

# 目 录

|                                     |    |
|-------------------------------------|----|
| 1 总论.....                           | 1  |
| 1.1 项目及建设单位基本情况.....                | 1  |
| 1.2 编制依据及原则.....                    | 2  |
| 1.3 研究范围及编制分工.....                  | 3  |
| 1.4 项目背景及建设理由.....                  | 3  |
| 1.5 工作简要过程.....                     | 5  |
| 2 热电厂概况.....                        | 7  |
| 2.1 厂址与电厂建设概况.....                  | 7  |
| 2.2 电厂建设概况.....                     | 10 |
| 3 项目建设条件.....                       | 16 |
| 3.1 建设场地.....                       | 16 |
| 3.2 脱硝还原剂选择.....                    | 16 |
| 3.3 公用工程系统及配套设施现状.....              | 18 |
| 4 脱硝工艺方案的选择.....                    | 20 |
| 4.1 燃煤锅炉 NO <sub>x</sub> 的生成机理..... | 20 |
| 4.2 脱硝工艺简介.....                     | 22 |
| 4.3 脱硝工艺选择的原则.....                  | 28 |
| 4.4 脱硝工艺的选择.....                    | 29 |
| 5 脱硝改造工程设想.....                     | 53 |
| 5.1 脱硝场地布置.....                     | 53 |
| 5.2 设计基础参数.....                     | 53 |
| 5.3 低氮燃烧技术改造(LNB).....              | 54 |
| 5.4 非选择性催化还原法(SNCR).....            | 56 |
| 5.5 电气系统.....                       | 59 |
| 5.6 仪表与控制系统.....                    | 61 |
| 5.7 空压机改造.....                      | 64 |
| 5.8 主要设计技术数据.....                   | 64 |
| 6 环境保护.....                         | 66 |

|                         |    |
|-------------------------|----|
| 6.1 设计依据及采用的环境保护标准..... | 66 |
| 6.2 电厂主要污染源和主要污染物.....  | 66 |
| 6.3 环境影响分析.....         | 67 |
| 6.4 环境监测.....           | 68 |
| 6.5 环境影响分析主要结论.....     | 68 |
| 6.6 社会效益分析.....         | 68 |
| 7 节约和合理利用能源.....        | 71 |
| 8 职业安全卫生.....           | 73 |
| 9 生产管理与人员编制.....        | 75 |
| 10 工程实施及轮廓进度.....       | 76 |
| 10.1 工程实施条件.....        | 76 |
| 10.2 工程轮廓进度.....        | 76 |
| 10.3 工程招标书编制原则.....     | 77 |
| 11 投资估算及经济评价.....       | 78 |
| 11.1 编制说明.....          | 78 |
| 11.2 投资概算成果.....        | 80 |
| 12 结论和建议.....           | 86 |
| 12.1 结论.....            | 86 |
| 12.2 主要经济指标.....        | 86 |
| 12.3 建议.....            | 87 |

**附件:**

附件一： 新疆天富热电股份有限公司《关于新疆天富热电股份有限公司热电厂 3×220t/h 锅炉低氮及烟气脱硝改造项目可行性研究报告的委托》；

**附图:**

|                              |               |
|------------------------------|---------------|
| 附图一： 厂区总平面布置图                | PV01431K-A-01 |
| 附图二： 非选择性催化还原技术 (SNCR) 系统流程图 | PV01431K-A-02 |
| 附图三： 尿素区 (SNCR) 布置图          | PV01431K-A-03 |
| 附图四： 脱硝厂用电一次配置接线图            | PV01431K-A-04 |

## 1 总论

### 1.1 项目及建设单位基本情况

#### 1.1.1 项目基本情况

(1) 项目名称

新疆天富热电股份有限公司热电厂 3×220t/h 锅炉低氮及烟气脱硝技改项目。

(2) 项目建设性质

本项目属技改项目。

(3) 项目建设地点

本项目建设地点位于新疆维吾尔自治区石河子市西郊。

(4) 建设规模

电厂现有装机容量为 2×50MW 供热机组(配 3×220t/h 煤粉锅炉)。本项目为 1 号～3 号锅炉低氮及烟气脱硝改造。

(5) 建设进度

本项目低氮燃烧系统及烟气脱硝改造计划利用机组大、小修进行，工期一般按 100 天控制。3 台锅炉的改造工作计划在 2013 年 7 月～2014 年 6 月 25 日前完成。

#### 1.1.2 建设单位基本情况

(1) 建设单位：新疆天富热电股份有限公司热电厂

单位性质：股份制企业

建设单位负责人：刘伟

(2) 建设单位基本概况

新疆天富热电股份有限公司成立于 1999 年 3 月，于 2002 年 2 月 28 日在上海证券交易所发行上市，是西北第一家集发、供电、供热、供气及调度为一体的水、火电并举的热电联产企业。主要承担新疆石河子垦区电、热、天然气供应任务。

截止到 2013 年，拥有发电总装机容量 515MW，其中水电装机 115MW，热电装机 400MW，供电区域为石河子垦区 7600 多平方公里，是兵团最大的区域性电网。供热区域覆盖整个石河子市区，拥有换热站 120 座，供热半径 8km，实现城市集中供热率 95%以上。

#### 1.1.3 项目编制单位资质

新疆电力设计院具有《质量管理体系认证证书》、《环境管理体系认证证书》、《职业健康安全管理体系认证证书》、电力行业设计甲级、勘察综合甲级、建筑设计甲级、工程总承包甲级、工程咨询甲级、测绘甲级、水土保持方案编制甲级、环境影

响评价甲级、工程监理甲级、劳动安全卫生预评价乙级，以及市政(热力)设计乙级、环境污染防治乙级、消防设计乙级等资质。

## 1.2 编制依据及原则

### 1.2.1 编制依据

(1) 新疆天富热电股份有限公司热电厂《新疆天富热电股份有限公司热电厂 3×220t/h 锅炉低氮及烟气脱硝技改项目可行性研究报告的委托》(见附件一)；

(2) 环境保护部文件·环发[2010]10 号关于发布《火电厂氮氧化物防治技术政策》的通知；

(3) 新疆生产建设兵团环境保护局文件·兵环发[2013]62 号《关于对兵团电力、水泥行业氮氧化物排放企业限期治理的通知》

(4) 《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)(2012 年 1 月 1 日起实施)；

(5) 《火力发电厂可行性研究报告内容深度规定》(DL/T5375-2008)；

(6) 《小型火力发电厂设计规范》(GB50049-2011)(2011 年 12 月 1 日起实施)；

(7) 《火力发电厂燃烧系统设计计算技术规程》(DL/T5240-2010)；

(8) 《火电厂烟气脱硝工程技术规范选择性非催化还原法》(HJ563-2010)；

(9) 《火电厂烟气脱硝技术导则》(DL/T296-2011)；

(10) 火力发电厂设计技术规程，以及各专业有关技术规程规定；

(11) 中华人民共和国的有关法律、法规、部门规章及工程所在地的地方法规；

(12) 现行有关的国家标准、规范，行业标准、规范及自治区级有关标准、规范；

### 1.2.2 编制原则

根据热电厂现有工艺系统及设备现状，以及有关设计参数，结合低氮及烟气脱硝改造后应满足的安全、经济运行的要求，提出改造方案。改造后 NO<sub>x</sub> 排放浓度达到《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)中的要求，1~3 号进行锅炉氮氧化物排放浓度应小于 200mg/m<sup>3</sup>。

(1) 立足本项目 NO<sub>x</sub> 排放现状，结合国家最新环境法规及标准的要求，提出本次低氮及烟气脱硝改造技术上可行、经济性良好合理的 NO<sub>x</sub> 排放浓度。

(2) 结合机组的现状，包括机组容量、剩余寿命等，充分考虑当地的资源条件和建设条件，包括现场施工条件、允许的施工周期等，对脱硝改造方案进行有针对性的研究。

(3) 在优化方案的基础上，推荐脱硝工艺，亦即在技术上先进适用、经济适宜、操作可行、进度合理，且本项目实施后，能达到预期的技术目标，最终实现环境、社会和经济效益的提高。

(4) 脱硝工艺具有技术先进、成熟，设备可靠，性能价格比高，有处理同容量燃煤锅炉烟气的商业运行业绩，且对锅炉机组有较好的适用性。

(5) 低氮燃烧系统及脱硝系统能持续稳定运行，装置使用寿命不低于 20 年，系统可用率与主体工程一致，且它的启停和正常运行均不影响主体工程的安全运行和热电厂的文明生产。

(6) 机组年利用小时均按 6000 小时考虑。

(7) 与本技改项目研究有关的基础数据，采用新疆天富热电股份有限公司热电厂提供的资料及数据。

### 1.3 研究范围及编制分工

本项目可行性研究的范围和深度按照《火力发电厂可行性研究报告内容深度规定》(DL/T5375-2008)的要求进行工作和编制。锅炉低氮及烟气脱硝改造可行性研究主要包括：

- (1) 锅炉低氮及烟气脱硝改造项目的建设条件；
- (2) 锅炉低氮及烟气脱硝改造项目的工艺方案论证；
- (3) 锅炉低氮及烟气脱硝改造项目工程的设想；
- (4) 锅炉低氮及烟气脱硝还原剂来源及制备；
- (5) 提出本项目改造对环境的影响及防治措施原则；
- (6) 提出项目改造的有关职业安全、职业卫生、节约能源及定员方案；
- (7) 锅炉低氮及烟气脱硝改造项目投资估算及技术经济评估。

综合以上各方面的研究成果，对本项目改造的可行性提出主要结论意见，并对下一步工作提出建议。

本项目由新疆电力设计院负责相应工艺系统、公用系统改造的可行性研究。同时进行相应的项目投资估算、环保效益分析、改造最终目标的评价。

### 1.4 项目背景及建设理由

#### 1.4.1 项目背景

2011年7月29日，环境保护部和国家质量监督检验检疫局联合颁布了《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)，要求脱硝改造项目必须于2014年7月1日前完成改造并投入试运行。现有热电厂装机容量为100MW(2×50MW)机组，配3台220t/h高压煤粉锅炉。1、2、3号锅炉投运日期分别为2003年9月、11月和2005年1月，全厂氮氧化物排放浓度在600~650mg/m<sup>3</sup>，已超出最新颁布的《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)中200mg/Nm<sup>3</sup>的要求。

为满足国家排放标准的要求，新疆天富热电股份有限公司热电厂于2013年1月30日委托新疆电力设计院开展新疆天富热电股份有限公司热电厂3×220t/h锅炉低氮及烟气脱硝技改项目的可行性研究，推荐可行的脱硝方案和工艺，确保热电厂锅炉低氮及烟气脱硝技改项目能及时、正确地实施，为下阶段工作顺利开展打下坚实基础。

#### 1.4.2 项目改造理由

##### (1) 项目改造目的及意义

我国一次能源结构中70~80%由煤炭提供，每燃烧1吨煤产生5~30kg氮氧化物。据统计显示，2011年全国氮氧化物排放总量为2404.3万吨。在普遍安装高效率脱硫装置后，火电厂锅炉排放的氮氧化物已成为主要的大气污染固定排放源之一。2011年火电行业排放的氮氧化物总量已增至1073万吨，约占全国氮氧化物排放总量的45%。在普遍安装高效率脱硫装置后，火电厂锅炉排放的氮氧化物已成为主要的大气污染固定排放源之一。

氮氧化物是造成大气污染的主要污染源之一。通常所说的氮氧化物NO<sub>x</sub>有多种不同形式：N<sub>2</sub>O、NO、NO<sub>2</sub>、N<sub>2</sub>O<sub>3</sub>、N<sub>2</sub>O<sub>4</sub>和N<sub>2</sub>O<sub>5</sub>，其中氮氧化物(NO<sub>x</sub>)主要是NO和NO<sub>2</sub>，吸入人体可引起肺损害，甚至造成肺水肿，并对中枢神经产生影响。大气中的NO<sub>x</sub>和挥发性有机物达到一定浓度后，在太阳光照射下经过一系列复杂的光化学反应，产生光化学烟雾，导致生态系统遭受损害，农作物减产。光化学烟雾会使大气能见度降低，对人眼睛、喉咙有强烈的刺激作用，并会产生头痛、呼吸道疾病恶化，甚至会造成死亡。NO<sub>x</sub>在大气中可形成硝酸和细颗粒硝酸盐，同硫酸和细颗粒硫酸盐一起发生远距离输送，从而加速了区域性酸雨的形成。

燃煤电厂是对大气污染物贡献量较大的行业之一，为改善大气环境质量，保护生态环境，对实现火电行业可持续发展，加快循环经济发展，实现总量控制目标和污染物消减目标，消除和减轻环境污染局面都具有重要意义。

## (2) 项目改造目标

根据最新颁布的《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)要求,自 2014 年 7 月 1 日起,现有燃煤火力发电锅炉 NO<sub>x</sub> 排放浓度,以及 2003 年 12 月 31 日前建成投产或通过建设项目环境影响报告书审批的火力发电锅炉 NO<sub>x</sub> 排放浓度应控制在 200mg/Nm<sup>3</sup> 以下;其余燃煤火力发电锅炉 NO<sub>x</sub> 排放浓度应控制在 100mg/Nm<sup>3</sup> 以下的要求,同时结合现有热电厂锅炉 NO<sub>x</sub> 排放浓度、锅炉投运时间,热电厂 1、2、3 号锅炉实际氮氧化物排放监测浓度在 600~650mg/Nm<sup>3</sup> 之间,确定本次脱硝改造目标为:1、2、3 号锅炉氮氧化物排放浓度小于 200mg/Nm<sup>3</sup>。

## 1.5 工作简要过程

2013 年 2 月 20 日,受新疆天富热电股份有限公司委托,由新疆电力设计院开展新疆天富热电股份有限公司热电厂 3×220t/h 锅炉低氮及烟气脱硝技改项目的可行性研究。

2013 年 2 月 21 日,新疆电力设计院脱硝专业人员到热电厂进行实地考察,并听取公司相关人员的调研汇报,同时与公司、热电厂相关技术人员进行了充分沟通。并根据建设单位要求,对国内脱硝工程进行全面的调研和收集资料;

2013 年 2 月 22 日~2013 年 3 月 25 日,项目组进行有针对性的分析和研究,完成了本项目烟气脱硝改造可行性研究报告初稿的编写并向建设单位征求意见;

2013 年 3 月 25~28 日,与电厂相关人员进行技术交流,补充收集资料。

2013 年 4 月 30 日,完成低氮燃烧系统改造及脱硝改造工程可行性研究报告的编制工作。

在编制可行性研究报告的工作过程中,我院得到了新疆天富热电股份有限公司热电厂、以及相关单位的大力支持和帮助,在此一并表示感谢!

新疆天富热电股份有限公司热电厂参加人员名单

| 姓名  | 职务/专业    | 职称  | 姓名  | 职务/专业 | 职称    |
|-----|----------|-----|-----|-------|-------|
| 蒋红  | 公司总工程师   | 高工  | 李何江 | 扩建副主任 | 助理工程师 |
| 黄超  | 公司副总工程师  | 高工  | 陈晓英 | 热控专工  | 助理工程师 |
| 戚江平 | 公司技术中心主任 | 工程师 | 雷慧玲 | 电气专工  | 工程师   |
| 谈军  | 热电厂厂长    | 高工  | 王菊红 | 化学专工  | 助理工程师 |
| 宋新辉 | 生产技术科科长  | 高工  | 杨宏宇 | 环保专工  | 助理工程师 |
| 谢红军 | 锅炉专工     | 工程师 | 杨志国 | 环保专工  | 助理工程师 |

本项目可研编制阶段新疆电力设计院参加人员名单

| 姓名  | 职务/专业 | 职称  | 姓名  | 职务/专业 | 职称  |
|-----|-------|-----|-----|-------|-----|
| 刘军  | 副总工程师 | 高工  | 李振强 | 电气主设  | 工程师 |
| 柳恕  | 主管总工  | 高工  | 马明  | 热控主工  | 高工  |
| 戴伟民 | 工艺主工  | 工程师 | 贾硕  | 热控主设  | 工程师 |
| 刘文婷 | 工艺主设  | 工程师 | 闫成  | 技经主工  | 高工  |
| 刘伟庭 | 工艺设计  | 助工  | 崔楠  | 技经主设  | 工程师 |
| 庄涛  | 电气主工  | 工程师 |     |       |     |



## 2 热电厂概况

### 2.1 厂址与电厂建设概况

#### 2.1.1 厂址位置

石河子市(简称师市或者石河子垦区)位于新疆维吾尔自治区北疆地区,地处天山北麓中段,古尔班通古特大沙漠南缘,东经  $84^{\circ}58' \sim 86^{\circ}24'$ , 北纬  $43^{\circ}26' \sim 45^{\circ}20'$ , 土地面积  $7529\text{km}^2$ 。石河子市区位于垦区中部,行政区域  $460\text{km}^2$ ,石河子市城市自然地面由南向北、由东向西均匀坡度  $6\% \sim 9\%$ 。东距自治区首府乌鲁木齐市  $150\text{km}$ ,地势平坦开阔,城市规划区面积  $135\text{km}^2$ 。市区南有北疆铁路和乌奎高速公路贯穿,北有 312 国道通过,交通十分方便。

该厂址为八一棉纺织厂厂址,坐落于石河子市规划区内的西部工业区,为现有八一棉纺织厂厂区的西北角原动力车间,距市中心  $2.5\text{km}$ 。西临 312 国道乌伊路段,北隔市北四路与石河子市西热( $2 \times 135\text{MW}$  机组)电厂毗邻,厂址东、南两面均为八棉生产车间(南靠金工车间)。地理位置,见图 2.1-1。



图 2.1-1 地理位置图

## 2.1.2 工程地质与水文气象

### 2.1.2.1 地形、地貌

区域地貌单元属天山山前凹陷带冲洪积扇的中部，第四系地层覆盖层厚度大于 700m。

热电厂厂区由东南向北倾斜，坡度约 0.5%，场地自然地面标高介于 446~447m 之间，不受河流洪水、山洪，以及内涝威胁。

### 2.1.2.2 工程地质

从地质构造上看，石河子市位于天山地槽北部，准格尔地块南缘，乌鲁木齐东西向沉降带的西段。根据《石河子市地震小区划报告》，境内存在三条稳伏断裂，2 条近东西向在城东交汇，1 条近南北向，均为弱活动断裂。根据《新疆天富热电股份有限公司 2×50MW 热电联产工程场地地震安全评价性报告》，F3 稳伏断裂为正断层性质，断层带视宽度 20~40m，垂直断距 20~30m，从电厂原冷却塔至八棉金工车间一线南北向通过，未错断晚更新世(Q3)地层，属中更新世活动断裂，断裂切割深度不大，为浅表层断裂。

厂址地下水埋深大于 20m，非永久性最大冻土深 140m，未发现不良地质现象。

建筑场地类别为 II 类。按《中国地震动参数区划图》(GB18306—2001 图 A1、B1) 的划分，地震动峰值加速度为 0.20g，地震动反应谱特征周期为 0.65s，地区抗震设防烈度为 8 度。

### 2.1.2.3 水文地质

石河子市位于新疆维吾尔自治区北部，石河子垦区中部，天山北麓，准噶尔盆地南缘。东以玛纳斯河为界，与玛纳斯县为邻；南、西、北三面与沙湾县环接市区。市区东距自治区首府乌鲁木齐 150km，西距霍尔果斯口岸 500km。地势平坦，自东南向西北倾斜。主要河流有玛纳斯河、宁家河、金沟河、大南沟、巴音沟河等。

玛纳斯河发源于天山中段喀拉乌成山和依连哈比尔尕山、比依达克山，顺山地被北向北流入准噶尔盆地，最后注入玛纳斯湖(现已干枯)。玛纳斯河多年平均径流量  $13.11 \times 10^8 \text{m}^3/\text{a}$ ，流域地跨昌吉回族自治州、塔城、兵团农八师石河子市、农六师和克拉玛依市。

本工程厂址位于市区，排水通畅，从未遭受过洪涝水的威胁。厂区以东约 13.5km 为玛纳斯河。

经现场查勘分析，厂址距离玛纳斯河较远，加上城市东郊地势较高，形成天然阻隔，故所选厂址不受玛纳斯河百年一遇洪涝水的威胁。厂址属市政管网覆盖区域，不

受雨洪灾害等影响。厂区排水入附近市政排污系统。

#### 2.1.2.4 气象条件

石河子地区处于欧亚大陆腹地，四周高山环抱，远离海洋，是典型的大陆性气候。其气候特征主要表现为，气温变化剧烈，日照充足，雨量稀少，春季冷空气侵袭频繁，气温极不稳定，夏季雨较多，秋季天气晴朗，冬季天气稳定而严寒。侵袭频繁，气温极不稳定，夏季雨较多，秋季天气晴朗，冬季天气稳定而严寒。据石河子气象站建站以来 40 多年实测资料统计，本站常规气象要素如下：

累年极端最高气温：42.2℃，出现时间 1975 年 7 月 13 日

累年极端最低气温：-39.8℃，出现时间 1954 年 12 月 29 日

年平均气温：7.4℃

累年平均气压：968.3hPa

累年最高气压：970.6hPa

累年最低气压：965.5hPa

累年最大一日降水量：39.2mm，出现时间 1999 年 8 月 14 日

累年最大一次降水量及历时：54.6mm，出现时间 1999 年 8 月 13 日~14 日

累年年平均降水量：209.6mm

累年年最大降水量：339.7mm 出现时间 1999 年

累年年最小降水量：124.9mm 出现时间 1978 年

累年年平均降雨日数：57d

累年最大连续降水日数及出现日期：2d，出现时间 1999 年 8 月 13 日~14 日

累年年平均蒸发量：2073.8mm

累年年最大蒸发量：2633.1mm（1997 年）

累年年最小蒸发量：1780.5mm（1994 年）

累年平均相对湿度：65%

最小相对湿度：0%，出现时间 1962 年 3 月 31 日

累年平均水汽压：7.6hPa

累年平均风速：1.5m/s

累年最大积雪深度：54.0cm 出现时间 2000 年 1 月 2d

累年最大冻土深度：140cm 出现时间 1969 年 3 月 4d。

累年年平均沙暴日数：1d

累年年平均雷暴日数：15d

累年年平均积雪日数：109d

累年年平均大风日数：11d

累年年平均晴天日数：83d

累年年平均日照时数：2754.9h

累年年平均日照百分率：62%

累年主导风向为：S，次主导风向为：NE

最多冻融次数：4次

累年年平均结冰日数：152d(10月12日~4月10日)

50年一遇10min平均最大风速按30m/s考虑，对应计算风压为0.56kN/m<sup>2</sup>。

### 2.1.3 交通运输

#### (1) 铁路运输条件

石河子市境内有北疆铁路自东向西通过，并在石河子市设有铁路站可供电厂大件设备经铁路运输至石河子站卸货，再由公路运输进厂。

#### (2) 公路运输条件

石河子地区有312国道和乌奎高速公路，石河子市区内公路路网已形成，公路运输方便，厂址西侧有乌伊公路通过，进厂公路由该公路和北四路交叉口处东侧引入。电厂燃煤及灰渣均采用汽车运输。

## 2.2 电厂建设概况

现有热电厂装机容量为100MW(2×50MW)机组，建设规模为3台220t/h高温高压固态排渣煤粉锅炉，配2台60MW空冷式汽轮发电机。本工程环评于2001年3月，由国家环保总局批复。1、2、3号锅炉机组投运日期分别为2003年9月、11月和2005年1月。

### 2.2.1 燃煤及用水

#### 2.2.1.1 煤源及煤种

本期工程的燃煤来源，主要由北山矿业、五彩湾煤矿、中联、天池能源等矿井提供。主要矿区到热电厂的平均运距约300km，厂外运输采用公路运输进厂。

新疆天富热电股份有限公司热电厂2×50MW机组锅炉按原设计煤质资料，锅炉B-MCR工况计算燃料小时耗煤量为85.5t/h，年耗煤量为51.3万吨；

混合煤种为热电厂设计煤质与准东煤掺配比例 7:3, 准东煤质包含新疆神化、准东五彩湾、中联和天池能源。

石河子天富热电厂现燃煤, 煤质分析、灰成分分析及耗煤量, 见表 2.2-1~表 2.2-3。

表 2.2-1 燃料工业分析和元素分析表

| 名称       | 符号       | 单位    | 设计煤种  | 混合煤种  |
|----------|----------|-------|-------|-------|
| 收到基碳分    | Car      | %     | 56.75 | 55.72 |
| 收到基氢分    | Har      | %     | 3.61  | 3.28  |
| 收到基氧分    | Oar      | %     | 6.48  | 7.74  |
| 收到基氮分    | Nar      | %     | 0.91  | 0.98  |
| 收到基硫份    | St, ar   | %     | 0.53  | 0.51  |
| 干燥无灰基挥发分 | Vdaf     | %     | 37.99 | 34.02 |
| 收到基灰分    | Aar      | %     | 25.12 | 19.15 |
| 收到基水分    | Mar      | %     | 6.60  | 12.62 |
| 空气干燥基水分  | Mad      | %     | 1.48  | 4.30  |
| 收到基低位发热量 | Qnet, ar | kJ/kg | 21570 | 20787 |
| 可磨性系数    | HGI      | -     | 54    | 70    |
| 灰变形温度    | DT       | °C    | 1070  | 1000  |
| 灰软化温度    | ST       | °C    | 1100  | 1035  |
| 灰流动温度    | FT       | °C    | 1170  | 1088  |

表 2.2-2 灰成分分析数据表

| 名称       | 符号                             | 单位 | 设计煤质  | 混合煤种  |
|----------|--------------------------------|----|-------|-------|
| 煤灰中二氧化硅  | SiO <sub>2</sub>               | %  | 58.03 | 46.17 |
| 煤灰中三氧化二铝 | Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub> | %  | 19.35 | 16.60 |
| 煤灰中三氧化二铁 | Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub> | %  | 8.46  | 8.50  |
| 煤灰中氧化钙   | CaO                            | %  | 4.03  | 11.67 |
| 煤灰中氧化镁   | MgO                            | %  | 2.59  | 4.39  |
| 煤灰中氧化钠   | Na <sub>2</sub> O              | %  | 0.84  | 1.79  |
| 煤灰中氧化钾   | K <sub>2</sub> O               | %  | 2.44  | 1.92  |
| 煤灰中二氧化钛  | TiO <sub>2</sub>               | %  | 0.82  | 0.72  |
| 煤灰中三氧化硫  | SO <sub>3</sub>                | %  | 2.33  | 6.73  |
| 其它       |                                | %  | 1.11  | /     |

表 2.2-3 燃煤量消耗表

| 项目   | 小时耗量(t/h) | 日耗量(t/d) | 年耗量(10 <sup>4</sup> t/a) |
|------|-----------|----------|--------------------------|
| 设计煤质 | 85.5      | 1710     | 51.3                     |

|      |      |      |      |
|------|------|------|------|
| 进厂混煤 | 88.7 | 1774 | 53.2 |
|------|------|------|------|

注：日利用小时数为 20 小时。年利用小时数为 6000 小时。

### 2.2.1.2 水源及水质

热电厂本期工程 2×50MW(配 3×220t/h 煤粉炉) 机组需水量约 640m<sup>3</sup>/h，其中生产用水 630m<sup>3</sup>/h，生活用水 10m<sup>3</sup>/h，年发电利用小时数 6000h，日生产用水量约 1.26×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/d，年用水量为 378×10<sup>4</sup>m<sup>3</sup>/a。

热电厂内设置水处理系统，以满足热电厂内生产及生活对水质的需求。

### 2.2.2 锅炉概述

#### (1) 概述

1、2、3 号锅炉型号为 DG220/9.8-18，额定蒸发量为 220t/h。

锅炉形式：高压自然循环汽包炉、燃烧器四角布置切圆燃烧、平衡通风、固态排渣。锅炉构架采用全钢结构、锅炉室外布置、紧身封闭。

#### (2) 锅炉主要尺寸

|                       |           |
|-----------------------|-----------|
| 炉膛宽度(左右侧水冷壁中心线距离)     | 8224mm    |
| 炉膛深度(前后水冷壁中心线距离)      | 8224mm    |
| 锅筒中心标高                | 36450mm   |
| 锅炉最高点标高               | ~41600 mm |
| 锅炉宽度(外排柱中心线之间距离)      | 21000mm   |
| 锅炉深度(K1 至 E 柱中心线之间距离) | 24400mm   |
| 锅炉运转层标高               | 8000mm    |

#### (3) 炉膛和水冷壁

炉膛水冷壁(上升管)为Φ60×5，材质 20G，节距 80mm 的光管焊扁钢的膜式水冷壁，水冷壁管总数为 392 根。炉膛断面尺寸为 10400×10400，前后水冷壁下部形成倾角为 55° 的冷灰斗，后墙水冷壁上上部向炉内突出 2992mm 形成折焰角。

整个炉膛为悬吊结构，左右侧水冷壁，前水冷壁通过水冷壁上集箱吊于顶板梁上，后水冷壁通过汽水引出管上的吊耳吊挂于顶板上。

为加快锅炉启动过程，在水冷壁下集箱装有邻炉蒸汽加热装置，所需蒸汽参数为：P=1.27~1.63MPa(表压)，t=300~320℃。

#### (4) 燃烧系统

本工程采用钢球磨中间储仓式制粉系统，乏气送粉，每台锅炉配 2 台磨煤机。磨煤机型号：DTM290/350。

燃烧器主要设计参数，见表 2.2-4。

表 2.2-4 燃烧器设计参数 (B-MCR, 设计煤种)

| 项 目 | 风率 (%) | 风速 (m/s) | 风温 (°C) | 阻力 (Pa) |
|-----|--------|----------|---------|---------|
| 一次风 | 30     | 28       | 58      | 1800    |
| 二次风 | 55.83  | 42       | 310     | 900     |
| 周界风 | 10     | 35       | 310     | /       |

煤粉燃烧器为四角布置、切向燃烧、喷嘴固定、百叶窗式水平浓淡直流燃烧器。采用切圆布置方式，假想切圆直径为 $\Phi$  609mm。

每角燃烧器共布置 7 层喷口，其中有 2 层一次风喷口（一次风喷口四周布置有周界风），4 层二次风喷口，下二次风喷口内布置有高能点火装置和稳燃油喷枪，1 层顶二次风喷口，顶二次风喷口反 120°。

燃油装置主要由油枪及电动推进器组成，每炉 4 套，分别布置在下层二次风喷口中，其主要技术参数如下：

|        |          |
|--------|----------|
| 油枪形式   | 简单机械雾化   |
| 油枪容量   | 1000kg/h |
| 油枪工作压力 | 2.4MPag  |
| 油枪进退行程 | 300mm    |

#### (5) 省煤器

采用鳍片式省煤器，与空气预热器交叉布置，共分上下两级，管子规格为 $\Phi$  32×4，材料为 20G。两级省煤器蛇形管均采用顺列布置。给水从锅炉炉后两侧进入下级省煤器进口集箱，流经下级省煤器后，由 8 根连接管引入上级省煤器，最后由 8 根连接管将给水从上级省煤器出口集箱引入锅筒。

为了防止飞灰磨损，设计时控制省煤器平均烟速不大于 8m/s，结构上采取的防磨措施有：为防止第一排管子迎风面得磨损，除焊中间扁钢外，还在管子最易磨除即迎风面左右 40° 加焊防磨扁钢，为防止弯头处磨损，弯头处加装防磨罩。

省煤器为支撑结构，省煤器的重量通过支撑梁传给锅炉钢柱。

#### (6) 空预器

锅炉空预器采用双级布置立管箱式，与省煤器交叉布置。上级为单行程，下级为

3 行程，前组空气预热器从尾部烟道的前部进、出风，后组从后侧进、出风。烟气在空预器管内纵向冲刷，空气在空预器管外横向冲刷。

为防止低温腐蚀，末级管箱的空气预热器管子采用耐腐蚀的考登钢。为防止磨损，在各管箱的烟气入口处装有防磨套管。在各级管箱中设置了防震隔板，可有效地防止空气预热器振动。

空气预热器管箱由 $\Phi 40 \times 1.5\text{mm}$ 的薄壁碳钢制成。

上级空气预热器高 3.5m，下级空气预热器分上、下两部分，总高为 7.5m，上部 5.0m，下部 2.5m，空预器的全部重量支承在尾部构架上。

### (7) 引风机

1、2、3 号锅炉引风机主要参数，见表 2.2-5。

表 2.2-5 锅炉引风机主要参数

| 序号 | 名称     | 项目    | 单位                | 数值          | 备注  |
|----|--------|-------|-------------------|-------------|---|
| 1  | 引风机    | 型号    |                   | Y4-75N0.20F | 进口温度 128℃1 号炉甲、乙引风机均为顺旋；2 号炉甲引：逆旋，乙引：顺旋；#3 炉甲引：逆旋，乙引：逆旋 引风机制造厂家：四平鼓风机厂；引风机电动机制造厂家：长沙电机厂 |
|    |        | 数量    | 台/炉               | 2           |   |
|    |        | 容量    | m <sup>3</sup> /h | 200000      |   |
|    |        | 风压    | Pa                | 3700        |   |
|    |        | 转速    | r/min             | 960         |   |
|    | 引风机电动机 | 型号    |                   | YKK450-6    |   |
|    |        | 数量    | 台/炉               | 2           |   |
|    |        | 功率    | kW                | 355         |   |
|    |        | 电压    | V                 | 6000        |   |
|    |        | 电流    | A                 | 42.5        |   |
|    | 转速     | r/min | 990               |             |   |

### 2.2.3 厂区总平面布置

热电厂厂区距东临 312，南靠八一棉纺厂生产车间，厂址距市中心 2.5km，场地东西长 300m，宽约 200m，为不规则梯形，可利用面积 4.88hm<sup>2</sup>。

地形平坦，地势由东南向西北倾斜，场地自然标高 447~446m 之间，坡度为 0.5%。

主厂房靠厂址中部，主厂房固定端朝东，扩建端朝西。出线向北，进厂道路由石河子北四路引入，进厂道路长 10m。冷却塔布置在主厂房西侧。

主厂房布置采用汽机厂房、除氧间、煤仓间、锅炉房布置，锅炉容量 3 台 220t/h 高温高压蒸汽锅炉和两台 60MW 汽轮机。

### 2.2.4 电气



本工程设两台60MW汽轮发电机组，发电机出口电压为10.5kV，不设出口断路器。发电机-主变压器组成单元接线，接入110kV配电装置。110kV配电装置为双母线接线，设有母联断路器。出线三回。其中一回接至城北变；两回接至城西变。全厂设一台启动/备用变压器，电源取自本期110kV双母线。

发电机中性点采用不接地运行方式；主变压器、高压启动/备用变压器高压侧中性点按照接地或不接地两种运行方式。

## 2.2.5 主要热力控制方式和水平

### 2.2.5.1 机组控制系统

1号、2号、3号锅炉采用分散控制系统(DCS)为主的控制方式。

分散控制系统(DCS)采用霍尼韦尔公司生产的TPS分散控制系统。1号、2号、3号锅炉DCS机柜布置在主厂房电子设备间，在主厂房集控室进行操作。

### 2.2.5.2 脱硫控制系统

脱硫采用分散控制系统(DCS)为主的控制方式。

分散控制系统(DCS)采用和利时公司生产的FM801分散控制系统，操作员站共2台，设置在脱硫综合楼控制室内。

### 2.2.5.3 化水控制系统

化水程控系统使用的PLC为西门子S400系列，组态软件为Intouch，现有2台操作员站。

### 2.2.5.4 火灾报警系统

全厂火灾报警系统使用西门子西伯乐斯的CS11主机产品。

## 2.2.6 大气污染物排放状况

根据热电厂提供基础资料，现有1号~3号锅炉氮氧化物排放浓度在600~650mg/Nm<sup>3</sup>。

由以上数据可以看出：NO<sub>x</sub>排放浓度1号~3号炉均超出《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)中200mg/Nm<sup>3</sup>的要求。

### 3 项目建设条件

#### 3.1 建设场地

由于热电厂 1 号~3 号锅炉建设时期较早，在当时未考虑预留脱硝场地，设备布置比较紧凑，机组周围的可利用场地有限。目前，可供脱硝使用的尿素区位置只有档案室、小车班所在位置，在厂区围墙东北角。

脱硝工艺的布置本着结构简单、流程合理的原则进行。本项目低氮燃烧系统改造不需要占地；SNCR 系统还原剂制备布置在厂区东北角的档案室、小车班所在位置处，占地面积约 200m<sup>2</sup>，基本可满足现有 1 号~3 号锅炉烟气脱硝场地的要求。

#### 3.2 脱硝还原剂选择

##### 3.2.1 还原剂特性

火电厂脱硝还原剂选择是整个脱硝系统中很重要的一个环节。目前，世界上脱硝系统最常用的还原剂有三种：液氨、氨水和尿素。

无水氨的特性：亦名液氨，为 GB12268-90 规定之危险品，危险物编号 23003。无色气体，有刺激性恶臭味。液态氨变气态氨时会膨胀 850 倍，并形成氨云。氨蒸气与空气混合物爆炸极限 16~25%（最易引燃浓度 17%）和遇高温（93℃ 以上）时有爆炸的危险，氨和空气混合物达到上述浓度范围遇明火会燃烧和爆炸，如有油类或其它可燃性物质存在，则危险性更高。

氨水的特性：氨水与无水氨都属于危险化学品。氨溶液：含氨 >50% 的氨溶液，危险货物编号为 23003。35% < 含氨 < 50% 为《危险物品名表》、《危险化学品名录》（2012 版）规定之危险品，危险物编号为 22025。10% < 含氨 ≤ 35% 的氨溶液，危险货物编号为 82503；用于脱硝的还原剂通常采用 20%~25% 浓度的氨水。无色透明液体，易分解放出氨气，温度越高，分解速度越快，可形成爆炸性气氛。若遇高热，容器内压增大，有开裂和爆炸的危险。与强氧化剂和酸剧烈反应。与卤素、氧化汞、氧化银接触会形成对震动敏感的化合物。接触下列物质能引发燃烧和爆炸：三甲胺、氨基化合物、1-氯-2, 4-二硝基苯、邻-氯代硝基苯、铂、二氟化三氧、二氧二氟化铯、卤代硼、汞、碘、溴、次氯酸盐、氯漂、氨基化合物、塑料和橡胶。腐蚀铜、黄铜、青铜、铝、钢、锡、锌及其合金等等。

尿素的特性：尿素是白色或浅黄色的结晶体，易溶于水，水溶液呈中性反应。不同尿素浓度的水溶液有不同结晶温度，40%（重量）尿素水溶液结晶温度约 2℃、50%（重量）

尿素水溶液结晶温度约 18℃。固体的尿素，吸湿性较强，因在尿素生产中加入石蜡等疏水物质、或用防湿薄膜形成 Methylene Diurea (MDU)，其吸湿性大大下降。与无水氨及有水氨相比，尿素是无毒、无害的化学品，是农业常用的肥料，无爆炸可能性，完全没有危险性。尿素在运输、储存中无需安全及危险性的考量，更不须任何的紧急程序来确保安全。

### 3.2.2 还原剂特点

在燃煤电厂脱硝工艺中直接参加化学反应的是还原剂氨气。氨气有二种制备方法，即直接法和间接法。直接法通过液氨或氨水汽化制取氨气；间接法即为水解或热解尿素质法制取氨气。因此，选择还原剂原料主要有三类：液氨、氨水、尿素。主要特点如下：

(1) 液氨的投资、运输和使用成本为三者最低，但液氨属于易燃易爆物品，必须符合国家有关的法规和劳动安全卫生标准的要求，其运输、存储涉及应有严格的安全保证和防火措施。

(2) 脱硝所用氨水的质量百分比一般在 20~30%，较液氨安全，但运输体积大，运输成本相对液氨高。

(3) 尿素是一种颗粒状的农业肥料，安全无害，但用其制氨的系统复杂、设备多，初投资大，大量尿素的存储还存在潮解的问题。

在这三种还原剂原料中，最早的 SNCR 系统是采用液氨作为还原剂的，不管是液氨还是氨水都可以使用。液氨为高压储存，氨水浓度达到 28%时，也有相当大的储存压力，使得氨水的储存系统变得复杂和昂贵。如果使用氨水，一般也是用 20%浓度的氨水，然而随着浓度的减小，所需的储存容积会增加，从而提高了投资费用。

### 3.2.3 还原剂选择

本项目 1~3 号炉若采用的是 SNCR 脱硝工艺，还原剂液氨和尿素比较，见表 3.2-1。

表 3.2-1 SNCR 脱硝还原剂液氨和尿素比较

| 项 目    | 液 氨           | 尿 素                   |
|--------|---------------|-----------------------|
| 品质要求   | 纯度 99.5%以上合格品 | 纯度应保证总氮含量在 46.3%以上合格品 |
| 技术工艺成熟 | 成 熟           | 成 熟                   |
| 占 地    | 大             | 小                     |
| 系统复杂性  | 较简单           | 简单                    |
| 还原剂的消耗 | 低             | 高                     |
| 还原剂的费用 | 低             | 高                     |
| 运输费用   | 低             | 较高                    |
| 安全性    | 有 毒           | 无 害                   |

|        |                              |            |
|--------|------------------------------|------------|
| 存储条件   | 高 压                          | 常压、干态      |
| 存储方式   | 储罐(液态)                       | 料仓(微粒状)    |
| 制备方法   | 5%浓度的氨水溶液                    | 10%浓度的尿素溶液 |
| 系统响应性  | 快                            | 慢          |
| 最佳反应温度 | 871~1038℃                    | 927~1093℃  |
| 管道堵塞现象 | 无                            | 有          |
| 初投资费用  | 低                            | 高(需新建)     |
| 运行费用   | 低                            | 低          |
| 设备安全要求 | 应符合 GB150、《危险化学品安全管理条例》等相关规定 | 无          |

由表 3.2-1 可以看出,采用 SNCR 或 SNCR—SCR 喷入炉膛的还原剂应在最佳烟气温度区间内与烟气中的 NO<sub>x</sub> 反应,并通过喷枪的布置获得最佳的烟气—还原剂混合程度以达到最高的脱硝效率。如采用液氨作为还原剂,最佳反应温度是 871℃~1038℃。如采用尿素作为还原剂,最佳反应温度是 927℃~1093℃,而现热电厂炉膛温度在 920℃~980℃,可以满足要求。

国内采用 SNCR 或 SNCR—SCR 脱硝还原剂多采用尿素,尿素运输、储存、输送都无需特别的安全防护措施,只需用普通的聚丙烯编织袋内衬塑料薄膜包装运输即可,但受温度影响很大,温度低会因热量不足而反应缓慢,造成还原剂不能完全反应,其后果是一方面使得脱硝效率降低,另一方面使大量未完全反应的氨随烟气逃逸进入大气。

本项目考虑到所处区域及场地限制,SNCR 或 SNCR—SCR 脱硝如采用液氨,对安全距离要求较高,现场布置比较分散,没有氨区摆放的位置。故本项目以尿素作为烟气脱硝还原剂是最可行的,推荐采用尿素作为脱硝还原剂。

### 3.3 公用工程系统及配套设施现状

#### 3.3.1 供水

热电厂现有 1 条供水管线,供水管管径为 DN400,供水能力可达 1400m<sup>3</sup>/h,供水能力能满足热电厂全厂最大耗水量。

#### 3.3.2 供电

经现场调查,现有热电厂厂用电系统设计时未考虑脱硝装置的用电负荷,需新设脱硝电源。本项目烟气脱硝供电为低压负荷,可从附近区域引接。

#### 3.3.3 气源

专用两台螺杆式空压机，排气量  $10\text{m}^3/\text{min}$ ，排气压力  $0.8\text{MPa}$ ，正常运行时，一台运行，一台备用。主要用于锅炉微油点火系统、锅炉吹灰调节阀控制气源及检修使用，用气量很小，但是如采用尿素为还原剂 SNCR 脱硝，用气量较大，在  $8\text{m}^3/\text{min}$  左右，故不能满足烟气脱硝改造工程压缩空气的使用。

#### **3.3.4 蒸汽**

脱硝系统的蒸汽主要供尿素溶解用，而锅炉自用蒸汽压力为  $0.8\sim 1.3\text{MPa}$ ，可满足脱硝工艺用汽要求。因此，脱硝工艺用汽可就近从热电厂辅汽联箱引接。

## 4 脱硝工艺方案的选择

### 4.1 燃煤锅炉 NO<sub>x</sub> 的生成机理

通常所说的氮氧化物 NO<sub>x</sub> 有多种不同形式：N<sub>2</sub>O、NO、NO<sub>2</sub>、N<sub>2</sub>O<sub>3</sub>、N<sub>2</sub>O<sub>4</sub> 和 N<sub>2</sub>O<sub>5</sub>，其中 NO 含量超过 90%，NO<sub>2</sub> 占 5~10%，N<sub>2</sub>O 只有 1%左右。煤燃烧过程中产生的氮氧化物主要是一氧化氮 (NO) 和二氧化氮 (NO<sub>2</sub>)，这二种统称为氮氧化物 (NO<sub>x</sub>)，在煤燃烧过程中氮氧化物的生成量和排放量与煤的燃烧方式，特别是燃烧温度和过量空气系数等燃烧条件有关。研究表明，在煤的燃烧过程中生成 NO<sub>x</sub> 的主要途径有三个：

(1) 热力型 NO<sub>x</sub>，它是空气中的氮气在高温下氧化而生成的 NO<sub>x</sub>。

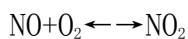
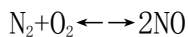
(2) 快速型 NO<sub>x</sub>，它是燃烧时空气中的氮和燃料中的碳氢离子团如 HC 等反应生成的 NO<sub>x</sub>。

(3) 燃料型 NO<sub>x</sub>，它是燃料中含有的氮化合物在燃烧过程中热分解而又接着氧化而生成的 NO<sub>x</sub>。

这三种类型的 NO<sub>x</sub>，其各自的生成量和煤的燃烧温度有关，在电厂锅炉中燃料型 NO<sub>x</sub> 是最主要的，其占 NO<sub>x</sub> 总量的 60~80%，热力型其次，快速型最少。

#### 4.1.1 热力型 NO<sub>x</sub> 的生成机理

热力型 NO<sub>x</sub> 是空气中的氧 (O<sub>2</sub>) 和氮 (N<sub>2</sub>) 在燃料燃烧时所形成的高温环境下生成的 NO 和 NO<sub>2</sub> 的总和，其总反应式为：



热力型氮氧化物的生成与燃烧温度、氧分解后的氧原子浓度、停留反应时间的关系很大，当燃烧区域温度低于 1000℃时，NO 生成量很小；当温度在 1300~1500℃时，NO 的浓度在 500~1000ppm，而且随着温度的升高，氮氧化物生成速度按指数规律增加。因此，温度对热力型氮氧化物的生成具有决定作用。一般煤粉炉热力氮氧化物占 10~20%。

根据热力型 NO<sub>x</sub> 的生成过程，要控制其生成，就需要降低锅炉炉膛中燃烧温度，并避免产生局部高温区，以降低热力型 NO<sub>x</sub> 的生成。

#### 4.1.2 燃料型 NO<sub>x</sub> 的生成机理

燃料型 NO<sub>x</sub> 的生成是燃料中的氮化合物在燃烧过程中进行热分解，继而进一步氧化反应而生成的 NO<sub>x</sub>，称为燃料型 NO<sub>x</sub>。在 600~800℃时就会生成燃料型 NO<sub>x</sub>。燃煤电厂锅炉中产生的 NO<sub>x</sub> 中有 75~90%是燃料型 NO<sub>x</sub>。因此，燃料型 NO<sub>x</sub> 是燃煤电厂锅炉产

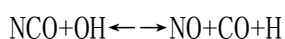
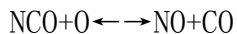
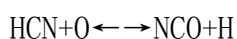
生的 NO<sub>x</sub> 的主要途径。研究燃料型 NO<sub>x</sub> 的生成和破坏机理，对于控制燃烧过程中 NO<sub>x</sub> 的生成和排放，具有重要的意义。

燃料型 NO<sub>x</sub> 的生成和破坏过程不仅和煤种特性、燃料中的氮化合物受热分解后在挥发分和焦炭中的比例、成分和分布有关，而且其反应过程还和燃烧条件(如：温度和氧)及各种成分的浓度等密切相关。研究它的生成机理，大约有以下规律：

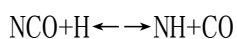
燃料在进入炉膛被加热后，燃料中的氮有机化合物首先被热分解成氰(HCN)、氨(NH<sub>3</sub>)和CN等中间产物，它们随挥发分一起从燃料中析出，它们被称为挥发分N。挥发分N析出后仍残留在燃料中的氮化合物，被称为焦炭N。随着炉膛温度的升高及煤粉细度的减小(煤粉变细)，挥发分N的比例增大，焦炭N的比例减小。挥发分N中的主要氮化合物是HCN和NH<sub>3</sub>，它们遇到氧后，HCN首先氧化成NCO，NCO在氧化性环境中会进一步氧化成NO，如在还原性环境中，NCO则会生成NH，NH在氧化性环境中会进一步氧化成NO，同时又能与生成NO进行还原反应，使NO还原成N<sub>2</sub>，成为NO的还原剂。

主要反应式如下：

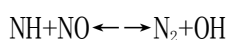
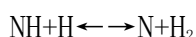
在氧化性环境中，HCN直接氧化成NO：



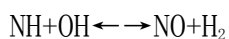
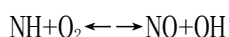
在还原性环境中，NCO生成NH：



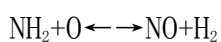
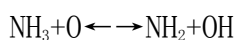
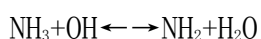
如NH在还原性环境中：



如NH在氧化性环境中：



NH<sub>3</sub>氧化生成NO：



以上反应生成的  $\text{NO}_x$  燃烧过程中如遇到烃 ( $\text{CH}_m$ ) 或碳 ( $\text{C}$ ) 时,  $\text{NO}$  将会被还原成氮分子  $\text{N}_2$ , 这一过程被称为  $\text{NO}$  的再燃烧或燃料分级燃烧。根据这一原理, 将进入锅炉炉膛的煤粉分层分级引入燃烧的技术, 可以有效的控制  $\text{NO}_x$  的生成排放。

在一般情况下, 燃料型  $\text{NO}_x$  的主要来源是挥发分  $\text{N}$ , 其占总量的 60~80%, 其余为焦炭  $\text{N}$  所形成, 占到 20~40%。在氧化性环境中生成的  $\text{NO}_x$  遇到还原性气氛时, 还会还原成  $\text{N}_2$ 。因此, 锅炉燃烧最初形成的  $\text{NO}_x$ , 并不等于其排放浓度, 而随着燃烧条件的改变, 生成的  $\text{NO}_x$  可能被还原或称被破坏。煤中的  $\text{N}$  在燃烧过程中转化为  $\text{NO}_x$  的量与煤的挥发份及燃烧过量空气系数有关, 在过量空气系数大于 1 的氧化性气氛中, 煤的挥发分越高,  $\text{NO}_x$  的生成量越多, 若过量空气系数小于 1, 高挥发分燃煤的  $\text{NO}_x$  生成量较低, 其主要原因是高挥发分燃料迅速燃烧, 使燃烧区域氧量降低, 不利于  $\text{NO}_x$  的生成。

#### 4.1.3 快速型 $\text{NO}_x$ 的生成机理

快速型  $\text{NO}_x$  主要是指燃料中的碳氢化合物在燃料浓度较高区域燃烧时所产生的烃与燃烧空气中的  $\text{N}_2$  分子发生反应, 形成的  $\text{CN}$ 、 $\text{HCN}$ , 继续氧化而生成的  $\text{NO}_x$ 。因此, 快速型  $\text{NO}_x$  主要产生于碳氢化合物含量较高、氧浓度较低的富燃料区, 多发生在内燃机的燃烧过程。而在燃煤锅炉中, 其生成量很小。

### 4.2 脱硝工艺简介

目前, 控制  $\text{NO}_x$  排放的措施大致分为三类, 第一类是低氮燃烧技术, 通过各种技术手段, 抑制或还原燃烧过程中生成的  $\text{NO}_x$ , 来降低氮氧化物排放; 第二类是炉膛喷射脱硝技术; 第三类是烟气净化技术, 包括湿法脱硝技术和干法脱硝技术。这些技术可单独或组合使用。

#### 4.2.1 低氮燃烧技术(简称 LNB)

由  $\text{NO}_x$  的形成条件可知, 对  $\text{NO}_x$  的形成起决定作用的是燃烧区域的温度和过量空气量。因此, 低氮燃烧技术就是通过控制燃烧区域的温度和空气量, 以达到阻止  $\text{NO}_x$  生成及降低其排放的目的。

现代低氮燃烧技术将煤质、制粉系统、燃烧器、二次风及燃尽风等技术作为一个整体考虑, 以低氮燃烧器与空气分级为核心, 在炉内组织适宜的燃烧温度, 气氛与停留时间, 形成早期的、强烈的、煤粉快速着火欠氧燃烧, 利用燃烧过程产生的氨基中间产物来抑制或还原已经生成的  $\text{NO}_x$ 。目前, 对低氮燃烧技术的要求是, 在降低  $\text{NO}_x$  的同时, 使锅炉燃烧稳定, 且飞灰含碳量不能超标, 并兼顾锅炉防结渣与腐蚀等问题。



常用的低 NO<sub>x</sub> 燃烧技术有如下几种:

#### (1) 燃烧优化

燃烧优化是通过调整锅炉燃烧配风, 控制 NO<sub>x</sub> 排放的一种实用方法。它采取的措施是通过控制燃烧空气量、保持每只燃烧器的风粉(煤粉)比相对平衡及进行燃烧调整, 使燃料型 NO<sub>x</sub> 的生成降到最低, 从而达到控制 NO<sub>x</sub> 排放的目的。

煤种不同燃烧所需的理论空气量也不同。因此, 在运行调整中, 必须根据煤种的变化, 随时进行燃烧配风调整, 控制一次风粉比不超过 1.8: 1。调整各燃烧器的配风, 保证各燃烧器下粉的均匀性, 其偏差不大于 5~10%。二次风的配给须与各燃烧器的燃料量相匹配, 对停运的燃烧器, 在不烧火嘴的情况下, 尽量关小该燃烧器的各次配风, 使燃料处于低氧燃烧, 以降低 NO<sub>x</sub> 的生成量。

#### (2) 空气分级燃烧技术

空气分级燃烧技术是目前应用较为广泛的低 NO<sub>x</sub> 燃烧技术, 它的主要原理是将燃料的燃烧过程分段进行。该技术是将燃烧用风分为一、二次风, 减少煤粉燃烧区域的空气量(一次风), 提高燃烧区域的煤粉浓度, 推迟一、二次风混合时间, 这样煤粉进入炉膛时就形成了一个富燃料区, 使燃料在富燃料区进行缺氧燃烧, 充分利用燃烧初期产生的氨基中间产物, 提高燃烧过程中的 NO<sub>x</sub> 自还原能力, 以降低燃料型 NO<sub>x</sub> 的生成。缺氧燃烧产生的烟气再与二次风混合, 使燃料完全燃烧。

该技术主要是通过减少燃烧高温区域的空气量, 以降低 NO<sub>x</sub> 的生成技术。它的关键是风的分配, 一般情况下, 一次风占总风量的 25~35%。对于部分锅炉风量分配不当, 会增加锅炉的燃烧损失, 同时造成受热面的结渣腐蚀。因此, 该是技术多应用于新锅炉的设计及燃烧器的改造中。

#### (3) 燃烧分级燃烧技术

该技术是将锅炉的燃烧分为二个区域进行, 将 85%左右的燃料送入第一级燃烧区进行富氧燃烧, 生成大量的 NO<sub>x</sub>, 在第二级燃烧区送入 15%的燃料(天然气为主), 进行缺氧燃烧, 将第一区生成的 NO<sub>x</sub> 进行还原, 同时抑制 NO<sub>x</sub> 的生成, 可降低 NO<sub>x</sub> 的排放。

#### (4) 烟气再循环技术

该技术是将锅炉尾部的低温烟气直接送入炉膛或与一次风、二次风混合后送入炉内, 降低了燃烧区域温度, 同时降低了燃烧区域的氧的浓度, 所以降低了 NO<sub>x</sub> 的生成量。该技术的关键是烟气再循环率的选择和煤种的变化。

#### (5) 低 NO<sub>x</sub> 燃烧器

将空气分级及燃料分级的原理应用于燃烧器的设计，尽可能的降低着火区的氧浓度和温度，从而达到控制 NO<sub>x</sub> 生成量的目的，这类特殊设计的燃烧器就是低 NO<sub>x</sub> 燃烧器，一般可以降低 NO<sub>x</sub> 排放浓度的 30~60%。

#### 1) 空气分级型低 NO<sub>x</sub> 燃烧器

设计原则类似于炉膛空气分级燃烧，使燃烧器喷口附近着火区形成过量空气系数小于 1 的富燃料区，设计要点在于燃烧器二次风与一次风粉气流的混合位置，使喷口附近最早的煤粉着火区形成强烈的还原性气氛，以大幅度降低 NO<sub>x</sub> 的生成量。

其代表性的燃烧器型式有：德国 Steinmuller 公司的 SM 型、美国 B&W 公司的 DRB 型双调风型、Babcock-Hitachi 公司的 HT-NR 型、美国 Foster Wheeler 公司的 CF-SF 型、美国 Riley Stocker 公司的 CCV 型、日本三菱公司的 PM 型等等。

#### 2) 燃料分级型低 NO<sub>x</sub> 燃烧器

该燃烧器基于燃料立体分级原理，旨在提高着火过程稳定性和进一步降低 NO<sub>x</sub> 浓度，由德国 Steinmuller 公司开发而成，型号为 MSM 型。

#### 3) 烟气再循环型低 NO<sub>x</sub> 燃烧器

其原理是再循环烟气不经过混合直接引入到一次风甸面的区域，用以降低火焰温度峰值和冲淡火焰中心的氧浓度，以抑制热力和燃料型 NO<sub>x</sub> 的生成。烟气区外的内二次风起着控制空气和燃料的混合以及调节火焰的形成及 NO<sub>x</sub> 浓度的作用。

其代表性的燃烧器型式有：Babcock-Hitachi 公司的 DBR 型；日本三菱公司的 SGR 型等等。

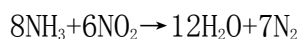
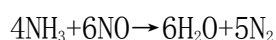
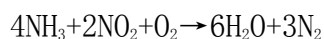
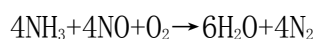
除上述三类低 NO<sub>x</sub> 燃烧器外，还有 WQ 型煤粉预燃室低 NO<sub>x</sub> 燃烧器、火焰稳定船式低 NO<sub>x</sub> 燃烧器、立体分级燃烧器等。

### 4.2.2 炉膛喷射脱硝技术

炉膛喷射脱硝实际上是在炉膛上部喷射某种物质，使其在一定的温度条件下还原以生成的 NO<sub>x</sub>，以降低 NO<sub>x</sub> 的排放量。它包括喷水、喷二次燃料和喷氨等。但喷水和二次燃料的方法，尚存在着如何将 NO 氧化为 NO<sub>2</sub> 和解决非选择性反应的问题，因此，目前还不成熟。下面着重介绍喷氨(或尿素)法。

喷氨法是一种选择性降低 NO<sub>x</sub> 排放量的方法(因喷入的氨只与烟气中的 NO<sub>x</sub> 发生反应，而不与烟气中的其他成分反应)，当不采用催化剂时，NH<sub>3</sub> 还原 NO<sub>x</sub> 的反应只能在 871~1038℃(或 927~1093℃)这一狭窄的温度范围内进行。因此，这种方法又称为非选择性催化脱硝法(SNCR)。氨的喷入地点一般在炉膛上部烟气温度的 871~1038℃(或

927~1093℃)范围内的区域。当氨和烟气中 NO<sub>x</sub> 接触时,会发生下面的还原反应:



采用该方法要解决好两个问题:一是氨的喷射点选择,要保证在锅炉负荷变动的情况下,喷入的氨均能在 871~1038℃(或 927~1093℃)范围内与烟气反应。一般在炉墙上开设多层氨喷射口。二是喷氨量的选择要适当,少则无法达到预期的脱除 NO<sub>x</sub> 的效果,但氨量过大,将在尾部受热产生硫酸铵,从而堵塞并腐蚀空气预热器,因此,要求尾部烟气中允许的氨的泄露量应小于 10ppm,在这一条件限制下,非催化烟气喷氨脱硝法的 NO<sub>x</sub> 降低率为 30~50%。

非催化烟气喷氨脱硝法投资少,运行费用也低,但反应温度范围狭窄,目前在欧洲和美国的 300MW 燃煤电站锅炉上已有采用该法运行经验,但市场占有率非常低。

#### 4.2.3 烟气脱硝技术

由于低 NO<sub>x</sub> 燃烧技术降低 NO<sub>x</sub> 的排放是比较低的(一般在 50%以下),因此,当 NO<sub>x</sub> 的排放标准要求比较严格时,就要考虑采用燃烧后的烟气处理技术来降低 NO<sub>x</sub> 的排放量。烟气脱硝分为干法、湿法。

##### (1) 干法烟气脱硝技术

干法烟气脱硝技术包括采用催化剂来促进 NO<sub>x</sub> 的还原反应的选择性催化还原脱硝法、电子束照射法和电晕放电等离子体同时脱硫脱硝法。

##### 1) 选择性催化还原脱硝法(SCR)

采用该法脱硝的反应温度取决于催化剂的种类,催化剂室应布置在尾部烟道中相应的位置。该方法能达到 60~90%的 NO<sub>x</sub>降低率。选择性催化剂脱硝法的系统主要由催化剂反应器、催化剂和氨储存和喷射系统所组成。催化剂反应器在锅炉烟道中的布置有三种可能方案:

① 锅炉省煤器后、空气预热器前温度在 320~420℃的位置(以下简称前置式布置)。

优点:温度范围适合于大多数催化剂的工作温度。

缺点:催化剂宜中毒,催化剂反应器宜受飞灰磨损,反应器蜂窝状通道宜堵塞,催化剂宜烧结,不适合于高活性催化剂。

② 布置在静电除尘器和空气预热器之间

该法由于静电除尘器无法在 300~400℃ 温度下正常工作，因此很少采用。

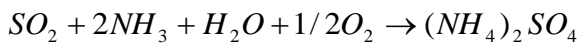
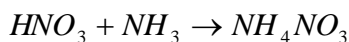
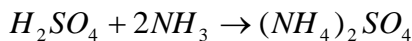
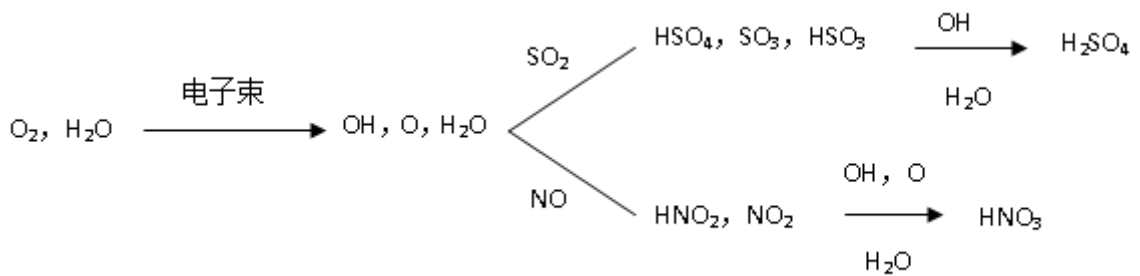
③ 布置在 FGD 之后 (以下简称后置式布置)

当锅炉尾部烟道装有湿法脱硫装置 (FGD) 时，可将催化剂反应器装于 FGD 之后，使催化剂工作无尘、无 SO<sub>2</sub> 的烟气中，故可采用高活性催化剂，并使反应器布置紧凑，但由于烟气温度低 (50~60℃)，难以达到催化剂的工作温度，因此，须在烟道内加装燃油或燃气的燃烧器，或蒸汽加热器来加热烟气，从而增加了能源消耗和运行费用。

目前采用最多的布置方式是前置式布置。

2) 电子束照射同时脱硫脱硝技术

电子束氨法烟气脱硫脱硝技术 (简称 EA—FGD 技术) 是一种以氨作为脱硫脱硝剂，燃煤锅炉 (机组) 产生的烟气经除尘后，主要含 SO<sub>2</sub>、NO<sub>x</sub>、N<sub>2</sub>、H<sub>2</sub>O。它们在电子加速器产生的电子束流辐照下，经电离、激发、分解等作用，可生成活性很强的离子、激发态分子。在电子束的作用下，与氨反应生成硫酸铵和硝酸铵微粒，通过除尘器 (副产物收集器) 予以除去，从而达到净化烟气的目的。主要反应如下：



为提高脱除率，更好地回收和利用生成物，加入氨、石灰水等添加剂，生成固体化学肥料硫酸铵和硝酸铵。电子束辐射处理烟气技术地优点有：能同时脱硫脱硝，处理过程中不用触媒，不产生二次污染，不受尘埃影响，因是干式处理法，不影响原系统地热效率，烟气可不必再加热即从烟囱排放。添加氨时，副产品可作为肥料使用。

EA—FGD 技术国外自 1970 年开始研究，先后有 10 余个国家从事该技术的研究，现已建成的各类装置有 30 余座，其中工业化装置有 5 座，最大装置的处理量为 200MW 机组产生的烟气。

EA—FGD 技术存在着系统可用率不高、氨损较大、能耗大、脱硫脱硝效率较低、

固硫固氮反应后生成的化肥能否有效捕集和设备容易阻塞的问题，加上氨法起步晚、业绩少，主要设备如大功率的电子束加速器和脉冲电晕发生装置还在研制阶段。这些都是制约氨法在烟气脱硫上推广的因素，一直没有被企业和环保部门完全接受。由于部分相关技术的限制，目前在大型锅炉上应用尚有一定困难。国内目前的应用有：成都热电厂  $3.0 \times 10^5 \text{m}^3/\text{h}$  的电子束氨法示范装置，杭州协联热电有限公司建成了  $3.054 \times 10^5 \text{m}^3/\text{h}$  的商业化装置；北京京丰热电有限责任公司 150MW 燃煤发电机组排放烟气的高技术产业化示范工程。

由于该项技术存在明显的缺点(系统可用率不高、氨损较大、能耗大、脱硫脱硝效率较低)，因此不作推荐。

### 3) 电晕放电等离子体同时脱硫脱硝技术

电晕放电过程中产生的活化电子(5~20eV)在与气体分子碰撞的过程中会产生 OH、 $\text{O}_2\text{H}$ 、N、O 等自由基和  $\text{O}_3$ 。这些活性物种引发的化学反应首先把气态的  $\text{SO}_2$  和  $\text{NO}_x$  转变为高价氧化物，然后形成  $\text{HNO}_3$  和  $\text{H}_2\text{SO}_4$ 。在有氨注入的情况下，进一步生成硫酸氨和硝酸氨等细颗粒气溶胶。产物用常规方法(ESP 或布袋)收集，完成从气相中的分离。

锅炉排放的烟气首先经过一级除尘，去掉 80%左右的粉尘。之后将烟气降温到 70~80℃目前降温的方法有两种：一是热交换器，二是喷雾增湿降温。INCT 在 Kawecyn 电厂采用了一种干底喷雾技术。一般增湿后的烟气含  $\text{H}_2\text{O}$  在 10%左右。降温后的烟气与化学计量比的氨混合进入等离子体反应器，反应产物由二次除尘设备收集。采用 ESP 或布袋均可，但选择布袋更优。最后洁净的烟气从烟囱排出。

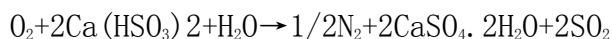
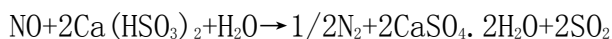
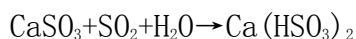
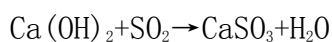
电晕放电法与电子束辐照法是类似的方法，只是获得高能电子的渠道不同，电子束法的高能电子束(500~800keV)是由加速器加速得到。后者的活化电子(5~20eV)则由脉冲流柱电晕的局部强电场加速得到。该方法的  $\text{NO}_x$  脱除率相当可观，其投资和运行费用也相对较低，但目前由于脉冲电源等技术尚不成熟，因此，距离大面积工业应用还有一段距离。

### (2) 湿法烟气同时脱硫脱硝技术

传统湿法烟气脱硝有两大类，一类是利用燃煤锅炉已装有烟气洗涤脱硫装置的，只要对脱硫装置进行适当改造，或调整运行条件，就可将烟气中的  $\text{NO}_x$  在洗涤过程中除去。另一类是单纯的湿法洗涤脱硝。由于须加将 NO 氧化为  $\text{NO}_2$  的设备，虽然效率高，但系统复杂，用水量大，并有水的污染，因此燃煤锅炉很少采用。下面简单介绍同时脱硫脱硝的湿式系统：

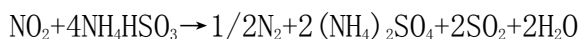
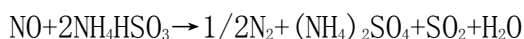
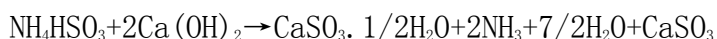
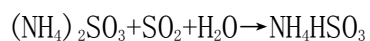
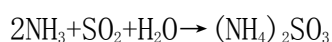
### 1) 石灰/石膏法

采用生石灰、消石灰和微粒碳酸钙制成吸收液，并加入少量硫酸将吸收液的 pH 值调到 4~4.5，则在洗涤反应塔里会发生下面的反应：



### 2) 氨/石膏法

在洗涤反应器中在加入  $\text{NH}_3$ ，则会发生下面的反应：



传统湿式系统的普遍缺点是结构和系统复杂运行成本和初投资较高。但近年来研究的电化学辅助脱硝、生物辅助脱硝技术等，有望在脱硝技术上取得新的突破。应该指出，同时脱硫脱硝技术虽说具有良好的发展前景，但目前还远不如单独脱硫、脱硝技术成熟，且脱硝率也低于单独方式，还有待于进一步的研究。

## 4.3 脱硝工艺选择的原则

根据以上对脱硝工艺的简要介绍，本项目控制  $\text{NO}_x$  排放有很多种方法，各种脱硝工艺项目投资和脱硝效率各不相同，选择何种脱硝工艺一般可根据以下几个方面综合考虑：

- (1)  $\text{NO}_x$  排放浓度必须满足国家最新排放标准和当地政府对环保的要求。
- (2) 脱硝工艺要适用于项目已经确定的煤质条件、并考虑燃煤来源变化的可能性。
- (3) 脱硝工艺要做到技术成熟、设备运行可靠，并有较多成功的运行业绩。
- (4) 根据项目的实际情况，尽量减少脱硝装置的建设投资、运行费用。
- (5) 脱硝装置应布置合理。
- (6) 脱硝还原剂有稳定可靠的来源。
- (7) 脱硝工艺还原剂、水和能源等消耗少，尽量减少运行费用。

- (8) 检修和维护费用小。
- (9) 脱硝装置对电厂锅炉运行的影响最小。

#### 4.4 脱硝工艺的选择

##### 4.4.1 主要技术路线

根据热电厂提供资料，热电厂 1~3 号锅炉实际氮氧化物排放监测浓度在 600~650mg/Nm<sup>3</sup>之间，由以上数据可以看出：NO<sub>x</sub> 排放浓度 1~3 号锅炉均不满足《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)中 200mg/Nm<sup>3</sup>的要求。

根据 2010 年 1 月 27 日实施的《火电厂氮氧化物防治技术政策》(环发[2010]10 号)规定，加强电源结构调整力度，加速淘汰 100MW 及以下燃煤凝汽机组，继续实施“上大压小”政策，积极发展大容量、高参数的大型燃煤机组和以热定电的热电联产项目，以提高能源利用率。在役燃煤机组氮氧化物排放浓度不达标或不满足总量控制要求的电厂，应进行低氮燃烧技术改造。对在役燃煤机组进行低氮燃烧技术改造后，其氮氧化物排放浓度仍不达标或不满足总量控制要求时，应配置烟气脱硝设施。烟气脱硝技术主要有：选择性催化还原技术 (SCR)、选择性非催化还原技术 (SNCR)、SNCR-SCR 联合脱硝技术及其他烟气脱硝技术。

热电厂现有 1~3 号锅炉投运日期分别为 2003 年 9 月、11 月、2005 年 1 月。根据《火电厂氮氧化物防治技术政策》规定，燃用烟煤或褐煤且投运时间不足 20 年的在役机组，宜选用选择性非催化还原技术 (SNCR) 或其他烟气脱硝技术。

本项目从国家脱硝技术路线看，进行低氮燃烧器改造，在仍无法满足环保标准时可采用选择性非催化还原技术 (SNCR) 或 SNCR-SCR 联合脱硝技术。

##### 4.4.2 达标需要的最低脱硝效率

现有热电厂的实际氮氧化物排放浓度在 600~650mg/Nm<sup>3</sup>，进行低氮燃烧改造后，氮氧化物排放浓度预计能降到 400mg/Nm<sup>3</sup> 以下，根据最新《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)中的氮氧化物排放浓度的要求，本项目 1~3 号锅炉实施脱硝改造所需要的最低脱硝效率，见表 4.4-1。

表 4.4-1 脱硝所需要的最低脱硝效率

| 项 目       |      | 标准要求 mg/Nm <sup>3</sup> | NO <sub>x</sub> 排放浓度平均值 (mg/Nm <sup>3</sup> ) | 达标需要的最低脱硝效率 |
|-----------|------|-------------------------|---|-------------|
| 1~3<br>号炉 | LNB  | ≤400                    | 650   | 40%         |
|           | SNCR | ≤200                    | 400   | 50%         |

根据以上因素分析可知，单独进行低氮燃烧器改造，无法完全满足环保标准要求，对于煤种的变化适应性较差，故只能作为一种调节的手段。

采用选择性非催化烟气喷氨脱硝技术(SNCR)投资少，运行费用也低，但此方法反应温度范围狭窄，对炉膛温度要求比较高。

采用 SNCR—SCR 联合脱硝技术是将 SNCR 与烟道型 SCR 结合，脱硝效率可以达到 60~70%之间，省去了氨喷射格栅，减少了催化剂的用量，从而降低了造价和运行费用，弥补 SNCR 装置效率恶化的缺陷。但对老厂改造情况 SCR 布置困难。

选择性催化还原法(SCR)，该方法脱硝效率可以达到 90%以上，工艺成熟，在全世界脱硝方法中占主导地位，但对老厂改造脱硝存在占地大、布置困难等因素。

因此，针对本项目现有机组状况，结合国内脱硝技术的发展情况，将烟气再循环燃烧技术、空气分级燃烧技术、燃料分级燃烧技术、新型低氮燃烧技术、选择性非催化脱硝技术(SNCR)、SNCR—SCR 联合脱硝技术，选择性催化脱硝技术(SCR)这 7 种主流技术应用于本项目燃煤锅炉，通过技术分析比选得出推荐方案，作为下一步脱硝方案设计的依据。

#### 4.4.3 主要技术特点

##### 4.4.3.1 低氮燃烧技术特点

###### (1) 烟气再循环技术

在锅炉的空气预热器前抽取一部分低温烟气与一次风或二次风混合后送入炉膛。通常  $\text{NO}_x$  的降低率随着烟气再循环率的增加而增加。当烟气再循环率较高时，燃烧会趋于不稳定，不完全燃烧热损失会增加，因此将烟气再循环率控制在 10~20%。 $\text{NO}_x$  的排放浓度可以降低 20%。

该方案虽然能降低  $\text{NO}_x$  的生成，但实施起来并不容易。因为需要一台大型风机抽取空气预热器出口的烟气，烟道尺寸也很大，现场往往不好布置，实施难度极大。烟气中粉尘浓度很高，风机磨损严重，设备维护费很高。因此，烟气再循环一般用于燃油、燃气装置，或者小型的液态排渣炉、窑炉等。煤粉锅炉进行烟气再循环，还会造成飞灰含碳量的增加、锅炉结焦加重、燃烧不稳定等。因此，本项目不予考虑。

###### (2) 空气分级技术

国内某研究机构按照分级燃烧原理设定运行操作辅助风风门和燃料风风门开度来改变配风比例，通过对某电厂一台机组进行现场试验，对试验数据、 $\text{NO}_x$  生成机理、



影响因素、各配风方式下炉内  $\text{NO}_x$  生成特性进行了模拟，并分析了煤种对  $\text{NO}_x$  生成的影响，选择合适的各层辅助风风门开度和燃料风的风门开度，在煤种保持不变的条件下，各负荷点均能够达到降低  $\text{NO}_x$  排放浓度约 20% 以上的目的。

对于锅炉已经设置了一、二次风及 OFA 喷口，采用优化燃烧的方法， $\text{NO}_x$  排放浓度降低程度尽管有限，但基本不需要技术改造，投资较小。若要进一步提高  $\text{NO}_x$  脱除率，需对现有二次风及 OFA 风管位置进行改造，作为空气分级技术的改进方案。

将从主燃烧器进入炉膛的空气量减少到总燃烧空气量的 70~75% (相当于理论空气量的 80% 左右)，使该区域处于还原性气氛，从而降低了  $\text{NO}_x$  在该区域的生成量。其余空气通过布置在主燃烧器上方的专门空气喷口 OFA 送入炉膛，与第一级燃烧区在贫氧燃烧条件下产生的烟气混合，在过量空气系数大于 1 的条件下完成全部燃烧。通常情况下，空气分级有 30% 的脱硝率。如果采用 ROFA 技术，估计还能降低 40%。

该方案所带来的主要问题为：改造成完整的空气分级燃烧在实际实施中也存在占用空间大，布置困难。也可能因空间位置限制，会抵消部分空气分级所能达到的脱硝效率，即改造后存在达不到 30% 或 40% (ROFA) 脱硝率的风险概率较高。另外，空气分级还会使主燃烧区形成很强的还原性气氛，导致锅炉结渣和腐蚀加重。燃烧器的改造也会使改造和燃烧调整的工作量大大增加。

### (3) 燃料分级技术

考虑到当前无法落实稳定的天然气气源，且燃气价格较高，可使用超细煤粉作为二次燃料。

将 80~85% 的煤粉送入第一级燃烧区，在  $a > 1$  的条件下燃烧并生成  $\text{NO}_x$ 。其余 15~20% 的超细煤粉 (二次燃料) 则在主燃烧器上部送入二级燃烧区 (再燃区)，在  $a < 1$  的条件下形成很强的还原性气氛，使得在一级还原区生成的在二级燃烧区被还原成氮分子 ( $\text{N}_2$ )。在再燃区中，不仅已生成的  $\text{NO}_x$  得到还原，同时也抑制了新  $\text{NO}_x$  的生成，可进一步降低  $\text{NO}_x$  的排放浓度。最后剩余的燃料在燃尽区完全燃烧。燃尽风来自送风机，由于燃尽区炉膛压力较大，往往需要设置增压风机克服其阻力使燃尽风与剩余燃料完全混合燃烧。同时要对电厂原有磨煤系统进行改造，使煤粉细度达到 80% 粒径小于  $20\mu\text{m}$ 。一般采用该方法可使  $\text{NO}_x$  的排放浓度降低 30~40%。

该方案的主要问题为：该锅炉能否改成燃料分级，还需要进行理论和模型的模拟计算与试验。即便能改造，燃料分级所带来的问题也很多，主要有还原区的结渣和腐蚀加重，燃尽区燃烧不完全，造成锅炉尾部烟温升高，飞灰含碳量上升，锅炉燃烧效

率降低等。锅炉燃烧效率降低 0.8~1%是普遍的，还有可能影响飞灰的利用。因此，由于条件不具备，本项目不予考虑。

#### (4) 新型低氮燃烧技术

新型低氮燃烧技术以炉内影响燃烧的两大关键过程(炉膛空间过程和煤粉燃烧过程)为重点关注对象，全面实施系统优化，达到防渣、燃尽、低 NO<sub>x</sub> 一体化的目的。首先将炉内大空间整体作为对象，通过炉内射流合理组合及喷口合理布置，炉膛内中心区形成具有较高温度、较高煤粉浓度和较高氧气区域，同时炉膛近壁区形成较低温度、较低 CO 和较低颗粒浓度的区域，使在空间尺度上中心区和近壁区三场(温度场、速度场及颗粒浓度场)特性差异化。在燃烧过程尺度上通过对一次风射流特殊组合，采用低 NO<sub>x</sub> 喷口或等离子体燃烧器，热烟气回流等技术，强化煤粉燃烧、燃尽及 NO<sub>x</sub> 火焰内还原，并使火焰走向可控，最终形成防渣、防腐、低 NO<sub>x</sub> 及高效稳燃多种功能的一体化燃烧技术。

新型低氮燃烧技术是从解决煤粉炉存在的实际问题出发，经多年对煤粉炉炉内燃烧三场特性系统测试总结归纳而成的，对炉内相关燃烧的特性规律有独到认知，逐步形成了独特的综合解决炉内结渣、腐蚀、高 NO<sub>x</sub> 排放等技术体系，并经多年逐步深入完善和发展，前后历经多个发展阶段，目前已是一项成熟的实用性强的技术，已在多台锅炉上成功应用，在低 NO<sub>x</sub> 方面已达很高水平。一般采用该方法可使 NO<sub>x</sub> 的排放浓度降低 50~70%。

##### 1) 新型低氮燃烧优势之一 ---强防渣、防腐技术

通过对炉内三场特性的认知，采用一种空气与燃料射流特征组合，设法扩大两大区域三场特性的差异，炉膛中心形成了“中心区”有较高煤粉浓度、较高温度、适宜氧浓度、较高燃烧强度，炉膛近壁区形成为较低温度、较低 CO 浓度、较高 O<sub>2</sub> 浓度(沿程逐步掺入中心区)和有利于阻止灰粒附壁，延长了冷却路径的流场结构。

在煤粉燃烧过程尺度上优化了燃烧不同阶段三场特性差异，使火焰边部可控可调，保证近壁区三场特性利于防渣。采用贴壁风技术后，水冷壁得到重点保护，炉膛不结渣、可实现长时间炉膛不吹灰。

##### 2) 新型低氮燃烧系统优势之二 ---高效稳燃燃烧技术

采用低 NO<sub>x</sub> 燃烧器、一次风喷口集中且浓淡组合、接力热回流环涡稳燃等技术手段，在燃烧过程尺度上利用热力与动力不对称性原理使三种动涡连续相扣，特别是喷口处煤粉热解着火后碳的着火燃烧区段的三场特性利于与炉中心复合射流大涡的复合

连接。环涡内碳粒有较高的内回流率延长了在环涡内停留时间，显著提高了环涡内碳燃烧发热量，这是热量积累主要来源。环涡稳燃、着火、碳燃烧、碳燃尽全过程链环稳固，这是优于单纯喷口稳燃的原因所在。

### 3) 新型低氮燃烧系统优势之三 ---超低 NO<sub>x</sub> 排放技术

低 NO<sub>x</sub> 煤粉燃烧技术在上述两个前提优势条件保障下，低 NO<sub>x</sub> 技术手段可以应用得深入到位，可以实现更深入的空气分级，建立更大的还原区，采用低氧燃烧及低 NO<sub>x</sub> 燃烧器等措施，通过采用贴壁风技术及纵向空气分级在炉内最终形成空间空气分级，实现减少及抑制 NO<sub>x</sub> 生成；最终可实现防渣，防腐、高效燃烧，超低 NO<sub>x</sub> 燃烧综合一体化。

由于新型低 NO<sub>x</sub> 燃烧器综合了烟气再循环、空气分级、燃料分级等技术，脱硝效果是最为显著的，很容易取得 50~70%的脱硝率。为数众多的锅炉制造跨国公司都在积极研究开发低 NO<sub>x</sub> 燃烧器，并且已经提供了上万套的新型低 NO<sub>x</sub> 燃烧器。因此，现在新机组的 NO<sub>x</sub> 排放水平明显得到了控制，多数烟煤锅炉的 NO<sub>x</sub> 排放浓度在 400mg/Nm<sup>3</sup> 左右，甚至更低。国内有多家锅炉厂及一些从事燃烧器改造的公司均已掌握了新型低氮燃烧器的配套技术，在锅炉燃用较好煤质的条件下，氮氧化物排放浓度可控制在 300mg/Nm<sup>3</sup>，甚至 250mg/Nm<sup>3</sup> 以下，基本接近 200mg/Nm<sup>3</sup> 的控制目标。用低 NO<sub>x</sub> 燃烧器改造旧机组，也是燃烧控制 NO<sub>x</sub> 生成的首选。主要原因是：

#### ① NO<sub>x</sub> 排放浓度降低显著

一般能降低 50~70%的 NO<sub>x</sub> 排放。在很多时候，光是燃烧器改造就能使 NO<sub>x</sub> 浓度满足环保要求。因此，通常将低 NO<sub>x</sub> 燃烧器作为脱硝的前置控制手段，配合 SNCR 或 SCR 脱硝，就可以以较小的投资和运行成本，得到很高的脱硝率，可以轻易满足最严格的环保要求。

#### ② 改造工程量小

由于燃烧器是独立设备，更换所带来的工程量比较小。由于锅炉系统改造少，对锅炉可能的负面影响也很小，而且没有场地要求，因而容易实施。

#### ③ 便于项目操作

低 NO<sub>x</sub> 燃烧器是成熟的系列化产品，制造商也很多，其改造指标的可信度比较高，也容易达到性能保证要求。因此，低 NO<sub>x</sub> 燃烧器改造项目操作比较简单，风险比较小。

其可能存在的问题就是在改造后，存在着燃烧情况不理想，这一点与其它几种燃烧改造是一致的。为了使负面影响降低到最小，需要进行计算模拟和模型试验工作。

### 1) 低氮燃烧技术(简称 LNB)工艺介绍

热电厂锅炉采用低 NO<sub>x</sub> 燃烧技术是一项投入少、见效快并且适合我国国情的控制 NO<sub>x</sub> 排放量有效措施，它包括低氮燃烧器技术、炉内低过量空气系数运行、空气分级燃烧技术、燃料分级燃烧技术和烟气再循环技术等，同时要综合考虑锅炉运行经济性、安全性与 NO<sub>x</sub> 脱除效率的最优结合。其中，空气分级和燃料分级低 NO<sub>x</sub> 燃烧技术即是 将煤粉燃烧反应过程化学当量比控制在较低水平，并尽量降低煤粉火焰温度，可以形成较低温度、强还原性气氛的煤粉着火燃烧环境，有效减少煤中氮元素向 NO 转化率并降低热力型 NO 生成量。现场实测结果表明，在大型煤粉锅炉上采用了炉内立体分级低 NO<sub>x</sub> 燃烧技术或超细化煤粉再燃技术，在燃用烟煤或褐煤的 200~600MW 机组上，NO<sub>x</sub> 排放量可降至 250~280mg/Nm<sup>3</sup> (O<sub>2</sub>=6%) 以下，与改造前比较降低幅度可达 58~65%。

因此，在大量研究和实际应用的实践基础上，针对本项目燃煤发电供热锅炉和燃烧系统的实际情况，将采用炉内立体分级低氮燃烧技术进行改造，该技术是空气垂直分级燃烧和浓淡风燃烧技术的有机结合和集成，可达到高效降低 NO<sub>x</sub> 排放，同时保证煤粉高效燃烧、炉内不结渣、无高温腐蚀，并且具有宽广的煤质适应性。下面将对该技术的具体技术原理和特点、性能保证措施以及应用实例进行详细阐述。

### ① 我国低 NO<sub>x</sub> 燃烧器技术的发展历程

我国对煤粉燃烧过程中 NO<sub>x</sub> 排放的研究始于上个世纪八十年代末期，主要工作局限在高等院校和科研机构内。对低 NO<sub>x</sub> 燃烧器的研究也同期进行，开发了一些具备低 NO<sub>x</sub> 排放潜力的燃烧器，目前广泛采用的水平浓淡燃烧器的研发也始于这个时期。到了九十年末期，多功能船形燃烧器、双通道通用煤粉主燃烧器、稳燃腔钝体燃烧器和开缝钝体燃烧器等取得了一定的应用后，陆续被浓淡型燃烧器取代。

浓淡型燃烧器分为垂直浓淡和水平浓淡两种，垂直浓淡燃烧器的代表有 WR 燃烧器和 PM 燃烧器，分别是美国 CE 公司(现在的 Alstom Power)和日本三菱公司的产品，前者于上个世纪八十年代中期获得应用，主要是为了提高稳燃能力，后者是日本三菱公司在引进美国 CE 公司技术后，为了强化 NO<sub>x</sub> 减排能力而对 WR 燃烧器进行改进，采用高浓缩比的 PM 弯头取代普通弯头所研发的燃烧器，因为 NO<sub>x</sub> 排放低而名 Pollution Minimum，首字母简化为 PM。

### ② 低 NO<sub>x</sub> 控制技术机理和特点—降低 NO<sub>x</sub> 排放浓度措施

#### a) 低 NO<sub>x</sub> 燃烧器技术原理

将采用新一代的高浓缩比水平浓淡风煤粉燃烧技术，是在一次风管道内采用经过详细研究和优化的第三代百叶窗式煤粉浓缩器，使煤粉气流在流经百叶窗是产生不同

程度偏转，煤粉与气流惯性分离，经分流隔板后分别形成两股浓、淡煤粉气流，同时在淡煤粉外背火侧布置有刚性强的侧二次风喷口。燃烧器布置在四角切圆锅炉同一水平平面，淡煤粉气流在背火侧喷入炉膛，形成外侧假想切圆；而浓煤粉气流在向火侧喷入炉膛，形成内侧假想切圆。水平浓淡燃烧技术原理图，见图 4.4-1。

淡煤粉气流在水冷壁附近形成了比普通燃烧器强得多的氧化性气氛。侧二次风在背火侧的投入将进一步强化淡煤粉形成的氧化性气氛，保证在深度炉内分级燃烧方式下，水冷壁附近的低煤粉颗粒浓度和氧化性气氛的运行环境。这种布置方式不仅起到了稳燃和降低  $\text{NO}_x$  生成的作用，同时还避免了形成还原性气氛，防止了水冷壁高温腐蚀现象发生。浓煤粉布置炉内烟气温度高的向火侧，浓煤粉具有着火温度低、火焰温度高的特点，保证了煤粉火焰的良好稳定性。

由于浓淡煤粉气流分别在远离煤粉燃烧化学当量比条件下燃烧，对于浓侧煤粉气流由于处于还原性气氛下燃烧，气流中氧含量小，煤粉挥发物中的含氮基团可将  $\text{NO}$  还原为  $\text{N}_2$ ，使  $\text{NO}$  产生量降低；对于淡侧煤粉气流，由于煤粉浓度较小，含氮基团析出量小，这样与氧反应生成  $\text{NO}$  的量较小，综合总体效应的结果，使浓淡分离后一次风产生  $\text{NO}$  排放量比普通型直流燃烧器少得多。采用水平浓淡煤粉燃烧器后，可以有效改善着火阶段煤粉气流的供风，使煤粉在偏离化学当量比环境中着火，这样降低了  $\text{NO}_x$  生成量，可以大幅度降低  $\text{NO}_x$  排放水平。

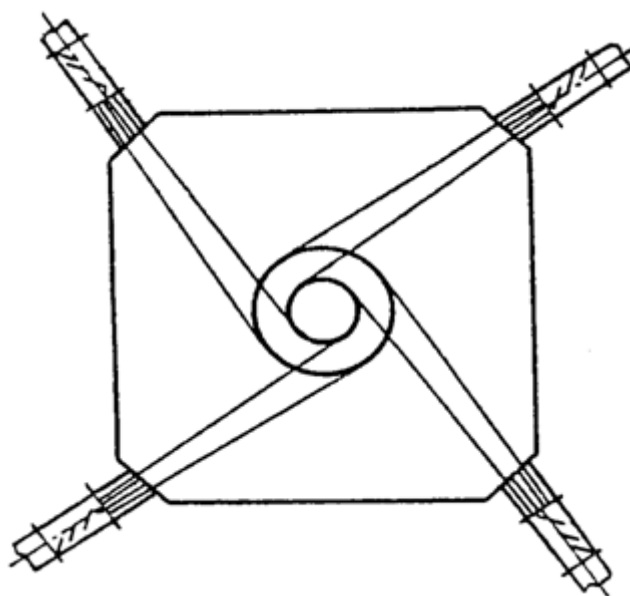


图 4.4-1 水平浓淡燃烧技术原理图

垂直浓淡燃烧器是煤粉气流能按炉膛高度方向上的两级垂直浓淡分配技术。该技

术的关键设备是安装在风扇磨后送粉管道上的自动可调叶栅煤粉分配器和位于每层燃烧器入口煤粉管道内的垂直浓淡分离器。前者是角度可调的叶栅，见图 4.4-2；后者是由一个带孔的水平隔板，利用拐弯处煤粉的离心作用，使煤粉分为浓淡两股，见图 4.4-3。由风扇磨出口的一次风煤粉流经过可调叶栅煤粉分配器时，使煤粉被分为浓、较浓和淡的 3 股煤粉流，在垂直方向上煤粉浓度依次为：上层为淡煤粉气流，中层为较浓煤粉气流，最下层为浓煤粉气流。当最下层浓煤粉气流进入下层燃烧器前，受到弯管的惯性和隔板的作用，一次风煤粉在此又进一步被分离成两股，并被隔板分开。大颗粒由于惯性作用的影响，处在上面。这样使煤粉气流经过两次浓淡分离，将含较大颗粒且浓度大的煤粉气流送到最下层燃烧器的上部去燃烧，而浓度小的煤粉气流达到最上层燃烧器燃烧。

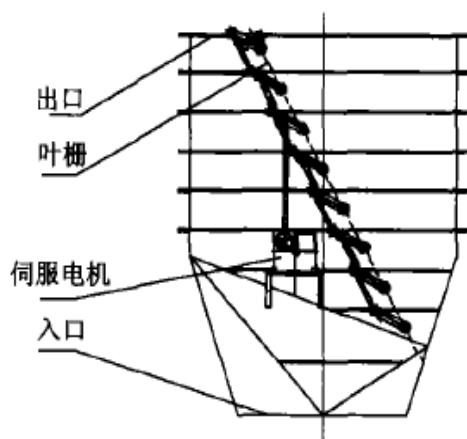


图 4.4-2 煤粉分配器示意图

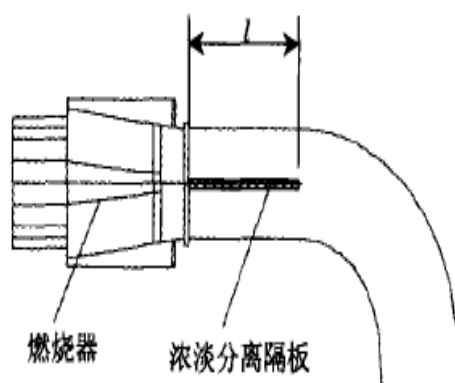


图 4.4-3 垂直浓淡燃烧示意图

两种低氮燃烧器的性能比较，见表 4.4-2。

表 4.4-2

性能比较表

| 项 目                  | 性能比较    |                              | 技术方案与差异  | 运行情况说明   |
|----------------------|---------|------------------------------|--|--|
|                      | 水平浓淡    | 垂直浓淡                         |  |  |
| 低氮燃烧器                | 水平浓淡    | 垂直浓淡                         | 上锅、中瀚电力 2 种燃烧器都做，国电龙源只做垂直浓淡燃烧器，川锅、华西能源、哈锅只做水平浓淡燃烧器   |  |
| 锅炉效率                 | 高       | 低                            | 二者相差在 1%~1.5%  | 锅炉效率由煤质、运行水平所决定；   |
| NO <sub>x</sub> 排放浓度 | 高       | 低                            | 对于水平浓淡燃烧器各厂家所达到的排放值相差较大。对于 135MW 机组川锅、华西能源在 400mg/Nm <sup>3</sup> 左右，上锅、哈锅 300mg/Nm <sup>3</sup> 左右。垂直浓淡燃烧器国电龙源、上锅 300mg/Nm <sup>3</sup> 左右。 | NO <sub>x</sub> 排放浓度由炉膛尺寸、燃烧器、煤质、二次风及燃尽风等配风系统布置、运行时风量控制决定； |
| 稳燃能力                 | 稍弱      | 稍强                           | 由现有资料显示相同煤质情况下，二者只有略微差异  |  |
| 排烟热损失                | 高       | 低                            | 二者相差在 1%以内   |  |
| 不完全燃烧热损失             | 低       | 高                            | 二者相差在 0.5%以内   |  |
| 高温腐蚀                 | 风险性低    | 风险性高                         | 在运行配风合理的情况下二者相差不大  | 高温腐蚀、水冷壁结焦由炉膛燃烧切圆、受热面布置、二次风及燃尽风等配风系统布置、运行时风量控制决定           |
| 水冷壁结焦                | 风险性低    | 风险性高                         |  |  |
| 设备投资 (万元)            | 500~600 | 450~550 (国产)<br>700 (执行机构进口) | 由于水平浓淡燃烧器为哈工大研发，故设备全部为国产。垂直浓淡燃烧器为引进技术，主设备未完全国产化，故部分设备 (主要是执行机构等) 仍为进口。   |  |

通过与厂家沟通，上述两种燃烧器的选择需要结合现有锅炉、煤质具体情况，经过计算确定，故该阶段无法确定两种燃烧器的优劣。业主可在低氮燃烧系统改造招标文件中对改造后锅炉效率、NO<sub>x</sub> 排放浓度作出明确要求。

#### b) 炉内垂直空气分级降低 NO<sub>x</sub> 排放

空气分级燃烧是目前使用最为普遍的低 NO<sub>x</sub> 燃烧技术之一。空气分级燃烧的基本

原理为：将燃烧所需的空气量分成两级送入炉膛，使主燃烧区内过量空气系数在 0.8~1 之间，燃料先在富燃料条件下燃烧，使得燃烧速度和温度降低，延迟了燃烧过程，在还原性气氛中大量含氮基团与 NO<sub>x</sub> 反应，提高了 NO<sub>x</sub> 向 N<sub>2</sub> 的转化率，降低了 NO<sub>x</sub> 在这一区域的生成量。将燃烧所需其余空气通过布置在主燃烧器上方的燃尽风喷口 (OFA) 送入炉膛，在供入燃尽风以后，成为富氧燃烧区。此时空气量虽多，但因火焰温度低，且煤中析出的大部分含氮基团在主燃区已反应完成，最终 NO<sub>x</sub> 生成量不大，同时空气的供入使煤粉颗粒中剩余焦炭充分燃尽，保证煤粉的高燃烧效率，最终炉内垂直空气分级燃烧可使 NO<sub>x</sub> 生成量降低 30~40%。在采用深度空气分级燃烧时，由于在主燃烧区过量空气系数比 1 小很多，燃烧是在比理论空气量低很多的情况下进行的，虽然有利于抑制 NO<sub>x</sub> 的生成，但产生大量不完全燃烧产物，导致燃烧效率降低并容易引起结渣和受热面腐蚀。因此，必须正确组织合理的空气分级燃烧，在保证降低 NO<sub>x</sub> 排放同时充分考虑锅炉运行的经济性和安全可靠。炉内垂直分级燃烧示意图，见图 4.4-4。

空气垂直分级燃烧和浓淡燃烧技术相结合，使主燃烧器区还原性气氛得以强化，更有利于 NO 与还原性含 N 基团反应，提高 NO 还原率，可以更好的发挥浓淡燃烧技术降低 NO<sub>x</sub> 排放的性能；同时浓煤粉气流使煤粉气流着火提前，煤粉颗粒在高温燃烧区域提留时间增加，有利于保证煤颗粒中焦炭充分燃尽；淡煤粉气流在浓煤粉气流外侧供入，保证了在主燃烧区虽然保持了燃烧总体过量空气系数小于 1 的还原性气氛，但在易出现结渣和高温腐蚀的炉膛近水冷壁区则为氧化性气氛，提高近壁区内灰颗粒的熔点，并有效减少近壁区烟气中腐蚀性气体的浓度，有利于防止炉膛结渣和水冷壁高温腐蚀。

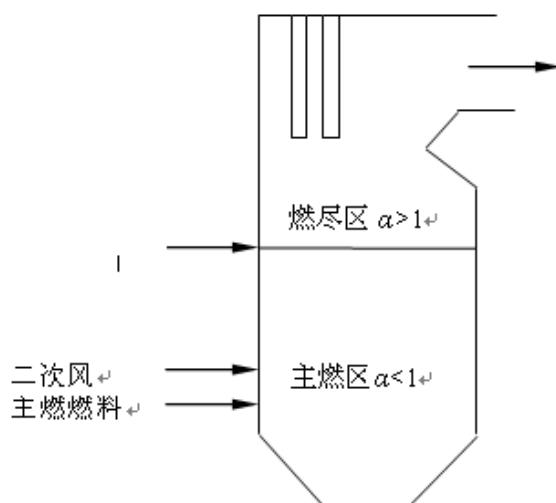


图 4.4-4 炉内垂直分级燃烧示意图



研究表明，煤粉着火初期的挥发分析和燃烧出过程对消减整个 NO<sub>x</sub> 排放量至关重要，但挥发分析出和反应时间很短，大约只占煤粉颗粒在炉内整个停留时间的 1/10，因此在着火初期减少供入的氧量形成强还原性气氛非常重要。采用高浓缩比水平浓淡燃烧方式，使煤粉初期挥发分析出阶段氧量大幅度减少，形成强还原性气氛，极大促进 NO<sub>x</sub> 还原为 N<sub>2</sub>，且浓缩率越高降低 NO<sub>x</sub> 排放浓度的效果越好，因此高浓缩率的煤粉着火初期浓淡分离技术是低 NO<sub>x</sub> 燃烧技术的关键。

低 NO<sub>x</sub> 排放燃烧系统，能够使得四角切圆锅炉的运行性能得到有效改善，实现深度分级燃烧时(采用高位燃尽风)，锅炉运行性能，见表 4.4-3。

表 4.4-3 锅炉运行性能表

| 项 目   | 无烟煤               | 贫 煤 | 烟 煤     | 褐 煤     |
|---|-------------------|-----|---------|---------|
| NO <sub>x</sub> 排放 (mg/m <sup>3</sup> , O <sub>2</sub> =6%) | 800               | 400 | 214~300 | 250~300 |
| 连续运行最低不投油负荷 (% ECR)   | 45                | 40  | 40      | 50      |
| 燃烧效率  | 比改造前有不同程度的改善      |     |         |         |
| 结渣情况  | 无，不因为结渣而影响锅炉的正常运行 |     |         |         |
| 高温腐蚀  | 无                 |     |         |         |

### ③ 技术特点

炉内立体分级低氮燃烧技术具有以下技术特点：

#### a) 浓淡燃烧保证低 NO<sub>x</sub> 的排放量

传统的一次风量根据煤中的挥发分完全燃烧和一次风送粉安全来确定，因而在着火初期挥发分处于富氧燃烧气氛，此时从煤中释放出来的燃料 N 在氧化性条件下会生成大量的 NO<sub>x</sub>。浓淡燃烧把煤粉气流分成浓度差异较大的两股煤粉气流，使得浓淡煤粉气流分别在远离煤粉燃烧化学当量比条件下燃烧。对于浓侧煤粉气流由于处于还原性气氛下燃烧，煤粉挥发物中的含氮基团可将 NO<sub>x</sub> 还原为 N<sub>2</sub>；对于淡侧煤粉气流，由于煤粉浓度较小，含氮基团析出量小，这样与氧反应生成 NO<sub>x</sub> 的量较小，综合总体效应的结果，使浓淡分离后一次风产生 NO<sub>x</sub> 排放量比普通型直流燃烧器少得多。采用水平浓淡煤粉燃烧器后，可以有效改善着火阶段煤粉气流的供风，使煤粉在偏离化学当量比环境中着火，大幅度降低 NO<sub>x</sub> 排放水平。

b) 空气垂直立体分级技术与浓淡燃烧相结合进一步深度降低 NO<sub>x</sub> 排放量将燃烧所需的空气量分成两级送入炉膛，使主燃烧区内过量空气系数在 0.84~0.9 之间，燃料先在富燃料条件下燃烧，使得燃烧速度和温度降低，延长了燃烧过程，在还原性气

氛中大量含氮基团与  $\text{NO}_x$  反应，提高了  $\text{NO}_x$  向  $\text{N}_2$  的转化率。将燃烧所需其余空气通过布置在主燃烧器上方分离燃尽风喷口 (SOFA) 送入炉膛，此时空气量虽多，但因火焰温度低，且煤中析出的大部分含氮基团在主燃区已反应完成，最终  $\text{NO}_x$  生成量不大，同时空气的供入使煤粉颗粒中剩余焦炭充分燃尽，保证煤粉的高燃烧效率，炉内垂直空气分级燃烧与水平浓淡燃烧的合理结合将进一步深度降低  $\text{NO}_x$  排放量。

#### c) 水平浓淡燃烧方式克服了垂直浓淡燃烧方式飞灰含碳量高、易结渣的问题

四角切圆锅炉在炉内垂直方向上烟气流速慢，湍流脉动强度小，导致垂直方向上气流混合明显弱于水平方向上的各股气流间的混合。因此，水平浓淡燃烧方式浓淡气流水平方向上的混合(横向混合)明显强于垂直方向上的混合。一次风粉在高煤粉浓缩比煤粉浓缩器内被浓缩，会使煤粉着火燃烧提前，相对延长了煤粉在炉膛高温区内的燃烧时间，水平浓淡燃烧浓煤粉着火后将迅速在下游与淡煤粉气流混合均匀，淡煤粉气流及时混入保证了浓煤粉形成的焦炭燃烧所需氧量，可实现炉内高效燃尽，较垂直浓淡燃烧方式燃尽率高。水平浓淡燃烧器中性能优良的煤粉浓缩器使淡一次风含粉量较小，有效控制了水冷壁附近煤粉颗粒的浓度，使流到炉膛水冷壁附近的煤粉处于氧化性气氛燃烧，可有效提高燃烧器防高温腐蚀和防结渣的能力。一次风喷口周围可采用偏置型周界风喷口，保证一次风喷口得到适当冷却，同时在淡侧喷口背火侧布置有较大出口动量的侧边二次风喷口，可有效提高了一次风出口气流的刚性，使之抗偏转能力和有效射程得到提高，可以与淡一次风配合进一步降低靠近水冷壁壁面的煤粉颗粒浓度，强化水冷壁壁面附近的氧化性气氛，煤灰融化温度在氧化性气氛下将提高，可有效控制燃烧器区水冷壁结渣同时防止高温还原性气体对水冷壁金属管壁的高温腐蚀，而垂直浓淡燃烧方式将很难避免高浓度的一次风煤粉气流直接冲刷水冷壁引起结渣和高温腐蚀的问题。

#### d) 灵活地调整汽温和保证安全受热面壁温

由于水平浓淡燃烧器具有一次风着火点、火焰稳定性强的特点，将使炉膛火焰中心有所下降，部分抵消由于燃尽风喷口在水冷壁上开口引起的炉膛辐射受热面积的减少，使炉膛出口烟温变化不大，有效避免了炉膛出口屏区的结渣和烟温偏差。在主燃烧器区上部的将采用高位燃尽风喷口，其喷口可以水平和垂直方向摆动一定角度，使燃尽风出口气流在炉内形成与主燃烧器出口气流呈一定的反切角度，反切气流与主气流流动方向相反动量相互抵消，起到有效削旋气流的作用，减少炉膛出口的气流残余旋转，减少炉膛左右侧出口烟温偏差。燃尽风喷口可以在一定角度内垂直方向摆动，

在避免出口烟温偏差的同时还可以适当调整炉内火焰中心高度，对过热器和再热器出口蒸汽温度的调节起到很大作用，使减温水投入量处于合理范围内。炉膛上部削旋气流的存在将有效均匀炉膛出口烟气流量和烟气温度水平，保证过热器和再热器的管壁温度处于安全范围内。

e) 着火好、稳燃能力强

采用优化设计的百叶窗煤粉浓缩器具有较高浓缩比，煤粉浓度提高后，其着火温度降低，煤粉和空气混合物加热到着火温度所需时间缩短了；同时，煤粉气流所需着火热减少，火焰传播速度也提高了，使一次风的着火、燃烧稳定性增强，具有良好的低负荷稳燃能力，可在 40%ECR 负荷下不投油长时间连续稳定运行。而且对于燃用煤质较差且燃料特性波动较大运行工况，水平浓淡燃烧器具有很强适应能力，煤粉浓度的提高，将是使煤粉和空气混合物着火和稳燃能力大幅度增强，对一些热值低、挥发分低及灰分大的劣质煤也能保持强稳燃能力和高燃烧效率，针对燃用烟煤设计的燃烧器适用煤种范围可达：可燃基挥发分  $V_{daf}$  在 15~35%范围内，收到基低位热值  $Q_{net, ar}$  在 15880~22990kJ/kg 范围内。

f) 寿命长，布置、安装、运行和维护方便

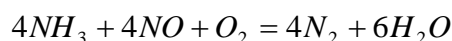
燃烧器结构成熟、浓缩器尺寸小、布置方便，设备已集成化且维护方便，采用高耐磨性的金属材料，抗磨损能力强，设备使用寿命长，运行操作简便。

#### 4.4.3.2 烟气脱硝技术特点

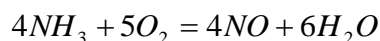
(1) 选择性非催化还原技术 (SNCR)

1) 反应机理

选择性非催化还原技术 (SNCR) 是当前  $NO_x$  治理中采用且具有一定前途的炉内脱硝技术之一。在没有催化剂，温度在 871~1038℃ 范围内，氨为还原剂时，发生反应：

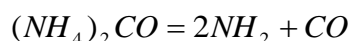


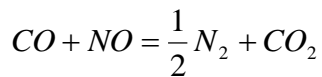
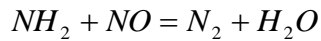
当温度过高时会发生反应：



当温度低于 871℃ 时，反应不完全，氨的逃逸率高，造成二次污染，导致脱硝效率降低。

SNCR 也可以采用尿素为还原剂，加水配成一定浓度的溶液，直接喷入 927~1093℃ 的烟气中，达到与喷氨一样的效果。





有研究表明用尿素作还原剂要比用氨作还原剂产生更多的 N<sub>2</sub>O。如果运行控制不适当，用尿素作还原剂时可能造成较多的 CO 排放。这是因为低温尿素溶液喷入炉膛内的高温气流引起淬冷效应，造成燃烧中断，导致 CO 排放的增加。另外，在锅炉过热器前大于 800℃的炉膛位置喷入低温尿素溶液，必然会影响炽热煤炭的继续燃烧，引发飞灰、未燃烧碳提高的问题。SNCR 工艺示意图，见图 4.4-5。

但是根据实际运行的经验，与使用氨的 SNCR 脱硝工艺相比，尿素 SNCR 工艺也可以获得较佳的经济效益，有如下优点：

- 与 NH<sub>3</sub> 相比，尿素是无毒无害的化学品；
- 由于系统小因而投资较低，而且不存在带压和危险的无水氨或氨水的存储、处理和安全设备；
- 较低的动力消耗；
- 使用液态而不是气态反应剂，可以更有效地控制喷雾模式和化学剂分布保证良好的混合，因此以较低的 NH<sub>3</sub> 逃逸使得化学剂得到较好的利用，并且尿素 SNCR 工艺已经有在大型燃煤机组成功的应用业绩。

80 年代中期 SNCR 技术在国外研发成功，开始大量应用于中小型机组，至 90 年代初期成功应用于大型燃煤机组。该技术的运行经验至今已成功的应用在 600~800MW 等级的燃煤机组。

另外有一种 SNCR 技术被称为 ROFA/ROTAMIX，是由美国 MOBOTEC 公司开发的，其实质是利用 ROFA 为 SNCR 的还原剂喷口，可以在 ROFA 的基础上，进一步降低 NO<sub>x</sub> 达 35%，可以使总的 NO<sub>x</sub> 降低 75~80%，使排放浓度降低到 200~300mg/Nm<sup>3</sup>。这种系统采用了增压二次风，因此，SNCR 的喷口可以在 ROFA 的各风口间进行选择，并被高速二次风带进炉膛上部，依靠 ROFA 的强涡流，使还原剂与烟气均匀混合。该技术在美国和瑞典有近 40 台业绩，容量从 50MW 到 600MW。

## 2) 影响 SNCR 反应的因素

### ① 还原剂喷入点的选择

喷入点必须保证使还原剂进入炉膛内适宜反应的温度区间(871~1038℃)，这个温度范围存在与锅炉燃烧室和省煤室的过热器区域。温度高，还原剂被氧化成 NO<sub>x</sub>，烟

气中的  $\text{NO}_x$  含量不减少反而增加；温度低，反应不充分，造成还原剂流失，对下游设备产生不利的影 响甚至造成新的污染。需要利用计算机模拟和流体力学的知识来模拟锅炉内烟气的流场分布和温度分布，以此为设计依据来合理选择喷射点和喷射方式。

### ② 停留时间

因为任何反应都需要时间，所以还原剂必须和  $\text{NO}_x$  在合适的温度区域内有足够的停留时间，这样才能保证烟气中的  $\text{NO}_x$  还原率。实验研究表明：停留时间从 100ms 增加到 500ms， $\text{NO}_x$  最大还原率从 70% 上升到了 93% 左右。

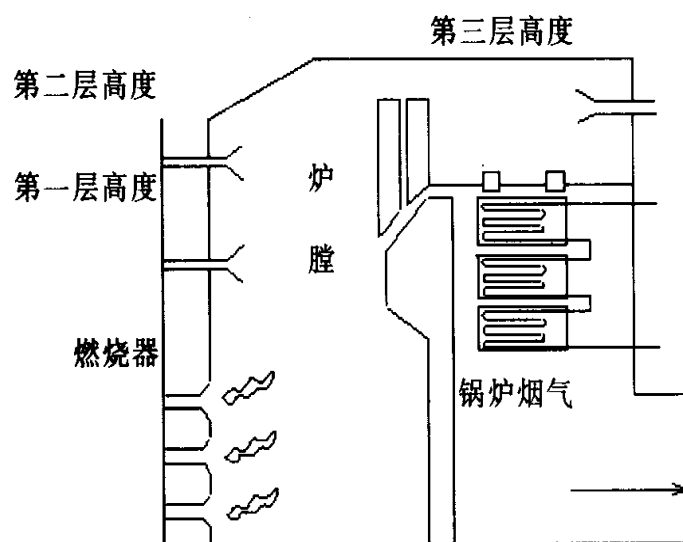


图 4.4-5 SNCR 工艺示意图

### ③ 适当的 $\text{NH}_3/\text{NO}_x$ 摩尔比

$\text{NH}_3/\text{NO}_x$  摩尔比对  $\text{NO}_x$  脱除率影响也很大。根据化学反应方程， $\text{NH}_3/\text{NO}_x$  摩尔比应该为 1，但实际上都要比 1 大才能达到较理想的  $\text{NO}_x$  还原率，已有的运行经验显示， $\text{NH}_3/\text{NO}_x$  摩尔比一般控制在 1.0~2.0 之间，最大不要超过 2.5。 $\text{NH}_3/\text{NO}_x$  摩尔比过大，虽然有利于  $\text{NO}_x$  脱除率增大，但氨逃逸加大又会造成新问题，同时还增加了运行费用。

根据美国环保署 Daniel C. Mussatti 等人做的  $\text{NO}_x$  还原率与反应温度和停留时间的关系的实验结果，图 4.4-6 为  $\text{NO}_x$  脱除率与  $\text{NH}_3/\text{NO}_x$  摩尔比的关系图，从中可以看出，当  $\text{NH}_3/\text{NO}_x$  摩尔比小于 2，随  $\text{NH}_3/\text{NO}_x$  摩尔比增加， $\text{NO}_x$  脱除率显著增加，但  $\text{NH}_3/\text{NO}_x$  摩尔比大于 2 后，增加就很少。图 4.4-7 为  $\text{NO}_x$  脱除率与氨逃逸率的关系图，可以看出， $\text{NH}_3/\text{NO}_x$  摩尔比增加， $\text{NO}_x$  脱除率增加，但氨逃逸率也增加了。

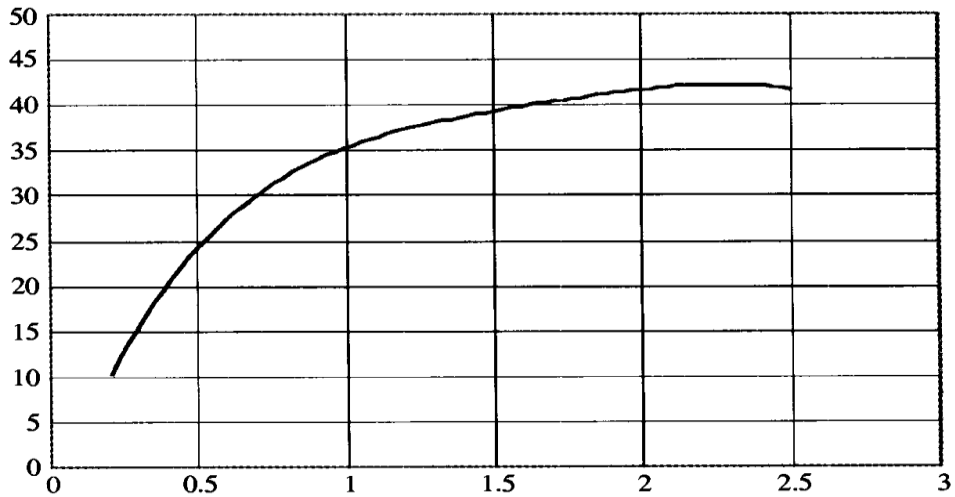
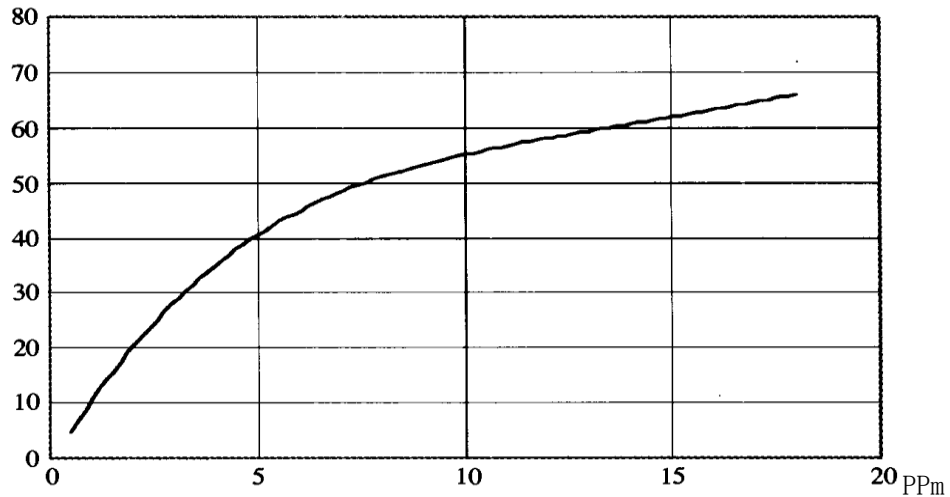


图 4.4-6 NO<sub>x</sub> 脱除率与 NH<sub>3</sub>/NO<sub>x</sub> 摩尔比的关系



NH<sub>3</sub> 逃逸率, 10<sup>-6</sup>

图 4.4-7 NO<sub>x</sub> 脱除率与 NH<sub>3</sub> 逃逸率的关系

#### ④ 还原剂和烟气的混合

两者的充分混合是保证充分反应的又一个技术关键，是保证在适当的 NH<sub>3</sub>/NO<sub>x</sub> 摩尔比下得到较高的 NO<sub>x</sub> 还原率的基本条件之一。

只有在以上四方面的要求都满足的条件下，NO<sub>x</sub> 脱除才会有令人满意的效果。大型电站锅炉由于炉膛尺寸大、锅炉负荷变化范围大，从而增加了对这四个因素控制的难度。国外的实际运行结果表明，应用于大型电站锅炉的 SNCR 的 NO<sub>x</sub> 还原率只有 40%。根据美国环保署所做的 NO<sub>x</sub> 还原率与锅炉容量之间关系的统计结果，随着锅炉容量的增大，SNCR 的 NO<sub>x</sub> 还原率呈下降的趋势。

以上四个方面的因素都涉及到了 SNCR 还原剂的喷射系统，所以在 SNCR 中还原剂的喷射系统的设计是一个非常重要的环节。

SNCR 工艺以炉膛为反应器，可通过对锅炉的改造实现，建设周期短，投资成本和运行成本与其它烟气脱硝技术相比都是比较低的，适合于对中小型锅炉的改造。对于电站锅炉，投资成本和运行成本依据 NO<sub>x</sub> 排放浓度的不同二有所差异，特别是运行成本与烟气原始 NO<sub>x</sub> 浓度关系十分巨大，因为在 SNCR 工艺中，还原剂成本所占的份额达到 50%以上。

### 3) SNCR 技术的特点

由于 SNCR 技术的方案需要确定炉膛氮氧化物浓度数据，依此来确定合适的脱硝效率，并进行还原剂供应系统和炉区喷射系统的设计，针对本项目而言，必须在低氮燃烧器改造后，才能进行 SNCR 方案的设计和实施。

理论上 SNCR 技术可以达到 70%以上的 NO<sub>x</sub>脱除率，由于还原剂与烟气混合情况、烟气温度范围、氨逃逸等问题，使得大型锅炉一般 NO<sub>x</sub>脱除率都远低于 70%。根据规范要求，本项目锅炉采用 SNCR 工艺所能达到的目标脱硝效率定为 50%为宜。

SNCR 技术是将氨基还原剂(如液氨、氨水、尿素)溶解稀释到 10%以下，利用机械式喷枪将还原剂溶液雾化成液滴喷入炉膛，热解生成气态 NH<sub>3</sub>，在 927℃~1093℃温度区域(通常为锅炉对流换热区)和没有催化剂的条件下，NH<sub>3</sub>与 NO<sub>x</sub> 进行选择非催化还原反应，将 NO<sub>x</sub> 还原成 N<sub>2</sub>与 H<sub>2</sub>O 溶液。SNCR 工艺比较简洁，具有如下特点：

- ① 投资费用较低；
- ② 现代 SNCR 技术可控制 NO<sub>x</sub> 排放降低 20~50%，脱硝效率随机组容量增加而降低；
- ③ SNCR 装置不增加烟气阻力，也不产生新的 SO<sub>3</sub>，氨逃逸浓度控制通常在 5~10ppm 以内；
- ④ 合适的反应温度窗口狭窄，为适应锅炉负荷的波动、提高氨在反应区的混合程度与利用率，通常在炉膛出口屏式过热器下方设置多层喷枪；
- ⑤ 建设周期短，场地要求少，适用于对现有中小型锅炉的改造；
- ⑥ 喷尿素量的选择要适当，少则无法达到预期脱除 NO<sub>x</sub> 效果，但氨量过大，将在尾部受热产生硫酸铵，从而堵塞并腐蚀空气预热器。因此，要求尾部烟气中允许的氨泄漏量小于 10ppm，在这一条件限制下，NO<sub>x</sub> 降低率为 30~50%；
- ⑦ 有副反应，生成 N<sub>2</sub>O；
- ⑧ 运行费用比较低，为 SCR 的 40~80%。

SNCR 脱硝是在现有的锅炉上增加一套系统。因此，对于锅炉烟气系统的影响相对比较小。但主要问题有：

- ① 较高的氨逃逸和铵盐影响

SNCR 的氨逃逸率比较高，一般都是以 1.5 左右的摩尔比喷入氨的，而脱硝率只有 50%左右，因此会有 10ppm 的氨逃逸。尾部形成一些硫酸铵、硫酸氢铵等铵盐，有增加堵塞和腐蚀空气预热器等尾部烟道设备的倾向。另外，较高的氨逃逸还可能使飞灰中的氨浓度超过使用限制。

### ② 还原剂的消耗量比较大

由于氨/NO<sub>x</sub> 摩尔比高达 1.5 以上，相比 SCR 工艺 80%的效率而言，氨的消耗量几乎高一倍，而脱硝率却低一半，物料消耗费用极高，因此，当原始氮氧化物浓度较高时，运行经济性很差。

### ③ 对锅炉效率的影响

向炉膛喷液氨雾化液滴蒸发与热解过程需要吸收热量，这会造成锅炉效率降低 0.1~0.3 个百分点。

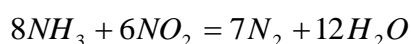
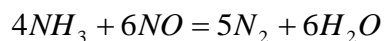
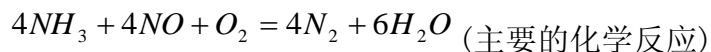
总体而言，由于 SNCR 技术的低投资和低运行成本，特别适合小容量锅炉的使用。目前在欧洲和美国的 300MW 燃煤电站锅炉上已有采用该法运行经验，但市场占有率非常低。

## (2) 烟气选择性催化脱硝技术(SCR)

选择性催化还原脱硝工艺(SCR)是一种以 NH<sub>3</sub>作为还原剂，在一定的温度(300℃~420℃)窗口下，利用催化剂将烟道中 NO<sub>x</sub> 催化还原成 N<sub>2</sub>和 H<sub>2</sub>O 的干法脱硝技术，因为整个反应具有选择性并且需要催化剂存在，故称之为选择性催化还原(SCR)。

### 1) 反应机理

选择性催化还原技术(SCR)具有较高的效率，目前工业脱硝应用大部分采用这一工艺。其机理比较复杂，一般研究认为在 320~420℃，催化剂作用下，有如下几种反应：



反应为微放热反应，温升可以忽略不计。同时改变催化剂成分的配比，可最大限度的降低 SO<sub>3</sub>的转化率，目前一般加装 SCR 后，会使 SO<sub>3</sub>排烟浓度增加 10ppm。

### 2) 布置方式

SCR 工艺的核心装置是脱硝反应器，反应器中的催化剂分上下多层(一般为 2~4 层)有序放置。理论上 SCR 脱硝装置可以布置在水平烟道或垂直烟道中，但对于燃煤锅



炉，一般应布置在垂直烟道中，且气流方向是自上而下的。这是因为烟气中含有大量粉尘，布置在水平烟道中易引起 SCR 脱硝装置的堵塞。

SCR 的布置方式一般有直接从锅炉引入烟气(高烟尘法)和从除尘器后引入烟气(低烟尘法)。

一般高烟尘法的反应器位于省煤器与空气预热器之间，温度较高，不用另加预热装置，投资和运行费用最低。高烟尘法不产生颗粒物粘附到催化剂上去的问题，因为硫酸铵和大部分挥发凝缩成分是沉积在尘上的，它们会随烟尘一起通过催化剂层和空气加热器进入集尘器除去。高烟尘法的缺点是烟气中飞灰含量高，对催化剂的防磨损和防堵塞的性能要求高。如进气口附近的催化剂会产生磨损，可通过控制进气速度小于 5m/s 而加以防止，并且维持氨的逃逸浓度在 3ppm 以下。

低烟尘法的反应器一般位于脱硫系统之后，烟囱之前。此法的优点是烟气中飞灰大量减少，不易堵塞和磨损催化剂表面。缺点是为满足催化剂的活性要求，烟气进入脱硝反应器前必须升温，需要安装加热器和烟气换热器，系统复杂，投资成本高，应用很少。

### 3) 催化剂

催化剂是 SCR 技术的核心。许多化学反应都发生在催化剂上。在脱硝装置中催化剂大多采用多孔结构的钛系氧化物，一般使用  $TiO_2$  作为担体的  $V_2O_5/WO_3$  及  $MoO_3$  等金属氧化物。适当添加  $WO_3$  可增强催化剂的物理性能，并抑制  $SO_2$  向  $SO_3$  的转化，添加  $MoO_3$  可增强抗重金属中毒的能力。烟气流过催化剂表面，由于扩散作用进入催化剂的微孔中，使  $NO_x$  的分解反应得以进行。催化剂有许多种形状，可以分为蜂窝式、板式和波纹式三种，其中以蜂窝式使用最普遍，板式次之，波纹式最少。蜂窝式催化剂具有模块化、比表面积大、全部由活性材料构成等特点，而板式催化剂不易积灰，对高尘环境适应性强，压降小，但比表面积小。SCR 催化剂的典型成分，见表 4.4-4。

表 4.4-4 脱硝催化剂的典型成分

| 类 型       | 单 位 | 氧化钨型 | 氧化钼型 |
|-----------|-----|------|------|
| $SiO_2$   | %   | 5.1  | 3.4  |
| $Al_2O_3$ | %   | 0.65 | 3.9  |
| $Fe_2O_3$ | %   | 0.01 | 0.14 |
| $TiO$     | %   | 79.7 | 73.3 |
| $CaO$     | %   | 0.79 | 0.01 |
| $MgO$     | %   | 0.01 | 0.01 |
| $BaO$     | %   | 0.01 | 0.01 |

|                               |   |      |      |
|-------------------------------|---|------|------|
| Na <sub>2</sub> O             | % | 0.01 | 0.01 |
| K <sub>2</sub> O              | % | 0.02 | 0.02 |
| SO <sub>3</sub>               | % | 1.1  | 3.4  |
| P <sub>2</sub> O <sub>5</sub> | % | 0.01 | 0.01 |
| V <sub>2</sub> O <sub>5</sub> | % | 0.59 | 1.6  |
| MoO <sub>3</sub>              | % | -    | 12.9 |
| WO <sub>3</sub>               | % | 11.0 | -    |

SCR 系统的运行成本在很大程度上取决于催化剂的寿命，其使用寿命又取决于催化剂活性的衰减速度。催化剂的失活主要有化学失活和物理失活。典型的 SCR 催化剂化学失活主要是由砷、碱金属、金属氧化物等引起的催化剂中毒。砷中毒是烟气中的气态三氧化二砷与催化剂结合引起的。碱金属吸附在催化剂的毛细孔表面，金属氧化物如 MgO、CaO、Na<sub>2</sub>O、K<sub>2</sub>O 等使催化剂中毒，主要是中和催化剂表面吸附的 SO<sub>2</sub> 生成硫化物而造成的。催化剂物理失活主要是指由于高温烧结、磨损和固化微粒沉积堵塞而引起催化剂活性损坏。煤的特性对催化剂的组成、毛细孔尺寸、孔隙和体积有很大影响，并影响到催化剂的寿命。目前，对于催化剂的失活问题，在国外已经有了较成熟的解决办法。

#### 4) 主要设计和运行影响因素

##### ① NH<sub>3</sub>/NO<sub>x</sub> 的摩尔比

理论上 1mol 的 NO<sub>x</sub> 需要 1mol 的 NH<sub>3</sub> 去脱除，NH<sub>3</sub> 量不足会导致 NO<sub>x</sub> 的脱除效率降低。但 NH<sub>3</sub> 过量时，烟气通过空气预热器后温度迅速下降，多余的 NH<sub>3</sub> 又会与烟气中的 SO<sub>2</sub>、SO<sub>3</sub> 等反应形成铵盐，导致烟道积灰与腐蚀。另外，NH<sub>3</sub> 吸附在飞灰上，会影响电除尘器所捕获粉煤灰的再利用价值，氨泄露到大气中又会对大气造成新的污染，故氨的逃逸量一般要求控制在 3ppm 以下。通常喷入的实际 NH<sub>3</sub> 量随着机组负荷的变化而变化。目前，SCR 装置负荷变化的响应时间跟随能力在 5~30s。运行中，通常取 NH<sub>3</sub>:NO<sub>x</sub> (摩尔比) 在 0.81~0.82，NO<sub>x</sub> 的去除率约 80%。

烟气的均匀混合对于既保证 NO<sub>x</sub> 的脱除效率，又保证较低的氨逸出量是很重要的。如果 NH<sub>3</sub> 与烟气混合不均，即使氨的输入量不大，氨与 NO<sub>x</sub> 也不能充分反应，不仅达不到脱硝的目的还会增加氨的逃逸率。速度分布均匀，流动方向调整得当时，NO<sub>x</sub> 转化率、氨逃逸率和催化剂的寿命才能得到保证。采用合理的喷嘴格栅或涡流混合反应器，并为氨和烟气提供足够长的混合烟道，是使氨和烟气均匀混合的有效措施，可以避免由

于氨和烟气的混合不均所引起的一系列问题。

## ② 温度

烟气温度是影响 NO<sub>x</sub> 脱除效率的重要因素。一方面，当烟气温度低时，催化剂的活性会降低，NO<sub>x</sub> 的脱除效率随之降低，但此时 NH<sub>3</sub> 的逃逸率增大。SO<sub>2</sub> 很容易被催化氧化成 SO<sub>3</sub>，从而与还原剂 NH<sub>3</sub> 及烟气中的水反应生成 (NH<sub>4</sub>)<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> 和 NH<sub>4</sub>HSO<sub>4</sub>。NH<sub>4</sub>HSO<sub>4</sub> 粘性较高，易在 230~250℃ 之间的 SCR 反应中生成，它在 180~240℃ 之间呈液态，当温度低于 180℃ 呈固态，灰沉积于催化剂的表面，堵塞其微孔。同时 (NH<sub>4</sub>)<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> 具有腐蚀性和粘性，可导致尾部烟道和设备损坏。虽然 SO<sub>3</sub> 生成量有限，但其对后续设备造成的影响不可低估。为防止这一现象产生，既要严格控制氨逃逸量和 SO<sub>2</sub> 氧化率，减少 (NH<sub>4</sub>)<sub>2</sub>SO<sub>4</sub> 和 NH<sub>4</sub>HSO<sub>4</sub> 在催化层和后部空气预热器上的形成，又应保证 SCR 反应温度应高于 300℃。另一方面，温度高于 400℃ 时，NH<sub>3</sub> 会与 O<sub>2</sub> 发生反应，导致烟气中的 NO<sub>x</sub> 增加，同时又容易发生催化剂的熔结，微孔消失，使催化剂失效。因此，一般 SCR 反应温度都控制在 320~400℃。

根据催化剂的适宜温度范围，SCR 可分为高温、中温和低温工艺，其温度分别为：高温 SCR 工艺：345~590℃；中温 SCR 工艺：260~380℃；低温 SCR 工艺：80~300℃。在系统设计和运行时，选择和控制好烟温尤为重要。

## ③ 飞灰

在锅炉燃烧过程中，由于煤种变化和局部燃烧扰动，通常在上炉膛或对流受热面形成多孔且形状不规则的爆米花状灰，其粒径可达 10mm。对于 SCR 催化剂，4mm 或 5mm 就会造成堵塞。因此，有些项目 SCR 系统催化剂顶层会出现被爆米花状灰堵塞的情况，往往导致烟气阻力增加，催化剂性能降低，甚至可能造成 SCR 装置停运。往往采用加强吹灰手段，选用板式催化剂等手段来消除其影响。譬如 B&W 公司不仅设计了“偏转板”使爆米花状灰进入省煤器灰斗，还设计了筛式挡板用来收集灰并把他们送入省煤器灰斗。

## ④ 烟气流速

烟气流速增加，NH<sub>3</sub> 的逃逸率增加，不同的催化剂厂家的设计流速都不相同，且在一定的 NH<sub>3</sub> 逃逸率下，不同催化剂厂家的操作烟气流速变化范围也不同。一般 CORMETECH、HITACHI 和 CORMLD 等厂家的催化剂流速适应范围较大些。反应器内的烟气流速一般 4~6m/s。

## ⑤ 催化剂寿命

由于长期处于高温、高尘的环境中，催化剂的微孔会逐渐变形、堵塞，同时烟气

中的各种微量重金属也会对催化剂产生毒化作用。研究表明，一般情况下经过 16000~20000 小时的使用，SCR 催化剂的活性会降至初始的 0.8。催化剂的实际使用寿命因操作条件、供货商和催化剂类型而不同。催化剂要求活性高，寿命长，耐磨，防堵，抗中毒。每层催化层由若干催化剂单元块组合而成，催化剂一般保证 2~3 年寿命，SCR 的催化层通常运行两层，空置一层，待 2~3 年后添加一层催化剂到空置层，再运行 6 年后开始更换一层催化剂。

#### ⑥ 煤质对 SCR 的潜在问题

中国的煤灰量大，煤种变化和质量变化也很大，且经常出现混烧煤的情况，因此对未来 SCR 装置的氨逃逸和催化剂的适用性提出了很大挑战。同时也会增大砷化物和碱金属等作用使催化剂中毒失活的风险。同时要求催化剂能够适应不同的压降、燃料和烟气成分的要求。

#### ⑦ 投资的影响因素

SCR 脱硝工艺的投资影响因素通常为：催化剂用量、烟气量、含灰量、NO<sub>x</sub> 的产生浓度、氨的最高逃逸率、烟道长度、还原剂加入系统、防腐与清灰系统等；影响运行成本的因素一般为：烟气灰份中碱金属及其他引起催化剂中毒的物质的含量、SCR 反应器的入口温度，系统阻力等。

#### ⑧ 场地要求

SCR 脱硝对场地有较严格的要求。按照国务院文件 334 号《危险化学品安全管理条例》及《建筑设计防火规范》(GB50016-2006)的要求，液氨储存与蒸发区周围需有 15~20m 的安全距离，如果使用尿素作还原剂，储存和蒸发区面积可以缩小。

#### 6) SCR 技术的主要特点

SCR 技术是把还原剂氨气喷入锅炉省煤器下游 300~420℃的烟道内，在催化剂作用下，将烟气中 NO<sub>x</sub> 还原成无害的 N<sub>2</sub> 和 H<sub>2</sub>O。SCR 装置需在烟道上增设一个反应器，催化剂是核心，具有如下特点：

a) 脱硝效率可以高达 90%，NO<sub>x</sub> 排放浓度可控制到 50mg/Nm<sup>3</sup> 以下。这些指标是其他任何一项脱硝技术都无法单独达到的。

b) 增加锅炉烟道阻力在 1000~1200Pa(装三层催化剂)，需提高引风机压头。

c) 催化剂在与烟气接触过程中，受到气态化学物质毒害、飞灰堵塞与冲蚀磨损等因素的影响，其活性逐渐降低。通常 3~4 年增加或更换一层催化剂。

d) 逃逸率与 SO<sub>3</sub> 反应，可能在空预器换热面上形成硫酸氢铵，恶化空预器堵塞。

e) 如采用液氨作还原剂,液氨储存量超过 40t 即成为重大危险源,氨逃逸需要考虑氨区内外的安全距离,至少约需 2500~3000m<sup>2</sup>的场地空间,且须经过安全、环保与消防等机构的评估。

f) 经过长时间的运行后,SCR 催化剂会富集一些痕量重金属,废弃后的催化剂需要进行无害化处理。

无论是新建机组还是在役机组改造,绝大部分煤粉锅炉都可以安装 SCR 装置。SCR 是一项十分成熟的技术,脱硝效率稳定。

SCR 的不足之处是投资大,运行费用高,占地面积大。对于老机组而言,锅炉省煤器和空预器之间是否有空间引接烟道和安装 SCR 装置是最关键的。就本项目而言,省煤器和空预器间的空间距离太小,无法引接脱硝装置烟道,需进行相应改造。

### (3) SNCR—SCR 联合脱硝技术

SCR 是一种高效的脱硝工艺,可以达到 90%以上。同样,SNCR—SCR 联合脱硝技术也能达到较高的脱硝效率。以排放浓度 600mg/Nm<sup>3</sup>考虑,满足 200mg/Nm<sup>3</sup>排放目标控制值,需要 67%的脱硝率;考虑到目前燃煤品种的变化,应该至少考虑 70%的脱硝效率。

通常一层 SCR 催化剂可以达到 50%左右的脱硝率,在加上上游 SNCR 的 40%脱硝效率,总脱硝效率达到 70%(1-0.5×0.6=0.7)。当 SCR 催化剂老化后,可以再加一层催化剂。由于 SCR 高尘布置的经济性远远好于低尘布置。因此,按高尘布置反应器。在锅炉省煤器出口与空预器入口之间加装二层催化剂,其中一层为预留层。

SNCR—SCR 联合脱硝技术是将 SNCR 与烟道型 SCR 结合,SNCR 承担脱硝和提供 NH<sub>3</sub> 双重功能,利用烟道型 SCR 将上游来的 NH<sub>3</sub> 与 NO<sub>x</sub> 反应完全,从而提高整体脱硝效率,弥补 SNCR 装置效率恶化的缺陷。技术特点如下:

- 1) 适应于场地空间限制的特定环境,脱硝效率可达到 60%左右。
- 2) 烟道阻力约增加小于 300Pa,主要取决于催化剂的用量。
- 3) 烟道型 SCR 不需另设氨区与喷氨 AIG 装置,系统简单。
- 4) 早期的烟道型 SCR 反应器布置在水平烟道上,烟气水平流动,流速较高。改进后的烟道型 SCR 垂直布置,流速降低,提高了催化剂使用寿命。

SNCR—SCR 联合脱硝技术是近些年发展起来的技术,是结合了 SCR 技术高效、SNCR 技术投资省的特点而发展起来的一种新型的、成熟的工艺。该工艺在保证高脱硝效率的前提下,省去了氨喷射格栅,减少了催化剂的用量,从而降低了造价和运行费用,且不管在 SCR 前端采取哪种脱硝手段,都与 SCR 不矛盾,因为 SCR 是最后一道屏障。

SCR 是可以分步实施的，因为催化剂的层数是可以逐渐增加的。如果在 SCR 前采取其它脱硝技术，还可以减轻 SCR 的压力，减少催化剂用量和氨的消耗。

#### 4.4.4 脱硝技术经济比较

本项目主要方案的技术经济比较，见表 4.4-5。

表 4.4-5 主要方案的技术经济比较一览表(一台炉)

| 序号 | 项 目          | 空气分级 (SOFA) | 新型低氮燃烧技术 | SNCR 技术 | SNCR-SCR 联合技术 | SCR 技术 |
|----|--------------|-------------|----------|---------|---------------|--------|
| 1  | 技术成熟程度       | 成熟          | 成熟       | 成熟      | 成熟            | 成熟     |
| 2  | 改造量和难度       | 小/较难        | 中等/易     | 小/易     | 大/很难          | 大/很难   |
| 3  | 是否会产生炉膛腐蚀或结渣 | 会           | 会        | 一般不会    | 不会            | 不会     |
| 4  | 脱硝效率         | 30%/40%     | 56%      | 40%     | 58%           | 90%    |
| 5  | 有无副产品        | 无           | 无        | 无       | 无             | 无      |
| 6  | 设备占地面积       | 小           | 小        | 较小      | 较大            | 大      |
| 7  | 操作难易程度       | 易           | 易        | 较难      | 较难            | 易      |
| 8  | 维护方便性        | 方便          | 方便       | 方便      | 较方便           | 较方便    |

注：成本未考虑减少排污费因素，投资未考虑锅炉改造费用。初始浓度为 650mg/Nm<sup>3</sup>。

从表 4.4-5 比较表中数据可以看出：

(1) 单独任何一项锅炉燃烧系统改造方案都难以将 NO<sub>x</sub> 排放浓度降低到 200mg/Nm<sup>3</sup> 以下。但锅炉燃烧系统的降 NO<sub>x</sub> 改造方案，单位脱硝成本均明显比燃烧后的烟气脱硝方案成本低，特别是空气分级技术方案和新型低氮燃烧器方案的单位脱硝成本低于 1 元/kg。由此可见，控制 NO<sub>x</sub> 排放，对燃烧系统改造是首选。

(2) 锅炉燃烧后的烟气脱硝无论是 SCR、SNCR 还是 SNCR-SCR 的成本是很高昂的，因此，烟气脱硝方案必须同锅炉燃烧系统改造相结合，只有大幅降低烟气初始 NO<sub>x</sub> 排放浓度，才能最大限度地降低烟气脱硝运行成本。

(3) 若采用 SNCR，投资少，运行费也较低，也不需要单独空间，此方法的脱硝效率一般在 50%以上，根据项目的实际排放情况，本项目 1~3 号炉初始浓度按最大 650mg/Nm<sup>3</sup> 经低氮燃烧改造后，保证浓度如小于 400mg/Nm<sup>3</sup>，脱硝出口浓度就可降到 200mg/Nm<sup>3</sup> 以下，满足最新排放标准 200mg/Nm<sup>3</sup> 的要求。

综上所述，本项目 1~3 号炉采用低氮燃烧技术和 SNCR 脱硝技术，综合脱硝效率将不小于 70%，能满足最新 NO<sub>x</sub> 浓度排放标准的要求。

## 5 脱硝改造工程设想

### 5.1 脱硝场地布置

#### 5.1.1 脱硝装置的布置原则

根据现有电厂总平面布置的具体要求：重视外部条件，完善总体规划；满足使用要求，工艺流程合理；远近规划结合；布置紧凑，注意节约用地；结合地形地质，因地制宜布置；符合防火规定，确保安全生产；注意风向朝向；交通运输方便，避免迂回重复；建筑群体组合，整齐美观协调；有利检修活动。

依据上述要求，因地制宜，结合本期工程具体情况，厂区总平面布置有如下原则：

(1) 遵循“安全可靠、高效环保、以人为本、经济适用”的指导思想，在保证工艺合理，建设有序的前提下，需新建的辅助、附属生产设施尽可能集中布置，尽量减小占地，使得厂区总平面布置规整、美观。

(2) 本期工程采用低氮燃烧+SNCR(尿素)脱硝工艺，这个还原过程在内部进行，还原剂通过安装在锅炉墙壁上的喷嘴喷入烟气中。喷嘴布置在燃烧室和省煤器之间的过热器区域。

(3) 尿素区为三台锅炉共用一套系统，布置在电厂全年最小频率风向的上风侧。

#### 5.1.2 主要设备和设施的布置

本期工程改造采用 SNCR 脱硝工艺，无脱硝反应器，在锅炉墙壁上开孔，设喷嘴，喷嘴布置在燃烧室和省煤器之间的过热器区域。

脱硝装置设一套共用尿素系统区，布置在东北角的小车班及堆料场处，离路沿距离均为 5m，占地面积约 200m<sup>2</sup>。

## 5.2 设计基础参数

本期工程脱硝装置设计采用的基础参数，见表 5.2-1。

表 5.2-1 脱硝装置工艺基础参数(一台炉)

| 序号 | 参 数                     | 单 位                | 1~3 号炉 | 1~3 号炉  | 备注 |
|----|-------------------------|--------------------|--------|---------|----|
|    |                         |                    | LNB    | SNCR    |    |
| 1  | 烟 气 量                   | Nm <sup>3</sup> /h | 280000 |         |    |
| 2  | 入口烟温                    | ℃                  | /      | 920~980 |    |
| 3  | 入口实际 NO <sub>x</sub> 浓度 | mg/Nm <sup>3</sup> | ≤650   | ≤400    |    |
| 4  | 脱除 NO <sub>x</sub> 效率   | %                  | ≥40    | ≥50     |    |
| 5  | 年利用小时                   | h                  | 6000   |         |    |

## 5.3 低氮燃烧技术改造(LNB)

### 5.3.1 概述

针对本项目1、2、3号锅炉特点和燃料燃烧特性，确定采用新型低氮燃烧技术对其燃烧系统进行技改，燃烧器入炉煤为烟煤，新型低氮燃烧技术改造方案如下：

(1) 采用分级送入的高位分离燃尽风系统，燃尽风喷口能够垂直和水平方向双向摆动，有效控制汽温及其偏差；

(2) 采用先进的浓淡风煤粉燃烧技术，并采用喷口强化燃烧措施，有效降低NO<sub>x</sub>排放，强化劣质煤的燃烧稳定性，保证高效燃烧，并拓宽燃料适应性；

(3) 高浓缩比、低阻力新一代煤粉浓缩技术，确保煤粉及时着火，NO<sub>x</sub>大幅度减排，燃料适应性变宽；

(4) 采用延迟混合型一、二次风以及带侧二次风的周界风喷口设计，确保NO<sub>x</sub>大幅度减排；

(5) 优化水平空气分级，采用大的侧二次风喷口。强化水冷壁表面附近氧化性气氛，有效防止水冷壁附近结渣，防止燃用高硫煤时容易发生的高温腐蚀。

新型燃烧技术是先进、成熟的低氮燃烧技术，预期能把本项目1号~3号锅炉的氮氧化物排放量从现有的650mg/Nm<sup>3</sup>降到400mg/Nm<sup>3</sup>以下，并能同时保证锅炉效率和的其它性能。

### 5.3.2 采用二次风垂直分级高位燃尽风系统

将有组织燃烧风量沿炉膛垂直方向分级供入，主燃区有组织空气量与理论空气量的比值由原来 $\lambda_a=1.2$ 变为 $\lambda_a=0.85\sim 0.9$ ，燃尽风率为0.25~0.3。在主燃烧器上方一定标高处(下层燃尽风距燃烧器三次风喷口中心线约3.5m，可根据现场管道、钢架安装位置可进行适当调整)布置二层8只燃尽风喷口，整个燃尽风喷口在燃烧器区上部相同的水冷壁标高角部位置开出燃尽风安装口，燃尽风量占总空气量约22%。燃尽风喷口风速采用较高出口速度46m/s，且每个燃尽风喷口均为摆动式喷口，可以垂直和水平方向摆动，水平方向可摆动 $\pm 15^\circ$ ，垂直上下摆动 $\pm 15^\circ$ ，热态运行时可根据锅炉运行状况(燃尽、NO<sub>x</sub>排放、烟温偏差及过热器汽温偏差等)对燃尽喷口摆动角度的进行适当调整，可有效进行烟气消旋，减少炉膛出口烟温偏差，并保证过热器管壁壁温正常。

各个燃尽风的供风风道均由二次风主风道引出，由单独燃尽风道向各燃尽风喷口供风，保证供风阻力小，在风道上设置有单独风门挡板，由电动执行器远程或手动操控。喷口垂直摆动装置采用电动执行器，水平摆动手动执行。相应水冷壁上将开出燃



尽风安装口，安装有水冷壁水冷套和密封壳体，并根据现场管道、钢架安装位置对燃尽风道进行适当调整，各燃尽风道上加装膨胀节，并均设有恒力弹簧吊挂。

### 5.3.3 主燃烧器区二次风喷口的设计

主燃烧器区二次风喷口面积根据主燃烧器区有组织二次风减少的情况进行相应缩小(由于增加了高位燃尽风，维持总风量不变)，出口二次风风速达到设计值不变，保证出口的二次风风速达到较高风速。

最下层保证较大二次风喷口面积，使其具有较大出口二次风动量，起到在最下层托粉的作用，减少炉膛底部的掉渣量和大渣的含碳量。

适当增加了一、二次风喷口之间的间距，推迟一、二次风之间的混合在主燃区形成更强的还原性气氛，降低NO<sub>x</sub>生成浓度，并强化水冷壁表面附近氧化性气氛，有效防止燃用高硫煤时容易发生的高温腐蚀。

### 5.3.4 主燃烧器区二次风

主燃烧器区二次风喷口面积根据主燃烧器区有组织二次风减少的程度进行相应缩小，保证出口的二次风风速达到较高风速(46m/s)。保证最下层较大二次风喷口面积，使其具有较大出口二次风动量，起到在最下层托粉的作用，减少炉膛底部的掉渣量和大渣的含碳量。

### 5.3.5 周界风喷口

采用延迟混合型一、二次风布置以及侧二次风的周界风喷口设计。

二次风喷口采用收缩型结构，推迟一二次风的混合。一次风浓淡喷口之间采用垂直V型隔板，推迟浓淡一次风的混合速度。采用这样的措施，可以有效地推迟浓淡煤粉气流的混合，减少燃烧过程中含N基团与O<sub>2</sub>反应机会，有效降低NO<sub>x</sub>生成量。高浓度的浓一次风煤粉气流，强化一次风的着火和稳燃性能，利用早期快速析出挥发分有效降低NO<sub>x</sub>生成量，可保持高的煤粉颗粒的燃尽度。

一次风喷口出口四周设计有偏置型周界风喷口，对运行或停运的一次风喷口起到冷却保护作用，一次风在向火侧和上下两侧设有小扳边，推迟周界风与一次风的混合，在一次风喷口背火侧设计较大出口动量的侧二次风，对炉膛水冷壁面起到防止结渣、防止高温腐蚀的保护作用。

### 5.3.6 主要设备清单

本项目低氮燃烧技改主要设备清单，见表 5.3-1。

表 5.3-1

LNB 主要设备清单(单台锅炉)

| 序号 | 名称          | 单位 | 数量 | 材质   | 备注   |
|----|-------------|----|----|------|------|
| 一  | 立体分级低氮燃烧器   |    |    |      |      |
| 1  | 一次风喷口       | 件  | 12 | 耐热铸钢 |      |
| 2  | 二次风喷口       | 件  | 20 | 耐热铸钢 |      |
| 3  | 贴壁风喷口       | 件  | 8  | 耐热铸钢 |      |
| 4  | 煤粉风室组件      | 件  | 12 |      |      |
| 5  | 一次风弯头       | 件  | 12 | 耐磨铸钢 |      |
| 6  | 挡板风箱        | 套  | 4  |      |      |
| 7  | 主燃区角风箱      | 套  | 4  |      |      |
| 二  | 燃尽风系统       |    |    |      |      |
| 1  | 燃尽风道及风箱     | 套  | 4  |      |      |
| 2  | 燃尽风本体       | 套  | 4  |      |      |
| 3  | 燃尽风喷口       | 件  | 24 |      |      |
| 4  | 挡板风箱        | 套  | 4  |      |      |
| 5  | 燃尽风膨胀节      | 件  | 4  |      |      |
| 6  | 保温护板        | 套  | 4  |      |      |
|    | 垂直摆动机构      | 套  | 4  |      |      |
| 三  | 水冷壁开孔和执行器   |    |    |      |      |
| 1  | 主燃区水冷壁弯管    | 套  | 4  |      |      |
| 2  | SOFA 区水冷壁弯管 | 套  | 4  |      |      |
| 3  | SOFA 风门执行器  | 台  | 12 |      |      |
| 4  | SOFA 摆动执行器  | 台  | 4  |      |      |
| 5  | 执行器控制柜      | 批  | 1  |      |      |
| 四  | 其他          |    |    |      |      |
| 1  | 保温、油漆及附材    | 炉  | 1  |      |      |
| 2  | 检修平台及支吊架    | 炉  | 1  |      |      |
| 3  | DCS 卡件      | 批  | 1  |      |      |
| 4  | 不锈钢管        | m  |    |      | 根据现场 |
| 5  | 手动仪表阀       | 个  |    |      | 根据现场 |
| 6  | 执行器控制电缆     | m  |    |      | 根据现场 |
| 7  | 气源软管        | 条  |    |      | 根据现场 |

## 5.4 非选择性催化还原法(SNCR)

### 5.4.1 系统描述

SNCR 系统主要包括还原剂制备、储存及供应系统、稀释水系统、计量混合系统、还原剂喷射系统及控制系统五部分。

还原剂制备、储存及供应系统实现尿素溶液的制备、储存和供应。稀释水系统实现稀释水储存和供应。根据锅炉运行情况和 NO<sub>x</sub> 排放情况，尿素溶液和稀释水在剂量

混合系统中在线配制成所需的尿素溶液浓度，然后该系统实现各喷射点的尿素溶液分配。还原剂喷射系统将尿素溶液雾化后喷射入炉内。还原剂的供应量能满足锅炉不同负荷的要求，调节方便、灵活、可靠；尿素溶液计量分配系统配有良好的控制系统。

## 5.4.2 主要工艺系统

### 5.4.2.1 还原剂制备、储存及供应系统

尿素为固体颗粒。袋装尿素由汽车运输到厂区，通过卸料放在尿素储存站。

储罐及泵站模块可安装于混凝土围堰内。为避免罐内过压或真空，罐顶部安装安全阀及真空阀。运行期间，罐压通过压力变送器可实现就地及远程连续监测。

输送泵(一用一备)在 14bar 压力下由尿素溶解罐向尿素溶液储罐输送配置好的尿素溶液。

循环泵(一用一备)在 14bar 压力下向联合工艺系统提供尿素溶液。因此一定量的尿素循环往复，循环线路的压力由压力调节阀控制。脱硝所要求的尿素量由安装在计量分配系统的流量控制阀设定。

### 5.4.2.2 稀释水系统

当锅炉负荷或炉膛出口的 NO<sub>x</sub> 浓度变化时，送入炉膛的尿素溶液量也应随之变化，这将导致送入喷枪的流量发生变化。若喷枪的流量变化太大，将会影响到雾化喷射效果，从而影响脱硝效率和氨逃逸。因此，设计了稀释水系统，用来保证在运行工况变化时喷枪中流体流量基本不变。

稀释水储存在不锈钢罐内，用于稀释尿素溶液。水通过多级泵传输至计量混合模块。稀释水泵设有 2 台，一用一备。流量余量大于 10%，压头大于 20%。

### 5.4.2.3 计量混合系统

用于计量和混合的仪器仪表整合在一个钢柜内。NO<sub>x</sub> 控制仪所要求的必要数量的尿素溶液由尿素管线供应。所需尿素溶液的数量由流量计控制、气动调节阀调节。所需数量的稀释水在与尿素溶液混合前由流量计控制，气动调节阀调节。每个喷射点均由流量计控制，确保适当的分配。还原剂混合液的压力由安装的压力计控制。

### 5.4.2.4 还原剂喷射系统

在线配制稀释好的尿素溶液将送到各喷射点，喷射采用固定喷枪方式，不采用推进器系统。喷枪喷射所需的雾化介质采用压缩空气。炉前压缩空气总管上设有流量压力测量，分几路通到各喷射点，每个喷射点的雾化压缩空气总管设有压力调节、压力测量、流量测量，再通往各个喷枪。喷枪的布置：

本工程每台锅炉拟配制一定数量的喷枪，喷枪布置在合适温度区间的炉膛，用于分配稀释后的还原剂，孔径尺寸根据实际选择喷枪尺寸确定。进行详细施工设计时，通过数学模型计算(CFD)了解炉膛 NO<sub>x</sub> 浓度分布、炉膛温度分布、炉膛气流分布以及烟气组分分布情况，再最终确定喷枪(喷嘴)的布置方式和安装位置。

各阀组及附属设备就近布置在喷射点的附近。

#### 5.4.2.5 控制系统

脱硝装置采用 DCS 控制系统，接入现有的脱硫系统。控制系统将具有较高的可靠性、可维护性与扩展性、具有较高的自动化水平。操作人员依据 DCS 系统，实现对尿素溶液制备、储存模块、稀释水模块、计量混合模块、喷射模块的系统设备的控制及运行状态的监视。并依据各子系统的运行参数的变化进行调整和操作。具备先进性、使用性、安全和可靠性、可扩展性等特点。

#### 5.4.3 主要设备表

SNCR 系统主要设备表，见表 5.4-1

表 5.4-1 SNCR 系统主要设备表

| 序号 | 名称             | 规格型号  | 单位 | 数量 | 备注 |
|----|----------------|---|----|----|----|
| 一  | 尿素溶液制备、储存和供应系统 |   |    |    |    |
| 1  | 尿素溶液储罐         | 有效容积 V=80m <sup>3</sup> ，Φ 4500×6300，材质：304 | 个  | 1  |    |
| 2  | 尿素溶解罐          | 有效容积 V=6m <sup>3</sup> ，Φ 2000×2400，材质：304  | 个  | 1  |    |
| 3  | 尿素溶液输送泵        | 输送流量 Q=20m <sup>3</sup> /h，扬程 H=15m         | 台  | 2  |    |
| 4  | 尿素溶液循环泵        | 输送流量 Q=2m <sup>3</sup> /hr，扬程 H=140m        | 台  | 2  |    |
| 5  | 卸料斗            |   | 套  | 1  |    |
| 二  | 稀释水系统          |   |    |    |    |
| 1  | 稀释水罐           | 有效容积 V=6m <sup>3</sup> ，Φ 2000×2400，材质：304  | 个  | 1  |    |
| 2  | 稀释水输送泵         | 输送流量 Q=3.5m <sup>3</sup> /hr，扬程 H=140m      | 个  | 2  |    |
| 三  | 计量分配系统         |   |    |    |    |
| 1  | 计量混合柜体         |   | 个  | 3  |    |
| 2  | 仪表             |   | 批  | 1  |    |
| 四  | 还原剂喷射系统        |   |    |    |    |
| 1  | 喷射柜            |   | 个  | 6  |    |
| 2  | 喷枪             | 本体 316L，喷嘴 310ss                            | 套  | 60 |    |

#### 5.4.4 SNCR 脱硝技术布置

SNCR 工艺整个还原过程在锅炉内部进行，不需要另外设立反应器。还原剂通过安装在锅炉墙壁上的喷嘴喷入烟气中。喷嘴布置在燃烧室和省煤器之间的过热器区域，锅炉的热量为反应提供了热量，使 NO<sub>x</sub> 在这里被还原。

### 5.5 电气系统

#### 5.5.1 用电负荷

空压机原配 2 台 60kW，本工程在原有基础上新增加 1 台 60kW。目前 400V 除灰 PC 段上有备用抽屉回路，接入 400V 除灰 PC I 段 4-4（16E/250 抽屉内塑壳开关完好）。

本期工程所有脱硝负荷均为 380/220V 低压负荷。每台炉 SNCR 反应区负荷约为 42.9kVA；CEMS 控制系统电源约 25kVA，氨区（尿素）负荷约为 63kVA。主要清单，见表 5.5-1 和表 5.5-2。

表 5.5-1 SNCR 区负荷（单台炉）

| 序号 | 名称              | 额定容量(kW) | 连接台数 |
|----|-----------------|----------|------|
| 1  | SNCR 电动葫芦       | 4.9      | 2    |
| 2  | SNCR 区照明        | 5        | 1    |
| 3  | SNCR 区动力        | 6        | 1    |
| 4  | SNCR 区热控电源箱（工作） | 2        | 1    |
| 5  | CEMS 配电装置电源（工作） | 25       | 1    |
|    | 计算负荷ΣS1         | 42.9     |      |

氨区（尿素）MCC 负荷，见表 5.5-2。

表 5.5-2 氨区（尿素）MCC 负荷（三台炉公用）

| 氨区（尿素）MCC 负荷（三台炉公用） |         |          |    |    |                     |      |                |       |                           |                            |
|---------------------|---------|----------|----|----|---------------------|------|----------------|-------|---------------------------|----------------------------|
| 低压负荷计算              |         |          |    |    |                     |      |                |       |                           |                            |
| 序号                  | 设备名称    | 单台功率(kW) | 数量 |    | P <sub>e</sub> (kW) |      | 计算系数           |       | 有功功率 P <sub>js</sub> (kW) | 视在功率 S <sub>js</sub> (kVA) |
|                     |         |          | 常用 | 备用 | 常用                  | 备用   | K <sub>x</sub> | cos φ |                           |                            |
| 1                   | 尿素溶液输送泵 | 3        | 1  | 1  | 3                   | 3    | 0.1            | 0.8   | 0.3                       | 0.375                      |
| 2                   | 尿素溶液循环泵 | 3        | 1  | 1  | 3                   | 3    | 0.9            | 0.8   | 2.70                      | 3.38                       |
| 3                   | 稀释水泵    | 5.5      | 1  | 1  | 5.5                 | 5.5  | 0.9            | 0.8   | 4.95                      | 6.19                       |
| 4                   | 搅拌器     | 2.2      | 1  | 0  | 1                   | 0    | 0.9            | 0.8   | 0.90                      | 1.13                       |
| 5                   | 仪表及控制系统 | 5        | 1  | 0  | 5                   | 0    | 0.9            | 0.8   | 4.50                      | 5.63                       |
| 6                   | 照明      | 4        | 1  | 0  | 4                   | 0    | 0.8            | 0.8   | 3.20                      | 4.00                       |
| 7                   | 检修      | 30       | 1  | 0  | 30                  | 0    | 0.1            | 0.8   | 3.00                      | 3.75                       |
|                     | 合计      |          | 7  | 3  | 51.5                | 11.5 |                |       | 19.55                     | 24.44                      |
|                     | 系统总装机容量 |          | 63 |    | kW                  |      | 备用             |       | 11.50                     | kW                         |

### 5.5.2 配电方式及布置

氨区(尿素)内设置一段氨区(尿素)MCC,为氨区(尿素)内低压电负荷提供电源,电源采用双电源进线方式(采用自动切换),分别引自氨区(尿素)附近的除灰 PC I(5-1); PC II(8-2),MCC 布置在制氨区(尿素)配电室内。

SNCR 反应区内每台锅炉各设置一段 MCC,为 SNCR 反应区内低压负荷提供电源,电源采用双电源进线方式(采用自动切换)。分别引自:

1 号炉脱硝 MCC 段:主厂房 380V 工作段 PC IA(7-7)、PC IB(10-11)回路;

2 号炉脱硝 MCC 段:主厂房 380V 工作段 PC IIA(6-4)、PC IIB(8-7)回路;

3 号炉脱硝 MCC 段:主厂房 380V 工作段 PC IIA(8-1)、PC IIB(12-3)回路。

以上抽屉内塑壳开关已经损坏需重新购置,原开关柜设备厂家是“福州天宇电气股份有限公司”。

热控仪表及其它 220V 控制电源由主厂房 UPS(5kVA)供给一路工作电源,另从脱硝 MCC 段供给一路备用电源。

SNCR 反应区 MCC 配电间与工艺综合考虑,布置于锅炉烟风出口标高层。

具体接线图见《D-01 脱硝厂用电一次配置接线图》。

脱硝部分的低压辅助电机均由相应区的电动机控制中心(MCC)供电。电动机控制中心(MCC)开关柜选用 MNS 型抽屉柜,进线方式为上进上出(下进下出)线;开关柜内断路器、接触器、热继电器均采用优质产品;电动机控制中心(MCC)内电动机回路(除暖通轴流风机回路)均需装设智能马达保护器。

### 5.5.3 检修、照明及电缆

本期工程采用照明与动力合并的供电方式。照明采用 380/220V 三相四线制中性点直接接地系统;照明分为正常照明及事故照明。

反应区正常照明箱电源由脱硝 SCR 区 MCC 段提供,事故照明采用应急灯方式。制氨区正常照明电源由制氨区 MCC 提供,事故照明采用应急灯方式。

脱硝区域内设置检修电焊网络。反应区内按炉设置检修箱,电源引自反应区 MCC 段;制氨区内设置检修箱,检修箱电源由其 MCC 供给。

电缆设施采用架空桥架敷设和地下沟道敷设相结合的方式,电缆选用阻燃型电缆。电缆构筑物的孔洞,用耐火材料封堵,电缆桥架底层设阻燃隔板,所有桥架按规定在适当位置设耐火槽盒,封堵采用阻燃包、有机耐火堵料、无机耐火堵料、槽盒、阻燃隔板、防火涂料等。

#### 5.5.4 过电压保护及接地

本期工程建筑物防直击雷设施按《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(DL/T620-1997)规定,制氮区域内视情况设置独立的避雷针。

本期工程的接地装置采用水平接地体为主、垂直接地体为辅的复合接地网,并最终与主体工程主接地网相连接,接地要求满足全厂接地电阻要求。

### 5.6 仪表与控制系统

#### 5.6.1 低氮燃烧系统控制系统

本项目各台锅炉的控制系统均为独立的DCS系统,现有DCS系统有备用的卡件位置。低氮燃烧改造拟在现有的DCS系统增加卡件进行控制。

不单独增加低氮燃烧系统操作员站,仅在现有锅炉操作员站上增加画面进行监视。

#### 5.6.2 主厂房脱硝控制系统

1号、2号、3号锅炉脱硝改造系统拟纳入脱硫DCS系统进行控制,三台锅炉合并设置控制机柜,机柜数量暂按一面考虑(配一对DPU控制器)。

1号、2号、3号锅炉脱硝系统控制柜采用与原脱硫分散控制系统(DCS)相同的产品,脱硝系统控制柜布置在脱硫电子设备间内。脱硝系统新增一台操作员站,设置在脱硫控制室。在各脱硫操作员站也需增加脱硝画面进行监控。

#### 5.6.3 尿素溶液控制系统

本项目1号、2号、3号炉采用尿素溶液脱硝,设一套尿素溶液控制系统。尿素溶液系统拟纳入脱硫DCS系统进行控制。在尿素区电子设备间设置一套DCS系统,采用与原脱硫分散控制系统(DCS)相同的产品,机柜数量暂按一面考虑(配一对DPU控制器)。

尿素溶液系统的操作拟设置在脱硫综合楼控制室,尿素溶液系统和脱硝系统合并设置一台操作员站。

#### 5.6.4 主要检测控制方案

##### 5.6.4.1 尿素稀释液流量控制系统

当锅炉负荷或炉膛出口的 $\text{NO}_x$ 浓度变化时,送入炉膛的尿素溶液量也应随之变化,这将导致送入喷枪的流量发生变化。若喷枪的流量变化太大,将会影响到雾化喷射效果,从而影响脱硝效率和氨逃逸。因此,需要加入稀释水用来保证在运行工况变化时喷枪中流体流量基本不变。

为保证SNCR脱硝效率,安全经济运行,尿素稀释液流量闭环控制系统的功能是通

过调整尿素溶液和稀释水的比例，使得喷枪中流体流量基本不变，而同时反应器后烟气中  $\text{NO}_x$  的浓度水平不超过容许值。这个限值水平可以预先选定作为主控制器的设定点。反应器后烟气中  $\text{NO}_x$  的浓度水平通过烟气分析仪测定并作为实际测量值反馈给主控制器。

#### 5.6.4.2 DCS 顺序控制系统

本工程脱硝系统顺序控制系统的控制水平按功能组级，子功能组级和驱动级三级控制方式考虑：

(1) 驱动控制：包括所有单个的电动机和执行器、电磁阀等被控设备，作为自动控制的最低程度。

(2) 子组级控制：一个辅机为主及其相应辅助设备的顺序控制。例如：取样风机子功能组等。

(3) 功能组控制：一个工艺系统流程为主及其相关辅助设备的顺序控制，并将对子组级发出控制命令。例如：还原剂储存及供应系统功能组、稀释水系统功能组等。

#### 5.6.4.3 烟气连续排放检测系统(CEMS)

锅炉出口烟道上装设一套烟气分析仪表，监测项目包括：

锅炉出口净烟道： $\text{NO}_x$ 、 $\text{O}_2$ 、 $\text{NH}_3$ 、

以上信号通过硬接线全部进入 DCS 中进行进行监视、计算，并在 DCS 内实现自动控制加氨量。

#### 5.6.4.4 脱硝与外部系统的数据接口

本期工程脱硝至电网中调的数据通过主厂房 DCS 以通讯的形式传至电气网继系统，通过电气网继系统传至电网中调。

#### 5.6.5 供电、气源及其他

##### 5.6.5.1 供电

本项目所配供的脱硝系统 DCS 控制机柜的电源拟考虑取自每台锅炉 DCS 各自的配电柜，每面机柜需要两路电源，其中一路为 UPS 电源。

本项目尿素区 DCS 控制机柜的电源就近引自电气尿素区 MCC 柜。设置二路 AC220V 电源，并配供一套 UPS 装置。

主厂房内 1 号、2 号、3 号炉锅炉低氮燃烧改造及 1 号、2 号、3 号炉脱硝改造，工艺专业配供 AC380V 电动阀门执行机构，需考虑设置阀门电源柜，阀门电源柜空开数量以实际电动阀门执行机构数量为主，并留有适当备用回路。每台锅炉各配一个阀门



电源柜，电动阀门配电柜的电源就近取自每台炉电气的 MCC 柜。

#### 5.6.5.2 气源

锅炉 SNCR、SCR 反应装置区域，气动执行机构和 CEMS 吹扫用气量很少，脱硝岛不单独设仪用空压站，压缩气源将从锅炉主厂房区域机组用气母管就近就地引接；尿素区气动执行机构，仪用压缩气源将就近引接。

#### 5.6.5.3 其他

因主厂房内原有电缆桥架不能满足本期改造的需要，主厂房内需新增电缆桥架，用于锅炉低氮燃烧及脱硝改造，桥架走向与原桥架走向相同。

尿素区内桥架与电气统一考虑。

尿素区内设置火灾报警系统，火灾报警系统拟采用与主厂房同型号的火灾报警系统，尿素区火灾报警以区域控制器形式接入主厂房火灾报警控制盘，以实现全厂消防的联动。

#### 5.6.6 仪表及自控系统选型

根据脱硝工艺的具体要求配置相应的温度、压差、压力、流量，氨浓度等检测仪表。仪表的选型以成熟、可靠为原则。

控制系统要求安全可靠、技术先进，有良好的使用经验，满足工艺过程的操作要求，实现工艺装置、储运系统等控制、管理、经营一体化，并实现集中操作管理，为企业实现信息化管理和优化生产调度建立基础。实施控制系统全厂一体化策略。自动控制达到国内先进水平。

常规仪表(压力、压差、流量及温度)，可按目前电厂所使用仪表进行选型，但需要考虑防腐措施；用于爆炸场所的仪表必须符合相应的防爆标准，并取得国家有关防爆检验机构的相应防爆等级的防爆许可证。

对锅炉出口安装烟气成分监测设备，其要求为采用进口或引进技术生产的产品。所有的信号可以以通讯方式或 4~20mA 信号进入 DCS，脱硝系统的 CEMS 还应配置数据采集及处理系统，并按当地环保部门的要求上传相关 CEMS 数据。

电动调节装置选用智能型一体化的设备。

气动调节装置选用进口设备。

#### 5.6.7 主要工程量

本项目 3 台炉低氮燃烧系统、脱硝改造及尿素区系统热控主要工程量，见表 5.6-1。

表 5.6-1

自控系统主要工程量

| 序号 | 名称              | 规格型号    | 单位 | 数量 | 备注       |
|----|-----------------|---------|----|----|----------|
| 一  | <b>低氮燃烧系统</b>   |         |    |    |          |
| 1  | DCS 系统卡件        |         | 套  | 1  | 4AI, 4AO |
| 2  | 仪表              |         | 套  | 3  |          |
| 3  | 电缆桥架及电缆         |         | 批  | 3  |          |
| 4  | 阀门配电柜           |         | 面  | 3  |          |
| 二  | <b>脱硝系统</b>     |         |    |    |          |
| 1  | DCS 系统          | 按300点考虑 | 套  | 1  |          |
| 2  | 仪表              |         | 套  | 3  |          |
| 3  | 电缆桥架及电缆         |         | 批  | 3  |          |
| 4  | 操作员站            |         | 台  | 1  |          |
| 三  | <b>尿素溶液控制系统</b> |         |    |    |          |
| 1  | DCS 控制系统        | 按150点考虑 | 套  | 1  |          |
| 2  | 尿素区仪表           |         | 套  | 1  |          |
| 3  | 电缆桥架及电缆、通讯光缆    |         | 批  | 1  |          |

### 5.7 空压机改造

现有空压机为二套 10m<sup>3</sup>/min(一运一备)，不能满足本次改造的要求，需要新增一套空压机装置(含净化设备)，容量为 10m<sup>3</sup>/min。

### 5.8 主要设计技术数据

本项目脱硝系统主要设计技术数据，见表 5.8-1。

表 5.8-1

脱硝系统主要设计技术数据

| 序号 | 项 目                                   | 单 位                | 数 值      |         |
|----|---------------------------------------|--------------------|----------|---------|
|    |                                       |                    | 1~3 号炉   | 1~3 号炉  |
|    |                                       |                    | LNB      | SNCR    |
| 1  | 脱硝装置规模                                | t/h                | 3×220    |         |
| 2  | 耗煤量                                   | t/h                | 88.7     |         |
| 3  | 处理烟气量                                 | Nm <sup>3</sup> /h | 3×280000 |         |
| 4  | 脱硝效率                                  | %                  | 40       | 50      |
| 5  | 脱硝入口烟气温度                              | ℃                  | /        | 920~980 |
| 11 | 出口 NO <sub>2</sub> 排放浓度               | mg/Nm <sup>3</sup> | 400      | ≤200    |
| 12 | 氨逃逸率                                  | mg/Nm <sup>3</sup> | /        | ≤8      |
| 14 | NO <sub>2</sub> 脱除量                   | t/a                | 1260     | 1008    |
| 15 | NH <sub>3</sub> /NO <sub>x</sub> 的摩尔比 | /                  | /        | ≤1.5    |
| 16 | 脱硝还原剂                                 | 还原剂                | /        | 尿素      |
|    |                                       | 溶液浓度               | %        | 40      |

|    |      |     |                     |     |       |
|----|------|-----|---------------------|-----|-------|
|    |      | 耗量  | kg/h                | /   | 300   |
| 17 | 耗水量  | 软化水 | t/h                 | /   | 1.7   |
| 18 | 压缩空气 |     | m <sup>3</sup> /min | /   | 8.8   |
| 19 | 蒸汽用量 |     | kg/h                | /   | 70    |
| 20 | 电耗   |     | kW                  | 120 | 19.55 |

## 6 环境保护

### 6.1 设计依据及采用的环境保护标准

#### 6.1.1 设计依据

- (1) 《火力发电厂环境保护设计规定》(DLGJ102-91)；
- (2) 《火力发电厂可行性研究报告内容深度规定》(DL/T5375-2008)；
- (3) 《小型火力发电厂设计规范》(GB50049-2011)；
- (4) 《火电厂烟气脱硝工程技术规范非选择性催化还原法》(HJ563-2010)；
- (5) 《火电厂烟气脱硝技术导则》(DL/T296-2011)。

#### 6.1.2 环境保护标准

本期工程采用的大气、水体、噪声标准如下：

##### (1) 环境质量标准

- 1) 《环境空气质量标准》(GB3095-96)及修改单的通知中二级标准；
- 2) 《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)中的III标准；
- 3) 《地下水质量标准》(GB/T14848-93)中的III类标准；
- 4) 《城市区域环境噪声标准》(GB3096-2008)中3类标准；
- 5) 《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2001)中II类场的要求。

##### (2) 污染物排放标准

- 1) 《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)中NO<sub>2</sub>排放浓度≤200mg/m<sup>3</sup>；
- 2) 《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)新污染源；
- 3) 《污水综合排放标准》(GB8978-1996)中的二类一级标准；
- 4) 《工业企业厂界噪声标准》(GB12348-2008)中的3类标准；
- 5) 《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)标准。

### 6.2 电厂主要污染源和主要污染物

#### 6.2.1 大气污染源及其污染物

本期工程采用低氮燃烧系统改造后氮氧化物浓度可降到400mg/Nm<sup>3</sup>以下，再用非选择性催化还原技术(SNCR)脱除烟气中的氮氧化物，脱硝效率可以达到50%以上。本期工程采用脱硝措施前后，氮氧化物的排放浓度及排放量，见表6.2-1。

表 6.2-1

NO<sub>x</sub> 排放量及排放浓度表

| 项 目  |                 | 排放浓度 (mg/Nm <sup>3</sup> ) |       | 排放量 (kg/h) |       |
|------|-----------------|----------------------------|-------|------------|-------|
|      |                 | LNB 前                      | LNB 后 | LNB 前      | LNB 后 |
| 混合煤质 | NO <sub>2</sub> | 650                        | ≤400  | 546        | 336   |
|      |                 | 脱硝前                        | 脱硝后   | 脱硝前        | 脱硝后   |
|      |                 | 400                        | <200  | 336        | 168   |

由表 6.2-1 可以看出, 本期工程锅炉出口氮氧化物排放浓度为 400mg/Nm<sup>3</sup>, 通过脱硝装置处理后, 排放的 NO<sub>2</sub> 浓度 200mg/Nm<sup>3</sup> 以下, 满足最新排放标准的 200mg/Nm<sup>3</sup> 的要求。

### 6.2.2 其他污染源及污染物

本期工程在制氨脱硝过程中有一些设备噪声, 主要是风机、泵等的噪声。相比较电厂主要设备的噪声, 本期工程的设备噪声水平较低。

## 6.3 环境影响分析

### 6.3.1 大气环境影响分析及其防治措施

由于该脱硝工艺产生的气体为 N<sub>2</sub>。N<sub>2</sub> 无毒、无害, 对环境没有任何影响。炉膛中喷入尿素, 尿素无毒、无害, 本期工程烟气脱硝装置的出口氨逃逸浓度常控制在 8ppm 以下, 未反应的氨气主要与烟气中的 SO<sub>3</sub> 及飞灰在低温下发生固化反应, 根据德国运行经验, 约 20% 的氨以硫酸盐形式粘附在空预器表面, 少于 2% 的氨进入脱硫系统, 少于 1% 的氨以气态形式随烟气排放, 本期工程利用一座高烟囱排放烟气, 以提高烟气的热释放率, 有利于烟气抬升, 充分利用大气的扩散稀释能力, 降低烟气污染物的落地浓度, 对比《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93), 脱硝装置出口的少量氨逃逸不会对大气造成氨污染。

综上所述, 本脱硝改造工程的实施, 不仅能大幅度削减 NO<sub>x</sub> 排放量, 而且不会对环境造成新的二次污染。

### 6.3.2 脱硝废水影响分析

本期工程采用尿素为还原剂的非选择性催化还原法技术(SNCR)时, 在制氨区域排放废水量很少, 还原剂区设有地下废水泵, 通过废水泵输送到全厂的废水处理系统进行净化处理后重复使用。

### 6.3.3 噪声环境影响分析、防治措施及绿化

本期工程的设备噪声水平较低。设备产生的噪声, 由于能量较小, 在较短距离内

衰减很快。而后随距离的增加，噪声级呈递减趋势。运行时的噪声对现有厂界噪声没有影响。

本期工程拟采用的噪声防治措施如下：在主要设备订货时向制造厂家提出噪声控制要求，以及在设计安装时对噪声源较强的设备采用减振、防振等措施从声源上控制噪声水平。脱硝工程控制室、值班室均须采用密闭门窗结构。

本期工程绿化结合全厂统一考虑。

## 6.4 环境监测

本脱硝系统不单独设置环保专职人员，环保管理工作由全厂统一管理，厂内不设环境监测站，相应环保监测工作由当地环保部门承担。

根据《火电厂环境监测管理规定》和《火电厂烟气排放连续监测技术规范》(HJ/T75-2001)的要求，在脱硝装置后加装烟气连续监测系统对氮氧化物进出口浓度进行监测，并在脱硝装置出口处设氨逃逸监测装置。

## 6.5 环境影响分析主要结论

本期工程采用非选择性催化还原法技术(SNCR)脱除烟气中氮氧化物。除氮氧化物可获得大幅度削减外，氨的逃逸量最大值可控制在8ppm以下，对环境不造成影响。脱硝过程中不产生其他固体废弃物，设备噪声也不影响厂界现有噪声水平。总体而言，本期工程的实施对区域环境有较好的改善效果。

## 6.6 社会效益分析

### 6.6.1 环境效益

本期工程进行低氮燃烧改造(LNB)和烟气脱硝前后污染物排放的情况，见表 6.6-1。

表 6.6-1 脱硝前后机组 NO<sub>2</sub> 的年排放量和排放浓度

| 项 目   | 排放量 t/a |      | 排放浓度 mg/Nm <sup>3</sup> |      |
|-------|---------|------|-------------------------|------|
|       | 混合煤质    |      | 混合煤质                    |      |
|       | LNB     | SNCR | LNB                     | SNCR |
| 脱硝改造前 |         |      | 无脱硝设施                   |      |
| 脱硝前排放 | 3276    | 2016 | 650                     | 400  |
| 脱硝改造后 |         |      | 采用 SNCR 脱硝工艺            |      |
| 脱硝后排放 | 2016    | 1008 | ≤400                    | <200 |
| 削 减 量 | 1260    | 1008 | /                       |      |

|     |      |  |
|-----|------|--|
| 合 计 | 2268 |  |
|-----|------|--|

从表 6.6-1 可以看出：实施低氮燃烧和 SNCR 脱硝改造工程后，本期工程 NO<sub>2</sub> 最大削减 2268t/a，约占原排放量 70.0%。氮氧化物年排放量大幅度降低，环境效益明显。脱硝后 NO<sub>2</sub> 排放浓度低于 200mg/Nm<sup>3</sup>，达到国家最新排放标准 200mg/Nm<sup>3</sup> 的要求。这样既满足了国家最新排放标准的要求，又减轻了石河子热电所在区域 NO<sub>2</sub> 的污染的发生频率，有利于改善区域环境质量，促进区域社会和经济的进一步发展，同时也完成自治区环保部门对热电厂氮氧化物的减排目标。

### 6.6.2 社会经济效益

NO<sub>x</sub> 的排放是酸雨的形成和对大气中臭氧层破坏的重要原因之一，据有关部门统计：2011 年，我国的 NO<sub>x</sub> 排放量将达到 2404 万吨，其中近 70%来自于煤炭的直接燃烧，以燃煤为主的电力生产是 NO<sub>x</sub> 排放的主要来源。鉴于我国的能源消耗量今后将随将对我国大气环境造成严重的污染。

#### (1) 对动物和人体的危害

NO 对血红蛋白的亲合力非常强，是氧的数十万倍。一旦 NO 进入血液中，就从氧化血红蛋白中将氧驱赶出来，与血红蛋白牢固地结合在一起。例如，将老鼠暴露在含有少量 NO 的环境中，在其血液中就能够查出 NO·血红蛋白。现在规定环境中 NO 的容许量为 25mg/L。NO<sub>2</sub> 对生物的毒性是 NO 的五倍，且相比于 SO<sub>2</sub>，NO<sub>2</sub> 更容易侵入到肺部组织，SO<sub>2</sub> 只在有微尘的场合下才能到达肺部中，而 NO<sub>2</sub> 即使是单独存在的情况下也很容易进入肺的深部。长时间暴露在 1~1.5mg/L 的 NO<sub>2</sub> 环境中较易引起支气管炎和肺气肿等病变，这些毒害作用还会促使早衰、支气管上皮细胞发生淋巴组织增生，甚至是肺癌等症状的产生。

#### (2) 形成化学烟雾

NO<sub>x</sub> 排放到大气后有助于形成 O<sub>3</sub>，导致光化学烟雾的形成：NO+HC+O<sub>2</sub>+阳光→NO<sub>2</sub>+O<sub>3</sub>(光化学烟雾)这是一系列反应的总反应。光化学烟雾对生物有严重的危害，如 1952 年发生在美国洛杉矶的光化学烟雾事件致使大批居民发生眼睛红肿、咳嗽、喉痛、皮肤潮红等症状，严重者心肺衰竭，有几百名老人因此死亡。该事件被列为世界十大环境污染事故之一。

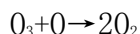
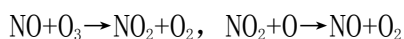
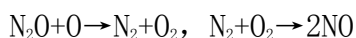
#### (3) 导致酸雨的产生

高温燃烧生成的 NO 排入大气后大部分转化成 NO<sub>2</sub>，遇水生成 HNO<sub>3</sub>、HNO<sub>2</sub>，并随雨

水到达地面，形成酸雨。

#### (4) 破坏臭氧层

N<sub>2</sub>O 能转化为 NO，破坏臭氧层，其过程可以用以下几个反应表示：



上述反应不断循环，使 O<sub>3</sub> 分解，臭氧层遭到破坏。

本期工种实施脱硝工程后，每年可减少氮氧化物排放约 1008t/a。2003 年 2 月 28 日，国家计委、财政部、国家环保总局和国家经委根据国务院令第 369 号《排污费征收使用管理条例》制定了《排污费征收标准管理办法》，从 2003 年 7 月 1 日起实施。

根据国务院 2007 年 6 月 3 日印发的发展改革委同有关部门制定的《节能减排综合性工作方案》，按照补偿治理成本原则，二氧化氮排污单位排污费征收标准为 0.6 元/污染当量。

大气污染物的污染当量计算：

$$\text{某种污染物的污染当量数} = \frac{\text{该种污染物的排放量(千克)}}{\text{该种污染物的污染当量值(千克)}}$$

氮氧化物污染当量值，见表 6.6-2。

表 6.6-2 大气污染物污染当量值

| 污染物名称 | 污染当量值 (千克) |
|-------|------------|
| 氮氧化物  | 0.95       |

注：表中仅列与本期工程有关的污染物。

本期工程实施烟气脱硝后，工程排污交费情况统计，见表 6.6-3。

表 6.6-3 实施脱硝工程后减排费情况统计

| 序号   | 污染物  | 减排量(t/a) | 收费标准(元/kg) | 少交排污费(万元) |
|------|------|----------|------------|-----------|
| 本期工程 | 氮氧化物 | 2268     | 0.632      | 143.3     |

由表 6.6-3 可知：本期工程脱硝改造后，每年就排污费可节约 143.3 万元，既达到环保要求，大大改善了环境，又产生了良好的社会效益，也有利于该地区人民身体健康及企业外部形象的建立，为自治区工业企业发展树立典范。

本期工程脱硝的成功实施，可为本厂、本地区的环保改造提供一种适合国情的污染减排新技术，对加快我国脱硝技术应用步伐、发展适合国情的烟气净化产业、扭转 NO<sub>2</sub> 失控局面、保护环境及国民经济可持续发展战略的实施具有积极意义。



## 7 节约和合理利用能源

为认真贯彻节约能源、合理利用能源的精神，应首先从设计上保证工艺系统流程及工艺参数、指标的合理性，使各个环节所采用的工艺和设备均能体现出高效率、低能耗。

### 7.1 工艺系统设计中考虑节能的措施

(1) 脱硝系统采用目前先进、成熟可靠的 SNCR 技术，工艺系统简单，占地小。

(2) 优化系统设计，对脱硝装置的系统设备、管道进行优化配置，管道走向合理，以降低压损、降低能耗。

(3) 在系统设计中采用低氮燃烧改造和 SNCR 技术，尽可能降低  $\text{NO}_x$  的排放。

### 7.2 主辅机设备选择中考虑节能的措施

(1) 对于消耗厂用电较大的设备，采用调整性能好、效率高、运行经济、能耗低的设备。其它辅助、附属设备也根据双节原则，尽量采用安全可靠、技术先进、效率高、性能好的设备，以节约能源。

(2) 选用电耗低，运行经济性好的泵与风机。

(3) 优化辅机选型，选择高效率的泵类及发光效率高的荧光灯、高压汞灯或钠灯。

(4) 完善脱硝系统的计量、监测仪表，采用先进的控制系统。完善的测量系统和控制系统是脱硝系统安全、经济运行的基础。

### 7.3 在材料选择时考虑节能的措施

选用合适的保温材料及经济厚度，控制表面温度，优化保温设计。

### 7.4 节约用水的措施

脱硝系统投运后，应加强脱硝系统的水务管理，与全厂用水统一调度、综合平衡、统一规划设计，达到一水多用、综合利用、重复利用、降低电厂耗水指标。

### 7.5 节约原材料的措施

(1) 节约尿素的措施

由于采用成熟可靠的低氮燃烧和非选择性催化还原法技术 (SNCR)， $\text{NH}_3/\text{NO}_x$  比可以选择一个合理的值，控制好氨的逃逸，使尿素不致浪费。提高系统配置的可靠性。

## (2) 节约钢材、木材和水泥的措施

- 1) 根据现场具体情况,在进行土建结构设计时,充分考虑自然地基承载力,可以缩短工期,同时节约大量水泥和钢筋。
- 2) 大量采用钢模板,可节约木材,加速施工进度。
- 3) 优化尿素储存和供应系统的布置,使管道的用量尽可能达到最少。

## 8 职业安全卫生

根据中华人民共和国劳动部令第3号文《建设项目(工程)劳动安全卫生监察规定》(1996.10.17)及国务院令393号《建设工程安全生产管理条例》的要求,以及劳动部针对火力发电厂薄弱环节所制定和颁发的一系列预防事故的措施,本期工程设计严格按照《火力发电厂职业安全设计规程》(DL5053—2012)、《火力发电厂职业卫生设计规程》(DL5454—2012)中的要求作相应考虑,以保证本期工程的安全生产和维护职工的身心健康。

本期工程主要为低氮燃烧及脱硝改造,在主体电厂设计中已经遵照《电业安全工作规程》的要求,对电气设备爆炸,各种转动机械,各类建筑物的火灾,平台楼梯,吊装孔洞的坠落伤害等均考虑采取了安全措施,以保障职工的生命安全。本期工程在职业安全卫生方面主要考虑的是存在有化学伤害物质的场所及本期工程投入运行时制氨过程中的风机、泵及压缩机的噪声。

根据《工业企业设计卫生标准》(GBZ1—2010)和《工业企业噪声卫生标准》(试行)的要求,对本期工程存在有化学伤害物质以及噪声和振动均将采取保护措施;对高温区域采取降温通风措施,对一些封闭式的建筑物注意防暑、降温和通风;对各类重点防火建筑物应考虑重点消防措施,以保障安全和文明生产。

### 8.1 防火、防爆

本期工程的生产车间、作业场所和易爆、易燃的危险场所,以及地下建筑物的防火分区、防火间距、安全疏散和消防通道的设计,均按《石油化工企业防火规范》(GB50160—2008)《建筑设计防火规范》(GB50016—2006)、《建筑内部装修设计防火规范(2001年局部修订)》(GB50222T-95)和《火力发电厂与变电所设计防火规范》(GB50299—2006)等有关规定设计。

严格按照《爆炸和火灾危险环境电力装置设计规范》(GB50058—92)等有关规程规范的规定,对有爆炸危险的设备及有关电气设施、工艺系统和厂房的工艺设计及土建设计,按照不同类型的爆炸源和危险因素采取相应的防爆防护措施。

本期工程消防设计遵循“预防为主,防消结合”的方针,结合本期工程消防系统统一考虑。在电厂范围内设置消防系统,考虑以水消防为主,辅之以必要的泡沫灭火器材、移动式灭火装置等,并按照氨区和反应区发生火灾的性质及特点选择相应的消防措施,对脱硝系统中易引起火灾的重点部位的电气设施等进行重点考虑,防止火灾

危害。所有选用的压力容器除按规范要求合理选型外，均考虑相应的防爆泄压措施。

## 8.2 防电伤及防机械伤害

为确保电气设备以及运行、维护、检修人员的人身安全，电气设备的选用和设计应符合现行国家标准《电气设备安全设计导则》(GB25295—2010)等有关规程、规定、导则。本期工程所有电力设备的外壳均考虑接地。

本期工程的转动机械伤害主要发生在检修作业中的重物起吊和运行中的转动设备脱挂等。工程设计中将严格按照规程规范的要求，采取一定的防护措施，对转动机械设置保护罩壳。严禁以运行的管道、设备或平台等作为起吊重物的承力点，以防损坏、降低其强度造成不测。

## 8.3 防噪声及防振动

本期工程的设备噪声相对于电厂主体来说较低。但仍需采取控制噪声的措施。根据工业企业噪声卫生标准用脱硝工艺系统各地点的噪声标准的要求，在设备定货时，向供货商提出设备运行的噪声限制要求；对噪声级较高的设备将考虑采用消声、隔声等措施；在总平面布置时考虑生产、辅助建筑物的合理布局。

本期工程设计严格按照规程规范的要求，对设备的基础及平台考虑减振措施，所有穿墙管道采用柔性接触，动载大的机械设备基础采用砂垫层，以降低振幅达到减振目的。

## 8.4 防暑

本期工程设计中严格遵照《工业企业设计卫生标准》(GBZ1—2010)、《火力发电厂采暖通风与空气调节设计技术规程》(DL5035—2004)等规程规范。在工艺流程设计中，使运行操作人员远离热源并根据具体条件采取隔热、通风和空调等措施，以保证运行和检修生产人员的良好工作环境。除采取保温隔热措施外，在厂房建筑物内还应采取加强通风的措施。

## 8.5 其他安全与职业卫生措施

根据《火力发电厂职业安全设计规程》(DL5053—2012)、《火力发电厂职业卫生设计规程》(DL5454—2012)，电厂统一考虑设置安全及职业卫生基层监测站及安全教育室，本期工程不另设。工业卫生设施的设计按《工业企业设计卫生标准》(GBZ1—2010)中的要求进行。本期工程利用电厂设置的生产卫生用室、生活卫生用室等各种辅助卫生设施。

## 9 生产管理与人员编制

本期工程组织机构及人员编制参考国家电力公司国电人劳[1998]94号“关于颁发《火力发电厂劳动定员标准》(试行)的通知”及《火力发电厂劳动定员标准(试行)》(国家电力公司1998年4月)的要求,结合企业减人增效的指导思想,提出本期脱硝定员的设想,脱硝实际定员由业主自行确定。

脱硝系统改造纳入单元主体工程机组DCS中控制;尿素区纳入脱硫或除灰系统联网,就地不设操作员站。由于脱硝系统采用自动化控制,且脱硝本体部分反应器和喷氨装置等巡检和维护工作很小。因此,烟气脱硝改造工程定员建议不再增加专人,可由锅炉或脱硫系统运行和检修人员兼顾,主要负责脱硝系统的运行和维护工作,临时和事故处理工作。

## 10 工程实施及轮廓进度

### 10.1 工程实施条件

(1) 施工场地条件：本期工程施工生产和生活用地相对紧张，可根据需要在扩建端选择场地建立一些临时设施，施工场地相对平整。

(2) 运输方式：脱硝设备无特大设备，所有设备可采用公路直接运输到现场。

(3) 材料供应：由周围建材市场采购，供应和运输便利。

(4) 施工水源：施工单位生产和生活用水均由现有工程供水系统引接。

(5) 施工电源：施工单位生产和生活用电均由现有工程就近引接。

(6) 施工通讯：可从现有工程总机放号给施工单位，作为施工通讯联络。

### 10.2 工程轮廓进度

为节约投资，降低项目造价，可考虑采用脱硝项目总承包，并由业主工程师进行技术服务的方式。根据本期工程烟气脱硝改造工程的实际情况，初步估算本期工程的建设周期在2013年7月至2014年6月25日前完成脱硝改造并通过168小时的试运工作，其中低氮燃烧改造约45天、烟道接口等锅炉改造约60天。改造安排在电厂各台机组的大修或小修期间进行。具体工程轮廓进度安排如下：

(1) 2013年4月20日前完成3×220t/h锅炉脱硝改造可行性研究报告、环境影响报告表编制、环境影响报告评估、可行性研究报告评审和立项、环境影响报告表批复等工作。

(2) 2013年4月21日前完成低氮燃烧改造工程招标工作。

(3) 2013年5月20日前完成脱硝改造工程的招标工作。

(4) 2013年5月30日前完成所有合同签订工作。

(5) 2013年7月1日1~3号炉低氮及脱硝改造工程土建开工。

(6) 2013年7月30日前完成1~3号炉低氮燃烧器改造工作。

(7) 2013年12月30日前完成尿素储存站建设。

(8) 2014年1月1日至6月25日前完成1~3号炉低氮燃烧系统及SNCR脱硝改造工作。

(9) 2014年6月25日前完成3台锅炉的168小时试运行工作，请示环保部门进行脱硝改造工程整体验收。

### 10.3 工程招标书编制原则

#### 10.3.1 主要技术原则

本期工程采用非选择性催化还原法技术(SNCR)。

烟气脱硝改造工程利用工程大修分期实施。

#### 10.3.2 招标范围

锅炉低氮燃烧系统改造及非选择性催化还原法技术(SNCR)改造采用总承包方式，分别负责整个3×220t/h锅炉低氮燃烧系统改造及烟气脱硝工程的全部改造设计、设备成套、安装、调试及人员培训，直至168h试运行移交，即按EPC方式。

#### 10.3.3 进口设备范围

为确保非选择性催化还原法技术(SNCR)改造的实施及今后锅炉烟气脱硝工艺的可靠、安全、长久运行，并尽可能降低工程造价，工艺系统中关键设备(主要是重要测量仪表等)考虑进口。

## 11 投资估算及经济评价

### 11.1 编制说明

#### 11.1.1 项目概况

(1) 本工程为新疆天富股份有限公司热电厂 3×220 锅炉低氮及烟气脱硝改造项目。

(2) 工艺：采用国内成熟工艺系统，主要设备为国内生产，关键设备国外进口。

#### 11.1.2 主要工艺系统特征

本工程采用非选择性催化还原脱硝技术(SNCR)，处理烟气量为锅炉烟气量的100%。

#### 11.1.3 编制原则及依据

(1) 发电工程静态投资水平为2012年12月。

(2) 工程量

工程量由设计人员根据各工艺系统方案计算并提供，不足部分参照同类型、同规模工程脱硝体系的工程量。

(3) 定额及项目划分

执行国家发改委发改办能源[2007]1808号文及中电联技经[2007]139号文颁布的2006年版《火力发电工程建设预算编制与计算标准》。

定额、文件：

新电定额[2008]3号：关于发布“新疆自治区《电力建设工程预算定额(2006年版)》及《电力建设工程概算定额(2006年版)》定额体系使用说明”的通知

中国电力企业联合会中电联技经[2007]138号文发布实施的《电力建设工程概算定额(2006年版)》：第一册《建筑工程》、第二册《热力设备安装工程》、第三册《电气设备安装工程》。不足部分套用中国电力企业联合会中电联技经[2007]15号文发布实施的《电力建设工程预算定额(2006年版)》。中国电力企业联合会发布的《电力建设工程预算定额》第六册《调试工程》(2006年版)。

根据国家计委、建设部计价格[2002]10号文关于发布《工程勘察设计收费管理规定》的通知，计算勘察设计的费用。

(4) 设备价格及运杂费

主设备价格采用询价，其他设备参考同类工程设备价格及技经中心颁布的信息价计列(调整至2011年价格水平)；设备运杂费按2006年版《电力工业基本建设预算管理制度及规定》计算计列。

(5) 人工费



2006年版《电力建设工程概算定额》各册定额中电力行业基准工日单价标准为：建筑工程26元/工日，安装工程31元/工日。2006年版《火力发电工程建设预算编制与计算标准》规定：关于人工费调整各地区只调整工资性补贴，基准工日单价中包括工资性补贴2.4元/工日。

根据新电定额[2008]4号《关于发布新疆维吾尔自治区电力工程概预算定额2007年价格水平调整系数的通知》，新疆地区工资性补贴为4.73元/工日，人工费调整金额为 $4.73-2.4=2.33$ 元/工日，人工费调整金额计入取费基数。

根据电力工程造价与定额管理总站文件“定额（2011）39号”文，《关于调整电力工程人工工日单价标准的通知》，对人工费进行调整，土建调整19.1元/工日，安装20.72元/工日，对人工工日调整金额只计取税金，汇入编制年价差。

#### **(6) 材料费及材差**

安装工程装置性材料调整：装置性材料执行中电联技经[2007]141号文颁发的《发电工程装置性材料综合预算价格(2006年版)》作为取费价格，综合预算价与市场信息价的差按价差处理，只计取税金。汇总计入编制年价差。

安装工程定额材料、机械台班费调整：定额中的计价材料与机械费调整执行电力工程造价与定额管理总站文件“定额（2013）2号”文，《关于发布发电安装工程概预算定额价格水平调整系数的通知》，对定额材料及机械调整系数，按价差处理，只计取税金。安装工程调整系数按12.13%调整。

建筑材料：执行《电力建设工程概算定额》第一册《建筑工程》（2006年版）、不足部分执行《电力建设工程预算定额》第一册《建筑工程》（2006年版），建筑工程定额中主要材料价格的调整执行由新疆电力定额站发布的材料调整办法，调整部分的材料价差(包括正、负差)只计取税金。超过规定范围的材料不调整。在编制概预算时，汇总计入编制年价差。地产材料执行石河子地区2012年四季度信息价。

建筑机械：定额中的机械台班费调整执行电力工程造价与定额管理总站文件“定额（2013）5号”文，《关于发布电力建设建筑工程概预算定额2012年施工机械价差调整的通知》，对定额材料及机械价格进行调整，汇总计入编制年价差,只计取税金。

#### **(7) 其他费用**

根据国家发改委发改办能源[2007]1808号文及中电联技经[2007]139号文颁布的2006年版《火力发电工程建设预算编制与计算标准》计算。

基本预备费：按《火力发电工程建设预算编制与计算标准》规定计算，以建筑工

程费、安装工程费、设备购置费及其他费用(不包括基本预备费)之和为取费基数,可研估算基本预备费费率按5%计取。

(8) 其他

价差预备费执行国家发展计划委员会投资(1999)1340号文,物价上涨指数为0。

## 11.2 投资概算成果

本项目工程静态投资为2804万元;价差预备费为0;建设期贷款利息为66万元;工程动态投资为2870万元。

本项目脱硝投资估算及经济效益评价,见表11.2-1~表11.2-4。

表11.2-1

## 发电工程总估算表

金额单位:万元

| 序号  | 工程或费用名称        | 建筑工程费 | 设备购置费 | 安装工程费 | 其他费用 | 合计   | 各项占静态投资比例(%) | 单位投资(元/kW) |
|-----|----------------|-------|-------|-------|------|------|--------------|------------|
| 一   | 整个工程           | 151   | 1313  | 562   |      | 2026 | 72.25        | 202.61     |
| (一) | 低氮燃烧改造工程       |       | 893   | 292   |      | 1185 | 42.27        | 118.54     |
| (二) | 脱硝工程岛内部分       | 146   | 395   | 256   |      | 797  | 28.43        | 79.73      |
| (三) | 配套改造工程         | 5     | 25    | 13    |      | 43   | 1.55         | 4.34       |
| 三   | 编制年价差          | 38    |       | 80    |      | 118  | 4.20         | 11.79      |
| 四   | 其他费用           |       |       |       | 660  | 660  | 23.54        | 66.02      |
| (一) | 建设场地征用及清理费     |       |       |       | 20   | 20   | 0.71         | 2.00       |
| (二) | 项目建设管理费        |       |       |       | 42   | 43   | 1.53         | 4.29       |
| (三) | 项目建设技术服务费      |       |       |       | 264  | 264  | 9.42         | 26.41      |
| (四) | 分系统调试及整套启动试运费  |       |       |       | 197  | 197  | 7.03         | 19.72      |
| (五) | 生产准备费          |       |       |       | 3    | 3    | 0.09         | 0.26       |
| (七) | 基本预备费          |       |       |       | 134  | 134  | 4.76         | 13.35      |
|     | 工程静态投资         | 189   | 1313  | 642   | 660  | 2804 | 100.00       | 280.42     |
|     | 各项占静态投资比例(%)   | 7     | 47    | 24    | 24   | 100  |              |            |
|     | 各项静态单位投资(元/kW) | 19    | 131   | 64    | 66   | 280  |              |            |
| 五   | 动态费用           |       |       |       | 66   | 66   |              |            |
| (一) | 建设期贷款利息        |       |       |       | 66   | 66   |              |            |
|     | 小计             |       |       |       | 66   | 66   |              |            |
|     | 工程动态投资         | 189   | 1313  | 642   | 726  | 2870 |              | 287.00     |
|     | 各项占动态投资比例(%)   | 7     | 46    | 23    | 25   | 100  |              |            |
|     | 各项动态单位投资(元/kW) | 18.9  | 131.3 | 64.2  | 72.6 | 287  |              |            |

表 11.2-2

建筑部分汇总估算表

金额单位:元

| 序号    | 工程项目名称      | 设备费   | 建筑费     |        | 合计      | 技术经济指标           |      |     |
|-------|-------------|-------|---------|--------|---------|------------------|------|-----|
|       |             |       | 金额      | 其中:人工费 |         | 单位               | 数量   | 指标  |
| 一     | 整个工程        | 24500 | 1485014 | 210247 | 1509514 |                  |      |     |
| (二)   | 脱硝工程岛内部分    | 24500 | 1435014 | 210247 | 1459514 |                  |      |     |
| 1     | 尿素溶液储存和供应系统 | 24500 | 845765  | 136860 | 870265  |                  |      |     |
| 1.1   | 尿素制氨区       | 24500 | 577105  | 89564  | 601605  | 元/m <sup>3</sup> | 1456 | 413 |
| 1.1.1 | 一般土建        |       | 553925  | 87285  | 553925  | 元/m <sup>3</sup> | 1456 | 380 |
| 1.1.2 | 给排水         | 20000 | 1815    | 139    | 21815   | 元/m <sup>3</sup> | 1456 | 15  |
| 1.1.3 | 采暖、通风及空调    | 4500  | 13959   | 1668   | 18459   | 元/m <sup>3</sup> | 1456 | 13  |
| 1.1.4 | 照明          |       | 7406    | 472    | 7406    | 元/m <sup>3</sup> | 1456 | 5   |
| 1.2   | 尿素区道路及场地硬化  |       | 207345  | 33980  | 207345  |                  |      |     |
| 1.3   | 尿素储存罐基础地基处理 |       | 61315   | 13316  | 61315   |                  |      |     |
| 2     | 管道支架        |       | 261898  | 26889  | 261898  |                  |      |     |
| 3     | 废水池         |       | 34735   | 6998   | 34735   |                  |      |     |
| 4     | 其他建筑        |       | 292616  | 39500  | 292616  |                  |      |     |
| (三)   | 配套改造工程      |       | 50000   |        | 50000   |                  |      |     |
| 1     | 空压机房改造      |       | 50000   |        | 50000   |                  |      |     |
|       |             |       |         |        |         |                  |      |     |
|       | 合计:         | 24500 | 1485014 | 210247 | 1509514 |                  |      |     |

表 11.2-3

安装工程汇总估算表

金额单位:元

| 序号    | 工程项目名称      | 设备购置费    | 安装工程费   |         |        |         | 合计       | 经济技术指标           |     |      |
|-------|-------------|----------|---------|---------|--------|---------|----------|------------------|-----|------|
|       |             |          | 装置性材料费  | 安装费     | 其中人工费  | 小计      |          | 单位               | 数量  | 指标   |
| 一     | 整个工程        | 13133213 | 1453815 | 4164429 | 653923 | 5618244 | 18751457 |                  |     |      |
| (一)   | 低氮燃烧改造工程    | 8932009  | 163366  | 2758976 | 420181 | 2922342 | 11854351 |                  |     |      |
| 1     | 工艺系统        | 8472817  | 45710   | 2623266 | 397117 | 2668976 | 11141793 |                  |     |      |
| 1.1   | 主燃烧器        | 5993664  |         | 1083629 | 150000 | 1083629 | 7077293  |                  |     |      |
| 1.2   | SOFA 燃烧器    | 1270753  |         | 620572  | 120000 | 620572  | 1891325  |                  |     |      |
| 1.3   | 水冷壁让管       | 1208400  |         | 866903  | 120000 | 866903  | 2075303  |                  |     |      |
| 1.4   | 平台扶梯        |          | 29460   | 17216   | 1606   | 46676   | 46676    |                  |     |      |
| 1.5   | 保温及油漆       |          | 16250   | 34946   | 5511   | 51196   | 51196    |                  |     |      |
| 3     | 热工控制系统      | 459192   | 117656  | 135710  | 23064  | 253366  | 712558   |                  |     |      |
| 3.1   | 热工控制        | 459192   | 960     | 48428   | 8771   | 49388   | 508580   |                  |     |      |
| 3.2   | 电缆及其他       |          | 116696  | 87282   | 14293  | 203978  | 203978   |                  |     |      |
| (二)   | 脱硝工程岛内部分    | 3949454  | 1221509 | 1342078 | 223660 | 2563587 | 6513041  |                  |     |      |
| 1     | 工艺系统        | 1975734  | 677587  | 592201  | 88927  | 1269788 | 3245522  |                  |     |      |
| 1.1   | 尿素溶液储存和供应系统 | 857964   | 375540  | 128597  | 11826  | 504137  | 1362101  |                  |     |      |
| 1.1.1 | 设备          | 857964   |         | 27295   | 4766   | 27295   | 885259   |                  |     |      |
| 1.1.2 | 管道          |          | 375540  | 101302  | 7060   | 476842  | 476842   |                  |     |      |
| 1.2   | 稀释水系统       | 110770   |         | 2943    | 558    | 2943    | 113713   |                  |     |      |
| 1.3   | 计量分配系统      | 402800   |         | 4661    | 791    | 4661    | 407461   |                  |     |      |
| 1.4   | 还原剂喷射系统     | 604200   | 150000  | 274846  | 47422  | 424846  | 1029046  |                  |     |      |
| 1.5   | 保温、防腐、油漆    |          | 152047  | 181154  | 28330  | 333201  | 333201   | 元/m <sup>3</sup> | 200 | 1666 |
| 2     | 电气系统        | 151050   | 404405  | 360248  | 63002  | 764653  | 915703   |                  |     |      |
| 2.1   | 厂用电系统       | 151050   |         | 3685    | 674    | 3685    | 154735   |                  |     |      |

|     |           |          |         |         |        |         |          |  |  |  |
|-----|-----------|----------|---------|---------|--------|---------|----------|--|--|--|
| 2.2 | 电缆、接地及其他  |          | 404405  | 356563  | 62328  | 760968  | 760968   |  |  |  |
| 3   | 热工控制系统    | 1822670  | 139517  | 389629  | 71731  | 529146  | 2351816  |  |  |  |
| 3.1 | 脱硝自动控制系统  | 644480   |         | 181336  | 32625  | 181336  | 825816   |  |  |  |
| 3.2 | 现场仪表及执行机构 | 362520   |         | 15369   | 2702   | 15369   | 377889   |  |  |  |
| 3.3 | 热控电缆及其他   |          | 139517  | 121516  | 21158  | 261033  | 261033   |  |  |  |
| 3.4 | 在线监测系统    | 815670   |         | 71408   | 15246  | 71408   | 887078   |  |  |  |
| (三) | 配套改造工程    | 251750   | 68940   | 63375   | 10082  | 132315  | 384065   |  |  |  |
| 1   | 空压机       | 251750   | 68940   | 63375   | 10082  | 132315  | 384065   |  |  |  |
|     |           |          |         |         |        |         |          |  |  |  |
|     | 合计:       | 13133213 | 1453815 | 4164429 | 653923 | 5618244 | 18751457 |  |  |  |

表 11.2-4

其它费用估算表

金额单位:元

| 序号  | 工程或费用项目名称    | 编制依据及计算说明                 | 合价      |
|-----|--------------|---------------------------|---------|
| (一) | 建设场地征用及清理费   |                           | 200000  |
| 1.1 | 余物清理费        | 场内余物清理, 管道及支架等            | 200000  |
| (二) | 项目建设管理费      |                           | 428627  |
| 2.1 | 项目法人管理费      | (建筑工程费+安装工程费)×2.54%       | 181045  |
| 2.2 | 招标费          | (建筑工程费+安装工程费+设备购置费)×0.38% | 76992   |
| 2.3 | 工程监理费        | (建筑工程费+安装工程费)×1.73%       | 123310  |
| 2.4 | 设备监造费        | 设备购置费×0.36%(进口设备不计取费基数)   | 47280   |
| (三) | 项目建设技术服务费    |                           | 2640506 |
| 3.1 | 项目前期工程费      | (勘察费+基本设计费)×14.5%         | 179515  |
| 3.2 | 知识产权转让与研究试验费 |                           | 300000  |

|       |                 |   |         |
|-------|-----------------|---|---------|
| 3.3   | 设备成套技术服务费       | 设备购置费×0.30%                             | 39400   |
| 3.4   | 勘察设计费           |   | 1213080 |
| 3.4.1 | 设计费             | 国家计委、建设部计价格 10 号文件关于发布《工程勘察设计收费管理规定》的通知 | 1213080 |
| 3.5   | 设计文件评审费         |   | 480000  |
| 3.5.1 | 可行性研究设计文件评审费    |   | 180000  |
| 3.5.2 | 初步设计文件评审费       |   | 300000  |
| 3.6   | 工程建设监督检测费       |   | 414256  |
| 3.6.1 | 电力工程质量检测费       | (建筑工程费+安装工程费)×0.2%                      | 14256   |
| 3.6.2 | 环境监测验收费         |   | 300000  |
| 3.6.3 | 桩基检验费           |   | 100000  |
| 3.7   | 电力工程技术经济标准编制管理费 | (建筑工程费+安装工程费)×0.2%                      | 14256   |
| (四)   | 分系统调试及整套启动试运费   |   | 1971527 |
| 4.1   | 分系统调试费          | [300000+300000]                         | 600000  |
| 4.2   | 整套启动试运费         |   | 522648  |
| 4.2.1 | 还原剂             | 168h×0.288t/h×2000 元/t                  | 96768   |
| 4.2.2 | 其他材料费           | 装机容量(MW)×200 元/MW                       | 20000   |
| 4.2.3 | 厂用电费            | 168h×140kW×0.25 元/kwh                   | 5880    |
| 4.2.4 | 脱硝装置整套启动调试费     |   | 400000  |
| 4.3   | 施工企业配合调试费       | 安装工程费×0.65%                             | 48879   |
| 4.4   | 装置性能考核试验费       |   | 800000  |
| (五)   | 生产准备费           |   | 26373   |
| 5.1   | 工器具及办公家具购置费     | (建筑工程费+安装工程费)×0.3%                      | 26373   |
| (七)   | 基本预备费           | (建筑工程费+安装工程费+设备购置费+其他费用+编制年价差)×5%       | 1335331 |
|       |                 |   |         |
|       | 小计:             |   | 6602362 |

## 12 结论和建议

### 12.1 结论

通过对热电厂 1 号~3 号炉脱硝改造工程实施的必要性,脱硝工艺技术,脱硝还原剂供应、贮存和制备,交通运输,地震地质,环境保护和建厂场地等主要项目建设因素的调查、分析和研究,得出如下主要结论:

(1) 本项目 1 号~3 号炉脱硝项目的实施符合国家环保政策的要求,有利于热电厂 NO<sub>x</sub> 排放浓度满足国家最新排放标准,实现节能减排,具有显著的社会效益,有利于石河子热电厂以环保型电厂的面貌树立自身的企业形象。因此,本项目脱硝工程的实施是十分必要的。

(2) 通过对国内外烟气脱硝技术的分析和比较,本项目三台锅炉采用应用广泛、技术成熟、附加影响小、装置结构简单、脱除效率高、运行可靠的低氮燃烧技术、SNCR 脱硝技术工艺是合理的。

(3) 氨系统的三种方法中,液氨的运行、投资费用最低。但是,液氨的存储需要较高的安全性,制氨区占地较大;使用尿素制氨的方法最安全,虽然其投资、运行总费用较高,但其占地面积很小。考虑锅炉实际运行情况和电厂现有面积的局限性,推荐采用尿素系统。

(4) 石河子热电厂实施烟气脱硝工艺后,烟气中二氧化氮浓度 1 号~3 号炉小于 200mg/Nm<sup>3</sup>,能够满足国家最新排放标准《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)中 NO<sub>2</sub> 排放浓度≤200mg/m<sup>3</sup> 的要求。

(5) 石河子热电厂实施烟气脱硝改造工程后,每年可削减二氧化氮排放量 2268 吨,对该地区大气环境质量的改善非常有利。工程实施后可节省二氧化氮排污费约 143.3 万元,将产生良好的社会效益。

### 12.2 主要经济指标

本项目现有锅炉实施脱硝改造后主要经济指标,见表 12.2-1。



表 20.2-1 脱硝改造后主要经济指标

| 序号 | 工艺方案                   | 单位                                | 1~3号炉<br>LNB | 1~3号炉<br>SNCR |
|----|------------------------|-----------------------------------|--------------|---------------|
| 1  | 脱硝装置规模                 | t/h                               | 3×220        |               |
| 2  | 工程静态投资                 | 万元                                | 2804         |               |
| 3  | 静态单位投资                 | 元/kW                              | 280          |               |
| 4  | 工程动态投资                 | 万元                                | 2870         |               |
| 5  | 动态单位投资                 | 元/kW                              | 287          |               |
| 6  | 年利用小时数                 | h                                 | 6000         |               |
| 7  | 锅炉原始排放浓度               | mg/Nm <sup>3</sup>                | 650          |               |
| 8  | 脱硝效率                   | %                                 | 40           | 50            |
| 9  | NO <sub>2</sub> 实际排放浓度 | mg/Nm <sup>3</sup>                | 400          | 200           |
| 10 | 还原剂用量                  | t/a                               | /            | 1800          |
| 11 | 氨逃逸率                   | ppm                               | /            | ≤8            |
| 12 | NO <sub>2</sub> 脱除量    | t/a                               | 1260         | 1008          |
| 13 | 工业用水量                  | 10 <sup>4</sup> t/a               | /            | /             |
| 14 | 循环水量                   | 10 <sup>4</sup> t/a               | /            | /             |
| 15 | 软化水量                   | 10 <sup>4</sup> t/a               | /            | 1.02          |
| 16 | 用电负荷                   | 10 <sup>4</sup> kWh/a             | 72           | 11.73         |
| 17 | 用气量                    | 10 <sup>3</sup> m <sup>3</sup> /a | /            | 316.8         |
| 18 | 蒸汽用量                   | t/a                               | /            | 420           |
| 19 | 减少排污费支出                | 万元                                | 143.3        |               |

### 12.3 建议

由于本项目原设计中均未涉及烟气脱硝，且锅炉运行时间均较长，因此，提出如下建议：

- (1) 建议脱硝改造实施前，应对现有 1 号~3 号锅炉进行全面摸底测试。
- (2) 考虑到锅炉运行时间较长，煤质变化较大，建议下一阶段对现有锅炉入炉煤煤质，以及灰成分分析进行分析化验，以便重新核算相关数据。

附件一：

31/01 2013 16:02

#5485 P.001

## 委 托 书

新疆电力设计院：

兹委托贵院进行《新疆天富热电厂锅炉低氮及烟气脱硝技改项目》可行性研究工作。

本报告须满足国家及行业有关可行性研究报告内容深度要求规定，符合国家有关固定资产投资立项审批的有关要求，满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）的有关规定。

本委托书自委托单位签字盖章之日起生效，2013年3月20日前提交报告电子版及纸质版壹式拾份。5个工作日内双方签订正式委托合同。

联系人：戚江平 电话：13579767876 传真：0993-2901121

邮箱：191927088@qq.com

委托单位(盖章)：新疆天富热电股份有限公司

二〇一三年一月三十日

