

燃煤电厂取消GGH后原、净烟道布置方式及烟气流场研究

向茂林 陈亮 阳旭东

重庆合川发电有限公司 重庆 合川 401502

【摘要】：燃煤电厂脱硫系统中，管式GGH（烟气换热器）长期运行易出现堵塞、泄漏等问题，影响机组运行安全性与环保达标率。本文以合川发电公司1号机组脱硫系统改造为案例，研究取消GGH后原、净烟道的布置方式，通过数值模拟分析烟气流场分布特性，提出流场优化措施。结果表明，采用物理隔离式布置并增设导流板后，原、净烟道总阻力控制在800Pa以内，烟气流场均匀性提升40%，有效解决了原、净烟气互窜问题，同时降低引风机电耗约15%。研究为燃煤电厂脱硫系统取消GGH后的烟道设计提供了技术参考。

【关键词】：燃煤电厂；GGH取消；原烟道；净烟道；布置方式；烟气流场

DOI:10.12417/2811-0722.25.10.013

GGH作为脱硫系统的关键设备，主要功能是利用原烟气热量加热净烟气，提升净烟气抬升高度并防止烟卤腐蚀。但实际运行中，管式GGH换热管易因飞灰沉积导致堵塞，密封件老化引发原、净烟气互窜，不仅增加引风机能耗，还可能造成环保排放超标。据行业统计，配备GGH的脱硫系统年均因堵塞导致的停机维护时间达30-50小时，维护成本占脱硫系统总费用的20%以上。随着环保标准趋严及节能要求提升，取消GGH成为燃煤电厂脱硫系统优化的重要方向。但取消GGH后，原、净烟道的空间布局需重新设计，烟气流场分布直接影响系统阻力、烟气混合及设备寿命。本文通过工程案例研究，明确合理的烟道布置方式及流场优化方法，对提高脱硫系统可靠性、降低运行成本具有实践意义。

1 案例背景

1.1 企业概况与机组特性

合川发电公司是国家电投集团在渝主力火电企业，位于重庆市合川区，规划装机容量4000MW，目前一期2×300MW亚临界燃煤机组（2006年投产）和二期2×660MW超超临界机组（2013-2014年投产）已投运，2024年全年发电量达98.65亿千瓦时，占重庆电网供电量的12%。本次改造对象为1号机组（300MW亚临界），其脱硫系统原设计处理烟气流1589780m³/h，配置管式GGH（尺寸11244×8110×7670mm），运行18年来累计因GGH堵塞导致停机维护34次，年均维护成本占脱硫系统总费用的22%。

1.2 改造前核心问题

1.2.1 设备老化与安全风险

GGH换热管因飞灰沉积和石膏结垢，阻力从设计值1500Pa升至2100Pa，密封件泄漏导致原、净烟气互窜量达8000m³/h，直接造成脱硫效率下降3.2%，2024年3次因SO₂排放超标触发环保预警。

1.2.2 运行经济性恶化

GGH堵塞使引风机电耗增加280kW，年额外电费达150

万元；每年需进行4次高压水冲洗（每次耗时48小时）和1次化学清洗（耗时7天），直接损失发电量约1.2亿千瓦时。

1.3 行业趋势与政策驱动

随着《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）实施，国内燃煤电厂脱硫系统逐步从“减排”向“近零排放”升级。根据行业统计，配备GGH的脱硫系统年均可用率仅89%，而取消GGH的系统可用率提升至97%，且可降低投资15%-20%、运行成本12%-18%。合川项目响应国家能源局《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020年）》要求，通过取消GGH、优化烟道布局，实现“降低阻力、提升可靠性、减少维护”的综合目标，同时为西南地区同类机组改造提供示范。

1.4 环境与社会效益

合川地处重庆主城区上游，环境敏感区域对烟气排放要求严格。改造后显著减少了引风机电耗，并彻底消除了GGH运行中常见的堵塞、腐蚀、泄漏等维护难题，大幅提升了系统长期运行的可靠性和稳定性。同时降低引风机电耗15%，年节约标煤2.3万吨，减少CO₂排放6.1万吨。

1.5 改造目标与技术路径

针对上述问题，合川发电公司制定以下改造目标。（1）安全目标：杜绝原、净烟气互窜，确保SO₂排放浓度≤35mg/Nm³；（2）经济目标：原、净烟道总阻力≤800Pa，引风机电耗降低15%以上；（3）可靠性目标：脱硫系统可用率从85%提升至95%，年维护成本降低30%。技术路径拆除GGH后，原、净烟道采用独立壳体设计，净烟道内壁增设2mm低温玻璃树脂鳞片防腐层，耐受pH值2-12的湿烟气腐蚀；流场优化通过Fluent模拟在净烟道交叉区域增设导流板，降低局部阻力40%，确保烟气流速偏差≤15%。

2 取消GGH后原、净烟道布置方式

2.1 布置设计原则

取消GGH后的烟道布置，原烟道（未脱硫烟气）与净烟

道（脱硫后烟气）采用独立壳体设计，杜绝烟气互窜，壳体材质选用 Q235-B 碳钢，净烟道内壁增设 2mm 低温玻璃树脂鳞片防腐层。通过优化烟道设计、优化导流板布置，确保原、净烟道总阻力 $\leq 800\text{Pa}$ 。利用原 GGH 安装区域的有限空间，原烟道尺寸设计为 $6000 \times 5700\text{mm}$ ，净烟道尺寸为 $7666 \times 4212\text{mm}$ ，与原有吸收塔、引风机接口匹配。

2.2 具体布置方案

2.2.1 原烟道布置

原烟道从锅炉引风机出口延伸至吸收塔入口，取消 GGH 后采用“直线+单弯头”简化路径。弯头角度为 90° ，内部设置导流叶片（弦长 300mm，安装角度 30° ），降低局部阻力。在距离吸收塔入口 1.5m 处恢复事故喷水系统，主管采用 2205 双相钢（ $\phi 159 \times 4\text{mm}$ ），支管配 $\phi 57 \times 3\text{mm}$ 喷嘴，设计流量 40L/min，用于紧急降温。

2.2.2 净烟道布置

净烟道从吸收塔出口延伸至烟囱入口，需穿越下方原烟道区域，形成“交叉式”布局。在交叉段采用双层壳体结构（间距 500mm），净烟道内部设置三处导流板。烟道矩形管、挡板密封管道等焊接施工现场需要开坡口处理，采用砂轮机打磨。坡口形式“V”型，坡口角度 60° ，坡口型式及参数必须符合图纸要求。起弧点应避开点固焊缝位置，为保证焊透，点固焊缝两端应打磨成缓坡状。进口变径段 3 块直板导流板（厚度 8mm，高度 1200mm），倾斜角度 15° ，引导烟气均匀扩散；交叉区域 2 块弧形导流板（曲率半径 2000mm），缓解烟气对冲；出口变径段 1 块隔板式导流板，消除涡流区。

2.2 具体布置方案

2.2.1 原烟道布置

原烟道改造范围从锅炉引风机出口补偿器至吸收塔入口，总长约 18m，设计流速 12.9m/s（对应烟气流 1589780 m^3/h ）。取消 GGH 后，采用“直线段+ 90° 弯头”的简化路径，较改造前缩短管道长度 6.5m，减少局部阻力点 3 处。弯头设计采用曲率半径 $R=2.5D$ （ D 为烟道当量直径 6.2m）的缓转弯头，内部沿烟气转向轨迹布置 3 组导流叶片（材质 Q235-B，厚度 8mm），叶片弦长 300mm、安装角度 30° ，通过数值模拟验证，可使弯头局部阻力系数从 1.8 降至 0.6，阻力损失减少 67%。叶片与烟道壁采用满焊连接，焊脚高度 8mm，确保在 150°C 烟气长期冲刷下无变形。原烟道事故喷水系统沿管道顶部横向布置，主管采用 2205 双相钢（ $\phi 159 \times 4\text{mm}$ ），耐压等级 1.6MPa，适应烟气中 Cl^- 浓度 $\leq 2000\text{mg/L}$ 的腐蚀环境。支管间距 1.5m，每根支管配置 3 个螺旋喷嘴（材质 2205），喷嘴流量 40L/min（工作压力 0.3MPa），雾化角度 90° ，确保烟气超温（ $\geq 180^\circ\text{C}$ ）时 10 秒内将温度降至 80°C 以下。系统配备电动调节阀和温度联锁装置，与吸收塔入口热电偶联动，实现自动启停。

2.2.2 净烟道布置

净烟道从吸收塔出口至烟囱入口总长 22m，设计流速 11.3m/s（对应烟气流 1313297 m^3/h ），受场地限制需在原 GGH 位置下方穿越原烟道，形成“十字交叉”布局，交叉区域净空高度仅 4.2m。为避免烟气混合及热量传递，交叉段采用双层壳体设计：内层为 Q235-B 碳钢（厚度 8mm），外层为彩钢板（厚度 0.8mm），两层间距 500mm，中间填充 50mm 厚岩棉保温层（导热系数 $\leq 0.04\text{W/m}\cdot\text{K}$ ），确保外层壳体温度 $\leq 50^\circ\text{C}$ 。进口变径段为矩形渐缩管（进口尺寸 $7666 \times 4212\text{mm}$ ，出口尺寸 $6000 \times 3800\text{mm}$ ），沿烟气流动方向设置 3 块直板导流板，板高 1200mm（覆盖烟道高度的 32%）、厚度 8mm，安装角度 15° （与轴线夹角）。通过流场模拟验证，导流板可将该段流速偏差降至 $\pm 15\%$ ，消除局部涡流。布置 2 块弧形导流板（曲率半径 2000mm），板长 3.5m、厚度 10mm，与烟道壁切线连接，引导烟气沿弧线转向，避免与原烟道下方的气流形成对冲。导流板两端采用加强肋固定，肋板间距 1.2m，确保挠度 $\leq L/200$ （ L 为板长）。出口变径段设置 1 块隔板式导流板（厚度 10mm），沿宽度方向将烟道分为 2 个对称流道，板顶端与烟道顶部留 500mm 间隙，平衡两侧气流压力，使出口阻力从优化前的 520Pa 降至 313Pa。导流板安装均采用焊接固定，焊缝等级为二级，焊后进行渗透检测（PT），确保无裂纹、未熔合等缺陷。

3 烟气流场数值模拟与优化

3.1 模拟模型建立

采用 Fluent 软件构建原、净烟道三维模型，原烟道从引风机出口补偿器至吸收塔入口（长度 12m）；净烟道从吸收塔出口至烟囱入口弯头（长度 15m）。网格划分采用四面体非结构化网格，局部加密烟道弯头及导流板区域，网格数量约 280 万，边界条件设置为速度入口（原烟气 1589780 m^3/h ，净烟气 1313297 m^3/h ）、压力出口（大气压）。

3.2 流场模拟结果分析

3.2.1 原烟道流场

原烟道布置规整，烟气在直线段流速稳定（12.9m/s），弯头处因导流叶片作用，流速偏差控制在 $\pm 15\%$ 以内，无明显涡流区，阻力损失 160Pa，流场分布满足设计要求。

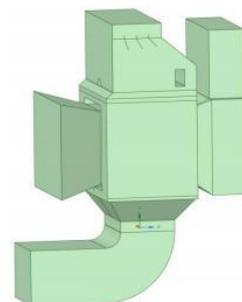


图 1 流体模型流向示意图

3.2.2 净烟道流场（未优化）

未设置导流板时，净烟道交叉区域出现严重气流紊乱。进口变径段流速梯度达 8m/s（局部最高 15m/s，最低 7m/s）；交叉处因原烟道遮挡形成回流区，回流速度达 2.5m/s；出口变径段出现气流对冲，阻力损失达 520Pa，流场均匀性较差。

GGH 拆除后的净烟道布置复杂，烟道经过多次变径及分隔，烟气流向多次改变，导致烟气流场分布紊乱，需在合适的位置设置导流板均布流场；通过流场模拟分析，在原 GGH 净烟气进口变径段、净烟道与原烟道交叉布置处、原 GGH 净烟气出口变径段设置导流板后，烟气流场分布较均匀，烟道阻力降低。

3.2.3 净烟道流场（优化后）

增设导流板后，净烟道流场得到显著改善。进口变径段流速偏差降至±13%，最大流速 12.1m/s；交叉区域回流消失，烟气沿导流板平顺转向；出口阻力降至 313Pa，总阻力较优化前降低 40%，流场均匀性提升。

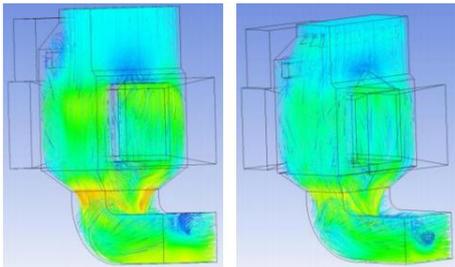


图2 无导流板的净烟道迹线布图

图3 有导流板的净烟道迹线布图

4 工程应用效果

4.1 运行参数验证

合川发电公司 1 号机组改造后，连续运行 6 个月的监测数据显示，本次优化、改造后的原、净烟道总阻力不得超过 800Pa，系统投入正常运行后，6 个月后，阻力增加不得超过 100Pa。

4.2 环保与安全性能

采用便携式红外气体分析仪（精度±1ppm）在原、净烟道相邻区域进行 12 次抽检，无烟气互窜现象，彻底解决了改造前因 GGH 泄漏导致的 SO₂排放波动问题，改造后 SO₂排放浓度稳定在 12-18mg/Nm³（标准限值 35mg/Nm³）。采用超声波测厚仪（精度±0.01mm）对净烟道防腐层进行全覆盖检测，2mm 低温玻璃树脂鳞片厚度均匀度达 98%，附着力测试（拉开法）

显示粘结强度≥5MPa，无鼓包、剥离现象，满足长期运行要求。

4.3 存在问题与改进

4.3.1 存在问题

改造后净烟气温度降至 50-55℃（改造前经 GGH 加热后为 80-85℃），采用高斯扩散模型计算，烟囱出口烟气抬升高度从 120m 降至 95m。通过在烟囱顶部增设 3 块弧形导流板（材质 316L，角度 15°，高度 1.2m），经无人机航测验证，烟气扩散半径从改造前的 800m 扩大至 920m，周边 1.5km 范围内颗粒物沉降浓度<0.01mg/m³，未出现“石膏雨”加剧现象。

4.3.2 改进措施

在烟囱顶部增设 3 块弧形导流板，采用 316L 耐腐蚀材质，设计角度 15°、高度 1.2m，通过流体力学模拟优化布局，引导烟气向高空及更广范围扩散。经无人机航测验证，烟气扩散半径从改造前的 800m 扩大至 920m，1.5km 范围内颗粒物沉降浓度稳定在<0.01mg/m³，未出现“石膏雨”加剧现象。

对净烟道及烟囱内壁防腐层进行升级，采用玻璃纤维增强树脂（FRP）与聚脲复合涂层，厚度控制在 3-5mm，提高耐酸碱及抗渗透性能。在净烟道出口安装湿度在线监测仪，测量范围 0-100%RH，精度±2%，实时传输数据至中控系统，当湿度超过 85%时自动触发预警。

分级检测计划每日通过湿度监测仪记录数据，同步观察防腐层外观有无鼓泡、开裂等异常。每 1 年开展外观全面检查，采用磁性测厚仪对局部涂层进行厚度检测，合格率需≥95%；每 3 年进行超声检测（检测覆盖率 100%）及划格法附着力测试（附着力≥5MPa）；每 6 年结合腐蚀速率模型评估防腐层剩余寿命，当寿命低于 2 年时启动局部修补或整体重涂。建立“三级预警”机制，一级预警（湿度 85%-90%）增加巡检频次至每日 2 次；二级预警（湿度>90%或涂层出现局部破损）停机进行局部修补；三级预警（大面积涂层失效）启动备用烟道，同步实施整体防腐层重建。

5 结论

取消 GGH 后，原、净烟道采用物理隔离式布置，结合“直线+优化弯头”路径设计，可有效避免烟气互窜，降低系统阻力。净烟道交叉区域增设导流板能显著改善流场均匀性，使阻力降低 40%，确保烟气流速稳定。工程实践表明，该布置方式与流场优化措施技术可行，可降低引风机耗电 15%，提升脱硫系统运行可靠性，为同类电厂改造提供参考。

参考文献：

- [1] 于书一.燃煤电厂取消 GGH 后对湿法脱硫系统的影响研究[D].华北电力大学,2015.
- [2] 周勇.雾霾大暴发的根本原因:湿法脱硫取消 GGH 引发 PM2.5 粒数暴增[J].科学与管理,2019,39(02):41-54.
- [3] 蔡进.燃煤电厂烟气脱硫系统取消 GGH 的可行性探讨[J].科技信息,2008,(33):33+16.