



# 政策+市场双加持 光热发电站上规模化新风口

文/工商部 范昱希

## 摘要

光热发电通过集热-储能-热力-发电的耦合实现“发电+储能”的一体化能力，具有稳定输出、广域调峰的独特优势，然而其本身的经济成本、技术复杂程度使得其发展速度滞后于光伏发电等其他发电方式，但随着新能源发电渗透率不断提升，“调峰需求高企+储能供给不足”催生光热发电市场需求。同时，经过行业示范项目不断优化、技术不断迭代，当前光热发电已初步具备规模化基础，但仍存在诸多亟待解决的难点，2025年12月《关于促进光热发电规模化发展的若干意见》（以下简称“《意见》”）的出台，成为光热发电行业从示范探索迈向规模化发展的核心政策节点，为行业发展划定了清晰目标与路径。整体来看，光热发电作为构建新型电力系统重要抓手，其对能源低碳转型与能源安全保障具有关键意义，在市场需求与政策引导的双重加持下，行业将迎来规模化发展窗口期。

## 一、光热发电核心特征与技术路径

光热发电即为太阳能热发电，与我们熟知的光伏发电相比，虽然仅有一字之差，但其工作原理、功能属性、低碳特征大不相同，这种差异决定了二者发展路径与应用场景的不同。

从工作原理来看，光热发电是将太阳辐射转化为热能，通过热功转换过程发电，由集热系统、储热换热系统和热-功-电转换系统三部分组成，天然具备“发电+储能”一体化能力，无需额外配备储能；光伏发电是利用半导体材料的光生伏打效应实现“光-电”直接转换，但发电受光照条件影响显著，如需稳定发电需要配套储能。

从低碳属性来看，根据中华人民共和国生态环境部2025年9月发布的2024年电力碳足迹因子数据，光热发电碳足迹因子仅0.0312kgCO<sub>2</sub>e/kWh，仅次于核能发电和水力发电，位于主要发电类型的第三名，显著低于光伏发电的0.0520kgCO<sub>2</sub>e/kWh，在低碳环保方面更具优势。

从技术路径来看，光热发电聚光形式主要包括塔式聚光、槽式聚光、线性菲涅尔式聚光、碟式聚光、轮式聚光、旋转塔式聚光、二次和多次反射式聚光、透射式聚光等八种，其中，截至2025年末，在我国光热发电累计装机容量中塔式占比约70.82%，国外主要国家和地区中槽式占比约80%，这与不同国家不同技术路径突破的先后顺序有关。光热发电系统可采用不同的传热流体作为吸热介质，当前商业化应用最多的主要有液态的二元硝酸熔融盐和导热油。2024年，我国实现了以颗粒为传热介质的200kW超临界二氧化碳太阳能系统全球首次成功发电，技术路线不断深化。其中，以熔融盐作为传热流体的塔式技术、以导热油作为传热流体的槽式技术，以及以熔融盐作为传热流体的线性菲涅尔技术都是当前商业化应用较多的太阳能热发电技术。而光伏发电则以晶硅光伏、薄膜光伏为核心技术路线，技术迭代方向主要聚焦于转换效率

提升与成本下降。

**表 1 主流太阳能热发电技术及示范项目**

技术路径	典型示范项目	聚光比	介质光热转换效率/工作温度
塔式熔融盐	首航高科敦煌 100MW 塔式光热电站，项目投资 28.12 亿元，2018 年 12 月并网，2023~2025 年实现年度上网电量 2.35 亿 kWh、2.36 亿 kWh 和 2.45 亿 kWh。	300~1000	20%/约 565℃
槽式导热油	中广核德令哈 50MW 槽式光热电站，项目投资 17 亿元，2018 年 6 月并网，2023~2025 年实现年度上网电量 1.10 亿 kWh、1.41 亿 kWh 和 1.46 亿 kWh。	80~100	12%/约 390℃
线性菲涅尔式熔融盐	兰州大成敦煌 50MW 线菲式光热电站，项目投资 16.88 亿元，2019 年 12 月并网，2024~2025 年日最高发电量分别达到 89.52 万 kWh 和 95.9 万 kWh。	150 以下	20%/约 565℃

资料来源：《中国太阳能热发电行业蓝皮书》等、大公国际整理

## 二、光热发电发展现状及现存挑战：基础具备但挑战仍存

光热发电的发展滞后于其他发电方式，经过多年的示范探索，我国光热发电行业逐步具备规模化发展的基础，当前光热发电行业在全球及国内均呈现出规模增长、技术深化、产业链逐步完善的特征，但仍面临着成本、市场、技术等方面的现存挑战，亟待通过政策引导与市场机制逐一破解，《意见》的出台正是行业规模化发展的重要里程碑。

### 2.1 行业发展现状：规模提速、目标明确、技术突破、产业链日益完善

#### 2.1.1 装机规模：国内增速显著，区域集中度高

截至 2025 年末，全球主要国家和地区光热发电累计装机容量达到 8,800.2MW（含美国 20 世纪 80 年代建设、现已退役的 8 座槽式电站），同比增长 11.4%，技术路径以槽式为主，国外槽式装机占比约 80%。我国占比约 20%，且光热发电增速显著，截至 2025 年末，累计装机容量达到 1,738.2MW（共 27 座、含首座 200kW 超临界二氧化碳光热发电基础研究实验系统），同比增长 107%，甘肃、青海、新疆三省区装机占比超 90%，我国技术路径与国外形成差异，塔式技术为主流，2025 年末塔式装机占比约 70.82%，与国内塔式技术研发突破早、适配长时储热需求密切相关。

#### 2.1.2 发展潜力：项目储备充足，目标缺口明确

从发展潜力来看，我国光热发电距 2030 年总装机 1,500 万千瓦的战略目标仍有巨大发展空间。截至 2025 年末，我国处于实质性建设阶段的光热项目共 22 个、总装机 2,750MW，待建及规划项目 33 个、总装机约 4,200MW，未来 5 年仍需开发建设约 6,300MW 装机才能达成目标，行业将进入规模化发展窗口期。

### 2.1.3 技术储备：技术持续突破，设备国产化进程加速

我国光热发电技术研发取得多项突破，为规模化发展奠定了技术基础。包括成功打通了米级超表面聚光器从设计到制备的全工艺路径、突破多次反射高倍聚光技术，提出聚光太阳能直接快速烧制水泥与陶瓷技术方案、研究了超临界 CO2 动力循环效率提升以及光热—光伏联合电站的光伏出力和光热出力耦合特性、容量配置优化方法和控制策略与并网调度特性，以实现太阳能电力的低成本稳定输出与清洁电力并网。中广核 8.6 米大开口熔盐槽式标准化中试回路项目形成全套熔盐槽式集热器设计、关键设备、组装、检测、防凝、预热等解决方案，实现核心设备国产化。

### 2.1.4 产业链与市场主体：全链条覆盖，市场主体丰富

光热发电产业链长、环节多，整体可分为材料、设备、生产设备、集成、检测五大板块，其中材料与设备板块是产业链的核心：材料板块核心环节包括各类钢材（低合金高强钢、不锈钢、镍基合金）、熔融盐、导热油、超白玻璃、银反射层、高温绝热保温材料等；设备板块核心环节为镜场聚光集热系统（定日镜、槽式集热器、追日驱动系统）、储热系统（熔盐罐、熔盐泵、高温阀门、管道）、蒸汽发生系统（换热器、汽包）、汽轮发电机组；生产设备板块核心为光热发电核心设备的生产制造装备，如定日镜成型设备、熔盐罐焊接设备、高温换热器加工设备；集成板块：核心为光热发电项目的系统集成与 EPC 总包，包括镜场布局、储热系统与发电系统的耦合、电网接入系统设计等；检测板块：核心为光热发电设备与系统的性能检测、安全检测，如定日镜反射率检测、熔盐系统密封性检测、机组运行效率检测等。

我国涉及光热发电的大、中、小及微型企业约 661 万家，覆盖产业链材料、设备、集成、运维等全环节，市场主体丰富，为产业链完善与规模化发展奠定基础。

## 2.2 现存挑战：成本、市场、技术虽有阶段性突破，但仍有待加强

尽管行业初步具备规模化发展的基础，核心阻碍取得阶段性突破，但成本、市场、技术等方面有待加强：

首先，成本方面，青海德令哈 350MW“四塔一机”塔式光热发电项目与首批 50MW 塔式示范项目相比，单位发电量投资由 7.45 元/kWh 下降至 4.33 元/kWh；经过优化的具备 14h 储能能力的青海海西州 350MW 熔盐线菲式光热电站相较于同厂址下 11h 储能能力的光热电站度电成本由 0.5323 元/kWh 下降至 0.4702 元/kWh。经过示范项目的优化和技术迭代，当前的光热发电项目成本已经大幅下降，但初始投资与度电成本仍为光伏发电的两三倍，这正是过去十余年光热发电始终滞后于光伏发电的首要原因，也同样是后续规模化发展的重要阻碍。

第二，市场方面，在新能源发电渗透率较低的阶段，电力系统的调峰需求尚未凸显，因此光伏发电的“低成本、易部署”优势占据高地，光热发电在市场环境中处于弱势地位，其调峰价值尚未充分体现在价格上。

第三，技术方面，光热发电系统相对复杂，涉及集热、储热、发电多个核心环节，对材料、设备的耐高温、耐腐蚀性能要求高，且系统集成难度大，光伏发电相较于光热发电来说更易普及。尽管目前超临界二氧化碳、颗粒储热等新型技术取得突破、关键材料进口依赖度下降，但光热发电核心技术规模化应用仍有待持续攻关，设备国产化进程尚未完全实现。

### 三、“调峰需求高企+储能不足”催生光热发电需求

我国目前主流发电方式仍为火电，但电力行业供给结构持续优化，新能源装机及发电量快速增长。2025年，电力装机延续增长趋势，截至2025年末，全国全口径发电装机容量38.9亿千瓦，同比增长16.1%，新能源仍为装机增长主力，全国并网风电及太阳能发电装机合计达到18.4亿千瓦，其中太阳能发电同比增长35.4%，风电同比增长22.9%，火电装机同比增长。发电方面，2025年，全国规模以上工业发电量9.72万亿千瓦时，同比增长2.2%。其中，风电发电量同比增长9.7%，太阳能发电同比增长24.4%，风光发电替代效应显著。2025年，全国6,000千瓦及以上电厂发电设备利用小时3,119小时，同比下降，系统调节能力和调度机制等亟待进一步优化。电力投资整体继续快速增长，电源投资以投向非化石能源为主，电力行业绿色低碳转型持续推进且成效显著。

预计电源结构绿色转型将加速，风、光发电作为典型的“看天吃饭”的“不稳定电源”，当它们在电力系统占比越来越高的时候，电力系统需要更多的“稳定电源”来平滑电力供给，与此同时，电力系统“调峰需求显著”与“储能供应短缺”两大痛点日益凸显，不仅制约了新能源消纳效率，更威胁着电网安全稳定运行。在各类解决方案中，光热发电凭借“发电+储能”一体化的独特优势，或将成为构建新型电力系统的关键抓手。

#### 3.1 用电调峰效果不佳，电网平衡压力持续攀升

用电调峰是指通过调整电源出力或用电负荷，缓解电网峰谷差矛盾，确保电力供需实时匹配。当前我国用电调峰效果不佳的现状，主要体现在三个方面，且随着新能源发电渗透率提升愈发突出。

**其一，峰谷差较大，调峰需求持续存在。**随着工业用电结构优化、居民生活电气化水平提升，我国电力负荷的峰谷差异较高。与此同时，风电、光伏的间歇性、波动性进一步加剧了峰谷矛盾。

**其二，调峰电源结构失衡，调节能力有限。**当前我国调峰主要依赖火电灵活性改造、水电调峰等传统方式，但均存在明显短板。火电灵活性改造受机组本身设计、煤耗成本等限制，调峰深度和响应速度有限，且过度依赖火电调峰与“双碳”目标相悖，还会增加煤耗与污染排放；水电调峰受季节、来水情况影响显著，枯水期调峰能力大幅下降，无法实现全年稳定调峰；抽水蓄能虽调节能力较强，但受地理条件限制，建设周期长、投资规模大，且布局集中在部分地区，难以满足全国范围内的调峰需求。此外，虚拟电厂、需求响应等新型调峰方式仍处于起步阶段，规模化应用不足，无法有效弥补调峰缺口。

其三，调峰协同性不足，资源利用效率偏低。不同区域、不同电源之间的调峰协同机制尚未完善，部分地区调峰资源闲置与调峰缺口并存；新能源发电与调峰电源的调度衔接不够顺畅，往往出现“新能源出力高峰时调峰资源不足、新能源出力低谷时调峰资源闲置”的现象，进一步降低了调峰效果，也导致新能源弃风弃光问题难以彻底解决。

### 3.2 储能供应不足，成为调峰与新能源消纳的核心瓶颈

储能是解决电力系统峰谷矛盾、平抑新能源波动的关键支撑，更是连接电源、电网与负荷的核心枢纽。当前我国储能供应不足的现状，已成为制约调峰效果、阻碍新能源大规模消纳的“卡脖子”问题。从供应规模来看，储能装机量与实际需求差距悬殊。截至目前，我国储能总体规模仍远不能满足电力系统调峰、新能源消纳的需求。截至 2025 年末，全国已建成投运新型储能装机规模达到 1.36 亿千瓦/3.51 亿千瓦时，平均储能时长 2.58 小时，截至 2025 年末，我国抽水蓄能装机规模超过 6,600 万千瓦，粗略计算当前我国这一比例仅 11% 左右。尤其是长时储能供应不足，无法解决深夜、连续阴天等长时间新能源出力不足的问题，也难以支撑电网跨时段调峰。从技术结构来看，储能技术短板突出。当前我国储能市场以电化学储能和抽水蓄能为主，其他储能技术应用占比极低。电化学储能虽响应速度快、布局灵活，但存在成本高、寿命短、安全性不足、容量有限等问题，且大规模应用可能面临锂资源短缺的制约；抽水蓄能受地理条件限制，风光核心区布局不足，建设周期长，无法快速响应市场需求；液流、压缩空气等技术产业化进程滞后于需求，技术成熟度和经济性有待提升，尚未形成有效供应能力。

与风电、光伏的“靠天吃饭”不同，光热发电可实现 24 小时连续稳定供电，中广核德令哈 50 兆瓦槽式光热电站创下 230 天连续稳定运行的纪录，这种连续供电能力是风电、光伏难以企及的。同时，光热发电采用同步发电机并网，可为电网提供必要的转动惯量，帮助电网保持稳定，还能提供无功功率，增强电网支撑能力，避免因新能源大规模并网导致的电网稳定性下降问题，是天然适配电网的“友好型电源”。且光热发电可与其他储能、调峰方式协同互补，提升系统灵活性，避免弃风弃光现象，提升新能源消纳效率。

## 四、政策锚定方向，光热发电迎来规模化窗口期

光热发电作为新型电力系统的重要支撑电源，近年来获得国家层面密集政策支持，政策从初期的示范探索逐步转向规模化发展引导，明确了行业定位、发展目标、技术方向与激励机制，核心政策文件及关键要求如下。《意见》是推动行业发展的政策端核心锚点，整合了近年来国家层面对光热发电的政策支持方向，从行业定位、发展目标、技术路径、激励机制等方面形成系统性指引。

表 2 近年来光热发电主要支持政策

发布时间	政策文件名称	主要内容
2021.10	《2030 年前碳达峰行动方案》	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。
2022.3	《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。
2022.5	《关于促进新时代新能源高质量发展的实施方案》	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。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。
2022.6	《“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、吉林等资源优质区域，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。
2024.1	《关于加强电网调峰储能和智能化调度能力建设的指导意见》	充分发挥光热发电的调峰作用。
2025.9	《关于推进能源装备高质量发展的指导意见》	突破高效率、低成本 30 万千瓦级光热发电成套技术装备，进一步提升光热发电效率与达产水平。突破大容量、低成本物理储能技术，研制低成本、高效率、长寿命储热关键技术装备。
2025.10	《关于促进新能源集成融合发展的指导意见》	因地制宜建设光热发电等调节性电源……鼓励以熔盐储热耦合调峰……支持有条件地区充分发挥光热、抽水蓄能和新型储能等的支撑调节作用，探索打造 100% 新能源基地
2025.12	《关于促进光热发电规模化发展的若干意见》	光热发电是实现新能源安全可靠替代传统能源的有效手段，是加快构建新型电力系统的有效支撑，兼具调峰电源和长时储能的双重功能。到 2030 年，光热发电总装机规模力争达到 1,500 万千瓦左右，度电成本与煤电基本相当；技术实现国际领先并完全自主可控，行业实现自主市场化、产业化发展，成为新能源领域具有国际竞争优势的新产业。

资料来源：公开资料，大公国际整理

#### 4.1 政策对行业发展的核心驱动作用

**明确行业定位，奠定发展基础：**政策明确光热发电是“实现新能源安全可靠替代传统能源的有效手段、加快构建新型电力系统的有效支撑”，兼具调峰电源和长时储能的双重功能，将其纳入风光热一体化基地、新型电力系统试点等重点工作布局，从国家层面确立了行业的战略地位，引导市场资源向光热发电领域集聚。

**制定发展目标，指引规模化方向：**《意见》明确提出 2030 年光热发电总装机力争达到 1,500 万千瓦、度电成本与煤电基本相当的核心目标，为行业发展划定了时间节点与量化指标，推动行业从示范阶段向规模化建设阶段转型。

**突破价格机制，提升项目经济性：**政策提出“对符合条件的光热发电容量按可靠容量给予补偿”，借鉴抽水蓄能容量电价机制，弥补光热发电初始投资高的短板，同时鼓励光热发电参与调峰、调频等辅助服务市场，实现“电量收益+容量收益+辅助服务收益”的多元收益模式，

破解光热发电项目平价上网亏损的难题，提升企业投资积极性。

**引导技术创新，突破核心瓶颈：**政策聚焦 30 万千瓦级大容量机组、超临界二氧化碳技术、低成本长时储热装备、高温耐腐蚀材料等核心技术，提出突破关键核心技术、提升装备国产化率的要求，引导产学研用协同攻关，推动技术升级与降本增效。

**优化布局模式，推动协同发展：**政策鼓励光热发电与风光热一体化基地、矿产资源开发冶炼、算力中心等新型高载能产业结合，探索绿电直连、源网荷储一体化等就近消纳模式，同时推动光热发电与煤电、特高压外送通道协同发展，拓展光热发电的应用场景，提升项目落地可行性。

## 4.2 政策对成本曲线的影响

**政策通过价格激励、规模引导、技术创新扶持三大路径，推动光热发电成本曲线持续下行：**

**价格激励降低项目收益风险：**支持符合条件的光热发电项目通过发行基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）、资产支持证券等、可靠容量补偿等政策直接提升光热发电项目的现金流与投资回报率，吸引社会资本参与，推动项目规模化落地，而规模效应又进一步摊薄设备制造成本与项目建设成本，形成“政策激励-规模扩大-成本下降”的正向循环。

**技术创新扶持推动效率提升：**政策引导下，高温耐腐蚀材料、集热器设备国产化、200 千瓦级超临界二氧化碳发电机组等核心技术取得突破，光热发电系统效率持续提升，发电小时数增加，单位度电的固定投资摊销成本降低。

**产业协同降低综合成本：**政策鼓励光热发电与高载能产业、风光基地协同发展，实现绿电就近消纳，减少电网接入与输电成本。

## 五、光热发电在新型电力系统中的核心价值与发展展望

《意见》的出台，标志着我国光热发电行业正式迈入规模化发展的新阶段，在市场与政策的双轮驱动下，光热发电将成为新型电力系统中“新能源消纳的核心调节者、电网稳定的重要支撑者、低碳能源的重要供应者、长时储能的核心构建者”，为能源低碳转型与能源安全保障提供关键支撑。

### 5.1 核心价值：四大维度支撑新型电力系统建设

一是提升新能源消纳效率，推动新能源规模化发展，其长时储热与调峰能力可平抑风光出力波动，大幅降低弃风弃光率；二是保障电网安全稳定运行，弥补高比例新能源接入带来的惯量缺失问题，增强电网电压与频率稳定性，提升系统综合调节能力；三是推动能源绿色低碳转型，作为低碳电源替代部分火电调峰与基荷出力，且碳足迹因子显著低于光伏发电，助力“双碳”目标实现；四是完善多元储能体系，以熔盐长时储热弥补当前储能的结构短板，同时依托本土太阳能资源，无燃料进口依赖，提升我国能源供应的自主性与安全性，推动能源产供储销体系升级。

## 5.2 发展展望：规模化发展窗口期来临

以《意见》为核心的政策体系，为行业划定了清晰的发展目标与路径，规模效应、技术创新将推动成本持续下降，度电成本有望在 2030 年实现与煤电基本相当；同时市场端新型电力系统建设的刚性需求，为光热发电提供了广阔的应用场景。在市场需求与政策指引的双重加持下，我国光热发电行业将迎来规模化发展窗口期，产业链各环节将迎来发展机遇，光热发电也将成为构建新型电力系统、推动能源转型的重要抓手，在全球新能源竞争中形成中国技术与产业优势。

参考资料：国家太阳能光热产业技术创新战略联盟、中国可再生能源学会太阳能热发电专业委员会《2025 中国太阳能热发电行业蓝皮书》

## 报告声明

本报告分析及建议所依据的信息均来源于公开资料，本公司对这些信息的准确性和完整性不作任何保证，也不保证所依据的信息和建议不会发生任何变化。我们已力求报告内容的客观、公正，但文中的观点、结论和建议仅供参考，不构成任何投资建议。投资者依据本报告提供的信息进行证券投资所造成的一切后果，本公司概不负责。

本报告版权仅为本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布。如引用、刊发，需注明出处为大公国际，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。