

电厂烟气脱硫脱硝监测分析

张学龙

浙江德创环保科技股份有限公司 浙江 绍兴 312000

摘要: 随着环保要求的日益严苛,电厂烟气排放中的硫氧化物与氮氧化物成为重点管控对象。电厂烟气脱硫脱硝监测分析至关重要,其通过精准测量烟气中污染物浓度,可实时掌握脱硫脱硝系统运行状况。借助先进监测技术与设备,不仅能及时发现系统异常,保障稳定运行,还能依据数据优化工艺参数,提升脱硫脱硝效率,降低污染物排放,对实现电力行业绿色可持续发展具有不可忽视的意义。

关键词: 电厂; 烟气脱硫脱硝; 监测技术; 优化策略与建议

引言: 在当今环保大背景下,电力行业作为能源消耗与污染物排放大户,面临着严峻的减排挑战。电厂烟气中的硫氧化物和氮氧化物是大气主要污染物,会引发酸雨、光化学烟雾等环境问题。为有效控制其排放,电厂普遍采用脱硫脱硝技术。而精准的监测分析是保障脱硫脱硝系统高效运行的关键,能及时反馈处理效果、发现潜在问题,对实现电厂节能减排、推动行业绿色转型有着至关重要的意义。

1 电厂烟气脱硫脱硝技术概述

1.1 脱硫技术 (FGD)

(1) 湿法脱硫: 应用最广泛的是石灰石-石膏法,以石灰石为脱硫剂,与烟气中 SO_2 反应生成亚硫酸钙,经氧化后形成石膏副产物,具有脱硫效率高(可达95%以上)、技术成熟稳定等特点;氨法脱硫则以氨水为吸收剂,生成硫酸铵可回收利用,适用于有氨源且需资源化利用的电厂,但其设备防腐要求较高。(2) 干法/半干法脱硫: 循环流化床法通过流化床内脱硫剂与烟气充分接触反应脱除 SO_2 ,系统简单、占地小,脱硫效率约85%-90%;喷雾干燥法将脱硫浆液雾化后与烟气混合,水分快速蒸发的同时完成脱硫反应,产物为干粉,无需废水处理,适合缺水地区电厂,但脱硫效率略低于湿法。

1.2 脱硝技术 (SCR/SNCR)

(1) 选择性催化还原 (SCR) 技术原理与特点: 在催化剂作用下,向烟气中喷入氨类还原剂,将 NO_x 还原为氮气和水。核心是催化剂,工作温度需匹配烟气温度(300-400℃),脱硝效率高达90%以上,是目前电厂主流脱硝技术,但设备投资和运行成本较高,需定期更换催化剂。(2) 选择性非催化还原 (SNCR) 技术适用场景: 无需催化剂,在高温(850-1100℃)条件下喷入还原剂与 NO_x 反应。具有设备简单、投资低、施工周期短的优势,适用于中小型电厂、锅炉改造空间有限或烟气温度

适配的场景,但其脱硝效率较低(50%-70%),还原剂消耗量大^[1]。

1.3 脱硫脱硝联合工艺

(1) SNCR+SCR组合工艺: 整合两种脱硝技术优势,前端SNCR先脱除部分 NO_x ,降低后端SCR处理负荷,可减少催化剂用量和运行成本,脱硝效率可达90%以上,适用于 NO_x 排放要求严格的大型电厂,能适应不同工况波动。(2) 湿法脱硫+SCR协同工艺: 利用湿法脱硫系统的碱性环境辅助脱除部分未反应的还原剂和微量污染物,SCR专注高效脱硝,实现脱硫脱硝深度协同,减少二次污染,适用于环保要求高的新建电厂。(3) 循环流化床半干法联合工艺: 在单一反应器内完成脱硫和脱硝反应,通过添加脱硫剂和脱硝还原剂,简化系统流程,占地更小、投资更低,适合中小型电厂的环保改造,脱硝效率可达80%以上,脱硫效率约90%。

2 电厂烟气脱硫脱硝监测技术体系

2.1 监测对象与指标

(1) 主要污染物: 核心监测对象为 SO_2 、 NO_x 及颗粒物(PM)。其中 SO_2 和 NO_x 监测需精准反映脱硫脱硝系统的核心处理效果,直接关联排放达标情况;颗粒物监测重点关注PM10、PM2.5等细颗粒物浓度,避免二次污染。三者均需严格遵循国家大气污染物排放标准设定监测阈值。(2) 辅助参数: 温度、压力、流速、湿度及 O_2 含量是保障监测数据有效性的关键辅助参数。温度和压力影响烟气体积换算,流速决定采样代表性,湿度易导致污染物吸附或反应, O_2 含量用于修正污染物排放浓度(折算至标准含氧量工况),确保监测结果具备可比性和准确性。

2.2 监测技术分类

2.2.1 在线监测技术: CEMS (连续排放监测系统)

(1) 原理: 主流技术基于红外/紫外吸收光谱法,利

用污染物对特定波长光谱的特征吸收实现定量分析；电化学法适用于低浓度污染物监测，通过电极反应产生的电流信号换算浓度；激光散射法针对颗粒物监测，依据散射光强度判断颗粒物含量。（2）优势与局限性：优势在于实时性强，可24小时连续监测并远程传输数据，能快速响应工况波动；准确性较高，满足常态化监管需求。局限性为设备初始投资大，需定期维护（更换光源、校准传感器），维护成本高，且易受烟气成分干扰^[2]。

2.2.2 离线监测技术：实验室分析

（1）采样方法：核心采用等速采样法，确保采样流速与烟气实际流速一致，避免颗粒物过载或漏采；稀释采样法则适用于高浓度、高湿度烟气，通过惰性气体稀释降低污染物浓度，保障采样过程稳定。（2）分析流程与误差控制：分析流程为样品采集→运输保存→实验室前处理→仪器检测→数据输出。误差控制需重点把控采样代表性（多点采样）、样品保存时效性（添加稳定剂）、仪器校准精度及空白实验对照，减少系统误差和随机误差。

2.3 监测数据质量控制

（1）校准与标定：定期采用标准气体（如SO₂、NO_x标准混合气）进行单点或多点校准，确保监测仪器测量精度；利用动态校准仪模拟实际烟气工况，完成系统整体标定，验证监测系统的线性响应和稳定性，校准周期需符合规范要求。（2）数据审核与修正：建立三级数据审核机制，剔除异常值（如仪器故障、停电导致的无效数据）；针对温度、湿度等环境因素，采用专业算法进行数据补偿修正，确保监测数据真实反映污染物排放实际情况，为环保监管和工艺优化提供可靠依据^[3]。

3 电厂烟气脱硫脱硝监测案例分析

3.1 案例选择与背景介绍

本次选取某300MW燃煤火力发电厂作为典型案例，该电厂为区域主力供电电源，年燃煤量约180万吨，配套“石灰石-石膏湿法脱硫+SCR脱硝”联合处理系统。工艺流程为：原煤燃烧产生的烟气经电除尘器去除大部分颗粒物后，进入SCR脱硝反应器，在催化剂作用下与氨水还原剂反应脱除NO_x；随后进入湿法脱硫塔，通过石灰石浆液吸收SO₂；最终经烟囱排放，全程配套烟气监测系统保障排放达标。该电厂执行《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）特别排放限值，要求SO₂排放浓度≤35mg/m³、NO_x排放浓度≤50mg/m³。

3.2 监测系统配置与运行

（1）CEMS设备选型与安装位置：核心监测设备选用红外吸收法CEMS系统，涵盖SO₂、NO_x、颗粒物、O₂等

指标监测模块，配套温度、压力、流速、湿度等辅助参数传感器。安装位置严格遵循规范要求，分别在SCR脱硝入口、脱硫塔入口及烟囱排放口设置监测点位，其中排放口点位位于烟囱距地面30m处，确保烟气流场稳定、无涡流，保障采样代表性。（2）监测频次与数据采集方式：采用24小时连续监测模式，监测数据采集间隔为1分钟，每10分钟生成1组有效均值数据。数据采集通过工业以太网实现本地存储与远程传输，实时上传至电厂环保监控中心及地方生态环境部门监管平台，同时配置数据备份系统，避免数据丢失。

3.3 监测结果分析

（1）SO₂/NO_x排放浓度时空分布特征：时间分布上，早晚用电高峰时段（7:00-9:00、19:00-21:00）机组负荷提升，烟气排放量增加，SO₂、NO_x排放浓度略高于低谷时段，但均稳定低于限值；空间分布上，脱硝入口NO_x浓度均值约450mg/m³，脱硫入口SO₂浓度均值约1200mg/m³，经处理后排放口二者浓度均值分别为28mg/m³、22mg/m³，无明显空间波动。（2）脱硫脱硝效率评估：基于入口与出口浓度对比计算，该电厂脱硫效率稳定在98%以上，脱硝效率维持在93%-95%，均达到设计要求。其中SCR脱硝系统受机组负荷影响较小，效率波动幅度≤2%；湿法脱硫系统在雨季因烟气湿度升高，效率偶有0.5%-1%的小幅下降，但不影响整体达标。

3.4 问题与挑战

（1）设备故障：运行过程中主要面临探头堵塞与传感器漂移问题。脱硫塔出口烟气含水量大且携带少量石膏浆液，易粘附在监测探头表面导致堵塞，平均每月需清理1-2次；NO_x传感器受烟气中微量重金属影响，每3-6个月会出现漂移，需及时校准否则影响数据准确性。（2）数据失真原因：一是烟气成分干扰，燃煤含硫量波动时产生的微量H₂S会干扰SO₂监测的红外吸收信号，导致数据偏高；二是维护不当，个别运维周期内未按规范完成动态校准，仅进行单点校准，无法覆盖全量程监测范围，导致高负荷工况下数据失真。

4 电厂烟气脱硫脱硝监测技术优化策略与建议

4.1 技术改进方向

（1）传感器精度提升：重点推进传感器抗干扰设计与新型材料应用。针对电厂烟气成分复杂、含水量大、粉尘多的特点，优化传感器探头结构，增设多级过滤与防粘附涂层，减少粉尘、水汽及微量干扰成分（如H₂S、重金属）对监测信号的影响；研发应用新型敏感材料，如基于纳米材料、陶瓷基复合材料的传感器元件，提升对低浓度SO₂、NO_x的检测灵敏度，降低检出限，同时

增强传感器的耐高温、耐腐蚀性能,延长使用寿命。此外,引入自适应校准算法,实现传感器漂移的实时自修正,进一步保障监测数据的长期稳定性与准确性^[4]。

(2)多污染物协同监测技术开发:突破单一污染物监测局限,研发集成化多污染物协同监测系统。整合红外光谱、激光雷达、质谱等多种检测技术,实现对SO₂、NO_x、颗粒物(含PM_{2.5})、VOCs等多类污染物的同步监测,同时兼顾温度、压力等辅助参数的一体化采集;开发高精度数据融合算法,消除不同监测模块间的信号干扰,实现多源数据的互补与优化,提升综合监测效率。针对协同脱除工艺,开发专项监测技术,精准捕捉多污染物间的相互作用规律,为工艺优化提供更全面的数据支撑。

4.2 管理优化措施

(1)标准化操作流程(SOP)制定:建立覆盖监测全流程的标准化操作规范。明确CEMS设备选型、安装、校准、维护、报废的全生命周期操作要求,细化不同工况下的采样参数设置、标准气体选用规格及校准频次(如动态校准每周1次、全量程校准每月1次);规范离线监测的采样方法、样品运输保存时限及实验室分析步骤,明确空白实验、平行样测试的操作标准;制定数据审核、异常处理、报告编制的统一流程,确保各环节操作有据可依、责任可追溯,减少人为操作误差对监测质量的影响。(2)智能预警系统构建:依托大数据、物联网技术构建监测系统智能预警平台。整合历史监测数据、设备运行参数、机组工况信息等多维度数据,建立异常诊断模型,通过算法分析识别传感器漂移、探头堵塞、数据失真等潜在问题,提前发出预警信号(如声光报警、远程推送),指导运维人员及时处置;搭建设备全生命周期管理模块,实时监控设备运行状态与维护记录,自动提醒校准、更换等运维节点;利用数据挖掘技术分析监测数据与工艺参数的关联性,为脱硫脱硝系统的工况优化提供智能决策支持^[5]。

4.3 政策与标准完善建议

(1)监测数据共享机制建设:推动跨层级、跨部门

的监测数据共享平台建设。明确数据共享范围(含排放浓度、处理效率、设备运行状态等)、共享格式及传输标准,实现电厂、地方生态环境部门、行业监管机构等多方数据互联互通;建立数据安全保障体系,规范数据访问权限与使用流程,保护企业隐私的同时,确保数据真实有效;利用共享数据开展行业层面的污染排放特征分析,为区域大气污染联防联控提供数据支撑。(2)第三方核查与监管强化:完善第三方监测核查机制,明确第三方机构的资质认定标准、核查范围及责任追究制度,推动监测核查的专业化、公正化;强化全流程监管,加大对电厂监测数据造假、运维不规范等行为的处罚力度,将监测数据质量纳入企业环保信用评价体系;建立动态标准更新机制,结合新能源替代、工艺升级等行业发展趋势,及时修订监测技术标准与排放限值,引导电厂主动提升监测水平,助力行业绿色低碳转型。

结束语

电厂烟气脱硫脱硝监测分析是电力行业环保工作的重要环节。通过对烟气中污染物精准监测与深入分析,我们得以全面掌握脱硫脱硝系统运行状态,及时调整优化工艺,确保污染物稳定达标排放。这不仅有助于改善大气环境质量,也推动着电厂向绿色、可持续方向转型。未来,随着监测技术不断创新发展,我们应持续完善监测体系,提升分析水平,为电力行业环保事业提供更坚实有力的支撑。

参考文献

- [1]朱骏.火电厂锅炉烟气脱硫脱硝协同控制技术探析[J].电力设备管理,2024,(18):283-285.
- [2]王连喜.探讨火电厂烟气脱硫脱硝技术应用与节能环保问题[J].中国设备工程,2024,(17):193-195.
- [3]蔡正阳.火电厂烟气脱硫脱硝技术应用与节能环保[J].清洗世界,2024,40(02):54-56.
- [4]丁伟.火电厂烟气脱硫脱硝技术应用与节能环保策略探讨[J].电气技术与经济,2023,(09):92-94.
- [5]许方园.火电厂烟气脱硫脱硝技术研究进展[J].绿色环保建材,2021,(11):32-33.