

“光”彩夺目，炙手可“热”

证券研究报告

2022年08月03日

——光热发电行业专题报告

●核心结论

双碳背景下，新能源蓬勃发展，储能日益重要。近几年我国风电、太阳能发电装机容量高增，预计2025年可再生能源发电装机占比将超50%，未来风电和太阳能发电将成为电力行业发展的重要方向。电力市场发展至今，新能源发电的季节性、间歇性、波动性等特征成为抑制其被高效使用的主要因素，长时储能的重要性逐渐显现。国家积极推行储能支持政策，积极推进储能和可再生能源协同发展。

光热发电自带储能，截止目前在建项目同比增幅390%。光伏发电的路径为光能→电能，而光热发电的路径为光能→热能→机械能→电能，光热的主要优点在于其自带储能，缺点主要是成本高。目前我国光热累计装机规模仅有589MW，主要集中在2018-2019年建成，2020-2021年发展速度有所放缓，仅内蒙古和甘肃两个项目投运，进入2022年招标重新加快，截止目前累计招标项目规模达到613MW，在建项目规模达2595MW，若均按计划建成，十四五期间投运规模同比增幅390%。同时，新增项目以“多能互补”一体化项目为主，单项目规模更大，产业链环节更长。

保温材料为受益于光热发展的细分行业之一，按照当前在建项目规模测算预计5年内将带来8.3亿元的新增需求。光热电站涉及到热能与电能的转换，多个设备和管道有保温需求，目前光热发电系统中使用的保温材料主要包括陶瓷纤维制品、硅酸镁板、气凝胶、岩棉保温毡等。按照40%的渗透率进行保守测算，“十四五”期间有望带来8.29亿元的陶瓷纤维新增需求，平均每年增加1.66亿元的陶纤需求，相当于当年国内市场总量的3%左右。未来随着光热发电项目进一步建设，陶瓷纤维需求也有望增加。

投资建议：随着风光发电规模快速增长，储能的重要性日益提升，我们认为光热发电也凭借其自带储能的优势迎来新一波发展热潮，保温材料是光热产业链内的受益子行业之一，重点推荐保温材料龙头**鲁阳节能**。此外，建议关注**西子洁能**，**首航高科**。

风险提示：新冠疫情风险，技术更新速度不及预期，长时储能行业发展不及预期。

行业评级

超配

前次评级

超配

评级变动

维持

近一年行业走势



相对表现

	1个月	3个月	12个月
建筑材料	-13.83	-3.27	-19.53
沪深300	-8.05	2.26	-16.77

分析师



李华丰 S0800521070003



18516181967



lihuaifeng@research.xbmail.com.cn

相关研究

建筑材料：水泥价格淡季回升，把握底部布局机会——建材行业周报 20220725-20220729 2022-07-31

建筑材料：出口高位季节性回落，风电、汽车等内需有望改善——玻纤行业月报 2022年6月 2022-07-26

建筑材料：华东水泥价格回升，把握底部布局机会——建材行业周报 20220718-20220722 2022-07-24

索引

内容目录

一、双碳背景下，新能源蓬勃发展	4
二、长时储能必不可少，光热发电未来可期	4
2.1 同属太阳能发电，光伏发展领先于光热	4
2.2 承储能之风，光热迎来新生机	6
2.2.1 储能发展，势在必行	6
2.2.2 储能形式，百家争鸣	8
2.2.3 政策利好与自身优势双重加码，光热迎来新热潮	9
三、光热系统庞大、产业链长，多行业有望受益	13
3.1 塔式光热发电为目前主流技术形式	13
3.1 光热产业链企业众多，多个行业有望受益	15
3.1.1 光热发电属技术和资金双密集型行业，对产业拉动力强	15
3.1.2 保温材料——受益于光热发展细分行业之一	17
四、建议关注标的	19
4.1 鲁阳节能	19
五、风险提示	19

图表目录

图 1：2020 年中国行业大类碳排放占比	4
图 2：2014-2021 年我国发电装机容量结构	4
图 3：太阳能发电装机容量高增	4
图 4：太阳能发电装机容量占比持续提升	4
图 5：2012-2021 年中国光伏累计装机容量	5
图 6：2012-2021 年中国光伏累计装机容量	5
图 7：光伏发电功率变化（05:30-18:20）	6
图 8：风力发电与电网负荷表现出的反调峰特性	6
图 9：长时储能调节作用	7
图 10：全球长时储能容量预测	8
图 11：全球长时储能装机量预测	8
图 12：多能互补发电项目中各类能源的出力曲线	10
图 13：各种发电技术的温室气体排放总量对比	10
图 14：国内光热产业发展历程	11
图 15：塔式光热发电技术示意图	13
图 16：塔式光热发电项目	13
图 17：槽式光热发电技术示意图	14

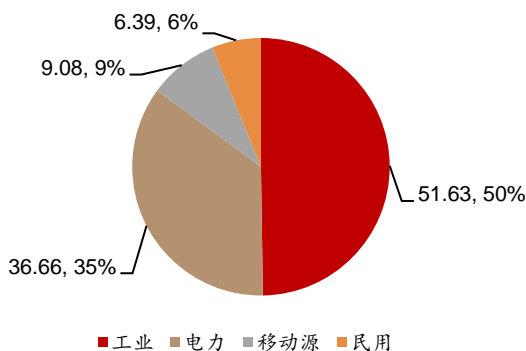
图 18: 槽式光热发电项目	14
图 19: 碟式光热发电技术示意图	14
图 20: 碟式光热发电项目	14
图 21: 菲涅尔光热发电技术示意图	14
图 22: 菲涅尔光热发电项目	14
图 23: 我国光热发电项目装机技术类型占比	15
图 24: 全球主要国家和地区光热发电项目装机技术类型占比	15
图 25: 塔式光热发电系统	16
图 26: 塔式太阳能热发电建造成本拆分	17
图 27: 我国光热发电产业链的主要环节以及代表性企业	17
表 1: 光伏、光热发电对比	5
表 2: 国内已投运光热项目	6
表 3: 长时储能形式及特征	7
表 4: 各储能方式优缺点	8
表 5: 《“十四五”现代能源体系规划》中的光热产业政策	11
表 6: 2022 年招投标光热项目	12
表 7: 我国在建光热项目	12
表 8: 光热发电技术形式对比	15
表 9: 我国已投运光热项目初始投资及设计年发电量情况	16
表 10: 光热电站主要使用的保温材料	18
表 11: 陶瓷纤维需求测算	19

一、双碳背景下，新能源蓬勃发展

2020年，我国提出力争在2030年前二氧化碳排放达到峰值，努力争取2060年前实现碳中和目标，“双碳”目标的提出将引领新一轮能源革命。据网易研究局数据显示，2020年全年中国共排放103.76亿吨二氧化碳。从行业大类看，工业领域排放量51.63亿吨，占比49.75%；电力领域位列第二，排放36.66亿吨二氧化碳，占比35.33%。作为占据碳排放量三分之一的电力行业，其完成“脱碳”将为“双碳”目标的实现提供巨大助力。

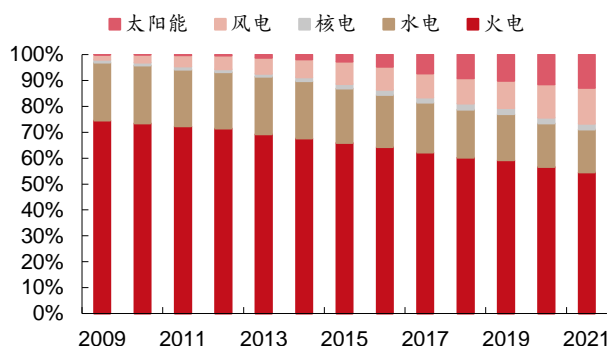
电力系统深度脱碳的方式之一即更多依赖以太阳能、风力等可再生能源，2021年，我国发电装机容量达到23.77亿千瓦，其中清洁能源占比45.4%；新增发电装机容量1.76亿千瓦，新增清洁能源装机容量占比70.58%。国家能源局局长章建华表示，2025年可再生能源发电装机占比将超50%，未来风电和太阳能发电将成为电力行业发展的重要方向。

图1：2020年中国行业大类碳排放占比



资料来源：网易研究局，西部证券研发中心

图2：2014-2021年我国发电装机容量结构



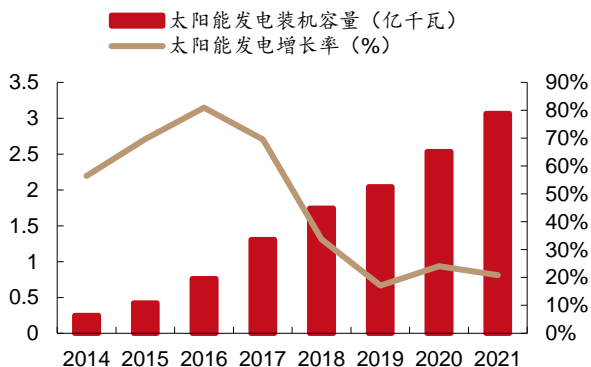
资料来源：Wind，西部证券研发中心

二、长时储能必不可少，光热发电未来可期

2.1 同属太阳能发电，光伏发展领先于光热

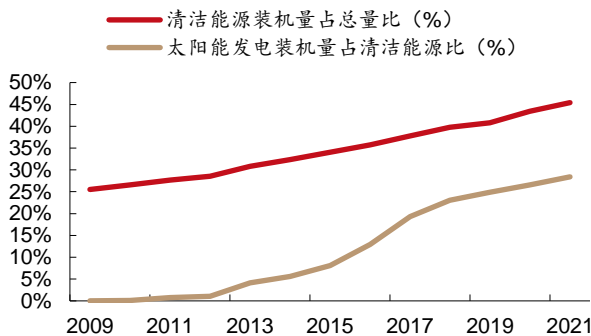
太阳能发电规模持续高增。2021年，我国太阳能发电装机总容量达到3.07亿千瓦，同比增长20.9%；近年来太阳能发电快速发展，太阳能发电装机量占清洁能源装机量的比重持续提升，2021年已经达到28.41%。在清洁能源装机量占总量比持续上升的大势下，2009-2021年太阳能发电装机量占清洁能源比仍持续走高。

图3：太阳能发电装机容量高增



资料来源：Wind，西部证券研发中心

图4：太阳能发电装机容量占比持续提升



资料来源：Wind，西部证券研发中心

太阳能发电分为光热发电与光伏发电两种。光伏发电是利用光伏电池板将光能直接转变为电能的发电方式（光能→电能）。光热发电也称聚光型太阳能热发电，是利用大量反射镜

以聚焦的方式将太阳光聚集起来,加热工质,先将太阳能转化为热能,并将热能储存起来,在需要发电时,再利用高温工质产生高温高压的蒸汽,驱动汽轮发电机组发电(光能→热能→机械能→电能)。而正因为光热发电特有的光热转换过程,也使光热发电自带储能本领。我国正加速构建“以新能源为主体的新型电力系统”,光热发电集发电与储能为一身,将在有效解决新能源发电波动性问题上扮演重要的角色。

光热发电和光伏发电对比来看,

- 1) 在应用方式上,目前光伏发电多应用于分布式发电,而光热发电多用于集中式发电。光伏发电产生的是直流电,而光热发电产生的是和传统的火电一样的交流电,所以与传统发电方式及现有电网能够更好契合,可直接上网。
- 2) 在储能方式上,光热发电由于自带储能而具备调峰的功能,对于弥补太阳能发电的间歇性有着非常重要的意义。而光伏发电由于直接由光能直接转换为电能,而发电会受气象条件制约,因此发电功率具有间歇性、波动性和随机性。

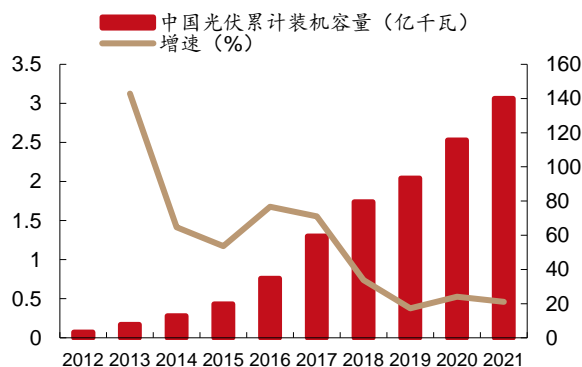
表 1: 光伏、光热发电对比

对比项	光热发电	光伏发电
发电原理	光能先转化为热能,再由热能转化为电能	光能直接转化为电能
转换效率	12-25%	10-20%
占地面积 (m ² /MW)	35-40	25-30
储能系统	通过介质如熔融盐等材料进行热储存,使用寿命长,能耗小	使用电池进行电能储存,使用寿命短,能耗大
应用范围	与火力发电有共性,适合集中式大规模集中式发电	多应用于小规模、分布式发电
优势	储热成本低且效率高,年发电小时数长,与其他发电方式可有效契合	技术和产业已相对成熟
劣势	对地理条件要求高、投资成本高	生产和维护过程中存在污染,且稳定性有待提高

资料来源:国家光热联盟,西部证券研发中心

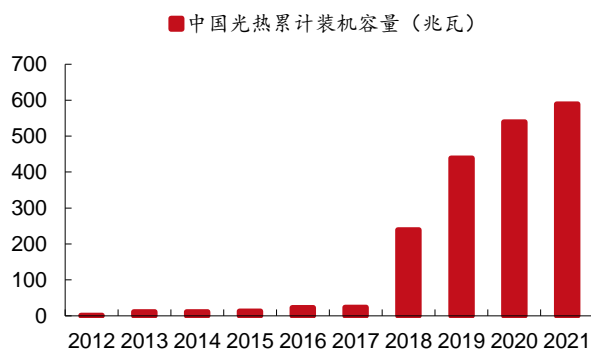
国内累计光伏装机容量远大于光热装机容量。截至2021年底,我国光伏累计装机容量3.06亿千瓦,而光热累计装机容量为589兆瓦,光伏装机容量远大于光热。两者差距悬殊主要系目前光伏发电成本远低于光热发电,无论是从占地面积还是光电效率,光热发电都没有太大优势,难以在市场化条件下实现大规模独立发展。

图 5: 2012-2021 年中国光伏累计装机容量



资料来源:国家能源局,中商产业研究院,西部证券研发中心

图 6: 2012-2021 年中国光伏累计装机容量



资料来源:2021中国太阳能热发电行业蓝皮书,西部证券研发中心

国内光热项目集中在 2018-2019 年投运,随后发展进度有所放缓。截止目前,我国共有 10 个大型光热项目投运,合计装机规模达到 560MW (部分小于 10MW 的项目披露信息较少,未计入统计)。我国最早的光热项目(青海中控太阳能德令哈 10MW 塔式光热电

站)于2013年7月成功并网,是亚洲首个投入商业运行的光热项目、全球第六座实现商业化运营的塔式光热电站。2016年9月14日,国家能源局发布第一批20个太阳能热发电示范项目名单,包括9个塔式电站,7个槽式电站和4个菲涅尔电站,总装机134.9万千瓦。在首批项目中,有8个项目已经顺利投运,而部分项目由于资金短缺陷入停滞,后续随着新的投资注入,有望重启工程进度。

表 2: 国内已投运光热项目

序号	项目名称	项目主体	投运日期	光热规模(MW)	储热时长(h)	项目地
1	青海中控 10MW 塔式太阳能热发电站	青海中控太阳能发电有限公司	2013/7/1	10	2	青海
2	中广核德令哈 50MW 光热项目	中广核太阳能德令哈有限公司	2018/6/30	50	9	青海
3	首航节能敦煌 100MW 熔盐塔式光热项目	首航高科能源技术股份有限公司	2018/12/28	100	11	甘肃
4	青海中控德令哈 50MW 光热项目	青海中控太阳能发电有限公司	2018/12/30	50	7	青海
5	鲁能海西格尔木 50MW 熔盐塔式光热项目	鲁能集团	2019/9/19	50	12	青海
6	中电建青海共和 50MW 光热发电项目	中国电建、西北院等	2019/9/19	50	6	青海
7	中电哈密 50MW 塔式光热发电项目	中国电力工程顾问集团西北院	2019/12/29	50	13	新疆
8	敦煌熔盐线菲 5 万千瓦光热发电示范项目	兰州大成科技股份有限公司	2019/12/31	50	15	甘肃
9	中核龙腾乌拉特中旗 100MW 槽式光热电站	内蒙古中核龙腾新能源有限公司	2020/1/8	100	10	内蒙古
10	玉门鑫能 50MW 光热项目	苏州天沃科技股份有限公司	2021/12/30	50	9	甘肃

资料来源:国家光热联盟, CSPPLAZA 光热发电网, 西部证券研发中心

2.2 承储能之风, 光热迎来新生机

2.2.1 储能发展, 势在必行

电力市场发展至今,长时储能必不可少。风力发电、光伏发电等新能源发电虽较传统化石燃料发电在资源丰富程度、环保性、地域性等方面具有显著优势,但在实际应用中,依然面临挑战:光伏发电功率受阳光强度、角度影响,随机性强;风力发电则受风速影响,同时,风力发电具有逆调峰特性,即风力发电功率大的时刻为用电负荷低的时段。新能源发电的季节性、间歇性、波动性等特征成为抑制其被高效使用的主要因素。

图 7: 光伏发电功率变化 (05:30-18:20)

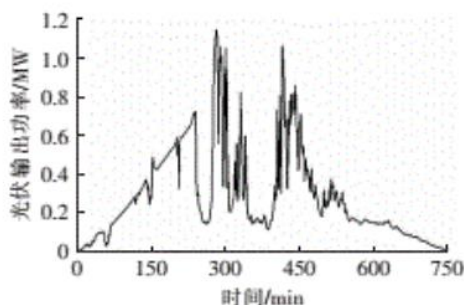
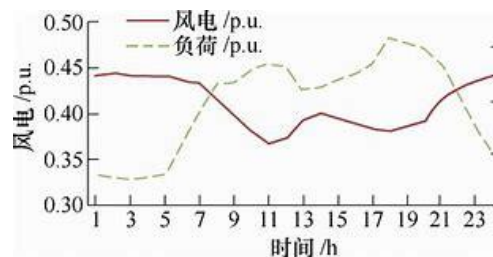
资料来源:电源学报¹, 西部证券研发中心

图 8: 风力发电与电网负荷表现出的反调峰特性

资料来源:电气工程学报², 西部证券研发中心

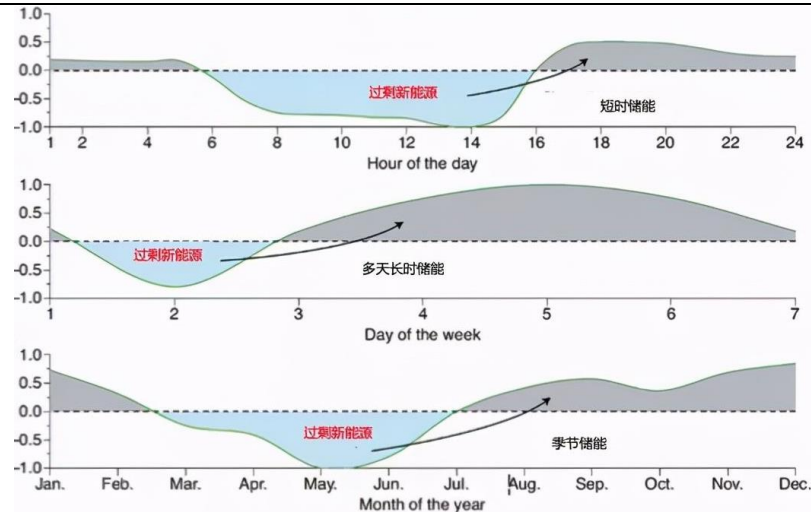
因此,长时储能系统发展势在必行。只有大力发展长时储能系统,充分发挥其对新能源电力的调节作用,才能实现对风电、太阳能电的合理运用,从而达到最大限度延长并网供电时间的目的。

¹《平抑光伏发电功率波动的储能配置方法》, 电源学报, 2014 年 11 月, 第 6 期

²《新一代电力系统灵活性特征研究》, 电气工程学报, 2019 年 9 月, 14 卷 3 期

6|请务必仔细阅读报告尾部的重要声明

图9：长时储能调节作用



资料来源：前瞻产业研究院，西部证券研发中心

国内一般将可实现大于4小时或者数天、数月充放电循环的储能系统统称为长时储能。2011年9月，美国能源部率先启动“长时储能攻关”计划，将电化学储能、机械储能、储热、化学储能等纳入考虑，将满足电网灵活性所需的持续时间和成本目标的任何储能技术组合。长时储能系统（LDES）目前无明确定义，美国能源部将其定义为“至少连续运行（放电）10小时，使用寿命在15-20年的电力储备系统”。

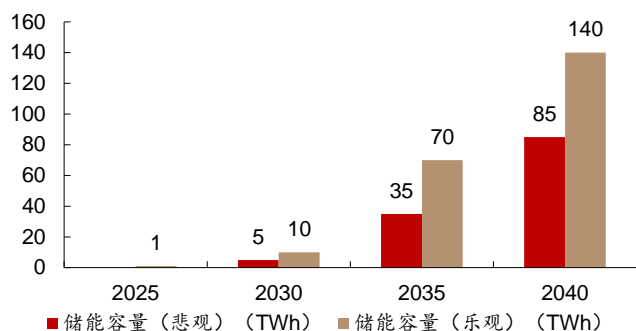
表3：长时储能形式及特征

储能形式	技术	产业化进展	最大部署规模 (MW)	最大储能时间 (h)	平均能量转换效率 (%)
机械式	抽水蓄能	商用	10-100	0-15	50-80
	重力储能	试点	20-1000	0-15	70-90
	压缩空气蓄能	商用	200-500	6-24	40-70
	液化空气蓄能	试点 (商用发布)	50-100	10-25	40-70
	液化二氧化碳蓄能	试点	10-500	4-24	70-80
热储能	显热 (如熔盐储热、热岩储等)	研发/试点	10-500	200	55-90
	潜热 (如铝合金)	商用	10-100	25-100	20-50
	热化学 (如分子筛、硅胶)	研发	/	/	/
化学式	燃料电池 (氢储能)	试点 (商用发布)	10-100	500-1000	40-70
	液流电池	试点/商用	>100	25-100	50-80
电化学方式	金属阳极电池	研发/试点	10-100	50-200	40-70

资料来源：长时储能委员会，麦肯锡，西部证券研发中心

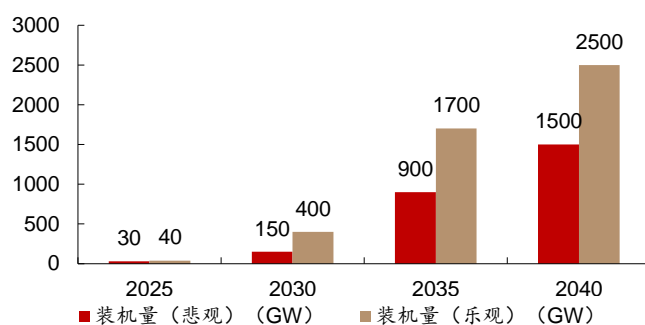
全球长时储能市场欣欣向荣。据长时储能委员会与麦肯锡联合发布的报告，截至2021年11月，全球已部署或投入运营的长时储能系统已超过5GW（对应储能容量约65GWh）（不包括氢储能、锂电池和抽水蓄能）。据麦肯锡预计：随着可再生能源占比持续提升，至2025年长时储能全球累计装机量将达30-40GW（对应储能容量约1TWh），累计投资额约500亿美元；至2030年，全球可再生能源渗透率将超过60%，长时储能全球累计装机量将达150-400GW（对应储能容量约5-10TWh），累计投资额约2000-5000亿美元。至2040年，长时储能全球累计装机量将达1.5-2.5TW（对应储能容量约85-140TWh），累计投资额约1.5-3.0万亿美元。

图 10: 全球长时储能容量预测



资料来源: 长时储能委员会, 麦肯锡, 西部证券研发中心

图 11: 全球长时储能装机量预测



资料来源: 长时储能委员会, 麦肯锡, 西部证券研发中心

我国积极推进储能和可再生能源协同发展。2021年8月10日发改委与能源局联合印发的《关于鼓励可再生能源发电企业自建或购买调峰能力增加并网规模的通知》中明确提出: 随着我国可再生能源的迅猛发展, 电力系统灵活性不足、调节能力不够等短板和问题突出, 制约更高比例和更大规模可再生能源发展。实现碳达峰关键在促进可再生能源发展, 促进可再生能源发展关键在于消纳, 保障可再生能源消纳关键在于电网接入、调峰和储能。同时, 该文件鼓励多渠道增加调峰资源。承担可再生能源消纳对应的调峰资源, 包括抽水蓄能电站、化学储能等新型储能、气电、光热电站、灵活性制造改造的煤电。

各地积极推行储能支持政策, 截至2022年7月底, 已有28省区发布十四五清洁能源发展目标, 其中26省市提出装机规模10~25%的储能配比要求。此外, 新疆发改委在《服务推进自治区大型风电光伏基地建设操作指引(1.0版)》中特别指出, 对建设4小时以上时长储能项目的企业, 允许配建储能规模4倍的风电光伏发电项目; 鼓励光伏与储热型光热发电以9:1规模配建。

2.2.2 储能形式, 百家争鸣

储能技术路线百家争鸣, 各有所长。根据能源存储形式不同, 可基本分为机械式、电化学、电磁储能、热储能、化学类储能几大类。现阶段, 电化学储能商用化进展更快, 但安全性有待进一步商业化的推广和验证, 且相对于太阳能、风能, 电化学储能并不是效率最高的储能方式。而热储能系统在冷、热、电综合能源利用方面效率高, 在储热容量、规模化建设及运营成本、运行寿命、安全性、发电功率等方面具有突出优势, 特别是对消纳间歇性新能源(风电、光伏等)装机出力, 在构建以新能源为主体的新型电力系统、保障电力系统安全稳定运行等方面发挥重要作用, 具有广阔的发展前景。

表 4: 各储能方式优缺点

储能类别	特点	缺点
抽水蓄能	利用过剩电力将作为液态能量媒体的水从地势低的水库抽到地势高的水库, 电网选址困难, 及其依赖地理条件; 投资周期	较大, 损耗较高
压缩空气储能 (CAES)	利用电力系统负荷低谷时的剩余电量, 由电动机带动空气压缩机, 将空气压入作为储气室的密闭大容量地下洞穴, 当系统发电量不足时, 将压缩空气经换热器与	效率较低, 需要大型储气装置、一定的地质条件和依赖燃烧化石燃料
机械储能	油或天然气混合燃烧, 导入燃气轮机作功发电	能量密度不够高、自放电率高, 如停止
飞轮储能	利用高速旋转的飞轮将能量以动能的形式储存起来。需要能量时, 飞轮减速运行, 充电, 能量在几到几十个小时内就会自行耗尽。只适合于一些细分市场, 比如	高品质不间断电源等

铅酸电池	电极主要由铅及其氧化物制成,电解液是硫酸溶液的蓄电池。目前在世界上应用广泛,循环寿命可达1000次左右,效率能达到80%-90%,性价比高,常用于电力系统事故电源或备用电源。	深度、快速大功率放电时,可用容量会下降;能量密度低,寿命短
锂离子电池	由锂金属或锂合金为负极材料、使用非水电解质溶液的电池。主要应用于便携式移动设备中,效率可达95%以上,放电时间可达数小时,循环次数可达5000次或更多,响应快速,是电池中能量最高的实用性电池	价格高、过充导致发热、燃烧等安全性问题,需要进行充电保护
钠硫电池	以金属钠为负极、硫为正极、陶瓷管为电解质隔膜的二次电池。循环周期可达到4500次,放电时间6-7小时,周期往返效率75%,能量密度高,响应时间快	因为使用液态钠,运行于高温下,容易燃烧,环保问题
液流电池	利用正负极电解液分开,各自循环的一种高性能蓄电池。电池的功率和能量是不相关的,储存的能量取决于储存罐的大小,因而可以储存长达数小时至数天的能量,容量可达MW级	电池体积太大;电池对环境温度要求太高;价格贵;系统复杂
超级电容器储能	用活性炭多孔电极和电解质组成的双电层结构获得超大的电容量。与利用化学反应和电池相比,其能量密度导致同等重量应的蓄电池不同,超级电容器的充放电过程始终是物理过程。充电时间短、使用下储能量相对较低,续航能力差,依赖寿命长、温度特性好、节约能源和绿色环保	于新材料的诞生,比如石墨烯
超导储能(SMES)	利用超导体的电阻为零特性制成的储存电能的装置。超导储能系统大致包括超导线圈、低温系统、功率调节系统和监控系统4大部分。超导材料技术开发是超导系统),由于可靠性和经济性的制约,商业化应用还比较远	超导储能的成本很高(材料和低温制冷)
热储能	热储能系统中,热能被储存在隔热容器的媒介中,需要的时候转化回电能,也可直接利用而不再转化回电能。热储能又分为显热储能和潜热储能。热储能储存的热量可以很大,所以可利用在可再生能源发电上。	热储能要各种高温化学热工质,场地要求高
化学类储能	利用氢或合成天然气作为二次能源的载体,利用多余的电制氢,可以直接用氢作为能量的载体,也可以将其与二氧化碳反应成为合成天然气(甲烷),氢或者合成天然气除了可用于发电外,还有其他利用方式如交通等	全周期效率较低,制氢效率仅40%,合成天然气的效率不到35%

资料来源:前瞻产业研究院、西部证券研发中心

2.2.3 政策利好与自身优势双重加码,光热迎来新热潮

光热发电核心优势如下:

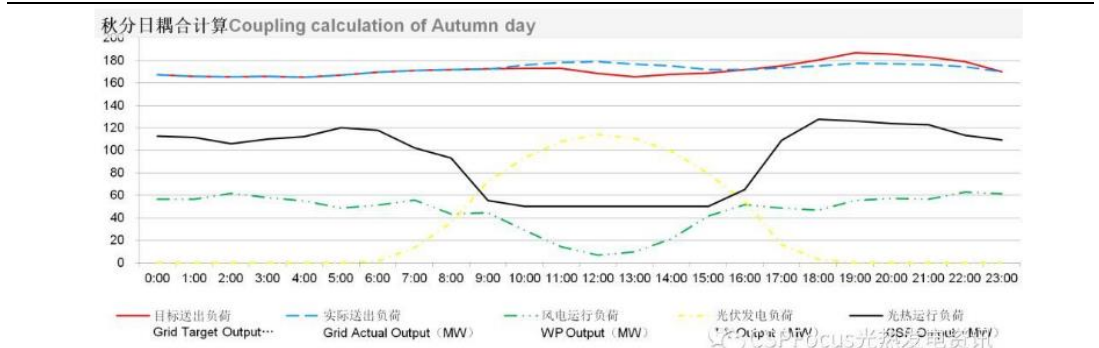
1) 连续、稳定: 太阳能热发电自带大容量、低成本的储能系统,可实现24小时连续、稳定发电,也可按需求满足早晚高峰、尖峰时段及夜间用电,替代部分火电机组承担电力系统的基础负荷。光热发电承担基础负荷的能力已在多个项目中得到验证:西班牙有18个太阳能热发电站不间断运行达3周,其中20MW、15h储能的Gemasolar电站实现连续36天全天候运行;我国50MW中广核德令哈太阳能热发电站连续运行32天(2021年最新数据为107天)。

2) 调节能力强: 据《2021年中国太阳能热发电行业蓝皮书》,我国2018年并网的3座商业化太阳能热发电示范项目的太阳能热发电机组调峰深度最大可达80%,爬坡速度快,升降负荷速率可达每分钟3%~6%额定功率,冷态启动时间1小时左右、热态启动时间约25分钟,可100%参与电力平衡,可部分替代化石类常规发电机组,对保障高比例可再生能源电网的安全稳定运行具有重要价值。

因此,光热可与光伏发电、风力发电混合互补发电,保障电力的稳定输出,提高电力系统中的可再生能源占比。在电力系统中光伏发电出力较高时,光热发电机组可将太阳能资源以热能的形式储存在储罐中,机组降低出力运行,为光伏发电让出发电空间。晚高峰时段,通过储热系统发电,满足电网晚高峰负荷需求。电网夜间进入低谷负荷期间,光热发电机组可以停机,给风电让出发电空间。通过调峰运行,光热发电可增强电力系统消纳可再生

能源电力的能力，减少弃风、弃光造成的电力损失。电力规划设计总院以目前新疆电网为例进行过模拟计算，假定建设100万千瓦~500万千瓦不同规模的太阳能热发电机组，可减少弃风弃光电量10.2%~37.6%。

图 12: 多能互补发电项目中各类能源的出力曲线



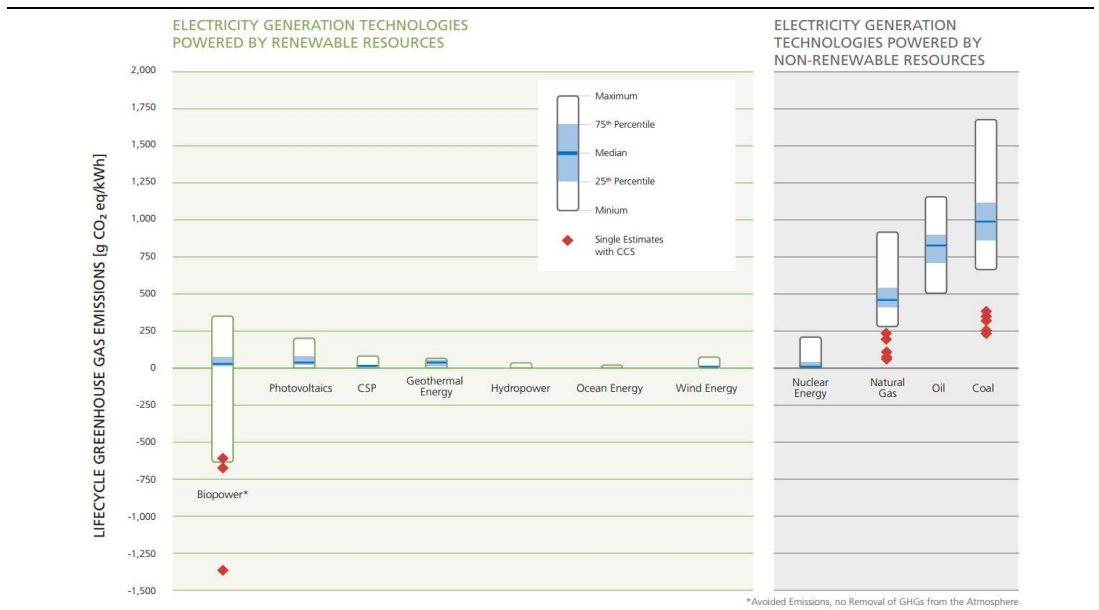
资料来源：内蒙古电力勘测设计院、西部证券研发中心

3) 安全性高，适合大容量储能使用：储能安全性是大容量储能的一个重要方面。目前，国内单机容量最大的首航高科塔式光热电站储能已达1.7GWh，全球达到了1000GWh。自1982年4月美国SOLARONE以来，全球669万千瓦的太阳能热发电装机还未发生过类似锂电爆炸等安全性事故，是一种高安全性的储能方式。

4) 储热系统可双向连接电网，灵活调节电力：太阳能热发电的熔融盐储能系统，既可通过太阳能集热系统给其充热、储热，也可通过电加热系统将网上的峰值电力转化为热能存储发电。这样的使用方式非常有利于电力系统的电力平衡，也能很好地参与电力市场交易。2021年9月23日，吉林省白城市人民政府发布“吉西基地鲁固直流白城140万千瓦外送项目入选推荐企业评优结果公示”，风电800MW、光伏400MW、光热200MW。其中太阳能热发电系统熔融盐储罐中带有可接纳可再生能源电力的电加热系统，太阳能热发电系统对电网形成双向连接，达到灵活调节可再生能源电力的目的。

5) 低碳、清洁、无污染：光热发电全生命周期度电碳排放仅为火电的1/50、光伏发电的1/6，具有良好的生态环境效益，可助力双碳目标的实现。

图 13: 各种发电技术的温室气体排放总量对比



资料来源：德国航空航天中心（DLR），西部证券研发中心

从光热的发展历程来看：

我国光热产业起步于“十二五”、快速发展于“十三五”，本土光热产业链基本形成。我国光热项目起步于“十二五”，在“十三五”期间迎来了第一次快速发展期，特别是依托首批光热发电示范项目，我国已形成了初具规模的光热发电全产业链，设备和材料国产化率达90%以上，孕育出一批有国际竞争力的本土企业。但是从“十二五”和“十三五”规划指标完成情况来看，光热的发展远远低于预期。

“十四五”期间，多能互补大势所趋，光热发电迎来新一波发展热潮。随着我国新能源发电装机规模快速增长，储能的重要性日益突出，而光热发电能够承担“基荷电源+调节电源+同步电源”多重角色，能够与光伏、风电起到较好的协同、互补作用，因而“风光热储”、“光热储能+”等一体化项目成为未来重要的发展趋势。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》，阐明了我国能源发展方针、主要目标和任务举措，是“十四五”时期加快构建现代能源体系、推动能源高质量发展的总体蓝图和行动纲领。规划表明，十四五将推动光热发电与风电光伏融合发展、联合运行，因地制宜发展储热型太阳能热发电。

表 5：《“十四五”现代能源体系规划》中的光热产业政策

政策目标	光热相关内容
大力发展非化石能源	积极发展光热发电；全面推进风电和太阳能发电大规模开发和高质量发展，在风能和太阳能资源禀赋较好、建设条件优越、具备持续整装开发条件、符合区域生态环境保护等要求的地区，有序推进风电和光伏发电集中式开发，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。
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，推动气电、光热发电与风电、光伏发电融合发展、联合运行。
灵活调节电源	十四五时期将在青海、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。

资料来源：国家发改委官网，西部证券研发中心

图 14：国内光热产业发展历程



资料来源：能源杂志，2021中国太阳能热发电蓝皮书，西部证券研发中心

据我们不完全统计，目前我国正处于前期准备/可研/备案阶段的光热项目合计装机规模达到1600MW，招投标项目规模613MW，在建项目规模2595MW，在建规模为已投运规模的4倍，光热发展大大提速。这些新增项目基本为风光热储多能互补项目，总装机规模更大，涉及的资金规模、企业范围更广，在国家政策鼓励、多方合力推动下，落地可能性大大提高。

行业专题报告|建筑材料

表 6: 2022 年招投标光热项目

2022 年招投标光热项目

序号	项目名称	招标人	中标人	招标内容	日期	光伏 (MW)	光热 (MW)	风电 (MW)	储能规模	项目进展	项目地	备注
1	乌兰察布“源网荷储一体化”关键技术研究与示范-多源蓄热式压缩空气能量枢纽-槽式光热辅热模块项目	中国长江三峡	哈汽	槽式光热集热系统及辅助设备	2022/2/7		3		压缩空气:10MW×4h、槽式光热 3MW×10h	中标	哈尔滨	
2	绍兴绿电能源熔盐储能项目	绍兴绿电能源有限公司	西子节能		2022/3/8				50/h (约 35MWh)	签约	浙江	
3	甘肃金塔 100 兆瓦塔式太阳能光热发电+600 兆瓦光伏发电一体化项目	金塔中光太阳能发电	浙江火电	聚光集热及储换热系统	2022/4/15	600	100		100MW*9h	中标	甘肃	已开工
			蓝星化工机械	熔盐储罐	2022/5/15					中标		
4	三峡恒基能脉瓜州 70 万千瓦“光热储能+”项目	三峡恒基能脉		EPC	2022/4/29	200	100	400		招标	甘肃	已开工
5	阿克塞哈萨克族自治县汇东新能源有限责任公司光热+光伏试点项目	中国能建	上汽	汽轮发电机	2022/3/12	640	110		110MW*8h	中标	甘肃	已开工
			蓝滨石化设备	储罐成套设备	2022/5/13					中标		
6	三峡能源青海格尔木 100MW 光热项目	三峡新能源格尔木	首航高科与西北院等联合体	EPC	2022/7/30		100			中标	青海	已开工
7	三峡能源青海青豫直流二期 3 标段光伏光热项目	三峡新能源格尔木	西北院、可胜技术、浙江火电	EPC	2022/7/25	900	100			中标	青海	已开工
8	玉门“光热储能+光伏+风电”示范项目 10 万千瓦光热储能工程	玉门新奥新能源	西北院	EPC	2022/7/25	400	100	200		中标	甘肃	已开工

合计招投标光热装机规模: 613MW

资料来源: 各大招投标网站, 西部证券研发中心

表 7: 我国在建光热项目

我国在建光热项目

序号	项目名称	项目主体	开工日期	光伏 (MW)	光热 (MW)	风电 (MW)	储能时长(h)	项目地	备注
1	青海众控德令哈 135 兆瓦光热发电项目	中控太阳能	2021/3/26		135		11.2	青海	国家首批光热示范项目, 2018 年逾期未报送建设承诺, 取消示范资格。2020 年由中控太阳能接续开发, 计划 2022 年 9 月 30 日前正式并网发电。
2	中国绿发青海格尔木乌图美仁 382 万千瓦多能互补项目	中国绿发青海新能源公司	2021/9/17	3000	300			青海	预计投资 195.75 亿元, 计划“十四五”内建设完成。
3	青豫直流二期外送项目 1 标段	国家能源集团	2021/11/1	900	100			青海	计划于 2023 年底前建成并网发电
4	青豫直流二期外送项目 2 标段	国家电投集团黄河公司	2021/11/1	900	100			青海	计划于 2023 年底前建成并网发电
5	青豫直流二期外送项目 3 标段	三峡能源	2021/11/1	900	100			青海	计划于 2023 年底前建成并网发电
6	三峡能源海西基地格尔木光伏光热项目	三峡能源	2021/11/1	1000	100			青海	计划于 2023 年底前建成并网发电
7	敦煌 700MW“光热储能+光伏”一体化示范项目	国家能源集团甘肃电力公司	2021/11/1	600	100			甘肃	计划于 2023 年底前建成并网发电
8	玉门 70 万千瓦光热+光伏+风电示范项目	玉门新奥新能源有限公司	2021/11/1	400	100	200		甘肃	计划于 2023 年底前建成并网发电
9	通榆 70 万千瓦光热光伏风电互补示范项目 1 号	国家电力投资集团有限公司	2021/11/1	100	100	200		吉林	计划于 2023 年底前建成并网发电
10	通榆 70 万千瓦光热光伏风电互补示范项目 2 号	中国电力建设集团有限公司	2021/11/1	100		200		吉林	计划于 2023 年底前建成并网发电
11	大安 70 万千瓦光热光伏风电互补示范项目 3 号	中国广核集团有限公司	2021/11/1	100	100	200		吉林	计划于 2023 年底前建成并网发电

12|请务必仔细阅读报告尾部的重要声明

12	大安 70 万千瓦光热光伏风电互补示范项目 4 号	大唐新能源	2021/11/1	100		200		吉林	计划于 2023 年底前建成并网发电
13	中国广核德令哈 200 万千瓦光热储一体化项目	中国广核集团	2022/3/23	1600	400		6	青海	
14	金塔中光太阳能“10 万千瓦光热+60 万千瓦光伏”项目	金塔中光太阳能	2022/3/25	600	100		9	甘肃	计划于 2023 年底全容量并网发电
15	阿克塞哈萨克族自治县汇东新能源有限责任公司光热+光伏 试点项目	中国能建	2022/5/13	640	110		8	甘肃	计划于 2023 年底前建成并网发电
16	三峡恒基能脉瓜州 70 万千瓦“光热储能+”项目	三峡恒基能脉	2022/5/23	200	100	400		甘肃	2023 年底前各单项实现并网发电
17	阿里 50MW 光热+100MW 光伏源网荷储一体化热电示范项目	中广核新能源西藏分公司	2022/6/1	100	50			西藏	争取在 2023 年供暖季到来之前解决地区保供问题。
18	中国绿发卓康鲁能 100 万千瓦绿色能源大基地项目	中国绿发	2022/7/8	900	100		8	新疆	光伏计划 202303 月底前投运；光热计划 202409 前投运
19	吐鲁番市托克逊县 10 万千瓦光热+90 万千瓦光伏示范项目	中国电建、新疆中安睿达	2022/7	900	100			新疆	
20	新疆电建睿达新能源 10 万千瓦光热+90 万千瓦光伏项目	中国电建	2022/7/9	900	100			新疆	
21	博州 10 万千瓦储热型光热+90 万千瓦项目	新华水电	2022/7/18	900	100		8	新疆	
22	精河 10 万千瓦光热+90 万千瓦项目	新华水电	2022/7/18	900	100		8	新疆	预计 2024 年 7 月底全容量并网发电
23	中国能建鄯善 1GW 光热+光伏一体化项目	中国能建	2022/7/20	900	100			新疆	计划 20221130 前光伏并网发电，20247030 前光热储能项目投产
合计在建光热装机规模：2595MW									

资料来源：CSPPLAZA 光热发电平台，西部证券研发中心

三、光热系统庞大、产业链长，多行业有望受益

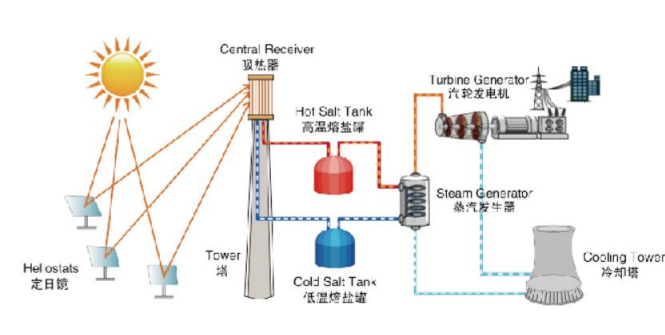
3.1 塔式光热发电为目前主流技术形式

光热发电需通过“光能—热能—机械能—电能”的转化过程。光热发电的原理是：通过反射镜、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。

按照聚能方式及其结构进行分类，光热发电可分为塔式、槽式、碟式、菲涅尔式四类技术。

1) 塔式发电：塔式发电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。在各种形式的光热发电技术中，塔式熔盐储能光热发电因其较高的系统效率，成为目前我国最主流的光热发电技术路线，其缺点主要是造价昂贵，随着未来的技术发展有较大的下降空间。

图 15：塔式光热发电技术示意图



资料来源：首航高科官网、西部证券研发中心

图 16：塔式光热发电项目

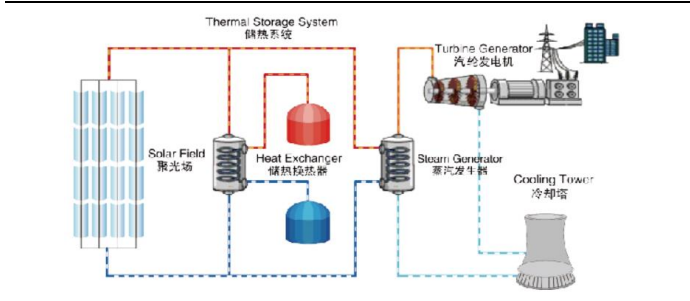


资料来源：可胜技术官网、西部证券研发中心

2) 槽式发电：槽式发电利用大面积槽式抛物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。全球首座槽式太阳能热发电商业电站 SEGSI 于 1984 年投运，于 2015 年底正式退役，作为全球光热电站的首次尝试，虽然当时的技术并不成熟，但仍然平稳运行 30 年，这也从侧面印证了光热电站具有较长的生命周期，意味着光热电站带来的全寿命周期售电收益有更大的想象空间。

图 17：槽式光热发电技术示意图



资料来源：首航高科官网、西部证券研发中心

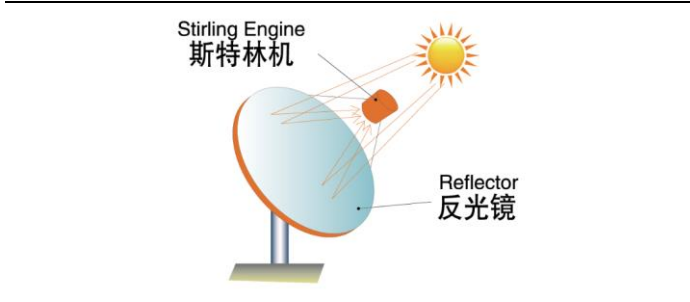
图 18：槽式光热发电项目



资料来源：首航高科官网、西部证券研发中心

3) 碟式发电 (又称盘式电站)：由许多抛物面反射镜组成集热系统，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°C 左右，驱动斯特林发动机进行发电。碟式光热电站单个规模较小，通常用于空间太阳能电站。

图 19：碟式光热发电技术示意图



资料来源：首航高科官网、西部证券研发中心

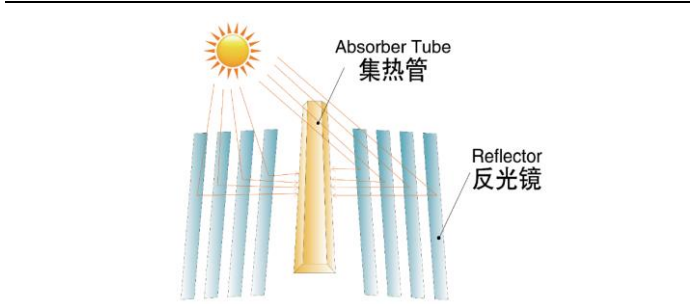
图 20：碟式光热发电项目



资料来源：首航高科官网、西部证券研发中心

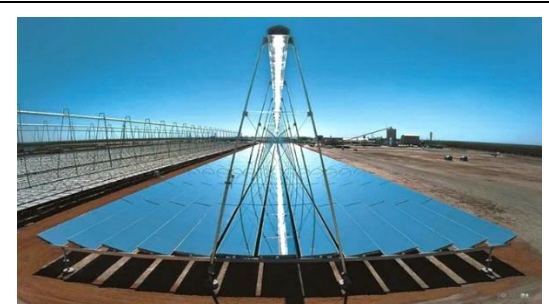
4) 菲涅尔发电：采用多个平面或微弯曲的光学镜组成的菲涅尔结构聚光镜来替代抛面镜，众多平放的单轴转动的反射镜组成的矩形镜场自动跟踪太阳，将太阳光反射聚集到具有二次曲面的二级反射镜和线性集热器上，集热器将太阳能转化为热能，进而转化为电能。成本相对来说低廉，但效率也相应降低。由于聚光倍数只有数十倍，因此加热的水蒸气质量不高，使整个系统的年发电效率仅能达到 10% 左右。

图 21：菲涅尔光热发电技术示意图



资料来源：首航高科官网、西部证券研发中心

图 22：菲涅尔光热发电项目



资料来源：首航高科官网、西部证券研发中心

塔式和槽式两种类型应用较多，槽式技术较为成熟，塔式技术更具发展潜力。在我国已建成的光热发电系统中，塔式占比最高，塔式/槽式/菲涅尔式的占比分别为 60%/28%/12%；

在全球主要国家和地区已建成的光热发电系统中，槽式占比最高，槽式/塔式/菲涅尔式的占比分别为 76%/20%/4%。具体来对比塔式和槽式，槽式技术较为成熟，在国际上已经有丰富的应用经验，但系统效率低于塔式，并且成本下降空间有限；塔式技术效率高，虽然目前塔式电站的投入成本较为高昂，但随着未来技术发展有望下降，未来具有较好的发展前景。

图 23：我国光热发电项目装机技术类型占比

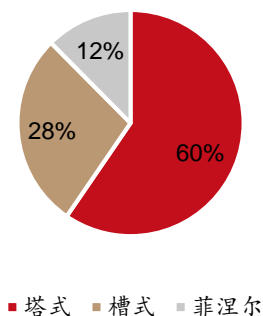
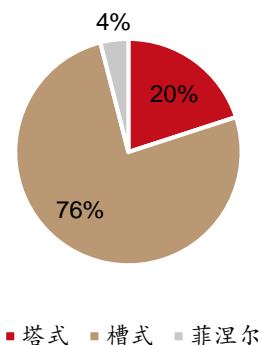


图 24：全球主要国家和地区光热发电项目装机技术类型占比



资料来源：太阳能光热产业技术创新战略联盟 CSTA、西部证券研发中心

资料来源：太阳能光热产业技术创新战略联盟 CSTA、西部证券研发中心

表 8：光热发电技术形式对比

项目	塔式发电	槽式发电	碟式发电	菲涅尔发电
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、蒸发器和汽轮机发电机组	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℃	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	否	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 MW 级发电	示范项目，商业化规模小
优点	热传递路程短、高温蓄热、综合效率高	太阳热辐射能集热装置占地面积极比塔式/碟式小 30%~50%	光学效率高，启动损失小，适用于边远地区独立电站	系统简单、建设和维护成本相对较低。
不足	成本高	热量及阻力损失较大	聚光镜造价贵，容量小	温差大，易引发吸热管破碎

资料来源：知网、西部证券研发中心

3.1 光热产业链企业众多，多个行业有望受益

3.1.1 光热发电属技术和资金双密集型行业，对产业拉动力强

太阳能热发电是技术和资金双密集型行业，项目的投资受装机容量规模、储热时间影响较大。从我国已投运的光热项目来看，50MW 的光热项目，配置 6~15 小时的储热时长，初始投资金额在 10~18 亿元不等；100MW 的光热项目则基本配置 10 小时以上的储热时长，初始投资金额接近 30 亿元。

行业专题报告|建筑材料

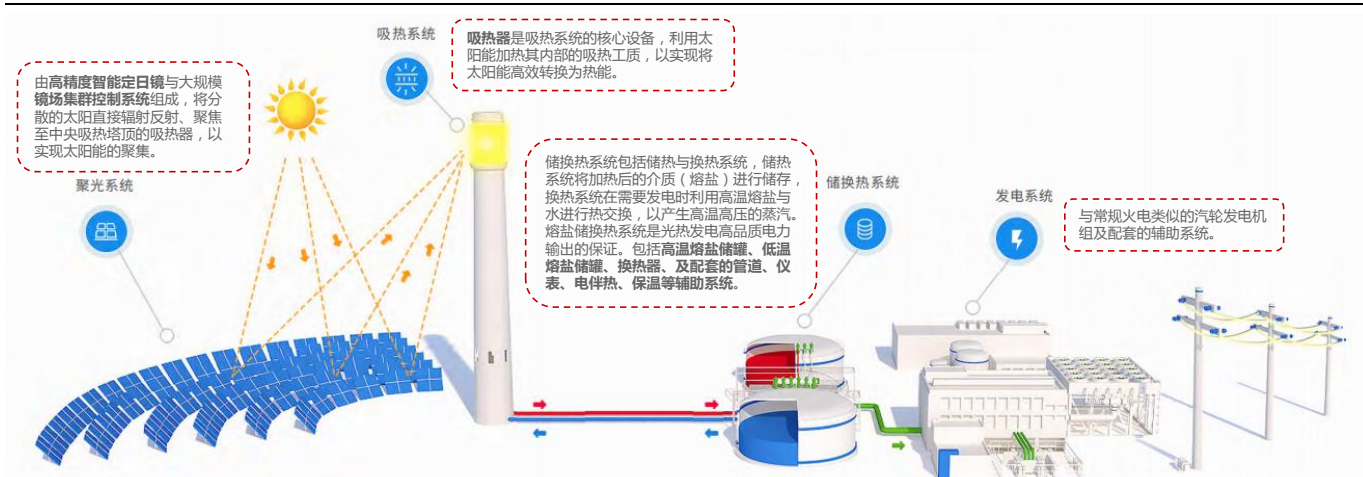
表 9：我国已投运光热项目初始投资及设计年发电量情况

项目名称	光热规模 (MW)	储热时长 (h)	初始投资 (亿元)	设计年发电量 (亿度)	项目地	投运日期
青海中控 10MW 塔式太阳能热发电站	10	2	2.1	-	青海	2013/7/1
中电建青海共和 50MW 光热发电项目	50	6	12.22	1.569	青海	2019/9/19
青海中控德令哈 50MW 光热项目	50	7	10.88	1.46	青海	2018/12/30
中广核德令哈 50MW 光热项目	50	9	17	1.975	青海	2018/6/30
玉门鑫能 50MW 光热项目	50	9	17.9	2.16	甘肃	2021/12/30
鲁能海西格尔木 50MW 熔盐塔式光热发电项目	50	12	19.86	1.6	青海	2019/9/19
中电哈密 50MW 塔式光热发电项目	50	13	16.4	2.14	新疆	2019/12/29
敦煌熔盐线性菲涅尔式 5 万千瓦光热发电示范项目	50	15	16.88	2.14	甘肃	2019/12/31
中核龙腾乌拉特中旗 100MW 槽式光热电站	100	10	28.8	3.92	内蒙古	2020/1/8
首航节能敦煌 100MW 熔盐塔式光热项目	100	11	30	3.9	甘肃	2018/12/28

资料来源：太阳能光热产业技术创新战略联盟 CSTA、西部证券研发中心

一个塔式光热电站包含聚光系统、吸热系统、储换热系统和发电系统，其中聚光系统、吸热系统和储换热系统的技术要求更高，而发电系统与常规火电系统类似，技术较为成熟。

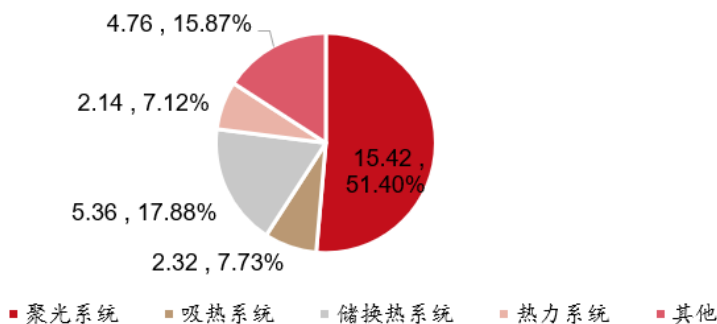
图 25：塔式光热发电系统



资料来源：可胜技术官网，西部证券研发中心

塔式光热电站的投资成本中，聚光系统、储换热系统合计占比近 70%。据可胜技术测算，一个塔式光热发电站的聚光系统/吸热系统/储换热系统/热力系统成本占比分别为 51.4%/7.73%/17.88%/7.12%；而一个 12h 储热时长 100MW 的塔式光热电站的总投资一般在 25~30 亿元之间，按照 30 亿元计算，聚光系统/吸热系统/储换热系统/热力系统的成本分别达到 15.42/2.32/5.36/2.14 亿元。

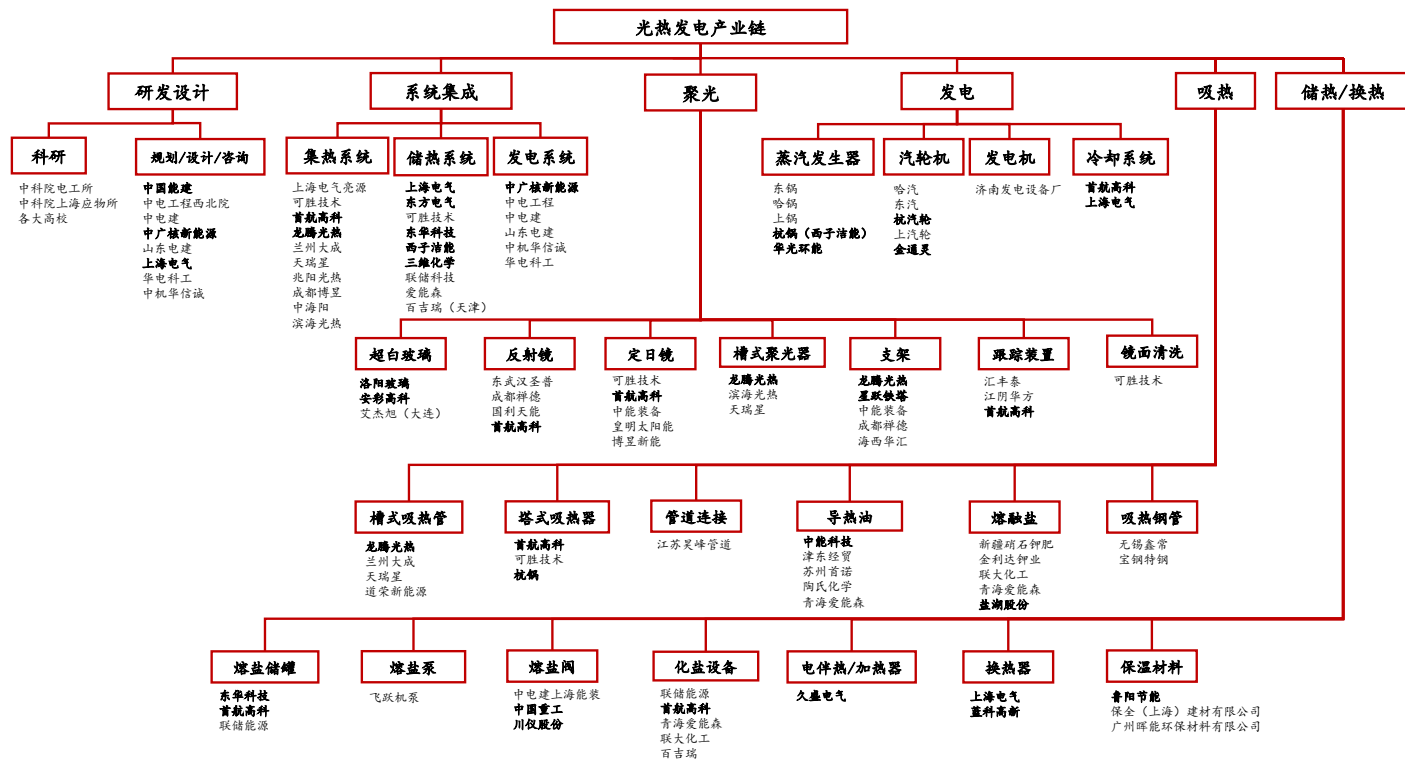
图 26：塔式太阳能热发电建造成本拆分



资料来源：2021 中国太阳能热发电行业蓝皮书，西部证券研发中心

光热电站的建设产业链长，对产业有较强的拉动力。光热发电的发展一方面能促进高端装备、自动化、软件等产业的发展，另一方面还可消化大量水泥、钢材、玻璃、化工、机械等行业的过剩产能。通过首批光热发电示范项目建设，我国光热发电装备制造产业链已经基本形成，在国家首批光热发电示范项目中，设备、材料国产化率超过 90%，在部分项目中（如青海中控德令哈 5 万千瓦塔式光热发电项目），设备和材料国产化率已达到 95% 以上。据太阳能光热产业技术创新战略联盟不完全统计，2021 年，我国从事太阳能热发电相关产业链产品和服务的企事业单位数量近 550 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约 320 家，约占目前太阳能热发电行业相关企业总数的 60%，其中聚光领域从业企业数量最多，约 170 家。

图 27：我国光热发电产业链的主要环节以及代表性企业



资料来源：太阳能光热产业技术创新战略联盟 CSTA，西部证券研发中心。注：加粗为上市公司。

3.1.2 保温材料——受益于光热发展细分行业之一

光热电站保温范围广，对保温材料质量要求高。一方面，光热电站系统运行温度普遍较高，并且需要大量的介质输送管道和相关换热设备。尤其是目前光热电站普遍配置有熔盐储热

17] 请务必仔细阅读报告尾部的重要声明

系统，但最常用的二元盐凝固点在 220 摄氏度左右，因此保温的要求十分严格，否则一旦熔盐凝固，对电站将造成破坏性损失。为尽量减少热量损失和熔盐等介质凝固引发运行事故，选用质量可靠的保温材料和保温方案对电站的经济性、运行安全性和稳定性极为重要。另一方面，目前光热电站最高运行温度可达近 600℃，与周围环境温差巨大，并且首批光热示范项目多集中于气候条件恶劣、高寒且昼夜温差较大的西北地区，这些因素对保温材料和方案也提出了更高要求。

在当下主流的塔式和槽式光热项目中，保温材料主要应用于其聚光集热系统、换热系统、储热装置和汽轮发电装置四部分。目前光热发电系统中使用的保温材料主要包括陶瓷纤维制品、岩棉保温毡、硅酸铝板、硅酸镁板、气凝胶等。

以一个装机 50MW 配置 7 小时储热系统的槽式光热项目为例，其所需保温材料的用量约为 2 万立方，投资成本约为 4000 万元（包括安装和施工费用），约占光热电站总投资成本的 2% 左右。

表 10：光热电站主要使用的保温材料

材料类型	具体品类
柔性材料	陶瓷纤维毡（硅酸铝纤维毡）；硅酸镁纤维毡；可溶纤维；气凝胶毡；玻璃纤维；岩棉（纤维织物）等
型材类	硅酸钙板；纳米微孔板材；纤维板；泡沫玻璃；膨胀珍珠岩板；陶瓷纤维模块；陶瓷纤维异性制品；纳米微孔隔热板
各种耐火砖	轻质黏土砖；莫来石砖；重质耐火砖
无定型耐火材料	浇注料类；隔热涂料；耐火胶泥；散状料（比如陶粒）
涂料类	特种高温功能涂料；防护涂料；涂层材料等

资料来源：CSPPLAZA 光热发电网，西部证券研发中心

光热电站建设带来的陶瓷纤维需求测算：

我国各省市在“十四五”期间清洁能源发展目标中明确提到的光热新增规模为 2590MW（内蒙古 500MW、甘肃 840MW、青海 1000MW、新疆哈密 250MW），以 50MW 装机对应 4000 万元的保温材料成本计算，“十四五”期间将产生 20.72 亿元的保温材料新增需求，并且保温材料的定期维护、更换还将带来持续的替换需求。

我们认为陶瓷纤维有望成为光热电站的首选保温材料，充分受益于光热发电行业的成长。陶瓷纤维早在 2012 年已经成功应用于全球最大的塔式光热电站 Ivanpah 光热发电项目，也在我国首批示范项目中的多个项目有使用实绩，经验成熟、性能出色，有望成为光热发电项目的首选保温材料。考虑到渗透率的问题，按 40% 的渗透率进行保守测算，2021-2025 年有望带来 8.29 亿元的陶瓷纤维新增需求，平均每年增加 1.66 亿元的陶纤需求，相当于当年国内市场总量的 3% 左右。而随着光热发电技术的进一步成熟与产业化水平的提升，未来还具备广阔的成长空间。

在此对光热电站领域 2021-2025 年的新增需求进行了汇总，根据行业建设规模，采用三种不同情形的假设，我们测算得到该领域在悲观、中性、乐观假设下分别将直接新增陶瓷纤维需求 8.29 亿元、12.43 亿元和 16.58 亿元，折算每年直接新增陶瓷纤维需求 1.66 亿元、2.49 亿元和 3.31 亿元，相当于现有市场规模的 3%、5% 和 7%。

行业专题报告|建筑材料

表 11: 陶瓷纤维需求测算

2021年-2025年 新增光热装机规模 (MW)	渗透率	对应陶瓷纤维新增需求 (亿元)	每年直接新增需求 (亿元)	直接新增需求/当前市场规模
	40%	8.288	1.6576	3%
2590	60%	12.432	2.4864	5%
	80%	16.576	3.3152	7%

资料来源: 国家能源局, 太阳能光热产业技术创新战略联盟 CSTA, 西部证券研发中心

四、建议关注标的

4.1 鲁阳节能

国内陶瓷纤维龙头，双轮驱动助力公司业绩增长。公司是亚洲最大的陶瓷纤维制造基地，产能 48 万吨，包括山东、内蒙古、新疆、贵州四大基地，占全国销量的 40%，市占率第一。公司主营陶瓷纤维和玄武岩产品，核心产品陶纤利润率维持高速增长，玄武岩产品持续发力，公司产品结构持续优化。

下游存量与新增需求并存，双碳背景下行业迎来发展机遇。陶瓷纤维是高效节能绝热保温材料，下游应用广泛，其存量需求主要来源于石化、有色和钢铁领域。随着新能源市场蓬勃发展，储能的重要性日益提升，光热发电凭借其自带储能的优势重启高速发展通道，“十四五”期间计划新增装机规模 2590MW。公司作为保温材料龙头，早在 2015 年就开始布局光热发电市场，目前已拥有首航节能敦煌 10MW 熔盐塔式光热电站、深圳金钒阿克塞 800 米熔盐槽式试验回路、中广核德令哈 50MW 槽式光热等多个实际项目供货业绩，凭借公司的产品优势、规模优势、生产基地优势，将在未来五年内充分受益于光热行业新一轮发展热潮。

低端市场有成本优势，高端市场有技术优势，扩产加速份额增长。公司作为国内陶瓷纤维龙头企业，在产能、产品、装备、研发和市场等方面均位居行业领先水平。产能方面，随着公司未来内蒙古基地扩建产能的投产加之产线的持续技改，22 年末公司乐观产能可达 60 万吨。同时，公司注重产业链延伸，岩棉产品已进入行业第一梯队，除尘滤管在政策推动下也有望迎来放量期。近年来公司 ROE 持续改善，自 2015 年 3.63% 提升至 2021 年的 21.32%。

大股东完成要约收购，收购价格 21.73 元/股，未来业务协同发展有较大空间。我们预计 22 年净利润 6.76 亿，大股东要约收购价格对应估值 16.3 倍，显示对公司内在价值的认可。与要约收购完成的同步公司与当地南麻街道签订战略合作，将增加在当地的节能产业投资，主要集中在排气控制、特种纤维、工业热管理等三个方面，显示了大股东持股比例上升对于鲁阳未来发展的重视程度，大股东是全球陶纤双寡头之一，在汽车尾气处理等许多高端产品方面享有技术专利优势，未来“新鲁阳”的发展值得期待。

五、风险提示

新冠疫情风险，技术更新速度不及预期，长时储能行业发展不及预期。

西部证券—行业投资评级说明

超配：行业预期未来 6-12 个月内的涨幅超过大盘（沪深 300 指数）10%以上
中配：行业预期未来 6-12 个月内的波动幅度介于大盘（沪深 300 指数）-10%到 10%之间
低配：行业预期未来 6-12 个月内的跌幅超过大盘（沪深 300 指数）10%以上

联系我们

联系地址：上海市浦东新区耀体路 276 号 12 层
北京市西城区月坛南街 59 号新华大厦 303
深圳市福田区深南大道 6008 号深圳特区报业大厦 10C
联系电话：021-38584209

免责声明

本报告由西部证券股份有限公司（已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格）制作。本报告仅供西部证券股份有限公司（以下简称“本公司”）机构客户使用。本报告在未经本公司公开披露或者同意披露前，系本公司机密材料，如非收件人（或收到的电子邮件含错误信息），请立即通知发件人，及时删除该邮件及所附报告并予以保密。发送本报告的电子邮件可能含有保密信息、版权专有信息或私人信息，未经授权者请勿针对邮件内容进行任何更改或以任何方式传播、复制、转发或以其他任何形式使用，发件人保留与该邮件相关的一切权利。同时本公司无法保证互联网传送本报告的及时、安全、无遗漏、无错误或无病毒，敬请谅解。

本报告基于已公开的信息编制，但本公司对该等信息的真实性、准确性及完整性不作任何保证。本报告所载的意见、评估及预测仅为本报告出具日的观点和判断，该等意见、评估及预测在出具日外无需通知即可随时更改。在不同时期，本公司可能会发出与本报告所载意见、评估及预测不一致的研究报告。同时，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动。本公司不保证本报告所含信息保持在最新状态。对于本公司其他专业人士（包括但不限于销售人员、交易人员）根据不同假设、研究方法、即时动态信息及市场表现，发表的与本报告不一致的分析评论或交易观点，本公司没有义务向本报告所有接收者进行更新。本公司对本报告所含信息可在不发出通知的情形下做出修改，投资者应当自行关注相应的更新或修改。

本公司力求报告内容客观、公正，但本报告所载的观点、结论和建议仅供投资者参考之用，并非作为购买或出售证券或其他投资标的的邀请或保证。客户不应以本报告取代其独立判断或根据本报告做出决策。该等观点、建议并未考虑到获取本报告人员的具体投资目的、财务状况以及特定需求，在任何时候均不构成对客户私人投资建议。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素，必要时应就法律、商业、财务、税收等方面咨询专业财务顾问的意见。本公司以往相关研究报告预测与分析的准确，不预示与担保本报告及本公司今后相关研究报告的表现。对依据或者使用本报告及本公司其他相关研究报告所造成的一切后果，本公司及作者不承担任何法律责任。

在法律许可的情况下，本公司可能与本报告中提及公司正在建立或争取建立业务关系或服务关系。因此，投资者应当考虑到本公司及/或其相关人员可能存在影响本报告观点客观性的潜在利益冲突。对于本报告可能附带的其它网站地址或超级链接，本公司不对其内容负责，链接内容不构成本报告的任何部分，仅为方便客户查阅所用，浏览这些网站可能产生的费用和风险由使用者自行承担。

本公司关于本报告的提示（包括但不限于本公司工作人员通过电话、短信、邮件、微信、微博、博客、QQ、视频网站、百度官方贴吧、论坛、BBS）仅为研究观点的简要沟通，投资者对本报告的参考使用须以本报告的完整版本为准。

本报告版权仅为本公司所有。未经本公司书面许可，任何机构或个人不得以翻版、复制、发表、引用或再次分发他人等任何形式侵犯本公司版权。如征得本公司同意进行引用、刊发的，需在允许的范围使用，并注明出处为“西部证券研究发展中心”，且不得对本报告进行任何有悖原意的引用、删节和修改。如未经西部证券授权，私自转载或者转发本报告，所引起的一切后果及法律责任由私自转载或转发者承担。本公司保留追究相关责任的权力。

所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

本公司具有中国证监会核准的“证券投资咨询”业务资格，经营许可证编号为：91610000719782242D。