

附件 3

《火电厂及锅炉大气污染物排放标准（征求意见稿）》（修订 GB 13223—2011、GB 13271—2014）
编制说明

标准修订编制组

二〇二六年三月

目 录

1. 项目背景.....	1
1.1 任务来源.....	1
1.2 工作过程.....	1
2. 标准修订的必要性.....	1
2.1 国家相关部门对行业提出了更高要求.....	2
2.2 火电行业工艺技术变化巨大.....	2
2.3 燃煤工业锅炉淘汰成效显著.....	2
2.4 现行排放标准不能满足管理要求.....	2
3. 行业概况.....	3
3.1 我国火电行业发展现状.....	3
3.2 火电行业产排污情况.....	3
3.3 锅炉发展现状.....	3
4. 主要生产工艺及污染防治技术.....	4
4.1 火电燃煤锅炉生产工艺及产排污分析.....	4
4.2 燃气轮机组发电工艺及产排污分析.....	4
4.3 工业锅炉生产工艺及产排污分析.....	4
4.4 污染防治技术分析.....	5
5. 国内外相关标准.....	6
5.1 国外火电标准情况.....	6
5.2 国内火电标准情况.....	7
5.3 国外锅炉标准情况.....	7
5.4 国内锅炉标准情况.....	8
6. 标准修订主要技术内容.....	8
6.1 标准适用范围.....	8
6.2 术语和定义.....	8
6.3 污染物控制项目的选择.....	9
6.4 有组织排放限值的确定依据.....	9
6.5 无组织排放控制要求.....	12

6.6	标准达标判定的规定	12
7.	实施本标准的效益及成本分析	12
7.1	环境效益分析	12
7.2	经济技术可达性分析	13

《火电厂及锅炉大气污染物排放标准（征求意见稿）》（修订 GB 13223—2011、GB 13271—2014）编制说明

1. 项目背景

1.1 任务来源

生态环境部将修订《火电厂大气污染物排放标准》（GB 13223-2011）列入了2024年生态环境标准制修订计划，项目统一编号为2024-10。由中国环境科学研究院承担标准修订任务，参加单位为国电环境保护研究院有限公司、生态环境部环境工程评估中心、北京市科学技术研究院城市安全与环境科学研究所。

1.2 工作过程

（1）2024年10月，中国环境科学研究院组织相关单位成立标准修订编制组，确定承担单位与参加人员。

（2）2024年11月-12月，编制组根据任务分工，收集火电机组排污许可信息、国内外火电相关标准与政策。

（3）2025年1月-3月，编制组根据现有资料，编制形成开题报告初稿和标准修订草案。

（4）2025年4月-9月，生态环境部大气环境司听取编制组对火电厂大气污染物排放标准修订阶段性进展的汇报，明确标准修订的思路，提出整合修订锅炉大气污染物排放标准。编制组根据管理部门的要求，补充锅炉相关情况调研，进一步完善标准开题报告和标准草案。

（5）2025年10月，生态环境部大气环境司组织召开标准开题论证会，与会专家通过标准开题论证，并提出修改意见和建议。

（6）2025年10月-11月，编制组对高硫煤地区机组、W形火焰锅炉、生物质锅炉等进行了实地调研，在调研与进一步数据整理的基础上，形成了《火电厂及锅炉大气污染物排放标准》征求意见稿和编制说明。

（7）2026年2月，生态环境部大气环境司组织召开标准征求意见稿技术审查会，与会专家通过标准征求意见审查，并提出修改意见和建议。

2. 标准修订的必要性

2.1 国家相关部门对行业提出了更高要求

为推进“双碳”目标落地、强化生态环境保护与能源高效利用，国家相关部门近年来对燃煤锅炉提出了更为严格、全面的管控要求，一是要求现有燃煤锅炉进行超低排放改造；二是重点区域、东北地区、天山北坡城市群地级及以上城市建成区 2025 年底基本淘汰 35 蒸吨/小时及以下燃煤锅炉，细颗粒物（PM_{2.5}）未达标城市基本淘汰 10 蒸吨/小时及以下燃煤锅炉；三是 10 蒸吨/小时及以下燃煤锅炉，及大气污染防治重点区域 35 蒸吨/小时及以下的燃煤锅炉列入《产业结构调整指导目录（2024 年本）》淘汰类，原则上不得新建。

2.2 火电行业工艺技术变化巨大

火电单机容量从建国初的几千 kW 发展到现在的百万 kW 级，大容量、高参数、低排放机组在行业得到了普遍应用。在超低排放政策要求下，我国火电行业在脱硫、脱硝、除尘等污染物控制技术方面已达到世界领先水平。石灰石/石灰-石膏湿法脱硫技术成熟可靠，脱硫效率达 99% 以上；选择性催化还原（SCR）脱硝技术通过精准喷氨，使氮氧化物（NO_x）的脱除效率达 80% 以上，并且全负荷下均可有效脱硝，有效减少了 NO_x 和氨（NH₃）排放；在除尘领域，电除尘、袋式除尘以及电袋复合除尘技术能够将烟尘浓度控制到 10mg/m³ 以下。

2.3 燃煤工业锅炉淘汰成效显著

近年来，各地通过政策引导、强化监管、激励引导等多种措施，在燃煤工业锅炉淘汰管控方面取得了显著进展。全国范围内，“十三五”至“十四五”期间，累计淘汰 10 蒸吨及以下燃煤锅炉超过 10 万台，多地明确禁止新建 35 蒸吨/小时及以下燃煤锅炉，对未达标锅炉实施限期整改或强制淘汰。燃煤工业锅炉的淘汰推动了工业热源向清洁能源替代的快速转型，天然气、电等清洁燃料锅炉的占比显著提升。

2.4 现行排放标准不能满足管理要求

GB 13223-2011 和 GB 13271-2014 基于当时的技术水平、环境目标而制定，有效地推动了火电行业和工业锅炉烟气的除尘、脱硫和脱硝。随着环境空气质量持续改善要求的提出，在超低排放改造的推动下，燃煤锅炉颗粒物、二氧化硫（SO₂）和 NO_x 的排放浓度分别达到了 10 mg/m³、35 mg/m³、50 mg/m³ 的水平，现行标

准的排放控制要求与实际排放水平有较大差距，亟需开展火电厂及锅炉大气污染物排放标准的修订工作，制定更符合行业实际排放水平的排放标准，支撑环境空气质量的持续改善，实现火电和锅炉行业绿色低碳高质量发展。

3. 行业概况

3.1 我国火电行业发展现状

根据国家能源局发布的数据，截至 2024 年底，全国火电装机容量 14.44 亿 kW，其中，煤电 11.94 亿 kW，气电 1.44 亿 kW，生物质发电 4597 万 kW（含农林生物质发电 1709 万 kW、沼气发电 152 万 kW）。

长期以来，我国火电装机容量不断增加，为经济社会发展提供了强大的电力支撑。但近年来，随着新能源的快速发展以及国家能源结构调整政策的推进，火电装机容量的增速逐渐放缓。未来，随着新能源发电的继续发展，火电装机占比可能还会进一步下降。

3.2 火电行业产排污情况

煤电超低排放改造推动了火电行业大气污染物排放量继续降低。经过近几年的超低排放改造，煤电机组采用低氮燃烧+选择性非催化还原（SNCR）/选择性催化还原（SCR）技术进行烟气脱硝的机组数量占比为 97.1%，采用石灰石/石灰-石膏等湿法脱硫技术进行烟气脱硫的机组数量占比为 79.6%，采用电除尘、电袋复合除尘与袋式除尘技术进行烟气除尘的机组数量占比分别为 42.9%、28.8% 和 25.8%，其中约 27.5%的煤电机组在湿法脱硫系统后增设了湿式电除尘器。

根据生态环境统计年报，2024 年归属到电力、热力生产和供应业的颗粒物、SO₂ 和 NO_x 排放量分别为 15.08 万吨、55.9 万吨和 118.3 万吨。单从煤电机组来看，截至 2024 年，煤电超低机组排放的颗粒物、SO₂ 和 NO_x 分别为 8.5 万吨、49.2 万吨和 79.7 万吨，分别较 2014 年减少 91%、92%和 87%。

3.3 锅炉发展现状

近些年，通过淘汰低效燃煤锅炉、集中供热、“拆小并大”等方式，产业结构不断优化，绿色低碳、节能环保逐渐成为行业主流，锅炉用能清洁化进程不断加快，35 蒸吨/小时以下的小容量燃煤工业锅炉和水煤浆锅炉逐渐退出市场，重

点区域已于 2025 年底基本淘汰 35 蒸吨/小时以下燃煤锅炉，保留下来的锅炉以 65 蒸吨/小时及以上大型锅炉为主。从锅炉容量看，单台锅炉平均容量由 2011 年的 8.09 蒸吨/小时提高到 2025 年的 11.3 蒸吨/小时；燃气锅炉、电热锅炉等清洁能源锅炉台数占比由 2020 年的 30%提升到 50%左右。

4. 主要生产工艺及污染防治技术

4.1 火电燃煤锅炉生产工艺及产排污分析

燃煤锅炉典型生产工艺流程为燃料运至厂内，经破碎、磨粉后输送至锅炉炉膛，水在锅炉内被加热成高温高压蒸汽，推动汽轮机运转，汽轮机带动发电机发电。主要生产设施分为燃料储运系统、制粉及燃烧系统、汽轮发电系统、化学水处理系统、冷却系统、脱硫系统、脱硝系统、除尘系统、除灰渣系统及公用系统（给排水、电气等）。燃煤锅炉排放的大气污染物主要是 SO_2 、 NO_x 、烟尘（颗粒物）和汞及其化合物等。

4.2 燃气轮机组发电工艺及产排污分析

燃气轮机组是指燃气-蒸汽联合循环发电机组。燃气轮机通过压气机涡轮将空气压缩，高压空气在燃烧室与燃料混合燃烧，使空气急剧膨胀做功，推动动力涡轮旋转做功驱动发电机发电。燃气轮机组的发电效率可达到 58%~60%，一些大型机组甚至可以超过 60%。因其具有高效、清洁、启动迅速、适应性强等特点，广泛应用于调峰发电、分布式能源系统以及联合循环发电等领域。

燃气轮机的燃料通常为天然气，也有部分自备电厂使用煤气，运行过程中颗粒物和 SO_2 排放浓度较低， NO_x 是其主要污染物，通过低氮燃烧可以降低 NO_x 的生成。

4.3 工业锅炉生产工艺及产排污分析

工业锅炉按炉型可分为层燃炉、室燃炉、沸腾炉。按出口工质形态，可分为蒸汽锅炉和热水锅炉，蒸汽锅炉是用以生产蒸汽（水蒸气）的锅炉，又称蒸汽发生装置；热水锅炉是用以生产热水的锅炉。

燃煤锅炉排放的主要大气污染物为颗粒物、 SO_2 、 NO_x 和汞及其化合物。燃油、燃生物质锅炉排放的主要大气污染物为颗粒物、 NO_x 和 SO_2 。燃气锅炉排放

的主要大气污染物为 NO_x。

4.4 污染防治技术分析

4.4.1 SO₂ 治理技术

锅炉减排 SO₂ 的主要途径为烟气脱硫，烟气脱硫分为湿法、半干法和干法工艺。湿法脱硫工艺包括用钙基、钠基、镁基、海水、氨等作为吸收剂，在实现 SO₂ 超低排放的同时，具有协同除尘功效，辅助实现烟气颗粒物超低排放。干法、半干法脱硫工艺主要采用干态物质（例如消石灰、活性焦）吸收、吸附烟气中 SO₂。

锅炉烟气脱硫技术以石灰石/石灰-石膏湿法脱硫工艺为主，其他脱硫方法有循环流化床脱硫、海水脱硫、氨法脱硫、氧化镁法脱硫、钠碱法脱硫等。

4.4.2 NO_x 治理技术

控制锅炉 NO_x 排放的主要技术有低氮燃烧技术、SCR、SNCR 和 SNCR-SCR 联合脱硝技术。

（1）低氮燃烧技术

低氮燃烧技术通过合理配置炉内流场、温度场、燃料分布以及改变 NO_x 的生成环境，从而降低炉膛出口 NO_x 浓度，主要包括低氮燃烧器、空气分级燃烧技术、燃料分级燃烧等技术，NO_x 减排率可达 40%~60%。

（2）SCR 脱硝技术

SCR 脱硝技术是指在催化剂的作用下，用还原剂（液氨、氨水或尿素制备的 NH₃）将烟气中的 NO_x 还原为 N₂ 和 H₂O 的技术，SCR 脱硝技术的脱硝效率通常为 50%~90%。

（3）SNCR 脱硝技术

SNCR 脱硝技术是指在不使用催化剂的情况下，在炉膛烟气温度的适宜处喷入含氨基的还原剂（一般为氨水或尿素），利用炉内高温促使氨和 NO_x 反应，将烟气中的 NO_x 还原为 N₂ 和 H₂O。

（4）SNCR-SCR 联合脱硝技术

SNCR-SCR 联合脱硝技术是将 SNCR 与 SCR 组合应用，结合两者的优势，SNCR 将还原剂喷入炉膛脱除部分 NO_x，逸出的 NH₃ 在 SCR 装置内与未脱除的

NO_x 进行催化还原反应，将烟气中的 NO_x 还原为 N₂ 和 H₂O。

4.4.3 颗粒物治理技术

目前，锅炉烟气除尘主要采用电除尘、电袋复合除尘和袋式除尘技术，超低排放除尘技术宜选用高效电源电除尘、低低温电除尘、超净电袋复合除尘、袋式除尘及移动电极电除尘等，必要时在脱硫装置后增设湿式电除尘装置。

4.4.4 汞及其化合物治理技术

燃煤锅炉烟气在脱硝、除尘和脱硫的同时，可对汞产生协同脱除的效应。相关可行技术文件建议汞的脱除优先考虑采用高效除尘、烟气脱硫和脱硝协同控制的技术路线，燃煤锅炉实测资料表明脱硝、除尘和脱硫系统的协同脱汞效率可达70%以上。

5. 国内外相关标准

5.1 国外火电标准情况

5.1.1 欧盟

欧盟工业排放指令（IED，2010/75/EU）适用对象为燃用任何燃料、总额定热输入功率 ≥ 50 MW 的火电厂，按照现有、新建设施划分适用时段。IED 控制项目为 SO₂、NO_x 和烟尘，并根据时段、规模、燃料类型等组合划分排放浓度限值。以燃煤锅炉为例，一般情况下的烟尘、SO₂、NO_x 限值分别为 10 mg/m³~30 mg/m³、150 mg/m³~400 mg/m³、150 mg/m³~450 mg/m³。

IED 要求全院总额定热输入功率 ≥ 100 MW 的火电厂进行连续（自动）监测，并规定了达标判定要求，即一个日历年内应同时满足以下条件：①有效月均值须达标；②有效日均值不超过标准限值的 110%；③当火电厂仅由额定热输入功率小于 50 MW 的燃煤锅炉组成时，有效日均值不超过标准限值的 150%；④95% 的有效小时均值不超过标准限值的 200%。

5.1.2 美国

美国火电厂新源排放标准（40 CFR Part 60 Subpart Da）适用对象为燃用化石燃料（不论单独还是混合其他燃料）、热输入功率 ≥ 73 MW 的火电厂，根据时段、燃料类型等组合划分排放强度限值，换算的燃煤锅炉颗粒物、SO₂ 和 NO_x

限值分别为 $11.7 \text{ mg/m}^3 \sim 38.9 \text{ mg/m}^3$ 、 $130 \text{ mg/m}^3 \sim 1476 \text{ mg/m}^3$ 和 $91 \text{ mg/m}^3 \sim 984 \text{ mg/m}^3$ 。

美国要求火电厂应对废气中颗粒物、 SO_2 、 NO_x 和 Hg 浓度进行连续监测，30 个锅炉运行日的滚动平均（Hg 也可为 90 日）排放强度须达标，其中现有源（2011 年 5 月 4 日前）颗粒物、 SO_2 和 NO_x 排放限值适用于启动、停炉、故障以外的所有运行时间，新建源（2011 年 5 月 3 日后） SO_2 和 NO_x 排放限值适用于所有运行时间，颗粒物排放限值适用于启动、停炉以外的所有运行时间，豁免考核的启停阶段应采取燃用清洁燃料、加强监测和报告等措施。

5.2 国内火电标准情况

5.2.1 国家层面

早在 1973 年，我国就颁布了《工业“三废”排放试行标准》（GBJ4-73），首次以国家标准的方式对火电厂大气污染物排放提出限值要求。我国《火电厂大气污染物排放标准》经历了四次修订，1991 年国家环境保护局颁布了《燃煤电厂大气污染物排放标准》（GB 13223-1991），替代了 GBJ4-73 中火电厂大气污染物排放标准部分；1996 年发布《火电厂大气污染物排放标准》（GB 13223-1996），替代了 GB 13223-1991；2003 年第三次修订；2011 年第四次修订。

5.2.2 地方层面

我国地域辽阔，经济发展水平差异较大，环境问题具有较大区域性特征，地方政府和环保部门根据地方特色制定了各地方火电厂大气污染物排放标准。目前，北京市、天津市、上海市、安徽省、河北省、河南省、山西省、山东省、陕西省、宁夏回族自治区、辽宁省、江苏省、浙江省等省份制定并实施了地方火电厂大气污染物排放标准。

5.3 国外锅炉标准情况

5.3.1 欧盟

欧盟《中型燃烧装置大气污染物排放限值》（2015/2193/EU）适用于额定热输入功率在 $1 \sim 50 \text{ MW}$ 之间的锅炉。新建中型燃烧装置中，燃用固体燃料的 SO_2 、 NO_x 和颗粒物排放限值分别为 400 mg/m^3 、 300 mg/m^3 和 20 mg/m^3 ；燃用粗柴油

的 NO_x 排放限值为 200 mg/m³， 燃用重油的 SO₂、 NO_x 和颗粒物排放限值分别为 350 mg/m³、 300 mg/m³ 和 20 mg/m³； 燃用天然气的 NO_x 排放限值为 100 mg/m³， 燃用其他气体燃料的 SO₂ 和 NO_x 排放限值分别为 35 mg/m³ 和 200 mg/m³。

5.3.2 美国

美国 40 CFR Part 60 Subpart Db 和 Dc， 以及 40 CFR Part 63 Subpart DDDDD 规定了应用于工业、 商业、 机构的不同燃料类型蒸汽锅炉排放要求， 控制的污染物为 SO₂、 颗粒物和 NO_x， 根据时段、 燃料类型等组合划分排放强度限值， 新建燃煤锅炉颗粒物、 SO₂ 和 NO_x 的换算限值分别为 36.9 mg/m³~62.7 mg/m³、 246 mg/m³~1476 mg/m³ 和 615 mg/m³~984 mg/m³。

5.4 国内锅炉标准情况

截至目前， 全国共有北京、 天津、 上海、 重庆、 河北、 山西、 江苏、 浙江、 山东、 河南、 广东、 四川、 陕西等13 个省份制定了地方锅炉大气污染物排放标准。 通过比较可见， 这些地方标准的颗粒物、 SO₂ 和 NO_x 的排放限值均严于 GB 13271-2014 新建锅炉的排放限值， 部分省份与 GB 13271-2014 的特别排放限值一致。 此外， 河北、 河南、 江苏、 浙江的地方标准规定了氨排放限值。

6. 标准修订主要技术内容

6.1 标准适用范围

本次修订是对《火电厂大气污染物排放标准》（GB 13223-2011）和《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271-2014）的整合修订。 新标准的适用范围完全涵盖 GB 13223-2011 和 GB 13271-2014 的适用范围， 不再区分发电与供热。

6.2 术语和定义

本次修订根据生态环境标准的最新体系要求， 以及标准内容的需要， 保留原标准中的火电厂、 锅炉、 标准状态、 含氧量的定义， 删除了 W 形火焰炉膛、 重点区域、 大气污染物特别排放限值、 有机热载体锅炉、 烟囱高度等 5 个术语。 与原标准相比， 本次增加“密闭”和“封闭”术语， 以明确界定无组织排放控制措施。

最终， 本标准确定了火电厂、 锅炉、 标准状态、 含氧量、 密闭、 封闭、 新建

设施、现有设施等8个术语。

6.3 污染物控制项目的选择

本次修订主要延续原标准控制项目，考虑到脱硝过量喷氨导致的氨逃逸问题，增加了氨排放控制项目。同时，鉴于锅炉颗粒物的控制限值为 $10\text{mg}/\text{m}^3$ ，低浓度限值下烟气黑度指标失去管控意义，因此取消了烟气黑度控制项目。

6.4 有组织排放限值的确定依据

6.4.1 单台出力 65 蒸吨/小时（45.5 兆瓦）及以上锅炉排放限值

本次修订将属于 GB 13223-2011 管控范围内的锅炉，及 GB 13271-2014 管控范围中的单台出力 65 蒸吨/小时（45.5 兆瓦）及以上层燃炉、抛煤机炉和热水锅炉统一管理，制定统一的排放限值。

1. 燃煤机组/锅炉排放限值

（1）颗粒物、 SO_2 和 NO_x 排放限值

截至 2025 年底，全国煤电机组实现超低排放比例占 96% 以上；对全国燃煤工业锅炉而言，重点区域 35 蒸吨及以下燃煤锅炉基本清零，保留的燃煤锅炉以 65 蒸吨以上为主并已完成超低排放改造，其他地区燃煤锅炉也有部分完成超低排放改造。为进一步保障燃煤锅炉超低排放改造的实施成效，本次修订将单台出力 65 蒸吨/小时（45.5 兆瓦）及以上锅炉的颗粒物、 SO_2 、 NO_x 的排放限值统一确定为 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $35\text{mg}/\text{m}^3$ 、 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 。

当颗粒物排放限值为 $10\text{mg}/\text{m}^3$ 时，可采用电除尘、袋式除尘、电袋复合除尘等技术实现达标排放。当 SO_2 排放限值为 $35\text{mg}/\text{m}^3$ 时，可采用石灰石/石灰-石膏湿法脱硫、氨法脱硫、海水脱硫和循环流化床脱硫等技术实现达标排放。当 NO_x 排放限值为 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 时，可采用 SCR 或 SNCR-SCR 组合等技术实现达标排放。

（2）氨排放限值

为强化火电和工业锅炉氨排放的控制，促进企业在日常脱硝运行中合理使用还原剂，本次修订参考《燃煤锅炉超低排放评估监测技术指南》中的氨排放要求，确定氨的排放限值为 $8\text{mg}/\text{m}^3$ 。目前已完成超低排放燃煤锅炉烟气氨的排放浓度小于 $8\text{mg}/\text{m}^3$ 。

（3）汞及其化合物排放限值

GB 13223-2011 和 GB 13271-2014 首次规定了燃煤电厂和锅炉的汞及其化合物限值，分别为 0.03 mg/m^3 和 0.05 mg/m^3 。现行标准实施以来，尚未有电厂专门使用汞脱除技术，均基于脱硝、除尘、脱硫的协同控制。

本标准对燃煤电厂汞及其化合物排放限值维持现行不变，仍为 0.03 mg/m^3 ；燃煤工业锅炉因要求采用高效脱硫装置和 SCR 脱硝装置，工艺路线与 GB 13223-2011 标准制定相似，因此参照燃煤电厂的限值，汞及其化合物排放限值由 0.05 mg/m^3 加严为 0.03 mg/m^3 。根据实测数据，烟气经除尘、脱硫、脱硝装置协同治理可实现汞及其化合物的达标排放。

2. 燃油和燃气锅炉排放限值

65 蒸吨/小时（45.5 兆瓦）及以上燃气、燃油锅炉发电很少，多见于供热锅炉。本次修订颗粒物和 SO_2 排放限值沿用现行 GB 13223-2011 中天然气锅炉的排放限值，分别为 5 mg/m^3 和 35 mg/m^3 ， NO_x 收严至 50 mg/m^3 。

使用荒煤气、高炉煤气、焦炉煤气的必须对燃料气进行除尘和脱硫预处理后再使用，以满足排放标准要求。 NO_x 控制优先采用低氮燃烧技术，若采用低氮燃烧技术仍不达标，则需安装烟气脱硝装置。

6.4.2 单台出力 65 蒸吨/小时（45.5 兆瓦）以下锅炉排放限值

本次整合修订将原属于 GB 13271-2014 管控范围中层燃炉、抛煤机炉和热水锅炉进行拆分。新标准中单台出力 65 蒸吨/小时（45.5 兆瓦）及以上的锅炉执行严格的排放限值，单台出力 65 蒸吨/小时（45.5 兆瓦）以下的锅炉则根据当前政策要求、锅炉设备现状、治理技术统筹考虑，制定合理的排放限值。

1. 燃煤和燃油锅炉排放限值

（1）颗粒物排放限值

根据数据调查分析，工业生产或民用供热锅炉约 80% 采用袋式除尘或电袋复合除尘，颗粒物脱除效率达 99.9% 以上，可实现颗粒物排放浓度小于 10 mg/m^3 。本次修订考虑到工业生产或民用供热锅炉除尘设施的应用现状，将颗粒物排放限值确定为 10 mg/m^3 。

（2） SO_2 排放限值

目前全面推动锅炉烟气脱硫，现有燃煤锅炉基本都安装了脱硫装置，脱硫技术以石灰石/石灰-石膏法为主；燃油锅炉使用低硫分的燃料油，从源头上减少 SO_2

的产生，对于使用高硫分的燃料油，需要配套建设烟气脱硫装置。本次修订将SO₂排放限值确定为100 mg/m³，企业通过燃料低硫化、脱硫系统优化、加强运行管理等措施，保证脱硫效率在95%以上，可实现该要求。

(3) NO_x 排放限值

本次修订推动65蒸吨/小时（45.5兆瓦）以下锅炉全面脱硝，确定NO_x排放限值为100mg/m³，企业通过应用高效低氮燃烧技术，安装和优化烟气SNCR、SCR或SNCR-SCR联合脱硝工艺，提升脱硝效率，可实现该要求。

(4) 氨和汞排放限值

氨和汞的排放限值分别为8 mg/m³和0.03 mg/m³，确定依据见6.4.1中的内容。

2. 燃气锅炉排放限值

燃天然气锅炉颗粒物控制一般无须安装烟气除尘装置，对于净化不足的高炉煤气、焦炉煤气或转炉煤气，应优先提高净化效果，若还是不能满足排放限值要求，还应安装除尘装置。燃气锅炉主要的污染物为NO_x，在用锅炉控制以低氮燃烧和（或）烟气脱硝技术路线进行控制，低氮燃烧技术包括烟气再循环、空气分级燃烧、燃料分级燃烧、全预混表面燃烧，末端烟气脱硝则采用SCR等技术。新建锅炉采用高效低氮燃烧技术可实现NO_x排放浓度小于50 mg/m³。

根据上述技术路线，确定在用燃气锅炉的NO_x排放限值为100 mg/m³，新建燃气锅炉的NO_x排放限值为50 mg/m³。

6.4.3 燃气轮机组排放限值

本次修订不再对燃气轮机组的排放限值区分天然气和其他气体燃料，统一沿用GB 13223-2011中燃用天然气的排放限值，颗粒物、SO₂、NO_x的排放限值分别为5 mg/m³、35 mg/m³、50 mg/m³。燃气轮机一般使用高效低氮燃烧技术可实现50 mg/m³的NO_x排放要求，对于部分使用低氮燃烧后仍不达标的机组，可以通过改造安装SCR脱硝装置实现NO_x的达标排放。

其他气体燃料应在使用前首先进行净化处理，仍不满足排放要求时，需安装烟气治理装置以满足排放限值要求。

6.4.4 破碎、转运及其他通风生产设施排放限值

本次修订对无组织排放提出了控制要求，对煤场、粉仓的储存与输送等关键产尘点均要求密闭或封闭并配备除尘设施，转化为有组织排放进行控制，现执行《大气污染物综合排放标准》（GB 16297-1996）中的颗粒物排放限值。目前，这些产尘点采用的除尘设施绝大部分为袋式除尘器，依据袋式除尘器的性能特点，确定破碎、转运及其他通风生产设施的颗粒物排放限值为 10mg/m³。

6.5 无组织排放控制要求

GB 13223-2011 和 GB 13271-2014 中均未对企业无组织排放提出控制要求。按照目前大气污染物排放标准体系要求，本次修订标准增加无组织排放控制内容，结合目前行业政策、地方标准要求，针对物料储存、物料输送、工艺生产过程、其他等环节提出无组织排放控制措施性要求。燃料储存要求区分了火电厂和其他锅炉，对火电厂的燃料储存严格要求采用封闭料场，其他锅炉则放宽要求。其他环节的无组织控制措施相同。

6.6 标准达标判定的规定

本标准规定了达标判定要求，即：对于有组织排放，采用手工监测时，按照监测规范要求测得的任意 1 h 平均浓度值超过本标准规定的限值，判定为超标；自动监测时，整点 1 h 平均浓度超过本标准规定的限值，判定为超标。企业未按《污染物排放自动监测设备标记规则》《火电、水泥和造纸行业排污单位自动监测数据标记规则（试行）》《排污许可证申请与核发技术规范 火电》（HJ XXX）、HJ 953 要求标记的自动监测数据，均可作为达标判定的有效数据。对于无组织排放，厂区内无组织排放监控点任意 1 h 平均浓度值、任意一次浓度值超过本标准规定的限值，判定为超标。

7. 实施本标准的效益及成本分析

7.1 环境效益分析

本标准实施后约 4%的火电机组和约 20%的在用锅炉需要达标改造，据此测算，每年颗粒物、SO₂ 和 NO_x 可分别减排约 2 万吨、12 万吨和 11 万吨。

全国火电企业约 12%的半封闭和敞开储煤场、在用锅炉约 3.3%的敞开

储煤场需要改造，据此测算，每年颗粒物无组织排放可减少约 2 万吨。

7.2 经济技术可达性分析

部分火电机组和在用锅炉需要达标排放改造，经测算，除尘系统投资约 100 亿元，脱硫系统投资约 120 亿元，脱硝系统投资约 140 亿元。火电机组污染防治设施运行成本略有增加，但整体上可以被超低排放电价覆盖；在用锅炉测算每年运行费用约 25 亿元。全国涉及改造的储煤场无组织排放改造的费用约 170 亿元。