

2×75吨锅炉环保升级超低排放改造项目

可行性研究报告

内蒙古鑫泰集团突泉县鑫光热力有限责任公司
2023年6月

参加编制主要人员：

冯晶 王以飞

夏冰 黄伟

吴德利



冯晶 王以飞

夏冰

吴德利

赵晶

主办单位：内蒙古鑫泰集团突泉县鑫光热力有限责任公司

主办单位：内蒙古鑫泰集团突泉县鑫光热力有限责任公司

目 录

| | |
|---------------------------------|-----------|
| 第1章 总论 | 1 |
| 1.1 公司介绍 | 1 |
| 1.2 项目概述 | 2 |
| 1.3 编制及设计原则 | 4 |
| 1.4 项目编制依据 | 5 |
| 1.5 项目研究范围 | 6 |
| 1.6 脱硫、脱硝、除尘工艺方案选择的综合考量原则 | 6 |
| 1.7、主要经济技术指标表 | 7 |
| 1.8 结论 | 8 |
| 第2章 项目的由来及建设的必要性 | 9 |
| 2.1 项目的由来 | 9 |
| 2.2 项目建设的必要性 | 13 |
| 第3章 建设条件 | 17 |
| 3.1 吸收剂的供应 | 17 |
| 3.2 还原剂的供应 | 17 |
| 3.3 脱硫副产品的处置及综合利用条件 | 18 |
| 3.4 项目设施用地 | 19 |
| 3.5 水、电、气条件 | 19 |
| 第4章 脱硝工艺方案 | 21 |
| 4.1 脱硝工艺介绍 | 21 |
| 4.2 SNCR/SCR 工艺介绍 | 21 |
| 4.3 主要烟气脱硝技术的比较 | 29 |
| 4.4 本项目脱硝方案的选择 | 30 |
| 4.5 电气系统 | 35 |
| 4.6 仪控系统 | 40 |
| 4.7 DCS 系统 | 42 |
| 4.8 SCR 催化剂介绍 | 49 |
| 4.9 脱硝系统运行分析 | 61 |
| 第5章 脱硫工艺方案 | 64 |
| 5.1 脱硫工艺选择 | 64 |
| 5.2 烟气脱硫工艺方案的确定 | 81 |
| 5.4 推荐方案 | 90 |
| 5.6 主要技术指标 | 90 |
| 5.7 主要技术要求 | 90 |
| 5.8 性能与质量 | 92 |
| 5.9 工艺流程设计 | 93 |
| 5.9.2 工艺说明 | 94 |
| 气相二氧化硫转为液相 | 96 |
| 5.10 工艺特点与优势 | 97 |
| 5.11 工艺设施设计 | 97 |
| 5.12 通用设备设计 | 102 |

2×75吨锅炉环保升级超低排放改造项目可行性研究报告

| | |
|---------------------------|------------|
| 水环真空泵的常规管路连接如图所示..... | 108 |
| 5.13 自动控制系统..... | 109 |
| 5.14 设备的维护和保养..... | 117 |
| 5.15 石灰石—石膏湿法系统运行分析..... | 118 |
| 第6章 除尘工艺方案..... | 121 |
| 6.1 设计依据及标准..... | 121 |
| 6.3 推荐方案..... | 124 |
| 6.4 设计依据及主要技术参数..... | 124 |
| 湿电除尘器模块布局图..... | 126 |
| 6.4 结构本体..... | 126 |
| 6.5 仪表及电器控制方案..... | 131 |
| 第7章 土建工程..... | 136 |
| 7.1 编制依据及原则..... | 136 |
| 7.2 厂址地理位置及自然条件..... | 136 |
| 7.3 设计原则及技术措施..... | 137 |
| 7.4 土建设计..... | 138 |
| 第8章 供配电..... | 142 |
| 8.1 设计范围..... | 142 |
| 8.2 设计依据..... | 142 |
| 8.3 电气系统接线..... | 143 |
| 8.4 设备选择..... | 143 |
| 8.5 电气控制及保护..... | 144 |
| 8.6 项目照明及检修系统..... | 144 |
| 8.7 电缆选择与敷设..... | 145 |
| 8.8 过电压保护与接地..... | 146 |
| 8.9 火灾自动报警系统..... | 146 |
| 8.10 电压及负荷..... | 146 |
| 8.11 脱硫脱硝系统耗电量计算..... | 148 |
| 8.12 除尘系统耗电量计算..... | 149 |
| 8.13 弱电..... | 149 |
| 第9章 水工及消防..... | 150 |
| 9.1 设计依据..... | 150 |
| 9.2 水源条件..... | 150 |
| 9.3 消防部分..... | 151 |
| 第10章 采暖、通风及除尘..... | 153 |
| 10.1 采暖..... | 153 |
| 10.2 空调设计方案..... | 155 |
| 10.3 通风设计方案..... | 156 |
| 10.4 除尘设计方案..... | 156 |
| 10.5 主要设备配置..... | 156 |
| 主要设备见“设备一览表”表 10-2..... | 156 |
| 第11章 节能减排措施..... | 158 |
| 11.1 概述..... | 158 |
| 11.2 编制依据与原则..... | 158 |
| 11.3 能源消耗指标分析..... | 160 |
| 11.4 节能措施..... | 160 |

| | |
|----------------------------------|------------|
| 第 12 章 环境保护 | 162 |
| 12.1 项目场地环境现状 | 162 |
| 12.2 改造项目执行的环保标准 | 162 |
| 12.3 改造前后机组大气污染物排放 | 163 |
| 12.4 改造项目其他污染防治措施 | 163 |
| 12.5 环境保护管理及监测 | 165 |
| 12.6 结论 | 166 |
| 第 13 章 劳动安全和工业卫生 | 167 |
| 13.1 安全 | 167 |
| 13.2 工业卫生和劳动防护 | 169 |
| 第 14 章 劳动组织及定员 | 172 |
| 14.1 生产管理 | 172 |
| 14.2 人员编制 | 172 |
| 第 15 章 项目实施进度计划及招投标 | 173 |
| 15.1 项目实施管理 | 173 |
| 15.2 项目实施进度计划 | 173 |
| 15.3 招投标 | 174 |
| 具体见招标基本情况汇总表 | 176 |
| 第 16 章 投资估算与资金筹措 | 178 |
| 16.1 概况 | 178 |
| 16.2 编制及参考依据 | 178 |
| 16.3 编制方法 | 178 |
| 16.4 建设投资构成 | 179 |
| 16.5 资金筹措 | 181 |
| 第 17 章 财务分析与评价 | 184 |
| 17.1 计算依据及相关说明 | 189 |
| 17.2 成本费用估算 | 189 |
| 17.3 销售收入估算 | 189 |
| 17.4 利润及分配 | 189 |
| 17.5 项目投资现金流量 | 189 |
| 17.6 财务评价 | 189 |
| 第 18 章 环境效益及社会效益 | 184 |
| 17.1 环境效益 | 189 |
| 17.1.1 脱硫超低排放改造前后污染物排放情况 | 189 |
| 17.2 社会效益 | 191 |
| 第 19 章 结论 | 193 |
| 18.1 总的评价 | 193 |
| 18.2 存在问题和建议 | 193 |
| 18.3 主要技术指标 | 194 |
| 附 表 | 195 |

第1章 总论

项目名称：2×75 吨锅炉环保升级超低排放改造项目

建设单位：内蒙古鑫泰集团突泉县鑫光热力有限责任公司

建设地点：突泉县鑫光热力有限责任公司二热源厂内

项目负责人：王以飞

1.1 公司介绍

内蒙古鑫泰集团突泉县鑫光热力有限责任公司隶属内蒙古鑫泰建筑安装（集团）有限公司，是突泉县唯一一家具有一定规模区域锅炉房集中供热企业，性质为有限责任公司。

突泉县鑫光热力有限责任公司，始建于 1996 年，由原突泉县造纸厂创建，1999 年 4 月从造纸厂分出成立三源热电厂，2002 年 6 月企业转制转卖给兴安盟电业局，2004 年转让给内蒙古鑫泰集团，成立内蒙古鑫泰集团突泉县鑫光热力有限责任公司。公司第二热源厂在突泉镇东北角，省际通道 406 公里西侧，占地面积 63270 m²，建筑面积 16860 m²。职工人数 212 人。

公司主要设备现有供暖锅炉 6 台，总蒸发量为 370t/h。其中 2×35t/h 循环流化床锅炉 2010 年投入运行，2×75t/h 循环流化床锅炉 2013 年投入运行，2×75t/h 生物质锅炉 2022 年投入运营。

公司主营热力供应，主要负责突泉镇内居民及企事业单位采暖供热，2022 年——2023 年采暖期供热面积达计 400 万 m²。

1.2 项目概述

为了贯彻中央和地方节能减排指示精神，促进国民经济可持续发展，保护环境，减少烟尘、二氧化硫、氮氧化物对大气的污染，按照国家要求，进一步为提升环境空气质量作出贡献，突泉县鑫光热力有限责任公司决定对 2×75t/h 锅炉除尘、脱硫、脱硝系统进行升级改造，保护环境创造碧水蓝天，促进企业可持续发展，从而有效改善区域大气污染状况。

1.2.1 本项目建设内容

本项目对内蒙古鑫泰集团突泉县鑫光热力有限责任公司现有 2×75t/h 循环流化床锅炉进行脱硝脱硫除尘超低排放改造工程。采用 CNCR+SCR 联合脱硝工艺；采用石灰——石膏湿法脱硫工艺；采用布袋除尘器（采用气力输灰系统）+湿式静电除尘器工艺，以实现锅炉大气污染超低排放目的。

1.2.2 系统工艺

1、除尘

根据实际情况，2×75t/h 锅炉各安装一台布袋除尘器，烟尘排放 $<30\text{mg}$ ，由于布袋除尘器已不满足超低排放环保要求，我公司决定在现有的基础上在脱硫塔顶部增加一套湿式静电除尘器，使烟尘稳定排放 $\leq 5\text{mg}$ 。

2、脱硫

我公司根据工程实际情况及现场条件，采用湿式石灰石—石膏法脱硫工艺对烟气脱硫净化系统进行设计，2×75t/h 噸锅炉共用 1 台脱硫塔，工艺布置采用正压脱硫，烟塔直排，引风机加压进入脱硫塔，配套水循环系统、自动控制系统、顶部增加一套湿式静电除尘器、加药制备系统（利旧改造）、副产物处理系统（利旧），保证锅炉运行时烟气中 SO₂ 排放浓度能达到国家及地方环保局规定的超低排放标准。

3、脱硝

我公司根据工程实践情况，采用有选择性非催化还原法 SNCR+选择性催化还原法 SCR 联合脱硝工艺对烟气脱硝净化系统进行设计，2×75 噸锅炉现有 SNCR 脱销系统，只新增 SCR 脱销系统，在锅炉最大工况（50%–110%BMCR）处理 100%烟气量条件下，保证锅炉出口烟气中，NO_x 排放浓度达到国家及地方环保规定的超低排放标准。

1.2.3 项目总投资

2×75t/h 锅炉超低排放改造项目，估算项目总投资为 5080 万元，其中建设投资 5070.86 万元，铺底流动资金 9.14 万元。

1.2.4 资金来源

本项目总投资 5080 万元，拟申请上级有关部门补助资金 2378.8 万元，企业自筹资金 2701.2 万元。

1.2.5 进度安排

本项目于 2024 年 4 月筹划建设，与 2024 年 10 月建成投入运行，建设期 7 个月。

1.3 编制及设计原则

1.3.1 编制原则

1、项目建设必须遵守国家各项政策、法规和法令，符合国家产业政策、投资方向及行业发展规划，贯彻相关标准和规范。以满足环境保护和节能减排的社会效益为中心，兼顾投资成本和经济效益的合理性。

2、严格按照建设项目范围和内容要求进行编制，遵守基本建设程序。设计中注意节省投资，合理布置装置总图，在充分分析交通运输、原料供应、水源条件及热源厂可依托设施等因素的基础上，充分利用热源厂现有公用工程（水、电、汽）已形成的交通运输等有利条件，合理选择装置总图布置，尽可能节省项目建设投资，最大限度降低项目成本。

3、采用的技术为国家产业政策积极推荐倡导的环保节能型、技术先进的工艺路线。在设计中按照“工艺技术成熟、装置可靠、经济运行合理”的基本原则，充分利用企业现有设施、少占用地、节约投资、合理利用资金。

4、认真贯彻国家有关劳动安全、工业卫生和环境保护的法律法规，

三废治理实现“三同时”，提高综合治理的水平；贯彻“安全第一、预防为主”的方针，保证项目投产后，符合职业安全卫生的要求，保障劳动者在生产过程中的安全与健康。

1.3.2 设计原则

- 1、工艺技术为国内领先、成熟可靠、经济实用、稳定达标。
- 2、主要设备技术运行稳定可靠。
- 3、脱硫液采用闭路循环，无二次污染。
- 4、工程投资省，运行费用低。
- 5、结构紧凑，布局合理、占地面积小。
- 6、系统设备操作维护简单，不结垢，不堵塞，与锅炉同步运行率达 100%。
- 7、关键部件采用技术成熟可靠、使用寿命长、最适用的材料和产品。
- 8、设计科学严谨，工程核算实事求是，尽量减轻经济负担。
- 9、脱硝装置可用率不小于 98%。
- 10、装置服务寿命为 30 年。

1.4 项目编制依据

- 1、《中华人民共和国环境保护法》；
- 2、《中华人民共和国大气污染防治法》；
- 3、《建设项目环境保护管理条例》中华人民共和国国务院令第 253

号；

- 4、《国家“十四五”规划纲要》；
- 5、《环境空气质量标准》（GB3095-2012）；
- 6、《锅炉大气污染物排放标准》（GB13271-2014）；
- 7、《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）；
- 8、《火力发电厂烟气脱硫设计技术规范》（DL/T 5196-2004）；
- 9、《火电厂烟气脱硝技术导则》（DL/T 296-2011）。

1.5 项目研究范围

本可行性研究报告研究范围包括：

- 1、项目的由来与建设的必要性
- 2、脱硫脱硝除尘工程的建设条件、技术路线论证
- 3、环境保护、消防、劳动安全卫生与节能专项设计
- 4、劳动组织及定员
- 5、项目实施计划与招投标
- 6、投资估算
- 7、实施脱硫、脱硝、除尘措施前后对环境影响的分析

1.6 脱硫、脱硝、除尘工艺方案选择的综合考量原则

- 符合我国集中供热建设的方针政策，贯彻安全、可靠、经济、适用、符合国情的法则，促进城镇集中供热环境的发展。
- 烟气污染物排放满足《电厂大气污染物排放标准》

（GB13223-2011）。

- 推荐的烟气脱硫、脱硝、除尘工艺应是技术成熟、先进、经济合理、有工业化业绩的工艺系统。
- 脱硫、脱硝、除尘工艺对锅炉工况变化适应性。
- 脱硫、脱硝、除尘工艺不产生二次污染，满足环保的严格要求。
- 脱硫、脱硝、除尘工艺应尽可能节约能源和水资源。
- 脱硫、脱硝剂来源是否丰富。

1.7、主要经济技术指标表

表 1-1 主要经济技术指标表

| 序号 | 项目名称 | 单位 | 数量 | 备注 |
|-----|---|--------|--------|----------------|
| 1 | 主要原材料、燃料用量 | | | |
| 1.1 | 石灰石粉（吸收剂） | t/a | 963.44 | 实物量 |
| 1.2 | 尿素（还原剂） | t/a | 765.78 | 实物量 |
| 1.3 | 工业水 | t/a | 85120 | 含生活用水 |
| 1.4 | 电力 | 万kwh/a | 282.43 | |
| 2 | 设备装机容量 | KW | 996.07 | |
| 3 | 新增员工 | 人 | 15 | |
| 4 | 项目总投资 | 万元 | 5080 | |
| 5 | 项目建设期 | 月 | 7个月 | 2024.4-2024.10 |
| 6 | 脱硫石膏生成量 | t/a | 823.18 | |
| 序号 | 机组参数 | | 数值 | |
| 一 | 烟尘改造前后排放对比 | | | |
| 1 | 锅炉, t/h | | 2×75 | |
| 2 | 燃料 | | | 设计煤种 |
| 3 | 负荷 (Nm ³ /h、标态、干基, 6%O ₂) | | | |
| 4 | 处理前烟尘基线浓度, mg/Nm ³ (干态, 6%O ₂) | | 30 | |
| 5 | 处理后烟尘控制浓度, mg/Nm ³ (干态, 6%O ₂) | | 5 | |

| | | |
|---|---|---------|
| |) | |
| 6 | 烟尘脱除率, % (在布袋除尘器基础上) | ≥99.84 |
| 7 | 改造前烟尘产生量, t/a | 54.054 |
| 8 | 改造后烟尘总去除量, t/a | 45.054 |
| 9 | 改造后烟尘总排放量, t/a | 9.009 |
| 二 | S ₀ ₂ 改造前后排放对比 | |
| 1 | 处理前的S ₀ ₂ 基线浓度, mg/Nm ³ (干态, 6%O ₂) | 200 |
| 2 | FGD处理后的S ₀ ₂ 控制浓度mg/Nm ³ (干态, 6%O ₂) | 30 |
| 3 | FGD脱硫率, % | ≥96.5 |
| 4 | 改造前S ₀ ₂ 产生量, t/a | 360.36 |
| 5 | FGD处理后S ₀ ₂ 总去除量, t/a | 306.306 |
| 6 | FGD处理后S ₀ ₂ 总排放量, t/a | 54.054 |
| 三 | NO _x 改造前后排放对比 | |
| 1 | 处理前的NO _x 基线浓度, mg/Nm ³ (干态, 6%O ₂) | 200 |
| 2 | SNCR处理后的NO _x 控制浓度mg/Nm ³ (干态, 6%O ₂) | 50 |
| 3 | SNCR脱硝率, % | ≥92 |
| 4 | 氨逃逸率, mg/Nm ³ , % | ≤4 |
| 5 | 改造前NO _x 产生量, t/a | 360.36 |
| 6 | SNCR处理后的NO _x 总去除量, t/a | 270.27 |
| 7 | SNCR处理后的NO _x 总排放量, t/a | 90.09 |
| 8 | NH ₃ /NO _x 的摩尔比 | 1.5 |

1.8 结论

通过对突泉县鑫光热力有限责任公司热源厂2×75t/h吨锅炉环保升级超低排放项目的可行性研究认为，项目在大气污染严重和清洁生产被日益重视的社会大背景下，经过脱硫脱硝除尘系统改造，在满足环保要求的同时，在有效改善项目周边地区的空气质量，因此，本项目的建设是必要可行的。

第2章 项目的由来及建设的必要性

2.1 项目的由来

节约资源和保护环境是中国的一项基本国策，国务院对此十分重视，明确了“十四五”期间中国实现节能减排的目标任务和总体要求。这是贯彻落实科学发展观，构建社会主义和谐社会的重大举措；是建设资源节约型、环境友好型社会的必然选择；是推进经济结构调整，转变增长方式的必由之路；是提高人民生活质量，维护中华民族长远利益的必然要求。

进入 21 世纪，能源和环境问题越来越引起世界各国的关注，许多企业看到了制造和销售“无害环境”的产品将是未来的发展方向，如发展循环经济、开发清洁生产工艺、推出绿色产品，正快速变成头等优先的投资领域。废物的回收利用和提高资源利用率要求在经济运行中对资源、能源需求实行减量化，即在生产和消费过程中，用尽可能少的资源、能源（或用可再生资源），创造相同的财富甚至更多的财富，最大限度地充分利用回收各种废弃物，减少排放，这也是建设资源节约型社会的最关键所在，也是最难解决而又非解决不可的大问题。因为这种节约要求彻底转变现行的经济增长方式，进行深刻的技术革新，真正推动经济社会的全面进步。其核心要求我们必须充分认识我国国情，不断增强资源意识、节能减排意识、环保意识。环境友好企业的不断涌现，为经济的发展和创造优美的环境，带来了令人鼓舞的成绩。据联合国环境规划署报告：过去 10 年，欧洲 27 个国家中有 17

国的排放量已减少，其中法国减少 41%，同一时期法国工业产值增加 25%，污染物却减少了一半。事实证明，企业是解决环境污染问题的重要力量，越来越多的企业将成为“环境友好企业”，越来越多的企业也将对节能减排更加重视。

随着人口增加、资源消耗，环境污染、土地退化、森林锐减、沙漠扩大、温室效应、酸雨危害等环境问题制约着我国经济的发展，全国每年由于环境污染和生态破坏造成的损失达 2000 多亿元。其中，对人们身体健康影响最大的主要是大气（二氧化硫、氮氧化物、烟尘）和水，还有有毒化学品、固体废弃物、噪声等污染。中国环境污染比较严重，居世界前列，中国最大的 10 个大气受到污染的城市均在世界污染最严重的 20 个城市之列。据调查，中国城市空气中悬浮微粒、氮氧化物和二氧化硫大大高于世界卫生组织规定的标准。大气的严重污染大大威胁到人民的身心健康和智力发展，每年中国大城市有 17.8 万人死于污染引起的各种疾病；在农村地区，因用煤和柴草做饭和取暖严重污染了室内空气，导致每年有 11.1 万人死亡。

提高锅炉的整体技术装备水平、保障清洁燃料供给以及建立完善的社会化服务体系，达到高效、洁净燃烧是实现工业锅炉节能和环保的重要基础。

为此，《中国国民经济和社会发展“十四五”规划纲要》指出：“因地制宜推动北方地区清洁取暖、工业窑炉治理、非电行业超低排放改造，加快挥发性有机物排放综合整治，氮氧化物和挥发性有机物排放总量分别下降 10% 以下”。因此，进一步研究开发工业锅炉污染物

减排先进技术，以减少污染物排放尤为必要。

燃煤机组在燃烧中生成的氮氧化物几乎全是 NO 和 NO₂，通常把这两种氮氧化物总称为 NO_X，其中 NO 占 90% 以上，其余为 NO₂。NO_X 污染造成的主要危害有以下几个方面：

1、NO_X 对人类健康造成严重威胁。NO 对人体的危害主要表现在其与血色素的亲和极强，约是 CO 的 1400 倍，氧的 30 万倍。NO 一经与血液中的血色素 (Hb) 结合，即变成 NO-Hb 或 NO-正铁血红蛋白，NO-Hb 或 NO-正铁血红蛋白是变性的血色素，它不能再和氧结合，造成血液缺氧而引起中枢神经麻痹。NO_X 对人体健康危害最大的是 NO₂，主要是破坏呼吸系统，可引起支气管炎和肺气肿。人在 100mg/L 的 NO₂ 的大气环境中停留 1h 或 400mg/L 的 NO₂ 下停留 5min 就会死亡。

2、NO_X 是形成酸雨的重要物质之一。在我国，硫酸和硝酸的浓度比例为 6.4:1。在美国东部约 1/3 的酸雨是由 NO_X 排放造成的，在西部硝酸浓度的比例则过半。在西欧，硫酸和硝酸浓度的典型比例为 2:1。随着对酸雨的贡献比例的逐年增加，NO_X 已经引起世界各国的重视。

3、NO_X 是引发光化学烟雾的元凶。NO_X 在适当的条件下还能引发光化学烟雾，产生更强的毒性。如洛杉矶、东京、大阪、伦敦及我国的兰州均出现过光化学烟雾。光化学烟雾不仅会减小可见度，而且其毒性很强，对人的眼睛和呼吸系统造成损害。当浓度达到 50ppm 以上时，就可能导致死亡。光化学烟雾的 PAN (过氧乙酰基硝酸酯) 有致癌作用。1943 年 5 月到 10 月美国洛杉矶光化学烟雾事件造成 400 多人死亡。1952 年 12 月 5—8 日发生的伦敦烟雾事件，四天内死亡 4000 多人。

4、NOX 和其它挥发性有机气体反应形成臭氧 O₃。对人体而言，空气中 O₃ 含量为 0.15mL/m³ 时将刺激眼睛，达 0.27mL/m³ 时引发剧烈咳嗽，达 0.29mL/m³ 时导致肺部不适。高臭氧浓度和高温环境还将增加老人和体弱者的死亡率。另外，O₃ 是强氧化剂，能加速物品老化。

5、虽然氮氧化物在一定条件下促进臭氧生成，但是进入大气平流层后，却发生着对臭氧层的破坏效应。

近两年是我国完成“十四五”规划各项任务的“重要之年”，强化节能减排目标责任制，加强节能减排重点工程建设，开展低碳经济试点，努力控制温室气体排放，加强生态保护和环境治理，优化能源结构等无疑将成为中国能源环保的工作重点。该县为贯彻落实《国务院关于落实科学发展观加强环境保护的决定》和国家、自治区、当地政府对二氧化硫及氮氧化物减排的相关要求，确保完成“十四五”期间二氧化硫及氮氧化物减排目标，进一步改善环境空气质量，根据企业的实际情况，要求大力推进污染源治理项目降低排放总量，主要通过更新和改造除尘脱硫设施、实施锅炉低氮燃烧改造、烟气脱硝、使用清洁能源等措施减排主要污染物排放总量。

突泉县鑫光热力有限责任公司第二热源厂两台 75t/h 循环流化床锅炉，锅炉烟气量 450000m³/h，排烟温度 110℃，治理前 NOX 浓度 200mg/m³，SO₂ 浓度 200mg/m³，烟尘浓度 30mg/m³。制定安全可靠的脱硫脱硝除尘措施，旨在实现脱硫率≥96.5%，脱硝效率达到≥92%，烟尘脱除率≥99.84%，实现 SO₂、NOX、烟尘超低排放的目的，这就是本项目的由来。

2.2 项目建设的必要性

超低排放改造，作为我国“十四五”规划中的一项重要任务，已不仅是政府的一个行动目标，而且还能给企业带来经营上的收入，让城市居民能获得一个较好的生存环境，更是人类解决环境问题的必由之路。所以，必须把此项工作作为当前加强宏观调控的重点，作为经济结构调整、转变增长方式的突破口和重要抓手，达到主要污染物排放总量持续减少，生态环境持续改善，生态安全保障更加牢固，城乡居住环境明显改善。

2.2.1 本项目的建设是实现国家节能减排目标的需要

中国是世界第二大能源生产和消费国。2021 年全年能源消费总量为 52.4 亿吨标准煤，比上年增长 5.2%。煤炭消费量占能源消费总量的 56%，比上年下降 0.9 个百分点。过去十年，煤炭消费量占一次能源消费比重下降了 12.5 个百分点，尽管该比例持续走低，但仍占据半壁江山。

为提高能源利用效率，减少能源消耗，减少对大气环境的污染，减少温室气体的排放量，我国近年来一直要求工业企业进行节能减排工作。国务院印发的发展改革委会同有关部门制定的《节能减排综合性工作方案》，明确了今后中国实现节能减排的目标任务和总体要求。国家领导人对节约能源以及国家对可持续发展非常重视，我们可以清晰地看出，未来企业必须是一个节约能源的可持续发展的企业，这是必然趋势。因此，本项目的建设是贯彻落实国家节能减排政策的需要。

2.2.2 本项目的建设是循环经济发展的必然趋势

党的十六届三中全会明确提出科学发展观的指导原则，中国经济要做到可持续发展，必须摈弃传统的经济增长方式，发展循环经济，实现科学发展。循环经济是一种以资源的高效利用和循环利用为核心、以“减量化、再利用、再循环”为原则、以低消耗、低排放、高效率为基本特征，符合可持续发展理念的经济增长模式，是对“大量生产、大量消费、大量废弃”传统增长模式的根本变革。为此，我国近年来大大加快了推进可持续发展和绿色能源战略，确立了建设节约型社会的目标。而以资源的高效利用和循环利用为核心，以“减量化、再利用、再循环”为原则的循环经济的增长方式正是可持续发展的新的经济增长方式。

发展循环经济是我国未来社会经济可持续发展的最佳模式选择，发展循环经济其实质就是绿色经济，企业需要进行绿色生产，也就是可持续生产。随着社会的发展，企业对消费的引导已不局限于传统的产品信息传播方式。通过微观的、单纯产品性能的传播促进消费者加深对企业整体形象的正确认识，更具有宏观效应。

在一定意义上说，企业的竞争，是技术的竞争，是提高资源与能源效率的竞争。循环经济的实质是通过采用高新清洁生产技术提高资源利用率，因此，必须对资源利用和管理方式做出重要调整，进一步实现我国经济结构的战略性调整和产业结构的优化升级。同时，重视对环境保护的绿色品牌的设计。例如：可回收的、无磷酸酶的、PH值平衡的、不损害臭氧层的等等。世界上许多国家对产品实行“绿色标志制

度”，我国称为“环境标志”，就是有益于保护生态环境，有助于增强公民环境意识，提高产品竞争力的有力手段。

2.2.3 有利于提高竞争能力并带动其他企业进行节能减排

近几年，我国经济快速增长，各项建设取得巨大成就，但也付出了很大的资源和环境代价，经济发展与资源环境的矛盾日趋尖锐，群众对环境污染问题反应强烈。这种状况与经济结构不合理、增长方式粗放直接相关。不加快调整结构、转变增长方式，资源支撑不住，环境容纳不下，社会承受不起，经济发展难以为继。

虽然国家大力推行节能减排，但效果并不是很理想，节能减排是相当艰巨而漫长的可持续发展之路，企业并没有完全进行配合，一方面是国家的强烈要求，另一方面是地方政府和企业追求经济利益，国家政策在地区并没有得到充分的贯彻。加强节能减排不应该只是国家来努力，而应该是企业更加自觉的来进行。在一样的竞争条件下，企业出于短期利益的考虑不会来实施节能减排工程，因为这需要大量的投入，而节能改造的效益是慢慢显现的。而长远来看，高能耗高污染的企业是一定会被淘汰的，企业实施节能减排工程应该越快越好。企业进行节能减排工程，一方面是积极响应国家政策；另一方面将会给那些继续走高能耗道路的企业树立一个榜样，起一个带头作用，这也有助于提高企业的社会形象，降低生产成本，提高竞争能力，所以说进行节能减排是非常必要的。

2.2.4 有利于企业的可持续发展

该公司主要从事集中供热生产与销售。本项目设计在该公司第二热源厂院内，本工程热负荷为生产用热及周边居民采暖用热。根据环保部门节能减排要求，公司现有锅炉及配套的环保设备已经达不到环保要求。本项目拟对 2×75 吨锅炉进行脱硫脱硝除尘系统进行升级改造。促进国民经济可持续发展，保护环境，减少烟尘、二氧化硫、氮氧化物对大气的污染，进一步为提升环境空气质量做出贡献。

综上所述，本项目建设是十分必要的。

第 3 章建设条件

3.1 吸收剂的供应

本工程拟用当地石灰石粉作为热力公司石灰石来源。本地典型石灰石分析报告如下：

石灰石分析（煅烧前）

| 名称 | 符号 | 单位 | 数值 |
|-----|-------------------|----|-------|
| 碳酸钙 | CaCO ₃ | % | 94.06 |
| 碳酸镁 | MgCO ₃ | % | 1.80 |
| 水 | H ₂ O | % | 0.08 |
| 其它 | | % | 4.06 |

石灰石纯度分析（煅烧后）

| 名称 | 符号 | 单位 | 设计煤种 |
|-----|--------------------------------|----|-------|
| 烧失量 | | % | 42.90 |
| 氧化钙 | CaO | % | 52.16 |
| 氧化镁 | MgO | % | 0.18 |
| 氧化铁 | Fe ₂ O ₃ | % | 0.41 |
| 氧化硅 | SiO ₂ | % | 0.43 |
| 氧化铝 | Al ₂ O ₃ | % | 0.15 |
| 其它 | | % | 3.77 |

3.2 还原剂的供应

本项目烟气脱硝技术采用 SNCR+SCR 技术，还原剂可利用氨水或尿素溶液，本项目采用尿素溶液。周边化工企业可提供该原料，市场供应充足。工业用尿素分析指标如下：

工业用尿素指标（%）GB/T2440-2017

| 项目 | 优等品 | 一等品 | 合格品 |
|----|-----|-----|-----|
| | | | |

| | | | | |
|-----------------|------------------|---------|---------|---------|
| 总氮 (N) (以干基计) | ≥ | 46. 50 | 46. 30 | 46. 30 |
| 缩二脲 | ≤ | 0. 50 | 0. 90 | 1. 00 |
| 水分 | ≤ | 0. 30 | 0. 50 | 0. 70 |
| 铁 (以Fe计) | ≤ | 0. 0005 | 0. 0005 | 0. 0010 |
| 碱度 (以NH3计) | ≤ | 0. 010 | 0. 020 | 0. 030 |
| 硫酸盐 (以SO42-计) | ≤ | 0. 005 | 0. 010 | 0. 020 |
| 水不溶物 | ≤ | 0. 005 | 0. 010 | 0. 040 |
| 亚甲基二脲 (以HCHO) 计 | | | | |
| 粒度 | d0. 85mm-2. 80mm | ≥ | 90 | 90 |
| | d1. 18mm-3. 35mm | | | |
| | d2. 00mm-4. 75mm | | | |
| | d4. 00mm-8. 00mm | | | |

3. 3 脱硫副产品的处置及综合利用条件

3. 3. 1 脱硫副产品的综合利用

国外目前烟气脱硫石膏的应用领域主要如下：

- 水泥工业
- 建筑墙纸及装饰纸面石膏板
- 特种石膏功能材料
- 特种石膏防火板
- 粉刷石膏及免烧石膏陶瓷制品
- 纸张喷涂材料
- 生产自流平地面材料和矿井用砂浆
- 替代高岭土和方解石生产各种类型的填充材料

- 各种筑路基材

烟气脱硫石膏的品位较高, 不含有害杂质, 含游离水分在 10%左右, 是一种质量较好的化学石膏。如果将这些脱硫石膏充分利用, 替代天然石膏, 既能保护资源, 又能减少对环境的污染。所以开展脱硫石膏的利用是十分必要的。

3.3.2 脱硫石膏的利用

天然石膏资源开发需要当地有天然石膏资源而且前期大量的投入, 因此, 脱硫石膏的综合利用就显得十分必要。脱硫石膏的综合利用不仅解决了长期堆放可能对环境造成的影响, 而且作为资源开发利用将获得一定的经济效益。

电厂脱硫采用湿法脱硫工艺, 每年产生脱硫石膏约 0.79 万吨, 目前, 突泉县鑫光热力有限公司已和当地水泥生产企业签订了石膏销售协议。待机组正常运行、呈弱碱性的石膏质量有保证后可外销。本工程产生的脱硫石膏可用于硅酸盐水泥生产过程, 用以调节水泥的凝结时间, 已达到标准中规定的要求。

3.4 项目设施用地

设施场地位于热源厂烟囱西侧的空地上, 为一不规则的长方形区域, 利用四周环形道路可以运输设备、石灰石粉、尿素以及石膏。

3.5 水、电、气条件

1、电

根据脱硫脱硝用电负荷初步统计计算，项目新增用电负荷安装容量 996.07KW。热源厂已有 1600KVA 变压器 3 台，无需新增变压器即可满足用电需求。

2、水

本项目湿法脱硫系统和脱硝系统工艺耗水量约为 $21.22\text{m}^3/\text{h}$ ，工艺水采用工业水。

各用水点主要包括：

- 吸收塔蒸发水、石灰石浆液制备系统、石膏脱水系统用水，脱硝用水。
 - 除雾器及所有将夜输送设备、输送管路、贮存箱的冲洗水。
- 脱硫设备冷却水及密封水从主体工程工业水系统引接。冷却水及密封水采用闭式循环，使用返回原工业水系统。

3、气

脱硫岛压缩空气考虑接自热源厂压缩空气系统，作为脱硫系统的检修及仪用压缩空气。压缩空气压力为 0.5–0.6MPa。压缩空气量约 $5\text{m}^3/\text{min}$ 。热源厂的压缩空气品质及裕量经核实均能满足本工程需要。

第 4 章 脱硝工艺方案

4.1 脱硝工艺介绍

有关 NO_x 的控制方法从燃料的生命周期的三个阶段入手，限燃烧前、燃烧中和燃烧后。当前，燃烧前脱硝的研究很少，几乎所有的形容都集中在燃烧中和燃烧后的 NO_x 的控制。所以在国际上把燃烧中 NO_x 的所有控制措施统称为一次措施，把燃烧后的 NO_x 控制措施统称为二次措施，又称为烟气脱硝技术。

目前普遍采用的燃烧中 NO_x 控制技术即为低 NO_x 燃烧技术，主要有低 NO_x 燃烧器、空气分级燃烧和燃料分级燃烧。

应用在燃煤电站锅炉上的成熟烟气脱硝技术主要有选择性催化还原技术(SelectiveCatalyticReduction, 简称 SCR)、选择性非催化还原技术(SelectiveNon-CatalyticReduction, 简称 SNCR)以及 SNCR/SCR 混合烟气脱硝技术。本工程采用 SNCR+SCR 联合脱硝技术。

4.2 SNCR/SCR 工艺介绍

近几年来选择性催化还原烟气脱硝技术 (SCR) 发展较快，在欧洲和日本得到了广泛的应用，目前催化还原烟气脱硝技术是应用最多的技术。

4.2.1 SCR 脱硝反应

目前世界上流行的 SCR 工艺主要分为氨法 SCR 和氨水法 SCR 两种。

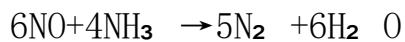
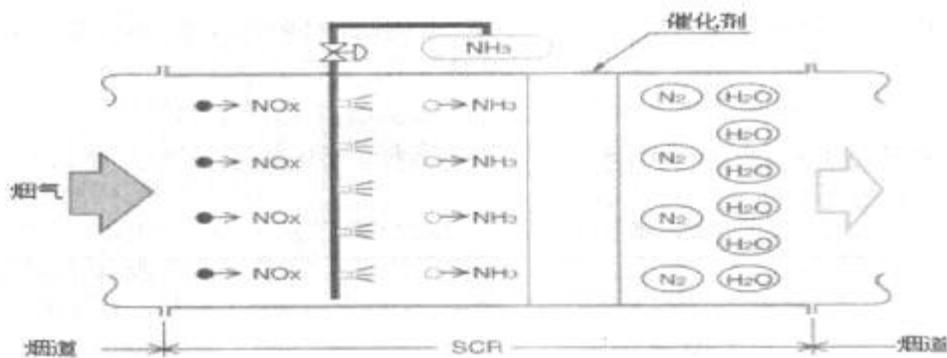
此两种法都是利用氨对 NO_x 的还原功能，在催化剂的作用下将 NO_x (主要是 NO) 还原为对大气没有多少影响的 N₂ 和水。还原剂为 NH₃，其不同点则是在氨水法 SCR 中，先利用一种设备将氨水转化为氨之后输送至 SCR 触媒反应器，它转换的方法为将氨水注入一分解室中，此分解室提供氨水分解所需之混合时间，驻留时间及温度，由此室分解出来之氨基产物即成为 SCR 的还原剂通过触媒实施化学反应后生成氨及水。氨水分解室中分解成氨的方法有热解法和水解法，主要化学反应方程式为：



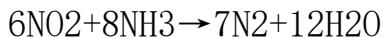
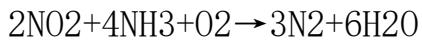
在整个工艺的设计中，通常是先使氨蒸发，然后和稀释空气或烟气混合，最后通过分配格栅喷入 SCR 反应器上游的烟气中。典型的 SCR 反应原理示意图如下：

在 SCR 反应器内，NO 通过以下反应被还原：

SCR 反应原理示意图



当烟气中有氧气时，反应第一式优先进行，因此，氨消耗量与 NO 还原量有一对关系。在锅炉的烟气中，NO₂ 一般约占总的 NO_x 浓度的 5%，NO₂ 参与的反应如下：



上面两个反应表明还原 NO₂ 比还原 NO 需要更多的氨。

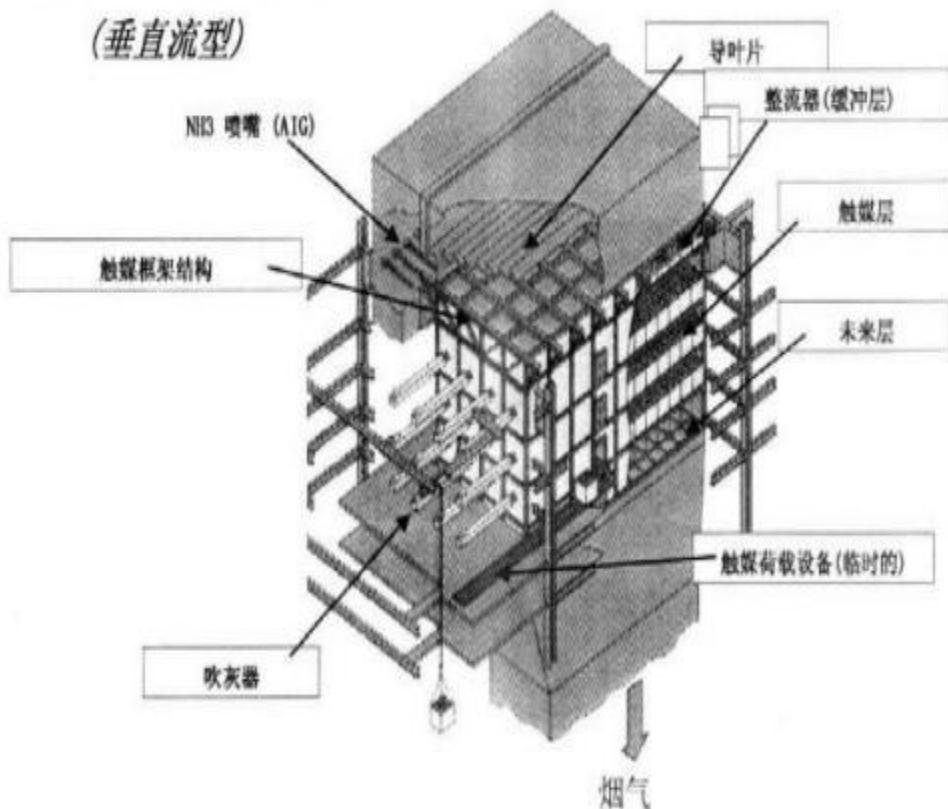
在绝大多数锅炉烟气中，NO₂ 仅占 NO_x 总量的一小部分，因此 NO₂ 的影响并不显著。

SCR 系统 NO_x 脱除效率通常很高，喷入到烟气中的氨几乎完全和 NO_x 反应。有一小部分氨不反应而是作为氨逃逸离开了反应器。一般来说，对于新的催化剂，氨逃逸量很低。但是，随着催化剂失活或者表面被飞灰覆盖或堵塞，氨逃逸量就会增加，为了维持需要的 NO_x 脱除率，就必须增加反应器中 NH₃/NO_x 摩尔比。当不能保证预先设定的脱硝效率和（或）氨逃逸量的性能标准时，就必须在反应器内添加或更换新的催化剂以恢复催化剂的活性和反应器性能。从新催化剂开始使用到被更换这段时间称为催化剂寿命。

4. 2. 2 SCR 系统组成及反应器布置

在选择催化还原工艺中，NO_x 与 NH₃ 在催化剂的作用下产生还原。催化剂安放在一个固定的反应器内，烟气穿过反应器平行流经催化剂表面。催化剂单元通常垂直布置，烟气自上向下流动。如下图所示：

脱硝反应器的总括图



SCR 系统一般由氨的储存系统、氨与空气混合系统、氨气喷入系统、反应器系统、省煤器旁路、SCR 旁路、检测控制系统等组成。

4. 2. 3 SNCR 工艺系统说明

SNCR 技术

研究发现，在 800~1100℃这一温度范围内、无催化剂作用下，氨水等还原剂可选择性地还原烟气中的 NO_x 生成 N₂ 和 H₂O，基本上不与烟气中的 O₂ 作用，据此发展了 SNCR 脱硝技术。

SNCR 烟气脱硝的主要反应为：



SNCR 通常采用的还原剂有氨水、氨水和液氨，不同还原剂的比较如表 3.1 所列。

| 还原剂 | 特点 |
|-----|---|
| 氨水 | <ul style="list-style-type: none"> • 安全原料(化肥) • 便于运输 • 脱硝有效温度窗口较宽 • 溶解要消耗一定热量 |
| 氨水 | <ul style="list-style-type: none"> • 运输成本较大 • 需要较大的储存罐 • 脱硝有效温度窗口窄 |
| 液氨 | <ul style="list-style-type: none"> • 高危险性原料 • 运输和存储安全性低 |

表 4.1 不同还原剂特点

从 SNCR 系统逃逸的氨可能来自两种情况，一是喷入的还原剂过量或还原剂分布不均匀，一是由于喷入点烟气温度低影响了氨与 NO_x 的反应。还原剂喷入系统必须能将还原剂喷入到炉内最有效的部位，如果喷入控制点太少或喷到炉内某个断面上的氨不均匀，则会出现分布较高的氨逃逸量。在较大尺寸的锅炉中，因为需要覆盖相当大的炉内截面，还原剂的均匀分布则更困难。为保证脱硝反应能充分地进行，以最少喷入 NH₃ 的量达到最好的还原效果，必须设法使喷入的 NH₃ 与烟气良好地混合。若喷入的 NH₃ 不充分反应，则逃逸的 NH₃ 不仅会使

图 烟气中的飞灰容易沉积在锅炉尾部的受热面上，而且烟气中 NH_3 遇到 SO_3 会产生 NHHSO_4 易造成空气预热器堵塞，并有腐蚀的危险。因此，SNCR 工艺的氨逃逸要求控制在 $8\text{mg}/\text{Nm}^3$ 以下。图 4.1 为典型 SNCR 脱硝工艺流程。

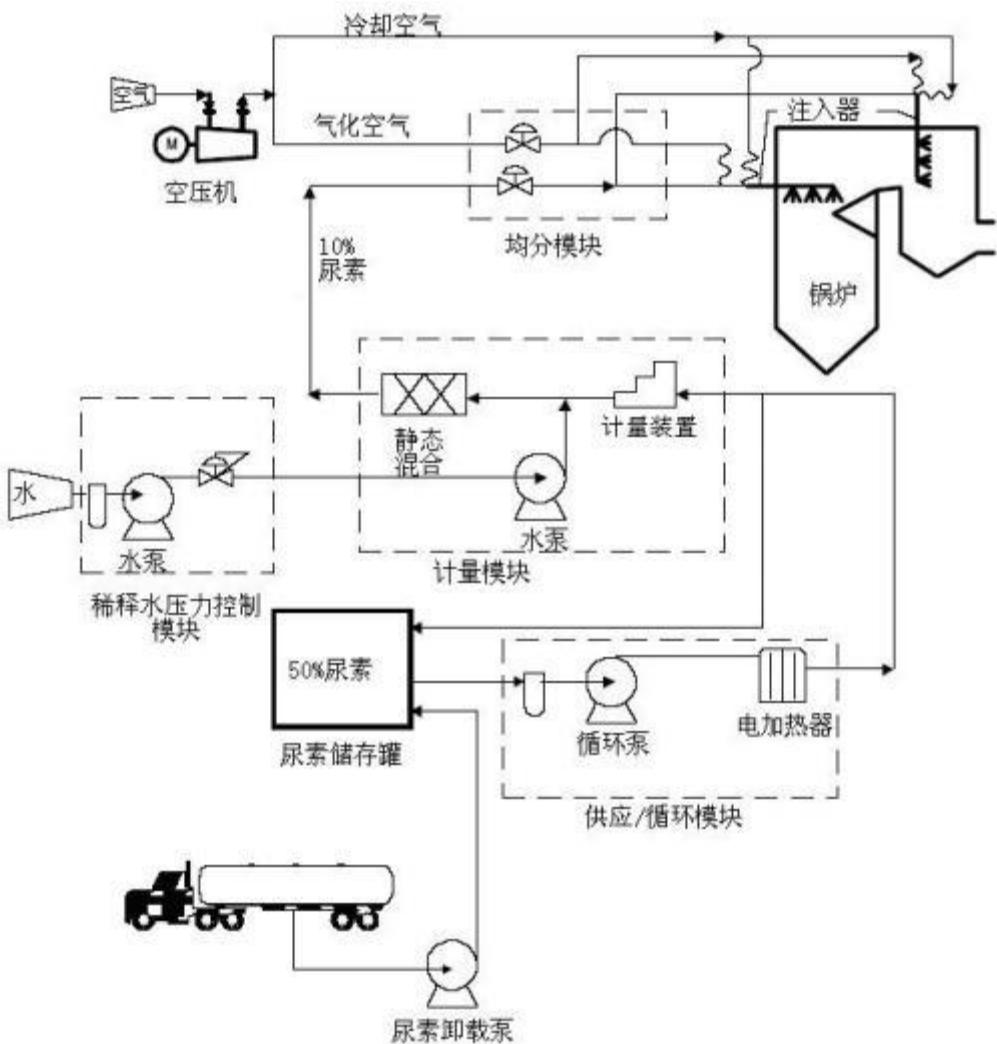


图 3.1 SNCR 工艺系统流程图

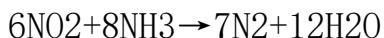
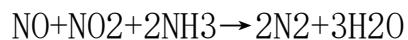
SNCR 烟气脱硝过程是由下面四个基本过程组成:

- 还原剂的接收和溶液制备；
 - 还原剂的计量输出；
 - 在锅炉适当位置注入还原剂；

•还原剂与烟气混合进行脱硝反应。

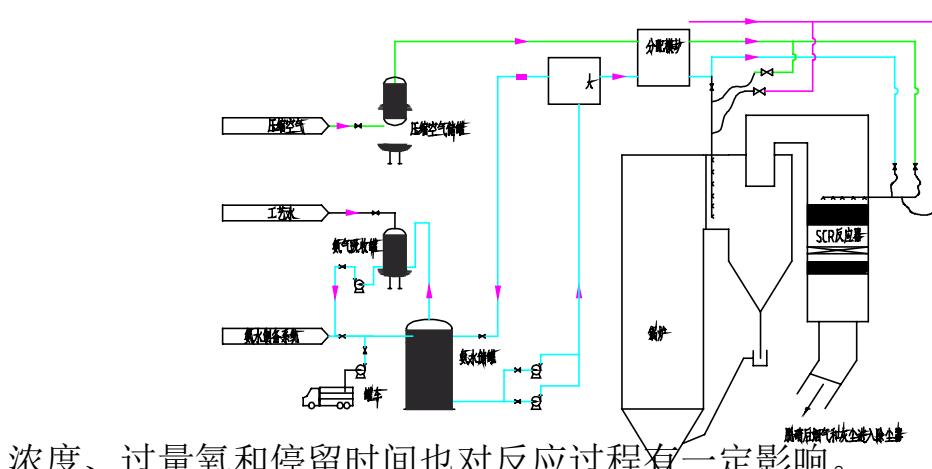
4.2.4 SCR 技术

选择性催化剂还原(SCR)技术是在烟气中加入还原剂(最常用的是氨和氨水)，在催化剂和合适的温度等条件下，还原剂与烟气中的氮氧化物(NO_x)反应，而不与烟气中的氧进行氧化反应，生成无害的氮气和水。主要反应如下：



在没有催化剂的情况下，上述化学反应只是在很窄的温度范围内($800\sim 1250^\circ\text{C}$)进行。SCR 技术采用催化剂，催化作用使反应活化能降低，反应可在更低的温度条件($320\sim 400^\circ\text{C}$)下进行。

对 SCR 系统的制约因素随运行环境和工艺过程而变化。制约因素包括系统压降、烟道尺寸、空间、烟气微粒含量、逃逸氨浓度限制、 SO_2 氧化率、温度和 NO_x 浓度，都影响催化剂寿命和系统的设计。除温度外， NO_x 、 NH_3

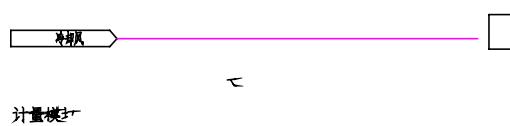


SCR 系统一般由氨或氨水的储存系统、(氨水转化为氨系统)、氨与空气混合系统、氨气喷入系统、反应器系统、检测控制系统等组成。SCR 脱硝反应器在锅炉尾部一般有三种不同的布置方式，高尘布置、低尘布置和尾部布置，图 4.2 为目前广泛采用的高尘布置 SCR 烟气脱硝系统工艺流程图。

对于一般燃煤或燃油锅炉，SCR 反应器多选择安装于锅炉省煤器与空气预热器之间，因为此区间的烟气温度刚好适合 SCR 脱硝还原反应，氨被喷射于省煤器与 SCR 反应器间烟道内的适当位置，使其与烟气充分混合后在反应器内与氮氧化物反应，SCR 系统商业运行的脱硝效率约为 80%~90%。

4.2.5 SNCR/SCR 混合烟气脱硝技术

SNCR/SCR 混合技术是 SNCR 工艺的还原剂喷入炉膛技术同 SCR 工艺利用未反应氨进行催化反应结合起来，或利用 SNCR 和 SCR 还原剂需求量不同，分别分配还原剂喷入 SNCR 系统和 SCR 系统的工艺有机结合起来，达到所需的脱硝效果，它是把 SNCR 工艺的低费用特点同 SCR 工艺的高脱硝率进行有效结合的一种扬长避短的混合工艺。SNCR/SCR 混合工艺的脱硝效率可达到 60~80%，氨的逃逸小于 $4\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。图 4.2 为典型的 SNCR/SCR 混合烟气脱硝工艺流程。



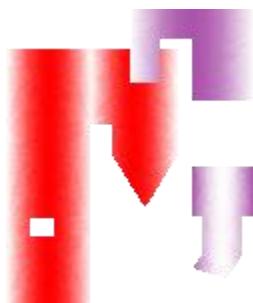


图 4.2 SNCR/SCR 联合工艺脱硝流程图

4.3 主要烟气脱硝技术的比较

几种主要烟气脱硝技术综合比较情况如表 4.2 所列。

表 4.2 SCR、SNCR、SNCR/SCR 技术综合比较

| 项目 | SCR技术 | SNCR技术 | SNCR/SCR技术 |
|-------------------------------------|--|--|-----------------------------------|
| 反应剂 | NH ₃ | 氨水或氨水 | NH ₃ |
| 反应温度 | 320~400℃ | 800~1250℃ | 前段: 800~1000℃, 后段: 320~400℃ |
| 催化剂 | V2O5-WO3/TiO2 | 不使用催化剂 | 后段加少量催化剂 |
| 脱硝效率 | 80~90% | 30~60% | 50~80% |
| 反应剂喷射位置 | SCR反应器入口烟道 | 炉膛内喷射 | 锅炉负荷不同喷射位置也不同 |
| SO ₂ /SO ₃ 氧化 | SO ₂ 氧化成 SO ₃ 的氧化率<1% | 不会导致 SO ₂ 氧化, SO ₃ 浓度不增加 | SO ₂ 氧化较 SCR 低 |
| NH ₃ 逃逸 | <2.5mg/m ³ | <8mg/m ³ | <4mg/m ³ |
| 对空气预热器影响 | NH ₃ 与 SO ₃ 易形成硫酸氢铵, 需控制 NH ₃ 泄漏量和 SO ₂ 氧化率, 并对空预器低温段进行防腐防堵改造。 | SO ₃ 浓度低, 造成硫酸氢铵的产生较 SCR 堵塞或腐蚀的机率低 | 硫酸氢铵的产生较 SCR 低, 造成堵塞或腐蚀的机率比 SCR 低 |

| | | | |
|-----------|---|-------|----------------------------------|
| 燃料及其变化的影响 | 燃料显著地影响运行费用, 对灰份增加和灰份成分变化敏感, 灰份磨耗催化剂, 碱金属氧化物劣化催化剂, AS、S等使催化剂失活。 | 基本无影响 | 影响与SCR相同。由于催化剂较少, 更换催化剂的总成本较SCR低 |
| 锅炉负荷变化的影响 | SCR反应器布置需优化, 当锅炉负荷在一 定范围变化时, 进入 多层布置时, 跟随 反应器的烟气温度处 负荷变化容易 于催 化剂活性温度区间。 | | 跟随负荷变化中等 |
| 工程造价 | 高 | 低 | 较高 |

4.4 本项目脱硝方案的选择

4.4.1 项目概况

本项目为 2 台 75t/h 锅炉脱硝项目, 原始 NO_x 排放浓度约为 200mg/Nm³。为满足最新实施的 NO_x 排放要求, 同时考虑到脱硝的经济性, 采用 SNCR/SCR 混合法脱硝工艺, 脱硝后 NO_x 排放浓度低于 50mg/Nm³, 实现达标排放。SNCR/SCR 混合法脱硝工艺优点如下:

- (1) 脱硝效率可达 60%~96%以上, 确保 NO_x 达标排放。
- (2) 脱硝系统运行灵活, 调整余地大。
- (3) 投资省。
- (4) 占地小。
- (5) 对锅炉的运行影响较小。

(6) 运行维护方便。

4.4.2 SNCR 系统介绍(单炉)

(1) 还原剂储存系统

氨水溶液经由 2 台氨水卸装泵(1 用 1 备)进入氨水溶液储罐。设置 1 个氨水溶液储罐, 罐的容积满足 7 天的用量要求, 储罐的容积为 20m³。采用 304 不锈钢制造, 储罐为立式平底结构, 装有液位计、温度计等测量设备, 装有人孔、梯子及通风孔等。储罐露天放置时, 四周加有隔离防护栏, 并将考虑现场其他情况变量包括地震带, 风载荷、雪载荷和温度变化等。

氨水罐区设置有废水池, 使氨水储存和供应系统的氨排放管路为一个封闭系统, 将经由氨气稀释槽吸收成氨废水后排放至废水池, 再经由废水泵送到废水处理站。

(2) 氨水输送系统

氨水输送泵采用立式多级离心泵, 流量为 0.8m³ /h, 扬程 100m, 两台一用一备。系统设有电磁流量计和压力变送器等设备。

(3) 计量分配系统

设置一个计量分配模块, 包括氨水溶液计量分配模块和压缩空气计量分配模块。

计量分配模块中安装有电磁流量计、压力变送器和电动阀等, 通过流量计的读数来控制变频器的开度, 从而控制锅炉需要的氨水溶液的流量。经过计量后的氨水溶液在由模块中的分配母管分为 12 路, 分

别通向 12 支喷枪(根据实际情况调整数量)。在每个支路氨水溶液管上安装有流量计、压力表等装置，用于调整每支喷枪所需的氨水溶液的流量。

(4) 喷入炉膛的氨水溶液时经过雾化后喷入的。在锅炉的计量分配模块中还设有电动阀，用来调节控制需要的量。来自厂区的压缩空气经过除水除油、调压处理后被分为 12 条支路通向炉前喷枪。在每条压缩空气支路管中也设有调节阀、压力表等装置，用于调整每只喷枪雾化所需的压缩空气用量。

(5) 喷射系统

由各个计量分配模块输送过来的氨水溶液进入炉前的喷枪，经过喷枪的雾化后送入炉膛或烟道。

雾化用的喷枪采用二流体喷枪，二流体喷枪主要由枪体和喷嘴组成，枪体分为内管和外管两个部分，溶液走内管，压缩空气走外管，压缩空气在外管中呈螺旋状前进，在喷嘴出口处呈涡流状高速喷出与溶液充分混合，通过调节压缩空气用量与氨水溶液用量的比例使之达到完全雾化的效果。

喷射系统设置两层喷枪，每层喷枪布置 6 支，根据锅炉负荷来开启和温度来开启喷射层。

4.4.3 SCR 反应器及附属系统

(1) 系统组成

SCR 反应器、催化剂、吹灰系统和烟道等组成氨水蒸发/空气混合

系统、喷氨系统

(2) 工艺描述

来自锅炉省煤器出口的烟气通过 SCR 反应器, SCR 反应器包含催化剂层, 在催化剂作用下, NH_3 与 NO_x 反应从而脱除 NO_x , 催化剂促进氨和 NO_x 的反应。在 SCR 反应器最上面有整流栅格, 使流动烟气分布均匀。催化剂装在模块组件中, 便于搬运、安装和更换。烟气经过烟气脱硝过程后经空气预热器热回收后进入布袋除尘器和 FGD 系统后排入大气。

SCR 反应器催化剂层间安装吹灰器用来吹除沉积在催化剂上的灰尘和 SCR 反应副产物, 以减少反应器压力降。

SCR 工艺主要性能指标有: 脱硝效率、氨量、反应器的压力降等。SCR 工艺主要设计参数有催化剂总量、催化剂高度、催化剂空隙率和烟气速度等。

为了保证脱硝效率减少氨水用量, SCR 系统设置有氨水蒸发/空气混合系统、喷氨系统。

氨水输送泵来的氨水分为两路, 一路去 SNCR 系统, 一路到 SCR 系统。

氨水蒸发/空气混合系统: 喷入 SCR 反应器中的氨需要保住均匀分布在 SCR 反应器中, 因此需要把氨水蒸发成氨气再跟空气混合成 5% 的氨气。氨水蒸发的热量来在反应器前面安装烟气空气换热器, 把空气加热到 300℃ 左右, 然后氨水喷射蒸发器中, 这样氨水就会瞬间蒸发成氨气, 氨气再经过喷射系统喷射到反应器中。

每台锅炉设两台 100%容量的高压离心式鼓风机，一用一备。设二套氨/空气混合系统。分别用于 SCR 反应器的氨与空气的混合。

为保证氨 (NH₃) 注入烟道的绝对安全以及均匀混合，以脱硝所需最大供氨量为基准设计氨稀释风机及氨/空气混合系统。

稀释风机的性能将保证能适将锅炉 50~100%BMCR 负荷工况下正常运行，并留有一定裕度：风量裕度不低于 10%，另加不低于 10℃的温度裕度；风压裕度不低于 20%。

混合系统将尽量布置在 SCR 反应器本体氨注入口附近，基于此原因，稀释风机将避免由于布置在 SCR 反应器本体支撑钢架上而引起的振动。

为保证氨不外泄，稀释风机出口阀设故障连锁关闭，并发出故障信号。

风机和叶轮的结构设计将便于检修和更换，外壳与易损件将易于拆除，在风机和驱动电动机的上方将设有检修起吊设施。

喷氨系统：每台反应器设置一套完整的涡流式氨喷射混合系统，保证氨气和烟气混合均匀。

4.4.4 性能参数

| 单台锅炉SNCR+SCR联合脱硝工程 | | | | |
|--------------------|---------|--------------------|--------|----|
| 项目 | | 单位 | SNCR | 备注 |
| 设计参数 | 机组运行时数 | 小时 | 4004 | |
| | 处理烟气量 | m ³ /h | 225000 | |
| | 初始NOX浓度 | mg/Nm ³ | 200 | |

| | | | |
|---------|--------------------|-------|--|
| 排放NOX浓度 | mg/Nm ³ | 50 | |
| 脱硝率 | % | 92 | |
| 每小时脱硝量 | kg/h | 67. 5 | |

4.5 电气系统

4.5.1 电源

采用的电压等级：交流 380/220V 三相四线制；交流 220V， 直流 220V。

4.5.2 电源盘及配电箱

总的电源接入点(双路)给脱硝系统(按机组区域及公用辅助区域分)，配置脱硝仪控系统所需的各档电源。配电系统的接线方式与原供电接线方式相符合。烟气脱硝系统设置专用的仪表用电源柜，该电源柜应接受烟气脱硝系统 UPS 和保安段电源，并在柜内实现自动切换功能，仪表用电源柜向就地仪表、重要的控制设备、专用装置提供可靠的电源。电源分路用空气开关德力西、ABB 或西门子公司低压电气产品。每个机柜安装供直流电源接地报警装置。电源系统防止现场干扰问题时要注意接地及电缆屏蔽等，外接接地和短路问题时，各设备对应的空气开关跳闸保护。接地铜排单独接地，机柜外壳不接地，接地铜排上接电缆屏蔽线。

配电箱应根据招标人要求来考虑配电，电源盘及配电箱内主要电气元件都采用进口优质合资产品。

4.5.3 照明及检修系统

(1) 照明系统

照明系统由交流正常照明系统和事故应急照明系统组成，本方案负责设计脱硝系统范围内所有的建筑照明、区域照明、道路照明及设备照明。事故照明电源接入机组事故照明屏(位于机组继电保护室)。所有重要出入口应设置应急照明，采用可充式应急灯。应急照明时间不少于 60 分钟。

交流正常照明系统采用 380/220V，3 相 5 线，TN-C-S 系统，中性点直接接地系统，各场所的照明电源取自脱硝系统的就地或相临的 MCC。对于有爆炸危险场所、腐蚀场所的照明、电气线路应符合现行国家标准、规范的要求。主要场所的照明方式、灯具选型及照度照明方式、灯具型式和照度均符合《火力发电厂和变电所照明设计技术规定》的要求。照明灯具选用效率高的节能型灯具，IP 等级为 65。照明系统的控制配电间、风机(泵房)及设备本体区域的照明采用开关控制。户外照明宜采用光电自动控制，按天空亮度和季节开闭实现最佳控制。照明电线敷设配电间以及其它附属辅助建筑的照明及插座线路采用阻燃 PVC 线槽明敷方式。所有场所均采用 ZR(C)-BVV-500V 型导线。有爆炸危险场所、设备本体采用穿镀锌管敷设。

(2) 检修电源

根据检修需要，在脱硝区域设置必要的检修电源箱，各检修电源箱由就近或相邻检修电源引接或由脱硝 MCC 供电，检修回路装设漏电保护。(电源箱箱体采用厚度不小于 2mm 的优质不锈钢 304 材质)，箱

体内外表面采用磷化酸洗和静电粉喷工艺进行防腐处理。主开关具有短路、过载功能，下带 4 个带过载、漏电保护的负荷开关，此四个开关电流分别为 16A(220V)、32A (380V)、63A(380V)、63A(380V)。插座采用工业用专用焊接插座。在需要从人孔进入才能进行维修的设备附近，本方案应考虑设置 12V 检修照明插座箱。在控制室、设备现场等处按设计规程设置二孔、三孔，电流不得小于 10A。并满足工作场所的防水、防尘要求。插座回路宜与照明回路分开，每回路设漏电保护。

4.5.4 防雷、接地系统及安全滑线

(1) 防雷系统

根据实际需要，在脱硝岛区域内设计必要的防雷保护系统。该系统的布置、尺寸和结构设计应符合《建筑物防雷设计规范》。防雷保护范围按滚球法核算。

(2) 接地系统

脱硝控制系统及其它仪表的接地应符合有关规范及控制制造商要求，并最终接入全厂电气接地网。接地系统，符合 GB、DL 及 IEC 标准的相关要求。完整的接地系统包括：

接地极

接地体

所有需要的连接和固定材料在适当的位置将埋设接地极，其位置将不会妨碍带检修孔的接地井，每个接地极将与接地网导体相连，接地网导体将尽可能靠近设备设置；检验和测量接地电阻的接地井将设

置在安装有接地极的适当位置处。接地极导体采用<40X40X25 镀锌角钢；接地网导体-50X6 镀锌扁钢，室内采用-40X4 镀锌扁钢。所有接地导体采用下列方式连接：焊接。

脱硝区域内为独立的闭合接地网，其接地电阻为 $\leq 4 \Omega$ 。该闭合接地网至少将有四处与电厂的主接地网电气连接，并在四处连接点设置标志。

（3）安全滑触线

脱硝系统内所有电动起吊设施均采用安全滑触线供电，其设计符合相关标准。电缆和电缆敷设脱硝系统的电缆包括动力电缆、测量和控制电缆及仪用变压器变送器电缆等，电缆选择及电缆敷设应满足《电力工程电缆设计规范》。

（1）0.4kV 动力电缆

0.4kV 动力电缆采用 0.6/1.0kVC 级阻燃铠装聚氯乙烯绝缘聚氯乙烯护套电缆。电缆的导体采用铜导体。

电缆采用五芯电缆，分别为相线(L1、L2、L3)零线(N)和地线(PE)。截面超过 6mm² 的电缆应为多股细铜绞线电缆。耐火电缆和移动电缆，其导体应由多股细铜绞线组成。环境温度在 60℃ 以上时采用耐高温电缆，直流和 UPS 系统采用耐火电缆，有腐蚀性场所采用耐腐蚀电缆。截面小于 16mm² 的电缆，其中线性的截面须与相线的截面相同。

照明系统的电缆，其中线性的截面须与相线的截面相同。在确定电厂所需的动力电缆时，其绝缘等级和最小截面严格按《电力工程电缆设计规范》(GB50217-94) 选择，主要考虑以下几点：

在确定动力电缆载流量根据设备负荷，导线材料、绝缘耐热等级、安装类型、环境温度确定；绝缘等级根据系统电压和接地方式来选择。允许的最小导线截面根据短路电流等级和开关切除时间进行选择，使之与中低压设备上可能产生的短路电流等级相一致，以防电缆损坏。

(2) 测量和控制电缆

电缆为阻燃型 PVC 绝缘 PVC 护套铜芯屏蔽电缆，屏蔽带—采用铜丝编织作为金属屏蔽带，其编织密度不小于 80%。控制回路最小导体截面为 1.5mm^2 ；若传输电流、电压型信号，最小导体截面为 2.5mm^2 。如果用于不同的建筑物之间的连接，电缆应采用双层屏蔽、两端接地。进控制的信号电缆采用计算机用电缆。电缆各芯须有标识符号。每根电缆至少应有二芯以上的备用芯。

(3) 仪用互感器电缆

这些电缆符合“测量和控制电缆”的要求。对于室内的电流互感器，其电缆芯线最小截面为 2.5mm^2 。通往其他建筑的仪用互感器电缆芯线最小截面为 4mm^2 ，并且设有公共屏蔽线。最大电压降不应超过 2%。电缆各芯须有标识符号，每根电缆至少应有二芯以上的备用芯。

(4) 电缆连接装置

0.4kV 动力电缆及控制电缆没有中间接头。截面大于 25mm^2 的 0.4kV 动力电缆的终端接头采用热缩终端接头。

(5) 电缆设施

电缆设施符合相关标准和规范。电缆敷设根据工程实际情况优先采用电缆桥架，再考虑电缆沟道方式，现场条件不允许时才考虑采

用地下埋管敷设方式。敷设于电缆桥架和电缆支、吊架上的电缆必须排列整齐、美观。6kV 动力电缆、0.4kV 动力电缆、控制电缆、信号电缆等应按有关标准和规范分层(或分隔)敷设，动力电缆与控制电缆及信号电缆不能混放。尿素管(若有)附近区域的电缆软管均采用防爆挠性连接管。

(6) 电缆构筑物

按相关标准和规范的要求合理规划电缆通道，包括电缆沟、电缆竖井和电缆桥架路径等，并使电缆构筑物整齐、美观。室内的电缆桥架应采用梯级式电缆桥架，并在相同路经电缆桥架的最上层安装电缆桥架保护盖。室外的电缆桥架应采用托盘式电缆桥架，并在每层电缆桥架上安装电缆桥架保护盖。电缆桥架的连接方式必须保证有良好的导电性，电缆桥架应有不少于两点与接地系统电气连接。

(7) 电缆防火阻燃

依据有关标准和规范，电缆应有防火阻燃措施。在电缆竖井、墙洞、盘柜底部开孔处、楼板孔洞、公用沟道分支处、多段沟道分段处、到控制室和配电间的沟道入口等地方应使用有机防火堵料封堵。

4.6 仪控系统

在脱硝系统中，与机组有关的所有电气设备，包括线路变压器的所有功率、电压、电流、电量等电气参数在对应控制中监控。脱硝系统公用辅助部分(脱硝剂存储、制备、供应系统)的所有电气设备，包括线路变压器的所有功率、电压、电流、电量等电气参数均在控制中

监控。所有的联锁保护均应使用逻辑开关，不允许采用电接点型仪表。逻辑开关的精度至少为 0.5 级，其外壳防护等级应至少达到 IP65 标准，并具有不小于 13mm 的螺纹电缆接口。提供的接点输出应为 DPDT(双刀双掷)型。

所有的变送器应为二线制智能变送器(分析仪表，导电度表除外)，精度至少达到 0.1 级，提供的外部负载应至少为 500 欧姆。外壳防护等级应达到 IP65 标准，并具有不小于 13mm 的螺纹电缆接口。所有不使用的连接口应予以封堵。

随脱硝系统提供或设计的所有热电偶、热电阻测温元件应采用绝缘铠装芯型，热电偶应选用 K 分度，热电阻应选用三线制(或四线制)Pt100。热电偶的精度：I 级 $\pm 0.4\%$ ；热电阻精度：A 级 $0.15 \pm 0.2\%$ ；热响应时间应能满足 $\tau 0.5 < 30S$ 。

就地指示仪表应采用全不锈钢型，精度至少为 1 级，盘面直径不小于 100mm(气动控制设备的空气过滤器、定位器上的压力指示表为 60mm)。通常情况下，表计的量程选择应使其正常运行时指针处在 $1/2 \sim 2/3$ 量程位置。就地温度计采用万向型抽芯式双金属温度计；安装在振动场合的就地指示表应为防振型。

所有模拟量接口信号应是 4~20mA(热电偶及热电阻除外)，所有至控制及电气控制回路的接点输出应为双刀双掷(DPDT)无源接点类型，接点容量(安培数)至少满足如下要求：

| | 230VAC | 230VDC |
|-----------------|--------|--------|
| I - 接点闭合(感性回路)： | 5A | 5A |

| | | |
|-----------|-------|-------|
| II-连续带电: | 5A | 5A |
| III-接点分断: | 2. 5A | 0. 5A |

机柜内的端子排应布置在易于安装接线的地方, 即为离柜底 300mm 以上和距柜顶 150mm 以下。盘柜内预留充足的空间, 使招标方能方便地接线、汇线和布线; 所有接线端子柜应合理配置电缆布线空间, 确保所有电缆接线完成后柜内仍留有 15%的富余空间。各接线端子要有明显的标记, 以使招标方能够方便地识别测点并能接受 1.5mm² 的电线。端子全部采用防火产品。随脱硝系统供货的阀门、档板等应具有足够的调节范围和可控性, 并具有成熟运行经验, 以满足热工控制系统的要求。调节阀应能接受 4~20mAADC 控制信号, 具有 4~20mAADC 的位置反馈, 负载能力不低于 250Ω。电动门开/关方向限位开关和力矩开关具有两对独立的两常开两常闭接点供用户使用; 其接点容量为 220VAC, 3A 和 220VDC, 1A。

4.7 DCS 系统

4.7.1 系统介绍

脱硝工程控制系统采用 DCS 系统跟脱硫除尘控制系统合并在一起, 操作员站设置在脱硫脱硝除尘控制室。

脱硝公用系统 DCS 和仪表所需的 UPS 电源装置, UPS 电源容量应可在最恶劣工况下连续使用半小时。

I/O 点裕量为同类型 I/O 点的 10%。I/O 卡槽裕量为 20%。

通讯总线的负荷率≤30% (以太网≤20%)。电源余量≥40%。

电气模拟量输入采样周期≤50ms，非电气模拟量输入采样周期≤200ms，开关量采样周期≤100ms。

所有开关量输出均采用继电器隔离输出，输出接点闭合、带电和分断容量：AC2205A、5A、2.5A。

所有的硬件应能在环境温度为-10~70℃相对湿度为5~95% (不结露)的范围内连续运行。

仪表和控制设备应考虑最大限度的可用性、可靠性、可控性和可维修性。在规定条件下，所有部件应安全运行并达到：仪控设备投入率100%，保护及联锁投入率100%，自动调节系统投入使用率100%，分析仪表投入率100%。

烟气脱硝系统及其辅助系统和单体设备的启/停控制、正常运行的监视和调整、以及异常事故工况的处理等，应完全通过DCS来完成。任何就地操作手段，只能作为DCS完全故障或就地巡检人员发现事故时的紧急操作手段。

控制和监测设备应有良好的性能，以便于整个装置安全无故障运行和监视，并应符合相关的防腐、防水、防爆要求。

DCS系统应具备满足环保部门要求的历史曲线，包括：(1)出口NO_x浓度(2)脱硝设施出口氨浓度(3)脱硝设施烟气温度(4)脱硝剂用量(5)锅炉负荷脱硝系统的电气设备纳入机组DCS系统。

脱硝MCC电源开关的控制、信号、电流、电压纳入电气DCS。

电动机的控制、信号、电流纳入相应机组DCS系统(具体以工艺、热控专业为准)。

脱硝 MCC 的电源开关、电动机的控制应具有远方 (DCS)、就地控制功能，通过装于相应开关的转换开关实现远方、就地操作。脱硝 MCC 配电柜的电源开关、低压空气断路器、接触器柜的控制电压采用 220VAC 电源。脱硝系统的信号与测量：脱硝系统所有开关状态信号、电气事故信号及预告信号均送入 DCS 控制系统；所有测量信号采用 4~20mA 变送器输出送入 DCS 系统，测量点按《电测量及电能计量装置设计技术规程》配置。至少有如下电气信号及测量量：

进线回路：三相电流、三相电压、断路器状态、开关柜故障、控制电源消失。

断路器、接触器的合闸、分闸状态、电气故障、控制电源消失、远方/就地控制切换开关的就地状态；

所有电动机的合闸、分闸状态、电气故障、控制电源消失、远方/就地控制切换开关的就地状态。

馈线回路：单相电流、断路器状态、开关柜故障。装有 PT 的开关柜应有电压变送器；为便于远方测量，本方案选用输出为 4~20mA 的电流和电压变送器，变送器应安装在进线柜的插件单元上。变送器准确级 0.5。脱硝系统的 400V 用电系统及电动机采用进口及国产名牌的微机式综合保护装置，继电保护按《火力发电厂厂用电设计技术规定》配置如下：

| | |
|----------------|--|
| 进线、母联及馈线回路保护配置 | 电流速断及延时速断保护、过电流、过负荷、接地保护 |
| 电动机保护配置 | 电流速断保护、过电流、过负荷、接地保护、负序保护、堵转保护、温度保护、热积累保护 |

说明：以上保护装置外接电源为 220VAC 或 DC；

4.7.2 就地设备

工艺系统和单体设备上用于测量和控制的就地检测仪表、远传仪表、执行机构、控制盘柜及全套附件等均由投标人负责。就地控制系统采用 DCS 控制。

工艺系统中在巡检人员需监视的地方，设有就地指示仪表，并配有防振动措施。所有温度、水位、压力等取样点要求设在介质稳定且具有代表性和便于安装维护的位置，并符合有关规定。仪表和控制设备的设置位置和数量满足采用 DCS 对于整个烟气脱硝系统进行远方监视、运行调整、事故处理和经济核算的要求。就地控制箱及就地仪表接线箱采用户外型不锈钢结构。

4.7.3 仪器仪表

工艺系统和单体设备上用于测量和控制的就地检测仪表、远传仪表、执行机构、DCS、盘柜及全套附件等均由投标方负责设计和供货。

（1）设计原则

工艺系统中在巡检人员需监视的地方，应设有就地指示仪表，并配有防振动措施。

仪表和控制设备的设置位置和数量应满足采用脱硝控制系统对于整个烟气脱硝系统进行远方监视、运行调整、事故处理和经济核算的要求。就地控制箱及就地仪表接线箱采用户外型结构，不锈钢材质。

就地设备、装置与 DCS 的硬接线接口信号应为两线制传输，信号型式模拟量为 4~20mA/ADC 或热电偶(阻)，热电偶采用 K 分度，热电阻采用三线制，开关量信号为无源接点，信号接地统一在 DCS 机柜侧。

对于关系到安全或调节品质的重要过程参数，应提供三重测量配置，通过 DCS 不同的 I/O 卡件采集，并在 DCS 中做 3 取 2 或 3 取中逻辑。

所有电动调节阀均具有 4~20mA 的位置反馈信号，并采用就地保护柜安装方式。用于二位控制(ON-OFF)的阀门开关方向各应装设四开四闭位置限位开关和足够的力矩开关。

所有测量点至一次隔离阀门采用的所有材料应符合在安全运行条件下测量介质的要求。与仪表及变送器连接的仪表管材质及壁厚应与工质相适应，不得出现腐蚀或污染的现象。所有就地热控设备应提供永久性金属标牌，型式规格参照招标人现有设备标牌。

所有就地仪表和执行机构的电子部分、就地盘箱柜等含有电子部件的就地设备，其防护等级至少为 IP56，并能防止灰尘的进入。

(2) 温度测量技术要求

热电偶全部采用铠装式 K 分度热电偶。对于烟气测量，测温保护套管采用防磨型。热电偶和热电阻的精度满足以下要求：热电偶的精度：I 级($\pm 0.4\%$)。

热电阻可用于电动机线圈，冷却水等测点。采用铂热电阻(分度号 Pt100)，热电阻精度：A 级($0.15 \pm 0.2\%$)；热响应时间能满足 $\tau 0.5 < 30S$ ；对于轴承等振动部件进行温度测量时采用专用的耐振型热电阻。温度一次测量元件保护管材质全部采用不锈钢，所有热电阻及热电偶其引

出线将有防水式接线盒。测温元件安装的插入深度将符合相应的标准。试验测点将预留。测温装置的布置尽可能开孔倾斜向下，暂未使用的测点也将安装插座并有保护盖。带刻度的双金属温度计只用于就地指示，精度不低于 1.5 级，表盘尺寸为 $\Phi 100\text{mm}$ ，双金属温度计采用万向型。必要时为无振动安装，使显示仪表远离振动场所。

（3）流量测量

烟气脱硝系统的流量测量装置必须考虑抗腐蚀、抗磨损的要求，其选型应取得招标人认可。不论何种测量装置，均应带有引出管以便与差压测量管路连接，且测量装置前后的直管段长度应符合规定。介质流向应用箭头准确标志在测量装置上。

用于远传的流量测量传感器带有 4~20mA/DC 两线制信号输出，必要时各种流量计有就地指示。要求炉前喷尿素溶液流量采用质量流量计，具备密度、压力、温度修正。用于远传的流量测量传感器带有 4~20mA/DC 两线制信号输出。流量测量装置的前后的直管段长度应符合相关规程、标准的要求。介质流向将用箭头准确标志在测量装置上。一个节流装置上安装 2 个或以上变送器时，取样孔的对数将与之相适应。必要时将对被测介质的密度、压力、温度变化进行补偿。流量测量装置测点位置的安装将根据其所在管路的规范要求确定。

烟气流量测量采用 Verabar 测量装置进行测量，应满足测量精度不低于 0.5 级的要求，如采用其它流量计，必须满足测量精度不低于 0.2 级的要求。各种流量计均设有就地指示，尿素流量计设有累积功能。整套装置在交货时应有相应的流量计算书和校验记录。电磁流量计的

上下游需留有足够的直管段，在泵的出口处等振动管道上安装时需采用分体式设计，电磁流量计应有良好的接地。

（4）液位测量

用于集中控制，监视用的水位、液位信号。液位测量取样位置和测量装置具有代表性，满足运行监视和调节、保护的要求，并不受容器内液体波动的影响。

箱体液位测量应采用合适测量方式，以保证其测量的可靠性与精确性，指示范围为整个箱。对于腐蚀性介质，必须考虑到可靠性和抗腐蚀性的要求。

（5）执行机构

技术要求

电动执行器、电动机和接线盒，应满足等级至少为 IEC 标准 IP65。所有电动执行机构装置内装设有接触器、热继电器、三相电机等配电设备，招标人只需提供三相三线 380V 动力电源和开/关信号就可驱动阀门。所有阀门均提供装置的接线图和特性曲线。所有电动阀门配有行程开关和力矩开关，接点型式、数量及容量(安培数)满足招标人的控制要求。

执行器应配置手轮，以便在动力源消失时对执行机构实行就地手动操作。应在执行机构上安装就地位置指示仪，相应地面可清楚观察到。

热态运行时，所有执行机构的力矩、全行程时间、精度、回差等性能指标应能满足工艺系统的要求和有关的规范要求。

4.8 SCR 催化剂介绍

1、催化剂采用蜂窝式。要根据目前机组运行情况对催化剂选型的合理性进行优化催化剂是 SCR 工艺的核心部件，其性能的优劣将直接影响到脱硝效率。催化剂的选取主要根据反应器的布置、入口烟温、烟气流速、NO_x 浓度、烟尘含量与粒度分布、脱硝效率、允许的氨逃逸率、SO₂ /SO₃ 转化率以及使用寿命等因素确定的。

根据适用温度范围，催化剂可分为高温、中温和低温三类：高温大于 400℃，中温 300~400℃，低温小于 300℃。具体包括沸石催化剂 (345~590℃)、氧化铁基催化剂 (380~430℃)、氧化钛基催化剂 (300~400℃) 及活性碳/焦催化剂 (100~150℃)。本工程的 SCR 入口烟气温度约为 350℃，符合钛基催化剂的工作温度要求，因此采用氧化钛基催化剂。

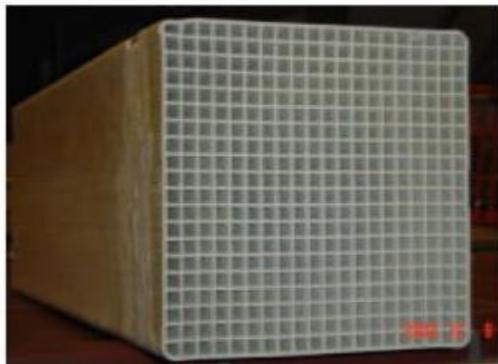
氧化钛基催化剂以含量约 80~90% 的 TiO₂ 材料作为载体，以含量仅有 1~2% V2O₅ 作为主要的活性材料，并添加少量 (3~7%) 的其他化学成分 (WO₃ 或 MoO₃) 来改善催化剂的某些性能。V2O₅ 的含量较高时，催化剂的活性增加，最佳使用温度降低，但会促进 SO₂ 向 SO₃ 的转化，增加低温条件下 NH₄HSO₄ 的生成。因此，应适当控制 V2O₅ 的含量，且添加适量的 WO₃ 来抑制 SO₂ /SO₃ 转化率。

根据催化剂的外观形状，可分为平板型、蜂窝型与波纹状等三种 (图 1)，这些形状不同的催化剂除支撑体与成型方式不同外，其化学成分比较接近，只是配量有所差异。外形结构的不同，使其物理特性有着显著差异 (表 1)：

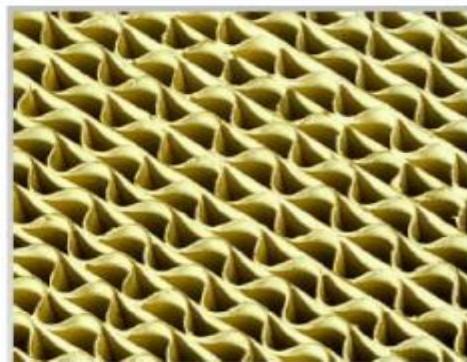
1 平板型：板式催化剂以金属板网为骨架，以 Ti-Mo-V 为主要活性材料，采取双侧挤压的方式将活性材料与金属板结合成型。其模块形状与空预器的受热面很相似，节距约为 6.0~7.0mm，开孔率约 80~90%，具有较强的抗腐蚀和防灰堵特性，适合于灰的含量高及粘性较强的工作环境，且可采用其他催化剂来替换。但因其比表面积小 (280~350m² / m³)，单位体积的催化剂活性低，要达到相同的脱硝效率，需要安装较多体积的催化剂。

1 蜂窝型：蜂窝型催化剂是目前市场占有份额最高的一种催化剂，以 Ti-W-V 为主要活性材料，采取整体挤压成型。适用于燃煤锅炉的催化剂节距约为 6.9~9.2mm，比表面积大 (410~539m² / m³)，单位体积的催化剂活性高，相同脱硝效率下所用催化剂的体积较小，适合于灰含量低且粘性小的环境。其开孔率仅有 70% 左右，飞灰堵塞较严重，抗冲蚀性能弱，不利于运行在灰含量较高或者灰粘性较强的环境。

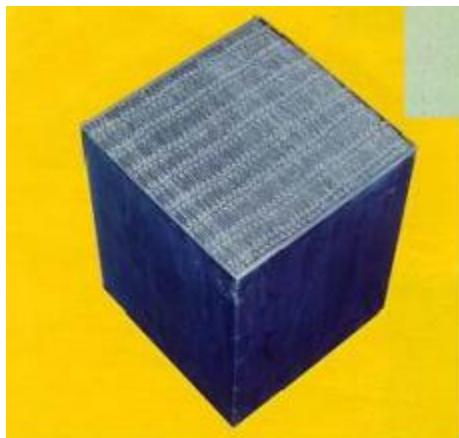
1 波纹型：波纹状催化剂是目前市场占有份额最低的一种催化剂，它以玻璃纤维或者陶瓷纤维作为骨架，非常坚硬。其壁厚小，重量最轻，比表面积最大，内部微孔多，单位体积的活性最高，相同脱硝效率下的催化剂体积最小。但使用该催化剂的反应器体积普遍较小，支撑结构的荷载低，导致与其它型式催化剂的互换性较差，且仅适合于飞灰浓度较低的运行环境。



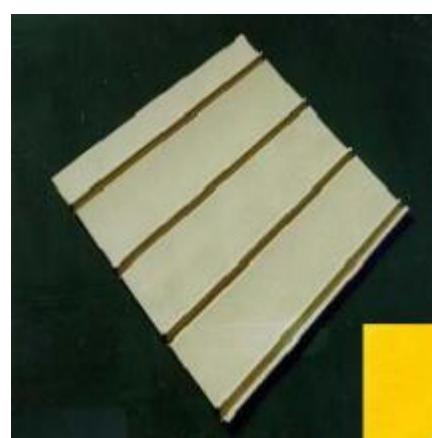
蜂窝式催化剂



波纹板式催化剂



板式催化剂



板式催化剂

从防止顶层催化剂迎灰表面的冲蚀磨损方面看：以纤维为骨架的波纹型催化剂非常硬，抗冲蚀的能力最强；板式催化剂内衬金属网，也具有良好的抗磨损性；虽然蜂窝型催化剂是一种比较脆的陶制品，但是可采取端部硬化的方式来提高迎灰端的强度。

表 1 不同型式催化剂性能比较

| 项目 | 板式 | 蜂窝式 | 波纹板式 |
|------|---------|--------|-----------|
| 基材成型 | 不锈钢金属网板 | 整体挤压成型 | 陶瓷纤维或玻璃纤维 |
| 比表面积 | 较差 | 较好 | 较好 |
| 流通面积 | 较好 | 尚可 | 较差 |
| 活性系数 | 较差 | 尚可 | 较好 |

| | | | |
|---------------------------------------|----|----|----|
| 抗堵塞性 | 较好 | 尚可 | 较差 |
| 抗粉尘冲刷性 | 尚可 | 尚可 | 较好 |
| 吹灰器频率 | 较好 | 较好 | 较差 |
| 压力损失 | 较好 | 尚可 | 较差 |
| 抗SO ₂ /SO ₃ 转化率 | 较好 | 尚可 | 尚可 |
| 抗热冲击性 | 较好 | 尚可 | 较差 |
| 单位体积模块重量 | 较差 | 尚可 | 较好 |
| 整体脱硝效率 | 较好 | 较好 | 较好 |
| 替换性 | 较好 | 尚可 | 较差 |

从上表可以看出，蜂窝式催化剂比表面积和活性系数均大于板式催化剂，也就是说在相同脱硝效率情况下，蜂窝式催化剂需要的体积要小于板式催化剂。但抗堵塞性上，板式催化剂优于蜂窝式催化剂。本项目的燃煤锅炉本身的燃烧特性决定了其锅炉出口的飞灰比其他炉型小很多，根据同类型的锅炉出口飞灰浓度为 10g/m³，因此本工程的催化剂采用蜂窝式。下表为催化剂性能参数表

| 序号 | 项目 | 单位 | 数量 | |
|----|-----------|-------------|--------------------------------|-------------------|
| 1 | 锅炉数量 | 台 | 2 | |
| 2 | 每台锅炉反应器数量 | 台 | 1 | |
| 3 | 催化剂型式 | | 蜂窝式 | |
| 4 | 催化剂基材 | | V2O5-WO3-TiO2 | |
| 5 | 尺寸 | 外壁厚 | mm | 1.55 |
| | | 内壁厚 | mm | 1.1 |
| | | 内径 | mm | 6.3 |
| | | 节距 | mm | 6.8 |
| | | 催化剂单元截面尺寸 | mm×mm | 150×150 |
| | | 催化剂单元长度 | mm | 960 |
| 6 | 物理性质 | 孔数 | | 22×22 |
| | | 几何比表面积 | m ² /m ³ | 448 |
| | | 空隙率 | % | 71 |
| | | 密度 | kg/m ³ | 500 |
| | | 每模块的比表面积 | m ² /module | 697 |
| | | 抗压强度 | 轴向MPa | >2.5 |
| | | | 径向MPa | >1.0 |
| | | 模块截面尺寸 | mm×mm | 1900×960 |
| | | 模块高度 | mm | 770 |
| | | 每一层的模块阵列 | | 2×5 |
| 7 | 催化剂模块 | 模块重量 | kg/模块 | 700 |
| | | 每台反应器中的催化剂量 | m ³ | 35 |
| | | 单层的压降 | Pa | 160 |
| | | 烟气空速 | h-1 | 5031 |
| | | 催化剂内线速度(LV) | m/s | 4.78 |
| | | 单台锅炉尿素耗量 | kg/h | 24.64 |
| | | 反应器截面积 | mm×mm | 3.6m ² |
| | | | | |
| 9 | | 设计烟气量 | m ³ /h(150°C) | 225000 |
| | | 设计入口NOx浓度 | mg/Nm ³ | 400 |
| | | 设计脱硝率 | % | 80.9 |
| | | NH3逃逸率 | ppm | <3 |
| | | SO2转化率 | % | <1 |
| | | 设计反应温度 | °C | 350 |
| | | 最高允许温度 | °C | 420 |
| | | 最低允许温度 | °C | 300 |
| 10 | | 化学寿命 | h | 24000 |
| | | 机械寿命 | h | 80000 |

2、针对锅炉特点，对催化剂设计采取防堵塞和防中毒的技术措施进行专题说明；

催化剂设计、选型：孔径(间距)是一个重要指标。对一定的反器截面，在相同节距下，板式催化剂的通流面积在 85%以上，蜂窝式催化剂的流通面积一般在 80%左右。在实际用中，选用大节距的蜂窝式催化剂，其防堵效果可接近板式催化剂。经验表明，一般情况下，烟气灰分在 20~25g/m³ 时，板式催化剂孔径不宜小于 5mm，蜂窝式催化剂的孔径不宜小于 6mm。当烟气灰分在 30g/m³ 及以上时，选用更大节距的催化剂。

(1) 、蜂窝式催化剂在不同烟气含灰量下孔径的选择如下：

| 孔数 | 用范围 | 含灰量(mg/Nm ³) | 节距(mm) |
|----|-----|----------------------------|--------|
| 18 | 燃煤 | 40000mg/Nm ³ 左右 | 8.4左右 |
| 20 | 燃煤 | 30000mg/Nm ³ 左右 | 7.4左右 |
| 21 | 燃煤 | 20000mg/Nm ³ 左右 | 7.1左右 |
| 25 | 燃油 | ≤500 | 6.0左右 |
| 35 | 燃气 | ≤50 | 4.3左右 |

表 2 燃料特性对 SCR 的影响

| 项目 | 对催化剂的潜在影响 | 解决方法 |
|----|-----------|--|
| 灰分 | 通道堵塞 | 选择合适的催化剂孔径 设置合适的灰斗除去大颗粒 |
| | 冲蚀 | 垂直向下的均匀流场设计 采取抗冲蚀的催化剂(板式或者顶端固化的蜂窝式) |
| | 表面覆盖层 | 采用蒸汽式或声波式吹灰器 |

| | | |
|---------|---|---|
| | | 在催化剂上表面设置金属丝网 |
| | 表面粘附 | 选择合适的烟气流速 |
| | 表面覆盖 | 催化剂毛细微孔优化(微孔最大化) |
| | 通道堵塞 | 吹灰器 |
| | SO ₂ 向SO ₃ 的转化 | 降低催化剂中的V ₂ O ₅ 含量 添加W ₀ 3 |
| 冲蚀 | 空预器堵塞 飞灰沾染 | 氨逃逸降到最低 |
| | 低负荷低温下, 与NH ₃ 形成(NH ₄) ₂ SO ₄ , 降低脱硝效率 | 安装省煤器旁路采用尾部型SCR |
| | 棕色烟雾, 增加腐蚀 | 向炉后烟气中喷射MgO 运行湿法脱硫系统(只能除去50%的SO ₃) |
| 碱金属Na、K | 减少催化剂的活性反应位 | 设定合适的催化剂余量 改变催化剂的组成(添加钨) |
| 碱土金属Ca | 催化剂表面形成釉质覆盖层 | 选择合适的催化剂体积 安装吹灰器 |
| 重金属As | 催化剂活性成分失去活性 | 选择合适的催化剂体积 优化催化剂的毛细孔结构 采用抗As型催化剂 |
| C1/F | 催化剂表面结釉 | 选择合适的催化剂体积 安装吹灰器 设置省煤器旁路以维持合适的烟气温度 |

本项目烟尘浓度设计煤种 10g/Nm³, 只要催化剂选用合理的孔径, 同时采用针对本项目烟气成分及灰分的催化剂配方, 增加催化剂表面

的光滑度，防止灰份粘附在催化剂的孔道上。同时在

运行时应注意：

(2) 根据压降测量反馈调整吹灰频率；

(3) 为防止催化剂堵塞，布置中考虑尽量采用不易积灰的形式。同时通过流场模拟及物理模型的积灰试验，对布置进行优化设计，使气流均匀。另外，通过吹灰器的合理布置，防止积灰的发生。

(4) 从防止顶层催化剂迎灰表面的冲蚀磨损方面看，蜂窝型催化剂是一种比较脆的陶制品，可采取端部硬化的方式来提高迎灰端的强度。并且在催化剂上表面设置金属丝网。

(5) 当烟气飞灰粘附在催化剂的表面时，会将催化剂表面覆盖，这就影响还原剂和反应产物在催化剂活性部位和烟气之间的传质。然而，更重要的是这些固体颗粒会与烟气中的硫分发生化学反应，将覆盖的固体颗粒永久地粘附在催化剂表面上。

烟气中灰尘的另一个负面影响是对催化剂孔道的堵塞，孔道堵塞的催化剂不能有效促进 NO_x 还原反应，而且使其它部位的催化剂的空速和面速显著增加，这样烟气在催化剂里的分布就会混乱。

3、提交针对该项目设计催化剂的若干修正曲线

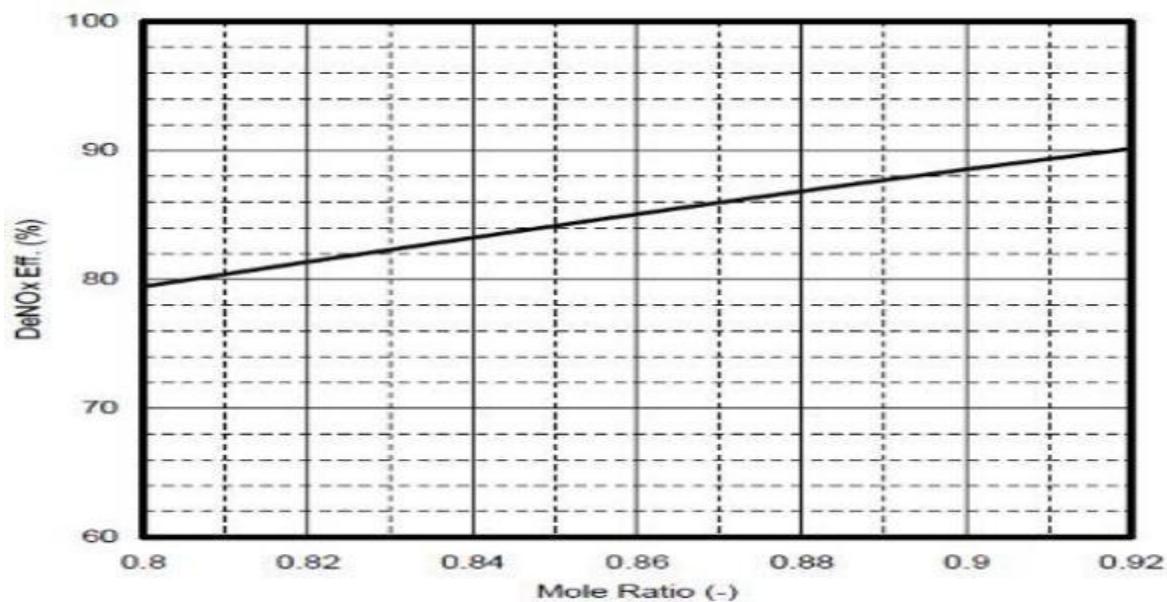


图 1 脱硝效率与 NH_3 / NOx 摩尔比的关系曲线

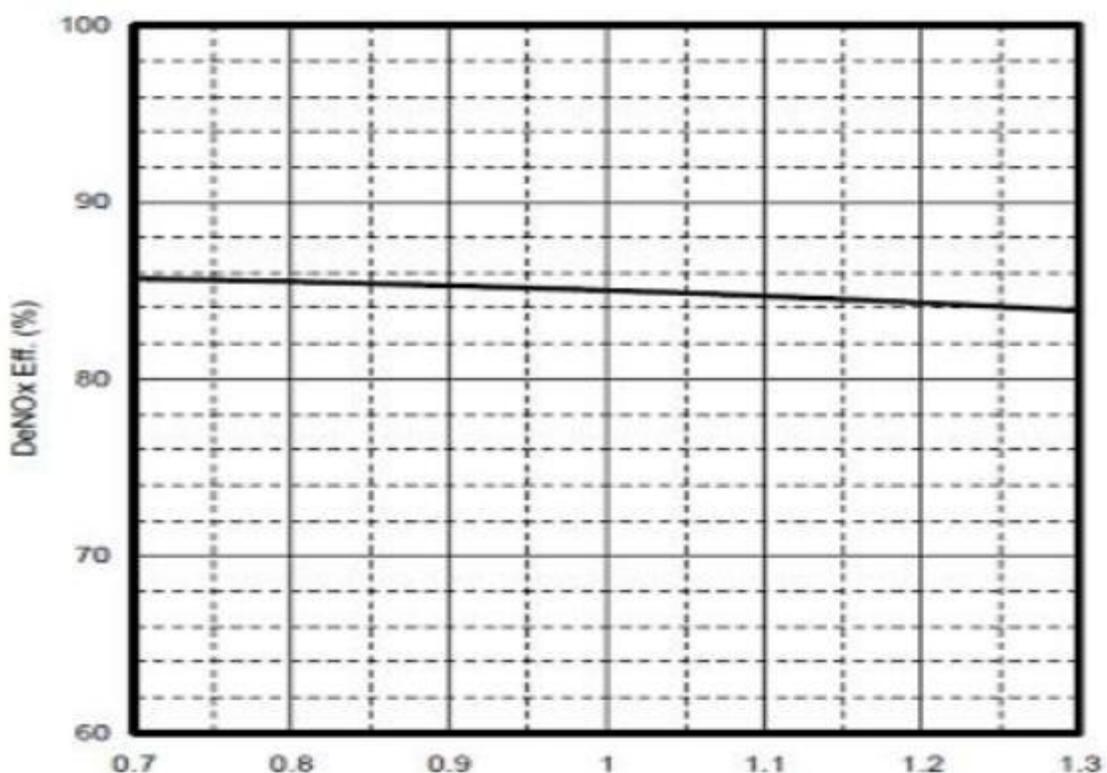


图 2 脱硝效率与烟气流量的关系曲线

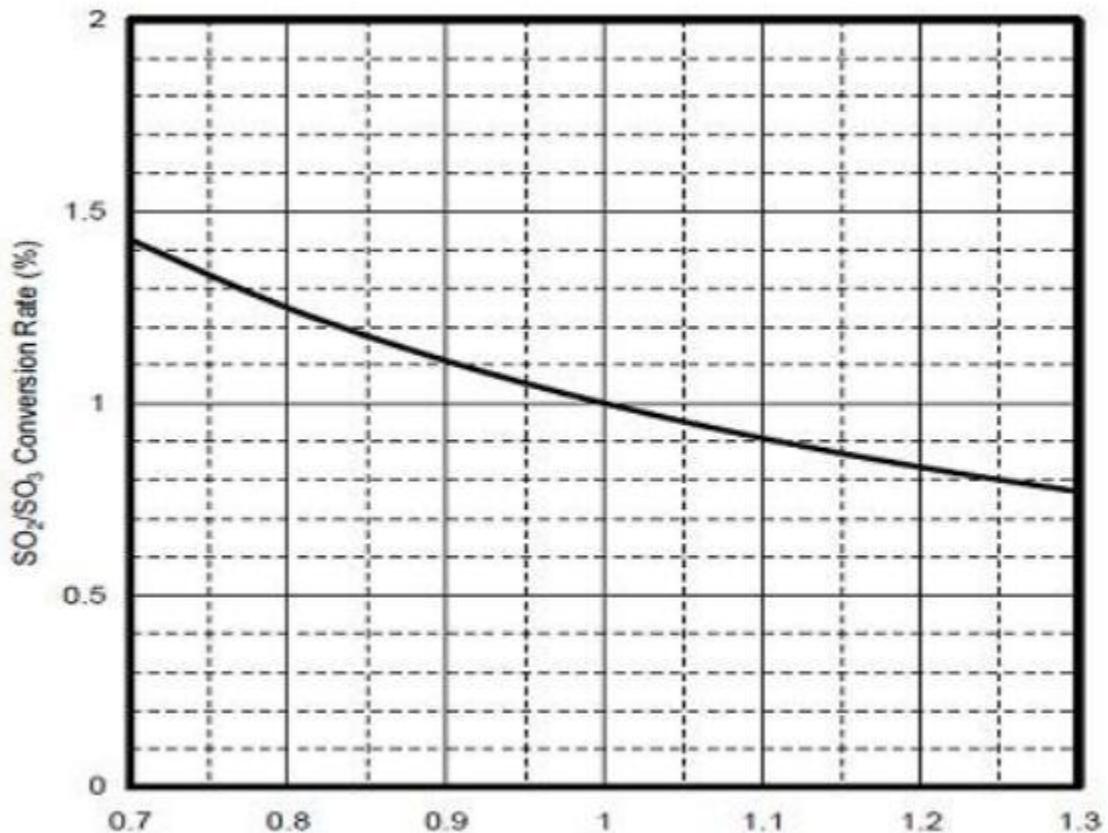


图 3 SO_2/SO_3 转化率与烟气流量的关系曲线

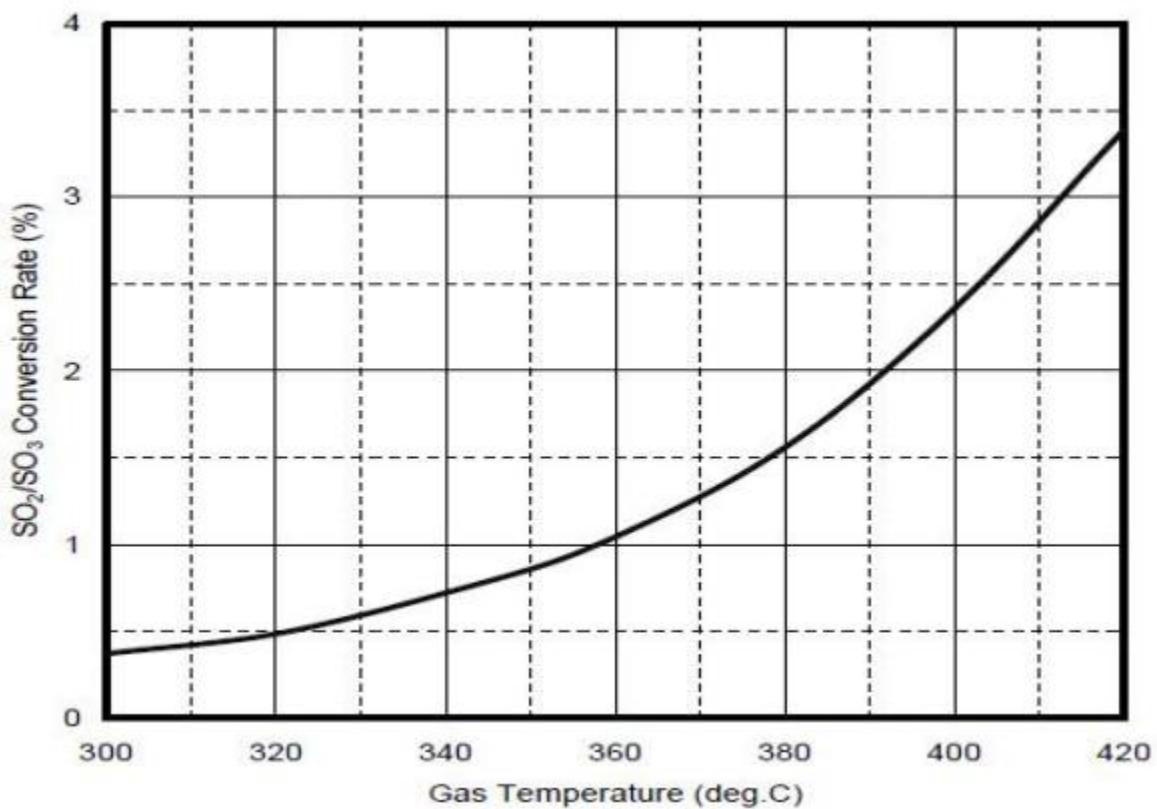


图 4 SO_2/SO_3 转化率与温度的关系曲线

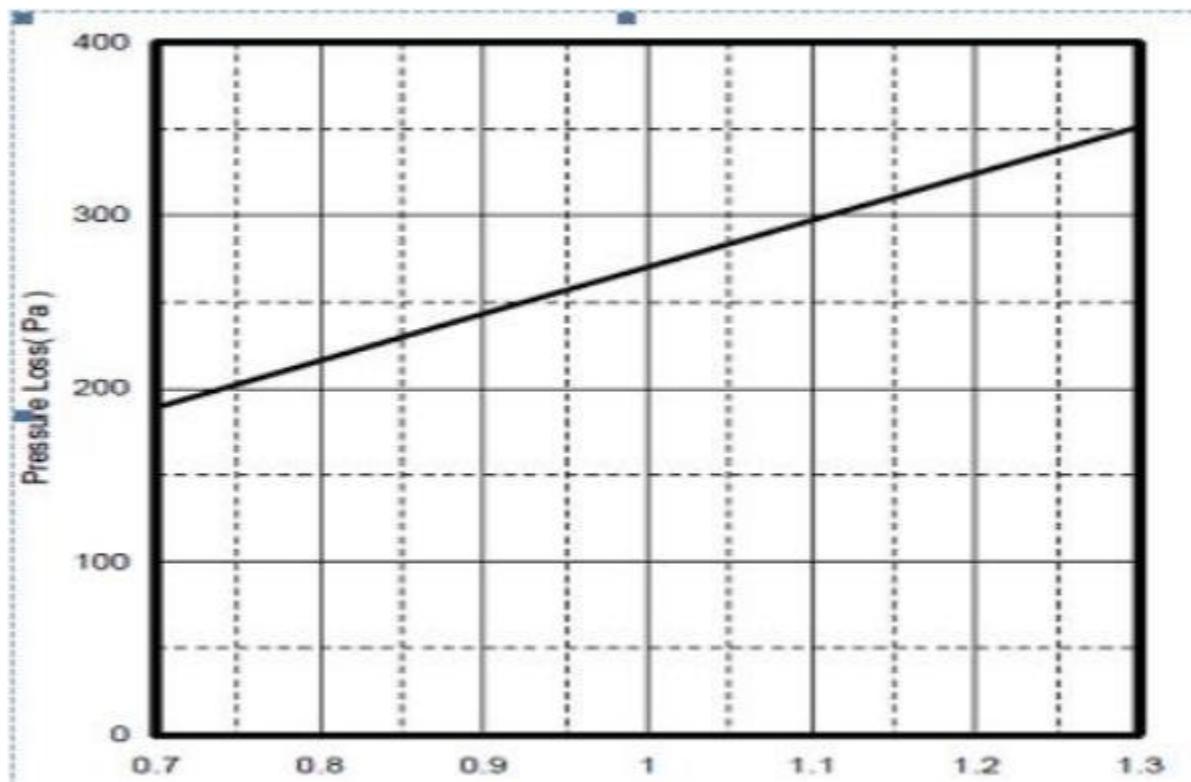
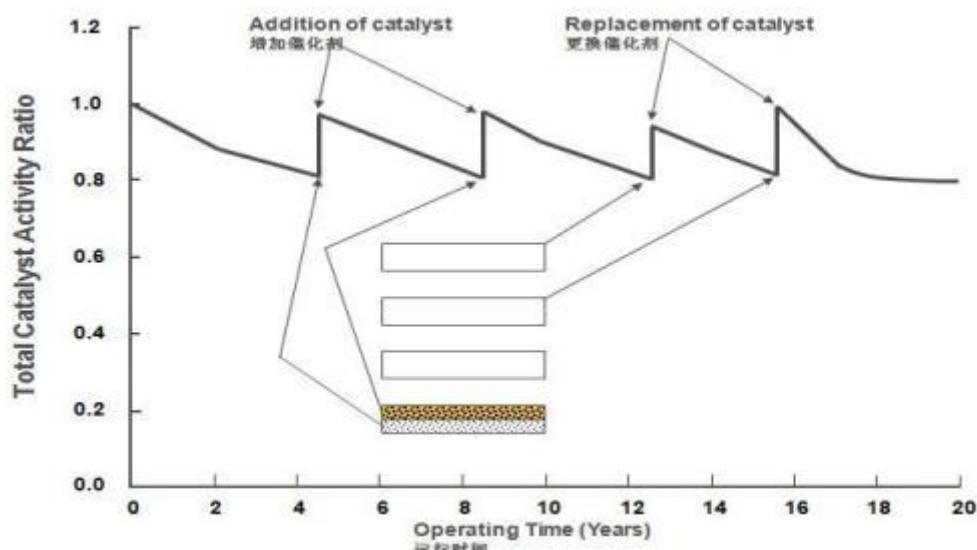


图 5 压损与烟气流量的关系曲线

4、专题说明锅炉快速启动、冷态启动、温态启动、热态启动以及极热态启动时，SCR 投运方式。

SCR 的投运是根据锅炉出口的烟气温度及 NO_x 浓度来自动启动，当锅炉出口烟气温度和 NO_x 浓度达到 SCR 的启动条件时 SCR 自动投入。

5、催化剂维护更换的寿命曲线



催化剂的寿命管理

- 1、催化剂进行测试时需要尽可能的模拟真实的工程工况下的运行条件
- 2、测试工作应从现场中取出催化剂样品单元，测试结果和同类型新鲜催化剂测试结果进行比较
- 3、用户及供应商应建立催化剂数据库，定期更新催化剂寿命曲线。
- 4、催化剂需要合理的运行
- 5、制定催化剂的加装或换装方案
- 6、在 SCR 反应器长期停运时为了防止催化剂劣化所需要满足的条件，催化剂的劣质化由于下列的一个或多个因素，都会使催化剂的活性降低。

- 碱金属及碱土金属使催化剂的中毒.
- 砷等微量元素能使催化剂中毒
- 催化剂的烧结
- 催化剂孔的堵塞
- 水蒸汽的凝结和硫酸硫铵盐的沉积
- 催化剂的腐蚀.

因此在 SCR 反应器长时间停运时需要防止反应器进水，这样会使催化剂腐蚀，因此在停运时候需要：

避免催化剂与锅炉冲洗用水、雨水等其他湿气接触。
在停运期间，催化剂应该进行腐蚀、堵塞情况检查，并清理沉积的灰尘。

在反应器内烟气温度冷却到规定的系统最低连续运行温度之前关闭喷氨装置。停机前必须进行吹灰器吹扫。

7、催化剂安装方案

(1) 在催化剂到货前，完成催化剂起吊设施的安装。每台反应器顶部上装设 1 台 2t 电动葫芦，用于将催化剂模块吊至相应安装高度；到达相应高度后，用链式手动葫芦和催化剂装卸小车将催化剂模块运送至反应器中的指定位置。

(2) 催化剂临时轨道分别布置于 SCR 反应器内，轨道上装单轨小车及 2t 手拉葫芦，用于从检修跑车接催化剂，运输，并进行最终定位。临时轨道在催化剂吊装完成后必须拆除，为了材料的利用，采用布置一层，吊完该层催化剂后拆除用于布置另一层的方式进行安装。

(3) 催化剂从吊点由检修单轨吊起吊后，运送至 SCR 反应器，每层由该层的单轨小车接过，并运送至安装位置进行定位。

(4) 催化剂定位及密封工作安装顺序为：轨道-垫片压板(钢板)催化剂防积灰装置，但为

安装轨道，近装载门处一列例外：边装轨道、垫片、压板，边就位模块，最后装完。

4.9 脱硝系统运行分析

4.9.1、物料衡算基础数据

设计燃烧产生的 NO_x 值为 200mg/Nm³，设计排放值按 50mg/Nm³ 计，NO_x/NH₃ 取 1.5，固体尿素纯度按 80% 计，采用浓度为 10% 的尿素溶液做为脱硝系统的反应剂。最佳温度区间为 900-1150℃，在此区间内停

留时间设计为 0.5s 以上。计算按全部生成 NO 计。

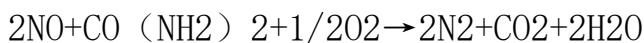
4. 9. 2 22×75t/h 锅炉出口烟气参数及设计指标

| 序号 | 名称 | 单位 | 数值 |
|----|------------------------|--------------------|--------|
| 1 | 锅炉出口烟气量 | Nm ³ /h | 450000 |
| 2 | 锅炉出口烟气温度 | °C | ≤110 |
| 3 | 锅炉出口NO _x 浓度 | mg/Nm ³ | ≤200 |
| 4 | 年运行时间 | h | 4004 |
| 5 | NO _x 排放浓度 | mg/Nm ³ | ≤50 |
| 6 | 脱硝效率 | % | ≥92 |

生成 NO 量：

$$450000 \text{Nm}^3 / \text{h} \times 200 \text{mg/Nm}^3 = 90000000 \text{mg/h} = 90 \text{kg/h}$$

化学反应式：



每小时消耗 80% 纯度固体尿素量为：

$$90 \times 68 \div 60 \times 1.5 \div 80\% = 191.25 \text{kg}$$

消耗水量为：

$$191.25 \div 10\% = 1912.5 \text{kg}$$

4. 9. 3 年尿素消耗量及水消耗量

1、年尿素消耗量

| 序号 | 机组型号 | 尿素耗量 (t/h) | 运行小时 (h/a) | 日耗量 (t/d) | 年耗量 (t/a) |
|----|------------|---------------|---------------|--------------|--------------|
| 3 | 2×75t/h 锅炉 | 0.19125 | 4004 | 4.2075 | 765.76 |

年尿素消耗量为 765.76t，日运行时间按 22 小时计，日耗量为 4.2075t。

2、年水消耗量

| 序号 | 机组型号 | 消耗水量 (t/h) | 运行小时 (h/a) | 日耗量 (t/d) | 年耗量 (t/a) |
|----|------|---------------|---------------|--------------|--------------|
| | | | | | |

| | | | | | |
|---|-----------|---------|------|-------|---------|
| 4 | 2×75t/h锅炉 | 1.72125 | 4004 | 37.87 | 6892.34 |
|---|-----------|---------|------|-------|---------|

年水消耗量为 6892.34t。

第 5 章 脱硫工艺方案

5.1 脱硫工艺选择

目前世界上燃煤电厂烟气脱硫的方法很多，这些方法的应用主要取决于锅炉容量和调峰要求、燃烧设备的型式、燃料的种类和含硫量的多少、脱硫剂的供应条件及电厂的地理条件、副产品的利用等因素。

按脱硫过程中脱硫剂的状态可分为湿法、半干法、干法。

烟气脱硫法分类见下表：

| 分 类 | | 脱硫剂 | 可利用副生成物 | 排放副产物 |
|----------|----------------------|---|----------|---------|
| 湿法 | 石灰石（石灰）-石膏法 | 石灰石/石灰 | 石膏 | |
| | 石灰（石灰石）法 | 石灰石/石灰 | | 亚硫酸钙 |
| | 稀硫酸-石膏法 | 稀硫酸 | 石膏 | |
| | 苏打-芒硝法 | 苛性钠 | | 硫酸钠(芒硝) |
| | 苏打回收法 | 苛性钠 | 亚硫酸钠 | |
| | 苏打-石膏法 | 苛性钠 | 石膏 | |
| | 苏打硫酸法 | 苛性钠 | 硫酸 | |
| | NH ₃ -硫氨法 | 氨 | 硫胺 | |
| | NH ₃ -石膏法 | 氨 | 石膏 | |
| | AL-石膏法 | 硫酸铝 | 石膏 | |
| | 氢氧化镁 | 氢氧化镁 | | |
| | 镁-石膏法 | 氢氧化镁 | 石膏 | |
| 海水脱硫法 | | 海水 | | |
| 多循环稳定双碱法 | | Na ₂ CO ₃ -或 NaOH | 亚硫酸钙、硫酸钙 | |

| | | | | |
|-----|--------|----------|----------|--|
| 半干法 | 炉内吹入法 | 石灰石/石灰 | | |
| | 烟道吹入法 | 石灰 | | |
| | 吸收塔吹入法 | 石灰 | | |
| | 电子束法 | 氨 | 硫胺、销氨 | |
| 干法 | 活性炭吸收法 | 活性炭(吸附剂) | 硫酸、硫磺 | |
| | 煤灰利用法 | 煤灰-石膏-石灰 | 无水石膏及其他 | |
| | 炉内吹入法 | 石灰 | | |
| | 循环流化床法 | 石灰或消灰石 | 硫酸钙、亚硫酸钙 | |

按脱硫工艺在生产中所处的部位不同可采用：

- 燃烧前脱硫，如原煤洗选脱硫；
- 燃烧中脱硫，如洁净煤燃烧和炉内喷钙；
- 燃烧后脱硫，如烟气脱硫。

燃烧后的烟气脱硫是目前世界上控制 SO_2 污染所采用的主要手段。

上述脱硫工艺中，有的技术较为成熟，已达到工业应用的水平，有的尚处于实验研究阶段。现将目前应用较为广泛的几种脱硫工艺原理、特点及其应用状况简要介绍如下：

5.1.1 石灰石（石灰）-石膏湿法脱硫工艺

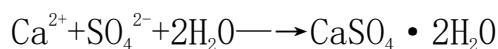
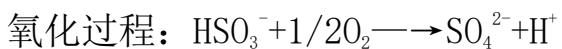
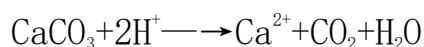
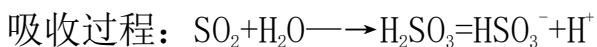
石灰石（石灰）-石膏湿法脱硫工艺采用价廉易得的石灰石或石灰作脱硫吸收剂，石灰石经破碎磨细成粉状与水混合搅拌制成吸收剂浆。也可以将石灰石直接湿磨制成石灰石浆液制的吸收剂浆。当采用石灰粉为吸收剂时，石灰粉经消化处理后加水搅拌制成吸收剂浆。在吸收塔内，吸收剂浆液与烟气接触混合，烟气中的 SO_2 与浆液中的碳酸钙以及鼓入的氧化空气进行化学反应，最终反应产物为石膏，脱硫后的烟气经除雾器出去带出的细小液滴，经加热器加热升温后排入烟囱。脱

硫石膏浆液经脱水装置脱水后回收。由于吸收剂浆的循环利用，脱硫吸收剂的利用率很高。

该工艺适用于任何含硫量的煤种烟气脱硫，脱硫效率可达到 95% 以上。

石灰石（石灰）-石膏湿法脱硫工艺脱硫过程的主要化学反应为：

在脱硫吸收塔内烟气中的 SO_2 首先被浆液中的水吸收与浆液中的 CaCO_3 反应生成 CaSO_3 ， CaSO_3 被鼓入氧化空气中的 O_2 氧化最终生成石膏晶体 $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ 。其主要化学反应式为：



石灰石（石灰）-石膏湿法脱硫是目前世界上技术最成熟、应用最广，运行也最为可靠，已成为世界商业性 FGD 的主导。德国的 Bischoff 公司、Steimuller 公司，日本的三菱重工、川崎重工，美国的 B&W 公司等多家公司开发研究这种工艺，特别在美国、德国和日本，应用该脱硫工艺的机组容量约占电站脱硫装机总容量的 90%，应用的单机容量已达 1000MW。国内燃煤电厂脱硫主要采用的脱硫工艺也是石灰石（石灰）-石膏湿法脱硫。按脱硫副产品—石膏的处置方式划分，一般分抛弃和回收利用两种方法，脱硫石膏处置方式的选取决定于市场对脱硫石膏的需求、脱硫石膏的品质以及是否有足够的堆放场地等因素。抛弃方式，如果采用弃置灰场或回填矿坑，以美国为主要代表，抛弃量占 86%；另一种是综合利用，德国、日本采用较多，主要做水泥缓凝剂和建筑材料等，石膏利用率达 90% 以上。

国内，九十年代初重庆珞璜电厂首次引进了日本三菱公司石灰石（石灰）-石膏湿法脱硫工艺，脱硫装置与两台 360MW 燃煤机组相配套。机组燃煤含硫量 4.02%，脱硫装置入口烟气 SO_2 浓度约为 3500ppm，设

计脱硫效率大于 95%。

5.1.2 循环流化床干法脱硫工艺 (CFB-FGD)

循环流化床是一种使高速气流与所携带的稠密悬浮颗粒充分接触的技术，循环流化床烟气脱硫技术主要是根据化工和水泥生产过程中的流化床技术进一步开发发展起来的。该技术是 20 世纪 80 年代后期由德国 Lurgi 公司研究开发的。该公司是世界上第一台循环流化床锅炉的开发者，现又把循环流化床技术引入烟气脱硫领域，取得了良好的效果。该技术的脱硫系统已经先后在德国、奥地利、波兰、捷克、美国、爱尔兰、中国等国家得到广泛应用，最大已运行单塔所配机组容量为 300MW。目前，循环流化床干法烟气脱硫技术的应用业绩已经由多地在运用。

一个典型的 CFB-FGD 系统由一级除尘器、吸收剂制备及供应、吸收塔、物料在循环系统、工艺水系统、流化风系统、脱硫后除尘器以及仪表控制系统等组成，其工艺流程见图 5-1：

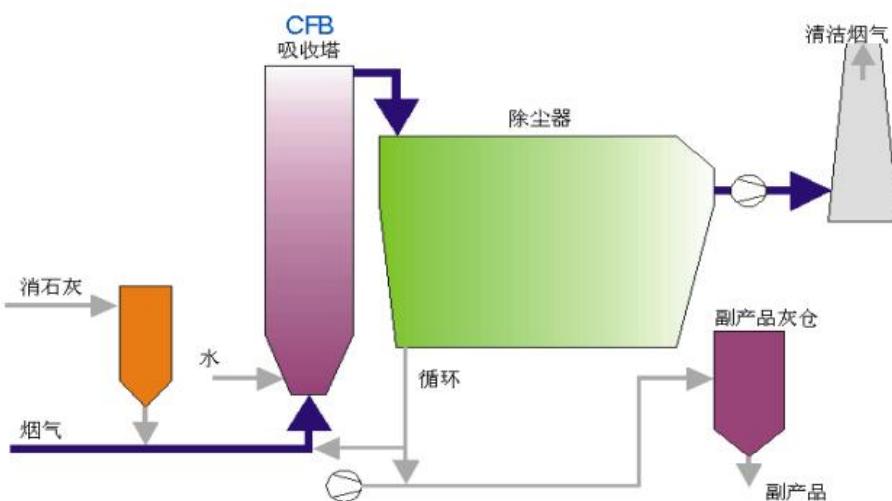


图 5-1 CFB-FGD 工艺流程示意图

首先从锅炉的空气预热器出来的烟气温度一般为 120—180℃左右，通过预除尘器后从底部计入吸收塔（当脱硫渣与粉煤灰须分别处理时，才需要预除尘器，否则烟气可直接进入吸收塔），在此处高温烟气与加

入的吸收剂、循环脱硫灰充分预混合，进行初步的脱硫反应，在这一区域主要完成吸收剂与 HCl、HF 的反应。

然后烟气通过吸收塔下部的文丘里管的加速，进入循环流化床床体；物料在循环流化床里，气固两相由于气流的作用，产生激烈的湍动与混合，充分接触，在上升的过程中，不断形成絮状物向下返回，而絮状物在激烈湍动中又不断阶梯重新被气流提升，使得气固间的滑落速度高达单颗粒滑落速度的十倍；吸收塔顶部结构进一步强化了絮状物的返回，进一步提高了塔内颗粒的床层密度，使得床内的 Ca/S 比高达 50 以上，SO₂充分反应。这种循环流化床内气固两相流机制，极大地强化了气固间的传质与传热，为实现高脱硫率提供了根本的保证。

在文丘里的出口扩管段设有喷水装置，喷入的雾化水用以降低脱硫反应器内的烟温，使烟温降至高于烟气露点 20℃左右，从而使得 SO₂与 Ca(OH)₂的反应转化为可以瞬间完成的离子型反应。吸收剂、循环脱硫灰在文丘里段以上的塔内进行第二步的充分反应，生成副产物 CaSO₃ • 1/2H₂O，此外还有与 SO₃、HF 和 HCl 反应生成相应的副产物 CaSO₄ • 1/2H₂O、CaF₂、CaCl₂ • Ca(OH)₂ • 2H₂O 等。

烟气在上升过程中，颗粒一部分随烟气被带出吸收塔，一部分因自重重新回流的循环流化床内，进一步增加了流化床的床层颗粒浓度和延长吸收剂的反应时间。

从化学反应工程的角度看，SO₂与氢氧化钙的颗粒在循环流化床中的反应过程是一个外扩散控制的反应过程，SO₂与氢氧化钙之间的反应速度主要取决于 SO₂在氢氧化钙颗粒表面的扩散阻力，或说是氢氧化钙表面气膜厚度。当滑落速度或颗粒的雷诺数增加时，氢氧化钙颗粒表面的气膜厚度减小，SO₂进入氢氧化钙的传质阻力减小，传质速率加快，从而加快 SO₂与氢氧化钙颗粒的反应。

只有在循环流化床这种气固两相流动机制下，才具有最大的气固滑落速度。同时，脱硫反应塔内能否获得气固最大滑落速度，是衡量一个

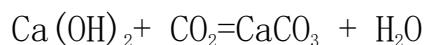
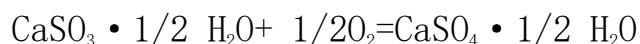
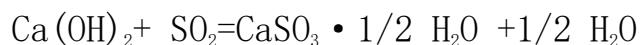
干法脱硫工艺先进与否的一个重要指标，也是一个鉴别干法脱硫工艺能否达到较高脱硫率的一个重要指标。当气流速度大于 10m/s 时，气固间滑落速度很小或只在脱硫塔某个局部具有滑落速度，要达到很高的脱硫率是不可能的。

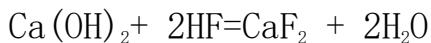
喷入的用于降低烟气温度的水，以激烈湍动的、拥有巨大的表面积的颗粒作为载体，在塔内得到充分的蒸发，保证了进入后续除尘器中的灰具有良好的流动状态。

由于流化床中气固间良好的传热、传质效果， SO_3 全部得以去除，加上排烟温度始终控制在高于露点温度 20℃ 以上，因此烟气不需要再加热，同时整个系统也无须任何的防腐处理。

净化后的含尘烟气从吸收塔顶部侧向排出，然后转向进入脱硫后除尘器进行气固分离，再通过引风机排入烟囱。经除尘器捕集下来的固体颗粒，通过除尘器下的脱硫灰再循环系统，返回吸收塔继续参加反应，如此循环。多余的少量脱硫灰渣通过气力输送至脱硫灰库内，再通过罐车或二级输送设备外排。

在循环流化床脱硫塔中， $\text{Ca}(\text{OH})_2$ 与烟气中的 SO_2 和几乎全部的 SO_3 ， HCl ， HF 等完成化学反应，主要化学反应方程式如下：





(从上述化学反应方程式可以看出, Ca(OH)_2 尽量避免在 75℃ 左右与 HCl 反应)

炉后循环流化床(干法)烟气脱硫工艺在 Ca/S 比为 1.3 左右, 脱硫率可达到 95% 以上。2001 年 10 月, 龙净环保首家技术许可证转让引进德国 LLAG 公司的 CFB-FGD 技术; 2002 年底获得在山西华能榆社电厂 $2 \times 300\text{MW}$ 机组 CFB-FGD 干法脱硫除尘岛的总包合同, 该项目已于 2004 年 10 月正式投入运行, 2005 年 7 月, 华能国际委托东北电科院进行验收测试, 全部指标达到合同要求, 该装置在煤含硫量为 2.5% 的情况下, 脱硫率达到 96%。

5.1.3 氨法脱硫工艺

氨法脱硫是目前较成熟的已工业化的脱硫工艺。

氨是一种良好的碱性吸收剂, 其碱性强于钙基吸收剂。用氨吸收烟气中的 SO_2 是气-液或气-气相反应, 反应速率快, 吸收剂利用率高, 吸收设备体积可大大减小。另外, 其脱硫副产品硫酸铵在某些地区可作为农田肥料。

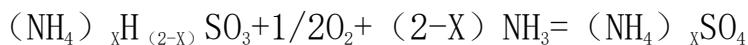
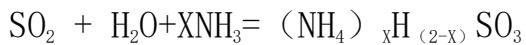
20 世纪 70 年代初, 日本和意大利等国相继开发成功湿式氨法烟气脱硫工艺, 但由于其运行成本、腐蚀以及净化后烟气中的气溶胶等问题而影响其推广应用, 进入 90 年代后, 随着技术的进步和对氨法烟气脱硫观念的转变, 其应用呈逐步上升的趋势。

湿式氨法脱硫工艺最早是由克卢伯 (Krupp Kroppers) 公司开发于 20 世纪 70 年代的 Walther 工艺, 80 年代初有一定的应用, 包括

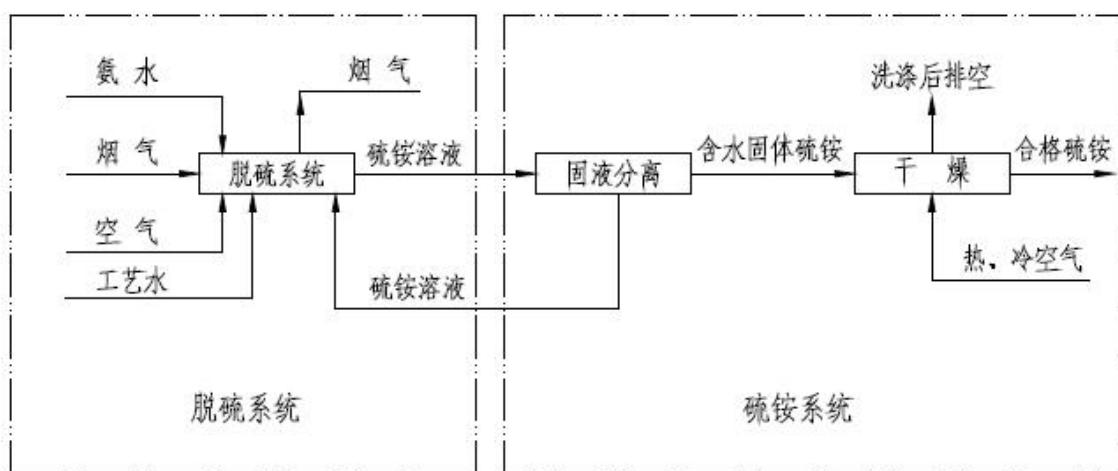
一台处理烟气量 750000m³/h (250t/h) 的装置。但该工艺在运行中暴露出来的主要问题之一是净化后烟气中存在气溶胶问题没得到解决。后该工艺被捷斯-比晓夫公司买断，并随之进行了改造和完善为 AMASOX 法，有效地降低了投资成本和能耗。目前改进后的该工艺将进入工业实用阶段。

湿法氨法脱硫工艺过程一般分成脱硫吸收、中间产品处理、副产品制造 3 个步骤。根据过程和副产物的不同，湿法氨法又可分为氨-肥法、氨-酸法、氨-亚硫酸铵法等。

氨-肥法是国内成熟、先进的脱硫新技术。氨-肥法脱硫工艺用锅炉烟气与氨水做原料。在脱硫塔内，烟气中的 SO₂ 经过吸收、氧化与提浓等三个过程，最终生成约 49% 硫铵溶液，再通过固液分离后生产出成品硫铵。主要反应机理如下：



具体工艺流程为：



锅炉引风机来的含 SO₂ 烟气 (160°C) 进入塔的中下部，将二级循

环槽的硫铵溶液进行进一步提浓，其烟气温度由 160℃降低至 50~60℃，然后进入上段的吸收段，通过与塔顶的氨水反应吸收后生成的亚硫酸铵盐，自流入下段塔体，与空气反应后，亚硫酸铵盐转化为硫酸铵盐，硫酸铵盐的浓度也增至 7.5~10%wt，下段的硫铵溶液自流至一级循环槽，再经泵送入塔顶，继续循环使用，以维持塔内物料平衡。

含少量固体的硫铵溶液自脱硫系统的结晶泵送来，直接进入旋流分离器分离后，底部含固较多的硫铵溶液自流至稠厚器，稠厚器底部物料自流至离心机进行进一步的固液分离；经上述多次分离后，硫铵固体进入干燥炉进行进一步除水。干燥时，来自热风机的空气经空气加热器加热至 135℃左右，进入干燥炉内，经过传质、传热，剔除固体硫铵中绝大部分水分，然后经冷空气的作用，除去少量水份，并使硫铵固体的温度下降 50℃左右，以满足包装安全要求；合格硫铵成品经称量、包装后入库外销。

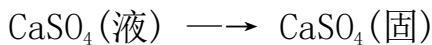
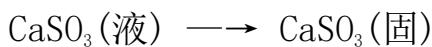
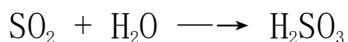
5.1.4 喷雾干燥法脱硫工艺

半干法除硫的代表是喷雾干燥工艺。喷雾干燥法脱硫工艺以石灰为脱硫吸收剂，石灰经消化并加水制成消石灰乳，消石灰乳由泵打入吸收塔内的雾化装置，在吸收塔内，被雾化成细小液滴的吸收剂与烟气混合接触，与烟气中的 SO_2 发生化学反应生成 CaSO_3 ，烟气中的 SO_2 被脱除。与此同时吸收剂带入的水分迅速被蒸发而干燥，烟气温度随之降低。脱硫反应产物及未被利用的吸收剂以干燥的颗粒物形式随烟气带出吸收塔，进入除尘器被收集下来。脱硫后的烟气经除尘器除尘后排放。为了提高脱硫吸收剂的利用率，一般将部分脱硫灰加入制浆系

统进行循环利用。

该工艺有两种不同的雾化形式可供选择，一种为旋转喷雾轮雾化，另一种为气液两相流雾化。

喷雾干燥法脱硫工艺的化学反应原理为：



喷雾干燥法脱硫工艺具有技术比较成熟，工艺流程较为简单、系统可靠性高等的特点，脱硫率可达到 80% 以上。该工艺在美国及西欧一些国家应用较为广泛。在美国，应用的最大单机容量为 520MW，机组燃煤含硫量为 1.5%，处理烟气量为 3396000m³/h，采用 4 个直径为 15.86m 的吸收塔，3 个运行，一个备用。在欧洲主要应用在小型电厂焚烧垃圾装置，脱硫灰渣可用作制砖、筑路，但实际多为抛弃至灰场或回填废旧矿坑。

1984 年我国在四川内江白马电厂建成了第一套旋转喷雾半干法烟气脱硫小型试验装置，处理烟气量为 3400Nm³/h，电厂燃煤含硫量为 3.5%。试验结果表明，对于高硫煤烟气在钙硫比为 1.2~1.6 时脱硫率可达到 70~80%。

1986 年国家环保局将旋转喷雾半干法烟气脱硫技术列入国家“七五”环保重点科技攻关项目，于 1990 年 1 月在白马电厂建成了一套

中型试验装置。该脱硫试验装置处理烟气量 70000Nm³/h, 进口 SO₂ 浓度 3000ppm。经连续运转考核, 当钙硫比 1.4 时脱硫率可达到 80%以上, 达到了攻关的目标, 于 1991 年 1 月通过国家环保局鉴定。

5.1.5 多循环稳定双碱法脱硫工艺

双碱法是先用可溶性的碱性清液作为吸收剂吸收 SO₂, 然后再用石灰乳或石灰对吸收液进行再生, 由于在吸收和吸收液处理中, 使用了不同类型的碱, 故称为双碱法。

多循环稳定双碱法脱硫工艺原理如下:

该法使用 Na₂CO₃ 或 NaOH 液吸收烟气中的 SO₂, 生成 HS₃²⁻、SO₃²⁻ 与 SO₄²⁻, 反应方程式如下:

(一)、脱硫过程



其中: 式 (1) 为启动阶段 Na₂CO₃ 溶液吸收 SO₂ 的反应;

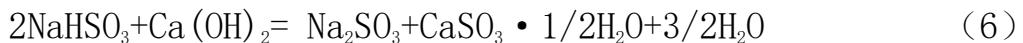
式 (2) 为再生液 pH 值较高时 (高于 9 时), 溶液吸收 SO₂ 的主反应;

式 (3) 为溶液 pH 值较低 (5~9) 时的主反应。

(二)、氧化过程(副反应)



(三)、再生过程



式(6)为第一步反应再生反应,式(7)为再生至pH>9以后继续发生的主反应。

选择钠钙双碱法为脱硫工艺,以石灰浆液作为主脱硫剂,烧碱只需少量补充添加。由于在吸收过程中以烧碱为吸收液,脱硫系统不会出现结垢等问题,运行安全可靠。由于烧碱吸收液和二氧化硫反应的速率比钙碱快很多,能在较小的液气比条件下,达到较高的二氧化硫脱除率。

钠钙双碱法是较为常用的脱硫方法之一,该法在国外(如日本、美国)已有大型化成功应用,在日本和美国至成功应用于电站和工业锅炉。美国有单台机组规模达700MW的双碱法脱硫实例(Western Illinois Power Pearl, IL; 700MW 1995年)。

5.1.6 电子束照射烟气脱硫工艺

电子束烟气脱硫(简称EBA)技术是一种物理与化学相结合的高新技术。此工艺利用电子加速器产生的等离子体氧化烟气中的SO₂(NO_x),并与加入的NH₃反应,来实现烟气脱硫脱硝的目的。

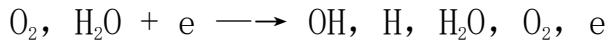
电子束照射烟气脱硫的工艺过程大致由预除尘及烟气冷却、加氨、电子束照射、副产品捕集等几道工序组成。

电子束照射烟气脱硫工艺原理为在烟气中加氨,然后用电子束照射,可以使烟气中90%的SO₂和80%的NO_x变为(NH₄)₂SO₄和NH₄NO₃,并在集尘器里加以回收,该副产品可以作肥料。

从锅炉引风机出口引出烟气，进入冷却塔降温、去尘后，进入反应器脱硫。在反应器中，喷入软化水吸收反应产生了热量，同时喷入氨气。在反应器内，反应物被电子加速器产生的高能电子束辐照，发生脱硫脱硝。反应器出口烟气温度约 60℃，脱硫后烟气经脱硫增压风机送入烟囱排放。

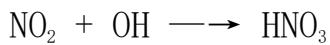
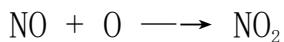
电子束干法脱硫工艺原理如下：

在辐射场中被加速的电子与分子/离子发生非弹性碰撞，或者分子/离子间的碰撞，生成活性集团或氧化性物质：

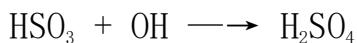
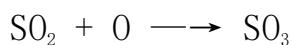
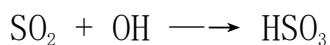


活性集团与气态污染物发生反应：

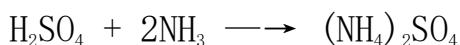
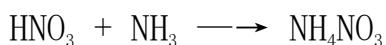
对于 NO_x



对于 SO_2



与加入的氨气反应生成溶胶微粒。



事实上，除了上述一些反应过程外，还存在亚硫酸铵或亚硫酸氢铵等气溶微粒的形成，以及这些微粒在辐射场中进一步氧化成硫酸铵

的反应过程。

不少脱硫脱硝工艺都是将吸收 SO_2 后的产物抛弃，只有电子束照射烟气脱硫工艺才能将 NO_x 与 NH_3 和 SO_2 、反应生成有用的副产品。如果能制造大型电子加速器、并降低电力消耗，该方法作为有效利用资源的技术，将会有发展前途。

日本荏原制作所对电子束脱硫进行了长期研究，并分别建设了小试、中试和示范工厂，通过试验掌握了脱硫特性、脱硝特性和设备特性，副产物也获准作为氮肥使用，具备了工业试验的条件。

1995 年在四川成都电厂建造了每小时处理 300000Nm^3 的电子束烟气脱硫工业性示范装置，1997 年 5 月建成，全套装置投运基本正常。

目前电子束烟气脱硫工艺仅在中小型机组烟气脱硫中采用，对在大型机组烟气脱硫中使用电子束法还需待以时日。

5.1.7 烟气脱硫在我国应用情况

90 年代初，我国在四川珞璜电厂 $2\times360\text{MW}$ 机组引进了两套日本三菱公司制造的湿式石灰石—石膏脱硫装置，脱硫效率 $>96.8\%$ 。90 年代中期，山西太原第一发电厂与日本电源开发株式会社合作建成烟气处理量为 $600000\text{m}^3/\text{h}$ 的简易湿法脱硫运行一直稳定。四川白马发电厂 200MW 机组 1990 年建成旋转喷雾干燥法烟气脱硫的中间装置，处理烟气量 $70000\text{Nm}^3/\text{h}$ ，脱硫效率 $>80\%$ 。山东青岛市黄岛电厂与日本电源开发株式会社合作，在 210MW 机组上建成烟气处理量为 $300000\text{m}^3/\text{h}$ 喷雾干燥法半干式烟气脱硫装置，设计脱硫效率 $>70\%$ 。

近几年来，我国脱硫应用发展较快，多种脱硫工艺在我国都有电

厂安装。如深圳西部电厂的海水脱硫；成都热电厂的电子束脱硫，山西华能榆社电厂的循环流化床干法；四川重庆热电厂、北京第一热电厂、浙江半山电厂、北京石景山热电厂等一大批燃煤电厂的石灰石—石膏湿法脱硫等。

5.1.8 脱硫工艺比较

脱硫工艺方案应根据锅炉容量和调峰要求、燃煤硫份、二氧化硫控制规划和环评要求的脱硫效率、脱硫工艺成熟程度和国产化程度、脱硫剂供应条件、副产品、脱硫灰和飞灰的综合利用条件、废水、废渣排放条件、厂址场地布置条件等因素，经全面技术经济比较后确定。为便于比较，表 5-1 中列出目前技术比较成熟的石灰石-石膏湿法、旋转喷雾半干法、循环流化床干法、氨法和双碱法等脱硫工艺方案技术特点和适用范围。各种烟气脱硫工艺比较见表 5-2。

表 5-1

烟气脱硫技术工艺特点和适用范围

| 石灰石-石膏湿法 | 旋转喷雾半干法 | 循环流化床干法 | 氨法 | 双碱法 |
|--|--|---|---|--|
| 1.工艺特点: 采用石灰石浆液作为脱硫剂, 经吸收、氧化和除雾等处理过程, 形成石膏; 副产物石膏可以利用或抛弃。 | 1.工艺特点: 采用石灰粉制浆作为脱硫剂, 利用高速旋转的喷雾器喷入蒸发反应塔, 利用锅炉配置的除尘器将脱硫灰与飞灰一起捕集下来。 | 1.工艺特点: 采用生石灰粉消化后的氢氧化钙粉作为脱硫剂, 经文丘里加速喷入反应器, 再经喷水在脱硫剂表面形成液膜吸附、脱除 SO _x , 产物和未反应的脱硫剂由除尘器捕集后输送回反应器循环利用, 副产物可以利用或者抛弃。 | 1.工艺特点: 氨是一种良好的碱性吸收剂, 其碱性强于钙基吸收剂。用氨吸收烟气中的 SO ₂ 是气-液或气-气相反应, 反应速率快, 吸收剂利用率高。其脱硫副产品硫酸铵在某些地区可作为农田肥料。 | 1.工艺特点: 双碱法是先用可溶性的碱性清液作为吸收剂吸收 SO ₂ , 然后再用石灰乳或石灰对吸收液进行再生。 |
| 2.工艺成熟, 已大型化, 占有市场份额最大; 脱硫利用充分(Ca/S 比一般小于 1.05); 脱硫效率可达 95%以上; 脱硫剂来源丰富, 价格较低; 副产物石膏利用前景较好。 | 2. 脱硫剂利用较差(Ca/S 比约 1.5); 脱硫效率可达 70%左右。 | 2. 工艺成熟, 已大型化, 脱硫剂利用充分(Ca/S 比约 1.3), 脱硫剂循环倍率可达 130 以上; 脱硫效率可达 90%以上; 副产物为固体粉末, 无须脱水, 不会造成二次污染; 副产物用途广泛。 | 2. 工艺成熟, 占有市场份额较小, 脱硫效率可达 95%以上, 吸收剂为氨水。副产品硫酸铵是常用化肥。 | 2. 工艺成熟, 占有市场份额较小, 脱硫效率可达 95%以上。吸收剂的再生与脱硫液的固液分离发生在塔外, 减少了塔内结垢的可能性; 脱硫渣主要成分为亚硫酸钙。脱硫渣可用于填埋底料、筑路。 |
| 3.系统比较复杂; 占地面积较大; 投资及厂用电(约 1.5%)高, 一般需进行废水处理。 | 3. 系统简单; 投资较少; 厂用电低(<1%), 无废水排放; 占地较少。 | 3. 系统简洁, 占地面积小; 综合造价低; 运行成本低, 电耗低(<1%), 无废水排放; 操作简单, 易于维护。 | 3. 系统简单; 投资较高, 占地较少; 厂用电低(<1%), 无废水废渣产出。 | 3. 系统简单; 投资低, 占地较少; 厂用电低(<1%), 无废水废渣产出。用 NaOH 脱硫, 循环液基本是水溶液, 对水泵、管道、设备均无腐蚀与堵塞现象, 便于设备运行与保养。 |
| 4.当系统要求脱硫效率较低时, 可以考虑部分烟气旁路, 不设 GGH 装置; 如排烟温度允许较低时, 也可不设 GGH, 但是必须对后继烟道和烟囱采取防腐措施, 否则, 易造成烟道和烟囱腐蚀。 | 4. 当脱硫效率要求不高, 燃煤折算硫份较低时, 特别是对于容量较小的锅炉可以采用。 | 4. 不受煤种和机组规模的限制, 只需改变吸收剂的加入量, 就可适应锅炉燃煤含硫量的大范围变化。对锅炉负荷适应力强, 通过调节吸收剂加入量、水量、吸收塔压降, 能快速响应锅炉负荷的变化情况。 | 4. 仅在脱硫剂与生产的肥料有可靠来源和市场, 而且运行成本核算后方可考虑采用。 | 4. 如排烟温度允许较低时, 也可不设 GGH, 但是必须对后继烟道和烟囱采取防腐措施, 否则, 易造成烟道和烟囱腐蚀。 |
| 5.当技术经济比较合理时, 脱硫剂宜优先考虑选用商品石灰石粉, 必要时也可以在厂内或厂外设置制粉设施。 | 5. 单塔出力目前尚受到一定容量的限制。 | 5. 由于几乎百分百脱除 SO ₃ 、HF、HCl 等酸性物质, 且整个系统均为干态, 因此无须任何防腐措施。 | 5. 副产品为硫酸铵, 可作为肥料或作为生产复合肥等的主要原料。 | 5. 单塔出力目前尚受到一定容量的限制。 |
| 6.系统较复杂, 适用范围广泛, 可以考虑作为比选的基本方案。 | | 6. 系统投资少, 易于维护, 且运行维护成本低, 可做为基本比选方案。 | 6. 运行维护麻烦, 运行维护成本高。脱硫剂与副产品销售要进行市场分析。可做为基本比选方案。 | 6. 系统投资少, 易于维护, 且运行维护成本高, 可做为基本比选方案。 |

表 5-2

烟气脱硫工艺方案比较表

| 项 目 工 艺 方 案 | 石 灰 石 - 石 膏 湿 法 | 旋 转 喷 雾 半 干 法 | 循 环 流 化 床 干 法 | 氨 法 | 双 碱 法 |
|----------------|-----------------------------------|---------------|---|---------------|---|
| 技术成熟程度 | 成 熟 | 成 熟 | 成 熟 | 成 熟 | 成 熟 |
| 适用煤种含硫量 (%) | 没有限制 | 1~3 | 没有限制 | 没有限制, 特别适用高硫煤 | 没有限制 |
| 应用机组 | 没有限制 | 多为中小机组 | 没有限制 | 多为中小机组 | 多为中小机组 |
| 脱硫效率 | ≥95%, 因为湿法脱硫所用的热交换器 GGH 的漏风会降低脱硫率 | 70%~80% | 90%以上, 目前已有适用业绩 | 95%以上 | ≥95%, 因为湿法脱硫所用的热交换器 GGH 的漏风会降低脱硫率 |
| 吸收剂 | 石 灰 石 | 消 石 灰 | 石 灰 或 消 灰 石 | 氨 水 | Na ₂ CO ₃ 或 NaOH 液 |
| 吸收剂来源 | 当 地 或 外 地 | 当 地 或 外 地 | 当 地 | 当 地 或 外 地 | 当 地 或 外 地 |
| 副产品种类及状态 | 石 膏 浆 液 进 行 在 处 理 可 生 成 石 膏 | 脱 硫 废 渣 (半 干) | 干 灰, 脱 硫 灰 含 水 量 小 于 1%。 | 硫 酸 铵 溶 液 (干) | 亚 硫 酸 钙 为 主, 其 余 部 分 为 碳 酸 钙 和 未 反 应 完 全 的 氢 氧 化 钙 等。 |
| 副产品出路 | 一 般 情 况 可 以 综 合 利 用。 | 难 利 用 | 可 以 用 来 回 填、筑 路, 制 作 垃 圾 场 防 渗 层、防 噪 隔 音 墙、免 烧 砖、海 涂 围 垦、水 泥 混 合 材 等。 | 可 利 用 | 可 以 用 来 回 填、筑 路 |
| Ca/S | ~1.05 | 1.5~2 | <1.2 | - | ~1.05 |
| 厂用电率 (%) | 1~1.5 | <1 | 0.5~0.7 | <1 | <1 |
| 设备占地面积 | 大 | 较 大 | 小 | 较 小 | 小 |
| 施工周期 | 长 | 较 长 | 短 | 短 | 短 |
| 投资费用 | 高 | 较 高 | 较 低 | 较 高 | 较 低 |
| 运行费用 | 高 | 较 高 | 较 低 | 较 高 | 较 低 |
| 占有市场份额 | 最 大, 90% 以 上 | 较 少 | 较 多 | 较 少 | 较 少 |

5.2 烟气脱硫工艺方案的确定

5.2.1 脱硫方案确定原则

目前国内外脱硫方案很多，工程应用也较多，具体到工程脱硫方案的确定一般应遵循以下原则：

- 1、符合我国热力建设的方针政策，贯彻安全、可靠、经济、适用、符合国情的原则，促进热力环保的发展。
- 2、烟气脱硫工艺应是技术成熟、先进、经济合理、有工业化业绩的工艺系统。
- 3、为控制工程造价，应尽量考虑设备的国产化，对国内无法生产或达不到技术要求的设备和材料才考虑进口。
- 4、应考虑节约用水。
- 5、应考虑锅炉容量和机组调峰要求。
- 6、应考虑燃料硫份、二氧化硫控制规划、环境要求的脱硫效率。
- 7、应充分考虑脱硫剂供应条件、脱硫副产品、脱硫灰、飞灰的综合利用。
- 8、应充分考虑废水、废渣的排放条件及处理措施。
- 9、应充分考虑厂区总布置条件等因素。
- 10、应充分考虑生产过渡方便，脱硫设施的建设尽量减少对主机生产的影响。

5.2.2 脱硫工艺方案的确定

由于环保要求日益严格，国内已建、在建的脱硫工程越来越多，对于本工程可选方案比选如下：

1、电子束脱硫工艺

电子束照射烟气脱硫工艺是九十年代发展起来的一种新的脱硫工艺，目前国内工业应用很少，不如石灰石-石膏湿法脱硫工艺及海水脱硫工艺技术成熟，故本工程不推荐采用电子束照射烟气脱硫工艺。

2、海水脱硫工艺

海水脱硫工艺需要具备的首要前提条件是符合条件的海水资源。由于本项目厂址不靠近大海，属于内陆热电厂，所以本工程无法使用海水脱硫工艺。

3、喷雾半干法脱硫工艺

喷雾半干法技术比较成熟，系统简单，投资较少，厂用电低，无废水排放，运行简单。脱硫效率相对较低，若脱硫效率要求大于 90%，则需加大钙硫比或加入添加剂，很不经济；某些特定场合则要求达到更高的脱硫效率，很难实现。脱硫灰渣综合利用较困难。

本工程由于要求脱硫效率及其严格，且脱硫场地较紧张，采用喷雾半干法脱硫工艺无法满足电厂烟气排放要求，估不采用此法烟气脱硫。

4、氨法脱硫

工艺特点：脱硫剂氨与 SO₂ 反应速度快、完全，吸收剂利用率高；与石膏法工艺比较，具有较低的运行成本；可生产高质量和高附加值的硫酸铵肥料；无废物处理。因尾气经过水逆流洗涤，所以逸氨量小于 10ppm；氨法脱硫工艺对煤种的要求不高，高硫煤的经济效益更好，有利于降低锅炉燃煤成本。

氨法脱硫工艺是近年来发展比较快的一种烟气脱硫技术。国家发改委 2005 年赴美进行了氨法烟气脱硫工艺考察。通过这次考察，对我国是否鼓励、引导、支持在大型火电机组或者其它需要烟气脱硫的设施上采用氨法脱硫技术，按照循环经济发展要求，提升烟气脱硫产业化发展水平，提出了以下意见及建议：①氨法烟气脱硫的副产品为硫酸铵肥料，工艺过程中不产生废水，在技术上是成熟的。②是否采用氨法脱硫技术的关键是氨的来源是否可靠，以及硫酸铵肥料的出路。③在设计和操作过程中，烟气中残留氨和铵盐类气溶胶能否得到有效控制，仍是需要高度关注的问题。④由于液氨或高浓度的氨水属危险化学品，在吸收剂的选择及管理、运输上应结合安全性、经济性进行论证，严格按照国家要求的安全管理办法进行管理。⑤与传统的石灰石-石膏法相比，结垢问题不明显，但由于硫酸铵溶液中硫酸根离子的浓度较大，腐蚀问题相当严重，因此对于防腐的设计要求更高。

考虑本工程脱硫场地紧张，液氨或高浓度的氨水属危险化学品，在运输、管理上安全性要求较高，本工程不推荐氨法脱硫。

5、循环流化床干法脱硫

1) 工艺特点：

① 系统简单，流程短，控制回路少，操作控制简单，所需操作人员少。动设备少，运行可靠，日常维护方便，介质无腐蚀，所以系统无需采取任何防腐措施，这样一次性投资低，运行维护费用较低。
② 由于循环流化床干法烟气脱硫工艺增加了烟尘浓度，因此需要设置布袋除尘器，方可保证烟气排放小于 30mg/Nm³。

③ 能够完全脱除几乎 100% 的 SO₃，因此烟囱不用防腐，这样一是可大大减少停炉时间，二是可大大节省烟囱的防腐费用及运行维护费用。本项目采用烟囱背后旁路布置，不影响正常的机组运行，只需不到十天的停炉接驳时间。

④ 对负荷及燃料种类含硫量适应能力强。德国鲁奇公司在捷克 PILSEN (五台炉共用一座吸收塔)、STUZA 电厂 (六台炉共用一座吸收塔)，已得到成功应用。榆社电厂的清洁烟气再循环装置满足了低负荷烟气量的

运行。循环流化床干法烟气脱硫工艺设有清洁烟气再循环装置，特别适用于调峰机组及多炉共用一塔的工艺布置，已得到广泛应用，可满足该项目当两台炉停运时，确保脱硫系统正常稳定运行。

⑤ 脱硫效率较高，循环流化床干法烟气脱硫工艺在 Ca/S 比为 1.2 左右，脱硫率可达到 90% 以上，在 Ca/S 比为 1.3 左右，脱硫率可达到 95% 以上，完全可满足新的环保标准。

⑥ 与氨法脱硫相比无氨逃逸带来的后续污染问题，无脱硫后烟气加热要求和产品蒸发、烘干要求，蒸汽耗量极低，无除盐水和循环水消耗，对降温用水的水质无要求。脱硫剂价格便宜，不属于危险化学品，运输储存危险性小，因此其运行费用较低，不需要储存库房。

⑦ 副产物为 $\text{CaSO}_3 \cdot 1/2\text{H}_2\text{O}$ 、 CaF_2 、 $\text{CaCl}_2 \cdot \text{Ca}(\text{OH})_2 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$ 等。主要用途：土地回填、矿井回填、防噪声墙、道路基层、石膏砖、地面砂浆、墙板砂浆、肥料、湿法石灰石烟气脱硫工艺的吸收剂。

⑧ CFB-FGD 烟气脱硫系统具有很强的适应性和可操作性，能够自动跟随锅炉的负荷变化而自动调整脱硫的运行状态。

※对煤质含硫量变化的适应性

烟气循环流化床干法脱硫技术（CFB-FGD），可完全适应煤种变化的要求。当煤质含硫量发生变化时，脱硫系统不需要增加任何工艺设备，只须调整系统的运行状态，改变 Ca/S ，改变吸收塔内的床层压降即可。

当烟气中含硫量发生突变的时候，脱硫系统也能够保持出口烟气含硫量不会超标，这是由于脱硫塔内有大量的物料，其中含有大量的吸收剂，完全能够将仪表和控制产生的滞后时间进行缓冲，因此脱硫系统在含硫量发生突变时 SO_2 和烟尘排放浓度值变化不显著并且能够迅速恢复到额定 SO_2 和烟尘排放浓度值，此时脱硫效率仍不小于 91%。

※对锅炉负荷变化的适应性

当锅炉负荷降低时，进入脱硫系统的烟气量和 SO_2 量减少，所需的脱硫剂及物料循环量也相应减少，通过以下三种措施的操作，使脱硫系统适应这种锅炉负荷的变化，具体如下：

a、保证脱硫系统的操作气流速度能使文丘里管及文丘里管后流速保证在 CFB 运行流速范围内，从而保证塔内的正常流化及稳定的脱硫效率；

b、通过调节流量控制阀的排灰口截面，控制反应塔内的压降，保证低负荷时保证脱硫效率所需的固体颗粒浓度；

c、通过对吸收塔出口温度及 SO_2 量的监控，调节喷水量及吸收剂加入量，保证最佳的流化效果。

※对主系统启停的适应性

在要求脱硫系统停机时，脱硫系统将自动快速关闭吸收塔喷水和脱硫灰循环，利用引风机的惰走抽力，数秒时间内即可基本排空吸收塔，几分

钟内除尘器系统和脱硫灰循环系统即可停止，系统不需要特别的维护和保养；在脱硫系统启动时，通过除尘器灰斗将所收集的物料循环回吸收塔，在数分钟内可以重新建立流化床，使系统进入正常的工作。

⑨ 脱硫效率比石灰石—石膏法和氨法较低，脱硫后需设除尘设施。

所以本项目采用循环流化床干法脱硫后需配高除尘效率的布袋除尘器，采用电除尘器或其它型式的除尘器均不能满足环保要求。

循环流化床干法脱硫工艺的副产物脱硫灰主要用于填埋。目前还未找到合适的填埋场地。而且脱硫效率也不能达到本项目的要求，故本工程不推荐采用循环流化床干法脱硫工艺。

6、多循环稳定双碱法脱硫

1) 多循环稳定双碱法脱硫工艺的主要特点是：

(1) 技术成熟，运行可靠性高，可用率高。

(2) 对燃料变化的适应性强，脱硫效率高，一般可达 95% 以上。

(3) 用 NaOH 脱硫，循环液基本是水溶液，对水泵、管道、设备均无腐蚀与堵塞现象，便于设备运行与保养。

(4) 吸收剂的再生与脱硫液的固液分离发生在塔外，减少了塔内结垢的可能性。

(5) 投资低，运行成本低；占地面积小，布置灵活。

2) 双碱法脱硫工艺方案设计

(1) 脱硫工艺流程

工艺流程主要包括三部分：烟气系统、脱硫液系统、脱硫副产物处理系统。

A、烟气系统

烟气从锅炉除尘器出来后，通过引风机进入脱硫系统。在脱硫系统中，烟气先经过急冷段的预脱硫和进一步的除尘，然后进入吸收塔，在塔内完成脱硫洗涤，洁净烟气由塔内除雾器除雾脱水，最后通过烟囱排空。由于烟气脱硫在除尘器之后，所以对锅炉原有除尘器的运行状态不会产生任何影响。不会改变原有除尘器干灰的质量，不会对原有除尘器产生任何腐蚀。FGD 系统设有旁路烟道，上有旁路挡板。

B、脱硫液系统

脱硫液（钠盐）在吸收塔内与二氧化硫充分接触、反应后，经塔下部的塔釜，部分溶液流入反应池，与石灰浆液进行再生反应，反应后进入沉淀池，清液返回塔釜，在塔釜中补充一定量的烧碱液，由循环水泵泵入吸收塔循环使用。

C、脱硫副产物后处理系统

脱硫液在反应池再生后，烧碱得到再生，二氧化硫以石膏的形式在沉淀池内沉淀下来，上清液回流到脱硫液流程中循环使用，沉降物泵入真空

带式脱水机进行脱水处理。脱水后的脱硫渣（主要成分为亚硫酸钙和硫酸钙）外运处理。脱硫渣可用于填埋底料、筑路、建筑生产材料等用途，不会造成二次污染。

（4）对脱硫药剂的要求

本工程使用的脱硫药剂为石灰和烧碱。

本脱硫系统中，石灰为主要消耗品，石灰为普通工业级，石灰粒度要求在 100 目以上，有效含量为 80%左右，属于一种价廉易得的商品。烧碱有效含量为 50%左右。

7、石灰石-石膏湿法烟气脱硫

石灰石（石灰）—石膏湿法脱硫是目前世界上技术最成熟、应用最广，运行也最为可靠，已成为世界商业性 FGD 的主导。德国的 Bischoff 公司、Steimuller 公司，日本的三菱重工、川崎重工，美国的 B&W 公司等多家公司开发研究这种工艺，特别在美国、德国和日本，应用该脱硫工艺的机组容量约占电站脱硫装机总容量的 90%，应用的单机容量已达 1000MW。

石灰石-石膏湿法烟气脱硫工艺是最为人们熟知并经受住运行考验的脱硫方式。且当地石灰石资源丰富，结合石灰石/石膏湿法烟气脱硫工艺特点，脱硫效率较高，在 90%~95%，完全能满足最新环保标准要求。另外石灰石/石膏脱硫工艺的副产品综合利用途径广泛，既减少环境污染又增加了企业收入。

根据国家发改委《关于加快火电厂烟气脱硫产业化发展的若干意见》“燃用含硫量大于 1%（含 1%）并且容量大于 200MW（含 200MW）的机组，建设烟气脱硫设施应重点考虑采用石灰石-石膏湿法脱硫工艺技术。”目前石灰石-石膏湿法烟气脱硫工艺已作为国家政策推荐的脱硫技术。

石灰石-石膏湿法烟气脱硫工艺的主要特点是：

（1）该工艺适用于任何含硫量的煤种的烟气脱硫，适用范围广，不受燃煤含硫量与机组容量的限制。

（2）脱硫效率高，一般可达 95%以上，脱硫后的烟气不但二氧化硫浓度很低，而且烟气含尘量也大大减小，采用湿法脱硫工艺，二氧化硫脱除量大，有利于地区和电厂实行总量控制。

（3）技术成熟，运行可靠性好，美国、日本、德国脱硫机组容量的 80%左右均采用此工艺，其可利用率达 98%以上，由于其发展历史长，运行经验多，因此不会因脱硫设备而影响锅炉的正常运行。

（4）脱硫吸收剂采用当地资源丰富、价廉易得的石灰石，且钙利用率高，钙硫比≤1.05。

（5）脱硫副产品为二水石膏，主要用途是用于生产建材产品和水泥缓凝剂。不仅能增加企业效益、降低运行费用，而且可以减少脱硫副产物

的处置费用。

(6) 近年来, 国内外对石灰石-石膏湿法工艺进行了深入的研究及不断的改进, 通过技术的进步和创新, 设备占地面积、造价以有大幅度降低。

(7) 鉴于石灰石-石膏湿法工艺技术的不断推广, 大部分设备已完全采用国产设备, 不仅减少成本及投资, 而且有利于维修、缩短供货期等。

5.3 烟囱-脱硫塔“烟塔合一”脱硫技术介绍

随着国家对 SO_2 等大气污染排放指标提出更高的要求, 如何选择最佳烟气脱硫 (flue gas desul-furcation, FGD) 工艺方案, 有效解决中小型锅炉机组烟气脱硫改造过程中存在的上述问题, 是项目得以最优化实施的关键所在。烟囱-脱硫吸收塔“烟塔合一”脱硫技术在中小锅炉机组的脱硫改造过程中, 通过具体工程项目的实施得到了实际检验。运用该技术可合理优化烟气脱硫系统配置, 有效降低工程造价和工程实施风险。

1. 烟囱-脱硫吸收塔“烟塔合一”技术介绍

(1) “烟塔合一”技术在以往的工程实践中被定义为取消常规锅炉排烟烟囱, 通过烟囱和冷却塔合二为一的方式, 使冷却塔既保持原有冷却散热功能, 又取代烟囱排放经脱硫后的锅炉烟气, 该技术仅适用于设置冷却塔设备的新建大中型火力发电厂。该技术以德国 SHU (Schwabische Hartetechnik Ulm GmbH&Co. KG) 公司为主要代表, 在德国等地区已存在广泛的商业应用, 其原理图如图 1 所示。烟囱-冷却塔合二为一技术主要强调在火力发电厂中利用冷却塔自身高度和烟气扩散能力取代烟囱的排烟功能, 将脱硫后的烟气排放至大气环境中, 仅适用于设置冷却塔设备的新建大中型火力发电厂。对于拥有中小型工业锅炉的企业, 因不设冷却塔设备, 无法实现烟囱-冷却塔合二为一, 降本增效的目的难以实现。

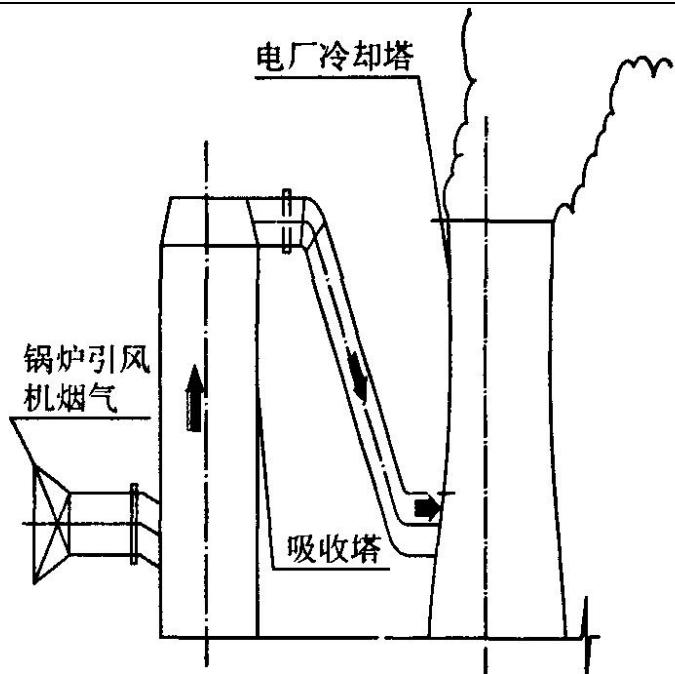


图 1 烟囱-冷却塔原理图

(2) “烟塔合一”技术, 应用在新建锅炉机组同步设计烟气脱硫系统或原有锅炉机组以下烟气脱硫改造过程中, 通过采用脱硫吸收塔和锅炉排烟烟囱合二为一的结构形式, 赋予了“烟塔合一”技术全新的定义, 其原理图如图 2 所示。

烟囱-脱硫吸收塔合二为一技术则可针对性的解决上述问题。

日本石川岛株式会社(IHI)于 20 世纪 80 年代就已针对中小型工业锅炉的特点进行了烟囱-脱硫吸收塔“烟塔合一”的系统设计, 并在日本国内及海外建造了多个“烟塔合一”脱硫改造项目, 经多年的发展已日趋成熟。2000 年, 上海电气(SEC)与 IHI 在中国合资成立了专业大气污染治理环保企业 SECIHI, 将“烟塔合一”技术结合国内项目特点进行了进一步优化集成。

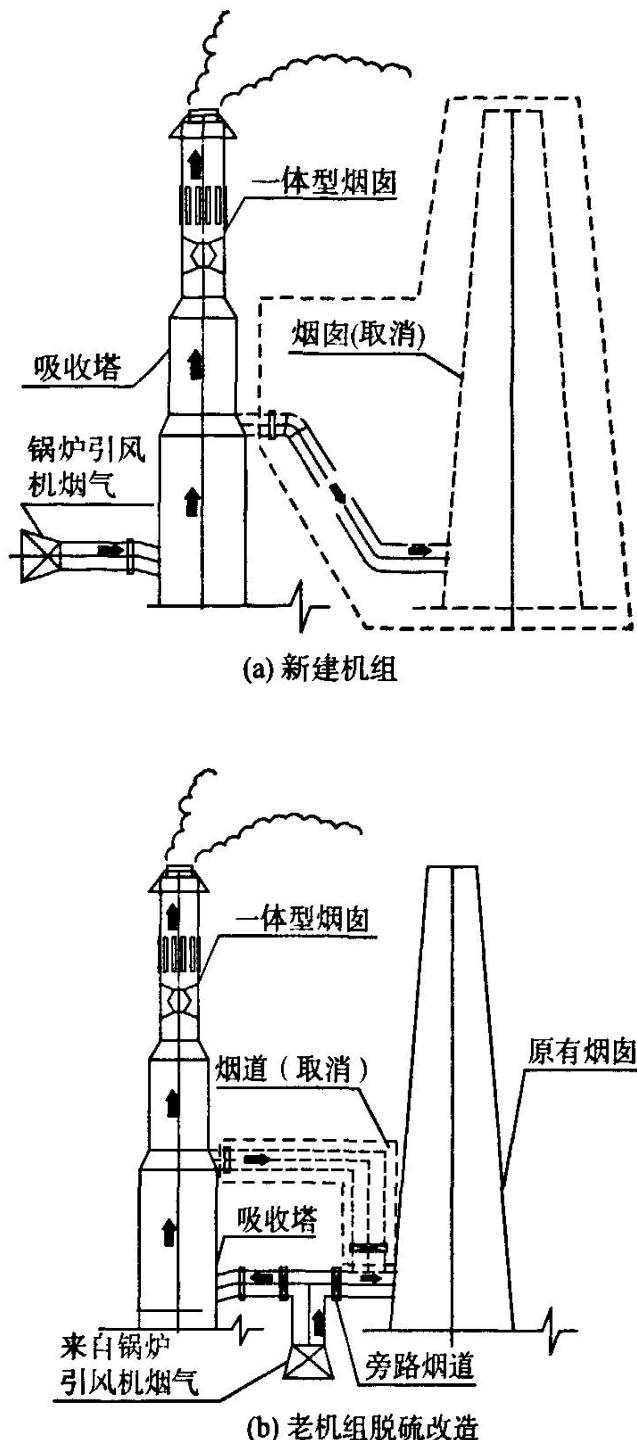


图 2 烟囱-脱硫吸收塔“烟塔合一”原理图

2. “烟塔合一”脱硫技术主要特点

“烟塔合一”技术相对传统脱硫技术形式, 具有以下特点。

(1) 节约工程占地面积。如图 2 所示, “烟塔合一”技术将排烟烟囱置于吸收塔塔顶, 使二者合并成为一套兼顾脱硫反应和达标烟气扩散两项功能的核心子系统。在进行系统整体布布局时, 无需将脱硫反应后的洁净烟

气引入原有老烟囱,即无需考虑脱硫后洁净烟气烟道的场地走向,可非常紧凑地安排设备的布局,系统占地面积可节省 20%以上。

(2)合理优化系统配置,减少工程投资费用。由于洁净烟气经吸收塔直接排放,与传统脱硫技术比较,取消了配套的烟气挡板门、烟道主材、烟道保温材料等设备或材料,节约了初期投资成本,并在一定程度上简化了系统内设备启停的运行控制逻辑。

(3)减少原有设施改造时间成本和风险成本。目前,国内烟气脱硫项目普遍不设置烟气换热器 (Gas Gas Hese, GGH),因此,新建锅炉机组需具备防腐蚀功能的烟囱,老机组则要对原有老烟囱进行防腐改造。①采用“烟塔合一”技术的新建机组脱硫项目,将省去原本需单独设置且内壁具有防腐处理的烟,减少了工程实施的时间成本,见图 2(a),②采用“烟塔合一”技术的老机组改造脱硫项目,虽在脱硫吸收塔上部另行设置排烟烟囱,但省去了对原有烟囱法进行防腐改造的工作量,规避了老厂原有烟囱和烟道因使用年限较长而可能存在的各种施工风险,另外对于老机组改造,将会有效缩短因接口改造而造成的主机停炉时间。见图 2(b)。

(4)有效降低系统日常运行能耗。因无需设置脱硫后洁净烟气烟道(见图 2),脱硫系统压力损失可有效降低 500~700Pa (随场地布置发生变化),系统每小时节约电耗超过 100kW·h,一体化烟囱通过特殊的构件设计,可有效拦截并回收脱硫后饱和烟气所析出的冷凝水,回收效率可达 90%,尤其在冬季室外温度较低,饱和烟气排烟过程中温降 ΔT 超过 3℃时析出较多的冷凝水,节约水耗特点更显著。

(5)广泛适用于中小型新建、改造项目,“烟塔合一”技术通过与石灰石-石膏法,镁法,钠法、海水法等湿法脱硫主反应工艺的有机结合,可广泛适用于中小型新建、改造项目,达到减小占地、节约投资的目的。表 1 为“烟塔合一”技术同传统脱硫技术特性对比。

表 1 中小型“烟塔合一”技术同传统脱硫技术特性对比

| 对比项目 | “烟塔合一” 脱硫 | 传统形式脱硫 |
|----------|-----------|--------|
| 工程占地 | 紧凑 | 一般 |
| 设备配置 | 简单 | 较复杂 |
| 建设或改造周期 | 较短 | 较长 |
| 改造项目实施风险 | 较小 | 较大 |
| 运行控制逻辑 | 较简单 | 较复杂 |
| 系统运行能耗 | 较低 | 较高 |
| 工程总造价 | 较低 | 一般 |
| 实际工程适用性 | 中小型锅炉机组 | 无特殊限制 |

5.4 推荐方案

基于上述各烟气脱硫工艺方案的特点及热源厂的客观外部环境条件，本工程选用湿式石灰石-石膏法脱硫工艺对烟气脱硫净化系统进行设计，2台75t/h锅炉共用1台脱硫塔，并采用烟囱-脱硫塔“烟塔合一”技术。工艺布置采用正压脱硫，烟塔直排，塔外循环，引风机加压进入脱硫塔，配套水循环系统、自动控制系统、内部增加脱硫增效器、加药制备系统、副产物处理系统，保证锅炉运行时烟气中SO₂排放浓度能达到国家及地方环保局规定的排放标。

5.5 石灰石-石膏法湿法脱硫系统组成：

1. SO₂吸收系统
2. 烟气系统
3. 脱硫浆液制备系统
4. 循环池系统
5. 氧化空气系统
6. 副产物处理系统

5.6 主要技术指标

| 序号 | 指标内容 | 单位 | 数值 |
|----|-------------------------|--------------------|-------|
| 1 | SO ₂ 脱除率 | % | ≥96.5 |
| 2 | 烟气脱硫反应器出口温度 | ℃ | ~54 |
| 3 | 脱硫塔出口SO ₂ 浓度 | mg/Nm ³ | ≤30 |

5.7 主要技术要求

1、本方案对于脱硫系统的性能要求包括

(1)脱硫系统应达到技术先进，所有设备的设计和制造必须符合安全可靠、连续有效运行的要求，设备的可用率要求达到98%。

(2)脱硫系统的设计能保证脱硫装置发生故障、停用、检修时不影响机组的正常运行。

(3)脱硫系统对机组的安全、稳定运行不产生影响。脱硫系统运行时不得降低机组的出力，不得影响锅炉效率。

(4)脱硫系统的负荷范围与锅炉负荷范围相协调，保证单台锅炉负荷在40%~110%最大连续出力、负荷调整速度为5%/min的情况下，脱硫系统具

有良好的调节特性。

(5) 脱硫塔阻力不大于 1400Pa

(6) 脱硫后的烟气排放时夹带的水份不超过 75mg/Nm³。

(7) 系统根据煤种含硫量、灰份、锅炉负荷变化等具有自动调节功能，保证系统脱硫效率稳定达标。

(8) 本方案自动化程度比较高，设备比较先进，在效率保证期间，人力、动力、用水、用热和脱硫剂的费用由招标方负责。各项准备工作及设备的调整、替代费用由我方承担。

2、本方案的烟气脱硫装置，包括所有必要的辅机至少满足以下总的要求进行设计、生产安装和运行。

—采用当代先进、成熟、可靠技术，造价经济、合理，便于运行维护。

—所有的设备和材料是高质量的。

—高的设备可利用率。

—最小的运行费用。

—简单的观察、监督、维修。

—需求最少的运行人员。

—确保人员和设备安全。

—节省能源、水、原材料和占地。

—脱硫装置的调试对机组运行的影响降至最低，投标方提交切实可行的调试计划。

—装置的设计保证能快速启动并投入运行，在负荷波动时有优良的适应性，以及在运行条件下能可靠和稳定的连续运行。

能达到如下运行特性：

(1) 烟气脱硫装置能在锅炉 BMCR 工况及锅炉最低稳燃负荷之间的任何负荷点持续安全运行。在锅炉运行时，FGD 装置和所有辅助设备投运对锅炉负荷和锅炉运行没有干扰。而且，装置适于二氧化硫和烟尘污染物浓度在最小值和最大值之间任何值运行，并保证污染物浓度二氧化硫在设计条件下不超过要求的排放值。

(2) 整套 FGD 系统及辅助装置的设置能够满足整个系统在各种工况下运行的要求，FGD 装置及其辅助设备的启动、正常运行监控和事故处理能在 FGD 控制室得到相应的控制，同时也可以在就地进行与系统运行相关的操作。如果某台设备出现故障(例如水泵等)，备用设备可以迅速投入运行，且不会影响装置的运行。

(3) FGD 装置的检修周期与机组的要求一致。在 FGD 装置停机期间，需要冲洗和排水的设备(如：石灰石浆液喷淋系统和脱硫产物脱水系统的管道、箱等)易于实现自动冲洗和排水。

(4) 脱硫岛在设计上留有足够的通道，包括施工、检修需要的吊装

及运输通道。

(5) 对整套装置运行性能有影响的所有易于损耗, 磨蚀或易于出现故障的设备(例如喷嘴、泵、管道等), 即使有备用品, 其设计和安装也易于更换、检修和维护。

(6) 烟道和箱罐等设备配备足够数量的人孔和检查孔, 所有人孔将根据如下最小规范: 圆人孔的最小直径为 600mm; 其它开孔和检查孔入口的最小面积为 0.5m^2 , 同时最小横向长度为 600mm; 所有人孔的底边高于基础或平台之上最小为 500mm; 所有的人孔和检查孔采用铰接连接, 易于开关, 并有良好的气密性; 全部的检查孔和人孔附近都提供维护平台, 并提供必要的安全设施。

(7) 所有设备和管道, 包括烟道、膨胀节等在设计时考虑设备和管道发生故障时能承受最大的温度热应力和机械应力。所有设备和管道, 包括烟道的设计考虑最差运行条件(压力、温度、流量、污染物含量)及事故情况下的安全裕量。

(8) 选用的材料适应于运行条件, 并估计充分的腐蚀余量。设计和安装时能避免断裂, 现场不进行异种钢材焊接。

(9) 塑料管和 FRP 管需防备机械损伤(例如用钢管包裹或者是用角钢保护)。

(10) 所有设备与管道等的布置考虑系统功能的实现和运行工作的方便。

(11) 电动机的冷却方式不采用水冷却。

(12) 所有浆液泵为防腐耐磨的全金属或衬胶结构, 泵的轴承密封形式采用机械密封。所有浆液罐、地坑的搅拌器充分考虑防腐耐磨要求。

(13) 脱硫岛所有室外布置系数设备管道及仪表按最低气温条件考虑防冻措施, 确保脱硫系统能够在该最低环境温度条件下正常运行、备用、检修而不发生冻结。必要的管道采用电加热进行加热。

(14) FGD 装置和设备噪声水平满足强制性国家标准: 《工业企业设计卫生标准》(GBZ1-2002)。

(15) 系统设置单独的脱硫塔地坑, 可将冲洗和排放废水收集, 泵送至脱硫系统循环使用。

5.8 性能与质量

• 脱硫效率

当燃用设计煤种, 锅炉负荷 30%–110%BMCR 工况下, FGD 的脱硫效率不小于 96.5%。• FGD 装置出口 SO₂ 排放浓度

当燃用设计煤种时, 锅炉负荷 50%–110%BMCR 工况下, 确保 FGD 出口 SO₂

浓度不超过 30mg/Nm³。在所有运行测试点或当负荷改变时，都应满足这一要求。

• 可利用率及使用寿命

FGD 可利用率大于 98%，可用寿命 20 年。

• 材料寿命

所有由不锈钢或由高镍合金衬里和包裹的部件允许腐蚀量不超过 0.1mm/年所有钢衬橡胶件或钢衬玻璃鳞片要求不少于 5 年

5.9 工艺流程设计

5.9.1 脱硫工艺的开发

目前，全世界投入使用且成熟的烟气脱硫 (FGD) 技术不下几十种，主要分为湿法、半干法、干法等几大类。常用的干法有电子束照射法、脉冲电晕放电法，半干法有喷雾干燥法，湿法有石灰石/石膏法、氧化镁法、双碱法、氨水洗涤法等。炉内喷钙/尾部增湿活化法则介于炉内脱硫和干法脱硫之间。

电子束照射法、脉冲电晕放电法皆是利用高能电子使烟气中 H₂O、O₂ 等分子激活、电离或裂解，产生强氧化的自由基，然后由自由基把 SO₂、NO_X 催化氧化成 SO₃、NO₂ 等，再加入氨水等，生成硫铵及硝铵，属于目前国外较为先进的技术，但在国内目前还处于工业化装置的试验阶段。由日本原公司等科研机构开发的电子束照射法技术，已经在我国成都热电厂建立了一套示范工程。该方法的优点是能同时脱硫脱氮，去除率高，以氨作为脱硫剂时，能够副产硫铵及硝铵，且无废水问题。但该法耗电量大，国内生产的烟气辐射装置目前还未达到在大型锅炉应用的规模，必须从国外进口。对电子加速器产生的 X 射线，建筑上必须考虑混凝土防辐射，投资较高。

喷雾干燥法通常采用石灰石乳液为脱硫剂，在喷雾干燥反应塔内雾化后吸收 SO₂，反应的烟气进电除尘器或袋式除尘器收尘。半干法反应产物在塔底和除尘器以干灰的形式排出，脱硫效率一般在 75~85% (当与后续袋式除尘器配套使用能取得较佳效果，脱硫效果能达到 90%)。该法对控制水平要求较高，旋转喷雾器转速、进出塔温差、气液比都是必须严格控制调节的因素。该法在国内电厂、垃圾焚烧炉方面均有应用，例如引用日本三菱重工技术的青岛黄岛电厂。炉内喷钙/尾部增湿活化法是炉内喷石灰石粉，在空气预热器与电除尘器之间设活化反应器喷入水雾，在 Ca/S=2 时，脱硫效率一般在 70~80%，但炉内喷钙/尾部增湿活化法其总体投资远高于炉外脱硫。

湿法脱硫是现在脱硫工艺发展的主要方向，湿法脱硫不会对锅炉出力产生影响的特点促使其成为现行脱硫工艺中应用最广的方法。其中湿式钙法(石灰石(石灰)/石膏法)是当前世界上技术最成熟、实用业绩最多、运行状态最稳定的脱硫工艺，其脱硫副产物石膏的处理一般有抛弃和回收两种方法，这主要取决于市场对脱硫石膏的需求、石膏质量以及是否有足够的堆放场地等因素。本工程采用石灰石做为脱硫剂，脱硫剂制备系统中除去石灰石中的硅铁成分，生石灰石遇水变成熟石灰石，通过与烟气中的 SO₂ 反应，生成亚硫酸钙，强制氧化后生成石膏。

目前，拥有湿式钙法脱硫技术的公司较多，其反应原理基本类似，主要工艺区别集中在脱硫塔结构的不同，例如填料塔、喷淋空塔、鼓泡塔、液柱塔等。填料塔由于结垢堵塞问题，已较少使用。各种类型的脱硫塔各有特点，均有成功的业绩，其中喷淋空塔采用雾化喷嘴，烟气与吸收剂雾滴接触，既可保证充分吸收，又无塔内结垢堵塞之忧，并且系统阻力较小，有利于引风机的节能，故使用最为广泛。

项目选用“湿式石灰石/石膏法”烟气脱硫技术，吸取国外成熟经验，通过工程实践和自主研发产生的湿法烟气脱硫技术，其特点是：采用石灰石/石膏湿法脱硫工艺，脱硫塔采用喷淋空塔，在世界上处于先进水平。脱硫设施运行稳定、效率高，彻底解决了湿法脱硫的技术关键和难点，展示了该项脱硫技术的优势和特点。

5.9.2 工艺说明

脱硫系统

描述系统组成

本工程吸收区设 1 座石灰石粉仓，石灰石浆液箱布置应在设计时统一考虑。

粉仓的总有效容积按锅炉在设计工况下 3 天(每天 24 小时)的石灰石粉总消耗量设计。石灰石粉仓应设有顶部除尘通风系统和仓底流化系统。石灰石粉仓的设计运行压力应保持微负压，以避免漏粉、冒粉现象发生。粉仓底部设 1 个卸粉口，每个卸粉口下都应装设手动插板门，其下方再设置旋转给料阀。

粉仓出口应设有取样口和取样装置，以便化验和控制石灰石粉的品质。为使卸粉顺畅，粉仓底部应设置足够面积的气化装置，并且布置合理。

粉仓气化用气由气化风机提供，应设 2 台三叶罗茨气化风机(1 用 1 备)和 1 台电加热器。石灰石粉仓采用钢制粉仓应分别配有一套完整的卸车接受系统所必要的配套设施，如仓顶粉料分离设备、连接管道、卸车连接软管及接头、阀门等。石灰石粉卸车考虑利用运输罐车自带的气力输送装置直接将石灰石粉卸入石灰石粉仓，故石灰石粉仓的高度应能满足运输罐车

直接卸车的需要。

粉仓应设置除尘系统，除尘系统采用带自吹扫、加热干燥和控制装置的布袋除尘器，除尘器出口的洁净气体中最大含尘量小于 $30\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。

粉仓的额定内压应按粉料气力装卸系统和粉仓气化系统运行和事故可能产生的最大压力考虑，并配置安全压力(真空)释放门。

为了除尘器和料位计等的检修维护，每个粉仓应设计有检修起吊设施和从地面通至粉仓顶部所必需的楼梯、平台、栏杆等，粉仓顶部四周还应设有栏杆，这些楼梯、平台、栏杆、检修起吊设施的支架等均采用钢结构。石灰石粉仓区域应设置地面清洗及排污系统。

FGD 系统设置一个石灰石浆液箱，其总有效容积按不小于锅炉所需在设计工况下 8 小时的石灰石浆液总耗量设计。石灰石浆液箱为钢制，内衬防腐防磨材料(玻璃鳞片树脂)。

在系统运行过程中，为避免石灰石浆液箱的液位计探头被污染而影响控制性能，该液位计探头应设有防污染装置。

脱硫塔中上部主要包括：1 层增效器、4 层喷淋层、1 级除雾器、除雾器冲洗以及 1 套湿式静电除尘器和相应的支撑部分。外部附件包括 PH 计、液位计及相应管道等。脱硫塔及其内部组件、外部附件及水循环系统组成。脱硫塔内烟气上升流速控制在 $3\text{~}4\text{m}/\text{s}$ 。塔内配有 4 层喷淋层，每组喷淋层由带连接支管的母管和喷嘴组成。本套工程中管道采用 FRP 材质，喷嘴采用碳化硅材质，并且考虑采用涡流喷嘴，以防出现堵塞及破损现象，影响脱硫系统的运行和脱硫效率的保证。喷淋组件及喷嘴的布置设计均匀覆盖脱硫塔上流区的横截面。喷淋系统采用组合制设计，4 层喷淋层每层配一台与之相连接的循环泵。

脱硫塔配 4 台浆液循环泵。运行的浆液循环泵数量根据锅炉负荷的变化和对吸收浆液流量的要求来确定，在达到吸收效率要求的前提下，可选择最经济的泵运行模式以节省能耗。

脱硫后的浆液流入循环池进行沉淀处理，或由渣浆泵送到脱水间，进入旋流分离器，分离后再通过真空皮带脱水机处理。脱水后的石膏进行外运或综合利用。处理后的浆液经脱硫泵循环使用。

脱硫后的烟气通过除雾器来减少烟气中所携带的水份，经过二层除雾器处理后烟气的水份携带量不大于 $75\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。除雾器采用传统的顶置式布置在脱硫塔顶部，除雾器由防腐性能好的 PP 材料制作，以防止被烟气及浆液腐蚀，型式为水平折流型，除雾器定期用清水冲洗，以防止阻塞而造成的除雾效果降低。考虑到堵塞和除雾效果两个相互矛盾的因素，本期工程中适当加大叶片间距，减小除雾器堵塞的概率。

※副产物处理系统

脱硫系统中 SO_2 通过与 CaCO_3 的反应，生成亚硫酸钙和亚硫酸氢钙，

这两样产物不利于处理，在空气中不稳定，易氧化生成硫酸络合物，设置两台氧化风机，向脱硫塔的循环池中鼓入空气，使亚硫酸钙与亚硫酸氢钙强制氧化反应，生成二水硫酸钙(石膏)。

氧化后的硫酸钙浆液，通过渣浆泵输送到石膏旋流器进行分离，石膏旋流器底流进入真空皮带脱水机进行脱水或经压力机脱水，制成含水量小于10%的石膏。

(3) FGD 废水处理系统

本期不考虑废水处理系统。产生的废水考虑回用。按照工艺要求排放的废水，由废水回用池排放到厂区排水管网。

2 影响 SO₂ 脱除效率和能耗的参数

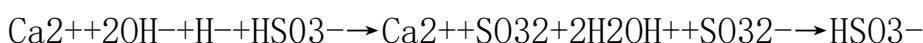
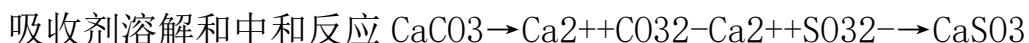
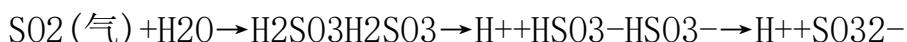
| | 值 | SO ₂ 脱除率 | 能耗 |
|---------------------------|---|---------------------|----|
| 脱硫塔循环流量 | 个 | 个 | 个 |
| PH值 | 个 | 个 | = |
| 石灰石活性 | 个 | 个 | = |
| 烟气流量 | 个 | ↓ | 个 |
| SO ₂ FGD进口浓度 | 个 | ↓ | = |
| 烟气中C1含量 | 个 | ↓ | = |
| 说明：个：表示升高；↓：表示下降；=：表示无影响。 | | | |

3 反应机理

其基本化学原理可分为以下几个部分：

强氧化石灰石/石膏法脱硫的反应机理如下：

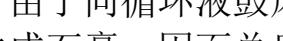
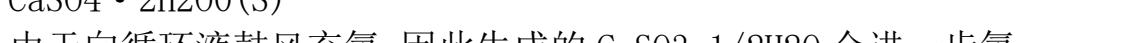
气相二氧化硫转为液相



氧化反应

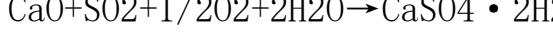


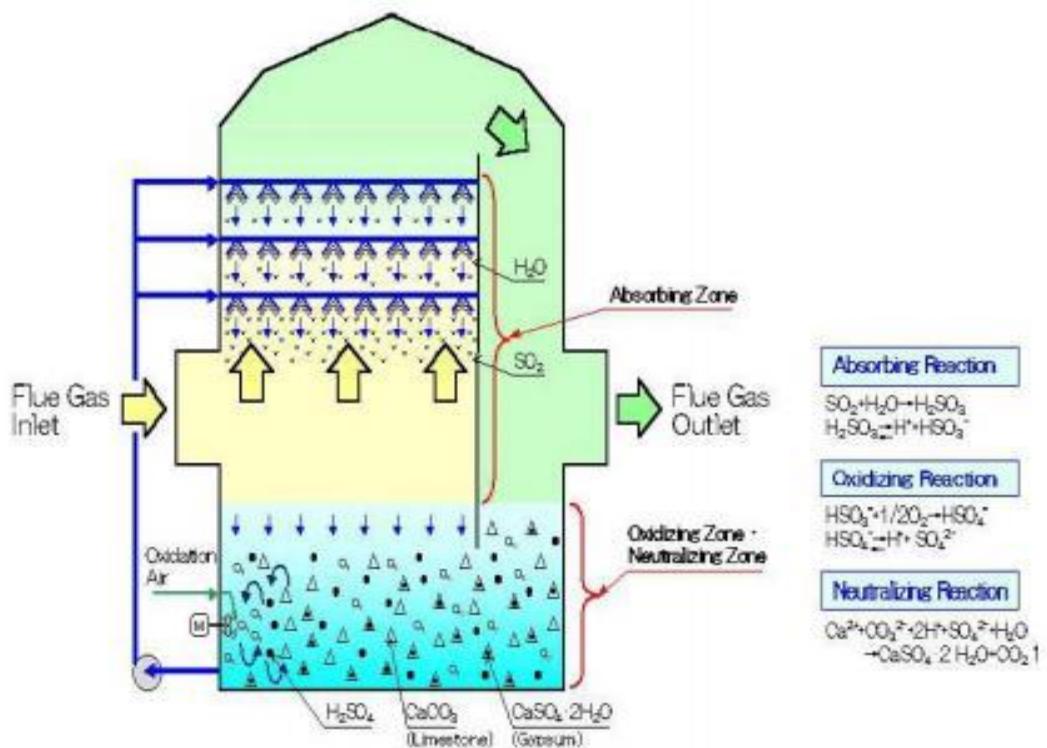
结晶析出



由于向循环液鼓风充氧，因此生成的 CaSO₃ · 1/2H₂O 会进一步氧

而生成石膏，因而总反应式为：





二氧化硫吸收原理图

5.10 工艺特点与优势

本项目湿式石膏法烟气脱硫技术具有以下特点和优势：
 脱硫效率高，可高达 99.9% 以上，特别适用于中高硫份的烟气脱硫；
 投资省，运行费用低，装置往高处发展，占地少，布置紧凑；

- (1) 操作简便。自动化控制水平高，操作人员易于掌握；
- (2) 系统位于锅炉引风机之后，脱硫系统相对独立，运行不会影响主体设施，且维护检修方便；
- (3) 脱硫成本低；
- (4) 系统阻力小，脱水效果好，内防腐完善，寿命长；
- (5) 副产物综合利用途径好，符合国家二氧化硫产业技术政策。

5.11 工艺设施设计

5.11.1 脱硫塔

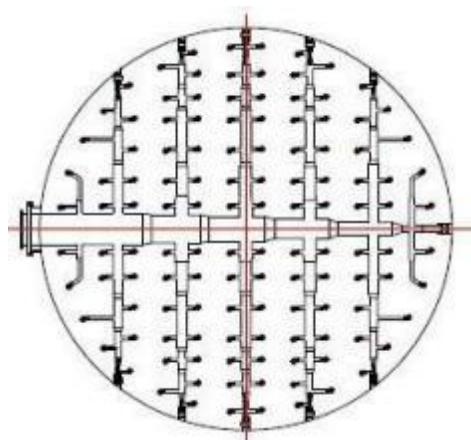
本期 FGD 系统的脱硫塔采用立式喷淋塔，2 台锅炉共用一台脱硫塔，内有搅拌器、氧化空气分布系统、喷淋层、除雾器等。设计寿命 30 年以

上。其有关技术参数如下：

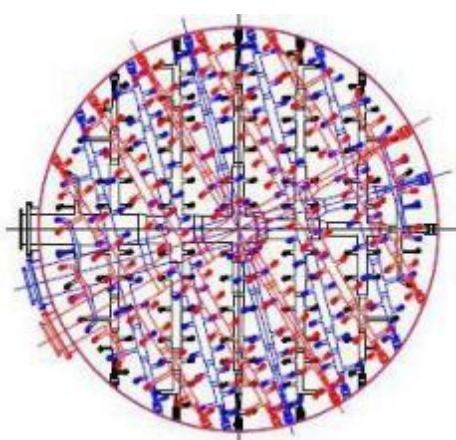
| | |
|----------|-------------|
| 脱硫塔内径： | 6.7m |
| 脱硫塔高度： | 27m |
| 塔顶烟筒内径： | 3.5m |
| 脱硫塔材料： | 碳钢 |
| 防腐形式： | 玻璃鳞片+内衬麻石防腐 |
| 烟塔直排总高度： | 45m |
| 脱硫塔数量： | 1座 |

5.11.2 浆液喷淋系统

吸收塔内部浆液喷淋系统由分配管网和喷嘴组成，系统的设计能均匀分布喷淋量并确保石灰石浆液与烟气的充分接触和反应，浆液循环泵按照单元制设置。浆液喷淋系统宜应采用 FRP。浆液联箱不仅能在母管内均匀分布浆液，而且也能把浆液均匀分配给连接喷嘴的支管。所有喷嘴应能避免快速磨损、结垢和堵塞，喷嘴材料采用碳化硅或相当的材料制作。



浆液喷淋系统示意图



喷淋系统布置示意图

5.11.3 吸收塔浆液循环泵

吸收塔浆液循环泵把吸收塔浆池内的浆液循环送至喷嘴。循环泵按照

单元制设置(每台循环泵对应一层喷嘴)。

吸收塔浆液循环泵能达到如下特殊要求：吸收塔浆液循环泵为离心叶轮泵(无堵塞泵设计和安装考虑易于拆换和维修的要求。离心式)，叶轮由防腐耐磨材料制成。浆液循环泵要求采用直联。浆液循环泵配有油位指示器、机械密封、联轴器罩和泄漏液收集设备等其他附件。浆液循环泵入口必须设滤网。



5.11.4 氧化风机

氧化风机采用单级高速离心式风机。氧化风机共设置两台，一运一备，流量裕量为 10%，压头裕量为 20%。压力损失考虑管道阻力及液面阻力后留有 10%的余量。Q=600Nm₃ /h, H=88kPa, 电机功率：45kW

5.11.5 工艺水箱



有效容积：27m³ 材质：碳钢 FGD 供水在考虑使用原水(工艺水)外，同时考虑使用浓水、循环水等电厂生产中产生的废水，以达到节约用水的目的。

的。除提供系统内制浆、冲洗、除雾器冲洗、管束等。



5.11.6 除雾器

除雾器安装在吸收塔上部，用以分离净烟气夹带的雾滴及粉尘。除雾器出口烟气湿度不大于 $75\text{mg}/\text{Nm}^3$ (干基) 除雾器的设计应保证其具有较高的可利用性和良好的去除液滴效果。除雾器系统运行时根据给定或可变化的程序，既可进行自动冲洗，也可进行人工冲洗。材料：PP，2 级位置：位于脱硫塔顶部。系统阻力 $<200\text{Pa}$ 。

5.11.7 脱硫增效器

脱硫增效器技术指在逆流喷淋的基础上增设一块或者多块穿流孔板，将增效器全面布置在整个吸收塔的横截面，使烟气进入吸收塔后被均匀分布在整个截面。增效器是带有小孔。烟气从增效器下往上流动，浆液从增效器上喷射下来，烟气和浆液在增效器表面发生强烈掺混，形成泡沫层，泡沫层具有很大的气液接触界面，对 SO_2 具有良好的吸收能力。烟气由吸



收塔入口进入，形成一个涡流区。烟气由下至上通过脱硫增效器后流速降

低，并均匀通过吸收塔喷淋区。吸收塔内设置托盘，但不需要降低吸收塔的高度，而是通过增加气液接触，降低了客观需要的喷淋密度。脱硫增效器采用合金钢制作，厚道为 4mm，孔径为 40mm，开孔率为 40%。

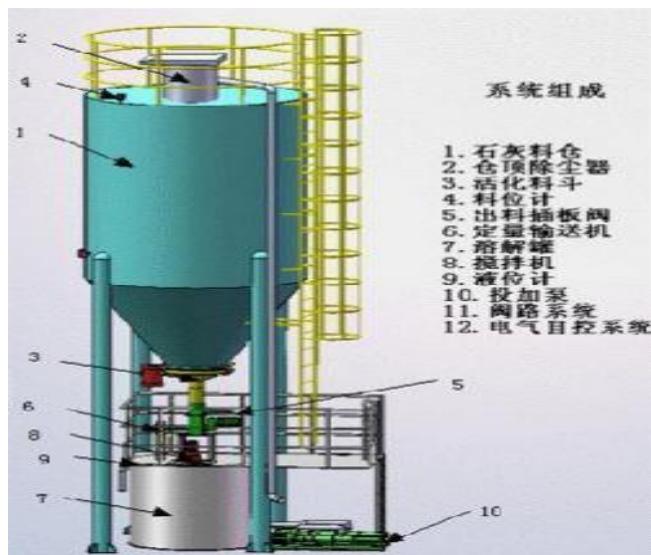
5.11.8 循环池池

循环池池顶设置顶置搅拌器，氧化风机、曝气装置。

5.11.9 石灰石料仓

石灰石粉仓有效容积 80m³。

5.11.10 石灰石粉给料机



石灰石粉仓设置 1 台给料机，给料机的出力应不小于 2 台炉燃用校核煤种 BMCR 工况石灰石粉耗量的 100%。给料机按连续运行设计，给料机设在粉仓出口，给料机在满负荷下也必须能启动。

5.11.11 石灰石浆液箱

FGD 系统设置一个石灰石浆液箱，其总有效容积按不小于锅炉所需在设计工况下 8 小时的石灰石浆液总耗量设计。石灰石浆液箱为钢制，内衬防腐防磨材料(玻璃鳞片树脂)。

5.11.12 石灰石浆液泵和搅拌器

本工程设石灰石浆液泵 2 台, 一运一备, 每台泵的容量应不小于锅炉设计工况下石灰石浆液总耗量的 120%, 并满足浆液管道最低循环流速的需要。

5.12 通用设备设计

5.12.1 循环泵

(1) 1#循环泵

流量: 750m³ /h

数量: 1 台

(2) 2#循环泵

流量: 750m³ /h;

数量: 1 台

(3) 3#循环泵

流量: 750m³ /h;

数量: 1 台

(4) 4#循环泵

流量: 750m³ /h;

扬程: 22m;

材质: 耐腐耐磨

扬程: 24m;

材质: 耐腐耐磨

扬程: 26m;

材质: 耐腐耐磨

扬程: 28m;

数量: 1 台 材质: 耐腐耐磨

适用范围: 介质温度-20~90℃以内, 酸碱类介质工况。20%含固量(体积比)以内的料浆或清液。颗粒粒径在 6mm 之内。

吸收塔浆液循环泵把吸收塔浆池内的浆液循环送至喷嘴。循环泵按照单元制设置(每台循环泵对应一层喷嘴)。

5.12.2 罗茨风机

参数: N=45KW

数量：2台(1用1备)

氧化风机采用单级高速离心式风机。

氧化风机共设置两台，一运一备，流量裕量为10%，压头裕量为20%。压力损失考虑管道阻力及液面阻力后留有10%的余量。

5.12.3 搅拌器

数量：2台

在循环池及箱体和容器中应提供搅拌设备，以防止浆液沉降结垢。

5.12.4 石灰石浆液泵

参数：流量20m³/h；扬程：30m；

电机功率：7.5KW；工作电压：380V；

数量：1台(1用1备)

材质：耐腐耐磨

适用范围：各种浓度的盐酸、液碱，既适用清液也适用料浆，使用温度-20~80℃。除非另外指出，所有泵为连续运行。

本工程设石灰石浆液泵2台，1运1备，每台泵的容量应不小于锅炉设计工况下石灰石浆液总耗量的120%，并满足浆液管道最低循环流速的需要。

5.12.5 石膏泵

参数：流量20m³/h；

电机功率：11KW；

数量：2台(1用1备)

扬程：40m；

工作电压：380V；

材质：耐磨防腐

5.12.6 工艺水泵

参数：流量60m³/h；扬程60m；

电机功率：30KW；工作电压：380V；

数量：2台（一用一备）

工艺水系统满足FGD装置正常运行和事故工况下的冲洗水、排放水。所有冲洗水、排放水在岛内形成闭路循环，实现水的循环利用。



用

5.12.7 喷淋喷嘴

用于将浆液雾化，使浆液与烟气中的SO₂充分反应。采用形式为涡流喷嘴。

材料：碳化硅；

先进性：碳化硅喷嘴具有优良的高温机械性能、高强度、耐磨损、耐腐蚀、抗热震、相对比重小等优点。

5.12.8、石灰石浆液箱搅拌器



参数：允许温度70℃；工作电压：380V；

电机功率：4KW；数量：1台

特点：搅拌器采用减速机变速形式，浆液部分均采用碳钢衬胶材质，在保证搅拌器刚性的同时，保证搅拌器不被腐蚀。

5.12.9、仓顶袋式除尘器

参数：采用布袋式；数量：1台

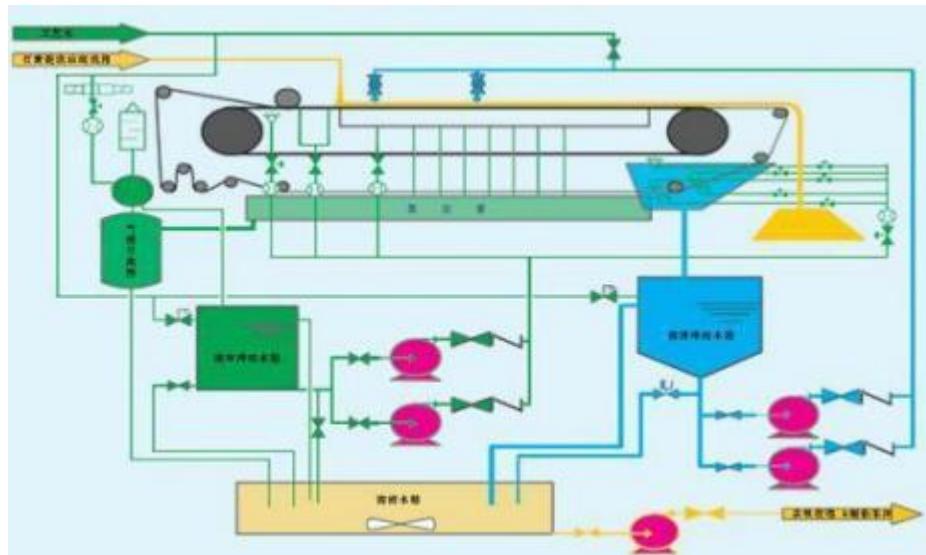
运行：加入石灰石时防止扬尘。

5.12.10 真空皮带脱水机

数量：1套

尾浆处理部分采用真空皮带脱水机以滤布为过滤介质，是充分利用物料中的和真空吸力实现固液分离的高效分离设备，经汽车外运出厂，滤液经滤液泵回流到脱硫塔底部。石膏二级脱水系统主要由真空皮带脱水机、真空泵、滤布冲洗水箱及滤布冲洗水泵、滤饼冲洗水箱及滤饼冲洗水泵、滤液箱及滤液泵等组成。

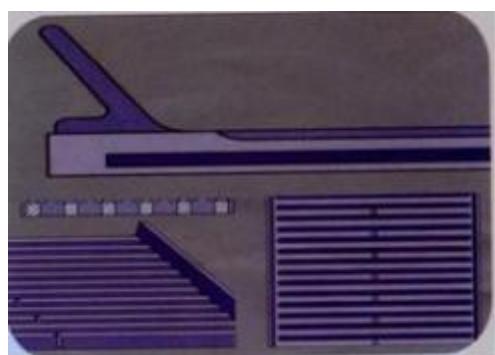
如真空皮带脱水系统示意图所示：



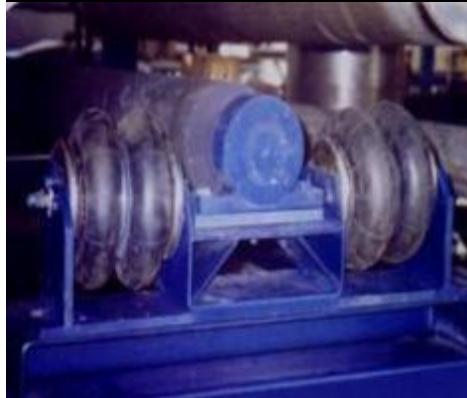
真空皮带脱水系统示意图



真空盒及升降装置



胶带



胶带及支撑装置

纠偏装置

1) 主要部件

➤ 真空盒升降装置

真空盒与打孔胶带的距离是通过真空盒升降装置来调节，以利于摩擦带更换，并用固定装置进行固定，如图所示。

➤ 胶带及其支撑装置

胶带可连续运转，材质采用SBR，如图所示。胶带支撑装置采用平面水润滑支撑结构，即在过滤面胶带两侧设有支撑板，板上开有水槽并通入润滑水(如图所示)，使胶带运行在水膜上，可以减少胶带的磨损，有利于延长胶带的使用寿命和减小运行阻力。

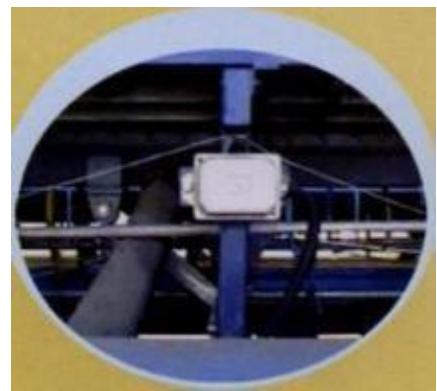
➤ 纠偏装置

纠偏装置的作用是保证滤布在工作范围内，避免跑偏而影响皮带机正常运行。纠偏装置采用气囊气缸推动纠偏辊偏转一定角度来纠正滤布的偏移，如图所示。

➤ 清洗装置

滤布清洗装置是为了保证滤布的孔道不被堵塞，在滤布进入下一工作循环中能够正常工作，本设备采用清水喷射胶带和滤布。滤饼冲洗装置是保证脱硫石膏的品质，减少滤饼中的杂质及溶解的氯离子，如图所示。

➤ 胶带张紧装置



胶带张紧装置通过丝杆调节胶带张紧度，以保证胶带有足够的摩擦力，并保证不发生跑偏现象，如图所示。



滤饼冲洗装置



张紧装置

滤饼冲洗水流量开关
紧急停车拉线开关

紧急停车拉线开

➤控制仪表设备

真空皮带机控制系统中有真空盒密封水流量低报警、滑台润滑水流量低报警、真空泵工作进水流量低报警、滤布冲洗水流量低报警等用途的流量开关。同时也装有滤饼冲洗水检测用的电流流量计，一旦达到设定报警范围，将报警并有信号送至PLC系统。图是滤饼冲洗水流量开关：

设备工作现场有紧急拉线开关(如图所示)，当工作现场出现紧急情况时，现场操作人员可以根据现场情况紧急拉动紧急停车开关，使设备紧急停车，以保证设备安全。

系统装有超声波测厚仪，如图所示，输出4~20mA模拟量信号至PLC系统，PLC系统将根据反馈电流调节变频器频率，控制传动电机的运行转速，以保证获得稳定厚度的滤饼。系统上装有胶带跑偏极限的定位开关和滤布跑偏极限定位开关，一旦跑出跑偏极限范围，将有信号送至PLC系统，整套系统停车。正常工作情况下滤布可以存在小范围左右摆动现象，设备本身有自动纠偏装置。



饼测厚仪

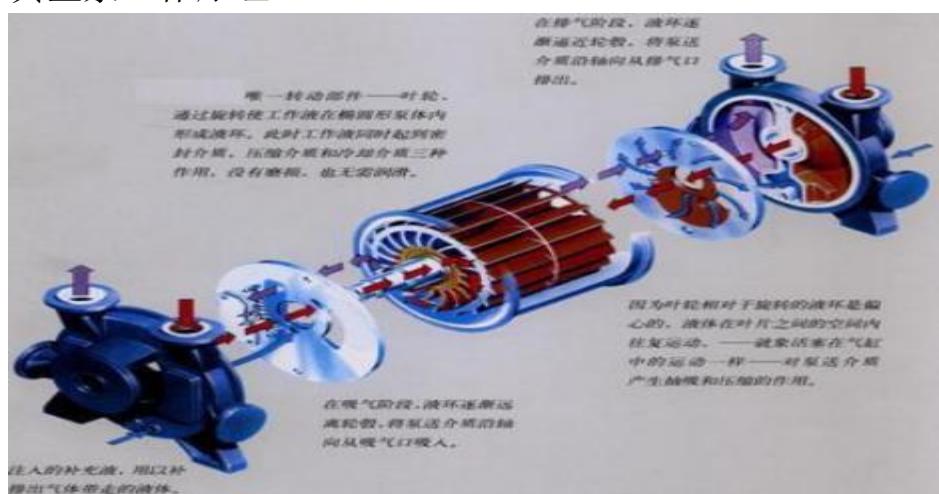
胶带极限定位开关

滤布极限定位开关

2) 真空泵

水环真空泵的工作原理如图所示。

真空泵工作原理



水环真空泵的常规管路连接如图所示



水环真空泵管路连接系统

5.13 自动控制系统

5.13.1 设计依据

- (1) 《小型火力发电厂设计规范》GB50049-2011
- (2) 《火力发电厂烟气脱硫设计技术规程》DL/T5196-2004
- (3) 《火力发电厂热工自动化设计技术规定》NDGJ16-89
- (4) 《火力发电厂分散控制系统在线验收测试规程》DL/T659-1998
- (5) 《火力发电厂热工自动化系统控制运行维护规程》DL/T774-2004
- (6) 《火力发电厂设计技术规程》DL5000-2000
- (7) 《火力发电厂热工控制系统设计技术规定》DL/T5175-2003

5.13.2 控制水平

1) 本工程脱硫系统采用PLC实现对脱硫系统进行远方启/停控制, 正常运行的监视和调

整和保护。PLC的控制对象如下：

----脱硫烟气系统

----吸收塔系统

----电气(包括有：脱硫系统的配电柜和保护)。

2) 本工程PLC控制系统设置电子设备间、烟气检测室。在已有的控制室内设操作员站、工程师站，方便调试人员对脱硫岛仪控系统的调试和运行人员的操作，操作人员可在控制室实现现场设备启、停等操作。

3) PLC的配置及功能

PLC的系统网络结构拓扑图。

1) 本次工程的脱硫采用一套PLC系统。PLC系统设一套操作员站和一套工程师站(兼操作员站)。提供的PLC满足脱硫系统全部测量、控制、联锁保护的功能。PLC控制系统，提供最先进的编程特性，易于组态便于安装，它的CPU具有强大的功能，如内装PID，结构化编程，中断控制，间接寻址及各种功能模块，能完成复杂的操作。

2) 本工程脱硫控制设1套PLC控制系统，PLC机柜就地设置，就地不设操作员站，操作员站设置在已有建筑的脱硫控制室，在机炉控制室设有上位机，并通过联网与机炉PLC系统相联，实现在任一操作员站对PLC的有效控制。同时可实现控制权限的分层以避免出现交叉控制的情况。

3) 脱硫控制系统湿法脱硫PLC控制系统的机柜、处理器、卡件等单元机组(每两炉为一单元)和公用系统分开设置。运行人员在机炉控制室内，通过联网的LCD操作员站对五台锅炉脱硫系统和公用系统进行启/停控制、正常运行的监视和调整以及异常与事故工况的处理，而无需现场人员的操作。

作配合。其主要功能系统包括：数据采集系统(DAS)、顺序控制系统(SCS)、模拟量控制系统(MCS)、电气控制系统(ECS)。

4) 操作人员在湿法脱硫控制室将通过PLC对湿法脱硫系统进行监视和控制操作。

5) 烟气连续排放监测系统(CEMS)测量，包括吸收塔进、出口烟道上设 SO_2 、 NO_x 、 CO 、 O_2 、烟气流量、烟气粉尘浓度、压力、温度等监测，分析测量采用多组份气体分析仪，测量信号在湿法脱硫-PLC中进行监测和控制。分析设备为操作全自动化，即包括校正程序，冷凝液排放等全自动控制，并具有压力、温度补偿功能等。

本工程具体特点控制系统情况如下：

PLC的功能：

数据显示、报警、事故追忆、性能计算等。

调节回路主要有：

吸收塔循环液pH值——脱硫剂添加量自动调节

吸收塔浆液排放——排浆阀自动控制

吸收塔烟道喷水——喷水调节阀自动控制

此外，对设备及各工艺系统进行程序启停控制及联锁保护。

5.13.3 自控设计内容

1 系统方案

控制管理系统采用分布式计算机控制系统，它集成了当代计算机技术、通信技术特点于一身。采用这种结构可使生产过程中的信息能够方便的集中管理、操作和优化；同时，也使得控制危险分散，提高系统可靠性。

控制室与机炉制室合用。

设备控制方式如下：

现场手动模式：设备的现场控制箱、控制柜、执行机构上的“就地/远程”开关选择“就地”方式时，通过现场控制箱、控制柜执行机构上的按钮实现对设备的启/停、开/关或调节操作。

遥控模式：即远程手动控制方式。现场控制箱、控制柜执行机构上的“就地/远程”开关选择“远程”方式，且控制站的操作面板上选择“遥控”方式时，操作人员通过中控系统操作站的监控画面用鼠标器或键盘选择“遥控”方式并对设备进行启/停、开/关或调节操作。

自动模式：现场控制箱、控制柜、执行机构上的“就地/远程”开关选择“远程”方式，且现场控制站的“自动/遥控”设定为“自动”方式时，设备的运行完全由控制站根据实际工况及生产要求来完成对设备的运行、开/关或调节控制。

2系统构成

(1) 控制室

烟气脱硫检测控制系统电子设备间布置在控制室。

负责实时采集各类数据和信号。

在监视器显示总工艺流程图，分段工艺流程图，系统图，工艺参数，电气参数，电气设备运行状态等。

在线性能计算的能力：系统能计算及其部件的各种效率和性能值，这些值和各种中间计算值在显示器显示，性能计算能包括：脱硫效率计算，石灰利用率计算，石灰浆泵效率等。

操作站以人机对话方式指导操作，自动状态下，可用键盘或鼠标器设定工艺参数，控制电气设备。

根据采集到的信息，建立数据库，保存工艺参数，电气参数，电气设备运行状态，报警数据，故障数据，并自动生成工艺参数的趋势曲线。管理人员可通过对工艺曲线进行分析、研究，进一步改进工艺运行方案，提高生产效率。

按生产管理要求打印年、月、日、班运行报表，报警报表，故障报表及工艺流程图，实时报警打印和故障打印。

设应急电源，保证在发生停电故障时该系统仍能安全可靠地运行。

与工厂管理系统联网，实现资源共享、综合管理。

（2）系统架构

根据本厂工艺流程和总平面布置，结合被控设备的位置和供配电范围，按照控制对象的区域、设备量为划分的原则，设脱硫控制站及操作站，脱硫控制站、操作站与机炉控制站、操作站之间由工业以太网进行数据通信。脱硫工程师站与脱硫操作站合用。

网络系统采用客户/服务器模式，自适应10/100Mbps传输速率，全双工通信，网络传输介质采用双绞线，网络系统布线统一考虑，综合利用，配置网络操作系统及相关应用软件。

（3）主要控制设备

工业以太网：100Mbps，现场总线：>1Mbps。控制器；控制器的选型充分考虑其可靠性、先进性、可扩充性，应能满足中高控制性能的要求。

控制器的输入输出控制点留有20%以上的余量。

选用模块化的分布式控制系统，且支持现场总线协议。

输入信号全部为隔离型，输出信号均有保护，模拟输入信号的分辨率不小于12位。模拟输出信号的分辨率不小于12位。

现场总线适配器采用隔离型。各种接口模块必须可带电插拔。操作员站：

工业控制计算机：

19英寸工控机箱；PIV处理器；硬盘容量：>120G；内存；>512M22”

显示器

应急电源：应是静态整流器/逆变器型，并有储能电池，并应对指定的设备提供在线不间断电源，它在主电源不附合规定要求时，避免设备的破坏或扰动。

（4）现场检测仪表

对于脱硫系统，整个过程需要依靠分布在各工艺工段的在线仪表实时的监测和分析。因此检测仪表全部应选用高精度、高稳定性、免维护的智能传感器、变送器。现场检测仪表选配如下：

温度：低温测量传感器选用Pt100热电阻，吸收塔入口烟气温度采用三选二报警方式。压力：智能压力变送器，腐蚀环境选用选传变送器

差压：智能差压变送器，测量范围在0~0.125~1.5Kpa内的选用智能微差压变送器；腐蚀环境选用选传变送器

物位：吸收塔选用电容式物位变送器；粉仓选用物位开关；浆液箱、水箱选用浮球物位变送器；

酸碱度：智能PH分析仪

烟气分析：CEMS在线分析仪(测量：温度、压力、流量、O2含量、SO2含量)

3系统功能

系统功能包括：数据采集系统(DAS)、模拟量控制系统(MCS)、顺序控制系统(SCS)

（1）数据采集系统(DAS)；

通过通讯总线可以与系统其它部分进行通讯，可以连续检测浆液制备系统、烟气脱硫吸收系统及工业水废水系统运行的所有运行参数和所有机电设备的运行状态，以便及时向操作人员提供有关的运行信息，实现系统安全经济运行。一旦机组出现任何异常情况，系统立即报警，提高了机组的可利用率。系统主要包括如下功能：

过程变量输入扫描处理。

固定限值报警处理，并可报警切除。

显示：包括操作显示、流程图形显示、模拟图显示、趋势图显示、成组参数显示、报警显示等。

制表记录及打印：包括定期记录、事故顺序记录、事故追忆记录、设备运行记录、报警记录、跳闸一览记录等。

历史数据存储和检索 (HSR) 历史数据存储和检索性能计算

(2) 模拟量控制系统 (MCS)：

通过通信总线与系统其他部分进行通讯。控制系统包括由按照控制回路划分的各个子系统构成，通过这些子系统实现以机组及辅助系统的调节控制。主要控制回路：

烟气温度调节：通过烟道降温喷水量，将反应塔入口烟气温度控制在小于100°C。在特殊情况下有安全措施。

脱硫性能控制：通过对脱硫塔液位、脱硫塔PH和脱硫塔排出浆液流量的控制来维持脱硫系统的脱硫性能指示，维持实现主要的物料平衡控制。

石灰浆制备控制：通过浆液箱液位和浆液浓度控制回路来保证石灰浆制备控制系统给吸收塔供足够的浆液，并使浆液浓度保持在一定范围以内。同时连锁保护制备系统的各种重要电机。

(3) 顺序控制系统 (SCS)：

通过通信总线与系统其他部分进行通讯。控制范围包括在控制室内监视和控制的所有阀门和挡板及设备保护和联锁。各控制回路进行自动顺序操作，目的是为了在机组启、停时减少操作人员的常规操作，并在设备故障或紧急情况下连锁设备停止。在可能的情况下，各子组项的启、停能独立进行。对于每一个控制回路其相关设备，他们的状态、启动许可条件、操作顺序和运行方式，均在CPT上显示出系统画面。包括脱硫系统启动、停止顺序控制及制浆系统顺序控制以顺序控制功能组等。

设计的主要控制功能组如下：

吸收塔循环系统功能组；

吸收塔排放系统功能组；

吸收塔入口烟道事故冷却系统功能组；

浆液制备系统功能组；

工业水废水系统功能组；

(4) 电缆、管览及桥架的敷设安装：

电缆桥架采用全封闭、防尘、防火、防烟气污染及机械损伤，对电信、计算机及控制用电线电缆有抗干扰功能的槽式电缆桥架。电费桥架进行安全保护接地；仪表、设备就位后进行电缆敷设。桥架内强电(220V)电缆与信号电缆(DC24V)用分隔隔离。

5.13.4 电源系统

脱硫系统的PLC及脱硫系统内的其他仪表电源及控制装置的电源来自脱硫系统接UPS电源。

5.14 设备的维护和保养

5.14.1 循环泵的维护与保养

1、在设备运转中,须定期添加润滑脂,间隔时间及注入的量与泵的转速、轴承规格、连续工作时间、泵的停开次数、周围环境和运转温度等许多因素有关,而且润滑脂过量会引起轴承过热,应合理及时地加润滑脂,具体加入量请参阅说明书中“润滑脂用量及润滑周期表”的有关要求。

2、备用泵应每周将轴转动1/4圈,以使轴承均匀地承受静载荷和外部振动。

5.14.2 风机的维修和点检

1、点检出口消声器、安全阀、皮带罩、皮带、压力表等是否有异常情况。

2、当齿轮油不符合要求时,应更换齿轮油。

3、当轴承润滑油较少时,用油脂枪加油到规定量。

5.14.3 石灰石浆液泵的维护

在设备运转中,须定期添加润滑脂,间隔时间及注入的量与泵的转速、轴承规格、连续工作时间、泵的停开次数、周围环境和运转温度等许多因素有关,而且润滑脂过量会引起轴承过热,应合理及时地加润滑脂,具体加入量请参阅说明书中“润滑脂用量及润滑周期表”的有关要求。

5.14.4 渣浆泵的维护保养

1、在运转过程中可定期通过轴承体上的两个油嘴加入润滑脂，过多会引起轴承发热，加润滑脂的周期和量随运转工况不同，变化较大，在使用中须逐步积累经验，须注意润滑脂必须保持清洁，不允许进入脏物。

2、备用泵长时间放置不动时，建议每周用转动2次，每次2分钟，以使滚动轴承均匀受载。

5.14.5 搅拌器的维护保养

搅拌器在运行过程中，检查油位是否位于油位以上，如果低于标记油位，应加油至规定油位。

脱硫系统在长时间运行后，应进行系统维护，一般维护周期为6个月。在烟气含尘量较大时，应适当缩短维护周期。主要维护部位包括：螺旋喷嘴雾化效果是否正常、仪器仪表的定期清洗、循环泵内部磨损情况、管道是否堵塞(由于停泵后，未进行清水冲洗所致)。

5.15 石灰石—石膏湿法系统运行分析

5.15.1 2×75t/h 锅炉运行分析

1、主要技术经济指标

| 序号 | 项目名称 | 指标 | 备注 |
|----|----------------------|-------------------------|----|
| 1 | 烟气流量 | 450000m ³ /h | |
| 2 | 烟气温度 | 140℃ | |
| 3 | SO ₂ 排放浓度 | 30mg/Nm ³ | |

| | | | |
|---|--------|-------------|--------------|
| 4 | S02脱除量 | 76. 5kg/h | |
| 5 | Ca/S | 1. 05 | |
| 6 | 石灰石粉用量 | 240. 62kg/h | Ca0纯度52. 16% |

2、主要工艺计算

(1) 烟气中S02含量

$$M1=450000Nm^3/h \times 200mg/Nm^3 = 90kg/h$$

脱硫量

根据要求, S02排放从200mg/Nm³ 降为30mg/Nm³, 符合国家最新限值,

经计算脱硫率为85%, S02去除量为:

$$90kg/h \times 85\% = 76. 5kg/h$$

实际S02排放量为: 90-76. 5=13. 5kg/h

石灰石用量

$$Y=76. 5 \times 1. 05 \times 100/64=125. 51kg/h$$

上式中: CaCO₃ (石灰石) 分子量100, S02 (二氧化硫) 分子量为64。

石膏生成量计算

按全部硫100%转化为石膏, 则最大石膏生成量为:

$$M_{max}=76. 5 \times 172/64=205. 59kg/h$$

上式中: CaSO₄·2H₂O (石膏) 分子量172。

石灰石耗量

Ca0纯度按52. 16%计, M_{CaCO₃}=125. 51 ÷ 0. 5216=240. 62kg/h

5. 15. 2 年石灰石消耗量、脱硫石膏生成量及水消耗量

1、年石灰石消耗量

| 序号 | 机组型号 | 石灰石耗量 (t/h) | 运行小时 (h/a) | 日耗量 (t/d) | 年耗量 (t/a) |
|----|------|----------------|---------------|--------------|--------------|
| | | | | | |

| | | | | | |
|---|---------|--------|------|-------|--------|
| 1 | 2×75t/h | 0.2406 | 4004 | 5.297 | 963.44 |
|---|---------|--------|------|-------|--------|

年石灰石消耗量为963.44t，日运行时间按22h计，日耗量为5.294t。

2、脱硫石膏生成量

| 序号 | 机组型号 | 石膏生产量 (t/h) | 运行小时 (h/a) | 日产量 (t/d) | 年产量 (t/a) |
|----|---------|----------------|---------------|--------------|--------------|
| 1 | 2×75t/h | 0.20559 | 4004 | 4.523 | 823.18 |

年脱硫石膏生成量823.18t。

3、工业水耗量

| 序号 | 机组型号 | 水耗量 (t/h) | 运行小时 (h/a) | 日耗量 (t/d) | 年耗量 (t/a) |
|----|---------|--------------|---------------|--------------|--------------|
| 3 | 2×75t/h | 19.5 | 4004 | 429 | 78078 |

年消耗工业水量 78078t。

第6章 除尘工艺方案

6.1 设计依据及标准

2X75t/h 锅炉除尘器的设计、制造、测试、验收必须满足现行使用的规范和标准，这些规范和标准如下：

| | |
|--------------------|---------------|
| 《火电厂大气污染物排放标准》 | GB13223-2011 |
| 《锅炉大气污染物排放标准》 | GB13271-2014 |
| 《锅炉烟尘测试方法》 | GB/T5468-91 |
| 《工业企业噪声控制设计规范》 | GBJ87-85 |
| 《钢结构设计规范》 | GB50017-2014 |
| 《钢结构工程施工及验收规范》 | GB50305-95 |
| 《袋式除尘器安装技术要求与验收规范》 | JB/T8471-2010 |
| 《袋式除尘器用滤料及滤袋技术条件》 | GB12625-1990 |
| 《袋式除尘器性能测试方法》 | GB12138-89 |
| 《脉冲喷吹类袋式除尘器》 | JB/T8532-2008 |
| 《电器装置安装工程施工技术条件》 | GBJ232-82 |
| 《建筑抗震设计规范》 | GB50011-2010 |
| 《固定式钢斜梯》 | GB4053. 4-83 |
| 《固定式工艺钢平台》 | GB4053. 4-83 |
| 《焊接 H 型钢》 | YB3301-2005 |
| 《工艺管道施工及验收》 | GBJ253-82 |

6.2 各类除尘器工作原理介绍

6.2.1 布袋除尘器

布袋除尘器的工作原理如下：含尘气体由下部敞开式法兰进入过滤室，较粗颗粒直接落入灰仓，含尘气体经滤袋过滤，粉尘阻留于袋表，净气经袋口到净气室，由风机排入大气。当滤袋外表的粉尘不时增加，程控仪开端工作，逐一开启脉冲阀，使紧缩空气经过喷口对滤袋停止喷吹清灰，使滤袋忽然收缩，在反向气流的作用下，赋予袋表的粉尘疾速脱离滤袋落入灰仓，粉尘由卸灰阀排出。

6.2.2 脉冲除尘器

脉冲除尘器主要由上箱体、中箱体、灰斗、进风均流管、支架滤袋及喷吹安装、卸灰安装等组成。含尘气体从除尘器的进风均流管进入各分室灰斗，并在灰斗导流安装的导流下，大颗粒的粉尘被别离，直接落入灰斗，而较细粉尘平均地进入中部箱体而吸附在滤袋的表面上，洁净气体透过

滤袋进入上箱体，并经各离线阀和排风管排入大气。随着过滤工况的停止，滤袋上的粉尘越积越多，当设备阻力到达限定的阻力值（普通设定为1500Pa）时，由清灰控制安装按差压设定值或清灰时间设定值自动关闭一室离线阀后，按设定程序翻开电控脉冲阀，停止停风喷吹，应用紧缩空气霎时喷吹使滤袋内压力聚增，将滤袋上的粉尘停止抖落（即便粘细粉尘亦能较彻底地清灰）至灰斗中，由排灰机构排出。

6.2.3 旋风除尘器

旋风除尘器加设旁路后其工作原理是含尘气体从进口处切向进入，气流在取得旋转运动的同时，气流上、下分开构成双旋蜗运动，粉尘在双旋蜗分界处产生激烈的别离作用，较粗的粉尘颗粒随下旋蜗气流别离至外壁，其中局部粉尘由旁路别离室中部洞口引出，余下的粉尘由向下气流带入灰斗。上旋蜗气流对细颗粒粉尘有汇集作用，从而进步除尘效率。这局部较细的粉尘颗粒，由上旋蜗气流带向上部，在顶盖下构成激烈旋转的上粉尘环，并与上旋蜗气流一同进入旁路别离室上部洞口，经回风口引入锥体内与内部气流集合，净化后的气体由排气管排出，别离出的粉尘进入料斗。

6.2.4 静电除尘器

含尘气体从静电除尘器顶部进风口进入设备后，以高速经过旋风别离器，使含尘气体沿轴线调整螺旋向下旋转，应用向心力，除掉较粗颗粒的粉尘，有效地控制了进入电场的初始含尘浓度。然后，气体经下灰斗进入电场工作，由于下灰斗截面积大于内管截积数倍，依据旋转矩不变原理，径向风速和轴向风速急剧降低产生零速界面而使内管中的重颗粒粉尘沉降于下灰斗内，降低了进入电场的粉尘浓度，低浓度含尘气体经电收尘而凝聚在阴阳极板上，经清灰振打而将搜集的粉尘由锁风排灰安装保送走。为了避免内管旋风和电场极板振打后在下灰斗内构成的二次扬尘，特在下灰斗中设置了隔离锥。运用范围水泥、化肥、等行业各种磨机，破碎点下料口，包装机及烘干机和各种相相似的分散源处置。

6.2.5 滤筒除尘器

设备在系统主风机的作用下，含尘气体从除尘器下部的进风口进入除尘器底部的气箱内停止含尘气体的预处置，然后从底部进入到上箱体的各除尘室内；粉尘吸附在滤筒的表面上，过滤后的洁净气体透过滤筒进入上箱体的净气腔并聚集至出风口排出。

随着过滤工况持续，积聚在滤筒表面上的粉尘将越积越多，相应就会增加设备的运转阻力，为了保证系统的正常运转，除尘器阻力的上限应维持在1400~1600Pa范围内，当超越此限定范围，应由PLC脉冲自动控制器经过定阻或定时发出指令，停止三状态清灰。

该滤筒除尘器的清灰过程是先切断某一室的净气出口通道，使该室处

于气流静止状态，然后停止紧缩空气脉冲反吹清灰，清灰后再经若干秒钟时间的自然沉降后，再翻开该室的净气出口通道，不但清灰彻底，还防止了喷吹清灰产生的粉尘二次吸附，如此逐室循环清灰。

6.2.6 单机除尘器

单机除尘器工作原理：含尘气体进入箱体内，由扁布袋过滤器停止过滤，粉尘被阻留在布袋表面，已净化的气体经过布袋进入风机，由风机吸入直接排出，随着过滤时间的增加，布袋外面粘附的粉尘也不时增加，布袋阻力也相应增大，从而影响了除尘效率，此时启动振打机构使粘附在布袋外表的粉尘抖落下来，落在抽屉中的粉尘由人工拉出肃清。

6.2.7 多管除尘器

含尘气体由多管除尘器总进气管进入气体散布室，随后进入陶瓷旋风体和导流片之间的环形空隙。导流片使气体由直线运动变为圆周运动，旋转气流的绝大部分沿旋风体自圆筒体呈螺旋形向下，朝锥体活动，含尘气体在旋转过程中产生向心力，将密度大于气体的尘粒甩向筒壁。尘粒在与筒壁接触，便失去惯性力而靠入口速度的动量和向下的重力沿壁面向下落入排灰口进入总灰斗。旋转降落的外旋气流抵达锥体下端位时，因圆锥体的收缩即以同样的旋转方向在旋风管轴线方向由下而上继续做螺旋形活动（净气），经过陶瓷旋风体排气管进入排气室，由总排气口排出。

6.2.8 电除尘器

电除尘器树立在电除尘器和尘源控制办法的根底之上，是处理小分散扬尘点除尘的新途径。它应用消费设备的排风管或密闭罩作为极板，在罩或管内安设放电极，接上高压电源而构成电场。含尘气体经过电场时，粉尘在电场力作用下汇集在罩或管壁上，净化后的气体经过排风管排出。清灰靠人工振打或自重零落。特别适合于破碎、筛分车间和烧结输料皮带等分散扬尘点以及矿井巷道、小型锅炉的烟尘净化。简易式电除尘器虽然方式较多，但归结起来有罩式、管式和敞开式三种。

6.2.9 湿式除尘器

湿式除尘器最具有代表性的是文氏管洗涤器，湿式除尘器具有投资低，操作简单，占地面积小，能同时进行有害气体的净化，含尘气体的冷却和加湿等优点。

文氏管洗涤器主要用于净化细微粉尘，能除去 $1\sim 5 \mu\text{m}$ 的尘粒，效率高，而且不会产生一次飞扬，特别对粒径在 $1 \mu\text{m}$ 以下具有粘附性和潮解性的粉尘，更是适宜，因而在很多部门都得到利用。但是它有比较大的缺点，首先是降压大，当除尘 $1 \mu\text{m}$ 以上的尘粒时，在降压为 $200\text{mmH}_2\text{O}$ 左右，效率为 98%。

6.3 推荐方案

基于上述各类除尘器工作原理，本工程采用 $2 \times 75t/h$ 锅炉湿式静电除尘除雾器工程。原有 2×75 吨锅炉各安装一台布袋除尘器，烟尘排放 $<30mg$ ，由于布袋除尘器已不满足超低排放环保要求，公司决定在现有的基础上在脱硫塔顶部增加一套湿式静电除尘器，使烟尘稳定排放 $\leq 5mg$ 。

6.4 设计依据及主要技术参数

6.4.1 脱硫塔出口参数数值如下：

| 项目 | 单位 | 数值 | 备注 |
|---------------|-----------|-----------|------|
| 脱硫塔后烟气量预计 | m^3/h | 450000 | 50°C |
| 脱硫吸收塔出口烟气烟尘含量 | mg/Nm^3 | ≤ 30 | 标、干 |
| 湿式电除尘出口浓度要求 | mg/Nm^3 | ≤ 5 | 标、干 |

6.4.2 具体达到数值

(1) 按入口烟气量 $450000m^3/h$ (50°C工况，塔顶钢构支撑布置) 进行实施。

(2) 湿式电除尘器效率：

除尘器投运率 $\geq 90\%$ ；湿式电除尘器入口 $\leq 30mg/Nm^3$ 时，出口含尘浓度 $\leq 5mg/Nm^3$ ；

(3) 设备本体阻力： $\leq 300Pa$ ；

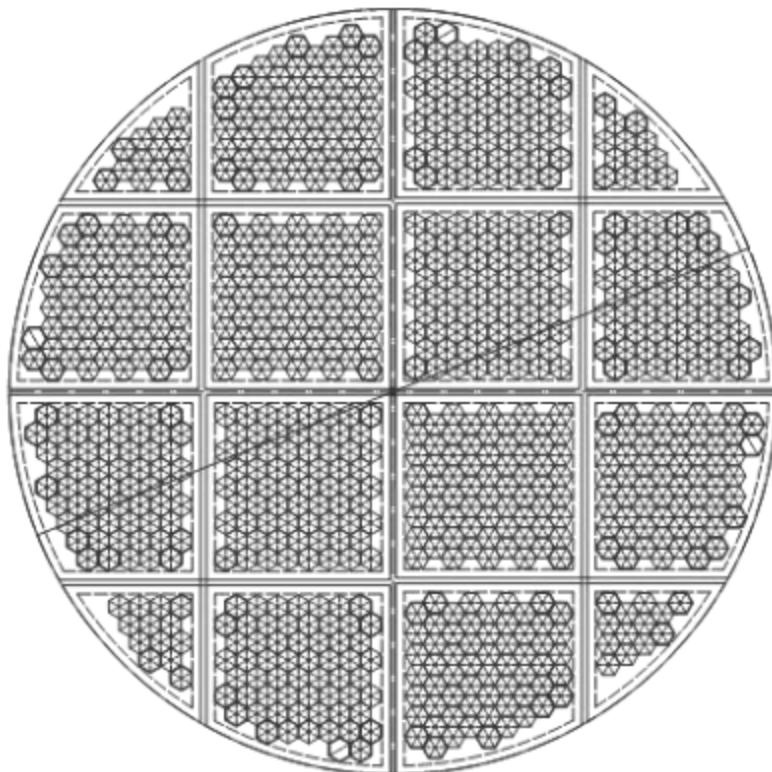
(4) 本体及连接烟道总漏风率： $\leq 1\%$ 噪音： $\leq 80dB(A)$

6.4.3 主要技术参数

型号一：CQW640KGL01 主要技术参数表(804 管)

| 序号 | 项目 | 单位 | 内容 |
|----|--------------|-----------|-----------|
| 1 | 型号 | | CQW |
| 2 | 设计烟气量(湿态、工况) | m^3/h | 450000 |
| 3 | 设计烟气温度 | °C | ~ 50 |
| 4 | 湿电进口粉尘浓度 | mg/Nm^3 | <30 标、干 |

| | | | |
|----|------------|--------------------|----------------|
| 5 | 湿电出口粉尘浓度 | mg/Nm ³ | <5标、干 |
| 6 | 湿电承受压力 | Pa | ±3000 |
| 7 | 设计流速 | m/s | ≤1.5 |
| 8 | 湿电有效截面积 | m ² | 83 |
| 9 | 电除尘器阻力 | Pa | <300 |
| 10 | 阳极管束规格 | mm | 内切圆Φ360, 正六边形 |
| 11 | 阳极管束长度 | mm | 5000 |
| 12 | 阳极管束数量 | 根 | 680 |
| 14 | 间断喷淋水冲洗水耗 | m ³ /h | ~240-260 |
| 15 | 间断喷淋水冲洗周期 | | 2-3次/天, 每次5分钟 |
| 16 | 高压硅整流器型号 | | 高频1.6A/72KV-HW |
| 17 | 高压硅整流器数量 | 套 | 2 |
| 18 | 装机功率预计 | KW | 310KW |
| 19 | 设备总重(不含烟道) | 吨 | 约120t |
| 20 | 设计寿命 | 年 | 20 |
| 21 | 电除尘器材料 | | 导电玻璃钢复合材料 |
| 22 | 支撑结构 | | 钢结构/钢筋混凝土基础 |



湿电除尘器模块布局图

6.4 结构本体

- (1) 壳体及内部支撑;
- (2) 阳极管组;
- (3) 阴极上、下吊架;
- (4) 阴极线;
- (5) 绝缘子室及阴极固定器;
- (6) 热风吹扫系统
- (7) 间断喷淋系统;

| 序号 | 部件名称 | 材质 |
|----|------|-----------|
| 1 | 壳体 | 碳钢+玻璃鳞片防腐 |
| 2 | 阳极管束 | 导电玻璃钢阳极 |

| | | |
|---|----------|-----------|
| 3 | 阴极线 | 2205合金刺 |
| 4 | 内部支撑梁 | 碳钢+玻璃鳞片防腐 |
| 5 | 进口导流装置 | 碳钢+玻璃鳞片防腐 |
| 6 | 阴极上框架 | 316L |
| 7 | 阴极下框架 | 316L |
| 8 | 喷淋冲洗内部管路 | 增强PP |
| 9 | 喷淋冲洗外部管路 | 碳钢 |

6.4.1 湿式电除尘器本体

湿式电除尘器的进口处配备有均流装置，使烟气能均匀地流过电场。均流装置、导流板等与烟气接触的部件选用耐磨耐腐蚀材质，以满足脱硫后湿烟气运行环境要求并防腐。除尘器内部有防止烟气短路的阻流装置。

湿式电除尘器设计有独立的壳体。外壳已考虑到膨胀要求。为到达密封、防雨的效果，壳体设计圆滑，不存在死角或灰尘积聚区，且顶部不积水。在除尘器的电场前后装有人孔门和通道。人孔门有可靠的接地和安全连锁装置，在除尘器顶部有检修孔，以便对电极悬吊系统进行检修。人孔定为 800mm。人孔门应开关简单方便并严密不漏，采用防腐材质。

湿式电除尘器绝缘子室设有绝缘子密封风机系统及绝缘子加热装置。装置壳体及辅助设备均可靠接地，接地电阻小于 2 欧姆。

湿式电除尘器本体检修维护平台，所有平台均设栏杆和护沿。平台载荷为 4kN/m²，栏杆高度为 1200mm，平台宽度不小于 1000m，平台采用热镀锌钢格栅板。设置相应明显规范的荷载和标高指示牌。平台扶梯的设计按照《火力发电厂钢制平台扶梯设计技术规定》(DLGJ158—2001)的要求。

扶梯满足到各层需检修和操作的作业面，扶梯载荷为 2kN/m²。扶梯宽度为 800mm，扶梯角度不大于 50°。

除尘器出口烟道上设有流量测量装置。

设备支撑件的底座考虑到了地震力加速度对它的作用。

湿式电除尘器本体设有防风、防雨、防腐蚀的措施。

湿式电除尘器设计寿命不小于 20 年，内部极板使用寿命大于 3 年。

湿式电除尘器本体出口烟道采用钢结构，湿式电除尘器及烟道需要设置保温。

通向每一高压部分的入口门应与该高压部分供电的高压电源的主电源开关有电气和机械联锁，以免发生高压触电事故。

除尘器内部的所有配管均为耐腐蚀材质。

湿电顶部绝缘瓷套内外表面均设置节能型自调控恒温电加热器装置，电加

热装置应选用耐腐蚀材料；按照设计的阴极悬挂系统，可保证绝缘瓷套在不进入湿电本体内部的情况下可以擦拭内外表面。

6.4.2 阳极管和阴极线

阳极管采用导电玻璃纤维复合材料制作，型式为圆形蜂窝式。阴极线采用 2205 耐腐蚀材料，形式为针刺线。

阳极管的壁面间隔厚度 6mm，其弯曲，扭转等变形符合 DL/T514-2004《电除尘器》的有关规定。装置安装调整后，阴、阳极间距的极限偏差小于等于±2mm。

阳极耐腐蚀，长时间耐温 80℃，短时耐温 120℃，满足正常运行的需要。

阳极实现在线清灰。阳极表面水膜不形成沟流，枝桠状流，避免局部形成结垢。阳极冲洗系统的设计合理，分配均匀，能使每个模块都能得到有效冲洗。单个模块冲洗时，除尘效率仍能满足排放要求。冲洗管网接自符合水质要求的厂区内部水源。

阴极线应放电效果好，有一定的强度能承受冲洗时高速水流的冲刷、冲击，采用刚性连接。

阴极及其支撑框架与阳极时刻保持绝缘状态。绝缘子材质为陶瓷。绝缘箱采用电加热加热风吹扫方式，温度应保持在 100~120℃，设置温度测点进行自动控制。

所有阳极管模块和阴极线框架均铅垂安装，能够有效的防止其摆动。

6.4.3 本体钢构和相关钢构

(1) 湿式电除尘器的荷载根据实际情况统一考虑，基础应能承受包括钢构、湿式电除尘器、

检修平台等在内的荷载要求。

(2) 湿式电除尘器和烟道钢结构应能承受下列荷载

- 烟道荷载(自重、附属设备及其输送管道荷载)
- 地震荷载
- 风载
- 雪载
- 检修荷载
- 正、负压

(3) 湿式电除尘器出口烟道支承钢结构是自撑式的，能把所有垂直和水平荷载转移到柱子基础上，任何水平荷载都不能转移到别的结构上。

-
- (4) 钢结构应简化现场安装步骤，尽量减少现场焊接。
 - (5) 钢结构充分考虑防腐措施、平台扶梯采用热镀锌防滑型格栅板或其它材料。
 - (6) 安装必要的平台、通道和楼梯，以便湿式电除尘器的运行、检修和维护工作能够顺利进行。
 - (7) 应配备足够数量的采样和测量孔点。
 - (8) 为了防冻，设备(如箱体，管道)安装伴热措施或放排水设施。
 - (9) 阳极管在可能碰伤的地方应防止机械损伤，例如用钢套管包裹或者是用型钢(如角钢)保护。
 - (10) 所有设备与管道等的布置应考虑系统功能的实现和运行工作的方便。

6.4.4 高压电源和控制系统

采用自动控制系统控制电压技术路线，有效抑制火花放电的发生。三相输入电压经过可控整流，并根据上位机记忆的控制配方调整输出电压后，经过逆变并升压。升压过程中根据输入的电场粉尘浓度、温度、负荷(风量)等信号调整线圈耦合程度进一步调整适合电场的输出二次电压，使二次电压稳定输出在火花电压的临界值以下，并根据实际使用调整电晕电流。

高频高压电源为户外式，在除尘器顶部；高压控制柜在室内；除尘器接地电阻 $\leq 1\Omega$ 。高频电源控制特点：

采用人工智能控制，投运过程均按专家预设程序自动完成，无需人工干预，正确灵敏地在线实时监测工作状态；

工作方式为：(1)最佳工作点方式(2)火花率识别方式(3)功率整定方式。

通过上位机远程监控恒流源的运行状态，可实现恒流源的远程起动、停止、电压、电流、温度数据的实时监控，并能在设备出现过压、欠压、温度超标等异常状态时远程切断主电控柜电源，使用安全可靠。

6.4.5 配套的热风吹扫系统

每套清扫风机的电机、传动装置及风机本体应安装在一个公用底座上。

热风压力至少比烟气最高压力高 500Pa，风机设计有足够的容量和压头。

6.4.6 烟道(不含)

烟道设计符合《火力发电厂烟风煤粉管道设计技术规程》(DL/T5121-2000)规定,烟气最大流速不超过15m/s。烟道根据可能发生的最差运行条件(如温度、压力、流量、湿度等)进行设计。烟道接口推力和力矩不能传递到烟囱接口上,热膨胀将通过带有内部导向板的膨胀节进行调节。

烟道采用碳钢材质,烟道壁厚不小于5mm。

烟道外部及基础设置加固和支撑,以防止颤动和振动,并且设计满足在各种烟气温度和压力下能提供稳定的运行。

所有烟道仅采用外部加强筋,没有内部加强筋或支撑。烟道外部加强筋统一间隔排列。加强筋使用统一的规格尺寸并且尽量减少加强筋的规格尺寸,以便使敷设在加强筋上的保温层易于安装,加强筋的布置防止积水。

对于烟道中粉尘的聚集,考虑附加的积灰荷重(湿灰荷载),干灰的重力密度为10kN/m³,湿灰的重力密度为15kN/m³,烟道的积灰高度按烟道高度的1/12计,但不小于200mm。

烟道的设计布置、形状和内部件(如导流板和转弯处导向板)等均采用优化设计。烟道壁面预留充分的腐蚀余量,内部尺寸精度保证在±0.5%的公差之内。

在外削角急转弯头和变截面收缩急转弯头处,设置导流板、内部导向板和排水装置,采用耐磨耐腐蚀材料制造。

为减少烟道中冷凝液伴随的腐蚀问题,并延长内衬的使用寿命,所有烟道和膨胀节,进行规范的保温。

在烟气测量仪采样探头安装点应满足规范要求,在烟道上预留好人工采样孔,包括相应的阀门及检测用平台。

烟道荷载标准

烟道设计压力: +5/-2kPa。

烟道设计考虑所有荷载,如:内压荷载、自重、风荷载、雪荷载、积灰、地震、腐蚀、内衬、保温和外装。

6.4.7 喷淋系统

上部间断喷淋可选用不带杂质的弱酸性循环水或清水,与脱硫的除雾器冲洗水一致。喷咀采用空心螺旋喷嘴,材质: F4。喷淋冲水装置含UPVC+C-FRP管道、喷嘴,喷淋、冲洗时间8-10分钟,根据实际运行工况,一般24小时清洗2至3次,断电冲洗;除尘效率会短时下降。水冲刷方式:每次开、停机冲洗一次,喷淋覆盖率150%。冲洗管道材质:湿除内部

冲洗管道采用 FRPP 增强聚丙烯，外部为碳钢管道。喷嘴材质聚四氟乙烯 (F4)。

喷淋水管道和外排水管道，保温采用岩棉保温，厚度 150mm，护板采用 0.5mm 的镀锌铁皮。

6.4.8 膨胀节

膨胀节保证在系统设计最大正压/负压再加上 1000Pa 的余量和最高温度 90℃持续 1 小时下无损坏，并保持 100% 的气密性。

膨胀节不允许用石棉材料做纤维波纹管，对于纤维波纹管或金属波纹管的膨胀节，提供保护板以防止灰尘沉积在膨胀节波节处。低温烟道上的膨胀节材料防腐，膨胀节外考虑和烟道保温层统一的护罩。

接触湿烟气并位于水平烟道段的膨胀节通过膨胀节框架排水，排水孔最小为 DN150，排水孔位于水平烟道段的中心线上。排水配件应能满足运行环境要求，由合金材料制做，排水至排水坑。

膨胀节与烟道可采用螺栓法兰连接或焊接，但是位于设备的接口采用法兰螺栓连接方式，确保膨胀节可以更换。膨胀节的法兰密封焊在烟道上。

膨胀节框架将以相同半径波节连续布置，不允许使用铸模波节膨胀节。用螺栓、螺母和垫圈把纤维紧固在框架上。不允许使用双头螺栓。所有膨胀节框架有同样的螺孔间距，间距大小应保证不会造成烟气泄漏。框架深度最小是 200mm，而且最小要留 80mm 的余地以便于拆换膨胀节的螺栓、螺母和垫圈。

最少在膨胀节每边提供 1m 的净空，包括平台扶梯和钢结构通道的距离。

膨胀节和膨胀节框架将全部在车间制造和钻孔，并且运输整套组件。如果装运限制，要求拆开完整的膨胀节，那么这种拆开范围也最多仅是满足装运的限定，临时设置的钢条和支架将附在膨胀节框架一起，以维持准确的接合面尺寸，直到完成系统和烟道的安装工作。

框架内外密封焊在烟道上。

邻近挡板的膨胀节应留有充分的距离，防止与挡板的动作部件互相干扰。

6.5 仪表及电器控制方案

6.5.1 执行标准

1、电气控制系统设计遵循以下准则或标准：国家最新版本的现行有

关标准、规范和规定现行的电力行业标准及反错

2、电气设计执行的主要规范如下：

GB50660-2011

DL5028-93

GB50229-96

DL5027-2015

《大中型火力发电厂设计规范》

《电力工程制图标准》

《火力发电厂与变电站设计防火规范》

《电力设备典型消防规程》

| | |
|----------------|-----------------------|
| GB50016-2014 | 《建筑设计防火规范》 |
| GB/T14285-2006 | 《继电保护和安全自动装置技术规程》 |
| DL/T5153-2014 | 《火力发电厂厂用电设计技术规定》 |
| DL/T5136-2012 | 《火力发电厂、变电所二次接线设计技术规程》 |
| SDJ26-89 | 《发电厂、变电所电缆选择与敷设设计规程》 |
| DL/T5137-2001 | 《电测量及电能计量装置设计技术规程》 |
| GB50217-2007 | 《电力工程电缆设计规范》 |
| GB50116-2013 | 《火灾自动报警系统设计规范》 |
| GB50166-2007 | 《火灾自动报警系统施工及验收规范》 |
| GB50229-2006 | 《火力发电厂与变电站设计防火规范》 |
| GB50171-2012 | 《电气安装工程盘柜二次接线施工及验收规范》 |
| GB50172-2012 | 《电气装置安装工程蓄电池施工及验收规范》 |

6.5.2 电气控制水平及配置

本工程湿电系统控制，所有高、低压电气设备及仪表测点均纳入脱硫 DCS 控制系统进行监控和控制。

仪表和控制设备应具有较高的可用性、可靠性、可控性和可维修性，所有部件应在规定的条件下安全的运行。

6.5.3 控制方案

包括整个湿式电除尘器系统(含辅助系统)的 P&ID 图、外形图和布置图、仪表和控制设备、以及详细的控制系统配置。

制定整个湿式电除尘器系统的运行、监视和控制方式，以及控制系统

功能、型式、数量、软硬件配置及控制范围等。

绝缘箱电加热器配供就地控制柜，并带有自动温控装置。高、低压电源控制系统的控制满足既能由自动控制，又能手动控制。

除尘器的运转设备均设置有机械故障检测及报警装置，当任一运转设备故障时，能立即向控制室发出故障信号并自动断电停运。控制系统应设控制方式手/自动和控制室控制/就地控制切换开关，以方便程控系统故障时除尘器能短时间就地手动工作。

6.5.4 温度测量

热电阻采用 A 级双支型铂热电阻(分度号 Pt100，三线制)及不锈钢保护套管。测温元件已充分考虑合理的防腐和防磨措施；所有热电阻/热电偶引出线设有防水式接线盒。所有热电阻/热电偶温度计根据管路来选择螺纹连接型或焊接型。测温元件安装的插入深度符合相应的标准。并且设置有预留试验用测点。测温装置的布置均尽可能开孔倾斜向下，暂未使用的测点也安装插座并有保护盖。带刻度的双金属温度计只用于就地指示，精度不低于±1.5%，表盘尺寸为Φ100，双金属温度计采用万向型。

6.5.5 压力测量

湿式电除尘器控制系统监视与控制回路的输入压力或差压。所有压力/差压变送器的管接头采用英制螺纹(1/2NPT 或 1/4NPT)转为公制螺纹(M20×1.5)，以便于维护与检修。压力/差压变送器采用智能型变送器。所有变送器能对应零到满量程的测量范围，并有过流保护措施。变送器精度不低于 0.1 级。所有变送器配供就地液晶指示(0~100%)。变送器防护等级不低于 IP65。就地压力表应设置在容易观察的位置，或成组安装在就地表盘上。压力表设置有防湿和防尘护罩。就地压力表采用不锈钢压力表，刻度盘直径应为 150 毫米，接头为 M20×1.5mm，精度至少为满量程的±1.5%。

6.5.6 执行机构要求

原则上优先选用电动执行机构(380VAC)。

电动执行机构满足其工作环境的温度、湿度等要求，其保护等级为 IEC 标准 IP66，包括电动机和接线盒。电动执行机构电机运行的频率范围为正常的±5%，电压范围为正常电压的+10%~−10%。如果电压降到正常值的 85%，且转矩和轴向压力正常，执行机构的电动机也能启动。执行机构的齿轮和驱动设备(阀门、挡板等)的设计安全系数为 1.5。制造商负责提供执行机

构选型技术参数表并提交招标人业主认可。电动执行机构采用智能一体化装置。

所有执行机构的力矩、全行程时间、精度、回差等性能指标均能满足热态运行时工艺系统的要求和有关的电(气)动执行机构规范要求。

执行机构配有标牌。标牌上标注执行机构的名称、型号和额定数据，标写制造厂家、出厂编号和出厂年月。

电动执行机构通过手轮，对执行机构实行就地手动操作。并在执行机构上安装就地位置指示仪，相应地面上可清楚地观察到。

对全开和全闭之间要求保持中间位置的执行机构均装有一个位置指示变送器，把0~100%的信号转换成4~20mAADC信号(二线制)。

6.5.7 就地控制盘、箱、柜

控制盘(台、箱、柜)为安装在它们内部或上面的设备提供环境保护。即能防尘、防滴水、防腐、防潮、防结露、防昆虫及啮齿动物，能耐指定的高、低温度以及支承结构的振动。

除尘器本体所有配带的现场控制箱、保护箱、端子箱、检修电源箱、照明箱等的防护等级不低于IP65，电子设备间内为IP54。盘柜的尺寸和色标由业主方确定。

本工程湿式电除尘器系统为室外安装，所配供的所有就地控制盘箱柜均采用户外防护型结构。就地控制盘(箱、柜)具有就地和远方两种控制方式，设就地/远方切换开关。

控制盘(台、箱、柜)的设计，材料选择和工艺保证使其内、外表面光滑整洁，没有焊接、铆钉或外侧出现的螺栓头，整个外表面端正光滑。

控制盘(台、箱、柜)具有足够的强度能经受住搬运、安装和运行期间短路产生的所有偶然应力。所有金属结构件均牢固地接到结构内指定的接地母线上。

控制盘(台、箱、柜)设有通风装置，以保证运行时内部温度不超过设备允许温度的极限值。如盘、柜内仅靠自然通风而引起封闭，元件超温或误动作则提供强迫通风或冷却装置。墙挂式控制箱高度不应超过1200mm。

对于控制盘和控制柜，内部提供有220VAC照明灯和标准检修插座(二孔和三孔各一)，在门内侧有电源开关，可使所有铭牌容易看清楚。

控制盘(台、箱、柜)内设有独立的直流地、机壳安全地、电缆屏蔽地接点端子，与结构内部未接地电路板在电气上隔离。

控制盘(台、箱、柜)的色标统一考虑，要求与设备颜色保持一致。盘箱柜内的主要电气元件选择：接触器、断路器采用国内先进产品，继电器选用等同档次产品。配电回路保护元件采用国内先进产品或等同档次的空

气开关。操作按钮、开关、信号灯选用等同档次产品。其余元件都采用其系列中性能可靠的近三年来普遍使用的新产品。

6.5.8 电缆及桥架

完成除尘器本体内的所有电缆桥架、电缆竖井及电缆放火措施的设计和供货。电缆桥架为热镀锌钢质桥架，数量及布置应满足现场电缆敷设的需要，不足部分补足。

控制电缆单根线径截面积不小于 1.5mm^2 ，动力电缆的单根线径截面积不小于 2.5mm^2 ，每一根电缆都需要预留一定数量的备用芯。所供电缆的长度应满足现场实际敷设的需要，不足部分补足。所有电缆均满足电厂当地温度及电缆敷设要求。

电缆及其通道：电缆的敷设可使用电缆桥架、电缆支、吊架、电缆保护管等，主通道采用电缆桥架。电缆通道的位置应注意电缆敷设的方便和安全。控制电缆不应与其他动力电缆在电缆桥架上同层敷设。本体电缆桥架电缆充盈度不超过 40% (动力电缆) 及 60% (控制电缆)，以方便需方检修或增加电缆。

第 7 章 土建工程

7.1 编制依据及原则

《建筑结构荷载规范》（GB50009-2019）；
《混凝土结构设计规范》（GB50010-2019）；
《钢结构设计规范》（GB50017-2017）；
《砌体结构设计规范》（GB5003-2011）；
《建筑抗震设计规范》（GB50011-2019）；
《构筑物抗震设计规范》（GB50191-2012）；
《建筑地基基础设计规范》（GB50007-2021）；
《建筑地基地基处理技术规范》（JGJ79-2018）；
《湿陷性黄土地区建筑规范》（GB50025-2018）；
《地下工程防水技术规范》（GB50108-2008）；
《建筑设计防火规范》（GB50016-2018）；
《屋面工程技术规范》（GB50345-2019）；
《工业建筑防腐蚀设计规范》（GB50046-2018）；
《建筑地面设计规范》（GB50037-2013）；
《火力发电厂烟气脱硫设计技术规程》（DL/T5196-2016）。

7.2 厂址地理位置及自然条件

7.2.1 厂址地理位置

本项目位于突泉县城东北，湖西路东侧，大通道西侧，距城中心约2公里，交通便利。

拟改造烟气脱硫脱硝除尘工程位于二热源厂区烟囱西侧。

7.2.2 自然条件

突泉县地处中高纬度西风环流圈内，处在大兴安岭南麓向松嫩平原的过渡浅山区，四季分明，属温带大陆性季风气候型。蒸发量大于降水量，年蒸发量为1972mm，是降水量的4.93倍。两季主要集中于7-8月份，年均降水量388mm。昼夜温差较大，平均气温5℃。冬春两季多风，风向多为西北，平均温度41.5%，每年11月结冰，翌年四月解冻，冷冻期约为5

个月，最大冻土深度为 1.95m，基本风压 0.30KN/m²，基本雪压 0.50KN/m²。

7.2.3 地震

根据《中国地震烈度区划分图（1990）》，该场地地震基本烈度为 6 度区。按国标《中国地震动参数区划图》（GB18306-2001），工程场地位于设计基本地震加速度 0.05g 区内。设计地震分组为第一组，特征周期 0.45s。本工程场地土的类型为 II 类。

7.2.4 水文地质与工程地址

场地内地下水类型属基岩裂隙水，含水层岩性主要为圆砾，地下水水位一般埋深 5.0-10.0m，相对标高-8.25m 左右。根据地区经验和地下水水质分析资料分析，场地内地下水对混凝土无腐蚀性，对钢结构为弱腐蚀性。本地段地基土无湿陷性，场地内不考了液化影响。

根据勘察控制深度内，项目区域的土层从上至下分别为耕土、粉质粘土、圆砾等，地层分布较连续，具水平层理，层差不大。

（1）耕土：灰黑色、杂色，主要以粉土及粉质粘土为重，稍湿、松散、固结性差，该层层厚 0.30-0.40m。承载力特征值 $f_{ak}=100kpa$ 。

（2）粉质粘土：黄褐、褐灰色，软塑至坚硬状态；无摇振反应、切面稍有光滑、干强度中至高、韧性中等、具体高压缩性，含少量砾石。土质不均，局部为粉土，该层层厚 0.50-8.60m。承载力特征值 $f_{ak}=130KPa$ 。

圆砾：分布较连续、少呈次浑圆状，以细砾为主。岩性为火山碎屑岩，稍湿至饱和，中密至密实，局部颗粒偏细为砾砂，该层层厚 3.50-7.70m。承载力特征值 $f_{ak}=300kpa$ 。

7.3 设计原则及技术措施

7.3.1 设计原则

根据现场的实际情况，在满足先进生产工艺流程的前提下，建筑立面设计力求造型简洁明快，美观大方实用，突出现代化企业的时代特征和企业文化的风貌；建筑屋面设计考虑隔热、防水、保温、节能要求。建筑内装修根据不同部位的各个使用功能采用不同的饰面材料，做到表面平整，光滑，色彩和谐。建筑外装修考虑热源厂灰尘多的特点，饰面材料采用涂料，色彩与原有建筑和周围环境相协调。

结构设计做到方案优良、安全可靠、结构合理、荷载传力明确，结构构件满足承载力、稳定、变形、抗裂、抗震等要求。结构设计考虑经济适用施工便捷，以缩短建设周期，并尽可能采用地方材料节约投资。

7.3.2 技术措施

每个厂房耐火极限应满足防火规范要求，严格按照《建筑设计防火规范》（GB50016-2018）划分防火分区，按规定设置足够数量的安全出口及疏散楼梯。其中，墙体材料、屋面保温、门窗选型、内外装修标准等选用与厂区其他建筑统一或相当的技术指标，并满足国家或当地的相关建筑要求。

7.4 土建设计

7.4.1 概述

本项目新建脱硫工艺楼、废水处理车间、1个吸收塔基础、事故浆液箱基础；烟道需根据实际情况进行改造。

7.4.2 地基基础

本工程地基采用天然地基，脱硫综合楼、废水处理车间、氧化风机房采用独立基础或条形基础。填充墙下采用基础梁，吸收塔基础及石灰石仓基础采用钢筋混凝土筏板基础。

吸收塔基础为混凝土筏板式基础，循环泵、氧化风机基础、石灰石浆液箱、缓冲箱、工艺水箱均为混凝土大块式基础，集水坑为钢筋混凝土结构。

7.4.3 上部结构

根据主体专业工艺平面布置使用要求，脱硫综合楼、废水处理车间、氧化风机房采用现浇钢筋混凝土框架结构；石灰石粉仓采用柱承式筒仓结构，钢筋混凝土柱钢仓。结构设计使用年限为50年。结构安全等级为二级。地基基础设计等级为丙级。

7.4.4 抗震设计

（1）建筑抗震设计标准：

根据《建筑抗震设计规范》和《建筑抗震设防分类标准》，本场地抗震设防烈度6度，设计基本地震加速度为0.05g，设计地震分组为第一组。本工程各建筑物设防类别为丙类。计算地震作用和抗震验算及抗震措施按6度设防。

（2）建筑场地

场地土为中硬，II类建筑场地。

（3）结构布置

本项目主要厂房为钢筋混凝土框架结构，框架抗震等级为二级。建筑及其抗侧力结构平面布置基本规则对称，柱网基本对称均匀，结构的侧向刚度均匀变化，满足《建筑抗震设计规范》中有关建筑设计和建筑结构的规则性要求，可按规则建筑进行抗震分析。

（4）抗震措施

本项目大部分为现浇钢筋混凝土框架结构，具有明确的计算简图和合理的地震作用传递途径。对受力复杂的部位还要采取抗震加强措施，符合多道抗震防线的要求。设计中贯彻“强柱弱梁、强剪弱弯、强节点、弱构件”的设计原则。按规范控制配筋率，增强节点箍筋配置，严格控制轴压比。构件布置中，使先承受震力的构件和受力复杂的构件具有较大的安全储备。

（5）计算采用的程序软件

采用中国建筑科学研究院编制的PK•PM系列程序（10版2012年05月25日版）。

7.4.5 建筑材料及施工技术要求

本项目所在地的建筑材料供应充足，且市内周边有多家建筑公司，均具有施工和构件安装能力，能满足一般的施工技术要求。但是为保证施工进度和施工质量，建议选用有施工大、中型热电厂建设经验的优秀施工队伍来承担。

7.4.6 防火设计

根据各厂房的不同生产类别，各厂房均严格按照《建筑设计防火规范》（GB50016-2018）、《火力发电厂与变电站设计防火规范》（GB50229-2019）来进行防火设计。各厂房疏散走道、出口、楼梯间数量、位置、宽度、疏

散距离及各部位的防火构筑措施等均满足规范要求。

7.4.7 节能设计

各厂房在满足生产工艺要求的基础上，结合本地区的气象资料及材料资源，合理布局，充分利用天然采光并结合人工照明，创造良好的采光环境，做到安全生产、节约能源。本工程填充外墙采用 250mm 厚加气混凝土块，内墙采用 200mm 厚加气混凝土块，屋面及外墙面采用性能较好的保温隔热材料，门窗采用节能、密闭性较好的塑钢门窗，整个厂房做到经济合理、节约能源。

7.4.8 建筑物及构筑物特征表

建筑物及构筑物特征表

| 序号 | 子项名称 | 房屋类别 | | 地震设防烈度 | 指标 | | | 建筑机构特征 | 备注 |
|----|--------|------|------|--------|----|------------------------|------------------------|--|----|
| | | 生产类型 | 耐火等级 | | 层数 | 占地面积 (m ²) | 建筑面积 (m ²) | | |
| 1 | 吸收塔 | 戊类 | 三 | 6度 | | 75 | | 塔体为钢结构设备，内径6.7m、高27m，塔基础为筏板基础。 | |
| 2 | 事故浆液箱 | 戊类 | 三 | | | 50.3 | | 事故箱为设备，基础为大块式混凝土基础。 | |
| 3 | 脱硫工艺楼 | 丁类 | 二 | | 3 | 157.25 | 369.75 | 建筑物长×宽×高(轴线)：18.5m×8.5m×11m，钢筋混凝土框架结构。内、外墙采用加气混凝土砌块；基础为钢筋砼柱下独立基础或条形基础，屋面为现浇钢筋混凝土屋面板。 | |
| 4 | 泵房 | 戊类 | 二 | | 1 | 160 | 160 | 建筑物长×宽×高(轴线)：16m×10m×5m，单层框架结构，外墙采用加气混凝土砌块，基础为砼柱下独立基础，氧化风机基础为大块式砼基础，屋面为现浇钢筋混凝土屋面板。 | |
| 5 | 浆液池房 | 戊类 | 二 | | 1 | 160 | 160 | 建筑物长×宽×高(轴线)：10m×10m×5m，单层框架结构。内、外墙采用加气混凝土砌块；基础为钢筋砼柱下独立基础，屋面为现浇钢筋混凝土屋面板。 | |
| 6 | 事故浆液池房 | 戊类 | 二 | | 1 | 120 | 120 | 建筑物长×宽×高(轴线)：12m×10m×5m，单层框架结构，新增内墙采用加气混凝土砌块，墙下基础为钢筋混凝土条形基础。 | |

第8章 供配电

8.1 设计范围

电气专业设计范围为：突泉县鑫光热力有限责任公司第二热源厂脱硫、脱硝除尘设施工程内全部电气设计，包括电气供配电系统、电气控制与保护、照明与检修、防雷与接地、电缆选择与电缆构筑物、厂区综合管线改造等电气内容。

8.2 设计依据

与本专业设计相关的国家现行设计规范、规程、标准、规定等，主要有：

《火力发电厂烟气脱硫设计技术规程》 DL/T5196-2016;

《供配电系统设计规范》 GB50052-2009;

《10kV 及以下变电所设计规范》 GB50053-2013;

《低压配电设计规范》 GB50054-2019;

《通用用电设备配电设计规范》 GB50055-2011;

《导体和电器选择设计技术规定》 DL/T5222-2021;

《交流电气装置的接地》 DL/T621-1997;

《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》 DL/T620-1997;

《电力工程电缆设计规范》 GB50217-2018;

《电力工程直流系统设计技术规程》 DL/T5044-2014;

《继电保护和安全自动装置技术规程》 GB/T14285-2016;

《电力装置的电测量仪表装置设计规范》GB/T50063-2017。

8.3 电气系统接线

热源厂现有厂用 $3 \times 1600\text{KVA}$ 变压器，可满足本期 2 台炉脱硫脱硝除尘工程用电负荷需求。

脱硫脱硝区域内设置 380/2200V 配电装置，低压 380/220V 采用 PC（动力中心）、MCC（电动机控制中心）两级供电方式。

根据负荷计算，项目新增用电负荷 996.07kw，厂内现有备用变压器容量为 1600KVA，不需新增电力变压器。

脱硫工艺楼就地设置 380V 公用 MCC 段，脱硫废水间就地设置废水 MCC 段，MCC 段采用单母线不分段接线方式，MCC 两回电源进线采用手动切换。由 PC 段至 MCC 的电源供线开关设闭锁。

新增用电设备电压等级及中性点接地方式采用与主厂一致。

I 类电动机和 75kw 及以上的 II、III 类电动机回路、MCC 电源回路以及热控电源、UPS、直流系统电源等重要负荷均由 PC 段供电，其余负荷原则上由就近 MCC 供电。

8.4 设备选择

项目区域导体及电气设备按《导体和电器选择设计技术规定》DL/T5222 以及有关国家标准进行选择，并且与主厂保持一致。

配电装置采用 KYN28A-12 中置式金属铠装手车式开关柜，内配真空断路器。

利用已有 SCB10 型干式变压器，额定容量 1600KVA，变电 6.3±2×2.5%/0.4KV，阻抗电压 $U_a=8\%$ ，接线组别 D，yn11。

脱硫脱硝 380V 动力中心、电动机控制中心选用 MNS 型抽屉式低压开关柜。

8.5 电气控制及保护

项目控制室不设电气系统的常规音响及光字牌，所有开关状态信号、电气事故信号及预告信号均送入系统 DCS，所有电气报警及电气元件状态信号均在 LCD 屏上显示，电气量送入 DCS 实现数据自动采集、定期打印制表、实时调阅、显示电气主接线、事故自动记录及故障追忆等功能。

高压电动机、变压器的保护按《火力发电厂厂用电设计技术规定》DL/T5153-2014 配置，采用微机型综合保护装置，安装于 6kV 开关柜内。低压电动机的保护按《火力发电厂厂用电设计技术规定》DL/T5153-2014 配置。

测量按照《电力装置的电测量仪表装置设计规范》GB/T50063-2008 配置，在开关柜上装设表计，并依据规程要求增加相应的模拟量变送输出。

电气系统不设同期，所有电源进线切换均采用先断后合操作方式以防止不同电源并列运行。控制接线应有硬接线闭锁。

8.6 项目照明及检修系统

各主要场所的照明方式、灯具选型及照度要求应满足《火力发电

厂和变电站照明设计技术规定》要求。

项目区域设置交流正常照明系统和应急照明系统。应急照明系统采用自带蓄电池的应急灯具。

检修电源网络电压为 AC380/220V, FGD 装置平台上设置电压为 12V 的低压插座箱。

8.7 电缆选择与敷设

动力电缆采用铜芯、交联聚乙烯绝缘、聚氯乙烯护套难燃性铠装电缆，电缆最小热稳定截面为 95mm²，绝缘水平为 6/10kV。低压动力电缆选用交联聚乙烯绝缘、聚氯乙烯护套电缆，部分变频器回路动力电缆采用屏蔽型，绝缘水平均为 1kV。

控制电缆采用铜芯，绝缘水平为 450V/750V。计算机用电缆及部分控制电缆采用屏蔽电缆。控制电缆一般选用 ZR-KVV、ZR-KVVP2 型电缆；去控制系统电缆开关量选用 ZR-KVVP2 型，模拟量选用 ZR-DJYJPVP 型电缆。

电缆敷设时部分电缆需利用原有电缆通道及设施（隧道、电缆沟、桥架等），本期脱硫岛因场地受限，不考虑设电缆沟，全部采用架空桥架敷设方式，从桥架引出至设备采用穿热镀锌水煤气钢管埋地敷设。电缆敷设设施及所有配电屏、柜的电缆孔洞均按要求进行防火封堵。

施工时破坏的防火封堵设施在施工完毕后必须进行恢复。

8.8 过电压保护与接地

根据《电力设备过电压保护设计技术规程》设置过电压保护措施。开关柜内分别装设氧化锌避雷器作为操作过电压保护设备。本工程设施均处于烟囱避雷针保护范围内，不再单独设置防直击雷保护装置。

本工程采用联合接地型式，所有电气设备共设1个总接地网，要求总接地电阻 $\leq 1\Omega$ ，不满足要求时加打人工接地极。电源入户处做重复接地，建筑内做等总等电位联结。项目区接地网与烟囱集中接地装置无法满足地中间距要求，项目区接地网与烟囱集中接地装置及原主厂区接地网连接在一起，每台机组至少有两处连接点。

厂房内电气设备按《交流电气装置的接地》及其它相关规范的要求可靠接地。

8.9 火灾自动报警系统

项目区域内设置一套火灾自动报警系统，区域报警控制器就近接入厂区现有火灾报警控制系统。

8.10 电压及负荷

8.10.1 电压等级

| | |
|---------|---------|
| 高压配电电压 | 10. 5kV |
| 低压配电电压 | 0. 4kV |
| 低压电动机电压 | 380V |

| | |
|--------|----------|
| 一般照明电压 | 380/220V |
| 检修照明电压 | 36V、12V |

8.10.2 用电负荷计算

项目新增装机容量 996.07kW

详见“项目新增用电负荷计算表”表 8-1。

项目新增用电负荷计算表

表 8-1

| 序号 | 用电部门名称 | 用电 负荷 (kw) | 常用 系数 (kc) | 功率因 数cos Φ | 最大负荷 | | 视在功 率 S (KVA) |
|----|--------------------|------------------|------------------|------------------|----------------|---------------------|---------------------|
| | | | | | 有功功 率P (kw) | 无功功 率Q (KVAR) | |
| 1 | 吸收塔及附件 | 66 | 0.6 | 0.78 | 39.6 | 31.77 | 50.77 |
| 2 | 烟气系统 | 132. 7 | 0.6 | 0.78 | 79.62 | 63.88 | 102.08 |
| 3 | 制泵系统 | 13 | 0.6 | 0.78 | 7.8 | 6.26 | 10 |
| 4 | 脱硫液循环、 氧化系统 | 444 | 0.7 | 0.78 | 310.8 | 249.35 | 398.46 |
| 5 | 冲洗系统 | 18.5 | 0.5 | 0.78 | 9.25 | 7.42 | 11.86 |
| 6 | 石膏制备系统 | 128. 5 | 0.7 | 0.78 | 89.75 | 72 | 115.06 |
| 7 | 事故及排放系 统 | 44 | 0.5 | 0.78 | 22 | 17.66 | 28.21 |
| 8 | 脱硝系统 | 142 | 0.7 | 0.78 | 99.4 | 79.75 | 127.44 |
| 9 | 通风空调系统 | 7.37 | 0.4 | 0.78 | 2.95 | 2.36 | 3.78 |
| 10 | 合计 | 996. 07 | | | 661.17 | 530.45 | 847.65 |
| 11 | 乘同时系数 0.90.0.97 | | | | 595.05 | 514.54 | |
| 12 | 电容补偿 | | | | | 305.26 | |
| 13 | 总计 | | | | 595.05 | 209.28 | 619.84 |

计算有功功率 595.05KVA

计算无功功率 514.54KVA

计算视在功率 847.65KVA

自然功率因数 0.78

由于自然功率因数较低，不能满足电力部门对企业用电质量的要求，故在 10KV 母线处设高压电容器进行集中补偿，并在 400V 母线处设低压电容器组进行补偿，补偿后功率因数 $\cos \phi \geq 0.95$ ，完全满足电力部门对企业用电质量的要求。

补偿后的视在功率：619.84KVA

8.11 脱硫脱硝系统耗电量计算

耗电量详见“项目耗电一览表”表 8-2。

项目耗电一览表

表 8-2

| 序号 | 用电部门名称 | 设备容量(kw) | 有功功率(kw) | 同时系数 | 工作时间 | 工作天数 | 年用电量(万kwh) |
|----|------------|----------|----------|------|------|------|------------|
| 1 | 吸收塔及附件 | 66 | 39.6 | 0.9 | 22 | 182 | 14.27 |
| 2 | 烟气系统 | 132.7 | 79.62 | 0.9 | 22 | 182 | 28.69 |
| 3 | 制浆系统 | 13 | 7.8 | 0.9 | 22 | 182 | 2.81 |
| 4 | 脱硫液循环、氧化系统 | 444 | 310.8 | 0.9 | 22 | 182 | 112 |
| 5 | 冲洗系统 | 18.5 | 9.25 | 0.9 | 22 | 182 | 3.33 |
| 6 | 石膏制备系统 | 128.5 | 89.75 | 0.9 | 22 | 182 | 32.34 |
| 7 | 事故及排放系统 | 44 | 22 | 0.9 | 4 | 182 | 1.44 |
| 8 | 脱硝系统 | 142 | 99.4 | 0.9 | 22 | 182 | 35.82 |
| 9 | 通风空调系统 | 7.37 | 2.95 | 0.9 | 10 | 182 | 0.48 |

| | | | | | | | |
|----|----|--------|--------|--|--|--|--------|
| 10 | 合计 | 996.07 | 661.17 | | | | 231.18 |
|----|----|--------|--------|--|--|--|--------|

脱硫脱硝系统新增耗电量 $231.18 \times 10^4 \text{ kWh}$

8.12 除尘系统耗电量计算

现有 2 台锅炉均安装电袋复合式除尘器，据实测 2 台锅炉标态烟气量 32 万 m^3/h ，年运行时间按 4004h 计算，处理 1000 m^3 烟气按 0.4KW.h 计算，则年耗电为：

$$0.4 \times 320000 / 1000 \times 4004 = 51.25 \text{ 万 KW.h}$$

技改项目新增耗电量为： $231.18 + 51.25 = 282.43 \times 10^4 \text{ KW.h}$

8.13 弱电

本项目工程弱电系统按《建筑与建筑群综合布线系统工程设计规范》（GBT50314-2000）中的有关要求设置，以此保证弱电系统功能和品质均达到标准，其主要内容包括：

- 1、电信设施、程控电话。
- 2、计算机网络。

第 9 章 水工及消防

9.1 设计依据

《建筑设计防火规范》 GB50016-2014

《建筑灭火器配置设计规范》 GB50140-2005

《建筑给水排水设计规范》 GB50015-2019

《火力发电厂与变电所设计防火规范》 GB50229-2019

《给水排水管道工程施工及验收规范》 GB50268-2019

《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》 GB50242-2016

《室外排水设计规范》 GB50014-2016

《室外给水设计规范》 GB50013-2018

《火力发电厂水工设计规范》 DL/T5339-2018

《火电厂石灰石-石膏湿法脱硫废水水质控制指标》 DL/T997-2020

9.2 水源条件

本项目生活水来源于市政自来水，经生活泵加压供给，加压泵流量 4~7m³/h，扬程 42.7~44.6m。生产水由厂区深井水提供，深井水水质条件较好，本期用水量为 40m³/h 最大，利用已有生产水供水设施。生活、生产用水量如下表 9-1 所示：

表 9-1 生活生产用水量表

| 序号 | 供水名称 | 人数 | 用水标准 (L) | 年用水量 (m ³ /a) | 用水量 | |
|----|-------|----|-------------|-----------------------------|-----------------------------|----------------------------|
| | | | | | 日用水量 (m ³ /d) | 平均时 (m ³ /h) |
| | 生活用水量 | | | | | |

| | | | | | | |
|---|--------------|----|----|----------|--------|-------|
| 1 | 职工生活用水 | 15 | 50 | 136 | 0.75 | 0.09 |
| 2 | 未预见水量(按10%计) | | | 13.6 | 0.08 | 0.01 |
| | 合计 | | | 150 | 0.83 | 0.19 |
| | 生产用水量 | | | | | |
| 1 | 脱硫用水 | | | 78078 | 429 | 19.5 |
| 2 | 脱硝用水 | | | 6892.34 | 37.87 | 1.72 |
| | 合计 | | | 84970.34 | 466.87 | 21.22 |
| | 总计 | | | 85120.34 | 467.69 | 21.26 |

新增工艺用水耗量: 21.22t/h。产生的废水量 1.3t/h, 约 5200 吨/年。处理后的废水排至热源厂回用水池, 进一步处理后供热源厂综合利用。

9.3 消防部分

9.3.1 消防水源

消防用水来源于深井水, 经消防泵加压后供给全厂消防用水。原厂现有完整的消防供水系统, 消防水池容积 600m³, 消防水泵 3 台 (2 用 1 备), 其参数为流量 110~200m³/h, 水压 68~87m。

9.3.2 消防水量

(1) 室外消防用水量

根据《建筑设计防火规范》及《火力发电厂与变电所设计防火规范》, 新增建筑按 1 次火灾考虑, 且按蓄水量最大的一座建筑物计算消防水量。脱硫岛内各建筑物室外消防水量如下表 9-2 所示:

表 9-2 各建筑室外消防水量

| 建筑物名称 | 生产类别 | 耐火等级 | 建筑体积 (m ³) | 消防水量 (L/s) |
|-------|------|------|------------------------|------------|
| 吸收塔 | 戊类 | 三 | 754 | 5 |
| 脱硫综合楼 | 丁类 | 二 | 1923 | 15 |
| 泵房 | 戊类 | 二 | 800 | 10 |

| | | | | |
|--------|----|---|-----|----|
| 浆液池房 | 戊类 | 二 | 800 | 10 |
| 事故浆液池房 | 戊类 | | 540 | 5 |

故脱硫岛区域内室外消火栓消防水量 15L/s，消防历时 2 小时考虑。

（2）室内消防用水量

根据《火力发电厂与变电所设计防火规范》，脱硫工艺楼、吸收塔可以不做室内消火栓。脱硫综合楼室内消火栓用水量 15L/s，同时使用水枪支数 3 只，每根竖管最小流量 10L/s，消防历时按 2 小时考虑。充实水柱高度 13m，所需扬程约 43m。

脱硫岛室内外消防用水总量共 40L/s，扬程约 40m。原厂消防供水流量及压力满足本项目需要，不需新增消防设施。

9.3.3 灭火器配备

根据《火力发电厂与变电所设计防火规范》及《建筑灭火器配置设计规范》，各建筑危险等级、火灾危险性类别及选配的灭火器类型如下表 9-3 所示：

表 9-3 灭火器配置一览表

| 建筑物名称 | 危险等级 | 火灾危险性类别 | 选配灭火器型号 | 备注 |
|--------|---------------|------------|--------------------------|----|
| 吸收塔 | 轻 | A | MFZ/ABC2 | |
| 脱硫综合楼 | 除了控制室为严重，其它为轻 | 控制室为E，其它为A | 控制室 MFZ/ABC5，其它 MFZ/ABC2 | |
| 泵房 | 轻 | A | MFZ/ABC2 | |
| 浆液池房 | 轻 | A | MFZ/ABC2 | |
| CEMS小间 | 中 | E | MFZ/ABC4 | |
| 事故浆液池房 | 轻 | A | MFZ/ABC2 | |

第 10 章 采暖、通风及除尘

10.1 采暖

10.1.1 气候条件

该地区属于干旱大陆性气候，四季分明。冬季严寒，夏季炎热，光照时数多，雨量不足，室外气象参数：

1、室外计算（干球）温度：

冬季采暖室外平均温度：-22℃，冬季通风：-17℃，

夏季通风：26℃，冬季空气调节：-25℃，夏季空气调节：31.6℃

夏季空气调节日平均：26℃

2、室外计算相对湿度：

冬季空气调节：59%；最热月月平均：71%；夏季通风：52%

3、室外风速：

冬季 3.6m/s，夏季 2.8m/s

4、大气压力：

冬季 98.93kPa；夏季 97.33kPa

5、日平均温度<5℃的天数：182 天

6、室外平均温度：-9.6℃

7、最大冻土深度：195cm

以上资料摘自《暖通空调气象资料集》。

10.1.2 采暖条件及总耗热能

1、采暖热负荷表，表 10-1。

热负荷表

表 10-1

| 序号 | 名称 | 采暖面积 (m ²) | 热指标 (w/ m ²) | 热负荷 (kw) |
|----|--------|---------------------------|-----------------------------|----------|
| 1 | 脱硫工艺楼 | 369.75 | 60 | 22.185 |
| 2 | 泵房 | 160 | 60 | 9.6 |
| 3 | 浆液池房 | 160 | 60 | 9.6 |
| 4 | 事故浆液池房 | 120 | 50 | 6 |
| | 合计 | 809.75 | | 47.385 |

采暖总面积 809.75 m²，采暖热负荷为 47.385KW。

2、室内采暖计算温度：生产系统 16℃。

3、本设计采暖热媒为 70—90℃ 低温热水，项目热源来自本单位，可满足项目供暖需求。

4、采暖系统采用机械循环水平串联同程式，采暖设备采用钢制散热器。每个供热系统入口设压力表、热量表、温度计、过滤器及平衡阀。通过非采暖房间的采暖管道采用离心玻璃棉保温。

5、生产系统采暖平均热负荷及耗热量：

(1) 平均热负荷

$$Q_{pj} = Q_{sj} (t_n - t_p) / (t_n - t_{wn})$$

式中：

Q_{pj}——采暖平均热负荷，KW；

Qsj——采暖设计热负荷, KW;

tn——室内设计温度, °C;

tp——采暖期室外平均温度, °C

twn——采暖室外计算温度, °C。

代入数据, 得

$$Qpj = Qsj (tn - tp) / (tn - twn) = 47.385 \times [16 - (-9.60)] / [16 - (-22)] = 31.92 \text{ KW}$$

(2) 、采暖全年耗热量

式中:

$$Qn = 0.0864 Qpj n$$

Qn——采暖全年热负荷, GJ;

Qsj——采暖平均热负荷, KW;

n——采暖期天数。

代入数据, 得 $Qn = 0.0864 \times 31.92 \times 182 = 501.94 \text{ GJ/a.}$

10.2 空调设计方案

本工程不设置集中式全年性全空气空调系统。为了提供良好的工作环境, 确保各种仪器、仪表及控制元件可靠运行, 脱硫综合楼内控制室、电子设备间、低压配电室及直流 UPS 配电间按规定要求配置分体式单元空调机。

10.3 通风设计方案

为排除室内余热及有害气体，石灰石制备间、石膏库及泵房、废水处理车间采用机械排风、自然进风。石灰石制备间、废水处理车间通风量按换气次数不少于 10 次/小时计算；石膏脱水机房通风量按换气次数不少于 15 次/小时计算，通风系统的设备、管道及附件均应防腐。电子设备间、配电室、控制室设换气次数不少于 12 次/小时的事故排风，事故排风兼作平时通风。

10.4 除尘设计方案

石灰石仓顶选用仓顶脉冲式布袋除尘器。经除尘后，排至室外的空气含尘浓度不大于 $30\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。

除尘设备分别与相应的石灰石输送设备连锁运行，在工艺设备启动运行前 3 分钟除尘装置投入运行，工艺设备停止运行后继续运行 3 分钟。除尘装置自动控制接入烟气脱硫控制系统。

10.5 主要设备配置

主要设备见“设备一览表”表 10-2

设备一览表

表 10-2

| 序号 | 名称 | 规格型号 | 单位 | 数量 | 备注 |
|----|------|---|----|----|------|
| 1 | 输流风机 | FT35-11№4. 5，风量 $4504\text{m}^3/\text{h}$ ，叶片角度 20° ，全压 110Pa ，转速 $1450\text{r}/\text{min}$ ，电机功率 0.18kW | 台 | 4 | 循环泵房 |
| 2 | 输流风机 | FT35-11№3. 55，风量 $2737\text{m}^3/\text{h}$ ，叶片角度 25° ，全压 70Pa ，转速 $1450\text{r}/\text{min}$ ，电机功率 0.09kW | 台 | 2 | 石膏库 |

| | | | | | |
|----|---------|--|---|---|--------------------|
| 3 | 输流风机 | FT35-11№3. 55, 风量2737m ³ /h, 叶片角度25°, 全压70Pa, 转速1450r/min, 电机功率0.09kW | 台 | 9 | 泵区 |
| 4 | 输流风机 | FT35-11№3. 15, 风量1537m ³ /h, 叶片角度20°, 全压53Pa, 转速1450r/min, 电机功率0.04kW | 台 | 3 | 电气电缆夹层 |
| 5 | 玻璃钢轴流风机 | FT35-11№3. 55, 风量2737m ³ /h, 叶片角度25°, 全压70Pa, 转速1450r/min, 电机功率0.09kW | 台 | 1 | 旋流站 |
| 6 | 输流风机 | FT35-11№3. 15, 风量1537m ³ /h, 叶片角度20°, 全压53Pa, 转速1450r/min, 电机功率0.04kW | 台 | 3 | 直流UPS配电室、控制室、电子设备间 |
| 7 | 屋顶风机 | DWT-IN№5, 风量6700m ³ /h, 全压122Pa, 转速960r/min, 电机功率0.37kW配防鸟网、安全网、活动风门, 阻燃防静电 | 台 | 4 | 真空皮带层 |
| 8 | 输流风机 | FT35-11№4, 风量3163m ³ /h, 叶片角度20°, 全压86Pa, 转速1450r/min, 电机功率0.12kW | 台 | 1 | 公用mcc配电室 |
| 9 | 输流风机 | FT35-11№3. 55, 风量2737m ³ /h, 叶片角度25°, 全压70Pa, 转速1450r/min, 电机功率0.09kW | 台 | 2 | 低压配电室 |
| 10 | 风冷单元式空调 | LF20W(风冷高静压型)制冷量: 20kW 额定功率制冷7.5kW(380V) | 台 | 4 | 低压配电室 |
| 11 | 脉冲袋式除尘器 | JMC-48B型处理风量2100-3200m ³ /h 过滤面积: 36m ² 设备阻力≤1200Pa清灰压力0.5—0.7MPa耗气量0.14m ³ /min电机功率3.0kW/380V配电控箱 | 台 | 1 | 石灰石仓 |
| 12 | 玻璃钢轴流风机 | FT35-11№3. 55, 风量2737m ³ /h, 叶片角度25°, 全压70Pa, 转速1450r/min, 电机功率0.09kW | 台 | 1 | 石灰石加药间 |
| 13 | 玻璃钢轴流风机 | FT35-11№3. 15, 风量1905m ³ /h, 叶片角度25°, 全压55Pa, 转速1450r/min, 电机功率0.04kW | 台 | 1 | 盐酸加药间 |
| 14 | 玻璃钢轴流风机 | FT35-11№4, 风量3920m ³ /h, 叶片角度25°, 全压88Pa, 转速1450r/min, 电机功率0.12kW | 台 | 2 | 泵房区 |
| 15 | 玻璃钢轴流风机 | FT35-11№3. 55, 风量2737m ³ /h, 叶片角度25°, 全压70Pa, 转速1450r/min, 电机功率0.09kW | 台 | 2 | 废水处理车间 |

第 11 章 节能减排措施

11.1 概述

能源是发展国民经济的动力，是提高人民生活水平的重要物质基础。随着国民经济的发展，对能源的需求日益增加，如果能源的供应赶不上经济发展的需求，将影响我国经济建设的步伐。我国是能源大国，但能源利用率很低，一般只有 30%；仅为日本的 50%，美国的 60%。目前，我国能源生产增长率仅为国民经济总增长率的一半左右，即我国国民生产总值增长所需能源的一半要靠节能来解决。开发资源、节约资源、保护资源是造福子孙，功在千秋的大事。因此在能源方针上，我国采取开发与节约并重的方针，把节约放在十分重要的位置加以考虑。

为了实施可持续发展战略，《中华人民共和国节约能源法》2007 年 10 月 28 日已由全国人民代表大会常务委员会修订通过，自 2008 年 4 月 1 日起施行。

本项目考虑到工艺生产的特点，从工艺路线的确定到重要设备的选择；从主要生产车间到公用配套工程的设计都对节能予以了高度重视。

11.2 编制依据与原则

11.2.1 编制依据

《国家发展改革委关于加强固定资产投资项目节能评估和审查工作的通知》（发改投资[2006]2787 号）

- 《固定资产投资项目节能评估及审查指南（2006）》（发改环资[2007]21号）
- 《综合能耗计算通则》（GB/T2589-2008）
- 《企业节能量计算方法》（GB/T13234-2018）
- 《企业能耗计量与测试导则》（GB6422-2009）
- 《工业企业能源管理导则》（GB/T15587-2008）
- 《用能单位能源计量器具配备和管理通则》（GB17167-2019）
- 《三相配电变压器能效限定值及节能评价值》（GB20052-2020）
- 《通风机能效限定值及节能评价值》（GB19761-2009）
- 《清水离心泵能效限定值及节能评价值》（GB19762-2007）

11.2.2 编制原则

- 1、执行国家现行的节约能源的政策、法律法规、指令及有关标准，合理科学利用能源，降低能源消耗，提高经济效益。认真贯彻国家产业政策和行业节能设计规范，严格执行本行业节能技术规定，努力做到合理利用能源和节约能源。
- 2、贯彻国家能源方针和因地制宜的原则。
- 3、设计中所选用原材料、设备尽量采用国家推荐的节能产品，采用先进适宜的高效节能设备，严禁采用国家规定的淘汰的低效高耗能材料和设备。设置能耗检验仪表，提高自动化水平，加强计量管理。

11.3 能源消耗指标分析

本项目生产过程中使用能源主要有电力、工业水和采暖热力，项目年耗电 282.43 万 kwh，工业水 8.51 万吨。采暖热力 501.94GJ，项目实物能耗数量和折标煤消耗数量估算见下表。

全厂综合耗能表

表 11-1

| 项目 | 指标 | 数量 | 当量折标煤 tce | 折标系数 (Kg标煤) |
|-------|-----------|--------|--------------|----------------|
| 电消耗量 | 总装机容量kw | 996.07 | | |
| | 平均日耗电万kwh | 1.55 | | |
| | 全年总耗电万kwh | 282.43 | | |
| | 折标煤t/a | | 347.11 | 0.1229kgce/kwh |
| 水消耗量 | 平均日耗水t/d | 467.69 | | |
| | 全年耗水t/a | 85120 | | |
| | 折标煤t/a | | 7.29 | 0.857tce/万t |
| 热力耗量 | 年耗量GJ/a | 501.94 | | |
| | 折标煤t / a | | 17.13 | 0.03412kgce/GJ |
| 全年总能耗 | 折标煤t / a | | 371.53 | |

11.4 节能措施

在本工程设计中，将从脱硫、脱硝、除尘工艺、设备选型、系统设计优化上考虑节约能源、降低电耗和节约用水的措施。

11.4.1 节约能源的措施

1) 充分优化布置，灵活、充分、有效的利用原有场地，拆除一些辅助建、构筑物减少总占地面积。

- 2) 对脱硫脱硝除尘装置系统设备、烟道、管道进行优化配置，降低系统压力损失，减少设备能量消耗，降低厂用电。
- 3) 设备选用低损耗、节能产品：选择高效风机、泵类；选用电气性能好，损耗低的变压器；在满足开关设备开断电流的条件下，选择低阻抗产品；所有照明灯具的选型，除考虑使用要求外，还应注意灯具的发光效率，优先采用发光效率高的产品。
- 4) 电缆路径的规划和配电装置的布置，应力求做到电缆路径最短，以便节省电缆和电缆桥架，减少电能损耗。
- 5) 选择合适的保温材料，减少散热损失。
- 6) 建筑设计中贯彻节能法，通过体型调整、采光通风及等方面的计算，确定建筑的体型系数和开窗面积（体型系数越小，开窗面积越少，建筑的保温隔热性越好），达到节地、节能的目的；采用节能型的建筑结构、保温隔热材料、器具和产品，提高建筑的保温隔热性能，减少采暖、制冷、照明的能耗。

11.4.2 节约水资源的措施

原有生产水供水设施能满足本项目生产用水，不用新增生产水供水设施。脱硫废水经处理后循环使用。采用优良管线及节水用具，防止跑冒滴漏。

第 12 章 环境保护

12.1 项目场地环境现状

根据相关资料, 该项目所在区域大气环境质量在《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准范围内; 环境噪声在《城市区域环境噪声标准》(GB3096-2008)二类区标准范围内; 地下水环境质量和地表水环境质量分别在《地下水环境质量标准》(GB/14848-2017)和《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)三类标准范围之内。

12.2 改造项目执行的环保标准

国家与 2011 年 7 月 29 日发布了新的《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011), 根据新标准规定, 2014 年 7 月 1 日起, 突泉县鑫光热力有限责任公司在本项目改造前已执行新标准规定的大气污染物排放浓度限值, 烟尘排放限值为 $30\text{mg}/\text{m}^3$ 、 SO_2 排放限值为 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 、 NO_x 排放限值为 $200\text{mg}/\text{m}^3$ 。

污水、固废及噪声排放标准按照热源厂现行的标准执行。

污水: 执行《污水综合排放标准》(GB8978-2017)一级标准。

厂界噪声: 厂界执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中III类标准; 各作业场所执行《工业企业噪声控制设计规范》(GBJ87-85)中相应的标准限值; 施工期执行《建筑施工场界噪声限值》(GB12523-2011)。

12.3 改造前后机组大气污染物排放

机组改造前后污染物排放对比如表 12-1 所示。

表 12-1 机组烟气净化系统本次改造前后污染物排放对比锅炉年运行时间 4004h。

2×75 吨锅炉改造前后污染物排放对比表

表 12-1

| 机组 | 烟气量 (Nm ³ /h) | 污染物 | 锅炉出口污染物浓度 (6%O ₂ , 标态, 干基 mg/Nm ³) | 烟气净化系统出口浓度 (6%O ₂ , 标态, 干基 mg/Nm ³) | 总去除量 (t/a) | 改造后排放量 (t/a) |
|---------|-----------------------------|-----------------|---|--|------------|--------------|
| 2×75t/h | 450000 | NO _x | 200 | 50 | 270.27 | 90.09 |
| | | SO ₂ | 200 | 30 | 306.31 | 54.054 |
| | | 烟尘 | 30 | 5 | 45.045 | 9.009 |

由上表可见，烟气净化系统经改造后，可实现 NO_x 总去除量 270.27t/a，实现 SO₂ 总去除量 306.31t/a，实现烟尘总去除量 45.054t/a。

改造项目完成后，NO_x 总排放量 90.09t/a，SO₂ 总排量 54.054t/a，烟尘总排放量 9.01t/a。

12.4 改造项目其他污染防治措施

其他污染物主要为烟气除 SO₂、NO_x 和粉尘之外的污染物和脱硫装置产生少量废水、粉尘和噪声等二次污染物。

1、烟气中的其他污染物

锅炉烟气中的其他污染物 (CO₂、NO₂、HCl、HF 等) 中，HCl、HF 在脱硫过程被一并脱除。

2、粉尘

烟气脱硫脱硝装置在运行中可能产生粉尘污染的场所和装置主要有：石灰石粉制备与制浆系统的工艺设备，脱硫系统设备中石灰石浆的“跑、冒、滴、漏”以及脱硝系统尿素溶液的漏损等。

石灰石粉贮运的工艺设备为全封闭系统，料仓的顶部均设有脉冲袋式除尘器，操作岗位设置就地除尘空气净化系统。制浆系统粉仓的底部通过密闭的螺旋加湿机定量下料。

脱硫装置为全密闭的设备/管道系统。动力设备全部采用机械密封，浆液的管道、阀门、法兰全部采用防腐蚀、防泄漏的材料。操作区设置完善的地面冲洗，排水回收系统。

脱硝装置动力设备全部采用机械密封，浆液的管道、阀门、法兰全部采用防腐蚀、防泄漏的材料。

以上措施均可有效地防止脱硫脱硝装置可能产生的粉尘二次污染。

3、废水

吸收塔排出的脱硫浆液经一级旋流浓缩，二级真空脱水，回收石膏。石膏旋流浓缩器的溢流（稀浆），部分返回吸收系统，部分存入废浆槽。废浆泵将废浆打入废水旋流器进一步分离处理。废浆经废水旋流器再次浓缩分离后，得到含固量 $\sim 3\%$ 的上部溢流和含固量 $\sim 10\%$ 的底流。底流进入石膏滤液槽，返回 FGD 系统循环使用。少量的废水旋流器溢流液（ $\sim 2.59\text{t/h}$ ）拟进入锅炉排渣泵集水池。本工程脱硫废水排往再生池和澄清池，循环利用，不外排。

脱硝系统产生的废水进入自建的脱硝系统废水系统内。

4、噪声

在与厂家定货时，提出噪声控制要求，选用低噪声设备，对于部分高噪声设备加装隔离罩。对于风机、水泵采用室内布置，并选用隔声门、窗。布置时将高噪声源尽量布置于远离围墙，以减少噪声对厂界的影响。

12.5 环境保护管理及监测

12.5.1 环保管理及监测机构、人员与设备

改造项目的管理及监测，其机构、人员与必需的设备仪器及其用房面积，按《火电行业环境监测管理规定》设置，纳入热源厂的管理与监测。

12.5.2 环境监测

监测工作的主要内容为：排污监测、污染处理设施运转效果监测、“三同时”竣工验收监测、污染事故应急监测。具体测点如下：

(1) 烟囱（烟气排放连续监测系统，对烟尘、SO₂、NO_x的浓度和排放量进行监测）。

(2) 除尘器进出口烟道（工人采样方式检测烟气排放及每次大修后测定除尘器效率）。

(3) 厂界噪声

具体监察项目，应遵照《火电行业环境监测管理规定》执行。改造工程配备烟气排放连续监测系统（CEMS），对烟尘、SO₂、NO_x的浓

度和排放总量进行监测，采集信号进入 DCS 系统作为数据储存，监视和分析之用，同时可供环保部门作为在线监测的依据。

12.6 结论

烟气净化系统经改造后，2 台锅炉可实现 NO_x 总去除量 270.27t/a，实现总 SO₂ 去除量 306.31t/a，实现烟尘总去除量 45.054t/a。

改造项目完成后，NO_x 总排放量 90.09t/a，SO₂ 总排放量 54.054t/a，烟尘总排放量 9.01t/a。因此本改造项目具有良好的环境效益和社会效益。

脱硫石膏可销往当地水泥厂作为原料，全部综合利用。

生活污水经处理后，达标排放，脱硫废水经处理，循环使用。

噪声经隔声、降噪处理后，均能满足国家有关标准的要求。

粉尘由于采用密闭式气力输送装置，无二次物尘现象，消石灰仓顶部设仓顶布袋除尘器，产生的脱硫石灰送至灰库后综合利用。

因此本改造项目具有明显的社会效益和环境效益，对于改善突泉县的环境，提高居民生活质量具有重大作用。

第 13 章 劳动安全和工业卫生

13.1 安全

13.1.1 烟气脱硫、脱硝、除尘系统存在的主要安全问题

脱硫、脱硝、除尘系统在运行时是一套相比较安全的装置，其潜在的安全方面的问题主要有：

1、电伤

是指脱硫、脱硝、除尘系统设备由于雷击或设备接地不良所造成的损坏并由此给工作人员带来的伤害，高压电器设备由于人员的误操作及保护不当而给人员带来的伤害。

2、机械伤害

脱硫、脱硝、除尘系统中有风机、泵类、水力旋流器和真空皮带机等转动机械设备。在运行和检修过程中如果操作不当或设备布置不当均有可能给工作人员造成伤害。

3、其他伤害

其他伤害包括：粉尘浓度过高引起的爆炸；钢平台及钢楼梯踏板造成人员滑倒；人员在高出作业时的跌倒等。

13.1.2 安全防治措施

1、防电伤措施

1) 脱硫岛内超过 20m 高的建筑物采用建筑物顶部设避雷带的方式进行避雷保护，防止雷电波入侵，并采取相应操作过电压保护；电气

工作接地、重复接地和保护性接地等共用接地装置；

- 2) 本项目采用 TN-C-S 保护系统，合理设置配电保护装置，所有插座回路设置漏电保护短路器，并采取等电位联结措施，防止电气火灾和人员触电的发生；
- 3) 电气设备采取必要的机械、电气联锁装置以防止误操作；
- 4) 电气设备设计严格按照带电部分最小安全净距执行；
- 5) 电气设备选用有五防设施的设备，对配电室加锁，严格执行工作票制度；
- 6) 在高压电器设备的周围按规程规定设置栅栏，遮拦或屏蔽装置；
- 7) 紧急事故采取声光显示及必要的其他指示信号，设置自动锁装置以给出处理事故的方法；
- 8) 各元件的控制回路均设有保险，信号，监视，跳闸等保护措施。

2、防机械伤害

- 1) 所有转动机械外露部分均加装防护罩或采取其它防护措施；
- 2) 设备布置，在设计时留有足够的检修场地。

3、其它伤害防止措施

- 1) 所有钢平台及钢楼梯踏板采用花纹钢板或格栅板以防人员滑倒；
- 2) 在楼梯孔平台等处周围设置保护沿和栏杆，以防高处跌伤；
- 3) 在粉尘含量高的场所安装通风机以达到除尘防爆效果。

13.2 工业卫生和劳动防护

13.2.1 烟气脱硫脱硝除尘系统运行中可能造成职业危害的因素

1、粉尘

脱硫系统以石灰粉为吸收剂，卸粉、石灰消化的过程中均可能造成石灰粉飞扬，对运行工人的健康有一定的危害。同时，脱硫系统的副产品脱硫石膏经过两极脱水后也为粉状，在脱硫石膏的输送及装运过程中也可能会产生泄漏，会产生一定的影响。

2、噪声

脱硫脱硝除尘系统的主设备在运行过程中产生噪声，特别是风机、泵等产生的机械噪声较大，如不采取措施降噪对人员的健康将带来一定的影响。

13.2.2 工业卫生和劳动保护措施

脱硫脱硝除尘系统的劳动保护主要考虑防尘、防腐蚀、防机械伤害、防噪音等。

1、防火、防爆

- 1) 新建构筑物的安全间距满足《建筑设计防火规范》及《火力发电厂设计技术规程》的规定。
- 2) 各新建构筑物的耐火等级，满足《建筑设计防火规范》及《火力发电厂设计技术规程》的规定。
- 3) 各新建建（构）筑物之间根据生产、消防的需要设置车行道、

人行道和消防通道。

4) 各子项内的所有电气线缆均采用铜芯导线, 通往高低压配电室、控制室的线缆采用阻燃型, 减少线路故障率和火灾的发生。

2、防尘、防毒、防化学伤害

1) 生石灰仓顶设布袋除尘器, 防止粉尘飞扬。

2) 较易漏灰处平台均采用花纹钢板, 防止粉尘漏往下层平台。

3) 脱硫除尘岛内场地采用混凝土地坪处理, 便于冲洗。

3、防潮、防寒

1) 脱硫除尘岛的 UPS 室、电子设备间以及配电间设置空调。

2) 脱硫除尘岛的配电设备间和控制室等房间设置机械通风装置。

3) 对高温设备及管道均设置保温或隔热套, 保证其外表温度小于 50℃, 以减少热辐射、防止接触烫伤。

4) 各工作间均设采暖系统, 满足冬季采暖要求, 建筑物的外墙厚度和屋面保温层厚度满足保温设计要求。各生产厂房零米以下墙体设防潮层, 地下设施用防水砂浆抹面。

4、防噪声、防振动

1) 设备订货时提出设备噪声限制要求, 在设备选型上要求选用符合国家有关标准的设备, 以便从根本上根治。

2) 对于长期连续运行产生高噪声的场所采取消声、隔声措施, 装设防噪声罩或消音器。

3) 控置室和值班室采用隔声性能良好的门窗及有较好吸声性能的墙面材料, 使其噪声满足《工业企业噪声卫生标准》的要求。

4) 设备的基础及平台的防振处理, 符合《作业场所局部振动卫生标准》和《动力机器基础设计规范》。

第 14 章 劳动组织及定员

14.1 生产管理

根据脱硫脱硝除尘系统的特点，为便于系统的运行、管理及维护，建议设置独立的脱硫脱硝除尘工段。脱硫脱硝除尘工段主要负责脱硫脱硝除尘装置的运行管理、脱硫脱硝除尘设备的日常维护、修理和脱硫副产品的处理等工作。脱硫脱硝除尘工段在行政上由公司统一管理。

14.2 人员编制

根据脱硫脱硝除尘系统的运行管理内容，结合工程的具体情况，所需人员编制如下：

- 1) 除尘脱硫脱硝除尘系统人员编制按“四值两班”运行考虑。
- 2) 除尘脱硫脱硝除尘工段人员编制 15 人，由公司统一招聘。
- 3) 运行人员：15 人，负责脱硫脱硝除尘系统的运行及巡检操作。
- 4) 维修人员：不再新增，利用公司原有维修人员，负责除尘脱硫脱硝除尘系统及设备的日常维护与修理。
- 5) 生产运行人员特别是一线操作运行人员，应在同类设备上进行专业操作，经考试合格后方能上岗操作。

第 15 章 项目实施进度计划及招投标

15.1 项目实施管理

本项目为突泉县鑫光热力有限责任公司投资建设，项目施工管理应严格按照国家建设部等有关部门的规定要求，强化工程质量管理，实行招投标，引入工程监理制度，切实保证工程质量和工期。

1、项目实施严格按照“项目法人制、施工招标制和质量责任制”的原则进行管理。

2、实行工程质量终身负责制。对项目建设工程质量负主要责任的领导、参建单位的领导人和直接责任人，实行工程质量终身追究制度。

3、实行工程监理制。项目建设过程中，聘请有资格的监理单位和人员，对项目建设进行监理，抓好工程进度，提高工程质量，降低成本。

4、严格按照基本建设程序办事，建设过程中应接受发展和改革、财政、审计等部门和社会舆论的监督，建成后按照有关规定进行严格的竣工验收。

5、严格项目资金管理。对项目资金实行专账管理、专款专用，严禁挪用和挤占。

15.2 项目实施进度计划

本项目建设期为16个月，主要进行项目申请报告编制及审批、资金筹措、初步设计及审批、施工图设计及审批、设备询价采购、土建施工、设备安装调试、投入使用等阶段。为保证项目如期建成，允许各阶段有不同程度的交叉，以保证建成后尽快达到设计规模。

详见项目实施进度计划表，表15-1。

表15-1项目实施进度表

| 项目 | 月份 | 2024年 | | | | | | | | | |
|--------|----|-------|---|---|---|---|---|---|---|---|----|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 | 6 | 7 | 8 | 9 | 10 |
| 项目前期准备 | | | | | | | | | | | |
| 设计阶段 | | | | | | | | | | | |
| 施工准备 | | | | | | | | | | | |
| 工程施工 | | | | | | | | | | | |
| 设备安装调试 | | | | | | | | | | | |
| 人员培训 | | | | | | | | | | | |
| 联合试运行 | | | | | | | | | | | |
| 竣工验收 | | | | | | | | | | | |

15.3 招投标

为了确保项目建设的项目建设质量和节约投资，缩短工程建设期，防范和化解工程建设中的违法、违规行为，使项目发挥最大经济效益和社会效益，保护国家利益不受损害，依照《关于加强对全区工程建设项目招投标监督管理的通知》的精神，特制定项目的招标方案。本项目应按照公开、公平、公正和诚实信用的原则进行公开招标，招标人为建设单位—内蒙古晶达节能科技有限公司。

15.3.1 项目招标执行文件及标准

1、《建设项目可行性研究报告增加招标内容以及核准招标事项暂行规定》（计划字【2001】103号文转发的“国家发展计划委员会2001年第9号令”）。

2、《中华人民共和国招标投标法》（1999年8月30日第九届全国人民代表大会常务委员会第十次会议通过）。

3、《房屋建筑和市政基础设施工程施工招标投标管理办法》（建设部令第89号，自2001年6月1日施行）。

4、《工程建设项目勘察设计招投标办法》（自2003年8月1日施行）。

5、《工程建设项目施工招标投标办法》。

6、《建设工程监理范围和规模标准规定》。

7、《建设工程设备招标投标管理暂行办法》。

15.3.2 项目招标范围

依据有关规定工程勘察、设计、监理等服务的采购，当单项合同估算价在30万元以下时，可以不进行招标；当单项合同估算价在30万元以上时，必须进行招标；设备及材料采购单项合同估算价在50万元以上时，进行招标；建筑及安装工程均因单项合同估算价在100万元以上时，要进行招标。

依据有关规定，项目总投资额在1000万元人民币以上的，其勘察、设计、施工、监理以及与工程建设有关的重要设备、材料等的采购，必须进行招标。

本项目建设单位对勘察设计、监理、建筑工程、主要设备以委托招标形式进行公开招标。

15.3.3 招标组织形式

本项目招标的组织形式为委托招标，必须委托具有相关资质的招标代理机构。

15.3.4 招标形式

按规定项目应采取公开招标的方式。

项目招标采取项目法人委托具有相应资质的招标代理单位代理招标的形式，由招标代理机构会同项目法人共同组织招标。代理单位负责编写招标文件、组织开标、评标和定标工作。

15.3.5 招标程序

建设项目的开标由项目法人和招标代理机构主持，邀请投标单位、政府主管部分和其他有关单位（监督、公正等部门）代表参加。并按照招标投标法的规定，负责组建评标委员会。

评标委员会负责评标。评标委员会由项目法人、主要投资方以及受聘的技术、经济等方面专家组成。评标委员会依据招标文件要求对投标文件进行综合评审和比较，并按顺序向项目法人推荐二至三个中标候选单位。

项目建设领导小组组成授权的领导小组办公室从评标委员会推荐中标候选单位中择优确定中标单位。中标单位确定后，项目法人正式发出经主管部门审核备案的《中标通知书》，并全部评标结构，按项目隶属关系，报相关部门备案。

具体见招标基本情况汇总表

招标基本情况表

| 项目 | 招标范围 | | 招标组织形式 | | 招标方式 | | 不采用招标方式 | 招标估算金额(万元) | 备注 |
|------|------|------|--------|------|------|------|---------|------------|----|
| | 全部招标 | 部分招标 | 自行招标 | 委托招标 | 公开招标 | 邀请招标 | | | |
| 勘察设计 | √ | | √ | | | √ | | 20.00 | |
| 建筑工程 | √ | | √ | | | √ | | 425.72 | |
| 监理 | √ | | √ | | | √ | | 38.40 | |
| 主要设备 | √ | | √ | | | √ | | 2838.03 | |
| 主要材料 | | | | | | | | | |
| 其他 | √ | | √ | | | √ | | 1748.71 | |

情况说明：依据有关规定，项目总投资额在1000万元人民币以上的，其勘察设计、施工、监理以及与工程建设有关的重要设备，材料等的采购，必须进行招标。本项目符合此情况，因此采用招标方式。

建设单位盖章：

年月日

第 16 章 投资估算与资金筹措

16.1 概况

本工程为 2×75 噸锅炉超低排放改造项目。采用 SNCR+SCR 联合脱硝工艺；采用石灰—石膏湿法脱硫工艺；采用布袋除尘器（采用气力输灰系统）+湿式静电除尘器工艺。以实现超低排放目的。项目估算总投资为 5080 万元。

16.2 编制及参考依据

1. 《火力发电厂可行性研究报告内容深度规定》(DL/T5375—2018)
2. 《火力发电工程建设预算编制与计算标准》(中电联技经[2007]139 号)
3. 《电力建设工程概算定额》(中电联技经[2007]139 号)
4. 《建设工程监理与相关服务收费管理规定》(发改价格[2007]670 号)

16.3 编制方法

1、工程费用

建筑工程费根据建构筑物特征，参照同类工程单位造价指标进行估算。

设备购置费及设备安装工程费，主要为目前市场询价。

2、工程建设其他费用

主要依据《火力发电工程建设预算编制与计算标准》计取，监理费依据《建设工程监理与相关服务收费管理规定》计算。

3、预备费

基本预备费以工程费用与其它费用之和为计费基数，取费率为 5.3%；依据《关于加强对基本建设大中型项目概算中“价差预备费”管理有关问题的通知》，未计取价差预备费。

16.4 建设投资构成

建设投资是本项目在建设期与筹备期所花费的全部费用。该建设投资由建筑工程费、设备购置费、安装工程费、工程建设其它费用、基本预备费构成。本工程可行性研究投资估算静态价格基准年：2023 年。

16.4.1 建筑工程费估算

依据《建设工程其他费用标准》（2022 年版）规定的“平米造价指标”结合当地工程造价管理部门发布的造价指数进行调整计算。本项目新增建筑面积 809.75 m²，及配套的附属设施，建（构）筑物工程费估算额为 425.72 万元。

16.4.2 设备购置费估算

设备价格按照项目单位提供的设备名称、型号、数量，依据近期厂家报价加运费计算，设备购置费估算总额为 2838.03 万元。

16.4.3 设备安装工程费估算

设备安装工程费根据安装项目的难易程度并参考同类企业的实际，分别按不同的安装费率进行估算，安装工程费估算为 1493.85 万元。

16.4.4 工程建设其他费用估算

工程建设其他费包括建设单位管理费、工程建设监理费、前期工作咨询费、工程勘察费、工程设计费、施工图预算编制费、竣工图编制费、工程保险费、场地准备及临时设施费、招标代理服务费、施工图审查费及原有设施拆除费等，依据有关文件做为取费标准。

工程建设其他费用估算为 56.78 万元。

16.4.5 基本预备费与价差预备费

1、基本预备费

以建筑工程费、设备购置费、安装工程费及工程建设其他费用之总和计算基数，根据有关文件要求，按 5.3%的费率计算，为 256.48 万元。

2、价差预备费

价差预备费依根据国家计委计投资[1999]1340 号文件规定不计算。

16.4.6 建设投资估算总额

本项目建设投资为 5080 万元，包括：

1、建筑工程费：425.72 万元

2、设备购置费：2838.03 万元

3、安装工程费 1493.85 万元

4、工程建设其他费用：56.78 万元

5、基本预备费：256.48 万元

详见:总投资估算汇总表

建(构)筑物投资估算表

设备购置费及安装工程费估算表

工程建设其他费用估算表

16.5 流动资金估算

本项目的流动资金采用详细指标分项估算法估算。

本项目新增流动资金 30.47 万元, 其中铺底流动资金 9.14 万元。

详见:流动资金估算表

16.6 项目建设总投资

本建设项目总投资为 5080.00 万元, 其中, 建设投资 5070.86 万元, 铺底流动资金为 9.14 万元。

16.6.1 投资构成

1、工程及其费用: 4814.38 万元

其中: 工程费用: 4757.60 万元

其他费用: 56.78 万元

2、工程预备费用: 256.48 万元

3、建设期贷款利息: 0 万元

4、铺底流动资金: 9.14 万元

16.6.2 费用项目构成

1、静态投资: 5070.86 万元

2、动态投资: 0 万元

3、铺底流动资金：9.14 万元

16.6.3 工程投资比例分析

1、各项工程费用占固定资产投资的比例：

第一部分工程费用占固定资产投资的比例为 93.82%；

第二部分工程其他费用占固定资产投资的比例为 1.12%；

工程预备费占固定资产投资的比例为 5.06%；

建设期贷款利息占固定资产投资的比例为 0%。

2、各类费用占静态投资的比例：

建筑工程费用占静态投资的比例为 8.40%；

设备购置费占静态投资的比例为 55.97%；

安装工程费用占静态投资的比例为 29.46%；

其他费用占静态投资的比例为 6.18%。

16.7 资金筹措

16.7.1 资金使用计划

1、固定资产投资使用计划

固定资产投资按进度计划实施，项目建设期 7 个月，2024 年 4 月至 2024 年 10 月，按计划投入资金 5070.86 万元，按实施进度完成后，可完成建设投资的 100%。

2、流动资金使用计划

流动资金从计算期第 2 年投入流动资金 30.47 万元

16.7.2 资金筹措

该项目建设总资金为 5101.33 万元，其中建设投资为 5070.86 万元，拟申请有关部门补助资金 2378.80 万元，企业自筹 2692.06 万元。流动资金为 30.47 万元，全部来自企业自筹资金。

分年投资计划与资金筹措表 单位：万元

| 序号 | 项 目 | 合 计 | 建设期 | | 生产期 |
|-----|--------|---------|---------|-------|-----|
| | | | 1 | 2 | |
| 1 | 总资金 | 5101.33 | 5070.86 | 30.47 | |
| 1.1 | 建设投资 | 5070.86 | 5070.86 | 0.00 | |
| 1.2 | 建设期利息 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |
| 1.3 | 流动资金 | 30.47 | 0.00 | 30.47 | |
| 2 | 资金筹措 | 5101.33 | 5070.86 | 30.47 | |
| 2.1 | 项目资本金 | 2722.53 | 2692.06 | 30.47 | |
| 2.2 | 申请补助资金 | 2378.80 | 2378.80 | 0.00 | |
| 2.3 | 其他资金 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | |

第 17 章 财务分析与评价

17.1 计算依据及相关说明

17.1.1 项目测算参考依据

- 1、《建设项目经济评价方法与参数》第二版，国家发改委 2006 年审核批准实施；
- 2、中国国际工程咨询公司编制的《工程项目建设管理条例》；
- 3、投资项目可行性研究指南；
- 4、国家现行财税制度；
- 5、其他调查分析数据；
- 6、项目建设单位提供的有关收入、支出等基础数据；

17.1.2 项目测算基本设定

- 1、项目土建工程等统一按照 20 年折旧，残值回收率 5%；项目设备及其他等统一按照 15 年折旧，残值回收率 5%；
- 2、本项目的财务评价计算期按 13 年计算：其中建设期为 1 年，投产期为 12 年。
- 3、项目生产负荷：本项目前 1 年为建设期，项目第 1 年冬季采暖期投产并达到 100% 负荷。
- 4、行业基准收益率 4%。

17.2 成本费用估算

17.2.1 材料费用

项目新增原材料和动力的消耗量定额根据处理工艺确定，价格采

用目前的市场价（均为含税价）。

1、原材料费包括石灰石粉、尿素，年费用 122.65 万元。

2、动力费包括电、水、热力，年费用 154.96 万元。

3、原材料费、动力费合计为 277.61 万元

详见：外购原材料及动力费估算表

17.2.2 工资福利费

本项目投产后，需新增员工 15 人，其中：工人 14 人，技术人员 1 人，年工资福利费为 51.24 万元。

详见：工资及福利费估算表

17.2.3 折旧费

1、固定资产折旧费。本项目计入固定资产原值的费用，按照《中国国际工程咨询公司建设项目经济评价管理办法—新建项目可行性研究确定经济评价办法》规定，包括：固定资产投资中的工程费用，工程其他费用（剔除征地费、生产职工培训费和办公家具购买费），预备费、建设期利息，固定资产折旧，工程建筑折旧年限 20 年，设备折旧年限 15 年，净残值可按折旧固定资产的 5% 考虑。

本项目预计形成固定资产原值 5014.08 万元，其中：房屋建筑物 425.72 万元，机器设备 4331.88 万元，待摊投资 256.48 元。年折旧费分别为 20.22 万元、274.35 万元和 16.24 万元，合计为 310.82 万元，残值为 1284.27 元。

详见：固定资产折旧费估算表

2、无形及递延资产摊销费。本项目无形资产和递延资产为 56.78

万元，为简化计算，按 10 年摊销，每年摊销 10%，年摊销费为 5.68 万元。

详见：无形资产和其他资产摊销估算表

17.2.4 修理费

本项目计提按建设投资折旧口径计算，~~年大修理基金提存率按~~ 0.5%计算，建设投资为 5080 万元，修理费为 ~~25.4~~ 万元。

17.2.5 其他费用

其他管理费，根据企业实际情况提取年工资总额的 0.2 倍，费用为 10.25 万元。

17.2.6 财务费用

本项目无借款，不产生财务费用。

17.2.7 产品总成本构成

总成本费用=生产成本+销售费用+管理费用+财务费用

生产成本=原材料+燃料+外购动力+制造费用

制造费用=折旧+维修+其他制造费

管理费用=摊销费（无形资产摊销和递延资产摊销）+其他管理费

成本估算（第 2 期）

总成本费用：684.41 万元

经营成本：364.50 万元

可变成本：277.61 万元

固定成本：403.80 万元

成本费用净现值：6142.20 万元（折现率=4%）

详见：总成本费用估算表

17.3 销售收入估算

本项目唯一的产品石膏，年产量 823.18t，吨价 75.00 元，销售给当地水泥厂，年销售收入为 6.17 万元，销项税额 0.90 万元，外购原料、动力费进项税额 38.75 万元，增值税为-37.85 万元。

详见：销售收入、销售税金和增值税估算表

17.4 利润及分配

利润总额=销售收入-增值税、营业税金及附加-总成本费用

利润估算（第 2 期）

利润总额：-675.24 万元

净利润：-675.24 万元

详见：利润与利润分配表

17.5 项目投资现金流量

项目投资税前财务净现值（ $i_c=4\%$ ）：-13353.37 万元

费用现值（ $i_c=4\%$ ）：8193.29 万元

详见：项目投资现金流量表

17.6 财务评价

根据上述基础数据和财务条件，求出本项目财务评价指标，见下表：

| 序号 | 指标名称 | 单位 | 数值 |
|----|---------|----|---------|
| 1 | 项目总投资 | 万元 | 5080.00 |
| | 其中：建设投资 | 万元 | 5070.86 |

| | | | |
|----|---------------------|----|-----------|
| | 30%铺底流动资金 | 万元 | 9.14 |
| 2 | 营业收入 | 万元 | 6.17 |
| 3 | 增值税 | 万元 | 0.00 |
| 4 | 营业税金及附加 | 万元 | 0.00 |
| 5 | 总成本费用 | 万元 | 684.41 |
| 6 | 利润总额 | 万元 | -675.24 |
| 7 | 净利润 | 万元 | -675.24 |
| 8 | 项目投资税前财务净现值 (ic=4%) | 万元 | -13353.37 |
| 9 | 总投资收益率 | % | -13.29 |
| 10 | 权益投资净利润率 | % | -13.29 |

17.6.1 财务评价指标的分析

1、盈利能力分析

由于项目亏损，无法计算项目投资内部收益率、权益投资内部收益率、投资回收期；年均投资收益率为负。项目无盈利能力。

2、清偿能力分析

本项目无银行贷款，不进行此项分析。

3、盈亏平衡分析

本项目虽有石膏收益，但远小于可变成本，无法计算盈亏平衡分析。

17.6.2 分析结论

项目进行脱硫、脱硝、除尘改造，几无收入，同时投资和成本费用较大，从经济效益的角度考虑，本项目无经济效益。但项目投产运行后，将减少烟尘污染，提高环境质量，有着巨大的环保效益和社会效益。特别是若烟尘污染久拖不治，随着环境保护进一步加强，甚至强硬停产，直接的经济效益损失将难以估量。所以本项目投产势在必行。

第 18 章 环境效益及社会效益

18.1 环境效益

本项目为突泉县鑫光热力有限责任公司第二热源厂脱硫脱硝除尘设施工程，对 2×75t/h 循环流化床锅炉实施石灰—石膏湿式脱硫工艺，采用 SNCR+SCR 联合脱硝工艺，采用布袋除尘器（采用气力输灰系统）+ 湿式静电除尘器工艺。

18.1.1 脱硫超低排放改造前后污染物排放情况

脱硫装置改造实施前 SO₂ 的产生量为 360.36t/a，产生浓度为 200mg/m³。脱硫改造实施后 SO₂ 的排放量为 54.054t/a，排放浓度为 30mg/m³。脱硫改造实施后 SO₂ 的减排量为 306.306t/a。

SO₂ 排放量见表 18-1。

表 18-1 二氧化硫排放特征表

| 项目 | 单位 | SO ₂ | 标准限值 | 备注 |
|--------|------|-------------------|--------|--------------|
| 烟气脱硫工程 | 年产生量 | t/a | 360.36 | 原工艺脱硫 |
| | 初始浓度 | mg/m ³ | 200 | |
| | 排放浓度 | mg/m ³ | 30 | 超低排放 脱硫工艺 |
| | 年排放量 | t/a | 54.054 | |

1、SO₂ 允许排放量分析

按照国家现行最新标准的规定，热力公司排放限值计算 SO₂ 排放量。

本期工程建成后，SO₂ 排放量将减少为 306.306t/a。

2、排放浓度分析

循环流化床锅炉实施超低排放改造脱硫后，SO₂ 排放浓度为 30mg/m³，满足 GB13223-2011 《火电厂大气污染物排放标准》的国家标最新准限值。

18.1.2 脱硝超低排放改造前后污染物排放情况

脱硝装置改造实施前 NO_x 的产生量为 360.36t/a，产生浓度为 200mg/m³。脱硝改造实施后 NO_x 的排放量为 90.09t/a，排放浓度为 50mg/m³。脱硝改造实施后 NO_x 的减排量为 270.27t/a。

NO_x 排放量见表 18-2。

表 18-2 氮氧化物排放特征表

| 项目 | | 单位 | NO _x | 标准限值 | 备注 |
|--------|------|-------------------|-----------------|------|----------|
| 烟气脱硝工程 | 年产生量 | t/a | 360.36 | | 原脱硝工艺 |
| | 初始浓度 | mg/m ³ | 200 | | |
| | 排放浓度 | mg/m ³ | 50 | 50 | 超低排放脱硝工艺 |
| | 年排放量 | t/a | 90.09 | | |

1、NO_x 允许排放量分析

按照国家现行最新标准规定，热力公司排放限值计算 NO_x 排放量。本期工程建成后，NO_x 排放量减少为 270.27t/a。

2、排放浓度分析

循环流化床锅炉实施烟气超低排放改造脱硝后，NO_x 排放浓度为 50mg/m³，满足 GB13223-2011 《火电厂大气污染物排放标准》的国家最新标准限值。

18.1.3 除尘超低排放实施改造前后烟尘排放情况

锅炉烟气除尘装里改造实施前，，烟尘生产量 54.054t/a，产生浓度为 30mg/m³。项目改造实施后，烟尘的排放量 9.009t/a，排放浓度为 5mg/m³。烟气除尘技改实施后烟尘的减排量为 45.045t/a。

烟尘排放量见表 18-3。

表 18-3 烟尘排放特征表

| 项目 | | 单位 | 烟尘 | 标准限值 | 备注 |
|--------|------|-------------------|--------|------|----------|
| 烟气除尘工程 | 年产生量 | t/a | 54.054 | | 原布袋除尘工艺 |
| | 初始浓度 | mg/m ³ | 30 | | |
| | 排放浓度 | mg/m ³ | 5 | 5 | 超低排放除尘工艺 |
| | 年排放量 | t/a | 9.009 | | |

1、烟气允许排放量分析

按照国家现行最新标准规定，热力公司排放限值计算烟尘排放量。除尘工程改造完成后，烟尘排放量减少为 45.045t/a。

2、排放浓度分析

四台循环流化床锅炉实施烟气超低排放改造后，烟尘排放浓度为 5mg/m³，满足 GB13223-2011《火电厂大气污染物排放标准》的国家最新标准限值。

18.2 社会效益

随着经济的快速发展，我国燃煤排放的二氧化硫及氮氧化物急剧增加。由于我国部分地区燃用高硫煤，且燃煤设备未能采取脱硫、脱

硝措施，致使二氧化硫及氮氧化物排放量不断增加，造成环境的严重污染。二氧化硫及氮氧化物在氧化剂、光的作用下，会生成使人致病、甚至增加病人死亡率的酸盐气溶胶；在低浓度 SO_2 及氮氧化物的影响下，植物的生长机能受到影响，造成产量下降，品质变坏；在高浓度的 SO_2 及氮氧化物的影响下，植物产生急性危害，叶片表面产生坏死斑，或直接使植物叶片枯萎脱落，危害相当严重。大气中的 SO_2 及氮氧化物对金属的腐蚀主要是对钢结构的腐蚀。据统计，发达国家每年因金属腐蚀而带来的直接经济损失占国民经济总产值的 2%~4%。由于金属腐蚀造成的直接损失远大于水灾、风灾、火灾、地震造成损失的总和。且金属腐蚀直接威胁到工业设施、生活设施和交通设施的安全。随着我国进入世界贸易组织和全球环保意识的加强，控制和治理 SO_2 及氮氧化物污染成为我国当前和今后相当一段时间内最为紧迫的环保任务之一。因为这不仅关系到我国社会和经济的健康和可持续发展，也由于 SO_2 及氮氧化物和酸雨污染是全球性的，关系到我国的国际形象。因此，加强对 SO_2 及氮氧化物污染的治理，不但具有经济效益，同时，氮氧化物又是破坏大气臭氧层的主要有害气体，它所带来的社会效益和环境效益更是不可估量的。

第 19 章 结论

19.1 总的评价

石灰石—石膏湿法烟气脱硫、烟气 SNCR+SCR 联合脱硝、烟气布袋除尘+湿式静电除尘工艺，技术成熟可靠，脱硫、脱硝、除尘效率高。吸收剂、还原剂价廉易得，在国内都有良好的运行业绩，设备国产化率也较高，符国家技术政策。突泉县鑫光热力有限责任公司第二热源厂 2×75t/h，燃煤锅炉烟气脱硫脱硝除尘工程采用石灰石—石膏湿法烟气脱硫工艺、烟气 SNCR+SCR 联合脱硝工艺和烟气布袋除尘+湿式静电除尘工艺，技术上是可行的。

该项目实施 100%烟气脱硫脱硝除尘后，SO₂、NO_x、烟尘排放量大大降低，全厂 SO₂、NO_x、烟尘实际排放量将达到国家最新的，允许排放标准，同时也降低了烟气中粉尘的排放量，满足了新的环保标准，环保效果及社会效益显著。

19.2 存在问题和建议

1、对设备进行询价，在满足工艺技术的条件货比三家，减少资金投入。

2、本期工程中烟道改造对原有引风机的压头以及出口角度可能造成影响，后续工作要详细核实引风机的变化。

3、按 2011 版火电厂大气污染物排放标准，本热源厂烟尘排放浓度不得高于 5mg/Nm³，为满足排放要求，需要业主对原有除尘设施进行

改造。

19.3 主要技术指标

突泉县鑫光热力有限责任公司第二热源厂 2×75t/h 锅炉采用石灰石—石膏湿法烟气脱硫工艺（两炉一塔），采用烟气 SNCR+SCR 联合脱硝工艺和布袋除尘+湿式静电除尘工艺，脱硫、脱硝、除尘工程静态投资（基础价）5080 万元，脱硫、脱硝、除尘工程动态投资（建成价）5080 万元，计划总投资 5080 万元主要技术经济指标如下：

| | |
|----------------------------|----------------------------------|
| ● 处理烟气量 | 450000Nm ³ /h (湿基、标况) |
| ● 处理烟气量 | 418600m ³ /h (干基、工况) |
| ● SO ₂ 排放浓度 | ≤30mg/Nm ³ |
| ● NO _x 排放浓度 | ≤50mg/Nm ³ |
| ● 烟尘排放浓度 | ≤5mg/Nm ³ |
| ● 脱硫率 | ≥96.5% |
| ● 脱硝率 | ≥92% |
| ● 烟尘脱除率 | ≥99.84% |
| ● 石灰石消耗量（平均） | 0.24t/h |
| ● 脱除 SO ₂ 量（最大） | 76.5kg/h |
| ● 尿素消耗量（平均） | 191.25kg/h |
| ● 脱除 NO _x 量（最大） | 67.5kg/h |
| ● 生产运行人员数 | 15 人 |
| ● 入口 SO ₂ 浓度 | 200mg/Nm ³ |

| | |
|---------------------------|-----------------------|
| ● 锅炉出口 NO _x 浓度 | 200mg/Nm ³ |
| ● 烟尘出口浓度 (布袋除尘) | 30mg/Nm ³ |
| ● 入口烟气温度 | 110°C |
| ● 排烟温度 | 55°C |
| ● 工艺水耗 (平均) | 1.72t/h |
| ● 年利用小时数 (22h/d×182d) | 4004h |
| ● 脱硫、脱硝、除尘工程总投资 | 5080 万元 |

