



中国能源建设集团安徽省电力设计院有限公司
CHINA ENERGY ENGINEERING GROUP ANHUI ELECTRIC POWER DESIGN INSTITUTE CO., LTD.

34-F11121K-A-01

淮北国安电力有限公司 2×320MW 机组 脱硝除尘超净排放改造 可行性研究报告

中国能源建设集团安徽省电力设计院有限公司

工程咨询单位甲级资信证书：甲 142024010830

甲级工程设计证书编号：A234002619

甲级工程勘察综合类证书编号：B134002612

2024 年 11 月合肥

工程咨询单位甲级资信证书

单位名称：中国能源建设集团安徽省电力设计院有限公司

住所：安徽省合肥市经济技术开发区繁华大道369号

统一社会信用代码：913401001489415362

法定代表人：郭纪中

技术负责人：张家倩

资信等级：甲级

资信类别：专业资信

业务：电力（含火电、水电、核电、新能源），电子、信息工程（含通信、广电、信息化），建筑，水文地质、工程测量、岩土工程

证书编号：甲142024010830

有效期：2024年07月01日至2027年06月30日



证书查询



发证单位：中国工程咨询协会

批准: 胡晓亮

审核: 李振宇

校核: 胡书利

编制: 曾友平

目录

1	概述	1
1.1	项目背景	1
1.2	改造必要性	4
1.3	研究范围	6
1.4	设计依据及主要原则	7
1.5	工作过程及主要参加人员	8
2	厂址条件	9
2.1	厂址概况	9
2.2	工程地质	9
2.3	气象条件	10
2.4	交通运输	11
2.5	厂区总平面布置	11
3	燃料特性	12
3.1	锅炉设计采用煤质	12
3.2	锅炉燃烧器改造采用煤质	12
3.3	本次改造拟采用煤质	13
4	现有设备改造情况及参数	14
4.1	锅炉及燃烧器	14
4.2	脱硝系统	20
4.3	除尘器	24
4.4	脱硫系统	27
4.5	引风机	32
5	超净改造工程设想	33
5.1	脱硝超净改造工程设想	33
5.2	除尘超净排放改造工程设想	57
5.3	引风机改造	77

5.4	空预器防堵改造	91
5.5	电气部分	100
5.6	热控部分	104
5.7	除灰部分	107
5.8	给排水及消防	110
5.9	暖通部分	110
5.10	建筑结构部分	110
6	环境保护	111
6.1	工程概况	111
6.2	区域生态环境质量现状概况	111
6.3	超净排放技术改造措施	114
6.4	环境影响分析	115
7	劳动安全和职业卫生	116
7.1	危险有害因素分析	116
7.2	安全防治措施	116
8	节能分析	117
9	人力资源配置	118
10	项目实施的条件和建设进度设想	118
10.1	项目实施的条件	118
10.2	主要工程项目施工方案	119
10.3	项目实施的建设进度和工期	119
11	风险分析	120
11.1	技术风险分析	120
11.2	工程风险分析	120
12	结论及建议	120
12.1	主要结论	120
12.2	建议	120

1 概述

1.1 项目背景

1.1.1 电厂概况

淮北国安电力有限公司由皖能股份有限公司、中煤电力有限公司、兴安控股有限公司、首达控股有限公司共同出资组建，1997 年成立，是安徽省和淮北市“九五”规划和 2010 年远景目标中重点建设项目，是安徽省按照电力体制改革精神批准建立的第一个独立发电企业。

淮北国安电力有限公司 2×320MW 国产引进型燃煤机组，1997 年 11 月 18 日开工建设，两台机组分别于 2000 年 4 月 13 日和 7 月 10 日一次顺利通过 168 小时满负荷试运，并先后通过国电公司的达标验收，被国电公司授予“优质工程”称号。为了提高电厂的竞争力，对#1、2 机组成功实施了提高铭牌出力改造。改造后，汽轮机的铭牌出力达到 320MW。

1.1.2 脱硝、静电除尘器原始设计及投产至今的改造优化历程

(1) 2012 年至 2013 年进行了烟气脱硝改造，增设了 SCR 脱硝装置，布置在锅炉和静电除尘器之间，采用“高含尘布置方式”的选择性催化还原法（SCR），工艺系统按 SCR 入口 NO_x 浓度 550mg/Nm³、处理 100%烟气量及最终 NO_x 排放浓度不大于 100mg/Nm³ 进行设计。催化剂采用蜂窝式，按“2+1”模式布置，备用层在最下层，配置耙式半伸缩蒸汽吹灰器。

(2) 2016 年进行超低排放改造，由浙江蓝天求是环保股份有限公司设计供货，采用选择性催化还原脱硝(SCR)工艺，增加备用催化剂层，并对原有所有催化剂进行再生，受损催化剂进行更换。三层催化剂增设声波吹灰器及附属部件，第三层催化剂加装蒸汽吹灰器。并对原蒸汽吹灰器系统进行优化。脱硝效率不低于 91.7%，脱硝入口烟气中 NO_x 含量≤600mg/Nm³，烟囱出口烟气 NO_x≤50mg/Nm³。

主要改造内容如下：①对反应器进行扩容改造，每层催化剂模块由 8×5 调整为 8×6，改造后反应器尺寸约为 8.07m×11.81m，催化剂孔内流速为 6.0m/s。增加备用催化剂层，并对原有所有催化剂进行再生，更换受损的催化剂。催化剂仍然采用蜂窝式催化剂，孔数为 18 孔。②反应器入口烟道进行局部扩宽改造，内部设置导流叶片，更换反应器内部整流格栅；反应器外侧墙向外侧扩容 1960mm；反应器出口喇叭口进行局部扩宽改造，内部设置导流叶片。③最下层催化剂增设 3 台蒸汽吹灰器，在每一层催化剂 8.07m 方向

上设置 4 台可调频旋笛式声波吹灰器。脱硝系统吹灰系统形成蒸汽吹灰器+声波吹灰器组合吹灰方式。④增加静态混合器，优化喷氨格栅及烟道流场；更换稀释风机；液氨储罐增加一路气氨管道至氨气缓冲罐。⑤控制系统：新增 1 对 DPU 将新增设备的纳入控制，接入原 DCS 系统，新增 DCS 机柜布置在集控楼内的电子设备间内，可通过主机 DCS 操作员站能对烟气脱硝系统及其辅助系统正常运行进行监视和调整、以及异常事故工况的处理等；辅助控制控制系统：为新增声波吹灰器新增就地独立的 PLC 控制系统。新增备用层蒸汽吹灰器接入原 DCS 系统备用回路。⑥CEMS 系统：对脱硝出口 CEMS 烟气分析仪表更换，确定更换，其他部分利旧。

(3) 2021 年-2022 年进行了液氨改尿素的改造，由东方电气集团东方锅炉股份有限公司总包。液氨改尿素制氨采用尿素热解法，稀释风加热采用烟气换热器工艺，并配置辅助电加热器装置，尿素站采用公用制，尿素热解系统采用单元制。

改造内容主要包括新建尿素站、热解炉及分配装置、热源系统（烟气换热器与电加热器）、烟气管道系统、稀释风管道系统、喷氨格栅系统、阀门以及电控装置、脱硝输灰系统等。

改造后的尿素制氨系统满足全负荷段投运需求，运行时保证脱硝热解炉出口（稀释风和尿素溶液混合后）混合气温度 $\geq 350^{\circ}\text{C}$ ，在 30%BMCR 工况至 BMCR 工况时投运烟气换热器满足气气换热器出口热解所需温度要求，在更低负荷时（小于等于 30%BMCR 工况，火电灵活性改造之后，在脱硝入口烟温满足脱硝催化剂最低喷氨温度的条件时），当炉膛烟温过低无法满足通过气气换热器出口热解所需温度时，通过辅助电加热器提升稀释风温度来满足加热稀释风的要求。按照脱硝入口 $\text{NO}_x \leq 600\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，出口达至 NO_x 排放 $\leq 20\text{mg}/\text{Nm}^3$ （标态，干基，6% O_2 ）进行设计。

(4) 2022 年-2023 年，2 台机组更换了一层催化剂，另外 2 层 2016-2017 年再生的催化剂，至今未进行更换。

(5) #1、#2 机组锅炉原有配套两台上冶厂生产的双室三电场静电除尘器，卧式布置，型号为 2FFA4 \times 45M- \times 96-125，原设计除尘效率 $\geq 99\%$ 。

2007 年#1 机组静电除尘器由龙净环保进行了增高增容改造，内部掏空后，内部阴极线由螺旋线更换为鱼刺线，阳极侧部振打改为顶部振打，末端增加一个 3.64 米电场，电场有效长度增至 20.02 米，整体加高至 15 米，并在一电场前区使用 2 台 0.6A/72KV 高频电源供电。

(6) 2013 年至 2015 年，#1 机组静电除尘器又将第一、二电场电源改为高频电源，第三、四电场电源改为脉冲电源。内部第一电场进行了导电滤槽改造，第四电场进行了集尘滤槽改造。

(7) 2014 年，#2 机组在原有静电除尘器型式下，对三个电场进行了导电滤槽改造，同时三个电场电源改为了高频电源。同时#2 机组增设了一台卧式板式（不锈钢）湿式电除尘器。改造后烟囱入口粉尘浓度 $\leq 20\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。

(8) 2016 年 11 月完成#1 机组超低排放改造，2017 年 6 月完成#2 机组的超低排放改造。对#1 电除尘器进行改造，除尘器的 2、3、4 电场采用导电滤槽，拆除四电场集尘滤板，并对#1 电除尘内部进行大修。#2 干电除尘器将第 2、3 电场高频电源改造为脉冲电源。

1.1.3 现有脱硝、静电除尘器概况

现有脱硝系统采用选择性催化还原法（SCR），催化剂采用蜂窝式，3 层布置，采用尿素热解法制氨；#1 机组除尘系统采用双室四电场电除尘器+石灰石石膏湿法脱硫协同除尘，#2 机组除尘系统采用双室三电场电除尘器+石灰石石膏湿法脱硫协同除尘+湿式电除尘器；两台机组脱硫系统均采用石灰石-石膏湿法烟气脱硫工艺，一炉一塔配置。

电厂 SCR 脱硝装置布置在锅炉后和静电除尘器之间，因场地受限等因素，与传统电厂垂直布置在锅炉尾部空预器和省煤器之间不同，电厂现有 SCR 脱硝引出后，架高在静电除尘器进口的烟道上部，烟道布置也不顺畅，如下图所示：



图 1.1-1 现场 SCR 脱硝装置

两台机组静电除尘器原设计除尘效率 $\geq 99\%$ ，#1 机组静电除尘器末端增加一个 3.64 米电场（静电除尘器后为引风机支架，空间受限，增加的电厂长度小于原电场长度 5.46 米），#2 机组静电除尘器目前仍为双室三电场静电除尘器。虽然两台机组静电除尘器对内部阴极线、振打装置等进行改造，但长度方向受限，除尘器长度最多扩展到与钢柱与引风机支架齐平处。#1 机组静电除尘器比集尘面积为 $103.7\text{m}^2/\text{m}^3/\text{s}$ ，#2 机组静电除尘器比集尘面积为 $58.27\text{m}^2/\text{m}^3/\text{s}$ ，远小于目前超超临界机组新上的静电除尘器比集尘面积（以我公司设计的金塘电厂项目为例，静电除尘器比集尘面积为 $145\text{m}^2/\text{m}^3/\text{s}$ ）。



图 1.1-2 #1 机组静电除尘器（除尘器钢柱扩展至与引风机支架齐平）

1.1.3 电厂实际排放数据

2023 年电厂实际污染物排放平均数据：烟尘约 $6\text{mg}/\text{Nm}^3$ 、二氧化硫约 $21\text{mg}/\text{Nm}^3$ 、氮氧化物约 $38\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，2023 年小时均值超标次数统计如下：

#1 机组 24 次（其中烟尘 4 次，二氧化硫 4 次，氮氧化物 16 次）；

#2 机组 14 次（其中烟尘 3 次，二氧化硫 3 次，氮氧化物 8 次）。

上述超标次数统计仍是按超低排放“烟尘 $<10\text{mg}/\text{Nm}^3$ 、二氧化硫 $<35\text{mg}/\text{Nm}^3$ 、氮氧化物 $<50\text{mg}/\text{Nm}^3$ ”的标准进行统计。

1.2 改造必要性

2023 年，安徽省生态环境厅、安徽省市场监督管理局联合发布《火电厂大气污染物排放标准（DB34/4336-2023）》，要求安徽省新建燃煤锅炉执行在基准氧含量 6%的条件下，烟尘 $<5\text{mg}/\text{Nm}^3$ 、二氧化硫 $<25\text{mg}/\text{Nm}^3$ 、氮氧化物 $<35\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。现有燃煤锅炉执行在基准氧含量 6%的条件下，烟尘 $<10\text{mg}/\text{Nm}^3$ 、二氧化硫 $<35\text{mg}/\text{Nm}^3$ 、氮氧化物 $<$

50mg/Nm³。

2023 年，安徽省人民政府发布《皖北六市空气质量提升攻坚行动方案（皖政办秘〔2023〕58 号）》，要求加快实施现有煤电机组提标改造。大力推动节能降碳改造、灵活性改造、集中供热改造“三改联动”，“十四五”末皖北六市现有 29 台 30 万千瓦以上煤电机组全面达到“超净排放”。

安徽省人民政府办公厅

皖政办秘〔2023〕58 号

安徽省人民政府办公厅关于印发 皖北六市空气质量提升攻坚行动方案的通知

有关市人民政府，省政府有关部门：

经省政府同意，现将《皖北六市空气质量提升攻坚行动方案》印发给你们，请结合实际认真贯彻落实。

（二）开展煤炭减量替代提升行动。

4. 加快实施现有煤电机组提标改造。大力推动节能降碳改造、灵活性改造、集中供热改造“三改联动”，“十四五”末皖北六市现有 29 台 30 万千瓦以上煤电机组全面达到“超净排放”，积极推动将符合国家规定条件的老旧机组转为应急备用。（牵头单位：省能源局；配合单位：省发展改革委、省生态环境厅）

2024 年 1 月 12 日，淮北市生态环境局副局长奚先春主持召开淮北市电力企业超低/超净排放改造暨重污染减排专题调度会。要求电厂企业对照省政府出台的《皖北六市空气质量提升攻坚行动方案》规范化管理，明确了超净排放是硬性要求，要求各企业尽快推进项目技改申报进度，尽快完成超低/超净排放改造。

2024 年 2 月 29 日，淮北市生态环境局副局长奚先春主持召开“淮北市空气质量提升攻坚行动方案”项目沟通推进会，要求各企业单位再次确认淮北市空气质量提升攻坚

行动方案所列项目，国安公司“超净排放”改造项目已列入其中（项目清单中共计 22 个项目，淮北市其他电力企业超低/超净排放改造工作也均列入其中），并要求 2025 年底前必须完工。且《淮北市空气质量提升攻坚行动方案》（征求意见稿）已通过省环委办审核，后期按照省厅要求，环保主管部门将对清单项目将进行全程跟踪调度。2024 年 4 月 12 日，淮北市人民政府正式下发《淮北市人民政府办公室关于印发淮北市空气质量提升攻坚行动方案的通知》。

淮北国安电力有限公司目前执行超低排放标准，为了适应《皖北六市空气质量提升攻坚行动方案（皖政办秘[2023]58 号）》要求，拟对烟气除尘、脱硫、脱硝改造，本次改造范围包括脱硝、除尘改造（脱硫改造不在本次改造范围内，建设单位另行委托），工程实施后，电厂烟尘最终排放浓度 $\leq 5\text{mg}/\text{Nm}^3$ （标态，干基，6%氧）、氮氧化物 $\leq 35\text{mg}/\text{Nm}^3$ （标态，干基，6%氧），满足超净排放的要求，排放总量明显降低，符合建设资源节约型、环境友好型社会的目标，具有显著的环保效益和社会效益。

公司两台机组已运行 24 年，接近寿命周期，后续将开展机组延寿工作，根据国家能源局发布的《国家能源局关于做好“十四五”期间煤电机组延寿工作的通知》中对延寿机组要求：“大气污染物排放必须符合国家最新环保要求”，为了确保电厂后续生存发展，也必须实施超净排放改造工作。

1.3 研究范围

根据《火力发电厂可行性研究报告内容深度规定》(DL/T5375-2018)，对本次改造可行性进行分析和论证，研究范围包括：脱硝改造方案、除尘改造方案、引风机改造方案、土建方案、电气系统及控制系统等主要系统的方案论证。通过论证，提出本工程的建设设想和总体规划，并进行投资估算及效益分析。

(1) 机务专业：结合机组现状，根据机组容量、燃煤灰份特性等，充分考虑工程的建设条件，包括现场施工条件、允许的施工周期等，提出可行的除尘、脱硝、引风机改造方案；

(2) 电气专业：根据工艺方案确定合适的供电系统改造范围。

(3) 热控专业：根据工艺方案确定超净排放改造的仪表和控制。

(4) 土建专业：根据改造方案、基础荷载初步确定基础的设计、加固、改造方案。

(5) 环保专业：立足污染物排放现状，结合环境法规的要求，提出合理可行的控制目标，确保改造后烟尘、氮氧化物及 SO_2 排放浓度满足超净排放要求。

(6)年利用小时：机组年利用时间按 4374 小时计算。

1.4 设计依据及主要原则

1.4.1 设计依据

(1)《淮北国安电力有限公司 2×320MW 机组超净排放可行性研究报告》技术咨询合同。

(2)淮北国安电力有限公司 2×320MW 机组施工图设计成品文件及设备订货资料。

(3)淮北国安电力有限公司提供的设计基础资料、设备运行数据等。

(4)《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)。

(5)《火电厂大气污染物排放标准》(DB34/4336-2023)。

(6)《皖北六市空气质量提升攻坚行动方案》(皖政办秘[2023]58 号)。

(7)《淮北国安电力有限公司 2×320MW 机组烟气超低排放改造工程烟气脱硝系统升级改造工程》技术协议。

(8)《淮北国安电力有限公司 2×320MW 机组烟气超低排放改造工程除尘及脱硫改造工程》技术协议。

1.4.2 设计原则

参照《火力发电厂可行性研究报告内容深度规定》(DL/T5375-2018)的要求，同时结合本工程的特点。可行性研究将依据电厂氮氧化物及烟尘的排放状况并结合工程的具体情况，遵循有关的依据、标准和法规，做到范围明确、突出重点、便于实施的原则。与本研究有关的基础数据采用电厂相关设计数据及运行数据，最大限度利用原有设备和场地，减少原有设备以及附属构建筑物的拆除，缩短改造工期，合理降低成本。使本项目实施后，能达到预期的技术目标和最终要实现的环境、社会 and 经济效益。

(1) 满足《皖北六市空气质量提升攻坚行动方案(皖政办秘[2023]58 号)》以及电厂要求，按照氮氧化物浓度不高于 $35\text{mg}/\text{Nm}^3$ (标态，干基，6%氧) 设计，催化剂体积按氮氧化物浓度 $600\text{mg}/\text{Nm}^3$ 选取。

(2) 满足《皖北六市空气质量提升攻坚行动方案(皖政办秘[2023]58 号)》以及电厂要求，按照除尘器入口烟尘浓度 $50\text{g}/\text{Nm}^3$ ，出口烟尘排放浓度不高于 $15\text{mg}/\text{Nm}^3$ (标态，干基，6%氧) 设计。

(3) 对#1、#2 机组静电除尘器改造为电袋除尘器，一电三袋。

(4) 引风机改造阻力的增加需考虑本次脱硝除尘超净改造增加的阻力、预留脱硫提效改造增加的阻力以及预留设置烟气余热利用装置增加的阻力。

(5) 最大限度利用原有设备、烟道和场地，减少原有设备及烟道的拆除，减少改造工程量，缩短改造工期，合理降低成本。

(6) 改造方案力求安全可靠，能满足机组运行维护等相关要求。

(7) 改造后系统运行经济性高，系统阻力等控制在合理范围内。

1.5 工作过程及主要参加人员

在设计工作过程中和建设单位进行了充分沟通，感谢建设单位给与的支持，完成了可行性研究报告的编制工作。

淮北国安电力有限公司主要参加人员如下：

序号	姓名	职务
1	陈峰	副总经理
2	王诚	技术支持部副经理
3	李若鹏	技术支持部副经理
4	杨晓东	科创中心副主任
5	王志身	科创中心副主任
6	刘涛	技术支持部热控专工
7	毛巨杰	技术支持部热控主管
8	宁宁	技术支持部锅炉主管
9	陈东东	技术支持部硫灰主管
10	魏杰	技术支持部电气主管(一次)
11	纪娟娟	技术支持部电气主管(二次)

中国能源建设集团安徽省电力设计院有限公司主要参加人员如下：

序号	姓名	职务
1	李振宇	副总工程师
2	贺启利	发电工程公司副总经理
3	管友新	设总
4	崔芳	电气专业主设人

序号	姓名	职务
5	何亚东	热控专业主设人
6	管友新	锅炉专业主设人
7	赵欣	结构专业主设人
8	聂小斌	暖通专业主设人
9	赵呈东	除灰专业主设人
10	马涛	环保专业主设人
11	孙红瑾	技经专业主设人

2 厂址条件

2.1 厂址概况

淮北市位于安徽省北部，地处苏、豫、皖三省交界处，北接萧县，南临蒙城，东与宿县毗邻，西连涡阳和河南永城县。东经 $116^{\circ}24'$ ～ $117^{\circ}03'$ ，北纬 $33^{\circ}16'$ ～ $34^{\circ}10'$ ，东西宽 60 公里，南北长 108 公里，总面积约 2770 平方公里。淮北市下辖三区一县，分别为相山区、杜集区、烈山区、濉溪县。

淮北国安电力有限公司位于安徽省淮北市烈山区宋疃镇，距市中心约 20 公里，厂址周围 1 公里内有相对集中的居民区。

2.2 工程地质

按《中国地震剧烈度区划图（1990）》规定，本地区抗震设防烈度为 6 度，设计基本地震加速度值为 $0.05g$ ，地震动反应谱周期为 $0.45s$ ，

2.2.1 场地土类型为中硬场地土，厂址区建筑场地类别：

建筑场地类别为Ⅱ类。

2.2.2 厂址地质岩土特征：

厂区内地基岩土按时代特征和力学性质可划分为四层，其中考虑到主厂房建筑对地基的要求，在主厂房区将第（1）层细化为三个亚层，各层地基岩土特征如下：

（1a）层：第四系全新统粘土层。粘土为主，部分为粉质粘土，黄褐、褐黄色、可塑～硬塑，层厚 $0.90\sim 1.60$ 米，层底埋深标高 $29.59\sim 31.94$ 米。表层 0.5 米为耕土。该层土主要分布在锅炉和主厂房一带，其余地段缺失。

（1b）层：第四系全新统粘土层。粘土为主，部分为粉质粘土；棕黄、黄褐色；硬

塑；层厚 1.40~3.40 米；层底标高 27.29~35.41 米。该层在区内广泛分布；局部地段表层 0.5 米为耕土。

(1c) 层：第四系全新统粉质粘土层。黄、褐黄色；可塑为主。局部为硬塑；层厚 0.40~1.90 米；层底埋深标高 26.20~29.96；主要分布在锅炉北和主厂房地段。该层土工程性质相对较差。

(2) 层：第四系更新统粘土层。局部含粉质粘土。棕黄、棕红色；硬塑~坚硬；含钙质结核；层厚 1.00~10.40 米，区内广泛分布，该层层底埋深标高受下伏基岩起伏控制，变化较大。

(3) 层：燕山期侵入岩。岩性以闪长玢岩为主，灰白~灰黄色；斑状结构，斑晶以长石为主，块状构造。本次揭露多为强风化。侵入岩多沿基岩层面，结构面和断裂带侵入，与基岩接触关系较复杂，在地质剖面图上难以表示。

(4) 层：奥陶系下统灰岩。为厚层至巨厚层黑灰色隐晶质灰岩，白云质灰岩、似豹皮状灰岩等。由于该层岩性较杂，为作图方便且工程性质接近，故统为灰岩。该层为区内主要基岩，广泛分布。岩层产状受地质构造影响而有变化，总体看为倾向 135°，倾角 35°。区内 (4) 层层顶埋深 1.00~14.40 米，靠近主厂房地段埋深变大，基岩面倾斜方向与一山坡向一致。

2.3 气象条件

濉溪县气象站位于厂址西北面约 10km 的城郊，厂址与气象站间无高山阻隔，同属平原气候区，故选择濉溪县气象站作为电厂气象条件的代表站进行统计，得到厂址处气象条件如下：

多年平均气压：1013.0hpa

多年最高气压：1044.7hpa

多年最低气压：988.2hpa

多年平均气温：14.5℃

多年最高气温：41.4℃

多年最低气温：-21.3℃

多年年平均年降水量：847.2mm

多年一日最大降水量：249.7mm

多年年最大年蒸发量：1748.7mm

多年平均相对湿度：70%

多年平均水汽压：13.8hpa

多年平均风速：2.8m/s

多年最大风速：19.0m/s

多年年平均日照时数：2779.4h

多年最大积雪深度：20cm

多年最大冻土深度：26cm

多年地面最高温度：69.0℃

基本风压：0.3kN/m²。

2.4 交通运输

铁路：已建设由国铁青龙山编组站接轨的铁路专用线，厂内铁路线 8 股道。

公路：厂址西南侧约 1.2km 处有淮（淮北市）符（符离集）公路通过，电厂进厂公路从该公路引接。

2.5 厂区总平面布置

主厂房固定端朝向西南，扩建端朝向东北，厂区由东南向西北呈升压站—主厂房—运煤、贮煤设施的三列式布置，厂区纵向轴线与正北方向之间夹角为 25 度；铁路专用线从厂区西南端进厂并靠西布置，煤场布置在厂区铁路线西侧，升压站位于主厂房屋东南的 A 列外，网控楼布置在 220kV 升压站以北，升压站围栅距主厂房 A 列 100m。自然通风冷却塔、厂区净水站布置在厂区南侧、升压站的固定端，循环水弱酸处理室布置在冷却塔东侧。锅炉补给水处理室布置在锅炉房固定端，工业废水处理站和除渣设施布置在主厂房烟囱后，生活污水处理站布置在 220kV 升压站东侧，生产综合楼布置在汽机房固定端，燃油库区布置在厂区西北侧的厂区铁路外。其它各辅助、附属建筑物均布置在主厂房固定端，施工生活区位于厂区扩建端。

脱硫本体设施布置于一期烟囱两侧，辅助设施脱硫废水综合楼及事故浆液箱布置于一期工业废水站南侧，电控磨制综合楼布置于一期烟囱北侧，除灰水泵房北侧新增了粗灰库及细灰库。

3 燃料特性

由于市场原因，电厂燃料来源与原设计也有所变化，燃料成分也发生了相应变化。

3.1 锅炉设计采用煤质

锅炉设计煤种：贫煤，燃煤特性详见表 3.1-1。

表 3.1-1 锅炉设计燃煤特性

类别	项目	符号	单位	设计煤种	校核煤种I	校核煤种II
燃煤成分特性	收到基低位发热量	Q _{net.ar}	KJ/kg	19314	17501	21202
	收到基灰份	A _{ar}	%	30.57	36.43	33.16
	收到基全水分	M _{ar}	%	9.6	9.45	5.2
	空气干燥基水分	M _{ad}	%	0.46	1.45	0.37
	干燥无灰基挥发份	V _{daf}	%	20	24.29	15.46
	收到基碳	C _{ar}	%	51.35	46.15	54.78
	收到基氢	H _{ar}	%	2.78	2.78	2.91
	收到基氧	O _{ar}	%	4.43	4.87	2.61
	收到基氮	N _{ar}	%	0.84	0.78	1.07
	收到基硫	S _{ar}	%	0.15	0.4	0.25
	可磨性系数	K _{km}	-	1.386	1.2	1.298
	煤粉细度	R ₉₀	%	≤15	≤12	≤12
灰成分及特性	二氧化硅	SiO ₂	%	54.12		
	氧化铝	Al ₂ O ₃	%	32.39		
	氧化铁	Fe ₂ O ₃	%	3.39		
	氧化钙	CaO	%	4.06		
	氧化钾	K ₂ O	%	1.8		
	氧化钠	Na ₂ O	%	0.6		
	氧化镁	MgO	%	0.9		
	氧化钛	TiO ₂	%	1.35		
	灰变形温度	DT	℃	1350	> 1500	1350
	灰软化温度	ST	℃	1440	> 1500	1440
	灰熔化温度	FT	℃	> 1500	> 1500	> 1500

3.2 锅炉燃烧器改造采用煤质

电厂于 2012-2013 年进行了锅炉燃烧器改造，采用的煤质资料如下：

表 3.2-1 锅炉燃烧器改造设计煤质参数

类别	项目	符号	单位	淮北原煤	淮北混煤	30%淮北原煤+ 70%淮北混煤
燃煤成分特性	收到基低位发热量	Q _{net.ar}	KJ/kg	16250	20480	19211
	收到基灰份	A _{ar}	%	43.54	32.11	35.54
	收到基全水分	M _{ar}	%	4.11	5.13	4.82
	空气干燥基水分	M _{ad}	%	1.94	2.34	2.22
	干燥无灰基挥发份	V _{daf}	%	22.08	18.06	19.27
	收到基碳	C _{ar}	%	40.84	53.57	49.75
	收到基氢	H _{ar}	%	2.86	2.90	2.89
	收到基氧	O _{ar}	%	7.82	5.28	6.04
	收到基氮	N _{ar}	%	0.53	0.64	0.61
	收到基硫	S _{ar}	%	0.3	0.37	0.35
	可磨性系数	K _{km}				
	煤粉细度	R ₉₀	%			
灰成分及特性	二氧化硅	SiO ₂	%	58.24	57.08	57.43
	氧化铝	Al ₂ O ₃	%	27.46	30.25	29.41
	氧化铁	Fe ₂ O ₃	%	2.86	4.16	3.77
	氧化钙	CaO	%	2.11	2.99	2.73
	氧化钾	K ₂ O	%	1.41	1.26	1.31
	氧化钠	Na ₂ O	%	0.35	0.40	0.39
	氧化镁	MgO	%	0.95	0.99	0.98
	氧化钛	TiO ₂	%	1.27	1.40	1.36
	灰变形温度	DT	°C	1382	>1450	
	灰软化温度	ST	°C	>1450	>1450	
	灰熔化温度	FT	°C	>1450	>1450	

3.3 本次改造拟采用煤质

电厂 2023 年入炉煤质情况如下：

表 3.3-12023 年入炉煤质参数

样品编号	低位发热量(MJ/kg)	全水份(Mar%)	灰份(Ad%)	挥发份(Vd%)	固定碳(FCad%)	全硫(Std%)	收到基灰分(Aar%)	干基硫(Std%)
平均值:	17.63	9	38.35	20.37	40.76	0.72	34.92	0.72
最大值:	21.07	13.3	51.54	26.25	51.92	1.2	46.83	1.22
最小值:	12.68	5.2	21.85	13.08	27.86	0.35	18.93	0.35

目前电厂煤源为贫煤和淮北等地区烟煤，根据电厂提供的煤质资料，本次摸底试验

用煤情况如下表，并作为本次脱硝、除尘超净排放改造的设计煤质。

表 3.3-2 摸底试验用煤质特性表

类别	项目	符号	单位	数值	备注
燃煤成分特性	收到基低位发热量	Q _{net.ar}	kJ/kg	20690	
	收到基灰份	A _{ar}	%	28.73	
	收到基全水分	M _{ar}	%	6.8	
	空气干燥基水分	M _{ad}	%	2.50	
	干燥无灰基挥发份	V _{daf}	%	20.71	
	收到基碳	C _{ar}	%	54.60	
	收到基氢	H _{ar}	%	2.95	
	收到基氧	O _{ar}	%	5.55	
	收到基氮	N _{ar}	%	0.89	
	收到基硫	S _{ar}	%	0.48	
灰成分及特性	二氧化硅	SiO ₂	%	2.73	
	三氧化二铝氧化铝	Al ₂ O ₃	%	0.09	
	氧化铁	Fe ₂ O ₃	%	0.06	
	氧化钙	CaO	%	50.56	
	氧化镁	MgO	%	3.25	
	氧化钠	Na ₂ O	%	0.04	
	氧化钾	K ₂ O	%	0.02	
	三氧化硫	SO ₃	%	0.02	
	二氧化锰	MnO ₂	%	0.009	

4 现有设备改造情况及参数

4.1 锅炉及燃烧器

4.1.1 锅炉本体

锅炉为东方锅炉厂设计制造的亚临界、一次中间再热、自然循环、全悬吊、半露天布置、平衡通风、固态排渣、燃煤汽包锅炉。制粉系统采用钢球磨中间储仓式热风送粉系统。过热器调温为三级减温水调节，再热器调温为燃烧器摆动+喷水调节。锅炉主要设计参数如下

表 4.1-1 锅炉主要设计参数

序号	项目	单位	B-MCR	备注
1	主蒸汽流量	t/h	1025	

2	主蒸汽压力	MPa	18.3	
3	主蒸汽温度	°C	541	
4	再热蒸汽流量	t/h	830	
5	再热蒸汽进口压力	MPa	3.79	
6	再热蒸汽出口压力	MPa	3.6	
7	再热蒸汽进口温度	°C	322	
8	再热蒸汽出口温度	°C	541	
9	给水温度	°C	281	
10	空预器进口空气温度	°C	20	
11	一次风出口热风温度	°C	354	
12	二次风出口热风温度	°C	343	
13	排烟温度（修正后）	°C	132	
14	省煤器出口过剩空气系数	/	1.27	
15	锅炉效率	%	91.08	
16	计算燃料消耗量	t/h	147.75	按原设计煤种
17	炉膛出口温度	°C	1089.4	
18	第一级减温水量	t/h	1.8	
19	第二级减温水量	t/h	0.4	
20	炉膛容积热负荷	kW/m ³	109.2	
21	炉膛断面热负荷	MW/m ²	4.67	
22	炉膛断面宽	m	13.335	
23	炉膛断面深	m	12.829	
24	锅筒中心线标高	m	65	

4.1.2 燃烧器

4.1.2.1 原有燃烧器概况

锅炉制粉系统为中间储仓式热风送粉系统，采用四台钢球磨，燃烧器为直流式四角切圆布置，布置于炉膛下部的四角，每角的燃烧器分为上下二组，上组由 4 层二次风喷嘴、2 层一次风(煤粉)喷嘴和 2 层三次风喷嘴组成，下组由 4 层二次风喷嘴和 3 层一次风(煤粉)喷嘴组成。一次风和二次风喷嘴间隔布置，其中上组最上层为燃烬风(OFA)喷嘴，每个喷嘴均配有独立风室，每个风室进口处均设有风门挡板，所有风门挡板由各自的气动执行机构驱动，每角燃烧器配有三层轻油油枪，放在相应的二次风喷嘴中，应分别配置高能点火装置。油枪采用简单机械雾化，燃烧器的煤粉喷嘴和油枪应配有火焰检测装置。每组燃烧器配有喷嘴摆动机构，可使喷嘴上下摆动 $\pm 30^\circ$ ，摆动机构由气动执行机构驱动。

风层名称	标高 (m)
二次风 DFA	2804
三次风 Y	27410
三次风 X	2664
二次风 EE	25932
一次风 E	25276
二次风 DE	24735
一次风 D	24103
二次风 DD	23410
二次风 CC	21752
一次风 C	21150
二次风 BC	20585
一次风 B	20020
二次风 AB	19479
一次风 A	18847
二次风 AA	18190

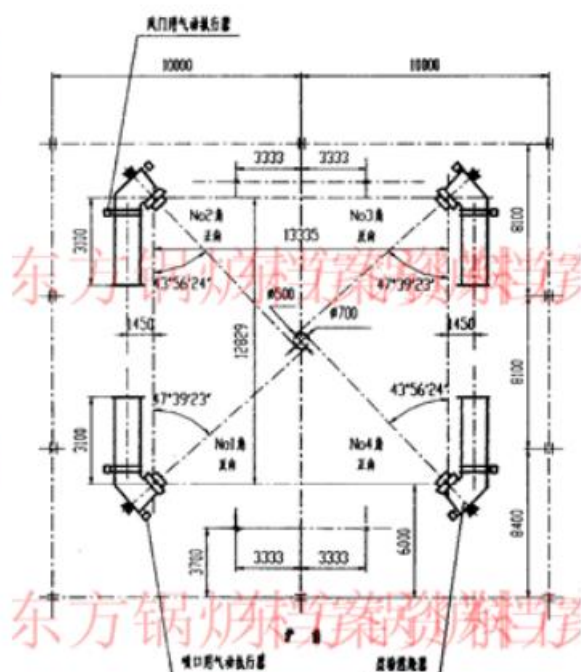


表 4.1-2 燃烧器设计参数（设计煤种、BMCR 工况）

项目	风速 (m/s)	风温 (°C)	阻力 (Pa)
一次风	24.5	260	1500
二次风	43	349	2450
三次风	52	60	2950
周界风	25	349	-

(1) 燃烧器改造思路

2012-2013年电厂进行了燃烧器及锅炉本体的改造, 主要对锅炉燃烧器进行整体更换改造, 同时进行增加高温再热器受热面和高温过热器受热面整体改造, 主要改造内容如下:

1) 采用炉内多重分级低 NO_x 燃烧技术及百叶窗水平浓淡燃烧器, 降低 NO_x 排放量;

2) 通过燃烧器的燃尽风喷口反切及反切角度水平方向可调, 减小炉膛出口烟气残余旋转, 降低炉膛出口烟温偏差, 缓解受热面壁温局部超温的问题, 达到减少投入 (或不投入) 再热汽减温水的目的, 提高机组经济性能;

3) 优化燃烧器设计参数、整体布置和结构设计, 提高稳燃能力;

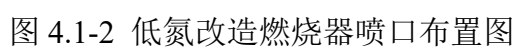
4) 恢复燃烧器摆动调再热汽温功能;

5) 优化燃烧器设计参数、整体布置和结构设计, 保证锅炉燃烧效率, 增强燃烧系统对锅炉煤种的适应能力。

(2) 燃烧器设备布置

燃烧器为四角布置, 切圆燃烧, 采用水平浓淡直流式煤粉燃烧器。炉膛中心的两个假想切圆直径为 $\Phi 500\text{mm}$ 和 $\Phi 700\text{mm}$; 燃烧器中心线与背火侧水冷壁的夹角为 $43^{\circ}56'24''$ 和 $42^{\circ}20'37''$ 。

燃烧器喷口高度方向分两组布置。下组交错布置5层一次风喷口 (其中一层为微油燃烧器) 和7层二次风喷口, 燃烧器喷口从下到上依次为2—1 (微油) —2—1—2(油)—1—2—2—1—2(油)—1—2。上组布置两层三次风喷口、两层OFA 喷口和一层二次风喷口 (备用, 增加停磨等特殊情况下的调试手段), 燃烧器喷口从下往上依次为2—3—3—2 (OFA) —2(OFA)。除两层OFA 喷口外的所有喷口均可上下摆动 30° 。两层OFA喷口可手动上下摆动 15° , 水平方向反切布置 (反切角度在 $15\pm 10^{\circ}$ 内手动可调)。为减小投停磨对炉膛内残余旋转的影响, 三次风喷口也反切 2° 布置。



煤粉及其输送用风(即一次风)经煤粉管道、燃烧器一次风管及一次风喷口喷入炉膛；周界风（兼作一、三次风喷口停运时喷口冷却风）经风道、燃烧器风室及（一、三次风喷口四周的）周界风喷口喷入炉膛；二次风（其中喷口内布置有油枪的两层二次风在油枪投运时也作为燃油配风）经风道、燃烧器风室及二次风喷口喷入炉膛；制粉乏气（即三次风）经三次风管道、燃烧器三次风管及三次风喷口喷入炉膛；为降低 NO_x 生成量而设置的燃尽风（OFA）经风道、燃尽风风室及燃尽风喷口喷入炉膛。

每角的煤粉燃烧器及燃尽风调风器内部总共被隔成 17 层风室，各层风室分别向对应的周界风喷口、二次风喷口和燃尽风（OFA）喷口单独供风。各层风室入口处均设有风门挡板，各层风室之间的风量分配是通过调节各层风室入口处的风门挡板的开度来实现的。锅炉总风量的调节应通过送风机来调节，不属于风门挡板的调节范围。每个风室的风门挡板均配有气动执行器，因此所有风门挡板均可实现远方自动控制。四角燃烧器同一标高上的四个风门执行器一般采用同步控制，即所谓"层控"。为了燃烧调整的灵活性每个执行器还可实现单独控制。

（3）百叶窗式水平浓淡煤粉燃烧器

燃烧器所有一次风（最下层的微油煤粉直接点火燃烧器除外）均采用水平浓淡燃烧器，水平浓淡燃烧器利用百叶窗式煤粉浓缩器使经过的煤粉气流分成浓淡两股，浓煤粉气流从向火侧喷入炉内，淡煤粉气流从背火侧喷入炉内。煤粉浓缩器分离叶片采用楔形体型式，可以防止叶片背后产生气流涡旋造成浓缩器内积粉，同时可以降低浓缩器的阻力。煤粉浓缩器浓侧和上下侧均内衬陶瓷贴片防磨，可以保证浓缩器的使用寿命。

一次风喷口中采用垂直半锥体，半锥体位于浓侧喷口内，使一次风浓煤粉气流偏离主气流方向反切喷入炉内，首先与高温烟气混合并延迟与二次风的混合，以增强煤粉气流的着火和稳燃能力、降低 NO_x 的生成量，同时延长煤粉在炉内的停留时间。一次风喷口四周布置偏置周界风，背火侧的周界风喷口较大，向火侧较小。以减小周界风对煤粉气流着火的不利影响，又可以使周界风在背火侧与淡煤粉气流共同起到防止煤粉火焰冲刷水冷壁引起结焦和高温腐蚀的作用。

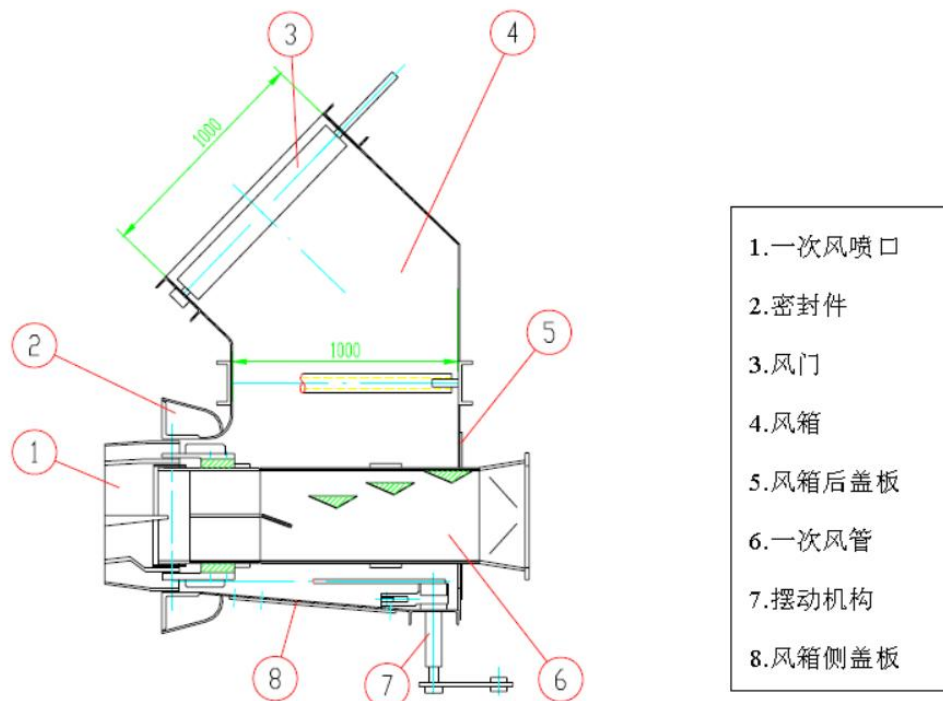


图4.1-3 煤粉燃烧器结构图

（4）燃尽风调风器

为降低锅炉NO_x生成量，燃烧器上方设置了燃尽风调风器（与三次风喷口组成燃烧器上组），共布置2层燃尽风喷口，与三次风一起在炉内形成空气整体分级燃烧，设计燃尽风量占锅炉总风量的比例为25~35%（含三次风）。三次风喷口反切2°形成对冲燃烧，以减小制粉系统投停对炉膛出口烟温偏差的影响。2层燃尽风喷口均反切15°，以减小烟气残余旋转程度，从而减小炉膛出口两侧的烟温偏差；此外燃尽风喷口还可手动水平摆动±10°，用以调节燃尽风对烟气残余旋转的影响程度和与烟气的混合均匀度，提高煤粉的燃尽效率。燃尽风在不同工况下的最佳风率应通过燃烧调整试验加以确定。为增加燃烧调整的灵活性，在上组燃烧器中布置了备用的二次风喷口，设计工况为该喷口对应风门关闭，在磨煤机部分停运时、煤质变化或在燃烧调整中根据需要使用。

4.2 脱硝系统

4.2.1 现有脱硝系统概况

电厂于2016年进行超低排放改造，由浙江蓝天求是环保股份有限公司设计供货，采用选择性催化还原脱硝(SCR)工艺，增加备用催化剂层，并对原有所有催化剂进行再生，受损催化剂进行更换。三层催化剂增设声波吹灰器及附属部件，第三层催化剂加装蒸汽吹灰器。并对原蒸汽吹灰器系统进行优化。脱硝效率不低于91.7%，脱硝入口烟气

中 NO_x 含量≤600mg/Nm³，烟囱出口烟气 NO_x≤50mg/Nm³。



图 4.2-1 SCR 脱硝装置

4.2.2 脱硝系统主要技术参数及设备

脱硝装置主要技术参数及设备如下。

表 4.2-1 脱硝装置主要技术参数表

序号	项目名称	单位	数据	备注
1	性能数据			
1.1	入口烟气参数(一台机组)			

序号	项目名称	单位	数据	备注
	烟气量（标态、干基、6%氧）	Nm ³ /h	1100000	设计煤(BMCR 工况)
1.2	入口处烟气成份(设计煤)			
	O ₂	Vol%	2.59	湿基
	H ₂ O	Vol%	9.12	湿基
	CO ₂	Vol%	15.02	湿基
	N ₂	Vol%	73.51	湿基
1.3	入口处污染物浓度			（6%O ₂ ，标态，干基）
	烟尘浓度	g/Nm ³	40.5	
	NO _x (以 NO ₂ 计)	mg/Nm ³	600	
	SO ₂	mg/Nm ³	1700	
	SO ₃	mg/Nm ³	28.6	
1.4	一般数据			
	总压损（含尘运行）		1050	
	催化剂（三层）	Pa	480	
	全部烟道	Pa	570	
	NH ₃ / NO _x	mol/mol	0.95	
	NO _x 脱除率，性能验收期间	%	91.7	
	装置可用率	%	≥98	

表 4.2-2 脱硝系统主要设备表

序号	名称	型号和规格	单位	数量	备注
一	尿素站溶解储存系统				
1	尿素溶液溶解罐	全容积：45m ³	台	1	两台炉
2	尿素溶解罐加热器	蒸汽盘管	套	1	
3	尿素溶解罐搅拌器		套	1	
4	尿素溶液混合泵	离心泵，Q=50m ³ /h，P=20m	台	2	
5	尿素溶液储罐	全容积：205m ³	台	2	

序号	名称	型号和规格	单位	数量	备注
6	尿素溶液循环泵	Q=32m³/h, P=140m,多级离心泵, 变频	台	2	
二	尿素热解系统				
1	尿素溶液分配单元		套	2	
2	热解炉		套	2	
3	喷射器		套	2	
4	电加热器	400kW	套	2	
三	稀释风系统				
1	稀释风机	流量 6900Nm³/h,压头 8000Pa	台	4	
四	喷氨格栅系统				
1	喷嘴		套	2	
2	静态混合器		套	2	
五	烟气换热器				
1	气气换热器	含进出口集箱	套	2	
六	SCR 反应区				
1	催化剂 (备用层+初装层加装)	蜂窝式, 孔径 8.2, 壁厚 1	m³	420	
2	催化剂 (再生催化剂)	蜂窝式, 孔径 8.2, 壁厚 1	m³	300	
3	伸缩式蒸汽吹灰器	耙式吹灰器, 额定功率:1.5kW	台	12	
4	声波吹灰器	可调频旋笛式	台	48	

4.2.3 脱硝钢结构现状

4.2.3.1 脱硝钢支架概况

脱硝钢支架及 SCR 反应器钢支架于 2014 年投入使用，2017 年超低排放改造对脱硝钢支架及 SCR 反应器钢支架进行了升级改造。对脱硝钢支架 19.5m 标高以下钢柱进行了加固，对原结构座层以上 T1 和 T4 轴梁拆除、并在 T1 和 T4 轴设外挑钢平台；对 SCR 反应器钢支架 S-A 轴侧壁拆除，往外扩了 1.96m，新增加了一个支座，且每层均新增了钢梁。

脱硝钢支架为钢框架-支撑结构，结构平面整体呈矩形布置，东西方向约 28.90m(T1

轴~T4 轴), 南北方向约 9.90m(TA 轴~TB 轴), 钢支架总高度约 45.23m。脱硝钢支架共 9 层, 各层标高分别为 7.700m、13.600m、19.400m、25.500m、27.800m、33.770m、38.230m、41.730m、45.230m。各层柱间支撑均采用方钢管, 主要截面尺寸有 300mm×10mm、200mm×8mm、150mm×6mm 等。钢柱及截面尺寸高度大于或等于 300mm 钢梁钢材采用 Q345B, 支撑及截面高度小于 300mm 钢梁钢材采用 Q235B。

#1 机组共两个 SCR 反应器钢支架(A 区、B 区), SCR 反应器钢支架为钢框架-支撑结构, 结构平面整体呈矩形布置, 东西方向约 11.81m(A1 轴~F 轴), 南北方向约 9.10m(1 轴~5 轴), SCR 反应器钢支架总高度约 14.05m, 底部标高为 34.73m, 顶部标高 48.78m。SCR 反应器钢支架共 4 层, 各层标高分别为 34.73m、38.23m、41.73m、46.73m。各层平台水平支撑均采用圆形钢管, 截面尺寸为 $\Phi 121\text{mm} \times 6\text{mm}$, 反应器壳体壁板厚度为 6mm, 外侧均采用保温棉和薄型彩钢板封闭。钢柱、钢梁及支撑杆件钢材牌号均采用 Q345B。

目前部分钢柱翼缘及节点处存在起皮锈蚀和严重锈蚀的现象, 部分柱的加固钢板存在大面积锈蚀的现象; 部分柱的混凝土墩存在锈胀露筋的现象。

部分钢梁翼缘及节点处存在起皮锈蚀和严重锈蚀的现象, 且部分梁存在扭曲现象。部分钢支撑存在起皮锈蚀的现象。

SCR 反应器钢支架导向支座普遍存在翘曲及锈蚀现象、且部分导向支座存在缺失现象, 滑动支座普遍存在锈蚀现象。

SCR 反应器钢支架入口烟道支座普遍存在翘曲及锈蚀现象, 入口烟道内部部分支撑存在断裂现象。

钢构件防腐涂层厚度普遍不满足规范要求。

多个钢支架柱和钢支架梁变形明显。

4.3 除尘器

4.3.1 现有静电除尘器概况

2016 年, 电厂对两台机组进行了超低排放改造。对#1 电除尘器进行改造, 除尘器的 2、3、4 电场采用导电滤槽, 拆除四电场集尘滤板, 并对#1 电除尘内部进行大修。#2 干电除尘器将第 2、3 电场高频电源改造为脉冲电源。



图 4.3-1 #1 机组静电除尘器

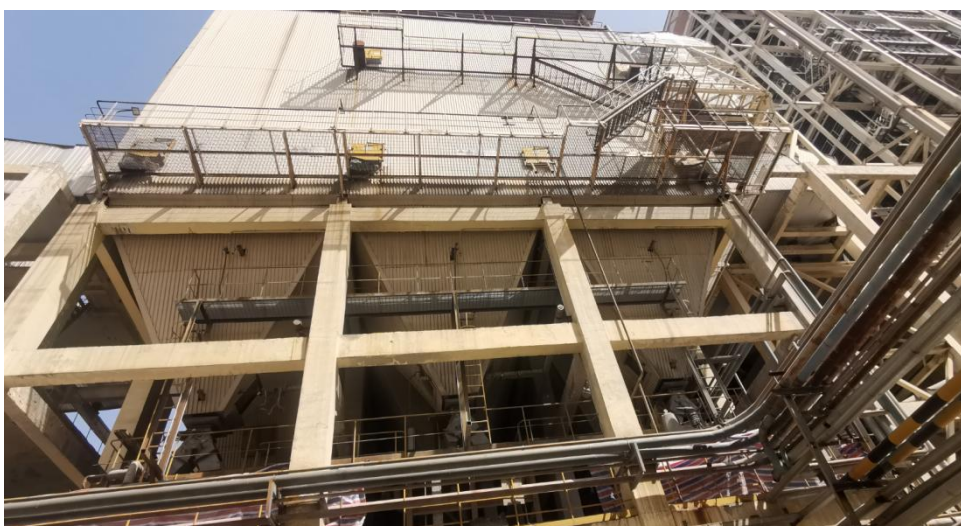


图 4.3-2 #2 机组静电除尘器

4.3.2 静电除尘器主要参数

表 4.3-1 #1 机组静电除尘器主要参数表

序号	项目	单位	数值	备注
1	有效截面	m ²	2×288	
2	电场数	个	4	
3	单电场供电区	个	2	
4	同极间距	mm	400	
5	单电场长度	m	3×5.46+3.64	
6	收尘总面积	m ²	2×28828.8	
7	处理烟气量	m ³ /s	2×278	
8	电场风速	m/s	0.96	
9	本体漏风率	%	<2.5	

序号	项目	单位	数值	备注
10	本体阻力	Pa	<245	
11	比集尘面积	m ² /m ³ /s	103.7	
12	振动方式		阴阳极顶部振打	
13	极配型式	ZT24 配针刺线和辅助电极		
14	电源型号	高频电源	1、2 电场	
		脉冲电源	3、4 电场	
15	进口烟气含尘量	g/Nm ³	35	
16	出口烟气含尘量	mg/Nm ³	≤20	

表 4.3-2 #2 机组静电除尘器主要参数表

序号	项目	单位	数值	备注
1	有效截面	m ²	2×240	
2	电场数	个	3	
3	单电场供电区	个	2	
4	同极间距	mm	400	
5	电场有效长度	m	3×4.5	
6	收尘总面积	m ²	32400	
7	处理烟气量	m ³ /s	2×278	
8	电场风速	m/s	1.16	
9	本体漏风率	%	<3	
10	本体阻力	Pa	<196	
11	比集尘面积	m ² /m ³ /s	58.27	
12	电源型号	高频电源		
13	振动方式		阴阳极顶部振打	
14	极配型式	ZT24 配针刺线和辅助电极		
15	进口烟气含尘量	g/Nm ³	35	
16	除尘效率	%	≥99.75	
17	出口烟气含尘量	mg/Nm ³	≤25	

4.3.3 湿式电除尘器主要参数

表 4.3-3 湿式电除尘器主要技术参数表

湿式 ESP 设计值（1 台锅炉）		设计煤种	校核煤种
入口处理烟气量（Wet）	Nm ³ /h	1451869	
入口处理烟气量（Wet）（含 10% 余量）	Nm ³ /h	1597056	
入口烟气温度	°C	50	
入口烟气压力	kPa	1	
O ₂ 浓度	%	6	

湿式 ESP 设计值（1 台锅炉）		设计煤种	校核煤种
入口粉尘浓度（Dry）	mg/Nm ³	70	
入口雾滴浓度（Dry）	mg/Nm ³	75	
入口 SO ₃ 浓度（Dry）	mg/Nm ³		
出口保证值（Dry）	mg/Nm ³	20	
出口水雾浓度（Dry）	mg/Nm ³	75	
出口烟气温度	°C	50	
型号		SY.W156	
除尘器台数/台锅炉		1	
室数/台除尘器		2/1	
电场数		1	
阳极板型式及材质		低波纹 C 型板 316L	
板宽	m	4.2	
板长	m	10	
板厚	mm	1	
阴极线型式及材质		针刺线 316L	
沿气流方向阴极线间距	mm	200	
通道	个	26*2	
极间间距	m	300	
截面积/台除尘器	m ²	156	
烟气速度	m/s	<3	
烟气停留时间	S	>2	
集尘面积/台锅炉	m ²	>4400	
EP 外形尺寸（1 台锅炉）			
宽	m	16.8	
纵深	m	14.5	
高度	m	28.5	
壳体设计压力	kPa	>5	
电源台数（1 台锅炉）			
水膜水量（连续使用）（1 台锅炉）	t / h	<60	
压损	Pa	<200	
整体阻力	Pa	<400	
整流变压器数量（单台炉）	台		
外排废水量(单台炉)	t / h	10	
NaOH(30%)耗量（单台炉）	t / h	0.04	
工业补充水量（单台炉）	t / h	10	

4.4 脱硫系统

4.4.1 脱硫系统改造情况

电厂两台机组脱硫采用石灰石—石膏湿法脱硫工艺系统，脱硫装置的主体采用一炉一塔配置。原湿法脱硫装置满足燃用原设计煤种下 FGD 入口 SO₂≥1420mg/Nm³ 时,脱硫效率≤92.96%、SO₂ 烟囱出口排放浓度≥100mg/Nm³ 的要求。

2016 年，电厂对两台机组进行了超低排放改造。改造后#1 吸收塔采用 3 层屋脊+1

层管式的高效除雾方式，#2 吸收塔采用 2 层屋脊+1 层管式的高效除雾方式，#1、#2 吸收塔增加了增效层，改造后满足#1、2 机组任何负荷工况下，脱硫吸收塔入口最大 SO₂ 流量在 1704mg/Nm³ 前提下，保证二氧化硫排放浓度≤35mg/Nm³；吸收塔入口粉尘含量不大于 35mg/Nm³ 时，烟囱出口粉尘排放量不大于 5mg/Nm³（短时间内吸收塔入口粉尘浓度大于 45mg/Nm³ 时，烟囱粉尘排放也不大于 5mg/Nm³）。

脱硫系统超净改造范围及入口烟气中烟尘浓度设计参数，见电厂另行委托的《淮北国安电力有限公司 320MW 煤电机组绿氨降碳减污关键技术研究及一体化应用（氨法脱硫）可行性研究报告》。脱硫超净改造拟采用氨法脱硫，主要改造方案如下：

a、吸收塔壳体利旧改造并加高约 17m，吸收段以上变径，部分内支撑利旧，内件更换。

b、拆除搅拌器，拆除原内防腐，改为碳钢衬鳞片，底部浆液池改造为氧化循环槽，原塔氧化空气入口改造，内部增加氧化空气分布器，管道 FRP 材质；氧化循环槽侧面新增一个回流口，并设置加氨筒等内件；

c、拆除原喷淋层、原支撑梁和除雾器，新建塔内件和支撑梁，共 6 层喷淋，2 层集液器和 5 层除雾器；

d、根据各层内件高度调整入塔管口和部分人孔，封闭现有喷淋管口；

e、塔入口烟道干湿交界面采用高铬镍合金衬里防腐；

f、新增 1 台 300m³ 浓缩循环槽（带搅拌器），浓缩循环槽采用钢衬鳞片材质，新增 2 台二级循环泵；2 台原石膏排浆泵利旧改造为硫酸铵排出泵（电机利旧，更换泵头）；泵的壳体采用全金属，叶轮和入口轴套采用 2507 双相钢材料（设计工况下，使用除盐水做补水时，循环浆液氯离子浓度小于 40000ppm）；

g、更换一级循环泵 4 台（3 开 1 备）、新增 2 台循环水泵；泵的壳体采用全金属，叶轮和入口轴套采用 2507 双相钢材料（设计工况下，使用除盐水做补水时，循环浆液氯离子浓度小于 10000ppm）；

h、现有氧化风外管、原吸收塔循环浆液管道阀门全部拆除，更换为 FRP+SIC 材质的管道和碳钢衬氟的阀门；

i、塔内橡胶内衬改为玻璃鳞片材质。

4.4.2 现有脱硫系统主要技术参数及设备

表 4.4-1 脱硫系统主要技术参数（超低排放改造）

序号	项目	单位	数据	备注
1	性能数据			
1.1	FGD 入口烟气数据			
	烟气量（标态，湿基，实际含氧量）	Nm ³ /h	1235093	
	烟气量（标态，干基，实际氧含量）	Nm ³ /h	1161642	
	·烟气量（实际）	Am ³ /h	1821117	
	·FGD 工艺设计烟温	°C	135	
	·最低烟温	°C	100	
	·最高烟温	°C	170	
	·故障烟温	°C	180	
1.2	FGD 入口处污染物浓度（标态，干基，6% O ₂ ）			
	·SO ₂	mg/m ³	1704	
	·SO ₃	mg/m ³	31	
	·HCl as Cl	mg/m ³	50	
	·HF as F	mg/m ³	20	
	·最大烟尘浓度	mg/m ³	35	
1.3	一般数据			
	改造新增阻力	Pa	350	
	增效层	Pa	280	
	除雾器	Pa	70	
	化学计量比 CaCO ₃ /去除的 SO ₂	mol/mol	1.03	
	SO ₂ 脱除率	%	98	
	液气比（以塔出口标态湿烟气计）	L/m ³	12	
	烟囱前烟温	°C	49	
	FGD 装置可用率	%	100	
1.4	FGD 出口污染物浓度（标态，干基，6% O ₂ ）			
	—SO _x 以 SO ₂ 表示	mg/m ³	51	
	—SO ₃	mg/m ³	22	
	—HCl 以 Cl 表示	mg/m ³	5	
	—HF 以 F 表示	mg/m ³	2	
	—烟尘	mg/m ³	5	
	—除雾器出口液滴含量	mg/m ³	#1: 15; #2: 30	
2	机械设备			

序号	项目	单位	数据	备注
(1)	吸收塔			
	—吸收塔型式		喷淋塔	
	—增效层		增强 PP	
	—吸收塔前烟气量(标态、湿态)	m ³ /h	1235093	
	—吸收塔后烟气量(标态、湿态)	m ³ /h	1316526	
	—设计压力	Pa	±5000	
	—吸收塔吸收区直径	m	13.1	
	—吸收塔吸收区高度	m	9	
	—吸收塔总高度	m	#1: 37.8; #2:34.8	
	—喷淋层数/层间距		3/1.8m	
	—除雾器级数		#1: 3+1; #2: 2+1	
	·改造新增阻力	Pa	350	
(3)	除雾器			
	—级数		#1: 3 级屋脊 +一级管式。 #2: 2 级屋脊 +一级管式	
(4)	氧化风机, 电机功率 185kW	台	4	

表 4.4-2 脱硫系统主要设备（两台机组）:

序号	名称	规格及技术要求	单位	数量	备注
I	主要设备清册				
一	吸收塔本体系统				
1	FGD 吸收塔	壳体材料：碳钢衬胶，直径×高度 13.1m×33.4m	座	2	
2	#1 吸收塔除雾器	3 级屋脊+一级管式，材料：增强 PP，配套冲洗系统	套	1	超低排放改造
	#2 吸收塔除雾器	2 级屋脊+一级管式，材料：增强 PP，配套冲洗系统	套	1	
3	第一层吸收塔喷淋层	单向双头喷嘴，喷嘴材质碳化硅;每层喷嘴数量 117 个。	层	2	超低排放改造
4	第二层吸收塔喷淋层	单向双头喷嘴，喷嘴材质碳化硅;每层喷嘴数量 117 个。	层	2	
5	第三层吸收塔喷淋层	单向双头喷嘴，喷嘴材质碳化硅;每层喷嘴数量 117 个。	层	2	

序号	名称	规格及技术要求	单位	数量	备注
6	增效层	增强 PP, $\Phi 13.1\text{m}$, 列管式	套	2	超低排放改造
6	循环浆泵 A	离心式浆液泵, $Q = 6200\text{m}^3/\text{h}$, 扬程 $H=19.30\text{m}$, $590\text{r}/\text{min}$, 壳体、叶轮材料: 耐磨合金钢, 电机功率: 500kW	台	2	
7	循环浆泵 B	离心式浆液泵, $Q = 6200\text{m}^3/\text{h}$, 扬程 $H=21.00\text{m}$, $590\text{r}/\text{min}$, 壳体、叶轮材料: 耐磨合金钢, 电机功率: 560kW	台	2	
8	循环浆泵 C	离心式浆液泵, $Q = 6200\text{m}^3/\text{h}$, 扬程 $H=22.70\text{m}$, $590\text{r}/\text{min}$, 壳体、叶轮材料: 耐磨合金钢, 电机功率: 630kW	台	2	
9	1 号石膏浆液排出泵	$Q=45\text{m}^3/\text{h}$ $H=42\text{m}$ 浓度: $10\sim 20\%$, $N=18.55\text{kW}$	台	2	
10	2 号石膏浆液排出泵	$Q=45\text{m}^3/\text{h}$ $H=42\text{m}$ 浓度: $10\sim 20\%$, $N=18.5\text{kW}$	台	2	
11	1 号氧化风机	多级离心风机, $Q=3800\text{Nm}^3/\text{h}$ (湿态), $P=850\text{mbar}$, 电机: 185kW	台	2	超低排放改造
12	2 号氧化风机	多级离心风机, $Q=3800\text{Nm}^3/\text{h}$ (湿态), $P=850\text{mbar}$, 电机: 185kW	台	2	超低排放改造
三	石灰石制浆系统				
1	石灰石仓	筒体为混凝土锥斗为钢结构有效容积 $V=260\text{m}^3$	台	2	
2	湿式溢流型球磨机	出力: $Q=5\text{t}/\text{h}$ (干料), 入口粒径 $<20\text{mm}$, $\Phi 2100\times 5000$, 主电机: $N=200\text{kW}$, 慢速电机: 15kW	台	2	
3	球磨机钢球	钢球直径为 $30\sim 90\text{mm}$	t	2X25	
4	磨机再循环箱	$\Phi 2.6\text{m}$, $H=1.4\text{m}$, $V=7\text{m}^3$ 钢衬胶	个	2	
5	磨机再循环泵	$Q=37\text{m}^3/\text{h}$ $H=40\text{m}$ (H_2O) 浓度: $40\sim 60\%$, 电机: $N=18.5\text{kW}$	台	4	
四	石灰石供浆系统				
1	石灰石浆液箱	$V=150\text{m}^3$, 直径 6.0m , $H=6\text{m}$, 钢衬胶	个	1	
2	1 号石灰石浆输送泵	$Q=40\text{m}^3/\text{h}$ $H=42\text{m}$ 浓度: $20\sim 30\%$, 电机: $N=11\text{kW}$	台	2	
3	2 号石灰石浆输送泵	$Q=40\text{m}^3/\text{h}$ $H=42\text{m}$ 浓度: $20\sim 30\%$, 电机: $N=11\text{kW}$	台	2	
五	石膏脱水系统				
1	石膏旋流器	给料含固量: 15% , 溢流含固量: 4.5% , 底流含固量: 50% , 进口流量 $45\text{m}^3/\text{h}$	台	2	
2	石膏溢流浆液箱	$V=45\text{m}^3$, $\Phi 3.6$, $H=5\text{m}$, 钢衬胶	台	1	
3	石膏溢流浆液泵	$Q=100\text{m}^3/\text{h}$ $H=30\text{m}$ (H_2O) 浓度: 4.3% , 电机: $N=22\text{kW}$	台	2	

序号	名称	规格及技术要求	单位	数量	备注
4	真空皮带脱水机	出料：8.5t/h(含固量 90%)，脱水面积：10m ² ，来料含固量：~50%wt 石膏 Cl ⁻ 含量：<100ppm 功率：5.5kW	台	2	
5	水环式真空泵	Q=3100m ³ /h，真空度 50KPa，额定功率 90kW，密封水量 6m ³ /h	台	2	
六	工艺水系统				
1	工艺水箱	V=110m ³ φ5m H=6m 材料：碳钢，内涂防腐漆	个	1	
2	工艺水泵	Q=200m ³ /h, H=70m, N=75kW	台	3	

4.5 引风机

4.5.1 引风机改造情况

淮北国安电力有限公司分别于 2013 年和 2014 年由成都电力机械厂对#1 机组和#2 机组进行了引增合一改造，将原每台炉配置的两台静叶调节轴流式引风机进行改造，与脱硫增压风机合并，对风机本体整体更换。

4.5.2 引风机参数

引增合一改造后引风机设备参数如下：

表 4.5-1 引增合一后风机参数表

工况 项目	TB 工况 实际煤种	B-MCR 工况 实际煤种
风机入口体积流量(m ³ /s)	265.0	240.4
风机入口质量流量(kg/s)	216.6	196.5
风机入口温度(°C)	155	155
入口烟气密度(m ³ /kg)	0.8173	0.8173
风机入口全压(Pa)	/	/
风机入口静压(Pa)	/	/
风机出口全压(Pa)	/	/
风机出口静压(Pa)	/	/
风机全压升（包括附件损失）(Pa)	6900.0	5758.6
风机静压升（包括附件损失）(Pa)	6900.0	5758.6
风机出口风温(°C)	165.0	163.3
风机附件损失(Pa)	已包含在风机全压效率中	
风机全压效率(%)	84.0	84.9
风机轴功率(kW)	2168	1631

工况 项目	TB 工况 实际煤种	B-MCR 工况 实际煤种
	1050	



表 4.5-1 引风机及引风机支架

5 超净改造工程设想

5.1 脱硝超净改造工程设想

5.1.1 脱硝摸底试验情况及存在问题

为更好的了解机组脱硝现有的运行情况，我方特委托西安热工研究院有限公司于2024年7月对机组脱硝装置进行了摸底试验，以下为#1 机组脱硝摸底试验情况。

5.1.1.1 试验工况表

本次#1 机组脱硝摸底试验在机组 310MW、250MW、129MW 工况下进行，测试内容包括 SCR 进出口 NOx 浓度、O₂ 浓度、SCR 出口氨逃逸浓度、SCR 进出口烟气静压、烟气温度。SCR 装置进出口每侧反应器烟道设置 6 个测孔，由外侧向锅炉中心线侧依次编号（H1、H2....），测点由深至浅依次编号（P1、P2....）。

具体试验工况如下表：

表 5.1-1 试验工况统计表

试验日期	试验时间	机组负荷	工况编号
2024-7-4	12:00-14:00	250MW	T-01
2024-7-5	10:40-12:30	129MW	T-02
2024-7-5	19:00-21:00	310MW	T-03

5.1.1.2 试验数据表

(1) SCR 进出口 NO、O₂ 浓度测试表 5.1-2 SCR 进出口 NO、O₂ 浓度测试表 (310MW)

测试内容:		SCR 进出口 NO、O ₂ 浓度测试					
试验现场:		淮北国安电厂#1 机组					
试验日期:		2024-7-5					
试验起止时间:		19:00-21:00					
机组负荷		310MW					
SCR 入口		A 侧					
		H1	H2	H3	H4	H5	H6
P1	NO (μL/L)	245.2		254.6	252.9	255.7	251.1
	O ₂ (%)	3.6		3.2	3.3	2.7	2.8
P2	NO (μL/L)	247.6		255.7	254.4	258.2	253.6
	O ₂ (%)	3.8		3.6	3.4	2.8	3
P3	NO (μL/L)	246.3		256.3	255.7	260.4	254.7
	O ₂ (%)	3.7		3.2	3.4	2.8	3.0
SCR 入口		B 侧					
		H1	H2	H3	H4	H5	H6
P1	NO (μL/L)	234.7	237	241.6	240.5	245.2	250.3
	O ₂ (%)	2.7	3	2.8	3.6	3.5	3
P2	NO (μL/L)	239.8	241.5	243.3	242.1	243	252.3
	O ₂ (%)	2.9	2.9	2.8	3.2	3	3
P3	NO (μL/L)	244.4	244.9	246.7	241.5	252.3	254.7
	O ₂ (%)	2.5	2.8	2.8	3.1	3.3	3
SCR 出口		A 侧					
		H1	H2	H3	H4	H5	H6
P1	NO (μL/L)	14.2	17.8	16.1	17.1	32.8	67.2
	O ₂ (%)	4.2	4.4	4.2	3.8	3.5	3.2
P2	NO (μL/L)	14.2	12.6	16.9	18.1	30.1	67.8
	O ₂ (%)	3.9	4.2	3.8	4	3.7	3.7
P3	NO (μL/L)	14.7	13.7	15.8	16.2	26.6	58.9
	O ₂ (%)	3.7	4.1	4	4.2	3.7	3.2
SCR 出口		B 侧					
		H1	H2	H3	H4	H5	H6
P1	NO (μL/L)	17.2	20.3	17.7	17.4	16.5	41.7
	O ₂ (%)	3	3.6	3.8	4.2	3.7	3.3

P2	NO (μL/L)	16.7	19.8	18.8	16.8	17.5	42.4
	O ₂ (%)	3.4	3.7	3.5	4	4.2	3.2
P3	NO (μL/L)	18.3	22.2	23.1	22.7	17.4	34.7
	O ₂ (%)	3.3	4	4	3.5	3.3	3.4

表 5.1-3 SCR 进出口 NO、O₂ 浓度测试表（250MW）

测试内容:		SCR 进出口 NO、O ₂ 浓度测试					
试验现场:		淮北国安电厂#1 机组					
试验日期:		2024-7-4					
试验起止时间:		12:00-14:00					
机组负荷		250MW					
SCR 入口		A 侧					
		H1	H2	H3	H4	H5	H6
P1	NO (μL/L)	249.3		233.9	230.6	244.3	241.8
	O ₂ (%)	4.8		4.4	4.5	4.4	4.1
P2	NO (μL/L)	261.5		234.9	232	247.6	241
	O ₂ (%)	4.4		4.4	4.4	4.1	4
P3	NO (μL/L)	265.1		244.1	235.8	249.7	241.9
	O ₂ (%)	4.3		4.3	4.2	4.2	4.0
SCR 入口		B 侧					
		H1	H2	H3	H4	H5	H6
P1	NO (μL/L)	205.9	205.6	207.6	221.6	227.7	222.9
	O ₂ (%)	4.7	4.8	4.6	4.3	4.3	4.3
P2	NO (μL/L)	210.2	206.6	208.5	226.1	226.5	224.4
	O ₂ (%)	4	4.6	4.4	4.3	4.2	4.2
P3	NO (μL/L)	211.7	208.4	209	229.2	226.4	224.2
	O ₂ (%)	4.6	4.5	4.2	4.2	4.2	4
SCR 出口		A 侧					
		H1	H2	H3	H4	H5	H6
P1	NO (μL/L)	8.7	9.3	9.6	81	20.1	58.6
	O ₂ (%)	5.2	5.6	5	4.6	4.7	4.6
P2	NO (μL/L)	8.5	9.7	9.1	7	20.6	56.8
	O ₂ (%)	4.9	4.5	4.7	4.8	4.4	4.2
P3	NO (μL/L)	9.1	8.7	8.9	8.7	17.8	52.2
	O ₂ (%)	4.8	4.4	4.3	4.4	4.2	4.3
SCR 出口		B 侧					
		H1	H2	H3	H4	H5	H6
P1	NO (μL/L)	10.2	11.7	10.4	10.1	11.1	21.8
	O ₂ (%)	5.3	5.4	5.1	4.8	4.6	4.4
P2	NO (μL/L)	9.4	12.7	20.1	11.5	11.9	29.3
	O ₂ (%)	5	4.6	4.5	4.6	4.5	4.3
P3	NO (μL/L)	14.7	17.6	21.8	22	12.7	20.1
	O ₂ (%)	4.8	4.8	4.4	4.6	4.2	4.2

表 5.1-4 SCR 进出口 NO、O₂ 浓度测试表（129MW）

测试内容:		SCR 进出口 NO、O ₂ 浓度测试					
试验现场:		淮北国安电厂#1 机组					
试验日期:		2024-7-5					
试验起止时间:		10:40-12:30					
SCR 入口		A 侧					
		H1	H2	H3	H4	H5	H6
P1	NO (μL/L)	186.5		201	196.7	194.7	205.6
	O ₂ (%)	6.2		6.2	5.9	6.1	6.2
P2	NO (μL/L)	189		202.2	199.3	196.3	205
	O ₂ (%)	6.1		6.1	6	6	5.8
P3	NO (μL/L)	199.6		202.6	199.6	196.8	202.7
	O ₂ (%)	6.1		6	6.1	6.2	5.7
SCR 入口		B 侧					
		H1	H2	H3	H4	H5	H6
P1	NO (μL/L)	187.5	183.4	192.1	197.4	199.6	197.9
	O ₂ (%)	6.1	6	6.3	6.1	5.9	5.9
P2	NO (μL/L)	191.6	182.6	198.4	197.9	200.1	199.8
	O ₂ (%)	6.1	6.2	6.1	6	5.9	5.8
P3	NO (μL/L)	187.5	189.1	197.1	198.2	200.4	200
	O ₂ (%)	6	6.1	6	5.9	6	6.1
SCR 出口		A 侧					
		H1	H2	H3	H4	H5	H6
P1	NO (μL/L)	5.3	5.7	6.2	6.8	17.8	45.7
	O ₂ (%)	6.4	6.1	6.1	6	5.9	6
P2	NO (μL/L)	4.7	5.4	7.2	5.8	18.1	46.1
	O ₂ (%)	6.3	6	6	5.9	6	5.8
P3	NO (μL/L)	5.7	5.9	4.7	6.5	17.7	46.4
	O ₂ (%)	6.1	6.1	6	5.9	5.8	5.9
SCR 出口		B 侧					
		H1	H2	H3	H4	H5	H6
P1	NO (μL/L)	6.1	13.5	13.1	11.7	14.4	28.2
	O ₂ (%)	6	6.2	6.1	6.3	6.4	6.1
P2	NO (μL/L)	6.5	11.4	14	13.2	15.3	27.4
	O ₂ (%)	6	5.9	6.2	6.2	6.2	6.2
P3	NO (μL/L)	8.1	16.7	19	15.4	17.7	26.4
	O ₂ (%)	5.9	6	6.2	6.4	6	6.2

(2) 氨逃逸测试

表 5.1-5 氨逃逸测试表 (310MW)

日期:	2024-7-5		时间:	19:00-21:00		内容:	#1 机组氨逃逸测试	
项目		样气体积	定容体积	N 浓度	氨逃逸	O ₂	氨逃逸	氨逃逸均值
负荷	测	L	L	μg/L	μL/L	%	μL/L@6%O ₂	μL/L@6%O ₂

	孔							
310MW	A1	14	0.25	267	5.93	3.86	5.19	5.07
	A3	14	0.25	332	7.38	3.86	6.46	
	A5	14	0.25	183	4.07	3.86	3.56	
310MW	B1	14	0.25	230	5.11	3.62	4.41	4.03
	B3	14	0.25	220	4.89	3.62	4.22	
	B5	14	0.25	181	4.02	3.62	3.47	

表 5.1-6 氨逃逸测试表（250MW）

日期：	2024-7-4		时间：	12:00-14:00		内容：	#1 机组氨逃逸测试	
项目		样气体积	定容体积	N 浓度	氨逃逸	O ₂	氨逃逸	氨逃逸均值
负荷	测孔	L	L	μg/L	μL/L	%	μL/L@6%O ₂	μL/L@6%O ₂
250MW	A1	14	0.25	822	18.27	4.64	16.75	9.50
	A3	14	0.25	404	8.98	4.64	8.23	
	A5	14	0.25	172.8	3.84	4.64	3.52	
250MW	B1	14	0.25	322	7.16	4.67	6.57	5.94
	B3	14	0.25	288	6.40	4.67	5.88	
	B5	14	0.25	263	5.84	4.67	5.37	

表 5.1-7 氨逃逸测试表（190MW）

日期：	2024-7-5		时间：	10:40-12:30		内容：	#1 机组氨逃逸测试	
项目		样气体积	定容体积	N 浓度	氨逃逸	O ₂	氨逃逸	氨逃逸均值
负荷	测孔	L	L	μg/L	μL/L	%	μL/L@6%O ₂	μL/L@6%O ₂
190MW	A1	14	0.25	408	9.07	6.02	9.08	5.64
	A3	14	0.25	160	3.56	6.02	3.56	
	A5	14	0.25	192	4.27	6.02	4.27	
190MW	B1	14	0.25	267	5.93	6.14	5.99	6.65
	B3	14	0.25	378	8.40	6.14	8.48	
	B5	14	0.25	245	5.44	6.14	5.50	

(3) 烟气温度测试

表 5.1-8 烟气温度测试表（310MW）

项目	310MW 工况烟气温度测试					
烟温测试/°C	A 侧			B 侧		
入口	A1	A3	A5	B1	B3	B5
P1	328.6	338	345.3	328.4	331.4	357
P2	332.9	341.8	343	330.3	335.7	334.2
P3	335.3	330.2	348.3	323.5	331	351.6
出口	A1	A3	A5	B1	B3	B5
P1	316	345.3	325.3	324.2	326.3	343.5
P2	324.4	325	332.2	328.4	331	323
P3	323	332	321	326.2	327	327.8

表 5.1-9 烟气温度测试表（250MW）

项目	250MW 工况烟气温度测试					
烟温测试/°C	A 侧			B 侧		
入口	A1	A3	A5	B1	B3	B5
P1	326.5	328.4	324.8	317.5	326.2	342.4
P2	322.2	331	335.3	316.5	329.6	332.1
P3	324.1	314.9	318.9	321.8	316.5	335.3
出口	A1	A3	A5	B1	B3	B5
P1	325.4	322.6	325.1	327.1	314.7	331.8
P2	318.2	328.3	324.2	328	304	345
P3	324	327	331	332	320.2	308.5

表 5.1-10 烟气温度测试表（129MW）

项目	129MW 工况烟气温度测试					
烟温测试/°C	A 侧			B 侧		
入口	A1	A3	A5	B1	B3	B5
P1	295.2	293.9	307.2	294.2	295.4	312.3
P2	292.2	295.2	314.5	298	297.3	311
P3	295.9	300.1	319.2	295	297.4	304.3
出口	A1	A3	A5	B1	B3	B5
P1	305.8	297.5	293	293.4	293.8	301.2
P2	298.9	295.8	298.6	297	287.8	297.6

P3	295	290.1	296.3	287.5	289	290.1
----	-----	-------	-------	-------	-----	-------

(4) 烟气静压测试

表 5.1-11 烟气静压测试表（310MW）

项目	310MW 工况烟气静压测试					
静压测试/Pa	A 侧			B 侧		
入口	A1	A3	A5	B1	B3	B5
P1	-495.3	-446.3	-429	-453	-499	-550
P2	-429.5	-465.4	-443.4	-498	-520	-534
P3	-453.4	-482	-496	-530	-472	-589
出口	A1	A3	A5	B1	B3	B5
P1	-1001.4	-993	-1093.7	-1092	-1119	-1107
P2	-978.3	-926.2	-1004	-1020	-1131	-1083
P3	-934	-965	-960	-1035	-1042	-1115

表 5.1-12 烟气静压测试表（250MW）

项目	250MW 工况烟气静压测试					
静压测试/Pa	A 侧			B 侧		
入口	A1	A3	A5	B1	B3	B5
P1	-564	-552	-584	-572	-600	-623
P2	-563	-589	-553	-592	-567	-589
P3	-535	-552	-563	-585	-579	-612
出口	A1	A3	A5	B1	B3	B5
P1	-947	-942	-953	-1076	-1136	-1154
P2	-913	-891	-975	-1148	-1085	-1130
P3	-958	-925	-907	-1070	-1190	-1137

表 5.1-13 烟气静压测试表（190MW）

项目	129MW 工况烟气静压测试					
静压测试/Pa	A 侧			B 侧		
入口	A1	A3	A5	B1	B3	B5
P1	-249.3	-258.2	-257	-252.2	-226.8	-269
P2	-265	-208	-274.5	-290	-252	-273.8
P3	-235.2	-228.5	-286	-286	-277.2	-268.4

出口	A1	A3	A5	B1	B3	B5
P1	-479	-329	-437	-560	-529	-534
P2	-453	-434	-479	-578	-558	-575
P3	-461	-465	-451	-550	-581	-573

5.1.1.3 摸底测试结果

(1) 目前脱硝效率及氨逃逸情况

根据摸底试验情况，#1 机组脱硝效率及氨逃逸情况汇总如下：

表 5.1-14 脱硝效率与氨逃逸

项目	单位	T-03		T-01		T-02	
机组负荷	MW	310		250		129	
反应器	侧	A	B	A	B	A	B
入口 NO _x 浓度	mg/Nm ³ 标态、干基、6%O ₂)	461.5	439.0	472.1	421.6	429.7	420.4
入口 O ₂ 浓度	%	3.2	3.0	4.3	4.4	6.0	6.0
出口 NO _x 浓度	mg/Nm ³ 标态、干基、6%O ₂)	53.2	44.8	48.5	30.2	28.5	30.7
出口 O ₂ 浓度	%	3.9	3.6	4.6	4.7	6.0	6.1
氨逃逸浓度	μL/L	5.07	4.03	9.50	5.94	5.64	5.05
脱硝效率	%	88.47	89.81	89.73	92.85	93.36	92.69
出口 NO _x 浓度最大值	mg/m ³	127.1	77.2	160.1	56.9	99.6	61.4
出口 NO _x 浓度最小值	mg/m ³	24.3	30.8	14.0	19.0	10.2	13.2
出口 NO _x 浓度分布相对标准偏差	%	69.27	36.30	101.11	35.63	104.12	42.09
氨逃逸浓度最大值	μL/L	6.46	4.41	16.75	6.57	9.08	8.48

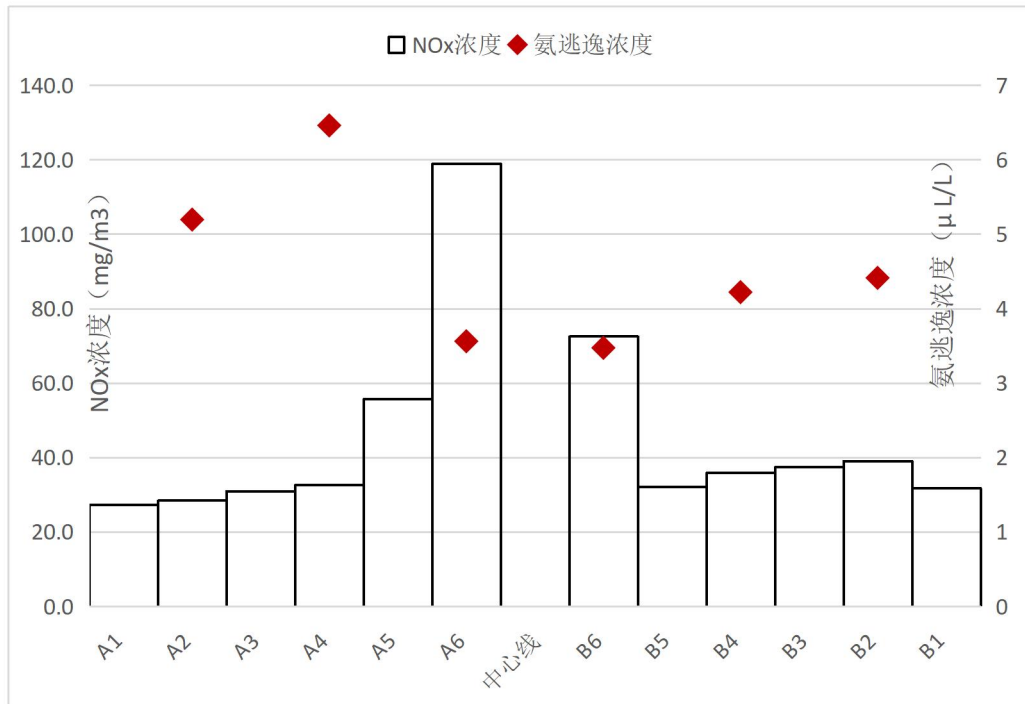


图 5.1-1 310MW 负荷下 SCR 出口 NOx 浓度及氨逃逸浓度

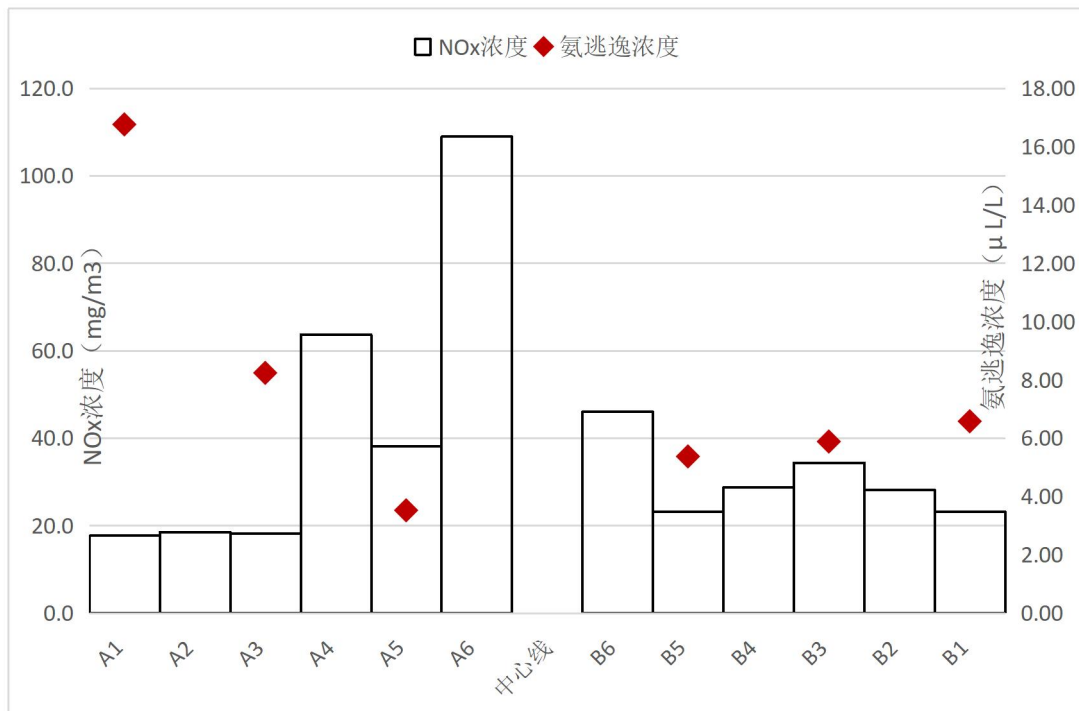


图 5.1-2 250MW 负荷下 SCR 出口 NOx 浓度及氨逃逸浓度

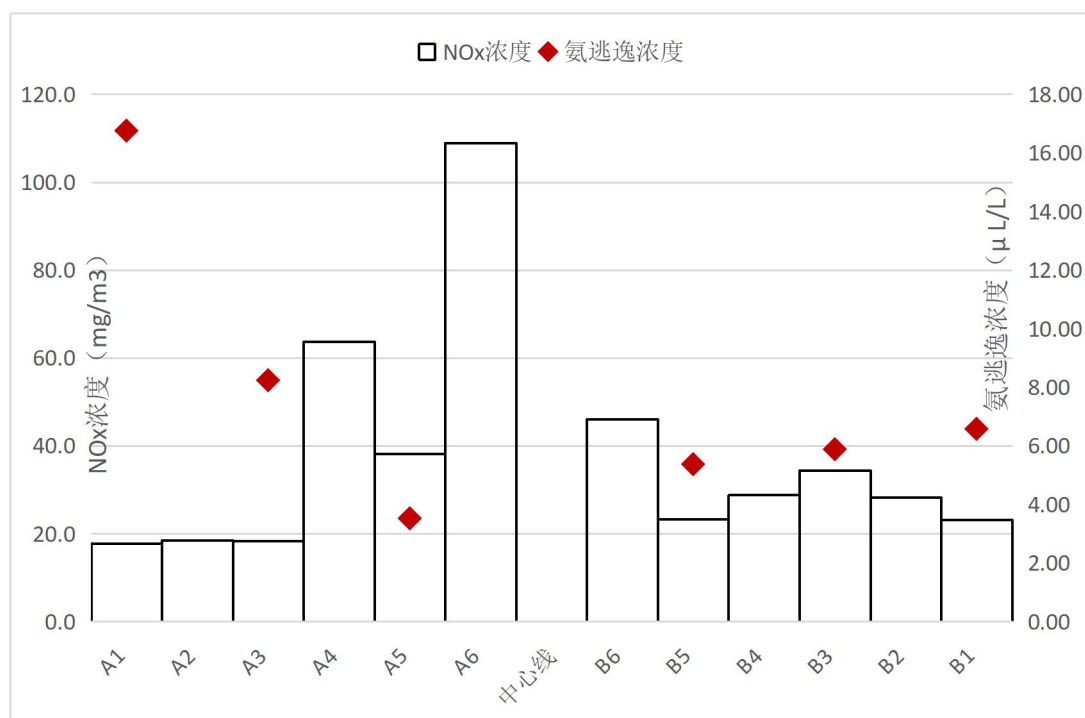


图 5.1-3 129MW 负荷下 SCR 出口 NOx 浓度及氨逃逸浓度

(2) 烟气温度情况

表 5.1-15 烟气温度

项目	单位	T-03		T-01		T-02	
机组负荷	MW	310		250		129	
反应器	侧	A	B	A	B	A	B
入口烟气温度	°C	338.2	335.9	325.1	326.4	301.5	300.5
出口烟气温度	°C	327.1	328.6	325.1	323.5	296.8	293

(3) 烟气静压情况

表 5.1-16 烟气静压

项目	单位	T-03		T-01		T-02	
机组负荷	MW	310		250		129	
反应器	侧	A	B	A	B	A	B
入口烟气温度	Pa	-460.0	-516.1	-561.7	-591.0	-251.3	-266.2
出口烟气温度	Pa	-984.0	-1082.7	-934.6	-1125.1	-443.1	-559.8
进出口静压差	Pa	523.9	566.6	372.9	534.1	191.8	293.6

5.1.1.4 现有 SCR 脱硝装置存在的问题

根据本次摸底试验及实际运行情况，SCR 脱硝装置存在的问题主要如下：

1) 本次试验在#1 机组 310MW、250MW、129MW 工况下进行, 3 个工况下脱硝装置出口氨逃逸均超过 $3\mu\text{L/L}$;

2) 3 个工况下, SCR 出口 NO_x 浓度均呈现中心线侧 NO_x 浓度高、外侧 NO_x 浓度低的特点, NO_x 浓度分布相对标准偏差高, 也造成 SCR 出口烟道外侧氨逃逸较高。主要考虑是中心处烟气量偏大。

3) 测试中发现 250MW、129MW 工况 B 侧最外侧 2 个测孔位置处烟道内存在积灰情况 (310MW 工况未出现), 并且 310MW、250MW、129MW 工况下 B 侧反应器进出口静压差均高于 A 侧反应器, 250MW、129MW 工况更为明显。建议对烟道流场进行流场模拟分析, 避免流场问题影响脱硝装置性能;

4) 129MW 负荷下, SCR 入口烟气温度为 300°C 左右, 若燃用高硫煤, 此工况硫酸氢铵生成易导致催化剂活性下降。

5.1.2 脱硝改造技术路线

燃煤电站锅炉 NO_x 产生的机理及影响因素, 对于燃煤锅炉 NO_x 的控制主要有三种方法:

- (1) 燃料脱硝: 选低氮燃料;
- (2) 燃烧过程脱硝: 主要有低氮燃烧;
- (3) 燃烧后烟气脱硝: 主要有 SCR、SNCR。

5.1.2.1 低氮燃烧器改造

根据 NO_x 的生成机理, 对燃烧过程中 NO_x 生成的控制主要从两个方面考虑: 一是抑制燃烧中 NO_x 的形成; 二是还原已形成的 NO_x 。其主要方法是通过运行方式的改进或对燃烧过程进行特殊的控制, 抑制燃烧过程中 NO_x 的生成反应, 从而降低 NO_x 的最终排放量。

低氮燃烧控制技术主要有:

一)、早期低 NO_x 燃烧技术

主要是调整运行方式或对煤粉燃烧器进行局部改造。虽简单易行, 但对 NO_x 降低幅度不大。

(1)、低过量空气运行。过量空气系数降低, NO_x 排放量减少。但是, 调整过量空气系数的潜力很小, 它受到受热面沾污、结渣和高温腐蚀、汽温以及飞灰的变化等因素的制约。

(2)、部分燃烧器退出运行，停止最上层（或几层）一次风火嘴的燃料供应，只送空气，实现简单分级燃烧。

(3)、浓淡煤粉燃烧技术。浓淡燃烧时近年来国内外采用的一种降低锅炉燃烧 NO_x 排放的新技术。其原理是使部分燃烧器供应较多的空气（呈贫燃料区），即燃料过淡燃烧；部分燃烧器供应较少的空气（呈富燃料区），即燃料过浓燃烧。由于两者都偏离理论空气量，从而燃烧温度降低，较好地抑制 NO_x 的生成。

二）、垂直空气分级低 NO_x 燃烧技术

垂直空气分级燃烧的基本原理是将燃烧用的空气分阶段送入，首先将一定比例的空气（其量小于理论空气量）从燃烧器送入，使燃料先在缺氧条件下燃烧，燃料燃烧速度和理论燃烧温度降低，燃烧生成 CO ，燃料中氮分解成大量的 HN 、 HCN 、 CN 、 NH_3 和 NH_2 等，它们相互复合生成氮气或将已经存在的 NO_x 还原分解，从而抑制了燃料 NO_x 的生成。

三）、燃料分级燃烧低 NO_x 燃烧技术

燃料分级燃烧（也称再燃法），在燃烧中已生成的 NO_x 遇到烃根 CH_i 和未完全燃烧产物 CO 、 H_2 、 C 和 C_nH_m 时，会发生 NO 的还原反应。利用这一原理，将 80%~85% 的燃料送入第一级燃烧区，在 $\alpha > 1$ 的条件下燃料生成 NO_x 。其余 15%~20% 的燃料则在主燃烧器的上部送入二级燃烧区，在 $\alpha < 1$ 的条件下形成很强的还原性气氛，使得在一级燃烧区中生成的 NO_x 在二级燃烧区（再燃区）内被还原成氮分子。再燃区中不仅能使已生成的 NO_x 得到还原，同时还抑制了新的 NO_x 的生成，可使 NO_x 的排放浓度进一步降低。在再燃区的上面还需布置“火上风”喷口，形成第三级燃烧区（燃尽区），以保证再燃区中生成的未完全燃烧产物的燃尽。管低 NO_x 燃烧技术具有系统简单、操作容易、投资少的优点，但在一般情况下降低 NO_x 排放量的 50%。

5.1.2.2 SNCR 与 SCR 脱硝技术

(1) SNCR 脱硝技术

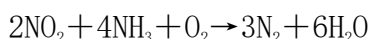
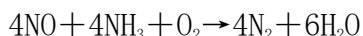
选择性非催化还原法(SNCR)是当前 NO_x 治理采用的技术之一。SNCR 通过注入 NH_3 或尿素等还原剂在没有催化剂的情况下发生还原反应。SNCR 通过烟道气流中产生的氨自由基与 NO_x 反应，达到去除 NO_x 的目的，反应主要发生在 $850^\circ\text{C} \sim 1000^\circ\text{C}$ 的温度范围内，当温度更高时 NH_3 被氧化为 NO_x ，低于反应温度时 NO_x 反应效率降低，因此在 SNCR 中温度的控制是至关重要的。由于没有催化剂加速反应，故其操作温度高于 SCR

法。为避免 NH_3 被氧化，温度又不宜过高。

反应温度应控制在 $850\sim 1100^\circ\text{C}$ ，最佳 950°C 。温度高， NH_3 发生氧化， NO_x 去除率降低；温度低，反应不完全，逃逸 NH_3 增加， NO_x 去除率降低。停留时间 $0.5\sim 2\text{s}$ 。

（2）SCR 脱硝技术

选择性催化还原脱硝技术是通过在烟气中加入氨气，在催化剂作用下，利用氨气与 NO_x 的有选择性反应，将 NO_x 还原成 N_2 和 H_2O ，其主要反应式为：



在没有催化剂的情况下，上述反应温度在 980°C 左右，当温度高于 1100°C ，氨气会氧化成 NO ，而且 NO_x 的还原速度也会很快下降；当温度低于 800°C ，反应速度会很慢， NO_x 被还原的量很少，此时就需要添加催化剂。采用催化剂后，上述反应温度可以在 $300\sim 400^\circ\text{C}$ 之间进行，该温度相当于省煤器与空气预热器之间的烟气温度。

选择性催化还原法，脱硝装置结构简单、无副产品、运行方便、可靠性高、脱硝效率可达到 90% 以上。该法的缺点是：烟气中所含的飞灰和 SO_3 均通过催化剂反应器，飞灰对催化剂反应器有磨损，高活性的催化剂会使 SO_3 氧化成 SO_4 ，烟气温度降低时， NH_3 与 SO_4 反应生成硫酸氨，造成阻塞催化剂反应器通道。

5.1.2.3 流场优化技术

脱硝流场优化改造是根据烟道图纸进行 1:1 三维建模，包含整个脱硝烟道的通流部分，采用湍流模型、物质输运模型、多孔介质模型等，对脱硝系统内流场、温度场、阻力等进行计算。

根据模拟分析结果，对烟道内导流、整流及扰流装置进行优化建议及相关改造，使烟道内烟气流动顺畅、分布均匀。为更好的调节喷氨量，根据模拟结果，对现有氨喷射系统进行设计改造，减小氨逃逸对机组及环境的不利影响。

5.1.2.4 脱硝改造技术路线选择

根据前文脱硝改造技术路线的介绍，降低氮氧化物排放的技术主要包括低氮燃烧器的改造、SNCR 脱硝技术、SCR 脱硝技术等，本次脱硝超净改造的，氮氧化物最终排放浓度需 $\leq 35\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。

现有 #1、#2 机组燃烧器为水平浓度式低氮燃烧器，由东方电气集团东方锅炉股份有限公司于 2012 年~2013 年改造完成，改造之前锅炉出口 NO_x 浓度为 $800\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，在不

掺烧烟煤+低氮燃烧器情况下，锅炉出口 NO_x 浓度为 550mg/Nm³，在掺烧烟煤≤30%+低氮燃烧器情况下锅炉出口 NO_x 浓度为 600mg/Nm³。根据 2024 年 7 月，对#1 机组的摸底试验数据，SCR 入口氮氧化物浓度≤471mg/Nm³，通过与锅炉厂、低氮燃烧器厂家的沟通交流，对燃烧器及送粉系统等改进的空间较小，如进行相关的改造，在高负荷（>55%负荷）运行时可降低氮氧化物排放约 50mg/Nm³，低负荷时，炉内氧量控制难度大，基本没有降低空间，本次脱硝改造暂不考虑对锅炉燃烧器进行相关改造。

SNCR 脱硝技术对温度窗口要求严格，对机组负荷变化适应性差，适用于小型煤粉炉和循环流化床锅炉。SNCR 脱硝法由于脱硝效率不高，不能满足严格的环保排放要求，在大容量机组上使用不多。SNCR/SCR 联合脱硝法是将 SNCR 与 SCR 组合应用，即在炉膛上部的高温区域（850℃~1150℃）采用 SNCR 技术脱除部分 NO_x，再在炉外采用 SCR 技术进一步脱除烟气中的 NO_x。与 SCR 脱硝技术相比，SNCR/SCR 联合脱硝技术中的 SCR 反应器一般较小，一般利用 SNCR 的逃逸氨进行脱硝，一般适用于受空间限制无法加装大量催化剂的中小型机组。本次脱硝改造暂不考虑采用 SNCR 脱硝技术。

目前国内使用最多的是 SCR 脱硝法，尤其是单机容量 300MW 及以上机组采用的大多是 SCR 脱硝法。本次脱硝改造考虑采用对催化剂进行扩容的方案，同时为控制氨逃逸，对脱硝流场进行优化改造，主要改造方案如下：

- （1）方案一：更换现有三层催化剂+脱硝流场优化改造。
- （2）方案二： 更换现有三层催化剂+预留一层催化剂空间+脱硝流场优化改造；

5.1.3 脱硝设计参数

5.1.3.1 摸底试验 SCR 脱硝进出口浓度

本次摸底试验 SCR 脱硝入口和出口的氮氧化物排放浓度如下：

表 5.1-17 SCR 入口和出口浓度

项目	单位	T-03		T-01		T-02	
机组负荷	MW	310		250		129	
反应器	侧	A	B	A	B	A	B
入口 NO _x 浓度	mg/Nm ³ (标态、干基、6%O ₂)	461.5	439.0	472.1	421.6	429.7	420.4
出口 NO _x 浓度	mg/Nm ³ (标态、干基、6%O ₂)	53.2	44.8	48.5	30.2	28.5	30.7

脱硝效率	%	88.47	89.81	89.73	92.85	93.36	92.69
------	---	-------	-------	-------	-------	-------	-------

5.1.3.2 脱硝入口 NO_x 浓度历史数据曲线

电厂 2024 年 2-8 月份，#1、#2 炉 SCR 脱硝入口浓度平均值如下：

表 5.1-18 脱硝入口浓度数据

序号	时间	项目	单位	数值		备注
				#1 炉	#2 炉	
1	2024 年 2 月	入口 NO _x 均值	mg/Nm ³	476.38	458.61	标态、干基、6%氧
2	2024 年 3 月	入口 NO _x 均值	mg/Nm ³	458.12	437.03	标态、干基、6%氧
3	2024 年 4 月	入口 NO _x 均值	mg/Nm ³	454.83		标态、干基、6%氧
4	2024 年 5 月	入口 NO _x 均值	mg/Nm ³	468.76	465.05	标态、干基、6%氧
5	2024 年 6 月	入口 NO _x 均值	mg/Nm ³	487.95	437.23	标态、干基、6%氧
6	2024 年 7 月	入口 NO _x 均值	mg/Nm ³	457.55	430.27	标态、干基、6%氧
7	2024 年 8 月	入口 NO _x 均值	mg/Nm ³	460.55	430.68	标态、干基、6%氧



图 5.1-4 2023 年 2 月 08 日数据曲线（SCR 入口最大浓度 551mg/Nm³）

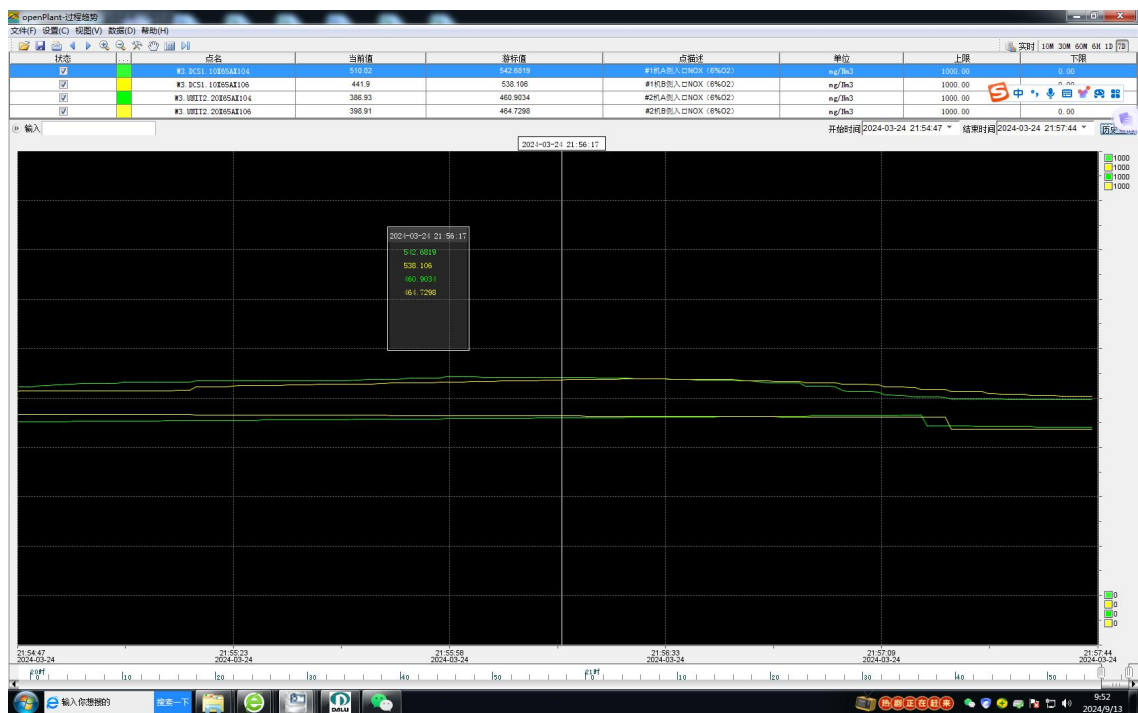


图 5.1-5 2024 年 3 月 24 日数据曲线（SCR 入口最大浓度 542mg/Nm³）

5.1.3.3 脱硝入口烟气设计参数

根据摸底试验数据，SCR 反应器入口在 250MW 时，达到最大浓度 472.1mg/Nm³（标态、干基、6%O₂），根据电厂运行情况，2024 年 2 月至 8 月，SCR 反应器入口氮氧化物浓度在 430.27~487.95mg/Nm³ 之间。根据电厂反馈，偶尔出现 SCR 约 550mg/Nm³ 情况，根据 2023 年 2 月 08 日数据曲线，SCR 入口最大浓度为 551mg/Nm³，根据 2024 年 3 月 24 日数据曲线，SCR 入口最大浓度为 542mg/Nm³。

电厂拟开展的灵活性技术改造项目，预期实现 30%BMCR 工况下的灵活能力，根据初步改造方案，对锅炉氮氧化物原始排放浓度影响很小，本次脱硝改造满足 30%~100%BMCR 工况。

考虑一定余量后，本次脱硝改造，SCR 反应器入口氮氧化物浓度最大按 600mg/Nm³ 设计。

表 5.1-19 脱硝入口烟气设计参数

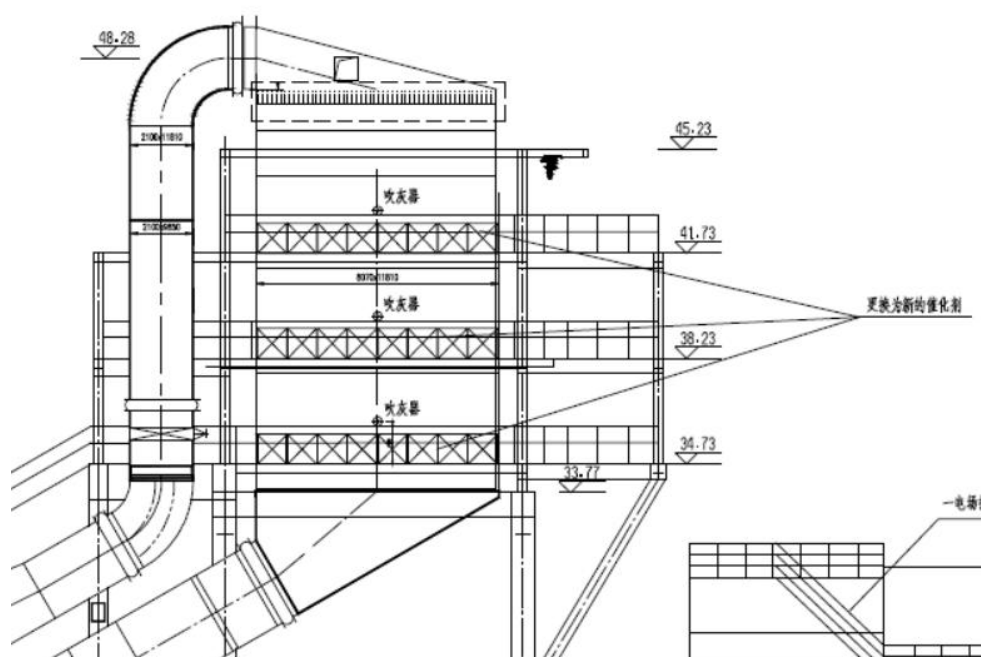
序号	项目	数值	数值	备注
1	烟气体积流量	Nm ³ /h	1220795	标态，干基，6%氧
2	烟气体积流量	Nm ³ /h	1297722	标态，湿态，6%氧
3	烟气温度	°C	300-420	

4	NO _x （干基，6%O ₂ ）	mg/Nm ³	最大 600	
---	--	--------------------	--------	--

5.1.4 更换现有三层催化剂+SCR 脱硝流场优化改造（方案一）

5.1.4.1 主要设想

在之前的超低排放改造中，脱硝反应器已进行一次扩容，横向扩宽 1960mm，纵向增高 1550mm。根据本次改造设计参数进行催化剂设计，满足处理 100%烟气量、SCR 入口 NO_x 浓度 600mg/m³、SCR 出口 NO_x 浓度≤35mg/m³ 性能要求下，现有 3 层催化剂体积满足不了相关要求，现对有 3 层催化剂进行整体更换。



改造后 SCR 脱硝装置立面图

5.1.4.2 催化剂相关要求

- （1）选用钒钛钨催化剂，主要成分有二氧化钛（TiO₂）、五氧化二钒（V₂O₅）、三氧化钨（WO₃）、三氧化钼等；
- （2）采用蜂窝催化剂，节距采用现有原始催化剂尺寸。
- （3）催化剂的型式为蜂窝式催化剂。
- （4）蜂窝式催化剂技术要求：

催化剂应整体成型；

在系统运行正常，催化剂节距设计应保证运行正常，不发生堵灰且阻力最小，应根据催化剂的特点以及设计条件合理确定；

催化剂模块必须设计成能够有效防止烟气短路的密封系统，密封装置的寿命不低于催化剂的寿命。

催化剂各层模块规格统一、具有互换性；

催化剂采用模块化设计以减少更换催化剂的时间；

催化剂模块采用钢结构框架，并便于运输、安装、起吊；

催化剂入口有防磨措施，防磨层厚度不低于 20mm。

新上催化剂主要参数如下：

表 5.1-20 新上催化剂参数表（单台机组）

序号	项目	单位	数据	备注
1	型式		蜂窝式	
2	型号		18 孔	
3	活性化学成份		V ₂ O ₅ /TiO ₂	
4	入口 NO _x 浓度	mg/Nm ³	600	标态、干基、6%O ₂
5	出口 NO _x 浓度	mg/Nm ³	35	标态、干基、6%O ₂
6	每台炉反应器数量	个	2	
7	反应器内催化剂层数	层	3	全部更换现有的三层催化剂
8	单台炉催化剂总体积	m ³	495	每层高度增加到 1060mm，体积 165m ³ ；
9	模块类型		箱式	
10	催化剂节距（pitch）	mm	8.2	
11	催化剂内壁厚	mm	~0.82	
12	模块外壳材料		碳钢	
13	催化剂迎风面烟气流速	m/s	4.45	
14	催化剂孔道内烟气流速	m/s	5.61	
15	压降	Pa/层	≤180	
16	催化剂化学寿命	h	24000	
17	最低喷氨温度	℃	300	

18	最高连续允许温度	°C	420	
----	----------	----	-----	--

按照本次改造设计参数校核，选用 18 孔蜂窝式催化剂，催化剂单体高度 1060mm，现有三层催化剂需全部更换催化剂总量方可满足超净排放要求。

5.1.4.3 吹灰器相关

现有 SCR 脱硝吹灰系统采用蒸汽吹灰器+声波吹灰器组合吹灰方式，单侧每层催化剂配 3 台半伸缩耙式蒸汽吹灰器+4 台可调频旋笛式声波吹灰器。

蒸汽吹灰器行程：3.28m；单台吹灰器的吹扫时间:6min；额定功率:1.5kW；蒸汽耗量（单台吹灰器）:3.6t/h；蒸汽参数：1.2~2MPa，350℃。

声波吹灰器吹灰介质：压缩空气；声压级：应大于或等于 155dB（1 米处）；用气量：不超 10Nm³/min；噪音≤85dB 要求（1 米范围内）。

现有吹灰器运行良好，吹灰器考虑利旧。本次脱硝改造更换现有三层催化剂，并将催化剂高度由现有的 770mm，增加到 1060mm，吹灰器位置相应抬高。

5.1.4.4 改造设备清单

电厂进行液氨改尿素项目时，要求“满足 100%BMCR 工况下，提出的脱硝入口 NO_x ≤600mg/m³，出口达到 NO_x 排放≤20mg/m³ 的排放目标”

按照超净排放改造要求，对应需氨量约为 254kg/h，按照将氨浓度稀释至 5%以下计算，对应稀释风量约为 6150m³/h。机组进行液氨改尿素项目时，已考虑改造裕量，稀释风流量按照约 6900m³/h 设计，摸底试验时 310MW、250MW、129MW 工况下，#1 机组稀释风流量分别为 6684m³/h、6807m³/h、6787m³/h。可以看出，稀释风流量满足超净排放改造要求，无需进行改造。

表 5.1-21 改造主要设备清单（单台机组）

序号	设备/部件名称	规格型号	单位	数量	备注
1	催化剂	18 孔，蜂窝式、中高温催化剂，3 层，两个反应器	m ³	495	全部更换现有的三层催化剂
2	结构加固		项	2	

5.1.4.4 SCR 脱硝流场优化改造

（1）主要改造如下改造内容

采用模块化配置，主要改造包括

- 1) 脱硝流场模拟与优化改造;
- 2) 新增分配型混合器, 提高烟气的混合能力;
- 3) 控制系统改造。

(2) 流场模拟

流场优化模拟根据烟道图纸进行 1:1 三维建模, 包含整个脱硝烟道的通流部分, 采用湍流模型、物质输运模型、多孔介质模型等, 对脱硝系统内流场、温度场、阻力等进行计算。

根据模拟分析结果, 对烟道内导流、整流及扰流装置进行优化建议及相关改造, 使烟道内烟气流动顺畅、分布均匀, 最终使 SCR 烟道系统流场达到以下指标, 高、中、低负荷的顶层催化剂上游 500mm 截面的流场性能保证值如下:

- 1) 速度分布: 最大相对标准偏差 CV 值 \leq 15%;
- 2) 温度最大偏差: 平均值的 \pm 10°C;
- 3) 烟气入射催化剂最大角度 (与垂直方向的夹角): \leq 10°;
- 4) NH₃/NO_x 摩尔比分布: 最大相对标准偏差 CV 值 \leq 5%。

(2) 新增混合器, 提高氨烟的混合能力

当前喷氨格栅使用年限较长, 存在局部堵塞、磨损等问题, 本次拟对现有氨喷射系统进行设计改造, 更换全新的氨喷射系统和混合器, 并把氨喷射截面往上游拓展, 以增强氨烟混合能力 (提高氨氮摩尔比的均匀性); 同时增加支管调节阀 (手动), 能够实现沿烟道深度和宽度两个方向的调节。

(3) 控制系统改造

喷氨总量控制系统采用外挂方式实现, 即采用外挂控制器的方式实现相关信号的采集和控制, 通过 RS485 方式与 DCS 实现通讯, 新增设备仪表、通讯光纤等。

对喷氨总量控制系统升级改造, 包括烟气量测算系统、入口 NO_x 浓度变化提前响应系统、出口 NO_x 浓度偏差智能修正系统, 分别计算基础喷氨量、提前响应喷氨量、反馈喷氨量, 输出所需喷氨总量, 保证出口 NO_x 浓度控制平稳, 降低氨耗量。

(4) 改造后效果

控制改造后, 预计可达到如下指标:

- 1) SCR 烟道系统流场达到以下指标, 高、中、低负荷的顶层催化剂上游 500mm 截面的流场性能保证值如下:

速度分布：最大相对标准偏差 CV 值 $\leq 15\%$ ；

温度最大偏差：平均值的 $\pm 10^{\circ}\text{C}$ ；

烟气入射催化剂最大角度（与垂直方向的夹角）： $\leq 10^{\circ}$ ；

NH_3/NO_x 摩尔比分布：最大相对标准偏差 CV 值 $\leq 5\%$ 。

2) 喷氨总量控制系统投入自动状态下，保证净烟气 NO_x 浓度 70%时间波动幅度 $< \pm 5\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，90%时间波动幅度 $< \pm 8\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。（9）改造清单

改造的设备及材料清单见下表。

表 5.1-22 改造设备及材料列表（单台机组）

序号	名称	单位	数量	备注
1	流场优化改造材料	套	1	出具 CFD 数值模拟报告和优化方案
2	喷氨自旋混合器	套	2	
3	喷氨总量控制软件	套	1	
4	通讯卡件	套	1	
5	管材型材	套	2	含管道、膨胀节等。
6	电缆及桥架	套	1	
7	其它辅材	套	1	含支吊架、保温油漆等。
8	平台扶梯	套	1	

5.1.5 更换现有三层催化剂+预留一层催化剂空间+SCR 脱硝流场优化改造（方案二）

5.1.5.1 改造主要设想

在之前的超低排放改造中，脱硝反应器已进行一次扩容，横向扩宽 1960mm，纵向增高 1550mm。本次反应器扩容考虑在纵向增加一层空间，反应器增高高度约为 3.5m。改造内容包括：进口烟道增加 3.5m、反应器本体增高 3.5m，相应的荷载校核及支撑加固，增加爬梯平台等附属设备。

改造后布置图如下：

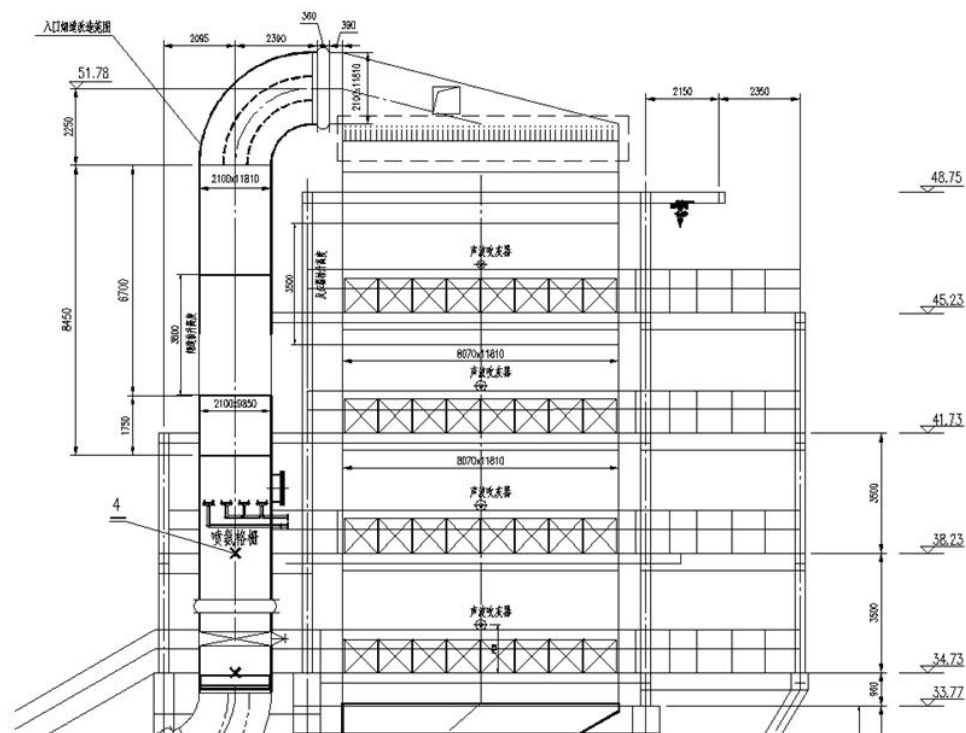


图 5.1-11 脱硝 SCR 装置布置图（最上层为预留催化剂）

5.1.5.2 催化剂相关要求

- (1) 选用钒钛钨催化剂，主要成分有二氧化钛（ TiO_2 ）、五氧化二钒（ V_2O_5 ）、三氧化钨（ WO_3 ）、三氧化钼等；
- (2) 采用蜂窝催化剂，节距采用现有原始催化剂尺寸。
- (3) 催化剂的型式为蜂窝式催化剂。
- (4) 蜂窝式催化剂技术要求：

催化剂设计参数如下表。

表 5.1-23 新上催化剂参数表（单台机组）

序号	项目	单位	数据	备注
1	型式		蜂窝式	
2	型号		18 孔	
3	活性化学成份		$\text{V}_2\text{O}_5/\text{TiO}_2$	
4	入口 NO_x 浓度	mg/Nm^3	600	标态、干基、6% O_2
5	出口 NO_x 浓度	mg/Nm^3	35	标态、干基、6% O_2

6	每台炉反应器数量	个	2	
7	每层催化剂模块数量	个	6×8=48	每台反应器每层 48 个模块
8	单台炉催化剂总体积	m ³	495	每层新上催化剂，高度 1060mm， 体积 165m ³ ；
9	模块类型		箱式	
10	催化剂节距（pitch）	mm	8.2	
11	催化剂内壁厚	mm	~0.82	
12	模块外壳材料		碳钢	
13	催化剂迎风面烟气流速	m/s	4.45	
14	催化剂孔道内烟气流速	m/s	5.61	
15	压降	Pa/层	≤180	
16	催化剂化学寿命	h	24000	
17	最低喷氨温度	℃	300	
18	最高连续允许温度	℃	420	

5.1.5.3 催化剂增容提效改造设备清单

催化剂增容提效改造主要设备清单如下

表 5.1-24 改造主要设备清单（单台机组）

序号	设备/部件名称	规格型号	单位	数量	备注
1	反应器及烟道增高改造	增高 3.5 米，含壳体、加强筋、支撑、爬梯平台等	项	2	每台炉 2 个反应器
2	结构加固		项	2	
3	新增催化剂	18 孔，蜂窝式、中高温催化剂，3 层，两个反应器	m ³	495	

5.1.5.4 SCR 脱硝流场优化改造

同方案一。

5.1.6 脱硝改造方案比选

对现有脱硝系统的改造，主要考虑对 SCR 脱硝系统提效改造和流场优化改造的方

案，针对本项目具体情况，两种改造方案对比分析如下：

表 5.1-25 脱硝改造方案对比

序号	分项内容	方案一(更换现有三层催化剂+SCR 脱硝流场优化改造)	方案二(更换现有三层催化剂+预留一层催化剂空间+SCR 脱硝流场优化改造)	备注
1	主要改造方案	对现有 3 层催化剂进行整体更换，新催化剂高度为 1060mm，反应器本体及烟道不需要加高。	对现有 3 层催化剂进行整体更换，新催化剂高度为 1060mm，进口烟道增加 3.5m、反应器本体增高 3.5m，最上层预留一层催化剂空间。	
		SCR 脱硝流场优化改造，主要包括流场优化改造、新增混合器，提高氨烟的混合能力、控制系统改造等；	SCR 脱硝流场优化改造，同方案一；	
2	阻力变化	基准	多 200Pa	
3	脱硝效率	SCR 脱硝效率 $\geq 94.17\%$	SCR 脱硝效率 $\geq 94.17\%$	按 SCR 入口氮氧化物浓度 600mg/Nm ³
4	改造后单台炉催化剂体积	~495m ³ ； 每层新催化剂高度为 1060mm，体积 165m ³ ，新上三层。	~495m ³ ； 每层新催化剂高度为 1060mm，体积 165m ³ 。	现有催化剂单台炉为 360m ³ ；
5	出口氮氧化物排放浓度	$\leq 35\text{mg/Nm}^3$ （标态，干基，6%氧）	$\leq 35\text{mg/Nm}^3$ （标态，干基，6%氧）	
6	可靠性	满足本次改造对催化剂需求，催化剂 3 层布置，无备用层	满足本次改造对催化剂需求，预留一层催化剂空间	
7	改造难易度	不需对 SCR 装置及钢结构增高，改造相对简单。	较高，需对 SCR 装置及钢结构增高 3.5m，并对结构进行加固，改造相对复杂。	
8	停炉改造工期	约 30 天	约 45 天	
9	投资	低	相对较高，增加了反应器本体、钢结构加固等相关费用	两种方案，脱硝流场优化改造费用一致

从以上表对比可以看出，两种方案理论上均可达到氮氧化物排放浓度 $\leq 35\text{mg/Nm}^3$ (标态，干基，6%氧)、氨逃逸 $\leq 3\mu\text{L/L}$ 的目标。

方案二需对 SCR 装置进口烟道和 SCR 反应装置加高 3.5m，需增设一层平台，施工难度相对较大，施工工期也相对较长，成本相对高于方案一，方案一改造相对简单，不需要对 SCR 反应器增高，施工周期短。

本阶段脱硝超净改造设计方案，推荐采用更换现有三层催化剂+SCR 脱硝流场优化改造方案（方案一）。

5.2 除尘超净排放改造工程设想

5.2.1 除尘器摸底试验情况

5.2.1.1 静电除尘器出入口流量测试

表 5.2-1 #1 除尘器 A 侧入口流量测试表

试验名称	除尘器入口流量测试						
日期	2024 年 7 月 5 日						
时间	22:10-22:33						
测量位置	除尘器入口 A 侧						
试验工况	100%负荷						
		1	2	3	4	5	6
1	动压一次	71	217	118	48	63	47
	动压二次	78	215	112	50	65	48
	动压均方根	8.63	14.70	10.72	7.00	8.00	6.89
2	动压一次	51	122	172	86	62	48
	动压二次	52	124	171	88	60	40
	动压均方根	7.18	11.09	13.10	9.33	7.81	6.63
3	动压一次	67	82	95	87	62	42
	动压二次	51	189	194	76	62	48
	动压均方根	7.68	11.64	12.02	9.03	7.87	6.71
4	动压一次	51	189	194	76	62	48
	动压二次	54	192	192	79	65	50
	动压均方根	7.25	13.80	13.89	8.80	7.97	7.00
5	动压一次	164	182	151	116	83	46
	动压二次	165	178	147	120	81	44
	动压均方根	12.83	13.42	12.21	10.86	9.06	6.71
电除尘器入口 A 侧烟道动压方根总平均值					9.661		
电除尘器入口 A 侧烟道烟气温度(℃)					147.19		
电除尘器入口 A 侧烟道侧静压值(Pa)					-2897		
电除尘器入口 A 侧烟道烟气密度(kg/m³)					0.845		
电除尘器入口 A 侧烟道烟道截面积(m²)					19.30		
电除尘器入口 A 侧烟道烟气流速(m/s)					12.63		
电除尘器入口 A 侧烟道烟气流量(m³/h)					877607		
电除尘器入口 A 侧烟道烟气总流量(标准湿态, 实际氧)(m³/h)					561060		
电除尘器入口 A 侧烟道烟气总流量(标准干态, 实际氧)(m³/h)					535756		
电除尘器入口 A 侧烟道烟气总流量(标准湿态, 6%氧)(m³/h)					597612.25		
电除尘器入口 A 侧烟道烟气总流量(标准干态, 6%氧)(m³/h)					562186.91		

表 5.2-2 #1 除尘器 B 侧入口流量测试表

试验名称	除尘器入口流量测试
日期	2024 年 7 月 5 日

时间	22:34-22:54						
测量位置	除尘器入口 B 侧						
试验工况	100%负荷						
		1	2	3	4	5	6
1	动压一次	244	297	196	91	20	24
	动压二次	241	290	199	94	18	26
	动压均方根	15.57	17.13	14.05	9.62	4.36	5.00
2	动压一次	181	287	233	145	84	11
	动压二次	175	285	226	141	78	14
	动压均方根	13.34	16.91	15.15	11.96	9.00	3.54
3	动压一次	167	240	228	156	35	20
	动压二次	161	237	231	161	37	22
	动压均方根	12.81	15.44	15.15	12.59	6.00	4.58
4	动压一次	13	231	247	119	25	15
	动压二次	15	227	252	124	22	10
	动压均方根	3.74	15.13	15.80	11.02	4.85	3.54
5	动压一次	276	256	244	198	136	85
	动压二次	269	251	250	192	134	82
	动压均方根	16.51	15.92	15.72	13.96	11.62	9.14
电除尘器入口 B 侧烟道动压方根总平均值					11.305		
电除尘器入口 B 侧烟道烟气温度(℃)					146.13		
电除尘器入口 B 侧烟道侧静压值(Pa)					-2925		
电除尘器入口 B 侧烟道烟气密度(kg/m³)					0.847		
电除尘器入口 B 侧烟道截面积(m²)					19.30		
电除尘器入口 B 侧烟道烟气流速(m/s)					14.76		
电除尘器入口 B 侧烟道烟气流量(m³/h)					1025825		
电除尘器入口 B 侧烟道烟气总流量(标准湿态, 实际氧)(m³/h)					657288		
电除尘器入口 B 侧烟道烟气总流量(标准干态, 实际氧)(m³/h)					627644		
电除尘器入口 B 侧烟道烟气总流量(标准湿态, 6%氧)(m³/h)					700109.30		
电除尘器入口 B 侧烟道烟气总流量(标准干态, 6%氧)(m³/h)					658608.13		

表 5.2-3 #1 除尘器入口流量测试表(总流量)

试验名称	除尘器入口流量测试
日期	2024 年 7 月 5 日
试验工况	100%负荷
测试期间总烟气量(标准湿态, 实际氧)(m³/h)	1218348
测试期间总烟气量(标准干态, 实际氧)(m³/h)	1163401
测试期间总烟气量(标准湿态, 6%氧)(m³/h)	1297722
测试期间总烟气量(标准干态, 6%氧)(m³/h)	1220795

表 5.2-4 #1 除尘器出口流量测试表(总流量)

试验名称	除尘器出口流量测试
日期	2024 年 7 月 5 日
试验工况	100%负荷

测试期间总烟气量(标准湿态，实际氧)(m³/h)	1246466
漏风率 (%)	2.307883

5.2.1.2 除尘器出入口烟尘测试

表 5.2-5 #1 除尘器入口 A 侧粉尘浓度测试

设备	淮北国安电力#1 机组除尘器										
试验名称	除尘器入口 A 侧烟尘测试										
试验工况	100%负荷										
记录	秦星										
日期	滤筒编号	时间		抽气体积	滤筒重量		烟尘重量	烟气中烟尘浓	烟气中	烟气中烟尘浓度(标	平均值(标态,干
		开始	结束	m³(标准干态)	空重	实重		度(标态,干基)	氧量	态,干基,6%O₂)	基,6%O₂)
					g	g		g/m³	%	g/m³	g/m³
2024/7/5	7	20:40	20:46	0.1184	1.3205	5.9320	4.61	38.95	3.69	33.75	34.8
2024/7/5	18	20:49	20:55	0.1184	1.1300	6.0304	4.90	41.39	3.70	35.89	
2024/7/5	19	20:59	21:05	0.1187	1.1140	5.9063	4.79	40.37	3.65	34.90	

表 5.2-6 #1 除尘器入口 B 侧粉尘浓度测试

设备	淮北国安电力#1 机组除尘器								
试验名称	除尘器入口 B 侧烟尘测试								
试验工况	100%负荷								
记录	秦星								
日期	滤筒编号	时间	抽气体积	滤筒重量	烟尘重量	烟气中烟尘	烟 气	烟气中烟尘浓度	平均值(标态,

		开始	结束	m³(标准干态)	空重	实重		浓度(标态, 干基)	中氧 量	(标态, 干基,6%O₂)	干基,6%O₂)
					g	g	g	g/m³	%	g/m³	g/m³
2024/7/5	17	21:15	21:21	0.1137	1.2475	5.9594	4.71	41.44	3.65	35.83	32.1
2024/7/5	20	21:23	21:29	0.1124	1.1133	5.3499	4.24	37.69	3.72	32.72	
2024/7/5	4	21:33	21:39	0.1488	0.9694	5.7251	4.76	31.96	3.64	27.62	
2024/7/5	21	22:29	22:59	1.0469	1.1718	1.2524	80.60	76.99	3.95	67.73	
2024/7/5	30	23:04	23:34	1.0479	1.1477	1.2278	80.10	76.44	3.87	66.93	

表 5.2-7 #1 除尘器出口 A 侧粉尘浓度测试

设备	淮北国安电力#1 机组除尘器										
试验名称	除尘器出口 A 侧烟尘测试										
试验工况	100%负荷										
记录	秦星										
日期	滤筒编号	时间		抽气体积	滤筒重量		烟尘重量	烟气中烟尘 浓度(标态, 干基)	烟 气 中 氧 量	烟气中烟尘浓度 (标态, 干基,6%O₂)	平均值(标态, 干基,6%O₂)
		开始	结束	m³(标准干态)	空重	实重		mg/m³	%	mg/m³	mg/m³
					g	g					
2024/7/5	26	21:55	22:25	0.7916	1.4013	1.4598	58.48	73.88	3.91	64.84	66.5
2024/7/5	21	22:29	22:59	1.0469	1.1718	1.2524	80.60	76.99	3.95	67.73	
2024/7/5	30	23:04	23:34	1.0479	1.1477	1.2278	80.10	76.44	3.87	66.93	

表 5.2-8 #1 除尘器出口 B 侧粉尘浓度测试

设备	淮北国安电力#1 机组除尘器										
试验名称	除尘器出口 B 侧烟尘测试										
试验工况	100%负荷										
日期	滤筒编号	时间		抽气体积	滤筒重量		烟尘重量	烟气中烟尘 浓度(标态, 干基)	烟 气 中 氧 量	烟气中烟尘浓度 (标 态 , 干 基,6%O ₂)	平均值(标态, 干基,6%O ₂)
		开始	结束	m ³ (标准干态)	空重	实重					
					g	g					
2024/7/5	28	23:20	23:50	1.0465	1.2297	1.3071	77.40	73.96	3.78	64.43	61.2
2024/7/5	31	23:54	0:24	1.0480	1.1477	1.2176	69.90	66.70	3.85	58.34	
2024/7/5	33	0:30	1:00	1.0475	1.1578	1.2307	72.90	69.59	3.80	60.69	

5.2.1.3 现有静电除尘器存在的问题

根据本次摸底试验及实际运行情况，静电除尘器运行状况如下：

(1) 根据摸底试验数据，#1 锅炉静电除尘器目前漏风率为 2.3%，原漏风率设计数据为 <2.5%，目前漏风率在原设计范围内；

(2) #1 锅炉静电除尘器为双室四电场，满负荷下，A 侧进口烟气量为 285 m³/s，B 侧进口烟气量 244m³/s，流量不均。原设计处理烟气量为 2×278m³/s，一侧略超原烟气量。

(3) 满负荷下，#1 电除尘器入口 A 侧烟道烟气温度 147℃，B 侧烟道烟气温度 146℃，目前排烟温度高于原锅炉设计排烟温度 132℃。

(4) 原#1 静电除尘器进口烟气含尘量设计参数为 35g/Nm³，出口烟尘排放浓度 ≤20mg/Nm³，原#2 静电除尘器进口烟气含尘量设计参数为 35g/Nm³，出口烟尘排放浓度 ≤25mg/Nm³。根据摸底试验数据，满负荷时，#1 静电除尘器进口烟气含尘量 A 侧平均值为 34.8 g/Nm³、B 侧平均值为 32.1g/Nm³；#1 静电除尘器出口排放浓度 A 侧为 66.5mg/Nm³、B 侧平均值为 61.2mg/Nm³，已远超原设计值。

5.2.2 高效除尘技术路线

对火电机组除尘系统进行超净排放升级的技术按照系统特点分为脱硫前的增效干式除尘技术和脱硫后的湿式除尘技术两个阶段。其中干式除尘技术主要包括静电除尘、袋式除尘和电袋复合除尘等，湿式除尘技术分为脱硫高效除雾技术、旋流管束式除尘器技术和湿式静电除尘技术等。

5.2.2.1 增效干式除尘器技术

干式除尘器的增效技术包括：低低温电除尘、导电滤槽、旋转电极式电除尘、高频电源技术、脉冲电源技术等。

(1) 低低温电除尘技术

在原静电除尘器入口处增设低温省煤器，将电除尘入口烟气温度降低至酸露点以下，减少烟气体积、使烟气中的粉尘比电阻在易于收尘的范围，提高电除尘的除尘效率。

低温烟气处理系统布置在空气预热器后、除尘器前，理论基础是：烟气经烟气换热器冷却后，温度从 120~160℃降到 95℃左右，烟气中的 SO₃ 与水蒸气结

合，生成硫酸雾，此时的烟气由于未采取除尘措施， SO_3 被飞灰颗粒吸附，当吸附 SO_3 的烟尘颗粒进入除尘器时，被除尘器捕捉后随飞灰排出，不仅保证了更高的除尘效率，还解决了下游设备的防腐蚀难题。

因此，低低温除尘技术的优势既可以减小飞灰比电阻，提高除尘效率，减少污染物排放；又可以降低脱硫塔入口烟气温度，减少脱硫塔喷雾降温水耗。

（2）导电滤槽技术

在各电场的每排收尘板出气端（末端）增设导电滤槽收尘装置，其高度与收尘板相同，在收尘板后顺气流方向占用的空间约 300-400 毫米（以不影响走道通行为原则）。导电滤槽收尘装置既大幅增加了各电场的收尘面积，又增加了过滤粉尘的机理，同时也增强了静电捕集粉尘的功能，所以可有效提高收尘效率，大幅降低烟尘排放浓度，而且不需要改变电除尘器的体积、阻力，也不用增加运行电耗。导电滤槽的上部与阳极挑梁连接，下部与收尘极振打清灰杆相连，使其与收尘极为一体，同属正极。

（3）旋转极板技术

转动电极电除尘器的工作原理与传统电除尘器一样，仍然是依靠静电力来收集粉尘，属于高效电除尘技术的一种。一般是在电场末级后加装转动电极电场、或者将末级电场改造为转动极板电场，具体措施是将末级电场的阳极板改造成可以回转的形式，将传统的振打清灰改造为旋转刷清灰，当极板旋转到电场下端的灰斗时，清灰转刷在远离气流的位置把板面的粉尘刷除，达到比常规电除尘器更好的清灰效果，由于常规电除尘器的末级电场阳极板积灰较难清除、电场内明显反电晕、二次飞扬严重等情况出现时，该技术能提高电除尘器的除尘效率，有效降低烟尘排放。

（4）高频电源技术

高频电源与传统的可控硅控制工频电源相比性能优异，电源转换效率高、输出的纹波大幅度下降、而输出的电压和电流都有很大的提高，它的体积小、重量轻、成套设备集成一体化、间歇供电时，可有效抑制反电晕现象，具有更窄的脉冲、更宽的调节范围、输出电源的波形更接近直流，从而可以提高除尘效率等特点。设备效率与功率因数均达到 0.9 以上，远高于常规工频电源。而且高频电源由于采用三相电源，因此负载对称，无缺相损耗，相对而言，谐波含量有很大幅

度的下降，不仅大大提高了电除尘器配套电源产品的整体控制水平，极大地拓展了电除尘器的适应范围。同等除尘效率条件下高频电源还比工频电源节能，表现为在电场所需相同功率的情况下，在保证粉尘充分荷电的基础上，高频电源可运用充电比控制模式，减小无效电场功率，从而在保证电除尘器效率的同时节约大部分电能。

（5）脉冲电源技术

脉冲高压电源主要技术特点：通过为除尘器提供高于电除尘电场起晕电压的基础直流电压以及叠加在基础电压之上、可调整电压峰值和脉冲重复频率的高压脉冲，从而极大提高电场中二次电压峰值，使电除尘器能克服因高比电阻粉尘产生的反电晕、提高除尘效率，以及能够大幅度地降低电除尘器高压电源运行能耗。脉冲高压电源，包括基础电源部分和脉冲电源两部分，基础电源部分主要实现基础直流高压电压调幅控制，为除尘器提供高于电除尘电场起晕电压的基础电压；脉冲电源部分主要实现高压脉冲的产生，通过脉冲耦合电容叠加至电除尘器电场的基础电压之上。

5.2.2.2 电袋复合除尘技术

滤袋是一种干式滤尘装置，适用于捕集细小、干燥、非纤维性粉尘，一般采用纺织的滤布或者非纺织的毡制成，利用纤维织物的过滤作用对含尘气体进行过滤。当含尘气体进入滤袋工作区后，颗粒大、比重大的粉尘，由于重力的作用沉降下来，落入灰斗，含有较细小粉尘的气体在通过滤料时，粉尘被阻留，使气体得到净化。电袋复合除尘是指在除尘器箱体内紧凑安装电场区和滤袋区，将电除尘的荷电除尘及袋式除尘的过滤拦截机理有机结合的一种除尘技术，其除尘效率较高。

5.2.2.3 旋流管束式除尘器技术

旋流管束式除尘器的工作原理是利用凝聚、捕悉和湮灭的原理，在烟气高速湍流、剧烈混合、旋转运动的过程中，将烟气中携带的雾滴和粉尘颗粒脱除。凝聚是指烟气中夹杂的细小液体颗粒相互之间碰撞而凝聚成较大的颗粒后沉降下来；捕悉是指细小的液体颗粒跟随气体与湍流器中的持液层充分接触后，被液体捕悉实现分离；湮灭是指细小的液体颗粒被抛洒至湍流器的表面时，形成附着液膜从而在烟气中脱离出来；这三种运动过程同时将夹杂在液滴中的粉尘除去。

其具体工作流程为：首先，流经除尘器的气流高速湍动，促进烟气中大量细小雾滴与粉尘颗粒的互相碰撞，凝聚为较大颗粒；其次，导流叶片形成的高速气流，形成极高的切向速度，将液滴、细尘高速甩脱向壁面，与壁面的液膜接触后被截留，实现捕集分离；最后，高速旋转的壁面液膜可保证同向运动的雾滴接触后湮灭，不产生二次雾滴；为保证除尘效果，装置内设置了二层导流叶片，强化了湍流效果，延长了气体停留时间，提高了除尘器对粉尘颗粒的分离效果。

常规屋脊式除雾器由于捕捉原理的制约，无法捕集粒径小于 $15\mu\text{m}$ 的细小液滴，而目前控制脱硫塔出口 $5\text{mg}/\text{Nm}^3$ 的烟尘排放浓度就是控制对细小粉尘和细小石膏浆液液滴的脱除。旋流管式除尘器可替代常规除雾器，安装在常规除雾器位置，联合其高效湍流器，实现较高的除尘除雾效率。

5.2.2.4 湿式静电除尘技术

（1）湿式电除尘器原理

湿式电除尘器设置于脱硫设施与烟囱之间，用于去除脱硫后饱和湿烟气中的烟尘、气溶胶等细微颗粒。其工作原理如下：在湿式电除尘的阳极和阴极线之间施加数万伏直流高压电，在强电场的作用下，电晕线周围产生电晕层，电晕层中的空气发生雪崩式电离，从而产生大量的负离子和少量的阳离子，这个过程叫电晕放电；随饱和湿烟气进入其中的尘（雾）粒子与这些正、负离子相碰撞、凝并而荷电，荷电后的尘（雾）粒子由于受到高压静电场库仑力的作用，向阳极运动；到达阳极后，将其所带的电荷释放掉，尘（雾）粒子就被阳极所收集，进而通过水冲刷的方式将其清除。

（2）湿式电除尘器分类

目前已建和在建的湿式除尘器按布置形式主要分为卧式湿式电除尘器和立式湿式电除尘器，卧式湿式电除尘器生产厂家主要有：龙净环保、浙江菲达、浙江信雅达、浙江南源、南京通用，立式湿式电除尘器生产厂家主要有：青岛达能、双盾环境科技有限公司等。按阳极板材料主要分为 316L 电极湿式电除尘器和柔性电极、导电玻璃钢电极湿式电除尘器，其中青岛达能采用柔性电极，双盾环境科技有限公司采用导电玻璃钢电极，其余厂家多采用 316L 电极。

卧式湿式电除尘器优缺点

卧式湿式电除尘器安装在脱硫吸收塔后，性能不受粉尘比电阻和煤灰性质的

影响，内部没有运动部件，没有振打装置，因此，性能稳定，高效，运行可靠，对 PM_{2.5}、石膏、SO₃有很高的脱除效率。

卧式湿式电除尘器优点如下：

- 1) 稳定实现微量排放，满足国家最新排放标准的要求。
- 2) 有效脱除 PM_{2.5} 微细粉尘和气溶胶，改善烟囱透明度，满足更长远的国家空气质量控制要求。

- 3) 有效脱除 SO₃，缓解下游烟道、烟囱的腐蚀，节约防腐成本。

- 4) 解决湿法脱硫带来的石膏雨，蓝烟酸雾环境问题。

卧式湿式电除尘器缺点如下：

- 1) 设备系统复杂，设备调试、运行和安装及维护管理水平高。
- 2) 湿式电除尘器出口雾滴浓度较高，烟气湿度高，需加装除雾器。
- 3) 初投资较大。
- 4) 阳极板和芒刺线、喷嘴等接触烟气的部件大量采用耐腐蚀不锈钢材料，初投资高于常规静电除尘器。
- 5) 功耗较大，除了除尘器本体功耗外，辅助循环水泵等还将消耗部分电量。
- 6) 运行成本较高，除了除尘器本体外，冲洗水中添加的 NaOH 溶液将提高运行成本，喷嘴更换和泵的维护也增加了额外的费用。

(2) 立式湿式电除尘器优缺点

立式湿式电除尘器安装在脱硫吸收塔顶部或者脱硫塔之后，其优点与卧式基本相同，具体如下：

- 1) 稳定实现微量排放，满足国家新排放标准的要求。
- 2) 有效脱除 PM_{2.5} 微细粉尘和气溶胶，改善烟囱透明度，满足更长远的国家空气质量控制要求。
- 3) 有效脱除 SO₃，缓解下游烟道、烟囱的腐蚀，节约防腐成本。
- 4) 解决湿法脱硫带来的石膏雨，蓝烟酸雾环境问题。
- 5) 相对于卧式湿式电除尘器，立式湿式电除尘器正常时不需要冲洗水，或者极少量冲洗水，不需要喷淋碱液，运行维护费用较低，一个大修期约为 100 万。

立式湿式电除尘器缺点如下：

- 1) 设备系统复杂，设备调试、运行和安装及维护管理水平高。

2) 初投资较大，投资与卧式湿式电除尘器相近。

3) 芒刺线、喷嘴等接触烟气的部件大量采用耐腐蚀不锈钢材料，初投资高于常规静电除尘器。

4) 相对于卧式湿式电除尘器，立式湿式电除尘器正常运行时不需要冲洗水，不喷淋碱液，主要靠吸收湿烟气的水雾形成水膜形成自冲洗，但是由于自冲洗存在不完全性，部分污泥污垢会粘附在极板上，若维护不及时，可能影响除尘效果。

5.2.2.5 除尘改造技术路线选择

根据前文对高效除尘技术的介绍，高效除尘技术主要包括增效干式除尘技术（低低温静电除尘器、导电滤槽技术、旋转极板技术、高频电源技术、脉冲电源技术等）、电袋复合除尘技术、旋流管束式除尘器技术、湿式静电除尘技术等，本工程烟尘最终排放浓度需 $\leq 5\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。

低低温静电除尘器需在除尘器入口处需布置低温省煤器，同时将原电除尘器扩容为 5 电场电除尘，比集尘增加至 $120 \text{ m}^2/\text{m}^3/\text{s}$ ，方能确保除尘器出口达到 $20\text{mg}/\text{Nm}^3$ 排放。根据电厂目前实际情况，#1 炉静电除尘器扩容 1 个电场，增设的钢架与引风机支架平齐，已经没有继续扩容的空间，除尘器前也没有布置低温省煤器的空间，本次改造不采用低低温静电除尘器改造方案。

电厂 #1 机组锅炉原有配套两台上冶厂生产的双室三电场静电除尘器，卧式布置，原设计除尘效率 $\geq 99\%$ 。电厂 #2 机组锅炉原有配套两台上冶厂生产的双室三电场静电除尘器，卧式布置，原设计除尘效率 $\geq 99\%$ 。#1 机组静电除尘器 2007 年进行了增高增容改造，内部掏空后，内部阴极线由螺旋线更换为鱼刺线，阳极侧部振打改为顶部振打，末端增加一个 3.64 米电场（空间受限，增加的电厂长度小于原电场长度 5.46 米）。#2 机组静电除尘器目前仍为双室三电场静电除尘器。现 2 台机组静电除尘器均已采用了导电滤槽、高频电源、脉冲电源等技术。#1 机组静电除尘器比集尘面积为 $103.7\text{m}^2/\text{m}^3/\text{s}$ ，#2 机组静电除尘器比集尘面积为 $58.27\text{m}^2/\text{m}^3/\text{s}$ ，远小于目前超超临界机组新上的静电除尘器比集尘面积（以我公司设计的金塘电厂项目为例，静电除尘器比集尘面积为 $145\text{m}^2/\text{m}^3/\text{s}$ ）。如对静电除尘器进行升级改造，受除尘器长度等因素影响，经与龙净环保、菲达环保等除尘器厂家沟通，根据现在的煤质资料，在场地受限的情况下，对静电除尘器进行升级改造，按进口 $50\text{g}/\text{Nm}^3$ 考虑，出口仅能做到 $50\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。

对静电除尘器改电袋除尘器技术，因场地受限，目前#1 除尘器立柱做到与引风机支架柱子齐平，无法继续向后拓展，如采用两电两袋方案，按 10m 长袋布置，过滤风速约 1.25m/min，过滤风速偏高，只能保证出口 30mg/Nm³，脱硫协同除尘效率需≥83.4%，才能满足烟尘最终排放浓度需≤5mg/Nm³，风险较大。

因此，本次对除尘器的改造考虑改为电袋除尘器（一电三袋）或静电除尘器提效+增设湿电方案，主要改造思路如下：

（1）方案一：将#1 机组静电除尘器改造成电袋除尘器（一电三袋，出口烟尘浓度≤15mg/Nm³）+高效湿法脱硫（进口≤15mg/Nm³，出口≤5mg/Nm³）；#2 机组静电除尘器改造成电袋除尘器（一电三袋，出口烟尘浓度≤15mg/Nm³）+高效湿法脱硫（进口≤15mg/Nm³，出口≤5mg/Nm³）。

（2）方案二：对现有#1 机组静电除尘器升级改造（出口烟尘浓度≤50mg/Nm³），高效湿法脱硫（进口≤50mg/Nm³，出口≤12.5mg/Nm³）+湿式电除尘器；#2 机组静电除尘器升级改造（出口烟尘浓度≤50mg/Nm³），高效湿法脱硫（进口≤50mg/Nm³，出口≤12.5mg/Nm³）+湿式电除尘器（已有）。

5.2.3 静电除尘器入口设计参数

根据摸底试验数据，#1 静电除尘器进口烟气含尘量 A 侧平均值为 34.8g/Nm³、B 侧平均值为 32.1g/Nm³，平均约 33.5g/Nm³；出口烟气含尘量 A 侧平均值为 66.5mg/Nm³、B 侧平均值为 61.2mg/Nm³，平均约 63.9mg/Nm³；

根据电厂实际运行情况，除尘器出口烟尘浓度最大可达到 80mg/Nm³(标态，干基，6%氧)，大于本次摸底试验出口数据。根据电厂实际采用的煤质资料，考虑煤质变化及余量，本次除尘器改造入口烟尘浓度按最大 50g/Nm³ 设计。

表 5.2-9 除尘器入口烟气参数如下

序号	项目	数值	数值	备注
1	烟气体积流量	Nm ³ /h	1220795	标态，干基，6%氧
2	烟气体积流量	Nm ³ /h	1297722	标态，湿态，6%氧
3	烟气温度	°C	132-150	
4	入口粉尘浓度	g/m ³	≤50	标态，干基，6%氧

5	出口烟尘浓度	mg/m ³	≤15	标态，干基，6%氧
---	--------	-------------------	-----	-----------

5.2.4 静电除尘器改电袋除尘器方案（方案一）

5.2.4.1 主要设想

电厂现有#1 炉静电除尘器有四个电场，主要改造设想如下：

- （1） 改为电袋除尘器（一电三袋），现有第二、三、四电场改为新的滤袋区，脉冲阀选用膜片式脉冲阀，保证清灰系统长期稳定运行；
- （2） 保留原钢支架、壳体、灰斗，各纵横跨距不发生变动，对利旧设备强度不足部分进行加固或者更新；
- （3） 拆除现有第一、二、三、四电场阴阳极、振打系统和高压设备，并更新第一电场阴阳极系统和高压设备，振打系统采用顶部振打，阴极采用针刺线；
- （4） 新增袋区 DCS 控制系统，具备温度、压力、差压检测、袋区温度保护控制的自动控制功能；
- （5） 改造过程中，需拆除部分保温层，改造完成后恢复，同时新增部分保温，如电场区上部的保温箱、袋区净气室等；
- （6） 新增预涂灰装置，在启动设备前对滤袋区进行预涂灰，以起到保护滤袋的作用；
- （7） 同步对楼梯走道等进行相应改造；

电厂现有#2 炉静电除尘器有三个电场，主要改造设想如下：

（1） 改为电袋除尘器（一电三袋），增设一个袋区，扩展后整体方案同#1 炉除尘器改造方案，现有第二、三电场改为新的滤袋区，脉冲阀选用膜片式脉冲阀，保证清灰系统长期稳定运行；#2 炉现有钢柱跨距为 6425mm、6400mm、6425mm，拟扩展一跨 4500mm，新增钢柱与现有引风机第一排柱齐平。

（2） 保留原钢支架、壳体、灰斗，各纵横跨距不发生变动，对利旧设备强度不足部分进行加固或者更新；

（3） 拆除现有第一、二、三电场阴阳极、振打系统和高压设备，并更新第一电场阴阳极系统和高压设备，振打系统采用顶部振打，阴极采用针刺线；

（4） 新增袋区 DCS 控制系统，具备温度、压力、差压检测、袋区温度保护控制的自动控制功能；

(5) 改造过程中，需拆除部分保温层，改造完成后恢复，同时新增部分保温，如电场区上部的保温箱、袋区净气室等；

(6) 新增预涂灰装置，在启动设备前对滤袋区进行预涂灰，以起到保护滤袋的作用；

(7) 同步对楼梯走道等进行相应改造；

(8) 静电除尘器改为电袋除尘器（一电三袋）后，除尘器出口烟尘浓度 $\leq 15\text{mg/Nm}^3$ ，根据电厂另行委托的《淮北国安电力有限公司 320MW 煤电机组绿氨降碳减污关键技术研究及一体化应用（氨法脱硫）可行性研究报告》，将对现有湿法脱硫进行超净改造，湿法脱硫协同除尘，可满足烟尘最终排放 $< 5\text{mg/Nm}^3$ ，#2 机组现有湿式电除尘器拆除。

5.2.4.2 拆除内容

对现有电除尘器的部分构件进行必要的拆除，拆除的内容主要包括：

(1) 本体上壳体拆除

拆除内容主要包括电除尘器顶盖及其除尘器顶部的所有设备，如：变压器，阴、阳极振打系统，线缆、桥架，部分爬梯平台及围栏，原壳体保留并进行必要的加固改造和防腐处理。

(2) 电除尘器内部阴、阳极系统的拆除

拆除电场除尘器内部的阴极线、阳极板、阴极框架、阳极框架及内部检修平台等。并将壳体内部进行检修和修补，保证壳体密封性。

以上设备拆除后从除尘器的顶部取出。

(3) 进出口喇叭口改造

#1 机组除尘器基本保留原有电除尘器进、出口喇叭口，更换磨损、腐蚀的进口多孔板，调整气流分布板。拆除出口喇叭内阻流板，改造出口喇叭，修补磨损及腐蚀严重的喇叭口。

(5) #2 机组除尘器保留进口喇叭，拆除出口喇叭，增加一排布袋箱体，出口结构按布袋除尘器出口要求设计。

5.2.4.3 除尘器改造空间说明

#1 机组静电除尘器现有四个电场（2007 年改造末端增加一个电场），最后增加的一排立柱与年引风机支架柱齐平，#2 机组静电除尘器现有三个电场。本次

静电除尘器改造为电袋除尘器（一电三袋），本次改造#1、#2 机组静电除尘器现有立柱利旧，#2 机组静电除尘器向后拓展一个袋区，增加一排立柱，同#1 机组静电除尘器，最后一排立柱与引风机支架齐平。

5.2.4.4 改造后除尘器参数选择

表 5.2-10 电袋除尘器参数选择

序号	项目	单位	数量
1	设计过滤面积	m ²	37040
2	设计过滤风速	m/min	~0.95
3	入口温度	℃	按最高 180℃进行布袋选型及设计，滤袋瞬间耐温可以达到 200℃。
4	前期正常阻力	Pa	900
5	终期阻力	Pa	1200
6	滤袋直径	mm	Φ160
7	漏风率	%	≤3
8	袋笼表面处理	-	表面有机硅喷涂处理
9	滤袋长度	mm	8000
10	滤袋数量	条/台	9216
11	选定单阀滤袋数量	条/阀	18
12	脉冲阀总数量	阀	512
13	仓室数	个	32
14	灰斗数量	个	24

滤袋的选取：根据锅炉的烟气特点及现场核查的排烟温度综合考虑，选择 PPS(50%)+PTFE(50%)，具有耐高温、耐酸碱腐蚀性、耐水解的性能，克重≥650g/m²，使用寿命可以达到 5 年内不小于 44000 小时，寿命期内滤袋破损率不大于 0.5%。滤袋正常连续运行允许烟气温度为 170℃（瞬间最高不超过 190℃、每次不超过 10 分钟，年累计不超过 50 小时）。

袋笼：采用 20#碳钢，表面有机硅喷涂，袋笼采用分段结构，方便安装和运输，接口采用卡盘式连接方式，方便安装和拆卸。

气流分布设计：对改造后的电袋除尘器整体做流场模拟，并在除尘器适当位置设置导流板，保证袋区滤袋不被冲刷，气流分布均匀，各区滤袋过滤负荷接近，

使整体布袋使用寿命接近，降低布袋除尘器运行费用。

第一电场内极板、极线、振打系统及阴阳极框架全部更换，变压器利旧维修和保养，顶部顶盖板利旧。第一电场控制系统利旧维修。

清灰系统设计：布袋除尘器采用低压离线脉冲清灰，脉冲喷吹压力控制在0.25~0.4MPa之间，采用DCS自动控制系统，实现运行参数和控制操作远程输送。设计手动、定阻、定时三种喷吹清灰控制方式。

清灰系统不间断喷吹清灰，正常运行后根据除尘系统实际运行阻力设定脉冲阀喷吹间隔和喷吹周期间隔。

预喷涂系统：主要是在滤袋表面形成一层保护膜，在锅炉点火初期，吸附烟气中油污，在烟气温度极低出现酸结露时吸附酸雾滴，保护滤袋使用不被堵塞和腐蚀。

5.2.4.5 改造设备清单

静电除尘器改造为电袋除尘器，最终型式为一电三袋，改造的主要设备清单如下：

表5.2-11 除尘器改造清单（单台机组）

序号	名称	规格型号	单位	数量	备 注
一	利旧部分				
1	除尘器钢架	Q235	套	1	现有除尘器钢柱利旧
2	除尘器壳体	Q235	套	1	壳体加强
二	拆除部分				
1	一、二、三、四电场	内部的极板、极线、悬挂梁、振打系统、阴极框架、阳极框架等	套	1	#1机组静电除尘器
2	一、二、三电场	内部的极板、极线、悬挂梁、振打系统、阴极框架、阳极框架等	套	1	#2机组除尘器为二、三电场
三	改造部分				
1	进口喇叭	Q235	套	1	更换磨损、腐蚀的进口多孔板，调整气流分布板。
2	出口喇叭	Q235	套	1	更换
3	保温材料		套	1	利旧+新增
4	保温外护板		套	1	利旧+新增
5	保温钢构件		套	1	利旧+新增

四	新增部分				
(一)	一电场部分				
1	阳极系统、阳极振打	SPCC	套	1	一电场
2	阴极系统、阴极振打	芒刺线或针刺线	套	1	一电场
3	净气室	Q235	套	1	一电场
4	花板组件	Q235	套	1	一电场
5	出口喇叭	Q235	套	1	
6	管道、阀门等		套	1	
(二)	布袋部分				
1	滤袋	$\Phi 165 \times 8000$, PPS (50%) +PTFE (50%)	条	9216	
2	袋笼	$\Phi 155 \times 7980$, 20#钢+有机硅;	条	9216	
3	新增布袋箱体		套	1	仅#2除尘器增加
4	减压阀等		套	1	
5	储气罐	6m^3	台	1	
(三)	清灰系统				
1	电磁脉冲阀		套	1	
2	喷吹系统管路		套	1	
3	压缩空气管路		套	1	
(四)	保护系统				
1	检漏装置		套	1	
(五)	控制系统				
1	差压变送器	0-10Ka	套	1	
2	温度传感器	Pt100	套	1	
3	DCS系统		套	1	
(六)	电气部分				
1	变压整流器		套	1	
2	低压控制柜		套	1	
3	端子箱操作箱		套	1	
4	照明装置		套	1	
(七)	其他部分				
1	电缆桥架	除尘器范围内的电缆、配线管、桥架	套	1	

2	脉冲阀防雨棚		套	1	
3	防雨设施		套	1	
4	扶梯平台		套	1	
5	预喷涂装置		套	1	

5.2.5 静电除尘器提效+湿式电除尘改造方案（方案二）

5.2.5.1 主要设想

对现有静电除尘器进行提效改造，并在石灰石石膏湿法脱硫后，增设湿式电除尘器，满足烟尘排放浓度 $\leq 5\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，除尘器后面就是引风机支架，#1 炉除尘器之前已经扩展了一个电场，现已没有向后拓展的空间，#2 炉除尘器有向后拓展一个电场的空间。

5.2.5.2 主要改造内容

（1）拆除所有原高压电源，改造为新型三相脉冲高效节能电源；

（2）#1 机组静电除尘器原第一、二、三、四电场掏空阴阳极系统，改成阴阳顶部电磁锤振打电场，同时将电场阳极板高度升高扩容提高到 15m；

（3）#2 机组静电除尘器原第一、二、三电场掏空阴阳极系统，改成阴阳顶部电磁锤振打电场，同时将电场阳极板高度升高扩容提高到 15m；同时拓展一个电场，最终同#1 机组静电除尘器为四个电场。

（3）原电除尘器保留件全面检查加固漏风处理并更换人孔门、检查门等老化配套件等。

（4）吸收塔后增设湿式电除尘器。

5.2.5.3 主要改造清单

表5.2-12 改造清单（除说明外均为单台机组）

序号	名称	规格型号	单位	数量	备 注
一	利旧部分				
1	除尘器钢架		套	1	现有除尘器钢柱不变
2	除尘器壳体	Q235	套	1	壳体加强
二	拆除部分				
1	一、二、三、四电场	内部的极板、极线、悬挂梁、振打系统、阴极框架、阳极框架等	套	1	

2	一、二、三、四电场	内部的极板、极线、悬挂梁、振打系统、阴极框架、阳极框架等	套	1	#2炉除尘器为一、二、三电场
三	改造部分				
1	保温材料		套	1	利旧+新增
2	保温外护板		套	1	利旧+新增
3	保温钢构件		套	1	利旧+新增
四	新增部分				
1	湿式电除尘器	除尘效率75%	套	1	仅#1机组吸收塔出口至烟囱进口间增设，#2机组现已设有1台湿式电除尘器
2	相关烟道及支架等改造		套	1	
3	三相高效脉冲节能电源		套	1	
4	高低压一体化控制系统		套	1	
5	低压控制系统	含现场操作箱等	台套	1	
6	高低压电缆及桥架		套	1	
7	供电电场		套	1	#1炉4个电场；#2炉扩展一个电场，与1号炉一致4个电场
8	配套顶梁顶板等壳体构件系统		套	1	
9	进口喇叭内均流件		套	1	
10	出口喇叭内槽型板		套	1	
11	设备拆除安装调试		项	1	

5.2.6 静电除尘器改造方案比选

除尘的超净排放改造，主要考虑静电除尘器改为电袋除尘器和静电除尘器提效+湿式电除尘两种方案，针对本项目具体情况，两种改造方案对比分析如下：

表 5.2-13 除尘超净改造方案对比

序号	分项内容	静电除尘器改为电袋除尘器（方案一）	静电除尘器提效改造+湿式电除尘（方案二）	备注
1	主要改造方案	#1 炉除尘器改为电袋除尘器（一电三袋），#2 炉扩展一个电场，改为电袋除尘器（一电三	#1 炉除尘器提效改造，增加过滤面积，#2 炉扩展一个电场，增加过滤面积。#1 炉吸收塔和烟囱之间增设一个湿式电除尘器	

		袋)。		
2	阻力变化	电袋除尘器阻力 ~1200Pa	电除尘提效改造后阻力约 300Pa, 湿式电除尘器阻力约 400Pa,烟道 改造阻力增加约 200Pa,合计约 900Pa	
3	除尘器入口 烟尘浓度	50g/Nm ³	50g/Nm ³	
4	除尘器出口 烟尘浓度	15mg/Nm ³	50mg/Nm ³	
5	出口烟尘排 放浓度	电袋除尘器出口烟尘排放 浓度 15mg/Nm ³ , 吸收塔 除尘效率按不小于 70%考 虑, 最终烟尘排放浓度< 5mg/Nm ³	静电除尘器出口烟尘排放浓度 50mg/Nm ³ , 吸收塔除尘效率按 70%考虑, 湿式电除尘进口按 15mg/Nm ³ , 效率按 70%考虑, 最 终烟尘排放浓度<5mg/Nm ³	
6	可靠性	可靠性高, 不影响后面 脱硫工艺的选择	影响脱硫工艺选择, 如考虑氨法 脱硫, 脱硫塔进口烟尘浓度 50 mg/Nm ³ , 超出了氨法脱硫要求 (小于 30mg/Nm ³), 影响硫酸铵 品质。	
7	改造难易度	中等	较高, 湿式电除尘器需要架高布 置	
8	投资	中	较高	

从以上表对比可以看出, 两种方案理论上均可达到烟尘最终排放浓度 $\leq 5\text{mg/Nm}^3$ (标态, 干基, 6%氧)的目标, 方案一电袋除尘器出口浓度 $\leq 15\text{mg/Nm}^3$, 方案二静电除尘器改造后出口排放浓度 $\leq 50\text{mg/Nm}^3$, 需增加湿式电除尘器, 改造费用较高, 施工难度较大。虽然方案一增加的阻力大于方案二, 但方案一电袋除尘器出口浓度更低, 更有利于后面脱硫系统的改造和脱硫方式的选择。

本阶段除尘改造设计方案, 推荐采用**静电除尘器改为电袋除尘器方案(方案一)**。

5.3 引风机改造

本次改造为脱硝除尘的超净排放改造, 引风机除需考虑本次改造增加的阻力外, 还需考虑脱硫系统超净排放改造(不在本次改造范围)增加的阻力, 后期可能增设烟气余热利用装置增加的阻力。

5.3.1 脱硝、除尘超净改造增加的阻力

2013 年 9 月-11 月超低排放改造(SCR+FGD 等)同时对#1 机组进行了引增合一改造, 于 2014 年 3 月-5 月超低排放改造(SCR+FGD 等)同时对#2 机组进

行了引增合一改造。引增合一改造后锅炉烟气系统配置两台中国电建集团透平科技有限公司（原成都电力机械厂）生产的 HA45048-2F 型静调轴流式引风机，引风机电机配置广州智光电气股份有限公司生产的 ZINVERT 高压变频器进行调速运行。

本次脱硝、除尘超净排放改造增加的阻力为：

- （1）SCR 脱硝改造，更换现有三层催化剂，催化剂高度由现有的 770mm，增加到 1060mm，阻力按增加 200Pa 考虑；
- （2）静电除尘器改成电袋除尘器，电袋除尘器后期运行阻力不超过 1200Pa，原静电除尘器设计阻力<240Pa，本次静电改成电袋阻力增加约 960Pa。

5.3.2 引风机改造增加的阻力

表 5.3-2 引风机改造阻力增加表

序号	名称	单位	数值
1	脱硝改造增加阻力（更换三层催化剂，并增加了催化剂高度）	Pa	200
2	除尘器改造增加阻力（改成电袋除尘器）	Pa	960
3	预留脱硫提效改造增加的阻力	Pa	600
4	预留增加烟气换热器增加的阻力	Pa	500
合计	增加的阻力	Pa	2260

5.3.3 引风机摸底试验情况

5.3.3.1 试验工况

根据试验期间机组锅炉实际情况，#1 机组试验选择 308MW、250MW 和 160MW 三个工况；在不同工况下分别测试引风机的流量，进、出口压力，进、出口温度，风机所耗功率；同时记录其它相关运行参数。

5.3.3.2 试验内容

（1）风机进出口静压

引风机的进口静压测点布置于进气箱进口膨胀节法兰略下部的矩形段上，每个侧面中心设 1 个静压测点，每台风机共设置 4 个进口静压测点；引风机的出口静压测点布置于扩压器靠近出口膨胀节法兰面，沿圆周面均有布置 3 个测点。

静压测点通过橡胶管与若干三通连接后，采用 U 型管压力计或微压计进行

测量。

(2) 风机进出口温度

采用热电阻温度计在风机进口处进行测量。

(3) 大气压力

采用微压计本身的大气压力计在现场测量。

(4) 电动机功率

在 6kV 配电室内，按功率单元的画面显示进行记录测量电机电流、电压、功率因数等参数，计算出电动机功率（电动机电能参数都引至集控，直接在集控记录）。

(5) 试验期间锅炉和脱硫系统运行参数

2024 年 7 月 3 日至 2024 年 7 月 5 日,对#1 机组引风机进行了现场热态试验。试验工况选择在机组负荷分别为 308MW、250MW 和 160MW 三个工况。试验期间锅炉的主要运行参数见下表，脱硫系统运行参数见下表。

表 5.3-3 试验期间锅炉主要运行参数

项目名称	单位	T-1		T-2		T-3	
机组编号	/	#1 机组					
日期	年月日	2024/7/5		2024/7/4		2024/7/3	
时间	时分	19:30~21:00		12:30~14:00		16:40~18:00	
发电负荷	MW	308		250		160	
主蒸汽流量	t/h	895		722		469	
主蒸汽温度	℃	538.6		543		539	
主蒸汽压力	MPa	16.88		16.36		12.30	
再热蒸汽温度	℃	529		537		519	
给水流量	t/h	868		705		457	
给水温度	℃	271		258		236	
给水压力	MPa	18.77		17.80		13.34	
总风量	t/h	994		906		639	
总给煤量	t/h	/		/		/	
投磨情况	/	3（ACD）		4（ABCD）		3（ACD）	
炉膛负压	Pa	-5.8		-28.8		-31.5	
炉膛氧量	%	0.7		2.6		4.5	
编号	/	A	B	A	B	A	B
脱硝进口氧量	%	1.4	1.5	3.7	3.3	5.8	5.8

脱硝进口压力	Pa	-341	-342	-342	-356	-243	-258
空预器进口压力	kPa	-0.45	-0.60	-0.50	-0.60	-0.30	-0.40
空预器差压	Pa	2317	2304	2108	2071	1284	1287
除尘器入口压力	kPa	-2658	2640	-2422	-2410	-1503	-1527
引风机转速	r/min	980	985	905	912	693.0	701.0
引风机电流	A	178.2	168.6	142.3	136.2	64.0	62.8
引风机入口压力	Pa	-3656	-3575	-3302	-3244	-2020	-2017
引风机出口烟温	℃	146	146	132	133	133	132
引风机出口压力	kPa	1187	1357	993	1116	523	607
一次风机电流	A	40.3	40.5	37.9	37.0	24.2	23.6
一次风机转速	r/min	1246	1258	1199	1204	1052	1057
一次风机进口风温	℃	33	36	23	24	26	29
一次风机出口风温	℃	42	44	31	32	33	35
一次风机出口风压	kPa	6.67	6.85	6.39	6.56	5.25	5.34
空预器出口一次风压	kPa	4.77	4.75	4.56	4.54	4.24	4.22
送风机电流	A	48.3	50.8	43.1	45.8	40.3	41.6
送风机开度	%	56.0	55.9	47.6	47.5	39.6	39.8
送风机进口风温	℃	33	33	27	26	26	25
送风机出口风压	kPa	1.51	1.52	0.99	0.99	0.77	0.76
空预器出口二次风压	kPa	0.82	0.81	0.47	0.48	0.37	0.37

表 5.3-4 试验期间脱硫系统运行参数

项目	单位	工况 1	工况 2	工况 3
试验日期	年月日	2024/7/5	2024/7/4	2024/7/3
试验时间	时分	19:30~21:00	12:30~14:00	16:40~18:00
机组负荷	MW	308	250	160
脱硫塔效率	%	98.9	98.9	99.0
吸收入口压力	Pa	1181	1059	536
原烟气 SO ₂ 浓度	mg/Nm ³	1571.2	1755.7	1633.1
原烟气烟尘浓度	mg/Nm ³	79.98	146.17	38.86
原烟气 NO _x 浓度	mg/Nm ³	48.81	49.88	38.99
原烟气 O ₂ 浓度	mg/Nm ³	3.6	6.25	8.01
烟囱入口烟气温度	℃	54.29	53.1	51.6
烟囱入口静压	Pa	246	135.8	125
烟囱入口 O ₂ 含量	%	3.54	6.31	8.26
烟囱入口 SO ₂ 浓度	mg/nm ³	17.28	19.58	17.2
烟囱入口 NO _x 浓度	mg/nm ³	40.13	40.29	29.22
烟囱入口烟尘浓度	mg/nm ³	5.75	8.8	4.94
浆液循环泵	台	3 (#1、#2、#3)	3 (#1、#2、#3)	2 (#1、#3)

5.3.3.3 引风机试验结果

#1 机组引风机热态试验详细的试验数据与计算结果见下表。引风机实测运行点在其工频性能曲线上的位置见下图。

表 5.3.5 引风机热态试验结果汇总表

名称	单位	T-1		T-2		T-3	
机组编号	/	#1 机组					
试验日期	年月日	2024/7/5		2024/7/4		2024/7/3	
试验时间	时分	19:30~21:00		12:30~14:00		16:40~18:00	
发电负荷	MW	308		250		160	
主蒸汽流量	t/h	895		722		469	
给水流量	t/h	868		705		457	
风机编号	/	A	B	A	B	A	B
大气压力	Pa	100030	100030	100390	100390	100260	100260
烟气标准密度	kg/m³	1.330	1.330	1.330	1.330	1.330	1.330
测量面面积	m²	12.43	12.43	12.43	12.43	12.43	12.43
测量面温度	℃	137	137	124	125	127	127
测量面静压	Pa	-3526	-3529	-3205	-3217	-1969	-1952
测量面动压	Pa	146.7	142.2	127.1	124.3	73.3	71.5
测量面密度	kg/m³	0.8436	0.8436	0.8774	0.8751	0.8807	0.8809
测量面速度	m/s	18.6	18.4	17.0	16.9	12.9	12.7
测量面全压	Pa	-3379	-3387	-3078	-3093	-1896	-1880
测量面秒流量	m³/s	231.7	228.2	211.5	209.4	160.3	158.3
质量流量	kg/s	195.5	192.5	185.5	183.2	141.2	139.4
风机进口面积	m²	10.02	10.02	10.02	10.02	10.02	10.02
风机进口温度	℃	137	137	124	125	127	127
风机进口静压	Pa	-3671	-3643	-3322	-3323	-2068	-2072
风机进口密度	kg/m³	0.8423	0.8426	0.8763	0.8741	0.8798	0.8798
风机进口流量	m³/s	232.1	228.4	211.7	209.6	160.5	158.5
风机进口速度	m/s	23.2	22.8	21.1	20.9	16.0	15.8
风机进口动压	Pa	225.8	218.8	195.5	191.1	112.8	110.0
风机进口全压	Pa	-3446	-3424	-3126	-3131	-1955	-1962
风机出口面积	m²	10.70	10.70	10.70	10.70	10.70	10.70
风机出口温度	℃	146.7	146.3	132.4	133.0	131.9	131.9
风机出口静压	Pa	1332.3	1450.3	1146.8	1260.3	594.0	669.0
风机出口密度	kg/m³	0.866	0.867	0.898	0.897	0.893	0.893
风机出口速度	m/s	21.1	20.7	19.3	19.1	14.8	14.6
风机出口动压	Pa	192.9	186.6	167.6	163.5	97.6	95.1
风机出口全压	Pa	1525.2	1636.9	1314.3	1423.8	691.6	764.1
风机压力	Pa	4970.7	5060.5	4440.3	4555.1	2646.5	2725.8

风机平均密度	kg/m³	0.854	0.855	0.887	0.886	0.886	0.887
风机单位质量功	J/kg	5814	5912	5001	5138	2984	3072
压缩性修正系数	/	0.9821	0.9818	0.9841	0.9837	0.9905	0.9902
风机比功	J/kg	5795.6	5896.7	4986.4	5126.1	2979.5	3068.0
风机空气功率	kW	1136.5	1137.8	927.9	941.4	421.4	428.5
电机额定功率	kW	2300	2300	2300	2300	2300	2300
电机额定电压	kV	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
电机额定电流	A	268.1	268.1	268.1	268.1	268.1	268.1
电机额定功率因素	/	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88	0.88
电机额定转速	r/min	992	992	992	992	992	992
电机额定效率	%	93.8	93.8	93.8	93.8	93.8	93.8
电动机输入功率	kW	1839.7	1740.0	1511.5	1430.8	670.0	658.0
电机相对负荷	/	0.80	0.76	0.66	0.62	0.29	0.29
变频器效率	%	97.0	97.0	97.0	97.0	97.0	97.0
风机轴功率	kW	1660.2	1566.5	1351.7	1275.8	593.2	581.4
风机轴效率	%	68.5	72.6	68.6	73.8	71.0	73.7
厂用电率	%	1.161		1.176		0.832	
换算到 BMCR 设计状态							
设计转速	r/min	990	990	990	990	990	990
设计密度	kg/m³	0.817	0.817	0.817	0.817	0.817	0.817
进口秒流量	m³/s	231.6	228.0	211.3	209.2	160.2	158.2
风机压力	Pa	4823	4909	4141	4259	2458	2532
压缩修正系数	/	0.983	0.982	0.985	0.985	0.991	0.991
风机比功	J/kg	5798.6	5899.9	4991.7	5131.5	2981.5	3070.1
风机叶轮效率	%	69.9	74.1	70.0	75.3	72.5	75.2

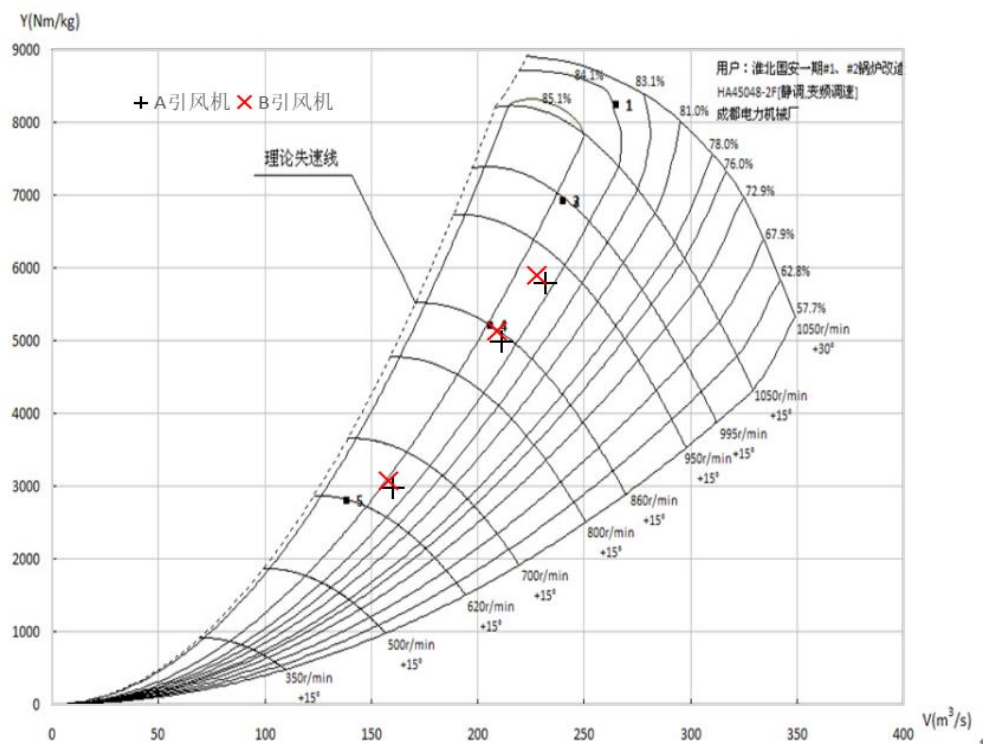


图 5.3-1 引风机实测运行点在变转速性能曲线上的位置

5.3.3.4 引风机试验结果分析

引风机试验主要结果见下表。

表 5.3-6 引风机试验主要结果

项目	单位	T-1		T-2		T-3	
发电负荷	MW	308		250		160	
主蒸汽流量	t/h	895		722		469	
给水流量	t/h	868		705		457	
风机编号	/	A	B	A	B	A	B
进口流量	m³/s	231.6	228.0	211.3	209.2	160.2	158.2
进口流量	m³/s	229.8		210.2		159.2	
风机压力 ¹	Pa	4823	4909	4141	4259	2458	2532
风机压力 ¹	Pa	4865.9		4200.2		2495.3	
风机比功	J/kg	5798.6	5899.9	4991.7	5131.5	2981.5	3070.1
实测效率	%	69.9	74.1	70.0	75.3	72.5	75.2
性能曲线对应效率 ²	%	84.1	84.4	84.2	84.7	84.6	85.0
效率偏差	%	-14.2	-10.3	-14.2	-9.4	-12.1	-9.8
电机输入功率	kW	1839.7	1740.0	1511.5	1430.8	670.0	658.0
厂用电率	%	1.161		1.176		0.832	
实际转速	r/min	980	985	905	912	693	701
性能曲线对应转速 ²	r/min	928	928	855	860	650	652

转速偏差	r/min	52	57	50	52	43	49
------	-------	----	----	----	----	----	----

注 1：该值均为实测压力换算至密度下的值。

注 2：实测运行点在性能曲线上对应转速和效率。

从以上图表可以看出：

308MW 工况引风机实测平均流量为 229.8m³/s（换算至设计密度），平均压力为 4865.9Pa（换算至设计密度下）。

A、B 引风机实际转速与曲线对应转速在 43r/min~57r/min；A、B 引风机实测效率比对应曲线效率偏低 9.4%~14.2%；说明现有引风机实际运行效率低。

5.3.3.5 引风机实测值与设计值的比较

试验最大工况为 308MW，而锅炉 BMCR 工况对应电负荷为 330MW。要对比实测参数与设计参数，前者与后者就得换算至同一工况和同一介质密度。下表给出 A、B 引风机平均实测换算值与其设计参数进行比较。

表 5.3-7 引风机热态试验实测值与其设计值比较

项目	单位	实测平均值	实测换算值	BMCR 设计值	TB
风机流量	m ³ /s	229.8	238.7	240.4	265
风机压力	Pa	4865.9	5218.7	5758.6	6900
风机流量偏差值	m ³ /s		/	-1.7	/
风机压力偏差值	Pa		/	-539.9	/
流量偏差 ¹	%		/	-0.7	/
压力偏差 ¹	%		/	-10.3	/
流量偏差 ¹	%		/	/	11.0
压力裕量 ¹	%		/	/	32.2

注 1：对于 BMCR 工况来说为偏差，对于 TB 工况来说为裕量。

将实测值换算至 BMCR 工况下，风机流量为 238.7m³/s，风机压力为 5218.7Pa（低氧燃烧状态下）。而 BMCR 工况的引风机设计流量为 240.4m³/s，设计压力为 5758.6Pa。实测值换到至 BMCR 工况下，流量比 BMCR 工况设计值偏小 0.7%，风机压力比设计值低 10.3%。

引风机实测换算值与 TB 点的对应设计参数比较，风量裕量为 11.0%，风压裕量为 32.2%。说明在低氧燃烧情况下，风机流量裕量适合、压力裕量稍偏大。

5.3.4 引风机改造方案

5.3.4.1 引风机改造必要性

本次脱硝、除尘超净排放改造要对脱硝、除尘器进行提效改造，脱硝增加一

层催化剂阻力增加约 200Pa，静电除尘器改电袋除尘器阻力增加约 960.0Pa。

脱硫超净排放改造拟进行的提效改造，增加阻力约 600Pa，如后期电厂增设低温省煤器，增加阻力约 500Pa，引风机阻力增加 2260Pa。

(1) 308MW 工况时其运行转速接近电动机最大转速 990r/min，限制机组带满负荷能力；且现有引风机实际运行效率低。

(2) 超净环保改造后阻力增加很多，所需引风机压力已经超过现有风机设计压力，显然现有引风机出力无法满足超净环保改造后机组正常运行要求。

综合上述可知，必须对现有引风机进行增容改造提供风机出力，满足超净环保改造后机组运行要求，且能提高风机实际运行效率。

5.3.4.2 引风机选型参数

(1) 流量参数的确定

#1 机组 308MW 工况实测引风机平均体积流量为 $230.2\text{m}^3/\text{s}$ ，质量流量为 194.0kg/s ，锅炉氧量为 0.7%。锅炉正常高负荷氧量控制在 2.0%左右最佳。因此，将实测工况烟气流量参数换算至 2.0%氧量时，引风机质量流量为 207.2kg/s ，考虑到超净环保改造后引风机前阻力增加 1660.0Pa，体积流量为 $251.0\text{m}^3/\text{s}$ 。

机组 BMCR 工况对应负荷为 330MW，按照电负荷将换算 308MW 工况流量换算至 BMCR 工况风机流量为 $264.8\text{m}^3/\text{s}$ 。

TB 点流量选取：TB 点流量考虑将来煤质变差及漏风率增加等在 BMCR 工况基础上取 10%的流量裕量，即 TB 点流量为 $264.8 \times 1.1 = 295.8\text{m}^3/\text{s}$ 。

(2) 压力参数的确定

#1 机组 308MW 工况实测引风机平均全压为 5015.6Pa；换算至 2%氧量时流量时引风机压力为 5784.0Pa。换算至 BMCR 工况引风机压力为 6520.4Pa。

超净环保系统阻力增加 2260.0Pa，即超净环保改造后引风机压力为 8780.4Pa。TB 点压力选取：现有空预器阻力为 2300.0Pa，堵塞严重，因此不再取裕量；新增阻力也不再取裕量，其他系统阻力再 BMCR 工况压力上取 25%的压力裕量，即 $(6520.4 - 2300) \times 1.25 + 2300 + 2260 = 9835.5\text{Pa}$ ，圆整 TB 点压力取 9900.0Pa。

(3) 校核工况

考虑#1 机组空预器系统堵塞严重时风机出力工况作为校核工况。通过计算校核工况流量为 $660.3\text{m}^3/\text{s}$ （对应密度为 $0.8221\text{kg}/\text{m}^3$ ），压力为 9903.6Pa。

(4) 电机参数选取

TB 点电机功率：按照确定出的新引风机流量、压力进行计算，风机效率选取 88%，计算风机轴功率为 3265.8kW，取 5%裕量，圆整电动机功率取 3500.0kW。现有引风机配套电机额定功率为 2300kW，其功率不满足引风机出力要求，需更换新电动机。

(5) 各工况下引风机运行参数

为保证改后风机的安全稳定运行，除确定风机选型参数外，还需考核风机其他工况下运行参数，表 10 给出了引风机在各个工况下预估运行参数。

表 5.3-8 单台新引风机各工况下运行参数

项目	单位	TB	BMCR	T-1	T-1	T-2	T-3
锅炉蒸发量	t/h	/	1025	895	895	722	469
发电负荷	MW	/	330	308	308	250	160
大气压力	Pa	100227	100227	100030	100030	100390	100260
烟气标准密度	kg/m ³	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33	1.33
炉膛氧量	%	/	/	2	0.7	2.6	4.5
质量流量	kg/s	240.1	219.7	207.2	194.0	184.4	140.3
风机进口温度	°C	150	140.0	137.0	137.0	124.5	127.0
风机进口静压	Pa	-6574	-6260.6	-5557.5	-4947.9	-4422.2	-2736.3
风机进口密度	kg/m ³	0.7935	0.8155	0.8258	0.8312	0.8653	0.8738
风机进口流量	m ³ /s	295.8	268.9	251.0	233.4	213.1	160.6
风机压力	Pa	9900	8780.4	7780.0	6773.2	5995.5	3593.7
压缩性系数	/	0.9644	0.9683	0.9719	0.9755	0.9785	0.9871
比压能	J/kg	12031	10426	9156	7950	6780	4060
推荐电动机功率	kW	3500.0					

5.3.4.3 引风机型式选择

引风机输送介质为具有含尘且温度较高的烟气。选用引风机的因素除考虑风机体积、重量、效率和调节性能外，还要求耐磨、对灰尘的适应性好，以保证在规定的检修周期内能安全运行。在此可供选择的风机型式有三类：动叶可调轴流式风机、静叶可调轴流式风机以及双速或变频、双吸入口导叶离心式风机。根据电厂的负荷特性，要求机组具备调峰能力和变负荷运行方式。双速离心式风机调峰经济性差，运行电耗大。从风机性能角度，对于常规电厂，引风机采用定速电机驱动时，动调风机优于静调风机。

电厂现有两台机组引风机为成都电力机械厂生产的 HA45048-2F 型静叶可调

轴流式引风机，引风机后阻力增加~2260Pa，改造后引风机 TB 工况参数为：风量 295.8m³/s，风压 9900Pa。

对于子午加速线的静调风机，单级叶轮，比转速 $ns=95\sim140$ 。改造后的引风机 TB 工况参数为：风量 295.8m³/s，风压 9900Pa。考虑到引风机工作介质为烟气，防磨和寿命也是必须考虑的问题，引风机工作转速一般不超过 1000r/min。选用 990r/min 下的比转速为 72，已偏离静调风机的选型范围。

根据引风机厂家提供的资料，目前，风机轮毂比最大为 0.75，如果要采用单级动调，则轮毂比已超过 0.75。轮毂比过大，叶片过短，叶片流道中气体流动损失增加，使风机性能恶化，效率降低。

本次引风机改造选型推荐采用双级动叶可调轴流式风机。

静调风机临界转速高，叶片采用宽而短的等强度叶片，其固有频率十倍于设计转速甚至更高，对速度调节的适应性好，可采用变频调速方式。

与静调风机比较，动调轴流风机临界转速较低，叶片窄而长，其固有频率偏低而且需要避开的频率密集，对速度调节相当敏感，不便采用调速方式。本次改造新的动叶可调轴流式风机不配置变频器。

5.3.4.4 引风机改造方案

(1) 改造后引风机特性曲线

根据中国电建集团透平科技有限公司（原成都电力机械厂）提供的风机选型方案，新引风机型号为 HU25040-552G 型双级动叶可调轴流式风机，风机特性曲线如下：

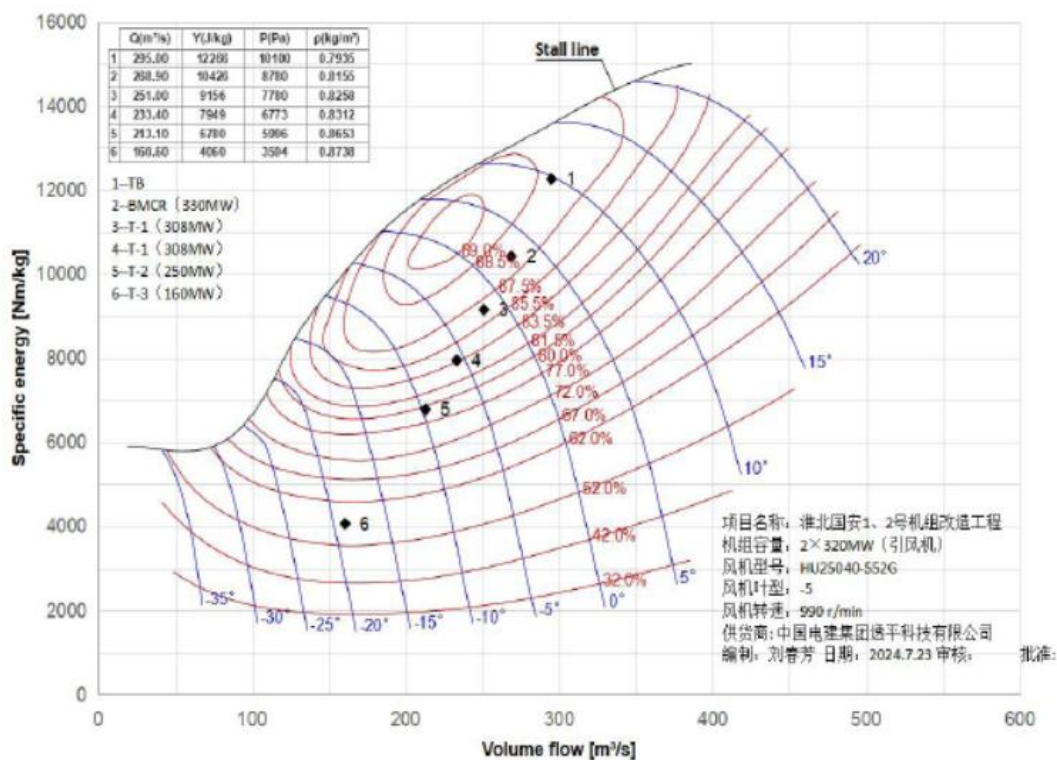


图 5.3-2 改造后引风机选型运行点在工频性能曲线上位置

新双级动叶调节轴流式引风机能够满足机组运行要求，引风机运行点远离失速线，风机能够安全、稳定、高效运行。

5.3.4.5 主要改造方案

(1) 引风机本体及电机

引风机增容改造后现有引风机不能满足机组运行要求，因此风机整体更换；现有电动机功率 2300kW，不满足要求，电动机整体更换。

拆除现有引风机、电动机及其辅助设备。原风机可保留利旧部分：进口膨胀节金属部分、进气箱。需更换部件：接口膨胀节非金属部分、机壳和转子组、扩压器和出口膨胀节等整台风机。

(2) 配套油站

现有引风机为静调轴流风机，采用定期加注润滑脂进行润滑。新引风机为双级动调轴流风机，需配置新的润滑、液压油站；新电动机采用稀油润滑，需要配置润滑油站。建议风机和电动机配置润滑液压一体式油站，即一台引风机和配套电动机配置一台油站。

(3) 起吊设备

现有引风机电动机起吊设施为 JG 型架空轨道式起重机，起重量 20 吨，起升高度 12m。现有引风机转子起吊设施为 CDI10-12D 型架空轨道式起重机，起重量 10 吨，升高度 12m。

根据风机厂家和电机厂家提供的资料，转子组检修起吊重量约 7 吨，电机起吊重量约 15 吨，现有风机转子及电机起吊装置能够满足新引风机及电机的起吊要求。因风机型式和电机功率变化较大，起吊位置需根据后期设备招标情况，进一步复核。

（4）配套电气系统改造

改造后引风机单台电动机容量增加至 3500kW，超过现有单台引风机电动机容量 2300kW，现有动力电缆开关柜等需做相应改造，详见电气部分。

（5）热控系统改造方案

1) 控制方式及控制水平

本次风机改造控制部分仍采用 DCS 控制，运行人员以分散控制系统(DCS)的显示器和鼠标作为主要监视和控制手段，在主机控制室内完成系统设备的启停及正常工况的监视和控制，异常工况的报警和紧急事故处理。

风机控制相关信号，全部引入 DCS 系统。

2) 控制系统改造方案

现有引风机为两台静叶调节轴流式风机，新引风机为双级动叶调节轴流式风机。现有风机 IO 点总数和新引风机所需点数基本一样，因此利旧现有热工系统进行改造。热控控制电缆能利旧使用的原则利旧使用，不足时补充新电缆。

3) 电源

原有设备更换的利旧原配电回路为相关仪表设备供电，新增部分仪表电源取自机组热工电源柜备用位置。

4) 仪表控制

引风机系统采用 DCS 控制，纳入主机 DCS 控制系统。电机轴承温度驱动端非驱动端冗余配置，具有良好的抗干扰性能。系统参与保护、联锁、调节的热工信号，冗余配置。

风机上热工相关仪表接线箱（温度、振动）安装位置不要附着在风机本体上，远离热源与振动源。

风机上部压力、喘振（失速）测点管路设计，不能影响风机本体检修。（风机揭盖时不需要拆除相关压力外部测点）。

油站热工仪表电缆不经过接线箱中转，电缆直接接入热工仪表，油位开关安装在油箱上部，油站压力测点（压力表、压力变送器）均设置一二次门。

所有压力、温度等送至 DCS 系统热工仪表采用模拟量输入（禁止使用压力开关、温度开关、电接点等仪表），所有压力表、温度表有红绿黄行迹线。

5) 动调执行器选型

执行器品牌与原执行器保持一致，原保护功能：指令位返偏差大于 10%失电、位返信号故障断电等保持不变。

执行器安装位置远离热源、振动源，执行器表面温度小于 50℃。

（6）土建改造方案

详见建筑结构部分改造方案。

5.3.5 引风机改造后能耗分析

为了解引风机增容改造后的经济运行情况，以#1 机组试验情况为例，对比分析现有引风机和引风机增容改造后风机运行情况，并给出超净环保改造配套引风机增容改造后风机能耗变化情况。

表 5.3-9 引风机改造后风机能耗变化情况

项目	单位	T1	T2	T3
锅炉蒸发量	t/h	895	722	469
发电负荷	MW	308	250	160
大气压力	Pa	100030	100390	100260
烟气标准密度	kg/m ³	1.33	1.33	1.33
炉膛氧量	%	0.7	2.6	4.5
风机进口质量流量	kg/s	194.0	184.4	140.3
风机进口温度	℃	137	124.5	127
风机进口静压	Pa	-3657	-3322	-2070
风机进口密度	kg/m ³	0.8425	0.8752	0.8798
风机进口流量	m ³ /s	230.2	210.7	159.5
风机压力	Pa	5015.6	4497.7	2686.1
压缩性系数	/	0.9819	0.9839	0.9904
比压能	J/kg	5846	5056	3024

电机功率		1790	1471	664
引风机增容改造后能耗分析				
风机进口温度	°C	137.0	124.5	127.0
风机进口静压	Pa	-4947.9	-4422.2	-2736.3
风机进口密度	kg/m ³	0.8312	0.8653	0.8738
风机进口流量	m ³ /s	233.4	213.1	160.6
风机压力	Pa	6773.2	5995.5	3593.7
压缩性系数	/	0.9755	0.9785	0.9871
比压能	J/kg	7950	6780	4060
风机效率	%	83.6	80	57
电机效率	%	95	94	91
电机功率	kW	1981	1696	1121
小时增加电耗	kW	191.4	225.1	456.7

由上表可知，超净环保改造后，最大增加阻力约 2260Pa，引风机增容改造后各个负荷工况下引风机出力增加，风机对应能耗增加。现有静叶调节引风机为变频调速运行方式，各个工况运行点效率都在 70%以上。改造为双级动叶调节引风机，中、高负荷运行效率提高，单台风机电机小时能耗增加不多；低负荷工况风机运行效率降低，单台风机电机小时能耗增加较多。

5.4 空预器防堵改造

5.4.1 空预器堵塞原因分析

空预器转动过程中，烟气中硫酸蒸汽凝结在冷端蓄热元件上，腐蚀蓄热元件的同时粘附灰分，由于稀硫酸的结露对冷端蓄热元件腐蚀严重，会导致冷端低温腐蚀严重，冷段蓄热元件腐蚀受损，导致空预器换热效率降低。

SCR 脱硝过程中逃逸氨与烟气中的 SO₃ 和水蒸气反应生成 NH₄HSO₄，在通常脱硝运行温度下，NH₄HSO₄ 从气态到液态转变的温度区间正好在流经空预器部分的烟气温度区间内，烟气中已生成的气态硫酸氢氨会在空预器冷端的蓄热元件凝结液化，液态的 NH₄HSO₄ 是一种粘性很强的物质，在烟气中粘结飞灰，因此造成空预器冷端积灰严重。

根据本次摸底试验情况，#1 机组脱硝氨逃逸情况如下：

表 5.4-1- 脱硝效率与氨逃逸

项目	单位	T-03	T-01	T-02
----	----	------	------	------

机组负荷	MW	310		250		129	
反应器	侧	A	B	A	B	A	B
入口 NO _x 浓度	mg/Nm ³ 标态、干基、6%O ₂)	461.5	439.0	472.1	421.6	429.7	420.4
入口 O ₂ 浓度	%	3.2	3.0	4.3	4.4	6.0	6.0
出口 NO _x 浓度	mg/Nm ³ 标态、干基、6%O ₂)	53.2	44.8	48.5	30.2	28.5	30.7
出口 O ₂ 浓度	%	3.9	3.6	4.6	4.7	6.0	6.1
氨逃逸浓度	μL/L	5.07	4.03	9.50	5.94	5.64	5.05
脱硝效率	%	88.47	89.81	89.73	92.85	93.36	92.69

本次试验在#1 机组 310MW、250MW、129MW 工况下进行，3 个工况下脱硝装置出口氨逃逸均超过 3μL/L。

每台锅炉配两台三分仓回转式空预器，根据#1 机组摸底试验情况，空预器阻力如下

表 5.4-2 锅炉空预器运行参数

项目名称	单位	T-1		T-2		T-3	
机组编号	/	#1 机组					
日期	年月日	2024/7/5		2024/7/4		2024/7/3	
时间	时分	19:30~21:00		12:30~14:00		16:40~18:00	
发电负荷	MW	308		250		160	
编号	/	A	B	A	B	A	B
空预器进口压力	kPa	-0.45	-0.60	-0.50	-0.60	-0.30	-0.40
空预器差压	Pa	2317	2304	2108	2071	1284	1287

目前空预器运行阻力约 2300Pa，堵塞较为严重。

5.4.2 空预器堵塞影响

空预器堵塞对机组的影响主要表现在以下几个方面：

(1) 降低锅炉效率

空预器作为换热设备，主要通过对流传热的方式在热烟气与冷空气之间进行热传递，蓄热元件表面的清洁程度对空预器整体的传热性能起着重要的影响作用。空预器堵灰会造成蓄热元件表面结垢，降低蓄热元件表面换热系数，导致换热效率下降，排烟温度升高，热风温度降低，锅炉效率下降。

(2) 增大空预器阻力

积聚的灰分和其他粘性物质会导致气体流通面积减小，使得气体流通阻力增

大，空预器运行阻力相应增大。导致相同负荷下风机出力增加，耗电量增大引起厂用电率增大。

(3) 缩短空预器蓄热元件寿命

空预器堵灰还会缩短空预器蓄热元件的寿命，一方面被污染物覆盖的蓄热元件会受到酸性污染物的腐蚀；另一方面，空预器堵灰会导致相同风量下风速增大，高速含灰烟气对蓄热元件的磨损增大。在腐蚀和强烈磨损的双重作用下，使冷端蓄热元件损坏严重，导致空预器蓄热元件的寿命降低。

5.4.3 空预器防堵技术路线

5.4.3.1 暖风器改造技术

锅炉暖风器是利用汽轮机低压抽汽加热空气预热器进口空气的热交换器。锅炉暖风器安装送风机出口与空气预热器入口之间，又称前置式空气预热器。加装暖风器，使进入空气预热器的空气温度升高，二次风整体加热，提高锅炉效率，会提高排烟温度，一般和低低温省煤器配合使用。

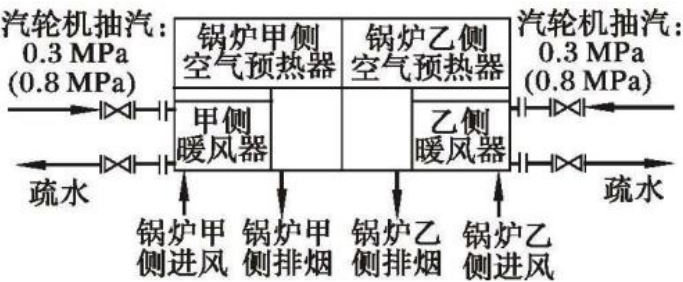


图 5.4-1 暖风器改造系统示意图

在机组启动阶段，暖风器以辅助蒸汽为热源，对一二次风进行预热，在正常运行时应切至机组的四级抽汽。从辅汽母管或四级抽汽来的蒸汽通过位于暖风器进口的调节阀后进入暖风器 A、B，疏水排至暖风器疏水箱，在通过暖风器疏水泵回收至低压加热器或高压凝汽器。

与所有的加热器一样，蒸汽在凝结过程中总会产生部分不凝结气体，为防止不凝结气体的积聚，在暖风器疏水箱的顶部至凝汽器设置了排气管路，通过排气管路上的节流孔板同凝汽器相连。在暖风器投运时应确保该回路畅通，以保证暖风器能正常疏水，提高暖风器的投运效果。

5.4.3.2 热风再循环改造技术

热风再循环改造方式是，在空气预热器二次风出口处增设一段风道，另一端连接到送风机之前的冷风入口处，从预热器出口中抽出一部分热风，与入口的冷风混合，以提高入口风温，从而提高冷端温度，增设的风道中有可调节的挡板，可调节循环风量。采用热风再循环，预热器出口热风温度略有下降，排烟温度有所升高。热风再循环改造技术改造工作量较小，只需增设一段风道。

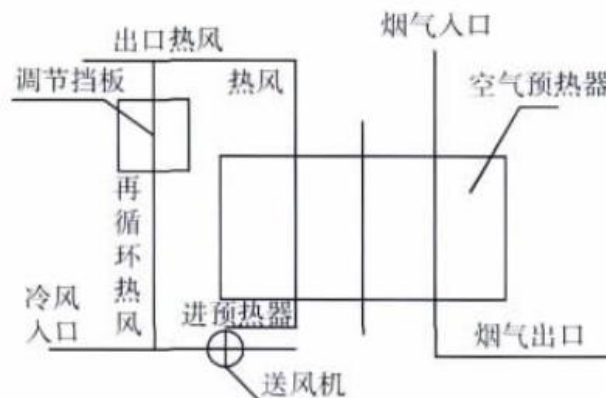


图 5.4-2 热风再循环防堵灰技术系统示意图

5.4.3.3 空预器分量分切防堵灰技术

该技术在空气预热器本体上隔出一个相对密闭循环风分仓，增设扇形板和弧形门，在转子进入烟气侧之前设置循环风仓，占一个仓格大小。

安装循环风道，利用循环风机带动风道内的空气循环，循环风仓冷热两端用风道闭合连通，风道中加装循环风机作为驱动风机，风道中空气的流向为由热端到冷端，转子内空气的流向为由冷端到热端流动。

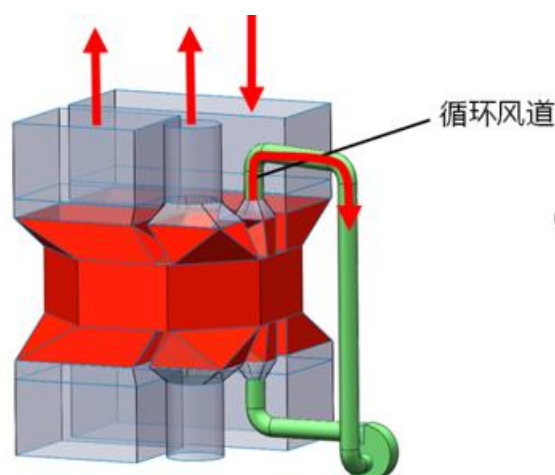


图 5.4-3 空预器增加循环风道示意图

循环风独立分仓内元件在进入烟气侧之前热端温度在 320°C 以上，空气在循

环风道中不断循环，循环风由独立分仓内的热端吸热，生成 300℃左右的热风，热风从冷端进入空预器，对冷端进行加热，放出热量，每循环一次完成一次吸放热，利用空预器热端热量加热冷端，杜绝硫酸氢铵结露，且无需外来热源。

5.4.3.4 空预器蓄热元件动态壁温控制技术

空预器蓄热元件动态壁温控制系统的核心功能是通过“分环轮巡控制”模块来实现的，对于 320MW 等级机组，通过在转子冷端增设环向分隔板及密封把转子冷端端面分为两环；同时把冷二次风过渡风道分隔为两个异形进风通道，出口风道形成的两个扇形端面与转子冷端分环端面相匹配，入口风道为矩形，每侧安装两套冷二次风调节挡板门，可分别调节每个异形进风通道的冷二次风量，从而改变各环蓄热元件的壁温；为在线监测各环蓄热元件升温幅度，在烟气侧各环蓄热元件下方分别安装温度测枪，并扩展在线监测及运行控制功能模块，加载安全保护软件，根据空预器的相关运行参数，指导并优化该系统安全与经济运行。

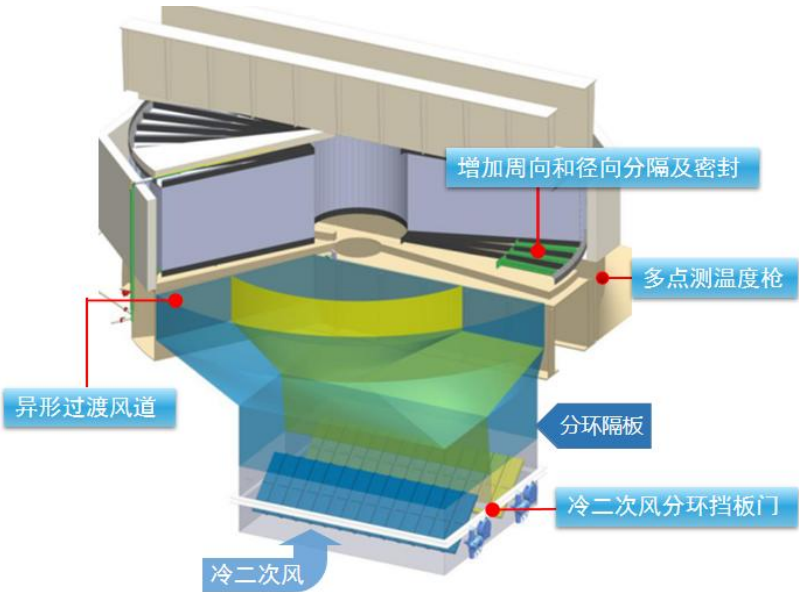


图 5.4-4 空预器蓄热元件动态壁温控制系统实施方案示意图

相比空预器单侧提温，空预器分环轮巡升温控制方式，可更大幅度提高蓄热元件局部金属壁面温度，但对整体的平均排烟温度影响较小，从而获得更好的蓄热元件清堵效果。

5.4.4 空预器防堵路线选择

根据前文对空预器防堵技术的介绍，空预器防堵技术主要包括暖风器改造技

术、热风再循环改造技术、空预器分量分切防堵灰技术、空预器分量分切防堵灰技术等。

暖风器技术能一定程度提高空预器排烟温度，减缓空预器冷端受热元件的堵塞。但使用暖风器技术会带来一二次风阻力的增加，一二次风阻力的增加会影响机组的安全稳定运行，多和低低温省煤器配合使用，其设备较多，系统复杂，投资成本高。

热风再循环效果和暖风器相差不大，改造相对简单，热风再循环系统影响二次风，在升降负荷或停启炉时，靠挡板调节风量操作难度大，对冷端温度提升也相对有限。

风量分切防堵灰技术直接利用热风，对冷端蓄热元件进行集中加热，加热幅度高且无需外加热源；改造后空预器排烟温度较改造前有所下降，能够提高锅炉的热效率；改造后三大风机运行电耗降低；新增加的循环风道对一二次风阻力无影响，但需增加 2 台循环风机，风机功率约 185kW。

空预器蓄热元件动态壁温控制系统控制逻辑直接写入主机 DCS，运行人员可在主机 DCS 上对系统进行操作。通过控制系统中的冷二次风调节挡板门的开度即可投运分环防堵系统。对现有设备改动下，运行方式灵活，不需要外界热源及动力源，运行能耗相对较低，投资也相对较小。

表 5.4-3 空预器防堵改造方案对比

序号	分 项 内 容	热风再循环改造技术	暖风器技术	分量分切防堵灰技术	蓄热元件动态壁温控制技术
1	主要改造方案	在空气预热器二次风出口处增设一段风道，另一端连接到送风机之前的冷风入口处，从预热器出口中抽出一部分热风，与入口的冷风混合，以提高入口风温，从而提高冷端温度。	利用汽轮机低压抽汽加热空气预热器进口空气的热交换器，安装在送风机出口与空气预热器入口之间。	在空气预热器本体上隔出一个相对密闭循环风分仓，增设扇形板和弧形门，在转子进入烟气侧之前设置循环风仓，安装循环风道，利用循环风机带动风道内的空气循环，循环风仓冷热两端用风道闭合连通，风道中空气的流向为由热端到冷端。	通过在转子冷端增设环向分隔板及密封把转子冷端端面分为两环；对空预器冷二次风风道进行分环过渡风道改造，过渡风道分为两环，与转子冷端分环相对应，入口处分别安装两套调节式挡板门。

2	优缺点	优点：改造相对简单，系统停用时对空预器运行没有影响。缺点：热风再循环系统影响二次风，在升降负荷或停启炉时，靠挡板调节风量操作难度大，对冷端温度提升也相对有限。	优点：能一定程度提高空预器排烟温度，减缓空预器冷端受热元件的堵塞。缺点：需消耗较多的蒸汽，烟风阻力增加约200~300Pa，多配合低低温省煤器使用，系统复杂，投资成本高。	优点：加热幅度高且无需外加热源；改造后空预器排烟温度较改造前有所下降，能够提高锅炉的热效率。缺点：新增加的循环风道对一二次风阻力无影响，但需增加2台循环风机，风机功率约185kW。	优点：通过控制系统中的冷二次风调节挡板门的开度即可投运分环防堵系统；无需外加热源对，现有设备改动下。缺点：短时排烟温度升高，降低锅炉热效率；短时二次风阻力增加，引、送风机出力增大。
3	投资成本	约150万/台机组	约220万/台机组（不含低低温省煤器）；	约550万/台机组（含循环风机）	约240万/台机组（含循环风机）
4	应用业绩	江苏射阳港电厂2×660MW燃煤发电机组、国电蚌埠电厂二期（2×660MW）扩建工程	国能神皖池州发电有限责任公司（2×320MW）	安徽华塑股份有限公司热电厂（2×320MW）、国能泰安电厂#1炉	浙能台州电厂#9炉、华电潍坊电厂#1机组

以上空预器防堵改造技术，均有应用业绩，综合考虑改造难度、费用等，并结合本工程特点，本次空预器防堵改造拟采用空预器蓄热元件动态壁温控制改造方案，本次改造仅改造#1 锅炉空预器。

5.4.5 改造方案

5.4.5.1 主要改造内容

空预器蓄热元件动态壁温控制系统改造内容主要包括：

1) 对空预器转子实施分环改造，将冷端转子底部按等面积分为两环，增加环向分隔板并安装分隔密封片。

2) 对空预器冷二次风风道进行分环过渡风道改造，过渡风道分为两环，出口为环形，与转子冷端分环相对应，入口为矩形，并在入口处分别安装两套调节式挡板门。

3) 在空预器烟气侧出口位置安装多点温度测量枪，温度测点分别对应两环

蓄热元件排烟温度，以此监测当前运行蓄热元件的实际壁温分布。

4) 在原机组 DCS 运行界面上新增空预器动态壁温控制系统画面，实现远程控制

5.4.5.2 投运条件

相比上次投运后空预器烟气侧阻力上升超过 200Pa 或距上次投运间隔时间达到 15 天，触发其中一个条件即须投运。采用上述推荐运行方式的理由为：空预器烟气侧阻力一旦大幅上升，说明蓄热元件局部流道可能完全堵塞，升温后需配合外力（如蒸汽吹灰等）才能完全清除积灰，因外力无法完全覆盖空预器转子冷端端面，一旦发生可能会存在阻力无法完全恢复的情况；空预器蓄热元件积灰初始形成阶段是可逆的，但随着时间推移会板结，实质是积灰内部在逐渐发生化学反应，一旦完全板结，升温后积灰也无法变得松散，从而影响分环轮巡升温的防堵效果，因此距上次投运间隔时间不宜过长，否则可能出现阻力无法完全恢复的情况。

5.4.5.3 投运和退出方式

1)系统退出：冷二次风分环进风调节挡板门均保持全开，机组处于正常运行状态。

2)系统投运：逐步关小一侧空预器某一环冷二次风调节挡板门的开度，同时维持入炉总风量不变，该环空预器蓄热元件壁温将逐步上升，监测该环空预器出口烟气温度变化，当该环排烟温度上升至 200℃以上时，保持此时风门开度持续 1~2 小时左右后再恢复至全开的开度，然后切换至下一环冷二次风调节挡板门运行，以此轮巡往复进行。单个冷二次风调节挡板门投运总时长约为 3~4 小时。

5.4.5.4 改造效益分析

（1）运行成本

“分环轮巡升温”模块每 15 天投运一次，两侧分开投运，每次投运约 16 小时，即每次单侧投运约 8 小时，单环投运约 3~4 小时。机组年利用小时数 4374 小时，系统运行成本如下：

表 5.4-1 系统运行成本（#1 机组）

项目	数值	单位	备注
机组容量	320	MW	

年利用小时数	4374	小时/年	
上网电价	0.436	元/kWh	
标煤单价	900	元/吨	
轮巡升温运行频次	2	次/月	
每次轮巡升温运行时长 (考虑升降温过程后的折算时长)	16	h	两侧升温合计
年投运次数	18.11	次/年	
年投运次数	19	次	取整
折算全年轮巡升温时长	304	h	
系统运行时送风机增加电耗	41.2	kW	
系统运行电耗成本	0.5	万元/年	
系统运行时平均排烟温度上升	7.8	°C	按单环升温至 200°C以上校核
系统运行时折算全年排烟温度上升	0.36	°C	
排烟温度每上升 1°C造成供电煤耗上升	0.15	g/kWh	
系统运行增加的煤耗	75.6	吨/年	
系统运行增加的燃煤成本	6.90	万元/年	
系统运行增加的整体运行成本	7.4	万元/年	运行电耗+热耗

(2) 相关收益

预计本项目实施防堵改造后，全年烟气侧阻力平均下降 300Pa，相应三大风机电耗下降约 150kW，该项产生的直接经济效益计算过程详见下表：

表 5.4-2 相关经济收益

项目	数值	单位	备注
机组容量	320	MW	
年利用小时数	4374	小时/年	
标煤单价	900	元/吨	
上网电价	0.436	元/kWh	
排烟温度每上升 1°C造成供电煤耗上升	0.15	g/kWh	
空预器堵灰前后满负荷烟气侧压差平均上升	300	Pa	
空预器堵灰前后满负荷排烟温度平均上升	3	°C	
空预器堵灰前后满负荷三大风机电耗平均上升	150	kW	
每年因堵灰造成的煤耗损失	630	吨/年	
每年因堵灰造成的电耗损失	65.625	万 kWh/年	
解决堵灰问题的节煤效益	56.7	万元/年	

解决堵灰问题的节电效益	28.61	万元/年	
解决堵灰问题的经济效益合计	85.31	万元/年	

5.4.5.5 改造清单

空预器蓄热元件动态壁温系统改造，主要改造清单如下：

表 5.4-3 改造清单（#1 机组）

序号	项目名称	单位	数量	备注
1	分环轮巡升温系统	套	2	
2	防堵在线监测系统	套	2	
3	DCS 改造（含控制保护软件组态）	套	1	
4	电缆、保温、安装辅材等	套	1	

5.5 电气部分

本工程电气改造内容配套工艺改造部分，主要涉及到脱硝改造（含脱硝流场优化改造）、除尘器改造、引风机改造及其他部分电源改造。各区域改造主要涉及到高压厂用电系统（仅引风机改造、空压机改造涉及）、低压厂用电系统、照明系统、接地系统以及电缆和电缆敷设等。

5.5.1 脱硝改造部分

5.5.1.1 现状概述

脱硝区域现设置有 SCR 区 MCC，布置在 SCR 区 25.5 米层 MCC 配电室内。

5.5.1.2 改造内容

根据工艺方案，本次脱硝系统改造不涉及到高压厂用电系统。本次脱硝 SCR 区改造新增低压负荷较少，每台炉设置 2 套 SCR 反应器。每台炉新增 SCR 反应器电负荷取自每台炉脱硝 MCC 备用开关。开关大小不满足负荷容量要求时，对开关进行更换。

每台炉新增负荷电源就近取自每台炉脱硝 MCC 备用开关。UPS 电源回路取自原机组 UPS 馈线柜备用开关。开关大小不满足负荷容量要求时，对开关进行更换。

改造设备均需重新完成设备接地，接至原地下主网，对主接地网造成破坏时，需及时修复。

脱硝 SCR 区域电缆通道均利旧，无法到达处采用新增埋管和电缆槽盒。电缆敷设中若对原通道的防火封堵造成损坏，则做相应修复。

5.5.2 电除尘改造部分

5.5.2.1 现状概述

现厂内每台机组设置两台低压除尘变压器及除尘 PC 段，变压器额定容量为 1600kVA，互为暗备用。

5.5.2.2 电除尘本体改造内容

根据工艺方案，电除尘改造内容主要为电改电袋除尘器。电改电袋除尘器后，电负荷大大降低，原除尘变压器容量可以满足负荷改造要求。电气配电柜均可利旧，对取消负荷的配电柜做拆除和适当的合并改造。

本次改造设备均需重新完成设备接地，接至原地下主网，对主接地网造成破坏时，需及时修复。

电除尘本体上电缆桥架部分拆除并新建，除尘器本体至配电间处电缆通道利旧。电缆敷设中若对原电缆通道的防火封堵造成损坏，则做相应修复。

5.5.2.3 电源改造系统

根据工艺方案，因本次除尘器改造增加了用气量，需同步改造仪用空压机房内相关负荷。本次改造扩建空压机房，新增螺杆式空压机额定功率为 200kW，供电电压为 6kV，共计 3 台。新增组合式干燥机，额定功率约为 7kW，共计 3 台。新增电动葫芦，额定功率为 4.9kW，共计 1 台。

根据工艺方案，螺杆式空压机从 6kV 脱硫公用段供电。螺杆式空压机 A 从 6kV I 段 A10 备用断路器开关柜供电，螺杆式空压机 B 从 6kV II 段 B10 备用断路器开关柜供电。螺杆式空压机 C 从 6kV II 段 B9 备用断路器开关柜供电。柜内电流互感器参数不满足要求时进行更换。

对新建房间内低压负荷采用新增就地电控箱进行供电，就地电控箱进线电源取自主厂房 380V 公用 A/B 段备用间隔，开关大小不满足要求时，对开关进行更换。

5.5.2.4 过电压保护及接地

主、辅建（构）筑物的防雷保护设施按《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》（GB/T 50064-2014）的规定设置。

新增建筑物采用避雷带进行直接雷保护。

对新增建筑及设备,按照《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065-2011)的规范要求进行接地。设备接地材料与原有接地网接地材料一致,在接地过程中若对原有接地网造成破坏,需及时修复。新增建筑室外地下接地网需与主接地网不少于两点可靠连接。

5.5.2.5 电缆敷设及防火

高压电力电缆选型为交联聚氯乙烯绝缘聚氯乙烯护套铜芯电缆 ZC-YJV-6/6。

400V 低压动力电缆选用交联聚氯乙烯绝缘聚氯乙烯护套铜芯电缆 ZC/ZCN-YJV22-0.6/1。控制电缆采用阻燃型聚氯乙烯绝缘铜芯电缆。

新建建筑物内电缆通道采用电缆沟与电缆桥架,到设备处辅以电缆穿管。室外电缆通道尽量利用。

在电缆敷设设计中,应将中压电缆、低压电缆、控制电缆、低电平电缆分层敷设,电压等级高的在上。

根据《火力发电厂与变电站设计防火规范》(GB50229-2006)进行相应的电缆防火封堵。更换电缆过程中若对原通道的防火封堵造成损坏,则做相应修复。

5.5.2.6 照明

照明设计满足 GB50034《建筑照明设计标准》和 DL/T5390《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》的规定。

照明设计选用节能、绿色环保的照明灯具和光源。主要光源以 LED 光源为主。

5.5.3 引风机改造部分

5.5.3.1 现状概述

每台炉设有 2 台引风机电机,同时运行,采用变频调节方式。原额定功率为 2300kW,分别从机组 6kV 工作段供电。

每台引风机电机设有一套润滑油站,油泵 A、B 均从现场设置的油泵电控箱进行转接供电,电源分别取自机组的 380V 保安 MCCA/B 段。引风机加热器从现场油泵电控箱 B 油泵开关的上端头进行引接。

每台引风机电机设有 1 台密封风机。密封风机电源取自机组 380V 工作段。

5.5.3.2 改造内容

（1）高压厂用电系统

本次超净排放改造系统中，需对高压负荷引风机进行整体改造，改造后电机增容到 3500kW，改造后引风机仍从原开关柜供电，对柜内主要元器件断路器、电流互感器进行参数核实，不满足要求时进行更换，调整柜内综保装置，对柜内重新进行一次、二次接线改造。

引风机增容后，需对原机组高厂变容量进行核实，具体如下：

1) #1 机组高压厂用工作变压器容量核实

根据老厂已有图纸资料，#1 机高厂变额定容量为 50/27-27MVA，#1 高厂变低压侧分支额定电流为 2474A。

根据业主提供实际运行数据，现阶段#1 机高厂变两分支低压侧电流分别为 770A 和 835A。引风机增容后，#1 高厂变两分支低压侧电流将分别增大到约 914.4A 和 979.4A，小于额定电流，即引风机增容改造后，#1 高厂变绕组容量满足增容改造要求。

2) #2 机组高压厂用工作变压器容量核实

根据老厂已有图纸资料，#2 机高厂变容量为 40/25-25MVA，#2 高厂变低压侧分支额定电流为 2291A。

根据业主提供实际运行数据数据，现阶段#2 机高厂变两分支低压侧电流分别为 1280A 和 1276A。引风机增容后，#2 高厂变两分支低压侧电流将分别增大到约 1424.4A 和 1420.4A，小于额定电流，即引风机增容改造后，#2 高厂变绕组容量满足增容改造要求。

（2）低压厂用电系统

引风机电机更换后，根据工艺方案，现有引风机润滑油站全部更换，每台引风机配套的密封冷风机重新更换。

更换后，对油站、密封冷风机供电仍然利用原供电间隔，对旧开关柜内供电开关进行更换。对现场引风机油泵电控箱进行整体更换，电控箱接线方式仍与原接线方式保持一致。所有电缆全部换新。

（3）接地

对改造区域设备，按照《交流电气装置的接地设计规范》(GB/T 50065-2011) 的规范要求进行设备接地。设备接地材料与原有接地网接地材料一致，在接地过

程中若对原有接地网造成破坏，需及时修复。

(4) 滑线

根据工艺方案，因引风机增容后现有起吊设备不满足要求，需更换满足风机及电动机起吊的电动葫芦。因暂无电动葫芦负荷功率参数，电动葫芦配套滑线暂按满足要求考虑，下一阶段进一步核实。

(5) 电缆敷设及防火

引风机原额定功率为 2300kW，改造后电机增容到 3500kW，原动力电缆选型为 ZR-YJLV22-6/6 3×150mm²，载流量不满足增容后要求，电力电缆需更换，选型为 ZC-YJV-6/6 2×(3×120) mm²。

400V 低压动力电缆选用交联聚氯乙烯绝缘聚氯乙烯护套铜芯电缆 ZC/ZCN-YJV22-0.6/1。控制电缆采用阻燃型聚氯乙烯绝缘铜芯电缆。

本改造工程电缆通道主要考虑利旧。

根据《火力发电厂与变电站设计防火规范》(GB50229-2006)进行相应的电缆防火封堵。更换电缆过程中若对原通道的防火封堵造成损坏，则做相应修复。

5.6 热控部分

5.6.1 现状概述

(1) 分散控制系统

电厂现有除灰除尘 DCS、脱硝 DCS、主机 DCS 均为上海新华系统。除灰除尘 DCS 与化学辅网为一整体网，现主要操作在脱硫控制室；脱硝 DCS 接入主机 DCS 网段，控制点在集控室。

(2) SIS 系统

现有 SIS 系统由 2009 年开始建设并投入使用，实时数据库采用上海麦杰 OpenPlant。2012 年实施改造，在麦杰 SIS 系统基础上增加东南大学的报表系统及性能计算。麦杰实时数据库及过程图形运行稳定，但 WEB 页面和东大报表系统版本低，与当前操作系统兼容性差，经常出现报表无法显示等数据故障，且两家报表都在使用，存在问题扯皮现象，WEB 首页面版本太低需改造。

性能计算服务器硬件故障频发，软件系统运行不稳定，严重影响 SIS 系统数据的统计分析以及画面的显示；各系统业务对应的前置接口机已运行多年，已逐步出现故障，先后出现#1、#2 机、网控 RTU、化水系统的接口机故障，经常造

成数据无法接收，严重影响 SIS 系统数据和画面的分析显示。

（3）脱硝在线监测系统

现有#1、#2 机组脱硝在线监测系统于 2013 年上线运行，系统与 CEMS 相关设备接口采用串口通讯方式，采集 NOX 浓度、O2 浓度、烟尘浓度等环保相关指标，并通过电力调度数据专网远传至安徽省节能发电调度技术支持系统综合管理主站平台，监测电厂侧的脱硝设施运行情况，为监管部门对电厂环保减排相关政策的落实提供依据。

由于现场采集系统电子设备已超使用年限、工况较差，频繁出现服务器主机设备卡死、网络中断、系统崩溃、数据存储丢失等情况，对监测系统数据采集上传的连续、稳定、安全造成较大隐患，无法满足安徽省节能发电调度技术支持系统综合管理平台数据要求。

（4）火灾报警系统

现有火灾报警系统品牌为北京利华达信，电除尘控制楼一楼库房改为电子设备间后需增加火灾报警。

5.6.2 热控改造范围

（1）本次改造每台炉电除尘部分各增加 1 个 DCS 机柜，用于电除尘改造新增的仪表和设备测点；脱硝（含流场优化改造）、引风机、空预器防堵、除灰部分、空压机系统的改造不增加新的 DCS 机柜，更换的仪表和设备测点利用原有 DCS 点位，新增测点尽量利用 DCS 机柜备用点，备用点不足时在其空余卡件槽中增加相应的 DCS 卡件。

（2）SIS 系统改造：1）将本次改造新增的 DCS 点位增加至 SIS 系统，新增或修改相应 SIS 系统画面、报表；2）对东大报表系统进行版本升级，界面完善，报表优化，同时迁移麦杰报表至东大报表系统；3）更换 4 台接口机为 4U 服务器，更换 1 台高性能计算服务器。

（3）脱硝在线监测系统：1）烟气在线监测操作系统数据库升级更换（2 套），提升监测系统子站设备的安全性；2）对监测系统接口通讯软件程序升级更换（2 套），由串口通讯重新开发采用 RS485 通讯，并按监管单位要求采集数据及上传；3）对监测系统采集服务器主机升级更换（2 台），保证系统数据采集的准确、安全存储和上传的稳定性；4）网络安全的升级（2 套），对主机设备进行系统安全

加固，同时按省电力公司相关网络安全要求部署新版网络安全探针，接入厂内网络安全监测装置，提高网络的安全性。

（4）脱硝反应器出口氨逃逸表更换为多点取样、高精度仪表。

（5）单元机组除尘器入口增加 2 台烟尘仪，出口增加 1 台烟尘仪，原有的 1 台出口烟尘仪利旧。

（6）火灾报警系统改造主要包括：1）电除尘控制楼一楼库房改电子设备间后增加火灾报警；2）新增的电缆通道（若有）增加火灾报警。

（7）其它热控仪表改造范围与工艺系统改造范围保持一致，对改造工艺系统范围内相关仪控设备进行更换。

（8）改造涉及的现有热控电缆原则上利旧，无法利旧的电缆进行更换。

5.6.3 控制方式

本次改造后脱硝、除尘、引风机、除灰的监控方式与改造前相同，即在集控室利用现有操作员站实现改造后各系统的监控。

新增的空预器防堵系统、空压机系统在集控室利用现有机组操作员站进行监控。

本次改造新增的热工仪表设备测点分别对应纳入#1、#2 机组 DCS 系统进行监控，根据需要拟增加 IO 卡件布置在原有 DCS I/O 机柜。

本次改造不新增操作员站、工程师站、接口站等。

5.6.4 自动化水平

本次改造 DCS 系统在利旧现有系统基础上按需进行改造，不改变现有系统网络架构，与现有全厂控制水平保持一致。

5.6.5 电子设备间

本次改造将#1、#2 电除尘控制楼一楼 1 号库房改为热控电子设备间，用于电除尘改造新增 DCS 机柜的布置。

5.6.6 电源

本次改造新增的 DCS 机柜电源取自现有电除尘 DCS 电源系统。

仪表和控制设备所用各类电源利用现有热控电源柜备用回路。

5.7 除灰部分

5.7.1 除灰系统现状

现有除灰系统为水力除灰系统+正压浓相气力除灰系统，二者互为备用。

5.7.1.1 水力除灰系统：

每台炉烟气中的飞灰由电除尘器收集。其中除尘器第一电场的飞灰经电动锁气器后直接进入其灰斗下部的搅拌桶，二、三、四(#1 炉)电场灰斗的飞灰经电动锁气器后进入埋刮板机输灰机，然后由埋刮板机输灰机集中输送到搅拌筒制浆，灰浆由冲灰水经灰沟送至灰浆池，然后通过离心式灰浆泵输送至贮灰场。每台炉设有搅拌桶 8 个（左、右室各四个），位于 0 米，在一电场灰斗下方；每台炉设有埋刮板输灰机 8 台（左、右室各四台），位于 5 米平台。

5.7.1.2 正压浓相气力除灰系统：

每台锅炉各设一套独立的飞灰输送系统，系统出力不小于 80t/h，2 台炉公用一套灰库系统。按粗细分排原则,#1、#2 炉电气除尘器一电场的灰作为粗灰分别输送至#1、#2 粗灰库，#1 炉电除尘器二、三、四电场，#2 炉电除尘二、三电场的灰作为细灰输送至细灰库，细灰可切换至粗灰库。

#1 炉设 3 根输灰管，一电场左、右室分别设一根，共两根，规格为 DN150，分别通过 4 台 MD 泵串联送至#1 粗灰库，也可以进入#2 粗灰库；二、三、四电场共用一根，规格为 DN150，每个电场采用 8 台 AV 泵串联，通过切换共用 1 根管道输送至细灰库，也可以进入#2 粗灰库。

#2 炉设 3 根灰管，一电场左、右室分别设一根，共两根，规格为 DN150，分别通过 4 台 MD 泵串联送至#1 粗灰库，也可以进入#2 粗灰库；二、三电场共用一根，规格为 DN150，每个电场采用 8 台 AV 泵串联，通过切换共用 1 根管道输送至细灰库，也可以进入#2 粗灰库。

#1 炉一电场最大出力 64t/h，设 8 台仓泵规格为 45/8MD，单仓泵容积 1.28m³；二电场最大出力 50t/h，设 8 台仓泵规格为 30/8MD，单仓泵容积 0.86m³；三电场最大出力 10t/h，设 8 台仓泵，规格为 4.0/8AV，单仓泵容积 0.14m³；四电场最大出力 10t/h，设 8 台仓泵，规格为 4.0/8AV，单仓泵容积 0.14m³。#2 炉一、二、三电场仓泵规格与#1 炉相同。

5.7.1.3 全厂空压机系统：

厂内现有空压机系统配置为，仪用气设置 3 台 $26\text{Nm}^3/\text{min}$ +1 台 $32\text{Nm}^3/\text{min}$ 的螺杆式空压机；杂用气设置 3 台 $32\text{Nm}^3/\text{min}$ 的螺杆式空压机；干除灰用气设置 4 台 $28.5\text{Nm}^3/\text{min}$ 的螺杆式空压机。每台空压机均配备有干燥和过滤等后处理设备。

5.7.2 除灰系统改造

原单台炉飞灰输送系统总出力不小于 80t/h ，经核算，不小于锅炉最大连续蒸发量工况燃用设计煤种排灰量的 150%，且不小于燃用 2023 年入炉煤质排灰量的 120%。满足除尘器改造后除灰系统输送出力要求。

本次静电除尘器改造为电袋除尘器，最终型式为一电三袋，原静电除尘器正常情况下各电场占总排灰量的百分比约为一电场：二电场：三电场：四电场=80%：16%：3.2%：0.8%。当静电除尘器一电场发生故障、停止除尘时，二电场除灰系统保证出力 50t/h ，且现有二电场仓泵设计容积满足一电场故障时的排灰容量。

改造后电袋除尘器为一电三袋型式，正常情况下电袋除尘器电场区飞灰占总排灰量的百分比约为 80%，剩余飞灰均匀分配到一、二、三袋区，原静电除尘器各电场仓泵容积满足改造后各电场、袋区的排灰容量；当电袋除尘器电场故障、停止除尘时，约 90% 的飞灰平均分配到一、二、三袋区，原静电除尘器二电场仓泵容积仍满足要求，原三、四电场仓泵容积不能满足排灰容量要求。考虑到电袋除尘器电场故障情况，故需对仓泵进行增容改造。

除灰系统改造内容包括，#1 除尘器原三、四电场仓泵增容改造；#2 除尘器原三电场仓泵增容改造，新增一排布袋除尘区仓泵及输灰管路等。原#1、#2 除尘器一、二电场仓泵保持不变。具体内容简介如下：

1) #1 除尘器原三、四电场仓泵增容改造

将#1 除尘器现有三、四电场仓泵（型号 4.0/8AV，容积 0.14m^3 ）更换为 0.5m^3 仓泵，共 16 台仓泵换新。

2) #2 除尘器原三电场仓泵增容改造、新增一排布袋除尘区仓泵

将#2 炉现有三电场仓泵（型号 4.0/8 AV，容积 0.14m^3 ）更换为 0.5m^3 仓泵，共 8 台仓泵换新。

#2 除尘器新增一排布袋除尘区仓泵，容积为 0.5m^3 仓泵，共 8 台。

3) 新增#2 除尘器四袋区输灰管路

本次改造#2 炉除尘器新增一排布袋除尘区,新增袋区设 8 台 AV 泵通过一根输灰管道串联,然后与原二、三电场并联共用 1 根管道输送至灰库。

4) 除灰控制系统配套改造。

5.7.3 空压机系统改造

本次脱硝、除尘器改造,吹灰器及布袋区新增吹灰耗气量,单台炉最大耗气量约 $25\text{Nm}^3/\text{min}$, 平均 $14\text{Nm}^3/\text{min}$ 。

根据规程要求,空压机参数按计算压缩空气量的 1.1 倍选型,并考虑组合式干燥机 5%的再生耗气量,为满足本次改造用气需求,本期新增总用气量为 $(50/(1-5\%)) \times 1.1 = 57.89\text{Nm}^3/\text{min}$ 。拟设 3 台微油螺杆式空压机,每台出力拟定为 $30\text{Nm}^3/\text{min}$,排气压力 0.8MPa。3 台微油螺杆空压机分别接一台组合式干燥机,共 3 台(2 用 1 备),每台干燥机出力不小于 $30\text{Nm}^3/\text{min}$,压力露点 -40°C 。干燥机设置前、后置过滤器,以保证空气品质要求。

本次改造新增 3 台空压机,其中 2 台作为本次改造新增吹灰用气空压机,1 台用作全厂备用空压机(目前全厂用气高峰时无仪用备用空压机),3 台干燥机出口采用母管连接,相邻 2 台干燥机出口母管之间设手动阀。正常工况下,吹灰用气空压机开启 1 台,另 1 台吹灰用气空压机亦可作为备用,此时可视为共 2 台备用空压机;当吹灰用气处在巅峰耗气量工况时,吹灰用气空压机需同时开启 2 台,此时 1 台空压机作为备用。

全厂备用空压机的干燥机出口母管另接出两路管道,接口处均设手动阀,压缩空气可通过手动阀切换至现有仪用气母管或现有杂用气母管或新增吹灰用气母管,实现全厂备用功能。

空压机系统改造主要设备选择:

表 5.7-1 空压机设备选择

序号	设备名称	型号规范	数量	单位	备注
1	微油螺杆式空压机	$Q=30\text{Nm}^3/\text{min}$, $P=0.8\text{MPa}$	3	台	
2	组合式干燥机	$Q>30\text{Nm}^3/\text{min}$, $P=0.8\text{MPa}$	3	台	配前后过滤器

5.8 给排水及消防

本项目室外排水排入原有厂区排水系统。在施工过程中可能涉及到的原有地下设施的改造部分根据现场施工情况而定。

电厂设室内外消火栓系统，主厂房设自动喷水灭火系统。

本项目改造内容均处于主体工程消防给水系统保护范围之内。将根据有关规范要求，在设计范围内配置适量的移动式灭火器。

5.9 暖通部分

本次改造将#1、#2 电除尘控制楼一楼 1 号库房改为热控电子设备间，用于电除尘改造新增 DCS 机柜的布置，房间设计风冷热泵柜式空调机组，以满足设备运行要求及改善人员工作环境。同时，DCS 控制室设计灭火后排风系统，采用边墙式排风机，风量按不小于 6 次/时的换气次数确定。

空压机房设计自然进风，机械排风得通风系统，以维持室内温度不超过 40℃，室外空气通过铝合金双层防雨百叶窗进入室内，吸收室内设备散热后通过安装在外墙上的轴流风机排至室外。

通风、空调系统均与消防系统连锁，火灾时自动停运相应空调、通风设备。灭火后，手动启动灭火后排风机，进行灭火后排风。

5.10 建筑结构部分

5.10.1 主要改造内容

本工程土建主要改造内容为新增#2 静电除尘钢结构支架，通过钢梁与现有电除尘支架及引风机支架相连。对现有 SCR 框架结构进行适当加固。扩建原有空压机房，新增空压机等设备基础。利旧现有引风机基础对其进行局部加固改造，即部分位置的基础进行植筋扩展，使其满足新引风机安装要求；风机本体地脚螺栓尽可能利旧使用。原基础顶部局部增大，浇筑钢筋混凝土，钢筋采用植筋连接，采用高一标号的混凝土浇筑，接触面凿毛植筋。凿除原二次灌浆层，待设备安装完成后再次浇灌二次灌浆层。引风机及电机起吊装置移位后，需对新的连接位置采取局部加固措施，对主梁连接节点位置外包钢板一圈，设置对穿螺栓；对强度不足的次梁采取整梁外包钢板的加固做法，同时对次梁连接的主梁节点处局部外包钢板，确保强度满足要求。

静电除尘器改为电袋除尘器整体重量是减少的，如#1 静电除尘器，改为一

电三袋后，除尘器整体重量减少约 200 吨，现有钢柱考虑利旧。

5.10.2（构）筑物基础及基础处理

本次工程新增局部电除尘器钢结构支架基础、扩建空压机房基础采用钢筋混凝土独立基础，新增空压机等设备基础、引风机电机基础等为钢筋混凝土大块式基础。均以粘土层为持力层，地基承载力特征值 $f_{ak} \geq 185\text{kpa}$ ，局部需要换填处可采用素混凝土换填。

5.10.3 主要建筑材料

混凝土

钢筋混凝土 C25~C35

素混凝土及垫层 C15~C20

钢材

型钢、钢板 Q355B、Q235B、16Mn 钢

钢筋 HPB300、HRB400

水泥普通硅酸盐水泥强度等级 42.5~62.5

砂、石料、砖（MU7.5~MU10）及轻质砌块等，尽量采用地产材料或与原厂区保持一致。

6 环境保护

6.1 工程概况

淮北国安电力有限公司一期工程建设 2×32 万千瓦国产引进型燃煤机组，#1 机组于 2016 年 11 月完成机组超低排放改造，2017 年 6 月完成#2 机组的超低排放改造。

本工程拟对#1 机组、#2 机组烟气除尘、脱硝改造，工程实施后，机组除尘器出口烟尘排放浓度 $\leq 15\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，最终烟尘排放浓度 $\leq 5\text{mg}/\text{Nm}^3$ （标态，干基，6%氧）、氮氧化物 $\leq 35\text{mg}/\text{Nm}^3$ （标态，干基，6%氧）。

6.2 区域生态环境质量现状概况

本工程厂址区域隶属于淮北市，根据淮北市 2023 年度生态环境状况公报，淮北市区域生态环境质量概况如下。

2023 年，淮北市环境质量总体保持稳中向好。淮北市环境空气质量保持稳定，城市环境空气优良天数为 256 天，优良率为 70.1%；酸雨频率持续为零，无

酸雨出现；降尘达标率百分之百，降尘量年均值范围均符合长三角地区污染防治控制标准。淮北市地表水环境质量稳定，主要河流地表水整体水质状况为轻度污染，后常桥和东坪集水质均为Ⅳ类，水质状况为轻度污染，符离闸和李大桥闸水质均为Ⅲ类，水质状况为良好；根据“十四五”规划考核目标及达标年限要求，扣除氟化物本底值影响后，浍河东坪集断面、符离闸和濉河李大桥闸断面达标，完成了75%优良水体比例目标要求。淮北市地下水水环境质量稳定，淮北市城市集中式饮用水源地（地下水）水质类别为Ⅲ类，全年水质达标率为100%。淮北市声环境质量稳定，区域声环境昼间质量等级为二级（较好），夜间质量等级为三级（一般）；主要交通道路声环境昼间及夜间质量等级均为一级（好）。淮北市辐射环境质量属本底正常水平，保持稳定。淮北市生态质量分类为“三类”，保持基本稳定。淮北市土壤监测值均不超过农用地土壤污染风险筛选值。

6.2.1 城市空气环境质量

2023年淮北市环境空气质量指数AQI范围在24~239之间，全年优、良天数为256天，比上年减少14天，优、良率为70.1%；轻度污染92天，占比25.2%；中度污染9天，占比2.5%；重度污染5天，占比1.4%；严重污染3天，占比0.8%。

2023年淮北市城区环境空气有污染天数为316天，首要污染物（包括两种污染物同时存在）中首位是臭氧的为163天，占51.6%；其次是细颗粒物为92天，占29.1%；可吸入颗粒物为65天，占20.6%。轻度污染以上的天数有109天，臭氧为首要污染物的为48天，占44.0%；细颗粒物为首要污染物的为44天，占40.4%；可吸入颗粒物为首要污染物的为17天，占15.6%。

2023年城市环境空气中：二氧化硫年均值为7微克/立方米，符合国家一级标准。日均值范围为3~14微克/立方米，日均值达标率100%；二氧化氮年均值为23微克/立方米，符合国家一级标准。日均值范围为5~66微克/立方米，日均值达标率100%；一氧化碳日均值第95百分位数为0.9毫克/立方米，符合国家二级标准。日均值范围为0.3~1.6毫克/立方米，日均值达标率100%；臭氧年日最大8小时滑动平均第90百分位值为166微克/立方米，超过国家二级标准。日最大8小时滑动平均值范围在6~252微克/立方米之间，最大值超标0.58倍，日最大8小时滑动平均值达标率86.8%；可吸入颗粒物扣除沙尘影响后年均值为7

0 微克/立方米，符合国家二级标准要求。日均值范围在 7~245 微克/立方米之间，最大日平均浓度超标 0.63 倍，日均值达标率 91.5%；细颗粒物年均值为 42 微克/立方米，超过国家二级标准 0.20 倍。日均值范围在 5~189 微克/立方米之间，最大日平均浓度超标 1.52 倍，日均值达标率 86.6%。

2023 年淮北市降尘年均值为 4.8 吨/平方千米·月，城区降尘量月均值范围为 3.4~5.7 吨/平方千米·月，符合长三角地区污染防治控制标准，达标率为 100%。

2023 年淮北市降水酸度（pH）年均值为 6.86，变化范围为 6.70~7.03 之间，全年无酸雨出现。

6.2.2 水环境质量

（1）地表水水环境质量

2023 年淮北市地表水四条主要河流 10 个国控（省控）断面中，水质为Ⅲ类的断面 2 个，占 20%，分别为濉河符离闸（出境）、濉河李大桥闸（出境）；水质为Ⅳ类的断面 7 个，占 70%，分别为濉河后黄里（入境）、濉河淮纺闸、濉河黄桥闸、沱河肖家、沱河后常桥（出境）、浍河三姓楼（入境）、浍河东坪集（出境）；水质为Ⅴ类的断面 1 个，占 10%，为沱河小王桥（入境）。

2023 年水污染防治考核目标责任书确定的淮北市 4 个国控地表水考核断面中，扣除氟化物本底值影响后，水质达标率为 75%，沱河后常桥（出境）断面水质未达标。出境断面中，水质断面优良率达 75%。

2023 年淮北市地表水主要污染物为高锰酸盐指数、化学需氧量、氟化物。

（2）地下水水环境质量

2023 年淮北市城市集中饮用水源地（地下水）监测指标均达到《地下水质量标准》GB/T14848-2017 中Ⅲ类标准，2023 年淮北市饮用水源地（地下水）取水总量为 1369 万吨，饮用水源地（地下水）水质达标率为 100%。

6.2.3 声环境质量现状

（1）区域声环境

2023 年淮北市区域声环境、道路交通声环境及功能区声环境质量总体保持稳定。

淮北市城市区域声环境质量昼间平均等效声级为 54.4 分贝，区域环境噪声总体水平为二级（较好）；夜间平均等效声级为 48.4 分贝，区域环境噪声总体水平为三级（一般）。

在噪声源构成中，社会生活噪声是淮北市主要噪声源，占 58.6%（昼间）、57.7%（夜间）；次要噪声源是交通噪声，占 30.6%；其余噪声源占比为，工业噪声占 8.1%（昼间）、9.0%（夜间），施工噪声占 2.7%。

与去年相比，全市昼间平均等效声级下降了 0.8 分贝，城市区域声环境质量等级从“三级”上升到“二级”，昼间城市区域声环境质量有所好转。

（2）道路交通声环境

2023 年淮北市昼间道路交通声环境昼间平均等效声级为 65.4 分贝，夜间平均等效声级为 56.3 分贝，淮北市昼间及夜间道路交通噪声强度等级均为一级（好）。

2023 年，淮北市道路交通噪声昼间平均等效声级同比下降了 0.4 分贝，全市超标路段比例下降了 9.1 个百分点。2023 年全市道路交通昼间噪声污染水平有所下降。

2023 年，淮北市道路交通噪声夜间平均等效声级相比 2018 年下降了 6.0 分贝，全市超标路段比例下降了 22 个百分点。

（3）功能区声环境

2023 年淮北市功能区声环境质量昼间达标率为 85.0%，夜间达标率为 80.0%。

1 类区昼间达标率为 75%，夜间达标率为 25%；2 类区昼间达标率为 85%，夜间达标率为 80%；3 类区昼间达标率为 75%，夜间达标率为 87.5%；4 类区昼间、夜间达标率均为 100%。

6.3 超净排放技术改造措施

为满足本工程改造目标，本工程拟对两台机组锅炉烟气净化系统采取以下技改措施：

（1）脱硝系统改造：更换催化剂+脱硝流场优化改造。

本次脱硝改造拟更换现有三层催化剂，催化剂高度由现有的 770mm，增加到 1060mm。流场优化改造主要包括脱硝流场模拟、新增混合器（提高氨烟的混合能力）和控制系统改造等。

(2) 除尘系统改造：静电除尘器改电袋除尘器。

电厂现有#1 炉静电除尘器有四个电场，拆除二、三、四电场改为布袋，形成一电三袋的结构布置，改造后的#1 机组电袋除尘器出口烟尘排放浓度 $\leq 15\text{mg/Nm}^3$ 。

电厂现有#2 炉静电除尘器有三个电场，拆除二、三电场改为布袋，增加一排布袋除尘箱体，形成一电三袋的结构布置，和#1 机组电袋复合除尘器参数一致，改造后的#2 机组电袋除尘器出口烟尘排放浓度 $\leq 15\text{mg/Nm}^3$ 。

采取以上技改措施后，本工程锅炉设计烟尘、 NO_x 排放浓度均达到改造目标。

6.4 环境影响分析

本工程为环保技改工程，通过技术改造提高烟气治理设施的污染物去除效率，减少烟气污染物排放量及排放浓度，为环保正效益的环保工程。本工程实施后会减少淮北国安电厂#1 机组、#2 机组的烟气排放对环境空气的影响。本工程实施前后烟气污染物排放浓度及排放量对比情况（以设计煤质计）见下表。

表 6.4-1 改造前后污染物排放浓度及排放量对比表

项目	烟尘		NO_x		备注
	排放浓度 (mg/Nm^3)	年排放量 (t/a)	排放浓度 (mg/Nm^3)	年排放量 (t/a)	
改造前	6	54.07	38	405.78	排放浓度为企业 2023 年平均数据
改造后	5	53.39	35	373.74	
变化情况		10.68		32.03	

注：1. 锅炉年利用小时数为 4374h；

2. 烟气流量按 $1220795\text{Nm}^3/\text{h}$ （摸底试验数据），标干，6% O_2 计；

3. 年排放量为 2 台机组数据。

根据以上计算数据可知，本工程实施改造后，淮北国安电厂#1 机组、#2 机组烟气污染物排放浓度及年排放量将得到大大削减，烟尘、氮氧化物年排放量在燃用设计煤种条件下分别减少 10.68t/a 、 32.03t/a 。本工程的实施后运行后将改善区域环境空气质量，降低区域大气环境容量压力。

7 劳动安全和职业卫生

7.1 危险有害因素分析

本次超净排放改造涉及的改造设备是相对比较安全的装置，其潜在的安全方面问题主要有：

(1) 电伤

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

系统中有泵类等转动机械设备。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) 噪声

主设备在运行过程中产生噪声，特别是泵等产生的机械噪声较大，如不采取措施对人员的健康将带来一定的影响。

7.2 安全防治措施

7.2.1 防电伤措施

- (1) 电气设备采取必要的机械，电气联锁装置以防止误操作；
- (2) 电气设备设计严格按照带电部分最小安全净距执行；
- (3) 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；
- (4) 在高压电气设备的周围按规程规定设置栅栏，遮拦或屏蔽装置；
- (5) 紧急事故采取声光显示及必要的其它指示信号，设置自动联锁装置以给出处理事故的方法；
- (6) 各元件的控制回路均设有保险，信号，监视，跳闸等保护措施；
- (7) 所有电气设备有防雷击设施并有接地设施。

7.2.2 防机械伤害措施

- (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。

7.2.3 消防

本工程将充分利用电厂设计的消防设施。

本次工程设计有消防给水系统，消防设施利用原有设施。

7.2.4 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。

(4) 在设备订货时，根据《工业企业噪声卫生标准》提出限制设备噪声要求，将设备噪声控制在允许范围之内。控制室的建筑物采取隔声、吸声处理、防止设备运行噪声的影响。

8 节能分析

电力生产企业对节能降耗、减排及提高经济效益有重大需求，也是为贯彻国家对能源实行开发和节约并重的方针。本工程尽量采用新技术、新工艺、新的节能产品，以减少损耗；引进现代管理理念，合理安排，物尽其用；以提高企业的经济效益和社会效益。

工程设计对节能要求及合理利用资源的考虑和采取的措施有：

(1) 总体布局上除符合总体布置要求外，尽量做到生产工艺流程顺畅，节省能源、降低损耗。

(2) 设备的选型及系统的设计，均进行优化，优化系统之间各个环节的布置和连接，尽量利用已有资源，充分考虑减少水耗、物耗。

(3) 需要保温的部分，选用高效节能型疏水器及保温材料，提高热能效率，减少热能损耗。

(4) 本工程照明使用的灯具，设计采用新型节能型，与同等照度的普通灯具相比，可节省电能。

(5) 所需保温设备及管道保温厚度采取经济厚度。

(6) 尽可能利用电厂现有场地，减少厂外租地，减少已有建筑的拆除，以满足设备堆放场地的需要。

(7) 尽量选用节能节水的工艺方案，从技术源头避免能源和水资源的浪费，降低污染物的排放。

(8) 改造中涉及到的新增空压机、电机，根据《容积式空气压缩机能效限定值及能效等级》（GB 19153-2019）等最新国家标准，选用 1 级能效设备。

9 人力资源配置

本次超净排放改造涉及到的脱硝和除尘系统的控制水平较高，正常运行及启停控制过程均在由原工程统一完成，运行人员由原工程定员调整工作范围即可，不必增加定员。

不考虑检修人员，检修人员由全厂统一考虑。

10 项目实施的条件和建设进度设想

10.1 项目实施的条件

施工总平面宜按“有利生产、布置紧凑、文明施工、安全生产”的原则，充分利用现代化的施工管理手段进行规划布置。

10.1.1 重大件设备运输方案

淮北国安电力有限公司已并网发电，燃煤机组的重大件设备已成功运输。且本次改造的大件设备尺寸和重量均小于 320MW 燃煤机组的重大件设备，故本期改造工程的设备运输将不存在任何问题。

为了在本期改造项目建设时避免因设备供货时间延误而造成建设工期延长，建议设备供货厂家根据设备特点和方便设备运输的原则，在保证施工工期要求和设备供货要求的前提下，自主选择适宜的水陆运输方式完成改造项目的设备运输。

10.1.2 施工场地规划

施工总平面规划的原则为：在保证施工顺利进行的前提下，本着节约用地的精神，布置紧凑，充分利用现有空地；按照先土建，后安装的原则，各施工单位要密切配合，一旦土建施工完毕，要尽快撤出，为安装进入创造条件；施工单位应在满足施工进度的前提下，统一规划使用施工场地。

10.1.3 施工力能供应

（1）施工临时用电

施工用电的容量确定，以工程用电高峰阶段施工机具设备、施工生活设施、现场办公设施的负荷统计为基础。因此，在参考了类似规模的国内火电除尘建设经验的基础上，结合本期工程的实际情况，施工电源可从厂区接出。

（2）施工临时用水：

施工现场的供水量应满足全工地的直接生产用水、施工机械用水、生活用水

和消防用水的综合最大需要量，饮用水应符合 GB5749《生活饮用水卫生标准》和当地卫生机关的规定；施工机械用水水质应符合 GB1576《低压锅炉水质标准》中给水水质规定。

按照《火力发电工程施工组织设计导则》的规定，结合本期工程的实际情况，初步确定施工用水(包含消防水)利用现有设施解决，施工水源可从供水管网引接。

(3) 施工临时通讯

本工程施工临时通讯，按多单位组合施工考虑，共需电话外线 2 对(包括监理单位)，作为施工对外联络的主要手段，由电厂总机接出，施工单位内部总机由施工单位自行解决。

10.2 主要工程项目施工方案

10.2.1 烟道支架部分梁板及支撑拆除改建

由于受现场场地限制，拟采用人工+机械操作的方式对烟道支架部分梁板及支撑进行拆除改建。

10.2.2 除尘器的安装

- (1)由于受现场场地限制，故选用汽车吊。
- (2)采取单件施工、逐层安装、分段验收的安装方式。

10.2.3 SCR 催化剂的安装

利用原脱硝催化剂吊物孔和检修轨道安装脱硝催化剂。

10.2.4 改造施工注意事项

脱硝、除尘系统、引风机改造中，需在机组停机前应提前开展设备的采购工作。

本次改造施工在脱硫、脱硝、除尘区域内实施，属于高空作业，施工时需做好安全防范措施。整个施工进度计划要合理组织，科学安排，确保施工的顺利进行。

10.3 项目实施的建设进度和工期

超净排放改造施工进度计划见下表

表 10.3-1 施工进度计划表

序号	项目名称	完成时间
1	合同签字	待定

2	系统设计(初步设计及施工图设计)	合同生效后 2 个半月
3	设备、材料采购、交付	合同生效后的 3 个月
4	施工准备, 停机前可提前施工	合同生效后的 2 个月
5	工程开工	机组停机后开工
6	系统改造、调试完成	机组停机后 2 个半月完成

11 风险分析

11.1 技术风险分析

本工程脱硝除尘超净排放改造, 脱硝改造采用 SCR 脱硝(更换催化剂)+脱硝流场优化改造方案, 除尘改造采用电袋除尘器方案, 空预器防堵改造采用蓄热元件动态壁温控制改造方案, 选用的工艺技术成熟、可靠, 均已在 300MW 级及以上机组得到应用, 故不存在技术风险。

11.2 工程风险分析

本项目在已投运电厂内建设, 其场地条件、抗震条件、风雨雪等自然灾害影响均可参照电厂设计建设依据执行, 建筑场地为 II 类; 区域稳定性比较好, 厂址地区未发现有断裂层通过, 工程风险较小。

12 结论及建议

12.1 主要结论

本次超净排放改造工程实施后, 全厂氮氧化物、烟尘的排放总量将得到有效地控制, 达到《皖北六市空气质量提升攻坚行动方案(皖政办秘[2023]58 号)》的要求, 最终能够实现机组氮氧化物、烟尘排放浓度控制分别在 $35\text{mg}/\text{Nm}^3$ 、 $5\text{mg}/\text{Nm}^3$, 达到“超净排放”要求。对改善周边区域的环境空气质量具有十分重要的意义, 改造是十分必要的。

经研究分析, 电厂现有的内外部资源条件等已具备建设脱硝和除尘超净排放改造的条件。

12.2 建议

(1) 淮北国安电力有限公司目前执行超低排放标准, 为了适应《皖北六市空气质量提升攻坚行动方案(皖政办秘[2023]58 号)》要求, 二氧化硫排放浓度

需 $\leq 25\text{mg/Nm}^3$ (标态, 干基, 6%氧), 建议同步开展脱硫超净排放改造的相关工作。

(2) 本报告引风机改造方案中考虑了脱硫系统超净改造增加的阻力, 建议下阶段根据确定的脱硫超净排放改造方案进行复核。