《燃煤电厂大气污染物排放标准》
河南省地方标准编制说明
（二次征求意见稿）

标准编制组

二〇二六年十一月

目 录

一、编制的目的和意义 1

（一）适配新版环境空气质量标准、持续改善全省大气环境质量的迫切需要 1

（二）落实国家及河南省生态环境政策的刚性需要 2

（三）提升全省燃煤电厂行业环境监管水平的现实需要 ... 2

二、任务来源及编制原则和依据 3

（一）任务来源 3

（二）编制原则 3

（三）编制依据 4

三、编制过程 6

四、主要内容的确定 9

（一）行业概况 9

（二）标准主要条款说明 24

（三）技术可行性与环境经济效益分析 34

（四）与修订前标准的主要差异 40

五、采标情况 41

六、重大意见分歧处理 41

七、与国家法律法规和强制性标准的关系 41

（一）国外火电行业大气污染物排放标准参考 42

（二）国家火电行业大气污染物排放标准要求 43

（三）国内重点省份火电行业地方排放标准对比 43

八、标准实施的建议 45

九、其他应予说明的事项 45

一、编制的目的和意义

（一）适配新版环境空气质量标准、持续改善全省大气环境质量的迫切需要

2026年2月，生态环境部与国家市场监督管理总局联合发布新版《环境空气质量标准》（GB 3095—2026），全面收严污染物限值，对固定源污染排放提出更严格、更刚性的约束要求，自2026年3月1日正式实施。面对GB 3095—2026空气质量新标准实施，原有排放管控水平已无法支撑全省环境空气质量达标升级。根据相关规定，对严格执行国家排放标准后环境质量仍未达标的地区，应制定实施更严格的地方环保标准。修订并实施严于国家标准、适配新空气质量要求的河南省燃煤电厂地方排放标准，强制推动污染物深度减排，是从源头削减$PM_{2.5}$、确保全省按期满足GB3095—2026新标准、持续改善环境空气质量的关键举措。

河南省环境空气质量改善任务依然艰巨，电力行业是全省大气污染物排放总量最大的行业，根据全省火电企业自动监控数据，2025年数据显示电力行业污染物排放量约占全省54.1%。火电企业普遍采用氨法脱硫、SCR/SNCR脱硝工艺，在高效脱除二氧化硫、氮氧化物的同时，易产生氨逃逸问题；而氨是二次颗粒物重要前体物，直接影响$PM_{2.5}$浓度改善成效。

根据国家环境保护标准“十四五”发展规划，对严格执行国家排放标准后环境质量仍未达标的地区，应制定实施更严格的地方环保标准。修订并实施严于国家标准的河南省燃

煤电厂地方排放标准，强制推动污染物深度减排，是从源头削减 $PM_{2.5}$前体物、持续改善全省环境空气质量的关键举措。

（二）落实国家及河南省生态环境政策的刚性需要

国家《全面推进美丽中国建设的意见》《空气质量持续改善行动计划》明确要求以降低 $PM_{2.5}$为主线，大力推进氮氧化物减排；生态环境部《关于高质量推进实施燃煤锅炉超低排放的意见》明确规定氨排放限值≤8mg/m³；《河南省空气质量持续改善行动计划》（豫政〔2024〕12 号）明确提出强化火电行业氨逃逸防控。现行《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB41/1424-2017）已实施 8 年，未设置氨排放控制要求，部分限值与国家最新政策不一致，难以支撑当前减污降碳、超低排放提质增效、全流程管控的政策落地。因此，及时修订地方标准，是不折不扣落实国家及河南省生态环境保护决策部署的必然要求。

（三）提升全省燃煤电厂行业环境监管水平的现实需要

原地方标准在监测要求、无组织排放控制、达标判定规则等方面存在制度空白，易导致监管边界不清、执法依据不足。近年来河南省持续推进燃煤电厂超低排放与深度治理，企业治理水平显著提升，原标准限值已滞后于行业实际。

近年来，我省大气环境质量逐年好转，但环境空气质量达标任务依然艰巨，为补齐监管短板、统一执法尺度、推动省内火电企业绿色低碳高质量发展，同时满足 GB3095—2026 环境空气质量标准要求，亟需加快修订出台限值更严、指

标更全、要求更细的地方排放标准，全面提升河南省燃煤电厂环境管理规范化、精细化、法治化水平，助力全省火电行业绿色转型。

二、任务来源及编制原则和依据

（一）任务来源

为深入贯彻落实河南省委、省政府关于深入打好大气污染防治攻坚战、持续改善环境空气质量的决策部署，进一步强化全省燃煤电厂大气污染物全流程管控，重点提升污染物治理水平，补齐氨排放、无组织排放、监测与达标判定等关键制度短板，河南省生态环境厅牵头启动《燃煤电厂大气污染物排放标准》地方标准修订工作。

2025 年 12 月 18 日，河南省市场监督管理局印发《关于 2025 年第三批河南省地方标准制修订计划项目的通知》（豫市监函〔2025〕181 号），正式将《燃煤电厂大气污染物排放标准》列入 2025 年度河南省地方标准制修订计划，项目编号：20253220036。本标准由河南省生态环境厅提出并归口，旨在通过制定实施严于国家标准的地方排放管控要求，提升燃煤电厂深度治理、减污降碳，为全省空气质量持续改善提供坚实支撑。

（二）编制原则

本标准制定主要遵循以下基本原则:

（1）与国家标准衔接的原则

作为地方标准，本标准制定应以国家标准为基础，以国家和河南省现行的生态环境保护法律、法规和标准规范为依

据，制定的指标限值应严于当前国家标准。

（2）从严控制原则

作为地方标准，从严控制既是河南省制定出台该标准的客观需要，也是标准制定的基本原则。通过调整加严排放标准，推动现有燃煤电厂进行技术改造，促进新建燃煤电厂采用更加清洁的生产工艺和治理技术，削减大气污染物排放。

（3）实施可行性原则

标准制定将依托当前燃煤电厂成熟先进的生产工艺与污染治理技术确定排放标准限值，确保标准执行的技术可行性。

（4）同类标准对比原则

本标准制定将参考国外发达国家标准及国内天津、河北、山东、山西、江苏、浙江等先进地区已出台的地方标准，通过横向对比确保标准限值的合理性。

（5）结合本地区实际的原则

结合河南省燃煤电厂运行状况和污染治理水平，通过综合分析确定排放限值，使本地方标准制定实施切合河南省实际。

（6）多方参与原则

标准制定中将采取多种方式，听取政府、行业、企业、专家、公众、环境管理部门等意见，兼顾各方利益诉求，以保证标准的科学性、针对性、可操作性。

（三）编制依据

（1）《中华人民共和国生态环境法典》；

（2）《中华人民共和国标准化法》；

（3）《国家生态环境标准制修订工作规则》；

（4）《加强国家污染物排放标准制修订工作的指导意见》；

（5）《关于加强地方环保标准工作的指导意见》（环发〔2014〕49号）；

（6）《标准化工作导则第 1 部分：标准化文件的结构和起草规则》（GB/T 1.1—2020）；

（7）《环境保护标准编制出版技术指南》（HJ 565—2010）；

（8）《生态环境标准管理办法》（2021 年 2 月 1 日起实施）；

（9）《国家大气污染物排放标准制订技术导则》（HJ 945.1—2018）；

（10）《排污许可证申请与核发技术规范 火电》（HJ 953.1-2026）；

（11）《河南省 2026 年蓝天保卫战实施方案》；

（12）河南省地方标准《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB41/1424-2017）。

三、编制过程

本标准编制工作由省生态环境厅科技处组织，郑州轻工业大学作为标准主要起草单位，与协作单位河南省生态环境监测和安全中心、华南理工大学等组成标准编制组，按照标准编制程序的要求，制定了工作方案，分阶段开展了各项工作。修订工作程序分为标准研究起草、征求意见、送审、报批四个阶段。

（一）标准研究起草（2025 年 12 月—2026 年 4 月）

1.收集资料。2025 年 12 月，编制组开展了前期资料收集和调研工作。根据研究需要，收集整理了火电行业相关的国家及其他省市标准规范，生态环境部、河南省和其他省市相关政策文件，河南省燃煤电厂机组现状、大气污染物排放和治理现状等相关基础资料，并进行分类整理、数据分析，为标准编制提供基础资料。

2.现场调研。2026 年 2 月开始，编制组在前期资料收集的基础上，选取有代表性的燃煤电厂开展现场调研和检测工作，调研范围覆盖了不同地区、不同规模、不同炉型、不同治理技术、不同管理水平的企业，充分了解河南省煤电机组现状、煤质特征及污染治理技术水平，燃煤电厂排放情况、治理设施运行状况、氨逃逸控制现状及深度治理实施情况，征求企业安环人员对行业标准制定的意见和建议，为开展燃煤电厂大气污染物排放标准修订工作打下坚实基础。

3.标准开题。在前期收集资料和现场调研的基础上，编制组全面梳理、分析我省燃煤电厂发展现状、企业污染治理

水平及污染物排放现状，结合河南省大气环境质量改善需要，论证了标准制定的必要性，厘清了标准制定的总体思路，基于燃煤电厂现有成熟的治理技术，确定了标准编制的基本原则、技术路线和主要内容。经过多次研讨、咨询，形成了《燃煤电厂大气污染物排放标准》（开题报告）和《燃煤电厂大气污染物排放标准》（草案）。

2026 年 3 月 10 日，河南省生态环境厅在郑州主持召开了《燃煤电厂大气污染物排放标准》开题报告论证会。与会专家听取了标准编制组对《燃煤电厂大气污染物排放标准》开题报告和《燃煤电厂大气污染物排放标准》（草案）的汇报，一致通过该标准的开题论证，并对标准编制提出了建议和意见。

4.标准研究。2026 年 3 月~2026 年 5 月，编制组根据《燃煤电厂大气污染物排放标准》开题论证会的专家意见和建议，进一步开展现场调研、数据收集和汇总分析工作，先后多次组织标准编制研讨，以标准控制因子筛选、大气污染物排放限值确定为重点，重点对颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、氨、汞及其化合物排放水平进行分析论证，对标准框架、控制因子、排放限值、标准实施的技术经济可行性及环境效益等主要技术内容进行深入研究，形成了《燃煤电厂大气污染物排放标准文本》（征求意见稿）和《燃煤电厂大气污染物排放标准编制说明》（征求意见稿）。

（二）征求意见阶段（2026 年 6 月－9 月）

1. 征求意见。2026 年 6 月 11 日，编制组在河南省生态

环境厅门户网站发布《关于公开征求<燃煤电厂大气污染物排放标准>(征求意见稿)意见的公告》，面向社会公众公开征求意见，同时向各地市生态环境局、企业代表等开展征求意见工作。

2026 年 6 月 16 日，生态环境厅致函各省辖市人民政府、省发展改革委、工业和信息化厅等单位征求意见。

2026 年 6 月 18 日，在省市场监督管理局《河南省地方标准公共服务平台》上进行 30 天的公开征求意见。

编制组共收到修改意见和建议 136 条，其中无意见 102 条，有效意见 34 条。经研究后，采纳或部分采纳 34 条，采纳率 100%。

2. 专家论证。2026 年 8 月 24 日，河南省生态环境厅在郑州组织召开了标准专家论证会，与会专家听取了标准编制组对《燃煤电厂大气污染物排放标准》（征求意见稿）、《燃煤电厂大气污染物排放标准编制说明》（征求意见稿）和标准征求意见处理情况的汇报，与会专家一致通过该标准的技术论证，并对标准编制提出了修改意见建议。

四、主要内容的确定

（一）行业概况

1 基本情况

我省98家燃煤发电企业共有219台机组，其中30万千瓦机组共有82台，占比37%；60万千瓦机组有55台，占比25%；100万千瓦机组有7台，占比3%。我省30万千瓦及以上机组装机容量占总装机容量的70%左右，大型机组占比较高，且主要为超临界、超超临界机组，能效水平领先，中小机组逐步淘汰。

1.1 河南省煤电企业区域分布情况

河南省燃煤电厂发电机组总装机量400万千瓦时以上的市有郑州、洛阳、焦作、平顶山、济源、新乡、南阳7市，装机容量分别为951、860、587.6、494、470、458、443万千瓦，分别占全省燃煤电厂发电机组总装机容量的14.3%、12.9%、8.8%、7.4%、7%、6.9%、6.6%，合计占全省燃煤电厂发电机组总装机容量的63.9%。具体情况见下表。

表4.1　全省燃煤电厂发电机组装机容量一览表

序号	行政区	企业家数	机组数	装机容量（MW）	占全省比例(%)
1	郑州市	7	18	9510	14.3%
2	洛阳市	11	24	8600	12.9%
3	焦作市	11	21	5876	8.8%
4	平顶山市	8	20	4940	7.4%
5	济源市	2	8	4700	7.0%
6	新乡市	7	20	4584	6.9%

序号	行政区	企业家数	机组数	装机容量（MW）	占全省比例(%)
7	南阳市	8	16	4430	6.6%
8	三门峡市	6	16	3869	5.8%
9	鹤壁市	6	13	3524	5.3%
10	商丘市	5	9	3190	4.8%
11	安阳市	6	12	2694	4.0%
12	许昌市	4	9	2476	3.7%
13	信阳市	1	4	1960	2.9%
14	濮阳市	2	5	1790	2.7%
15	周口市	5	10	1335	2.0%
16	驻马店市	5	7	1300	1.9%
17	开封市	2	4	1260	1.9%
18	漯河市	2	3	690	1.0%

1.2 河南省燃煤发电产业布局特点

河南省燃煤发电企业产业布局整体呈现资源依托与负荷导向并重、沿煤炭产区与沿黄及交通干线集聚、区域分布不均衡的特点，主要集中在豫西、豫北等传统煤炭产区以及郑州、南阳等豫中、豫南中心城市，同时向豫东等适度延伸。

2 河南省主流燃煤锅炉生产工艺及产污特征

河南省燃煤电厂所采用的主流锅炉类型主要为煤粉锅炉，煤粉锅炉凭借技术成熟度及适配性等优势，成为省内燃煤发电机组的主力机型，应用占比处于主导地位。燃煤锅炉排放的大气污染物主要是 SO_2、NOx、烟尘（颗粒物）、汞及其化合物等。另 W 形火焰炉膛锅炉在燃料燃烧方式、炉内反应环境条件、关键设备组成配置等方面与主流锅炉存在显

著差异，导致其污染物产生与排放特征呈现出明显不同。

2.1 煤粉锅炉生产工艺及产污特征

煤粉锅炉以煤粉悬浮燃烧为核心工艺，原煤经破碎、碾磨加工为细度较高的煤粉，通过热风气力输送系统送入锅炉炉膛，在 1200℃ ~ 1500℃的高温环境下快速悬浮燃烧；燃烧释放的热量传递至锅炉受热面，将处理后的炉水加热为高温高压蒸汽，蒸汽推动汽轮机高速旋转，进而带动发电机完成电能转换。该类型锅炉燃烧温度高、反应速率快、热能转化效率高，适配大容量、高参数发电机组，是河南省火电行业主力机型，单机装机容量多为 300MW ~ 660MW。

炉膛高温燃烧导致 NOx 初始产生浓度高，为主要大气污染物之一；同时产生大量烟尘、SO_2，汞及其化合物随烟气均匀释放；需配套低氮燃烧+SCR 脱硝、高效除尘、湿法脱硫等工艺协同治理。

2.2 W 形火焰炉膛锅炉生产工艺及产污特征

W 形火焰炉膛分为上炉膛+下炉膛（燃烧拱区），前后墙下部设置折焰式炉拱（卫燃带拱），燃烧器布置在前后炉拱斜坡上、向下倾斜喷入煤粉；煤粉先向下喷射、到炉膛下部折流再向上折返，火焰路径呈 W 字形的特点。

该类型锅炉 W 炉拱区温度长期 1500~1800℃，远超热力 NO_x生成临界温度（1500℃），高温促使空气中 N_2与 O_2大量化合，是 NO_x主要来源。NOx 初始产生浓度远高于煤粉锅炉，末端治理压力大于煤粉锅炉。

3 河南省燃煤电厂治理技术应用现状

3.1 二氧化硫控制技术

综合国内外工程实践经验，燃煤锅炉 SO_2减排主要途径包括煤炭洗选、洁净煤燃烧技术、燃用低硫煤及烟气脱硫等。其中，烟气脱硫是控制 SO_2污染的主要技术手段。结合我国能源结构、火电行业发展趋势及大气污染控制要求，在未来较长时间内，烟气脱硫仍将是控制火电厂 SO_2排放的主流且有效的技术手段。

按照脱硫工艺是否加水及脱硫副产物的干湿形态，烟气脱硫技术可分为湿法、半干法和干法三类。湿法脱硫以钙基、钠基、镁基等为吸收剂，在实现 SO_2超低排放的同时，具有协同除尘作用，可辅助实现烟气颗粒物超低排放。干法、半干法脱硫主要采用消石灰、活性焦等干态物质，通过吸收、吸附方式脱除烟气中的 SO_2。河南省火电行业主要采用石灰石-石膏湿法脱硫、氨法湿法脱硫和循环流化床半干法脱硫三类技术。其中，石灰石-石膏湿法脱硫技术应用最为广泛，占全省火电机组总装机容量的 90%以上，是河南省火电脱硫的绝对主流工艺；氨法湿法脱硫以资源化利用为特点，在部分中小型机组及自备电厂中应用；循环流化床半干法脱硫主要适用于缺水地区及循环流化床机组，作为重要补充技术。

（1）石灰石-石膏湿法脱硫。该技术是河南省火电脱硫的绝对主流，覆盖省内绝大多数 300MW 及以上大容量主力机组。其核心原理是利用石灰石浆液与烟气中的 SO_2发生化学反应，经吸收、氧化生成石膏副产物，同时兼具协同除尘

与脱汞效果。该技术脱硫效率稳定在 95%～99.9%区间，可长期确保 SO_2排放浓度在 15-20mg/m³之间，由于技术成熟、运行可靠、副产物可资源化利用，成为支撑全省超低排放的主力技术。

（2）循环流化床半干法脱硫。该技术主要应用于 300MW 及以下循环流化床机组。其原理是将消石灰干粉与水雾化后喷入流化床反应器，通过气固两相高效接触与多次循环，实现 SO_2脱除。工艺全程无废水产生，水资源消耗远低于湿法，适配缺水区域的环境条件，同时具备投资适中、占地小的优势，是省内中小机组与特定区域脱硫的重要补充。

（3）氨法湿法脱硫。该技术主要在部分中小型机组及自备电厂中试点应用，尤其适用于周边有稳定氨源的电厂。其原理是以氨为吸收剂，与 SO_2反应生成亚硫酸铵并经氧化为硫酸铵，可作为化肥进行资源化利用。该技术对煤种硫含量适应性强，脱硫效率可达 95%～99.7%，但对运行管理要求严苛，需严格控制氨逃逸与气溶胶排放，是实现“脱硫+资源化”经济效益与环境效益双赢的特色路线。

3.2 氮氧化物控制技术

锅炉低氮燃烧技术作为火电厂 NOx 控制的首选技术,与烟气脱硝技术协同应用,是燃煤机组实现 NOx 达标排放及超低排放的核心手段。目前电厂主流的烟气脱硝技术主要分为选择性催化还原技术（SCR）、选择性非催化还原技术（SNCR）及 SNCR-SCR 联合脱硝技术三类。

（1）低氮燃烧技术

低氮燃烧技术是通过优化配置炉内流场、温度场及物料分布，改变 NOx 生成机理与环境，从而从源头降低炉膛出口 NOx 排放的前置技术。主要包括低氮燃烧器（LNB）、空气分级燃烧、燃料分级燃烧等技术方案。该技术具有无需投加脱硝剂、改造难度较低、投资及运行成本低廉、系统运维简便且无二次污染等显著特点。其减排效率受锅炉炉型、煤种特性及机组容量影响:其中低氮燃烧器技术 NOx 减排率可达 20%—50%; 空气分级燃烧技术在燃用挥发分较高的烟煤时，配合低氮燃烧器协同使用，可在保障锅炉热效率的前提下，实现 NOx 减排率 40%—60%; 燃料分级燃烧技术 NOx 减排率可达 30%—50%。

（2）选择性催化还原（SCR）技术

选择性催化还原（SCR）技术是指在催化剂作用下，利用液氨、氨水或尿素等还原剂，将烟气中的 NOx（主要为一氧化氮、二氧化氮）选择性还原为氮气和水的深度治理技术。通常采用高尘高温布置方式，设置于锅炉省煤器与空气预热器之间。该技术脱硝效率高、运行稳定性强，在河南省超低排放改造机组中应用最为普及，实际脱硝效率稳定维持在 80%~95%，可精准满足国家及地方严于国标的排放限值要求。但该工艺存在初始投资较大、运行成本较高及对场地空间要求较高的特点。

（3）SNCR 脱硝技术

选择性非催化还原（SNCR）技术是在无催化剂参与的

条件下，利用炉膛 850 ℃～1150 ℃的高温窗口，喷入氨水或尿素等含氨基还原剂，通过高温氧化还原反应将 NOx 分解为氮气和水。该技术系统阻力小、能耗低、投资成本低廉，且工艺流程简单。煤粉炉采用该技术的脱硝效率一般为 30%～40%，循环流化床锅炉因燃烧温度分布均匀，采用 SNCR 技术效率可达 60%～80%。

（4）SNCR-SCR 联合脱硝技术

SNCR-SCR 联合脱硝技术是将炉膛上部 SNCR 技术与炉后 SCR 技术组合耦合的工艺路线。首先在炉膛 850 ℃～1150 ℃高温区利用 SNCR 技术脱除部分 NOx，再通过后部 SCR 系统对残余污染物进行深度净化。该技术综合了 SNCR 的低成本与 SCR 的高效率优势，脱硝效率一般为 65%～85%，系统能耗与运行成本介于 SNCR 与 SCR 之间，是兼顾经济性与治理效果的优选方案，特别适用于老旧机组提标改造及容量较小的燃煤机组。

3.3 烟尘控制技术

目前，燃煤电厂烟气除尘技术主要采用电除尘、袋式除尘技术和电袋复合除尘技术。超低排放燃煤机组应用较多的除尘技术主要包括低低温静电除尘、湿式电除尘、电袋复合除尘、旋转电极静电除尘等技术。

（1）电除尘技术

电除尘技术是在高压电场内，使用悬浮于烟气中烟尘或颗粒物受到气体电离作用而荷电，荷电颗粒在电场力的作用下，向极性相反的电极运动，并吸附在电极上，通过振打、

水膜清除等使其从电极表面脱落，实现除尘的全过程。依据电极表面灰的清除是否用水，分为干式电除尘和湿式电除尘。

1）干式电除尘技术

干式电除尘技术具有除尘效率高、适用煤种广、运行费用较低、维护方便等特点，但其除尘效率受煤质、灰分影响较大，且占地面积较大。干式电除尘效率可达 99.20%～99.85%，能耗以电耗为主。

低低温电除尘技术是指通过烟气冷却器将电除尘器入口烟温降至酸露点以下的高效除尘技术。该技术适用于灰硫比大于 100 的烟气条件，灰硫比指低温省煤器入口烟气中烟尘质量浓度与三氧化硫质量浓度之比。低低温电除尘效率为 99.20%～99.90%。

旋转电极静电除尘技术是指旋转电极电场中阳极部分采用回转的阳极板和旋转清灰刷清灰，当粉尘随旋转的阳极板运动到非收尘区域后，被双向旋转的清灰刷刷除。该技术可有效清除高比电阻、黏性烟尘，避免反电晕现象，同时旋转清灰刷置于非收尘区，能够最大限度减少二次扬尘。旋转电极静电除尘技术占地面积小，在有限场地条件下相对常规静电除尘技术具有明显优势，但也存在结构较复杂、发生机械故障时无法在线检修等缺点。

2）湿式电除尘技术

湿式电除尘器的收尘原理与干式电除尘器相同，均经历荷电、收集和清灰三个阶段。金属放电线在直流高电压的作

用下，将其周围气体电离，使粉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收尘极顶端流下，在收尘极上形成一层均匀稳定的水膜，将极板上的颗粒带走。湿式电除尘器可有效收集微细颗粒物（$PM_{2.5}$、气溶胶）、重金属等，去除湿法脱硫后的粉尘、石膏浆液雾滴，烟尘排放浓度能长期＜5mg/m³。该设备通常布置于脱硫系统之后，还可协同脱除三氧化硫、汞及其化合物等污染物，系统运行除电耗外存在一定水耗，外排废水宜统筹作为湿法脱硫系统的补充水。

（2）袋式除尘技术

布袋除尘器是利用纤维性滤袋捕集粉尘的高效除尘设备。含尘烟气通过过滤材料，尘粒被过滤下来，过滤材料捕集粗粒粉尘主要靠惯性碰撞作用，捕集细粒粉尘主要靠扩散和筛分作用。滤料的粉尘层也有一定的过滤作用。该技术除尘效率高，可达 99.99%以上。

（3）电袋复合式除尘

电袋复合除尘技术是电除尘与袋式除尘有机结合的一种复合除尘技术，利用前级电场收集大部分烟尘，同时使烟尘荷电，再利用后级袋区过滤拦截剩余的烟尘，实现烟气深度净化。电袋复合除尘器具有长期稳定低排放、运行阻力低、滤袋使用寿命长、运行维护费用低、占地面积小、适用范围广等特点，能够长期稳定实现烟气污染物达标或超低排放。其除尘效率可达 99.50%—99.99%，出口烟尘浓度通常控制在 10mg/m³ 或 5mg/m³ 以下。

超净电袋复合除尘器在传统电袋除尘器基础上，电场区采用高频电源等技术提高工作电压、增大极板比表面积，控制袋区入口烟尘浓度；滤料区降低过滤风速并优化流场，采用高精度过滤材料（PTFE 微孔覆膜滤料）拦截细颗粒物，从而将烟尘排放浓度控制在 5mg/m^3 以下。

3.4 汞及其化合物控制技术

汞及其化合物控制技术主要包括烟气治理协同控制技术、炉前添加卤化物技术、烟道喷入活性炭吸附剂技术。

（1）烟气治理协同控制技术

燃煤及燃生物质锅炉烟气，在脱硝、除尘和脱硫过程中，可对汞产生协同脱除效应。欧盟《大型燃烧装置的最佳可行技术参考文件》（BREF）提出，汞的脱除优先采用高效除尘、烟气脱硫与脱硝协同控制的路线。在实际工程应用中，采用电除尘器/布袋除尘器搭配湿法脱硫（WFGD）工艺，协同脱汞效率可达 75%以上；若配套选择性催化还原脱硝（SCR）装置，整体脱汞效率可稳定提升至 90%以上。目前，河南省内主流工艺为“SCR 脱硝+低低温除尘+湿法脱硫”，经超低排放改造后的机组，协同脱汞效率普遍达到 90%~95%。

（2）炉前添加卤化物技术

炉前添加卤化物脱汞技术，是在输煤皮带上或给煤机内加入卤化物，或将卤化物溶液喷入锅炉炉膛。利用烟气中卤化物将元素汞氧化为二价汞，SCR 脱硝装置可进一步促进元素汞氧化，生成易溶于水的二价汞，进而被湿法脱硫装置

（WFGD）捕获，实现脱汞目的。该技术特别适用于已配套SCR与湿法脱硫的燃煤电厂，具有治理成本低、系统简单、无明显设备腐蚀等优势（卤化物添加量远低于煤中固有氯含量）。目前，该技术是河南省300MW及以上主力火电机组常用的辅助提效手段，可使整体脱汞效率提升10%~15%。需特别注意的是，该技术会将汞转移至脱硫石膏或废水中，需配套进行二次安全处置，防止二次污染。凭借低成本优势，该技术在河南省火电行业应用普及率较高。

（3）烟道喷入活性炭吸附剂技术

该技术是在静电除尘器或布袋除尘器前，喷入负载卤化物的活性炭吸附剂。烟气中的汞与活性炭表面卤化物反应并被吸附，随飞灰被除尘器捕集，从而实现汞的永久脱除。吸附剂在飞灰中的质量占比一般控制在0.1%~3%。

其工艺流程涵盖吸附剂选型生产、储存喷射及汞监测三大环节。优化设计的喷射系统可实现吸附剂在烟道内的均匀布风，确保与烟气充分接触，最大化反应效率。该技术脱汞效率高，不受锅炉燃烧工况影响，适用于对排放要求严苛的新建机组或重点管控区域。目前，河南省部分电厂正试点应用改性飞灰（低成本替代活性炭）及智能化精准投加技术，以进一步提升经济性与治理效果。

4 河南省特色工艺/燃料配套污染防治技术适配性分析

结合河南省煤炭资源禀赋、火电产业布局及燃煤电厂主流生产工艺特点，立足省内燃煤电厂燃料特性、炉型结构，开展污染防治技术与地方工艺、燃料的适配性分析，为确定

科学合理、可行可控的大气污染物排放限值，提供技术支撑与实践依据，确保标准既符合全省大气污染防治管控要求，又契合行业生产治理实际。

4.1 河南省燃煤电厂燃料与核心工艺特征

河南省燃煤电厂以省外调入动力煤、省内低热值煤及煤矸石为主要燃料，煤种具有灰分差异大、部分煤种硫分含量偏高的特点，燃料结构适配不同机组工艺需求。省内燃煤电厂主流炉型为煤粉锅炉，煤粉锅炉为大容量主力机组核心炉型，单机容量以 300MW～660MW 为主，采用高温悬浮燃烧工艺，炉膛温度 1200℃～1500℃，是省内火电供应主体。

煤粉锅炉高温燃烧特性导致 NOx 初始产生浓度高，烟尘、SO_2产排量大，需配套全流程、高效率的末端治理技术。结合该类炉型工艺特点，河南省内机组已普遍采用低氮燃烧技术+SCR 脱硝+低低温电除尘/布袋除尘+湿法脱硫+协同脱汞的组合治理工艺，技术适配性与成熟度较高：低氮燃烧技术从源头削减 NOx 生成量，搭配 SCR 脱硝装置，脱硝效率可达 80%以上；低低温高效除尘可实现烟尘深度脱除，湿法脱硫工艺对 SO_2去除效果显著，同时依托除尘、脱硫、脱硝装置的协同作用，可高效脱除烟气中汞及其化合物，整套工艺可稳定实现大气污染物达标及超低排放，完全匹配煤粉锅炉高参数、高排放强度的工艺特点，与省内大容量机组治理现状高度契合。

4.2 燃料特性与污染防治技术适配优化

针对河南省燃煤硫分、灰分、汞含量波动较大的燃料特

点，污染防治技术需具备灵活可调性：对于高硫煤、高汞煤燃烧机组，优化湿法脱硫药剂投加量、提升脱硫效率，同时增加活性炭喷射量，强化汞及其化合物吸附脱除；对于高灰分燃料，强化除尘装置运行管控，提升烟尘捕集效率，避免因燃料特性波动影响污染物排放稳定性。各类治理技术均能通过参数优化适配省内不同煤种特性，保障污染物稳定达标，技术可行性与地域适配性较强。

5 废气污染物排放情况

2025 年河南省燃煤电厂在保障电力安全稳定供应的同时，持续深化污染治理与绿色转型，总体呈现 “发电量稳中有降、治理水平全面提升、排放持续削减”态势。

5.1 废气污染物排放量

根据自动监测数据统计，2025 年全省火电行业废气主要污染物排放量为 65918.5 吨，占全省总排放量的 54.1%，是全省污染物排放量最大的行业，从近几年电力行业排放量变化趋势来看，在 2022 年占比首次达到 50%以上后，持续保持在 55%左右。其中，二氧化硫排放量约占全省工业排放总量的 56.5%，氮氧化物约占 54.3%，颗粒物约占 40.8%，氨逃逸排放量因缺乏统一监测和统计，估算占工业氨排放总量的 60%以上，也是影响全省 $PM_{2.5}$浓度的重要因素之一。

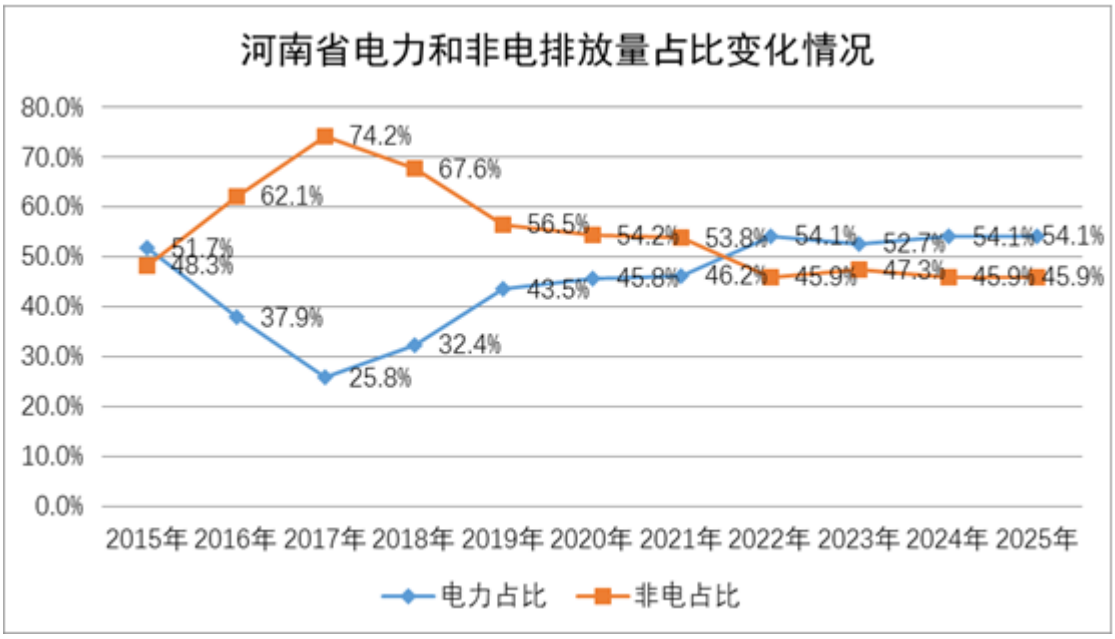


图 4.1　河南省电力和非电排放量占比变化情况

其中，2025 年燃煤发电企业废气主要污染物排放量为 53181 吨，占电力行业排放量的 80.7%。燃煤电厂主要污染物排放量较大的（3000 吨以上）的城市依次为郑州、洛阳、焦作、三门峡、济源、平顶山，排放量分别为 9483 吨、7118.5 吨、5011.7 吨、4363.9 吨、3263.7 吨、3252.9 吨，6 市合计占全省燃煤电厂排放量比例为 49.3%。各市燃煤电厂排放情况见下表。

表 4.2　各市燃煤电厂排放情况

行政区	装机容量（MW）	二氧化硫排放量（吨）	氮氧化物排放量（吨）	颗粒物排放量（吨）	总排放量（吨）	占全省比例(%)
郑州市	9510	3169.4	5919.0	394.8	9483.2	14.4
开封市	1260	333.0	641.9	53.0	1027.9	1.6
洛阳市	8600	2174.3	4539.0	405.3	7118.5	10.8
平顶山市	4940	1088.6	2023.2	141.2	3252.9	4.9
安阳市	2694	639.6	1100.2	93.5	1833.3	2.8
鹤壁市	3524	710.8	998.9	146.5	1856.3	2.8
新乡市	4584	855.3	1689.2	178.2	2722.8	4.1

行政区	装机容量（MW）	二氧化硫排放量（吨）	氮氧化物排放量（吨）	颗粒物排放量（吨）	总排放量（吨）	占全省比例(%)
焦作市	5876	1531.0	3185.6	295.1	5011.7	7.6
濮阳市	1790	485.4	888.1	54.4	1427.9	2.2
许昌市	2476	575.4	1069.5	75.4	1720.2	2.6
漯河市	690	241.3	510.9	31.6	783.8	1.2
三门峡市	3869	1131.9	3022.8	209.1	4363.9	6.6
南阳市	4430	992.7	1692.9	89.7	2775.3	4.2
商丘市	3190	809.4	1553.1	159.5	2522.0	3.8
信阳市	1960	573.8	1169.8	116.2	1859.8	2.8
周口市	1335	337.4	670.2	30.4	1038.1	1.6
驻马店市	1300	331.1	737.9	50.6	1119.6	1.7
济源市	4700	942.6	2120.0	201.1	3263.7	5.0
合计	66728	16923.0	33532.2	2725.8	53181.0	80.7

5.2 废气污染物排放浓度

（1）在线监测数据

根据河南省 2025 年以来燃煤电厂在线监控数据，颗粒物小时浓度有效数据 1361823 个，小时折算值浓度平均值为 2.87 mg/m³；二氧化硫小时浓度有效数据 1362703 个，小时折算值浓度平均值为 16.61mg/m³；氮氧化物小时浓度有效数据 1364916 个，氮氧化物小时折算值浓度平均值为 28.67mg/m³；氨排放小时浓度达到 8mg/m³以下的比例为 99.32%。

颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、氨排放小时均值能够满足《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB41/ 1424-2017）要求，个别企业的二氧化硫、氮氧化物小时排放浓度超标。

（2）手工监测数据

根据2026年部分燃煤电厂手工监测数据可知，颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、汞及其化合物、氨小时平均排放浓度范围分别为0.5~7.7mg/m^3、1.0~31mg/m^3、10.5~45.8mg/m^3、未检出~0.0033mg/m^3、0.12~5.44mg/m^3，整体能够满足《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB41/1424-2017）要求。

（二）标准主要条款说明

本标准按照GB/T 1.1—2020《标准化工作导则 第1部分：标准化文件的结构和起草规则》的规则起草，标准主要内容包括适用范围、规范性引用文件、术语和定义、大气污染物排放控制要求、移动源控制措施、污染物监测要求、实施与监督等七部分。

1 标准适用范围确定

本标准适用于河南省行政区域内现有、新建、改建、扩建的单台出力65蒸吨/小时及以上燃煤发电锅炉、煤粉锅炉、循环流化床锅炉、W形火焰炉膛锅炉、单台出力65蒸吨/小时及以上燃煤热电联产锅炉，以及掺烧煤炭及其制品（危险废物、生活垃圾除外）的发电锅炉及其配套燃料贮运、制粉、除灰渣等辅助生产设施的大气污染物排放管理，适用于相关建设项目环境影响评价、环境保护设施设计、竣工环境保护验收、排污许可核发、排放监控与执法监管。

同时与2026年《河南省煤电机组深度治理实施方案》全面衔接，单机30万千瓦及以上采用SCR脱硝的煤电机组

同步纳入精准喷氨、全负荷脱硝管控。

2 规范性引用文件确定

规范性引用文件涉及颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、汞及其化合物，氨等 5 项污染物的监测分析方法、技术规范、管理办法等。包括:

1.《固定污染源排气中颗粒物测定与气态污染物采样方法》（GB/T 16157）、《火电厂大气污染物排放标准》（GB 13223）等 2 项国家标准。

2.《固定污染源排气中氮氧化物的测定　紫外分光光度法》（HJ/T 42）《固定污染源排气中氮氧化物的测定　盐酸萘乙二胺分光光度法》（HJ/T 43）《 固定污染源废气　二氧化硫的测定　定电位电解法》（HJ 57）《固定污染源烟气（SO_2、NO_X、颗粒物）排放连续监测技术规范》（HJ 75）《固定污染源烟气（SO_2、NO_X、颗粒物）排放连续监测系统技术要求及检测方法》（HJ 76）《固定污染源监测质量保证与质量控制技术规范（试行）》（HJ/T 377）《固定源废气监测技术规范》（HJ/T 397）《环境空气和废气　氨的测定　纳氏试剂分光光度法》(HJ 533)、《固定污染源废气　汞的测定　冷原子吸收分光光度法（暂行）》（HJ 543）《固定污染源废气　二氧化硫的测定　非分散红外吸收法》（HJ 629）《固定污染源废气　氮氧化物的测定　非分散红外吸收法》（HJ 692）《固定污染源废气　氮氧化物的测定　定电位电解法》（HJ 693）《排污单位自行监测技术指南　总则》（HJ 819）《排污单位自行监测技术指南　火力发电及

锅炉》（HJ 820）《固定污染源废气　低浓度颗粒物的测定　重量法》（HJ 836）《固定污染源废气　二氧化硫的测定　便携式紫外吸收法》（HJ 1131）《固定污染源废气　氮氧化物的测定　便携式紫外吸收法》（HJ 1132）《固定污染源废气　气态污染物（SO_2、NO、NO_2、CO、CO_2）的测定 便携式傅立叶变换红外光谱法》（HJ 1240）等 21 项环保行业标准。

3.《固定污染源颗粒物、烟气（SO_2、NOx）自动监控基站建设技术规范》（DB41/T 1327）、《固定污染源颗粒物、烟气（SO_2、NOx）自动监控基站运行维护技术规范》（DB41/T 1344）《固定污染源废气 氨排放连续监测技术规范》（DB41/T 2199）等 3 项河南省地方标准。

4.《企业环境信息依法披露管理办法》（生态环境部令第 24 号）《生态环境监测条例》（国务院令第 820 号）《污染物排放自动监测设备标记规则》（生态环境部公告 2022 年第 21 号）《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）》（生态环境部生态环境执法局执法函〔2020〕21 号）等 4 个管理办法和公告。

3 术语和定义

本次修订根据生态环境标准的最新体系要求及标准内容的需要，保留原标准中的燃煤电厂、燃煤锅炉、标准状态、氧含量的定义；与原标准相比，本次增加了密闭、封闭、新建设施、现有设施等 4 个术语。

综上，本标准确定了燃煤电厂、燃煤锅炉、标准状态、氧含量、密闭、封闭、新建设施、现有设施等 8 个术语。

4 大气污染物排放控制要求确定

4.1 大气污染物排放因子确定

本次修订主要延续原标准控制项目，结合河南省煤电行业排放特征、治理水平、监测执法可行性，兼顾常规污染物、特征污染物及无组织转有组织排放控制。针对 SCR 脱硝广泛应用、氨逃逸突出问题，新增氨排放控制；综合考虑以上因素，本标准最终确定的大气污染物控制因子包括颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、汞及其化合物、氨等 5 项污染控制因子。

另外，增加无组织转有组织管控，强化扬尘全过程治理，增设磨机、输送等配套生产设施的通风排放口颗粒物排放控制要求。

4.2 有组织大气污染物排放限值确定

污染排放限值是污染物排放标准制定的核心，确定标准限值主要参考因素为环境污染防治攻坚战要求、河南省燃煤电厂大气污染物污染治理现状和排放浓度水平、污染物协同控制、污染防治技术和经济可行性，并参考国家和其他省份相关标准，合理确定各项污染物的排放限值。本次修订将河南省新建单台出力 65 蒸吨/小时及以上燃煤锅炉的颗粒物、二氧化硫、氮氧化物排放限值确定为 5mg/m³、20mg/m³、35mg/m³（W 形火焰炉膛锅炉执行 40 mg/m³限值），氨排放限值确定为 8mg/m³，汞及其化合物排放限值确定为 0.02mg/m³。本标准确定的燃煤电厂大气污染物排放限值见表 4.3。

表 4.3　大气污染物有组织排放浓度限值

单位：mg/m^3

适用条件	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物（以NO_2计）	汞及其化合物	氨	污染物排放监控位置
新建设施	5	20	35（40[a]）	0.02	8	烟囱或烟道
现有设施	10	35	50	0.03	8	
[a] W形火焰炉膛锅炉执行该限值。						

（1）颗粒物排放限值确定

颗粒物的处理技术已十分成熟，目前应用最广泛的是袋式除尘和电袋复合除尘，能够有效保证99.9%的除尘效率。

统计我省燃煤电厂 2025 年以来在线监控数据，结果显示：颗粒物小时浓度有效数据1361823个，颗粒物小时折算值浓度平均值为2.87mg/m³，小时浓度达到5mg/m³以下的比率为88.46%，小时浓度达到7mg/m³以下的比率为97.22%。颗粒物第 50 百分位数 3.04 mg/m³，第 70 百分位数 3.78 mg/m³，第90百分位数5.36 mg/m³。

根据 2026 年手工监测数据统计，燃煤电厂颗粒物小时平均浓度范围为0.5~7.7mg/m³，全部达到10mg/m³。其中，颗粒物浓度小于 5mg/m³的数据占 79.4%，小于 8mg/m³的数据占100%，无大于8mg/m³的数据。

（2）二氧化硫排放限值确定

二氧化硫的处理技术可以根据二氧化硫浓度自动跟踪控制脱硫剂的喷入量，进行湿法脱硫系统优化提效，进而实现 20mg/m³稳定达标。

统计我省燃煤电厂 2025 年以来在线监控数据，结果显示：二氧化硫小时浓度有效数据1362703个，二氧化硫小时折算值浓度平均值为16.61mg/m³，小时浓度达到20mg/m³以

下的比率为 63.23%，小时浓度达到 25mg/m³以下的比率为 86.26%，小时浓度达到 30mg/m³以下的比率为 98.71%。二氧化硫第 50 百分位数 17.32 mg/m³，第 70 百分位数 19.11 mg/m³，第 90 百分位数 21.35 mg/m³。

根据 2026 年手工监测数据统计，燃煤电厂二氧化硫小时平均浓度范围为 1.0~31mg/m³，其中低于 20mg/m³的数据占比为 65.6%，低于 25mg/m³的数据占比为 88.1%。

（3）氮氧化物排放限值确定

氮氧化物现有超低排放改造基础上，通过精准喷氨改造+全负荷脱硝改造，在有效控制氨逃逸前提下稳定达到 35mg/m³排放要求。

统计我省燃煤电厂 2025 年以来在线监控数据，结果显示：氮氧化物小时浓度有效数据 1364916 个，氮氧化物小时折算值浓度平均值为 34.67mg/m³，小时浓度达到 30mg/m³以下的比率为 40.5%，小时浓度达到 35mg/m³以下的比率为 59.3%，小时浓度达到 40mg/m³以下的比率为 73.6%。氮氧化物第 50 百分位数 36.42 mg/m³，第 70 百分位数 40.33mg/m³，第 90 百分位数 46.05 mg/m³。

根据 2026 年手工监测数据统计，燃煤电厂氮氧化物小时平均浓度范围为 10.5~51.8mg/m³，其中低于 30mg/m³的数据占比为 41.6%，低于 35mg/m³的数据占比为 57.8%，低于 40mg/m³的数据占比为 78.9%。另调研我省 60 家通过精准喷氨等深度治理后的燃煤发电机组，氮氧化物小时平均浓度范围为 12.6~32.1mg/m³，均能达到 35 mg/m³限值。

考虑 W 型火焰炉膛锅炉炉型结构特征导致拱区局部高温区（1500～1800℃）范围大，热力型 NO_x天生远高于常规 π 型锅炉。W 炉受炉型结构、煤种（低挥发无烟煤）制约，无法同常规炉统一收严至 35mg/m³，本次修订实施差异化管控，W 型火焰炉膛锅炉氮氧化物通过精准喷氨改造+全负荷脱硝等改造，国内多省机组氮氧化物稳定在 40mg/m³以内，具备收紧限值的技术可行性，在有效控制氨逃逸前提下稳定达到 40mg/m³排放要求。

（4）氨排放限值

河南省内煤电机组低氮燃烧+SCR/SNCR 脱硝技术应用比例已接近 100%，全省 65 蒸吨/小时及以上燃煤锅炉均已完成超低排放改造，重点区域燃煤热电联产锅炉脱硝设施投运率与规范化运行水平位居全国前列。随着《河南省煤电机组深度治理实施方案》全面推进，全省单机 30 万千瓦及以上机组正集中实施精准喷氨与全负荷脱硝改造，企业脱硝运行管理、还原剂精准投加水平显著提升，具备稳定控制氨逃逸的技术与管理基础。统计全省燃煤电厂 2025 年以来在线监控数据，氨排放小时浓度达到 8mg/m³以下的比率为 99.32%。根据 2026 年手工监测数据统计，燃煤电厂氨排放小时浓度达到 8mg/m³以下的比率为 100%。

为进一步强化燃煤发电与供热锅炉氨排放管控，督促企业优化脱硝运行、减少氨逃逸，本次修订参照国家《燃煤锅炉超低排放评估监测技术指南》及国内先进省份管控要求，结合河南省深度治理目标，确定氨排放限值为 8mg/m³。

（5）汞及其化合物排放限值

河南省燃煤电厂与燃煤热电联产锅炉在长期超低排放运行中，均未采用专门的汞脱除技术，主要依靠脱硝、除尘、脱硫系统协同控制实现汞及其化合物的高效脱除。省内机组普遍配备高效除尘、湿法脱硫与 SCR-SNCR、SCR 脱硝设施，具备持续稳定控制汞排放的技术条件与运行实践。

本次修订结合河南省燃煤电厂污染治理实际，通过现有烟气颗粒物、二氧化硫、氮氧化物协同治理体系，可稳定实现汞及其化合物 0.02mg/m³达标排放。

（6）物料储运设施有组织排放

结合国家 2026 年的火电厂大气污染物排放标准征求意见稿、《燃煤锅炉超低排放评估监测技术指南》（环办大气函〔2025〕113 号）及国家 2026 年《重点行业大气环境绩效分级及重污染天气应对减排措施技术指南（第一批次）》（征求意见稿）对于物料储运设施的污染物控制要求，确定燃煤电厂原辅料储存、卸载、运输、制备及副产物储运等生产工序或设施执行颗粒物 10mg/m³排放限值。物料储运设施以实测浓度作为达标判定依据，不得稀释排放。

4.3 分阶段实施安排

截至 2025 年底，河南省煤电机组超低排放改造已全面完成，全省单机 30 万千瓦及以上燃煤机组均已实现稳定超低排放，65 蒸吨/小时及以上燃煤热电联产锅炉基本完成提标改造，重点区域 35 蒸吨及以下燃煤锅炉已全部清零，保留在用锅炉以 65 蒸吨/小时及以上大容量、低排放机组为主。

全省燃煤发电与供热锅炉污染治理设施运行稳定，电除尘、袋式除尘、电袋复合除尘、石灰石/石灰-石膏湿法脱硫、SNCR-SCR、SCR 脱硝等技术广泛应用，具备进一步提标改造的技术基础与工程条件。

结合河南省煤质特征、大气环境质量改善要求以及煤电机组深度治理工作部署，2026 年底前，各地纳入深度治理改造清单的煤电机组一半以上完成精准喷氨和全负荷脱硝深度治理改造；2027 年底前，改造清单的煤电机组全面完成精准喷氨和全负荷脱硝深度治理改造，故在现有超低排放基础上实施分阶段更严格管控，其中新建设施本文件实施之日起执行表 4.3 的大气污染物排放浓度限值，现有设施自本文件实施之日起，执行表 4.3 规定的现有大气污染物排放浓度限值；预留两年改造过渡期，2028 年 10 月 1 日起，执行表 4.3 规定的大气污染物排放浓度限值。

4.4 无组织排放控制要求

生态环境部《关于高质量推进实施燃煤锅炉超低排放的意见（征求意见稿）》《燃煤锅炉超低排放评估监测技术指南》（环办大气函〔2025〕113 号），已从物料储存、物料输送、生产制备过程等方面提出全流程无组织管控要求，并增加了厂区内无组织排放监控限值。

为落实国家最新管控要求、结合河南省颗粒物治理管控现状，本次修订新增无组织排放控制内容，结合河南省煤电与供热锅炉实际，对物料储存、物料输送、生产工艺过程等重点环节提出强制性控制要求。燃料储存实施分类管控：燃

煤电厂燃料场库必须全封闭；其他燃煤锅炉可采取封闭或有效防风抑尘措施，其他无组织控制环节执行统一要求。

厂区内颗粒物无组织排放监控浓度应符合规定的限值。

表 4.4　厂区内无组织排放监控限值

污染物	监控限值	限值含义	无组织排放监控位置
颗粒物	3 mg/m³	监控点处 1h 平均浓度值	在料场、贮灰场外设置监控点
	9 mg/m³	监控点处任意一次浓度值	

5 移动源控制措施

企业应加强移动源管理，优先采用铁路、管道等清洁运输方式运输大宗物料；采用公路运输的，应优先使用新能源车辆。厂内运输车辆及非道路移动机械应优先使用新能源车辆。

企业应按照 HJ 1321、HJ 1322 的要求，建立车辆进出厂管理制度，采用门禁、视频监控等方式，对进出厂运输车辆、厂内运输车辆及非道路移动机械相关信息进行记录和管理。

6 污染物监测方法的确定

自 GB 13223—2011、GB 13271—2014 实施以来，生态环境部陆续发布多项更适用于低浓度烟气的监测方法标准。本次修订结合河南省燃煤电厂颗粒物 5mg/m³、二氧化硫 20mg/m³、氮氧化物 35mg/m³的超低排放管控要求，对颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、汞及其化合物、氨等污染物的监测方法开展适用性评估。结果表明，国家现行有效监测方法

标准总体可满足本标准测定需求。

7 标准实施与监督

结合河南省燃煤电厂深度治理、在线监测联网运行与环境执法实际，并落实国家 2026 年最新要求，本标准明确正常工况下达标判定要求，可作为河南省生态环境部门达标判定与监督执法的有效依据。

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，任意整点 1 h 平均浓度超过本标准规定的限值，判定为超标。企业应按《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）》对自动监测数据进行标记，确认数据的有效性。

无组织方面，厂区内无组织排放监控点任意 1h 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。

国家对达标判定另有要求的，从其规定。

本文件未作规定项目执行国家标准相关要求。

（三）技术可行性与环境效益分析

1 技术可达性分析

1.1 烟尘、二氧化硫、氮氧化物达标排放技术分析

根据 2025 年燃煤电厂在线监控数据，烟尘、二氧化硫、氮氧化物的排放量达标排放率均在 99%以上。三项污染物达

标排放的技术成熟，不存在技术风险，可以满足本标准的排放要求。**颗粒物控制方面：**现役机组普遍采用“低低温电除尘+湿式电除尘”或高效布袋除尘工艺，技术路径成熟、运行稳定。**二氧化硫控制方面：**主流采用石灰石-石膏湿法脱硫工艺，配套增效浆液循环泵优化等提效改造，脱硫效率可达98%以上，能够满足本标准严于国家的排放要求。**氮氧化物控制方面：**机组普遍配套高效 SCR 脱硝系统，通过精准喷氨、全负荷脱硝、催化剂性能优化、流场优化等措施，部分机组已实现长期稳定超低排放，无技术瓶颈。

1.2 氨排放达标排放技术分析

原标准未明确氨排放限值，本标准中氨排放限值为8mg/m³。燃煤电厂采用选择性催化还原法（SCR 工艺），通过底单燃烧前置，减少喷氨量；采用静态混合器、涡流喷嘴，实现分区精准喷氨管理；催化管理等多级措施，有效降低氨排放量。省内燃煤电厂采用 SCR 工艺的机组氨逃逸均值1.6–2.2mg/m³，满足本标准的排放限值。燃煤电厂采用选择性非催化还原法（SNCR 工艺）的小机组，通过温度窗口精准控制；多层喷枪、分区控制、涡流雾化，氨/ NO_x混合均匀的喷射控制，可以有效控制氨逃逸。采用 SNCR 工艺的机组实测氨逃逸在 4–6mg/m³之间，满足本标准排放限值。

1.3 无组织排放控制技术分析

目前省内燃煤电厂已全面实施物料输送、储存与制备过程等无组织排放控制。在保障安全生产的前提下，采取密闭、封闭等有效控制设施，产尘点及生产设施不得有可见烟粉尘

外逸。

（1）原辅料储存、卸载、运输、制备系统

储煤场应采用封闭料场（仓、库），并采取喷淋（雾）等抑尘措施。

火车、汽车卸煤时，应采用封闭的翻车机室、受煤站；卸煤过程应采取喷淋等抑尘措施；采用皮带机输送煤的，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，或采取密闭等抑尘措施。

厂内煤炭输送应采取封闭廊道（栈桥）、转运站等封闭输送方式，煤炭的破碎、筛分、制粉等应布设在碎煤机室、原煤仓、煤粉仓、煤仓间等封闭厂房内，产尘点应配备除尘设施。

石灰石粉、生石灰粉等粉状辅料的储存、卸载、输送、制备等过程应密闭，产尘点应配备除尘设施。

氨的储存、卸载、输送、制备等过程应密闭，氨水罐区设置氨气泄漏检测设施。

（2）副产物贮存、转运系统

临时存放的灰渣应储存于灰库、渣仓内，产尘点应配备除尘设施。干灰运输应采用气力输送、罐车等密闭方式；脱硫副产物、渣料等应封闭运输，装卸过程应采取抑尘措施，产尘点应配备除尘设施。

干灰场堆灰应喷水碾压，裸露灰面应苫盖；湿灰场应保持灰面水封。

（3）运行与记录

废气收集系统、污染治理设施应与生产工艺设备同步运行。废气收集系统或污染治理设施发生故障或检修时，对应的生产工艺设备应停止运转，待检修完毕后同步投入使用。

燃煤电厂应记录废气污染治理设施及其他无组织排放控制措施的主要运行信息，包括但不限于运行时间、废气处理量、喷淋/喷雾（水或其他化学稳定剂）作业周期和用量等。

2 环境效益分析

我省燃煤电厂大气污染物排放自 2017 年 10 月 01 日起执行河南省《燃煤电厂大气污染物排放标准》(DB41 1424-2017)，主要污染物烟尘、二氧化硫、氮氧化物执行排放标准为：10mg/m³，35mg/m³，50mg/m³（W 型火焰炉膛锅炉和循环流化床锅炉执行 100mg/m³）限值。我省燃煤锅炉发电机组现均已完成超低排放改造，新建机组按照超低排放要求建设，本标准排放限值在超低排放改造完成基础上进一步加严。为准确分析燃煤发电机组在新标准限值下污染物减排量，实地调研不同机组类型燃煤电厂，进行污染物减排量测算。

2.1 调研企业情况

项目以部分燃煤电厂为例，某燃煤电厂企业一有 2 台 320MW 机组，2025 年机组发电 19.94 亿千瓦时。SO_2 浓度是 35mg/m³时，SO_2 排放量 300 吨；若净烟气 SO_2 浓度降为 20mg/m³时，二氧化硫排放量 171.43 吨，则每年减少二氧化硫排放 128.57 吨。当净烟气 NOx 浓度是 50mg/m³时，氮氧

化物排放量 480 吨；若净烟气 NOx 浓度降为 35mg/m³时，氮氧化物排放量 336 吨；则每年减少氮氧化物排放 144 吨。某燃煤电厂企业二有 2 台 630MW 机组，总装机 1260 MW，2025 年当净烟气 SO_2 浓度是 35mg/m³时，SO_2 排放量 800.568 吨；若净烟气 SO_2 浓度降为 20mg/m³时，二氧化硫排放量 454.433 吨，则每年减少 SO_2 排放 346.13 吨。净烟气 NOx 浓度是 50mg/m³时，氮氧化物排放量 1098 吨；若净烟气 NOx 浓度降为 35mg/m³时，NOx 排放量 768.6 吨；则每年减少氮氧化物排放 329.4 吨。

2.2 全省污染物减排量

我省现有燃煤电厂总装机容量为 6673 万千瓦。2025 年全省火电累计发电量 2638.76 亿千瓦时，根据自动监测数据统计，2025 年全省火电行业废气主要污染物排放量为 53181 吨，其中，颗粒物排放量 2725.8 吨，二氧化硫排放量 16923 吨，氮氧化物排放 33532.2 吨。根据实际调研数据核算，二氧化硫由原来 35 毫克每立方米降至 20 毫克每立方米，二氧化硫减排约 42.86%，每年可减排约 7253.2 吨；NOx 由原来 50mg/m³降至 35mg/m³，氮氧化物减排约 30%，每年可减排约 10060 吨。

综上所述，本标准的实施将带来显著的环境效益，对改善大气环境质量具有重要意义。同时，标准的实施将进一步推动全省煤电机组深度治理，促进完成燃煤机组精准喷氨改造和全负荷脱硝改造，持续削减大气污染物排放总量，为全省环境空气质量改善提供坚实支撑。

3 经济成本分析

为准确分析燃煤发电机组在新标准限值下成本增加值，结合调研中实际运行数据，重点核算脱硫、脱硝系统在新标准下的药剂消耗、电耗及维护费用增量，量化单位发电量环保成本上升幅度，为标准实施提供依据。

（1）某燃煤电厂企业一

SO_2 浓度从 35mg/m³降至 20mg/m³，增加石灰石用量，提标后石灰石单耗 14.35 g/kWh，增加 0.20 g/kWh，每年石灰石成本增加 398.8 × 120 ÷ 10000=4.79 万元。

NOx 从 50mg/m³降为 35mg/m³，喷氨量需显著增加，尿素单耗 1.45 g/kWh，增加 0.1 g/kWh，每年尿素成本增加 199.4 × 1860 ÷ 10000=37.1 万元。

每年共需增加成本 41.89 万元。

（2）某燃煤电厂企业二

SO_2 浓度从 35mg/m³降至 20mg/m³，每年减少二氧化硫排放 346.13 吨，增加石灰石消耗费用 5.46 万元，工艺水消耗量增加费用 0.62 万元；湿磨机增加耗电费用 0.72 万元；每年共计需要增加约 6.8 万元运行成本。

NOx 从 50mg/m³降为 35mg/m³，企业实际排放量 40 mg/m³左右的低浓度区继续降低 NOx，需要通过精准喷氨来推动反应，喷氨量需增加 30%以上才能换取最后 15-20mg 的下降,尿素费用增加约 53.6 万元/年。

每年共需增加成本 60.4 万元。

综上分析，河南省燃煤电厂均完成超低排放改造，新标

准制定后成本投入成为长期运行成本。从实际调研数据看，按照二氧化硫由原来 35mg/m³降至 20mg/m³，氮氧化物由原来 50mg/m³降至 35mg/m³，提标后年机组污染治理运行费用增加在 40-60 万左右,企业增加成本平均为 0.1-0.16 万元/MW。另外 30 万千瓦及以上煤电机组近两年开展精准喷氨和全负荷脱硝改造，改造成本在 200-300 万之间。从成本负担来看，该增加幅度在企业可接受成本范围之内，新标准限值的制定在经济上总体可行。

4 行业发展影响分析

通过本次河南省燃煤电厂排放标准修订，新增氨逃逸排放限值及无组织排放控制要求，配套 NH_3-CEMS 在线监测与绩效分级管理，与国家要求衔接、兼顾河南机组实际。对行业方面，现有技术成熟，完全可行，SCR 主力机组现有工艺可直接达标，采用精准喷射结合智能控制改造后逃逸可以实现稳定达标排放，协同脱除体系进一步保证排放达标。经济上短期改造成本可控，长期脱硝用氨的消耗与运维成本可以下降 10-20%。整体将倒逼行业从“粗放治污”转向“精准控氨”，推动老旧机组升级或整合，强化 $PM_{2.5}$与臭氧协同治理，适配“双碳”目标与电力安全需求，助力河南煤电行业结构优化、绿色高质量发展，营造公平竞争的行业环境。

（四）与修订前标准的主要差异

河南省现行《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB41/1424-2017）于 2017 年发布实施，规定了颗粒物 10

mg/m³、SO_2 35 mg/m³、NOx 50 mg/m³（W 型火焰炉膛和循环流化床锅炉为 100 mg/m³）、汞 0.03 mg/m³的排放限值，煤场要求封闭或围挡覆盖。然而，该标准已实施 8 年之久，在氨排放控制、无组织排放系统管控、阶段划分等方面存在明显短板：未设置任何氨逃逸及厂界浓度限值，无组织管控仅简单提及煤场封闭，缺乏装卸、输送、灰渣等全流程要求，且未区分新建与现有设施，未设置过渡期。当前国家《火电厂及锅炉大气污染物排放标准（征求意见稿）》已将燃煤锅炉颗粒物、SO_2、NOx 进一步收严，新增氨限值 8 mg/m³并强化无组织管控；周边河北、天津、江苏、安徽等省份已出台更严标准。因此，河南省亟需启动标准修订工作，全面对接国家新标准要求，借鉴先进省份经验，补充氨排放控制、细化无组织排放管控措施、分阶段分容量加严限值，确保地方标准与最新环保政策有效衔接。

五、采标情况

无。

六、重大意见分歧处理

暂无。

七、与国家法律法规和强制性标准的关系

《中华人民共和国环境保护法》《中华人民共和国大气污染防治法》和《河南省大气污染防治条例》规定，省人民政府对国家大气环境质量标准和大气污染物排放标准中未作规定的项目，可以制定本省地方标准；对国家大气环境质

量标准和大气污染物排放标准中已作规定的项目，可以制定严于国家标准的地方标准；对国家大气环境质量标准和大气污染物排放标准中已作规定的项目，可以制定严于国家标准的地方标准。本标准规定了河南省燃煤电厂大气污染物排放控制要求、监测和监督管理办法等，内容符合法律法规和环境管理要求。本标准发布实施后促进防治环境污染、改善环境质量、促进燃煤电厂技术进步和可持续发展。

本标准属于强制性标准，既是生态环境保护法律的组成部分，也是生态环境执法必不可少的依据。

（一）国外火电行业大气污染物排放标准参考

欧盟火电企业执行《欧盟工业排放指令（IED）》，美国火电企业执行《40 CFR Part 60 Subpart Da-Standards of Performance for Electric Utility Steam Generating Units》，两项标准核心指标内容详见下表。

表 7.1　国外火电大气污染物排放标准

标准名称	欧盟工业排放指令（IED）	美国 40 CFR
适用范围	总额定热输入功率≥50MW 的火电厂（含燃煤、褐煤、生物质等）	40 CFR Part 60 Subpart Da: 热输入≥73MW 的化石燃料电厂。 40 CFR Part 63 Subpart UUUUU: 电输出≥25MW 的燃煤/燃油电厂
关键控制项目	SO_2、NOx、烟尘	SO_2、NOx、颗粒物、Hg
污染物排放限制	烟尘：10～30 mg/m³ SO_2：150～400 mg/m³ NOx：150～450 mg/m³	颗粒物：11.7～38.9 mg/m³ SO_2：130～1476 mg/m³ NOx：91～984 mg/m³

标准名称	欧盟工业排放指令（IED）	美国 40 CFR
监测与达标判定要求	≥100MW 的火电厂需连续监测。 达标要求：月均值达标；日均值不超过限值的 110%；95%小时均值不超过限值的 200%。	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。

（二）国家火电行业大气污染物排放标准要求

我国火电企业现行标准为《火电厂大气污染物排放标准》（GB 13223-2011）。该标准虽已执行逾 15 年，现行标准限值已无法满足当前环境管理需求，如燃煤锅炉颗粒物限值为 30mg/m³、NOx 为 100mg/m³，且未规定氨排放限值和无组织排放控制要求。为此，生态环境部于 2026 年发布了《火电厂及锅炉大气污染物排放标准》（征求意见稿），目前正处于征求意见阶段。新标准征求意见稿将适用范围统一覆盖发电、工业及民用锅炉和燃气轮机组。主要修订内容：单台出力 65 蒸吨/小时及以上燃煤锅炉的颗粒物、SO_2、NOx 排放限值分别收严至 10mg/m³、35mg/m³、50mg/m³；新增氨排放限值 8mg/m³；汞及其化合物限值统一为 0.03 mg/m³。同时，首次系统增加了物料储存、输送、生产工艺等环节的无组织排放控制要求，并明确了手工监测与自动监测的达标判定规则（1 小时均值超标即判为超标）。

（三）国内重点省份火电行业地方排放标准对比

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，河南省火电企业现行标准为《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB41/1424-2017），在河南省燃煤电厂地方标准发布执行后，相继有河北省、天津市、山西省、山东省、安徽省、江苏省、浙江省、宁夏回族自治区、辽宁省等省份制定并实施了地方火电厂大气污染物排放标准，各省地方标准普遍严于国家标准。

周边省份均出台了较为严格的排放标准，河北省 2025 年底发布的标准要求新建燃煤锅炉排放限值颗粒物 5 mg/m³、SO_2 20 mg/m³、NOx 30 mg/m³（W 型火焰炉膛 40 mg/m³），汞限值加严至 0.01 mg/m³，并按照脱硝工艺分别设定氨排放限值（SCR 为 2.5 mg/m³、SNCR 为 8.0 mg/m³）。天津市要求新建燃煤电厂颗粒物 5 mg/m³、SO_2 10 mg/m³、NOx 30 mg/m³。安徽省标准分燃料类型和阶段实施，新建燃煤锅炉颗粒物 5 mg/m³、SO_2 25 mg/m³、NOx 35 mg/m³。同类型工业省份中，山东省、浙江省、宁夏均将燃煤电厂颗粒物限值定为 10 mg/m³、SO_2 35 mg/m³、NOx 50 mg/m³，浙江还增加了排放绩效要求和石膏雨控制。总体来看，各省标准呈现“颗粒物向 5mg/m³、SO_2 向 10-20mg/m³、NOx 向 30-35mg/m³、新增氨控制”的趋严态势。

表 7.2　重点省份火电地方标准对比

省份	标准编号	颗粒物 (mg/m³)	SO_2 (mg/m³)	NOx (mg/m³)	氨限值 (mg/m³)	无组织排放控制	综合评价

省份	标准编号	颗粒物 (mg/m^3)	SO_2 (mg/m^3)	NOx (mg/m^3)	氨限值 (mg/m^3)	无组织排放控制	综合评价
河北	DB13/2209-2025	5（新建） 10（现有）	20（新建） 35（现有）	30（新建） 50（现有）	2.5/3.8/8（按工艺）	详细、系统	严格
天津	DB12/810-2018	5（新建） 10（现有）	10（新建） 35（现有）	30（新建） 50（现有）	/	详细	严格
安徽	DB34/4336-2023	5（新建） 10（现有）	25（新建） 35（现有）	35（新建） 50（现有）	/	详细	严格
山东	DB37/664-2019	5	35	50	符合 HJ 2301	详细	严格
浙江	DB33/2147-2018	5/10	35	50	/	详细	严格
江苏	DB32/4148-2021	10	35	50	符合 HJ 2301	详细	较严
山西	DB14/1703-2019	5/10	35	50/100	/	详细	较严
宁夏	DB64/1996-2024	10	35	50	2.5/3.8/8	详细	较严
辽宁	DB21/T 3134-2019	10	35	50	/	一般	一般

八、标准实施的建议

为保证本标准的顺利实施，编制组建议在标准颁布后加大宣贯力度，组织对相关人员的培训。加强本标准在全省各级生态环境管理部门日常监督管理工作中的应用，确保企业熟知本标准并按期达标，需进行排污许可证变更的应按照相关规定及时变更。

九、其他应予说明的事项

无其他应予说明的事项。

标准编制组

2026 年 11 月