文章编号:1001-2060(2025)04-0171-09

燃气电厂在线监测碳排放数据偏差分析

黄泳如^{1,2},卢志民^{1,2},刘泽明^{1,2},谢子立^{1,2},姚顺春^{1,2}

(1. 华南理工大学 电力学院,广东 广州 510640; 2. 广东省能源高效清洁利用重点实验室,广东 广州 510640)

摘 要:为提高燃气电厂碳排放数据的计量质量,基于核算法和烟气在线监测法(Continuous Emission Mentoring System, CEMS)对燃气电厂的在线碳排放数据偏差进行分析。首先利用核算法和在线监测法分别计算某F级燃气 - 蒸汽联合循环机组的 CO₂ 排放量,并以核算法碳排放量作为基准值进行偏差分析;其次,构建基于燃料成分计算 的理论值修正异常 CEMS 实测值的方法并计算修正后的日碳排放量,随后利用 Spearman 系数对偏差与运行参数进 行相关性分析;最后,通过误差传递法评定碳排放量的不确定度包含区间。结果表明,对于实例机组,核算法和基于实测 CO₂ 体积浓度与实测烟气流量的 CEMS 在线监测法,某月的碳排放量结果之间存在 12.46% 的相对偏差;理 论值计算能够有效地识别并修正烟气在线监测的异常值,通过理论值修正的方法对之后 3 个月 CEMS 在线测量的 CO₂ 体积分数和烟气流量进行修正后,使得核算法与 CEMS 在线监测法日碳排放量之间的平均偏差由 16.2% 减少 至 1.69%;碳排放的偏差与机组热效率、烟气氧体积分数等运行参数显著相关;核算法和 CEMS 在线监测法的碳排 放量相对偏差远超测量不确定度包含区间,反映核算法与在线监测法之间存在系统偏差,且烟气流量是在线监测 法的主要不确定度来源,需要提高烟气流量测量的准确性以减少误差。

关键 词:燃气电厂;碳排放数据;偏差分析;不确定度分析

中图分类号:X773 文献标识码:A DOI:10.16146/j. cnki. mdlgc. 2025.04.019

[引用本文格式] 黄泳如, 卢志民, 刘泽明, 等. 燃气电厂在线监测碳排放数据偏差分析[J]. 热能动力工程, 2025, 40(4):171-179. HUANG Yongru, LU Zhimin, LIU Zeming, et al. Bias analysis of online monitoring carbon emission data of gas-fired power plants[J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2025, 40(4):171-179.

Bias Analysis of Online Monitoring Carbon Emission Data of Gas-fired Power Plants

HUANG Yongru^{1,2}, LU Zhimin^{1,2}, LIU Zeming^{1,2}, XIE Zili^{1,2}, YAO Shunchun^{1,2}

(1. School of Electric Power Engineering, South China University of Technology, Guangzhou, China, Post Code: 510640;2. Guangdong Provincial Key Laboratory of Efficient and Clean Energy Utilization, Guangzhou, China, Post Code: 510640)

Abstract: To enhance the carbon emission data measured quality of gas-fired power plants, the bias analysis of online carbon emission data was conducted by employing mass balance method and continuous emission mentoring system (CEMS). Initially, CO_2 emissions from an F-class gas-steam combined cycle unit were calculated by using the mass balance method and the CEMS-based flue gas monitoring method, with the mass balance results serving as benchmark values for bias analysis. Subsequently, a theoretical value correction method based on fuel composition calculation was established to rectify abnormal CEMS measurements, followed by calculation of revised daily carbon emissions. Spearman correlation coefficient was then applied to analyze correlations between deviations and operational parameters. Finally, uncertainty coverage intervals of carbon emissions were evaluated through error propagation analysis. Key find-

收稿日期:2024-09-05; 修订日期:2024-10-11

基金项目:国家自然科学基金联合基金(U22B20119);广东省自然科学基金杰出青年项目(2021B1515020071)

Fund-supported Project: Joint Funds of the National Natural Science Foundation of China (U22B20119); Outstanding Youth Project of Guangdong Provincial Natural Science Foundation (2021B1515020071)

作者简介:黄泳如(1999-),女,华南理工大学硕士研究生.

通信作者:卢志民(1979-),男,华南理工大学教授.

ings reveal that a 12.46% relative deviation of a certain month carbon emissions between the fuel-based calculation and CEMS-derived emissions by using measured CO_2 volume fraction and flue gas flow in an actural example unit. The theoretical value calculation in identifying and rectifying abnormal online monitoring values is effective, after applying theoretical value corrections to adjust the CEMS-measured CO_2 volume fraction and flue gas flow for the following three months, the relative deviation of daily carbon emission reduces from 16.2% to 1.69%. Carbon emission deviations demonstrate significant correlations with operational parameters including unit thermal efficiency and flue gas oxygen volume fraction. The observed inter-method carbon emission relative deviations significantly exceeded measurement uncertainty inclusion interval, highlighting systematic deviation between these two approaches, with flue gas flow measurement accuracy for error mitigation.

Key words: gas-fired power plants, carbon emission data, bias analysis, uncertainty analysis

引 言

天然气发电是落实碳达峰、碳中和目标过程中 重要的低碳转型过渡路径。9F级的燃气 – 蒸汽联 合循环机组单位发电量的碳排放强度仅有 345 g/(kW·h),相比同容量等级煤电的碳排放减少约 60%^[1]。截至 2023 年,我国天然气发电装机容量为 1.26 亿千瓦,天然气发电量占总发电量的 3.2%^[2]。 随着气电发展,天然气发电装机容量将在 2025 年突 破 1.5 亿千瓦,预计占总装机容量的 6%^[1],燃气电 厂的碳排放总量不容小觑,准确量化燃气电厂的碳 排放量成为碳市场稳定发展的前提。

常用碳排放量估算方法有排放因子法和在线监 测法等。排放因子法作为我国现行发电设施碳排放 量计算的方法,也称为核算法,虽然操作简单,但时 效性差、排放因子不确定性较大[3]。在线监测法通 过烟气连续监测系统(Continuous Emission Mentoring System, CEMS) 现场测量烟气流量和烟气二氧化碳 体积分数,减少了中间环节,并具有较高的时效性。 在线监测法在国内发展迅速,成为可以提高碳核算 数据精准性的途径之一。生态环境部自 2021 年实 施碳监测评估试点,尽管连续监测法结果与核算结 果整体具有可比性,但自身数据质量仍有待提升, 且二者碳排放数据结果仍存在偏差[4-7]。《生态环 境监测规划纲要(2020-2035年)》指出在碳计量 过程吕要遵循"核算为主,监测为辅"的原则,核算 法和在线监测法两种碳计量方法的碳排放数据之 间的偏差影响了利用监测数据校核核算数据的科 学性,势必影响相关数据的公信力,有必要对在线 监测法的碳排放数据偏差进行深入研究分析。

对此,国外学者对两种碳计量方法以及二者结 果之间的相对偏差进行研究。对于单个电厂的碳排 放数据,会出现核算法与在线监测法结果偏差较大 的情况,甚至达到17%^[8],而对于多个电厂的总碳 排放量来说核算法与在线监测法结果偏差则较 小^[8-9]。Ouick^[10]对比分析了 210 座燃煤电厂核算 数据和 CEMS 监测结果,认为由于流量测量存在偏 差、流量认证方式不同等原因,导致 CEMS 监测结果 的准确度小于核算法。国内研究起步较国外晚,有 观点认为排放端实测碳排放量的结果(以下称为在 线监测法)比燃料端碳排放结果(以下称为核算法) 更准确,但这个观点仍需商榷[11-12]。皮托管流量计 存在流场显著偏移时测量误差大、低流速下精度低 及受烟气颗粒物磨损等问题。使得烟囟烟气流速的 测量不够准确,导致 CEMS 监测的烟气流速偏离实 际情况^[13],因此,基于排放端数据的在线监测法数 值波动比较大,使得不同电厂间在线监测法碳排放 量与核算法碳排放量的相对偏差呈现显著的厂际差 异性[14-17]。对此,有学者研究分析核算法与在线监 测法之间的相对偏差产生的原因,并提出提高在线 监测准确性以及碳计量法结果一致性的方法[15-19]。

综上所述,对碳排放计量方法一致性的研究中 较多的讨论对象是燃煤电厂。相比煤电机组,燃气 机组燃料成分变化较小且有较好的在线分析手段, 这使得燃气机组往往具有更好的碳排放数据质量, 能更好地开展碳计量方法的比对分析工作。目前对 燃气电厂的研究相对较少,对于核算法与在线监测 法数据偏差的分析仍不足,有必要对燃气电厂不同 碳计量方法的结果进行偏差分析研究,探究其中造 成偏差的原因,在此基础上提出提升在线监测碳排 放数据质量的方法。

本文以某 F 级燃气 - 蒸汽联合循环机组为例, 估算不同碳计量方法的碳排放结果,结合燃气电厂 碳数据特点,探究采用直接测量与间接核算数据之 间的相互验证关系。在此基础上,探究碳排放数据 异常值识别方法的可行性,并对核算法与在线监测 法结果出现的大偏差情况进行分析,得到用于识别 异常值的方法。

1 碳排放计量方法

1.1 核算法

核算法通过统计燃料使用量、热值、碳含量等参数进行计算,是我国现行的碳计量方法。根据发电行业现行的核算指南^[20],天然气燃烧产生的碳排放量采用公式(1)计算。

$$E_{\rm F} = F_{\rm C} \times C_{\rm ar} \times O_{\rm F} \times \frac{44}{12} \tag{1}$$

式中: $E_{\rm F}$ —天然气燃烧的碳排放量,t; $F_{\rm C}$ —天然气的 消耗量,10⁴ m³; $C_{\rm ar}$ —天然气收到基元素碳含量, 10⁴ t/m³; $O_{\rm F}$ —天然气的碳氧化率,%,取缺省值99%。

对于本研究中的燃气电厂,采用公式(2)^[20]计 算收到基含碳量。

 $C_{ar} = Q_{ar} \times C_{F}$ (2) 式中: Q_{ar} —天然气收到基元素低位发热量, GJ/10⁴m³; C_F—天然气的单位热值含碳量, t/GJ, 无

实测时取指南中对应缺省值 0.015 32 t/GJ。

1.2 在线监测法

在线监测法是一种通过直接测量烟气流速和烟 气中二氧化碳体积分数等参数来计算碳排放量的方 法。在线监测法通过连续排放监测系统(CEMS)实 现,CEMS系统具备连续监测二氧化碳体积分数及 烟气流速功能,并可将数据实时传输至环保部门。 烟气中的二氧化碳体积分数和烟气流速分别由系统 内的烟气分析仪和皮托管流量计测得。碳排放量由 公式(3)计算。

$$E_{\rm co_2} = \rho_{\rm co_2} \times m \times t \times 10^{-9} \tag{3}$$

式中: E_{co_2} —在线监测法二氧化碳排放量, $t;\rho_{co_2}$ —标准状况下二氧化碳质量浓度, $mg/m^3;m$ —干烟气流量, $m^3/s;t$ —监测时间, s_o

1.2.1 二氧化碳质量浓度

在进行碳排放量计算前,需要将烟气分析仪测得的二氧化碳体积分数换算成质量浓度 pco,,由

式(4)得出:

$$\rho_{\rm CO_2} = V_{\rm CO_2} \frac{44}{22.4} \times 10^4 \tag{4}$$

式中:V_{co2}一烟气中二氧化碳的体积分数,%。 1.2.2 干烟气流量

由 CEMS 中的皮托管流量计测得烟气流速后, 根据测量位置处烟道截面积与流速计算得到湿烟气 流量 m_g,并对湿烟气流量进行折标计算,将其转换 成干烟气流量 m。

$$m_{\rm g} = S \times v$$
 (5)

$$n = m_{\rm g} \times \frac{p}{101\ 325} \times \frac{273.15}{T} \times (1 - V_{\rm H_20}) \ (6)$$

式中: m_{g} —湿烟气流量, m^{3}/s ;S—烟道截面积, m^{2} ; v—烟气流速,m/s;m—干烟气流量, m^{3}/s ;p—烟气 压力,Pa;T—烟气温度,K; $V_{H_{2}0}$ —烟气中水蒸气的体 积分数,%。

2 偏差分析方法

2.1 碳排放量偏差

碳排放量偏差是指核算法与在线监测法的碳排 放量之间的相对偏差,由公式(7)计算得到。

$$r = \frac{E_{\rm CO_2} - E_{\rm F}}{E_{\rm F}} \times 100\%$$
(7)

式中:r—核算法和在线监测法的碳排放量相对 偏差,%;

2.2 基于燃料成分的理论计算

2.2.1 理论二氧化碳体积分数

理论二氧化碳体积分数通过天然气的元素分析 数值计算得到。在燃料完全燃烧时,可通过完全燃 烧方程式计算得到 CO₂和 SO₂的体积分数。对于燃 气电厂,因为天然气成分中含硫量极少,所以烟气中 SO₂可忽略不计,可由公式(8)和(9)理论计算得到 CO₂体积分数^[21]。

$$\hat{V}_{y,co_2} = \frac{21 - V_{y,o_2}}{1 + \beta}$$
(8)

 $\beta = \{0.395[V_{H_2} + V_{CO}] + 1.18V_{H_2S} + 0.21V_{N_2} + 0.79\sum \left(m + \frac{n}{4}\right)V_{C_mH_n} - 0.79V_{O_2}\}/[V_{CO} + V_{CO_2} + \sum mV_{C_mH_n} + V_{H_2S}] - 0.79$ (9)

式中: V_{gy,CO_2} 一理论二氧化碳体积分数,%; V_{y,O_2} 一烟 气中氧气体积分数,%; β —气体燃料的燃料特性系 数; V_{H_2} 、 V_{CO} 、 $V_{C_mH_n}$ 、 V_{H_2S} 、 V_{O_2} 、 V_{N_2} 、 V_{CO_2} 一燃料中 H₂、 $CO_{C_m}H_n, H_2S_{O_2}, N_CO_2$ 的体积分数,%;下标 m、 n—饱和烷烃 C_mH_n 中表示不同的碳、氢原子数。 2.2.2 理论干烟气流量

理论干烟气流量可由公式(10)计算得到[21]。

$$\hat{n}_{gy} = m_{gas} \frac{V_{CO_2} + \sum mV_{C_mH_n} + V_{CO} + V_{H_2S}}{V_{y_1,CO_2} + V_{y_1,CO} + V_{y_1,H_2} + V_{y_1,CH_4}} \quad (10)$$

式中: \hat{m}_{gy} 一理论计算干烟气流量, m³/s; m_{gas} 一天然 气流量, m³/s; V_{y,CO_2} 、 $V_{y,CO}$ 、 V_{y,H_2} 、 V_{y,CH_4} 一烟气中 CO, 、CO、H, 、CH₄的体积分数, %。

2.3 参数相关性

为了解运行参数与相对偏差之间是否有关联, 利用 Pearson 相关性分析或 Spearman 通过相关性分 析对碳排放量相对偏差与各运行参数的相关性进行 检验。在以往的数据分析中,各运行参数通常不符 合正态分布规律,所以本文通过计算 Spearman 系数 进行相关性分析, Spearman 相关系数 *s* 可由公式 (11)计算得到。

$$s = 1 - \frac{6\sum d_i^2}{n(n^2 - 1)} \tag{11}$$

式中:d_i-第 i个数据对的秩次差值。

2.4 不确定度包含区间

不确定度评定是衡量碳排放数据质量的重要尺度,误差传递法是通过烟气流速、烟气 CO₂体积分数等参数的误差以及其与碳排放量之间的函数关系,计算碳排放量误差的方法。误差传递法需要分别进行 A 类不确定度评定和 B 类不确定度评定。A 类不确定度是经过多次重复测量之后,统计分析得到的不确定度分量; B 类不确定度是通过非统计方法,如:经验、校准证书、仪器规格等估计的不确定度分量标。由式(12)~式(14)进行不确定度的评定。

$$u_{\rm A}(\bar{x}) = \sqrt{\frac{\sum (x_i - \bar{x})^2}{n(n-1)}}, \quad i = 1 \cdots n \quad (12)$$

$$u_{\rm B}(x) = \frac{a}{k} \tag{13}$$

$$u_{\rm c}(y) = \sqrt{\sum u^2(x_i)} \tag{14}$$

式中: $u_A(\bar{x})$ —某输入量 X 的 A 类不确定度; x_i —第 *i* 次测量结果; \bar{x} —测量结果的平均值;n—测量次数; $u_B(x)$ —某输入量 X 的 B 类不确定度;a—被测量可 能值区间的半宽度;k—对应包含概率的包含因子; y—被测量 Y(Y 与 X 之间有一定的函数关系)估计值 结果; $u_c(y)$ —被测量 Y 估计值的合成不确定度。 不确定度包含区间是碳排放量测量值的置信区间,表示碳排放量测量值以一定概率包含真实值的范围,可由公式(15)计算得到。

 $U = ku_c(\gamma) \tag{15}$

式中:U—碳排放量的不确定度包含区间;k—包含因子,由置信水平和概率分布决定,本文取95%的置信水平 k = 2。

2.5 数据评价指标

选用平均绝对误差 MAE(Mean Absolute Error)、 均方根误差 RMSE(Root Mean Square Error)以及平均 相对误差 MRE(Mean Relative Error)作为评价理论值 与实测值之间一致性的指标,由公式(16)、公式(17) 和公式(18)计算得到。

MAE =
$$\frac{1}{N} \sum_{j=1}^{N} |\hat{z}_j - z_j|$$
 (16)

RMSE =
$$\frac{1}{N} \sum_{j=1}^{N} (\hat{z}_j - z_j)^2$$
 (17)

MRE =
$$\frac{1}{N} \sum_{j=1}^{N} \frac{|\hat{z}_j - z_j|}{|z_j|}$$
 (18)

式中: \hat{z}_{j} 一第j个理论值; z_{j} 一第j个实测值;N—样本数量。

3 结果

3.1 不同碳计量方法结果

3.1.1 理论 CO₂体积分数与实测 CO₂体积分数

根据电厂实测的天然气成分分析以及实测烟气 氧气体积分数计算得到理论二氧化碳体积分数,并 计算理论与实测二氧化碳体积分数的相对偏差,结 果如图1和2所示。图中虚线是相对偏差为±5% 的范围线,85%以上的数据点相对偏差在±5%以 内,90%以上的相对偏差在±10%以内,可见理论二 氧化碳体积分数和实测二氧化碳体积分数具有较好 的一致性。图1框内数据相对偏差较大,对应的是 图 2 中相对偏差超过 - 20% 的数据,这部分数据为 机组启停前后数据,这可能是由于低体积分数下,检 测仪器对二氧化碳体积分数测量的精度降低。目前 该电厂 CEMS 的定期校准是遵照《HJ 75 固定污染 源烟气(SO₂、NO_r、颗粒物)排放连续监测技术规 范》,每24h进行零点和量程漂移的校准。因此,对 于日启停机组或机组长期低负荷运行时,建议增加 二氧化碳分析仪的低体积分数标定点,以达到全量 程的准确测量。

二氧化碳体积分数的理论值与实测值之间的平

均绝对误差为0.0991,均方根误差为0.1296,平均 相对误差仅为3.3%,可见理论值与实测值之间具 有较好的一致性,可通过该方法对CO₂体积分数进 行异常值识别以及修正。



图 1 理论 CO₂体积分数与实测 CO₂体积分数对比

Fig. 1 Comparison of theoretical and measured CO₂ volume fractions







3.1.2 理论干烟气流量与实测干烟气流量

该燃气机组的理论烟气流量计算结果如图 3 所示,相比二氧化碳体积分数,烟气流量的两种计算方式之间相对偏差较大,且波动较明显。虚线为±15%范围线,85%以上的数据点相对偏差在±15%以内。

针对图 3 框内理论干烟气流量与实测干烟气流 量的偏离程度较大的数据点,分析其与运行负荷的 变化关系,如图 4 所示。从图 4 中可以看到,当负荷 小于 100 MW 时,由于机组启动段时燃料端流量与 烟气端流量数据上存在一定的延迟,使得出现较大 偏差。在后续分析中对 100 MW 以下的数据进行剔 除,得到图5(a)。可见这当中仍存在离群点,基于 3σ准则进行离群点剔除,剔除后如图5(b)所示。 对于烟气流量,理论值与实测值平均相对偏差为 +13.86%,这说明对于案例机组而言,理论烟气流 量与实测烟气流量之间可能存在一定的系统误差。



图 3 理论干烟气流量与实测干烟气流量对比 Fig. 3 Comparison of theoretical and measured dry flue gas flow rates



814 理吃干烟气流重与头测干烟气流重相》 偏差与平均负荷的变化关系











干烟气流量理论值与实测值之间的系统性偏 差问题具有普遍性。美国电力行业通过长期研究, 在误差控制方面积累了可供借鉴的经验。根据美 国电力科学研究院开展的工作[22],从90年代美国 电厂大量安装 CEMS 以来,其测量的烟气流量通常 都偏高。其原因有来自于差压法、测量原理上的偏 差、标定的偏差以及墙壁效应导致的偏差[23-24]。 经过多年研究,最新结果表明,流量测量的相对准 确度已经能达到 2%^[25]。而近 10 年,美国国家标 准与技术研究院与电力研究所开展了一项温室气 体测量项目,在1:10的烟囱模拟器上把流量测量 的不确定度降到了1%,充分保障了温室气体减排 计划中对固定源 CO, 排放量准确测量的要求^[26]。 显然,我国在烟气流量测量上仍与国际先进水平有 一定差距。对此,利用烟气流量理论计算值与实 测测量值的平均相对偏差对每小时烟气流量进 行修正,最终实现日度、月度在线监测碳排放量的 修正。

3.1.3 碳排放量对比

本文分别利用核算法、基于 CEMS 数据的在线 监测法、及基于理论 CO₂体积分数和理论干烟气流 量修正在线监测法 3 种方法计算了电厂某月碳排放 量,结果如表 1 所示。基于 CEMS 系统的在线监测 法与核算法结果相对偏差为 12.46%,引入修正系 数对烟气流量进行修正能有效缩小与核算法结果的 偏差,碳排放量相对偏差仅-1.23%。

表 1 电厂某月碳排放量计算结果以及相对偏差 Tab. 1 Carbon emission calculation result and relative

deviation of power plant for a certain month

碳计量方法	碳排放量/t	与核算法的
		相对偏差/%
核算法	28 288.5	-
在线监测法(CEMS 系统)	31 746.4	12.46
在线监测法(修正烟气流量后)	27 882.0	-1.23

为验证修正方法对后续数据的修正效果,以理 论干烟气流量与实测干烟气流量的平均偏差作为修 正系数对该机组3个月的运行数据进行修正,修正 前后的日碳排放量相对偏差分布情况如图6所示。





修正前的日碳排放量平均相对偏差为16.2%, 修正后的平均相对偏差为1.69%,同时修正后的相 对偏差分布符合正态分布,说明根据此修正系数对 实测干烟气流量进行修正后能有效减小在线监测日 碳排放量与核算日碳排放量之间的相对偏差。同时 也表明该机组在线监测法与核算法之间存在系统误 差,对于有系统误差的机组,可以通过理论干烟气流量的计算确定修正系数对实测干烟气流量进行修正,以提高两种方法碳排放数据的一致性。

3.2 参数相关性结果

在进行相关性检验前,首先对相对偏差进行正态性检验,图 7 为相对偏差的分位数 – 分位数图,可以看到偏离对角线分布的散点较多,且 Shapiro-Wilk 正态性检验的 p 值 <0.001,显然相对偏差不服从正态分布。因此,在本文讨论中使用 Spearman 相关性分析比 Pearson 相关性分析更合理。



Fig. 7 Quantile-quantile (Q-Q) plot of relative deviation of carbon emissions

对碳排放量相对偏差与各参数进行相关性分 析,结果如图8所示。



图 8 碳排放量相对偏差与各参数的相关性热力图 Fig. 8 Heat map of the correlation between relative deviation of carbon emissions and each parameter

碳排放量相对偏差与烟气温度、天然气体积流

量的相关系数较低,且显著性值 p >0.01,认为烟气 温度、天然气体积流量两个参数与相对偏差没有显 著的相关性。机组热效率、热耗率、蒸燃功比等运行 参数与相对偏差为正相关,而烟气压力以及 O₂体积 分数与相对偏差为负相关,这是由于机组热效率等 参数反映了机组运行情况,机组热效率等参数越高、 O₂体积分数越低,则机组负荷越大,各碳排放参数 测量波动越小,相对偏差也随之减小并趋于稳定。

3.3 不确定度评定区间结果

为了减少负荷变化对不确定度的影响,选取 11 月某日运行平均负荷为 390 MW、标准差为 0.74 MW 的连续运行数据进行不确定度评定,390 MW 是该 机组稳定运行的常见负荷段,不确定度评定区间结 果具有一定参考意义,结果如表 2 所示。由表 2 可 以看到,烟气流量是碳排放量不确定度的主要来源, CO₂体积分数次之,这说明了这两个参数数据的可 靠性决定了碳排放数据的可靠性。

表 2 不确定度结果

Tab. 2 Uncertainty results

参 数	相对不确定度/%
天然气体积瞬时流量	0.58
天然气低位发热量	0.58
烟气流量	1.97
烟气二氧化碳体积分数	1.36
烟气湿度	0.58
烟气温度	0.23
烟气压力	0.68

根据相对不确定度计算烟气流量、CO₂体积分数等参数对碳排放量的影响,计算结果如图9所示。



Fig. 9 Impact of each parameter uncertainty on carbon emission rate

由图9可知,对于实例电厂,不同计量方法之间 的碳排放速率相对偏差大于不确定度区间,这同样 说明实例电厂的在线监测碳数据与核算碳数据之间 仍存在系统误差。

4 结 论

以某 F 级燃气 - 蒸汽联合循环机组为例,提出 了一种有效减少在线监测法与核算法之间碳排放量 差异的二氧化碳体积分数与烟气流量异常值识别与 修正的方法,该方法提供了碳数据相对偏差分析的 思路。得到以下结论:

(1)理论 CO₂体积分数与实测 CO₂体积分数之 间的相对偏差基本在±5%以内,均方根误差为 0.13%。可见,两个数据集之间有较好的一致性,可 以根据燃气成分计算得到的理论 CO₂体积分数对实 测 CO₂体积分数进行数据异常识别并修正。

(2) 实例电厂的核算法碳排放量与基于 CEMS 在线监测法碳排放量之间的相对偏差为 12.46%, 该电厂在线监测碳排放量高于核算排放量。

(3) 通过一段时间内的理论烟气流量和实测烟 气流量结果的对比确定修正系数,可以有效减少不 同方法碳排放量之间的偏差,3 个月的碳排放数据 平均相对偏差16.2%减少至1.69%,从而验证了引 入修正系数对修正系统误差的可行性。

(4)碳排放数据的相对偏差与烟气温度、天然 气体积流量的相关性较低,而与机组热效率、热耗率 等运行参数呈正相关,与烟气压力、O₂浓度呈负相 关。以上参数与机组运行状况直接相关,高负荷下 各碳排放参数测量波动越小,相对偏差也随之减小 并趋于稳定。

(5) 在稳定负荷下,烟气流量引入的不确定度 对在线监测碳排放速率的影响最大,二氧化碳体积 分数次之,且不同方法结果的相对偏差超过二者的 不确定度范围区间,说明两个计量方法之间存在一 定的系统偏差,测量仪器在使用过程中需要加强现 场校验工作。

碳监测试点调试数据仅有一个月的完整数据, 以此做试点研究,对于单个机组的碳排放数据之间 可能存在一定的系统误差,这需要进一步研究减少 误差的方法与措施。此案例分析旨在对其他燃气电 厂的分析研究起参考作用。

参考文献:

- GE Vernava. 加速天然气发电增长迈向零碳未来[R].2022.
 GE Vernava. Accelerating the growth of natural gas-fired power generation towards a zero-carbon future[R].2022.
- [2] 李 玲. 天然气发电大有可为[N]. 中国能源报, 2024 06-03.

LI Ling. Natural gas power generation holds great promise [N]. China Energy News, 2024 - 06 - 03.

 [3] 胡晓玲,崔 莹. IIGF 观点 | 浅析碳核算发展现状及相关建议
 [EB/OL]. [2023 - 01 - 17]. https://iigf. cufe. edu. cn/info/ 1012/6297. htm.

HU Xiaoling, CUI Ying. IIGF perspectives: Analyzing the development status of carbon accounting and related suggestions [EB/OL]. [2023 - 01 - 17]. https://iigf.cufe.edu.cn/info/1012/6297.htm.

- [4] 罗知之,高 雷. 生态环境部:即将启动碳监测评估第二阶段 试点工作[EB/OL]. [2023-05-31]. http://finance. people. com. cn/n1/2023/0531/c1004-40003028. html.
 LUO Zhizhi, GAO Lei. Ministry of ecology and environment: Second phase of carbon monitoring and assessment pilot work to be launched soon [EB/OL]. [2023-05-31]. http://finance. people. com. cn/n1/2023/0531/c1004-40003028. html.
- [5] 李 鹏,吴文昊,郭 伟. 连续监测方法在全国碳市场应用的 挑战与对策[J]. 环境经济研究,2021,6(1):77-92.
 LI Peng, WU Wenhao, GUO Wei. The challenges and recommendations of application of the measurement-based monitoring methodology in national carbon market[J]. Journal of Environmental Economics, 2021,6(1):77-92.
- [6] 姚顺春,支嘉琦,付金杯,等.火电企业碳排放在线监测技术研究进展[J].华南理工大学学报(自然科学版),2023,51(6): 97-108.

YAO Shunchun, ZHI Jiaqi, FU Jinbei, et al. Research progress of online carbon emission monitoring technology for thermal power enterprises [J]. Journal of South China University of Technology (Natural Science Edition), 2023, 51(6):97 - 108.

- [7] 吴 昊,任 鑫,朱俊杰.发电行业二氧化碳排放监测技术现状与综述[J].热力发电,2023,52(7):1-13.
 WU Hao, REN Xin, ZHU Junjie. Current situation and review of carbon dioxide emission monitoring technology in power generation industry[J]. Thermal Power Generation,2023,52(7):1-13.
- [8] ACKERMAN K V, SUNDQUIST E T. Comparion of two U. S. power-plant carbon dioxide emissions data sets[J]. Environmental Science & Technology, 2008, 42(15):5688 – 5693.
- [9] QUICK J C, MARLAND E. Systematic error and uncertain carbon dioxide emissions from U. S. power plants[J]. Journal of the Air & Waste Management Association, 2019,69(5):646-658.
- [10] QUICK J C. Carbon dioxide emission tallies for 210 U. S. coalfired power plants: A comparison of two accounting methods[J].

Journal of the Air & Waste Management Association, 2014, 64(1):73-79.

 [11] 胡永飞,冯田丰,姚艳霞,等. 连续排放监测法在我国发电行 业碳交易应用前景探讨[J]. 电力科技与环保,2019,35(3): 50-52.

HU Yongfei, FENG Tianfeng, YAO Yanxia, et al. Discussion on application prospect of power generation industry carbon market using CEMS method[J]. Electric Power Technology and Environmental Protection, 2019, 35(3):50 - 52.

[12] 张海滨,胡永飞,张景奇,等. 二氧化碳排放量化方法探讨
[J]. 中外能源,2013,18(3):96-101.
ZHANG Haibin, HU Yongfei, ZHANG Jingqi, et al. A study on methods for quantifying CO₂ emission [J]. Sino-Global Energy,

2013,18(3):96-101. 谢子立,卢志民,姚顺春,等.大口径管道烟气流量测量方法

- [13] 谢子立,卢志民,姚顺春,等.大口径管道烟气流量测量方法 综述[J].热力发电,2024,53(4):112-124.
 XIE Zili,LU Zhimin,YAO Shunchun, et al. Overview of flue gas flow measurement methods in large-scale ducts[J]. Thermal Power Generation,2024,53(4):112-124.
- [14] 段志洁,张丽欣,李文波,等. 燃煤电力企业温室气体排放量 化方法对比分析[J]. 中国电力,2014,47(2):120-125.
 DUAN Zhijie, ZHANG Lixin, LI Wenbo, et al. Comparison of GHG emission quantification methods for coal-fired electric power enterprises[J]. Electric Power,2014,47(2):120-125.
- [15] 王 明,周志兴,封明敏,等.火电机组实测法 CO₂排放监测 模型及准确性验证[J].煤化工,2022,50(2):18-21,33.
 WANG Ming,ZHOU Zhixing,FENG Mingmin, et al. Online CO₂ emission monitoring system for coal-fired power plant based on direct measurement and its accuracy verification[J]. Coal Chemical Industry,2022,50(2):18-21,33.
- [16] 谭 超.燃煤电厂碳排放监测方法研究[D].广州:华南理工 大学,2018.

TAN Chao. Study on monitoring methods of carbon emission in coal fired power plants [D]. Guangzhou; South China University of Technology, 2018.

[17] 张 宁,张紫禾,张景奇,等. 燃气-蒸汽联合循环发电 CO₂
 排放量量化方法比较[J].环境科学研究,2017,30(9):
 1489-1496.

ZHANG Ning, ZHANG Zihe, ZHANG Jingqi, et al. Comparison of methods for quantifying CO₂ emissions from fuel gas-steam combined cycle power plants [J]. Research of Environmental Sciences, 2017, 30(9):1489 – 1496.

[18] 马 凯,韩文涛,丁 艺,等.煤种对燃煤电厂碳排放经济性的影响研究[J].热能动力工程,2018,33(9):142-146,85.

MA Kai, HAN Wentao, DING Yi, et al. Study on the influence of coal on the carbon emission economy of coal-fired power plant [J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2018, 33(9):142-146,85.

 [19] 龚广京,周 光,郑 涛,等.基于线性回归与 BP 神经网络的 火电厂燃煤碳排放计算研究 [J].热能动力工程,2024, 39(3):73-81.

GONG Guangjing, ZHOU Guang, ZHENG Tao, et al. Study on coal-fired carbon emission in thermal power plants based on linear regression and BP neural network [J]. Journal of Engineering for Thermal Energy and Power, 2024, 39(3):73-81.

- [20] 中华人民共和国生态环境部. 企业温室气体排放核算与报告 指南:发电设施[R/OL]. 北京:中华人民共和国生态环境部, 2022[2022 - 12 - 21]. https://www. mee. gov. cn/xxgk2018/ xxgk/xxgk06/202212/t20221221_1008430. html.
 Ministry of Ecology and Environment of the People's Republic of China. Guidelines for corporate accounting and reporting of greenhouse gas emissions:Power generation facilities[R/OL]. Beijing: Ministry of Ecology and Environment of the People's Republic of China,2022 [2022 - 12 - 21]. https://www. mee. gov. cn/ xxgk2018/xxgk/xxgk06/202212/t20221221_1008430. html.
- [21] 林宗虎,徐通模.实用锅炉手册[M].北京:化学工业出版 社,2009.

LIN Zonghu, XU Tongmo. Utility boiler handbook [M]. Beijing: Chemical Industry Press, 2009.

- [22] MC RANIE R D, NORFLEET S K, DENE C E. The electric power research institute continuous emissions monitoring heat rate discrepancy projectan update report [R]. Pittsburgh, United States; Air & Waste Management Association, 1997.
- [23] NORFLEET S K. An evaluation of wall effects on stack flow velocities and related overestimation bias in EPA's stack flow reference methods[C]//EPRI CEMS User's Group Meeting, New Orleans, Louisiana, 1998.
- [24] NORFLEET S K. Impact of wall effects on flue gas velocities in rectangular ducts and recommended revisions to EPA reference method 2H[C]//EPRI CEM Users Group Meeting, San Antonio, 2000.
- [25] EPA. Relative accuracy in EPA CAMD's power sector emissions data[R]. 2022.
- [26] NIST. Smoke stack flow measurement [EB/OL]. [2022 02 -04]. https://www.nist.gov/programs-projects/smoke-stack-flowmeasurement.

(姜雪梅 编辑)