

报告

中国传统发电上市公司低碳转型 绩效评价2025



版权说明

版权归自然资源保护协会（NRDC）与中国能源报所有。本报告免费下载，转载或引用请注明来源，不得用于任何形式的商业牟利。如有违反，我们保留依法追究其法律责任的权利。对报告如有建议或疑问，请联系 hhuang@nrdc-china.org。

免责声明

研究报告内容仅供参考，不构成财务、法律、投资建议、投资咨询意见或其他意见，对任何因直接或间接使用本报告涉及的信息和内容或者据此进行投资所造成的一切后果或损失，研究团队和发布机构不承担任何法律责任。

课题组成员

张浩楠、黄辉、王杨、张宝馨、韩笑、魏秋利



《中国能源报》创刊于2009年6月1日，系人民日报社主管主办的国内第一张覆盖能源全产业链的主流产经类报纸，是《人民日报》在能源领域影响力的延伸和覆盖面的体现。历经十余年行业深耕，《中国能源报》成为宣传阐释党中央关于能源工作重要论述的权威阵地、全面展现能源行业高质量发展的重要平台、助力能源行业发展的媒体风向标、行业媒体融合创新发展的先行者。



自然资源保护协会（NRDC）是一家国际公益环保组织，成立于1970年。NRDC拥有700多名员工，以科学、法律、政策方面的专家为主力。NRDC自上个世纪九十年代中起在中国开展环保工作，中国项目现有成员40多名。NRDC主要通过开展政策研究，介绍和展示最佳实践，以及提供专业支持等方式，促进中国的绿色发展、循环发展和低碳发展。NRDC在北京市公安局注册并设立北京代表处，业务主管部门为国家林业和草原局。

所使用的方正字体由方正电子免费公益授权

封面图片：吉林省长春市一热电厂 | 图源：王杨 /NRDC

执行摘要

火电是推进全社会碳减排的重点领域，而传统发电上市公司作为我国火电资产的主要拥有者，也是践行煤电“三改联动”、新能源布局、低碳技术研发、市场化改革的先行者，对电力低碳转型具有引领示范作用。本报告选取火电上市公司¹作为传统发电上市公司的代表进行研究，通过评估火电上市公司的低碳转型绩效，既可以梳理不同类型公司在低碳转型中面临的不同挑战和取得的经验，发掘电力行业新质生产力，也可以透视电力行业政策与市场的协同影响力，直观反映政策工具对企业转型的引导效果。

课题组自2022年起围绕中国火电上市公司低碳转型开展研究，基于上市公司年报等公开数据，对33家样本火电上市公司的低碳转型基础绩效和变化绩效进行评估。这33家样本上市公司装机占全国总装机的近28%，火电装机占全国火电装机的近44%，并涵盖了从纯火电企业到低火电占比的转型标杆企业，较为全面地反映了火电行业的发展全貌。



图1 33家火电上市公司样本清单

课题组从火电上市公司“保供-低碳-盈利”三位一体的核心诉求出发，以反映企业低碳转型综合实力的指标为核心指标、反映企业低碳转型单项能力的指标为辅助指标，构建了火电上市公司低碳转型综合评估框架（见图2），用于分析火电上市公司在转型过程中的经营状况、电源结构比例、碳排放水平、发电技术经济性、科技支撑状况以及组织发展理念等方面的情况。

作为2025年度报告，本报告重点评估和分析了样本公司2024年的低碳转型

¹ 本报告将火电装机比例高于30%阈值的发电上市公司界定为火电上市公司。

绩效，并对比了2021-2024年期间样本公司低碳转型年度基础绩效和变化绩效的情况（见表1和表2）。此外，报告还着重探讨了在电力碳达峰临近的背景下，火电拓宽功能边界、新能源聚焦优质项目、转型融资多元化等趋势，为企业制定差异化转型策略、行业优化发展路径、政府完善政策体系提供参考。



图2 火电上市公司低碳转型绩效评估框架

表1 2021-2024年样本公司低碳转型基础绩效评价

基础绩效表现	2021年	2022年	2023年	2024年
★★★★★	国投电力、吉电股份、湖北能源、中电控股、中国电力、深圳能源	国投电力、中国电力、湖北能源、吉电股份、深圳能源、上海电力	中国电力、广州发展、华润电力、吉电股份、湖北能源、国投电力	国投电力、中国电力、吉电股份、广州发展、湖北能源、华润电力
★★★★	上海电力、福能股份、国电电力、广州发展、粤电力A、申能股份、华润电力、大唐发电、晋控电力、华能国际、长源电力、华电辽能	福能股份、广州发展、国电电力、中电控股、通宝能源、华润电力、申能股份、大唐发电、华能国际、华银电力、晋控电力、长源电力	福能股份、深圳能源、申能股份、华电辽能、粤电力A、国电电力、大唐发电、苏能股份、华能国际、中电控股、长源电力、内蒙华电、浙能电力	深圳能源、申能股份、福能股份、上海电力、粤电力A、大唐发电、国电电力、华能国际、华电能源、华电辽能、长源电力、华银电力、内蒙华电
★★★	华银电力、内蒙华电、赣能股份、浙能电力、通宝能源、华电国际、豫能控股、皖能电力、江苏国信、华电能源、建投能源、京能电力、大连热电	华电辽能、粤电力A、内蒙华电、华电国际、赣能股份、浙能电力、皖能电力、豫能控股、华电能源、江苏国信、京能电力、建投能源、大连热电	华电能源、华银电力、上海电力、晋控电力、皖能电力、华电国际、陕西能源、江苏国信、赣能股份、通宝能源、建投能源、豫能控股、京能电力、大连热电	苏能股份、赣能股份、华电国际、陕西能源、豫能控股、晋控电力、中电控股、建投能源、皖能电力、浙能电力、京能电力、江苏国信、通宝能源、大连热电

注：绩效表现评价结果采用星级分类制，星级越高代表该公司在本研究评估框架下的低碳转型绩效越好。

陕西能源和苏能股份在2023年成为上市公司，不参与2021年和2022年的低碳转型基础绩效评估。

表2 2024较2021年样本公司低碳转型变化绩效评价

变化绩效表现	公司名称
★★★★★	华润电力、华电辽能、吉电股份、建投能源、粤电力A、华银电力
★★★★	中国电力、华能国际、浙能电力、广州发展、长源电力、中电控股、国电电力、国投电力、豫能控股、大唐发电、大连热电、华电能源
★★★	申能股份、内蒙华电、深圳能源、赣能股份、京能电力、晋控电力、上海电力、福能股份、通宝能源、湖北能源、皖能电力、华电国际、江苏国信

注：陕西能源和苏能股份于2023年上市，未披露2021年数据，故未纳入变化绩效评价。

主要发现：

- (1) 33家样本公司电源结构呈现“火电基数大、非化石增量大”的特征，但转型进度存在明显差异；非化石能源已成为增量电源的主力，但是仍明显落后于同时期全国非化石能源的发展速度。
- (2) 火电板块从成本承压的危机中依托煤价回落与政策托底实现盈利反弹，为火电上市公司贡献了绝大部分的盈利增量，但火电业务营收却普遍下滑，意味着依靠煤价下行获取利润的短期行为不可持续；新能源板块在实现装机爆发的同时，实际收益不及预期的情况逐渐显现，新能源度电利润下滑，出现“增量不增利”的窘境。
- (3) 公司功能定位决定其转型方向与策略，应对煤价高涨的差异化策略直接影响火电上市公司盈利状况，尚未开展新能源业务的公司在低碳转型的大趋势下陷入被动。
- (4) 中央控股的火电上市公司的低碳转型年度基础绩效表现优于地方控股公司，这是企业定位、经营策略、资金规模、技术水平、竞价能力、政策响应等多因素导致的。2021-2024年中央控股企业的低碳转型进步更为明显，地方控股企业的转型基础较弱，但可依托地方资源实现单一维度的突破。
- (5) 火电行业正从“被动转型”向“主动破局”迈进，未来五年将呈现五大核心发展趋势：电力碳达峰临近，驱动收益模式向“多元价值兑现”升级；“三改联动”后期煤电转型将横向扩展多元功能服务；新能源全电量入市推动电力市场成熟，火电与新能源的协同发展将更进

一步；新能源投资聚焦优势项目，优质项目与精准布局成核心竞争力；绿色金融工具创新加速，资本赋能转型呈现多元化发展趋势。

- (6) 依据本报告对火电上市公司建立的低碳转型画像，“综合能源多元化服务”企业可以围绕电力主业发展相关多元化服务；“火电与清洁能源协同发展”企业应丰富电源结构，打造多业务协同发展的体系；“火电资产改造增效”企业应持续优化发展清洁高效燃煤发电，探索“煤电+”服务体系；“产融结合有效管理”企业应加强融资风险管理，推动资本与产业融合；“清洁能源提质增效”的企业应转变新能源项目开发方式，由规模扩张转向质效双优。

转型启示：

(1) 政府层面

- 开展中长期煤电转型指导文件的编制工作，明确煤电长远发展方向；
- 发挥市场稳价功能，缓解火电上市公司经营压力，提振火电上市公司的经营业绩和投资信心；
- 近中期地方要动态修正新能源入市交易细则，加强电力市场机制对低碳转型的引导力；
- 完善煤电转型REITs项目指南和监管体系，强化风险防控与资金监管，强制披露环境/技术风险，杜绝“伪转型”。

(2) 行业层面

- 市场环境下火电行业更需注重降本增效，合理控制市场现货采购的结构和节奏，做到低价储煤、高效用煤、尖峰有煤，履行电力保供职责；
- 将绿色低碳品牌价值纳入火电行业评价体系，对节能降碳成效显著的企业给予奖励和品牌宣传；
- 智库机构出台火电行业REITs项目融资指南，引导社会资本参与，盘活存量资产；
- 加强信息披露的精细度，便于了解政策、市场、行业、用户需求等的变化对公司经营情况的影响。

(3) 企业层面

- 技术创新与升级，提升火电的发电效率与服务能力；
- 探索电力新业态，推进主业相关的多元化布局，如综合能源服务、与新能源联营、能源数字化、碳资产管理等；
- 提升增量项目决策和开发能力，加快重点项目建设，用有限资源发展优势产业，抓住“国家级零碳园区”的机遇，打造下沉市场样本工程；
- 仔细梳理错综复杂的市场及政策形势，适应新能源入市后市场变化；
- 坚持创新战略，加强多方合作与沟通，整合各方的资源和优势，加快技术创新的速度，降低项目研发的成本和风险；
- 资产优化与结构调整，及时剥离不良资产，通过发电设备售后回租融资、发行煤电REITs等方式，实现“高碳资产低碳化、沉淀资产证券化”。

目录

前言	1
第一章 火电上市公司低碳转型绩效评价体系构建	3
第二章 火电上市公司低碳转型基本面分析	5
2.1 火电上市公司电源结构	5
2.2 火电上市公司盈利状况	6
2.3 火电上市公司经营策略	9
2.4 火电上市公司技术进步	11
2.5 火电上市公司转型特征	11
第三章 火电上市公司低碳转型绩效评价	13
3.1 2021-2024年转型绩效评价结果	13
3.2 火电上市公司低碳转型画像	20
3.3 重点企业转型表现分析	22
第四章 火电上市公司低碳转型趋势分析	26
第五章 未来五年火电上市公司低碳转型重点方向	30
第六章 转型启示	32
6.1 政府层面	32
6.2 行业层面	33
6.3 企业层面	33
参考文献	36

前言

2025年是中国新型能源体系与新型电力系统建设从“框架构建”转向“深度落地”的攻坚之年。作为中国能源体系的关键支撑，火电装机规模虽已被可再生能源超越，但仍是保障电力安全供应的“压舱石”和“调节器”。2024年，全国火电装机达14.4亿千瓦，占总装机43.1%，发电量6.37万亿千瓦时^[1]，占总发电量63.2%，在应对极端天气、支撑新能源消纳和保障区域用电需求等方面发挥着不可替代的作用。然而，火电行业也是碳排放重点领域，2024年火电碳排放占电力行业总碳排放的90%以上、占全国能源领域碳排放的40%左右^[2]。中国已明确新的NDC目标，要在2035年实现全经济范围温室气体净排放量比峰值下降7%-10%，火电的低碳转型进程直接决定了全国NDC目标的实现节奏，是新型能源体系建设中亟需优先突破的关键环节。

发电公司是火电资产的主要拥有者，其转型实践对于全社会实现碳减排至关重要。同时，作为公共基础事业的代表性企业，其低碳转型的核心理念是顺应能源转型大趋势，以低碳化、清洁化、高效化的发展方式实现经营绩效的持续增长。此外，火电公司作为行业骨干，是煤电“三改联动”、新能源布局、低碳技术研发和市场化改革的先行者，其转型实践不仅对全行业具有引领示范意义，而且有助于发掘电力行业的新质生产力。

通过评估发电公司的低碳转型绩效表现，既可以了解不同类型公司在低碳转型中面临的不同挑战和取得的经验，为企业的转型实践提供指导，也可以由此透视电力行业政策与市场的协同影响力，直观地反映政策工具对企业转型的引导效果，为行业的政策制定提供参考。

为此，课题组自2022年起围绕中国火电上市公司的低碳转型开展研究。基于上市公司显著的行业代表性、数据可靠性与样本差异性等特点，研究最初以火电装机比例高于30%为阈值，筛选了31家火电上市公司作为研究中国火电低碳发展问题的观察样本，后续纳入了2023年主板新上市的陕西能源和苏能股份。为保证年度研究的延续性和全面性，并未剔除期间火电装机比例低于30%的样本公司（如吉电股份、中国电力和国投电力），形成含33家火电上市公司的研究样本（见图3）。



图3 33家火电上市公司样本清单

从行业代表性看，2024年，33家样本上市公司总装机为92494万千瓦，占全国总装机的27.61%；火电装机共为63159万千瓦，占全国火电装机的43.8%^[3]。样本公司的火电装机占比均值为68%，远高于全国火电比重水平，并涵盖了火电装机占比从21%到100%的典型发电企业，其中既包括江苏国信、皖能电力等纯火电企业，也包括中国电力、吉电股份等低火电占比的转型标杆企业，较为全面地反映了火电行业的发展状况。

从数据质量看，上市公司需公开部分数据并接受社会监督，通过公司官网、国泰安数据库和巨潮资讯网等平台公开披露的年度报告，可以获取涵盖装机结构、发电量、碳排放、研发投入和财务绩效等关键指标的信息，数据来源合规、条目清晰、指标齐全，数据可靠性较强。

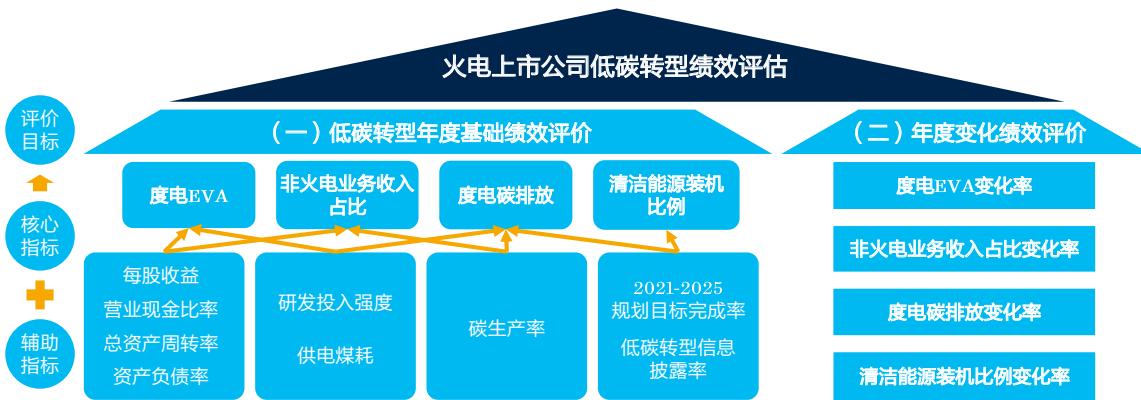
从样本差异性看，样本企业涵盖中央控股（如国投电力、中国电力）与地方控股企业（如广州发展、江苏国信）、大型能源集团（如华能国际、大唐发电）与区域型企业（如华电能源、大连热电），且在企业定位、资源禀赋、政策响应能力和转型路径选择上存在显著差异，有助于充分挖掘不同类型企业的转型规律。

2025年度报告汇总和对比了2021-2024年期间火电上市公司低碳转型的评估结果，重点关注2024年的评估结果。需要说明的是，不同企业受功能定位、区域资源特性、机组结构、是否承担供热任务、保供主力、调峰支撑等多因素影响，转型禀赋差异显著，以低碳为导向的绩效高低并非企业发展优劣的绝对标准。本研究旨在通过探讨电力行业低碳发展前景趋势、政策和市场环境变化对企业重点经营指标的影响，以及典型案例和画像聚类，为企业制定差异化转型策略、行业优化发展路径、政府完善政策体系提供可供参考的科学依据。

第一章

火电上市公司低碳转型绩效评价 体系构建

“保供-低碳-盈利”三位一体是中国火电上市公司的核心诉求。近五年来，火电企业在高煤价时顶着巨额亏损的压力依然承担起电力保供的责任，积极推动“三改联动”和新能源布局以响应低碳的发展方针，并逐步扭亏为盈（样本公司平均净资产收益率从2021年的-15.05%攀升至2024年的5.58%），形成以“保供”为底线、“低碳”为方向、“盈利”为支撑的转型共识。在这一实践背景下，本报告围绕“保供-低碳-盈利”三大关键要素，构建了火电上市公司低碳转型综合评估框架（见图I-1）。该框架以反映企业低碳转型综合实力的指标为核心，并辅以体现企业低碳转型单项能力的指标，分析了火电上市公司在转型过程中经营状况、电源结构比例、碳排放水平、发电技术经济性、科技支撑状况以及组织发展理念等方面的特点。需要说明的是，火电上市公司实际选择的低碳转型策略不是单一模式的，不同公司结合自身已有优势和转型计划，制定差异化策略，有自己鲜明的“个性”和“标签”。因此，本报告的评估结果仅反映了低碳转型绩效评估框架下火电上市公司的表现。



图I-1 火电上市公司低碳转型绩效评估框架

为了更准确地反映企业低碳转型的水平及速度，火电上市公司低碳转型绩效评估分为基础绩效评价和变化绩效评价，前者主要关注企业在低碳转型过程中的绝对值的表现，得分越高，则表明该年度低碳转型的表现越好；而后者更侧重于低碳转型过程中的年度变化情况，得分越高，则表明评估期间的转型推进情况越好，相当于“进步奖”。

在指标体系设计上，基础绩效评价用以衡量转型水平，用四项核心指标锚定三大目标：“度电碳排放”^[4]与“清洁能源装机比例”^[5]聚焦低碳目标，“度电EVA（每发一度电所创造的经济增加值）”^[6]与“非火电业务收入占比”^[7]兼顾保供目标与盈利目标。此外，基础绩效评价还设置了九项辅助指标补充评价细节，如“供电煤耗”、“碳生产率”用于强化低碳维度，“每股收益”、“资产负债率”用于完善盈利评估，“2021-2025年目标完成率”用于评估政策导向的衔接与保供责任。变化绩效评价侧重的是低碳转型过程中的变化趋势，指标体系包括“度电EVA变化率”、“非火电业务收入占比变化率”、“度电碳排放变化率”和“清洁能源装机比例变化率”四个核心指标。

数据处理上，定量数据来源于上市公司年报、巨潮资讯网与国泰安数据库，无法直接获取的指标通过公式计算（如度电EVA=税后营业净利润-股权资本成本/发电量），采用最大最小值归一化（ $x^* = \frac{x - x_{\min}}{x_{\max} - x_{\min}}$ ）消除量纲影响。权重设定上，基础绩效中核心指标占80%（四项指标各20%）、辅助指标占20%（九项指标各2.2%），变化绩效中四项核心指标各占25%，确保核心目标权重优先，同时兼顾评价的全面性。

运用上述评估框架，本报告对2021-2024年33家样本公司进行年度基础绩效与变化绩效评价，根据评价结果赋予不同星级。并对比中央与地方控股企业、不同区域企业的绩效差异，再通过分析代表型企业的转型轨迹，并结合各企业的功能定位，形成企业转型画像。报告还展望了火电上市公司低碳转型的关键趋势，并探讨了未来五年火电上市公司的重点转型方向，最终，为政府、行业、企业提供针对性建议，以实现“现状分析-量化评估-规律总结-实践指导”的研究目标。

第二章

火电上市公司低碳转型基本面分析

2.1 火电上市公司电源结构

33家样本公司电源结构呈现“火电基数大、非化石增量大”的特征，但转型进度存在明显差异，平均转型速度滞后于全国平均水平。从整体规模看，2024年样本公司总装机92494万千瓦、较2023年增加了8930万千瓦，占全国总装机的27.61%、较2023年降低了约1%。其中，样本公司火电装机为63159万千瓦、较2023年增加了3224万千瓦，占全国火电装机的43.8%，是中国电力供应体系的重要支撑。从电源结构来看，29家公司火电占比超全国平均水平（43.1%），江苏国信、皖能电力等6家企业火电占比更是高达100%，仅有中国电力、湖北能源、国投电力和吉电股份四家公司的火电占比低于全国平均水平（见图2-1）。

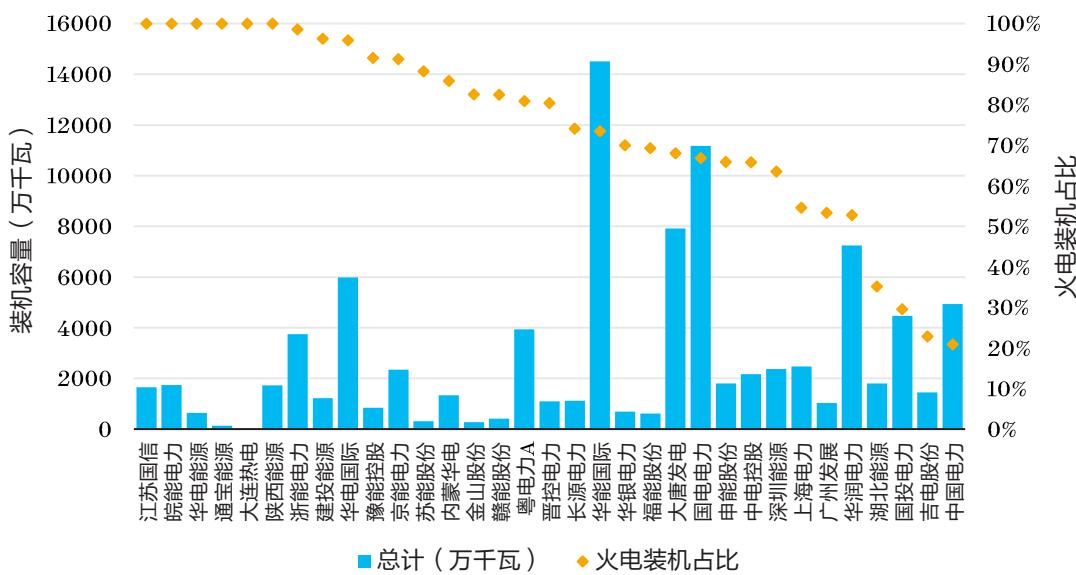


图2-1 样本公司2024年发电装机情况

从增量变化来看，2021-2024年间样本公司新增火电装机4500万千瓦、新增非化石能源装机1.35亿千瓦（见图2-2），非化石能源已成为增量电源的主力，但是仍明显落后于同时期全国非化石能源的发展速度。这从侧面印证了部分上市企业因体量大以及需承担火电龙头职责，转型难度较大，更需要将响应政策前置来解决转型节奏错位的问题。

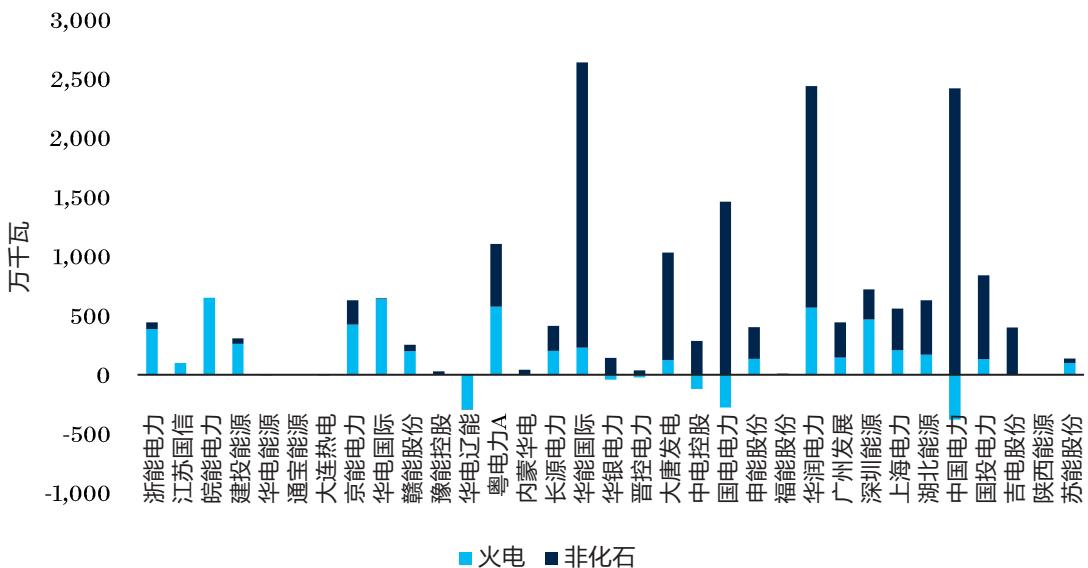


图2-2 2021-2024年度样本公司发电装机容量变化情况

2.2 火电上市公司盈利状况

(1) 火电板块

样本公司的火电板块在2021-2024年经历了“成本飙升—政策托底—盈利修复”的跌宕周期，度电利润的变化清晰反映了火电企业的经营韧性。

2021年是近年来火电市场压力最大的一年。动力煤价格受疫情后需求复苏与产能瓶颈推动，秦皇岛港5500大卡煤价从年初的500元/吨飙升至9月的2592元/吨，在燃料成本占火电营业成本比例超70%的情况下，行业普遍陷入亏损^[8]。以度电指标看，2021年样本公司火电度电净利润跌至-5分/千瓦时以下，即便部分企业通过扩大发电量分摊成本，仍难抵煤价暴涨的冲击，且收入端因电价尚未完全市场化而缺乏弹性，高昂的发电成本难以疏导，导致火电板块整体利润同比降幅超80%。

2022-2023年进入政策缓冲期。国家发改委出台的“303号文”划定了煤价合理区间（5500大卡中长期交易价570-770元/吨），并推动了煤电电价的市场化改革，允许电价在基准价的基础上上下浮动20%，再加上长协煤覆盖率提升至80%以上，火电的成本压力逐步缓解，度电净利润回升至1-2分/千瓦时区间。

2024年火电迎来盈利回升期。由于动力煤的价格同比下降11.3%，秦皇岛港5500大卡煤价在年末跌至767元/吨^[9]，叠加长协煤兑现率提升（如国电电力长协煤的兑现率达到94%，入炉标煤的单价同比下降1.37%），火电度电的净利润得到显著改善。通过对比近年来样本公司的营收和盈利情况发现，尽管火电企业的盈利逐步回升，但营收却普遍下滑，这意味着依靠煤价下行获取利润的短期行为不可持续，火电企业仍需要通过积极转型来开源节流，在电价体系的结构性调整中寻求新的盈利增长点。

在此期间，容量电价机制作为火电转型的政策托底工具，为火电业务的可持续经营提供了助力。在“电量电价+容量电价”双轨制下，容量电价主要覆盖火电的固定成本回收，从而缓解利用小时数下降和电量电价下挫等因素导致的固定成本分摊压力增大的问题。根据各省区公布的电网代理购电价格，大部分地区的容量电价水平在1-3分/千瓦时之间^[10]，有效对冲了电量电价小幅下降的影响。这一机制为火电由电量型电源转向系统支撑型电源提供了盈利支撑。

（2）新能源板块

火电上市公司的新能源板块在实现装机量大增的同时，实际收益不及预期的情况逐渐显现，新能源度电利润下滑，出现“增量不增利”的窘境。

近五年间火电上市公司迎来新能源装机的爆发期。33家火电样本公司电源结构呈现“火电基数大、非化石增量大”的特点，非化石能源成为增量电源的主力，但转型进度滞后于全国水平。非化石能源装机比例均值从2021年的19.8%提升至2024年的31.8%，其中，中央控股企业优势明显，其2024年非化石能源占比的均值达36.5%，较地方控股企业高出17个百分点，中央控股企业的非化石能源布局远快于地方控股企业。

2021-2022年期间，新能源依赖保障性消纳与固定电价政策，样本公司的新能源度电利润维持在高位，光伏度电净利润普遍在0.15元/千瓦时以上，风电在0.10元/千瓦时左右，板块收入与利润随装机规模同步扩张。2023-2024年进入新能源业务盈利调整期，“增量不增利”的情况逐渐显现。2023年以来，随着新能源发电新增装机规模的进一步提升，消纳压力全面凸显，全国新能源平均弃电率升至4%，部分地区超过10%，风光利用小时数有所下降，叠加新能源项目非技术成本上涨、电价下行、补贴退坡等影响，收益状况有所恶化。如表2-1所示，多家公司新能源业务的度电利润在2023-2024年间连续下滑，例如，湖北能源2024

年新能源发电量同比增长36.44%的情况下净利润却同比下降46.36%，长源电力2024年新能源发电量同比减少及电价同比降低极大地拉低了新能源度电利润水平，与煤价下降而迎来盈利增长的火电业务呈现相反状况。

表2-1 部分火电上市公司新能源业务利润情况

上市 公司	新能源业务净利润 (亿元)			新能源发电量 (亿千瓦时)			新能源度电利润 (元/千瓦时)			新能源度电 利润变化 (元/千瓦时)	
	2024	2023	2022	2024	2023	2022	2024	2023	2022	2024- 2023	2023- 2022
粤电力A	1.71	3.52	3.26	74.00	52.92	43.02	0.023	0.067	0.076	-0.053	-0.009
内蒙华电	5.15	3.29	3.70	35.36	34.64	33.29	0.146	0.095	0.111	0.034	-0.016
长源电力	1.04	1.54	1.15	28.56	18.64	5.94	0.037	0.083	0.194	-0.157	-0.111
华能国际	66.48	79.57	73.83	550.79	434.34	341.43	0.121	0.183	0.216	-0.096	-0.033
晋控电力	3.79	2.34	2.76	31.78	33.19	30.37	0.119	0.070	0.091	0.028	-0.020
国电电力	19.23	22.30	28.46	306.31	246.14	189.22	0.063	0.091	0.150	-0.088	-0.060
福能股份	17.14	14.40	19.44	59.27	55.43	57.73	0.289	0.260	0.337	-0.048	-0.077
华润电力	186.64	89.65	90.07	700.21	507.27	390.30	0.267	0.177	0.231	0.036	-0.054
湖北能源	3.17	5.91	5.44	65.56	48.04	37.70	0.048	0.123	0.144	-0.096	-0.021
中国电力	49.04	46.20	27.32	496.62	337.87	207.05	0.099	0.137	0.132	-0.033	0.005
国投电力	15.64	7.38	6.10	112.59	95.66	68.61	0.139	0.077	0.089	0.050	-0.012

注：根据火电上市公司年报中披露的营收、成本、税前利润、税后净利润等数据整理所得，年报中缺少明确的利润相关数据的上市公司未列入表中；新能源度电利润变化是由2024年减去2023年、2023年减去2022年得到。

综上，2021-2024年样本公司火电与新能源板块的利润情况呈现反向波动特征。火电从成本承压的危机中依托煤价回落与政策托底实现盈利反弹，为火电上市公司贡献了绝大部分的盈利增量，新能源则在装机爆发后陷入盈利收紧局面。

这一时期成本控制能力与政策响应速度成为影响企业经营状况的核心变量，各上市公司逐渐意识到制定科学的市场交易策略和加强新能源优质资源获取对提升新能源项目盈利能力的重要性。

2.3 火电上市公司经营策略

(1) 应对煤价高涨的差异化策略直接影响火电上市公司盈利状况

煤价大幅上涨直接导致企业经营承压——33家样本火电上市公司2021-2024年间年均净资产收益率(ROE)分别为-15.05%、-3.75%、6.59%和5.58%。截至2024年底，大部分样本公司已实现利润大幅增长或扭亏为盈，例如华电能源、陕西能源、皖能电力和国电电力等11家公司的净资产收益率较高，超过了10%，这些公司在应对新能源财政支持降低、煤电和新能源机组利用率降低、市场成交价下挫等问题时，通过成本控制、机组改造以及政策红利获取等多方面的努力，稳住了收益。而晋控电力、豫能控股和华银电力虽然实现了减亏，但净资产收益率依然为负，主要是因为这三家公司过度依赖煤电，随着煤价下降空间收缩、市场成交电价下行，盈利能力受限，难以像其他公司一样快速弥补之前的年度亏损。

样本公司应对高煤价的差异化经营策略可概括为以下三种：

一是降本提效，从源头减少燃料成本。以华电能源为例，该公司抓好“冬煤夏储”时机，在煤炭价格相对低位时增加储备，有效规避冬季煤炭需求高峰时的价格上涨风险；同时，大力推进30万千瓦以上机组的节能改造，2024年平均供电煤耗降至291克标煤/千瓦时，极大地提升了发电效率。2024年，华电能源的净资产收益率达18.4%，位列样本公司第一。

二是业务多元化，扩大营收范围以对冲煤价风险。以广州发展为例，该公司依托粤港澳大湾区的资源优势，通过“气电替代+绿电交易”突破“煤电依赖”的瓶颈。其中，气电充当灵活补位的角色，该公司2022年新增气电装机80万千瓦，气电发电量占比从12%提升至18%，因天然气价格受政策调控，气电度电成本较煤电低0.05元/千瓦时，全年气电业务贡献利润1.2亿元；绿电交易则帮助拓宽收益，该公司抓住广东省绿电交易试点的机遇，2022年完成绿电交易12亿千瓦时，度电溢价0.03元/千瓦时，额外增加收入0.36亿元。广州发展是华南区域首个实现“气电+绿电”双盈利的火电企业，在多数企业亏损的2022年，其ROE达1.5%，在样本公司中位居前列，2023年和2024年的ROE保持在6.6%。

三是产业链协同，增强火电经营韧性。以江苏国信为例，作为江苏区域的纯火电企业，江苏国信2022年通过产业链延伸与金融工具组合，缓解了煤价的

冲击。一是加强煤电联营，该公司与徐州矿务局签订了3年的长期供煤协议，约定了“市场价下浮5%”的优惠条款，2022年长协煤占发电用煤的比例达40%，较市场购煤成本低180元/吨。二是期货对冲，该公司首次尝试煤炭期货套保，在2022年10月煤价峰值时卖出期货合约，对冲现货采购成本的上涨，全年期货端盈利0.5亿元，抵消了15%的现货成本增量。

（2）新能源竞争进入白热化阶段

中国部分地区在2024年已开展新能源入市交易；2025年全国进入新能源全电量竞价时代，新能源发电量不再享受“保障性收购”政策，需通过电力市场交易获取收益。这一变革表明，在能源转型进入深水区的背景下，火电企业的市场化能力已不仅是加分项，而是决定企业生存与发展的核心竞争力。样本企业的新能源业务表现分化，主要表现如下：

中央控股企业通常采用“规模化布局+跨区域交易”的模式，领跑行业。以中国电力为例，作为“非化石能源规模化”标杆，该公司2024年新能源业务表现突出：一是依托集团母公司，以优质项目打造新能源基本盘，在新疆、内蒙古布局的风光大基地项目，利用当地丰富资源与特高压外送通道，年利用小时数达2200小时，较行业平均高300小时；二是跨区域交易提价，通过“西电东送”通道，将新疆风电电量跨省交易至江苏，电价从0.25元/千瓦时提升至0.38元/千瓦时，该公司2024年新能源业务利润达28亿元，占总利润的45%，成为首个新能源利润超火电的中央控股火电企业。

地方控股企业通过“本地电源开发+用户直购”的模式打造区域新能源发展标杆。以深圳能源为例，依托粤港澳大湾区负荷中心的优势，深圳能源大力发展战略海上风电，获得高昂溢价，投产的深圳东部海上风电场，因靠近珠三角负荷中心，度电交易价格达0.45元/千瓦时，较陆上风电高0.12元/千瓦时，年发电量15亿千瓦时，贡献利润4.2亿元。同时，该公司锁定大用户长期直购合同，与华为、腾讯等科技企业签订了“3年长协绿电直购合同”，约定度电价格0.42元/千瓦时，锁定全年80%的发电量，有效规避了市场波动风险，其2024年新能源业务收入同比增长35%。

此外，还有部分企业尚未开展新能源业务，在低碳转型的大趋势下陷入被动。以大连热电为例，因长期依赖热电联产，大连热电的新能源装机占比为零，在能源转型背景下，企业面临双重压力：一是因无新能源业务对冲导致的火电竞争力下降，大连热电火电度电成本为0.38元/千瓦时（同期，深圳能源依靠“火电+绿电”组合，度电成本低至0.32元/千瓦时），2024年火电业务毛利率较2023年下降3个百分点；二是市场话语权减弱，作为区域小型企业，大连热电在电力交易中议价能力弱，2024年火电交易电价较2023年下降0.03元/千

瓦时，再叠加供热领域的竞争压力（核能供热替代），2024年的全年ROE骤降至-36.22%，成为样本企业中亏损最严重的企业。

2.4 火电上市公司技术进步

（1）煤电发电效率与调节性能显著提升

样本公司技术升级聚焦煤电“三改联动”。2021-2024年样本公司累计完成超1.2亿千瓦机组的“三改联动”：节能改造使供电的煤耗从2021年304.37克标煤/千瓦时降至2024年299.91克标煤/千瓦时，华能国际、上海电力等19家公司的供电煤耗低于300克标煤/千瓦时；灵活性改造覆盖了80%主力机组，使最小出力从50%降至35%，调峰速率提升至3%/分钟，华电能源、京能电力等企业通过深度调峰一年获得辅助服务收益超8000万元。

（2）部分企业率先开展低碳技术应用试点并逐步规模化

火电脱碳化和非化石替代是低碳技术的两大方向。例如，国投电力在富拉尔基电厂建设了10万吨/年的CCUS项目，中国电力在海南进行“煤电+10%氢能掺烧”的试点，年减排二氧化碳5万吨。新能源配套储能发展加速，样本公司2024年新增新型储能装机超120万千瓦，苏能股份、广州发展等企业的“新能源+储能”项目消纳率达95%，技术进步已成为降低碳排放和提升市场竞争力的核心抓手。

2.5 火电上市公司转型特征

（1）央地差异显著，功能定位驱动差异化路径

样本公司转型呈现“央地分工、区域适配”的特征，功能定位决定转型方向。中国电力、国投电力等中央控股企业更需要完成营收增长、装机规模、调峰改造和新能源消纳等指标考核任务，以“规模化新能源+火电低碳化”为核心路径。2024年，中央企业非化石能源占比36.5%、地方企业非化石能源占比18.8%，度电碳排放中央企业550.51克/千瓦时、地方企业662.27克/千瓦时，反映出中央控股企业通过多能互补模式，实现新能源与火电的协同发展，既保障供电安全，又提升减排效益。地方控股企业则侧重投入产出比，采取“区域深耕+成本管控”策略，例如，广州发展依托粤港澳大湾区绿电使交易溢价0.03元/千瓦时；江苏国信通过探索“能源+金融”模式，使得资产负债率达到62.17%，低于样本中央控股企业的平均资产负债率65.65%；此外，地方控股企业研发投入强度达到1.11%，高于中央控股企业0.91%的平均强度。地方控股企业在部分指标

更具优势，主要得益于区域政策引导与激励、灵活的经营策略以及区域产业协同等因素。

（2）区域维度上，转型路径与资源禀赋深度绑定

东北企业聚焦“供热联动、绿氢示范”，例如，华电能源利用本地区冬季供热需求拓展非火电收入，吉电股份的风光制氢项目年产绿氢1230吨；华东企业主攻“高效火电、海上风电、绿色金融”，例如，上海电力供电煤耗292克标煤/千瓦时，苏能股份发行新能源REITs盘活资产；华南企业以“气电优先、绿电交易”为特色，例如，深圳能源气电占比18%，广州发展绿电交易量占比22%；西北、西南企业则依托“煤电外送、水电互补”，陕西能源通过特高压外送煤电，国投电力以水电为基补充新能源，形成“一地一策”的转型格局。

第三章

火电上市公司低碳转型绩效评价

3.1 2021-2024年转型绩效评价结果

(1) 2024年度基础绩效分析

根据火电上市公司低碳转型绩效评价体系，对33家样本公司2024年度低碳转型基础绩效进行评估，评价结果采用星级制，按照20%:40%:40%的比例将样本公司赋予不同绩效星级，即评价得分前20%的6家公司赋予五星级，得分中段40%的13家公司赋予四星级，其余40%的14家公司赋予三星级，星级越高代表本评估框架体系下的低碳转型绩效表现越好，结果见表3-1。

表3-1 2024年样本公司低碳转型基础绩效评价

基础绩效表现	样本公司
★★★★★	国投电力、中国电力、吉电股份、广州发展、湖北能源、华润电力
★★★★	福能股份、深圳能源、申能股份、上海电力、大唐发电、国电电力、华能国际、华电能源、华电辽能、长源电力、华银电力、粤电力A、内蒙华电
★★★	苏能股份、赣能股份、华电国际、陕西能源、豫能控股、晋控电力、中电控股、建投能源、皖能电力、浙能电力、京能电力、江苏国信、通宝能源、大连热电

2024年低碳转型基础绩效评价为“五星级”的上市公司代表包括国投电力、中国电力和吉电股份。其中，国投电力2024年通过水电这一“压舱石”的作用巩固了基本盘，依托新能源这一“增长引擎”拓展新空间，并推动火电业务从传统发电向综合调峰服务转型，同时强化了科技创新和ESG治理，形成了“多元协同、创新驱动、绿色低碳”的高质量发展新格局，从而保持了较好的基础绩效表现。中国电力的“含新量”和“含绿量”大幅提升，省内发电量占比稳固增长，形成了区域经济支撑，公司的基础绩效持续保持领先地位。吉电股份积极践行能源安全新战略，坚定推进业务转型与结构优化，经营特征呈现出诸多亮点与变革，转型绩效综合表现优异。

2024年，中央控股公司四大核心指标的均值优于地方控股公司（如表3-2所

示）。主要原因和中央企业大力推进煤电“三改联动”，提升机组深度调峰能力有极大关系，同时用电需求的上涨为火电创造了充足的发电空间，由于大容量高效率机组的利用率较高，发电煤耗的整体水平有所下降；此外，中央控股公司借助绿证核发、可再生能源消纳责任权重等机制的绿电消费拉动作用，使得新能源消纳率保持在高水平，提升了企业的经营和减排绩效。新型能源系统下火电从电量型电源向调节型电源转变，中央控股企业通过“风光火储”的多能互补模式，实现新能源与火电的协同发展，既保障供电安全，又提升减排效益和业务多元化。相比之下，地方控股公司的资源整合实力弱于中央控股公司，其有限的优质项目和资源难以支撑转型评估指标持续向好。

表3-2 2024年度样本公司基础绩效核心指标均值

类别	度电碳排放 (克/千瓦时)	清洁能源 装机比例	度电EVA (元/千瓦时)	非火电业务 收入占比
中央控股	550.508	0.365	-0.043	0.391
地方控股	662.274	0.188	-0.114	0.203
样本平均	614.534	0.257	-0.086	0.277

辅助指标方面，得益于政策引导与区域激励、灵活的经营策略、成本与效益的考量以及区域产业协同等因素，地方控股公司在“每股收益”、“研发投入强度”、“碳生产率”和“低碳转型信息披露率”等指标均值上要优于中央控股公司（如表3-3所示）。在研发投入决策上，地方控股可快速响应市场需求和政策导向，区域发展的竞争压力也促使地方控股企业通过加大研发来提升企业形象和竞争力，以吸引投资和政策支持。在低碳转型信息披露率方面，地方控股企业表现反超央企，本质上是政策驱动、市场竞争与企业治理机制共同作用的结果。一方面印证了地方政府通过差异化政策设计将低碳信息披露与地方治理目标深度绑定，形成了信息披露的刚性约束；另一方面也反映了“政策-市场”的联动机制迫使地方控股企业将信息披露转化为竞争力，企业通过披露差异化竞争来抢占区域绿色市场，以督促自身进行低碳转型；此外，地方企业的灵活激励机制也有助于激发信息披露的动力，而中央企业因薪酬体系统一，类似激励多停留在集团层面，落地效果有限。

表3-3 2024年度样本公司基础绩效辅助指标均值

辅助指标	中央控股	地方控股	33家样本公司均值
资产负债率 (%)	65.65%	62.17%	63.54%
每股收益 (元)	0.512	0.702	0.627
营业现金比率 (%)	24.38%	17.89%	20.45%

辅助指标	中央控股	地方控股	33家样本公司均值
总资产周转率（次）	0.307	0.376	0.349
研发投入强度（%）	0.91%	1.11%	1.03%
供电煤耗（克/千瓦时）	297.755	301.302	299.905
碳生产率（万元/吨）	0.085	0.122	0.107
2021-2025规划目标完成率（%）	42.88%	26.05%	32.68%
低碳转型信息披露率	0.016	0.017	0.016

(2) 2021-2024年基础绩效评价

参考2024年绩效星级赋予方式，对样本公司2021-2024年度低碳转型基础绩效进行评估赋星（样本公司数量在2023年由2021年和2022年的31家变为33家，加入了在2023年上市的陕西能源和苏能股份两家公司），见表3-4。

表3-4 2021-2024年样本公司低碳转型基础绩效评价

基础绩效表现	2021年	2022年	2023年	2024年
★★★★★	国投电力、吉电股份、湖北能源、中电控股、中国电力、深圳能源	国投电力、中国电力、湖北能源、吉电股份、深圳能源、上海电力	中国电力、广州发展、华润电力、吉电股份、湖北能源、国投电力	国投电力、中国电力、吉电股份、广州发展、湖北能源、华润电力
★★★★	上海电力、福能股份、国电电力、广州发展、粤电力A、申能股份、华润电力、大唐发电、晋控电力、华能国际、长源电力、华电辽能	福能股份、广州发展、国电电力、中电控股、通宝能源、华润电力、申能股份、大唐发电、华能国际、华银电力、晋控电力、长源电力	福能股份、深圳能源、申能股份、华电辽能、粤电力A、国电电力、大唐发电、苏能股份、华能国际、中电控股、长源电力、内蒙华电、浙能电力	深圳能源、申能股份、福能股份、上海电力、粤电力A、大唐发电、国电电力、华能国际、华电能源、华电辽能、长源电力、华银电力、内蒙华电
★★★	华银电力、内蒙华电、赣能股份、浙能电力、通宝能源、华电国际、豫能控股、皖能电力、江苏国信、华电能源、建投能源、京能电力、大连热电	华电辽能、粤电力A、内蒙华电、华电国际、赣能股份、浙能电力、皖能电力、豫能控股、华电能源、江苏国信、京能电力、建投能源、大连热电	华电能源、华银电力、上海电力、晋控电力、皖能电力、华电国际、陕西能源、江苏国信、赣能股份、通宝能源、建投能源、豫能控股、京能电力、大连热电	苏能股份、赣能股份、华电国际、陕西能源、豫能控股、晋控电力、中电控股、建投能源、皖能电力、浙能电力、京能电力、江苏国信、通宝能源、大连热电

注：陕西能源和苏能股份在2023年成为上市公司，不参与2021年和2022年的低碳转型基础绩效评估。

2021-2024年绩效评价结果显示，四个核心评价指标（清洁能源装机比例、度电碳排放、度电EVA、非火电业务收入占比）数值整体趋优，火电上市公司的低碳化特征越发明显。清洁能源装机比例均值从2021年19.78%升至2024年25.7%

（中央企业36.5%、地方企业18.8%）；度电碳排放均值从706.89克/千瓦时降至614.53克/千瓦时（国投电力2024年达成的241.89克/千瓦时为最优）；度电EVA在2021-2022年因高煤价为负值，在2023-2024年转为正值（中国电力2024年0.0422元/千瓦时最高）；非火电业务收入占比均值因新能源业务收益增长滞后从2021年的30%降低到2024年的27.68%。

国投电力、中国电力、吉电股份和湖北能源四家企业连续四年保持在“五星级”榜单之列，且均为央企控股企业。其低碳发展绩效较为突出的核心逻辑在于“非化石能源规模化+火电低碳化”双轮驱动。以国投电力为例，通过水电与新能源互补，该公司2024年度碳排放达到241.89克/千瓦时，仅为行业均值（577.7克/千瓦时^[11]）的42%，同时，依托CCUS技术试点，为其奠定了火电深度脱碳的技术基础。转型绩效等级为“五星级”的企业凭借资金、技术、跨区域资源整合等优势，实现了领先行业的转型成效。

位居“四星级”的企业（如广州发展、华能国际、国电电力）多为区域电力龙头，其转型成效与区域资源禀赋深度绑定，依托政策红利快速提升盈利能力，但也更易受到市场价格波动的影响。例如，广州发展依托粤港澳大湾区绿电交易试点，在2022年绿电交易度电溢价为0.03元/千瓦时的情况下，额外增收0.36亿元，当年评价稳居“四星级”，并在2023年进一步提升至“五星级”；但2024年受新能源竞争加剧的影响，绿电溢价收窄，虽然其仍处于“五星级”区间，但核心指标评分有所回落。又如华能国际，虽然连续多年维持“四星级”，但其核心指标评分经历了较大波动，2022年凭借华东区域高效的火电运营（供电煤耗295克/千瓦时）提高评分，和2023年又因新能源装机增速达35%带动评分上涨，2024年则因市场电价下行（火电交易电价下降0.376分/千瓦时），度电EVA下降导致评分回落。这类企业的转型瓶颈在于区域市场依赖度高、跨区域资源整合能力弱、对市场波动的抵御能力较差。

“三星级”评价企业中，大连热电、江苏国信、通宝能源等10余家企业非化石能源装机占比偏低，在低碳导向的评估体系中存在天然劣势，再叠加业务和盈利等方面的问题，转型评价较低。以大连热电为例，因长期依赖热电联产，未布局新能源，2024年面临“双重挤压”：一方面火电发电成本（0.38元/千瓦时）高于多数发电公司，毛利率同比下降3个百分点；另一方面核能供热替代传统热电，其供热市场份额缩减15%。双重因素导致其2024年的净资产收益率骤降至-36.22%，成为样本中亏损最严重企业。这类企业的核心问题是在低碳战略的语境下受限于企业定位和资源条件等，转型动力不足，被动局面持续加剧。

在低碳转型进程中，部分企业绩效呈现阶段性波动特征，华润电力的转型轨迹具有代表性和参考性。该公司在2021-2022年处于转型蓄力阶段，基础绩效表现维持稳定；2023年其转型成效开始显现，当年的基础绩效达到“五星级”

等级。具体来看，在四项基础绩效核心指标中，其度电EVA由前期负值转正，达到0.03482元/千瓦时，该指标单项排名跻身样本企业前十；截至2023年，公司已布局的非火电装机占比接近四成，此指标单项排名同样位列样本企业前十；尽管度电碳排放（461.2克/千瓦时）未进入单项前十，但仍远低于同期样本企业该指标均值（682.3克/千瓦时），三大核心指标的协同改善共同推动其基础绩效于2023年获评“五星级”。2024年，华润电力非化石能源装机占比延续提升态势，能源结构低碳化进程持续推进，但受弃风弃光率上涨、风光电价下降、火电利用小时数下滑、减值损失增加等因素叠加影响，该公司的度电利润出现下滑，进而导致度电EVA显著下降，转型绩效表现有所回落，但仍处于“五星级”水平。这类企业需在持续推进能源结构低碳化的基础上，进一步强化财务韧性与盈利稳定性。

再如，中电控股转型绩效表现明显逐年下降，其基础绩效表现从2021年的“五星级”降至2024年的“三星级”。从核心驱动因素来看，该公司四项基础绩效核心指标中，“度电EVA”的波动较大，该指标的排名由2021年的企业中游下降到了2024年的企业末位，对总体绩效评价产生决定性的负面影响。造成这一情况的主要原因是：2023年计入了多项一次性负面项目，显著压低了当年净利润，使得2024年在缺乏明显收入增长的情况下，利润因“低基数效应”而出现大幅反弹，总盈利达到117.42亿港元、同比增长76%；但是，同期营业收入仅增长4.4%，呈现“增利不增收”的状态，导致发电创造的经济增加值（EVA）下降^[12]。相似的企业还有浙能电力、晋控电力和通宝能源，在应对近年来市场交易电价下挫、火电价格频繁深调、新能源装机利用率低及新能源退补贴等情况时，这些公司缺少有效措施，导致其度电EVA下降进而拉低了绩效评价。

总体来看，中央控股的火电上市公司的低碳转型年度基础绩效整体表现优于地方控股公司，这是企业定位、经营策略、资金规模、技术水平、竞价能力和政策响应等多因素导致的。相比地方控股公司，中央控股公司的显著优势是可以依托集团母公司的项目基本盘，将集团内部优质的火电、新能源和储能等项目进行精细化拆分后注入上市公司，从而快速提升上市公司的低碳发展绩效。地方控股公司则是将各类项目打包整体上市，项目的良莠不齐会拉低企业低碳转型的评价。因此，火电上市公司低碳转型绩效一定程度上反映了企业的禀赋特征。这也揭示出，企业的低碳转型不能“一刀切”，需要“一企一策、一厂一策”差异化和有针对性地制定发展策略。

（3）变化绩效评价

变化绩效评估聚焦2024年较2021年的进步幅度，对比2024年和2021年样本公司四项核心指标的变化幅度，并做归一化处理，参照基础绩效评价方式赋予不同星级，结果见表3-5。

表3-5 2024较2021年样本公司低碳转型变化绩效评价

变化绩效表现	样本公司	分项指标变化绩效表现			
		度电碳排放变化率	清洁能源装机比例变化率	度电EVA变化率	非火电业务收入占比变化率
★★★★★	华润电力	1.000	0.309	0.430	0.577
	华电辽能	0.357	0.646	0.234	1.000
	吉电股份	0.822	0.120	1.000	0.205
	建投能源	0.427	1.000	0.213	0.195
	粤电力A	0.296	0.855	0.217	0.456
	华银电力	0.258	1.000	0.237	0.303
★★★★	中国电力	0.831	0.353	0.000	0.549
	华能国际	0.270	0.717	0.227	0.372
	浙能电力	0.143	1.000	0.206	0.185
	广州发展	0.633	0.340	0.279	0.270
	长源电力	0.223	0.774	0.214	0.294
	中电控股	0.538	0.329	0.481	0.090
	国电电力	0.250	0.316	0.213	0.539
	国投电力	0.464	0.075	0.221	0.313
	豫能控股	0.321	0.427	0.219	0.074
	大唐发电	0.230	0.249	0.211	0.311
	大连热电	0.194	0.000	0.631	0.122
	华电能源	0.167	0.000	0.245	0.534

变化绩效表现	样本公司	分项指标变化绩效表现			
		度电碳排放变化率	清洁能源装机比例变化率	度电EVA变化率	非火电业务收入占比变化率
★★★	申能股份	0.281	0.260	0.207	0.176
	内蒙华电	0.174	0.191	0.199	0.303
	深圳能源	0.320	0.040	0.286	0.161
	赣能股份	0.188	0.355	0.212	0.010
	京能电力	0.251	0.000	0.216	0.274
	晋控电力	0.202	0.079	0.282	0.143
	上海电力	0.205	0.120	0.248	0.100
	福能股份	0.215	0.046	0.075	0.312
	通宝能源	0.165	0.000	0.209	0.207
	湖北能源	0.000	0.089	0.301	0.170
	皖能电力	0.206	0.000	0.212	0.118
	华电国际	0.076	0.000	0.218	0.177
	江苏国信	0.229	0.000	0.213	0.000

注：1.表中各分项指标为归一化处理后的得分，最高为1。

2.陕西能源和苏能股份于2023年上市，未披露2021年数据，故未纳入变化绩效评价。

“度电碳排放变化率”方面，评价靠前的企业减排成效突出。例如，华润电力、吉电股份、中国电力等转型标杆企业通过“三改联动”、新能源替代、火电低碳化改造、淘汰落后机组等手段，实现碳排放强度的大幅下降。

“清洁能源装机比例变化率”方面，部分企业提升显著，实现了从无到有的突破，如浙能电力、华银电力、建投能源，这一指标反映出这些企业在2021-2024年间大力布局新能源、快速填补非化石能源空白的发展趋势；而华电能源、大连热电、通宝能源、皖能电力等企业该指标的实际变化率为0，这表明近四年这些企业的新能源规模没有变化或者是尚未开展新能源业务。

“度量EVA变化率”方面，多数企业有所改善，但波动较小。其中，吉电股份和大连热电的度电EVA显著提升，主要得益于新能源收益提升、火电成本管控（如长协煤锁价）等。中国电力该指标的实际变化率为-1.1%，虽然2024年的煤价较2021年大幅下降，但受新能源“增量不增利”（2024年新能源度电利润下滑）和火电调峰成本上升等因素影响，盈利改善的效果并不显著。

“非火电收入占比变化率”方面，开展业务多元化战略的企业优势明显，

单一火电的企业短板突出。例如，华电辽能出售两家经营亏损的火电子公司，开展了离网风电制氢和可再生能源供热等业务，而粤电力A依靠绿电交易、供热拓展、综合能源服务等非火电业务，实现了业务扩张和经营增收；而江苏国信作为纯火电企业，未拓展非火电业务，收入结构单一，抗风险能力弱。

总体来看，2021-2024年中央控股企业的低碳转型进步更为明显，地方控股企业的转型基础较弱，但可依托地方资源实现单一维度的突破。例如，评价为“五星级”的企业中，华润电力和吉电股份为中央控股企业，依托资金和技术优势，实现非化石能源的规模化快速发展与发电碳强度的稳步下降；地方控股企业中，建投能源和粤电力A等企业依托区域资源（如华北调峰市场、华南绿电交易）布局清洁能源业务可大幅提升自身转型绩效。

3.2 火电上市公司低碳转型画像

企业画像是用形象的语言将企业的关键特性描述出来，形成清晰鲜明的关键词标签。基于前文低碳转型绩效的评估结果，从资产结构及营业组成情况、电源投资与改造情况、新模式新业态发展、碳资产管理、金融管理、投资决策管理、化石燃料淘汰计划以及信息披露等方面，本报告将33家上市公司分为五类，其低碳转型画像关键字分别为：“综合能源多元化服务”、“火电与清洁能源协同发展”、“火电资产改造增效”、“产融结合有效管理”“清洁能源提质增效”，如表3-6所示。

表3-6 火电上市公司低碳转型画像

画像关键字	上市公司	低碳转型画像
综合能源多元化服务	吉电股份	已转型、多样化能源项目
	华电国际	煤电改造，发展综合能源
	豫能控股	多样化新能源业务、解耦项目
	京能电力	源网荷储一体化，综合能源供应商
	大唐发电	电为核心、多元协同
	中国电力	绿电交通，新能源+农业融合发展
火电与清洁能源协同发展	华能国际	煤电结构升级，装机多元布局
	粤电力A	加大高性能火电研发投入，新能源、储氢、土地园区开发
	国电电力	大型高效火电，外送能源基地
	赣能股份	火电超低排放，增加核电
	皖能电力	自建/并购光伏项目、科技创新（绿氨替代煤炭）
	晋控电力	优化业务结构，水火风光全面可持续发展
	建投能源	投资清洁能源项目、科技创新

画像关键字	上市公司	低碳转型画像
火电资产改造增效	华电辽能	优化重组，提质增效，探索战新产业
	内蒙华电	非化石能源装机占比低、煤电为主
	华银电力	火电装机比重高、转型措施力度小
	浙能电力	实力雄厚，煤电装机占比高，转型压力大
	华电能源	发电及供热项目投资力度大，深挖煤电低碳化转型潜力
	陕西能源	煤电“三改联动”，能效对标排名靠前
	大连热电	热电联产、按需生产
产融结合有效管理	江苏国信	能源+金融、绿色信托业务
	通宝能源	资产证券化产业转型、设备改造
	申能股份	产融结合，金融资产优化管理
	福能股份	产业结构优，绿电交易增加收益
	苏能股份	引入战略投资者，筹集投资并购和建设资金
清洁能源提质增效	国投电力	资源禀赋优势，能源低碳转型典范
	深圳能源	绿色低碳发展（风电、光伏）
	上海电力	非化石能源（海上风电）
	广州发展	新能源为主的绿色低碳转型
	华润电力	全面建设清洁高效发电能力
	湖北能源	丰富电力结构，聚焦绿色发展
	中电控股	继续扩展可持续发展业务组合
	长源电力	新能源发电业务（清洁火电光伏风电）投产

以综合能源多元化服务为特点的公司，具备多元化的业务模块，且不同业务之间形成了一体化协同发展的格局，电源结构较为均衡，能有效平滑单一类型发电业务的业绩波动影响，并积极拓展清洁能源发展的新思路、新业态、新模式、新路径，并与交通和工业等其他行业开展协同合作，实现能源的综合利用和循环发展，促进各领域的低碳化发展。

以火电与清洁能源协同发展为特点的公司，由于火电资产比重高，致力于建设大型高效的火电设施及煤电产业的改造升级，同时积极开展水风光储氢等清洁能源项目，且拥有外送能源基地以支持能源供应。

以火电资产改造增效为特点的公司，受自身战略定位的影响，面临转型压力和风险，但多数已经采取了一些超低排放和热电联产等技术措施，以改进其能源生产过程。

以产融结合为特点的公司，将环保和可持续发展和金融领域相结合，为客户

提供资产证券化、信托、碳资产管理等服务，以支持绿色能源和可持续产业的发展和改善。目前多数公司募集资金的主要来源为发行公司债券和借助银行间债券市场非金融企业债务融资工具，较少涉及到绿色债券、碳中和债、转型债等具有碳减排效益的绿色项目的债务融资工具。

以清洁能源提质为特点的公司，其核心业务是在能源领域推动绿色和低碳发展，特别关注可再生能源，同时投资和支持科技创新，以实现清洁能源的高占比，并积极参与碳减排和推进其他环保举措。

3.3 重点企业转型表现分析

企业转型应是一个持续性的向上发展过程，依据2021-2024年间火电上市公司低碳转型基础绩效评价的结果和企业转型画像分类，从五种企业画像中各挑选一个转型绩效提升显著或者是在某些业务方面表现突出的代表性企业，分别是大唐发电、华能国际、华电能源、江苏国信和广州发展，描述其转型进程及成功经验。

(1) 大唐发电（证券代码：601991）

大唐发电是中国大唐集团控股的大型发电上市公司，1997年在香港和伦敦上市，2006年回归A股，业务覆盖火电、水电、风电等多领域，形成“电为核心、多元协同”的格局。2024年底总装机7911万千瓦，其中火电5381万千瓦（占68%）、清洁能源2530万千瓦（占32%）；当年营收1235亿元（同比增0.9%）、归母净利润为45.06亿元（同比增长230.09%），供电煤耗289克/千瓦时，度电碳排放579克/千瓦时（低于行业均值6.3%）。其基础绩效连续多年处于“四星级”水平，是跨区域综合能源企业“保供支撑+低碳协同”的典型代表。

转型轨迹：其一，煤电清洁化与灵活性改造并行，2024年投入45亿元推进12台共1200万千瓦机组的灵活性改造，机组最小出力从40%降至30%，年调峰收益达18亿元（同比增60%）；其二，清洁能源规模化布局与区域协同，以“大基地+分布式”双轮驱动新能源发展，2024年新增风电、光伏装机450万千瓦，水电业务方面，优化澜沧江、金沙江基地运营，2024年水电发电量850亿千瓦时（同比增7.5%），利用小时数4800小时（高于行业均值300小时），通过“水电+储能”联合调度将弃水率降至3%以下；其三，综合能源服务与新兴业务拓展，在京津冀、长三角落地15个“源网荷储”一体化项目，为工业园区提供“电+热+冷+蒸汽”多能供给；其四，资本运作与成本管控优化，2024年发行30亿元绿色公司债，将3个水电项目打包发行REITs募资48亿元，资产负债率下降1.5个百分点。

转型经验：第一，政策协同与区域资源适配。将项目与“西电东送”等国家工程结合，西北布局大基地项目、西南推进水风光互补、东部发展分布式能源，实现“资源-项目-市场”精准匹配；第二，技术创新与产业链协同。建立“集团研发中心+电厂技术站+高校合作”体系，2024年研发投入32亿元；通过“煤电联营”“电氢联营”等举措降低成本，与神华签订长协煤保障供应，与包钢合作绿氢项目实现跨行业减排；第三，风险管控与转型平衡。组建专业市场团队，参与碳市场获净收益5.2亿元；保留4200万千瓦火电装机保障电力供应，避免以“一刀切”的方式减少煤电从而导致保供缺口。

(2) 华能国际(证券代码：600011)

华能国际是中国华能集团的核心上市平台，2001年回归A股，是国内装机规模最大的火电上市公司之一，重点布局华东、华北、华南等地区。2024年底总装机1.4亿千瓦，其中火电1.06亿千瓦（占73.5%）、清洁能源3848万千瓦（占26.5%），火电超超临界机组占比75%（高于行业均值20个百分点），供电煤耗294克/千瓦时，度电碳排放644克/千瓦时（低于行业均值4.2%），是“火电标杆+新能源增量”的代表。

转型轨迹：其一，火电高效化与低碳化升级，2024年投入60亿元对30台共3500万千瓦机组进行节能改造，15台完成超超临界升级，供电煤耗平均降15克标煤/千瓦时，年减排二氧化碳280万吨；其二，新能源高质量布局与技术突破，以“海上风电+负荷中心光伏”为核心，2024年新增风电、光伏装机933.4万千瓦，研发“高效光伏组件”转换效率达26.5%；其三，电力市场应对与收益结构优化组建专业市场团队，制定“中长期合约+现货交易+辅助服务”策略，2024年签订中长期合约电量1.2万亿千瓦时（锁定70%收益）；强化碳资产管理，购入碳配额350万吨，改造减排420万吨，碳资产净收益5.2亿元；出售绿电150亿千瓦时，获溢价收益9亿元；其四，资本运作与数字化转型发行50亿元碳中和债（票面利率2.7%），将江苏、广东3个火电项目打包发行REITs募资75亿元，资产负债率下降2个百分点；与多家单位共同设立100亿元新能源产业基金，投资分布式光伏与储能；燃料管理系统实现“从煤矿到电厂”全链条溯源，燃料成本降3%。

转型经验：其一，火电优势巩固与新能源协同，依托火电效率优势，2024年火电业务盈利增长为新能源投资提供资金；灵活性改造为新能源消纳提供调峰服务；其二，区域聚焦与项目质量管控，新能源重点布局东南沿海负荷中心，规避西北消纳风险；其三，数字化与成本管控融合，通过“智慧电厂”平台实现机组运维、燃料管理数字化，成本控制能力对冲营收下滑影响。

(3) 华电能源(证券代码: 600726)

华电能源是中国华电集团旗下核心子公司，1996年上市，聚焦东北区域电力与热力供应，已成为黑龙江省最大的发电及集中供热运营商。2024年底，华电能源总装机685万千瓦（火电620万千瓦、占比90.5%，新能源65万千瓦、占比9.5%），当年营收181.51亿元（同比降3.68%）、归母净利润1.66亿元，实现扭亏为盈。低碳转型年度基础绩效评价由2021年的“三星级”提升至2024年的“四星级”，转型绩效表现稳步提升。

转型轨迹：一是不断优化电、热源结构，采取老旧机组更新改造和“上大压小”等方式，优化煤电装机结构，全部燃煤机组和1家煤炭企业均实现污染物超低达标排放；二是提升供热保障能力，积极应对暴雪冰冻、极端天气等考验，创造公司所有27台火电机组和5台热水炉同时在网运行历史纪录，并布局“光伏+供热”模式；三是提升电力营销能力，组织抢发增发效益电，积极拓展发电空间，加强机组运行管理，积极提高辅助服务效益，并在2024年出售碳排放配额交易收益约2.13亿元。

转型经验：一是抓住区域政策红利机遇，2024年获黑龙江“三改联动”和供热补贴数千万元，抓住热价上调的时机提升供热收益，并积极争取财税优惠政策，融资成本同比下降11%；二是加强成本管控，努力提高长协煤兑现率，积极利用铁路运费下浮时机多储煤，抓好“冬煤夏储”工作，“煤质掺配”每年节省燃料成本达亿元；三是大力实施“职工创新创效工程”，深化技术革新、发明创造等群众性技术创新活动，内生动力活力有效释放。

(4) 江苏国信(证券代码: 002608)

江苏国信股份有限公司(股票代码: 002608)是江苏省属的大型国有控股上市公司，聚焦能源主业并积极拓展金融投资业务，是能源供应、金融服务等领域的重要力量。江苏省能源消费结构偏煤，对煤电依赖较强，江苏国信的业务也深受影响，其火电项目占比较高，低碳转型需要对大量传统煤电设施进行改造或替换。截至2024年底，公司总装机容量达1468万千瓦，其中火电装机1468万千瓦，占比100%，是典型的传统煤电企业。2024年公司实现营业收入389.5亿元，归母净利润12.7亿元，低于行业平均水平。

转型轨迹：一是实施“能源+金融”双轮驱动转型战略，在能源业务方面，公司以煤电为基础，致力于贯通能源产业链“一张网”，涵盖发电、售电、供热、检修、煤炭、港口物流等环节，打造一体化产业链；在金融领域，通过旗下信托、保险等平台开展绿色金融业务，重点支持新能源项目开发；二是推进煤电机组节能改造和灵活性提升，供电煤耗从312克/千瓦时降至298克/千瓦时，接近行业先进水平，机组深度调峰改造负荷率最低至15%；三是新能源业务采取渐进

式布局，通过参股外部项目逐步拓展，同时积极响应政策参与电力市场改革，以适应煤电的容量电价机制等新规则。

转型经验：一是以火电为根基、以金融为杠杆，在“双碳”目标下探索“高碳资产低碳化”路径，通过产融协同打造多元化的盈利模式，突破传统能源企业转型瓶颈，致力于为客户、股东和社会创造多元价值；二是注重煤电前沿技术研发，例如，自主研发了全球首套煤电机组耦合熔盐储热示范工程，并成功建成投产，单台机组的调峰深度达到25.6%，调峰深度在同类型机组中达到领先水平，调频性能达到投运前的3倍左右；三是深化信托业务转型，以向能源企业提供融资、闲置资金理财和财务顾问等服务为主，并积极探索碳融资类信托、碳投资类信托、碳资产服务信托等信托产品，有力推动了公司更好地实现产融深度结合。

（5）广州发展（证券代码：600098）

广州发展是广州市属的大型国有控股上市公司，1997年上市，战略定位为“建设国内领先的绿色低碳综合智慧能源企业集团”，注重区域资源整合与全产业链协同，业务覆盖电力、能源物流等领域，遍及国内25省市及11个国家和地区。2024年底总装机1026万千瓦（火电548万千瓦、占53.4%，可再生能源478万千瓦、占46.6%），当年火电发电量170.52亿千瓦时（同比下降10.05%），但凭借深度调峰与辅助服务将交易度电的收益增加0.02元/千瓦时，火电毛利率回升至7.55%；可再生能源发电量增长21.5%（风电增18%、光伏增25%），成为利润的核心引擎，为地方控股企业提供了可复制的“区域生态型”转型范式。其基础绩效也从2021年的“四星级”跃升至2024年的“五星级”。

转型轨迹：一是政策与战略调整，落实煤电“先立后破”，改造存量机组，积极开拓省外供应渠道和国际贸易版图；二是新能源跨越式发展，2018-2024年间，新能源装机从不足50万千瓦增至近500万千瓦，布局了五大百万千瓦级基地，储能累计装机12.75万千瓦/20.16万千瓦时，并加快推进大湾区最大的电网侧独立储能电站建设（佛山高明41.6万千瓦时储能电站）；三是全产业链协同降本，通过“煤电联营”、“气电联营”等模式，能源物流保证燃料供应、燃气业务实现能源梯级利用，降低综合成本；四是强化资本运作，积极推进REITs的申报工作，搭建新的投融资管退资产运作平台，实现产融互促。

转型经验：一是战略引领，以“固本、兴新、拓外”推进转型，“固本”优化火电策略降本盈利，“兴新”发展新能源与储能，“拓外”拓展国内外市场；二是协同降本，电力与能源物流、燃气、新能源业务协同，整合资源提效率、降成本，增强火电竞争力；三是机制突破，产业培育上布局抽水蓄能、投产能项目，金融支持上加大信贷投放、新增融资租赁业务，保障转型资金与技术支撑。

第四章

火电上市公司低碳转型趋势分析

在“双碳”目标深化推进、新型电力系统加速构建的背景下，火电行业的经营绩效逐步回暖，叠加新能源全电量入市、碳市场扩容等政策的落地，火电行业正从“被动转型”向“主动破局”迈进，未来五年将呈现五大核心发展趋势。

（1）电力碳达峰临近，驱动收益模式向“多元价值兑现”升级

随着全社会用电需求的稳步增长与非化石能源替代能力的增强，煤电发电量将逐步进入峰值期，传统“电量依赖型”收益逻辑面临重构。但以现货-辅助服务-容量-碳市场为框架的全国统一电力市场体系的完善，正为煤电打开多元盈利的空间，推动其收益模式从“单一电量收入”向“电量电价+辅助服务收益+容量电价+碳资产收益”的四元结构转型。

从政策与市场协同来看，容量电价机制已在全国范围内逐步推开，2024年全国煤电机组累计获得容量电费950亿元，折煤电度电容量电价2.07分/千瓦时，未来多数地区通过容量电价回收固定成本的比例有望提升至50%以上，且规则设计更聚焦机组的可用性和调峰能力，倒逼煤电从“电量主体”向“调节型电源”转型。同时，《电力辅助服务市场基本规则》落地后，煤电作为辅助服务主力，可通过深度调峰、调频、黑启动等服务获取合理回报，2024年部分企业辅助服务收益占比已超7%，未来这一比例将进一步提升。

此外，碳市场价格稳步上涨，发电行业碳配额分配规则优化（将基于“供电量”核定配额调整为基于“发电量”、进一步简化和优化各类修正系数、引入配额结转政策、优化履约时间安排等），为煤电低碳化发展创造了政策红利，低碳煤电既可减少碳配额的清缴成本，还能通过出售节余配额获取额外收益，为煤电增添低碳价值收益。

整体来看，在碳达峰临近期，煤电可以通过功能定位转型与不断完善的市场机制适配，实现“保供价值+调节价值+低碳价值”的多元兑现，扭转服务与收益不对等的局面。

(2) “三改联动”后期煤电转型将横向扩展多元功能服务

经过多年推进，煤电已累计完成灵活性改造6亿千瓦以上^[13]，2030年预计可实现10亿千瓦的改造规模，传统纵向功能挖潜空间逐步收窄。未来煤电转型要突破“孤岛式”发展局限，以“煤电+”的思路横向拓展价值边界，构建“多能互补、技术融合、场景延伸”的新型产业生态，在新型电力系统及新能源体系中发挥能源枢纽的作用。

从技术融合趋势来看，“煤电+新能源+储能/氢能”模式前景广阔。一方面，煤电与分布式光伏、储能耦合，可降低供电煤耗、促进新能源就近消纳；另一方面，以灵活煤电为核心形成的“火风光储氢”多能互补系统，如华能集团左权的“风光水火储氢”多能互补一体化综合能源基地、乌兰察布的150万千瓦“风光火储氢一体化”大型风电光伏基地项目，能破解大范围、高比例新能源的间歇性难题，推动煤电与新能源的友好协同发展。

未来煤电将向“综合生产单元”升级，融合电力、热力、氢能、化工品等多品类产出，实现冗余电力转化为化工原料等产品，为区域提供电、热、氢、汽等多元能源产品，既能提升系统灵活性，又能拓展收益渠道。这种横向价值的延伸，本质是煤电从“单一能源载体”向“能源转换枢纽”的范式升级，为高碳资产注入低碳价值。

(3) 新能源全电量入市推动电力市场成熟，火电与新能源的协同发展将更进一步

2025年1月27日，国家发展改革委和国家能源局发布重磅文件《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）（以下简称“136号文”），推动新能源项目（风电、太阳能发电）上网电量原则上全部进入电力市场。这是继2021年《关于进一步深化燃煤发电上网电价市场化改革的通知》（发改价格〔2021〕1439号）燃煤发电量全部进入电力市场后的又一重大举措，标志着新能源将真正地失去“铁饭碗”，从被动参与走向主动竞争。

从市场化进程来看，新能源全电量入市将倒逼电力市场规则精细化。一方面，地方政府倾向于采取保守设定竞价电量规模、预留市场主体发育时间等探索性措施，避免电价大幅波动，在“机制电价+市场电价”双轨制下稳定新能源的发展局面；另一方面，现货电价曲线将更贴合净负荷曲线，呈现“时段性峰谷分化”，激励火电机组优化发电策略——在新能源大发、电价低谷时主动压减出力、减少损失，在电价高峰期顶峰发电、获取高收益。这促使火电企业积极求变，进一步强化调峰能力建设、做好发电成本管理、积极参与辅助服务市场，与新能源形成协同互补关系。

从行业整合趋势来看，新能源全电量入市将加速行业的优胜劣汰，推动资源向优势企业集中。具备低煤耗成本优势、灵活调峰能力的技术优势以及靠近负荷中心的区位优势的火电企业，可通过“火电+新能源”组合运营提升抗风险能力；同时，新能源项目将更注重“质效双优”，例如，配置储能提升出力灵活性、优先布局具备良好电网接入条件和市场消纳能力的地区，与火电形成互补增效。此外，虚拟电厂、负荷聚合商等新兴主体崛起，将进一步促进火电与新能源的资源整合，实现“源网荷储”协同优化。

（4）新能源投资聚焦优势项目，优质项目与精准布局成核心竞争力

“136号文”的机制电价并非是新能源项目的“大锅饭”，对于火电企业而言，新能源全电量入市可能会导致火电业务和新能源业务电量收益的双双下滑，加剧马太效应，即在成本、技术、位置等方面有优势的项目获得的收益更大，反之则更小，进而加大新能源项目的优胜劣汰和两极分化，促使市场竞争格局重新洗牌。

未来五年，火电上市公司更要注重新能源的发展节奏，保证项目投产进度，确保项目投资的经济性。同时，加强资源开发管理和经济性的分析，通过敏感性分析等风险分析法来衡量因不确定性带来损益的可能性，可以采用综合服务模式对抗单一项目风险，在项目前期、开工、建设、投产、运营的全流程做强，寻找新的利润增长点。

二是调整新能源的发展策略，因地制宜谋划好产业发展布局，聚焦重点区域，稳步推进重点项目、避免盲目囤积项目。新能源的首次全电量入市，面临着诸多的挑战，发电公司应该建立健全项目投资预警机制，在国家风光资源区划分的基础上，非大基地的新能源项目建议关注以下两项参考指标并采取应对措施：

参考指标一：区域弃风弃光率是否超过10%。近年来新能源利用率出现了下滑，2024年全国风电、光伏的利用率分别为95.9%、96.8%，分别同比下降1.4个百分点和1.2个百分点^[14]；2025年1-5月份全国风电、光伏的利用率分别为93.2%、94.0%，其中，北京、河北、新疆和西藏的风电利用率低至90%及以下，蒙西、陕西、甘肃、青海、新疆和西藏的光伏利用率低至90%及以下^[15]。高弃电率意味着实际发电量会低于项目投资预期，发电设备利用率低下，直接影响项目的经济效益。发电公司应密切关注区域弃风弃光率指标，若该指标持续高于预警线，应优先考虑配套储能设施，通过“新能源+储能”模式提升新能源市场化交易能力。

参考指标二：新能源项目是否符合当地相关规划进度要求。发电项目对开发所在地的环境、经济、民生等会产生影响，需满足地方规划要求，否则可能面临审批受限、补贴缩减等风险。例如，内蒙华电的47万千瓦光伏发电项目因大部分

建设用地属于基本草原，不符合用地政策，不再继续实施，需与其他项目合并建设^[16]；符合相关要求的项目可优先获得并网通道、土地划拨等政策支持，如山东省对纳入“十四五”规划中期调整的风光项目，给予省级财政0.02元/千瓦时的补贴，持续2年。

（5）绿色金融工具创新加速，资本赋能转型呈现多元化发展趋势

火电企业向低碳化、高效化转型的核心在于技术迭代与业务重构，这一进程对资金形成了多维需求，传统的债务融资方式已难以满足需求。随着《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027年）》、《关于全面推动基础设施领域不动产投资信托基金（REITs）项目常态化发行的通知》等政策落地，绿色金融工具真正推动“资本-技术-产业”的深度融合，成为火电转型的关键驱动力。金融工具创新趋势方面，三大方向尤为突出。

一是REITs工具的规模化应用。煤电转型REITs已纳入国家绿色金融体系，覆盖范围已涵盖低负荷运行、低碳燃料掺烧、大规模碳捕集利用与封存（CCUS）改造等，例如，华能国际荆门热电REITs、建投能源热电REITs等标杆项目落地，既盘活存量资产，又为转型注入增量资金。未来煤电关停资产再开发改造为储能/绿氢基地等模式也有望纳入支持范围。

二是ESG价值显性化。火电企业通过低碳技术应用、矿区生态修复等社会责任项目提升ESG评价，可显著降低融资成本，形成“ESG提升-成本下降-转型加速”正向循环。

三是“REITs+碳金融”的组合创新。如发行以碳配额为底层资产的ABS（资产支持证券），或通过REITs收益与碳价挂钩（如每减排1吨CO₂分红增加0.1元），进一步提升低碳项目对金融资本的吸引力。

投融资体系创新是火电企业转型的核心驱动力，其本质是通过资本配置效率提升破解“高碳锁定”困境。未来短期需以资产证券化、绿色金融等工具突破资金约束，中期需依托政策协同与技术成熟降低风险溢价，长期则需在新型电力系统中构建“融资-技术-产业”深度融合的生态化资本运作能力。这一路径不仅关乎企业个体的转型成败，更有利于推动煤电与煤炭、煤电与新能源等行业的深度融合，在有效保障能源电力供给安全的同时，实现非化石能源有序替代化石能源。

第五章

未来五年火电上市公司低碳转型 重点方向

在“双碳”目标加速推进与新型电力系统构建的关键时期，尽管2024年火电上市公司的经营绩效有了显著改善，但是，电力供需形势迫使火电加速转型，而新能源项目存在“重规模轻质效”的发展误区，加之新能源全电量入市竞价带来的多重风险，这些因素深刻影响着火电行业的经营前景。面向2030年前实现碳达峰和2035年的NDC减排目标，火电上市公司需要在新质生产力引领下，继续推进和不断完善低碳发展战略。以下针对前文提出的五大企业画像，对其低碳转型的方向分别展开分析并提出建议。

“综合能源多元化服务”企业：可以围绕电力主业发展相关多元化服务，并开拓新能源发电之外的战新产业；还应发挥综合能源体系的协同、高效、经济、可拓展性等多重优势，一方面进一步加强多能互补协同、物理与信息融合，提升综合能源服务的智能化管理和高效运行，另一方面要在新能源发电的基础上积极融入新兴能源业态，布局新能源供热、微电网、虚拟电厂、V2G、共享储能等，打造新的利润增长点。

“火电与清洁能源协同发展”企业：应丰富电源结构，打造多业务协同发展的体系；将火电与清洁能源协同发展作为长期战略，在保持火电安全稳定供应的基础上，加大对清洁能源项目的投资力度，逐步增加清洁能源的比重；评估企业现有资源和能力，可以与清洁能源企业建立战略合作关系，确定清洁能源发展的重点领域和优先顺序，集中优势力量提升综合减碳能力。

“火电资产改造增效”企业：应持续优化发展清洁高效燃煤发电，加快创造条件实施节能改造，对无法改造的机组逐步淘汰关停，并视情况将具备条件的转为应急备用电源；在保证机组安全运行的前提下提供调峰、备用、供热等多元化服务，与新能源、储能、制氢等业态融合，并探索多品种燃料掺烧技术、CCUS技术，降低煤电碳排放强度，储备煤电脱碳的可行技术。

“产融结合有效管理”企业：应加强融资风险管理，提升投资效益产出；同时积极沟通协调各金融机构，创新融资模式，控制资产负债规模；依托绿色金

融政策支持，有效降低融资成本，在确保项目开发建设、收并需求的同时，推动资本与产业融合，实现公司内生式增长和外延式发展齐头并进。

“清洁能源提质增效”的企业：应转变新能源项目开发方式，由规模扩张转向质效双优。强化科学布局，聚焦重点区域，不断提高储备项目数量、加大资源获取力度，并提升开发建设及后期运营阶段管控能力，保证项目投产进度，确保项目投资的经济性；同时，加强研究电力现货市场、辅助服务市场、绿电绿证交易等市场的规则，合理安排火电生产和新能源项目布局，强化发电过程管理，优化机组运行方式，科学参与市场化交易，力争火电机组各类型电量合同执行到位，新能源机组多发满发，从而提高公司的总体盈利水平。

第六章

转型启示

6.1 政府层面

(1) 开展中长期煤电转型指导文件的编制工作，明确煤电的长远发展方向。

以碳达峰和2035年NDC目标为指引，可编制指导文件明确煤电高质量转型方向，在近中期聚焦深化煤电“三改联动”（灵活性、节能、供热改造），推动煤电发挥兜底保障与调节作用，到2030年完成10亿千瓦煤电机组的灵活性改造、形成低碳化的技术路线，并引导中央和地方企业合理布局火电业务；中长期需研究电力达峰后的减排路径、多元电价机制、机组合理退役/延寿/封存的方案、低碳商业模式等核心问题，兼顾减排、安全和经济的电力发展三元目标。

(2) 发挥市场稳价功能，缓解火电上市公司的经营压力。

煤价的平稳回落能够极大地改善火电企业的经营绩效，主管部门需制定具体的煤炭调控计划，监测煤炭市场的运行状况，及时发布公告信息，重点应对季节性社会生产生活用能需求陡增的情况，平抑煤价的大幅波动，提振火电上市公司的经营业绩和投资信心。

(3) 近中期地方要动态修正新能源入市的交易细则，加强电力市场机制对低碳转型的引导力。

2025年为新能源全电量入市元年，地方需动态修正交易细则，根据区域禀赋和市场建设水平制定入市计划表，在前期可采取“保守竞价+动态调整”策略，稳市场、固信心，避免电价大幅下挫，并通过“试错-纠错”循环逐步完善新能源市场化交易机制。

(4) 完善煤电转型REITs项目指南和监管体系。

煤电转型REITs已正式纳入绿色金融体系，需细化申报要求与评估机制，扩大支持范围（含关停资产再开发为储能、绿氢基地等）；强化风险防控与资金监管，强制披露环境/技术风险，杜绝“伪转型”。

6.2 行业层面

(1) 市场环境下火电行业更需注重降本增效。

在安全保供、低碳减排、配合新能源入市等情况下，火电企业要强化燃料采购管理、库存优化和生产计划，积极扩宽采购管道，全力提升主力优质供应管道的长协量和兑现率，合理控制市场现货采购的结构和节奏，做到低价储煤、高效用煤、尖峰有煤，履行电力保供职责。

(2) 将绿色低碳品牌价值纳入火电行业评价体系。

围绕绿色低碳转型开展行业性评估，分析火电上市公司在绿色低碳技术研发、绿色低碳产品推广、绿色低碳服务提供等方面的表现，实施“一企一策”，设定具体的节能降碳指标，如单位产值能耗、单位产值碳排放等，对节能降碳成效显著的企业给予奖励和品牌宣传，不断提高品牌附加值和美誉度，以此兑现火电低碳转型的价值。

(3) 智库机构可发布火电行业REITs项目融资指南。

通过编制火电REITs专项指南，引导社会资本参与，盘活存量资产，支持调峰、低碳达标等单一优质项目，及“火电+新能源+储能+制氢”多能互补组合项目，打造优质资产单一项目和多能互补组合项目，实现“高碳资产低碳化、沉淀资产证券化”。

(4) 加强信息披露的精细度。

电力行业分析依赖数据信息的质量，为便于了解政策、市场、行业、用户需求等的变化对公司经营情况的影响，火电上市公司需要更加细化、透明、完整地在年度报告中披露经营管理、财务状况、业务计划、风险管理、股权结构等方面的信息。

6.3 企业层面

火电上市公司的战略定位不同、转型绩效表现不同，受减碳紧迫性、保供压力、新能源入市、燃料价格波动、业务风险加剧等挑战的影响不同，在发展新质生产力的引领下，需要采取差异化的低碳转型策略。

(1) 技术创新与升级，提升火电的发电效率与服务能力。

在未来相当长一段时间内火电仍将是重要的电力来源，对此，火电重资产公

司要加大对火电增效减碳相关技术的研发投入，提高火电的发电效率，提升机组运行性能。例如，采用超超临界技术、高效燃烧技术等，对机组进行节能改造、优化燃烧系统、关停落后机组等，使火电更加清洁、高效；积极优化开机方式，抢发煤电机组效益电，进行内部优化电量，实施风火替代，坚持量价统筹增收增利；充分挖掘供热潜力，以增量供热市场有边际贡献为底线，加大供热市场开拓力度，积极发展优质直供用户；利用储能技术，将火电的调峰优势与新能源的波动性相结合，以提高电力系统的稳定性和可靠性；在大容量火电机组一次调频主动测试、多样性燃料耦合掺烧、深度调峰改造关键技术、新型纳米脱硫剂、兆瓦级天然气零碳发电关键技术等方面开展前沿深入研究，为火电低碳发展拓宽技术路径。

（2）探索电力市场新业态，推进与主业相关的多元化布局。

积极推进传统能源的清洁化利用，深入探索冷、热、电、气多联供能源服务；积极整合传统能源与新能源禀赋优势，健全煤电联营供应链、气电联营供应链、传统能源与新能源联营产业链，与上下游企业开展战略合作，延长业务价值链；推动能源技术与信息技术的深度融合，随着云大物移智链等信息技术在能源系统的融合与应用，催生出能源互联网、综合智慧能源系统等新业态，强化能源数字化转型和高效利用；持续优化碳资产管理，充分利用内外部资源，加强碳排放数据管理及碳资产经营管理等工作，推动节能降碳，实现碳资产的增值与收益。

（3）提升增量项目的决策和开发能力，加快重点项目建设。

以规模扩张为优先的新能源布局策略面临项目收益不及预期、资金压力加大、项目开发建设时间延长等风险。对此，上市公司需紧跟市场走势，提升公司投资决策能力，强化科学布局，用有限资源发展优势产业，确保资金投入留有敞口、发展空间留有余地；增强资源开发技术、提高优质项目储备数量，聚焦重点能源项目，重视开发建设及后期运营阶段管控能力，确保按照进度完成项目投资、建设计划，为公司培育更多利润增长点；把握未来五年力争建成100个左右国家级“零碳园区”的机遇，发挥大集团在绿色低碳能源领域的资源整合优势，打造下沉市场样本工程，抢占能源转型先机。

（4）仔细梳理错综复杂的市场及政策形势，适应新能源入市后的市场变化。

深入研究新能源入市交易规则，并把握用户实际用电情况，制定营销方案，优化发电业务的交易策略；围绕“新能源+”探索新能源的新型发展思路，以新兴主体身份参与电力市场，弥补单一新能源发电被动消纳的短板和市场价接受者的劣势；建立基于大数据与人工智能的电力市场仿真系统，整合电网运行数据、气象预测数据、用户负荷数据及政策动态信息，构建多维度预测模型，进行精准

量化预测，模拟短期电网阻塞情况，为项目选址、规划，以及合理报价提供支撑；将主流的技术经济系统与新型AI仿真系统的端口互相接入，实现自动的电价、利用小时等边界的导入，实现一体化协同测算，增强准确性。

（5）坚持创新战略，加强多方合作与沟通。

加大对低碳技术研发的投入，提高自主创新能力，掌握核心技术，可以增强企业的核心竞争力。积极开展与高校、科研机构、其他企业的技术合作与交流，共同开展低碳技术的研发和应用，可以整合各方的资源和优势，加快技术创新的速度，降低项目研发的成本和风险。例如，校企战略合作共同开展储能技术、智能电网技术、CCUS等关键技术的研发和应用；华润、华电、大唐等11家企业出资100亿成立合伙基金，于内蒙古构建完整的能源产业价值链。

（6）资产优化与结构调整，及时剥离不良资产。

企业应定期评估资产质量，对于那些长期亏损、难以扭亏为盈的资产，要果断剥离，以减轻企业负担、回笼资金，将资源集中于更有潜力的业务领域，提高整体的资产回报率，进一步提升盈利能力；通过发电设备售后回租融资、发行煤电REITs等方式，盘活存量资产，加速煤电清洁化改造、灵活性提升及多能互补转型，实现煤电资产价值和转型效益最大化。

参考文献

- [1] 中电联. 中国电力行业年度发展报告2025[R]. 2025.07.10
- [2] 中国能源报. 电力低碳转型开启加速模式[EB/OL]. 2024.08.12. https://paper.people.com.cn/zgnybwap/html/2024-08/12/content_26075491.htm
- [3] 报告中企业层面的数据未明确标注的均来自各火电上市公司年报.
- [4] 王月明,姚明宇,张一帆,等.煤电的低碳化发展路径研究[J].热力发电,2022,51(01):11-20.
- [5] 赖力,张婧欣,孙煜,等.双碳背景下我国新能源产业竞争力关键点和创新发展研究[J].现代管理科学,2022,(03):51-57.
- [6] 李建林,郭兆东,马速良,等.新型电力系统下“源网荷储”架构与评估体系综述[J].高电压技术,2022,48(11):4330-4342.
- [7] 孟祥松,杨浩.环境约束、电力市场化对企业利润效率的影响研究——基于沪深股市发电企业的实证分析[J].价格理论与实践,2021,(04):137-140+170.
- [8] 罗曼. 煤电博弈背后的能源大变局[EB/OL]. 证券时报网, 2022.05.26. https://www.stcn.com/stock/djjd/202205/t20220526_4582566.html
- [9] 新浪财经.煤价回落窗口开启 把握火电股交易性机会[EB/OL]. 2025.03.19. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1827019117754714430&wfr=spider&for=pc>
- [10] 刘晓澎,周星,庄凌凌,等.我国煤电容量电价政策执行情况分析及进一步深化的建议[J].中国电力企业管理,2025,(19):50-51.
- [11] 生态环境部,国家统计局,国家能源局.《关于发布2024年电力碳足迹因子数据的公告》[Z]. 2025.10.23.
- [12] 新浪财经. 中电控股2024年总盈利增至117.42亿元[EB/OL]. 2025.02.24. <https://finance.sina.com.cn/stock/relnews/hk/2025-02-24/doc-inemqiim0057570.shtml>
- [13] 中电联.《2024—2025年度全国电力供需形势分析预测报告》发布会[EB/OL]. 2025.01.24. <https://baijiahao.baidu.com/s?id=1822132195009479533&wfr=spider&for=pc>
- [14] 全国新能源消纳监测预警中心.《2024年全国新能源并网消纳情况》[Z]. 2025.02.06.
- [15] 全国新能源消纳监测预警中心.《2025年5月全国新能源并网消纳情况》[Z]. 2025.07.02.
- [16] 搜狐.多地土地问题影响光伏电站进度[EB/OL]. 2024.07.09. https://www.sohu.com/a/791879234_121124363



NRDC北京代表处

地址：中国北京市朝阳区东三环北路38号泰康金融大厦1706

邮编：100026

电话：+86 (10) 5332-1910



关注我们