DOI: 10.19666/j.rlfd.202602022

煤电机组低碳化建设路径综述：技术原理、工程实践与系统展望

舒 涛[1]，林 海[1]，包英捷[1]，贾兆鹏[1]，杨万荣[1]，晋中华[2]，
李昭兴[2]，贾子秀[2]，王志超[2]，李宗泰[2]
（1. 中国华能集团有限公司，河北 雄安新区 070001；
2. 西安热工研究院有限公司，陕西 西安 710054）

［摘 要］【意义】在“双碳”目标下，推动煤电低碳转型对保障能源安全与应对气候变化至关重要。为系统厘清煤电低碳技术路线，识别关键瓶颈与发展方向，本文综述了生物质掺烧、氨/氨掺烧、碳捕集、利用与封存（CCUS）这 3 条主流煤电低碳技术路径，通过梳理各路径的技术原理、示范项目与应用现状，并从技术成熟度、减排潜力、经济性与资源依赖性等多维度进行综合对比，评估其发展现状、潜力与挑战，为行业转型提供参考。【分析】生物质掺烧技术成熟，改造成本低，具备良好减碳效果，但受燃料资源与供应链成本制约明显；氨/氨掺烧发展迅速，工程示范取得重要突破，氨燃料更具中短期应用优势，工业副产氢经济性较好；CCUS 是实现深度减排的核心托底技术，减排能力突出，主流捕集技术已具备工程基础，但存在投资与能耗偏高、源汇匹配要求高等问题。【展望】生物质掺烧、氨/氨掺烧、CCUS 3 类技术均面临政策标准、产业链协同等共性挑战。煤电低碳转型应坚持多技术并行、因地制宜推进，未来需加强关键技术研发、完善政策标准体系、强化产业链协同，支撑煤电安全有序低碳转型。

［关 键 词］零碳燃料掺烧；生物质；氨/氨；CCUS

［引用本文格式］舒涛，林海，包英捷，等. 煤电机组低碳化建设路径综述：技术原理、工程实践与系统展望[J]. 热力发电，2026, 55(10): 138. Shu T, Lin H, Bao Y J, et al. A review of low-carbon development pathways for coal-fired power units: technical principles, engineering practices, and system outlook[J]. Thermal Power Generation, 2026, 55(10): 138.

A review of low-carbon development pathways for coal-fired power units: technical principles, engineering practices, and system outlook

Shu Tao[1], Lin Hai[1], Bao Yingjie[1], Jia Zhaopeng[1], Yang Wanrong[1], Jin Zhonghua[2], Li Zhaoxing[2], Jia Zixiu[2], Wang Zhichao[2], Li Zongtai[2]
(1. China Huaneng Group Co., Ltd., Xiong'an New Area 070001, China;
2. Xi'an Thermal Power Research Institute Co., Ltd., Xi'an 710054, China)

Abstract: [Significance] Under the “Dual Carbon” strategic goals of peaking carbon dioxide emissions before 2030 and achieving carbon neutrality before 2060, advancing the low-carbon transition of coal-fired power generation is critical to safeguarding national energy security and addressing global climate change. As renewable energy develops rapidly, coal-fired power still acts as the mainstay and stabilizer of the power system due to its reliable power supply and flexible regulation capacity. To systematically sort out the low-carbon technical routes of coal-fired power units, identify core technical bottlenecks and future development orientations, this paper reviews three mainstream low-carbon technical pathways for coal-fired power: biomass co-firing, hydrogen/ammonia co-firing,

收 稿 日 期：2026-02-10 修 回 日 期：2026-05-06 接 受 日 期：2026-06-01
基 金 项 目：国家科技重大专项资助（2025ZD1701100，2025ZD1701102）
Supported by: National Science and Technology Major Project (2025ZD1701100, 2025ZD1701102)
第一作者简介：舒涛（1993），男，博士，高级工程师，主要研究方向为清洁低碳燃烧、电力生产环保，Shutao12@foxmail.com。
通信作者简介：李昭兴（1998），男，博士，工程师，主要研究方向为氢/氨清洁低碳燃料燃烧，lizhaoxing@tpri.com.cn。

and carbon capture, utilization and storage (CCUS). It combs the technical principles, engineering demonstration projects and practical application status of each pathway, makes a comprehensive comparison from the dimensions of technical maturity, carbon emission reduction potential, economic efficiency and resource dependence, and evaluates their development status, application potential and existing challenges, so as to provide theoretical and practical references for the low-carbon transformation of the coal-fired power industry. [Analysis] Biomass co-firing is a mature technology with low retrofitting cost and remarkable short-term carbon reduction effect, but its large-scale application is obviously restricted by the instability of biomass fuel supply, seasonal and regional resource characteristics, and high supply chain costs. Hydrogen/ammonia co-firing has achieved rapid technological progress and important breakthroughs in large-scale unit engineering demonstrations; ammonia fuel has better storage and transportation safety and infrastructure compatibility, showing more prominent application advantages in the medium and short term, and the co-firing scenario of industrial by-product hydrogen has favorable economic efficiency. CCUS is the core foundational technology to realize deep decarbonization of coal-fired power, with ultra-high emission reduction capacity of over 90%, and mainstream post-combustion capture technology has a solid engineering foundation, but it faces problems such as high initial investment, large energy consumption in operation, and strict requirements for CO_2 source-sink matching. All three technical pathways are confronted with common challenges including imperfect policy and standard systems and insufficient industrial chain collaboration. [Prospect] The low-carbon transition of coal-fired power should adhere to the parallel development of multiple technologies and advance according to local conditions. In the future, it is necessary to strengthen the research and development of key core technologies, improve the supporting policy and standard system, enhance the collaboration of the whole industrial chain, and actively explore the integrated application model of co-firing technology coupled with CCUS, so as to support the safe, orderly and scientific low-carbon transformation of coal-fired power and boost the realization of China's "Dual Carbon" goals.
Key words: zero-carbon fuel co-firing; biomass; H_2/NH_3; CCUS

推动能源体系绿色低碳转型是应对全球气候变化的核心举措。我国提出了“二氧化碳排放力争2030 年前达到峰值，2060 年前实现碳中和”的“双碳”战略目标。2024 年，我国可再生能源装机容量历史性超过煤电[1]，但可再生能源具有间歇性、波动性的特点，煤电在未来较长时期内仍将作为电力系统的“压舱石”，承担着保障能源安全、提供可靠电力支撑和灵活调节能力的关键作用。

2023 年全国单位火电发电量二氧化碳排放约 821 g/(kW·h)，虽然比 2005 年降低 21.7%，但绝对值仍然较高[2]。国家发改委、能源局于 2024 年 7 月发布的《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027 年）》明确指出[3]，生物质掺烧、绿氨掺烧和碳捕集利用与封存（CCUS）是煤电低碳化改造的主要技术方向。

国际上，英国 Drax 电站成功实现了从燃煤到纯燃生物质的转型[4]；日本 JERA 公司等已在百万千瓦级机组上完成了 20%掺氨比例的商业化示范验证[5]。国内华能、国家能源等大型发电集团在生物质掺烧、氢/氨混燃、CCUS 等领域开展了大量的技术研发和工程示范项目，并取得了积极的进展。

尽管前景广阔，但各类技术路径均面临不同的技术瓶颈、经济性挑战和产业化障碍。目前，缺乏对这几条技术路径进行全面梳理、系统对比和前瞻性分析的综述研究。基于此，本文旨在围绕燃煤电站耦合零碳燃料这一主题，对生物质掺烧、氢/氨掺烧以及 CCUS 这 3 条主流技术路径进行全面的综述，系统分析各路径的技术原理、发展现状、关键挑战，并进行综合对比与前景展望，为我国煤电科学决策和技术发展提供参考。

1 生物质掺烧减碳技术

联合国气候变化委员会发布煤电、石油、天然气、生物质碳排放强度分别为 1 001、840、469 和 18 g/(kW·h)（以 CO_2 计），与煤电、石油、天然气相比，生物质燃烧的碳排放强度可忽略不计[6]。我国生物质资源丰富，预估至 2050 年可达 14 亿吨标准煤当量，其中约 8.9 亿吨具备能源化利用潜力[6]。

1.1 生物质掺烧技术原理与主流路线

根据生物质燃料进入锅炉系统的方式不同，生物质掺烧技术主要可分为直接混燃、间接混燃和并联混燃 3 种[7]。

直接混燃相对简单、改造成本相对可控、灵活性好，是目前应用最广泛、技术相对成熟的掺烧方式。其核心是将预处理后的生物质燃料直接送入煤粉锅炉炉膛参与燃烧。根据燃料处理与输送方式的细微差别，又可细分为图 1 中的 5 种方案。

1）备用磨煤机掺烧　利用原系统中备用或闲置磨煤机单独碾磨生物质，并通过原燃烧器进行燃烧。适用于有备用/闲置磨煤机的大中型在运机组，

有中高比例生物质掺烧需求；缺点在于对生物质成型度、含水率要求严苛，燃料燃尽特性差异易导致锅炉排烟温度波动，对锅炉热效率存在小幅负面影响。成功案例为国电宝鸡第二电厂[8-10]。

2）*共用磨煤机*　将生物质成型燃料与煤在同一磨煤机中共同碾磨，输送至原燃烧器系统进行燃烧。适用于改造预算有限、仅需长期低比例掺烧的各类容量机组，无停机改造条件的在运机组；缺点在于长期掺烧易磨损磨煤机碾磨部件、缩短设备寿命，稳定掺烧比例通常不超过 5%（质量比），难以实现深度减碳。成功案例为波兰 Ostroleka B 电厂和芬兰 Fortum 电厂[11]。

3）*共用煤粉管道*　生物质通过专门的生物质磨粉后，输送到原有磨煤机出口一次风煤粉管道中。适用于无法长时间停机改造的在运机组，有中等比例掺烧需求；缺点在于管道设计与控制系统复杂度高，对生物质粉体细度、输送风压稳定性要求严苛，日常运维难度较大。成功案例为西班牙 Enel 电厂和英国 Drax 电厂[4]。

4）*利用原燃烧器*　生物质燃料经过专门的生物质磨粉后直接输送到原有燃煤燃烧器进行燃烧。适用于磨制能力无冗余的机组，对掺烧灵活性要求较高；缺点在于需新增专用生物质磨制系统，改造成本较高，对原有一次风系统的适配性要求高，需配套调整配风逻辑。成功案例有英国 Drax 电厂早期。

5）*独立喷燃*　将生物质通过专用燃烧器送入锅炉进行燃烧。适用于有高比例生物质燃烧需求的新建机组，或可停机大修改造的大中型在运机组；缺点在于需新建专用生物质燃烧器、磨制系统与配套管路，初始投资最高，改造工程量最大，需对锅炉配风、燃烧逻辑进行全面调整。成功案例为波兰 Ostroleka B 电厂、荷兰 Epon 电厂及山东十里泉电厂 5 号 140 MW 机组[12-13]。

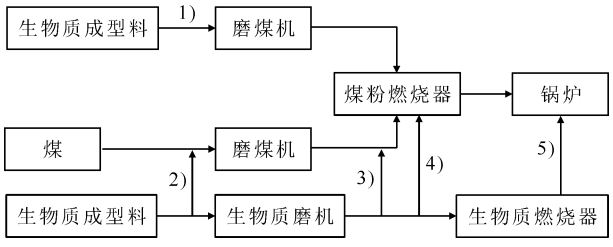


图 1 生物质直接混燃工艺示意
Fig.1 Schematic diagram of the direct biomass co-firing

间接混燃技术利用气化炉将生物质转化为可燃气体，再将净化后的可燃气送入锅炉中与煤粉掺烧。挑战在于气化过程会产生难以高效利用的副产物（如生物质炭和提取液）；气化设备（如固定床、流化床）的效率和耐久性有待提升；生物质原料特性导致气化气中焦油含量高，易造成后续系统堵塞和污染等。间接混燃系统复杂、效率损失较大，目前并非商业化应用的主流。

并联混燃技术（蒸汽侧混合）为生物质燃料单独配置一套完整的锅炉系统，生物质与煤分别在独立的锅炉中燃烧，二者的蒸汽汇合发电。该方案能够彻底分离生物质灰与煤灰，适用于处理碱金属和氯含量高、易引起结焦和腐蚀的生物质燃料（如秸秆），且灰渣便于分别资源化利用。但该方案的蒸汽参数匹配挑战很大，且投资成本极高，经济性较差，限制了其大规模应用。

1.2 生物质掺烧关键技术与系统适配性

1.2.1 *生物质燃料供应链及预处理技术*

生物质原料通常密度低、含水量高、形状不规则，直接运输和储存成本高且存在火灾风险，需要预处理。生物质成型燃料（颗粒和压块，图 2）是提高能量密度、便于储运的有效方式[6]。生物质颗粒能量密度高、储存稳定性好、与制粉系统兼容性佳。生物质压块设备投资更低，但易受潮、热值较低。表 1 对比了 2 种成型燃料的特点。



a) 颗粒　　b) 压块

图 2 生物质成型燃料
Fig.2 Biomass densified fuel

表 1 生物质成型燃料性能对比
Tab.1 Key properties of biomass densified fuels

类型	生物质颗粒	生物质压块
工艺成熟度	成熟	成熟
成型设备投资	较低	很低
燃料质量要求	水分小于 15%	水分小于 25%
燃料储存稳定性	好	一般（易吸水）
热值/(MJ·kg^{-1})	约 14.6	约 11.3
破碎后粒径/mm	1～2	<3
与燃煤制粉系统兼容性	很好	较好

1.2.2 生物质制粉特性及磨煤机适配性

生物质燃料通常富含纤维结构，制粉更依赖于剪切和磨削力。常规磨煤机的碾压作用难以切断长纤维，易出现“碾而不碎、缠磨辊”问题，达到或接近煤粉同等细度的难度大，易在磨煤机内漂浮累积，影响出力并增加安全隐患（如磨煤机电流异常升高、堵管风险）。草本生物质（如秸秆）通常纤维素、半纤维素含量更高，纤维更长，单位制粉能耗更高，含水率稍高，即容易缠绕磨辊、堵塞分离器，导致磨煤机通风阻力骤增、出力大幅下降，掺烧比例建议小于 5%。木本生物质制粉特性相对好，共磨掺混比例也可适当放宽（如小于 15%）。国电宝鸡第二电厂[9]的沙柳掺烧试验表明，对于 ZGM95G 型中速磨煤机，需精确控制生物质给料量和通风量，以确保运行安全并获得合格粉体细度。给料量过大或风量不足会导致磨煤机电流超限，且粉体粒径偏粗，影响燃尽。

当掺烧比例超过上述建议限制，通常需用单独的磨煤机处理生物质。可选设备包括：1）生物质专用锤磨机　在欧洲广泛应用，适合粉碎各种农林废弃物，能产出 2~3 mm 以下的粉料，但对燃料灰分和杂质敏感，维护工作量较大；2）改造后的中速磨煤机　通过对现有中速磨煤机进行防爆改造，增加独立生物质给料系统等措施，可实现生物质颗粒的专门磨制或与煤的短期切换磨制[14]。英国和北欧多家电厂已有成功商业运行经验。

安全性方面，生物质主要在 200 ℃以下蒸发水分，在 200 ℃以上析出挥发分和燃烧。针对玉米秸秆的热重分析和西安交通大学在渭南某电厂针对木粉掺烧的试验均表明，一次风温在 200 ℃以下时，中储式热风送粉系统无自燃[15]。

1.2.3 掺烧生物质对锅炉燃烧及污染物控制系统的影响

1）燃烧特性与稳定性

生物质挥发分含量远高于煤，其着火温度（通常在 268~315 ℃）比煤（约 408 ℃）低得多，燃烧特性指数更优[6]。即使生物质粉体粒径较煤粉粗，且一次风送粉温度更低，只要掺烧比例控制得当，燃烧稳定性通常可以保证[16]。国电宝鸡第二电厂 300 MW 机组沙柳掺烧试验显示，掺烧量达 24 t/h 时，燃烧器喷口火焰稳定[9]。但生物质提前着火可能影响主燃区空气分配，导致飞灰含碳量略有上升，锅炉效率轻微下降，掺烧热量超 15%时，飞灰含碳会从 0.12%升至 0.52%[9]。

2）氮氧化物（NO_x）排放与控制

生物质本身氮含量低且挥发分高，导致 NO_x 转化率低；混燃降低炉内峰值温度，NO_x 排放可能更低。

3）二氧化硫（SO_2）脱除与湿法脱硫（WFGD）

生物质含硫量普遍很低（小于 0.5%），掺烧后可降低烟气中 SO_2 浓度，从而减少 WFGD 系统的石灰石消耗。在常规掺烧比例下，进入 WFGD 系统的氯离子增量有限，且大部分氯会被飞灰吸附或在除尘器中被捕获，对 WFGD 系统长期运行影响甚微[11]。芬兰 Naantali 电厂[17]和国内宝鸡第二电厂的运行数据支持这一结论。

4）粉尘脱除与电除尘器（ESP）

生物质灰中的碱金属离子有助于降低飞灰比电阻，使其更趋于适合电除尘器捕集的理想范围，可能对除尘效率产生积极影响或至少无明显负面影响。国内外多个掺烧项目的运行经验（如 Naantali 电厂[17]、十里泉电厂[12-13]、宝鸡第二电厂[9]）均证实，适当比例的掺烧对电除尘器的电压、电流等运行参数无显著影响。

1.3 典型示范项目经验

我国已开展多个生物质掺烧示范项目，积累了宝贵经验。华电十里泉电厂：我国首台商业运行的生物质混燃电站，引进丹麦技术，采用独立喷燃系统，可在不同机组间切换使用，为早期技术探索提供了重要借鉴，后因多种因素停产[10]。国电宝鸡第二发电厂：采用备用磨煤机掺烧成型生物质颗粒的方案，实现了长期稳定运行，并在低氮燃烧、飞灰特性、环境影响等方面进行了系统试验研究，为 300~600 MW 级机组应用提供了详实数据[9-10]。国家能源集团寿光电厂：国内首个 1 000 MW 超超临界锅炉大比例掺烧生物质粉体燃料的科技示范项目，年设计掺烧量 25 万吨，减碳效果显著，代表了在高参数大容量机组上应用的前沿探索[18]。华能日照电厂：在 660 MW 机组上实施 5%生物质直燃耦合发电示范，年利用生物质约 9.55 万吨标煤，减排效果明显，展示了在大型机组上实现较低比例耦合的技术可行性[19]。大唐淮北发电分公司：在一台 660 MW 机组上实现每小时掺烧生物质散料 40 t，采用直接破碎耦合掺烧技术，年减排二氧化碳 27 万吨，体现了处理非成型散料的技术路径[20]。

这些项目验证了不同技术路线在不同容量机组上的适用性，同时也暴露了燃料供应稳定性、经济性、政策支持等方面的共性挑战：一是燃料供应稳定性挑战，农林生物质具有显著的季节性、区域性特征，我国农业生物质占比大、分布广，收集困难，除林木工厂废料通常可稳定供应外，普遍存在燃料供应不稳定、品质波动大的问题；二是经济性挑战，散料生物质收集、生物质成型燃料加工运输成本较高，在无专项补贴的情况下，燃料到厂成本较高，制约项目长期稳定运行；三是政策支持体系不完善，当前生物质掺烧的比例认定、碳减排量核算、电价补贴等相关标准与政策尚不健全，缺乏长效市场化支撑机制。

从技术经济性来看，生物质掺烧项目的成本主要分为初始改造成本与运行成本两大核心部分：初始改造成本因掺烧方案不同而差异显著，低比例共磨方案单位改造成本可控制在 50 元/kW 以内，而高比例独立喷燃方案单位改造成本可达 300~500 元/kW；运行成本中生物质燃料成本占比超 80%，成型生物质燃料到厂成本通常为燃煤的 1.5~2.0 倍，是制约项目经济性的核心因素。在碳减排收益、可再生能源电价补贴等政策支持下，10%~20%比例的生物质掺烧项目可实现盈亏平衡，具备规模化推广的经济可行性。

2 氢/氨掺烧减碳技术

氢是有潜力的清洁燃料和储能介质，但氢气的低体积能量密度（标准状态下约 10.8 MJ/m^3）以及苛刻的储运条件（沸点–253 ℃或 70 MPa 高压储运）制约其大规模商业应用。而氨（NH_3）在常温下即可通过适度加压（约 1 MPa）液化，体积能量密度约为氢的 1.5 倍，且其储运基础设施相对成熟，安全性显著优于氢气[21]。氨作为高效的氢载体，可通过成熟的 Haber-Bosch 工艺由绿氢合成绿氨[22]，实现氢能的长期储存与远距离输送，形成“绿电−绿氢−绿氨−清洁燃烧”的完整产业链条（图 3）[23]。

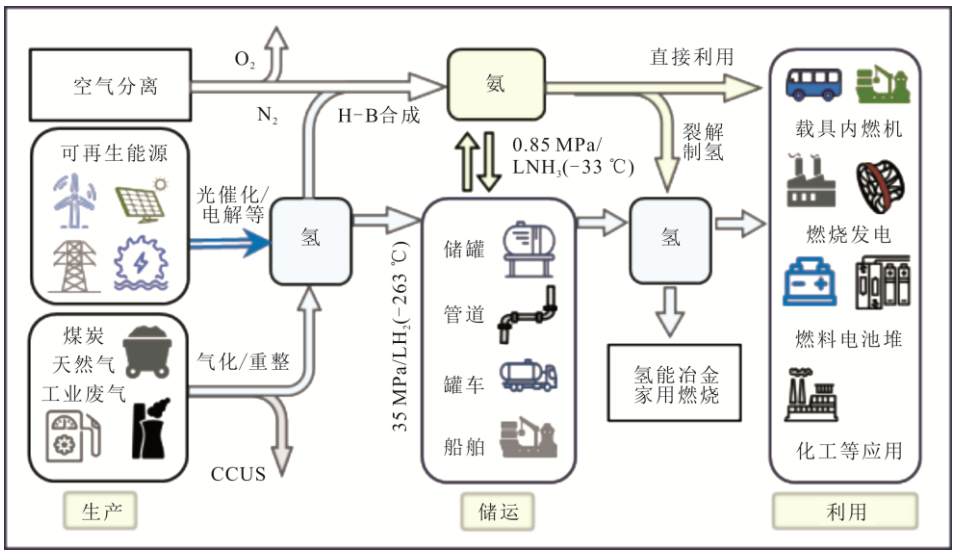


图 3 绿色氢氨产业链条示意

Fig.3 Schematic diagram of the green hydrogen/ammonia industry chain

2.1 氢/氨掺烧技术原理与研究现状

2.1.1 掺氢燃烧

日本 Ueki 等人[24]利用滴管炉开展煤粉掺氢实验，掺氢热值比例 0~5%，发现适量氢气注入可促进煤中挥发分的快速析出，并在焦炭颗粒中形成多孔碳质基体，从而优化整体燃烧效率；但当注氢比例过高时，会因氢气的强吸热效应及对氧气的竞争性消耗，导致煤焦颗粒燃烧速率下降。意大利 Pisa 团队在 2 MW 锅炉中进行煤粉与富氢气体（HRG）的混烧试验[25]，掺氢热值比例约 0~3%，发现 HRG 的注入可使 SO_2 排放显著降低，但 NO_x 生成量有所增加。

胡斌彬等[26]通过固定床管式炉研究了布朗气（HHO）对煤粉低氧燃烧的气相催化作用（掺氢热值比例 0~2%），研究发现 HHO 能够促进还原性挥发分的释放，增强炉内还原气氛，从而有效抑制 NO_x

的生成，提高低氧燃烧技术的脱硝效率。赵硕等[27]在东方电气 50 kW 下行炉上开展了系统的掺氢燃烧试验，重点研究了不同掺氢比（0~55%）及燃尽风配比对污染物排放的影响。结果表明，在当前弃电成本较低的背景下，利用风能、太阳能等间歇性可再生能源制取绿氢具有良好的经济性。随着掺氢比例的增加，CO_2 排放量逐步下降，在特定燃尽风条件下，NO_x 排放呈现先降后升的趋势，在掺氢比为 30%时达到最低值；CO 排放则呈现先升后降的特征，表明氢气对不完全燃烧产物具有优化作用。该研究为大型工业锅炉掺氢应用提供了重要的数据支撑。

数值模拟方面，林嘉等[28]对燃气锅炉中氢/天然气混合燃烧过程进行了三维数值模拟，掺氢热值比例 0~35%，发现掺氢比增大导致火焰温度升高，促进热力型 NO_x 生成；当掺氢比为 10%、过量空气系数为 1.05 时，炉膛出口平均温度及 NO_x 浓度均达到峰值。刘鑫等[29]以 1 000 MW 超超临界锅炉为对象，模拟研究了一次风掺混氢气和氧气对低负荷工况下煤粉着火特性的影响，掺氢热值比例 0~15%，结果表明氢气的加入可显著改善煤粉的着火稳定性，为机组灵活调峰提供技术可能。贾培英等[30]针对 300 MW 亚临界煤粉锅炉开展掺氢应用研究，掺氢热值比例 0~30%，发现随着掺氢比例提高，锅炉效率略有下降，但主蒸汽温度和再热蒸汽温度仍可维持设计值，受热面壁温分布与原设计相当，无需进行大规模改造，但需注意排烟温度的升高趋势。综上所述，掺氢技术在提升燃烧效率、降低碳排放方面展现潜力，但需精准控制掺氢比例与配风方式，以兼顾效率与污染物排放。

2.1.2 掺氨燃烧

氨的着火温度高，火焰传播速度慢，且燃烧过程中易生成氮氧化物（NO_x），因此掺氨燃烧技术的研究重点在于实现稳定着火与低 NO_x 排放。美国 2021 年提出的《CLEAN Future Act》法案将氨列为合格低碳燃料。麻省理工学院（MIT）在中试规模台架上进行了氨煤混烧试验，发现 20%掺氨比对炉内燃烧状态影响最小，NO_x 排放与氨的喷射位置密切相关。与传统碳捕集与封存技术相比，电站掺氨燃烧具有成本优势，并能有效消纳太阳能制绿氨，是实现大规模减排的可行途径。

日本 2014—2018 年实施的 SIP Energy Carriers 项目系统研究了氨燃烧基础机理、燃烧器开发及其在燃气轮机与燃煤锅炉中的应用技术。2017 年，Chugoku 电力公司在水岛发电厂 156 MW 燃煤机组上成功实现 0.6%~0.8%的氨煤混烧发电试验[31-33]。2024 年 6 月，日本 JERA 与 IHI 公司联合在碧南电厂 1 000 MW 机组上完成 20%掺氨比例（热量比）的示范验证，初步结果显示 NO_x 排放未因掺氨而升高，SO_x 减排 20%，N_2O 浓度控制在限值以内。

国内，华中科技大学、清华大学、浙江大学、西安交通大学等高校在煤掺氨燃烧基础研究方面开展了系统性工作[34-35]，揭示了掺氨燃烧的火焰传播速度、温度分布及 NO_x 生成规律[36-38]。清华大学团队[39]利用 25 kW 自持高温一维炉进行了氨、煤和生物质旋流混燃试验。结果表明，NO_x 排放和未燃尽碳随掺氨比增加，且减少二次风可以有效降低 NO_x 的生成。实验中未发现氨逃逸和 N_2O 排放。通过调节一、二次风配比降低 NO_x 排放的规律也在氨/氢燃烧实验和模拟中得到了印证[40-41]。浙江大学王智化团队[42]在 6 kW 管式分级沉降炉上研究了氨气注入方式、掺氨比等对氨煤混燃排放特性及燃料氮转化的影响规律，NO_x 排放浓度随热值掺氨比提高先上升再下降，在掺氨比 20%时 NO_x 排放浓度最高。

2.2 典型示范项目概况

我国在氢/氨掺烧领域布局了从兆瓦级试验台到 600 MW 大型商用机组的全尺度项目，为技术验证与推广积累了宝贵数据。

2022 年 1 月，国家能源集团烟台龙源电力公司成功开发了内混式氨煤混烧气固两相燃烧器，并在 40 MW 工业尺度实验锅炉中实现了 35%比例的氨煤混烧，验证了中等比例掺氨可行性与燃烧器设计的可靠性，为后续大型化应用提供了工程经验[43]。

2023 年 4 月，合肥综合性国家科学中心能源研究院与皖能集团合作，在铜陵电厂 300 MW 四角切圆燃烧锅炉上完成了掺氨燃烧技术工程示范，在 100 MW 负荷工况下实现了 35%热量比例的掺氨燃烧，锅炉运行平稳，最大掺氨量大于 21 t/h，氨燃尽率达 99.99%，氨逃逸率低于 2 mg/m^3，锅炉效率与燃煤工况相当[44]。

2023 年 7 月，西安热工研究院在图 4 所示 4 MW 燃烧试验台上成功实现燃煤全比例（0~100%）掺氨混燃示范，系统掌握了氨/煤混燃强化燃烧与 NO_x 控

制核心技术，并自主开发了纯氨燃烧装备。平台涵盖液氨储存、气化、输送、燃烧及控制全流程，是国内首个完成兆瓦级全比例掺氨试验的研究设施，为工程放大奠定了坚实基础[45]。



图 4 西安热工研究院 4 MW 掺氨中试试验台
Fig.4 The 4 MW ammonia-coal co-firing pilot test rig in Xi'an Thermal Power Research Institute

2023 年底，国家能源集团在广东台山电厂 600 MW 超临界机组上实施了高负荷工况掺氨燃烧试验。试验采用氨煤预混燃烧技术，在 500 MW、300 MW 等多个负荷点均实现平稳运行，氨燃尽率达到 99.99%，脱硝装置入口 NO_x 浓度与纯燃煤工况相当，增幅控制在 20 mg/m³以内，证明大容量机组高比例掺氨具备技术可行性。

掺氢方面，云南能投曲靖电厂于 2020 年完成 4×300 MW 机组掺烧焦炉煤气工程示范，最大掺气量达 28 000 m³/h（标准工况下，热量比 17%），项目实现起炉点火零投油、最低稳燃负荷显著提升、经济煤种掺烧比例提高等多重效益。河北三友集团热电公司于 2024 年 10 月利用邻近氯碱企业副产氢实现煤粉炉掺氢稳定运行，实测煤耗降低 0.51%，年节煤 9 000 t，减排 CO_2 约 16 000 t，展现了工业副产氢掺烧的经济与环境效益。

这些示范项目从不同维度验证了氢/氨掺烧技术的适用性与可靠性，为后续规模化推广提供了重要借鉴。

2.3 氢/氨掺烧资源条件与场景适配性分析

氢/氨掺烧技术的规模化应用高度依赖于资源条件与基础设施配套。根据氢/氨的来源与利用方式，可将其归纳为 5 类典型应用场景，各场景的技术经济特性与适用条件不尽相同。

第 1 类为“新建新能源制氢掺烧”场景，适用于风光资源富集、配套电网消纳能力不足的区域，通过在火电机组邻近区域建设新能源制氢站，就地制取绿氢并直接/就近送入锅炉掺烧。该模式可实现绿电的就地消纳，规避氢气运输难题，避免弃风、弃光，但需解决制氢系统与火电机组的耦合运行问题。

第 2 类为“利用弃电或富余电制氢掺烧”场景，针对现有新能源场站存在的弃电问题，在升压站附近建设电解水制氢装置，将原本浪费的电力转化为氢能，用于火电机组掺烧，显著提升机组减碳调峰能力。

第 3 类为“工业副产氢掺烧”场景，适用于周边拥有炼焦、氯碱、化工等企业的火电厂，将这些企业副产的氢气或富氢气体作为掺烧燃料。该模式资源来源稳定、成本较低，且可实现工业副产品的资源化利用。

第 4 类为“外购液氨掺烧”场景，通过从合成氨工厂采购液氨，运输至电厂进行掺烧，适合周边具有成熟氨供应链的区域，技术门槛相对较低，但受氨价波动影响较大。

第 5 类为“绿氨储能替代新能源配储”场景，通过建设新能源制氢工厂，为合成氨企业提供绿氢原料生产液氨，更易实现大规模储存，或再通过管道或其他远距离运输方式输送至燃煤机组掺烧或满足下游绿色化工需求。该模式不仅实现了碳减排，还可通过配套新能源指标获取额外收益。

总体而言，场景 1、2、5 要求机组周边具备丰富的新能源资源，尤其适合“沙戈荒”大型风电光伏基地或沿海海上风电集群；场景 3 和 4 则依赖周边化工园区提供稳定氢氨来源，适合工业基础较好的区域。未来随着“电-氢-氨”产业链的不断完善，氢氨掺烧的经济性与适用性将进一步提升。从技术经济性来看，煤掺氢/氨项目的成本核心为初始改造成本与燃料采购成本：初始改造成本方面，低比例（≤20%热量比）掺烧仅需新增燃料储运、气化与喷射系统，单位改造成本可控制在 200 元/kW 以内；高比例掺烧需配套燃烧器改造、脱硝系统优化与安全防控系统升级，单位改造成本可达 500~800 元/kW。燃料成本方面，工业副产氢就近掺烧是当前最具经济性的模式，燃料到厂成本仅为绿氢的 1/3~1/2；而绿氢、绿氨当前成本仍显著高于燃煤，其经济性高度依赖绿电成本下降、储运基础设施完善与碳市场减排收益支撑。

煤电机组掺氢/氨技术发展目前还面临诸多挑战：

1）*燃料供应链与基础设施* 绿氢/绿氨的规模化生产、储运基础设施尚不完善，现役火电厂周边普遍缺乏氢氨储运与加注设施，新建配套系统投资成本高，制约了技术的规模化推广。

2）*技术瓶颈* 适配大比例掺氨的专用燃烧器、

低氮燃烧组织技术、主辅机适配技术仍需进一步工程化验证。

3）经济性　当前绿氢/绿氨生产成本较高，规模化掺烧将大幅推高发电成本，商业化应用的经济驱动力不足。

4）标准与政策　当前煤电掺氢/掺氨的安全运行标准、污染物排放标准尚未健全，制约了技术的商业化应用。

3 碳捕集、利用与封存（CCUS）技术

CCUS 技术全流程路径如图 5 所示。CCUS 指将 CO_2 从工业排放源或大气中分离出来，经过提纯、压缩、运输，最终加以利用或封存于地质构造中，从而减少大气中 CO_2 浓度的一系列技术总称，其核心在于对 CO_2 的“从源到汇”的全流程管理。

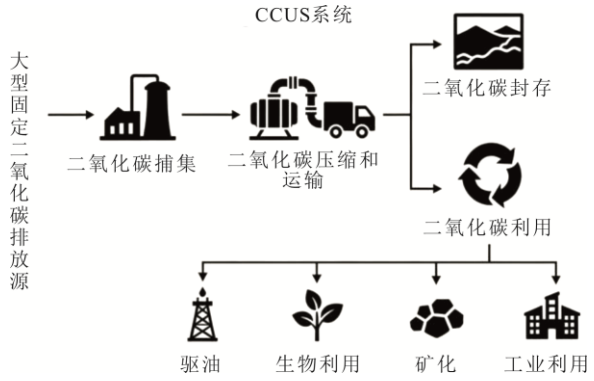


图 5 CCUS 技术全流程路径
Fig.5 Full-chain roadmap of CCUS technologies

3.1 CCUS 技术原理、分类与发展现状

3.1.1 技术分类及原理

CCUS 起点是 CO_2 的捕集，主要针对大型固定排放源，如燃煤电厂、化工厂、钢铁厂、水泥厂等。根据捕集过程与燃烧过程的耦合方式，主流的碳捕集技术可分为 3 大类：燃烧后捕集、燃烧前捕集和富氧燃烧捕集。

燃烧后捕集技术是从燃料燃烧后产生的烟气中分离 CO_2，优势在于可对现有电厂进行改造，适用性广。烟气成分复杂，通常包含氮气、氧气、水蒸气、硫氧化物（SO_x）、氮氧化物（NO_x）及颗粒物等，CO_2 体积分数相对较低（煤电约 10%~15%，燃气电厂约 3%~5%）。目前，最成熟的方法是化学吸收法，通常使用胺类溶剂（如一乙醇胺，MEA）与烟气中的 CO_2 发生可逆化学反应，在低温下吸收 CO_2，再在加热条件下（100~120 ℃）使 CO_2 解吸出来，从而实现富集[46]。此外，还有物理吸附法（如变压吸附 PSA）、膜分离法等。

燃烧前捕集主要应用于整体煤气化联合循环（IGCC）系统或制氢过程[47]。先将化石燃料（如煤）置于气化炉中与氧气和蒸汽反应，生成以 CO 和 H_2 为主的合成气。合成气再经过水煤气变换反应，将 CO 转化为 CO_2 并产生更多的 H_2。随后将高体积分数的 CO_2（15%~40%）与 H_2 分离出来。此技术路线捕集能耗相对较低，但系统集成度高，初始投资大，更适用于新建项目[48]。

富氧燃烧技术又称 O_2/CO_2 循环燃烧技术，采用高纯度氧气（通常由空分装置制取）代替空气与燃料进行燃烧，产生以 CO_2 和水蒸气为主的烟气[49]。通过将部分烟气（主要成分为 CO_2）循环回燃烧室以控制火焰温度，最终可获得高浓度的 CO_2 气流，再经过简单的脱水纯化即可得到高纯度 CO_2。此技术简化了后续的 CO_2 分离过程，但空分制氧环节能耗巨大，是目前制约其经济性的主要瓶颈[50]。

化学链燃烧技术通过氧化物载氧体在燃料、空气双反应器间循环，在煤粉/空气不直接接触条件下为煤粉燃烧供氧，燃烧产物 CO_2 体积分数高，CO_2 捕集能耗比化学吸收法更低。为规避焦炭和载氧体固固反应的低反应速率，通常有煤及焦炭气化的煤原位气化途径和载氧体释放氧气的氧解耦化学链等途径。该技术的关键在于开发具有强载氧能力、长寿命、抗失活、环保、低价的载氧体[51]。目前，国内外研究机构建立了 10～5 000 kW 级煤燃烧化学链装置，有待于未来进一步的工程化示范。

此外，直接空气碳捕集（DAC）[52-53]和生物能源碳捕集与封存（BECCS）等负排放技术受到广泛关注。DAC 技术直接从大气中捕集 CO_2，不受排放源地理位置限制，可处理历史排放和分布式排放，但因其环境中 CO_2 体积分数极低（约 0.04%），捕集能耗和成本目前远高于传统 CCUS。BECCS 技术则结合了生物质发电（生物质生长过程吸收 CO_2）和碳捕集封存，理论上可实现“负碳排放”，在长期减缓气候变化方面潜力巨大。

捕集后 CO_2 的去向可分为利用和封存两大类。其中，利用（utilization）旨在将 CO_2 转化为具有经济价值的产品。如与可再生能源制取的“绿氢”反应生产甲烷、甲醇、聚合物等[54]，利用 CO_2 促进微藻生长以生产生物燃料或饲料[55]，或利用 CO_2 驱油提高采收率（CO_2-EOR），将 CO_2 注入临近枯竭的

油藏，提升原油采出率，同时将部分 CO_2 封存于地下[56]。封存（storage）则指将 CO_2 长期甚至永久地封存于地下地质构造中，主要是深部咸水层、枯竭的油气藏等。深部咸水层分布广泛，封存潜力巨大，是全球封存 CO_2 的主要选择。

3.1.2 CCUS 发展现状

国际上已有一批具有代表性的 CCUS 项目。加拿大“边界大坝”项目是全球首个百万吨级燃煤电厂 CCUS 项目，年捕集规模 100 万吨，捕集成本约 105 美元/t，所捕集的 CO_2 用于 70 km 外的油田驱油[57]。美国佩特拉诺瓦（Petra Nova）项目曾是全球最大的燃煤电厂 CCUS 项目，年捕集能力 140 万吨，综合成本约 55~60 美元/t[57]。

国内，国家发改委、科技部、生态环境部等多部门协同推进，在政策制定、项目示范和国际合作方面取得显著进展[58]。在示范项目数量与规模上，中国已投运和规划中的 CCUS 项目接近百个，总捕集能力快速增长。10 万吨级及以上的大型项目已超过 40 个，其中 50 万吨级及以上项目超过 10 个，多个百万吨级项目正在规划或建设中[59]。例如，华能集团正在甘肃正宁建设配套于 2×1 000 MW 超超临界机组的 150 万 t/a CCUS 全流程示范工程，预计建成后将成为中国火电行业 CCUS 规模化应用的标志性项目。宁夏也在开展 300 万 t/a CCUS 示范项目一期工程（50 万 t/a）。

在技术研发方面，中国与国际先进水平的差距正在快速缩小，部分技术已达“并跑”水平。例如，化学吸收法作为最成熟的技术，通过溶剂创新（如均相胺吸收剂、相变吸收剂）和工艺优化（如级间冷却、富液分流），其捕集能耗已可降至≤2.4 GJ/t CO_2[60-61]。谢和平院士团队研发的电化学 CO_2 捕集技术，据称可将能耗降至传统技术的 1/3 至 1/5[62]。在直接空气捕集（DAC）领域，国内研究也通过变电吸附和膜法技术将热能需求显著降低[53]。

应用行业已从早期的电力行业拓展至油气、化工、水泥、钢铁等多个重点排放行业。2024 年 1 月，中国联合水泥公司启动了全球水泥行业规模最大的全氧燃烧 CCUS 项目（20 万 t/a）。在成本方面，中国 CCUS 示范项目的捕集成本整体处于全球中等偏低水平。煤化工、石化等行业的驱油一体化项目成本相对较低，约为 105~250 元/t CO_2。而电力、水泥行业因烟气 CO_2 体积分数较低，捕集成本较高，分别为 200~600 元/t CO_2 和 305~730 元/t CO_2，但仍普遍低于国际水平[63]。

3.2 典型 CCUS 示范项目评析

3.2.1 华能陇东基地 150 万 t/a CCUS 示范工程

该项目是中国当前规划中规模最大的燃煤电厂 CCUS 全流程示范项目，具有重要的标杆意义。项目依托华能正宁电厂（2×1 000 MW 超超临界机组），计划年捕集 CO_2 150 万吨，其技术路线为典型的燃烧后化学吸收法。捕集装置从 1 号机组抽取烟气，捕集后的 CO_2 将采用超临界/密相输送方式，通过管道输送至长庆油田西峰油区用于驱油（EOR）和地质封存。该项目的成功实施，为我国构建大规模 CCUS 产业集群，积累了工程设计、施工、运营和管理的宝贵经验。

3.2.2 华能上海石洞口二厂 12 万 t/a CO_2 捕集项目

该项目是中国乃至全球燃煤电厂 CCUS 技术发展的一个里程碑。它于 2009 年投运，是当时世界上最大的燃煤电厂碳捕集示范装置，并已稳定运行超过 10 年，成为国际上运行时间最长的同类装置之一。该项目初期投资约 1 亿元，设计处理烟气量 79 000 m³/h（标况下）。其技术经济指标达到国际领先水平，捕集能耗、吸收剂损耗和捕集成本均较前期项目显著降低（分别降低 20%、90%和 20%）。所捕集的 CO_2 纯度满足食品级或工业级产品要求，部分用于生产食品级 CO_2，为后续驱油或封存做了技术储备。

基于该平台，华能集团于 2021 年对其进行了相变型 CO_2 捕集技术改造。相变技术属于新一代捕集技术，其原理是 CO_2 富液在进入再生塔前能自动分层为富相和贫相，可以仅解吸富相从而大幅降低再生热负荷。改造后装置蒸汽消耗较改造前降低 40%以上，再生热耗低至 1.998 GJ/t CO_2。这展示了通过持续技术创新降低 CCUS 能耗的巨大潜力，为现有装置的节能降碳改造提供了范本。

3.2.3 华能洋浦热电 2 000 t/a 燃气烟气碳捕集项目

该项目是全球首个针对燃气电厂烟气的碳捕集中试测试平台，于 2023 年建成投运。燃气电厂烟气具有 CO_2 体积分数更低（通常 3%~5%）、氧含量高、流量大等特点，对捕集技术提出了不同于燃煤烟气的挑战。该项目采用华能清洁能源技术研究院自主研发的新型混合胺吸收剂和工艺，嵌入现有燃气机组系统。在 500 h 的连续稳定运行中，该装置实现了 CO_2 捕集率超过 90%、产品气 CO_2 体积分数

大于 99%（干基）的良好性能。其再生热耗平均值约为 2.73 GJ/t CO_2，吸收剂降解损耗为 0.45 kg/t CO_2，展示了该自主技术在燃气烟气条件下的适用性。

3.2.4 国能泰州电厂 50 万 t/a CCUS 示范项目

该项目配套百万千瓦级超超临界机组，于 2024 年建成投运，采用燃烧后化学吸收法技术路线，年设计捕集 CO_2 能力 50 万吨，设计捕集热耗≤ 2.4 GJ/t CO_2。捕集的 CO_2 主要用于驱油封存和周边工业和食品加工消纳，是国内火电行业 CCUS 规模化、商业化应用的标杆项目。

3.2.5 国电投长兴岛电厂 10 万 t/a 燃煤燃机 CCUS 项目

长兴岛电厂 CCUS 创新示范项目是国内首套 10 万吨级燃气低浓度 CO_2 捕集装置，也是国内首套且最大的 CO_2 用于保护气的 CCUS 全流程项目，填补了国内空白，同时具有良好的经济效益、环境效益和重大示范效应。

3.2.6 华电句容电厂 1 万 t/a CCUS 项目

项目为国内最早配套百万千瓦燃煤机组 CO_2 捕集示范装置项目，2019 年 5 月投产，率先把目前国内最先进的碳捕集技术应用于百万千瓦燃煤机组。捕集到的二氧化碳由 10%左右提浓到 95%，然后经过压缩、吸附、液化并精馏提纯到 99.9%，处理所获食品级二氧化碳纯度达到综合利用要求，年产量达 1 万吨。

3.3 CCUS 技术与火电机组的系统适配性分析

3.3.1 技术适配性

技术适配性的核心在于确保 CCUS 各环节与电厂现有系统的兼容性和协同性。主流燃烧后化学吸收法中，溶剂的再生过程需要从汽轮机抽提大量中低压蒸汽，并消耗可观的电能用于 CO_2 压缩等，会导致电厂净效率下降 7 百分点~10 百分点[64]。这意味燃料消耗和运行成本将显著增加，需要开发低能耗溶剂和优化工艺流程以提升技术适配性。

燃烧前和富氧燃烧技术通常需要对电厂进行深层次改造或适用于新建项目。燃烧前捕集与 IGCC 系统匹配度较高，但系统复杂，投资巨大。富氧燃烧能产生高浓度 CO_2 气流，但空分制氧装置能耗高，且大型化技术仍有待突破[64]。

在运输和封存环节，适配性取决于“源汇匹配”。理想情况是电厂附近存在适合封存（如深部咸水层）或利用（如油田用于 EOR）的地质构造[65]。管道运输是经济性最佳的大规模输送方式，但其基础设施投资高，且对源汇距离敏感。因此，对电厂周边地质条件的详细勘探与评估是 CCUS 项目可行性研究的重要组成部分。

3.3.2 经济适配性

CCUS 技术初始投资（捕集单元占大部分，当前约 4 400 元/kW）和运营成本（主要是能耗和溶剂损耗）是其规模化应用的主要障碍。加装 CCUS 将使火电的平准化度电成本（LCOE）增加 0.1~0.2 元/(kW·h)。

提升经济适配性需要通过技术创新和规模效应持续降低捕集、运输和封存的单位成本。需要探索高附加值的 CO_2 利用途径，如将 CO_2 与绿氢合成绿色甲醇、甲烷等，或用于矿化养护建材，创造额外收入。这需要强有力的政策支持，如直接的财政补贴、税收优惠以及完善的碳市场机制等[66]。

3.3.3 灵活性、适配性

随着可再生能源占比提高，电力系统对灵活调峰能力的需求日益迫切。但加装 CCUS 会对火电机组的运行灵活性产生负面影响。碳捕集系统（特别是化学吸收法的再生塔）具有较大的热惯性，导致整个机组的负荷调节速率下降 40%~60%，难以满足电网快速调频的要求。其次，CCUS 系统的附加能耗进一步降低了机组在低负荷运行时的效率。

为提高机组灵活性，需要开发灵活运行的 CCUS 系统。即在电力负荷高峰时段降低捕集率甚至暂停捕集，以保证机组出力；在负荷低谷时段提高捕集率。这需要相应的碳核算和市场机制支持，同时开发响应更快的捕集技术（如快速变压吸附）。或通过将 CCUS 机组与储能系统（如电池）结合，由储能提供快速的调频服务，而 CCUS 机组负责基荷运行和碳减排。

4 结论与展望

煤电行业的低碳化转型是平衡能源安全与气候目标的关键。本文系统综述了生物质掺烧、氢/氨掺烧及 CCUS 3 条核心技术路径并做了对比。

1）生物质掺烧作为当前最成熟的技术路径，具有明确的“碳中和”技术属性与显著的即期减排潜力，适用于农林资源丰富地区，是当前改造成本最低、短期推广可行性最强的煤电低碳改造路径。其规模化应用的核心经济性瓶颈在于生物质燃料

收储运成本，政策补贴与碳减排收益是提升项目经济性的核心支撑。其规模化应用的关键在于构建稳定、经济的燃料供应链，并通过精准预处理与燃烧控制，解决灰渣特性变化与设备腐蚀风险。

2）氢/氨掺烧代表了燃料侧深度脱碳的前沿方向。其中，氨凭借其储运安全性与基础设施兼容性，在中短期内更具工程应用前景。其经济性高度依赖绿氢/绿氨全产业链成本下降，工业副产氢就近掺烧是当前最具经济性的应用模式。该路径的发展依赖于“绿电−绿氢−绿氨”产业链的成熟与成本下降，并需持续攻克高比例掺烧下的燃烧稳定性和氮氧化物生成控制等关键技术。

3）CCUS 技术是实现煤电近零乃至负排放的终极托底方案。当前技术示范已验证其可行性，但高昂的捕集能耗与运行成本是当前规模化应用的核心制约，集群化应用与碳市场机制完善是提升其经济性的核心路径。未来需通过技术创新降低捕集能耗，依托集群化模式推动基础设施建设，并借助碳市场机制与针对性政策提升经济性。

展望未来，煤电低碳化应遵循“多技术并行、分阶段协同”的路径。尤其应积极探索“生物质/氨掺烧+CCUS”的集成创新模式，通过组合优势，在保障能源安全的同时，以最低社会成本迈向“碳中和”目标。这需要进一步加强跨领域研发，完善标准体系，并构建有利于低碳技术发展的市场与政策环境。

[参 考 文 献]

[1] 国家能源局. 2024 年可再生能源并网运行情况[EB/OL]. (2025-01-27). https://www.nea.gov.cn/20250221/e10f363cabe3458aaf78ba4558970054/c.html.
National Energy Administration. Operation status of renewable energy grid integration in 2024[EB/OL]. (2025-01-27). https://www.nea.gov.cn/20250221/e10f363cabe3458aaf78ba4558970054/c.html.

[2] 中国电力企业联合会. 中国电力行业年度发展报告2024[EB/OL]. (2025-07-10). https://www.china-epower.com/news2.asp?id=4441.
China Electricity Council. Annual development report of China’s power industry 2024[EB/OL]. (2025-07-10). https://www.china-epower.com/news2.asp?id=4441.

[3] 中华人民共和国国家发展和改革委员会. 关于印发《煤电低碳化改造建设行动方案(2024—2027 年)》的通知(发改环资〔2024〕894 号)[EB/OL]. (2024-07-15). https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202407/t20240715_1391663.html.
National Development and Reform Commission. Notice on issuing the “Action Plan for Low-Carbon Transformation and Construction of Coal-Fired Power Plants (2024-2027)” (Development and Reform Commission Environmental Resources [2024]No.894) [EB/OL]. (2024-07-15). https://www.ndrc.gov.cn/xxgk/zcfb/tz/202407/t20240715_1391663.html.

[4] Sherwood J. The significance of biomass in a circular economy[J]. Bioresource Technology, 2020, 300: 122755.

[5] Chen C L, Wang Z H, Zhu R F, et al. Co-firing characteristics and fuel-N transformation of ammonia/pulverized coal binary fuel[J]. Fuel, 2023, 337: 126857.

[6] 任罡. 生物质与煤混燃特性研究与工程应用[D]. 北京: 华北电力大学, 2014: 10.
Ren G. Co-combustion characteristics and engineering application of biomass and coal[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2014: 10.

[7] 毛健雄, 郭慧娜, 吴玉新. 中国煤电低碳转型之路: 国外生物质发电政策/技术综述及启示[J]. 洁净煤技术, 2022, 28(3): 1.
Mao J X, Guo H N, Wu Y X. Road to low-carbon transformation of coal power in China: a review of biomass co-firing policies and technologies for coal power abroad and its inspiration on biomass utilization[J]. Clean Coal Technology, 2022, 28(3): 1.

[8] 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.
Tan H Z, Wang X B, Yang F X, et al. Progress in low carbon technologies for large-scale coal-fired power plants[J]. Journal of China Coal Society, 2024, 49(2): 1052.

[9] 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.
Tan H Z, Yang F X, Wang X N, 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.

[10] 谭厚章, 刘洋, 王学斌, 等. 生物质成型燃料规模化掺烧技术及应用分析[J]. 洁净煤技术, 2021, 27(增刊 2): 272.
Tan H Z, Liu Y, Wang X B, et al. High-efficiency and large-scale biomass briquette co-firing and its application[J]. Clean Coal Technology, 2021, 27(S2): 272.

[11] 刘家利, 王志超, 邓凤娇, 等. 大型煤粉电站锅炉直接掺烧生物质研究进展[J]. 洁净煤技术, 2019, 25(5): 17.
Liu J L, Wang Z C, Deng F J, et al. Research progress on direct blending biomass in pulverized coal fired boilers of large power plants[J]. Clean Coal Technology, 2019, 25(5): 17.

[12] 杨小金, 蔡琼锋. 国产 350 MW 超临界燃煤锅炉生物质直燃耦合发电技术探讨[C]//中国电机工程学会年会. 北京, 2021.
Yang X J, Cai Q F. Discussion on biomass direct combustion coupled power generation technology for domestic 350 MW supercritical coal-fired boilers[C]// Annual Meeting of the Chinese Society of Electrical Engineering. Beijing, 2021.

[13] 郭慧娜, 吴玉新, 王学斌, 等. 燃煤机组耦合农林生物质发电技术现状及展望[J]. 洁净煤技术, 2022, 28(3): 12.
Guo H N, Wu Y X, Wang X B, et al. Current status of power generation technology of the agriculture and forest biomass co-firing in coal-fired power plants[J]. Clean Coal Technology, 2022, 28(3): 12.

[14] 杜智华, 王志超, 张向宇, 等. 中速磨煤机磨制生物质颗粒料的适应性研究[J]. 热力发电, 2023, 52(7): 56.
Du Z H, Wang Z C, Zhang X Y, et al. Study on the

adaptability of medium speed coal mill to mill biomass pellets[J]. Thermal Power Generation, 2023, 52(7): 56.
[15] Wang X B, Rahman Z U, Lv Z M, et al. Experimental study and design of biomass co-firing in a full-scale coal-fired furnace with storage pulverizing system[J]. Agronomy, 2021, 11(4): 810.
[16] 王一坤, 邓磊, 贾兆鹏, 等. 燃煤机组大比例直接耦合生物质发电对机组影响研究[J]. 热力发电, 2021, 50(12): 80.
Wang Y K, Deng L, Jia Z P, et al. Influence of large-scale direct coupled biomass power generation on coal-fired units[J]. Thermal Power Generation, 2021, 50(12): 80.
[17] Sipilä K, Pursiheimo E, Savola T, et al. Small-scale biomass CHP plant and district heating[R]. Espoo: VTT Technical Research Centre of Finland, 2005: 15.
[18] 国家能源集团山东公司. 1 000 MW!国家能源集团寿光电厂超超临界锅炉直掺生物质项目开工[EB/OL]. (2022-05-31). https://news.bjx.com.cn/html/20220531/1229380.shtml.
National Energy Group Shandong Company. 1 000 MW! National Energy Group Shouguang Power Plant's ultra supercritical boiler direct biomass mixing project starts construction[EB/OL]. (2022-05-31). https://news.bjx.com.cn/html/20220531/1229380.shtml.
[19] 汪靖良, 方庆艳, Yin C G, et al. 燃煤机组耦合生物质直燃发电研究进展: 非球形生物质大颗粒气固两相动力学模型[J]. 洁净煤技术, 2023, 29(9): 14.
Wang J L, Fang Q Y, Yin C G, et al. Research progress on direct-fired biomass power generation in coal-fired units: gas-solid two-phase dynamic model for large non-spherical biomass particles[J]. Clean Coal Technology, 2023, 29(9): 14.
[20] 李纲, 马英豪, 尹絮. 大唐安徽发电: 燃煤机组耦合生物质发电项目投产[EB/OL]. (2022-12-07). https://news.bjx.com.cn/html/20221207/1274839.shtml.
Li G, Ma Y H, Yin X. Datang Anhui power generation: coal fired unit coupled with biomass power generation project put into operation[EB/OL]. (2022-12-07). https://news.bjx.com.cn/html/20221207/1274839.shtml.
[21] Kobayashi H, Hayakawa A, Somarathne K D, et al. Science and technology of ammonia combustion[J]. Proceedings of the Combustion Institute, 2019, 37(1): 109.
[22] 王月, 张学瑞, 宋玺文, 等. 电解制氢合成氨技术综述与展望[J]. 化工进展, 2024, 43(增刊 1): 180.
Wang Y, Zhang X R, Song X W, et al. Overview and prospect of ammonia synthesis with hydrogen produced via water electrolysis[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2024, 43(S1): 180.
[23] 内蒙古自治区能源局. 关于《内蒙古自治区风光制氢一体化项目实施细则 2023 年修订版（试行）》的解读[EB/OL]. (2023-11-15). https://nyj.nmg.gov.cn/zwgk/zfxxgkzl/fdzdgknr/zcjd_16463/202311/t20231117_2412467.html.
Inner Mongolia Autonomous Region Energy Bureau. Interpretation of revised implementation rules for wind solar hydrogen production integration project in Inner Mongolia autonomous region in 2023 (Trial)[EB/OL]. (2023-11-15). https://nyj.nmg.gov.cn/zwgk/zfxxgkzl/fdzdgknr/ zcjd_16463/202311/t20231117_2412467.html.
[24] Ueki Y, Yoshiie R, Naruse I, et al. Effect of hydrogen gas addition on combustion characteristics of pulverized coal[J]. Fuel Processing Technology, 2017, 161: 289.
[25] Pisa I, Lazaroiu G, Prisecaru T. Influence of hydrogen enriched gas injection upon polluting emissions from pulverized coal combustion[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2014, 39(31): 17702.
[26] 胡斌彬. 布朗气(HHO)对煤粉低氧燃烧气相催化效果研究[D]. 沈阳: 沈阳工程学院, 2021.
Hu B B. Study on gas phase catalytic effect of brown gas (HHO) on low oxygen combustion of pulverized coal[D]. Shenyang: Shenyang Institute of Engineering, 2021.
[27] 赵硕, 王勇, 汪鑫, 等. 燃煤掺烧氢对燃烧特性影响的试验研究[J/OL]. 洁净煤技术, 2024-07-30. https://link.cnki.net/urlid/11.3676.TD.20240730.0944.002.
Zhao S, Wang Y, Wang X, et al. Experimental study on the influence of coal blending with hydrogen on combustion characteristics[J/OL]. Clean Coal Technology, 2024-07-30. https://link.cnki.net/urlid/11.3676.TD.20240730.0944. 002.
[28] 林嘉, 刘远超, 张皓宇. 掺氢/天然气燃料的燃烧特性研究[J]. 北京石油化工学院学报, 2024, 32(2): 38.
Lin J, Liu Y C, Zhang H Y. Combustion characteristics of hydrogen/natural gas blended fuels[J]. Journal of Beijing Institute of Petrochemical Technology, 2024, 32(2): 38.
[29] 刘鑫, 任建兴, 李芳芹, 等. 燃煤锅炉一次风掺混氢氧对炉膛温度影响的数值模拟[J]. 热能动力工程, 2023, 38(1): 156.
Liu X, Ren J X, Li F Q, et al. Numerical simulation of effect of primary air mixed with hydrogen and oxygen on furnace temperature of coal-fired boiler[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2023, 38(1): 156.
[30] 贾培英, 殷亚宁. 300 MW 煤粉锅炉掺烧氢气的应用研究[J]. 电站系统工程, 2016, 32(2): 37.
Jia P Y, Yin Y N. Study on co-combustion hydrogen in a 300 MW coal-fired boiler[J]. Power System Engineering, 2016, 32(2): 37.
[31] Ishihara S, Zhang J W, Ito T. Numerical calculation with detailed chemistry of effect of ammonia co-firing on NO emissions in a coal-fired boiler[J]. Fuel, 2020, 266: 116924.
[32] Ishihara S, Zhang J W, Ito T. Numerical calculation with detailed chemistry on ammonia co-firing in a coal-fired boiler: effect of ammonia co-firing ratio on NO emissions[J]. Fuel, 2020, 274: 117742.
[33] Ishii H, Nagatani G, Hanaoka R, et al. Development of high ratio co-firing technology of pulverized coal and ammonia with suppressing NOx in flue gas[C/OL]//The Proceedings of the National Symposium on Power and Energy Systems, 2021: D112. DOI:10.1299/jsmepes. 2021.25.D112.
[34] 徐静颖, 朱鸿玮, 徐义书, 等. 燃煤电站锅炉氨燃烧研究进展及展望[J]. 华中科技大学学报(自然科学版), 2022, 50(7): 55.
Xu J Y, Zhu H W, Xu Y S, et al. Research progress and prospect of ammonia cofiring in utility coal-fired boiler[J]. Journal of Huazhong University of Science and Technology (Nature Science Edition), 2022, 50(7): 55.
[35] 周上坤, 杨文俊, 谭厚章, 等. 氨燃烧研究进展[J]. 中国电机工程学报, 2021, 41(12): 4164.
Zhou S K, Yang W J, Tan H Z, et al. Research progress of ammonia combustion[J]. Proceedings of the CSEE, 2021, 41(12): 4164.
[36] 周上坤, 杨文俊, 崔保崇, 等. 氨燃烧污染物特性的实验研究及动力学分析[J]. 华中科技大学学报(自然科学版), 2022, 50(7): 121.
Zhou S K, Yang W J, Cui B C, et al. Experimental study and kinetic analysis on pollutant characteristics of

ammonia combustion[J]. Journal of Huazhong University of Science and Technology (Natural Science Edition), 2022, 50(7): 121.

[37] 韩静洋, 谢妍, 李君, 等. 氨煤混合比例对氨的 NO 生成/还原反应路径影响[J]. 中国电机工程学报, 2025, 45(8): 3046.
Han J Y, Xie Y, Li J, et al. Study on the influences of NH_3/Coal cofiring ratio on the NO formation/reduction reaction pathways of NH3[J]. Proceedings of the CSEE, 2025, 45(8): 3046.

[38] 刘峰, 冯少波, 赵兵涛, 等. 氨及掺氨燃烧过程机理与特性研究进展[J]. 化学工业与工程, 2023, 40(6): 107.
Liu F, Feng S B, Zhao B T, et al. Advances in process characteristics and mechanisms of ammonia combustion and co-firing[J]. Chemical Industry and Engineering, 2023, 40(6): 107.

[39] Ma P, Huang Q, Si T, et al. Experimental investigation of NO_x emission and ash-related issues in ammonia/coal/biomass co-combustion in a 25-kW down-fired furnace[J]. Proceedings of the Combustion Institute, 2023, 39(3): 3467.

[40] Li Z X, Zhang Y, Zhang H. Kinetics modeling of NO_x emission of oxygen-enriched and rich-lean-staged ammonia combustion under gas turbine conditions[J]. Fuel, 2024, 355: 129509.

[41] Li Z X, Li S H. Kinetics modeling of NO_x emissions characteristics of a NH_3/H_2 fueled gas turbine combustor[J]. International Journal of Hydrogen Energy, 2021, 46(5): 4526.

[42] Tan J X, He Y, Zhu R F, et al. Experimental study on co-firing characteristics of ammonia with pulverized coal in a staged combustion drop tube furnace[J]. Proceedings of the Combustion Institute, 2023, 39(3): 3217.

[43] Zhang W Z, Liu X, Zhang C Q, et al. Industrial scale testing on the combustion and NO_x emission characteristics of ammonia cofiring in a 40 MWth coal-fired boiler[J]. Fuel, 2024, 359: 130471.

[44] 林启富, 孙王平, 李海燕, 等. 300 MW 燃煤电站锅炉掺氨降碳试验研究(英文)[J]. Engineering, 2024, 40(9): 247.
Lin Q F, Sun W P, Li H Y, et al. Experimental study on ammonia co-firing with coal for carbon reduction in the boiler of a 300 MW coal-fired power station[J]. Engineering, 2024, 40(9): 247.

[45] 马兆耀, 张向宇, 文海南, 等. 4 MW 锅炉氨煤混燃数值模拟及试验研究[J]. 热力发电, 2025, 54(5): 64.
Ma Z Y, Zhang X Y, Wen H N, et al. Numerical simulation and experimental study of ammonia-coal co-firing in a 4 MW boiler[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(5): 64.

[46] 张帅, 郅晓, 石信超, 等. 有机胺类 CO_2 捕集吸收剂研究进展[J]. 应用化工, 2024, 53(1): 172.
Zhang S, Zhi X, Shi X C, et al. Research progress of organic amines for CO2 capture and absorption[J]. Applied Chemical Industry, 2024, 53(1): 172.

[47] 蒋敏华, 黄斌. 燃煤发电技术发展展望[J]. 中国电机工程学报, 2012, 32(29): 1.
Jiang M H, Huang B. Prospects on coal-fired power generation technology development[J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(29): 1.

[48] 桂霞, 王陈魏, 云志, 等. 燃烧前 CO_2 捕集技术研究进展[J]. 化工进展, 2014, 33(7): 1895.
Gui X, Wang C W, Yun Z, et al. Research progress of pre-combustion CO_2 capture[J]. Chemical Industry and Engineering Progress, 2014, 33(7): 1895.

[49] 樊越胜, 邹峥, 高巨宝, 等. 煤粉在富氧条件下燃烧特性的实验研究[J]. 中国电机工程学报, 2005, 25(24): 118.
Fan Y S, Zou Z, Gao J B, et al. Study of oxygen content on combustion characteristics of pulverized coal[J]. Proceedings of the CSEE, 2005, 25(24): 118.

[50] 郑楚光, 赵永椿, 郭欣. 中国富氧燃烧技术研发进展[J]. 中国电机工程学报, 2014, 34(23): 3856.
Zheng C G, Zhao Y C, Guo X. Research and development of oxy-fuel combustion in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2014, 34(23): 3856.

[51] 白歆慰, 刘金昌, 白磊. 煤化学链燃烧载氧体研究进展[J]. 洁净煤技术, 2021, 27(2): 31.
Bai X W, Liu J C, Bai L. Recent advances in oxygen carriers for chemical looping combustion of coal[J]. Clean Coal Technology, 2021, 27(2): 31.

[52] 王雪炜, 张梓鑫, 杨喜良, 等. 吸附式直接空气捕集与可再生能源耦合技术研究进展[J]. 洁净煤技术, 2025, 31(10): 33.
Wang X W, Zhang Z X, Yang X L, et al. Research progress on adsorption-based direct air capture coupled with renewable energy[J]. Clean Coal Technology, 2025, 31(10): 33.

[53] 向小凤, 邵亚茹, 高荣泽, 等. 直接空气捕集二氧化碳技术研究进展[J]. 环境工程, 2025, 43(5): 178.
Xiang X F, Shao Y R, Gao R Z, et al. Research progress of direct air capture technology for CO_2[J]. Environmental Engineering, 2025, 43(5): 178.

[54] 张欢欢, 江炜. 二氧化碳加氢合成甲醇工艺装置研究进展[J]. 浙江化工, 2022, 53(5): 21.
Zhang H H, Jiang W. Research advances of the process unit for hydrogenation of carbon dioxide to methanol[J]. Zhejiang Chemical Industry, 2022, 53(5): 21.

[55] 毛炜炜, 张磊, 尹庆蓉, 等. 微藻固碳光合作用强化策略及展望[J]. 洁净煤技术, 2022, 28(9): 30.
Mao W W, Zhang L, Yin Q R, et al. Strategies and prospect of photosynthesis mechanism intensification of microalgae CO_2 fixation[J]. Clean Coal Technology, 2022, 28(9): 30.

[56] 袁士义, 马德胜, 李军诗, 等. 二氧化碳捕集、驱油与埋存产业化进展及前景展望[J]. 石油勘探与开发, 2022, 49(4): 828.
Yuan S Y, Ma D S, Li J S, et al. Progress and prospects of carbon dioxide capture, EOR-utilization and storage industrialization[J]. Petroleum Exploration and Development, 2022, 49(4): 828.

[57] 刘贵洲, 方瑞瑞, 窦立荣, 等. 中国 CCS/CCUS 发展瓶颈与应对策略[J]. 天然气与石油, 2024, 42(5): 8.
Liu G Z, Fang R R, Dou L R, et al. Bottlenecks and response strategies for the development of CCS/CCUS in China[J]. Natural Gas and Oil, 2024, 42(5): 8.

[58] 米剑锋, 马晓芳. 中国 CCUS 技术发展趋势分析[J]. 中国电机工程学报, 2019, 39(9): 2537.
Mi J F, Ma X F. Development trend analysis of carbon capture, utilization and storage technology in China[J]. Proceedings of the CSEE, 2019, 39(9): 2537.

[59] 张贤, 杨晓亮, 鲁玺, 等. 中国二氧化碳捕集利用与封存(CCUS)年度报告(2023)[R]. 北京: 中国21世纪议程管理中心, 2023: 10.
Zhang X, Yang X L, Lu X, et al. Annual report on carbon capture, utilization, and storage (CCUS) in China

(2023)[R]. Beijing: China 21st Century Agenda Management Center, 2023: 10.

[60] 于康海. 混合多胺 CO_2 吸收剂搭配设计及再生催化剂筛选[D]. 北京: 华北电力大学, 2024: 17.
Yu K H. Design of hybrid polyamine CO_2 absorber pairing and screening of regeneration catalysts[D]. Beijing: North China Electric Power University, 2024: 17.

[61] Liu H Y, Fu Z B, Huang Q S, et al. Experimental investigation on continuous reaction crystallizer for CO_2 capture by phase-change method[J]. Chemical Engineering Journal, 2023, 466: 143345.

[62] Liu T, Wang Y P, Wu Y F, et al. Continuous decoupled redox electrochemical CO_2 capture[J]. Nature Communications, 2024, 15(1): 10920.

[63] 杨勇. 中国碳捕集、驱油与封存技术进展及发展方向[J]. 石油学报, 2024, 45(1): 325.
Yang Y. Technology progress and development direction of carbon capture, oil-flooding and storage in China[J]. Acta Petrolei Sinica, 2024, 45(1): 325.

[64] 汪黎东, 荆润秋, 王茹洁, 等. 中国火电行业燃煤烟气 CO_2 捕集技术路径探究[J]. 北京理工大学学报(社会科学版), 2022, 24(4): 66.
Wang L D, Jing R Q, Wang R J, et al. Research on the CO_2 emission reduction technology path of coal-fired flue gas in China's thermal power industry[J]. Journal of Beijing Institute of Technology (Social Sciences Edition), 2022, 24(4): 66.

[65] 高慧丽, 范基姣. 把二氧化碳"埋"在地下: 我国二氧化碳地质封存研究及示范成果扫描[EB/OL]. (2021-05-08). http://www.chegs.cgs.gov.cn/gzdt_4611/dwdt_4613/202105/t20210509_669895.html.
Gao H L, Fan J J. Burying carbon dioxide underground: scanning results of China's carbon dioxide geological storage research and demonstration[EB/OL]. (2021-05-08). http://www.chegs.cgs.gov.cn/gzdt_4611/dwdt_4613/202105/t20210509_669895.html.

[66] 陈德湖, 潘英超, 武春友. 中国二氧化碳的边际减排成本与区域差异研究[J]. 中国人口 资源与环境, 2016, 26(10): 86.
Chen D H, Pan Y C, Wu C Y. Marginal abatement costs of CO_2 emission in China and its regional differences[J]. China Population, Resources and Environment, 2016, 26(10): 86.

（责任编辑　杨嘉蕾）