背靠甘肃国资，火电绩优、绿电成长可期

2026 年 10 月 13 日

核心观点

- **甘肃电投旗下综合性发电平台，26H1 业绩稳健增长。**公司是甘肃省第一大发电主体电投集团唯一上市平台，实控人为甘肃省国资委。集团在历史上多次进行资产注入助力公司成长为水火风光并举的综合性发电企业，截至 26H1 末累计控股发电装机 959 万千瓦，其中水电、风电、光伏、火电、风光一体化分别为 170.02、110.35、73.6、600、5.034 万千瓦。26H1 公司营收、归母净利润分别为 41.70、8.40 亿元，同比增长 6.08%、1.80%。拆分来看，26H1 公司水电、新能源、火电板块分别实现净利润 0.8、-0.6、12.7 亿元，同比-51%、-341%、+27%，占公司整体净利润的比例为 6%、-5%、99%，火电是公司核心利润来源。

- **火电：高容量电价+低燃料成本构筑盈利壁垒，潜在资产注入打开装机成长空间。**

  截至 26H1 末，公司火电装机 600 万千瓦，其中常乐 1-4 号机组共 400 万千瓦为祁韶直流配套调峰电源，5、6 号机组共 200 万千瓦为甘肃省内自用及调峰电源。电价端，23-25 年整体波动较小，主要得益于公司外送湖南电量电价虽挂钩湖南煤电电价但仅传导 65%-67%的波动，以及辅助服务收益加持。展望未来，考虑到甘肃、湖南分别自 2026/1/1、2026/6/1 起将煤电容量电价提升至 330 元/kw/年，叠加火电调节作用进一步发挥压缩利用小时，我们预计公司上网电价有望稳中有升。成本端，常乐公司地处出疆第一站酒泉瓜州，距离哈密市仅约 400 公里，享受疆煤低开采成本和低运费双重红利，23-25 年入炉煤价仅为全国性火电公司的 50%-60%，度电燃料成本优势高达 0.09-0.12 元/kwh。在此基础上，考虑疆煤价格走势整体更为温和，我们预计公司在煤价上行周期成本端压力相对可控。

  得益于电价、煤价双重优势加持，常乐公司盈利能力优异，度电净利润从 2022 年的 0.059 元/kwh 大幅提升至 2025 年的 0.125 元/kwh。展望未来，26 年尽管利用小时受调峰影响预计有所下滑、且成本端煤价中枢或小幅上行，但上网电价同比提升有望对冲不利影响，预计公司 26 年火电净利润、度电净利润分别为 30.45 亿元、0.162 元/kwh，同比均有望实现增长；26 年以后在煤价相对稳定的假设下，我们认为公司火电业务通过以量换价获取稳定盈利这一趋势有望得到延续。

  公司体内暂无在建/储备火电项目，未来装机增量或主要来自集团剩余 467 万千瓦火电资产的注入，具体包括张掖发电 265 万千瓦、金昌发电 132 万千瓦、武威热电 70 万千瓦。电投集团明确“在 2028 年 12 月 27 日之前将拥有的火电等发电能源资产注入上市公司、或对外转让给上市公司的非关联方。”未来资产注入的具体节奏仍需观察相关资产的持续盈利能力，从历史数据来看，张掖公司质地相对优良，且在 2025 年末扩建项目投产后装机规模显著扩张，是较为核心的资产。

- **新能源：存量资产盈利承压，外送大基地&算电协同项目打开成长空间。**公司存量新能源资产均位于甘肃省内，结构上以风电为主，但受电价、利用小时双重拖累，2025 年开始出现亏损。截至 26H1 末，公司在建/储备的新能源项目规模 905 万千瓦，若未来全部投产，较当前存量新能源装机弹性高达

甘肃能源（股票代码：000791）

推荐 首次评级

分析师

陶贻功
☎：010-80927673
✉：taoyigong_yj@chinastock.com.cn
分析师登记编码：S0130522030001

马敏
✉：mamin_yj@chinastock.com.cn
分析师登记编码：S0130526080004

梁悠南
☎：010-80927656
✉：liangyounan_yj@chinastock.com.cn
分析师登记编码：S0130523070002

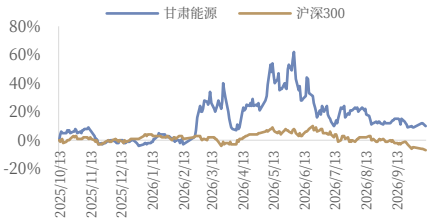
市场数据

2026 年 10 月 12 日

股票代码	000791
A 股收盘价(元)	7.11
上证指数	3,797.24
总股本(万股)	324,384
实际流通 A 股(万股)	193,563
流通 A 股市值(亿元)	138

相对沪深 300 表现图

2026 年 10 月 12 日



资料来源：中国银河证券研究院

相关研究

仅供内部参考，请勿外传！

479%。具体来看：1）公司拥有 600 万千瓦大基地储备项目（300 万光伏+300 万风电），考虑甘肃省外送新能源、尤其光伏的上网电价优于省内消纳，我们预计该项目收益率有保障。基于公司公告假设的电价水平，我们测算该项目投产后有望增厚公司净利润/归母净利润 4.24/2.16 亿元。2）公司已斩获甘肃庆阳东数西算产业园区绿电聚合试点一期和二期项目，合计装机 200 万千瓦。甘肃庆阳作为全国十大数据中心集群之一，预计算力规模有望从十四五末的 11.4 万 P 增长至十五五的 50 万 P，带来相应的新能源配套需求，公司率先布局有望坐享算力枢纽红利。

- **水电：差价结算机制托底电价，关注来水修复情况。**公司水电资产主要分布在洮河、黑河、黄河、白龙江、大通河等流域。十四五期间，公司水电利用小时整体处于较低水平，平均在 3500h 左右，显著低于 2018-2020 年的~4500h。电价方面，甘肃省水电市场化程度较高，2025 年得益于市场化交易增收，水电上网电价同比+20%至 0.323 元/kwh；2026 年甘肃针对水电实行差价结算机制，80%/100%的电量多退少补至批复电价，受此影响，26H1 公司上网电价同比-26%至 0.280 元/kwh，但我们预计后续有望维持相对稳定。基于此，我们认为公司水电未来盈利主要取决于来水修复情况。

- **投资建议：**我们预计公司 26-28 年归母净利润分别为 21.10、22.78、23.52 亿元，同比增长 2.84%、7.99%、3.23%。相对估值维度，可比公司 Wind 一致盈利预测对应 26E PE 均值为 12.98 x，高于公司的 10.93x；PB_LF 均值为 1.76x，亦高于公司的 1.52x。绝对估值维度，我们预计公司合理每股价值区间为 9.03-10.61 元，中枢值 9.78 元。首次覆盖，给予“推荐”评级。

- **风险提示：**在建/规划项目投产节奏不及预期的风险，资源条件波动的风险，电价政策变动的风险，煤价大幅波动的风险等。

主要财务指标预测

	2025A	2026E	2027E	2028E
营业收入(百万元)	9,065	9,512	10,077	10,459
收入增长率%	4.26	4.93	5.93	3.79
归母净利润(百万元)	2,051	2,110	2,278	2,352
利润增长率%	24.77	2.84	7.99	3.23
分红率%	36.37	37.00	37.50	38.00
毛利率%	41.65	43.17	43.71	43.33
摊薄 EPS(元)	0.63	0.65	0.70	0.73
PE	11.24	10.93	10.12	9.81
PB	1.53	1.41	1.30	1.20
PS	2.54	2.42	2.29	2.21

资料来源：公司公告，中国银河证券研究院

仅供内部参考，请勿外传！

目录
Catalog

一、 甘肃电投旗下综合性发电平台，26H1 业绩稳健增长 4
（一） 甘肃电投唯一上市平台，多次资产注入确立水火风光并举发展格局 4
（二） 火电为核心利润来源，26H1 业绩平稳过渡 5
二、 甘肃电力行业：新能源装机持续增长，调节资源稀缺性凸显 10
（一） 十五五期间将进一步强化新能源&外送电大省定位 10
（二） 高比例新能源凸显调节资源稀缺性，火电率先走向公用事业化 13
三、 火电：高容量电价+低燃料成本构筑盈利壁垒 17
（一） 装机：增量或主要来自集团资产注入 17
（二） 电价：容量电价补偿比例较高，电价具备支撑 18
（三） 成本：地处出疆第一站，充分享受低煤价红利 20
（四） 历史 ROE 高达 30%-40%，26 年以价换量保障盈利水平 22
四、 新能源：外送大基地&算电协同项目打开成长空间 23
（一） 公司存量新能源项目盈利承压 23
（二） 甘肃省内 27H1 机制电价回升，新能源外送电价较省内更优 23
（三） 公司增量项目之一：外送大基地 600 万千瓦，预计收益率有保障 25
（四） 公司增量项目之二：率先布局算电协同，坐享算力枢纽红利 26
五、 水电：差价结算机制托底电价，关注来水修复情况 29
（一） 装机基本稳定，电量弹性主要关注利用小时修复情况 29
（二） 甘肃水电市场化程度较高，但差价结算机制有助于稳定电价水平 30
（三） 成本端机器设备折旧到期有望释放利润弹性 31
（四） 若来水修复至历史较好水平，盈利或可超过 25 年阶段性高点 32
六、 盈利预测与估值 34
（一） 盈利预测 34
（二） 相对估值 35
（三） 绝对估值 36
七、 风险提示 38

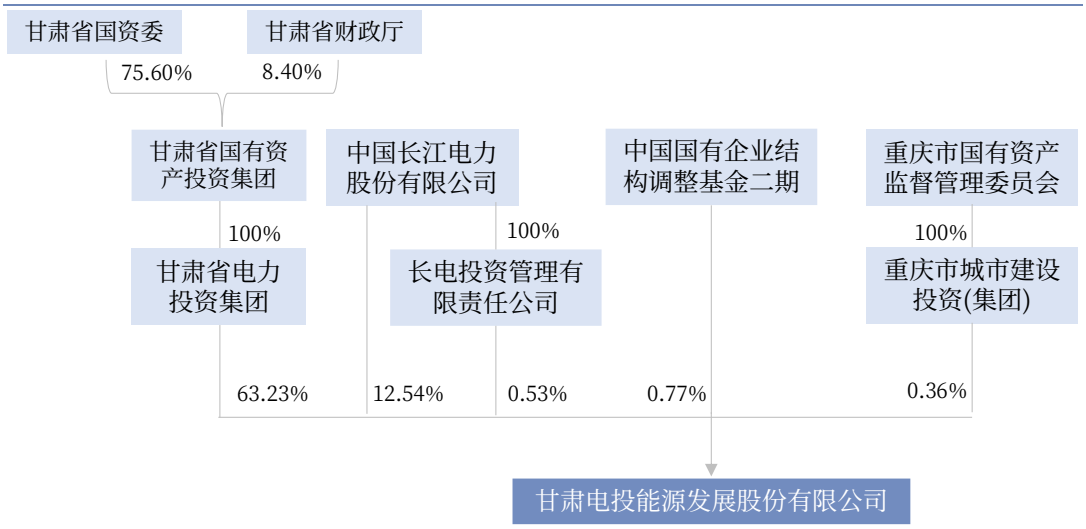
仅供内部参考，请勿外传！

一、甘肃电投旗下综合性发电平台，26H1 业绩稳健增长

（一）甘肃电投唯一上市平台，多次资产注入确立水火风光并举发展格局

公司控股股东为甘肃电投集团，实控人为甘肃省国资委。公司前身为成立于 1997 年的西北化工，同年在深交所上市。2012 年，西北永新集团、西北化工与甘肃电投集团签署《重大资产置换及发行股份购买资产协议》，西北油漆厂将持有的西北化工 39.27%股权无偿划转至电投集团，同时电投集团以所持有的水电资产与西北化工全部资产及负债进行置换。此次重大资产重组完成后，公司控股股东变更为甘肃省电力投资集团公司，主营业务由化工变为水电投资开发运营等，基于此，公司在 2012 年 12 月更名为“甘肃电投能源发展股份有限公司”，证券简称变更为“甘肃电投”。2023 年 2 月，为与控股股东甘肃电投集团进行区分，公司将证券简称进一步变更为“甘肃能源”。截至 26H1 末，甘肃电投集团持有公司 63.23%的股权，穿透来看，公司实控人为甘肃省国资委。此外，长江电力为公司第二大股东，直接&间接持有公司 13.07%的股权；公司第三大股东为中国国有企业结构调整基金二期，持股比例 0.77%。

图1：甘肃能源股权结构（截至 26H1 末）



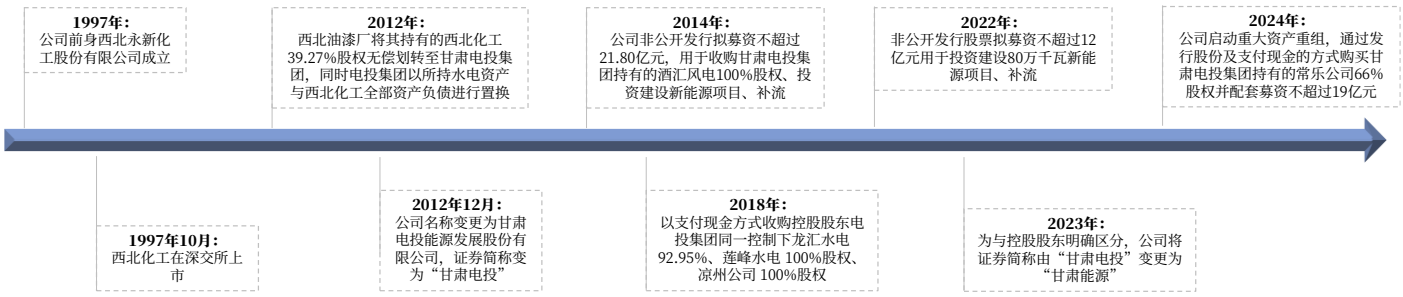
资料来源：Wind、天眼查、中国银河证券研究院

电投集团为甘肃省第一大发电主体和省属发电龙头企业，公司为其唯一上市平台。公司控股股东电投集团是甘肃省第一大发电主体和省属发电龙头企业，是省政府确立的国有资本投资公司改革试点单位，被甘肃省确定为省电力产业和数据信息产业链链主企业。经过多年的改革发展，电投集团形成了电力热力、数据信息、产业金融、公益民生、战略投资等板块，其中电力业务为核心收入来源，近年来营收占比均在 90%以上。甘肃能源是电投集团唯一的上市资本运作平台，集团赋能下发展潜力较大。

集团多次进行资产注入，助力公司成长为水火风光并举的综合性发电企业。截至 26H1 末，甘肃能源累计控股发电装机 959 万千瓦，其中水电、风电、光伏、火电、风光一体化项目分别为 170.02、110.35、73.6、600、5.034 万千瓦。回溯历史，公司装机扩张之路可概括为三步走：1）2012 年，电投集团以所持大容公司 100%股权、洮河公司 100%股权、炳灵公司 90%股权、九甸峡公司 90%股权、河西公司 96.62%股权与西北化工全部资产负债进行置换，水电成为公司主业；2）2014 年，公司启动非公开股票发行，募集资金用于收购电投集团持有的酒汇风电 100%股权，于 2016 年完成并表，公司业务板块由此拓展至新能源发电；3）2024 年，公司启动重大资产重组，以发行股份及

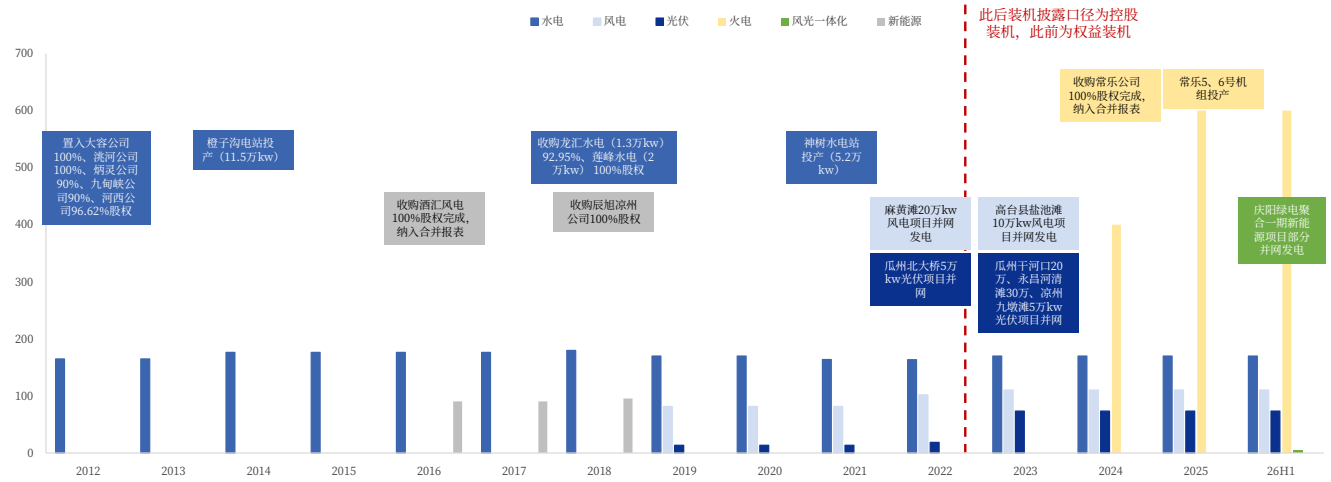
支付现金的方式购买电投集团持有的常乐公司 66%股权，新增火电业务；至此，水火风光并举的发展格局形成。

图2：甘肃能源发展历程



资料来源：公司公告，中国银河证券研究院

图3：甘肃能源发电装机变化情况（万千瓦）



资料来源：公司公告，中国银河证券研究院

表1：公司分电源装机类型与重要子公司（截至 26H1 末）

子公司	甘肃能源持股比例	装机类型	控股装机容量（万千瓦）
常乐公司	66%	煤电	600
大容公司	100%	水电	62.22
九甸峡公司	74.51%	水电	53.5
河西公司	96.62%	水电	22.9
炳灵公司	55.43%	水电	31.4
酒汇公司	100%	新能源	188.98

资料来源：公司公告，中国银河证券研究院

注：1）2021 年，炳灵公司实施了市场化债转股工作，公司对炳灵公司的持股比例由 90%变为 55.43%；2）2019 年，九甸峡公司实施了市场化债转股工作，公司对九甸峡公司的持股比例由 90%变为 59.4%；2021 年，公司收购甘肃省水务投资有限责任公司持有的九甸峡公司 6.6%股权，收购完成后，公司对九甸峡公司的持股比例由 59.40%上升至 66.00%；2022 年，九甸峡公司通过整体吸收合并的方式对洮河公司吸收合并，吸收合并完成后，公司对九甸峡公司的持股比例由 66%上升至 74.51%，洮河公司注销。

（二）火电为核心利润来源，26H1 业绩平稳过渡

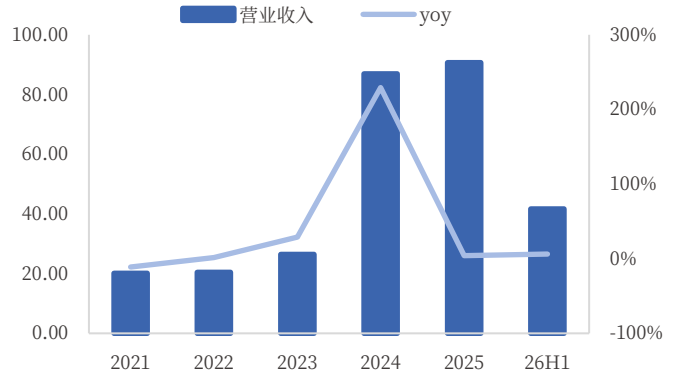
2024 年常乐公司并表使得营收体量跃升，2025、26H1 稳健增长。2021-2023 年，公司营收

仅供内部参考，请勿外传！

维持在 20 亿元量级，2024 年常乐公司并表后，跃升至 86.95 亿元，同比大增 229.25%（如考虑 2023 年数据追溯调整，同比增长 24.79%）。2025 年公司实现营收 90.65 亿元，同比增长 4.26%，主要得益于水电、火电业务的贡献；26H1，营收同比增长 6.08%至 41.70 亿元，增量贡献主要来自火电业务。

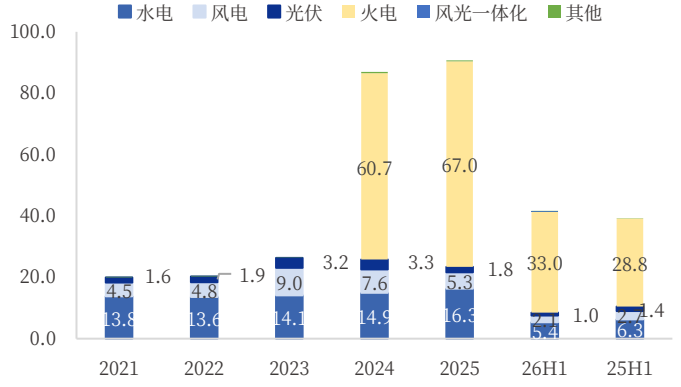
2024 年常乐公司并表后火电收入占比超过七成。2021-2023 年，公司水电业务收入整体相对稳定，但受 2022-2023 年新能源项目集中投产带来的收入增长影响，公司水电业务收入占比在 2023 年有所下降，2023 年水电、风电、光伏收入占比分别为 53%、34%、12%。2024 年常乐公司并表后，火电成为公司第一大收入来源，收入占比约 70%。2025 年，公司火电业务实现量、价双升，水电业务电价上涨对冲电量下滑，新能源业务量、价双承压，受此影响，火电收入占比进一步提升至 74%，水电收入占比小幅提升至 18%，风电、光伏分别下降至 6%和 2%。26H1，公司火电业务以价补量，清洁能源业务量/价承压，基于此，公司火电收入占比进一步提升至近 80%。

图4：公司营收（亿元）&同比增速



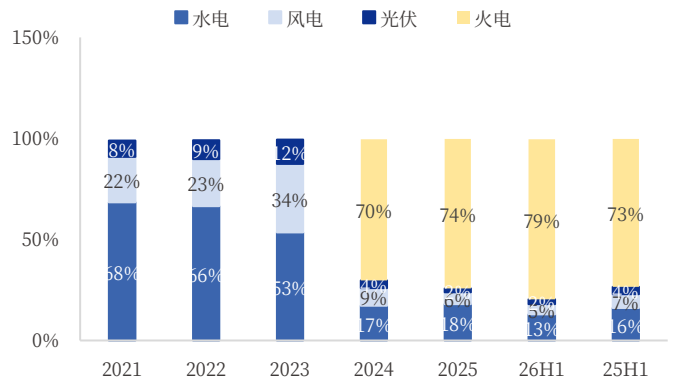
资料来源：Wind、公司公告、中国银河证券研究院

图5：公司分业务收入表现（亿元）



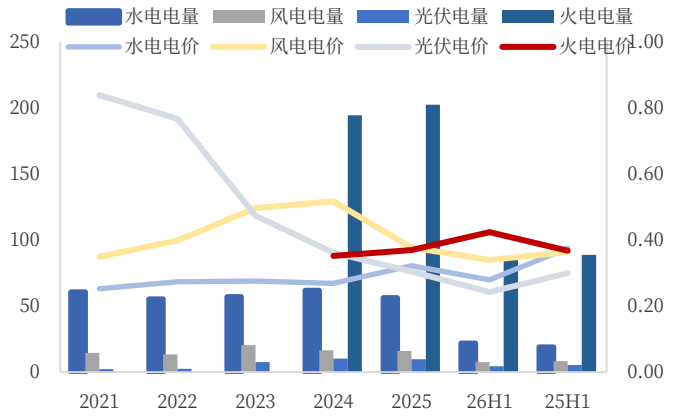
资料来源：Wind、公司公告、中国银河证券研究院

图6：公司收入结构



资料来源：Wind、公司公告、中国银河证券研究院

图7：公司分电源上网电量（亿 kwh）、上网电价（元/kwh）



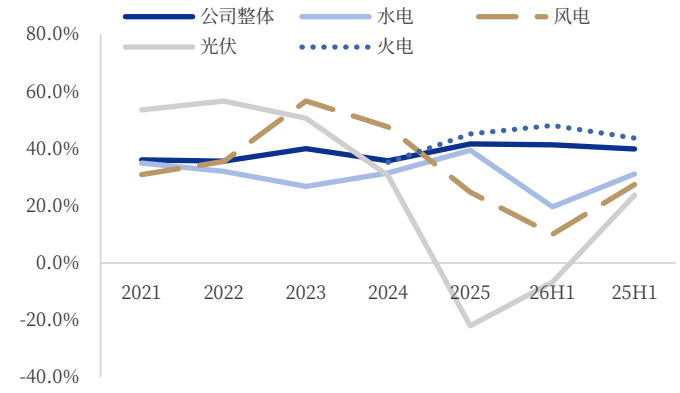
资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

火电业务毛利率较高，2025 年毛利贡献达到 80%。除 2023 年外，公司水电业务毛利率均处于 30%-40%区间内，2025 年得益于电价上涨毛利率提升至 39.45%的区间高点。公司风电业务历史上毛利率波动较大，近两年处于下行通道，2025 年已降至 24.81%。光伏业务近年来承压明显，2025 年毛利率为-21.96%。火电业务方面，2024 年毛利率为 35.24%，2025 年受电价上涨和燃料成本下降双重驱动提升至 45.15%。26H1，公司火电业务毛利率进一步提升至 48.11%，主要得益于电价上涨；水风光毛利率同比均有所下滑；风光一体化业务毛利率为 15.73%。2025 年，水电、风电、光

仅供内部参考，请勿外传！

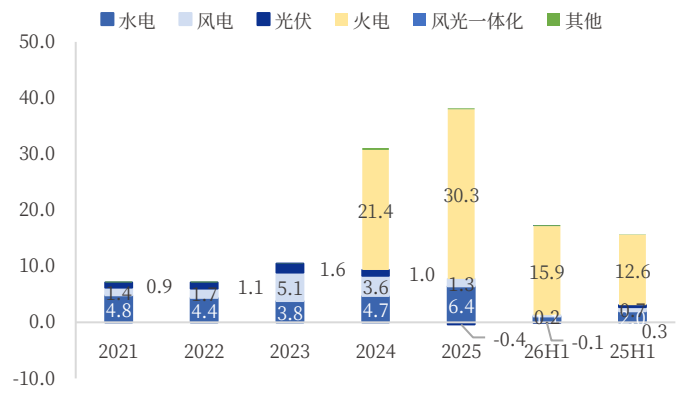
伏、火电对公司毛利的贡献度分别为 17%、3%、-1%、80%；26H1 火电占比进一步提升至 92%，占据绝对优势。

图8：公司分业务毛利率



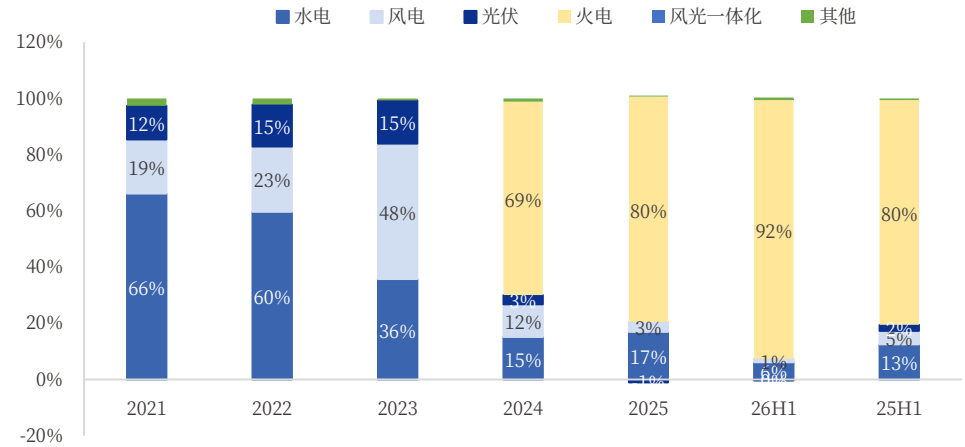
资料来源：Wind、公司公告、中国银河证券研究院

图9：公司分业务毛利额（亿元）



资料来源：公司公告、Wind、中国银河证券研究院

图10：公司毛利结构

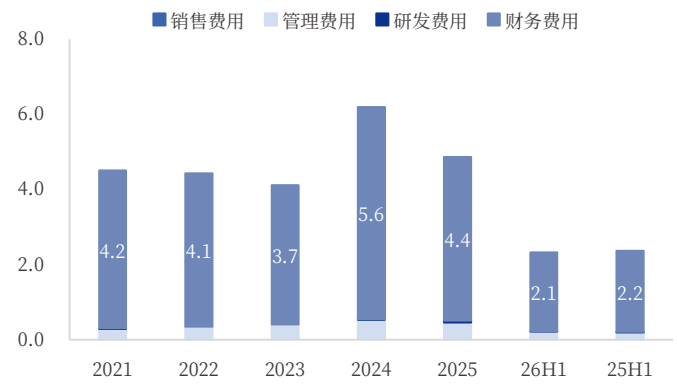


资料来源：公司公告、Wind、中国银河证券研究院

期间费用以财务费用为主，近年来持续压降。2021-2023 年公司财务费用从 4.21 亿元降至 3.70 亿元，2024 年常乐公司并表后提升至 5.64 亿元，随后重新进入下降通道，2025、26H1 财务费用分别为 4.36、2.10 亿元，同比-22.7%、-2.4%。考虑到公司带息债务 2023-2025 年均维持在 170-180 亿元体量（2023 年为追溯调整后数据），我们认为公司财务费用下降主要系综合融资成本降低的贡献，我们测算公司 2024、2025 年的综合融资成本（财务费用/期初期末带息债务均值，其中带息债务包括短期借款、一年内到期的非流动负债、长期借款、应付债券、租赁负债）分别为 3.31%、2.50%。

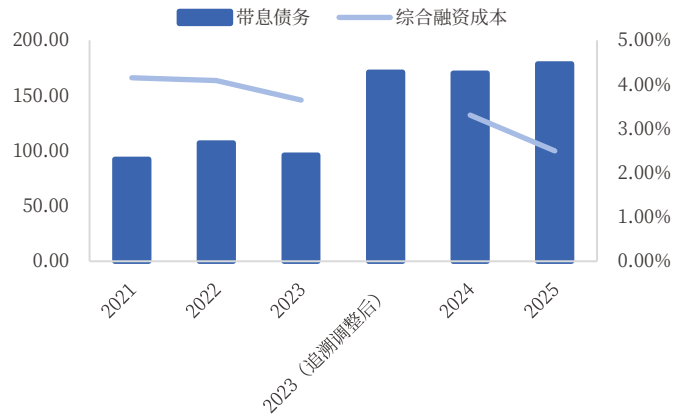
仅供内部参考，请勿外传！

图11：公司期间费用（亿元）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图12：公司带息债务（亿元）和综合融资成本测算

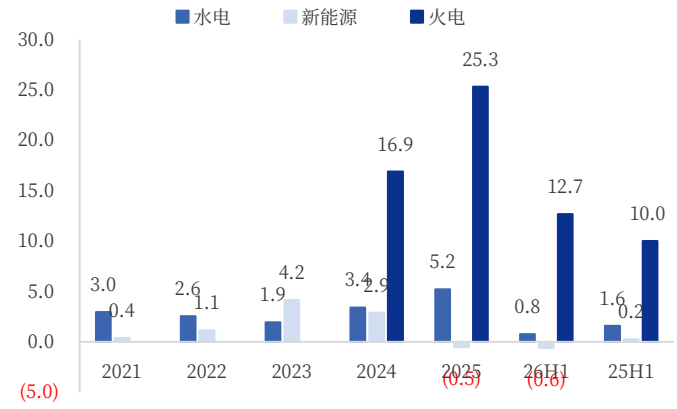


资料来源：Wind、中国银河证券研究院

2025 年火电业务贡献公司净利润的 85%，26H1 提升至 99%。我们从子公司净利润出发计算公司不同业务板块的净利润。由于公司所属大容公司持有国投甘肃小三峡公司、甘肃电投集团财务公司 32.57%、40.0%股权，酒汇公司持有国投酒一公司 35%股权，相应的投资收益分别计入水电、新能源业务板块。2025 年，公司水电、新能源、火电板块分别实现净利润 5.22、-0.55、25.31 亿元，同比+53%、-119%、+50%，占公司整体净利润的比例为 17%、-2%、85%。26H1，公司水电、新能源、火电板块分别实现净利润 0.8、-0.6、12.7 亿元，同比-51%、-341%、+27%，占公司整体净利润的比例为 6%、-5%、99%。

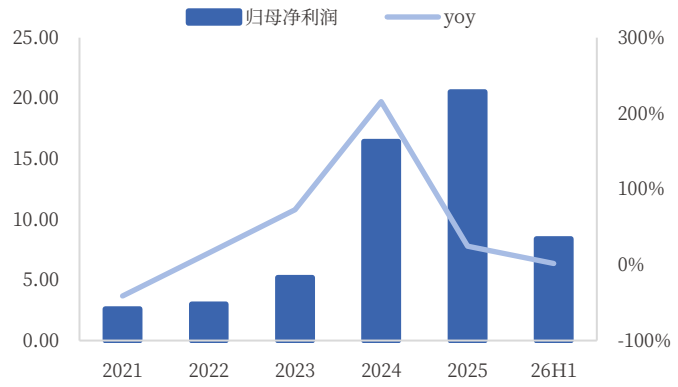
2025 年归母净利润增速亮眼，26H1 平稳过渡。2025 年，公司实现归母净利润 20.51 亿元，同比增长 24.77%，增速显著高于营收端，主要得益于毛利率改善、财务费用压降、小三峡公司投资收益增长、信用减值损失减少等。26H1，公司归母净利润同比小幅增长 1.80%至 8.40 亿元，弱于营收增速，主要系投资收益、少数股东损益等拖累，其中投资收益减少主要来自国投小三峡公司，少数股东损益占比提升预计主要系公司持股比例较低的火电业务利润占比提升所致。

图13：公司分板块净利润（亿元）



资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

图14：公司归母净利润（亿元）&同比增速

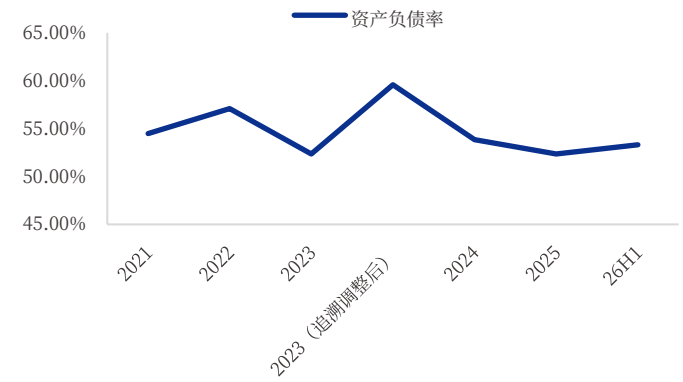


资料来源：Wind、中国银河证券研究院

常乐公司注入后资产负债率有效压降，ROE 中枢显著抬升。2024 年公司资产负债率为 53.84%，较 2023 年（追溯调整后）大幅下降 5.73pct，后续进一步压降，26H1 末为 53.31%。在资产负债率不断压降的背景下，公司 ROE 整体抬升。2024 年，公司 ROE 为 13.15%，显著高于常乐公司注入前水平，且较 2023 年（追溯调整后）提升 1.27pct，2025 年继续提升 1.25pct 至 14.40%；26H1 公司 ROE 为 5.47%，同比小幅下降 0.43pct。

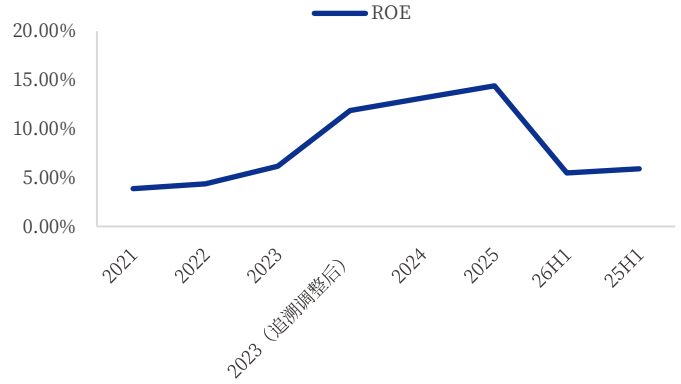
仅供内部参考，请勿外传！

图15：公司资产负债率



资料来源：Wind、公司公告、中国银河证券研究院

图16：公司 ROE

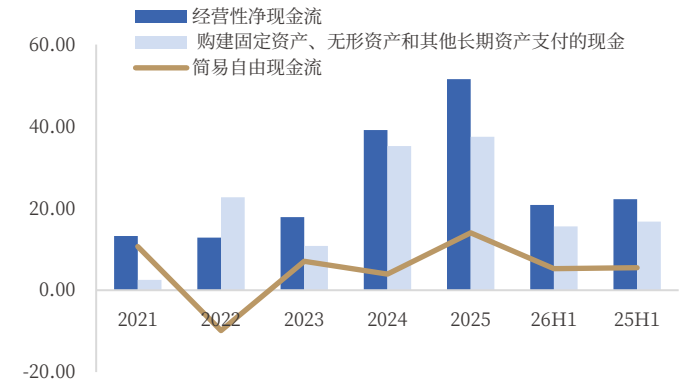


资料来源：公司公告、Wind、中国银河证券研究院

随常乐 5、6 号机组投产叠加新能源补贴回款向好，2025 年公司自由现金流好转。2024 年，常乐公司并表后，公司经营性净现金流提升至接近 40 亿元水平，但由于常乐 5、6 号机组等项目在建，公司资本开支亦维持在较高水平。2025 年，在新能源补贴回款向好的加持下，公司经营性净现金流进一步增加至 50 亿元体量，资本开支在常乐 5、6 号机组，庆阳绿电聚合一期新能源等项目的影响下仍处于较高水平，但简易自由现金流已由 2024 年的 3.93 亿元大幅修复至 2025 年的 14.02 亿元。26H1 公司经营性净现金流、资本开支均小幅回落，简易自由现金流基本维稳。

公司积极回馈投资者，十四五期间分红比例持续提升。公司每股现金分红已由 2021 年的 0.04 元提升至 2025 年的 0.23 元，相应地现金分红占归母净利润的比例由 2021 年的 20.89%提升至 2025 年的 36.37%。

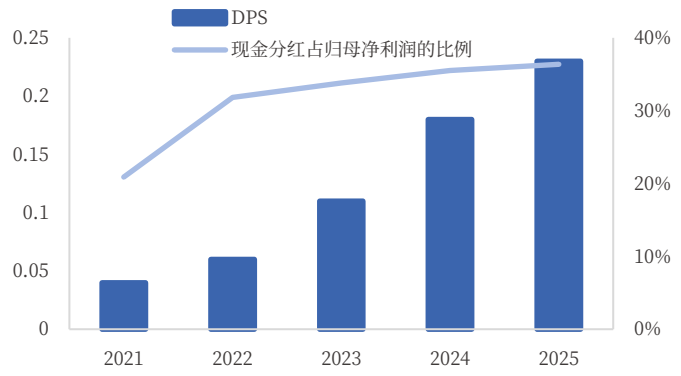
图17：公司现金流表现（亿元）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

注：简易自由现金流=经营性净现金流-购建固定资产&无形资产和其他长期资产支付的现金

图18：公司现金分红情况（元/股）



资料来源：公司公告、Wind、中国银河证券研究院

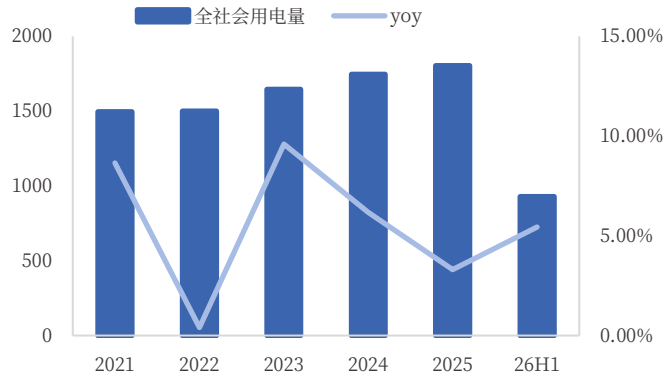
仅供内部参考，请勿外传！

二、甘肃电力行业：新能源装机持续增长，调节资源稀缺性凸显

（一）十五五期间将进一步强化新能源&外送电大省定位

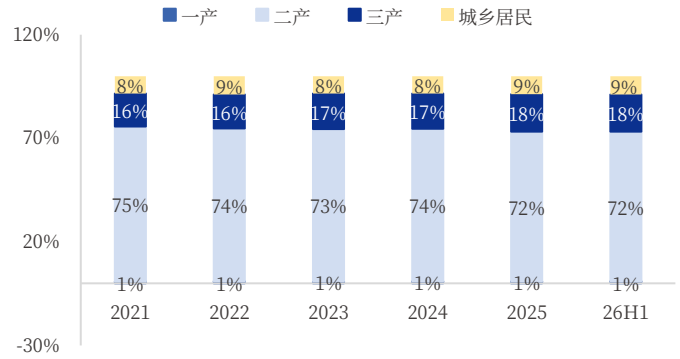
十四五甘肃省用电量 CAGR 为 5.6%，结构上二产占比超七成。甘肃省全社会用电量从 2020 年的 1375.7 亿 kwh 增长至 2025 年的 1803.94 亿 kwh，对应复合增速 5.6%，低于同期全国全社会用电量 6.6%的年均增速。从结构上来看，尽管十四五期间甘肃二产用电量占比有所下降，但 2025 年仍在 72%的高位（显著高于全国 64%的平均水平），三产用电量占比小幅提升至 18%（与全国 19%的平均水平接近），一产和居民用电量占比相对稳定。26H1，甘肃省全社会用电量为 928.65 亿 kwh，同比增长 5.44%，略高于同期全国全社会用电量 5.3%的增速，实现十五五良好开局。

图19：甘肃省全社会用电量（亿 kwh）&增速



资料来源：甘肃省工信厅、中国银河证券研究院

图20：甘肃省全社会用电量结构



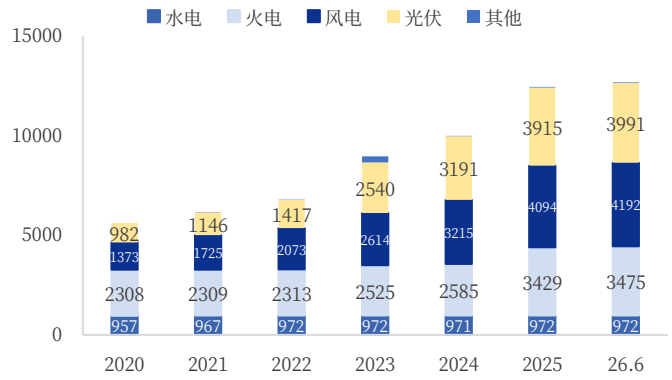
资料来源：甘肃省工信厅、中国银河证券研究院

十四五甘肃省新能源装机快速增长，25 年末累计装机占比已达 64%，领跑全国。截至 2025 年末，甘肃省发电装机为 12442 万千瓦。其中风电、光伏累计装机分别从 2020 年的 1373.19、981.55 万千瓦大幅增长至 2025 年的 4093.76、3915 万千瓦，对应复合增速 24%、32%，同期水电装机基本持平，火电装机复合增速为 8.2%。基于此，甘肃省新能源装机占比已从 2020 年的 42%大幅提升至 2025 年的 64%，大幅领先于全国 47%的平均水平。

由于新能源利用小时偏低且近年来持续走低，25 年发电量占比约 37%，火电在发电量结构中仍占据主要地位。甘肃省发电量由 2020 年的 1787.43 亿 kwh 增长至 2025 年的 2578.7 亿 kwh，对应复合增速约 8%；分不同电源品种来看，水电、火电、风电、光伏年均增速分别为-7%、7%、17%、25%，其中水电主要受来水波动影响。由于新能源利用小时偏低、且近年来消纳问题凸显，发电量增速明显低于装机增速，2025 年发电量占比 37%（低于装机口径的 64%）；叠加十四五期间水电整体来水偏枯；2025 年甘肃省火电发电量占比仍处于 48%的相对较高水平。

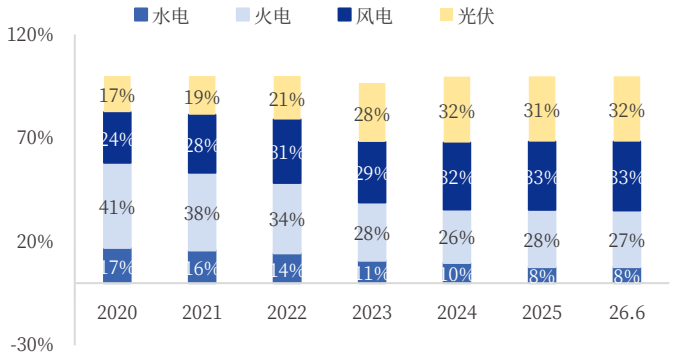
仅供内部参考，请勿外传！

图21：甘肃省发电装机（万千瓦）



资料来源：甘肃省工信厅、中国银河证券研究院

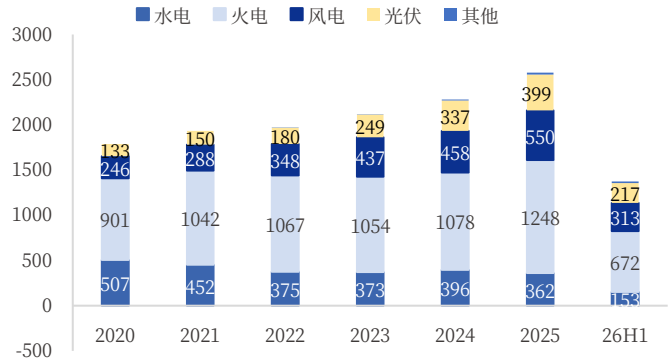
图22：甘肃省发电装机结构



资料来源：甘肃省工信厅、中国银河证券研究院

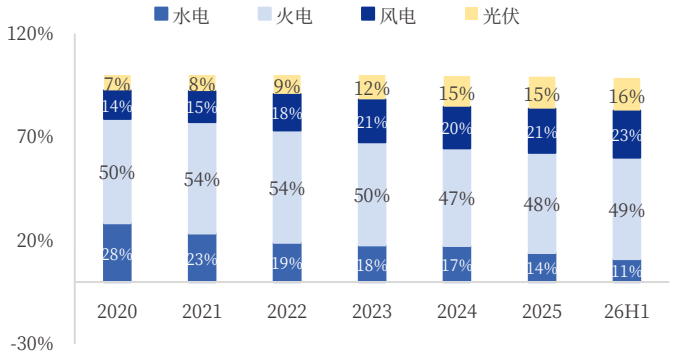
注：其他装机规模的变动主要系数据披露口径的调整，比如 2023 年将储能装机放在其他项进行披露，2025 年则将生物质发电放入其他项。

图23：甘肃省发电量（亿 kwh）



资料来源：甘肃省工信厅、中国银河证券研究院

图24：甘肃省发电量结构

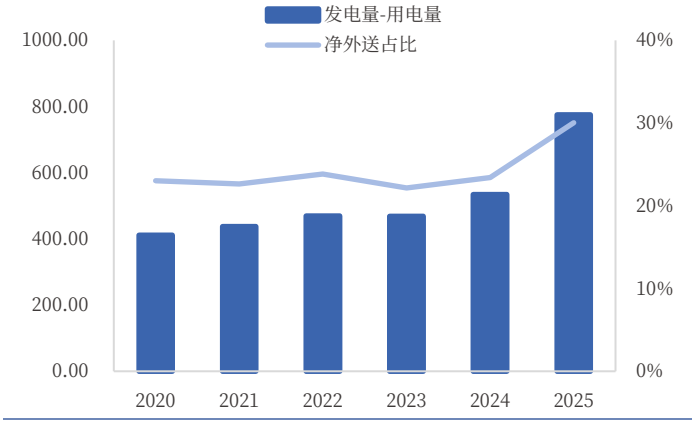


资料来源：甘肃省工信厅、中国银河证券研究院

甘肃省十四五期间外送电量复合增速高达 13%，2025 年外送电占比约三成。我们用发电量-用电量衡量甘肃省的净外送电量（需在外送电量的基础上扣减外购电量），从 2020 年的 411.73 亿 kwh 增长至 2025 年的 774.76 亿 kwh，对应复合增速 13%；净外送电量占发电量的比例已从 2020 年的 23%提升至 2025 年的 30%左右。根据甘肃电力交易中心披露的数据，2025 年甘肃省外送电量为 809 亿 kwh，其中外送新能源 425 亿 kwh，占比过半。从外送方式来看，以直流通道外送为主，2025 年外送电量 631 亿 kwh，占比 78%（其中祁韶直流、庆东直流分别外送 335、127 亿 kwh，占全部外送电量的 41%、16%）；从受端省份来看，甘肃省共计向 19 个省份送电，其中外送湖南、山东电量分别占 42%、15%（与祁韶直流、庆东直流基本对应）。

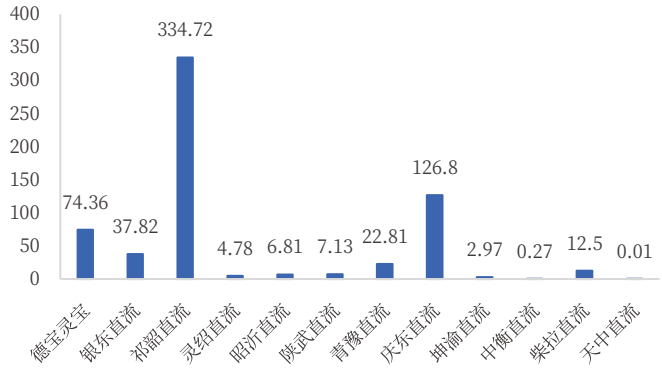
仅供内部参考，请勿外传！

图25：甘肃省净外送电量&占发电量的比例（亿 kwh）



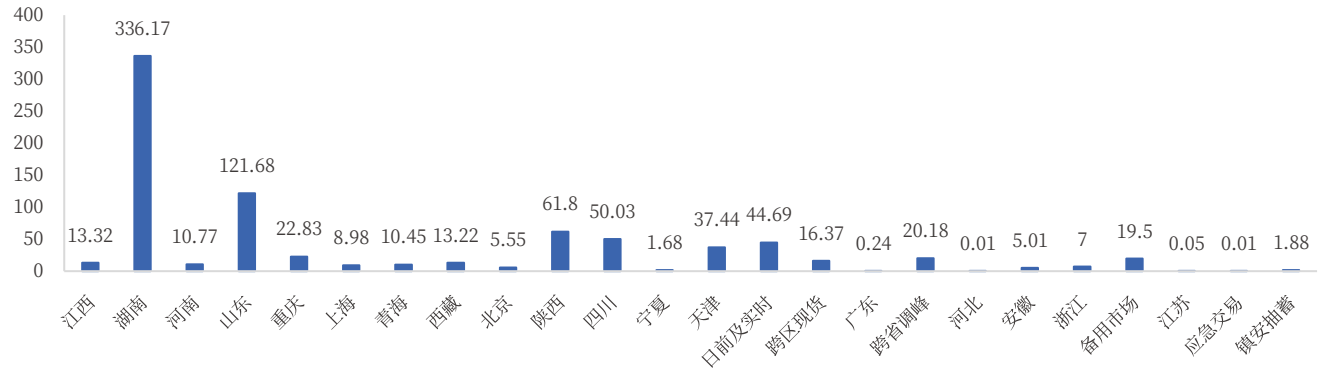
资料来源：甘肃省工信厅、中国银河证券研究院

图26：甘肃省 2025 年直流通道外送电量情况（亿 kwh）



资料来源：甘肃电力交易中心、中国银河证券研究院

图27：甘肃省 2025 年分省外送电量情况（亿 kwh）



资料来源：甘肃电力交易中心、中国银河证券研究院

甘肃省十五五规划提出到 2030 年新能源装机达到 1.6 亿千瓦以上，较 2025 年末翻倍。根据甘肃省十五五规划，十五五将“接续打造库姆塔格、腾格里、巴丹吉林沙戈荒新能源基地，推动酒泉向特大型风光电基地迈进，推动张掖、武威、金昌、庆阳建成千万千瓦级基地，建设若干百万基地。研究布局甘肃南部新能源基地。到 2030 年，新能源装机达到 1.6 亿千瓦以上”。截至 25 年末，甘肃省新能源累计装机为 0.8 亿 kw，对应十五五期间翻倍增长。

根据甘肃省外送通道规划，我们预计十五五对应新增新能源装机约 4400 万 kw。甘肃十五五规划提出“建成陇电入浙、陇电入川特高压直流输电通道。谋划新增外送通道。”具体而言，陇电入浙工程有望于 27H1 建成，陇电入川有望于 26 年内开工建设，同时 26 年新增批复的陇电入鄂、陇电入赣亦有望在十五五期间建成投运。考虑到与陇电入浙、陇电入川工程配套腾格里沙漠基地、巴丹吉林沙漠基地分别规划新能源装机 1120、1100 万千瓦，假设陇电入鄂、陇电入赣配套新能源装机规模与之相当，则十五五期间新增四条直流外送通道需新增新能源装机约 4400 万千瓦。

若十五五期间甘肃全社会用电量增量全部由新能源满足，对应需新增新能源装机 3717 万 kw。十四五期间甘肃全社会用电量复合增速约 5.6%，我们假设十五五在算力等高载能行业驱动下复合增速可达 5%，对应十五五用电量增量 498 亿 kwh。假设该部分全部由新能源来满足，且风电、光伏的电量比例维持 25 年水平，即 58%：42%，同时假设利用小时持平于 25 年，则对应十五五风电、光伏累计新增装机 1862、1855 万千瓦，合计 3717 万千瓦。叠加前述与外送通道匹配的 4400 万千瓦，十五五末新能源累计装机翻倍目标的实现具备支撑。

表2：甘肃省已投产/在建/规划的直流外送通道情况

外送通道	配套项目	建设进度

仅供内部参考，请勿外传！

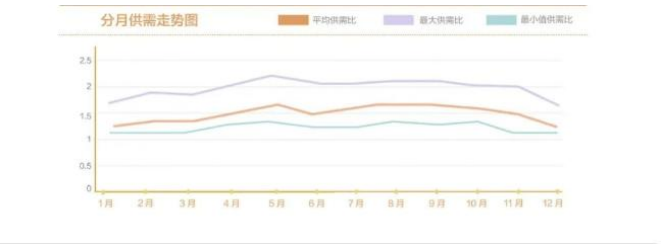
陇电入湘/祁韶直流	火电 600 万千瓦（其中，新建 400 万千瓦、网上汇集 200 万千瓦）、风电 700 万千瓦、光伏发电 280 万千瓦	2017 年 6 月建成投运
陇电入鲁/庆东直流	1450 万千瓦，其中火电 400 万千瓦、新能源 1050 万千瓦	2025 年 5 月投运
陇电入浙	腾格里沙漠基地：煤电 400 万千瓦、新能源 1120 万千瓦	预计 2027 年 4 月带电投产
陇电入川	巴丹吉林沙漠基地：1100 万千瓦新能源、400 万千瓦煤电	预计 2026 年年内核准开工
陇电入鄂	/	2026 年批复，预计十五五投运
陇电入赣	/	2026 年批复，预计十五五投运

资料来源：甘肃省广播电视局、甘肃省人民政府、甘肃经济日报、龙船风电网、甘肃经济网、北极星智能电网在线、甘肃能源公告、中国银河证券研究院

（二）高比例新能源凸显调节资源稀缺性，火电率先走向公用事业化

较高的新能源渗透率使得甘肃供需总体富裕和阶段性缺电局面并存。根据甘肃电力交易中心披露的数据，2024 年全省供需形势总体富裕，但存在高峰时段性缺电情况，全年供需比在 1.1-2.3 范围内，平均供需比 1.46，供需比小于 1.2 的 45 天；2025 年全省供需形势总体富裕，但存在高峰时段性缺电情况，全年供需比在 0.94-2.3 范围内，平均供需比 1.4，供需比小于 1.2 的 75 天。考虑到十五五期间甘肃仍将大力发展新能源，叠加极端天气频发对需求侧的扰动，电力系统脆弱性或将加剧，甘肃电力供需整体充裕+阶段性短缺的结构性矛盾将愈发突出。

图28：甘肃 2024 年分月供需情况



资料来源：甘肃省电力交易中心、中国银河证券研究院

图29：甘肃 2025 年分月供需情况



资料来源：甘肃电力交易中心、中国银河证券研究院

展望十五五，我们认为在抽蓄集中投产前的 26-28 年火电在调节资源中的主体地位仍然稳固，同时支撑省内电力需求增长的火电新增装机较为有限，存量火电具备稀缺性。

我们评估甘肃省不同类型灵活性资源的调节能力：1）水电：截至 25 年末，甘肃省水电装机 972 万千瓦，但仅刘家峡、九甸峡具备年调节以上能力、碧口具备季调节能力、其余水库均小于季调节，三座调节性电站合计装机仅 185.5 万千瓦；2）抽水蓄能：截至 25 年末，甘肃省尚无已投运的抽蓄电站；3）新型储能：截至 25 年末，装机规模 791 万千瓦，占新能源累计装机的 10%。但由于配储时长仍相对较短（截至 25 年 6 月末配储时长约 2.3h vs.甘肃省发改委确定的省内系统净负荷高峰持续时长为 6h），顶峰出力能力需打一定折扣。

展望十五五：1）水电：过往装机整体维稳，未来增量或主要来自增容改造，预计规模有限；2）抽蓄：甘肃省十五五规划提出将加快皇城、张掖、昌马、黄龙、黄羊、永昌、平川、漳县等抽水蓄能项目建设，我们梳理各个项目的建设进度，预计十五五有望投产 778 万千瓦，但集中在 29 年及以后开始释放；3）新型储能：甘肃省十五五规划提出到 2030 年累计装机达到 1500 万千瓦，对应十五五新增 709 万千瓦，但顶峰保供能力仍需观察配储时长。综上所述，我们认为抽蓄大规模投产之前，即 26-28 年火电仍是甘肃省的核心调节资源。

火电自身装机增量方面：2025 年集中投产一批项目，对应年内新增装机 843 万千瓦。展望十五五，增量主要来自：1）外送通道配套电源项目：参考陇电入鲁、陇电入浙、陇电入川的配置，预计十五五新增 4 条外送通道对应新增火电装机 1600 万千瓦。2）本地消纳项目：甘肃能化兰州新区 2×350MW 热电项目 2 号机组已于 26 年 3 月商运；甘肃能化庆阳 2*66 万千瓦项目、甘肃能化兰州新区 2*100 万千瓦项目预计分别于 2027、2028 年投运。

表3：甘肃省抽水蓄能项目情况

项目名称	装机（万千瓦）	建设进展
张掖盘道山抽水蓄能电站	140	2024 年 4 月开工，2028 年 4 月首台机组投产发电，2029 年 1 月全部机组投产投产运行
肃南皇城抽水蓄能电站	140	2024 年 6 月开工，2030 年 6 月 30 日首台机发电，2030 年 12 月底全部机组投产运行
甘肃华电永昌抽水蓄能电站	120	23 年 7 月 12 日开工建设，预计 2030 年底首台机组投产，2031 年 9 月全部机组投产发电
平川抽水蓄能电站	118	23 年末开工，计划 2028 年首台机组投产，2029 年全部建成
甘肃黄龙抽水蓄能电站	210	合同工程为 2024 年 7 月 30 日开工，2031 年 6 月 30 日下水库主体工程完工，总工期为 83 个月
甘肃黄羊抽水蓄能电站	140	2023 年 3 月 28 日正式开工，预计 2029 年首台机组投产
甘肃玉门昌马抽水蓄能电站	120	2023 年 3 月 16 日正式进入建设实施阶段，计划 2030 年底实现首台机组发电，2031 年四台机组全部投产发电
甘肃漳县抽水蓄能电站	140	暂无明确进展

资料来源：张掖市人民政府、人民网、水电五局、中国储能网、酒泉市人民政府、中国银河证券研究院

表4：甘肃省 2025 年已投产&未来待投产的火电项目情况（不完全梳理）

项目名称	装机（万千瓦）	建设进展
山东能源陇电入鲁配套调峰火电项目	200	25 年 6 月双机组全面进入投产试运行
“陇电入鲁”工程配套华能正宁调峰煤电项目	200	25 年 4 月全容量投产发电
甘肃能源常乐 5、6 号机组项目	200	5 号和 6 号机组分别在 2025 年 9 月和 10 月投产发电
甘肃电投张掖发电公司 2×100 万千瓦燃煤机组扩建项目	200	25 年 11 月双机组投运
甘肃能化兰州新区 2×350MW 热电项目	70	25 年 12 月 1 号机组商运，26 年 3 月 2 号机组商运
甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目	132	预计于 2027 年建成投运
甘肃能化兰州新区 2×1000 兆瓦火电项目	200	计划 2028 年双机投产

资料来源：宁县融媒、甘肃能化公告、兰州新区管理委员会、甘肃能源公告、央广网、国务院国资委、中国银河证券研究院

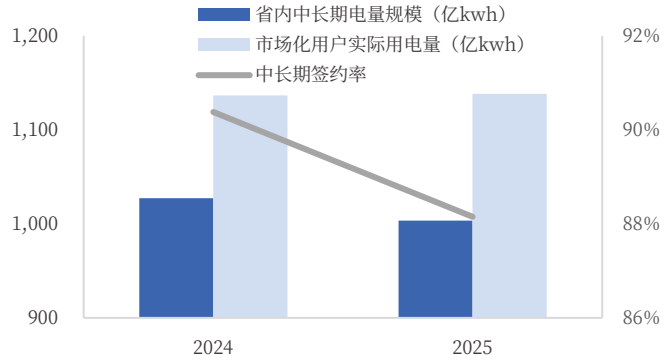
电改走在全国前列，具体表现为电量电价更具灵活性、容量电量更好覆盖固定成本，助力火电走向公用事业化。

2017 年 8 月，甘肃被确定为国家首批八个电力现货市场建设试点省份之一，并于 2018 年 12 月启动模拟试运行，2019 年 9 月和 11 月进行两次周结算试运行。2020 年 4 月底，甘肃电力现货市场第三次结算试运行历经 43 天的稳定有序运行后退出，顺利达成长周期结算试运行，成为全国首个实现整月结算试运行的省份。2024 年 9 月 5 日，甘肃电力现货市场转入正式运行，成为继山西、广东、山东之后，全国第四个成功实现现货市场正式运行的省份。目前，甘肃省中长期交易根据交易标的物执行周期不同，包括年度交易、月度交易、月内交易，其中月内交易可进一步划分为周交易和日滚动交易，日滚动交易以 D+2 日至月底每日分时段电量作为交易标的物，按日不间断连续开市，与现货日前市场（D+1）实现无缝衔接（D 为交易日）。2025 年，甘肃省省内中长期交易电量规模为 1003.36 亿 kwh，市场化用户实际用电量 1138.24 亿 kwh，中长期签约率 88.15%，较 2024 年

仅供内部参考，请勿外传！

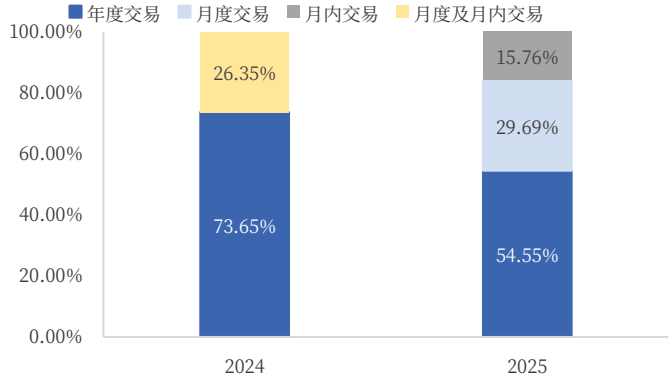
的 90.38%小幅下降。进一步拆分来看，2025 年中长期交易电量中，年度交易、月度交易、月内交易分别占 54.55%、29.69%、15.76%，年度交易占比较 2024 年的 73.65%大幅下降。**中长期签约比例的下降以及其中更低频的年度交易占比的下降，有助于电量电价更加灵活地反映市场供需、燃料价格等因素的变化。**

图30：甘肃中长期签约率



资料来源：甘肃省电力交易中心、中国银河证券研究院

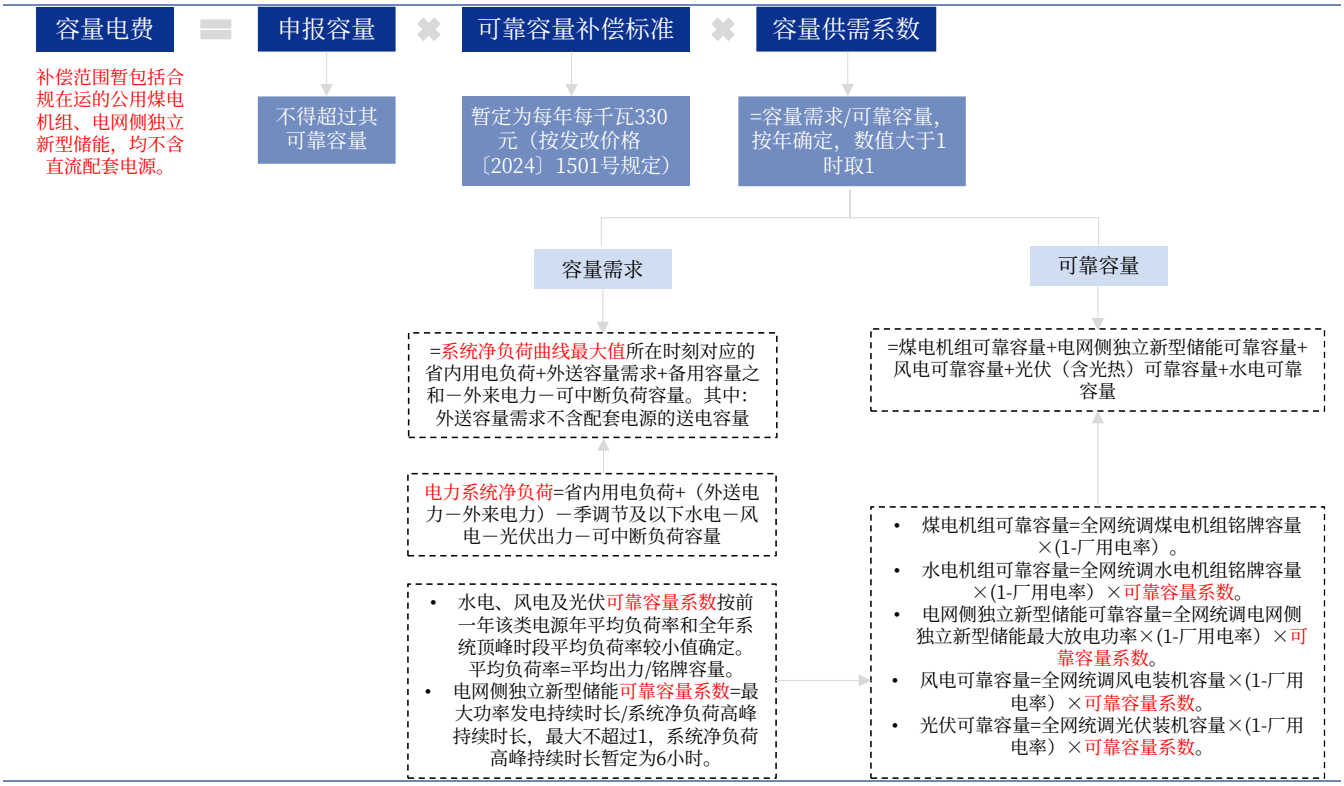
图31：甘肃省内中长期交易按标的物执行周期划分



资料来源：甘肃电力交易中心、中国银河证券研究院

率先推出可靠容量补偿机制，2026 年起煤机容量电费大幅提升，更好覆盖机组固定成本。《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501 号）明确甘肃省 2024-2025 年的煤电容量电价为 100 元/kw/年（含税）。《关于完善发电侧容量电价机制的通知》（发改价格〔2026〕114 号）提出“有序建立发电侧可靠容量补偿机制，其中新能源装机占比高、可靠容量需求大的地区，应加快建立可靠容量补偿机制；同时要做好与容量电价政策的衔接”。在此基础上，甘肃省于 2025/12/31 发布《关于建立发电侧可靠容量补偿机制的通知（试行）》，提出对公用煤电机组、电网侧独立新型储能建立发电侧可靠容量补偿机制，自 2026 年 1 月 1 日起执行，试行期限截止 2027 年 12 月 31 日。容量电费=申报容量*可靠容量补偿标准*容量供需系数。针对容量供需系数，《通知（试行）》明确每年 1 月 15 日前，国网甘肃省电力公司测算发布上年度容量供需系数，作为当年容量电费月度结算依据。而根据储能与电力市场公众号公布的数据，2025 年甘肃省容量供需系数 89.53%；由此计算，煤机的容量电费约为 295 元/kw/年（暂不考虑厂用电率的影响），较 2024-2025 年大幅提升。

图32：甘肃可靠容量补偿机制下容量电费的计算规则



资料来源：甘肃省发改委、中国银河证券研究院

仅供内部参考，请勿外传！

三、火电：高容量电价+低燃料成本构筑盈利壁垒

（一）装机：增量或主要来自集团资产注入

公司体内暂无在建/储备的火电项目，未来装机增量或主要来自集团资产注入。常乐公司于 2024 年实现并表，彼时装机容量 400 万千瓦；常乐 5、6 号机组分别于 2025 年 9 月、2025 年 10 月投产发电，截至 25 年末累计装机达到 600 万千瓦。截至目前，上市公司体内暂无在建/储备的火电项目。但考虑到截至 25 年末，甘肃电投集团火电控股装机为 1067 万千瓦，远超甘肃能源的 600 万千瓦，我们认为未来仍有进一步资产注入的可能性。具体来看，除常乐电厂外，甘肃电投控股火电资产主要包括张掖发电 265 万千瓦、金昌发电 132 万千瓦、武威热电 70 万千瓦。

表5：甘肃电投集团未上市火电资产梳理

子公司名称	甘肃电投集团持股比例	装机容量（万千瓦）	投产时间
甘肃电投张掖发电有限责任公司	81.12%	265	2*32.5 万千瓦项目：1、2 号机组分别于 2005 年 11 月、2006 年 7 月投产发电 2*100 万千瓦扩建项目：3、4 号机组均于 2025 年 11 月正式投入商业运营
甘肃电投金昌发电有限责任公司（一厂）	100%	66	#1 机组于 2009 年 11 月投产发电，#2 机组于 2009 年 12 月投产发电
甘肃电投金昌发电有限责任公司（二厂）	100%	66	#1 机组于 2013 年 11 月投产发电，#2 机组于 2014 年 3 月投产发电
甘肃电投武威热电有限责任公司	62.38%	70	2017 年 12 月实现双投

资料来源：甘肃电投公告、甘肃电投官网、甘肃经济信息网、中国银河证券研究院

集团延长避免同业竞争承诺履行期限至 2028 年 12 月 27 日，具体资产注入节奏或仍需观察相关资产的持续盈利能力。电投集团于 2025 年 11 月 10 日出具《关于延长避免同业竞争承诺履行期限的函》，明确“在 2028 年 12 月 27 日之前将拥有的火电等发电能源资产注入上市公司、或对外转让给上市公司的非关联方。”具体来看，基于省政府对电投集团聚焦能源产业的定位，其拥有的火电等发电能源资产不宜对外转让给非关联方；但集团剩余火电资产在过去存在亏损、持续盈利不足等情形，注入上市公司不利于维护上市公司及股东利益。综上，我们预计未来具体资产注入节奏或仍需观察相关资产的持续盈利能力。从历史数据来看，张掖公司的质地相对优良，且在 2025 年末扩建项目投产后装机规模显著扩张，是较为核心的资产。

图33：甘肃电投下属火电公司净利润（亿元）

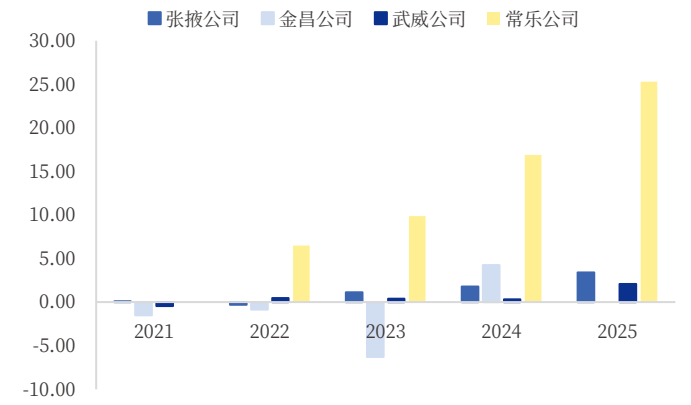
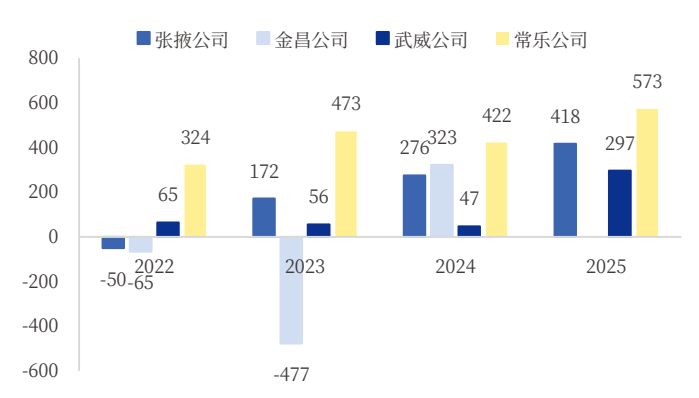


图34：甘肃电投下属火电公司单位装机净利润（元/kw）



仅供内部参考，请勿外传！

资料来源：甘肃电投公告、甘肃能源公告、中国银河证券研究院
注：金昌公司 2025 年数据未披露。

资料来源：甘肃电投公告、甘肃能源公告、中国银河证券研究院
注：如当年有新机组投产，按照年内实际运行时间计算有效装机。

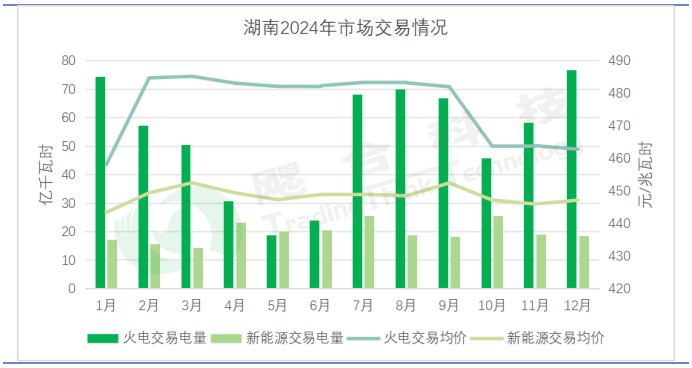
（二）电价：容量电价补偿比例较高，电价具备支撑

常乐 1-4 号机组为祁韶直流配套调峰电源，电价挂钩湖南煤电电价，但波动幅度更小。

2024 年，常乐公司与国网湖南省电力有限公司签订《2024-2028 年甘肃电投常乐电厂送电湖南交易价格协议》，明确：1）2024-2025 年容量电价标准为 165 元/kw/年（含税），2026 年起容量电价标准按国家有关规定另行确定。2）按照“基准电价+浮动机制”原则确定常乐公司送湖南省电量的上网交易电价，按月计算，具体为湖南省内燃煤火电中长期交易当月合同电量均价（以下简称湖南煤电均价）≥480 元/MWh 且≤496 元/MWh，常乐公司电量电价为 320 元/MWh；湖南煤电均价＜480 元/MWh，常乐公司电量电价在 320 元/MWh 的基础上按照湖南煤电均价与 480 元/MWh 之差的 320/480 往下浮动；湖南煤电均价＞496 元/MWh，常乐公司电量电价在 320 元/MWh 的基础上按照湖南煤电均价与 496 元/MWh 之差的 320/496 往上浮动。

2023 年湖南火电交易合同均价为 538.7 元/MWh；2024 年多数月份在 480 元/MWh 以上，平均约为 474.7 元/MWh；2025 年平均交易价格 468.65 元/MWh。按上述公式计算，我们预计 2023-2025 年常乐 1-4 号机组电量电价分别为 348、316、312 元/MWh。容量电价方面，湖南省 2024-2025 年为 165 元/kw/年，基于公司 2024-2025 年火电利用小时测算约为 0.032、0.035 元/kwh。综合电量电价和容量电价来看，常乐 1-4 号机组 2023-2025 年上网电价基本维持稳定，分别为 0.348、0.349、0.348 元/kwh。

图35：湖南 2024 年市场交易情况



资料来源：飓合科技、中国银河证券研究院

图36：湖南 2025 年市场交易情况

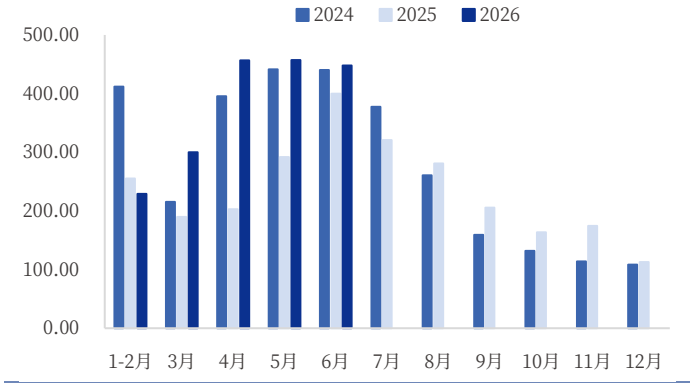


资料来源：飓合科技、中国银河证券研究院

2026 年 6 月 1 日起湖南煤电容量电价提升至 330 元/kw/年，对冲电量电价下行风险。2026 年，根据湖南省发改委发布的《关于完善 2026 年度电力中长期交易价格机制的通知》，中长期价格与现货价格挂钩联动，其中合同电量的 40%可协商约定固定价格，其价格不得超过省内中长期交易价格上限相关规定；合同电量的 60%执行反映实时供需的灵活价格（按实时市场统一结算点电价确定）。湖南水电发电量占比高于新能源，来水波动对火电电量的影响更大。2026 年受来水偏丰影响，湖南现货电价显著走低，压制电量电价表现，根据飓合科技，26H1 湖南火电成交均价 387.63 元/兆瓦时（25H1 为 477.53 元/兆瓦时）。但考虑到自 2026 年 6 月 1 日起，湖南省煤电容量电价已由 165 元/千瓦提升至 330 元/千瓦，将有效对冲电量电价下行风险。

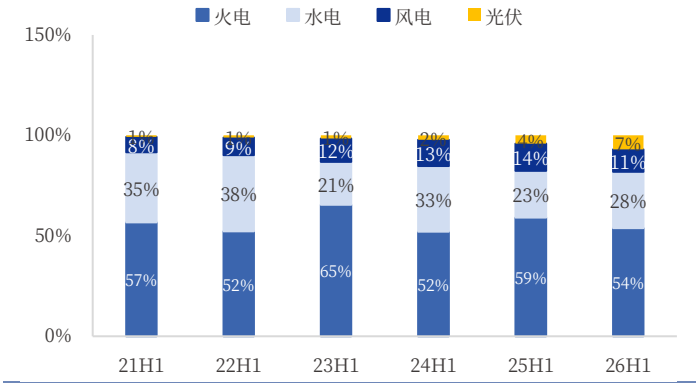
仅供内部参考，请勿外传！

图37：湖南水电利用小时（h）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图38：湖南发电量结构



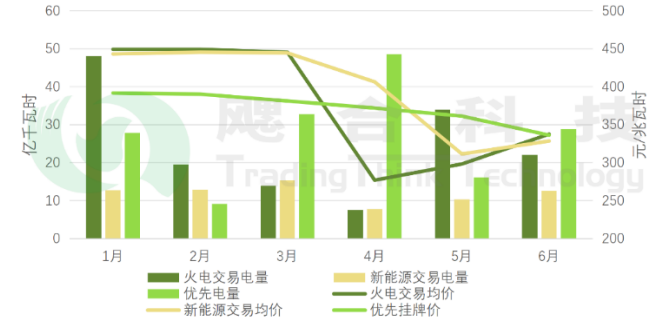
资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图39：25H1 湖南市场交易情况



资料来源：飓合科技、中国银河证券研究院

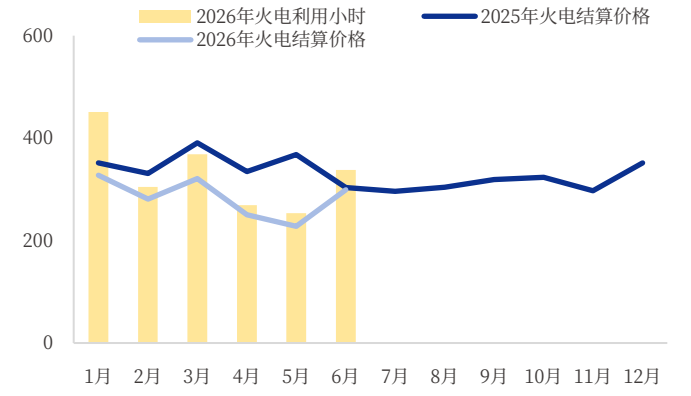
图40：26H1 湖南市场交易情况



资料来源：飓合科技、中国银河证券研究院

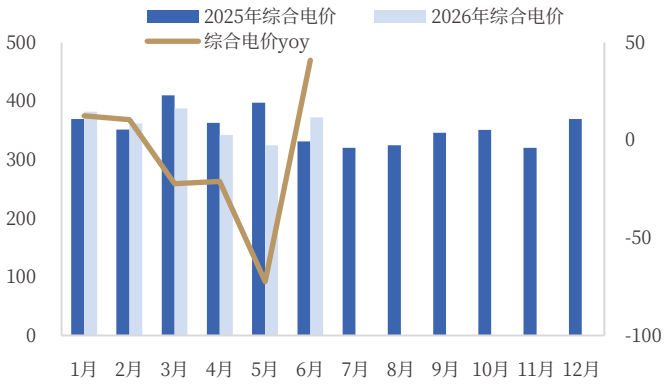
常乐 5-6 号机组为甘肃省内自用及调峰电源，供给充裕月份电量电价存在一定压力，但容量电价能形成较好补充。常乐 5、6 号机组主要作为省内调峰电站，参与甘肃省内交易。2026 年 1-6 月，甘肃省内火电结算价格降整体呈下降态势，但各月波动较大，与电量供需形势（以火电利用小时衡量）具备较强相关性。但考虑到甘肃省已于 2026/1/1 开始执行可靠容量补偿机制，除供需宽松的个别月份考虑容量电价后的综合电价跌幅仍较大外，其余时间综合电价有涨有跌，整体波动幅度可控，26H1 综合电价（电量电价+容量电价）算数平均为 361.80 元/MWh，同比-8.7 元/MWh。

图41：甘肃省火电结算电价（元/MWh）&利用小时（h）



资料来源：甘肃省电力交易中心、Wind、中国银河证券研究院

图42：甘肃省火电考虑容量电价后的综合电价走势（元/MWh）



资料来源：甘肃省电力交易中心、Wind、中国银河证券研究院

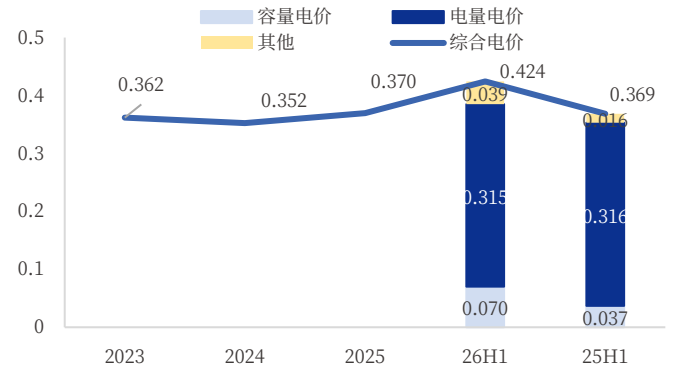
注：度电容量电价按照 2025 年 100 元/kw/年、2026 年 295 元/kw/年，除以甘肃火电月度利用小时计算得到。

26H1 公司火电综合电价逆市提升。根据公司披露，2023-2025 年其火电上网电价分别为 0.362、

仅供内部参考，请勿外传！

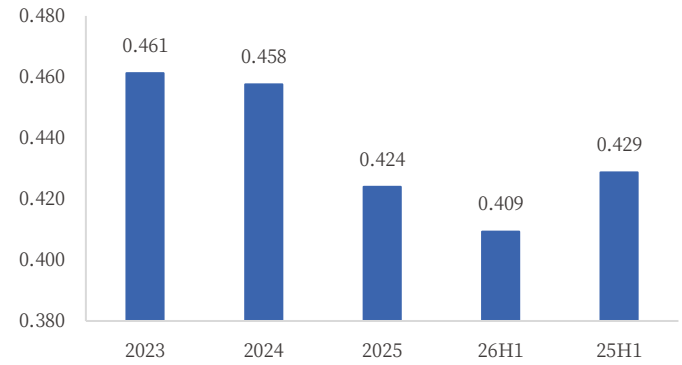
0.352、0.370 元/kwh；其中 2025 年同比提升 0.017 元/kwh 或主要受辅助服务收益影响。26H1 公司火电电量电价 0.315 元/kwh，同比仅小幅下降 0.001 元/kwh；容量电价方面，得益于湖南、甘肃两省新政策的执行，同比大幅提升 0.033 元/kwh 至 0.070 元/kwh；其他部分同比增加 0.023 元/kwh 至 0.039 元/kwh，主要系辅助服务收益增加。综合来看，26H1 公司火电上网电价为 0.424 元/kwh，同比增长 0.056 元/kwh；而同期全国性火电企业国电电力煤机上网电价同比减少 0.019 元/kwh，公司区位优势凸显。考虑到湖南省从 2026 年 6 月 1 日起执行新的容量电价政策，我们认为容量电价对公司火电上网电价的提振效应有望在 26H2、27H1 进一步释放。

图43：公司火电上网电价（元/kwh）



资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

图44：全国性火电公司国电电力煤机上网电价（元/kwh）

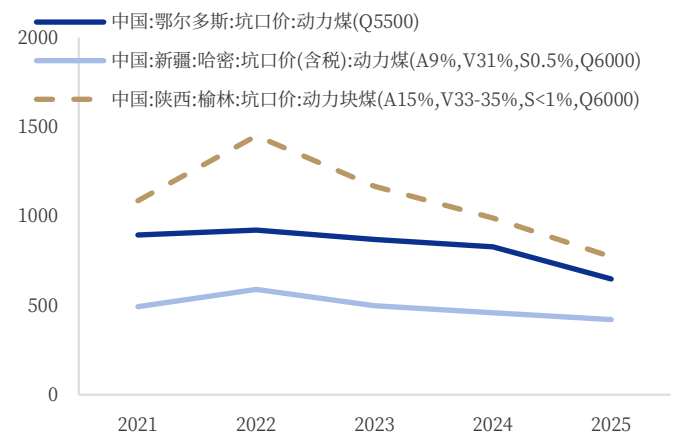


资料来源：国电电力公告、中国银河证券研究院

（三）成本：地处出疆第一站，充分享受低煤价红利

常乐公司地处甘肃省酒泉市瓜州县柳沟工业园区，距离新疆哈密市约 400 公里，火车专用线接引至柳沟车站，地理位置处于出疆第一站。一方面，疆煤埋藏浅、厚度大、煤层多、地质构造简单，开采深度 300m 以内的浅层煤炭资源量高达 2500 亿吨，开采成本较低，从而对应更低的坑口价；另一方面，由于常乐公司距离新疆更近，运费较低，同样有助于节约采购成本。

图45：疆煤坑口价更低（均已折合为标煤单价，元/吨）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

图46：常乐公司地处出疆第一站

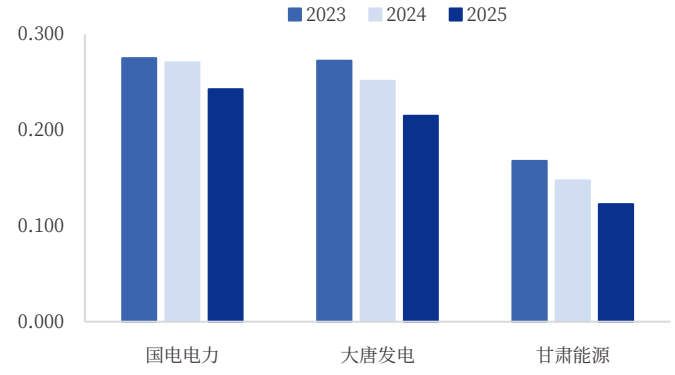


资料来源：丁海涛_《兰新铁路通道运输格局优化研究》、中国银河证券研究院

公司度电燃料成本较全国性火电公司具备显著优势。我们对比公司与全国性火电公司的火电度电燃料成本，2023-2025 年公司优势高达 0.09-0.12 元/kwh。拆分来看，公司供电煤耗并未显著低于可比公司，因此，可以认为度电燃料成本优势主要得益于更低的煤炭采购价格，2023-2025 年公司入炉标单仅为同期全国性火电公司的 50%-60%。

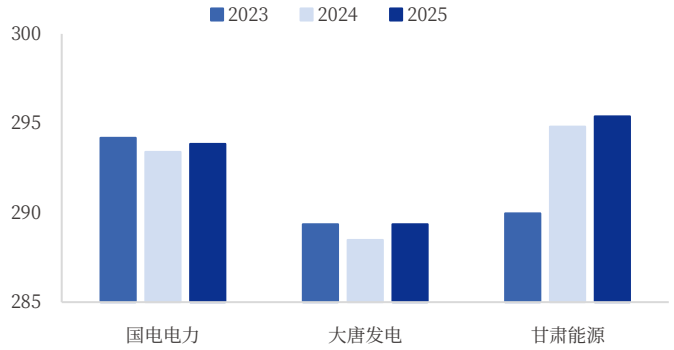
仅供内部参考，请勿外传！

图47：公司 vs.可比公司度电燃料成本（元/kwh）



资料来源：各公司公告、中国银河证券研究院

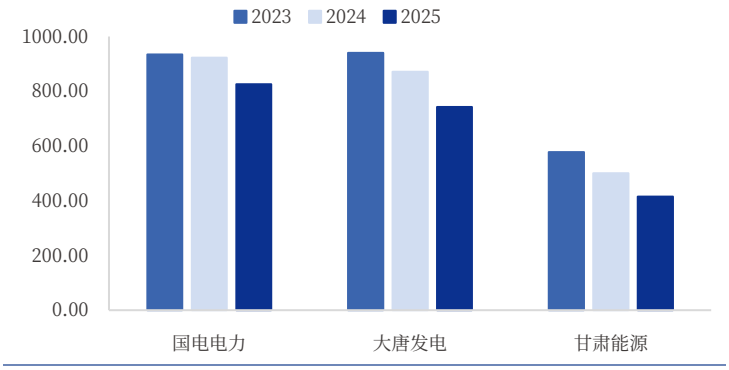
图48：公司 vs.可比公司供电煤耗（g/kwh）



资料来源：各公司公告、中国银河证券研究院

注：上述数据为我们基于各家公司披露的供电煤耗、入炉标单计算值。

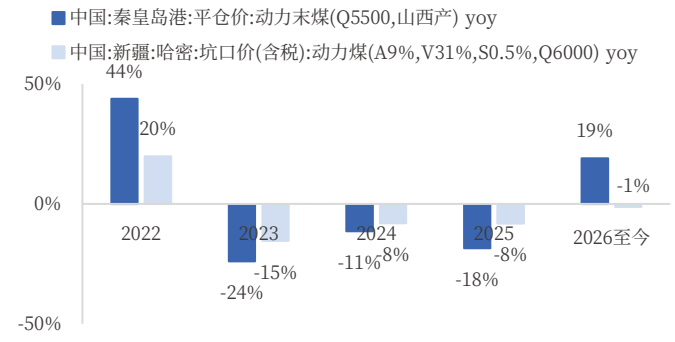
图49：公司 vs.可比公司不含税入炉标单（元/吨）



资料来源：各公司公告、中国银河证券研究院

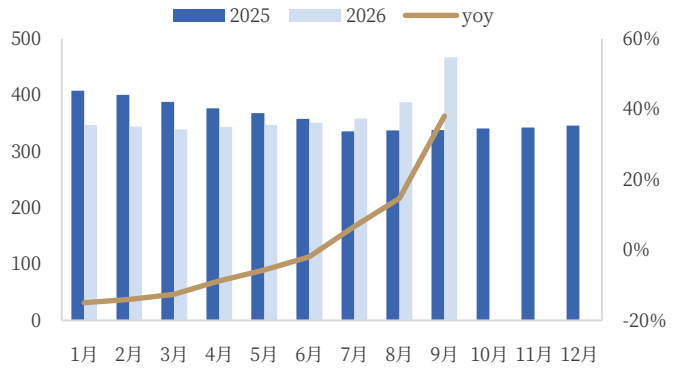
疆煤价格走势更为温和，公司成本端压力相对可控。复盘历史来看，疆煤坑口价波动幅度整体弱于秦皇岛港口价。2026 年，在供给收缩支撑下，疆煤坑口价自 4 月开始温和上涨，但 7 月份才进入同比上涨通道，年初至 9 月 18 日均价同比仍小幅下滑，而同期港口煤均价同比涨幅已达 19%。

图50：疆煤坑口价 vs.秦皇岛港口价波动幅度



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

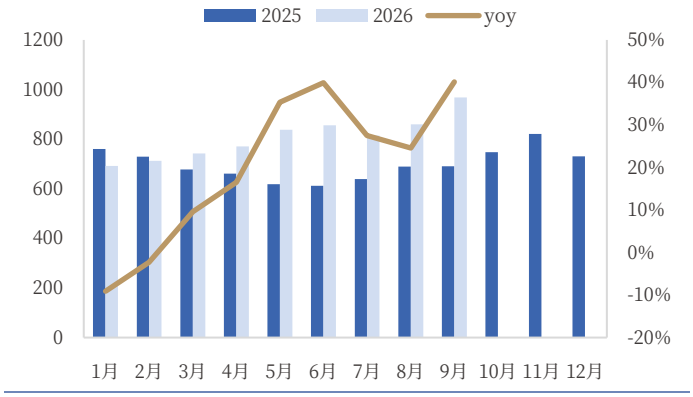
图51：新疆:哈密:坑口价(含税):动力煤(Q6000)（元/吨）



资料来源：Wind、中国银河证券研究院

仅供内部参考，请勿外传！

图52：中国:秦皇岛港:平仓价:动力末煤(Q5500,山西产)（元/吨）

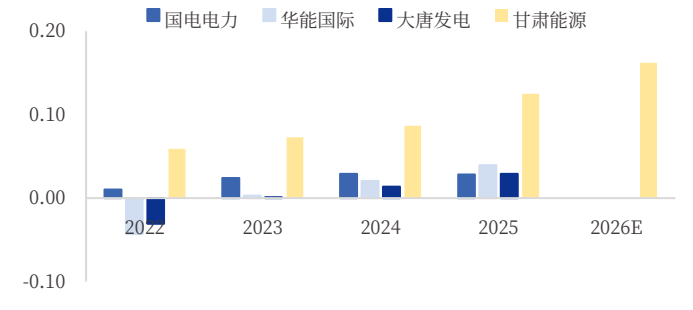


资料来源：Wind、中国银河证券研究院

（四）历史 ROE 高达 30%-40%，26 年以价换量保障盈利水平

从绝对盈利能力来看，常乐公司度电净利润从 2022 年的 0.059 元/kwh 提升至 2025 年的 0.125 元/kwh，主要得益于煤价中枢的下移。横向对比来看，不论煤价如何波动，公司盈利水平持续大幅领先于全国性火电公司。**从相对盈利能力来看，**常乐公司 2023-2025 年 ROE 高达 30%-40%，远超同期国电电力火电板块 8%-10%的水平。

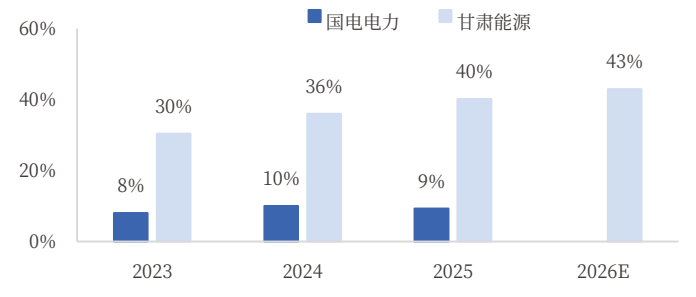
图53：公司 vs.可比公司度电盈利（元/kwh）



资料来源：各公司公告、中国银河证券研究院

注：国电电力、甘肃能源为火电度电净利润，华能国际、大唐发电为火电度电利润总额。

图54：公司 vs.可比公司火电 ROE



资料来源：各公司公告、中国银河证券研究院

注：甘肃能源采用常乐公司净利润/净资产均值；国电电力采用火电板块净利润/净资产均值。

展望 26 年全年，我们预计公司通过以价换量有望实现盈利的进一步提升。26H1，由于调峰功能的发挥，公司火电利用小时同比大幅下降 36%，我们假设全年维持这一趋势，因此，即便公司于 2025 年新增 200 万千瓦装机，2026 年火电上网电量或仍同比下滑。上网电价方面：1）容量电价：如前所述，甘肃、湖南分别自 2026/1/1、2026/6/1 起将煤电容量电价提升至 330 元/kw/年，与此同时利用小时的大幅下降将进一步推高度电容量电价水平；2）电量电价&辅助服务收益等：参考 26H1 同比变化趋势进行假设，即电量电价同比小幅下降、辅助服务收益等其他部分同比提升。综合来看，我们预计公司 26 年上网电价有望同比提升，以价补量下预计公司 26 年火电营收同比仍将实现增长。成本端：1）我们参考疆煤价格走势假设 26 年全年公司入炉煤价同比小幅上涨；2）考虑常乐 5、6 号机组投产带来的折旧等成本增加。综上所述，我们预计公司 26 年火电净利润、度电净利润分别为 30.45 亿元、0.162 元/kwh，同比均实现增长。盈利能力方面，若假设常乐公司净资产维持 25 年末水平，我们计算其 26 年 ROE 将达到 43%，较 25 年的 40%小幅提升。

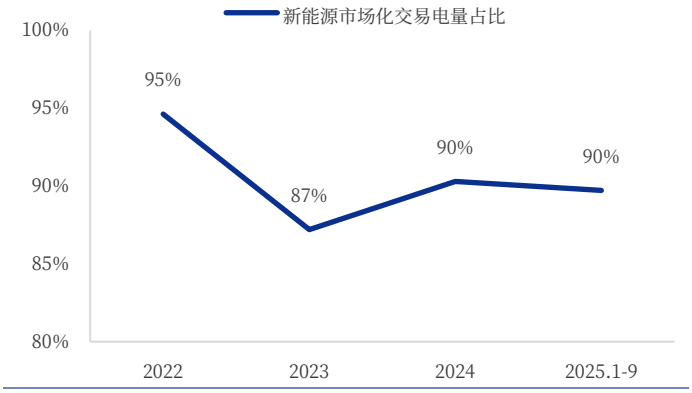
四、新能源：外送大基地&算电协同项目打开成长空间

（一）公司存量新能源项目盈利承压

公司新能源项目均位于甘肃省内，结构上以风电为主。公司新能源业务始于 2016 年酒汇风电公司纳入合并报表，自行投资建设的项目于 2022-2023 年集中投产，2024-2025 年公司新能源装机规模保持稳定。截至 26H1 末，公司风电、光伏、风光一体化控股装机分别为 110.35、73.6、5.03 万千瓦，结构上更偏向风电；区域布局上主要位于甘肃河西地区，包括酒泉、张掖、武威、金昌等，风光资源条件优异。

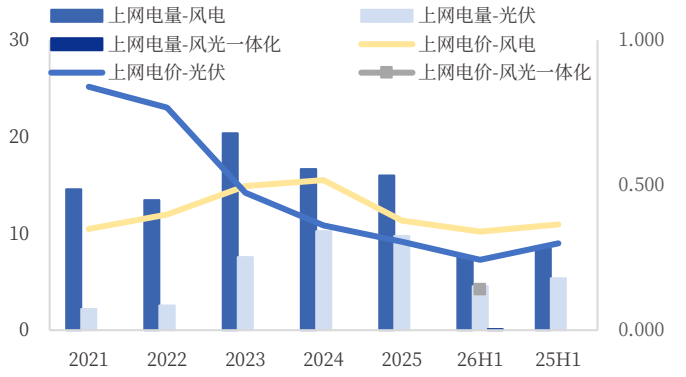
受电价、利用小时双重拖累，公司新能源业务盈利承压。公司上网电价一方面受新增平价项目的影响；另一方面，甘肃省新能源市场化程度较高，2022 年以来公司新能源市场化电量占比基本维持在 90%左右，较高的市场化比例使得公司新能源、尤其是出力曲线欠佳的光伏上网电价面临较大下行压力。在电价下行的基础上，甘肃省在十四五期间新能源装机规模快速增长，消纳问题逐步显现，公司风电、光伏利用小时近年来亦呈现下降趋势。综合上述因素，公司新能源业务当前面临较大盈利压力，核心经营主体酒汇风电公司净利润已从 2023 年高点的 4.17 亿元大幅下降至 2025 年的-0.55 亿元，相应地度电净利润由 0.149 元/kwh 降至-0.021 元/kwh；26H1，酒汇公司净亏损 0.6 亿元，同比转亏。

图55：公司新能源市场化电量占比



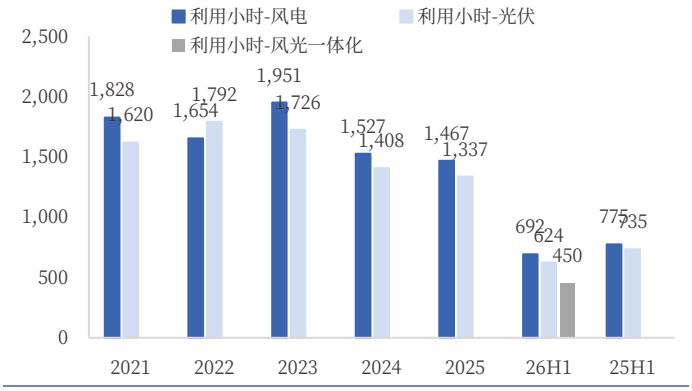
资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

图56：公司新能源上网电量（亿 kwh）&上网电价（元/kwh）



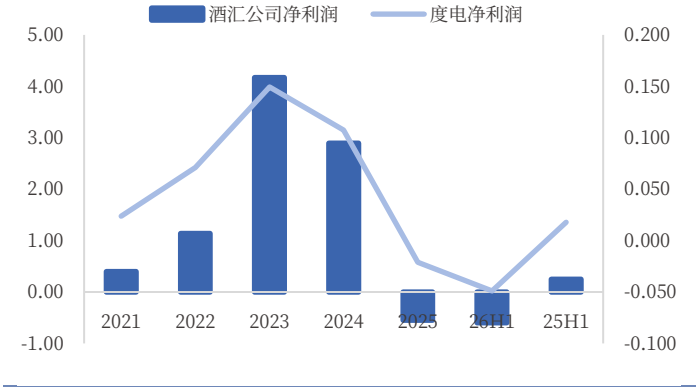
资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

图57：公司新能源利用小时（h）



资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

图58：公司新能源业务净利润（亿元）&度电净利润（元/kwh）



资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

（二）甘肃省内 27H1 机制电价回升，新能源外送电价较省内更优

甘肃对存量新能源项目以及参与 25-26 年竞价的增量新能源项目给予的机制电量、机制电价保障均较弱，但 27H1 竞价批次的机制电量比例和机制电价已有所回暖。

- **存量项目：**共给予机制电量 154 亿 kwh，机制电价为燃煤基准价 0.3078 元/kwh。除扶贫类、特许经营权类、分布式光伏等特殊项目外，常规项目获得的机制电量对应的利用小时仅 37h。
- **增量项目（参与 25 年竞价）：**共出清机制电量 8.3 亿 kwh，机制电价为竞价区间下限 0.1954 元/kwh。集中式光伏项目获得的机制电量对应的利用小时为 292h、风电为 385h，按甘肃省 2025 年光伏、风电利用小时测算，机制电量比例 25%-26%。
- **增量项目（参与 26 年竞价）：**共出清机制电量 15.20 亿 kwh，机制电价仍为竞价区间下限 0.1954 元/kwh。集中式光伏项目获得的机制电量对应的利用小时为 199h，风电为 262h，机制电量比例仅 17%-18%。
- **增量项目（参与 27H1 竞价）：**共出清机制电量 30 亿 kwh，机制电价贴近竞价区间上限，其中风电为 0.244 元/kwh、光伏为 0.2447 元/kwh。集中式光伏项目获得的机制电量对应的利用小时为 812.5h、风电为 434h，机制电量比例分别为 72%、28%。机制电价和机制电量比例均较前两个批次有所提升，显示出市场竞争趋于理性。

表6：甘肃省存量项目机制电量分配情况

项目类型	装机（万千瓦）	机制电量（亿 kwh）	保障小时数
扶贫类、特许经营权类、分布式光伏（按集中式管理的）、平价示范、光热发电	188.83	34.44	1824
分布式光伏（户用）		33.00	
分散式风电及国家能源局以国能新能【2014】541 号批复的风电项目、保障性平价项目	414.59	67.90	1638
其余	4989.65	18.67	37
合计		154.00	

资料来源：国网甘肃电力公司、中国银河证券研究院

表7：甘肃增量新能源项目机制电价竞价结果

竞价批次	竞价前给予机制电量（亿 kwh）			实际出清机制电量（亿 kwh）			光伏		风电		执行期限（年）	竞价区间（元/kwh）
	光伏	风电	合计	光伏	风电	合计	机制电价（元/kwh）	机制电量比例	机制电价（元/kwh）	机制电量比例		
2025			8.3	4.84	3.5	8.3	0.1954	26%	0.1954	25%	12	0.1954-0.2447
2026			15.2	2.87	12.32	15.2	0.1954	18%	0.1954	17%	12	0.1954-0.2447
2027H1	13.0	17.0	30.0	13.00	17.00	30.0	0.2447	72%	0.2440	28%	12	0.1954-0.2447

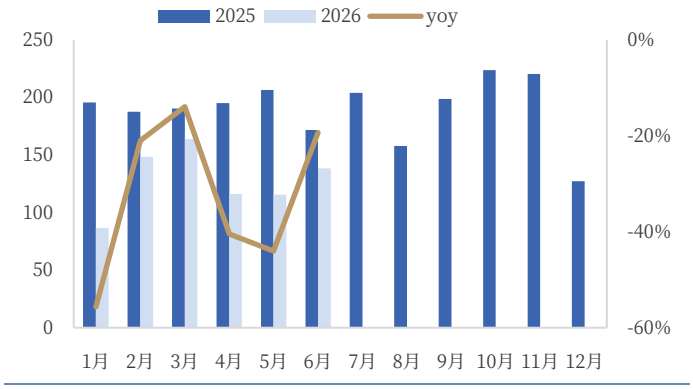
资料来源：国网新能源云、中国银河证券研究院

较弱的机制保障叠加激烈的市场竞争，26 年 1-6 月甘肃新能源、尤其光伏结算电价大幅回落。根据甘肃省电力交易中心披露的省内分电源类型结算价格数据，26 年 1-6 月光伏结算价格在 86.76-163.83 元/MWh 区间，同比降幅在 14%-56%；风电结算价格在 209.61-351.08 元/MWh 区间，其

仅供内部参考，请勿外传！

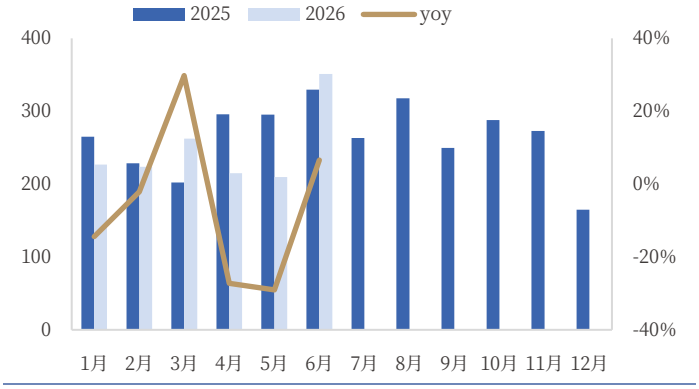
中 3 月同比大涨 30%、6 月同比上涨 7%，其余月份降幅在 2%-29%，整体表现好于光伏。

图59：甘肃省内光伏结算电价（元/MWh）



资料来源：甘肃省电力交易中心、中国银河证券研究院

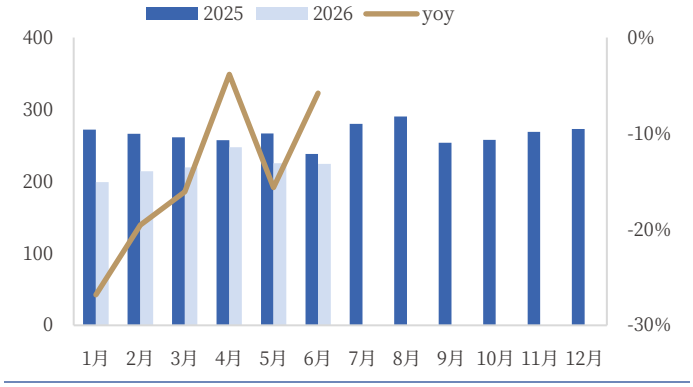
图60：甘肃省内风电结算电价（元/MWh）



资料来源：甘肃省电力交易中心、中国银河证券研究院

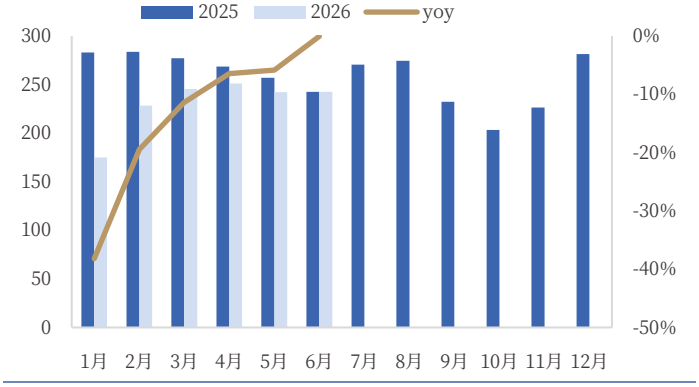
得益于区域间电价差的存在，甘肃省外送新能源、尤其光伏的结算价格整体优于省内。26 年 1-6 月，甘肃省外送光伏结算价格在 199.01-247.37 元/MWh，同比降幅在 4%-27%，不论是电价绝对值还是同比降幅，表现均较省内更有优势；风电结算价格在 174.94-251.02 元/MWh，同比降幅在 0%-38%，与省内未拉开明显差距。

图61：甘肃省外送光伏结算电价（元/MWh）



资料来源：甘肃省电力交易中心、中国银河证券研究院

图62：甘肃省外送风电结算电价（元/MWh）



资料来源：甘肃省电力交易中心、中国银河证券研究院

（三）公司增量项目之一：外送大基地 600 万千瓦，预计收益率有保障

截至 26H1 末，公司在建/储备的新能源项目规模 905 万千瓦，其中风电 300 万千瓦、光伏 310 万千瓦、风光一体化 295 万千瓦。若未来全部投产，较当前存量新能源装机弹性高达 479%。

表8：截至 26H1 末，公司在建&储备新能源项目梳理（万千瓦）

项目名称	风电装机	光伏装机	风光一体化装机	当前状态
腾格里沙漠大基地——凉州九墩滩项目		300		2024 年 8 月 3 日公告备案
腾格里沙漠大基地——民勤南湖项目	100			2025 年 7 月 19 日公告核准
腾格里沙漠大基地——民勤双茨科项目	200			2026 年 2 月 25 日公告核准
永昌河清滩项目		10		在建
民勤风光一体化项目			100	在建
甘肃庆阳东数西算产业园区绿电聚合试点一期项目			100.045	在建，截至 2026H1 末已并网 5.034 万千瓦

甘肃庆阳东数西算产业园区绿电聚合试点二期项目			100	2026 年 7 月 30 日公告核准
合计	**300**	**310**	**300.045**	
其中：已投运			**5.034**	
其中：在建		**10**	**195.011**	
其中：核准待建	**300**	**300**	**100**	

资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

公司拥有 600 万千瓦大基地储备项目，预计收益率有保障。公司在建/储备的 905 万千瓦新能源项目中，有 600 万千瓦为腾格里沙漠大基地项目，具体包括凉州九墩滩 300 万千瓦光伏项目、民勤南湖 100 万千瓦风电项目、民勤双茨科 200 万千瓦风电项目。截至目前，上述项目均已获得核准/备案。公司测算在 0.2062、0.2498 元/kwh 的上网电价水平下，凉州九墩滩项目、民勤南湖项目可分别实现 9.9%和 12.35%的资本金内部收益率。参考前文甘肃外送新能源结算价格，我们认为该电价假设具备一定合理性；基于此，我们测算上述 600 万千瓦项目投产后有望增厚公司净利润/归母净利润 4.24/2.16 亿元。

表9：公司大基地项目业绩贡献测算

	凉州九墩滩光伏项目	民勤南湖风电项目	民勤双茨科风电项目	核心假设
装机（万千瓦）	300	100	200	
预计上网电量（亿 kwh）	48.41	19.43	38.85	九墩滩、南湖项目采用公司公告值，双茨科项目利用小时假设与南湖项目一致
假设上网电价（元/kwh，含税）	0.2062	0.2498	0.2498	九墩滩、南湖项目采用公司公告值，双茨科项目上网电价假设与南湖项目一致
营业收入（亿元）	**8.83**	**4.29**	**8.59**	
总投资（亿元）	90.30	38.87	77.74	九墩滩、南湖项目采用公司公告值，双茨科项目假设单位 kw 投资金额与南湖项目一致
年折旧金额（亿元）	4.38	1.89	3.77	假设残值率 3%，折旧年限 20 年
可变成本（亿元）	1.45	0.58	1.17	假设度电可变成本 0.03 元/kwh
年利息费用（亿元）	1.80	0.78	1.55	假设贷款比例 80%，融资成本 2.5%（公司 25 年实际值）
管理费用（亿元）	0.04	0.02	0.04	假设管理费用率 0.5%（公司 25 年实际值）
净利润（亿元）	1.15	1.03	2.06	假设享受三免三减半所得税优惠政策
归母净利润（亿元）	**0.59**	**0.52**	**1.05**	腾格里沙漠大基地 600 万千瓦项目由甘肃电投润能（武威）新能源公司负责投资开发，甘肃能源持股 51%

资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

（四）公司增量项目之二：率先布局算电协同，坐享算力枢纽红利

甘肃为全国八大算力枢纽之一，预计十五五末算力规模有望突破 50 万 P。从 2022 年开始，我国在京津冀、长三角、粤港澳、成渝、贵州、内蒙古、甘肃、宁夏布局建设国家八大枢纽节点，发展张家口集群、长三角集群、芜湖集群、韶关集群、天府集群、重庆集群、和林格尔集群、贵安集群、庆阳集群、中卫集群等十大数据中心集群。截至 2025 年底，中国智算总规模达 159 万 PFlops，其中，八大国家枢纽（含十大集群）已建成智算规模达 138.8 万 PFlops，占全国比重超过 80%。甘肃省十五五规划中提到，十四五庆阳数据中心集群智能算力规模达到 11.4 万 P，在全国八大枢纽节点中算力增速最快、智算占比最高、消纳最充分。根据甘肃省政府在“开局起步‘十五五’——奋力谱写中国式现代化甘肃篇章”专场新闻发布会上披露，“庆阳数据中心集群目前智算规模已突破 15

万 P，到“十五五”末有望达到 50 万 P，成为西部最大的算力保障基地。”

图63：八大算力枢纽示意图



资料来源：通信产业网、中国银河证券研究院

算电协同写入十五五规划，数据中心和发电企业均有望从中受益。2026 年 3 月，《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》发布，提出要“推动绿色电力与算力协同布局”；2026 年 5 月，《关于促进人工智能与能源双向赋能的行动方案》明确要“统筹大型新能源基地与国家算力枢纽规划布局，促进新能源就近就地消纳；加强算力设施项目布局规划指导，将绿电使用占比作为重要参考指标；支持算力设施通过参与绿证绿电交易提升绿电消费比例；研究通过价格政策激励算力设施采用绿电直连等方式更高比例消纳新能源。”数据中心方面，使用绿电除了满足政策要求，也有望实现用电成本的节约，这一方面得益于绿电相较火电更低的成本和价格优势；另一方面得益于绿电直连政策的出台，可确定性节省自发自用电量部分的系统运行费用和上网环节线损。发电企业方面，我们认为新能源或是算电协同趋势下最为受益的品种，有望迎来量、价双升。

公司率先布局庆阳东数西算产业园区绿电聚合试点项目，收益率测算或相对保守。

公司目前已斩获甘肃庆阳东数西算产业园区绿电聚合试点一期和二期项目，合计装机 200 万千瓦。其中一期项目已进入投产阶段，截至 26H1 末已有 5.034 万千瓦并网，截至 2026 年 8 月 12 日已并网 21.499 万千瓦；二期项目已于 2026 年 7 月 30 日公告获得核准。甘肃庆阳东数西算产业园区绿电聚合试点一期和二期项目的收益模式为发用匹配+余电上网，根据公司公告，上网电量约占 43%，发用匹配电量约占 57%。在此基础上，公司假设一期、二期项目上网电价分别为 0.2475、0.2375 元/kwh，发用匹配电价分别为 0.2048、0.1948 元/kwh，测算得到资本金内部收益率分别为 2.52%、2.17%。上述两个项目均以风电为主，装机占比约 75%，参考甘肃省风电项目结算电价，我们认为上网部分的电价假设具备一定合理性，但考虑到现行绿电直连政策有望为用户确定性节省自发自用部分的系统运行费用和上网环节线损，从利益分成的角度出发，我们认为发用匹配部分的电价或有进一步提升的空间。近期甘肃省系统运行费+上网环节线损合计已达到 0.10 元/kwh，假设

仅供内部参考，请勿外传！

50%的自发自用比例，则可为用户节省约 0.05 元/kwh 的购电成本，假设发电方分成比例 50%，那么对应电价向上空间 0.025 元/kwh，较 0.2048 元/kwh 的测算值弹性达 12%。根据公司公告，发用匹配部分电价在测算基准值基础上上涨 10%-15%，资本金内部收益率可从原来的 2.52%提升至 4.6%-5.66%。

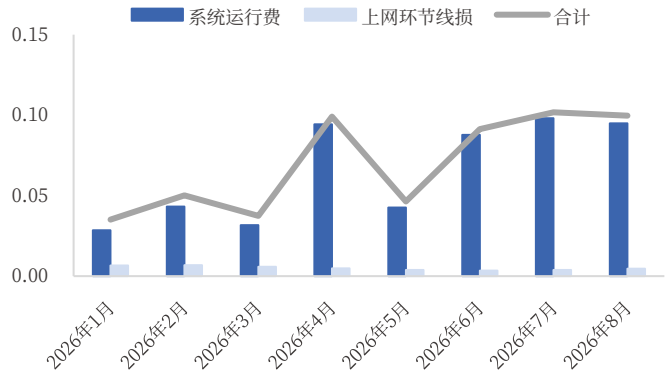
根据公司披露，26H1 风光一体化项目新投产 5.034 万千瓦（其中风电 1.34 万千瓦、光伏 3.694 万千瓦），实现上网电量 0.12 亿 kwh，上网电价 0.141 元/kwh，毛利率仅 15.73%。我们认为 26H1 上网电价较低或主要系未全容量并网、且投产部分以光伏为主。考虑全容量并网后装机结构以风电为主、叠加发用匹配部分电价存在提升潜力，我们认为该项目上网电价未来或存优化空间。

表10：甘肃庆阳东数西算产业园区绿电聚合试点项目收益率情况

项目	上网电量（亿 kwh）	发用匹配电量（亿 kwh）	上网电价（元/kwh）	发用匹配电价（元/kwh）	投资金额（亿元）	资本金内部收益率
甘肃庆阳东数西算产业园区绿电聚合试点一期项目	6.90	9.26	0.2475	0.2048	44.84	2.52%
甘肃庆阳东数西算产业园区绿电聚合试点二期项目	7.01	9.41	0.2375	0.1948	43.77	2.17%

资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

图64：甘肃系统运行费用&上网环节线损费用（元/kwh）



资料来源：北极星电力市场网、中国银河证券研究院

图65：公司庆阳东数西算产业园区绿电聚合试点一期项目发用匹配部分电价对资本金内部收益率的影响测算

方案类型	变化幅度	投资回收期（所得税后）（年）	资本金财务内部收益率（%）
发用匹配部分电价变化分析（%）	0	16.31	2.52
	5	15.87	3.56
	10	15.46	4.6
	15	15.07	5.66
	20	14.7	6.75

资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

五、水电：差价结算机制托底电价，关注来水修复情况

（一）装机基本稳定，电量弹性主要关注利用小时修复情况

公司目前暂无在建/储备的水电项目，集团体内未证券化的水电资产装机规模有限。截至 26Q1 末，公司水电控股装机 170.02 万千瓦，主要分布在洮河、黑河、黄河、白龙江、大通河等流域。据我们梳理，公司目前暂无在建/储备的水电项目。从资产注入的角度看，截至 26Q1 末，甘肃电投集团水电控股装机容量为 179.22 万千瓦，二者之间的差异来自迭部汇能水电开发有限责任公司所属的 9.2 万千瓦装机。因此，即使未来考虑迭部汇能水电的注入，对公司装机增长的拉动仍十分有限。

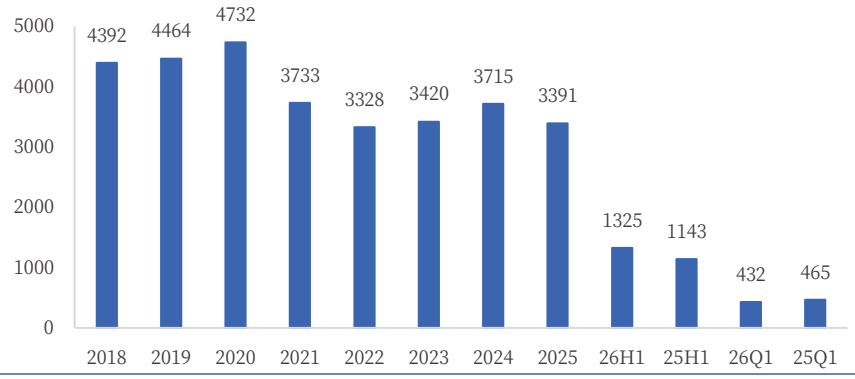
表11：甘肃能源水电装机梳理

运营主体	水电站名称	所属流域	可控装机容量（MW）	标杆电价（元／MWh）
洮河公司	莲麓水电站	洮河	66	272
	峡城水电站	洮河	37.5	272
	吉利水电站	洮河	20	257
	海甸峡水电站	洮河	60	265
	三甲水电站	洮河	31.5	265
河西公司	龙首一级电站	黑河	59	267/150
	龙首二级电站	黑河	157	267/150
	龙汇水电站	黑河	13	232
炳灵公司	炳灵水电站	黄河	240	257.9
	河口水电站	黄河	74	282
九甸峡公司	九甸峡水电站	洮河	300	370
	莲峰水电站	洮河	20	257
大容公司	石门坪水电站	白龙江	15	232
	大立节水电站	白龙江	40.2	255
	水泊峡水电站	白龙江	57	272
	橙子沟水电站	白龙江	115	304
	天王沟水电站	大通河	51	255.3
	朱岔峡水电站	大通河	34	255.3
	杂木寺水电站	杂木河	23	257
	三道湾水电站	黑河	112	244
	宝瓶水电站	黑河	123	304
	神树水电站	杂木河	52	-
合计			**1700.2**	

资料来源：公司公告等、中国银河证券研究院

公司水电站调节性能一般，利用小时受来水影响大，26Q2 有所修复。根据甘肃省发改委披露，甘肃省内刘家峡、九甸峡具备年调节以上能力，碧口具备季调节能力，其余水库均小于季调节。因此，公司在洮河流域、黄河流域的水电站有望受益于年调节水库的来水平滑能力。十四五期间，公司水电利用小时整体处于较低水平，平均来看在 3500h 左右，显著低于 2018-2020 年的~4500h，未来电量弹性主要关注利用小时的修复。26Q1、26H1 公司水电利用小时分别为 432、1325h，同比-7%、+16%，Q2 已显著修复。

图66：公司水电利用小时（h）



资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

（二）甘肃水电市场化程度较高，但差价结算机制有助于稳定电价水平

甘肃省水电自 2024 年起市场化程度大幅提升，2026 年开始实行差价结算机制，有助于稳定综合电价水平。

根据公司披露，其水电市场化交易电量占比于 2024 年提升至 87%左右，并在 2025Q1-3 维持在这一水平。具体来看：

2024 年：《甘肃省 2024 年省内电力中长期年度交易组织方案》剔除组织水电挂牌交易，价格机制为由甘肃省电力公司挂牌，挂牌价格由国网甘肃省电力公司按综合均价测算。

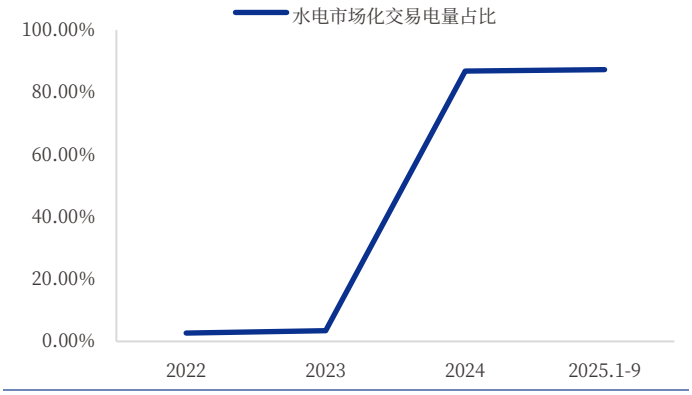
2025 年：《甘肃省 2025 年省内电力中长期年度交易实施方案》明确低价保供电源清单之外的水电企业参与年度双边协商交易和年度水电挂牌交易，合约价格 257.5 元/MWh。具体结算方面：1）参与 2025 年合约交易的水电企业：中长期合约电量按照中长期差价合约模式进行结算（即先按合约价格结算，再结算中长期合约价格与批复价格形成的费差）。中长期合约价格与批复价格的价差形成的费差纳入系统运行费用由全体工商业用户分摊（分享）。进入现货市场的水电企业偏差电量按照现货市场规则结算，未进入现货市场的水电企业偏差电量按照中长期交易规则结算。2）未参与 2025 年合约交易的水电企业：视为放弃中长期合约，进入现货市场的水电企业全部电量按照现货市场规则结算，未进入现货市场的水电企业全部电量按照中长期交易规则结算。

2026 年：《关于水电上网电价市场化改革有关事项的通知》明确除保障居民、农业用户的水电，其余水电上网电量全面进入省内电力中长期市场和现货市场，上网电价通过市场交易形成，并在场外建立差价结算机制。具体而言，对总装机容量在 5 万 kw 及以上的单个水电厂，每月实际上网电量的 80%纳入差价结算机制范围；对总装机容量在 5 万 kw 以下的单个水电厂，全部实际上网电量纳入差价结算机制范围。水电差价结算电费为单个水电厂批复电价与电力现货实时市场价格之差乘以该厂差价结算电量，当电力现货实时市场价格低于该厂批复电价时，差价部分予以补偿，反之，予以回收。水电差价结算机制自 2026 年 1 月 1 日起执行，期限 3 年。执行期限内，水电企业可自愿申请退出差价结算机制，退出后不再纳入。

公司 2025 年水电上网电价大幅上涨，26H1 有所回落，预计后续在差价结算机制保障下整体维持稳定。从公司自身水电上网电价来看，2022-2024 年相对稳定，在 0.27 元/kwh 左右；2025 年大幅提升至 0.323 元/kwh，我们预计主要系市场化交易部分电价较高。26H1，公司水电上网电价同比-26%至 0.280 元/kwh。我们认为主要系在新的电价机制下，80%甚至更高比例的电量执行差价结算（多退少补）所致。但展望后续，考虑到差价结算机制对水电电价的托底，预计综合上网电价有望维持在相对稳定的水平。

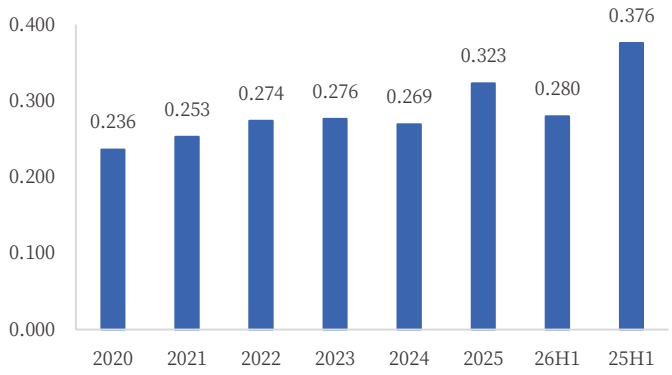
仅供内部参考，请勿外传！

图67：公司水电市场化交易电量占比



资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

图68：公司水电上网电价（元/kwh）



资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

（三）成本端机器设备折旧到期有望释放利润弹性

公司水电站多数于 2010 年及之前投产。我们根据公司近年机器设备折旧率计算折旧年限在 20 年左右，基于此，我们判断公司所属海甸峡、龙汇、炳灵、九甸峡、石门坪、天王沟、朱岔峡水电站机器设备折旧将在 2026-2028 年间集中到期，合计装机 713 万 kw。考虑到 2016 年酒汇风电并表之前公司业务聚焦水力发电，我们以 2015 年固定资产原值作为测算基础，得到存量水电站的房屋及建筑物、机器设备金额分别占 75%、25%。综合上述电站的投资金额、机器设备金额占比、以及 20 年折旧年限，我们测算折旧到期累计有望释放利润约 0.7 亿元。

表12：公司水电机组投产时间梳理

运营主体	水电站名称	投资额（亿元）	单位投资（元/kw）	可控装机容量（MW）	首台投产时间	全部机组发电时间
洮河公司	莲麓水电站	5.38	8152	66	2010 年 11 月	2010 年 12 月
	峡城水电站	3.44	9173	37.5	2009 年 12 月	2010 年 4 月
	吉利水电站			20	2012 年 2 月	2012 年 2 月
	海甸峡水电站	4.5	7500	60	2005 年 12 月	2006 年 5 月
	三甲水电站			31.5	1996 年 9 月	1997 年 9 月
河西公司	龙首一级电站	3.8	6523	59	2001 年 5 月	2002 年 7 月
	龙首二级电站	9.8	6253	157	2004 年 8 月	2004 年 9 月
	龙汇水电站	0.9	7011	13	2007 年 9 月 3 日	2007 年 11 月 20 日
炳灵公司	炳灵水电站	19.77	8238	240	2008 年 7 月 17 日	2009 年 6 月 30 日
	河口水电站	8.52	11514	74	2010 年 12 月	2011 年 6 月
九甸峡公司	九甸峡水电站	26.6	8883	300	2008 年 7 月	2008 年 12 月
	莲峰水电站			20	2014 年 3 月 7 日	2014 年 4 月 28 日
大容公司	石门坪水电站	1.1	7333	15	2006 年 4 月	2006 年 7 月
	大立节水电站			40.2	2009 年 9 月	2009 年 9 月

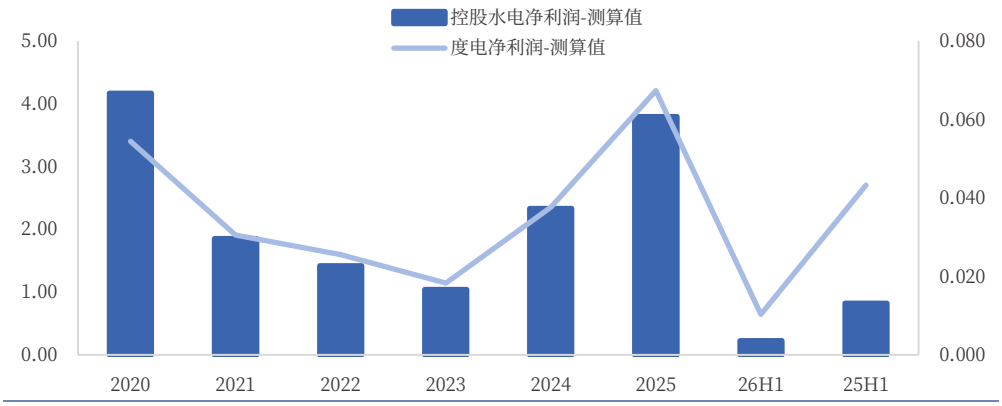
	水泊峡水电站	4.78	8386	57	2010 年 2 月	2010 年 5 月
	橙子沟水电站	12.14	10557	115	2014 年 8 月 8 日	
	天王沟水电站	3.96	7765	51	2008 年 6 月	2008 年 7 月
	朱岔峡水电站	2.9	8520	34	2008 年 4 月	2008 年 4 月
	杂木寺水电站	1.95	8478	23	2010 年 12 月	2011 年 5 月
	三道湾水电站	7.4	6607	112	2009 年 4 月	2009 年 5 月
	宝瓶水电站	10.53	8561	123		2012 年 7 月 10 日
	神树水电站	10.5	20236	52	2021 年 10 月 3 日	2021 年 10 月 28 日

资料来源：公司公告、甘肃电投集团官网、中广网、北极星水力发电网、中国电建、生态环境部、中国能源网等，中国银河证券研究院

（四）若来水修复至历史较好水平，盈利或可超过 25 年阶段性高点

公司水电盈利在 2025 年修复至历史较高水平。2020 年得益于来水偏丰，公司控股水电净利润为 4.17 亿元（测算值，已扣除小三峡公司、财务公司投资收益），对应度电净利润达到 0.054 元/kwh；2021-2024 年利用小时持续偏低压制盈利能力；2025 年，尽管利用小时表现仍不佳，但上网电价大幅走高促使净利润、度电净利润分别修复至 3.80 亿元、0.067 元/kwh 的高位。

图69：公司控股水电净利润、度电净利润（亿元、元/kwh）



资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

注：以上数据已剔除小三峡公司和财务公司的投资收益。

我们以利用小时和上网电价作为核心变量对公司水电盈利进行敏感性分析。考虑到差价结算机制使得 26 年开始公司上网电价有所回落（26H1 同比下降 26%），我们测算若公司水电利用小时可修复至历史较高水平（高点参考 2020 年利用小时，为 4732h），则可基本对冲上网电价下行带来的不利影响。

表13：公司控股水电净利润敏感性分析（亿元）

	上网电价（元/kwh，百分比为较 25 年实际值变化幅度）					
	-25%	-20%	-15%	-10%	-5%	0%

仅供内部参考，请勿外传！

			0.242	0.258	0.274	0.290	0.307	0.323
利用小时（h，百分比为较 25 年实际值变化幅度）	40%	4748	3.19	4.19	5.18	6.17	7.17	8.16
	35%	4578	2.88	3.84	4.80	5.76	6.72	7.68
	30%	4408	2.57	3.49	4.42	5.34	6.26	7.19
	25%	4239	2.26	3.15	4.03	4.92	5.81	6.70
	20%	4069	1.95	2.80	3.65	4.50	5.36	6.21
	15%	3900	1.63	2.45	3.27	4.09	4.90	5.72
	10%	3730	1.32	2.11	2.89	3.67	4.45	5.23
	5%	3561	1.01	1.76	2.50	3.25	4.00	4.74
	0%	3391	0.70	1.41	2.12	2.83	3.54	4.25

资料来源：公司公告、中国银河证券研究院

注：在上网电价、利用小时均与 25 年持平时（即变化幅度=0%），上表测算的净利润高于前述 25 年的 3.8 亿元主要系我们考虑了折旧、其他成本费用的减少等。

仅供内部参考，请勿外传！

六、盈利预测与估值

（一）盈利预测

火电：假设 26-28 年装机持平于 600 万千瓦；考虑火电调峰作用的发挥，利用小时呈下滑趋势；上网电价得益于甘肃、湖南容量电价提升，以及辅助服务收益增长呈上涨趋势。综上，我们预计 26-28 年火电业务营收分别为 73.66、75.61、75.05 亿元。成本端，假设 26 年入炉煤价小幅上涨，27-28 年持平；叠加常乐 5、6 号机组投运带来折旧成本增加，预计 26-28 年营业成本分别为 37.32、36.92、36.52 亿元。基于此，火电业务 26-28 年毛利分别为 36.34、38.69、38.53 亿元，毛利率 49.33%、51.17%、51.34%。

水电：假设 26-28 年装机持平于 170.02 万千瓦；26 年利用小时参考 26H1 同比增速，考虑到来水较难预测，假设 27-28 年与 26 年持平；26 年上网电价受差价结算政策实行同比下滑，27-28 年维持稳定。综上，我们预计 26-28 年水电业务营收分别为 14.15、14.15、14.15 亿元。成本端，折旧成本随机器设备折旧到期小幅下降，其他成本基本维持稳定，预计 26-28 年营业成本分别为 10.21、10.19、10.04 亿元。基于此，水电业务 26-28 年毛利分别为 3.94、3.96、4.11 亿元，毛利率 27.86%、27.98%、29.02%。

风电：由于公司储备的大基地项目暂未有明确的开工预期，我们暂不考虑其投产的影响，假设 26-28 年装机持平于 110.35 万千瓦；26 年考虑资源条件和限电，假设利用小时同比下降，27-28 年维持；26 年上网电价同比下行，27-28 年持平。综上，我们预计 26-28 年风电业务营收分别为 4.58、4.58、4.58 亿元。成本端基本维持稳定，26-28 年营业成本分别为 3.91、3.91、3.91 亿元。基于此，风电业务 26-28 年毛利分别为 0.67、0.67、0.67 亿元，毛利率 14.66%、14.66%、14.66%。

光伏：由于公司储备的大基地项目暂未有明确的开工预期，我们暂不考虑其投产的影响，考虑永昌河清滩项目有望于 27 年投运，假设 26-28 年装机分别为 73.6、83.6、83.6 万千瓦；假设 26 年利用小时下降，27-28 年维持；综合考虑存量项目和增量项目的影响，26-28 年上网电价呈下降趋势。综上，我们预计 26-28 年光伏业务营收分别为 2.01、2.12、2.23 亿元。成本端，考虑新投产项目带来的折旧增加，预计 26-28 年营业成本分别为 2.20、2.29、2.42 亿元。基于此，光伏业务 26-28 年毛利分别为-0.18、-0.17、-0.19 亿元，毛利率-9.15%、-8.15%、-8.54%。

风光一体化：假设庆阳一期、民勤、庆阳二期项目分别于 26、27、28 年投运，预计 26-28 年装机分别为 100、200、300 万千瓦。利用小时、上网电价参考公司测算值，其中庆阳一期项目投运当年暂按较低的电价上网（参考 26H1 水平），全容量投产后有所修复。综上，我们预计 26-28 年风光一体化业务营收分别为 0.35、3.90、8.14 亿元。成本端主要考虑新投产项目带来的折旧增加，以及相应的人工成本，预计 26-28 年营业成本分别为 0.31、3.29、6.25 亿元。基于此，风光一体化业务 26-28 年毛利分别为 0.05、0.61、1.89 亿元，毛利率 13.33%、15.75%、23.22%。

其他：假设 26-28 年营收分别为 0.36、0.40、0.44 亿元，维持增长态势；毛利率均为 70%。

综上，我们预计公司 26-28 年营收分别为 95.12、100.77、104.59 亿元，同比增长 4.93%、5.93%、3.79%；归母净利润分别为 21.10、22.78、23.52 亿元，同比增长 2.8%、8.0%、3.2%。2026 年 10 月 12 日收盘价对应 PE 分别为 10.93x、10.12x、9.81x。

表14：公司收入、成本拆分及预测

业务板块	项目	2025A	2026E	2027E	2028E
火电	营收（亿元）	67.03	73.66	75.61	75.05
	yoy	10.43%	9.90%	2.65%	-0.74%
	营业成本（亿元）	36.76	37.32	36.92	36.52
	毛利（亿元）	30.27	36.34	38.69	38.53

	毛利率	45.15%	49.33%	51.17%	51.34%
水电	营收（亿元）	16.27	14.15	14.15	14.15
	yoy	9.17%	-13.01%	0.00%	0.00%
	营业成本（亿元）	9.85	10.21	10.19	10.04
	毛利（亿元）	6.42	3.94	3.96	4.11
	毛利率	39.45%	27.86%	27.98%	29.02%
风电	营收（亿元）	5.32	4.58	4.58	4.58
	yoy	-30.40%	-13.93%	0.00%	0.00%
	营业成本（亿元）	4.00	3.91	3.91	3.91
	毛利（亿元）	1.32	0.67	0.67	0.67
	毛利率	24.81%	14.66%	14.66%	14.66%
光伏	营收（亿元）	1.79	2.01	2.12	2.23
	yoy	-45.39%	12.22%	5.24%	4.98%
	营业成本（亿元）	2.19	2.20	2.29	2.42
	毛利（亿元）	-0.39	-0.18	-0.17	-0.19
	毛利率	-21.96%	-9.15%	-8.15%	-8.54%
风光一体化	营收（亿元）	-	0.35	3.90	8.14
	yoy			1002.72%	108.57%
	营业成本（亿元）		0.31	3.29	6.25
	毛利（亿元）		0.05	0.61	1.89
	毛利率		13.33%	15.75%	23.22%
其他	营收（亿元）	0.24	0.36	0.40	0.44
	yoy	-42.99%	50.00%	10.00%	10.00%
	营业成本（亿元）	0.09	0.11	0.12	0.13
	毛利（亿元）	0.15	0.25	0.28	0.31
	毛利率	62.93%	70.00%	70.00%	70.00%
合计	营收（亿元）	90.65	95.12	100.77	104.59
	yoy	4.26%	4.93%	5.93%	3.79%
	营业成本（亿元）	52.89	54.06	56.72	59.27
	毛利（亿元）	37.76	41.07	44.05	45.32
	毛利率	41.65%	43.17%	43.71%	43.33%

资料来源：公司公告、Wind、中国银河证券研究院

（二）相对估值

考虑公司业务结构和经营区域，我们选取 4 家全国性火电公司和 2 家西北区域火电公司作为可比公司。可比公司 Wind 一致盈利预测下，26E PE 均值为 12.98x，高于公司的 10.93x。PB 维度，可比公司 PB_LF 均值为 1.76x，亦高于公司的 1.52x。综上，我们认为公司估值仍有提升空间。首次覆盖，给予“推荐”评级。

表15：可比公司估值表（截至 2026/10/12）

简称	股价	总股本（亿股）	总市值（亿元）	归母净利润（亿元）				PE				PB_LF	2025A ROE
				2025A	2026E	2027E	2028E	2025A	2026E	2027E	2028E		
华能国际	7.26	156.98	1139.68	144.10	115.87	130.55	141.31	7.91	9.84	8.73	8.07	1.77	10.1%

大唐发电	5.22	185.07	966.05	73.86	74.84	80.57	86.46	13.08	12.91	11.99	11.17	2.56	9.2%
国电电力	5.43	178.36	968.47	71.61	61.72	74.08	81.82	13.52	15.69	13.07	11.84	1.61	12.0%
华电国际	5.15	116.12	598.01	60.70	53.06	60.99	65.51	9.85	11.27	9.80	9.13	1.20	8.8%
陕西能源	9.91	37.50	371.63	30.09	31.62	34.66	35.79	12.35	11.75	10.72	10.38	1.40	11.4%
华能蒙电	5.19	78.35	406.65	24.93	24.76	28.08	29.34	16.31	16.43	14.48	13.86	2.05	15.8%
可比公司平均								**12.17**	**12.98**	**11.47**	**10.74**	**1.76**	**11.2%**
甘肃能源	7.11	32.44	230.64	20.51	21.10	22.78	23.52	11.24	10.93	10.12	9.81	1.52	13.6%

资料来源：Wind、中国银河证券研究院

（三）绝对估值

我们采用三阶段 DCF 法进行绝对估值。第一阶段为 2026-2028 年，参照本节及附录中盈利预测；第二阶段为 2029-2035 年，我们假设过渡期增长率为 3%；第三阶段为 2035 年以后，我们假设永续增长率为 1%。我们对永续增长率和贴现率两个参数进行敏感性分析，在二者正负波动 0.1%的情况下，公司合理每股价值区间为 9.03-10.61 元，中枢值 9.78 元。首次覆盖，给予“推荐”评级。

表16：基本假设及关键参数

估值假设	参数设置
预测期年数	3
过渡期年数	7
过渡期增长率	3.0%
永续增长率	1.0%
贝塔值（β）	0.67
无风险利率（Rf）	1.7%
市场预期收益率（Rm）	8.00%
有效税率（T）	12.0%
债务资本成本（Kd）	2.99%
债务资本比重（Wd）	43.93%
股权资本成本（Ke）	5.92%
加权平均资本成本（WACC）	4.48%

资料来源：Wind、中国银河证券研究院

表17：绝对估值敏感性分析

		折现率						
		4.18%	4.28%	4.38%	4.48%	4.58%	4.68%	4.78%
永续增长率	0.70%	10.10	9.66	9.23	8.84	8.46	8.10	7.75
	0.80%	10.46	9.99	9.55	9.13	8.74	8.36	8.00

仅供内部参考，请勿外传！

0.90%	10.84	10.35	9.88	9.45	9.03	8.64	8.26
1.00%	11.25	10.73	10.24	9.78	9.34	8.93	8.54
1.10%	11.68	11.13	10.61	10.13	9.67	9.24	8.83
1.20%	12.14	11.56	11.01	10.50	10.02	9.56	9.13
1.30%	12.64	12.02	11.44	10.90	10.39	9.91	9.46

资料来源：Wind、中国银河证券研究院

仅供内部参考，请勿外传！

七、风险提示

在建/规划项目投产节奏不及预期的风险。公司新能源板块在建/储备项目规模较大，若其建设、投产节奏低于预期，将影响公司业绩释放。

资源条件波动的风险。公司新能源、水电业务受风资源、光照条件、水文条件等因素的影响，上述因素超预期波动将影响相关业务的盈利水平。

电价政策变动的风险。公司火电目前执行的容量电价政策试行期限截止 2027 年 12 月 31 日，水电执行的差价结算机制自 2026 年 1 月 1 日起，期限 3 年，若后续政策出现较大变动，将通过影响公司电价水平从而影响盈利。

煤价大幅波动的风险。公司煤炭主要采购自新疆，若未来控产政策力度超预期，或者疆内煤炭需求大幅增长，可能抬升公司煤炭采购成本，从而影响火电业务的盈利能力。

仅供内部参考，请勿外传！

图表目录

图 1： 甘肃能源股权结构（截至 26H1 末）.....4
图 2： 甘肃能源发展历程.....5
图 3： 甘肃能源发电装机变化情况（万千瓦）.....5
图 4： 公司营收（亿元）&同比增速.....6
图 5： 公司分业务收入表现（亿元）.....6
图 6： 公司收入结构.....6
图 7： 公司分电源上网电量（亿 kwh）、上网电价（元/kwh）.....6
图 8： 公司分业务毛利率.....7
图 9： 公司分业务毛利额（亿元）.....7
图 10： 公司毛利结构.....7
图 11： 公司期间费用（亿元）.....8
图 12： 公司带息债务（亿元）和综合融资成本测算.....8
图 13： 公司分板块净利润（亿元）.....8
图 14： 公司归母净利润（亿元）&同比增速.....8
图 15： 公司资产负债率.....9
图 16： 公司 ROE.....9
图 17： 公司现金流表现（亿元）.....9
图 18： 公司现金分红情况（元/股）.....9
图 19： 甘肃省全社会用电量（亿 kwh）&增速.....10
图 20： 甘肃省全社会用电量结构.....10
图 21： 甘肃省发电装机（万千瓦）.....11
图 22： 甘肃省发电装机结构.....11
图 23： 甘肃省发电量（亿 kwh）.....11
图 24： 甘肃省发电量结构.....11
图 25： 甘肃省净外送电量&占发电量的比例（亿 kwh）.....12
图 26： 甘肃省 2025 年直流通道外送电量情况（亿 kwh）.....12
图 27： 甘肃省 2025 年分省外送电量情况（亿 kwh）.....12
图 28： 甘肃 2024 年分月供需情况.....13
图 29： 甘肃 2025 年分月供需情况.....13
图 30： 甘肃中长期签约率.....15
图 31： 甘肃省内中长期交易按标的物执行周期划分.....15
图 32： 甘肃可靠容量补偿机制下容量电费的计算规则.....16
图 33： 甘肃电投下属火电公司净利润（亿元）.....17

仅供内部参考，请勿外传！

图 34： 甘肃电投下属火电公司单位装机净利润（元/kw） 17
图 35： 湖南 2024 年市场交易情况 18
图 36： 湖南 2025 年市场交易情况 18
图 37： 湖南水电利用小时（h） 19
图 38： 湖南发电量结构 19
图 39： 25H1 湖南市场交易情况 19
图 40： 26H1 湖南市场交易情况 19
图 41： 甘肃省火电结算电价（元/MWh）&利用小时（h） 19
图 42： 甘肃省火电考虑容量电价后的综合电价走势（元/MWh） 19
图 43： 公司火电上网电价（元/kwh） 20
图 44： 全国性火电公司国电电力煤机上网电价（元/kwh） 20
图 45： 疆煤坑口价更低（均已折合为标煤单价，元/吨） 20
图 46： 常乐公司地处出疆第一站 20
图 47： 公司 vs.可比公司度电燃料成本（元/kwh） 21
图 48： 公司 vs.可比公司供电煤耗（g/kwh） 21
图 49： 公司 vs.可比公司不含税入炉标单（元/吨） 21
图 50： 疆煤坑口价 vs.秦皇岛港口价波动幅度 21
图 51： 新疆:哈密:坑口价(含税):动力煤(Q6000)（元/吨） 21
图 52： 中国:秦皇岛港:平仓价:动力末煤(Q5500,山西产)（元/吨） 22
图 53： 公司 vs.可比公司度电盈利（元/kwh） 22
图 54： 公司 vs.可比公司火电 ROE 22
图 55： 公司新能源市场化电量占比 23
图 56： 公司新能源上网电量（亿 kwh）&上网电价（元/kwh） 23
图 57： 公司新能源利用小时（h） 23
图 58： 公司新能源业务净利润（亿元）&度电净利润（元/kwh） 23
图 59： 甘肃省内光伏结算电价（元/MWh） 25
图 60： 甘肃省内风电结算电价（元/MWh） 25
图 61： 甘肃省外送光伏结算电价（元/MWh） 25
图 62： 甘肃省外送风电结算电价（元/MWh） 25
图 63： 八大算力枢纽示意图 27
图 64： 甘肃系统运行费用&上网环节线损费用（元/kwh） 28
图 65： 公司庆阳东数西算产业园区绿电聚合试点一期项目发用匹配部分电价对资本金内部收益率的影响测算 28
图 66： 公司水电利用小时（h） 30
图 67： 公司水电市场化交易电量占比 31
图 68： 公司水电上网电价（元/kwh） 31
图 69： 公司控股水电净利润、度电净利润（亿元、元/kwh） 32

仅供内部参考，请勿外传！

表 1： 公司分电源装机类型与重要子公司（截至 26H1 末） 5
表 2： 甘肃省已投产/在建/规划的直流外送通道情况 12
表 3： 甘肃省抽水蓄能项目情况 14
表 4： 甘肃省 2025 年已投产&未来待投产的火电项目情况（不完全梳理） 14
表 5： 甘肃电投集团未上市火电资产梳理 17
表 6： 甘肃省存量项目机制电量分配情况 24
表 7： 甘肃增量新能源项目机制电价竞价结果 24
表 8： 截至 26H1 末，公司在建&储备新能源项目梳理（万千瓦） 25
表 9： 公司大基地项目业绩贡献测算 26
表 10： 甘肃庆阳东数西算产业园区绿电聚合试点项目收益率情况 28
表 11： 甘肃能源水电装机梳理 29
表 12： 公司水电机组投产时间梳理 31
表 13： 公司控股水电净利润敏感性分析（亿元） 32
表 14： 公司收入、成本拆分及预测 34
表 15： 可比公司估值表（截至 2026/10/12） 35
表 16： 基本假设及关键参数 36
表 17： 绝对估值敏感性分析 36

仅供内部参考，请勿外传！

附录：

公司财务预测表

资产负债表(百万元)	2025A	2026E	2027E	2028E
流动资产	6,984	6,850	7,180	7,691
现金	3,280	3,111	3,361	3,799
应收账款	2,933	2,959	3,023	3,080
其它应收款	1	1	1	1
预付账款	6	6	6	6
存货	337	344	361	377
其他	428	428	428	428
非流动资产	32,302	35,108	37,700	40,177
长期投资	1,117	1,227	1,343	1,463
固定资产	29,273	27,859	31,885	35,668
无形资产	268	275	281	287
其他	1,643	5,747	4,191	2,758
资产总计	39,286	41,958	44,880	47,868
流动负债	6,086	6,242	6,466	6,684
短期借款	1,116	1,216	1,316	1,416
应付账款	1,097	1,121	1,176	1,229
其他	3,874	3,906	3,975	4,040
非流动负债	14,480	14,580	14,680	14,780
长期借款	13,331	13,431	13,531	13,631
其他	1,149	1,149	1,149	1,149
负债总计	20,567	20,822	21,147	21,465
少数股东权益	3,670	4,756	5,930	7,142
归属母公司股东权益	15,050	16,379	17,803	19,261
负债和股东权益	39,286	41,958	44,880	47,868

现金流量表(百万元)	2025A	2026E	2027E	2028E
经营活动现金流	5,152	5,316	5,811	6,142
净利润	2,984	3,197	3,452	3,564
折旧摊销	1,494	1,718	1,939	2,159
财务费用	458	466	469	472
投资损失	-158	-109	-116	-120
营运资金变动	377	2	-2	1
其他	-3	43	69	67
投资活动现金流	-3,611	-4,438	-4,438	-4,538
资本支出	-3,735	-4,438	-4,438	-4,538
长期投资	0	0	0	0
其他	124	0	0	0
筹资活动现金流	-633	-1,047	-1,123	-1,165
短期借款	896	100	100	100
长期借款	-550	100	100	100
其他	-979	-1,247	-1,323	-1,365
现金净增加额	907	-169	249	438

利润表(百万元)	2025A	2026E	2027E	2028E
营业总收入	9,065	9,512	10,077	10,459
营业成本	5,289	5,406	5,672	5,927
税金及附加	96	100	106	110
销售费用	0	0	0	0
管理费用	45	48	50	52
研发费用	5	5	6	6
财务费用	436	417	422	421
资产减值损失	0	0	0	0
公允价值变动收益	0	0	0	0
投资收益及其他	195	119	126	131
营业利润	3,390	3,656	3,946	4,073
营业外收入	8	8	8	8
营业外支出	31	31	31	31
利润总额	3,366	3,632	3,923	4,050
所得税	382	436	471	486
净利润	2,984	3,197	3,452	3,564
少数股东损益	932	1,087	1,174	1,212
归属母公司净利润	2,051	2,110	2,278	2,352
EBITDA	5,297	5,767	6,284	6,629
EPS（元）	0.63	0.65	0.70	0.73

主要财务比率	2025A	2026E	2027E	2028E
营业总收入增长率	4.3%	4.9%	5.9%	3.8%
营业利润增长率	30.5%	7.9%	7.9%	3.2%
归母净利润增长率	24.8%	2.8%	8.0%	3.2%
毛利率	41.7%	43.2%	43.7%	43.3%
净利率	32.9%	33.6%	34.3%	34.1%
ROE	13.6%	12.9%	12.8%	12.2%
ROIC	9.2%	9.1%	9.1%	8.8%
资产负债率	52.4%	49.6%	47.1%	44.8%
净资产负债率	109.9%	98.5%	89.1%	81.3%
流动比率	1.15	1.10	1.11	1.15
速动比率	1.02	0.97	0.99	1.03
总资产周转率	0.24	0.23	0.23	0.23
应收账款周转率	3.09	3.23	3.37	3.43
应付账款周转率	5.15	4.88	4.94	4.93
每股收益(元)	0.63	0.65	0.70	0.73
每股经营现金流(元)	1.59	1.64	1.79	1.89
每股净资产(元)	4.64	5.05	5.49	5.94
P/E	11.24	10.93	10.12	9.81
P/B	1.53	1.41	1.30	1.20
EV/EBITDA	7.11	6.59	6.04	5.69
PS	2.54	2.42	2.29	2.21

资料来源：公司数据，中国银河证券研究院

仅供内部参考，请勿外传！

分析师承诺及简介

本人承诺以勤勉的执业态度，独立、客观地出具本报告，本报告清晰准确地反映本人的研究观点。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也将不会与本报告的具体推荐或观点直接或间接相关。

陶贻功，环保公用行业首席分析师，毕业于中国矿业大学(北京)，超过 10 年行业研究经验，长期从事环保公用及产业链上下游研究工作。曾就职于民生证券、太平洋证券，2022 年 1 月加入中国银河证券。梁悠南，公用事业行业分析师，毕业于清华大学(本科)，加州大学洛杉矶分校(硕士)，纽约州立大学布法罗分校(硕士)。于 2021 年加入中国银河证券，从事公用事业行业研究。马敏，公用环保行业分析师，北京大学硕士，2024 年加入中国银河证券研究院。

免责声明

本报告由中国银河证券股份有限公司（以下简称银河证券）向其客户提供。银河证券无需因接收人收到本报告而视其为客户。若您并非银河证券客户中的专业投资者，为保证服务质量、控制投资风险、应首先联系银河证券机构销售部门或客户经理，完成投资者适当性匹配，并充分了解该项服务的性质、特点、使用的注意事项以及若不当使用可能带来的风险或损失。

本报告所载的全部内容只提供给客户做参考之用，并不构成对客户的投资咨询建议，并非作为买卖、认购证券或其它金融工具的邀请或保证。客户不应单纯依靠本报告而取代自我独立判断。投资者应自主作出投资决策并自行承担投资风险，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。银河证券认为本报告资料来源是可靠的，所载内容及观点客观公正，但不担保其准确性或完整性。本报告所载内容反映的是银河证券在最初发表本报告日期当日的判断，银河证券可发出其它与本报告所载内容不一致或有不同结论的报告，但银河证券没有义务和责任去及时更新本报告涉及的内容并通知客户。银河证券不对因客户使用本报告而导致的损失负任何责任。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的银河证券网站以外的地址或超级链接，银河证券不对其内容负责。链接网站的内容不构成本报告的任何部分，客户需自行承担浏览这些网站的费用或风险。

银河证券在法律允许的情况下可参与、投资或持有本报告涉及的证券或进行证券交易，或向本报告涉及的公司提供或争取提供包括投资银行业务在内的服务或业务支持。银河证券可能与本报告涉及的公司之间存在业务关系，并无需事先或在获得业务关系后通知客户。

银河证券已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。除非另有说明，所有本报告的版权属于银河证券。未经银河证券书面授权许可，任何机构或个人不得以任何形式转发、转载、翻版或传播本报告。特提醒客户及公众投资者慎重使用公众媒体刊载的证券研究报告。

本报告版权归银河证券所有并保留最终解释权。

评级标准

评级标准		评级	说明
评级标准为报告发布日后的 6 到 12 个月行业指数（或公司股价）相对市场表现，其中：A 股市场以沪深 300 指数为基准，新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准，北交所市场以北证 50 指数为基准，香港市场以恒生指数为基准。	行业评级	推荐：	相对基准指数涨幅 10%以上
		中性：	相对基准指数涨幅在-5%～10%之间
		回避：	相对基准指数跌幅 5%以上
	公司评级	推荐：	相对基准指数涨幅 20%以上
		谨慎推荐：	相对基准指数涨幅在 5%～20%之间
		中性：	相对基准指数涨幅在-5%～5%之间
		回避：	相对基准指数跌幅 5%以上

联系

中国银河证券股份有限公司 研究院

深圳市福田区金田路 3088 号中洲大厦 20 层

上海浦东新区富城路 99 号震旦大厦 31 层

北京市丰台区西营街 8 号院 1 号楼青海金融大厦

公司网址：www.chinastock.com.cn

机构请致电：

深广地区：苏一耘 0755-83479312 suyiyun_yj@chinastock.com.cn
程 曦 0755-83471683 chengxi_yj@chinastock.com.cn

上海地区：林 程 021-60387901 lincheng_yj@chinastock.com.cn
李洋洋 021-20252671 liyangyang_yj@chinastock.com.cn

北京地区：田 薇 010-80927721 tianwei@chinastock.com.cn
褚 颖 010-80927755 chuying_yj@chinastock.com.cn