

《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

2020年10月

目 录

1 目的意义	1
1.1 江苏省燃煤电厂现状.....	1
1.1.1 规模及分布.....	1
1.1.2 装机结构.....	2
1.1.3 排放管理.....	2
1.2 标准制定的必要性.....	2
1.2.1 国家及生态环境主管部门相关要求.....	2
1.2.2 国家及江苏省相关产业政策及行业发展规划中的生态环境要求.....	4
1.2.3 环境空气质量改善的迫切需求.....	5
1.2.4 环境管理水平提升的迫切需求.....	6
1.3 标准制定的可行性.....	6
1.3.1 燃煤电厂工艺流程、生产设施及产排污特征.....	6
1.3.2 燃煤电厂主要大气污染物特征.....	8
1.3.3 燃煤电厂主要大气污染防治技术.....	12
1.4 经济社会效益分析.....	19
1.4.1 燃煤电厂超低排放技术经济性分析.....	19
1.4.2 燃煤电厂超低排放环境效益分析.....	23
2 任务来源	24
3 编制过程	25
4 主要内容技术指标确立	28
4.1 调研情况.....	28
4.1.1 主要污染物控制措施.....	28
4.1.2 常规污染物排放现状.....	29
4.1.3 非常规污染物排放现状.....	32
4.1.4 调研企业反馈意见.....	35
4.2 标准主要技术内容及确定依据.....	35
4.2.1 标准结构框架.....	35
4.2.2 范围.....	36
4.2.3 术语和定义.....	37
4.2.4 污染物项目的选择.....	37
4.2.5 污染物排放限值的确定及依据.....	37
4.2.6 无组织排放控制要求的确定及依据.....	40
4.2.7 污染物监测要求的确定及依据.....	40

4.2.8 达标判定要求的确定及依据.....	43
5 与相关法律法规和国家标准的关系	45
5.1 相关法律法规政策要求	45
5.2 国内相关标准	46
5.2.1 国家标准.....	46
5.2.2 地方标准.....	47
5.2.3 国内排放控制要求综合比较.....	47
5.2.4 排放控制要求的长三角一体化协调性.....	50
5.3 国外相关标准	51
5.3.1 欧盟 DIRECTIVE 2010/75/EU	51
5.3.2 美国 40 CFR Part 60 Subpart Da and Part 63 Subpart UUUUU	52
5.3.3 国外排放控制要求综合比较.....	53
5.3.4 国际能源署燃煤电厂污染物排放控制目标.....	53
6 实施推广建议	54
6.1 强制性实施的建议.....	54
6.2 标准实施的建议.....	54

1 目的意义

1.1 江苏省燃煤电厂现状

1.1.1 规模及分布

根据排污许可信息统计，2019 年底我省采用单台出力 65 t/h 以上燃煤（发电）锅炉（除层燃炉、抛煤机炉外，含同类管理的燃生物质等锅炉）的火电企业约 229 家、锅炉约 672 台，其中燃煤装机容量约 81691.4 MW、燃生物质装机容量约 475 MW，锅炉炉型基本为煤粉炉（100 MW 及以上机组主流）、循环流化床锅炉（100 MW 以下机组主流）。我省燃煤电厂主要分布在苏州市、徐州市和镇江市，分别占总装机规模的约 21.0%、13.6%和 10.6%。

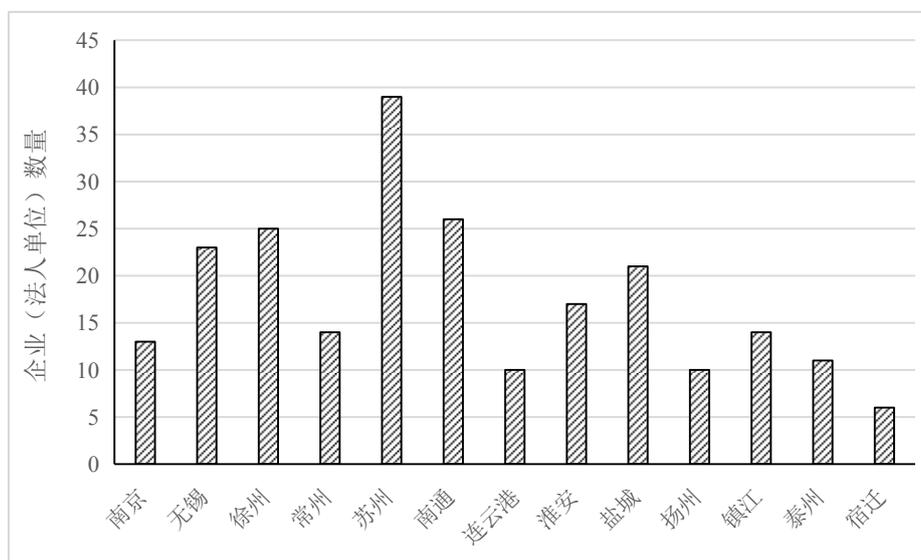


图 1.1-1 全省燃煤（含燃生物质）电厂数量分布情况

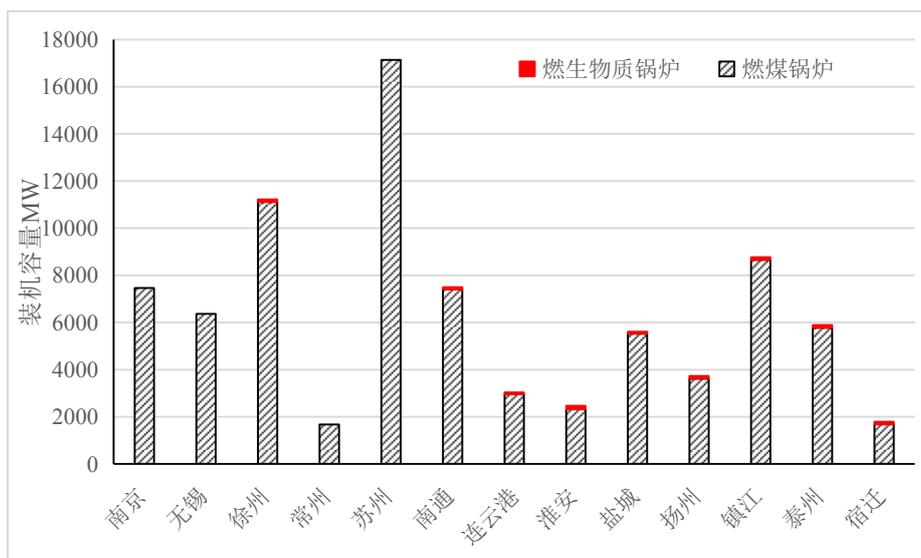


图 1.1-2 全省燃煤（含燃生物质）电厂容量分布情况

1.1.2 装机结构

按照机组规模划分，100 MW 及以上机组在数量上占全省的约 27.2%，但装机容量占全省的约 89.8%，其中 600 MW 及以上的大型机组占全省装机容量的约 64.1%，总体上我省燃煤电厂装机水平居于全国领先。

表 1.1-1 燃煤（含燃生物质）电厂机组规模情况

序号	机组规模划分	机组数（台）	装机规模（MW）
1	单机规模 \geq 1000 MW	26	26520
2	600 MW \leq 单机规模 $<$ 1000 MW	41	26170
3	300 MW \leq 单机规模 $<$ 600 MW	57	18814
4	100 MW \leq 单机规模 $<$ 300 MW	17	2285
5	单机规模 $<$ 100 MW	378	8377.4
合计		519	82166.4

注：100 MW 以下机组采用母管制较常见，锅炉与机组数量不对应，如 2 炉 1 机或 3 炉 2 机。

1.1.3 排放管理

目前，我省燃煤电厂（含燃生物质电厂）执行《火电厂大气污染物排放标准》（GB 13223—2011）特别排放限值，其中燃煤电厂还按照《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）等政策文件执行超低排放要求（即在基准氧含量 6%条件下，烟尘、SO₂、NO_x 排放浓度分别不高于 10 mg/m³、35 mg/m³、50 mg/m³）。至 2019 年底，我省现有燃煤电厂基本完成超低排放改造，部分燃生物质电厂参照 GB 13223—2011 燃气锅炉特别排放限值完成改造。

1.2 标准制定的必要性

1.2.1 国家及生态环境主管部门相关要求

1.2.1.1 国家对生态环境及本行业的相关要求

（1）党中央与国务院的要求

党的十八大报告明确提出，大力推进生态文明建设，努力建设美丽中国。党的十九大报告再次强调，打赢蓝天保卫战，提高污染排放标准，强化排污者责任。

《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（含废渣）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；按照煤炭集中使用、清洁利用的原则，提高电力用煤比例；大力淘汰关停环保等不达标的 30 万千瓦以下燃煤机组；对于关停机组的装机容量、煤炭消费量和污染物排放量指标，允许进行交易或置换，可统筹安排建设等容量超低排放燃煤机组；

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，城市建成区生物质锅炉实施超低排放改造。

(2) 《中华人民共和国环境保护法》

《中华人民共和国环境保护法》第十六条规定，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，可以制订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，可以制订严于国家污染物排放标准的地方污染物排放标准；第二十八条规定，地方各级人民政府应当根据环境保护目标和治理任务，采取有效措施，改善环境质量。

(3) 《中华人民共和国大气污染防治法》

《中华人民共和国大气污染防治法》第九条规定，国务院生态环境主管部门或者省、自治区、直辖市人民政府制订大气污染物排放标准，应当以大气环境质量标准和国家经济、技术条件为依据；第十条规定，制订大气环境质量标准、大气污染物排放标准，应当组织专家进行审查和论证，并征求有关部门、行业协会、企业事业单位和公众等方面的意见。

针对燃煤电厂，《中华人民共和国大气污染防治法》第四十一条还特别规定：燃煤电厂和其他燃煤单位应当采用清洁生产工艺，配套建设除尘、脱硫、脱硝等装置，或者采取技术改造等其他控制大气污染物排放的措施。国家鼓励燃煤单位采用先进的除尘、脱硫、脱硝、脱汞等大气污染物协同控制的技术和装置，减少大气污染物的排放。

1.2.1.2 国民经济和社会发展规划五年规划中有关本行业的要求

《中华人民共和国国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》第三十章（建设现代能源体系）要求，深入推进能源革命，着力推动能源生产利用方式变革，优化能源供给结构，提高能源利用效率，建设清洁低碳、安全高效的现代能源体系，维护国家能源安全；第三十八章第四节（扩大环境容量和生态空间）要求，削减区域污染物排放总量，加强大气污染联防联控；第四十四章第一节（深入实施污染防治行动计划）要求严格落实约束性指标，地级及以上城市重污染天数减少 25%。

1.2.1.3 国家生态环境保护五年规划中有关本行业的要求

《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）第五章第二节（深入推进重点污染物减排）要求，以燃煤电厂超低排放改造为重点，对电力等重点行业实施综合治理，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；第六章第二节（加大重金属污染防治力度）要求加强燃煤电厂等重点行业汞污染物排放控制。

1.2.1.4 国家建立绿色生产和消费相关体系的要求

国家发展改革委、司法部《关于加快建立绿色生产和消费法规政策体系的意见》（发改环资〔2020〕379号）指出，加快建立绿色生产和消费相关的法规、标准、政策体系，促进源头减量、清洁生产、资源循环、末端治理，在全社会推动形成绿色生产和消费方式；加强工业污染治理，全面推行污染物排放许可制度，强化工业企业污染防治法定责任；加快制定污染防治可行技术指南，按照稳定连贯、可控可达的原则制修订污染物排放标准，严格环境保护执法监督，实现工业污染源全面达标排放，鼓励达标企业实施深度治理。

1.2.1.5 江苏省地方法规中有关本行业的要求

《江苏省大气污染防治条例》第二十八条规定，新建大容量燃煤机组应当同步建设先进高效的脱硫、脱硝和除尘设施，使大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值；现有燃煤机组应当运用先进高效的技术进行脱硫、脱硝和除尘设施提标改造，使大气污染物排放浓度达到国家和省规定的要求，或者按照国家和省有关规定进行天然气等清洁能源替代改造。

《江苏省生态环境监测条例》第三十一条规定，符合法律、法规规定以及国家和省有关环境标准、技术规范要求开展的生态环境监测活动中取得的生态环境监测数据和结果，具有法律效力。污染物排放自动监测设备的自动监测数据，由生态环境主管部门按照国家环境标准、技术规范审核后，可以作为监管执法工作的事实依据。

1.2.2 国家及江苏省相关产业政策及行业发展规划中的生态环境要求

1.2.2.1 国家“十三五”能源规划

《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。

1.2.2.2 国家“十三五”电力发展规划

《电力发展“十三五”规划》（发改能源〔2016〕2321号）提出积极促进煤电转型升级，加快新技术研发和推广应用，提高煤电发电效率及节能环保水平。全面实施燃煤电厂超低排放“提速扩围”工程，加大能耗高、污染重煤电机组改造和淘汰力度。“十三五”期间，全国实施煤电超低排放改造约4.2亿千瓦，力争淘汰落后煤电机组约2000万千瓦。到2020年，全国现役煤电机组平均供电煤耗降至310 g/kWh，具备条件的30万千瓦级以上机组全部实现超低排放。

1.2.2.3 煤电节能减排与改造行动计划

《煤电节能减排与改造行动计划（2014-2020年）》（发改能源〔2014〕2093号）要求东部地区新建燃煤发电机组大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值，到2020年现役30万千瓦及以上公用燃煤发电机组、10万千瓦及以上自备燃煤发电机组以及其他有条件的燃煤发电机组，改造后大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值。

《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，全国有条件的新建燃煤发电机组达到超低排放水平，将东部地区的超低排放改造任务提前至2017年前总体完成。

1.2.2.4 长三角地区秋冬季大气污染综合治理攻坚行动方案

《长三角地区2019-2020年秋冬季大气污染综合治理攻坚行动方案》（环大气〔2019〕97号）要求2019年12月底前江苏行政区域内基本淘汰35t/h以下燃煤锅炉，基本完成65t/h及以上燃煤锅炉超低排放改造，达到燃煤电厂超低排放水平；对已完成超低排放改造的电力企业，重点推进无组织排放控制；对稳定达到超低排放要求的电厂，不得强制要求治理“白色烟羽”。

1.2.2.5 江苏省“十三五”能源发展规划

《江苏省“十三五”能源发展规划》（苏政办发〔2017〕62号）提出坚持提升存量和严控增量同步推进、提标改造和关停替代一体实施，加强新增锅炉管控和存量锅炉整治，2019年底前35t/h及以下的燃煤锅炉全部淘汰或实施清洁能源替代，65t/h及以上的燃煤锅炉全部实现超低排放，其他燃煤锅炉全部达到特别排放限值要求；要求按照“扩面提速再提速”总体要求全面落实《江苏省煤机组节能减排与改造行动计划（2014—2020年）》和《江苏省煤电节能减排升级与改造实施方案（2016—2017年）》，深入推进煤电环保升级改造。

1.2.2.6 江苏省打赢蓝天保卫战三年行动计划实施方案

《江苏省打赢蓝天保卫战三年行动计划实施方案》（苏政发〔2018〕122号）要求2019年底前35t/h及以下燃煤锅炉全部淘汰或实施清洁能源替代，鼓励使用生物质能等；推进煤炭清洁化利用，推广清洁高效燃煤锅炉，65t/h及以上的燃煤锅炉全部完成超低排放改造，城市建成区生物质锅炉实施超低排放改造，其余燃煤锅炉全部达到特别排放限值要求。

1.2.3 环境空气质量改善的迫切需求

按照《环境空气质量标准》（GB 3095—2012）二级标准进行年度评价，2019年我省13个设区市PM_{2.5}浓度均超标，徐州等6市PM₁₀浓度超标，南京等3市NO₂浓度超标。全省PM_{2.5}年均浓度虽然达到国家年度考核目标，但仍超过GB 3095—2012二级标准约22.9%。打赢蓝天

保卫战是党中央、国务院作出的重大决策部署，呼吸新鲜空气是满足人民日益增长美好生活的迫切需求，全省必须提高环境治理水平持续改善环境空气质量。

根据工业企业主要污染物自动监测数据，各城市水泥、铝冶炼、电力、炼焦、钢铁、玻璃以及大型供暖（汽）锅炉等流程型企业是大气污染物的排放重点。2018 年我省单位国土面积煤炭消费强度是全国平均水平的近 9 倍，单位国土面积烟粉尘、SO₂、NO_x 排放强度是全国平均水平的 4 倍以上，工业源的贡献占比在 60%~80%（其中烟粉尘、SO₂ 贡献占比在 80%以上）。欧美的减排实践表明，SO₂、NO_x、VOCs 等气态前体物减排幅度之和是 PM_{2.5} 地面浓度削减幅度的 5 倍左右。

但是，受我国资源情况、能源安全、经济安全等因素制约，我省以煤为主的能源结构格局长期不会改变。随着煤电超低排放战略的有效落实，我省火电行业主要大气污染物排放总量已经大幅削减，SO₂、NO_x 占全省排放总量的比例降至 10%左右，火电行业（特别煤电行业）长期条件下烟尘、SO₂、NO_x 等常规污染物还有一定减排空间，燃煤电厂深度减排对打赢蓝天保卫战仍具有重大引领意义。

1.2.4 环境管理水平提升的迫切需求

我省燃煤电厂同时执行 GB 13223—2011 特别排放限值和煤电超低排放要求，因此存在法定排放限值、承诺排放限值 2 套污染物排放控制体系。此外，GB 13223—2011 规定的达标考核适用于手工监测，一般要求工况稳定、锅炉出力 70%以上，但是近年各等级火电机组日常工况波动大且平均负荷率基本低于 60%，加之启停阶段部分污染防治设施无法同步投运，在当前技术经济条件下自动监测数据不可避免地会出现短时高于排放限值情况，直接应用自动监测数据开展达标考核存在“普遍性违法”风险。

综上所述，为消除企业守法和政府执法空白，严格有组织排放的法定控制要求和无组织排放的管理控制要求，并明确自动监测达标考核的适用情形，制订适合我省省情的燃煤电厂大气污染物排放标准是十分必要的。

1.3 标准制定的可行性

1.3.1 燃煤电厂工艺流程、生产设施及产排污特征

燃煤电厂典型生产工艺流程为：燃料运至电厂后破碎、输进锅炉炉膛，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。燃煤电厂的主要生产设施分为燃料贮运系统、燃烧及制粉系统、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、除灰渣系统及公用系统（给排水、电气等）。

燃煤电厂主要生产过程和产污环节见表 1.3-1、图 1.3-1。其中，燃煤电厂排放的大气污染物主要是 SO₂、NO_x、烟尘（颗粒物）、汞及其化合物等。

表 1.3-1 燃煤电厂运行中污染环节及因素一览表

序号	生产过程	污染环节	污染因素	污染物
1	燃料存贮及输送	输煤系统	粉尘	TSP
		输煤系统冲洗	输煤废水	pH、SS 等
2	燃料燃烧	燃煤粉碎	噪声、粉尘	TSP、噪声
		锅炉燃烧	烟气	SO ₂ 、NO _x 、颗粒物、汞及其化合物
			固体废物	灰渣
		风机、泵、锅炉排汽	噪声	噪声
锅炉酸洗	清洗废水	pH、SS 等		
3	汽轮发电	汽轮发电设备	噪声	噪声
		主厂房冲洗	冲洗废水	SS、石油类等
		冷却过程	噪声、排污水	噪声、余氯
		变压器	电磁、噪声	工频电磁场、噪声
4	燃油存贮及装卸	油罐脱水	含油污水	石油类
5	化学水处理	化学水处理排水、设备	废水	pH、COD、SS、盐类、
			噪声、固废	噪声、污泥
6	脱硫	脱硫系统排水、设备	脱硫废水	pH、SS、溶解性盐、重金属
			噪声、固废	脱硫副产物、噪声
7	脱硝	脱硝设备	烟气	NH ₃
			噪声、固废	噪声、废催化剂
8	除灰渣及贮灰	除灰渣设备、贮灰场	扬尘	TSP
			灰渣淋溶水	pH、SS、F ⁻ 、As 等
9	公用系统	生活排水、暖通风机水泵	生活污水	COD、BOD ₅ 、氨氮、总磷等
			噪声	噪声

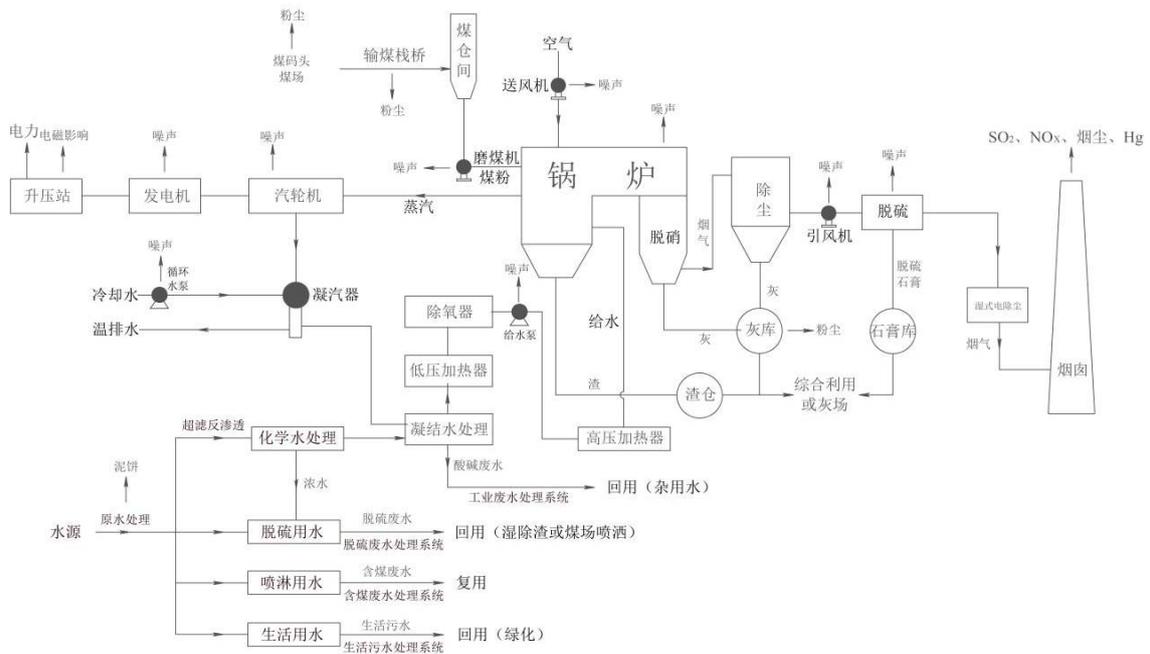


图 1.3-1 燃煤电厂典型工艺流程和产排污节点

1.3.2 燃煤电厂主要大气污染物特征

燃煤电厂生产过程中排放的大气污染物有 SO_2 、 NO_x 、烟尘（颗粒物）、 CO 、重金属和微量元素等。世界各国对燃煤电厂排放烟气中污染物的关键控制项目均为 SO_2 、 NO_x 、烟尘（颗粒物），部分发达经济体开始控制以汞为代表的重金属；目前，国内燃煤电厂相关排放标准重点控制 SO_2 、 NO_x 、烟尘或颗粒物、汞及其化合物。

1.3.2.1 二氧化硫

(1) 简介

SO_2 (Sulfur dioxide) 是最常见、最简单、有刺激性的硫氧化物，是大气主要污染物之一。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以二氧化硫 (SO_2) 的形式产生并排放。燃煤电厂排放烟气中 SO_2 的浓度与燃料品质、污染防治措施效率高度关联。

(2) 物理化学性质

SO_2 为无色透明气体，有刺激性臭味，溶于水、乙醇和乙醚，与水及水蒸气作用生成有毒及腐蚀性蒸气。

气态 SO_2 加热到 $2000\text{ }^\circ\text{C}$ 不分解，不燃烧，与空气也不组成爆炸性混合物。 SO_2 化学性质复杂，在常温下，潮湿的 SO_2 与 H_2S 反应析出硫；在高温及催化剂存在的条件下，可被氢还原成为 H_2S ，被 CO 还原成硫；强氧化剂可将 SO_2 氧化成 SO_3 ，仅在催化剂存在时氧气才能使 SO_2 氧化

为SO₃；无助燃性。

(3) 毒理毒性

大气中SO₂浓度在0.5 ppm以上对人体有潜在影响；在1 ppm~3 ppm时多数人开始感到刺激；SO₂浓度为10 ppm~15 ppm时，呼吸道纤毛运动和粘膜的分泌功能均能受到抑制；浓度达20 ppm时，引起咳嗽并刺激眼睛。若每天吸入浓度为100 ppm，支气管和肺部出现明显的刺激症状，使肺组织受损；在400 ppm~500 ppm时人会出现溃疡和肺水肿直至窒息死亡。SO₂与大气中的颗粒物有协同作用，飘尘气溶胶微粒可把SO₂带到肺部使毒性增加3~4倍。当大气中SO₂浓度为0.21 ppm，颗粒物浓度大于0.3 mg/L，可使呼吸道疾病发病率增高，慢性病患者的病情迅速恶化。2017年10月27日，世界卫生组织国际癌症研究机构公布的致癌物清单初步整理参考，SO₂列入3类致癌物清单。

SO₂是环境空气中气溶胶硫酸盐的重要来源之一。SO₂还是酸雨的重要来源，酸雨对土壤、水体、森林、建筑、名胜古迹等人文景观均会造成危害。

(4) 环境安全浓度

GB 3095—2012规定的SO₂二级标准小时浓度均值不高于500 μg/m³，24小时平均值不高于150 μg/m³。

1.3.2.2 氮氧化物

(1) 简介

NO_x包括多种化合物，如一氧化二氮（N₂O，Nitrous oxide）、NO（Nitric oxide）、NO₂（Nitrogen dioxide）、三氧化二氮（N₂O₃，Nitrous anhydride）、四氧化二氮（N₂O₄，Nitrogen tetroxide）和五氧化二氮（N₂O₅，Nitrogen pentoxide）等。除NO₂以外，其他类型的NO_x均极不稳定，遇光、湿或热变成NO₂及NO，NO又易氧化为NO₂。燃煤电厂排放的烟气中主要以NO、NO₂形式存在，基于NO_x的稳定形式、GB 3095—2012规定基本项目，相关排放标准中NO_x一般以NO₂计。

(2) 物理化学性质

NO为无色气体，分子量30.01，熔点-163.6 °C，沸点-151.5 °C；NO溶于乙醇、二硫化碳，微溶于水和硫酸，水中溶解度4.7%（20 °C），其性质不稳定，在空气中易氧化成NO₂。

NO₂分子量46.01，熔点-11.2 °C，沸点 21.2 °C；NO₂溶于碱、CS₂和氯仿，微溶于水。NO₂在21.1 °C以上时为红棕色刺鼻气体，在21.1 °C以下时呈暗褐色液体，在-11 °C以下时为无色固体，加压液体为N₂O₄，其性质较稳定，溶于水时生成硝酸和NO。

NO_x系非可燃性物质，但均能助燃，如N₂O、NO₂和N₂O₅遇高温或可燃性物质能引起爆炸。

(3) 毒理毒性

NO_x都具有不同程度的毒性，可刺激肺部，使人较难抵抗感冒之类的呼吸系统疾病。NO_x中N₂O作为吸入麻醉剂，不以工业毒物论。NO₂主要损害深部呼吸道，人吸入NO₂1分钟的MLC为200 ppm；其余类型NO_x遇光、湿或热可产生NO₂。NO尚可与血红蛋白结合引起高铁血红蛋白血症，其结合血红蛋白的能力比CO还强。

NO_x与空气中的水结合最终会转化成硝酸和硝酸盐，是酸雨的成因之一；与其他污染物在一定条件下能产生光化学烟雾污染，特别是NO_x与VOCs反应是生成PM_{2.5}和臭氧的主要途径，工业排放的NO_x已经是环境空气中硝酸盐、臭氧、PM_{2.5}的重要来源之一。

(4) 环境安全浓度

GB 3095—2012规定的NO₂二级标准小时浓度均值不高于200 μg/m³，24小时平均值不高于80 μg/m³。

1.3.2.3 烟尘（颗粒物）

(1) 简介

烟尘是煤燃烧生产过程中排放出来的固体颗粒物。燃煤电厂排放烟气中的“烟尘”不仅包括燃煤烟尘，还包括脱硫脱硝过程中烟气雾滴中携带的未溶硫酸盐、亚硫酸盐及未反应吸收剂等被滤膜过滤的颗粒物，以及因粒径小于采样滤膜截留直径而穿透滤膜逃逸到大气中并因温度、压力、水分等物理状态改变而形成的颗粒物，因此近年相关排放标准多将“烟尘”改为“颗粒物”。

(2) 物理化学性质

烟气中颗粒物组成成分复杂，如燃煤烟气中颗粒物(烟尘)主要化学成分包括Na₂O、Fe₂O₃、K₂O、SO₃、Al₂O₃、SiO₂、CaO、MgO、P₂O₅、Li₂O、TiO₂等，采用石灰石-石膏湿法脱硫的还可能夹带石膏浆液等成分。

(3) 毒理毒性

颗粒物对人体的危害同颗粒物的大小有关：直径大于5 μm的颗粒物能被鼻毛和呼吸道粘液挡住；直径介于0.5 μm~5 μm的颗粒物一般会粘附在上呼吸道表面，可随痰液排出；直径小于0.5 μm的颗粒物危害最大，不仅会在肺部沉积下来，还可直接进入血液到达人体各部位。

粉尘粒子表面附着各种有害物质，一旦进入人体就会引发各种呼吸系统疾病。滞留在鼻咽部和气管的飘尘，与进入人体的SO₂等有害气体产生刺激和腐蚀粘膜的联合作用，损伤粘膜、

纤毛，引起炎症和增加气道阻力；滞留在细支气管和肺泡的飘尘也会与NO₂等产生联合作用，损伤肺泡和粘膜，引起支气管和肺部炎症。长期的持续作用，还会诱发慢性阻塞性肺部疾患并出现继发感染，导致肺心病死亡率增高。

(4) 环境安全浓度

GB 3095—2012 规定的二级标准 PM_{2.5}、PM₁₀ 的 24 小时平均值分别不高于 75 μg/m³、150 μg/m³，年浓度均值分别不高于 35 μg/m³、70 μg/m³。

1.3.2.4 汞及其化合物

(1) 简介

汞 (Hg) 是煤中最易挥发的痕量元素之一。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，部分气态单质汞 (Hg⁰) 与氧化性物质发生均相或非均相氧化反应转化为气态二价汞 (Hg²⁺)，部分 Hg⁰ 会凝结并富集于飞灰颗粒上成为颗粒态 (Hg_p)。因此，燃煤电厂排放的 Hg 通常包括气态单质汞 (Hg⁰)、二价汞 (Hg²⁺) 和颗粒态汞 (Hg_p) 等 3 种形态，统称为汞及其化合物。

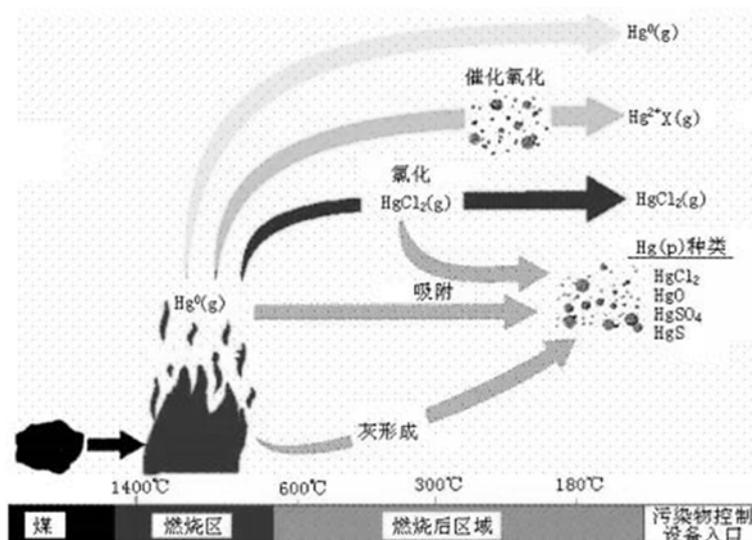


图 1.3-2 燃煤烟气汞转化示意图

(2) 物理化学性质

汞俗称水银，具有光泽的银白色金属，熔点为 234.38 K、沸点为 204.28 K，具有较高的挥发性，是唯一可在常温下以液态单质形式存在的重金属。汞在熔化时立即发生蒸发，因此温度越高汞蒸汽越多。

汞有 3 种化学价态，分别为单质汞 (Hg⁰)、亚汞 (Hg⁺) 和二价汞 (Hg²⁺)。单质汞是大气环境中稳定存在的汞形态，易挥发，微溶于水；亚汞稳定性最差，易还原成单质汞、氧化成

二价汞，自然环境状态下几乎很难找到亚汞；二价汞稳定性好，在自然环境中普遍存在，二价汞遇到硫离子容易生成硫化汞沉淀。

(3) 毒理毒性

汞是一种具有生理毒性、易迁移性且在生物体内和食物链中具有永久累积性的化学物质。不同价态的汞，对人的毒性大小也各不相同，毒性大小从强到弱为有机汞、无机汞和单质汞。汞及其化合物与生物体内蛋白质和酶系统中的巯基能够发生反应，是汞元素产生毒性作用的生物化学基础。当人体中汞的积累达到一定程度，汞可通过血-脑屏障和胎盘屏障损害大脑、中枢神经系统、免疫、心血管系统、消化系统、肝和肾脏。

大气环境中的汞可以通过呼吸道、消化道和皮肤等方式进入人体内部，但最常见摄入途径是饮食：水体中汞在水生生物中富集，通过食物链转移并富集到人体中。

(4) 环境安全浓度

GB 3095—2012规定的汞年均值不高于 $0.05 \mu\text{g}/\text{m}^3$ 。

1.3.3 燃煤电厂主要大气污染防治技术

1.3.3.1 二氧化硫超低排放技术

综合国内外的经验来看，燃煤电厂减排 SO_2 的主要途径有煤炭洗选、洁净煤燃烧技术、燃用低硫煤和烟气脱硫等。烟气脱硫是控制 SO_2 污染的主要技术手段，按照我国未来的能源结构、预计的火电发展速度以及控制大气污染的总体思路，在未来较长时间内控制火电 SO_2 排放的主流和有效手段仍是烟气脱硫。

按照脱硫工艺是否加水和脱硫副产物的干湿形态，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 SO_2 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 SO_2 。

当前燃煤电厂烟气脱硫技术中以石灰石-石膏湿法脱硫工艺为主，其他脱硫方法还包括：循环流化床脱硫、海水脱硫、氨法脱硫、有机胺脱硫等，但因其工艺特性或原料要求等外部条件使得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-石膏湿法脱硫技术采用吸收塔，以石灰石浆液为吸收剂，雾化洗涤烟气中的 SO_2 等酸性气体，其中 SO_2 与石灰石反应形成亚硫酸钙，再鼓入空气强制氧化，最后生成石膏，脱硫净烟气除雾后进入烟囱排放。石灰石-石膏湿法脱硫技术对煤种、负荷变化具有较强的适

应性，但是传统的石灰石-石膏湿法脱硫技术无法满足 35 mg/m^3 或更低的排放控制要求，因地制宜采用增加喷淋层、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，则可以使 SO_2 的排放浓度 $< 35 \text{ mg/m}^3$ ，大多能稳定达到 $10 \text{ mg/m}^3 \sim 20 \text{ mg/m}^3$ ，个别先进企业甚至 $< 10 \text{ mg/m}^3$ 。

①双塔双循环技术

双塔双循环脱硫技术分为串联和并联 2 种形式，实际应用中多采用双塔串联方案。双塔串联是指在原有喷淋塔基础上新增一座喷淋塔，并将两座石灰石-石膏湿法喷淋塔串联运行，完成对烟气的两级处理。燃煤烟气经过一级塔脱除部分 SO_2 ，再经过二级塔对 SO_2 进行深度脱除，两次效果相叠加可使总的脱硫效率大于 98%。

表 1.3-2 高效脱硫运行案例（CZ 厂#1 机组-双塔双循环）

项目	负荷率 100%
入口 SO_2 浓度 (mg/m^3)	2260
出口 SO_2 浓度 (mg/m^3)	15.9
脱硫效率 (%)	99.3

②单塔双循环技术

单塔双循环技术将原有脱硫塔分为吸收区和氧化区 2 个区域：吸收区循环浆液 pH 值控制在 5.8~6.4，以保证较高的脱硫效率，而无需考虑亚硫酸钙的氧化和石灰石溶解的彻底性，以及石膏结晶大小问题；氧化区循环浆液 pH 值控制在 4.5~5.3，以保证 CaSO_3 、 CaHSO_3 的氧化和石灰石的充分溶解，以及充足的石膏结晶时间。氧化区浆液循环可减少烟气中烟尘等其他污染物含量，有利于提高吸收区脱硫效率且两级浆液循环相互独立。

表 1.3-3 高效脱硫运行案例（TZ 厂#3 机组-单塔双循环）

项目	负荷率 96.3%	负荷率 96.6%
入口 SO_2 浓度 (mg/m^3)	2444~2547	2772~2864
出口 SO_2 浓度 (mg/m^3)	13~16	15~25
脱硫效率 (%)	99.3~99.5	99.1~99.4

③单（双）托盘塔技术

烟气与石灰石浆液均匀有效地接触可促进 SO_2 的脱除，传统脱硫塔中烟气由侧面进入塔内后截面流速分布不均匀而易形成涡流区，削弱了烟气与浆液的混合效果。托盘塔技术在传统脱硫塔喷淋区下部布置多孔合金托盘，对烟气进行整流，使烟气均匀通过脱硫塔喷淋区以强化烟气与浆液的接触，从而进一步提高脱硫效率。此外，当烟气向上通过托盘筛孔时，与从筛孔内向下流的浆液密切接触，同时托盘上保持一定高度的浆液泡沫层进一步增强了烟气与液相的

碰撞接触，二者共同作用进一步增加 SO₂ 脱除效率。

表 1.3-4 高效脱硫运行案例（JH 厂#7 机组-双托盘）

项目	负荷率 100%	负荷率 75%
入口 SO ₂ 浓度 (mg/m ³)	1525.8~1614.3	1450.8~1527.8
出口 SO ₂ 浓度 (mg/m ³)	12.5~17.0	9.5~12.2
脱硫效率 (%)	99.0~99.2	99.2~99.3

④单塔双区技术

单塔双区湿法脱硫与传统方法主要区别为：浆池布置有 pH 调节器和射流搅拌，通过相互配合使浆液区上部 pH 维持在 4.9~5.5、下部 pH 维持在 5.1~6.3，分别作为氧化结晶区和吸收区，即实现“单塔双回路”。单塔双区技术通过设置氧化隔离装置，防止上、下部浆液返混，从而形成分区保证高效脱硫效率，同时提高副产物品质。

表 1.3-5 高效脱硫运行案例（QY 厂#2 机组-单塔双区）

项目	负荷率 100%
入口 SO ₂ 浓度 (mg/m ³)	4725
出口 SO ₂ 浓度 (mg/m ³)	16.6
脱硫效率 (%)	99.6

⑤旋汇耦合脱硫除尘一体化（SPC-3D）技术

旋汇耦合装置形成可控湍流空间，使进入吸收塔的烟气与脱硫浆液充分接触，液气比比同类技术低 30%基础上提高传质效率。通过优化喷淋层结构，改变喷嘴布置方式，提高单层浆液覆盖率达到 300%以上、增大化学反应所需表面积而高效脱除 SO₂。

表 1.3-6 高效脱硫运行案例（YG 厂-旋汇耦合）

项目	负荷率 100%	负荷率 75%	负荷率 50%
入口 SO ₂ 浓度 (mg/m ³)	/	/	/
出口 SO ₂ 浓度 (mg/m ³)	16.4~17.5	14.0~18.9	17.1
脱硫效率 (%)	99.2~99.3	99.1~99.4	99.1

(2) 烟气循环流化床脱硫技术

烟气循环流化床脱硫技术利用循环流化床反应器，通过吸收塔内与塔外的吸收剂的多次循环，增加吸收剂与烟气接触时间，提高脱硫效率和吸收剂的利用率。该技术适用于燃用中低硫煤或炉内脱硫的循环流化床机组，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 SO₂ 浓度低于 1500 mg/m³ 时可实现超低排放。

(3) 氨法脱硫

氨法脱硫技术是溶解于水中的氨与烟气中的 SO₂ 发生反应，最终副产品为硫酸铵。氨法

脱硫对煤中硫含量的适应性广，适用于电厂周围 200 km 范围内有稳定氨源，且电厂周围没有学校、医院、居民密集区等环境敏感目标的 300 MW 级以下的燃煤机组。脱硫效率主要受 pH 值、液气比、停留时间、吸收剂用量、塔内气流分布等多种因素影响，脱硫效率为 95%~99.7%，入口浓度小于 10000 mg/m³ 时，可以实现超低排放。

(4) 海水脱硫

海水脱硫烟气技术是以海水为脱硫吸收剂，除空气外不需其他添加剂，工艺简洁，运行可靠，维护方便。适用于燃煤含硫量不高于 1%、有较好海域扩散条件的滨海燃煤电厂，须满足近岸海域环境功能区划要求。脱硫效率受海水碱度、液气比、塔内烟气流场分布等因素影响。海水脱硫效率为 95%~99%，对于入口 SO₂ 浓度小于 2000 mg/m³ 的烟气可实现超低排放或更低排放水平。

1.3.3.2 氮氧化物超低排放技术

控制燃煤电厂 NO_x 排放的主要技术有低氮燃烧技术、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、温度场及燃料分布以及改变 NO_x 的生成环境，从而降低炉膛出口 NO_x 排放的技术，主要包括低氮燃烧器（LNB）、空气分级燃烧技术、燃料分级燃烧等技术。低氮燃烧技术仅需对锅炉内部改造，适用性强，其对 NO_x 减排率可达 20%~50%。低氮燃烧器一般配合空气分级燃烧使用，两者组合技术可实现 NO_x 减排率为 40%~60%。锅炉低氮燃烧技术应作为火电厂 NO_x 控制的首选技术，目前先进机组已实现锅炉出口 NO_x 浓度 < 180 mg/m³，部分甚至 < 150 mg/m³，再与烟气脱硝配合使用实现 NO_x 超低排放或更低排放水平。

(2) SCR

SCR 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 还原为无害的氮气和水的技术。脱硝系统采用高温催化剂，反应温度一般为 300 °C~400 °C，催化剂以 TiO₂ 为载体，主要活性成分为 V₂O₅-WO₃ (MoO₃) 等金属氧化物。SCR 脱硝技术的脱硝效率通常为 50%~90%，影响脱硝效率的因素主要包括催化剂性能、烟气温度、反应器及烟道的流场分布均匀性、氨氮摩尔比等。为保证脱硝效率，反应温度条件非常重要。脱硝增效技术包括增加催化剂用量、高效喷氨混合和流场优化技术。

(3) SNCR 脱硝技术

SNCR 技术是指在不使用催化剂的情况下，在炉膛烟气温度适宜处（850 °C~1150 °C）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，将烟气中的还原为 N₂ 和 H₂O。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。

（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 用 SCR 再与未脱除的 NO_x 进行催化还原反应。

1.3.3.3 颗粒物超低排放技术

目前，燃煤电厂烟气除尘主要采用电除尘、电袋复合除尘和袋式除尘技术，超低排放燃煤机组应用较多的除尘技术有低低温静电除尘技术、湿式电除尘技术、电袋复合除尘技术、旋转电极静电除尘技术、高频电源技术等。

（1）低低温静电除尘技术

低低温静电除尘技术是指在静电除尘器前增设低温省煤器以使除尘器入口处烟气温度降至 90 °C ~100 °C 低低温状态。烟气温度降低，飞灰比电阻相应降低，同时除尘器入口烟气流量减少，静电除尘器除尘效率得到提高。另外，由于除尘器入口烟温降低，烟气中部分 SO_x、H₂O 等凝结吸附在飞灰颗粒表面并形成液膜，一方面增大了飞灰表面的电导性，有助于飞灰比电阻的进一步降低，另一方面也使飞灰颗粒的黏性增加，从而使一部分细微飞灰颗粒团聚为粗颗粒，从而更容易被除尘器捕获。此外，低温省煤器可回收部分烟气余热并降低脱硫系统的入口烟温，从而可降低电厂供电煤耗及脱硫系统水耗。

（2）湿式电除尘

湿式电除尘器主要作为大气复合污染物控制系统的最终精处理技术装备。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，并沉积在收尘板上，清灰方式多采用喷淋水流从集尘板顶端流下，在集尘板上形成一层均匀稳定的水膜，将板上的颗粒带走。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，可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 < 5 mg/m³，甚至更低水平。

表 1.3-7 高效除尘运行案例（湿式电除尘器）

项目	JW 厂#3 机组		NS 厂#1 机组	
负荷率 (%)	100		100	
除尘器入口烟尘浓度 (mg/m ³)	18.63	20.57	26.84	30.07
除尘器出口烟尘浓度 (mg/m ³)	3.33	3.53	2.77	3.46
除尘效率 (%)	82.1	82.9	89.68	88.49
雾滴去除率 (%)	85.34	87.57	36.7	

(3) 超净电袋复合式除尘

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，采用高精过滤材料(PTFE 微孔覆膜滤料)拦截细颗粒，从而将烟尘排放浓度控制在 10 mg/m³ 或 5 mg/m³ 以下。

表 1.3-8 高效除尘运行案例（超净电袋除尘器）

项目	SJ 厂#2 机组	
负荷率 (%)	98.6	99.7
除尘器入口烟尘浓度 (mg/m ³)	12007	14483
除尘器出口烟尘浓度 (mg/m ³)	3.35	3.70
除尘效率 (%)	99.97	99.97

(4) 旋转电极静电除尘技术

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刷灰，当粉尘随旋转的阳极板运动到非收尘区域后，被正反旋转的清灰刷刷除，旋转清灰刷可清除高比电阻、黏性烟尘，避免反电晕现象，同时旋转清灰刷置于非收尘区，最大限度地减少二次扬尘。旋转电极除尘技术具有装置占地面积小，在有限的场地条件下，相对常规静电除尘技术具有明显优势，但其同时也存在结构较复杂、发生机械故障时无法进行在线检修等缺点。

(5) 高频电源技术

高频电源技术是将工频电源整流成直流电流，再经逆变电路逆变成 20 kHz 以上的高频交流电流，然后通过高频变压器升压、高频整流器整流滤波形成 40 kHz 以上的高频电流。通过“工频交流一直流一高频交流一高频脉冲直流”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。

(6) 烟气协同治理系统

烟气污染物协同治理系统充分考虑各类环保设备之间的协同关系，脱硝、除尘和脱硫设备脱除其主要目标污染物的同时脱除其它污染物。除尘器前设置烟气冷却器使大部分 SO₃ 在降

温过程中凝结并被烟尘（烟气冷却器出口烟气温度低于酸露点温度并工作在高灰区域）充分的吸附和中和，出口的烟尘粒径会增大，同时烟气温度降低使体积和比电阻降低，然后由低低温电除尘器实现烟尘的高效脱除。湿法脱硫装置在保证脱硫效果的同时，通过优化设计喷淋层和除雾器，协同除尘效率可大幅度提高。

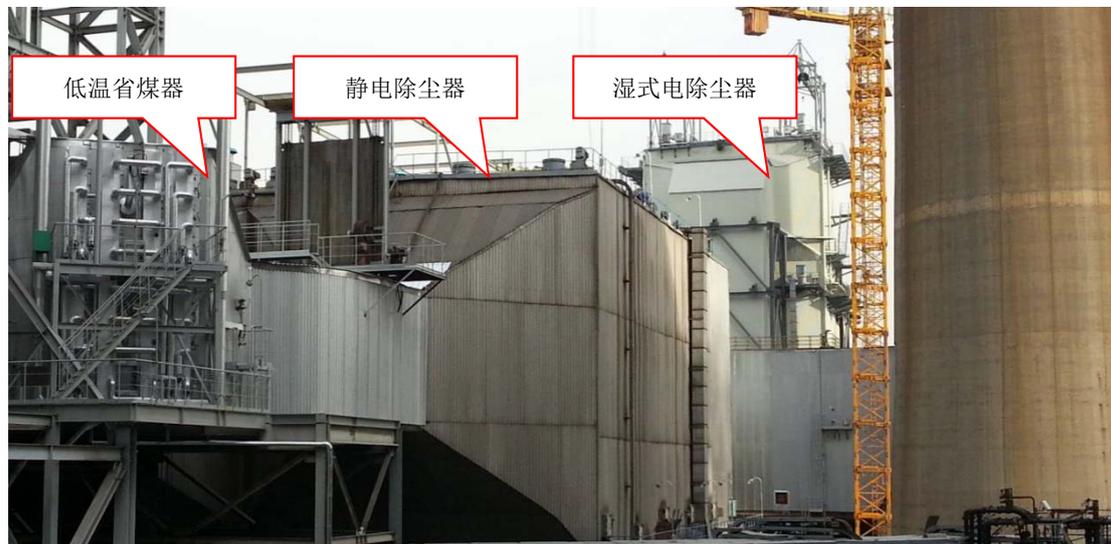


图 1.3-3 低温省煤器+静电除尘器+湿式电除尘器联合除尘方案示意图



图 1.3-4 低低温电除尘器+高效脱硫协同除尘方案示意图

1.3.3.4 汞及其化合物超低排放技术

燃煤电厂烟气在脱硝、除尘和脱硫的同时，可对汞产生协同脱除的效应。欧盟 Best Available Techniques (BAT) Reference Document for Large Combustion Plants 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，国内部分燃煤电厂实测资料表明脱硝、除尘和脱硫系统的协同脱汞效率可达 70%。

1.4 经济社会效益分析

1.4.1 燃煤电厂超低排放技术经济性分析

1.4.1.1 超低排放经济成本理论分析

参考火电工程限额设计参考造价指标，并考虑不同输入输出参数影响（SO₂入口浓度 1900 mg/m³~2200 mg/m³、NO_x入口浓度 200 mg/m³~250 mg/m³、烟尘入口浓度 23 g/m³~25 g/m³、平均负荷率 58%~62%），费效理论分析（Cost Benefit Analysis）典型规模燃煤机组超低排放的运行成本为 0.0244 元/kWh~0.0632 元/kWh，机组容量越大经济性越明显。

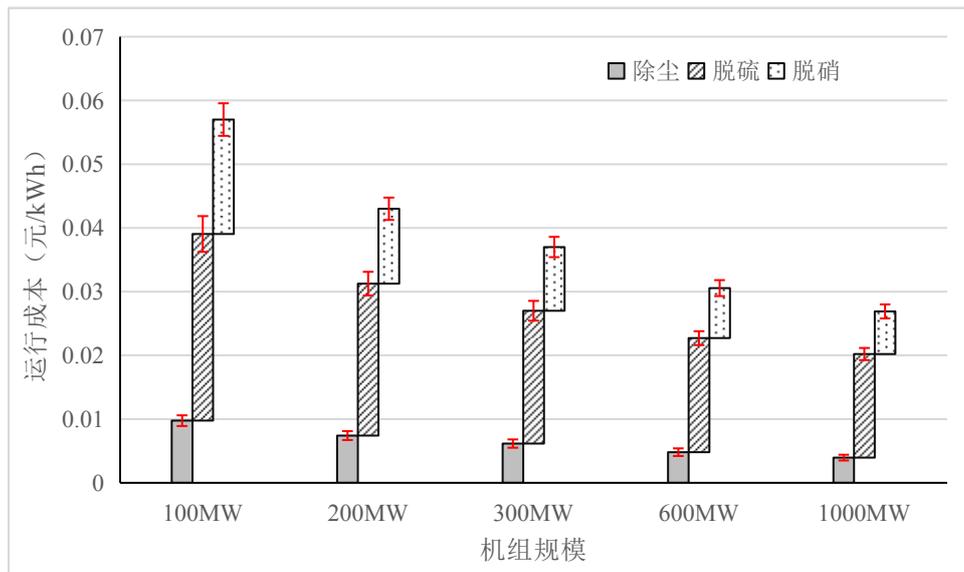


图 1.4-1 典型规模燃煤机组超低排放理论平均运行成本（含税）

1.4.1.2 典型机组超低排放经济成本调研

根据 21 家燃煤电厂 58 台超低排放机组（单机容量 200 MW~1000 MW，包括发电、热电机组）的调研数据，分析超低排放或更低排放水平的经济成本。

（1）颗粒物

54 台煤粉炉机组全部采用一次除尘和二次除尘（湿法脱硫协同或湿式电除尘）治理的颗粒物超低排放技术路线，其中 48 台机组采用电除尘器、6 台机组采用电袋复合除尘器，23 台机组设置湿式电除尘器、31 台机组采用湿法脱硫协同除尘。4 台循环流化床锅炉机组，全部采用袋式除尘器。

58 台机组颗粒物排放浓度平均值均低于 5 mg/m³，二次除尘采用湿式电除尘器的机组排放浓度普遍低于 2.5 mg/m³。一次除尘系统平均建设成本约 87.5 元/kW，采用湿式电除尘的二次除尘系统的平均建设成本约 68.39 元/kW；一次除尘系统平均运行成本约 0.477 分/kWh，采用湿式电除尘的二次除尘系统的平均运行成本约 0.277 分/kWh。

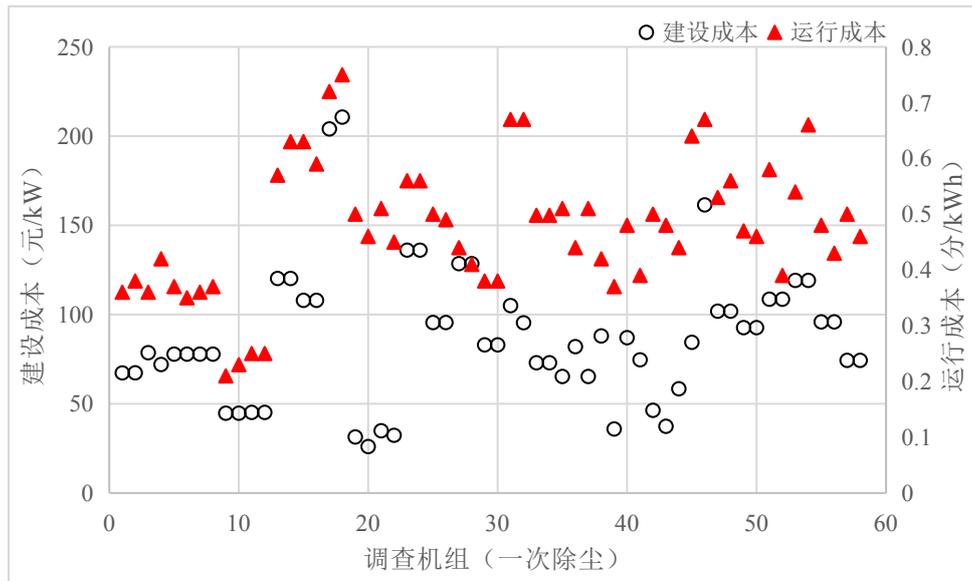


图 1.4-2 一次除尘系统建设成本与运行成本

(2) 二氧化硫

54 台煤粉炉机组全部采用湿法脱硫工艺，其中 48 台机组采用石灰石-石膏湿法、6 台机组采用海水法。4 台循环流化床机组全部采用锅炉炉内喷钙和炉后烟气循环流化床脱硫工艺。

58 台机组 SO_2 排放浓度平均值 $1.48 \text{ mg/m}^3 \sim 22.18 \text{ mg/m}^3$ ，均低于 25 mg/m^3 ，其脱硫系统平均建设成本约 241.74 元/kW，平均运行成本约 1.537 分/kWh。

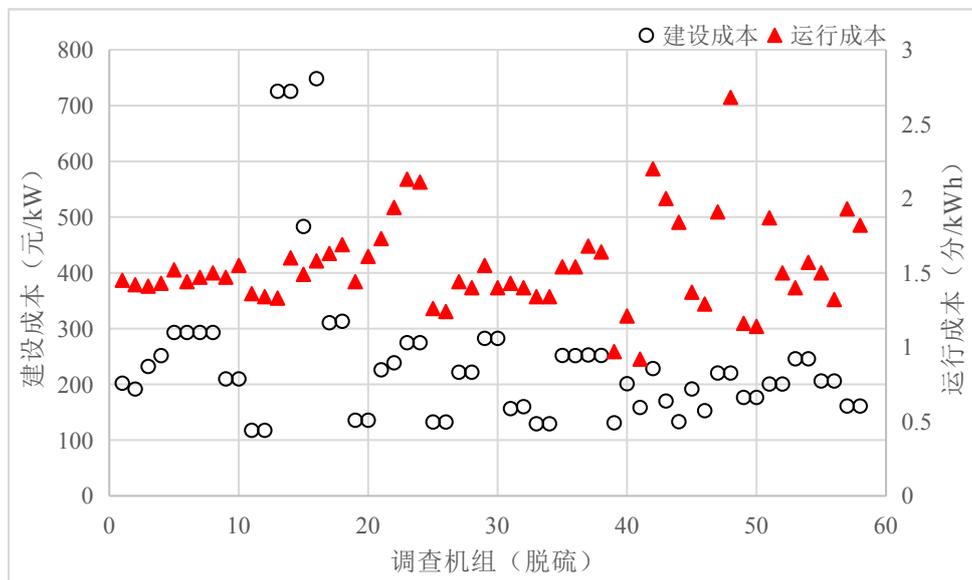


图 1.4-3 脱硫系统建设成本与运行成本

(3) 氮氧化物

54 台煤粉炉机组全部采用低氮燃烧技术控制 NO_x 生成，炉后采用 SCR 脱硝工艺（2~3 层催化剂）。4 台循环流化床机组 NO_x 生成水平较低，全部采用 SNCR 脱硝工艺。

30 台机组 NO_x 排放浓度为 30 mg/m³~50 mg/m³，其脱硝平均建设成本约 136 元/kW，平均运行成本约 0.94 分/kWh；28 台机组 NO_x 排放浓度低于 30 mg/m³，其脱硝平均建设成本约 168 元/kW，平均运行成本约 1.01 分/kWh。

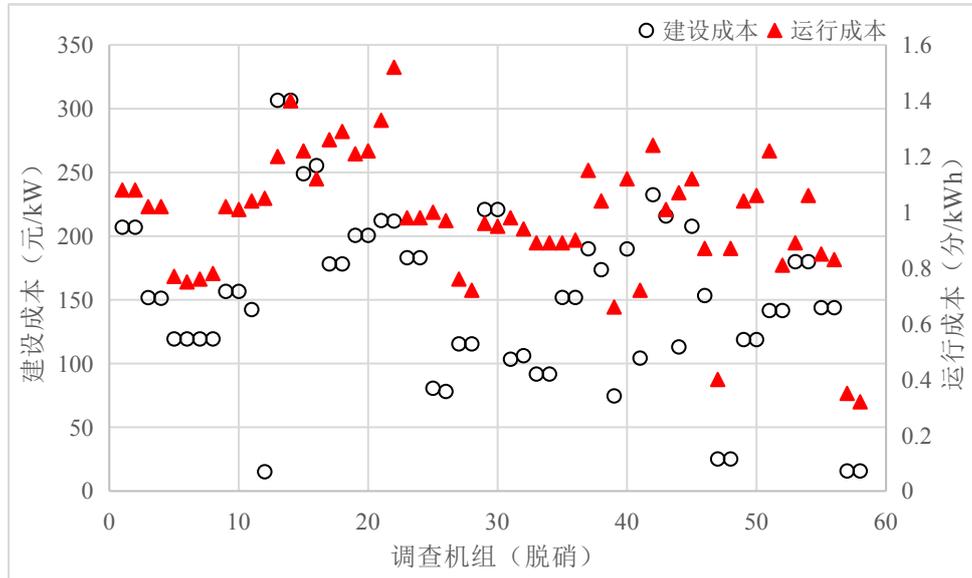


图 1.4-4 脱硝系统建设成本与运行成本

1.4.1.3 实施本标准在经济成本分析

(1) 方案一（新建燃煤电厂加严）

现有燃煤发电锅炉、燃煤锅炉、燃生物质等发电锅炉执行超低排放要求，新建燃煤发电锅炉执行更严排放要求（颗粒物、SO₂、NO_x 分别为 5 mg/m³、25 mg/m³、30 mg/m³）。

对于现有电厂：

我省现有燃煤发电锅炉、65 t/h 以上燃煤锅炉 2019 年底前基本完成超低排放改造，实际排放浓度总体达到本标准相关要求，实施本标准不会增加现有燃煤发电锅炉、65 t/h 以上燃煤锅炉的建设、运行成本。我省现有部分燃生物质电厂按照 GB 13223—2011 燃气锅炉特别排放限值完成改造，实施本标准后重点是 NO_x 控制要求提升，参照燃煤电厂相关改造经验，预计改造成本、运行成本分别为约 0.6 亿元、约 0.2 亿元/年。

对于新建电厂：

根据《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），关停机组的装机容量允许进行交易或置换，可统筹安排建设等容量超低排放燃煤机组；重点区域严格控制燃煤机组新增装机规模。根据排污许可信息统计，我省投产 25 年及以上燃煤机组容量约 8863 MW，投产 20 年及以上燃煤机组容量约 15072 MW。此外，我省纳入“十三五”规划的重新报批燃煤机组容量为 2000 MW。因此，5 年内我省燃煤电厂可新建容量不大于 10863

MW（25年及以上机组等容量替代+重新报批机组），10年内可新建容量不大于17072 MW（20年及以上机组等容量替代+重新报批机组）。参考2018年、2019年江苏省统计局火力发电量快报数据和全省火电装机容量，我省火电机组设备年利用小时数在4500 h左右。

按上述条件以及58台超低排放机组建设、运行平均成本估算，实施本标准后5年内新建燃煤电厂脱硫、脱硝、除尘设施建设成本不大于约54.0亿元（采用湿式电除尘技术路线的，约61.4亿元），10年内不大于约84.9亿元（采用湿式电除尘技术路线的，约96.6亿元）。实施本标准后5年内新建燃煤电厂脱硫、脱硝、除尘设施运行成本不大于约14.8亿元/年（采用湿式电除尘技术路线的，约16.1亿元/年），10年内不大于约23.2亿元/年（采用湿式电除尘技术路线的，约25.4亿元/年）。

表 1.4-1 方案一经济成本分析

项目		建设成本（亿元）	运行成本（亿元/年）
现有	燃煤发电锅炉、65 t/h 以上燃煤锅炉	/	/
	燃生物质电厂	0.6	0.2
新建	燃煤发电锅炉（5年内）	54（61.4）	14.8（16.1）
	燃煤发电锅炉（10年内）	84.9（96.6）	23.2（25.4）

注：括号内为采用湿式电除尘技术路线的数据。

与达到现行超低排放政策要求相比，实施本标准后5年内新建燃煤电厂脱硫、脱硝、除尘设施增加建设成本、运行成本分别不大于约3.5亿元、约0.3亿元/年，10年内分别不大于约5.5亿元、约0.5亿元/年。现行环保电价和超低排放电价（新建燃煤电厂合计约3.2分/kWh）继续执行，按同等规模、利用小时数测算的环保电价和超低排放电价5年内、10年内分别不大于约15.6亿元、24.6亿元，整体上能平衡燃煤机组达到更低排放水平的环保成本。

需要说明的是，新建燃煤电厂直接按更高排放控制要求设计、建设、运行，没有现有燃煤电厂超低排放改造的高昂固定资产损失，再考虑技术进步带来的成本降低，预计实施本标准对新建燃煤电厂的经济成本影响相对较小。

（2）方案二（具备条件的现有燃煤电厂加严，新建燃煤电厂加严）

单台出力300 MW及以上发电机组配套的现有燃煤发电锅炉、新建燃煤发电锅炉执行更严排放要求（颗粒物、SO₂、NO_x分别为5 mg/m³、25 mg/m³、30 mg/m³），其他仍执行超低排放要求。

对于现有电厂：

根据我省现有燃煤电厂实际排放水平，执行方案二重点是NO_x控制要求提升。我省单台出力300 MW及以上发电机组总装机容量约71504 MW，按照设备年利用小时数4500 h以及

58 台超低排放机组建设、运行平均成本估算，进一步改造成本、运行成本分别约 22.9 亿元、2.3 亿元/年。其他与方案一一致。

对于新建电厂：与方案一一致。

表 1.4-2 方案二的经济成本分析

项目		建设成本（亿元）	运行成本（亿元/年）
现有	单台出力 300 MW 及以上发电机组配套的燃煤发电锅炉	22.9	2.3
	其他燃煤发电锅炉、65 t/h 以上燃煤锅炉	/	/
	燃生物质电厂	0.6	0.2
新建	燃煤发电锅炉（5 年内）	54（61.4）	14.8（16.1）
	燃煤发电锅炉（10 年内）	84.9（96.6）	23.2（25.4）

注：括号内为采用湿式电除尘技术路线的数据。

1.4.2 燃煤电厂超低排放环境效益分析

依据排放强度理论，火电行业大气污染物排放总量等于排放强度水平乘以年发电量。单位发电量污染物排放强度受机组热效率（或发电标煤耗）、单位质量燃料（固体或液体、气体）燃烧产生的烟气量等因素影响，对应排放浓度 100 mg/m³，1000 MW、350 MW 燃煤机组纯凝工况的污染物排放强度理论估算值分别为 0.31 g/kWh、0.34 g/kWh。参照《建设项目主要污染物排放总量指标审核及管理暂行办法》（环发〔2014〕197 号），对应排放浓度 100 mg/m³，燃煤锅炉污染物排放强度一般可取 0.35 g/kWh。

（1）方案一（新建燃煤电厂加严，方案设计同 1.4.1.3）

对照 GB 13223—2011 燃气锅炉特别排放限值，现有燃生物质电厂实施本标准后的环境效益主要体现在 NO_x 减排，预计削减量约 374 吨/年。

对照现行超低排放政策要求，实施本标准后新建燃煤电厂预计 5 年内颗粒物、SO₂、NO_x 削减量分别为约 855 吨/年、约 1711 吨/年、约 3422 吨/年，10 年内颗粒物、SO₂、NO_x 削减量分别为约 1344 吨/年、约 2689 吨/年、约 5378 吨/年。

表 1.4-3 方案一的环境效益预测

项目		削减量（吨/年）			参照基准
		颗粒物	SO ₂	NO _x	
现有	燃煤发电锅炉、65 t/h 以上燃煤锅炉	/	/	/	超低排放政策
	燃生物质电厂	/	/	374	GB 13223—2011 燃气锅炉特别排放限值
新建	燃煤发电锅炉（5 年内）	855	1711	3422	超低排放政策
		/	/	1454	2018 年实际排放浓度
	燃煤发电锅炉（10 年内）	1344	2689	5378	超低排放政策
		/	/	2286	2018 年实际排放浓度

需要说明的是，我省燃煤电厂颗粒物、SO₂、NO_x 实际平均排放浓度已优于超低排放要求

（特别是颗粒物、SO₂），实施本标准的实际环境效益主要体现在 NO_x 减排。对照 2018 年实际平均排放浓度测算，实施本标准后新建燃煤电厂 NO_x 实际削减量预计为 5 年内约 1454 吨/年、10 年内约 2286 吨/年。

（2）方案二（具备条件的现有燃煤电厂加严，新建燃煤电厂加严，方案设计同 1.4.1.3）

对照现行超低排放政策要求，实施本标准后单台出力 300 MW 及以上发电机组配套的现有燃煤发电锅炉预计颗粒物、SO₂、NO_x 削减量分别为约 5631 吨/年、约 11262 吨/年、约 22524 吨/年。

表 1.4-4 方案二的环境效益预测

项目		削减量（吨/年）			参照基准
		颗粒物	SO ₂	NO _x	
现有	单台出力 300MW 及以上发电机组配套的现有燃煤发电锅炉	5631	11262	22524	超低排放政策
		/	/	6194	2018 年实际排放浓度
	燃生物质电厂	/	/	374	GB 13223—2011 燃气锅炉特别排放限值
新建	5 年内新建燃煤电厂	855	1711	3422	超低排放政策
		/	/	1454	2018 年实际排放浓度
	10 年内新建燃煤电厂	1344	2689	5378	超低排放政策
		/	/	2286	2018 年实际排放浓度

需要说明的是，我省燃煤电厂颗粒物、SO₂、NO_x 实际平均排放浓度已优于超低排放要求，实施本标准的实际环境效益主要体现在 NO_x 减排。对照 2018 年实际平均排放浓度测算，实施本标准后具备条件的现有燃煤电厂加严控制要求形成的 NO_x 实际削减量预计为约 6194 吨/年。

现有燃生物质电厂、新建燃煤电厂环境效益与方案一一致。

2 任务来源

为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，加强我省生态环境标准体系建设，江苏省人民政府于 2019 年 3 月发布《江苏省生态环境标准体系建设实施方案（2018—2020 年）》（苏政办发〔2019〕26 号），方案明确“在 2022 年年底以前，研究制修订环境质量标准、污染物排放标准、环境监测方法、管理规范、工程规范及实施评估等六类生态环境标准项目 100 项”的建设目标，其中包括《燃煤电厂大气污染物排放标准》。

2019 年 8 月，江苏省生态环境厅组织开展“生态环境管理与污染排放标准项目”政府采购工作，其中分包 4 为包括本标准在内的“燃烧装置大气污染控制标准项目”。2019 年 12 月，江苏省生态环境厅与国电环境保护研究院有限公司、江苏环保产业技术研究院股份公司、中建材环保研究院（江苏）有限公司、冶金工业规划研究院、南京新联电子股份有限公司组成的联

合体签订政府采购合同（编号 JSZC-JC2019-026-1）。根据联合体分工，国电环境保护研究院有限公司负责总体协调与统筹管理，并具体组织制定本标准，联合体其他单位协助编制。

经项目申报、专家论证、立项公示，2020 年 7 月江苏省市场监督管理局正式将本标准纳入 2020 年度第一批江苏省地方标准项目计划（苏市监标〔2020〕190 号）。

本标准组织制定单位：江苏省生态环境厅、江苏省市场监管局。

本标准主要起草单位：国电环境保护研究院有限公司、江苏环保产业技术研究院股份公司、中建材环保研究院（江苏）有限公司、冶金工业规划研究院、南京新联电子股份有限公司。

本标准主要起草人员：徐振、朱法华、许月阳、李保花、濮文青、李猛、张志刚、邵学、李国盛、李振、凌晓凤、刘裕、王明。

3 编制过程

（1）成立编制组

2020 年 1 月，根据江苏省生态环境厅下达的标准编制任务要求，国电环境保护研究院有限公司、江苏环保产业技术研究院股份公司、中建材环保研究院（江苏）有限公司、冶金工业规划研究院、南京新联电子股份有限公司成立标准编制组，同时明确编制组主要成员和分工，讨论并制定具体实施方案。

（2）制定研究思路和技术路线

编制组通过技术交流、座谈研讨、文献调研、现场调研等方式，收集燃煤电厂（含燃生物质电厂）的竣工环境保护验收、监督性监测、自行监测等数据以及环境影响评价、排污许可等管理资料，掌握设备运行、污染防治以及主要污染物排放现状，评估相关污染防治技术及其控制水平，研究标准实施的经济技术可达性及预期环境效益，确定科学合理的标准研制技术路线。

按照生态环境保护相关法规政策要求，吸收借鉴国内外相关标准制修订经验，结合行业发展现状与国家、江苏省环境管理政策要求，本着技术经济可行原则，确定主要污染物排放控制水平，在此基础上形成《燃煤电厂大气污染物排放标准》（征求意见稿），公开征求意见并修改、报审后向社会发布。

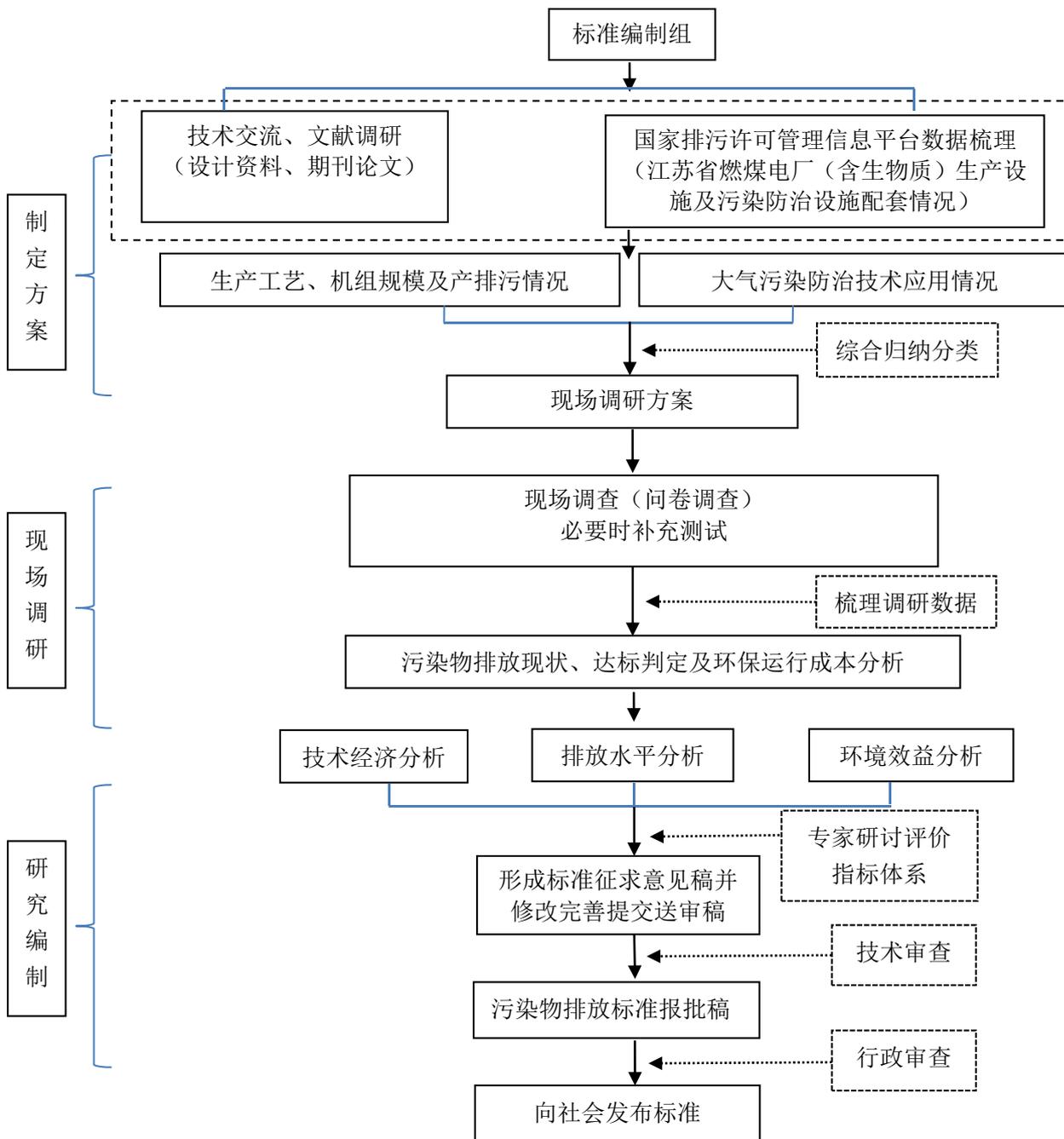


图 3.1-1 标准研制技术路线图

(3) 制定编制原则

本标准按照《标准化工作导则 第 1 部分：标准的结构和编写规则》（GB/T 1.1—2020）、《江苏省地方标准管理规定》（苏市监规〔2019〕7 号）等相关规定进行编写。

本标准制定工作的总原则是：保护生态环境，防治大气污染，保障人体健康，在技术、经济可行的基础上严格颗粒物、SO₂、NO_x 及其他大气污染物排放控制要求，推动节约能源、高效清洁技术的应用，促进我省燃煤电厂绿色可持续发展。

1) 管理兼容性原则。本标准指标体系以国家标准为基础, 以我国现行的生态环境法律、法规和标准、规范为依据, 在此基础上提出不低于同期国家法规标准的管理要求。

2) 技术可行性原则。对每一受控的污染工艺和项目, 从污染排放源特征(排放浓度等), 结合现实技术能达到的控制水平, 得出技术可行的标准限值。

3) 结合地区实际原则。根据我省企业发展状况和污染治理能力, 合理确定污染物排放限值, 做到经济上合理、监测上可行、管理上可用。

4) 促进产业发展原则。通过完善污染物排放管理体系, 推动节约能源和清洁生产技术应用, 促进地区经济与生态环境协调发展。

5) 区域一体化原则。在参考美国、欧洲以及国内北京市、天津市、山东省等地同类标准基础上, 排放控制要求重点考虑上海市、浙江省、安徽省等长三角区域一体化的协调性。

(4) 组织开题论证

2020年3月, 编制组通过TCS软件完善标准文本草案, 同步编写开题报告。

2020年5月27日, 江苏省生态环境厅在南京市主持召开了标准开题论证会, 邀请了来自生态环境部环境工程评估中心、南京大学、中国能源建设集团江苏省电力设计院有限公司、南京财经大学、江苏省生态环境评估中心、江苏省环境科学研究院、江苏省能源行业协会、华电江苏能源有限公司、江苏方天电力技术有限公司的9名专家组成专家组。专家组认为, 开题报告内容完整、思路清晰, 技术路线可行, 符合相应的标准编制要求, 同意通过开题论证。

(5) 调研、收资分析

2020年2月起, 编制组针对国内外燃煤电厂污染物排放情况、污染物控制技术发展以及江苏省燃煤电厂污染物排放及控制现状等方面开展了文献调研、资料收集分析工作。

2020年6月~7月, 编制组收集省内约158家燃煤电厂、12家燃生物质电厂自动监测数据, 进一步评估全省燃煤(含燃生物质)电厂污染物排放现状和污染物控制技术水平; 现场调研南京市、无锡市、苏州市、南通市、徐州市等地约15家企业, 收集自动监测数据、排污许可执行报告等资料, 了解污染物排放水平、污染防治措施和经济成本, 征求企业对拟定限值和排放控制措施等方面的意见和建议。

(6) 编制征求意见稿

2020年7月~8月, 在广泛调研和技术交流的基础上, 综合分析收集的资料, 编制组重点对标准范围、控制项目及指标限值、达标判定、运行管理要求、环境经济效益分析等主要技术内容进行充分论证, 形成了标准文本(征求意见稿)及其编制说明。

(7) 征求意见稿审查

2020年10月12日，江苏省生态环境厅在南京市主持召开了本标准征求意见稿技术审查会，邀请了来自生态环境部环境标准研究所、中国能源建设集团江苏省电力设计院有限公司、南京大学、江苏省生态环境评估中心、南京市标准化研究院、江苏省环境科学研究院、华电江苏能源有限公司的7名专家组成专家组。专家组认为，本标准征求意见稿内容完整，符合相应的标准编制要求，同意通过技术审查。

4 主要内容技术指标确立

4.1 调研情况

4.1.1 主要污染物控制措施

(1) 二氧化硫控制技术

截至2019年底，省内约94.8%容量的燃煤电厂（含燃生物质电厂，下同）采用石灰石-石膏湿法脱硫技术，采用的脱硫增效技术主要有单塔脱硫增容提效、单塔双循环、单塔分区运行、双塔双循环等，具体手段主要为增加喷淋层、提高浆液循环量、多层均流增效盘、提高除雾器性能等。

石灰石-石膏湿法脱硫技术在规模较大的机组中应用较多，小机组则多采用氨法、镁法、炉内喷钙法等脱硫技术，故从应用数量（机组台数）上看石灰石-石膏湿法约占55%。

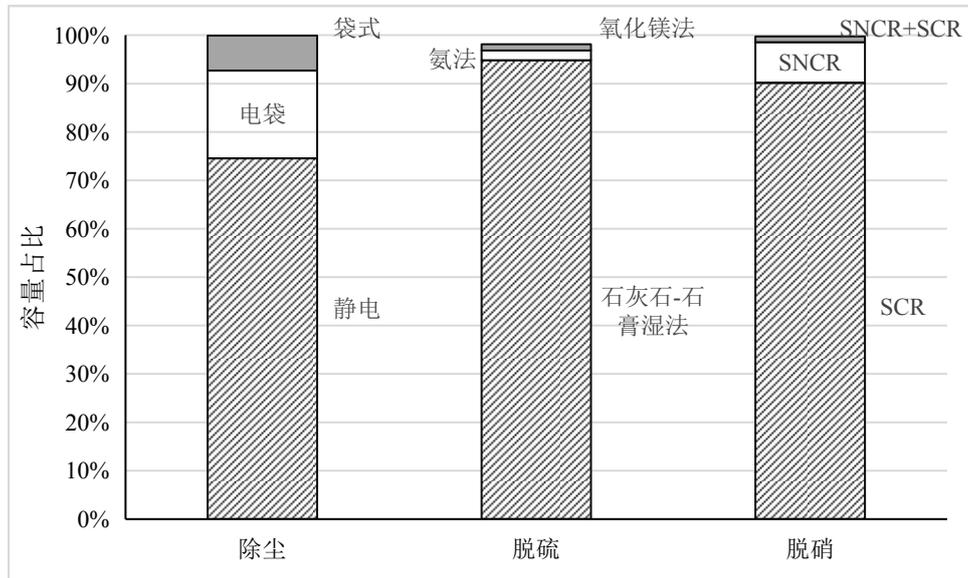


图 4.1-1 全省燃煤电厂主流污染防治技术容量占比

(2) 氮氧化物控制技术

截至 2019 年底，省内约 90.1%容量的燃煤电厂采用 SCR 脱硝技术，具体手段为优化低氮燃烧器+增加 SCR 催化剂层数或改性催化剂。

SCR 脱硝技术在规模较大的机组中应用较多，小机组则多采用 SNCR 或 SNCR+SCR 脱硝技术，故从应用数量（机组台数）上看 SCR 脱硝约占 53%。

(3) 颗粒物控制技术

截至 2019 年底，省内燃煤电厂烟气一次除尘工艺一般为袋式除尘、静电除尘、电袋复合除尘技术，其中约 74.6%容量的燃煤电厂采用静电除尘技术，此外还有约 50.2%容量的燃煤电厂采用湿电除尘技术，实现超低排放的主流技术路线为静电除尘+湿电除尘、电袋复合除尘+湿电除尘技术。

静电除尘技术在规模较大的机组中应用较多，小机组则多采用袋式、电袋复合除尘，故从应用数量（机组台数）上看，一次除尘采用袋式除尘、电袋复合除尘、静电除尘的比例分别约为 32.66%、29.05%、36.49%，二次除尘采用湿电除尘的比例约为 25%。

4.1.2 常规污染物排放现状

(1) 总体情况

根据江苏省能源局公布信息，通过贯彻煤电超低排放战略，全省火电行业 2018 年颗粒物（烟尘）、SO₂、NO_x 排放浓度比 2014 年分别下降 84.6%、75.8%、48.1%。

表 4.1-1 全省火电行业主要大气污染物排放水平

污染物	2013 年全省平均	2014 年全省平均	2018 年全省平均
颗粒物（烟尘，mg/m ³ ）	/	14.9	2.3
二氧化硫（mg/m ³ ）	92.1	76.6	18.5
氮氧化物（mg/m ³ ）	70.7	68.4	35.5

(2) 调研基本情况

通过排污单位自行监测平台，收集约 158 家燃煤电厂、12 家燃生物质电厂 2020 年 6 月~7 月自动监测小时排放浓度数据，调研企业单机规模 3 MW~1000 MW，调研企业总装机容量占全省的约 93.3%。

①燃煤电厂

未剔除启停机等非正常情况，颗粒物（烟尘）小时排放浓度平均值为 2.23±2.05 mg/m³，超低排放时间比率约 99.39%，其中≤5 mg/m³的比率约 92.80%；SO₂小时排放浓度平均值为 15.62±9.48 mg/m³，超低排放时间比率约 98.86%，其中≤25 mg/m³的比率约 87.11%；NO_x小

时排放浓度平均值为 $31.55 \pm 13.20 \text{ mg/m}^3$ ，超低排放时间比率约 97.39%，其中 $\leq 30 \text{ mg/m}^3$ 的比率约 40.68%。

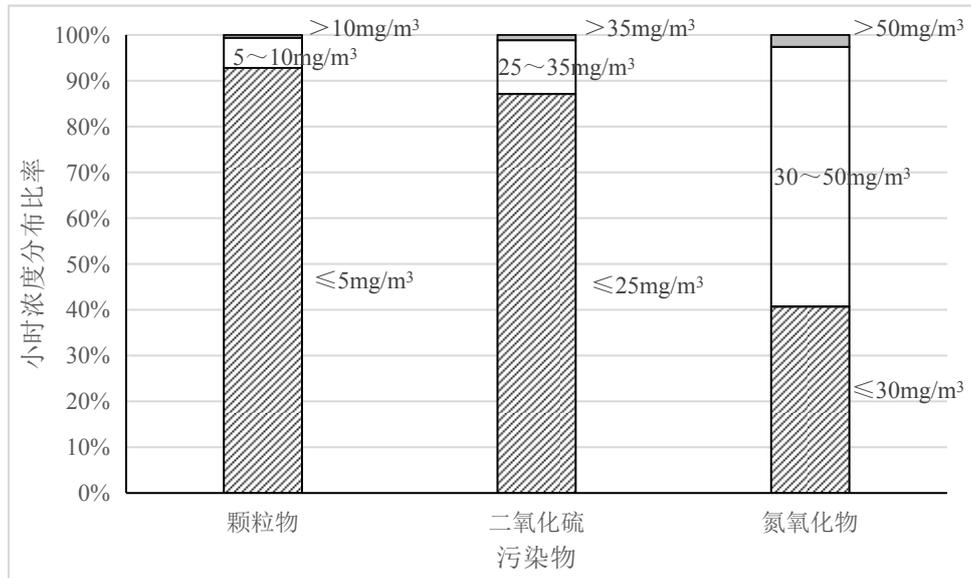


图 4.1-2 调研燃煤电厂主要大气污染物小时排放浓度分布情况

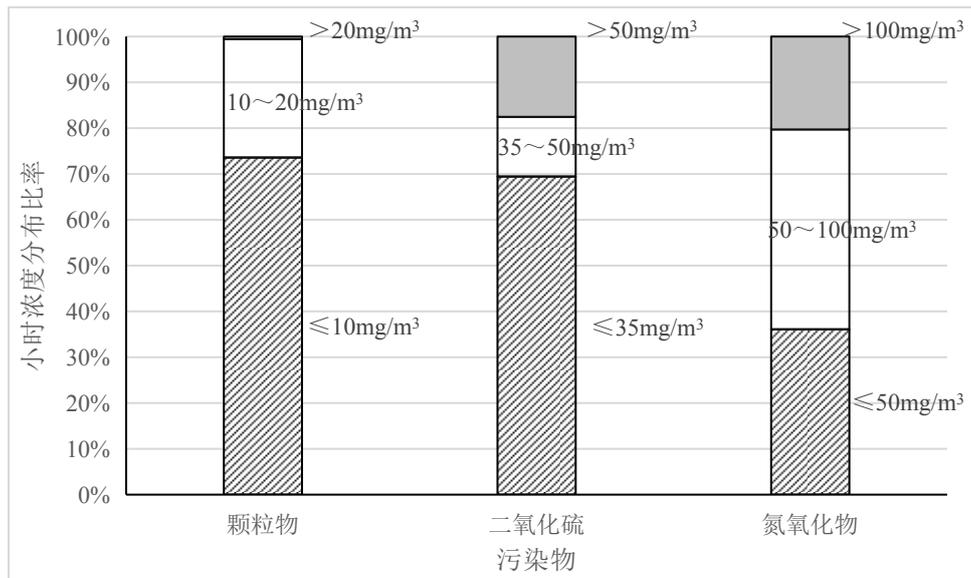


图 4.1-3 调研燃生物质电厂主要大气污染物小时排放浓度分布情况

②燃生物质电厂

未剔除启停机等非正常情况，颗粒物（烟尘）小时排放浓度平均值为 $7.87 \pm 4.02 \text{ mg/m}^3$ ，特别排放时间比率约 99.44%，其中超低排放时间比率约 73.61%； SO_2 小时排放浓度平均值为 $32.94 \pm 43.41 \text{ mg/m}^3$ ，特别排放时间比率约 82.50%，其中超低排放时间比率约 69.44%； NO_x 小时排放浓度平均值为 $68.56 \pm 41.28 \text{ mg/m}^3$ ，特别排放时间比率约 79.72%，其中超低排放时间比率约 36.11%。

(3) 典型企业情况

A. 某电厂 4×1000 MW 燃煤机组

某电厂 4×1000 MW 燃煤机组采用 SCR 脱硝、石灰石-石膏湿法脱硫、静电除尘+湿电除尘的超低排放技术路线。根据 2019 年污染物自动监测小时排放浓度数据：

①1 号机组全年累计启动 4 次、停机 3 次；未剔除启停机等非正常情况，SO₂、NO_x、颗粒物（烟尘）小时排放浓度平均值分别为 14.75 mg/m³、39.99 mg/m³、2.00 mg/m³，超低排放时间比率分别为 99.19%、99.39%、99.81%；

②2 号机组全年累计启动 4 次、停机 5 次；未剔除启停机等非正常情况，SO₂、NO_x、颗粒物（烟尘）小时排放浓度平均值分别为 14.14 mg/m³、37.29 mg/m³、2.41 mg/m³，超低排放时间比率分别为 99.95%、99.56%、100%。

③3 号机组全年累计启动、停机各 2 次；未剔除启停机等非正常情况，SO₂、NO_x、颗粒物（烟尘）小时排放浓度平均值分别为 16.08 mg/m³、39.07 mg/m³、2.14 mg/m³，超低排放时间比率分别为 99.99%、99.85%、99.99%；

④4 号机组全年连续运行；SO₂、NO_x、颗粒物（烟尘）小时排放浓度平均值分别为 14.25 mg/m³、35.33 mg/m³、2.40 mg/m³，超低排放时间比率均为 100%。

B. 某电厂 2×630 MW 燃煤机组

某电厂 2×630 MW 燃煤机组采用 SCR 脱硝、石灰石-石膏湿法脱硫、静电除尘+湿电除尘的超低排放技术路线。根据 2019 年污染物自动监测小时排放浓度数据：

①7 号机组全年累计启动、停机各 4 次；未剔除启停机等非正常情况，SO₂、NO_x、颗粒物（烟尘）小时排放浓度平均值分别为 7.25 mg/m³、18.77 mg/m³、0.76 mg/m³，超低排放时间比率分别为 100%、99.95%、100%；

②8 号机组全年累计启动、停机各 2 次；未剔除启停机等非正常情况，SO₂、NO_x、颗粒物（烟尘）小时排放浓度平均值分别为 7.71 mg/m³、21.36 mg/m³、0.59 mg/m³，超低排放时间比率分别为 100%、99.77%、100%。

表 4.1-2 某电厂 2×630 MW 燃煤机组主要大气污染物小时排放浓度分布情况

机组	小时排放浓度范围 (mg/m ³)		小时排放浓度平均值 (mg/m ³)	小时排放浓度分布区间 (%)		
	SO ₂	NO _x		颗粒物 (烟尘)	SO ₂	NO _x
#7	SO ₂	0~24.96	7.25	≤25 mg/m ³	100	
				25 mg/m ³ ~35 mg/m ³	0	
	NO _x	0~339.51	18.77	≤30 mg/m ³	99.93	
				30 mg/m ³ ~50 mg/m ³	0.02	
				>50 mg/m ³	0.05	
	颗粒物 (烟尘)	0~2.42	0.76	≤5 mg/m ³	100	
5 mg/m ³ ~10 mg/m ³				0		
#8	SO ₂	0~24.07	7.71	≤25 mg/m ³	100	
				25 mg/m ³ ~35 mg/m ³	0	
	NO _x	0~541.01	21.36	≤30 mg/m ³	95.16	
				30 mg/m ³ ~50 mg/m ³	4.61	
				>50 mg/m ³	0.23	
	颗粒物 (烟尘)	0~1.59	0.59	≤5 mg/m ³	100	
5 mg/m ³ ~10 mg/m ³				0		

4.1.3 非常规污染物排放现状

4.1.3.1 汞及其化合物

根据 2017 年~2019 年省内 23 台超低排放燃煤机组（单机规模 135 MW~1000 MW，均采用除尘、脱硫和脱硝协同脱汞）自行监测资料，汞及其化合物排放浓度为 ND（未检出）~0.0125 mg/m³，平均排放浓度约 0.0027 mg/m³，均低于 GB 13223—2011 规定的 0.03 mg/m³。

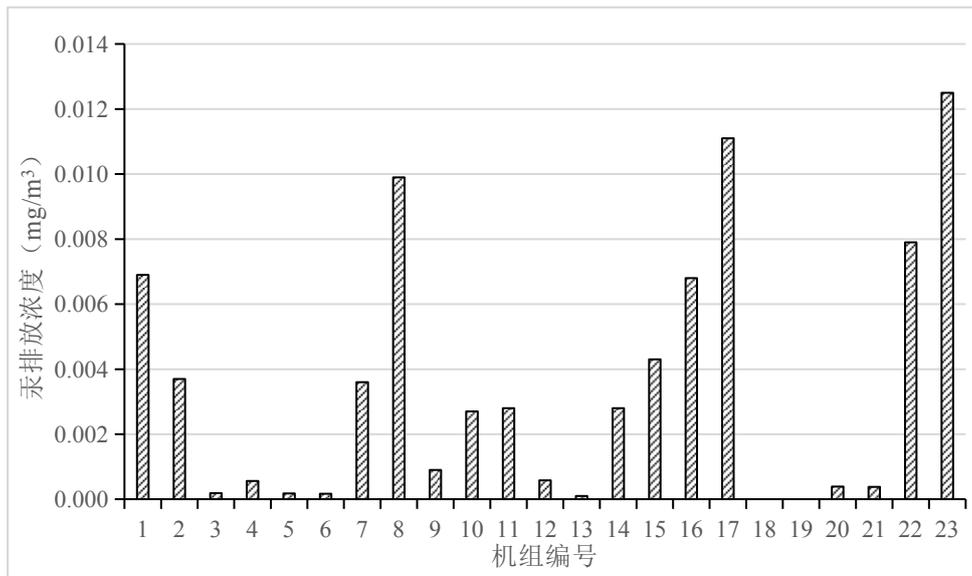
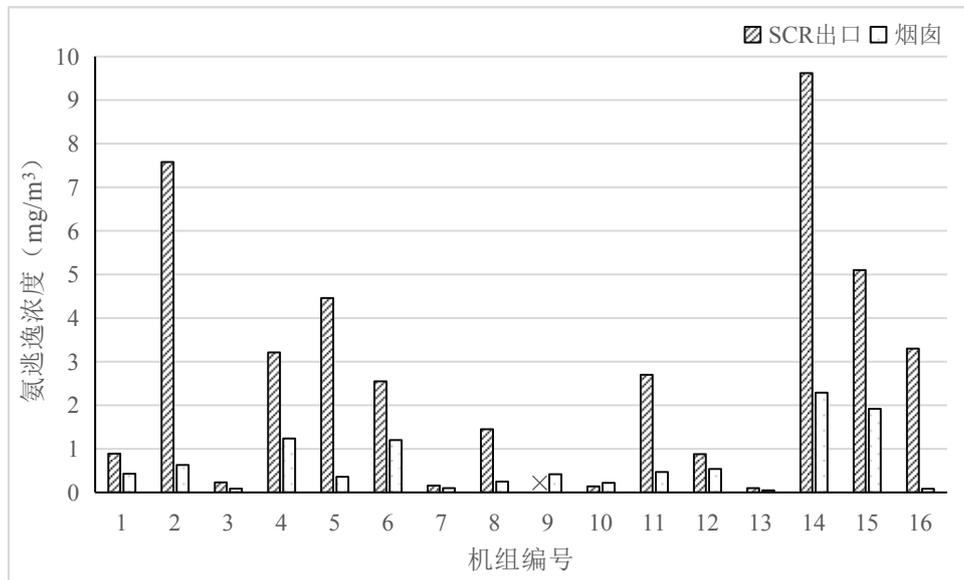


图 4.1-4 部分燃煤电厂烟囱汞及其化合物排放浓度

此外,根据 2017 年~2019 年省外 20 台超低排放燃煤机组(单机规模 135 MW~660 MW,均采用除尘、脱硫和脱硝协同脱汞)自行监测资料,汞及其化合物排放浓度为 ND(未检出)~0.0122 mg/m³,平均排放浓度约 0.0029 mg/m³;《基于燃煤电厂超低排放的汞分布特征性研究》等文献报导 54 台燃煤机组汞及其化合物排放浓度范围 0.0001 mg/m³~0.01349 mg/m³,平均排放浓度约 0.0024 mg/m³,均低于 GB 13223—2011 规定的 0.03 mg/m³。

4.1.3.2 氨

根据国电南京电力试验研究有限公司对 16 台燃煤机组(单机规模 50 MW~900 MW)实测资料,SCR 出口 NH₃ 逃逸浓度 0.10 mg/m³~9.62 mg/m³、平均逃逸浓度约 2.82 mg/m³,烟囱 NH₃ 逃逸浓度 0.04 mg/m³~2.29 mg/m³、平均逃逸浓度约 0.64 mg/m³。



注: ×——9 号机组 SCR 出口氨逃逸浓度缺测。

图 4.1-5 部分燃煤电厂 SCR 出口、烟囱氨逃逸浓度

根据部分燃煤机组(单机规模 6 MW~1000 MW)竣工环境保护验收监测资料,采用 SCR 脱硝的 23 台机组烟囱 NH₃ 逃逸浓度 0.15 mg/m³~2.79 mg/m³、平均逃逸浓度约 1.14 mg/m³,采用 SNCR 脱硝的 7 台机组烟囱 NH₃ 逃逸浓度 0.75 mg/m³~6.97 mg/m³、平均逃逸浓度约 3.50 mg/m³,采用 SNCR-SCR 脱硝的 5 台机组烟囱 NH₃ 逃逸浓度 0.47 mg/m³~2.86 mg/m³、平均逃逸浓度约 1.55 mg/m³。

根据河北省 11 台燃煤机组自行监测结果,烟囱 NH₃ 逃逸浓度 0.58 mg/m³~2.13 mg/m³、平均逃逸浓度约 1.13 mg/m³。

4.1.3.3 三氧化硫

根据国电南京电力试验研究有限公司等单位对 32 台燃煤机组(单机规模 12 MW~1000

MW) 实测资料, SO_3 排放浓度 $0.20 \text{ mg/m}^3 \sim 10.36 \text{ mg/m}^3$, 平均排放浓度约 2.38 mg/m^3 。其中, SO_3 排放浓度 $\leq 5 \text{ mg/m}^3$ 的比例约 84.4%, $\leq 10 \text{ mg/m}^3$ 的比例约 96.9%, $\leq 18 \text{ mg/m}^3$ (易于形成蓝色烟羽的浓度) 的比例 100%。

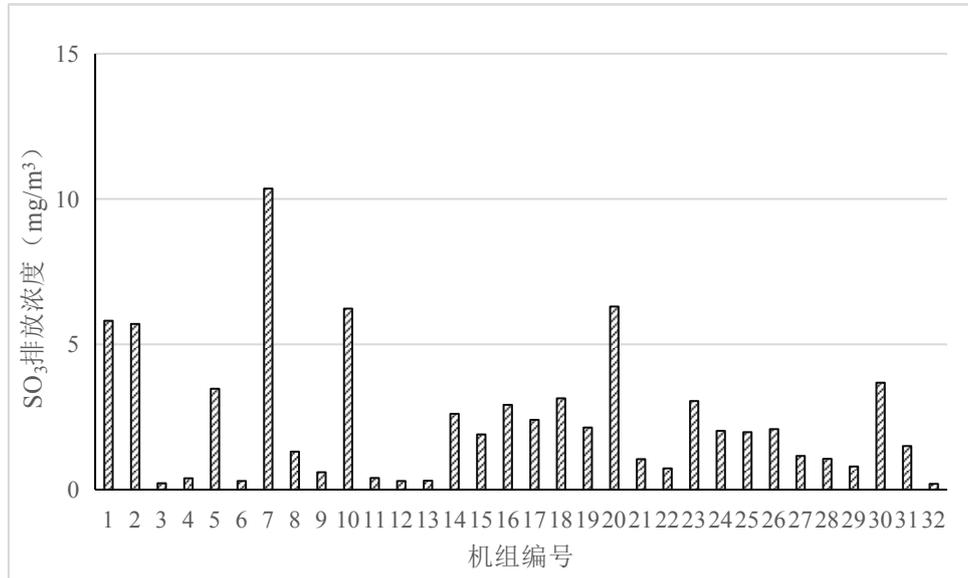


图 4.1-6 部分燃煤电厂烟囱 SO_3 排放浓度

根据《燃煤电厂 SO_3 排放特征及其脱除技术》等文献报导, 108 台燃煤机组中干法脱硫出口、石灰石-石膏湿法脱硫出口、湿式电除尘出口 SO_3 排放浓度分别为 $2.3 \text{ mg/m}^3 \sim 10.4 \text{ mg/m}^3$ 、 $2.0 \text{ mg/m}^3 \sim 22.7 \text{ mg/m}^3$ 、 $0.3 \text{ mg/m}^3 \sim 14.8 \text{ mg/m}^3$, 平均排放浓度分别为 6.4 mg/m^3 、 8.6 mg/m^3 、 4.2 mg/m^3 。其中, SO_3 排放浓度 $\leq 5 \text{ mg/m}^3$ 的比例约 66.7%, $\leq 10 \text{ mg/m}^3$ 的比例约 89.8% (采用湿式电除尘的, 约 97.6%), $\leq 18 \text{ mg/m}^3$ 的比例约 95.4%。

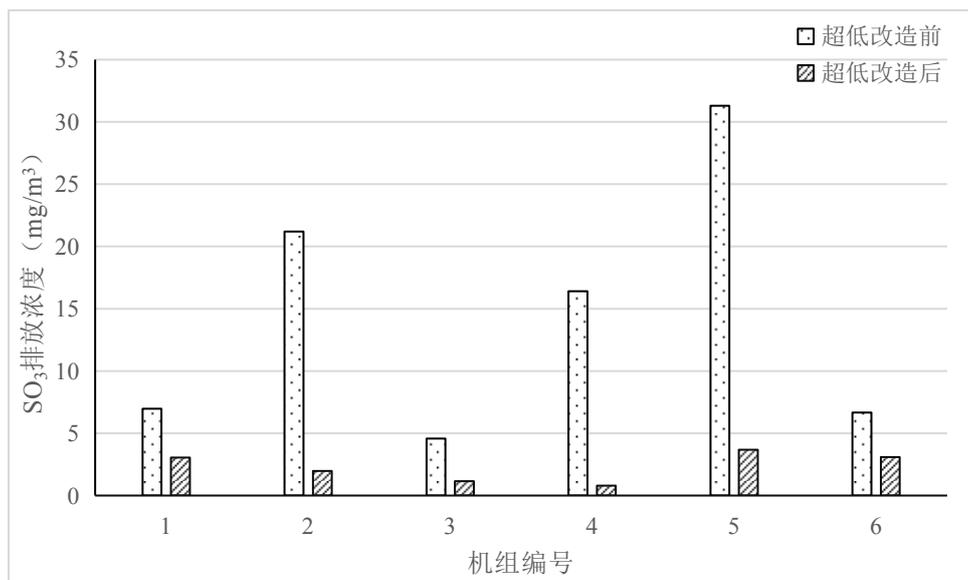


图 4.1-7 部分燃煤电厂超低排放改造前后烟囱 SO_3 排放浓度

此外，《燃煤烟气超低排放全流程协同削减三氧化硫效果分析》等文献报导，超低排放促进了燃煤电厂 SO₃ 的协同控制，6 家电厂实测资料表明超低排放改造后 SO₃ 减排率 53.6%~95.1%（平均 76.4%）。

需要说明的是，不同测试方法的 SO₃ 监测结果差异较大，异丙醇吸收法可能受氧化性杂质影响导致监测结果偏大，控制冷凝法可能受冷凝管长度影响导致监测结果偏小，SO₃ 实际排放浓度准确性需进一步验证。例如，某 1000 MW 机组脱硫系统入口、出口 SO₃ 浓度采用异丙醇吸收法监测结果分别为 7.38 mg/m³、2.61 mg/m³，采用控制冷凝法监测结果分别为 1.52 mg/m³、0.57 mg/m³。

4.1.4 调研企业反馈意见

现场座谈和问卷调查过程中，企业反映较多的意见和建议主要有：

(1) “十二五”以来，现有燃煤电厂经历多轮环保升级改造，进一步提标的经济成本、设备控制、改造场地等方面均存在困难，且煤电超低排放政策已严于欧美发达国家相关标准，建议现有燃煤电厂继续执行超低排放政策。

(2) 自动监测采用小时值考核易受工况波动等客观因素影响，建议参考欧美发达国家相关标准以日均值或月均值作为达标判定依据。

(3) SO₃ 及有关的“有色烟羽”治理技术尚不成熟，环境效益不明显，相关监测标准误差较大、监测设备可靠性较差，且稳定达到超低排放水平的机组 SO₃ 排放浓度普遍较低，建议不新增 SO₃ 控制项目。

此外，企业还对燃料管控、环保电价、标准立项等环境管理政策提出了意见和建议。

编制组结合国家和我省现行法规政策要求，以及我省社会经济条件和环境改善需求，对企业反映的合理建议予以采纳，对放宽现行法规政策要求或本标准不涉及事项的建议暂不采纳。

4.2 标准主要技术内容及确定依据

4.2.1 标准结构框架

本标准的结构按照《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）进行编写，并参照《国家大气污染物排放标准制订技术导则》（HJ 945.1—2018）相关技术要求，具体结构如下。

表 4.2-1 《燃煤电厂大气污染物排放标准》的要素组成和编排顺序

序号	要素	GB/T 1.1—2020要求	HJ 945.1—2018要求
1	封面	必备	必备
2	目次	可选	必备
3	前言	必备	必备
4	范围	必备	必备
5	规范性引用文件	必备/可选	必备
6	术语和定义	必备/可选	必备
7	排放控制要求	必备：核心技术要素	必备
8	污染物监测要求	必备：核心技术要素	必备
9	达标判定要求	必备：核心技术要素	必备
10	实施与监督	可选：其他技术要素	必备

4.2.2 范围

本标准适用范围延续了 GB 13223—2011 相关规定，并根据国家相关文件解释略作调整：

(1) 依据《控制污染物排放许可制实施方案》（国办发〔2016〕81号），排污许可证根据污染物排放标准等依法合理确定许可排放的污染物种类、浓度。因此，本标准适用范围增加“排污许可”。

(2) 依据《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 GB 13223—2011 中相应的污染物排放控制要求。因此，本标准适用范围增加“单台出力 65 t/h 以上除层燃炉、抛煤机炉外的燃煤锅炉”。

(3) 依据《关于严格限制石油焦发电项目规划建设的通知》（国能电力〔2016〕355号），严格限制以石油焦为主要燃料（石油焦占比大于 20%）的火电厂规划建设，京津冀、长三角、珠三角等大气污染防治重点区域和重点城市禁止审批建设自备燃石油焦火电（含热电）项目。同时，根据排污许可信息统计，我省没有以石油焦为燃料的火电厂。因此，本标准适用范围不纳入“采用石油焦燃料的发电锅炉”。

(4) 依据《国家能源局 环境保护部关于开展燃煤耦合生物质发电技改试点工作的通知》（国能发电力〔2017〕75号），依托现役煤电高效发电系统和污染物集中治理设施，兜底消纳农林废弃残余物……污泥等生物质资源（危险废物除外），破解秸秆田间直焚、污泥垃圾围城等社会治理难题，促进煤电的低碳清洁发展；依据《关于进一步加强生物质发电项目环境影响评价管理工作的通知》（环发〔2008〕82号），国家鼓励对常规火电项目进行掺烧生物质的技术改造，当生物质掺烧量按照质量换算低于 80%时，应按照国家常规火电项目进行管理。因此，本标准适用范围增加“以煤炭及其制品为主掺烧其他燃料的发电锅炉”。

4.2.3 术语和定义

本标准的术语和定义中，“燃煤电厂”“标准状态”“氧含量”“基准氧含量排放浓度”“新建燃煤发电锅炉”“现有燃煤发电锅炉”参考了 GB 13223—2011、浙江省《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB33/2147—2018）等同类标准相关概念，“有效小时均值”参考了《固定污染源烟气（SO₂、NO_x、颗粒物）排放连续监测技术规范》（HJ 75—2017）和《排污许可证申请与核发技术规范 火电》（征求意见稿），“非正常情况”参考了《排污许可证申请与核发技术规范 总则》（HJ 942—2018）和《排污许可证申请与核发技术规范 火电》（征求意见稿），“封闭”“半封闭”“密闭”“无组织排放”参考了《重污染天气重点行业应急减排措施制定技术指南（2020年修订版）》（环办大气函〔2020〕340号）。

4.2.4 污染物项目的选择

燃煤电厂排放的烟气成分复杂，主要有 N₂、H₂O、CO₂、SO₂、NO_x、颗粒物、SO₃、CO、微量元素等。目前，世界各国对燃煤电厂排放烟气污染物的关键控制项目均为 SO₂、NO_x 和烟尘（颗粒物），部分发达经济体开始控制以汞为代表的重金属。

GB 13223—2011 控制项目为 SO₂、NO_x、烟尘、汞及其化合物、烟气黑度，本标准基本延续了 GB 13223—2011 控制项目，但将“烟尘”修改为“颗粒物”（修改原因详见 1.3.2.3）。

4.2.5 污染物排放限值的确定及依据

4.2.5.1 现有电厂污染物排放限值

《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）、《市场监管总局 国家发展改革委 生态环境部关于加强锅炉节能环保工作的通知》（国市监特设〔2018〕227号）、《长三角地区 2019-2020 年秋冬季大气污染综合治理攻坚行动方案》（环大气〔2019〕97号）等文件要求，江苏省 2019 年底前 65 t/h 及以上的燃煤锅炉全部完成超低排放改造。至 2019 年底，我省现有燃煤电厂基本完成超低排放改造；2020 年 6 月~7 月，调研的燃煤电厂颗粒物（烟尘）、SO₂、NO_x 小时排放浓度的超低排放时间比率分别为约 99.39%、约 98.86%、约 97.39%。结合国家和我省相关政策，本标准将超低排放相关要求确定为现有燃煤发电锅炉、燃煤锅炉颗粒物、SO₂、NO_x 排放限值，汞及其化合物、烟气黑度排放限值延续 GB 13223—2011 控制要求。

此外，考虑到我省环境空气质量进一步改善需求（特别是 NO_x），以及现有燃煤电厂实际排放水平、深度减排改造承受能力（上一轮改造完成时间、机组规模、经济成本等），本标准规定自 2023 年 7 月 1 日起单台出力 300 MW 及以上发电机组配套的现有燃煤发电锅炉执行

新建燃煤发电锅炉排放浓度限值。

《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）、《市场监管总局 国家发展改革委 生态环境部关于加强锅炉节能环保工作的通知》（国市监特设〔2018〕227号）、《长三角地区2019-2020年秋冬季大气污染综合治理攻坚行动方案》（环大气〔2019〕97号）等文件要求，积极推进城市建成区生物质锅炉超低排放改造。此外，《北方地区冬季清洁取暖规划（2017-2021年）》（发改能源〔2017〕2100号）要求，提高生物质热电联产新建项目环保水平，加快已投产项目环保改造步伐，实现超低排放。至2019年底，我省部分燃生物质电厂参照GB 13223—2011燃气锅炉特别排放限值完成改造。2020年6月~7月，调研的燃生物质电厂颗粒物（烟尘）、SO₂、NO_x小时排放浓度的超低排放时间比率分别为约73.61%、约69.44%、约36.11%。结合国家相关政策精神和趋势，本标准将超低排放相关要求确定为现有燃生物质电厂颗粒物、SO₂、NO_x排放限值，汞及其化合物、烟气黑度排放限值延续GB 13223—2011控制要求。部分现有燃生物质电厂执行本标准需要进行技术改造，考虑到其改造规模相对较小、改造项目重点为NO_x，采用生物质等燃料的发电锅炉执行超低排放相关要求的时间定为2022年1月1日。

4.2.5.2 新建电厂污染物排放限值

国际能源署根据当前技术发展情况制订了燃煤电厂污染物排放控制目标，其中2012~2020年目标为煤粉炉颗粒物<5 mg/m³~10 mg/m³、SO₂<20 mg/m³、NO_x<50 mg/m³~100 mg/m³和循环流化床锅炉颗粒物<50 mg/m³、SO₂<50 mg/m³、NO_x<200 mg/m³。根据国内相关单位的设计、建设和运行实践经验^[1-2]，2020年前后燃煤电厂烟尘（颗粒物）1 mg/m³~2 mg/m³、SO₂<25 mg/m³、NO_x<30 mg/m³是可以实现的。

北京市《锅炉大气污染物排放标准》（DB11/139—2015）、天津市《火电厂大气污染物排放标准》（DB12/810—2018）规定新建锅炉的颗粒物、SO₂、NO_x排放限值分别为5 mg/m³、10 mg/m³、30 mg/m³；《河北省钢铁、焦化、燃煤电厂深度减排攻坚方案》（冀气领办〔2018〕156号）提出燃煤电厂深度减排要求，即在基准氧含量6%的条件下颗粒物、SO₂、NO_x排放浓度分别不高于5 mg/m³、25 mg/m³、30 mg/m³（W型火焰炉不高于50 mg/m³）。

2020年6月~7月，调研的燃煤电厂颗粒物（烟尘）小时排放浓度≤5 mg/m³的比率约92.80%，SO₂小时排放浓度≤25 mg/m³的比率约87.11%，NO_x小时排放浓度≤30 mg/m³的比

¹ 沈又幸,卞卡,邹道安.燃煤电站烟气超清洁排放技术路线研究及应用[J].电站系统工程,2015,31(01):43-46+49.

² 郦建国,朱法华,孙雪丽.中国火电大气污染防治现状及挑战[J].中国电力,2018,51(06):2-10.

率约 40.68%，省内部分燃煤电厂已稳定按照颗粒物、SO₂、NO_x 排放浓度分别不高于 5 mg/m³、25 mg/m³、30 mg/m³ 运行 1 年以上。

综上，结合国内外燃煤电厂污染防治技术进展、我省燃煤电厂污染防治实际可达水平和严格控制燃煤机组新增装机规模的管理思路，本标准规定新建燃煤电厂颗粒物、SO₂、NO_x 排放限值分别为 5 mg/m³、25 mg/m³、30 mg/m³，汞及其化合物、烟气黑度排放限值延续 GB 13223—2011 控制要求。

4.2.5.3 其他有组织排放控制要求

(1) 氨逃逸

氨是烟气脱硝过程中主要采用的还原剂，也是环境空气中生成 PM_{2.5} 的重要前体物之一。为控制烟气脱硝氨逃逸的环境影响，依据《火电厂污染防治可行技术指南》（HJ 2301—2017），本标准规定：采用 SCR 工艺的，烟囱或烟道氨逃逸质量浓度不高于 2.5 mg/m³；采用 SNCR 工艺的，烟囱或烟道氨逃逸质量浓度不高于 8 mg/m³；采用 SNCR-SCR 工艺的，烟囱或烟道氨逃逸质量浓度不高于 3.8 mg/m³。

(2) 低矮源颗粒物排放

为推进燃煤电厂无组织排放深度治理，本标准规定煤炭等原辅料、灰渣等副产物储存、输送、制备等系统产尘点配备除尘设施，即将颗粒物的无组织排放规范为低矮源有组织排放。

《大气污染物综合排放标准》（GB 16297—1996）、《火力发电厂运煤设计技术规程 第 2 部分：煤尘防治》（DL/T 5187.2—2019）对低矮源有组织排放的颗粒物排放浓度、排放速率以及排气筒高度均进行了规定。同时，我省《大气污染物综合排放标准》（征求意见稿）规定，颗粒物最高允许排放浓度 20 mg/m³、最高允许排放速率 1.0 kg/h，排气筒高度不低于 15 m（因安全考虑或有特殊工艺要求的除外）。在上述标准中，我省《大气污染物综合排放标准》（征求意见稿）要求最严格。因此，本标准规定煤炭等原辅料、灰渣等副产物储存、输送、制备等系统产尘点的颗粒物排放控制应符合江苏省《大气污染物综合排放标准》的要求。

(3) 烟气混合排放

根据《关于不同容量锅炉共用烟囱排放大气污染物适用排放标准问题的复函》（环函〔2007〕351 号），执行 GB 13271、GB 13223 的多台锅炉共用一根烟囱且监控位置在烟囱处，从严执行 GB 13223。因此，本标准规定“执行不同排放浓度限值的多台设施采用混合方式排放烟气，且选择的监控位置只能监测混合烟气中的大气污染物浓度，应执行各限值要求中最严格的排放浓度限值”。

4.2.6 无组织排放控制要求的确定及依据

《中华人民共和国大气污染防治法》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。

《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）等文件要求，强化工业企业无组织排放管控，对物料（含废渣）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。

燃煤电厂无组织排放的大气污染物有颗粒物、氨、非甲烷总烃等，其中首要污染物是颗粒物，管控重点为煤场、灰场以及卸煤、输煤和灰渣储运环节。按照《大中型火力发电厂设计规范》（GB 50660—2011）、《小型火力发电厂设计规范》（GB 50049—2011）、《燃煤发电厂液氨罐区安全管理规定》（国能安全〔2014〕328号）等文件要求，燃煤电厂一般都考虑了输煤和制备系统、灰渣库、灰场、脱硫剂制备系统、厂区道路、氨区、油罐区等设施的无组织排放控制措施，“十二五”以来还通过环境影响评价等制度在重点区域推广了封闭型式的煤场无组织排放控制措施，总体上我省燃煤电厂的大气污染物无组织排放可控。

参考《〈火电厂大气污染物排放标准〉（GB 13223—2011）修改单》（报批稿）、《江苏省颗粒物无组织排放深度整治实施方案》（苏大气办〔2018〕4号）、《长三角地区2019-2020年秋冬季大气污染综合治理攻坚行动方案》（环大气〔2019〕97号），本标准对燃煤电厂的原辅料储存、卸载、运输、制备系统和副产物储存、转运系统提出无组织排放控制要求。

4.2.7 污染物监测要求的确定及依据

4.2.7.1 监测分析方法及要求

依据《排污单位自行监测技术指南 总则》（HJ 819—2017）、《排污单位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》（HJ 820—2017），本标准规定了燃煤电厂自行监测要求。

依据《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—1996）、HJ 75—2017、《固定污染源监测质量保证与质量控制技术规范（试行）》（HJ/T 373—2007）、《固定源废气监测技术规范》（HJ/T 397—2007）、《固定污染源废气 低浓度颗粒物的测定 重量法》（HJ 836—2017）等文件，本标准规定了燃煤电厂监测采样和质量控制要求。

依据现行适用的污染物监测方法标准，本标准规定了燃煤电厂大气污染物的测定方法。

4.2.7.2 颗粒物监测方法适用性说明

目前，GB 13223—2011 和国内相关地方标准中适用的颗粒物（烟尘）手工测定方法主要为 GB/T 16157—1996、HJ 836—2017。

(1) GB/T 16157—1996 (及其修改单) 适用颗粒物浓度 $>20 \text{ mg/m}^3$ 的测定, 不适用于本标准。

(2) HJ 836—2017 适用颗粒物浓度 $\leq 20 \text{ mg/m}^3$ 的测定, 检出限 1.0 mg/m^3 (采样体积 1 m^3), 适用于本标准。

4.2.7.3 二氧化硫监测方法适用性说明

目前, GB 13223—2011 和国内相关地方标准中适用的 SO_2 手工测定方法主要为《固定污染源排气中二氧化硫的测定 碘量法》(HJ/T 56—2000)、《固定污染源废气 二氧化硫的测定 定电位电解法》(HJ 57—2017)、《固定污染源废气 二氧化硫的测定 非分散红外吸收法》(HJ 629—2011)。

(1) HJ/T 56—2000 测定范围 $100 \text{ mg/m}^3 \sim 6000 \text{ mg/m}^3$, 不适用于本标准。

(2) HJ 57—2017 检出限 3 mg/m^3 、测定下限 12 mg/m^3 , 适用于本标准。

(3) HJ 629—2011 检出限 3 mg/m^3 、测定下限 10 mg/m^3 , 适用于本标准。

此外, 2020年8月15日实施的《固定污染源废气 二氧化硫的测定 便携式紫外吸收法》(HJ 1131—2020) 检出限 2 mg/m^3 、测定下限 8 mg/m^3 , 亦适用于本标准。

4.2.7.4 氮氧化物监测方法适用性说明

目前, GB 13223—2011 和国内相关地方标准中适用的 NO_x 手工测定方法主要为《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—1999)、《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—1999)、《固定污染源废气 氮氧化物的测定 非分散红外吸收法》(HJ 692—2014)、《固定污染源废气 氮氧化物的测定 定电位电解法》(HJ 693—2014)。

(1) HJ/T 42—1999 检出限 10 mg/m^3 、定量测定下限 34 mg/m^3 (采样体积 1 L), 适用于本标准。

(2) HJ/T 43—1999 定性检出浓度 0.7 mg/m^3 、定量测定浓度 $2.4 \text{ mg/m}^3 \sim 208 \text{ mg/m}^3$ (采样体积 1 L), 适用于本标准。

(3) HJ 692—2014 一氧化氮(以 NO_2 计) 检出限 3 mg/m^3 、测定下限 12 mg/m^3 , 适用于本标准。

(4) HJ 693—2014 一氧化氮(以 NO_2 计)、二氧化氮检出限 3 mg/m^3 、测定下限 12 mg/m^3 , 适用于本标准。

此外, 2020年8月15日实施的《固定污染源废气 氮氧化物的测定 便携式紫外吸收法》

(HJ 1132—2020) 一氧化氮检出限 1 mg/m³、测定下限 4 mg/m³，二氧化氮检出限 2 mg/m³、测定下限 8 mg/m³，亦适用于本标准。

4.2.7.5 汞及其化合物监测方法适用性说明

目前，GB 13223—2011 和国内相关地方标准中适用的 Hg 手工测定方法主要为《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—2009）、《固定污染源废气 气态汞的测定 活性炭吸附/热裂解原子吸收分光光度法》（HJ 917—2017）。

(1) HJ 543—2009 检出限 0.0025 mg/m³、测定下限 0.01 mg/m³（采样体积 10 L），适用于本标准。

(2) HJ 917—2017 检出限 0.1 μg/m³、测定下限 0.4 μg/m³（采样体积 10 L），适用于本标准。

4.2.7.6 烟气黑度监测方法适用性说明

目前，GB 13223—2011 和国内相关地方标准中适用的烟气黑度手工测定方法主要为《固定污染源排放烟气黑度的测定 林格曼烟气黑度图法》（HJ/T 398—2007）。

HJ/T 398—2007 适用于固定污染源排放的灰色或黑色烟气在排放口处黑度的监测，适用于本标准。

4.2.7.7 氨监测方法适用性说明

目前，国内相关地方标准中适用的氨手工测定方法主要为《环境空气和废气 氨的测定 纳氏试剂分光光度法》（HJ 533—2009）、《环境空气 氨的测定 次氯酸钠-水杨酸分光光度法》（HJ 534—2009）。

(1) HJ 533—2009 检出限 0.25 mg/m³、测定下限 1.0 mg/m³、测定上限 20 mg/m³（吸收液体积 50 mL、采气 10 L）或检出限 0.01 mg/m³、测定下限 0.04 mg/m³、测定上限 0.88 mg/m³（吸收液体积 10 mL、采气 45 L），适用于本标准。

(2) HJ 534—2009 适用于环境空气中氨的测定和恶臭源厂界空气中氨的测定，不适用于本标准。

4.2.7.8 连续监测方法适用性说明

目前，GB 13223—2011 和国内相关地方标准中适用的大气污染物自动测定方法主要为 HJ 75—2017，适用于本标准。

HJ 75—2017 适用于以固体、液体为燃料或原料的火电厂锅炉、工业/民用锅炉以及工业炉窑等固定污染源烟气（SO₂、NO_x、颗粒物）排放连续监测系统，准确度要求为：SO₂ 排放浓

度 $<20\ \mu\text{mol/mol}$ ($57\ \text{mg/m}^3$) 时, 绝对误差不超过 $\pm 6\ \mu\text{mol/mol}$ ($17\ \text{mg/m}^3$); NO_x 排放浓度 $<20\ \mu\text{mol/mol}$ ($41\ \text{mg/m}^3$) 时, 绝对误差不超过 $\pm 6\ \mu\text{mol/mol}$ ($12\ \text{mg/m}^3$); 颗粒物排放浓度 $\leq 10\ \text{mg/m}^3$, 绝对误差不超过 $\pm 5\ \text{mg/m}^3$ 。

4.2.7.9 新监测方法适用性说明

根据生态环境部环境保护标准管理要求, 本标准实施后国家发布的污染物监测方法标准, 如适用性满足要求, 同样适用于相应污染物的测定。

4.2.8 达标判定要求的确定及依据

4.2.8.1 考核时长

根据 HJ 945.1—2018, 大气污染物排放标准应规定正常工况下手工监测和自动监测的大气污染物排放达标判定要求, 自动监测原则上以 1 小时平均浓度作为达标判定依据。

根据 HJ/T 397—2007, 除相关标准另有规定, 排气筒中废气的采样以连续 1 小时的采样获取平均值, 或在 1 小时内以等时间间隔采集 3~4 个样品并计算平均值。

4.2.8.2 优先数据

根据《关于污染源在线监测数据与现场监测数据不一致时证据适用问题的复函》(环政法函〔2016〕98号), 本标准明确若同一时段的现场手工监测数据与有效自动监测数据不一致, 优先使用符合法定监测规范和监测方法标准的现场手工监测数据。

4.2.8.3 非正常情况

《火电行业排污许可证申请与核发技术规范》(环水体〔2016〕189号附件1)规定, NO_x 的稳定运行达标判定期为机组启动后出力达到额定的 50%开始到机组解列前出力降到额定的 50%为止, 在此期间外的启动和停机时段内的排放数据可不作为火电机组 NO_x 达标判定依据。

《排污许可证申请与核发技术规范 火电》(征求意见稿)规定, 启动、停机、事故等非正常情况下, 烟尘(颗粒物)、 SO_2 、 NO_x 等自动监测数据可不作为达标判定依据。

《河北省钢铁、焦化、燃煤电厂深度减排攻坚方案》(冀气领办〔2018〕156号)规定燃煤电厂在评估周期内至少 95%以上颗粒物、 SO_2 、 NO_x 小时均值排放浓度满足要求方可认定为达到超低排放水平。

根据我省燃煤电厂调研资料:

①未剔除启停机等非正常情况, 2020年6月~7月158家燃煤电厂颗粒物(烟尘)小时排放浓度超低排放时间比率约 99.39%, SO_2 小时排放浓度超低排放时间比率约 98.86%, NO_x 小时排放浓度超低排放时间比率约 97.39%。其中, NO_x 受启停影响相对更大。

②剔除启停机，2019年9家燃煤电厂（28台机组，容量占全省约20%）颗粒物（烟尘）小时排放浓度超低排放时间比率约99.99%，SO₂小时排放浓度超低排放时间比率约99.996%，NO_x小时排放浓度超低排放时间比率约99.79%。

表 4.2-2 江苏某 1000 MW 级机组启停事件 DCS 记录

时间	负荷 (MW)	煤量 (t/h)	SO ₂ 折算浓度 (mg/m ³)	NO _x 折算浓度 (mg/m ³)	烟尘折算浓度 (mg/m ³)	O ₂ (%)	备注
2017-6-2 22:00	461.8	177.0	8.0	7.8	4.0	7.9	
2017-6-2 23:00	153.8	71.0	38.2	91.8	203.4	13.4	解列
2017-6-3 0:00	0.0	0.0	139.6	4.9	565.9	20.6	熄火
2017-6-21 13:00	0.0	0.3	29.3	0.2	104.9	20.5	点火
2017-6-21 14:00	0.0	20.4	605.9	3.2	116.0	20.4	
2017-6-21 15:00	0.0	34.0	206.0	404.5	89.5	18.1	
2017-6-21 16:00	0.0	34.7	22.3	524.5	62.1	16.9	
2017-6-21 17:00	0.0	40.3	22.1	514.1	91.0	16.5	
2017-6-21 18:00	0.0	51.4	17.8	472.3	98.1	15.4	
2017-6-21 19:00	0.0	64.5	15.1	411.7	62.2	13.9	
2017-6-21 20:00	0.0	69.3	15.8	398.2	57.0	13.5	
2017-6-21 21:00	0.0	71.0	17.3	369.1	66.7	13.8	
2017-6-21 22:00	0.0	77.9	18.6	495.9	65.5	13.2	
2017-6-21 23:00	0.0	89.2	20.0	489.0	31.9	11.5	
2017-6-22 0:00	0.0	103.8	22.6	390.9	29.3	10.4	
2017-6-22 1:00	0.0	113.7	29.2	406.5	38.8	11.1	
2017-6-22 2:00	0.0	120.4	27.5	421.8	6.7	11.3	
2017-6-22 3:00	194.2	127.1	27.1	403.4	2.2	11.1	并网
2017-6-22 4:00	263.1	143.6	27.8	296.9	2.1	10.2	
2017-6-22 5:00	337.1	164.3	27.4	246.0	2.4	9.4	
2017-6-22 6:00	397.4	184.0	26.5	2.8	1.9	7.9	
煤电超低排放要求			35	50	10		

受技术经济水平限制以及基准氧含量折算要求，火电机组启动、停机、事故等非正常情况下烟气污染物短时“高浓度”现象无法避免，并主要集中在启停机阶段：一是锅炉启动和停机或低负荷运行阶段排烟温度低而造成 SCR 脱硝无法投运；二是启动阶段干法烟气脱硫无法投运；三是启动阶段投油助燃造成除尘器故障或效率下降；四是启动和停机阶段烟气氧含量偏高导致污染物折算浓度增加等。但是，以年度运行情况分析，火电机组非正常情况下烟气污染物“高浓度”阶段的排放量占比很小：以我省某电厂 2×630 MW 燃煤机组 2019 年运行情况为例，1 号机组启动 4 次、停机 5 次，NO_x“高浓度”阶段累计 28 h、排放量占全年的约 1.27%，2 号机组启动、停机各 2 次，NO_x“高浓度”阶段累计 12h、排放量占全年的约 0.47%。

综上所述，根据我省燃煤电厂技术经济实际情况，结合生态环境部正在研制的《火电厂废

气自动监控数据达标判定管理规定》《火电厂废气自动监控数据标记规则》，本标准明确非正常情况下符合自动监测相关标记规则和达标判定管理规定的污染物排放数据可不认定为超标。

4.2.8.4 基准氧含量

根据 HJ 945.1—2018，大气污染物排放浓度应折算为基准氧含量排放浓度。本标准规定的基准氧含量为 6%，延续了 GB 13223—2011 对燃煤锅炉的相关要求。

5 与相关法律法规和国家标准的关系

5.1 相关法律法规政策要求

(1) 法律法规

《中华人民共和国环境保护法》第十六条规定，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，可以制订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，可以制订严于国家污染物排放标准的地方污染物排放标准；第二十八条规定，地方各级人民政府应当根据环境保护目标和治理任务，采取有效措施，改善环境质量。

《中华人民共和国大气污染防治法》第九条规定，国务院生态环境主管部门或者省、自治区、直辖市人民政府制订大气污染物排放标准，应当以大气环境质量和国家经济、技术条件为依据；第十条规定，制订大气环境质量和大气污染物排放标准，应当组织专家进行审查和论证，并征求有关部门、行业协会、企业事业单位和公众等方面的意见。

《江苏省大气污染防治条例》第二十八条规定，新建大容量燃煤机组应当同步建设先进高效的脱硫、脱硝和除尘设施，使大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值；现有燃煤机组应当运用先进高效的技术进行脱硫、脱硝和除尘设施提标改造，使大气污染物排放浓度达到国家和省规定的要求，或者按照国家和省有关规定进行天然气等清洁能源替代改造。

(2) 政策规章

《中共中央 国务院关于全面加强生态环境保护坚决打好污染防治攻坚战的意见》（中发〔2018〕17 号）要求推动形成绿色发展方式，提高污染排放标准；提出以长三角等重点区域为主战场进一步明显降低 PM_{2.5} 浓度明显改善大气环境质量，强化工业企业无组织排放管理，开展大气氨排放控制试点；到 2020 年具备改造条件的燃煤电厂全部完成超低排放改造，重点区域不具备改造条件的高污染燃煤电厂逐步关停。

《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）要求重点区域全面执行大气污染物特别排放限值；开展火电等重点行业无组织排放排查，对物料（含废渣）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；65 t/h 及以上燃煤锅

炉全部完成超低排放改造，城市建成区生物质锅炉实施超低排放改造。

《市场监管总局 国家发展改革委 生态环境部关于加强锅炉节能环保工作的通知》（国市监特设〔2018〕227号）要求重点区域新建燃煤锅炉大气污染物排放浓度满足超低排放要求，保留的锅炉执行大气污染物特别排放限值或更严格的地方排放标准，65 t/h及以上燃煤锅炉全部实施超低排放改造，城市建成区生物质锅炉实施超低排放改造。

《长三角地区2019-2020年秋冬季大气污染综合治理攻坚行动方案》（环大气〔2019〕97号）要求推进低效燃煤热电机组整合，提升生物质锅炉综合治理水平，积极推进城市建成区生物质锅炉超低排放改造；对已完成超低排放改造的电力企业，重点推进无组织排放控制；对稳定达到超低排放要求的电厂，不得强制要求治理“白色烟羽”。

《江苏省打赢蓝天保卫战三年行动计划实施方案》（苏政发〔2018〕122号）要求强化工业企业无组织排放管控，全省火电等重点行业完成颗粒物无组织排放深度整治任务。严格控制燃煤机组新增装机规模；继续执行燃煤电厂超低排放环保电价。

《关于加快全省化工钢铁煤电行业转型升级高质量发展的实施意见》（苏办发〔2018〕32号）明确，根据《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》和我省“263”方案要求，燃煤电厂2019年底前全部实行超低排放。

本标准结合全省燃煤电厂的实际环境管理水平、污染防治技术经济可行性分类规定大气污染物排放控制要求，将超低排放、无组织排放深度治理、严格控制新增装机规模等环境管理要求予以标准化，有利于规范燃煤电厂排污行为，有利于消除企业守法和政府执法空白，符合相关法律法规政策的要求。

5.2 国内相关标准

5.2.1 国家标准

我国不同发展阶段火电厂大气污染物排放标准的制订，离不开当时的环境空气质量要求和社会经济、技术条件制约，《工业“三废”排放试行标准》（GB J4—73）实施后历经四次制修订，现阶段执行《火电厂大气污染物排放标准》（GB 13223—2011）。

GB 13223—2011控制项目新增了Hg及其化合物，大幅加严了各项污染物的排放限值，同时规定了重点地区特别排放限值。根据《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），我省属于重点区域，全面执行大气污染物特别排放限值。

表 5.2-1 燃煤电厂大气污染物特别排放限值

设施类型	污染物项目	适用条件	限值 (mg/m ³)	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	
	烟气黑度 (林格曼黑度, 级)	全部	1	烟囱排放口
注: 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, 参照循环流化床火力发电锅炉的污染物排放控制要求执行。				

5.2.2 地方标准

部分省 (直辖市、自治区) 制订了更严格的地方标准, 总体上将煤电超低排放要求予以标准化。此外, 部分地区还提出了其他控制要求: ①北京市、河北省、山东省、浙江省杭州市规定了氨逃逸控制要求, SCR 脱硝方式不高于 2.5 mg/m³ (或 2.3 mg/m³), SNCR 脱硝方式不高于 8 mg/m³ (或 7.6 mg/m³)。②浙江省杭州市对燃煤热电锅炉规定了 SO₃ 排放限值 5 mg/m³、雾滴排放限值 50 mg/m³ (适用于湿法脱硫和湿电除尘设施)。

表 5.2-2 燃煤电厂大气污染物排放地方标准

区域	标准名称	标准号	实施时间
北京	《北京市锅炉大气污染物排放标准》	DB11/ 139—2015	2015-7-1
河北	《燃煤电厂大气污染物排放标准》	DB13/ 2209—2015	2015-7-21
上海	《燃煤电厂大气污染物排放标准》	DB31/ 963—2016	2016-1-29
河南	《燃煤电厂大气污染物排放标准》	DB41/ 1424—2017	2017-10-1
天津	《火电厂大气污染物排放标准》	DB12/ 810—2018	2018-7-1
山西	《燃煤电厂大气污染物排放标准》	DB14/T 1703—2018	2018-7-30
浙江	《燃煤电厂大气污染物排放标准》	DB33/ 2147—2018	2018-11-1
浙江 杭州	《锅炉大气污染物排放标准》	DB3301/T 0250—2018	2018-12-10
陕西	《锅炉大气污染物排放标准》	DB61/ 1226—2018	2019-1-29
山东	《火电厂大气污染物排放标准》	DB37/ 664—2019	2019-9-7

此外, 《河北省钢铁、焦化、燃煤电厂深度减排攻坚方案》(冀气领办(2018)156号)进一步提出燃煤电厂深度减排要求, 即在基准氧含量 6%的条件下颗粒物、SO₂、NO_x 排放浓度分别不高于 5 mg/m³、25 mg/m³、30 mg/m³ (W 型火焰炉不高于 50 mg/m³)。

5.2.3 国内排放控制要求综合比较

本标准主要大气污染物排放控制要求严于 GB 13223—2011, 整体上与其他地方标准要求基本一致, 且新建电厂的排放控制要求处于前列水平 (与河北省深度减排要求一致)。本标准汞及其化合物的排放控制延续了 GB 13223—2011 相关要求, 较北京市宽松 (但北京市燃煤电

厂已全部停运)，与其他地方标准一致；烟气黑度排放控制与 GB 13223—2011、其他地方标准一致。

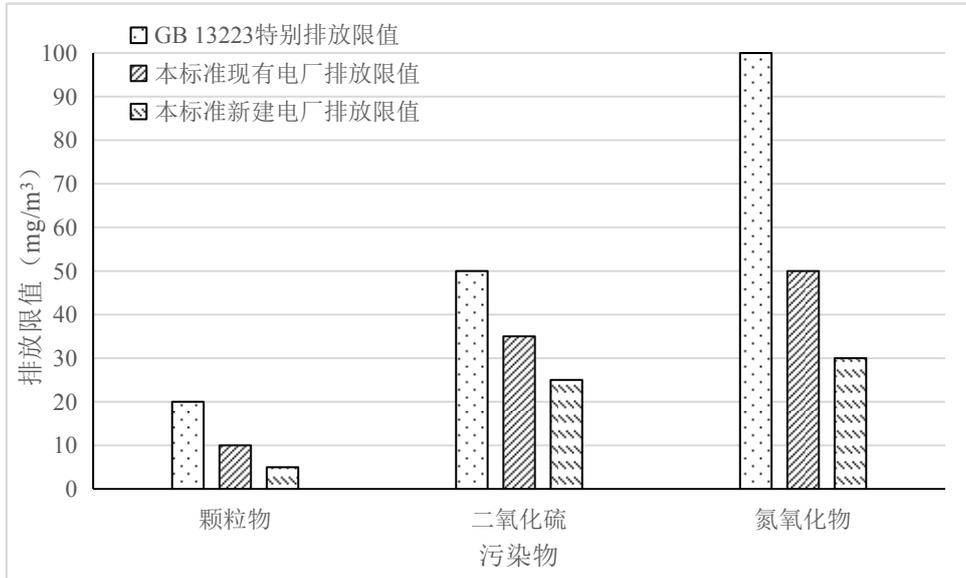
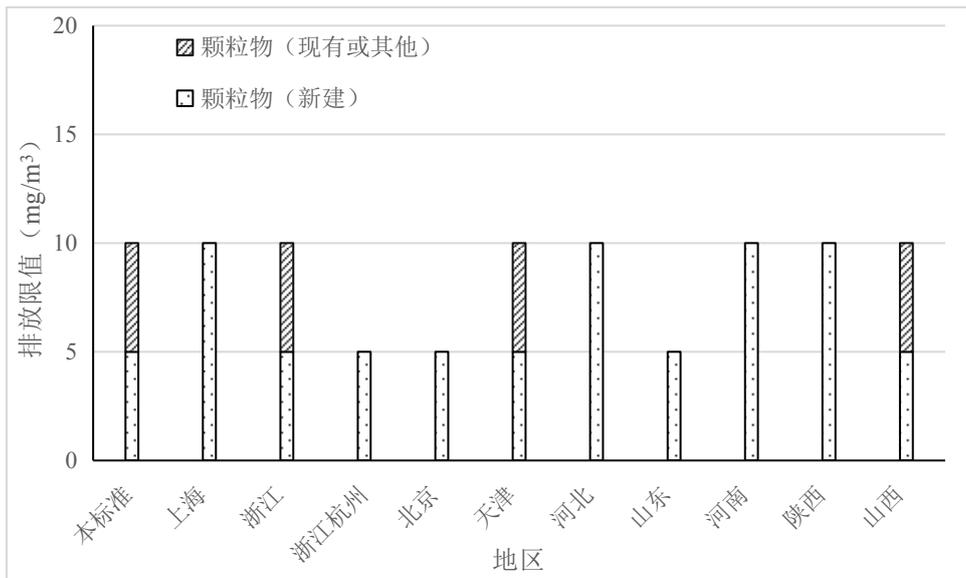
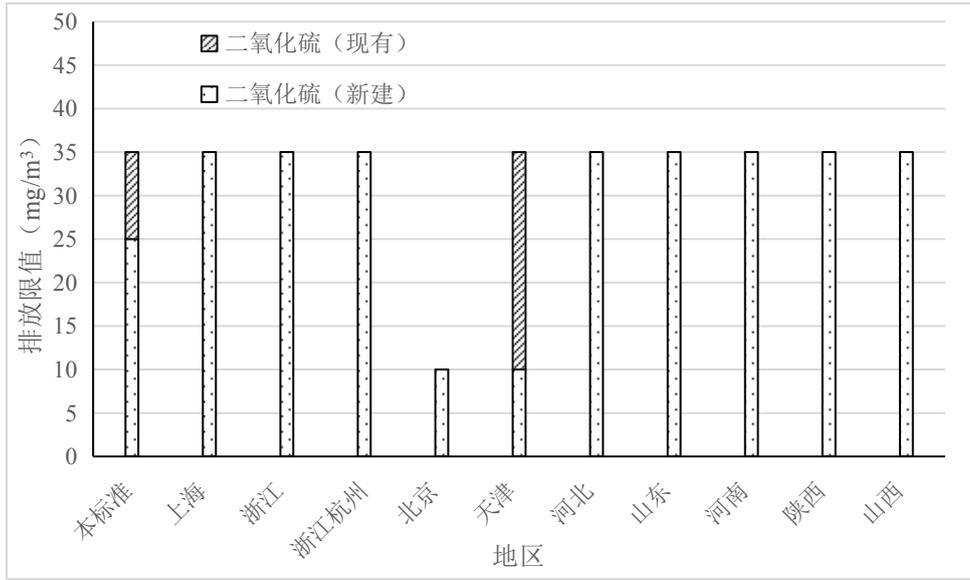


图 5.2-1 本标准与国家标准主要大气污染物排放控制要求比较



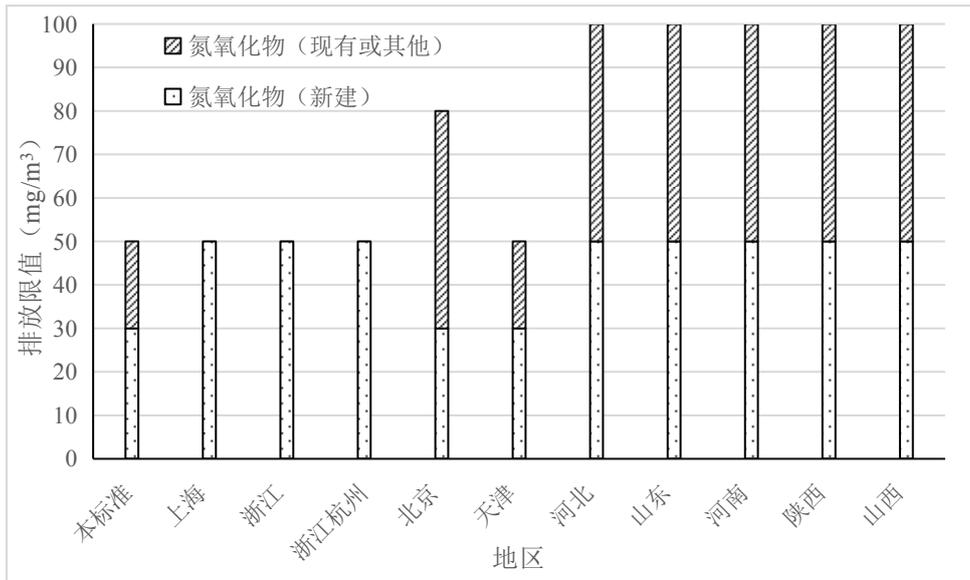
注：现有电厂与新建电厂执行同样要求的，不另行标注；山西燃低热值煤电厂执行较宽限值。

图 5.2-2 本标准与其他地方标准颗粒物排放控制要求比较



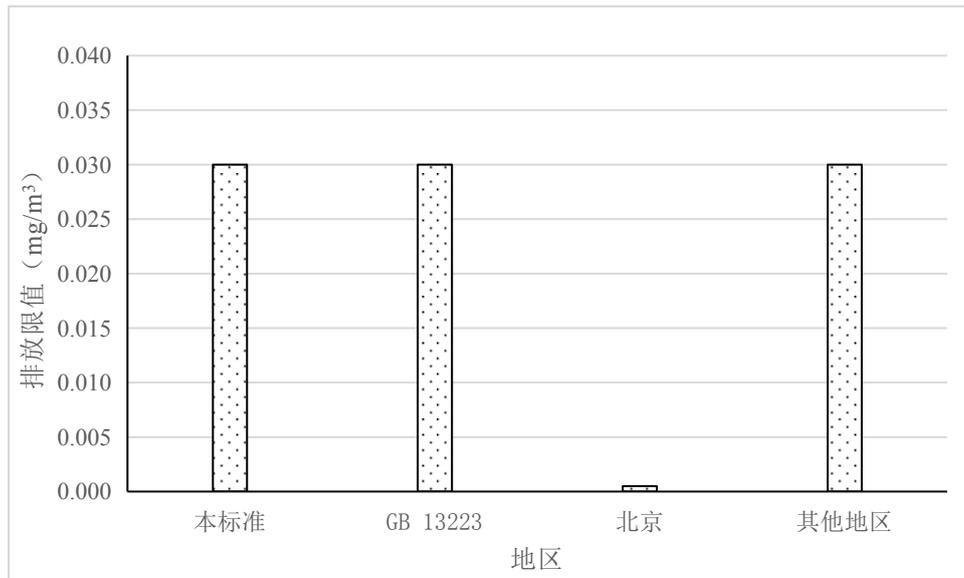
注：现有电厂与新建电厂执行同样要求的，不另行标注；北京市燃煤电厂 2017 年已全部停运。

图 5.2-3 本标准与其他地方标准二氧化硫排放控制要求比较



注：现有电厂与新建电厂执行同样要求的，不另行标注；河北、山东、河南、山西 W 火焰炉电厂和陕西燃生物质电厂执行较宽限值。

图 5.2-4 本标准与其他地方标准氮氧化物排放控制要求比较



注：北京市燃煤电厂 2017 年已全部停运。

图 5.2-5 本标准与国家标准、其他地方标准汞及其化合物排放控制要求比较

5.2.4 排放控制要求的长三角一体化协调性

(1) 污染物排放限值

本标准中，现有燃煤电厂相关 5 项污染物控制水平与上海市 DB31/ 963—2016、浙江省 DB33/ 2147—2018 基本一致；现有燃生物质电厂相关 5 项污染物控制水平与浙江省 DB33/ 2147—2018 一致，上海市未明确燃生物质电厂参照执行 DB31/ 963—2016（根据排污许可信息，上海市没有燃生物质电厂）。

本标准中，新建燃煤电厂的颗粒物排放限值与浙江省 DB33/ 2147—2018 一致、严于上海市 DB31/ 963—2016，SO₂、NO_x 排放限值均严于上海市 DB31/ 963—2016、浙江省 DB33/ 2147—2018，汞及其化合物、烟气黑度排放限值与上海市 DB31/ 963—2016、浙江省 DB33/ 2147—2018 一致。

此外，安徽省未出台火电厂相关地方标准，其火电厂执行 GB 13223—2011 和国家相关环境管理政策。

(2) 其他有组织排放控制要求

本标准提出了氨逃逸和低矮源颗粒物排放管理要求，上海市 DB31/ 963—2016、浙江省 DB33/ 2147—2018 未提出要求。

本标准提出了烟气混合排放管理要求，与浙江省 DB33/ 2147—2018 一致，上海市 DB31/ 963—2016 未提出要求。

此外，上海市 DB31/ 963—2016、浙江省 DB33/ 2147—2018 提出了消除石膏雨、有色烟

羽要求。根据《长三角地区 2019-2020 年秋冬季大气污染综合治理攻坚行动方案》（环大气〔2019〕97 号），对稳定达到超低排放要求的电厂，不得强制要求治理“白色烟羽”。我省现有燃煤电厂基本完成超低排放改造，且实际运行情况良好（如颗粒物小时排放浓度平均值 $2.23 \pm 2.05 \text{ mg/m}^3$ ，详见 4.1.2；超低排放的 SO_3 协同治理效果显著，详见 4.1.3.3），石膏雨（雾滴）、有色烟羽（ SO_3 ）已经得到有效控制。

（3）无组织排放控制要求

本标准提出了燃煤电厂无组织排放控制要求，与浙江省 DB33/2147—2018 基本一致，上海市 DB31/963—2016 未提出要求。

5.3 国外相关标准

5.3.1 欧盟 DIRECTIVE 2010/75/EU

欧盟 DIRECTIVE 2010/75/EU OF THE EUROPEAN PARLIAMENT AND OF THE COUNCIL of 24 November 2010 on industrial emissions (integrated pollution prevention and control)适用对象为燃用任何燃料（包括煤、褐煤及其他固体燃料，生物质和泥煤等），总额定热输入功率 $\geq 50 \text{ MW}$ 的火电厂。

DIRECTIVE 2010/75/EU 按照现有（2013 年 1 月 7 日前取得许可证或申请许可证并于 2014 年 1 月 7 日前投产的火电厂）、新建（包括 DIRECTIVE 2001/80/EC Article 4(4)豁免但 2016 年 1 月 1 日后仍运行的火电厂）划分适用时段。

DIRECTIVE 2010/75/EU 关键控制项目为 SO_2 、 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。以燃煤电厂为例，一般情况下的烟尘、 SO_2 、 NO_x 限值分别为 $10 \text{ mg/m}^3 \sim 30 \text{ mg/m}^3$ 、 $150 \text{ mg/m}^3 \sim 400 \text{ mg/m}^3$ 、 $150 \text{ mg/m}^3 \sim 450 \text{ mg/m}^3$ 。此外，德国规定燃煤电厂的 SO_x 排放限值 50 mg/m^3 、Hg 排放限值 0.03 mg/m^3 。

欧盟 DIRECTIVE 2010/75/EU 要求全厂总额定热输入功率 $\geq 100 \text{ MW}$ 的火电厂对废气中的烟尘、 SO_2 、 NO_x 浓度进行连续（自动）监测（部分豁免，例如剩余运行寿命小于 10000 h 的火电厂），此情况下折算到标准状态、基准氧含量（固体燃料 6%）、干烟气条件下的排放浓度在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豁免考核条件：因低硫燃料供应严重不足，可豁免 SO_2 不超过 6 个月；因燃气忽然中断而改用其他燃料（为此需配备烟气净化设施），可豁免不超过 10 天（若必须保障能源供应除外）；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（若必须保障能源供应或替代的电厂会全面增加排放量除外）；启动、停炉。

表 5.3-1 欧盟 DIRECTIVE 2010/75/EU 自动监测达标考核要求

项目		2001/80/EC	2010/75/EU
适用对象		≥100 MW, 连续监测	一致
排放浓度考核要求	长期	现有：（日历）月均值达标	全部：一致
	中期	现有：48 h 均值（97%烟尘、SO ₂ , 95%NO _x ）≤限值 110% 新建：有效日均值达标	全部：有效日均值≤限值 110%（单座热功率 < 50 MW 组成的，≤限值 150%）
	短期	新建：95%有效小时均值≤限值 200%	全部：一致
豁免条件		启停等	一致

5.3.2 美国 40 CFR Part 60 Subpart Da and Part 63 Subpart UUUUU

美国 40 CFR Part 60 Subpart Da—Standards of Performance for Electric Utility Steam Generating Units 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（适用于 1978 年 9 月 18 日后新改扩建的蒸汽发电机组，其中 2005 年 2 月 28 日起也适用于 IGCC 蒸汽发电机组）；40 CFR Part 63 Subpart UUUUU—National Emission Standards for Hazardous Air Pollutants: Coal- and Oil-Fired Electric Utility Steam Generating Units 适用于燃煤和燃油、电输出功率≥25 MW 的火电厂（蒸汽发电机组）。

40 CFR Part 60 Subpart Da and Part 63 Subpart UUUUU 关键控制项目为 SO₂、NO_x、颗粒物（PM），40 CFR Part 63 Subpart UUUUU 及其修正案包括控制项目 Hg，且部分控制项目可选择性考核（颗粒物、总非 Hg 重金属、As 等 10 项非 Hg 重金属可选择其一）。

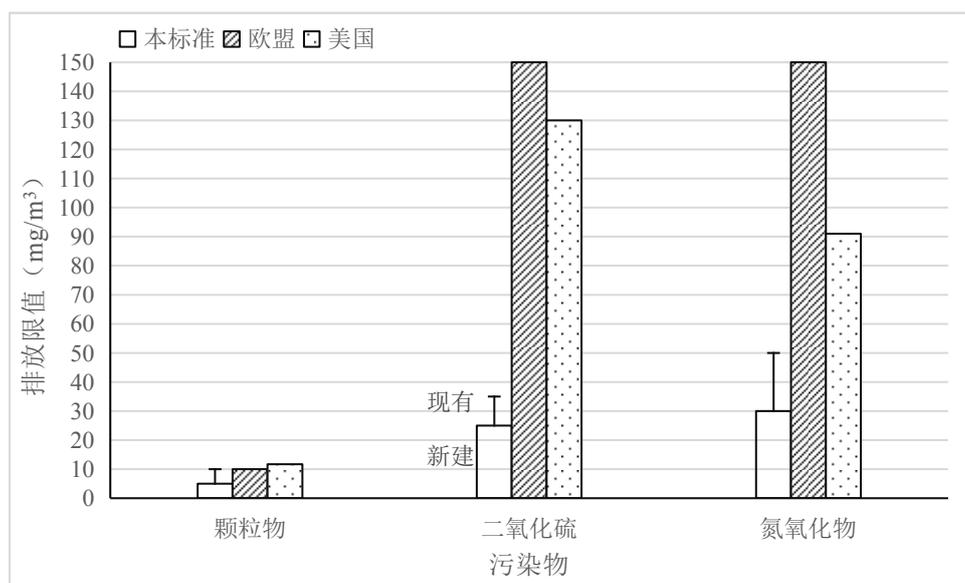
40 CFR Part 60 Subpart Da and Part 63 Subpart UUUUU 根据时段、燃料类型等组合划分排放强度限值。按排放强度 0.35 g/kWh、1 lb/MMBtu 分别对应排放浓度 100 mg/m³、1230 mg/m³，换算的燃煤电厂颗粒物、SO₂、NO_x 限值分别为 11.7 mg/m³~38.9 mg/m³、130 mg/m³~1476 mg/m³、91 mg/m³~984 mg/m³。美国对 Hg 排放控制相对严格，新改扩建机组限值为 0.0004 mg/m³~0.0052 mg/m³，现有机组限值为 0.0017 mg/m³~0.0052 mg/m³。此外，美国有 22 个州对燃煤电厂 SO₃ 提出了排放控制要求，其中 14 个州的排放限值低于 6 mg/m³，佛罗里达州的排放限值 0.6 mg/m³ 最为严格（在亚洲，日本将硫酸雾作为颗粒物之一进行总量控制；新加坡则规定固定源 SO₃ 排放限值 10 mg/m³）。

美国 40 CFR Part 60 Subpart Da and Part 63 Subpart UUUUU 要求火电厂应对废气中颗粒物、SO₂、NO_x、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日前新改扩的）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（2011年5月3日后新改扩的）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。

5.3.3 国外排放控制要求综合比较

与国外同类法规或标准相比，本标准颗粒物、SO₂和NO_x不仅排放限值明显严于欧盟、美国，小时均值的达标考核要求也更严格。



注：欧盟、美国所示为燃煤电厂最严限值，其中欧盟为月均值、美国为30个锅炉运行日的滚动平均值（由排放强度近似折算为排放浓度）。

图 5.3-1 本标准与国外相关标准主要大气污染物排放控制要求比较

5.3.4 国际能源署燃煤电厂污染物排放控制目标

国际能源署根据当前技术发展情况制订了燃煤电厂污染物排放控制目标。其中，2012~2020年目标为煤粉炉颗粒物 $<5\text{ mg/m}^3\sim 10\text{ mg/m}^3$ 、SO₂ $<20\text{ mg/m}^3$ 、NO_x $<50\text{ mg/m}^3\sim 100\text{ mg/m}^3$ 和循环流化床锅炉颗粒物 $<50\text{ mg/m}^3$ 、SO₂ $<50\text{ mg/m}^3$ 、NO_x $<200\text{ mg/m}^3$ ，2030年目标则为颗粒物 $<1\text{ mg/m}^3$ 、SO₂ $<10\text{ mg/m}^3$ 、NO_x $<10\text{ mg/m}^3$ 。

与国际能源署上述低排放燃煤发电目标相比，本标准相关排放控制要求基本达到或优于2020年目标。

6 实施推广建议

6.1 强制性实施的建议

根据《中华人民共和国标准化法》第二条规定，国家标准分为强制性标准、推荐性标准，行业标准、地方标准是推荐性标准；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《中华人民共和国标准化法实施条例》第十八条规定，环境保护的污染物排放标准和环境质量标准属于强制性标准。

本标准属于污染物排放标准，建议强制性实施。

6.2 标准实施的建议

（1）加大宣贯培训

本标准发布实施后，建议全省各级生态环境主管部门加大宣贯力度，组织执法单位（如地方生态环境监察队伍）、排污单位（如燃煤电厂）相关人员培训，使管理部门和排污单位尽快掌握本标准要求，更好指导环境管理和污染防治实践活动。

（2）加强日常监督

本标准发布实施后，建议全省各级生态环境主管部门加强对燃煤电厂排污行为的日常监督管理，严格按照法定监测标准和方法开展执法活动，督促排污单位全面稳定达标排放，促进我省环境空气质量持续改善。

（3）实施激励政策

近年来，我省火电行业（特别是煤电企业）普遍亏损，为调动排污单位积极性，明确环境成本在上网电价中的合理组成并便于环境考核，建议继续执行超低排放电价等环保电价政策，适时研究环保热价、燃生物质电厂环保电价等财税激励政策。