选择卷号 选择期次
选择年份 选择月份

热力发电

THERMAL POWER GENERATION

选择卷号 选择期次
选择月份 选择年份

DOI：10.19666/j.rlfd.202605016

生物质气化耦合掺烧发电系统全生命周期碳评价与经济性分析

陈宣龙[1]，李涛[2]，龚勋[2]

（1．华电湖北发电有限公司，湖北 武汉 430061；
2．华中科技大学煤燃烧与低碳利用全国重点实验室，湖北 武汉 430074）

［摘　　要］【目的】本文旨在探究生物质气化耦合发电技术在燃煤机组中的碳减排效益和经济性。【方法】以某 640 MW 燃煤机组生物质气化耦合掺烧发电系统为研究对象，构建了全生命周期碳评价与经济性分析模型，在 70%、50%和 30%负荷条件下，分析不同掺烧比对碳排放及经济性的影响。【结果】结果表明，生物质气化耦合掺烧能够显著降低系统化石源 CO_2 排放强度，在 70%、50%和 30%负荷下，15%掺烧工况较对应纯煤工况的降幅分别为 16.9%、11.5%和 10.9%。排放贡献分析表明，直接燃烧碳排放仍占主导，占总碳排放量的 60%～70%，系统碳减排主要来源于化石燃料的替代效应。进一步采用全球变暖潜势（GWP）表征生命周期温室气体排放，CO70-15、CO50-15 和 CO30-15 工况的减排幅度分别为 17.3%、15.1%和 17.8%。经济性分析表明，气化耦合系统 LCOE 整体高于纯煤工况，但在生物炭收益和碳交易收益作用下，度电收益随掺烧比提高而增加。【结论】综合碳排放与经济性分析结果，生物质气化耦合掺烧技术在大容量煤电机组中具有较好的碳减排潜力和一定的经济可行性。

［关　键　词］生物质气化；煤电掺烧；生命周期评价；经济性分析

［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，年，卷(期)：起始页码-终止页码．　作者姓名．英文标题[J]．Thermal Power Generation，年，卷(期)：起始页码-终止页码．

Whole-life-cycle carbon assessment and economic analysis of a biomass gasification coupled co-firing power generation system

Chen Xuanlong[1], Li Tao[2], Gong Xun[2]

(1. Hubei Huadian Power Generation Co., Ltd., Wuhan 430061, China;

2. State Key Laboratory of Coal Combustion, School of Energy and Power Engineering, Huazhong University of Science and Technology, Wuhan 430074, China)

Abstract: [Objective] Biomass gasification-coupled co-firing is a feasible low-carbon retrofit route for existing coal-fired units. This study evaluates the carbon reduction effect and economic performance of a biomass gasification-coupled co-firing power system based on a 640 MW coal-fired unit. The effects of different co-firing ratios are examined at 70%, 50%, and 30% load, so as to provide a basis for low-carbon upgrading of large coal-fired power plants, flexible power system operation, and future engineering practice. [Methods] A framework integrating life cycle assessment (LCA) and techno-economic analysis (TEA) was built. Pure-coal cases and biomass gasification-coupled co-firing cases were compared under different loads and co-firing ratios. The system

收 稿 日 期：2026-05-08　修 回 日 期：2026-05-19　接 受 日 期：2026-05-27　网络首发日期：2026-07-24
基 金 项 目：中国华电发电有限公司科技项目（CHDKJ23-02-79）
Supported by：Science and Technology Project of China Huadian Power Generation Co., Ltd. (CHDKJ23-02-79)
第一作者简介：陈宣龙（1993），男，硕士研究生，工程师，主要研究方向为生物质气化技术，chenxuanlong@chd.com.cn。
通信作者简介：龚勋（1982），男，博士，教授，主要研究方向为可再生能源耦合燃煤发电技术，gx@hust.edu.cn。

boundary included fuel supply, biomass gasification, coupled combustion, power generation, auxiliary material use, and emission control. Fossil-based CO_2 emission intensity was used to assess the direct carbon reduction caused by biomass substitution, while global warming potential (GWP) was used to measure life-cycle greenhouse gas emissions. Economic performance was assessed by levelized cost of electricity (LCOE) and electricity profit. Biochar revenue and carbon trading revenue were also included to test their effects on system profitability. [Results] The results show that biomass gasification-coupled co-firing can greatly reduce the overall fossil-based CO_2 emission intensity of the system. Compared with the corresponding pure-coal cases, the 15% co-firing cases reduce fossil-based CO_2 emissions by 16.9%, 11.5%, and 10.9% at 70%, 50%, and 30% load, respectively. Contribution analysis shows that direct combustion is still the main emission source, accounting for about 60%~70% of total emissions. Thus, the overall emission reduction is mainly driven by the substitution of fossil coal with biomass-derived syngas. In terms of life-cycle greenhouse gas emissions, the GWP of CO70-15, CO50-15, and CO30-15 decreases by 17.3%, 15.1%, and 17.8%, respectively, compared with the corresponding pure-coal benchmarks. [Conclusion] Economically, the coupled system generally has a higher LCOE than the pure-coal benchmark because of added biomass supply, gasification, and system integration costs. However, when biochar revenue and carbon trading revenue are included, electricity profit rises with the co-firing ratio. Overall, biomass gasification-coupled co-firing can reduce fossil-based CO_2 emissions and life-cycle greenhouse gas emissions, while showing a certain level of economic feasibility for large coal-fired units in practice. These findings further indicate that the proposed system can support low-carbon retrofitting of coal-fired power plants when biomass use, by-product recovery, and carbon market mechanisms are jointly considered.

Key words: biomass gasification; coal co-firing; life cycle assessment; techno-economic analysis

在“双碳”背景下，煤电作为电力系统的重要支撑电源，既承担保障供电安全和调峰任务，又面临碳减排压力。在保障电网稳定的前提下实现低碳转型是当前煤电发展的关键。作为碳中性能源，生物质经气化耦合掺烧可有效替代原煤，降低化石碳排放，且该技术兼容性高、工程适配性好[1-2]。然而，生物质气化耦合掺烧需新增设备，能量输入方式变化，进而影响锅炉热力过程、排放结构及运行成本，因此有必要在多运行条件下展开分析。

针对多源耦合能源系统的减排评估，可使用全生命周期评价（life cycle assessment，LCA）开展全过程排放核算，并分析各环节的排放贡献。Wang 等人[3]基于 LCA 方法评估了中国生物质气化发电技术的温室气体排放与经济性，指出燃料收储运环节是重要排放来源。Fang 等人[4]对小麦秸秆利用中的物流系统进行了成本、能耗和温室气体排放分析，讨论了原料收储运环节对生物能源系统可持续性的影响。Wu 等人[1]从能源消耗、碳排放及经济性角度分析了生物质发电全生命周期特征。朱强等[5]基于生命周期-能值方法构建了生物质发电系统的综合评价框架。赵悦等[6]研究了煤电耦合过程的温室气体核算方法，为掺烧情景下碳排放量化提供了支撑。然而，上述研究多聚焦于独立生物质发电或直接掺烧路径，目前仍缺乏气化耦合掺烧条件下对排放贡献结构及不同运行工况差异的分析。

在经济性方面：朱骏杰等[7]分析了 300 MW 机组不同掺烧比下的度电成本，指出生物质价格与碳税是关键影响因素；赵淑媛等[8]测算了 660 MW 机组低碳改造后的度电成本，发现提升碳税有助于改善经济性；曹宇飞等[9]分析了燃煤机组耦合替代燃料，指出提高替代比例将改变成本结构，经济性与碳市场相关；李晓等[10]分析了碳配额对履约成本的影响，揭示了碳市场机制对低碳改造的约束作用。

可以看出，现有研究多集中于单一情景或定负荷条件分析，缺乏与生命周期碳排放结果的协同耦合，且对多负荷运行条件下经济性边界的系统研究仍较为有限。基于此，本文在全生命周期框架下构建生物质气化耦合掺烧发电系统模型，将多负荷运行、掺烧比例、减排成本和度电收益纳入统一分析框架，以揭示调峰运行场景下系统减排效应、成本约束与收益补偿机制，为大容量煤电低碳改造路径优化提供量化依据。

1 研究对象与方法

1.1 系统边界与功能单位

以某 640 MW 燃煤机组为研究对象，该机组经技术改造后可实现生物质气化耦合掺烧运行。基于“摇篮到大门”的生命周期评价框架，建立涵盖燃料获取、燃料处理、能源转换及污染控制等阶段的系统边界[11]。以 1 MW •h 上网电量作为功能单位，对不同工况下的排放与能耗数据进行归一化处理，确保结果的可比性。数据处理及生命周期模型构建在 SimaPro 9.5 平台上完成。

纯煤系统包括煤炭开采与运输、燃烧发电及烟气治理过程；生物质气化耦合系统在此基础上增加生物质生长、收集、运输、预处理及气化环节[12]。具体系统边界示意见图 1。

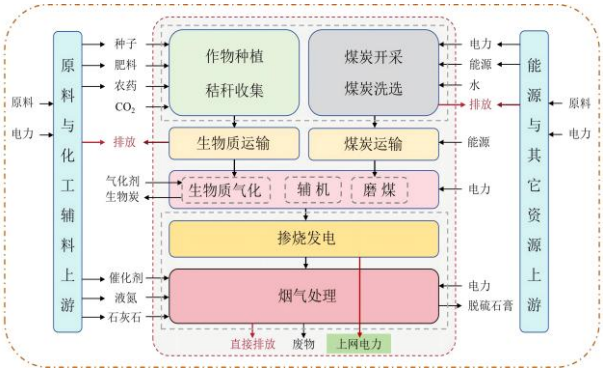


图 1 生物质气化耦合系统边界示意
Fig.1 Schematic diagram of the boundary of the biomass gasification coupling system

1.2 生命周期模型

生命周期清单（life cycle inventory，LCI）以功能单位为基础，建立各阶段物质流与能量流的输入-输出关系。清单数据来源包括机组运行数据、计算模拟结果及 Ecoinvent 数据库。模型主要包括燃料链、燃烧过程及污染控制 3 部分。

在燃料链方面，煤炭消耗量依据不同负荷工况下机组运行数据确定，煤炭开采与运输排放按单位煤耗折算。生物质链条包括种植、收集、运输、预处理及气化过程。基于电厂区域农业统计数据构建区域秸秆供应结构模型，分别为小麦秸秆 47%（质量分数，下同）、水稻秸秆 39%和玉米秸秆 14%，以反映区域农作物种植结构及秸秆资源分布特征。种植阶段环境排放依据草谷比和经济价值在秸秆与谷物之间进行分配[13]。种植阶段数据来源于 Ecoinvent 数据库，秸秆运输阶段数据则根据供应协议确定，约 43 km。

在能源转换阶段，不同负荷及掺烧比条件下的燃烧排放数据由模拟计算数据获得。煤炭低位热值取 20.52 MJ/kg，生物质燃气低位热值为 5.70~6.65 MJ/m^3。生物质气化系统由多台气化炉组合，产气率为 1.85~2.30 m^3/kg，最大折合发电功率 64 MW。掺烧时，掺烧比按燃料输入热量占比计算，确保不同燃料结构下机组功率一致。

在燃烧与污染控制环节，不同负荷及掺烧比下的 CO_2、NO_x、SO_2 及颗粒物排放数据基于模拟计算及运行数据确定，以反映工况变化对炉内反应条件及污染物生成特性的影响[14]。污染物处理系统包括选择性催化还原（selective catalytic reduction，SCR）烟气脱硝、湿法烟气脱硫（wet flue gas desulfurization，FGD）及除尘系统。脱硝过程考虑还原剂、催化剂消耗，脱硫过程考虑石灰石消耗，除尘系统主要考虑电耗。物料消耗根据污染物浓度及效率进行计算。

基于碳中性原则，生物质气化耦合燃烧所产生的 CO_2 被标识为生物源排放，不计入系统化石碳排放总量；然而，生物质在生长、运输及预处理等环节所带来的化石碳排放仍被计入排放清单。

表 1 数据来源

Tab.1 Data sources

阶段	数据来源
煤炭生产	Ecoinvent 3.9 数据库
煤炭运输	运输统计数据[15]
生物质种植	Ecoinvent 3.9 数据库、区域农作物统计数据[4]
生物质收集与打捆	设备参数、GHG 排放因子、IPCC 数据库
生物质运输	Ecoinvent 3.9 数据库、可研报告
生物质气化参数	可研报告
电厂辅机运行	电厂运行数据
锅炉燃烧与烟气排放	模拟结果，电厂运行数据
污染物处理	技术手册、文献[16-18]

在完成生命周期清单构建后，需要将各阶段的排放清单进一步转化为环境影响指标，以实现不同工况之间的对比并量化对气候变化的贡献。生命周期影响评价（life cycle impact assessment，LCIA）通过将清单中的物质/能量流与相应影响类别的表征因子进行映射，将污染物排放量转换为环境影响潜势。本研究以气候变化作为核心环境影响类别，对温室气体排放的气候影响进行定量表征。

考虑到荷兰莱顿大学环境科学研究所（Institute of Environmental Sciences, Leiden University，CML）开发的 CML-IA baseline 方法在能源与电力系统碳排放研究中的广泛应用及成熟性[19-21]，本文在 SimaPro 9.5 平台中选用 CML-IA baseline 方法开展影响评价。气候变化影响采用 100 年时间尺度全球变暖潜势（GWP）表征，其计算公式如下：

$$GWP = \sum E_i \times F_i \tag{1}$$

式中：E_i 为第 i 类温室气体排放量；F_i 为对应的全球变暖潜势因子（kgCO_2-eq/kg）。

1.3 情景设置

为反映调峰运行条件下机组负荷波动对排放

与经济性的影响，选取 70%、50%和 30%负荷作为典型运行工况。上述负荷区间覆盖常规运行与深度调峰运行状态，可表征不同出力水平下燃料消耗与排放结构的变化特征。

在负荷情景基础上构建 2 类运行情景：纯煤（pure coal，PC）基准情景与生物质气化耦合（co-firing，CO）情景。耦合情景在负荷情景下设置不同掺烧比，其中 CO 表示生物质气化耦合掺烧工况，工况代码 CO70-5 表示 70%负荷、5%掺烧比。掺烧比以燃料输入热量计算，以分析对生命周期碳排放强度及经济性的影响。相关工况设置如表 2 所示。

表 2 工况设置

Tab.2 Operating cases

工况	煤炭消耗量/(t·h^{-1})	生物质消耗量/(t·h^{-1})
PC100	266.717	
PC70	191.844	0
CO70-5	182.252	26.354
CO70-10	172.660	52.708
CO70-15	163.067	79.061
PC50	138.542	0
CO50-5	131.615	19.032
CO50-10	124.688	38.063
CO50-15	117.761	57.095
PC30	85.257	0
CO30-5	80.994	11.712
CO30-10	76.716	23.424
CO30-15	72.468	35.136

2 全生命周期碳排放分析

2.1 单位电力 CO_2 排放强度

单位电力CO_2排放强度是评价低碳改造技术减排效果的关键指标。生物质气化耦合技术的减排效应源自化石燃料替代，但减排不仅受替代比例控制，还受机组运行状态影响。因此，有必要在多工况条件下开展单位电力 CO_2 排放强度对比分析，以揭示减排效果的变化规律。

图 2 对比了不同工况下生产单位电力的CO_2排放量，并针对生物质燃气掺烧产生的 CO_2 进行了分解。与同负荷纯煤工况相比，耦合掺烧工况表现出化石源CO_2排放强度降低的趋势，且随掺烧比提高，碳排放降幅增大，降幅为 1.7%~18.8%。

随着掺烧比提高，生物源 CO_2 在排放构成中的占比提高。在总排放口径下，生物质燃气掺烧引起的发电效率降低及其对煤粉燃烧的促进作用，共同影响 CO_2 排放。总体而言，生物质气化耦合掺烧在调峰典型负荷范围内均可实现化石源CO_2排放强度降低，且减排效应随掺烧比提高而增强。

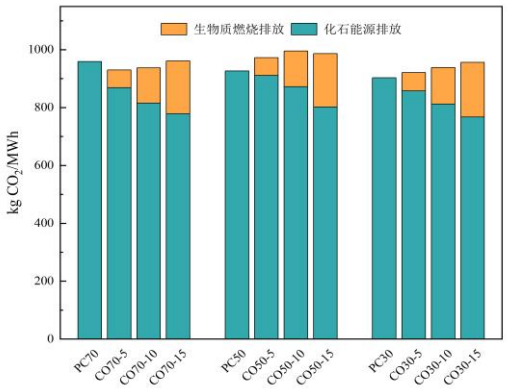
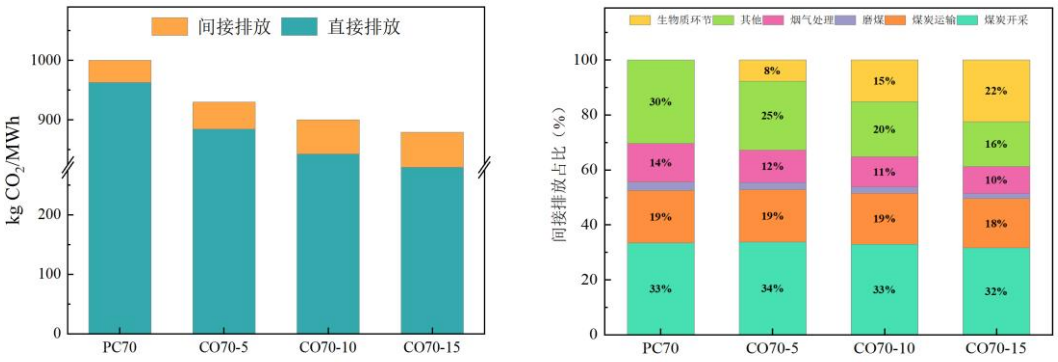


图 2 单位电力 CO_2 排放量

Fig.2 CO_2 emission per unit electricity

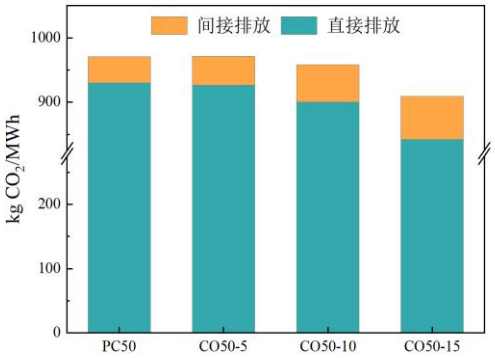
2.2 CO_2 排放贡献结构分析

仅依赖排放总量数据的对比尚不足以彻底揭示气化耦合系统内部的减排驱动机制。为了明晰生物质收储、运输及气化环节对全生命周期碳足迹的影响，进一步对各阶段的 CO_2 排放贡献进行分析，结果如图 3 所示。由图 3 可以看出，燃烧阶段的碳排放仍是系统碳排放的主要来源，在不同负荷及掺烧比条件下占总碳排放量的 60%~70%，而在间接排放占比中，随着掺烧比的提高，煤炭开采与运输的碳占比逐渐降低，生物质相关环节的碳足迹占比随之增大。

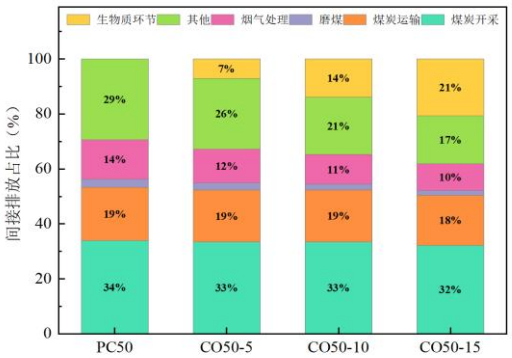


a) 70%负荷工况直接/间接排放

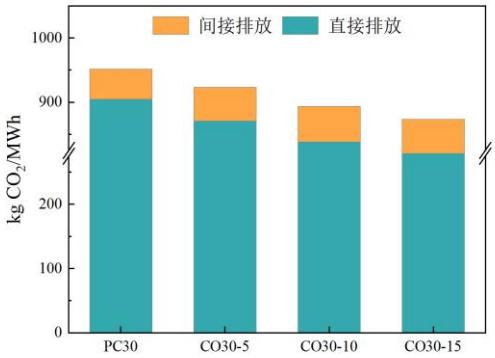
b) 70%负荷工况间接排放组成



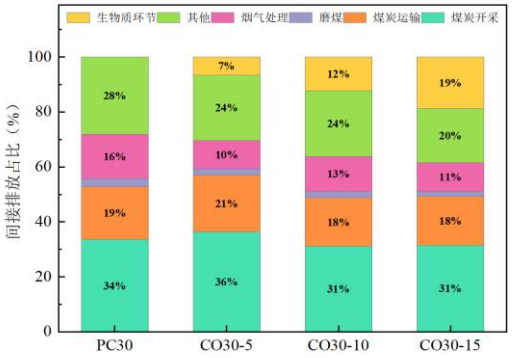
c) 50%负荷工况直接/间接排放



d) 50%负荷工况间接排放组成



e) 30%负荷工况直接/间接排放



f) 30%负荷工况间接排放组成

图 3 各阶段 CO_2 排放占比
Fig.3 CO_2 emission share of each stage

进一步分析生物质环节内部的排放源，结果如图 4 所示。可以看出，生物质生长和生物质气化环节是最大的碳排放贡献源，合计占比超过 70%，主要涉及作物种植过程中的肥料和农药使用[22]。



图 4 生物质环节 CO_2 排放占比
Fig.4 CO_2 emission share from biomass stages

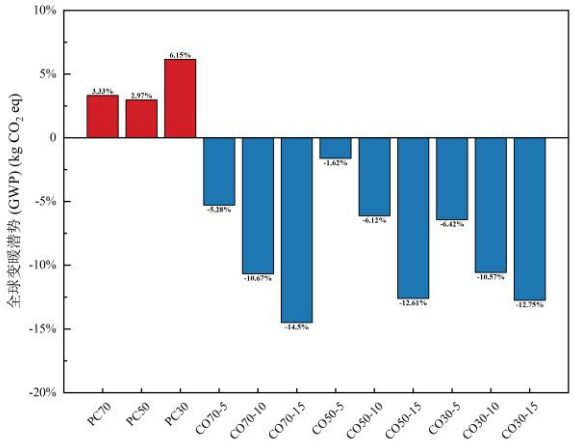
从系统整体的生命周期看，直接燃烧的碳排放仍占据主导地位。相比之下，生物质全环节带来的新增碳排放对系统总碳排放的影响有限。由此可见，系统碳减排效果主要来源于化石燃料替代效果，而非气化环节效率提升所带来的碳排放降低。因此，在实际推广过程中，应重点关注替代比例与机组运行状态之间的匹配关系，以充分发挥气化耦合技术的减排潜力。

2.3 生命周期环境影响评价

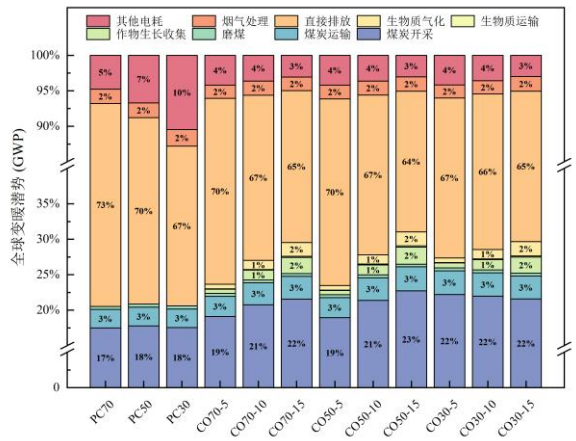
综合多环节排放分析结果，系统温室气体排放的生命周期影响如图 5 所示。其中，图 5a)展示了各工况相对基准工况 PC100 的变化，其中 PC100 工况的 GWP 为 1 247 kg CO_2-eq/MW·h。从图 5a)可以看出，在机组降负荷阶段，由于热效率下降，单位发电能耗增加，从而产生一定程度的碳排放增量。其中，PC70、PC50 和 PC30 相对于 PC100 的 GWP 分别增加 3.3%、3.0%和 6.2%。

进行生物质气化耦合后，各工况均表现出明显的减排效果。在 70%、50%和 30%负荷条件下，15%掺烧工况较对应纯煤工况的减排幅度分别为 17.3%、15.1%和 17.8%。结果表明，生物质气化耦合掺烧在不同负荷水平下均具有较好的温室气体减排潜力。

图 5b)给出了不同排放来源在 GWP 中的贡献。从排放结构看，直接燃烧排放仍然是系统温室气体排放的主要来源，占比 60%~70%。随着掺烧比提高，生物质种植、运输及气化等环节的排放占比相应上升。但总体而言，生物质供应链新增排放在系统总排放中的占比仍较低，因此系统整体温室气体排放仍呈明显下降趋势。



a) 变化率



b) GWP 来源分析

图 5 GWP 变化率及排放构成
Fig.5 GWP variation and composition

3 经济性分析

3.1 平准化度电成本结构及变化特征

平准化度电成本（levelized cost of electricity，LCOE）是衡量低碳技术经济可行性的关键指标[23]。由于气化耦合系统引入了额外的设备与预处理能耗，并改变了燃料输入结构，系统的经济边界随之发生重构。为定量评价不同工况下系统的经济性，采用 LCOE 进行综合分析。其计算公式如下：

$$C_e = \frac{I + \sum_{t=1}^{n} \frac{C_{o,m} + C_f}{(1+r)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+r)^t}} \tag{2}$$

式中：C_e 为平准化度电成本；I 为初始投资；$C_{o,m}$ 为运行维护费用，以初始投资的 2.5%计；C_f 为燃料费用；E_t 为年发电量；r 为贴现率，取 8%；机组年运行时长取 7 200 h；运行年限取 20 年。需要说明的

是，本文 LCOE 仅用于反映系统发电成本。

不同工况下系统的平准化度电成本 LCOE 如图 6 所示。整体来看，气化耦合系统的 LCOE 普遍高于纯煤工况。这主要是由于气化系统新增投资及其运行能耗增加，使资本成本和运行成本均提高。随掺烧比提高，煤炭消耗量减少，煤炭燃料成本下降；但同时生物质燃料成本增加，导致燃料结构发生变化。

以 CO50-10 工况为例，其 LCOE 为 0.466 元/(kW • h)，高于对应纯煤工况，说明新增气化设备投资和生物质供应成本会提高单位发电成本。进一步比较高掺烧比工况，CO70-15 和 CO30-15 的 LCOE 分别为 0.422、0.572 元/(kW •h)，CO30-15 较 CO70-15 提高约 35.5%。这表明在相同掺烧比下，低负荷运行会显著放大固定投资和运行维护成本的分摊压力。因此，气化耦合系统的成本变化不仅受掺烧比例影响，也与机组负荷水平密切相关。在调峰运行背景下，低负荷运行将进一步放大气化耦合系统的成本压力。

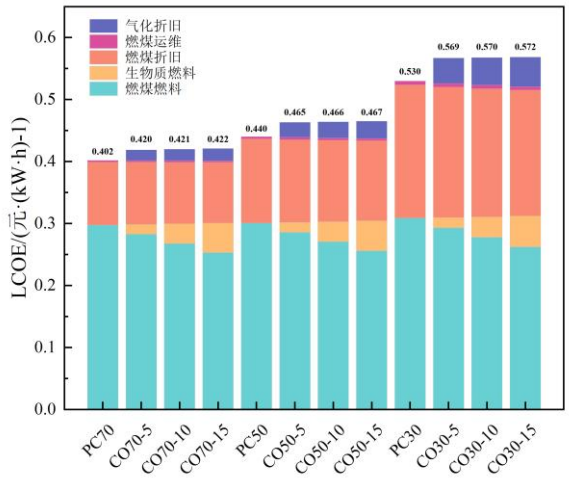


图 6 不同工况下系统的平准化度电成本 LCOE
Fig.6 LCOE of the system under different conditions

为进一步识别影响 LCOE 的关键因素，以 CO50-10 工况为基准，在价格参数变化±50%、年运行时长为 4 000~8 000 h 的范围内开展 LCOE 敏感性分析，结果如图 7。

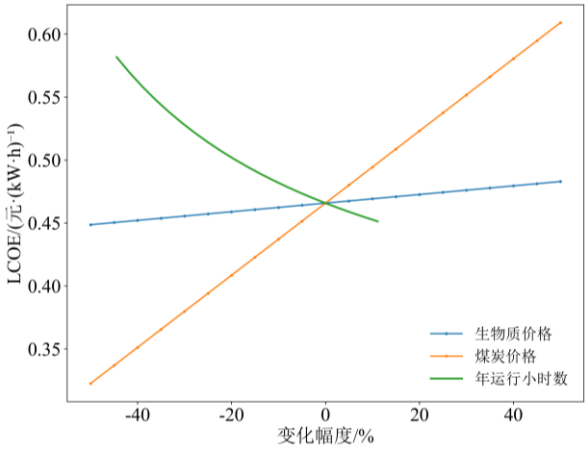


图 7 平准化度电成本 LCOE 敏感性分析
Fig.7 Sensitivity analysis for LCOE

图 7 表明：煤炭价格对 LCOE 的影响最显著，当煤价在基准值基础上变化±50%时，LCOE 由 0.322 元/(kW •h)变化至 0.609 元/(kW·h)；而生物质价格变化影响较小，LCOE 变化幅度约 0.034 元/(kW·h)。这主要是由于煤炭在燃料结构中仍占较大比例。

机组年运行小时数对 LCOE 具有显著负向影响。当年运行时长由 4 000 h 增加至 8 000 h 时，LCOE 由 0.582 元/(kW·h)下降至 0.451 元/(kW·h)，变化幅度为 0.131 元/(kW·h)。

结果表明，煤炭价格和机组年运行小时数是影响气化耦合系统平准化度电成本的主要因素。机组年运行小时数增加时，新增气化系统投资能够在更高发电量中分摊，从而降低单位发电成本。因此，当机组保持较高年运行小时数运行时，气化耦合系统的经济性明显改善；而在调峰运行条件下，若机组年运行小时数下降，固定成本分摊将显著提高 LCOE。

3.2 CO_2 减排成本

单位 CO_2 减排成本用于衡量技术在实现相同减排量条件下的经济效率，是比较不同低碳路径的重要指标。因此，有必要基于排放差与成本差进行耦合计算。相关计算公式见式(3)，结果见表 3。

$$C_{CAC}=\frac{C_{e,1}-C_{e,0}}{e_{CO_2,0}-e_{CO_2,1}}\times 10^6 \tag{3}$$

式中：C_{CAC} 为单位 CO_2 减排成本；$C_{e,1}$、$C_{e,0}$ 分别为耦合工况和同负荷基准工况的 LCOE；$e_{CO2,1}$、$e_{CO2,0}$ 分别为对应工况的化石源 CO_2 排放；下标 1、0 分别表示耦合工况和基准工况，10^6 是单位换算系数。

表 3 CO_2 减排成本

Tab.3 CO_2 emission reduction costs

工况	基准	LCOE 元·(kW·h)$^{-1}$	碳排放量 kg·(MW·h)$^{-1}$	减排成本 元/t CO_2
PC70		0.402	1000.5	
CO70-5	PC70	0.420	917.6	212.8
CO70-10	PC70	0.421	874.9	150.0
CO70-15	PC70	0.422	841.7	126.2
PC50		0.44	970.4	
CO50-5	PC50	0.465	959.0	2128.4
CO50-10	PC50	0.466	933.0	680.4
CO50-15	PC50	0.467	871.5	269.5
PC30		0.53	951.7	
CO30-5	PC30	0.569	910.5	959.1
CO30-10	PC30	0.570	867.7	485.1
CO30-15	PC30	0.572	834.7	359.4

总体来看，随着掺烧比提高，系统单位减排成本呈下降趋势。表明提高掺烧比有助于提升系统减排效率。以 15%掺烧比工况为例，CO70-15、CO50-15 和 CO30-15 的单位 CO_2 减排成本分别为 126.2、269.5、359.4 元/t。随着负荷由 70%降低至 30%，单位减排成本明显升高，其中 CO30-15 的减排成本约为 CO70-15 的 2.8 倍。这主要是由于低负荷运行时机组效率下降，同时固定投资成本需要分摊到更少的发电量上，导致单位减排量所对应的成本增加。因此，在相同掺烧比条件下，负荷水平对减排经济性具有显著影响。

3.3 度电收益分析

气化耦合系统的经济性不仅取决于成本结构，还与碳市场收益及辅助服务收益密切相关。系统度电收益可表示为[24]：

$$R = R_{electricity} + R_{carbon} + R_{char} + R_{peak} \tag{4}$$

式中：$R_{electricity}$ 为售电收益；R_{carbon} 为碳交易收益[10]；R_{char} 为生物炭副产品收益；R_{peak} 为调峰补贴收益[25]。

不同运行工况下系统度电收益如图 8 所示。

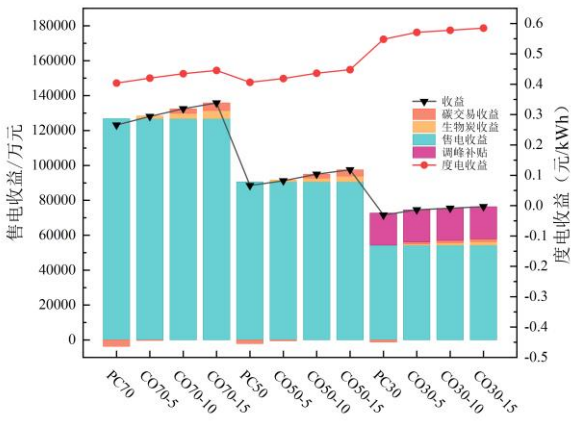


图 8 不同运行工况下系统度电收益

Fig.8 System electricity revenue under different operating conditions

在 70%负荷条件下，随着生物质掺烧比提高，系统度电收益呈上升趋势。纯煤工况 PC70 的度电收益为 0.404 元/(kW·h)，而在 CO70-5、CO70-10 和 CO70-15 工况下，度电收益分别提高至 0.420、0.435、0.446 元/(kW·h)。其中，CO70-15 相比 PC70 提高了 10.3%。这主要是因为生物炭收益和碳交易收益增加，其贡献逐渐抵消了气化系统新增投资及运行成本带来的经济压力。

在 50%负荷条件下，系统度电收益同样随掺烧比提高而逐步增加。PC50 工况下度电收益为 0.406 元/(kW·h)，而 CO50-5、CO50-10 和 CO50-15 工况分别提升至 0.419、0.436、0.448 元/(kW·h)，最大增幅为 10.2%。可以看出，在中等负荷运行条件下，生物质气化耦合系统能够通过碳交易收益和生物炭副产品收益有效改善系统整体经济性。

在 30%负荷条件下，系统度电收益整体水平进一步提高。PC30 工况下度电收益为 0.548 元/(kW·h)，而 CO30-5、CO30-10 和 CO30-15 工况分别为 0.571、0.578、0.585 元/(kW·h)。其中 CO30-15 相比 PC30 提高了 6.7%。这一结果表明，在深度调峰运行条件下，气化耦合系统依然能够保持一定的经济优势。

分析收益组成可以发现，生物炭收益和碳交易收益是系统收益增长的主要来源。随着掺烧比提高，生物炭收益由 CO70-5 工况的 1.54×10^7 元增加至 CO70-15 工况的 4.63×10^7 元。与此同时，碳交易收益也显著增加，在 CO70-15 工况下达到 4.383×10^7 元。煤炭替代带来的燃料成本变化对系统收益影响较小。

总体来看，随着掺烧比提高，系统度电收益在不同负荷条件下均呈现增长趋势。其中，70%与 50%负荷下收益增幅为 10%，而 30%负荷下增幅为 6.7%。这表明在碳交易机制和生物炭副产品收益的共同作用下，生物质气化耦合系统能够在一定程度上抵消新增投资与运行成本，从而改善整体经济性。

3.4 敏感性分析

为识别影响系统经济性的关键因素，以 CO50-10 工况为基准，对度电净收益进行敏感性分析，度电净收益是度电收益减去 LCOE 计算，结果如图 9 所示。

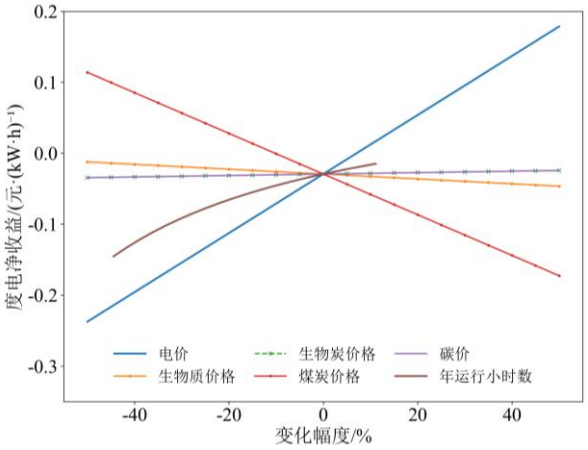


图 9 度电净收益敏感性分析

Fig.9 Profit sensitivity analysis

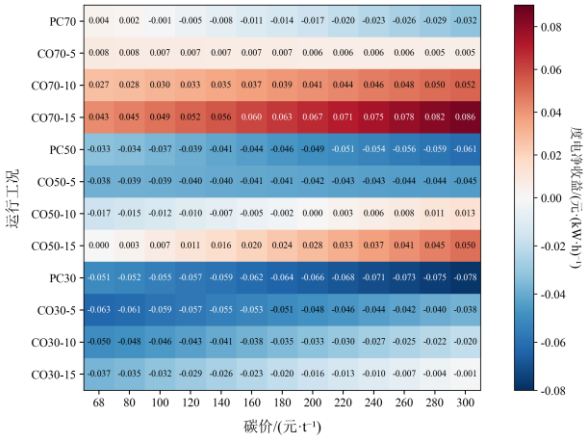


图 10 不同碳价下的度电净收益

Fig.10 Electricity profit under different carbon prices

在设定的变化范围内，CO50-10 工况下不同因素对度电净收益的影响差异显著。其中：电价影响最大，当电价在基准值基础上变化±50%时，度电净收益由-0.237 元/(kW·h)变化至 0.179 元/(kW·h)，变化幅度为 0.416 元/(kW·h)；煤价影响次之，度电净收益由-0.173 元/(kW·h)变化至 0.114 元/(kW·h)，变化幅度为 0.287 元/(kW·h)；年运行时长的影响位列第 3，当年运行时长由 4 000 h 增加至 8 000 h 时，度电净收益由-0.145 元/(kW·h)提高至-0.015 元/(kW·h)。生物质价格、生物炭价格和碳税变化对度电净收益的影响相对有限，变化幅度分别约为 0.034、0.010、0.010 元/(kW·h)。结果表明，在当前参数条件下，系统经济性主要受电力市场价格、煤炭价格和机组利用小时数影响。

进一步研究碳价变化对度电净收益的影响，结果如图 10 所示。随着碳价价格提高，10%和 15%掺烧工况的度电净收益均呈上升趋势。以高掺烧比工况为例，当碳价从 68 元/t 提升至 300 元/t 时，CO70-15 工况的度电净收益由 0.043 元/(kW·h)提升至 0.086 元/(kW·h)；CO50-15 工况由盈亏平衡点增加至 0.050 元/(kW·h)；即使在 30%低负荷条件下，CO30-15 工况的度电净收益也能从-0.037 元/(kW·h)提升至-0.001 元/(kW·h)。综合来看，碳价提高能够增加耦合系统的碳交易收益，使其相对纯煤机组的经济优势进一步扩大。由此可见，生物质气化耦合掺烧在大容量煤电机组中具有一定减排潜力和经济可行性，但实际工程中仍需结合机组负荷水平、原料品质稳定性、气化系统运行效率、碳税和调峰收益合理确定掺烧比例。

4 结论

本文基于生命周期评价框架，对生物质气化耦合掺烧系统进行了环境与经济评价，主要结论如下：

1）生物质气化耦合掺烧能够显著降低化石源 CO_2 排放，且减排效果随掺烧比提高而增强。在 70%、50%和 30%负荷下，15%掺烧工况较对应纯煤工况的化石源 CO_2 减排分别为 16.9%、11.5%和 10.9%。以 GWP 表征生命周期温室气体排放时，15%掺烧工况的减排分别为 17.3%、15.1%和 17.8%。

2）气化耦合系统的经济性对运行工况高度敏感。受新增气化设备投资和运行能耗影响，系统 LCOE 普遍高于纯煤工况。15%掺烧工况下，LCOE 为 0.422~0.572 元/(kW·h)，单位 CO_2 减排成本为 126.2~359.4 元/t，表明低负荷运行会进一步抬升度电成本和单位减排成本，削弱系统减排经济性。

3）尽管系统成本增加，但在生物炭副产品收益和碳交易收益作用下，耦合工况度电收益整体呈上升趋势。15%掺烧工况较对应纯煤工况的度电收益提高 6.7%~10.3%。敏感性分析表明，电价、煤价和机组年运行时长是影响系统经济性的关键因素。工程应用中，应结合机组负荷水平、原料品质稳定性、气化系统运行效率、碳税和调峰收益等因素综合优化掺烧比例，以兼顾减排效果与经济性。

[参 考 文 献]

[1] Wu T, Liu K K, Cheng X X, et al. Analysis of energy, carbon emissions and economics during the life cycle of biomass power generation: case comparison from China[J]. Biomass and Bioenergy, 2024, 182: 107098.

[2] Taqvi S A A, Kazmi B, Naqvi S R, et al. State-of-the-art

review of biomass gasification: raw to energy generation[J]. ChemBioEng Reviews, 2024, 11(4): e202400003.

[3] Wang Y, Yang Y Z. Research on greenhouse gas emissions and economic assessment of biomass gasification power generation technology in China based on LCA method[J]. Sustainability, 2022, 14(24): 16729.

[4] Fang Y R, Shi W J, Xie G H. Implications of wheat straw logistic systems for bioenergy sustainable development in China: costs, energy consumption, and GHG emissions[J]. Science of the Total Environment, 2022, 837: 155633.

[5] 朱强, 马晨铭, 王珺瑶, 等. 基于能值分析的生物质能-碳捕集与封存技术的可持续性研究[J]. 安全与环境学报, 2023, 23(10): 3712.
Zhu Q, Ma C M, Wang J Y, et al. Sustainability evaluation of biomass energy carbon capture and storage technology based on emergy analysis[J]. Journal of Safety and Environment, 2023, 23(10): 3712.

[6] 赵悦, 李小姗, 张立麒, 等. 适用于生物质直接耦合煤发电过程的温室气体核算方法优化[J]. 洁净煤技术, 2024, 30(8): 58.
Zhao Y, Li X S, Zhang L Q, et al. Optimization of greenhouse gas accounting methods applicable to biomass direct-coupled coal power generation processes[J]. Clean Coal Technology, 2024, 30(8): 58.

[7] 朱骏杰, 管俊豪, 岳子尧, 等. 燃煤机组直接耦合生物质的模型构建与碳减排分析[J]. 内蒙古电力技术, 2023, 41(6): 17.
Zhu J J, Guan J H, Yue Z Y, et al. Model construction and carbon emission reduction analysis of direct coupling of biomass in coal-fired unit[J]. Inner Mongolia Electric Power, 2023, 41(6): 17.

[8] 赵淑媛, 袁鑫, 刘骏, 等. CCUS 应用下 660MW 燃煤电站度电成本与电力供应成本分析[J]. 动力工程学报, 2024, 44(4): 547.
Zhao S Y, Yuan X, Liu J, et al. Analysis of levelized cost of energy and cost of electricity supply for 660MW coal-fired power station under CCUS application[J]. Journal of Chinese Society of Power Engineering, 2024, 44(4): 547.

[9] 曹宇飞, 张睿. 燃煤机组耦合绿氨燃烧发电技术经济研究[J]. 电力科技与环保, 2025, 41(4): 584.
Cao Y F, Zhang R. Economic study of coupling green ammonia combustion power generation technology for coal-fired units[J]. Electric Power Technology and Environmental Protection, 2025, 41(4): 584.

[10] 李晓, 赵梓戈, 石琳. 发电行业碳配额分配规则发展趋势及燃煤电厂应对策略[J]. 电力科技与环保, 2025, 41(5): 832.
Li X, Zhao Z G, Shi L. Prediction of optimization trends in carbon quota allocation rules for the power generation sector and response strategies for coal-fired power plants[J]. Electric Power Technology and Environmental Protection, 2025, 41(5): 832.

[11] Yan X R, Zhang Y, Yang Y L, et al. Research on carbon emission characteristics of a typical ultra-low emission coal-fired power plant[J]. Aerosol and Air Quality Research, 2025, 25(5): 12.

[12] 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.

[13] Mdhluli F T, Harding K G. Comparative life-cycle assessment of maize cobs, maize stover and wheat stalks for the production of electricity through gasification vs traditional coal power electricity in South Africa[J]. Cleaner Environmental Systems, 2021, 3: 100046.

[14] 高涣庭. 基于 CFD 及机器学习的生物质气耦合燃煤锅炉运行特性研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2025.
Gao H T. Research on operation characteristics of biomass gas coupled coal-fired boiler based on CFD and machine learning[D]. Wuhan: Huazhong University of Science and Technology, 2025.

[15] 尤美虹, 陶君成. 我国大宗商品交易物流网络重构: 以湖北煤炭为例[J]. 中国流通经济, 2015, 29(12): 61.
You M H, Tao J C. Research on the reconstruction of commodity trading logistics network: taking Hubei coal as an example[J]. China Business and Market, 2015, 29(12): 61.

[16] 毕雅珺. 基于生命周期评价的中国清洁燃煤发电系统的环境影响研究[D]. 武汉: 华中科技大学, 2020.
Bi Y J. Environmental evaluation of Chinese clean coal-fired power systems using life cycle assessment[D]. Wuhan: Huazhong University of Science & Technology, 2020.

[17] 付智明, 邓云耀, 张红燕, 等. SCR 烟气脱硝还原剂耗量计算方法的探讨[J]. 热力发电, 2012, 41(4): 40.
Fu Z M, Deng Y Y, Zhang H Y, et al. Calculation method of reductant consumption in SCR flue gas denitrification for coal-fired power plant[J]. Thermal Power Generation, 2012, 41(4): 40.

[18] 陈海占, 袁星, 徐钢. 火电机组湿法脱硫系统水耗建模与分析[J]. 现代电力, 2011, 28(5): 68.
Chen H Z, Yuan X, Xu G. Modeling and analysis on the water consumption of the wet flue gas desulphurization system in thermal power plants[J]. Modern Electric Power, 2011, 28(5): 68.

[19] Wu H J, Fang W X, Zhang L, et al. Comparative life cycle assessment of four clean coal power generation technologies in Anhui province, China[J]. The International Journal of Life Cycle Assessment, 2025, 30(12): 3072.

[20] Sun Y Q, Wang S, Yang Q, et al. Environmental impact assessment of VOC emissions from biomass gasification power generation system based on life cycle analysis[J]. Fuel, 2023, 335: 126905.

[21] Zang G Y, Zhang J N, Jia J X, et al. Life cycle assessment of power-generation systems based on biomass integrated gasification combined cycles[J]. Renewable Energy, 2020, 149: 336.

[22] Liu M W, Zeng J C, Huang G R, et al. Assessing energy consumption, carbon emissions, and costs in biomass-to-gas processes: a life-cycle assessment approach[J]. Sustainability, 2024, 16(12): 5209.

[23] Xia Y C, Deng J, Hu B, et al. Ready-to-implement low-carbon retrofit of coal-fired power plants in China: optimal scenarios selection based on sludge and photovoltaic utilization[J]. Environmental Science and Ecotechnology, 2022, 9: 100147.

[24] Zhang Y L, Liu L C, Kang J N, et al. Economic feasibility assessment of coal-biomass co-firing power generation technology[J]. Energy, 2024, 296: 131092.

[25]何志瞧, 陈巍文, 张江丰. 660MW 超临界机组深度调峰试验及低负荷段经济性分析[J]. 浙江电力, 2020, 39(6): 68.
He Z Q, Chen W W, Zhang J F. Deep peak regulation test and economic efficiency analysis for the 660MW supercritical unit under low load[J]. Zhejiang Electric Power, 2020, 39(6): 68.

（责任编辑 李园）