

不同煤种单位热值碳含量差异及其在煤电企业掺配降碳中的应用研究

司广晗, 宋旭升, 司尚卓

(南阳天益发电有限责任公司, 河南 南阳 474671)

[摘要] 在全国碳市场由“建制度”向“强功能”演进的背景下, 针对电厂煤来源多与入炉煤动态掺配的生产实际, 围绕不同煤种单位热值碳含量差异及不同负荷工况下掺配比例对单位热值碳含量的影响开展系统分析。依据入厂煤分类对样品进行规范采样与制样, 并按相关国家标准完成工业分析、发热量及碳氢元素检测, 进而计算并对比各类煤的单位热值碳含量特征, 同时在负荷相近的基准日与对比日条件下验证掺配优化对入炉煤单位热值碳含量的影响。结果表明, 煤碳含量与热值呈近似线性关系, 但单位热值碳含量除受热值影响外, 还与挥发分、灰分密切相关。高灰分、低热值经济煤的单位热值碳含量最高(平均值 0.029 28~0.030 18 t/GJ), 而高挥发分优质长焰煤最低(平均值 0.026 46 t/GJ)。通过在负荷相近条件下实施最优掺配, 入炉煤单位热值碳含量可实现下降, 且负荷率越高降碳效果越明显, 并伴随燃烧效率提升与发电煤耗降低。建议将单位热值碳含量指标纳入燃料采购与掺配决策体系, 并优化煤场分类分区与掺配执行管理, 以实现经济、稳燃、环保、低碳的协同目标。

[关键词] 煤电机组; 燃煤掺配; 单位热值碳含量; 碳排放强度

[中图分类号] TQ536 **[文献标志码]** A **[文章编号]** 2097-4566 (2026) 03-0087-09

Differences in carbon content for per unit calorific value among coal types and application research on carbon reduction through coal blending in coal-fired power generation plants

SI Guanghan, SONG Xusheng, SI Shangzhuo

(Nanyang Tianyi Power Generation Co., Ltd., Nanyang 474671, China)

Abstract: With national carbon emissions trading system in China evolving from “institutional establishment” to “enhanced functionality”, under practical conditions where power plants receive coal from multiple sources and implement dynamic boiler-inlet blending, the differences of inter-coal in carbon content for per unit calorific value and the influence of blending ratios under different load are systematically investigated. Standardize sampling and sample preparation are based on the classification of inter-coal, and characterized by proximate analysis, calorific value, carbon and hydrogen elemental analysis in accordance with relevant national standards. Based on the measured properties, the carbon content for per unit calorific value is calculated and compared. In addition, the effect of optimized blending on the carbon content for per unit calorific value under “baseline” and “comparison” days with comparable unit load are evaluated. The results show an approximately linear positive relationship between carbon content and calorific value; However, the carbon content for per unit calorific value is governed not only by calorific value but also strongly by volatile matter and ash content. High-ash, low-calorific economic coals exhibits the highest carbon content for per unit calorific value (0.029 28-0.030 18 t/GJ), whereas high-volatile premium long-flame coal exhibits the lowest carbon content for per unit calorific value (0.026 46 t/GJ). Implementing optimized blending on matched-load day pairs reduces carbon content for per unit calorific value of boiler-inlet, with a more pronounced decarbonization effect at higher load factors, accompanied by improved combustion performance and lower specific coal consumption. These findings support incorporating the carbon content for per unit calorific value as an operational metric in fuel procurement and blending decision-making, together with strengthened coal-yard classification/segregation and stricter

收稿日期: 2026-01-15

作者简介: 司广晗(1973—), 女, 河南南阳人, 工程师, 从事电厂节能、环保和碳排放管理等方面工作。

execution of blending plans, to jointly advance economic operation, combustion stability, environmental compliance, and low-carbon performance.

Key words: coal-fired power generating plants; coal blending; carbon content for per unit calorific value; carbon emission intensity

2025年是我国碳市场制度演进的重要节点。随着“十五五”规划启动，全国碳市场正由以政策约束为主的起步阶段，逐步转向以价格信号与市场配置效率为核心的深度运行阶段。中共中央办公厅、国务院办公厅印发的《关于推进绿色低碳转型加强全国碳市场建设的意见》（简称《意见》）及配套政策，明确提出未来5年碳市场建设将由“建制度”向“强功能”转变。

在此背景下，碳市场已不再局限于履约管理工具，而日益成为影响企业投资决策、产业结构调整与跨境竞争力的重要变量。截至2025年，全国碳市场配额总量预计突破110亿t；2025年现货交易额已达800亿~1000亿元，较2023年增长约3.5倍。

与此同时，配额分配机制正由“全免费”向“免费+有偿”加速过渡，配额稀缺性与碳成本约束持续增强。《意见》明确提出：“到2027年，对碳排放总量相对稳定的行业优先实施配额总量控制，稳妥推行免费和有偿相结合的碳排放配额分配方式”。这意味着电力行业可能率先在配额总量控制基础上探索有偿分配制度。对于煤电机组而言，当碳排放量达到一定边界条件（即有偿分配量高于按原有基准法计算的盈余量）时，企业将面临碳配额缺口，碳排放成本约束显著上升，甚至在特定情形下可能高于传统发电成本。

近年来，受燃料成本控制、环保与排放管理要求以及燃烧稳定性保障等多重目标约束，煤电企业燃料供应普遍呈现煤源多元化特征：通过采购不同矿点、不同区域、不同组分煤种，并结合机组不同负荷工况实施动态掺配上仓，以实现经济性、稳燃与排放控制的综合平衡。

煤电企业纳入碳排放交易体系后，碳排放成本已成为发电成本核算的重要组成部分。鉴于燃料费用通常占发电成本的70%以上，且煤电企业碳排放几乎全部来自原料煤燃烧过程，衡量燃煤碳排放强度的关键指标之一为燃煤单位热值碳含量。不同煤种单位热值碳含量差异较大，叠加入炉煤掺配比例变化，将直接影响机组碳排放核算结果与碳成本水平。为此，本研究选取某电厂半年入厂煤不同煤种样本，并结合机组两类典型负荷工况开展对比研

究：7至8月机组负荷率约70%，其他月份机组负荷率约40%。通过分析不同煤种单位热值碳含量差异及掺配比例变化对入炉煤单位热值碳含量的影响，识别差异成因及其关键影响因素，为煤电企业在燃料采购与燃煤掺配管理中实现经济、稳燃、环保的基础上进一步挖掘低碳潜力提供参考。

1 入厂煤采购现状

该电厂现运行2×600 MW纯凝机组，设计燃煤为长焰煤（烟煤），其典型特征为低位发热量约20.12 MJ/kg、*w*(挥发分)约37%。受燃料成本约束及经营压力影响，国内煤电企业普遍通过提高经济煤掺配比例降低燃料综合成本。在此背景下，该电厂入炉煤结构已在较大程度上偏离设计煤种，呈现来煤品种多样、煤源矿点繁多、煤质波动显著等特征，燃料组织方式以采购掺配煤为主、原矿煤为辅。

从煤源结构看，主力煤种主要包括陕西榆林、新疆等区域的高热值、高挥发分煤，同时配置中长期供应的经济煤种，并辅以山西区域高硫煤及陕西铜川区域低热值煤等进行组合优化。为提升燃料管理的可操作性，电厂通常依据发热量、挥发分、硫分等关键指标对入厂煤进行分类管理，综合划分为5类（见表1）。

表1 入厂煤分类

Table 1 Classification of coal entering the factory

类别	煤种	8小类 序号	收到基低位发热 量/(MJ·kg ⁻¹)
优质长焰煤	陕西长焰煤 (靖边北、上孟、彬州西)	1	25.09
	新疆长焰煤 (红柳河、三门峡、柳沟)	2	20.07
高热值长焰煤 高硫煤	长焰煤(前河镇)	3	19.65
	山西优质高硫煤 (西阳村、小宋)	4	20.91
长焰经济煤	长焰经济煤 (瑶曲、前河镇、小屯街)	5	12.54
	长焰经济煤 (前河镇、汝州)	6	9.20
长焰煤	原矿煤(曹家滩)	7	25.09
	原矿煤(小保当)	8	20.91

注：煤种一列括号内为煤炭公司地址；收到基低位发热量为平均值。

2 不同煤种入厂煤质单位热值碳含量分析

2.1 检测方案与质量控制

为识别入厂煤单位热值碳含量的差异特征，依

据表1所示入厂煤分类(5大类、8小类)制定检测计划与质量控制要求。

(1) 采样。对各类燃煤在半年内按批次开展独立采样;每批次取样数量、取样点设置及取样方式均严格满足 GB 474—2008^[1]、GB 475—2008^[2]要求。

(2) 样品标识与保存。每个样品应清晰标注样品编号、煤矿名称、采样时间、采样人及采样地点等关键信息,并密封保存,确保数据可追溯性与样品代表性。

(3) 制样流程。按照 GB 474—2008^[1]、GB 475—2008^[2]煤样的制备和采取方法执行,每批样品制备两份分析样和一份存查样;最终煤样粒径控制为 3 mm,每份样品质量不少于 150 g。

(4) 制样信息记录。每份煤样标签应完整记录样品编号、煤矿名称、制样日期、制样地点、样品粒径及制样设备等信息,以保证制样环节的规范性与可复核性。

(5) 检测能力保障。企业设有独立化验室,化验人员持证上岗,可完成燃煤工业分析及碳、氢元素检测。

(6) 检测标准与指标体系。一份分析样按 GB/T 483—2007《中国煤炭分析试验方法一般规定》^[3]、GB/T 212—2008《煤的工业分析方法》^[4]、GB/T 211—2017《煤中全水分的测定方法》^[5]、GB/T 213—2008《煤的发热量测定方法》^[6]及 GB/T 214—2017《煤中全硫的测定方法》^[7]等标准开展常规煤质检测;另一份分析样按 GB/T 476—2001《煤的元素分析方法》^[8]或 GB/T 30733—2014《煤中碳氢氮的测定 仪器法》^[9]开展碳、氢元素分析。

2.2 样本覆盖与来煤数量统计

2025年上半年来煤数量分布见表2。

表2 2025年上半年来煤数量

Table 2 The amount of coal received in the first half of

2025

类别	8小类 序号	来煤 数量/t	类别	8小类 序号	来煤 数量/t
优质长焰煤	1	201 298	长焰经济煤	5	128 685
	2	61 679		6	156 342
高热值长焰煤	3	269 881	长焰煤	7	7 518
高硫煤	4	98 667		8	8 515

2.3 原煤燃烧碳排放量核算及单位热值碳含量计算

根据生态环境部办公厅印发的环办气候函〔2022〕485号《企业温室气体排放核算与报告指

南发电设施》(以下简称《指南》),燃煤电厂原煤燃烧产生的二氧化碳排放量主要由原煤燃烧量、低位发热量以及单位热值碳含量等参数共同决定。其核算可表示为:

$$E = AD \times EF \quad (1)$$

式中, E 为原煤燃烧的碳排放量(以 CO_2 计), t ; AD 为原煤的活动水平, GJ ; EF 为原煤的二氧化碳排放因子, t/GJ 。

$$AD = FC \times NCV \quad (2)$$

式中, FC 为原煤的消耗量, t ; NCV 为原煤的收到基平均低位发热量, GJ/t 。

$$EF = CC \times OF \times 44/12 \quad (3)$$

式中, CC 为燃煤的单位热值碳含量, t/GJ ; OF 为燃煤的碳氧化率, %, 是一个固定值,取 99%; 44/12为二氧化碳与碳的相对分子质量之比。

其中,燃煤的单位热值碳含量采用公式(4)计算:

$$CC = Car / NCV \quad (4)$$

式中, Car 为燃煤的收到基元素碳质量分数, t/t 。

$$Car = Cad \times (100 - Mar) / (100 - Mad) \quad (5)$$

式中, Cad 为燃煤空气干燥基元素碳质量分数, t/t , 自燃煤取样的检测值; Mar 为收到基水分,采用检测样品的化验值, %; Mad 为空气干燥基水分,采用检测样品化验值, %。

通过公式(4)、(5)可以看出,燃煤单位热值碳含量的获取流程为:首先基于煤样工业分析与元素分析结果,获得煤样全水、内在水分、空干基碳含量及收到基低位发热量等关键参数;随后代入公式(4)、(5)计算得到煤样单位热值碳含量。进一步地,将燃煤消耗量、低位发热量与单位热值碳含量等参数代入公式(1)至(3),即可核算燃煤燃烧产生的碳排放量。

2.4 检测结果与差异机理分析

入厂煤检测结果见表3。

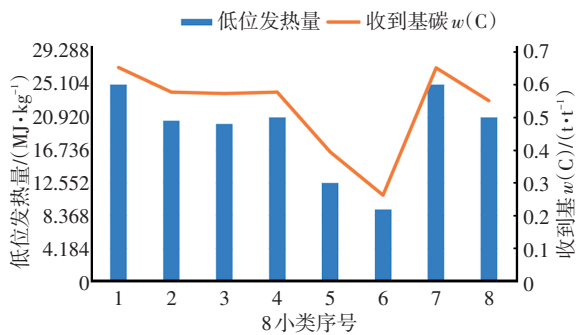
2.4.1 碳含量、热值与单位热值含碳量的关系

煤炭碳含量随热值升高而升高,二者呈显著正相关并可用线性关系描述(见图1)。然而,单位热值碳含量并不呈现与热值相同的线性规律,其除热值影响外,还与挥发分、灰分等组分密切相关。具体而言,在5大类煤种中,低热值经济煤因灰分偏高,非可燃组分吸热效应增强,使得热值下降幅度大于碳含量下降幅度,从而导致单位热值碳含量相对升高并表现为最高水平。相反,优质长焰煤因挥发分较高,其中氢元素对热值贡献显著:每

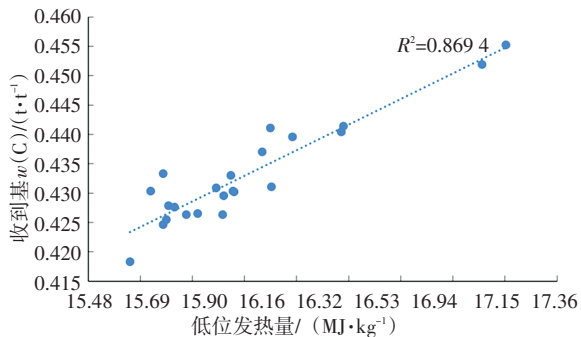
表3 入厂煤检测结果

Table 3 The test results of coal entering the factory

类别	8小类 序号	收到基低位 发热量/(MJ·kg ⁻¹)	w(挥发分)/ %	w(灰分)/ %	w(硫)/ %	样品 数	单位热值碳含 量平均值/(t·GJ ⁻¹)	单位热值碳含量 最高值/(t·GJ ⁻¹)	单位热值碳含量 最低值/(t·GJ ⁻¹)
优质长焰煤	1	25.09	38	10	0.6	50	0.026 46	0.027 89	0.025 65
	2	20.07	32	7	0.4	20	0.027 04	0.028 45	0.026 14
高热值长焰煤	3	19.65	38	30	1.6	50	0.026 30	0.027 67	0.025 55
高硫煤	4	20.91	13	33	4.9	25	0.027 05	0.028 76	0.025 89
长焰经济煤	5	12.54	40	49	0.8	20	0.029 28	0.030 13	0.028 26
	6	9.20	40	62	0.8	30	0.030 18	0.035 21	0.029 16
长焰煤	7	25.09	31	8	0.5	5	0.026 00	0.026 89	0.025 32
	8	20.91	24	17	0.5	5	0.026 10	0.027 01	0.025 73



a. 8小类煤种低位发热量与收到基碳含量



b. 低位发热量与收到基碳含量的关系

图1 不同热值的煤和收到基碳含量的关系

Fig. 1 The relationship between coals with different calorific values and the carbon content on an as-received basis

千克氢产生144.2 MJ热量, 约为碳的4倍(每千克碳产生33.72 MJ热量)。因此, 优质长焰煤热值的提升幅度相对高于碳含量提升幅度, 进而表现为较低的单位热值碳含量, 并在各煤种中处于最低水平。

2.4.2 同类煤种单位热值碳含量内部波动特征

鉴于电厂来煤以掺配煤为主, 同一类别燃煤内部的煤质组成已在一定程度上被“平均化”, 因此同类燃煤检测得到的单位热值碳含量最高值与最低值差异总体较小。

2.4.3 原矿煤样本量与综合优势

两类原矿煤(燃煤7、8)在半年统计期内到厂批次较少, 导致采样数量相对较少; 但从现有检

测结果看, 两类原矿煤单位热值碳含量处于最低水平。进一步从经济性与燃烧适配性角度分析, 其低位热值、挥发分与灰分等关键指标更符合运行预期, 且原矿煤组分相对稳定, 有利于提升掺配结果的可预测性与一致性。

2.4.4 两类经济煤对比及高灰分的不利影响

两类经济煤(燃煤5、6)对比表明, 尽管燃煤5的价格较燃煤6高出0.717元/MJ, 但从单位热值碳含量水平看, 燃煤5更低。其主要原因在于燃煤6 w(灰分)超过60%, 理论上w(灰分)高于60%的燃煤, 其单位热值碳含量较w(灰分)低于50%的燃煤高约3%。该现象源于灰分升高会导致碳含量与发热量同时下降, 但发热量下降速度更快, 从而推高单位热值碳含量。

除单位热值碳含量偏高外, 高灰分燃煤还可能带来多重不利影响:

(1) 热效率显著降低。灰分不参与燃烧且具有吸热效应, 导致燃料有效发热量下降并推高煤耗。一般而言, 动力煤灰分每升高1个百分点, 需多消耗2.0%~2.5%的煤炭; 同时炉内燃尽时间延长、飞灰碳含量增加、排渣量增大, 不完全燃烧导致热损失上升, 锅炉燃烧效率降低。

(2) 设备运行风险与损耗增加。高灰分易在锅炉受热面形成积灰或熔融结渣, 引发炉膛堵塞、传热效率下降, 严重时可能诱发爆管事故。灰分过高还会导致煤的可磨性特征变化, 制粉系统磨损加剧、单耗增加; 飞灰颗粒偏大亦会加速省煤器、过热器等部件磨损。

(3) 环保排放与综合成本上升。高灰分燃煤可能增加环保排放控制难度, 同时导致运输与燃料综合成本、设备维护成本等上升。

综上, 建议优先配置燃煤5作为低热值掺烧煤种, 以降低高灰分低热值燃煤带来的系统性不利

影响。

2.4.5 高硫煤采购与掺烧风险评估

高硫煤（燃煤4）检测得到的单位热值碳含量显著高于优质长焰煤，综合考虑不建议采购掺烧。燃料采购若仅以降低煤价为目标，容易忽视高硫煤带来的环保排放风险、燃烧调整难度提升、脱硫耗材投入增加以及锅炉与相关设备腐蚀加剧等不利因素，需开展系统性利弊评估后优化采购方案。

随着新能源发电装机持续增长，煤电机组由主力电源逐步转为支撑调节电源，负荷率整体显著下降。特别是电力现货市场开展以来，机组负荷率多在30%~50%区间波动，即使早晚高峰时段亦通常不高于50%；制粉系统一般处于“下层2台磨+中层1台磨”的运行组合。在此运行方式下，通过中层掺烧高硫煤并依靠既有控制策略防治SO₂超标的适用性下降，因此更需从煤质组分、排放约束与运行风险等多维度综合论证高硫煤的使用边界。

2.4.6 高热值长焰煤的采购优先性及掺配适配性

低位发热量为19.65 MJ/kg的高热值长焰煤（燃煤3）的单位热值碳含量低于优质长焰煤（燃煤1、2）；工业分析亦显示其固定碳水平较优质长焰煤低约15%。因此，建议将燃煤3作为优先采购煤种。考虑机组多数时间处于中低负荷运行状态，对高热值燃煤“顶负荷”的需求相对有限；从入炉煤掺配控制角度，主要约束往往为入炉煤低位热值不宜过高。若以优质长焰煤为主体，由于其低位热值偏高，必须掺配大量低热值经济煤（燃煤6，低位热值9.2 MJ/kg）以满足目标热值，反而可能抬升单位热值碳含量并导致灰渣碳含量同步升高。相较之下，采用热值19.65 MJ/kg的高热值长焰煤与低热值经济煤（12.54 MJ/kg）进行掺配，更符合综合指标的预期控制。

2.4.7 新疆煤的碳成本影响及采购必要性再评估

检测结果显示，新疆煤（燃煤2）在所比较的几类煤种中（不含低热值经济煤及高硫煤）单位热值碳含量最高，较最低单位热值碳含量水平高出0.001 t/GJ。以单位电量能耗为活动水平，按发电标准煤耗289 g/(kW·h)计算（DL/T 904—2015《火力发电厂技术经济指标计算方法》）^[10]，1 kg标准煤热值为29.3 MJ，则发电标准煤耗289 g/(kW·h)，对应的能量消耗为 $8.379 8 \times 10^{-3}$ GJ/(kW·h)。碳氧化率取缺省值99%，当单位热值碳含量升高0.001 t/GJ时，碳排放量增多 3.04×10^{-5} t/(kW·h)（按《企业温室气体排放核算与报告指南 发电设

施》中“排放量=入炉煤收到基热量（GJ）×单位热值碳含量×0.99×44/12”计算）。据此推算，若2025年全年发电量为43亿kW·h，则可增加碳排放量13.1万t，并减少经济效益982.5万元（碳配额按75元/t）。除碳成本因素外，新疆煤水分偏高可能增加运输成本并降低有效热值；挥发分偏高亦存在自燃等运行管理不利因素。因此，建议重新评估新疆煤的采购必要性及使用边界。

2.4.8 优质长焰煤的使用边界

检测结果表明，高热值优质长焰煤（燃煤1）单位热值碳含量高于高热值长焰煤（燃煤3）及原矿煤（燃煤7、8）。除迎峰度夏及早晚高峰等需要顶负荷的运行时段外，其余时段从理论上可由高热值长焰煤或原矿煤在满足燃烧稳定性与环保约束的前提下进行替代，以提升燃料结构的经济性与低碳协同性。

2.5 燃料采购策略

2.5.1 经济性优先原则

在满足锅炉安全稳定运行及环保排放达标前提下，优先采购低位热值较高且碳含量适中的燃煤，以降低单位发电燃料成本并提升经济性。

2.5.2 环保性与低碳协同原则

在燃料选择过程中，应优先配置低位热值较高且碳含量相对较低的煤种，以降低碳排放强度并兼顾常规污染物排放控制要求，实现环保与低碳的协同优化。

2.5.3 多元化与动态调整原则

考虑燃煤市场价格波动、煤源供给不确定性及机组负荷变化等因素，应保持采购来源多元化并建立动态调整机制，灵活优化燃料结构，在成本约束与运行效率之间实现综合平衡。基于本研究检测结论，建议优先配置低位热值适中的长焰煤（燃煤3）与原矿煤（燃煤7、8），避免高灰分、极低热值经济煤及高硫煤在入炉煤结构中占据较高比例。

3 不同负荷工况下入炉煤掺配碳含量研究分析

3.1 入炉煤掺配管理现状

为提升入炉煤掺配管理的系统性与可控性，按照DL/T 1445—2015《电站煤粉锅炉燃煤掺烧技术导则》^[11]，该电厂成立燃煤掺配专项工作组，构建并推行“来煤—化验—掺配—试烧”的全过程闭环反馈机制。依托煤场“分类分区、烧旧存新、合理掺配”等管理规范，通过强化煤场精细化管理与过程控制，提升煤场周转效率与掺配执行精准度，为

不同负荷工况下燃料结构优化提供管理基础。

3.2 掺配目标制定与效果评估

该电厂依据机组负荷计划制定月度入炉煤掺配目标，并结合每日机组实际运行工况形成日度入炉煤掺配方案（见表4、表5）。同时，对日度掺配结果进行统计汇总，开展掺配效果分析与评估（见表6），以验证掺配方案的适用性并持续优化掺配参数，确保实现经济性、燃烧稳定性与环保达标等综合目标。

表4 日燃煤掺配计划表

Table 4 Daily coal blending schedule

煤仓	各原煤仓煤种	质量比例	收到基低位发热量 ^① /(MJ·kg ⁻¹)	干燥基w(挥发分)/%	原煤w(S)/%
上层 B、D仓	B仓燃煤1、2	2	25.51	36.00	0.60
	B仓燃煤6	1	9.20	38.00	0.60
	B仓整体	3	20.07	37.00	0.60
	D仓燃煤1、2	2	25.51	36.00	0.60
	D仓燃煤6	1	9.20	38.00	0.70
	D仓整体	3	20.07	36.67	0.63
中层 C、E仓	C仓燃煤4	1	22.58	13.00	4.50
	C仓燃煤6	1	9.20	38.00	0.60
	C仓整体	2	15.89	25.50	2.55
	E仓燃煤4	1	22.58	13.00	4.50
	E仓燃煤6	1	9.20	38.00	0.60
	E仓整体	2	15.89	25.50	2.55
底层 A、F仓	A仓燃煤3	3	20.07	35.00	0.50
	A仓燃煤5	2	12.54	38.00	0.60
	A仓整体	5	17.06	36.20	0.54
	F仓燃煤3	3	20.07	35.00	0.50
	F仓燃煤5	2	12.54	38.00	0.60
	F仓整体	5	17.06	36.20	0.54

注：①为燃煤掺配时收到基低位发热量实际值，下同。

表5 8台磨运行方式

Table 5 Operation mode of 8 mills

磨煤机运行方式	运行磨机台数/台	收到基低位发热量/(MJ·kg ⁻¹)	干燥基w(挥发分)/%	原煤w(S)/%
A、F	2	17.06	36.20	0.54
A、F、C	3	16.67	32.63	1.21
A、F、E	3	16.67	32.63	1.21
A、C、E、F	4	16.48	30.85	1.55
A、B、C、E、F	5	17.19	32.01	1.36
A、C、D、E、F	5	17.19	32.01	1.36
A、B、C、D、E、F	6	17.67	32.79	1.24

3.3 掺配方案与运行指标对比分析

对日掺配方案、日掺配经济性、日负荷率、日入炉煤发热量及日发电煤耗等关键指标进行对比分析。结果表明，入炉煤掺配结构与机组负荷水平存

在较强的耦合关系，不同负荷工况下的煤种配置对经济性与运行表现呈现出可识别的规律性特征。

3.3.1 掺配方案与负荷率的关联规律

日掺配方案总体遵循“以机组负荷率为主导约束”的原则：随着机组负荷率提高，高品质煤种的掺配比例相应提高，二者呈正相关关系。具体而言，优质长焰煤（燃煤1、2）在高负荷工况下的掺配占比反映出随负荷上升而提高的趋势；同时，为满足燃烧稳定性控制并兼顾燃料成本，在部分工况下高硫煤（燃煤4）掺烧比例维持在10%以上。相关统计结果见表7。

3.3.2 煤场管理偏差导致的掺配失控

受煤场管理执行不到位影响，部分来煤未能严格落实“分类分区”规范堆存，且预混不充分，导致掺烧煤种热值及关键煤质参数的可控性下降。在此情况下，实际日入炉煤综合发热量与计划掺配方案之间易产生偏差，进而影响掺配结果的稳定性与可预测性。

3.3.3 掺烧方案精细化不足与负荷适配性问题

日掺烧方案在执行层面仍偏粗放，对机组实际负荷变化的响应不够灵活。迎峰度夏阶段早晚高峰时段机组可能出现满负荷运行，月度负荷率约70%的工况特征与其他阶段机组负荷率长期处于30%~50%区间运行的工况存在明显差异；然而，两类工况下掺烧方案差异相对有限，反映出掺配策略对负荷分层与工况差异的适配性仍有提升空间。

3.3.4 日掺配经济性与负荷匹配性评价

由表5可见，当前掺配结果存在一定随意性，未能严格依据机组负荷水平实现“负荷—入炉热值—煤种结构”的匹配优化。具体表现为：机组高负荷运行时，经济煤种掺配比例偏低，导致日入炉煤综合发热量偏低；机组低负荷运行时，优质长焰煤掺烧比例反而偏高，使得日入炉煤综合发热量偏高。结合日发电煤耗指标变化可以进一步判断，现行掺配上煤策略并未充分实现降低燃料经济成本的目标，其主要作用更偏向于保障燃烧稳定性、降低燃烧调整难度与运行风险，经济性导向的掺配优化仍存在改进空间。

4 优化掺配方案，实现经济、稳燃、环保与低碳协同

通过调整入炉煤掺配比例，实现单位热值碳排放量降低，从而达到碳排放强度控制的目标。鉴于本研究重点在于掺配优化的效果验证与规律归纳，关于掺配计算与配比确定的细节不作展开论述，仅对优化思路与关键控制点进行概述。

表6 日掺配煤上仓量经济性统计表 (2025年11月)

Table 6 Daily blended coal economic statistics table (November 2025)

项目	优质长焰煤1或2上仓量/t	经济煤6上仓量/t	长焰煤3上仓量/t	高硫煤4上仓量/t	负荷率/%	合计上仓量/t	优质长焰煤1或2比例/%	经济煤6比例/%	长焰煤3比例/%	高硫煤4比例/%	日入炉煤低位发热量/(MJ·kg ⁻¹)
1	2 955	1 503		106	30.16	4 564	65	33	0	2	17.65
2	3 091	1 733		309	28.81	5 133	60	34	0	6	17.78
3	2 617	1 695		386	29.25	4 698	56	36	0	8	17.28
4	2 228	1 607		262	27.19	4 097	54	39	0	6	17.23
5	2 717	1 359			29.32	4 076	67	33	0	0	18.47
6	2 669	2 322		649	34.43	5 640	47	41	0	12	16.36
7	1 977	2 884		378	31.68	5 239	38	55	0	7	15.69
8	2 058	2 978		1 079	37.63	6 115	34	49	0	18	15.64
9	2 578	3 005		1 043	40.02	6 626	39	45	0	16	16.56
10	2 541	2 409		699	37.86	5 649	45	43	0	12	16.69
11	2 811	2 263		502	33.43	5 576	50	41	0	9	16.96
12	2 655	1 869		124	30.82	4 648	57	40	0	3	17.46
13	2 539	2 043		257	29.50	4 839	52	42	0	5	16.65
14	2 345	2 114		311	28.53	4 770	49	44	0	7	16.23
15	2 696	1 797			28.16	4 493	60	40	0	0	17.46
16	2 506	1 743			26.58	4 249	59	41	0	0	18.19
17	1 963	1 637		141	30.50	3 741	52	44	0	4	17.74
18	2 975	1 752			27.14	4 727	63	37	0	0	17.52
19	2 455	1 616			27.54	4 071	60	40	0	0	17.43
20	2 145	1 431			26.84	3 576	60	40	0	0	17.24
21	2 199	1 314		189	39.70	3 702	59	35	0	5	18.46
22	1 398	1 484		612	53.19	3 494	40	42	0	18	17.71
23	1 304	1 881		735	50.31	3 920	33	48	0	19	17.12
24	1 487	1 969		661	50.01	4 117	36	48	0	16	17.63
25	2 017	1 242		70	48.16	3 329	61	37	0	2	16.98
26		1 144	2 317		47.72	3 461	0	33	67	0	16.55
27	401	1 167	2 365		48.79	3 933	10	30	60	0	16.52
28	977	2 071		971	47.92	4 019	24	52	0	24	16.81
29	420	1 403	1 429	267	49.27	3 519	12	40	41	8	15.88
30	124	1 280	2 433		47.32	3 837	3	33	63	0	16.22
合计	60 848	54 715	8 544	9 751	34.31	133 858	45	41		7	17.02

表7 掺配煤的比例和机组负荷率关系

Table 7 Relationship between the proportion of blended coal and the load rate

序号	机组负荷率/%	低位热值发热量/(MJ·kg ⁻¹)	优质长焰煤的比例(包含高硫煤和长焰煤)/%
1	≥70	17.98	> 60
2	60	17.56	55
3	50	17.14	50
4	30~40	15.89~16.52	> 60

4.1 煤场管理优化与执行刚性约束

首先,应优化煤场管理,严格落实“分类管理、精准分区堆放”的基础要求,强化预混过程与堆存秩序,确保入炉煤来源与煤质参数具备可控

性。在此基础上,建立并强化掺配方案的刚性约束机制,坚持按方案组织上煤与掺配执行,降低人为调整导致的偏差,提高掺配结果的稳定性与可重复性。

4.2 日掺配方案优化及负荷分层掺配思路

在煤场管理规范化的基础上,对日掺配方案进行优化(见表8),8台磨机运行方式见表9。总体思路为:依据机组负荷工况与制粉系统运行方式,实施“高负荷—中低负荷”分层掺配策略,以兼顾燃烧稳定性、经济性与低碳目标。

(1)早晚高峰顶负荷阶段。顶负荷工况下制粉系统通常为6台磨全投运。为保障燃烧稳定性与热值供给,应提高优质长焰煤掺配比例。结合表3入

表8 日掺配煤计划

Table 8 Daily blended coal plan

项目	各原煤仓煤种	质量比例	收到基低位发热量/(MJ·kg ⁻¹)	干燥基w(挥发分)/%	原煤w(S)/%
上层 B、D仓	B仓燃煤1、7、8	2	25.09	36.00	0.60
	B仓燃煤5	1	12.54	38.00	0.60
	B仓整体	3	20.91	37.00	0.60
	D仓燃煤1、7、8	2	25.09	36.00	0.60
	D仓燃煤5	1	12.54	38.00	0.70
	D仓整体	3	20.91	36.67	0.63
中层 C、E仓	C仓燃煤3	1	20.91	13.00	4.50
	C仓燃煤5	1	12.54	38.00	0.60
	C仓整体	2	16.73	25.50	2.55
	E仓燃煤3	1	20.91	13.00	4.50
	E仓燃煤5	1	12.54	38.00	0.60
	E仓整体	2	16.73	25.50	2.55
底层 A、F仓	A仓燃煤3	3	20.07	35.00	0.50
	A仓燃煤5	2	12.54	38.00	0.60
	A仓整体	5	17.06	36.20	0.54
	F仓燃煤3	3	20.07	35.00	0.50
	F仓燃煤5	2	12.54	38.00	0.60
	F仓整体	5	17.06	36.20	0.54

表9 8台磨运行方式

Table 9 Operation mode of 8 mills

煤仓	运行磨机台数/台	收到基低位发热量/(MJ·kg ⁻¹)	干燥基w(挥发分)/%	原煤w(S)/%
A、F	2	17.06	36.20	0.54
A、F、C	3	16.95	32.63	1.21
A、F、E	3	16.95	32.63	1.21
A、C、E、F	4	16.89	30.85	1.55
A、B、C、E、F	5	17.70	32.01	1.36
A、C、D、E、F	5	17.70	32.01	1.36
A、B、C、D、E、F	6	18.23	32.79	1.24

厂煤碳含量检测结果，建议采用燃煤1、7、8与燃煤5（12.54 MJ/kg）按比例掺配；不建议掺烧燃煤6（9.2 MJ/kg）。

(2) 中低负荷阶段。中低负荷工况下制粉系统通常为3台磨或4台磨运行。结合表3检测结果，建议采用燃煤3与燃煤5（12.54 MJ/kg）按比例掺配；同样不建议掺烧燃煤6（9.2 MJ/kg）。

4.3 掺配优化效果验证与对比分析

为检验掺配优化方案的实施效果，本研究选取两类典型运行工况开展对比验证：其一为7至8月迎峰度夏期间机组负荷率约70%的高负荷工况，其二为11至12月机组负荷率约40%的中低负荷工况。

4.3.1 对比样本选取与覆盖范围

分别从7、8、11、12月抽取6对、共12 d作为对比样本。每对日期中，第一个日期定义为基准日，其掺配方案严格按照表4组织上仓执行。6对

样本日的机组负荷率覆盖30%~90%区间，以增强结论对不同负荷水平的代表性。

4.3.2 比对日控制与结果核算对照

每对日期中的第二个日期定义为比对日。通过前一日机组负荷预报，确保比对日机组负荷率与基准日基本一致。在此条件下，按理论最优掺配比例组织上仓并执行掺配。对基准日与比对日的单位热值碳含量及日碳排放量进行计算，结果见表10。

1) 降碳效果与经济收益评估

由表10可知，通过优化掺烧比例，可降低入炉煤单位热值碳含量。各组比对日相对于基准日，日减碳量为244~790 t；6日合计减碳量为2 882 t（见表8），对应碳收益为21.62万元（碳配额按75元/t计算）。此外，负荷率越高，降碳效果越明显。

2) 经济煤类型与掺烧比例对单位热值碳含量的影响

基准日掺烧经济煤6（9.2 MJ/kg），比对日掺烧经济煤5（12.54 MJ/kg）。对比结果表明，在相近负荷条件下，掺烧经济煤5（12.54 MJ/kg）相较于掺烧经济煤6（9.2 MJ/kg），可显著降低入炉煤单位热值碳含量（见图2）。同时，无论选择掺烧经济煤5（12.54 MJ/kg）还是经济煤6（9.2 MJ/kg），单位热值碳含量均随经济煤掺烧比例的增加而呈上升趋势（见图2）。

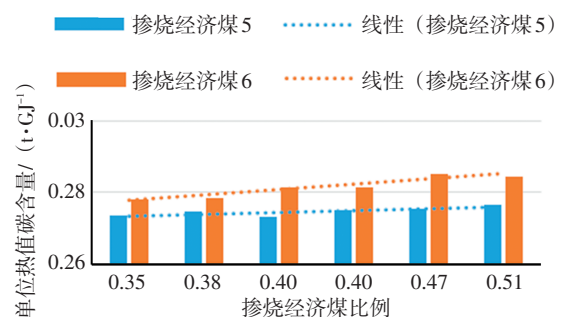


图2 不同比例下掺配两种经济煤的单位热值碳含量对比
Fig. 2 Comparison of carbon content per unit calorific value of blending two economic coals at different ratios

3) 中低负荷稳燃约束下的单位热值碳含量变化在11至12月机组负荷率为30%~40%的工况下，机组长期处于中低负荷运行状态。为保障稳燃与燃烧稳定性，掺配方案通常需要提高优质长焰煤的掺烧比例；同时，为控制入炉煤综合热值并满足运行约束，经济煤掺烧比例亦相应提高。上述双重调整使得部分样本中入炉煤单位热值碳含量出现相对轻微升高。

4) 掺配优化对燃烧效率与煤耗的影响

表10 基准日和比对日结果比较

Table 10 Comparison of results between the benchmark date and the comparison date

项目	日期	发电量/ (MW·h)	负荷 率/%	用煤 量/t	低位热值/ (MJ·kg ⁻¹)	发电煤耗/ (kg·(kW·h) ⁻¹)	各燃煤比例/%				单位热值 碳含量/ (t·GJ ⁻¹)	日碳 排放 量/t	日碳排放量 较基准日 减少量/t
							燃煤1	燃煤5	燃煤3	燃煤4			
基准日	7月23日	18 054	62.69	9 768	17.380	0.320 85	43.80	51.01	0	5.19	0.028 44	17 527	
比对日	7月25日	18 111	62.88	9 758	17.193	0.316 09	6.00	40.00	54.00	0	0.027 80	16 931	596
基准日	7月6日	22 896	79.50	11 562	18.107	0.311 98	50.19	33.31	0	16.49	0.028 07	21 329	
比对日	7月19日	22 786	79.12	11 561	18.041	0.312 32	15.00	35.00	50.00	0	0.027 30	20 669	660
基准日	8月4日	25 271	87.75	12 414	18.084	0.303 11	41.42	36.20	12.20	10.19	0.027 85	22 697	
比对日	8月22日	24 857	86.31	12 218	17.985	0.301 65	19.00	38.00	43.00	0	0.027 46	21 907	790
基准日	11月14日	8 218	28.53	4 770	16.227	0.321 40	49.00	44.00	0	7.00	0.028 14	7 906	
比对日	11月15日	8 109	28.16	4 331	17.461	0.318 18	60.00	40.00	0	0	0.027 91	7 662	244
基准日	11月8日	10 838	37.63	6 116	16.644	0.320 46	34.00	49.00	0	18.00	0.028 52	10 538	
比对日	11月10日	10 905	37.86	6 111	16.692	0.319 18	49.00	51.00	0	0	0.027 61	10 247	291
基准日	12月8日	6 874	47.74	3 895	16.832	0.325 40	19.00	44.00	23.00	14.00	0.028 14	6 697	
比对日	12月21日	6 873	47.73	3 820	17.076	0.323 87	53.00	47.00	0	0	0.027 01	6 396	301

注:12月机组负荷率高,但用煤量低,是因为该月为单台机组运行。

对比结果表明,通过优化掺烧比例,不仅能够改善入炉煤单位热值碳含量水平,同时可提高锅炉燃烧效率并降低发电煤耗。各组比对日相对于基准日,发电煤耗均降低1~2 g/(kW·h)^[12]。

5 结论

综合入厂煤不同煤种单位热值碳含量差异研究与机组入炉煤在不同掺配比例条件下引起的单位热值碳含量差异研究可知,燃煤结构调整对单位热值碳含量的影响显著,差异程度足以在企业层面的碳核算、履约成本与燃料经济性中形成实质性传导效应。煤电企业应据此形成更为清晰的认识:尽管实际生产中来煤来源复杂且波动性强,煤价、供应与煤场条件等扰动因素叠加会显著增加掺配管理难度,但单位热值碳含量仍具备作为可管理、可优化、可考核的关键指标的现实基础与工程价值。

更重要的是,本研究在真实运行约束条件下构建并验证了“煤种差异识别-负荷分层掺配-基准/比对日对照核算-效果反馈优化”的方法框架,实现了从经验掺配向数据驱动优化的可操作路径。该框架不仅可为煤电企业将低碳目标嵌入燃料采购与掺配决策提供直接抓手,提升碳成本可控性与经营韧性,也为碳市场深化背景下煤电行业开展精细化燃料管理、降低履约不确定性、实现经济性与低碳协同优化提供了具有推广价值的技术支撑与管理范式,对同类多来源来煤、动态掺配运行的燃煤电厂具有较强的借鉴意义与应用前景。

[参考文献]

- [1] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局,中国国家标准化管理委员会.煤样的制备方法:GB 474—2008[S].北京:中国标准出版社,2008.
- [2] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局,中国国家标准化管理委员会.商品煤样人工采取方法:GB 475—2008[S].北京:中国标准出版社,2008.
- [3] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局,中国国家标准化管理委员会.中国煤炭分析试验方法一般规定:GB/T 483—2007[S].北京:中国标准出版社,2007.
- [4] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局,中国国家标准化管理委员会.煤的工业分析方法:GB/T 212—2008[S].北京:中国标准出版社,2008.
- [5] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局,中国国家标准化管理委员会.煤中全水分的测定方法:GB/T 211—2017[S].北京:中国标准出版社,2017.
- [6] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局,中国国家标准化管理委员会.煤的发热量测定方法:GB/T 213—2008[S].北京:中国标准出版社,2008.
- [7] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局,中国国家标准化管理委员会.煤中全硫的测定方法:GB/T 214—2017[S].北京:中国标准出版社,2017.
- [8] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局.煤的元素分析方法:GB/T 476—2001[S].北京:中国标准出版社,2001.
- [9] 中华人民共和国国家质量监督检验检疫总局,中国国家标准化管理委员会.煤中碳氢氮的测定 仪器法:GB/T 30733—2014[S].北京:中国标准出版社,2014.
- [10] 国家能源局.火力发电厂技术经济指标计算方法:DL/T 904—2015[S].北京:中国电力出版社,2015.
- [11] 国家能源局.电站煤粉锅炉燃煤掺烧技术导则:DL/T 1445—2015[S].北京:中国电力出版社,2015.
- [12] 国家市场监督管理总局,国家标准化管理委员会.综合能耗计算通则:GB/T 2589—2020[S].北京:中国标准出版社,2020.