

京能电力（600578.SH）

集团唯一煤电业务平台，通道与区位优势逐步释放

核心观点：

- **首都大型国有能源公司，主业盈利能力持续修复。**公司为京能集团旗下唯一煤电业务投融资平台，2025H1 控股总装机 23.62GW，其中煤电装机 21.39GW；2024 年完成锡林能源 51%股权收购、十堰热电二期投产，新增控股煤电装机 1.67GW。此外，公司参股煤电、煤炭等企业多家（2024 年长期股权投资收益达 11.39 亿元），正常经营年份投资收益持续增厚利润。根据 2025 年业绩预告，公司预计实现归母净利润 33~38 亿元（同比+89%~118%），ROE 大幅修复至 11%以上。
- **以内蒙古为核心基地，多区域协同保供京津唐。**根据经营公告，2025 年公司发电量 908 亿千瓦时，其中京津唐、蒙西与山西三大区域发电量分别为 387、291、81 亿度，合计贡献超 80%。统计当前公司在运参控股火电权益装机近 20GW，控股涿州热电二期百万机组、部分参股在建项目投产后有望提升 2GW。考虑 2026 年容量电价提升后，我们测算公司煤电有望获得 35.29 亿元收入，同时市场化交易提升全口径结算电价，火电盈利稳定性增强，伴随煤价周期性波动的特征减弱。
- **通道与区位优势逐步释放，统筹协调可再生资源发展。**2024 年末已累计取得新能源建设指标超过 7GW；2025H1 已投产新能源控股装机 2.23GW，控股在建项目增至 1.86GW。乌兰察布 1.5GW 风光基地陆续并网，新能源控股子公司 2024、2025H1 分别贡献净利润 2.53、4.77 亿元，ROE 分别达 19.4%、27.9%，盈利能力显著高于行业平均水平。
- **盈利预测与投资建议。**预计公司 2025~2027 年归母净利润分别为 35.41、36.15、38.48 亿元，最新收盘价对应 PB 分别为 1.52、1.42、1.33 倍（扣除其他权益）。首都大型国有能源公司，集团唯一煤电业务平台，同时积极转型综能平台发展。参考同业估值，给予公司 2026 年 1.7 倍 PB，对应 6.25 元/股合理价值，首次覆盖给予“买入”评级。
- **风险提示。**煤价波动；火电利用小时数不及预期；项目建设不及预期。

盈利预测：

单位:人民币百万元	2023A	2024A	2025E	2026E	2027E
营业收入	32,878	35,428	34,382	33,374	33,179
增长率 (%)	7.8%	7.8%	-3.0%	-2.9%	-0.6%
EBITDA	5,446	6,659	9,940	9,902	10,154
归母净利润	878	1,723	3,541	3,615	3,848
增长率 (%)	9.3%	96.2%	105.5%	2.1%	6.4%
EPS (元/股)	0.13	0.26	0.53	0.54	0.57
市盈率 (P/E)	22.6	13.7	9.9	9.7	9.1
ROE (%)	3.2%	6.1%	12.0%	11.6%	11.7%
EV/EBITDA	9.7	8.6	6.7	6.2	5.6

数据来源：公司财务报表，广发证券发展研究中心

公司评级

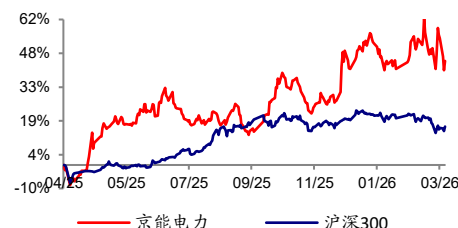
买入

当前价格	5.22 元
合理价值	6.25 元
报告日期	2026-04-02

基本数据

总股本/流通股本 (百万股)	6694.62/6694.62
总市值/流通市值 (百万元)	34945.92/34945.92
一年内最高/最低 (元)	5.89/3.39
30 日日均成交量/成交额 (百万)	62.15/340.62
近 3 个月/6 个月涨跌幅 (%)	-0.38/21.68

相对市场表现



分析师：

郭鹏



SAC 执证号：S0260514030003



SFC CE No. BNX688



021-38003655



guopeng@gf.com.cn

分析师：

郝兆升



SAC 执证号：S0260524070001



0755-82557403



haozhaosheng@gf.com.cn

请注意，郝兆升并非香港证券及期货事务监察委员会的注册持牌人，不可在香港从事受监管活动。

相关研究：

联系人：刘恒君 021-38003779
liuhengjun@gf.com.cn

目录索引

一、集团唯一煤电业务平台，主业盈利能力持续修复	5
（一）首都大型国有能源公司，集团唯一煤电业务平台	5
（二）近年售电业务量价齐升，主业盈利能力持续修复	6
（三）投资收益持续增厚利润，经营现金流大幅改善中	9
二、以内蒙古为核心基地，多区域协同保供京津唐	12
（一）火电：权益装机近 20GW，在建项目投产提升 2GW	12
（二）综能：通道与区位优势释放，统筹协调可再生能源发展	15
三、盈利预测和投资建议	19
（一）售电业务核心假设	19
（二）盈利预测与投资建议	20
四、风险提示	21

图表索引

图 1: 截至 2025Q3 京能集团持有公司 66.73%股权.....	5
图 2: 集团电力、热力、煤炭核心业务板块收入合计占比超 80%.....	5
图 3: 截至 2024 年末集团总资产达 4934 亿元.....	6
图 4: 2024 年末京能电力营收贡献度超 30%.....	6
图 5: 截至 2025H1 公司控股装机 23.62GW.....	6
图 6: 2025Q1-3 公司实现营业收入 262 亿元.....	7
图 7: 2025Q1-3 公司实现归母净利润 32 亿元.....	7
图 8: 近年公司盈利能力持续修复.....	7
图 9: 2025H1 售电业务营业收入 153 亿元.....	7
图 10: 2025H1 售电业务营收同比增长 4.6%.....	7
图 11: 2025 年公司完成上网电量 882 亿千瓦时.....	8
图 12: 2022 年至今公司平均结算电价均超 0.4 元/度.....	8
图 13: 公司标煤采购均价有所回落.....	8
图 14: 2025H1 公司售电业务毛利润 40 亿元.....	9
图 15: 2025H1 公司售电业务毛利率 26.0%.....	9
图 16: 2025Q3 公司总资产增至 982 亿元.....	9
图 17: 2025Q3 公司总负债增至 607 亿元.....	9
图 18: 公司资产负债率始终保持在 60%左右.....	10
图 19: 公司投资收益对利润贡献大.....	10
图 20: 投资收益中长期股权投资做主要贡献（亿元）.....	10
图 21: 2025Q1-3 公司经营现金流净额达 94 亿元.....	11
图 22: 近年公司投资支出体量仍较大.....	11
图 23: 2025Q1-3 公司自由现金流达 47 亿元.....	11
图 24: 除 2021 年大额亏损外，近十年公司持续保持分红.....	12
图 25: 参股华能北京热电利润相对稳定.....	14
图 26: 2025H1 度电净利润均持续提升.....	14
图 27: 参控股公司经营正常年份净利率均在 10%左右.....	15
图 28: 火电子公司 ROE 已修复至 10%+.....	15
图 29: 截至 2025H1 公司新能源控股装机 2232MW.....	15
图 30: 控股新能源子公司利润快速提升.....	18
图 31: 2025H1 控股新能源子公司 ROE 已达 27.9%.....	18
表 1: 2025H1 公司长期股权投资收益达 5.66 亿元.....	10
表 2: 近两年分红比例均超合并报表或母公司报表中较小值的 70%.....	12
表 3: 公司控股在运及在建项目梳理（截止 2025 年 6 月末）.....	12
表 4: 公司主要参股在运及在建项目梳理（截止 2025 年 6 月末）.....	14

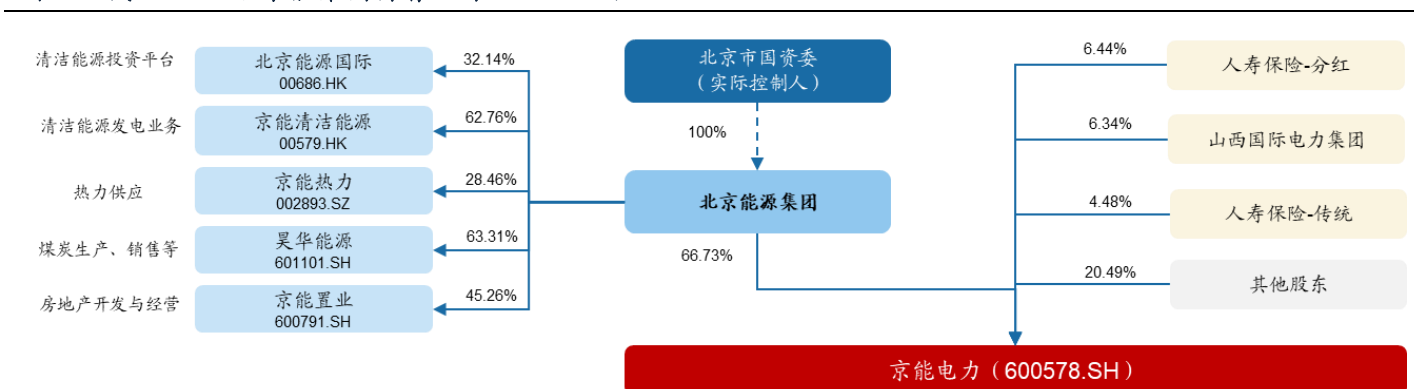
表 5: 公司新能源控股在运及在建主要项目梳理（截止 2025 年 6 月末）	16
表 6: 各省新能源机制电价竞价结果陆续出台（元/千瓦时）	17
表 7: 测算公司蒙西火电灵改造 1018MW 风电项目 IRR 在 12%左右	18
表 8: 公司售电业务经营数据预测	19
表 9: 公司各分部业务预测	20
表 10: 京能电力同业对比（收盘价日期: 2026/04/01）	21

一、集团唯一煤电业务平台，主业盈利能力持续修复

（一）首都大型国有能源公司，集团唯一煤电业务平台

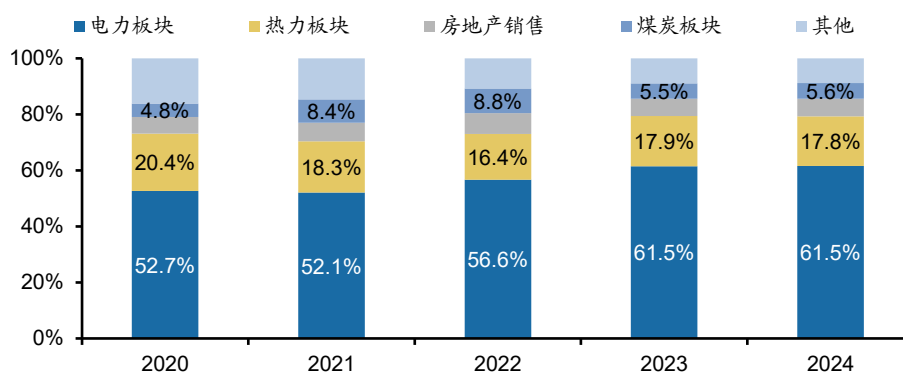
首都大型能源国有控股上市公司，京能集团火电运营主体。公司成立于2000年，2013年由原北京京能热电股份有限公司重组更名，成为北京能源集团旗下唯一的煤电业务投融资平台。根据京能集团信用评级报告，控股股东京能集团是北京地区主要的能源供应主体，肩负着保障首都能源安全、推动能源结构优化和实现绿色低碳转型的重任。集团业务覆盖能源开发、房地产开发等，其中电力、热力、煤炭三个核心业务板块收入合计占比超80%。集团旗下共有6家上市公司：北京能源国际（00686.HK）、京能清洁能源（00579.HK）、京能热力（002893.SZ）、京能电力（600578.SH）、昊华能源（601101.SH）、京能置业（600791.SH）。集团业务划分清晰，火电运营主体为京能电力（截至2025Q3集团控股66.73%），近年不断将优质资产注入公司，为公司提供政策、资金支持。

图 1：截至2025Q3京能集团持有公司66.73%股权



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

图 2：集团电力、热力、煤炭核心业务板块收入合计占比超80%

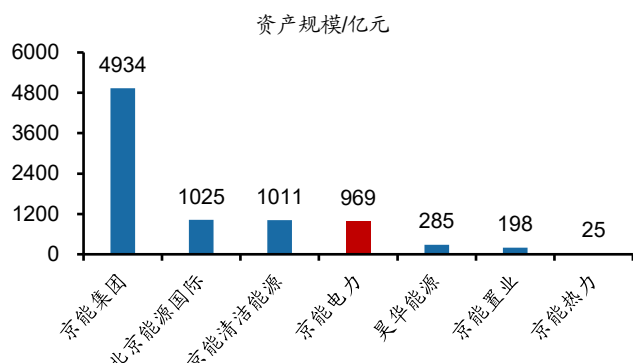


数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

对比兄弟公司，京能电力资产、收入体量较大。截至2024年末，京能电力总资产规模达969.34亿元，在集团内稳居前列，营业收入354.28亿元，对集团整体营收贡献度超过30%。截至2024年末，集团合并口径总资产达4934.37亿元，六家上市公司

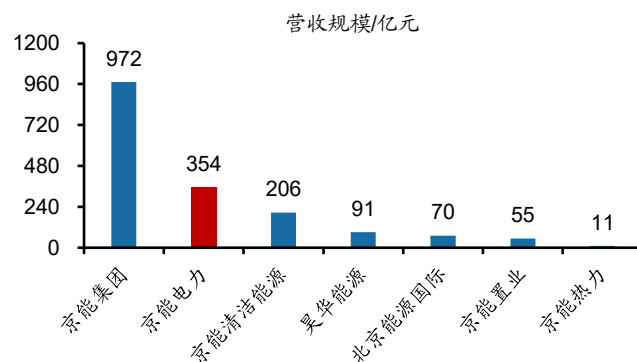
资产合计值3511.27亿元。在集团绿色转型“双轮驱动”背景下，京能电力与资产规模均突破千亿的北京能源国际、京能清洁能源协同发展；而昊华能源、京能置业及京能热力在煤炭供应链、资产经营、区域供热等细分赛道，形成产业链配套支撑，贡献集团整体利润增长点。

图 3：截至2024年末集团总资产达4934亿元



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

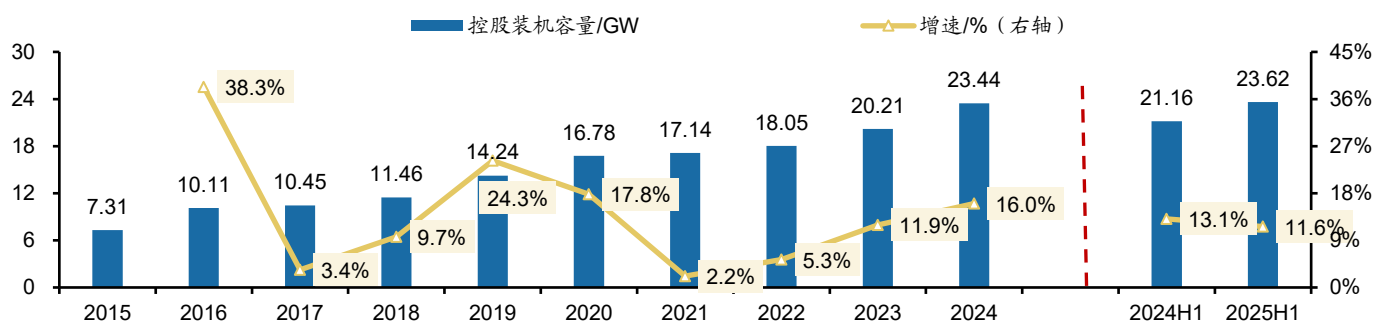
图 4：2024年末京能电力营收贡献度超30%



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

公司获集团持续注资赋能，能源布局持续优化。2016年，京能电力以63.92亿元收购京能集团持有的京能煤电100%股权，注入煤电装机容量约3.50GW；2019年，京能电力通过同一控制下企业合并，收购河南京煤滑洲热电100%股权、江西宜春京煤热电100%股权以及内蒙古京海煤研石发电51%股权，新增煤电装机容量1.36GW。2024年10月，京能电力以6.89亿元现金收购京能集团持有的京能锡林郭勒能源51%股权（2×660MW燃煤机组）及京能查干淖尔（锡林郭勒）新能源100%股权（400MW风电及光伏新能源项目），实现煤电与新能源资产同步注入。受益于多轮资产注入，公司装机容量稳步增长，截至2025H1控股装机达23.62GW。

图 5：截至2025H1公司控股装机23.62GW



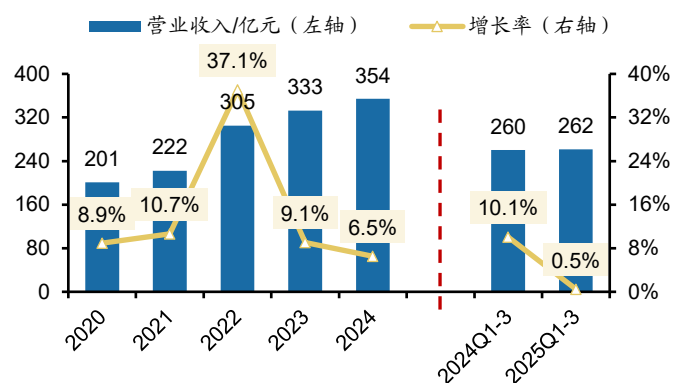
数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

（二）近年售电业务量价齐升，主业盈利能力持续修复

公司业绩持续改善，2025前三季度ROE大幅升至13.3%。受益于装机投产、电量规模提升等，公司2020-2024年营业收入CAGR达15.23%；2021年煤价大幅上升，公司归母净利润亏损31.16亿元；2022年至今，受益于电价提升、煤价中枢逐步回落，以及新能源业务增加，成本端改善与结构转型使公司业绩持续修复，2025年前三季度实现营收262亿元（调整后同比+0.5%），归母净利润增至31.7亿元（调整后同比

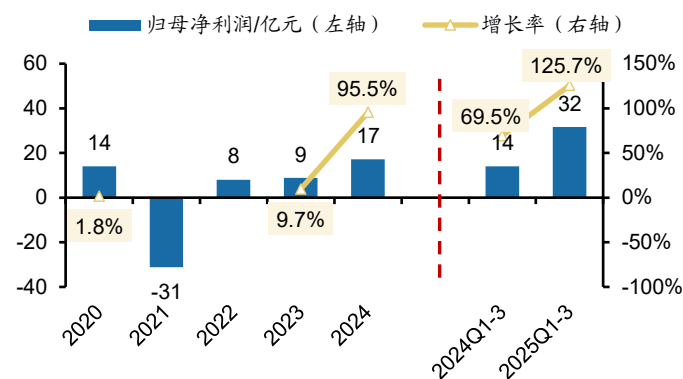
+125.7%)，ROE同比增加7.45pct至13.32%。根据业绩快报，公司预计2025年实现归母净利润33.07-38.19亿元（调整后同比增加89.04%-118.34%）。

图 6：2025Q1-3公司实现营业收入262亿元



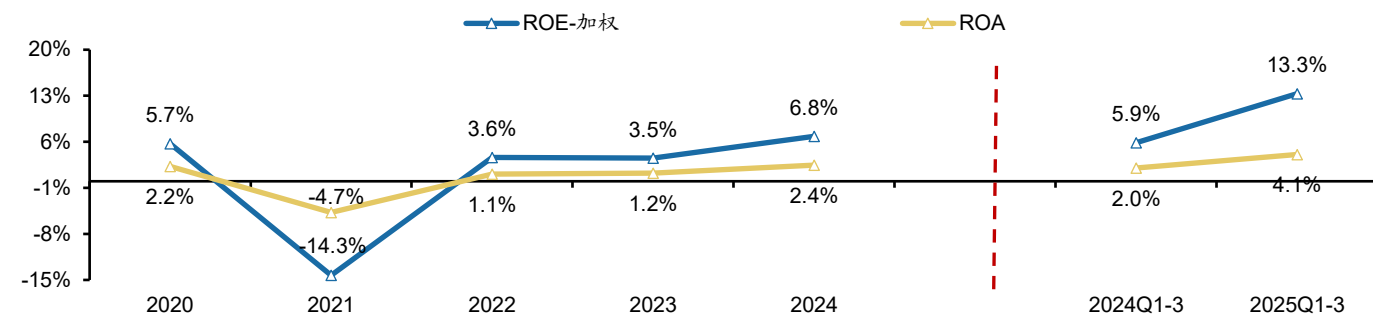
数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

图 7：2025Q1-3公司实现归母净利润32亿元



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

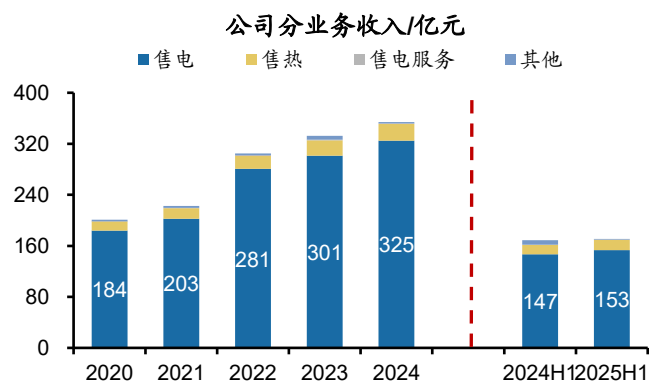
图 8：近年公司盈利能力持续修复



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

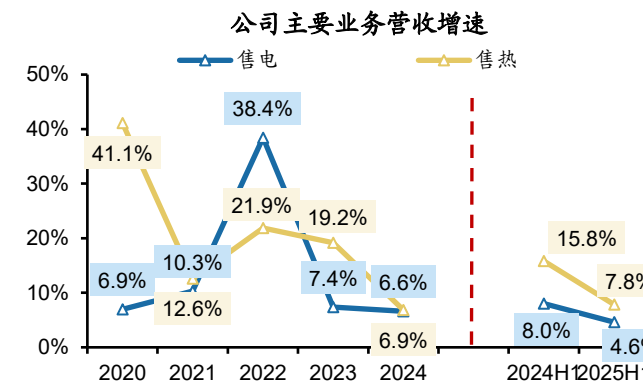
售电业务占营收九成左右。公司主营业务包括售电、售热、售电服务等。从营收占比来看，历年售电业务贡献公司营业收入的九成，2024年贡献营收325.15亿元，2020-2024年售电业务营收CAGR为15.34%；售热业务方面，2024年贡献营收25.75亿元，同比增长6.9%；公司其他业务经营相对稳定，营收规模较小，合计占比1%左右。2025H1受结算电价增长影响，售电业务贡献营收153.29亿元（同比+4.6%）。

图 9：2025H1售电业务营业收入153亿元



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

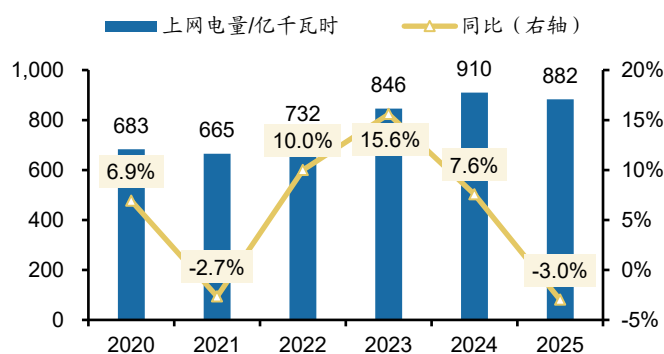
图 10：2025H1售电业务营收同比增长4.6%



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

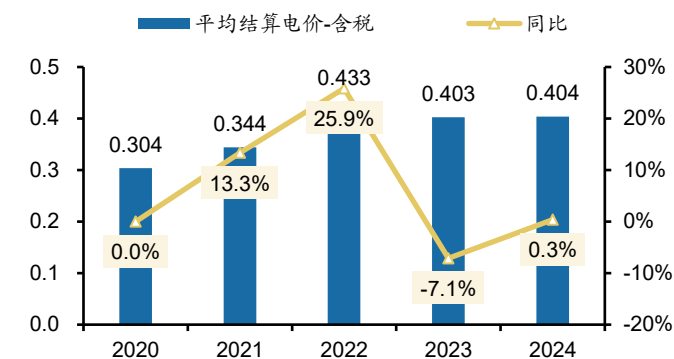
聚焦售电收入端来看，量价齐升支持近年收入增长。售电量方面，受益于装机规模持续扩大，公司上网电量已由2020年683亿千瓦时增至2025年882亿千瓦时（2020-2025年上网电量CAGR达5.3%），2025年受需求增长有限及新能源挤压等影响，蒙西、山西、京津唐等地发电量下降。电价方面，受2021年下半年煤价大幅攀升影响，燃煤电价上下浮动范围调整扩大至20%，2022年公司上网电价同比大幅提升25.9%至0.433元/度，近三年基本高位保持。

图 11：2025年公司完成上网电量882亿千瓦时



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

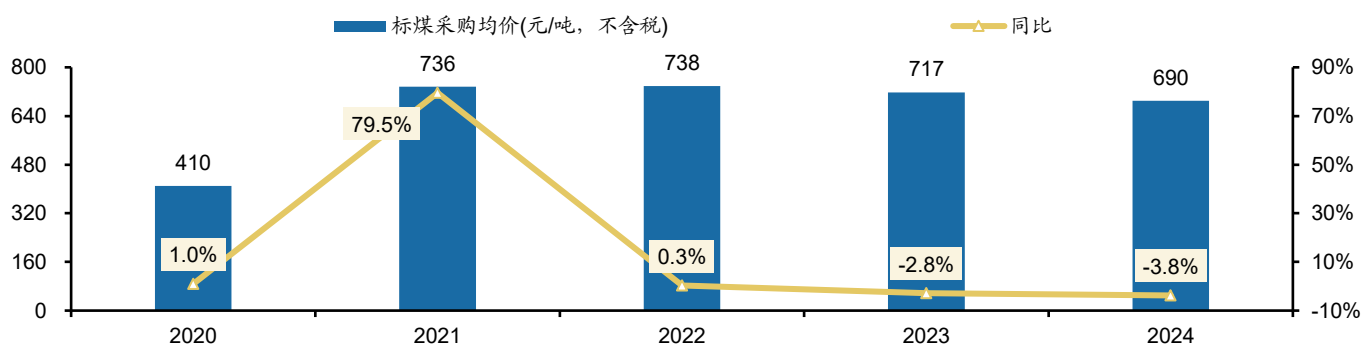
图 12：2022年至今公司平均结算电价均超0.4元/度



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

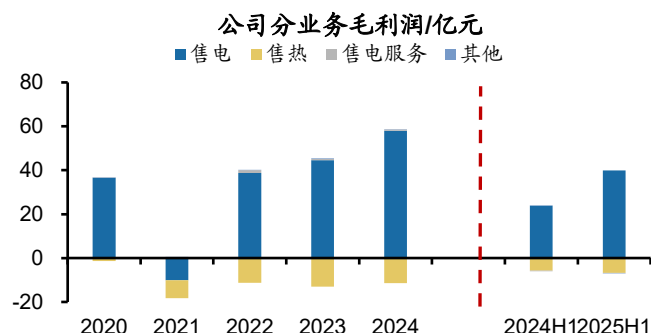
利润端来看，售电业务盈利修复、售热亏损收窄。2021年煤价大幅增长（公司标煤采购价格同比+79.5%）拖累售电业务利润，随后煤价保持高位但逐年回落。受电价、电量等综合影响，2022年公司售电业务毛利润修复至38.8亿元（毛利率为13.8%），随后持续攀升，2024年提升至57.9亿元（毛利率为17.8%），2025年上半年上网电量虽有下滑，但受益于煤价中枢回落，公司入厂标煤单价大幅下降（同比-13.5%），售电业务毛利润同比增长67.6%至39.9亿元、毛利率为26.0%（同比提升9.8个百分点）。伴随售热业务亏损收窄、毛利率回升，公司整体盈利能力持续优化。

图 13：公司标煤采购均价有所回落



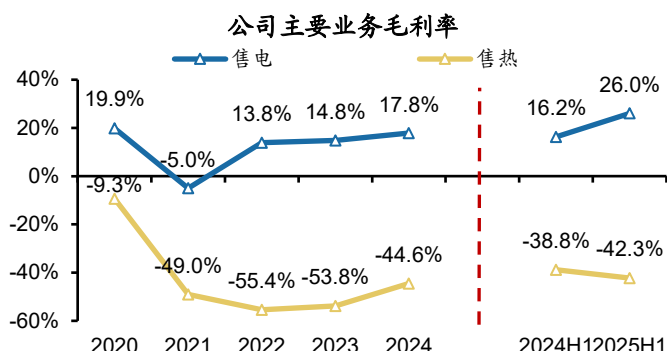
数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

图 14: 2025H1公司售电业务毛利润40亿元



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

图 15: 2025H1公司售电业务毛利率26.0%

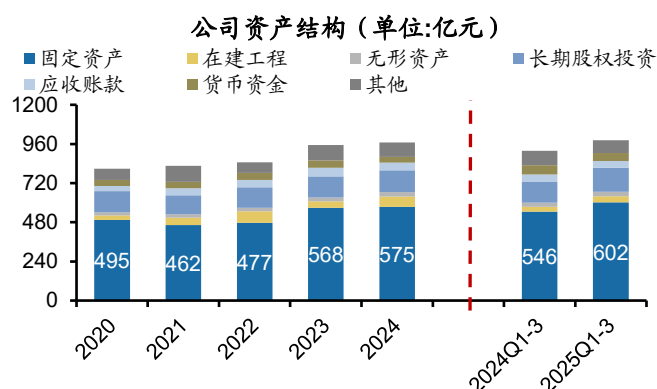


数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

(三) 投资收益持续增厚利润，经营现金流大幅改善中

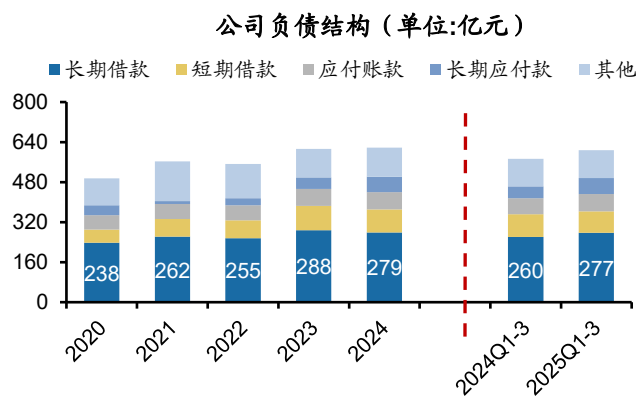
2025Q3公司总资产已增至982亿元，资产负债率降至65%以下。2020-2024年公司总资产规模持续攀升，截至2025Q3，公司总资产达982亿元（较上年末增长1.3%），其中固定资产为602亿元（较上年末增长4.78%），在建工程为37亿元（较上年末下降41.0%）、主要为年内新能源项目转固影响；长期股权投资达148亿元，近年占总资产比重保持在14%左右。伴随项目逐步投入，公司负债亦有所增加，2020-2024年总负债CAGR为5.70%，2025Q3总负债增至607亿元。在资产负债双重影响下，公司资产负债率逐步降至65%以下（若考虑永续债则为70%左右）。

图 16: 2025Q3公司总资产增至982亿元



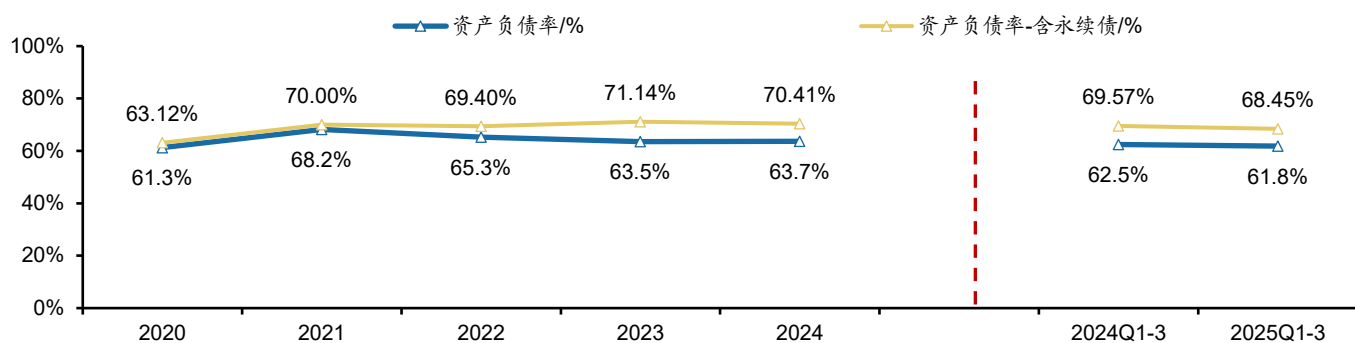
数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

图 17: 2025Q3公司总负债增至607亿元



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

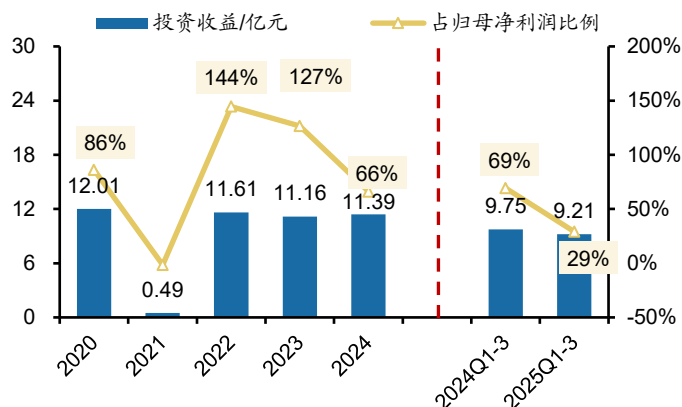
图 18: 公司资产负债率始终保持在60%左右



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

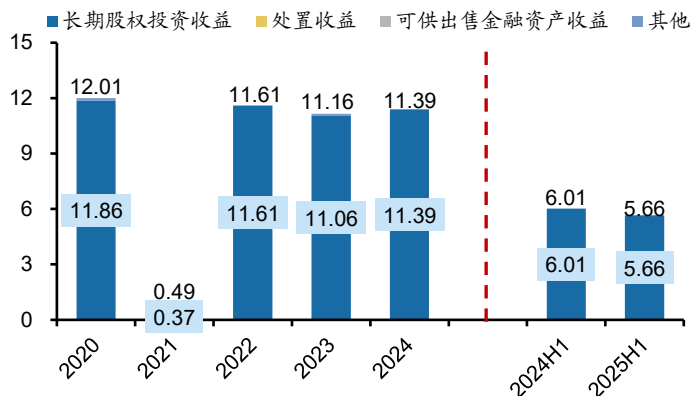
公司参股电厂众多, 经营正常年份投资收益显著增厚利润。公司投资收益持续对公司归母净利润进行增厚, 2021年受煤价波动影响, 投资收益规模大幅下降, 经营正常年份均能贡献10亿元左右利润。其中长期股权投资做主要贡献, 主要为参股火电发电与煤炭矿业公司, 2025H1公司长期股权投资收益达5.66亿元, 其中伊泰京粤酸刺沟矿业公司(煤炭矿业)、大唐托克托发电公司(火电)贡献最大, 分别为1.65、1.57亿元。

图 19: 公司投资收益对利润贡献大



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

图 20: 投资收益中长期股权投资做主要贡献(亿元)



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

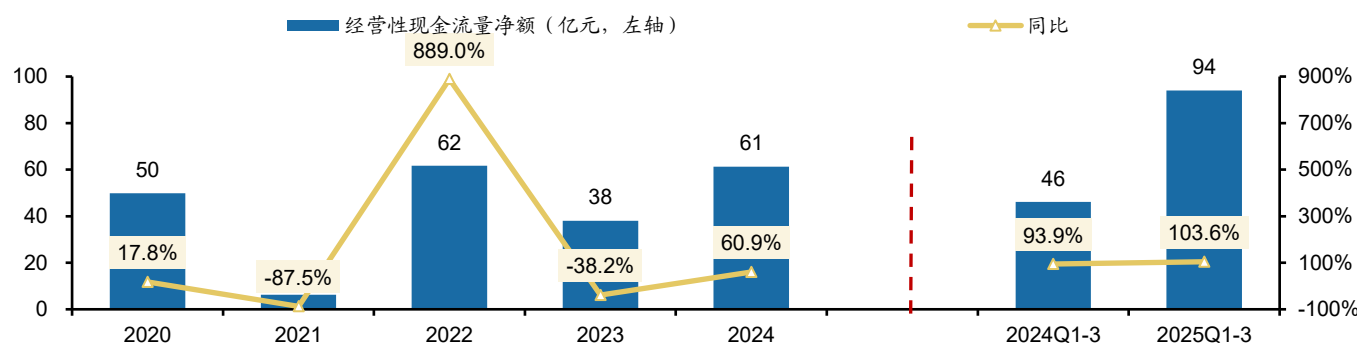
表 1: 2025H1公司长期股权投资收益达5.66亿元

长期股权投资-权益法下确认的投资损益/亿元	2020	2021	2022	2023	2024	2024H1	2025H1
内蒙古大唐国际托克托发电有限责任公司	1.29	-1.10	1.11	1.55	2.02	0.43	1.57
华能北京热电有限责任公司	1.77	1.95	0.61	1.60	1.69	0.69	0.43
内蒙古大唐国际托克托第二发电有限责任公司	1.36	-0.58	1.39	0.98	1.06	0.63	0.57
国电电力大同发电有限责任公司	1.23	-5.62	-1.01	-0.88	-0.01	-0.02	0.00
内蒙古伊泰京粤酸刺沟矿业有限责任公司	3.34	7.48	7.46	7.32	6.06	3.25	1.65
京能集团财务有限公司	0.95	1.02	1.06	1.10	1.16	0.60	0.61
其他	1.92	-2.78	0.99	-0.63	-0.60	0.43	0.81
长期股权投资收益合计	11.86	0.37	11.61	11.06	11.39	6.01	5.66

数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

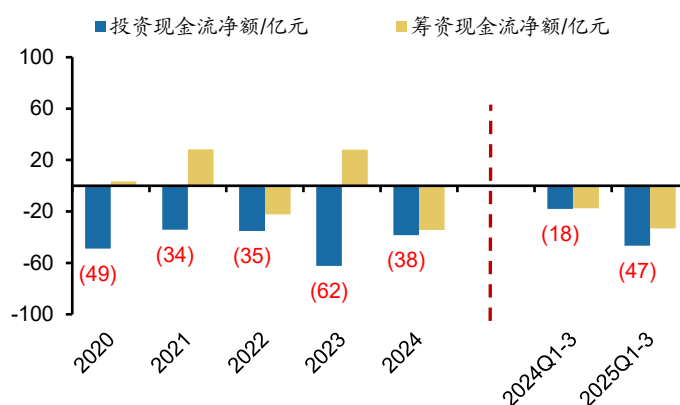
受在建项目较多影响投资支出体量仍较大，经营现金流改善带动自由现金流转正。公司近年经营现金流均为正，2021年受煤价上涨影响经营现金流大幅度萎缩，2022年起受益于盈利改善，公司经营现金流持续修复，2025Q1-3经营活动现金流达94亿元（同比+103.6%）；受近年公司在建项目增多影响，2020-2024年投资现金流净流出30-60亿元，2025Q1-3为净流出47亿元（绝对值同比+161%）。**筹资现金流**方面，公司历年以净流出为主。公司银行借款多为信用借款，根据公司2025年跟踪评级报告，截至2025年3月底，公司获得各类金融机构授信额度合计1141.36亿元（上年同期为1164.86亿元），剩余可使用授信额度756.99亿元，融资渠道多元通畅。受益于经营现金流大幅改善，2025Q1-3公司自由现金流已达47.3亿元（同比+67.7%）。

图 21：2025Q1-3公司经营现金流净额达94亿元



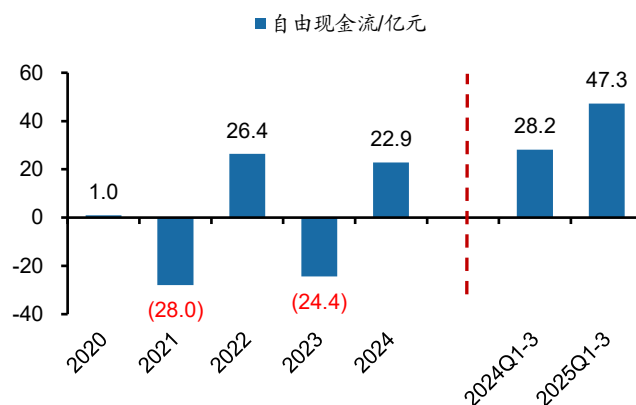
数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

图 22：近年公司投资支出体量仍较大



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

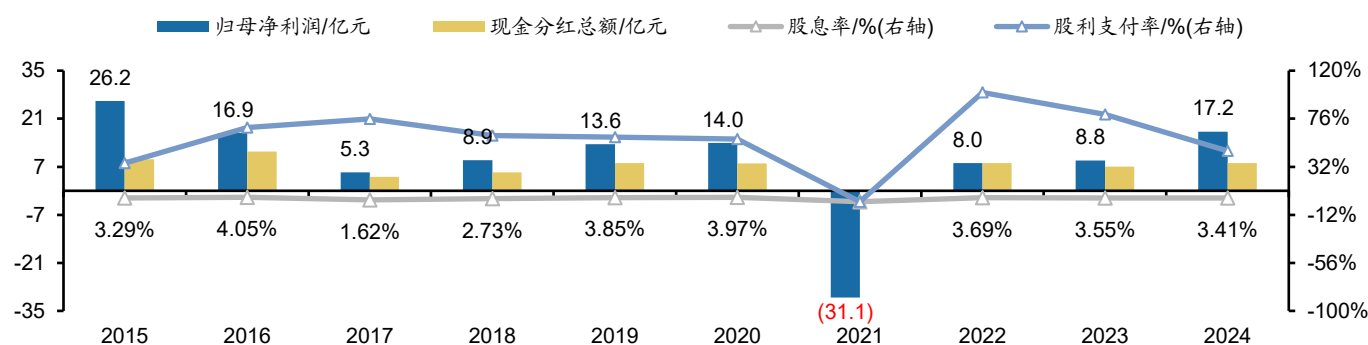
图 23：2025Q1-3公司自由现金流达47亿元



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

除2021年大额亏损外，近十年公司持续保持分红。公司章程中规定，在满足生产经营和发展需要的情况下，公司2023-2025年年均现金分红金额不低于当年合并报表与母公司报表中可供分配利润较低值的70%。从实际执行情况来看，公司严格履行分红承诺，2023、2024年分红比例依次为93.3%、70.3%。经营正常年份公司现金流充裕，近十年整体保持稳健的分红政策，持续以现金分红形式回馈股东，2002年上市以来累计现金分红24次、累计分红总额102.76亿元、平均分红率达51.04%。

图 24：除2021年大额亏损外，近十年公司持续保持分红



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

表 2：近两年分红比例均超合并报表或母公司报表中较小值的70%

分红基数组成	合并报表			母公司报表		
	2022	2023	2024	2022	2023	2024
归母净利润/亿元	8.03	8.78	17.23	10.79	12.52	12.69
法定盈余公积/亿元	1.08	1.25	1.27	1.08	1.25	1.27
任意盈余公积/亿元	1.08	0.00	0.00	1.08	0.00	0.00
永续债利息/亿元	0.65	1.39	2.16	0.65	1.39	2.16
可供分配的利润/亿元	5.87	7.53	13.80	8.63	11.26	11.42
现金分红总额/亿元	8.03	7.03	8.03	8.03	7.03	8.03
分红比例/%	136.7%	93.3%	58.2%	93.1%	62.43%	70.3%

数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

备注：公司承诺的分红比例以合并报表和母公司报表中可供分配利润的较小值为基数

二、以内蒙古为核心基地，多区域协同保供京津唐

（一）火电：权益装机近 20GW，在建项目投产提升 2GW

统计公司火电在运控股权益装机近16GW，2028年火电权益装机有望提升8%。公司能源业务深度布局内蒙、山西、河北、宁夏、河南、湖北等区域，以煤电为主导并加速新能源转型。战略布局呈现“煤电托底+风光增量+跨区域协同”特征，2025年发电量达907.88亿千瓦时，其中京津唐、蒙西与山西三大区域发电量分别为386.8、290.9、81.4亿千瓦时，合计贡献超80%。岱海发电、京隆发电、涿州热电、秦皇岛热电等多家电厂直接向京津唐供电，是首都电力保供的“压舱石”。目前公司控股火电在建项目有涿州热电二期百万机组扩建项目，预计2028年投产，装机容量2GW、对应权益装机1.2GW，投产后权益装机提升7.5%。

表 3：公司控股在运及在建项目梳理（截止2025年6月末）

控股发电项目-在运							
区域/所属电网	类型	名称	装机容量/MW	机组构成	持股比例	权益装机/MW	投运时间
京津唐电网	燃煤发电	岱海发电	2580	2×630+2×660	51%	1316	2010-2015

MW							
	燃煤发电	京隆发电	1200	2×600MW	100%	1200	2008-2012
	热电联产	涿州热电	700	2×350MW	60%	420	2017-2018
	热电联产	秦皇岛热电（京秦热电）	700	2×350MW	100%	700	2019-2020
	热电联产	锡林能源	1320	2×660MW	51%	673	2024 年 10 月收购
京津唐特高压	电水联产	锡林发电	1320	2×660MW	70%	924	2018-2019
配套电源	燃煤发电	京泰二期	1320	2×660MW	51%	673	2023 年 8、9 月投产
蒙西电网	燃煤发电	京泰发电二期	600	2×300MW	51%	600	2010
	燃煤发电	盛乐热电	700	2×350MW	100%	700	2015-2016
	热电联产	康巴什热电	700	2×350MW	51%	700	2013-2014
	热电联产	京海发电	660	2×330MW	51%	660	2020 年 8、10 月
	热电联产	京宁热电	2020	2×350+2×660 MW	100%	2020	2016-2023
	热电联产	华宁热电	300	2×150MW	96%	300	2006-2007, 2023 年 供暖季结束后转为应 急备用电源
	燃煤发电	京欣发电	700	2×350MW	89%	700	2019 年 9 月、12 月
	光伏发电	京海 100 兆瓦光伏	100	100MW	51%	51	2023 年 1 月
蒙东电网	热电联产	赤峰能源	300	2×150MW	95%	284	2009 年 4 月
山西电网	燃煤发电	漳山发电	1800	2 × 300+2 × 600MW	100%	1800	2004-2008, 2024 年 4 月漳山发电二期切 改至华北网
	燃煤发电	京玉发电	660	2 × 330MW	51%	337	2011-2012
	燃煤发电	吕临发电	700	2 × 350MW	65%	455	2019 年 9 月、12 月
湖北电网	热电联产	十堰热电	700	2 × 350MW	60%	420	2019 年 3 月
	热电联产	十堰热电二期	350	350MW	60%	210	2024 年 2 月
河南电网	热电联产	滑州热电	700	2 × 350MW	100%	700	2020-2021
宁夏送山东“点对点”配套电源	热电联产	宁东发电	1320	2×660MW	65%	858	2011 年 11 月
江西电网	热电联产	宜春热电	40	2 × 20MW	100%	40	2020 年 10 月
合计			21,390		73.11%	15,638	
控股发电项目-在建							
区域	类型	名称	装机容量/MW	机组构成	持股比例	投资额/亿元	预计投产时间
河北	热电联产	涿州热电二期	2000	2 × 1000MW	60%	9.73	2026 年 8 月

数据来源：京能电力项目公告，京能电力官网，北极星电力网等，广发证券发展研究中心

公司参股火电电厂众多，在运参股权益装机超3GW。统计公司参股电厂对应主要火电权益装机3.12GW，项目主要集中京津唐地区，区位优势突出。目前公司参股火电在建项目有京秦热电二期项目，该项目两台机组计划于 2026年12月、2027年2月相继投产，装机容量1.32GW、对应权益装机0.5GW，投产后权益装机提升16%。

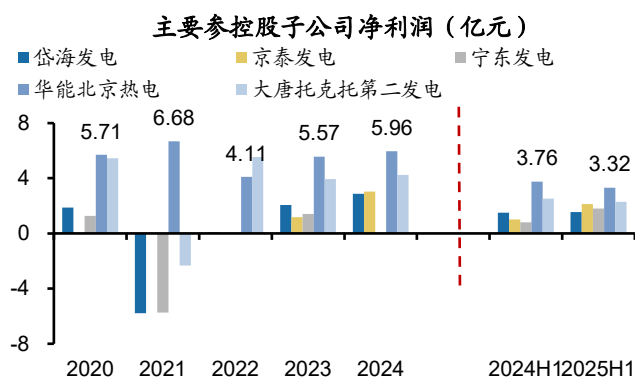
表 4：公司主要参股在运及在建项目梳理（截止2025年6月末）

参股发电项目-在运							
区域/所属电网	类型	名称	装机容量/MW	机组构成	持股比例	权益装机/MW	投运时间
京津唐电网	燃煤发电	大唐托克托一期	1200	2×600MW	25%	300	2003 年 5、7 月
	燃煤发电	大唐托克托二期	1200	2×600MW	25%	300	2004 年 7、9 月
	燃煤发电	大唐托克托三期	1200	2×600MW	25%	300	2005 年 9、11 月
	燃煤发电	大唐托克托四期	1200	2×600MW	25%	300	2006 年 6、8 月
	热电联产	国能电力热电项目	600	2×300MW	25%	150	2007
	燃煤发电	大唐托克托五期	1320	2×660MW	25%	330	2016-2017
北京	热电联产	华能北京热电一期	845	845MW	34%	287.3	1998 年 1 月投产； 2017 年 3 月正式转入 停备
	热电联产	华能北京热电二期	923	923MW	34%	313.82	2011 年 12 月
	热电联产	华能北京热电三期	998	998MW	34%	339.32	2017 年 11 月
合计			11,486		27.17%	3,120	
参股发电项目-在建							
区域	类型	名称	装机容量/MW	机组构成	持股比例	投资额/亿元	预计投产时间
河北	热电联产	京能秦皇岛热电二期	1320	2 × 660MW	40%	4.8	2026 年 12 月和 2027 年 2 月

数据来源：京能电力项目公告，北极星太阳能光伏网，国有资产监督管理委员会官网，内蒙古自治区人民政府官网等，广发证券发展研究中心

参控股火电公司盈利近年持续提升，净利率修复至10%左右。从公司核心子公司来看，火电控股子公司内蒙古区岱海发电、京泰发电，宁东发电（宁夏送山东）对利润影响较大；参股公司中，华能北京热电（持股34%）、内蒙古大唐托克托第二发电（持股25%）体量较大，其中华能北京热电凭借热电联产模式与核心区位优势持续贡献较高利润。伴随2022年后煤价中枢逐步回落，参控股火电公司盈利陆续修复，2025H1京泰发电度电利润已达0.169元/千瓦时，同比大幅提升0.112元/千瓦时。公司火电资产以内蒙古为核心基地，多区域协同保供京津唐，送电与保供导向明确，火电机组效率有望维持在较高水平。

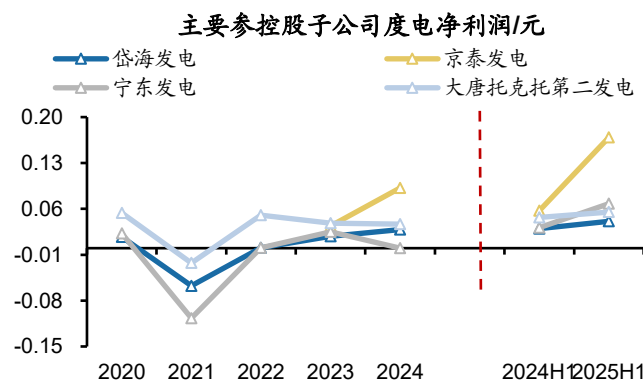
图 25：参股华能北京热电利润相对稳定



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

备注：华能北京热电、大唐托二发电为参股，其余为控股

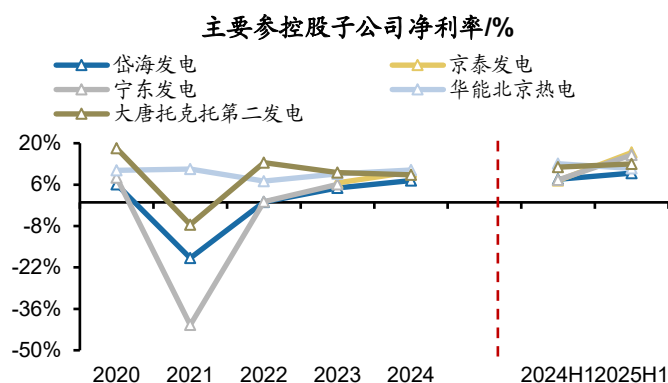
图 26：2025H1度电净利润均持续提升



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

备注：大唐托二发电为参股，其余为控股

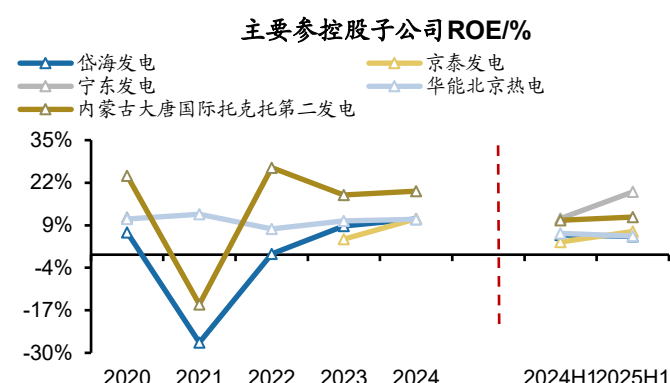
图 27: 参控股公司经营正常年份净利率均在10%左右



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

备注: 华能北京热电、大唐托二发电为参股, 其余为控股

图 28: 火电子公司ROE已修复至10%+



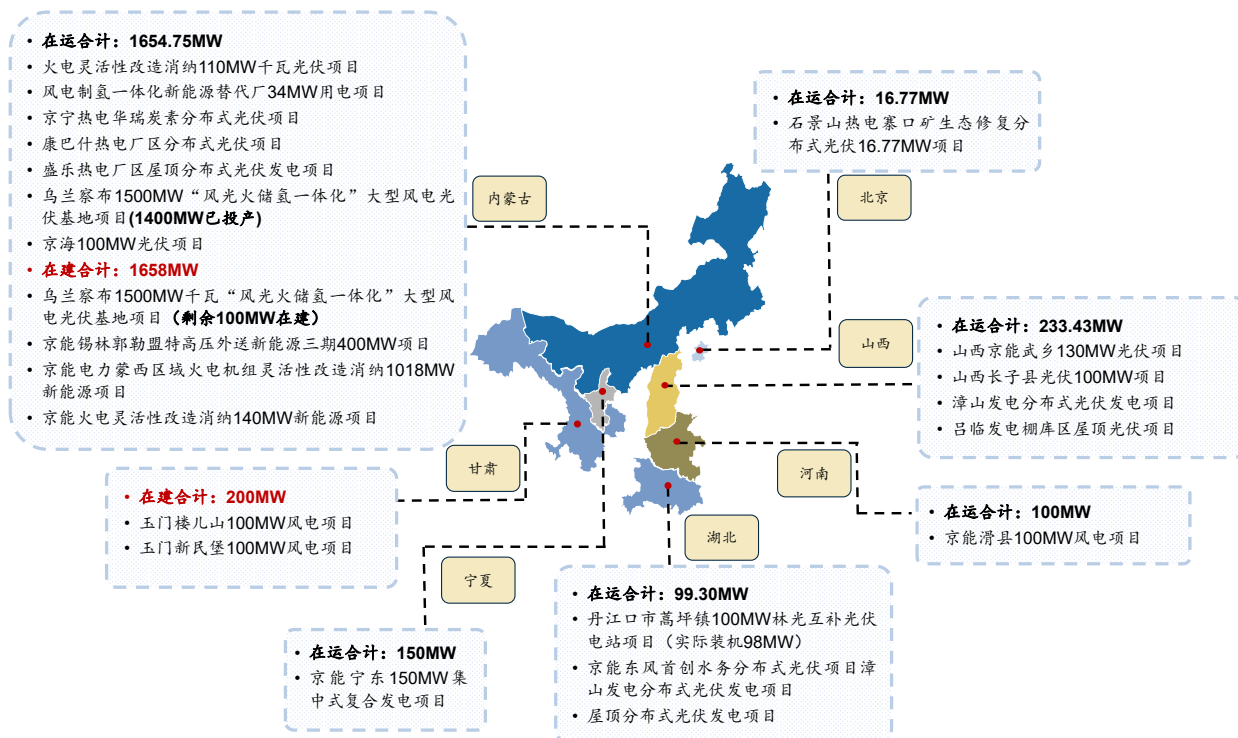
数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

备注: 华能北京热电、大唐托二发电为参股, 其余为控股

(二) 综能: 通道与区位优势释放, 统筹协调可再生能源发展

近年优化调整业务结构, 强化风光火储协同发展。公司坚持拓展综合能源服务业务, 发挥火电清洁高效灵活优势, 以输电通道为载体, 通过风光火储一体化、源网荷储一体化、火电机组灵活性改造配置新能源建设指标、国家大型风光基地项目、产业协同联合开发等方式, 拓展风电和光伏等新能源, 截至2024年底, 公司已累计取得新能源建设指标超过7GW。截至2025年6月末, 公司已投产新能源控股装机2.23GW, 控股在建项目增至1.86GW, 另有参股在建项目蒙西托克托外送二期1.50GW光伏基地项目。

图 29: 截至2025H1公司新能源控股装机2232MW



数据来源: Wind, 广发证券发展研究中心

表 5：公司新能源控股在运及在建主要项目梳理（截止2025年6月末）

主要控股发电项目-在运							
区域/所属电网	类型	名称	装机容量/MW	机组构成	持股比例	权益装机/MW	投运时间
京津唐电网	风光火储氢一体化	乌兰察布 150 万千瓦大型风电光伏基地风电项目	1400.1 (部分并网)	1500MW	90%	1260	2024 年 12 月
蒙西电网	光伏发电	京海 100 兆瓦光伏	100	100MW	51%	51	2023 年 1 月
蒙东电网	光伏发电	火电灵活性改造消纳 11 万千瓦光伏项目	109.8	110MW	100%	109.8	2024 年 12 月
山西电网	光伏发电	山西京能武乡 130MW 光伏项目	130	130MW	100%	130	2022
	光伏发电	山西长子县光伏项目 10 万千瓦	100	100MW	100%	100	2023
湖北电网	光伏发电	丹江口市蒿坪镇 100MW 林光互补光伏电站项目	98	98MW	100%	98	2022 年 12 月
河南电网	风力发电	京能滑县 100MW 风电项目	100	100MW	100%	100	2024 年 7 月
宁夏送山东“点对点”配套电源	光伏发电	京能宁东 150MW 集中式复合发电项目	127.5	150MW	100%	127.5	2023
主要控股发电项目-在建							
区域	类型	名称	装机容量/MW	机组构成	持股比例	投资额/亿元	预计投产时间
内蒙古	风光火储氢一体化	乌兰察布 150 万千瓦“风光火储氢-体化”大型风电光伏基地项目	100	240 × 62.5MW	90%	91.79	2026
	风电+光伏	京能锡林郭勒盟特高压外送新能源三期 40 万千瓦项目	400	320MW 风电 +80MW 光伏	51%	22.36	2025 年底
	风力发电	京能电力蒙西区域火电机组灵活性改造消纳 1018MW 新能源项目	1018	1018MW	100%	36.01	2025 年底
	光伏发电	京能火电灵活性改造消纳 140MW 新能源项目	140	140MW	100%	4.37	2026
甘肃	风力发电	玉门楼儿山 10 万千瓦风电项目	100	18 × 5.56MW	49%	6.02	2026
	风力发电	玉门新民堡 10 万千瓦风电项目	100	18 × 5.57MW	51%	5.74	2026

数据来源：京能电力项目公告，京能电力官网，国有资产监督管理委员会官网，内蒙古自治区人民政府官网等，广发证券发展研究中心

绿电政策逐步完善，十五五有望迎高质量发展。2025年2月9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），规范有序推动新能源项目全部进入电力市场，

上网电价由市场交易形成，并在电力市场外建立可持续发展差价结算机制，支持新能源高质量发展。2025年10月29日，国家发改委、国家能源局发布《关于促进新能源消纳和调控的指导意见》(1360号文)，提出到2030年，满足全国每年新增200GW+新能源合理消纳需求。

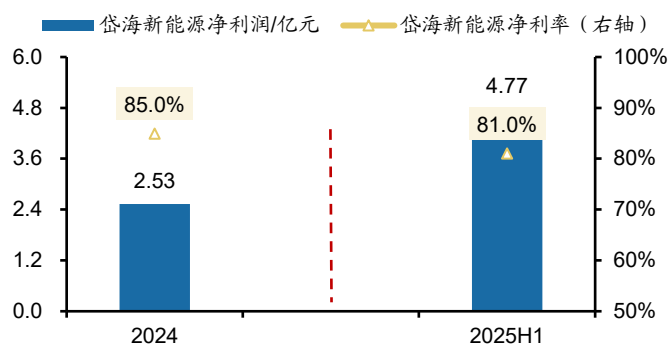
表 6：各省新能源机制电价竞价结果陆续出台（元/千瓦时）

省份/区域	项目类型	机制电价（元/千瓦时）	机制电量	执行期限	发布日期	竞价结果
蒙西	存量项目	0.2829	衔接目前具有保障性质的上网电量规模确定	原则上 20 年/合理利用小时数	2025/5/29	
蒙东	存量项目	0.3035	衔接目前具有保障性质的上网电量规模确定	原则上 20 年/合理利用小时数	2025/5/29	
甘肃	存量项目	0.3078	纳入规模为 154 亿千瓦时	原则上 20 年/合理利用小时数	2025/8/12	
	增量项目	上限 0.2447, 下限 0.1954	首批 8.3 亿千瓦时，第二批 15.2 亿千瓦时	12 年	2025/8/12	0.1954
山西	存量项目	0.332	与现行具有保障性质的相关电量规模政策衔接	按项目剩余全生命周期合理利用小时数对应年份与投产满 20 年对应年份较早者确定	2025/11/11	
	增量项目	上限 0.332，下限 0.19	55.06 亿千瓦时	10 年	2025/11/19	风电 0.2847 光伏 0.3200
宁夏	存量项目	0.2595	分项目类型实施	按照项目达到全生命周期合理利用小时数与项目投产满 20 年较早者确定	2025/9/12	
	增量项目	上限暂设为 0.2595，下限为 0.18	102 亿千瓦时	12 年	2025/9/12	0.2595

数据来源：各省能源局或发改委官网，广发证券发展研究中心

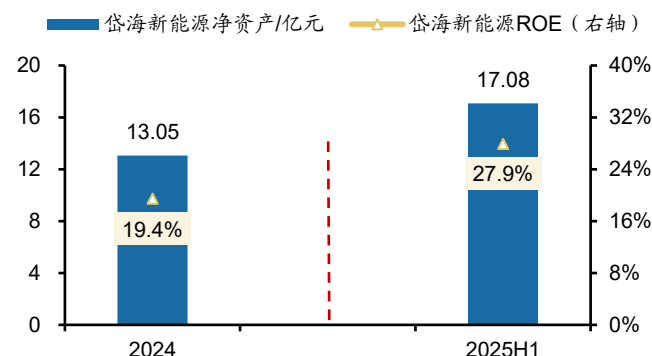
通道与区位优势显著，新能源利润快速提升。公司控股子公司岱海新能源(持股90%) 主要运营乌兰察布1.5GW风光火储氢一体化基地项目，2024年末已并网1.40GW，受益于装机投产利润快速提升，2025H1已贡献4.77亿元净利润。该基地项目通过“京隆-大同-房山” 500kV通道送京津冀，上网电价为外送通道协议价及绿电交易溢价共同构成，子公司岱海新能源当前净利率高达80%以上，2024年ROE近20%、2025H1已达27.9%，盈利能力显著高于行业平均水平。

图 30：控股新能源子公司利润快速提升



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

图 31：2025H1控股新能源子公司ROE已达27.9%



数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

以公司当前在建蒙西区域火电机组灵活性改造消纳1018MW新能源项目为例，测算项目年均净利润达2.39亿元。项目总投资额42.20亿元、配套建设共计1018MW风电机组，规划为蒙西电网就地消纳，不涉及外送京津冀的专项通道计划。假设项目年发电利用小时数为2200小时，平价上网电价为0.25（元/千瓦时，含税）；融资层面设定贷款比例为70%，执行3%的固定基准利率，贷款期限为10年，测算资本金IRR为11.7%，运营期内年均净利润达2.4亿元。

表 7：测算公司蒙西火电灵改造1018MW风电项目IRR在12%左右

基准假设		
建设成本		
总投资/（含税，亿元）		42.20
单位投资（元/W）		4.15
运营成本		
装机规模/MW		1018
折旧年限/年		20
残值率		5%
发电数据		
发电利用小时数/小时		2200
平价上网电价（含税，元/千瓦时）		0.25
测算结果		
	首年	年均
毛利率（%）	52.0%	46.6%
净利率（%）	32.9%	38.2%
净利润/万元	16281	23896
资本金 IRR		11.7%

数据来源：广发证券发展研究中心

三、盈利预测和投资建议

（一）售电业务核心假设

装机方面，截至2024年末，公司控股装机23.44GW，其中，火电装机容量为21.39GW，新能源2.05GW。参考公司目前在建/储备项目，预计2025-2027年火电暂无新增装机，假设2025-2027年风电分别新增0、1.34、1.20GW，光伏分别新增0.26、0.74、0.30GW，则2027年末累计控股装机达27.28GW。

电量方面，参考过去三年利用小时数增速，假设2025-2027年公司火电利用小时数考虑同比分别-5.9%、-3.0%、-1.0%，对应火电发电量为922.67、894.99、886.04亿千瓦时；风电利用小时数分别为1502、1532、1516小时，对应风电发电量为21.17、31.85、50.79亿千瓦时；光伏利用小时数分别为1028、1064、1046小时，对应光伏发电量为7.96、13.56、18.77亿千瓦时。

电价方面，考虑容量电价2024年起开始执行、并于2026年由100元/千瓦/年提升至165元/千瓦/年，电量电价部分伴随煤价小幅回落有所下降，综合影响下2025-2027年火电平均上网电价预计同比分别+0.3%、-1.6%、-1.3%；参考2026年新能源全面入市，假设2025-2027年风电上网电价同比分别-3.6%、-3.0%、0%，光伏上网电价同比分别-2.7%、-2.8%、0%。

成本方面，公司煤炭采购以长协为主，根据2025年中报，2025H1入厂标煤单价同比下降13.5%，结合现货煤价走势，假设2025-2027年公司用煤成本同比分别-10.0%、0%、0%。风光度电成本假设持平。

表 8：公司售电业务经营数据预测

火电	2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E
累计在运装机规模/GW	17.80	19.78	21.39	21.39	21.39	21.39
利用小时数/Hour	4629	4879	4584	4314	4184	4142
发电量/亿千瓦时	793.86	908.37	964.87	922.67	894.99	886.04
平均上网电价同比变化/%	25.9%	-5.8%	-0.4%	0.3%	-1.6%	-1.3%
标煤单价同比变化/%	0.3%	-2.8%	-3.8%	-10.0%	0.0%	0.0%
风电	2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E
累计在运装机规模/GW			1.41	1.41	2.75	3.95
利用小时数/Hour			1564	1502	1532	1516
发电量/亿千瓦时			11.03	21.17	31.85	50.79
平均上网电价同比变化/%			-	-3.6%	-3.0%	0.0%
光伏	2022	2023	2024	2025E	2026E	2027E
累计在运装机规模/GW		0.43	0.65	0.91	1.65	1.95
利用小时数/Hour		955	1100	1028	1064	1046
发电量/亿千瓦时		4.06	6.30	7.96	13.56	18.77
平均上网电价同比变化/%			-25.2%	-2.7%	-2.8%	0.0%

数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

备注：表中2022~2024年数据均为拟合值，2025~2027年为假设值

（二）盈利预测与投资建议

基于以上核心业务假设，预计公司2025~2027年：

（1）**售电业务**，营业收入预计分别为314.78、304.71、303.62亿元，对应毛利率分别为23.9%、24.0%、24.4%。

（2）**售热业务**，参考历史公司售热量与火电发电量比例，售热价格为过去三年均值水平，则对应营收预计分别为24.21、23.71、23.46亿元；售热成本参考历史占火电及供热成本比例，则对应毛利率预计分别为-35.1%、-35.3%、-34.0%。

（3）**售电服务**，假设未来三年营收增速保持10%，毛利率为过去两年平均水平、预计分别为71.0%、72.9%、72.0%。

（4）**其他业务**，假设未来三年营收为过去均值水平，则对应营收预计分别为3.80、4.19、3.47亿元，毛利率为过去三年平均水平，分别为3.2%、2.8%、2.0%。

表 9：公司各分部业务预测

	2023A	2024A	2025E	2026E	2027E
合计					
收入/亿元	336.29	354.29	343.82	333.74	331.79
yoy	10.3%	5.4%	-3.0%	-2.9%	-0.6%
成本/亿元	303.41	307.11	276.22	267.96	264.68
毛利润/亿元	32.88	47.18	67.59	65.78	67.11
毛利率/%	9.8%	13.3%	19.7%	19.7%	20.2%
售电业务					
收入/亿元	304.99	325.16	314.78	304.71	303.62
yoy	8.7%	6.6%	-3.2%	-3.2%	-0.4%
成本/亿元	260.08	267.21	239.53	231.52	229.50
毛利润/亿元	44.91	57.95	75.25	73.20	74.11
毛利率/%	14.7%	17.8%	23.9%	24.0%	24.4%
售热业务					
收入/亿元	24.10	25.75	24.21	23.71	23.46
yoy	19.2%	6.9%	-6.0%	-2.1%	-1.1%
成本/亿元	37.05	37.22	32.72	32.07	31.42
毛利润/亿元	-12.95	-11.47	-8.51	-8.36	-7.97
毛利率/%	-53.8%	-44.6%	-35.1%	-35.3%	-34.0%
售电服务					
收入/亿元	0.88	0.94	1.03	1.13	1.25
yoy	-36.1%	5.8%	10.0%	10.0%	10.0%
成本/亿元	0.29	0.24	0.30	0.31	0.35
毛利润/亿元	0.60	0.70	0.73	0.83	0.90
毛利率/%	67.4%	74.7%	71.0%	72.9%	72.0%
其他业务					
收入/亿元	6.32	2.44	3.80	4.19	3.47
yoy	139.3%	-61.4%	55.8%	10.2%	-17.0%

成本/亿元	5.99	2.44	3.68	4.07	3.40
毛利润/亿元	0.32	0.00	0.12	0.12	0.07
毛利率/%	5.1%	0.1%	3.2%	2.8%	2.0%

数据来源：Wind，广发证券发展研究中心

预计公司2025~2027年归母净利润分别为35.41、36.15、38.48亿元，最新收盘价对应PB分别为1.52、1.42、1.33倍（扣除其他权益）。选取北方地区火电企业建投能源、内蒙华电、陕西能源作为可比公司，2026年可比公司PB平均估值为1.5倍。公司作为首都大型国有能源公司，是集团唯一煤电业务平台，同时积极转型综能平台发展，近两年业绩弹性显著，带动ROE快速提升，参考同业估值，给予公司2026年1.7倍PB，对应6.25元/股合理价值，首次覆盖给予“买入”评级。

表 10：京能电力同业对比（收盘价日期：2026/04/01）

公司代码	公司名称	市值 /亿元	最新收盘价 元/股	PB/倍				归母净利润/亿元			
				2024A	2025E	2026E	2027E	2024A	2025E	2026E	2027E
000600.SZ	建投能源	166.26	9.22	1.00	1.37	1.23	1.12	5.31	18.61	19.34	20.96
600863.SH	内蒙华电	398.03	5.08	1.70	2.09	1.75	1.57	23.25	23.96	27.61	28.92
001286.SZ	陕西能源	408.00	10.88	1.42	1.59	1.49	1.40	30.09	28.96	33.31	36.18

数据来源：同业对比公司盈利预测来自 Wind 一致预测，广发证券发展研究中心

四、风险提示

煤价降幅不及预期：由于公司火电机组占比较高，盈利水平受动力煤价格影响仍然较大。如果煤炭价格的再次大幅上涨，可能挤压火电公司的盈利空间，带来盈利水平波动的风险。

利用小时不及预期：公司发电项目集中在蒙西、山西地区，经济发展速度、夏季高温程度等对用电量影响较大，从而影响电力需求，若公司经营地区用电量需求不足则会降低公司火电的利用小时数及售电量，对未来营收、业绩产生较大影响。

项目建设不及预期：公司当前有序建设涿州热电二期2×1000MW、乌兰察布1.5GW风光火储氢一体化基地、蒙西区域火电机组灵活性改造消纳1018MW新能源等项目。若项目建设进度不及预期，将对未来营收、业绩产生较大影响。

资产负债表

单位:人民币百万元

现金流量表

单位:人民币百万元

	2023A	2024A	2025E	2026E	2027E
流动资产总额	12,982	12,865	11,783	11,342	11,313
货币资金	4,646	3,513	3,288	3,067	3,097
应收及预付	6,174	5,708	5,222	5,068	5,034
存货	1,379	2,311	1,918	1,861	1,838
其他	783	1,333	1,354	1,346	1,344
非流动资产总额	76,982	84,069	82,345	80,036	77,616
长期股权投资	12,912	13,213	13,213	13,213	13,213
固定资产	52,420	57,485	57,348	55,859	53,849
在建工程	3,983	6,279	4,639	3,820	3,410
使用权资产	1,666	1,580	1,580	1,580	1,580
无形资产	2,161	2,799	2,799	2,799	2,799
其他	3,839	2,714	2,766	2,766	2,766
资产总额	89,963	96,934	94,128	91,378	88,929
流动负债总额	23,254	25,264	21,036	18,797	16,704
短期借款	9,753	9,237	7,737	5,737	3,737
应付及预收	7,319	8,017	7,231	7,015	6,930
其他	6,182	8,011	6,068	6,045	6,038
非流动负债总额	33,916	36,484	35,733	32,683	29,633
长期借款	26,179	27,878	26,878	23,878	20,878
应付债券	1,500	0	0	0	0
其他	6,237	8,606	8,855	8,805	8,755
负债总额	57,170	61,749	56,769	51,480	46,338
股本	6,695	6,695	6,695	6,695	6,695
其他	20,803	21,613	22,846	24,424	26,095
归母权益合计	27,498	28,308	29,541	31,118	32,789
少数股东权益	5,296	6,877	7,819	8,780	9,802
负债和股东权益	89,963	96,934	94,128	91,378	88,929

利润表

单位:人民币百万元

	2023A	2024A	2025E	2026E	2027E
营业收入	32,878	35,428	34,382	33,374	33,179
营业成本	29,660	30,711	27,622	26,796	26,468
营业税金及附加	269	321	309	300	299
销售费用	10	12	17	17	17
管理费用	1,027	1,168	1,152	1,101	1,095
研发费用	96	125	120	117	116
财务费用	1,329	1,320	1,072	966	820
资产信用减值损失	-524	-328	-100	-50	-50
公允价值变动收益	0	0	0	0	0
投资收益	1,116	1,139	1,135	1,101	1,095
营业利润	1,177	2,646	5,227	5,228	5,509
营业外收支	84	-287	-15	92	89
利润总额	1,261	2,359	5,212	5,320	5,598
所得税费用	176	72	730	745	728
合并净利润	1,085	2,287	4,482	4,575	4,871
少数股东损益	207	564	941	961	1,023
归母净利润	878	1,723	3,541	3,615	3,848
EPS (元/股)	0.13	0.26	0.53	0.54	0.57

	2023A	2024A	2025E	2026E	2027E
经营活动现金流净额	3,896	6,123	9,213	9,261	9,513
合并净利润	1,085	2,287	4,482	4,575	4,871
折旧摊销	3,532	3,505	4,676	4,759	4,870
营运资金变动	-1,483	-141	-23	-19	-33
其他	0	0	0	0	0
投资活动现金流净额	-5,003	-3,836	-1,660	-1,399	-1,405
资本性开支	-6,034	-4,833	-3,015	-2,500	-2,500
投资	-187	-384	0	0	0
其他	1,219	1,380	1,355	1,101	1,095
融资活动现金流净额	1,478	-3,445	-7,518	-8,084	-8,078
股本融资	4,756	569	-404	0	0
债权融资	-216	-840	-4,131	-5,050	-5,050
股利分配与偿付利息	-2,786	-2,253	-3,098	-3,034	-3,028
其他	-277	-920	116	0	0
现金净增加额	370	-1,158	35	-222	30
期初现金余额	4,032	4,411	3,254	3,288	3,067
期末现金余额	4,402	3,254	3,288	3,067	3,097

主要财务比率

	2023A	2024A	2025E	2026E	2027E
成长能力					
营业收入增长率	7.8%	7.8%	-3.0%	-2.9%	-0.6%
营业利润增长率	-0.1%	124.8%	97.5%	0.0%	5.4%
归母净利润增长率	9.3%	96.2%	105.5%	2.1%	6.4%
获利能力					
毛利率	9.8%	13.3%	19.7%	19.7%	20.2%
净利率	3.3%	6.5%	13.0%	13.7%	14.7%
ROE	3.2%	6.1%	12.0%	11.6%	11.7%
偿债能力					
资产负债率	63.5%	63.7%	60.3%	56.3%	52.1%
有息负债率	41.6%	38.3%	36.8%	32.4%	27.7%
流动比率	0.6	0.5	0.6	0.6	0.7
利息保障倍数	1.4	2.4	4.8	5.2	6.2
营运能力					
应收账款周转率	7.0	7.2	8.0	8.0	8.0
存货周转率	21.5	13.3	14.4	14.4	14.4
应付账款周转率	4.9	4.5	4.5	4.5	4.5
每股指标					
每股收益	0.13	0.26	0.53	0.54	0.57
每股净资产	4.11	4.23	4.41	4.65	4.90
每股经营现金流	0.58	0.91	1.38	1.38	1.42
估值比率					
PE	22.6	13.7	9.9	9.7	9.1
PB	1.2	1.1	1.5	1.4	1.3
EV/EBITDA	9.7	8.6	6.7	6.2	5.6

广发证券环保及公用事业研究小组

郭 鹏：首席分析师，华中科技大学工学硕士。

陈 龙：联席首席分析师，新加坡管理大学应用金融学硕士，厦门大学生态学学士，2021 年加入广发证券发展研究中心。

荣 凌 琪：资深分析师，帝国理工学院金融科技硕士，同济大学金融学学士，2021 年加入广发证券发展研究中心。

陈 舒 心：资深分析师，新加坡国立大学硕士，2022 年加入广发证券发展研究中心。

郝 兆 升：资深分析师，复旦大学金融硕士，中央财经大学经济学学士，2022 年加入广发证券发展研究中心。

刘 恒 君：高级研究员，同济大学硕士，2024 年加入广发证券发展研究中心。

广发证券—行业投资评级说明

买入：预期未来 12 个月内，股价表现强于大盘 10%以上。

持有：预期未来 12 个月内，股价相对大盘的变动幅度介于-10%~+10%。

卖出：预期未来 12 个月内，股价表现弱于大盘 10%以上。

广发证券—公司投资评级说明

买入：预期未来 12 个月内，股价表现强于大盘 15%以上。

增持：预期未来 12 个月内，股价表现强于大盘 5%-15%。

持有：预期未来 12 个月内，股价相对大盘的变动幅度介于-5%~+5%。

卖出：预期未来 12 个月内，股价表现弱于大盘 5%以上。

联系我们

	广州市	深圳市	北京市	上海市	香港
地址	广州市天河区马场路 26 号广发证券大厦 47 楼	深圳市福田区益田路 6001 号太平金融大厦 31 层	北京市西城区月坛北 街 2 号月坛大厦 18 层	上海市浦东新区南泉 北路 429 号泰康保险 大厦 37 楼	香港湾仔骆克道 81 号 广发大厦 27 楼
邮政编码	510627	518026	100045	200120	-
客服邮箱	gfzqyf@gf.com.cn				

法律主体声明

本报告由广发证券股份有限公司或其关联机构制作，广发证券股份有限公司及其关联机构以下统称为“广发证券”。本报告的分销依据不同国家、地区的法律、法规和监管要求由广发证券于该国家或地区的具有相关合法合规经营资质的子公司/经营机构完成。

广发证券股份有限公司具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格，接受中国证监会监管，负责本报告于中国（港澳台地区除外）的分销。

广发证券（香港）经纪有限公司具备香港证监会批复的就证券提供意见（4 号牌照）的牌照，接受香港证监会监管，负责本报告于中国香港地区的分销。

本报告署名研究人员所持中国证券业协会注册分析师资质信息和香港证监会批复的牌照信息已于署名研究人员姓名处披露。

重要声明

广发证券股份有限公司及其关联机构可能与本报告中提及的公司寻求或正在建立业务关系，因此，投资者应当考虑广发证券股份有限公司及其关联机构因可能存在的潜在利益冲突而对本报告的独立性产生影响。投资者不应仅依据本报告内容作出任何投资决策。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者口头承诺均为无效。

本报告署名研究人员、联系人（以下均简称“研究人员”）针对本报告中相关公司或证券的研究分析内容，在此声明：（1）本报告的全部分析结论、研究观点均精确反映研究人员于本报告发出当日的关于相关公司或证券的所有个人观点，并不代表广发证券的立场；（2）研究人员的部

分或全部的报酬无论在过去、现在还是将来均不会与本报告所述特定分析结论、研究观点具有直接或间接的联系。

研究人员制作本报告的报酬标准依据研究质量、客户评价、工作量等多种因素确定，其影响因素亦包括广发证券的整体经营收入，该等经营收入部分来源于广发证券的投资银行类业务。

本报告仅面向经广发证券授权使用的客户/特定合作机构发送，不对外公开发布，只有接收人才可以使用，且对于接收人而言具有保密义务。广发证券并不因相关人员通过其他途径收到或阅读本报告而视其为广发证券的客户。在特定国家或地区传播或者发布本报告可能违反当地法律，广发证券并未采取任何行动以允许于该等国家或地区传播或者分销本报告。

本报告所提及证券可能不被允许在某些国家或地区内出售。请注意，投资涉及风险，证券价格可能会波动，因此投资回报可能会有所变化，过去的业绩并不保证未来的表现。本报告的内容、观点或建议并未考虑任何个别客户的具体投资目标、财务状况和特殊需求，不应被视为对特定客户关于特定证券或金融工具的投资建议。本报告发送给某客户是基于该客户被认为有能力独立评估投资风险、独立行使投资决策并独立承担相应风险。

本报告所载资料的来源及观点的出处皆被广发证券认为可靠，但广发证券不对其准确性、完整性做出任何保证。报告内容仅供参考，报告中的信息或所表达观点不构成所涉证券买卖的出价或询价。广发证券不对因使用本报告的内容而引致的损失承担任何责任，除非法律法规有明确规定。客户不应以本报告取代其独立判断或仅根据本报告做出决策，如有需要，应先咨询专业意见。

广发证券可发出其它与本报告所载信息不一致及有不同结论的报告。本报告反映研究人员的不同观点、见解及分析方法，并不代表广发证券的立场。广发证券的销售人员、交易员或其他专业人士可能以书面或口头形式，向其客户或自营交易部门提供与本报告观点相反的市场评论或交易策略，广发证券的自营交易部门亦可能会有与本报告观点不一致，甚至相反的投资策略。报告所载资料、意见及推测仅反映研究人员于发出本报告当日的判断，可随时更改且无需另行通告。广发证券或其证券研究报告业务的相关董事、高级职员、分析师和员工可能拥有本报告所提及证券的权益。在阅读本报告时，收件人应了解相关的权益披露（若有）。

本研究报告可能包括和/或描述/呈列期货合约价格的事实历史信息（“信息”）。请注意此信息仅供用作组成我们的研究方法/分析中的部分论点/依据/证据，以支持我们对所述相关行业/公司的观点的结论。在任何情况下，它并不（明示或暗示）与香港证监会第5类受规管活动（就期货合约提供意见）有关联或构成此活动。

权益披露

(1)广发证券（香港）跟本研究报告所述公司在过去12个月内并没有任何投资银行业务的关系。

版权声明

未经广发证券事先书面许可，任何机构或个人不得以任何形式翻版、复制、刊登、转载和引用，否则由此造成的一切不良后果及法律责任由私自翻版、复制、刊登、转载和引用者承担。