

华电国际 (600027.SH)

买入 (维持评级)

平台赋能，区位加持，价值重估正当时

财务指标	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
营业收入 (百万元)	141,502	126,013	120,377	125,897	130,165
增长率 yoy (%)	20.8	-10.9	-4.5	4.6	3.4
归母净利润 (百万元)	5,987	6,070	6,133	6,607	7,053
增长率 yoy (%)	32.4	1.4	1.0	7.7	6.7
ROE (%)	7.6	8.0	7.6	7.7	7.7
EPS 最新摊薄 (元)	0.52	0.52	0.53	0.57	0.61
P/E (倍)	8.9	8.8	8.7	8.0	7.5
P/B (倍)	1.2	1.1	1.0	0.9	0.8

资料来源：聚源数据，公司财报，长城证券产业金融研究院

火电行业正经历从“周期股”向“公用事业股”的根本性转型，价值重估的序幕已经拉开。在“双碳”目标与新型电力系统加速构建的背景下，火电的角色定位发生深刻变迁——从提供基础电量的“主力电源”向提供可靠容量与灵活调节的“系统支撑电源”转变。2023年煤电容量电价机制的出台，标志着煤电商业模式正式迈入“容量保底+电量搏收益”新阶段。2026年容量电价回收比例提升至不低于50%，则进一步夯实了煤电企业的稳定收入基础。此外，电力现货市场的全面运行与辅助服务市场的日益成熟，使得火电机组的“灵活性价值”得以通过市场化机制充分变现。成本端，煤炭“供需双侧收窄”新格局已然形成，煤价步入窄幅震荡的成熟市场阶段，为火电盈利构筑了坚实的“成本安全垫”。火电行业正站在系统性价值重估的起点，而华电国际凭借其独特的平台赋能、战略区位、机组效率与灵活调节等多维优势，有望持续获取超越行业的 α 收益。

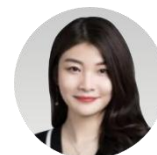
集团平台护城河：作为中国华电集团唯一的常规能源整合平台，公司外延内生双轮驱动，铸就稳定性成长内核。2025年，公司完成对集团1606万千瓦优质火电资产的注入，实现装机规模与资产质量的双重飞跃，截至2025年12月31日公司控股装机跃升至7792.43万千瓦。注入资产中燃气机组占比高达52.37%，主要分布于江苏、广东、上海等核心负荷区域，显著优化了电源结构与区域布局。内生增长方面，2025年公司自主投产项目合计222.46万千瓦，包括广东华电惠州2×53.5万千瓦燃气机组、上海望亭49.46万千瓦燃气机组及龙口四期2×66万千瓦热电联产项目。龙口四期项目采用超超临界高效热电联产技术，综合能耗达国内同等级最优水平，有力保障了山东电网稳定性和民生供热需求。截至2025年12月31日，公司在建与已核准待建项目共计1081.824万千瓦，涵盖燃煤、燃气、抽水蓄能等多类优质资产，为“十五五”期间的持续增长储备了充足动能。

战略区位护城河：根植山东这一复杂市场化生态，同时在长三角、粤港澳大湾区等高价负荷中心形成广泛布局。公司发源于山东，在山东，截至2025年12月31日公司控股装机达2128.44万千瓦，占公司总装机的27.31%，凭借最大的省内份额和多年的持续运营经验，深度融入山东复杂的市场规则体系，构筑了难以复制的认知壁垒，并转化为更优的报价收益和更低的市场风险成本。在长三角、粤港澳大湾区等负荷中心，公司布局了大量高效煤电机组和燃气机组。这些区域经济发达、电力需求刚性、电价承受能力强、峰谷价差大，机组在尖峰时段的顶峰价值能够通

股票信息

行业	电力及公用事业
2026年04月14日收盘价(元)	4.60
总市值(百万元)	53,414.16
流通市值(百万元)	42,392.12
总股本(百万股)	11,611.77
流通股本(百万股)	9,215.68
近3月日均成交额(百万元)	656.59

作者



分析师 于夕曛

SAC: S1070520030003

邮箱: yuximeng@cgws.com



分析师 范杨春晓

SAC: S1070521050001

邮箱: fycx@cgws.com



分析师 张靖苗

SAC: S1070524070005

邮箱: zhjingmiao@cgws.com



分析师 何郭香池

SAC: S1070523110002

邮箱: hgxc@cgws.com



分析师 杨天放

SAC: S1070524080003

邮箱: yangtianfang@cgws.com

过市场化机制充分兑现，贡献超额收益。

机组布局护城河：公司火电机组技术参数全面领先，燃机规模扩张精准卡位系统调节需求。公司超过 90%的煤电机组为 300 兆瓦及以上大容量机组，600 兆瓦及以上超超临界机组占比约 50%，远高于全国平均水平。2025 年供电煤耗 283.05 克/千瓦时，同比-4.48 克/千瓦时，显著优于全国平均水平。此外，公司新一代大容量机组在设计阶段便充分考虑宽负荷运行需求，龙口四期项目以 19%THA 深度调峰能力树立行业新标杆，为参与深度调峰和快速响应辅助服务指令提供了坚实的硬件基础。另一方面，公司燃气装机突破 20GW，跃居行业前列，凭借分钟级响应速度和宽幅调节能力，在调频、调峰市场中具备天然优势。未来国家层面气电容量电价机制的出台和完善，或将进一步释放公司燃气机组的价值潜力。

新能源布局护城河：公司以“参股不控股”的轻资产模式持有华电新能 26.78% 股权，实现风险隔离与收益共享。通过 2021 年集团层面的资产重组，公司成功将旗下风光资产剥离，更加聚焦常规能源主业，同时以第二大股东身份深度绑定中国领先的新能源平台。这一模式使公司在有效规避巨额资本开支和项目开发风险的同时，能够按权益比例分享新能源行业的成长红利，为公司估值注入成长弹性。华电新能步入稳定成长期后，具备持续分红能力，可反哺华电国际的主营业务，增强公司整体的财务稳健性和发展可持续性，并实现 ESG 价值的赋能。

展望未来，公司盈利稳定性与成长确定性正经历根本重塑。短期看，煤价中枢企稳背景下成本红利持续兑现，容量电价提升有效对冲利用小时下滑压力；中期看，自主在建与核准项目储备丰厚，外延内生双轮驱动成长路径清晰；长期看，随着容量电价机制深化、现货市场完善、辅助服务市场成熟，公司公用事业属性持续增强，估值体系有望系统性抬升。我们预计 2026-2028 年公司营业收入分别为 1203.77 亿元、1258.97 亿元、1301.65 亿元，同比-4.5%、+4.6%、+3.4%，实现归母净利润 61.33 亿元、66.07 亿元、70.53 亿元，同比+1.0%、+7.7%、+6.7%，对应 EPS 分别为 0.53、0.57、0.61 元，当前股价对应的 PE 倍数为 8.7X、8.0X、7.5X，参考可比公司估值均值具有较高性价比，维持“买入”评级。

风险提示：用电需求不及预期风险；煤价波动风险；电价下降预期风险；政策推进不及预期风险；项目建设进度不及预期风险；测算与实际情况不一致的风险。

相关研究

- 1、《前三季度成本持续改善，促业绩弹性释放》2025-11-14
- 2、《煤价下行带动盈利能力显著增强，资产注入促装机规模大幅提升》2025-09-02
- 3、《煤价下行带来利润增厚，静待集团资产注入》2025-04-28

内容目录

1.华电国际：集团常规能源整合平台，迈入规模与质量并举的新阶段	6
1.1 公司概况：从区域龙头到全国性常规能源整合平台	6
1.1.1 发展历程：植根齐鲁，辐射全国，锚定集团常规能源整合	6
1.1.2 业务与装机结构：煤电为基、气电为翼、水电补充，结构持续优化	7
1.2 股权结构：央企控股根基深厚，治理结构保障战略执行	8
1.3 煤价下行带动成本改善，促业绩弹性释放	9
2.火电行业：盈利稳定性夯实，价值重估正当时	13
2.1 火电行业趋势深度解构：定位的根本性迁移与价值属性的升华	13
2.1.1 装机容量：从“基荷扩张”到“安全保障”，增长逻辑的质变	13
2.1.2 发电量与利用小时：主体地位的“确定性让渡”与系统价值的“确定性崛起”	14
2.2 火电行业趋势展望：公用事业属性增强，盈利韧性持续提升	15
2.2.1 成本端：煤炭“供需双侧收窄”新格局显现，构筑“窄幅震荡”成本安全垫	15
2.2.2 收入端：容量电价提升与市场交易演进对冲电量下行压力，盈利稳定性持续提升	16
3.核心护城河：平台定位与战略区位筑基，燃机规模扩张与新能源轻资产模式添翼	25
3.1 集团平台护城河：集团常规能源唯一平台定位，外延内生铸就稳定性成长内核	25
3.1.1 外延增长：2025 年集团 16GW 火电资产注入，质与量的双重飞跃	25
3.1.2 内生增长：背靠集团持续推进自建项目，筑牢可持续成长基石	28
3.2 战略区位护城河：深度锚定高价值市场，尽享制度与需求双重红利	29
3.2.1 根植山东：从“规模基地”到“利润深井”，驾驭复杂市场化生态	29
3.2.2 布局华东、华南、华中负荷中心：锁定电价韧性和稀缺的顶峰价值	34
3.3 机组布局护城河：火电机组参数全面领先，燃机规模扩张卡位调节需求	38
3.3.1 技术参数全面领先，运营灵活性定义行业新标杆	38
3.3.2 前瞻性燃机规模扩张，精准卡位系统调节需求	41
3.4 新能源布局护城河：“参股不控股”的轻资产，实现风险隔离与收益共享	44
4.盈利预测与投资建议	46
4.1 盈利预测	46
4.2 投资建议	49
5.风险提示	51

图表目录

图表 1：华电国际发展历程	7
图表 2：十四五期间公司装机规模变化（万千瓦）	8
图表 3：华电系上市平台架构及华电国际股权结构（截至 2026 年 4 月 8 日）	9
图表 4：2020-2025 公司营业收入及增长率（亿元，%）	10
图表 5：2020-2025 公司发电量、上网电量及其同比（亿千瓦时，%）	10
图表 6：2020-2025 公司利用小时及其同比（小时）	10
图表 7：2020-2025 公司上网电价及其同比（元/兆瓦时，%）	10

图表 8: 2020-2025 公司归母净利润及增长率 (亿元, %)	11
图表 9: 2020-2025 公司毛利率、净利率 (%)	11
图表 10: 2020-2025 公司费用率情况 (%)	11
图表 11: 2020-2025 公司现金流量情况 (亿元)	12
图表 12: 2020-2025 年我国火电累计装机容量 (万千瓦时)	14
图表 13: 2020-2025 年我国火电新增装机容量 (万千瓦时)	14
图表 14: 2020-2025 年我国火电发电量 (亿千瓦时)	14
图表 15: 2020-2025 年我国火电发电量占比 (%)	14
图表 16: 2020-2025 年我国火电利用小时数 (小时)	15
图表 17: 2023-2025 年我国秦港 5500 大卡下水煤价格 (元/吨)	16
图表 18: 广州港 4500 大卡产地煤与进口煤价格比较 (元/吨)	16
图表 19: 省级电网煤电容量电价标准 (元/千瓦·年)	17
图表 20: 煤电度电容量电价补偿敏感性分析	18
图表 21: 全国煤电容量补偿空间及煤电度电补偿金额测算	19
图表 22: 部分地区 2025 年与 2026 年煤电交易中长期交易方案对比	20
图表 23: 全国各地区电力现货市场建设进度 (截至 2026 年 3 月)	21
图表 24: 2024 年辅助服务费用按品种分类占比	22
图表 25: 2024 年辅助服务费用分摊比例	22
图表 26: 2024 年辅助服务费用发电侧分摊比例	23
图表 27: 华电国际发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易实施情况	25
图表 28: 华电国际发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易实施情况	26
图表 29: 集团 1606 万千瓦火电资产注入具体情况	26
图表 30: 本次交易对华电国际主要财务指标的影响	27
图表 31: 公司 2025 年自主建设投产情况	28
图表 32: 公司在建及核准项目 (截至 2025 年底)	28
图表 33: 截至 2025 年底山东电源装机情况及占比 (%)	30
图表 34: 山东火电累计装机发展历程 (万千瓦)	30
图表 35: 截至 2025 年底全国火电装机分布情况 (万千瓦, %)	30
图表 36: 2025 年山东各电源发电量情况 (亿千瓦时)	31
图表 37: 2025 年全国 31 个省市 GDP (亿元)	31
图表 38: 2024 年全国 31 省市用电量 (亿千瓦时)	31
图表 39: 山东省用电量、发电量情况及电量缺口 (亿千瓦时)	32
图表 40: 公司山东省装机及占比 (万千瓦, %)	33
图表 41: 公司山东省燃煤和燃气装机分布情况 (万千瓦, %)	33
图表 42: 公司山东省装机情况一览 (截至 2025 年 12 月 31 日)	34
图表 43: 公司在各地区的控股装机情况 (截至 2025 年 12 月 31 日)	34
图表 44: 截至 2026 年 3 月各省市燃煤基准价 (元/千瓦时)	36
图表 45: 截至 2025 年 12 月 31 日底公司在广东省的电源结构 (万千瓦)	36
图表 46: 2026 年 2 月 16 日-2 月 22 日安徽电力现货市场竞价走势 (左轴: 亿千瓦时, 右轴: 元/兆瓦时)	37
图表 47: 2025 年公司各地区火电上网电价 (元/千瓦时)	38

图表 48: 华电邹县 7 号机组技改性大修胜利竣工, 打造“三改联动”标杆样板.....	39
图表 49: 龙口公司四期 2×66 万千瓦热电联产项目 1 号机组正式投产.....	39
图表 50: 公司近年供电煤耗及同比 (克/千瓦时)	40
图表 51: 主要火电企业供电煤耗对比 (克/千瓦时)	40
图表 52: 华电龙口公司四期 2×66 万千瓦热电联产项目 1 号机组是国内首个π型炉完成 19%THA 深度调峰试验项目.....	41
图表 53: 公司燃机机组分布情况 (截至 2025 年 12 月 31 日)	41
图表 54: 煤电、气电特性对比.....	43
图表 55: 山东华电章丘 2×400 兆瓦级燃机热电项目.....	43
图表 56: 华电新能登陆 A 股资本运作情况一览及华电国际持股情况变动.....	45
图表 57: 公司发电业务收入拆分和测算.....	47
图表 58: 公司业绩拆分及预测.....	48
图表 59: 可比公司估值.....	50

1. 华电国际：集团常规能源整合平台，迈入规模与质量并举的新阶段

1.1 公司概况：从区域龙头到全国性常规能源整合平台

1.1.1 发展历程：植根齐鲁，辐射全国，锚定集团常规能源整合

华电国际作为中国华电集团有限公司核心上市公司，发端于齐鲁大地，在资本赋能下完成全国布局，实现了从区域火电运营商到全国性综合能源巨头，再到中国华电集团唯一的常规能源整合平台的三大战略跃迁。公司发展历程具体可以划分为三个阶段：

➤ 第一阶段：区域深耕，奠定基石（1994-2005 年）—完成资本化与体制化

公司前身山东国际电源开发股份有限公司于 1994 年在济南成立，以邹县、十里泉电厂为起点，深度植根于山东这一经济与用电大省，专注于省内火电项目的开发与运营，建立了坚实的运营基础与区域市场优势。此阶段的里程碑在于成功对接资本市场并明确央企归属¹：1999 年，公司发行 H 股，成为早期登陆国际资本市场的中国电力企业之一；2003 年，在电力体制改革中股权划转至中国华电集团，成为其核心上市子公司；2005 年，公司在 A 股上市，构建起“A+H”双融资平台，为后续的全局扩张储备了关键的资本动能²。

➤ 第二阶段：全国扩张，多元布局（2006-2020 年）—实现规模与结构跃迁

上市后，公司战略从“深耕山东”转向“辐射全国”。2007 年，“千万工程”竣工使控股装机突破 2000 万千瓦，跻身行业前列；2009 年，公司本部迁至北京，显著提升了投资决策与资本运作效率，加速了全国布局。公司通过“自建+并购”双轮驱动，业务网络拓展至浙江、江苏、广东等十余个省份。此阶段，公司不仅实现了装机容量的快速增长（2018 年突破 5000 万千瓦），更完成了电源结构的战略性优化：在四川并购泸定、水洛河等水电项目，在“三北”地区布局规模化的风电、光伏，在东部负荷中心建设高效燃机与清洁煤电，构筑了清洁能源与高效火电并举的多元互补电源结构，从一家地方性电力公司成长为全国性综合能源巨头³。

➤ 第三阶段：平台整合，价值重塑（2021 年至今）—迈入规模与质量并举新征程

在“双碳”目标背景下，公司的战略角色发生根本性升华。2021 年，通过向集团新能源平台“福新发展”剥离全部风电、光伏资产，中国华电集团进一步明确华电国际作为常规能源发电资产“最终整合平台”的战略定位⁴。2025 年，公司完成对集团旗下 1606 万千瓦优质煤电与气电资产的收购（占 2024 年末装机的 26.85%），这不仅是资产规模的跃升，更是平台定位的实质性落地⁵。至此，公司成长逻辑已从内生性增长，彻底切换至“集团资产注入与内生优化”双轮驱动的新范式，打开了长期成长的天花板，迈入规模扩张与资产质量提升并举的新征程。

1 资料来源：中国华电公众号

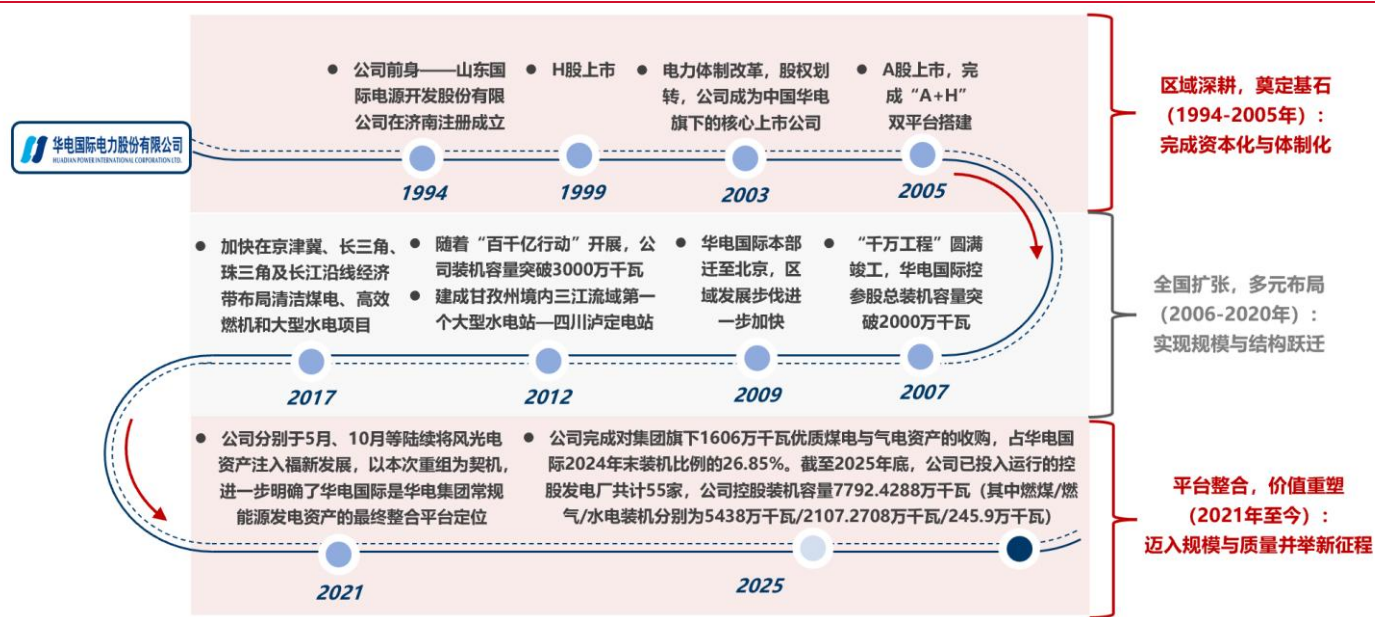
2 资料来源：上证路演中心，“华电国际 2025 年第三季度业绩说明会”企业介绍

3 资料来源：中国华电公众号

4 资料来源：《华电国际电力股份有限公司关联交易公告》

5 资料来源：《华电国际电力股份有限公司收购报告书》

图表1：华电国际发展历程



资料来源：公司 2024、2025 年年报，中国华电集团公众号，长城证券产业金融研究院

1.1.2 业务与装机结构：煤电为基、气电为翼、水电补充，结构持续优化

为响应集团专业化整合的战略安排，公司于 2021 年将旗下风电、光伏资产注入集团新能源平台“福新发展”（后更名为华电新能），自此专注于火电、燃气及水电等常规能源业务⁶。这一战略性剥离使公司装机规模在“十四五”初期呈现“先集约、后扩张”的态势：控股发电厂数量从 2020 年底的 67 家阶段性减少至 2021 年的 42 家，控股装机容量也从 5,844.8 万千瓦相应调整至 5,335.56 万千瓦。此后，通过内生增长与外部注入双轮驱动，公司规模实现跨越式发展。截至 2025 年底，公司控股发电厂已增长至 55 家，控股装机容量达到 7792.43 万千瓦，形成了以煤电为基、气电为翼、水电补充的清晰格局：

➤ 燃煤发电：基本盘稳固，持续向清洁高效与灵活调节转型。

煤电是公司规模与现金流的压舱石，截至 2025 年底，公司燃煤发电控股装机 5438 万千瓦。公司煤电资产质量优质，300 兆瓦及以上的大容量、高效率、环境友好型机组超 90%，其中 600 兆瓦及以上的装机比例约占 50%，远高于全国平均水平，赋予公司显著的能效优势。在环保方面，公司所有燃煤机组已全部达到超低排放要求，且所有 300 兆瓦及以下的机组都经过了供热改造，不仅满足环保要求，更通过参与供热市场提升了综合收益与利用效率⁷。

➤ 燃气发电：规模快速扩张，调峰功能定位精准契合系统需求。

通过近年来的资产注入与重点发展，截至 2025 年底，公司燃气发电控股装机已达 2107.27 万千瓦，规模跃居行业前列。这些燃气机组具有启停迅速、负荷调节灵活、碳排放强度较低的突出特点，契合新型电力系统对灵活调峰资源的迫切需求。并且公司燃气机组主要集中布局于长三角、粤港澳大湾区等全国核心电力负荷中心，这

⁶ 资料来源：《华电国际电力股份有限公司关联交易公告》

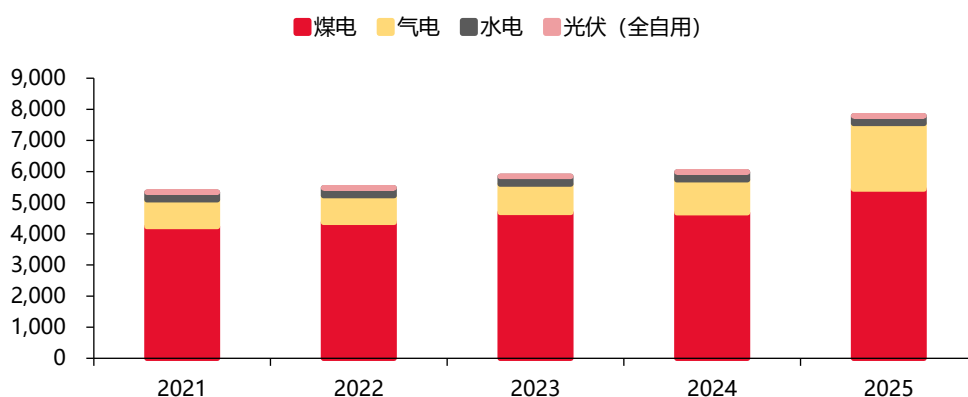
⁷ 资料来源：华电国际 2025 年年报

些区域电力需求旺盛、电价承受能力强，使得公司燃气发电业务兼具稳定的盈利能力和保障电网安全的战略价值。

➤ **清洁能源：轻资产布局，实现战略协同与风险规避。**

公司同时运营一定规模的水电资产（截至 2025 年底，水力发电控股装机 245.90 万千瓦）。此外，公司以“参股不控股”的轻资产模式持有华电新能（中国华电集团唯一的新能源整合平台）26.78%的股权⁸。此举使公司在规避巨额资本开支的同时，充分享受新能源行业成长红利，并优化自身的绿色电力结构，实现了稳健经营与成长机遇的平衡。

图表2：十四五期间公司装机规模变化（万千瓦）



资料来源：公司 2021-2025 年报，长城证券产业金融研究院

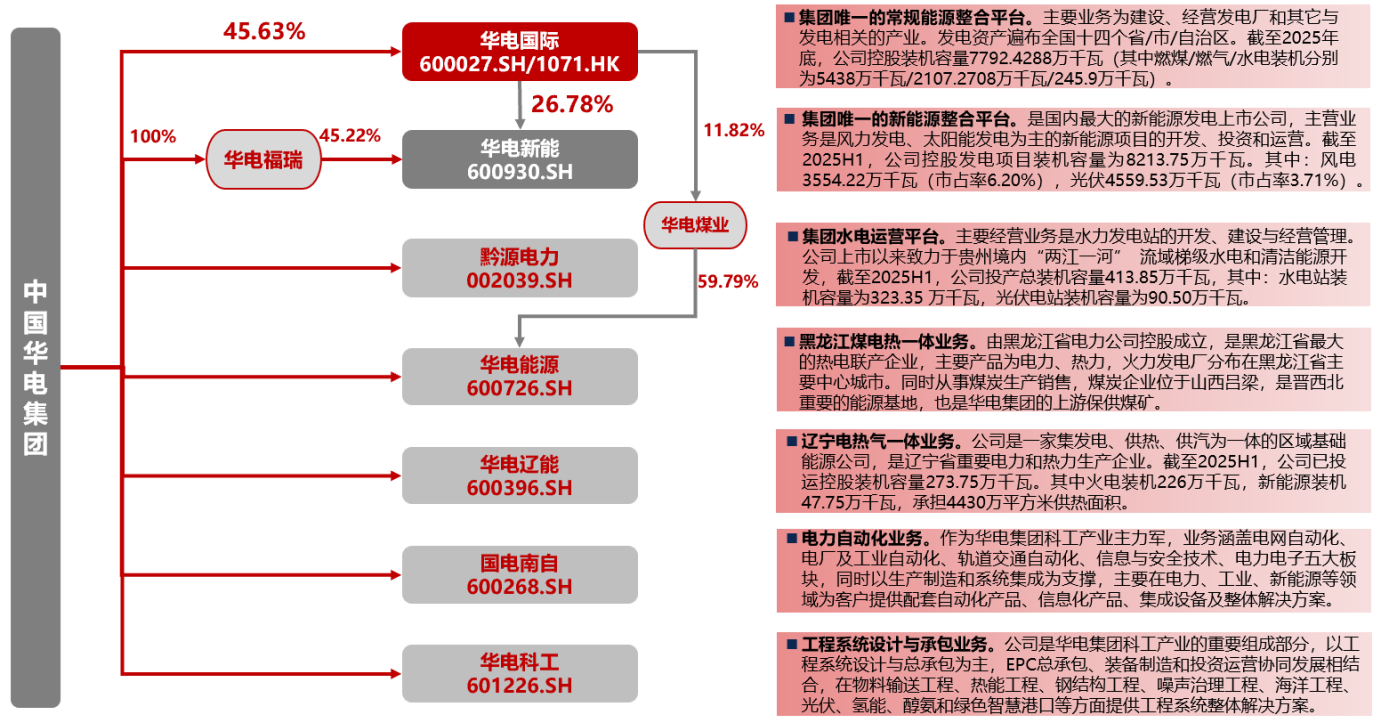
1.2 股权结构：央企控股根基深厚，治理结构保障战略执行

央企控股根基深厚，控制权稳定。截至 2026 年 4 月 8 日，中国华电集团有限公司作为直接控股股东，持有公司 45.63%的股份。这种高集中度、高稳定性的股权结构，是公司发展的根本保障。一方面，它确保了公司战略与国家能源政策、集团整体规划始终保持高度一致，是公司获取持续战略支持、实现长期稳健经营的坚实基础。另一方面，集团的高比例持股与明确支持，在股权层面直接确认并强化了华电国际作为“集团常规能源资产唯一上市整合平台”的定位，为后续持续性的资产注入承诺提供了极高的可信度与可执行性，明确了公司的长期成长路径。

治理结构保障战略定力，“双平台”与“轻参股”拓宽发展空间。公司独特的“A+H”双上市平台，不仅拓宽了境内外融资渠道、优化了资本成本，也吸引了注重长期价值的国际投资者，促进了公司治理的国际化与市场化。而稳固的央企控股背景，使管理层能够专注于执行长期产业战略，有效抵御短期市场波动干扰。与此同时，公司通过创新的资本运作参与能源转型：在 2021 年向集团新能源平台华电新能注入风光资产并现金出资，从而战略性地持有其股份（截至 2026 年 4 月 8 日，持股比例为 26.78%），进一步优化了资产结构与利润来源、增厚了成长机遇。

⁸ 注：持股数据截至 2026 年 4 月 8 日 wind 披露的数据

图表3: 华电系上市平台架构及华电国际股权结构 (截至 2026 年 4 月 8 日)



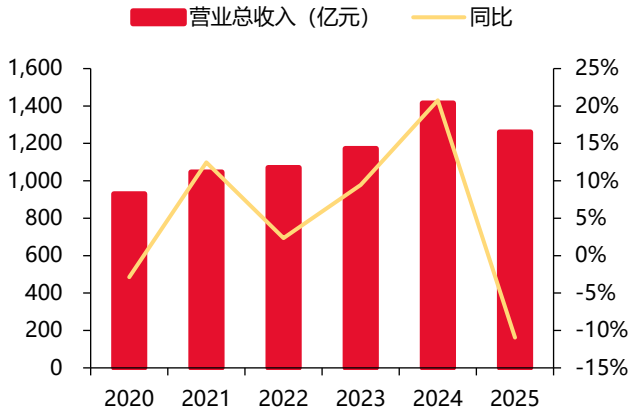
资料来源: wind, 各公司 2025 年半年报及年报, 国电南自公司官网, 长城证券产业金融研究院

注: 持股数据来源于 wind, 更新至 2026 年 4 月 8 日; 关于各公司装机等具体情况的数据来源于各公司 2025 年半年报及年报, 已对应注明截至日期

1.3 煤价下行带动成本改善, 促业绩弹性释放

能源转型阵痛致量价承压, 营收表现短期受限。公司营收规模在经历早期增长后,自 2024 年起进入平台期并略有下滑。2025 年,公司实现营业收入 1260.13 亿元,同比-10.95%。这一趋势主要受两大因素压制: **一方面, 发电量受到系统性挤压。**在新能源装机快速增长的背景下,公司火电机组利用小时数承压,2025 年公司发电机组平均利用小时为 3427 小时,比追溯调整后的上年同期数据下降约 378 小时。其中燃煤发电机组的利用小时为 3,874 小时,比上年同期下降 294 小时;燃气发电机组的利用小时为 2,128 小时,比上年同期下降 24 小时。机组利用率下降进一步导致发电量下滑,2025 年公司累计完成发电量 2622.70 亿千瓦时,较上年追述调整同比-6.99%。累计实现上网电量 2464.43 亿千瓦时,较上年追述调整同比-7.09%。这反映出在当前的电力供需格局下,公司火电资产正从提供基础电量的主力电源,加速向承担调峰、备用功能的调节性电源转变; **另一方面, 市场化电价稳中略降。**2025 年公司平均上网电价约为 513.29 元/兆瓦时,较上年追述调整同比下降约 2.34%。

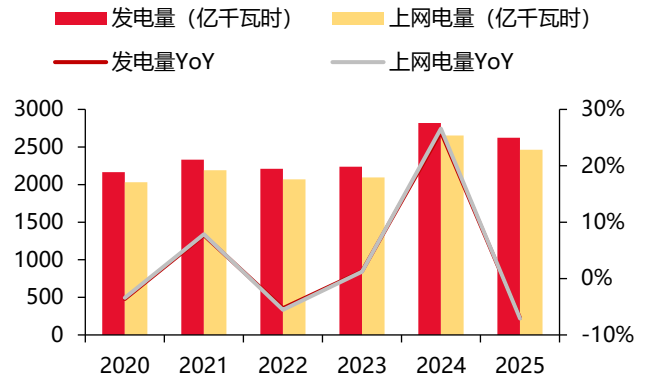
图表4: 2020-2025 公司营业收入及增长率 (亿元, %)



资料来源: wind,公司 2020-2025 年报,长城证券产业金融研究院

注: 部分年份数据公司在往后年份披露的定期报告中有做追溯调整,以调整后的数据为准

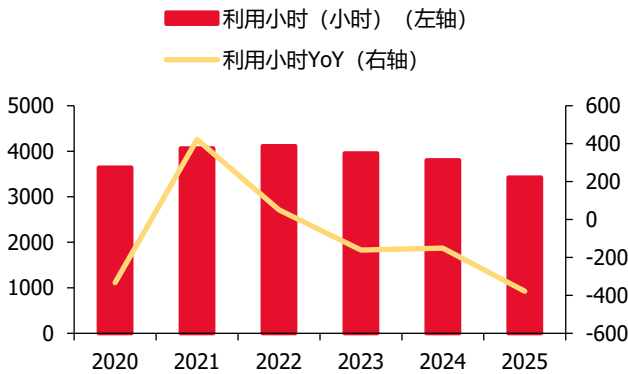
图表5: 2020-2025 公司发电量、上网电量及其同比 (亿千瓦时, %)



资料来源: wind,公司 2020-2025 年报, 2025 年发电量及上网电价公告, 长城证券产业金融研究院

注: 2025 年发电量及上网电价公告对 2024 年数据有做追溯调整,本报告以调整后数据为准,因此 2024 年同比较之前 2024 年发电量公告发生变化

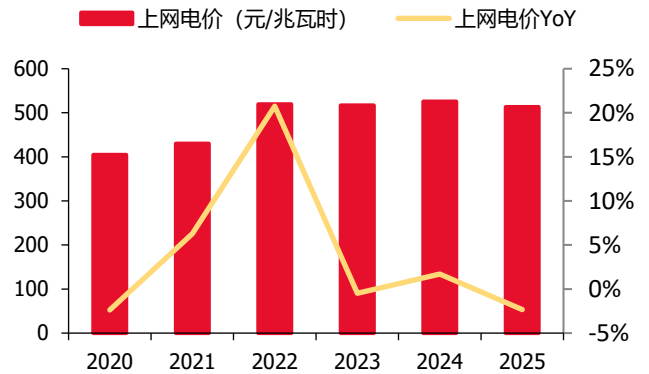
图表6: 2020-2025 公司利用小时及其同比 (小时)



资料来源: wind,公司 2020-2025 年报,长城证券产业金融研究院

注: 根据 2025 年年报同比-378 小时发现对 2024 年数据有做追溯调整,本报告以调整后数据为准,因此 2024 年同比较之前 2024 年年报公告发生变化

图表7: 2020-2025 公司上网电价及其同比 (元/兆瓦时, %)

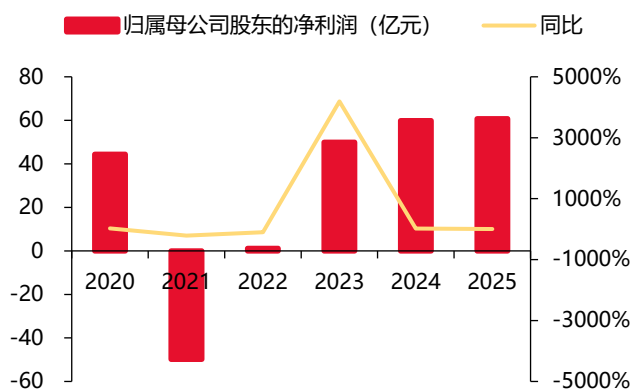


资料来源: wind, 公司 2020-2025 年报, 2025 年发电量及上网电价公告, 长城证券产业金融研究院

注: 2025 年发电量及上网电价公告对 2024 年数据有做追溯调整,本报告以调整后数据为准,因此 2024 年数据及同比较之前 2024 年公告发生变化

煤价下行带动成本明显改善,增厚煤电利润。与营收走势不同,公司归母净利润自 2021、2022 年低谷后强劲复苏,展现出极大的盈利弹性。2025 年公司归母净利润 60.70 亿元,同比+1.39%。业绩保持相平稳主要是受减值 (2025 年对华电龙口和华电章丘分别进行了 2.6 和 1.6 亿的减值处理) 和投资收益 (2025 年投资收益同比减少 12.91%) 的影响。但从主营业务来看,公司燃料成本大幅改善:随着煤炭供需格局转向宽松,市场煤价进入下行通道,公司 2025 年入炉标煤单价为 825.35 元/吨,同比较上年追溯调整后下降 15.18%。成本端的显著下降有效对冲了电量与电价的小幅下滑,带动盈利能力持续修复。2025 年公司销售毛利率达 11.44%,追溯调整后同比+3.11pct;销售净利率达 6.52%,追溯调整后同比+1.21pct,利润率指标的同步走高,充分验证了公司在成本下行周期中的业绩弹性。

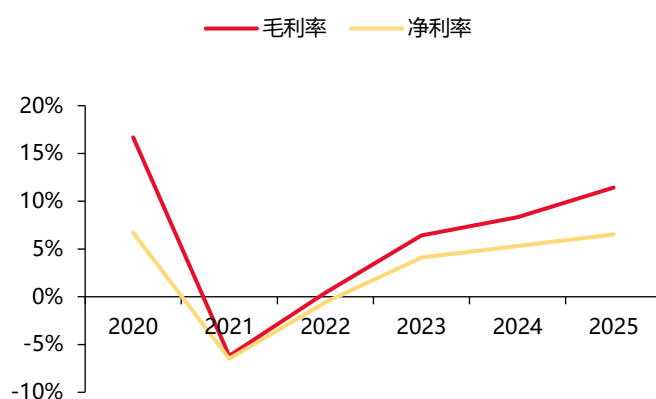
图表8: 2020-2025 公司归母净利润及增长率 (亿元, %)



资料来源: wind,公司 2020-2025 年报,长城证券产业金融研究院

注: 部分年份数据公司在往后年份披露的定期报告中有做追溯调整,以调整后的数据为准

图表9: 2020-2025 公司毛利率、净利率 (%)

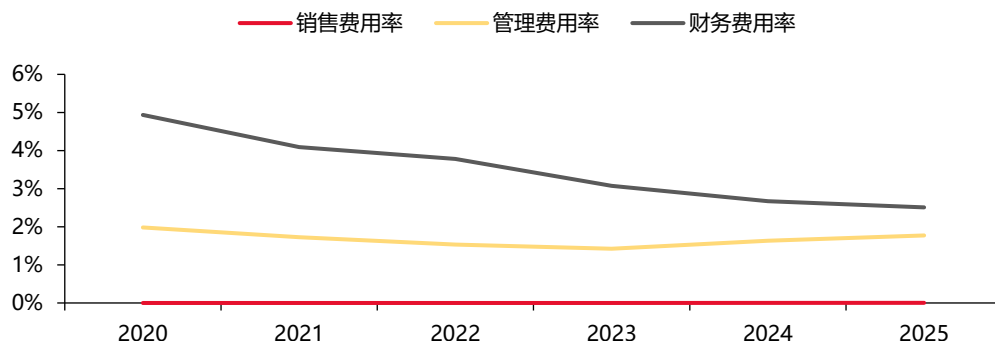


资料来源: wind,公司 2020-2025 年报,长城证券产业金融研究院

注: 部分年份的营收、成本、净利润数据公司在往后年份披露的定期报告中有做追溯调整,以调整后的数据为准重新计算毛利率和净利率

费用管控严谨且积极,财务结构优化减轻负担。2025年,销售费用率、管理费用率、财务费用率分别保持在 0.00%、1.77%和 2.51%的合理水平。其中,受益于公司加大资本运作以及融资成本降低的影响,财务费用同比减少约 16.37%,财务费用率显著下降,同比-0.35pct。严谨的费用管控与积极的负债管理,共同为净利润的释放提供了有力保障,进一步增强了公司的业绩弹性。

图表10: 2020-2025 公司费用率情况 (%)



资料来源: wind,公司 2020-2025 年报,长城证券产业金融研究院

注: 部分年份数据公司在往后年份披露的定期报告中有做追溯调整,以调整后的数据为准

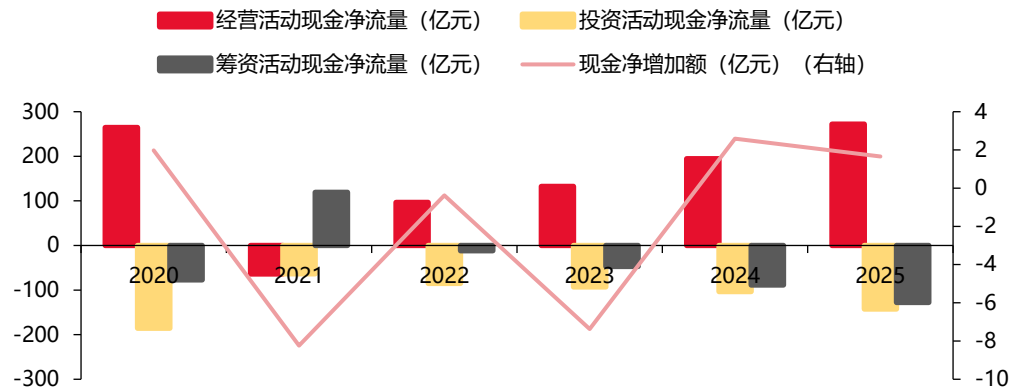
经营造血能力跃升,投资布局支撑战略,筹资活动优化结构,现金流结构健康循环。1)

经营活动现金流: 受益于煤价下行带动的盈利修复与运营效率提升,公司主营业务“造血”功能显著增强。2025年经营性现金流净额达 272.21 亿元,同比增长 39.9%。充沛的现金流不仅完全覆盖了资本开支,更成为公司优化财务结构与回报股东的坚实基础;

2) 投资活动现金流: 2025年净流出 142.62 亿元,规模同比显著扩大。这主要源于公司为落实集团常规能源整合平台定位而进行的主动性资本开支,特别是对优质煤电、气电资产的收购。此类战略性支出虽在短期内加大了现金流出,但直接推动了公司装机容量与资产质量的跨越式提升,为未来的可持续回报奠定了资产基础;

3) 筹资活动现金流: 2025年净流出 127.93 亿元。整体而言,公司现金流呈现“内生造血能力强、投资布局积极、财务结构持续优化”的良性循环格局。

图表11: 2020-2025 公司现金流量情况 (亿元)



资料来源: wind, 公司 2020-2025 年报, 长城证券产业金融研究院

注: 部分年份数据公司在往后年份披露的定期报告中有做追溯调整, 以调整后的数据为准

2.火电行业：盈利稳定性夯实，价值重估正当时

在我们看来，火电行业正站在一个历史性的战略拐点上。过去，市场普遍将其视为在能源转型浪潮中将被逐步替代的“夕阳产业”，其强周期性与成长性疑虑压制了板块估值。然而，随着新型电力系统构建的深化和电力市场化改革进入制度成型的关键阶段，火电行业的底层逻辑正在发生颠覆性变革。其核心价值已从提供稳定但可被替代的“电量价值”，系统性转向提供难以替代的“系统安全保障价值”与“实时灵活调节价值”。这一转变，并非简单的角色弱化，而是一次深刻的商业模式重塑与价值重估。以容量电价机制为核心的政策框架，结合全面加速的现货市场建设，正将火电从“煤价-电价”剪刀差的被动承受者，转变为拥有多元化、稳定性收入来源的电力系统“支撑性电源”。火电板块也正从传统周期股，迈向具备稳定现金流和高股息潜力的“类公用事业”赛道，迎来系统性的价值重估机遇。

2.1 火电行业趋势深度解构：定位的根本性迁移与价值属性的升华

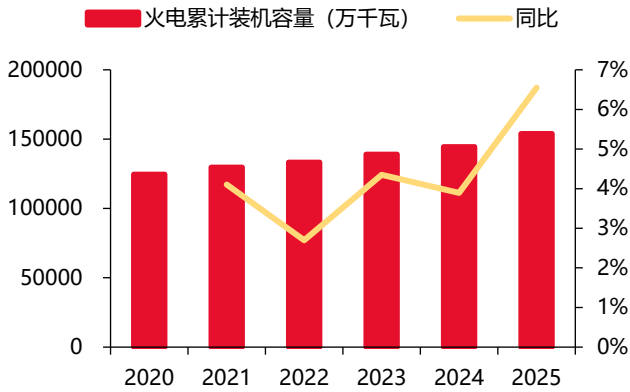
“十四五”期间，火电行业在表面矛盾的“量”与“价”的数据背后，完成了一次深远的功能性蜕变。其发展轨迹清晰揭示火电行业增长的驱动逻辑、存在的核心意义以及价值的评估体系均已发生根本性变化。

2.1.1 装机容量：从“基荷扩张”到“安全保障”，增长逻辑的质变

总量稳步扩张，应急保供驱动新增装机波动。“十四五”期间火电装机的增长，是一次在能源安全紧迫性驱动下的“理性回归”。2021-2022年全国多地出现的有序用电现象，以最直接的方式警示了电力系统在新能源占比快速提升过程中可靠容量的短缺。这促使政策层面重新评估火电的“压舱石”作用，此前一度放缓的煤电审批与建设节奏得以显著加快。截至2025年12月31日，全国火电装机容量突破15.39亿千瓦，较“十三五”末（2020年底）净增约2.93亿千瓦。然而，这一轮装机增长的内核与历史上任何时期都不同。其核心驱动力已从满足持续增长的用电负荷，转向应对极端天气、新能源大发波动、以及季节性、时段性电力短缺的安全保障需求。新增装机的规划选址、技术选型均围绕这一新逻辑展开：更多布局在电力输入省份和负荷中心周边，以加强区域自保能力；大力推广60万千瓦及以上超超临界机组，并强调具备深度调峰至30%额定容量甚至更低的技术能力⁹。展望“十五五”，我们认为，火电装机仍将保持一定增长，但将彻底告别粗放式扩张。增长将高度聚焦于两大方向：一是为支撑大型新能源基地外送而配套的“支撑性”调节煤电；二是在负荷中心建设的“保障性”热电联产及调峰机组。“不可或缺的备用容量”而非“主力发电电源”，已成为定义火电装机增长的新范式。

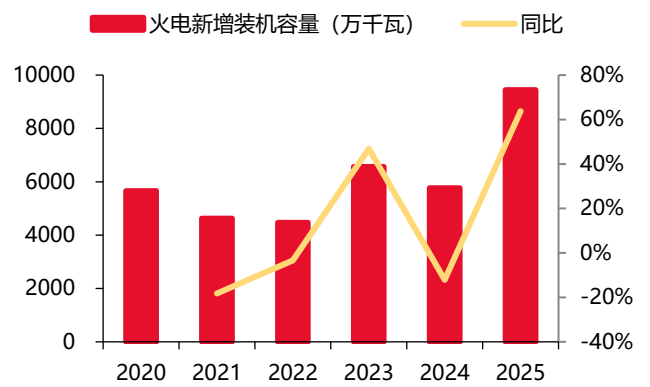
⁹ 资料来源：《全国煤电机组改造升级实施方案》《新一代煤电升级专项行动实施方案（2025—2027年）》

图表12: 2020-2025年我国火电累计装机容量(万千瓦时)



资料来源: ifind, 中电联, 长城证券产业金融研究院

图表13: 2020-2025年我国火电新增装机容量(万千瓦时)



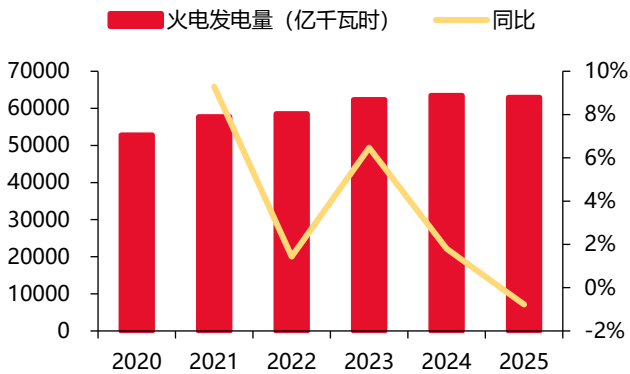
资料来源: ifind, 中电联, 长城证券产业金融研究院

2.1.2 发电量与利用小时: 主体地位的“确定性让渡”与系统价值的“确定性崛起”

发电量与利用小时数的变化, 是火电功能迁移最直观的数据表征:

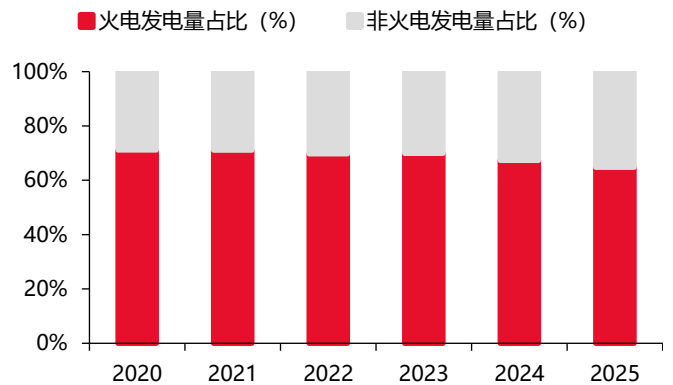
发电量: 2025年稍有回落, 系统主体地位加速让渡。从绝对值看, “十四五”期间, 全国火电发电量持续增长, 从“十三五”末(2020年)的5.28万亿千瓦时增长至2024年的6.34万亿千瓦时, 创历史新高, 这充分体现了其在电力保供中的“兜底”作用。然而, 2025年火电发电量6.29万亿千瓦时, 同比-0.78%, 稍有回落。另一方面, 火电作为电力供应主体的地位正确定性、趋势性让渡。火电占全国总发电量的比重从2020年的71.19%下降至2025年的64.79%。

图表14: 2020-2025年我国火电发电量(亿千瓦时)



资料来源: ifind, 国家统计局, 长城证券产业金融研究院

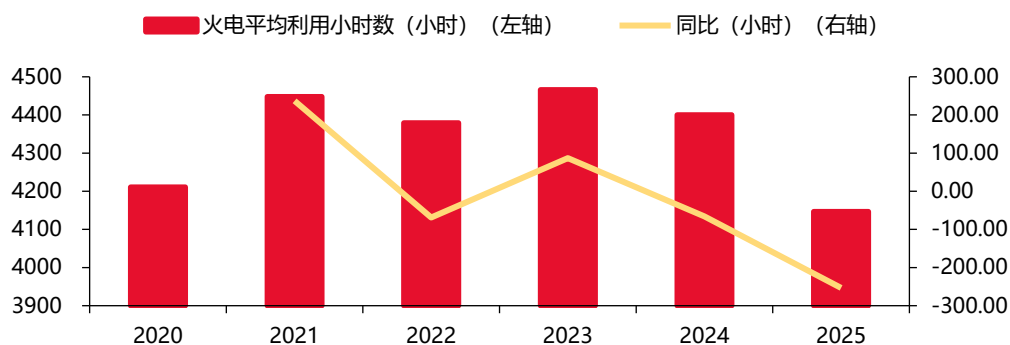
图表15: 2020-2025年我国火电发电量占比(%)



资料来源: ifind, 国家统计局, 长城证券产业金融研究院

利用小时数: 趋势性下降确认转型, 收益模式重塑加速。与发电量紧密关联的设备平均利用小时数, “十四五”期间在经历因缺电导致的短暂反弹后, 已进入趋势性下行通道。2025年全年, 全国火电平均利用小时为4146.62小时, 较2024年同期水平下降253.38小时, 展望“十五五”, 随着新能源装机容量的持续扩张, 火电的加速让渡, 这一趋势或将更加明确。

图表16: 2020-2025年我国火电利用小时数(小时)



资料来源: ifind, 中国电力企业联合会, 长城证券产业金融研究院

火电价值属性升华, 评估范式革新。上述“火电占比下降、利用小时减少”的背后标志着火电运营模式从追求“高负荷、连续运行”的基荷模式, 全面转向“低负荷、灵活备赛、快速响应”的调节与备用模式。利用小时和发电量的下降, 并非资产价值的贬值, 而是火电运营模式为适应高比例新能源的新型电力系统而做出的战略性、根本性转变。在这一新范式下, 传统以“发电量”和“利用小时数”为核心的价值评估体系正被彻底重塑, 其核心正从提供基础电力的“能量价值”, 加速转向保障系统安全与提供实时灵活性的“容量价值”与“系统价值”。其价值体现于关键时刻(如无风无光的晚高峰、极端寒暑天气)的瞬时出力和快速爬坡能力。基于此, 新的评估框架要求我们更关注其容量可用率、爬坡速率、最小稳定出力深度以及启停调度的灵活性。这些技术参数决定了其在新型电力系统中的实际价值, 并将直接关联到容量电价收益和辅助服务市场收入。

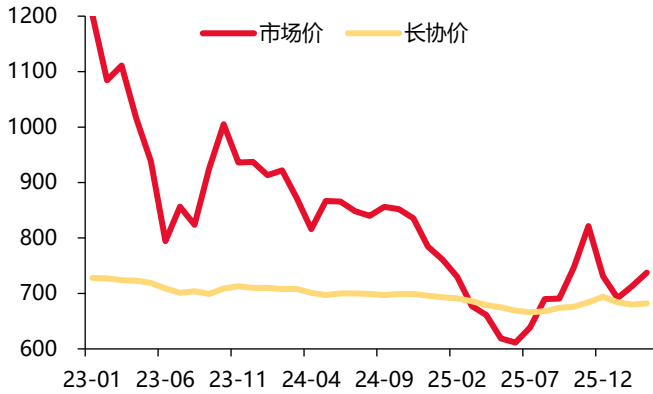
2.2 火电行业趋势展望: 公用事业属性增强, 盈利韧性持续提升

站在当前时点展望未来, 我们认为火电板块正由周期属性逐步转变为公用事业属性, 整个行业虽面临电量空间受挤压的持续挑战, 但其盈利的稳定性和韧性预计将得到显著增强。驱动因素来自成本端的“减震”和收入端的“扩容”, 华电国际作为行业领先企业, 具备平台赋能、区位布局、机组效率、灵活调节、政策支持等优势, 有望持续获取超越行业的 α 收益。

2.2.1 成本端: 煤炭“供需双侧收窄”新格局显现, 构筑“窄幅震荡”成本安全垫

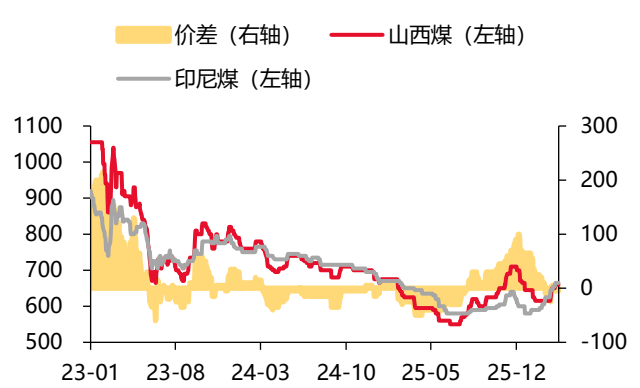
2025年煤价下行释放业绩弹性, 预期未来中枢企稳托底盈利。燃料成本占火电营业成本的一半以上, 是火电盈利波动的核心来源之一。回顾2025年煤价走势, 2025年上半年, 煤价同环比持续下降, 低至610元/吨左右, 显著减轻成本压力, 成为驱动火电业绩强势反弹的“ β 红利”。下半年虽有供给扰动导致的阶段性冲高, 但暖冬压制需求、库存高企, 最终驱使煤价理性回落。展望未来, “稳煤价”的政策定调将与供需新格局形成共振, 需求侧受新能源挤压步入平台期, 供给侧受安全环保约束保持克制。这种“供需双侧收窄”的局面, 将驱动煤价脱离宽幅周期波动, 转而进入围绕“长协基准价”上下进行窄幅震荡的成熟市场形态。这种新常态意味着, 类似2021-2022年那种成本快速拉升的极端场景难以重现, 为火电企业提供了一个更可预测、更可控的成本环境, 构成了火电盈利的“成本安全垫”。

图表17: 2023-2025 年我国秦港 5500 大卡下水煤价格 (元/吨)



资料来源: wind, 长城证券产业金融研究院

图表18: 广州港 4500 大卡产地煤与进口煤价格比较 (元/吨)



资料来源: wind, 中国煤炭市场网, 长城证券产业金融研究院

2.2.2 收入端: 容量电价提升与市场交易演进对冲电量下行压力, 盈利稳定性持续提升

火电收入侧正在发生结构性优化, 单一依赖电能量收入的模式被快速打破:

➤ **首先, 容量电价回收比例的提升是确定性最强、影响最直接的利好。**

2023 年容量电价机制出台, 煤电商业模式迎根本性变革。2023 年 11 月,《关于建立煤电容量电价机制的通知》出台, 标志我国煤电商业模式迎根本性变革, 其核心是将单一制电价改为“电量电价+容量电价”的两部制电价。政策明确: 1) 用于计算容量电价的煤电机组固定成本实行全国统一标准, 为 330 元/千瓦·年。2) 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, 部分煤电功能转型较快地方可为 50%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%¹⁰。火电企业从过去“只有发电才能赚钱”的单一收益模式, 转向“容量保底+电量搏收益”的双轮驱动新格局。这一转变将系统性增强火电盈利的稳定性与可预见性, 有效对冲利用小时数下降和市场化电价波动带来的收入冲击。

2026 年容量电价机制完善政策, 回收比例的提升具有明确确定性。根据 2026 年 1 月国家发展改革委、国家能源局发布的《关于完善发电侧容量电价机制的通知》(114 号文), 政策明确: **1) 回收比例强制提升:** 各地按照《关于建立煤电容量电价机制的通知》(发改价格〔2023〕1501 号) 要求, 将通过容量电价回收煤电机组固定成本的比例提升至不低于 50%。这意味着 2026 年全国煤电容量电价执行比例提升明确, 各省份将迎普遍上调, 将大幅增厚煤电资产稳定收入基础。**2) 允许地方进一步提高:** 各地可结合当地市场建设进度、煤电利用小时数等实际情况, 在 50%的基础上进一步提高回收比例¹¹。对于煤电功能转型较快的地区, 这一比例有望更高。

部分省份已提前布局更高标准, 容量电价加速执行是趋势。例如: **1) 甘肃省:** 于 2025 年 7 月发布《甘肃省关于建立发电侧容量电价机制的通知 (征求意见稿)》, 是全国首个省级层面独立制定的容量电价机制, 创新实施的“全容量补偿+火储同补”模式, 煤电机组、电网侧新型储能容量电价标准暂按每年每千瓦 330 元执行,

¹⁰ 资料来源: 中国政府网

¹¹ 资料来源: 中国政府网

执行期限 2 年。后续《关于建立发电侧可靠容量补偿机制的通知（试行）》进一步确定可靠容量补偿标准每年每千瓦 330 元自 2026 年 1 月 1 日起执行。**2)云南省：**自 2026 年起，容量电价回收固定成本的比例一步到位提升至 100%，即按 330 元/千瓦·年执行。**3)天津市：**自 2026 年 1 月 1 日起，将天津市煤电容量电价从每年每千瓦 100 元调整为 231 元。**4)四川省：**2026 年起，煤电机组通过容量电价回收固定成本的比例提升至 70%，即每年每千瓦 231 元。我们认为，这些领先省份的补偿提升绝非孤立事件，未来全国范围内容量电价的补偿标准与机制创新只会加速推进，趋势明确且不会逆转。

图表19：省级电网煤电容量电价标准（元/千瓦·年）

	2024-2025 年	2026 年
甘肃	100	330
云南	165	330
天津	100	231
四川	165	231
重庆	165	165
广西	165	165
河南	165	165
湖南	165	165
青海	165	165
安徽	100	165
北京	100	165
福建	100	165
广东	100	165
贵州	100	165
海南	100	165
冀北	100	165
河北	100	165
黑龙江	100	165
湖北	100	165
吉林	100	165
江苏	100	165
江西	100	165
辽宁	100	165
蒙东	100	165
蒙西	100	165
宁夏	100	165
山东	100	165
山西	100	165
陕西	100	165
上海	100	165
西藏	100	165

	2024-2025 年	2026 年
新疆	100	165
浙江	100	165

资料来源：国家发改委，各省市政府官网，长城证券产业金融研究院

注：2026 年容量电价中甘肃是试行；云南、天津、四川、广东是正式文件；其他为根据 114 号文写的最低数值

容量电价提升能有效补偿煤电利用小时数下降带来的盈利压力，显著增厚度电利润。

从单台设备来看，以一台 60 万千瓦的煤电机组为例，其年度容量电费收入将从约 6000 万元（100 元/千瓦·年*60 万千瓦）提升至 9900 万元（165 元/千瓦·年*60 万千瓦），增幅达 3900 万元。这部分收入与发电量无关，是纯粹的“备用租金”，将直接增厚度电利润，并大幅平滑因利用小时波动带来的业绩影响。考虑到新能源装机快速上升对煤电利用小时数造成挤压已成为确定性趋势，我们对煤电度电容量电价补偿进行敏感性分析。测算发现，随着容量电价提升以及煤电利用小时数下降，煤电度电容量电价随之提升，将有效增强煤电盈利的稳定性。

图表20：煤电度电容量电价补偿敏感性分析

煤电利用小时\容量补偿比例 ¹²	30.3% (100 元/千瓦·年)	50% (165 元/千瓦·年)	70% (231 元/千瓦·年)	100% (330 元/千瓦·年)
4400	0.0227	0.0375	0.0525	0.0750
4300	0.0233	0.0384	0.0537	0.0767
4200	0.0238	0.0393	0.0550	0.0786
4100	0.0244	0.0402	0.0563	0.0805
4000	0.0250	0.0413	0.0578	0.0825
3900	0.0256	0.0423	0.0592	0.0846
3800	0.0263	0.0434	0.0608	0.0868
3700	0.0270	0.0446	0.0624	0.0892
3600	0.0278	0.0458	0.0642	0.0917
3500	0.0286	0.0471	0.0660	0.0943

资料来源：长城证券产业金融研究院测算

测算 2026 年全国容量电价的整体空间可达 2140 亿元，对应煤电度电补偿近 4 分。

放眼全国整体来看，根据中电联《2025-2026 年度全国电力供需形势分析预测报告》披露数据显示，截至 2025 年底我国煤电装机量达 12.6 亿千瓦（截至 2025 年底，全国全口径发电装机容量 38.9 亿千瓦，煤电占总发电装机容量的 32.4%），我们假设：1) 煤电装机容量：2026-2030 年新增煤电机组分别增长 0.59 亿千瓦/0.52 亿千瓦/0.3 亿千瓦/0.2 亿千瓦/0 亿千瓦；2) 燃煤自备电厂等不纳入容量电价范围的机组容量：维持在 1.4 亿千瓦¹³；3) 煤电容量补偿比例：2026 年全国平均容量补偿比例为 55%¹⁴，并且此后每年增长 5%；4) 煤电利用小时数：考虑到未来新能源装机增长仍将持续挤压煤电空间，假设 2026-2030 年煤电利用小时数将以同比-200

12 “容量补偿比例”释义：即通过容量电价回收的固定成本比例，根据国家发展改革委 国家能源局《关于建立煤电容量电价机制的通知》明确容量电价水平的确定。煤电容量电价按照回收煤电机组一定比例固定成本的方式确定。其中，用于计算容量电价的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，综合考虑各地电力系统需要、煤电功能转型情况等因素确定，2024~2025 年多数地方为 30%左右，部分煤电功能转型较快的地方适当高一些，为 50%左右（各省级电网煤电容量电价水平具体见附件）。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%。

13 假设依据：参考“电联新媒”曾报道 2017 年底全国燃煤自备电厂装机容量为 1.4 亿千瓦左右，考虑到国家持续进行燃煤自备电厂规范建设和运行专项治理，我们假设燃煤自备电厂不会增长，燃煤自备电厂等不纳入容量电价范围的机组维持在 1.4 亿千瓦。

14 假设依据：根据《关于完善发电侧容量电价机制的通知》（114 号文），各省 2026 年煤电容量补偿比例不低于 50%，并允许地方进一步提高，加上云南、甘肃等地已经提高到更高的水平，因此我们假设 2026 年全国平均容量补偿比例为 55%。

小时/-180小时/-150小时/-120小时/-80小时的速度下降。基于此，我们测算得出2026-2030年全国煤电容量补偿空间分别达2140亿元/2437亿元/2705亿元/2959亿元/3171亿元，对应煤电度电补偿分别为0.0391元/0.0448元/0.0506元/0.0563元/0.0617元。这意味着，在煤电利用小时数持续下行的背景下，容量电价的稳步提升将有效对冲电量收入的下降，成为火电企业盈利的坚实“压舱石”。

图表21：全国煤电容量补偿空间及煤电度电补偿金额测算

	2025	2026E	2027E	2028E	2029E	2030E
我国燃煤装机容量（亿千瓦）	12.6	13.19	13.71	14.01	14.21	14.21
其中：燃煤自备电厂等不纳入容量电价范围的机组容量（亿千瓦）	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4	1.4
合规在运的公用煤电机组容量（亿千瓦）	11.2	11.79	12.31	12.61	12.81	12.81
煤电容量补偿比例	35%	55%	60%	65%	70%	75%
对应容量补偿金额（元/千瓦·年）	115.5	181.5	198	214.5	231	247.5
全国煤电容量补偿空间（亿元）	1293.6¹⁵	2139.9	2437.4	2704.8	2959.1	3170.5
煤电利用小时数（小时）	4346	4146	3966	3816	3696	3616
煤电发电量（亿千瓦时）	54759.6	54685.74	54373.86	53462.16	52520.16	51383.36
煤电度电补偿（元）	0.0236	0.0391	0.0448	0.0506	0.0563	0.0617

资料来源：中电联《2025-2026年度全国电力供需形势分析预测报告》，电联新媒，中国政府网，长城证券产业金融研究院测算

➤ **其次，交易周期缩短与现货市场完善，共筑盈利稳定器。**

中长期市场交易周期系统性缩短，重塑煤电价格形成机制。2025年12月17日，新版《电力中长期市场基本规则》正式发布，这是继2016年、2020年后对中长期交易规则的又一次重大修订。新规则的核心变革之一，就是推动中长期交易向“更长”和“更短”两个方向延伸：一方面鼓励开展多年期交易，强化中长期市场作为电力保供“压舱石”的基础作用；另一方面明确提出“中长期连续运营”要求，进一步缩短交易周期、提高交易频次，推动向按日连续交易方向发展，显著提升中长期市场的灵活性。这意味着，过去火电企业超过80%的电量通过年度长协锁定、电价与煤价联动存在长达一年时滞的局面正在被系统性打破。根据国家能源局数据，2025年前三季度全国中长期交易电量占市场总交易电量的95.9%，中长期市场依然是资源配置的主渠道¹⁶。但随着交易周期的缩短，这一主渠道的功能正在发生质变——从锁定年度价格的“静态长协”，转变为能够灵活响应市场变化的“动态调节器”。

多地2026年电力中长期交易方案已呈现年度签约比例结构性下调、月度、月内、现货交易占比提升的政策导向。以陕西省为例，2025年要求燃煤发电企业年度中长期合同签约电量应不低于上一年度上网电量的80%，并通过后续合同签约保障全年签约比例不低于90%；而2026年方案则将年度签约比例的硬性要求下调至不低于上一年实际上网电量的60%，转而通过保障每月月度及以上中长期合同签约电量比例不低于预计市场化上网电量的80%，来实现总体签约水平的稳定。冀北地区、福

15 假设依据：2024-2025年各省2026年煤电容量补偿比例大部分为30%，少部分高达50%，因此我们假设平均水平为35%

16 资料来源：人民日报

建同样也呈现类似趋势。这种“降年协、增月协和现货”的结构性调整，使得电价能够更灵敏、更及时地反映煤炭成本与系统供需的实时变化，从源头上缓解了“市场煤、计划电”的错配矛盾，增强了煤电价格联动的韧性和连续性。

图表22: 部分地区 2025 年与 2026 年煤电交易中长期交易方案对比

代表省份	2025	2026
陕西	燃煤发电企业年度电力中长期合同签约电量应不低于上一年度上网电量的 80%，并通过后续合同签订，保障全年电力中长期合同签约电量不低于上一年度上网电量的 90%	燃煤发电企业年度电力中长期合同总签约电量（含全年优先计划外送电量）应不低于上一年实际上网电量 60%，并通过后续合同签订，保障每月月度及以上电力中长期合同签约电量比例不低于预计市场化上网电量 80%
冀北	燃煤机组年度电力中长期合同签约电量比例应不低于年度预计发电量的 80%，并通过后续合同签订，保障电力中长期合同签约电量比例不低于 90%	燃煤机组年度电力中长期合同（含直接交易及代理购电交易）总签约电量应不低于上一年实际上网电量 60%，并通过后续合同签订，保障每月月度及以上电力中长期合同签约电量比例不低于预计市场化上网电量 80%
福建	燃煤发电企业年度中长期合同签约电量应不低于同类型机组年度预计发电量 80%，并通过后续合同签订，保障电力中长期合同签约电量比例不低于同类机组年度预计发电量 90%	燃煤发电企业年度中长期合同签约电量应不低于上一年实际上网电量的 60%，并通过后续合同签订，保障各月的中长期合同签约电量比例不低于当月市场化上网电量的 80%

资料来源：中国政府网，国家能源局，能源新媒，地方发改委，长城证券产业金融研究院

近期 114 号文的出台进一步强化了价格联动的制度保障，打开了煤电成本传导的政策通道。2026 年 1 月发布的《关于完善发电侧容量电价机制的通知》(发改价格〔2026〕114 号) 明确提出：“鼓励供需双方在中长期合同中签订随市场供需、发电成本变化的灵活价格机制。省内市场供需双方签订中长期合同时，各地不得强制要求签订固定价。”这一政策表述从国家层面明确，中长期合同电价不应再是“一刀切”的固定价格，而是可以根据发电成本（如煤炭价格）和市场供需灵活调整的动态价格。结合《电力中长期市场基本规则》推动的交易周期缩短，“煤电价格联动”传到通道进一步被打通：当煤炭市场上行时，反映实时供需的月度交易和现货价格同步上涨；当煤炭价格回落时，电价也相应下行。这种动态联动机制显著平滑了燃料成本波动对利润的直接冲击，火电企业的盈利核心正从博弈“难以预测的年度煤电价差”，转变为管理相对透明、可预期的“边际成本与实时系统价值差值”。

现货市场完善煤电联动，煤炭成本传导的连续性提升。2025 年 4 月，《关于全面加快电力现货市场建设工作的通知》(394 号文) 发布，明确要求“2025 年底前基本实现电力现货市场全覆盖，全面开展连续结算运行”。“394 号文”发布以来，电力现货市场建设加速推进。南方区域电力市场转入连续结算运行，电力资源在南方五省区统筹互济取得突破进展。截至 2025 年 12 月，山西、广东等 7 个省级现货市场已转入正式运行。我国省级电力现货市场已实现基本全覆盖。此外，2026 年 2 月，国务院办公厅发布《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》，进一步明确时间表：到 2027 年前现货市场基本实现正式运行，到 2030 年基本建成全国统一电力市场体系，市场化交易电量占全社会用电量的 70%左右¹⁷。现货市场的核心价值在于“即时发现价格、顺畅传导成本”——当煤炭市场价格上涨时，反映系统实时供

17 资料来源：中国政府网

需紧张程度和发电边际成本的现货电价也将随之上涨，反之亦然。随着现货市场加速推进，电价对煤炭成本的传导从过去以“年度长协”为主的迟缓、离散模式，转变为通过“现货市场”实现的即时、连续模式，使火电企业能够将燃料成本的波动即时传导至电价端，显著平滑了燃煤成本对利润的直接影响。

图表23: 全国各地区电力现货市场建设进度 (截至 2026 年 3 月)

创造条件启动模拟试运行	连续结算试运行	正式运行
北京、天津、冀北	福建、四川、安徽、江苏、辽宁、上海、南网四省 (广西、贵州、云南、海南)、陕西、河北南网、宁夏、黑龙江、江西、新疆、重庆、蒙东、吉林、青海、湖南	山西、广东、山东、甘肃、蒙西、湖北、浙江

资料来源: 中国政府网, 国家能源局, 北京市新能源与可再生能源协会, 长城证券产业金融研究院

盈利稳定性和可预见性提升，火电从强周期资产向稳定收益资产转型。 现货市场的核心价值在于“即时发现价格、顺畅传导成本”。回顾过去，火电盈利高度依赖“年度合同煤价-年度上网电价”的静态价差。由于成本与收入在时间上严重错配，业绩呈现出“煤价涨则亏、煤价跌则盈”的强周期性特征。现货市场运行后，火电企业在尖峰时段的顶峰价值能够通过市场化机制获得充分兑现，物理上的灵活性直接转化为财务上的超额收益。对于在负荷中心拥有大量燃气机组和高效煤电机组的龙头企业而言，这一变化尤为关键。在电力供需紧张、现货价格飙升的尖峰时段，具备快速启停和深度调峰能力的机组可以实现高比例出清，获得远高于平均水平的边际收益。现货市场的价格信号不仅反映了电能量的边际成本，更包含了机组在关键时刻的“可靠性溢价”和“灵活性溢价”。随着现货市场连续结算运行的深化，火电企业的盈利核心正从依赖年度长协锁定的“静态价差”，转变为管理实时波动的“动态价差”；从博弈煤价走势，转变为优化运行以捕捉现货峰值收益。这种转变使火电企业的盈利模式更加贴近公用事业本质，业绩的稳定性和可预见性实现质变式提升。

➤ **此外，辅助服务市场的成熟将开辟“调节价值”变现新航道。**

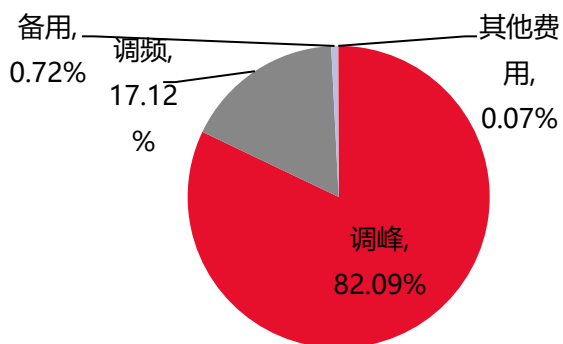
辅助服务市场的制度框架正在加速成型，正从电力系统的“后台支撑”走向市场化交易的“价值前台”。 随着新能源装机占比持续提升，电力系统对调频、备用、爬坡等辅助服务的需求呈现指数级增长。国家于 2024 年、2025 年密集出台《电力辅助服务市场基本规则》及配套价格机制文件，辅助服务市场建设全面提速。国务院办公厅《关于完善全国统一电力市场体系的实施意见》明确要求“加快建设支撑电力系统灵活调节的辅助服务市场”，规范开展调频辅助服务市场，加快建立备用辅助服务市场，因地制宜探索爬坡等新型辅助服务品种，并推动调频、备用辅助服务市场与现货市场实现联合出清。这意味着，辅助服务不再是电力市场的“附属品”，而是与电能量市场并列的核心交易品种。火电企业的收入结构正从依赖“发电量”的单一维度，加速向“电量电费+容量电费+辅助服务收益”的多元支柱演进。

114 号文进一步明确提出“有序建立发电侧可靠容量补偿机制”，为辅助服务市场提供了重要的制度补充。 114 号文明确提出“可靠容量是指机组在全年系统顶峰时段能够持续稳定供电的容量。电力现货市场连续运行后，省级价格主管部门会同相

关部门适时建立可靠容量补偿机制，对机组可靠容量按统一原则进行补偿。补偿标准以弥补市场边际机组在电能量和辅助服务市场不能回收的固定成本为基础，统筹考虑电力供需关系、用户承受能力、电力市场建设进展等因素合理确定”。这一机制意味着，火电机组不仅能够通过容量电价回收固定成本，其在实际顶峰出力时的系统价值还将获得额外补偿。补偿标准以弥补市场边际机组在电能量和辅助服务市场不能回收的固定成本为基础，新能源装机占比高、可靠容量需求大的地区将加快建立这一机制。

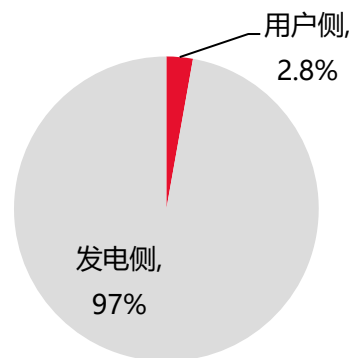
辅助市场服务市场空间可观，且增长潜力大。根据国家能源局《2024 年度中国电力市场发展报告》，2024 年全国辅助服务费用达 402.5 亿元，其中调峰占比 82.09% (330.4 亿元)。从结构来看，调峰是当前辅助服务市场的主体，但其内涵正在发生深刻变化。随着新能源渗透率提升，火电机组从基荷电源向调节主力转型，通过市场化辅助服务收益激励，煤电机组平均调峰深度从 40%提升至 60%，部分深度调峰改造机组可达 70%-80%。国家发展改革委数据显示，“十四五”前三年，我国已完成煤电节能降碳改造、灵活性改造和供热改造超 7 亿千瓦。2025 年 4 月发布的《新一代煤电升级实施方案》进一步提出六项高效调节指标，包括供电煤耗、低负荷煤耗攀升幅度、深度调峰最小出力、负荷变化速率、一次调频能力、启停调峰能力要求。相关研究表明，煤电灵活性改造是我国电力系统现有灵活性资源中成本较低的品种之一，若充分实施灵活性改造，到 2027 年可释放 5600 万千瓦的灵活性调节空间；若进一步推动启停调峰普及，中长期可释放 4 亿千瓦以上的灵活性资源¹⁸。

图表24：2024 年辅助服务费用按品种分类占比



资料来源：国家能源局《2024 年度中国电力市场发展报告》，长城证券产业金融研究院

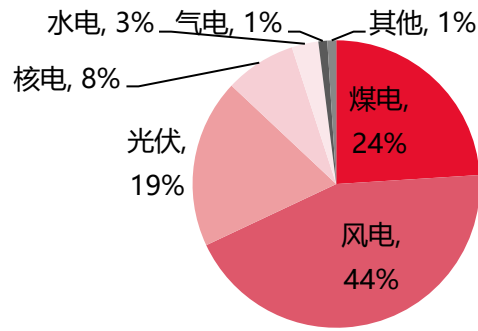
图表25：2024 年辅助服务费用分摊比例



资料来源：国家能源局《2024 年度中国电力市场发展报告》，长城证券产业金融研究院

18 资料来源：能源评论“从电量主体到可靠容量支撑者，煤电价值如何重构？”

图表26: 2024年辅助服务费用发电侧分摊比例



资料来源: 国家能源局《2024年度中国电力市场发展报告》, 长城证券产业金融研究院

辅助服务收益的本质是对机组“灵活性价值”的奖励，具有毛利率高、与发电量弱相关的特点。以调频市场为例，随着新能源渗透率提升，电网对快速响应的调频资源需求激增，调频市场价格水涨船高。具备快速爬坡能力和深度调峰能力的火电机组，可以在调频、备用等辅助服务市场中获取高额溢价。这部分收入本质上是对机组技术性能的直接变现，与发电量关联度较低，毛利率远高于基础发电业务。对于华电国际而言，其大规模布局于负荷中心的燃气机组和经过灵活性改造的高效煤电机组，正是辅助服务市场中最具竞争力的参与者。公司在山东、江苏、广东等地的燃气机组具备快速启停、深度调峰能力，能够在调频、备用等辅助服务市场中占据优势地位。随着辅助服务市场规则日益完善、交易品种不断丰富、价格机制逐步理顺，这部分收入有望成为公司盈利的重要增长极。

总之，火电收入端的结构优化正在三个维度同步推进。容量电价提供稳定基石，使煤电企业获得与发电量脱钩的确定性收入；电力市场交易周期缩短与现货全覆盖，改善煤电价格联动效率，使成本传导更加顺畅；辅助服务市场贡献增量收益，将机组的灵活性价值直接变现。这三重机制共同作用下，火电企业正从过去的强周期资产，转向具备稳定现金流和多元收入来源的“类公用事业”资产，盈利的稳定性与可预见性不断提升。而对于华电国际这样的头部企业而言，凭借其优越的区位布局、领先的机组效率和灵活的调节能力，不仅能够充分受益于这一行业变革，更有望在辅助服务市场、现货市场等新兴领域建立持续的竞争优势，实现盈利稳定性与成长性的双重提升。

展望火电行业未来，我们认为：

短期看：收入侧受能源转型、新能源入市及煤价同比下行冲击，火电板块在利用小时数和年协电价上明显承压。但与此同时，定位转变后火电在辅助服务市场和现货市场中的收益有望扩大，叠加容量电价的上升，能部分对冲量价下滑的冲击。成本侧在“稳煤价”的政策定调，和煤电利用小时数下降趋势下，我们预计动力煤价格整体将维持在长协价格范围内。结合 2025 年火电装机规模增长的背景下，我们预计以华电国际为代表的行业头部企业凭借良好的运维管理水平、机组效率和区位优势有望实现业绩稳定。

长期看：随着火电逐渐转型辅助电源，容量电价和可调节性价值持续提升，火电收益从由电能量市场获取转变为从电能量、容量电价、辅助服务市场和现货市场中获取，行业

受发电量和煤价的影响将减弱，盈利稳定性有望持续提升。与此同时，随着新一轮火电机组投产以及“碳达峰”目标接近，火电行业的资本开支预计将放缓，在中短期内火电作用无法被取代的背景下，剩余资产的稀缺性将提升，对盈利稳定也将产生正向作用。

3.核心护城河：平台定位与战略区位筑基，燃机规模扩张与新能源轻资产模式添翼

华电国际的核心护城河并非单一优势的简单叠加，而是一个以“集团唯一常规能源整合平台定位”和“高价值火电战略区位布局”为稳固根基，以“前瞻性的燃机规模扩张”和“持股不控股的新能源轻资产模式”为增长动能的有机整体。这不仅提升了公司在行业周期性波动和能源结构转型中领先同业平均的盈利韧性与风险抵御能力，更明晰了其在能源转型大背景下作为常规能源平台的确定性的成长路径和差异化的价值创造模式。

3.1 集团平台护城河：集团常规能源唯一平台定位，外延内生铸就稳定性成长内核

3.1.1 外延增长：2025 年集团 16GW 火电资产注入，质与量的双重飞跃

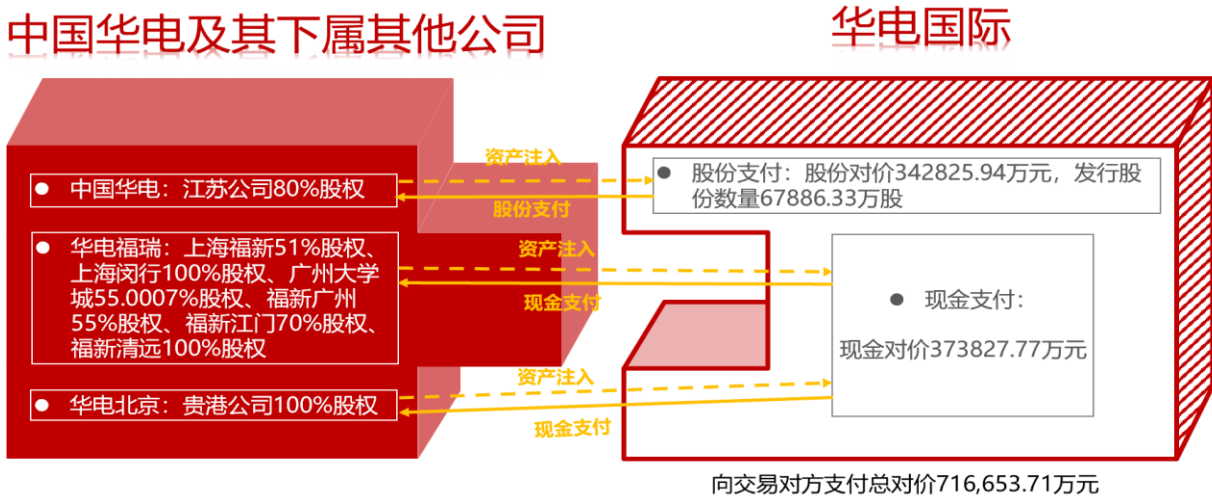
2025 年公司以约 72 亿元对价收购集团旗下 16GW 优质火电资产，是平台价值兑现的标志性事件。2025 年，公司通过“发行股份及支付现金相结合”的方式，以总计约 71.67 亿元的对价，完成了对中国华电集团旗下 8 家优质发电公司股权的收购，对应权益装机容量约 1,606 万千瓦。具体而言，公司向控股股东中国华电集团有限公司发行股份，收购其持有的江苏公司 80% 股权；同时，以现金方式分别向华电福瑞能源投资有限公司收购上海福新 51% 股权、上海闵行 100% 股权、广州大学城 55.0007% 股权、福新广州 55% 股权、福新江门 70% 股权、福新清远 100% 股权，以及向华电北京收购贵港公司 100% 股权。为支付现金对价及支持后续项目，公司还同步向 15 名特定投资者非公开发行股份，成功募集配套资金 34.28 亿元。本次交易中，用于购买资产的股份发行数量为 67,886.33 万股，占交易完成后总股本的约 6.22%；包含配套融资在内的总发行数量为 70,534.98 万股。全部标的资产已于 2025 年 7 月完成交割并表，相关新增股份也于同年 6 月及 8 月分别完成股份登记，标志着此次规模与战略意义并重的资本运作圆满落地。

图表27：华电国际发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易实施情况



资料来源：公司公告，长城证券产业金融研究院

图表28: 华电国际发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易实施情况



资料来源: 公司公告《华电国际电力股份有限公司发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易实施情况暨新增股份上市公告书》, 长城证券产业金融研究院

集团积极践行股东承诺, 夯实中国华电集团旗舰常规能源整合平台定位。华电国际控股股东中国华电集团于 2014 年 8 月做出承诺, 将按照有利于解决同业竞争、避免发生实质性同业竞争的原则, 原则上以省(或区域)为单位, 将同一省内(或区域内)的相关资产注入华电国际; 具体操作方案将根据中国华电集团相关资产状况、资本市场认可程度, 积极稳步推进; 中国华电集团将在每年财务决算后, 对非上市常规能源发电资产是否符合注入条件进行核查, 并进行披露; 中国华电集团将在非上市常规能源发电资产满足资产注入条件后三年内, 完成向华电国际注入资产的工作。2025 年中国华电集团将旗下 16GW 火电资产注入华电国际, 是集团积极践行股东承诺的展现, 本次注入的 1,606 万千瓦常规能源资产, 约占 2023 年末中国华电集团控制的非上市常规能源资产合计装机规模约 6,367 万千瓦的 25.23%, 进一步减少同业竞争¹⁹。

公司控股装机规模大幅提升, 资产区位价值进一步优化。本次注入标的资产合计在运装机规模约为 1,606 万千瓦, 占华电国际 2024 年末的装机比例的 26.85%²⁰。交易完成后, 华电国际控股装机规模至 7,588 万千瓦, 华电国际在电力领域的市场竞争力和品牌影响力得到进一步提升。另一方面, **1) 从资产区位价值来看**, 新注入资产主要位于江苏、广东、上海等经济与电力核心省份。此举是对公司全国资产布局的一次“精准升级”, 将集团在最优质区域的“压舱石”资产注入上市公司, 极大提升了公司整体资产包的区位含金量、电价韧性和抗风险能力。**2) 从资产质量来看**, 注入资产以高效燃气机组和大型清洁煤电机组为核心, 燃气机组占比显著(占总注入机组的 52.37%)。这不仅使公司燃气装机规模实现跨越式增长, 更战略性地强化了其在清洁灵活电源领域的领导地位, 完全契合新型电力系统对核心调节资源的需求方向。

图表29: 集团 1606 万千瓦火电资产注入具体情况

公司	所在省市	类型	总装机容量 (万千瓦)	燃煤-装机容量 (万千瓦)	燃气-装机容量 (万千瓦)
----	------	----	----------------	------------------	------------------

19 资料来源: 《华电国际电力股份有限公司发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易报告书》

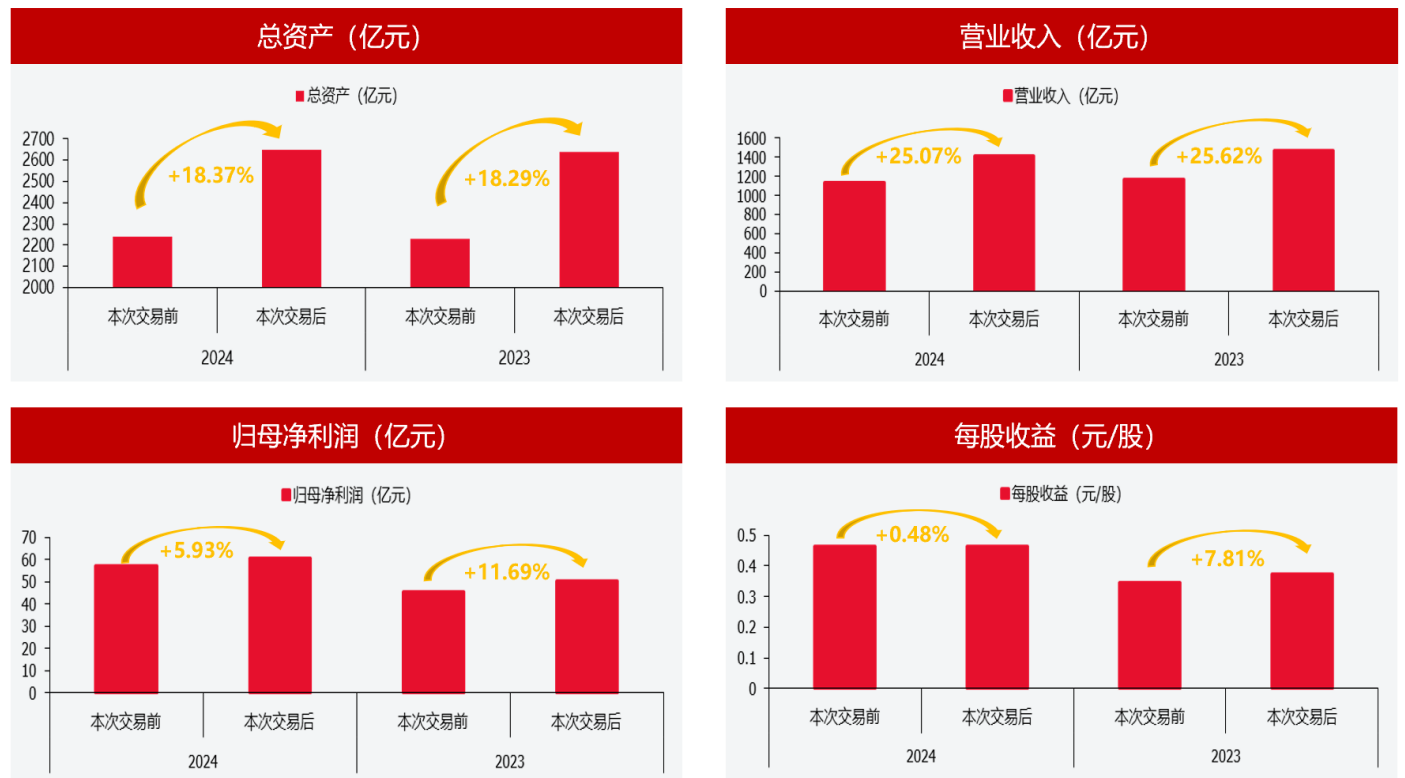
20 资料来源: 《华电国际电力股份有限公司发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易报告书》

公司	所在省市	类型	总装机容量 (万千瓦)	燃煤-装机容量 (万千瓦)	燃气-装机容量 (万千瓦)
华电江苏能源有限公司	江苏	燃煤, 燃气	1275.73	639	636.73
上海华电福新能源有限公司	上海	燃气	2.64		2.64
上海华电闵行能源有限公司	上海	燃气	18.74		18.74
广州大学城华电新能源有限公司	广东	燃气	18.53		18.53
华电福新广州能源有限公司	广东	燃气	133.86		133.86
华电福新江门能源有限公司	广东	燃气	23		23
华电福新清远能源有限公司	广东	燃气	7.5		7.5
中国华电集团贵港发电有限公司	广西	燃煤	126	126	0
合计			1606	765	841

资料来源: 公司公告《华电国际电力股份有限公司发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易报告书》, 长城证券产业金融研究院

即期业绩显著增厚, 资本市场投资价值有望进一步提升。被注入资产普遍盈利能力强、现金流健康, 并表后直接提升了公司资产规模、营业收入、归母净利润水平和每股收益 (以 2024 年财务情况为例, 交易后较交易前: 总资产+18.37%、营业收入+25.07%、归母净利润+5.93%、基本每股收益+0.48%), 有助于华电国际进一步完善境内常规能源资产布局范围、拓宽收入来源, 分散整体经营风险。此外, 通过将优质火电资产注入公司, 可以充分借助资本市场价值发现机制打造中国华电集团旗舰常规能源上市公司, 助力发挥火电在电网安全稳定运行及能源保供的重要作用, 从而更好地服务国家能源安全战略。

图表30: 本次交易对华电国际主要财务指标的影响



资料来源: 公司公告《华电国际电力股份有限公司发行股份及支付现金购买资产并募集配套资金暨关联交易实施情况暨新增股份上市公告书》, 长城证券产业金融研究院

此外, 本此交易过后, 集团内部仍拥有规模可观、质量优良的常规能源资产。作为集团

唯一的常规能源整合平台，华电国际未来接收集团资产注入仍具备操作可行性和政策支持性，这为公司提供了一条清晰的、可持续的、且能规避激烈市场竞争和高溢价并购风险的外延式成长路径，这部分未来优质资产持续注入的预期赋予华电国际一份珍贵的“成长期权”。

3.1.2 内生增长：背靠集团持续推进自建项目，筑牢可持续成长基石

背靠中国华电集团，定位中国华电集团唯一常规能源整合平台，华电国际的成长叙事并非仅依赖于集团资产注入这一外延路径，其自身的项目开发、工程建设与运营管理能力所驱动的内生增长，同样构成了公司稳健发展的另一核心引擎。

自主新增装机贡献确定业绩，优化资产结构。2025年内，公司依托自身开发体系，已成功实现了多个自主建设电源项目的商业化运营（包括：广东华电惠州能源有限公司的两台53.5万千瓦燃气发电机组、华电江苏能源有限公司子公司上海望亭公司的一台49.46万千瓦燃气发电机组、华电龙口发电有限公司四期2*66万千瓦热电联产项目第二台机组），共计投运222.46万千瓦。且新投产机组资产质量高，技术领先。以投产的华电龙口四期项目为例，投产机组采用超超临界高效热电联产技术，综合能耗达到国内60万千瓦等级热电联产机组优秀水平，有力提高了山东电网稳定性以及当地民生供暖和工业供气保障能力。华电龙口四期项目的全面投运，是公司落实能源安全新战略、助力山东区域经济社会发展的具体行动，是深化改革创新、推动绿色发展取得的重要成果，同时也确保了公司基本盘的持续优化²¹。

图表31：公司2025年自主建设投产情况

公司	机组类型	装机容量 (万千瓦)	投产公告时间
华电江苏能源有限公司-上海望亭公司	燃气	1*49.46	2025/8/7
广东华电惠州能源有限公司	燃气	2*53.5	2025/8/7
华电龙口发电有限公司	燃煤	1*66	2025/12/24
合计		222.46	

资料来源：公司发电机组投产公告，长城证券产业金融研究院

在建与核准项目储备丰厚，奠定中长期成长基础。根据公司2025年报披露，公司在建与已核准待建项目共计1081.824万千瓦，为“十五五”期间的持续增长储备了充足动能。其中，**火电方面**，公司坚持“先立后破”原则，统筹优质项目落地和在建工程跟踪督导，全面推动煤电高质量发展。**清洁能源方面**，公司亦在建设以及拟建一批抽水蓄能项目，抽蓄项目虽前期资本开支大、建设周期长，但运营期长、边际成本低、现金流稳定，其作为优质的调节性资产能够显著优化公司长期资产结构，提升整体抗风险能力和估值水平。

图表32：公司在建及核准项目（截至2025年底）

公司/项目名称	机组类型	计划新增装机容量 (万千瓦)
华电（重庆）燃机发电有限公司（“重庆发电”）	燃气	2*55.012

²¹ 资料来源：华电国际发电机组投产公告

公司/项目名称	机组类型	计划新增装机容量 (万千瓦)
江苏华电望亭能源发展有限公司 (“望亭公司”)	燃煤	2*66
汕头华电能源有限公司 (“汕头能源”)	燃煤	2*100
淄博公司	燃煤	2*35
溪江混合抽水蓄能发电有限公司 (“乌溪江公司”)	抽水蓄能	29.8
华电 (灵宝) 抽水蓄能有限公司 (“灵宝公司”)	抽水蓄能	120
华电靖宇抽水蓄能有限公司 (“靖宇公司”)	抽水蓄能	180
华电永昌抽水蓄能有限公司 (“永昌公司”)	抽水蓄能	120
安徽华电西形冲抽水蓄能发电有限公司 (“西形冲公司”)	抽水蓄能	120
合计		1081.82

资料来源: 公司 2025 年报, 长城证券产业金融研究院

注: 公司持股 100% 的重庆发电公司的一台 55.012 万千瓦燃气发电机组, 已于近期投入商业运营。

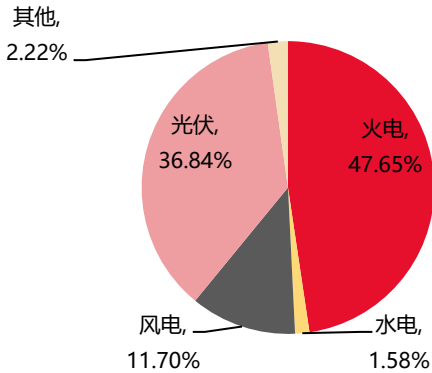
3.2 战略区位护城河: 深度锚定高价值市场, 尽享制度与需求双重红利

3.2.1 根植山东: 从 “规模基地” 到 “利润深井”, 驾驭复杂市场化生态

山东省作为中国的经济大省、用电大省、火电大省、新能源大省, 其独特的供需矛盾构成了公司区位优势深层逻辑。

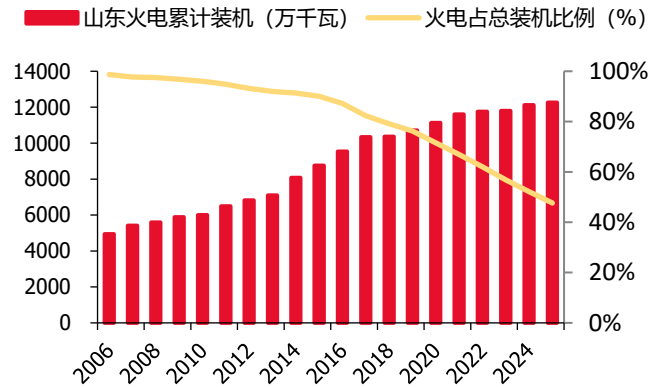
- **首先, 山东是全国火电装机规模最大、地位最稳固的省份之一, 其火电装机占据全国近 8% 的份额。**根据 ifind 披露的中国电力企业联合会和国家能源局数据显示, 截至 2025 年 12 月底, 山东全省发电装机总容量达 25742.87 万千瓦, 其中火电累计装机 12266.33 万千瓦, 占比 47.65%; 光伏累计装机 9484.90 万千瓦, 占比 36.84%; 风电累计装机 3013.04 万千瓦, 占比 11.70%; 水电累计装机 406.85 万千瓦, 占比 1.58%。从历史演变看, 在过去的二十年间, 山东火电装机从 2006 年的 4940 万千瓦增长至 2025 年底的 12266.33 万千瓦, 其中在 “十四五” 期间, 仍有所上涨 (2025 年底较 2020 年底增长 1131.33 万千瓦), 凸显了火电在山东电力系统中的压舱石地位。放眼全国来看, 截至 2025 年底, 山东火电装机占全国火电总装机的 7.97%, 在 31 个省市中排名第三, 仅次于广东 (13911.15 万千瓦, 占比 9.04%) 和内蒙古 (12607.77 万千瓦, 占比 8.19%), 且在 2022 年及以前的多年间, 山东火电装机一直位于全国第一。

图表33: 截至 2025 年底山东电源装机情况及占比 (%)



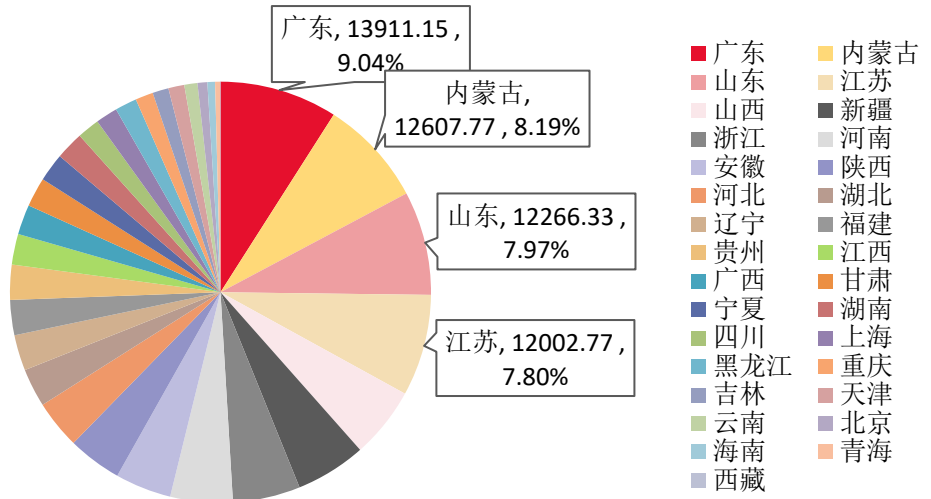
资料来源: ifind, 中国电力企业联合会, 国家能源局, 长城证券产业金融研究院

图表34: 山东火电累计装机发展历程 (万千瓦)



资料来源: ifind, 中国电力企业联合会, 国家能源局, 长城证券产业金融研究院

图表35: 截至 2025 年底全国火电装机分布情况 (万千瓦, %)



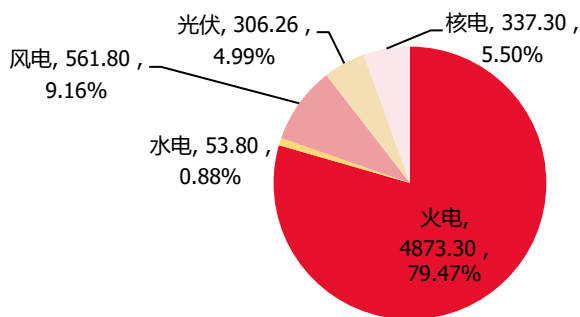
资料来源: ifind, 中国电力企业联合会, 长城证券产业金融研究院

➤ **与此同时，山东是新能源快速崛起的先行者，但火电仍贡献近 80%的发电量。**截至 2025 年底，山东省风光发电装机合计达 12497.94 万千瓦²²，占比 48.55%，首次超过火电 (47.65%)。其中仅 2021-2025 年四年间，占比由 2021 年底的 30.49% (其中：风电装机 1942 万千瓦，占比 11.20%；光伏装机 3343.40 万千瓦，占比 19.29%) 历史性提升了 18.06pct。截至 2025 年底，山东省光伏装机达 9484.90 万千瓦，连续 8 年保持全国第一²³。但随着新能源装机量快速增长，山东绿电消纳问题加剧。从 2025 年山东省各电源发电量来看，火电仍是主导，贡献 4873.30 亿千瓦时的发电量，占山东省总发电量的 79.46%，而风电/光伏仅分别贡献 561.80 亿千瓦时/306.26 亿千瓦时的发电量，分别占总发电量的 9.16%/4.99%。

22 资料来源: ifind, 中电联, 能源局

23 资料来源: 新黄河 “光伏装机连续 8 年全国第一! 山东去年新增用电已实现 100%绿电供应”

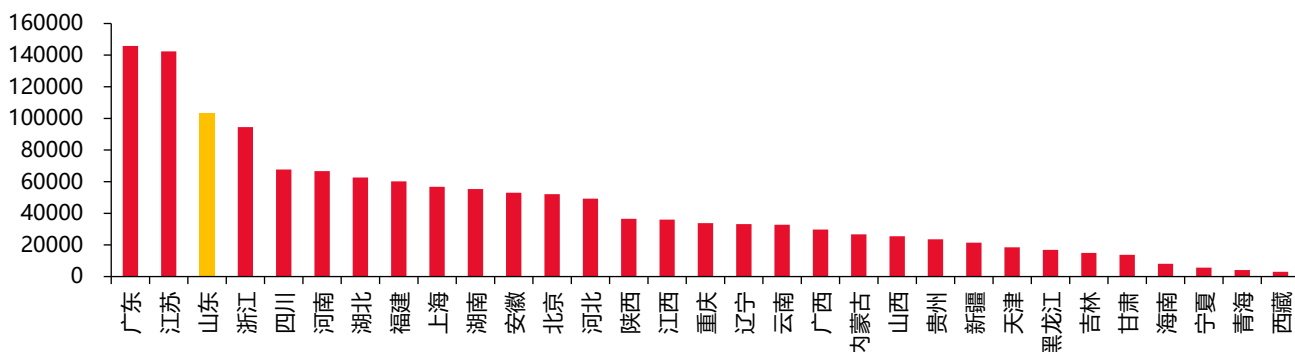
图表36: 2025年山东各电源发电量情况 (亿千瓦时)



资料来源: ifind, 国家统计局, 长城证券产业金融研究院

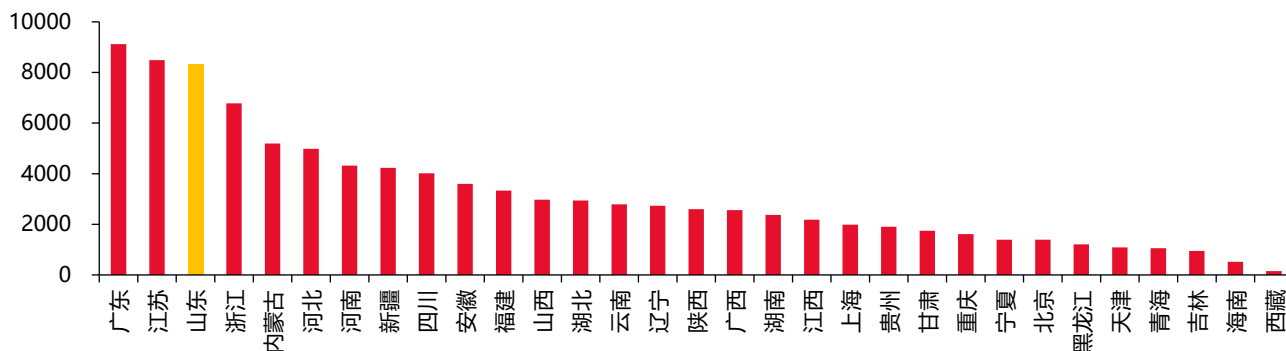
- **山东经济、用电量居全国前列, 但仍存在电量缺口。** 2025年山东省 GDP103197 亿元, 位列全国 31 省市的第三; 2024 年山东省用电量 8319.72 亿千瓦时, 亦位列全国 31 省市的第三, 是全国当之无愧的经济大省, 用电大省。且山东省电力供需仍较为紧张, 2024 年山东省发电量仅 6055.90 亿千瓦时, 从本地供需来看, 存在 2263.82 亿千瓦时的电量缺口, 需要接纳外电电量。

图表37: 2025年全国 31 个省市 GDP (亿元)



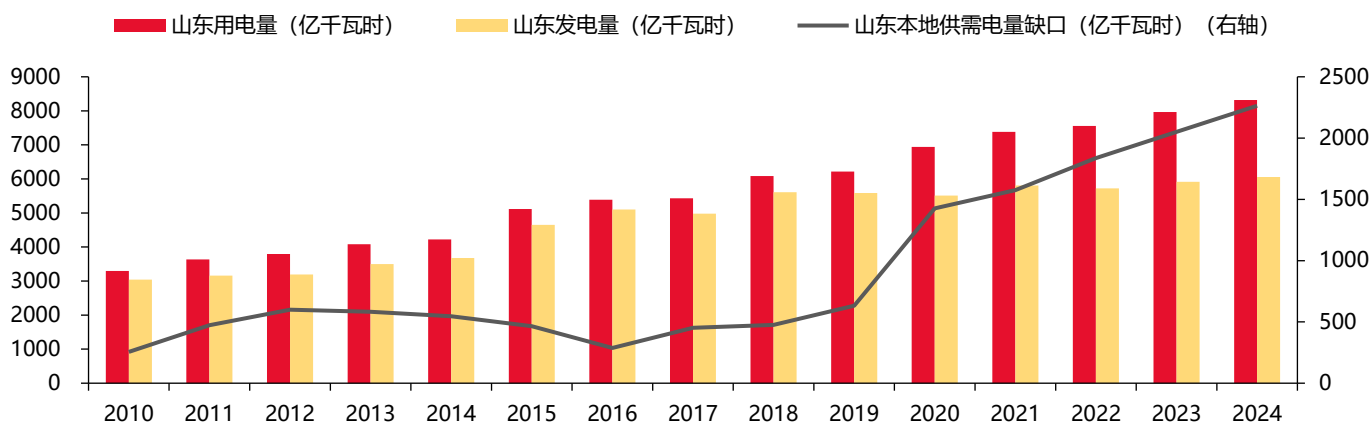
资料来源: ifind, 国家统计局, 长城证券产业金融研究院

图表38: 2024年全国 31 省市用电量 (亿千瓦时)



资料来源: ifind, 国家统计局, 长城证券产业金融研究院

图表39: 山东省用电量、发电量情况及电量缺口 (亿千瓦时)



资料来源: ifind, 国家统计局, 长城证券产业金融研究院

山东电力市场是全国市场化进程的先行者，其复杂的市场规则体系为公司构筑了深厚的认知壁垒。根据山东省发改委报道，中国能源研究会组织专家经过评估后一致认为：山东电力市场的建设运营与创新实践，深度契合全国统一电力市场“1+6”基础规则体系要求，形成了一系列创新成果和先进经验，市场运营完备性、稳定性、成熟度处于全国前列，在省级电力市场层面具有较强示范效应和推广价值。“十四五”以来，山东坚持政府主导、政企协同，推动各类市场一体化设计、协同运营，成功构建了“中长期+现货+辅助服务+零售+绿电绿证+容量补偿”的全周期、全品种电力市场体系。这一体系不仅在空间上实现了省间与省内的全面覆盖，更在时间上贯通了中长期与现货交易，品种上囊括了电能量、辅助服务等多个维度，形成了完整且充满活力的市场生态。具体表现在以下方面：

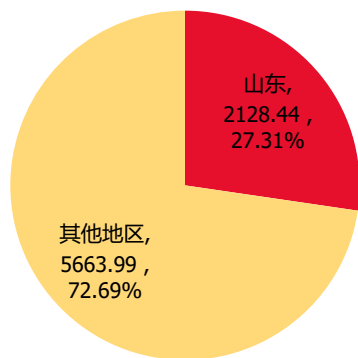
- **在市场机制建设方面：**山东在市场机制建设方面不断探索与创新，全面承接国家“1+6”基础规则，率先出台《山东省新能源上网电价市场化改革实施方案》、《山东省新能源机制电价竞价实施细则》等文件，山东方案被国家发展改革委作为省级范式进行推广，为电力市场注入了新的活力。
- **在中长期市场方面：**山东创新构建了“年+多月+月+周+日”的多周期交易体系，通过智能辅助监控系统提升交易效率，有效平抑了价格波动。据统计，2025年1月至11月，山东累计组织省内中长期交易815批次，达成交易电量3455亿千瓦时，这一数据充分证明了中长期市场在稳定市场方面的显著成效。
- **在现货市场建设方面：**国内首个建立“容量补偿+电能量”的完整能量市场价格体系，创新建立合理补偿发电侧有效可靠容量的机制设计，确保火电等系统保障性电源在市场运行中能够回收其固定成本，实现度夏保供期间60万千瓦及以上火电机组非停率和受阻率“双零”历史性突破，有效保障发电容量充裕性和电力长期可靠供应。现货市场采用全电量出清机制，真实反映电网供需，市场分时价格信号明显，有效引导各类经营主体主动参与电网调节。
- **在零售市场建设方面：**通过建立零售市场体系，山东成功打通了价格传导的“最后一公里”。创新设计的固定分时、价格联动、绿电类等标准化零售套餐，不仅满足

了不同用户的多样化需求，还实现了批发市场价格信号向终端用户的有效传导。增强了用户的参与感和满意度，为零售市场的健康发展奠定了坚实基础。截至 2025 年 11 月底，参与交易的售电公司达 223 家，零售用户近 5.1 万家。

- **在辅助服务市场方面：**依托辅助服务市场提升系统调节能力，调峰市场率先与现货电能市场融合，调频辅助服务市场与现货市场协调出清，国内首家建立爬坡辅助服务市场，有效激励了发电企业、储能电站等各类主体提供调节资源，保障了电网的安全稳定运行²⁴。

山东不仅是华电国际的发源地，更是公司业绩的“稳定器”与战略大本营。华电国际前身山东国际电源开发股份有限公司于 1994 年在济南成立，深耕齐鲁三十余载，公司在此积累了深厚的运营根基、市场影响力，享有得天独厚的资源禀赋。经过持续发展与战略扩张，截至 2025 年 12 月 31 日，公司在山东省的控股装机容量达到 2,128.44 万千瓦，占公司总装机容量的 27.31%，是公司规模最大、根基最深的区域市场。其中，燃煤机组装机 1927.00 万千瓦，燃气机组装机 201.44 万千瓦，形成了以高效煤电为基石、燃气为补充的多元化电源结构。2025 年底，公司全资子公司华电龙口发电有限公司投资建设的龙口四期 2×66 万千瓦热电联产项目第二台机组正式投运，两台 66 万千瓦超超临界机组全部建成，进一步强化了公司在山东区域的装机规模与保供能力²⁵。

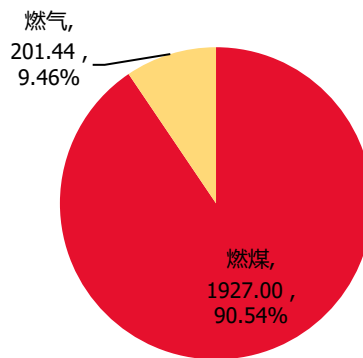
图表40: 公司山东省装机及占比 (万千瓦, %)



资料来源: 公司 2025 年年报, 长城证券产业金融研究院

注: 统计时间截至 2025 年 12 月 31 日

图表41: 公司山东省燃煤和燃气装机分布情况(万千瓦, %)



资料来源: 公司 2025 年年报, 长城证券产业金融研究院

注: 统计时间截至 2025 年 12 月 31 日

从具体电厂分布来看，公司在山东的资产布局呈现出“大容量机组保效率、热电联产保稳定、燃气机组保灵活”的组合特征。华电莱州发电有限公司 (4×100 万千瓦)、华电邹县发电有限公司 (2×100 万千瓦) 等百万千瓦级超超临界机组，构成了公司高效煤电的核心集群，这些大容量、高参数机组凭借其卓越的能效水平，在电力市场竞争中占据显著的成本优势；而华电青岛发电有限公司 (223.11 万千瓦，其中燃煤 122 万千瓦、燃气 101.11 万千瓦)、华电济南章丘热电有限公司 (100.33 万千瓦燃气) 等燃气及热电联产项目，则承担着区域供热与调峰保供的重要职能，为公司贡献了稳定的非电收入和灵

24 资料来源: 山东省发展和改革委员会“山东探索出独具特色电改路”

25 资料来源: 2025-12-24《华电国际: 发电机组投产公告》

活的调峰收益。这种“大容量机组保效率、热电联产保稳定、燃气机组保灵活”的组合布局使公司能够在山东复杂的电力市场生态中实现更好的适应，为公司在山东市场的持续盈利奠定了坚实的资产基础。

图表42：公司山东省装机情况一览（截至2025年12月31日）

发电厂 / 公司名称	类型	装机容量 (万千瓦)	本公司 拥有权益	机组构成 (万千瓦)	燃煤装机容量 (万千瓦)	燃气装机容量 (万千瓦)
邹县发电厂	燃煤	261.00	100.00%	2*63.5+4*33.5	261.00	-
十里泉发电厂	燃煤	198.00	100.00%	2*66+2*33	198.00	-
莱城发电厂	燃煤	134.00	100.00%	4*33.5	134.00	-
华电邹县发电有限公司	燃煤	203.00	69.00%	1*100+1*103	203.00	-
华电莱州发电有限公司	燃煤	410.00	75.00%	2*101+2*100	410.00	-
华电淮坊发电有限公司	燃煤	200.00	64.29%	2*67+2*33	200.00	-
华电青岛发电有限公司	燃煤, 燃气	228.11	55.00%	2*50.554+1*33+2*32+1*30	127.00	101.11
华电淄博热电有限公司	燃煤	95.00	100.00%	2*33+2*14.5	95.00	-
华电章丘发电有限公司	燃煤	67.00	87.50%	2*33.5	67.00	-
华电滕州新源热电有限公司	燃煤	100.00	93.26%	2*35+2*15	100.00	-
华电龙口发电有限公司	燃煤	132.00	100.00%	2*66	132.00	-
华电济南章丘热电有限公司	燃气	100.33	70.00%	2*50.165	0.00	-
合计	-	2128.44	-	-	1927.00	201.44

资料来源：公司2025年报，长城证券产业金融研究院

3.2.2 布局华东、华南、华中负荷中心：锁定电价韧性和稀缺的顶峰价值

除山东这一核心“大本营”外，公司通过自建与注入，在长三角、粤港澳大湾区、华中等全国经济与电力负荷的核心区形成了战略性集群。从装机分布来看，截至2025年12月31日，公司在江苏省控股装机1374.78万千瓦（其中燃煤639万千瓦、燃气735.65万千瓦）、广东省725.65万千瓦（其中燃煤266万千瓦、燃气459.61万千瓦）、安徽省490万千瓦（全部为燃煤）、上海市21.53万千瓦（除0.15万千瓦自用光伏以外全部为燃气）。这些区域的共同特征是电力需求刚性增长、本地电源建设受生态与土地资源强约束、对外来电力的依赖度高，导致电力供需长期处于紧平衡状态。布局于此的机组，尤其是燃气机组，其价值不仅在于日常发电，更在于关键时刻的顶峰保障能力。在现货市场中，它们能够在价格极高的尖峰时段实现高比例出清，将物理上的灵活性转化为卓越的边际收益。

图表43：公司在各地区的控股装机情况（截至2025年12月31日）

排名	地区	总装机容量 (万千瓦)	燃煤-装机容量 (万千瓦)	燃气-装机容量 (万千瓦)	水电-装机容量 (万千瓦)	光伏-装机容量 (万千瓦) [全自用]
----	----	----------------	------------------	------------------	------------------	------------------------

排名	地区	总装机容量 (万千瓦)	燃煤-装机容量 (万千瓦)	燃气-装机容量 (万千瓦)	水电-装机容量 (万千瓦)	光伏-装机容量 (万千瓦) [全自用]
1	山东	2128.44	1927.00	201.44	0.00	0.00
2	江苏	1374.78	639.00	735.65	0.00	0.13
3	广东	725.65	266.00	459.61	0.00	0.04
4	湖北	688.65	627.00	61.56	0.00	0.09
5	安徽	490.00	490.00	0.00	0.00	0.00
6	四川	479.40	240.00	0.00	239.40	0.00
7	湖南	452.00	452.00	0.00	0.00	0.00
8	浙江	402.65	0.00	402.65	0.00	0.00
9	河北	265.07	166.00	91.98	6.50	0.60
10	河南	264.00	264.00	0.00	0.00	0.00
11	天津	184.05	51.00	133.00	0.00	0.05
12	广西	126.00	126.00	0.00	0.00	0.00
13	重庆	120.09	120.00	0.00	0.00	0.09
14	山西	70.12	70.00	0.00	0.00	0.12
15	上海	21.53	0.00	21.38	0.00	0.15
合计		7792.43	5438.00	2107.27	245.90	1.26

资料来源：公司 2025 年报，长城证券产业金融研究院

➤ 粤港澳大湾区：

广东：是公司在大湾区的核心布局区域，电价参考价处于全国较高水平，燃气装机占比高达 63%，顶峰价值兑现空间广阔。从经济和用电来看，广东 GDP 和用电量都稳居全国 31 省市的第一²⁶，是当之无愧的经济大省、电力消费大省；从电价来看，根据广东电力交易中心发布《广东电力市场 2026 年交易关键机制和参数》，按照燃煤基准价 0.453 元/千瓦时上下浮动 20% 形成年度交易成交均价上下限。2026 年广东电力市场参考价为 0.463 元/千瓦时，年度交易成交均价上限 0.554 元/千瓦时、下限 0.372 元/千瓦时²⁷，这一价格水平在全国处于较高位置，为机组发电收益提供了良好基础。更重要的是，广东市场要求零售合同中应不少于 10%、不多于 30% 的实际用电量采用与市场价格联动的方式，其中联动现货价格的比例不少于 8%、不大于 15%²⁸。这种机制设计使得现货市场的价格信号能够有效传导至终端，具备灵活调节能力的机组在尖峰时段的顶峰价值得以通过市场化机制充分兑现。从电源结构来看，截至 2025 年 12 月 31 日，公司在广东省控股装机 725.65 万千瓦，其中燃煤装机 266 万千瓦，占比 36.66%；燃气装机 459.614 万千瓦，占比 63.34%。2025 年上半年注入资产中的广东地区共注入 182.89 万千瓦机组，均为燃气机组，分别是大学城公司（18.53 万千瓦）、广州公司（133.86 万千瓦）、江门公司（23 万千瓦）、清远公司（7.5 万千瓦），精准卡位大湾区核心负荷节点。考虑到广东电网

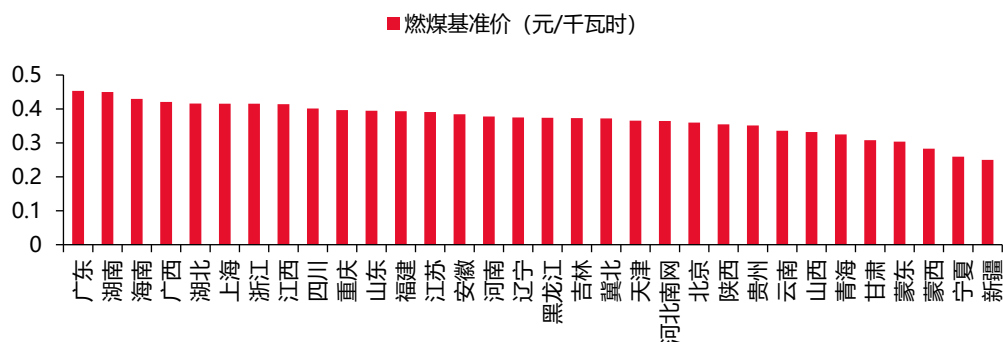
26 注：广东 GDP 第一数据来源于 ifind 披露的国家统计局发布的 2025 年全国各省市 GDP 数据，广东用电量第一数据来源于 ifind 披露的国家统计局发布的 2024 年各省电力消费量（2025 年数据还未披露）

27 资料来源：东莞市电力行业协会“政策动态 | 2026 年市场参考价 0.463 元/kWh!《广东电力市场 2026 年交易关键机制和参数》发布”

28 资料来源：东莞市电力行业协会“政策动态 | 2026 年市场参考价 0.463 元/kWh!《广东电力市场 2026 年交易关键机制和参数》发布”

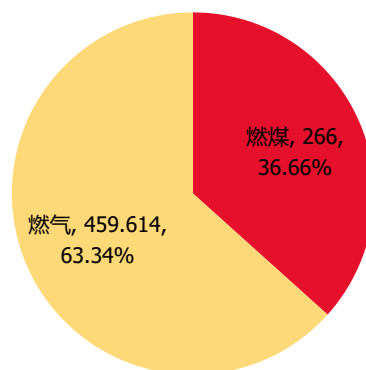
呈现“源荷分布不均、断面阻塞突出”特征，用电负荷集中在珠三角，而超过一半的电源位于粤东西北，伴随新能源的快速发展和电动汽车等新质生产力负荷的迅速增长，未来部分时段调峰需求预计增长较快²⁹，公司在广东的燃气机组价值或将持续凸显。

图表44：截至2026年3月各省市燃煤基准价（元/千瓦时）



资料来源：各省市发改委，兰木达“电力现货价格及新能源收入月报（2026年3月）”，长城证券产业金融研究院

图表45：截至2025年12月31日底公司在广东省的电源结构（万千瓦）



资料来源：公司2025年报，长城证券产业金融研究院

➤ 长三角：

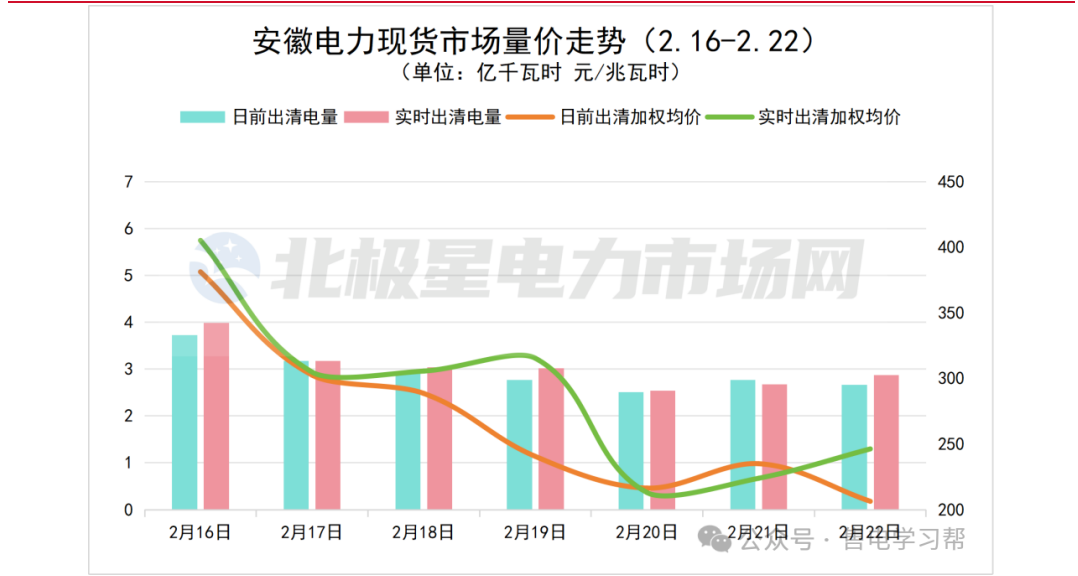
安徽：是公司在华东区域的重要煤电支撑基地，490万千瓦燃煤机组全部为大容量高效机组，现货市场运行成熟为捕捉峰值收益创造条件。截至2025年12月31日，公司在安徽省控股装机490万千瓦，全部为燃煤机组。安徽地处华东电网腹地，是长三角电力能源的重要输送通道。随着周边江浙沪经济强省用电负荷持续攀升，对清洁电力的外送需求巨大。受需求攀升影响，2022-2024年连续三年电力供需形势偏紧，尖峰负荷特征突出，保供压力持续凸显³⁰。安徽电力现货市场已正式转入常态化运行阶段，从现货价格表现看，以北极星电力网发布的2月16日-2月22日安徽电力现货市场量价走势来看，安徽日前出清加权均价在206.41-381.25元/兆瓦时

29 资料来源：中国电力报“政策市场协同发力推动广东新型储能提速发展”

30 资料来源：智研产业研究院

之间，实时出清均价在 213.09-405.20 元/兆瓦时之间，电价具有韧性且日峰谷价差大³¹。

图表46: 2026年2月16日-2月22日安徽电力现货市场量价走势 (左轴: 亿千瓦时, 右轴: 元/兆瓦时)



资料来源: 售电学习帮, 北极星电力网, 长城证券产业金融研究院

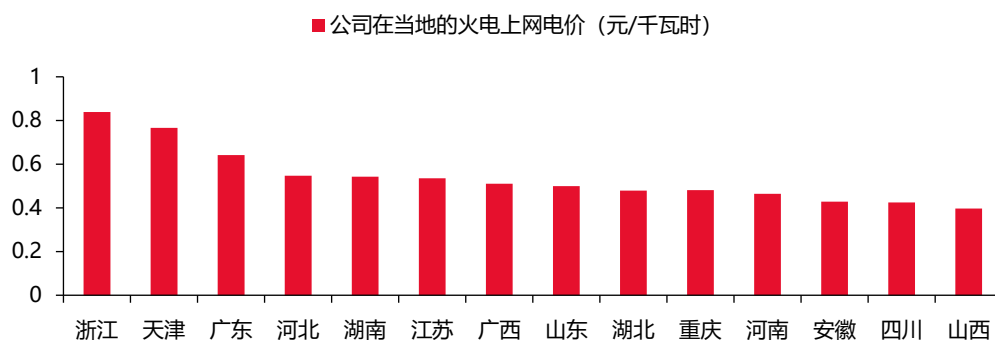
浙江、上海: 是公司燃气机组的战略高地, 虽然装机规模相对较小, 但全部为燃气机组, 电价水平和峰谷价差全国领先, 具有极高的边际价值。截至 2025 年 12 月 31 日, 公司在浙江省控股装机 402.65 万千瓦, 全部为燃气机组; 在上海控股装机 21.53 万千瓦, 除 0.15 万千瓦自发自用光伏外其他亦全部为燃气机组。2025 年注入的上海福新 (2.64 万千瓦)、上海闵行 (18.74 万千瓦) 有效地补充了公司在上海的布局, 实现了公司在华东核心区的全覆盖。从电价水平看, 根据公司 2025 年年报披露的各地区火电上网电价可以看出, 全燃气机组的上海、浙江电价领先。此外, 根据“佛山新能源”公众号发布的 2026 年 1 月全国各地峰谷价差数据显示, 上海峰谷价差全国最大, 2026 年 1 月达 1.7479 元/千瓦时³², 此外浙江 1.3168 元/千瓦时, 高峰谷价差意味着具备灵活调节能力的燃气机组在高峰时段的价值凸显。同时, 上海电力现货市场初期出清价格区间设定为 0-1.4 元/千瓦时, 上限较高, 为尖峰时段的高价出清提供了政策空间³³。

31 资料来源: 售电学习帮, 北极星电力网

32 资料来源: 佛山新能源“2026 年 1 月全国 87% 地区峰谷价差同比缩小, 11 省市超 1 元/kWh!”

33 资料来源: 上海市发改委《关于进一步做好我市电力现货市场限价相关事项的通知》

图表47: 2025年公司各地区火电上网电价(元/千瓦时)



资料来源: 公司 2025 年年报, 长城证券产业金融研究院

2026 年 114 号文的出台, 进一步强化了负荷中心机组的容量价值, 为公司在华东、华南、华中的资产布局提供了制度保障。文件明确要求各地将通过容量电价回收煤电机组固定成本的比例提升至不低于 50%³⁴, 并结合当地市场建设、煤电利用小时数等实际情况进一步提高。对于江苏、广东、浙江、湖北等经济发达、电力需求旺盛的地区, 容量电价的支撑作用尤为显著。文件同时提出“有序建立发电侧可靠容量补偿机制”, 对机组在全年系统顶峰时段的可靠容量按统一原则进行补偿, 补偿标准以弥补市场边际机组在电量和辅助服务市场不能回收的固定成本为基础。这意味着, 布局于负荷中心的燃气机组和高效煤电机组, 不仅能够获得基础容量电价, 还将在顶峰时段获得额外的可靠容量补偿, 实现“容量价值”的双重变现。

总之, 公司在华东、华南、华中负荷中心的战略布局, 精准卡位了中国电力市场高价值区域, 这些区域电力需求刚性、电价承受能力强、市场化程度高、峰谷价差大, 为机组创造了丰厚的收益空间。高效煤电机组则通过容量电价锁定基础收益, 在现货市场中捕捉边际价值; 燃气机组凭借快速启停和深度调峰能力, 在尖峰时段获取高额溢价; 水电资产在四川等地的布局则实现了枯水期保供、丰水期调度的双重功能。这种组合布局使公司整体电价水平和现金流抗风险能力增强, 构成其盈利稳定性的重要基石。随着全国统一电力市场体系加速建成、现货市场全面运行、容量电价机制持续深化, 公司在这些核心区域的资产价值有望持续释放。

3.3 机组布局护城河: 火电机组参数全面领先, 燃机规模扩张卡位调节需求

3.3.1 技术参数全面领先, 运营灵活性定义行业新标杆

公司火电机组的结构优势是其核心竞争力的物理基石, 大容量、高参数机组占比显著领先行业平均水平。根据华电国际 2025 年报披露显示, 公司超过 90% 的煤电装机为 300 兆瓦及以上的大容量、高效率、环境友好型机组, 其中技术更先进的 600 兆瓦级及以上装机的机组占比高达约 50%, 远高于全国平均水平。从具体项目来看, 华电莱州发电有限公司 (4×100 万千瓦)、华电邹县发电有限公司 (2×100 万千瓦) 等百万千瓦级超超

34 资料来源:《关于完善发电侧容量电价机制的通知》(发改价格〔2026〕114号)

临界机组构成了公司高效煤电的核心集群。邹县发电厂作为国内首批百万千瓦超超临界火电机组引进技术国产化依托工程，7号机组在2006年投产时便创造了建设速度最快、工程造价最低、调试时间最短、整体质量最优的国内纪录，设计发电煤耗仅272.9克/千瓦时，比当时国内平均发电煤耗339克/千瓦时低66.1克/千瓦时，至今仍是行业标杆³⁵。并且公司持续推进机组的煤炭清洁高效利用，2022年5月邹县电厂7号机组技改性大修顺利竣工，7号机组改造后可降低供电煤耗20克/千瓦时以上，每年节约标煤10万吨，减排二氧化碳26.2万吨、二氧化硫16.35吨、氮氧化物39.77吨、烟尘2.37吨，各项能耗、环保指标均达到国内领先水平，成功打造了“三改联动”的标杆样板³⁶。2025年底投运的华电龙口四期2×66万千瓦热电联产项目同样采用超超临界高效热电联产技术，综合能耗达到国内60万千瓦等级热电联产机组优秀水平，实现了锅炉水压试验、厂用电受电、锅炉点火、汽轮机冲转、并网发电等关键节点“十个一次成功”³⁷。

图表48：华电邹县7号机组技改性大修胜利竣工，打造“三改联动”标杆样板



资料来源：华电邹县公众号，长城证券产业金融研究院

图表49：龙口公司四期2×66万千瓦热电联产项目1号机组正式投产



资料来源：华电山东公众号，长城证券产业金融研究院

低供电煤耗构筑深厚成本护城河，先进的节能环保设备助力应对日益严格的环保考核。在电力现货市场中，更低的边际成本意味着机组能够在更宽的价格区间内保持盈利，在价格竞争中获得优先出清权，同时保留在高峰时段获取超额收益的能力。根据公司2025年年报披露显示，2025年全年，公司供电煤耗为283.05克/千瓦时，显著优于全国平均水平，同比2024年减少4.48克/千瓦时。就具体项目来看，2025年12月投产的华电龙口公司四期2×66万千瓦热电联产项目1号机组发电煤耗低至257.6克/千瓦时，综合能耗达到国内60万千瓦等级热电联产机组最优水平³⁸。又例如广州公司2×670MW燃气-蒸汽联合循环机组冷热电三联供工程，是国内首个投产的H级燃机项目，供电煤耗203.54克/千瓦时，综合热效率达到62.5%，较同容量燃煤电厂每年减少55%的二氧化碳排放量³⁹。这些新建项目不仅代表了当前煤电技术的最高水平，也为公司在未来电力市场中的长期竞争力奠定了坚实基础。此外，从节能环保来看，公司115台燃煤机组已全部达到超低排放要求⁴⁰，公司脱硫、脱硝、除尘等环保设备投运率均接近100%⁴¹。在

35 资料来源：北极星电力网“邹县发电厂百万千瓦火电机组投产”

36 资料来源：华电邹县公众号“邹县电厂 | 打造“三改联动”标杆样板——7号机组技改性大修胜利竣工”

37 资料来源：《华电国际：发电机组投产公告》

38 资料来源：华电山东公众号“华电龙口四期1号机组投产 综合能耗达到国内60万千瓦等级热电联产机组最优水平”

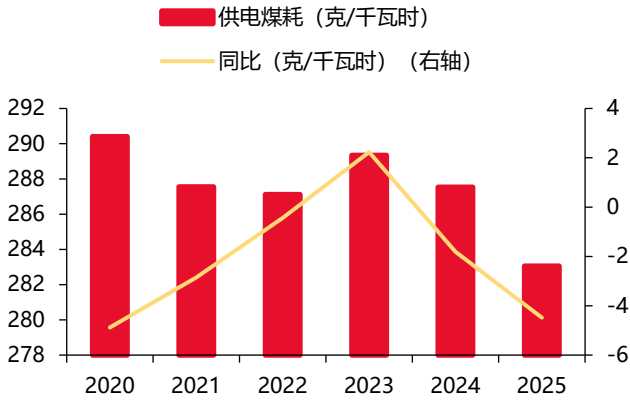
39 资料来源：中国华电公众号“推动能源消费革命，让服务质量更优 | 能源安全新战略十周年系列报道”

40 资料来源：华电国际2025年半年报

41 资料来源：华电国际2024年年报

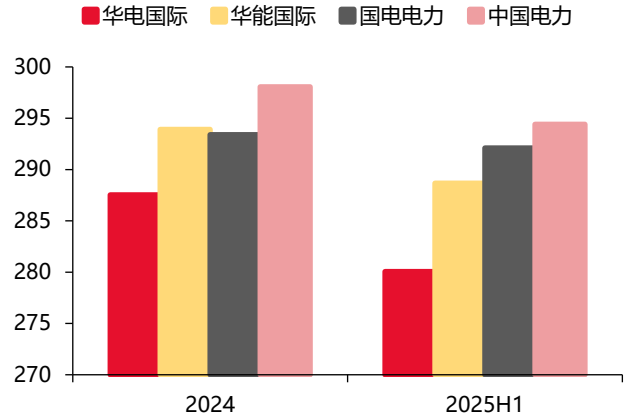
节能调度体系中，高效机组享有优先发电序位，在电量空间被压缩时，其发电权受到的保护远强于低效小机组。

图表50：公司近年供电煤耗及同比（克/千瓦时）



资料来源：公司 2020-2025 年年报，长城证券产业金融研究院

图表51：主要火电企业供电煤耗对比（克/千瓦时）



资料来源：各公司 2024 年年报、2025 年半年报，长城证券产业金融研究院

注：国电电力还没有发布 2025 年报，因此统一采用 2025 年半年报数据进行对比

新一代大容量机组在设计阶段便充分考虑宽负荷运行需求，为参与深度调峰和快速响应辅助服务指令提供了坚实的硬件基础。根据国家发改委、国家能源局《新一代煤电升级专项行动实施方案（2025—2027 年）》（发改能源〔2025〕363 号），要求根据机组类型、煤质特性、供热类型等区别，现役机组最小发电出力达到 25%—40% 额定负荷。其中新建燃用烟煤的煤粉炉机组在纯凝工况下力争达到 25% 或更低，新一代煤电试点示范机组最小发电出力需达到 20% 额定负荷以下。华电国际旗下高效机组具备卓越的设备可靠性与灵活性潜力，其锅炉、汽轮机等主设备具备更优的负荷适应范围和更快的变负荷速率。例如：华电龙口公司四期 2×66 万千瓦热电联产项目 1 号机组是国内首个 π 型炉完成 19%THA 深度调峰试验项目，不仅满足新一代煤电深度调峰技术要求，更实现了优于政策基准的卓越表现⁴²。此外，望亭 2×66 万千瓦超超临界二次再热燃煤机组建成后将具备深度调峰能力，最大调峰深度可达到 20%THA（汽轮机额定负荷），将进一步提升区域电力供应能力，为长三角地区的经济发展提供稳定可靠的能源保障⁴³。这种深度调峰能力使机组能够在新能源大发时段为系统腾出消纳空间，在负荷高峰时段快速响应调度指令顶峰出力，从“稳定运行的基荷电源”进化为“灵活可靠的系统工具”。

42 资料来源：中国华电公众号“华电龙口四期 1 号机组投产 综合能耗达到国内 60 万千瓦等级热电联产机组最优水平”

43 资料来源：上海电建公众号“又中三标，上海电建人的专属贺年来了”

图表52: 华电龙口公司四期 2×66 万千瓦热电联产项目 1 号机组是国内首个π型炉完成 19%THA 深度调峰试验项目



资料来源: 中国华电公众号, 长城证券产业金融研究院

3.3.2 前瞻性燃机规模扩张, 精准卡位系统调节需求

截至 2025 年 12 月 31 日, 公司燃气控股装机容量已突破 21GW, 跃居行业前列。根据公司 2025 年报, 燃气发电装机 2107.27 万千瓦, 占公司总装机的 27.04%。这一规模扩张主要得益于 2025 年完成的集团股权收购, 公司通过发行股份及支付现金方式, 收购了华电江苏能源有限公司、上海华电福新能源有限公司、上海华电闵行能源有限公司、广州大学城华电新能源有限公司、华电福新广州能源有限公司、华电福新江门能源有限公司、华电福新清远能源有限公司等资产。注入标的资产合计在运装机规模约 1,606 万千瓦, 其中燃气机组占比高达 52.37%, 主要位于江苏、上海、广东等经济发达的核心负荷区域。

图表53: 公司燃机机组分布情况 (截至 2025 年 12 月 31 日)

地区	发电厂 / 公司名称	下属子公司/电厂名称	燃气-装机容量 (万千瓦)
江苏	华电江苏能源有限公司	上海华电电力发展有限公司望亭发电分公司	98.92
		江苏华电戚墅堰发电有限公司	213.00
		江苏华电望亭天然气发电有限公司	78.00
		江苏华电吴江热电有限公司	36.00
		江苏华电扬州发电有限公司	95.00
		江苏华电昆山热电有限公司	85.20
		江苏华电仪征热电有限公司	66.00
		江苏华电金湖能源有限公司	8.00
		江苏华电通州热电有限公司	44.00
		江苏华电扬州中燃能源有限公司	11.53
	合计		735.65
广东	广东华电深圳能源有限公司	广东华电深圳能源有限公司	36.50
		华电佛山能源有限公司	32.90
		广东华电清远能源有限公司	100.32
		华电福新清远能源有限公司	7.50

	广东华电惠州能源有限公司	107.00
	广州大学城华电新能源有限公司	18.53
	华电福新广州能源有限公司	133.86
	华电福新江门能源有限公司	23.00
	合计	459.61
浙江	杭州华电半山发电有限公司	241.50
	杭州华电下沙热电有限公司	24.60
	杭州华电江东热电有限公司	96.05
	华电浙江龙游热电有限公司	40.50
	合计	402.65
山东	华电青岛发电有限公司	101.11
	华电济南章丘热电有限公司	100.33
	合计	201.44
天津	天津华电福源热电有限公司	40.00
	天津华电南疆热电有限公司	93.00
	合计	133.00
河北	河北华电石家庄热电有限公司	90.72
	石家庄华电供热集团有限公司	1.26
	合计	91.98
湖北	华电湖北发电有限公司	37.00
	华电湖北发电有限公司武昌热电分公司	24.56
	湖北华电襄阳燃机热电有限公司	24.56
	合计	61.56
	上海华电福新能源有限公司	2.64
上海华电闵行能源有限公司	18.74	
	合计	21.38
	合计	2107.27

资料来源：公司 2025 年报，长城证券产业金融研究院

燃气机组的价值锚点根植于其与生俱来的物理灵活性，这种优势体现在“调峰能力”与“调频能力”两个维度。随着新能源装机占比持续攀升，电力系统对快速响应、深度调峰、频繁启停等灵活性资源的需求呈现指数级增长。燃气机组凭借其清洁、灵活、高效的独特禀赋，正从传统电力系统的“补充电源”升级为不可或缺的“核心调节资源”，其战略价值正在经历系统性重估。

➤ **从调峰维度看，燃气机组具备宽幅调节能力，单循环机组调峰能力达 100%。**气电机组启停速度快，全负荷冷启动仅需 60—90 分钟，联合循环机组调峰能力达 70% 以上，单循环机组调峰能力达 100%，能够有效平抑风电、光伏发电的间歇性和波动性。在平衡电网的同时，天然气发电还能通过合理调度减少天然气消费峰谷差，实现天然气与电力供应双调峰⁴⁴。以山东华电章丘 2×400 兆瓦燃气机组项目为例，是山东省首批、济南市首台投入商业运营的重型燃气机组⁴⁵。它采用 F 级“一拖一”

44 资料来源：重庆石油天然气交易中心公众号“浅析“双碳”背景下天然气发电行业发展现状及未来展望”

45 投资济南公众号“探项目看发展② | 山东华电章丘 2×400 兆瓦级燃机热电项目：“碳”索新能源路上的“章丘样本”

燃气-蒸汽联合循环机组，调峰范围远超煤电机组。这意味着夏季用气淡季，电力需求增大，机组增加耗气量、多发电，可稳定主输气管道运行负荷，支撑气网调峰，缓解电网负荷峰谷差矛盾；冬季用气旺季，机组减少耗气量、发电量，让气于民，利用蒸汽轮机抽汽补充供热，满足民生供热需求，有效缓解市域供热压力⁴⁶。

图表54: 煤电、气电特性对比

机组	承担负荷位置	建设周期	能源综合效率/%	调峰范围/%	静止到满载时间	空载到满载时间	爬坡速率/%额定容量·min ⁻¹)	单位度电NO _x 排放/g	单位度电CO ₂ 排放/g
燃煤机组	基荷、腰荷	2-2.5年	40左右	目前:50~100;改造后:35~100	6-8小时	1.5小时	2-3	0.19	800左右
联合循环燃机	基荷、腰荷	16-20月	50-75	38-100	2小时	1小时	大于5	0.114	400左右
简单循环燃机	基荷、腰荷	10-12月	40左右	20-100;启停调峰:0-100	19分钟	6-8分钟	10	0.114	400左右

资料来源: 中国电力公众号“天然气发电在新型电力系统中的功能定位及发展前景研判”, 长城证券产业金融研究院

图表55: 山东华电章丘 2×400 兆瓦级燃机热电项目



资料来源: 投资济南公众号, 长城证券产业金融研究院

- **从调频维度看，燃气机组具备快速响应能力，是参与调频市场的理想参与者。**电力系统的频率波动需要在秒级甚至毫秒级内进行调节，而高比例新能源接电网系统带来发电侧的随机性、波动性和间歇性供电等问题，电网在持续可靠、安全稳定等方面面临重大挑战。这些都对电网的调频控制和机组的调频性能提出了更高的要求，根据《燃气轮机快速变负荷在调频市场中的研究与实践》发现虽然燃气轮机因燃料价格相对于燃煤电厂较高，在电能量市场的竞争中存在劣势，但燃气轮机凭借其快速的负荷变化速率，可以应对间歇性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，可根据调度指令快速调整出力，在调频市场中存在优势⁴⁷。
- **此外，燃气机组较燃煤机组更为清洁环保。**天然气作为优质清洁能源用于发电，与

46 资料来源: 山东省发展与改革委员会“华电章丘 2×400 兆瓦燃气机组项目启动 启停时间短 负荷响应快 安全性能高 调峰范围广”

47 资料来源: 燃气轮机发电专业委员会公众号“燃气轮机快速变负荷在调频市场中的研究与实践”

同等容量超净燃煤机组相比，碳排放减少 60%左右；新型燃气机组采用干式低氮氧化物燃烧技术，排放量不到燃煤电厂的 20%，生态环保效益显著⁴⁸。

政策逐步完善，首次在国家层面明确可对天然气发电建立容量电价机制。《关于完善发电侧容量电价机制的通知》(发改价格〔2026〕114号)提出“省级价格主管部门可对天然气发电建立容量电价机制，容量电价按照回收天然气发电机组一定比例固定成本的方式确定”，这是首次在国家层面明确，各省可建立气电容量电价机制⁴⁹。气电首次被纳入全国统一的容量电价机制框架，与已有的煤电、抽水蓄能政策共同构成覆盖多类调节性电源的完整体系。从地方实践看，已有四川、河北等为代表的省份走在全国前列：**1) 四川**：2024年8月，四川发改委发布《关于进一步明确天然气发电两部制电价有关事项的通知》，提出“容量电价根据我省新核准天然气调峰发电机组固定成本，综合考虑合理收益及相关税金等确定。H级机组容量电价为24元/千瓦·月，F级机组容量电价为28元/千瓦·月”；**2) 河北**：2024年11月，河北发改委印发《关于完善天然气发电上网电价政策的通知》，提出“根据天然气发电成本、社会效益和用户承受能力等原则核定容量电价水平。我省天然气发电机组容量电价为28元/千瓦·月；对接带工业负荷的天然气发电机组容量电价参照执行，根据收益情况另行调整”⁵⁰。

总体来看，华电国际通过 2025 年资产注入实现燃气装机规模的跨越式增长，精准卡位了新型电力系统对灵活调节资源的迫切需求，有望推动公司成为燃气“灵活性价值重估”中的主要受益者之一，为公司未来盈利的稳定性与成长性注入了新动力。

3.4 新能源布局护城河：“参股不控股”的轻资产，实现风险隔离与收益共享

“参股不控股”华电新能，轻资产模式共享新能源发展机遇。公司的新能源战略根植于2021年集团层面的资产重组。华电国际将其持有的27家新能源公司股权（评估作价约136.09亿元）及现金76.28亿元，作为出资注入华电福新发展（后更名为华电新能），以此获得了重组后华电新能的股权（华电新能A股发行前华电国际持有其31.03%股份，发行后被动稀释至26.78%）。通过此次集团层面的重组，一方面，华电国际彻底完成了旗下风光资产的剥离，更加聚焦于常规能源核心主业；另一方面，公司以“参股不控股”的第二大股东身份深度绑定了中国领先的新能源平台，并且实现风险隔离与收益共享：

- **有效规避重资产风险，共享新能源行业成长。**风光等新能源电站建设是资本密集型事业，需要持续的大量投入，且项目开发周期长，面临资源竞争、技术迭代、政策调整等多重不确定性。华电国际通过“参股不控股”形式规避沉重的资产负债表负担和运营风险，并能够按权益比例分享整个平台全国性扩张所带来的全部利润增长和资产增值。
- **优化财务报表，注入成长估值弹性。**在会计处理上，对华电新能的股权投资计入“长期股权投资”，以权益法核算投资收益。这一处理方式避免了重资产模式下的巨额

48 资料来源：山东省发展与改革委员会“华电章丘2×400兆瓦燃气机组项目启动 启停时间短 负荷响应快 安全性能高 调峰范围广”

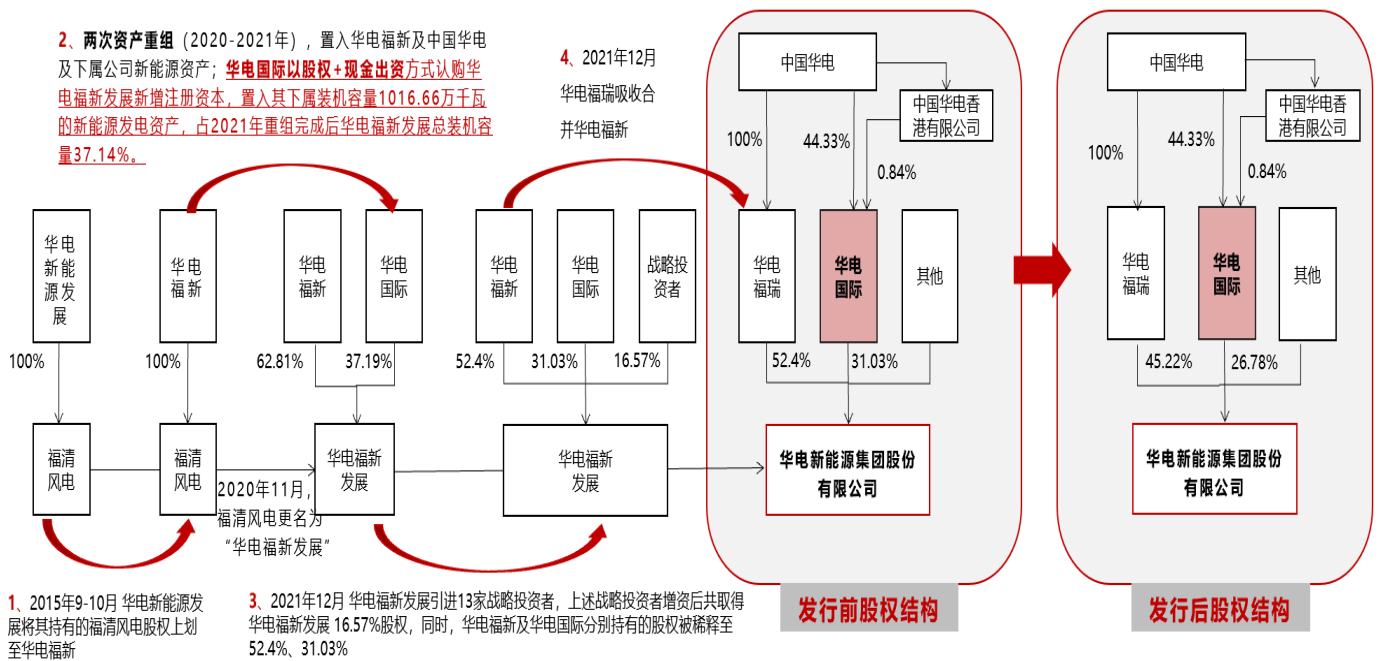
49 资料来源：南方能源观察“容量电价完善，重塑市场逻辑”

50 资料来源：储能网“‘114号文’之下，煤电、气电、抽蓄、新型储能容量电价机制对比”

折旧和财务费用对利润表的持续侵蚀。同时，华电新能作为独立的高成长性上市公司，其估值由市场基于新能源行业逻辑单独定价。这使得华电国际的整体估值中，嵌入了具备高成长预期的“新能源板块”溢价，提升公司在资本市场的估值弹性。

- **形成战略协同与现金流反哺的良性闭环。** 华电新能步入稳定成长期后，具备持续分红能力。这部分持续流入的投资收益现金流，可以反哺华电国际的主营业务，为火电机组的节能降耗改造、灵活性提升、负债结构优化或提高股东分红率提供资金支持，从而形成“常规能源提供稳定基本盘，新能源投资贡献增长弹性和现金回流”的战略正向循环，增强公司整体的财务稳健性和发展可持续性。
- **绿色转型与 ESG 价值赋能。** 持有华电新能 26.78% 的股权，显著提升了华电国际发电资产组合的绿色比例，有力回应了全球投资者对 ESG（环境、社会和治理）表现的严格要求。这有助于降低公司的绿色融资成本，吸引关注可持续投资的长期资金，提升其在资本市场的形象与吸引力。

图表56：华电新能登陆 A 股资本运作情况一览及华电国际持股情况变动



资料来源：《华电新能首次公开发行股票并在主板上市招股说明书》，《华电新能首次公开发行股票主板上市公告书》，长城证券产业金融研究院

4.盈利预测与投资建议

4.1 盈利预测

我们基于以下关键假设条件对公司 2026-2028 年发电业务收入进行测算：

- **年末累计装机容量：1) 燃煤：**截至 2025 年 12 月 31 日，公司燃煤控股装机 5438 万千瓦。①根据汕头市工信局及中国电力招标采购网披露信息，汕头电厂 2×1000MW 燃煤发电扩建项目预计将于 2027 年投产⁵¹，其中 3 号机组暂定 2027 年 6 月底投产、4 号机组暂定 2027 年 8 月底投产⁵²；②根据北极星电力网曾经披露的招标信息显示，华电望亭 2*66 万千瓦机组扩建项目中，计划 7 号机组 2026 年 11 月份投产，8 号机组计划 2027 年⁵³，我们以此时间作为投产时间假设参考。③根据中电招标网信息显示淄博上大压小 2×35 万千瓦燃煤热电项目 7 号机组预计 2027 年 9 月 24 日和 8 号机组 2027 年 11 月 24 日，我们以时间作为参考加上调试、试运行时间作为投产假设时间⁵⁴。我们预计 2028 年末燃煤装机将进一步提升至 5840 万千瓦。**2) 燃气：**截至 2025 年 12 月 31 日，公司燃气控股装机 2107.27 万千瓦。目前，重庆华电潼南一期 2×500MW 级气电工程项目 1 号机组已于 2026 年 3 月 21 日正式投产、剩下 2 号机组均计划于 2026 年上半年投产，我们预计 2026 年末燃气装机将增至 2217.29 万千瓦，2027 年保持稳定。**3) 水电：**截至 2025 年 12 月 31 日，水电装机 245.9 万千瓦，且暂不考虑抽水蓄能项目的影响，假设预计 2026-2028 年无新增，维持稳定。
- **等效装机容量：**考虑到新增机组在年内不同时段投产，我们对当年新增装机容量进行时间加权折算，形成等效装机容量，以更准确反映全年发电能力。
- **利用小时数：1) 燃煤：**受新能源装机持续增长挤压，煤电利用小时呈趋势性下降，预计 2026-2028 年利用小时分别为 3564 小时、3493 小时、3458 小时。**2) 燃气：**2026 年新投产气电机组需经历爬坡期，利用小时仍处低位；随着系统调峰需求提升，2027 年起利用小时有望逐步恢复。**3) 水电：**2025 年来水偏丰带动利用小时回升，2026-2027 年回归正常水平，因此预期呈现同比减少。
- **发电量与上网电量：**发电量根据等效装机容量与利用小时测算得出。参考历史电厂用电率，我们假设 2026-2028 年煤电、气电、水电电厂用电率分别维持 6%、3%、1%，据此计算上网电量。
- **上网电价：1) 燃煤：**短期受电力市场化交易影响，电价面临一定下行压力，但 2026 年起容量电价回收比例提升至不低于 50%，叠加煤价预期企稳，将为燃煤上网电价提供有力支撑，预计 2026-2028 年煤电电价呈“前略降后提升”态势。**2) 燃气：**2025 年起部分省份已推出气电容量电价，2026 年 114 号文明确国家级气电容量电价机制，叠加国内天然气供应保障增强、燃料成本压力缓解，为气电电价稳定提供空间。**3) 水电：**水电电价受市场化影响小，预计 2026-2028 年将保持稳定。

51 资料来源：汕头日报，汕头市工业和信息化局“华电汕头电厂 2x1000MW 燃煤发电扩建项目主体工程开工”

52 资料来源：中国电力招标采购网，“华电汕头电厂 2x1000MW 燃煤发电扩建项目第一批辅机设备采购第二次招标公告”

53 资料来源：北极星电力网，“华电望亭 2*66 万千瓦机组扩建项目锅炉设备采购招标”

54 资料来源：中电招标网，山东华电淄博上大压小 2×35 万千瓦燃煤热电项目主体施工 A 标段、B 标段招标公告

基于上述假设，我们预计 2026-2028 年公司发电业务收入分别为 **1054.90 亿元、1103.05 亿元、1138.33 亿元**。其中煤电 2026-2028 年收入预计为 701.01 亿元、718.88 亿元、743.22 亿元；气电 2026-2028 年收入预计为 335.20 亿元、365.67 亿元、376.71 亿元；水电 2026-2028 年收入预计为 18.69 亿元、18.50 亿元、18.41 亿元。

图表57：公司发电业务收入拆分和测算

	2024	2025	2026E	2027E	2028E
年末累计装机容量 (万千瓦)					
煤电	4675.00	5438.00	5504.00	5805.00	5840.00
气电	1060.34	2107.27	2217.29	2217.29	2217.29
水电	245.90	245.90	245.90	245.90	245.90
合计	5981.86	7791.17	7967.19	8268.19	8303.19
等效装机容量 (万千瓦) [预测未来装机时考虑到未来新增装机投产时间进行相应折算]					
煤电	4675.00	5438.00	5443.50	5639.75	5831.25
气电	1060.34	2107.27	2176.04	2217.29	2217.29
水电	245.90	245.90	245.90	245.90	245.90
合计	5981.86	7791.17	7865.44	8102.94	8294.44
利用小时 (小时)					
煤电	4168.00	3874.00	3564.08	3492.80	3457.87
气电	2152.00	2128.00	2064.16	2188.01	2231.77
水电	3364.00	4071.00	3867.45	3828.78	3809.63
发电量 (亿千瓦时)					
火电	2143.51	2522.60	2389.28	2455.00	2511.22
煤电	1958.75	2106.68	1940.11	1969.85	2016.37
气电	184.77	415.92	449.17	485.15	494.85
水电	82.75	100.10	95.10	94.15	93.68
发电量合计	2226.26	2622.70	2484.38	2549.15	2604.90
上网电量 (亿千瓦时)					
火电	2002.72	2365.47	2278.80	2341.95	2395.56
煤电	1822.68	1975.46	1843.10	1871.36	1915.55
气电	180.04	390.01	435.69	470.59	480.00
水电	81.81	99.00	94.15	93.21	92.74
上网电量合计	2084.53	2464.47	2372.94	2435.16	2488.30
上网电价 (元/千瓦时)					
火电	0.5367	0.5228	0.5138	0.5233	0.5283
煤电	0.4953	0.4380	0.4336	0.4379	0.4423
气电	0.9553	0.8515	0.8771	0.8858	0.8947
水电	0.2540	0.2243	0.2243	0.2243	0.2243
平均上网电价	0.5256	0.5133	0.5023	0.5119	0.5169
营业收入 (亿元)					
火电	926.87	1094.30	1036.21	1084.55	1119.93
煤电	778.54	762.20	701.01	718.88	743.22

	2024	2025	2026E	2027E	2028E
气电	148.32	332.10	335.20	365.67	376.71
水电	17.92	20.10	18.69	18.50	18.41
合计	944.79	1114.40	1054.90	1103.05	1138.33

资料来源：公司 2024-2025 年年报，长城证券产业金融研究院

注：①2024-2025 煤电、气电、水电的上网电价、营业收入以及 2025 煤电和气电发电量、上网电量为拟合值②等效装机容量只对未来进行假设拆解和展望，对过于年份不进行假设③根据 2025 年利用小时数、电价及对应同比，有对 2024 年利用小时数、电价数据做回溯调整

进一步，我们基于以下关键假设，对公司整体业绩进行拆分及预测：

- **营业收入：1) 发电：**参考上述具体拆分测算。**2) 供热：**供热需求具备刚性特征，预计 2026-2028 年收入保持小幅稳定增长。**3) 售煤：**预计 2026-2028 年预计将保持相对稳定。**4) 其他：**涵盖公司各种新兴业务，基数小预期小幅稳步增长。
- **毛利率：1) 发电：**2026 年燃料成本或较 2025 年的低位稳中有升，叠加电价或仍有小幅下滑预期，预期 2026 年毛利率下降。但未来预期煤价将维持相对稳定，叠加容量电价政策，发电毛利率有望维持稳健。**2) 供热：**2026 年新装机投产，或需要爬坡时间，影响毛利率，未来成本改善推动毛利率回升，但仍处于亏损状态。**3) 售煤：**公司优化煤炭贸易业务模式，2026 毛利率略有提升，此后保持相对稳定。**4) 其他：**假设 2026-2028 年毛利率维持 15.00%水平。

基于上述假设，我们预计 2026-2028 年公司营业收入分别为 1203.77 亿元、1258.97 亿元、1301.65 亿元。

此外，费用率方面，考虑公司费用管控严谨且积极，在 2025 年资产注入后预期公司会进一步加强统筹管理，预计 2026 年-2028 年，公司管理费用率分别为 1.67%、1.52%、1.50%，财务费用率分别为 2.76%、2.44%、2.25%；此外，作为央企下属发电企业，公司将以稳健的态度持续推进研发，预期 2026-2028 年研发费用率将维持相对稳定，假设三年均为 0.02%。

图表58：公司业绩拆分及预测

	2024	2025	2026E	2027E	2028E
营业收入 (亿元)					
发电	1239.31	1118.07	1054.90	1103.05	1138.33
供热	121.28	124.58	130.81	137.35	144.22
售煤	45.42	9.57	9.76	9.86	9.96
其他	9.01	7.90	8.29	8.71	9.14
合计	1415.02	1260.13	1203.77	1258.97	1301.65
YoY	20.76%	-10.95%	-4.47%	4.59%	3.39%
毛利率 (%)					
发电	10.49%	13.22%	12.43%	12.65%	12.81%
供热	-15.60%	-6.80%	-7.50%	-6.60%	-5.80%
售煤	10.93%	42.70%	45.69%	43.40%	42.97%
其他	19.29%	8.91%	15.00%	15.00%	15.00%
总平均毛利率	8.32%	11.44%	10.55%	10.81%	11.00%

	2024	2025	2026E	2027E	2028E
YoY	1.90%	3.11%	-0.89%	0.26%	0.19%
营业成本 (亿元)					
发电	1109.31	970.28	923.82	963.52	992.47
供热	140.21	133.06	140.62	146.42	152.58
售煤	40.45	5.48	5.30	5.58	5.68
其他	7.27	7.19	7.05	7.40	7.77
合计	1297.25	1116.02	1076.80	1122.92	1158.51
YoY	18.31%	-13.97%	-3.51%	4.28%	3.17%

资料来源：公司 2024-2025 年年报，长城证券产业金融研究院

注：2024 年根据 2025 年年报披露进行重述，其中售煤业务没有披露成本，为推算估计值

4.2 投资建议

作为中国华电集团唯一的常规能源整合平台，公司历经 2025 年资产注入后，已构筑起以集团平台为根基、战略区位为屏障、机组效率为核心、新能源轻资产为协同的四重护城河，迈入规模与质量并举的崭新发展阶段。2025 年注入的 1606 万千瓦优质火电资产，叠加公司自主新增装机，截至 2025 年 12 月 31 日公司控股装机规模跃升至 7792.43 万千瓦量级，此外，更关键的是，资产布局显著优化——燃气机组占比大幅提升、核心负荷区域覆盖更加完善，公司在长三角、粤港澳大湾区等高价值市场的战略卡位进一步巩固，市场竞争力与抗风险能力实现双重跃升。

展望未来，公司盈利稳定性与成长确定性正经历根本重塑。这一判断建立在短期、中期、长期三个维度的视角之上：

- **短期看，成本红利持续兑现，容量电价托底效应显著。**在煤炭“供需双侧收窄”新格局下，煤价已步入窄幅震荡的成熟市场阶段，类似过往的剧烈波动难再重现，为公司构筑了坚实的成本安全垫。与此同时，2026 年容量电价回收比例提升至不低于 50%，意味着公司煤电机组将有更大比例的稳定收入与发电量脱钩，有效对冲利用小时下滑带来的电量收入减少。以公司 5438 万千瓦（2025 实际值）煤电机组测算，仅容量电价即可贡献稳定收入约 90 亿元/年（按容量补偿 165 元/千瓦·年测算），这部分“备用租金”将直接增厚度电利润，大幅平滑业绩波动。
- **中期看，外延内生双轮驱动，成长路径清晰可见。**内生方面，截至 2025 年 12 月 31 日，公司在建与已核准待建项目共计 1081.824 万千瓦，涵盖燃煤、燃气、抽水蓄能等多类优质资产。其中，火电项目预计将于 2026-2028 年陆续投产；抽水蓄能项目虽前期资本开支大，但运营期长、边际成本低、现金流稳定，作为优质的调节性资产能够显著优化公司长期资产结构。这批项目将为“十五五”期间的持续增长储备充足动能。外延方面，作为集团唯一的常规能源整合平台，未来仍存在集团体内质量优良的常规能源资产注入公司的可能。
- **长期看，公用事业属性持续增强，估值体系有望系统性抬升。**随着容量电价机制深化、现货市场全面运行、辅助服务市场成熟，公司收入结构正从单一依赖电能量市场的“强周期模式”，加速向“容量保底+电量搏收益+辅助服务创增量”的多元复

合模式演进。电力现货市场的全面运行，使公司布局于负荷中心的燃气机组和高效煤电机组的“顶峰价值”有望在未来通过市场化机制充分兑现；辅助服务市场的日益成熟，使机组的“调节价值”获得制度性回报。这种“成本可控、收入多元”的新盈利模式，将使公司业绩的周期波动显著收窄，盈利能力与现金流水平趋于稳定，从而驱动估值体系向具备稳定回报特征的公用事业股靠拢。

此外，公司持续优化的财务结构与不断提升的股东回报，为长期价值投资提供了坚实支撑。受益于盈利修复，公司经营性现金流持续改善，2025 经营活动产生的现金流量净额 272.21 亿元，同比增长 39.9%。在现金流充裕的基础上，公司具备持续提升分红比例的潜力，高股息属性有望吸引更多稳健型资金配置。

我们预计 2026-2028 年公司营业收入分别为 1203.77 亿元、1258.97 亿元、1301.65 亿元，同比-4.5%、+4.6%、+3.4%，实现归母净利润 61.33 亿元、66.07 亿元、70.53 亿元，同比+1.0%、+7.7%、+6.7%，对应 EPS 分别为 0.53、0.57、0.61 元，当前股价对应的 PE 倍数为 8.7X、8.0X、7.5X，我们选取了华能国际、大唐发电、国电电力作为可比公司【选取原因：华电国际、华能国际、大唐发电、国电电力都属于五大电力集团，均以常规能源发电为主营业务，且发电资产遍布全国】，参考可比公司估值均值（2026-2028 年为 9.5X、9.0X、8X），具有较高性价比，维持“买入”评级。

图表59：可比公司估值

公司代码	公司名称	市值 (亿元)	收盘价 (元/股)	归母净利润 (百万元)				PE (x)			
				2025A	2026E	2027E	2028E	2025A	2026E	2027E	2028E
600011.SH	华能国际	1,011.11	6.92	14,409.55	13,675.95	14,440.74	14,937.08	8.13	7.94	7.52	7.27
601991.SH	大唐发电	607.59	3.83	7,386.26	7,087.44	7,512.00	8,048.20	8.74	10.00	9.44	8.81
600795.SH	国电电力	856.11	4.80	7452.23	7972.18	8634.90	-	11.49	10.67	9.91	-
均值								9.45	9.54	8.96	8.04
600027.SH	华电国际	514.96	4.59	6070.32	6133.40	6606.61	7052.55	8.67	8.67	8.05	7.54

资料来源：wind，各公司 2025 年年报，长城证券产业金融研究院

注：①除华电国际采用本报告的预测外，其他可比上市公司均采用 wind 一致预期；②总市值数据截至 2026 年 4 月 13 日收盘价③国电电力尚未发布年报，其 2025 年的值为 wind 一致性估计的预测值，并且未有 2028 年的 wind 一致性预期

5.风险提示

用电需求不及预期风险。宏观经济下行压力可能抑制工业用电需求，尤其是高耗能产业开工率若出现下滑，将直接影响全社会用电量增速。若未来制造业 PMI、固定资产投资等关键指标持续走弱，电力消费增速可能放缓，进而制约公司机组的利用效率与发电量。

煤价波动风险。煤炭价格受国内产能释放节奏、进口政策、地缘政治及极端天气等多重因素影响，仍存在不确定性。若产地安全监管收紧或进口煤政策发生调整，可能引发煤价超预期反弹。考虑到燃料成本占营业成本较高，煤价大幅上涨将直接压缩公司利润空间，削弱盈利弹性。

电价下降预期风险。在电力市场化改革持续推进的背景下，若市场交易电量比例进一步提高或市场竞争加剧，中长期交易电价可能面临下行压力。此外，新能源大规模并网导致的“量增价减”效应，以及新能源机制电价的深化实施，也可能对公司的平均上网电价产生压制。

政策推进不及预期风险。容量电价机制作为公司盈利稳定性的重要支撑，其具体执行标准、实施范围和时间表仍需依赖国家及地方政策的落地。若容量电价的回收比例、考核标准或价格水平在后续执行中低于预期，将影响公司盈利模式的稳定性。

项目建设进度不及预期风险。公司在建电源项目若因审批流程、供应链延迟或施工问题而滞后，将影响公司装机容量增长及业绩释放节奏。

测算与实际情况不一致的风险。本文对于行业和公司的测算均是基于一定的假设前提，存在与实际情况不一致的可能。

财务报表和主要财务比率

资产负债表 (百万元)

会计年度	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
流动资产	35375	32712	33274	36657	37588
现金	6861	6983	6671	9282	9110
应收票据及应收账款	15106	11861	15220	12066	16666
其他应收款	1048	1778	448	2104	413
预付账款	4591	4091	3269	4887	3301
存货	5801	5439	5406	5904	5765
其他流动资产	1968	2559	2260	2414	2333
非流动资产	230026	231519	243597	244812	244237
长期股权投资	48111	50123	54945	59576	64197
固定资产	158451	155443	164721	162794	159065
无形资产	8830	8650	8770	9021	8945
其他非流动资产	14634	17303	15160	13422	12030
资产总计	265402	264231	276871	281469	281825
流动负债	80238	86520	86489	86800	86388
短期借款	33864	38547	46447	37376	36791
应付票据及应付账款	13568	14325	10837	15864	12145
其他流动负债	32806	33648	29205	33560	37452
非流动负债	85779	75622	81497	78372	71247
长期借款	80574	70625	76500	73375	66250
其他非流动负债	5205	4997	4997	4997	4997
负债合计	166017	162142	167986	165172	157635
少数股东权益	28385	32926	35095	37431	39924
股本	10228	11612	11612	11612	11612
资本公积	21370	18503	18503	18503	18503
留存收益	14079	17776	23836	30364	37333
归属母公司股东权益	70999	69162	73790	78867	84266
负债和股东权益	265402	264231	276871	281469	281825

现金流量表 (百万元)

会计年度	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
经营活动现金流	19457	27221	13798	24049	15474
净利润	7510	8217	8302	8943	9546
折旧摊销	13416	13253	10040	10867	11339
财务费用	3781	3162	3324	3071	2934
投资损失	-3621	-3153	-3429	-3403	-3333
营运资金变动	-2407	4000	-4244	4623	-4917
其他经营现金流	778	1742	-194	-52	-96
投资活动现金流	-10335	-14262	-18387	-8514	-7218
资本支出	11986	15063	17246	7476	6131
长期投资	-125	-423	-4823	-4631	-4620
其他投资现金流	1777	1224	3682	3593	3534
筹资活动现金流	-8864	-12793	-5965	-2682	-8429
短期借款	14896	4683	7900	-9071	-585
长期借款	9179	-9949	5875	-3125	-7125
普通股增加	0	1384	0	0	0
资本公积增加	7012	-2867	0	0	0
其他筹资现金流	-39951	-6045	-19741	9514	-718
现金净增加额	259	166	-10554	12853	-172

利润表 (百万元)

会计年度	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
营业收入	141502	126013	120377	125897	130165
营业成本	129725	111602	107680	112292	115851
营业税金及附加	1520	1812	1685	1763	1822
销售费用	3	2	2	2	2
管理费用	2311	2231	2010	1914	1952
研发费用	16	112	24	25	26
财务费用	3781	3162	3324	3071	2934
资产和信用减值损失	-107	-766	-108	-113	-117
其他收益	952	655	803	729	766
公允价值变动收益	38	-20	43	10	6
投资净收益	3621	3153	3429	3403	3333
资产处置收益	468	50	259	155	207
营业利润	9120	10163	10078	11014	11772
营业外收入	962	747	855	801	828
营业外支出	316	263	289	276	283
利润总额	9766	10648	10644	11539	12318
所得税	2256	2431	2342	2596	2771
净利润	7510	8217	8302	8943	9546
少数股东损益	1523	2146	2169	2336	2494
归属母公司净利润	5987	6070	6133	6607	7053
EBITDA	23182	23901	22497	24214	25290
EPS (元/股)	0.52	0.52	0.53	0.57	0.61

主要财务比率

会计年度	2024A	2025A	2026E	2027E	2028E
成长能力					
营业收入 (%)	20.8	-10.9	-4.5	4.6	3.4
营业利润 (%)	59.9	11.4	-0.8	9.3	6.9
归属母公司净利润 (%)	32.4	1.4	1.0	7.7	6.7
获利能力					
毛利率 (%)	8.3	11.4	10.5	10.8	11.0
净利率 (%)	5.3	6.5	6.9	7.1	7.3
ROE (%)	7.6	8.0	7.6	7.7	7.7
ROIC (%)	3.6	4.0	4.4	4.8	5.0
偿债能力					
资产负债率 (%)	62.6	61.4	60.7	58.7	55.9
净负债比率 (%)	134.1	126.9	127.8	110.5	100.7
流动比率	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4
速动比率	0.3	0.2	0.3	0.3	0.3
营运能力					
总资产周转率	0.6	0.5	0.4	0.5	0.5
应收账款周转率	10.4	9.5	9.0	9.3	9.1
应付账款周转率	11.9	10.1	10.0	9.8	9.8
每股指标 (元)					
每股收益 (最新摊薄)	0.52	0.52	0.53	0.57	0.61
每股经营现金流 (最新摊薄)	1.68	2.34	1.19	2.07	1.33
每股净资产 (最新摊薄)	3.96	4.15	4.54	4.96	5.42
估值比率					
P/E	8.9	8.8	8.7	8.0	7.5
P/B	1.2	1.1	1.0	0.9	0.8
EV/EBITDA	9.3	9.0	10.1	9.0	8.6

资料来源: 聚源数据, 公司财报, 长城证券产业金融研究院

免责声明

长城证券股份有限公司（以下简称长城证券）具备中国证监会批准的证券投资咨询业务资格。

本报告由长城证券向专业投资者客户及风险承受能力为稳健型、积极型、激进型的普通投资者客户（以下统称客户）提供，除非另有说明，所有本报告的版权属于长城证券。未经长城证券事先书面授权许可，任何机构和个人不得以任何形式翻版、复制和发布，亦不得作为诉讼、仲裁、传媒及任何单位或个人引用的证明或依据，不得用于未经允许的其它任何用途。如引用、刊发，需注明出处为长城证券研究院，且不得对本报告进行有悖原意的引用、删节和修改。

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投资标的的邀请或向他人作出邀请。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。

长城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。长城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。

长城证券版权所有并保留一切权利。

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）》已于2017年7月1日起正式实施。因本研究报告涉及股票相关内容，仅面向长城证券客户中的专业投资者及风险承受能力为稳健型、积极型、激进型的普通投资者。若您并非上述类型的投资者，请取消阅读，请勿收藏、接收或使用本研究报告中的任何信息。

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。

分析师声明

本报告署名分析师在此声明：本人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，在执业过程中恪守独立诚信、勤勉尽职、谨慎客观、公平公正的原则，独立、客观地出具本报告。本报告反映了本人的研究观点，不曾因，不因，也将不会因本报告中的具体推荐意见或观点而直接或间接接收到任何形式的报酬。

投资评级说明

公司评级		行业评级	
买入	预期未来6个月内股价相对行业指数涨幅15%以上	强于大市	预期未来6个月内行业整体表现战胜市场
增持	预期未来6个月内股价相对行业指数涨幅介于5%~15%之间	中性	预期未来6个月内行业整体表现与市场同步
持有	预期未来6个月内股价相对行业指数涨幅介于-5%~5%之间	弱于大市	预期未来6个月内行业整体表现弱于市场
卖出	预期未来6个月内股价相对行业指数跌幅5%以上		
行业指中信一级行业，市场指沪深300指数			

长城证券产业金融研究院

深圳

地址：深圳市福田区福田街道金田路2026号能源大厦南塔楼16层
邮编：518033
传真：86-755-83516207

上海

地址：上海市浦东新区世博馆路200号A座8层
邮编：200126
传真：021-31829681

网址：<http://www.cgws.com>



北京

地址：北京市宣武门西大街129号金隅大厦B座27层
邮编：100031
传真：86-10-88366686