

宁夏回族自治区地方标准制订项目

《燃煤电厂大气污染物排放标准》

编 制 说 明

（征求意见稿）

标准编制组

2022 年 12 月

目 录

1 项目背景	1
1.1 任务来源	1
1.2 标准制订的法律依据.....	1
1.3 标准制订原则和技术路线.....	2
1.4 标准编制过程	3
2 行业概况	5
2.1 生产结构与布局	5
2.2 燃煤锅炉生产工艺.....	7
2.3 超低排放改造情况.....	7
3 标准制定的必要性	9
3.1 制定地方排放标准是依法治污的需要.....	9
3.2 制定地方排放标准是持续改善环境空气质量的需要	10
3.3 制定地方排放标准是提升大气污染治理能力的需要	10
3.4 制定地方排放标准是推动宁夏“先行区”建设的需要	11
4 行业产排污情况及污染控制技术分析	13
4.1 大气污染源	13
4.2 污染控制技术分析.....	13
4.3 污染排放状况	20
5 标准主要技术内容及确定依据	21
5.1 标准适用范围	21
5.2 标准结构框架	23
5.3 有组织排放限值的确定依据.....	24
5.4 大气污染物无组织排放控制.....	31
5.5 企业边界污染物监控要求.....	32
6 国内外标准研究	35
6.1 国内相关标准	35
6.2 国外相关标准	37

7 标准实施的效益及经济技术分析	39
7.1 环境效益分析	39
7.2 技术经济分析	42
7.3 社会效益分析	43
8 主要意见分歧的处理	44
8.1 标准草案内部征求意见情况.....	44
8.2 主要意见处理情况.....	44
9 实施标准的措施建议	47
9.1 强制性标准的建议.....	47
9.2 标准实施的建议	47
10 知识产权说明	48
11 其他应说明的事项	49
11.1 现有企业执行标准的过渡期.....	49
11.2 对外通报的建议和理由.....	49

1 项目背景

1.1 任务来源

燃煤电厂是 PM_{2.5}、SO₂、NO_x 重点排放源。2018 年，自治区生态环境厅、发改委、工信厅联合印发了《宁夏回族自治区燃煤自备火电机组超低排放改造计划方案》（宁环大气发〔2018〕134 号），要求全区燃煤电厂（包括自备电厂）进行超低排放改造。目前全区燃煤电厂已全部完成改造任务。

由于燃煤电厂执行的现行标准 GB 13223-2011《火电厂大气污染物排放标准》过于宽松，不能满足当前自治区环境管理需求。为落实《自治区推动高质量发展标准体系建设方案》，打好污染防治攻坚战，发挥生态环境标准对执法监督、环境质量改善及污染物减排的支撑作用，构建完善自治区环境标准体系，宁夏回族自治区市场监管厅下达了《燃煤电厂大气污染物排放标准》地方标准制定计划。

经招标由中国环境科学研究院承担标准制订任务。根据工作需要，中国环境科学研究院联合宁夏环境科学研究院、宁夏回族自治区生态环境监测中心、吴忠市生态环境监测站组成标准编制组，共同开展标准编制工作。

1.2 标准制订的法律依据

燃煤电厂执行的现行国家污染物排放标准是 GB 13223-2011《火电厂大气污染物排放标准》。根据《环境保护法》《大气污染防治法》的授权，省、自治区、直辖市人民政府对国家污染物排放标准中未作规定的项目，可以制定地方污染物排放标准；对国家污染物排放标准中已作规定的项目，可以制定严于国家污染物排放标准的国家污染物排放标准。

本次标准制定是根据宁夏回族自治区先期开展的燃煤电厂超低排放改造实践，在国家排放标准基础上的加严制定，以满足环境管理要求，支撑科学、精准、依法治污，促进宁夏“环境污染防治率先区”建设。

另外，《中华人民共和国标准化法》第十条规定：“对保障人身健康和生命财产安全、国家安全、生态环境安全以及满足经济社会管理基本需要的技术要求，应当制定强制性国家标准。……。法律、行政法规和国务院决定对强制性标准的制定

另有规定的，从其规定。”

可见，地方污染物排放标准属于《中华人民共和国标准化法》第十条中规定的“法律、行政法规和国务院决定对强制性标准的制定另有规定的”情形，宁夏回族自治区依据《环境保护法》《大气污染防治法》，可以制定强制性的地方污染物排放标准。

从各省制定燃煤电厂地方排放标准的情况看，上海、天津、河北、河南、山西、山东、浙江、江苏等省市都制定了更严格的排放标准，加大污染治理力度，助力环境空气质量的持续改善。

1.3 标准制订原则和技术路线

1.3.1 标准制订原则

(1) 源头减量、过程控制和末端治理全过程管控

基于系统治理的理念，强化源头削减、过程控制，尽量减少或消除污染物的产生；采用高效末端治理技术达标排放。

(2) 排放限值与技术规定、管理规定相结合

根据可行污染控制技术（含清洁生产措施）制订排放限值，是标准制订的基本原则。同时针对电厂颗粒物无组织排放，规定一些合理的污染控制措施，在污染控制上会更有效。

(3) 与现行国家和地方相关政策、标准相衔接

与现行法律、法规、规章，以及排放标准、规划政策文件等协调一致。

1.3.2 标准制订技术路线

标准编制工作主要是通过重点污染源调查（资料研究、问卷调查、现场监测），对燃煤电厂的污染物排放和治理现状进行技术经济评估，同时考虑行业环境影响、参考国外相关法规标准和国家行业相关政策要求，最后确定排放标准限值和相关管理规定，并分析达标成本和环境效益。技术路线如下：

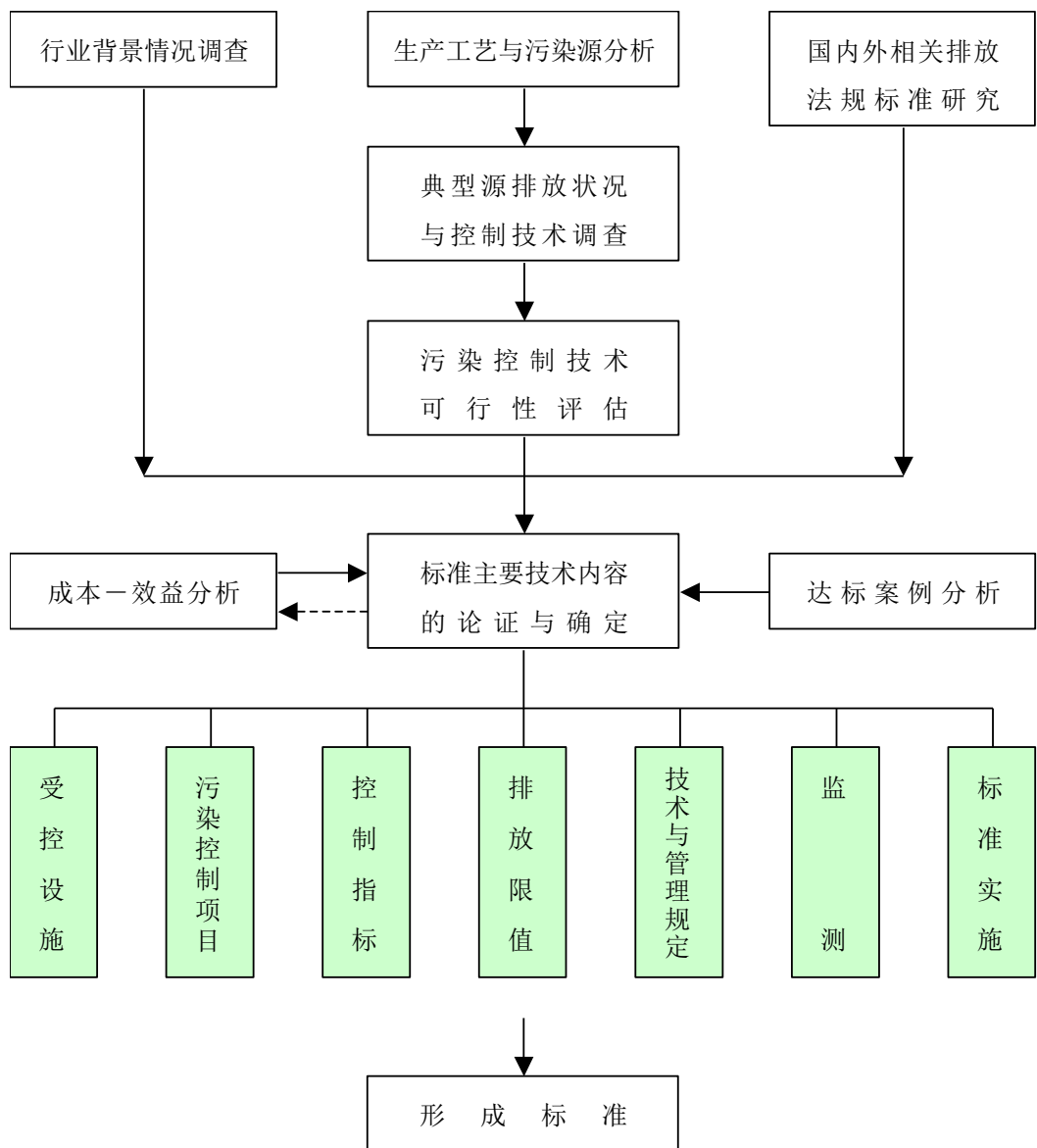


图 1-1 标准编制技术路线图

1.4 标准编制过程

(1) 资料调研与问卷调查

通过资料调研，收集全区燃煤电厂基本情况、生产工艺与污染排放状况、控制技术应用情况、国内外法规标准情况、环境管理要求等信息。

对全区31家燃煤电厂（含自备电厂）93台锅炉开展了问卷调查，全面、系统了解电厂用煤量、有组织污染治理技术、无组织排放控制措施、污染排放状况、环保治理成本等情况，为标准制订提供真实、有代表性的数据。

(2) 现场调研与座谈

编制组走访银川、宁东、吴忠、石嘴山的8家燃煤电厂和自备电厂，深入了

解企业污染治理情况，听取电厂对标准制订的意见和想法。与环境管理部门座谈，掌握管理需求，讨论标准制订技术问题。

（3）数据统计分析

对收集的企业在线监测数据、排污许可报告自行监测数据、监督性监测数据，及其全区污染源普查数据等进行统计分析，掌握企业排污特征与现状排放控制水平、全区燃煤电厂污染排放情况。

（4）编制标准草案

在广泛调研和咨询研讨的基础上，编制组对收集的资料和信息进行综合分析，重点对标准适用范围、控制项目及指标限值、污染控制技术可达性、达标判定准则、运行管理要求、成本-效益分析等主要技术内容进行评估、论证，形成了标准草案及编制说明。

（5）标准草案内部征求意见

2022年9月30日，宁夏回族自治区生态环境厅向有关单位发出“关于公开征求地方标准《燃煤电厂大气污染物排放标准（征求意见稿）》意见的函”（宁环函〔2022〕738号），通过网站和函件对标准草案进行内部征求意见。

标准草案征求了生态环境部、自治区发展改革委、工信厅、宁夏各地市及宁东基地生态环境部门、全区火电企业等的意见。标准编制组对意见进行了逐条分析，修改完善标准草案及编制说明。

（6）标准草案专家咨询

2022年12月8日，自治区生态环境厅大气环境处组织召开《燃煤电厂大气污染物排放标准》地方标准专家咨询会，有关专家及管理部门代表参加了会议。根据会议审查意见，标准编制组再次修改完善标准文本及编制说明，形成标准征求意见稿，报自治区市场监督管理厅。

2 行业概况

2.1 生产结构与布局

2.1.1 燃煤发电锅炉

截至 2021 年底，我国煤电装机容量达到 11.1 亿千瓦，占总发电装机容量的比重为 46.7%。根据《宁夏回族自治区 2021 年国民经济和社会发展统计公报》，2020 年末全区发电装机容量 6214.3 万千瓦，比上年末增长 4.6%。其中，火电装机容量 3333.0 万千瓦，增长 0.2%；水电装机容量 42.6 万千瓦，与上年持平；风电装机容量 1454.8 万千瓦，增长 5.7%；太阳能发电装机容量 1384.0 万千瓦，增长 15.6%。

目前自治区燃煤发电（含自备电厂）企业 31 家共 93 台燃煤发电锅炉完成超低排放改造，燃煤发电锅炉为煤粉炉（共 68 台）和循环流化床锅炉（共 25 台），电厂机组规模和锅炉数量情况见表 2-1。总装机容量 3006.6 万千瓦，约占全国的 2.7%。按区域划分，主要分布在宁东、银川、吴忠、石嘴山，分别占总装机规模的约 31.0%、29.5%、17.7%和 14.6%，见图 2-1；按照机组规模划分，300 MW 及以上机组装机容量占总量的 95.4%，600 MW 及以上机组在台数上占总数的 61%，装机容量占总量的 58.7%。

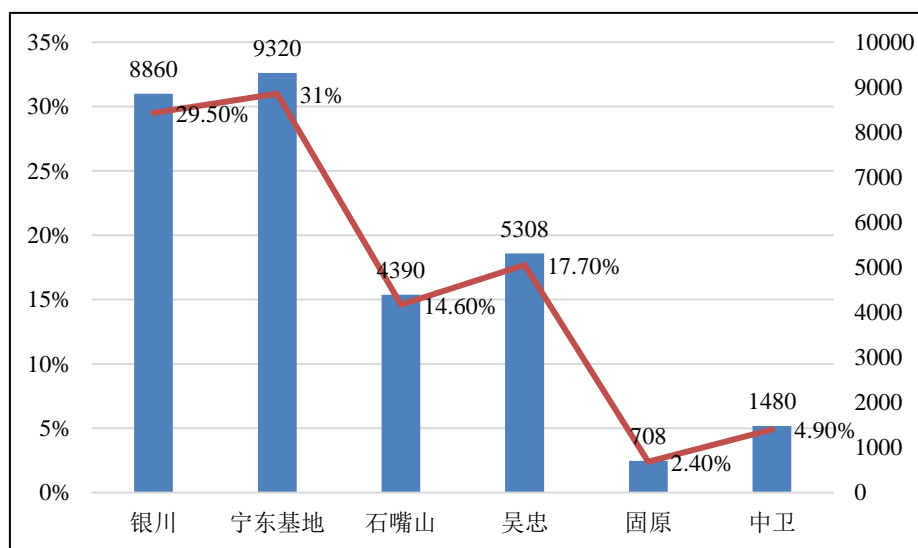


图 2-1 自治区燃煤电厂装机容量分布情况

表 2-1 燃煤电厂机组规模和燃煤发电锅炉台数情况

序号	机组规模	锅炉数（台）	装机规模（MW）
1	单机规模 \geq 600 MW	24	17640
2	300 MW \leq 单机规模 $<$ 600 MW	33	11050
3	100 MW \leq 单机规模 $<$ 300 MW	4	700
4	单机规模 $<$ 100 MW	32	676
合计		93	30066

2.1.2 非发电燃煤锅炉

根据源清单和排污许可数据，目前自治区 65t/h 以上非发电燃煤锅炉总共 16 台（含备用调峰锅炉，不含层燃炉和抛煤机炉），分布在银川、固原、吴忠、石嘴山，见图 2-2。

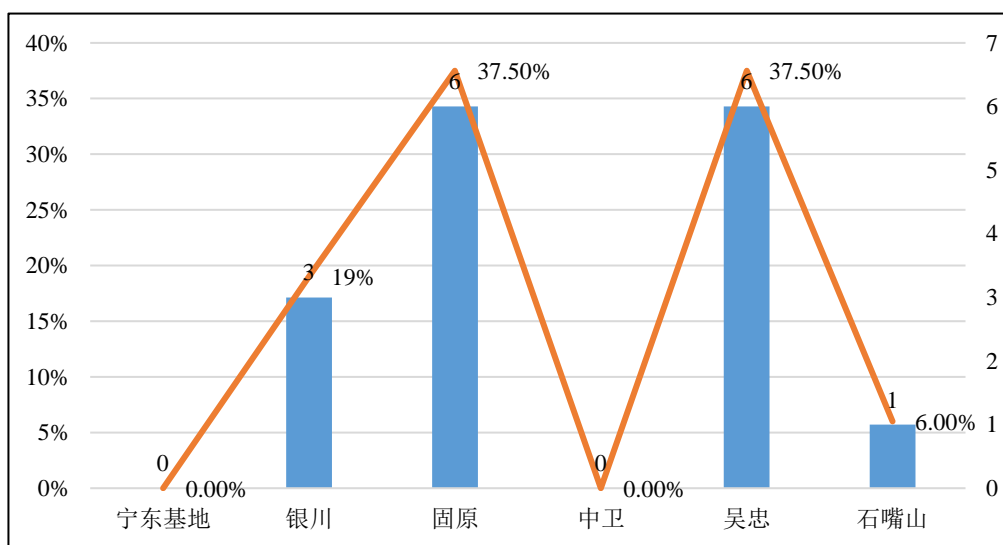


图 2-2 自治区 65 t/h 以上非发电燃煤锅炉分布情况

2.1.3 生物质发电锅炉

依据排污许可平台，目前自治区生物质发电企业 5 家，除位于石嘴山市的宁夏安能生物质热电有限公司外，其他 4 家为生物质-生活垃圾焚烧发电（执行生活垃圾焚烧标准）。宁夏安能生物质热电有限公司采用热电联产，主要设备为 1 台 3 万千瓦凝气式汽轮发电机组配套 1 台 130 t/h 高温高压循环流化床、生物质自然

循环汽包锅炉。

2.2 燃煤锅炉生产工艺

锅炉是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。工业锅炉生产工艺单元主要包括燃料储存和输送系统、备料系统、脱硝系统、除尘系统、脱硫系统等。

2.3 超低排放改造情况

2.3.1 有组织排放治理现状

燃煤电厂超低排放改造始自 2015 年，原环境保护部、发展改革委、能源局联合印发《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》（环发〔2015〕164 号），要求“到 2020 年，全国所有具备改造条件的燃煤电厂力争实现超低排放”。2018 年，宁夏回族自治区生态环境厅、发展改革委、工业和信息化厅联合印发《宁夏回族自治区燃煤自备火电机组超低排放改造计划方案》（宁环大气发〔2018〕134 号），要求对全区燃煤自备火电机组开展超低排放改造。目前全区燃煤电厂（含燃煤自备火电机组）均完成了超低排放改造任务。65 蒸吨以上的燃煤锅炉计划 2025 年底前全面实现超低排放。目前，16 台 65 蒸吨以上燃煤锅炉已有 3 台完成超低排放改造。

2.3.2 无组织排放管控现状

自“十三五”自治区出台一系列政策文件管控无组织排放。2017 年，出台《关于印发<宁夏回族自治区“十三五”大气污染防治规划>的通知》（宁环大气发〔2017〕94 号）提出强化堆场扬尘管控。工业企业堆场实施规范化全封闭管理。易产生扬尘的物料堆场采取封闭式库仓，不具备封闭式库仓改造条件的，应设置不低于料堆高度的严密围挡，且采取覆盖措施有效控制扬尘污染；物料装卸配备喷淋等防尘措施，转运物料尽量采取封闭式皮带输送。2021 年，出台《关于开展 2021-2022 年全区冬春季大气污染防治攻坚战的通知》（宁生态环保办〔2021〕8 号）提出深化烟尘污染治理。紧盯无组织烟尘、废气排放，严厉打击未经收集、未经处理直排外环境等行为。2022 年，出台《关于印发<2022-2023 年全区冬春季大气污染防治攻坚战行动方案>的通知》（宁生态环保办〔2022〕11 号）提出深化工业炉窑及工业无组织排

放污染综合治理。严格控制钢铁、建材、有色、火电、焦化、铁合金、电石、活性炭、铸造等行业生产工艺过程及相关物料储存、输送等环节无组织排放。经过多年整治，目前燃煤锅炉的无组织排放得到有效管控，根据问卷和现场调研情况，主要控制措施如下：

——原煤主要通过公路和铁路运输进厂，煤场基本实现了全封闭（部分正在施工），主要采用条形、气膜等封闭式煤场，场内设置自动喷淋装置。采用栈桥皮带输送。煤破碎、筛分设备密闭，设置独立的封闭破碎、筛分室。

——石灰石汽车卸放至地下料仓，料仓顶配置除尘器。电石渣浆液、石灰石粉通过管道输送。脱硫石膏收集到石膏库，运输车辆采取遮盖篷布抑尘措施。

——液氨采用密闭罐装车通过输送泵密闭输送至电厂液氨罐内，卸氨期间执行高危作业措施，消防车、专业消防人员、运行操作人员安全交底。

——粉煤灰通过密闭管道输送至灰库，灰库顶部安装布袋除尘器，采用罐车运出厂。水洗炉渣收集到渣仓，运输车辆采取遮盖篷布抑尘措施。

——区内部分电厂锅炉采用等离子点火技术取代燃料油（柴油）点火，减少燃料油储罐 VOCs 无组织排放源。

3 标准制定的必要性

3.1 制定地方排放标准是依法治污的需要

3.1.1 污染治理相关政策文件要求

《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》（环发〔2015〕164号）要求2020年全国所有具备改造条件的燃煤电厂力争实现超低排放（即在基准氧含量6%条件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于10、35、50毫克/立方米）。全国有条件的新建燃煤发电机组达到超低排放水平。

《国务院关于印发“十三五”生态环境保护规划的通知》（国发〔2016〕65号）要求以燃煤电厂超低排放改造为重点，对SO₂、NO_x、烟粉尘以及重金属等多污染物实施协同控制；加快推进燃煤电厂超低排放和节能改造，强化露天煤场抑尘措施，有条件的实施封闭改造；加强燃煤电厂等重点行业汞污染物排放控制。

《国务院关于印发打赢蓝天保卫战三年行动计划的通知》（国发〔2018〕22号）要求推进重点行业污染治理升级改造，火电等重点行业对物料运输、装卸、储存、转移和工艺过程等无组织排放实施深度治理；重点区域严格控制燃煤机组新增装机规模，65 t/h及以上燃煤锅炉全部完成超低排放改造。

3.1.2 能源相关政策文件要求

《能源发展“十三五”规划》（发改能源〔2016〕2744号）提出促进煤电清洁高效发展，全面实施燃煤机组超低排放改造，推广应用清洁高效煤电技术，严格执行能效环保标准，强化发电厂污染物排放监测。2020年煤电机组平均供电煤耗控制在310 g/kWh以下，SO₂、NO_x和烟尘排放浓度分别不高于35 mg/m³、50 mg/m³、10 mg/m³。

《“十四五”现代能源体系规划》（发改能源〔2022〕210号）提出单位GDP二氧化碳排放五年累计下降18%。发挥煤电支撑性调节性作用。统筹电力保供和减污降碳，根据发展需要合理建设先进煤电，保持系统安全稳定运行必需的合理裕度，加快推进煤电由主体性电源向提供可靠容量、调峰调频等辅助服务的基础保障性和系统调节性电源转型，充分发挥现有煤电机组应急调峰能力，有序推进支撑性、调节性电源建设。

《关于开展全国煤电机组改造升级的通知》（发改运行〔2021〕1519号）提出“十四五”时期，煤电节能降碳改造规模不低于3.5亿千瓦，对供电煤耗在300g/kWh以上的煤电机组，应加快创造条件实施节能改造，对无法改造的机组逐步淘汰关停，并视情况将具备条件的转为应急备用电源。

3.1.3 自治区相关政策文件要求

《燃煤自备火电机组超低排放改造计划方案》（宁环大气发〔2018〕134号）要求：力争到2020年底，全区所有具备改造条件的燃煤自备火电机组，通过改造升级脱硫、脱硝和除尘设施，大气污染物排放浓度全部达到超低排放要求（即基准氧含量6%条件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于10、35、50毫克/立方米）；新建燃煤自备发电机组大气污染物排放浓度要达到燃气轮机组排放限值。

《宁夏回族自治区生态环境保护“十四五”规划》、《宁夏回族自治区“十四五”主要污染物减排综合工作方案》提出利用总量控制的倒逼机制，推动能源运输结构调整，全面提升污染治理水平，除要求火电行业燃煤发电机组全部完成超低排放改造外，还要求2025年年底前65蒸吨以上的燃煤锅炉全面实现超低排放。

3.2 制定地方排放标准是持续改善环境空气质量的需要

《宁夏回族自治区空气质量改善“十四五”规划》提出到2025年，全区地级城市环境空气质量达到国家二级标准，细颗粒物（PM_{2.5}）浓度达到30.5微克/立方米，可吸入颗粒物（PM₁₀）浓度达到65微克/立方米，臭氧（O₃）浓度稳中有降，空气质量优良天数比率达到85.5%，重污染天数比率控制在0.3%以内；完成国家下达的NO_x、VOCs减排目标。

目前自治区以煤为主的能源结构格局短时间不会改变，随着煤电超低排放实施，自治区火电行业大气污染物排放总量呈大幅削减趋势，燃煤电厂进一步精细化管理和精准治理，对自治区“十四五”空气质量改善具有重要意义。

3.3 制定地方排放标准是提升大气污染防治能力的需要

自治区煤电企业基本完成超低排放改造，但目前区内煤电企业大气污染物排放执行GB 13223-2011《火电厂大气污染物排放标准》（即在基准氧含量6%条件

下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 30、100、200 毫克/立方米），其中银川都市圈范围内煤电企业执行 GB 13223 中的大气污染物特别排放限值（即在基准氧含量 6%条件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 20、50、100 毫克/立方米），与超低排放要求差距很大。另外 GB 13223-2011 没有规定原料破碎筛分等工序颗粒物无组织排放管控要求。

《2021 年银川市大气污染防治目标任务和重点工作安排实施方案》提出加快发展清洁能，有序发展生物质发电，推进生物质直燃发电、生物质沼气发电、沼气直接利用等多种形式的综合应用，提升生物质发电装机总量。为控制生物质锅炉的污染，需要提高准入条件，制定严格的排放标准。

3.4 制定地方排放标准是推动宁夏“先行区”建设的需要

2020 年 6 月，习近平总书记视察宁夏时指出，宁夏要有大局观念和责任担当，更加珍惜黄河，精心呵护黄河，努力建设黄河流域生态保护和高质量发展先行区。2020 年 7 月，宁夏回族自治区党委出台《关于建设黄河流域生态保护和高质量发展先行区的实施意见》，提出了“五区”战略定位和“一带三区”总体布局，确定了 10 大重点任务。其中，“五区”之一是“环境污染防治率先区”，理应在火电等重点行业污染防治方面走在西北地区乃至全国前列。

2022 年 1 月 23 日，《宁夏回族自治区建设黄河流域生态保护和高质量发展先行区促进条例》通过审议，自 3 月 1 日起实施。2022 年 4 月 18 日，国务院印发《关于支持宁夏建设黄河流域生态保护和高质量发展先行区实施方案的批复》（国函〔2022〕32 号）。2022 年 4 月 27 日，国家发展改革委印发《支持宁夏建设黄河流域生态保护和高质量发展先行区实施方案》（发改地区〔2022〕654 号）。

《实施方案》提出了“绿色发展、低碳引领”“加快产业转型升级”等要求。通过实施更严格的地方排放标准，提高行业准入门槛，淘汰高污染产能，可有力促进宁夏燃煤电厂污染治理技术进步，实现绿色低碳发展。

综上，为巩固已取得的超低排放的成果，落实科学、精准、依法治污，满足环境管理需求，改善空气质量，提升人民群众的幸福感和获得感；同时为进一步规范企业的排污行为，确保企业之间公平，有必要制定自治区地方标准《燃煤电厂大气污染物排放标准》。

4 行业产排污情况及污染控制技术分析

4.1 大气污染源

大气污染源分有组织排放源和无组织排放源。有组织排放源为锅炉的烟气排放，排放颗粒物、SO₂、NO_x、颗粒物和重金属等；无组织排放涉及燃料储存、燃料装卸和输送、燃料制备、以及副产物储存、装卸、转运等。按生产工序对燃煤锅炉大气排放源进行了归类，见表 4-1。

表 4-1 燃煤锅炉大气排放源归类

序号	生产工序	排放形式	污染物
1	燃料、石灰石等原辅料贮存	无组织	颗粒物
2	燃料、石灰石等原辅料转移和输送	无组织	颗粒物
3	燃料、石灰石等原辅料破碎	无组织	颗粒物
4	锅炉燃烧	有组织	二氧化硫、氮氧化物、颗粒物、汞及其化合物
5	燃油贮存及装卸	无组织	VOCs
6	氨的装卸、贮存、输送、制备	无组织	NH ₃
7	灰渣、脱硫副产物输送及贮存	无组织	颗粒物

4.2 污染控制技术分析

4.2.1 有组织排放控制

为配合燃煤电厂的超低排放改造，国家出台了《燃煤电厂超低排放烟气治理工程技术规范》（HJ 2053-2018），规范了燃煤电厂超低排放烟气治理工程建设及运

行。依据 HJ 2053-2018 以及电厂的超低改造工程实例，说明目前的超低排放控制技术。

4.2.1.1 颗粒物超低排放技术

目前，颗粒物超低排放技术有低低温电除尘技术、湿式电除尘技术、电袋复合除尘技术、高频电源技术等。

(1) 低低温电除尘技术

低低温电除尘技术是应用于低温省煤器后的除尘。入口烟气温度一般在 90℃ 左右，烟气中硫酸雾（SO₃ 在低温省煤器中冷凝形成）黏附在粉尘上并被碱性物质中和，大幅降低粉尘的比电阻，提高除尘效率，同时去除大部分的 SO₃。低温省煤器回收部分烟气余热并降低脱硫系统的入口烟温，因而降低了煤耗及脱硫系统水耗。

(2) 超净电袋复合式除尘技术

超净电袋复合除尘器在传统电袋除尘器基础上，通过控制袋区入口浓度、强化颗粒荷电、采用高精过滤滤料、优化气流分布等技术，将烟尘排放浓度控制在 10 mg/m³ 以下。该技术煤种适应性广、滤袋寿命长、运行阻力低、投资小、运行维护费用低，并且不受煤质、飞灰成分变化影响，能够保证长期高效稳定运行。

(3) 高频电源技术

高频电源技术通过“工频交流-直流-高频交流-高频脉冲直流”的能量转换方式，供给除尘器电场高频脉冲电流以提高烟尘荷电量，从而增强除尘效率。该技术除尘效率高、节能、体积小、结构紧凑。对于电除尘器入口粉尘浓度高于 30 g/m³ 和高电场风速（大于 1.1 m/s）的，宜在第一电场配套应用高频高压电源；当粉尘比电阻比较高时，电除尘器后级电场宜选用高频电源；在以提效节能为主要目的应用中，可在整台电除尘器配置高频电源，并同时应用断电（减功率）振打等控制系统，实现提效与节能的最大化。

(4) 湿式电除尘技术

湿式电除尘器分粉尘荷电、集尘、清灰三个步骤。高压电晕放电使粉尘或水雾荷电，荷电的粒子在电场力的作用下到达集尘极，水喷至集尘极上形成连续的水膜，流动水将捕获的粉尘冲刷至灰斗排出。该技术可以协同去除含湿气体中的尘、酸雾、

气溶胶、重金属等有害物质，尤其适用于湿法脱硫之后含尘烟气的治理。

(5) 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%~99.99%。采用高精过滤滤料，控制过滤风速 (≤ 0.8 m/min)，袋式除尘器出口颗粒物浓度可达 10 mg/m^3 以下。该技术常用于循环流化床脱硫后除尘。

4.2.1.2 二氧化硫超低排放技术

SO₂ 减排的主要途径为采用煤炭洗选、洁净煤、低硫煤的源头控制和末端的烟气脱硫。

目前燃煤锅炉烟气脱硫技术主要为石灰石-石膏湿法脱硫技术，其他脱硫技术还包括循环流化床脱硫、氨法脱硫等，但因工艺特性或原料要求等外部因素，应用范围受到一定限制。

(1) 石灰石-石膏湿法脱硫技术

石灰石/石灰-石膏湿法脱硫是烟气在吸收塔内由下向上流动，被喷射到吸收塔内向下流动的石灰石/石灰循环浆液以逆流方式洗涤，石灰石/石灰与二氧化硫反应生成石膏，石膏浆液通过石膏浆液泵排出，进入石膏脱水系统，净烟气通过烟道进入烟囱排向大气。该技术成熟度高，可根据入口烟气条件和排放要求，通过改变物理传质系数或化学吸收效率等调节脱硫效率；运行稳定；单塔处理烟气量大，SO₂ 脱除量大；吸收剂（石灰石）资源丰富，价格低廉。但需要处理脱硫废水，脱硫石膏资源综合利用存在一定问题。

为达到超低排放，通过采用增加喷淋层、双塔双循环、单塔双循环、单（双）托盘塔、单塔一体化脱硫除尘深度净化等增效技术，可使 SO₂ 的排放浓度 $< 35 \text{ mg/m}^3$ 。该技术的脱硫效率可以高达 99%以上。

(2) 电石渣-石膏湿法脱硫技术

电石渣是电石法乙炔工艺中产生的固废，该技术主要工艺过程与石灰石/石灰-石膏法类似，用电石渣作为吸收剂替代（石灰石），脱硫效率可达 95%以上。

(3) 烟气循环流化床脱硫技术

烟气循环流化床脱硫技术是以循环流化床原理为反应基础的烟气脱硫除尘一体化技术。脱硫烟气从底部进入吸收塔，与加入的消石灰脱硫剂、循环灰充分混合，

经吸收塔下端的文丘里管加速，在气流作用下形成流化床，使烟气与消石灰充分接触，从而去除烟气中的 SO_2 。反应后的含尘烟气从吸收塔顶部侧向排入袋式除尘器，被捕集粉尘通过再循环系统返回吸收塔继续参与反应，副产物脱硫灰经灰仓和罐车外排。针对超低排放，主要是通过提高钙硫摩尔比、加强气流均布、延长烟气反应时间、改进工艺水加入方式等措施进行改进。该技术适用于燃用中低硫煤或炉内脱硫的流化床锅炉，特别适合缺水地区。脱硫效率受吸收剂品质、钙硫比、反应温度、喷水量、停留时间等多种因素影响，脱硫效率为 93%~98%，吸收塔入口 SO_2 浓度低于 1500 mg/m^3 时可实现超低排放。

(4) 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%。该技术多用于流化床锅炉，一般与炉外湿法或烟气循环流化床法脱硫相结合。

4.2.1.3 氮氧化物超低排放技术

NO_x 排放的主要技术有源头控制的低氮燃烧技术，以及末端控制的选择性催化还原技术（SCR）、选择性非催化还原（SNCR）和 SNCR-SCR 联合脱硝技术。

(1) 低氮燃烧技术

低氮燃烧技术是通过合理配置炉内流场、降低反应区内氧的浓度、缩短燃料在高温区内的停留时间、控制燃烧区温度等，从源头控制 NO_x 生成量，主要包括低氮燃烧器（LNB）、炉膛整体空气分级燃烧技术、烟气再循环技术等。该技术与末端烟气脱硝配合使用，实现 NO_x 超低排放。

低氮燃烧器适用于室燃炉，通过燃料分级低氮燃烧器、空气分级低氮燃烧器，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。

炉膛整体空气分级燃烧技术适用于层燃炉、燃煤室燃炉，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。

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。

(2) SCR

SCR 脱硝是还原剂 (NH_3 、尿素) 在催化剂作用下，在 $280\sim 420\text{ }^\circ\text{C}$ 温度范围内，选择性的与烟气中 NO_x 反应，生成氮气和水，脱硝后净烟气经过烟囱排入大气。对于 SCR 脱硝，烟气在 SCR 反应塔中的空塔速度是关键参数，它是烟气体积流量(标准状态下的湿烟气)与 SCR 反应塔中催化剂体积比值，反映了烟气在 SCR 反应塔内的停留时间的大小。烟气的空塔速度越大，其停留时间越短。一般 SCR 的脱硝效率将随烟气空塔速度的增大而降低。空塔速度通常是根 据 SCR 反应塔 的布置、脱硝效率、烟气温度、允许的逃逸量以及粉尘浓度来确定的。

该技术脱硝效率较高(一般为 $50\%\sim 90\%$)，结合低氮燃烧技术后可实现 NO_x 排放浓度小于 50 mg/m^3 。SCR 脱硝技术初始投资和运行成本较高；具有较强适应性，应根据烟气特点选择适用的催化剂。但烟气温度达不到催化剂运行温度要求时，SCR 系统不能有效运行，会造成短时 NO_x 排放浓度超标；逃逸氨和 SO_3 会反应生成硫酸氢铵，导致催化剂和空气预热器堵塞；氨逃逸及废弃催化剂处置不当会引起二次污染；采用液氨作为还原剂会存在一定环境风险。

燃煤电厂 SCR 反应器为高尘高温布置，即安装在锅炉省煤器与空预器之间，因为此区间的烟温刚好适合 SCR 脱硝还原反应，氨则喷射于省煤器与 SCR 反应器之间烟道内的适当位置，使其与烟气混合后在反应器内与氮氧化物反应。

对于生物质锅炉，采用 SCR 脱硝技术，需要注意通过在催化剂层前采用大颗粒收集器、适当地增大催化剂表面的流速等措施，解决催化剂中毒失活、堵塞、磨蚀的问题。

(3) SNCR 脱硝技术

选择性非催化还原法 (SNCR) 是在没有催化剂的作用下，烟气中的 NO_x 与还原剂在 $800\text{ }^\circ\text{C}\sim 1200\text{ }^\circ\text{C}$ 的温度下发生反应，生成 N_2 和水，从而达到脱硝的目的。反应温度是 SNCR 的关键，当反应温度低于温度窗口时，由于停留时间的限制，往往使化学反应进行的程度较低反应不够彻底，从而造成还原率较低，同时未参与反应的 NH_3 增加会造成氨逃逸；当反应温度高于温度窗口时， NH_3 的氧化反应开始起主导作用，氧化并生成 NO_x ，而不是还原 NO_x 为 N_2 。SNCR 脱硝技术对温度

窗口要求严格，对机组负荷变化适应性差，适用于小型煤粉炉和循环流化床锅炉。影响脱硝性能的主要因素包括反应区域温度和流场分布均匀性、烟气与还原剂混合均匀度、还原剂停留时间、氨氮摩尔比、还原剂类型等。

采用该技术，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%。

(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 NH_3 用 SCR 再与未脱除的 NO_x 进行催化还原反应。

(5) 全负荷脱硝：为满足电厂机组低负荷工况的脱硝入口烟气温度，可以通过技术改造提高省煤器给水温度或者对省煤器进行分段布置。在提高脱硝装置入口温度后，为保证机组热效率不下降，可采取同时增加空预器换热面积、设置烟气余热利用技术方案。

1) 低氮燃烧器

常规低氮燃烧器约 75% 的 NO_x 是在燃尽风区域产生的，低氮燃烧器是通过改造燃烧器，调整二次风和燃尽风的配比，增加燃尽风的比例，大幅度减少燃尽风区域产生的 NO_x ，从而有效降低 NO_x 排放。

2) 脱硝催化剂增加备用层

催化剂加层是简单地提高脱硝效率、降低 NO_x 排放的方法，目前在各大电厂超低排放改造中广泛使用。通过增加催化剂和喷氨量，可以进一步增加烟气中 NO_x 和氨的反应量，减少 NO_x 排放。

4.2.1.4 汞的控制技术

在锅炉炉膛的高温燃烧条件下，几乎所有的 Hg 都变为气态，随着烟气温度的降低，部分气态 Hg 氧化为气态二价汞，部分气态 Hg 凝结并富集于飞灰颗粒物上成为颗粒态。因此，燃煤电厂排放的 Hg 通常包括气态单质汞、二价汞和颗粒态汞等 3 种形态，统称为汞及其化合物。除尘、SCR 脱硝以及湿法脱硫可协同去除汞及其化合物，详见表 4-2。研究表明，采用 SCR 脱硝+干式除尘+湿法脱硫，可脱除 40%~95% 的汞及其化合物。

表 4-2 燃煤烟气中汞的协同处理

汞的形态	排放特征	协同处理
单质汞	挥发性高，不溶于水	不易被除尘器捕集，难以通过湿法脱硫洗涤去除。采用 SCR 可以有效促进单质汞的氧化。
氧化态汞	具有水溶性，挥发性，易被吸附	可部分吸附在颗粒物表面，被除尘器捕集；易通过湿法脱硫洗涤去除。
颗粒态汞	易被吸附在飞灰或残炭表面，在大气中停留时间短	较大颗粒态汞在电除尘器中容易荷电捕集去除；细颗粒态汞易被布袋除尘器捕集去除。

4.2.1.5 超低排放技术路线

烟气超低排放治理是一个系统工程，其技术路线覆盖了源头削减、过程控制、末端综合治理的全过程，通过源头削减、过程控制和末端治理技术有机结合最优化实现超低排放。在烟气末端治理上，涉及除尘、脱硫、脱硝，一方面优化系统结构，综合考虑系统中除尘、脱硫、脱硝各项技术之间的匹配性；另一方面优化系统与外部的物质与能量交换，大气污染物的去除过程尽可能不产生二次污染或少产生二次污染，不产生副产物或副产物产生量少并易于处理，充分利用余热，使能源消耗最小化，减污降碳协同增效。

超低排放技术路线应根据技术发展水平、工程实际情况综合确定。对于煤粉锅炉的超低排放技术路线一般为：低氮燃烧（低氮燃烧器、炉膛空气整体分级燃烧、烟气再循环技术）+SCR 脱硝+除尘+湿法脱硫+湿式电除尘（可选）；对于循环流化床锅炉一般为炉内脱硫（可选）+SNCR 脱硝/SCR 和 SNCR 联合脱硝+除尘+湿法脱硫+湿式电除尘（可选），或炉内脱硫+SNCR 脱硝/SCR 和 SNCR 联合脱硝+烟气循环流化床脱硫+袋式除尘；生物质锅炉超低排放技术路线根据燃料中含硫量一般为：低氮燃烧器+炉内脱硫+SNCR-SCR/SCR+机械除尘+袋式除尘，或低氮燃烧器+炉内脱硫（可选）+SNCR-SCR/SCR+机械除尘+袋式除尘+石灰石/石灰石膏法/钠碱法/镁法等。

4.2.1.6 区内锅炉的治理现状

区内 6 家 25 台循环流化床锅炉，其中 9 台采用低氮燃烧+SNCR+电袋或袋式除尘+石灰石-石膏法湿法技术路线，10 台采用低氮燃烧技术+SNCR+SCR 联合脱硝+电袋+石灰石-石膏法湿法技术路线，6 台采用 SCR 脱硝+袋式除尘+氨法脱硫技

技术路线。区内 68 台煤粉炉主要采用低氮燃烧+SCR 脱硝+静电/袋式/电袋复合除尘+石灰石-石膏法湿法脱硫技术路线为主，另外为了综合利用电石渣，个别企业以电石渣为脱硫剂，采用低氮燃烧+SCR 脱硝+静电/袋式/电袋复合除尘+电石渣-石膏法湿法脱硫技术路线。

区内 16 台非发电燃煤锅炉治理技术主要为低氮燃烧技术+SCR/SNCR+SCR+静电/布袋/电袋复合除尘+石灰石/石膏法/氧化镁法/钠碱法等湿法。1 台 150 t/h 生物质锅炉治理技术为炉内喷钙脱硫+SNCR 脱硝+旋风除尘器+布袋除尘器。

4.2.2 无组织排放控制

颗粒物的无组织排放重点为煤场、灰场，其次为卸煤、输煤和灰渣储运环节。

(1) 物料储存

物料储存主要采用的污染控制措施为密闭料仓、封闭储库或堆棚等，半封闭堆棚（有两面或三面围挡及屋顶），特别是防风抑尘网、覆盖等措施逐步被取消。煤粉等粉状物料储存于密闭料仓（库）中，料仓（库）应在顶部卸压口安装除尘设施。原煤等块粒状物料通常储存于封闭储库或堆棚中，但也有采取半封闭方式储存的。

(2) 物料输送

物料输送主要采用的污染控制措施为封闭式皮带、皮带通廊、空气斜槽、提升机、拉链机等。皮带输送是常见的输送方式，通常采用皮带通廊；空气斜槽、提升机、拉链机等，并安装有通风除尘设施。粉煤灰（干灰）等粉状物料厂内一般采用气力输送，外运时采用罐车运输。

(3) 厂区道路

厂区道路污染控制措施是将地面硬化，并配备洒水车对厂区道路进行定时洒水或配备吸尘清扫车，保持道路清洁。料场出口采取车轮清洗、车身清扫等措施。

4.3 污染排放状况

依据排污许可数据，本标准管控锅炉颗粒物排放量为 1514 吨，二氧化硫排放量为 10225 吨，氮氧化物排放量为 22296 吨。

5 标准主要技术内容及确定依据

5.1 标准适用范围

《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223—2011）适用于使用单台出力 65 t/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；单台出力 65 t/h 以上采用煤矸石、生物质、油页岩、石油焦等燃料的发电锅炉，参照本标准中循环流化床火力发电锅炉的污染物排放控制要求执行；不适用于各种容量的以生活垃圾、危险废物为燃料的火电厂。依据原环境保护部《关于部分供热及发电锅炉执行大气污染物排放标准有关问题的复函》（环函〔2014〕179 号），单台出力 65 t/h 以上除层燃炉、抛煤机炉外的燃煤、燃油、燃气锅炉，无论其是否发电，均应执行《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223—2011）中相应的污染物排放控制要求。

《宁夏回族自治区生态环境保护“十四五”规划》、《宁夏回族自治区“十四五”主要污染物减排综合工作方案》，火电行业燃煤发电机组全部完成超低排放改造外，2025 年年底前 65 蒸吨以上的燃煤锅炉也要全面实现超低排放。

为此，本标准适用范围包括各种容量的燃煤（含煤矸石、生物质、油页岩、石油焦等燃料）发电锅炉；对于非发电燃煤锅炉，65 蒸吨以上的燃煤（含煤矸石、生物质、油页岩、石油焦等燃料）锅炉执行本标准；本标准不适用于层燃炉、抛煤机炉，以及以危险废物和生活垃圾为燃料的锅炉。与国标《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223—2011）相比，本标准锅炉增加了 65t/h 以下所有燃煤（包括生物质燃料、煤矸石、油页岩、石油焦以及煤掺烧其他燃料）发电锅炉，以及 65t/h 以上采用煤掺烧其他燃料的非发电锅炉，详见下表 5-1。本标准适用范围与国家 and 地方标准的对比，覆盖更全面，包括了所有发电锅炉，详见表 5-2。

表 5-1 标准适用范围的说明

《火电厂大气污染物排放标准》 (GB13223—2011)	《宁夏回族自治区 生态环境保护“十四 五”规划》	本标准
1) 单台出力 65t/h 以上燃煤锅炉，包括发电和非发电锅炉，层燃炉、抛煤机炉除外； 2) 煤矸石、生物质、油页岩、石油焦等燃料的发电锅炉，参照循环流化床火力发电锅炉的污染物排放控制要	1) 燃煤发电锅炉超低排放 2) 65 蒸吨以上的非发电燃煤锅炉超低排放	1) 燃煤（含煤矸石、生物质、油页岩、石油焦等燃料以及煤掺烧其他燃料）发电锅炉； 2) 65 蒸吨以上的燃煤（含煤矸石、生物质、油页岩、石油焦等燃料以及煤掺烧其他燃料）非

求执行； 3) 不适用于各种容量的以生活垃圾、 危险废物为燃料的火电厂。		发电锅炉； 3) 不适用于层燃炉、抛煤机炉、 以危险废物和生活垃圾为燃料 的锅炉。
--	--	--

表 5-2 国家及地方相关标准适用范围情况

标准名称	单台出力 65t/h 以上燃煤发电和非发电锅炉		单台出力 65t/h 以下燃煤发电锅炉		
	煤粉炉、 流化床炉等	层燃炉、 抛煤机炉	煤粉 炉	其他	层燃炉、抛煤 机炉
本标准	√	×	√	√	×
《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223—2011）	√	×	√	×	×
上海《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB 31/963-2016）	√	×	√	×	×
河南《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB 41/1424-2017）	√	×	√	×	×
天津《火电厂大气污染物排放标准》（DB 12/810-2018）	√	×	√	×	×
浙江《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB 33/2147-2018）	√	×	√	×	×
山西《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB 14/1703-2018）	√	×	√	×	×
江苏《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB 32/4148-2021）	√	×	√	×	×
《山东省火电厂大气污染物排放标准》（DB 37/664-2013 及修改单）	√	×	√	×	×
河北《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB 13/2209-2015）	√	√	√	×	×
河北《燃煤电厂大气污染物排放标准》修订征求意见稿 2022	√	×	√	×	×
北京《锅炉大气污染物排放标准》（DB11/139-2015）	√	√	√	√	√
陕西《锅炉大气污染物排	√	√	√	√	√

放标准》(DB/61 1226-- 2018)					
----------------------------	--	--	--	--	--

5.2 标准结构框架

标准的主要内容包括：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、污染物监测要求、实施与监督共 6 章。

第 4 章“大气污染物排放控制要求”是标准的核心内容，包括五部分：

(1) 有组织排放限值

根据前述生产工艺与污染物排放分析，分“燃煤锅炉”、“破碎、筛分以及其他生产工序或设施”两部分，执行不同的污染物控制项目与限值要求。

为保证公平，防止稀释达标，标准还规定了锅炉烟气含氧量折算要求。

(2) 无组织排放控制措施要求

无组织排放源具有小而散、排放不规律、瞬发性强等特点，环境监管难度很大。传统上，我国对无组织排放采取了厂界监控的控制方法，但受到厂区布局、生产工况、气象条件、周边污染源干扰、监测方法复杂等多种因素影响，很难进行有效管控。国际上，厂界监控主要用于高毒害物质的健康风险防范和恶臭扰民投诉的解决，对于无组织排放，主要是通过工艺措施进行控制，包括工艺设计、设备性能、运行操作要求等，美国称之为替代标准。我国从 2017 年加强了颗粒物、VOCs 等无组织排放管控力度，在新发布的排放标准以及一些政策文件中提出了密闭、封闭等措施性控制要求，并落实到排污许可证中。

针对燃煤电厂颗粒物无组织排放特点，标准从物料储存、物料转移和输送、物料加工等几个方面提出了措施性控制要求，全面加强了无组织排放控制。

(3) 企业边界污染物监控要求

标准针对燃煤电厂颗粒物、氨两项无组织排放较为典型的污染物，规定了厂界监控要求。

(4) 废气收集处理与排放

规定了废气收集处理系统设置、废气收集处理系统与生产工艺设备同步运行、排气筒高度要求、废气混合排放以及台账记录等通用要求。

(5) 台账记录

规定了需要建立台账，记录生产工艺设备、废气收集处理系统、无组织排放控制措施等的运行管理信息、监测信息等。

5.3 有组织排放限值的确定依据

5.3.1 污染物项目的选择

燃煤电厂排放污染物主要有 SO_2 、 NO_x 、颗粒物和重金属，如 As、Hg、Ni、Mn 等。重金属中汞（Hg）是最易挥发的。在锅炉炉膛的高温燃烧条件下，几乎所有的 Hg 都变为气态，随着烟气温度的降低，部分气态 Hg 氧化为气态二价汞，部分气态 Hg 凝结并富集于飞灰颗粒物上成为颗粒态。因此，燃煤电厂排放的 Hg 通常包括气态单质汞、二价汞和颗粒态汞等 3 种形态，统称为汞及其化合物。氮氧化物脱硝过程中反应温度过低， NO_x 与氨的反应速率降低；催化剂堵塞，脱硝效率下降，增加喷氨量；喷枪雾化不好，氨水与烟气不能充分混合等，会导致氨逃逸问题。氨会与空气中的酸性物质形成硫酸铵、硝酸铵等铵盐，是 $\text{PM}_{2.5}$ 主要组成成分。对于重金属，主要通过控制颗粒物协同削减。为此本标准确定控制的污染物项目为： SO_2 、 NO_x 、颗粒物、汞及其化合物，以及氨和烟气黑度 6 项。

5.3.2 污染物排放限值的确定

目前区内煤粉锅炉的超低排放技术路线主要为：低氮燃烧器+SCR 脱硝+电除尘或电袋除尘+石灰石-石膏湿法脱硫+湿式电除尘（可选）；循环流化床锅炉主要为：炉内脱硫+SNCR 脱硝/SCR 和 SNCR 联合脱硝+除尘+石灰石-石膏湿法脱硫+湿式电除尘（可选）。

5.3.2.1 颗粒物

区内现有燃煤锅炉主要采用高效电除尘、电袋复合式除尘等。对区内燃煤电厂 46 台锅炉的颗粒物排放浓度最高值、最低值和平均值进行统计（剔除在线数据和启停机异常数据），平均值和最低值全部达到本标准排放限值的要求，具体的排放情况见图 5-1；对最高值的数据分布进行分析（见图 5-2），91% 的数据小于 10 mg/m^3 。区内典型燃煤锅炉的颗粒物月度在线监测数据情况见图 5-3。

颗粒物超标主要原因为运行操作不佳以及除尘系统设备故障，如①喷氨量过大，造成大量未参与反应的氨气随烟气进入脱硫塔，生成可溶性铵盐，随液滴携带

导致脱硫净烟气颗粒物浓度偏高；②环境温度高，电除尘出力受限；③风机故障检修，单侧运行等。

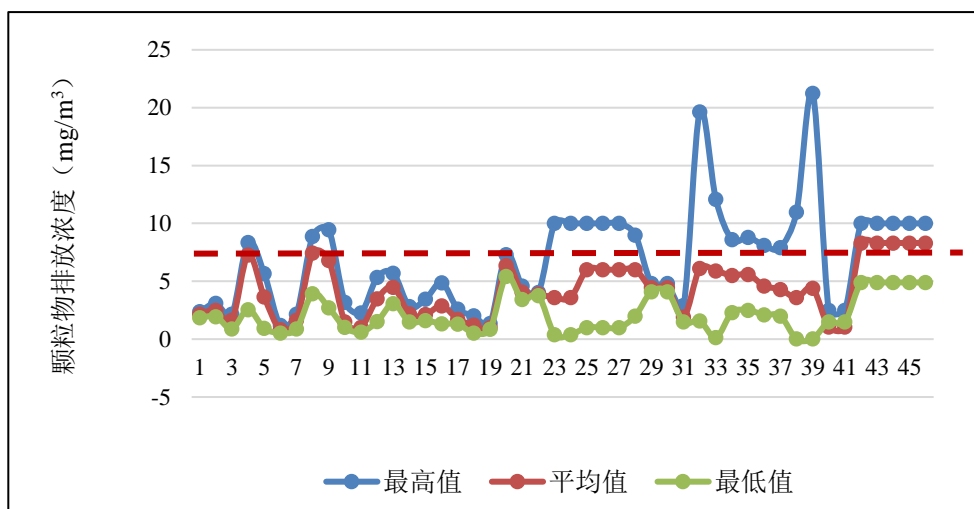


图 5-1 颗粒物排放情况

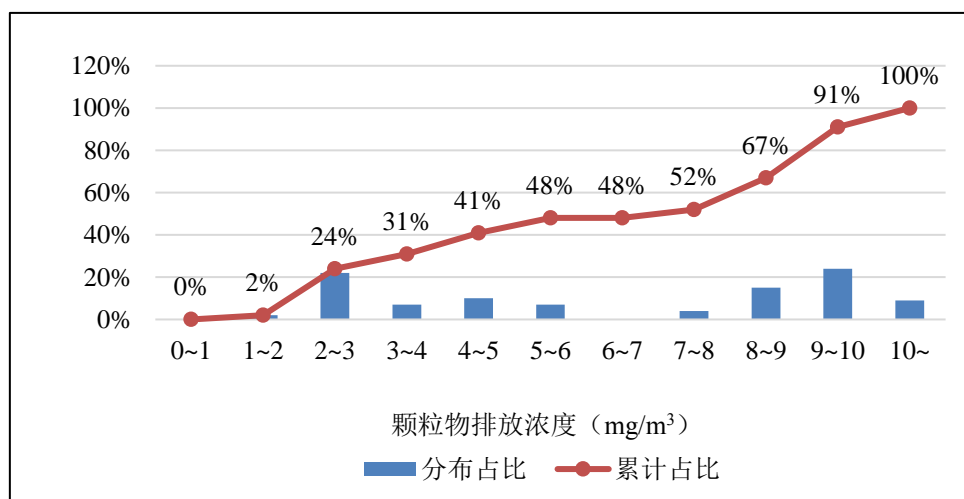


图 5-2 颗粒物排放数据累计分布情况

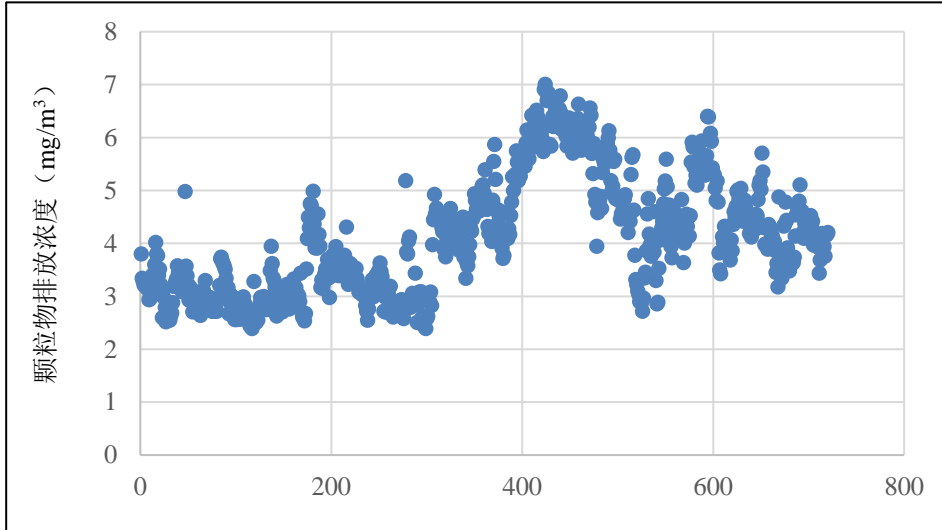


图 5-3 典型燃煤锅炉颗粒物在线监测数据情况

5.3.2.2 二氧化硫

区内现有燃煤锅炉大部分采用高效石灰石-石膏湿法脱硫技术。对燃煤电厂 48 台锅炉的二氧化硫排放浓度最高值、最低值和平均值进行统计（剔除在线数据和启停机异常数据），平均值和最低值达到本标准排放限值的要求，具体的排放情况见图 5-4；对最高值的数据分布进行分析（见图 5-5），94%的数据小于 $35\text{mg}/\text{m}^3$ 。区内典型燃煤锅炉的二氧化硫在线监测数据情况见图 5-6。

二氧化硫超标主要原因为运行操作不佳以及脱硫系统设备故障，如①入口负荷突增；②浆液密度调整不当；③脱硫进浆管破裂，供浆不及时等。

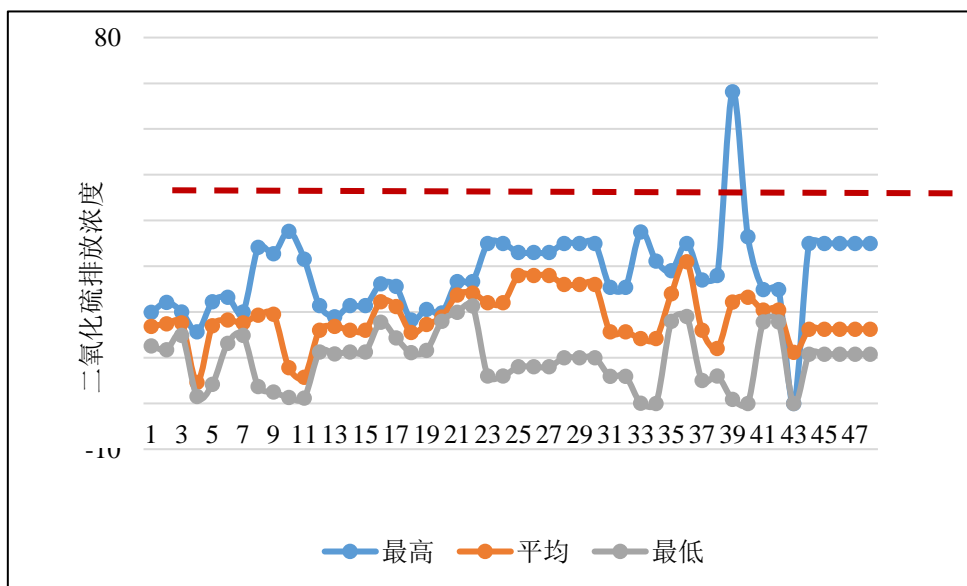


图 5-4 二氧化硫排放情况

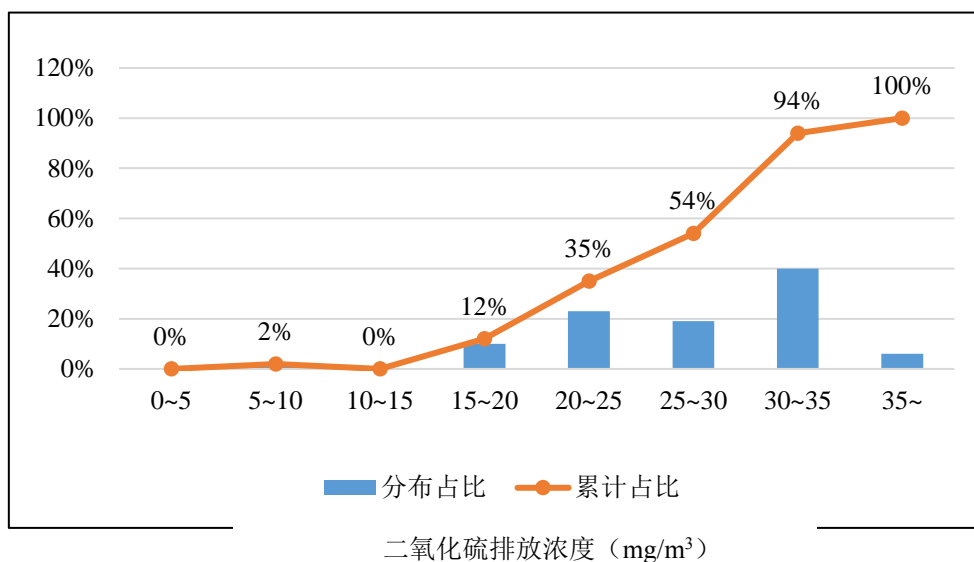


图 5-5 二氧化硫排放数据分布情况

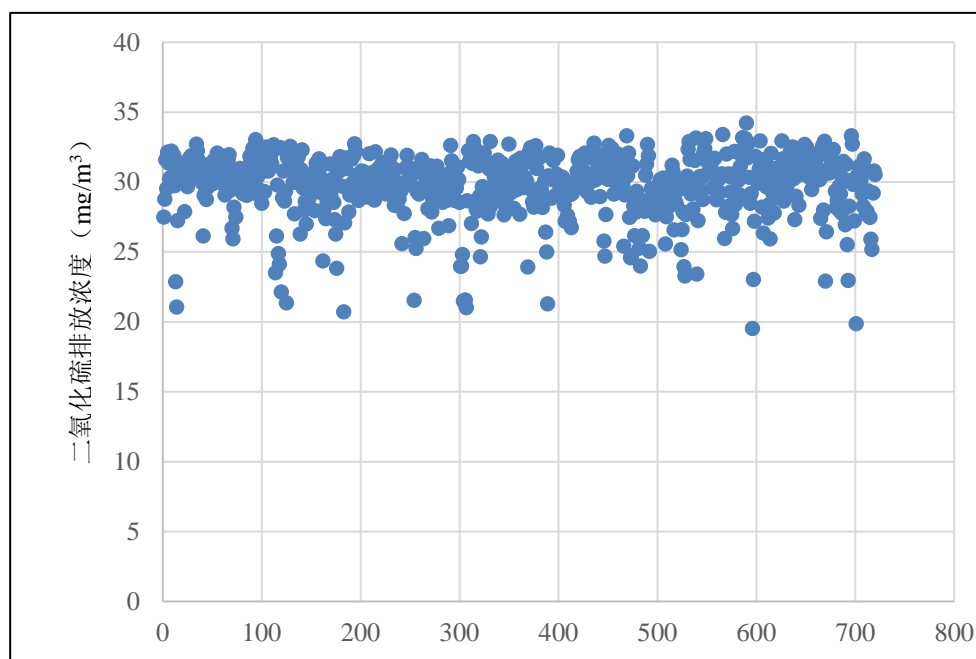


图 5-6 典型燃煤锅炉二氧化硫在线监测数据情况

5.3.2.3 氮氧化物

区内现有燃煤锅炉大部分采用 SCR 脱硝技术。对燃煤电厂 49 台锅炉（其中 47 台采用低氮燃烧+SCR 脱硝）的氮氧化物排放浓度最高值、最低值和平均值进行统计（剔除在线数据和启停机异常数据），平均值和最低值达到本标准排放限值的要求，具体的排放情况见图 5-7；对最高值的数据分布进行分析（见图 5-8），92% 的数据小于 $50\text{mg}/\text{m}^3$ 。区内典型燃煤锅炉的氮氧化物在线监测数据情况见图 5-9。

氮氧化物超标主要原因为运行操作不佳以及脱硝系统设备故障，如①氨水泵故障；②氨水喷射系统故障；③供氨管道及阀门结晶堵塞；④深度调峰试验期间脱硝入口烟温低于最低投运温度条件等。

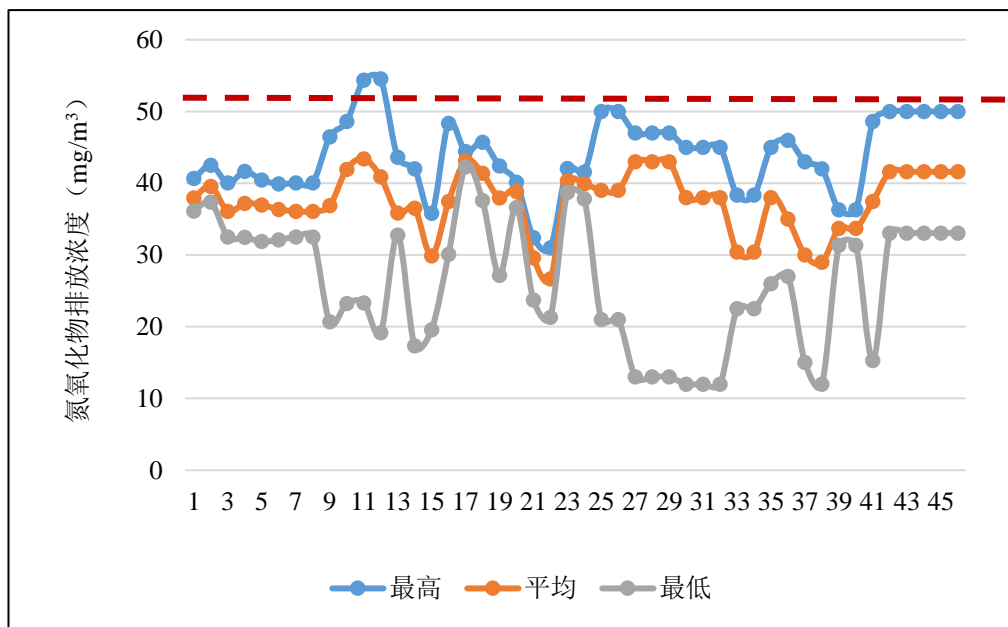


图 5-7 氮氧化物排放情况

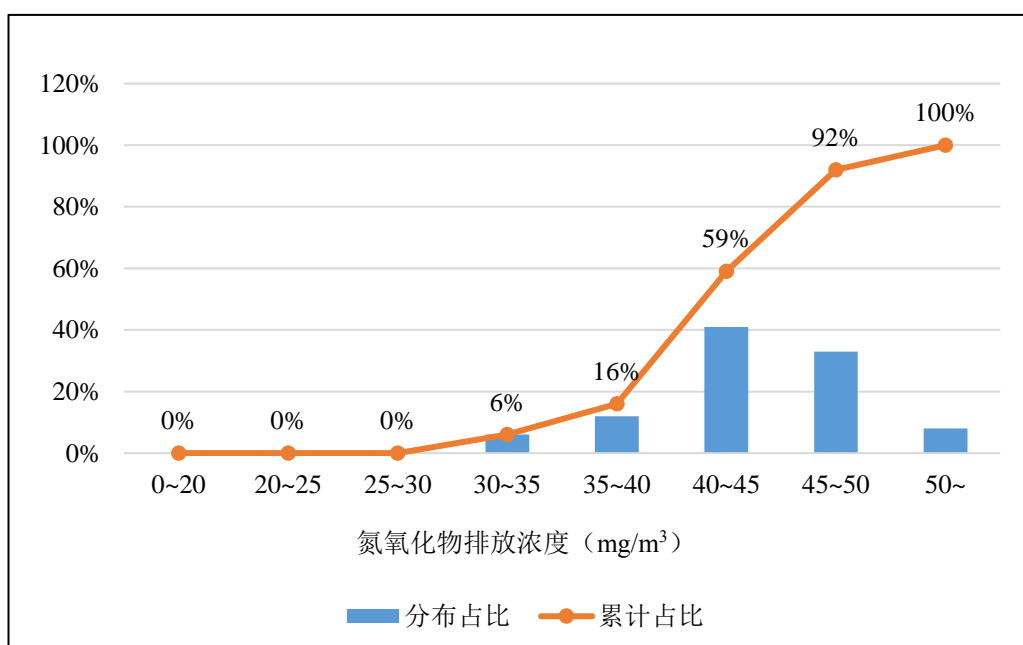


图 5-8 氮氧化物排放数据累计分布情况

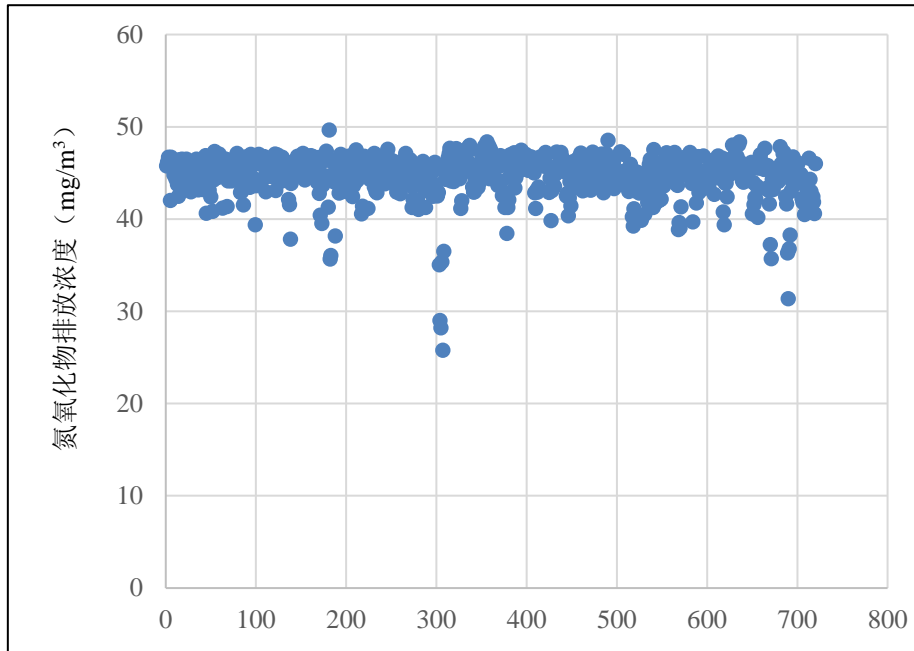


图 5-9 典型燃煤锅炉氮氧化物在线监测数据情况

5.3.2.4 氨

对 13 台锅炉 SCR 脱硝的氨逃逸浓度最高值、最低值和平均值进行统计（剔除在线数据和启停机数据），平均值和最低值达到本标准排放限值的要求，具体的排放情况见图 5-10。对最高值的数据分布进行分析（见图 5-11），92%的数据小于 2.5 mg/m³。

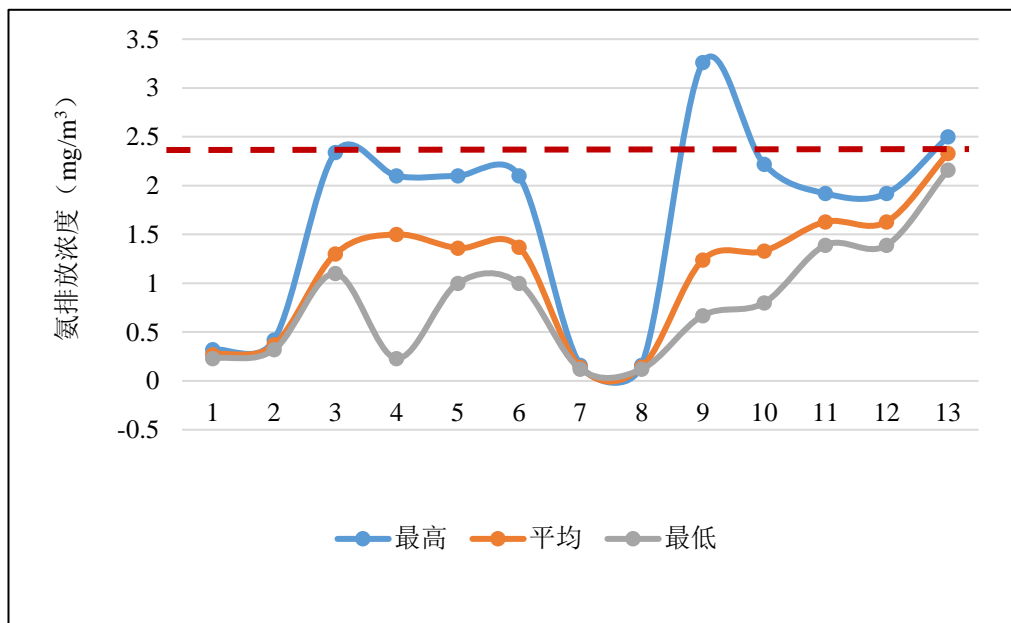


图 5-10 氨排放情况

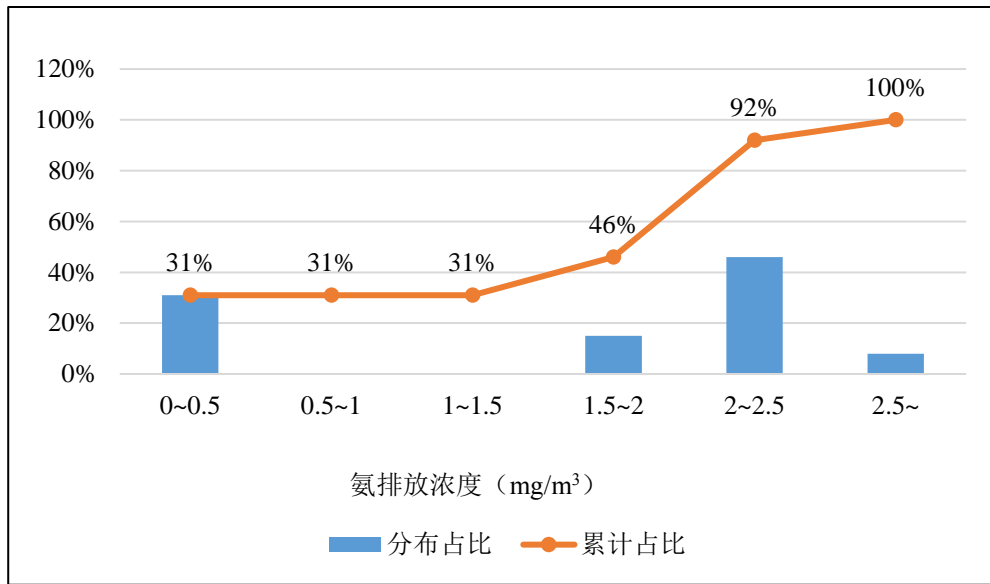


图 5-11 氨排放数据累计分布情况

5.3.2.5 汞

对 15 台锅炉烟气排放汞排放浓度的最高值、最低值和平均值进行统计（剔除在线数据和启停机数据），具体的排放情况见图 5-12，所有数据小于 30 $\mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

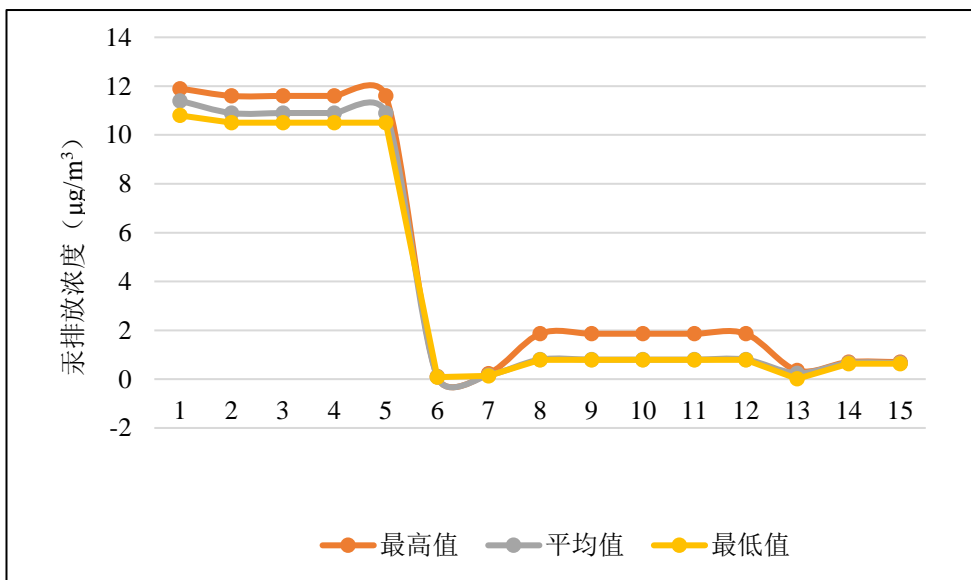


图 5-12 汞排放情况

从上述数据看，目前区内燃煤锅炉烟气采用的超低技术路线可行，可以达到颗粒物、二氧化硫、氮氧化物为 10 mg/m^3 、 35 mg/m^3 、 50 mg/m^3 的排放水平；汞可以达到 0.3 mg/m^3 的排放水平；采用 SCR，氨可以达到 2.5 mg/m^3 的排放水平。

5.4 大气污染物无组织排放控制

《大气污染防治法》对无组织排放提出了有针对性的控制要求，为加强无组织排放管理提供法律依据。如第四十八条规定“工业企业应当采取密闭、围挡、遮盖、清扫、洒水等措施，减少内部物料的堆存、传输、装卸等环节产生的粉尘和气态污染物的排放”；第七十二条规定“贮存煤炭、煤矸石、煤渣、煤灰、水泥、石灰、石膏、砂土等易产生扬尘的物料应当密闭；不能密闭的，应当设置不低于堆放物高度的严密围挡，并采取有效覆盖措施防治扬尘污染”。为落实大气法，参考《火电行业排污许可证申请与核发技术规范》，以及区内电厂的无组织排放管控实际情况，标准针对燃煤电厂无组织排放环节，规定了具体的措施性控制措施，以有效控制无组织排放，具体要求如下。

(1) 物料储存

原煤和石灰石等物料的储存过程中易产生颗粒物无组织排放，其中煤场储量大、周转频繁，是燃煤电厂重要的无组织排放源，应采取以下控制措施：

——原煤、煤矸石、生物质、油页岩等块粒状物料以及脱硫石膏、电石渣等粘湿物料应采用封闭料场（储库）储存；

——煤粉、石灰石粉、生石灰粉、除尘灰（粉煤灰）等粉状物料应采用密闭料仓（储库）储存，料仓（储库）顶部泄压口配备除尘设施；

——临时存放的灰渣应储存于灰库、渣仓内，产尘点应采取除（抑）尘措施；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。

(2) 物料转移和输送

对于卸料过程和转运过程颗粒物无组织排放，应采取以下控制措施：

——火车、汽车卸煤、煤矸石、生物质、油页岩等块粒状物料时，应采用封闭或半封闭翻车机房（室）、受煤站等，并采取喷淋（雾）等抑尘措施。采用封闭式带式输送机栈桥（廊道）等封闭方式进行输送，产尘点应采取抑尘或除尘措施。

——煤粉、石灰石粉、生石灰粉、除尘灰（粉煤灰）等粉状物料装卸时，应密

闭并采取抑尘或除尘措施。采用气力输送、管状带式输送机、封闭式带式输送机栈桥（廊道）等密闭或封闭方式进行输送，产尘点应采取抑尘或除尘措施。采用汽车运输的，应使用密闭罐车。

——脱硫石膏等粘湿物料装载时，应密闭或封闭。采用封闭式带式输送机栈桥（廊道）等封闭方式进行输送。采用汽车运输的，应使用封闭车厢或全覆盖方式运输。

——厂区道路应硬化并定期吸尘、洒水，保持清洁；料场出口设置车轮和车身清洗、清扫装置。

（3）物料加工

对于原煤、石灰石在破碎、筛分过程颗粒物无组织排放，采取以下控制措施：

——原煤、煤矸石、生物质、油页岩等燃料的破碎、筛分、制粉等系统，以及石灰石粉、生石灰粉等粉状辅料的制备系统应采用密闭设备，或在封闭空间中进行，产尘点应采取除（抑）尘措施；

——生产车间封闭，门窗及其他开口（孔）不应有可见烟粉尘外逸；

——生产设备、除尘器、管道等应保持完好，不应有孔洞、缝隙，无可见烟粉尘外逸。

5.5 企业边界污染物监控要求

《中华人民共和国大气污染防治法》提出：排放有毒有害大气污染物的企业事业单位，应当按照国家有关规定建设环境风险预警体系，对排放口和周边环境进行定期监测，评估环境风险，排查环境安全隐患，并采取有效措施防范环境风险。结合燃煤电厂大气污染物排放特征，规定颗粒物、氨的企业边界污染监控要求。

《大气综合污染物排放标准》（GB 16297—1996）表2颗粒物无组织排放限值为 1 mg/m^3 ，颗粒物无组织排放限值与GB 16297—1996保持一致，为 1 mg/m^3 。氨无组织排放限值参考《恶臭污染物排放标准》（GB 14554—1993）一级标准，限值为 1 mg/m^3 ，具体见下表。

表 5-3 燃煤电厂企业边界大气污染物浓度限值

单位： mg/m^3

序号	污染物项目	限值
1	总悬浮颗粒物 (TSP)	1.0
2	氨 ^a	1.0

注：^a 适用于使用氨水、尿素等含氨物质脱除烟气中的污染物。

对区内 17 家燃煤电厂厂界总悬浮颗粒物 (TSP) 排放浓度最高值、最低值和平均值进行统计, 平均值和最低值达到本标准排放限值的要求, 具体的排放情况见图 5-13。对最高值的数据分布进行分析 (见图 5-14), 82% 的数据小于 1 mg/m³。

对区内 16 家燃煤电厂厂界氨排放浓度最高值、最低值和平均值进行统计, 具体的排放情况见图 5-15, 最高值全部小于 1 mg/m³。

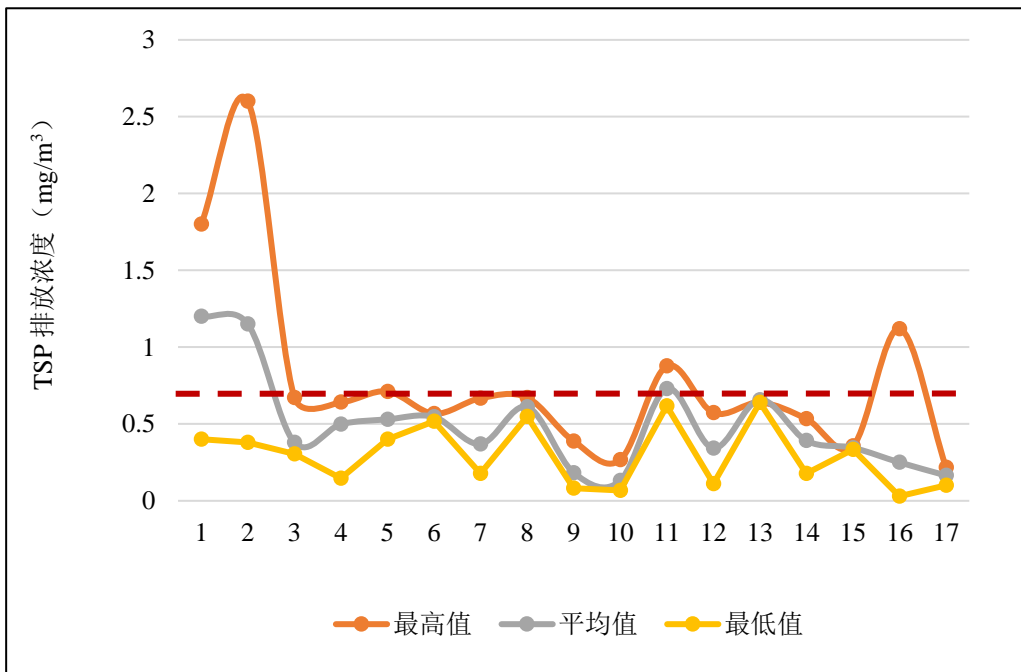


图 5-13 总悬浮颗粒物排放情况

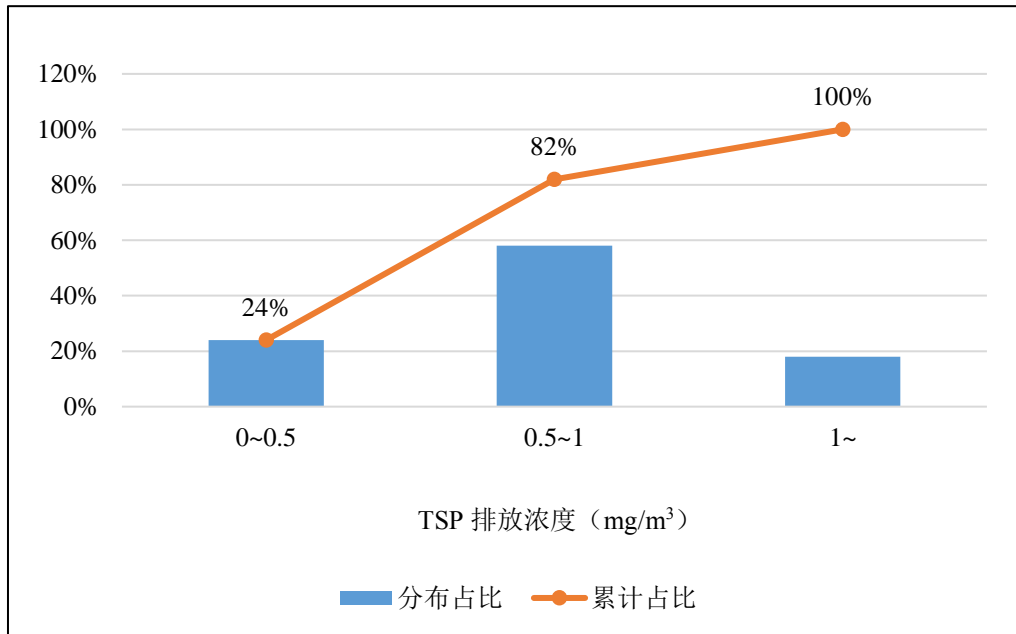


图 5-14 总悬浮颗粒物排放数据累计分布情况

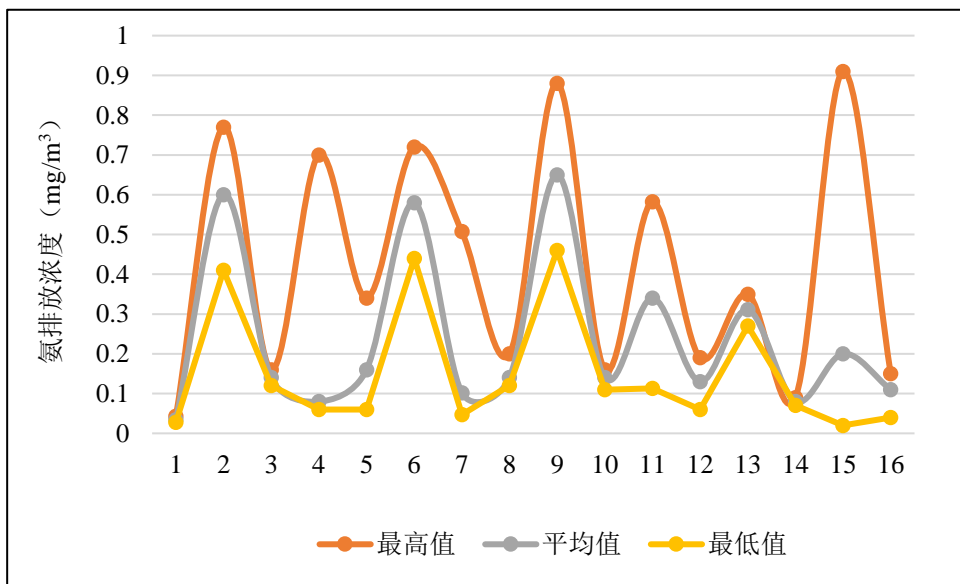


图 5-15 氨排放情况

6 国内外标准研究

6.1 国内相关标准

6.1.1 国家和地方排放标准

目前燃煤电厂执行国家标准为 GB 13223-2011《火电厂大气污染物排放标准》。部分省（自治区、直辖市）制定了地方超低排放标准，详见下表。

表 6-1 地方燃煤电厂大气污染物排放标准

单位：mg/m³

地方标准	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物
《山东省火电厂大气污染物排放标准》 (DB 37/664-2013) 及修改单	5 (≥410t/h) 10 (<410t/h)	35	50 100 ^a
河北《燃煤电厂大气污染物排放标准》 (DB 13/2209-2015)	65t/h 以上燃煤发电：10	65t/h 以上燃煤发电：35	65t/h 以上燃煤发电： 50/100 ^a
上海《燃煤电厂大气污染物排放标准》 (DB 31/963-2016)	10	35	50
河南《燃煤电厂大气污染物排放标准》 (DB 41/1424-2017)	10	35	50 100 ^a
天津《火电厂大气污染物排放标准》 (DB 12/810-2018)	5 (新建) 10	10 (新建) 35	30 (新建) 50
山西《燃煤电厂大气污染物排放标准》 (DB 14/T 1703-2018)	5 10 ^b	35	50 100 ^a
浙江《燃煤电厂大气污染物排放标准》 (DB 33/2147-2018)	5 (II 阶段) 10 (I 阶段)	35	50
江苏《燃煤电厂大气污染物排放标准》 (DB 32/4148-2021)	10	35	50
陕西《锅炉大气污染物排放标准》 (DB/61 1226--2018)	关中和陕北建成区：10	关中和陕北建成区：35	关中和陕北建成区：50
^a W 型火焰炉膛的燃煤发电锅炉及现有循环流化床燃煤发电锅炉执行该限值。 ^b 低热值发电锅炉执行该限值			

6.1.2 与国内标准对比情况

本标准与国家标准 GB 13223-2011《火电厂大气污染物排放标准》在适用范围、有组织排放控制、无组织排放控制、达标判定等方面的对比见表 6-2。

表 6-2 本标准与国标对比

项目	本标准（DB）与 GB 13223-2011（GB）相比
适用范围	DB 增加了 65 t/h 以下的燃煤发电锅炉
有组织排放控制要求	DB 新增氨污染物项目；DB 新增“破碎、筛分以及其他生产工序或设施”的颗粒物排放限值要求。
	DB 颗粒物、SO ₂ 、NO _x 限值严于 GB；
	DB 烟气黑度、汞及其化合物限值与 GB 一致
无组织排放控制要求	DB 新增物料储存、物料转移和输送、物料加工、废气收集、处理与排放要求、企业边界污染物监控要求等无组织排放控制要求。
达标判定	DB 新增手工监测、在线监测以及违法行为的达标判定要求

本标准与国家标准 GB 13223-2011《火电厂大气污染物排放标准》的特别排放限值相比（颗粒物 20mg/m³、SO₂50 mg/m³、NO_x100 mg/m³），加严了 30%~50%；与国内相关地方燃煤电厂超低排放标准相比，现有电厂控制要求一致，部分地方标准的新建燃煤电厂的颗粒物进一步加严到 5 mg/m³，考虑到目前“双碳”战略目标，减污降碳协同增效，不再进一步加严排放浓度限值，详见表 6-3。

表 6-3 本标准与国内地方燃煤电厂标准对比

单位：mg/m³

污染物项目	本标准	江苏	上海	河南	河北	浙江	天津
颗粒物	10	10	10	10	10	5（I） 10（II）	5（新建） 10
二氧化硫	35	35	35	35	35	35	10（新建） 35
氮氧化物	50	50	50	50	50	50	30（新建） 50

6.2 国外相关标准

6.2.1 美国

美国电厂的标准涉及新固定源污染物排放标准（40 CFR 60 部分）和有害空气污染物（HAPs）标准（40 CFR 63 部分）。

新源标准 40 CFR Part 60 Subpart Da 蒸汽发电机组性能标准适用对象为燃用化石燃料，热输入功率 ≥ 73 MW 的火电厂。按排放强度 0.35 g/kWh、1 lb/MMBtu 分别对应排放浓度 100 mg/m³、1230 mg/m³，换算的燃煤电厂颗粒物、SO₂、NO_x 限值分别为 11.7 mg/m³~36.9 mg/m³、130 mg/m³~1476 mg/m³、91 mg/m³~984 mg/m³。

40 CFR Part 63 Subpart UUUUU 燃煤和燃油蒸汽发电机组适用于电力输出 ≥ 25 MW 燃煤和燃油机组。污染物项目 Hg，新改扩建机组限值为 0.0004 mg/m³~0.0052 mg/m³，现有机组限值为 0.0017 mg/m³~0.0052 mg/m³；其他污染物项目项目颗粒物、总非 Hg 重金属、As 等 10 项非 Hg 重金属这 3 项中只需满足其中一项即可。

40 CFR Part 60 Subpart Da and Part 63 Subpart UUUUU 要求火电厂颗粒物、SO₂、NO_x、Hg 浓度进行自动监测（旁路烟道也需安装自动监测装置），应满足以下要求：锅炉运行 30 天滚动平均（Hg 也可为 90 日）排放强度应满足标准要求；现有源的颗粒物、SO₂、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 SO₂、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，豁免的启停阶段应采取燃用清洁燃料、加强监测和报告等措施。

6.2.2 欧盟

欧盟工业排放指令规定了总额定热输入功率 ≥ 50 MW 的火电厂的排放控制要求。对于燃煤电厂为例（燃用燃料为煤、褐煤及其他固体燃料），烟尘、SO₂、NO_x 限值依据煤种和规模分别为 20 mg/m³~30 mg/m³、200 mg/m³~400 mg/m³、200 m³~450 mg/m³（标准状态、基准氧含量 6%、干烟气的排放浓度）。

对于全厂总额定热输入功率 ≥ 100 MW 的火电厂（剩余运行寿命小于 10000 h 的火电厂等予以豁免），要求对废气中的烟尘、SO₂、NO_x 浓度进行自动监测，规定在一个日历年内应满足以下条件：有效月均值须达标；有效日均值不超过标

准限值的 110%；□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%；□95%的有效小时均值不超过标准限值的 200%；□豁免情况：因低硫燃料供应严重不足，可豁免 SO₂ 不超过 6 个月；烟气治理设备故障，可豁免单次不超过 24 小时、12 个月内累计不超过 120 小时（保障能源供应或替代的电厂会全面增加排放量情况除外）；启动、停炉。

6.2.3 与国际标准对比情况

本标准与国外标准相比，颗粒物、二氧化硫和氮氧化物排放限值都更为严格。

表 6-4 本标准与国外相关标准对比

单位：mg/m³

污染物项目	本标准	美国	欧盟
颗粒物	10	11.7~36.9	20~30
二氧化硫	35	130~1476	200~400
氮氧化物	50	91~984	200~450

7 标准实施的效益及经济技术分析

7.1 环境效益分析

7.1.1 颗粒物减排效益

(1) 燃煤电厂

依据 2021 年排污许可数据，颗粒物排放量为 1322 吨，以二污普数据作为超低改造前的基础数据，二污普颗粒物排放量为 6344 吨，实施超低排放改造颗粒物削减了 5022 万吨。

目前区内煤电企业颗粒物排放执行 GB 13223-2011《火电厂大气污染物排放标准》中 30 mg/m³，其中银川都市圈范围内煤电企业颗粒物排放执行 GB 13223 中的大气污染物特别排放限值 20 mg/m³。依据企业调研函数据，按企业应执行标准的浓度限值计算则颗粒物排放量为 9698 吨；执行超低排放限值，颗粒物排放量为 4460 吨，实施超低改造排放颗粒物削减了 5238 吨。

表 7-1 实施超低改造颗粒物减排效益

项目	按标准核算		按实际排放核算
	颗粒物执行标准	颗粒物排放量*	颗粒物排放量
超低改造前	30/20 mg/m ³	0.97 万 t	二污普数据：0.63 万 t
超低改造后	10 mg/m ³	0.45 万 t	排污许可数据：0.13 万 t
减排情况	削减比例 54%~79%，削减量约 0.5 万 t。		
*为完全执行标准值的排放量的上限值。			

(2) 非发电燃煤锅炉

目前区内 65 蒸吨以上的非发电燃煤锅炉颗粒物排放执行 GB 13223-2011《火电厂大气污染物排放标准》中 30 mg/m³，其中银川都市圈范围内 65 蒸吨以上的非发电燃煤锅炉颗粒物排放执行 GB 13223 中的大气污染物特别排放限值 20 mg/m³，实施超低排放改造颗粒物削减 50%~67%。依据排污许可数据，排放量为 192 吨，实施超低排放改造颗粒物总共可削减 109 吨。

综上，实施超低排放改造，颗粒物可削减约 0.5 万吨。

7.1.2 SO₂ 减排效益

(1) 燃煤电厂

依据 2021 年排污许可数据，SO₂ 排放量为 9415 吨，以二污普数据作为超低改造前的基础数据，二污普 SO₂ 排放量为 44335 吨，实施超低改造 SO₂ 削减了 34920 万吨。

目前区内煤电企业 SO₂ 排放执行 GB 13223-2011《火电厂大气污染物排放标准》中 100 mg/m³，其中银川都市圈范围内煤电企业 SO₂ 排放执行 GB 13223 中的大气污染物特别排放限值 50 mg/m³。按企业应执行标准的浓度限值计算则 SO₂ 排放量为 31395 吨；执行超低排放限值，SO₂ 排放量为 19263 吨，实施超低排放改造 SO₂ 削减了 11772 吨。

表 7-2 燃煤电厂实施超低改造后 SO₂ 减排效益

项目	按标准核算		按实际排放核算
	SO ₂ 执行标准	SO ₂ 排放量*	SO ₂ 排放量
超低改造前	100/50 mg/m ³	3.14 万 t	二污普数据：4.43 万 t
超低改造后	35 mg/m ³	1.93 万 t	排污许可数据：0.94 万 t
减排情况	削减比例 38%~79%，削减量约 1.2~3.5 万 t。		
*为完全执行标准值的排放量的上限值。			

(2) 非发电燃煤锅炉

目前区内 65 蒸吨以上的非发电燃煤锅炉 SO₂ 排放执行 GB 13223-2011《火电厂大气污染物排放标准》中 100 mg/m³，其中银川都市圈范围内煤电企业 SO₂ 排放执行 GB 13223 中的大气污染物特别排放限值 50 mg/m³，实施超低排放改造颗粒物削减 30%~65%。依据排污许可数据，排放量为 638 吨，实施超低改造 SO₂ 总共可削减 402 吨。

综上，实施超低排放改造，SO₂ 可削减 1.2~3.5 万吨。

7.1.3 NO_x 减排效益

(1) 燃煤电厂

依据 2021 年排污许可数据，NO_x 排放量为 20130 吨，以二污普数据作为超低改造前的基础数据，二污普 NO_x 排放量为 38191 吨，实施超低排放改造 NO_x 削减了 18061 万吨。

目前区内煤电企业 NO_x 排放执行 GB 13223-2011《火电厂大气污染物排放标准》中 200 mg/m³，其中银川都市圈范围内煤电企业 NO_x 排放执行 GB 13223 中的大气污染物特别排放限值 100 mg/m³。依据企业调研函数据，按企业应执行标准的浓度限值计算则 NO_x 排放量为 64623 吨，执行超低排放限值，NO_x 排放量为 27627 吨，实施超低排放改造 NO_x 削减了 36996 吨。

表 7-3 燃煤电厂实施超低改造后 NO_x 减排效益

项目	按标准核算		按实际排放核算
	NO _x 执行标准	NO _x 排放量*	NO _x 排放量
超低改造前	200/100 mg/m ³	6.46 万 t	二污普数据：3.82 万 t
超低改造后	50 mg/m ³	2.76 万 t	排污许可数据：2.01 万 t
减排情况	削减比例 47%~57%，削减量约 1.8~3.7 万 t。		
*为完全执行标准值的排放量的上限值。			

(2) 非发电燃煤锅炉

目前区内 65 蒸吨以上的非发电燃煤锅炉 NO_x 排放执行 GB 13223-2011《火电厂大气污染物排放标准》中 200 mg/m³，其中银川都市圈范围内煤电企业 NO_x 排放执行 GB 13223 中的大气污染物特别排放限值 100 mg/m³，实施超低排放改造颗粒物削减 50%~75%。依据排污许可数据，排放量 1424 为吨，实施超低排放改造 NO_x 总共可削减 1019 吨。1424-1019=405

综上，实施超低排放改造，NO_x 可削减 1.9~3.8 万吨。

实施本标准，一方面确保已完成超低改造的取得的环境效益，另一方面还将进一步削减颗粒物约 100 吨、SO₂ 约 350 吨、NO_x 约 1000 吨，为空气质量的持续改善提供保障。

7.2 技术经济分析

7.2.1 可达技术

根据前述分析，目前宁夏回族自治区燃煤锅炉超低排放的技术路线，见表 7-4。

表 7-4 燃煤锅炉超低排放技术

污染物	超低排放技术	排放控制水平
颗粒物	1.一次除尘：①电除尘器：低低温电除尘器、高频电源电除尘器等；②布袋除尘器：采用 PPS、PTFE 等滤料；③电袋复合式除尘器：强化颗粒荷电、采用高精过滤滤料、优化气流分布等 2.二次除尘：湿法脱硫后采用湿式电除尘器进一步除尘	<10 mg/m ³
SO ₂	石灰石-石膏湿法脱硫：原塔单塔双区、双托盘增加烟气均流性等改造技术，采用单塔双循环、双塔双循环技术等	<35 mg/m ³
NO _x	①低氮燃烧②SCR 脱硝技术：增加反应器催化剂层数等③SNCR 脱硝技术④SCR 和 SNCR 联合脱硝技术 深度调峰宽负荷脱硝改造技术：提高烟气入口温度（省煤器分隔烟道、分级省煤器等），使用低温 SCR 催化剂等。	<50 mg/m ³
煤粉炉超低排放典型技术路线：低氮燃烧器+SCR 脱硝+除尘+湿法脱硫+湿式电除尘（可选） 循环流化床锅炉超低典型技术路线：炉内脱硫（可选）+SNCR 脱硝/SCR 和 SNCR 联合脱硝+除尘+湿法脱硫+湿式电除尘（可选）		

生物质锅炉超低排放技术路线典型技术路线：低氮燃烧器+炉内脱硫+SNCR-SCR/SCR+机械除尘+袋式除尘。

7.2.2 超低排放改造成本

（1）燃煤电厂

根据调研数据，对于单机规模≥600 MW，平均每台燃煤锅炉除尘、脱硫和脱硝整体投资成本约为 3.68 亿元（调研样本波动范围 3.65~5.36 亿元）；对于 300 MW≤单机规模<600 MW，平均每台燃煤锅炉除尘、脱硫和脱硝整体投资成本约为 2 亿元（调研样本波动范围 0.9~5 亿元）。

目前区内企业有组织和无组织排放方面基本可以达到标准的要求，不需要增

加额外的投入。调研区内 17 家电厂超低的运行成本，平均每度电 3.7 分左右。目前宁夏上网交易电价在 0.3 元左右浮动，运行成本占比 12%，属于可接受水平。

（2）非发电燃煤锅炉

目前 13 台锅炉（含备用调峰）总计 1155 t/h 需要进行提升改造。13 台锅炉除尘主要采用静电除尘、布袋除尘和电袋复合除尘，脱硫主要采用石灰石/石膏法、氧化镁法、钠碱法，脱硝主要采用 SCR+SNCR 脱硝、SCR 脱硝。按升级改造成本每蒸吨 10~30 万元左右，约 1~3 亿元。除进行超低排放改造外，还可优化布局通过电厂热电联产替代上述锅炉，降低电厂能耗，提高供热质量。

（3）生物质发电锅炉

目前 1 台 150 t/h 生物质锅炉（热电联产）需要进行改造。该锅炉现行治理技术为炉内喷钙脱硫+SNCR 脱硝+旋风除尘器+布袋除尘器，超低排放升级改造费用约为 500~1000 万元左右。

7.3 社会效益分析

标准实施后，一方面进一步加强煤炭和生物质清洁高效利用，深入推进能源革命；另一方面有利于大气环境质量的持续改善，不断增强人民群众对美好生活的获得感、幸福感，取得较好的社会效益。

8 主要意见分歧的处理

8.1 标准草案内部征求意见情况

2022年9月30日，宁夏回族自治区生态环境厅向有关单位发出“关于公开征求地方标准《燃煤电厂大气污染物排放标准（征求意见稿）》意见的函”（宁环函〔2022〕738号），通过网站和函件对标准草案进行内部征求意见。征求意见时间1个月。

标准征求意见单位23家，同时在厅内征求了业务处室的意见，并在网上公开接受公众意见。生态环境部、宁东基地管委会生态环境局、石嘴山市生态环境局、中铝宁夏能源集团有限公司、国家能源集团宁夏电力有限公司提出了意见，其他单位未提出意见。标准编制组对意见进行了逐条处理。

8.2 主要意见处理情况

主要意见汇总、处理结果如下：

8.2.1 关于大气污染物排放限值

1、生态环境部建议进一步调研表1中“汞及其化合物”的排放限值，合理加严汞排放限值要求。理由：火电机组、水泥行业实施超低排放改造，脱硫、脱硝、除尘等治理设施可有效协同减少汞及其化合物排放，协同去除率60%以上。

未采纳该意见。为电厂共处置市政污泥，推进污泥无害化处理，本标准适用范围增加了以煤炭及其制品为主掺烧其他燃料（生活垃圾、危险废物除外）的燃煤锅炉。对于掺烧市政污泥的燃煤锅炉，会进一步增加汞的排放，因此不宜进一步加严汞的限值。

2、中铝宁夏能源集团有限公司建议烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度限值修改为10、40、80 mg/m³。

未采纳该意见。原环境保护部、发展改革委、能源局联合印发《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》（环发〔2015〕164号），要求“到2020年，全国所有具备改造条件的燃煤电厂力争实现超低排放”。2018年，宁夏回族自治区生态环境厅、发展改革委、工业和信息化厅联合印发《宁夏回族自治区燃煤自备火电机组超低排放改造计划方案》（宁环大气发〔2018〕134号），要求对全区燃

煤自备火电机组开展超低排放改造。目前全区燃煤电厂（含燃煤自备火电机组）均完成了超低排放改造任务，可以达到烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别低于 10、35、50 mg/m³ 的排放控制水平（基准氧含量 6%条件下）。

3、宁东基地管委会生态环境局建议统一表 1 中氨的排放限值。石嘴山市生态环境局建议参考江苏省《燃煤电厂大气污染物排放标准》，删除表 1 中氨的限值要求。中铝宁夏能源集团有限公司建议氨作为选测项目。

未采纳该意见。理由如下：

（1）氨排入大气后与二氧化硫、氮氧化物转化形成硫酸铵、硝酸铵等二次无机颗粒物，可占到 PM_{2.5} 质量浓度的 30%~70%，为此必须严格控制其排放。

（2）江苏省《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB 32/4148—2021）中 4.1.4 条规定氨逃逸质量浓度应符合 HJ 2301《火电厂污染防治可行技术指南》的要求。HJ 2301 区分不同脱硝技术，针对 SCR、SNCR、以及 SNCR-SCR 联合技术，规定氨逃逸浓度分别低于 2.5、8、3.8 mg/m³，本标准与之一致。

（3）为达到 NO_x 统一的排放控制要求，不同脱硝技术的喷氨量（氨氮比）不同，从而可实现的氨逃逸浓度水平也不同，这是治理工艺所决定的，不宜统一排放限值。

4、国家能源集团宁夏电力有限公司建议企业边界总悬浮颗粒物排放限值为 1 mg/m³，与《大气综合污染物排放标准》（GB 16297—1996）一致。

采纳该意见。考虑西北的自然环境、燃煤电厂大部分位于偏远地区或工业园区等因素，厂界 TSP 背景浓度受外界影响较大，将企业边界 TSP 排放限值由 0.5 mg/m³ 修改为 1 mg/m³。

8.2.2 关于无组织排放控制要求

生态环境部建议 4.2.3 章节中进一步界定粉状物料的全过程密闭输送。理由：应进一步研究火电厂全流程粉状物料运输是否能够实现全密闭。

采纳该意见。修改为：采用气力输送、管状带式输送机、封闭式带式输送机栈桥（廊道）等密闭或封闭方式进行输送。

8.2.3 关于在线监测达标判定

考虑到生产工艺波动、设备启停等特殊情况下容易造成阶段性污染物排放超标，中铝宁夏能源集团有限公司和国家能源集团宁夏电力有限公司建议制定配套的异常排放管理办法，或规定出现特殊情况时的异常排放数据给予一定时间的豁免。

采纳该意见。生态环境部对在线监测的达标判定给出了明确意见。在标准 5.1.2 条中明确企业责任，规定：“企业发现污染物排放自动监测设备传输数据异常的，应当及时报告生态环境主管部门，并进行检查、修复；具体报告形式可按照生态环境部门制订的自动监测数据标记规则及有关标准规范，对非正常工况时段以及自动监测异常时段及时、如实标记。”

在标准 6.4 条中明确在线监测数据超标判定规则，规定“采用在线监测时，按照监测规范以及《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）》、《火电行业排污许可证申请与核发技术规范》（如有更新，参照最新版本执行）、HJ 953 等要求测量、标记为有效的自动监测数据，计算得到的大气污染物小时浓度均值超过本文件规定的限值，判定为超标。”

9 实施标准的措施建议

9.1 强制性标准的建议

根据《中华人民共和国标准化法》第十条规定，对保障人身健康和生命财产安全、国家安全、生态环境安全以及满足经济社会管理基本需要的技术要求，应当制定强制性国家标准；法律、行政法规和国务院决定对强制性标准的制定另有规定的，从其规定。

根据《环境保护法》《大气污染防治法》的授权，省、自治区、直辖市人民政府对国家污染物排放标准中未作规定的项目，可以制定地方污染物排放标准；对国家污染物排放标准中已作规定的项目，可以制定严于国家污染物排放标准的污染物排放标准。

可见，地方污染物排放标准属于《中华人民共和国标准化法》第十条中规定的“法律、行政法规和国务院决定对强制性标准的制定另有规定的”情形，《环境保护法》《大气污染防治法》授权地方可以制定强制性的地方污染物排放标准。

本标准属于宁夏回族自治区地方污染物排放标准，应强制执行。

9.2 标准实施的建议

9.2.1 进行标准宣传、培训

为了使标准监督、标准实施企业等相关单位尽快了解本标准的内容，加深对标准的理解，推动标准的有效实施，在标准实施前开展标准的宣传、培训。

9.2.2 在标准实施中加强管理，使监督检查常态化

本标准规定了比较严格的标准，提出了详细的过程控制措施，因此必须强化企业的责任意识，在标准实施中加强管理，提高企业的日常责任意识和管理水平。生态环境部门贯彻执行本标准，并负责组织实施和监督检查，使监督检查常态化。

9.2.3 充分发挥企业的能动性

本标准规定了大量的技术管理要求，没有企业自主实施，很难有效控制无组织排放。作为环境保护的责任主体，企业应主动落实标准要求。

10 知识产权说明

本标准内容不涉及知识产权。

11 其他应说明的事项

11.1 现有企业执行标准的过渡期

由于宁夏现有燃煤电厂（含自备电厂）已先期完成了超低排放改造，本标准只是将污染治理成果通过地方强制性标准的形式固化下来，不需企业额外投入资金和时间再次进行污染治理，因此燃煤电厂在本标准实施后给予半年的过渡期即可，在此期间主要是理顺相关环境管理要求，变更排污许可信息。

根据《宁夏回族自治区生态环境保护“十四五”规划》，2025年年底前65蒸吨以上的非发电燃煤锅炉全面实现超低排放。因此，65蒸吨以上非发电燃煤锅炉给予两年半的过渡期，自2026年1月1日起实施。65蒸吨以上使用煤矸石、生物质、油页岩等其他固体燃料非发电锅炉，与非发电燃煤锅炉相同，自2026年1月1日起实施。

11.2 对外通报的建议和理由

本标准是地方火电行业的排放标准，用于环境管理，不涉及国际标准。国际上，各国均是根据自身的环境管理需求，制定各自的排放标准，没有统一形式的国际标准。另外，本标准也不涉及对WTO贸易产生重大影响，不需对外通报。