

燃煤发电企业碳排放核算及影响因素分析

陈凡敏¹, 李全才², 王光普¹, 胡贤辉¹, 李帅丹¹

¹华电电力科学研究院有限公司电煤质检中心, 浙江 杭州

²中国华电集团有限公司生产技术部, 北京

收稿日期: 2025年8月6日; 录用日期: 2025年8月26日; 发布日期: 2025年10月17日

摘要

本文围绕发电行业碳排放展开研究, 旨在分析碳排放权配额方案、影响发电设施碳排放量的因素、单位热值含碳量与煤质关系以及其经济性。研究依据生态环境部印发的相关方案和指南, 阐述了碳排放配额量及结转要求, 分析了配额分配原则及基准值变化情况, 碳排放基准值逐年下降, 推动企业减排。理论分析发电企业碳排放量计算方法, 确定其主要影响因素为发电量、发电煤耗、单位热值含碳量等, 并得出了各因素的具体影响。实验对451家供煤单位的985个煤样进行化验分析, 探究单位热值含碳量与其他煤质参数的相关性, 结果表明其与全水分、收到基低位发热量等的相关性较低。最后以某燃煤发电企业为例, 对其调整单位热值含碳量减排的经济性进行分析, 得出降低单位热值含碳量可产生显著经济效益的结论。

关键词

碳排放, 单位热值含碳量, 煤质分析, 煤炭

Carbon Emission Accounting and Influencing Factors Analysis of Coal-Fired Power Generation Enterprises

Fanmin Chen¹, Quancai Li², Guangpu Wang¹, Xianhui Hu¹, Shuidan Li¹

¹Thermal Coal Quality Inspection Center, Huadian Electric Power Research Institute Corporation Ltd., Hangzhou Zhejiang

²Department of Production Technology, China Huadian Corporation Ltd., Beijing

Received: August 6, 2025; accepted: August 26, 2025; published: October 17, 2025

Abstract

This paper focuses on carbon emissions in the power generation industry. It analyzes carbon emission

文章引用: 陈凡敏, 李全才, 王光普, 胡贤辉, 李帅丹. 燃煤发电企业碳排放核算及影响因素分析[J]. 电力与能源进展, 2025, 13(5): 242-248. DOI: 10.12677/aepe.2025.135025

quota schemes, factors affecting power plant emissions, the link between calorific value and coal quality, and related economic implications. Based on relevant documents from the Ministry of Ecology and Environment, it explains quota allocation and carry-over rules, explores the gradual reduction of emission benchmarks, and explains how this drives corporate emission cuts. It also derives a carbon emission calculation method for power plants, identifying key factors like power output, coal consumption, and calorific value. Through experiments on 985 coal samples from 451 suppliers, it is found that calorific value has a weak correlation with total moisture and net calorific value. Finally, using a coal-fired power plant as a case, it shows that lowering calorific value can yield significant economic benefits by reducing emissions.

Keywords

Carbon Emission, Carbon Content of Unit Calorific Value, Coal Quality Analysis, Coal

Copyright © 2025 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY 4.0).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

《京都议定书》标志着人类第一次通过法律形式控制温室气体排放[1] [2], 2020 年我国向世界郑重承诺, 提出“碳达峰、碳中和”目标[3]。这不仅彰显了我国积极应对气候变化、推动构建人类命运共同体的责任担当, 也是我国加快形成绿色发展方式、大力建设生态文明、促进绿色低碳高质量发展的重要举措[4]。近 5 年来, 电力行业的 CO₂ 排放约占我国总排放的 40%, 且主要来自于燃煤电厂[5] [6]。我国想要实现“双碳目标”, 电力行业的能源结构、产业结构、经济结构将发生深刻变化和转型升级[7]-[12], 包括对现役燃煤机组加强技术改造降低煤耗, 采用大型高参数高效超低碳排放的燃煤发电机组替代中小型燃煤机组, 机组配备碳捕获、利用与封存装置, 提高清洁能源占比等[13]-[18]。

全国碳排放权交易市场(强制碳市场)于 2021 年正式启动交易[19], 纳入发电行业重点排放单位 2000 多家, 目前已完成两个履约周期的配额交易与清缴工作, 市场总体运行平稳, 激励约束机制初步形成, 通过配额管理, 助力发电行业高质量发展。2024 年 1 月 25 日, 国务院出台《碳排放权交易管理暂行条例》, 对碳配额的分配方案和碳超排的惩罚力度做出了规定, 这是我国规范碳市场运行及加强碳市场对碳减排效用迈出的重要一步[20]。电力行业作为首批纳入的交易主体, 其交易运营不仅要考虑煤炭市场和电力市场, 还需考虑碳排放带来的履约要求[21]。文献[22]将电力市场和煤炭市场结合, 对发电量与购煤量进行优化。对于电力市场与绿证、碳配额等政策性市场的协同, 文献[23]提出了一种电-碳多市场交易策略, 发电企业可以根据自身的碳排放强度特性调整在电-碳市场中的报价, 改变交易位置与中标电量。文献[24] [25]基于多源协同与多能互补, 提出了发电企业同时参与电、碳、气、绿证等多个市场的交易策略。碳交易市场作为市场化的环境治理机制, 可有效促进碳减排技术创新, 在实现碳减排方面发挥重要作用[26] [27]。

在此背景下, 本文基于《企业温室气体排放核算方法与报告指南 发电设施》的规定, 对燃煤发电企业的碳排放核算方法进行了分析, 同时研究了影响燃煤发电企业碳排放的主要因素, 探索更多元化的减排技术创新与实践路径, 为燃煤发电企业掌握碳排放核算方法、制定减排策略提供了全面参考。

2. 发电行业碳排放权配额分析

2024 年 10 月生态环境部印发《2023、2024 年度全国碳排放权交易发电行业配额总量和分配方案》,

对 2023 年、2024 年度配额预分配、调整、核定、清缴等各项工作进行了安排部署。《配额方案》以 2023 年度各类别机组平衡值为基础，在充分结合行业减排目标、企业履约压力、政策鼓励导向等因素的基础上，继续按照全行业配额基本盈亏平衡、略有缺口的原则设计，在推动企业减排的同时，不给企业造成较高的履约压力。

配额量计算公式如下：

机组配额量 = 机组发电量 × 发电基准值 × 机组调峰修正系数 + 机组供热量 × 供热基准值

常规燃煤机组调峰修正系数：机组负荷(出力)系数 < 65%时为 1.015，否则为 1；其他类别机组调峰修正系数为 1。发电、供热基准值见表 1。

Table 1. Carbon emission benchmark values for different types of units in 2023 and 2024

表 1. 2023、2024 年各类别机组碳排放基准值

序号	机组类别	发电基准值(tCO ₂ /MWh)			供热基准值(tCO ₂ /MWh)		
		2023 年 平衡值	2023 年 基准值	2024 年 基准值	2023 年 平衡值	2023 年 基准值	2024 年 基准值
I	300 MW 等级以上常规 燃煤机组	0.7982	0.7950	0.7910			
II	300 MW 等级及以下常规 燃煤机组	0.8155	0.8090	0.8049	0.1041	0.1038	0.1033
III	燃煤矸石、煤泥、水煤浆 等非常规燃煤机组(燃煤循 环流化床机组)	0.8352	0.8285	0.8244			
IV	燃气机组	0.3239	0.3305	0.3288	0.0525	0.0536	0.0533

配额结转计算公式如下：

重点排放单位最大可结转量 = 10000 tCO₂ + 净卖出配额量 × 1.5

最大可结转量不高于重点排放单位 2025 年 12 月 31 日 23:59 配额持仓量，计算结果向下取整；净卖出配额量等于 2024 年 1 月 1 日至 2025 年 12 月 31 日期间 2019-2024 年配额的卖出配额量减去 2019 年~2024 年配额的买入配额量。

以 2023 年度平衡值为基础，充分考虑发电行业技术进步和企业承受能力，对各类机组的基准值进行优化调整，真实反映行业碳排放实际水平。碳排放基准值略有加严，同等口径下 2023 年度碳排放基准值较 2022 年下降 1%左右，2024 年碳排放基准值较 2023 年基准值下降约 0.5%。随着技术更新率的提升，企业整体碳排放增速将放缓，这凸显了发电企业积极承担社会责任、加快减排技术更新的重要性。

3. 发电设施碳排放量的主要影响因素

根据 2022 年生态环境部印发的《企业温室气体排放核算方法与报告指南 发电设施》要求，化石燃料燃烧排放量是统计期内发电设施各种化石燃料燃烧产生的二氧化碳排放量的加和。对于开展元素碳实测的，采用公式(1)计算。

$$E_{\text{燃烧}} = \sum_{i=1}^n \left(FC_i \times C_{ar,i} \times OF_i \times \frac{44}{12} \right) \quad (1)$$

式中： $E_{\text{燃烧}}$ 为化石燃料燃烧的排放量，tCO₂； FC_i 为第 i 种化石燃料的消耗量，对固体或液体燃料，t； $C_{ar,i}$ 为第 i 种化石燃料的收到基元素碳含量，对固体和液体燃料，tC/t； OF_i 为第 i 种化石燃料的碳氧化

率, 燃煤的碳氧化率取 99%。

对于开展燃煤元素碳实测的, 其收到基元素碳含量采用公式(2)换算。

$$C_{ar} = C_{ad} \times \frac{100 - M_{ar}}{100 - M_{ad}} \text{ 或 } C_{ar} = C_d \times \frac{100 - M_{ar}}{100} \quad (2)$$

式中: C_{ar} 为收到基元素碳含量, tC/t; C_{ad} 为空干基元素碳含量, tC/t; C_d 为干燥基元素碳含量, tC/t; M_{ar} 为收到基水分, 采用重点排放单位测量值, %; M_{ad} 为空气干燥基水分, 采用检测样品数值, 以%表示。

对于未开展元素碳实测的或实测不符合指南要求的, 其收到基元素碳含量采用公式(3)计算。

$$C_{ar,i} = NCV_{ar,i} \times CC_i \quad (3)$$

式中: $C_{ar,i}$ 为第 i 种化石燃料的收到基元素碳含量, 对固体和液体燃料, tC/t; $NCV_{ar,i}$ 为第 i 种化石燃料的收到基低位发热量, 对固体或液体燃料, GJ/t; CC_i 为第 i 种化石燃料的单位热值含碳量, tC/GJ, 燃煤的单位热值含碳量取 0.03085 tC/GJ (不含非常规燃煤机组), 非常规燃煤机组燃煤单位热值含碳量取 0.02858 tC/GJ。

化石燃料发热量是统计期内发电设施各种化石燃料的发热量加和, 其计算可采用公式(4)和(5)计算。

$$Q_{gr} = \sum_{i=1}^n FC_i \times NCV_{ar,i} \quad (4)$$

式中: Q_{gr} 为机组统计期内所消耗的发热量, GJ; FC_i 为第 i 种化石燃料的消耗量, 对固体或液体燃料, t; $NCV_{ar,i}$ 为第 i 种化石燃料的收到基低位发热量, 对固体或液体燃料, GJ/t;

$$Q_{gr} = b_g \times W_{gd} \times 29.307 \quad (5)$$

式中: b_g 为机组单位发电量所消耗的标准煤量, tce/MW·h; W_{gd} 为发电量, MW·h; 29.307 为标准煤的发热量, GJ/t。

为充分分析燃煤发电企业碳排放量的影响因素, 并参照机组配额量的影响因素, 将以上公式推导出如下发电企业的碳排放量计算公式(6)。从公式(6)可以得出, 发电企业的碳排放量主要影响因素为发电量、发电煤耗、单位热值含碳量等。其中发电量主要与市场需求变化相关, 发电量和市场需求之间的平衡是电力市场稳定运行的基础, 另外机组的发电量增加, 碳排放量同步增加, 但是生态环境主管部门分配给机组的碳配额量也按比例增加, 基本抵消发电量对发电企业带来的碳清缴压力; 发电煤耗主要与机组的技术水平相关, 对燃煤发电机组进行技术改造并提升能效是最务实、最有效的做法, 提高燃煤机组性能是重要的低碳发展路径, 根据联合国统计数据可知, 节能对低碳的贡献度达到 37% [28]。单位热值含碳量与机组的碳排量呈正比关系, 即燃煤单位热值含碳量越大, 机组碳排放量越大, 单位热值含碳量主要与煤质特性相关, 因此发电企业在燃煤采购过程中, 不仅要关注煤价, 也要综合考虑燃煤的单位热值含碳量。

$$E_{\text{燃烧}} = \sum_{i=1}^n \left(b_g \times W_{gd} \times CC_i \times OF_i \times 29.307 \times \frac{44}{12} \right) \quad (6)$$

式中: $E_{\text{燃烧}}$ 为化石燃料燃烧的排放量, tCO₂; b_g 为机组单位发电量所消耗的标准煤量, tce/MW·h; W_{gd} 为发电量, MW·h; CC_i 为第 i 种化石燃料的单位热值含碳量, tC/GJ; OF_i 为第 i 种化石燃料的碳氧化率, 燃煤的碳氧化率取 99%。

4. 单位热值含碳量与煤质关系

为充分研究单位热值含碳量与煤质特性的关系, 本次实验分析化验了 451 家供煤单位的 985 个煤样,

煤质基本涵盖了全国主要的煤种, 化验的参数包括全水、收到基低位发热量、收到基灰分、收到基碳、收到基氢等。985 个煤样的煤质参数范围中单位热值含碳量为 0.0246 tC/GJ~0.0310 tC/GJ, 全水分含量为 2.0%~53.8%, 收到基碳含量为 25.41%~76.77%, 收到基低位发热量为 8.225 GJ/t~28.609 GJ/t, 收到基氢含量为 0.68%~4.41%, 干燥无灰基挥发分含量为 5.51%~76.15%。从煤质分析可以得出, 不同煤样的单位热值含碳量并非定值, 最大值比最小值高约 20%。

对 985 个煤样的单位热值含碳量与其他煤质参数进行二次曲线拟合, 详细分析单位热值含碳量与其他煤质参数的相关性, 其中单位热值含碳量与全水分、收到基低位发热量、收到基碳、干燥无灰基挥发分、收到基氢的拟合系数 R^2 分别为 0.25、0.33、0.19、0.02、0.62。从拟合结果可以得出, 单位热值含碳量与全水分、收到基低位发热量、收到基碳、干燥无灰基挥发分的相关性较低。根据 GB/T 5751《中国煤炭分类》的分类标准, 无烟煤、烟煤、褐煤的主要划分依据为干燥无灰基挥发分[29], 干燥无灰基挥发分增加, 煤的变质程度降低, 因此单位热值含碳量与煤的变质程度基本没有相关性。同时, 在燃煤发电锅炉的运行中, 煤质分析的全水分、收到基低位发热量、干燥无灰基灰分这三个关键指标, 对锅炉效率、安全性和经济性具有显著影响, 而单位热值含碳量与这三个关键指标相关性较低, 说明单位热值含碳量的变化不会对燃煤发电锅炉的运行造成直接影响。另外相关性分析中, 单位热值含碳量与收到基氢的有一定的相关性, 见图 1, 燃料分析技术问答(第 3 版)中的门捷列夫公式[30] $Q_{gr} = 338.7 C + 1254.5 H + 108.7 S - 108.7 O$, 可以看出, 单位热值含碳量与氢含量正相关, 与本实验的分析结果相符。

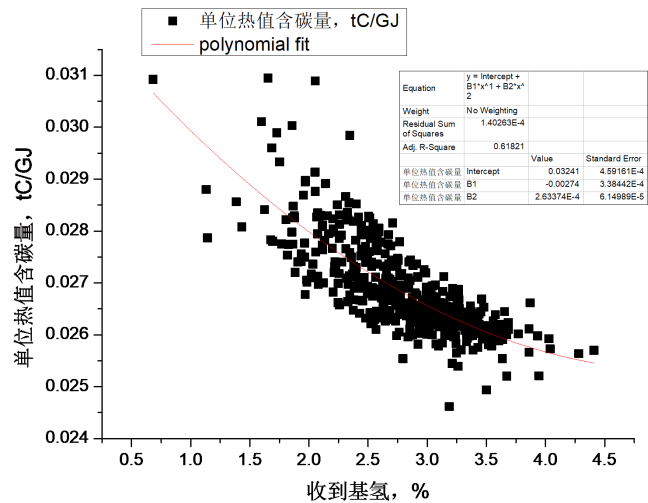


Figure 1. Correlation analysis between carbon content per unit heat value and as-received hydrogen

图 1. 单位热值含碳量与收到基氢的相关性分析

5. 调整单位热值含碳量减排的经济性分析

以某燃煤发电企业为例, 装机容量为 2×660 MW, 年耗煤量约 230 万吨, 入炉煤收到基碳含量约为 57.85%, 其年燃烧煤炭产生的二氧化碳总量约为 488 万吨。2025 年 5 月全国碳市场成交价约为 70 元/吨, 该燃煤发电企业年燃烧煤炭产生的二氧化碳折合约 3.4 亿元。在完成相同发电任务情况下, 该燃煤发电企业采购煤炭的单位热值含碳量每降低 1%, 其燃烧煤炭产生的二氧化碳将降低 1%, 可以产生约 340 万元/年的经济效益; 如果按照单位热值含碳量最大变化值 20% 计算, 可以产生约 6800 万元/年的经济效益。目前国内电煤和进口电煤贸易主要以收到基低位发热量计价方式为主, 并将全水、干燥无灰基挥发分、全硫等其他参数作为考核条款, 电煤的单位热值含碳量暂未列入合同不影响价格。因此燃煤发电企业在

电煤采购过程中,不仅要考虑收到基低位发热量、全水、干燥无灰基挥发分等传统指标的经济性,还应重点关注单位热值含碳量的值,单位热值含碳量越低,经济性越好。

6. 结论

1) 生态环境部印发的配额方案为发电行业碳排放管理提供了明确框架。通过逐年调整碳排放基准值,形成有效的减排激励机制。配额计算与结转规则保障了企业履约的灵活性,促使企业平衡减排与经营压力。

2) 理论分析揭示发电量、发电煤耗、单位热值含碳量是决定发电企业碳排放量的关键因素。单位热值含碳量对碳排放量具有显著影响。单位热值含碳量与全水分、收到基低位发热量等参数相关性较低,单位热值含碳量变化不会直接影响燃煤发电锅炉的运行,且为煤炭采购策略优化提供了科学依据。

3) 在当前碳市场价格体系下,单位热值含碳量每降低 1%,企业年经济效益增加约 340 万元;若按照最大变化值 20%计算,年经济效益可达 6800 万元。这表明,将单位热值含碳量纳入煤炭采购合同条款,对燃煤发电企业实现经济与环境效益双赢具有重要意义。

本研究为燃煤发电企业碳管理提供了数据支撑与决策参考,未来可进一步开展单位热值含碳量与燃料供应链、地域来源等因素的关联研究,以深化对碳减排潜力的认识。

参考文献

- [1] 覃涛. 燃煤发电公司基于碳排放权交易的应对策略研究[D]: [硕士学位论文]. 杭州: 浙江工业大学, 2018.
- [2] 许宪硕. 我国能源相关温室气体排放影响因素及归因分析研究[D]: [博士学位论文]. 天津: 天津大学, 2015.
- [3] 张建宇. 推动气候政策与生态环境政策深度融合[N]. 中国环境报, 2020-12-04(3).
- [4] 欧阳诗嘉. 推动“碳达峰、碳中和”: 坚持新发展理念, 做好“十四五”规划布局: 专访国家发展和改革委员会能源研究所能源可持续发展研究中心主任康艳兵[EB/OL]. 2021-02-26.
<http://cn.chinadaily.com.cn/a/202102/26/WS6038dcf2a3101e7ce9741460.html>, 2021-05-06.
- [5] 董瑞, 高林, 何松, 等. CCUS 技术对我国电力行业低碳转型的意义与挑战[J]. 发电技术, 2022, 43(4): 523-532.
- [6] 李惠, 黄修行, 周于惠. “双碳”目标视角下燃煤电厂碳计量方法的研究[J]. 资源节约与环保, 2024(6): 106-109.
- [7] 新华网. 国家电网公司发布“碳达峰、碳中和”行动方案[EB/OL]. 2021-03-02.
<http://www.sasac.gov.cn/n2588025/n2588124/c17342704/content.html>, 2021-05-06.
- [8] 童光毅. 基于双碳目标的智慧能源体系构建[J]. 智慧电力, 2021, 49(5): 1-6.
- [9] 付文杰, 杨鹏, 谢海鹏, 等. 电力市场环境分布式电源与储能协同规划[J]. 电网与清洁能源, 2021, 37(6): 101-112.
- [10] 胡鞍钢. 中国实现 2030 年前碳达峰目标及主要途径[J]. 北京工业大学学报(社会科学版), 2021, 21(3): 1-8.
- [11] 何建坤. 中国低碳发展战略、路径与对策[M]. 北京: 科学出版社, 2018.
- [12] 《中国能源》编辑部. 为力争二氧化碳排放于 2030 年前达到峰值, 努力争取 2060 年前实现碳中和而奋斗[J]. 中国能源, 2020, 42(10): 1.
- [13] 朱维群, 王倩. 碳中和目标下的化石能源利用新技术路线开发[J]. 发电技术, 2021, 42(1): 3-7.
- [14] 龙辉, 黄晶晶. “十三五”燃煤发电设计技术发展方向分析[J]. 发电技术, 2018, 39(1): 13-17.
- [15] 李立新, 周宇昊, 郑文广. 能源转型背景下分布式能源技术发展前景[J]. 发电技术, 2020, 41(6): 571-577.
- [16] 徐天奇, 田业, 高鑫, 等. 新能源全消纳并网友好型虚拟发电厂优化调度研究[J]. 电力工程技术, 2021, 40(2): 33-38.
- [17] 苑舜. 基于能源脑模型的二次能源优化一次能源探讨[J]. 电力工程技术, 2020, 39(3): 65-70.
- [18] 张伟波, 谢玉荣, 杨帆, 等. 多能互补分布式综合供能系统及典型开发方案研究[J]. 发电技术, 2020, 41(3): 245-251.
- [19] 崔杨, 沈卓, 王铮, 等. 考虑绿证-碳排等价交互机制的区域综合能源系统绿色调度[J]. 中国电机工程学报, 2023, 43(12): 4508-4516.

-
- [20] 董馨月, 杨金鹏, 张金良. 碳市场政策对发电企业碳排放量及利润的影响——基于多主体模拟的分析方法[J]. 中国电机工程学报, 2024, 44(20): 8049-8061.
- [21] 欧阳诗琪, 蒋凯, 薛禹胜, 等. 考虑多市场价格与碳核查不确定性的发电企业交易策略[J]. 电力系统自动化, 2024, 48(21): 71-81.
- [22] 王旭东, 高赐威. 中长期市场下发电企业发电与购煤安排两阶段决策模型[J]. 电网技术, 2021, 45(10): 3992-3999.
- [23] Jiang, K., Liu, N., Yan, X., Xue, Y. and Huang, J. (2023) Modeling Strategic Behaviors for Genco with Joint Consideration on Electricity and Carbon Markets. *IEEE Transactions on Power Systems*, **38**, 4724-4738. <https://doi.org/10.1109/tpwrs.2022.3212467>
- [24] Coelho, A., Iria, J. and Soares, F. (2021) Network-Secure Bidding Optimization of Aggregators of Multi-Energy Systems in Electricity, Gas, and Carbon Markets. *Applied Energy*, **301**, Article ID: 117460. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2021.117460>
- [25] 赵麟, 李亚鹏, 靳晓雨, 等. 考虑 CCER 机制的碳-电耦合市场水火电协同竞价模型[J]. 电力系统自动化, 2023, 47(21): 12-24.
- [26] 姜红丽, 刘羽茜, 冯一铭, 等. 碳达峰、碳中和背景下“十四五”时期发电技术趋势分析[J]. 发电技术, 2022, 43(1): 54-64.
- [27] 张安安, 周奇, 李茜, 等. “双碳”目标下火电厂 CO₂ 计量技术研究现状与展望[J]. 发电技术, 2024, 45(1): 51-61.
- [28] 赵春生, 杨君君, 王婧, 等. 燃煤发电行业低碳发展路径研究[J]. 发电技术, 2021, 42(5): 547-553.
- [29] 中国煤炭工业协会. GB/T 5751-2009 中国煤炭分类[S]. 北京: 中国标准出版社, 2009.
- [30] 方文沐, 杜惠敏, 李天荣. 燃料分析技术问答[M]. 北京: 中国电力出版社, 2005: 449-451.