

公司研究

央企底色稳增长，新能赛道具优势

——华电新能（600930.SH）首次覆盖报告

要点

核电投资收益的稳健托底及装机容量持续增长，助力新能源发电领军企业盈利持续上行。截至2025年上半年，公司在国内风电领域凭借3554.22万千瓦控股装机容量占据6.21%的市场份额；公司的光伏控股装机容量为4559.53万千瓦，占全国光伏市场的4.14%，是我国新能源控股装机规模最大的公司。同期，公司在建项目为2895.71万千瓦，新取得项目核准/备案容量1959.89万千瓦；装机水平持续扩容为公司收入稳健增长的重要引擎。成本端，风电、光伏设备采购成本持续下行，部分抵消因电价下降对于公司盈利的压制。随着控股装机容量增长，公司盈利持续增长，2020年毛利润为85.43亿元，2024年达到156.59亿元，期间年复合增长率约为16%。此外，公司是国内为数不多拥有核电参股股权的公司之一，持有的福清核电39%股权和三门核电10%股权是公司稳健的利润来源。

华电集团旗下新能源最终整合的唯一平台，资产注入具备想象空间。中国华电集团旗下的电力运营上市企业包括华电国际、华电能源、黔源电力、华电新能。华电国际的定位是全国性的火电运营商；华电能源定位为黑龙江省的火力发电企业；黔源电力主营为贵州省的水电和光伏业务；华电新能的定位是华电集团全国新能源最终整合的唯一平台。**截至2024年年底，华电集团在手1077.01万千瓦新能源发电资产有望注入华电新能，为华电新能持续巩固行业地位提供稳健增量。**

各省发布“136号文”细则，兜底绿电电价。2025年1月27日，国家发展改革委、国家能源局发布《关于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通知》（发改价格〔2025〕136号），2025年多省份陆续发布配套细则或征求意见稿，明确了绿电消费的相关政策导向和机制，有助于稳定市场预期，减少因政策不确定性带来的价格波动，使得绿电价格在一个相对稳定的框架内运行，通过机制电价部分对绿电价格进行兜底。

盈利预测、估值与评级：我们预计公司2025-2027年的营业收入分别为434.65、511.58、578.28亿元，同比增长27.96%、17.70%、13.04%；归母净利润分别为88.91、92.51、95.29亿元，折合EPS为0.21/0.22/0.23元，当前股价对应PE分别为28/27/26倍。考虑到：1) 公司新能源扩张节奏快且在手订单充沛，2) 机制电价兜底绿电综合上网电价，绿电板块电价下行放缓。**首次覆盖，建议关注。**

风险提示：产业政策变化的风险；政府审批时间延长的风险；优质资源获取难度增加风险；自然条件对发电量影响较大的风险；次新股股价波动的风险。

公司盈利预测与估值简表

| 指标 | 2023 | 2024 | 2025E | 2026E | 2027E |
|----------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 营业收入（百万元） | 29,580 | 33,968 | 43,465 | 51,158 | 57,828 |
| 营业收入增长率 | 19.89% | 14.83% | 27.96% | 17.70% | 13.04% |
| 归母净利润（百万元） | 9,620 | 8,831 | 8,891 | 9,251 | 9,529 |
| 归母净利润增长率 | 12.88% | -8.20% | 0.68% | 4.05% | 3.00% |
| EPS（元） | 0.27 | 0.25 | 0.21 | 0.22 | 0.23 |
| ROE（归属母公司）（摊薄） | 11.42% | 8.36% | 6.71% | 6.67% | 6.57% |
| P/E | 22 | 24 | 28 | 27 | 26 |
| P/B | 2.5 | 2.0 | 1.9 | 1.8 | 1.7 |

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价时间为2026-02-05

备注：由于公司2025年A股IPO上市，公司股本由360亿股变为417.14亿股。

无评级（首次）

当前价：5.95元

作者

分析师：殷中枢

执业证书编号：S0930518040004

010-58452071

yinzs@ebscn.com

分析师：宋黎超

执业证书编号：S0930523060001

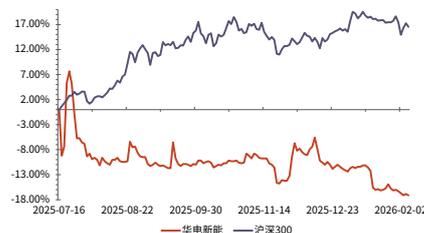
021-52523817

songlichao@ebscn.com

市场数据

| | |
|------------|------------|
| 总股本(亿股) | 417.14 |
| 总市值(亿元) | 2482.00 |
| 一年最低/最高(元) | 5.50/10.17 |
| 近3月换手率 | 272.17% |

股价相对走势



收益表现

| % | 1M | 3M | 上市以来 |
|----|-------|--------|--------|
| 相对 | -5.15 | -10.09 | -40.20 |
| 绝对 | -6.15 | -9.16 | -17.13 |

资料来源：Wind

目 录

| | |
|-----------------------------------|-----------|
| 1、华电系新能源主力，营收稳步增长 | 5 |
| 1.1 背靠华电集团，成为集团新能源发电重要整合平台 | 5 |
| 1.2 主营业务稳定，营收持续增长..... | 7 |
| 2、风光资源丰富，政策持续加码 | 9 |
| 2.1 绿电定价持续更迭，“136号文”兜底绿电电价 | 9 |
| 2.2 我国风光资源丰富，政策支持绿电发展 | 11 |
| 3、风光装机规模巨大，电费收入持续增长 | 14 |
| 3.1 风电规模优势显著，在建工程体量保障未来装机增长 | 14 |
| 3.2 光伏装机覆盖全国，电费收入持续增长 | 17 |
| 4、核电运营平稳，贡献相对稳健投资收益 | 20 |
| 5、募投项目分散布局，多点并进 | 23 |
| 6、行业装机龙头，光伏板块具备优势 | 23 |
| 7、盈利预测与估值 | 27 |
| 7.1 关键假设 | 27 |
| 7.2 盈利预测与估值 | 30 |
| 8、风险分析 | 32 |

图目录

| | |
|---|----|
| 图 1: 公司发展历程 | 5 |
| 图 2: 公司股权结构 (截至 2025 年三季度末) | 5 |
| 图 3: 中国华电与华电新能关系图 (截至 2025 年三季度末) | 6 |
| 图 4: 公司营业收入及同比 (2020-2025 前三季度, 亿元, %) | 7 |
| 图 5: 公司营业收入拆分 (2020-2025H1, %) | 7 |
| 图 6: 公司投资收益及同比 (2022-2025 前三季度, 亿元, %) | 7 |
| 图 7: 公司参股核电投资收益 (2022-2025H1, 亿元) | 7 |
| 图 8: 公司营业支出及同比 (2020-2025 前三季度, 亿元, %) | 8 |
| 图 9: 公司毛利润、毛利率 (2020-2025 前三季度, 亿元, %) | 8 |
| 图 10: 公司净利润、归母净利润 (2020-2025 前三季度, 亿元) | 8 |
| 图 11: 公司摊薄 ROE (2020-2025 前三季度, %) | 8 |
| 图 12: 公司绿电上网电价 (2022-2025H1, 元/千瓦时) | 9 |
| 图 13: 公司市场化交易电量及占比 (2022-2024 年, 亿千瓦时, %) | 9 |
| 图 14: 我国新增风电并网装机容量及累计并网装机容量 (2013-2025.11, GW) | 12 |
| 图 15: 我国太阳能资源分布图 | 13 |
| 图 16: 我国新增太阳能并网装机容量及累计并网装机容量 (2013-2025.11, GW) | 14 |
| 图 17: 公司风电控股装机容量 (2022-2025H1, 万千瓦) | 14 |
| 图 18: 公司风电控股装机容量及国内市场份额 (2022-2025H1, 万千瓦, %) | 14 |
| 图 19: 公司风电上网电量及公司整体市场化交易电量占比 (2022-2024 年, 亿千瓦时, %) | 16 |
| 图 20: 公司风电上网电价及同比 (2022-2025H1, 元/千瓦时, %) | 16 |
| 图 21: 公司风电整体营收及同比 (2022-2025H1, 亿元, %) | 16 |
| 图 22: 公司风电标杆电费收入及可再生能源补贴占比 (2022-2024 年, %) | 16 |
| 图 23: 公司风电建设成本 (2022-2024 年, 元/千瓦) | 17 |
| 图 24: 公司风电单位装机折旧 (2022-2024 年, 元/千瓦) | 17 |
| 图 25: 公司光伏控股装机容量 (2022-2025H1, 万千瓦) | 17 |
| 图 26: 公司光伏控股装机容量及国内市场份额 (2022-2025H1, 万千瓦, %) | 17 |
| 图 27: 公司光伏上网电量及公司整体市场化交易电量占比 (2022-2024 年, 亿千瓦时, %) | 19 |
| 图 28: 公司光伏上网电价及同比 (2022-2025H1, 元/千瓦时, %) | 19 |
| 图 29: 公司光伏整体营收及同比 (2022-2025H1, 亿元, %) | 19 |
| 图 30: 公司光伏标杆电费收入及可再生能源补贴占比 (2022-2024 年, %) | 19 |
| 图 31: 公司光伏组件采购价格 (2022-2024 年, 元/千瓦) | 20 |
| 图 32: 公司光伏单位装机折旧 (2022-2024 年, 元/千瓦) | 20 |
| 图 33: 福清核电、三门核电发电量 (2021-2025 年, 亿千瓦时) | 21 |
| 图 34: 福清核电、三门核电利用小时数 (2021-2025 年, 小时) | 21 |
| 图 35: 中国核电核电板块发电量完成情况 (2023-2026E, 亿千瓦时) | 21 |
| 图 36: 福清核电、三门核电上网电价 (含税) (2021-2024 年, 元/千瓦时) | 22 |
| 图 37: 中国核电核电业务度电营业成本 (2021-2024, 元/千瓦时) | 22 |
| 图 38: 同行业公司风电利用小时数 (2022-2025 上半年, 小时) | 25 |
| 图 39: 同行业公司光伏利用小时数 (2022-2025 上半年, 小时) | 25 |

| | |
|--|----|
| 图 40: 同行业公司营收占比 (2025H1, %) | 25 |
| 图 41: 同行业公司风电、光伏、综合上网电价 (除税) (2025H1, 元/千瓦时) | 25 |
| 图 42: 同行业公司营业收入对比情况 (2022-2025H1, 亿元) | 26 |
| 图 43: 同行业公司净利润对比情况 (2022-2025H1, 亿元) | 26 |
| 图 44: 同行业公司毛利率与净利率对比 (2025H1, %) | 26 |
| 图 45: 同行业公司 ROE 对比 (2022-2025H1, %) | 26 |

表目录

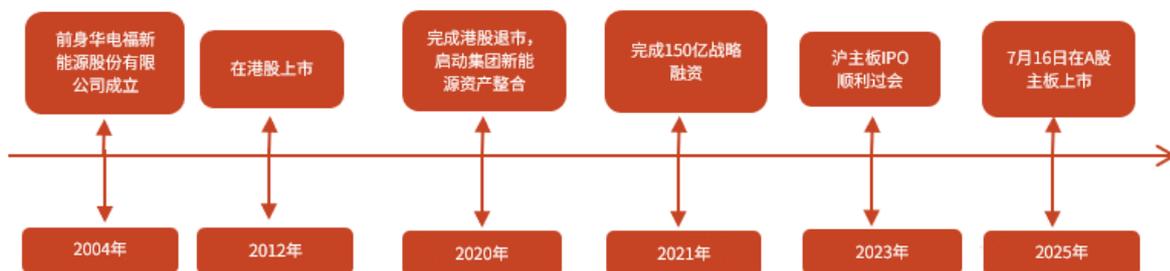
| | |
|---|----|
| 表 1: 华电集团上市公司装机容量对比 (截至 2024 年底, 万千瓦) | 6 |
| 表 2: 我国历年风电保障性电价具体情况 | 9 |
| 表 3: 我国历年光伏保障性电价具体情况 | 10 |
| 表 4: 各省份“136 号文”内容汇总 (部分) | 10 |
| 表 5: 不同时期, 我国 I 至 IV 类风能资源区划分情况 | 12 |
| 表 6: 我国太阳能资源区分类情况 | 13 |
| 表 7: 截至 2025 上半年末公司风电在建工程 (部分) | 15 |
| 表 8: 截至 2024 年底公司风电概况 (部分) | 15 |
| 表 9: 截至 2025 上半年末公司光伏在建工程 (部分) | 17 |
| 表 10: 截至 2024 年底公司太阳能概况 (部分) | 18 |
| 表 11: 2021-2025H1 福清核电和三门核电的净利润 (亿元) | 20 |
| 表 12: 福建省、浙江省核电电价定价机制 | 22 |
| 表 13: 公司募投项目概况 | 23 |
| 表 14: 截至 2025 年上半年公司及同行业可比公司风电、光伏装机情况 (万千瓦) | 23 |
| 表 15: 2024 年不同上市公司风能、光伏发电量的地域结构 | 24 |
| 表 16: 公司风电、光伏控股装机容量预测 (万千瓦) | 27 |
| 表 17: 公司新能源发电利用小时数、发电量、售电量及上网电价预测 | 28 |
| 表 18: 营业支出预测 | 29 |
| 表 19: 公司主营业务预测 | 29 |
| 表 20: 公司净利润及归母净利润预测 | 30 |
| 表 21: 可比公司估值 | 31 |
| 表 22: 公司盈利预测与估值简表 | 31 |

1、华电系新能源主力，营收稳步增长

1.1 背靠华电集团，成为集团新能源发电重要整合平台

背靠华电集团，新能源发电领军企业。华电新能源集团股份有限公司（以下简称“华电新能”）是中国华电集团旗下以风力、太阳能发电为主的新能源业务最终整合的唯一平台。其前身为华电（福清）风电有限公司，由华电福新能源股份有限公司出资设立。华电福新于 2012 年在港股上市，2020 年退市。2021 年，华电新能完成增资并引入 13 家战略投资者。2025 年，华电新能披露招股说明书，拟募资 180 亿元发展新能源业务。2025 年 7 月 16 日在 A 股上市。

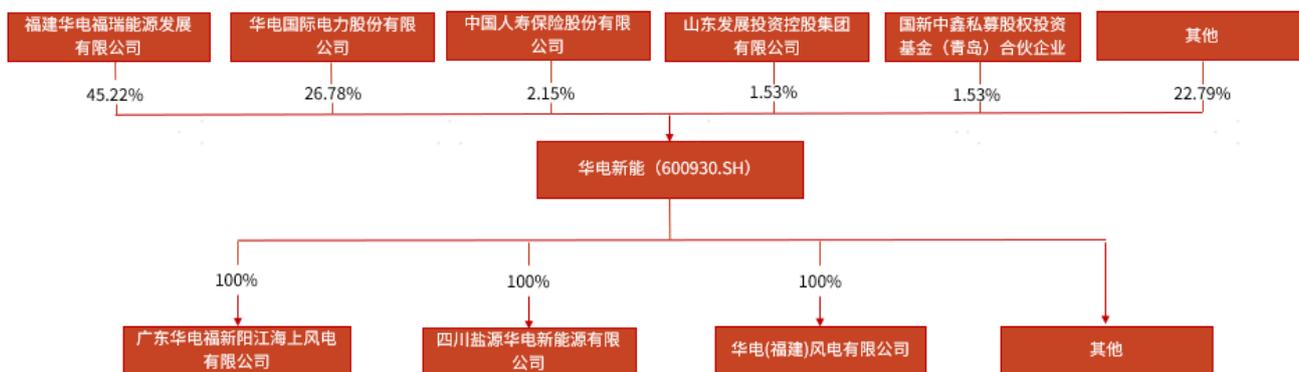
图 1：公司发展历程



资料来源：公司官网，公司招股说明书，光大证券研究所

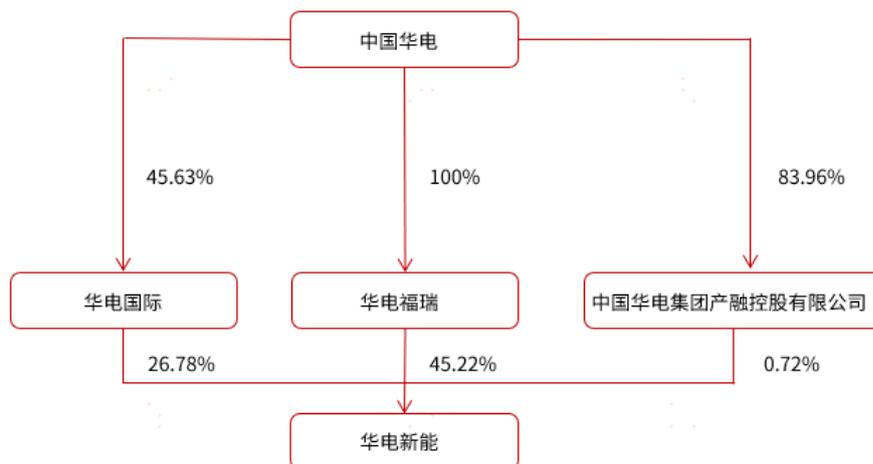
背靠华电集团，股东背景强大。华电新能是我国五大发电集团之一的中国华电集团的重要风光电资产整合平台，承担其新能源业务的整合任务，享有集团在资源获取、政策支持等方面的显著优势。截至 2025 年三季度末，中国华电集团全资子公司福建华电福瑞能源发展有限公司持有华电新能 45.22% 的股份，华电国际持有华电新能 26.78% 的股份，华电集团产融控股有限公司持有华电新能 0.72% 的股份，华电集团合计间接持有华电新能 58.04% 股份。**中国华电实力雄厚，是国家电力体制改革组建的国有独资发电企业，属于国务院国资委监管的特大型中央企业，拥有国家级火力发电能效检测、分布式能源技术等多个科技创新平台。**

图 2：公司股权结构（截至 2025 年三季度末）



资料来源：Wind，公司招股说明书，光大证券研究所

图 3：中国华电与华电新能关系图（截至 2025 年三季度末）



资料来源：公司公告，Wind，光大证券研究所

公司是中国华电集团风力发电、太阳能发电为主的新能源业务最终整合的平台。中国华电集团旗下的电力运营上市企业包括华电国际、华电能源、黔源电力、华电新能。华电集团是全国性的综合电力运营商，其旗下华电国际的定位是全国性的火电运营商；华电能源的主营业务是黑龙江省的火力发电业务；黔源电力主要经营贵州省的水电和光伏业务；华电新能的定位是全国性的绿电运营商。

华电集团绿电资源充足，后续仍有注入预期。截至 2024 年 12 月 31 日，华电新能控股股东和实际控制人（华电集团）控制的在运行期、建设期和完成核准（备案）的新能源项目控股装机容量共 1254.37 万千瓦，占华电新能运行期、建设期和完成核准（备案）项目装机容量的 6.25%。其中 177.36 万千瓦新能源项目涉及上市公司独立性、业务存在实质区别等原因将不会注入华电新能；剩余 1077.01 万千瓦新能源项目，占华电新能在运及储备项目控股装机容量的 5.37%。华电集团拟在上述 1077.01 万千瓦新能源发电项目资产具备注入上市公司条件后推动上述项目资产依法依规注入华电新能。

表 1：华电集团上市公司装机容量对比（截至 2024 年底，万千瓦）

| 公司名称 | 火电 | 水电 | 风电 | 光伏 | 风电及其他 |
|------------|----------|---------|---------|---------|---------|
| 华电国际（控股装机） | 5735.34 | 245.90 | 0 | 0 | - |
| 华电能源（控股装机） | 641.20 | 0 | 0 | 0 | - |
| 黔源电力（总装机） | 0 | 323.35 | 0 | 87.21 | - |
| 华电新能（控股装机） | 0 | 0 | 3202.45 | 3659.26 | - |
| 华电集团（控股装机） | 12969.00 | 3093.00 | 0 | 0 | 7892.00 |

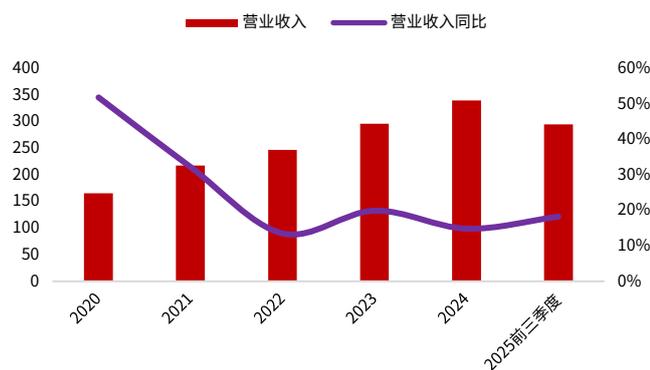
资料来源：公司招股说明书，各公司年报，光大证券研究所

备注：华电集团未披露风电及光伏数据，仅披露风电及其他发电类型装机容量

1.2 主营业务稳定，营收持续增长

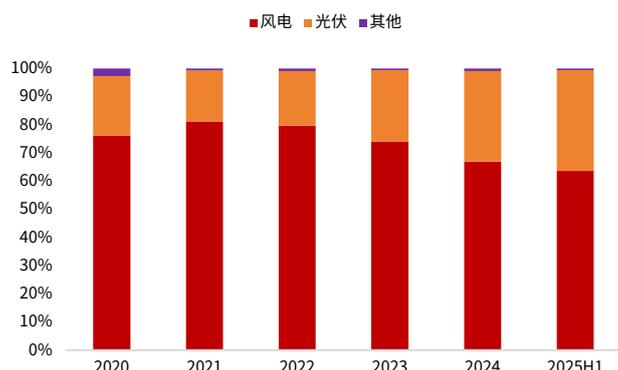
营业收入稳步上升，光伏收入占比提升。公司的主营业务是以风力发电、太阳能发电为主的新能源项目的开发、投资和运营。公司 2020-2024 年营业收入总体呈现上升趋势。2025 年前三季度，公司实现营业收入 294.79 亿元，同比增长 18.21%；公司营业收入持续增长，主要系公司充分发挥专业化平台优势，持续推动风力、太阳能发电电站项目投资建设，风力、太阳能发电项目的控股装机容量不断增加，收入规模呈现上升趋势。2020-2023 年公司风电的营收占公司总体营收的 70%以上；随着公司光伏控股装机容量的上升，2025 年上半年公司光伏的营收占比从 2020 年的 21.02%上升到 35.82%。

图 4：公司营业收入及同比（2020-2025 前三季度，亿元，%）



资料来源：Wind，公司招股说明书，光大证券研究所

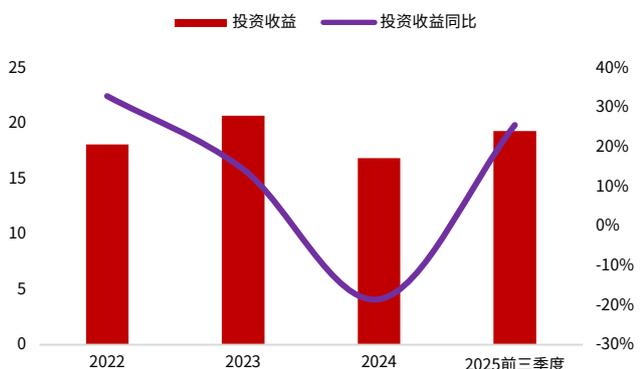
图 5：公司营业收入拆分（2020-2025H1，%）



资料来源：Wind，公司招股说明书，光大证券研究所

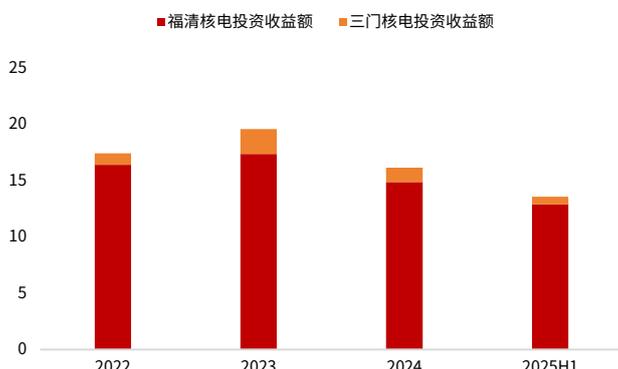
公司是国内为数不多拥有核电参股股权的公司之一，24 年核电机组小修导致公司投资收益下降。公司投资收益主要由权益法核算的长期股权投资收益构成，包括公司持有的福清核电 39% 股权和三门核电 10% 股权确认的核电投资收益。2022-2024 年公司参股福清和三门核电占投资收益的比例高达 96%，期间平均贡献金额约为 17.72 亿元。其中，2024 年核电投资收益有所下降，主要由于 2024 年 5 月 25 日，福清 4 号机组 410 小修期间发生运行事故导致利用小时数偏低。2025 年上半年公司确认核电 13.57 亿投资收益。

图 6：公司投资收益及同比（2022-2025 前三季度，亿元，%）



资料来源：Wind，公司招股说明书，光大证券研究所

图 7：公司参股核电投资收益（2022-2025H1，亿元）

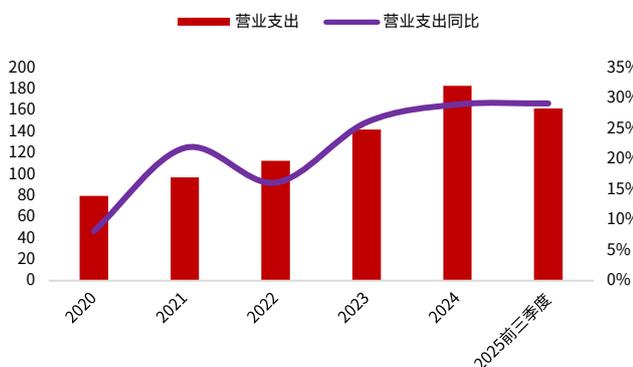


注：三门核电和福清核电投资收益贡献按照公司招股书披露的各自净利润*公司对各家核电持股比例

资料来源：Wind，公司招股说明书，光大证券研究所

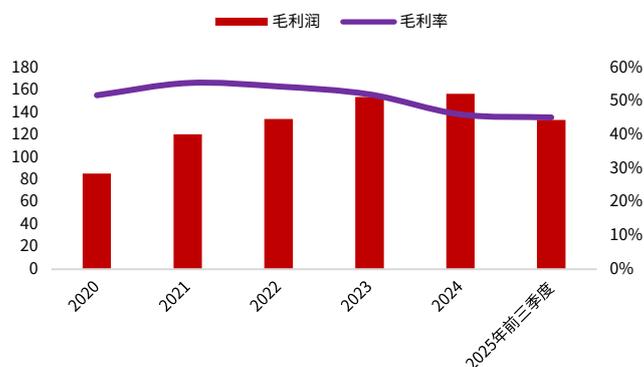
毛利率下滑，毛利润增长放缓。2020-2024 年公司毛利率从 51.75% 下滑到 46.1%，主要原因是公司新能源上网电价下行。相应地，公司毛利润整体呈增长趋势，但增速逐渐放缓。2020 年毛利润为 85.43 亿元，2024 年达到 156.59 亿元，期间年复合增长率约为 16%。2025 年前三季度公司实现毛利润 133.22 亿元，毛利率为 45.19%。

图 8：公司营业支出及同比 (2020-2025 前三季度, 亿元, %)



资料来源：Wind，公司招股说明书，光大证券研究所

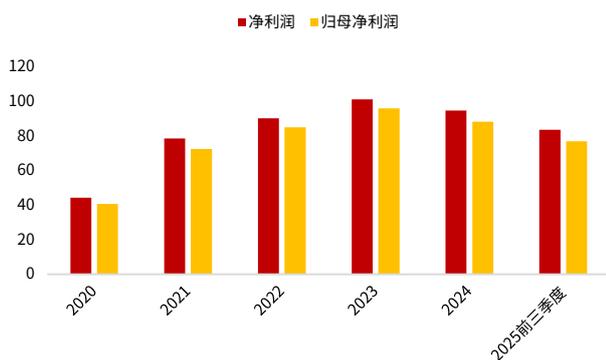
图 9：公司毛利润、毛利率 (2020-2025 前三季度, 亿元, %)



资料来源：Wind，公司招股说明书，光大证券研究所

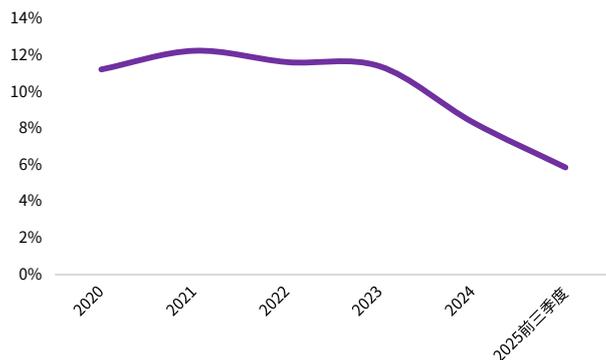
2020-2023 年盈利持续增长, 2024 年盈利有所回落且 ROE 下降。公司 2020-2023 年归母净利润持续增长, 从 40.79 亿元上升到 96.20 亿元, 主要得益于公司新能源业务规模的扩张。2024 年公司净利润和归母净利润分别下降至 94.80 亿元和 88.31 亿元, 同比降幅分别为 6.49% 和 8.20%, 主要是因为并网平价项目增加以及市场化比例提升导致风电/光伏平均上网电价同比下降 9.1%/23.4%; 叠加公司当年投资收益下降, 致使公司整体盈利水平有所下降。2020-2023 年公司 ROE 整体波动不大, 平均在 11.65%, 24 年受投资收益下降及平均上网电价下降影响, ROE 下降至 8.36%。2025 年前三季度公司实现净利润及归母净利润分别为 83.70、77.50 亿元, 同比增长 3.14%、0.17%。

图 10：公司净利润、归母净利润 (2020-2025 前三季度, 亿元)



资料来源：Wind，公司招股说明书，光大证券研究所

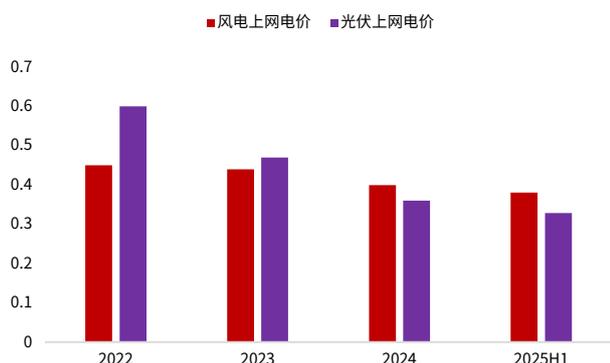
图 11：公司摊薄 ROE (2020-2025 前三季度, %)



资料来源：Wind，公司招股说明书，光大证券研究所

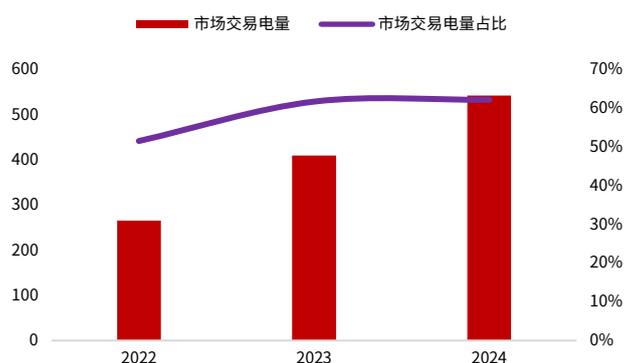
市场化交易电量占比上升, 综合上网电价逐年下降。公司绿电上网电价逐年下降, 2022-2025 上半年, 风电分别为 0.45 元/千瓦时、0.44 元/千瓦时、0.40 元/千瓦时、0.38 元/千瓦时; 光伏分别为 0.60 元/千瓦时、0.47 元/千瓦时、0.36 元/千瓦时、0.33 元/千瓦时。2022-2024 年期间, 公司市场化交易电量及交易占比逐年提升, 分别为 265.91 亿千瓦时、409.82 亿千瓦时、543.05 亿千瓦时, 占上网电量比例分别为 51.60%、61.80%、62.29%。

图 12: 公司绿电上网电价 (2022-2025H1, 元/千瓦时)



资料来源: 公司招股说明书, 光大证券研究所

图 13: 公司市场化交易电量及占比 (2022-2024 年, 亿千瓦时, %)



资料来源: 公司招股说明书, 光大证券研究所

2、风光资源丰富，政策持续加码

2.1 绿电定价持续更迭，“136 号文”兜底绿电电价

风电划分四类资源区，保障性电价逐步进入平价时代。2009 年，国家按资源状况将全国划分为四类风能资源区，核定对应标杆上网电价。2014-2016 年，陆上风电标杆电价下调，且鼓励通过招标确定上网电价，其不得高于国家规定的当地标杆电价。2019 年，集中式项目标杆电价改为指导价，新核准上网电价通过竞争确定且不超所在资源区指导价；分散式项目参与市场化交易的电价由企业与客户协商，不享补贴，不参与执行所在资源区指导价，且指导价若低于当地燃煤发电基准价，以基准价为准。陆上风电于 2021 年 1 月 1 日进入平价时代，海上风电补贴由地方自行安排。

表 2: 我国历年风电保障性电价具体情况

| 政策文件 | 内容 | 陆上风电价格 (含税, 元/千瓦时) | | | | 海上风电价格 (含税, 元/千瓦时) | |
|------------------|------------------------|--------------------|--------|---------|--------|--------------------|------------|
| | | I 类资源 | II 类资源 | III 类资源 | IV 类资源 | 近海 | 潮汐带 |
| 发改价格〔2009〕1906 号 | 2009 年 8 月至 2014 年标杆电价 | 0.51 | 0.54 | 0.58 | 0.61 | | |
| 发改价格〔2014〕3008 号 | 2015 年标杆电价 | 0.49 | 0.52 | 0.56 | 0.61 | | |
| 发改价格〔2014〕1216 号 | 2014 年 6 月至 2017 年标杆电价 | | | | | 0.85 | 0.75 |
| 发改价格〔2015〕3044 号 | 2016 年至 2017 年标杆电价 | 0.47 | 0.50 | 0.54 | 0.60 | | |
| 发改价格〔2016〕2729 号 | 2018 年标杆电价 | 0.40 | 0.45 | 0.49 | 0.57 | 0.85 | 0.75 |
| 发改价格〔2019〕882 号 | 2019 年指导价格 | 0.34 | 0.39 | 0.43 | 0.52 | 0.80 | 不得高于陆上指导电价 |
| | 2020 年指导价格 | 0.29 | 0.34 | 0.38 | 0.47 | 0.75 | 不得高于陆上指导电价 |
| 发改价格〔2021〕833 号 | 2021 年新核准陆上风电平价上网 | - | - | - | - | - | - |

资料来源: 公司招股说明书, 光大证券研究所整理

光伏保障性电价历经四个阶段，平价时代已来临。2011 年，非招标光伏项目实行全国统一标杆电价，2013 年起实施三类资源区分区标杆电价及补贴制度。2013-2017 年电价逐步下调，同时鼓励通过招标确定业主和上网电价，且不超同类资源区标杆电价。2021 年起，新备案集中式光伏电站、工商业分布式光伏项目不再享受中央财政补贴，实行平价上网，新建项目上网电价按当地燃煤发电基准价执行，光伏平价时代来临。

表 3：我国历年光伏保障性电价具体情况

| 政策文件 | 内容 | 集中式 (含税, 元/千瓦时) | | | 分布式 (含税, 元/千瓦时) |
|------------------|---------------------|-----------------|-------|--------|----------------------|
| | | I类资源 | II类资源 | III类资源 | |
| 发改价格〔2011〕1594号 | 2011年7月以前标杆电价 | 1.15 | 1.15 | 1.15 | - |
| | 2011年7月至2013年8月标杆电价 | 1.00 | 1.00 | 1.00 | - |
| 发改价格〔2013〕1638号 | 2013年9月至2015年标杆电价 | 0.90 | 0.95 | 1.00 | 0.42 |
| 发改价格〔2015〕3044号 | 2016年标杆电价 | 0.80 | 0.88 | 0.98 | 0.42 |
| 发改价格〔2016〕2729号 | 2017年标杆电价 | 0.65 | 0.75 | 0.85 | 0.42 |
| 发改价格规〔2017〕2196号 | 2018年1至6月标杆电价 | 0.55 | 0.65 | 0.75 | 0.37 |
| 发改能源〔2018〕823号 | 2018年6月至2019年6月标杆电价 | 0.50 | 0.60 | 0.70 | 0.32 |
| 发改价格〔2019〕761号 | 2019年7月至2020年5月指导价 | 0.40 | 0.45 | 0.55 | 0.10 (工商业)、0.18 (户用) |
| 发改价格〔2020〕511号 | 2020年6月至12月指导价 | 0.35 | 0.40 | 0.49 | 0.05 (工商业)、0.08 (户用) |
| 发改价格〔2021〕833号 | 2021年新建光伏项目实行平价上网 | - | - | - | - |

资料来源：公司招股说明书，光大证券研究所整理

各省发布“136号文”细则，兜底绿电电价。2025年1月27日，国家发展改革委、国家能源局发布《关于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通知》（发改价格〔2025〕136号），2025年多省份陆续发布配套细则或征求意见稿，明确了绿电消费的相关政策导向和机制，有助于稳定市场预期，减少因政策不确定性带来的价格波动，使得绿电价格在一个相对稳定的框架内运行，通过机制电价部分对绿电价格进行兜底。

表 4：各省份“136号文”内容汇总 (部分)

| 省份 | 存量新能源项目 | | | 增量新能源项目 | | |
|------|--------------------------------|---|--|-------------------------|----------------|------------------------|
| | 机制电价(元/千瓦时) | 机制电量 | 执行期限 | 机制电价(元/千瓦时) | 中标机制电量比例 | 执行期限 |
| 北京 | 0.3598 | 100% | 集中式投产满20年/合理利用小时数(光伏260000小时,风电36000小时),分布式按投产满20年之前 | 0.3598 | 20% | 不高于12年 |
| 天津 | 0.3655 | 与现行具备条件的新能源电量衔接 | 投产满20年/合理利用小时数(光伏26000小时,陆风36000小时,海风52000小时) | 0.3196 | 80% | 10年 |
| 河北南网 | 0.3644 | 集中式风电70%、集中式光伏40%(扶贫项目100%)10kV及以上并网分布式光伏80%,其他100% | 投产满20年/合理利用小时数 | 光伏0.3344 风电0.353 | 80% | 风电10年,光伏12年,海上风电、光热14年 |
| 冀北 | 0.372 | 以实际非市场化交易结算电量占上网电量比例作为上限 | 投产满20年/合理利用小时数 | 光伏0.352 风电0.347 | 100% | 风电10年,光伏12年,海上风电、光热14年 |
| 山东 | 0.3949 | 单个项目上限原则上和现行具有保障性质的相关电量规模政策衔接 | 投产满20年/合理利用小时数 | 光伏0.225 风电0.319 | 光伏80% 风电70% | 深远海风电15年,其他10年 |
| 山西 | 0.332 | 在核定值范围内每年自主确定比例,但不能高于上一年 | 原则上20年/合理利用小时数 | 光伏0.31999 风电0.28466 | 80% | 未明确 |
| 安徽 | 0.3444 | 上网电量乘以机制电量比例确定,分散式风电、分布式光伏100% | 原则上20年/合理利用小时数(风电36000小时,光伏22000小时) | 统一竞价0.384 独立竞价0.3837 | 约85% | 按同类型项目回收初始投资的平均期限确定 |
| 福建 | 2025/1/27前竞配海上风电按竞价价格;其他0.3932 | 100% | 原则上20年/合理利用小时数(陆上风电36000小时,海上风电52000小时,光伏22000小时) | 海上光伏0.388 其他0.35 | 90% | 按同类型项目回收初始投资的平均期限确定 |
| 上海 | 0.4155 | 最高100% | 原则上20年/合理利用小时数 | 0.4155 | - | 12年 |
| 江苏 | 0.391 | 新能源不高于90%;户用分布式光伏、光伏扶贫项目100% | 原则上20年/合理利用小时数 | 光伏0.36 | 90% | 按同类型项目回收初始投资的平均期限确定 |
| 浙江 | 0.4153 | 不得高于上一年,统调新能源项目不高于90%,其他不高于100% | 原则上20年/合理利用小时数 | 集中式光伏0.3929 | 90% | 8-12年 |
| 湖北 | 0.4161 | 集中式占全省上网电量12.5% | 原则上20年/合理利用小时数 | 光伏0.333 风电0.387 | - | 12年 |
| 湖南 | 光伏扶贫/分布式光伏0.45;110千伏及以上风电 | 光伏扶贫100%;分布式光伏、接入电压等级35千伏的新能源80%;过渡60% | 原则上20年/合理利用小时数,过渡期项目5年 | 光伏0.375 风电0.33 | 80% | 10年 |

| | | | | | | |
|-----|---|--|---|-------------------------|--|--------------------------|
| | 电项目 0.37; 集中式光伏项目 0.38 | | | | | |
| 江西 | 0.4143 | 集中式上限 85%，分布式上限 95%；光伏扶贫 100%，绿电交易新能源不纳入 | 原则上 20 年/合理利用小时数 | 光伏 0.33 风电 0.375 | 65% | 按同类型项目回收初始投资的平均期限确定 |
| 吉林 | 0.3731 | 衔接省级保障性收购电量政策 | 原则上 20 年/合理利用小时数 | 光伏 0.334 风电 0.25 | -- | 12 年 |
| 黑龙江 | 0.374 | 不高于现行保值性收购电量 | 原则上 20 年/合理利用小时数 | 0.228111 | 风电约 83% | 12 年 |
| 辽宁 | 0.3749 | 未明确 | 原则上 20 年/合理利用小时数 | 光伏 0.3 风电 0.33 | 80% | 2025 年竞价执行期限为 12 年 |
| 甘肃 | 0.3078 | 扶贫特许/分布式光伏/平价示范/光热发电 100% | 原则上 20 年/合理利用小时数 | 0.1954 | -- | 12 年 |
| 宁夏 | 0.2595 | 分布式 100%，集中式补贴 10%；2024/6/1 前投产的集中式平价 30%，后 10% | 原则上 20 年/合理利用小时数 | 0.2595 | 65% | 12 年 |
| 青海 | 扶贫、特许经营、光伏应用、分散式风电、平价项目 0.2277；金太阳项目 0.3127；其他按现行价格 | 扶贫、特许经营、金太阳、分布式光伏、分散式风电、光热发电 100% | 扶贫、特许经营、光伏应用、分散式风电、金太阳项目原则上 20 年/合理利用小时数；无补贴光伏、风电 6 年，光热按投产满 25 年 | 光伏 0.24 风电 0.24 | 集中式光伏 25% 风电 20% | 按同类型项目回收初始投资的平均期限确定 |
| 陕西 | 0.3545 | 分布式新能源、光伏扶贫、领跑者 100%；集中式光伏、风电设置过渡期，按上网电量 75% | 原则上 20 年/合理利用小时数 | 风电 0.352 光伏 0.35 | 集中式光伏 69.93%；分散式光伏 90%左右；集中式陆上风电 18.88%~90%；分散式陆上风电 49.78% | 12 年 |
| 新疆 | 补贴项目 0.25；平价项目 0.262 | 补贴项目 30%；平价项目 50% | 原则上 20 年/合理利用小时数 | 光伏 0.235 风电 0.252 | 约 62.5% | 10 年 |
| 四川 | 0.4012 | 集中式风电 400h, 光伏 300h, 分布式按实际上网电量 | 原则上 20 年/合理利用小时数 | 光伏 0.372997 风电 0.393 | 80% | 12 年 |
| 重庆 | 0.3964 | 上限 100% | 原则上 20 年/合理利用小时数 | 光伏 0.3963 风电 0.3961 | -- | 12 年 |
| 广东 | 0.453 | 110 千伏及以下上限 100%，2025/1/1 起并网的 100 千伏及以上集中式光伏上限 50%，其他上限 70% | 海上风电 23 年、陆风 19 年、光伏 21 年 | 光伏 0.36 | 80% | 海上风电项目 14 年，光伏项目 12 年 |
| 云南 | 0.3358 | 集中式光伏 55%到 100%，集中式风电 45%到 60%，分布式/扶贫 100% | 原则上 20 年/合理利用小时数 | 光伏 0.33 风电 0.332 | 光伏 ≤75% 风电 ≤65% | 12 年 |
| 海南 | 0.4298 | 23 前 100%，23 年 90%，24 投产 85%，25/5/31 前 80% | 按 20 年减去截止 2025/12/31 已投产时间 | 0.3998 | 80% | 海上风电项目 14 年，陆上风电，光伏 12 年 |

资料来源：北极星新闻网，光大证券研究所整理

2.2 我国风光资源丰富，政策支持绿电发展

我国 I 至 IV 类风能资源区主要是根据风能资源状况和工程建设条件进行划分，公司在自然资源丰富地区布局风电。I 类风能资源区：为风能丰富区，年平均有效风能密度大于 200W/m²，3~20m/s 风速的年累积小时数大于 5000h。II 类风能资源区：属于风能较丰富区，年平均有效风能密度在 150~200W/m²之间，3~20m/s 风速的年累积小时数为 3000~5000h。III 类风能资源区：是风能可利用区，年平均有效风能密度在 50~150W/m²之间，3~20m/s 风速的年累积小时数为 2000~3000h。IV 类风能资源区：为风能贫乏区，年平均有效风能密度在 50W/m²以下，3~20m/s 风速的年累积小时数在 2000h 以下。指除 I 类、II 类、III 类资源区以外的其他地区。

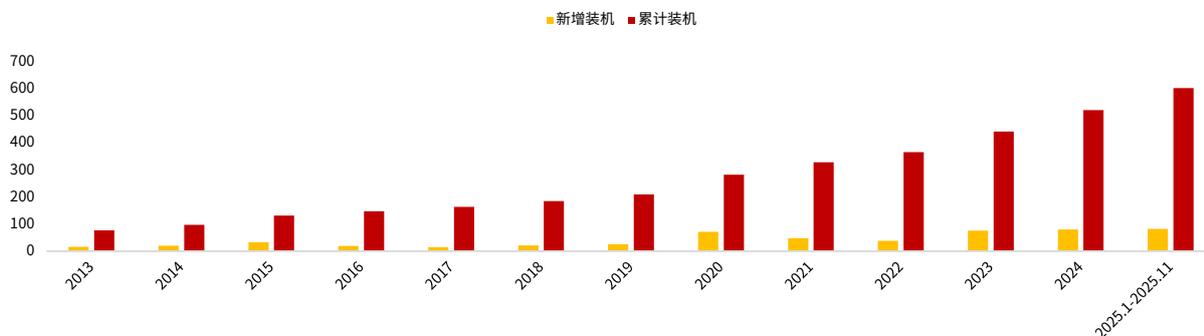
表 5: 不同时期, 我国 I 至 IV 类风能资源区划分情况

| 时间 | I 类资源 | II 类资源 | III 类资源 | IV 类资源 |
|----------------|---|---|---|-----------------------------|
| 2009 年至 2015 年 | 内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区, 新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、昌吉回族自治州、克拉玛依市、石河子市。 | 河北省张家口市、承德市, 内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市, 甘肃省张掖市、嘉峪关市、酒泉市。 | 吉林省白城市、松原市, 黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市、大兴安岭地区, 甘肃省除张掖市、嘉峪关市、酒泉市以外其他地区, 新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、昌吉回族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区, 宁夏回族自治区。 | |
| 2016 年至 2017 年 | 内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区, 新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市。 | 河北省张家口市、承德市, 内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市, 甘肃省嘉峪关市、酒泉市。 | 吉林省白城市、松原市, 黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市、大兴安岭地区, 甘肃省除嘉峪关市、酒泉市以外其他地区, 新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区, 宁夏回族自治区。 | 除 I 类、II 类、III 类资源区以外的其他地区。 |
| 2018 年至今 | 内蒙古自治区除赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市以外其他地区, 新疆维吾尔自治区乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市。 | 河北省张家口市、承德市, 内蒙古自治区赤峰市、通辽市、兴安盟、呼伦贝尔市, 甘肃省嘉峪关市、酒泉市, 云南省。 | 吉林省白城市、松原市, 黑龙江省鸡西市、双鸭山市、七台河市、绥化市、伊春市、大兴安岭地区, 甘肃省除嘉峪关市、酒泉市以外其他地区, 新疆维吾尔自治区除乌鲁木齐市、伊犁哈萨克族自治州、克拉玛依市、石河子市以外其他地区, 宁夏回族自治区。 | |

资料来源: 公司招股说明书, 光大证券研究所整理 备注: 加黑字体的区域为公司机组所在地

多政策支持风电发展, 风电装机规模持续增长。随着 2006 年《中华人民共和国可再生能源法》的实施以及《电网企业全额收购可再生能源电量监管办法》《可再生能源发电全额保障性收购管理办法》等各项配套制度的不断完善, 我国风电进入高速发展。“十二五”期间, 为引导风电行业可持续发展, 我国政府发布了一系列政策, 针对有效缓解风电并网、弃风限电、无序竞争等问题进行改革。2013 年开始, 我国风电行业逐渐复苏, 新增装机容量开始回升。

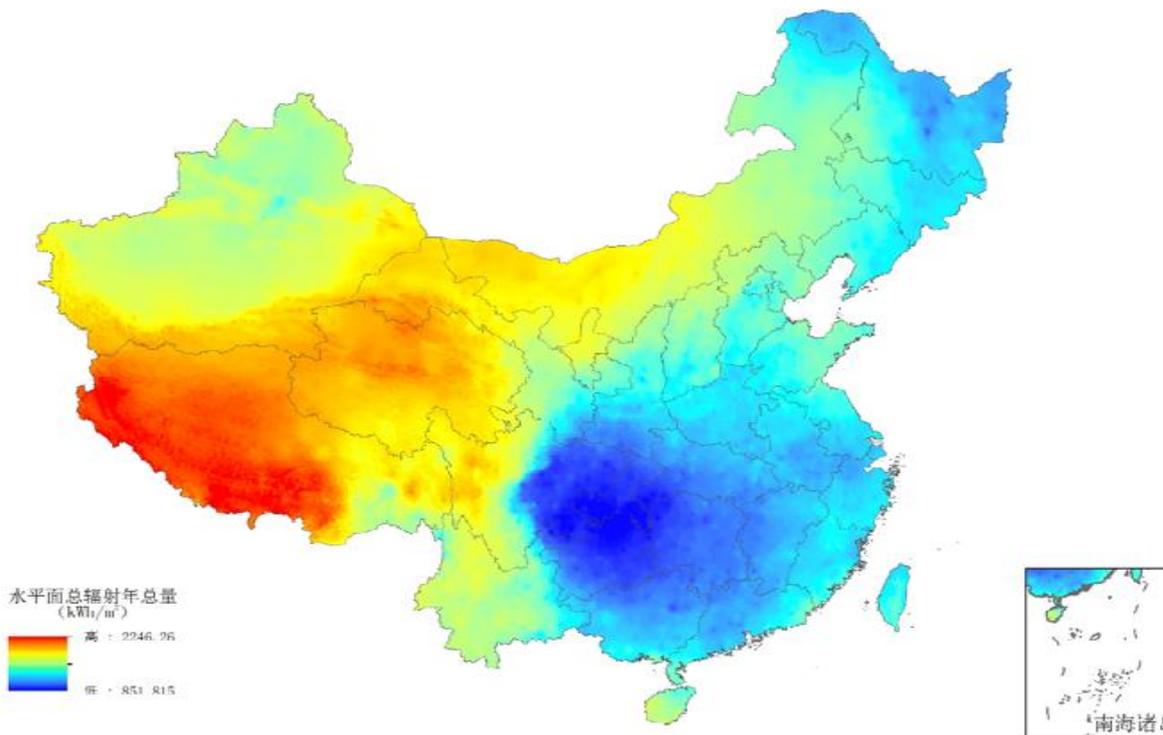
图 14: 我国新增风电并网装机容量及累计并网装机容量 (2013-2025.11, GW)



资料来源: Wind, 中电联, 国家能源局, 光大证券研究所

我国太阳能资源储备丰富, 三分之二以上的面积拥有良好的太阳能资源。我国太阳能发电行业起步相对较早, 技术进步与创新引领我国太阳能发电行业发电效率逐年提升、发电成本同步降低。我国太阳能资源储备丰富, 根据国家气象局风能太阳能评估中心发布的数据显示, 中国陆地面积每年接收的太阳辐射总量为 $33 \times 10^3 - 84 \times 10^3 \text{ MJ/m}^2$, 相当于 24×10^4 亿吨标准煤的储量, 全国太阳能技术可开发装机容量达到 156 亿千瓦。其中, 新疆维吾尔自治区最大, 约为 42 亿千瓦, 其次是青海和内蒙古自治区, 分别为 34 亿千瓦和 26.15 亿千瓦, 此外甘肃、西藏、宁夏以及山东等地太阳能可开发装机容量也比较可观。

图 15: 我国太阳能资源分布图



资料来源: 中国气象局风能太阳能中心, 光大证券研究所

我国 I 至 III 类太阳能资源区主要是根据太阳能年等效利用小时数进行划分, 公司光伏主要于 I 类及 II 类区域布局。年等效利用小时数大于 1600 小时为 I 类资源区, 年等效利用小时数在 1400-1600 小时之间为 II 类资源区, 年等效利用小时数在 1200-1400 小时之间为 III 类资源区, 实行不同的光伏标杆上网电价。II 类地区最低保障发电小时数为 1300 小时。III 类资源区则是一二类之外的其他地区。

表 6: 我国太阳能资源区分类情况

| 类别 | 地区 |
|---------|---|
| I 类资源 | 宁夏, 青海海西, 甘肃嘉峪关、武威、张掖、酒泉、敦煌、金昌, 新疆哈密、塔城、阿勒泰、克拉玛依, 内蒙古除赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔以外地区。 |
| II 类资源 | 北京, 天津, 黑龙江, 吉林, 辽宁, 四川, 云南, 内蒙古赤峰、通辽、兴安盟、呼伦贝尔, 河北承德、张家口、唐山、秦皇岛, 山西大同、朔州、忻州, 陕西榆林、延安, 青海、甘肃、新疆除 I 类外其他地区。 |
| III 类资源 | 除 I 类、II 类资源区以外的其他地区。 |

注: 2017 年山西阳泉由 III 类资源区调整为 II 类资源区, 其他地区的划分保持不变; 加黑字体的区域为公司机组所在地
资料来源: 公司招股说明书, 光大证券研究所整理

我国太阳能发电装机规模持续增长, 位居全球首位。我国太阳能发电发展虽然相较于欧美国家起步较晚, 2008 年我国太阳能光伏发电新增装机容量仅占全球市场的 0.60%, 但在国家政策支持及行业技术水平提高的驱动下, 我国逐步发展成为全球最重要的太阳能发电应用市场之一, 2013 年, 我国新增装机容量 10.95GW, 首次超越德国成为全球第一大太阳能光伏发电应用市场。2013 年至 2024 年, 我国太阳能光伏发电新增装机容量连续 10 年稳居世界第一。截至 2025 年 11 月, 我国太阳能光伏发电累计装机容量达到 1161.20GW, 稳居全球首位。

图 16: 我国新增太阳能并网装机容量及累计并网装机容量 (2013-2025.11, GW)



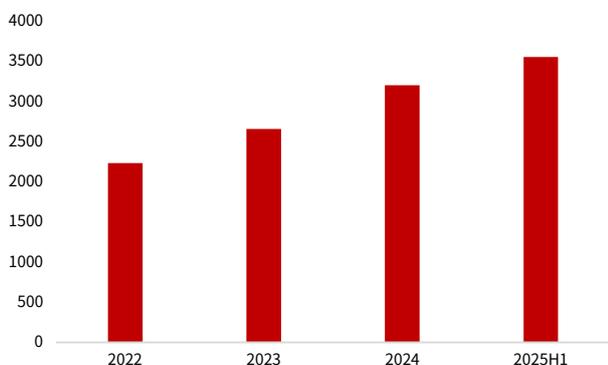
资料来源: Wind, 国家能源局, 光大证券研究所

3、风光装机规模巨大，电费收入持续增长

3.1 风电规模优势显著，在建工程体量保障未来装机增长

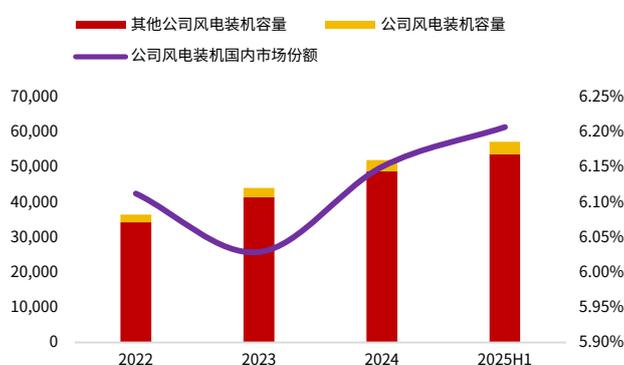
存量规模领先，兼具行业影响力与运营优势。公司存量项目规模领先，是我国新能源控股装机规模最大的公司之一。截至 2025 年上半年末，公司在国内风电领域凭借 3554.22 万千瓦控股装机容量占据 6.21% 的市场份额，发电装机量及市占率均稳居行业前列，具备重要影响力。

图 17: 公司风电控股装机容量 (2022-2025H1, 万千瓦)



资料来源: 公司招股说明书, 光大证券研究所

图 18: 公司风电控股装机容量及国内市场份额 (2022-2025H1, 万千瓦, %)



资料来源: 公司招股说明书, 光大证券研究所

风电控股装机容量持续增长，在建项目提供装机增量。公司的在建工程主要为风力发电和太阳能发电电站的基建工程。2022-2024 年，公司风电在建工程整体呈上升趋势；根据我们的统计，截至 2024 年年底，公司在建风电项目达 1095 万千瓦；公司加快推动存量项目建设，截至 2025 年上半年，公司新能源整体在建项目规模 2895.71 万千瓦。风力发电并网控股装机容量从 2022 年末的 2233.76 万千瓦增长至 2025 年上半年末的 3554.22 万千瓦。随着公司快速发展，陆上风电、海上风电项目有望持续成为公司装机增量。

表 7: 截至 2025 上半年末公司风电在建工程 (部分)

| 项目 | 电厂类型 | 总装机容量 (万千瓦) | 项目预算 (亿元) | 完工进度 | 预计完工时间 |
|--------------------------|------|-------------|-----------|--------|-------------|
| 华电、东方电气二氧化碳储能 600MW 风电项目 | 风电 | 60 | 40 | 54.35% | 2025 年 11 月 |
| 河北张家口蔚县西岭风电 | 风电 | 20 | 17 | 59.08% | 2025 年 11 月 |
| 新疆华电天山北麓基地 610 万千瓦新能源项目 | 风电 | 610 | 30 | 30.94% | 2025 年 12 月 |
| 华电阳江三山岛六海上风电场项目 | 风电 | 50 | 65 | 12.50% | 2025 年 12 月 |

资料来源: 公司招股说明书, 光大证券研究所整理

风电项目集中分布在 I、IV 类资源区, 24 年风速下滑导致平均利用小时数下降。截至 24 年年底, 公司的风电项目覆盖全国 30 个省(市、区), 公司在 I 类资源区控股装机容量占比约为 32.38%, II 类资源区控股装机容量占比约为 11.04%, III 类资源区控股装机容量占比约为 10.75%, IV 类资源区控股装机容量占比约为 45.83%。2024 年公司风电重点装机区域风资源条件不佳, 根据中国气象局发布的《2024 年中国风能太阳能资源年景公报》, 公司累计风电控股装机前五的省份(新疆、内蒙古、甘肃、河北、宁夏) 2024 年 10 米高度年平均风速较近 10 年平均偏弱, 导致公司 2024 年风电利用小时数同比下滑 3.7%, 达到 2112 小时。2025 年上半年, 公司风电利用小时数为 1090 小时, 同比下降 38 小时, 但高于全国平均风电利用小时数 1087 小时。

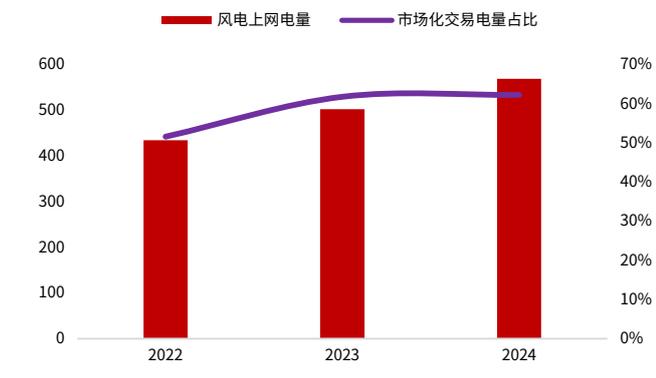
表 8: 截至 2024 年底公司风电概况 (部分)

| 省份 | 资源类型 | 控股装机容量 (万千瓦) | 发电量 (亿千瓦时) | | | 平均利用小时数 (小时) | | |
|-----|---------|--------------|------------|------|------|--------------|-------|-------|
| | | | 2024 | 2023 | 2022 | 2024 | 2023 | 2022 |
| 内蒙古 | I 类资源 | 488 | 89 | 85 | 77 | 2,130 | 2,407 | 2,401 |
| 新疆 | I 类资源 | 548 | 92 | 68 | 59 | 2,234 | 2,295 | 2,368 |
| 甘肃 | II 类资源 | 214 | 35 | 39 | 34 | 1,788 | 1,991 | 1,868 |
| 云南 | II 类资源 | 139 | 32 | 20 | 15 | 2,414 | 2,356 | 2,335 |
| 黑龙江 | III 类资源 | 138 | 27 | 17 | 12 | 2,191 | 1,926 | 2,200 |
| 宁夏 | III 类资源 | 170 | 25 | 24 | 23 | 1,565 | 1,688 | 1,594 |
| 吉林 | III 类资源 | 37 | 6 | 5 | 3 | 2,340 | 1,948 | 1,719 |
| 广东 | IV 类资源 | 99 | 23 | 22 | 16 | 2,316 | 2,225 | 2,334 |
| 湖南 | IV 类资源 | 155 | 23 | 19 | 17 | 2,199 | 2,471 | 2,526 |
| 安徽 | IV 类资源 | 44 | 8 | 6 | 3 | 1,997 | 2,456 | 1,919 |
| 福建 | IV 类资源 | 92 | 27 | 25 | 29 | 2,981 | 2,729 | 3,138 |
| 山东 | IV 类资源 | 125 | 24 | 25 | 24 | 1,934 | 2,009 | 1,956 |
| 山西 | IV 类资源 | 113 | 20 | 21 | 20 | 1,958 | 2,040 | 1,951 |
| 陕西 | IV 类资源 | 91 | 13 | 13 | 11 | 1,907 | 1,878 | 1,723 |
| 四川 | IV 类资源 | 115 | 26 | 22 | 12 | 2,450 | 2,795 | 2,540 |
| 广西 | IV 类资源 | 87 | 19 | 15 | 12 | 2,413 | 2,459 | 2,588 |
| 河北 | IV 类资源 | 189 | 31 | 36 | 34 | 1,815 | 2,169 | 2,228 |
| 浙江 | IV 类资源 | 33 | 7 | 6 | 6 | 2,117 | 2,191 | 2,619 |
| 河南 | IV 类资源 | 77 | 17 | 12 | 10 | 2,334 | 2,093 | 2,213 |
| 贵州 | IV 类资源 | 18 | 1 | - | - | 2,002 | - | - |
| 湖北 | IV 类资源 | 29 | 5 | 5 | 5 | 1,788 | 1,895 | 1,998 |
| 江苏 | IV 类资源 | 47 | 9 | 9 | 8 | 1,896 | 1,943 | 1,770 |
| 辽宁 | IV 类资源 | 24 | 4 | 4 | 4 | 1,897 | 2,158 | 2,118 |
| 江西 | IV 类资源 | 23 | 3 | 2 | 2 | 1,763 | 1,794 | 2,033 |
| 青海 | IV 类资源 | 65 | 3 | 2 | 3 | 1,828 | 1,507 | 1,701 |
| 重庆 | IV 类资源 | 40 | 7 | 6 | 3 | 1,965 | 1,815 | 2,225 |

资料来源: 公司招股说明书, 光大证券研究所整理

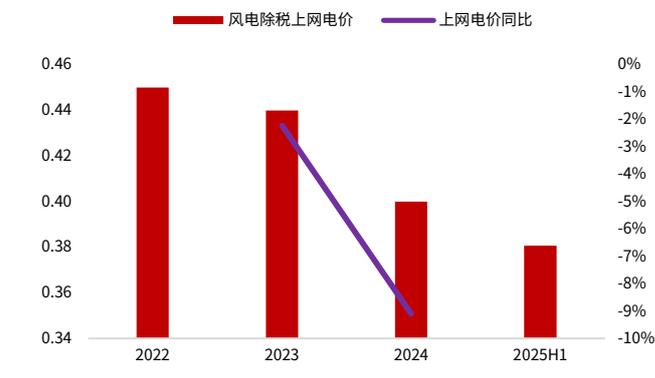
市场化交易电量占比提升, 导致风电综合上网电价逐年下降。2022-2024 年公司风电除税上网电价逐年下降, 由 0.45 元/千瓦时降至 0.40 元/千瓦时, 主要是由于公司市场化交易电量占比提升导致。公司 2022-2024 年风电上网电量分别为 435.11 亿千瓦时、502.41 亿千瓦时及 569.11 亿千瓦时。公司 2022-2024 年整体市场化交易电量分别为 265.91 亿千瓦时、409.82 亿千瓦时及 543.05 亿千瓦时, 占上网电量比例分别为 51.60%、61.80% 及 62.29%; 市场化交易电量占比上升拉低公司整体上网电价。2025 年上半年风电上网电价(除税)继续下行, 达 0.38 元/千瓦时。

图 19: 公司风电上网电量及公司整体市场化交易电量占比 (2022-2024 年, 亿千瓦时, %)



资料来源: 公司招股说明书, 光大证券研究所

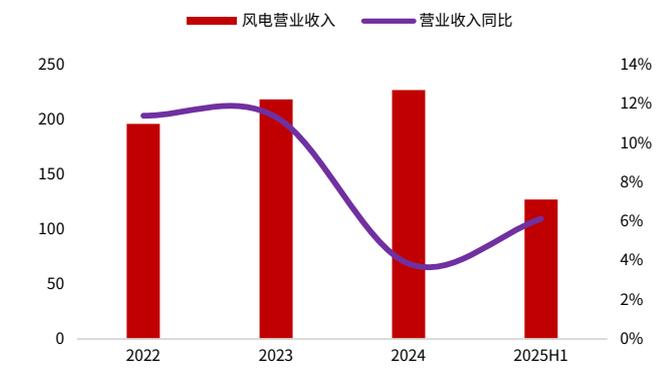
图 20: 公司风电上网电价及同比 (2022-2025H1, 元/千瓦时, %)



资料来源: 公司招股说明书, 光大证券研究所

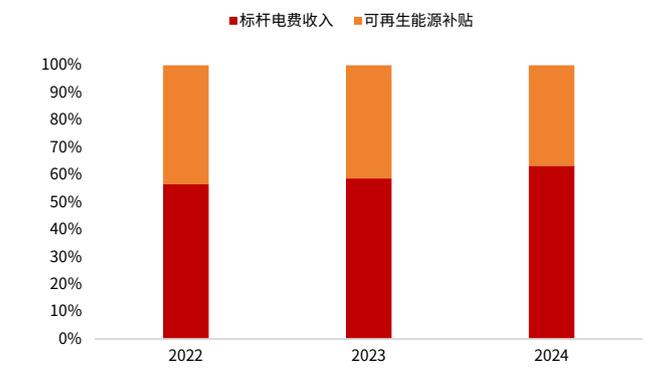
风电营收持续增长, 可再生能源补贴收入保持较高水平。2022-2024 年, 公司风电营业收入持续增长, 分别为 196.65 亿元、218.96 亿元、227.41 亿元, 受上网电价下降的影响, 2024 年公司风电收入增速放缓。2022-2024 年, 公司风电标杆电费收入分别为 111.28 亿元、128.43 亿元、144.07 亿元。2022-2024 年, 公司风电可再生能源补贴收入分别为 85.37 亿元、90.53 亿元、83.34 亿元, 风电补贴在三年间保持在较高水平。2025 年上半年, 公司风电业务实现收入 127.34 亿元, 同比增长 6.15%。

图 21: 公司风电整体营收及同比 (2022-2025H1, 亿元, %)



资料来源: 公司招股说明书, 光大证券研究所

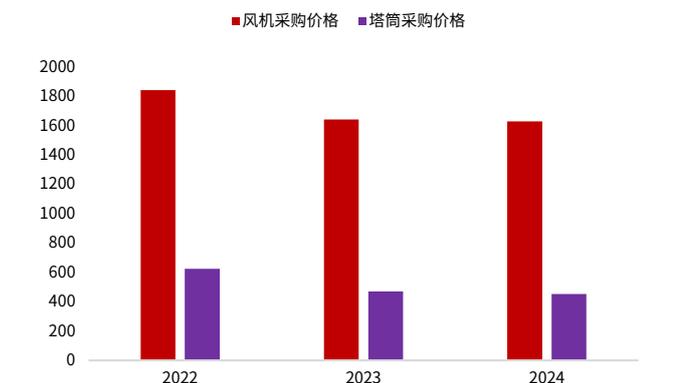
图 22: 公司风电标杆电费收入及可再生能源补贴占比 (2022-2024 年, %)



资料来源: 公司招股说明书, 光大证券研究所

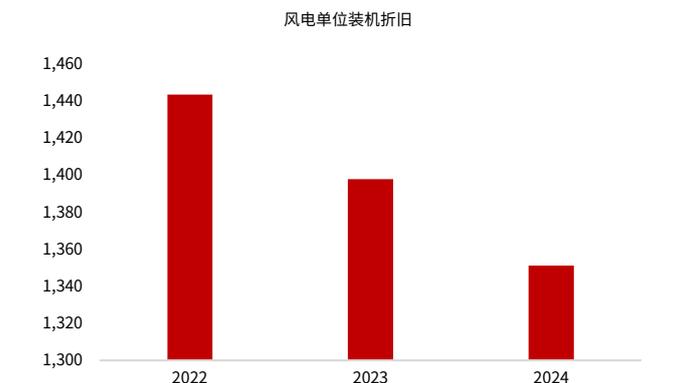
单位装机折旧和采购成本下降助推风电建设成本持续下行。2022-2024 年公司风机及塔筒采购合同价格呈现下降趋势。风机采购合同价格分别为 1843.49 元/千瓦、1642.92 元/千瓦和 1628.97 元/千瓦; 塔筒合同采购价格分别为 624.39 元/千瓦、471.20 元/千瓦和 453.99 元/千瓦。另外, 从折旧维度来看, 由于风电控股装机容量逐渐扩容, 整体折旧体量在 2022-2024 年间大幅提升, 分别为 322.49 亿元、372.01 亿元、432.71 亿元, 对应风电单位折旧成本分别为 1443.69 元/千瓦、1398.06 元/千瓦、1351.20 元/千瓦, 风电单位装机折旧逐年下降, 部分对冲了风电电价下行带来的盈利压制。

图 23: 公司风电建设成本 (2022-2024 年, 元/千瓦)



资料来源: 公司招股说明书, 光大证券研究所

图 24: 公司风电单位装机折旧 (2022-2024 年, 元/千瓦)

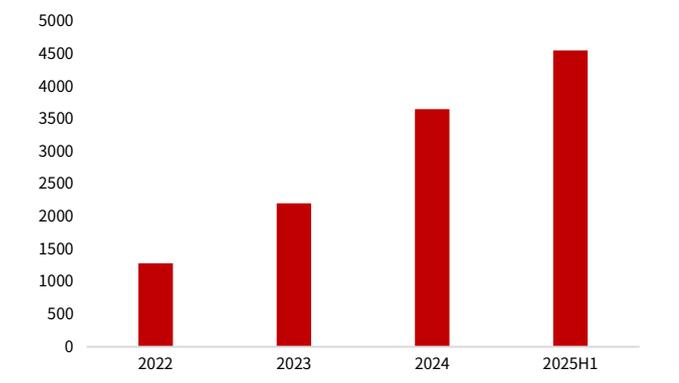


资料来源: 公司招股说明书, 光大证券研究所

3.2 光伏装机覆盖全国, 电费收入持续增长

光伏装机规模行业领先, 市占率名列前茅。截至 2025 上半年, 公司的光伏控股装机容量为 4559.53 万千瓦, 占全国光伏市场的 4.14%; 三峡能源光伏控股装机容量为 2590.55 万千瓦, 占全国市场的 2.35%, 太阳能的光伏在运装机容量为 653.50 万千瓦, 占全国市场的 0.59%。公司光伏控股装机规模在行业内名列前茅。

图 25: 公司光伏控股装机容量 (2022-2025H1, 万千瓦)



资料来源: 公司招股说明书, 光大证券研究所

图 26: 公司光伏控股装机容量及国内市场份额 (2022-2025H1, 万千瓦, %)



资料来源: 公司招股说明书, 光大证券研究所

光伏装机容量持续增加, 在建项目规模庞大。公司在建工程主要为风力发电和太阳能发电电站的基建工程。2022-2024 年, 公司光伏在建工程整体呈上升趋势。根据我们的统计, 截至 2024 年年底, 公司光伏在建装机容量为 720 万千瓦; 截至 2025 年上半年, 公司新能源整体在建工程为 2895.71 万千瓦。光伏发电并网控股装机容量从 2022 年末的 1284.86 万千瓦增长至 2025 年中的 4559.53 万千瓦。随着公司快速发展, 光伏项目的建设使得在建工程快速增长。

表 9: 截至 2025 上半年末公司光伏在建工程 (部分)

| 项目 | 电厂类型 | 总装机容量 (万千瓦) | 项目预算 (亿元) | 完工进度 | 预计完工时间 |
|-----------------------------------|------|-------------|-----------|--------|------------|
| 华电新和县产业园区低碳转型 40 万千瓦光伏项目 | 太阳能 | 40 | 16 | 80.00% | 2025 年 7 月 |
| 华电子田 40 万千瓦光伏项目 | 太阳能 | 40 | 16 | 95.00% | 2025 年 6 月 |
| 莱州土山一期 600MW 光伏发电项目 | 太阳能 | 60 | 29 | 65.36% | 2025 年 6 月 |
| 山东华电莱州土山二期 400MW 光伏发电项目 | 太阳能 | 40 | 21 | 38.00% | 2025 年 6 月 |
| 曲松县罗布沙 850MW 市场化并网光伏发电一期 200MW 项目 | 太阳能 | 20 | 10 | 99.00% | 2025 年 6 月 |
| 山东华电潍坊寿光羊口营里 500MW 大基地光伏发电项目 | 太阳能 | 50 | 10 | 27.81% | 2025 年 6 月 |

| | | | | | |
|-----------------------|-----|----|----|--------|------------|
| 武威九墩滩 50 万千瓦项目 | 太阳能 | 30 | 23 | 79.16% | 2025 年 6 月 |
| 莱州土山一期 600MW 光伏发电项目 | 太阳能 | 60 | 29 | 58.89% | 2025 年 6 月 |
| 广东肇庆怀集梁村 200MW 光伏发电项目 | 太阳能 | 60 | 11 | 64.00% | 2026 年 7 月 |
| 莱州土山一期 600MW 光伏发电项目 | 太阳能 | 60 | 29 | 27.00% | 2025 年 6 月 |
| 广东肇庆怀集梁村 200MW 光伏发电项目 | 太阳能 | 20 | 11 | 64.00% | 2026 年 7 月 |

资料来源：公司招股说明书，光大证券研究所整理

光伏项目布局覆盖全国，光照偏弱导致平均利用小时数下降。截至 24 年年底，公司的光伏项目遍布全国 31 个省（直辖市、自治区），在光照资源丰富的新疆、内蒙古、甘肃等地，其装机集中且规模大，公司在 I 类资源区控股装机容量占比约为 29.89%，II 类资源区控股装机容量占比约为 24.01%，III 类资源区控股装机容量占比约为 46.09%。2024 年公司光伏重点装机区域光照资源不佳，根据中国气象局发布的《2024 年中国风能太阳能资源年景公报》，全国太阳能资源总体为正常略偏小年景，其中公司控股装机较多的新疆、云南、甘肃、河北、青海、山东全年平均水平面总辐照量较近 30 年平均偏弱，导致公司 2024 年光伏利用小时数同比下滑 5.4%至 1266 小时。2025 年上半年，公司光伏利用小时数为 596 小时，同比下降 49 小时，但高于全国平均光伏利用小时数 560 小时。

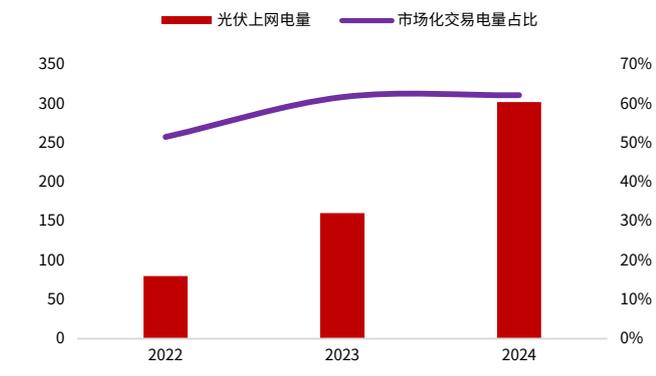
表 10：截至 2024 年底公司太阳能概况（部分）

| 省份 | 资源类型 | 控股装机容量 (万千瓦) | 发电量 (亿千瓦时) | | | 平均利用小时数 (小时) | | |
|-----|---------|--------------|------------|------|------|--------------|-------|-------|
| | | | 2024 | 2023 | 2022 | 2024 | 2023 | 2022 |
| 内蒙古 | I 类资源 | 284 | 11 | 9 | 8 | 1,311 | 1,781 | 1,649 |
| 宁夏 | I 类资源 | 84 | 11 | 11 | 5 | 1,603 | 1,714 | 1,699 |
| 甘肃 | I 类资源 | 174 | 18 | 12 | 9 | 1,247 | 1,541 | 1,618 |
| 青海 | I 类资源 | 126 | 18 | 11 | 2 | 1,479 | 1,290 | 1,334 |
| 新疆 | I 类资源 | 426 | 48 | 21 | 11 | 1,405 | 1,385 | 1,457 |
| 四川 | II 类资源 | 194 | 13 | 2 | 0 | 1,330 | 1,382 | 1,506 |
| 天津 | II 类资源 | 106 | 16 | 5 | 1 | 1,493 | 1,368 | 1,619 |
| 河北 | II 类资源 | 175 | 16 | 9 | 6 | 1,145 | 1,184 | 1,412 |
| 云南 | II 类资源 | 259 | 25 | 12 | 1 | 1,327 | 1,369 | 1,227 |
| 黑龙江 | II 类资源 | 21 | 2 | 2 | 1 | 1,400 | 1,422 | 1,542 |
| 山西 | II 类资源 | 112 | 9 | 5 | 4 | 1,324 | 1,477 | 1,359 |
| 江苏 | III 类资源 | 233 | 18 | 8 | 7 | 1,085 | 1,507 | 1,316 |
| 安徽 | III 类资源 | 66 | 5 | 2 | 1 | 1,155 | 1,204 | 1,084 |
| 福建 | III 类资源 | 65 | 6 | 4 | 1 | 991 | 1,129 | 1,105 |
| 广东 | III 类资源 | 125 | 7 | 4 | 2 | 1,189 | 969 | 1,276 |
| 山东 | III 类资源 | 298 | 19 | 7 | 4 | 1,149 | 1,293 | 1,310 |
| 湖北 | III 类资源 | 237 | 20 | 12 | 5 | 1,177 | 1,196 | 1,239 |
| 陕西 | III 类资源 | 110 | 7 | 3 | 2 | 1,229 | 1,419 | 1,668 |
| 贵州 | III 类资源 | 156 | 15 | 9 | 4 | 1,235 | 1,240 | 1,244 |
| 海南 | III 类资源 | 41 | 3 | 2 | 1 | 1,331 | 1,058 | 1,259 |
| 广西 | III 类资源 | 40 | 3 | 2 | 1 | 1,078 | 1,260 | 1,265 |
| 河南 | III 类资源 | 23 | 3 | 2 | 2 | 1,364 | 1,450 | 1,475 |
| 浙江 | III 类资源 | 132 | 7 | 4 | 3 | 1,009 | 950 | 1,042 |
| 西藏 | III 类资源 | 83 | 4 | 2 | 0 | 1,223 | 1,293 | 1,159 |

资料来源：公司招股说明书，光大证券研究所整理

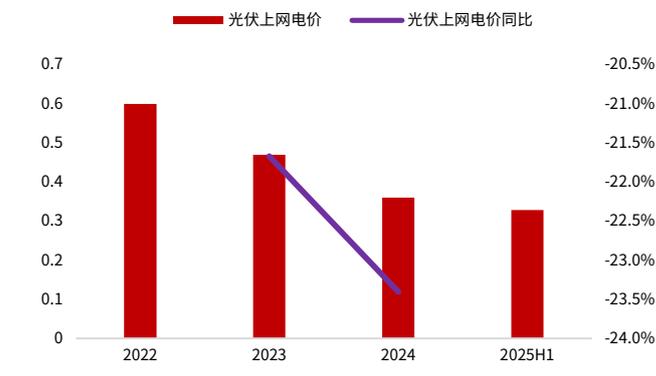
市场化交易占比逐年提升，光伏上网电价持续下降。由于公司市场化交易电量占比提升，公司 2022-2024 年光伏除税上网电价逐年下降，分别为 0.60 元/千瓦时、0.47 元/千瓦时、0.36 元/千瓦时。公司 2022-2024 年光伏上网电量分别为 80.27 亿千瓦时、160.76 亿千瓦时、302.71 亿千瓦时。市场化交易电量占比上升拉低公司整体上网电价。2025 年上半年光伏上网电价（除税）继续下行，达 0.33 元/千瓦时。

图 27: 公司光伏上网电量及公司整体市场化交易电量占比 (2022-2024 年, 亿千瓦时, %)



资料来源: 公司招股说明书, 光大证券研究所

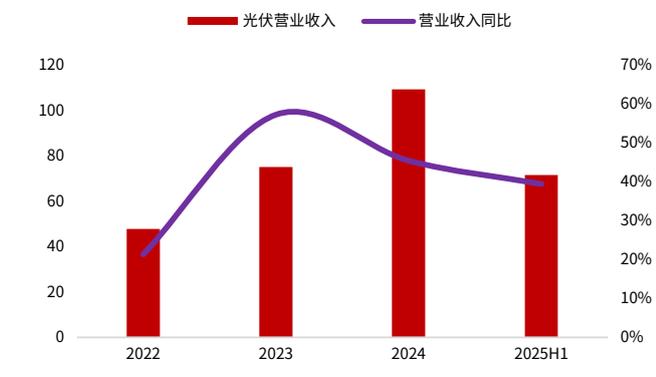
图 28: 公司光伏上网电价及同比 (2022-2025H1, 元/千瓦时, %)



资料来源: 公司招股说明书, 光大证券研究所

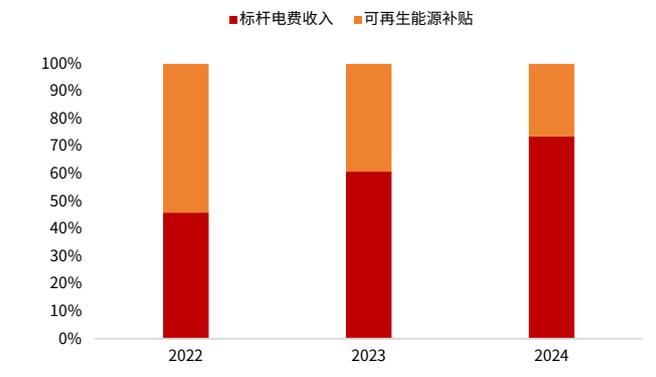
光伏营收高速增长, 可再生能源补贴收入保持较高水平。2022-2024 年, 公司光伏营业收入持续增长, 分别为 47.80 亿元、75.20 亿元、109.39 亿元, 同比增长 21.38%、57.31%、45.47%, 整体保持较高增速。2022-2024 年, 公司标杆电费收入分别为 21.95 亿元、45.74 亿元、80.50 亿元, 呈现逐年增长的趋势。2022-2024 年, 公司光伏可再生能源补贴收入分别为 25.84 亿元、29.45 亿元、28.89 亿元。虽然 2024 年较 2023 年有所下降, 但整体在三年间仍保持在较高水平。2025 年上半年, 光伏发电业务实现营收 71.62 亿元, 同比增长 39.47%。

图 29: 公司光伏整体营收及同比 (2022-2025H1, 亿元, %)



资料来源: 公司招股说明书, 光大证券研究所

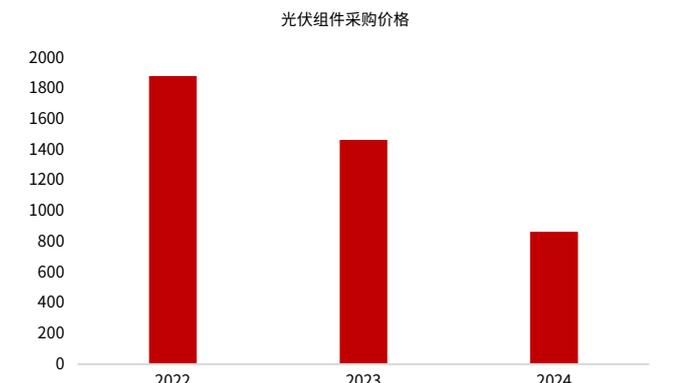
图 30: 公司光伏标杆电费收入及可再生能源补贴占比 (2022-2024 年, %)



资料来源: 公司招股说明书, 光大证券研究所

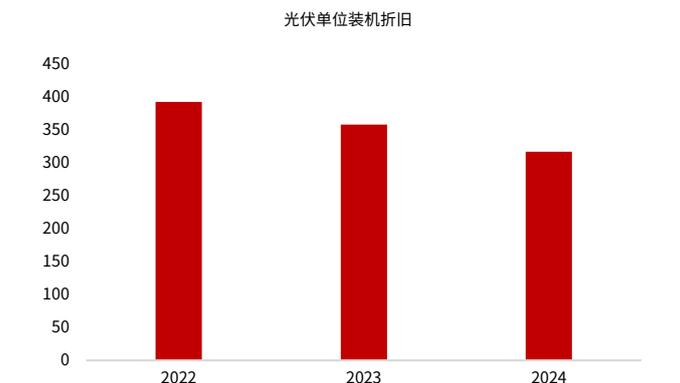
采购成本折旧齐下降, 光伏建设成本持续走低。公司光伏组件采购合同价格呈现下降趋势, 2022-2024 年公司光伏组件采购合同价格分别为 1883.18 元/千瓦、1464.73 元/千瓦和 865.41 元/千瓦。从折旧维度来看, 2022-2024 年公司光伏折旧分别为 50.81 亿元、79.15 亿元、116.08 亿元, 对应光伏单位折旧成本分别为 393.10 元/千瓦、358.37 元/千瓦、317.25 元/千瓦, 光伏单位装机折旧逐年下降。

图 31: 公司光伏组件采购价格 (2022-2024 年, 元/千瓦)



资料来源: 公司招股说明书, 光大证券研究所

图 32: 公司光伏单位装机折旧 (2022-2024 年, 元/千瓦)



资料来源: 公司招股说明书, 光大证券研究所

4、核电运营平稳，贡献相对稳健投资收益

公司参股中国核电旗下福清核电 (参股 39%)、三门核电 (参股 10%)，截至 2025 年年底，其装机容量分别为 667.8、250 万千瓦。

福建福清核电有限公司隶属于中国核工业集团，成立于 2006 年 5 月，由中国核能电力股份有限公司、华电新能源集团股份有限公司、福建省投资开发集团有限责任公司分别按 51%、39%和 10%的比例共同出资组建。福清核电现有 6 台百万千瓦级压水堆核电机组在运行，总装机容量 667.8 万千瓦。1-4 号机组采用二代改进型成熟技术，5-6 号机组采用拥有完全自主知识产权的三代核电技术“华龙一号”。2021 年 1 月 30 日，5 号机组投入商业运行；2022 年 3 月 25 日，6 号机组投入商业运行，标志着“华龙一号”示范工程全面建成投产。项目地理条件优越，具备建设 8 台核电机组的条件，目前正积极推进 7、8 号机组前期工作。

三门核电有限公司成立于 2005 年 4 月 17 日，由中国核能电力股份有限公司控股 (56%)，浙能电力 (20%)、国电投核能 (14%) 和华电新能 (10%) 参股共同组建，全面负责三门核电一期、二期工程的建造、调试、运营和管理。三门核电一期工程是我国三代核电自主化依托项目，1 号机组是全球首台 AP1000 机组。1、2 号机组分别于 2018 年 9 月 21 日，2018 年 11 月 5 日商运。二期工程 3、4 号机组分别于 2022 年 6 月 28 日，2023 年 3 月 22 日正式开工，预计分别于 2027 年投入商业运行。

三门第二核电有限公司成立于 2025 年 3 月 20 日，是三期工程项目业主。三期工程将采用我国自主知识产权的三代核电技术“华龙一号”建设 2×1215 兆瓦机组，于 2025 年 4 月 27 日通过国务院常务会议核准。三门第二核电由三门核电有限公司控股 90%。

核电项目为优质的电力资产，盈利能力较强。2021-2025H1，福清核电、三门核电分别实现净利润如下表所示。

表 11: 2021-2025H1 福清核电和三门核电的净利润 (亿元)

| | 2021 年 | 2022 年 | 2023 年 | 2024 年 | 2025H1 |
|----------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 福清核电 | 27.76 | 42.07 | 44.51 | 38.13 | 33.43 |
| 三门核电 | 14.47 | 10.32 | 21.45 | 12.98 | 7.35 |
| 合计贡献投资收益 | 12.27 | 17.44 | 19.51 | 16.17 | 13.57 |
| 占公司净利润比例 | 16% | 19% | 19% | 17% | 20% |

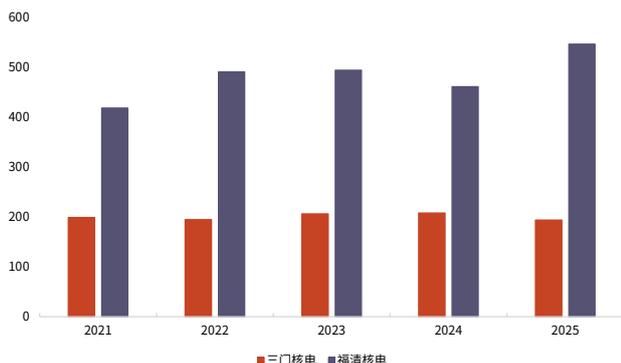
资料来源: 公司公告、中国核电公告、光大证券研究所

影响核电盈利的主要有以下因素：

1、机组利用小时

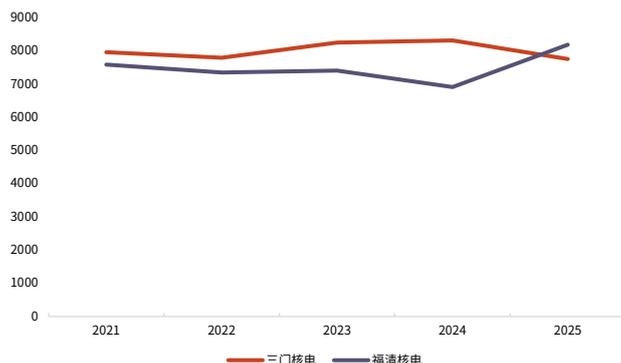
2021-2025 年三门核电、福清核电整体利用小时数相对比较平稳；其中福清核电由于其 4 号机组小修（于 2024 年 10 月 8 日结束小修并网发电），导致 2024 年利用小时数有所下降，对应当年发电量有所下行。2025 年，福清核电发电量同比增长 18.52%，主要原因为当年度机组检修天数较去年有所减少，发电量同比增加。但整体而言，福清核电及三门核电运营相对平稳。

图 33：福清核电、三门核电发电量（2021-2025 年，亿千瓦时）



资料来源：公司招股说明书，中国核电公告，光大证券研究所

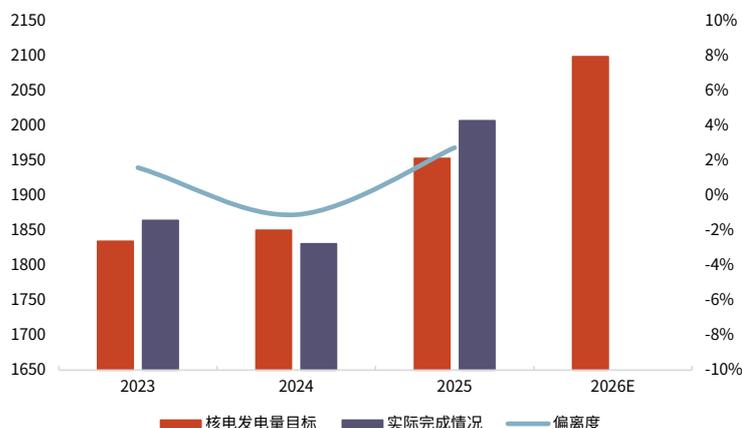
图 34：福清核电、三门核电利用小时数（2021-2025 年，小时）



资料来源：公司招股说明书，中国核电公告，光大证券研究所

年初发布发电量目标，整体完成偏离度有限。中国核电每年年初发布当年核电发电量，整体完成度高。2026 年，中国核电全年发电量目标为 2,592 亿千瓦时，其中核电计划发电量为 2,100 亿千瓦时。整体发电量稳定且预计完成度高。

图 35：中国核电核电板块发电量完成情况（2023-2026E，亿千瓦时）



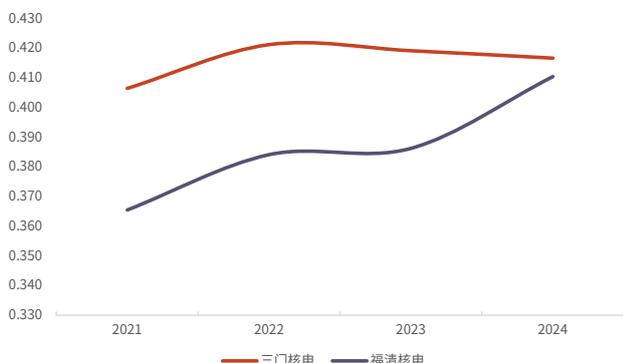
资料来源：中国核电公告，光大证券研究所

2、上网电价

公司参股的核电机组主要集中于浙江及福建，核电电价相对稳健。福清核电、三门核电机组分别位于福建省、浙江省，两省核电电价机制稍有差异。其中，福建省核电受市场化影响较为明显，整体电价变动幅度更为显著，23、24 年年度长协价格上行，同步拉动福清核电上网电价上涨。参考 2026 年福建省及浙江省电力交易细则，当年年初即可推算全年上网电价大致水平；其中，福清核电至少 70%电量的上网电价由年初年度长协电价确认；三门核电 90%电量在年初即可

确认 (50%电量签署年度长协电价, 40%电量由固定的政府授权合同约定)。年初发电量完成度较高情况下, 整体电价及对应营收可预见性强。

图 36: 福清核电、三门核电上网电价 (含税) (2021-2024 年, 元/千瓦时)



资料来源: 公司招股说明书, 光大证券研究所

表 12: 福建省、浙江省核电电价定价机制

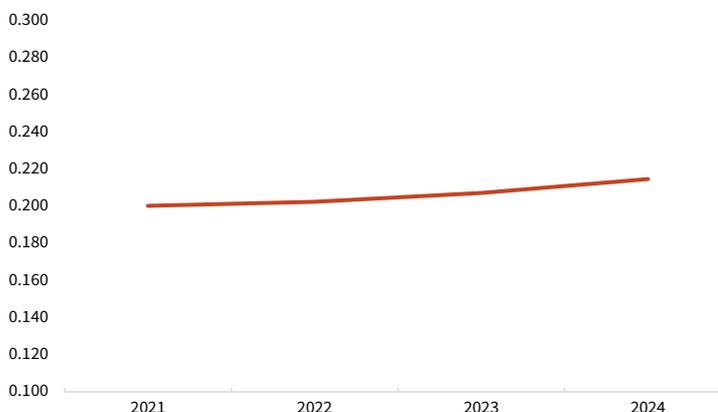
| 省份 | 2026 年核电交易机制 |
|-----|---|
| 福建省 | 核电发电企业 2026 年年度中长期合同签订电量应不低于上一年实际上网电量的 70%, 并通过后续合同签订, 保障各月的中长期合同签订电量比例不低于当月市场化上网电量的 80%。未参与市场交易的核电发电上网电量用于保障居民、农业优先购电。 |
| 浙江省 | 2026 年电力市场化交易方案中提及, 核电 50%电量通过中长期市场交易, 10%电量通过现货市场交易, 40%电量分配政府授权合约, 执行政府定价。 |

资料来源: 福建省电力交易中心, 浙江省电力交易中心, 光大证券研究所

3、营业成本

核电营业成本主要由核燃料、折旧及燃料处置金及运维组成, 度电营业成本稳定。核电运营商主要营业成本包括核燃料、折旧、燃料处置金及运维组成; 参考中国广核 2024 年营业成本情况, 其占电力营业总成本比例分别为 25.6%、31.36%、10.92%及 32.11%。参考中国核电, 其度电营业成本在 2020-2024 期间整体处于平稳状态, 为 0.200 元/千瓦时左右。

图 37: 中国核电核电业务度电营业成本 (2021-2024, 元/千瓦时)



资料来源: Wind, 中国核电年报, 光大证券研究所

公司参股核电项目经营稳定, 为公司盈利的重要组成部分。我们预计在 2027 年三门核电 3、4 号机组进入商业运行后将为公司贡献利润增量。未来三门第二核电的 5、6 号机组也将成为公司新的利润增长点。

5、募投资项目分散布局，多点并进

公司本轮 IPO 募投资金拟投入 4 个项目。

风光大基地项目：公司围绕国家提出的清洁能源基地概念，坚持推进具有竞争力的基地式规模化项目建设，在新疆清洁能源基地、黄河上游清洁能源基地等基地布局“风光大基地项目建设”；项目平均资本金净利润率为 9.39%，平均投资回收期（税后）为 12.67 年。

就地消纳负荷中心项目：公司在中东部负荷中心及周边地区开发建设分散式风电和分布式光伏，积极探索光伏与其他产业的融合，布局光伏复合以及整县光伏等“就地消纳负荷中心项目”；项目平均资本金净利润率为 11.24%，平均投资回收期（税后）为 13.00 年。

新型电力系统协同发展项目：公司积极融入新型电力系统建设，在风光资源较好位置配套储能可以调和新能源间歇性、波动性，积极在甘肃、贵州等地布局风光配储“新型电力系统协同发展项目”；项目平均资本金净利润率为 11.30%，平均投资回收期（税后）为 12.86 年。

绿色生态文明协同发展项目：公司融入生态保护、治理和修复概念，通过板上发电和板下经济、治沙改土、矿山治理、资源综合利用等发展模式，实现新能源发电、生态恢复、荒漠治理多位一体模式，积极布局光伏治沙、风电老旧改造、复杂地形山地风电等“绿色生态文明协同发展项目”；项目平均资本金净利润率为 9.86%，平均投资回收期（税后）为 12.80 年。

表 13：公司募投资项目概况

| 项目名称 | 总装机规模 (万千瓦) | 总投资金额 (亿元) |
|--------------|-------------|------------|
| 风光大基地项目 | 525.00 | 295.40 |
| 就地消纳负荷中心项目 | 362.55 | 164.84 |
| 新型电力系统协同发展项目 | 305.20 | 150.81 |
| 绿色生态文明协同发展项目 | 323.80 | 193.42 |
| 总计 | 1516.55 | 804.46 |

资料来源：公司招股说明书，光大证券研究所

6、行业装机龙头，光伏板块具备优势

公司是行业控股装机规模最大的新能源运营商，总控股装机量达到近 8113.75 万千瓦。截至 2025 年上半年末，公司控股新能源装机容量合计 8113.75 万千瓦，其中风电/光伏控股装机容量分别为 3554.22/4559.53 万千瓦。根据公司招股说明书，公司的可比上市公司包括龙源电力、三峡能源、节能风电、太阳能。其中龙源电力和三峡能源的新能源控股装机规模与公司较为接近。

表 14：截至 2025 年上半年公司及同行业可比公司风电、光伏装机情况 (万千瓦)

| 公司名称 | 风电装机容量 | 光伏装机容量 | 新能源总装机容量 |
|------|---------|---------|----------|
| 龙源电力 | 3139.51 | 1179.49 | 4319.00 |
| 三峡能源 | 2297.02 | 2590.55 | 4887.57 |
| 节能风电 | 614.20 | - | 614.20 |
| 太阳能 | - | 653.50 | 653.50 |
| 华电新能 | 3554.22 | 4559.53 | 8113.75 |

资料来源：各公司公告，光大证券研究所

聚焦陆上风电，布局风力资源丰富地区。截至 2024 年底，公司风电控股装机容量达到 3205.45 万千瓦，公司的风电项目覆盖全国 30 个区域，业务主要分布于

内蒙古、新疆、甘肃等风力资源丰富的区域；同期龙源电力风电控股装机容量达 3040.88 万千瓦，业务主要分布于内蒙古、江苏、福建等地；三峡能源风电控股装机容量达 2243.20 万千瓦，业务主要聚焦海上风电业务，主要分布于广东、福建、江苏等沿海地区。

光伏控股装机行列前茅，集中分布光照丰富区。截至 2024 年底，公司光伏控股装机容量达到 3659.26 万千瓦，公司的光伏项目遍布全国 31 个区域，在光照资源丰富的新疆、内蒙古、甘肃等地，装机集中且规模巨大；同期三峡能源光伏控股装机容量达 2426.57 万千瓦，业务聚集在内蒙古和青海等地；太阳能光伏控股装机容量达 607.60 万千瓦，业务集中分布在华东与西北地区。

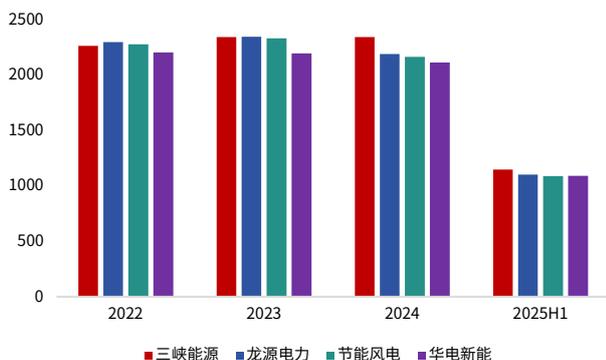
表 15：2024 年不同上市公司风能、光伏发电量的地域结构

| | 省份 | 风电 | | 光伏 | | 省份 | 风电 | | 光伏 | |
|------|-------|--------------|---------------|--------------|---------------|------|--------------|---------------|--------------|---------------|
| | | 发电量 (亿千瓦时) | 发电量占比 | 发电量 (亿千瓦时) | 发电量占比 | | 发电量 (亿千瓦时) | 发电量占比 | 发电量 (亿千瓦时) | 发电量占比 |
| 三峡能源 | 福建 | 45.05 | 9.97% | 0.7 | 0.29% | 山西 | 6.55 | 1.45% | 19.77 | 8.24% |
| | 广东 | 48.20 | 10.67% | 2.08 | 0.87% | 江苏 | 50.73 | 11.23% | 2 | 0.83% |
| | 内蒙古 | 78.90 | 17.47% | 59.8 | 24.93% | 浙江 | 0.83 | 0.18% | 12.19 | 5.09% |
| | 青海 | 8.25 | 1.83% | 29.63 | 12.36% | 安徽 | 16.01 | 3.54% | 12.59 | 5.25% |
| | 甘肃 | 24.00 | 5.31% | 13.4 | 5.59% | 河南 | 18.28 | 4.05% | 0.22 | 0.09% |
| | 陕西 | 2.15 | 0.48% | 8.24 | 3.44% | 江西 | 0.88 | 0.19% | 1.13 | 0.47% |
| | 宁夏 | 11.08 | 2.45% | 12 | 5.00% | 新疆 | 21.84 | 4.83% | 9.24 | 3.85 |
| | 黑龙江 | 10.19 | 2.26% | 1.95 | 0.81% | 湖南 | 2.64 | 0.58% | - | - |
| | 吉林 | 3.77 | 0.83% | 3.07 | 1.28% | 四川 | 6.03 | 1.33% | 4.12 | 1.72% |
| | 辽宁 | 10.19 | 2.26% | 2.87 | 1.19% | 重庆 | 3.57 | 0.79% | 4.11 | 1.71% |
| | 云南 | 29.66 | 6.57% | 23.61 | 9.84% | 贵州 | 2.52 | 0.56% | 0.72 | 0.30% |
| | 广西 | 4.15 | 0.92% | 6.08 | 2.54% | 山东 | 34.02 | 7.53% | 12.35 | 5.15% |
| | 河北 | 12.22 | 2.71% | 10.51 | 4.38% | 海南 | - | - | 1.61 | 0.67% |
| 天津 | 0.05 | 0.01% | - | - | | | | | | |
| 龙源电力 | 黑龙江 | 31.98 | 5.28% | - | - | 天津 | 9.5 | 1.57% | | |
| | 吉林 | 21.45 | 3.54% | - | - | 山西 | 25.27 | 4.17% | | |
| | 辽宁 | 32.60 | 5.38% | - | - | 宁夏 | 16.6 | 2.74% | | |
| | 内蒙古 | 66.20 | 10.93% | - | - | 贵州 | 17.96 | 2.97% | | |
| | 江苏陆上 | 23.32 | 3.85% | - | - | 陕西 | 17.7 | 2.92% | | |
| | 江苏海上 | 58.77 | 9.71% | - | - | 西藏 | 0.14 | 0.02% | | |
| | 浙江 | 3.75 | 0.62% | - | - | 重庆 | 6.68 | 1.10% | | |
| | 福建 | 33.39 | 5.51% | - | - | 上海 | 1.2 | 0.20% | | |
| | 海南 | 1.28 | 0.21% | - | - | 广东 | 3.31 | 0.55% | | |
| | 甘肃 | 35.05 | 5.79% | - | - | 湖南 | 7.08 | 1.17% | | |
| | 新疆 | 35.17 | 5.81% | - | - | 广西 | 29.72 | 4.91% | | |
| | 河北 | 36.73 | 6.07% | - | - | 江西 | 4.66 | 0.77% | | |
| | 云南 | 32.47 | 5.36% | - | - | 湖北 | 2.11 | 0.35% | | |
| 安徽 | 17.71 | 2.92% | - | - | 青海 | 2.57 | 0.42% | | | |
| 山东 | 13.65 | 2.25% | - | - | | | | | | |
| 华电新能 | 安徽 | 7.89 | 1.37% | 4.88 | 1.59% | 江苏 | 8.92 | 1.55% | 17.56 | 5.71% |
| | 福建 | 27.45 | 4.76% | 5.98 | 1.94% | 江西 | 2.89 | 0.50% | 1.68 | 0.55% |
| | 甘肃 | 35.17 | 6.10% | 17.98 | 5.84% | 辽宁 | 3.74 | 0.65% | 0.26 | 0.08% |
| | 广东 | 22.98 | 3.98% | 7.09 | 2.30% | 内蒙古 | 88.84 | 15.40% | 10.87 | 3.53% |
| | 广西 | 19.08 | 3.31% | 3.05 | 0.99% | 宁夏 | 25.11 | 4.35% | 10.69 | 3.47% |
| | 贵州 | 0.76 | 0.13% | 14.75 | 4.79% | 青海 | 3.02 | 0.52% | 17.69 | 5.75% |
| | 河北 | 31.23 | 5.41% | 15.81 | 5.14% | 山东 | 23.81 | 4.13% | 18.99 | 6.17% |
| | 河南 | 16.55 | 2.87% | 2.58 | 0.84% | 山西 | 20.24 | 3.51% | 9.13 | 2.97% |
| | 黑龙江 | 26.92 | 4.67% | 1.54 | 0.50% | 陕西 | 13.18 | 2.28% | 6.51 | 2.12% |
| | 湖北 | 4.91 | 0.85% | 20.43 | 6.64% | 四川 | 25.77 | 4.47% | 13.34 | 4.34% |
| | 湖南 | 23.48 | 4.07% | 1.11 | 0.36% | 新疆 | 92.33 | 16.00% | 47.57 | 15.46% |
| | 吉林 | 6.24 | 1.08% | 0.67 | 0.22% | 北京 | - | - | 0.54 | 0.18% |
| | 云南 | 32.08 | 5.56% | 24.83 | 8.07% | 海南 | - | - | 3.42 | 1.11% |
| | 浙江 | 7.06 | 1.22% | 7.2 | 2.34% | 天津 | - | - | 15.83 | 5.15% |
| | 重庆 | 6.68 | 1.16% | 0.53 | 0.17% | 西班牙 | 0.6 | 0.10% | - | - |

资料来源：公司招股说明书，各公司年报，光大证券研究所整理 备注：龙源电力未披露按区域划分的光伏发电数据

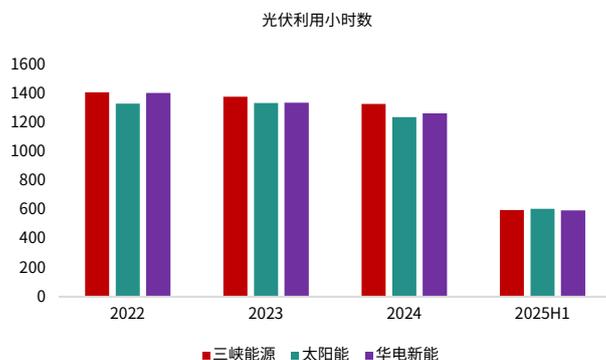
公司新能源利用小时数均高于全国平均，光伏利用小时数更具优势。公司2022-2024年光伏机组利用小时数处于1260-1400小时之间，得益于产能地理位置布局广泛、日照资源稳定性较强；2025年上半年，公司光伏利用小时数为596小时，高于全国平均560小时。公司风电大多为陆上风电，利用小时数整体在2100-2250小时之间；2025年上半年，公司风电利用小时数为1090小时，略高于全国平均1087小时。

图 38: 同行业公司风电利用小时数 (2022-2025 上半年, 小时)



资料来源: 公司招股说明书, 各公司公告, 光大证券研究所

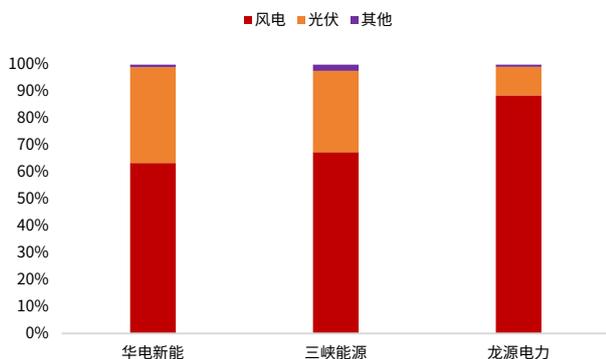
图 39: 同行业公司光伏利用小时数 (2022-2025 上半年, 小时)



资料来源: 公司招股说明书, 各公司公告, 光大证券研究所

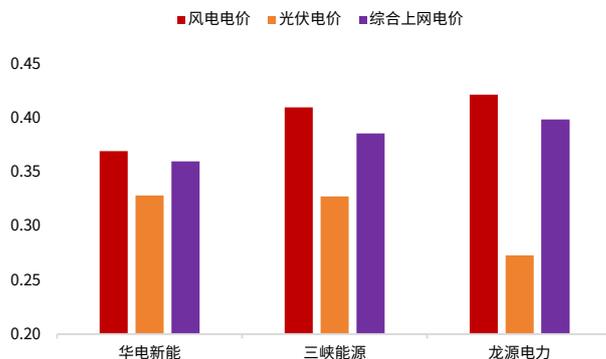
公司风电营收占大头，综合上网电价略低于其他公司。2025年上半年，公司风电营收占比63.68%，光伏占比35.82%；三峡能源风电营收占比67.50%，光伏占比30.22%；龙源电力风电占比88.58%，光伏占比10.63%。2025年上半年公司综合上网电价为0.386元/千瓦时（除税），由于电价较低的光伏占比较高以及风电主要以电价较低的陆上风电为主，因此拉低了公司整体上网电价。截至2025年上半年，三峡能源海上风电并网装机总规模714.67万千瓦，占其风电装机容量30%左右；因海上风电上网电价较高拉高了三峡能源的综合上网电价，2025年上半年为0.410元/千瓦时（除税）。龙源电力风电营收占比高且上网电价高，拉高了综合上网电价，为0.399元/千瓦时（除税）。横向来看，公司光伏电价具备优势，高于三峡能源、龙源电力。

图 40: 同行业公司营收占比 (2025H1, %)



资料来源: 公司招股说明书, 各公司公告, 光大证券研究所

图 41: 同行业公司风电、光伏、综合上网电价 (除税) (2025H1, 元/千瓦时)

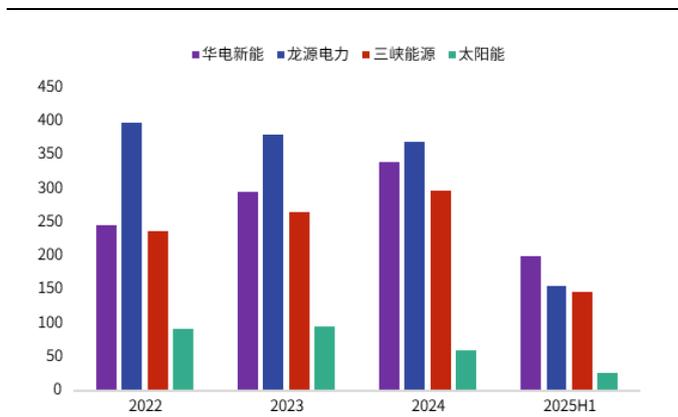


资料来源: 公司招股说明书, 各公司公告, 光大证券研究所

装机规模领先，公司营收及净利润规模具备优势。主要得益于规模扩张与光伏电价优势，2022-2024年华电新能营收从246.73亿元稳步增至339.68亿元，连续三年实现正增长，2025年上半年营收199.97亿元。由于龙源电力近年逐渐剥离火电资产，整体营收呈逐年下滑趋势；盈利性更强的风电装机提升拉动龙源

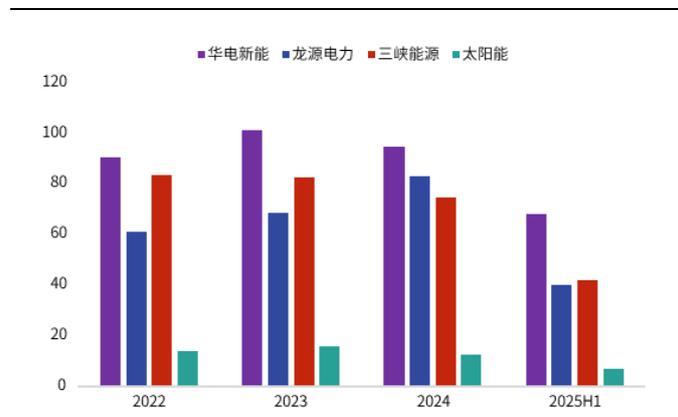
电力净利润逐年上升。三峡能源营收保持稳健增长，得益于新项目投产带动发电量提升。太阳能光伏产品销量与价格同步下滑，2024 年营收大幅缩水至 60.39 亿元，规模差距持续扩大。

图 42: 同行业公司营业收入对比情况 (2022-2025H1, 亿元)



资料来源: 各公司公告, 光大证券研究所

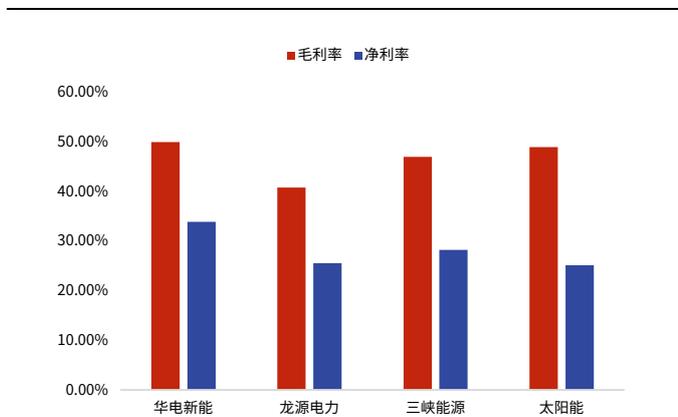
图 43: 同行业公司净利润对比情况 (2022-2025H1, 亿元)



资料来源: 各公司公告, 光大证券研究所

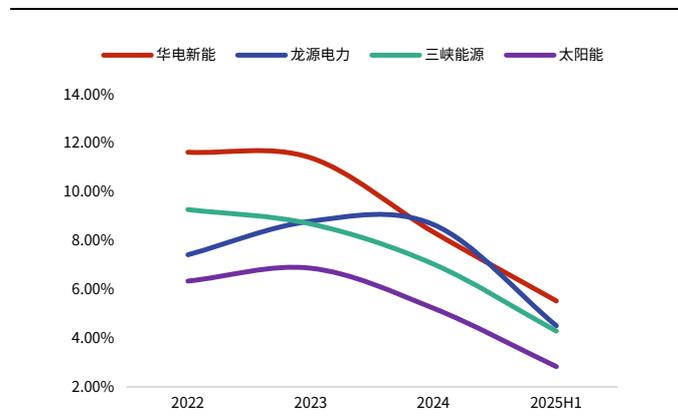
优质核电资产助力公司整体盈利水平具备优势。得益于光伏电价优势及核电资产的稳定投资收益，公司整体盈利水平较为突出。2025 年上半年，公司毛利率、净利率分别为 50.02%、33.92%，在行业中具备优势。同期，龙源电力 (40.88%、25.57%)、太阳能 (49.02%、25.18%)，三峡能源 (47.06%、28.30%)。ROE (摊薄) 维度，受限于上网电价行业性下行，整体绿电运营商 ROE (摊薄) 均有所下行。2025 年上半年，公司 ROE (摊薄) 为 5.53%；龙源电力、三峡能源、太阳能分别为 4.51%、4.30%、2.83%。

图 44: 同行业公司毛利率与净利率对比 (2025H1, %)



资料来源: 各公司公告, 光大证券研究所

图 45: 同行业公司 ROE (摊薄) 对比 (2022-2025H1, %)



资料来源: 各公司公告, 光大证券研究所

7、盈利预测与估值

7.1 关键假设

营业收入及营业成本预测：

1) 境内新能源发电业务：

a. 未来新能源装机容量变化假设：

截至 25H1, 公司在建项目为 2895.71 万千瓦, 新取得项目核准/备案容量 1959.89 万千瓦, 为公司未来绿电扩张提供增量保证。我们预计公司新增风电、光伏控股装机容量在 2025-27 年保持较高水平。光伏经历 25 年上半年抢装后, 装机容量较 24 年年底增长 900 万千瓦, 后续增量预计稍有回落, 我们假设 25 年全年新增 1200 万千瓦, 26-27 年每年新增 500 万千瓦控股装机容量。公司在手核准项目丰沛, 我们预计 25 年上半年光伏经历抢装后, 风电将成为公司装机重要增量。公司上半年风电新增装机 352 万千瓦, 我们假设公司风电 25 年全年新增 500 万千瓦装机容量; 26-27 年每年新增 1000 万千瓦。对应 25-27 年风电、光伏控股装机容量分别为 3702、4702、5702 万千瓦和 4859、5359、5859 万千瓦。

表 16: 公司风电、光伏控股装机容量预测 (万千瓦)

| | 2023 | 2024 | 2025E | 2026E | 2027E |
|---------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 新能源总装机量 | 4869 | 6862 | 8561 | 10061 | 11561 |
| YOY | 38.39% | 40.91% | 24.76% | 17.52% | 14.91% |
| -风电 | 2661 | 3202 | 3702 | 4702 | 5702 |
| YOY | 19.12% | 20.35% | 15.60% | 27.01% | 21.27% |
| -光伏 | 2209 | 3659 | 4859 | 5359 | 5859 |
| YOY | 71.90% | 65.68% | 32.79% | 10.29% | 9.33% |

资料来源：公司招股说明书，光大证券研究所预测

b. 影响新能源发电业务营收主要变量的假设

随着绿电入市体量快速提升, 其消纳水平预期稍下行, 我们假设公司绿电利用小时数逐年下降。2025 年为“136 号文”落地元年, 光伏、风电装机抢装趋势明显, 风电、光伏利用小时数预计受压显著, 因此我们预计 2025 年风电、光伏利用小时数较 2024 年有较大降幅; 后续随着特高压的建成及绿电消纳政策的持续推进, 我们预期 2026、2027 年风电、光伏利用小时数降幅收窄。2025 年上半年, 公司风电、光伏利用小时数分别为 1090、596 小时, 同比分别下降 38、49 小时。2025 年第三季度来风偏弱 (全国 2025 第三季度风电利用小时数同比下降 46 小时), 我们预计 2025 年全年风电利用小时数下降至 1900 小时 (同比下降 212 小时); 随着绿电消纳问题逐渐解决, 我们假设 2026 及 2027 年利用小时数下降速度放缓, 分别下降 50、20 小时, 对应 1850、1830 小时。我们预计光伏 2025 年利用小时数下降至 1100 小时 (同比下降 166 小时); 2026 及 2027 年分别为 1050、1030 小时。

综合各发电类型装机容量及利用小时数估算, 我们预计公司 2025-2027 年的风电发电量分别为 703、870、1044 亿千瓦时, 同比增速分别为 21.92%、23.67%、19.95%; 其上网电量为 694、858、1029 亿千瓦时。光伏发电量为 535、563、604 亿千瓦时, 同比增长 73.55%、5.28%、7.25%, 其上网电量为 526、554、594 亿千瓦时。

2022-2024 年公司市场化交易电量比例提升, 分别为 265.91、409.82、543.05 亿千瓦时, 占上网电量比例分别为 51.60%、61.80%、62.29%, 压制风电、光伏的上网电价。2025 年上半年公司风电、光伏上网电价 (除税) 大幅下行, 分别为 0.381、0.328 元/千瓦时, 较 2024 年分别下降 2 分/千瓦时、3 分/千瓦时。

我们预计随着电力市场化持续推进，公司 2025-27 年市场化交易电量比例继续上升，绿电上网电价对应下行；叠加 25 年上半年抢装影响，风电、光伏 2025 年上网电价下行显著，预计 2026-2027 年电价下行将有所放缓。我们假设 2025-2027 年风电的上网电价（除税）分别为 0.370、0.365、0.360 元/千瓦时，光伏的上网电价（除税）分别为 0.325、0.320、0.315 元/千瓦时。

综上，我们预计公司 2025-2027 年境内新能源发电业务营收分别为 427、491、558 亿元，同比增长 27%、15%、14%。

表 17：公司新能源发电利用小时数、发电量、售电量及上网电价预测

| | 2023 | 2024 | 2025E | 2026E | 2027E |
|-----------------------|---------|---------|---------|--------|--------|
| 利用小时数 (小时) | | | | | |
| -风电 | 2194 | 2112 | 1900 | 1850 | 1830 |
| YOY | -0.45% | -3.74% | -10.04% | -2.63% | -1.08% |
| -光伏 | 1338 | 1266 | 1100 | 1050 | 1030 |
| YOY | -4.77% | -5.38% | -13.11% | -4.55% | -1.90% |
| 总发电量 (亿千瓦时) | 673 | 885 | 1238 | 1433 | 1647 |
| YOY | 27.70% | 31.50% | 39.89% | 15.73% | 14.96% |
| -风电 | 509 | 577 | 703 | 870 | 1044 |
| YOY | 14.38% | 13.36% | 21.92% | 23.67% | 19.95% |
| -光伏 | 164 | 308 | 535 | 563 | 604 |
| YOY | 100% | 87.80% | 73.55% | 5.28% | 7.25% |
| 总上网电量 (亿千瓦时) | 663 | 872 | 1220 | 1412 | 1623 |
| YOY | 28.74% | 31.52% | 39.91% | 15.74% | 14.96% |
| -风电 | 502 | 569 | 694 | 858 | 1029 |
| YOY | 15.40% | 13.35% | 21.96% | 23.67% | 19.95% |
| -光伏 | 161 | 303 | 526 | 554 | 594 |
| YOY | 100.57% | 88.20% | 73.59% | 5.28% | 7.25% |
| 除税上网电价 (元/千瓦时) | - | - | - | - | - |
| -风电 | 0.44 | 0.4 | 0.370 | 0.365 | 0.360 |
| YOY | -2.22% | -9.09% | -7.50% | -1.35% | -1.37% |
| -光伏 | 0.47 | 0.36 | 0.325 | 0.320 | 0.315 |
| YOY | -21.67% | -23.40% | -9.72% | -1.54% | -1.56% |

资料来源：公司招股说明书，光大证券研究所预测

c.影响新能源发电业务营业支出主要变量的假设

根据我们的推算，2024 年公司风电、光伏单位装机营业支出分别为 442、253 元/千瓦。公司 2022-2024 年整体折旧成本占营业支出的比例分别为 74%、73%、75%。折旧成本是影响营业支出的主要因素，因此我们通过装机成本变化（折旧变化），来测算公司营业成本变动水平。2025 年风电装机成本预计维持 2024 年水平；2025 年光伏组件成本有所下降，我们假设光伏装机成本同比下降 20%；对应 2025 年新增风电、光伏单位装机营业支出分别为 442 元/千瓦、202 元/千瓦；对应 2025 年风电、光伏业务单位装机营业支出分别为 442、240 元/千瓦。

“反内卷”背景下，我们假设 2026、2027 年风电、光伏新增装机成本维持 2025 年水平；对应 2026、2027 年风电业务单位装机营业成本均为 442 元/千瓦，光伏业务单位装机营业成本分别为 237、234 元/千瓦。我们预计公司 2025-2027 年境内新能源发电业务支出分别为 280、335、389 亿元，同比增长 54%、19%、16%。

表 18: 营业支出预测

| | 2023 | 2024 | 2025E | 2026E | 2027E |
|---------------------|------|------|-------|-------|-------|
| 总营业支出 (亿元) | 141 | 182 | 280 | 335 | 389 |
| YOY | 26% | 29% | 54% | 19% | 16% |
| -风电 (亿元) | 107 | 121 | 163 | 208 | 252 |
| 单位装机营业支出 (元/千瓦) | 460 | 442 | 442 | 442 | 442 |
| 存量单位装机营业支出 (元/千瓦) | | | 442 | 442 | 442 |
| 当年增量单位装机营业支出 (元/千瓦) | | | 442 | 442 | 442 |
| -光伏 (亿元) | 35 | 61 | 117 | 127 | 137 |
| 单位装机营业支出 (元/千瓦) | 282 | 253 | 240 | 237 | 234 |
| 存量单位装机营业支出 (元/千瓦) | | | 253 | 240 | 237 |
| 当年增量单位装机营业支出 (元/千瓦) | | | 202 | 202 | 202 |

资料来源: 公司招股说明书, 光大证券研究所预测

2) 其他业务收入

2022-2024 年公司主营业务收入占营业收入比例均在 99%以上, 主营业务突出; 其他业务收入主要包括特许权建造收入及租赁业务收入、以及非绿色能源发电收入, 对公司总体经营成果影响较小。公司 2024 年其他业务收入为 2.9 亿元, 我们假设 2025-2027 年平稳运营, 该部分营收均为 3 亿元。2025 年公司投产 2 台 100 万千瓦的新疆大基地火电机组 (上半年投产 1 台、三季度投产 1 台); 2025 年上半年实现营业收入 0.65 亿元, 上网电量 2.82 亿千瓦时, 对应利用小时数 300 小时左右。我们假设 2025 年全年利用小时数 1000 小时, 2026、2027 年利用小时数 4000 小时; 对应营收分别为 4.3、17.3、17.3 亿元。因此 2025-2027 年其他业务营收分别为 7.3、20.3、20.3 亿元。

毛利润预测

综上, 我们预测公司 25-27 年新能源发电业务毛利润分别为 147、156、169 亿元, 其他业务毛利润分别为 4、6、6 亿元。因此公司 25-27 年整体毛利润分别为 152、162、175 亿元。

综上, 我们预计公司 2025-2027 年的营业收入分别为 435、512、578 亿元, 同比增长 28%、18%、13%; 毛利润为 151、162、175 亿元; 对应毛利率分别为 35%、32%、30%。

表 19: 公司主营业务预测

| | 2023 | 2024 | 2025E | 2026E | 2027E |
|------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 总体营收 (亿元) | 296 | 339 | 435 | 512 | 578 |
| YOY | 19.84% | 14.76% | 27.96% | 17.70% | 13.04% |
| -风电 | 219 | 228 | 256 | 314 | 371 |
| YOY | 11.35% | 4.11% | 12.64% | 22.29% | 18.18% |
| -光伏 | 75 | 109 | 171 | 177 | 187 |
| YOY | 57.31% | 45.33% | 56.86% | 3.66% | 5.57% |
| -其他 | 2 | 3 | 7 | 20 | 20 |
| 总体毛利润 (亿元) | 154 | 157 | 151 | 162 | 175 |
| YOY | 15.04% | 1.79% | -3.45% | 7.26% | 7.64% |
| -风电 | 112 | 107 | 93 | 106 | 119 |
| -光伏 | 41 | 48 | 54 | 50 | 50 |

| | | | | | |
|-----------|-----|-----|-----|-----|-----|
| -其他 | 1 | 2 | 4 | 6 | 6 |
| 总体毛利率 (%) | 52% | 46% | 35% | 32% | 30% |
| -风电 | 51% | 47% | 36% | 34% | 32% |
| -光伏 | 54% | 44% | 31% | 28% | 27% |
| -其他 | 65% | 65% | 60% | 28% | 28% |

资料来源：公司招股说明书，光大证券研究所预测

7.2 盈利预测与估值

2024 年风电/光伏度电净利润分别为 0.112/0.071 元/千瓦时。随着新能源市场化持续推进，我们假设新能源度电净利润在其上网电价下降、度电营业支出上行共同影响下，有所下行；对应风电 2025-2027 年度度电净利润为 0.080、0.073、0.069 元/千瓦时；同期光伏为 0.050、0.040、0.030 元/千瓦时。对应风电、光伏净利润分别为 55.3、63.0、70.7 亿元及 26.3、22.1、17.8 亿元。

截至 25 年前三季度，公司投资收益收入为 19.32 亿元。公司核电板块业绩贡献相对稳定，2024 年由于核电机组小修，整体投资收益贡献稍有下降；我们假设公司 2025 年核电投资收益回归正常水平，对应投资收益为 22 亿。2026 年年度长协电价有所下行；同时根据中国核电 2026 年发电量目标来看，中国核电预计 2026 年核电计划发电量为 2100 亿千瓦时，较 2025 年完成情况同比增长 5%，预计将部分对冲电价下行带来的盈利影响。我们假设公司 2026 年投资收益同比下降 5%，至 21 亿元。2027 年三门核电 3、4 号机组进入商业运行后将为公司贡献利润增量，假设 3、4 号机组年中投产，预计投资收益贡献 7500 万左右水平；我们假设 2027 年投资收益增长至 22 亿元。

考虑到其他业务净利润贡献，我们预计 2025-2027 年公司整体净利润分别为 95.3、99.0、101.9 亿元。公司 2024 年净利润为 94.80 亿元，归母净利润为 88.31 亿元，合计权益比例为 93.15%。我们假设公司 2025-2027 年维持该水平，对应归母净利润分别为 88.9、92.5、95.3 亿元，折合 EPS 0.21、0.22、0.23 元。

表 20：公司净利润及归母净利润预测

| | 2023 | 2024 | 2025E | 2026E | 2027E |
|---------------|--------|---------|---------|---------|---------|
| 净利润 (亿元) | 101.4 | 94.8 | 95.3 | 99.0 | 101.9 |
| YOY (%) | 12.25% | -6.49% | 0.54% | 3.88% | 2.90% |
| 其中：风电 | 74.9 | 63.5 | 55.3 | 63.0 | 70.7 |
| YOY | 13.81% | -15.20% | -12.98% | 13.99% | 12.13% |
| 度电净利润 (元/千瓦时) | 0.149 | 0.112 | 0.080 | 0.073 | 0.069 |
| 光伏 | 19.7 | 21.5 | 26.3 | 22.1 | 17.8 |
| YOY | 44.21% | 9.17% | 22.47% | -15.78% | -19.56% |
| 度电净利润 (元/千瓦时) | 0.122 | 0.071 | 0.050 | 0.040 | 0.030 |
| 其他 | 6.8 | 9.8 | 13.7 | 13.8 | 13.4 |
| 权益比例 | 94.89% | 93.15% | 93.15% | 93.15% | 93.15% |
| 归母净利润 (亿元) | 96.2 | 88.3 | 88.9 | 92.5 | 95.3 |
| YOY | 12.88% | -8.20% | 0.68% | 4.05% | 3.00% |
| EPS(元) | 0.27 | 0.25 | 0.21 | 0.22 | 0.23 |

资料来源：公司公告，光大证券研究所预测

公司的主营业务为风力发电、太阳能发电为主的新能源项目的开发、投资和运营。从主要业务类型、业务布局、新能源业务规模等角度综合考虑，我们选取国有大型发电集团旗下以新能源发电业务为主的主要上市公司作为同行业可比公司，包括龙源电力、三峡能源、节能风电和太阳能。

龙源电力：主要从事风电场的设计、开发、建设、管理和运营，并经营火电、太阳能、潮汐、生物质、地热等其他发电项目。龙源电力是我国最早开发风电的专业化公司之一，业务分布于国内 31 个省区市以及加拿大、南非、乌克兰等国家，截至 2024 年末，龙源电力风电控股装机容量 3,040.88 万千瓦，光伏等其他可再生能源控股装机容量约 1,069.83 万千瓦。

三峡能源：主要从事风能、太阳能的开发、投资。三峡能源围绕“风光三峡”和“海上风电引领者”战略，积极推进海上风电和光伏项目开发，截至 2024 年末，三峡能源风电装机容量 2,243.20 万千瓦，太阳能发电累计装机容量 2,426.57 万千瓦。

节能风电：主要从事风力发电项目开发、投资管理、建设施工、运营维护。作为中国节能唯一风电开发平台，节能风电以张北坝上地区、甘肃河西走廊地区为基础，积极布局全国，同步开发澳大利亚等海外风电项目，截至 2024 年末，节能风电运营装机容量 604.27 万千瓦。

太阳能：主要从事太阳能光伏电站的投资运营、太阳能技术及相关配套产品研发、应用、转让及销售。太阳能为我国太阳能光伏发电项目投资运营商之一及国内第一家以太阳能光伏发电为主业的上市公司，截至 2024 年末，太阳能运营装机容量 607.60 万千瓦。

表 21：可比公司估值

| 代码 | 公司 | 收盘价 (元) | 市值(亿元) | 归母净利润 (亿元) | | | | PE (X) | | | |
|-----------|------|----------|--------|------------|-------|-------|-------|--------|-------|-------|----|
| | | 26/02/05 | 2024 | 2025E | 2026E | 2027E | 2024 | 2025E | 2026E | 2027E | |
| 001289.SZ | 龙源电力 | 15.52 | 1297 | 63.45 | 64.12 | 68.83 | 75.06 | 20 | 20 | 19 | 17 |
| 600905.SH | 三峡能源 | 4.11 | 1175 | 61.11 | 62.14 | 66.76 | 72.11 | 19 | 19 | 18 | 16 |
| 601016.SH | 节能风电 | 3.10 | 200 | 13.30 | 10.65 | 12.37 | 13.30 | 15 | 19 | 16 | 15 |
| 000591.SZ | 太阳能 | 5.43 | 213 | 12.25 | 11.49 | 12.06 | 12.64 | 17 | 19 | 18 | 17 |
| | 平均值 | | | | | | | 18 | 19 | 17 | 16 |
| 600930.SH | 华电新能 | 5.95 | 2482 | 88.31 | 88.91 | 92.51 | 95.29 | 24 | 28 | 27 | 26 |

资料来源：Wind，光大证券研究所预测 备注：此处股价为 2026 年 02 月 05 日收盘价，除华电新能外上述企业 EPS 均为 wind 一致预期

根据我们的预测，公司 25/26/27 年 EPS 分别为 0.21/0.22/0.23 元，当前股价对应 PE 分别为 28/27/26 倍。由于公司刚上市，整体估值高于行业平均。考虑到：1) 公司新能源扩张节奏快且在手订单充沛，2) 公司新能源及传统电力盈利能力均处于行业前列，首次覆盖，**建议关注**。

表 22：公司盈利预测与估值简表

| 指标 | 2023 | 2024 | 2025E | 2026E | 2027E |
|------------------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 营业收入 (百万元) | 29,580 | 33,968 | 43,465 | 51,158 | 57,828 |
| 营业收入增长率 | 19.89% | 14.83% | 27.96% | 17.70% | 13.04% |
| 归母净利润 (百万元) | 9,620 | 8,831 | 8,891 | 9,251 | 9,529 |
| 归母净利润增长率 | 12.88% | -8.20% | 0.68% | 4.05% | 3.00% |
| EPS (元) | 0.27 | 0.25 | 0.21 | 0.22 | 0.23 |
| ROE (归属母公司) (摊薄) | 11.42% | 8.36% | 6.71% | 6.67% | 6.57% |
| P/E | 22 | 24 | 28 | 27 | 26 |
| P/B | 2.5 | 2.0 | 1.9 | 1.8 | 1.7 |

资料来源：Wind，光大证券研究所预测，股价时间为 2026-02-05

备注：由于公司 2025 年 A 股 IPO 上市，公司股本由 360 亿股变为 417.14 亿股。

8、风险分析

1. 产业政策变化的风险

在全球碳达峰、碳中和的大背景下，国家积极鼓励开发风能和太阳能资源，新能源发电行业正处于快速发展的时期。近年来，公司抓住政策机遇大力发展，装机规模快速增长，但如果未来新能源发电产业政策发生重大变动，可能对公司发展规划、增长速度等造成不利影响。

2. 政府审批时间延长的风险

风电、太阳能发电项目开发、建设及运营阶段各个环节均涉及不同政府部门的审批和许可，主要包括发展改革部门对于项目的核准或备案；政府有关部门对环境保护、水土保持、土地使用、地质灾害等相关事项的行政许可等，涉及政府审批程序较多。若未来发电项目的审批标准更为严格，或审批及核准所需时间延长，项目申请程序及建设期延长可能致使公司失去项目开发的最佳时机，或者影响项目的投资回收期，进而对公司的经营业绩产生不利影响。

3. 优质资源获取难度增加风险

由于优质风能、太阳能资源的主要分布区域有限，同时发电和上网能力也受到本地消纳能力以及当地电网输送容量制约，针对风能、太阳能资源优越，当地消纳能力充分，电力输送容量充足的优质风电或太阳能发电项目，公司面临同行业公司的竞争。随着“双碳”目标持续深入，行业竞争日趋激烈。若未来风光资源竞争进一步加剧，公司获得项目资源的难度可能将进一步加大，进而影响公司项目开发与业务拓展。

4. 自然条件对发电量影响较大的风险

风力、太阳能发电行业受自然条件影响较大。公司风光电场（站）实际发电情况与风力和光照等自然条件直接相关，包括风速、风向、气温、气压、光照强度、光照时长等。若项目所在地自然条件发生不利变化，造成发电项目的风力、太阳能资源实际水平不及投资决策时的预测水平，进而导致项目投资收益率不及预期，将对公司盈利能力造成不利影响。

5. 次新股股价波动的风险

次新股上市时间较短，流通盘较小，导致股价易受市场情绪和资金流向影响。在市场情绪高涨时，次新股容易成为资金追逐的对象，股价可能短期内大幅上涨；而当市场环境不佳或公司解禁时，股价可能快速下行，导致股价整体波动较大。

财务报表与盈利预测

| 利润表 (百万元) | 2023 | 2024 | 2025E | 2026E | 2027E |
|-----------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 营业收入 | 29,580 | 33,968 | 43,465 | 51,158 | 57,828 |
| 营业成本 | 14,196 | 18,308 | 28,339 | 34,934 | 40,365 |
| 折旧和摊销 | 10,018 | 13,008 | 17,827 | 20,769 | 23,314 |
| 税金及附加 | 296 | 390 | 522 | 563 | 578 |
| 销售费用 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 管理费用 | 1,124 | 1,367 | 1,673 | 1,739 | 1,793 |
| 研发费用 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 财务费用 | 4,526 | 5,466 | 5,058 | 5,723 | 7,054 |
| 投资收益 | 2,070 | 1,687 | 2,200 | 2,100 | 2,200 |
| 营业利润 | 11,399 | 10,397 | 10,590 | 11,001 | 11,121 |
| 利润总额 | 11,343 | 10,490 | 10,590 | 11,001 | 11,321 |
| 所得税 | 1,205 | 1,010 | 1,059 | 1,100 | 1,132 |
| 净利润 | 10,138 | 9,480 | 9,531 | 9,901 | 10,189 |
| 少数股东损益 | 518 | 649 | 640 | 650 | 660 |
| 归属母公司净利润 | 9,620 | 8,831 | 8,891 | 9,251 | 9,529 |
| EPS(元) | 0.27 | 0.25 | 0.21 | 0.22 | 0.23 |

| 现金流量表 (百万元) | 2023 | 2024 | 2025E | 2026E | 2027E |
|-------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 经营活动现金流 | 18,476 | 24,164 | 31,351 | 34,529 | 37,992 |
| 净利润 | 9,620 | 8,831 | 8,891 | 9,251 | 9,529 |
| 折旧摊销 | 10,018 | 13,008 | 17,827 | 20,769 | 23,314 |
| 净营运资金增加 | 7,778 | 5,717 | 2,506 | 2,841 | 3,033 |
| 其他 | -8,940 | -3,391 | 2,127 | 1,667 | 2,115 |
| 投资活动产生现金流 | -59,438 | -74,826 | -66,475 | -66,250 | -63,650 |
| 净资本支出 | -60,260 | -71,478 | -63,900 | -68,300 | -65,800 |
| 长期投资变化 | 12,608 | 13,530 | 0 | 0 | 0 |
| 其他资产变化 | -11,786 | -16,878 | -2,575 | 2,050 | 2,150 |
| 融资活动现金流 | 37,590 | 57,495 | 39,229 | 34,798 | 28,326 |
| 股本变化 | 0 | 0 | 5,714 | 0 | 0 |
| 债务净变化 | 46,343 | 53,194 | 26,226 | 43,571 | 38,549 |
| 无息负债变化 | 6,619 | 24,905 | 7,810 | 10,880 | 8,669 |
| 净现金流 | -3,373 | 6,835 | 4,105 | 3,077 | 2,668 |

主要指标

| 盈利能力 (%) | 2023 | 2024 | 2025E | 2026E | 2027E |
|----------|-------|-------|-------|-------|-------|
| 毛利率 | 52.0% | 46.1% | 34.8% | 31.7% | 30.2% |
| EBITDA 率 | 84.1% | 81.4% | 72.3% | 69.4% | 68.1% |
| EBIT 率 | 50.1% | 43.0% | 31.3% | 28.8% | 27.8% |
| 税前净利润率 | 38.3% | 30.9% | 24.4% | 21.5% | 19.6% |
| 归母净利润率 | 32.5% | 26.0% | 20.5% | 18.1% | 16.5% |
| ROA | 3.0% | 2.1% | 1.9% | 1.7% | 1.6% |
| ROE (摊薄) | 11.4% | 8.4% | 6.7% | 6.7% | 6.6% |
| 经营性 ROIC | 4.7% | 3.7% | 3.0% | 2.9% | 2.9% |

| 偿债能力 | 2023 | 2024 | 2025E | 2026E | 2027E |
|-----------|------|------|-------|-------|-------|
| 资产负债率 | 73% | 73% | 71% | 73% | 74% |
| 流动比率 | 0.57 | 0.61 | 0.71 | 0.70 | 0.71 |
| 速动比率 | 0.57 | 0.61 | 0.71 | 0.70 | 0.71 |
| 归母权益/有息债务 | 0.43 | 0.42 | 0.48 | 0.43 | 0.40 |
| 有形资产/有息债务 | 1.66 | 1.74 | 1.79 | 1.74 | 1.71 |

资料来源: Wind, 光大证券研究所预测

| 资产负债表 (百万元) | 2023 | 2024 | 2025E | 2026E | 2027E |
|-------------|---------|---------|---------|---------|---------|
| 总资产 | 336,673 | 444,090 | 505,718 | 567,021 | 621,258 |
| 货币资金 | 6,416 | 13,281 | 17,386 | 20,463 | 23,131 |
| 交易性金融资产 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| 应收账款 | 35,519 | 45,020 | 55,939 | 65,840 | 74,424 |
| 应收票据 | 77 | 488 | 652 | 1,023 | 1,157 |
| 其他应收款 (合计) | 608 | 1,138 | 1,213 | 1,427 | 1,613 |
| 存货 | 74 | 81 | 112 | 139 | 160 |
| 其他流动资产 | 4,060 | 4,406 | 4,406 | 4,406 | 4,406 |
| 流动资产合计 | 46,900 | 64,634 | 80,275 | 93,997 | 105,699 |
| 其他权益工具 | 260 | 329 | 329 | 329 | 329 |
| 长期股权投资 | 12,608 | 13,530 | 13,530 | 13,530 | 13,530 |
| 固定资产 | 180,836 | 215,350 | 265,426 | 301,062 | 329,450 |
| 在建工程 | 51,018 | 74,011 | 65,192 | 71,755 | 80,701 |
| 无形资产 | 5,607 | 5,947 | 5,942 | 5,938 | 5,933 |
| 商誉 | 496 | 724 | 724 | 724 | 724 |
| 其他非流动资产 | 19,566 | 36,502 | 36,502 | 36,502 | 36,502 |
| 非流动资产合计 | 289,773 | 379,456 | 425,443 | 473,024 | 515,559 |
| 总负债 | 246,371 | 324,469 | 358,505 | 412,956 | 460,174 |
| 短期借款 | 35,401 | 40,271 | 37,758 | 50,328 | 58,127 |
| 应付账款 | 23,579 | 27,608 | 42,508 | 52,401 | 60,547 |
| 应付票据 | 0 | 4 | 0 | 0 | 0 |
| 预收账款 | 36 | 92 | 118 | 138 | 156 |
| 其他流动负债 | 290 | 309 | 309 | 309 | 309 |
| 流动负债合计 | 82,594 | 105,857 | 113,110 | 133,561 | 148,029 |
| 长期借款 | 146,185 | 181,026 | 212,826 | 246,826 | 279,576 |
| 应付债券 | 0 | 2,000 | 2,000 | 2,000 | 2,000 |
| 其他非流动负债 | 2,654 | 10,069 | 10,069 | 10,069 | 10,069 |
| 非流动负债合计 | 163,776 | 218,613 | 245,395 | 279,395 | 312,145 |
| 股东权益 | 90,302 | 119,621 | 147,213 | 154,064 | 161,085 |
| 股本 | 36,000 | 36,000 | 41,714 | 41,714 | 41,714 |
| 公积金 | 14,047 | 13,881 | 27,117 | 28,042 | 28,995 |
| 未分配利润 | 26,997 | 34,732 | 42,734 | 48,010 | 53,417 |
| 归属母公司权益 | 84,266 | 105,582 | 132,534 | 138,735 | 145,095 |
| 少数股东权益 | 6,036 | 14,039 | 14,679 | 15,329 | 15,989 |

| 费用率 | 2023 | 2024 | 2025E | 2026E | 2027E |
|-------|--------|--------|--------|--------|--------|
| 销售费用率 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% |
| 管理费用率 | 3.80% | 4.03% | 3.85% | 3.40% | 3.10% |
| 财务费用率 | 15.30% | 16.09% | 11.64% | 11.19% | 12.20% |
| 研发费用率 | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% | 0.00% |
| 所得税率 | 11% | 10% | 10% | 10% | 10% |

| 每股指标 | 2023 | 2024 | 2025E | 2026E | 2027E |
|---------|------|------|-------|-------|-------|
| 每股红利 | 0.00 | 0.00 | 0.07 | 0.08 | 0.08 |
| 每股经营现金流 | 0.51 | 0.67 | 0.75 | 0.83 | 0.91 |
| 每股净资产 | 2.34 | 2.93 | 3.18 | 3.33 | 3.48 |
| 每股销售收入 | 0.82 | 0.94 | 1.04 | 1.23 | 1.39 |

| 估值指标 | 2023 | 2024 | 2025E | 2026E | 2027E |
|-----------|------|------|-------|-------|-------|
| PE | 22 | 24 | 28 | 27 | 26 |
| PB | 2.5 | 2.0 | 1.9 | 1.8 | 1.7 |
| EV/EBITDA | 16.8 | 17.4 | 17.2 | 16.5 | 15.9 |
| 股息率 | 0.0% | 0.0% | 1.2% | 1.3% | 1.3% |

行业及公司评级体系

| | 评级 | 说明 |
|----------------|-----|--|
| 行业及公司评级 | 买入 | 未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 15%以上 |
| | 增持 | 未来 6-12 个月的投资收益率领先市场基准指数 5%至 15%； |
| | 中性 | 未来 6-12 个月的投资收益率与市场基准指数的变动幅度相差-5%至 5%； |
| | 减持 | 未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 5%至 15%； |
| | 卖出 | 未来 6-12 个月的投资收益率落后市场基准指数 15%以上； |
| | 无评级 | 因无法获取必要的资料，或者公司面临无法预见结果的重大不确定性事件，或者其他原因，致使无法给出明确的投资评级。 |
| 基准指数说明： | | A 股市场基准为沪深 300 指数；香港市场基准为恒生指数；美国市场基准为纳斯达克综合指数或标普 500 指数。 |

分析、估值方法的局限性说明

本报告所包含的分析基于各种假设，不同假设可能导致分析结果出现重大不同。本报告采用的各种估值方法及模型均有其局限性，估值结果不保证所涉及证券能够在该价格交易。

分析师声明

本报告署名分析师具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格并注册为证券分析师，以勤勉的职业态度、专业审慎的研究方法，使用合法合规的信息，独立、客观地出具本报告，并对本报告的内容和观点负责。负责准备以及撰写本报告的所有研究人员在此保证，本研究报告中任何关于发行商或证券所发表的观点均如实反映研究人员的个人观点。研究人员获取报酬的评判因素包括研究的质量和准确性、客户反馈、竞争性因素以及光大证券股份有限公司的整体收益。所有研究人员保证他们报酬的任何一部分不曾与、不与、也将不会与本报告中的具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

法律主体声明

本报告由光大证券股份有限公司制作，光大证券股份有限公司具有中国证监会许可的证券投资咨询业务资格，负责本报告在中华人民共和国境内（仅为本报告目的，不包括港澳台）的分销。本报告署名分析师所持中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格编号已披露在报告首页。

中国光大证券国际有限公司是光大证券股份有限公司的关联机构。

特别声明

光大证券股份有限公司（以下简称“本公司”）成立于 1996 年，是中国证监会批准的首批三家创新试点证券公司之一，也是世界 500 强企业——中国光大集团股份公司的核心金融服务平台之一。根据中国证监会核发的经营证券期货业务许可，本公司的经营范围包括证券投资咨询业务。

本公司经营范围：证券经纪；证券投资咨询；与证券交易、证券投资活动有关的财务顾问；证券承销与保荐；证券自营；为期货公司提供中间介绍业务；证券投资基金代销；融资融券业务；中国证监会批准的其他业务。此外，本公司还通过全资或控股子公司开展资产管理、直接投资、期货、基金管理以及香港证券业务。

本报告由光大证券股份有限公司研究所（以下简称“光大证券研究所”）编写，以合法获得的我们相信为可靠、准确、完整的信息为基础，但不保证我们所获得的原始信息以及报告所载信息之准确性和完整性。光大证券研究所可能将不时补充、修订或更新有关信息，但不保证及时发布该等更新。

本报告中的资料、意见、预测均反映报告初次发布时光大证券研究所的判断，可能需随时进行调整且不予通知。在任何情况下，本报告中的信息或所表述的意见并不构成对任何人的投资建议。客户应自主作出投资决策并自行承担投资风险。本报告中的信息或所表述的意见并未考虑到个别投资者的具体投资目的、财务状况以及特定需求。投资者应当充分考虑自身特定状况，并完整理解和使用本报告内容，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。对依据或者使用本报告所造成的一切后果，本公司及作者均不承担任何法律责任。

不同时期，本公司可能会撰写并发布与本报告所载信息、建议及预测不一致的报告。本公司的销售人员、交易人员和其他专业人员可能会向客户提供与本报告中观点不同的口头或书面评论或交易策略。本公司的资产管理子公司、自营部门以及其他投资业务板块可能会独立做出与本报告的意见或建议不相一致的投资决策。本公司提醒投资者注意并理解投资证券及投资产品存在的风险，在做出投资决策前，建议投资者务必向专业人士咨询并谨慎抉择。

在法律允许的情况下，本公司及其附属机构可能持有报告中提及的公司所发行证券的头寸并进行交易，也可能为这些公司提供或正在争取提供投资银行、财务顾问或金融产品等相关服务。投资者应当充分考虑本公司及本公司附属机构就报告内容可能存在的利益冲突，勿将本报告作为投资决策的唯一信赖依据。

本报告根据中华人民共和国法律在中华人民共和国境内分发，仅向特定客户传送。本报告的版权仅归本公司所有，未经书面许可，任何机构和个人不得以任何形式、任何目的进行翻版、复制、转载、刊登、发表、篡改或引用。如因侵权行为给本公司造成任何直接或间接的损失，本公司保留追究一切法律责任的权利。所有本报告中使用的商标、服务标记及标记均为本公司的商标、服务标记及标记。

光大证券股份有限公司版权所有。保留一切权利。

光大证券研究所

上海

静安区新闻路 1508 号
静安国际广场 3 楼

北京

西城区复兴门外大街 6 号
光大大厦 17 层

深圳

福田区深南大道 6011 号
NEO 绿景纪元大厦 A 座 17 楼

光大证券股份有限公司关联机构

香港

中国光大证券国际有限公司

香港湾仔告士打道 108 号光大中心 33 楼