

煤电机组生物质掺烧发电与降碳减污协同技术研究进展

叶欣¹ 魏子杰¹ 王冰心¹ 张葛军¹ 胡永飞¹ 李静渊¹ 周鹏¹ 杨洪玲²

(1. 龙源(北京)碳资产管理技术有限公司, 北京 100034; 2. 北京化工大学化学工程学院, 北京 100029)

摘要: 生物质掺烧是现阶段煤电低碳化改造最具工程可行性的技术路径之一,也是农林废弃物规模化利用的有效手段。本文以化石碳替代、污染物协同控制、生物碳移除、碳化学转化为主线,系统梳理了直接耦合、间接耦合和并联耦合3种技术路线的特征与适用边界,分析了生物质掺烧对锅炉结渣积灰、高温腐蚀及燃烧效率的影响机制,评估了其对SO₂、NO_x、颗粒物及重金属等污染物的协同控制效应。在此基础上,重点综述了生物质掺烧与碳捕集利用与封存(CCUS)耦合形成生物质能源碳捕集与封存(BECCS)的系统集成进展,并对飞灰在CO₂资源化利用中的潜在应用方向作了初步探讨,作为副产物高值化利用的补充路径。通过对比欧盟、英国、美国、日本等国家和地区的政策框架,揭示了中国生物质掺烧发展面临的差异与挑战。研究表明,生物质掺烧已由单纯的燃料替代技术向低碳、零碳和负碳多层次技术体系演进,未来需在燃料供应链建设、高比例掺烧安全运行、BECCS系统集成以及混燃副产物高值化利用等方面实现关键技术突破。

关键词: 生物质掺烧; 煤电机组; 碳捕集利用与封存; 生物质能源碳捕集与封存; 降碳减污

中图分类号: X712; TK6

文献标识码: A

文章编号: 1000-1298(2026)21-0024-13

OSID:



Biomass Co-firing in Coal-fired Power Plants: Review of Technologies for Carbon Reduction and Synergistic Pollution Control

Ye Xin¹ Wei Zijie¹ Wang Bingxin¹ Zhang Gejun¹ Hu Yongfei¹ Li Jingyuan¹ Zhou Peng¹ Yang Hongling²

(1. Longyuan (Beijing) Carbon Asset Management Technology Co., Ltd., Beijing 100034, China

2. College of Chemical Engineering, Beijing University of Chemical Technology, Beijing 100029, China)

Abstract: Biomass co-firing has emerged as one of the most technically mature and industrially viable pathways for decarbonizing coal-fired power generation while enabling the large-scale utilization of agricultural and forestry residues. It followed a coherent logic of fossil carbon substitution, synergistic pollutant control, biogenic carbon removal, and carbon chemical conversion. Three biomass co-firing configurations, including direct, indirect and parallel coupling were systematically examined, and their technical characteristics, operational applicability, and deployment boundaries were compared. The mechanisms by which biomass co-firing affected slagging and fouling, high-temperature corrosion, and combustion efficiency were analyzed, and the synergistic mitigation of SO₂, NO_x, particulate matter, and heavy metal emissions was evaluated. Particular emphasis was placed on recent advances in integrating biomass co-firing with carbon capture, utilization and storage (CCUS) to establish bioenergy with carbon capture and storage (BECCS), as well as on emerging strategies for the CO₂ valorization of co-firing fly ash. A comparative analysis of policy frameworks in the European Union, the United Kingdom, the United States, Japan, and China was further conducted to identify opportunities and challenges pertinent to large-scale deployment in the Chinese context. The findings indicated that biomass co-firing was evolving from a fuel substitution strategy toward an integrated technological platform capable of delivering low-, near-zero-, and even negative-carbon electricity generation. Future research should prioritize sustainable biomass supply chains, safe operation at high co-firing ratios, system-level integration of BECCS, and high-value utilization of co-combustion by-products.

Key words: biomass co-firing; coal-fired power plants; CCUS; BECCS; carbon mitigation and pollution abatement

收稿日期: 2026-07-22 修回日期: 2026-07-29

基金项目: 龙源电力集团股份有限公司科技创新项目(LYH-2025-06)和中央高校基本科研业务费专项资金项目(buctrc202541)

作者简介: 叶欣(1995—),男,工程师,博士,主要从事能源与低碳政策、碳减排技术和碳资产管理研究,E-mail: 20087102@ceic.com

通信作者: 杨洪玲(1988—),女,副教授,博士,主要从事二氧化碳捕集及资源化利用技术研究,E-mail: yanghl@buct.edu.cn

0 引言

能源活动产生的二氧化碳排放约占全球温室气体排放总量的 70%，电力行业是主要排放来源。2023 年，我国煤电碳排放量仍占全国总排放量约 40%^[1-2]。随着风电和光伏快速发展，煤电机组正由基荷电源向调节性电源转变。在维持系统支撑能力的同时实现深度减碳，已成为能源转型的重大课题^[3]。

目前煤电行业主要减碳技术包括能效提升、灵活性改造、燃料替代以及 CCUS。通过技术改造提升机组性能参数主要是为了实现节能，减排潜力有限；CCUS 减碳能力较强，但基础设施及运行成本较高，当下游 CO₂ 消纳利用途径不稳定时，技术经济性较差。Liu 等^[4]对 660 MW 热电联产机组集成碳捕集的定量分析表明，碳捕集使最大电负荷和最大热负荷分别降低 22.68% 和 62.50%，能量效率和烟效率最大降幅达 33.56% 和 18.20%。在燃料替代方面，掺烧绿氨、绿氢等零碳燃料受制备成本和供应规模制约。相比之下，利用现有燃煤基础设施实施生物质掺烧，技术成熟度高、改造周期短、工程适应性强，被认为是煤电低碳化改造最具现实可行性的技术路线^[5-6]。

我国是生物质资源大国。据中国产业发展促进会生物质能产业分会等机构发布的《3060 零碳生物质能发展潜力蓝皮书》（2021 年），全国生物质资源年产量约 34.94 亿吨，其中农林生物质约 10.5 亿吨，折合 4.6 亿吨标准煤^[7]。大量农作物秸秆、林业剩余物仍以露天焚烧或填埋方式处置，造成资源浪费和环境污染。利用现有煤电机组开展生物质掺烧，可有效解决生物质发电规模受限、经济性不足等问题，兼顾废弃物处置与能源生产双重需求。根据 IPCC 温室气体核算指南^[8]，生物质燃烧产生的 CO₂ 排在能源部门报告中记为零，这是为避免与土地利用部门（AFOLU）的碳储量变化核算产生双重计算而采取的方法学安排，并非对生物质能源碳中性的科学认定。IPCC FAQ 亦明确澄清^[9]，能源部门不纳入该类排放“不应被解释为对生物质能源可持续性或碳中性的结论”。事实上，生物质能源的净气候效应受碳债（carbon debt）、时间尺度和土地利用变化等因素影响，其“碳中性”假设在学术界存在持续争议。尽管如此，在现有能源统计和碳核算框架下，采用生物质替代部分煤炭仍可直接减少化石碳输入。研究显示，20% 玉米秸秆掺烧比例下，直接掺烧和热解掺烧的单位发电 CO₂ 排放分别为 0.954 kg（CO₂）/（kW·h）和 0.942 kg（CO₂）/（kW·h），

低于纯燃煤机组的 1.075 kg（CO₂）/（kW·h）^[10]。当掺烧与碳捕集协同应用时，系统可实现净负排放^[11-12]。2024 年 7 月，国家发展改革委、国家能源局印发《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027 年）》，将生物质掺烧列为 3 种低碳化改造方式之一，要求改造后机组具备掺烧 10% 以上生物质燃料的能力，到 2025 年首批项目度电碳排放较 2023 年平均水平降低 20% 左右，到 2027 年降低 50% 左右^[13]。政策导向为技术推广提供了明确指引。

然而，生物质掺烧的大规模推广仍面临挑战。研究层面，现有工作多集中于单一技术路线或单项减排效果评价，对三大技术路线的系统比较尚不充分；掺烧与 CCUS、BECCS 及混燃飞灰资源化利用的耦合研究仍处于发展和试点阶段。工程层面，不同生物质燃料组成差异显著，高碱金属和高氯含量易导致锅炉结渣、积灰及高温腐蚀；生物质收储运供应链体系尚不完善。政策层面，燃料标准体系、碳核算方法学、绿证与碳市场的衔接机制尚未健全。本文以化石碳替代、污染物协同控制、生物碳移除、碳化学转化为主线，系统梳理国内外研究成果和工程实践，为生物质利用及煤电深度脱碳提供技术参考。

1 生物质掺烧发电技术路线与工程实践

根据生物质燃料进入燃煤系统的不同方式，现有技术可分为直接耦合、间接耦合和并联耦合 3 种典型路线。三者系统集成方式、掺烧比例上限、对原锅炉的影响程度以及投资成本等方面存在显著差异（图 1），理解这些差异是进行技术方案比选和工程决策的基础。分别对 3 种技术路线的基本原理、关键设备和工程应用进行系统论述。

1.1 直接耦合掺烧技术

直接耦合掺烧是目前商业化程度最高、应用最广泛的生物质利用方式，其原理是在现有燃煤机组基础上，将预处理后的生物质直接送入锅炉与煤粉共燃。从系统构成看，直接耦合技术可分为燃料预混合掺烧、独立制粉掺烧和独立燃烧器掺烧等形式。预混合工艺最为简单；独立制粉通过专用粉碎系统改善燃料粒径分布；独立燃烧器方案可进一步提高掺烧比例和燃烧稳定性。目前主要有 5 种技术方案：原磨煤机耦合、生物质与煤预混合耦合、送粉管道耦合、原煤燃烧器耦合和独立生物质燃烧器耦合^[6,14]。

直接耦合技术的核心优势在于充分利用现有煤电基础设施，改造投资显著低于新建同规模生物质电站。典型工程案例方面，英国 Drax 电站是全球最具代表性的直接耦合工程，该电站逐步开展木质颗

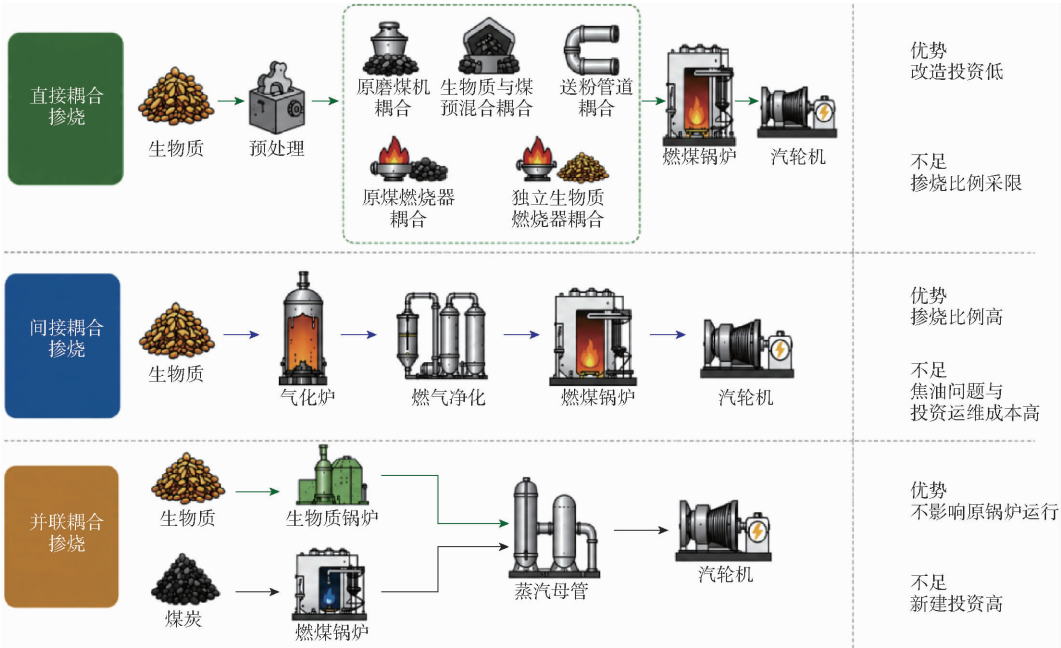


图 1 煤电机组生物质掺烧 3 种主要技术路线图

Fig. 1 Schematic of three main technical approaches for co-firing biomass in coal-fired power units

粒掺烧改造,并完成部分机组向纯生物质发电转型^[15]。丹麦 Avedøre 电站、荷兰 Amer 电站同样采用了该技术。我国起步较晚但发展较快^[16]。2005 年 12 月,首个秸秆与煤粉混烧项目在华电国际十里泉电厂投产。2018 年 9 月,华电襄阳 10.8 MW 生物质气化耦合 6 号机组投产,成为国内第一个农林废弃物气化与燃煤耦合发电工程^[17]。2022 年,华能日照电厂 68 万千瓦机组耦合生物质示范项目试运行成功,设计生物质发电容量 34 MW。2024 年 8 月,国电电力胜利电厂掺烧牛粪试验成功,掺烧比例 13.45%。谭厚章等^[17]在内蒙古某 2×660 MW 机组上实施全链条直接耦合模式,单台备用磨煤机可实现 30 t/h 生物质颗粒研磨(对应质量掺烧比约 20%),年掺烧 5.37×10⁵ t、减排 CO₂ 约 7.7×10⁵ t。

1.2 间接耦合掺烧技术

随着掺烧比例提高,直接耦合的结渣、腐蚀和燃烧稳定性问题日益突出,间接耦合技术受到关注。间接耦合的核心是生物质进入锅炉前完成热化学转化,通常采用气化方式将生物质转化为以 CO、H₂ 和 CH₄ 为主的可燃气体,经净化后送入锅炉替代部分煤粉。生物质中的灰分和大部分碱金属在气化过程中被截留,显著降低结渣和腐蚀风险^[14]。

间接耦合的生物质热输入比例通常可达 20% ~ 50%,部分先进系统超过 60%。在电力市场环境下,该技术还可提升火电机组的燃料及运行灵活性。芬兰 Lahti 电厂、荷兰 Buggenum 电厂、瑞典 Värnamo 项目均开展了生物质气化耦合发电示范。Fan 等^[18]通过实验与模拟结合研究了加压流化床生物质气化

耦合 660 MW 煤电机组的性能,结果表明气化压力从 4 000 kPa 升至 8 000 kPa 时锅炉排烟温度(约 132℃)与热效率(约 92.68%)变化甚微,加压气化可利用自身压力输送燃气至锅炉而无需高温风机;20% 气化燃气掺烧时锅炉热效率由 93.66% 降至 91.64%,加压运行可使机组年发电成本降低 57.6 万美元。国内华电襄阳项目年处理生物质 5.14×10⁴ t,年发电量 5.9×10⁷ kW·h,节约标煤约 1.8×10⁴ t,减排 CO₂ 约 5×10⁴ t。

该技术的不足在于,气化系统投资运维成本较高;焦油生成和气体净化制约系统稳定运行;气化过程存在能量损失,影响整体效率;生物质燃料供给不稳定,影响气化装置利用率。

1.3 并联耦合掺烧技术

并联耦合是在燃煤电厂厂区内或邻近区域独立建设专用生物质锅炉,通过蒸汽母管与原燃煤机组的汽轮机系统连接。该技术路线的核心特征在于生物质燃烧系统与燃煤锅炉完全解耦,二者各自独立运行,仅在蒸汽端汇入共同的汽水系统。生物质锅炉产生的蒸汽既可单独送入汽轮机做功,也可与燃煤锅炉蒸汽混合后共同驱动汽轮机发电。部分方案中,生物质锅炉承担给水加热或低压蒸汽生产任务,燃煤锅炉则负责蒸汽的过热提温,形成分工协同^[19]。

与直接耦合和间接耦合相比,并联耦合的最大优势在于不对原有燃煤锅炉产生任何影响。生物质中的碱金属、氯等腐蚀性组分仅在独立的生物质锅炉中释放,不会进入燃煤锅炉的受热面系统,从根本

上避免了高比例掺烧条件下结渣、积灰和高温腐蚀等工程问题^[20-21]。同时,生物质热输入比例理论上不受燃煤锅炉燃烧条件的限制,可根据区域资源供应状况灵活调整,特别适用于生物质资源丰富且需要高比例利用的场景。该技术已在北欧地区获得商业化应用。丹麦 Studstrup 电厂 3 号机组(362 MW)于 2016 年完成从燃煤到木屑颗粒的燃料转换,其生物质燃烧系统与原有燃煤机组形成并联运行架构。此外,丹麦多个区域供热电厂以及日本部分燃煤机组亦采用并联耦合模式,利用进口木质颗粒或本地农林废弃物进行规模化生物质发电。

表 1 3 种生物质掺烧技术路线综合比较

Tab.1 Comprehensive comparison of three biomass co-firing technology routes

掺烧技术	典型掺烧比例/%	改造周期(月)	对原锅炉影响	商业化项目占比	技术成熟度	单位投资强度
直接耦合	5~20	短(6~12)	较大	最高(约 70%)	较高	低
间接耦合	20~50	中长(18~30)	较小	较低	中	中高
并联耦合	>50	中长(18~24)	无	中等	高	高

从产业化趋势看,基于污泥、垃圾等有机废弃物的处置功能,直接耦合凭借投资低、周期短的优势在已投运项目中占主导。间接耦合虽能突破锅炉运行限制,但气化系统的高投资运维和焦油问题制约了推广速度。并联耦合主要适用于资源富集地区的大规模利用场景。

2 生物质掺烧对机组运行与环境的影响

2.1 对燃烧特性与锅炉效率的影响

大多数农业废弃物和木质生物质挥发分含量较高。典型烟煤挥发分为 20%~35%,而秸秆、木屑等生物质普遍超过 70%。典型生物质与烟煤的燃料特性对比见表 2^[24-27]。高挥发组分有利于快速

表 2 典型生物质与烟煤的燃料特性对比

Tab.2 Comparison of fuel properties of typical biomass and bituminous coal

燃料类型	水分质量 分数/%	灰分质量 分数/%	挥发分质量 分数/%	低位热值/ (MJ·kg ⁻¹)	K ₂ O 质量 分数/%	Cl 质量 分数/%	灰熔融温度/ ℃
烟煤	5~10	10~20	20~35	22~28	0~1	0~0.1	>1 300
玉米秸秆	10~20	5~10	70~80	14~17	1.5~3.0	0.3~0.8	900~1 050
木屑	8~15	1~3	75~82	16~19	0.2~0.5	<0.05	1 100~1 250
稻壳	8~12	15~20	60~68	13~15	1.0~2.0	0.1~0.3	1 000~1 150

2.2 结渣、积灰与高温腐蚀机制

结渣和积灰是限制生物质高比例掺烧最关键的工程障碍^[28]。煤炭灰分主要由 SiO₂、Al₂O₃ 和 Fe₂O₃ 等高熔点矿物组成,而秸秆类生物质富含 K、Na、Ca 和 Cl 等活性元素,这些元素在燃烧中与硅铝矿物反应生成低熔点硅酸盐和氯化物,显著降低灰分熔融温度^[29]。秸秆灰熔点通常比烟煤低 200~

并耦合的局限性同样明显:需要新建完整的生物质锅炉、燃料储运系统和辅助设施,单位投资显著高于直接耦合方式;新建锅炉的蒸汽参数需与原有汽轮机匹配,系统集成复杂度较高;项目经济性高度依赖区域生物质资源的可获得性和价格稳定性。该技术路线更适用于生物质资源长期供应充足且追求高比例替代化石燃料的地区。

1.4 3 种技术路线的横向比较

3 种技术路线在成熟度、投资成本、掺烧比例上限、改造周期和商业化程度方面存在显著差异(表 1)^[5-6,14,22-23]。

析出可燃气体,提高着火性能和燃烧反应速率。低比例掺烧条件下,生物质通常能改善煤粉着火特性。

生物质与煤耦合燃烧存在协同效应,二者耦合性能无法通过化学成分的算术平均预测。Bae 等^[5]以甘油浸渍混合煤为对象,发现甘油掺量约 10% 时燃料表现出单一燃烧特征,燃烧反应活性和燃尽性能明显提高。Zhang 等^[24]指出,生物质高挥发组分能促进煤颗粒着火与燃尽,混燃行为受挥发分释放、矿物质相互作用及反应动力学共同影响。生物质掺烧热量占比低于 10% 时,炉膛温度分布变化较小,锅炉热工状态与纯煤工况基本一致。超过 20% 后,热偏差、烟温偏差和燃烧不均匀性明显增加,需对燃烧器和配风系统进行针对性优化。

400℃^[30]。炉膛温度达 800~1 000℃ 时,KCl、NaCl 开始挥发并在受热面冷凝沉积,形成黏附性沉积层^[31]。随运行时间延长,沉积层不断增厚,演变为严重积灰甚至结渣,降低换热效率、增加排烟温度和煤耗^[28,31]。

不同生物质结渣倾向差异显著。木质生物质灰分含量低、灰熔点高,风险较低;农业秸秆次之;污泥

因含大量无机盐和重金属,风险最高。周巍等^[26]对神府烟煤与板栗壳耦合燃烧的研究表明,50% 掺混下着火延迟时间较理论值降低 1.91 s,协同效应最强;气相 K 释放量与碱酸比、硅比的相关系数均大于 0.95,表明在线监测气相 K 浓度可用于判别结渣倾向。

高温腐蚀主要与生物质中较高的氯含量相关。燃烧释放的 HCl 和 KCl 能穿透金属表面氧化保护层,诱导活性氧化过程,持续消耗受热面金属。欧洲多个长期运行案例表明,生物质热输入超过 20% 时,高温过热器腐蚀速率明显增加。Sun 等^[32]在 300 MW 机组污泥掺烧实践中发现,需引入冷炉烟

将制粉系统末端氧含量控制在 16% 以下,并增设钠基微粉干法脱氯工艺。Shao 等^[33]对 350 MW 四角切圆锅炉生物柴油掺烧的 CFD 模拟表明,25% 掺烧下炉膛出口温度较纯煤升高 42.50 K;掺烧位置由底层向上层提升时,NO_x 从 45.45 g/s 降至 28.86 g/s,降幅 36.5%,表明注入位置优化可缓解局部高温与 NO_x 生成矛盾。

2.3 污染物排放特征与协同控制效应

2.3.1 常规污染物

部分文献报道的不同掺烧比例下污染物排放变化趋势(定性归纳)见表 3^[24-25,27,32,34-35]。

表 3 部分文献中不同掺烧比例下污染物排放变化趋势(定性归纳)
Tab.3 Trends in emissions of key pollutants at different blending ratios

掺烧比例/%	CO ₂ 减排率/%	SO ₂ 减排率/%	NO _x 减排率/%	颗粒物数量	特性
0 ~ 10	5 ~ 10	5 ~ 10	5 ~ 15	基本不变	对锅炉影响小
10 ~ 20	10 ~ 25	10 ~ 20	10 ~ 25	可能略增(秸秆)	需关注结渣
20 ~ 30	25 ~ 40	20 ~ 35	15 ~ 30	略增(秸秆)	需燃烧优化
> 30	> 40	> 35	(因燃料而异)	显著增加(秸秆)	需系统性改造

注:本表所列数值区间系基于现有文献中不同燃料、不同炉型、不同工况条件下结果的定性归纳,旨在反映总体变化方向,并非可跨场景直接套用的定量规律。实际工程中,污染物排放的变化幅度受生物质种类(秸秆、木屑、污泥等)、锅炉型式(煤粉炉、循环流化床)、燃烧工况(配风方式、燃烧器布置、再燃区当量比)及污染物控制设备配置等多重因素影响。例如,秸秆类高碱燃料在高比例掺烧时细颗粒物(PM₁、PM_{2.5})排放可能增加,而木质类生物质则变化较小;NO_x的减排效果与再燃区当量比密切相关,最优条件下减排可达 90% 以上。读者在参考本表时应结合具体工程条件进行判断。

对于 SO₂ 的排放,生物质普遍低硫,多数木质和秸秆类含硫量低于 0.2%,远低于动力煤平均水平。生物质替代煤炭直接减少硫输入。生物质热输入达 10% 时,SO₂ 排放通常下降 5% ~ 15%。Ji 等^[34]对花生壳与煤掺烧的现场试验表明,40% 掺烧比下 CFB 机组 SO₂ 与 NO_x 分别降低 77.07% 和 30.70%,飞灰含碳量由 7.55% 降至 5.86%。

对于 NO_x 的排放,多数生物质氮含量低于煤炭,掺烧后减少燃料型 NO_x 生成;同时生物质挥发分在燃烧初期形成局部还原性气氛,有利于 NO 向 N₂ 转化。Yun 等^[36]在 30 kW 试验台上研究奶牛粪便作为再燃燃料,再燃区当量比升至 1.1 时 NO_x 减排达 92% ~ 96%。Wang 等^[37]在 1 000 ~ 1 600℃ 范围内的实验表明,30% 掺烧下 NO 生成量随温度升高先降后升,1 300 ~ 1 450℃ 为最优温度窗口,高温段热力型 NO 占比达 45% ~ 60%。Li 等^[22]发现 NH₃ 与 CH₄ 协同活化使煤焦 BET 比表面积从 130.82 m²/g 升至 196.27 m²/g,增强了煤焦对 NO 的异相还原能力。

对于颗粒物的排放,高比例秸秆掺烧条件下细颗粒物排放不一定下降甚至可能增加。秸秆中 K、Na 等高温下以气态释放,随后冷凝形成大量亚微米颗粒物,增加 PM₁ 和 PM_{2.5} 排放比例。Wang 等^[38]基

于 101 台近零排放机组的运行数据表明,采用低氮燃烧 + SCR + 低温省煤器 + 高频电源 ESP + 湿法脱硫 + 湿式电除尘路线后,PM、SO₂、NO_x 浓度达标率超 99%。

需要指出的是,表 3 所列数值并非固定不变的规律性结果。生物质掺烧对 SO₂ 的减排效果主要取决于生物质与煤炭的硫含量差异及脱硫设施的处理裕量;对 NO_x 的影响则涉及燃料 N 转化、热力型 NO_x 生成及再燃还原等多重机制的竞争。细颗粒物排放方面,高比例秸秆掺烧条件下 K、Na 等碱金属以气态释放后冷凝形成亚微米颗粒物,可能导致 PM₁ 和 PM_{2.5} 排放比例增加。因此,不同研究之间的具体数值存在较大离散性,本表仅呈现文献中较为一致的变化方向,具体幅度需根据实际工况确定。

2.3.2 非常规污染物

生物质掺烧可显著降低 VOCs 排放,但组分数与生物质比例正相关。Yan 等^[39]在 58 MW CFB 机组花生壳掺烧实测表明,30% 掺烧时 VOCs 较纯煤显著下降,40% 时污染物最低但 30% 为综合最优掺比;苯系物占比最高,臭氧生成潜势主要来自苯系物(贡献约 70%)。Ge 等^[11]基于 3 座超临界机组的实测表明,燃烧优化可使锅炉出口 VOCs 降低

60% ~ 70% , 剩余 VOCs 经 SCR 可催化氧化去除 70% 以上。

对于二噁英,燃煤锅炉掺烧污泥并非简单的稀释排放,大型煤粉炉(1 200 ~ 1 500℃)和 CFB 的燃尽效果优于小型焚烧炉;煤中高硫分对二噁英低温再合成有显著抑制作用(S/Cl 质量比大于 10 时可抑制约 90%)^[40]。但二噁英生成受燃料氯含量、炉膛温度、停留时间及尾部除尘配置等多种因素综合影响。

对于重金属迁移,Yang 等^[41]通过固定床实验发现,1:1 掺烧比例下 Pb 释放率在 1 000、1 100、1 200℃ 分别提高 1.54% ~ 27.2%、5.30% ~ 15.6% 和 2.31% ~ 7.76%,生物质中 K 组分对 Pb 释放有显著促进作用。混烧后重金属主要赋存于飞灰和炉渣中,环境稳定性需进一步评估。

2.4 经济性分析

生物质掺烧项目的经济性取决于投资、燃料、运维及碳减排收益的综合平衡。不同技术路线经济性比较见表 4。投资成本方面,直接耦合单位投资最低,约为新建生物质电站的 20% ~ 40%;间接耦合因增加气化系统,投资增幅 50% ~ 100%;并联耦合需新建锅炉,投资最高^[42]。

表 4 不同技术路线经济性比较

Tab.4 Comparison of economic viability of different technical approaches

技术路线	单位投资 相对值	燃料成本 占比/%	LCOE 增幅 (15% 掺烧)/%	碳收益 敏感性
直接耦合	1.0	40 ~ 50	10 ~ 15	中等
间接耦合	1.5 ~ 2.0	35 ~ 45	15 ~ 25	较高
并联耦合	2.0 ~ 3.0	30 ~ 40	20 ~ 35	高
直接耦合 + BECCS	2.5 ~ 3.5	40 ~ 50	70 ~ 100	极高

燃料成本方面,生物质热值低、密度小,运输和储存成本高。秸秆资源分散地区,收储运和预处理成本占总成本 40% 以上。15% 和 20% 掺烧比例下,平准化度电成本(Levelized cost of energy, LCOE)分别增加 10.7% 和 19.1%;木屑掺烧 LCOE 增加 5.71%,稻壳掺烧降低 6.06%^[12,43-44]。敏感性分析表明,生物质价格、煤价和碳市场降碳收益对经济性有重要影响。

碳减排收益方面,Wang 等^[45]对 5 330 台机组的评估表明,碳价升至 800 元/t 时,10% 生物质掺烧度电利润增加 20 ~ 30 元/(MW·h)。当前碳价(约 90 元/t)下,生物质掺烧凭借燃料价格优势可在减排同时提升收益。但是目前较为主流的直接掺烧技术路线,生物质燃料和化石燃料区分计量难度大,现

有技术改造条件难以满足采制化的实测要求,影响煤电机组生物质掺烧在碳市场的降碳效果评估量化。BECCS 系统因负碳排放,潜在碳收益进一步增加,但 CCS 集成会使 LCOE 增加约 90%^[46]。

3 生物质掺烧与 BECCS 负碳体系

3.1 CCUS 耦合的技术优势

CCUS 对传统燃煤机组只能减少化石碳排放,无法改变其化石能源属性。生物质参与燃烧后,系统碳循环特征发生本质变化。生物质来源于光合作用固定的大气 CO₂,其燃烧释放的碳属短周期生物碳循环。若这些生物源 CO₂被捕集并长期储存,则意味着大气中的碳被永久移除。相同捕集率下,随生物质掺烧比例提高,系统生命周期碳排放持续下降^[10,12]。

3.2 BECCS 的负碳机制与系统集成

BECCS (Bio-energy with carbon capture and storage) 的核心优势是植物生长吸收大气 CO₂,生物质燃烧释放 CO₂,若这些 CO₂被捕集并封存,则形成净负排放。IPCC 第六次评估报告指出^[47],碳中和目标需负排放技术作为补充。煤电机组容量大、运行稳定,具备成熟蒸汽动力和烟气处理设施,利用现有机组实施耦合改造可避免新建大型 BECCS 电站的高额投资^[12,22]。

从系统集成看,BECCS 的能效和经济性取决于捕集工艺与掺烧比例的匹配。Taipabu 等^[46]通过工艺集成将 MDEA/PZ 溶剂再生能耗降至 2.02 GJ/t;碳价升至 555 美元/t 时,膜强化工艺较传统方案更具成本优势。燃烧后化学吸收法再生能耗约 2.8 ~ 4.2 GJ/t,会显著降低机组净出力。Kumari 等^[14]发现合理配置捕集技术仍可实现 26% ~ 27% 净减排。BECCS 典型研究案例技术经济参数比较见表 5。Luo 等^[48]对退役机组生物质改造 BECCS 的评估表明,90% 捕集率下可实现 -1.30 ~ -1.52 t/t 生物质的净负排放,熔融碳酸盐燃料电池耦合碳捕集方案具有更高效率和更低 LCOE。Fan 等^[49]基于全国 BECCS 源汇匹配模型表明,2025 年改造可提供 0.97 Gt/a 封存潜力,90% 减排成本在 30 ~ 50 美元/t 之间;2040 年年减排量可达 1.58 Gt,20% 掺烧结合 CCS 可实现负碳排放。Vasireddy 等^[50]模拟高灰分煤与木麻黄共气化结合 CCS 的 IGCC 系统,30% 掺混下净效率 37.58%,较纯煤提高 0.42 个百分点;发电碳排放强度由 69.91 g/(kW·h)降至 -21.69 g/(kW·h)。Yang 等^[51]提出分段共气化发电系统,共气化协同效应使冷煤气效率达 83.21%,集成碳捕集后在掺混比 0.8 时净发电效率 40.03%,单位发电碳排放

表 5 BECCS 典型研究案例技术经济参数比较

Tab. 5 Comparison of technical and economic parameters in typical BECCS case studies

捕集技术	掺烧比例/%	捕集率/%	净效率/%	LCOE	净碳排放量/ (g·(kW·h) ⁻¹)	文献序号
MCFC-CC [*]	100	≈90	~33.5	≈85/(MW·h)	-1.3~-1.52 ^{**}	48
共气化+CCS	30	93	37.58	未报告	-21.69	50
分段共气化	80	-	40.03	未报告	-308.1	51
化学吸收	0	90	33.56	未报告	减排 88.75% ^{***}	4
化学吸收	5~20	90	-	70.6%~97.3%	-38~-69	12

注：^{*} 基于熔融碳酸盐燃料电池的燃烧后二氧化碳捕获(Molten carbonate fuel cell-based post-combustion carbon dioxide capture, MCFC-CC)；
^{**} Luo 等^[48]以单位质量生物质为功能单位(t(CO₂)/t(生物质))，与发电量基准的量纲不同，此处保留原始文献数值并加注说明；^{***} Liu 等^[4]报告的是相对减排百分比，非绝对排放强度。不同研究的功能单位、系统边界和核算方法存在差异，直接横向比较时需注意各研究的具体假设条件。LCOE 栏中“未报告”表示原始文献未提供该项数据。

-308.1 kg/(MW·h)。Wang 等^[52]提出的分级煤气化与燃料电池耦合系统净能源效率达 81.21%，同时实现净负碳排放。提高掺烧比例虽增加生物源 CO₂捕集潜力，但生物质热值低、含水率高，会推高燃料消耗与烟气处理负荷，需在系统层面优化掺烧比例与捕集规模的匹配^[53]。

BECCS 的可持续性仍需深入研究。英国 Drax 电站的 BECCS 项目引发争议，批评者认为该技术尚未在大规模商业层面得到验证^[22,24]。土地利用变化、水资源消耗、碳封存安全性等问题需在规模化部署前充分论证。Wang 等^[12]的 LCA 分析表明，5%~20% 掺烧可减排 31~151 kg/(MW·h)，20% 掺烧结合碳捕集实现 -38~-69 kg/(MW·h)净负排放，但加装碳捕集后 LCOE 增幅达 70.6%~97.3%。

3.3 中国 BECCS 发展潜力与路径

BECCS 是实现碳中和目标不可或缺的负排放技术手段。中国拥有全球最大规模的煤电装机与丰富的农林生物质资源，为 BECCS 提供了独特的产业基础。Yang 等^[54]提出了中国 BECCS 分阶段发展路径：2030 年前实施小规模示范，验证生物质预处理、掺烧与碳捕集的系统集成方案；2030—2040 年间，随着预处理与第二代捕集技术成熟，可在生物质资源富集且源汇匹配条件优越的地区部署大规模 BECCS，预计年减排 80~100 Mt，东北、华北和华东地区因农业秸秆资源集中且邻近适宜封存地质构造，具备率先布局的条件；2040 年后，纯生物质 BECCS 年减排潜力可达 300~600 Mt，若 CO₂利用与海上封存技术实现突破，西南和东南沿海地区亦可大规模部署。

上述路径的实现面临多重约束：燃料供应端，生物质资源分布时空不均衡，收储运季节性强，分散的收集模式推高单位燃料成本，长期供应稳定性缺乏制度保障；技术端，高比例掺烧下锅炉安全运行边界及碳捕集与燃烧系统的能效匹配等关键问题仍需攻

关；经济端，BECCS 项目高资本强度对政策具有高度依赖性，CCS 集成使 LCOE 增幅达 70%~100%，商业化推广需建立与之匹配的碳定价机制和负排放信用体系。

4 基于混燃飞灰资源化与 CO₂循环利用的降碳减污协同

4.1 混燃飞灰的组成特性变化

随生物质掺烧比例提高，飞灰组成发生显著变化。纯煤飞灰、生物质飞灰与混燃飞灰组成对比见表 6^[55-58]。混燃飞灰不仅保留煤飞灰中丰富的硅铝酸盐矿物组分，还引入 Ca、Mg、K 等生物质来源的无机元素，其表面化学性质和孔隙结构相应发生改变。残留碳的含量和形态受燃烧工况与生物质种类共同制约^[48,58]。生物质种类（秸秆、木屑、果渣等）对混燃飞灰矿物相演变的影响具有差异性^[59-61]。秸秆掺烧易形成 CaAl₂Si₂O₈、KAlSi₃O₈等新矿物相，而木质生物质掺烧对物相组成的影响相对温和；掺烧比例亦对灰渣成分产生一定影响，但二者之间未呈现明显的线性关系。上述差异为混燃飞灰的功能化利用提供了组成调控的空间。

表 6 纯煤飞灰、生物质飞灰与混燃飞灰组成对比
Tab. 6 Comparison of composition of pure coal fly ash, biomass fly ash and co-firing fly ash

参数	纯煤飞灰	生物质飞灰	混燃飞灰
SiO ₂ 质量分数/%	50~60	20~40	40~55
Al ₂ O ₃ 质量分数/%	25~35	5~15	20~30
CaO 质量分数/%	1~5	10~30	3~10
K ₂ O 质量分数/%	<1	5~20	1~5
比表面积/(m ² ·g ⁻¹)	1~5	10~30	5~15

4.2 飞灰基催化剂的资源化利用

混燃飞灰在 CO₂资源化利用中具备一定的应用潜力。在煤电机组碳捕集技术逐步推广的背景下，捕集后 CO₂的消纳问题日益凸显；就地催化加氢转

化 CO₂ 为高值化学品,以甲烷为例,一方面可与绿氢耦合生成高值化学品,另一方面可借助现有天然气储运基础设施扩展可再生能源的消纳渠道。以燃煤或混燃飞灰为载体或原料制备 CO₂ 加氢催化剂的研究已形成多条技术路线。Ye 等^[58] 比较了纯煤飞灰、生物质飞灰和混燃飞灰 3 种载体负载 Ni 催化剂的 CO₂ 甲烷化性能,混燃飞灰负载 Ni 催化剂表现最佳,350℃ 下 CO₂ 转化率达 81.7%,甲烷选择性 99.3%,同时具备优异稳定性。机理研究表明,基于生物质掺烧的混合特性,混燃飞灰中适中的碱金属/碱土金属含量及丰富的电子富集 Ni 位点,分别增强 CO₂ 吸附和 H₂ 活化能力,二者协同提升催化性能。

此外,以粉煤灰为原料合成沸石分子筛并用作 Ni 基催化剂载体的研究亦有进展。Liu 等^[62] 采用微波-超声-水热法制备了粉煤灰基 NaP 沸石,阐明了其结晶机制与生长动力学。近期报道显示,不同来源粉煤灰合成的 NaX 沸石经酸洗和磁选预处理后,比表面积可达 1 025 m²/g,负载 Ni 后在 350℃ 下 CO₂ 转化率为 96.23%、甲烷选择性为 87.23%^[63];粉煤灰衍生的 ZK-14 沸石负载 Ni 催化剂在 300℃ 下可实现 54.6% 的 CO₂ 转化率和 98.7% 的甲烷选择性。Labidi 等^[64] 系统综述了煤飞灰与底灰作为低成本废弃物,可通过表面功能化改性,在 CO₂ 吸附(容量达 2.02 mmol/g)与催化甲烷化(转化率大于 94%)过程中替代传统贵金属载体,实现“以废治气”的协同减排路径。揭示了飞灰中硅铝酸盐骨架与引入的 Ni、Re 等活性位点间的界面协同效应,为构建高效、低成本的碳减排催化剂体系提供了理论依据与可行策略。上述研究从不同侧面反映了飞灰基材料在 CO₂ 催化转化中的潜在适用性。

在 CO₂ 矿化固定方面,飞灰也有多种应用途径。Liu 等^[65] 发现粉煤灰经活化改性后可形成以钙矾石和硅酸钙水合物为主的絮状结构材料,在优化条件下每克材料对 CO₂ 的吸附与矿化量为 48 mg,矿化产物以纳米级方解石形式存在。Sun 等^[66] 将循环流化床粉煤灰与电石渣捕集 CO₂ 构建了全固废胶凝体系,通过吸附 CO₂ 促进了 CaCO₃ 和高聚合度硅胶的生成,提高了材料的致密性、力学性能和体积稳定性。近期研究将飞灰 CO₂ 矿化容量提升至 140.11 g/kg,矿化效率达 83.25%。

综合而言,飞灰不仅可作为 CO₂ 催化转化载体,还可用于矿化固定和功能材料制备,从而实现固废资源化与碳减排的协同。该方向突破了传统飞灰作为建材掺混料的低值化利用模式,基于混燃飞灰的结构特性,探索了固废制备催化剂与催化转化 CO₂、矿化固碳的多重路径。

4.3 技术挑战与研究方向

当前,该方向整体处于实验室探索阶段,距工程验证尚有明显距离。现有研究的核心挑战集中在以下方面。首先是原料一致性问题。混燃飞灰的化学成分受生物质种类、掺烧比例和燃烧工况三重因素共同影响,波动范围较大。在此固有波动条件下实现催化剂产品的一致性与可重复性,是规模化制备的前提条件,亦是当前亟需突破的瓶颈。其次是杂质毒化问题,飞灰中残留碳及重金属(As、Pb、Zn 等)可能毒化催化剂活性位点,影响催化剂的长期运行稳定性。其影响规律与抑制策略尚待系统研究。另外是催化剂寿命与环境风险,催化剂使用后的回收再生路径、废弃催化剂的环境风险评估,以及飞灰中潜在有毒元素在催化反应过程中的迁移转化行为,均需纳入全生命周期分析框架。

上述问题亦是飞灰基功能材料在能源与环境领域工程转化中面临的共性技术挑战。该领域研究从源头降碳与末端固碳两个方向推进煤电行业低碳化改造,为构建生物质燃料替代掺烧与 CO₂ 捕集、催化转化和能源再利用的碳循环技术链条提供了新的可能性。后续研究应着重于建立混燃飞灰组成、结构和催化性能的构效关系模型,为原料筛选与适配提供理论依据;开发针对飞灰基催化剂的抗中毒配方与再生工艺;推动催化剂评价从毫克级向克级乃至公斤级放大试验的过渡,为工程验证奠定技术基础。

5 国际比较与政策启示

欧盟《可再生能源指令》(RED)要求进入欧盟市场的生物质能源完成可持续性验证。波兰(86.5%)和芬兰(90.6%)的生物质能源利用率较高,德国沼气利用占 29.6%^[67]。完善的政策框架和认证体系是保障生物质可持续供应的关键。英国是生物质掺烧和煤电转型的先行者。Drax 电站从燃煤发电转型为全球最大生物质发电站(约 2.6 GW),并推进 BECCS 商业化。2024 年初,英国批准 Drax 两台 66 万千瓦机组的 BECCS 改造,计划 2030 年前投运。但项目面临争议,一是碳封存安全性和长期有效性缺乏数据支撑,二是生物质颗粒跨国供应链涉及复杂的土地利用变化和碳排放核算边界问题^[22,24]。

2025 年初,美国财政部与国税局发布《45Y 清洁电力生产税抵免最终规则》,将生物质掺烧纳入清洁电力生产税收抵免范围。最新研究表明,生物质掺烧结合碳捕集与封存(BECCS)能够显著降低煤电机组全生命周期温室气体排放,在适宜的生物质掺烧比例和较高 CO₂ 捕集率条件下具有实

现净零甚至负排放的潜力,是煤电深度脱碳的重要技术路径^[68]。日本是最早开展燃煤机组生物质掺烧研究的亚洲国家之一。政府通过固定电价收购制度支持生物质能源发展,多家电力公司已在大型机组中实施木质颗粒掺烧。日本的经验表明,土地资源有限的岛国需建立稳定的生物质进口供应链^[42]。

对中国生物质掺烧发展的启示为:在认证与标准体系方面,应加快建立生物质燃料标准体系和生物质掺烧降碳效果评估方法。市场激励机制方面,应结合企业实际完善生物质直接掺烧对应排放量扣减的核算方法,充分发挥碳市场对降碳技术应用的激励引导作用。Shan 等^[69]针对京津冀 157 台机组的研究表明,灵活碳市场激励比刚性行政约束更能有效推动低碳技术规模化应用。

技术路线选择方面,应因地制宜。Wu 等^[70]的分析表明,东部、南部和中部地区 2035 年后逐步转向能效 + 灵活性 + 生物质/BECCS 多技术组合,西北、华北和东北地区采用的能效 + 灵活性组合仍具优势,600 MW 以上大机组更倾向于耦合生物质或 BECCS。负碳技术布局方面,应在资源富集地区前瞻布局 BECCS 示范项目。

综合来看,生物质掺烧技术正从单纯的燃料替代策略,向兼顾化石碳替代、污染物协同控制、生物碳移除与碳化学转化多重目标的综合技术平台演进。这一演进趋势不仅在技术层面体现为从直接耦合向间接耦合、并联耦合及 BECCS 集成的递进,在环境效应层面也呈现出从低碳向零碳乃至负碳排放的跃迁可能,同时伴随着混燃掺烧副产物高值化利用的新兴方向(图 2)。

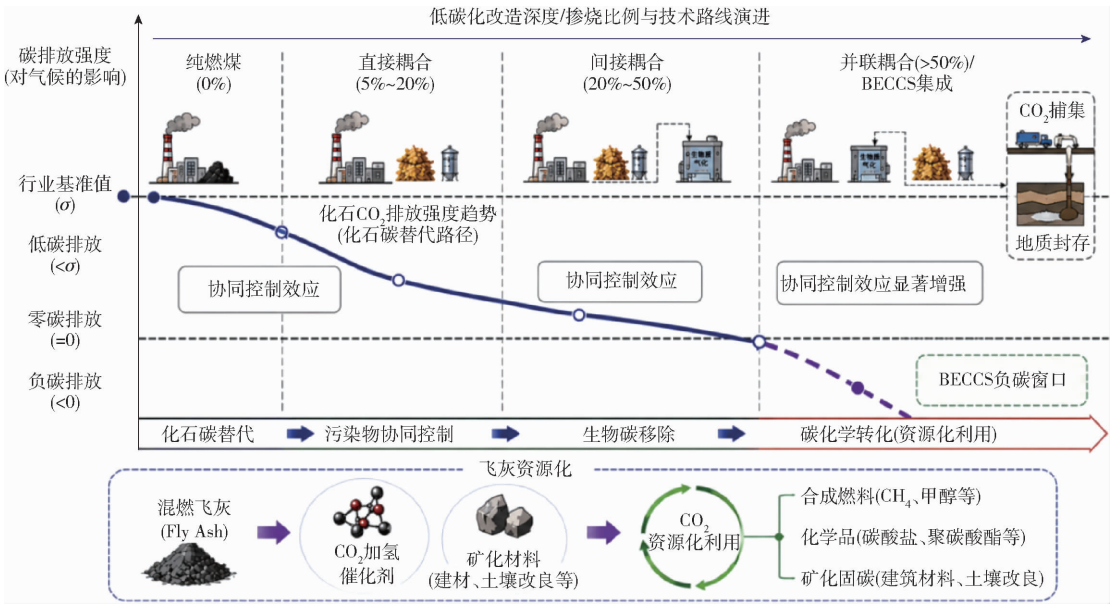


图 2 煤电机组生物质掺烧综合效应与技术演进路径图

Fig. 2 Integrated effects and technological evolution path of biomass co-firing in coal-fired power units

6 展望

与已有综述主要聚焦于单一技术路线或单项环境效应不同,本文构建了化石碳替代、污染物协同控制、生物碳移除与碳化学转化的完整分析框架,将 3 种技术路线的系统比较、BECCS 负碳体系集成以及混燃飞灰 CO₂资源化利用纳入统一论述体系,旨在为煤电低碳化改造提供多目标协同视角下的技术参考。

未来重点研究方向首先应聚焦在高比例掺烧的锅炉安全运行边界与调控策略。当前研究多集中于 10% ~ 20% 掺烧比例,30% 以上条件下锅炉燃烧稳定性、受热面结渣腐蚀及制粉系统适应性的长期演化规律缺乏系统认识。Huang 等^[71]基于

烟分析方法发现部分负荷下常规配汽造成的节流损失是主要增量来源,为深度调峰工况下的高效运行提供了热力学基础。其次,要关注 BECCS 系统集成与优化,系统能耗增加与经济性约束仍是关键瓶颈,Gao 等^[72]的区域多能源系统调度模型表明,生物质最佳掺烧上限为 15%,超过此值将显著增加颗粒物处理成本并影响机组稳定性。此外,应开发混燃飞灰高值化利用技术,规模化制备和长期稳定性仍需验证,应深入研究载体结构与催化性能的构效关系。另外,生物质燃料供应链需优化与标准化,Guo 等^[73]的随机优化模型表明,生物质运行成本降低 5% 时,最优改造时间从第 6 年提前至第 4 年、总收益增加约 10%,揭示了燃料成本对改造决策的关键驱动。还包括全生命周期

降碳减污协同评价方法,应综合考虑土地利用变化、水资源消耗、生物多样性等间接影响。Zhan 等^[74]建立了废弃物资源化技术全生命周期碳排放核算框架。Wu 等^[75]对安徽电力行业的研究表明,综合措施情景下 CO₂与大气污染物可于 2027 年协同达峰。

值得注意的是,文献中报道的“最佳掺烧比例”或“上限比例”因研究所采用的优化目标和实验条件不同而存在显著差异,不宜作简单类比。Gao 等^[72]在区域多能源系统调度模型中以系统经济性最优为目标,综合考虑了燃料成本、碳排放成本、污染物处理成本和机组运行约束,得出生物质最佳掺烧比例为 15%,超过此值将显著增加颗粒物处理成本并影响系统整体经济性。Yan 等^[39]在 58 MW 循环流化床机组花生壳掺烧研究中以污染物最低排放为目标,发现 30% 掺烧比下 VOCs 等污染物综合控制效果最优,但该比例是在特定炉型、特定燃料和特定燃烧工况下通过试验优化得出的结果,不具普适性。Ji 等^[34]在循环流化床机组花生壳掺烧试验中同时考察了 SO₂、NO_x减排和飞灰含碳量,40% 掺烧比在污染物减排方面效果最佳,但该比例受限于花生壳这一特定燃料的可用性和试验条件。在 BECCS 负碳情景中,“最优掺烧比例”的界定进一步复杂化。Wang 等^[12]以碳减排潜力最大化为目标,发现 20% 掺烧结合碳捕集可达到 -38 ~ -69 kg/(MW·h)的净负排放,但更高比例受限于碳捕集系统能耗对机组净出力的影响;Yang 等^[51]以发电系统整体效率为目标,在分级共气化集成碳捕集系统中得出 0.8 的掺混比(即 80% 生物质)可使净发电效率和单位发电碳排放综合最优;Luo 等^[48]针对退役机组纯生物质改造 BECCS 的研究(100% 生物质)则从煤电机组完全燃料替代的角度评估负碳潜力。上述研究之所以得出不同的最优数值,根源在于其目标函数和约束条件不同,有以污染物减排为单目标,有以经济性为综合目标,有以能量转换效率为核心,还有

着眼于碳移除最大化的负碳目标。即使在同一目标下,燃料种类(秸秆、木屑、花生壳等)、锅炉型式(煤粉炉、循环流化床)、掺烧技术路线(直接耦合、间接耦合、并联耦合)及边界条件(如碳价、燃料价格、机组运行方式)的差异也会导致优化结果不同。因此,在实际工程中,“最佳掺烧比例”不应被理解为某个固定数值,而应视为一个与具体技术经济目标和运行条件密切相关的优化变量,需在特定场景下通过多目标权衡确定。

从技术层面来说,直接耦合投资最低、成熟度最高,是当前煤电低碳化改造生物质掺烧路线的首选方案,但掺烧比例受锅炉安全运行限制;间接耦合和并联耦合适用于高比例掺烧场景。当前直接耦合占主导,但随深度脱碳需求增强,后两种技术应用比例正逐步提升,但需要因地制宜开展,并且逐步完善生物质燃料生产、运输供应链。从环境层面来说,生物质掺烧具明显降碳减污协同效应。合理掺烧比例能显著降低 CO₂和 SO₂排放,并对 NO_x产生协同抑制,但高比例秸秆掺烧下细颗粒物可能增加。污泥等高氯燃料的腐蚀风险更为突出。二噁英和 Pb 等重金属的潜在排放风险需在工程中重点管控。从负碳层面来说,掺烧与 CCUS/BECCS 的耦合为煤电提供了从低碳向负碳跨越的路径。2030—2040 年间中国大规模 BECCS 减排潜力可达 80 ~ 100 Mt/a。混燃飞灰作为 CO₂甲烷化催化剂载体为构建碳循环利用体系提供了新路径。从产业与政策层面来说,完善核算认证标准、税收激励和碳市场机制是推动生物质掺烧技术规模化发展的重要保障。中国应在借鉴国际经验基础上,围绕生物质在能源行业的应用,加快建立燃料标准、降碳效果量化评估方法及能源与碳市场的衔接机制。未来,随 CCUS 与 BECCS 逐步成熟及智能燃烧控制与多污染物协同治理技术发展,生物质掺烧有望从低碳替代技术演进为负碳能源系统的关键组成部分,在煤电低碳转型和双碳目标实现中发挥更重要作用。

参 考 文 献

[1] 国家发展改革委环资司. 专家解读之一|加快煤电低碳化发展 支撑构建新型能源体系[EB/OL]. (2024-07-16) [2026-07-22]. https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/jd/jd/202407/t20240716_1391682.html.

[2] Meng M, Jing K Q, Mander S. Scenario analysis of CO₂ emissions from China's electric power industry[J]. Journal of Cleaner Production, 2017, 142: 3101-3108.

[3] Li J L, Yang L S. Back side of the coin: how does non-fossil energy diffusion result in less efficient fossil-based technologies [J]. Environmental Impact Assessment Review, 2022, 96: 106848.

[4] Liu X Y, Wang Z, Liu M, et al. Beyond emission reduction: how carbon capture reshapes operational flexibility and energy efficiency of coal-fired CHP plants[J]. Energy, 2026, 351: 140884.

[5] Bae J S, Lee D W, Lee Y J, et al. Production of the glycerol-impregnated hybrid coal and its characterization[J]. Fuel, 2014, 118: 33-40.

- [6] 黄叶飞, 刘砚欣, 殷柳玲, 等. 燃煤电厂耦合生物质发电降碳技术的发展与展望[J]. 电力科技与环保, 2025, 41(6): 909–921.
Huang Yefei, Liu Yanxin, Yin Liuling, et al. Development and prospect of carbon reduction technologies for biomass co-firing in coal-fired power plants[J]. Electric Power Technology and Environmental Protection, 2025, 41(6): 909–921. (in Chinese)
- [7] 中国产业发展促进会生物质能产业分会, 德国国际合作机构(GIZ), 生态环境部环境工程评估中心, 等. 3060 零碳生物质能发展潜力蓝皮书[R]. 2021.
- [8] IPCC. 2006 IPCC guidelines for national greenhouse gas inventories, volume 2: energy, chapter 2: stationary combustion, section 2.3.3.4 “treatment of biomass”[R]. Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Programme, Eggleston H. S., Buendia L., Miwa K., et al. (eds). IGES, Japan, 2006.
- [9] IPCC Task Force on National Greenhouse Gas Inventories. Frequently asked questions (FAQ)[EB/OL]. [2026–07–22]. <https://www.ipcc-tfi.iges.or.jp/faq/faq.html>.
- [10] Mo W Y, Du K, Sun Y, et al. Technical-economic-environmental analysis of biomass direct and indirect co-firing in pulverized coal boiler in China[J]. Journal of Cleaner Production, 2023, 426: 139119.
- [11] Ge P H, Wu J, Zhong L C, et al. VOC emissions characteristics and cooperative control by combustion adjustment and APCDs in supercritical coal-fired power plants[J]. Journal of Hazardous Materials, 2025, 499: 140177.
- [12] Wang H K, Yan Y T, Li Z, et al. Carbon mitigation potential and economic benefits of biomass co-firing in coal-fired power plants: a case study in Nanjing, China[J]. Energy, 2025, 314: 134262.
- [13] 国家发展改革委, 国家能源局. 煤电低碳化改造建设行动方案(2024—2027 年)[EB/OL]. (2024–07–15)[2026–07–22]. https://www.ndre.gov.cn/xwdt/tzgg/202407/t20240715_1391665.html.
- [14] Kumari S, Bera S. A decision analysis model for reducing carbon emission from coal-fired power plants and its compensatory units[J]. Journal of Environmental Management, 2022, 301: 113829.
- [15] 中国产业发展促进会生物质能产业分会. 产业研究 | 英国燃煤电厂掺烧生物质实践: 以 Drax 电厂为例[R/OL]. (2024–11–07)[2026–07–22]. <https://www.beipa.org.cn/1302.html>.
- [16] 荷兰生物质耦合发电的领导项目: Amer 电厂[EB/OL]. (2020–07–20)[2026–07–22]. <https://mnewenergy.in-en.com/html/newenergy-2389116.shtml>.
- [17] 谭厚章, 杨富鑫, 王新宁, 等. 全链条大型燃煤机组直接耦合生物质发电降碳技术[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(2): 631–641.
Tan Houzhang, Yang Fuxin, Wang Xinning, et al. Whole-chain biomass direct co-firing technology for the coal-fired power plant to reduce CO₂ emission[J]. Proceedings of the CSEE, 2024, 44(2): 631–641. (in Chinese)
- [18] Fan H D, Ke H, Zhou D, et al. Experimental and simulation study on coal-fired power generation coupling with fluidized bed biomass gasification[J]. Journal of the Energy Institute, 2024, 117: 101732.
- [19] DL/T 5580.3—2023 燃煤耦合生物质发电生物质能电量计算 第3部分: 农林废弃残余物蒸汽耦合[S].
- [20] 王肖祎, 张波, 赵龙生. “双碳”目标下燃煤耦合农林生物质发电技术及应用[J]. 能源研究与利用, 2023(6): 14–18.
Wang Xiaoyi, Zhang Bo, Zhao Longsheng. Technology and application of coal-fired coupled agricultural and forestry biomass power generation under the “dual carbon” goal[J]. Energy Research and Utilization, 2023(6): 14–18. (in Chinese)
- [21] 赵仁杰. 燃煤耦合生物质发电的指标分析和设计计算[D]. 北京: 华北电力大学, 2025.
Zhao Renjie. Index analysis and design calculation of coal-coupled biomass power generation[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2025. (in Chinese)
- [22] Li Y K, Sun S Z, Feng D D, et al. Investigation on the interaction of NH₃ & CH₄ co-activated char under reburning conditions[J]. Journal of Environmental Management, 2024, 365: 121474.
- [23] Co-firing, plant conversions and bioenergy with carbon capture and storage (BECCS)[R]. Paris: IEA, 2024.
- [24] Zhang L P, Huang Y J, Wei H Q, et al. Thermogravimetric characteristics, kinetics, and ash-forming behavior of biomass and coal co-combustion[J]. Journal of the Indian Chemical Society, 2026, 103: 102558.
- [25] 马晨妍, 程智海, 靳雍华, 等. 火电厂生物质直燃技术研究进展综述[J]. 电力学报, 2024, 39(6): 559–570.
Ma Chenyan, Cheng Zhihai, Jin Yonghua, et al. Review on research progress of direct biomass combustion technology in thermal power plants[J]. Journal of Electric Power, 2024, 39(6): 559–570. (in Chinese)
- [26] 周巍, 王浩帆, 熊晟熙, 等. 煤与生物质耦合燃烧的协同效应[J]. 洁净煤技术, 2024, 30(增刊1): 279–286.
Zhou Wei, Wang Haofan, Xiong Shengxi, et al. Synergistic effect of coal and biomass co-firing[J]. Clean Coal Technology, 2024, 30(S1): 279–286. (in Chinese)
- [27] 焦乙泉, 李紫龙, 闫洪远, 等. 燃煤电厂含碳废弃物掺烧技术及其研究进展[J]. 能源与环境, 2023(6): 115–118.
Jiao Yixiao, Li Zilong, Yan Hongyuan, et al. Co-firing technology of carbon-containing waste in coal-fired power plants and its research progress[J]. Energy and Environment, 2023(6): 115–118. (in Chinese)
- [28] 周义, 张守玉, 郎森, 等. 煤粉炉掺烧生物质发电技术研究进展[J]. 洁净煤技术, 2022, 28(6): 26–34.
Zhou Yi, Zhang Shouyu, Lang Sen, et al. Research progress of biomass blending technology in pulverized coal furnace for power generation[J]. Clean Coal Technology, 2022, 28(6): 26–34. (in Chinese)

- [29] 马修卫, 李风海, 马名杰, 等. 长治煤与生物质混合灰熔融特性研究[J]. 燃料化学学报, 2018, 46(2): 129–137.
Ma Xiuwei, Li Fenghai, Ma Mingjie, et al. Fusion characteristics of blended ash from Changzhi coal and biomass[J]. Journal of Fuel Chemistry and Technology, 2018, 46(2): 129–137. (in Chinese)
- [30] 胡云鹏, 程世庆, 孙鹏, 等. 生物质及其与煤掺烧的灰熔融特性研究[J]. 热力发电, 2011, 40(10): 8–12.
Hu Yunpeng, Cheng Shiqing, Sun Peng, et al. Study on fusion behavior of ash from mixedly burning biomass with coal[J]. Thermal Power Generation, 2011, 40(10): 8–12. (in Chinese)
- [31] 姜春光, 李定青, 王鹏, 等. 生物质 CFB 锅炉受热面沉积结构和空间分布特性研究[J]. 山东电力技术, 2023, 50(3): 63–68.
Jiang Chunguang, Li Dingqing, Wang Peng, et al. Study on deposition structure and spatial distribution characteristics on heating surface of biomass-fired CFB boiler[J]. Shandong Electric Power, 2023, 50(3): 63–68. (in Chinese)
- [32] Sun W, Wang Y, Liu G D, et al. Feasibility study of a coal-fired coupled to biomass power generation technology on a 300 MW unit boiler[J]. IOP Conference Series: Earth and Environmental Science, 2019, 354: 012065.
- [33] Shao H H, Zhang H C, Li F S, et al. Numerical simulation of biodiesel co-combustion in a 350 MW coal-fired unit: combustion performance and pollutant emissions[J]. Energy, 2025, 338: 138941.
- [34] Ji L J, Wu X Y, Gao Y, et al. Coal blending with peanut shells: thermal behavior, kinetics, carbon reduction and pollution reduction analyses[J]. Water, Air, & Soil Pollution, 2024, 235: 634.
- [35] 谭厚章, 王学斌, 杨富鑫, 等. 大型燃煤发电机组低碳技术进展[J]. 煤炭学报, 2024, 49(2): 1052–1064.
Tan Houzhang, Wang Xuebin, Yang Fuxin, et al. Progress on low-carbon technologies for large-scale coal-fired power generating units[J]. Journal of China Coal Society, 2024, 49(2): 1052–1064. (in Chinese)
- [36] Yun H M, Dai J J, Tan T W, et al. Accelerate large-scale biomass residue utilization via cofiring to help China achieve its 2030 carbon-peaking goals[J]. Environmental Science & Technology, 2023, 57(25): 9163–9173.
- [37] Wang X H, Luo Z Y, Wang Y C, et al. NO emission during the co-combustion of biomass and coal at high temperature: an experimental and numerical study[J]. Journal of the Energy Institute, 2024, 115: 101707.
- [38] Wang S M. Near-zero air pollutant emission technologies and applications for clean coal-fired power[J]. Engineering, 2020, 6(12): 1408–1422.
- [39] Yan Z H, Gao Y, Zhang Y, et al. Study on the emission characteristics of VOCs under the condition of biomass blending combustion[J]. Heliyon, 2023, 9(12): e22340.
- [40] 王正阳. 污泥掺烧与直接焚烧的二噁英生成与控制[J]. 电站系统工程, 2024, 40(3): 13–16.
Wang Zhengyang. Dioxin formation and control in sludge co-firing and direct incineration[J]. Power System Engineering, 2024, 40(3): 13–16. (in Chinese)
- [41] Yang X Y, Song G C, Li Z W, et al. Effect of biomass-coal blending combustion on Pb transformation[J]. Journal of Hazardous Materials, 2024, 461: 132697.
- [42] Xiang Y, Guo Y T, Wu G, et al. Low-carbon economic planning of integrated electricity-gas energy systems[J]. Energy, 2022, 249: 123755.
- [43] Xu Y, Zhao G H, Yang K, et al. Coal-biomass co-firing power generation technology: current status, challenges and policy implications[J]. Sustainability, 2020, 12(9): 3692.
- [44] Hansen K. Decision-making based on energy costs: comparing levelized cost of energy and energy system costs[J]. Energy Strategy Reviews, 2019, 24: 68–82.
- [45] Wang X T, Zhao X X, Yang Y, et al. Comprehensive analysis of carbon emission reduction technologies (CRTs) in China's coal-fired power sector: a bottom-up approach[J]. Renewable and Sustainable Energy Reviews, 2024, 202: 114696.
- [46] Taipabu M I, Chou B Y, Wu W, et al. Techno-economic assessment of blended-amine CO₂ capture integrated coal-fired power plants[J]. Applied Thermal Engineering, 2025, 278: 127457.
- [47] IPCC. Climate change 2022: mitigation of climate change. Working Group III contribution to the sixth assessment report of the intergovernmental panel on climate change[M]. USA: Cambridge University Press, 2022.
- [48] Luo H X, Cheng F W, Barchholtz T A, et al. Biopower with molten carbonate fuel cell carbon dioxide capture: performance, cost, and grid-integration evaluations[J]. Energy Conversion and Management, 2024, 322: 119167.
- [49] Fan J L, Fu J Y, Zhang X, et al. Co-firing plants with retrofitted carbon capture and storage for power-sector emissions mitigation[J]. Nature Climate Change, 2023, 13: 807–815.
- [50] Vasireddy S N, Jayanti S. Power generation with negative CO₂ emissions through bio-electricity with CCS using dry co-gasification of coal-biomass blends[J]. Clean Technologies and Environmental Policy, 2025, 27: 2415–2432.
- [51] Yang D T, Li S, He S. Zero/negative carbon emission coal and biomass staged co-gasification power generation system via biomass heating[J]. Applied Energy, 2024, 357: 122469.
- [52] Wang J, Kong H, Xiong J Y, et al. The novel energy generation technology for paper mills based on staged coal gasification and fuel cell coupling[J]. Energy Conversion and Management, 2025, 343: 120220.
- [53] Xin T T, Kuai Y W, Wan L, et al. An efficient hybrid power generation system by integrating the biomass-fueled gas turbine with existing coal-fired power plants[J]. Energy, 2026, 345: 140172.

- [54] Yang L, Hou H Y, Lv H D, et al. Exploring the development path of bioenergy carbon capture and storage for achieving carbon neutrality in China: a systematic review[J]. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 2025, 216: 115685.
- [55] Lin W Y, Li T, Akasyah L, et al. Comparison of sintering condition and radio frequency plasma discharge on the conversion of coal/biomass fly ash into high-temperature thermal energy storage material[J]. *Energy Conversion and Management*, 2019, 192: 180 – 187.
- [56] Liu J W, He K Q, Wu Q W, et al. Experimental study on the combustion characteristics and pollutant properties of coal/ammonia/biomass co-combustion based on a 90 kW one-dimensional furnace[J]. *Journal of the Energy Institute*, 2026, 124: 102389.
- [57] Izquierdo M, Moreno N, Font O, et al. Influence of the co-firing on the leaching of trace pollutants from coal fly ash[J]. *Fuel*, 2008, 87: 1958 – 1966.
- [58] Ye X, Wei Z J, Zhang G J, et al. Comprehensive strategy for efficient methanation of CO₂ over fly ash-based catalyst from biomass co-firing thermal power plants[J]. *Powder Technology*, 2026, 479: 122618.
- [59] Fuller A, Omidiji Y, Viehhaus T, et al. The impact of an additive on fly ash formation/transformation from wood dust combustion in a lab-scale pulverized fuel reactor[J]. *Renewable Energy*, 2019, 136: 732 – 745.
- [60] Carevic I, Serdar M, Stirmer N, et al. Preliminary screening of wood biomass ashes for partial resources replacements in cementitious materials[J]. *Journal of Cleaner Production*, 2019, 229: 1045 – 1064.
- [61] Maschowski C, Kruspan P, Garra P, et al. Physicochemical and mineralogical characterization of biomass ash from different power plants in the upper Rhine region[J]. *Fuel*, 2019, 258: 116020.
- [62] Liu Y X, Zhou T T, Chen X X, et al. Synthesis of a coal fly ash-based NaP zeolite using the microwave-ultrasonic assisted method: preparation, growth mechanism, and kinetics[J]. *ChemistrySelect*, 2023, 8: e202204353.
- [63] Hasan S L, Wijayanti M N, Hendrawan Y, et al. Synthesis of coal fly ash derived NaX zeolite as a nickel catalyst support in CO₂ methanation[J]. *Journal of Environmental Chemical Engineering*, 2025, 13: 119654.
- [64] Labidi A, Ren H, Zhu Q, et al. Coal fly ash and bottom ash low-cost feedstocks for CO₂ reduction using the adsorption and catalysis processes[J]. *Science of the Total Environment*, 2024, 912: 169179.
- [65] Liu Y H, Li J W, Zhao Z H, et al. Study of a coal fly ash-based integrated CO₂ capture-mineralization material: preparation method, modification mechanism, and CO₂ mineralization property [J]. *Science of the Total Environment*, 2024, 955: 177201.
- [66] Sun H Q, Hou Y T, Tian Y D, et al. Volume stability and microstructure of CFBC fly ash-based all-solid-waste cementitious materials under CO₂ curing[J]. *Journal of Building Engineering*, 2026, 127: 116418.
- [67] Wang X Y, Liu Q Q, Yang L, et al. Perceptions of biomass energy sustainability in policy scenarios of China[J]. *Heliyon*, 2024, 10(17): e37180.
- [68] Wu W Y, Zhai H B. Life cycle assessment of co-firing biomass at coal-fired power plants with carbon capture and storage toward net-zero emissions[J]. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 2026, 153: 104653.
- [69] Shan Z J, Tan Q L, Dong H X, et al. Optimization model of low-carbon technology adoption timing for coal power under decarbonization and flexibility demand: empirical study in Beijing – Tianjin – Hebei region, China[J]. *Applied Energy*, 2024, 358: 122647.
- [70] Wu Q H, Zhang R D, Zhou L, et al. Optimizing China's coal power transition pathways under integrated multi-technology mitigation decisions[J]. *Energy*, 2026, 360: 141492.
- [71] Huang C, Wang W L, Madonski R, et al. Novel energy saving technologies for thermodynamic systems with carbon neutrality goal[J]. *Energy Reports*, 2022, 8: 9541 – 9553.
- [72] Gao C, Zhang R, Tan Q L, et al. Optimal scheduling of regional multi-energy systems considering low-carbon co-firing strategy and carbon-green certificate equivalence conversion mechanism based on dynamic-free Newton-Raphson-based optimizer[J]. *Energy*, 2025, 330: 136931.
- [73] Guo J X. Retrofitting strategy for biomass co-fired power plant[J]. *Clean Technologies and Environmental Policy*, 2022, 24: 2531 – 2545.
- [74] Zhan H Y, Shao L, Pan Y L, et al. Life-cycle carbon emissions from pilot zero-waste technologies in China [J]. *Environmental Impact Assessment Review*, 2023, 103: 107279.
- [75] Wu L, Zhu W W, Qian J, et al. Study on the synergistic approach to pollution and carbon emissions reduction of power generation industry in Anhui province, China[J]. *ACS Omega*, 2025, 10(49): 52519 – 52532.