仅供内部参考，请勿外传

中国银河证券 | CGS



煤电转型：绿色浪潮中的系统重构

——煤电低碳转型深度解析

首席 ESG 分析师：马宗明　　公用环保行业首席分析师：陶贻功

研究助理：袁明嘉

煤电转型：绿色浪潮中的系统重构

——煤电低碳转型深度解析

2026 年 7 月 6 日

核心观点

- **全球煤电转型路线呈现差异化特征。**全球煤电占比持续下降，可再生能源发电量占比稳步攀升，结构性转型趋势明显。从装机容量看，随着风电和太阳能发电的快速增长，清洁能源装机容量已几乎与化石能源相当。从在运和新增煤电厂分布看，全球煤电资产高度集中在亚洲。未来亚洲仍有新增煤电，其他地区逐步退出。一是欧洲煤电退出进度快，其以强约束气候政策推动可再生能源电力扩张；二是美国煤电的退出节奏可能受政策摇摆影响，但其影响还未实质性体现；三是拉美地区由于可再生能源丰富，煤电占比较低，在存量煤电机组改造中聚焦超低排放改造，通过技术升级实现近零排放；四是越南和印尼等亚洲发展中国家，受能源安全、经济发展和电力需求增长影响，能源转型进程相对缓慢，新增煤电保障用能需求和发展可再生能源并行。

- **中国的煤电行业采取渐进式转型路线，将减排目标、系统保供和电力结构优化有机结合。**我国既不简单效仿欧洲采取退煤路径，也不继续大规模扩张煤电资产，而是针对存量的煤电资产进行灵活调峰功能和低碳化改造、差异化采取关停和延长寿命措施、少量新增保障能源供应的高参数机组，在长期目标下推动煤电有序转型，以充足的规模支撑能源安全，以高质量增量补齐系统调节能力。从存量和即将投运的机组情况来看，2036-2055 年之间我国将有大量煤电机组达到自然退役年限，若其中大部分机组正常退役，我国电力系统的结构将持续优化，煤电在新型电力系统中的支持性和保障性定位将进一步凸显。

- **“十五五”期间煤电转型将进一步深化。**煤电装机容量和发电量占比的下降反映了可再生能源发电对传统煤电的替代效应及我国能源结构清洁化转型的加速推进。2025 年，尽管煤电的装机容量较上年继续增长，煤电发电量在多年连续增长后首次出现下滑，反映出我国电力结构优化进入新的阶段。随着可再生能源装机规模持续扩大、出力稳定性不断提升，加之“双碳”目标下煤电利用小时数逐步下降，煤电从“基荷电源”向“辅助性电源”转型的趋势愈发明显。与此同时，政策端也在推动煤电的角色加速向系统调峰、应急保供和基础负荷支撑转变。《新型能源体系建设“十五五”规划》要求到 2030 年风电和太阳能发电装机比重超过 50%、非化石能源发电量比重达到 50%，意味着“十五五”期间煤电在新型电力系统中的功能定位将发生深刻重塑。

- **我国煤电转型仍面临多重挑战。**一是煤电参与灵活调峰增加煤耗。二是 CCUS、煤电与生物质发电耦合、燃煤混氨掺烧等前沿低碳技术，虽已进入试点示范阶段，但仍面临技术成本高、运营维护难度大等问题，短期内难以大范围推广。三是当前我国煤电机组整体服役年限较短，一半以上机组为近 15 年内投产，设备较新且资产规模庞大，深入推进煤电低碳化转型需警惕新一轮资产搁浅风险。四是煤电转型或对部分地区的经济增长和就业产生影响。五是煤电转型资金需求较大，当前我国煤电成本回收机制和资金支持机制有待完善。

- **我国需持续深化煤电转型的支持措施。**煤电转型是重塑我国能源结构的长期系统性工程。为保障煤电行业平稳转型，需要构建一套覆盖市场机制、金融支持体系与区域治理的系统性支持框架，以有效缓解转型阵痛、引导产业有序过渡、保障能源安全、深度降低产业碳排放。一是完善现货、中长期、容量市场、辅助市场机制，反映煤电的调峰价值，同时与碳市场联动，疏导企业减排成本。二是完善煤电转型金融支持标准，纳入对煤电关停和公正转型的支持，创新转型金融产品，建立转型风险共担机制。三是实施区域综合治理，强化社会参与，保障煤炭和煤电产业依赖度较高的地区实现经济社会的平稳过渡。

分析师

马宗明

☎：18600816533

✉：mazongming_yj@chinastock.com.cn

分析师登记编码：S0130524070001

陶贻功

☎：010-80927673

✉：taoyigong_yj@chinastock.com.cn

分析师登记编码：S0130522030001

研究助理：袁明嘉

☎：18689800956

✉：yuanmingjia_yj@chinastock.com.cn

风险提示

1. 对政策理解不到位的风险；
2. 政策落实不及预期的风险；
3. 技术落地进展不及预期的风险。

仅供内部参考，请勿外传

目录
Catalog

一、 全球煤电转型路线呈现差异化特征 4
（一） 全球煤电占比下降 4
（二） 亚洲仍有新增煤电，其他地区逐步退出 5
二、 低碳转型、能源安全共同驱动我国煤电转型 9
（一） 煤电行业进入深度减排和低碳化转型时期 9
（二） 煤电转型是构建安全韧性能源体系的必然要求 12
三、 绿色转型中我国煤电功能定位发生根本性转变 13
（一） 煤电从基础电源转变为支持性角色 13
（二） 多措并举推进“十五五”煤电绿色转型 14
四、 我国煤电转型仍面临挑战 16
（一） 灵活调峰和降碳矛盾突出 16
（二） 低碳技术规模化应用仍存在瓶颈 17
（三） 煤电转型面临资产搁浅风险 20
（四） 煤电转型对社会存在潜在影响 22
（五） 煤电转型的资金支持不足 23
五、 持续深化煤电转型的支持措施 25
六、 风险提示 26

仅供内部参考，请勿外传

煤电退役和转型成为全球能源转型的核心议题之一。全球气候行动正推动世界能源格局深刻变革，一方面，各国积极发展可再生能源和绿氢、绿色甲醇等绿色燃料，在各用能领域加快替代化石燃料；另一方面，由于煤电碳排放和污染物排放较高，各国针对煤电资产的退出和转型制定了适合本国的路线，以适配本国的气候承诺和转型目标。

我国的新型能源体系面临多重使命，煤电转型意义重大。当前全球能源格局受地缘冲突、能源产业链贸易重构和极端气候扰动影响，能源安全在我国的重要性进一步上升；与此同时，新能源大规模接入使电力系统对调节能力、备用容量和稳定运行提出更高要求。在这一复杂背景下，我国的能源体系既要满足降碳减排硬约束，也要夯实能源安全基础，更要为新质生产力发展提供高质量的能源支撑。而煤电长期以来是我国的基础电源，为我国的用电提供坚实保障。随着新型能源体系的发展和我国碳减排工作的推进，煤电的定位发生了转变，需要进行多方面的改造以适应新角色，在发挥保供、调峰作用的同时降低其自身能耗和排放。鉴于煤电依然发挥重要作用，我国并未选择简单退出煤电，而是持续推进煤电机组的改造和产业布局的调整，以保障能源系统的安全稳定低碳运行。

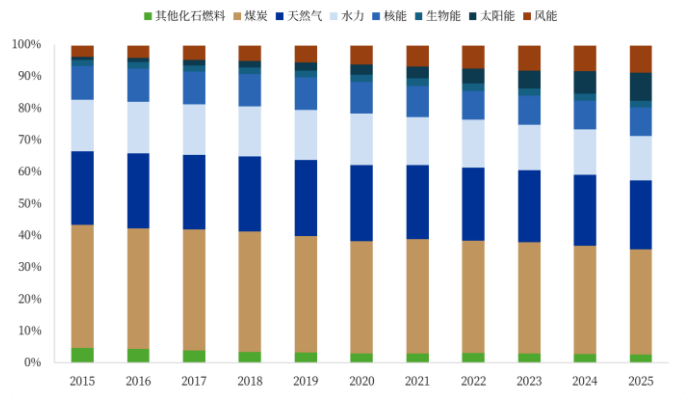
一、全球煤电转型路线呈现差异化特征

（一）全球煤电占比下降

全球可再生能源发电量占比稳步攀升，结构性转型趋势明显。从发电量看，传统化石能源，如煤炭和天然气，仍是全球电力系统的基础燃料，其中煤电占比整体缓慢下行，天然气发电占比相对稳定。水电、核电作为传统的清洁能源，近十年发电占比相对平稳。相比之下，2015—2025 年间，风力和太阳能发电占比持续抬升，其中太阳能发电翻倍效应明显，是占比提升最快的可再生能源。

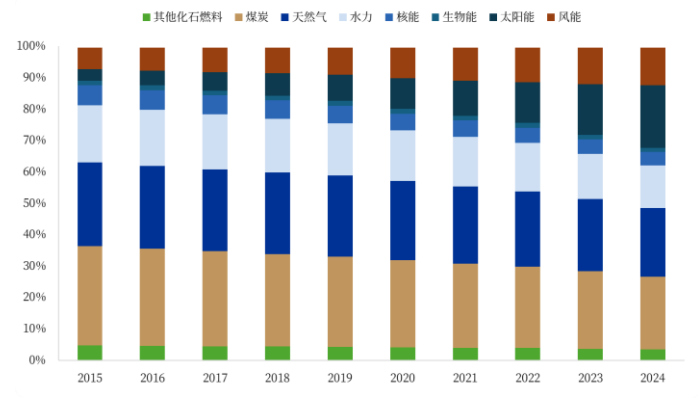
从装机容量看，随着风电和太阳能发电的快速增长，清洁能源装机容量已几乎与化石能源相当。随着全球推进绿色转型，电力系统的新增供给明显转向可再生能源，煤电、天然气等化石能源电源装机占比持续被压缩。相比于发电量结构，装机结构的转型更快，主要是因为风光出力受资源禀赋和天气波动等影响，难以持续满负荷运行，利用小时数低于煤电等传统电源。

图1：全球发电侧发电量结构



资料来源：EMBER，中国银河证券研究院

图2：全球发电侧装机容量结构



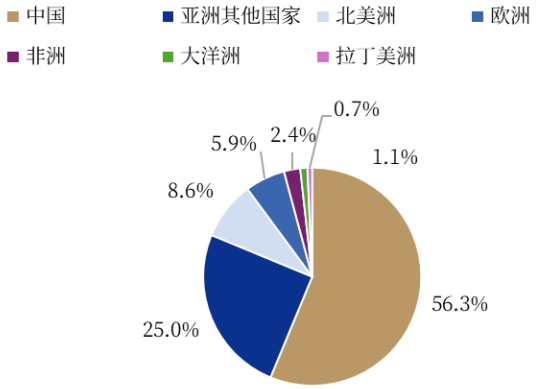
资料来源：EMBER，中国银河证券研究院

从在运和新增煤电厂分布看，全球煤电资产高度集中在亚洲。从在运资产看，中国在运营煤电厂占全球总量的 56.3%，是全球煤电存量的绝对主体；以印度为首的亚洲其他国家煤电存量占全球的四分之一。从新增资产看，中国在未来五年预计投运的煤电厂在全球的占比超过预计新增

仅供内部参考，请勿外传

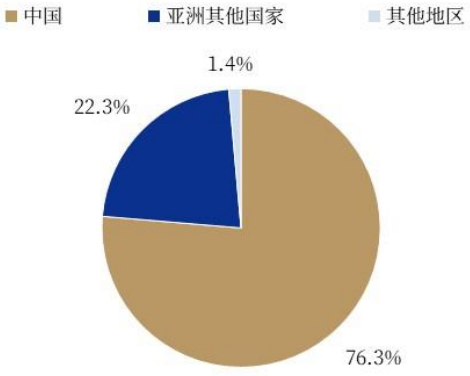
总量的四分之三，亚洲其他国家新增投运占比接近四分之一。这主要是因为中国、印度、东南亚等国家电力需求增长较快，工业用电占比较高，仍然选择将煤电作为电力保供的最基础来源。相比之下，欧美发达国家由于城市化、工业化进程趋缓、用电需求平稳、碳约束政策趋严等原因，老旧煤电设备陆续退役、煤电占比少，电力生产部门加速向可再生能源转型。而其他地区由于资源禀赋或经济发展水平受限，煤电规模较小。

图3：全球在运营煤电厂的分布



资料来源：Global Energy Monitor，中国银河证券研究院

图4：未来 5 年全球预计投运煤电厂分布



资料来源：Global Energy Monitor，中国银河证券研究院

（二）亚洲仍有新增煤电，其他地区逐步退出

全球煤电转型呈现差异化路径。一是欧洲煤电退出进度快，其以强约束气候政策推动可再生能源电力扩张；二是美国煤电的退出节奏可能受政策摇摆影响，但其影响还未实质性体现；三是拉美地区由于可再生能源丰富，煤电占比较低，在存量煤电机组改造中聚焦超低排放改造，通过技术升级实现近零排放；四是越南和印尼等亚洲发展中国家，受能源安全、经济发展和电力需求增长影响，能源转型进程相对缓慢，新增煤电保供和可再生能源发展并行。

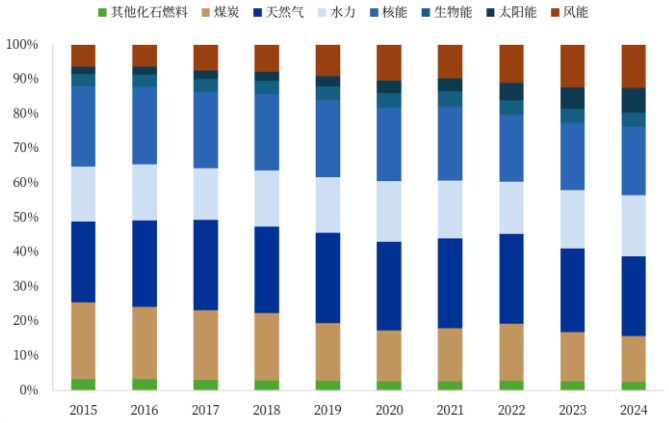
欧洲积极开展绿色能源转型，以绿电提升能源安全韧性。欧洲的发电结构呈现“煤电下行，风光上行，核电水电托底”的格局。2015 年以来，欧洲煤炭发电量占比稳步下降，天然气占比保持韧性但无明显扩张趋势，可再生能源占比持续提升。一方面，在政策端，欧洲通过出台多项政策保障气候行动和绿色转型的推进。在顶层设计上，《欧洲气候法》对温室气体排放已经设立明确目标：2030 年温室气体排放较 1990 年至少下降 55%，2040 年至少下降 90%，并在 2050 年实现碳中和。促进可再生能源发展方面，欧盟颁布的《可再生能源指引》明确，到 2030 年欧盟的能源消费中，可再生能源占比至少达到 42.5%。能源安全保障方面，俄乌冲突后欧洲曾面临能源危机，随后欧盟推出“欧洲能源再赋能”计划，核心目标是减少对俄罗斯能源依赖，并通过提高清洁能源占比、能源结构多元化的方式来保障能源安全。能源结构的变化表明欧洲的环保政策执行力度大、约束强。另一方面，在能源产业端，欧洲的煤电机组随着使用年限的增长经济性下降，市场份额被逐步压缩。

欧洲煤电厂退出整体进度快，各国执行层面有差异。2026-2030 年是欧洲煤电机组的退役高峰期，预计大多数机组将在未来十年自然退役，2035 年以后仍有少数电厂退役。在国家层面，退出煤电的难度有所不同，导致执行有所差异。具体来看，一是英国、葡萄牙、芬兰、比利时等国家已经彻底退出煤电。其中，英国早在 2015 年提出退煤方向，且得益于较早形成的电力市场约束机制，已于 2024 年 9 月关停最后一家煤电厂，成为 G7 中最先退煤的国家；芬兰政府则表示，用煤炭发电于 2025 年春季结束，比法定期限提前四年。二是部分国家将在短期内退出，如法国煤电供能占比本身较低，主要依托核电体系，政府提出到 2027 年前关闭最后两座燃煤电厂。三是部分国家对煤电依

仅供内部参考，请勿外传

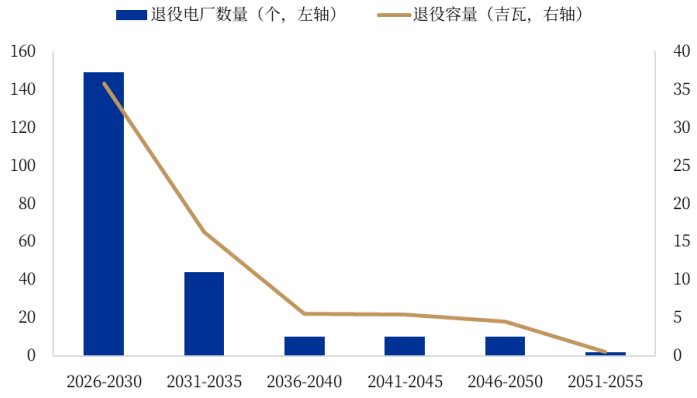
赖度较高，退役的难度较大。例如，德国虽然退煤政策框架完整，但出于能源安全、工人就业压力的考虑，退煤进度缓慢，其《煤炭退出法》规定，最迟 2038 年关闭最后一座煤电厂。

图5：欧洲发电结构



资料来源： EMBER，中国银河证券研究院

图6：欧洲煤电厂退出时间表



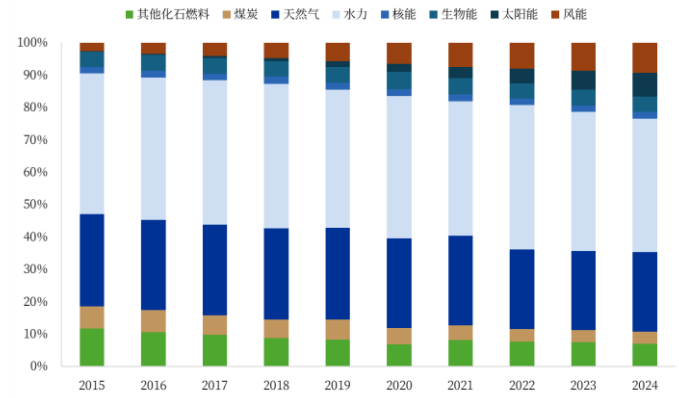
资料来源： Global Energy Monitor，中国银河证券研究院

拉美地区煤电依赖度低，电力结构以水电为主。与欧洲不同，拉美地区可再生资源丰富，水电长期处于主导地位，煤电占比较低；天然气发电作为重要的电力系统调节成分，占比常年稳定；风能、太阳能、生物能占比逐步提升，尤其是风电和太阳能发电在 2020 年后扩张更快，压缩化石燃料发电占比，推动拉美电力结构加速向低碳转型。在政策层面，拉美能源转型并非主要依赖退煤约束，而更多通过可再生能源拍卖、长期购电协议等市场化机制推动新增清洁电力项目落地。国际可再生能源署（IRENA）指出，可再生能源拍卖已成为拉美地区推动可再生能源部署的重要政策工具，巴西、秘鲁较早采用该机制，随后阿根廷、智利、墨西哥和哥伦比亚等国也陆续引入，促进风电、光伏等非水可再生能源电力的扩张。

拉美地区煤电厂规模小、退役节奏分散。拉美煤电厂的机组退役集中在 2026-2030 年及 2036-2040 年两个时间段，且退出节奏较缓慢、分散。主要原因是拉美煤电占比小，只有少数国家有较多煤电资产，煤电对于相应区域的能源减排和转型压力较小。分国家来看，智利能源部 2025 年《脱碳计划》提出，为 2035 年全面退煤创造条件，同步推动在运煤电设施的清洁能源转型改造；哥伦比亚 2023 年加入 Powering Past Coal Alliance，承诺停止建设新的未减排煤电厂，并逐步淘汰电力部门未减排煤炭使用。阿根廷、巴西等煤电占比本身很低，政策重点更多落在可再生能源扩张、电力系统低碳化上。

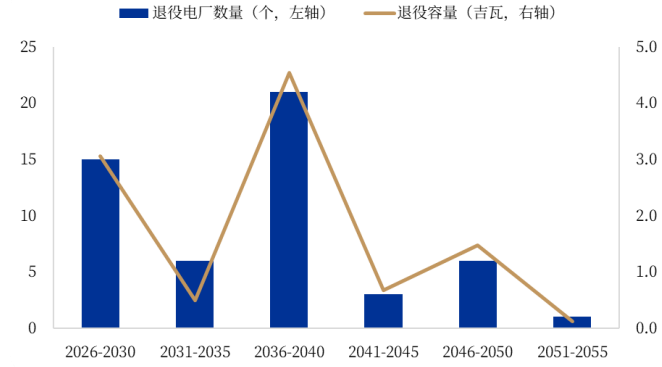
仅供内部参考，请勿外传

图7：拉美发电结构



资料来源：EMBER，中国银河证券研究院

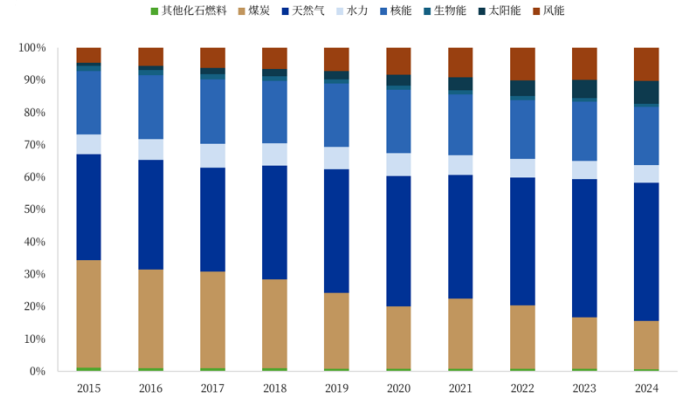
图8：拉美煤电厂退出时间表



资料来源：Global Energy Monitor，中国银河证券研究院

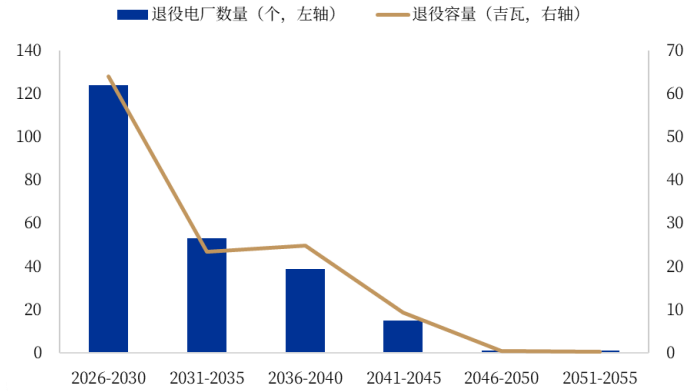
美国煤电占比持续下行，天然气、风光发电占比逐步抬升。2015-2024 年，受页岩气革命影响，天然气发电成本降低，占比有所提升且长期占据主导地位。受天然气发电替代影响，煤电占比从 30%以上回落至 15%左右。从煤电厂退出节奏看，美国存量煤电机组的重要退役窗口期为 2026-2030 年，随后仍有部分机组陆续退役。相比之下，美国的风电和太阳能发电占比较小，但十年间稳步提升，成为增量电力的重要来源。

图9：美国发电结构



资料来源：EMBER，中国银河证券研究院

图10：美国煤电厂退出时间表



资料来源：Global Energy Monitor，中国银河证券研究院

受制于反复摇摆的联邦政策，美国未来的煤电退出仍具不确定性。近十余年来，美国执政党在民主党与共和党之间多次切换，政策也在“推动电力部门低碳转型”与“放松化石能源约束、强化能源独立”之间反复摆动。奥巴马政府颁布《清洁电力计划》，通过限制电力部门碳排放推动煤电减排。特朗普第一任期退出《巴黎协定》，并以《可负担清洁能源规则》取代《清洁电力计划》，政策转向降低化石能源监管压力。拜登时期，美国重新加入《巴黎协定》，并于 2024 年发布化石燃料电厂温室气体排放标准，对既有煤电机组和新建燃气机组设定更严格的碳排放约束；同时通过《通胀削减法案》延长并扩大了清洁能源投资、生产的抵免，符合条件的风电、太阳能等项目在满足相关要求后，可获得最高约 30%的投资税收抵免，推动了风光的装机容量扩张。进入特朗普第二任期后，美国再次退出《巴黎协定》，并签署《释放美国能源潜力》等行政令，取消限制化石能源生产和使用的监管障碍；随后发布《振兴美国美丽清洁煤炭产业》行政令，转向支持煤炭生产、利用和出口。由此看，美国当前联邦政策对煤电的态度已由约束转向扶持，后续是否会实质性延缓煤电退役节奏，取决于联邦层面的监管落地力度。

仅供内部参考，请勿外传

表1：美国煤电退出政策摇摆时间表

时间	政策/事件	对煤电影响
2015 年 8 月	奥巴马政府美国环境保护署发布《清洁电力计划》	首次在全国层面对现有电厂碳排放提出系统性约束，目标是推动电力部门减排、压缩高排放煤电空间。
2019 年 7 月	特朗普第一任期，美国环境保护署发布 《可负担清洁能源规则》（ACE），正式废止《清洁电力计划》	用较弱的厂内效率改造要求替代系统性减排路径，监管重点从推动电力结构转型退回到煤电机组内部效率提升。
2024 年 4-5 月	拜登任期，美国环境保护署废止 ACE，发布“化石燃料电厂温室气体排放标准”	对燃煤电厂提出更严格碳排放控制要求；长期运行煤电和新建燃气机组需控制 90%碳污染，对现有燃煤机组，建立新的温室气体排放指南。
2025 年 1 月	特朗普第二任期，签署《释放美国能源潜力》行政令	清除限制能源生产和使用监管障碍，并撤销多项拜登时期气候相关政策。
2025 年 4 月	特朗普第二任期，白宫发布“重振美国美丽清洁煤炭产业”行政令	明确要求通过移除削弱煤炭生产的联邦监管障碍、鼓励用煤满足国内增长的能源需求、增加煤炭出口，确保联邦政策不歧视煤炭生产或燃煤发电。

资料来源：美国 EPA 官网，美国白宫官网，Federal Register 官网

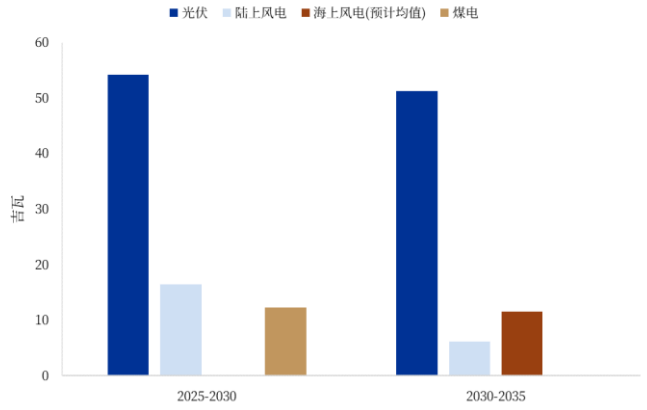
亚洲多数国家仍处于快速工业化与城镇化进程中，短期内难以退煤。一方面，煤电在基荷电源中兼具经济性与能源安全双重属性，在可再生能源尚难以完全承担基荷调峰责任的过渡期内，能为这些国家显著高于发达经济体的电力需求提供坚实保障。另一方面，地缘政治冲突后全球能源供应链重构，短期内促使资源富集的国家更加倚重本土化石能源储备以对冲进口能源价格波动和数量短缺的风险。

经济快速增长推动电力需求持续上升，煤电仍承担重要保供功能。亚洲多数经济体仍处于经济快速上升的通道，尤其是东南亚国家。世界银行数据显示，越南 2025 年 GDP 增长 8%，2026 年预计仍增长 6.8%；印尼 2025 年 GDP 增长 5.11%，且 2026 年预计仍维持这一增速。较快增长带来的是持续扩张的用电需求，国际能源署（IEA）指出，东南亚电力需求到 2035 年将年均增长约 4%，增幅超五成，主要来自人口增长、城市化、工业化。因此，即便可再生能源快速增长，煤电在东南亚仍承担满足电力需求、保障系统充足性和灵活性的作用。

以越南和印尼为例，新增发电来源以光伏为主，同时仍有新增煤电。从政府规划来看，越南 2025—2030 年新增光伏容量将超过 50 吉瓦，到 2030 年，可再生能源占总装机约 47%，而煤电装机容量尽管也将有所增加，但总装机量将控制在 30.2—31.1 吉瓦，电力部门温室气体排放峰值不超过 1.7 亿吨二氧化碳当量。2030—2035 年，越南光伏的装机容量还将新增约 50 吉瓦，海上风电也将有所增加。这意味着越南一方面会保持煤电存量，另一方面通过设置可再生能源占比目标来约束煤电快速扩张。对于印尼而言，能源与矿产资源部明确，2025—2034 计划新增发电装机 59.2 吉瓦，其中可再生能源 42.6 吉瓦，16.6 吉瓦来自化石能源。尽管印尼官方规划提高清洁能源的比重，仍给煤电保留一定的新增空间。

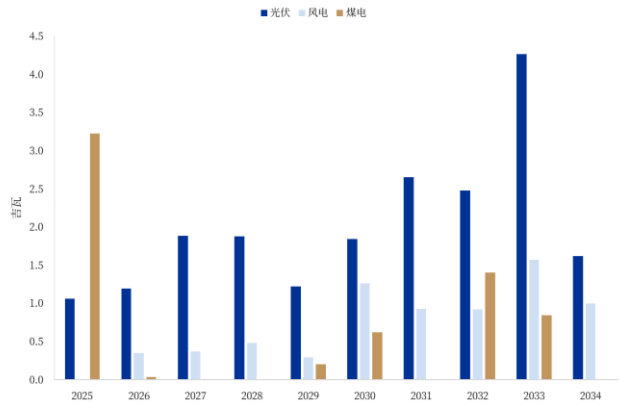
仅供内部参考，请勿外传

图11：越南 2025-2035 新增风力、光伏、煤电装机容量



资料来源：越南政府官网，中国银河证券研究院

图12：印尼 2025-2034 新增风力、光伏、煤电装机容量



资料来源：印尼能源与矿产资源部，中国银河证券研究院

越南和印尼现役煤电机组平均机龄较短，多数机组短期内无法自然退役。截至 2024 年，印尼现役煤电装机约 49GW、容量加权平均机龄约 12 年；越南现役煤电装机约 28GW、容量加权平均机龄约 9 年，低于全球煤电机组约 20 年的平均水平。对于这些国家而言，提前退煤会产生资产搁浅和融资补偿等问题，这加大了退煤阻力。此外，印尼还是全球最大的煤炭出口国，2025 年印尼煤炭出口量约 5.24 亿吨，且以动力煤出口为主。在能源危机的背景下，印尼的资源禀赋也会对煤电退出形成一定阻力。

二、低碳转型、能源安全共同驱动我国煤电转型

中国的煤电行业采取渐进式转型路线，将减排目标、系统保供和电力结构优化有机结合。我国既不简单效仿欧洲采取退煤路径，也不继续大规模扩张煤电资产，而是针对存量的煤电资产进行灵活调峰功能和低碳化改造、差异化采取关停和延寿措施、少量新增用于保障能源供应的高参数机组，在长期目标下推动煤电有序转型，以充足的规模支撑能源安全，以高质量增量补齐系统调节能力。

（一）煤电行业进入深度减排和低碳化转型时期

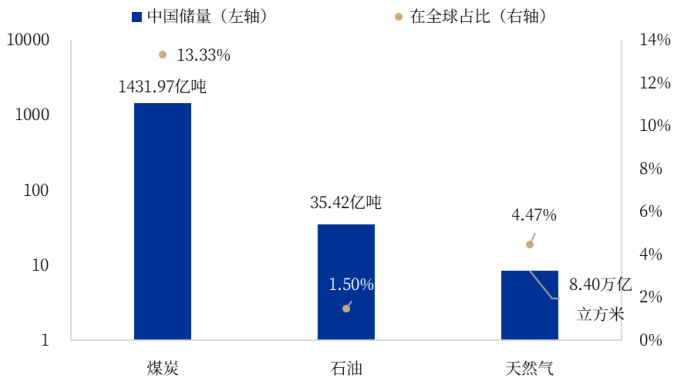
1. 我国煤电发展依赖于资源基础

煤电的发展受益于我国的资源禀赋。我国能源资源禀赋呈现“富煤、贫油、少气”的鲜明特点。煤炭是保障国家能源安全的核心资源，我国煤炭探明储量稳定在 1432 亿吨，位居全球前列，占全球储量的 13.33%。相比之下，石油探明储量仅 35.4 亿吨，全球占比 1.5%；天然气探明储量为 8.4 万亿立方米，全球占比 4.5%。这一格局决定了煤炭在我国能源体系中的不可替代地位。

从产销规模来看，我国煤炭的产量和消费量均占全球的一半左右。2020-2024 年，煤炭产量全球占比从 50.3%稳步提升至 51.7%，2022-2024 年连续三年维持在 51.5%以上的高位；煤炭消费量全球占比则始终保持在 54.3%-55.8%之间，2020-2024 年均超过 54%。煤炭产量与消费量在全球的高占比反映了煤炭在支撑我国工业生产和电力供应中的核心作用。

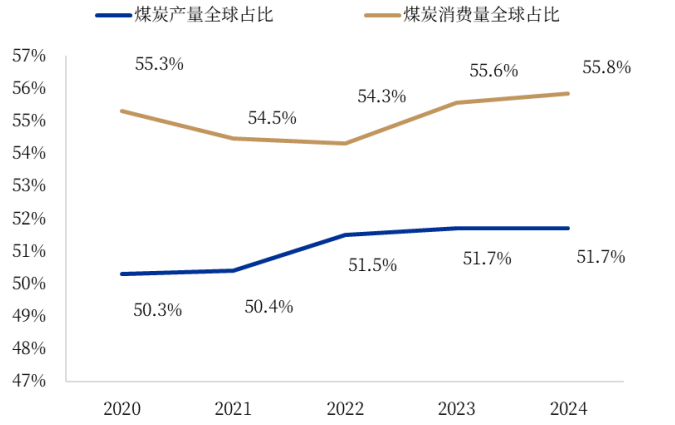
仅供内部参考，请勿外传

图13：我国能源禀赋呈现“富煤、贫油、少气”的特点



资料来源：Energy Institute，中国银河证券研究院

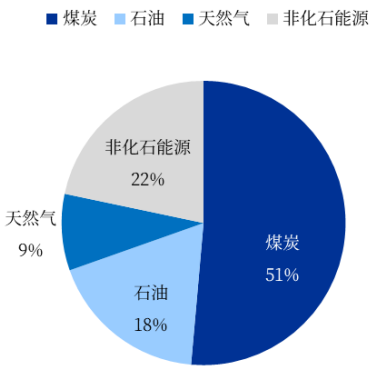
图14：我国煤炭的产量和消费量均占全球的一半



资料来源：国际能源署，中国银河证券研究院

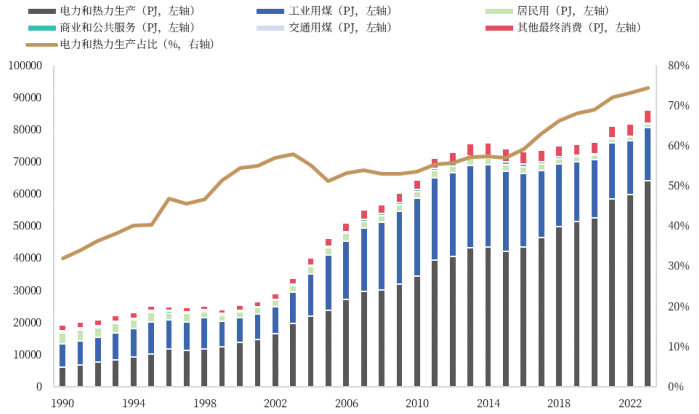
电力和热力生产占我国煤炭消费的一半以上。我国的资源禀赋决定了我国能源消费结构在短期内难以快速摆脱对煤炭的依赖。煤炭在我国一次能源消费结构中占据绝对主导地位，占比达 51%，远高于石油、天然气及非化石能源。不仅如此，1990—2023 年间，我国煤炭中用于电力和热力生产的占比呈现持续稳步上升趋势，从 1990 年的约 32%逐步提升至 2023 年的 74.4%。这一长期趋势充分展示了煤炭在支撑我国能源稳定供应中的核心作用，也印证了煤电与我国资源禀赋之间的深度绑定关系。

图15：我国一次能源消费结构



资料来源：国家统计局，中国银河证券研究院

图16：当前我国超一半的煤炭消费流向电力和热力生产



资料来源：国际能源署，中国银河证券研究院

2. 尽管我国长期对煤电进行清洁化改造，煤电仍需进一步低碳化

我国已连续多年对煤电进行清洁化和低碳化改造。“十一五”以来，我国已通过 “上大压小”关停中小机组、严控规模和投资增速、二氧化硫治理、超低排放和节能改造、“三改联动”等一系列措施，产能结构优化、污染物治理、能效提升、灵活性重构等多维度，对煤电行业开展了长期、系统性的清洁低碳转型工程，并取得显著成效。“十五五”时期，在“双碳”目标深入推进的背景下，由于电力行业占我国碳排放的比例约为 40%，我国将进一步对煤电实施节能和低碳化改造，推动煤电行业减少能耗、降低排放、治理污染。

仅供内部参考，请勿外传

表2：“十一五”至“十五五”不同阶段煤电行业清洁化、低碳化改造的历史及成果

阶段	标志性政策	主要措施	主要成果/政策目标
“十一五”	· 《中华人民共和国国民经济和社会发展第十一个五年规划纲要》 · 《能源发展“十一五”规划》 · 《现有燃煤电厂二氧化硫治理“十一五”规划》 · 《关于加快关停小火电机组若干意见》	· 淘汰落后煤电机组，“上大压小” · 优化建设山西、陕西、内蒙古、贵州、云南东部等煤炭富集地区煤电基地，实施“西电东送” · 对燃煤机组开展二氧化硫治理	主要成果： · 单位 GDP 能耗下降 19.1% · 二氧化硫排放总量下降 14.29% · 累计关停小火电机组 7683 万千瓦
“十二五”	· 《中华人民共和国国民经济和社会发展第十二个五年规划纲要》 · 《能源发展“十二五”规划》 · 《节能减排“十二五”规划》 · 《关于开展燃煤电厂综合升级改造工作的通知》	· 推进大型煤电基地建设，在中西部煤炭资源富集地区鼓励煤电一体化开发 · 实施煤电综合改造升级工程，淘汰落后煤电机组 · 合理控制火电行业的固定资产投资增速和发展规模	主要成果： · 单位 GDP 能耗下降 18.2% · 二氧化硫、氮氧化物排放量分别下降 18.0%、18.6% · 淘汰落后煤电产能约 2800 万千瓦
“十三五”	· 《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》 · 《能源发展“十三五”规划》 · 《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020 年）》 · 《关于促进我国煤电有序发展的通知》 · 《关于推进供给侧结构性改革 防范化解煤电产能过剩风险的意见》	· 全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造 · 加快淘汰落后产能 · 按照国家总量控制要求，严控新增煤电规模	主要成果： · 煤电超低排放改造约 9.5 亿千瓦 · 煤电节能改造超过 8 亿千瓦 · 淘汰落后煤电机组超 2000 万千瓦 · 化解煤炭过剩产能约 8 亿吨
“十四五”	· 《中华人民共和国国民经济和社会发展第十四个五年规划纲要》 · 《“十四五”现代能源体系规划》 · 《全国煤电机组改造升级实施方案》 · 《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027 年）》 · 《新一代煤电升级专项行动实施方案（2025—2027 年）》	· 有序淘汰煤电落后产能，严控新增煤电 · 新增煤电机组全部按照超低排放标准建设、煤耗标准达到国际先进水平 · 大力推进煤电节能降碳、灵活性、供热“三改联动”，并在“三改联动”基础上推进现役机组升级、新建机组提标 · 开展生物质/绿氨掺烧、CCUS 低碳化改造建设	主要成果： · 2021—2024 年煤电节能降碳改造超过 3 亿千瓦 政策目标： · 到 2025 年，首批煤电低碳化改造建设项目全部开工 · 到 2025 年，相关项目度电碳排放较 2023 年同类机组降低约 20%
“十五五”	· 《中华人民共和国国民经济和社会发展第十五个五年规划纲要》 · 《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027 年）》 · 《新一代煤电升级专项行动实施方案（2025—2027 年）》 · 《新型能源体系建设“十五五”规划》	· 推进煤电改造升级，开展生物质/绿氨掺烧、CCUS 低碳化改造建设 · 改造升级现役机组、提升新建机组指标，开展新一代煤电试点示范 · 合理控制煤电装机规模和发电量，持续推动煤电机组关停和延寿工作，稳步压减燃煤自备电厂规模	政策目标： · 到 2027 年，低碳化项目度电碳排放较 2023 年同类机组降低约 50% · 新一代煤电示范机组度电碳排放较 2024 年同类型机组降低 10%—20% · 示范机组设计供电煤耗不高于 270 克/千瓦时，保供期申报出力达标率不低于 99% · 到 2030 年风电和太阳能发电装机比重超过 50%、成为电力装机主体，非化石能源发电量比重达到 50%、成为电量主体 · 到 2030 年能源领域单位发电量碳排放下降 10%以上

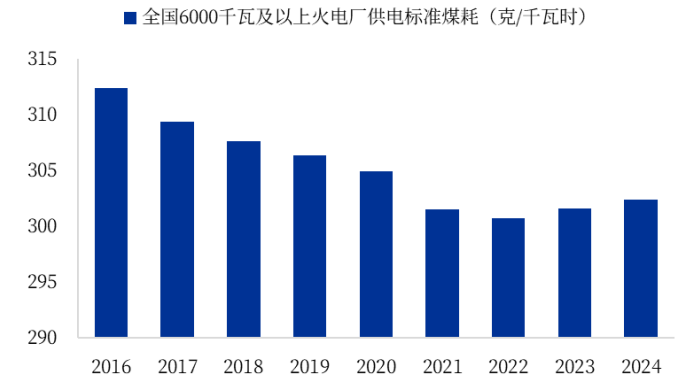
资料来源：中国政府网，国家发改委，国家能源局，国家统计局，生态环境部，中国银河证券研究院

仅供内部参考，请勿外传

我国煤电节能降耗与污染物减排成效显著。供电煤耗方面，全国 6000 千瓦及以上火电厂供电标准煤耗从 2016 年的 312.4 克/千瓦时降至 2024 年的 302.4 克/千瓦时，累计降幅 3.2%。大气污染物治理方面，火电二氧化硫排放总量从 2016 年的 173.5 万吨降至 2024 年的 49.1 万吨，单位排放强度从 401 毫克/千瓦时降至 77 毫克/千瓦时，降幅达 80.8%；氮氧化物排放总量从 162.7 万吨降至 79.7 万吨，单位排放强度从 376 毫克/千瓦时降至 125 毫克/千瓦时，降幅 66.8%。煤电的碳排放强度也持续优化。单位火电发电量二氧化碳排放强度从 2017 年的 844 克/千瓦时逐步下降至 2023 年的 821 克/千瓦时。总体来看，通过超低排放改造和节能降碳改造，我国煤电在节能降耗和污染物减排方面均取得明显成果。

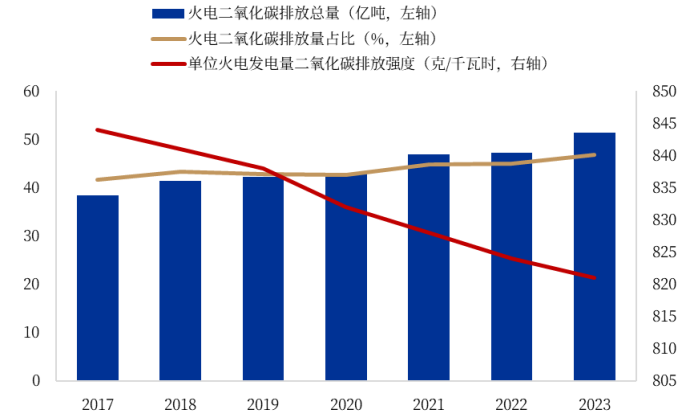
我国煤电仍需进一步减少污染物和二氧化碳排放。自 2023 年起，因发电量快速增长与深度调峰需求增加，供电煤耗、氮氧化物排放、二氧化硫排放总量较 2022 年低点有所回升，反映出排放强度显著降低的同时，排放的总量控制仍受电力需求刚性增长与机组运行工况变化的制约。不仅如此，尽管火电二氧化碳排放强度持续下降，其总量随发电量增长持续攀升，火电的碳排放在总碳排放中的占比也不断提升。因此，在“十五五”建设新型能源体系的要求下，煤电仍需通过扩大灵活性改造覆盖范围、深度挖掘部分老旧机组节能潜力、新建高标准煤电机组、应用低碳技术等方式进一步深化减排。

图17：全国 6000 千瓦及以上火电厂供电标准煤耗



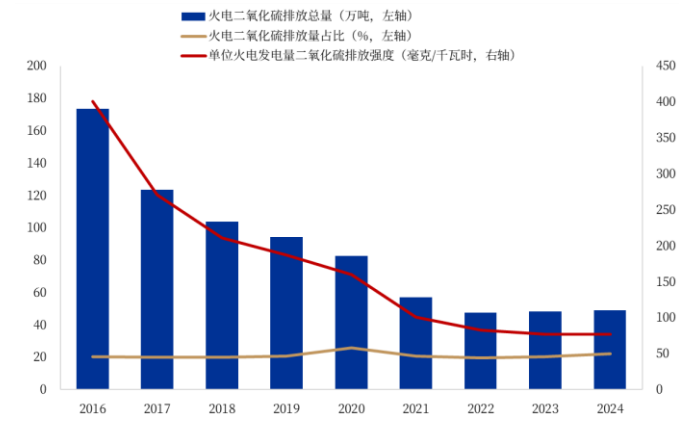
资料来源：中国电力企业联合会，中国银河证券研究院

图18：火电碳排放总量及强度



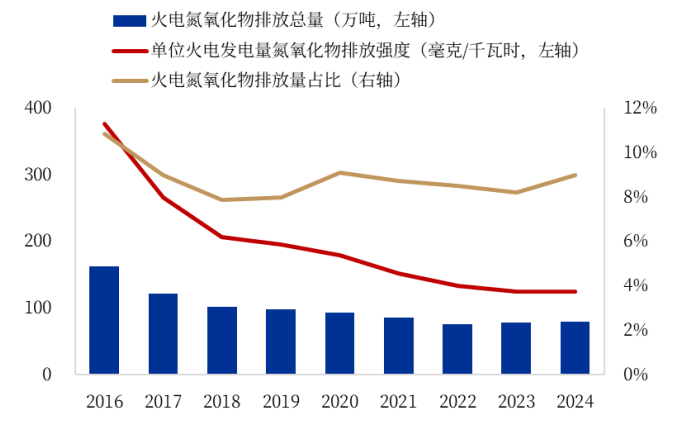
资料来源：生态环境部，中国电力企业联合会，中国银河证券研究院

图19：火电二氧化硫排放总量及强度



资料来源：生态环境部，中国电力企业联合会，中国银河证券研究院

图20：火电氮氧化物排放总量及强度



资料来源：生态环境部，中国电力企业联合会，中国银河证券研究院

（二）煤电转型是构建安全韧性能源体系的必然要求

仅供内部参考，请勿外传

煤电保供是能源安全战略的底线要求。在国际能源市场波动、地缘政治冲突加剧的背景下，能源安全已上升为国家战略的重要内容。我国石油对外依存度近年来维持在约 70%的水平，天然气对外依存度约 40%，新能源发电受天气、季节影响呈现显著的间歇性和波动性，难以完全独立承担保供任务。煤电作为自主可控的本土能源，是保障能源供应链安全、防范外部风险的核心抓手和“压舱石”。

煤电参与灵活调峰是能源体系韧性的现实需求。当前我国工业电力需求持续扩张，数字经济发展带动算力需求爆发式增长，进一步推高全社会用电负荷；叠加极端高温、寒潮等天气频发，对电力系统稳定性与韧性提出更高要求。同时，风电、光伏装机占比快速提升，其间歇性与波动性显著加剧了电力供需失衡风险。新型能源体系需要更强的抗风险能力和调峰能力，而现有新能源与储能技术尚难以完全满足这一需求，必须依靠煤电发挥兜底调节作用。

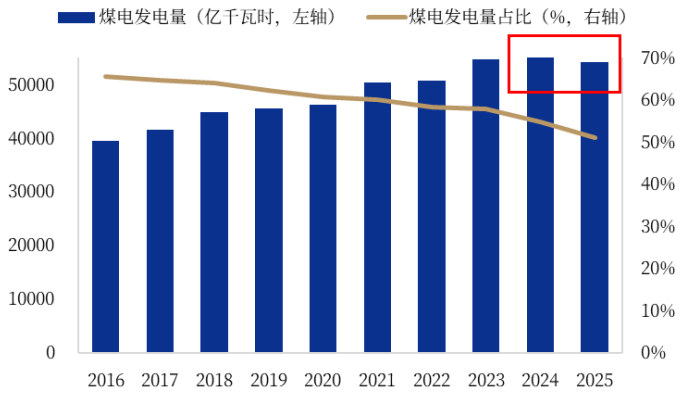
为匹配新型能源系统的功能要求，煤电需经过改造和转型。传统煤电以稳定发电、保障供电量为核心功能，机组运行模式较为固定，在未改造前调峰能力有限，难以适配高比例新能源并网后的频繁调节需求。同时，传统煤电的能耗与排放水平也难以满足新型能源体系低碳高效的要求。功能与性能的双重不匹配，倒逼煤电加快转型，从主要电源转向支撑性、调节性电源。

三、绿色转型中我国煤电功能定位发生根本性转变

（一）煤电从基础电源转变为支持性角色

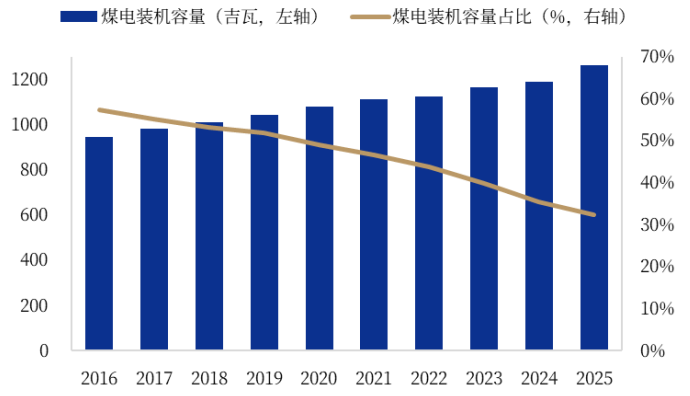
我国煤电占比逐渐降低。从发电量看，2016-2025 年煤电发电量占比从 65.5%逐步降至 51.1%。尽管占比逐步降低，但当前煤电仍然提供全国 50%以上的电量，尚未完全改变其支撑城乡居民用电和工业生产的作用，仍然是保障电力系统安全稳定运行的基础性电源。从装机容量看，2016-2025 年煤电装机容量从 9.5 亿千瓦稳步增长至 12.6 亿千瓦，装机容量占比则从约 57%持续下降至约 32%。

图21：我国煤电发电量占比下降，但仍高于 50%



资料来源：中国电力企业联合会，中国银河证券研究院

图22：当前我国煤电的装机容量已降至 30%左右



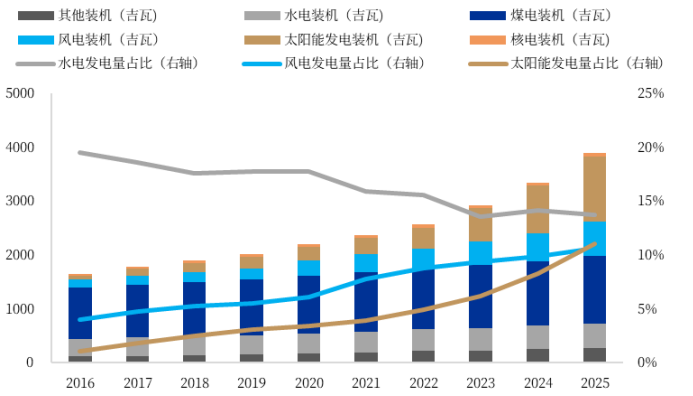
资料来源：中国电力企业联合会，中国银河证券研究院

“十五五”期间清洁电力将取代煤电成为主体电源。煤电装机容量和发电量占比的下降反映了可再生能源发电快速增长对传统煤电的替代效应及我国能源结构清洁化转型的加速推进。2025 年，尽管煤电的装机容量较上年继续增长，煤电发电量在多年连续增长后首次出现下滑，反映出我国电力结构优化进入新的阶段。随着可再生能源装机规模持续扩大、出力稳定性不断提升，加之“双碳”目标下煤电利用小时数逐步下降，煤电从“主体电源”向“辅助性电源”转型的趋势愈发明显。与

仅供内部参考，请勿外传

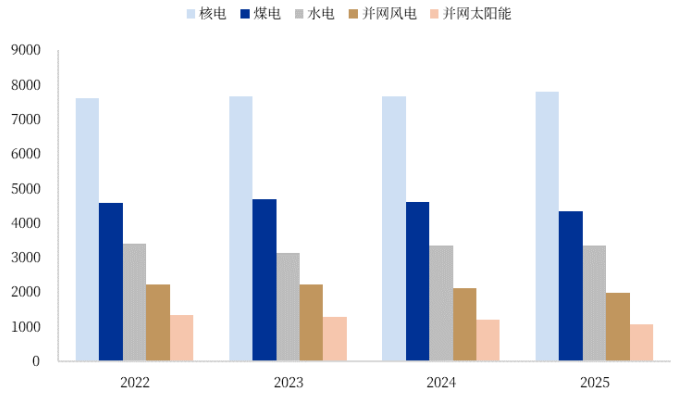
此同时，政策端也在推动煤电的角色加速向系统调峰、应急保供和基础负荷支撑转变。《新型能源体系建设“十五五”规划》要求到 2030 年风电和太阳能发电装机比重超过 50%、非化石能源发电量比重达到 50%，意味着“十五五”期间煤电在新型电力系统中的功能定位将发生深刻重塑。

图23：主要可再生能源装机容量占比和发电量占比



资料来源：中国电力企业联合会，中国银河证券研究院

图24：全国 6000 千瓦及以上主要电源平均利用小时数



资料来源：中国电力企业联合会，中国银河证券研究院

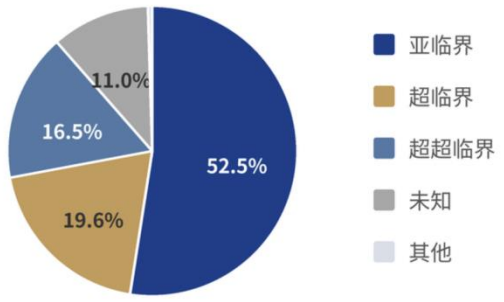
顶层设计要求煤电从传统主体电源向保障性、调节性的低碳电源转型。根据《新型电力系统发展蓝皮书》中的规划，加速转型期（当前至 2030 年）煤电继续发挥“压舱石”作用，向基础保障与系统调节并重转型；总体形成期（2030-2045 年）新能源将成为装机主体，煤电退出主体电源地位，专注调节与应急保障；巩固完善期（2045-2060 年）煤电转为应急备用和调节电源。《新型能源体系建设“十五五”规划》也定调，“十五五”期间将推动火电转向支撑调节性电源。这一转变既是应对新能源波动间歇性、保障电网稳定与能源保供底线的现实需要，也是降低电力系统碳排放、实现“双碳”目标的关键环节，核心功能将转向为新能源并网提供调峰、调频、备用等辅助服务，保障电力系统稳定运行，同时在极端天气、能源供应紧张时发挥兜底保供作用。

（二）多措并举推进“十五五”煤电绿色转型

我国煤电机组存量结构仍“多层级并存”。尽管我国历史上已多次淘汰落后、小容量机组，当前的存量煤电机组中较为低效的机组占比仍然显著。截至 2026 年 1 月，从机组参数看，亚临界机组占比仍为 52.5%，超临界与超超临界机组分别占 19.6%与 16.5%。从容量结构看，300MW 及以下机组占比 43.7%，300-600MW 占 34.6%，600-1000MW 占 20.5%，1000MW 以上机组占比约 1.2%；尽管大容量机组占比持续提升，但中小机组仍在存量中占据较高比例。

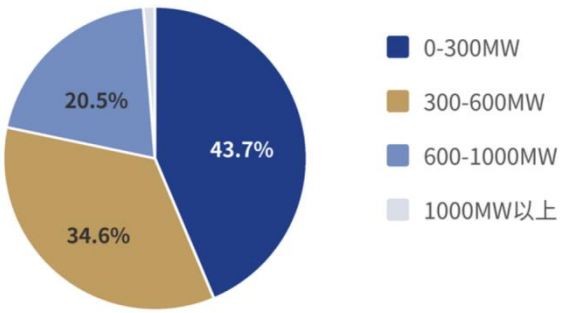
仅供内部参考，请勿外传

图25：我国煤电厂机组燃烧技术路线分布



资料来源：Global Energy Monitor，中国银河证券研究院
注：统计数据的截止时间为 2026 年 1 月末

图26：我国煤电厂机组容量分布



资料来源：Global Energy Monitor，中国银河证券研究院
注：统计数据的截止时间为 2026 年 1 月末

“十五五”时期，我国煤电低碳化改造聚焦燃料替代与碳捕集两大方向，系统探索存量机组减碳路径。根据《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027 年）》，煤电低碳化改造以相关项目 2025 年度电碳排放较 2023 年同类机组平均水平降低约 20%、2027 年降低约 50%并接近气电水平为阶段性目标，围绕三条主要路径开展：1）生物质掺烧：利用农林废弃物、沙生植物、能源植物等实施耦合发电，煤电机组改造后具备 10%以上掺烧能力；2）绿氨掺烧：依托可再生电力，以电解水制氢为原料合成绿氨，实现燃煤替代，优先在大型风光基地配套煤电项目中示范；3）碳捕集利用与封存（CCUS）采用化学法、吸附法、膜法等捕集烟气二氧化碳，同步推进驱油、化工利用及地质封存。项目优先布局于可再生能源富集、地质条件适宜地区，鼓励多种低碳技术路线耦合集成，鼓励煤炭与煤电联营、煤电与可再生能源联营“两个联营”。

同步推进的灵活性改造以提升系统调节能力为核心，围绕深度调峰、宽负荷能效、安全可靠等多维度指标升级机组性能并打造新一代煤电试点示范。根据《新一代煤电升级专项行动实施方案（2025—2027 年）》，灵活性改造的目标为到 2027 年，在难以满足电网快速调节需求的地区，改造和新建一批具有快速变负荷能力的煤电机组；在调峰有缺额的地区，改造和新建一批具有深度调峰能力和宽负荷高效调节能力的煤电机组。具体来看，在深度调峰方面，现役机组最小发电出力降至 25%-40%额定负荷，新建机组力争 25%及以下，新一代示范机组突破 20%以下。在宽负荷能效方面，新建超超临界、湿冷机组设计供电煤耗不高于 270 克/千瓦时；现役、新建、示范机组 30%低负荷煤耗较额定负荷的增幅应分别控制在 25%、20%、15%以内。在安全可靠方面，要求保供期申报出力达标率不低于 98%、非计划停运次数不高于 0.3 次/台年，新一代示范机组达标率则不低于 99%。

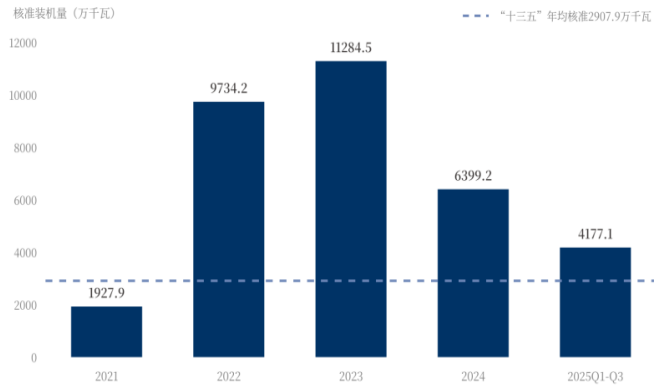
“十五五”期间，新增高效灵活机组、延长部分存量机组使用寿命、关停落后产能并行。中国当前政策并未采取退煤路线，而是强调煤电兜底保障和支撑调节作用；一是通过低碳化改造和升级专项行动提高存量煤电清洁降碳、高效调节能力；二是适度关停低效、落后的机组；三是对部分经过改造、能效提升、发挥良好保障或调峰作用的存量机组延长使用寿命；四是合理控制煤电增量，新增项目均满足新一代煤电机组的参数指标，具备深度调峰、安全可靠、低碳、低能耗等特点。在项目核准端，“十四五”以来煤电核准规模明显抬升，这一期间核准的煤电项目显著高于“十三五”年均 2907.9 万千瓦的水平，将对“十五五”期间新增装机形成支撑。

预计我国大部分煤电机组将在 2060 前退役。从存量和即将投运的机组情况来看，2036-2055 年之间我国将有大量煤电机组达到自然退役的年限，若其中大部分机组正常退役，我国电力系统的

仅供内部参考，请勿外传

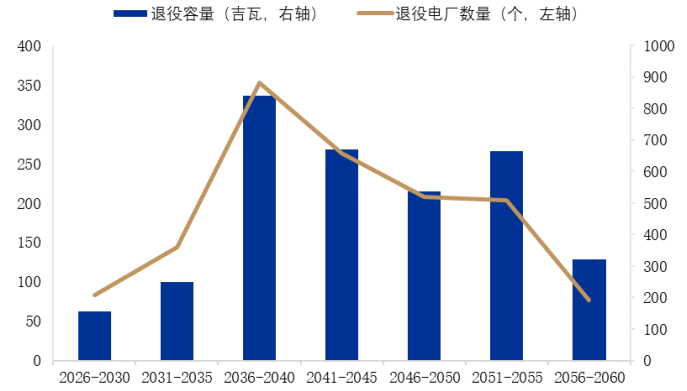
结构将持续优化，煤电在新型电力系统中的支持性和保障性定位也将进一步凸显。根据北京理工大学的预测，到 2060 年，我国煤电将在电力系统中作为灵活性调峰电源保持较低占比，由碳捕集技术（CCS）抵消其残余排放。

图27：“十四五”期间我国核准的新煤电项目



资料来源：绿色和平，中国银河证券研究院

图28：中国煤电厂预计退役时间



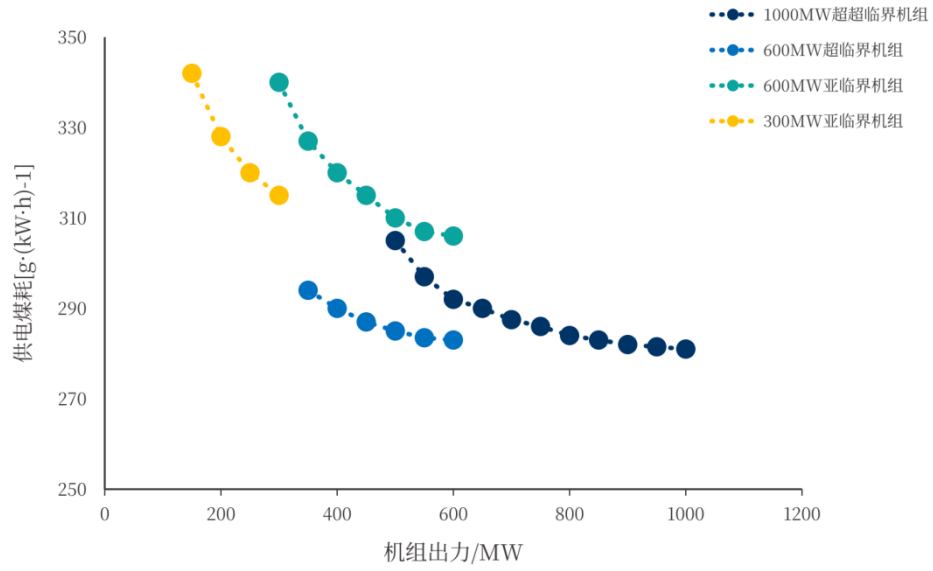
资料来源：Global Energy Monitor，中国银河证券研究院

四、我国煤电转型仍面临挑战

（一）灵活调峰和降碳矛盾突出

煤电参与灵活调峰增加煤耗。一方面，煤电向调节性电源转型、参与灵活调峰的过程中，煤电机组处于低负荷运行的状态，效率降低、供电煤耗显著攀升，进入深度调峰区间后煤耗水平进一步提升。另一方面，为适应新能源波动，煤电机组需要频繁启停和深度调峰，不仅影响机组安全性和使用寿命，还会因不稳定燃烧导致燃烧效率下降，增加供电煤耗与碳排放。由此可见，现阶段灵活调峰与节能降碳的目标形成了矛盾。

图29：煤电机组低负荷运行增加供电煤耗



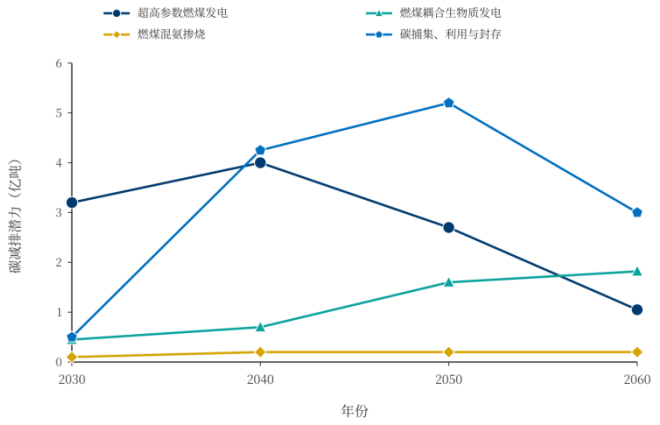
资料来源：华北电力大学，自然资源保护协会，中国银河证券研究院

仅供内部参考，请勿外传

（二）低碳技术规模化应用仍存在瓶颈

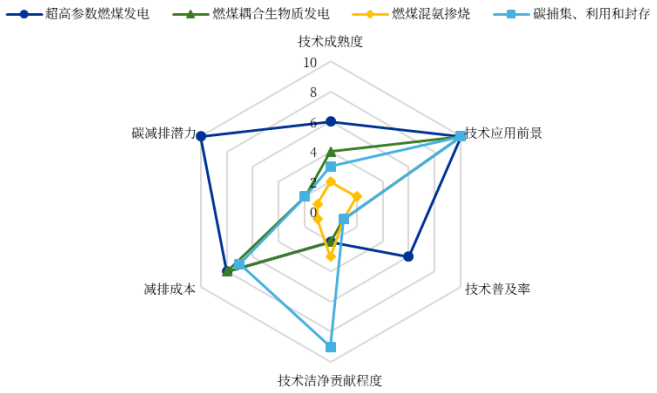
煤电低碳转型的前沿技术规模化应用仍面临多重瓶颈。CCUS、煤电与生物质发电耦合、燃煤混氨掺烧等前沿低碳技术，虽已进入试点示范阶段，但仍面临技术成本高、运营维护难度大等问题，短期内难以大范围推广。从技术减排潜力来看，与超高参数燃煤发电在近期和中期的显著减排效果相比，CCUS 远期减排空间最为可观；燃煤耦合生物质发电的减排贡献随时间则呈稳步增长态势，长期潜力持续释放；而燃煤混氨掺烧的减排效果相对有限。从技术综合性能来看，相比成熟度、普及率、应用前景具备的优势的超高参数燃煤发电，CCUS 的技术成熟度不足、普及率低、减排成本偏高，其商业化进程仍面临较大制约；燃煤混氨掺烧在成熟度、应用前景、普及率等各项指标上均处于相对劣势，技术突破和经济性改善尚需时日；燃煤耦合生物质发电具备良好的应用前景，但普及推广与成本优化仍是其规模化应用的主要障碍。同时，技术研发与转化体系不完善，核心技术攻关进度滞后于转型需求，也制约了煤电深度低碳转型。

图30：煤电转型关键技术碳减排潜力



资料来源：孙月巧，郑宏飞，孔慧，《碳中和背景下煤电转型关键技术研究与展望》，中国银河证券研究院

图31：2030 年煤电转型关键技术性能评估

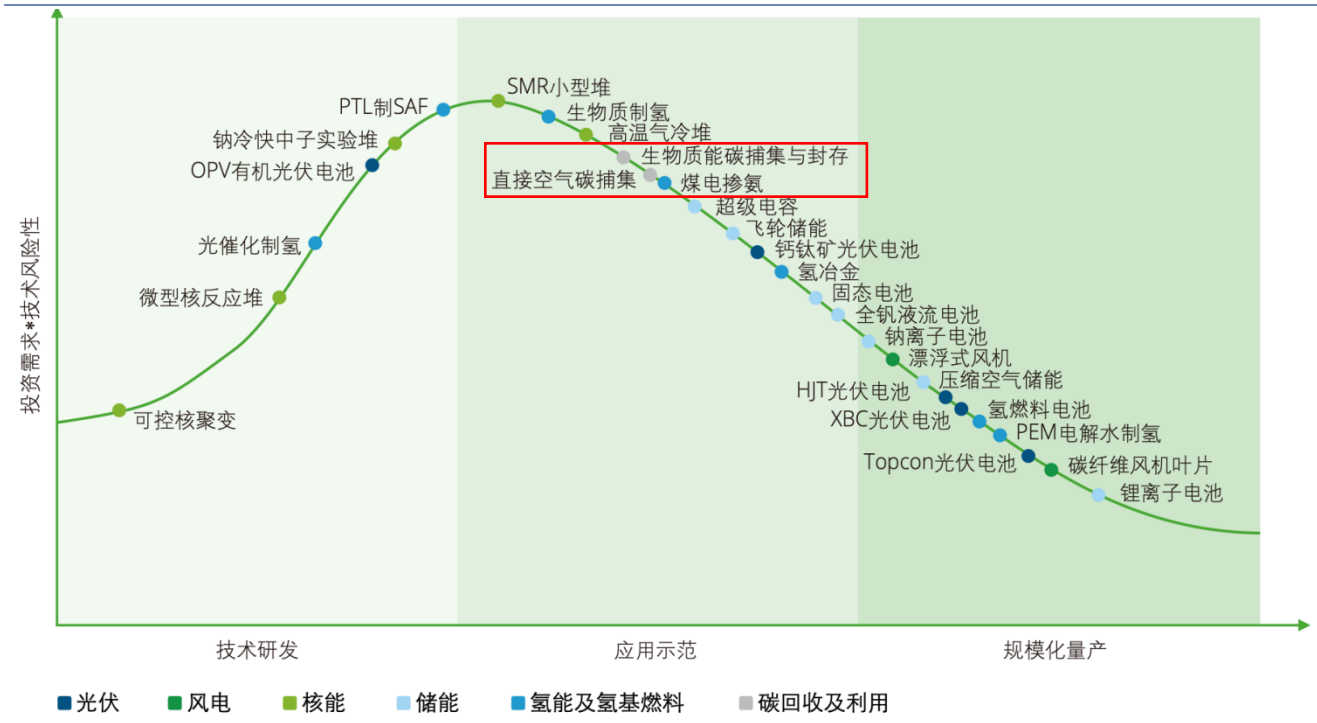


资料来源：孙月巧，郑宏飞，孔慧，《碳中和背景下煤电转型关键技术研究与展望》，中国银河证券研究院

煤电低碳转型技术的产业化进展和海外再生能源与储能技术相比存在明显差距。在可再生能源和储能领域，不同技术路线的光伏电池、锂离子电池、碳纤维风机叶片等技术已进入规模化量产阶段，技术风险较低，投资需求相对可控。相较之下，煤电转型相关的主要低碳技术，如煤电掺氨及生物质能碳捕集与封存（BECCS），仍停留在应用示范阶段，尚未形成成熟的商业模式。在新型电力系统中，煤电转型技术的产业化进程显著滞后于可再生能源和储能技术，反映出煤电这一传统能源在深度脱碳的过程中面临更为复杂的系统性挑战。

仅供内部参考，请勿外传

图32：前沿清洁能源技术产业化进展



资料来源：德勤，中国银河证券研究院

应用场景和成本制约我国煤电 CCS 的规模化应用。从碳捕集规模看，我国目前已有 4 个在运营煤电 CCS 项目，合计碳捕集能力为 235 万吨。其中，华能陇东能源碳捕集和封存项目为全球规模最大的煤电碳捕集示范工程，碳捕集能力达 150 万吨。此外，我国现阶段在建和处于深度开发阶段的煤电 CCS 示范项目均为百万吨级大规模项目，可见我国的煤电 CCS 技术能力已有显著提升。从项目类型来看，运营中的项目和未来预计投运的项目中合计只有 2 个商业化项目，其余 5 个均为示范项目，当前我国的煤电 CCS 还处于示范项目向商业化规模应用过渡的关键阶段。从二氧化碳的利用与封存场景来看，当前煤电 CCS 项目中捕集的碳以驱油封存、咸水层封存为主，应用场景有限，影响了项目的商业化能力。从煤电 CCS 涉及的成本来看，当前煤电的碳捕集成本为 230—400 元/吨二氧化碳，管道运输成本为 0.8 元/（吨*公里），封存成本为 50—60 元/吨二氧化碳。按照生态环境部披露的 2024 年燃煤发电电力碳足迹因子 0.924 千克二氧化碳/千瓦时计算，当前煤电的度电碳捕集成本为 0.2125—0.3696 元/千瓦时，接近部分地区的燃煤发电上网电价基准价，对于部分地区而言甚至超出基准价。由此可见，成本仍是制约我国煤电 CCS 商业化应用的重要因素之一。

表3：我国目前的煤电 CCS 项目

阶段	项目类型	项目状态	投运时间	年最大碳捕集能力（万吨）	利用及封存方式
国能锦界碳捕集全流程示范项目	示范项目	在运营	2021	15	年产 15 万吨的二氧化碳通过罐车送至神华鄂尔多斯现有二氧化碳注射点
国能泰州电厂碳捕集项目	商业化项目	在运营	2023	50	每年大约 30 万吨捕集的二氧化碳被送至中国石化华东石油局提高油田采收率
新疆锦龙神雾二氧化碳捕集与驱油封存全流程项目	示范项目	在运营	2024	20	驱油封存

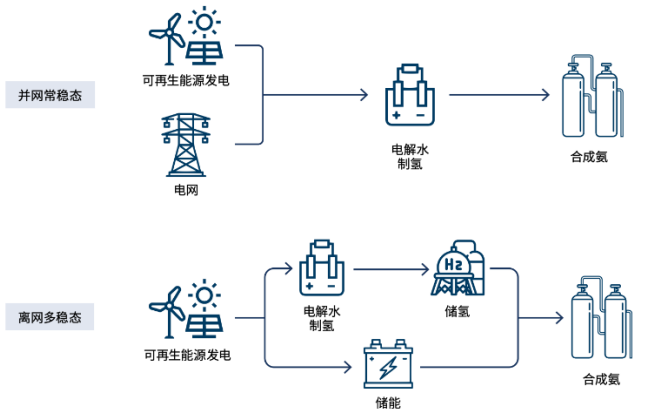
仅供内部参考，请勿外传

华能陇东能源碳捕集和封存项目	示范项目	在运营	2025	150	全球规模最大的煤电碳捕集示范工程；项目建设国内封存层位最深、单井规模最大的咸水层封存工程，创新采用多层注入技术，可将捕集后的二氧化碳注入地下 2000 至 3500 米深的 3 至 4 个地层，单井年封存能力达 20 万吨
中石油新疆油田煤电联营一体化碳捕集项目一期	示范项目	在建	2026	100	在中石油的管理下驱油封存
国能锦界碳捕集项目二期	示范项目	深度开发阶段	评估中	400	可通过地质封存、矿化固定、驱油利用及低碳甲醇生产等多途径实现消纳，其碳减排成效相当于每年植树约 3400 万棵
中国石化胜利电厂碳捕集项目	商业化项目	深度开发阶段	评估中	100	捕集的二氧化碳将通过管道运至胜利油田用于提高原油采收率

资料来源：Global CCS Institute，中国银河证券研究院

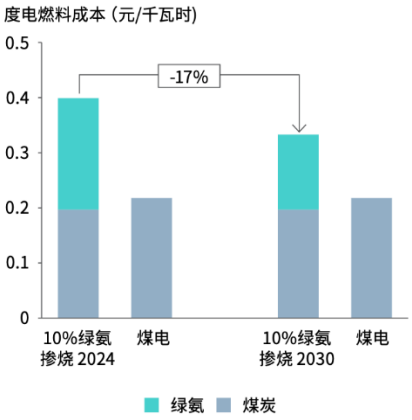
与传统煤电相比，绿氨掺烧经济性和稳定可靠性仍较差。绿氨掺烧是在燃煤发电的过程中替代一定比例的煤粉，通过控制火焰的轴向温度和空燃比，抑制火焰内氮氧化物的形成，因此有效减少煤电厂的温室气体排放。绿氨掺烧的成本较高，等热值氢和氨的价格是常规动力煤的 5—10 倍。一方面，由于绿氨利用风电、太阳能发电等可再生能源富余电力电解水制备的绿氢合成，生产过程中实现了零碳排放，但也因此受制于绿氢制备较高成本；另一方面，单位质量合成绿氨的热值仅为煤炭热值的 2/3，提供相同的热量所需的绿氨量高于煤炭量。据落基山研究所测算，按政策要求掺烧 10%绿氨计算的度电燃料成本较不掺烧的情况增加了近一倍；尽管到 2030 年，掺烧绿氨的度电燃料成本预计将下降 17%，仍明显高于传统煤电的度电燃料成本。此外，绿氨掺烧会影响燃煤机组的稳定性、可靠性、灵活性，机组需要经过改造以在适应绿氨特性的同时发挥其调峰的作用。

图33：绿氨制备过程



资料来源：落基山研究所，中国银河证券研究院

图34：绿氨掺烧与传统煤电的成本对比



资料来源：落基山研究所，中国银河证券研究院

煤电掺烧生物质面临燃料供给不稳定、经济性较差等问题。一是生物质资源分布较为分散且季节性较强，导致其收集难度大、持续供应保障不足，且收集价格偏高。二是其热值比动力煤低 1/3，需更高的成本才能实现对煤炭热值的等效替代。三是生物质水分较高，易引发燃烧效率下降等问题。当前我国主要采用初始投资小的直接掺烧生物质技术，短期内仍处于区域化、小规模探索阶段。

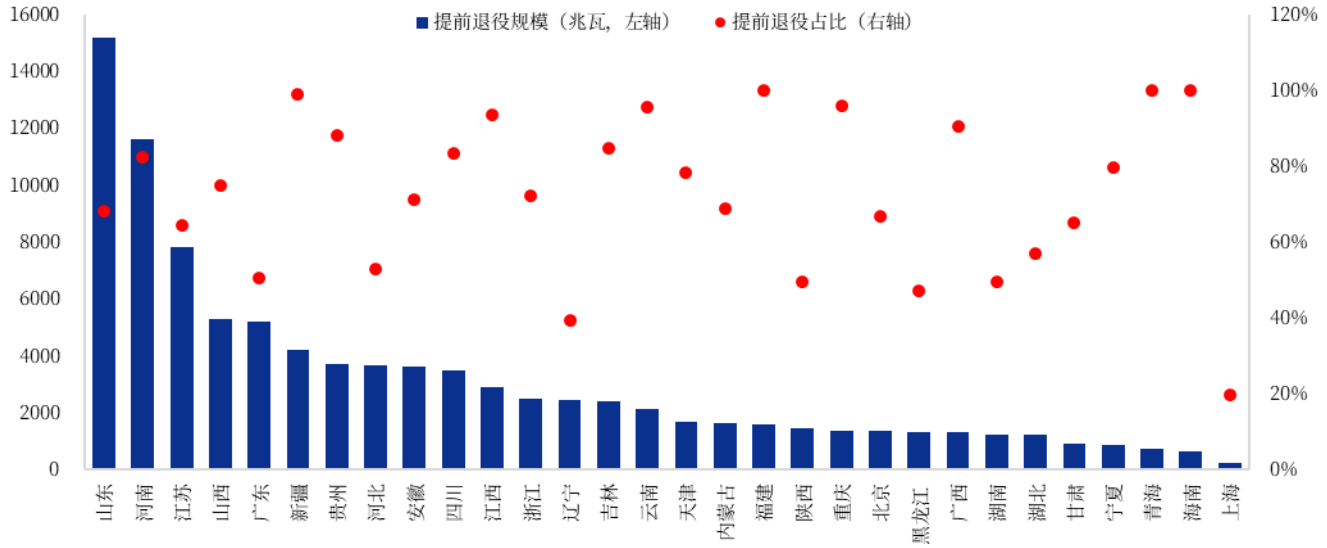
仅供内部参考，请勿外传

（三）煤电转型面临资产搁浅风险

我国煤电搁浅资产规模显著。截至 2026 年 1 月，全国已有 30 个省份出现煤电机组提前退役，累计提前退役容量约 94 吉瓦，占总退役容量的 69%。从机组结构看，提前退役机组以小型低效机组为主，其中 300 兆瓦以下机组占比达 98.7%，反映出政策驱动下落后产能加速出清的明确导向。这些机组在仍具备技术寿命和潜在经济价值的情况下退出原有用途，导致初始投资未完全回收或贷款未完全偿还、未获得部分预期回报等问题，形成规模可观的煤电搁浅资产，对电力企业资产负债表、区域能源投融资环境及金融机构信贷质量均产生深远影响。

提前退役煤电资产主要分布在东中部地区。从提前退役的规模分布来看，山东、河南、江苏、山西、广东位居前列，五省合计占全国提前退役总规模的 48%。从提前退役容量占总退役容量看，仅辽宁、陕西、黑龙江、上海四地区提前退役容量的占比在 50%以下，表明我国大多数省份历史上煤电装机结构优化压力较大，经历过大规模的机组系统性替代。

图35：各省提前退役煤电资产规模与占比



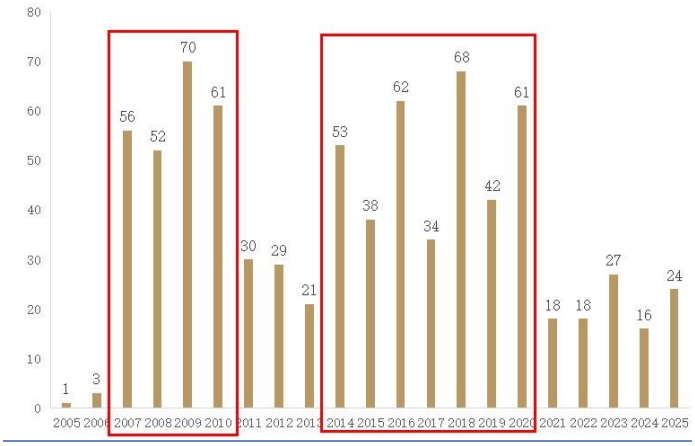
资料来源：Global Energy Monitor，中国银河证券研究院

注：在运装机容量的统计截止时间为 2026 年 1 月。

清洁化改造与供给侧改革为搁浅资产主要历史成因。我国第一轮大规模电厂提前退役出现在 2006-2010 年，与“十一五”期间加快关停小火电机组、推进“上大压小”政策密切相关，这一期间的措施包括压减高耗高污低效机组，推动电力节能降耗与结构优化。第二轮规模性煤电厂提前退役出现在 2014-2020 年，与这一期间供给侧改革、化解煤电过剩产能等政策叠加，不符合标准的机组加速淘汰，提前退役范围进一步扩大。

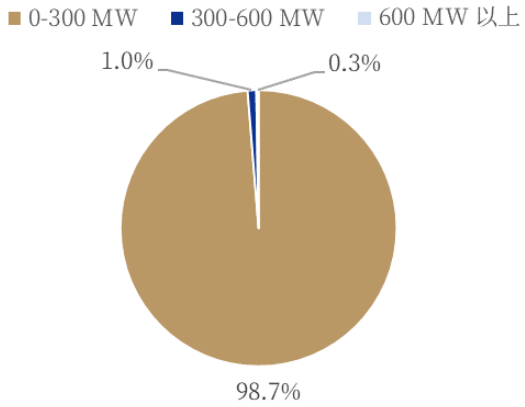
仅供内部参考，请勿外传

图36：我国煤电资产提前退役的时间分布（个）



资料来源：Global Energy Monitor，中国银河证券研究院

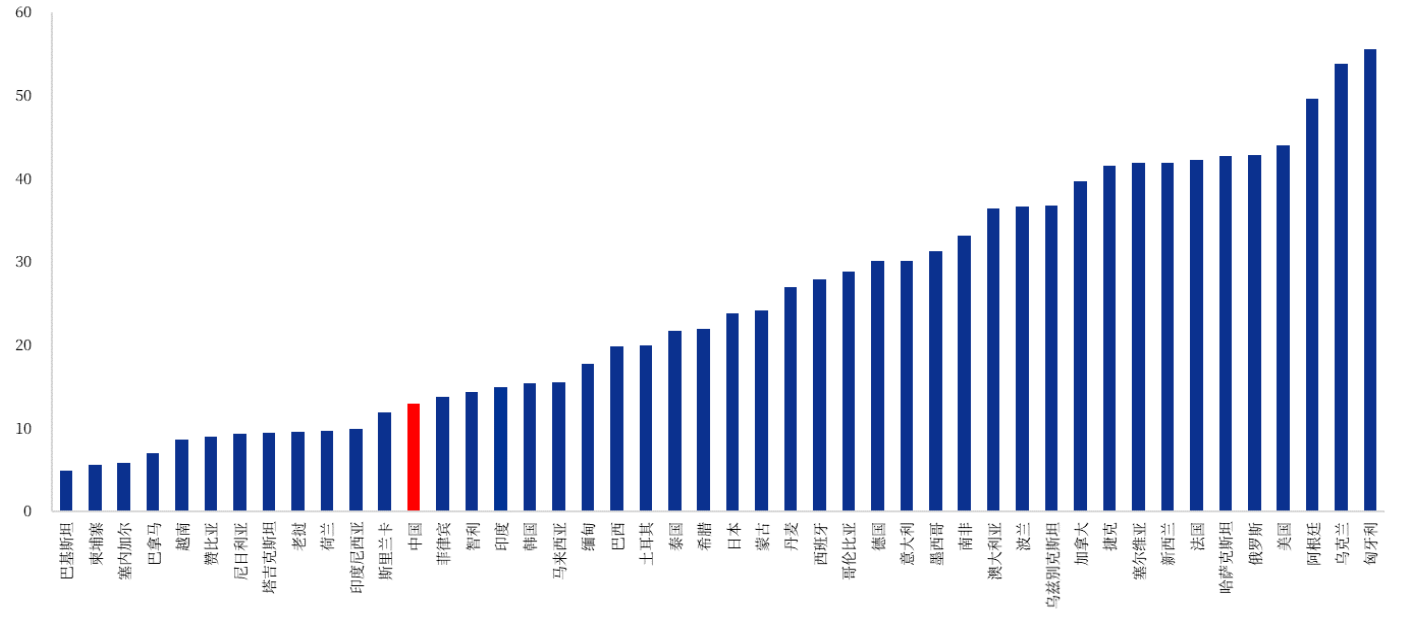
图37：我国提前退役煤电资产装机容量分布



资料来源：Global Energy Monitor，中国银河证券研究院

深入推进煤电低碳化转型需警惕新一轮资产搁浅风险。当前我国煤电机组整体服役年限较短，一半以上机组为近 15 年内投产，设备较新且资产规模庞大。我国煤电机组的平均已服役年限仅为 13 年，在全球仅高于越南、印度尼西亚等少数新兴市场国家，相比之下，美国、法国、德国等发达国家的煤电机组平均机龄均超过 30 年。我国国内各地区中，上海的煤电机组平均机龄最高，为 22.8 年，而新疆、青海等 13 个省（市、自治区）的平均机龄均未达到全国平均水平。可以看出，按使用寿命 30 年计算，我国大多数煤电机组尚未达到常规的退役年限。不仅如此，低利用小时数、低碳改造后提前退出市场等因素也都会造成煤电资产搁浅。因此，当前我国煤电厂继续推进灵活性改造和低碳化转型，或将因资产未完全发挥其功能价值而贬值、提前退役等原因形成新一轮煤电搁浅资产。据马里兰大学、国家发改委能源研究所、华北电力大学估算，在不同升温情境下、综合不同的煤电退出路径来看，我国将形成的煤电搁浅资产规模为 650-8890 亿元，其金融风险敞口不容忽视。

图38：各国煤电厂加权平均机龄对比

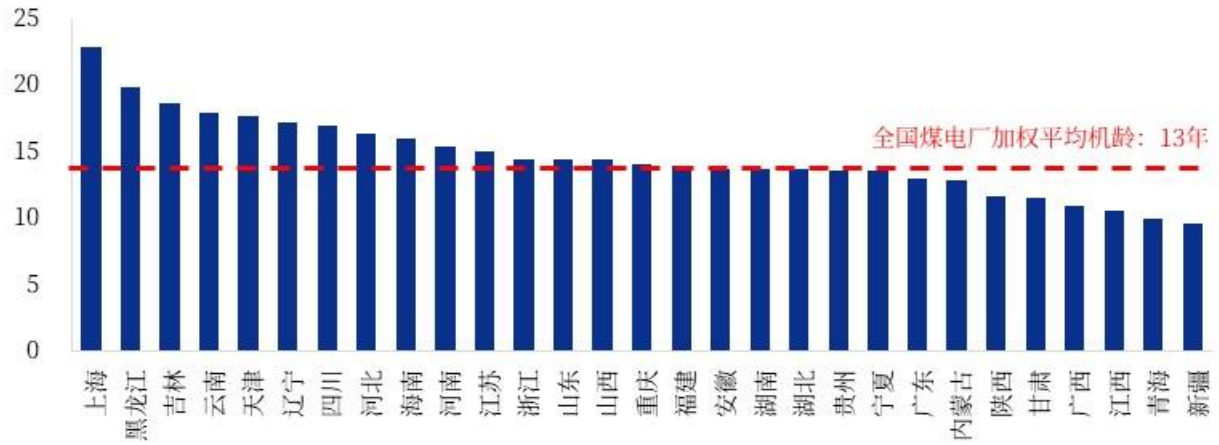


资料来源：Global Energy Monitor，中国银河证券研究院

注：在运装机容量的统计截止时间为 2026 年 1 月。

仅供内部参考，请勿外传

图39：我国各省（市、自治区）煤电厂加权平均机龄对比



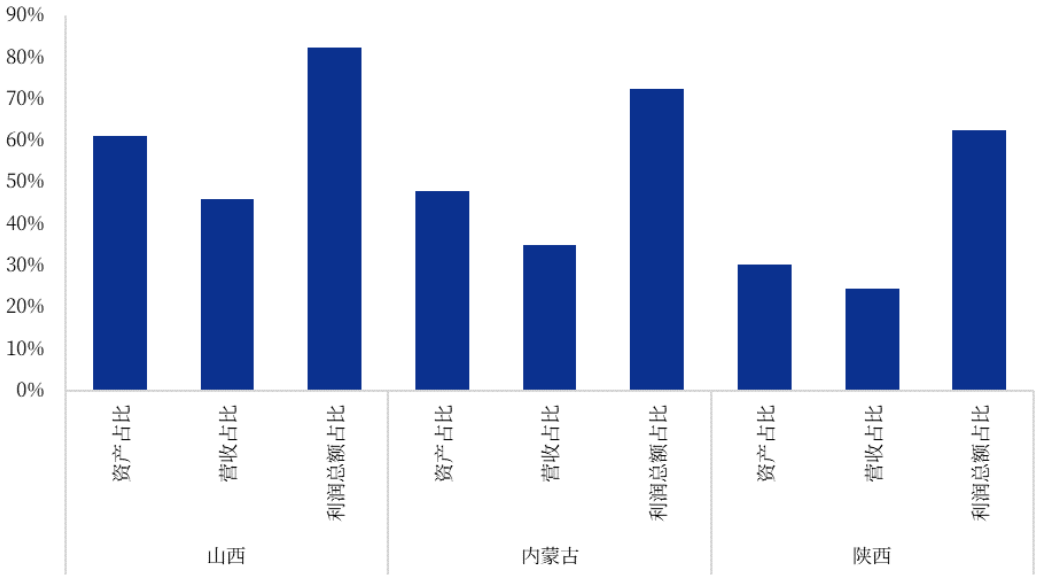
资料来源：Global Energy Monitor，中国银河证券研究院

注：在运装机容量的统计截止时间为 2026 年 1 月。

（四）煤电转型对社会存在潜在影响

煤电转型或影响区域经济。在山西、内蒙古、陕西、新疆等西部煤炭资源型地区，煤电作为煤炭的主要消费场景，其低碳转型将减少对煤炭的需求，进而对当地的经济发展造成影响。以山西、内蒙古、陕西三省区为例，煤炭和电力热力行业在规模以上工业企业中占据主导地位：资产端，山西煤炭及电力热力行业的资产占比达 60%以上，内蒙古的占比接近 50%，陕西的占比约 30%；营收端，山西、内蒙古、陕西煤炭及电力热力行业的营业收入占比分别为 46%、35%、25%；利润端，山西、内蒙古、陕西煤炭及电力热力行业的利润总额占比分别为 82%、72%、62%。三省份的资产、营收、利润高度集中于煤炭及电力热力行业，反映出地方经济对煤炭产业链的高度依赖，煤电低碳转型将削弱这些地区支柱产业的作用，对地方经济增长造成压力。

图40：我国规模以上工业企业中煤炭行业和电力热力行业的资产、营收、利润总额占比

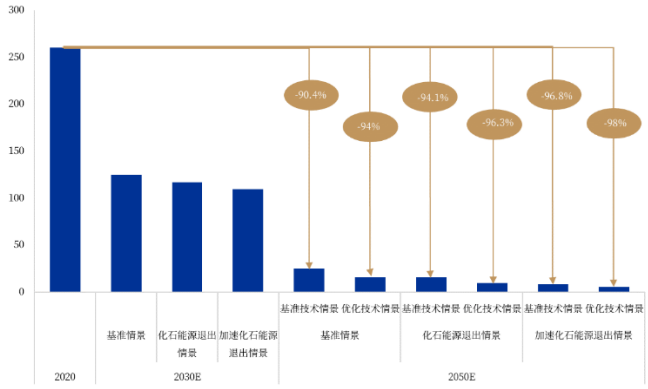


资料来源：内蒙古自治区、山西省、陕西省 2025 年统计年鉴，中国银河证券研究院

仅供内部参考，请勿外传

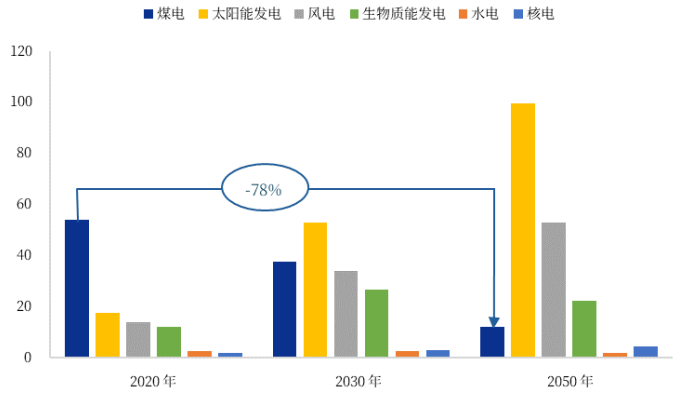
煤电转型或影响就业市场。煤电转型不仅是能源和产业结构的调整，也涉及相关从业者的就业与生计。根据国际能源署数据，2024 年全球煤炭供应行业的从业者约 610 万人，煤电行业的从业者约 220 万人，其中，接近 80%的就业岗位位于中国和印度。一方面，煤电厂关停或其新装机组的技术水平较高，均会导致所需的就业岗位减少。另一方面，煤电转型造成的就业冲击传导到上游煤炭行业，也将影响相关从业者的就业。据北京大学能源研究院和联合国开发计划署预测，2050 年我国煤电行业的就业人数将较 2020 年下降 78%，而煤炭行业从业人员数量的降幅将为 90.4%-98%；而与此同时，太阳能发电和风电行业的就业将大幅增长。尽管能源转型将带来新的就业机会，但在煤炭和煤电行业中岗位受到冲击的从业者若想把握新机会，还将面临技能转换带来的困难。

图41：2020-2050 年不同情景组合下煤炭行业的就业总量（万人）



资料来源：北京大学能源研究院，联合国开发计划署，中国银河证券研究院

图42：2020-2050 年预计电力部门就业规模变化情况（万人）



资料来源：北京大学能源研究院，联合国开发计划署，中国银河证券研究院

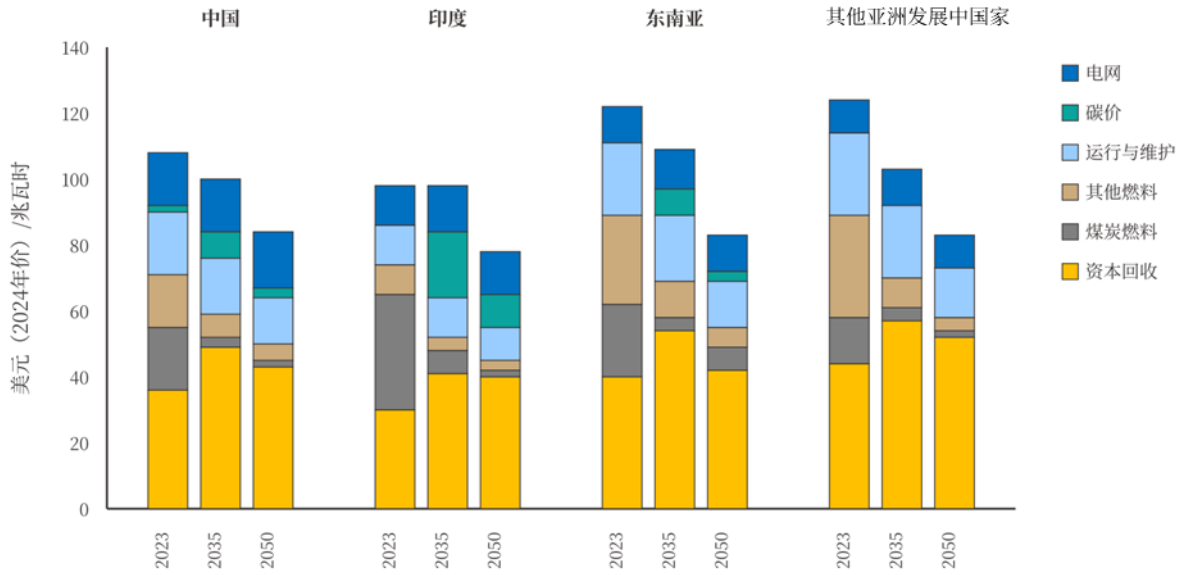
（五）煤电转型的资金支持不足

煤电行业转型资金需求较大。结合政策要求、转型目标与路径、低碳技术成本来看，煤电转型资金主要用于节能改造、灵活性改造、工艺优化、应用前沿低碳技术等方面，涉及源头减碳、过程降碳、末端治理等多个环节。根据气候债券倡议组织（CBI）的估算，未来，我国的煤电低碳转型将引发超过十万亿元的资金需求。

我国煤电的成本回收机制仍不完善。当前我国已形成两部制电价机制，由市场化的电量电价及为回收机组固定成本而设容量电价组成。尽管容量电价机制已逐步落地，2026 年起各地将提升容量电价至煤电机组固定成本的 50%以上，但在当前补偿标准下，多数机组依然难以通过容量电费完全回收折旧、财务费用等成本。不仅如此，煤电正从基荷电源向系统调节电源转型，但与之配套的辅助服务价格形成机制和补偿体系尚未同步健全。尽管已有《关于建立健全电力辅助服务市场价格机制的通知》、《电力辅助服务市场基本规则》等专项政策文件落地，但仍然存在价格信号传导不畅、服务未被充分定价等问题。此外，由于中长期交易电量占比仍较高，叠加其限价约束，导致燃料成本向电价传导不充分、不及时，部分煤电企业承担盈利和经营现金流剧烈波动的压力。根据国际能源署（IEA）的预测，我国 2035 年的电力系统固定成本将较 2023 年有所提升，占总成本约 50%，而燃料成本将大幅下降，且这一趋势在亚洲其他国家也十分明显。这一成本结构的转变意味着未来电力系统的经济性将对固定资产投资的有效回收机制更加敏感，而当前尚不完善的煤电相关定价机制仍将导致企业的固定成本与合理利润难以足额回收，不仅削弱了企业的投资意愿，也制约了新型电力系统所需的调节能力建设。

仅供内部参考，请勿外传

图43：2023-2050 年电力系统成本构成



资料来源：国际能源署，中国银河证券研究院

我国煤电转型的金融支持力度不足。从国内政策实践来看，当前我国在全国层面已发布《转型金融标准使用说明（试用稿）》，覆盖钢铁、煤电、建材、农业四个重点行业，并在部分地区试用。在地方层面，2023 年重庆、新疆昌吉州、甘肃兰州新区、浙江湖州、黑龙江七台河市等地陆续出台地方转型金融目录，将煤电纳入支持范围，但覆盖地理区域仍有限，截至目前仅有部分省份在政策层面落地标准。由此可见，针对煤电转型，我国尚未形成全国统一的金融支持标准。从支持内容看，各地目录虽逐步细化，涵盖煤电机组节能降碳改造、供热改造、灵活性改造、CCUS 技术应用、污泥耦合发电、多能互补等领域，但总体仍停留在“存量改造”层面，以能效提升和工艺优化为核心目标，缺乏对煤电资产有序退出和延寿的支持和制度安排。从金融产品看，产品应用和创新还处于初级阶段，对煤电转型的支持以专项转型贷款为主，转型债券、火电 ABS、火电公募 REITs 等工具虽已落地，但当前覆盖范围和规模有限、应用区域分散，尚未形成完善的煤电转型金融支持体系。

相比之下，国际政策侧重于支持煤电的长期有序退出。新加坡 2023 年发布的《亚洲可持续金融分类标准》采用“红绿灯分级管理”框架，将传统煤电业务纳入“红灯”（“不合格”）类别，但明确支持煤电资产的提前有序退役。2025 年版《东盟可持续金融分类目录》则进一步将 2040 年前完成的煤电退役项目直接归类为“绿灯”，并在“黄灯”标签下进一步细分，包括 2050 年前退役的煤电项目，以及 2023-2027 年完成融资交割、采用成熟技术实现全生命周期温室气体排放最小化的煤电项目。此外，加装 CCUS 的掺烧煤炭发电项目也能获得东盟的分类目录支持。两个地区的分类目录均以煤电项目长期深度脱碳为导向，通过分级准入搭建严格的边界管控机制。

表4：我国地方及国际已出台的煤电转型金融支持目录对比

阶段	地区	文件名称	煤电相关覆盖内容
2023 年 4 月	新疆维吾尔自治区昌吉州	《昌吉州降碳转型升级项目目录（2023 年）》	支持方向：将现代煤、火力发电等行业纳入降碳转型升级项目范围，配套项目认定与管理机制；重点围绕节能降耗、污染物减排、碳排放强度下降和清洁高效利用等方向，引导金融资源支持高碳行业有序转型。

仅供内部参考，请勿外传

2023 年 7 月	甘肃省兰州市兰州新区	《兰州新区转型金融支持活动目录（试行）》	支持方向：目录明确纳入煤电行业，并将节能降碳、清洁高效利用、灵活性改造等活动作为转型金融支持重点；通过贷前认定、贷后绩效跟踪和利率激励等机制，引导煤电项目形成可核验的减排效果。
2023 年 7 月	浙江省湖州市	《湖州市转型金融支持活动目录（2023 年版）》	支持方向：①煤改气、生物质、掺氢燃气轮机热电联供；②传统机组设备的节能降碳改造、供热改造和灵活性改造；③整体煤气化联合循环（IGCC）、富氧燃烧等便于实现 CO2 捕集类技术；④重点和通用耗能设备节能改造、升级；⑤CCUS 技术应用
2023 年 5 月	重庆市	《重庆市转型金融支持项目目录（2023 年版）》	支持方向：①燃煤电厂超低排放改造；②煤电机组节能降碳改造；③煤电机组灵活性及能效提升改造；④煤电机组供热改造；⑤城市污泥耦合发电技术；⑥CCUS 技术应用；⑦整体煤气化联合循环（IGCC）技术应用。
2024 年 5 月	黑龙江省七台河市	《七台河市转型金融支持项目目录(2023 年版）》	支持方向：①燃煤电厂超低排放改造；②煤电清洁高效利用，包含煤电机组节能降碳改造、煤电机组灵活性及能效提升改造、煤电机组供热改造；③城市污泥耦合发电技术；④CCUS 应用，包含直接空气碳捕集与封存、生物质能碳捕集与封存、二氧化碳驱油技术应用、其他 CCUS 应用；⑤整体煤气化联合循环（IGCC）技术应用
2023 年 12 月	新加坡	《新加坡-亚洲可持续金融分类目录》（2023 版）	目录采用“红绿灯系统”，所有化石燃料电力均被列为“红灯”，即目录不支持的活动；但目录支持煤电提前有序退役
2025 年 11 月	东盟	《东盟可持续金融分类目录》（Version 4）	目录采用“红绿灯系统”，将未采取任何减排措施的煤电列为“红灯”；部分加装 CCUS 的掺煤生物质发电和加装 CCUS 的混合化石燃料发电获得目录支持；煤电退役获得目录支持，其中 2040 年前完成退出的煤电项目被认定为“绿灯”；2050 年以前退出的煤电项目，或 2023-2027 年完成融资交割且采用成熟技术实现全生命周期温室气体排放最小化的煤电项目，被认定为“黄灯”。

资料来源：新疆维吾尔自治区人民政府，兰州新区管委会，湖州市金融办，中国人民银行重庆市分行，黑龙江政务服务网，新加坡金融管理局，东盟资本市场论坛，中国银河证券研究院

表5：我国部分转型金融贷款案例

时间	地区	融资规模	支持内容	转型目标/预期成果	贷款特点
2024 年 12 月	山东枣庄	8000 万元	燃煤发电机组绿色低碳改造	年节约标煤量不低于 2.57 万吨、二氧化碳减排量不低于 6.425 万吨	将利率优惠、贷款期限、上下游授信总额等与节煤/减排量挂钩，达标可享 5-30 BPs 利率优惠、贷款期限延长 1 年、提升授信总额、免费提供银企直连系统等
2025 年 4 月	贵州六盘水	1.54 亿元	2×660MW 燃煤发电机组超低排放项目建设改造	烟尘排放量降低 67%，二氧化硫排放量降低 85.5%，氮氧化物排放量降低 75%	采用转型评价+减排+利率挂钩的模式，项目转型评价达标后，新项目可享不高于同期同档平均利率优惠
2025 年 10 月	山东省烟台市	2.3 亿元	市政污泥耦合掺烧热电联产煤电改造项目	预计每年可综合利用掺烧污泥约 5 万吨，节约标准煤约 2 万吨	创新引入 ESG 指标动态评估企业转型成效

资料来源：山东省银行业协会官网，贵州省地方金融管理局官网，信用烟台，中国银河证券研究院

五、持续深化煤电转型的支持措施

煤电转型是重塑我国能源结构的长期系统性工程。随着我国进入“双碳”目标的第一个兑现期，煤电行业也迈入了深层次转型的阶段。为保障煤电行业平稳转型，需要构建一套覆盖市场机制、金融支持体系与区域治理的系统性支持框架，以有效缓解转型阵痛、引导产业有序过渡、保障能源安

仅供内部参考，请勿外传

全、深度降低产业碳排放。

完善电力市场机制，重构煤电价值定位。煤电从基础电源到支撑性、调节性电源的转变，应通过深化电力市场改革来确认和兑现其价值。一是需加快构建并扩大现货市场、中长期市场、辅助服务市场和容量市场的覆盖范围与运行深度。其中，逐步完善容量补偿机制，促进煤电机组固定成本回收；同时完善辅助市场制度，推出新型辅助服务品种，使煤电参与调峰、调频、备用等各项辅助服务均能获得合理收益，一方面弥补其因发电小时数下降而造成的经营缺口，另一方面充分体现完成灵活性改造机组的快速爬坡和深度调峰能力的价值。二是需推动煤电电价形成机制与碳市场联动，通过市场化方式部分疏导煤电企业因减排或合规产生的成本，对冲转型压力。这将有助于在财务层面激励煤电企业主动投资于低碳技术、降低碳强度。

完善支持标准，创新金融支持体系。由于煤电转型所需资金量较大，转型金融有望成为未来五年支持煤电行业低碳改造的关键力量。当前我国尚未形成统一的转型金融支持标准，针对煤电退出和延长寿命也缺乏制度性安排，因此仍需加快健全金融支持体系，更好地助力煤电转型。一是需加快完善和推广国家层面的煤电转型金融活动目录标准。可借鉴地方试点经验，明确界定予以支持的煤电改造和低碳转型技术；增加对煤电关停和延寿的支持标准，为企业融资和金融机构评估提供清晰指引。同时，应将公正转型纳入转型支持标准，助力区域平稳转型。二是需丰富转型金融工具箱。除持续发展已有的转型贷款和转型债券外，在股权方面，可针对资产负债率高、债务融资困难的转型企业，鼓励设立国家级或地方性的能源转型股权投资基金，以“股债结合”方式注入资本，优化其财务结构；在保险产品方面，可开发针对新技术应用风险、能效履约风险的“转型保险”，为企业尝试创新技术保驾护航。此外，还可借鉴新加坡推出的煤电转型信用机制，将煤电提前退役产生的减排量货币化，以支持煤电关停。三是需建立风险共担机制。如政府与金融机构合作，对符合条件的煤电节能降碳改造、灵活性改造项目等，提供风险补偿资金、担保、增信，降低金融机构的投资风险，提升其投资意愿。

实施区域综合治理，保障经济社会平稳过渡。面对煤电转型可能带来的潜在风险，需建立多重机制，保障区域经济和社会平稳过渡。一是需建立就业保障与再培训体系。如设立专项资金用于对受影响的煤电行业职工进行技能培训、转岗安置和创业支持。培训方向应紧密对接当地新兴产业发展需求，如可再生能源运维、综合能源服务等，实现“退煤”与“增绿”在人力资源上的无缝衔接。二是对转型压力大的地区提供财政支持。为支持这些地区培育接续替代产业，应鼓励地方利用提前退役的资产、关停电厂的土地、厂房等存量资源，发展多种形式的新业态。三是强化社会参与。如制定透明的机组关停与改造时间表，提前与职工沟通，做好社会风险评估与预案；鼓励企业、工会、地方政府建立三方协商机制，共同制定公正转型方案，确保转型过程的社会公平与稳定。

六、风险提示

对政策理解不到位的风险；政策落实不及预期的风险；技术落地进展不及预期的风险。

仅供内部参考，请勿外传

图表目录

图 1： 全球发电侧发电量结构 4
图 2： 全球发电侧装机容量结构 4
图 3： 全球在运营煤电厂的分布 5
图 4： 未来 5 年全球预计投运煤电厂分布 5
图 5： 欧洲发电结构 6
图 6： 欧洲煤电厂退出时间表 6
图 7： 拉美发电结构 7
图 8： 拉美煤电厂退出时间表 7
图 9： 美国发电结构 7
图 10： 美国煤电厂退出时间表 7
图 11： 越南 2025-2035 新增风力、光伏、煤电装机容量 9
图 12： 印尼 2025-2034 新增风力、光伏、煤电装机容量 9
图 13： 我国能源禀赋呈现“富煤、贫油、少气”的特点 10
图 14： 我国煤炭的产量和消费量均占全球的一半 10
图 15： 我国一次能源消费结构 10
图 16： 当前我国超一半的煤炭消费流向电力和热力生产 10
图 17： 全国 6000 千瓦及以上火电厂供电标准煤耗 12
图 18： 火电碳排放总量及强度 12
图 19： 火电二氧化硫排放总量及强度 12
图 20： 火电氮氧化物排放总量及强度 12
图 21： 我国煤电发电量占比下降，但仍高于 50% 13
图 22： 当前我国煤电的装机容量已降至 30%左右 13
图 23： 主要可再生能源装机容量占比和发电量占比 14
图 24： 全国 6000 千瓦及以上主要电源平均利用小时数 14
图 25： 我国煤电厂机组燃烧技术路线分布 15
图 26： 我国煤电厂机组容量分布 15
图 27： “十四五”期间我国核准的新煤电项目 16
图 28： 中国煤电厂预计退役时间 16
图 29： 煤电机组低负荷运行增加供电煤耗 16
图 30： 煤电转型关键技术碳减排潜力 17
图 31： 2030 年煤电转型关键技术性能评估 17
图 32： 前沿清洁能源技术产业化进展 18
图 33： 绿氨制备过程 19
图 34： 绿氨掺烧与传统煤电的成本对比 19
图 35： 各省提前退役煤电资产规模与占比 20

仅供内部参考，请勿外传

图 36：我国煤电资产提前退役的时间分布（个）..... 21
图 37：我国提前退役煤电资产装机容量分布..... 21
图 38：各国煤电厂加权平均机龄对比..... 21
图 39：我国各省（市、自治区）煤电厂加权平均机龄对比..... 22
图 40：我国规模以上工业企业中煤炭行业和电力热力行业的资产、营收、利润总额占比..... 22
图 41：2020-2050 年不同情景组合下煤炭行业的就业总量（万人）..... 23
图 42：2020-2050 年预计电力部门就业规模变化情况（万人）..... 23
图 43：2023-2050 年电力系统成本构成..... 24

表 1：美国煤电退出政策摇摆时间表..... 8
表 2：“十一五”至“十五五”不同阶段煤电行业清洁化、低碳化改造的历史及成果..... 11
表 3：我国目前的煤电 CCS 项目..... 18
表 4：我国地方及国际已出台的煤电转型金融支持目录对比..... 24
表 5：我国部分转型金融贷款案例..... 25

仅供内部参考，请勿外传

分析师承诺及简介

本人承诺以勤勉的执业态度，独立、客观地出具本报告，本报告清晰准确地反映本人的研究观点。本人薪酬的任何部分过去不曾与、现在不与、未来也将不会与本报告的具体推荐或观点直接或间接相关。

马宗明：中国银河证券新发展研究院国际 ESG 研究中心主任，首席 ESG 分析师。

陶贻功：中国银河证券研究院公用环保行业首席分析师

免责声明

本报告由中国银河证券股份有限公司（以下简称银河证券）向其客户提供。银河证券无需因接收人收到本报告而视其为客户。若您并非银河证券客户中的专业投资者，为保证服务质量、控制投资风险、应首先联系银河证券机构销售部门或客户经理，完成投资者适当性匹配，并充分了解该项服务的性质、特点、使用的注意事项以及若不当使用可能带来的风险或损失。

本报告所载的全部内容只提供给客户做参考之用，并不构成对客户的投资咨询建议，并非作为买卖、认购证券或其它金融工具的邀请或保证。客户不应单纯依靠本报告而取代自我独立判断。投资者应自主作出投资决策并自行承担投资风险，任何形式的分享证券投资收益或者分担证券投资损失的书面或口头承诺均为无效。银河证券认为本报告资料来源是可靠的，所载内容及观点客观公正，但不担保其准确性或完整性。本报告所载内容反映的是银河证券在最初发表本报告日期当日的判断，银河证券可发出其它与本报告所载内容不一致或有不同结论的报告，但银河证券没有义务和责任去及时更新本报告涉及的内容并通知客户。银河证券不对因客户使用本报告而导致的损失负任何责任。

本报告可能附带其它网站的地址或超级链接，对于可能涉及的银河证券网站以外的地址或超级链接，银河证券不对其内容负责。链接网站的内容不构成本报告的任何部分，客户需自行承担浏览这些网站的费用或风险。

银河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。银河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。

银河证券已具备中国证监会批复的证券投资咨询业务资格。除非另有说明，所有本报告的版权属于银河证券。未经银河证券书面授权许可，任何机构或个人不得以任何形式转发、转载、翻版或传播本报告。特提醒客户及公众投资者慎重使用公众媒体刊载的证券研究报告。

本报告版权归银河证券所有并保留最终解释权。

评级标准

评级标准		评级	说明
评级标准为报告发布日后的 6 到 12 个月行业指数（或公司股价）相对市场表现，其中：A 股市场以沪深 300 指数为基准，新三板市场以三板成指（针对协议转让标的）或三板做市指数（针对做市转让标的）为基准，北交所市场以北证 50 指数为基准，香港市场以恒生指数为基准。	行业评级	推荐：	相对基准指数涨幅 10%以上
		中性：	相对基准指数涨幅在-5%～10%之间
		回避：	相对基准指数跌幅 5%以上
	公司评级	推荐：	相对基准指数涨幅 20%以上
		谨慎推荐：	相对基准指数涨幅在 5%～20%之间
		中性：	相对基准指数涨幅在-5%～5%之间
		回避：	相对基准指数跌幅 5%以上

联系

中国银河证券股份有限公司 研究院

深圳市福田区金田路 3088 号中洲大厦 20 层

上海浦东新区富城路 99 号震旦大厦 31 层

北京市丰台区西营街 8 号院 1 号楼青海金融大厦

公司网址：www.chinastock.com.cn

机构请致电：

深广地区：程 曦 0755-83471683 chengxi_yj@chinastock.com.cn
苏一耘 0755-83479312 suyiyun_yj@chinastock.com.cn

上海地区：林 程 021-60387901 lincheng_yj@chinastock.com.cn
李洋洋 021-20252671 liyangyang_yj@chinastock.com.cn

北京地区：田 薇 010-80927721 tianwei@chinastock.com.cn
褚 颖 010-80927755 chuying_yj@chinastock.com.cn