下载日志已记录，仅供内部参考

甘肃能源（000791）

证券研究报告
2026 年 08 月 25 日

甘肃省国资委旗下综合能源上市平台

甘肃省属上市电力公司，火水风光电源协同发展

公司为甘肃省属综合能源上市平台，实际控制人为甘肃省国资委。公司早期以水电业务为主，后逐步拓展风电、光伏业务，并于 2024 年完成常乐发电 66%股权收购，形成火电、水电、风电、光伏协同发展的电源结构。截至 2025 年末，公司控股装机容量达 953.97 万千瓦，其中火电、水电、风电、光伏装机容量分别为 600/170.02/110.35/73.60 万千瓦。

火电：常乐一期外送机制支撑量价，二期投运打开增量空间

成本端来看，燃料成本为火电主要营业成本，公司主要燃料供应商集中于新疆，常乐电厂毗邻新疆哈密煤炭产区，并靠近兰新铁路，具备煤源价格及运输距离优势。低燃煤成本叠加煤价下行，有望支撑火电板块维持较强盈利能力；收入端来看，常乐一期 1-4 号机组为祁韶直流配套调峰电源，主要通过“火电调峰+新能源打捆”模式外送湖南，长期送电协议为机组电量消纳和利用小时提供支撑，交易电价与湖南燃煤火电市场价格联动。常乐二期 5、6 号机组于 2025 年投运，主要承担省内调峰、保供及新能源消纳职能，2026 年进入首个完整运营年度，有望成为公司近期收入和利润增长的主要来源。

水电：多流域资产分散来水波动，市场化改革重塑电价机制

公司共控股 22 座水电站，装机容量 170.02 万千瓦，分布于洮河、黑河、黄河以及白龙江、大通河等多个流域。多流域资产布局则有助于弱化单一流域水情变化对整体发电量的影响。水电营业成本以折旧、人工等相对固定费用为主，成本随发电量变化较小。2026 年起，除居民及农业保障电量外，甘肃省水电上网电量全面进入省内中长期及现货市场，水电盈利表现将更多受到来水条件与市场交易电价的共同影响。

风光：河西资源禀赋突出，存量运营与项目储备打开成长空间

公司在运风电、光伏装机容量合计 183.95 万千瓦，主要分布于酒泉、金昌、武威等河西走廊风光资源富集地区。2025 年，受发电量下降及上网电价回落影响，公司风光业务收入和毛利率有所承压；但随着后续项目投产，新能源业务有望逐步恢复增长。公司已开工及核准、备案项目合计约 910 万千瓦，其中 110 万千瓦已进入建设阶段。

盈利预测与估值：我们预计公司 2026-2028 年实现归母净利润 23.51、24.31、25.09 亿元，对应 PE 分别为 10.03、9.70、9.40 倍。参考可比公司估值水平，给予公司 2026 年 15 倍 PE，对应目标价 10.87 元/股，首次覆盖，给予“买入”评级。

风险提示：宏观经济下行风险；煤炭价格波动风险；电力价格波动风险；装机规模扩张不及预期风险；股价波动风险；测算假设存在误差风险等

财务数据和估值	2024	2025	2026E	2027E	2028E
营业收入(百万元)	8,695.37	9,065.40	10,448.80	10,804.92	11,186.85
增长率(%)	229.25	4.26	15.26	3.41	3.53
EBITDA(百万元)	4,568.37	5,280.96	6,010.26	6,257.06	6,533.44
归属母公司净利润(百万元)	1,644.21	2,051.46	2,350.72	2,431.05	2,509.21
增长率(%)	215.54	24.77	14.59	3.42	3.22
EPS(元/股)	0.51	0.63	0.72	0.75	0.77
市盈率(P/E)	14.34	11.50	10.03	9.70	9.40
市净率(P/B)	1.74	1.57	1.43	1.31	1.21
市销率(P/S)	2.71	2.60	2.26	2.18	2.11
EV/EBITDA	7.93	7.37	7.14	6.88	6.73

资料来源：wind，天风证券研究所

投资评级

行业	公用事业/电力
6 个月评级	买入（首次评级）
当前价格	7.27 元
目标价格	10.87 元

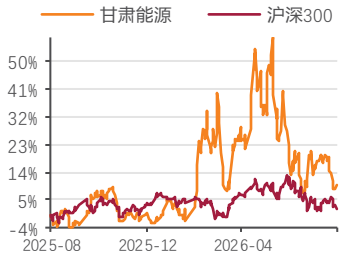
基本数据

A 股总股本(百万股)	3,243.84
流通 A 股股本(百万股)	1,935.63
A 股总市值(百万元)	23,582.71
流通 A 股市值(百万元)	14,072.05
每股净资产(元)	4.68
资产负债率(%)	53.31
一年内最高/最低(元)	10.91/6.30

作者

郭丽丽 分析师
SAC 执业证书编号：S1110520030001
guolili@tfzq.com

股价走势



资料来源：聚源数据

相关报告

下载日志已记录，仅供内部参考

内容目录

1. 甘肃省属上市电力公司，火水风光电源协同发展.....4
2. 火电：常乐一期外送机制支撑量价，二期投运打开增量空间.....7
2.1. 成本端：背靠新疆煤源叠加短运距，常乐电厂燃料成本具备优势.....8
2.2. 收入端：一期外送执行湖南标准，二期省内调峰打开增量空间.....9
3. 水电：多流域资产分散来水波动，市场化改革重塑电价机制.....12
4. 风光：河西资源禀赋突出，存量运营与项目储备打开成长空间.....15
5. 盈利预测与估值.....19
5.1. 盈利预测.....19
5.2. 估值.....20
6. 风险提示.....20

图表目录

图 1：公司发展历史沿革.....4
图 2：公司股权结构图.....4
图 3：2020-2026H1 年公司装机容量情况（万千瓦）.....5
图 4：2021-2026H1 公司营业收入.....5
图 5：2021-2026H1 公司归母净利润.....5
图 6：2021-2026H1 公司分产品营业收入（亿元）.....6
图 7：2021-2026H1 公司分产品毛利率（%）.....6
图 8：2021-2026H1 公司负债及资产负债率.....6
图 9：2021-2026H1 公司现金流情况（亿元）.....6
图 10：2021-2025 年公司分红与分红比率.....6
图 11：2021-2026H1 公司 ROE 变化（%）.....6
图 12：2021-2025 甘肃省装机结构（万千瓦）.....7
图 13：2021-2025 甘肃省发电量结构（亿千瓦时）.....7
图 14：公司火电营业成本结构（亿元）.....8
图 15：哈密烟煤（Q6000-Q6200）坑口价（元/吨）.....9
图 16：公司入炉标煤单价对比（元/吨）.....9
图 17：常乐电厂利用小时与甘肃省火电平均利用小时及全国火电平均利用小时对比（小时）.....9
图 18：甘肃电投常乐电厂送电湖南交易价格示意图.....10
图 19：常乐电厂结算电价与甘肃、湖南燃煤基准价对比（元/兆瓦时）.....11
图 20：2021-2025 甘肃省火电结算（电量电价）均价与甘肃省燃煤发电基准价（元/千瓦时）.....11
图 21：公司水电站位置示意图.....12
图 22：2020-2024 甘肃能源水电发电量（亿千瓦时）及主要流域年径流量（亿立方米）.....13

下载日志已记录，仅供内部参考

图 23：2021-2025 公司水电营业成本构成（亿元） 14
图 24：2021-2026H1 公司单位水电营业成本（元/千瓦时） 14
图 25：2021-2026H1 公司水电利用小时数与甘肃省、全国水电利用小时数（小时） 14
图 26：公司 2021-2026H1 水电上网电价（元/千瓦时） 15
图 27：2019-2025 年 1-9 月公司水电市场化交易电量比例（%） 15
图 28：各省（区、市）2024 年水平面总辐照量平均值（千瓦时/平方米） 16
图 29：各省（区、市）2024 年 100 米高度层风能资源平均值（瓦/平方米） 16
图 30：2021-2025 公司风电产品营业成本结构（亿元） 17
图 31：2021-2025 公司光伏产品营业成本结构（亿元） 17
图 32：2021-2026H1 公司风电利用小时数与甘肃省、全国风电利用小时数（小时） 17
图 33：2021-2026H1 公司光伏利用小时数与甘肃省、全国光伏利用小时数（小时） 17
图 34：2021-2026H1 公司风电与光伏产品上网电价（元/千瓦时） 18
图 35：2021-2026H1 公司风电与光伏产品毛利率（%） 18

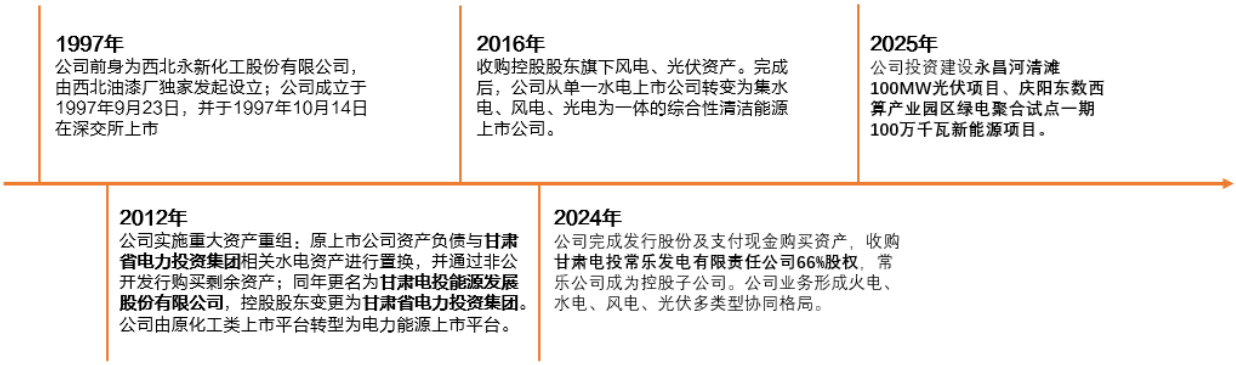
表 1：甘肃省部分重要火电项目 7
表 2：常乐电厂装机情况 8
表 3：2025 年公司五大供应商 9
表 4：常乐电厂相关送电协议 10
表 5：公司控股水电装机 12
表 6：公司在运风光发电站装机情况 15
表 7：甘肃省新能源相关政策规划 16
表 8：甘肃省机制电价情况 18
表 9：公司风光相关储备项目 19
表 10：公司核心业务经营数据预测 19
表 11：可比公司估值对比 20

下载日志已记录，仅供内部参考

1. 甘肃省属上市电力公司，火水风光电源协同发展

公司成立于 1997 年，资产重组后由原化工类上市平台转型为国资旗下电力上市企业，后通过控股股东持续的资产注入，从单一水电上市公司逐渐转型为集火电、水电、风电、光伏为一体的综合型电力上市平台。公司前身为西北永新化工股份有限公司，成立于 1997 年，并在同年于深交所上市。2012 年完成重大资产重组，置换甘肃省电力投资集团水电相关业务，控股股东变更为甘肃省电力投资集团，并更名为“甘肃电投能源发展股份有限公司”，成为国资旗下电力平台。2016 年公司通过非公开发行收购风电资产并投资建设风电、光伏项目，清洁能源布局进一步完善。2024 年公司收购甘肃电投常乐发电有限责任公司 66%股权，新增火电业务。经过多年发展，公司已成为火电、水电、风电、光伏多业务协同发展的综合能源电力上市平台。

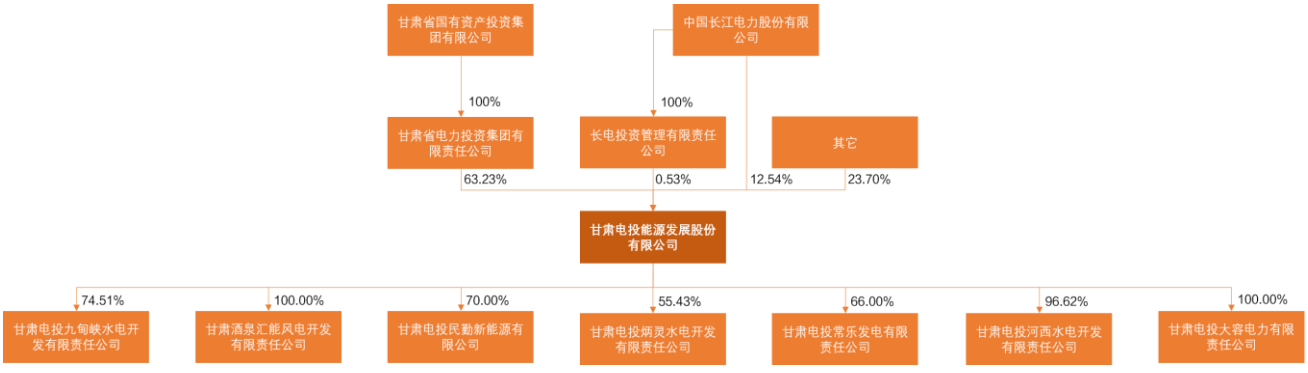
图 1：公司发展历史沿革



资料来源：公司公告，甘肃能源 2024 年度环境、社会和公司治理报告，天风证券研究所

公司股权结构稳定，甘肃国资委为其实际控制人。截至 2026 年年中，公司第一大股东为甘肃省电力投资集团有限责任公司，持股比例为 63.23%，为公司控股股东。股权穿透来看，甘肃省国有资产投资集团有限公司持有甘肃电投 100%股权，公司实际控制人为甘肃省国资委。除控股股东外，长江电力为公司第二大股东，直接持股比例为 12.54%；其全资子公司长电投资管理有限责任公司持股 0.53%，二者合计持股 13.07%，为公司重要股东。整体来看，公司由地方国资主要控股、央企产业资本参股，控制权稳定性较强。

图 2：公司股权结构图

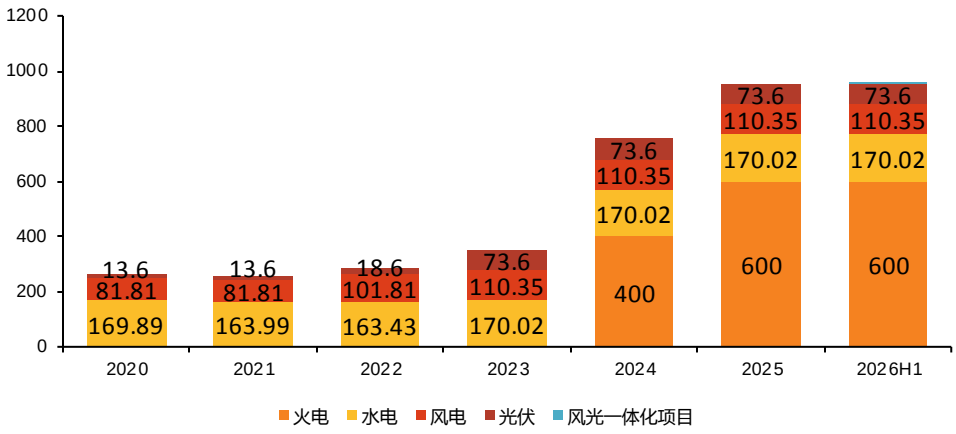


资料来源：公司公告，iFind，天风证券研究所

公司装机规模不断提升，火电装机容量占公司总装机容量比重超 50%。2020-2023 年，公司装机结构以水电、风电和光伏为主，水电装机容量基本维持在 160-170 万千瓦区间，风电及光伏装机容量在 2022-2023 年伴随新能源项目投产明显提升，光伏装机容量由 2022 年的 18.6 万千瓦跃升至 2023 年的 73.6 万千瓦，风电装机容量则由 2022 年的 101.81 万千瓦增长至 2023 年的 110.35 万千瓦。2024 年公司收购常乐公司，新增火电装机容量 400 万千瓦，装机总容量跃升至 753.97 万千瓦；2025 年随着常乐 5、6 号机组投产，火电装机容量进一步提升至 600 万千瓦，公司总装机容量达到 953.97 万千瓦。

下载日志已记录，仅供内部参考

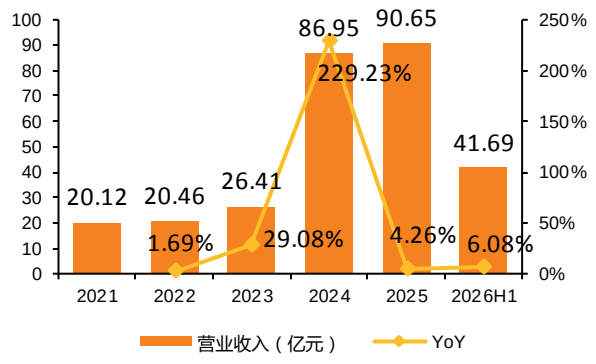
图 3：2020-2026H1 年公司装机容量情况（万千瓦）



资料来源：公司公告，天风证券研究所

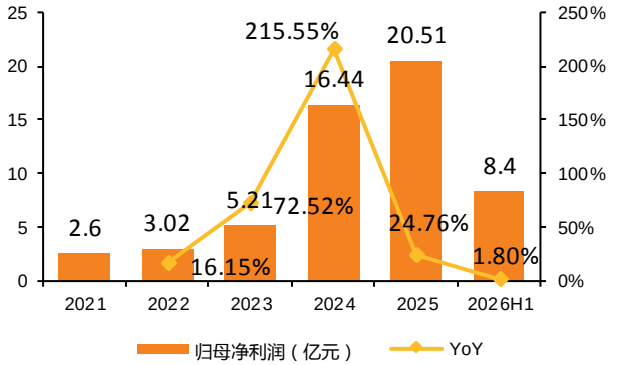
公司整体业绩持续向好，常乐电厂并表带来显著营收增量。2021-2022 年，公司营业收入及净利润在发电量波动背景下维持小幅增长；2023 年起，随着瓜州干河口 200MW 光伏项目、永昌河清滩 300MW 光伏项目、盐池滩风电场等新能源项目逐步投运、经营规模持续扩大，公司营业收入和净利润增速明显提升。2024 年，公司完成常乐电厂股权收购并将其纳入合并报表，新增火电业务，资产规模、装机容量及发电量显著提升，带动当年营业收入和归母净利润分别增长 229%以及 216%，实现快速增长。2025 年以来，公司在火电资产投产及综合能源布局完善的支撑下，收入与利润仍维持较高水平，根据 2026 年半年报，公司实现归母净利润 8.4 亿元，同比增长 1.8%，整体保持平稳运行；展望后续，随着常乐二期进入完整运营年度，叠加风电、光伏项目逐步投产贡献增量，公司业绩有望在高基数基础上延续稳健增长。

图 4：2021-2026H1 公司营业收入



资料来源：公司公告，天风证券研究所

图 5：2021-2026H1 公司归母净利润

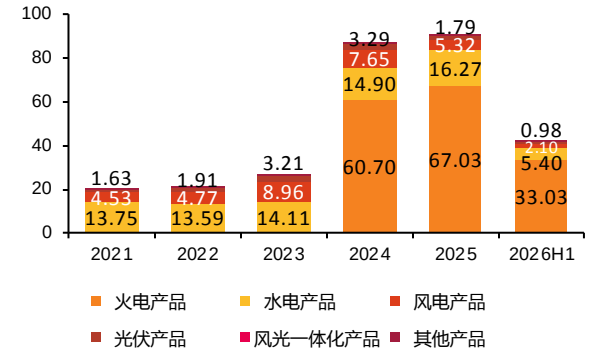


资料来源：公司公告，天风证券研究所

常乐火电并表重塑收入结构，多电源协同推动公司稳步增长。2021-2023 年，公司营业收入主要由水电贡献，风电、光伏业务收入规模相对较小，整体经营表现较大程度受来水、风光等自然资源以及上网电价波动影响。2023 年，随着新能源项目陆续投运及发电量提升，公司风电、光伏业务的营业收入实现较快增长，清洁能源业务规模进一步扩张。2024 年，公司完成常乐发电控股权收购并将其纳入合并报表，火电业务营业收入达 60.70 亿元，成为公司第一大收入来源，占当年总营收的 69.8%。公司业务结构亦由此前水电为主、风光补充逐步转向为火电提供营收支撑、水风光协同发展的格局。2025 年，伴随常乐 5、6 号机组陆续投产，火电营收进一步增至 67.03 亿元；同期水电营收提升至 16.27 亿元，为公司重要的盈利贡献来源。2026 年上半年，受到光伏产品发电量及售电单价下降等因素影响，光伏营业收入出现下降。毛利率方面，2025 年，受中长期及现货市场交易价格变化等因素影响，火电及水电平均上网电价上涨，相关业务毛利率有所改善；而风电、光伏受发电量下降及上网电价回落影响，营收和毛利率均出现下滑。

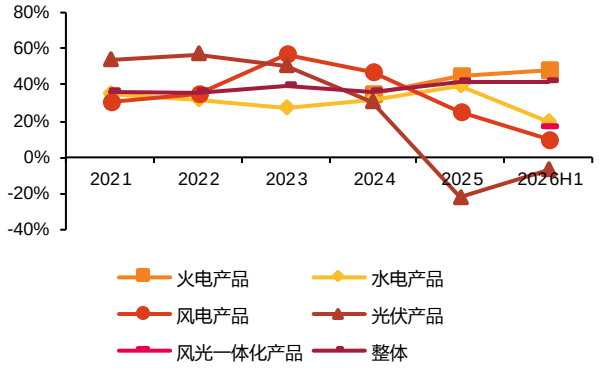
下载日志已记录，仅供内部参考

图 6：2021-2026H1 公司分产品营业收入（亿元）



资料来源：公司公告，天风证券研究所

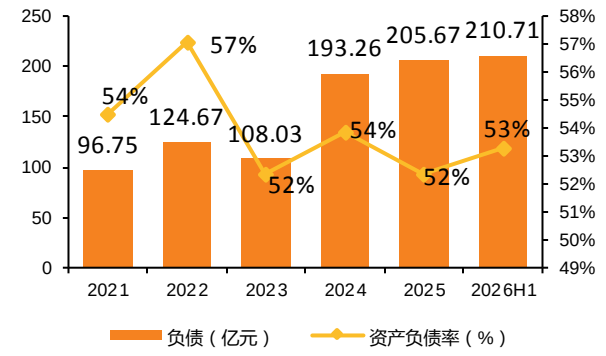
图 7：2021-2026H1 公司分产品毛利率（%）



资料来源：公司公告，天风证券研究所

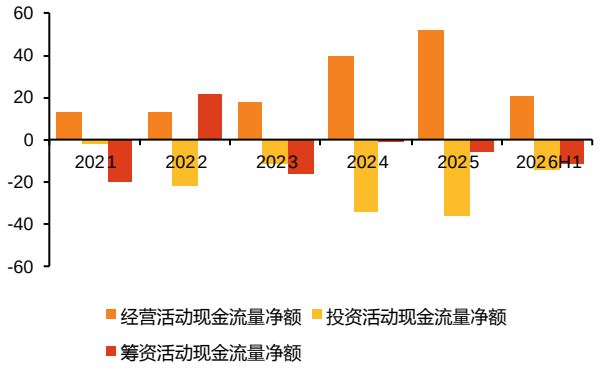
资产负债率总体保持稳健，经营现金流随业务规模扩张持续改善。2021-2022 年，公司负债规模由 96.75 亿元升至 124.67 亿元，资产负债率由 54.47%升至 57.08%，主要受新能源项目建设影响。2024 年，公司完成常乐发电控股权收购，火电资产及配套负债纳入合并报表，负债规模增至 193.26 亿元；但受资产和权益规模同步扩张支撑，资产负债率仅小幅升至 53.84%，整体仍维持在合理区间。现金流方面，公司经营活动现金流净额保持增长趋势，主要受发电业务规模扩大、燃料采购费用同比减少等带动。投资活动现金流为负，主要源于固定资产、设备等长期资产的购置支出。而筹资活动现金流方面，2025 年公司筹资活动现金流净额为-6.33 亿元，净流出较上年扩大，主要受分红支出增加影响。

图 8：2021-2026H1 公司负债及资产负债率



资料来源：公司公告，天风证券研究所

图 9：2021-2026H1 公司现金流情况（亿元）



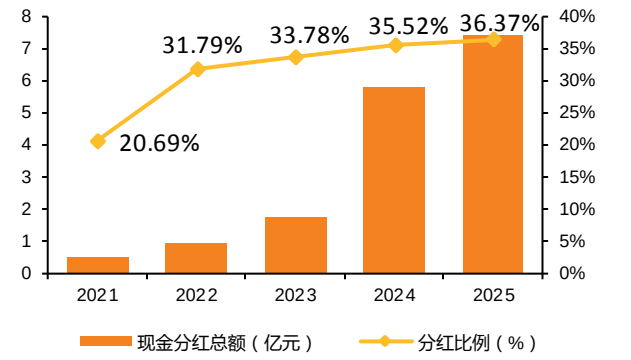
资料来源：公司公告，天风证券研究所

分红水平持续提升，ROE 随资产结构优化显著改善。2021-2025 年，公司现金分红总额由 0.54 亿元增至 7.46 亿元，分红比例由 20.69%提升至 36.37%，主要受益于盈利规模扩张及经营现金流改善。2024 年常乐电厂并表后，公司火电业务规模快速提升，收入及利润实现跃升，为分红增长提供了较强支撑。公司 ROE 在 2021-2023 年稳步上行，其中 2023 年风光项目陆续投产，带动归母净利润增长，推动 ROE 提升至 6.16%，2024 年，随着常乐发电并表及火电资产贡献增加，ROE 明显提升并维持高位。2025 年，公司火电机组陆续投运，叠加上网电价改善，盈利能力延续较强表现。

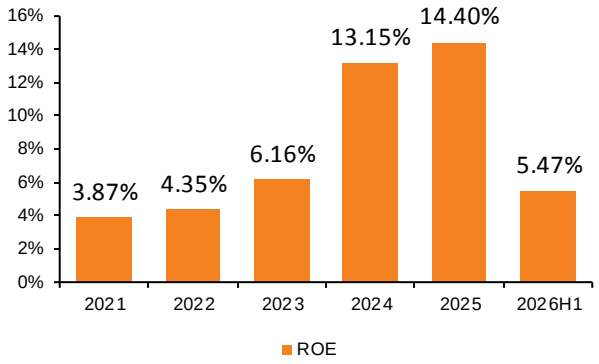
图 10：2021-2025 年公司分红与分红比率

图 11：2021-2026H1 公司 ROE 变化（%）

下载日志已记录，仅供内部参考



资料来源：公司公告，天风证券研究所

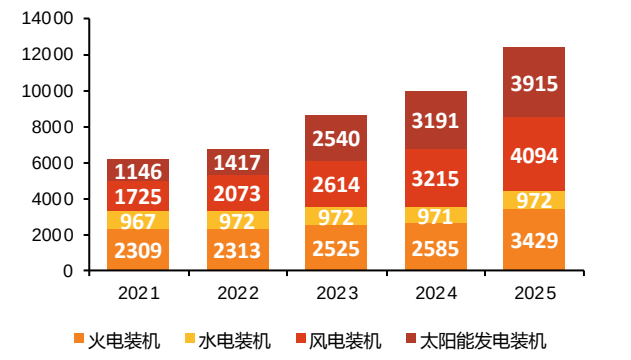


资料来源：公司公告，天风证券研究所

2. 火电：常乐一期外送机制支撑量价，二期投运打开增量空间

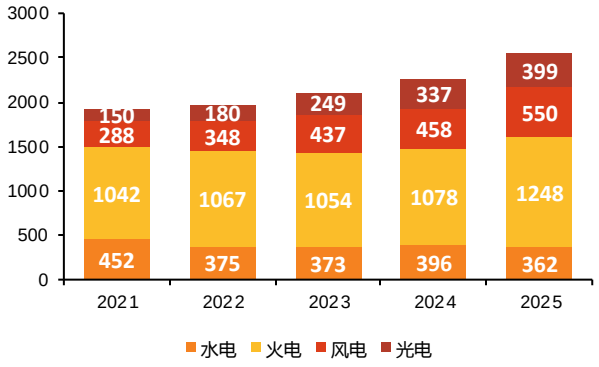
甘肃省新能源装机快速扩容，火电为省内主要发电量来源。2021-2025 年，甘肃省风光装机容量由 2870 万千瓦增至 8009 万千瓦，占全省总装机容量比例由 46.7%提升至 64.54%，电源结构逐步向新能源倾斜。同期，火电装机容量由 2309 万千瓦增至 3429 万千瓦，虽在总装机容量中的占比由 37.5%降至 27.6%，但火电发电量始终保持较高比重，2025 年实现发电量 1247.61 亿千瓦时，占全省发电量的 48.4%，仍为省内最主要的电量来源。

图 12：2021-2025 甘肃省装机结构（万千瓦）



资料来源：公司公告，天风证券研究所

图 13：2021-2025 甘肃省发电量结构（亿千瓦时）



资料来源：公司公告，天风证券研究所

甘肃省火电装机以大型煤电机组为主，常乐电厂为省内最大火电项目。截至 2025 年，甘肃省火电装机总容量约为 3429 万千瓦，分布于河西、陇东等地区。其中常乐电厂装机容量达 600 万千瓦，为全国最大百万千瓦级调峰火电厂，主要承担河西新能源基地外送配套调峰及电力保供职能；平凉、正宁、灵台等陇东地区项目单体规模普遍在 200 万千瓦以上，其中，正宁、灵台电厂主要作为“陇电入鲁”工程配套电源，支撑陇东电力外送；平凉电厂则兼具区域电力、热力供应保障功能。

表 1：甘肃省部分重要火电项目

项目	所在地	所属集团	装机容量（万千瓦）	项目说明
甘肃电投常乐电厂	酒泉瓜州	甘肃电投	600	6×100 万千瓦燃煤调峰机组，为全国最大百万千瓦级调峰火电厂
华能平凉电厂	平凉崆峒	中国华能	250.5	4×30 万千瓦等级亚临界燃煤发电机组及 2×60 万千瓦等级超临界空冷燃煤发电机组
华能正宁电厂	庆阳正宁	中国华能	200	2×100 万千瓦超超临界空冷燃煤机组，“陇电入鲁”配

下载日志已记录，仅供内部参考

				套调峰电源
山东能源灵台电厂一期	平凉灵台	山东能源	200	一期 2×100 万千瓦超超临界间接空冷燃煤机组；项目总体规划 4×100 万千瓦
大唐景泰发电厂	白银景泰	中国大唐	132	2×66 万千瓦燃煤机组
靖远第二发电有限公司	白银平川	中国中煤	132	4 台燃煤机组，合计 132 万千瓦

资料来源：各公司官网，国家能源局，甘肃省人民政府官网等，天风证券研究所

常乐一期为祁韶直流配套项目，以外送湖南为主，常乐二期定位省内自用及调峰电源。常乐一期 1-4 号机组共装机 4×100 万千瓦超超临界煤电机组，其为酒泉至湖南±800 千伏特高压直流工程配套调峰电源，优先在湖南消纳，形成“火电调峰+新能源打捆外送”模式，提升祁韶直流通道利用效率。二期 5-6 号机组则定位为甘肃省内自用及调峰电源，主要服务省内负荷增长、并提升系统调峰能力、促进新能源消纳。相较于一期机组侧重跨区外送支撑，二期机组更侧重省内兜底保供及调峰，在保障省内负荷需求的同时，通过灵活调节能力为新能源消纳提供支撑。

表 2：常乐电厂装机情况

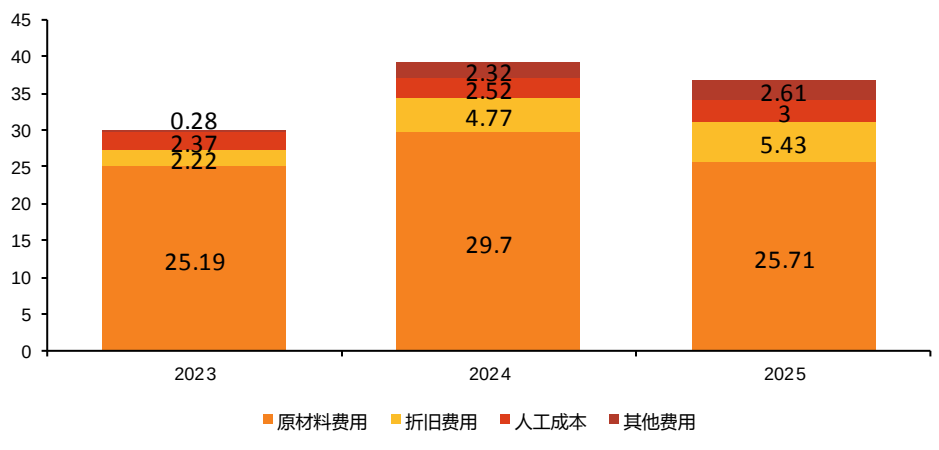
在运项目	机组	装机容量（万千瓦）	投产时间	电源类型	主要用途
常乐一期	1-2 号机组	2×100	2020.11	煤电	外送湖南
常乐一期	3-4 号机组	2×100	2023.12	煤电	外送湖南
常乐二期	5-6 号机组	2×100	2025.09（5 号机组） 2025.10（6 号机组）	煤电	省内调峰

资料来源：公司公告，甘肃省人民政府国有资产监督管理委员会，天风证券研究所

2.1. 成本端：背靠新疆煤源叠加短运距，常乐电厂燃料成本具备优势

公司火电营业成本以原材料费用为主，煤价变化对火电业务盈利能力影响显著。2023-2025 年，原材料费用分别为 25.19 亿元、29.70 亿元和 25.71 亿元，占火电营业成本的比重约为 84%、76%和 70%。2024 年火电营业成本增加至 39.31 亿元，主要系常乐机组运行规模扩大后，燃料消耗、折旧及人工等成本同步增加。其中，折旧费用由 2023 年的 2.22 亿元升至 4.77 亿元，源于新增机组投运带来的固定资产规模增长。2025 年原材料费用回落，带动火电产品营业成本降至 36.76 亿元；但随着 5、6 号机组投产，折旧、人工及其他费用或仍有所增加。

图 14：公司火电营业成本结构（亿元）



资料来源：公司公告，天风证券研究所

下载日志已记录，仅供内部参考

公司燃料来源中新疆煤源占比较高，常乐电厂区位优势明显，获煤成本较低。2025 年，公司前五大供应商中，新疆哈密三塘湖能源、广汇能源及新疆能源化工合计采购金额约 11.06 亿元，占年度采购总额约 42.9%，公司燃料以新疆煤为主。常乐电厂位于酒泉市瓜州县并靠近兰新铁路，临近哈密等新疆主要煤炭产区，新疆哈密优质低价的煤炭资源可以通过铁路或公路就近运输，具有运输距离短、运输费用低的特点，为公司带来成本上的优势。

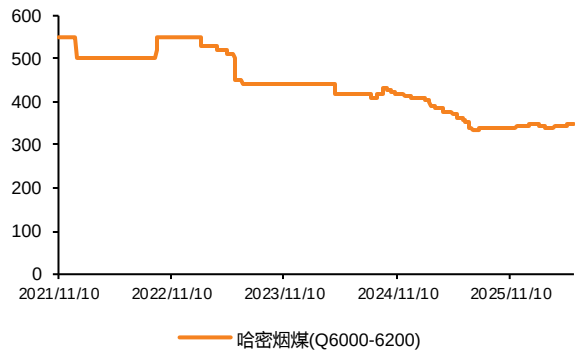
表 3：2025 年公司五大供应商

供应商名称	采购额（亿元）	占年度采购总额比例
新疆哈密三塘湖能源开发建设有限责任公司	5.42	21.06%
广汇能源股份有限公司	4.31	16.71%
窑街煤电集团酒泉天宝煤业有限公司	1.71	6.62%
北京新盛诚济供应链服务有限公司	1.39	5.40%
国家能源集团新疆能源化工有限公司	1.32	5.14%

资料来源：公司公告，天风证券研究所

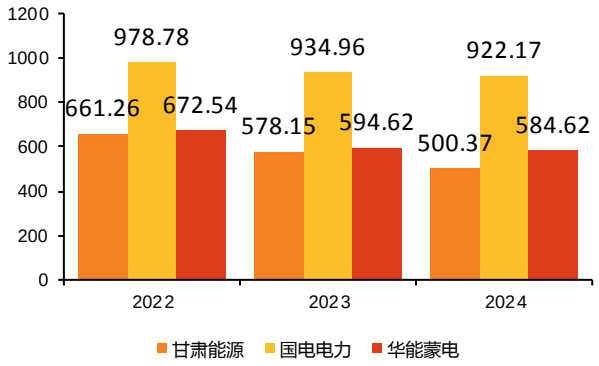
新疆煤源低价优势叠加煤价下行，公司入炉标煤成本领先。公司火电机组主要依托新疆煤源采购，新疆哈密煤源相较于其他产地煤源具有价格较低的优势。常乐电厂依托新疆煤源采购，并通过铁路运输实现稳定供应，在煤炭采购价格及运杂费控制方面具备较强竞争力，叠加 2023 年以来的煤价下行趋势，为常乐电厂进一步带来了成本上的优势，从入炉煤单价来看，常乐电厂入炉标煤单价 2022 年 661.26 元/吨、2023 年 578.15 元/吨、2024 年 500.37 元/吨，低于华能蒙电、国电电力等同行业企业，持续保持较低的原料成本；2025 年 1-9 月公司入炉标煤单价为 412.06 元/吨。

图 15：哈密烟煤（Q6000-Q6200）坑口价（元/吨）



资料来源：前瞻数据库，天风证券研究所

图 16：公司入炉标煤单价对比（元/吨）



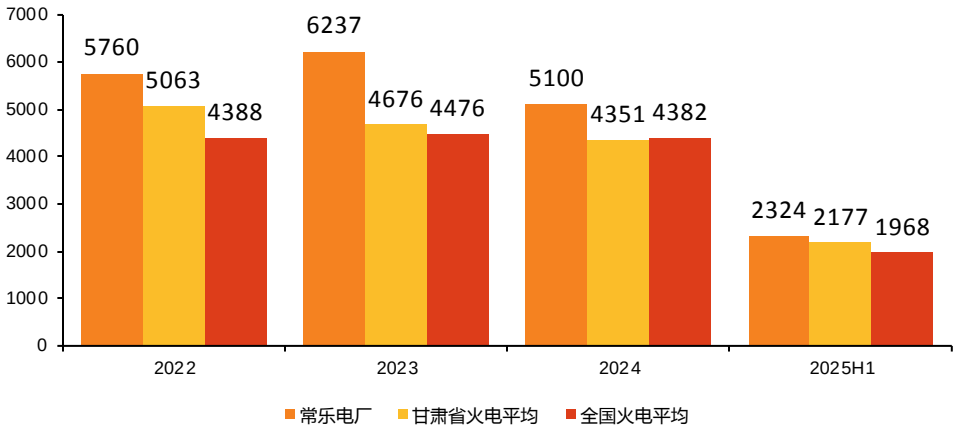
资料来源：甘肃能源评级报告，华能蒙电年报，国电电力年报，天风证券研究所 注：常乐电厂与国电电力为入炉标煤单价口径，华能蒙电为标煤单价口径

2.2. 收入端：一期外送执行湖南标准，二期省内调峰打开增量空间

常乐一期 4×1,000MW 发电机组为甘肃至湖南±800 千伏特高压祁韶直流输电工程配套调峰火电项目，绝大部分所产电力通过国家电网送至湖南省。根据甘肃省、湖南省及国家电网签署的《甘肃省人民政府、湖南省人民政府、国家电网有限公司关于甘肃酒泉至湖南湘潭特高压直流输电工程长期送受电合作协议》及其补充协议，一期 1-4 号机组由国家电力调度控制中心统一调度，并纳入湖南省电力电量平衡体系，其利用小时原则上不低于湖南省同类型机组平均水平。在送电安排上，优先安排配套电源送电，配套火电与配套新能源打捆外送。自 2024 年起，甘肃-湖南年度外送电量规模不低于 340 亿千瓦时，其中常乐电厂对应电量约 200 亿千瓦时。协议有效期至 2039 年 12 月，为常乐一期中长期电量消纳及利用小时稳定性提供了较强保障，机组利用小时数持续高于甘肃省火电平均利用小时及全国火电平均利用小时。

图 17：常乐电厂利用小时与甘肃省火电平均利用小时及全国火电平均利用小时对比（小时）

下载日志已记录，仅供内部参考



资料来源：公司公告，甘肃省工信厅，国家能源局，中电联，天风证券研究所

一期机组采用“基准电价+浮动电价”机制确定交易电价，容量电价执行湖南标准。2022年以来，公司与湖南省持续签署年度送电交易协议，2022年1月，常乐送湖南上网电价执行369.36元/兆瓦时的固定标准；其后改为“基准电价+浮动电价”机制，浮动部分主要参考甘肃省月度代理购电火电价格。2024年起，公司与国网湖南省电力有限公司签署2024-2028年送电交易协议，延续“基准电价+浮动电价”的定价机制。其中，2024-2025年容量电价按湖南省容量电价的标准执行，为165元/千瓦·年；上网电价侧则与湖南省燃煤火电中长期交易均价联动。当湖南煤电均价处于480-496元/兆瓦时区间时，常乐电量电价以320元/兆瓦时为基础；若湖南煤电均价高于或低于该区间，则常乐电量电价会按照双方约定的联动比例相应上调或下调。

图 18：甘肃电投常乐电厂送电湖南交易价格示意图



资料来源：公司公告，天风证券研究所

表 4：常乐电厂相关送电协议

协议名称	协议电价有关内容
《2022年甘肃电投常乐电厂送电湖南交易价格协议》	**1. 2022年1月执行固定电价** 常乐电厂送湖南上网电价为369.36元/兆瓦时。 **2.2022年2-12月改为“基准电价+浮动电价”机制** 基准电价为285元/兆瓦时；浮动部分与甘肃省月度代理购电火电价格挂钩。
《2023年甘肃电投常乐电厂送电湖南交易价格协议》	1.常乐电厂送湖南年度上网电价按照**“基准电价+浮动调整”**执行。其月度上网电价原则上参照国网甘肃省电力公司月度代理购电火电价格确定，**最高不超过369.36元/兆瓦时**。若当月未组织代理购火电交易，则以最近一期已公布的月度代理购电火电价格作为计价依据。 2.如国网湖南省电力有限公司月度代理购电火电价格扣除输电费用后测算的电价，与上述方式确定的常乐电厂当月上网电价之间的**差额低于15元/兆瓦时**，则常乐电厂当月上网电价调整为：**湖南省月度代理购电火电价格－输电费用－15元/兆瓦时。**
《2024-2028年甘肃电投常乐电厂送电湖南交易价格协议》	1.2024-2025 **容量电价标准为165元/千瓦·年**，每月结算容量电价根据年容量电价除以12确定。 2. 常乐电厂送湖南年度上网电价按照**“基准电价+浮动调整”按月计算**，并与湖南省燃煤火电中长期交易合同电量均价联动。当湖南煤电均价处于**480-496元/兆瓦时区间**

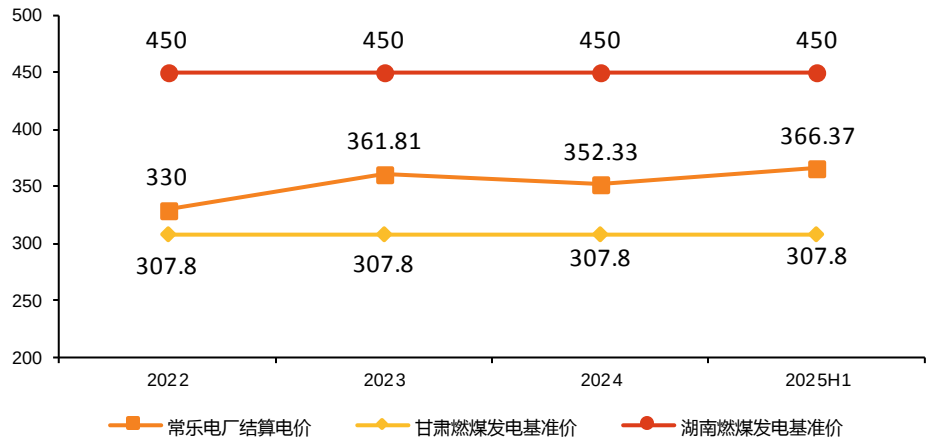
下载日志已记录，仅供内部参考

时，常乐电厂电量电价固定为 **320 元/兆瓦时**；当湖南煤电均价**低于 480 元/兆瓦时**，电量电价以 **320 元/兆瓦时**为基准，按照**两者价差与 320/480 的比例向下**调整；当湖南煤电均价**高于 496 元/兆瓦时**，则以 **320 元/兆瓦时**为基础，按照**超出部分与 320/496 的比例向上调整**。

资料来源：公司公告，天风证券研究所

跨省外送定价机制提供支撑，近年常乐一期结算电价均高于甘肃省内基准价。2022-2025 年上半年，常乐电厂结算电价分别为 330.0、361.8、352.3 和 366.4 元/兆瓦时，整体维持在甘肃与湖南燃煤发电基准价之间。相较甘肃省 307.8 元/兆瓦时的燃煤基准价，常乐电厂结算电价分别高出 22.2、54.0、44.5 和 58.6 元/兆瓦时，对应溢价幅度为 7.2%、17.5%、14.5%和 19.0%，这主要得益于优秀的上网电价定价机制：当湖南煤电均价处于 480-496 元/兆瓦时区间时，常乐电量电价固定为 320 元/兆瓦时优于甘肃省基准电价 307.8 元/兆瓦时；当煤电均价偏离该区间时，常乐电量电价仅按约 0.65 倍的系数进行上下浮动。该定价设计意味着，湖南煤电价格下行时，常乐电价的降幅相对较小；而在湖南煤电价格上涨时，公司仍可分享部分价格上行收益，平滑了波动。

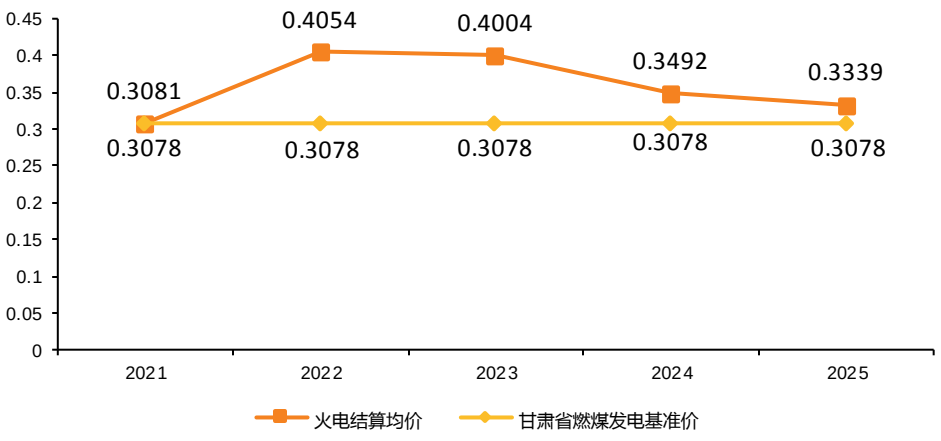
图 19：常乐电厂结算电价与甘肃、湖南燃煤基准价对比（元/兆瓦时）



资料来源：甘肃能源资产评估报告，湖南省发改委，甘肃省人民政府，天风证券研究所

常乐二期包含 5-6 号机组，主要作为省内调峰火电。常乐二期 5、6 号机组分别于 2025 年 9 月和 2025 年 10 月投入运行。2026 年一季度，常乐电厂 5、6 号机组已完成发电量 11.4 亿千瓦时。电价方面，常乐二期属于甘肃省内调峰煤电机组，参与甘肃省电力中长期市场及现货市场交易，其电量电价主要受到省内电力市场化交易影响。容量电价方面，自 2026 年起，甘肃省容量补偿标准由原来的 100 元/千瓦·年提升至 330 元/千瓦·年，有助于提升常乐二期的固定成本回收能力，增强机组收益稳定性。

图 20：2021-2025 甘肃省火电结算（电量电价）均价与甘肃省燃煤发电基准价（元/千瓦时）



下载日志已记录，仅供内部参考

资料来源：甘肃能源资产评估报告，甘肃省发展改革委，天风证券研究所

3. 水电：多流域资产分散来水波动，市场化改革重塑电价机制

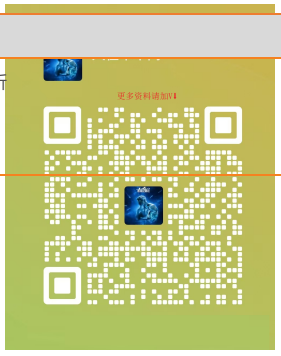
公司水电资产主要分布于甘肃省内洮河、黑河、黄河、白龙江、大通河及杂木河等流域，水电站点沿主要河流梯级布局。截至 2025 年末，公司控股在运水电装机规模达 170.02 万千瓦，共运营 22 座水电站，资产主要分布于甘肃省内洮河、黑河、黄河、白龙江、大通河及杂木河等主要流域，基本覆盖甘肃中南部及河西地区核心水电资源带。从装机结构看，公司水电资产以洮河、黑河、黄河三大流域为主，合计装机 131.30 万千瓦，占公司水电总装机比例约 77.2%；其中洮河流域装机 53.50 万千瓦，黑河流域、黄河流域装机分别为 46.40 万千瓦、31.40 万千瓦，其余 38.72 万千瓦分布于白龙江、大通河及杂木河等流域。

表 5：公司控股水电装机

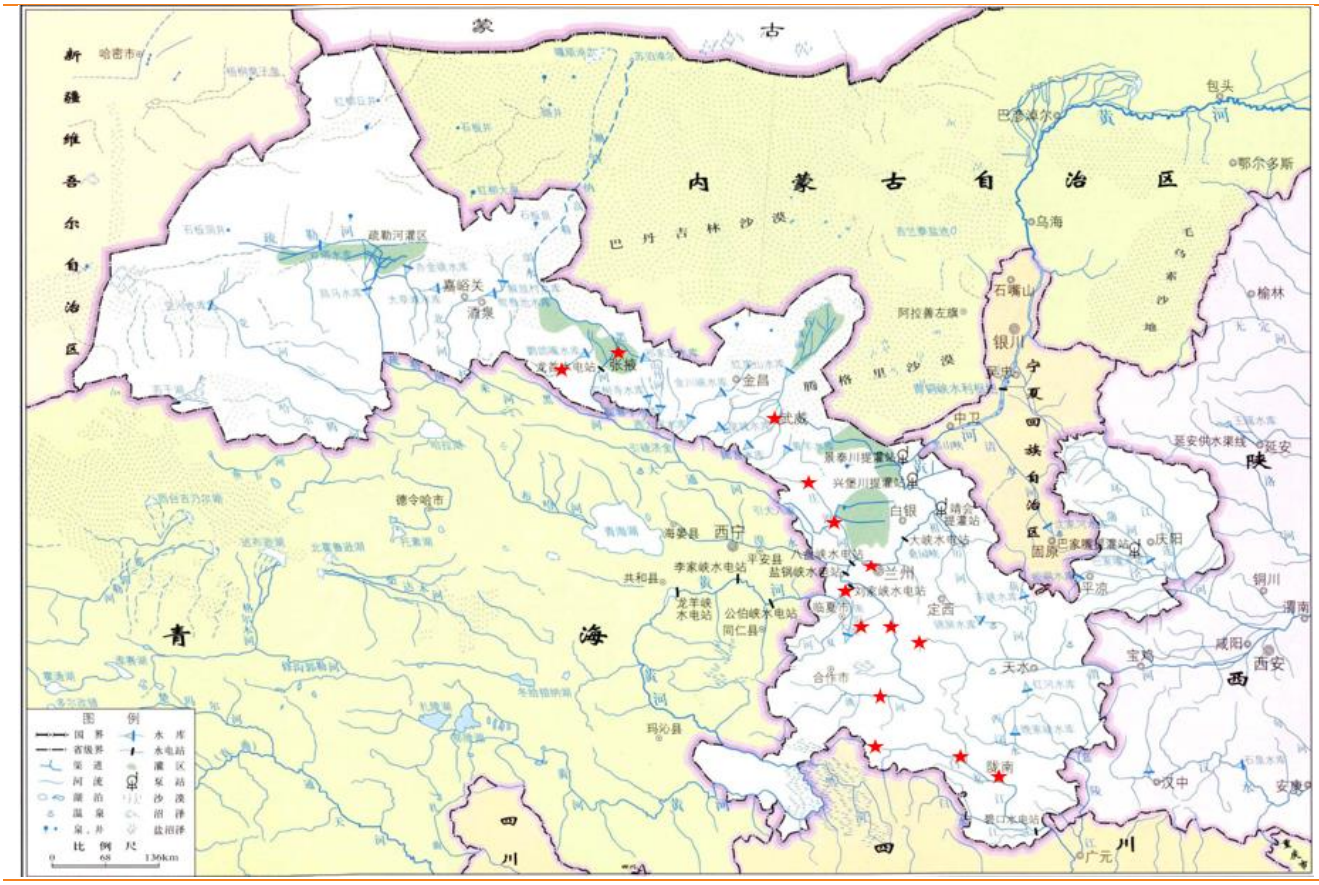
流域	水电站	所在地	装机容量（万千瓦）
洮河流域	九甸峡	甘南卓尼县	30.00
	莲峰	甘南卓尼县	2.00
	三甲	定西临洮县	3.15
	海甸峡	定西临洮县	6.00
	莲麓一级	临夏康乐县	6.60
	莲麓二级（峡城）	定西渭源县	3.75
	吉利	临夏康乐县	2.00
洮河流域总计	**7 座**		**53.50**
黑河流域	龙首一级	张掖甘州区	5.90
	龙首二级（西流水）	张掖肃南县	15.70
	龙汇	张掖肃南县	1.30
	三道湾	张掖肃南县	11.20
	宝瓶	张掖肃南县	12.30
黑河流域总计	**5 座**		**46.40**
黄河流域	炳灵（寺沟峡）	临夏永靖县	24.00
	河口	兰州西固区	7.40
黄河流域总计	**2 座**		**31.40**
白龙江、大通河及杂木河等	天王沟	兰州永登县	5.10
	朱岔峡	武威天祝县	3.40
	水泊峡	甘南迭部县	5.70
	大立节	甘南舟曲县	4.02
	石门坪	甘南舟曲县	1.50
	橙子沟	陇南武都区	11.50
	杂木寺	武威凉州区	2.30
	神树	武威天祝县	5.20
其他流域总计	**8 座**		**38.72**
合计	**22 座**		**170.02**

资料来源：甘肃能源 2023 年环境、社会与治理报告，天风证券研究所

图 21：公司水电站位置示意图



下载日志已记录，仅供内部参考

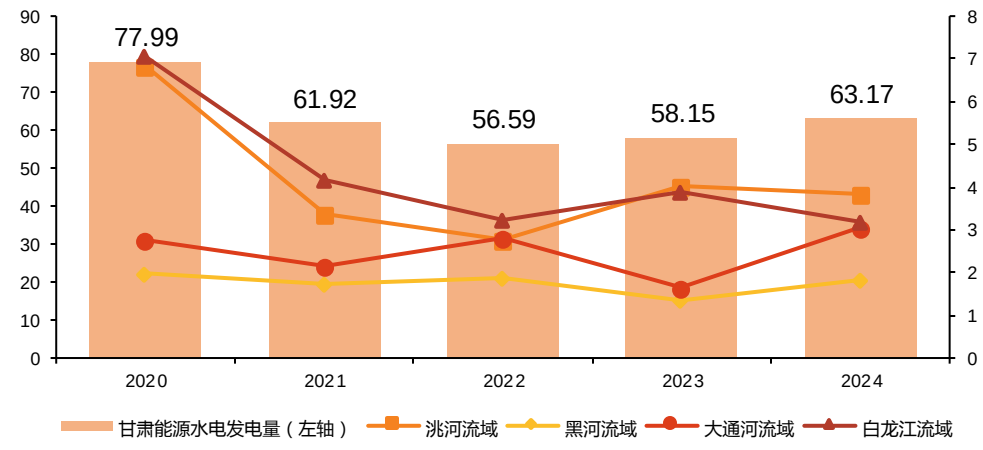


资料来源：甘肃水利知识服务助手，甘肃能源 2023 年环境、社会与治理报告，天风证券研究所

注：标记精确至县级别，位于同一个县的水电站均使用同一个标记

水电发电量与流域径流量高度相关，公司水电出力受洮河、黑河、大通河、白龙江等主要流域来水变化影响较大。公司水电发电量与流域来水变化整体保持较强联动。2020 年，公司水电发电量达 77.99 亿千瓦时；随后受主要流域来水回落影响，2021-2022 年水电发电量分别降至 61.92 亿千瓦时和 56.59 亿千瓦时。2023 年以来，部分流域来水出现改善，公司水电发电量回升至 58.15 亿千瓦时；2024 年，黑河及大通河径流量明显修复，带动公司水电发电量进一步增长至 63.17 亿千瓦时，同比提升 8.6%，多流域布局在扩大水电资源覆盖面的同时，亦有助于弱化单一流域来水波动对整体发电量的影响，为水电业务经营稳定性提供支撑。

图 22：2020-2024 甘肃能源水电发电量（亿千瓦时）及主要流域年径流量（亿立方米）



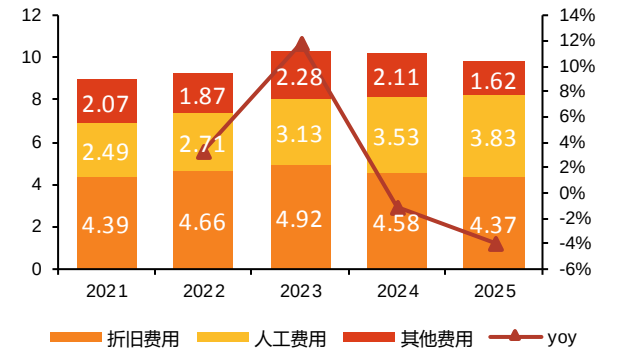
资料来源：公司公告，甘肃省水资源公报，甘肃省水利厅，天风证券研究所

水电营业成本以折旧及人工为主，营业成本中随发电量变化的费用占比较低。2021-2023 年，水电产品营业成本由 8.95 亿元增至 10.33 亿元，主要受折旧、人工及其他费用共同增

下载日志已记录，仅供内部参考

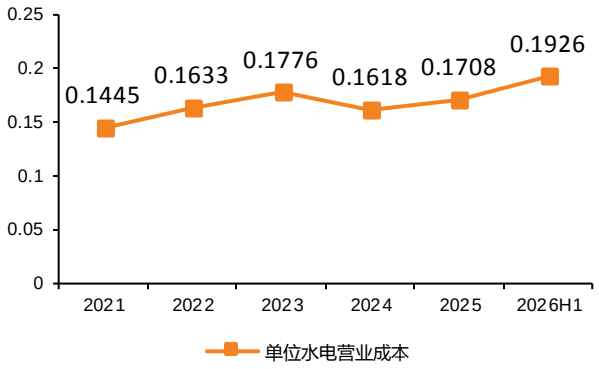
加影响。2023 年水电营业成本同比增长 11.80%，水电机组修理费增加为主要原因。2024 年以来，折旧及其他费用有所回落，带动营业成本降至 10.22 亿元；2025 年其他费用进一步下降至 1.62 亿元，推动水电产品营业成本继续降至 9.85 亿元。由于折旧、人工等成本在公司水电业务中占比较高且具有较少和发电量关联的特性，在丰水或来水改善阶段，发电量提升能够摊薄单位固定成本，从而降低单位发电成本。

图 23：2021-2025 公司水电营业成本构成（亿元）



资料来源：公司公告，天风证券研究所

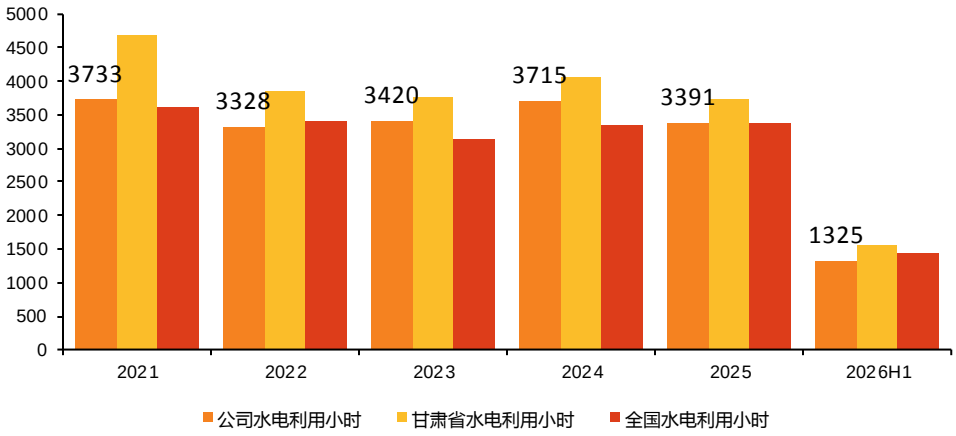
图 24：2021-2026H1 公司单位水电营业成本（元/千瓦时）



资料来源：公司公告，天风证券研究所

公司水电利用小时主要受来水条件影响，年度间存在一定波动。2022 年，受到公司核心流域来水偏枯的影响，公司水电利用小时降至 3328 小时；2023-2024 年随黄河、黑河及大通河等流域来水改善回升至 3420 小时和 3715 小时，2025 年再度受来水走弱影响，水电利用小时回落至 3391 小时。公司水电资产分布于黄河、洮河、白龙江、大通河及黑河等多个流域，流域分布较为分散，水电利用小时数受所在流域来水情况波动影响。

图 25：2021-2026H1 公司水电利用小时数与甘肃省、全国水电利用小时数（小时）

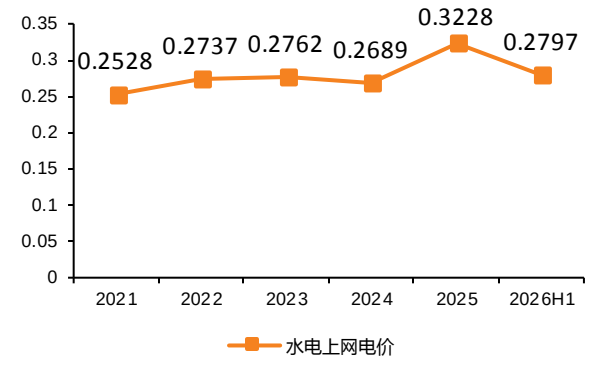


资料来源：公司公告，天水市工业和信息化局，国家能源局等，天风证券研究所

水电上网电价由批复电价向市场化交易价格过渡，交易机制及现货波动成为重要影响因素。2019 -2021 年公司水电市场化交易持续深化，公司水电市场化交易电量占比分别为 47.71%、85.70%和 88.09%。2022-2023 年水电年度交易主要由政府委托国网甘肃省电力公司采购，电价统一按批复电价结算，水电上网电价相对稳定；2024 年甘肃省水电年度电量通过中长期市场挂牌交易，公司水电市场化交易电量占比由 2023 年的 3.42%大幅提升至 86.81%，但中长期交易电价统一按照批复电价结算，现货结算电量占比较低；2025 年公司加强中长期及现货交易组织，水电均价明显上升。根据《甘肃省关于水电上网电价市场化改革有关事项的通知》，2026 年起，甘肃水电价格形成机制进一步市场化，除居民及农业保障电量外，水电上网电量全面进入省内中长期及现货市场，H1 的价格回落主要系市场供需、市场交易等因素影响。

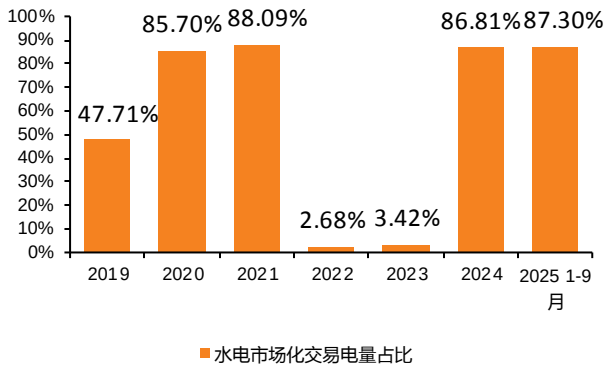
下载日志已记录，仅供内部参考

图 26：公司 2021-2026H1 水电上网电价（元/千瓦时）



资料来源：公司公告，天风证券研究所

图 27：2019-2025 年 1-9 月公司水电市场化交易电量比例（%）



资料来源：甘肃能源信用评级报告，天风证券研究所

4. 风光：河西资源禀赋突出，存量运营与项目储备打开成长空间

截至 2025 年末，公司在运风电、光伏装机容量分别为 110.35 万千瓦和 73.60 万千瓦，合计 183.95 万千瓦，其中风电占比约 60%，构成公司新能源业务的核心资产基础。风电项目主要集中于酒泉瓜州、玉门及张掖高台，其中瓜州区域风电装机容量达 80.35 万千瓦，占公司风电装机总容量的 72.8%；光伏项目则集中于金昌永昌、酒泉瓜州及武威凉州，永昌河清滩 300MW 项目为公司单体规模最大的光伏电站。从区域分布看，公司风光资产主要位于河西走廊新能源资源富集地区，项目布局相对集中，有利于形成规模化运维和区域协同调度优势。

表 6：公司在运风光发电站装机情况

项目名称	所在地	装机容量（万千瓦）
风力发电站		
瓜州北大桥第四风电场	酒泉市瓜州县	20.10
瓜州干河口第五风电场	酒泉市瓜州县	20.10
瓜州安北第六风电场	酒泉市瓜州县	20.05
瓜州干河口第六风电场	酒泉市瓜州县	20.10
玉门市麻黄滩第一风电场	酒泉市玉门市	20.00
高台县盐池滩风电场	张掖市高台县	10.00
合计		**110.35**
光伏发电站		
玉门市东镇光伏电站一期	酒泉市玉门市	0.90
玉门市东镇光伏电站二期	酒泉市玉门市	0.90
玉门市东镇光伏电站三期	酒泉市玉门市	0.90
高台光伏电站一期	张掖市高台县	0.90
高台光伏电站二期	张掖市高台县	5.00
凉州一期光伏电站	武威市凉州区	1.00
凉州二期光伏电站	武威市凉州区	4.00
瓜州北大桥光伏电站	酒泉市瓜州县	5.00
瓜州干河口光伏电站	酒泉市瓜州县	20.00
永昌河清滩光伏电站	金昌市永昌县	30.00
凉州九墩滩光伏电站	武威市凉州区	5.00
合计		**73.6**

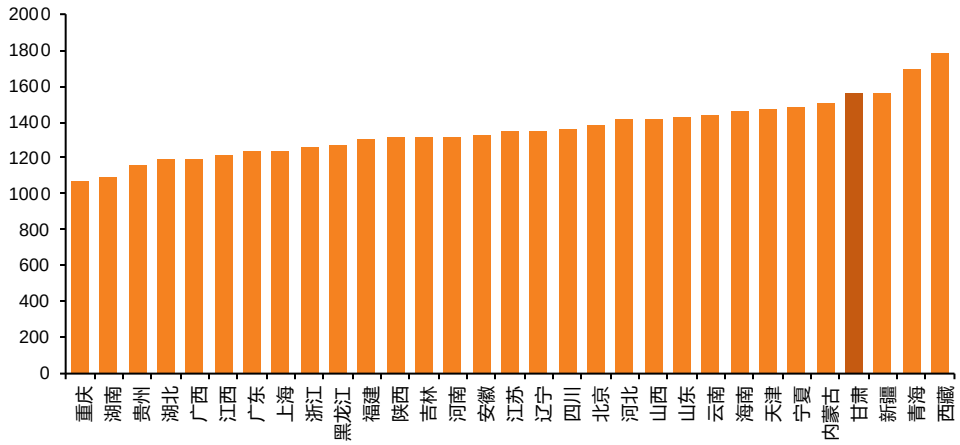
资料来源：甘肃能源 2023 年环境、社会与治理报告，天风证券研究所

甘肃省资源禀赋优异，具备较好的风光开发基础。2024 年，甘肃省水平面总辐照量为

下载日志已记录，仅供内部参考

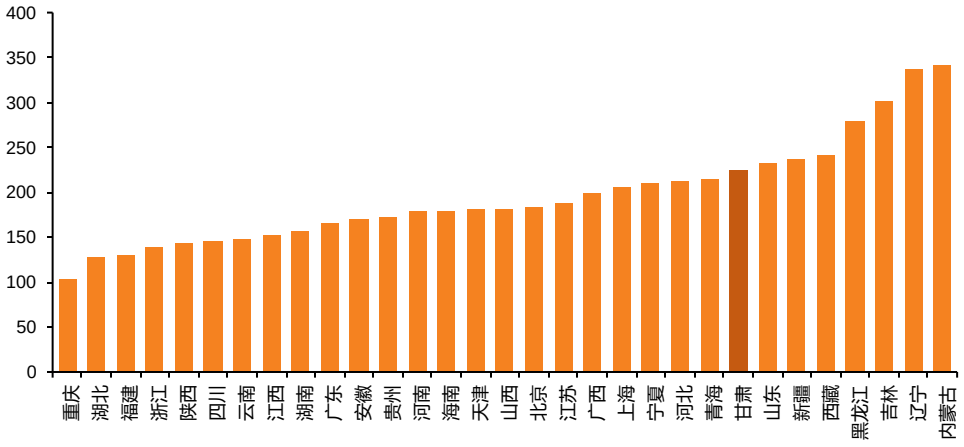
1559kWh/m²，仅次于西藏、青海和新疆，位居全国第 4；100 米高度平均风功率密度为 224.4W/m²，位居全国第 8，处于国内较高水平。甘肃省太阳能资源主要位于西北部，全省年太阳总辐射量约 4800-6400MJ/㎡，而公司核心项目所在的河西走廊地区属于太阳辐射丰富区，年总辐射量约 5800MJ/㎡；全省年日照时数约 1700-3300 小时，河西走廊西部超过 3200 小时。公司风电资产集中于瓜州、玉门、高台等河西地区，瓜州地区风能总储量约 4000 万千瓦，年可利用天数超 100 天。

图 28：各省（区、市）2024 年水平面总辐照量平均值（千瓦时/平方米）



资料来源：中国风能太阳能资源年景公报，天风证券研究所

图 29：各省（区、市）2024 年 100 米高度层风能资源平均值（瓦/平方米）



资料来源：中国风能太阳能资源年景公报，天风证券研究所

甘肃省已出台多部新能源发展相关政策规划，推动甘肃地区新能源发展。在 2021 年的《甘肃省“十四五”能源发展规划》中明确河西走廊风光基地布局，覆盖瓜州、玉门、永昌、凉州等公司主要项目所在区域；2025 年《基地行动方案》进一步提出新能源装机容量达到 8000 万千瓦左右，并推动外送通道和源网荷储建设；2026 年《新能源+行动实施方案》则提出 2030 年新能源装机规模达到约 1.6 亿千瓦，大约相当于 2025 年底已有新能源装机规模的 2 倍。同时在 2026 年推进建成陇电入浙输电工程，开工建设陇电入川工程，加快推进 750 千伏河西走廊北通道建设，同步开展库姆塔格、巴丹吉林二回等电力外送通道前期工作。省级规划为公司河西地区风光项目扩张提供了资源开发与消纳支持。

表 7：甘肃省新能源相关政策规划

文件名称	时间	主要内容
《甘肃省人民政府办公厅关于培育壮大新能源产业链的意见》	2021 年 5 月	围绕风电、光伏、储能、光热、氢能、智能运维、智能电网及外送通道布局产业链；明确酒泉、张掖、武威等地风电装备制造布局，并依托河西走廊完善光伏制造产业链。

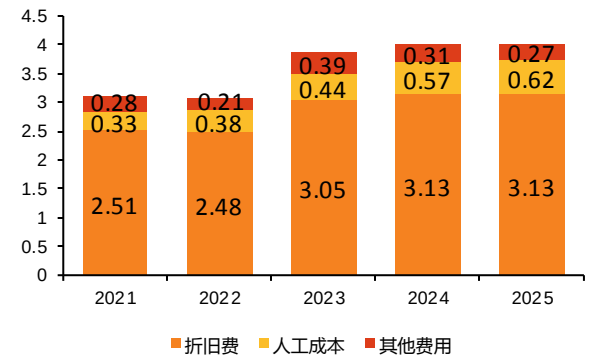
下载日志已记录，仅供内部参考

《甘肃省“十四五”能源发展规划》	2021 年 12 月	明确河西走廊为新能源重点开发区，推进酒泉、金昌、张掖、武威等风光基地的建设；支持瓜州、玉门、永昌、凉州等地大型光伏项目及外送配套风光项目，提出到 2025 年建成 350 万千瓦分布式光伏。
《甘肃省打造全国重要的新能源及新能源装备制造基地行动方案》	2025 年 2 月	提出国家新能源综合开发利用示范区、新能源消费转型引领区、能源产业融合集聚区、能源领域深化改革先行区、能源多边合作试验区等“五个功能区”；目标为 2025 年底新能源装机达到 8000 万千瓦左右，占全省装机总容量约 65%。同时推进陇电入鲁、入浙、入川及后续外送通道规划。
《甘肃省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的实施方案》	2025 年 9 月	推动集中式风电、集中式光伏、分布式光伏、分散式风电及光热等新能源项目上网电量进入市场交易。
《甘肃省“新能源+”行动实施方案》	2026 年 3 月	提出到 2030 年新能源装机规模达到约 1.6 亿千瓦；推动新能源与储能、绿氢、算力、工业园区、农业及生态治理融合，支持风电、光伏一体化调度运营和绿电直供。

资料来源：甘肃省人民政府官网，天风证券研究所

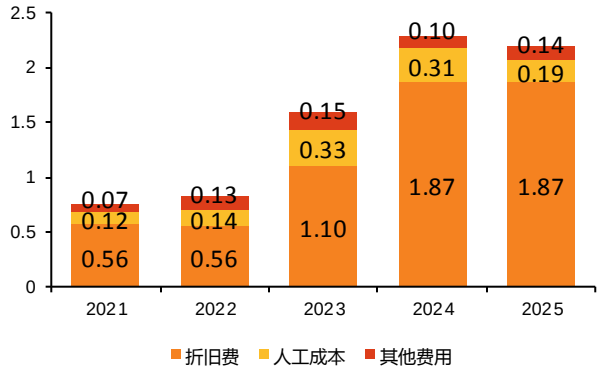
风光产品成本以折旧为主，新增项目投运带动成本阶段性上行。2021-2025 年，公司风光产品成本随新能源项目投运整体上行，其中折旧费用为主要构成，主要系新增装机转固定资产后固定成本增加。风电成本由 2021 年的 3.13 亿元增至 2025 年的 4 亿元，期间折旧费由 2.51 亿元增至 3.13 亿元，人工成本则随运维规模扩大由 0.33 亿元增至 0.62 亿元。光伏成本增长更为明显，2021-2024 年由 0.76 亿元增至 2.28 亿元，主要由折旧费从 0.56 亿元提升至 1.87 亿元带动，与光伏项目集中投运后的时间节点相吻合。2025 年光伏成本小幅回落至 2.19 亿元，折旧费用基本稳定，人工成本同比下降 40.2%。

图 30：2021-2025 公司风电产品营业成本结构（亿元）



资料来源：公司公告，天风证券研究所

图 31：2021-2025 公司光伏产品营业成本结构（亿元）



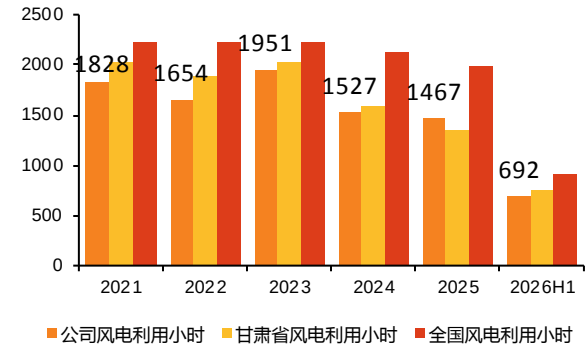
资料来源：公司公告，天风证券研究所

公司风光资产依托甘肃省优质资源禀赋，具备较好的中长期成长基础。风电方面，2025 年公司利用小时为 1467 小时，阶段性受风资源及新能源利用率同比下降等因素影响。随着在建项目逐步投运，未来公司风电装机规模有望持续扩大，并带动发电量增长。光伏方面，公司 2025 年利用小时达到 1337 小时，高于全国光伏利用小时数平均水平，体现出项目所在地光照资源及选址优势。随着公司新能源装机持续释放，叠加甘肃优质风光资源及项目区位优势，风光板块有望贡献稳健增量。

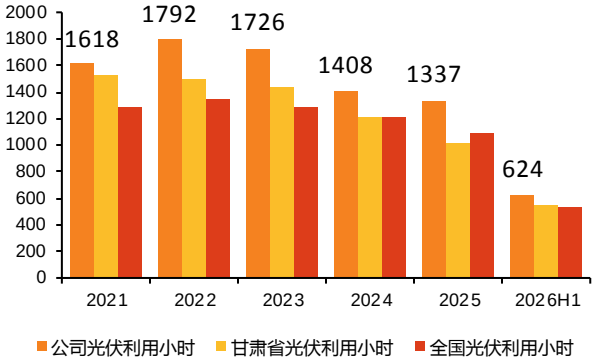
图 32：2021-2026H1 公司风电利用小时数与甘肃省、全国风电利用小时数（小时）

图 33：2021-2026H1 公司光伏利用小时数与甘肃省、全国光伏利用小时数（小时）

下载日志已记录，仅供内部参考



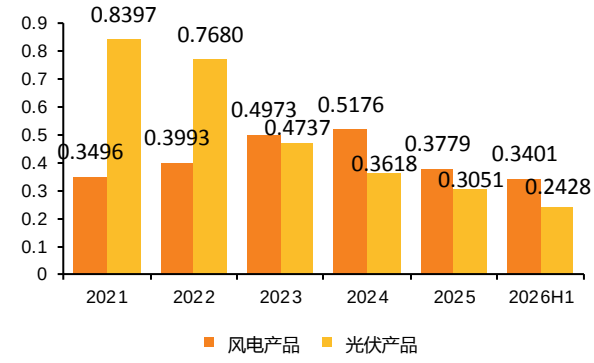
资料来源：公司公告，天水市工业和信息化局等，天风证券研究所



资料来源：公司公告，天水市工业和信息化局等，天风证券研究所

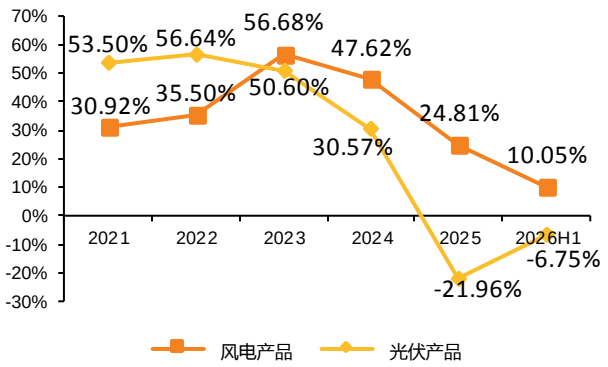
136 号文推动新能源电量进入市场，甘肃配套政策落地，风光产品电价与毛利率承压。2025 年《甘肃省深化新能源上网电价市场化改革促进新能源高质量发展的实施方案》明确新能源上网电量原则上全部进入市场，电价由中长期及现货交易形成；但对纳入机制的电量，市场交易均价与机制电价之间的差额由电网进行差价结算。其中 2025 年 6 月 1 日前的存量新能源机制电量规模为 154 亿千瓦时，机制电价为 0.3078 元/千瓦时，结合公司 2025 年风电、光伏平均上网电价分别为 0.3779 元/千瓦时和 0.3051 元/千瓦时来看，**由于机制电量占比较小，风电、光伏实际电价结果主要受中长期交易、现货市场等市场化因素影响。**对增量项目而言，机制电价可作为部分电量收益稳定机制。甘肃首批增量新能源机制电价竞价结果为 0.1954 元/千瓦时、执行期限 12 年，显著低于公司历史平均风光电价，但后续的竞价结果出现明显改善，对于 2027 年上半年新能源项目的竞价结果为：光伏机制电价为 0.2447 元/千瓦时、风电机制电价为 0.2440 元/千瓦时，光伏基本触及竞价上限，风电也接近上限，逐渐上升的机制电价有望为纳入机制的部分电量形成收益上的支撑。

图 34：2021-2026H1 公司风电与光伏产品上网电价（元/千瓦时）



资料来源：公司公告，天风证券研究所

图 35：2021-2026H1 公司风电与光伏产品毛利率（%）



资料来源：公司公告，天风证券研究所

表 8：甘肃省机制电价情况

项目	机制电价（元/千瓦时）	机制电量规模（亿千瓦时）
2025 年首批增量新能源项目	0.1954	8.3
2026 年第二批增量新能源项目	0.1954	15.2
2027 年上半年光伏项目	0.2447	13
2027 年上半年风电项目	0.2440	17

资料来源：国网新能源云，甘肃省人民政府，天风证券研究所

公司新能源项目储备充足，风光装机规模具备较大扩张空间。公司已开工及已核准/备案项目合计规模约 910 万千瓦，接近现有风光装机容量的 5 倍，其中光伏装机容量约 410 万千瓦，风电装机容量约 500 万千瓦。其中，庆阳 “东数西算” 绿电聚合试点一期及永昌河清滩 100MW 光伏项目装机容量合计 110 万千瓦，已进入建设阶段，是公司中短期新能源装机容量增长的主要来源；其余约 800 万千瓦项目处于已审议投资、核准或备案阶段，主要集中于庆阳、民勤及凉州等资源禀赋较好的区域，形成了较为充足的中长期项目储备。

下载日志已记录，仅供内部参考

表 9：公司风光相关储备项目

项目	风电装机容量（万千瓦）	光伏装机容量（万千瓦）	总计装机容量（万千瓦）	状态
庆阳“东数西算”绿电聚合试点项目一期	75.025	25.02	100.045	在建、部分并网
永昌河清滩 100MW 光伏发电项目	/	10	10	在建
庆阳绿电聚合试点项目二期	75	25	100	已审议投资
民勤 100 万千瓦风光电一体化项目	50	50	100	已核准（备案）
凉州九墩滩 300 万千瓦光伏项目	/	300	300	已核准（备案）
民勤南湖 100 万千瓦风电项目	100	/	100	已核准（备案）
民勤双茨科 200 万千瓦风电项目	200	/	200	已核准（备案）

资料来源：公司公告，天风证券研究所

5. 盈利预测与估值

5.1. 盈利预测

火电业务：火电为公司最主要收入来源。预计 2026-2028 年火电收入为 81.39/80.74/80.09 亿元，其中 2026 年收入同比增长 21.43%，主要受常乐二期 5、6 号机组投产贡献带动。预计 2026-2028 年火电业务毛利分别为 37.29/36.87/36.45 亿元，毛利率维持在 45%左右。

水电业务：公司水电业务整体较为稳定。预计 2026-2028 年水电业务营业收入分别为 13.09/13.09/13.09 亿元，根据 2026 年半年报，公司水电上网电价下降，预计全年收入较 2025 年或出现一定减少；毛利方面，2026-2028 年预计毛利 3.49/3.64/3.72 亿元，毛利率维持在 26%-28%左右。

风电业务：公司风电业务受益于新能源项目持续投产，预计 2026-2028 年风电收入分别为 6.66/9.58/12.67 亿元，2026-2028 年同比增速分别为 25.16%/43.82%/32.32%。随着风电项目逐步投产，业务规模持续扩大，毛利预计由 2025 年的 1.32 亿元 提升至 2028 年的 3.39 亿元，毛利率由 24.81%提升至 26.74%。

光伏业务：预计公司 2026-2028 年光伏收入分别为 3.10/4.39/5.77 亿元，2026-2028 年同比增速分别为 72.69%/41.72%/31.43%。随着装机规模提升，光伏业务盈利能力将明显改善，毛利由 2025 年的-0.39 亿元提升至 2028 年的 1.61 亿元，毛利率由-21.96%提升至 27.90%。

其他业务：公司其他业务规模较小，2025 年该部分收入为 0.24 亿元，占比仅 0.27%，对整体业绩影响有限。预计 2026-2028 年其他业务收入维持在 0.24 亿元，毛利维持在 0.15 亿元。

表 10：公司核心业务经营数据预测

		2025	2026E	2027E	2028E
火电					
收入	亿元	67.03	81.39	80.74	80.09
同比	-	10.43%	21.43%	-0.80%	-0.81%
成本	亿元	36.76	44.11	43.87	43.63
毛利	亿元	30.27	37.29	36.87	36.45
毛利率	-	45.15%	45.81%	45.67%	45.52%
水电					
收入	亿元	16.27	13.09	13.09	13.09
同比	-	9.17%	-19.52%	0.00%	0.00%
成本	亿元	9.85	9.60	9.46	9.38
毛利	亿元	6.42	3.49	3.64	3.72
毛利率	-	39.45%	26.68%	27.78%	28.39%
风电					
收入	亿元	5.32	6.66	9.58	12.67
同比	-	-30.40%	25.16%	43.82%	32.32%
成本	亿元	4.00	5.07	7.18	9.28

下载日志已记录，仅供内部参考

毛利	亿元	1.32	1.59	2.40	3.39
毛利率	-	24.81%	23.82%	25.05%	26.74%
光伏					
收入	亿元	1.79	3.10	4.39	5.77
同比	-	-45.39%	72.69%	41.72%	31.43%
成本	亿元	2.19	2.59	3.38	4.16
毛利	亿元	-0.39	0.51	1.01	1.61
毛利率	-	-21.96%	16.31%	23.09%	27.90%
其他业务					
收入	亿元	0.24	0.24	0.24	0.24
同比	-	0.00%	0.00%	0.00%	0.00%
成本	亿元	0.09	0.09	0.09	0.09
毛利	亿元	0.15	0.15	0.15	0.15
毛利率	-	62.94%	62.94%	62.94%	62.94%
合计					
收入	亿元	90.65	104.49	108.05	111.87
同比	-	4.26%	15.26%	3.41%	3.53%
成本	亿元	52.89	61.46	63.97	66.55
毛利	亿元	37.76	43.02	44.08	45.32
毛利率	-	41.65%	41.18%	40.79%	40.51%

资料来源：公司公告，天风证券研究所

5.2. 估值

综上，我们预计公司 2026-2028 年实现营业收入 104.49/108.05/111.87 亿元，同比增长 15.26%/3.41%/3.53%；实现归母净利润 23.51/24.31/25.09 亿元，同比增长 14.59%/3.42%/3.22%。我们选取国电电力、华能蒙电、广州发展作为可比公司，2026-2028 年可比公司平均 PE 分别为 13.60/12.10/11.31 倍。考虑到公司作为甘肃省内电力龙头，已形成火电+水电+风光发电协同发展格局，常乐二期投运推动火电利润中枢抬升，水电业务贡献稳定现金流，风电、光伏项目储备提供中长期成长弹性，当前估值仍处于较低水平。参考可比公司估值水平，我们给予公司 2026 年 15 倍 PE，对应目标市值约 352.65 亿元，目标价约 10.87 元/股，首次覆盖，给予“买入”评级。

表 11：可比公司估值对比

公司	总市值（亿元）	归母净利润（亿元）			PE		
		2026E	2027E	2028E	2026E	2027E	2028E
国电电力	920.32	64.29	73.74	78.78	14.32	12.48	11.68
华能蒙电	370.60	25.78	28.85	29.74	14.38	12.85	12.46
广州发展	221.22	18.26	20.18	22.63	12.12	10.96	9.78
平均值					13.60	12.10	11.31
甘肃能源	235.83	23.51	24.31	25.09	10.03	9.70	9.40

资料来源：iFind，天风证券研究所

注：截止至 2026 年 8 月 24 日

6. 风险提示

宏观经济下行风险：若宏观经济增长放缓，全社会用电需求增速可能下降，进而影响公司火电、水电及新能源电量消纳水平，对公司营业收入和盈利能力造成一定压力。

煤炭价格波动风险：公司火电业务占比较高，煤价波动可能对公司盈利造成影响。

电力价格波动风险：随着电力体制改革推进，市场化交易电量比例持续提高，跨省区交易比例大幅增长，现货交易加快推进，交易品种日趋完善，电力市场竞争异常激烈，市场化交易电价面临一定的下行压力。

装机规模扩张不及预期风险：公司未来有较高的装机增长规划，为公司业绩主要增长点之

下载日志已记录，仅供内部参考

一，但项目的核准、建设及并网投产仍存在一定不确定性，若项目推进情况不及预期，则可能对公司未来业绩造成一定冲击。

股价波动风险：公司股价受宏观经济环境、行业政策、市场情绪、资金面及公司经营情况等多重因素影响，存在一定波动风险，可能导致公司股价表现与基本面出现阶段性偏离。

测算假设存在误差风险：测算相关假设具有一定主观性，可能存在误差，仅供参考。

下载日志已记录，仅供内部参考

财务预测摘要

资产负债表(百万元)	2024	2025	2026E	2027E	2028E
货币资金	2,395.64	3,280.11	891.60	864.39	894.95
应收票据及应收账款	2,939.44	2,933.02	3,835.59	3,163.71	4,083.00
预付账款	5.61	5.64	7.43	6.17	7.97
存货	157.53	336.72	237.61	360.16	261.64
其他	320.29	428.90	449.68	472.81	495.79
流动资产合计	**5,818.51**	**6,984.38**	**5,421.91**	**4,867.25**	**5,743.36**
长期股权投资	1,062.19	1,100.34	1,100.34	1,100.34	1,100.34
固定资产	24,732.53	29,273.06	30,215.44	31,274.20	32,386.06
在建工程	3,047.29	1,408.82	2,727.06	3,781.65	4,625.32
无形资产	259.61	268.23	261.49	254.74	248.00
其他	971.91	251.54	262.52	274.06	286.17
非流动资产合计	**30,073.53**	**32,302.00**	**34,566.85**	**36,684.99**	**38,645.89**
资产总计	**35,892.04**	**39,286.38**	**39,988.76**	**41,552.24**	**44,389.24**
短期借款	220.15	1,115.69	548.66	412.28	1,104.89
应付票据及应付账款	1,075.97	1,367.37	1,471.85	1,483.25	1,590.66
其他	2,931.89	3,603.41	3,916.34	3,961.06	4,289.86
流动负债合计	**4,228.01**	**6,086.47**	**5,936.85**	**5,856.59**	**6,985.41**
长期借款	13,881.61	13,331.47	11,998.32	11,398.41	10,828.49
应付债券	1,023.96	1,014.33	1,065.05	1,118.30	1,174.21
其他	192.03	134.58	141.31	148.37	155.79
非流动负债合计	**15,097.60**	**14,480.38**	**13,204.68**	**12,665.08**	**12,158.49**
负债合计	**19,325.60**	**20,566.85**	**19,141.52**	**18,521.67**	**19,143.90**
少数股东权益	2,999.28	3,669.50	4,338.69	5,019.70	5,711.19
股本	3,243.84	3,243.84	3,243.84	3,243.84	3,243.84
资本公积	6,064.05	6,063.91	6,063.91	6,063.91	6,063.91
留存收益	4,222.95	5,690.52	7,162.81	8,661.10	10,182.47
其他	36.32	51.77	37.99	42.02	43.93
股东权益合计	**16,566.43**	**18,719.53**	**20,847.24**	**23,030.57**	**25,245.34**
负债和股东权益总计	**35,892.04**	**39,286.38**	**39,988.76**	**41,552.24**	**44,389.24**

现金流量表(百万元)	2024	2025	2026E	2027E	2028E
净利润	2,293.34	2,983.89	2,350.72	2,431.05	2,509.21
折旧摊销	1,447.44	1,487.48	1,746.13	1,893.40	2,051.22
财务费用	579.29	457.72	409.93	377.65	367.95
投资损失	(131.86)	(158.42)	(130.00)	(130.00)	(130.00)
营运资金变动	(1,089.02)	1,002.45	(532.12)	453.90	(545.50)
其它	814.40	(621.42)	1,068.45	1,104.96	1,140.49
经营活动现金流	**3,913.59**	**5,151.70**	**4,913.11**	**6,130.96**	**5,393.38**
资本支出	12,959.09	4,493.72	3,993.27	3,992.93	3,992.58
长期投资	71.94	38.15	0.00	0.00	0.00
其他	(16,502.81)	(8,142.80)	(7,863.27)	(7,862.93)	(7,862.58)
投资活动现金流	**(3,471.79)**	**(3,610.93)**	**(3,870.00)**	**(3,870.00)**	**(3,870.00)**
债权融资	6,853.94	399.63	(2,140.15)	(935.49)	(57.89)
股权融资	2,638.12	(730.77)	(1,291.47)	(1,352.68)	(1,434.93)
其他	(9,580.64)	(302.20)	0.00	0.00	0.00
筹资活动现金流	**(88.58)**	**(633.34)**	**(3,431.62)**	**(2,288.17)**	**(1,492.83)**
汇率变动影响	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
现金净增加额	**353.23**	**907.43**	**(2,388.51)**	**(27.21)**	**30.55**

利润表(百万元)	2024	2025	2026E	2027E	2028E
营业收入	**8,695.37**	**9,065.40**	**10,448.80**	**10,804.92**	**11,186.85**
营业成本	5,588.56	5,289.43	6,146.43	6,397.30	6,654.52
营业税金及附加	64.38	95.52	110.10	113.85	117.87
销售费用	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
管理费用	53.31	45.34	52.26	54.04	55.95
研发费用	1.33	5.09	5.87	6.07	6.28
财务费用	564.26	436.01	409.93	377.65	367.95
资产/信用减值损失	(7.17)	10.73	0.00	0.00	0.00
公允价值变动收益	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
投资净收益	131.86	158.42	130.00	130.00	130.00
其他	48.70	26.34	26.34	26.34	26.34
营业利润	**2,596.91**	**3,389.50**	**3,880.55**	**4,012.35**	**4,140.61**
营业外收入	12.29	7.53	7.53	7.53	7.53
营业外支出	39.04	30.93	30.93	30.93	30.93
利润总额	**2,570.16**	**3,366.10**	**3,857.14**	**3,988.95**	**4,117.20**
所得税	276.82	382.21	437.97	452.94	467.50
净利润	**2,293.34**	**2,983.89**	**3,419.17**	**3,536.01**	**3,649.71**
少数股东损益	649.13	932.43	1,068.45	1,104.96	1,140.49
归属于母公司净利润	**1,644.21**	**2,051.46**	**2,350.72**	**2,431.05**	**2,509.21**
每股收益（元）	0.51	0.63	0.72	0.75	0.77

主要财务比率	2024	2025	2026E	2027E	2028E
成长能力					
营业收入	229.25%	4.26%	15.26%	3.41%	3.53%
营业利润	278.93%	30.52%	14.49%	3.40%	3.20%
归属于母公司净利润	215.54%	24.77%	14.59%	3.42%	3.22%
获利能力					
毛利率	35.73%	41.65%	41.18%	40.79%	40.51%
净利率	18.91%	22.63%	22.50%	22.50%	22.43%
ROE	12.12%	13.63%	14.24%	13.50%	12.85%
ROIC	15.16%	11.22%	11.51%	10.86%	10.67%
偿债能力					
资产负债率	53.84%	52.35%	47.87%	44.57%	43.13%
净负债率	88.22%	77.81%	73.03%	63.80%	59.31%
流动比率	1.38	1.15	0.91	0.83	0.82
速动比率	1.34	1.09	0.87	0.77	0.78
营运能力					
应收账款周转率	3.59	3.09	3.09	3.09	3.09
存货周转率	105.46	36.68	36.39	36.15	35.98
总资产周转率	0.31	0.24	0.26	0.27	0.26
每股指标（元）					
每股收益	0.51	0.63	0.72	0.75	0.77
每股经营现金流	1.21	1.59	1.51	1.89	1.66
每股净资产	4.18	4.64	5.09	5.55	6.02
估值比率					
市盈率	14.34	11.50	10.03	9.70	9.40
市净率	1.74	1.57	1.43	1.31	1.21
EV/EBITDA	7.93	7.37	7.14	6.88	6.73
EV/EBIT	11.61	10.26	10.06	9.86	9.82

资料来源：公司公告，天风证券研究所

下载日志已记录，仅供内部参考

分析师声明

本报告署名分析师在此声明：我们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，本报告所表述的所有观点均准确地反映了我们对标的证券和发行人的个人看法。我们所得报酬的任何部分不曾与，不与，也将不会与本报告中的具体投资建议或观点有直接或间接联系。

一般声明

除非另有规定，本报告中的所有材料版权均属天风证券股份有限公司（已获中国证监会许可的证券投资咨询业务资格）及其附属机构（以下统称“天风证券”）。未经天风证券事先书面授权，不得以任何方式修改、发送或者复制本报告及其所包含的材料、内容。所有本报告中使用的商标、服务标识及标记均为天风证券的商标、服务标识及标记。

本报告是机密的，仅供我们的客户使用，天风证券不因收件人收到本报告而视其为天风证券的客户。本报告中的信息均来源于我们认为可靠的已公开资料，但天风证券对这些信息的准确性及完整性不作任何保证。本报告中的信息、意见等均仅供客户参考，不构成所述证券买卖的出价或征价邀请或要约。该等信息、意见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任何人的个人推荐。客户应当对本报告中的信息和意见进行独立评估，并应同时考量各自的投资目的、财务状况和特定需求，必要时就法律、商业、财务、税收等方面咨询专家的意见。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，天风证券及/或其关联人员均不承担任何法律责任。

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、评估及预测无需通知即可随时更改。过往的表现亦不应作为日后表现的预示和担保。在不同时期，天风证券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。

天风证券的销售人员、交易人员以及其他专业人士可能会依据不同假设和标准、采用不同的分析方法而口头或书面发表与本报告意见及建议不一致的市场评论和/或交易观点。天风证券没有将此意见及建议向报告所有接收者进行更新的义务。天风证券的资产管理部门、自营部门以及其他投资业务部门可能独立做出与本报告中的意见或建议不一致的投资决策。

特别声明

在法律许可的情况下，天风证券可能会持有本报告中提及公司所发行的证券并进行交易，也可能为这些公司提供或争取提供投资银行、财务顾问和金融产品等各种金融服务。因此，投资者应当考虑到天风证券及/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，投资者请勿将本报告视为投资或其他决定的唯一参考依据。

投资评级声明

类别	说明	评级	体系
股票投资评级	自报告日后的 6 个月内，相对同期沪深 300 指数的涨跌幅	买入	预期股价相对收益 20%以上
		增持	预期股价相对收益 10%-20%
		持有	预期股价相对收益-10%-10%
		卖出	预期股价相对收益-10%以下
行业投资评级	自报告日后的 6 个月内，相对同期沪深 300 指数的涨跌幅	强于大市	预期行业指数涨幅 5%以上
		中性	预期行业指数涨幅-5%-5%
		弱于大市	预期行业指数涨幅-5%以下

天风证券研究

北京	海口	上海	深圳
北京市西城区德胜国际中心 B 座 11 层	海南省海口市美兰区国兴大道 3 号互联网金融大厦 A 栋 23 层 2301 房	上海市虹口区东长治路 855 号北外滩金茂中心 T1 栋 19 楼	深圳市福田区益田路 5033 号平安金融中心 71 楼
邮编：100088	邮编：570102	邮编：200082	邮编：518000
邮箱：research@tfzq.com	电话：(0898)-65365390	电话：(8621)-60256006	电话：(86755)-23915663
	邮箱：research@tfzq.com	邮箱：research@tfzq.com	传真：(86755)-82571995
			邮箱：research@tfzq.com