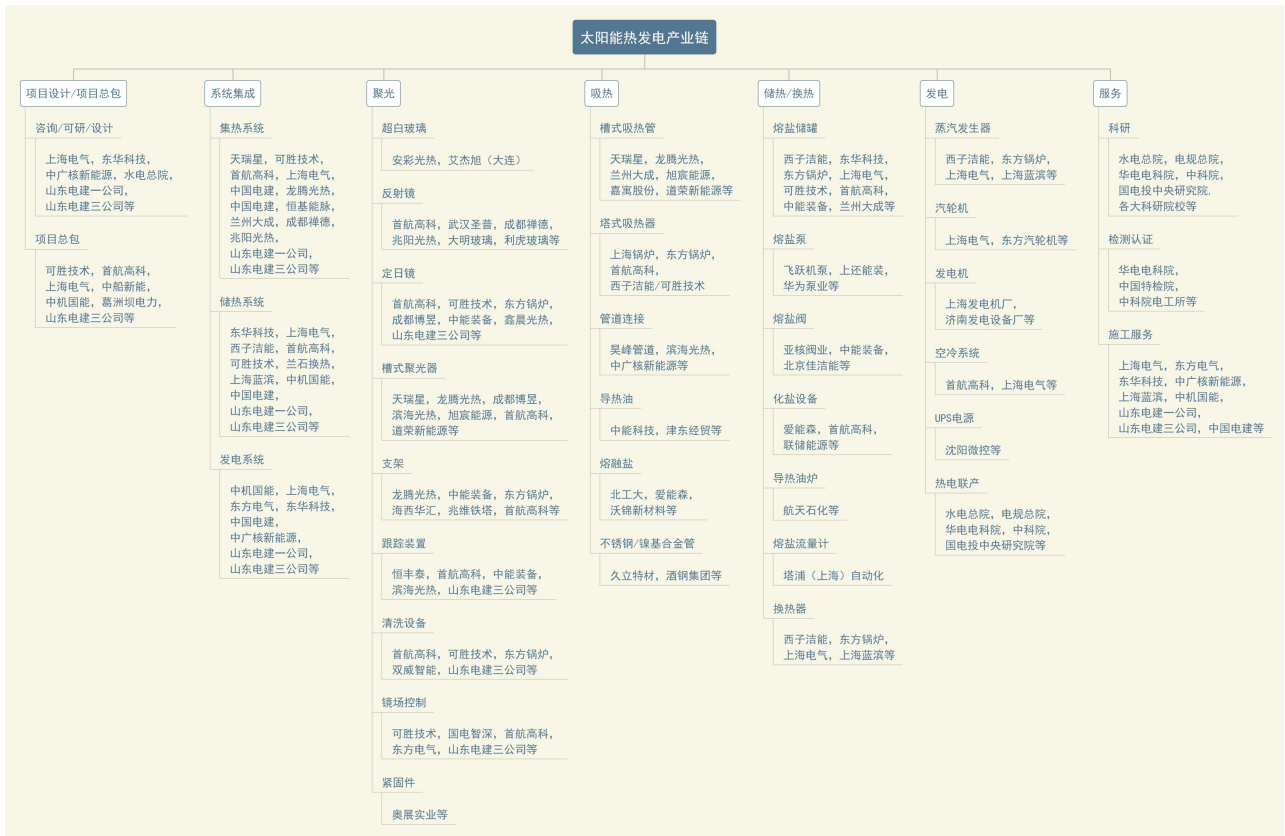
根据国家太阳能光热产业技术创新战略联盟《中国太阳能热发电行业蓝皮书 2022》太阳能热发电产业链可分为 7 个环节，分别为项目设计/项目总包、系统集成、聚光、吸热、储热/换热、发电和服务，产业链相关的企事业单位约六百家，其中，太阳能热发电行业特有的聚光、吸热、传储热系统相关从业企业数量占比约 55%，聚光领域从业企业数量最多，约 170 家。

我国太阳能热发电产业链的主要原材料，如钢铁、水泥、超白玻璃、高温吸热及传储热材料（导热油、熔融盐）、保温材料等，这些原材料资源丰富，且易于获取和安全，反射镜、定日镜、塔式吸热器、槽式聚光器、槽式吸热管、高精度传动箱、支架、就地控制器、储热装置/系统、滑压汽轮机等产业链核心装备自主知识产权的也在不断发展。

2016 年国家能源局启动的首批 20 个光热发电示范项目推动了我国光热发电技术产业化发展，也带动了相关企业通过自主创新突破了多项光热发电的核心技术，根据国家能源局，截至 2022 年底，我国并网发电光热发电示范项目共 9 个，总容量 55 万千瓦。在我国第一批光热发电示范项目中，设备、材料国产化率超过 90%，相关技术及装备具备较好的可靠性和先进性。

随着我国新能源转型步伐加快，火电装机量占比在逐步下降，传统的煤电设备制造业面临产能过剩的形势。光热发电系统的发电原理与火电系统基本相同，都是通过产生高温高压的蒸汽驱动汽轮机运动，从而带动发电机发电。光热发电和火力发电的不同点

在于热量的来源，火电主要以煤炭、石油和天然气等化石燃料作为热量来源，加热水产生蒸汽；而光热发电则以太阳光作为热量来源，通过聚光集热将某种传热工质加热到高温，再经过热量转换装置产生高压蒸汽驱动汽轮机运作。光热发电与火力发电的原理和后端技术设备基本相同，光热发电站使用到的蒸汽发生系统、换热器、汽轮机发电机组、泵、阀门、高温管道等设备和材料，也是国内煤电设备制造企业的优势产品，所以光热发电行业的发展为煤电设备制造业带来转型机遇的同时，煤电设备制造业也能满足光热发电行业的设备和材料需求。

图 14：太阳能热发电产业链


数据来源：国家太阳能光热产业技术创新战略联盟，东莞证券研究所整理

经过多年的发展，目前我国已建立了具有完全自主知识产权的太阳能热发电行业全产业链，具备了支撑太阳能热发电大规模发展的产品供应能力。根据国家太阳能光热产业技术创新战略联盟，正常情况下，目前我国关键产品部件的制造产能可支撑不低于3GW/年的光热发电项目建设。

表 6：我国太阳能热发电关键部件和材料生产线及产能情况

关键部件生产线	数量(条)	产能
太阳能超白玻璃原片	5	9200 万平米
槽式玻璃反射镜	6	2350 万平米
平面镜	6	3360 万平米
槽式真空吸热管	10	100 万支

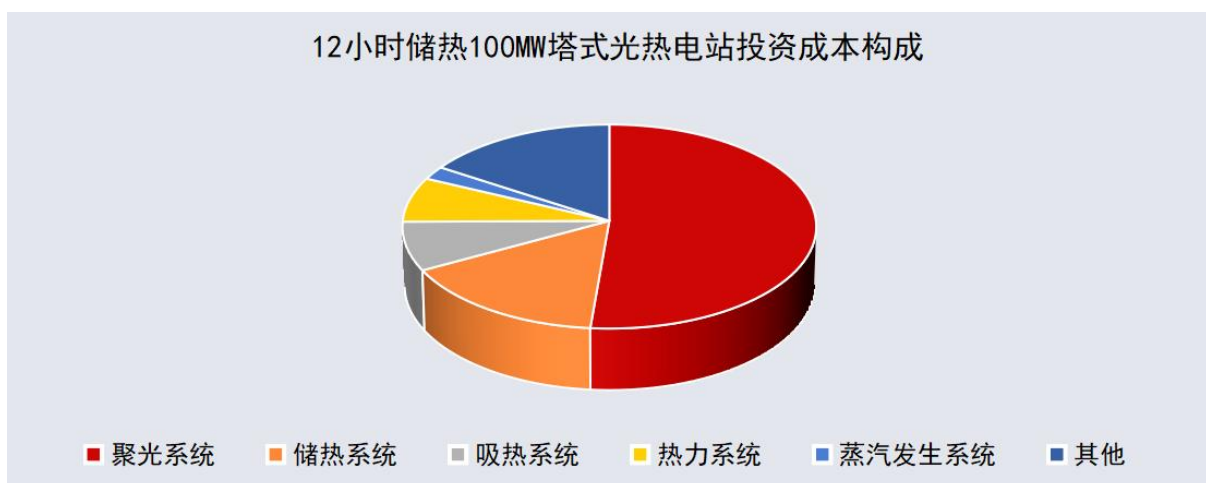
跟踪驱动装置	21	2 万套
导热油 (联苯和联苯醚混合物)	2	4 万吨(联苯产量)
熔融盐 光热发电用熔盐为 60%硝酸钠和 40%硝酸钾的混合物)	15	60 万吨(熔盐级硝酸钾产能约 73 万吨, 硝酸钠产能约 35 万吨)

资料来源：国家太阳能光热产业技术创新战略联盟，东莞证券研究所

根据国家太阳能光热产业技术创新战略联盟的统计，我国已经并网运行的 8 座太阳能光热示范电站共使用反射镜 691.3 万平方米，国内供货占比约 91%；熔盐 21.5 万吨，均为国内企业供货。光热示范电站中使用的定日镜、镜场控制系统、吸热器、换热器等国产核心设备运行稳定，各项性能指标均能达到预期。进口熔盐泵已基本运行稳定，国产熔盐泵也已在试用阶段，目前基本运行稳定，长时间的运行效果有待进一步验证。国产汽轮发电机组经过多次优化和整改，目前也能够实现长时间稳定运行。

光热电站投资成本构成主要是集热系统（含聚光系统和吸热系统）、储换热系统（含储热系统和蒸汽发生系统）、热力系统等，其他费用包括供水系统、水处理系统、热工控制系统、电气系统、附属生产工程和厂址相关工程等。集热系统和储换热系统成本合计约 77%左右，是太阳能光热发电站造价最核心的成本因素。从光热电站具体各部分的设备成本构成来看，包括定日镜的成本、吸热器的成本、场地的成本、吸热塔的成本等，吸热塔的成本主要取决于塔的高度。

图 15：12 小时储热 100MW 塔式太阳能光热电站投资成本构成



数据来源：国家太阳能光热联盟，可胜技术，东莞证券研究所

定日镜本身的投资成本在整个塔式太阳能光热发电系统总投资中占有较大比例，总成本与定日镜面积和数量有关。定日镜是塔式太阳能光热发电站最基本的光学单元体。

定日镜由反射镜、支架跟踪装置等部件组成。定日镜是一种安装在刚性金属结构上可双轴自动跟踪太阳的聚焦型反射镜，由控制系统根据太阳位置进行方位和角度的调整，以接收太阳辐射并以机械驱动方式使太阳辐射恒定地朝一个方向反射，进入位于吸热塔顶部的吸热器表面并能自动翻转或收拢，以防止大风、冰雹等对其造成损坏。

从镜面材料而言，主要有张力金属膜反射镜和玻璃反射镜两种反射镜。张力金属膜反射镜的镜面是用 0.2~0.5mm 厚的不锈钢等金属材料制作而成，可以通过调节反射镜内部压力来调整张力金属膜的曲度，这种定日镜反射率较低、结构复杂。目前已建成投产的塔式太阳能光热发电站以及待建、拟建项目的定日镜均采用玻璃反射镜。玻璃反射镜重量轻，抗变形能力强，反射率高且易清洁，其采用的大多是玻璃背面反射镜。由于银的太阳吸收比低，反射率可达 97%，所以银是适合用于太阳能反射的材料之一。

定日镜价格受制造定日镜及相关部件的产能影响很大。小面积定日镜一般指单镜面积小于 10m² 的定日镜，中型面积定日镜一般指单镜面积 10~50m² 的定日镜，大型面积定日镜一般指单镜面积 50~120m² 的定日镜，超大型面积定日镜一般指单镜面积 120m² 以上的定日镜。根据国内首批示范项目塔式光热电站定日镜投标价格分析，中型面积定日镜相对其他面积类型的定日镜成本更低。根据《塔式太阳能光热发电站设计》，定日镜成本下降的因素主要有：规模效应带来的加工费用和运输费用降低；更轻便的定日镜设计降低相关材料费用；动力设备的优化设计降低该部件成本。预计当规模达到 2GW/年时，随着制造工艺的成熟及批量制造带来的规模化效应，定日镜零部件的加工成本将有大幅的降低，定日镜成本预期降幅 55% 以上。

土地成本在总投资成本中也占有一定比例。为了降低土地的投资成本，定日镜场的布置首先考虑安装、检修及清洗定日镜、更换传动箱等部件所需要的工作空间。同时为了降低电价成本，在不过多增大占地面积的条件下，尽可能把定日镜布置在光学效率较高的区域，并避免相邻定日镜之间发生过多的遮挡。同时也要考虑到与吸热器之间的配合，提高定日镜场光学效率以增加电站年发电量。总体上可以通过选取定日镜面积、定镜数量、吸热塔高度、定日镜之间间距定日镜与吸热塔之间的相对位置、吸热器外形及尺寸等多个变量，来优化定日镜场的布置，力争在定日镜场投资成本最小的条件下，使吸热器受热面获得最多的太阳辐射能。

根据 CSPPLAZA，目前，光热发电成本仍然相对较高，度电成本约 0.65~0.85 元/kWh。以 100MW 装机（12h 储热）塔式光热电站为例，光热发电初始投资约 25~30 元/W，其中聚光和集热系统的成本占比超过 50%。据国际可再生能源署统计，2021 年全球光热发电平准化度电成本为 0.764 元/千瓦时，显著高于风电 0.221 元/千瓦时、光伏 0.322 元/千瓦时。当前国内塔式光热电站主要设备和技术已得到了较大的进展，未来随着更多光热发电建设项目的落地，通过更多项目的建设、运行和优化，冷、热熔盐泵、吸热器材料等进口设备材料的国产化比例有望提升，光热发电的系统效率也将继续提高并进一步降低成本，提升光热发电的经济性。

表 7：我国某 50MW 熔盐塔式光热电站相关设备和材料使用及供应情况

设备或材料名称	一个项目使用量	供应商产能(业主调研)
定日镜	20 平米定日镜 2.7 万台	10 万套

熔盐	1.5 吨	50~100 万吨
不锈钢材料	1200 吨	大于 100 万吨
水泥	2.6 万吨	大于 1 亿吨
碳钢(含钢筋)	0.9 万吨	大于 1 亿吨
保温材料	130 吨	大于 1 万吨
熔盐储罐	2 台	大于 100 台套
熔盐换热器	10 台	大于 500 台套
阀门	280 台	大于 1 万台
熔盐吸热器	1 台	大于 20 台套
玻璃	70 万平方米	大于 5000 万平米
吸热管	34 吨	
熔盐吸热器涂层	0.3 吨	
熔盐流量计	10 台	
熔盐泵	10 台	
熔盐阀门	120 台	
红外热成像仪	8 台	

资料来源：国家太阳能光热产业技术创新战略联盟，东莞证券研究所

目前，塔式太阳能光热发电常用的传热工质有熔融盐、水和空气。一般要求传热工质具备工作温度高，热稳定性强，传热性能佳，热传递损失小，低蒸汽压，低凝固点，材料相容性好，经济性好等特性。

熔融盐可以在较低的工作压力下获得更高的使用温度，其工作温度通常在 450C 以上，且耐热稳定性好，其传热系数是其他有机载体的两倍，而且使用温度在 600C 以下时几乎不产生蒸汽。因此，通常传热工质会首选稳定性好、价格低廉、熔点合适的熔融盐。目前，熔融盐已被广泛应用于太阳能光热发电系统，被广泛使用的熔融盐主要有太阳盐(Solar Salt)、Hitec 和 Hitec XL。

塔式太阳能热发电常用的液体显热储热介质为熔融盐。熔融盐具有离子熔体具有良好的导电性，其温度使用范围为 300~1000C，具有相对的热稳定性，且熔融盐输送压力低，热容量大，具有低的流动黏度、较高的溶解能力和化学稳定性。例如，中控德令哈 50MW 塔式光热示范电站，采用熔融盐作为传热和储热介质，工作温度为 290~565C，储热系统由一个冷盐罐和一个热盐罐组成，储热容量为 869MWh，可满足汽轮发电机组满负荷运行 7h。

通常，熔融盐吸热器采用典型的双储罐系统。双储罐系统是利用热罐直接存储来自吸热器的热熔融盐传热流体，冷罐存储经蒸汽发生器放热后的冷熔融盐传热流体。双储罐系统的优点是冷、热流体分开存储，但是由于需要设置两个储热罐，所以也增加了一定的储热成本。

表 8：显热储热材料的特性比较

电站名称	传热介质	储热介质
青海中控德令哈项目	熔融盐塔式，6h 熔融盐储热	青海中控太阳能发电有限公司
北京首航敦煌项目	熔融盐塔式，11h 熔融盐储热	北京首航艾启威节能技术股份有限公司

中国电建西北院共 和项目	熔融盐塔式，6h 熔融盐储热	中国电建西北勘测设计研究院有 限公司
中国能建哈密项目	熔融盐塔式，8h 熔融盐储热	中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司
国电投黄河德令哈 项目	水工质塔式，3.7h 熔融盐储热	国电投黄河上游水电开发有限责任公司
三峡新能源金塔项目	熔融盐塔式，8h 熔融盐储热	中国三峡新能源有限公司
玉门鑫能项目	熔融盐塔式，熔融盐二次反射 6h	玉门鑫能光热第一电力有限公司
北京国华电力项目	熔融盐塔式，10h 熔融盐储热	北京国华电力有限责任公司
达华尚义项目	水工质塔式，4h 熔融盐储热	达华工程管理(集团)有限公司、中国科学院电工研究所

资料来源：《塔式太阳能光热发电站设计》，东莞证券研究所

3. 光热发电行业市场空间广阔，未来有望迎来快速发展期

3.1 未来风光大基地+光热发电有望呈联合发展趋势

在“双碳”背景下，全球的风电、光伏装机量仍有巨大增长空间，基于光热发电自带储能特性，通过微网技术，其可与光伏、风电组合，提升国内可再生能源的并网比例，进而形成了“光热储能+多能互补”的全新形式，从而促进风电和光伏的随机性波动性电源的消纳，提高新能源电力供应的发电质量，改善弃光弃风的情况，提高电网运行的安全性和稳定性。

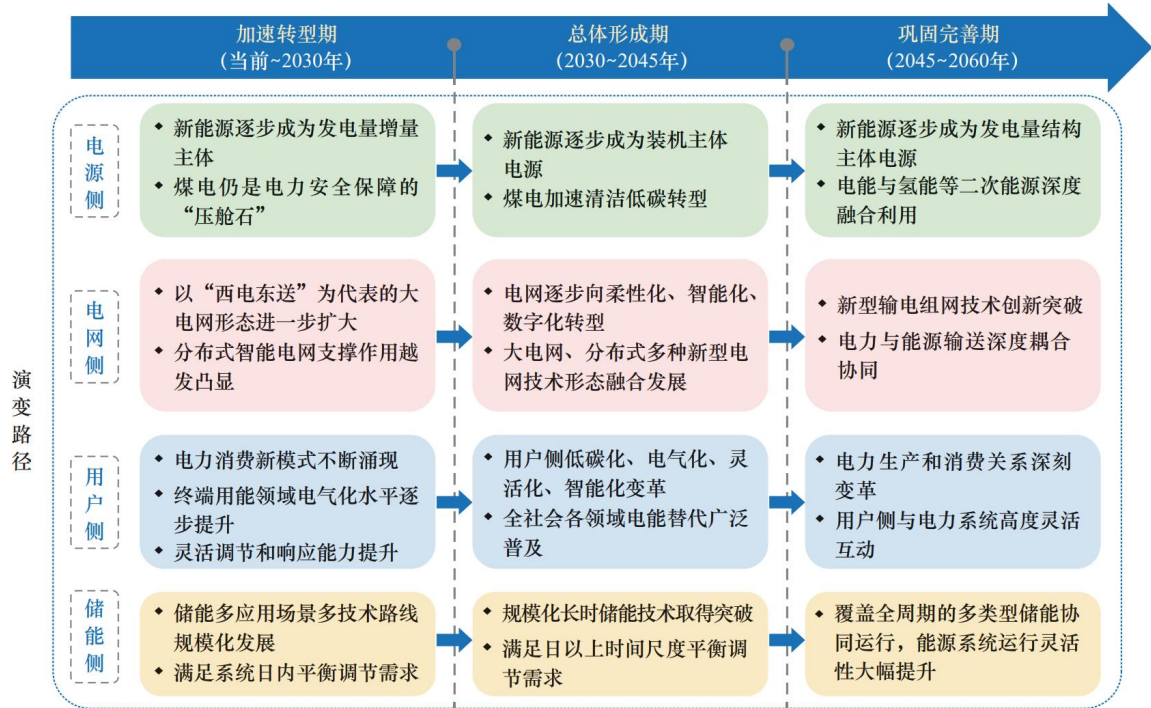
2022年下半年，我国光热发电产业进入了新发展阶段。在太阳能资源丰富的青海、甘肃、新疆、内蒙、吉林、西藏等省区，以“光伏（风电）+光热”组成的可再生能源基地模式，正在成为我国新能源发展的新业态。光热电站既可以作为清洁能源提升新能源发电比例，又可以起到类似于火电的稳定器作用，被重新定位成集“发电、储能”为一体的技术，对电网的安全、稳定运行具有重大意义，随着光热电站规模扩大，有望成为我国新型电力系统的压舱石，实现跨越式增长。

国内首批光热电站示范项目由于镜场面积大，发电小时数多，因此收益也较大。但是与首批光热示范项目不同，目前在建的风光热大基地项目统一执行平价上网政策，光热发电是作为风电光伏这种不稳定电源的调节电源发挥灵活调节能力的，对项目开发商而言，目前不仅仅是单纯追求光热项目的发电量，而是希望通过用较低的光热投资成本来换取相应的调节能力。目前落地的风光热大基地项目大都按照风电光伏：光热=7：1或9：1搭配，即低比例的光热发电系统在大基地项目中主要凭借高性价比的储热系统来起到调峰作用，即光热发电只需在夜间或风电、光伏等间歇性电源无法稳定出力时保障系统可以根据实际需要实现稳定输出。

2023年6月2日，国家能源局发布《新型电力系统发展蓝皮书》（《蓝皮书》），当前至2030年期间，随着新能源逐步成为发电量增量主体，叠加以“西电东送”为代表的大电网形态进一步扩大，“光热储能+多能互补”的形式将迎来规模化发展机遇。2023年5月，新疆维吾尔自治区发展和改革委员会、国家能源局新疆监管办公室、国网新疆电力有限公司联合发布《关于加快推进新能源及关联产业协同发展》的通知提到，

以风电、光伏与储热型光热发电一体化建设方式满足园区新增用电的，光伏与光热配置比例为 9 : 1；风电与光热配置比例按 $9x$ （上一年度区域光伏平均利用小时数/风电平均利用小时数）：1 计算，原则上不超过 6:1。根据上述通知的要求，光伏与风电配置一定比例的储热型光热发电有利于进一步发挥新疆风光资源优势，加快大型清洁能源基地建设，推进新能源与关联产业集群高质量发展，未来国内的光伏（风电）+光热组成的可再生能源基地模式有望向呈联合发展趋势。

图 16：新型电力系统建设“三步走”发展路径

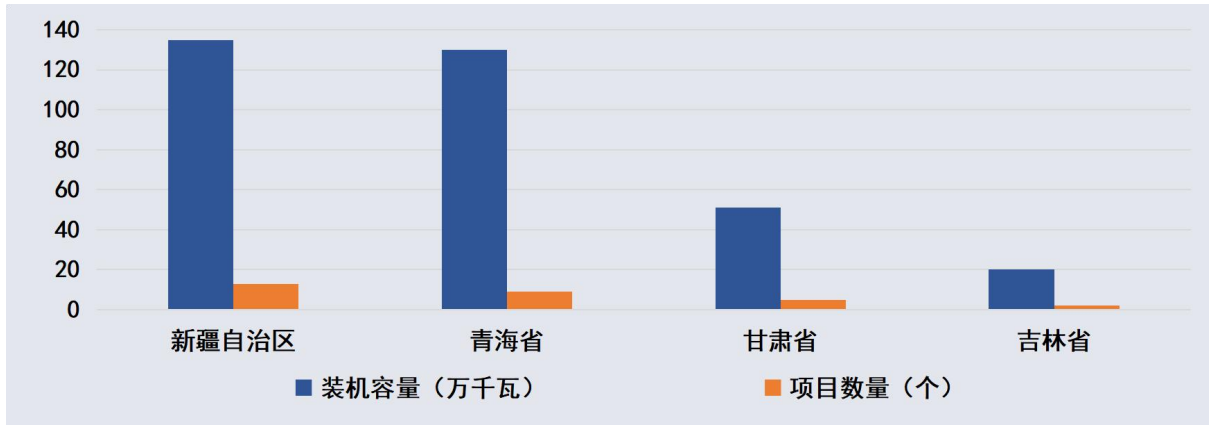


资料来源：国家能源局，东莞证券研究所

3.2 光热发电行业迎来规模化发展机遇，今年光热发电项目落地有望提速

根据国家太阳能光热产业技术创新战略联盟，青海、新疆、甘肃和吉林目前已公布列入名单的 29 个太阳能热发电项目合计装机容量约 3.36GW，这些项目预计将在 2023 年或 2024 年前投产。

图 17：中国光热发电累计装机容量



数据来源：国家太阳能光热联盟，东莞证券研究所

根据 CSPPLAZA 和国家能源局数据，第一、二批沙戈荒大基地中已经明确光热发电项目约 1.5GW。已上报沙戈荒风光大基地实施方案中提出光热发电项目 2.8GW(包括内蒙古 800MW、甘肃 700MW、青海 1000MW、宁夏 100MW，新疆 200MW)。配建光热的大型风光基地风光中，风光装机和光热的装机配比约为 8：1。

表 9：风光大基地规划光热装机容量与占比

项目所在省份	风电、光伏容量(万千瓦)	光热发电容量(万千瓦)	比例
吉林	120	20	6:1
甘肃	308	51	6:1
青海	715	90	8:1
新疆	1215	135	9:1
西藏	10	5	2:1
合计	2368	301	8:1

资料来源：CSPPLAZA，国家能源局数据，东莞证券研究所

今年 4 月，国家能源局发文称，力争“十四五”期间，全国光热发电每年新增开工规模达到 300 万千瓦左右。近期光热项目招标和中标公告陆续增多，根据 CSPPLAZA 不完全统计，2023 年 6 月已有 11 个光热项目共计 20 个相关标的已完成招标，今年光热发电项目落地有望提速。

表 10：2023 年 6 月部分中标光热项目清单

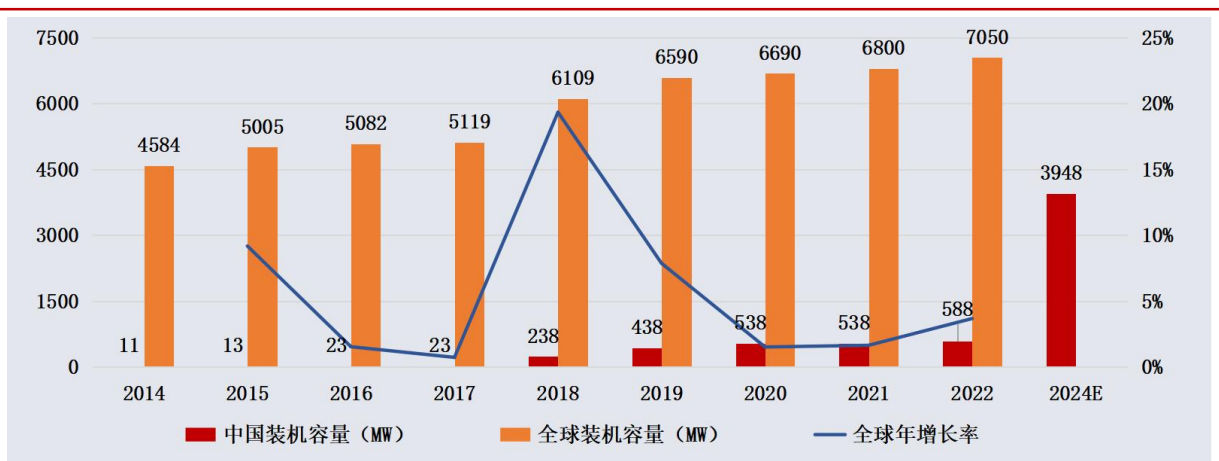
项目编号	项目名称	中标单位	日期
1	中国电建新能源公司若羌县 10 万千瓦光热(储能)+90 万千瓦光伏示范项目光热 EPC 总承包	山东电力建设第三工程有限公司-中国水利水电第一工程局有限公司-中国电建集团江西省电力设计院有限公司(联合体)	6.5
2	中核玉门 10 万千瓦光热工程 EPC 第 2 批辅机设备 001 熔盐电加热器	西安慧金科技有限公司	6.6
2	玉门 10 万千瓦光热储能工程造价咨询服务	北京江河润泽工程管理咨询有限公司	6.14
3	辽河油田电热熔盐储热注汽试验站工程熔盐电加热器招标(二次)	安徽华瑞电气有限公司	6.6

3	辽河油田电热熔盐储热注汽试验站工程熔盐开关阀、止回阀	上海亚核阀业成套有限公司	6.9
4	中广核新能源德令哈公司硝酸盐采购(第2次)	交城县鼎盛化工有限公司	6.7
5	阿克塞光热+光伏试点项目 EPC 工程总承包厂前区供暖系统	宁波肯迪机电设备有限公司	6.9
5	阿克塞光热+光伏试点项目 EPC 蓄电池组与直流电源系统	深圳奥特迅电力设备股份有限公司	6.9
5	阿克塞光热+光伏试点项目 EPC 工程总承包 SIS/MIS 系统	南京科远智慧科技集团股份有限公司	6.9
5	阿克塞光热+光伏试点项目 EPC 工程总承包发变组保护装置	南京南瑞继保工程技术有限公司	6.9
5	阿克塞新能源光热+光伏项目 EPC 分散控制系统(DCS)	杭州和利时自动化有限公司	6.19
6	南非红石光热电站项目其它装置性材料及五金材料	青岛瀚泽成套设备有限公司	6.9
6	南非红石 100MW 熔盐塔式光热电站项目 DCS 设备增补	西安悦杰测控有限公司	6.16
7	青豫直流二期三标段海西基地 10 万千瓦光热工程主变压器设备	山东泰开变压器有限公司	6.21
7	青豫直流二期三标段海西基地 10 万千瓦光热工程桥式起重机、电动单梁起重机设备	河南卫华重型机械股份有限公司	6.21
8	博州 100MW 光热项目 PC 总承包	甘肃省安装建设集团有限公司与恒基能脉新能源科技有限公司(联合体)	6.21
9	西藏扎布耶源网荷储一体化综合能源供应项目熔盐截止阀	上海什尚能源科技有限公司	6.30
10	阿里 150MW 雪域高原“零碳”光储热电示范项目(50MW 光热部分)冷盐泵设备	北京品德技术有限公司	6.30
10	阿里 150MW 雪域高原“零碳”光储热电示范项目(50MW 光热部分)热盐泵设备	北京品德技术有限公司	6.30
11	中广核吉西鲁固直流 100MW 光热工程 EPC 总承包	中国电建集团中南勘测设计研究院有限公司	6.30

资料来源：GSPPLAZA，东莞证券研究所

截至 2022 年，我国光热发电累计装机规模已达 588MW，在全球光热发电累计装机容量中占 8.3%，位居全球第三。若上述这些项目按照在 2024 年年底并网进行统计，则到 2024 年年底我国光热发电累计装机容量有望达 3948MW，2022-2024 年年均复合增速有望达到 159%。

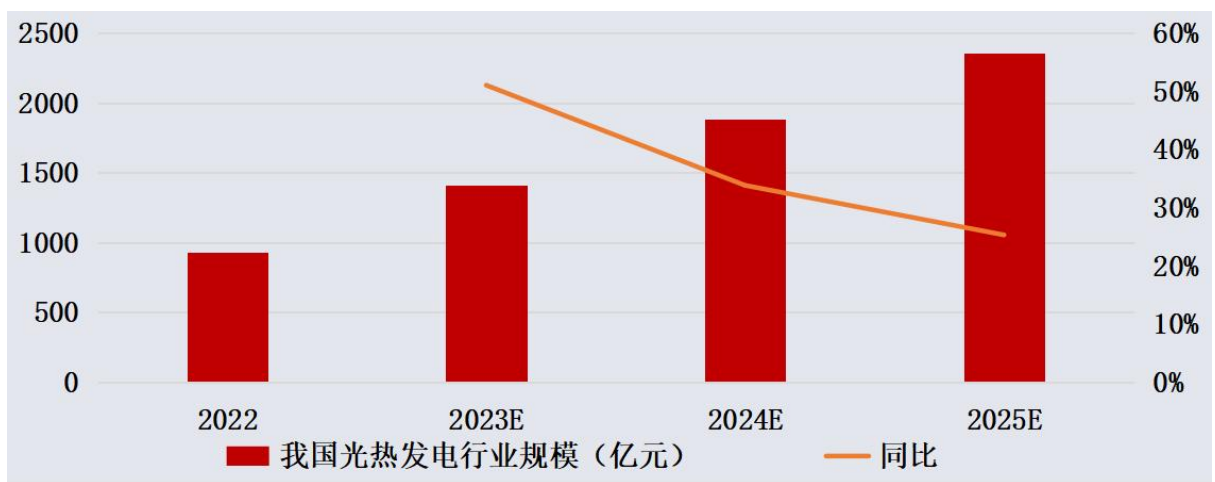
图 18：全球和中国光热发电累计装机容量



数据来源：国家太阳能光热联盟，东莞证券研究所

根据首航高科公告，目前建设 300 万千瓦规模的光热电站投资规模约 450 亿元-500 亿元，由于国内已建成多个示范项目并突破了多项关键技术，关键设备国产化率达到了 9 成以上，因此目前投资建设相同规模的光热电站的成本较过去已有所降低。因此，若按照均值测算，即建设 300 万千瓦光热电站投资额为 475 亿，保守估计 2022 年中国光热发电行业规模约 931 亿元，至 2025 年将达到 2356 亿元，即 2023-2025 年三年间行业市场规模扩容 1425 亿元，2022-2025 年年均复合增速达 36%。

图 19：中国光热发电行业规模测算



数据来源：首航高科公告，东莞证券研究所整理

4. 投资策略和重点公司

截至 2022 年，我国光热发电累计装机规模已达 588MW，在全球光热发电累计装机容量中占 8.3%，根据目前已公布的项目，按照在 2024 年年底并网进行统计，则到 2024 年年底我国光热发电累计装机容量有望达 3948MW，2022-2024 年年均复合增速有望达到 159%，光热发电行业将迎来规模化发展机遇，可关注相关具备领先技术优势的核心设备企业及大型的项目开发建设企业。

建议关注：具备核心设备和材料的自主技术的企业，以及大型的光热电站项目设计和建设企业，建议关注西子洁能（余热锅炉、吸热器、换热器、熔盐储罐）、安彩高科（光热玻璃）、中国电建（光热电站 EPC）、东方电气（聚光集热系统）、东方电热（电加热器）。

西子洁能：西子洁能作为国内余热锅炉行业的领先企业，先后参与多项余热锅炉产品的国家标准和行业标准的制定工作，自主研发的“适用于光热与储热系统的大功率熔盐吸热器与熔盐蒸汽发生系统”应用于青海德令哈 50MW 塔式熔盐储能光热发电项目，其平均发电量达成率为全球同类型电站投运后同期的最高纪录。目前，公司已深度参与熔盐储能技术在光热电站、清洁供热、火电灵活性改造等领域，具有领先的技术和市场先发优势，根据公司 2022 年业绩说明会，在光热电站项目中，公司提供的产品金额约占项目总投资的 20%。2022 年，公司实现新增订单 77.8 亿元，其中余热锅炉新增订单 31 亿

元，截至 2022 年底，公司实现在手订单 84.2 亿元。公司余热锅炉订单充足，未来有望支撑业绩实现增长。

同时，公司参股可胜技术（原浙江中控太阳能技术有限公司），截至 2022 年末持有可胜技术 7.84% 股权，可胜技术是熔盐储能光热发电解决方案提供商，已成功掌握从聚光、集热、储热到发电的全流程塔式光热发电核心技术，并建立起光热发电全产业链，实现了核心装备的产业化、国产化。同时，可胜技术开发了一整套高温熔盐储能解决方案，形成了一系列涵盖工艺包设计、关键设备研发、工程设计及建设管理、储能调试及运维等专有技术，并已实现熔盐储能相关产品的规模化生产。

安彩高科：光热玻璃产品可用于太阳能光热电站，公司全资子公司安彩光热科技是目前国内少数能够批量生产光热玻璃的企业之一，安彩光热科技拥有一台 600t/d 的超白浮法玻璃窑炉及配套深加工生产线，具备超白浮法玻璃、光热玻璃等生产能力，产品主要应用于高端建筑领域和太阳能光热电站。2022 年公司研发费用为 0.88 亿元，同比增长 77%，主要是加大对光伏玻璃、光热玻璃等研发投入。公司超白浮法玻璃透过率、自爆率指标，光热玻璃产品全光谱透过率、耐候性、弹性模量、硬度等关键指标处行业先进水平。公司积极布局光热玻璃基板企业认证，目前已获得国内外多家企业认可，有望为公司未来取得新的利润增长点打下基础。

中国电建：中国电建电建新能源公司中国电建集团共和于 2023 年投建共和 100 万千瓦光伏光热项目正在有序推进中，该项目属国家第二批沙戈荒大基地重点建设项目，包含光伏发电 90 万千瓦和配套太阳能热发电 10 万千瓦。中国电建正进一步加大在光热产业方面的投资力度，现已投产 5 万千瓦、在建 35 万千瓦光热项目，包括共和 10 万千瓦光热项目、新疆托克逊 10 万千瓦光热项目、新疆若羌 10 万千瓦光热、吉林吉西 5 万千瓦光热项目，承建 19 万千瓦光热项目（包括西藏扎布耶 4 万千瓦光热项目、格尔木三峡 10 万千瓦光热项目、海西州鲁能 5 万千瓦光热项目。在海外，中国电建已交付 35 万千瓦光热项目，包括摩洛哥努奥二期 20 万千瓦槽式光热电站、摩洛哥努奥三期 15 万千瓦塔式光热电站，并承揽南非红石 10 万千瓦塔式光热电站。根据 CSPPLAZA，中国电建在“十四五”期间计划投资 150 万千瓦光热装机规模，并逐步突破储能时长 12 小时的技术难关，公司未来业绩有望受益于全球光热行业的发展。

东方电气：公司下属子公司从 2009 年即布局太阳能光热发电关键设备和技术，已经掌握了完整先进的聚光集热与储换热系统集成技术，具备关键核心设备的研制能力和熔盐塔式光热电站整体解决方案，形成了光热镜场、吸热器、储换热系统等全产业链内关键的技术设计与设备制造的核心竞争力。公司研制的新疆首个光热电站——哈密 50 兆瓦塔式光热发电项目已于 2021 年 9 月实现满负荷运行，且近日成功中标了甘肃阿克塞 110MW 光热发电项目聚光集热系统设备。东方电气的控股子公司东方电气集团东方锅炉股份有限公司具有环境工程设计、电力工程施工总承包等资质和能力，能提供太阳能光热发电 EPC 总包，中高温储热供能技术等系统解决方案。

东方电热：公司生产的熔盐储能用电加热器可用于光热发电领域，公司为西安热工研究院储能调峰项目生产的熔盐电加热器及其控制系统为国内首台套成功项目。公司目前正在洽谈的熔盐储能项目规模有 200MW，正在对接、即将招标的项目规模为 2*75MW，今年

有望预期落地订单金额为 1-2 亿元，另外，公司还在跟踪对接的处在前期规划的项目规模约 600MW，未来若项目及订单成功落地，有望带动公司业绩增长。

表 11：公司盈利预测及投资评级（截至 2023 年 7 月 28 日）

代码	名称	股价 (元)	EPS				PE				评级	评级 变动
			2022A	2023E	2024E	2025E	2022A	2023E	2024E	2025E		
002534	西子洁能	14.73	0.28	0.46	0.74	0.91	53	32	20	16	买入	维持
600207	安彩高科	5.31	0.09	0.19	0.27	0.36	59	28	20	15	买入	首次
601669	中国电建	5.91	0.71	0.77	0.92	1.09	8	8	6	5	买入	首次
600875	东方电气	18.78	0.92	1.24	1.64	1.96	21	15	11	10	买入	首次
300217	东方电热	5.86	0.20	0.35	0.43	0.52	29	17	14	11	买入	首次

资料来源：iFinD，东莞证券研究所

5. 风险提示

（1）原材料价格大幅波动风险：钢材、玻璃等原材料是光热发电行业的设备制造过程中主要的原材料，制造业企业的原材料成本占主营业务成本比例较高，原材料价格大幅波动可能会给企业带来生产成本上升或者存货跌价等风险，将直接影响企业主要产品的销售价格、生产成本及毛利率等，从而对企业的盈利水平造成一定的不利影响，导致企业经营业绩出现波动；

（2）新型电力系统建设及光热电站项目的建设进度不及预期风险：国家新型电力系统的建设关系国计民生的重要基础能源产业和公用事业，受到国家宏观经济的较大影响。未来宏观经济的周期性波动，可能致使相关行业的经营环境发生变化，并使固定资产投资或技术改造项目投资出现调整，从而影响到新型电力系统建设及光热发电电站项目的建设进度；

（3）光热发电行业政策支持力度不及预期风险：国家、各级地方政府出台的多项积极的政策和措施，推动了光热发电行业的发展，但光热发电行业仍处发展初级阶段，如果国家对光热产业的政策指引和支持力度不及预期，将会影响行业的规模化发展进程。

东莞证券研究报告评级体系：

公司投资评级	
买入	预计未来 6 个月内，股价表现强于市场指数 15%以上
增持	预计未来 6 个月内，股价表现强于市场指数 5%-15%之间
持有	预计未来 6 个月内，股价表现介于市场指数±5%之间
减持	预计未来 6 个月内，股价表现弱于市场指数 5%以上
无评级	因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，导致无法给出明确的投资评级；股票不在常规研究覆盖范围之内
行业投资评级	
超配	预计未来 6 个月内，行业指数表现强于市场指数 10%以上
标配	预计未来 6 个月内，行业指数表现介于市场指数±10%之间
低配	预计未来 6 个月内，行业指数表现弱于市场指数 10%以上

说明：本评级体系的“市场指数”，A股参照标的为沪深 300 指数；新三板参照标的为三板成指。

证券研究报告风险等级及适当性匹配关系	
低风险	宏观经济及政策、财经资讯、国债等方面的研究报告
中低风险	债券、货币市场基金、债券基金等方面的研究报告
中风险	主板股票及基金、可转债等方面的研究报告，市场策略研究报告
中高风险	创业板、科创板、北京证券交易所、新三板（含退市整理期）等板块的股票、基金、可转债等方面的研究报告，港股股票、基金研究报告以及非上市公司的研究报告
高风险	期货、期权等衍生品方面的研究报告

投资者与证券研究报告的适当性匹配关系：“保守型”投资者仅适合使用“低风险”级别的研报，“谨慎型”投资者仅适合使用风险级别不高于“中低风险”的研报，“稳健型”投资者仅适合使用风险级别不高于“中风险”的研报，“积极型”投资者仅适合使用风险级别不高于“中高风险”的研报，“激进型”投资者适合使用我司各类风险级别的研报。

证券分析师承诺：

本人具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，以勤勉的职业态度，独立、客观地在所知情的范围内出具本报告。本报告清晰准确地反映了本人的研究观点，不受本公司相关业务部门、证券发行人、上市公司、基金管理公司、资产管理公司等利益相关者的干涉和影响。本人保证与本报告所指的证券或投资标的无任何利害关系，没有利用发布本报告为自身及其利益相关者谋取不当利益，或者在发布证券研究报告前泄露证券研究报告的内容和观点。

声明：

东莞证券股份有限公司为全国性综合类证券公司，具备证券投资咨询业务资格。

本报告仅供东莞证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告所载资料及观点均为合规合法来源且被本公司认为可靠，但本公司对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，可随时更改。本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可跌可升。本公司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，亦可因使用不同假设和标准、采用不同观点和分析方法而与本公司其他业务部门或单位所给出的意见不同或者相反。在任何情况下，本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并不构成对任何人的投资建议。投资者需自主作出投资决策并自行承担投资风险，据此报告做出的任何投资决策与本公司和作者无关。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任，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。本公司及其所属关联机构在法律许可的情况下可能会持有本报告中提及公司所发行的证券头寸并进行交易，还可能为这些公司提供或争取提供投资银行、经纪、资产管理等服务。本报告版权归东莞证券股份有限公司及相关内容提供方所有，未经本公司事先书面许可，任何人不得以任何形式翻版、复制、刊登。如引用、刊发，需注明本报告的机构来源、作者和发布日期，并提示使用本报告的风险，不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。未经授权刊载或者转发本证券研究报告的，应当承担相应的法律责任。

东莞证券股份有限公司研究所

广东省东莞市可园南路 1 号金源中心 24 楼
 邮政编码：523000
 电话：（0769）22115843
 网址：www.dgzq.com.cn