

# 电厂锅炉烟气脱硫脱硝协同处理工艺改进研究

贺伟

内蒙古国华准格尔发电有限责任公司 内蒙古 鄂尔多斯 017000

**摘要:** 随着我国“双碳”战略目标的深入推进以及大气污染物排放标准的日益严格,燃煤电厂作为主要的大气污染源之一,其烟气中二氧化硫(SO<sub>2</sub>)和氮氧化物(NO<sub>x</sub>)的协同控制技术成为环保领域的研究热点。传统的脱硫与脱硝系统多采用独立工艺,存在投资高、占地大、能耗高、副产物难处理等问题。本文在系统分析现有主流脱硫脱硝技术的基础上,重点探讨了湿法脱硫与选择性催化还原(SCR)脱硝协同运行中存在的 key 问题,并提出了一种基于“低温SCR+高效湿法脱硫+智能调控”的集成优化方案。该方案在提高脱除效率、降低氨逃逸、减少能耗及提升系统稳定性方面具有显著优势。

**关键词:** 燃煤电厂; 烟气脱硫; 烟气脱硝; 协同处理; 低温SCR; 智能调控; 工艺优化

## 引言

燃煤发电在我国能源结构中仍占据主导地位,但其燃烧过程中产生的大量SO<sub>2</sub>和NO<sub>x</sub>是造成酸雨、光化学烟雾及细颗粒物(PM<sub>2.5</sub>)污染的主要前体物。近年来,国家生态环境部陆续发布《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)及其修订意见,对新建和现有燃煤机组的SO<sub>2</sub>和NO<sub>x</sub>排放限值提出了更为严苛的要求(如SO<sub>2</sub> ≤ 35mg/m<sup>3</sup>, NO<sub>x</sub> ≤ 50mg/m<sup>3</sup>)。在此背景下,单一污染物控制技术已难以满足超低排放要求,发展高效、经济、稳定的脱硫脱硝协同处理技术势在必行。目前,电厂普遍采用“SCR脱硝+静电除尘+湿法脱硫(WFGD)”的典型流程。然而,该流程存在明显缺陷:一是SCR需布置在省煤器与空气预热器之间(300-400℃),高温段催化剂易受烟气中As、Ca等成分中毒;二是脱硝后烟气经空预器降温至120-150℃进入脱硫塔,导致热量损失大;三是脱硫系统无法有效去除NO,而SCR对SO<sub>2</sub>敏感,二者相互制约。因此,如何打破传统工艺壁垒,实现脱硫脱硝过程的深度耦合与协同增效,成为当前研究的核心方向。

## 1 现有脱硫脱硝协同处理技术综述

### 1.1 传统分体式工艺

当前燃煤电厂广泛采用的脱硫脱硝技术以分体式为主,其中脱硝环节主要依赖以NH<sub>3</sub>为还原剂的选择性催化还原(SCR)技术,其脱硝效率通常可达80%至90%;脱硫则普遍采用石灰石-石膏湿法脱硫(WFGD),脱硫效率一般超过95%。这两种技术各自成熟、运行稳定,已被大规模应用于各类燃煤机组。然而,由于两者在工艺流程上相互独立,不仅导致整体系统结构复杂、占地面积大,还使得初始投资和运维成本居高不下。更重要的是,在实际运行中,脱硝与脱硫系统之间缺乏有效的信息交互

与参数联动,面对负荷波动或煤质变化时,往往出现控制滞后、药剂浪费甚至排放超标等问题,难以满足日益严格的环保监管要求。

### 1.2 一体化协同处理技术

为克服分体式工艺的局限性,国内外学者和工程界积极探索多种一体化协同处理技术。活性炭或活性焦吸附法利用其丰富的孔隙结构同时吸附SO<sub>2</sub>和NO<sub>x</sub>,并可通过加热或水洗实现再生,副产物如硫酸和硝酸铵具备资源化潜力,但该技术存在吸附剂损耗大、再生能耗高、设备投资昂贵等缺点,目前主要适用于中小型机组。电子束辐照法(EBA)通过高能电子束激发烟气中的水蒸气和氧气生成强氧化性自由基,将SO<sub>2</sub>和NO<sub>x</sub>转化为酸,再用氨中和生成复合肥料,虽然脱除效率高且无废水排放,但设备复杂、运行安全性要求极高,尚未实现商业化推广<sup>[1]</sup>。脉冲电晕等离子体法(PPCP)利用非平衡等离子体氧化污染物,理论上可在常温下实现高效脱除,但受限于高能耗和系统稳定性不足,仍处于实验室研究阶段。此外,湿式络合吸收法尝试通过Fe(II)EDTA等络合剂捕获NO,并结合碱液脱硫,虽在特定条件下表现良好,但络合剂易被烟气中的氧气氧化失活,再生困难,工业应用受到严重制约。总体而言,尽管一体化技术在原理上具有协同优势,但在经济性、可靠性或规模化方面尚难替代现有主流工艺,因此,基于成熟技术进行系统集成与流程优化,成为更具现实可行性的技术路径。

## 2 协同处理工艺存在的主要问题

尽管“SCR+WFGD”组合在工程实践中广泛应用,但在长期运行中暴露出一系列深层次问题,制约了系统整体性能的进一步提升。首先,温度窗口不匹配是根本性矛盾。SCR反应的最佳温度区间为300-400℃,而湿法脱

硫系统入口烟温通常仅为120–150℃。若将SCR布置在脱硫之后,则需对烟气进行再热以满足催化剂活性要求,这将带来巨大的能量消耗;若维持传统前置布局,则催化剂长期暴露于高粉尘、高SO<sub>2</sub>的恶劣环境中,极易发生物理堵塞或化学中毒,显著缩短使用寿命。其次,烟气中的SO<sub>2</sub>在SCR催化剂表面会被部分氧化为SO<sub>3</sub>,后者与喷入的NH<sub>3</sub>反应生成硫酸氢铵(ABS)。该物质在低温下呈黏稠状,极易沉积在催化剂孔道和下游换热设备表面,不仅降低脱硝效率,还会加剧空预器堵塞和腐蚀风险,尤其在机组低负荷运行时,烟温下降更易诱发ABS凝结。再次,湿法脱硫系统对NO的去除能力极为有限。由于NO为非极性分子,在水或碱性浆液中的溶解度极低,常规石灰石-石膏法几乎无法将其有效吸收,导致整个系统的NO<sub>x</sub>控制完全依赖SCR单元,缺乏冗余保障。此外,为确保脱硝效率,运行中常存在过量喷氨现象,造成氨逃逸。逃逸的NH<sub>3</sub>进入脱硫系统后,与残余SO<sub>3</sub>反应生成硫酸铵气溶胶,不仅造成还原剂浪费,还可能形成可见的“蓝烟”,并贡献于PM<sub>2.5</sub>的二次生成,带来新的环境问题。最后,当前脱硫与脱硝控制系统多为独立设计,缺乏统一的协调机制<sup>[2]</sup>。当锅炉负荷快速变化时,两套系统难以实现动态匹配,容易出现脱硝效率骤降或氨过喷等非稳态工况,影响整体排放稳定性与运行经济性。

### 3 工艺改进方案设计

针对上述问题,本文提出一种“低温SCR+高效湿法脱硫+智能协同调控”的集成优化方案,其核心思想是:将SCR移至脱硫后、烟囱前的低温段(100–180℃),并配套开发抗硫抗水低温催化剂;同时对WFGD进行强化氧化改造,提升对NO的协同脱除能力;最后通过数据驱动的智能控制系统实现全流程动态优化。

#### 3.1 低温SCR技术的集成与催化剂选型

为从根本上解决温度窗口错配与催化剂中毒问题,本方案提出将SCR系统后移至湿法脱硫之后的低温洁净烟气段。此位置烟温通常为100–180℃,虽远低于传统SCR的工作区间,但近年来低温脱硝催化剂的研发已取得突破性进展。本研究选用自主开发的MnO<sub>x</sub>-CeO<sub>2</sub>/TiO<sub>2</sub>复合氧化物催化剂,该材料凭借Mn<sup>4+</sup>/Mn<sup>3+</sup>与Ce<sup>4+</sup>/Ce<sup>3+</sup>之间的高效氧化还原循环,在120–180℃范围内对NO<sub>x</sub>展现出优异的催化还原活性。更重要的是,由于烟气已在前端WFGD中脱除了99%以上的SO<sub>2</sub>和绝大部分粉尘,进入SCR反应器的介质极为洁净,极大降低了SO<sub>2</sub>氧化生成SO<sub>3</sub>的可能性,从而有效规避了ABS生成与催化剂中毒风险。低温布置还带来附加效益:烟气体积流量因降温而减小,可相应缩小SCR反应器截面尺寸,降低钢结构用量与系统压

降,实现投资与能耗的双重节约。

#### 3.2 湿法脱硫系统的氧化强化改造

为弥补湿法脱硫对NO去除能力的不足,并为后端低温SCR提供缓冲,本方案在WFGD系统中引入臭氧(O<sub>3</sub>)氧化强化技术。具体实施方式为在脱硫塔入口烟道设置臭氧喷射格栅,利用O<sub>3</sub>的强氧化性将难溶的NO(占NO<sub>x</sub>的90%以上)迅速氧化为NO<sub>2</sub>、N<sub>2</sub>O<sub>4</sub>乃至N<sub>2</sub>O<sub>5</sub>等高价态氮氧化物。这些氧化产物在后续的碱性石灰石浆液中极易发生溶解与中和反应,生成硝酸盐或亚硝酸盐,从而实现在脱硫过程中同步脱除部分NO<sub>x</sub><sup>[3]</sup>。当O<sub>3</sub>与NO的摩尔比控制在1.2左右时,NO的单程脱除率可达70%以上。这一预处理步骤不仅显著降低了进入低温SCR的NO<sub>x</sub>负荷,提高了整体系统的脱硝冗余度,还使得在SCR催化剂活性略有衰减或负荷突变时,仍能保障最终排放达标,增强了系统的鲁棒性与适应性。

#### 3.3 智能协同调控系统的构建与功能实现

为实现脱硫脱硝全过程的精准、高效、稳定运行,本方案配套开发了一套基于工业大数据与机器学习算法的智能协同调控系统。该系统以现有DCS为基础,通过增设高精度在线监测仪表(如激光氨逃逸分析仪、多组分烟气分析仪等),实时采集锅炉负荷、入口/出口SO<sub>2</sub>与NO<sub>x</sub>浓度、烟温、pH值、液气比、臭氧发生功率、喷氨流量等关键参数。在此基础上,构建融合机理模型与数据驱动模型的混合预测模型,动态计算并输出最优控制指令。例如,系统可根据入口NO<sub>x</sub>浓度及负荷趋势,提前预测所需喷氨量,并结合氨逃逸反馈进行微调;同时,根据SO<sub>2</sub>负荷自动匹配石灰石浆液供给,并联动调节臭氧投加量以维持预脱硝效率。此外,系统内置故障诊断与预警模块,可对催化剂活性衰减、臭氧泄漏、pH异常等潜在风险进行早期识别与干预。这种“感知-分析-决策-执行”的闭环智能控制模式,彻底改变了传统人工经验主导的粗放式运行方式,实现了从“被动响应”到“主动优化”的跨越。

## 4 讨论

### 4.1 技术优势

本研究所提出的集成优化方案,通过工艺重构与智能控制,有效解决了传统脱硫脱硝系统存在的诸多痛点。其首要优势在于成功打破了温度窗口的限制,将SCR移至脱硫后低温段,既规避了高硫高尘环境对催化剂的损害,又充分利用了净化后烟气的有利条件,实现了“以净养净”的良性循环。其次,通过在湿法脱硫环节引入臭氧氧化,赋予了原本仅具脱硫功能的系统以初步脱硝能力,形成了“前端氧化预脱硝+后端低温精脱硝”的双重保障机制,

显著提升了系统整体的鲁棒性与灵活性。再次，基于数据驱动的智能协同调控系统，实现了从“被动响应”到“主动预测”的转变，使药剂投加更加精准，运行更加高效。最后，系统集成度的提高带来了显著的节能效益，不仅降低了电耗，还减少了设备占地与维护工作量，符合绿色低碳的发展理念。

#### 4.2 潜在挑战

尽管该方案展现出诸多优势，但在大规模推广应用前仍需关注若干潜在挑战。首先是低温催化剂的长期运行稳定性问题。虽然实验室和中试数据表明其在短期内性能优异，但在真实电厂高湿、含微量杂质的复杂烟气环境中，其活性衰减速率及抗中毒能力仍需通过更长时间的工业验证。其次是臭氧发生与使用过程中的安全风险。高浓度臭氧具有强氧化性和爆炸性，必须配备完善的安全连锁、泄漏监测与应急处置系统，这对运行管理水平提出了更高要求<sup>[4]</sup>。最后，尽管长期运行经济性良好，但初期改造投资对于部分资金紧张的中小企业而言仍构成一定门槛，需要政策引导或金融支持以促进技术普及。

#### 4.3 推广建议

为推动该协同处理工艺从示范走向普及，亟需采取系统性推进策略。首先，应优先在东部地区负荷稳定、环保要求严苛的现役300MW及以上燃煤机组中建设5-10个标杆示范工程，通过长期运行积累真实工况下的性能数据库、故障案例库及运维手册，为后续标准化设计提供支撑。其次，建议由行业主管部门牵头，联合科研院所与龙头企业，尽快制定《低温SCR脱硝催化剂技术规范》及《烟气协同脱硫脱硝系统运行导则》，明确催化剂活性、抗中毒性、机械强度等核心指标的测试方法与寿命评估标准，规范市场秩序，防止低质产品扰乱技术推广进程。再次，应

着力推动智能协同控制系统与电厂现有DCS、SIS（安全仪表系统）的深度集成，打破信息孤岛，实现从锅炉燃烧到尾部净化的全流程数据贯通与指令协同。可探索基于边缘计算的本地智能终端部署模式，在保障网络安全的前提下提升控制实时性。最后，建议将该技术纳入国家清洁高效煤电技术目录，配套出台专项技改补贴、绿色债券支持或将其减排量纳入碳市场交易范畴，通过政策与市场双轮驱动，加速技术成果向现实生产力转化。

#### 5 结语

本文针对燃煤电厂脱硫脱硝协同处理中的关键瓶颈，提出了一种基于低温SCR、强化湿法脱硫与智能调控的集成优化工艺。该工艺可实现SO<sub>2</sub>和NO<sub>x</sub>同步超低排放，脱除效率高；氨逃逸浓度小，有效抑制二次污染；系统综合能耗降低，经济与环境效益显著；智能协同控制策略提升了系统对负荷波动的适应能力。未来工作将聚焦于低温催化剂的工业化放大验证及全生命周期成本评估，推动该技术在更大范围内的工程应用，为我国燃煤电厂绿色低碳转型提供有力支撑。

#### 参考文献

- [1]王峰.烟气脱硫脱硝技术在火电厂大气污染治理中的运用分析[J].中国资源综合利用,2025,43(10):217-219.
- [2]张磊,袁博,黄守文,等.基于节能减排的火电厂锅炉烟气脱硫脱硝协同控制技术研究[J].清洗世界,2025,41(10):86-88.
- [3]刘海峰,路亭伟,庄绪增,等.火电厂锅炉烟气脱硫脱硝协同控制技术探析[J].清洗世界,2025,41(08):92-94.
- [4]李娟.燃煤烟气脱硫脱硝一体化技术探讨[J].当代化工研究,2025,(03):158-160.