

附件

燃煤火电行业现场环境监察指南

(试 行)

2015 年 9 月

前 言

本指南介绍了燃煤火电行业主要生产工艺、产污节点和治污工艺，分析了现场环境监察的要点，供环境监察人员现场执法参考使用，不具强制性。各环境监察机构可根据工作需要，选择本指南中部分或全部监察要点，自行制定《现场监察方案》和《检查清单》，实施现场环境检查。

本指南所列参考数据为各地区统计数据汇总而成，代表行业一般技术水平，个别地区由于地域、经济、技术等因素，可能会与本指南所列参考数据略有出入。“现场监察程序”、“现场监察方法”、“环境应急管理”、“综合性环境管理制度”、“环境监察报告”参见已颁布的味精、焦化、铅蓄电池等行业现场环境监察指南，本指南中不再赘述。指南中“3.监察工作依据”所列政策、标准更新后，以其最新版本为准。

本指南适用于全国各级环境监察机构对燃煤火电企业实施的现场环境监察工作。

本指南为首次发布。

本指南起草单位为河北省环境执法监察局、河北省环境科学学会、石家庄市环境综合执法支队、西柏坡发电有限责任公司。

本指南由环境保护部环境监察局组织制订。

本指南由环境保护部解释。

目 录

1 适用范围	7
2 术语和定义	7
2.1 燃煤火电	7
2.2 标准状态	7
2.3 钙硫比 (Ca/S)	7
2.4 液气比 (L/G 单位 L/m ³)	7
2.5 氧含量	7
2.6 烟气排放连续监测	7
2.7 现有发电锅炉及燃气轮机组	7
2.8 新建发电锅炉及燃气轮机组	8
2.9 W 型火焰炉膛	8
3 监察工作依据	8
3.1 政策	8
3.2 标准	9
4 建设项目现场监察要点	9
4.1 选址	9
4.2 环评制度执行	10
4.3“三同时”制度执行	10
5 燃煤火电企业监察要点	11
5.1 生产现场	11
5.1.1 落后生产工艺和设备淘汰情况	11
5.1.2 产污节点污染物收集情况	12
5.2 防治污染设施	14
5.2.1 工业废气防治设施	14
5.2.2 工业废水防治设施	27
5.2.3 噪声防治设施	29
5.2.4 固体废物处置	29
5.3 排放口	30
5.3.1 一般要求	30
5.3.2 在线监控设施	31
附 1：燃煤火电企业现场环境监察单	35
附 2：燃煤火电行业执行的主要标准	42

1 废气执行标准	42
2 废水执行标准	46
3 固体废物执行标准	48
4 噪声执行标准	48
附 3：生产工艺、产污节点和治污措施	49
1 燃煤火电企业典型生产工艺流程简介	49
2 燃煤火电企业主要产污环节	51
3 污染物治理工艺及控制	55
3.1 大气污染物治理工艺及控制.....	55
3.2 水污染物治理工艺及控制.....	74
3.3 噪声治理.....	75
3.4 固体废物综合利用及处置.....	75
4 污染治理措施	77

1 适用范围

本指南适用于各级环境保护行政主管部门的环境监察机构,依照国家有关规定对辖区内燃煤火电企业履行环境保护法律法规、规章制度、政策及标准的情况,进行现场监督、检查和处理的活动。

2 术语和定义

下列术语和定义适用于本指南。

2.1 燃煤火电

燃烧煤炭发电。

2.2 标准状态

烟气在温度为273K,压力为101325Pa时的状态,简称“标态”。本指南中所涉及的大气污染物浓度均指标准状态下干烟气的数值。

2.3 钙硫比 (Ca/S)

指注入吸收剂量与吸收二氧化硫量的摩尔比。

2.4 液气比 (L/G 单位 L/m³)

指与流经吸收塔单位体积烟气量相对应的浆液喷淋量。

2.5 氧含量

燃料燃烧时,烟气中含有的多余的自由氧,通常以干基容积百分数来表示。为防止企业以稀释的方式实现达标排放,需要将实测氧含量下的排放浓度换算成基准氧含量下的排放浓度,作为判定企业是否达标排放的依据。

2.6 烟气排放连续监测

指对火电厂排放的烟气进行连续、实时监测。

2.7 现有发电锅炉及燃气轮机组

指相应污染物排放标准实施之日前,建成投产或环境影响评价文件已

通过审批的发电锅炉及燃气轮机组。

2.8 新建发电锅炉及燃气轮机组

指相应污染物排放标准实施之日起,环境影响评价文件通过审批的新建、扩建和改建的发电锅炉及燃气轮机组。

2.9 W 型火焰炉膛

燃烧器置于炉膛前后墙拱顶,燃料和空气向下喷射,燃烧产物转折180°后从前后拱中间向上排出而形成W 形火焰的燃烧空间

3 监察工作依据

3.1 政策

目前现行燃煤火电行业的产业政策主要有:

- 《产业结构调整指导目录》(2011 年本)(2013 修正)
- 《部分工业行业淘汰落后生产工艺装备和产品指导目录(2010 年本)》(工产业〔2010〕第 122 号)
- 《高耗能落后机电设备淘汰名录》(第一批、第二批、第三批)
- 《关于燃煤电站项目规划和建设有关要求的通知》(发改能源〔2004〕864 号)
- 《国务院办公厅转发环境保护部等部门关于推进大气污染联防联控工作改善区域空气质量指导意见的通知》(国办发〔2010〕33 号)
- 《火电厂氮氧化物防治技术政策》(环发〔2010〕10 号)
- 《燃煤二氧化硫排放污染防治技术政策》(环发〔2002〕26 号)
- 国务院《关于印发“十二五”节能减排综合性工作方案的通知》(国发〔2011〕26 号)
- 国务院《大气污染防治行动计划》

3.2 标准

目前现行燃煤火电行业应当遵守的标准主要有：

- GB16297-1996 《大气污染物综合排放标准》
- GB13223 - 2011 《火电厂大气污染物排放标准》
- GB13271 - 2014 《锅炉大气污染物排放标准》
- GB14554 - 1993 《恶臭污染物排放标准》
- GB8978 - 1996 《污水综合排放标准》
- GB12523 - 2011 《建筑施工场界环境噪声排放标准》
- GB12348 - 2008 《工业企业厂界环境噪声排放标准》
- GB18599 - 2001 《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》
- GB5085.1 ~ 3-2007 《危险废物鉴别标准》
- GB18597 - 2001 《危险废物贮存污染控制标准》
- DL/T287-2012 《火电企业清洁生产审核指南》

4 建设项目现场监察要点

4.1 选址

（1）禁止在集中式生活饮用水水源地一、二级保护区新建、改建、扩建燃煤火电生产项目。禁止在饮用水水源准保护区内新建、扩建燃煤火电生产项目，改建项目不得增加排污量。

（2）城市规划区边界外 2 公里以内不得建设燃煤火电企业。

（3）主要河流两岸、公路干道两旁和其他严防污染的食品、药品等企业周边 1 公里以内不得建设燃煤火电企业。

（4）在依法设立的自然保护区、风景名胜区、文化遗产保护区、世界文化自然遗产和森林公园、地质公园、湿地公园等保护地内，不得建设燃煤火电企业。

4.2 环评制度执行

4.2.1 环评审批手续限制：《产业结构调整指导目录》(2013 年修正本) 限制类项目不予办理环评：小电网外，单机容量 30 万千瓦及以下的常规燃煤火电机组；小电网外，发电煤耗高于 300 克标准煤/千瓦时的湿冷发电机组，发电煤耗高于 305 克标准煤/千瓦时的空冷发电机组。

4.2.2 环评审批手续办理：新建、改建和扩建燃煤火电项目，必须依法进行环境影响评价，环评审批手续齐全。

4.2.3 环评审批手续变更：项目的性质、规模、地点、采用的生产工艺或者防治污染的措施等应与环境影响评价文件或环评审批文件一致。如有重大变更或原环境影响评价文件超过五年方开工建设的，应当重新报批环境影响评价文件。

4.2.4 环境影响评价文件类别：2003 年 1 月 1 日起，燃煤火电项目应编制环境影响报告书。

4.2.5 环境影响评价文件等级：2003 年 1 月 1 日起，装机 20 万千瓦及以上燃煤火电项目环境影响评价文件应由原国家环境保护总局负责审批；装机 20 万千瓦以下的，其环境影响评价文件的审批权限由省、自治区、直辖市环保部门提出建议，报同级人民政府批准确定。2004 年 12 月 2 日-2015 年 3 月 15 日，燃煤火电项目环境影响评价文件由环境保护部审批。2015 年 3 月 16 日起，燃煤火电项目环境影响评价文件由省级环保部门审批。

4.3“三同时”制度执行

4.3.1 设施核对：污染防治设施和生态保护措施严格按照环境影响评价审批文件要求，与主体工程同时设计、同时施工、同时投产使用。检查环保设施是否按环评审批文件要求建设到位（可根据建设项目环评文件、

环评批复文件、环保设施设计施工图、施工监理意见、单项安装质量验收结果以及“三同时”验收一览表逐一核对各环保设施),同时,检查环保设施的规模与效果能否满足要求;对分期建设、分期投入生产或使用的建设项目,检查其相应的环保设施是否分期验收。

4.3.2 防护距离等要求:按照环评文件及批复要求,落实防护距离内居民搬迁、“上大压小”、区域替代等问题。

4.3.3 验收手续及验收意见:建设项目竣工环境保护验收手续齐全,验收意见落实到位。

5 燃煤火电企业监察要点

5.1 生产现场

燃煤火电行业生产现场检查重点包括落后生产工艺淘汰情况和产污节点污染物收集情况。

5.1.1 落后生产工艺和设备淘汰情况

①检查重点:是否按要求淘汰以下落后生产工艺和设备

- 大电网覆盖范围内,单机容量在 10 万千瓦以下的常规燃煤火电机组。
- 单机容量 5 万千瓦及以下的常规小火电机组。
- 大电网覆盖范围内,设计寿命期满的单机容量 20 万千瓦以下的常规燃煤火电机组。
- 中频发电机感应加热电源。
- AX1-500、AP-1000 直流弧焊电动发电机。

②辨别方法:

- 通过查阅企业相关材料(包括环境影响评价文件、环评审批文件、环保三同时验收文件、企业设备名录)以及现场查验等方法确定企业生产工艺、机组规模、设备型号等是否符合国家产业政策。

5.1.2 产污节点污染物收集情况

5.1.2.1 废气产生环节

（1）储煤场、物料场、翻车机房

①检查重点：

- 露天储煤场是否配备防风抑尘网、喷淋、洒水、苫盖等抑尘措施，且防风抑尘网没有明显破损。

- 煤粉、石灰或石灰石粉等粉状物料是否采用筒仓等全封闭料库存储。

- 其他易起尘物料是否苫盖。

- 石灰石卸料斗和储仓上是否设置布袋除尘器或其他粉尘收集处理设施。

- 翻车机房在作业过程中除尘设施运行是否正常。

②辨别方法：

现场查看，堆存高度与防风抑尘墙高差是否符合环保要求，储煤场、物料场是否存在无组织放散情况，翻车机房在作业过程中是否存在无组织放散情况。

（2）备煤、备料系统

①检查重点：

- 输煤栈桥、输煤转动站是否采用封闭措施并配置袋式除尘器。

- 原煤或物料破碎、磨粉产生的粉尘是否有效收集。

②辨别方法：

- 产生粉尘的点位是否配备收尘系统。

- 现场查看无组织放散情况，栈桥下、输煤转动站周围地面是否有明显煤尘。

（3）烟气处理系统

①检查重点：

- 新建燃煤发电机组是否取消烟气旁路。
- 现有燃煤发电机组是否拆除烟气旁路，或实行旁路挡板铅封。
- 是否按要求配备高效除尘、脱硫、脱硝设施；
- 是否按要求进行燃煤发电机组环保设施运行过程监管。

②辨别方法：

●现场查看烟气旁路通道设置情况。2014年9月13日起，新建燃煤发电机组（含在建和项目已纳入国家火电建设规划的机组）不得设置烟气旁路通道。

●《大气污染防治行动计划》要求，所有燃煤电厂都要安装脱硫设施，除循环流化床锅炉以外的燃煤机组均应安装脱硝设施，燃煤锅炉现有除尘设施要实施升级改造。

●现场查看除尘、脱硫、脱硝设施配备情况，电厂常见的高效除尘器包括：布袋除尘器、静电除尘器、电袋除尘器、湿式静电除尘器；电厂常见的高效脱硫工艺包括：石灰石/石灰-石膏法、镁法、循环流化床锅炉和炉内喷钙尾部烟气增湿活化法、烟气循环流化床法以及沿海地区的海水脱硫，一般选用石灰石/石灰-石膏法；电厂常见的脱硝工艺包括选择性催化还原法和选择性非催化还原，一般选用选择性催化还原法。

●所有环保设施均要安装分布式控制系统（DCS），实时监控环保设施运行情况，并实现在同一画面内调阅多个参数的历史趋势曲线，相关历史数据要保存一年以上。

- 现场查看烟道、烟气处理设施是否有腐蚀严重、跑冒滴漏等现象。

（4）脱硝辅料区

①检查重点：

- 氨区是否有防泄漏围堰、氨气泄漏检测和应急设施。

- 氨区是否设置必要的卫生防护距离。

- 氨罐区是否安装氨（氨水）流量计。

②辨别方法：

- 现场辨别，氨区是否有明显异味。

- 对照环评文件，现场查看应急设施、设备的配备情况以及卫生防护距离的设置情况。

5.1.2.2 废水产生环节

①检查重点：

- 工业冷却水排水、化学水处理系统酸碱再生废水、过滤器反洗废水、锅炉清洗废水、机组杂排水、输煤冲洗和除尘废水、含油废水、冷却塔排污废水、脱硫废水等是否全部收集。

- 高含盐量的化学再生废水、锅炉酸洗废液是否单独收集。

②辨别方法：

- 现场查看管道走向。高含盐量的化学再生废水收集后回用；锅炉酸洗废液收集后先进行中和，再进入综合废水处理系统。

5.1.2.3 固废产生环节

①检查重点：

- 检修维护产生的废机油、废润滑油、SCR 脱硝系统产生的失效催化剂是否及时运送至符合危废管理要求的固定场所储存。

②辨别方法：

- 现场查看。生产现场产生废机油、废润滑油和失效催化剂应及时清运，且不得与一般固废混存。

5.2 防治污染设施

5.2.1 工业废气防治设施

5.2.1.1 除尘设施

燃煤火电厂常见的除尘设施包括：静电除尘器、布袋除尘器、电袋除尘器和湿式除尘器。

（1）静电除尘器

①检查重点：

- 中控系统和记录台账中一次电压、一次电流、二次电压和二次电流等参数记录数据范围与操作规程中规定的是否一致。

- 电压、电流是否有异常波动，异常波动是否有正当理由并有记录可查。

- 手工记录是否保存两年备查。

②辨别方法：

- 查阅中控系统、记录台账和操作规程。

- 现场查阅记录或现场质询异常波动原因，如无正当理由，则基本可以判定设施不正常运行。

（2）布袋除尘器

①检查重点：

- 中控系统和记录台账中除尘器压差、喷吹压力等参数记录数据范围与操作规程中规定的是否一致。

- 除尘器压差、喷吹压力是否有异常波动，异常波动是否有正当理由并有记录可查。

- 滤袋是否有破损。

- 手工记录是否保存两年备查。

②辨别方法：

- 查阅中控系统、记录台账和操作规程。

- 通过查看烟囱出口是否有明显可见烟，判断滤袋是否有破损（新滤

袋尚未进入除尘稳定期时，也会出现可见烟问题，应排除）。

- 现场查阅记录或现场质询异常波动原因，如无正当理由，则基本可以判定设施不正常运行。

（3）电袋除尘器

①检查重点：

- 中控系统和记录台账中一次电压、一次电流、二次电压和二次电流、除尘器压差、喷吹压力等参数记录数据范围与操作规程中规定的是否一致。

- 电压、电流、压差、压力是否有异常波动，异常波动是否有正当理由并有记录可查。

- 手工记录是否保存两年。

②辨别方法：

- 查阅中控系统、记录台账和操作规程。

- 现场查阅记录或现场质询异常波动原因，如无正当理由，则基本可以判定设施不正常运行。

（4）湿式静电除尘器

①检查重点：

- 中控系统和记录台账中一次电压、一次电流、二次电压和二次电流、冲洗水压力、冲洗频次等参数记录数据范围与操作规程中的规定是否一致。

- 电压、电流、冲洗水压力是否有异常波动，异常波动是否有正当理由并有记录可查。

- 手工记录是否保存两年备查。

②辨别方法：

- 查阅中控系统、记录台账和操作规程。
- 现场查阅记录或现场质询异常波动原因，如无正当理由，则基本可以判定设施不正常运行。

5.2.1.2 脱硫设施

(1) 石灰石/石灰—石膏法（以及镁法）脱硫

① 检查重点：

● 检查进口烟气二氧化硫浓度，判断煤质硫份是否符合要求（其它脱硫方法也有此项检查内容，以下不再赘述）。

- 脱硫效率是否符合环评批复要求。
- 吸收塔浆液 pH 值、浆液密度控制范围是否符合操作规范。
- 现有燃煤发电机组旁路挡板是否处于关闭状态。
- 新建燃煤发电机组是否按要求不得设置烟气旁路。
- 脱硫设施运行是否正常。
- 出口二氧化硫、氮氧化物、烟尘浓度是否达标排放。
- 在线监测测点运行是否正常。
- 是否存在篡改、伪造监控数据或运行记录行为。
- DCS 系统是否能够存储一年以上的数据。
- 运行台账是否每小时记录一次，手工填写并保存两年。
- 石灰石浆液制备系统、石膏生产系统是否正常运行。

② 辨别方法：

——辨别方法 1：现场监控界面。

检查实时的脱硫设施监控界面，检查并记录监控界面发电负荷（或锅炉负荷），脱硫设施进、出口烟气流量，烟气温度，进、出口二氧化硫瞬时浓度折算值，脱硫效率，出口氮氧化物、烟尘浓度折算值，脱硫岛 pH

值和浆液密度，脱硫剂输送泵电流，氧含量，烟气旁路开度等。

重点关注以下内容：

- 商品煤硫分应满足《商品煤质量管理暂行办法》要求，褐煤 $\leq 1.5\%$ ，其他煤种 $\leq 3\%$ ，通过检查进口二氧化硫浓度（折算后），判定煤质硫份是否符合要求（煤质硫份为 1%时，原烟气二氧化硫浓度约为 $2100\text{mg}/\text{m}^3$ ，褐煤除外）。

- 脱硫效率应大于 90%。

- 吸收塔浆液 pH 值一般控制在 5.2~5.8，浆液密度一般控制在 $1050\sim 1300\text{kg}/\text{m}^3$ 。

- 旁路烟道挡板门应采用电动装置启停，并保存密封风机电流、旁路烟道开启度等信号，正常情况下旁路挡板应处于关闭状态，如旁路挡板开启是否向环保部门报告。

- 2014 年 9 月 13 日起，新建燃煤发电机组（含在建和项目已纳入国家火电建设规划的机组）不得设置烟气旁路通道。

- 检查实时数据动态变化情况，有无数据不变、数据缺失、异常大（小）等现象，判定在线监控测点运行是否正常。

- 可现场进行实验验证数据准确性，如开旁路、停部分浆液循环泵等，出口二氧化硫浓度应升高，几小时后应达到对应硫份的二氧化硫浓度值（硫份为 1%时， SO_2 浓度为 $2100\text{mg}/\text{m}^3$ ，褐煤除外）。

——辨别方法 2：历史曲线

- 从脱硫工程师站调取上月或上季度历史曲线，将生产负荷，脱硫效率，pH 值，进、出口二氧化硫折算浓度，增压风机电流，旁路挡板开度，密封风机电流，氧化风机电流，供浆泵电流，浆液循环泵电流，烟温等指标调取在一个界面内，设定日、旬、月（任意）时间段。一般每月可抽取

7 天的记录，记录脱硫效率最低值，pH 值最高和最低值，进口二氧化硫浓度最高值，出口二氧化硫、氮氧化物、烟尘最高值。同时，了解设计燃煤硫份和 Ca/S，明确脱硫系统入口二氧化硫可达到的裕度（不确定度的允许值），重点关注以下内容：

- 若出口二氧化硫浓度与发电负荷或入口浓度等参数曲线变化情况完全一致，则可认定出口浓度绑定，属作假行为。

- 若入口二氧化硫浓度值超出脱硫系统设计硫分的裕度，发电负荷、浆液泵开启个数及供浆量等重要参数不变情况下，出口二氧化硫浓度没有超标并基本维持固定值，则可认定设定上限或修改在线监控设施（CEMS）参数或嵌入程序模块。

- 若浆液泵均停或出口烟温出现规律性的高低方波形状等，则可认定脱硫设施未投入运行。

- 查看反吹、标定时段 DCS 曲线，如果企业没有进行设施反吹、标定时段数据屏蔽，则显示每隔一段时间持续几分钟的反吹曲线，CEMS 运行维护记录中标定时段、标定浓度应与 DCS 中保持一致，若不一致，则代表 DCS 曲线与 CEMS 运行维护记录二者至少有一个为假。

- 检查脱硫设施各运行参数的逻辑关系是否合理，如锅炉负荷和增压风机电流变化趋势应一致，为正向关系；锅炉负荷基本稳定的情况下，进、出口二氧化硫浓度呈正向关系；pH 正常波动范围内，浆液 pH 值与脱硫效率呈正向关系；供浆量和入口二氧化硫浓度变化不大的情况下，浆液循环泵运行台数与出口二氧化硫呈反向关系等。

- 用进口二氧化硫最高浓度（折算后）推算煤质硫份（原烟气二氧化硫浓度约为 2100mg/m^3 ，煤质硫份为 1% 时，褐煤除外），判定煤质硫份是否符合要求。

- 通过脱硫效率最低值判定是否存在低于环评批复要求的现象。
- pH 最高和最低值是否在操作规程规定范围内。
- 旁路挡板是否有开启现象，如有开启，检查向环保部门的报告记录。
- 对照排放标准，检查出口二氧化硫、氮氧化物、烟尘最高浓度（折算后浓度），判定污染物是否稳定达标排放。

●查看历史曲线异常的情况，有无数据不变、数据缺失、异常大（小）等现象，对照异常情况检查运行日志。重点关注所有异常情况是否都在运行日志上反映，异常数据是否符合逻辑关系，历史曲线、运行台账和自动监控数据报表是否一致。

——辨别方法 3：运行台账

查看运行台账，检查机组负荷，进、出口烟气量，燃煤硫份，旁路挡板开度（有旁路挡板的），脱硫效率，进、出口二氧化硫折算浓度，出口烟尘、氮氧化物排放浓度，烟气氧含量，烟气温度，增压风机电流，密封风机风流，氧化风机电流，供浆泵电流，浆液循环泵电流，浆液密度，浆液 pH 值等，以及机组启停及检修记录。重点关注：

●运行台账与历史曲线、自动监控报表是否一致，进而判定运行台账的真实性。

●检查进、出口烟气量，进、出口二氧化硫折算浓度，增压风机电流，旁路挡板开度，密封风机风流，氧化风机电流，供浆泵电流，浆液循环泵电流，出口氮氧化物、烟尘折算浓度，锅炉负荷等参数是否符合要求，测点运行是否正常。

●通过吸收塔出口烟温判定脱硫设施是否运行（有气-气换热器的烟温约 80℃，无气-气换热器的烟温约 50℃）。

●所有测点有无异常，pH 计、密度计数据有无异常，脱硫效率是否

低于环评批复要求，二氧化硫、氮氧化物、烟尘等污染物折算后浓度是否存在超标排放现象，旁路是否有开启现象，以上情况是否在运行日志上记录。超标及旁路开启是否向环保部门报告。测点损坏的 12 小时内是否向环保部门报告，是否在 5 个工作日内恢复使用。

●pH 计、密度计、液位计等定期校验和比对，是否有手工监测比对记录（在中控自动设备出现故障时手工监测要增加频次，每小时不少于一次，手工监测要记录在运行台账上用于指导脱硫系统运行）。自动监控设备出现故障时，手工监测数据是否每四小时监测一次，每天不得少于六次。

——辨别方法 4：生产报表、煤质分析报表

检查生产月报和煤质分析月报表，核实实际发电量、用煤量、脱硫效率、脱硫设施投运率、脱硫剂用量，副产品产生量、副产品品质、入炉煤硫份等。重点关注：

●用煤量、脱硫效率、脱硫剂使用量的逻辑关系是否吻合，有无弄虚作假现象（硫份为 1%时，燃烧 1t 原煤产生 17kgSO₂，钙硫比 1.03~1.05:1。应根据钙硫比、石灰石纯度先计算去除 1tSO₂使用的石灰石用量，再判断逻辑关系。）。

●检查副产品分析报告，判定脱硫设施运行状况。通过入炉煤原始报表，对照自动监控原烟气二氧化硫浓度核查煤质硫份报表是否准确。

(2) 循环流化床锅炉和炉内喷钙尾部烟气增湿活化脱硫

与石灰石/石灰—石膏法脱硫工艺相比，该工艺无进口烟气量、进口二氧化硫浓度、脱硫效率、pH 值和浆液密度、旁路挡板信号等参数，增加脱硫剂料仓料位高度、给料泵电流、脱硫剂使用量等参数。检查要点基本与石灰石/石灰—石膏法相同（该工艺没有的参数除外），增加以下内容：

① 检查重点：

- 脱硫剂料仓料位高度、给料泵电流是否符合运行规程要求。
- 钙硫比是否符合要求。
- 是否存在篡改、伪造监控数据行为。

② 辨别方法:

● 检查现场监控界面、历史曲线、运行台帐,对照运行规程,判断脱硫剂料仓料位高度、给料泵电流是否符合要求。

● 检查脱硫剂使用量,核算钙硫比是否符合要求(钙硫比一般为2.0~2.5)。

● 检查给料泵电流与出口二氧化硫浓度之间的逻辑关系,生产负荷变化不大的情况下,给料泵电流与出口二氧化硫浓度呈反向关系。

● 循环流化床锅炉,主要把给料机电流、料仓位、发电负荷、出口二氧化硫浓度等参数放至同一DCS画面中,调出历史上有发电负荷而给料机停运等“坏点”,若出口CEMS长时期保持不变,则基本可认定CEMS存在设定上限或修改参数或篡改、伪造监控数据行为;也可现场停给料机时观察出口CEMS浓度,几小时后应达到对应硫份的二氧化硫浓度值(硫份为1%时,SO₂浓度为2100mg/m³)。

(3) 烟气循环流化床(RCFB)脱硫

与石灰石/石灰—石膏法脱硫工艺相比,该工艺无pH值和浆液密度等参数,增加脱硫剂料仓料位高度、给料泵电流等参数。检查要点基本与石灰石/石灰—石膏法相同(该工艺没有的参数除外),增加以下内容:

① 检查重点:

- 脱硫剂料仓料位高度、给料泵电流是否符合运行规程要求。

② 辨别方法:

- 检查现场监控界面、历史曲线、运行台帐,对照运行规程,判断脱

硫剂料仓料位高度、给料泵电流是否符合要求。

(4) 海水脱硫

与石灰石/石灰—石膏法脱硫工艺相比,该工艺无 pH 值和浆液密度等参数,增加海水提升泵电流、海水使用量等参数。检查要点基本与石灰石/石灰—石膏法相同(该工艺没有的参数除外),增加以下内容:

①检查重点:

- 海水提升泵电流和海水使用量是否符合运行规程要求。
- 海水再生系统是否符合环评要求。

②辨别方法:

- 检查现场监控界面、历史曲线、运行台帐,对照运行规程,判断海水提升泵电流和海水使用量是否符合要求。
- 检查海水再生系统曝气情况,对照已批复的环评文件,判断曝气时间、含氧量,外排水温度、pH 值是否符合要求(经曝气后外排海水 pH 值应控制在 6.8 以上)。

5.2.1.3 脱硝设施

(1) 选择性催化还原(SCR)烟气脱硝工艺

①检查重点:

- 脱硝效率是否符合环评批复要求。
- 脱硝出口氮氧化物折算浓度实时数据和历史数据是否达标。
- 氨气逃逸浓度是否符合要求。
- 烟温控制、催化剂更换是否符合运行规程。
- 自动监控测点是否正常。
- 自动监控设备出现故障时,是否按要求增加手工监测频次。
- 异常情况是否在运行日志上记录。

- 运行台账是否每小时记录一次，手工填写并保存两年。

②辨别方法

——辨别方法 1：脱硝中控系统

- 检查并记录脱硝设施监控平台显示的机组负荷、进出口氮氧化物折算浓度、烟温、脱硝剂使用量、氨的逃逸浓度等内容，判断实时数据是否满足要求。

- 调取历史曲线，将机组负荷、进出口氮氧化物折算浓度、还原剂流量、稀释风机电流、烟气温度、氨罐液位、脱硝效率、氨逃逸浓度等指标调取在一个界面内，判断历史数据是否满足要求。

- 检查正常工况下，实际喷氨量与设计喷氨量是否大致一致，判定脱硝设施是否正常运行。

- 可现场进行实验验证数据准确性。一台机组的 A、B 两侧脱硝设施停止喷氨，脱硝退出运行后，A、B 两侧烟气入口和出口及传输环保部门的五个 CEMS 仪表其 NO_x 数值应基本一致，若其中某仪表数值与其余仪表有明显差异，则可初步判定该仪表存在问题，特别是传输环保部门的 CEMS 明显低于前面数值时，从逻辑上可判断该表的参数被修改，若改仪表达达到一固定值不变且明显小于烟气入口浓度，则需进一步调查是否存在设定上限行为。此时，应从 DCS 调两种曲线查看，一是检查前某一时段发电主机运行而脱硝设施退出时，五个仪表数值；二是企业通标气时，标气浓度值在 DCS 上的显示值（企业均有相应的记录），若两种情况均与现场试验结果相同，则可直接判定企业存在设定上限行为；若不一致，可要求工程师调出组态进行细查。

- 检查脱硝设施运行参数的逻辑关系是否合理，如入口氮氧化物变化不大的情况下，还原剂流量与出口氮氧化物浓度呈反向关系；负荷较低、

烟温达不到脱硝反应窗口温度时间段曲线中出口氮氧化物浓度是否与入口浓度基本一致（由于还原剂停止加入，出口氮氧化物浓度会逐步上升至与入口氮氧化物浓度一致）。

- 通过脱硝效率核算氮氧化物去除量，对照脱硝剂使用量判定是否符合逻辑。

——辨别方法 2：运行台账

- 运行台账记录是否齐全，至少应记录机组负荷、脱硝入口温度、进出口氮氧化物浓度、脱硝效率、脱硝剂使用量、氨法中氨的泄漏量、氨气逃逸浓度、氨气调整门信号、稀释风量、入口烟气压力、第一层后压力、第二层后压力、吹灰情况等。

- 查看烟温是否达脱硝反应窗口温度（一般为 320-350℃，详见被检查单位运行规程），烟温低于催化剂要求时无法保证脱硝效率。

- 脱硝设施氨的逃逸率要低于 3ppm，氨的储运必须采取环境安全应急措施，判别对外环境污染的风险。

- 检查反应器压力分布情况、吹灰情况，判断催化剂是否堵塞和腐蚀。

- 测点异常、脱硝效率低于环评批复要求、氮氧化物超标排放等现象是否在运行日志上记录。要求有手工监测比对记录（在中控自动设备出现故障时手工监测要增加频次，每小时不少于一次，手工监测要记录在运行台账上用于指导脱硝系统运行）。自动监控设备出现故障时，手工监测数据是否每四小时一次，每天是否满足六次。

（2）选择性非催化还原（SNCR）烟气脱硝工艺

①检查重点：

- 脱硝效率是否符合环评批复要求。

- 脱硝设施出口氮氧化物浓度实时数据和历史数据是否达标。

- 氨气逃逸浓度是否符合要求。
- 检查异常情况是否在运行日志上记录。
- 运行台账是否每小时记录一次，手工填写并保存两年。
- 自动监控测点是否正常。
- 自动监控设备出现故障时，是否按要求增加手工监测频次。

②辨别方法：

——辨别方法 1：脱硝中控系统

● 检查并记录脱硝设施监控平台显示的机组负荷、进出口的氮氧化物折算浓度、烟温、脱硝剂使用量、氨的逃逸浓度等内容，判断实时数据是否满足要求。

● 调取历史曲线，将机组负荷、出口氮氧化物折算浓度、脱硝效率、氨逃逸浓度等指标调取在一个界面内，判断实时数据是否满足要求。

● 通过脱硝效率核算氮氧化物去除量，对照脱硝剂使用量判定是否符合逻辑。

——辨别方法 2：运行台账

● 运行台账记录是否齐全，至少应记录机组负荷、脱硝入口温度、进出口氮氧化物折算浓度、脱硝效率、脱硝剂使用量、氨气逃逸浓度等，判断相关指标是否符合要求。

● 选择性非催化还原法脱硝运行温度一般在 $850 \sim 1100^{\circ}\text{C}$ 。 NH_3/NO_x 在 $0.8 \sim 2.5$ 之间。

● 氨的逃逸率是否低于 $3 \sim 5\text{ppm}$ 。

● 测点异常、脱硝效率低于环评批复要求、氮氧化物超标排放等现象是否在运行日志上记录。要求有手工监测比对记录（在中控自动设备出现故障时手工监测要增加频次，每小时不少于一次，手工监测要记录在运行

台账上用于指导脱硝系统运行)。自动监控设备出现故障时,手工监测数据是否每四小时一次,每天是否少于六次。

5.2.2 工业废水防治设施

5.2.2.1 污水处理站

(1) 水量

燃煤火电企业工业废水主要包括工业冷却水排水、化学水处理系统酸碱再生废水、过滤器反洗废水、锅炉清洗废水、机组杂排水、输煤冲洗和除尘废水、含油废水、冷却塔排污废水、脱硫废水等。

①检查重点:

- 工业废水是否全部处理,不存在未经处理直接排放行为。

②辨别方法:

- 查阅全厂各个环节的用水、耗水、排水的水平衡图,计算总补水与总排水的逻辑关系是否合理(一般蒸发损失约占循环水总流量的 1.1~1.3%,北方干燥地区可达到 1.6%以上;风吹损失约占循环水总流量的 0.1%)。

- 冲灰水系统的灰水比是否在设计指标范围内。

- 检查各环节排水总量与污水处理设施进水量是否一致,可结合水泵运行时间进行水量估算,再与进污水处理设施的污水量进行比较;也可通过水费缴纳记录获得取水量数据,排除冲灰水、耗水后,与污水处理设施排水量进行比较,若水量出入较大,则存在偷排的可能。

(2) 运行状态

①检查重点:

- 运行台账是否齐全。
- 处理设施各工艺环节主要控制参数是否符合操作规程。

- 检查耗电量、药剂使用情况，判断废水处理设施运行是否正常。
- 自动监控设施运行是否正常。

②辨别方法：

● 按照污水处理设施操作规程，检查各工艺环节主要控制参数及药剂使用量记录是否准确完整，判定水量与药剂是否匹配，判断各工艺环节运行状态，若运行不正常，应重点关注出水达标情况。

● 统计污水处理设施各主要设备功率（包括水泵、风机、刮泥机等关键设备的额定功率）、运转时间，对比耗电量波动情况与污水负荷波动情况，若有较大的出入，则存在污水处理设施不正常运转的可能。

（2）脱硫废水处理系统

①检查重点：

- 沉降箱 pH 值、出水箱 pH 值、浊度、COD 控制范围是否符合操作规范。
- pH 计、浊度仪是否定期校验和比对，并有手工监测比对记录（自动监控设备出现故障时，手工监测数据是否每四小时监测一次，每天不得少于六次）。

②辨别方法：

——辨别方法 1：运行台账

● 运行台账是否齐全，至少应记录日废水来水累积流量、日废水出水累积流量、沉降箱 pH 值、出水箱 pH 值、出水浊度、COD，药品采购及送货记录、污泥外运记录等，所有的记录是否按要求手工填写，手工记录保存两年。

● 检查台账中所有自动监控测点是否有出现异常情况：沉降箱 pH 值一般控制在 9.5 ± 0.3 、出水箱 pH 值一般控制在 6~9、浊度一般控制在 70 mg/L

以内、COD 一般控制在 150 mg/L 以内。

——辨别方法 2: 中控系统 (DCS)

- pH 计检查。pH 值控制是否符合操作规范, 现场监控界面显示的数值是否在操作规程范围内。

- 历史曲线调取。从脱硫工程师站调取上月或上季度的历史曲线, 将日废水来水累积流量、日废水出水累积流量、沉降箱 pH 值、出水箱 pH 值、出水浊度等指标调取在一个界面内。记录抽查曲线的时间, 一般每月可抽取 7 天的记录, 判断是否符合运行操作规范, 是否存在测点异常。

5.2.3 噪声防治设施

①检查重点:

- 磨煤机、锅炉、汽轮机、发电机组、直接空冷的风机、循环水泵房、凉水塔、脱硫塔等噪声排放节点是否均采取隔声、消声措施, 并保证其正常运行。
- 厂界噪声是否达标。

②辨别方法:

- 收集现有厂界噪声监测数据, 判断是否达标。
- 采用现场噪声监测的方式, 判定企业厂界噪声是否达标。

5.2.4 固体废物处置

①检查重点:

- 炉渣、粉煤灰、脱硫石膏存储和综合利用是否符合环评要求。
- 废机油、废润滑油的存储、转移和处置是否符合危废管理要求。
- 脱硫废水产生的污泥 (含微量重金属) 的储存和处置是否符合环评要求。

- 失效催化剂的处置是否符合环评批复及危险废物管理的要求。

②辨别方法:

● 灰（渣）的综合利用量和综合利用率应符合环评要求。贮灰(渣)场(地)应做到不垮坝，不跑灰，外排水应达标。贮灰(渣)场(池)和干除灰设施应有使用、维护规章制度，防止二次污染。已停运的灰场应尽可能进行复土和表面固化处理。炉渣、粉煤灰、脱硫石膏应分格堆放。

● 废机油、废润滑油、失效催化剂均为危险废物，现场检查危险废物贮存场所建设情况，判断危险废物贮存场所是否按照《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2001）建设。危险废物不得露天堆放，贮存场所必须采取防腐、封闭措施，并设置危险废物识别标志。

● 检查企业提供的危险废物处置单位的危险废物经营许可证，判定其是否具有危险废物处置资质。

● 检查是否有危险废物转移联单，转移联单记录的转移量是否与危险废物管理台账和排污申报量一致。

● 失效催化剂处置：催化剂寿命约 5 年，失效催化剂的处置是否符合环评批复的要求及危险废物管理要求（应交有危险废物处置资质的单位处置）。

5.3 排放口

5.3.1 一般要求

①检查重点:

- 污染物排放口是否满足《排污口规范化整治技术要求》。
- 重点排污单位是否按要求进行自行监测和信息公开。
- 排放浓度是否达标，排放总量是否满足排污许可证要求（未实施排污许可证的除外）。

●是否全部废水均通过环保部门批准的污染物排放口排放，不存在通过暗管、渗井、渗坑、灌注等逃避监管的方式排放废水现象。

●监测数据是否真实，不存在篡改、伪造监测数据问题。

②辨别方法：

●污染物排放口的数量、位置、污染物排放方式、排放去向、烟囱高度是否与企业排污申报登记、环评批复文件一致；废水排放口是否设置规范的、便于测量流量、流速的测流段，是否安装流量计，是否设置三角堰、矩形堰、测流槽等测流装置或其他计量装置；废气排放口是否设置便于采样、监测的采样口和平台。

●检查企业自行监测记录，并按照下列公式计算成基准氧含量排放浓度，判断是否满足污染物排放标准要求；检查自动监控数据（大气污染物需要采用下式进行折算），是否满足污染物排放标准要求；对存在超标可能的，可现场即时取样，监测结果对照附三所列污染物排放控制要求，确定其污染物排放是否达标。

$$\text{基准氧含量排放浓度 (mg/m}^3\text{)} = \text{实测排放浓度} \times \frac{15}{21 - \text{实测的氧含量}}$$

5.3.2 在线监控设施

①检查重点：

●监测站房是否符合规范要求。

●自动监控设施安装、运行和维护是否符合要求。包括自动监控测点安装位置、自动监控设施标准气、自动监控设施数据的准确性和真实性、自动监控数据有效性审核、自动监控设施运行维护记录、进出口自动监控设施联网情况、人员持证上岗情况。

②辨别方法：

● 监测站房基本要求：站房清洁，温度、湿度满足仪器正常运行的需要，辅助设备工作正常。

● 自动监控测点安装位置：脱硫系统（循环流化床除外）进出口应安装自动监控设施，进口自动监控设施应安装在引风机出口处，出口自动监控设施应安装在混合烟道处，设有单独控制室；煤电机组净化烟气通过脱硫塔顶直接排放且仍保留原有排气筒的，原有排气筒应加装 CEMS。脱硝装置分 A、B 两侧，每侧烟气进出口均应安装 CEMS 仪表，控制室仪表设在主机控制室；除尘装置在出口处应设 CEMS 仪表，控制室仪表设在主机控制室。CEMS 安装位置前直管段的长度应大于安装位置后直管段的长度，且前直管段不小于 4 倍烟道直径，后直管段不小于 2 倍烟道直径；当后直管段不能满足 2 倍烟道直径时，离烟气排气口应不小于 1/2 烟道直径；当 CEMS 的安装位置不满足前 4 后 2 的安装条件时，应采取手工监测的方法，求得速度场系数，以弥补安装位置不足的缺陷。

● 自动监控设施运行条件：采样伴热管的长度从探头到除湿装置或分析仪的整条管路长度应控制在 76m 内，其走向向下倾斜，角度小于 5° ，并在每隔 4~5m 处装线卡箍固定（其走向为向上倾斜和出现 U 字形或 V 字形的布线，均容易形成冰封，造成有害气体的损失，使监测结果偏低）。采样伴热管的温度设置应大于 120°C ，冷凝器控制温度应在 5°C 以下。

● 自动监控系统参数设置：对照 CEMS 的调试报告或验收报告中的标准曲线参数和速度场系数与 CEMS 管理系统参数设置中标准曲线参数和速度场系数，二者应一致；对照皮托管的检定证书或校准证书中的皮托管系数 K 值与 CEMS 管理系统参数设置的皮托管系数，二者应一致；过量空气系数设置是否合理；烟道截面积与 CEMS 管理系统参数设置的烟道截面积应一致。

●自动监控设施标准气:标准气体应为技术监督部门授权的单位所生产,有标准气体的证明书,且在有效期内,气体浓度应与量程相匹配(标气浓度应为满量程的 70%~100%)。

●自动监控设施数据的准确性:比对监测报告是否符合要求,如不符合要求是否进行整改;检查仪表显示的瞬时值与中控室数据、环保部门后台数据是否一致;是否使用标准气进行校准;检查月报表数据有无异常,将月报表与 DCS 中历史数据和运行台账记录进行比较,检查一致性;检查量程选择,量程应按正常排放浓度处于满量程的 20%-80%之间进行设置,但应高于排放标准。各仪表之间的量纲转换系数为 $1\text{ppmSO}_2=2.86\text{mg/m}^3\text{SO}_2$, $1\text{ppmNO}_x=2.05\text{mg/m}^3\text{NO}_x$, $1\text{ppmNO}=1.34\text{mg/m}^3\text{NO}$, NO_x 要明确 CEMS 显示值是 NO 、 NO_2 还是 NO_x , NO 和 NO_x 的质量浓度关系为 $1\text{mg/m}^3\text{NO}=1.53\text{mg/m}^3\text{NO}_x$, 体积浓度为 $1\text{ppmNO}=1\text{ppmNO}_x$ 。

●现场进行实验验证 CEMS 数据准确性:从采样点直接通标气,查看 CEMS 浓度值与标气浓度的一致性,若远低于标气浓度,则基本可以判定自动采样系统存在问题或在线监测数据作假。

●现场进行实验验证 CEMS 数据真实性:保证脱硫、脱硝和除尘的控制室、测孔处及 CEMS 表头处三组检查人员同步开展实验验证,通过对讲机由控制室人员指挥,先做表头漂移和准确性(低浓度和高浓度标准气体分别做)实验,再做从采样口至表头采样系统的完整性实验,最后做停部分脱硫(停浆液泵)、脱硝(停 A 侧、B 侧及同时喷氨)、除尘(一二三四室电除尘分别退出或布袋除尘分室振打)实验,检查 CEMS 的数值变化情况,判断监测数据的真实性。

●自动监控数据有效性审核:应通过环保部门的有效性审核;有效性审核标志应按规定张贴;有效性审核标志显示时间应在有效期内。

- 自动监控设施运行维护记录：运行维护记录应符合规范要求。记录应完整准确；运行维护数据变化应与自动监控历史数据显示一致。

- 进出口自动监控设施联网情况：自动监控设施应与环保部门联网，现场端数据与后台数据应一致。

- 操作维修人员持证上岗情况：自动监控设施的操作和管理人员，应经省级环境保护行政主管部门委托的中介机构培训并考核合格，能正确、熟练地掌握有关仪器设施的原理、操作、使用、调试、维修和更换等技能。

附 1：燃煤火电企业现场环境监察单

表 1-1 建设项目现场环境监察单

类别	判 断 依 据	检查情况	备注
选址	是否符合以下规定：禁止在集中式生活饮用水水源地一、二级保护区新建、改建、扩建的燃煤火电生产项目。禁止在饮用水水源保护区内新建、扩建燃煤火电生产项目，改建项目不得增加排污量。	☐ 是	
		☐ 否	
	是否符合以下规定：禁止在城市规划区边界外 2 公里以内建设燃煤火电企业。	☐ 是	
		☐ 否	
	是否符合以下规定：主要河流两岸、公路干道两旁和其他严防污染的食品、药品等企业周边 1 公里以内不得建设燃煤火电企业。	☐ 是	
		☐ 否	
	是否符合以下规定：在依法设立的自然保护区、风景名胜区、文化遗产保护区、世界文化自然遗产和森林公园、地质公园、湿地公园等保护地内不得建设燃煤火电企业。	☐ 是	
		☐ 否	
环评制度执行	项目不属于《产业结构调整指导目录》（2013 年修正本）限制类：小电网外，单机容量 30 万千瓦及以下的常规燃煤火电机组；小电网外，发电煤耗高于 300 克标准煤/千瓦时的湿冷发电机组，发电煤耗高于 305 克标准煤/千瓦时的空冷发电机组。	☐ 是	
		☐ 否	
	新建、改建和扩建燃煤火电项目，必须依法进行环境影响评价，环评审批手续是否齐全。	☐ 是	
		☐ 否	
	项目的性质、规模、地点、采用的生产工艺或者防治污染的措施等应与环境影响评价文件或环评审批文件一致。如有重大变更或原环境影响评价文件超过五年方开工建设的，应当重新报批环境影响评价文件。	☐ 是	
		☐ 否	
	从 2003 年 1 月 1 日起，燃煤火电企业项目应编制环境影响报告书。	☐ 是	
		☐ 否	
	2003 年 1 月 1 日起，装机 20 万千瓦及以上燃煤火电项目环境影响评价文件应由原国家环境保护总局负责审批；装机 20 万千瓦以下的，其环境影响评价文件的审批权限由省、自治区、直辖市环保部门提出建议，报同级人民政府批准确定。2009 年 3 月 1 日-2015 年 3 月 15 日，燃煤火电项目环境影响评价文件由环境保护部审批。2015 年 3 月 16 日起，燃煤火电项目环境影响评价文件由省级环保部门审批。	☐ 是	
		☐ 否	
“三同时”制度执行	污染防治设施和生态保护措施严格按照环评审批文件要求与主体工程同时设计、同时施工、同时使用。	☐ 是	
		☐ 否	
	检查环保设施是否按环评审批文件要求建设到位，且环保设施的规模与效果能够满足要求；对分期建设、分期投入生产或使用的建设项目，检查其相应的环保设施是否分期验收。	☐ 是	
		☐ 否	
	是否按照环评文件及批复要求，落实防护距离内居民搬迁、“上大压小”、区域替代等问题	☐ 是	
		☐ 否	
	检查竣工环境保护验收手续是否齐全，验收提出的整改意见是否落实到位。	☐ 是	
		☐ 否	
		☐ 否	

表 1-2 污染治理设施运行情况检查总表

类别	内 容			判 断 依 据	是否 合规	备注
生产现场	落后生产工艺和设备淘汰情况			是否按要求淘汰以下落后生产工艺和设备： 大电网覆盖范围内，单机容量在 10 万千瓦以下的常规燃煤火电机组； 单机容量 5 万千瓦及以下的常规小火电机组； 大电网覆盖范围内，设计寿命期满的单机容量 20 万千瓦以下的常规燃煤火电机组； 中频发电机感应加热电源； AX1-500、AP-1000 直流弧焊电动发电机。	是 ☐ 否 ☐	
	产污节点污染物收集情况	废气产生环节	储煤场、物料场、翻车机房	露天储煤场是否配备防风抑尘网、喷淋、洒水、苫盖等抑尘措施，且防风抑尘网没有明显破损。	是 ☐ 否 ☐	
				煤粉、石灰或石灰石粉等粉状物料是否采用筒仓等全封闭料库存储。	是 ☐ 否 ☐	
				其他易起尘物料是否苫盖。	是 ☐ 否 ☐	
				石灰石卸料斗和储仓上是否设置布袋除尘器或其他粉尘收集处理设施。	是 ☐ 否 ☐	
				翻车机房在作业过程中除尘设施运行是否正常。	是 ☐ 否 ☐	
			备煤、备料系统	输煤栈桥、输煤转动站是否采用封闭措施并配置袋式除尘器。	是 ☐ 否 ☐	
				原煤或物料破碎、磨粉产生的粉尘是否有效收集。	是 ☐ 否 ☐	
			烟气处理系统	2014 年 9 月 13 日起，新建燃煤发电机组（含在建和项目已纳入国家火电建设规划的机组）是否取消烟气旁路。	是 ☐ 否 ☐	
				现有燃煤发电机组是否拆除烟气旁路，或实行旁路挡板铅封。	是 ☐ 否 ☐	
				是否按要求配备高效除尘、脱硫、脱硝设施。	是 ☐ 否 ☐	
				所有环保设施是否安装分布式控制系统（DCS）。	是 ☐ 否 ☐	
			脱硝辅料区	氨区是否有防泄漏围堰、氨气泄漏检测和应急设施。	是 ☐ 否 ☐	
				氨区是否设置必要的卫生防护距离。	是 ☐ 否 ☐	
				氨罐区是否安装氨（氨水）流量计。	是 ☐ 否 ☐	

类别	内 容		判 断 依 据		是否 合规	备注	
生产现场	产污节点污染物收集情况	废水产生环节	工业冷却水排水、化学水处理系统酸碱再生废水、过滤器反洗废水、锅炉清洗废水、机组杂排水、输煤冲洗和除尘废水、含油废水、冷却塔排污废水、脱硫废水等是否全部收集。		是 ☐ 否 ☐		
			高含盐量的化学再生废水、锅炉酸洗废液是否单独收集。		是 ☐ 否 ☐		
		固废产生环节	检修维护产生的废机油、废润滑油、SCR 脱硝系统产生的失效催化剂是否及时运送至符合危废管理要求的固定场所储存。		是 ☐ 否 ☐		
防治污染设施	工业废气防治设施	除尘设施	静电除尘器	中控系统和记录台账中一次电压、一次电流、二次电压和二次电流等参数记录数据范围与操作规程中规定的是否一致。		是 ☐ 否 ☐	
				电压、电流是否有异常波动，异常波动是否有正当理由并有记录可查。		是 ☐ 否 ☐	
				手工记录是否保存两年备查。		是 ☐ 否 ☐	
			布袋除尘器	中控系统和记录台账中除尘器压差、喷吹压力等参数记录数据范围与操作规程中规定的是否一致。		是 ☐ 否 ☐	
				除尘器压差、喷吹压力是否有异常波动，异常波动是否有正当理由并有记录可查。		是 ☐ 否 ☐	
				滤袋是否有破损。		是 ☐ 否 ☐	
				手工记录是否保存两年备查。		是 ☐ 否 ☐	
			电袋除尘器	中控系统和记录台帐中一次电压、一次电流、二次电压和二次电流、除尘器压差、喷吹压力等参数记录数据范围与操作规程中规定的是否一致。		是 ☐ 否 ☐	
				电压、电流、压差、压力是否有异常波动，异常波动是否有正当理由并有记录可查。		是 ☐ 否 ☐	
				手工记录是否保存两年备查。		是 ☐ 否 ☐	
			湿式静电除尘器	中控系统和记录台帐中一次电压、一次电流、二次电压和二次电流、冲洗水压力、冲洗频次等参数记录数据范围与操作规程中规定的是否一致。		是 ☐ 否 ☐	
				电压、电流、冲洗水压力是否有异常波动，异常波动是否有正当理由并有记录可查。		是 ☐ 否 ☐	
				手工记录是否保存两年备查。		是 ☐ 否 ☐	

类别	内 容			判 断 依 据	是否 合规	备注
防治 污染 设施	工业 废气 防治 设施	脱硫 设施	石灰 石/石 灰— 石膏 法（以 及镁 法） 脱硫	煤质硫份是否符合要求。	是 ☐ 否 ☐	
				脱硫效率是否符合环评批复要求。	是 ☐ 否 ☐	
				吸收塔浆液 pH 值、浆液密度控制范围是否符合 操作规范。	是 ☐ 否 ☐	
				现有燃煤发电机组旁路挡板是否处于关闭状态。	是 ☐ 否 ☐	
				新建燃煤发电机组是否按要求不得设置烟气旁路	是 ☐ 否 ☐	
				脱硫设施运行是否正常。	是 ☐ 否 ☐	
				出口二氧化硫、氮氧化物、烟尘浓度是否达标排 放。	是 ☐ 否 ☐	
				在线监测测点运行是否正常。	是 ☐ 否 ☐	
				不存在篡改、伪造监控数据或运行记录行为。	是 ☐ 否 ☐	
				DCS 系统是否能够存储一年以上的数据。	是 ☐ 否 ☐	
				运行台账是否每小时记录一次,手工填写并保存 两年。	是 ☐ 否 ☐	
				石灰石浆液制备系统、石膏生产系统是否正常运 行。	是 ☐ 否 ☐	
			循环 流化 床锅 炉和 炉内 喷钙 尾部 烟气 增湿 活化 脱硫	煤质硫份是否符合要求。	是 ☐ 否 ☐	
				脱硫剂料仓料位高度、给料泵电流是否符合运行 规程要求。	是 ☐ 否 ☐	
				钙硫比是否符合要求。	是 ☐ 否 ☐	
				脱硫设施运行是否正常。	是 ☐ 否 ☐	
				出口二氧化硫、氮氧化物、烟尘浓度是否达标排 放。	是 ☐ 否 ☐	
				在线监测测点运行是否正常。	是 ☐ 否 ☐	
				不存在篡改、伪造监控数据或运行记录行为。	是 ☐ 否 ☐	
				DCS 系统是否能够存储一年以上的数据。	是 ☐ 否 ☐	
				运行台账是否每小时记录一次,手工填写并保存 两年。	是 ☐ 否 ☐	

类别	内 容		判 断 依 据	是否 合规	备注
防治 污染 设施	工业 废气 防治 设施	烟气 循环 流化床 (RCF B) 脱硫	煤质硫份是否符合要求。	是否 ☐	
			脱硫效率是否符合环评批复要求。	是否 ☐	
			脱硫剂料仓料位高度、给料泵电流是否符合运行规程要求。	是否 ☐	
			现有燃煤发电机组旁路挡板是否处于关闭状态。	是否 ☐	
			新建燃煤发电机组是否按要求不得设置烟气旁路	是否 ☐	
			脱硫设施运行是否正常。	是否 ☐	
			出口二氧化硫、氮氧化物、烟尘浓度是否达标排放。	是否 ☐	
			在线监控测点运行是否正常。	是否 ☐	
			不存在篡改、伪造监控数据或运行记录行为。	是否 ☐	
			DCS 系统是否能够存储一年以上的数据。	是否 ☐	
			运行台账是否每小时记录一次,手工填写并保存两年。	是否 ☐	
		海水 脱硫	煤质硫份是否符合要求。	是否 ☐	
			脱硫效率是否符合环评批复要求。	是否 ☐	
			海水提升泵电流和海水使用量是否符合运行规程要求。	是否 ☐	
			海水再生系统是否符合环评要求。	是否 ☐	
			现有燃煤发电机组旁路挡板是否处于关闭状态。	是否 ☐	
			新建燃煤发电机组是否按要求不得设置烟气旁路	是否 ☐	
			脱硫设施运行是否正常。	是否 ☐	
			出口二氧化硫、氮氧化物、烟尘浓度是否达标排放。	是否 ☐	
			在线监控测点运行是否正常。	是否 ☐	
			不存在篡改、伪造监控数据或运行记录行为。	是否 ☐	
			DCS 系统是否能够存储一年以上的数据。	是否 ☐	
			运行台账是否每小时记录一次,手工填写并保存两年。	是否 ☐	

类别	内 容			判 断 依 据	是否 合规	备注
防治 污染 设施	工业 废气 防治 设施	脱硫 设施	选择 性催 化还原 (SCR) 烟气 脱硝 工艺	脱硝效率是否符合环评批复要求。	是 ☐ 否 ☐	
				脱硝出口氮氧化物浓度实时数据和历史数据是否达标。	是 ☐ 否 ☐	
				氨气逃逸浓度是否符合要求。	是 ☐ 否 ☐	
				烟温控制、催化剂更换是否符合运行规程。	是 ☐ 否 ☐	
				自动监控测点是否正常。	是 ☐ 否 ☐	
				自动监控设备出现故障时,是否按要求增加手工监测频次。	是 ☐ 否 ☐	
				异常情况是否在运行日志上记录。	是 ☐ 否 ☐	
				运行台账是否每小时记录一次,手工填写并保存两年。	是 ☐ 否 ☐	
			选择 性非 催化 还原 (SNC R) 烟 气脱 硝工 艺	脱硝效率是否符合环评批复要求。	是 ☐ 否 ☐	
				脱硝设施出口氮氧化物浓度实时数据和历史数据是否达标。	是 ☐ 否 ☐	
				氨气逃逸浓度是否符合要求。	是 ☐ 否 ☐	
				检查异常情况是否在运行日志上记录。	是 ☐ 否 ☐	
				运行台账是否每小时记录一次,手工填写并保存两年。	是 ☐ 否 ☐	
				自动监控测点是否正常。	是 ☐ 否 ☐	
				自动监控设备出现故障时,是否按要求增加手工监测频次。	是 ☐ 否 ☐	
		污水 处理站	水量 运行 状态	工业废水是否全部处理,不存在未经处理直接排放行为。	是 ☐ 否 ☐	
				运行台账是否齐全。	是 ☐ 否 ☐	
				处理设施各工艺环节主要控制参数是否符合操作规程。	是 ☐ 否 ☐	
				耗电量、药剂使用情况是否满足废水处理设施正常运行需求。	是 ☐ 否 ☐	
				自动监控设施运行是否正常。	是 ☐ 否 ☐	

类别	内 容		判 断 依 据	是否 合规	备注	
防治 污染 设施	工业 废气 防治 设施	脱硫废水 处理系统	沉降箱 pH 值、出水箱 pH 值、浊度、COD 控制范围是否符合操作规范。	是 ☐ 否 ☐		
			pH 计、浊度仪是否定期校验和比对，并有手工监测比对记录（自动监控设备出现故障时，手工监测数据是否每四小时监测一次，每天不得少于六次）。	是 ☐ 否 ☐		
	噪声防治设施		磨煤机、锅炉、汽轮机、发电机组、直接空冷的风机、循环水泵房、凉水塔、脱硫塔等噪声排放节点是否均采取隔声、消声措施，并保证其正常运行。	是 ☐ 否 ☐		
			厂界噪声是否达标。	是 ☐ 否 ☐		
	固体废物处置		炉渣、粉煤灰、脱硫石膏存储和综合利用是否符合环评要求。	是 ☐ 否 ☐		
			废机油、废润滑油的存储、转移和处置是否符合危废管理要求。	是 ☐ 否 ☐		
			脱硫废水产生的污泥（含微量重金属）的储存和处置是否符合环评要求。	是 ☐ 否 ☐		
			失效催化剂的处置是否符合环评批复及危废管理的要求。	是 ☐ 否 ☐		
	排放口			污染物排放口是否满足《排污口规范化整治技术要求》。	是 ☐ 否 ☐	
				重点排污单位是否按要求进行自行监测和信息公开。	是 ☐ 否 ☐	
排放浓度是否达标，排放总量是否满足排污许可证要求（未实施排污许可证的除外）。				是 ☐ 否 ☐		
是否全部废水均通过环保部门批准的污染物排放口排放，不存在通过暗管、渗井、渗坑、灌注等逃避监管的方式排放废水现象。				是 ☐ 否 ☐		
监测数据是否真实，不存在篡改、伪造监测数据问题。				是 ☐ 否 ☐		
在线监控设施			监测站房是否符合规范要求。	是 ☐ 否 ☐		
			自动监控设施安装、运行和维护是否符合要求。包括自动监控测点安装位置、自动监控设施标准气、自动监控设施数据的准确性和真实性、自动监控数据有效性审核、自动监控设施运行维护记录、进出口自动监控设施联网情况、人员持证上岗情况。	是 ☐ 否 ☐		

附 2：燃煤火电行业执行的主要标准

1 废气执行标准

(1) 贮煤场无组织排放执行《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中相关标准。具体见表 2-1。

表 2-1 贮煤场工业无组织排放限值

污染物	标准值	
	1997 年 1 月 1 日前设立的污染源	1997 年 1 月 1 日后设立的污染源
	无组织排放限值 (mg/m ³) (监控点与参考点浓度差值) ⁽¹⁾	无组织排放限值 (mg/Nm ³) (周界外浓度最高点) ⁽²⁾
颗粒物	5.0	1.0
二氧化硫	0.5	0.4

注 (1): 一般应于无组织排放源上风向 2-50 秒范围内设参考点, 排放源下风向 2-50 秒方位内设监控点。
(2) 周界外浓度最高点一般应设置于无组织排放下风向的单位周界外 10m 范围内, 若预计无组织排放的最大落地浓度点超出 10m 范围, 可将监控点移至该预计浓度最高点。

(2) 燃煤火电企业污染物排放标准执行《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)。

使用单台出力 65t/h 以上除层燃炉、抛煤机炉外的燃煤发电锅炉; 各种容量的煤粉发电锅炉。自 2014 年 7 月 1 日起, 现有火力发电锅炉及燃气轮机组, 执行《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011) 规定的烟尘、二氧化硫、氮氧化物和烟气黑度排放限值; 自 2012 年 1 月 1 日起, 新建火力发电锅炉及燃气轮机组, 执行《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011) 规定的烟尘、二氧化硫、氮氧化物和烟气黑度排放限值; 自 2015 年 1 月 1 日起, 燃煤锅炉执行《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011) 规定的汞及其化合物污染物排放限值。具体见表 2-2。

表 2-2 火力发电锅炉及燃气轮机组大气污染物排放浓度限值

单位: mg/m³(烟气黑度除外)

燃料和热能转化 设施类型	污染物项目	适用条件	限 值	污染物排放 监控位置
燃煤锅炉	烟尘	全部	30	烟囱或烟道
	二氧化硫	新建锅炉	100 200 ⁽¹⁾	
		现有锅炉	200 400 ⁽¹⁾	
	氮氧化物 (以 NO ₂ 计)	全部	100 200 ⁽²⁾	
	汞及其化合物	全部	0.03	
注：（1）位于广西壮族自治区、重庆市、四川省和贵州省的火力发电锅炉执行该限值。 （2）采用 W 型火焰炉膛的火力发电锅炉，现有循环流化床火力发电锅炉，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执行该限值。				

根据环保部公告《关于执行大气污染物特别排放限值的公告》(公告 2013 年第 14 号), 京津冀、长三角、珠三角等“三区十群”19 个省(区、市)47 个地级及以上城市(重点控制区范围见表 2-3), 2013 年 4 月 1 日起, 新受理的火电环评项目执行大气污染物特别排放限值; 2014 年 7 月 1 日起, 重点地区的火力发电锅炉及燃气轮机组执行《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)中规定的大气污染物特别排放限值。具体见表 2-4。

表 2-3 重点控制区范围

区域名称	省 份	重 点 控 制 区
京津冀	北京市	北京市
	天津市	天津市
	河北省	石家庄市、唐山市、保定市、廊坊市
长三角	上海市	上海市
	江苏省	南京市、无锡市、常州市、苏州市、南通市、扬州市、镇江市、泰州市
	浙江省	杭州市、宁波市、嘉兴市、湖州市、绍兴市
珠三角	广东省	广州市、深圳市、珠海市、佛山市、江门市、肇庆市、惠州市、东莞市、中山市

区域名称	省 份	重 点 控 制 区
辽宁中部城市群	辽宁省	沈阳市
山东城市群	山东省	济南市、青岛市、淄博市、潍坊市、日照市
武汉及其周边城市群	湖北省	武汉市
长株潭城市群	湖南省	长沙市
成渝城市群	重庆市	重庆市主城区
	四川省	成都市
海峡西岸城市群	福建省	福州市、三明市
山西中北部城市群	山西省	太原市
陕西关中城市群	陕西省	西安市、咸阳市
甘宁城市群	甘肃省	兰州市
	宁夏回族自治区	银川市
新疆乌鲁木齐城市群	新疆维吾尔自治区	乌鲁木齐市

附表 2-4 火力发电锅炉及燃气轮机组大气污染物特别排放限值（GB13223-2011）

单位：mg/m³(烟气黑度除外)

序号	燃料和热能转化设施类型	污染物项目	适用条件	限值	污染物排放监控位置
1	燃煤锅炉	烟尘	全部	20	烟囱或烟道
		二氧化硫	全部	50	
		氮氧化物 (以 NO ₂ 计)	全部	100	
		汞及其化合物	全部	0.03	
2	以油为燃料的锅炉或者燃气轮机组	烟尘	全部	20	
		二氧化硫	全部	50	
		氮氧化物 (以 NO ₂ 计)	燃油锅炉	100	
			燃气轮机组	120	
3	以气体为燃料的锅炉或燃气轮机组	烟尘	全部	5	
		二氧化硫	全部	35	
		氮氧化物 (以 NO ₂ 计)	燃气锅炉	100	
			燃气轮机组	50	
4	燃煤锅炉，以油、气体为燃料的锅炉或燃气轮机组	烟气黑度(林格曼黑度，级)	全部	1	烟囱排放口

单台出力 65t/h 及以下蒸汽锅炉适用《锅炉大气污染物排放标准》(GB13271-2014)。

其中, 10t/h 以上在用蒸汽锅炉自 2015 年 10 月 1 日起执行表 2-4 规定的在用锅炉大气污染物排放限值; “十三五”期间, 位于重点控制区 47 个城市执行颗粒物大气污染物特别排放限值 (“十二五”期间限于上述 47 个城市的主城区)。

10t/h 及以上新建蒸汽锅炉自 2014 年 7 月 1 日起执行表 2-5 规定的新建锅炉大气污染物排放限值; “十三五”期间, 位于重点控制区 47 个城市执行表 2-6 大气污染物特别排放限值 (“十二五”期间限于上述 47 个城市的主城区)。

表 2-5 在用锅炉大气污染物排放浓度限值

单位: mg/m^3 (烟气黑度除外)

污染物项目	在用锅炉	新建锅炉	特别排放限值	污染物排放 监控位置
颗粒物	80	50	30	烟囱或烟道
二氧化硫	400 550 ⁽¹⁾	300	200	
氮氧化物	400	300	200	
汞及其化合物	0.05			
烟气黑度（林格曼黑度，级）	≤1			烟囱排放口
1) 位于广西壮族自治区、重庆市、四川省和贵州省的燃煤锅炉执行该限值。				

表 2-6 火力发电锅炉及燃气轮机组大气污染物特别排放限值

单位: mg/m^3 (烟气黑度除外)

燃料和热能转化设施类型	污染物项目	适用条件	限值	污染物排放监控位置
燃煤锅炉	烟尘	全部	20	烟囱或烟道
	二氧化硫	全部	50	
	氮氧化物 (以 NO_2 计)	全部	100	
	汞及其化合物	全部	0.03	

(3) 燃煤火电行业氨、硫化氢执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)。具体见表 2-7。

表 2-7 恶臭污染物排放标准

污染物	排放量 (kg/h)										厂界标准值 mg/m ³
	15m	20m	25m	30m	35m	40m	60m	80m	100m	120m	
氨	4.9	8.7	14	20	27	35	75				1.5
硫化氢	0.33	0.58	0.9	1.3	1.8	2.3	5.2	9.3	14	21	0.06

2 废水执行标准

燃煤火电行业废水排放执行《污水综合排放标准》(GB8978-1996)。具体见表 2-8、表 2-9、表 2-10。

表 2-8 第一类污染物最高允许排放浓度

单位: mg/L

污染物	总汞	烷基汞	总镉	总铬	六价铬	总砷	总铅	总镍	苯并(a)芘
最高允许排放浓度	0.05	不得检出	0.1	1.5	0.5	0.5	1.0	1.0	0.00003

表 2-9 第二类污染物最高允许排放浓度

(1997 年 12 月 31 日之前建设的单位)

单位: mg/L

污染物	一级标准	二级标准	三级标准
pH	6~9	6~9	6~9
色度 (稀释倍数)	50	180	——
悬浮物 (SS)	70	200	400
五日生化需氧量 (BOD ₅)	30	60	300
化学需氧量 (COD)	100	120	500
石油类	10	10	30
动植物油	20	20	100
挥发酚	0.5	0.5	2.0
总氰化合物	0.5	0.5	1.0

污 染 物	一 级 标 准	二 级 标 准	三 级 标 准
硫化物	1.0	1.0	2.0
氨氮	15	25	——
氟化物	10	10	20
磷酸盐（以 P 计）	0.5	1.0	——
甲醛	1.0	2.0	5.0
苯胺类	1.0	2.0	5.0
硝基苯类	2.0	3.0	5.0
阴离子表面活性剂（LAS）	5.0	10	20
总铜	0.5	1.0	2.0
总锌	2.0	5.0	5.0
总锰	2.0	2.0	5.0

表 2-10 第二类污染物最高允许排放浓度和最高允许排水量

（1998 年 1 月 1 日后建设的单位）

单位：mg/L

污 染 物	一 级 标 准	二 级 标 准	三 级 标 准	最 高 允 许 排 水 量
pH	6~9	6~9	6~9	3.5m ³ /(MW·h)
色度（稀释倍数）	50	80	——	
悬浮物（SS）	70	150	400	
五日生化需氧量（BOD ₅ ）	20	30	300	
化学需氧量（COD）	100	150	500	
石油类	5	10	20	
动植物油	10	15	100	
挥发酚	0.5	0.5	2.0	
总氰化合物	0.5	0.5	1.0	
硫化物	1.0	1.0	1.0	
氨氮	15	25	——	
氟化物	10	10	20	
磷酸盐（以 P 计）	0.5	1.0	——	
甲醛	1.0	2.0	5.0	
苯胺类	1.0	2.0	5.0	
硝基苯类	2.0	3.0	5.0	
阴离子表面活性剂（LAS）	5.0	10	20	
总铜	0.5	1.0	2.0	
总锌	2.0	5.0	5.0	
总锰	2.0	2.0	5.0	

3 固体废物执行标准

燃煤火电行业一般固体废物执行《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》(GB18599-2001), 危险废物执行《危险废物鉴别标准》(GB5085.1~3-2007)、《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)。

4 噪声执行标准

施工期噪声执行《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011), 运营期厂界执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008)。具体见表 2-11、表 2-12。

表 2-11 建筑施工场界环境噪声排放限值

单位: dB(A)

昼 间	夜 间
70	55

表 2-12 工业企业厂界环境噪声排放限值

单位: dB(A)

时段 厂界外 声环境功能区类别	昼 间	夜 间
0	50	40
1	55	45
2	60	50
3	65	55
4	70	55

注: 0 类: 指康复疗养区等特别需要安静的区域。

1 类: 指以居民住宅、医疗卫生、文化教育、科研设计、行政办公为主要功能, 需要保持安静的区域。

2 类: 指以商业金融、集市贸易为主要功能, 或者居住、商业、工业混杂, 需要维护住宅安静的区域。

3 类: 指以工业生产、仓储物流为主要功能, 需要防止工业噪声对周围环境产生严重影响的区域。

4 类: 指交通干线两侧一定距离之内, 需要防止交通噪声对周围环境产生严重影响的区域。

附 3：生产工艺、产污节点和治污措施

燃煤火力发电是指以煤炭作为一次能源。燃料在锅炉中燃烧加热水使之变成蒸汽，将燃料的化学能转变成热能，蒸汽压力推动汽轮机旋转，热能转换成机械能，然后汽轮机带动发电机旋转，将机械能转变成电能的生产过程。

本指南主要介绍燃煤火电企业主要生产工艺流程、产污节点及治污工艺。

1 燃煤火电企业典型生产工艺流程简介

原煤运至燃煤火电企业后，需将原煤碾磨成细粉并以一定风煤比和温度将煤送进锅炉炉膛，经化学处理后的水在锅炉内被加热成高温高压蒸汽，推动汽轮机高速运转，汽轮机带动发电机旋转发电。

燃煤火力发电的主要生产系统包括汽水系统、燃烧系统和电气系统。

汽水系统包括汽水循环、化学水处理和冷却系统等。冷却系统按冷却方式分为湿冷和空冷。湿冷又可分为循环冷却（设有冷却塔、冷却池）和直流冷却（全部循环水一次冷却后排入受纳水体）。空冷又可以分为直接空冷和间接空冷。

燃烧系统是由燃料输送系统、制粉系统、锅炉燃烧系统、烟气处理系统（含除尘、脱硝、脱硫）等组成。

电气系统主要由发电机、主变压器、配电装置等组成。

燃煤火电企业典型生产工艺流程简图见图 1。

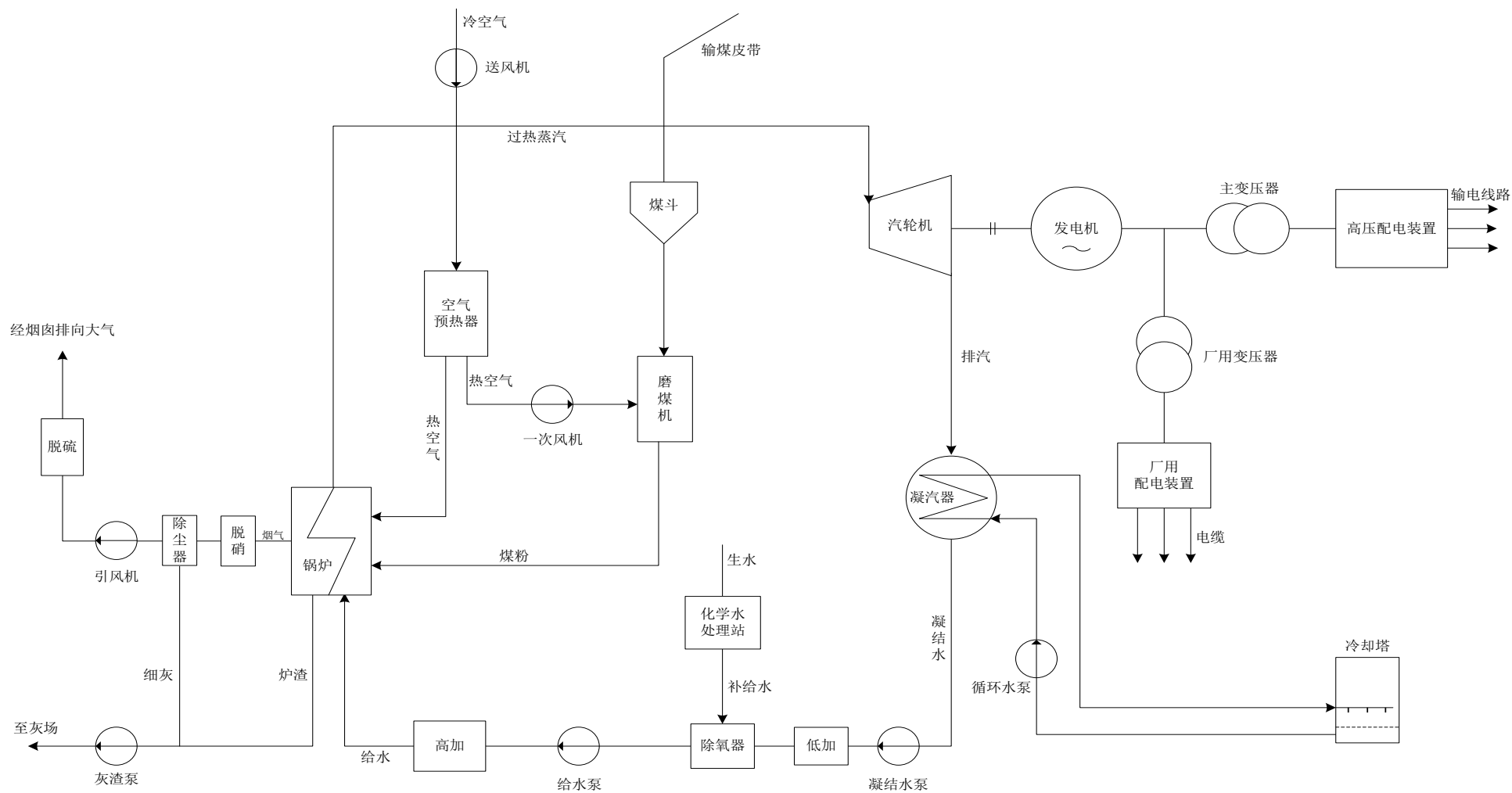


图 1 燃煤火电企业典型生产工艺流程简图

2 燃煤火电企业主要产污环节

燃煤火电企业的主要产污环节包括：燃料的贮存与输送、锅炉燃烧等废气排放节点；化学制水、冲灰水等污水排放节点；锅炉灰、渣等固废排放节点；泵站、凉水塔等噪声排放节点。

燃煤火电企业生产过程产污节点简图见图 2。

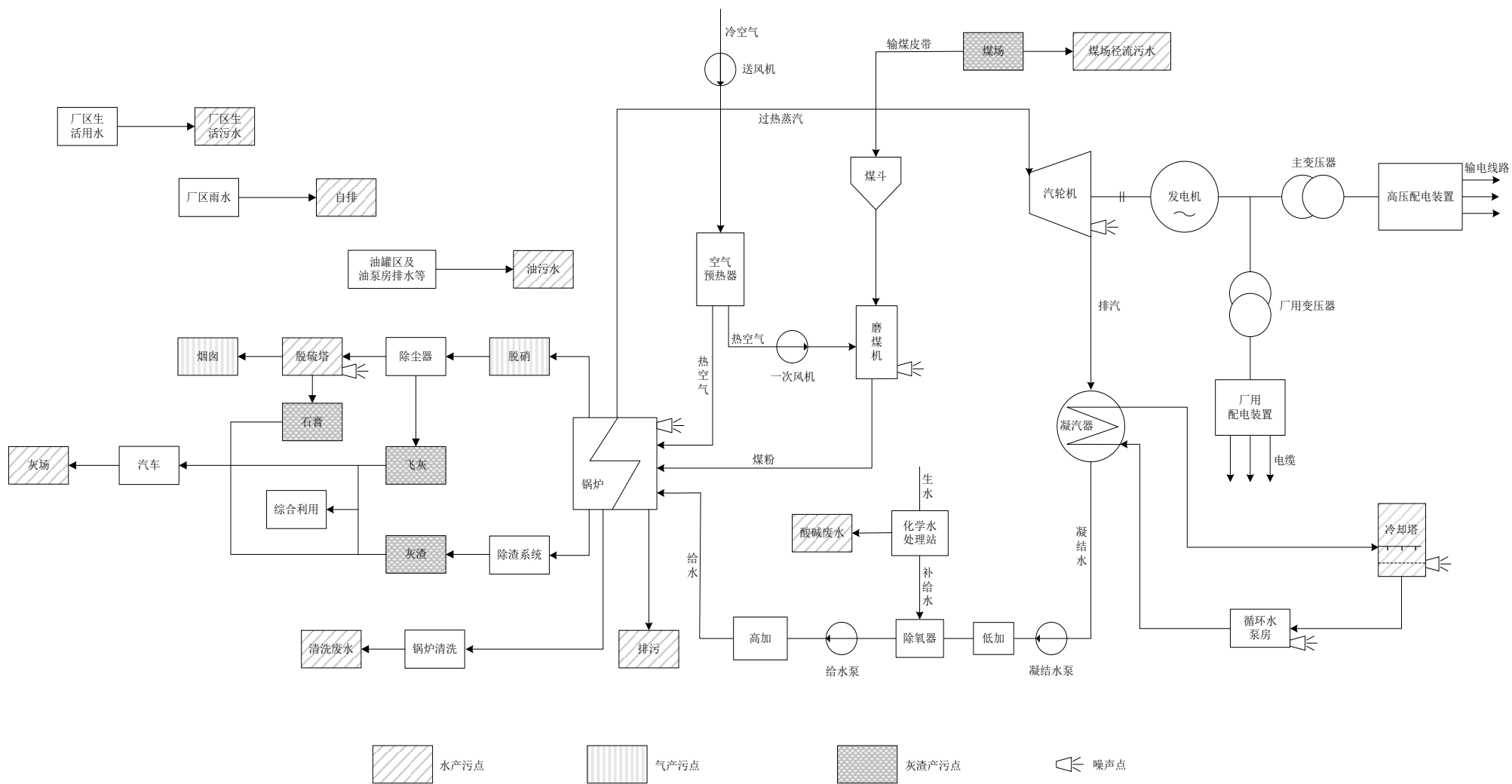


图 2 燃煤火电企业生产过程产污节点简图

2.1 大气污染物

燃煤火电企业大气污染物排放来源于燃料的贮存和输送过程中的扬尘污染；锅炉燃烧后烟气从烟囱高空排放，主要污染物是颗粒物、SO₂、NO_x、CO 和 CO₂。而重金属、未燃烧的碳氢化合物、挥发性有机化合物等物质的排放量较小。另外，烟气脱硝系统中还原剂液氨/氨气在运行过程中氨逃逸也会对大气环境产生不良影响。

2.1.1 燃料的贮存和输送

输煤系统中产生的污染主要来自煤炭露天堆放产生的风蚀扬尘、煤炭装卸产生的作业扬尘、煤炭输送过程扬尘和制粉过程扬尘。

2.1.2 锅炉燃烧

根据燃烧方式，燃煤电站锅炉包括室燃和流化床燃烧两种方式。室燃炉即为煤粉锅炉；流化床锅炉又分为鼓泡流化床锅炉和循环流化床锅炉。无论何种型式燃烧方式，燃料经锅炉燃烧后主要产生如下大气污染物。

2.1.3 颗粒物（烟尘）

烟尘排放与锅炉炉型、煤炭灰分及烟尘控制技术有关。由于燃煤火电企业多为煤粉炉，也有部分流化床锅炉，这些锅炉产生的飞灰量较大，因此烟尘排放的初始浓度较高（大多在 10-30g/m³ 之间）。

2.1.4 硫氧化物

硫氧化物排放主要是由于煤中硫的存在而产生的。硫在煤炭中是以无机硫或有机硫的形式存在的，燃烧过程中绝大多数硫氧化物是以二氧化硫（SO₂）的形式产生并排放的。此外还有极少部分被氧化为三氧化硫（SO₃），三氧化硫被吸附到颗粒物上，因此 SO₃ 会增加细粒子 PM₁₀/PM_{2.5} 的排放。

2.1.5 氮氧化物

煤炭燃烧过程中排放的氮氧化物（ NO_x ）是一氧化氮（ NO ）和二氧化氮（ NO_2 ）的混合物。 NO_x 的形成主要包括热力型 NO_x 和燃料型 NO_x ，热力型 NO_x 的形成与燃烧温度密切相关，燃料型 NO_x 的形成主要取决于燃料中的含 N 量。我国燃煤火电企业煤炭含 N 量多在 2.0% 以下。

2.1.6 重金属

重金属排放是由于煤炭中含有重金属成分，大部分重金属（砷、镉、铬、铜、汞、镍、铅、硒、锌、钒）都以颗粒物的化合物形式（如氧化物）排放。而煤中的重金属含量通常比石油和天然气燃料中高几个数量级。

2.1.7 碳氧化物（一氧化碳、二氧化碳）

一氧化碳（ CO ）是燃烧的中间产物，燃煤火电企业运行中要尽量减少 CO 的形成，因为 CO 含量的增加会带来热效率的损失和腐蚀风险的增加。燃煤火电企业煤炭燃烧产生的主要碳氧化物是二氧化碳（ CO_2 ），也是温室气体的主要来源之一。 CO_2 排放与燃料中的含碳量直接相关。

2.2 水污染物

按照废水的不同来源，燃煤火电企业的废水包括工业冷却水排水、化学水处理系统酸碱再生废水、过滤器反洗废水、锅炉清洗废水、机组杂排水、输煤冲洗和除尘废水、含油废水、冷却塔排污废水、脱硫废水等。

2.3 噪声

燃煤火电企业中噪声源多且复杂，声源声功率级较大。通常把噪声级大于 75dB(A) 的设备称为燃煤火电企业的噪声源。

燃煤火电企业主要噪声源为磨煤机、锅炉、汽轮机、发电机组和直接空冷的风机，其对环境的影响表现在对企业附近居民带来的噪声干扰，夜间干扰尤为突出。

2.4 固体废物

燃煤火电企业会产生各种固体废物和副产品。主要包括炉渣、飞灰、脱硫残渣和副产品、水处理污泥以及 SCR 脱硝工艺催化剂等。

2.4.1 底灰和炉渣

底灰不可燃，沉降到锅炉底部并保持疏松灰的形式。若燃烧温度超过灰熔点，则以炉渣形式存在。

2.4.2 飞灰

飞灰是随着烟气从锅炉排出的不可燃物质，飞灰经除尘设备去除并收集，同时在锅炉的其他部位，如省煤器和空气预热器中收集。

2.4.3 脱硫残渣和副产品

烟气脱硫设备会产生脱硫残渣和副产品。如石灰石-石膏湿法脱硫装置会产生石膏副产品，干法脱硫系统会产生未反应的吸收剂（如石灰、石灰石、碳酸钠、碳酸钙）、硫酸盐和飞灰的混合物残渣。

2.4.4 水处理污泥

在燃煤火电企业补给水处理和废水处理中都会产生水处理污泥。

2.4.5 SCR 脱硝工艺催化剂

在 SCR 脱硝工艺中使用的催化剂由于催化剂失效，这些催化剂在使用几年后需要定期更换。这些催化剂中由于含有重金属，属危险废物。

2.4.6 废机油、废润滑油

在设备检修维护中产生的废机油、废润滑油，属于危险废物。

3 污染物治理工艺及控制

3.1 大气污染物治理工艺及控制

3.1.1 输煤系统扬尘防治工艺

煤炭露天堆放扬尘防治措施是封闭式煤仓和防风抑尘网，并在煤场周

围设置喷淋装置，洒水抑尘，煤场周围植树绿化；煤炭作业扬尘防治措施是采用喷水和封闭；煤炭输送过程扬尘防治措施是输煤栈桥、输煤转运站及碎煤机室应采用密闭装置，并配置袋式除尘器。

3.1.2 除尘工艺

燃煤火电企业烟气除尘工艺包括电除尘器、袋式除尘器和电袋除尘器。其选择使用何种除尘器主要取决于燃料类型、燃煤火电企业规模、锅炉类型和配置等。

3.1.2.1 电除尘器

工作原理：电除尘器是由两个极性相反的电极组成。在电极上施加高电压后使气体电离，进入电场空间的粉尘荷电，在电场力的作用下，分别向相反电极的极板或极线移动，最后将沉积的粉尘收集下来，实现电除尘的全过程。电除尘器的性能与粉尘的电阻率、集尘电极的总表面积、气体的体积流量以及颗粒物的迁移速度等因素有关。

适用范围：电除尘器适用于粉尘比电阻适中，即粉尘比电阻范围在 $10^4\text{--}5\times 10^{11}\Omega\cdot\text{cm}$ 范围内的粉尘除尘；适用于新建和改造燃煤火电企业，并可在范围很宽的温度、压力和粉尘负荷条件下运行；适用于排放要求一般的地区，当环保要求烟尘排放浓度在 $100\text{mg}/\text{m}^3$ 以下时，可选用四电场或五电场电除尘器。

技术特点：电除尘器除尘效率高；适用范围广，电除尘器可去除细微粉尘、适用较大范围的进口粉尘浓度。

工艺控制：为保证电除尘器正常运行，应定期检查振打系统及驱动装置、电加热或蒸汽加热系统、灰斗及卸（输）灰系统、高压硅整流变压器及控制室、控制、测量和记录仪表等。

主要技术参数：二次电流、二次电压、除尘效率、除尘器投运率、烟尘排放浓度等。

工艺效果：可去除烟气中的颗粒物和重金属（如汞）；四-五电场电除尘器的设计除尘效率最高可达 99.8%。

3.1.2.2 袋式除尘器

工作原理：袋式除尘器是利用纤维性滤袋捕集粉尘的除尘设备。用滤袋进行过滤与分离粉尘颗粒时，可以让含尘气体从滤袋外部进入到内部，把粉尘分离在滤袋外表面，也可以使含尘气体从滤袋内部流向外部，将粉尘分离在滤袋内表面。随着滤尘过程不断进行，滤袋内表面捕集的粉尘越来越厚，粉尘层阻力增大，当阻力达到一定值时，除尘器就清除滤袋上的积尘。影响袋式除尘器性能的主要因素是粉尘特性、滤料的选择、过滤风速的影响、清灰方式的影响等，其中滤料的选择十分关键。燃煤火电企业袋式除尘器滤料以玻璃纤维和聚四氟乙烯为主，滤料对袋式除尘器的性能、造价及运行费用影响很大。

适用范围：袋式除尘器粉尘适应性强，不受粉尘比电阻等性质的影响；在新建或改造燃煤火电企业中都适用，并可在范围很宽的温度、压力和粉尘负荷条件下运行，因此袋式除尘器在无烟煤燃煤企业锅炉、循环流化床锅炉及干法脱硫装置的烟气治理中具有优势；适用于排放要求严格的地区，当环保要求烟尘排放浓度在 $30\text{mg}/\text{m}^3$ 以下时，可选用袋式除尘器。

技术特点：袋式除尘器除尘效率高，对细颗粒粉尘去除率高；设备阻力较大；技术适应性强，不受粉尘比电阻影响，适用较大范围的进口粉尘浓度，含尘量低时效率也比较高；袋式除尘器受滤料的耐温和耐腐蚀等性能的影响，且不适于净化潮湿、黏性粉尘。

工艺控制：控制除尘器清灰频率、定期清除粉尘；粉尘排出口、检查门要安全密闭；定期检查电加热或蒸汽加热系统、灰斗及卸（输）灰系统。根据使用情况和滤袋材质，定期更换滤袋。

主要技术参数：除尘器压差、喷吹压力、喷吹频率、除尘效率、烟尘排放浓度等。

工艺效果：可去除烟气中的颗粒物和重金属（如汞）；除尘效率可达99.9%以上，因此可实现颗粒物的极低排放，比较适用于环保要求严格的环境敏感区。

3.1.2.3 电袋除尘器

工作原理：电袋除尘器有机结合电除尘器和袋式除尘器的除尘优点，前级电场预收烟气中70%~80%以上的粉尘量；后级袋式除尘装置拦截收集烟气中剩余粉尘。其中，前级电场的预除尘作用和荷电作用为提高电袋除尘器的性能起到了重要作用。

适用范围：电袋除尘器粉尘适应性强，对于高比电阻粉尘、低硫煤粉尘和脱硫后的烟气粉尘的处理效果更具优势；由于电袋除尘器前级电除尘和后级袋式除尘共用同一壳体，因此电袋除尘器对于现有燃煤火电企业的增效改造十分适用；适用于排放要求严格的地区，当环保要求烟尘排放浓度在 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 以下时，可选用电袋复合式除尘器。

技术特点：电袋除尘器除尘效率具有高效性和稳定性；设备阻力低比袋式除尘器低；技术适应性强，电袋除尘器的效率不受高比阻细微粉尘影响，不受煤种、烟灰特性影响，粉尘适应性强；滤袋使用寿命提高，清灰周期长，能耗小。

工艺控制：为保证电袋除尘器的正常运行，应定期检查振打系统及驱动装置、电加热或蒸汽加热系统、灰斗及卸（输）灰系统、高压硅整流变压器及控制室，定期清除粉尘和更换滤袋。

主要技术参数：二次电流、二次电压、除尘器压差、喷吹压力、喷吹频率、除尘效率、烟尘排放浓度等。

工艺效果：可去除烟气中的颗粒物和重金属（如汞）；除尘效率可达99.9%以上，因此可实现颗粒物的极低排放，比较适用于环保要求严格的环境敏感区。

3.1.2.4 湿式除尘器

工作原理：在湿式静电除尘装置的阳极和阴极线之间施加数万伏直流高压电，在强电场的作用下，电晕线周围产生电晕层，电晕层中的空气发生雪崩式电离，从而产生大量的负离子和少量的阳离子，这个过程叫电晕放电；随烟气进入湿式静电除尘装置内的尘（雾）粒子与这些正、负离子相碰撞而荷电，荷电后的尘（雾）粒子由于受到高压静电场库仑力的作用，向阳极运动；到达阳极后，将其所带的电荷释放掉，尘（雾）粒子就被阳极所收集，在水膜的作用下靠重力自流向而下而与烟气分离；极小部分的尘（雾）粒子本身则附着在阴极线上形成小液滴靠重力自流向而下，或通过关机后冲洗的方法将其清除。

适用范围：湿式静电除尘器布置在除尘脱硫系统的尾部，处理的是脱硫后的湿烟气。它是在脱硫前除尘器效率不能达标的情况下，作为除尘提效的一种工艺。湿式静电除尘器不仅能收集烟气中的粉尘，也能收集烟气中的水雾。

技术特点：与传统电除尘器相比，湿式静电除尘器阴阳极清灰均不采用机械振打，而是采用靠静电吸附水雾和间断冲洗对阴阳极进行自清理。湿式静电除尘装置处理的是饱和湿烟气，尘粒荷电性能好，电晕电流大，对湿烟气中粉尘的比电阻没有要求，特别适用于脱除湿烟气中的微细粒子及气溶胶。

工艺控制：为保证湿式除尘器正常运行，应保证冲洗系统的正常运行及冲洗效果，定期检查高压硅整流变压器及控制室、控制、测量和记录仪表等。

主要技术参数：二次电流、二次电压、除尘效率、冲洗水压力、冲洗频次、烟尘排放浓度等。

工艺效果：在脱硫塔尾部加设湿式静电除尘器，可使烟囱出口处粉尘排放浓度 $\leq 20\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，水雾液滴含量 $\leq 20\text{mg}/\text{Nm}^3$ ；湿式静电除尘装置的运行效率可达到 99%以上，烟羽林格曼黑度等级可小于 1，能够有效改善下游烟道及设备的腐蚀状况，解决烟囱“大白烟”、“石膏雨”排放问题。

3.1.3 脱硫工艺

脱硫工艺分为燃烧前脱硫、燃烧中脱硫和燃烧后脱硫。燃烧前脱硫主要是洗煤；燃烧中脱硫就是在煤燃烧过程中，加入吸附剂吸附所产生的二氧化硫，可以采用向炉内直接喷射钙基吸收剂的方法，也可以采用液化态燃烧的方法；燃烧后脱硫即烟气脱硫，烟气脱硫又可分为湿法、半干法和干法三种工艺。湿法烟气脱硫工艺主要包括：石灰石/石灰-石膏法工艺，氧化镁湿法脱硫工艺，海水脱硫工艺，氨法脱硫工艺；半干法烟气脱硫工艺包括：喷雾干燥法脱硫工艺，烟气循环流化床脱硫技术；干法脱硫工艺包括：电子束法和活性炭法等。

3.1.3.1 循环流化床锅炉脱硫工艺

循环流化床锅炉脱硫原理是将石灰石（以 CaCO_3 为主要成分）或白云石（以 CaCO_3 MgCO_3 为主要成分）脱硫剂破碎至一定粒度（0~2mm），在燃烧过程中投入到沸腾层内，石灰石分解成 CaO 和 CO_2 ，接着煅烧生成多孔的 CaO ，在氧化性气氛中与烟气中的 SO_2 结合生成 CaSO_4 ，达到脱硫的目的。工艺流程图见图 3。

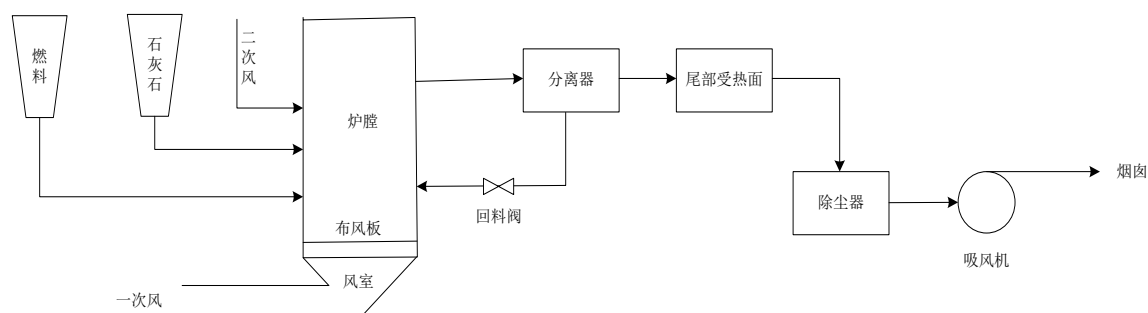


图3 循环流化床锅炉脱硫工艺流程图

工艺特点：循环流化床锅炉具有燃料适应性广；燃烧效率高；易于实现高效脱硫；由于使用低温燃烧和分段燃烧，氮氧化物生成量少等诸多特点。

工艺控制：运行中注意控制床层温度，循环流化床锅炉脱硫最佳温度范围为：820~930℃；采用较小的脱硫剂粒径时，脱硫效果好，故一般采用0~2mm，平均100~500μm的脱硫剂粒度为宜，脱硫装置应设置烟气排放连续监测系统。

主要技术参数：给料泵电流、料仓料位高度、出口二氧化硫、氮氧化物、烟尘排放浓度等。

工艺效果：循环流化床锅炉脱硫可去除烟气中的硫氧化物，同时可降低氮氧化物生成量。循环流化床锅炉脱硫效率在90%以上。

3.1.3.2 烟气循环流化床（RCFB）脱硫技术

烟气循环流化床脱硫技术和循环流化床锅炉是截然不同的两种脱硫工艺。烟气循环流化床脱硫技术是以石灰浆作为脱硫剂，从锅炉尾部出来的烟气引入到循环流化床反应塔中，增湿的石灰和烟气中的二氧化硫反应生成亚硫酸钙，未反应完全的吸收剂颗粒经除尘器收集再回到循环流化床利用。其工艺流程图见图4。

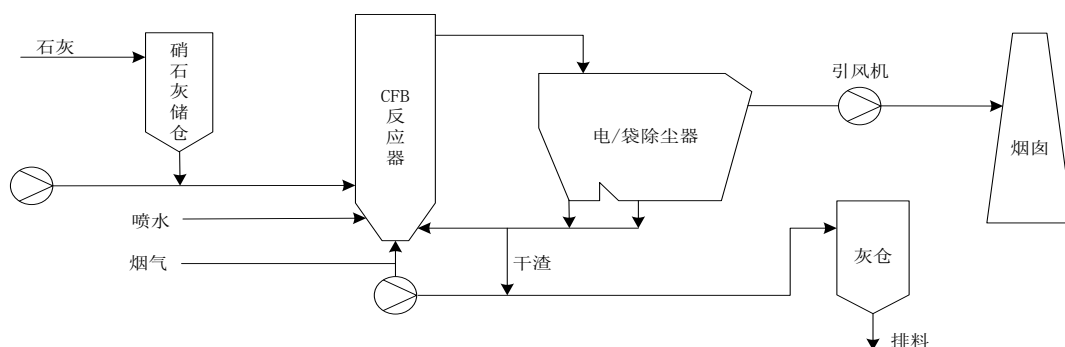


图 4 烟气循环流化床脱硫工艺流程图

工艺的适用性和特性：烟气循环流化床脱硫技术适用于煤种含硫量<1.5%的中低硫煤脱硫；特别适用于机组容量为 300MW 及以下的小容量机组脱硫；适用于脱硫剂石灰石资源丰富或来源可靠的地区；流程简单，占地少；新建和改造燃煤火电企业均适用。烟气循环流化床脱硫技术脱硫效率较高；流程简单；占地少；一次投资较湿法脱硫技术少，约为湿法投资的 60%；无脱硫废水产生；脱硫副产物可综合利用。

工艺控制：为保证脱硫效率，生石灰粉细度宜在 2mm 以下，加适量水后 4min 内温度可升高到 60℃，纯度 CaO 的含量≥80%。

脱硫装置的脱硫效率应不小于 85%，装置的可用率应保证在 95%以上。

脱硫灰处理系统的设计应为脱硫灰的综合利用创造条件，脱硫灰处理系统应采用干式输送方式。

脱硫装置应设置烟气排放连续监测系统。

主要技术参数：出口二氧化硫、氮氧化物、烟尘排放浓度、脱硫效率等。

工艺效果：烟气循环流化床脱硫技术可去除烟气中的硫氧化物、HCL、HF、颗粒物和重金属（如汞），脱硫效率在 85%以上。

3.1.3.3 炉内喷钙尾部烟气增湿活化(LIFAC)脱硫工艺

炉内喷钙尾部烟气增湿活化脱硫工艺是一种改进的炉内喷钙工艺，除了保留炉内喷射石灰石粉脱硫系统外，还在炉后烟道上增设了一个独立的活化反应器，将炉内未反应完的 CaO 通过雾化水进行活化后再次脱除烟气中的 SO_2 ，以提高脱硫率和吸收剂利用率。脱硫效率与喷射石灰石粉的位置和粒度、活化器内反应温度、钙硫比、干灰和灰浆再循环等工艺参数有关。典型工艺流程图见图 5。

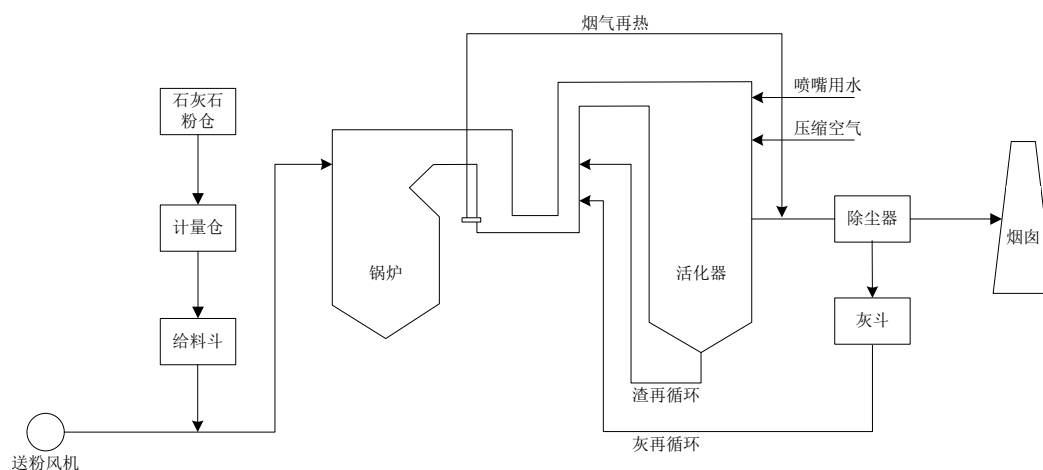


图 5 炉内喷钙尾部烟气增湿活化脱硫工艺流程图

工艺的适用性和特性：炉内喷钙尾部烟气增湿活化脱硫技术适用于煤种含硫量在 1.5% 以下的中低硫煤脱硫；从技术经济角度考虑，适用于机组容量范围为 300MW 及以下的小容量机组；适用于脱硫剂资源丰富或来源可靠的地区；流程简单，占地少；对新建和改造燃煤火电企业均适用。

炉内喷钙尾部烟气增湿活化脱硫技术脱硫效率一般在 85% 左右。流程简单，占地少，系统阻力低。一次投资和运行费用较湿法脱硫技术少。

无脱硫废水产生。脱硫副产物可综合利用。

工艺控制：为了达到合理的脱硫效率，脱硫剂的颗粒度应该小于 $70\mu\text{m}$ ，其中 $11\mu\text{m}$ 的应超过 50%。为控制最佳反应温度，石灰石不应与煤粉混合喷入，应单独喷射到炉膛上部 $980 \sim 1230^\circ\text{C}$ 区域。

脱硫灰处理系统的设计应为脱硫灰的综合利用创造条件，脱硫灰处理系统应采用干式输送方式。

脱硫装置应设置烟气排放连续监测系统。

主要技术参数：给料泵电流、料仓料位高度、出口二氧化硫、氮氧化物、烟尘排放浓度等。

工艺效果：炉内喷钙尾部烟气增湿活化脱硫工艺可去除烟气中的硫氧化物、HCL、HF、颗粒物和重金属（如汞），脱硫效率在 85% 左右。

3.1.3.4 石灰石/石灰-石膏湿法脱硫工艺

该工艺是用石灰石、生石灰或消石灰的乳浊液为吸收剂吸收烟气中的 SO_2 ，脱硫工艺中有强制氧化和自然氧化之分。吸收塔型主要有喷淋塔、液注塔、填料塔和鼓泡塔。

典型的石灰石/石灰-石膏湿法 FGD 系统工艺流程图见图 6。

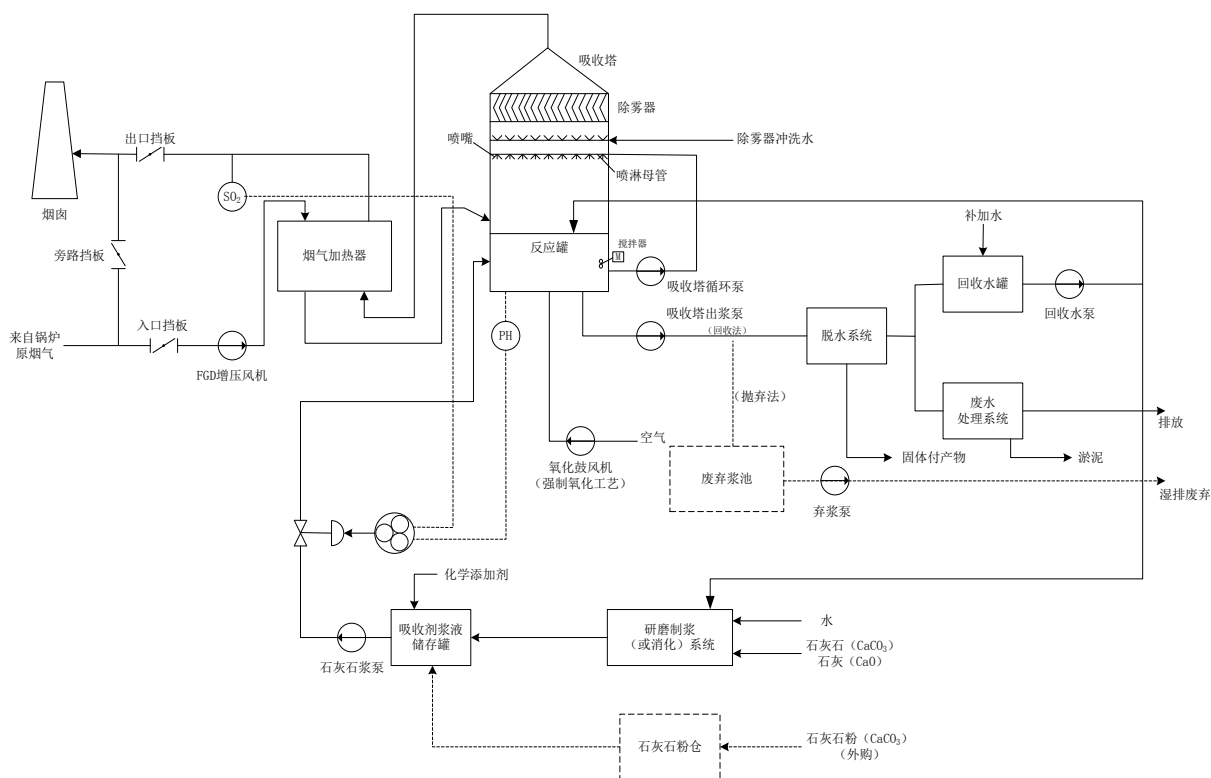


图 6 石灰石/石灰-湿法烟气脱硫工艺流程图

锅炉烟气经进口挡板门进入脱硫增压风机，通过烟气换热器(选设)后进入吸收塔，洗涤脱硫后的烟气经除雾器除去带出的小液滴，再通过烟气换热器（选设）从烟囱排放。脱硫副产物经过旋流器、真空皮带脱水机脱水成为脱水石膏。

典型的石灰石/石膏湿法 FGD 系统主要由烟气系统、SO₂ 吸收系统、石灰石浆液制备系统、石膏脱水及储存系统、废水处理系统、公用系统(工艺水、压缩空气、事故浆液罐系统等)、热工控制系统、电气系统等几部分组成。

工艺的适用性和特性：石灰石/石灰-石膏法脱硫技术适应性强，对煤种变化、负荷变化、脱硫率变化均具有较强的适应性；从技术经济综合考虑，特别适用于大容量机组（200MW 及以上机组）、燃用煤种含硫量 $\geq 1\%$

的新建或改造燃煤火电企业；适用于脱硫剂易得的地区，对于有资源综合利用条件的且石灰石资源比较丰富的区域尤其适用石灰石/石灰-石膏法脱硫。

石灰石/石灰-石膏法脱硫技术能适应大容量机组、高浓度 SO_2 的烟气脱硫；技术成熟，脱硫效率高，但设备阻力较大；设备一次投资及占地面积较大，更适用于大容量机组或燃用中高硫煤燃煤火电企业脱硫；运行费用相对较低，吸收剂石灰石价廉易得，脱硫副产物为石膏，高质量的石膏具有综合利用的商业价值。

工艺控制：为保证脱硫石膏的综合利用及减少废水排放量，用于脱硫的石灰石中 CaCO_3 的含量宜高于 90%；当采用生石灰粉作吸收剂时，生石灰的纯度应高于 85%。

脱硫装置的脱硫效率应不小于 95%，装置的可用率应保证在 95%以上。

脱硫石膏应进行脱水处理并综合利用；若暂无综合利用条件时，应经脱水后输送至贮存场。脱硫石膏应与灰渣分别堆放，留有进一步综合利用的可能性。

脱硫装置应设置烟气排放连续监测系统。

主要技术参数：出口二氧化硫、氮氧化物、烟尘排放浓度、脱硫效率、浆液 pH 值、浆液密度、石膏含水率等。

工艺效果：石灰石/石灰-石膏法脱硫技术可去除烟气中的硫氧化物、HCL、HF、颗粒物和重金属（如汞）。石灰石/石灰-石膏法的脱硫效率在 90%-99%，对经除尘后烟气中的颗粒物的去除率在 50%左右。

3.1.3.5 海水脱硫工艺

海水脱硫工艺原理是利用海水的天然碱度来脱除烟气中的 SO_2 。由于

海水通常呈碱性，自然碱度约为 $1.2 \sim 2.5\text{mol/l}$ ，这使得海水具有天然的酸碱缓冲能力和吸收 SO_2 的能力。根据海水的这种特性开发出的海水脱硫工艺就是用海水吸收烟气中的 SO_2 ，再用空气强制氧化为无害的硫酸盐而溶

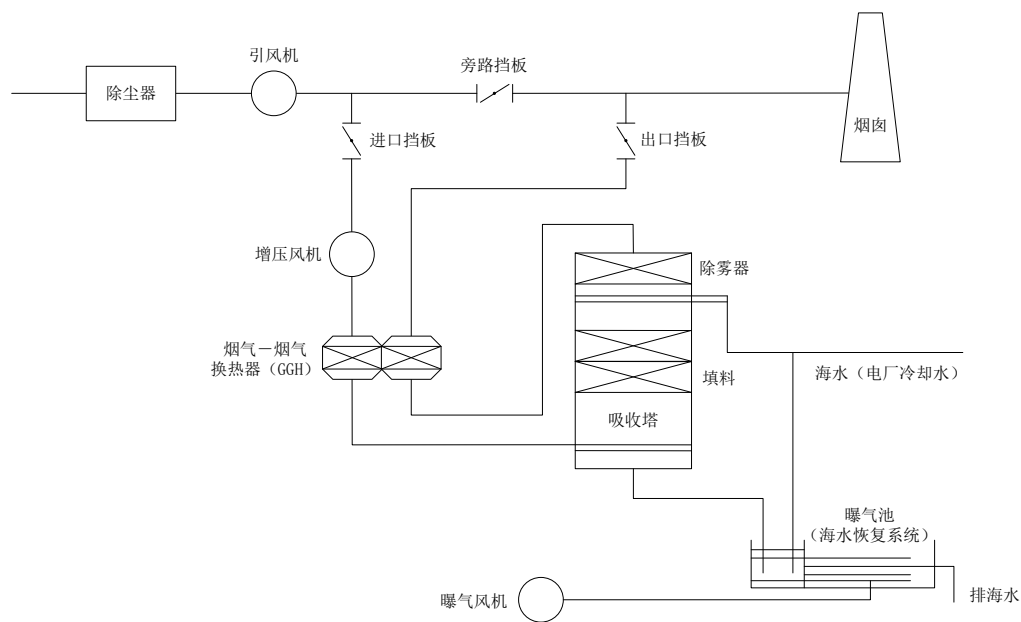


图 7 海水脱硫工艺流程

于海水中。海水脱硫工艺流程图见图 7。

工艺的适用性和特性：海水脱硫技术仅适用于海滨燃煤火电企业，在海水碱度满足工艺要求、海域环境影响评价通过国家有关部门审查，并经全面技术经济比较后，可以考虑采用海水法脱硫工艺；仅适用于燃煤含硫量低于 1.0% 的低硫煤火电企业，不适用于高硫煤火电企业。海水脱硫技术成熟，工艺简单，系统运行可靠，系统无磨损、堵塞和结垢问题；脱硫效率较高。

工艺控制：由于烟气中的 SO_2 依靠氧化空气才能生成硫酸盐，因此要确保曝气氧化工程的完成，使海水溶解氧达到饱和。定期监测海水温升和

pH 值的变化情况，避免对海水生态系统的不良影响。

脱硫装置应设置烟气排放连续监测系统。

主要技术参数：出口二氧化硫、氮氧化物、烟尘排放浓度、脱硫效率、排水 pH 值和温度等。

工艺效果：海水脱硫法可去除烟气中的硫氧化物、HCL、HF、颗粒物和重金属（如汞）。海水脱硫的脱硫效率在 90%以上。

3.1.3.6 氧化镁法脱硫工艺

氧化镁法脱硫技术原理是利用氧化镁作为脱硫剂进行烟气脱硫的一种湿法脱硫方式，其脱硫机理是碱性氧化物与水反应生成氢氧化物，再与二氧化硫溶于水生成的亚硫酸溶液进行酸碱中和反应，反应生成亚硫酸镁和硫酸镁，亚硫酸镁氧化后生成硫酸镁。氧化镁法脱硫工艺分为抛弃法和再生法。抛弃法是将脱硫副产品含结晶水的亚硫酸镁和硫酸镁的固体产物抛弃，再生法是将固体产物经脱水、干燥和煅烧还原后，再生出氧化镁，煅烧出来的 MgO 水合为 $Mg(OH_2)$ 后循环使用。工艺流程图见图 8。

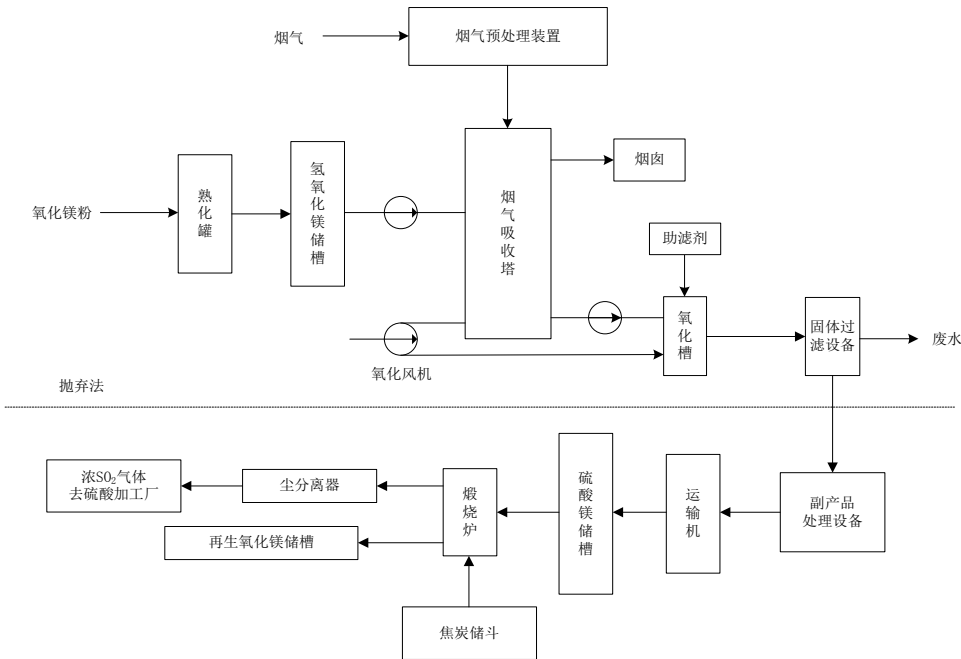


图 8 氧化镁脱硫工艺流程图

工艺的适用性和特性：镁法烟气脱硫技术是一种工艺成熟运行稳定的脱硫技术，由于氧化镁作为脱硫剂本身有其独特的优越性，液气比相对于石灰石法可减少 1/3，其工艺流程简单、专用设备少。同时镁法烟气脱硫工艺 pH 值控制在 7.0 左右，在这种条件下设备腐蚀问题也得到了一定程度的解决。

工艺控制：脱硫装置的脱硫效率应不小于 95%，装置的可用率应保证在 95%以上。

主要技术参数：出口二氧化硫、氮氧化物、烟尘排放浓度、脱硫效率、浆液 pH 值、浆液密度等。

工艺效果：氧化镁法脱硫技术可去除烟气中的硫氧化物、HCL、HF、颗粒物和重金属（如汞）。脱硫效率在 95%以上。

3.1.3.7 氨法脱硫工艺

锅炉引风机来的原烟气直接进入吸收塔(或通过脱硫系统增压风机增压后进吸收塔)，加氨后的吸收液循环吸收烟气中得二氧化硫，生成亚硫酸（氢）氨，脱硫后的烟气成为净烟气，按符合要求的方式排放。

吸收生成的亚硫酸（氢）氨在吸收塔氧化池（或单独的氧化设备）中用氧化风机来的空气氧化成硫酸铵。生成的硫酸铵可利用原烟气的热量在吸收塔内进行蒸发形成结晶，或将硫酸铵溶液送专门的蒸发结晶系统用蒸汽的热量进行蒸发形成结晶。

含结晶的浆液经固液分离、干燥、包装成成品硫酸铵。

其典型工艺流程图见图 9。

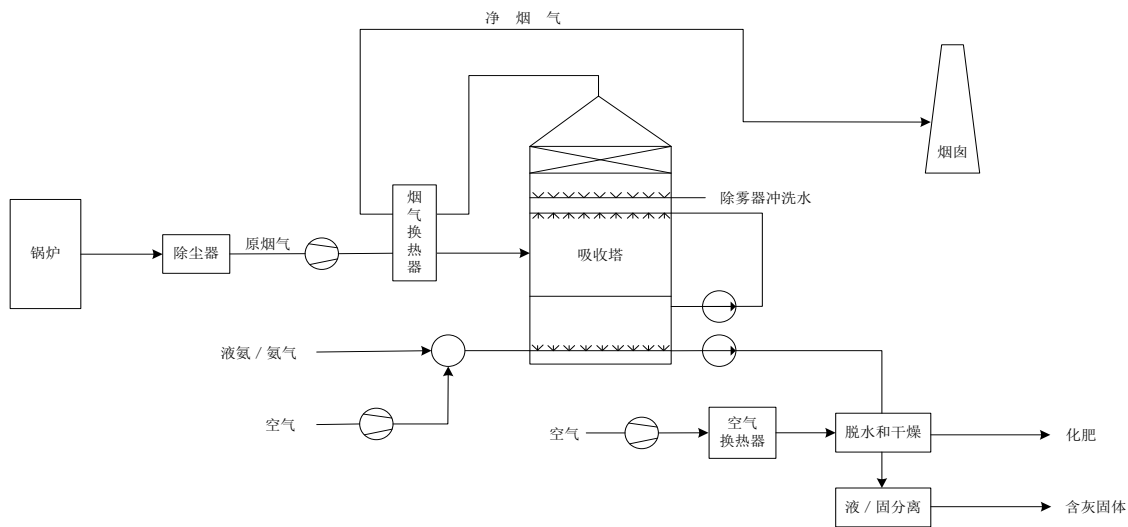


图 9 典型氨法脱硫工艺流程图

典型的氨法脱硫工艺可分为吸收和副产物处理两部分，具体由烟气系统、吸收循环系统、氧化空气系统、副产物处理系统、吸收剂储存供给系统、自控及在线监测系统等组成。

工艺的适用性和特性：氨法脱硫工艺的过程是气-液或气-气反应，反应速度快，反应完全，吸收剂利用高，可以实现很高的吸收率。该工艺具有系统简单，设备体积小，低能耗等特点。该工艺对燃料含硫变化范围适应性强，适用于 50MW 及以上的新建或改造机组。

工艺控制：脱硫装置的脱硫效率应不小于 95%，装置的可用率应保证在 95%以上。

脱硫装置应设置烟气排放连续监测系统。

主要技术参数：出口二氧化硫、氮氧化物、烟尘排放浓度、脱硫效率、浆液 pH 值、浆液密度等。

工艺效果：氨法脱硫技术可去除烟气中的硫氧化物、氮氧化物、HCL、HF、颗粒物和重金属（如汞）。氨法的脱硫效率在 95%以上。

3.1.4 脱硝工艺

对燃煤烟气中氮氧化物的净化过程成为脱硝。氮氧化物种类很多，有 NO、N₂O、NO₂、N₂O₃、N₂O₄、N₂O₅ 等，总称 NO_x，造成大气污染的主要是 NO、NO₂。

控制燃煤火电企业 NO_x 排放的措施分两大类。一类是通过燃烧技术的改进，如低 NO_x 燃烧器、分级燃烧及再燃烧（燃料分级燃烧）等；另一类是尾部加装烟气脱硝装置。

尾部加装烟气脱硝装置的技术主要有：选择性催化还原技术（SCR）、选择性非催化还原技术（SNCR）。

燃煤机组采用低氮燃烧技术后，其氮氧化物排放浓度仍不达标或不满足总量控制要求时，需配置烟气脱硝设施。对于 300MW 及以上机组，一般采用 SCR 烟气脱硝装置。对 300MW 以下机组，可采用 SNCR 烟气脱硝装置。

3.1.4.1 选择性催化还原（SCR）烟气脱硝工艺

在锅炉尾部烟道专门设置 SCR 反应器，用于放置催化剂，喷入锅炉尾部烟道的氨气在催化剂的催化下与烟气中的 NO_x 发生反应，从而减低 NO_x 的排放浓度。

在 SCR 工艺中，催化剂能促进 NO_x 和 NH₃ 之间的反应，并生成 N₂ 和 H₂O。氨气是通过喷氨格栅注入到烟道与烟气混合，然后进入反应器，通过催化剂层，与 NO_x 发生反应。SCR 系统安装在锅炉省煤器后空预器前，通过上述反应脱除烟气中的 NO_x。工艺流程图见图 10。

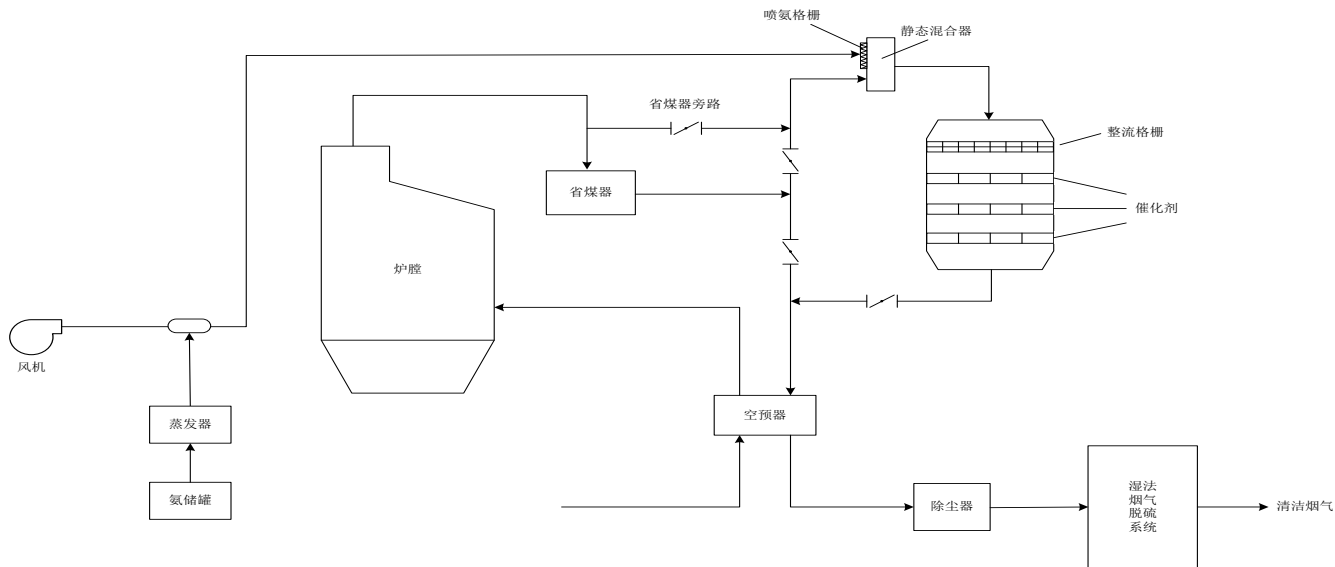


图 10 选择性催化还原法烟气脱硝工艺流程图

技术的适用性和特性：SCR 脱硝技术适应性强，特别适合我国火电供煤煤质多变、机组负荷变动频繁的特点；适用于新建和老机组改造；对空气质量要求较敏感的区域比较适用。SCR 脱硝技术脱硝效率高，最高可达 90%，NO_x 排放浓度可降至 100mg/m³ 左右；技术较成熟，应用广泛；一次投资费用高，运行成本高，运行成本主要表现在催化剂的更换费用高，还原剂消耗费用高；要确保还原剂氨在储运过程的安全问题，严格控制脱硝系统运行时氨的逃逸量。

工艺控制：在 GB18218-2000《重大危险源辨识》中规定，当生产场所氨量在 40 吨以上，储存区氨量在 100 吨以上时属重大危险源。因此 SCR 技术必须加强对氨的逃逸、氨的储运安全方面的管理，应注意液氨储罐液位正常，罐内压力和温度正常，氨区应无漏氨，并设置必要的卫生防护距离。

为保证脱硝效率，应确保达到反应窗口温度，保证烟气在催化剂容积内的停留时间，对于固态排渣炉高灰段布置的 SCR 反应器，空间速度选择一般为 2500-3500h⁻¹。要注意达到脱硝效率所需的 NH₃/NO_x 摩尔比数值。防止催化剂的堵塞和腐蚀。

脱硝装置应设置烟气排放连续监测系统。

主要技术参数：进出口氮氧化物浓度、脱硝效率等。

3.1.4.2 选择性非催化还原（SNCR）烟气脱硝工艺

选择性催化还原脱硝（SCR）工艺的运行成本主要受催化剂寿命的影响，从而使人们将目光转移到不需要催化剂的选择性还原脱硝工艺，即选择性非催化还原烟气脱硝（SNCR）工艺。该工艺把含有 NH_x 基的还原剂，喷入炉膛温度为 $800^\circ\text{C} \sim 1100^\circ\text{C}$ 的区域，该还原剂迅速分解成 NH_3 ，并与烟气中的 NO_x 进行 SNCR 反应生成 N_2 。该方法以炉膛为反应器。它由还原剂储槽、多层还原剂喷入装置和与之相匹配的控制仪表等组成，SNCR 反应物存储和操作系统与 SCR 系统相似，但它所需要的氨或尿素的量比 SCR 工艺要高一些。其工艺流程图见图 11。

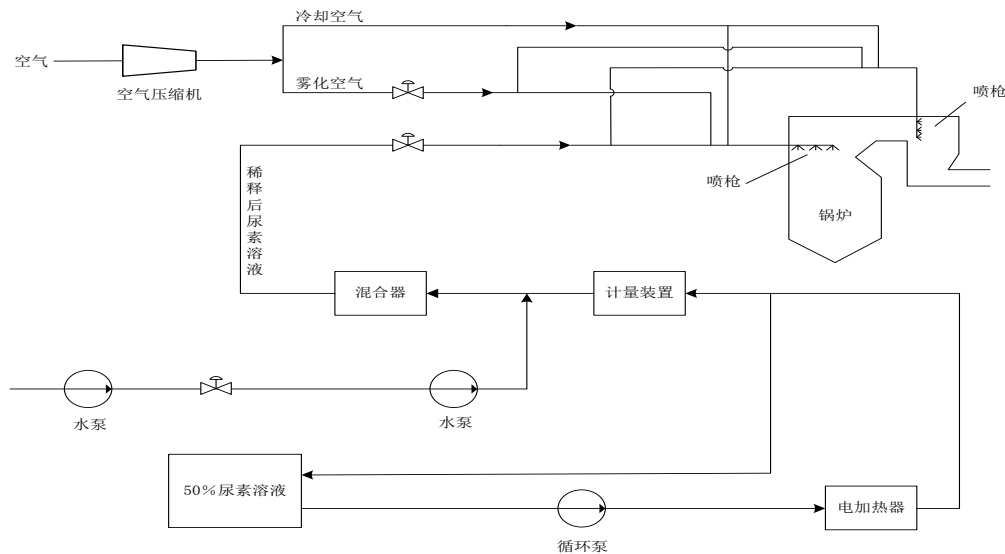


图 11 选择性非催化还原法烟气脱硝工艺流程图

技术的适用性和特性：SNCR 脱硝工艺对温度窗口要求十分严格，对机组变化适应性差，不适用于我国火电供煤煤质多变、机组负荷变动频繁的特点；系统简单，只需在现有的燃煤锅炉的基础上增加氨或尿素储槽以

及氨或尿素喷射装置及其喷射口即可，更适用于老机组的改造；不需要催化剂，运行成本相对较低；对空气质量要求一般的区域比较适用。

SNCR 脱硝技术脱硝效率较 SCR 法低，一般在 30%-50%；系统简单；一次投资和运行费用低；系统阻力小；占地面积小。

工艺控制：SNCR 技术必须加强对氨的逃逸、氨的储运安全方面的管理，应确保液氨储罐液位正常，罐内压力和温度正常，氨区应无漏氨，并设置必要的卫生防护距离。

选择性非催化还原法脱硝运行温度一般在 850 ~ 1100℃。NH₃/NO_x 比在 0.8 ~ 2.5 之间。运行正常状态的氨逃逸率在 3 ~ 5ppm。

脱硝装置应设置烟气排放连续监测系统。

主要技术参数：进出口氮氧化物浓度、脱硝效率等。

3.2 水污染物治理工艺及控制

废水集中处理站是燃煤火电企业规模最大、处理废水种类最多的废水集中处理系统，处理后的废水根据水质标准可以达标排放，也可以回收利用。废水集中处理站所处理的废水主要是各种经常性排水和非经常性排水，包括工业冷却水排水、化学水处理系统酸碱再生废水、过滤器反洗废水、锅炉清洗废水、机组杂排水、输煤冲洗和除尘废水、含油废水、冷却塔排污废水、脱硫废水等。

典型的废水集中处理站设有多个废水收集池，根据水质的差异进行分类收集，如高含盐量的化学再生废水、锅炉酸洗废液、空气预热器冲洗废水等，都是单独收集的。各池之间根据实际用途也可以互相切换。主要的设施包括废水收集池，曝气风机和废水泵，酸、碱储存罐，以及清水池，pH 调整槽，反应槽，絮凝槽，澄清器，加药系统等。

3.3 噪声治理

燃煤火电企业噪声基本上以点源为主,为更有效地控制和降低噪声对厂区和周围环境的影响,可采用如下工艺:设备隔声/吸声、减振、消声器等。

重点噪声源及治理措施主要包括:燃烧系统最主要的噪声是高速气流喷注过程中压力突变而产生的锅炉排汽噪声,可采用排气放空消声器;冷却系统中最大的噪声设备是冷却塔。冷却塔噪声治理措施,一般采用以下三种:消声垫、隔声屏障、部分进风口安装进风消声器等。

3.4 固体废物综合利用及处置

由于国内燃煤机组的不断增长,燃煤火电企业规模的不断扩大,致使粉煤灰排放量急剧增加,因此必须做好粉煤灰的利用和处置工作。此外燃煤火电企业产生的固体废物还有脱硫副产物、污水处理污泥、失效催化剂等,必须对其采用适当的技术方法处理处置,避免二次污染。

3.4.1 粉煤灰综合利用及处置

3.4.1.1 粉煤灰综合利用

主要包括:粉煤灰磨细加工、粉煤灰干法分级、富铁玻璃微珠的分选和利用、碳粒的分选和利用等。

3.4.1.2 粉煤灰储存

粉煤灰鼓励综合利用,当由于条件所限不能综合利用时,粉煤灰可运至储存场堆存。粉煤灰储存必须采取必要的防尘防渗措施,防止储灰过程的扬尘和对地下、地表水体的影响,避免二次污染。

3.4.2 脱硫渣综合利用及处置

3.4.2.1 湿法脱硫灰渣的应用

燃煤火电企业脱硫产生的脱硫副产品主要以硫酸钙及亚硫酸钙为主

要成分，在常规湿法脱硫工艺中采用强化氧化和真空脱水技术，可使副产品成为脱水石膏，便于综合利用。脱硫石膏的纯度在 90%左右，脱硫石膏主要用于水泥缓凝剂或制石膏板。

3.4.2.2 干法、半干法脱硫灰渣的应用

干法、半干法脱硫灰渣 CaO 、 SO_3 含量高， Al_2O_3 、 SiO_2 和 Fe_2O_3 含量低，具有自硬性等特点，应用不普遍，主要用于：公路建设、土壤改良、水泥混合材料和缓凝剂等。

3.4.2.3 循环流化床脱硫灰渣的应用

循环流化床脱硫灰渣与煤粉炉粉煤灰相比具有烧失量较高、 CaO 含量高、 SO_3 质量浓度高、玻璃体较少，具有一定的自硬性等特点。可综合利用为废弃矿井、采空区回填、稳定土壤、改善土壤性能等方面。

3.4.2.4 脱硫石膏堆存

燃煤火电企业由于运输距离和成本等诸多因素导致脱硫石膏不能综合利用，只能送至灰场储存，造成了污染和资源的浪费。为便于今后综合利用，要求灰、渣、石膏分格堆放。

3.4.3 污泥处置

脱硫废水产生的污泥中由于含有重金属，应按环评要求进行处置。环评未要求的，应进行危废鉴定，若属危险废物，应交由有处置资质的单位进行处置。

3.4.4 失效催化剂处置

催化剂寿命约 5 年，失效催化剂的处置应符合环评批复及危废管理的要求。

3.4.5 废机油、废润滑油处置

废机油、废润滑油属危险废物，应交由有处置资质的单位进行处置。转移应办理转移联单。

4 污染治理措施

常规燃煤火电企业产污节点及常见污染控制措施见表 3-1。

表3-1 燃煤火电企业主要产污节点及所采取的主要控制措施一览表

序号	污染物类型	产污节点	主要污染物	可能采取的几种污染控制措施	备 注
1	大气污染物	贮煤场	颗粒物	1.筒仓。 2.封闭式贮煤库。 3.四周设挡风抑尘网和洒水设施。	采用其中任何一种可满足要求
		破碎机、转运站	颗粒物	1.输送廊道全封闭。 2.在破碎机产尘点设置集尘罩，收集后送袋式除尘器。	1、2措施同时建设
		锅炉燃烧	二氧化硫	湿法脱硫：石灰石/石灰-石膏湿法工艺，氧化镁法，石灰石（石灰）抛弃法脱硫净化技术，海水脱硫净化技术，氨法脱硫工艺，双碱法脱硫工艺，亚钠循环法。 半干法脱硫：喷雾干燥法脱硫工艺，烟气循环流化床脱硫技术。 干法脱硫：炉内喷钙尾部增湿活化技术，电子束法和活性炭法。	
			氮氧化物	1.低氮燃烧技术。 2.SCR。 3.SNCR。	
			烟尘	1.静电除尘。 2.袋式除尘。 3.电袋式除尘。	1 如果不能满足要求，采用措施2或3

序号	污染物类型	产污节点	主要污染物	可能采取的几种污染控制措施	备 注
2	废水	冷却塔排污水	SS、COD	循环水深度处理	
		化学处理站排水	pH	工业废水处理站进行生化处理	
		脱硫排水	SS、微量重金属	脱硫废水处理站、干灰加湿、煤场喷洒	
		输煤栈桥冲洗水	SS、油类	工业废水处理站	
		生活污水排水	COD、BOD	1.生活污水处理站。	
				2.工业废水处理站。	
		工业废水处理站排水	SS、pH、油类	灰库倾洒、主厂房及其他建筑物地面冲洗、煤场喷洒、 栈桥冲洗、输煤冲洗防尘、输煤系统喷雾抑尘、 运灰道路喷洒、运灰车辆冲洗	
3	一般固体废物	锅炉	底灰和炉渣	综合利用	
		脱硫系统	脱硫残渣和副产品	综合利用	
		水处理系统	污泥	处置应符合环评批复要求	
		SCR脱硝系统	失效催化剂	处置应符合环评批复及危废管理要求	
4	危险废物	设备检修维护	废机油、废润滑油	应交由有处置资质的单位进行处置，转移应办理转移联单	
5	噪声	磨煤机、锅炉、汽轮机、发电机组、直接水冷的凉水塔及空冷的风机	噪声	设备隔声、吸声、减振、消声器、消声垫、隔声屏障	

按照废水的不同来源，燃煤火电企业的废水包括循环水排污水、灰渣废水、工业冷却水排水、机组杂排水、煤场及输煤系统产生的含煤废水、油库冲洗水、化学水处理工艺废水、生活污水、脱硫废水等。