附件：

《燃煤电厂大气污染物排放标准（征求意见稿）》反馈意见汇总表

|  |  |  |  |  |
| --- | --- | --- | --- | --- |
| 反馈意见单位/部门 | 修改章节 | 修改意见 | 意见回复 | 说明 |
| 生态环境部 | 1 | 关于适用范围：建议明确燃料掺烧锅炉应执行的排放限值。 | 采纳。 | 4.1条明确“以煤矸石、生物质、油页岩等为燃料或以煤炭及其制品为主掺烧其他燃料的现有燃煤电厂执行表1中规定的大气污染物排放浓度限值。” |
| 4 | 关于排放控制要求：建议删除表1中Ⅱ阶段浓度限值要求建议删除4.5条。理由：与4.7条无组织排放控制要求重复。建议标准4.6条表述与生态环境部近期发布的排放标准保持一致，修改为：当执行不同排放控制要求的废气合并排气筒排放时，应在废气混合前进行监测，并执行相应的排放控制要求：若可选择的监控位置只能对混合后的废气进行监测，则应按各排放控制要求中最严格的规定执行。 | 采纳。 | 已删除表1中Ⅱ阶段浓度限值要求；删除原4.5条“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《大气污染物综合排放标准》的要求”。原4.6条修改为“当执行不同排放控制要求的废气合并排气筒排放时，应在废气混合前进行监测，并执行相应的排放控制要求：若可选择的监控位置只能对混合后的废气进行监测，则应按各排放控制要求中最严格的规定执行。” |
| 6 | 关于达标判定要求建议将6.1条、6.2条修改为超标判定有关内容。删除6.4条。理由：已有相关规定要求，无需再进行要求。 | 采纳。 | （1）原6.1条、原6.2条已修改为超标判定。（2）删除原6.4条“启动、停机或事故等非正常情况下，符合自动监测相关标记规则和达标判定管理规定的数据，可不认定为污染物超标排放。” |
| 7 | 关于实施与监督（1）建议删除7.2条“各级生态环境行政主管部门在对企业进行监督检查时，可以将现场即时采样或监测的结果，作为判定排放行为是否符合排放标准以及实施相关环境保护管理措施的证据”。如为便于现场执法中对任意一次排放浓度值进行约束，建议补充现场即时采样或监控点任意一次浓度值的标准限值，并在“6 达标判定要求”中补充“任意一次浓度值的监测，按便携式监测仪器相关规定执行”。（2）建议将7.3条中“属于违法行为”修改为“属于违法行为的”。 | 采纳。 | 删除7.2条“各级生态环境行政主管部门在对企业进行监督检查时，可以将现场即时采样或监测的结果，作为判定排放行为是否符合排放标准以及实施相关环境保护管理措施的证据”。提交省生态环境厅的送审稿采纳了7.3条的意见，“属于违法行为”修改为“属于违法行为的”；经市场监督管理局组织的地方标准审查会，专家建议删除7.3条，所以本标准按照专家建议删除7.3条。 |
| 生态环境部环境标准研究所 | 1 | 关于“1范围”，根据原环境保护部《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），65 t/h及以下煤粉发电锅炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271—2014），建议本标准规定的“各种容量的煤粉发电锅炉”与国家相关要求保持一致。 | 采纳。 | 环函〔2014〕179号相关规定为：单台出力65 t/h及以下燃煤、燃油、燃气发电锅炉，以及65 t/h及以下煤粉供热锅炉执行《锅炉大气污染物排放标准》（GB 13271—2014）的污染物排放控制要求。 |
| 4.3 | 关于“4排放控制要求”，建议进一步明确自本文件实施之日起至2022年1月1日期间，采用生物质、油页岩等燃料的发电锅炉应执行的排放浓度限值或者相关标准。 | 采纳。 | 依据国家现行环境管理标准和政策，单台出力65 t/h以上采用生物质等燃料的发电锅炉，参照执行火电厂大气污染物排放标准。 |
| 4.5 | 标准4.5条“……应符合《大气污染物综合排放标准》的要求”，应引用标准号。 | 不涉及。 | 依据生态环境部建议删除原4.5条。 |
| 4.7 | 关于“4.7无组织排放控制要求”，建议增加以煤矸石、生物质、油页岩等燃料或以煤炭及其制品为主掺烧其他燃料的发电锅炉等的无组织排放控制措施性要求，并且应明确执行无组织排放控制要求的时间。 | 采纳。 | “4.2无组织排放控制要求”已增加以煤矸石、生物质、油页岩等燃料或以煤炭及其制品为主掺烧其他燃料的发电锅炉等的无组织排放控制措施性要求。 |
| 江苏省发展改革委员会、江苏省能源局 | 4.2 | 近年来，全省煤电企业通过多轮环保改造，已基本实现超低排放，其中单机30万千瓦及以上的煤电机组已全部达到超低排放标准，为全省大气污染减排工作做出了积极贡献。基于安全风险、环境效益和运行成本等多方面原因，建议新建燃煤发电锅炉可按《征求意见稿》表1 Ⅱ阶段规定的排放浓度限值执行，但对于现有单机容量30万千瓦及以上发电机组配套的燃煤发电锅炉，建议继续执行表1 I阶段规定的排放浓度限值。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 4.2 | 建议通过第三方机构对上一轮煤电机组超低排放改造的技术路线、取得效果等方面进行全面评估，开展煤电机组超低排放改造的环境影响后评价，再取得共识的基础上，再考虑推动Ⅱ阶段标准的施行。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 江苏省环境科学研究院 | 4.3 | 关于生物质发电锅炉的有关规定，建议按照建成区和非建成区区分对待。对建成区，以及其他区域的新建生物质发电锅炉，按照蓝天保卫战的要求按照超低排放限值要求或者加严标准；对于其他区域的现有生物质发电锅炉，是否可考虑相对放宽要求。 | 不采纳。 | 江苏省打好污染防治攻坚战指挥部办公室《2021年度设区市深入打好污染防治攻坚战目标任务书》（苏污防攻坚指办〔2021〕24号）要求8月底前，312台生物质锅炉中位于建成区的全部完成超低排放改造，建成区外20 t/h及以上的生物质锅炉完成50%以上的超低排放改造。 |
| 4.2 | 根据在线监测数据，NOX达到30 mg/m3的比率约40.68%。大部分机组不能稳定达到本标准表1中Ⅱ阶段要求。应进一步论证30 mg/m3 NOX限值标准的可行性。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 4.5 | 为加强无组织颗粒物排放控制，建议增加颗粒物的边界浓度限值（原无组织排放监控浓度限值）。 | 部分采纳。 | 依据生态环境部建议删除原4.5条，同时为加强无组织颗粒物排放控制，对污染物无组织排放提出控制要求和管理措施要求。此外，江苏省《大气污染物综合排放标准》（DB32/ 4041—2021）已有相关限值规定，本标准不再另行要求。 |
| 江苏省环境监测中心 | 5 | 标准文本中“5污染物监测要求”及“表2”：根据燃煤电厂烟气处理设施进口中颗粒物监测及效率测算需求，建议增加烟气处理设施进口废气中颗粒物监测方法——《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）及其修改单，并在“表2”中注明根据浓度选用标准。 | 不涉及。 | 本文件监控位置为排放口（烟囱或烟道）。 |
| 南京标准化研究院 | 封面 | 封面CCS号前请加“CCS” | 采纳。 | 封面增加CCS。 |
| 封面 | 封面请标明：“在提交反馈意见时，请将您知道的相关专利连同支持性文件一并附上。”（见GB/T 1.1—2020 附录D D.1） | 采纳。 | 封面标明“在提交反馈意见时，请将您知道的相关专利连同支持性文件一并附上。” |
| 前言 | 前言中，请删除起草单位信息。 | 采纳。 | 前言删除了起草单位信息。 |
| 1 | 范围中，建议在第一次出现“燃煤电厂”时加入简称：“燃煤电厂（以下简称企业）”，或者直接将后面所有的“企业”改为“燃煤电厂”，因为后文多次出现了“企业”这个说法，对应不上：请删除“江苏省内”，因为江苏省地方标准只在江苏省内执行，没必要重复说明；第三段和第四段建议修改为“本文件适用于单台出力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和采用煤矸石、生物质、油页岩等燃料或以煤炭及其制品为主掺烧其他燃料的发电锅炉。本文件也适用于单台出力65 t/h以上除层燃炉、抛煤机炉外的燃煤锅炉。” | 采纳。 | 企业修改为“燃煤电厂”。已删除“江苏省内”。范围修改为“本文件涉及单台出力65 t/h以上燃煤发电锅炉（层燃炉、抛煤机炉除外）、各种容量煤粉发电锅炉、单台出力65 t/h以上采用煤矸石、生物质、油页岩等燃料或以煤炭及其制品为主掺烧其他燃料（危险废物除外）的发电锅炉。” |
| 2 | 规范性引用文件中，文件的排列顺序请按GB/T 1.1—2020的要求进行调整，法律法规不应作为规范性引用文件，应列入参考文献。 | 采纳。 | 已将法律法规列入参考文献。 |
| 3 | 术语和定义中，3.7，整点1小时的表述是否准确？ | 采纳。 | 已核实，有效小时均值的定义与《固定污染源烟气（SO2、NOX、颗粒物）排放连续监测技术规范》（HJ 75—2017）中一致。 |
| 4.5 | 请在标准送审和发布前确认《大气污染物综合排放标准》的标准编号。 | 不涉及。 | 依据生态环境部建议删除原4.5条。 |
| 4.7.1.11 | 建议改为：“企业宜通过工艺改进等其他措施实现等效或更优的无组织排放控制目标。因安全因素或特殊工艺要求不能满足本文件规定的无组织排放控制要求，应采取其他等效污染控制措施。”因为“可”在标准中表示“许可”。 | 采纳。 | 已修改为“企业宜通过工艺改进等其他措施实现等效或更优的无组织排放控制目标。因安全因素或特殊工艺要求不能满足本文件规定的无组织排放控制要求，应采取其他等效污染控制措施。” |
| 5.1.1 | 建议改为：“企业依据《环境监测管理办法》等有关法律法规的规定，按照HJ 819、HJ 820的要求，建立监测制度，制定监测方案，对大气污染物排放状况及其对周边环境质量的影响开展自行监测，保存原始监测记录，并公开相关信息。”疑问1：“燃煤电厂是否确实对大气污染物排放对周边环境质量影响进行了监测？”；疑问2：关于“公开相关信息”，是否可以自行公开？如何公开？在哪里公开？公开到什么程度？请慎重考虑。 | 采纳。 | 依据HJ 820—2017和HJ 819—2017，周边环境质量影响监测参照环境影响评价文件及其批复及其他环境管理政策的要求执行；排污单位自行监测信息公开内容及方式按照《企业事业单位环境信息公开办法》（环境保护部令 第31号）及《国家重点监控企业自行监测及信息公开办法（试行）》（环发〔2013〕81号）执行。 |
| 5.1.3 | 建议改为：“企业依据《污染源自动监控管理办法》的规定，按照HJ 75的要求安装、调试、验收、运行及管理污染物排放自动监控设备。” | 采纳。 | 已修改为“燃煤电厂应依据《污染源自动监控管理办法》的规定，按照HJ 75、HJ 76的要求安装、调试、验收、运行及管理污染物排放自动监控设备。” |
| 5.1.6 | 第一句建议改为：“企业大气污染物浓度的手工监测方法应符合表2的规定，自动监测方法应符合表3的规定。” | 采纳。 | 已修改为“燃煤电厂大气污染物排放浓度的手工监测方法应符合表2的规定，在线监测技术规范应符合表3的规定。” |
| 6.3 | 疑问：“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”，在前文中也提到了手工监测，难道不需要符合法定监测规范和监测方法标准？为什么这里要特别强调这个要求？ | 采纳。 | 依据《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），若同一时段的现场监测数据与经过有效性审核的在线监测数据不一致，现场监测数据符合法定的监测标准和监测方法的，以该现场监测数据作为优先证据使用。 |
| 6.4 | 疑问：为什么这里用了“认定”而不是“判定”？ | 不涉及。 | 依据生态环境部建议删除原6.4条。 |
| 6.5 | 公式与公式编号间少了“……”连接 | 采纳。 | 公式与公式编号间增加了“……”。 |
| 7.3 | 建议删除。 | 采纳。 | 已删除7.3条。 |
| 江苏省电力行业协会 | 4.3 | 征求意见稿规定2022年1月1日起生物质发电厂将执行燃煤电厂大气污染物排放标准，规定的时间界限过于短促，生物质企业几乎没有充足的改造准备时间。要实施超低排排放改造从工艺方案的论证确定、项目立项审批、招投标确定施工单位、改造工程施工至最终建成投运，短短一年时间基本没有可能。建议放宽生物质发电行业实施环保改造的期限，适当延缓生物质发电企业执行燃煤电厂大气污染物超低排放标准。 | 采纳。 | 修改为本文件实施之日起18个月后。 |
| 4.3 | 生物质机组有别于燃煤机组，脱硝改造工艺水平还不成熟，当前还不具备完全满足燃煤电厂大气污染物排放浓度限值I阶段规定的超低排放限值的技术条件，且生物质发电项目整体机组容量较小，烟气排放基数较小，本身即属于节能减排环保工程，建议环保部门综合考虑目前生物质行业改造面临的实际困难，结合生物质锅炉的特点，为生物质发电企业找到满足大气排放要求且成熟经济有效的改造方法提供相应帮助，引导企业按照相关标准有序实施改造。 | 采纳。 | 可行技术不属于本标准规定内容，HJ 2301已提供超低排放相关技术路线，并已有成功实践案例。 |
| 大唐江苏发电有限公司 | 4.2 | 在目前超低排放限值尚未确立为标准的情况下，本次标准制定应该考虑实际情况，现有电厂不宜在超低排放现状下进一步降低排放限值。即按《编制说明》1.4.1.3方案一实施，将超低排放限值作为现有机组排放标准限值。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 4 | 建议排放控制要求中规定的Ⅱ阶段NOX排放浓度限值放宽。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 6.2 | 考虑燃煤电厂目前参与调峰等实际情况，避免高负荷时段过量喷氨带来空预器堵塞、氨逃逸升高等现象，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。 | 不采纳。 | 依据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。 |
| 4.4 | 建议氨排放不列入标准控制范围，取消标准4.4条。 | 部分采纳。 | 氨未列入本标准限值控制范围，HJ 2301—2017等相关标准已明确氨逃逸浓度的管理要求，本标准延续执行。 |
| 7.3 | 考虑地方标准为推荐性标准，建议删除7.3条。 | 采纳。 | 已删除7.3条。 |
| 华电江苏能源有限公司 | 4.2 | 现有在运机组执行I阶段标准，新建机组执行Ⅱ阶段标准。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
|  | 由于现在煤价高，燃煤机组利用小时低，企业长期存在经营压力大的情况，建议执行I阶段排放标准后，将超低排放电价补贴继续纳入环保电价补贴中。 | 不涉及。 | 非本标准规定内容。 |
| 6 | 建议在新标准增加条款：如突发设施故障导致短时间排放超标可通过提前报备以豁免处罚；或者参照原超低电价考核规定，增加季度考核达标投运率99%以上视同全部达标的要求，给予企业一定的豁免时间。 | 采纳。 | 《排污许可证申请与核发技术规范 火电》和《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）等已有规定，生态环境部建议删除原6.4条。 |
| 国家电投集团江苏电力有限公司 | 4.2 | 执行更严排放控制要求不仅增加了现有燃煤电厂的经营成本，加重了经营压力，更不利于燃煤电厂的安全稳定运行。在保证环保达标排放的同时，无法很好地发挥大型电厂电网调峰的作用，不利于电网安全。因此建议单台出力 300 MW及以上发电机组配套的现有燃煤发电锅炉，二氧化硫、氮氧化物浓度排放标准维持原状，烟尘（颗粒物）可执行加严排放指标5 mg/m3。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 江苏省国信集团有限公司 | 4 | 建议新标准对存量机组和新机组分别考虑，提出不同的排放提标要求。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 4.4 | 为更加科学合理地量化氨逃逸排放水平，建议使用PPM作为氨逃逸的计量单位。 | 不采纳。 | mg/m3是符合GB/T 1.1—2020的计量方式。 |
| 4.2 | 建议环保部门对第Ⅱ阶段的排放指标采用月均值的形式进行管理。鉴于执行新标准不可避免带来的燃煤机组环保设备改造投入，建议在第Ⅱ阶段标准落实时间同步制定新的环保电价补贴政策。 | 不涉及。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。环保电价补贴政策不属于本标准规定内容。 |
| 4.3 | 建议对于层燃型生物质锅炉NOX排放标准适当放宽。 | 不涉及。 | 本标准不适用于层燃炉。 |
| 华能江苏能源开发有限公司 | 4 | 建议大气污染物指标暂缓调整或脚步稍微放小 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 国华太仓发电有限公司 | 4.5 | 建议明确要求的排放标准的具体要求数值。 | 部分采纳。 | 依据生态环境部建议删除原4.5条，同时为加强无组织颗粒物排放控制，对污染物无组织排放提出控制要求和管理措施要求。江苏省《大气污染物综合排放标准》（DB32/ 4041—2021）已有相关限值规定，本标准不再另行要求。 |
| 4.7.1.4 | 辅料主要是石灰石粉，但是因为是封闭卸车不会影响车身整洁。建议改为原料场、一般固废场出口，或者在生产现场出口应设置车轮清洗和车身清洁设施，或采取其他有效抑尘管控措施。 | 采纳。  | 原辅料场出口修改为生产现场出口。 |
| 4.7.2.1 | 本条规定“污染治理设施故障停运，需要立即停运机组”，因为对于发电机组，如脱硝短时停运，而必须停运机组其实不符合减排的效果，建议本条加入如烟气主要污染物治理设施故障停运时允许处理的时间即允许超标的时间。 | 采纳。 | 修改为“废气污染治理设施发生故障或检修时，对应的生产工艺设备应及时停止运转，待检修完毕后同步投入使用。” |
| 6.4 | 我公司认为这条对燃煤电厂是合宜的，但是需要明确相关内容。1）明确启动、停机和事故的定义。如事故是指的什么设施故障（是发电设备故障还是环保设施故障）？2）“达标判定管理规定”是指“6.1～6.3”条规定？还是包括《火电行业排污许可证申请与核发技术规范》（环水体〔2016〕189号）和《排污许可证申请与核发技术规范 火电》（征求意见稿）的达标判定规定。需要明确。3）“符合自动监测相关标记规则和达标判定管理规定”这两个条件是“与”还是“或”的关系？ | 采纳。 | 《排污许可证申请与核发技术规范 火电》和《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）等已有规定，生态环境部建议删除原6.4条。 |
|  | 建议增加一条：“本标准不作为环境税收取参考的标准”。因为，如果依据本标准报税，如环境税享受减半优惠，特别是在执行第Ⅱ阶段标准时，污染物需要控制的很低，会影响环保设施包括发电设施的正常运行。 | 不涉及。 | 非本标准规定内容。 |
| 4.2 | 现有机组2023年7月1日实施第Ⅱ阶段的排放标准，改为重污染天气和重大节日和活动保障期间应急或者深度减排的排放标准。而不作为强制性持续实施的标准。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 华能南京金陵发电有限公司 | 4.2 | 现有超低排放机组按照氮氧化物50 mg/m3、二氧化硫35 mg/m3、颗粒物按5 mg/m3进行控制，在秋冬管控期间按Ⅱ阶段规定的排放浓度限值进行控制。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 江苏新海发电有限公司、江苏国信连云港发电有限公司 | 4.4 | 氨逃逸控制指标2.5 mg/m3，建议更改为ppm单位，并明确指标数值。 | 不采纳。 | mg/m3是符合GB/T 1.1—2020的计量方式。 |
| 4.2 | 建议按照第Ⅱ阶段标准落实时，应考虑制定配套新的环保电价补贴政策。 | 不涉及。 | 非本标准规定内容。 |
| 4.2 | 建议对第Ⅱ阶段的排放指标采用月均值形式对企业进行管理。  | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 4.7.2.1 | 标准要求污染物治理设施停运检修期间，需同步停用生产设备。建议环保设施（脱硫/脱硝/除尘器）若发生紧急抢修工作，短时间内可以修复，可不停运生产设备。 | 采纳。 | 修改为“废气污染治理设施发生故障或检修时，对应的生产工艺设备应及时停止运转，待检修完毕后同步投入使用。” |
| 华能国际电力股份有限公司南通电厂 | 4.2 | 鉴于超低排放才改造完成4、5年，排放标准又提高了，企业需要新一轮改造投入，一方面造成浪费，另一方面将大大增加企业成本，特别是投产已超过20年的机组，面临即将到期关闭，建议在《燃煤电厂大气污染物排放标准》（征求意见稿）“4、排放控制要求”中增加一条：“自本文件实施之日起，已完成超低排放改造且运行超过20年的燃煤发电机组仍执行表1中I阶段规定的排放浓度限值”。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 江苏中能硅业科技发展有限公司自备电厂 | 4.2 | 建议已投产运行的电厂烟囱排口NOX还是执行超低排放标准。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 4.2 | 建议新标准执行时间可以适当延后至2025年。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 铜山华润电力有限公司 | 4 | 建议地方标准中颗粒物、SO2、NOX以超低排放限值（5 mg/m3、35 mg/m3、50 mg/m3）为排放标准。充分考虑治理机组启停、深度调峰及设备故障等原因。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 4.2 | 全公司进行烟气治理提标改造（一二期项目为4台320 MW机组，三期项目为2台1000 MW机组），预计过渡期3年。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 4 | 建议Hg的排放标准继续执行国家排放标准（GB 13223—2011）0.03 mg/m3。 | 采纳。 | 汞及其化合物延续执行GB 13223的限值0.03 mg/m3。 |
| 江阴利港发电股份有限公司 | 4 | 实施进一步减排要求后，燃煤电厂的运维成本将显著上升，如果一定要实施，建议考虑相应的补贴政策。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 新老机组在污染物排放控制性能方面存在明显差异，如果一定要实施，建议根据设备的实际情况，对前墙燃烧等特殊炉型的机组给予区别对待。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 征求意见稿的标准实施时间距离上一轮超低排放改造的时间间隔较短，如果一定要实施，二次改造将造成较大浪费，建议出台技术路线指导和给予更长的宽裕时间。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 太仓港协鑫发电有限公司 | 4.7.2.1 | 该条款过于笼统，如污染治理设施故障停运，需立即停运机组，不符合减排降耗的原则，建议本条加入如烟气主要污染物治理设施停运时允许紧急处理的时间即允许超标的时间。 | 采纳。 | 修改为“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及时停止运转，待检修完毕后同步投入使用。” |
| 4.2 | 实施加严排放标准对电厂生产经营带来了一定负担，建议将现有机组2023年7月1日实施第Ⅱ阶段的排放标准，改为重污染天气和重大节日和活动保障期间应急或者深度减排的排放标准，不作为强制性持续性实施的标准。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 华润电力（常熟）有限公司 | 4.2 | 鉴于改造项目实施的难度尤其是NOX排放浓度限值已完全超出我公司现有设备的设计边界条件，项目需要进行改造可行性论证，如通过论证，因改造项目的规模较大，需要逐步实施，过渡期至少需要3～5年，建议适当放宽Ⅱ阶段排放浓度限值的执行期限。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 4 | 鉴于对冲低氮燃烧器的锅炉脱硝反应器入口NOX排放浓度偏高，改造复杂，建议排放控制要求中规定的Ⅱ阶段NOX排放浓度限值区分四角切圆燃烧锅炉与对冲燃烧锅炉，对冲燃烧锅炉的氮氧化物排放浓度限值放宽为40 mg/m3。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
|  | 新标的执行，将导致新一轮废气治理设施的改造，建设和运行成本增加，恳请政府主管部门给予财政补贴、针对运行成本的提高给予财税政策优惠。 | 不涉及。 | 非本标准规定内容。 |
| 江苏徐塘发电有限责任公司 |  | 执行该标准后，建议明确环保税征收仍然以国标（GB 13223—2011）为减征标准，即以SO2 50 mg/m3、NOX 100 mg/m3、烟尘20 mg/m3为标准，污染物排放低于该标准50%，减征50%环保税；污染物排放低于该标准70%，减征25%环保税。 | 不涉及。 | 非本标准规定内容。 |
| 3.10 | 无组织排放关于“半封闭”的解释建议由“至少三面有围墙（围挡）及屋顶的围护结构……”改为“至少两面有围墙（围挡）及屋顶的围护结构……”。 | 不采纳。 | “半封闭”定义引自《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）。 |
| 太仓宏达热电有限公司 | 4.7.2.1 | 该条款描述过于笼统，如污染治理设施故障停运，需立即停运机组，不符合减排降耗的原则，建议本条加入如烟气主要污染治理设施故障停运时允许紧急处理的时间即允许超标的时间。 | 采纳。 | 修改为“废气污染治理设施发生故障或检修时，对应的生产工艺设备应及时停止运转，待检修完毕后同步投入使用。” |
| 4.2 | 实行加严排放标准对电厂生产经营带来一定负担，建议将现有机组2023年7月1日实施第Ⅱ阶段的排放标准，改为重污染天气和重大节日和活动保障期间应急或者深度减排的排放标准，不作为强制性持续实施的标准。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 江苏淮阴发电有限责任公司 | 4.2 | 建议将Ⅱ阶段NOX排放限值调至40 mg/m3或适当延后执行。根据标准编制说明中的调研数据，目前省内燃煤电厂NOX排放≤30 mg/m3的比率约40.68%，也就意味着还有超过半数以上的燃煤电厂需要采取一定的措施才能实现Ⅱ阶段的目标。从“十二五”以来，省内燃煤电厂已经实施多轮环保改造，实现了超低排放。受限于场地和现有经济技术条件，再进行改造的难度极大。若通过增加喷氨量的方式强行降低NOX，势必会增加氨的逃逸率，造成新的环境污染，同时逃逸的氨和SOX会产生硫酸氢铵，导致空预器堵塞，影响锅炉的安全运行。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
|  | 近年来燃煤电厂发电利用小时数和电价不断下降，普遍经营困难，若要进行新一轮的环保改造，势必增加投资和运行成本。建议通过提高环保电价补贴或财税激励政策来弥补燃煤电厂增加的投资运行成本，以提高企业改造的积极性。 | 不涉及。 | 非本标准规定内容。 |
| 江苏阚山发电有限公司 | 前言或1 | 建议增加“本地方标准为推荐性标准”或“本地方标准仅对大气污染物排放管理过程具有强制执行的效力，不适用于环境保护税计税依据。” | 不采纳/不涉及。 | 依据《中华人民共和国标准化法实施条例》，环境保护的污染物排放标准属于强制性标准；财税政策不属于本标准规定内容。 |
| 4.2 | 表1 建议Ⅱ阶段NOX排放浓度限值放宽为40 mg/m3。建议推迟Ⅱ阶段规定执行时间，推迟时间修改为“……自2025年10月1日起，……” | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 4.7.2.1 | 建议修改为“……废气收集系统或污染治理设施发生严重故障或检修时导致长时间连续超标，对应的生产……” | 采纳。 | 修改为“废气污染治理设施发生故障或检修时，对应的生产工艺设备应及时停止运转，待检修完毕后同步投入使用。” |
| 6 | 达标判定：建议执行日均值作为判定依据。或对每月小时达标率设定一个容许值，如90%，达到此标准可认定全月达标。 | 不采纳。 | 依据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。 |
|  | 建议继续执行超低排放电价政策，对实施新标准发生的改造成本财政补贴政策。 | 不涉及 | 非本标准规定内容。 |
| 江苏南通发电有限公司 | 4.2 | 建议限值修订为颗粒物、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别为5 mg/m3、30 mg/m3、35 mg/m3。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 国家能源集团宿迁发电有限公司 | 4.7.2.1 | 因燃煤发电锅炉涉及众多特大型设备，在环保设施发生故障或检修的情况下，一些设备必须要在保证人员、设备和电网安全的前提下经省调度同意后才能停运。建议本条加如如烟气主要污染治理设施故障停运时通过上报，给予一定的处理时间，再此处理期间内导致的环保数据异常不计入环保指标相关考核。 | 采纳。 | 修改为“废气污染治理设施发生故障或检修时，对应的生产工艺设备应及时停止运转，待检修完毕后同步投入使用。” |
| 6.4 | 明确自动监测相关标记规则和达标判定管理规定的数据的具体内容，如启、停机或事故过程中是通过负荷、温度或者时间等其他数值来判定再此期间内的污染物超标排放。 | 采纳。 | 《排污许可证申请与核发技术规范 火电》和《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）等已有规定，生态环境部建议删除原6.4条。 |
| 国能常州发电有限公司 | 4.2 | 建议将4.2条中的“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表1中Ⅱ阶段规定的排放浓度限值。”修改为“在重污染天气、重大节日和活动保障期间，单台出力300 MW及以上发电机组配套的现有燃煤发电锅炉应采取深度减排措施，执行表1中Ⅱ阶段规定的排放浓度限值。” | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 4.7.2.1 | 建议第4.7.2.1条结合实际情况，加入在烟气主要污染物治理设施故障停运时允许处理的时间即允许超标的时间。 | 采纳。 | 修改为“废气污染治理设施发生故障或检修时，对应的生产工艺设备应及时停止运转，待检修完毕后同步投入使用。” |
|  | 标准的提高意味着成本的增加，一是设备技术改造投入，二是物料使用量增加，三是能耗的增加。目前，全省统调机组全年可以用小时数逐年下降，已逼近火电企业生存临界线，希望能减少企业税务负担。在本标准中增加一条“本标准不作为环境保护税收取的参考标准”。 | 不涉及 | 非本标准规定内容，且按照生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 华能太仓发电有限责任公司、华能（苏州工业园区）发电有限责任公司 | 4.2 | 在目前超低排放限值尚未确立为标准的情况下，本次标准制定应该考虑实际情况，现有电厂不宜在超低排放限值下进一步降低排放限值。即按照《编制说明》1.4.1.3 方案一实施，将超低排放限值作为现有机组排放标准限值。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 6.2 | （1）考虑燃煤电厂目前参与调峰等实际情况，避免高负荷时段过量喷氨带来空预器堵塞、氨逃逸升高等现象，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。（2）执行超低排放时，国家允许有1%超标，由于目前各电厂机组深度调峰的时间较多，难免会有少量超过部分，一旦执行地方标准，有没有冗余，企业违法次数增加，给企业经营带来很大风险，影响信誉、贷款等很多方面。 | 不采纳。 | 依据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。 |
| 4.4 | 建议氨排放不列入标准控制范围，取消标准4.4条。 | 部分采纳。 | 氨未列入本标准限值控制范围，HJ 2301—2017等相关标准已明确氨逃逸浓度的管理要求，本标准延续执行。 |
| 7.3 | 考虑地方标准为推荐性标准，建议删除7.3条。 | 采纳。 | 已删除7.3条。 |
|  | 由于目前超低排放不作为强制标准，因此省内环境保护税执行减免标准为：在基准氧含量6%条件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度不高于10 mg/m3、50 mg/m3、100 mg/m3；按照这个标准，电厂在执行超低排放标准时能够达到50%的减免。制定地方标准后，一旦税务部门按照地标执行，大部分电厂很难获得减免，建议标准中加入本标准不作为环境保护税收税的标准。 | 不涉及。 | 非本标准规定内容。 |
| 4.2 | 确立地方标准，超低排放电价是否取消，一旦取消，企业经营成本上升，在近两年大部分电厂亏损的前提下，企业将难以生存下去。在目前环保改造成本尚未收回，新标准实行前需要改造，新标准实行后需要加大运行成本（脱硫剂、脱硝剂、环保设备用电量等），建议放宽执行标准的期限并提供新标准的电价补助。 | 部分采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。电价补助不属于本标准规定内容。 |
| 江苏南热发电有限责任公司 | 4.2 | 目前绝大部分火电企业均按照超低排放标准在实施液氨改尿素项目，由于新标准的实施必然在短时间内出现重复改造现象，增加企业负担，建议适当放宽Ⅱ阶段排放浓度限值的执行期限。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 4.2 | 我公司SCR脱硝系统受限于脱硝反应器层高、截面、场地等原因，改造难度与规模均较大，建议Ⅱ阶段氮氧化物排放浓度限值放宽为40 mg/m3。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 6.2 | 统调火电机组负荷随电网负荷波动，加之深度调峰的要求，建议排放浓度由小时均值调整为日均值进行监督管理。 | 不采纳。 | 依据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。 |
|  | 若如期按燃煤电厂大气污染物排放标准（征求意见稿）中Ⅱ阶段指标执行，势必将再次对电厂烟气处理设备进行技术改造，在现阶段火电利用小时大幅下滑的情况下，将极大增加企业投资及运行成本（我公司初步核算年增加运行成本约4亿元，其中采购低硫煤增加成本70元/吨，采购高热值煤增加成本80元/吨），建议对积极响应技改的发电企业给予政策资金扶持，同时增加环保电价补贴力度。 | 不涉及。 | 非本标准规定内容。 |
| 国华徐州电厂 | 4.2 | 脱硝系统NOX排放不能满足地方第Ⅱ阶段（30 mg/m3）的标准：徐州电厂两台百万机组2016年进行了超低氮燃烧器改造，增加了三层高位燃尽风，设计脱硝入口氮氧化物排放不超过180 mg/m3。但实际运行中若三层高位燃尽风开度较大，虽然可达到脱硝入口氮氧化物排放不超过180 mg/m3，但会造成主、再热汽温降低及飞灰含碳量升高，同时低负荷锅炉燃烧不稳，因此运行控制脱硝入口NOX排放230 mg/m3左右。目前脱硝系统附加层催化剂已加装，共三层催化剂，脱硝效率可达到86%。尽管脱硝效率已经较高，但仍无法满足NOX排放低于30 mg/m3的目标。燃煤品质差，脱硝入口NOX含量偏大，目前脱硝系统运行方式、设备运行状况，NOX浓度在35 mg/m3以上，氨逃逸率有时存在超标现象；若如果要执行30 mg/m3的标准，势必要增加喷氨量，喷氨不均匀，氨逃逸高。长期喷氨量过大，容易造成空预器积灰、喷氨格栅堵塞，对脱硝系统后续设备的安全稳定运行产生恶劣影响。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| SO2排放不能满足地方第Ⅱ阶段（25 mg/m3）的标准：（1）根据当前火电厂发展形势以及经营压力，劣质煤掺烧将趋于常态化，燃煤品质差，给脱硫系统运行、浆液品质带来很大影响；环保对各类企业要求越来越严，石灰石品质也在下降，根据脱硫现在运行方式、脱硫设备运行状况，脱硫效率99.2%以上，二氧化硫排放尚能满足地方第I阶段（35 mg/m3）的标准，此时设备出力已达最大，无富裕量；无法满足地方第Ⅱ阶段（25 mg/m3）的标准。（2）原设计设备安装场地有限，设备技改场地受限。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 国家能源集团发电泰州公司 | 4 | 氮氧化物由50 mg/m3改为30 mg/m3的不可行性：电厂超低排放改造时对低氮燃烧器改为低低氮燃烧器，脱硝进口氮氧化物浓度一般在200 mg/m3，出口按30 mg/m3控制，脱硝效率必须高达85%，必须加大喷氨量的同时将造成氨逃逸引起大气二次污染，同时为保证脱硝催化剂的活性，将频繁更换催化剂，产生危废。建议：氮氧化物按40 mg/m3进行控制。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
|  | 建议增加一条：“本标准不作为环境税收参考的标准”。因为，如果依据本标准报税，如环境税享受减半优惠，特别是在执行第Ⅱ阶段标准时，污染物需要控制的很低，会影响环保设施包括发电设施的正常运行。 | 不涉及。 | 非本标准规定内容。 |
| 江阴苏龙热电有限公司 | 4.2 | （1）目前老火电企业经过几轮标准更新所带来的相应设备改造，机组锅炉侧改造空间极其有限，包括厂内可用改造建设用地也已不足，如需再行改造将难以实施。（2）老机组存在延寿问题，目前尚不明确国家政策，建议推迟标准实施时间，以让火电企业有充分时间确定是否改造及调研合适改造方案。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 4.4 | 燃煤电厂目前参与机组深度调峰，一般采用过量喷氨等措施来保证氮氧化物达标排放，易带来空预器堵塞、氨逃逸升高等现象，建议氨排放不列入标准控制范围。 | 部分采纳。 | 氨未列入本标准限值控制范围，HJ 2301—2017等相关标准已明确氨逃逸浓度的管理要求，本标准延续执行。 |
| 徐州华鑫发电有限公司 | 4.2 | 现有脱硝系统NOX排放不能满足地方第Ⅱ阶段（30 mg/m3）的标准华鑫发电有限公司2015年、2016年分别对#1、#2机组进行了超低排放改造，脱硝系统附加层催化剂已加装，共三层催化剂。尽管脱硝效率已经较高，但如要求氮氧化物排放浓度稳定低于30 mg/m3，需再次进行技术改造。 | 部分采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。环保资金补助不属于本标准规定内容。 |
| 现有脱硫系统二氧化硫排放不能满足地方第Ⅱ阶段（25 mg/m3）的标准华鑫发电有限公司2015年、2016年分别对#1、#2机组进行了超低排放改造，采用脱硫除尘一体化技术，采用“提高液气比+托盘+高效喷淋层+高效除雾除尘装置”的方案。尽管脱硫效率已经较高，但如要求二氧化硫排放浓度稳定低于25 mg/m3，需再次进行技术改造。 |
| 现有除尘系统烟尘排放不能满足地方第Ⅱ阶段（5 mg/m3）的标准华鑫发电有限公司2015年、2016年分别对#1、#2机组进行了超低排放改造，“干式电除尘器”改造为“低低温电除尘器”；改造高频电源，增设转动电极。尽管除尘效率已经较高，但如要求烟尘排放浓度稳定低于5 mg/m3，需再次进行技术改造。 |
| 技术改造费用较高由于环保技术改造费用较高，望将相关改造项目纳入年度环保资金补助计划。 |
| 华电江苏能源有限公司句容发电分公司 | 4 | 建议执行一阶段排放标准后，将超低排放电价补贴纳入环保电价补贴中。 | 部分采纳。 | 环保电价补贴不属于本标准规定内容。依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 由于执行Ⅱ阶段排放标准难度较高，环保技改投入较大，大大增加了企业发电成本，建议同步配套Ⅱ阶段排放电价补贴政策及相关财政补助政策。 |
| 建议环保电价辅助判定参数设立时，要充分考虑企业实际情况和执行难度。 |
| 6 | 建议增加条款，新标准执行后，对机组启动阶段氮氧化物超标予以豁免。 | 采纳。 | 《排污许可证申请与核发技术规范 火电》和《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）等已有规定，生态环境部建议删除原6.4条。 |
| 江苏常熟发电有限公司 | 4.2 | 在目前超低排放限值尚未确立为标准的情况下，本次标准制定应考虑实际情况，现有电厂不宜在超低排放现状下进一步降低排放限值。即按照《编制说明》1.4.1.3方案一实施，将超低排放限值作为现有机组排放标准限值。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 6.2 | 考虑燃煤电厂目前参与调峰的等实际情况，避免高负荷时段过量喷氨带来空预器堵塞、氨逃逸升高等现象，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。 | 不采纳。 | 依据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。 |
| 4.4 | 建议氨排放不列入标准控制范围，取消标准4.4条。 | 部分采纳。 | 氨未列入本标准限值控制范围，HJ 2301—2017等相关标准已明确氨逃逸浓度的管理要求，本标准延续执行。 |
| 7.3 | 考虑地方标准为推荐性标准，建议删除7.3条。 | 采纳。 | 已删除7.3条。 |
| 南京华润热电有限公司 | 4.2 | 在国家排放标准的基础上，企业近几年投入了巨资分别对脱硝、脱硫和烟尘开展了技术改造，达到了目前超低排放限值。本次标准修订，在超低排放标准的基础上进一步降低了排放限值，超过了原超低排放改造时的边界条件，系统设备需再次升级改造，因系统设备改造复杂，需开展可行性论证并逐步实施。建议考虑企业实际情况，给予3～5年的设备改造过渡期，适当放宽Ⅱ阶段排放浓度限值的执行期限。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
|  | 目前煤电企业经营困难，新标准的执行，将导致新一轮环保设施的改造，建设和运行成本增加，恳请政府主管部门给予财政补贴，或针对运行成本的提高给予财税优惠政策。 | 不涉及。 | 非本标准规定内容。 |
| 江苏华电扬州发电有限公司 | 6 | 新标准中I阶段标准。实现全部100%达标较为困难，需对现有设备进行检修改造，同时加强运行调整。建议在新标准中参照原超低电价考核规定，增加季度考核达标投运率99%以上视同全部达标的要求，给予企业一定的豁免时间。 | 采纳。 | 依据《排污许可证申请与核发技术规范 火电》和《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）执行，生态环境部建议删除原6.4条。 |
| 4.2 | 新标准中Ⅱ阶段标准。受现场场地、工艺条件等限制，进一步升级改造很困难。脱硝技术：要满足第Ⅱ阶段要求，需要增加脱硝催化剂体积，但带来系统阻力增加，所以要涉及配套的烟风系统改造，投资较大，工期较长。同时还会导致还原剂使用量增加，对后续设备的腐蚀程度加大，氨逃逸浓度变大。脱硫技术：目前脱硫系统的设备余量不足以达到第Ⅱ阶段标准要求，因现场场地受限，不具备串塔改造条件，目前改造方向为继续增加喷淋层，但此改造同样涉及烟风阻力增加，配套烟风系统改造工作。因此建议现有机组暂不执行Ⅱ阶段标准。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 江苏国信靖江发电有限公司 | 4.2 | 关于二氧化硫排放限值降低至25 mg/m3的意见。我公司现有脱硫系统设计效率为98.65%，如排放标准降低至25 mg/m3，效率需提升至99.04%以上。我公司循环浆液泵设计为3运1备，如指标要求提高，则需4台循环泵同时运行才能达标排放，运行过程中无备用泵，如出现一台故障故障，则无法达标排放，同时受现有的场地空间限制无法实施整体性的系统改造。建议继续按照超低排放标准执行。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 关于氮氧化物排放限值降低至30 mg/m3的意见。液氨改尿素后，脱硝还原剂为二氧化碳、水蒸气及氨气的混合物，脱硝性能相比液氨下降，如排放标准降低至30 mg/m3，需进一步提高喷氨量，造成氨逃逸的不确定因素增大，对下游设备（如空预器）安全运行带来更高风险，同时增加氨气排放造成大气污染，建议继续按照超低排放标准执行。 |
| 南京化学工业园热电有限公司 | 4.2 | 结合燃煤电厂实际运行工况及环保设备特性情况，若长期低于超低排放标准运行极易造成锅炉尾部烟道各部堵塞、设备被迫停运等不安全事件发生，如果对燃煤电厂大气污染物排放浓度要求必须在2023年再有适当控制，建议限值Ⅱ阶段排放标准适当提高，设为烟尘7 mg/m3，二氧化硫30 mg/m3，氮氧化物40 mg/m3； | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
|  | 若如期按燃煤电厂大气污染物排放标准（征求意见稿）中指标执行，势必需再次对燃煤电厂所有锅炉进行超超低排放技术改造，建议对积极响应技改的发电企业给予政策资金扶持，同时增大环保电价补贴力度。  | 不涉及。 | 非本标准规定内容。 |
| 上海华电电力发展有限公司望亭发电分公司 | 6 | 建议增加条款，新标准执行后，如突发设施故障导致短时间排放超标可通过提前报备以豁免处罚。 | 采纳。 | 《排污许可证申请与核发技术规范 火电》和《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）等已有规定，生态环境部建议删除原6.4条。 |
| 4.2 | 二氧化硫受燃煤硫分影响大，控制燃煤硫分会大大增加发电成本，建议在增加环保电价补贴，或提高二氧化硫排放限值到30 mg/m3。 | 部分采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。财税政策非本标准规定内容。 |
| 脱硝系统若涉及烟风道等配套系统改造，则改造周期长，投资巨大，建议提高氮氧化物排放限值到40 mg/m3，即可通过运行控制手段或局部改造满足标准，同时也可以大大减少污染物排放量。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 目前升级技术改造前期工作周期长，建议给予老机组充分改造时间。建议第Ⅱ阶段执行时间放宽至2025年。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 考虑机组寿命情况，细化要求。建议增加相关条款，如：关停前5年不需执行第Ⅱ阶段要求，或第Ⅱ阶段标准中对老机组放宽限值。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 芬欧汇川（中国）有限公司 | 4.4 | 建议采用SNCR-SCR联合脱硝工艺的氨逃逸限制，在4.5 mg/m3～5 mg/m3，介于SCR 2.5 mg/m3和SNCR 8 mg/m3中间值，偏低段。征求稿中的3.8 mg/m3偏严格。 | 不采纳。 | HJ 2301—2017等相关标准已明确氨逃逸浓度的管理要求，本标准延续执行。 |
| 4.7.1.1 | 考虑到储煤场的消防要求和实际运行检修需要，建议修改为储煤场应采用条形封闭煤场、圆形封闭煤场、筒仓式储煤等半封闭储存方式，并加装抑尘措施。 | 不采纳。 | 依据《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），储煤场应采用封闭储存方式。 |
| 4.7.2.1 | 关于因烟气处理系统出现故障停运，而要求生产设施同步停运，从锅炉安全运行考虑，建议给一定的缓冲时段，确保锅炉系统本身及后段能源用户（如炼钢车间）的安全停机，即豁免期。 | 采纳。 | 修改为“废气污染治理设施发生故障或检修时，对应的生产工艺设备应及时停止运转，待检修完毕后同步投入使用。” |
| 江苏大唐国际如皋热电有限责任公司 | 4.4 | 我公司采用新型低氮循环流化床锅炉，喷氨量较少，定期对氨排放进行手工监测，标准中未明确是否使用在线氨逃逸表和监测周期。如果使用在线监测表或者增加监测频次，需要增加成本。 | 采纳。 | 氨监测要求依据《排污单位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》（HJ 820—2017）等相关标准执行。 |
| 江阴热电有限公司 |  | 原来国家和地方规定的污染物排放标准（烟尘＜20 mg/m3、SO2＜50 mg/m3、NOX＜100 mg/m3）和环境保护税规定我公司完成超低改造的燃煤电厂已经享受减半征收环境保护税。如果按照《燃煤电厂大气污染物排放标准（征求意见稿）》的污染物排放标准烟尘＜10 mg/m3、SO2＜35 mg/m3、NOX＜50 mg/m3执行环境保护税，那燃煤电厂都达不到减半征收环境保护税的执行要求，各企业将增加一大笔费用。这个问题能否请省生态环境厅和税务协商沟通，继续按国家规定的污染物排放标准执行，让燃煤电厂享受减按百分之五十征收环境保护税。 | 不涉及。 | 非本标准规定内容。 |
| 淮安经济开发区热电有限责任公司 | 4.2 | 燃煤大机组发电量大、排放量大，但环保电价补贴多。小机组发电量少，排放量少，环保电价补贴也少。所以，应区别对待大机组和小机组。建议300 MW以下的热电机组仍执行现行的超低排放标准。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 燃煤电厂大气污染物排放浓度限值Ⅱ阶段排放规定，供热小机组在技术上还需进一步论证，以保证持续稳定达标。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 4 | 镇江、常州等苏南地区的热电联产机组，从2016年开始就已出台并执行环保汽价标准，每吨蒸汽8元左右。淮安等苏北地区至今未能出台环保汽机补贴政策。建议苏北地区仍执行现行的排放标准。苏南苏北执行标准应该有差别。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 张家港沙洲电力有限公司 | 4.2 | “十二五”以来，现有燃煤电厂经历多轮环保升级改造，均已达到超低排放标准，且煤电超低排放政策已严于欧美发达国家相关标准，继续提高标准需要大量的资金投入，尤其是在设备利用小时数、发电量、效益逐年下滑的大背景下，将给燃煤电厂带来很大的经营压力，建议燃煤电厂继续执行现行政策。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 从保证机组安全运行方面考虑：氮氧化物排放浓度进一步降低会导致喷氨量增加，氨逃逸率升高，烟气中三氧化硫浓度升高，导致酸露点升高，空预器中、低温段蓄热元件易产生低温腐蚀。脱硝后生成的硫酸氢氨在146 ℃～207 ℃温度区间内为液态，黏粘性极强，会造成空预器蓄热元件出现堵塞，严重影响机组安全运行，建议氮氧化物排放浓度仍执行原标准。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 6 | 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。 | 不采纳。 | 依据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。 |
|  | 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，建议不增加SO3控制项目。 | 采纳。 | 未增加SO3控制项目。 |
| 连云港虹洋热电有限公司 | 4.4 | 建议：以上调研的燃煤机组是否有采用氨法脱硫工艺的机组。氨法脱硫工艺在实际运行中也会出现少量氨逃逸，因此SCR+氨法工艺的燃煤机组的氨逃逸浓度会高于2.5 mg/m3。建议省厅将脱硝与脱硫工艺一并纳入考虑。 | 采纳。 | HJ 2301—2017等相关标准已明确氨逃逸浓度的管理要求，本标准延续执行。 |
| 4.7.2.1 | 建议：短时间或一定时间内能处理好的故障，例如脱硝喷氨系统调门异常、脱硫吸收剂管道泄漏等故障，若为此停运生产设施，停运锅炉，待处理后再启动锅炉，所造成的污染、经济损失及启停炉带来的安全风险，要远比不停运进行紧急抢修大得（的）多。我公司为热电联产企业，是所在地石化园区内唯一热源点。为此停运锅炉，所造成的的经济损失及安全风险更大。建议省厅考虑短时能处理好的故障，允许不停运处理。 | 采纳。 | 修改为“废气污染治理设施发生故障或检修时，对应的生产工艺设备应及时停止运转，待检修完毕后同步投入使用。” |
| 苏州苏盛热电有限有限公司 | 4.4 | 烟气脱硝氨逃逸质量浓度与氮氧化物排放浓度之间存在制约关系，正常情况优先满足氮氧化物排放浓度要求，由于受锅炉燃烧工况波动的影响，会出现增加喷氨量以确保氮氧化物不超标的情况，建议对氨逃逸质量浓度标准都按不高于8 mg/m3执行。 | 不采纳。 | HJ 2301—2017等相关标准已明确氨逃逸浓度的管理要求，本标准延续执行。 |
| 6.2 | 自动监测采用小时均值考核易受锅炉燃烧工况波动（如煤质、负荷率）的影响，特别对于小机组自动化程度不高，自动调节跟不上人工干预，进行随时调整，工作强度和压力很大，建议以日均值作为达标判定依据。 | 不采纳。 | 依据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。 |
| 江苏富春江环保热电有限公司 | 4.4 | 背压式热电联产小机组锅炉负荷受下游用户用汽影响大，节假日及夜间锅炉低负荷（50%以下）时锅炉烟气温度低，SCR及SNCR均达不到最低反应温度，为保证氮氧化物不超过排放标准，氨水过量喷射，造成氨逃逸过高，因此可否对小机组节假日及夜间锅炉低负荷运行时放宽考核标准。 | 不采纳。 | HJ 2301—2017等相关标准已明确氨逃逸浓度的管理要求，本标准延续执行。 |
| 中国石化集团南京化学工业有限公司 | 4.4 | 条款4.4中对SCR脱硝2.5 mg/m3的氨逃逸浓度要求与《火电厂烟气脱硝工程技术规范 选择性催化还原法》（HJ 562—2010）中氨浓度一致。为实现超低排放，南化公司于2018年在脱硝（SCR）装置后增设了氨法脱硫装置，根据《火电厂烟气脱硫工程技术规范 氨法》（HJ 2001—2010），其氨排放限值10 mg/m3。条款4.4只针对钙法脱硫，未考虑氨法脱硫的脱硫的特性，氨法脱硫后尾气中的氨浓度难以达到2.5 mg/m3。建议明确氨采样点位置。 | 部分采纳。 | HJ 2001—2010已经废止，针对氨法脱硫工艺的氨逃逸质量浓度，HJ 2001—2018中规定氨排放限值低于3 mg/m3，HJ 2301—2017中规定氨排放限值低于2 mg/m3。氨监测位置为排放口（烟囱或烟道）。 |
| 4.3和6.3 | 条款4.3和条款6.3 因目前颗粒物检测方法分为重量法（手工采样）和稀释抽取式向前散射法（在线监测），两种分析方法偏差较大，比对发现手工数据明细偏高。如果要求在在线仪表和手工测量数据不一致时以手工测量数据为准，则颗粒物很难达到10 mg/m3以下。 | 采纳。 | 已删除6.3条。 |
| 中国石油化工股份有限公司金陵分公司 | 4.4 | 按照《征求意见稿》的4.2要求，2023年单台出力 300 MW 及以上发电机组配套的现有燃煤发电锅炉执行表 1 中Ⅱ阶段规定的排放浓度限值（SO2≤25 mg/m3，NOX≤30 mg/m3，颗粒物≤5 mg/m3）的要求，而4.4中要求采用选择性催化还原（SCR） 工艺的，烟囱或烟道氨逃逸质量浓度不高于 2.5 mg/m3，对氮氧化物的控制要求严格必然带来喷氨量的增加，控制氨逃逸的浓度不高于3.5 mg/m3对控制精度要求过高，很难找到脱硝和氨逃逸平衡点，建议适当放宽氨逃逸的浓度。 | 不采纳。 | HJ 2301—2017等相关标准已明确氨逃逸浓度的管理要求，本标准延续执行。 |
| 4.2 | 按照《征求意见稿》的4.2要求，2023年单台出力300 MW 及以上发电机组配套的现有燃煤发电锅炉执行表 1中Ⅱ阶段规定的排放浓度限值SO2≤25 mg/m3的要求，若长期控制SO2≤25 mg/m3，会使脱硫塔的循环效率下降，转动设备故障率高，供浆、制浆、供水系统出力不足等风险，建议适当控制SO2≤30 mg/m3。 | 采纳。 | 依据生态环境部建议删除Ⅱ阶段要求。 |
| 4.7.1.1 | 按照《征求意见稿》的4.7.1.1要求，储煤场应采用条形封闭煤场、圆形封闭煤场、筒仓式储煤等封闭储存方式，要求较高，建议改为封闭储存或半封闭储存方式。 | 不采纳。 | 依据《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），储煤场应采用封闭储存方式。 |
| 4.7.1.10 | 按照《征求意见稿》的4.7.1.10要求，湿灰场应保持灰面水封，此条会对装卸运输带来较大难度，增加运输车辆路面抛洒地漏风险，建议此条去掉灰面水封要求，改为湿灰含水率不低于30%。 | 不采纳。 | 依据《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），湿灰场应保持灰面水封。 |
| 中国石化集团资产经营管理有限公司扬子石化分公司 | 4.4 | 第4.4条虽明确了不同脱硝工艺的烟囱或烟道氨逃逸的质量浓度，但未考虑采取氨法脱硫工艺烟囱排口氨逃逸的影响，特别是脱硝和氨法脱硫对排口氨逃逸存在叠加。根据氨法脱硫工艺技术特点，排口氨逃逸浓度与SO2浓度成反向趋势，在满足降低SO2排口指标的情况下，难以满足稳定达新标的要求。如再度投资改造，势必影响企业生产运行，同时增加企业经济负担。建议制定氨逃逸排放标准应考虑采取氨法脱硫工艺的特殊性，应适当提高质量浓度。 | 部分采纳。 | HJ 2301—2017等相关标准已明确氨逃逸浓度的管理要求，本标准延续执行。 |
| 国能射阳生物发电有限公司 | 4.3 | 公司装机总容量30 MW，累计耗用秸秆等农林废弃物250万吨，替代125万吨标准煤。每年减少CO2排放量30余万吨，减少SO2排放量0.7万吨。生物质发电公司与垃圾发电公司同属于新能源环保类企业，使用非化石类燃料应同样享受排放标准，不执行燃煤火电标准。特申请执行《生活垃圾焚烧污染控制标准》（GB 18485-2014）烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别为20 mg/m3、80 mg/m3、250 mg/m3，或生物质行业标准。 | 不采纳。 | 依据国家现行环境管理标准和政策，单台出力65 t/h以上采用生物质等燃料的发电锅炉，参照执行火电厂大气污染物排放标准。 |
| 光大生物能源（如皋）有限公司 | 4.3 | 生物质燃料中汞元素几乎不存在，而征求意见稿表一《燃煤电厂大气污染物排放浓度限值》中需要对生物质锅炉进行汞及其化合物进行排放管控，建议明确生物质锅炉是否有必要对汞及其化合物进行监管。 | 采纳。 | 依据国家现行环境管理标准和政策，单台出力65 t/h以上采用生物质等燃料的发电锅炉，参照执行GB 13223—2001，汞及其化合物延续GB 13223—2011控制要求。 |
| 4.3 | 该标准起草依据以参照燃煤锅炉为基础，但生物质锅炉由于入炉燃料大小不均匀、种类多样化决定其燃烧工况波动较大，不具备类似燃煤锅炉的稳定性，故环保指标也较燃烧锅炉波动大。同时生物质电厂环保脱硝工艺尚未成熟，即使已实施最新的环保技术改造，指标也很难稳定位置在超低排放限值范围内，考虑江苏省生物质电厂数量较多，建议针对生物质电厂单独设立排放标准。综上所述，请贵厅针对生物质电厂慎重推行该排放标准，避免对该行业造成影响，有违初衷。 | 不采纳。 | 《2021年度设区市深入打好污染防治攻坚战目标任务书》（苏污防攻坚指办〔2021〕24号）要求8月底前，312台生物质锅炉中位于建成区的全部完成超低排放改造，建成区外20 t/h及以上的生物质锅炉完成50%以上的超低排放改造。 |
| 国能邳州生物发电有限公司 | 4.3 | 建议生物质电厂的烟气排放标准按照《生活垃圾焚烧污染控制标准》（GB 18485-2014）中的烟尘（颗粒物）20 mg/m3、二氧化硫80 mg/m3、氮氧化物250 mg/m3执行。同时，建议有关部门组织起草生物质发电大气污染物排放标准，形成适合生物质发电行业的排放依据。 | 不采纳。 | 依据国家现行环境管理标准和政策，单台出力65 t/h以上采用生物质等燃料的发电锅炉，参照执行火电厂大气污染物排放标准。 |
| 东海龙源生物质发电有限公司 | 4.3 | 建议将I阶段排放浓度改为颗粒物10 mg/m3、二氧化硫50 mg/m3、氮氧化物（以NO2计）100 mg/m3、汞及其化合物0.03 mg/m3、烟气黑度（林格曼黑度）1级。 | 不采纳。 | 《2021年度设区市深入打好污染防治攻坚战目标任务书》（苏污防攻坚指办〔2021〕24号）要求8月底前，312台生物质锅炉中位于建成区的全部完成超低排放改造，建成区外20 t/h及以上的生物质锅炉完成50%以上的超低排放改造。 |
| 江苏国信如东生物质发电有限公司 | 1 | 我公司为生物质水冷振动炉排层燃锅炉，属于层燃炉类型，2022年1月，我公司是否需要执行此文件：表I燃煤电厂大气污染物排放浓度限值I阶段标准。 | 不涉及。 | 本标准不适用于层燃炉。 |
| 4.3 | 经过公司近几年的持续技改，预计2022年1月份，锅炉烟尘、二氧化硫排放浓度可以达到表I燃煤电厂大气污染物排放浓度限值I阶段标准。氮氧化物目前虽然建设了燃煤锅炉的低氮然烧+SNCR脱硝技术，但未能达到燃煤锅炉的脱氮效率，氮氧化物只能维持在90 mg/m3左右排放浓度。后期公司针对生物质层燃锅炉深度脱硝技术开展了大量调研论证工作，但目前国内没有成熟悉的生物质水冷振动炉排层燃锅炉的深度脱硝工艺可以引用，所以从寻求技术论证到成熟引用和2022年1日达标排放时间节点来算，公司锅炉的氮氧化物的排放浓度不能满足要求，望能继续执行目前的特别排放标准，即：100 mg/m3。 |
| 江苏联美生物能源有限公司 |  | 江苏省《燃煤电厂大气污染物排放标准》明确自2022年1月1日起生物质发电厂将执行燃煤电厂大气污染物排放浓度限值Ⅰ阶段规定的排放浓度限值，我公司积极响应政府相关政策要求，大力推进生态文明建设，但由于生物质发电厂运营成本较高，经济效益较差，为保证生物质发电行业的健康可持续发展，请继续给予生物质发电行业一定的支持，建议能否参照燃煤发电厂额外给予超低排放补贴电价（0.025元/kwh～0.05元/kwh）。 | 不涉及。 | 非本标准规定内容。 |
| 中国能源建设集团江苏省电力设计院有限公司发电工程公司 | 4 | 作为地方政府发布的标准，其定位应该是属于需要强制执行的地方法规，那么其内容应该是：各种大气污染物的排放限值（最高允许排放浓度mg/m3、最高允许排放速率kg/h、厂界监控点浓度限值mg/m3等）、污染物的监测要求和监测分析方法等。 | 采纳。 | 本文件规定了燃煤电厂大气污染物排放控制、监测、达标判定和监督管理等要求，其中有组织排放控制规定大气污染物排放浓度限值（mg/m3）。 |
| 4.7 | 至于为了达到污染物的排放限值的各种技术手段（例如4.7节的绝大部分内容），则不应该属于本标准的范畴，而应该由行业协会根据技术的发展不断修订的设计技术规范负责。 | 不采纳。 | 依据HJ 945.1—2018，对污染物无组织排放应提出控制要求和管理措施要求。 |
| 4.5 | 建议参考杭州市地方标准《大气污染物综合排放标准》（征求意见稿）。 | 不涉及。 | 依据生态环境部建议删除原4.5条，江苏省《大气污染物综合排放标准》（DB32/ 4041—2021）已有相关规定，本标准不再另行要求。 |
| 4.7 | 根据DL/T 5187.2—019 3.0.3条，运煤系统机械除尘系统为有组织排放，且除尘器排气筒高度不应小于15m。本征求意见稿4.5节认为煤炭等原辅材料的储运、输送、制备属于低矮有组织排放，但在4.7节无组织排放部分也提到了煤炭等原辅材料的储运、输送、制备，建议明确排放属性，若明确为有组织排放，煤尘排放是否纳入总量控制范畴，若纳入的话，其烟尘总量将很大。 | 部分采纳。 | 总量不属于本标准规定内容。 |
| 二、无意见记录情况 |
| 序号 | 征求意见单位 | 意见情况 | 反馈时间 | 反馈方式 | 联系人 | 联系方式 |
| 1 | 生态环境部南京环境科学研究所 | 无意见 | 2020年11月12日 | 发函确认 | 刘畅 | 13913939263 |
| 2 | 浙江省生态环境厅 | 无意见 | 2020年11月25日 | 发函确认 | 办公室 | 0571-28869008 |
| 3 | 江苏射阳港发电有限责任公司 | 无意见 | 2020年11月23日 | 发函确认 | 祁桂梅 | 13815532289 |
| 4 | 江苏镇江发电有限公司 | 无意见 | 2020年11月25日 | 发函确认 | 孙爱萍 | 13952805302 |
| 5 | 江苏国信协联能源有限公司 | 无意见 | 2020年11月13日 | 发函确认 | 史忠东 | 13771319753 |
| 6 | 江苏加怡热电有限公司 | 无意见 | 2020年11月6日 | 发函确认 | 高良俊 | 13625108037 |
| 7 | 苏州市江远热电有限责任公司 | 无意见 | 2020年11月13日 | 发函确认 | 陆建新 | 13912782310 |
| 8 | 玖龙纸业（太仓）有限公司 | 无意见 | 2020年11月16日 | 发函确认 | 陈丙锋 | 0512-53703666 |
| 9 | 张家港保税区长源热电有限公司 | 无意见 | 2020年11月16日 | 发函确认 | 王胜 | 18068430312 |
| 10 | 盛虹集团有限公司热电分厂 | 无意见 | 2020年11月23日 | 发函确认 | 钮惠祥 | 0512-6357841 |
| 11 | 江苏理文造纸有限公司 | 无意见 | 2020年11月25日 | 发函确认 | 许升国 | 13869554776 |
| 12 | 南通联海生物热电有限公司 | 无意见 | 2020年11月24日 | 发函确认 | 陈欢欢  | 18252849391 |
| 13 | 苏州苏震热电有限公司 | 无意见 | 2020年11月24日 | 发函确认 | 徐国强 | 15995510378 |
| 14 | 如东洋口环保热电有限公司 | 无意见 | 2020年11月20日 | 发函确认 | 陆浩浩 | 15996580959 |
| 15 | 徐州建平环保热电有限公司 | 无意见 | 2020年11月20日 | 发函确认 | 张龙 | 13775998926 |
| 16 | 常州华伦热电有限公司 | 无意见 | 2021年1月4日 | 邮件确认 | 赵林 | 18861151351 |
| 17 | 上海市生态环境局 | 无意见 | 2021年1月11日 | 电话确认 | 法规处 | 021-23117302 |
| 18 | 安徽省生态环境厅 | 无意见 | 2020年12月21日 | 电话确认 | 大气处 | 0551-62775355 |
| 19 | 江苏省生态环境评估中心 | 无意见 | 2020年12月21日 | 电话确认 | 刘晓华 | 15366183610 |
| 20 | 江苏省质量和标准化研究院 | 无意见 | 2020年12月21日 | 电话确认 | 办公室 | 025-86632969 |
| 21 | 江苏省能源行业协会 | 无意见 | 2020年12月21日 | 电话确认 | 办公室 | 025-86738395 |
| 22 | 国家能源集团江苏电力有限公司 | 无意见 | 2020年12月21日 | 电话确认 | 高行龙 | 15952889898 |
| 23 | 华润电力控股有限公司江苏大区 | 无意见 | 2020年12月3日 | 电话确认 | 刘工 | 13951868206 |
| 24 | 大唐南京发电厂 | 无意见 | 2020年12月22日 | 电话确认 | 郝利军 | 13913860527 |
| 25 | 华能南京热电有限公司 | 无意见 | 2020年12月24日 | 电话确认 | 何工 | 13913992554 |
| 26 | 江苏徐矿综合利用发电有限公司 | 无意见 | 2020年12月11日 | 电话确认 | 吴继品 | 0516-85362725 |
| 27 | 常州亚太热电有限公司 | 无意见 | 2020年12月21日 | 电话确认 | 杨春宇 | 13861196000 |
| 28 | 常州市湖塘热电有限公司 | 无意见 | 2020年12月22日 | 电话确认 | 叶国庆 | 13961158087 |
| 29 | 江苏富淼科技股份有限公司 | 无意见 | 2020年12月24日 | 电话确认 | 邓居生 | 13914900891 |
| 30 | 江苏华昌化工股份有限公司 | 无意见 | 2020年12月21日 | 电话确认 | 王维芬 | 13962215128 |
| 31 | 南通天生港发电有限公司 | 无意见 | 2020年12月21日 | 电话确认 | 徐淑云 | 13962986908 |
| 32 | 江苏大唐国际吕四港发电有限责任公司 | 无意见 | 2020年12月24日 | 电话确认 | 陈京蔚 | 15262800568 |
| 33 | 南通美亚热电有限公司 | 无意见 | 2020年12月22日 | 电话确认 | 薛峰 | 13338825500 |
| 34 | 华能国际电力股份有限公司淮阴电厂 | 无意见 | 2020年12月11日 | 电话确认 | 陆荣青 | 13705238675 |
| 35 | 光大生物能源（盱眙）有限公司 | 无意见 | 2020年12月21日 | 电话确认 | 赵静龙 | 13505181371 |
| 36 | 江苏国华陈家港发电有限公司 | 无意见 | 2020年12月24日 | 电话确认 | 黄译国 | 15851101329 |
| 37 | 江苏国信盐城生物质发电有限公司 | 无意见 | 2020年12月22日 | 电话确认 | 赵广济 | 18962002000 |
| 38 | 江苏国信仪征热电有限责任公司 | 无意见 | 2020年12月24日 | 电话确认 | 王建尧 | 18852538133 |
| 39 | 江苏国信扬州发电有限责任公司 | 无意见 | 2020年12月21日 | 电话确认 | 柏建业 | 18652566125 |
| 40 | 国家能源集团谏壁发电厂 | 无意见 | 2020年12月21日 | 电话确认 | 朱伟 | 15952889098 |
| 41 | 江苏方天电力技术有限公司 | 无意见 | 2020年12月31日 | 电话确认 | 许国强 | 15905166681 |