

## 新时期火电厂节能减排的问题和对策的研究

刘 鹏

华能山东发电有限公司白杨河发电厂, 山东 淄博 255200

[摘要]中国燃煤发电行业历经四阶段深刻变革,从早期排放量持续攀升,逐步转向污染缓和,最终迈入政策严控与超低排放改造新时期。截至2022年,全国实现超低排放的煤电机组容量突破10.5亿千瓦,占比高达94%,标志着污染治理取得阶段性成果。然而伴随环保标准不断提升,火电厂面临能耗持续上升的严峻挑战,脱硫系统电耗已占据机组发电量的1%至1.5%,成为制约行业绿色转型的关键瓶颈。在双碳目标约束下,探索兼顾排放控制与经济可行的节能减排路径,不仅关乎企业生存发展,更对构建清洁低碳能源体系具有战略意义。本文将基于脱硫技术演进与典型案例,系统剖析新时期火电厂节能减排的核心矛盾与破解之道。

[关键词]火电厂;脱硫系统;节能优化;超低排放;运行管理

DOI: 10.33142/hst.v8i9.17711

中图分类号: TK018

文献标识码: A

### Research on the Problems and Countermeasures of Energy-saving and Emission Reduction in Thermal Power Plants in the New Era

LIU Peng

Baiyanghe Power Plant, Huaneng Shandong Power Generation Co., Ltd., Zibo, Shandong, 255200, China

**Abstract:** Chinese coal-fired power generation industry has gone through four stages of profound transformation, from continuous increase in early emissions, gradually shifting towards pollution alleviation, and finally entering a new era of strict policy control and ultra-low emission transformation. As of 2022, the capacity of coal-fired power units with ultra-low emissions in China has exceeded 1.05 billion kilowatts, accounting for as much as 94%, marking a phased achievement in pollution control. However, with the continuous improvement of environmental standards, thermal power plants are facing severe challenges of continuously increasing energy consumption. The electricity consumption of desulfurization systems has accounted for 1% to 1.5% of the unit's power generation, becoming a key bottleneck restricting the industry's green transformation. Under the constraint of the dual carbon target, exploring energy-saving and emission reduction paths that balance emission control and economic feasibility is not only related to the survival and development of enterprises, but also has strategic significance for building a clean and low-carbon energy system. This article will systematically analyze the core contradictions and solutions for energy-saving and emission reduction in thermal power plants in the new era based on the evolution of desulfurization technology and typical cases.

**Keywords:** thermal power plants; desulfurization system; energy-saving optimization; ultra-low emission; operation management

燃煤电厂污染物排放控制历经三次标准升级,形成倒逼技术革进的强制性驱动力。1996年实施的GB13223标准中 $\text{SO}_2$ 排放限值高达 $1200\text{mg}/\text{m}^3$ ,至2014年超低排放政策将限值压缩至 $35\text{mg}/\text{m}^3$ ,降幅达97%。这一进程推动治理技术实现五阶段跃迁,从单纯的烟尘控制阶段起步,经烟气脱硫以新带老阶段、主动治理与上大压小阶段,最终进入以多污染物协同治理为标志的超低排放阶段,2020年后更延伸至涵盖汞、重金属及 $\text{CO}_2$ 控制的后超低排放阶段。技术路线上,石灰石-石膏湿法脱硫凭借初始效率97%的优势成为主流,而通过旋汇耦合技术增强气液传质、单塔双pH值分区技术优化反应环境等创新,效率极限提升至99.7%。值得注意的是,2000至2023年间污染物排放呈现先增后降的倒U型曲线, $\text{PM}_{2.5}$ 、 $\text{SO}_2$ 和 $\text{NO}_x$ 排放拐点分别出现于2004年、2006年及2011年,印证了技术演进对环境治理的决定性作用。

### 1 火电厂节能减排技术发展现状

#### 1.1 污染物排放控制技术发展

中国燃煤电厂污染物排放控制历经显著演变,其排放标准通过三次重大升级实现跨越式发展。早期GB13223—1996标准中 $\text{SO}_2$ 限值高达 $1200\text{mg}/\text{m}^3$ ,至2014年发改能源2093号文要求超低排放 $\text{SO}_2$ 浓度需 $\leq 35\text{mg}/\text{m}^3$ ,跨度达97%的严苛化进程。这一进程由环保需求强力驱动,如图1所示环保需求推动的治理技术五阶段演进模式清晰展现:2003年前为单一烟尘控制阶段,2003—2008年进入烟气脱硫以新带老阶段,2008—2014年转向主动治理与上大压小阶段,2014年后全面进入超低排放阶段,2020年起更迈入涵盖汞、重金属及 $\text{CO}_2$ 控制的后超低排放阶段。技术路线上,石灰石-石膏湿法脱硫凭借基础效率97%以上成为绝对主流,而通过旋汇耦合装置增强气液紊流、单塔双pH值分区技术优化反应环境等创新,

脱硫效率进一步提升至 99.7%，HJ 2301—2017 火电厂污染防治可行技术指南明确当入口  $\text{SO}_2$  浓度  $\leq 10000\text{mg/m}^3$  时，空塔双 pH 值组合工艺可实现 99.7% 的极限效率。值得注意的是 2000—2020 年间，中国燃煤电厂污染物排放呈现先增后降的倒 U 型曲线， $\text{PM}_{2.5}$ 、 $\text{SO}_2$  和  $\text{NO}_x$  排放拐点分别出现于 2004—2005 年、2005—2006 年及 2011 年前后，标志着治理技术从被动应对转向主动防控的根本性转变。



图1 环保需求推动的治理技术五阶段演进

## 1.2 主流脱硫技术对比分析

当前主流脱硫技术呈现差异化应用格局，其选择需综合权衡入口烟气条件、空间限制与经济性三重维度。单/双塔双循环技术采用两极塔串联吸收模式，物理隔离的循环系统使其脱硫率高达 99.6% 以上，流场均匀性与操作稳定性突出，尤其适用于入口  $\text{SO}_2$  浓度  $\geq 6000\text{mg/m}^3$  的高硫煤改造项目，然而双塔配置导致投资成本增加 30% 以上且占地面积扩大 40%。旋汇耦合技术通过在吸收塔内增设旋流装置强化气液传质，在入口浓度  $\leq 3000\text{mg/m}^3$  场景下可实现 99% 效率，但系统阻力增加至 2500Pa 以上，致使引风机电耗上升 15%~20%，低负荷工况下传质效率更衰减达 30%<sup>[1]</sup>。单塔多区技术利用多孔分布器划分反应区域，相当于虚拟增加喷淋层，在空间受限改造项目中具有显著优势，但托盘结构的阻力损失使运行费用提高 10%~15%。如表 1 所示技术经济性对比揭示核心矛盾：高效技术往往伴随高投资或高运行成本，例如为实现入口  $\text{SO}_2$  浓度  $10000\text{mg/m}^3$  的超低排放，空塔双 pH 值技术需将液气比提升至  $25\text{L/m}^3$ ，直接导致浆液循环泵电耗占脱硫系统总能耗的 50% 以上。因此技术选型必须精准匹配入口参数，当浓度  $\leq 6000\text{mg/m}^3$  时优选单塔双 pH 值技术平衡效率与经济性，而极端高硫场景则需承受双塔双循环的高成本换取 99.6% 的可靠效率。

表1 脱硫技术经济性对比

| 技术类型  | 脱硫效率          | 系统阻力              | 投资成本 | 适用场景   |
|-------|---------------|-------------------|------|--------|
| 单塔双循环 | $\geq 99.6\%$ | 低                 | 高    | 高硫煤改造  |
| 旋汇耦合  | 98.5%         | $> 2500\text{Pa}$ | 中    | 中低浓度烟气 |
| 单托盘   | 98.5%         | 高                 | 低    | 空间受限项目 |

## 2 新时期火电厂节能减排的核心问题

### 2.1 运行能耗问题

脱硫系统能耗集中于浆液循环泵、氧化风机及制浆球磨机三大核心设备，其电耗占比达机组发电量的 1%~1.5%，其中液气比控制粗放构成主要能效瓶颈。传统工频驱动浆液循环泵无法响应负荷波动，低硫时段仍维持  $12\sim 25\text{L/m}^3$  的高液气比运行，造成 30% 以上的无效电耗。浆液参数失优进一步加剧能耗，当密度超过  $1120\text{kg/m}^3$  临界值时，浆液黏度上升导致循环泵电流显著增加，如图 2 所示密度与电流的正相关曲线表明密度每提升  $10\text{kg/m}^3$  电流上升 1.2A，而 pH 值波动超出 4.8~5.5 区间将降低石灰石溶解速率，迫使增加循环泵投运数量补偿效率损失。辅助系统设计冗余亦不可忽视，典型案例如真空皮带机独立密封水系统，其工艺水泵持续运行年耗电超 10 万千瓦时，而氧化风机在亚硫酸盐浓度不足时仍满负荷运转，无效电耗占比达 25%。更严峻的是系统阻力分布失衡，除雾器堵塞或托盘结垢可使局部阻力增加 500Pa 以上，引风机电耗相应提升 3%~5%。

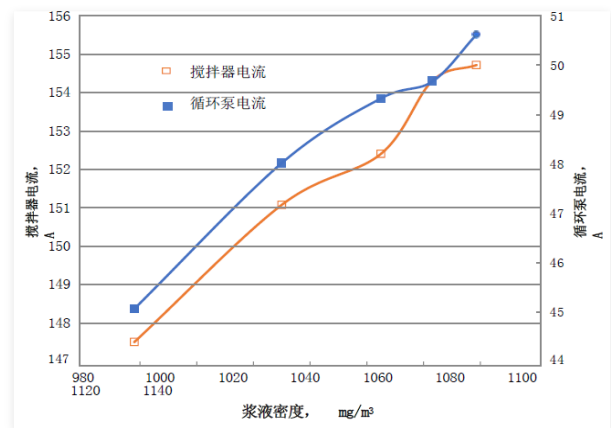


图2 浆液密度对循环泵电流的影响趋势

### 2.2 技术应用瓶颈

高效脱硫技术推广面临物理空间与材料耐受性双重制约。在改造空间维度，双塔双循环技术需新增直径  $12\sim 15\text{m}$  的吸收塔，但老旧电厂预留场地不足导致 30% 的技改方案被迫降级为单塔提效技术，牺牲脱硫效率 2~3 个百分点。材料耐受性矛盾在脱硫剂替代领域尤为尖锐，电石渣作为廉价替代品虽降低原料成本 40%，但其浆液中含  $\text{SiO}_2$  等硬质颗粒浓度达  $1\text{g/kg}$ ，造成浆液泵叶轮磨损速率加快 5 倍，同时电石渣中  $\text{Cl}^-$  含量高达  $1\text{g/kg}$  诱发脱水困难，石膏含水率从 10% 升至 15% 以上<sup>[2]</sup>。此外技术创新面临工程化障碍，如磁悬浮风机需空气绝对含尘量  $< 1\text{mg/m}^3$ ，但电厂环境普遍超标 3~5 倍，限制其在 50% 以上项目的适用性。

### 2.3 经济性与环保协同问题

超低排放要求催生运行经济性与环保合规性深层冲

突。为满足排放红线，330MW 机组需将出口  $\text{SO}_2$  浓度控制在  $15.6\text{mg}/\text{m}^3$  的苛刻水平，迫使浆液循环泵频繁启停调节液气比，设备故障率由此增加 40%。反之若放宽至  $25.6\text{mg}/\text{m}^3$  的管控阈值，循环泵启停频次可减少 50% 但面临环保考核风险。脱硫剂成本控制同样陷入两难，石灰石纯度需  $>90\%$  方能保障脱硫效率，但其价格达电石渣的 8 倍，而廉价电石渣中  $\text{Cl}^-$  引发的腐蚀问题使设备寿命缩短 30%，维修成本反增 25%。更突出的矛盾在于资源循环利用技术推广受阻，宿州电厂原水污泥回用虽年省石灰石 3065t，但污泥含  $\text{Fe}^{2+}/\text{Mg}^{2+}$  超过 1.5% 即引发吸收塔浆液起泡溢流，被迫增加消泡剂使用量导致综合成本上升 10%。

### 3 火电厂节能减排优化对策

#### 3.1 运行优化策略

烟气系统通过配煤掺烧严格控制入炉煤硫分稳定性，确保其处于脱硫系统设计硫分范围内，同时为增压风机或引风机加装调速装置，辅以系统漏风治理、除雾器及托盘定期清洗、烟道流场优化等综合措施，显著降低系统阻力。吸收塔系统则聚焦三项核心改进：首先实施循环泵与 pH 值的耦合控制策略，采用变频调速技术动态调节浆液循环量，并优化单泵运行时的备用泵联动逻辑与事故喷淋系统可靠性；其次依据亚硫酸盐浓度对氧化风机进行间歇启停控制，同步对 AFT 塔或二级塔上层搅拌机采取长期停运结合定期试运的模式；最后将吸收塔

液位精准维持于低于溢流口  $1.5\sim 2\text{m}$  区间，浆液密度稳定控制在  $1080\sim 1120\text{kg}/\text{m}^3$  范围内，避免密度接近  $1120\text{kg}/\text{m}^3$  上限导致循环泵电流骤升。尤为突出的是浆液循环泵运行电流与吸收塔液位和浆液密度的强关联性，保持高液位低密度运行可显著降低电耗。水平衡优化方面，如表 2 所示，通过石膏旋流器溢流液回用于石灰石制浆、除雾器与滤布冲洗，将湿除冲洗水、泵机封水回收利用，同时把脱硫废水引入冲渣水系统处理，实现工艺水消耗量减少 30%，有效解决低温换热装置导致的水平衡失调问题。

#### 3.2 高效节能技术应用

永磁调速与变频改造技术通过调节浆液循环泵转速实现液气比精细控制，某 330MW 机组应用后循环泵电流下降 25%，如图 3 所示，配合 pH-转速耦合模型可将出口  $\text{SO}_2$  浓度波动范围缩窄至  $5\text{mg}/\text{m}^3$  内，既避免设备频繁启停损耗，又达成压红线运行的节能目标。悬浮风机替代方面，福州电厂  $2\times 660\text{MW}$  机组将氧化风机从罗茨式更换为空气悬浮式，运行功率由  $325\text{kW}$  降至  $150\text{kW}$ ，电流从  $28\sim 30\text{A}$  降至  $220\sim 230\text{A}$ ，节能率达 50% 以上；而磁悬浮风机凭借主动磁轴承与高速永磁电机直驱技术，进一步实现无油零摩擦运行，但其高昂轴承成本制约规模化应用。需注意的是，空气悬浮与磁悬浮技术虽大幅降低振动噪音和维护成本，却对空气质量要求严苛，启停阶段需防范被动悬浮轴承的瞬时摩擦风险。

表 2 天津脱硫系统水平衡优化方案

| 项目   |           | 单位                 | BMCR   |        | 50%BMCR |        |
|------|-----------|--------------------|--------|--------|---------|--------|
|      |           |                    | 改造前    | 浆液冷凝   | 改造前     | 浆液冷凝   |
|      | 脱硫入口烟气温度  | $^{\circ}\text{C}$ | 140    | 140    | 135     | 135    |
|      | 脱硫出口烟气温度  | $^{\circ}\text{C}$ | 55     | 55     | 54.4    | 54.4   |
|      | 烟囱入口烟气温度  | $^{\circ}\text{C}$ | 55     | 44.9   | 54.4    | 44.9   |
|      | 烟气冷凝液水量   | t/h                |        | 64.7   |         | 32.35  |
| 系统进水 | 原烟气含水     | t/h                | 84.74  | 84.74  | 42.37   | 42.37  |
|      | 制浆水       | t/h                | 12     | 12     | 7       | 7      |
|      | 真空泵、滤布水溢流 | t/h                | 6      | 6      | 3       | 3      |
|      | 滤布冲洗水及密封水 | t/h                | 1.5    | 1.5    | 0.5     | 0.5    |
|      | 除雾器冲洗水    | t/h                | 25     | 25     | 25      | 25     |
|      | 管道冲洗水     | t/h                | 1.5    | 1.5    | 1.5     | 1.5    |
|      | 湿除冲洗冷凝水   | t/h                | 3t     | 3t     | 3t      | 3t     |
|      | 总计        | t/h                | 130.74 | 130.74 | 79.37   | 79.37  |
| 系统出水 | 净烟气带水     | t/h                | 164.11 | 99.39  | 82.05   | 49.70  |
|      | 石膏结晶水     | t/h                | 1.5    | 1.5    | 1.5     | 1.5    |
|      | 脱硫废水排放    | t/h                | 10     | 10     | 10      | 10     |
|      | 总计        | t/h                | 175.61 | 110.89 | 93.55   | 61.2   |
| 补水量  |           | t/h                | 41.87  | -19.85 | 14.18   | -18.17 |
| 不平衡量 |           | t/h                |        | -19.85 |         | -18.17 |

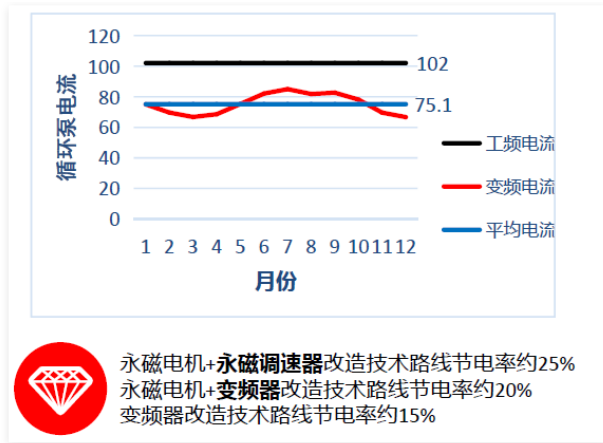


图3 浆液循环泵变频改造前后电流对比

### 3.3 脱硫剂替代与资源循环利用

电石渣作为氯碱工业副产品,以  $\text{Ca}(\text{OH})_2$  为主要成分,其高溶解性与强活性可提升脱硫反应速率,宁夏某厂应用表明吨脱硫成本降低 40 元,每吨二氧化硫减排伴随 0.69t  $\text{CO}_2$  减排效益。然而电石渣浆液中砂石、碳粒等硬质颗粒物加速管道磨损,且  $\text{Cl}^-$  含量达 1g/kg、COD 值偏高导致脱水困难与石膏孔道堵塞,需增设砂石过滤装置并强化防爆管理<sup>[3]</sup>。造纸白泥则富含 80%~90%的  $\text{CaCO}_3$ ,细度满足 325 目占比 91%的标准,其化学活性优于石灰石,苛化工艺产生的白泥可直接用于脱硫,实现造纸与电力污染双向治理。宿州电厂创新性回用原水净化污泥,年减少石灰石消耗 3065t,日均节约 8.37t,石膏纯度稳定于 92%,但污泥中  $\text{Fe}^{2+}/\text{Mg}^{2+}$  及有机物易诱发浆液起泡溢流,要求含量严格控制在 1.5%以下以确保系统稳定。

### 3.4 智能化升级路径

构建一体化运维管控智能环保平台,基于过程工业大

数据实现四维功能突破。智能压线运行模块通过机组负荷与硫分预测模型,动态调节浆液循环泵转速,使净烟气  $\text{SO}_2$  浓度稳定压近 35mg/m<sup>3</sup> 红线;预知性维护模块依托搅拌机器电流、循环泵振动等参数异常诊断,提前识别设备亚健康状态;氧化风量自控模块则建立烟气流量、进出口  $\text{SO}_2$  浓度及浆液 pH 值等多变量与导叶开度的动态关系模型,实现全负荷工况自动调节<sup>[4]</sup>。该平台深度融合标准化管理流程与精细化调整策略,推动环保设施向无人操作少人值守模式转型,例如智能定期切换功能可自动启停 AFT 塔搅拌机,而水平衡智能分析系统实时优化废水回用路径,最终形成监测预警-优化控制-决策反馈的闭环运维体系。

## 4 典型案例分析与管理建议

### 4.1 龙源环保节能减排实践

对标管理成效方面,龙源环保通过精细化运行与技术创新实现显著节能降耗。2021 年中电联燃煤电厂环境污染第三方治理脱硫脱硝生产指标绩效对标数据显示,其脱硫耗电率仅为 0.89%,较行业均值 1.38%降低 36%;还原剂耗率 0.33kg/kg,较行业均值 0.38kg/kg 下降 13.16%,如图 4 所示。肇庆电厂创新性实施磨机筒体衬板再利用工程,将磨损较轻的第一二级提升条调换方向使用,单次节约成本约 35 万元,充分体现资源循环利用的经济价值。

宿州电厂原水污泥回用项目通过将中水处理系统产生的含  $\text{CaCO}_3$  污泥(成分占比 80%~90%)掺入石灰石浆液,实现脱硫效率稳定维持在 99.2%,石膏纯度达 92%。该项目年减少石灰石消耗量 3065t,日均节约 8.37t,有效降低原料成本与固废处置压力。然而污泥中  $\text{Fe}^{2+}/\text{Mg}^{2+}$  及有机物含量需严格控制在 1.5%以下,否则易引发吸收塔浆液起泡溢流现象,此为该技术规模化应用的核心制约因素。



图4 龙源环保 2021 年脱硫对标指标优势分析

## 4.2 标准化管理体系建设

运行标准化体系以“两票三制”为核心框架,通过制定标准操作票、标准巡检卡及规范化台账模板,实现操作流程刚性约束。例如浆液 pH 值控制范围精确设定为单循环 4.8~5.5、双循环 4.5~6.5,密度波动区间压缩至 1080~1120kg/m<sup>3</sup>;同步推行小指标竞赛机制,将 pH 值偏差、浆液密度合格率等参数纳入考核,驱动运行人员主动优化操作。

全生命周期节能管理覆盖设计、运行至报废阶段:设计端优先采用复合塔技术降低液气比;运行阶段通过氧化风机母管制改造、AFT 塔浆液自流返回吸收塔等优化措施减少能耗;报废环节如肇庆电厂对磨机衬板实施定向再利用,形成“监测参数异常→优化运行策略→实施技术改造→回收废旧材料”的闭环管理链条,系统性提升资源利用效率。

## 5 结语

火电厂节能减排已进入深度攻坚期,需从技术应用、运行管理及资源循环三维度构建系统性解决方案。研究表明,精细化运行策略可使脱硫电耗降低 20%以上,永磁调速与变频技术对浆液循环泵的改造实现 15%~25%节电率,悬浮风机替换传统罗茨风机更可削减氧化风机电耗 50%。资源循环利用展现显著经济与环境双重效益,宿州电厂原

水污泥回用技术年减少石灰石消耗 3065t,电石渣脱硫工艺每吨减排二氧化碳 0.69t。标准化管理体系的建立尤为关键,龙源环保通过两票三制与小指标竞赛,使脱硫耗电率较行业均值低 36%,还原剂耗率下降 13.16%。未来突破方向在于深化智能化技术应用,构建基于负荷预测的压线运行模型,推动脱硫副产物高值化利用,最终形成节能降耗、污染减排、碳足迹控制三位一体的新型火电运营范式。

## [参考文献]

- [1]陈文智.火电厂热动系统的节能优化与减排策略[J].大众用电,2025,40(2):33-34.
- [2]张文贤.火电厂脱硝设备管理与节能减排的协同研究[J].电力设备管理,2025(8):269-271.
- [3]吴悦,门敏刚,何龙龙.基于系统动力学的煤炭供应链节能减排路径分析[J].煤炭工程,2025,57(4):202-209.
- [4]杨小宁.火电厂热能动力工程中的节能技术研析[J].电力设备管理,2025(8):260-262.

作者简介:刘鹏(1991.11—),男,毕业于哈尔滨工业大学,本科学历,专业:计算机科学与技术,就职于华能山东发电有限公司白杨河发电厂,职务:值长,年限 1 年,目前职称工程师。