

·技术进步·

某燃煤电厂烟气超低排放改造工程案例

李健

(中国石油化工股份有限公司安庆分公司,安徽 安庆 246002)

摘要:随着国内环保要求的不断提高,某燃煤电厂锅炉污染物排放标准已不符合《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》的新要求,因而对其烟气脱硝、脱硫、除尘单元实施超低排放改造。介绍了燃煤锅炉基本运行现状和存在的问题,研究分析了工程方案的改造原则、技术路线选择和实施效果。实施改造后,烟气净化单元脱硫、脱硝、除尘效率高,NO_x、SO₂、烟尘污染物排放浓度达到并优于超低排放限值要求,环保效益显著。

关键词:燃煤电厂;超低排放;SCR脱硝;脱硫协同除尘

doi: 10.3969/j.issn.1008-553X.2023.03.028

中图分类号:X701

文献标识码:B

文章编号:1008-553X(2023)03-0123-05

随着经济快速发展和技术不断进步,国家对环境保护和污染治理的要求不断提升,2015年12月11日,国家环境保护部、发展改革委、能源局联合印发了《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》,要求“到2020年,全国所有具备改造条件的燃煤电厂力争实现超低排放(即在基准氧含量6%条件下,烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于10 mg/m³、35 mg/m³、50 mg/m³)”。为响应国家燃煤电厂超低排放行动,某燃煤电厂在原有脱硫、脱硝、除尘设施上,采用先进且适用的工艺技术对4台锅炉进行超低排放改造,以满足日益严格的环保要求,履行企业污染物减排的环保责任。

1 现状概述

某燃煤电厂建设规模为3×50 MW抽凝式汽轮发电机组,4台总蒸发能力1 670 t/h高温高压燃煤锅炉(编号3[#]~6[#]锅炉),蒸发能力分别为220 t/h、410 t/h、630 t/h、410 t/h,承担向全厂生产装置供电、供汽任务。为满足《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223-2011)规定排放限值要求,4台锅炉于2014年建成投用烟气脱硫、脱硝、除尘设施。

4台锅炉烟气脱硝单元均采用低氮燃烧+SCR工艺,设置两层催化剂,并预留一层催化剂位置,NO_x入口浓度设计值500 mg/Nm³(文中污染物浓度值均指含氧量6%干态标况条件下),SCR脱硝效率不低于80%,NO_x排放浓度设计值≤100 mg/Nm³,实际排放浓度在30~70 mg/Nm³之间波动。烟气脱硫单元采用石灰石-石膏湿法工艺,吸收塔按“二炉一塔”配置,其中3[#]锅炉和6[#]锅

炉共用A套烟气脱硫单元,4[#]锅炉和5[#]锅炉共用B套烟气脱硫单元,两套烟气脱硫单元SO₂入口浓度设计值1 742 mg/Nm³,SO₂排放浓度设计值≤100 mg/Nm³,实际排放浓度稳定在90 mg/Nm³左右。烟气除尘单元均为电袋复合除尘器,设计除尘效率99.9%,烟尘排放浓度设计值≤30 mg/Nm³,3[#]锅炉和6[#]锅炉混合烟气实际排放浓度14.8 mg/Nm³,4[#]锅炉和5[#]锅炉混合烟气实际排放浓度25 mg/Nm³。在实际运行中,NO_x、SO₂、烟尘排放浓度均小于设计指标,满足当时排放标准《火电厂大气污染物排放标准》(GB 13223-2011)规定限值要求,即NO_x、SO₂、烟尘排放浓度分别不高于100 mg/Nm³、200 mg/Nm³和30 mg/Nm³。

按照《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》文件,要求到2020年全国所有具备改造条件的燃煤电厂力争实现超低排放,即NO_x、SO₂、烟尘排放浓度分别不高于50 mg/Nm³、35 mg/Nm³、10 mg/Nm³。4台燃煤锅炉污染物排放已不能满足最新环保要求,需要进行超低排放改造。

4台锅炉正常运行时三开一备,根据全厂热电平衡,运行锅炉为4[#]、5[#]和6[#]锅炉,备用锅炉为3[#]锅炉。烟气脱硫单元现为“两炉一塔”配置,当一套脱硫单元检修或紧急停工时,将有2台锅炉需要同时陪停,尤其是主力锅炉4[#]、5[#]若同时停运,全厂热电平衡将会出现巨大缺口,大量生产装置将被迫停工,经济效益损失巨大。因此,4[#]、5[#]锅炉共用烟气脱硫吸收塔需由“二炉一塔”改造为“一炉一塔”。



西安交通大学,高级工程师,从事



lijian.aqsh@sinopec.com.



1. 用微信扫一扫识别上方二维码或在微信中搜索公众号“舜业之声”关注神州热电、天下热力设计圈、神州热电企业微信等公众号。
2. 进入公众号“舜业之声”找到左下角“会员中心”,点击注册会员,注册时请勾选同意《舜业之声》服务协议,专业工程师、技术人员、物资公司、采购部、设计部好友均可注册舜业之声会员,舜业之声会员可享受舜业之声提供的专业、神州热电产业最新资讯、舜业之声会员专享的专家咨询服务、舜业之声会员专享的专家咨询服务、舜业之声会员专享的专家咨询服务。

表 1 燃煤电厂 4 台锅炉现状

锅炉	单位	3# 锅炉	6# 锅炉	4# 锅炉	5# 锅炉
蒸发能力	t/h	220	410	410	550
燃料硫含量	%	0.66	0.75	0.66	1.04
烟气排放量	万Nm ³ /h	23.66	50.5	44.24	67.92
工艺技术		均为低氮燃烧+SCR工艺,催化剂床层采用2+1方式布置			
烟气脱硝	原设计排放浓度	mg/Nm ³	≤100	≤100	≤100
	实际排放浓度	mg/Nm ³	60	46	45
工艺技术		采用石灰石-石膏湿法工艺,3#和6#锅炉共用A套吸收塔,塔顶配置二级除雾器		采用石灰石-石膏湿法工艺,4#和5#锅炉共用B套吸收塔,塔顶配置二级除雾器	
烟气脱硫	原设计排放浓度	mg/Nm ³	≤100		≤100
	实际排放浓度	mg/Nm ³	89.5		89.6
工艺技术		均为电袋复合除尘器			
烟气除尘	原设计排放浓度	mg/Nm ³	≤30		≤30
	实际排放浓度	mg/Nm ³	14.8		25.0

2 工程方案

2.1 改造原则

(1) 满足《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》超低排放限值要求,NO_x、SO₂、烟尘排放浓度分别不高于 50 mg/Nm³、35 mg/Nm³、10 mg/Nm³。

(2) 按照安全、可靠、经济、适用、合理的原则,进行多方案比较和选择,选用技术先进、工艺成熟、运行可靠的工艺方案,在确保达标前提下,尽可能降低改造投资和运行成本。

(3) 充分利用脱硫、脱硝、除尘单元现有设施,公用工程原则以依托为主,发挥存量资产作用,可有效避免原有投资浪费。

(4) 改造工艺的选择及设备布置应充分考虑现场条件,改造施工时不影响锅炉的正常运行。

(5) 采用成熟、可靠的先进控制系统,尽量减少劳动用工,降低劳动强度,实现科学化、自动化管理。

2.2 技术方案比选

2.2.1 烟气脱硝技术选择

目前烟气脱硝工艺主要有预处理(低氮燃烧)、湿法(臭氧法、中温等离子等)、干法(选择性非催化还原脱硝、选择性催化还原脱硝等)工艺技术^[1]。

(1) 低氮燃烧工艺

低氮燃烧工艺通过改变燃烧条件有效降低锅炉 NO_x 排放量,控制措施合理则可降低排放量 50% 以上,但也存在一定局限性,在燃煤锅炉上使用难以保证 NO_x 排放达标^[2]。燃煤锅炉一般都会采用低氮燃烧工艺,以

降低后续脱硝单元规模及投资。

(2) 湿法脱硝工艺

湿法脱硝工艺是先采用臭氧或等离子等强氧化剂将难溶解的 NO 氧化为易溶于水的 NO₂、NO₃ 或 N₂O₅,再使用碱液吸收后转化为硝酸盐溶液,碱液吸收塔可同时吸收 SO₂,目前已开发出湿法脱硫、脱硝一体化技术。湿法脱硝工艺不改变锅炉原有结构和操作运行方式,投资和运维成本较低,占地小,但产出废水和废弃物,造成二次污染并需付出额外处理成本。

(3) 干法脱硝工艺

干法脱硝工艺包括选择性非催化还原脱硝(SNCR)和选择性催化还原脱硝(SCR),其原理均是利用还原剂 NH₃ 将 NO_x 还原成无害的 N₂ 和 H₂O。

SNCR 工艺是在无催化剂的条件下,在炉膛上部或烟道入口处 850℃ ~ 1100℃ 温度区域喷入 NH₃。SNCR 工艺脱硝对温度控制要求较高,若温度过低, NH₃ 反应不完全,导致 NH₃ 逃逸泄漏;若温度过高, NH₃ 易氧化成 NO_x, 排放不达标。SNCR 工艺投资和运行成本较低,操作简单,但是脱硝效率有限,大型锅炉效率一般为 25% ~ 50%,小型锅炉效率最高为 70% ~ 80%,难以满足锅炉烟气超低排放要求。

SCR 工艺是在有催化剂的条件下,在锅炉下游 300℃ ~ 400℃ 的烟道或者反应器内喷入 NH₃, 精准地将 NO_x 催化还原,而几乎不发生 NH₃ 氧化或逃逸。该技术需使用较为昂贵的脱硝催化剂,运行成本相对较高,但是技术成熟,运行稳定,脱硝效率达 90% 以上,可以适应

锅炉各种工况,应用广泛。

3[#]~6[#]锅炉已采用SCR烟气脱硝技术,初装了两层蜂窝式脱硝催化剂,预留备用一层脱硝催化剂及相关辅助设备安装位置。改造前锅炉出口NO_x含量均稳定在100 mg/Nm³以下,具体数据如表1所示。经工艺核算,在预留位置增加一层脱硝催化剂后,烟气NO_x排放浓度可满足≤50 mg/Nm³要求。

因此,烟气脱硝单元超低排放改造工程内容确定为3[#]~6[#]4台锅炉各自配套的原SCR反应器预留空间内增加一层脱硝催化剂,配套安装声波吹灰器、蒸汽吹灰器等。

2.2.2 烟气脱硫、除尘技术选择

3[#]~6[#]锅炉均采用石灰石-石膏湿法工艺,其中3[#]和6[#]锅炉共用A套吸收塔,4[#]和5[#]锅炉共用B套吸收塔,塔顶均配置二级除雾器,脱硫效果较好,SO₂排放浓度稳定在100 mg/Nm³以下。根据装置运行现状、总图布置、投资与运行成本,本次拟对原A、B两套吸收塔进行改造,采用先进技术进一步提升SO₂吸收效果,将SO₂排放浓度降至35 mg/Nm³以下。同时,为解决主力4[#]和5[#]锅炉“两炉一塔”问题,实施“一炉一塔”改造,为4[#]锅炉配套新建C套烟气脱硫单元,仍采用石灰石-石膏湿法脱硫工艺,原B套烟气脱硫单元仅供5[#]锅炉配套使用。

3[#]~6[#]锅炉除尘器均为电袋复合除尘器,除尘效率达到99.9%,烟尘排放浓度≤30 mg/Nm³。为达到烟尘浓度≤10 mg/Nm³的超低排放要求,充分利用吸收塔改造实现同步除尘,烟尘排放浓度可降至5 mg/Nm³以下。本项目可不对电袋除尘设施进行改造。为保证吸收塔入口烟尘浓度可控,各除尘器后均增设了烟尘浓度在线监测仪表。

吸收塔超低排放技术路线主要有双塔双循环技术、单塔双循环技术、湿式电除尘器技术、旋汇耦合管束式除尘除雾器技术、脱硫增效协同除尘技术等。

(1) 双塔双循环技术

双塔双循环技术主要适用于高含硫燃煤(硫含量大于2.5%)的锅炉,同时需要新增二级塔,而3[#]~6[#]锅炉设计燃煤硫含量最高仅1.04%,不适用于本项目。

(2) 单塔双循环技术

单塔双循环技术是将二级塔布置到一级塔顶部,中间设分隔和导流装置,吸收塔体改造较大,不具备改造条件,故也不适用于本项目。

(3) 湿式电除尘器技术

湿式电除尘经历荷电、收集和清灰三个阶段。金属放电针在直流高电压的作用下,将其周围气体电离,使烟尘或雾滴粒子表面荷电,荷电粒子在电场力的作用下

向收尘极运动,并沉积在收尘极上,清灰方式多采用喷淋水流从集尘板顶端流下,在集尘板上形成一层均匀稳定的水膜,将板上的颗粒带走,也有依靠收集雾滴自流的清灰方式。但由于湿式电除尘器直径大,重量大,高度高,其产生的风弯矩、地震弯矩也非常大,且施工工期长,投资高,也不适用于在原吸收塔上进行改造。

(4) 旋汇耦合管束式除尘除雾器技术

旋汇耦合技术基于多相紊流掺混的强传质机理,利用气体动力学原理,在吸收塔烟气入口上方与第一层喷淋层下方设置旋汇耦合器,将吸收塔内气体流动状态由层流改变成湍流,促使气液固三相充分接触,降低了气液膜传质阻力,提高传质效率,从而达到提高脱硫效率、实现气体净化的目的^[9]。

管束式除雾器由多级分离器、增速器(包括导流环与汇流环)及管束等构成。烟气在一级分离器作用下使气流高速旋转,液滴在壁面形成一定厚度的动态液膜,烟气携带的液滴与烟尘碰撞凝聚,在离心力的作用下从烟气中一起分离出来,被液膜捕获吸收,连续旋转上升的烟气经增速器调整后,再经二级分离器去除微细颗粒物及液滴,所有管束收集的含烟尘液体通过筒壁落回到塔内。同时增速器和分离器叶片表面也形成较厚的液膜,在高速气流的作用下发生“散水”现象,大量的大液滴从叶片表面被抛洒出来,穿过液滴层的细小烟尘被捕获,大液滴变大后被筒壁液膜捕获吸收,实现对细小雾滴的脱除,实现吸收塔出口烟尘超低排放。

该技术工艺成熟,脱硫除尘可达到超低排放要求,如在本项目实施,改造内容包括在吸收塔入口第一层喷淋层下增加旋汇耦合器,原二级除雾器更换管束式除雾器,同时为满足设备安装要求,A、B套吸收塔体增高1.8 m,烟道相应调整改造,烟气系统阻力降增加950 Pa,引风机可利旧。该技术具备应用于本项目的可行性,但吸收塔本体和烟道需改造,改造投资较大,施工周期较长。

(5) 脱硫增效协同除尘技术

脱硫增效协同除尘技术主要由脱硫增效协同除尘设施+高效除雾器组合使用,通过提高吸收塔脱硫效率、除尘效率和降低烟气出口液滴浓度,可达到超低排放要求。该技术在吸收塔入口和喷淋层之间增加脱硫增效协同除尘设施(详见图1~图3),改善烟气分布均匀度,确保烟气与浆液能充分均匀接触,提高脱硫除尘效率,同时浆液在脱硫增效协同除尘设施上会形成一层液膜,增加烟气通过的传质面积,延长烟气与浆液的接触时间,进一步提高脱硫效率和除尘效率。

高效除雾器能够在临界气体速度下有效捕集喷淋

层中被烟气携带的液滴，而失去速度的雾滴从烟气中分离出来滞留在叶片表面，液滴汇聚形成液膜后沿叶片流动，掉落到吸收塔浆池中，可以有效降低吸收塔出口雾滴含量，减少吸收塔出口的烟尘排放。

该技术也是成熟工艺，脱硫除尘可达到超低排放要求。本项目改造内容包括吸收塔入口第一层喷淋层下增加脱硫增效协同除尘设施，吸收塔原二级除雾器更换三级屋脊式高效除雾器，烟气系统阻力降增加 650 Pa，引风机可利旧。脱硫增效协同除尘技术改造工程量大，吸收塔本体和烟道基本不需改造，改造投资较小，施工周期较短，同时阻力降增加更小，运行成本更低。因此，脱硫增效协同除尘技术适合于本项目的实际情况，具有显著的优势。

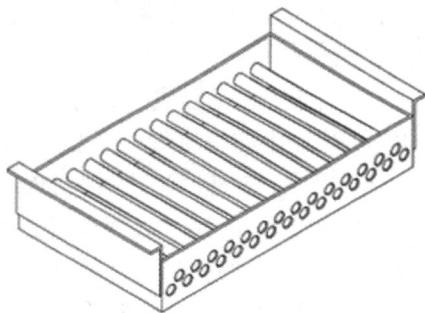


图1 脱硫增效协同除尘设施模块示意图



图2 脱硫增效协同除尘设施实物图

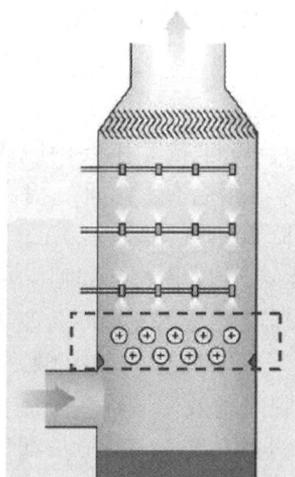


图3 脱硫增效协同除尘设施安装示意(虚线框内)

2.2.3 改造工程主要建设内容

(1) 烟气脱硝单元: 3#、4#、5#、6#锅炉继续采用低氮燃烧+SCR脱硝工艺进行脱硝改造，在预留床层新增一层脱硝催化剂，NO_x设计排放浓度≤50 mg/Nm³。

(2) 脱硫单元: 对4#、5#锅炉B套烟气脱硫单元进行“一炉一塔”改造，新建一套4#锅炉C套烟气脱硫单元，原B套烟气脱硫单元仅供5#锅炉配套使用。新建C塔脱硫工艺仍采用石灰石-石膏湿法脱硫工艺，配套新建浆液循环系统、氧化风系统、石膏排放系统，其石灰石制浆、供浆系统、工艺水、石膏脱水系统、脱硫废水处理系统均依托B套脱硫单元，对不足部分补齐填平。同时，A、B套烟气脱硫单元的各吸收塔内新增一套脱硫增效协同除尘设施，A、B套塔顶原二级除雾器拆除，新增三级屋脊式高效除雾器及其冲洗水系统；新增C套吸收塔同样采用设置一套脱硫增效协同除尘设施、三级屋脊式高效除雾器及其冲洗水系统。

(3) 烟气除尘单元: 4台锅炉除尘器本体出口增加粉尘在线监测仪表。

(4) 烟道部分: 优化改造A、B套吸收塔出口烟道，改造B套吸收塔入口原烟道；新建C套吸收塔进出口烟道及支架。

3 实施效果

锅炉烟气超低排放改造项目实施投用后，委托具有检验检测机构资质的第三方单位，组织对改造后锅炉排放烟气中NO_x、SO₂、烟尘颗粒物浓度进行现场监测。在验收监测期间，4台锅炉脱硝设施的脱硝效率为93.1%~93.9%，A、B、C套脱硫设施的脱硫效率为98.8%~99.7%，除尘设施的除尘效率>99.9%，集合烟囱外排烟气中NO_x、SO₂、烟尘的最大浓度值分别为17.5 mg/Nm³、10.7 mg/Nm³、4.6 mg/Nm³，平均浓度值分别为17.1 mg/Nm³、9.7 mg/Nm³、4.3 mg/Nm³，远低于《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作》文件要求的污染物排放限值50 mg/Nm³、35 mg/Nm³、10 mg/Nm³，见表2。

表2 项目实施后烟气主要污染物排放浓度

项目	单位	设计值	监测最大值	监测平均值
NO _x	mg/Nm ³	≤50	17.5	17.1
SO ₂	mg/Nm ³	≤35	10.7	9.7
烟尘	mg/Nm ³	≤10	4.6	4.3

4 结论

本项目在原有烟气SCR脱硝设施基础上，在预留位置增加一层脱硝催化剂及其配套设施，选择脱硫增效协同除尘技术(脱硫增效协同除尘设施+高效除雾器)对

微信搜一搜
舜业之声



1. 提供单位: 中国石化上海石油化工股份有限公司“舜业之声” 2023年4月版, 天下第1
2. 舜业之声“舜业之声”微信公众号“舜业之声”由上海石化集团上海石化股份有限公司提供, 舜业之声
3. 舜业之声“舜业之声”微信公众号“舜业之声”由上海石化集团上海石化股份有限公司提供, 舜业之声
4. 舜业之声“舜业之声”微信公众号“舜业之声”由上海石化集团上海石化股份有限公司提供, 舜业之声

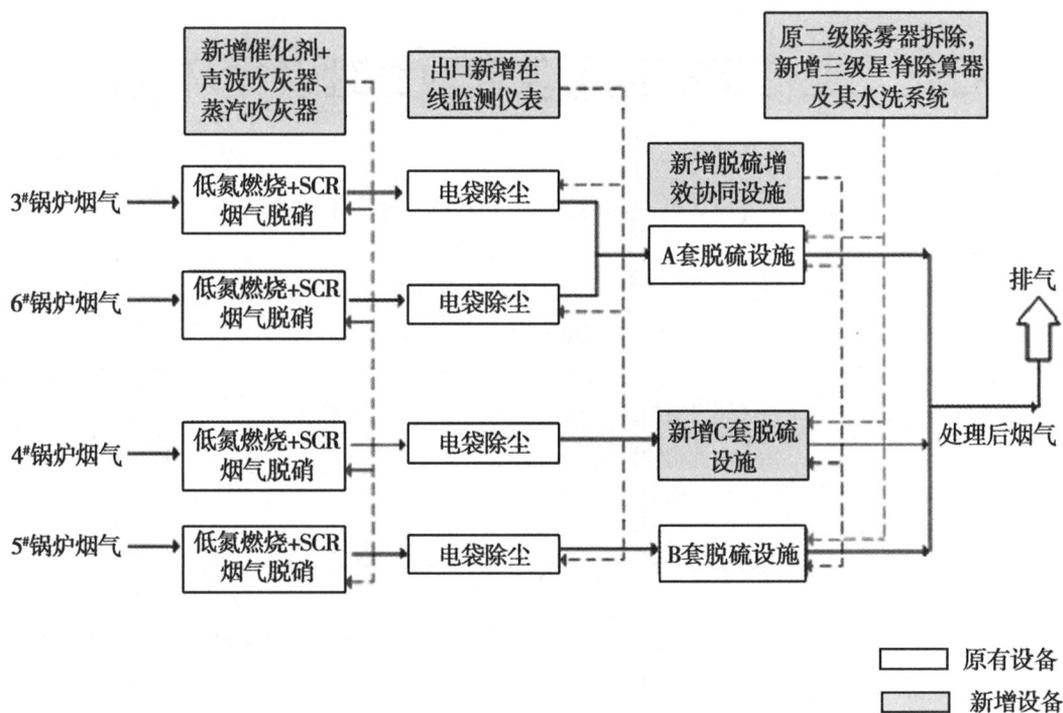


图4 锅炉烟气超低排放改造示意图

原有脱硫吸收塔等进行完善改造,并对4*、5*锅炉烟气脱硫单元进行“一炉一塔”改造。项目改造量较小,改造投资较少,工期较短。经实践,改造后烟气脱硫、脱硝、除尘效率高,NO_x、SO₂、烟尘污染物排放浓度稳定,达到并优于超低排放限值要求,体现出了良好的环保经济性,实现了污染物减排责任目标,对建设可持续发展的环保友好型企业具有重要意义,也对同类型燃煤锅炉超低排放改造与运行具有借鉴意义。

参考文献

- [1] 亢辰辰. 锅炉烟气脱硫脱硝超低排放改造项目技术方案选择及应用[J]. 山西化工, 2023, 206(1): 73-75.
- [2] 田小龙. 烟气超低排放改造在燃煤循环流化床锅炉上的应用[J]. 安徽化工, 2020, 46(3): 60-62.
- [3] 李永胜, 王小亚, 李永兵. 烟气污染物超低排放技术在安庆电厂的应用[J]. 机电信息, 2017(18): 96-97. □

A Case Study of Flue Gas Ultra-Low Emission Transformation Project of a Coal-Fired Power Plant

Li Jian

(SINOPEC Anqing Petrochemical Company, Anqing 246002, China)

Abstract: As the improvement of domestic environmental protection requirements, the pollutants emission standard in a coal-fired power plant has not met the new requirements of "The work programme for comprehensive implementation of ultra-low emission and energy saving transformation in coal-fired power plants". The transformations of desulfurization, denitrification and dedusting devices have been implemented for ultra-low pollutants emission of flue gas. This paper introduces the basic operation status and existing problems of the coal-fired boilers. The transformation principle, technical route selection and implementation effect of the project proposal have also been studied and analyzed. The removal efficiencies of desulfurization, denitrification and dedusting devices have been improved obviously, and the emission concentrations of NO_x, SO₂ and dust have reached and exceeded the ultra-low emission limit requirements. The environmental protection benefits are significant.

Key words: coal-fired power plant; ultra-low emission; SCR denitrification; desulphurization and collaborative dust re-



1、用微信扫描识别上图中左上角微信公众号二维码或在微信中搜索公众号“舜业之声”关注神州热电、天下热力设计圈、神州热电业交流群公众号。
2、进入公众账号“舜业之声”后请在下方“会员中心”，点击注册成为会员，注册时请填写真实姓名及手机号，完成实名认证后方可享受会员权益。会员权益包括：会员专享资料、会员专享课程、会员专享会议、会员专享论坛、会员专享直播、会员专享线下活动等。
3、未加入神州热电、天下热力、设计圈、神州热电产业联盟群的读者可申请加入神州热电产业联盟群，联系神州热电产业联盟群管理员。