

华能国际 (600011.SH) 火电稳健托底，新能源成长接力

2026年03月27日

——公司首次覆盖报告
投资评级：买入（首次）
王高展（分析师）
黄懿轩（联系人）

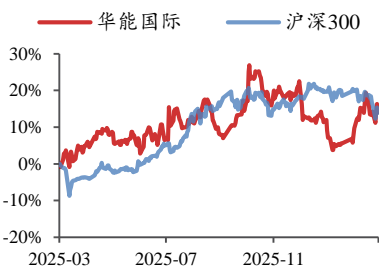
wanggaozhan@kysec.cn

huangyixuan1@kysec.cn

证书编号：S0790525070003

证书编号：S0790125070014

日期	2026/3/26
当前股价(元)	7.53
一年最高最低(元)	8.49/6.55
总市值(亿元)	1,182.07
流通市值(亿元)	828.13
总股本(亿股)	156.98
流通股本(亿股)	109.98
近3个月换手率(%)	52.45

股价走势图


数据来源：聚源

● 华能集团旗下火电旗舰，充分受益于火电商业模式重塑与新能源规模扩张

随着电力市场机制逐步完善，电价机制理顺，电力商品属性有望得到有效还原。火电周期性有望弱化，盈利稳定性有望提升；绿电环境价值传导路径有望打通，行业有望实现可持续发展。公司作为国内火电龙头、华能集团旗下火电旗舰平台，具备领先的装机规模和资源优势。我们认为，公司有望充分受益于电价机制理顺带来的火电商业模式重塑和新能源行业可持续发展，预计公司 2026-2028 年实现归母净利润分别为 144.92、154.57、159.38 亿元，EPS 分别为 0.92、0.98、1.02 元/股，当前股价对应 PE 分别为 8.2、7.6、7.4 倍。首次覆盖，给予“买入”评级。

● 火电业务：商业模式迎来重塑，公司有望依托机组规模&结构优势充分受益

短期来看，电量电价仍是火电主要收入来源，在电量供需宽松、市场化电价下行的环境下，火电盈利承压；中期来看，火电从“电量电源”向“电力电源”转型，火电利用小时数和耗煤量的下降有望逐步弱化行业周期属性，容量电价、辅助服务收益有望成为火电重要收入来源，弱化盈利波动。公司火电机组性能优越，60 万千瓦以上的大型机组装机容量超过 55%；火电机组重点分布于京津冀、长三角、粤港澳等经济发达、电力需求旺盛地区，有望充分受益于火电商业模式重塑。

● 新能源业务：市场化改革步入深水区，新能源业务有望实现可持续发展

136 号文推动新能源发电全面入市，政策端不确定性落地。从首轮机制电价竞价结果来看，多数省份机制电量完成度超 50%，东部以及西南省份机制电价较高，风电机制电价基本高于光伏。绿证市场逐步完善，绿电环境价值传导路径有望打通，行业有望实现可持续发展。公司风光业机组主要位于东中部经济核心区域，电网接入和消纳条件优越；随着公司新能源装机规模逐年扩张，新能源业务利润贡献能力持续增强。公司有望依托集团资源优势，持续获取优质新能源项目、扩大装机规模、实现利润可持续增长。

● 风险提示：利用小时数下降风险；燃料成本上涨风险；市场化电价波动风险；电网建设不及预期；电力市场建设不及预期。

财务摘要和估值指标

指标	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
营业收入(百万元)	245,551	229,288	219,931	220,340	220,950
YOY(%)	-3.5	-6.6	-4.1	0.2	0.3
归母净利润(百万元)	10,135	14,410	14,492	15,457	15,938
YOY(%)	20.0	42.2	0.6	6.7	3.1
毛利率(%)	15.1	18.4	19.0	19.3	19.6
净利率(%)	4.1	6.3	6.6	7.0	7.2
ROE(%)	6.9	9.2	8.3	8.4	8.1
EPS(摊薄/元)	0.65	0.92	0.92	0.98	1.02
P/E(倍)	11.7	8.2	8.2	7.6	7.4
P/B(倍)	2.1	1.8	1.5	1.3	1.2

数据来源：聚源、开源证券研究所

目 录

1、 火电龙头优势夯实，能源转型稳步推进.....	4
1.1、 华能集团旗下火电旗舰平台，稳步推进能源转型.....	4
1.2、 煤电贡献主要收入，风光以不足两成收入贡献四成利润.....	5
2、 “宽电量、紧电力”格局下，火电商业模式有望重塑.....	8
2.1、 电量供需偏宽松，电价承压、动力煤价格趋稳.....	8
2.2、 电改持续深化，还原电力商品属性，火电盈利有望趋稳.....	11
2.3、 公司依托装机规模和装机结构优势，持续做强做优火电主业.....	15
3、 绿电市场化改革进入深水区，行业有望实现可持续发展.....	18
3.1、 136号文首轮竞价结果陆续公示，东部地区机制电价较高.....	18
3.2、 可再生能源消纳考核范围拓宽，绿电环境溢价有望提升.....	21
3.3、 公司东部地区机组较多，新能源盈利贡献持续增强.....	23
4、 盈利预测与投资建议.....	26
4.1、 核心假设与盈利预测.....	26
4.2、 估值与评级.....	26
5、 风险提示.....	27
附：财务预测摘要.....	28

图表目录

图 1： 华能国际是华能集团旗下火电旗舰平台，持续做优火电主业，开展新能源发电布局.....	4
图 2： 公司隶属于华能集团，实控人为国资委（截至 2025 年 Q3）.....	5
图 3： 截至 2025 年末，公司煤电装机规模 9195.3 万千瓦，风电光伏装机快速增长（万千瓦）.....	6
图 4： 公司发电量主要为火电，新能源发电量持续增长（亿千瓦时）.....	6
图 5： 火电是公司电力业务收入的主要来源（亿元）.....	6
图 6： 2023 年开始，火电业务成本逐渐下降（亿元）.....	6
图 7： 2023 年，公司火电业务毛利润扭亏（亿元）.....	6
图 8： 2023 年，公司煤电业务税前利润扭亏（亿元）.....	6
图 9： 公司海外业务贡献稳定收入（亿元）.....	7
图 10： 公司海外业务持续贡献盈利（亿元）.....	7
图 11： 2015-2025 年，我国火力发电装机容量与发电量占比陆续下降.....	8
图 12： 2026 年，广东年度交易均价 372.14 元/兆瓦时.....	10
图 13： 2026 年，江苏年度交易均价 344.19 元/兆瓦时.....	10
图 14： 2025M12，山东月度交易均价 368.16 元/兆瓦时.....	11
图 15： 2025M12 甘肃省内中长期均价 251.85 元/兆瓦时.....	11
图 16： 截至 3 月 20 日，CCI 动力煤大宗价格小幅反弹至 737 元/吨（单位：元/吨）.....	11
图 17： 2024 年，我国辅助服务市场以调峰服务为主.....	13
图 18： 2024 年，辽宁、江苏、蒙东辅助服务费用较高.....	14
图 19： 火电商业模式迎来转变，盈利有望趋稳.....	14
图 20： 公司机组性能优越，高功率超高功率机组占比高.....	15
图 21： 公司单位煤耗优于全国平均水平（克/千瓦时）.....	15
图 22： 点火价差来看，三家子公司盈利能力持续向好（元/兆瓦时）.....	16
图 23： 2022-2024 年，公司调峰服务已经形成稳定收入规模（亿元）.....	17
图 24： 多数省份 2026 年非水消纳考核目标高于省内 2025 年非水可再生能源在电力供给结构中的占比.....	21

图 25: 2024 年 12 月起, 绿证供给收缩并趋于稳定 (单位: 亿张)	22
图 26: 公司新能源装机规模迅速扩张 (万千瓦)	23
图 27: 公司新能源发电量逐年增加 (亿千瓦时)	23
图 28: 2022-2025 年, 煤电、风电电价下滑 (元/千瓦时)	25
图 29: 新能源发电度电成本较低 (元/千瓦时)	25
图 30: 新能源发电度电毛利逐渐下降 (元/千瓦时)	25
图 31: 新能源发电度电税前利润逐渐下降 (元/千瓦时)	25
表 1: 公司管理层经验丰富, 大多出身于华能集团	5
表 2: 考虑电力供需平衡, 我们预计未来一段时间内燃煤发电与燃气发电装机容量维持平稳增长	9
表 3: 考虑电量供需平衡, 火电利用小时数或将于 2030 年前后下降至 3500 小时左右	10
表 4: 每年每千瓦 330 元的容量电价水平基本可以保障煤电固定成本回收 (单位: 元/兆瓦时)	12
表 5: 《电力辅助服务市场基本规则》明确辅助服务市场各项运行规则	13
表 6: 从上网电量看, 公司火电业务主要集中于山东、江苏、浙江、广东 (亿千瓦时)	15
表 7: 2025 年, 公司浙江、新加坡子公司盈利能力较强 (单位: 亿元)	16
表 8: 2026 年江苏、浙江、广东市场化电价下行, 公司利润承压	17
表 9: 136 号文明确新能源可持续发展价格结算机制的电量规模、机制电价和执行期限	18
表 10: 从机制电量完成情况来看, 多数省份完成度较高	19
表 11: 高价主要集中在东部以及西南省份, 风电电价基本高于光伏 (元/度)	20
表 12: 新能源消纳政策逐步健全, 消纳责任从电网公司、省级区域逐渐向下落实到重点行业	21
表 13: 环境价值覆盖率 50%、单价 10 元对应单位发电环境价值收益为 5 元/兆瓦时 (单位: 元/个、元/兆瓦时)	23
表 14: 公司风电光伏业务分布广泛, 主要集中在中部与东部地区 (万千瓦时)	24
表 15: 我们预计 2026-2028 年公司经营业绩保持平稳	26
表 16: 公司 PE 低于可比公司均值	27

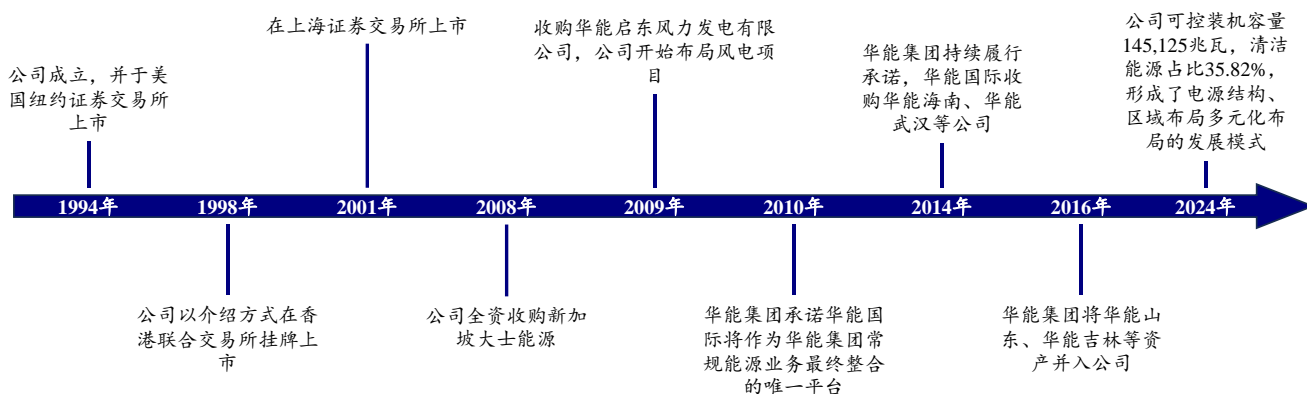
1、火电龙头优势夯实，能源转型稳步推进

1.1、华能集团旗下火电旗舰平台，稳步推进能源转型

华能国际电力股份公司隶属于华能集团，是中国最大的上市发电企业之一，也是国内最早按照现代企业制度运作并成功进入资本市场的发电公司。主要在中国全国范围内开发、建设和经营管理发电厂，境内电厂分布在中国二十六个省、自治区和直辖市；公司在新加坡全资拥有一家营运电力公司，在巴基斯坦投资一家营运电力公司。截至 2024 年 12 月 31 日，公司拥有可控发电装机容量 15586.9 万千瓦，其中低碳清洁能源装机容量占比为 35.82%。

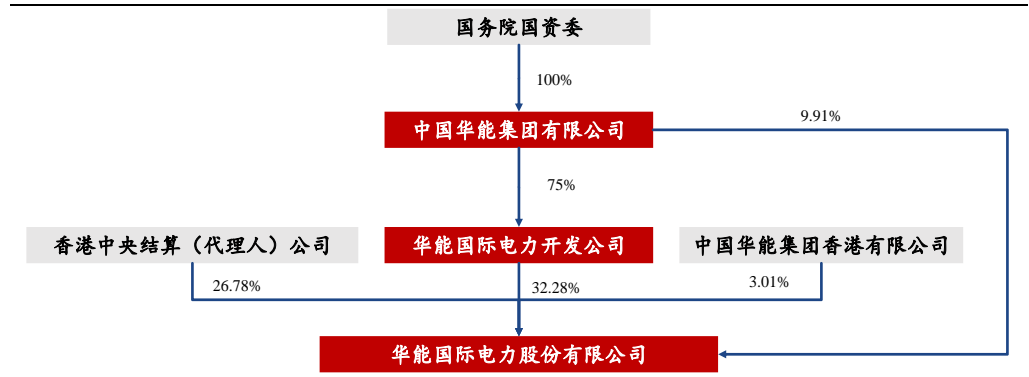
华能国际成立于 1994 年 6 月，并于同年 10 月进入国际资本市场，在美国纽约证券交易所上市。1998 年，公司外资股在香港联合交易所介绍方式挂牌上市，此后公司又于 2001 年于上海证券交易所上市，成为国内首家实现纽约、香港和上海三地上市的发电企业。公司通过并购和投资持续扩大经营规模，将业务向海外延伸。2008 年，公司从华能集团新加坡分公司中新电力企业全资收购新加坡大士能源。公司在火电项目规模化扩张外，注重发电业务多元化发展。2009 年，公司开展风电产业布局，2015 年，公司海上风电项目开工。

图1：华能国际是华能集团旗下火电旗舰平台，持续做优火电主业，开展新能源发电布局



资料来源：公司官网、公司公告等、开源证券研究所

公司是集团内重要的资产整合平台。公司第一大股东为中国华能集团有限公司，该集团是国务院国资委直接监管的骨干企业，是中国五大发电集团之一。截至 2025 年 Q3，华能集合计控制华能国际 45.20% 的股份，其中直接持股 9.91%，通过子公司华能国际电力开发公司持股 32.28%，通过子公司中国华能集团香港有限公司持股 3.01%。公司是集团重要的资产整合平台，集团承诺将山东及其他地区符合条件的常规能源资产优先注入华能国际。公司管理层队伍保持稳定，核心高管长期在华能集团深耕。

图2：公司隶属于华能集团，实控人为国资委（截至 2025 年 Q3）


资料来源：Wind、开源证券研究所

表1：公司管理层经验丰富，大多出身于华能集团

任职日期	职务	过往履历
王葵 2020-06-16	董事长 执行董事	1967年2月出生，中共党员。现任华能国际董事长，党委书记。曾任华能新疆开发有限公司副总经理，华能国际山西分公司副总经理，中国华能集团有限公司副总经济师等。毕业于北京大学光华管理学院高级管理人员工商管理专业，工商管理硕士。正高级工程师。
高国勤 2025-06-24	董事	1966年8月出生，中共党员。现任辽宁能源投资（集团）有限责任公司党委书记、董事长。曾任辽宁省能源集团副总工程师，辽能股份红阳热电有限公司党委书记、董事长等。毕业于大连理工大学工商管理专业，硕士研究生。研究员级高级工程师。
李进 2025-06-24	董事	1966年4月出生，中共党员。现任中国华能集团有限公司专职董监事、华能澜沧江水电股份有限公司董事、景顺长城董事长。曾任中国华能财务有限责任公司副总经理，华能资本服务有限公司党委书记等。毕业于中国人民银行研究生部保险学专业，硕士研究生。正高级经济师。
刘安仓 2025-09-23	董事	1968年12月出生，中共党员。曾任中国华能集团公司办公厅副主任，中国华能集团公司董事会办公室主任、办公厅副主任，华能（广东）能源开发有限公司董事长、党委书记等。毕业于西安交通大学高级管理人员工商管理专业，工商管理硕士，正高级工程师。
寇尧洲 2025-12-23	董事	1969年12月出生。现任大连市国有资本管理运营有限公司首席财务专家。曾任大连市国有资本管理运营有限公司总法律顾问、总经理助理，华能国际电力股份有限公司第十一届监事会副主席。毕业于东北财经大学税务系税收专业，本科学历，经济学学士学位。高级会计师。

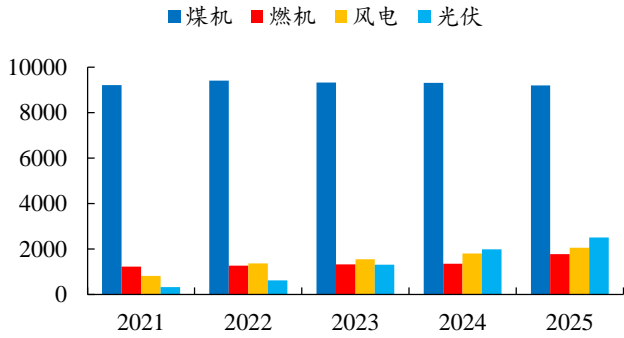
资料来源：Wind、开源证券研究所

1.2、煤电贡献主要收入，风光以不足两成收入贡献四成利润

公司主营业务为电力及综合能源的投资、建设与运营，业务形态覆盖燃煤与燃气发电、新能源发电以及相关配套基础设施。公司在境内外布局燃煤、燃气发电厂、新能源发电项目，并同步开展港口、航运及增量配电网等配套设施的建设与运营，形成以发电业务为核心、上下游协同发展的业务体系。

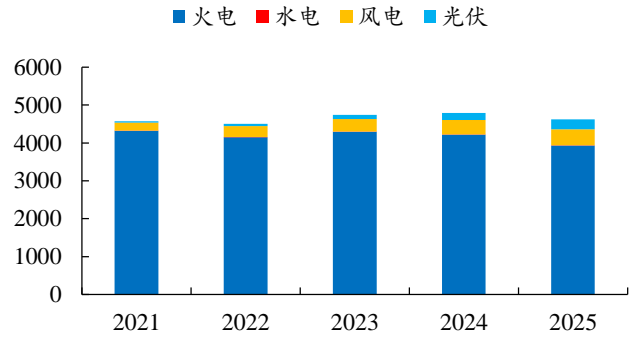
公司主营业务为电力，煤电是发电量的主要来源。截至 2025 年末，公司可控发电装机容量合计 15587 万千瓦，其中火电 10965 万千瓦，占比 70.3%；具体来看，煤机 9195 万千瓦，燃机 1770 万千瓦，风电 2062 万千瓦，光伏 2507 万千瓦，水电 37 万千瓦，生物质能 16 万千瓦。2025 年，公司完成发电量 4631 亿千瓦时，其中煤电、气电、风电、光伏分别完成 3634、296、421、262 亿千瓦时，占比分别为 78.5%、6.4%、9.1%、5.7%。

图3: 截至 2025 年末,公司煤电装机规模 9195.3 万千瓦,风电光伏装机快速增长 (万千瓦)



数据来源: 公司公告、开源证券研究所

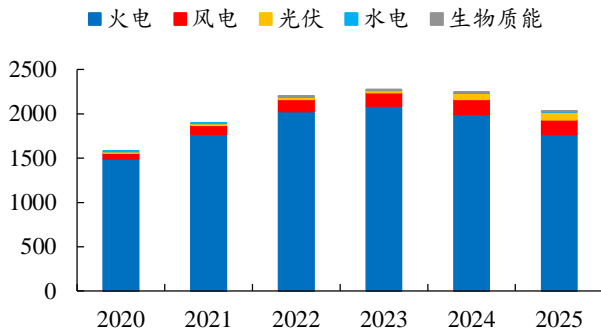
图4: 公司发电量主要为火电, 新能源发电量持续增长 (亿千瓦时)



数据来源: 公司公告、开源证券研究所

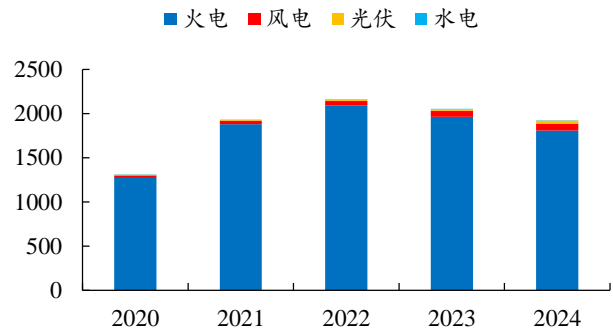
2023 年公司煤电业务扭亏, 风电利润贡献稳健。2025 年, 公司实现营业收入 2209.61 亿元, 电力业务收入 2032.59 亿元, 占比 92.0%。电力业务中, 煤电收入 1555.11 亿元, 占比 76.5%, 毛利 226.05 亿元, 占比 61.6%; 气电收入 212.39 亿元, 占比 10.4%, 毛利 22.16 亿元, 占比 5.5%; 风电收入 166.43 亿元, 占比 8.2%, 毛利 75.21 亿元, 占比 20.5%; 光伏发电收入 89.73 亿元, 占比 4.4%, 毛利 43.8 亿元, 占比 11.9%。税前利润方面, 公司煤电、气电、风电、光伏发电业务分别实现税前利润 132.7、12.7、56.08、28.83 亿元。

图5: 火电是公司电力业务收入的主要来源 (亿元)



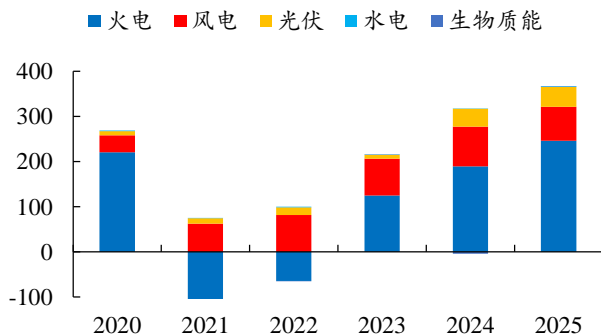
数据来源: 公司公告、开源证券研究所

图6: 2023 年开始, 火电业务成本逐渐下降 (亿元)



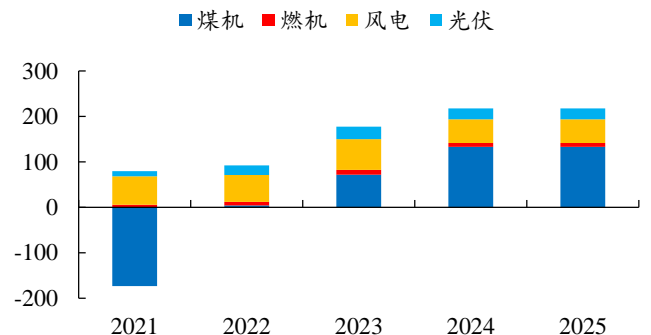
数据来源: 公司公告、开源证券研究所

图7: 2023 年, 公司火电业务毛利润扭亏 (亿元)



数据来源: 公司公告、开源证券研究所

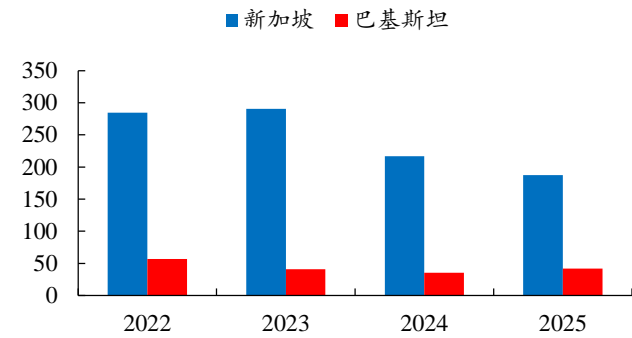
图8: 2023 年, 公司煤电业务税前利润扭亏 (亿元)



数据来源: 公司公告、开源证券研究所

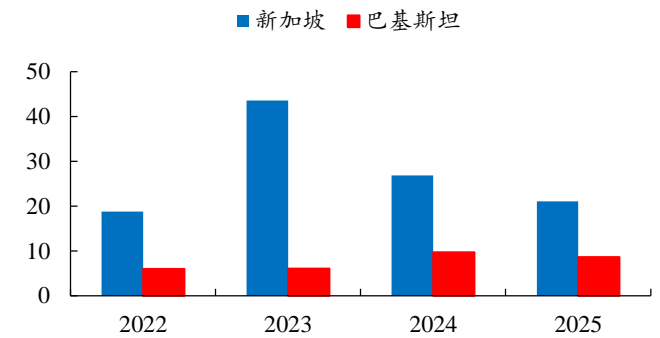
境外业务方面，公司已形成较为成熟的海外发电资产布局。公司依托纽约、香港和上海三地上市平台完成多轮融资。公司坚持“开发与收购并重”的策略，先后完成对新加坡大士能源的收购并实现稳定运营，同时参与“一带一路”建设，投资并运营巴基斯坦萨希瓦尔燃煤电站。目前，公司在新加坡全资拥有电力营运公司大士能源公司，在巴基斯坦持有营运电力资产公司。2025 年，公司新加坡业务实现营业收入人民币 187.11 亿元，税前利润 21.10 亿元；巴基斯坦业务实现营业收入 41.75 亿元，税前利润 8.61 亿元。

图9：公司海外业务贡献稳定收入（亿元）



数据来源：公司公告、开源证券研究所

图10：公司海外业务持续贡献盈利（亿元）



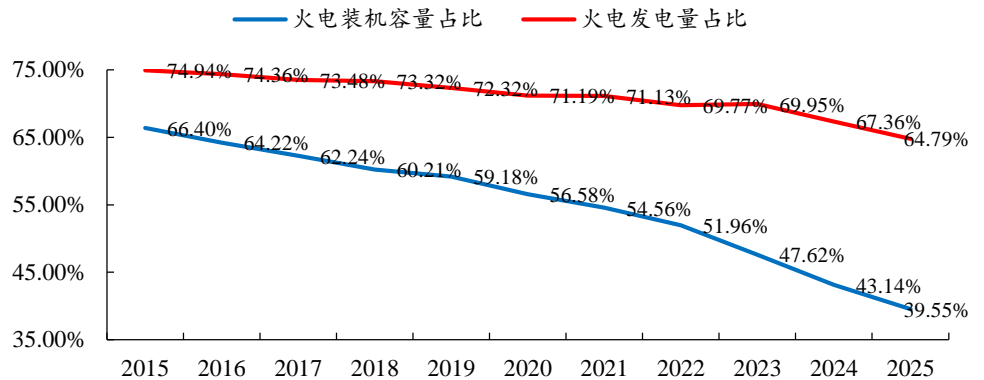
数据来源：公司公告、开源证券研究所

2、“宽电量、紧电力”格局下，火电商业模式有望重塑

2.1、电量供需偏宽松，电价承压、动力煤价格趋稳

随着能源转型持续推进，我国火电装机容量、发电量占比持续下降。截至 2025 年末，我国火电装机容量 1539GW，占比 39.6%，较 2024 年下降 3.6pct；2025 年，我国火电发电量 6.29 万亿千瓦时，占比 64.8%，较 2024 年下降 2.6pct。

图11：2015-2025 年，我国火力发电装机容量与发电量占比陆续下降



数据来源：Wind、开源证券研究所

从电力电量供需平衡表来看，“十五五”乃至更长时期里全国将呈现电量(能量)供需宽松，电力(功率)供需偏紧的格局，综合电价有望企稳。

假设“十五五”期间全国最大用电负荷 CAGR 约为 4.1%；此处引入保证出力系数(可控功率维度表征机组顶峰发电能力)，假设火电、水电、抽水蓄能、核电、生物质能发电的置信容量系数均为 1.0，风电、光伏发电保证出力系数分别为 0.1、0.0；随着新能源装机维持快速增长、装机占比逐年提升，电力系统备用率(保证出力容量/最大电力负荷-1)持续下降，电力供需趋紧，系统灵活性资源稀缺性愈发凸显；此外，在惯性机组中，火电选址要求低于水电和核电且建设周期较短，从电力供需的平衡角度出发，我们预计未来一段时间内燃煤发电与燃气发电装机容量维持平稳增长，通过新建 60 到 100 万千瓦的大型机组和淘汰 30 万千瓦以下机组来实现。

表2：考虑电力供需平衡，我们预计未来一段时间内燃煤发电与燃气发电装机容量维持平稳增长

电力供需平衡表	单位	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
全社会用电量	亿千瓦时	75110	83128	86372	92241	98521	103682	108348	112980	117568	122104	126579
YoY	/	3.1%	10.3%	3.6%	6.7%	6.8%	5.0%	4.5%	4.3%	4.1%	3.9%	3.7%
用电量年增长	亿千瓦时		8018	3244	5869	6280	5161	4666	4632	4588	4536	4475
统调最大负荷	亿千瓦	10.76	11.92	12.90	13.40	14.50	15.50	16.52	17.54	18.58	19.62	20.67
YoY	/	2.3%	10.8%	8.2%	3.9%	8.2%	6.9%	6.6%	6.2%	5.9%	5.6%	5.3%
最大负荷年增长	亿千瓦		1.16	0.98	0.50	1.10	1.00	1.02	1.03	1.04	1.04	1.05
火水核备用率 (不含抽蓄)	/	45.6%	36.4%	28.9%	28.2%	22.5%	20.5%	16.8%	13.4%	10.7%	8.2%	6.0%
全电源备用率(含风电抽蓄生物质能)	/	53.9%	45.4%	38.5%	38.6%	33.3%	38.3%	35.0%	32.0%	29.6%	27.4%	25.4%
累计装机容量 (全电源合计)	亿千瓦	21.62	23.35	25.08	28.64	32.88	39.21	43.15	46.89	50.69	54.49	58.29
燃煤	亿千瓦	10.80	11.09	11.24	11.65	11.95	12.59	12.89	13.19	13.49	13.79	14.09
燃气	亿千瓦	0.98	1.09	1.15	1.26	1.44	1.64	1.79	1.94	2.09	2.24	2.39
常规水电	亿千瓦	3.39	3.55	3.68	3.71	3.77	3.82	3.92	4.02	4.12	4.22	4.32
抽水蓄能	亿千瓦	0.31	0.36	0.46	0.51	0.59	0.66	0.76	0.86	0.96	1.06	1.16
核电	亿千瓦	0.50	0.53	0.56	0.57	0.61	0.62	0.68	0.74	0.86	0.98	1.10
风电	亿千瓦	2.82	3.28	3.65	4.41	5.21	6.40	7.60	8.80	10.00	11.20	12.40
光伏	亿千瓦	2.53	3.07	3.93	6.09	8.87	12.02	14.02	15.82	17.62	19.42	21.22
生物质能	亿千瓦	0.30	0.38	0.41	0.44	0.46	1.46	1.49	1.52	1.55	1.58	1.61
年新增装机容量 (全电源合计)	亿千瓦	1.91	1.73	1.73	3.56	4.25	6.33	3.94	3.74	3.80	3.80	3.80
燃煤	亿千瓦	0.39	0.29	0.15	0.41	0.30	0.64	0.30	0.30	0.30	0.30	0.30
燃气	亿千瓦	0.08	0.11	0.06	0.11	0.18	0.20	0.15	0.15	0.15	0.15	0.15
常规水电	亿千瓦	0.14	0.16	0.13	0.03	0.06	0.05	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
抽水蓄能	亿千瓦	0.01	0.05	0.10	0.05	0.08	0.07	0.10	0.10	0.10	0.10	0.10
核电	亿千瓦	0.01	0.03	0.02	0.01	0.04	0.02	0.06	0.06	0.12	0.12	0.12
风电	亿千瓦	0.72	0.47	0.37	0.76	0.79	1.19	1.20	1.20	1.20	1.20	1.20
光伏	亿千瓦	0.49	0.53	0.86	2.17	2.77	3.15	2.00	1.80	1.80	1.80	1.80
生物质能	亿千瓦	0.07	0.08	0.03	0.03	0.02	1.00	0.03	0.03	0.03	0.03	0.03

数据来源：Wind、国家能源局、中电联、开源证券研究所

不考虑规模以下发电机组和系统损耗，假设发电量与全社会用电量相等；燃气发电、水电、生物质能发电利用小时数保持稳定；假设核电小幅参与调峰，利用小时数逐年小幅下降；风电尽管存在优质风场资源有限限制，但是考虑风机大型化和海风开发，利用小时数趋于稳定；光伏受限于消纳条件，利用小时数逐年小幅下降。从电量供需平衡角度测算，考虑容量市场和辅助服务市场顺利建成且机制公允，预计“十五五”期间火电利用小时数逐年小幅下降，2030年下降至3500小时左右。

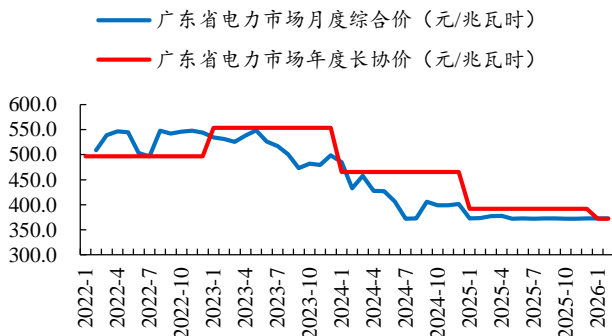
表3: 考虑电量供需平衡, 火电利用小时数或将于 2030 年前后下降至 3500 小时左右

电量供需平衡表	单位	2020	2021	2022	2023	2024	2025(E)	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
全社会发电量												
(全社会用电量)	亿千瓦时	75110	83128	86372	92241	98521	103682	108348	112980	117568	122104	126579
燃煤	亿千瓦时	46525	51271	53263	55635	56484	55478	51878	52043		51075	49948
燃气	亿千瓦时	2566	3056	2802	3172	3417	3290	4298	4658	5018	5378	5738
常规水电	亿千瓦时	12955	12858	12565	11600	12648	12850	12925	13255	13585	13915	14245
核电	亿千瓦时	3718	4155	4229	4365	4673	4439	4824	5202	5988	6760	7517
风电	亿千瓦时	5086	6808	7699	9016	10231	10454	14700	16810	18800	21200	23600
光伏	亿千瓦时	2934	3343	4684	6474	8984	10602	13017	14171	15046	16666	18286
生物质能	亿千瓦时	1326	1637	1129	1980	2083	6570	6705	6840	6975	7110	7245
利用小时数												
(全电源综合)	小时	3474	3560	3445	3221	2996	2644	2511	2409	2319	2241	2171
燃煤	小时	4308	4623	4738	4776	4727	4405	4024	3945	3865	3703	3544
燃气	小时	2618	2814	2440	2525	2378	2005	2400	2400	2400	2400	2400
常规水电	小时	3827	3622	3417	3130	3355	3367	3300	3300	3300	3300	3300
核电	小时	7453	7802	7616	7670	7683	7104	7044	6984	6924	6864	6804
风电	小时	2073	2232	2219	2235	2127	1801	2100	2050	2000	2000	2000
光伏	小时	1281	1194	1340	1292	1201	1015	1000	950	900	900	900
生物质能	小时	4492	4310	2732	4486	4529	4500	4500	4500	4500	4500	4500

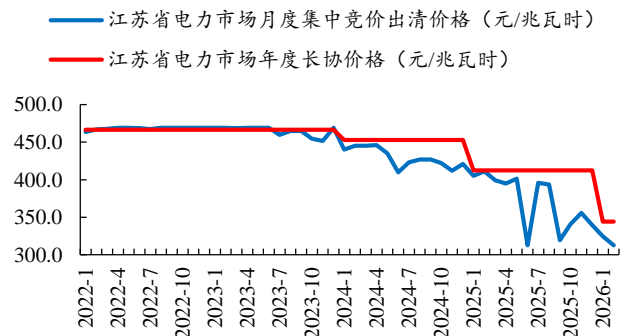
数据来源: Wind、国家能源局、中电联、开源证券研究所 (注: 考虑到风光装机增长较快, 假设当年新增装机平均并网运行时长仅半年, 新增装机实际利用小时数=等效全年利用小时数/2; 假设 2025 年生物质能发电利用小时数为 4500。)

电量供需偏宽松, 广东、江苏、浙江电力市场年度长协电价下降。2026 年, 广东、江苏、浙江年度交易均价分别为 372.14、344.19、344.85 元/兆瓦时, 同比下降 19.72%、68.26%、67.54 元/兆瓦时, 较燃煤基准价下浮 17.8%、12.0%、17.0%。

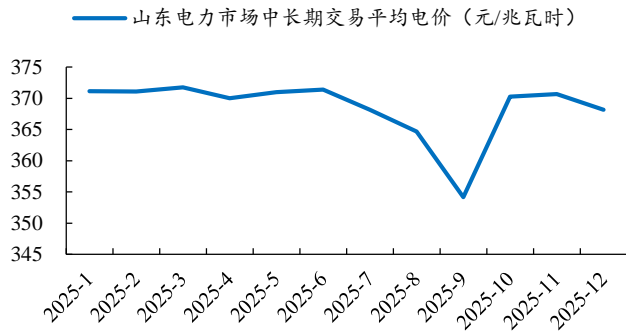
截至最新数据, 2026 年 3 月, 广东月度交易均价 372.14 元/兆瓦时, 环比基本持平; 2026 年 2 月, 江苏月度集中竞价均价 312.8 元/兆瓦时, 环比降低 11.91 元/兆瓦时; 2025 年 12 月, 山东月度交易均价 368.16 元/兆瓦时, 环比降低 2.53 元/兆瓦时; 2025 年 12 月, 甘肃省内中长期交易均价 251.85 元/兆瓦时, 环比提高 10.02 元/兆瓦时, 甘肃外送电量交易均价 298.88 元/兆瓦时, 环比提高 53.87 元/兆瓦时。

图12: 2026 年, 广东年度交易均价 372.14 元/兆瓦时


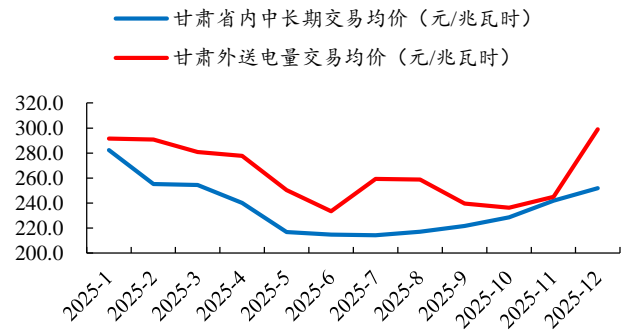
数据来源: 广东电力交易中心公众号、开源证券研究所

图13: 2026 年, 江苏年度交易均价 344.19 元/兆瓦时


数据来源: 中电售电公众号、大唐江苏售电有限公司公众号、开源证券研究所

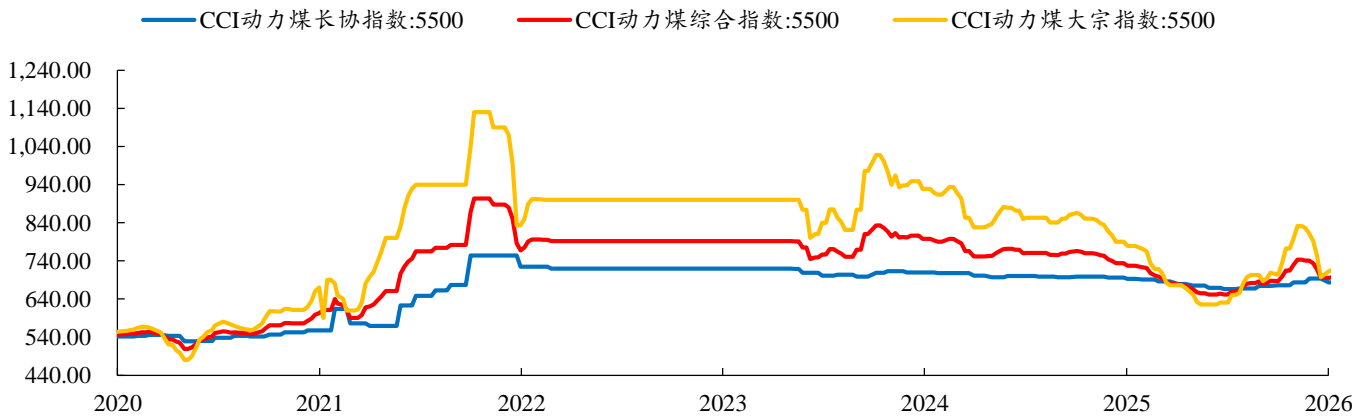
图14：2025M12，山东月度交易均价 368.16 元/兆瓦时


数据来源：奥信光智能公众号、开源证券研究所

图15：2025M12 甘肃省内中长期均价 251.85 元/兆瓦时


数据来源：甘肃电力交易中心有限公司公众号、开源证券研究所

电煤供需格局整体宽松，2025Q4 动力煤现货价格回落趋稳。2025H1，CCI 动力煤（5500）大宗价格指数（反映现货价格水平）均值为 694 元/吨，同比下降 189 元/吨；2025M7-11 动力煤现货价格反弹突破 800 元/吨，2025M12 动力煤现货价格回落至长协价附近。电煤中长期合同价格采用“基准+浮动”的形成机制，基准价与浮动价权重各 50%；2023-2025 年下水动力煤（5500）中长期合同基准价为 675 元/吨，浮动价取几种煤炭综合价格指数均值，长协价格波动较小。

图16：截至 3 月 20 日，CCI 动力煤大宗价格小幅反弹至 737 元/吨（单位：元/吨）


数据来源：Wind、开源证券研究所

2.2、电改持续深化，还原电力商品属性，火电盈利有望趋稳

我国燃煤发电上网电价机制由行政定价逐步转向市场化形成。1985-1997 年，在“集资办电”阶段，煤电上网电价实行还本付息机制，以覆盖成本、税金并具备还本付息和合理收益能力为定价原则，主要服务于电源投资和装机扩张。1997-2002 年进入经营期电价阶段，电价核定在合理补偿成本的基础上，兼顾电源投资激励与终端电价约束。2002-2019 年，煤电标杆电价机制确立，并配套煤电价格联动机制，通过设定联动周期与联动区间，在一定程度上缓冲煤价波动对电价的冲击。2020 年以来，煤电标杆电价逐步退出，燃煤发电上网电价转向“基准价+上下浮动”的市场化形成机制，交易价格浮动空间持续扩大，电价对供需关系和燃料成本变化的反映更加直接，

煤电价格机制的市场化程度显著提升。

容量电价将有效容量价值从电能量价格中剥离，进行单独定价、单独结算，通过补偿固定成本的方式激励煤电投资，并推动煤电机组向保障性电源转变。随着新能源渗透率逐渐提高，煤电的功能需要从电量生产转为兜底调节，利用小时数逐年下降，单位发电分摊的固定成本越来越高，容量电价机制对净发电空间内无法回收的固定成本进行补偿。2023年，国家发改委、能源局发布《关于建立煤电容量电价机制的通知》（发改价格〔2023〕1501号），将煤电单一制电价调整为两部制电价，其中电量电价通过市场化方式形成，灵敏反映电力市场供需、燃料成本变化等情况；容量电价体现煤电对电力系统的支撑调节价值，确保煤电行业持续健康运行；煤电机组固定成本实行全国统一标准，为每年每千瓦330元；通过容量电价回收的固定成本比例，2024~2025年多数地方为30%左右，2026年起，将各地通过容量电价回收固定成本的比例提升至不低于50%。

容量电价补偿能够覆盖煤电项目大多数固定成本。假设项目运维费用、人员费用等其他固定成本取固定值每年每千瓦200元，折旧与运维等固定成本总计每年每千瓦400元。考虑极端情景，若项目固定成本全部由容量电费承担，当煤电利用小时数下降至2500小时，容量电费补贴提高至每年每千瓦300元，容量电费无法回收的固定成本折合度电水平仅28元/兆瓦时。

表4：每年每千瓦330元的容量电价水平基本可以保障煤电固定成本回收（单位：元/兆瓦时）

容量电价无法补贴的固定成本	5000	4750	4500	4250	4000	3750	3500	3250	3000	2750	2500
100	60.0	63.2	66.7	70.6	75.0	80.0	85.7	92.3	100.0	109.1	120.0
132	53.6	56.4	59.6	63.1	67.0	71.5	76.6	82.5	89.3	97.5	107.2
165	47.0	49.5	52.2	55.3	58.8	62.7	67.1	72.3	78.3	85.5	94.0
200	40.0	42.1	44.4	47.1	50.0	53.3	57.1	61.5	66.7	72.7	80.0
232	33.6	35.4	37.3	39.5	42.0	44.8	48.0	51.7	56.0	61.1	67.2
265	27.0	28.4	30.0	31.8	33.8	36.0	38.6	41.5	45.0	49.1	54.0
297	20.6	21.7	22.9	24.2	25.8	27.5	29.4	31.7	34.3	37.5	41.2
330	14.0	14.7	15.6	16.5	17.5	18.7	20.0	21.5	23.3	25.5	28.0

数据来源：国家发改委、开源证券研究所

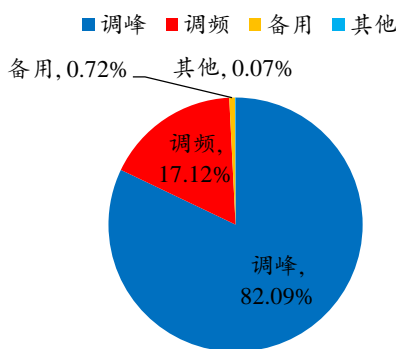
电力辅助服务是指为维持电力系统安全稳定运行，保证电能质量，除正常电能生产、输送、使用外，由可调节资源提供的调峰、调频、备用、爬坡等服务；电力辅助服务市场是指经营主体通过市场化机制提供辅助服务，并基于市场规则获取相应收益的市场运行机制。2024年2月，国家发改委、国家能源局发布《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》（发改价格〔2024〕196号），提出不断完善辅助服务价格形成机制，并明确辅助服务价格合理上限。2025年4月，国家能源局综合司发布《电力辅助服务市场基本规则》（发改能源规〔2025〕411号），明确按照“谁提供、谁获利，谁受益、谁承担”原则，优化各类电力辅助服务市场价格形成机制，健全电力辅助服务费用传导机制，充分调动可调节资源主动参与系统调节积极性，构建统一规范的电力辅助服务市场体系，服务新型电力系统建设。

表5: 《电力辅助服务市场基本规则》明确辅助服务市场各项运行规则

项目	内容
市场经营主体	满足电力市场需求, 具备可观、可测、可调、可控能力, 主要包括火电、水电、新型经营主体等可调节能源。
辅助服务品种	调峰服务是指经营主体为跟踪系统负荷的峰谷变化和可再生能源的出力变化, 根据调度指令或出清结果调整发电功率(包括设备启停)所提供的服务; 调频服务是指经营主体为减少系统频率偏差(或联络线控制偏差), 通过调速系统、自动功率控制等所提供的服务, 主要为二次调频服务; 备用服务是指为满足系统安全运行需要, 经营主体通过预留调节能力, 并在系统运行需要时于规定时间内调整有功出力的服务; 爬坡服务是指经营主体为应对可再生能源发电波动等不确定因素带来的系统净负荷短时大幅变化, 具备较强负荷调节速率的经营主体根据调度指令调整出力, 以维持系统功率平衡所提供的服务。
费用产生机制	调峰服务费用根据出清价格、中标调峰出力和实际调峰出力计算, 或者出清价格和启停次数计算; 调频服务费用根据调频里程、性能系数、出清价格等要素计算; 备用服务费用根据中标容量、中标时间、出清价格等要素计算; 爬坡服务费用根据中标容量、中标时间、出清价格等要素计算。
费用传导机制	按照“谁受益、谁承担”原则, 结合电力现货市场建设情况, 建立电力辅助服务费用传导机制; 电力现货市场未连续运行的地区, 原则上不向用户侧疏导辅助服务费用; 电力现货市场连续运行的地区, 符合规定的调频、备用等电力辅助服务费用, 原则上由用户用电量和未参与电能量市场交易的上网电量共同分担; 独立储能、虚拟电厂等“发用一体”主体, 在结算时段内按上网(下网)电量参与发电侧(用户侧)辅助服务费用分摊或分享。

资料来源: 国家发改委、开源证券研究所

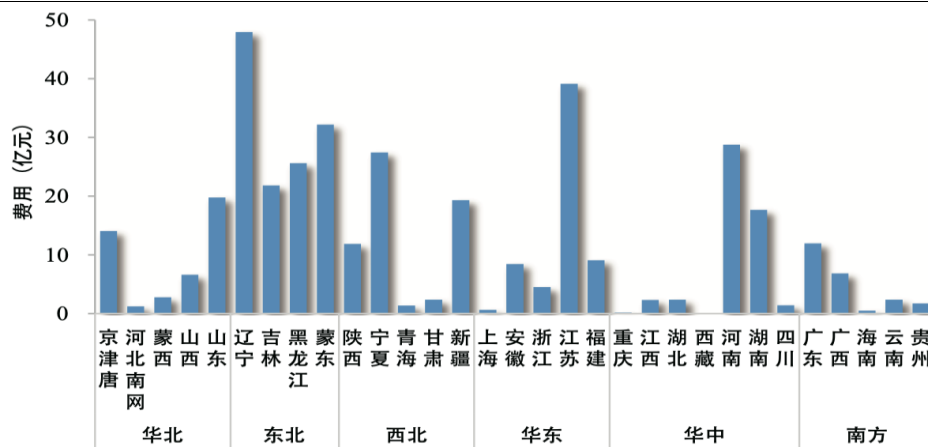
全国电力辅助服务市场规模已达数百亿元, 费用主要由发电侧承担, 其中调峰服务构成辅助服务费用的主要来源。2024年, 全国电力辅助服务市场费用合计402.5亿元。其中, 用户侧分摊费用为11.1亿元, 占总费用的2.8%, 其余费用由发电侧承担, 平均度电分摊价格为0.0053元/兆瓦时。从发电侧分摊结构看, 煤电、风电、光伏发电、核电、水电、气电及其他电源的分摊比例分别为24%、44%、19%、8%、3%、1%和1%。从辅助服务类型看, 调峰、调频、备用及其他费用分别为330.4亿元、68.9亿元、2.9亿元和0.3亿元。

图17: 2024年, 我国辅助服务市场以调峰服务为主


数据来源: 国家能源局、开源证券研究所

区域来看, 华北、华东、华中、东北、西北主要开展区域内调峰交易, 实现区域内资源余缺互济; 南方开展与区域现货市场相衔接的区域调频、备用交易。在省内地, 各地主要开展调峰、调频等辅助服务交易, 并根据电网实际运行需要, 不断调整丰富辅助服务交易品种, 探索爬坡等灵活调节资源的交易。

图18：2024年，辽宁、江苏、蒙东辅助服务费用较高

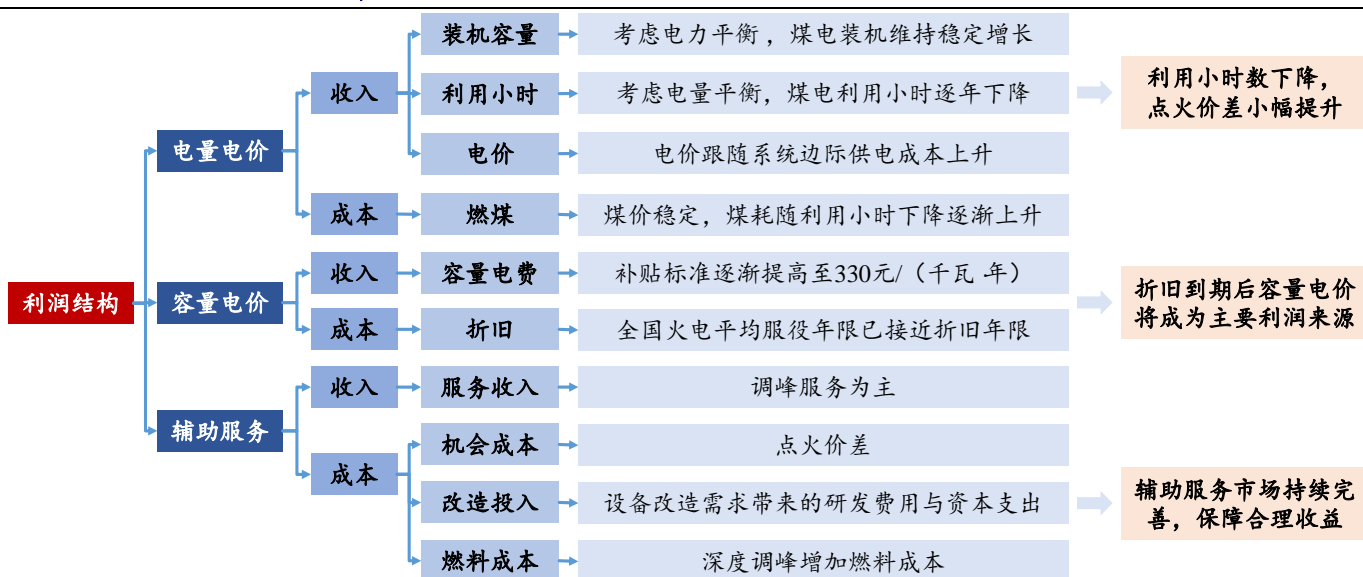


资料来源：国家能源局

火电企业为辅助服务市场主要获益主体。根据国家能源局最新数据，截至2023年6月底，全国发电装机容量约27.1亿千瓦，其中参与电力辅助服务的装机约20亿千瓦；2023年上半年，全国电力辅助服务费用共278亿元，占上网电费的1.9%；按价格形成机制分类，市场化补偿费用204亿元，占比73.4%，固定补偿费用74亿元，占比26.6%；按辅助服务类型分类，调峰补偿167亿元，占比60.0%，调频补偿54亿元，占比19.4%，备用补偿45亿元，占比16.2%；按电源侧发电主体分类，火电企业获得补偿254亿元，占比91.4%。

电改持续深化，还原电力商品属性，火电盈利有望趋稳。随着电改持续深化，火电行业正由单一的电量型收入模式，逐步演变为“电量+容量+辅助服务”多元化的收入模式；政策有序推动煤电机组向保障性电源转变，确保煤电行业健康稳定运行，火电周期属性有望弱化，盈利能力有望趋稳。

图19：火电商业模式迎来转变，盈利有望趋稳

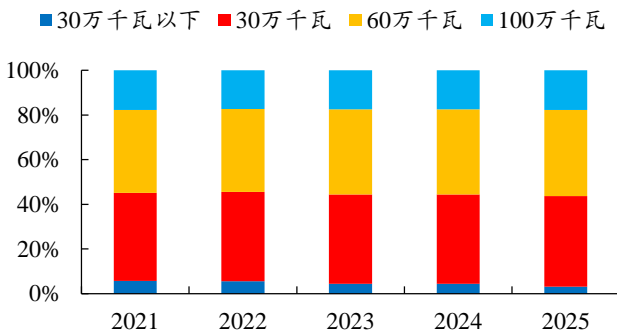


资料来源：开源证券研究所

2.3、公司依托装机规模和装机结构优势，持续做强做优火电主业

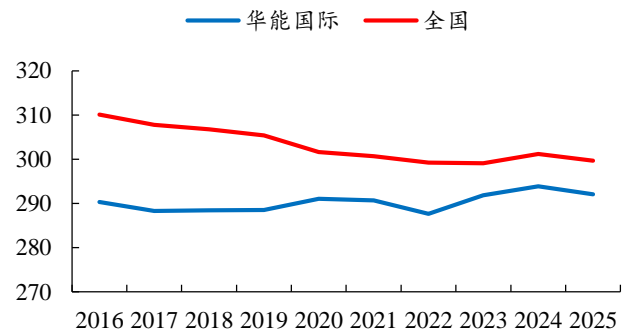
公司火电业务在规模、机组效率与成本控制等方面保持行业领先。2025 年，公司火电发电量 3929 亿千瓦时，占公司总发电量的 85.0%。火电业务实现营业收入人民币 1768 亿元，占公司营业总收入的 87.0%，收入规模稳居国内火电企业前列。公司运营火电机组可控装机容量 109.65GW，其中 **60 万千瓦以上的大型机组装机容量超过 56%**，包括 16 台百万千瓦等级超超临界机组，机组性能优越。2025 年，公司平均供电煤耗 292.05 克/千瓦时，低于行业平均水平。2025 年，国内煤炭市场整体呈现供应宽松、需求偏弱的运行态势，动力煤价格波动明显，均价同比下降。2025 年，公司持续优化电煤采购结构，推动长协合同提质降费，把握现货采购机会，发挥进口煤控价作用，煤炭采购均价同比下降 12.5%。

图20：公司机组性能优越，高功率超高功率机组占比高



数据来源：公司公告、开源证券研究所

图21：公司单位煤耗优于全国平均水平（克/千瓦时）



数据来源：公司公告、Wind、开源证券研究所

公司火电资产布局覆盖全国 23 个省区，重点分布于京津冀、长三角、粤港澳等经济发达、电力需求旺盛地区，电网接入条件优越、调度优先级较高。2024 年，公司旗下山东、江苏、浙江、广东四省火电上网电量合计 1559 亿千瓦时，占公司火电总上网电量的 42.2%；其中，山东上网电量 637 亿千瓦时占比最高，江苏、浙江上网电量分别为 339、312 亿千瓦时。

表6：从上网电量看，公司火电业务主要集中于山东、江苏、浙江、广东（亿千瓦时）

省份	上网电量	省份	上网电量
山东省	637.04	河北省	105.84
江苏省	339.31	黑龙江省	98.26
浙江省	311.57	云南省	94.02
广东省	271.1	甘肃省	93.98
江西省	255.04	北京市	75.99
上海市	202.04	山西省	74.76
河南省	189.2	湖南省	69.92
福建省	175.56	吉林省	65.49
重庆市	148.59	安徽省	59.92
辽宁省	138.13	天津市	44.72
湖北省	119.42	广西	3.12
海南省	117.85	总计	3690.87

数据来源：iFind、开源证券研究所

截至 2025 年末，公司重要子公司为山东、江苏、浙江、广东四省子公司和新加坡中新电力。2025 年，公司山东、江苏、浙江子公司和中新电力均实现净利润 20 亿元左右；浙江子公司实现净利率 14.0%，ROE13.1%，中新电力实现净利率 9.9%，ROE11.0%，盈利能力较强。

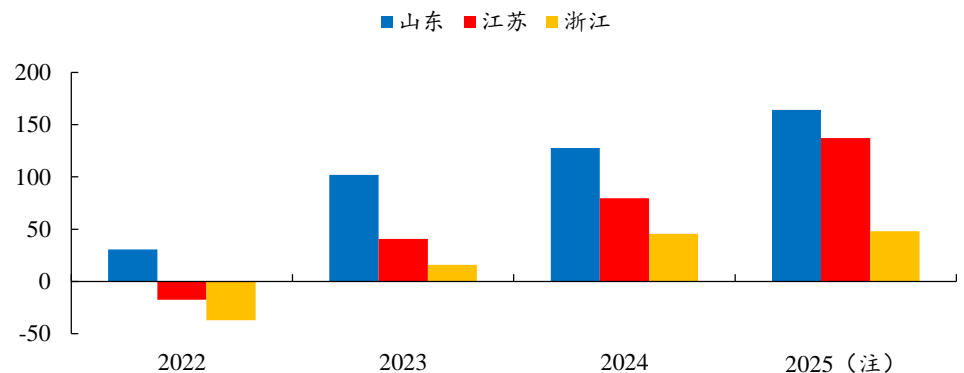
表7：2025 年，公司浙江、新加坡子公司盈利能力较强（单位：亿元）

公司名称	总资产	净资产	营业收入	净利润	净利率	ROA	ROE
华能山东发电有限公司	844.70	293.36	279.57	18.80	6.7%	2.2%	6.4%
华能国际电力江苏能源开发有限公司	595.70	318.86	218.83	21.62	9.9%	3.6%	6.8%
华能（浙江）能源开发有限公司	308.75	153.64	143.21	20.12	14.0%	6.5%	13.1%
中新电力（私人）有限公司	275.25	168.00	187.11	18.43	9.9%	6.7%	11.0%
华能（广东）能源开发有限公司	248.83	134.40	124.12	7.97	6.4%	3.2%	5.9%

数据来源：公司公告、开源证券研究所

点火价差体现单位发电收入在覆盖燃料成本后创造的附加价值，是判断火电业务短期盈利弹性与市场竞争地位的核心依据。成本端，以各分公司定期公布的“平均标准煤采购单价”作为燃料成本基准，该价格已综合热值、品质及采购到厂成本。进一步结合公司披露的“标准供电煤耗率”，即反映机组能效与运营水平的度电标准煤耗，推导出度电燃料成本。收入端，以公司报告期内平均上网电价为起点，根据最新国家与省级容量电价政策，从中按单位标准扣除“容量电价”部分，得到完全随电力供需波动的能量电价，对应发电的变动价值。从点火价差来看，2022-2025 年，公司山东、江苏、浙江子公司盈利能力持续向好。

图22：点火价差来看，三家子公司盈利能力持续向好（元/兆瓦时）



数据来源：公司债券信用评级报告、公司债券募集书、开源证券研究所（注：2025 年数据中，山东公司数据期为 1-9 月，江苏公司数据期为 1-3 月、浙江公司数据期为 1-6 月。）

拆解点火价差变动，三家子公司的盈利修复主要通过成本优化实现。在成本端不确定性显著下降、容量电价逐步抬升固定收益底部的背景下，市场化电价变化仍是影响公司火电业务收入端表现的重要变量。2026 年，省份已陆续公布新一轮市场化电价方案，其中广东、浙江及江苏三省 2026 年市场化电价加权平均同比降幅约为 13.3%。上述三省均为华能国际火电资产与售电量的重要布局区域，2025 年公司中国境内上网电量中，来自广东、浙江及江苏的电量占比合计为 24.2%，区域电价变化

对公司整体平均电价水平具有一定指示意义。

从交易结构看，华能国际境内电量高度市场化。2025 年，公司中国境内售电量中通过市场化交易实现的比例达 85.43%，同比小幅下降 1.92 个百分点，但整体仍维持在较高水平。2026 年江苏、浙江、广东三省市场化电价相较 2025 年分别同比下降 16.53%、16.38%、5.03%。假设 2026 年煤价中枢企稳，发电量规模基本稳定，江苏、浙江、广东三省火电业务归母净利润将同比下滑 6.84 亿元、9.28 亿元、1.87 亿元。进一步对煤价进行敏感性分析，若在基础情形基础上，到厂煤价（以 7000 大卡标准煤计）每额外下降 5 元，公司净利润提高 0.68 亿元。

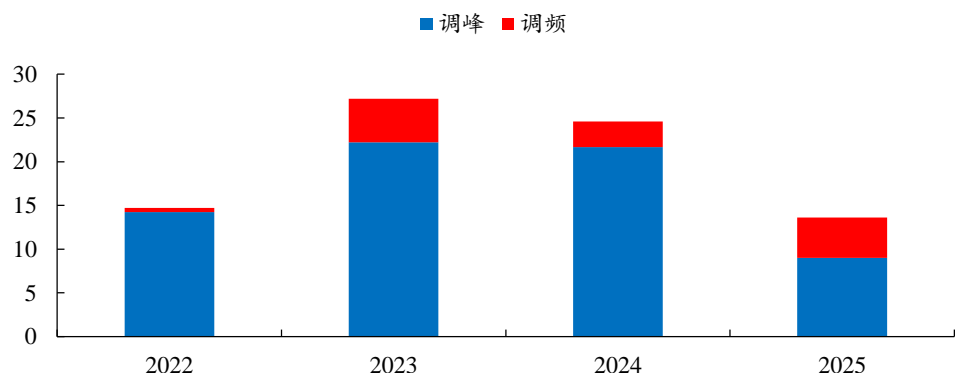
表8：2026 年江苏、浙江、广东市场化电价下行，公司利润承压

	江苏	浙江	广东	加权平均/总量
上网电量（兆瓦时）	280.4	299.8	237.8	818.1
上网电量占比	8.24%	8.81%	6.99%	24.05%
2025 年市场化电价（元/兆瓦时）	413.2	412.4	391.9	406.7
2026 年市场化电价（元/兆瓦时）	344.9	344.9	372.1	352.8
YoY	-16.53%	-16.38%	-5.03%	-13.25%
归母净利润变动（亿元）	-6.84	-9.28	-1.87	-17.99

数据来源：各省电力交易中心、公司公告、公司信用评级报告、开源证券研究所

公司积极参与全国电力辅助服务市场，通过加快煤电机组灵活性改造持续提升系统调节能力，为调峰、调频等辅助服务业务提供了重要支撑。经营表现方面，2023 年公司调峰和调频辅助服务净收入分别为 22.23 亿元和 4.95 亿元，同比大幅提升；2024 年公司完成 10 台煤电机组灵活性改造，装机容量 6572 兆瓦，调峰和调频辅助服务净收入分别为 21.65 亿元和 2.93 亿元，较 2023 年小幅回落。随着现货市场建设逐渐完善，2025 年公司调峰服务收入减少至 9.0 亿元。公司持续推进煤电结构优化升级，按照“控增量、优存量、促减量”的发展思路，推动煤电由单一电量型电源向基础保障性与系统调节性电源并重转型。

图23：2022-2024 年，公司调峰服务已经形成稳定收入规模（亿元）



数据来源：公司公告、开源证券研究所

3、绿电市场化改革进入深水区，行业有望实现可持续发展

3.1、136号文首轮竞价结果陆续公示，东部地区机制电价较高

2025年2月，发改委、能源局印发《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），推动新能源上网电价全面由市场形成，建立健全支持新能源高质量发展的制度机制。新能源参与电力市场交易后，在市场外建立差价结算的机制，纳入机制的新能源电价水平（以下简称机制电价）、电量规模、执行期限等由省级价格主管部门会同省级能源主管部门、电力运行主管部门等明确。对纳入机制的电量，市场交易均价低于或高于机制电价的部分，由电网企业按规定开展差价结算，结算费用纳入当地系统运行费用。电力现货市场连续运行地区，市场交易均价原则上按照月度发电侧实时市场同类项目加权平均价格确定；电力现货市场未连续运行地区，市场交易均价原则上按照交易活跃周期的发电侧中长期交易同类项目加权平均价格确定。

2025年6月1日以前投产的新能源存量项目：（1）电量规模，由各地妥善衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策。新能源项目在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例、但不得高于上一年。鼓励新能源项目通过设备更新改造升级等方式提升竞争力，主动参与市场竞争。（2）机制电价，按现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价。（3）执行期限，按照现行相关政策保障期限确定。光热发电项目、已开展竞争性配置的海上风电项目，按照各地现行政策执行。

2025年6月1日起投产的新能源增量项目：（1）每年新增纳入机制的电量规模，由各地根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定。超出消纳责任权重的，次年纳入机制的电量规模可适当减少；未完成的，次年纳入机制的电量规模可适当增加。（2）机制电价，由各地每年组织已投产和未来12个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价形成，初期对成本差异大的可按技术类型分类组织。竞价时按报价从低到高确定入选项目，机制电价原则上按入选项目最高报价确定、但不得高于竞价上限。竞价上限由省级价格主管部门考虑合理成本收益、绿色价值、电力市场供需形势、用户承受能力等因素确定，初期可考虑成本因素、避免无序竞争等设定竞价下限。（3）执行期限，按照同类项目回收初始投资的平均期限确定，起始时间按项目申报的投产时间确定，入选时已投产的项目按入选时间确定。

表9：136号文明确新能源可持续发展价格结算机制的电量规模、机制电价和执行期限

项目类型	2025年6月1日之前投产的存量项目	2025年6月1日起投产的增量项目
机制电量	各地妥善衔接现行具有保障性质的相关电量规模政策。新能源项目在规模范围内每年自主确定执行机制的电量比例、但不得高于上一年	各地根据国家下达的年度非水电可再生能源电力消纳责任权重完成情况，以及用户承受能力等因素确定。
机制电价	按现行价格政策执行，不高于当地煤电基准价	各地每年组织已投产和未来12个月内投产、且未纳入过机制执行范围的项目自愿参与竞价形成
执行期限	按照现行相关政策保障期限确定。	按照同类项目回收初始投资的平均期限确定

资料来源：国家发改委、开源证券研究所

截至2026年2月初，全国31省市自治区中，除贵州外，已有29省市公布机制电价竞价结果（内蒙无机制电量）。其中，部分省份公布的为第一批竞价结果，2026年增量项目竞价工作仍在推进中。

从机制电量完成情况来看，多数省份完成度超50%。甘肃、新疆、宁夏、黑龙江等北方省份实现近100%机制电量利用，上海、天津利用率较低。

从机制电价绝对值来看，高价主要集中在东部以及西南省份，风电电价基本高于光伏。其中风电、光伏机制电价低于度电成本的仅有7省，其中除了山东、黑龙江与吉林之外，均为燃煤基准价较低且新能源市场化交易程度较高的西北地区。从机制电价较燃煤基准价的降幅来看，目前有10个省份的降幅在10%以上，主要集中在三北地区新能源装机大；部分省份的机制电价降幅较小，上海、云南、重庆等基本贴近机制电价上限出清，陕西机制电价超过燃煤基准价。

表10：从机制电量完成情况来看，多数省份完成度较高

	竞价限制-电量 (亿千瓦时)			竞价结果-电量 (亿千瓦时)			完成度
	风电	光伏	合计	风电	光伏	合计	
北京	/	/	/	/	/	12	/
天津	/	/	40	/	/	9.39	23.5%
冀北电网	219.35	138.52	357.87	103.7	36.13	139.83	39.1%
河北南网	245.83	45.04	290.87	142.01	14	156.01	53.6%
山西	/	/	55.06	14.82	39.75	54.57	99.1%
山东	81.73	12.94	94.67	59.67	12.48	72.15	76.2%
辽宁	105.88	12.75	118.63	80.22	1.43	81.65	68.8%
吉林	38.62	7.14	45.76	37.76	27.62	65.38	142.9%
黑龙江	/	/	63.04	/	/	63	99.9%
上海	/	/	22	/	/	5.38	24.5%
江苏	陆风光 120；海风 10		130	/	131	131	109.2%
浙江	/	14.74	/	/	14.74	/	100.0%
安徽	/	/	90	/	/	58.677	65.2%
湖北	/	/	/	10.84	4.88	15.72	/
福建	/	46.3	/	/	22.58		48.8%
江西 (第一批)	5.7	5.9	11.6	4.6	1.31	5.91	50.9%
江西 (第二批)	12.26	18.71	30.97	1.35	7.50	8.85	28.6%
湖南	25.18	8.58	33.76	25.18	7.58	32.76	97.0%
陕西	62.7	52.3	115	62.7	52.3	115	100.0%
甘肃 (第一批)	/	/	8.3	3.464	4.828	8.292	99.9%
甘肃 (第二批)	/	/	15.2	/	/	15.2	100.0%
青海 (第一次)	5.43	11.25	16.68	5.43	11.25	16.68	100.0%
青海 (第二次)	10.44	18.15	28.59	6.6887	7.8104	14.4991	50.7%
宁夏	/	/	102	/	/	102	100.0%
新疆 (第一批)	185.39	36.08	221.48	185	36	221	99.8%
新疆 (第二批)	130.62	67.63	198.25	130.62	67.63	198.25	100.0%
重庆	22.6	26	48.6	20.75	17.02	37.77	77.7%
四川	8.8	41.4	50.2	8.8	41.4	50.2	100.0%
广东	/	/	50	/	46.5	/	93.0%
云南	/	/	/	/	/	/	/
河南	39.13	66	105.13	38.38	27.97	66.34	63.1%

数据来源：光伏们公众号、开源证券研究所

表11：高价主要集中在东部以及西南省份，风电电价基本高于光伏（元/度）

省（市、区）	燃煤基准价	风电		光伏	
		竞价结果	较燃煤基准价	竞价结果	较燃煤基准价
北京	0.3598	0.3598	0.0%	0.36	0.0%
天津	0.3655	0.3196	5%		
冀北电网	0.372	0.347	-6.7%	0.352	-5.4%
河北南网	0.3644	0.353	-3.1%	0.3344	-8.2%
山西	0.332	0.285	-14.2%	0.32	-3.6%
山东	0.3949	0.319	-19.2%	0.225	-43.0%
辽宁	0.3749	0.3	-20.0%	0.33	-12.0%
吉林	0.3731	0.25	-33.0%	0.334	-10.5%
黑龙江	0.374	0.228111	-39.0%	/	/
上海	0.4155	0.4155	0.0%	/	/
江苏	0.391	/	/	0.36	-7.9%
浙江	0.4153	/	/	0.3929	-5.4%
安徽	0.3844	0.384	-0.1%	/	/
湖北	0.45	0.33	-26.7%	0.375	-16.7%
福建	0.3932	/	/	海上 0.388 陆上 0.35	海上-1.3% 陆上-11%
江西	0.4143	0.375	-9.5%	0.33	-20.3%
湖南	0.45	0.33	-26.7%	0.375	-16.7%
陕西	0.3345	0.352	5.2%	0.35	4.6%
甘肃	0.3078	0.1954	-36.5%	/	/
青海	0.3247	0.24	-26.1%	0.24	-26.1%
宁夏	0.2595	0.2595	0.0%	/	/
新疆	0.25	0.252	0.8%	0.235	-6.0%
重庆	0.3964	0.3961	-0.1%	0.3963	0.0%
四川	0.4012	0.393	-2.0%	0.373	-7.0%
广东	0.453	/	/	0.36	-20.5%
云南	0.3358	0.332	-1.1%	0.33	-1.7%

数据来源：光伏们公众号、开源证券研究所

可再生能源消纳责任从电网公司、省级区域逐渐向下落实到重点行业。2017年以前，我国绿电消纳政策主要是**全额保障收购**，优先解决新能源“能发不能上网”的问题。2019年，《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》明确按年度向各省级区域下达可再生能源电力总量及非水可再生能源消纳责任权重，**消纳责任落实到省级**。2025年3月《关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展的意见》提出加快提升钢铁、有色、建材、石化、化工等行业企业和数据中心，以及其他重点用能单位和行业的绿色电力消费比例，**消纳责任落实到具体行业**。

电网配套方面，2025年1月6日，国家发展改革委印发《电力系统调节能力优化专项行动实施方案（2025-2027年）》，提出通过抽水蓄能、新型储能、火电调节能力改造以及可再生能源调节能力建设等多种方式，系统性提升电力系统调节能力，支撑2025-2027年年均新增2亿千瓦以上新能源装机的合理消纳利用，并提出到2027

年形成更加完善的调节资源市场环境、商业模式及调用机制。

表12: 新能源消纳政策逐步健全, 消纳责任从电网公司、省级区域逐渐向下落实到重点行业

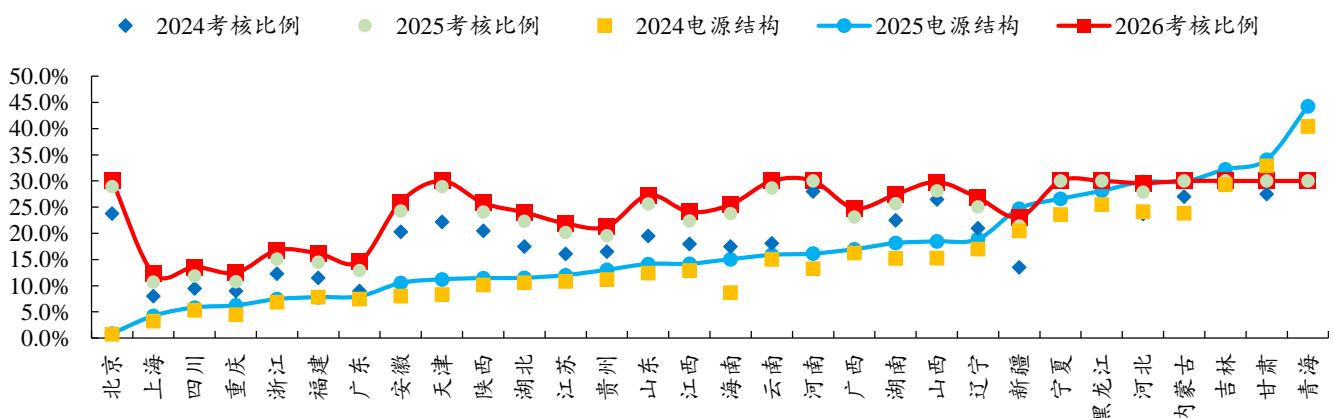
文件	时间	主要内容
《可再生能源法》	2006	电网企业应当 全额收购 其电网覆盖范围内可再生能源并网发电项目的上网电量, 并为可再生能源发电提供上网服务。
《关于进一步深化电力体制改革的若干意见》(中发〔2015〕9号)	2015	确保可再生能源发电 依照规划保障性收购 、认真落实可再生能源发电保障性收购制度。
《关于建立健全可再生能源电力消纳保障机制的通知》(发改能源〔2019〕807号)	2019	建立健全“可再生能源电力消纳保障机制”, 自2019年起, 两部委每年印发 各省级区域可再生能源电力总量消纳、非水可再生能源电力消纳责任权重 。
《关于完善能源绿色低碳转型体制机制和政策措施的意见》(发改能源〔2022〕206号)	2022	鼓励各地区通过区域协作或开展可再生能源电力消纳量交易等方式, 满足国家规定的可再生能源消费最低比重等指标要求。
《国家能源局关于做好新能源消纳工作保障新能源高质量发展的通知》(国能发电力〔2024〕44号)	2024	明确加快推进新能源配套电网项目建设、 积极推进系统调节能力提升和网源协调发展 、充分发挥电网资源配置平台作用、科学优化新能源利用率目标等重点任务, 原则上新能源利用率不低于90%。
关于促进可再生能源绿色电力证书市场高质量发展发展的意见(发改能源〔2025〕262号)	2025	加快提升钢铁、有色、建材、石化、化工等行业企业和数据中心, 以及其他重点用能单位和行业的绿色电力消费比例

资料来源: 国家发改委、国家能源局、开源证券研究所

3.2、可再生能源消纳考核范围拓宽, 绿电环境溢价有望提升

2025年7月, 国家发改委发布《关于2025年可再生能源电力消纳责任权重及有关事项的通知》, 下发2025年、2026年可再生能源电力消纳责任权重和重点用能行业绿色电力消费比例要求。《通知》明确, **在电解铝行业基础上, 新增钢铁、多晶硅、水泥和枢纽节点新建数据中心可再生能源消纳权重考核目标**。2025年各省对电解铝行业绿色电力消费比例完成情况进行考核, 对钢铁、水泥、多晶硅和国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例完成情况只监测不考核。2025年, 各省电解铝、钢铁、水泥、多晶硅绿色电力消费比例考核目标基本与省内整体考核目标相当; 2026年, 辽宁、山东、江苏、浙江、安徽、海南6省对电解铝、钢铁、水泥、多晶硅行业考核力度收紧, 总量责任权重较各省可再生能源总量消纳责任权重提高1%; 2025-2026年, **国家枢纽节点新建数据中心绿色电力消费比例要求为80%**。2026年预期总量消纳权重平均提升0.90pct, 非水消纳权重平均提升1.25pct, **绿色电力消费比例完成情况核算以绿证为主**。

图24: 多数省份2026年非水消纳考核目标高于省内2025年非水可再生能源在电力供给结构中的占比

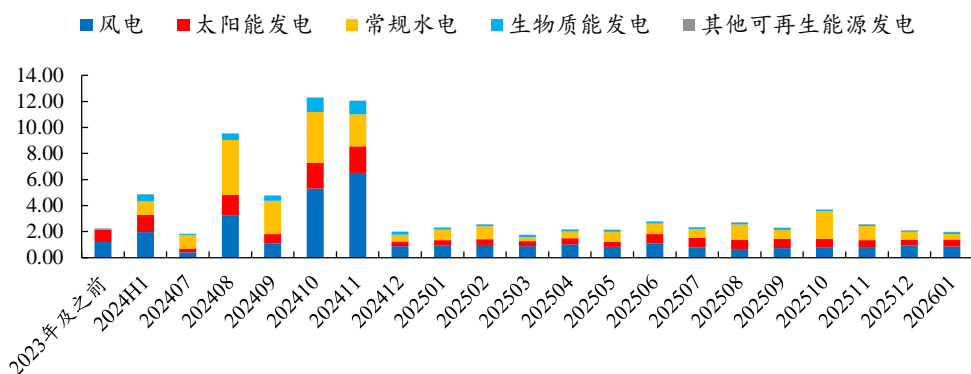


数据来源: Wind、国家发改委、开源证券研究所

请务必参阅正文后面的信息披露和法律声明

根据《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》，绿证即绿色电力证书，是我国可再生能源电量环境属性的唯一证明，1个绿证对应着1000千瓦时可再生能源电量，现阶段绿证仅可交易一次；现阶段国家能源局对风电、太阳能发电、生物质发电等可再生能源发电项目上网电量，以及2023年及以后新投产的完全市场化常规水电项目上网电量，核发可交易绿证；对项目自发自用电量及2023年之前的常规存量水电项目上网电量，现阶段核发绿证但暂不参与交易。2024年下半年绿证补发工作造成供给冲击，年末补发工作基本结束，绿证供给收缩并基本维持稳定。截至2024年末，国家能源局基本实现对已建档立卡的集中式可再生能源发电项目2022年6月以来的电量绿证核发全覆盖，后续进入以当期可再生能源电量为主的绿证核发阶段，2024年12月起绿证供给收缩并基本维持稳定。绿证有效期2年，供给冲击已结束。根据《可再生能源绿色电力证书核发和交易规则》，绿证有效期2年，自电力生产月起算；2024年之前的绿证有效期至2025年底。2024年，国家能源局共计核发绿证47.34亿个，其中可交易绿证3.81亿个；全国共计交易绿证4.46亿个。2025年，国家能源局共计核发绿证29.47亿个，其中可交易绿证18.93亿个；全国共计交易绿证9.305亿个，绿证供需情况大幅好转。

图25：2024年12月起，绿证供给收缩并趋于稳定（单位：亿张）



数据来源：国家能源局、开源证券研究所

绿证供给冲击结束，叠加钢铁、水泥、多晶硅和枢纽节点新建数据中心四大用能单位正式面临绿电消费比例考核，绿证市场消费活力有望进一步被激发，绿证价格有望逐步回归绿电环境价值，保障运营商合理盈利水平。根据国家能源局数据，2025年12月，绿证交易均价4.56元/个，环比降低8.1%；2026年1月，绿证交易均价5.11元/个，环比提高11.9%。绿证供需差收窄，运营商单位发电环境价值收益有望回升。我们测算：假设绿证价格5元/个，则绿电环境价值覆盖率（绿证交易量/绿证核发量）每提高20%，运营商单位发电环境收益提高1.0元/兆瓦时。

表13: 环境价值覆盖率 50%、单价 10 元对应单位发电环境价值收益为 5 元/兆瓦时 (单位: 元/个、元/兆瓦时)

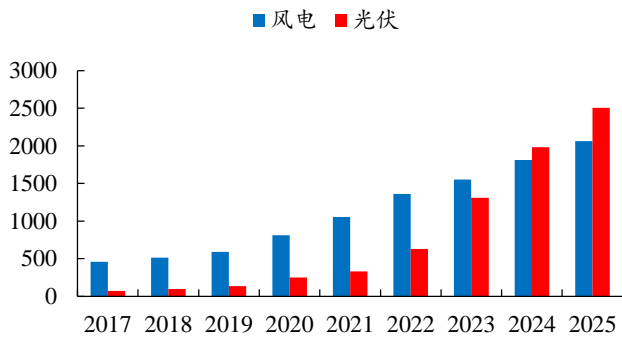
环境价值覆盖率 绿证单价	10%	20%	30%	40%	50%	60%	70%	80%	90%	100%
1	0.1	0.2	0.3	0.4	0.5	0.6	0.7	0.8	0.9	1.0
2	0.2	0.4	0.6	0.8	1.0	1.2	1.4	1.6	1.8	2.0
3	0.3	0.6	0.9	1.2	1.5	1.8	2.1	2.4	2.7	3.0
5	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0
10	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0
20	2.0	4.0	6.0	8.0	10.0	12.0	14.0	16.0	18.0	20.0
30	3.0	6.0	9.0	12.0	15.0	18.0	21.0	24.0	27.0	30.0
50	5.0	10.0	15.0	20.0	25.0	30.0	35.0	40.0	45.0	50.0
100	10.0	20.0	30.0	40.0	50.0	60.0	70.0	80.0	90.0	100.0

数据来源: 开源证券研究所

3.3、公司东部地区机组较多，新能源盈利贡献持续增强

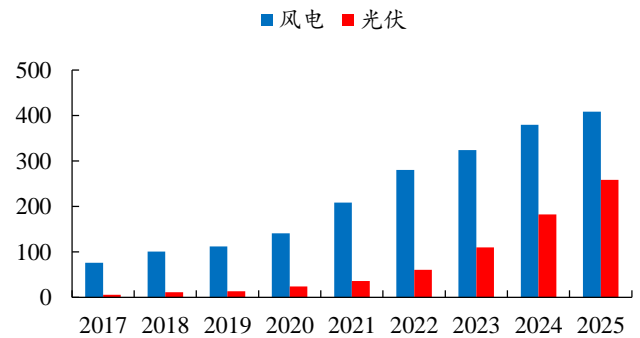
公司新能源装机发电规模持续增长。2025 年，公司新增风电装机 251 万千瓦，新增光伏装机 523 万千瓦。截至 2025 年末，公司可控风电装机 2062 万千瓦，光伏装机 2507 万千瓦。截至 2025 年末，公司单机 5 兆瓦及以上的大型风机装机容量超过 880 万千瓦，约占公司风电装机总容量的 43%；公司海上风电装机容量达 5,880 兆瓦，占公司风电装机总容量的 29%。2025 年，公司风电上网电量达 408.65 亿千瓦时，同比增长 10.59%，光伏上网电量达 258.81 亿千瓦时，同比增长 42.77%。

图26: 公司新能源装机规模迅速扩张 (万千瓦)



数据来源: 公司公告、开源证券研究所

图27: 公司新能源发电量逐年增加 (亿千瓦时)



数据来源: 公司公告、开源证券研究所

公司风电与光伏业务主要集中在电力需求较强的中东部地区。公司风电资产主要分布在河南、江苏、吉林、山东、浙江、甘肃、黑龙江、辽宁八省，2025 年，上述八个省份的风电上网电量 287.34 亿千瓦时，占比 70.31%。公司光伏发电资产主要分布在安徽、河北、湖北、江苏、江西、山东、山西七省，2025 年，上述七省光伏上网电量 187.77 亿千瓦时，占比 72.55%。公司新能源资产集中于消纳良好、电价较高的东中部负荷中心，电价具备支撑。

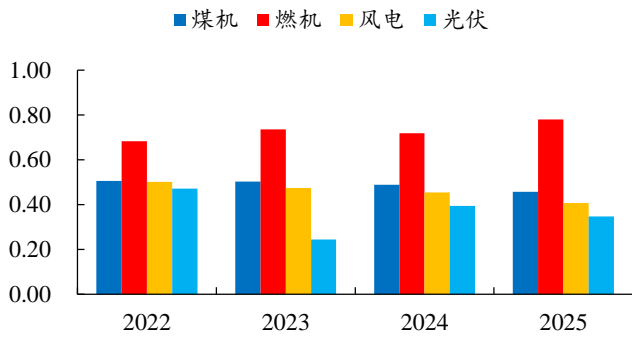
表14：公司风电光伏业务分布广泛，主要集中在中部与东部地区（万千瓦时）

风电发电量					光伏发电量				
	2024	占比	2025	占比		2024	占比	2025	占比
总计	3,695,200		4,086,600		总计	1,812,700		2,588,000	
吉林省	415,600	11.25%	471,300	11.53%	河北省	221,600	12.22%	354,700	13.71%
江苏省	505,200	13.67%	469,000	11.48%	山东省	226,700	12.51%	344,500	13.31%
河南省	353,200	9.56%	396,500	9.70%	江苏省	178,400	9.84%	279,900	10.82%
浙江省	384,100	10.39%	377,000	9.23%	江西省	200,300	11.05%	276,400	10.68%
山东省	328,500	8.89%	361,500	8.85%	山西省	100,000	9.37%	222,000	8.58%
辽宁省	249,600	6.75%	322,700	7.90%	安徽省	150,200	8.29%	218,700	8.45%
黑龙江省	257,300	6.96%	282,900	6.92%	湖北省	176,000	9.71%	181,500	7.01%
甘肃省	201,800	5.46%	192,500	4.71%	贵州省	109,200	6.02%	124,300	4.80%
广东省	169,000	4.57%	162,500	3.98%	河南省	72,100	3.98%	103,300	3.99%
安徽省	113,200	3.06%	146,200	3.58%	云南省	16,500	0.91%	70,900	2.74%
云南省	137,300	3.72%	123,900	3.03%	湖南省	38,300	2.11%	59,100	2.28%
河北省	48,600	1.32%	123,600	3.02%	浙江省	42,700	2.36%	57,400	2.22%
海南省	4,900	0.13%	122,800	3.00%	海南省	46,900	2.59%	50,800	1.96%
江西省	99,800	2.70%	90,800	2.22%	福建省	34,700	1.91%	47,800	1.85%
湖南省	87,200	2.36%	82,000	2.01%	吉林省	24,500	1.35%	45,000	1.74%
内蒙古	72,700	1.97%	70,800	1.73%	广东省	26,400	1.46%	35,200	1.36%
山西省	59,800	1.62%	69,200	1.69%	广西	11,600	0.64%	30,900	1.19%
湖北省	70,800	1.92%	66,100	1.62%	辽宁省	22,900	1.26%	26,100	1.01%
广西	64,900	1.76%	64,500	1.58%	黑龙江省	29,400	1.62%	25,500	0.99%
重庆市	52,200	1.41%	63,200	1.55%	上海市	6,500	0.36%	12,500	0.48%
贵州省	19,500	0.53%	19,200	0.47%	天津市	3,700	0.20%	10,400	0.40%
天津市	--		8,400	0.21%	重庆市	1,900	0.10%	5,300	0.20%
					内蒙古	400	0.02%	3,700	0.14%
					宁夏	2,000	0.11%	2,100	0.08%

数据来源：iFind、开源证券研究所

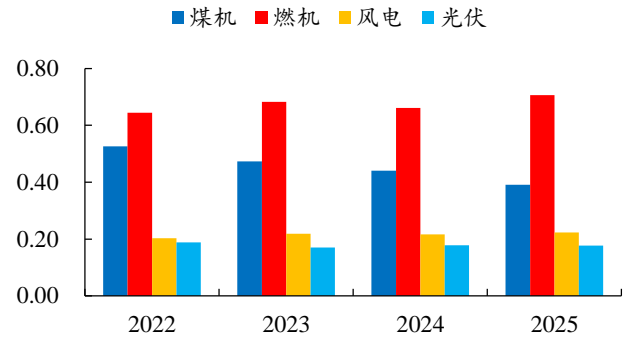
新能源发电单位盈利水平高于火电，但随着电价下降，单位发电利润下滑。2025年，公司风电业务实现收入166.43亿元，税前利润56.08亿元；光伏业务实现收入89.73亿元，税前利润28.83亿元。度电收益来看，2025年公司风电单位售电收入、毛利、税前利润分别为0.41、0.18、0.14元/千瓦时，同比减少0.05、0.05、0.05元/千瓦时；光伏发电单位售电收入、毛利、税前利润分别为0.35、0.17、0.11元/千瓦时，同比减少0.05、0.05、0.04元/千瓦时。

图28: 2022-2025年,煤电、风电电价下滑(元/千瓦时)



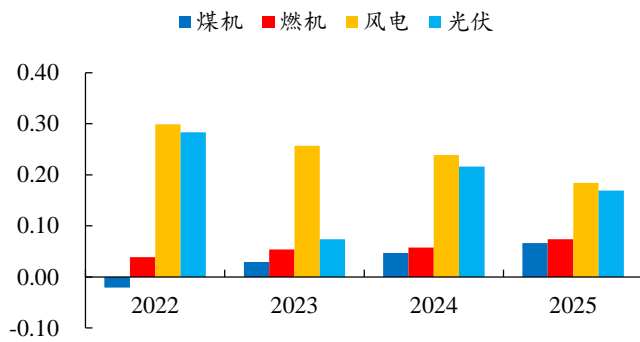
数据来源: 公司公告、开源证券研究所

图29: 新能源发电度电成本较低(元/千瓦时)



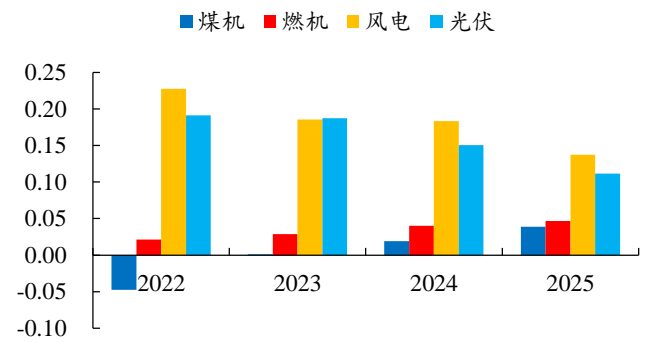
数据来源: 公司公告、开源证券研究所

图30: 新能源发电度电毛利逐渐下降(元/千瓦时)



数据来源: 公司公告、开源证券研究所

图31: 新能源发电度电税前利润逐渐下降(元/千瓦时)



数据来源: 公司公告、开源证券研究所

4、盈利预测与投资建议

4.1、核心假设与盈利预测

火电业务：假设公司火电装机平稳增长；利用小时数逐年下降；2026-2028 年公司火电综合电价（含税，含容量电价）为 0.52 元/千瓦时，保持平稳。

风电业务：假设公司风电装机线性增长；利用小时数保持稳定；2026-2028 年公司风电综合电价（含税，含环境价值）分为 0.42 元/千瓦时，保持平稳。

光伏业务收入：假设公司光伏装机增长放缓；利用小时数小幅下降；2026-2028 年公司光伏综合电价（含税，含环境价值）分为 0.35 元/千瓦时，保持平稳。

表15：我们预计 2026-2028 年公司经营业绩保持平稳

业务	项目	2023A	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
电力及热力业务	营业收入（亿元）	2461.56	2375.54	2209.61	2119.40	2126.71	2135.99
	YoY	4.7%	-3.5%	-7.0%	-4.1%	0.3%	0.4%
	营业成本（亿元）	2189.20	2034.01	1815.09	1731.47	1729.63	1729.09
	YoY	-5.8%	-7.1%	-10.8%	-4.6%	-0.1%	0.0%
	毛利润（亿元）	272.36	341.53	394.52	387.94	397.08	406.90
	毛利率	11.1%	14.4%	17.9%	18.3%	18.7%	19.0%
其他业务收入	营业收入（亿元）	82.41	79.97	83.26	79.89	76.68	73.49
	YoY	-28.53%	-2.96%	4.11%	-4.04%	-4.02%	-4.15%
	营业成本（亿元）	46.55	49.61	54.81	50.13	48.27	46.38
	YoY	-32.54%	6.57%	10.48%	-8.55%	-3.71%	-3.90%
	毛利（亿元）	35.86	30.36	28.45	29.77	28.41	27.11
	毛利率	43.5%	38.0%	34.2%	37.3%	37.1%	36.9%
合计	营业收入（亿元）	2543.97	2455.51	2292.88	2199.30	2203.39	2209.49
	YoY	3.1%	-3.5%	-6.6%	-4.1%	0.2%	0.3%
	营业成本（亿元）	2235.75	2083.62	1869.90	1781.59	1777.90	1775.47
	YoY	-6.5%	-6.8%	%	-4.7%	-0.2%	-0.1%
	毛利润（亿元）	308.22	371.89	422.97	417.71	425.49	434.02
	毛利率	12.1%	15.1%	18.4%	19.0%	19.3%	19.6%

数据来源：Wind、开源证券研究所

4.2、估值与评级

随着电力市场机制逐步完善，有效还原电力商品属性，火电价值有望得到重估。短期来看，电量电价仍是火电主要收入来源，在电量供需宽松、市场化电价下行的环境下，公司火电盈利承压；中期来看，火电从“电量电源”向“电力电源”转型，火电利用小时数和耗煤量的下降有望逐步弱化行业周期属性，容量电价、辅助服务有望一定程度上代替电量电价成为火电重要收入来源，行业盈利有望趋稳。公司作为国内火电龙头、华能集团旗下火电旗舰平台，有望依托装机规模和装机结构优势，持续做强做优火电主业；同时，公司有望依托集团资源优势，持续获取优质新能源项目，扩大新能源装机规模，贡献利润增量。综上所述，预计公司 2026-2028 年实现归母净利润分别为 144.92、154.57、159.38 亿元，EPS 分别为 0.92、0.98、1.02 元

/股，当前股价对应 PE 分别为 8.2、7.6、7.4 倍。

考虑到公司是全国性大型火电企业，同时积极拓展新能源业务，我们选取全国性大型火电企业华电国际、大唐发电、江苏国信、浙能电力、国电电力，以及新能源发电企业三峡能源作为可比公司；公司 PE 低于可比公司平均水平。我们看好公司作为国内火电龙头、华能集团旗下火电旗舰平台的规模和资源优势，我们认为，公司有望充分受益于火电商业模式重塑和新能源行业可持续发展。首次覆盖，给予“买入”评级。

表16：公司 PE 低于可比公司均值

公司代码	公司名称	评级	总市值 (亿元)	归母净利润 (亿元)				PE				PB (MRQ)
				2025A/E	2026E	2027E	2028E	2025A/E	2026E	2027E	2028E	
600027.SH	华电国际	未评级	630.5	70.0	75.3	80.7	/	8.8	8.2	7.7	/	1.3
601991.SH	大唐发电	未评级	825.4	69.4	72.6	77.6	/	11.7	11.2	10.5	/	2.3
002608.SZ	江苏国信	未评级	327.2	35.3	36.5	38.5	/	9.4	9.0	8.6	/	0.9
600023.SH	浙能电力	未评级	738.8	72.3	76.3	80.4	/	10.5	10.0	9.4	/	1.0
600795.SH	国电电力	未评级	906.0	74.5	79.7	86.3	/	12.2	11.4		/	1.5
600905.SH	三峡能源	未评级	1303.6	58.1	62.6	67.8	/	22.1	20.5	19.0	/	1.4
	平均值							12.5	11.7	10.9	/	1.4
600011.SH	华能国际	买入	1205.6	144.1	144.9	154.6	159.4	8.2	8.2	7.6	7.4	1.8

数据来源：Wind、开源证券研究所（注：①选取 2026 年 3 月 26 日收盘价，已评级的盈利预测来自开源证券研究所，未评级的盈利预测来自于 Wind 一致预期；②截至 2026 年 3 月 26 日，可比公司均未发布 2025 年报，2025 年归母净利润均为预测值。）

5、风险提示

市场化电价波动风险。若煤电利用小时下降、新能源消纳压力加大或极端天气出现，局部时段可能出现电力供应紧张，市场化结算电价存在下降风险，可能影响公司总体收益。

燃料采购市场风险。若国内用电高峰或进口煤供应受国际市场影响，煤炭采购存在不确定性，可能推高成本并影响机组保供能力。

碳市场风险。若全国碳配额发放持续收紧，碳交易价格可能上升，碳履约成本增加将影响公司盈利。

环保风险。若环保政策收紧或地方监管加强，企业环保支出可能增加，需通过技术升级、废水治理及灰渣利用等措施降低风险。

电力建设风险。若遇极端天气、人工成本上涨或建设手续及用地获取不及预期，将可能延缓电力项目建设进度。

附：财务预测摘要

资产负债表(百万元)	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
流动资产	96300	91469	95339	109199	103918
现金	19932	19456	29681	35668	37903
应收票据及应收账款	48073	47239	39216	48776	39563
其他应收款	3502	3466	3217	3478	3236
预付账款	4927	3923	4566	3939	4589
存货	13444	11004	12290	10955	12258
其他流动资产	6421	6382	6368	6383	6369
非流动资产	490543	520320	534905	546355	555530
长期投资	24646	25390	27335	29280	31224
固定资产	328592	358036	403247	429296	444568
无形资产	18211	20137	20821	21693	22709
其他非流动资产	119094	116757	83501	66087	57029
资产总计	586843	611790	630244	655554	659448
流动负债	178738	174781	155766	149614	166792
短期借款	61166	61932	70000	55000	80000
应付票据及应付账款	19175	21295	15756	21951	15334
其他流动负债	98397	91554	70010	72662	71458
非流动负债	205057	224490	242639	259287	230935
长期借款	189076	207036	225184	241832	213480
其他非流动负债	15981	17455	17455	17455	17455
负债合计	383795	399272	398404	408901	397727
少数股东权益	65633	70049	74880	80032	85345
股本	15698	15698	15698	15698	15698
资本公积	16520	16698	16698	16698	16698
留存收益	24796	32193	43787	56153	68903
归属母公司股东权益	137415	142469	156960	166621	176376
负债和股东权益	586843	611790	630244	655554	659448

现金流量表(百万元)	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
经营活动现金流	50530	67213	43189	46962	50111
净利润	14110	19505	19322	20610	21251
折旧摊销	25265	26799	19298	22011	24124
财务费用	7441	6754	6158	6170	6187
投资损失	-1243	-1141	-1200	-1200	-1200
营运资金变动	18	11365	-465	-687	-335
其他经营现金流	4940	3931	76	59	83
投资活动现金流	-63597	-57292	-32684	-32262	-32102
资本支出	63653	58326	31938	31516	31355
长期投资	-1133	-371	-1945	-1945	-1945
其他投资现金流	1190	1405	1199	1198	1197
筹资活动现金流	15483	-10496	-279	-8714	-15774
短期借款	3933	766	8068	-15000	25000
长期借款	-1310	17960	18148	16648	-28352
普通股增加	0	0	0	0	0
资本公积增加	20	178	0	0	0
其他筹资现金流	12841	-29400	-26496	-10362	-12422
现金净增加额	2450	-556	10226	5987	2235

利润表(百万元)	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
营业收入	245551	229288	219931	220340	220950
营业成本	208363	186991	178160	177791	177548
营业税金及附加	2009	2759	2749	2754	2762
营业费用	267	315	330	331	331
管理费用	6805	7103	7258	7271	7291
研发费用	1658	1920	1979	1983	1989
财务费用	7441	6754	6158	6170	6187
资产减值损失	-1714	-2017	-1000	-500	-500
其他收益	193	1162	200	500	500
公允价值变动收益	0	-4	-1	-2	-3
投资净收益	1243	1141	1200	1200	1200
资产处置收益	0	187	0	0	0
营业利润	18743	23803	23621	25182	25959
营业外收入	554	709			-200
营业外支出	1211	868	0	0	0
利润总额	18086	23644	23421	24982	25759
所得税	3977	4139	4099	4372	4508
净利润	14110	19505	19322	20610	21251
少数股东损益	3974	5096	4831	5152	5313
归属母公司净利润	10135	14410	14492	15457	15938
EBITDA	43351	50442	42719	46992	49883
EPS(元)	0.65	0.92	0.92	0.98	1.02

主要财务比率	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
成长能力					
营业收入(%)	-3.5	-6.6	-4.1	0.2	0.3
营业利润(%)	41.5	27.0	-0.8	6.6	3.1
归属于母公司净利润(%)	20.0	42.2	0.6	6.7	3.1
获利能力					
毛利率(%)	15.1	18.4	19.0	19.3	19.6
净利率(%)	4.1	6.3	6.6	7.0	7.2
ROE(%)	6.9	9.2	8.3	8.4	8.1
ROIC(%)	3.2	4.3	4.1	4.3	4.3
偿债能力					
资产负债率(%)	65.4	65.3	63.2	62.4	60.3
净负债比率(%)	137.4	136.1	123.0	114.4	105.7
流动比率	0.5	0.5	0.6	0.7	0.6
速动比率	0.4	0.4	0.5	0.6	0.5
营运能力					
总资产周转率	0.4	0.4	0.4	0.3	0.3
应收账款周转率	5.3	4.9	5.2	5.1	5.1
应付账款周转率	11.7	11.1	11.4	11.2	11.3
每股指标(元)					
每股收益(最新摊薄)	0.65	0.92	0.92	0.98	1.02
每股经营现金流(最新摊薄)	3.22	4.28	2.75	2.99	3.19
每股净资产(最新摊薄)	3.65	4.14	5.06	5.67	6.30
估值比率					
P/E	11.7	8.2	8.2	7.6	7.4
P/B	2.1	1.8	1.5	1.3	1.2
EV/EBITDA	10.7	9.5	11.2	10.2	9.6

数据来源：聚源、开源证券研究所

请务必参阅正文后面的信息披露和法律声明

特别声明

《证券期货投资者适当性管理办法》、《证券经营机构投资者适当性管理实施指引（试行）》已正式实施。根据上述规定，开源证券评定此研报的风险等级为R3（中风险），因此通过公共平台推送的研报其适用的投资者类别仅限定为专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者。若您并非专业投资者及风险承受能力为C3、C4、C5的普通投资者，请取消阅读，请勿收藏、接收或使用本研报中的任何信息。

因此受限于访问权限的设置，若给您造成不便，烦请见谅！感谢您给予的理解与配合。

分析师承诺

本研究报告的署名人员具有中国证券业协会授予的证券投资咨询执业资格或相当的专业胜任能力，以勤勉的职业态度，独立、客观地出具本报告，并对内容和观点负责。本报告清晰地反映了署名人员的研究观点，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。本报告署名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具体的推荐意见或观点有直接或间接的联系。

股票投资评级说明

	评级	说明
证券评级	买入（Buy）	预计相对强于市场表现 20%以上；
	增持（outperform）	预计相对强于市场表现 5%~20%；
	中性（Neutral）	预计相对市场表现在-5%~+5%之间波动；
	减持（underperform）	预计相对弱于市场表现 5%以下。
行业评级	看好（overweight）	预计行业超越整体市场表现；
	中性（Neutral）	预计行业与整体市场表现基本持平；
	看淡（underperform）	预计行业弱于整体市场表现。

备注：评级标准为以报告日后的 6~12 个月内，证券相对于市场基准指数的涨跌幅表现，其中 A 股基准指数为沪深 300 指数、港股基准指数为恒生指数、新三板基准指数为三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）、美股基准指数为标普 500 或纳斯达克综合指数。我们在此提醒您，不同证券研究机构采用不同的评级术语及评级标准。我们采用的是相对评级体系，表示投资的相对比重建议；投资者买入或者卖出证券的决定取决于个人的实际情况，比如当前的持仓结构以及其他需要考虑的因素。投资者应阅读整篇报告，以获取比较完整的观点与信息，不应仅仅依靠投资评级来推断结论。

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。

法律声明

开源证券股份有限公司是经中国证监会批准设立的证券经营机构，已具备证券投资咨询业务资格。

本报告仅供开源证券股份有限公司（以下简称“本公司”）的客户使用。本公司不会因接收人收到本报告而视其为客户。本报告是发送给开源证券客户的，属于商业秘密材料，只有开源证券客户才能参考或使用。

本报告是基于本公司认为可靠的已公开信息，但本公司不保证该等信息的准确性或完整性。本报告所载的资料、工具、意见及推测只提供给客户作参考之用，并非作为或被视为出售或购买证券或其他金融工具的邀请或向人做出邀请。本报告所载的资料、意见及推测仅反映本公司于发布本报告当日的判断，本报告所指的证券或投资标的的价格、价值及投资收入可能会波动，过往的业绩表现不应作为其日后表现的预示。在不同时期，本公司可发出与本报告所载资料、意见及推测不一致的报告。客户应当考虑到本公司可能存在可能影响本报告客观性的利益冲突，不应视本报告为做出投资决策的唯一因素。本报告中所指的投资及服务可能不适合个别客户，不构成客户私人咨询建议。本公司未确保本报告充分考虑到个别客户特殊的投资目标、财务状况或需要。本公司建议客户应考虑本报告的任何意见或建议是否符合其特定状况，以及（若有必要）咨询独立投资顾问。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。在任何情况下，本公司不对任何人因使用本报告中的任何内容所引致的任何损失负任何责任。若本报告的接收人非本公司的客户，应在基于本报告做出任何投资决定或就本报告要求任何解释前咨询独立投资顾问。投资者应自主作出投资决策并自行承担投资风险，任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。

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

本报告的版权归本公司所有。本公司对本报告保留一切权利。未经本公司事先书面授权，本报告的任何部分均不得以任何方式制作任何形式的拷贝、复印件或复制品，或再次分发给任何其他人，或以任何侵犯本公司版权的其他方式使用。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。

开源证券研究所

上海

地址：上海市浦东新区世纪大道1788号陆家嘴金控广场1号楼3层
邮编：200120
邮箱：research@kysec.cn

深圳

地址：深圳市福田区金田路2030号卓越世纪中心1号楼45层
邮编：518000
邮箱：research@kysec.cn

北京

地址：北京市西城区西直门外大街18号金贸大厦C2座9层
邮编：100044
邮箱：research@kysec.cn

西安

地址：西安市高新区锦业路1号都市之门B座5层
邮编：710065
邮箱：research@kysec.cn