

HJ

中华人民共和国国家生态环境标准

HJ 1178—2021

工业锅炉污染防治可行技术指南

**Guideline on available techniques of pollution prevention and control for
industrial boiler**

本电子版为正式标准文本，由生态环境部环境标准研究所审校排版。

2021-05-12 发布

2021-05-12 实施

生态环境部 发布

目 次

前 言	ii
1 适用范围	1
2 规范性引用文件.....	1
3 术语和定义	1
4 热力生产工艺与污染物产生.....	2
5 污染预防技术.....	2
6 污染治理技术.....	3
7 环境管理措施.....	7
8 污染防治可行技术.....	8
附录 A（资料性附录） 典型工业锅炉热力生产工艺流程及主要产污节点	12
附录 B（资料性附录） 典型工业锅炉炉膛出口烟气污染物浓度	14



前 言

为贯彻《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国水污染防治法》《中华人民共和国大气污染防治法》《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》《中华人民共和国环境噪声污染防治法》等法律，防治环境污染，改善环境质量，推动工业锅炉污染防治技术进步，制定本标准。

本标准提出了工业锅炉的废气、废水、固体废物和噪声污染防治可行技术。

本标准的附录 A～附录 B 为资料性附录。

本标准首次发布。

本标准由生态环境部科技与财务司、法规与标准司组织制订。

本标准起草单位：浙江大学、中国环境科学研究院、国电环境保护研究院有限公司、北京市劳动保护科学研究所、北京市环境保护科学研究院、天津市生态环境科学研究院。

本标准生态环境部 2021 年 5 月 12 日批准。

本标准自 2021 年 5 月 12 日起实施。

本标准由生态环境部解释。



工业锅炉污染防治可行技术指南

1 适用范围

本标准提出了工业锅炉的废气、废水、固体废物和噪声污染防治可行技术。

本标准可作为以煤、油、气和生物质成型燃料为燃料的单台出力 65 t/h 及以下蒸汽锅炉、各种容量的热水锅炉及有机热载体锅炉，各种容量的层燃炉等工业生产及民用供热的锅炉建设项目环境影响评价、国家污染物排放标准制修订、排污许可管理和污染防治技术选择的参考。

使用型煤、水煤浆、煤矸石、石油焦、油页岩等燃料的工业锅炉选择污染防治技术时，可参照本标准中燃煤锅炉的污染防治可行技术；使用醇基液体燃料的工业锅炉选择污染防治技术时，可参照本标准中燃油锅炉的污染防治可行技术。

本标准不适用于以生活垃圾、危险废物为燃料的工业锅炉污染防治。

2 规范性引用文件

本标准引用了下列文件或其中的条款。凡是注明日期的引用文件，仅注日期的版本适用于本标准。凡是未注日期的引用文件，其最新版本（包括所有的修改单）适用于本标准。

GB 8978	污水综合排放标准
GB 12348	工业企业厂界环境噪声排放标准
GB 13271	锅炉大气污染物排放标准
GB 16297	大气污染物综合排放标准
GB 18597	危险废物贮存污染控制标准
GB 18599	一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准
	《污染源自动监控管理办法》（国家环境保护总局令 第 28 号）
	《关于发布〈高污染燃料目录〉的通知》（国环规大气〔2017〕2 号）
	《危险废物转移联单管理办法》
	《国家危险废物名录》

3 术语和定义

下列术语和定义适用于本标准。

3.1

锅炉 boiler

利用燃料燃烧释放的热能或其他热能加热热水或其他工质，以生产规定参数（温度，压力）和品质的蒸汽、热水或其他工质的设备。

注：锅炉的额定出力（产热量）一般以两种单位来表示，即热功率和蒸发量。热功率的单位为兆瓦（MW），蒸发量的单位为吨/时（t/h）。0.7 MW 的产热量相当于 1 t/h 的蒸发量。

3.2

污染防治可行技术 available techniques of pollution prevention and control

根据我国一定时期内环境需求和经济水平，在污染防治过程中综合采用污染预防技术、污染治理技术和环境管理措施，使污染物排放稳定达到国家污染物排放标准、规模应用的技术。

4 热力生产工艺与污染物产生

4.1 热力生产工艺

4.1.1 锅炉热力生产工艺主要包括燃烧系统、贮存系统、制备与输送系统、辅助系统和污染防治系统等。典型锅炉热力生产工艺流程及主要产污节点见附录 A。

4.1.2 燃烧系统的燃烧方式主要包括火床燃烧（以链条炉和抛煤机炉为代表的层燃炉）、火室燃烧（室燃炉）、流化床燃烧（流化床炉）；贮存系统主要包括燃料料仓/储罐、燃料堆场、粉煤灰库、脱硫副产物库、灰渣场等；制备与输送系统主要包括燃料制备装置、燃料上料装置、燃料输送装置等；辅助系统主要包括软化水制备系统和冷却水系统；污染防治系统主要包括废气、废水、固体废物和噪声污染防治系统等。

4.1.3 燃料主要包括煤、油、天然气和生物质成型燃料等。

4.1.4 锅炉热力生产过程中使用的化学药剂主要包括脱硫剂（石灰石、石灰、氧化镁、氢氧化镁、氢氧化钠、碳酸钠等）、脱硝还原剂（尿素、氨水等）和水处理药剂（混凝剂、助凝剂、絮凝剂等）。

4.2 污染物的产生

4.2.1 废气中污染物主要包括颗粒物、二氧化硫（SO₂）、氮氧化物（NO_x）、汞及其化合物等。其中颗粒物主要来源于燃烧系统、贮存系统、制备与输送系统；SO₂、NO_x、汞及其化合物产生于燃烧系统。典型工业锅炉炉膛出口烟气污染物浓度见附录 B。

4.2.2 废水主要包括湿法脱硫废水、软化水再生废水和锅炉排污水等生产废水。

4.2.3 固体废物主要包括飞灰、炉渣、脱硫副产物等一般工业固体废物，废钒钛系催化剂、废离子交换树脂等纳入《国家危险废物名录》或者根据国家规定的危险废物鉴别标准和鉴别方法认定的具有危险特性的危险废物。

4.2.4 噪声主要来源于燃烧系统（送风机等）、制备与输送系统（磨煤机、破碎机、皮带输送机等）、污染防治系统（增压风机、脱硫剂循环泵等）以及辅助系统（工艺水泵等）。

5 污染预防技术

5.1 一般原则

5.1.1 锅炉使用单位应优先选用符合国家或地方相关标准及政策要求的低硫分和低灰分的燃料，降低因燃料燃烧产生的颗粒物、SO₂、汞及其化合物的浓度。

5.1.2 锅炉使用单位宜选择低氮燃烧效果好的炉型及燃烧设备。

5.1.3 锅炉使用单位应加强对低氮燃烧设备的定期维护、保养，以确保其运行稳定。

5.2 低氮燃烧技术

5.2.1 低氮燃烧设备是低氮燃烧技术的载体。低氮燃烧技术主要包括低氮燃烧器、炉膛整体空气分级燃烧技术、烟气再循环技术等，具有投资成本低、运行维护方便等特点。采用该技术时，还应协同控制

一氧化碳等碳的不完全燃烧产物。

5.2.2 低氮燃烧器适用于室燃炉，根据燃烧方式可分为扩散式燃烧器（包括燃料分级低氮燃烧器、空气分级低氮燃烧器）和预混式燃烧器。

5.2.2.1 扩散式燃烧器通过物理结构的优化将空气和燃料分层、分阶段送入炉膛实现分级燃烧，扩大燃烧区域、降低火焰温度，减少 NO_x 生成。采用扩散式燃烧器的燃煤、燃油、燃天然气、燃焦炉煤气和燃高炉煤气的锅炉 NO_x 产生浓度可分别控制在 $200\sim 600\text{ mg/m}^3$ 、 $100\sim 300\text{ mg/m}^3$ 、 $60\sim 200\text{ mg/m}^3$ 、 $200\sim 500\text{ mg/m}^3$ 和 $30\sim 200\text{ mg/m}^3$ 。

5.2.2.2 预混式燃烧器适用于燃天然气锅炉，根据降低 NO_x 生成的原理可分为贫燃预混燃烧技术与水冷预混燃烧技术。贫燃预混燃烧器利用高过量空气降低火焰温度，同时燃烧器采用金属纤维等结构分割火焰，稳燃的同时可使温度分布均匀，减少 NO_x 生成；采用该技术， NO_x 产生浓度可控制在 $20\sim 80\text{ mg/m}^3$ 。水冷预混燃烧器采用间接冷却的方式将火焰根部的热量从高温区带走，降低预混火焰温度，减少 NO_x 生成；采用该技术， NO_x 产生浓度可控制在 $20\sim 50\text{ mg/m}^3$ 。

5.2.3 炉膛整体空气分级燃烧技术适用于层燃炉、燃煤室燃炉和燃油室燃炉，通过分层布置的燃烧器将燃烧所需空气逐级送入燃烧火焰或火床中，使燃料在炉内分级分段燃烧，减少 NO_x 生成。采用该技术的层燃炉、燃煤室燃炉和燃油室燃炉的 NO_x 产生浓度可分别控制在 $200\sim 400\text{ mg/m}^3$ 、 $200\sim 400\text{ mg/m}^3$ 和 $100\sim 300\text{ mg/m}^3$ 。

5.2.4 烟气再循环技术适用于流化床炉、层燃炉和室燃炉，通过将锅炉尾部的低温烟气作为惰性吸热工质引入火焰区，降低火焰区的温度和燃烧区的含氧量，减缓燃烧热释放速率，减少 NO_x 生成。该技术通常与其他低氮燃烧技术结合使用。

6 污染治理技术

6.1 烟气污染治理技术

6.1.1 一般原则

6.1.1.1 锅炉使用单位应根据实际情况优先采用污染预防技术，若仍无法稳定达标排放，应采用适合的治理技术。

6.1.1.2 燃煤锅炉宜采用袋式除尘、电除尘、电袋复合除尘、机械除尘+袋式除尘等技术实现颗粒物达标排放。燃油锅炉和燃气锅炉炉膛出口颗粒物浓度不达标时，宜采用袋式除尘技术实现达标排放。燃生物质成型燃料锅炉宜采用机械除尘+袋式除尘技术实现颗粒物达标排放。

6.1.1.3 燃煤锅炉宜采用石灰石/石灰-石膏湿法、镁法、钠碱法、烟气循环流化床法和炉内喷钙脱硫技术实现 SO_2 达标排放。锅炉使用单位有稳定废碱来源（如碱性废水等）的宜优先选择“以废治废”的烟气脱硫方式实现 SO_2 达标排放。燃油、燃气和燃生物质成型燃料锅炉 SO_2 排放不达标时，宜参考燃煤锅炉选择烟气脱硫技术。

6.1.1.4 氮氧化物排放控制宜优先采用低氮燃烧技术，若不能实现达标排放，应结合选择性催化还原法（SCR）、选择性非催化还原法（SNCR）和 SNCR-SCR 联合法脱硝技术实现达标排放。

6.1.1.5 汞及其化合物宜采用协同治理技术实现达标排放。

6.1.2 颗粒物治理技术

6.1.2.1 干式电除尘技术

通过合理设计烟气流速、比集尘面积等参数，实现除尘效率 $96\%\sim 99.9\%$ 。烟气流速宜取 $0.8\sim 1.2\text{ m/s}$ ，当比集尘面积不小于 $100\text{ m}^2/(\text{m}^3/\text{s})$ 时，干式电除尘器出口颗粒物浓度可达 50 mg/m^3 以下；

当比集尘面积不小于 $110 \text{ m}^2/(\text{m}^3/\text{s})$ 时，干式电除尘器出口颗粒物浓度可达 $30 \text{ mg}/\text{m}^3$ 以下。该技术适用于工况比电阻在 $1 \times 10^4 \sim 1 \times 10^{11} \Omega \cdot \text{cm}$ 之间的燃煤锅炉颗粒物脱除，对高铝、高硅等高比电阻粉尘以及细颗粒物脱除效果较差；系统阻力小、占地面积相对较大、投资成本相对较高。

6.1.2.2 袋式除尘技术

通过合理选择滤料种类、过滤风速等参数，实现除尘效率 $99\% \sim 99.99\%$ 。当采用常规针刺毡滤料，过滤风速不大于 $1.0 \text{ m}/\text{min}$ 时，袋式除尘器出口颗粒物浓度可达 $30 \text{ mg}/\text{m}^3$ 以下；当过滤风速不大于 $0.9 \text{ m}/\text{min}$ 时，袋式除尘器出口颗粒物浓度可达 $20 \text{ mg}/\text{m}^3$ 以下。当采用高精过滤滤料，过滤风速不大于 $0.8 \text{ m}/\text{min}$ 时，袋式除尘器出口颗粒物浓度可达 $10 \text{ mg}/\text{m}^3$ 以下。当处理烟气循环流化床法脱硫后的高粉尘浓度烟气时，过滤风速宜不大于 $0.7 \text{ m}/\text{min}$ 。该技术基本不受燃烧煤种、烟尘比电阻和烟气工况变化等影响，运行温度应高于酸露点 15°C 以上且 $\leq 250^\circ\text{C}$ ；燃煤层燃炉和生物质成型燃料锅炉宜设置必要的保护措施，降低滤袋烧毁风险；系统阻力相对较大、占地面积小、投资成本低，滤袋更换成本高。

6.1.2.3 湿式电除尘技术

该技术常用于烟气脱硫后，通过合理设计烟气流速、比集尘面积等参数，实现除尘效率 $60\% \sim 90\%$ ，湿式电除尘器出口颗粒物浓度可达 $10 \text{ mg}/\text{m}^3$ 以下。该技术分为板式湿式电除尘技术和蜂窝式湿式电除尘技术，可有效去除细颗粒物及湿法脱硫后烟气中夹带的液滴，并高效协同脱除三氧化硫 (SO_3)、汞及其化合物等；系统阻力小、占地面积小、投资成本较高。

6.1.2.4 电袋复合除尘技术

通过合理选择滤料种类和合理设计过滤风速及电区比集尘面积等参数，实现除尘效率 $99\% \sim 99.99\%$ 。当采用常规针刺毡滤料，颗粒物排放浓度可达 $20 \text{ mg}/\text{m}^3$ 以下；当采用高精过滤滤料，颗粒物排放浓度可达 $10 \text{ mg}/\text{m}^3$ 以下。该技术适用于燃煤锅炉烟气颗粒物的脱除，兼具袋式除尘和干式电除尘的优点，滤袋使用寿命长，对难荷电颗粒物、细颗粒物及高比电阻粉尘脱除效果佳；系统阻力大、占地面积大、投资成本高，滤袋更换成本高。

6.1.3 二氧化硫治理技术

6.1.3.1 石灰石/石灰-石膏湿法脱硫技术

采用石灰石或石灰浆液作为脱硫剂，通过控制塔内烟气流速、钙硫摩尔比和液气比等参数，实现脱硫效率 $90\% \sim 99\%$ ， SO_2 排放浓度可控制在 $25 \sim 200 \text{ mg}/\text{m}^3$ 。该技术适用于各种燃料、炉型和容量的锅炉烟气 SO_2 治理，煤种、负荷变化适应性强，对颗粒物和汞及其化合物有协同治理效果；需考虑脱硫废水和脱硫副产物的处理和处置，系统投资成本相对较高；系统阻力和占地面积相对较大。

6.1.3.2 镁法脱硫技术

采用氢氧化镁浆液或氧化镁熟化形成的氢氧化镁浆液作为脱硫剂，通过控制塔内烟气流速、镁硫摩尔比和液气比等参数，实现脱硫效率 $90\% \sim 99\%$ ， SO_2 排放浓度可控制在 $25 \sim 200 \text{ mg}/\text{m}^3$ 。该技术适用于镁矿资源丰富地区各种燃料、炉型和容量的锅炉烟气 SO_2 治理，煤种、负荷变化适应性强；需考虑脱硫废水处理 and 脱硫副产物的资源化利用；系统阻力小、占地面积小、投资成本低，吸收剂消耗成本高。

6.1.3.3 钠碱法脱硫技术

采用氢氧化钠或碳酸钠等钠基物质溶液作为脱硫剂，通过控制塔内烟气流速、反应摩尔比、液气比等参数，实现脱硫效率 $90\% \sim 99\%$ ， SO_2 排放浓度控制在 $25 \sim 200 \text{ mg}/\text{m}^3$ 。该技术适用于各种燃料、炉型和容量的锅炉烟气 SO_2 治理，吸收剂反应活性高；应采取有效措施减少可溶盐排放进入大气；系统阻力小、占地面积小、投资成本低，吸收剂消耗成本相对较高。

6.1.3.4 烟气循环流化床法脱硫技术

采用钙基脱硫剂，通过控制钙硫摩尔比、烟气停留时间等参数，实现脱硫效率 $80\% \sim 95\%$ ， SO_2 排放浓度可控制在 $35 \sim 200 \text{ mg}/\text{m}^3$ 。该技术适用于燃用中、低硫煤的燃煤锅炉或已配套炉内脱硫的燃煤流

化床锅炉，耗水量较少；脱硫副产物中亚硫酸钙含量较高，资源化利用受到一定限制；应充分考虑低负荷运行时可能存在的塌床问题；系统阻力和占地面积大，投资成本和吸收剂成本高。

6.1.3.5 炉内脱硫技术

采用石灰石粉作为脱硫剂，通过向炉内喷射脱硫剂脱除烟气中的 SO_2 。通过合理匹配脱硫剂喷射区域温度、钙硫比和脱硫剂粒径等参数，脱硫效率可达 50%；当燃用硫分不大于 0.5% 的煤时，炉膛出口 SO_2 浓度可达 200 mg/m^3 。该技术多用于流化床炉，与炉外湿法或烟气循环流化床法脱硫系统相结合投资成本较低，配置简洁、能耗低和占用空间小；存在降低锅炉热效率、增加炉膛磨损和运行物耗较高等问题。

6.1.4 氮氧化物治理技术

6.1.4.1 SNCR 脱硝技术

以氨水、尿素等作为脱硝还原剂，通过选择合理反应温度区域、氨氮摩尔比等参数，层燃炉和室燃炉脱硝效率可控制在 20%~40%，流化床炉脱硝效率可控制在 40%~70%。该技术应用于层燃炉、室燃炉和流化床炉时， NO_x 排放浓度可分别控制在 $120\sim 200 \text{ mg/m}^3$ 、 $120\sim 300 \text{ mg/m}^3$ 和 $90\sim 200 \text{ mg/m}^3$ 。该技术反应温度通常为 $800\sim 1150^\circ\text{C}$ ，适用于燃煤和燃生物质成型燃料锅炉，占地面积小，投资成本和运行成本较低；宜控制氨逃逸质量浓度低于 8 mg/m^3 。

6.1.4.2 SCR 脱硝技术

以氨水、尿素等作为脱硝还原剂，在催化剂作用下，通过选择合理反应温度区域、合理设计氨氮摩尔比、催化剂活性、催化剂层数等参数，脱硝效率可控制在 50%~90%， NO_x 排放浓度可控制在 $40\sim 150 \text{ mg/m}^3$ 。该技术脱硝催化剂形式主要为蜂窝式或板式，催化剂的反应温度通常为 $300\sim 420^\circ\text{C}$ ；脱硝效率相对较高，负荷适应性强；系统阻力大、占地面积大、投资成本和运行成本较高；宜控制氨逃逸质量浓度低于 2.28 mg/m^3 ，应控制 SO_2/SO_3 转化率低于 1%。

6.1.4.3 SNCR-SCR 联合法脱硝技术

以氨水、尿素等作为脱硝还原剂，通过选择合理反应温度区域、氨氮摩尔比、催化剂活性、催化剂层数等参数，脱硝效率可控制在 50%~90%， NO_x 排放浓度可控制在 $40\sim 150 \text{ mg/m}^3$ 。该技术 SNCR 区域反应温度通常为 $800\sim 1150^\circ\text{C}$ ，SCR 区域催化剂反应温度通常为 $300\sim 420^\circ\text{C}$ ；适用于燃煤和燃生物质成型燃料锅炉，系统阻力和占地面积大，投资成本和运行成本介于 SNCR 和 SCR 之间，喷氨精确度要求高，催化剂磨损较大；新建项目宜控制氨逃逸质量浓度低于 2.28 mg/m^3 ，改造项目宜控制氨逃逸质量浓度低于 3.8 mg/m^3 ；应控制 SO_2/SO_3 转化率低于 1%。

6.2 废水污染治理技术

6.2.1 主要生产废水分类处理技术

6.2.1.1 脱硫废水处理

脱硫废水是湿法脱硫工艺排放的废水，具有氯离子浓度高、悬浮物浓度高等特点，宜采用氧化、pH 调整、沉淀、絮凝、澄清和浓缩等处理后回用或间接排放。

6.2.1.2 软化水再生废水处理

软化水再生废水是锅炉软化水装置再生时产生的废水，当其为酸碱废水时，宜采用 pH 调整处理后回用或排至生产废水集中处理系统集中处理；当其为浓盐水时，宜采用絮凝、澄清处理后回用或排至生产废水集中处理系统集中处理。

6.2.1.3 锅炉排污水处理

锅炉排污水是为保持锅炉内的水质，需定期或连续排放的污水，宜采用 pH 调整、絮凝和澄清处理后回用或排至生产废水集中处理系统处理。

6.2.2 生产废水集中处理技术

将软化水再生废水、锅炉排污水等各种生产废水收集贮存，宜采用氧化、pH 调整、沉淀、絮凝、澄清和浓缩等集中处理后回用或间接排放。

6.3 固体废物治理技术

6.3.1 处置

6.3.1.1 固体废物应根据其废物属性，按照 GB 18597 或 GB 18599 的要求贮存。

6.3.1.2 一般工业固体废物宜优先资源化利用，不能资源化利用时应按照 GB 18599 规定处置。

6.3.1.3 危险废物应委托有资质的单位进行利用处置。产生、收集、贮存、运输、利用、处置过程应满足危险废物相关法律法规、标准规范的规定，并通过全国固体废物管理信息系统报送相关信息。危险废物转移过程应执行《危险废物转移联单管理办法》。

6.3.2 资源化利用

6.3.2.1 粉煤灰可用于制作水泥、砖等建筑材料，也可用于混凝土掺料、道路路基处理等。

6.3.2.2 脱硫石膏可用于制作石膏板，用作水泥缓凝剂，也可用于矿井回填、土壤改良等。

6.3.2.3 废弃滤袋可根据滤袋材质选用机械破碎、回炉熔化拉丝、高温裂解等方法进行处理后回收利用。

6.4 噪声治理技术

6.4.1 消声器

指具有吸声衬里或特殊形状的气流管道，可有效降低空气动力性噪声，降噪效果约 15~25 dB (A)；适用于各类风机和磨煤机排气口噪声的控制，消声器宜装在靠近排放口或环境敏感点处。

6.4.2 隔声

利用墙体、门窗、隔声罩等构件，阻挡噪声的传播。对固定噪声源进行隔声处理时，宜尽可能靠近噪声源设置隔声罩，降噪效果约 15 dB (A) 以上；适用于泵类、风机和燃烧器等设备噪声的控制。

6.4.3 吸声

对于常规车间厂房，吸声降噪效果约 3~5 dB (A)；对于混响严重的车间厂房，吸声降噪效果约 6~9 dB (A)；对于几何形状特殊（有声聚焦、颤动回声等声缺陷）、混响极为严重的车间厂房，吸声降噪效果约 10~12 dB (A)。

6.4.4 减振

为了减少机械振动对机器、结构或仪表设备正常工作或使用寿命的影响而采取的措施。设备安装时，在基座下设置减振基础，可有效降低结构噪声，降噪效果约 10 dB (A)；适用于磨煤机、球磨机、破碎机、各类风机、泵类等设备噪声的控制。弹性连接适用于泵类、风机等设备及管道系统噪声的控制，降噪效果约 5 dB (A)。

7 环境管理措施

7.1 环境管理制度

锅炉使用单位应建立健全环境管理台账制度和排污许可证执行报告制度。

7.2 无组织排放控制措施

7.2.1 贮存系统

7.2.1.1 储煤场可采取全封闭、半封闭、防风抑尘网、防尘墙、覆盖等型式的防尘设施，防风抑尘网、防尘墙等防尘设施高度不低于堆存物料高度的 1.1 倍。

7.2.1.2 储罐宜采取表面喷涂浅色涂层、水喷淋，或采用地理方式等措施降低储罐温度，减少易挥发性物质的逸散；储罐呼吸口宜设置呼吸气收集装置。必要时，储罐应采用氮气作为保护介质。

7.2.1.3 灰场、渣场应及时覆盖并定期洒水；灰仓应采用密闭措施，卸灰管道出口应有防尘措施；渣库可采用挡尘卷帘、围挡等型式的防尘措施。

7.2.1.4 无独立包装的脱硫剂粉应使用罐车运输、密闭储存。

7.2.2 输送系统

7.2.2.1 储煤场卸煤过程应采取喷淋等抑尘措施；采用皮带机输送煤炭的应在输煤栈桥等封闭环境中进行，并对落煤点采用喷淋或密闭等防尘措施；煤仓进料口应设置集气罩，并配置除尘设施。

7.2.2.2 粉煤灰运输应使用专用罐车。

7.2.3 制备系统

7.2.3.1 煤炭筛分和破碎应在封闭厂房中进行；筛分过程应设置集气罩并配置除尘设施；破碎过程应对破碎机进、出口进行密闭处理，或设置集气罩并配置除尘设施。

7.2.3.2 石灰石制粉应在封闭厂房中进行。

7.2.4 厂区环境

7.2.4.1 厂区裸露地面应采用绿化等抑尘措施。

7.2.4.2 厂区道路应硬化，保持清洁；运输物料车辆进出口宜设置冲洗设施。

7.3 污染防治设施的运行维护

7.3.1 锅炉使用单位应按照相关法律法规、标准和技术规范等要求运行污染防治设施，并定期进行维护和管理，保证污染防治设施正常运行，污染物排放应符合 GB 8978、GB 12348、GB 13271、GB 16297、GB 18597 和 GB 18599 等要求的规定。地方有更严格排放标准的，还应满足地方要求。

7.3.2 锅炉使用单位应建立自行监测制度，制定监测方案，对污染物排放状况及周边环境质量的影响开展自行监测，保存原始监测记录，并公布监测结果。

7.3.3 锅炉使用单位应按照环境监测管理规定和技术规范的要求，设计、建设并维护采样口、监测平台和排污口标志。

7.3.4 锅炉使用单位应按《污染源自动监控管理办法》等法律法规和有关规定，安装、使用大气污染物排放自动监测设备，与生态环境主管部门联网，保证设备正常运行并依法公开排放信息。

7.4 其他

7.4.1 燃用生物质成型燃料时应采用专用锅炉，禁止掺烧煤炭、垃圾、工业固废等其他物料。

7.4.2 位于高污染燃料禁燃区内的锅炉，使用的燃料应符合《关于发布〈高污染燃料目录〉的通知》的相关要求。

8 污染防治可行技术

8.1 烟气污染防治可行技术

工业锅炉烟气污染防治可行技术选择时宜综合考虑许可排放限值、燃料性质、炉型及实际应用情况等因素。烟气污染防治可行技术可参考表 1。

表 1 烟气污染防治可行技术

可行技术	燃料	预防技术	治理技术	污染物排放水平/ (mg/m ³)				技术特点及适用条件					
				颗粒物	SO ₂	NO _x	汞及其化合物						
可行技术 1	煤	①低氮燃烧 ^a	① SNCR+ ② 袋式除尘/电袋复合除尘+③ 石灰石/石灰-石膏湿法/钠碱法/镁法脱硫	10~30	25~200	120~200 ^b	≤0.05	适用于 10 t/h 及以上锅炉；脱硝还原剂喷射区对流场和温度要求高；层燃炉采用袋式除尘器时宜设置保护措施					
120~300 ^c													
90~200 ^d													
可行技术 2		①低氮燃烧 ^a	① SNCR-SCR/SCR+ ② 袋式除尘/电袋复合除尘+③ 石灰石/石灰-石膏湿法/钠碱法/镁法脱硫	10~30	25~200	40~150	≤0.05		适用于 10 t/h 及以上锅炉；该技术运行效果稳定，SCR 运行和投资成本相对 SNCR-SCR 较高				
可行技术 3						①低氮燃烧 ^a				① SNCR+ ② 干式电除尘+③ 石灰石/石灰-石膏湿法/钠碱法/镁法脱硫	20~50	25~200	120~200 ^b
可行技术 4		①低氮燃烧 ^a	① SNCR-SCR/SCR+ ② 干式电除尘+③ 石灰石/石灰-石膏湿法/钠碱法/镁法脱硫	20~50	25~200		40~150		≤0.05				适用于 10 t/h 及以上锅炉，烟尘工况比电阻宜在 1×10 ⁴ ~1×10 ¹¹ Ω·cm；该技术运行效果稳定，SCR 运行和投资成本相对 SNCR-SCR 较高
可行技术 5	①低氮燃烧 ^a						① SNCR+ ② 烟气循环流化床法脱硫+③ 袋式除尘	10~30					
可行技术 6		①低氮燃烧 ^a	① SNCR-SCR/SCR+ ② 烟气循环流化床法脱硫+③ 袋式除尘	10~30	25~200	40~150			≤0.05	适用于硫分<1.5%和 10 t/h 及以上锅炉；低负荷运行时烟气循环流化床法可能存在塌床问题；SCR 运行和投资成本相对 SNCR-SCR 较高			
可行技术 7	生物质成型燃料					①低氮燃烧 ^e	① 机械除尘+② 袋式除尘	10~30			5~200	120~400	≤0.05
可行技术 8		① SNCR+ ② 机械除尘+③ 袋式除尘	10~30	5~200	90~200				≤0.05	适用于流化床炉和层燃炉；脱硝还原剂喷射区对流场和温度要求高。该技术占地面积小、投资成本和运行成本低			

续表

可行技术	燃料	预防技术	治理技术	污染物排放水平/ (mg/m ³)				技术特点及适用条件
				颗粒物	SO ₂	NO _x	汞及其化合物	
可行技术 9	生物质成型燃料	低氮燃烧 ^e	①SNCR-SCR/SCR+ ②机械除尘+③袋式除尘+④石灰石/石灰-石膏湿法/钠碱法/镁法脱硫	10~30	5~35	40~150	≤0.05	适用于 NO _x 和 SO ₂ 排放要求较严的流化床炉和层燃炉；宜采用抗碱金属中毒催化剂。SCR 运行和投资成本相对 SNCR-SCR 较高
可行技术 10	油	①低氮燃烧 ^f	SCR	<20	<35	<50	—	适用于燃油含硫量不大于 10 mg/kg、灰分含量不大于 0.01% 的室燃炉。该技术占地面积大，投资成本高
可行技术 11			—	<20	<35	100~300	—	适用于燃油含硫量不大于 10 mg/kg、灰分含量不大于 0.01% 的室燃炉。该技术占地面积小，投资成本低
可行技术 12	天然气	①扩散式燃烧器	①SCR (可选)	<10	<35	60~200	—	适用于所有容量的燃天然气锅炉，实际应用时外焰形状须与炉膛尺寸相匹配。该技术投资成本低；可结合 SCR 脱硝技术实现 NO _x 排放浓度小于 30 mg/m ³
可行技术 13		①扩散式燃烧器+②烟气再循环	—	<10	<35	20~80	—	适用于容量在 1.4 MW 及以上的燃天然气锅炉。该技术投资成本高
可行技术 14		①贫燃预混式燃烧器	—	<10	<35	20~80	—	应定期清洗空气过滤器，并加强对燃烧系统的维护。该技术投资成本高
可行技术 15		①水冷预混式燃烧器	—	<10	<35	20~50	—	适用于新建的燃天然气锅炉。该技术投资成本相对较高
注 1：烟气脱硫后配置湿式电除尘器，可实现颗粒物排放浓度小于 10 mg/m ³ 。 注 2：流化床炉可选用炉内脱硫技术降低锅炉出口 SO ₂ 浓度。 a 层燃炉可结合炉膛空气整体分级燃烧、烟气再循环技术减少 NO _x 生成浓度；流化床炉可通过优化燃烧或结合烟气再循环技术减少 NO _x 生成浓度；室燃炉宜优选低氮燃烧器或低氮燃烧器结合炉膛整体空气分级燃烧或烟气再循环技术减少 NO _x 生成浓度。 b 燃煤层燃炉采用该可行技术实现的 NO _x 排放水平。 c 燃煤室燃炉采用该可行技术实现的 NO _x 排放水平。 d 燃煤流化床炉采用该可行技术实现的 NO _x 排放水平。 e 层燃炉可结合炉膛空气整体分级燃烧或烟气再循环技术减少 NO _x 生成浓度；流化床炉首选优化燃烧减少 NO _x 生成浓度，也可采用烟气再循环低氮燃烧技术。 f 宜优选低氮燃烧器或低氮燃烧器结合炉膛整体空气分级燃烧减少 NO _x 生成浓度。								

8.2 废水污染防治可行技术

废水污染防治可行技术可参考表 2。

表 2 废水污染防治可行技术

可行技术	废水种类	治理技术	排放去向	主要污染物排放水平 ^b						
				pH	悬浮物/ (mg/L)	化学需 氧量/ (mg/L)	五日生化 需氧量/ (mg/L)	硫化物/ (mg/L)	氨氮/ (mg/L)	总汞/ (mg/L)
可行技术 1	湿法脱硫废水	pH 调整+沉淀+絮凝+澄清+浓缩+氧化	处理后回用或间接排放	6~9	30~70	80~150	—	≤1.0	—	≤0.05
可行技术 2	生产废水集中处理 ^a	氧化+pH 调整+沉淀+絮凝+澄清+浓缩	处理后回用或间接排放	6~9	30~400	80~500	120~300	≤2.0	10~45	≤0.05
可行技术 3	软化水再生酸碱废水	pH 调整	处理后回用或排至生产废水集中处理系统							
可行技术 4	软化水再生浓盐废水	絮凝+澄清								
可行技术 5	锅炉排污水	pH 调整+絮凝+澄清								

注 1：表中“+”代表污染治理技术组合。
注 2：回用可作为湿法脱硫制浆补水、灰渣冲洗水等。
^a包含软化水再生废水、锅炉排污水等生产废水。
^b处理后间接排放的主要污染物排放水平。

8.3 固体废物污染防治可行技术

固体废物污染防治可行技术可参考表 3。

表 3 固体废物污染防治可行技术

固废种类	一般工业固体废物	危险废物
	飞灰、炉渣、脱硫副产物等	废钒钛系催化剂、废离子交换树脂等纳入《国家危险废物名录》或者根据国家规定的危险废物鉴别标准和鉴别方法认定的具有危险特性的危险废物
可行技术	宜优先资源化利用，不能资源化时应按照 GB 18599 规定处置	应委托有资质单位处理

注：危险废物的收集、贮存、运输、利用、处置过程应满足危险废物相关法律法规、标准规范的规定，并通过全国固体废物管理信息系统报送相关信息；转移过程应执行《危险废物转移联单管理办法》。

8.4 噪声污染防治可行技术

噪声污染防治可行技术可参考表 4。

表 4 噪声污染防治可行技术

序号	分类	噪声源	噪声源声级水平/ dB (A)	可行技术	降噪效果/ dB (A)	备注
1	制备与输送系统	磨煤机	95~120	①减振+②隔声+ ③消声	30~40	检修不便， 罩内吸声
2	燃烧系统	引风机、送风机	85~115	①减振+②消声	25~35	—
3	脱硫系统	氧化风机、增压风机	85~110	①减振+②消声	30~40	罩内吸声
4	其他	给水泵、循环泵等	82~108	①减振+②隔声	25~40	罩内吸声

注 1：中速磨煤机噪声治理宜采用局部隔声法，在磨机底部排气口噪声能量最大处安装隔声装置，为便于排气口散热，在隔声装置排气口外侧设置低噪声轴流风机和消声器；磨煤机附属的电动机一般采用能通风、可拆卸的隔声罩。

注 2：风机本体采用吸隔声材料进行处理，同时考虑检修、散热等因素，需加装检修门和通风散热照明等设施。

注 3：采用封闭式隔声机房（隔声罩）设计时，要注意封闭结构内的气流组织和封闭空间内外气流交换通道的消声问题。

附录 A
(资料性附录)

典型工业锅炉热力生产工艺流程及主要产污节点

典型燃煤、燃油、燃气和燃生物质成型燃料锅炉热力生产工艺流程及主要产污节点见图 A.1~图 A.4。

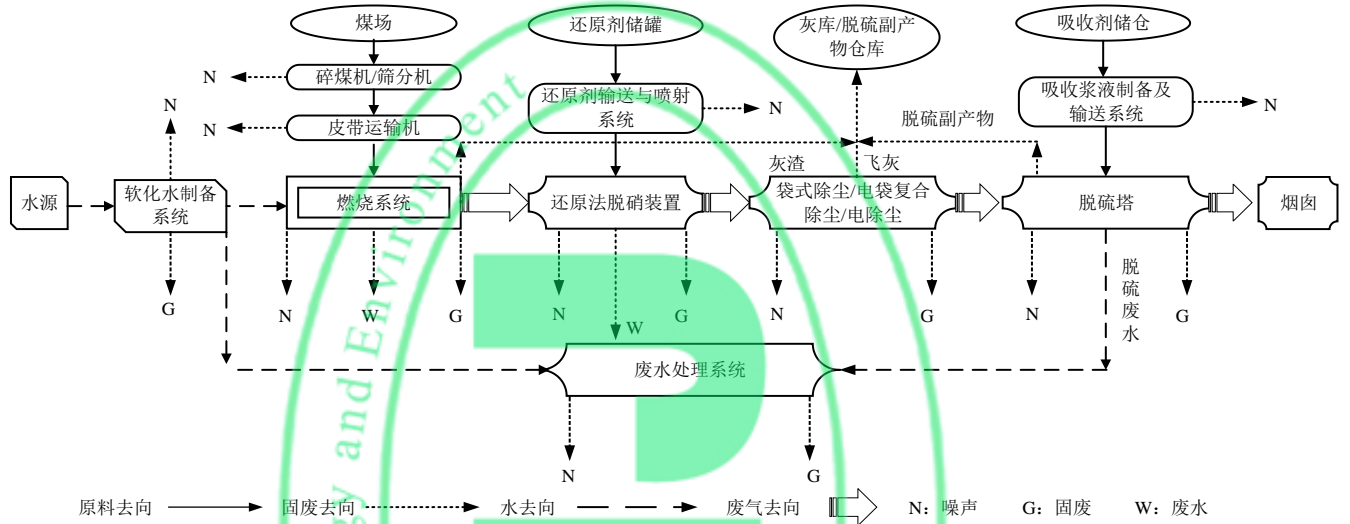


图 A.1 典型燃煤锅炉热力生产工艺流程及主要产污节点

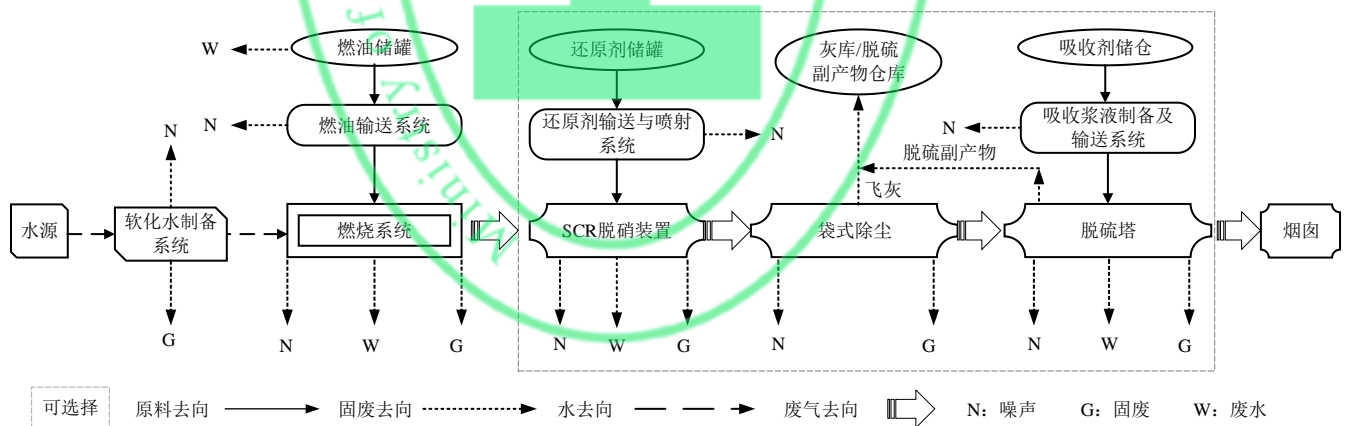


图 A.2 典型燃油锅炉热力生产工艺流程及主要产污节点

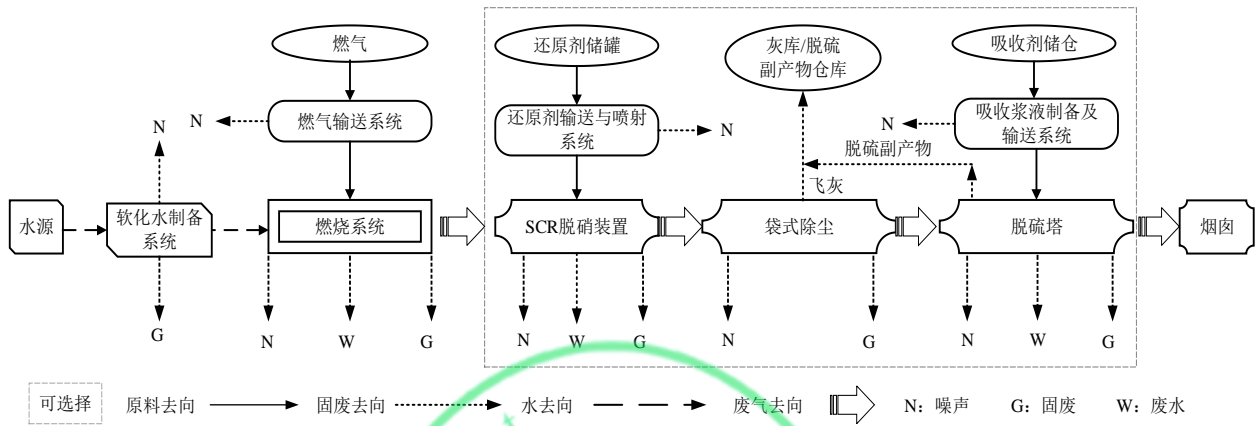


图 A.3 典型燃气锅炉热力生产工艺流程及主要产污节点

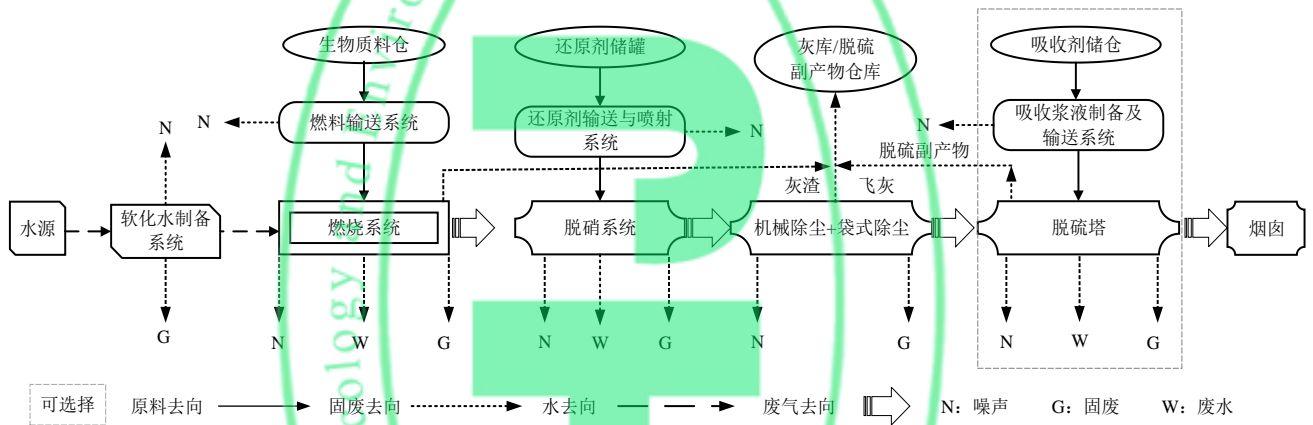


图 A.4 典型燃生物质成型燃料锅炉热力生产工艺流程及主要产污节点

附 录 B
(资料性附录)

典型工业锅炉炉膛出口烟气污染物浓度

典型工业锅炉炉膛出口烟气中颗粒物、SO₂和NO_x浓度见表B.1。

表 B.1 典型工业锅炉炉膛出口烟气污染物浓度

锅炉种类	燃料	炉型	污染物浓度/(mg/m ³)		
			颗粒物	SO ₂	NO _x
燃煤锅炉	煤炭	层燃炉	2 000~12 000	450~2200	200~400
		室燃炉	15 000~30 000		200~600
		流化床炉	10 000~25 000		150~400
燃生物质成型燃料锅炉	生物质成型燃料	层燃炉、流化床炉	700~8 000	5~320	120~400
燃油锅炉	油 ^a	室燃炉	<20	<35	100~300
燃气锅炉	天然气	室燃炉	<10	<35	20~200
注：宜基于工业锅炉炉膛出口烟气污染物浓度和排放控制要求，选择合理可行的烟气污染防治可行技术。					
^a 燃油含硫量不大于 10 mg/kg、灰分含量不大于 0.01%。					