DOI: 10.19666/j.rlfd.202605129

基于度电成本增量的燃煤机组掺氨燃烧经济性研究

丹慧杰[1]，洪润[2]，蔡政[2]，曹文锴[2]，贾子秀[1]，房凡[1]，王志超[1]，楚化强[2]
（1.西安热工研究院有限公司，陕西 西安 710054；
2.安徽工业大学能源与环境学院，安徽 马鞍山 243002）

［摘 要］【目的】针对“双碳”目标下燃煤机组低碳化转型需求，研究燃煤机组掺氨燃烧的经济性与减排效果，分析不同机组容量、氨掺烧比及燃料价格对机组运行成本和碳减排能力的影响。【方法】以 300 MW、600 MW 和 1 000 MW 等级燃煤机组为研究对象，基于平准化电力成本思想建立度电成本增量模型，在不同煤价、氨价及氨掺烧比条件下，计算了机组掺氨燃烧后的度电成本增量，并分析了机组年耗煤量和年二氧化碳减排量。【结果】结果表明：燃煤机组掺氨燃烧后，度电成本增量主要受氨掺烧比和氨燃料价格影响，且随氨掺烧比提高呈近似线性增长；氨价升高会显著增加机组发电成本，而煤价升高则会降低掺氨带来的额外成本。相比 300 MW 和 600 MW 机组，1 000 MW 机组由于发电效率更高、供电煤耗更低，在相同工况下具有更低的度电成本增量。随着氨掺烧比提高，各等级机组年耗煤量明显下降，二氧化碳减排量显著增加，其中 1 000 MW 机组在 30%掺氨条件下年减排量可达 106.93 万吨。【结论】基于 2026 年 4 月曹妃甸实际煤价指数和绿氨/灰氨市场定价区间，建立了考虑煤价-氨价-机组容量-氨掺烧比四维度的经济性评估模型。燃煤机组掺氨燃烧能够有效降低煤炭消耗和碳排放，大容量、高参数机组具有更好的经济性和减排优势，是未来煤电低碳化改造的重要方向，但高氨价仍是制约其规模化应用的关键因素。

［关 键 词］燃煤电厂；掺氨燃烧；经济性分析；度电成本增量；绿氨

［引用本文格式］（本段作者勿动）作者姓名. 中文标题[J]. 热力发电, 2026, 55(1): 起始页码-终止页码. 作者姓名. 英文标题[J]. Thermal Power Generation, 2026, 55(1): 起始页码-终止页码.

Economic analysis of ammonia co-firing in coal-fired power units based on incremental cost of electricity

Dan Huijie[1], Hong Run[2], Cai Zheng[2], Cao Wenkai[2], Jia Zixiu[1], Fang Fan[1], Wang Zhichao[1], Chu Huaqiang[2]
(1. Xi'an Thermal Research Institute Co., Ltd., Xi'an 710054, China;
2. School of Energy and Environment, Anhui University of Technology, Ma'anshan, Anhui 243002, China)

Abstract: [Objective] In the context of China's "Dual-Carbon" goals and the low-carbon transformation of coal-fired power generation, this study investigates the economic performance and carbon reduction characteristics of ammonia co-firing in coal-fired power units. The effects of unit capacity, ammonia co-firing ratio, and fuel prices on the incremental cost of electricity and carbon emission reduction are analyzed to provide theoretical support and data references for low-carbon retrofits of coal-fired power plants and the application of green ammonia. [Methods] Coal-fired power units with capacities of 300 MW, 600 MW, and 1 000 MW were selected as the research objects.

收 稿 日 期：2026-05-31 修 回 日 期：2026-06-23 接 受 日 期：2026-06-25 网络首发日期：XXXX-XX-XX
基 金 项 目：国家科技重大专项（2025ZD1701100，2025ZD1701105）
Supported by: National Science and Technology Major Project (2025ZD1701100, 2025ZD1701105)
第一作者简介：丹慧杰（1972），男，硕士，正高级工程师，主要研究方向为煤电低碳化、节能环保、新能源、材料、储能等，danhuijie@tpri.com.cn。
通信作者简介：王志超（1986），男，博士，正高级工程师，主要研究方向为燃煤电厂锅炉环保技术，wangzhichao@tpri.com.cn；楚化强（1982），男，博士，教授，主要研究方向氨氢掺烧经济性分析，hqchust@163.com。

An incremental cost of electricity model was established based on the concept of the Levelized Cost of Electricity (LCOE). The incremental electricity generation costs under different coal prices, ammonia prices, and ammonia co-firing ratios were calculated. In addition, annual coal consumption and annual CO_2 emission reductions were estimated using unit coal consumption rates, the calorific value relationship between coal and ammonia, and the CO_2 emission factor of standard coal. A comparative analysis of the economic and environmental performance of different unit capacities was then conducted. [Results] The results indicate that the incremental cost of electricity is mainly influenced by the ammonia co-firing ratio and ammonia fuel price, and increases approximately linearly with the co-firing ratio. Higher ammonia prices significantly increase power generation costs, whereas higher coal prices reduce the fuel price gap between coal and ammonia, thereby lowering the incremental electricity cost. Compared with the 300 MW and 600 MW units, the 1 000 MW unit exhibits lower incremental electricity costs and superior economic performance under identical operating conditions due to its lower coal consumption rate and higher generation efficiency. In terms of carbon reduction, annual coal consumption decreases substantially and annual CO_2 emission reductions increase significantly with increasing ammonia co-firing ratios. The 1 000 MW unit achieves the largest reduction, reaching 1.0693 million tons of CO_2 annually at a 30% ammonia co-firing ratio. [Conclusion] An economic assessment model incorporating four dimensions—coal price, ammonia price, unit capacity, and ammonia co-firing ratio—was established based on the actual coal price index of Caofeidian in April 2026 and the market pricing ranges of green ammonia and gray ammonia. Ammonia co-firing can effectively reduce coal consumption and CO_2 emissions, representing a promising pathway for the low-carbon transformation of coal-fired power generation. Large-capacity, high-parameter units demonstrate superior economic and carbon reduction performance and are therefore more suitable for future large-scale ammonia co-firing applications. However, the high cost of ammonia remains a major barrier to commercialization. Future development should focus on low-cost green ammonia production technologies, carbon trading mechanisms, and low-carbon subsidy policies to further enhance the economic viability and engineering application prospects of ammonia co-firing technology.

Key words: coal-fired power plant; ammonia co-firing; economic analysis; incremental electricity cost; green ammonia

火力发电在我国电力结构中长期处于主导地位。虽然近 10 年来我国火电装机占比从 72.3%降至 56.6%[1]，但其占比仍超过 50%，并且我国“富煤、贫油、少气”的能源禀赋决定了燃煤发电是火力发电的主体，是保障电力安全稳定供应的“压舱石”。与此同时，电力行业是我国最大的碳排放源，占全国碳排放量 40%以上[2-3]，其中传统燃煤发电碳排放占电力行业总排放的 60%[3-4]。在“2030 年碳达峰、2060 年碳中和”目标驱动下，推动煤电机组低碳化转型已成为能源领域的核心任务。国家发展改革委、国家能源局联合发布《煤电低碳化改造建设行动方案（2024—2027）》[5]，明确将生物质掺烧、绿氨掺烧和碳捕集利用列为煤电低碳化改造的 3 种主要实现方式，要求到 2027 年，煤电低碳化改造和建设项目规模累计不低于 5 000 万千瓦，绿氨掺烧比例（热值）不低于 10%。这标志着煤电掺烧清洁燃料正式进入政策驱动的快速发展阶段。

绿氨作为绿氢的高效储运载体[6,7]，能量密度高、储运成本较低，同时兼具固氮减碳双重效益，是近期最具商业化潜力的路径之一[8]。绿氨作为绿氢的“液态载体”，在相同体积下，液氨的能量密度更高，其单位体积氢含量是液氢的 1.7 倍[9]。氨的液化压力较低便于运输，目前氨的储存和运输都较为成熟[10]，常压储运成本远低于氢气。绿氨掺烧技术路线为：风电、光伏、核电→电解水制绿氢→合成绿氨→氨储运→煤电机组掺烧[11]，形成“新能源制备绿氢-合成绿氨-燃煤机组掺绿氨减碳”全产业链。

合成氨技术可分为 3 代：第 1 代采用 400～500 ℃、15～25 MPa 高温高压热合成工艺（传统哈伯法），技术成熟度高，但其能耗巨大，且其集中式、连续式生产模式与可再生能源的分布性、波动性特点不匹配；第 2 代为低温低压合成氨（300～350 ℃，5～10 MPa），适合与新能源制氢系统深度耦合，适应电力波动性，是目前产业化的主流路线；第 3 代为呈现多种技术路线同时并进的状态，包含直接电催化合成氨、等离子体催化合成氨和低温常压合成氨等[12]，目前仍处于实验室阶段，属于重大前沿技术，规模化制备仍有待突破。

掺氨燃烧技术难点主要包括：大型燃氨燃烧器开发（氨煤在炉内充分混合和稳定燃烧）、氨逃逸控制及 NO_x 生成控制（污染物控制）[13]。目前，国家能源集团烟台龙源电力技术股份有限公司 40 MW 工业尺度实验锅炉中实现了 25%比例的

氨煤混烧[14-15]；合肥综合性国家科学中心能源研究院和安徽省能源集团有限公司在国电铜陵发电有限公司 300 MW 四角切圆燃烧方式锅炉完成了掺氨燃烧技术工程应用示范，并在 180 至 300 MW 负载区间进行了氨共燃测试，掺氨热量比为 10%~20%[16]；西安热工研究院有限公司建设并完成 4 MW 煤掺氨燃烧中试示范平台[17]，在国内首次成功实现兆瓦级全比例（掺氨比例 0~100%）煤掺氨燃烧技术试验研究。然而当前国内外针对氨煤共燃发电技术经济评价的相关研究较少，如何评估燃煤电厂机组掺氨燃烧经济性将是目前面临的一个重要问题。张芮琳[18]等利用平准化电力成本的模型方法对掺氨燃烧技术的经济可行性进行了评估；萨如拉等[19]梳理了国内外燃煤锅炉中氨煤混燃的研究现状；李海燕等[12]系统综述了绿氨合成、存储运输及氨煤混烧的研究进展与关键技术，并评估了其经济性。总体而言，燃煤电厂机组掺氨燃烧的经济性仍需具体分析。

本文基于 2026 年 4 月曹妃甸实际煤价指数和绿氨/灰氨市场定价区间，建立了考虑煤价-氨价-机组容量-掺烧比四维度的经济性评估模型。从燃料成本，包括燃煤成本和氨燃料成本，计算了不同掺烧比、不同机组容量的燃煤机组的度电成本增量，分析了掺烧比、机组容量、燃料成本等对度电成本的影响，论证了燃煤机组掺氨燃烧减碳方案的经济可行性。

1 清洁燃料氨掺烧技术成本分析

为评估燃煤电厂掺氨燃烧机组经济性，本文成本分析方面包括燃煤成本和氨燃料成本。

燃煤成本根据中电联 2026 年 4 月 3 种不同煤品的曹妃甸指数，其热值分别为 4 500、5 000 和 5 500 kcal/kg，命名为规格品 4 500、规格品 5 000、规格品 5 500。以曹妃甸指数估算到厂标煤单价，取每千克标准煤低位热值为 7 000 kcal。为方便计算取低位值、中位值、高位值分别为 800、1 000、1 200 元/t。2026 年 4 月曹妃甸指数如图 1 所示。

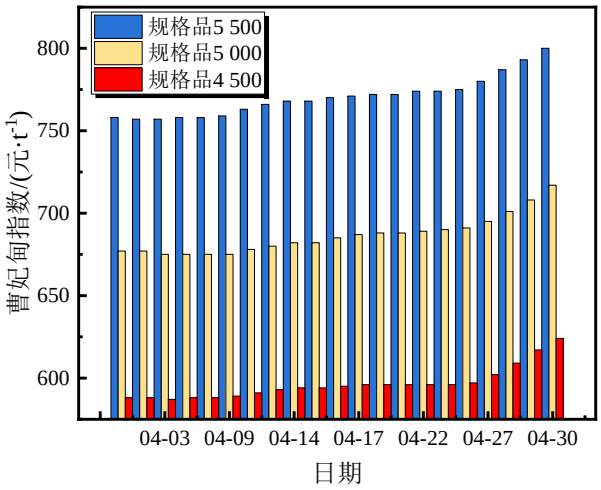


图 1 2026 年 4 月曹妃甸指数
Fig.1 Caofeidian indexes for April 2026

其次，参考近年液氨期货价格，取灰氨价格低位值、中位值、高位值分别为 2 700、3 850、5 000 元/t；而绿氨合成路线取电解水制备绿氨-合成绿氨（Haber-Bosch 法），按新能源成本电价 0.2 元/千瓦时和上网电价 0.4 元/(kW·h)进行测算，得到绿氨低位值、高位值分别为 2 300、3 950 元/t。

另外，燃煤机组各属性基础数据如表 1 所示。其中：燃煤机组年利用小时数取 5 000 h；供电标准煤耗量参考发改委等部门发布的《煤炭清洁高效利用重点领域标杆水平和基准水平（2025 年版）》[20]，本文按照不同等级机组标杆值进行测算，即取表 1 中供电标准煤耗量最低值；标准煤二氧化碳排放因子为 2.66t CO_2/t 标准煤[21]。

本文取氨燃料热值 18.603 MJ/kg[22-23]，标煤热值为 29.308 MJ/kg[23]。因此，掺烧氨工况下，氨煤质量比应为氨煤热量比乘以煤氨热值比。表 2 为氨掺烧比 0、10%、20%、30%工况下，氨煤质量比的计算情况。氨掺烧比 0 时的耗煤量由年发电量和供电标准煤耗量决定；掺烧氨燃料后的每年耗煤量由氨煤掺烧热量比确定，例如氨掺烧比 10%后的每年耗煤量为氨掺烧比 0%时耗煤量的 90%；掺烧氨燃料后的年耗氨量由年耗煤量与氨煤质量比确定，例如 300 MW 机组氨掺烧比 10%时的年耗氨量为 300 MW 机组年耗煤量 39.15（万吨）乘以氨煤质量比 17.50%。

表 1 机组各基础参数
Tab.1 Basic parameters of the unit

参数	数值			来源
	300 MW 机组	600 MW 机组	1 000 MW 机组	—
年利用小时数/h	5 000	5 000	5 000	—
供电标准煤耗量	290~308	275~291	268~283	文献

/(g·(kWh)$^{-1}$)		[20]
标准煤二氧化碳排放因子/(tCO_2·(t 标准煤)$^{-1}$)	2.66	文献[22-23]

表 2 各工况下氨煤质量比及各机组年耗煤量

Tab.2 Ammonia-to-coal mass ratios under various operating conditions and annual coal consumption of each unit

工况	氨煤质量比	年耗煤量/(万吨)		
		300 MW 机组	600 MW 机组	1 000 MW 机组
氨掺烧比 0	0	43.50	82.50	134.00
氨掺烧比 10%	17.50%	39.15	74.25	120.60
氨掺烧比 20%	39.38%	34.80	66.00	107.20
氨掺烧比 30%	67.51%	30.45	57.75	93.80

2 典型机组经济性分析

2.1 度电成本增量计算方法

平准化电力成本（levelized cost of electricity，LCOE）模型被广泛运用于发电成本估算，并被认为是衡量不同发电技术间综合竞争力的一种基准工具[18,24]。本文采用度电成本增量 ΔC 作为核心经济性指标，其定义为掺烧清洁燃料后单位发电量的额外成本（元/(kW·h)），计算公式如下。

$$\Delta C = \frac{C_c \times M_{c1} + C_a \times M_a - C_c \times M_{c0}}{P \times T} \tag{1}$$

其中：C_c 为到厂标煤单价；M_{c1} 为掺烧时标煤年消耗量；C_a 为氨单价；M_a 为掺烧时氨年消耗量；M_{c0} 为氨掺烧比 0 时标煤年消耗量；P 为机组容量；T 为燃煤机组年利用小时数。

2.2 300 MW 机组经济性分析

300 MW 机组（供电煤耗 290~308 g/(kW·h)，年利用小时数约 5 000 h）是目前数量最多的主力机型，也是开展绿氨掺烧示范的优先对象。图 2 计算了 300 MW 燃煤机组各工况下的度电成本增量。

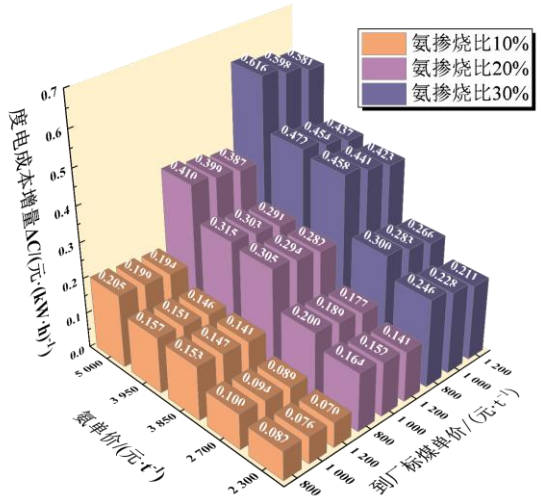


图 2 300 MW 燃煤机组度电成本增量分析

Fig.2 Analysis of incremental electricity cost of a 300 MW coal-fired power unit

由图 2 可以看出，300 MW 等级燃煤机组在掺烧氨燃料后，度电成本增量受氨掺烧比、氨燃料价格以及煤价三方面因素共同影响，其中氨掺烧比和氨价的影响最为显著。总体上，随着氨掺烧比由 10%提高至 20%和 30%，度电成本增量呈近似线性增长趋势，说明氨燃料替代比例越高，机组发电成本增加越明显。例如在煤价 1 000 元/t、氨价 3 850 元/t 条件下，度电成本增量分别为 0.147、0.294 和 0.441 元/(kW·h)，基本呈倍数关系增长。这表明当氨燃料成本远高于煤炭时，高比例掺氨会显著抬高机组运行成本。从氨价变化看，在相同煤价和氨掺烧比条件下，随着氨价由 2 300 元/t 提高至 5 000 元/t，度电成本增量明显增加，且增幅较大，说明氨价是影响掺氨经济性的核心因素。例如在氨掺烧比 30%、煤价 800 元/t 时，度电成本增量由 0.246 元/(kW·h)增加至 0.616 元/(kW·h)，增长超过一倍，反映出当前高价氨条件下大规模掺氨经济压力较大。相比之下，煤价对度电成本增量的影响相对较弱，但整体呈现“煤价越高、成本增量越低”的规律。这是因为煤价上涨后，煤与氨之间的燃料价差缩小，从而降低了掺氨带来的额外发电成本。例如在氨掺烧比 10%、氨价 3 850 元/t 条件下，煤价由 800 元/t 提高至 1 200 元/t 时，度电成本增量由 0.153 元/(kW·h)下降至0.141 元/(kW·h)。综合来看，目前低比例掺氨（如 10%）具有相对较好的经济可行性，而高比例掺氨在高氨价条件下会显著增加机组发电成本，因此未来掺氨燃烧技术的大规模推广仍需依赖低成本绿色氨供应、制氨技术进步以及碳减排政策和碳交易机制的支持。

2.3 600 MW 机组经济性分析

600 MW 机组（亚临界/超临界，供电煤耗约 275~291 g/(kW·h)）是现役主力机型。图 3 给出了 600 MW 机组各工况下的度电成本增量计算值。由 600 MW 机组的数据可以看出，其度电成本增量变化规律与 300 MW 机组基本一致，同样受到氨掺烧比、氨价和煤价的共同影响。其中，随着氨掺烧比由 10%提高至 30%，度电成本增量明显增加，并呈近似线性增长趋势；同时，在相同煤价条件下，氨价越高，度电成本增量越大，说明氨燃料价格仍是影响掺氨经济性的主要因素。例如在煤价 1 000 元/t、氨价 3 850 元/t 条件下，氨掺烧比为

10%、20%和 30%时的度电成本增量分别为 0.139、0.279 和 0.418 元/(kW·h)，随氨掺烧比增加而显著提高。与 300 MW 机组相比，600 MW 机组在相同工况下的度电成本增量整体略低。因此从经济性角度来看，大容量机组更适合作为燃煤机组掺氨燃烧技术的推广对象，但高比例掺氨在当前高氨价条件下仍会带来较大发电成本压力。

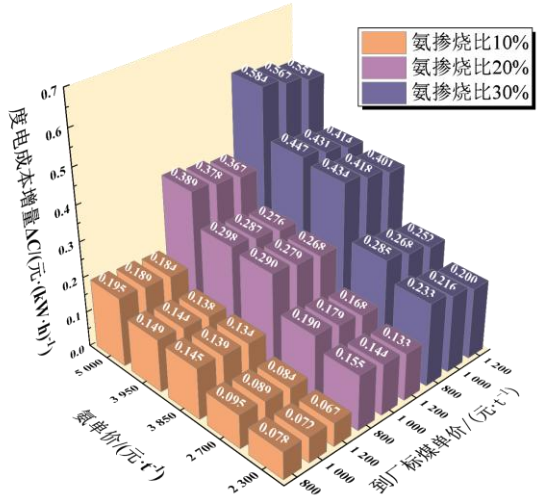


图 3 600 MW 燃煤机组度电成本增量分析
Fig.3 Analysis of incremental electricity cost of a 600 MW coal-fired power unit

2.4 1 000 MW 机组经济性分析

1 000 MW 超超临界机组（供电煤耗约 268~283 g/(kW·h)）效率最高，规模效益最强，适合在大型能源基地（如沙戈荒地区）开展大比例清洁燃料掺烧示范。由于机组容量大，配套的清洁燃料制备系统规模相应增大，单位成本有所下降。

图 4 给出了 1 000 MW 机组各工况的度电成本增量。可见，机组度电成本增量随氨掺烧比和氨价升高而明显增加，煤价升高会降低掺氨带来的额外发电成本。相比于 300 MW 和 600 MW 机组，1 000 MW 机组成本增量最低，经济性更优。大容量机组更适合掺氨燃烧推广，但仍受氨价制约。

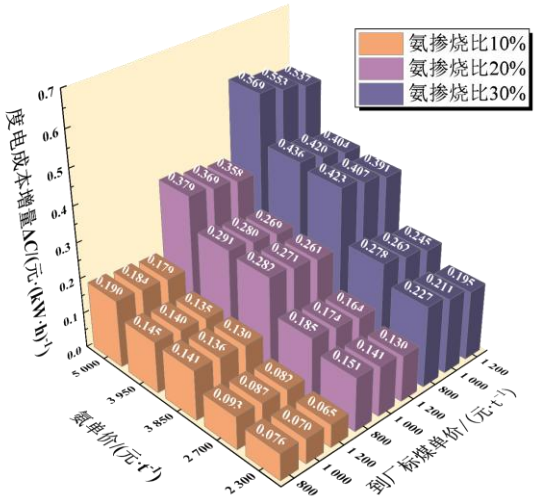


图 4 1 000 MW 燃煤机组度电成本增量分析
Fig.4 Analysis of incremental electricity cost of a 1 000 MW coal-fired power unit

对比不同氨掺烧比工况下、不同机组容量的燃煤机组，当标煤单价为 1 000 元/t 时，不同氨价格对燃煤机组度电成本的影响如图 5 所示。由图 5 可以看出，300 MW 等级机组的度电成本增量受掺氨比例和氨单价影响显著，且整体呈明显上升趋势。在相同氨单价条件下，随着氨掺烧比由 10%提高至 30%，度电成本增量近似按比例增加，表明高比例掺氨会显著增加机组发电成本。同时，在相同氨掺烧比下，随着氨单价由 2 300 元/t 提高至 5 000 元/t，度电成本增量也明显上升，增长幅度较大，说明氨燃料价格是影响掺氨经济性的关键因素。总体来看，当前高氨价条件下，高比例掺氨经济压力较大，而低比例掺氨具有相对更好的经济可行性，未来需依赖低成本绿色氨供应和相关低碳政策支持来改善其经济性。由图 6 可以看出，在氨掺烧比 30%条件下，不同容量等级燃煤机组的度电成本增量均随着氨单价的升高而明显增加，表明氨燃料价格是影响掺氨经济性的核心因素。同时，在相同氨单价条件下，随着机组容量等级由 300 MW 提高至 1 000 MW，度电成本增量逐渐降低，说明大容量机组具有更好的掺氨经济性。这主要是由于大容量机组通常具备更高的发电效率和更低的供电煤耗，从而能够降低掺氨燃烧带来的单位发电成本增量。因此，相较于中小容量机组，1 000 MW 等级机组更适合作为高比例掺氨燃烧技术推广的重点对象，但在当前高氨价背景下，氨掺烧比 30%仍会带来较大的经济成本压力。

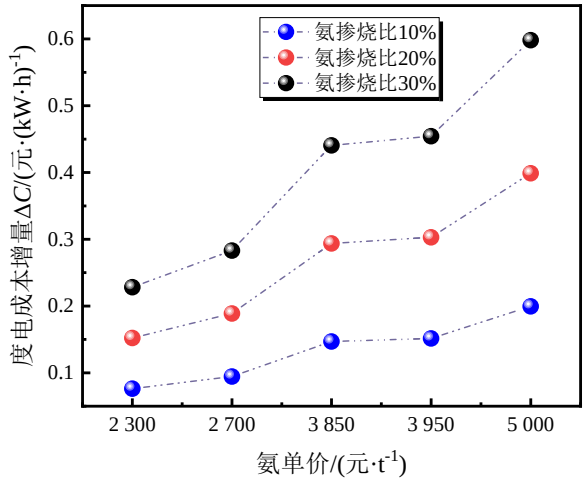


图 5 氨掺烧比及氨单价对度电成本增量的影响（标煤单价 1 000 元/t，机组容量 300 MW）

Fig.5 Effects of ammonia co-firing ratio and ammonia price on incremental electricity cost (standard coal price of 1 000 yuan/t, unit capacity of 300 MW)

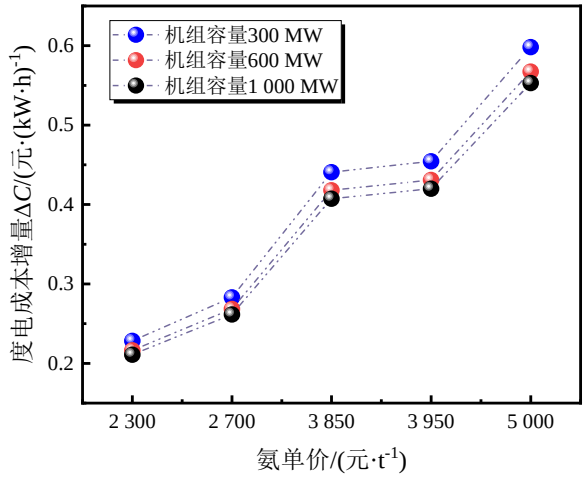


图 6 机组容量及氨单价对度电成本增量的影响（标煤单价 1 000 元/t，氨掺烧比 30%）

Fig.6 Effects of unit capacity and ammonia price on incremental electricity cost (standard coal price of 1 000 yuan/t, ammonia co-firing ratio of 30%)

2.5 敏感性分析

燃煤机组掺氨燃烧的经济性与煤价和氨价密切相关。总体来看，氨价上涨会直接增加掺氨燃烧的燃料成本，从而导致度电成本增量增加；反之，随着氨价下降，掺氨燃烧的经济性将得到明显改善。相比之下，煤价上涨会缩小煤炭与氨燃料之间的价格差距，从而降低掺氨带来的额外发电成本，使度电成本增量有所下降；当煤价下降时，掺氨燃烧的经济优势则会进一步减弱。

从影响程度来看，氨价变化对度电成本增量的影响明显高于煤价变化。这是由于当前氨燃料价格普遍高于煤炭价格，掺氨燃烧增加的成本主要来源于氨燃料替代煤炭所产生的燃料价差。因此，在现阶段市场条件下，氨价是决定掺氨燃烧经济性的关键因素。未来随着绿色制氨技术进步和产业规模扩大，绿氨成本有望进一步下降，燃煤机组掺氨燃烧的经济可行性将得到显著提升。

3 二氧化碳减排分析

图 7 给出了不同氨掺烧比、不同机组容量的燃煤机组年实际耗煤量以及不同氨掺烧比、不同机组容量的燃煤机组年二氧化碳减排量。由图 7 和图 8 可以看出，随着氨掺烧比的提高，不同容量等级燃煤机组的年实际耗煤量均明显下降，而年二氧化碳减排量则显著增加，表明掺氨燃烧能够有效降低煤炭消耗并减少碳排放。在 300 MW 机组中，氨掺烧比由 0%提高至 30%时，年耗煤量由 43.5 万吨标准煤下降至 30.45 万吨标准煤，降幅约 30%；对应的年二氧化碳减排量由 11.57 万吨提高至 34.71 万吨。600 MW 和 1 000 MW 机组也表现出相同规律，其中 1 000 MW 机组在氨掺烧比 30%条件下年耗煤量由 134 万吨标准煤降至 93.8 万吨标准煤，同时年二氧化碳减排量达到 106.93 万吨，减排效果最为显著。总体来看，氨掺烧比越高，二氧化碳减排效果越好；同时，随着机组容量增大，机组的绝对减煤量和减排量均显著提升。

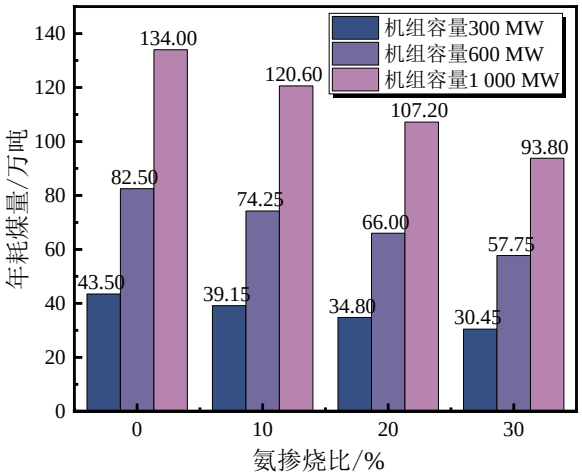


图 7 不同氨掺烧比、不同容量燃煤机组年实际耗煤量

Fig.7 Annual actual coal consumption of coal-fired power units under different ammonia co-firing ratios and unit capacities

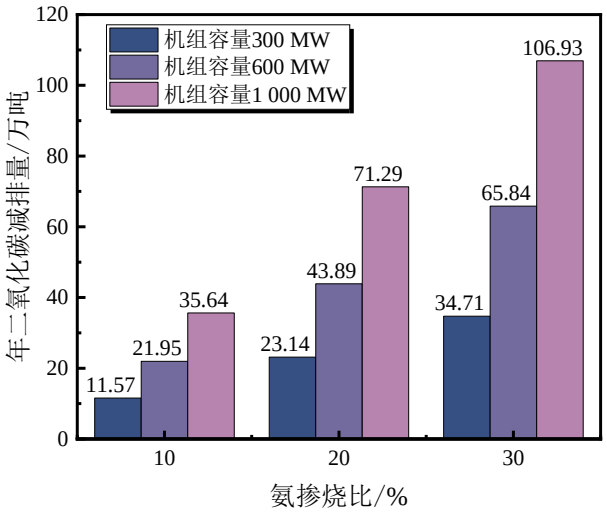


图 8 不同氨掺烧比、不同容量燃煤机组年二氧化碳减排量

Fig.8 Annual CO_2 emission reductions of coal-fired power units under different ammonia co-firing ratios and unit capacities

结合前述度电成本增量与二氧化碳减排量数据可以看出，燃煤机组掺氨燃烧在提高低碳减排能力的同时，也会带来发电成本的增加，二者呈现出明显的“减排—经济性”权衡关系。随着氨掺烧比由10%提高至30%，机组年二氧化碳减排量显著增加，例如 1 000 MW 机组减排量由 35.64 万吨提高至 106.93 万吨，减排效果十分明显；但与此同时，度电成本增量也由约 0.136 元/(kW·h)提高至 0.407 元/(kW·h)以上，经济成本同步上升。这表明提高氨掺烧比虽然能够有效降低煤炭消耗和碳排放，但会显著增加燃料替代成本。从不同容量机组对比来看，大容量机组在相同氨掺烧比和氨价条件下具有更低的度电成本增量，同时具备更高的绝对减排量。例如在氨掺烧比 30%条件下，1 000 MW 机组的度电成本增量低于 300 MW 机组，而年减排量却达到其数倍，说明大容量机组能够以更低的单位经济代价实现更大的碳减排效益。因此，从综合经济性与减排效果来看，大容量机组更适合作为掺氨燃烧技术推广的重点对象，而未来若绿氨成本进一步下降，并结合碳交易、碳补贴等政策机制，掺氨燃烧的低碳经济性将得到进一步提升。

除直接减排效益外，掺氨燃烧还可通过碳交易市场获得一定的潜在经济收益。随着掺氨比例提高，机组二氧化碳减排量显著增加，可为企业带来更多碳配额盈余或碳减排收益。以全国碳市场碳价水平测算，单位减排量对应碳收益将随着碳价提高而增加，对于高掺氨比例和大容量机组而言，其减排规模更大，潜在碳收益更加明显。

因此，在当前分析中，度电成本增量主要反映掺氨燃烧带来的直接燃料成本变化，尚未考虑碳交易收益对经济性的改善作用。随着我国碳市场不断完善以及碳价格逐步提升，掺氨燃烧所产生的减排收益有望部分抵消其额外燃料成本，从而进一步提升技术的经济竞争力和推广价值。

掺氨燃烧还可能对机组污染物排放特性产生影响。由于氨燃料中含有氮元素，掺氨后 NO_x 生成规律可能发生变化，一方面，氨燃料中的燃料氮可能增加 NO_x 生成潜势[25]；另一方面，氨燃烧过程中产生的 NH_x 自由基又能够与 NO 发生还原反应，从而对 NO_x 生成产生抑制作用。因此，NO_x 排放水平受到燃烧组织方式、炉膛温度、过量空气系数以及氨掺烧比等多种因素共同影响。同时存在一定的氨逃逸风险。随着氨掺烧比提高，未完全反应的氨可能增加，从而对机组脱硝系统运行产生一定影响。因此，在开展掺氨燃烧经济性评价的同时，还需关注 NO_x 排放控制、氨逃逸抑制以及脱硝系统协同优化等问题。总体而言，掺氨燃烧具有良好的减碳潜力，但其环境效益仍需结合污染物排放特性进行综合评价。

4 结论

本文以 300、600 和 1 000 MW 等级燃煤机组为研究对象，基于不同氨掺烧比、不同煤价及不同氨价条件，建立了燃煤机组掺氨燃烧度电成本增量模型，并结合年耗煤量与二氧化碳减排量，对燃煤机组掺氨燃烧的经济性与低碳效益进行了系统分析。研究结果表明，掺氨燃烧能够有效降低煤炭消耗和碳排放，是推动煤电机组低碳化转型的重要技术路径，但其经济性仍受到氨燃料成本的显著制约。主要结论如下：

1）燃煤机组掺氨燃烧后，度电成本增量受氨掺烧比、氨燃料价格以及煤价共同影响，其中氨掺烧比和氨价影响最为显著。随着氨掺烧比由10%提高至 30%，各等级机组度电成本增量均呈近似线性增长趋势。

2）氨燃料价格是影响掺氨经济性的核心因素。在相同氨掺烧比条件下，氨价由 2 300 元/t 提高至 5 000 元/t 时，度电成本增量显著增加，说明当前较高的绿氨成本是制约掺氨燃烧大规模推广的重要原因。

3）煤价升高会降低掺氨带来的额外发电成本。这是由于煤价上涨后，煤与氨之间燃料价差缩小，从而减弱了掺氨对机组发电成本的影响。

4）不同容量等级机组相比，大容量机组具有更好的掺氨经济性。1 000 MW 机组由于供电煤耗更低、发电效率更高，在相同工况下度电成本增量最低，更适合作为高比例掺氨燃烧技术推广的重点对象。

5）随着氨掺烧比提高，各等级机组年耗煤量明显下降，二氧化碳减排量显著增加，表明掺氨燃烧具有良好的减煤减碳效果。其中 1 000 MW 机组在氨掺烧比 30%条件下年减排量可达到 106.93 万吨，减排效益最为显著。

从工程应用角度来看，1 000 MW 等级机组由于具有较高的发电效率、较低的供电煤耗以及更完善的环保设施，在相同氨掺烧比条件下表现出更好的经济性和减排效益，更适合作为掺氨燃烧技术示范和规模化推广的优先对象。对于具备稳定氨源供应、储运条件完善以及较高环保控制水平的大容量、高参数燃煤机组，可优先开展中高比例掺氨改造。未来随着绿氨成本下降、储运基础设施完善以及碳市场机制进一步健全，掺氨燃烧技术有望在大型燃煤机组中实现更广泛的工程应用。总而言之，掺氨燃烧在提升低碳减排能力的同时，也会增加机组发电成本，二者之间存在明显的“减排—经济性”权衡关系。因此，未来需进一步降低绿色制氨成本，并结合碳交易、碳补贴等政策机制，提升掺氨燃烧技术的综合经济性和市场竞争力。燃煤机组掺氨燃烧具备较好的工程应用前景和低碳发展潜力，尤其适用于大容量燃煤机组，对推动煤电行业绿色低碳转型及实现“双碳”目标具有重要意义。

[参 考 文 献]

[1] 辛宇. 太阳能协同燃煤电站性能研究与发电成本评估[D]. 武汉: 华中科技大学, 2022.
Xin Y. Performance study and power generation cost assessment on solar aided coal-fired power plant[D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2022.

[2] 刘美玲, 刘含笑, 寿恬雨. 碳足迹评价体系探索燃煤电厂绿色低碳发展[J]. 中国环保产业, 2023(2): 50.
Liu M L, Liu H X, Shou T Y. Using carbon footprint evaluation system to explore green and low-carbon development of coal-fired power plants[J]. China Environmental Protection Industry, 2023(2): 50.

[3] 袁电洪, 吴刚, 刘含笑, 等. 典型发电行业碳足迹评估综述[J]. 山东电力技术, 2026, 53(3): 1.
Yuan D H, Wu G, Liu H X, et al. Overview of carbon footprint assessment in typical electric generation industry[J]. Shandong Electric Power, 2026, 53(3): 1.

[4] 周原冰, 张士宁, 侯方心, 等. 电力行业碳达峰及促进全社会碳减排影响分析[J]. 中国电力, 2024, 57(9): 1.
Zhou Y B, Zhang S N, Hou F X, et al. Analysis of carbon peaking in power sector and its impact on promoting whole-society carbon emissions reduction[J]. Electric Power, 2024, 57(9): 1.

[5] 国家发展改革委. 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]. (2024-06-24). https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202407/content_6963501.htm.
National Development and Reform Commission, National Energy Administration. Notice on issuing the action plan for low-carbon transformation and construction of coal-fired power plants (2024 — 2027): FGHZ〔2024〕No.894[EB/OL]. (2024-06-24). https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202407/content_6963501.htm.

[6] Chu H Q, Feng S J, Hong R, et al. Effects of ammonia addition on soot formation in hydrocarbon fuels combustion: challenges and prospects[J]. Fuel, 2024, 360: 130569.

[7] Feng S J, Hong R, Qi J W, et al. Effect of NH_3 addition on soot morphology and nanostructure evolution in laminar ethylene diffusion flame[J]. Fuel, 2023, 350: 128845.

[8] Alnajideen M, Shi H, Northrop W, et al. Ammonia combustion and emissions in practical applications: a review[J]. Carbon Neutrality, 2024, 3(1): 13.

[9] 丁清苗, 倪俊果, 张志浩, 等. 甲烷-氨气掺混比例对低旋流火焰燃烧特性的影响研究[J]. 热能动力工程, 2026, 41(1): 55.
Ding Q M, Ni J G, Zhang Z H, et al. Study on the effect of methane-ammonia blending ratio on low swirl flame combustion characteristics[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2026, 41(1): 55.

[10] 崔立明, 李雄威, 张仪祥, 等. 深度空气分级模式下煤氨混燃 NO_x 生成特性的试验研究[J]. 洁净煤技术, 2025, 31(4): 78.
Cui L M, Li X W, Zhang Y X, et al. Experimental study on NO_x formation characteristics of coal and ammonia co-firing in deep air staging mode[J]. Clean Coal Technology, 2025, 31(4): 78.

[11] 马劭越, 符冠云. 煤炭与氢能耦合发展的路径、风险及展望[J]. 中国煤炭, 2026, 52(5): 14.
Ma S Y, Fu G Y. Paths, risks and prospects of coal-hydrogen coupled development[J]. China Coal, 2026, 52(5): 14.

[12] 李海燕, 孙王平, 程宇, 等. 燃煤电站绿氨掺烧全产业链关键技术研究进展与低碳经济分析[J]. 热力发电, 2025, 54(8): 1.
Li H Y, Sun W P, Cheng Y, et al. Research progress on key technologies and low-carbon economy analysis of the whole industrial chain of green ammonia co-firing in coal-fired power plants[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(8): 1.

[13] 杨远平, 马佳琪, 王茜, 等. 掺氨燃料先进清洁燃烧技术研究进展及探讨[J]. 洁净煤技术, 2025, 31(3): 29.
Yang Y P, Ma J Q, Wang X, et al. Research progress and discussion on advanced multi-fuel/ammonia combustion technologies[J]. Clean Coal Technology, 2025, 31(3): 29.

[14] 刘佳宁, 张文振, 刘欣, 等. 40 MW 燃煤锅炉混氨燃烧 NO_x 生成特性数值模拟[J]. 洁净煤技术, 2025, 31(5): 69.
Liu J N, Zhang W Z, Liu X, et al. Numerical investigation on NO_x formation characteristics of ammonia cofiring in a 40 MW coal-fired boiler[J]. Clean Coal Technology, 2025, 31(5): 69.

[15] 牛涛, 张文振, 刘欣, 等. 燃煤锅炉氨煤混合燃烧工业

尺度试验研究[J]. 洁净煤技术, 2022, 28(3): 193.
Niu T, Zhang W Z, Liu X, et al. Industrial-scale experimental investigation of ammonia-coal cofiring in coal-fired boiler[J]. Clean Coal Technology, 2022, 28(3): 193.
[16] 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: 247.
[17] 马兆耀, 张向宇, 文海南, 等. 4MW 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 4MW boiler[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(5): 64.
[18] 张芮琳, 王智化, 陈晨霖, 等. 氨煤掺混燃烧减碳方案经济性分析[J]. 燃烧科学与技术, 2023, 29(6): 667.
Zhang R L, Wang Z H, Chen C L, et al. Economic analysis of carbon reduction scheme for ammonia-coal blending combustion[J]. Journal of Combustion Science and Technology, 2023, 29(6): 667.
[19] 萨如拉, 张志勇, 姜冉, 等. 燃煤电厂掺氨燃烧的低碳与经济性分析[J]. 设备管理与维修, 2025, (11): 164.
Sa R L, Zhang Z Y, Jiang R, et al. Low-carbon and economic analysis of ammonia co-firing in coal-fired power plants[J]. Plant Maintenance Engineering, 2025(11): 164.
[20] 国家发展改革委, 工业和信息化部, 生态环境部, 等. 国家发展改革委等部门关于发布《煤炭清洁高效利用重点领域标杆水平和基准水平(2025 年版)》的通知: 发改运行〔2025〕1499 号[EB/OL]. (2025-11-24). https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202512/content_7052099.htm.
National Development and Reform Commission, Ministry of Industry and Information Technology of the People's Republic of China, Ministry of Ecology and Environment of the People's Republic of China, et al. Notice of the national development and reform commission and other departments on issuing the benchmark and baseline levels for key areas of clean and efficient coal utilization (2025 edition): FGYX〔2025〕No.1499[EB/OL]. (2025-11-24). https://www.gov.cn/zhengce/zhengceku/202512/content_7052099.htm.
[21] 卫翔, 潘腾, 田亚钊, 等. 660 MW 燃煤机组直接掺烧生物质牛粪试验[J]. 热力发电, 2025, 54(9): 71.
Wei X, Pan T, Tian Y Z, et al. Experimental study on direct co-combustion of biomass cow manure in a 660 MW coal-fired unit[J]. Thermal Power Generation, 2025, 54(9): 71.
[22] 余文龙, 唐小康, 罗明江, 等. 车用氢/氨燃料全生命周期碳排放分析[J]. 内燃机与配件, 2024, (24): 119.
Yu W L, Tang X K, Luo M J, et al. Life cycle carbon emission analysis of hydrogen and ammonia-carbon fuels for vehicles[J]. Internal Combustion Engine & Parts, 2024(24): 119.
[23] 崔立明, 田乐乐, 施梁, 等. 600 MW 火电机组煤-氨混合燃烧特性建模与仿真[J]. 中国测试, 2026, 52(5): 164.
Cui L M, Tian L L, Shi L, et al. Modeling and simulation of coal-ammonia mixed combustion characteristics of 600 MW thermal power unit[J]. China Measurement & Test, 2026, 52(5): 164.
[24] Short W, Packey D J, Holt T. A manual for the economic evaluation of energy efficiency and renewable energy technologies[R/OL]. 1995-03-01. https://doi.org/10.2172/35391.
[25] 冯艳, 曹文健, 楚化强, 等. O_2/CO_2 和 O_2/N_2 气氛下煤粉燃烧的着火性能和 NO_x 排放特性[J]. 安徽工业大学学报(自然科学版), 2017, 34(1): 1.
Feng Y, Cao W J, Chu H Q, et al. Ignition performance and NO_x emission characteristy of pulverized coal combustion under O_2/CO_2 and O_2/N_2 atmosphere[J]. Journal of Anhui University of Technology (Natural Science), 2017, 34(1): 1.

（责任编辑　李园）