

基于全流程成本的火电燃煤采购经济性评价模型研究

林朝霞¹ 杨竞² 于琦² 何秀锦³ 谢云云³ 李志伟³ 王登辉⁴

1 中国华电科工集团有限公司能源建设分公司

2 韶能集团新丰旭能生物质发电有限公司

3 桂林航天工业学院

4 贵州鹏昇(集团)纸业有限责任公司

DOI:10.12238/ej.v8i10.2974

[摘要] 燃料成本是燃煤电厂运营成本的核心。传统的“折标煤价”计价体系虽操作简便,但仅以收到基低位发热量为基准,未能内化煤质差异(尤其是灰分)对电厂“燃烧-传热-环保-维护”全流程产生的隐性成本,易导致采购决策次优化。为解决此问题,本文提出了“单位有效热量成本”这一核心评价指标,构建了一个能够量化灰分引致的锅炉效率损失、环保辅机电耗及灰渣处理等即时运营惩罚的全流程经济性模型。模型遵循边际效益相等原则,即当不同煤种的单位有效热量成本相等时,其经济性等价。以某600MW超临界机组的运行数据为案例进行实证分析,结果表明:相较于灰分15%的基准煤(折标煤价1000元/吨),灰分30%的煤种在传统热值计价下,其等效折标煤价同为1000元/吨,看似经济;但经本模型修正后,为维持同等经济性,其合理的等效折标煤价应降至966.3元/吨。这33.7元/吨标煤的价差,精确量化了高灰分带来的隐性运营惩罚,揭示了传统计价体系对高灰分煤经济价值的系统性高估。本研究为电厂在燃料采购中实现精益化管理和科学决策提供了强有力的量化工具与理论依据。

[关键词] 燃煤采购; 全流程成本; 经济性模型; 单位有效热量成本; 灰分; 隐形成本

中图分类号: F0 文献标识码: A

Research on the Economic Evaluation Model of Coal Procurement for Thermal Power Plants Based on Full Process Cost

Zhaoxia Lin¹ Jing Yang² Qi Yu² Xiujin He³ Yunyun Xie³ Zhiwei Li³ Denghui Wang⁴

1 Energy Construction Branch of China Huadian Corporation

2 Xinfeng Xuneng Biomass Power Generation Co., Ltd.

3 Guilin University of Aerospace Technology

4 Guizhou Pengsheng (Group) Paper Co., Ltd.

[Abstract] Fuel cost is the core of the operating cost for coal-fired power plants. Although the traditional "standard coal price" pricing system is simple to operate, it only takes the received base lower calorific value as the benchmark and fails to internalize the hidden costs caused by coal quality differences (especially ash content) throughout the entire process of "combustion – heat transfer – environmental protection – maintenance" of the power plant, which may lead to suboptimal purchasing decisions. To address this issue, this paper proposes a core evaluation index, "unit effective heat cost", and constructs a full-process economic model that can quantify the immediate operational penalties caused by ash content, such as boiler efficiency loss, auxiliary power consumption for environmental protection, and ash and slag treatment. The model follows the principle of equal marginal benefit, that is, when the unit effective heat cost of different coal types is equal, their economic equivalence is achieved. An empirical analysis was conducted using the operation data of a 600MW supercritical unit. The results show that compared with the benchmark coal with 15% ash content (standard coal price of 1,000 yuan/ton), the coal type with 30% ash content has an equivalent standard coal price of 1,000 yuan/ton under the traditional calorific value pricing, which seems economically favorable; however, after correction by this model, to maintain the same economic equivalence, its reasonable equivalent standard coal price should be

reduced to 966.3 yuan/ton. This 33.7 yuan/ton standard coal price difference precisely quantifies the hidden operational penalties caused by high ash content and reveals the systematic overestimation of the economic value of high-ash coal by the traditional pricing system. This study provides a powerful quantitative tool and theoretical basis for power plants to achieve lean management and scientific decision-making in fuel procurement.

[Key words] Coal procurement; Full-process cost; Economic model; Unit effective heat cost; Ash content; Hidden cost

引言

煤炭在我国能源结构中长期占据主导地位,燃煤发电仍是当前电力系统安全稳定运行的压舱石。在此背景下,提升火电企业的运营经济性与成本控制能力至关重要。统计数据显示,燃料成本占火电厂总成本的60%至70%,是影响企业盈利能力的最关键因素^[1]。因此,燃煤采购决策的科学性直接关系到电厂的竞争力和可持续发展。

目前,国内外电力行业在燃煤贸易与采购比选中,普遍采用基于收到基低位发热量($Q_{\text{net,ar}}$)的“折标煤价”体系。该体系通过将不同煤种的热值统一折算至标准煤热值(29.3076 MJ/kg),实现了价格的标准化对比,具有操作简便、直观易懂的优点^[2]。然而,该体系的根本缺陷在于其将煤炭视为单一的能量载体,严重忽略了煤质特性(特别是灰分Aar)对电厂全流程运营经济性产生的复杂负面影响。

高灰分煤炭不仅意味着单位质量的有效能量含量低,更会引发一系列未被传统计价体系涵盖的“隐形成本”: (1) 热力学性能恶化: 高灰分导致锅炉燃烧稳定性下降、效率降低,并加剧受热面的积灰与结渣,削弱传热效率^[3]; (2) 运营成本激增: 为处理大量灰分,除尘、输灰、脱硫等环保辅机的电耗显著增加,同时灰渣处置费用相应上涨^[4]; (3) 长期资产损耗: 烟气中高硬度的飞灰颗粒会加剧锅炉受热面、制粉系统及输煤设备的磨损,增加爆管风险与非计划停运几率,从而带来高昂的维修成本并缩短设备寿命。

这些隐形成本在现行“折标煤价”体系下被系统性低估,致使电厂采购决策时常被表面的低“折标煤价”所误导,实际购入的却是综合成本更高的煤炭,造成“低价采购,高价运营”的次优化局面。

因此,本研究的意义在于突破传统计价模式的局限性,构建一个能够精准量化并内化上述全流程成本的燃煤采购经济性评价模型。该模型以“单位有效热量成本”为核心指标,旨在为电厂评估煤炭的“真实经济价值”、实现采购决策的科学化与精益化提供一套全新的量化范式与方法论支撑。

1 全流程经济性模型构建

1.1 核心思想

本模型的核心思想是: 一种煤炭对电厂的真正经济价值,应由其最终被转化为“单位有效热量”所需支付的全流程综合成本来决定。这里的“有效热量”并非煤本身的热值,而是指其入炉后,在考虑锅炉效率的前提下,实际被工质吸收并用于发电

的有效能量。基于微观经济学中的边际效益相等原则,只有当不同煤种的“单位有效热量成本”相等时,它们对电厂而言才具有同等的经济性。因此,模型的最终输出与比较指标是单位有效热量成本。

1.2 模型考量因素与基本假设

模型在传统热值计价的基础上,重点量化由灰分(Aar)变化所引致的主要即时运营惩罚成本,并进行以下合理简化:

(1) 锅炉效率(η)关联: 锅炉效率是反映煤质对热力系统影响的宏观综合指标。模型直接采用通过机组性能试验或历史运行数据回归得到的、与不同灰分对应的锅炉效率值,该值已隐含了因积灰、结渣等因素导致的效率损失。

(2) 环保岛辅机电耗成本: 灰分增加导致烟气中粉尘浓度升高,进而引起除尘、输灰、脱硫等系统电耗增加。该部分成本与灰分成正比,模型中通过单位灰分电耗系数 k 与上网电价 $P_{\text{electricity}}$ 计算。

(3) 灰渣处理成本(P_{disposal}): 包括灰渣的运输、贮存和处置费用,该成本与灰分含量直接相关。

(4) 模型简化: 暂未显式考虑因磨损加剧导致的长期维修成本、非计划停运损失及设备寿命折损,这些可作为模型的扩展方向。此外,煤粉细度(如 R_{90})对锅炉燃烧效率与飞灰含碳量具有显著影响。研究表明,燃用高灰分煤时,适当降低煤粉细度可显著提升燃尽率、降低飞灰含碳量,并减少 NO_x 排放【陈辉, 2019】。因此,在实际运行中,若电厂通过调整制粉系统优化煤粉细度,可间接缓解高灰分煤对锅炉效率的负面影响,这一因素可作为模型后续扩展的重要方向。

基本参数设定: 为便于计算与比较,设定上网电价 $P_{\text{electricity}}=0.4$ 元/kWh,单位灰分辅机电耗系数 $k=15$ kWh/吨灰,灰渣处理单价 $P_{\text{disposal}}=50$ 元/吨灰。

1.3 数学模型表达

(1) 吨原煤运营惩罚成本(C_{penalty})。该成本量化了因煤中灰分带来的额外运营支出,计算公式为:

$$C_{\text{penalty}} = Aar \times 100 \times (k \times P_{\text{electricity}} + P_{\text{disposal}}) \\ C_{\text{penalty}} = 100Aar \times (k \times P_{\text{electricity}} + P_{\text{disposal}})$$

$$\text{代入预设参数: } C_{\text{penalty}} = Aar \times 100 \times (15 \times 0.4 + 50) = 0.56 \times Aar \\ AarC_{\text{penalty}} = 100Aar \times (15 \times 0.4 + 50) = 0.56 \times Aar \text{ (元/吨原煤)}$$

(2) 吨原煤有效产热量($E_{\text{effective}}$)。该指标反映了每吨原煤最终可被利用的有效能量,计算公式为:

$$E_{\text{effective}} = Q_{\text{net,ar}} \times \eta \quad E_{\text{effective}} = Q_{\text{net,ar}} \times \eta \text{ (MJ/吨原煤)}$$

为统一单位,常转换为GJ/吨原煤(1GJ=1000MJ)。

(3)单位有效热量成本(C_GJ)。这是模型的核心评价指标,即获得每GJ有效热量所需承担的全流程成本(采购成本+运营惩罚成本):

$CGJ=C_{purchase}+C_{penalty}EffectiveCGJ=E_{effective}C_{purchase}+C_{penalty}$ (元/GJ)

其中,C_{purchase}C_{purchase}为吨原煤的采购成本(元/吨)。

2 案例实证分析

本节以某600MW超临界燃煤发电机组的实际运行数据为基础,验证模型的应用效果。

2.1计算边界条件

基准煤种:收到基灰分A_{ar}=15%A_{ar}=15%的煤炭。

基准价格:该基准煤在市场上的折标煤价为1000元/吨标煤。

对比煤种:收到基灰分分别为20%和30%的煤炭。

关键运行参数(源于机组性能数据,灰分与热值、效率关联):

收到基灰分 A _{ar} (%)	收到基低位发热量 Q _{net, ar} (MJ/kg)	锅炉效率 η (%)
15.00	25.15	92.536
20.00	23.26	91.764
30.00	20.71	90.733

值得注意的是,电厂在实际运行中可通过优化吹灰策略(如靶向吹灰)和改进吹灰系统(如采用脉冲吹灰或蒸汽汽源改造)来缓解高灰分煤带来的积灰结渣问题,从而维持锅炉效率【杨志恺,2023;陶务新,2004;李勇,2023】。例如,靶向吹灰策略可根据受热面积灰程度调整吹灰频率与顺序,有效控制排烟温度与减温水量,提升锅炉运行经济性。

2.2基准成本测算(A_{ar}=15%A_{ar}=15%)

原煤采购价: C_{purchase}=1000×25.15/29.3076≈858.1C_{purchase}=1000×29.3076/25.15≈858.1元/吨原煤

运营惩罚成本: C_{penalty}=0.56×15=8.4C_{penalty}=0.56×15=8.4元/吨原煤

有效产热量: E_{effective}=25.15×92.536%≈23.27E_{effective}=25.15×92.536%≈23.27GJ/吨原煤

单位有效热量成本基准: CGJ, benchmark=858.1+8.4/23.27≈37.23CGJ, benchmark=23.27/858.1+8.4≈37.23元/GJ

2.3不同定价情景对比分析

为凸显模型价值,设定两种情景进行对比:

情景一:传统热值计价

假设所有煤种折标煤价均为1000元/吨标煤。

对于A_{ar}=30%A_{ar}=30%的煤种:

原煤采购价: C_{purchase}=1000×20.71/29.3076≈706.6C_{purchase}=1000×29.3076/20.71≈706.6元/吨原煤

运营惩罚成本: C_{penalty}=0.56×30=16.8C_{penalty}=0.56×30=16.8元/吨原煤

有效产热量: E_{effective}=20.71×90.733%≈18.79E_{effective}=20.71×90.733%≈18.79GJ/吨原煤

单位有效热量成本: CGJ=706.6+16.8/18.79≈38.51CGJ=18.79/706.6+16.8≈38.51元/GJ

情景二:全流程成本模型下的合理定价

为使高灰分煤的CGJCGJ等于基准值37.23元/GJ,反算其合理的原煤采购价。

对于A_{ar}=30%A_{ar}=30%的煤种:

合理原煤采购价: C_{purchase, reasonable}=(37.23×18.79)-16.8≈683.2C_{purchase, reasonable}=(37.23×18.79)-16.8≈683.2元/吨原煤

合理等效折标煤价:683.2(20.71/29.3076)≈966.3(20.71/29.3076)683.2≈966.3元/吨标煤

结果对比与讨论:

下表清晰展示了两种定价情景下的核心差异。

煤种 (A _{ar})	计价方式	原煤价格 (元/吨)	等效折标煤价 (元/吨标煤)	单位有效热量成本 (元/GJ)
15% (基准)	-	858.1	1000.0	37.23
30%	传统热值计价	706.6	1000.0	38.51 (高于基准)
30%	全流程模型定价	683.2	966.3	37.23 (与基准持平)

分析表明:

(1)传统计价的误导性:在传统计价下,30%灰分煤的单位有效热量成本(38.51元/GJ)高于基准煤(37.23元/GJ),说明其实际经济性更差,但表面上的“折标煤价”却相同,这误导了决策。

(2)模型的修正作用:本模型指出,30%灰分煤要具备与基准煤同等的经济性,其合理的等效折标煤价应为966.3元/吨,而非1000元/吨。价差33.7元/吨标煤,正是高灰分带来的隐性运营惩罚(23.4元/吨原煤)在标煤价格上的体现。

3 结论与建议

(1)理论贡献:本研究构建的“单位有效热量成本”模型,成功突破了传统热值计价体系的局限,将灰分引致的锅炉效率损失、辅机电耗、灰渣处理等隐性成本内化为对煤炭采购价格的直接、量化修正,为实现煤炭的“公允价值”评估提供了科学方法。

(2)实践价值:该模型计算简捷,输出指标(C_GJ)直观易懂,可为电厂的燃料采购谈判、不同煤种经济性比选以及优化燃煤掺配方案提供定量的决策依据,有效提升燃料管理的精益化水平,避免因片面追求低“折标煤价”而导致的综合成本上升。

(3)政策/管理启示: 建议火电企业在燃料采购合同中探索引入基于全流程成本的评价机制,或在内部决策中广泛应用此模型,以实现真正的降本增效。

同时,建议电厂在燃用高灰分煤时,结合制粉系统优化(如控制煤粉细度 R_{90} 在11%左右)和吹灰系统智能化改造(如采用脉冲吹灰或靶向吹灰策略),以降低飞灰含碳量、稳定蒸汽温度、提升锅炉效率,进一步控制隐形成本【陈辉,2019;杨志恺,2023】。

4 研究局限与展望

本研究对模型进行了必要简化,主要聚焦于灰分这一核心因素的影响。一个更完备的经济性模型尚有深化空间,未来研究可从以下方面展开:

(1)成本维度扩展: 将因磨损加剧导致的长期维修费用、非计划停运损失、设备寿命折损以及吹灰介质消耗等成本纳入模型。

(2)物流与资金成本: 考虑高灰分煤带来的煤场、灰场占用面积增加、周转率下降所引起的仓储管理与资金占用成本。

(3)前端系统影响: 将模型扩展至评估灰分对输煤、制粉系统设备磨损和能耗的影响。

(4)多指标综合评价: 进一步集成硫分(影响脱硫成本)、水分(影响制粉能耗与效率)、挥发分、结焦特性等更多关键煤质指标,构建多维度的全生命周期采购决策支持系统。

(5)掺烧燃料的影响评估: 随着电厂掺烧城市污泥等非煤燃料的推广,需进一步研究掺烧后灰分组成、结渣特性及污染物排

放对全流程成本的影响【郎范玲,2024】。

(6)超低排放改造对运行成本的影响: 超低排放技术改造(如低低温电除尘、双塔脱硫等)虽提升环保性能,但也可能增加系统电耗与维护成本,未来可将其纳入全流程经济性模型中【周心澄,2018】。

【参考文献】

[1]陈辉,戴维保,蔡培,等.煤粉细度变化对锅炉燃烧影响数值模拟研究[J].电力科技与环保,2019,35(3):53-56.

[2]陈辉,戴维保,蔡培,等.电站锅炉燃用高灰分烟煤煤粉细度选择方法研究[J].电站系统工程,2019,35(5):18-24.

[3]陶务新,张志勇,柳兴国,等.脉冲吹灰装置在300MW机组空气预热器中的应用[J].电力设备,2004,5(11):35-37.

[4]李勇,李宗耀,魏向国.600MW火电机组锅炉吹灰系统节能综合改造[J].仪器仪表用户,2023,30(12):88-91.

[5]杨志恺,卢红书,杨晓明,等.燃煤电厂锅炉吹灰系统的优化策略及应用[J].山东电力高等专科学校学报,2023,26(5):40-44.

[6]郎范玲,蒲建业,宿海宁,等.煤粉炉掺烧城市污泥积灰结渣与污染物排放特性[J].电力科技与环保,2024,40(1):35-43.

[7]周心澄,黄治军,潘丹萍,等.燃煤电站超低排放烟气颗粒物排放测试及特性分析[J].东南大学学报(自然科学版),2018,48(2):240-247.

作者简介:

林朝霞(1976--),女,汉族,福建省莆田市人,本科,研究方向:发电厂工程基建管理。