

浙能绍兴滨海热电厂四期扩建工程项目竣工 环境保护验收监测报告



浙江省生态环境监测中心

二〇二五年十二月

建设项目竣工环保验收 监 测 报 告

浙环监（2025）评字第 190 号

项目名称：浙能绍兴滨海热电厂四期扩建工程

委托单位：浙江浙能绍兴滨海热电有限责任公司

浙江省生态环境监测中心
2025 年 12 月

责 任 表

承担单位：浙江省生态环境监测中心

法定代表人：高 祥

项目负责：李 健

报告编写：李 健

校 核：陈 韦

审 核：童国璋

审 定：楼振纲

浙江省生态环境监测中心

电话：0571—89975355

传真：0571—88975375

邮编：310012

地址：杭州市学院路 117 号

网址：www.zjemc.org.cn

目 录

一、前言	1
二、 编制依据	3
2.1 国家法律法规及有关文件	3
2.2 建设项目竣工环境保护验收技术规范	3
2.3 建设项目环境影响报告书（表）及其审批部门审批决定	4
2.4 其他相关文件	4
三、企业原有工程概况	5
3.1 企业原有项目建设情况	5
3.2 原有工程主要建设内容	7
3.3 原有厂区总平面布置	10
3.4 原有生产工艺	12
3.5 公司原有工程环保设施调查	19
四、建设项目工程概况	25
4.1.工程基本概况	25
4.2 工艺流程	35
4.3 原辅料消耗	37
4.4 本项目相较环评的变更措施	38
4.5 项目水平衡情况	40
五、污染源及治理设施	43
5.1 废水	43
5.2 废气	45
5.3 噪声	47
5.4 固废	49
5.5 环保设施建设及措施落实情况	52
六、环评主要结论污染治理措施及环评批复主要内容	55
6.1 环评主要结论	55
6.2 项目污染防治措施汇总	59
6.3 项目环评批复情况	60
七、验收监测评价标准	62
7.1 废水污染物排放标准	62
7.2 废气污染物排放标准	63
7.3 噪声排放标准	63
7.4 总量考核指标	64
八、监测分析方法与质量保证措施	65
8.1 质量控制和质量保证	65
8.2 监测分析方法	65
九、监测内容	68
9.1 监测期间工况监督	68
9.2 废水排放监测	68
9.3 废气排放监测	68
9.4 厂界噪声监测	69
十、监测结果与评价	71

10.1 监测期间工况	71
10.2 废水监测结果与评价	71
10.3 污染源废气排放监测	79
10.4 厂界无组织废气排放监测结果及评价	82
10.5 噪声监测结果与评价	84
10.6 废水复测结果	85
10.7 污染物排放总量核算与排放绩效量	87
十一、环境管理检查	89
11.1 执行国家建设项目环境管理制度的情况	89
11.2 环保设施实际完成及运行情况	89
11.3 环境保护管理机构、规章制度的建立情况	89
11.4 环境保护监测工作情况	89
11.5 固体废物管理及处置情况	90
11.6 排污口规范化设置及在线设施安装情况	92
11.7 环保投资情况	95
11.8 批复的落实情况	95
十二、公众意见调查	99
12.1 公众意见调查内容	99
12.2 调查结果	100
十三、环境风险调查	102
13.1 环境风险管理机构	102
13.2 环境风险应急预案及演练	102
13.3 环境风险防范措施与设施	104
13.4 大气防护距离落实情况调查	107
十四、结论及建议	109
14.1 结论	109
14.2 总结论	110
14.3 建议	110

一、前言

浙江浙能绍兴滨海热电有限责任公司(浙能绍兴滨海热电厂)始建于2009年，隶属于浙江省能源集团有限公司，是浙江省“十一五”期间重点建设项目之一，是省政府为解决浙江二次能源供应总量不足以及绍兴地区环境污染等问题而着力打造的新型热电联产企业，向社会提供电能、热能、压缩空气等综合能源供应。该厂为绍兴柯桥经济技术开发区的集中热源点之一，厂址位于曹娥江与钱塘江交汇处的西侧，占地面积约57公顷。

作为热电联产企业，浙能绍兴滨海热电厂主要为绍兴柯桥经济技术开发区滨海工业园区三期区块供热。迄今为止，企业共有4期工程，其中三期工程1-8号锅炉均已完工验收。四期工程（本项目）：浙能绍兴滨海热电厂四期扩建工程于2021年6月22日获得绍兴市柯桥区行政审批局核准批复（绍柯审批投〔2021〕184号，项目代码：2020-330603-44-02-148013），环评2023年5月获得绍兴市生态环境局的审查批复（绍市环审〔2023〕14号），批复规模为 $1\times500\text{t/h}$ 高温高压自然循环煤粉锅炉+ $1\times57\text{MW}$ 抽背汽轮机组，并配套相应公用工程、环保工程、辅助工程。实际建设过程中为了提高应对区域热用户的适应能力，提高蒸汽参数，将规模调整为 $1\times500\text{t/h}$ 超高温超高压自然循环煤粉锅炉+ $1\times57\text{MW}$ 抽背汽轮机组，项目初步设计获得绍兴市柯桥区行政审批局的审查批复（绍柯审批投〔2023〕100号）；企业已委托环评单位编制了环境影响报告书补充说明报告。四期工程于2023年6月开工建设，1台（9号）机组于2025年6月12日通过96小时满负荷试运行投入生产。

为了解本期工程配套环保设施建设情况和污染物排放情况，浙江浙能绍兴滨海热电有限责任公司委托浙江省生态环境监测中心对本项目环保设施开环保验收监测工作。浙江省生态环境监测中心派员于2025年7

月对本项目进行现场踏勘，2025年7月-10月，浙江省生态环境监测中心派技术人员对本项目环保设施进行现场监测，并对环境管理情况进行检查，根据监测和调查结果，编制验收监测报告。

二、编制依据

2.1 国家法律法规及有关文件

- 1、《中华人民共和国环境保护法》（2014年04月24日修订，2015年01月01日起施行）；
- 2、《中华人民共和国水污染防治法》（中华人民共和国主席令〔2017〕第70号，2017年06月27日修订，2018年01月01日施行）；
- 3、《中华人民共和国大气污染防治法》（2018年10月26日修订，2018年10月26日起施行）；
- 4、《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2018年12月29日修订，2018年12月29日起施行）；
- 5、《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020年04月29日修订，2020年09月01日起施行）；
- 6、《浙江省建设项目环境保护管理办法》（浙江省政府第364号令，2018年03月01日）；
- 7、环境保护部关于发布《建设项目竣工环境保护验收暂行办法》的公告（国环规环评〔2017〕4号，2017年11月20日）；
- 8、《国家危险废物名录》（2025年）；
- 9、环境保护部办公厅《关于印发环评管理中部分行业建设项目重大变动清单的通知》中《火电建设项目重大变动清单（试行）》(环办〔2015〕52号，2015年6月4日）。

2.2 建设项目竣工环境保护验收技术规范

- 1、浙江省环境监测中心《浙江省环境监测质量保证技术规定(第三版试行)》（2019年10月）；
- 2、国家环境保护总局《建设项目竣工环境保护验收技术规范 火力发电厂》HJ/T 255-2006（2006年5月1日）。

2.3 建设项目环境影响报告书（表）及其审批部门审批决定

- 1、浙江省环境科技有限公司《浙能绍兴滨海热电厂四期扩建工程环境影响报告书》（报批稿）（2023年4月）；
- 2、绍兴市生态环境局绍市环审〔2023〕14号文《关于浙能绍兴滨海热电厂四期扩建工程环境影响报告书的审查意见》（2023年5月）；
- 3、浙江环境科技股份有限公司《浙能绍兴滨海热电厂四期扩建工程环境影响报告书补充说明报告》
- 4、湖州捷信检测有限公司；《浙能绍兴滨海热电厂四期扩建工程环境监理报告书》（2025年11月）。

2.4 其他相关文件

- 1、本工程设计图纸、初步设计及其他设计文件；
- 2、浙江浙能绍兴滨海热电有限责任公司提供的其他技术资料。

三、企业原有工程概况

3.1 企业原有项目建设情况

公司原有工程建设情况如下：

1) 2008 年 2 月，浙能绍兴滨海热电厂一期工程获得原国家环境保护总局的批复（环审〔2008〕45 号），批复规模为 $2 \times 1025\text{t/h}$ 亚临界自然循环煤粉锅炉+ $2 \times 300\text{MW}$ 抽凝汽轮机组。一期工程于 2009 年 12 月开工建设，2 台机组先后于 2011 年 7 月、11 月通过 168 小时满负荷试运行投入生产；2012 年 6 月通过国家环境保护部竣工环保验收（环验〔2012〕123 号）。

2) 2014 年 8 月至 2017 年 6 月期间，一期工程 2 台 1025t/h 亚临界自然循环煤粉锅炉经过多次脱硫脱硝除尘改造：2015 年 12 月，一期工程 2 号机组超低排放改造工程通过 72 小时满负荷试运行投入生产；2017 年 6 月，一期工程 1 号机组超低排放改造工程通过 72 小时满负荷试运行投入生产。改造完成后，烟气治理方案从原来的双室四电场静电除尘+石灰石-石膏脱硫进一步改造为 SCR 脱硝+双室四电场低低温除尘+石灰石-石膏脱硫+湿电除尘器+MGGH 高空排放。目前烟气治理方案可以达到超低排放标准。

3) 2015 年 9 月，浙能绍兴滨海热电厂二期扩建工程获得浙江省环境保护厅的审查批复（浙环建〔2015〕25 号），批复规模为 $4 \times 480\text{t/h}$ 高温高压自然循环煤粉锅炉+ $4 \times 50\text{MW}$ 抽背汽轮机组，但实际建设过程中因锅炉选型问题，将规模调整为 $4 \times 500\text{t/h}$ 高温高压自然循环煤粉锅炉+ $4 \times 57\text{MW}$ 抽背汽轮机组。因锅炉及汽机规模变更仍属于同等级规模，均未涉及《关于印发环评管理中部分行业建设项目重大变动清单的通知》(环办〔2015〕52 号)火电建设项目中所列重大变动，因此，咨询有关生态环境主管部门意见，通过编制环境影响补充说明进一步分析，明确了该变

更的环境影响及总量控制等均在原环评审批范围内。二期工程于 2015 年 12 月开工建设，4 台（3、4、5、6 号）机组先后于 2017 年 4 月、7 月、12 月及 2018 年 4 月通过 96 小时满负荷试运行投入生产。因建设周期较长，二期工程于 2018 年 5 月进行了前两台（3 号、4 号）机组的先行竣工环保验收（其中废气、废水自主验收，固废、噪声：浙环竣验〔2018〕1 号），2018 年 12 月通过四台机组整体竣工环保验收（其中废气、废水自主验收，固废、噪声：浙环竣验〔2018〕35 号）。

4) 2018 年 12 月，浙能绍兴滨海热电厂三期扩建工程获得浙江省生态环境厅的审查批复（浙环建〔2018〕45 号），批复规模为 $1 \times 500\text{t/h}$ 高温高压自然循环煤粉锅炉+ $1 \times 57\text{MW}$ 抽背汽轮机组。三期工程于 2019 年 9 月开工建设，1 台（7 号）机组于 2021 年 5 月通过 96 小时满负荷试运行投入生产；2021 年 11 月通过自主竣工环保验收。

5) 2020 年，为缓解企业原有锅炉运行负荷，确保作为滨海工业园区最大热源点的供热安全性和稳定性，企业启动备用（8 号）锅炉建设，2020 年 8 月，浙能绍兴滨海热电厂#8 锅炉技改工程获得绍兴市生态环境局的审查批复（绍市环审〔2020〕48 号），批复规模为 $1 \times 500\text{t/h}$ 高温高压自然循环煤粉锅炉，作为浙能绍兴滨海热电厂一至三期的备用锅炉。#8 锅炉于 2021 年 4 月开工建设，2022 年 10 月通过 96 小时满负荷试运行投入生产；2023 年 7 月通过自主竣工环保验收。

综上，企业原有工程共 8 炉 7 机（其中 1 台备用炉）的生产规模，即 $2 \times 1025\text{t/h}$ 亚临界自然循环煤粉锅炉+ $2 \times 300\text{MW}$ 抽凝汽轮机组、 $5 \times 500\text{t/h}$ 高温高压自然循环煤粉锅炉+ $5 \times 57\text{MW}$ 抽背汽轮机组，另设 1 台 500t/h 高温高压自然循环煤粉备用锅炉。建设验收情况见表 3.1-1。

表 3.1-1 原有锅炉建设验收情况

项目名称	批复内容	建成后全厂规模	环评文号	验收文号
浙江绍兴滨海热电厂新建工程	$2 \times 1025\text{t/h}$ 亚临界自然循环煤粉锅炉 + $2 \times 300\text{MW}$ 抽凝汽	$2 \times 1025\text{t/h}$ 亚临界自然循环煤粉锅炉 + $2 \times 300\text{MW}$ 抽凝汽	环审〔2008〕45 号	环验〔2012〕123 号

	轮机组，包括一期 煤码头、灰场等设 施	轮机组		
浙江浙能绍兴滨海 热电有限责任公司 一号机组烟气脱硝 工程	1#锅炉脱硝	2×1025t/h 亚临界自 然循环煤粉锅炉 +2×300MW 抽凝汽 轮机组	浙环建〔2012〕156 号	浙环竣验〔2013〕 50 号
浙能绍兴滨海热电 厂二期扩建工程	4×480t/h 高温高压 自然循环煤粉锅炉 +4×50MW 抽背汽 轮机组，包括二期 煤码头	2×1025t/h 亚临界自 然循环煤粉锅炉 +2×300MW 抽凝汽 轮机组、4×500t/h 高温高压自然循环 煤 粉 锅 炉 +4×57MW 抽背汽 轮机组	浙环建〔2015〕25 号	废水废气完成自主 验收，固废噪声浙 环竣验〔2018〕35 号
浙能绍兴滨海热电 厂三期扩建工程	1×500t/h 高温高压 自然循环煤粉锅炉 +1×57MW 抽背汽 轮机组	2×1025t/h 亚临界自 然循环煤粉锅炉 +2×300MW 抽凝汽 轮机组、5×500t/h 高温高压自然循环 煤 粉 锅 炉 +5×57MW 抽背汽 轮机组	浙环建〔2018〕45 号	完成自主验收
浙能绍兴滨海热电 厂#8 锅炉技改工程	1×500t/h 高温高压 自然循环煤粉锅炉 (备用炉)	2×1025t/h 亚临界自 然循环煤粉锅炉 +2×300MW 抽凝汽 轮机组、6×500t/h 高温高压自然循环 煤粉锅炉(其中 1 台备用)+5×57MW 抽背汽轮机组	绍市环审〔2020〕 48 号	完成自主验收

3.2 原有工程主要建设内容

根据前文描述，原有项目一、二、三期工程及#8 备用锅炉实际建设情况与验收基本一致，一期工程烟气治理措施也在原环评审批基础上，陆续完成了超低排放改造，2018 年开始执行超低排放标准；二期工程锅炉规模与环评审批时略有变化，但因属于同等级锅炉、不属于重大变更，其它建设内容与环评基本一致；三期工程和#8 备用锅炉建设内容与环评基本一致，部分公用工程以依托二期为主，不再赘述。原有工程主要设备一览表见表 3.2-1。主要环保措施一览表见表 3.2-2。

表 3.2-1 原有项目主要设备一览表

项目			最终参数		
分期			一期 (1#-2#)	二期 (4#-6#)	三期 7#及备用锅炉 8#
主体工程	锅炉	种类	亚临界自然循环煤粉锅炉	高温高压自然循环煤粉锅炉	高温高压自然循环煤粉锅炉
		蒸发量 (t/h)	2×1025	4×500	2×500(其中1台为备用炉)
	汽轮机	种类	抽凝汽轮机组	抽背汽轮机组	抽背汽轮机组
		额定功率(MW)	2×300	4×57	1×57
	发电机	容量 (MW)	2×300	4×57	1×57
	冷却水系统		配 6000m ² 自然通风冷却塔 2 座，采用环塘河水作为补充水，以曹娥江水为备用水源。	4×1000 m ³ /h 机力通风冷却塔	2×1200m ³ /h 机力通风冷却塔
配套工程	水源		生活用水来自市政自来水，其它工业水、化水车间补水水源为环塘河水，备用水源取自曹娥江。		
	排水系统	厂区排水系统为雨污分流，后期雨水排放周边地表水。			
		一期工程废水大部分回用，少部分达标排入绍兴柯桥江滨水处理有限公司（绍兴污水处理厂），排入钱塘江。		二期工程废水大部分回用，少部分达标排入绍兴污水处理厂，排入钱塘江。其中，因历史遗留问题，分2路管道排放，具体见3.3.3章节说明。	依托二期。
	化水系统	一期有两套系统，超滤+反渗透+一级除盐+混床系统出力 600 t/h；超滤装置+一级反渗透+二级反渗透+EDI 系统出力 450 t/h，一期化水车间制水总出力 1050t/h。		二期主工艺为超滤+一级反渗透+二级反渗透+混床，系统出力为 1580t/h；为尽量节水，另设置浓水反渗透，系统出力为 2×232 t/h。	新建 2×220t/h 超滤装置、1×348t/h 一级反渗透装置、1×395t/h 二级反渗透装置、1×Φ2800 混床、1×232 t/h 浓水反渗透装置。
输煤、贮煤系统			由水路运至厂内专用煤码头再由卸船机吊至输送带输送至煤场，一期已建一座储煤量约为 16.5 万吨的条形全封闭煤场。		
石灰石贮存			一期建有 1 座石灰石粉仓， 600m ³ 。	二期建有 1 座石灰石粉仓， 560m ³ 。	7#炉依托二期、8#炉新增一座石灰石粉仓，320m ³ 。
脱硝原料贮存			一期脱硝工程建有 2 台尿素水解制氨装置。	二、三期及#8 锅炉脱硝工程建有 5 台尿素水解制氨装置。	

项目	最终参数		
分期	一期 (1#-2#)	二期 (4#-6#)	三期 7#及备用锅炉 8#
除灰渣系统	3 座混凝土飞灰库，其中 2 座粗灰库和 1 座细灰库。3 座灰库容积相同，有效容积为 1600m ³ 。每台炉设一个渣仓，容积约为 150m ³ 。 一期石膏库 1368 m ³ 。	3 座混凝土飞灰库，其中 2 座粗灰库和 1 座细灰库。每座飞灰库的有效容积约 1200m ³ 。每台炉设渣仓 1 座，有效容积约 50m ³ 。二期石膏库 1536m ³ 。	每炉新建 50m ³ 渣仓 1 座。其余依托二期。
灰场	滨海热电原有一座事故备用灰场，位于曹娥江与钱塘江交汇处的西北侧的滩涂围垦区内，与电厂相距约 4.5km，灰场占地面积约 47 亩，电厂目前灰渣综合利用的情况一直很好，故灰场基本闲置。		
码头	一、二期码头在曹娥江口共建设有 12 个 500 吨级泊位，位于厂区西南侧外水面，一期二期码头连接互通。码头共安装 8 台额定出力为 300t/h 的桥式抓斗卸船机和 2 台额定出力 600t/h 的螺旋式卸船机，4 台桥式抓斗卸船机和 1 台螺旋式卸船机对应一条皮带。一期码头设 160m ³ 初期雨水收集池，二期码头设 120m ³ 初期雨水收集池。		

表 3.2-2 主要环保措施一览表

项目			锅炉 (8 台)					
			一期 2 台 1025t/h 亚临界自然循环 煤粉锅炉 (1#、 2#炉)	二期 2 台 500t/h 高温 高压自然循 环煤粉锅炉 (3#、4#炉)	二期 2 台 500t/h 高温 高压自然循 环煤粉锅炉 (5#、 6#炉)	三期 7#及备用 8#共 2 台 500t/h 高温高 压自然循环煤 粉锅炉		
烟气治 理措施	烟囱	排放形式	2 炉 1 个砼制烟 囱	2 炉 1 个双钢 内筒集束烟 囱	2 炉 1 个双 钢内筒集 束烟囱	2 炉 1 个双钢 内筒集束烟囱		
		出口内径	6.5m	单筒 3.0m	单筒 3.0m	单筒 3.3m		
		高度	210m	180m	180m	180m		
	烟气除尘	种类	双室四电场静电 除尘+湿电除尘器	双室五电场低低温除尘+ 湿电除尘器		7#锅炉双室五 电场低低温除 尘+湿电除尘 器； 8#锅炉双 室五电场低低 温除尘+管束 式除尘器		
		效率	烟尘排放浓度≤5mg/m ³					
粉尘治 理措施	酸性气体 处理	处理方式	石灰石-石膏湿法					
		脱硫效果	SO ₂ 排放浓度≤35mg/m ³					
	脱硝工艺	处理方式	SCR (尿素)					
		脱氮效率	NO _x 排放浓度≤50mg/m ³					
	其它		MGGH, 烟气自动连续监控装置					
粉尘治 理措施	煤场		煤场为全封闭煤场					
	煤破碎及输送、灰库、 石灰石、熟石灰粉仓		设置高效布袋除尘器					

废水治理措施	污泥脱水废水	进入废水处理系统去回用水池	回至二期高密度沉淀池
	化水站废水	反渗透浓水去二期化水站，再生废水进入废水处理系统去回用水池	超滤排水进入二期高密度沉淀池回用，其他排水去废水处理后回用至脱硫系统，多余部分纳管
	冷却水系统排污水	回至一期高密度沉淀池	回至二期高密度沉淀池
	脱硫废水	通过脱硫废水干燥系统干燥后随烟气排放，不外排	
	湿电废水		回用至脱硫
	煤污水及各类冲洗水等		经收集沉淀处理后回用
	锅炉排污水	经回收后进入各期冷却塔系统最后进入一、二期高密度沉淀池	
固废治理措施	生活污水及码头生活污水		经生化+过滤处理后回用厂内绿化
	飞灰和炉渣、石膏		出售综合利用
	石子煤		回用至煤场
	脱硫污泥	已通过固废鉴别，确定为一般固废，目前委托处置。	
	净水站污泥	为一般固废，目前委托处置。	
	危废暂存	厂内建有废油库面积约 250m ² 、废实验室废物库 20m ² ，位于 1、2 号冷却塔中间；废脱硝催化剂库 1 座，约 127m ² ，位于煤场西侧。	
噪声治理		按有关规程、规定控制设备噪声，合理布局，采取必要的隔声、消声等降噪措施。	

3.3 原有厂区总平面布置

公司原有厂区分为西面一期工程区块及东面二期、三期工程及#8 锅炉区块，辅助工程煤场及码头区域位于一期区块南面，详见附图 3.3-1。



图 3.3-1 原有厂区总平面布置图

3.4 原有生产工艺

3.4.1 生产运行情况

企业现有正式员工 669 人，滨海热电原已建成 8 台锅炉的达产供热负荷 2445t/h，基本在平均供热负荷（约 2590t/h）范围内，滨海热电原有各台锅炉运行时间可满足设计负荷要求。

3.4.2 原有生产工艺流程

原有电厂用煤经煤码头运至电厂煤场，经破碎、筛分、除铁后粒径合格的燃料由输煤皮带送入主厂房炉前煤仓磨煤，原煤经过磨煤机磨粉后，送入锅炉风力播煤装置，由风力送入炉膛内燃烧。煤炭在燃烧过程中将化学能转换成热能，将水加热成蒸汽，蒸汽在汽轮机中膨胀做功，将热能转换成机械能，使汽轮机带动发电机，将机械能转换成电能输送出去，同时作过功的余汽可用来当作供热源，对周边各企业实施集中供热。

原有已建锅炉均已按照超低排放标准进行烟气处理，生产工艺见图 3.4-1、图 3.4-2、图 3.4-3。

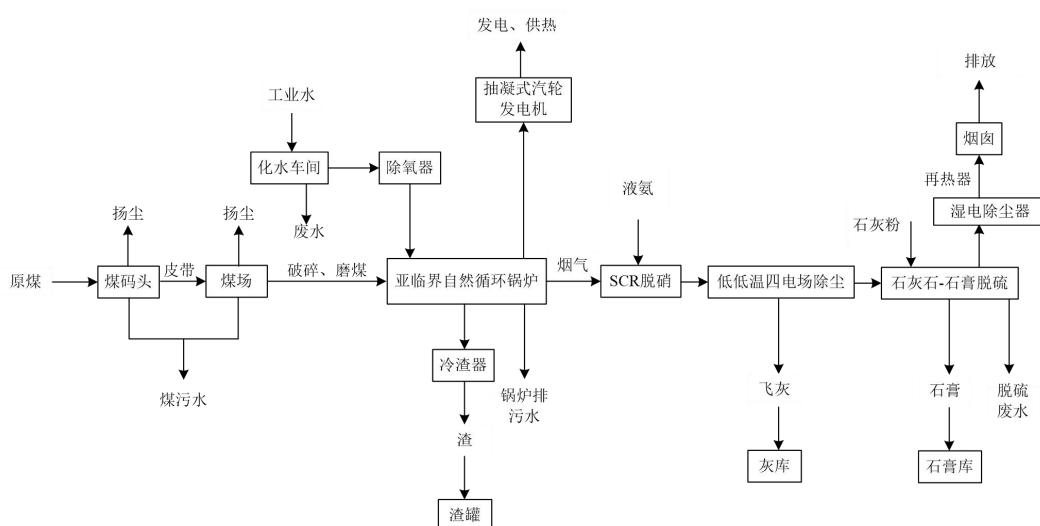


图 3.4-1 原有 1#、2# 锅炉生产工艺示意图

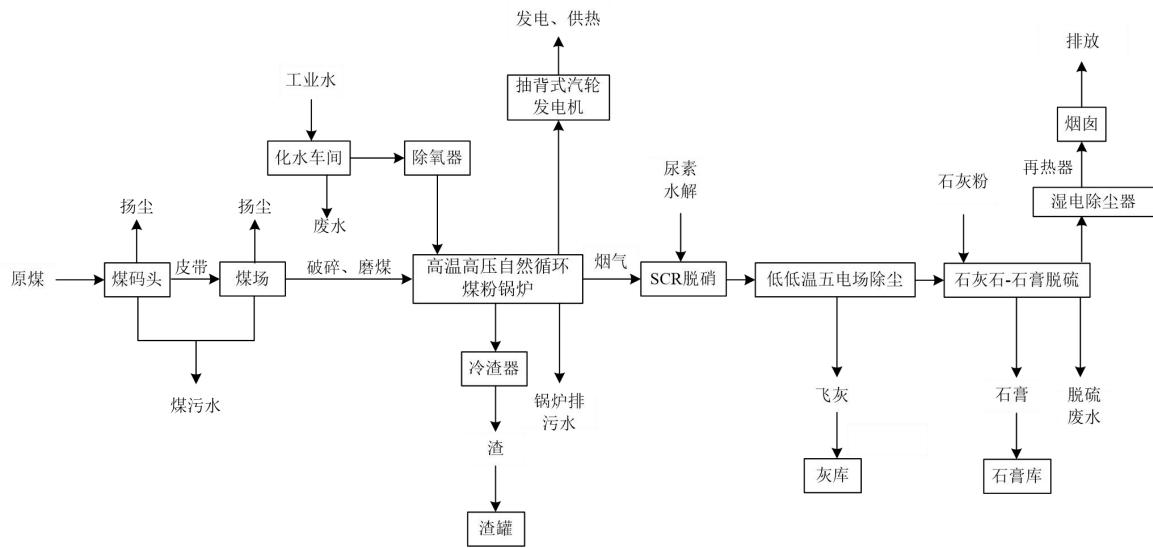


图 3.4-2 原有 3#-7#锅炉生产工艺示意图

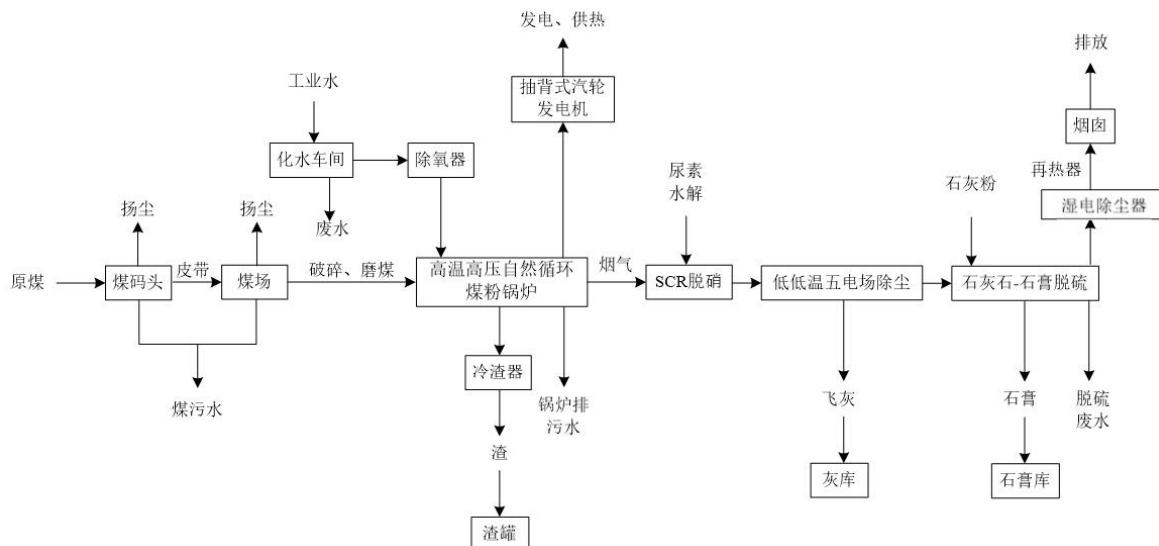


图 3.4-3 原有 8#锅炉生产工艺示意图

3.4.3 原有辅助设施情况

1) 煤码头

原有燃煤的厂外运输为水路运输，煤码头位于厂区西南侧，曹娥江河口段，共分为一期和二期，一期和二期码头连通，位于曹娥江西岸。

一、二期码头共建设有 12 个 500 吨级泊位。一期码头 6 个泊位，安装有 4 台额定出力为 300t/h 的桥式抓斗卸船机和 1 台额定出力 600t/h 的

螺旋式卸船机；二期码头 6 个泊位，安装有 4 台额定出力为 300t/h 的桥式抓斗卸船机和 1 台额定出力 600t/h 的螺旋式卸船机；一、二期码头各 4 台桥式抓斗卸船机和 1 台螺旋式卸船机，各对应一条皮带。码头总设计通过能力 390 万吨/年。

（2）燃煤运输、贮存及输送系统

煤炭通过带式输送机及栈桥运至电厂煤场。带式输送机宽度 $B=1400\text{mm}$ ，带速 $v=2.5\text{m/s}$ ，额定出力 $Q=1500\text{t/h}$ 。目前厂内一期煤场和二期煤场相邻，一期条形和二期条形煤场面积均为 $290\text{m}\times 110\text{m}$ ，合计可储煤约 28 万吨，煤场全封闭，煤场内设有喷淋设施。一二三期煤场储煤量可满足一期 $2\times 1000 \text{ t/h}$ 锅炉燃用约 25 天、满足二、三期及#8 锅炉共 $6\times 500 \text{ t/h}$ 锅炉燃用约 23 天的耗煤量要求。

一二三期上煤系统带式输送机参数为 $B=1200\text{mm}$ ， $V = 2.5\text{m/s}$ ， $Q=1000\text{t/h}$ ，一二三期共用一套。设有二套筛碎设备，每路带式输送机配置一套。在碎煤机前设有滚轴筛，来煤先经过滚轴筛筛分后将粒度大于 30mm 的大煤块送入碎煤机破碎，小于 30mm 的煤块直接进入下一级带式输送机。滚轴筛的出力为 1000t/h ，碎煤机出力为 600t/h 。

转运站、破碎楼等均设有布袋除尘器。

另外，为增强燃料系统保供能力并扩大储煤空间，与四期工程（本项目）同步实施了#3 煤场建设（技改）工程，配套四期建设了 1 座钢结构全封闭煤场，设计最大储煤量约 4.1 万吨，设置入厂煤取样间 1 座、输煤转运站 5 座及配套输煤栈桥，主要设备包括悬臂堆料机 1 台、门式刮板取料机 2 台、带式输送机 5 套及相关辅助设施，满足一、二期煤码头去往四期（9#）机组供煤以及与一、二、三期已有输煤系统连通。#3 煤场建设项目于 2023 年 9 月 6 日正式开工建设，2025 年 3 月 29 日与四期工程配套输煤系统投用（首次上煤），2025 年 6 月 25 日与一、二、三期已有输煤系统完成连通并试运行通过，2025 年 7 月 29 日通过竣工预验收。

(3) 石灰石输送及加入系统

散装石灰石粉用罐车送进厂后，用罐车自带的风机将车中的石灰石粉卸进石灰石粉仓，厂内一期建有1座 600m^3 石灰石仓库，二期建有1座 560m^3 石灰石仓库（三期及#8锅炉依托二期），均由气力输送系统送至脱硫系统使用。石灰石料仓为密闭设置，仓顶设置有1套布袋除尘系统，产生的粉尘经布袋除尘器收集后可返回舱内。

(4) 除灰渣系统

①除灰系统

厂内除灰采用正压气力输送系统，将除尘器的飞灰集中输送到飞灰库贮存，然后通过干式卸料机卸入干灰罐车外运供综合利用；或经调湿搅拌机加水调湿后装车供综合利用。气力输灰系统压缩空气由全厂集中供压缩空气系统提供。

一期3座灰库，其中2座粗灰库、1座细灰库。3座灰库容积相同，每座灰库的有效容积约为 1600m^3 。二期、三期有3座灰库，其中2座粗灰库、1座细灰库，3座灰库容积相同，每座灰库的有效容积约为 1200m^3 。

各灰库库顶设置有1套布袋除尘系统。

②除渣系统

一期、二期、三期及#8锅炉均是每台炉设置一个渣仓，一期每个渣仓容积约为 150m^3 ，二期、三期及#8锅炉每个渣仓容积约为 50m^3 。

③石膏贮存

一期原有石膏库 1368 m^3 。二期及三期原有石膏库 1536 m^3 。

(5) 供排水系统

①供水

生活用水来自市政自来水，工业用水来自环塘河或曹娥江。公司在厂内设有净水站，取水后经沉淀、过滤等措施后用于工业用水。

一期工程最大原水补给水量 $1545\text{m}^3/\text{h}$ ，工业用水采用高密度沉淀池

出水；二期及三期工程根据各系统供水水质要求经过相应处理提供不同水质水，最大原水补给水量 $1828\text{m}^3/\text{h}$ ，优质水（化补水）采用高密度沉淀池及 V 型滤池处理出水，其他工业用水（冷却塔补水、冲洗用水等）采用高密度沉淀池处理出水。

②排水

厂区雨污分流、清污分流。冷却水：采用闭式冷却。雨水经收集后排入厂区北侧环塘河，排放口设有阀门。正常情况，阀门为关闭状态，暴雨情况下，雨水排放口阀门开启，雨水通过雨排口排入水体。初期雨水：煤码头、输煤栈桥、运煤道路、点火柴油库、点火油泵等一些污染区的初期雨水，全厂原有初期雨水收集池共 3 个，分别位于一期、三期和厂前区，全厂初期雨水均汇入收集池，与石油化工行业产生的初期雨水相比，污染物负荷较低，通过设置围堰、沉淀池等措施，初期雨水可以得到较好的收集和回用，不外排。

一期工程废水少部分纳管排放，其余均在厂内循环使用，其中一期工程冷却水系统排水进入二期高密度沉淀池，一期化水站反渗透浓水进入二期化水站。二期工程化水站反渗透浓水达标纳管（原反渗透浓水管），其余废水部分经回用后纳管（全厂总排口）。

生活污水：生活污水排放量约 $24\text{t}/\text{d}$ ，经生化+二氧化氯消毒后达到《城市污水再生利用 城市杂用水水质》（GB/T 18920-2002），用于厂区绿化，水平衡图中不体现。

目前实际运行的一期、二期和三期水平衡分别见图 3.4-4 及图 3.4-5，因设计运行时间不同，因此分开调查。因 2021 年 7 月全厂原有机组脱硫废水“零排放”改造已全部完成，后续新建机组脱硫废水按照“零排放”设计和建设，目前全厂脱硫废水均蒸发处理不外排。因此，报告下图的达产水平衡以目前实际排水情况进行分析，即以脱硫废水不外排的情况进行分析。

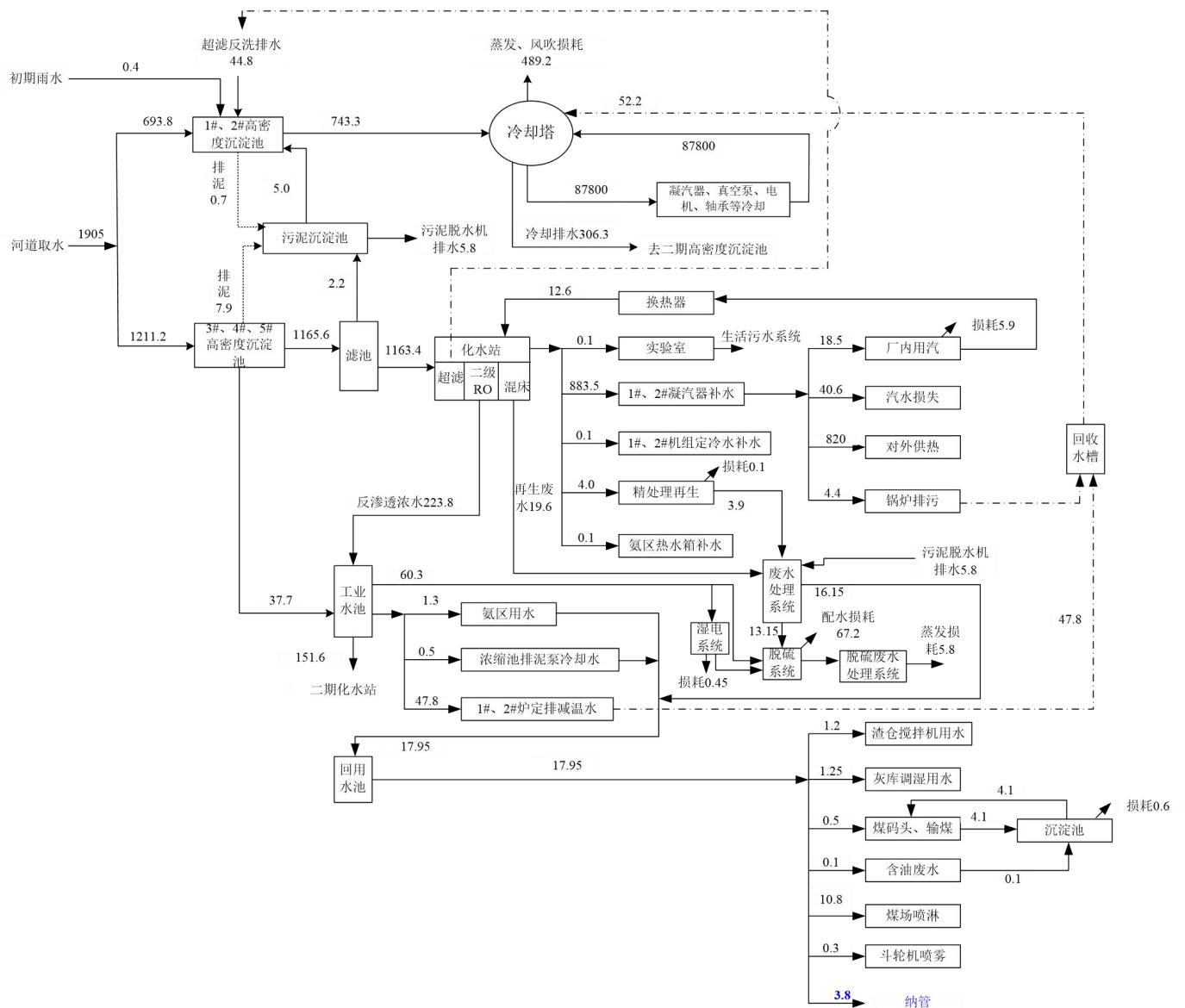


图 3.4-4 一期项目水平衡示意图 (单位: t/h)

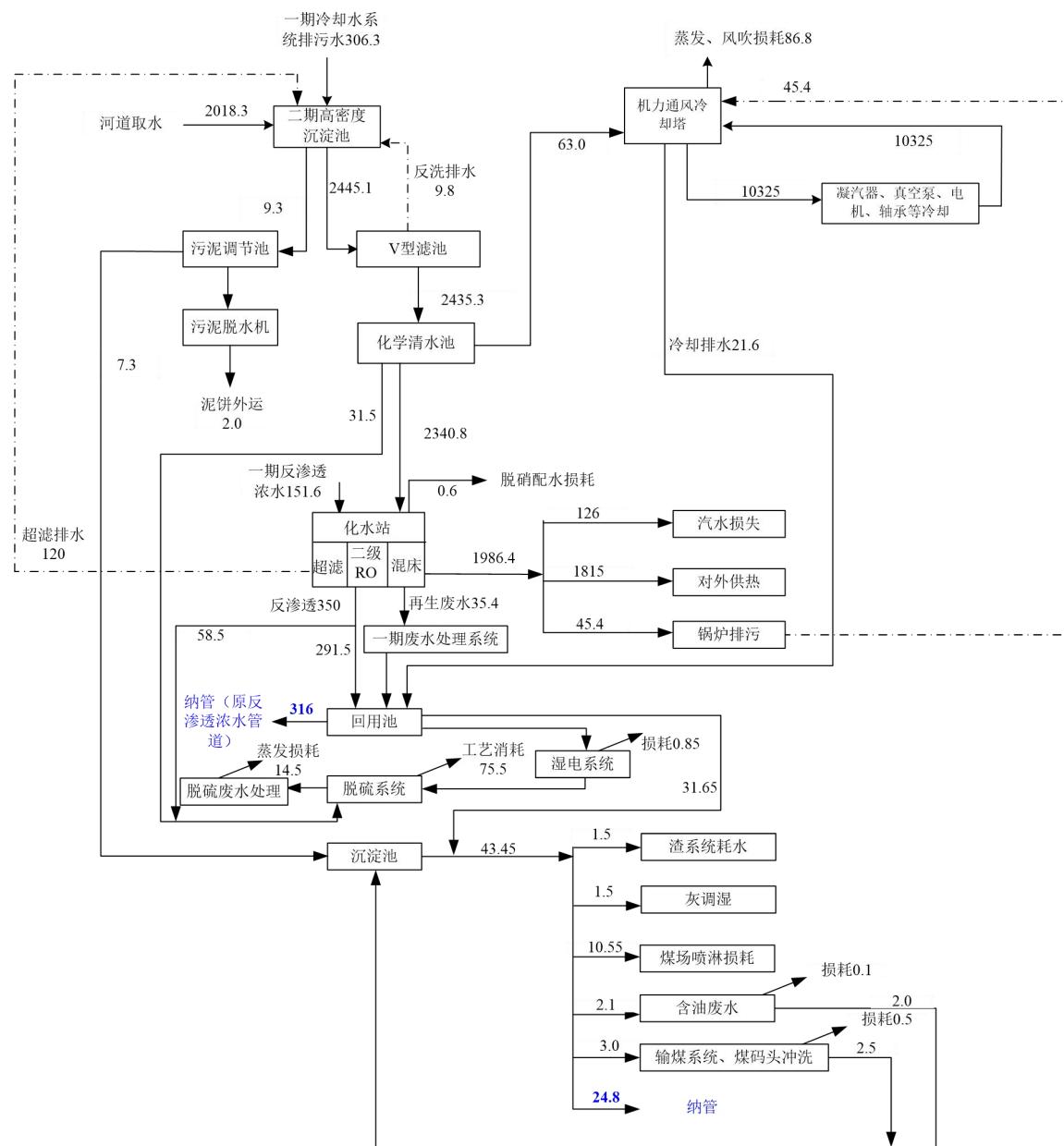


图 3.4-5 二期、三期项目水平衡示意图 (单位: t/h)

(6) 化学水处理系统

电厂建设有两个锅炉补给水车间，一期原有的水处理车间锅炉补给水系统有两套系统，超滤+反渗透+一级除盐+混床系统出力 600 t/h；超滤装置+一级反渗透+二级反渗透+EDI 系统出力 450 t/h，一期化水车间制水总出力 1050t/h。

二期化水车间内锅炉补给水处理主工艺为超滤+一级反渗透+二级反渗透+混床，系统出力为 1580t/h；为尽量节水，另设置浓水反渗透，系统出力为 2×232 t/h，二期化水车间锅炉补给水系统总出力可达 1975 t/h。三期在二期化水车间内新建 2×220t/h 超滤装置、1×348t/h 一级反渗透装置、1×395t/h 二级反渗透装置、1×Φ2800 混床、1×232 t/h 浓水反渗透装置，总出力 580t/h。

全厂化水均经二级反渗透，化水站制水效率约 75~85%。

(7) 循环冷却水系统

一期工程循环水系统考虑采用淡水冷却塔循环供水系统。循环冷却水系统采用扩大单元制供水系统，配循环水泵 2 台、 $6000\text{m}^2/\text{h}$ 双曲线型自然通风冷却塔 2 座。

工业循环冷却水系统主要用于机组辅机冷却之用，二期每台机组的辅机冷却水量约为 $1000\text{m}^3/\text{h}$ ，共 $4000\text{m}^3/\text{h}$ ；二期采用机力通风冷却塔的双母管制循环供水系统，二期 $4\times57\text{MW}$ 背压机组共配置冷却能力为 $1200\text{m}^3/\text{h}$ 的逆流式机力通风冷却塔 4 座、工业循环冷却水泵 5 台（4 用 1 备，单泵参数为 $Q=1020\text{m}^3/\text{h}$ ）；三期工程建设 $2\times1200\text{m}^3/\text{h}$ 的机力通风冷却塔，2 台冷却水泵（单泵参数同样为 $Q=1020\text{m}^3/\text{h}$ ）。为节约用地，冷却水泵采用露天布置。

3.5 公司原有工程环保设施调查

3.5.1 废气

公司原有生产排放的废气主要有以下几类：

(1) 锅炉烟气

企业原有的 1#~8#炉。烟囱总计 4 根，1#炉、2#炉 1 根，3#、4#炉 1，5#、6#炉，7#炉、8#炉 1 根烟囱。

(2) 无组织废气

煤场为全封闭煤场。输煤转运站、破碎楼、输煤栈桥均全密闭，并设有布袋除尘设施；石灰石仓、灰库、渣库顶部也均设有布袋除尘设施。

企业涉及的各类废气收集处置情况汇总见表 3.5-1。

表 3.5-1 实际的废气污染源种类及集气、处置方式

污染源	方 式	主要污 染因子	集气、处置方式
锅炉烟气	有组织	SO ₂ 、NO ₂ 、PM ₁₀ 、PM _{2.5} 、汞	1#炉、2#炉采用 SCR 脱硝+双室低低温四电场静电除尘+石灰石-石膏法+湿电除尘器+GGH 烟气净化工艺，最终经处理达标后由 210 米高的烟囱外排。3#、4#炉采用双室五电场低低温除尘+ SCR 脱硝+石灰石-石膏法+湿电除尘器+GGH 烟气净化工艺，最终经处理达标后由 180 米高的烟囱外排。5#、6#炉采用双室五电场低低温除尘+ SCR 脱硝+石灰石-石膏法+湿电除尘器+GGH 烟气净化工艺，最终经处理达标后由 180 米高的烟囱外排。7#炉采用双室五电场低低温除尘+ SCR 脱硝+石灰石-石膏法+湿电除尘器+GGH 烟气净化工艺，最终经处理达标后由 180 米高的烟囱外排。
逃逸氨	有组织	NH ₃	控制出口浓度 2.5mg/m ³ 。
输煤转运站、破碎楼、输煤栈桥	有组织、无组织	TSP	全封闭，设布袋除尘设备。
石灰石仓等	有组织、无组织	TSP	全封闭，设布袋除尘设备。
灰库	无组织	TSP	密封库存，库顶设置布袋除尘设备。
渣库	有组织、无组织	TSP	密封库存，库顶设置布袋除尘设备。
煤场	无组织	TSP	全封闭。
煤码头	无组织	TSP	卸船作业点料斗口上方安装防风板，受料斗上设湿式喷雾除尘系统；码头面等设置冲洗装置，有效减少作业区煤炭扬尘。

3.5.2 废水

原有工程排水系统采用雨污分流制，后期雨水排入周边水体。循环水系统排水均回用至二期高密度沉淀池；其他生产过程废水主要有化水站废水、脱硫废水、湿电除尘器废水、含煤废水、含油废水等。一期化水站反渗透浓水进入二期化水站，二期工程化水站反渗透浓水部分厂内回用，部分达标纳入绍兴水处理公司（经原反渗透浓水管道）。一期及二期化水站酸碱废水经废水处理系统中和后回用（处理能力 100t/h）。

脱硫废水处理工艺流程见图3.5-1，处理能力34t/h。废水经脱硫废水处理系统预处理后再采用旁路烟气干燥塔干化工艺进行干燥后烟气直接返回电除尘器进口。脱硫废水处理系统主要是传统的三联箱处理工艺，包括中和池、沉淀池和絮凝池，在运行过程中，在中和池中加入碱，调节脱硫废水的PH值在9以上，将中和池中的部分重金属离子除去，剩下不溶性沉淀，成分主要是氢氧化物。然后将有机硫加到沉淀池中，与废水中的二价汞离子反应形成不溶性HgS，去除废水中的汞，废水中剩下的悬浮颗粒物则用混凝沉淀的方法除去。

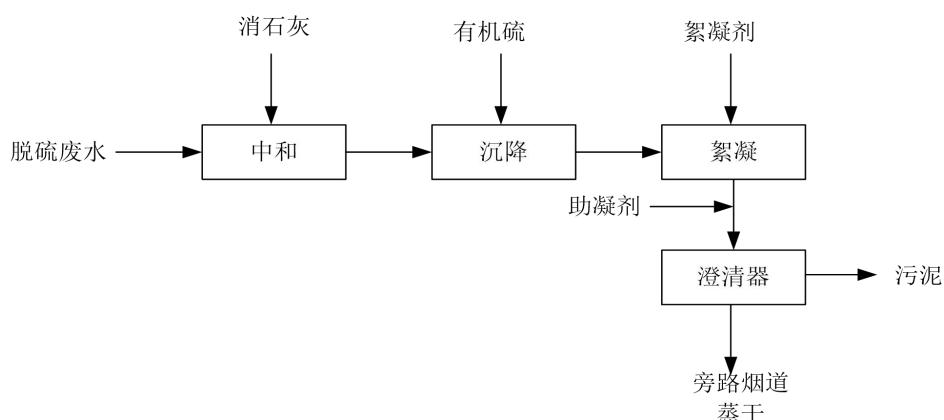


图 3.5-1 脱硫废水处理工艺

生活污水由生活污水处理系统处理，生活污水管网独立设置，采用A²/O 生物氧化地理式处理系统，处理能力为 20t/h，处理后回用于厂区绿化。见图 3.5-2。

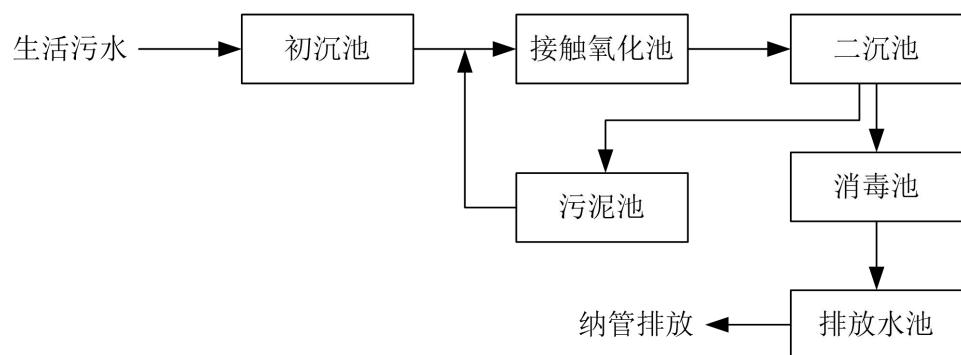


图 3.5-2 生活污水处理工艺流程

3.5.3 固废

热电厂原有生产过程中产生的固体废弃物主要为煤灰渣、石膏、废脱硝催化剂、石子煤、废树脂、废机油、脱硫污泥、脱硫飞灰、净水站污泥、实验室废试剂及废液、仪表用废铅蓄电池、废布袋及员工生活垃圾。

(1) 煤灰渣、石膏等

燃煤焚烧后的炉渣、飞灰、脱硫石膏均委托浙江天达环保股份有限公司绍兴滨海分公司综合利用。

(2) 脱硫飞灰

企业原有机组脱硫废水改造已全部完成，脱硫废水拟通过烟气余热干燥后从烟囱排放，过程中产生少量飞灰，脱硫废水因是先通过脱硫废水处理系统处理后的废水再进入干燥（脱硫废水系统污泥鉴定后为一般固废），因此，干燥过程产生的少量废渣可认为不含重金属，含有一定盐分及灰份，属于一般固废，部分进入干燥塔底部仓泵，可集中收集（最终也是混入飞灰处置），部分随烟气送至电除尘进口，通过电除尘除去。因此，该股固废含量计入飞灰中，该股固废与飞灰一起出售综合利用。,

(3) 废脱硝催化剂

废脱硝催化剂为危险固废，目前未产生，产生后的废催化剂全部由浙江浙能催化剂技术有限公司回收再生，该公司具有相应危废综合利用资质。

(4) 废机油

废机油为危险固废，委托浙江海宇润滑油有限公司处置。

(5) 废树脂

废树脂来自纯水站，为一般固废，目前未产生。

(6) 仪表用废铅蓄电池

计量等仪表设备需要使用铅蓄电池，5-6年需更换1次，2021年产生量约25t/次。废铅蓄电池为危废，委托衢州市秋实环保科技有限公司

处置。

(7) 脱硫污泥

二、三期及#8 锅炉工程建设期脱硫污泥已通过固废鉴别，确定为一般固废，按照一般固废，委托浙江浙能滨海环保能源有限公司等有资质单位处置。

(8) 净水站污泥

净水站污泥为一般固废。委托浙江浙能滨海环保能源有限公司等有资质单位处置。

(9) 石子煤

石子煤经磨煤机排入收集小车定期收集，回至煤场继续进入破碎、磨煤系统。

(10) 实验室废试剂及废液

原有实验室废试剂及废液等废物 2024 年产生量约 0.5t/年，为危废，委托有资质单位处置。

(11) 废布袋

煤仓间、渣库、灰库等处的废布袋破损需更换，2024 年更换量约 100 条/年，属于一般固废，委托浙江清爽环保科技有限公司等有资质单位综合利用或处置。

(12) 生活垃圾

生活垃圾收集后由环卫部门统一处理。

3.5.4 噪声

热电厂原有生产主要来自转动机械、风烟道气体流动噪声及锅炉对空排汽噪声、冲管噪声及各种机械设备的运行噪声等，原有噪声治理措施见表 3.5-2。

表 3.5-2 厂区原有降噪措施汇总表

序号	声源设备		采取治理措施
1	主厂房区域	锅炉本体、汽机房、除氧间、煤仓间	锅炉本体隔声围护设置通风消声器。墙体采用轻质多层复合墙体结构，门、窗采用隔声门窗。孔洞缝隙采取隔声封堵措施。
2		风机	进风口设置进风消声器，屋顶风机设置排风消声器。送风机及一次风机利用原有框架设置隔声间。风机风管采用隔声包扎方式。
3		锅炉排气	排气放空设置消声器
4	除尘、脱硫区域		除尘器框架结构设置隔吸声板。隔声围护设置通风消声器。引风机制利用原有框架设置隔声间，隔声间门、窗采用隔声门窗。除尘器至引风机，引风机至脱硫塔之间的外露风管进行隔声包扎。孔洞缝隙进行隔声封堵。
5	冷却塔		一期淋水池设置落水消声装置。各冷却塔排风口设置通风消声装置。
6	辅助区域		包括空压机房、输煤系统、脱硫工艺楼、氧化风机房、综合水泵房、化水车间等，墙体均为混凝土构架结构+砌块墙。设置隔声门、窗。通风系统设置进、排风消声器。孔洞缝隙进行隔声封堵。
7	码头区域		采用低噪声设备，加强设备维护

四、建设项目工程概况

4.1.工程基本概况

4.1.1 项目基本情况

项目名称：浙能绍兴滨海热电厂四期扩建工程；

建设单位：浙江浙能绍兴滨海热电有限责任公司；

建设地点：浙能绍兴滨海热电厂现有厂区二期工程煤场的南侧以及煤场东侧围墙至曹娥江管委会围墙的空地，新征用地约 4.5955 公顷(78.49 亩)，实际新征用地约 4.4287 公顷（约 66.43 亩）。

项目性质：扩建；

环评单位：浙江省环境科技有限公司；

审批单位：绍兴市生态环境局，绍市环审〔2023〕14 号；

环保设施设计单位：浙江浙能科技环保集团股份有限公司（环境工程设计专项（大气污染防治工程）甲级资质，A133000251）；

工程设计单位：中国能源建设集团浙江省电力设计院有限公司（工程设计综合资质甲级，A133007109）；

浙能绍兴滨海热电厂四期扩建工程于 2023 年 5 月获得了绍兴市生态环境局的审查意见（绍市环审〔2023〕14 号），2023 年 6 月 28 日正式开工建设，实际建设了 1 台 500t/h 超高温超高压参数煤粉锅炉和 1 台 57MW 抽背式发电机组，并配套相应公用工程、环保工程、辅助工程。本项目预算总投资为 95911 万元，其中环保投资 26365 万元，环保投资约占项目总投资的 27.5%。本项目实际总投资为 95482.74 万元，其中环保投资 13916 万元，环保投资约占项目总投资的 14.6%，在实际建设过程中，在总环保设施方面做了部分调整。

4.1.2 环境概况

(1) 建设地点和周围环境

浙江绍兴滨海热电厂工程厂址位于浙江省绍兴市马鞍镇滨海工业区。

绍兴市位于长江三角洲南翼、宁绍平原西部。东邻宁波、西靠杭州，北与上海隔海相望。区域地理位置东经 $119^{\circ}53'02''\sim121^{\circ}13'38''$ ，北纬 $29^{\circ}13'38''\sim30^{\circ}16'07''$ ，总面积 7910km^2 。

滨海工业区地处绍兴市马鞍镇，位于绍兴市北部，区块位于绍兴市域内水体的下游，处于入海口附近，紧靠曹娥江的标准海塘，西南部毗邻绍兴市、县合建的污水处理厂，柯海快速干线从本工业区块的西侧通过，将极大地方便柯桥城区与滨海工业区的联系，同时，萧山国际机场距离本区不到 25km ，且规划百年一遇的标准海塘位于本区块的东侧，交通便捷，区位优势显著。

浙能绍兴滨海热电有限责任公司位于曹娥江与钱塘江交汇处的西侧，坐落于绍兴市柯桥区滨海工业园区，占地面积 57 公顷。该项目建地附近无饮用水源保护区，也无自然保护区和珍稀水生生物保护区。水环境不敏感。最近的敏感点为约 400 米外的远期规划行政办公区，因此总体上环境不敏感。本项目所在地理位置见图 4.1-1，厂区平面布置见图 4.1-2。



图 4.1-1 项目地理位置图

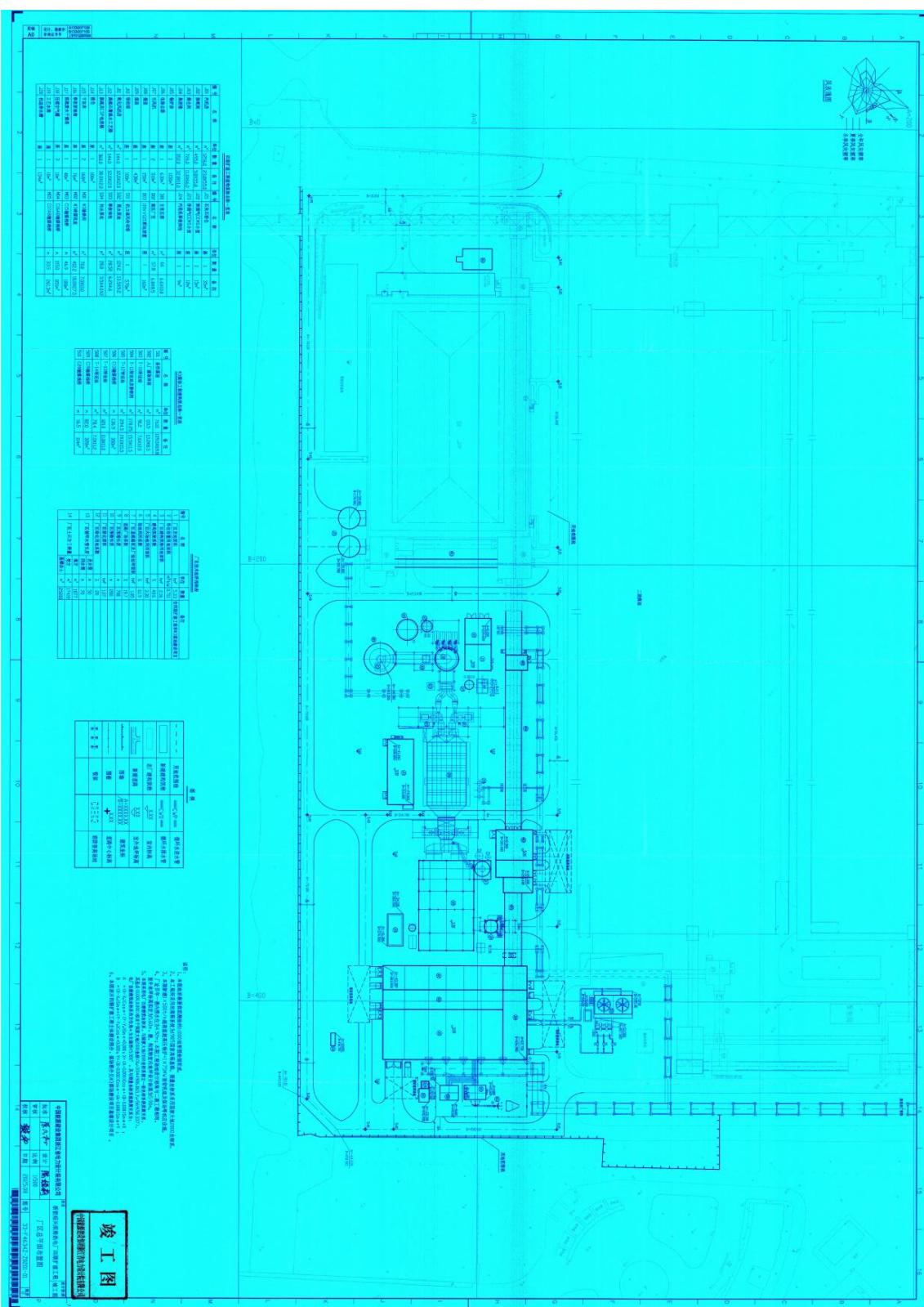


图 4.1-2 项目平面布置图

(2) 气候特征

本项目所在区域处于中纬度亚热带北缘，为东亚季风盛行的地区，气候温和湿润，光照充足，四季分明。绍兴市柯桥区多年平均风速 1.9m/s；

夏、秋季常有台风。影响当地的灾害性天气有三种：一是伏旱，从七月上旬到八月中旬止，在此期间天气炎热、降雨少，用水紧张；二是寒潮，每年以十一月至次年二月份最为频繁，其中十二月至次年一月为冬枯；三是台风，从六月到九月止，其间伴有大量降水，往往能缓解伏旱的威胁。

(3) 水系与水文

本工程厂址位于绍兴市东北部的平原河网区，北邻钱塘江，东临曹娥江。绍兴市属曹娥江流域，分小舜江水系和萧绍运河水系。萧绍运河水系绍兴市境内面积为 1074.9km^2 ，南部为山丘区，北部为平原河网。北部平原河网密布，河流纵横，湖泊众多。主要河流有马山闸西闸江、新三江闸西干河、红旗闸江、东闸江、马山大河、后官塘、长水江、菖蒲溇直江、外官塘、大树江、下方桥直江、红旗闸江、大横江等。主要湖泊有央茶湖、贺家池、瓜渚湖、白塔洋等。横贯萧绍平原的河流有东小江~西小江等。东小江西起钱清镇，东至新三江闸，通过新三江闸与曹娥江相连，全长约 40km，平均河宽为 50~70m，平均水深为 2.5~3.0m；东小江上游为西小江，西小江西南起自萧山市临浦镇峙山闸，东北至绍兴市钱清镇与东小江相接，全长约 33km，平均河宽为 70~80m，平均水深为 2.5~3.0m；东小江和西小江通过峙山闸与浦阳江相通，通过新三江闸与曹娥江相连，成为萧绍平原中部主要排灌及航运通道。厂址所在的滨海工业园区系各时期围垦钱塘江而形成，地势平坦开阔，平原河道纵多，均为历次修建时的护塘河，河道宽度 30~40m，主干河道水深 2.2~2.5m，支河水深 1.2~1.7m，河底高程一般为 -1.0~1.9m，河流走向与各期围堤一致，各河通过内河节制闸连通，通过沿江水闸排水入曹娥江。

绍兴市北部的平原河网区主要通过曹娥江沿岸的排涝闸排水入曹娥江，目前沿曹娥江建有马山闸、大寨闸、新三江闸、红旗闸、东江闸、迎阳闸、三号闸等排涝闸。于 1981 年建成的新三江闸位于老三江闸以东

约 2.6km 处，该闸排涝标准为十年一遇，设计日平均泄流量 $528\text{m}^3/\text{s}$ ，最大泄流量为 $1420\text{m}^3/\text{s}$ ，加上区内其他排涝闸，总日排涝能力 $1000\text{m}^3/\text{s}$ 左右，当发生十年一遇的暴雨时，能在四天内排完积水，恢复正常水位；但由于新三江闸上游河道未完全配套，致使区域排涝能力下降。曹娥江是钱塘江第二大支流，主流澄潭江发源于大盘山脉磐安县尚湖镇王村的长坞。流经新昌市镜岭、澄潭、嵊州市苍岩，至嵊州市区的下南田右纳新昌江后称曹娥江。再下行左纳长乐江，向北流约 4km 后右纳黄泽江。干、支流呈扇形聚汇于嵊州市县城南北各约 4km 的范围。汇聚后向北流经三界，在上虞区龙浦进入上虞市，蜿蜒北流至章镇右纳隐潭溪和下管溪，至上浦左纳小舜江，北流至上虞区百官镇以北后折向西北，先后从西湖闸、马山闸、新三江闸纳浙东运河、钱清江汇集的平水江和萧绍平原内河诸水，在新三江闸附近注入钱塘江河口段。干流长 197km，主河道平均坡降 3.0‰，流域面积 6080km^2 。

钱塘江发源于安徽省休宁县，流域面积 55558km^2 ，全长 668km。有南、北两源，北源新安江干流长 359km，流域面积 11674km^2 ；南源兰江干流长 303km，流域面积 19468km^2 。南北两源在建德市梅城汇合后，下行至浦阳江口东江嘴的河段称富春江，东江嘴以下称钱塘江。在南岸绍兴市新三江闸附近，曹娥江从右岸汇入后，钱塘江继续向东北流至海盐县澉浦镇长山闸与余姚、慈溪两市交界处西三闸连线上，进入钱塘江河口区的潮流段；最后在杭州湾芦潮港闸和外游山的连线上注入东海。

4.1.3 建设内容及规模

根据环评及其批复，本项目新建 $1\times500\text{t}/\text{h}$ 高温高压自然循环煤粉锅炉+ $1\times57\text{MW}$ 级抽背式发电机组，并配套相应公用工程、辅助工程及环保工程。浙能绍兴滨海热电厂四期扩建工程建设情况具体见表 4.1-1。

表4.1-1 项目基本构成

内容	环评建设内容		实际建设情况	变化情况及原因
主体工程	机组	1×500t/h 高温高压自然循环煤粉锅炉+1×57MW 级抽背式发电机组	已建成。1×500t/h 高温高压自然循环煤粉锅炉提升为1×500t/h 超高温超高压自然循环煤粉锅炉；1×57MW 级抽背式发电机组和环评一致	有变化，为了节能降耗；并为了提高应对区域热用户的适应能力（在初设时随着招商引资重点对象的变化，存在使用 1.5MPa、高压 13.0MPa 的潜在用户，企业现有一期的 2 台亚临界锅炉无法完全满足供热不中断的需求）
	烟囱	高 180m，双内筒钢筋混凝土烟囱。内筒出口直径（内径）约 3.3 m。	已建成。高 180m，单内筒钢筋混凝土烟囱。内筒出口直径（内径）3.3m。	有变化，本期工程建设 1 台机组，且已无扩建余地，不再预留钢内筒。
公用及辅助工程	供水系统	采用曹娥江取水、环塘河为备用水源。利用现有补水泵房取水。本期工程拟对二期补给水泵房内的 4 台补给水泵进行小泵换大泵的更换改造。新增取水量 300 万 t/年。	已依托	和环评一致
	循环冷却水系统	冷却塔拟采用 3 台 1200m ³ /h 机械通风冷却塔，2 用 1 备，布置在二期煤场的东面。循环水泵采用 3 台 1030m ³ /h 卧式中开双吸离心泵，2 用 1 备，露天布置在冷却塔旁。	已建成。机械通风冷却塔由 3 台 1200m ³ /h 变更为 2 台 1300m ³ /h（1 用 1 备）；循环水泵由 3 台 1030m ³ /h 变更为 3 台 650m ³ /h（2 用 1 备）	有变化，经设计重新测算，变更后冷却塔规模可满足本项目生产需求，冷却塔位置布局基本不变。
	化学水	本期工程化学制水依托一期及二期的空余处理能力，一期二期现化水出力 3605t/h，实际出水约 2900t/h，本项目出水需求 401t/h，剩余能力可供本项目。	已依托	和环评一致
	卸煤系统	利用一二期已建码头，泊位无需新建。将带式输送机技术参数调整为：B=1400mm，V=3.5m/s，Q=2000t/h。	已建成	和环评一致

	燃煤贮存及输送系统	四期新设 1 个全封闭式条形煤场，长 104m，宽 73m（柱间距）。最大堆高按 22m 计，不考虑分堆时，最大贮煤量约 3.87 万吨，满足四期 BMCR 工况设计煤种约 12 天。煤场内设一台悬臂堆料机，堆料出力 2000t/h，二台门式刮板取料机，跨度 61m，取料出力 1000t/h。	已建成	和环评一致
	电气部分	本期燃煤供热发电机组采用发电机变压器组接线方式升压至 220kV，以一回 220kV 电缆接入一期 220kV 配电装置。由于一期现有 220kV 配电装置采用户外 AIS 型式，且围栅内已经没有扩建场地，考虑一期 220kV 配电装置向扩建方向外扩 7.6m，占用东侧现有桥梁部分引桥，设置一个 GIS 设备间隔，用于本期主变进线。	已建成。电压等级由 220kV 变为 110kV。 新建 1 回 110kV 线路送出，本期燃煤供热发电机组采用发电机变压器组接线方式升压至 110kV，经 1 台 75MVA 三相变压器升压接至 110kV GIS 配电装置，通过新建的 1 回 110kV 线路 T 接至 110kV 马鞍—近江 1 回线。	有变化，但不属于该环评评价内容。
	助燃点火材料	锅炉点火采用 0#柴油，本工程利用原有点火油系统。	已依托	和环评一致
	行政生活设施	综合楼、倒班宿舍、食堂等建筑物利用原有设施。	已依托	和环评一致
环保工程	烟气净化	选用低氮燃烧器，并采用“选择性催化还原脱硝（SCR）+双室低温五电场静电除尘+石灰石-石膏法脱硫+管束式除尘器”的烟气处理工艺，锅炉烟气经处理后达到烟气超低排放的要求，即在基准氧含量 6% 条件下，烟尘排放浓度≤5mg/m ³ 、二氧化硫排放浓度≤35mg/m ³ 、氮氧化物排放浓度≤50mg/m ³ 。新建烟囱，排烟温度约 50°C，设烟气在线监测系统。	已建成	和环评一致
	烟气净化配套设施	脱硝配套：利用二期现有尿素溶液制备系统，新建一套尿素溶液水解制氨系统，水解能力 150kg/h。尿素水解系统包括	已建成。尿素溶液制备系统仍利旧，尿素水解变更	有变化，由于现状尿素水解装置运行容易造成堵塞及腐蚀，因此

		用尿素储液罐、尿素水解反应器 2 台。 脱硫配套：设石灰石粉仓 1 座。	为尿素热解。尿素热解系统包括用尿素储液罐、烟气换热器、尿素热解反应器 1 台等。	本期变更为热解法。
	粉尘净化	输煤除尘系统的除尘器以每条皮带头部、尾部进行设置，煤仓间煤斗除尘系统以每个煤斗为单元进行设置，除尘设备采用扁布袋除尘器。除尘系统维持各转运点导料槽内及煤斗处于负压状态，并在各转运点导料槽的开口处设置水喷雾抑尘装置。在灰库、渣库、转运楼等顶部均设有布袋除尘器。	已建成	和环评一致
	污水处理	生活污水经处理后厂内回用。项目产生的生产废水经收集处理后回用，无法回用的部分包括化水站废水依托一期废水处理设施处理后纳管；反渗透浓水部分回用后接入反渗透浓水管道纳管排放。	已依托	和环评一致
	噪声	对噪声采用吸声、隔声、消声、减震、阻尼、合理布局等综合降噪措施。	已建成	和环评一致
固废	灰库	设 2 座灰库。每座飞灰库的有效容积约 500m ³ 。	已建成	和环评一致
	渣库	锅炉炉底设 1 台风冷式干排渣机和 2 台斗提机，炉底热渣经排渣机输送和斗提机提升后上渣仓。设 1 座渣仓，有效容积约 50m ³ 。渣仓底部各设 1 台干灰卸料机和 1 台调湿搅拌机。	已建成	和环评一致
	危废库	厂内建有废油库面积约 250m ² 、废实验室废物库 20m ² ，位于 1、2 号冷却塔中间；废脱硝催化剂库 200m ² ，位于煤场东面。	已依托。原废脱硝催化剂库已拆除；本期新建废脱硝催化剂库 1 座，位于四期及 3 号煤场西侧，面积约 127m ² 。	有变化，拆除并新建废脱硝催化剂库，其余和环评一致。

根据现场调查核实，浙能绍兴滨海热电厂四期扩建工程实际机组参数由高温高压机组提升为超高温高压机组。四期扩建工程原环评审批主要设备清单和实际对比详见表 4.1-2。

表 4.1-2 主要生产设备技术参数表

主要设备名称	环评批复		实际建设		数量	
	主要参数		数量	主要参数		
锅炉	锅炉类型	高温高压自然循环煤粉锅炉	1 台	锅炉类型	超高温超高压自然循环煤粉锅炉	1 台
	额定蒸发量 t/h	500		额定蒸发量 t/h	500	
	额定蒸汽压力 MPa	10.11		额定蒸汽压力 MPa	15.07	
	额定蒸汽出口温度 °C	540		额定蒸汽出口温度 °C	571	
	给水温度 °C	220		给水温度 °C	229	
	锅炉热效率 %	91		锅炉热效率 %	94	
	NOx 排放值 mg/m³	≤300		NOx 排放值 mg/m³	≤260	
	布置型式	半露天布置		布置型式	半露天布置	
汽轮机	额定功率 MW	53.4	1 台	额定功率 MW	57	1 台
	额定进汽压力 MPa	9.8		额定进汽压力 MPa	13.7	
	额定进汽温度 °C	535		额定进汽温度 °C	566	
	额定进汽量 t/h	475.5		额定进汽量 t/h	469.08	
	排汽压力 MPa	3.3		排汽压力 MPa	中压抽汽压力 3.3, 低压排汽压力 0.981	
	排汽温度 °C	394		排汽温度 °C	中压抽汽温度 310, 低压排汽温度 250	
	额定功率 MW	60		额定功率 MW	60	
发电机	额定转速 r/min	3000	1 台	额定转速 r/min	3000	1 台
	功率因素	0.8		功率因素	0.8	
	出线电压 kV	10.5		出线电压 kV	10.5	

本项目实施后，公司正常运行的燃煤机组规模为 9 炉 8 机（其中 1 台备用炉），即 $2 \times 1025\text{t/h}$ 亚临界自然循环煤粉锅炉+ $2 \times 300\text{MW}$ 抽凝汽轮机组、 $6 \times 500\text{t/h}$ 高温高压自然循环煤粉锅炉+ $6 \times 57\text{MW}$ 抽背汽轮机组，另有 1 台 500t/h 高温高压自然循环煤粉备用锅炉。

4.1.4 员工和生产时间

生产组织和定员：生产时间 6000h/a ，新增劳动定员 50 人。

4.1.5 工程投资

本项目预算总投资 95911 万元，其中设计环保投资约 14533 万元（详见环评补充说明报告），占总投资的 15.2%。项目实际概算总投资 95482.74 万元，其中环保投资概算约 13916 万元，占总投资的 14.6%。投资情况与环评相比变化不大，投资减少主要是工程采购价格降低的原因。

4.2 工艺流程

4.2.1 工艺流程

依托原有电厂一二期码头和#3 煤场，扩建输煤系统，煤炭从码头卸煤后输送至全封闭煤仓，从煤仓将煤炭由输煤皮带送入主厂房炉前煤仓磨煤，磨煤后送入锅炉风力播煤装置，由风力送入炉膛内燃烧。焚烧后燃煤释放出来的热能被水吸收，转化为蒸汽的热能，供应热用户。燃煤焚烧后留下来的渣通过冷渣器排出，焚烧后的烟气经过烟气净化系统处理后通过高烟囱达标排放。本次四期项目锅炉运行的工艺流程图详见图 4.2-1。

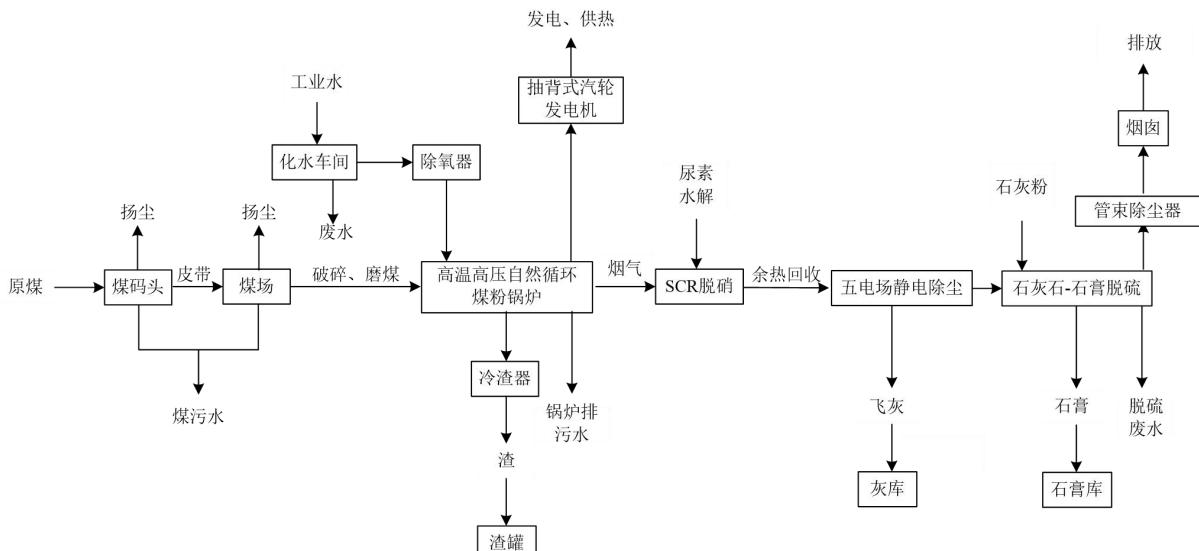


图 4.2-1 本项目工艺流程图

4.2.2 燃烧系统

经破碎、筛选粒度合格的燃煤，经输煤皮带送入煤仓磨煤机磨成煤粉，并经空气预热器来的一次风烘干煤粉，煤粉经喷燃器喷入炉膛内燃烧。送风机将冷风送到空气预热器加热，加热后的气体进入二次风箱，由喷燃器上的二次风喷口喷入炉膛，帮助炉膛燃烧（二次风）。

煤粉悬浮在炉膛内燃烧，燃烧中心的温度可高达 1500 度以上，燃烧产生的大量热量传给水冷壁里的水。燃烧形成的高温烟气沿着烟道，依次冲刷过热器、省煤器、空气预热器等受热面。不断将热量传递给蒸汽、水和空气，而自身温度逐渐降低，烟气到达烟道尾部时有 140 度左右。

锅炉排烟温度为 140°C，烟气通过脱硝、换热后温度降至 100°C 以下、再经静电除尘器、引风机、石灰石—石膏湿法工艺脱硫塔、管束式除尘器，烟气经烟囱排入大气，排放温度 50°C 左右。

在风烟系统中，设有一次风机、送风机、引风机各 1 台。

鼓风流程如下：

一次风流程：

风机消声器 → 一次风机 → 空气预热器 → 冷一次风 → 密封风
 ↓热一次风 ↓ 磨煤机 → 炉膛

二次风流程：风机消声器→送风机→空气预热器→二次风箱→送入炉膛。

烟气流程：炉膛→高温过热器→低温过热器→省煤器→SCR 脱硝→空气预热器→烟气换热器→五电场静电除尘器→引风机→石灰石—石膏湿法工艺脱硫塔→管束式除尘器→烟囱。

4.3 原辅料消耗

本项目燃料由浙江浙能富兴燃料有限公司提供，本工程煤质参数见表 4.3-1。本锅炉运行时间 6000h，耗煤量见表 4.3-2。

表 4.3-1 煤质参数

项目	单位	数值	
		设计煤种	校核煤种
收到基低位发热量	kJ/kg	21950	21460
全水分	%	17.7	13.7
空气干燥基水分	%	4.8	4.14
收到基灰分	%	11.93	16.25
收到基挥发份	%	33.69	37.99
收到基硫	%	0.61	0.82

表 4.3-2 项目耗煤情况

项目	用量		
	t/h	t/d	t/a
设计煤种（环评）	62.17	1243.43	373000
校核煤种（环评）	63.59	1271.71	381500
设计煤种（实际达产）	61.01	1220.2	366060
校核煤种（实际达产）	62.40	1248.0	374400

根据 9#锅炉 2025 年 6 月 12 日-2025 年 9 月 12 日调试时间统计，锅炉原辅料消耗情况见表 2.6-3。

表 2.6-3 调试期间 9#锅炉原辅料消耗情况

序号	名称	储存	试生产期间消耗量 t		折达产年消耗量 t		备注
			设计煤种	校核煤种	设计煤种	校核煤种	
1	30%盐酸	一期 2×30m ³ +1×12.5 m ³ +二期 2×32m ³ 储罐	18.8	18.8	75.2	75.2	
2	32%液碱	一期 2×30m ³ +1×12.5 m ³ +二期 2×32m ³	36.2	36.2	144.8	144.8	主要用于纯水制备，依托

		储罐					
3	石灰石粉（纯度90%以上）	粉仓	2500	2565	10000	10260	用于脱硫，新建
4	尿素	袋装	73	70	292	280	用于SCR脱硝，新建及依托
5	柴油纯度90%以上	2×400m ³ 储罐	28.8	28.8	115.2	115.2	用于点火，依托现有
6	10%次氯酸钠	2×25m ³ 储罐	62.9	62.9	251.6	251.6	用于水处理，依托
7	20%氨水	25kg 桶装	6.0	6.0	24	24	用于炉内加药，依托

4.4 本项目相较环评的变更措施

本项目于2023年6月28日正式开工建设，2025年6月12日完成调试工作并通过96小时满负荷试运行，对比环评批复内容，本项目核心生产能力未发生本质变化，建设过程中结合工程实际需求及技术优化要求，对部分设施及工艺进行了调整，并完成相应技术论证。论证结果显示：所有变更措施均能确保污染物排放满足环评及批复要求，不会导致排放浓度（排放量）增加或环境风险增大，未涉及《关于印发环评管理中部分行业建设项目重大变动清单的通知》(环办〔2015〕52号)中火电建设项目所列重大变动。建设项目变动情况见表4.4-1，火电建设项目重大变动清单对照表见表4.4-2。

表 4.4-1 项目变动情况预判汇总

调整处	环评情况	建设实际情况	环境影响分析
建设内容	高温高压机组	由高温高压机组提升为超高温超高压机组，锅炉规模及机组运行规模不变	可能会影响耗煤量，从而影响烟气量及污染物排放。
	机械通风冷却塔3台1200m ³ /h；循环水泵由3台1030m ³ /h	机械通风冷却塔由3台1200m ³ /h变更为两台1300m ³ /h；循环水泵由3台1030m ³ /h变更为3台650m ³ /h	规模变小，循环冷却水减少，噪声源减少，对水环境及声环境影响可忽略。

调整处	环评情况	建设实际情况	环境影响分析
	采用发电机变压器组接线方式升压至 220kV，以一回 220kV 电缆接入一期 220kV 配电装置。由于一期现有 220kV 配电装置采用户外 AIS 型式，且围栅内已经没有扩建场地，考虑一期 220kV 配电装置向扩建方向外扩 7.6m，占用东侧现有桥梁部分引桥，设置一个 GIS 设备间隔，用于本期主变进线。	新建 1 回 110kV 线路送出，本期燃煤供热发电机组采用发电机变压器组接线方式升压至 110kV，经 1 台 75MVA 三相变压器升压接至 110kV GIS 配电装置，通过新建的 1 回 110kV 线路 T 接至 110kV 马鞍—近江 1 回线	本项目未含辐射部分，报告后续不评价
	利用二期现有尿素溶液制备系统，新建一套尿素溶液水解制氨系统，水解能力 150kg/h。尿素水解系统包括用尿素储液罐、尿素水解反应器 2 台。	脱硝用氨气制备方式由尿素水解变更为尿素热解。尿素热解系统包括用尿素储液罐、烟气换热器、尿素热解反应器 1 台。	不影响脱硝效率及氨逃逸。
总量来源	区域调剂	发电部分从厂内调剂	不影响原环评总体评价结论。

表 4.4-2 火电建设项目重大变动清单对照表

污染影响类建设项目重大变动清单		项目变动后	是否属于重大变动
性质	①建设项目开发、使用功能发生变化的。	本次变动后项目开发、使用功能未变化。	不涉及
	②生产、处置或储存能力增加 30% 及以上的。	本次变动后生产、处置或储存能力未增加。	不属于
	③生产、处置或储存能力增大，导致废水第一类污染物排放量增加的。	企业废水排放量不增加，无第一类污染物。	不属于
规模	④位于环境质量不达标区的建设项目生产、处置或储存能力增大，导致相应污染物排放量增加的（细颗粒物不达标区，相应污染物为二氧化硫、氮氧化物、可吸入颗粒物、挥发性有机物；臭氧不达标区，相应污染物为氮氧化物、挥发性有机物；其他大气、水污染物因子不达标区，相应污染物为超标污染因子）；位于达标区的建设项目生产、处置或储存能力增大，导致污染物排放量增加 10% 及以上的。	企业位于环境质量达标区，变动后项目处置或储存能力未新增。机组参数由高温高压改为超高温高压、不会导致污染物排放量增加 10% 及以上的。	不属于
地点	⑤重新选址；在原厂址附近调整（包括总平面布置变化）导致环境防护距离范围变化且新增敏感点的。	企业生产地址未变更；厂区平面布置与原审批基本一致。	不涉及

生产工艺	⑥新增产品品种或生产工艺（含主要生产装置、设备及配套设施）、主要原辅材料、燃料变化，导致以下情形之一： (1) 新增排放污染物种类的（毒性、挥发性降低的除外）； (2) 位于环境质量不达标区的建设项目相应污染物排放量增加的； (3) 废水第一类污染物排放量增加的； (4) 其他污染物排放量增加 10% 及以上的。	本次变更未新增产品品种。机组参数由高温高压锅炉改为超高温、超高压锅炉，可减少耗煤量，从而可减少烟气量及污染物排放。不会导致污染物排放量增加。原辅材料、燃料无变化。	不属于
	⑦物料运输、装卸、贮存方式变化，导致大气污染物无组织排放量增加 10% 及以上的。	物料运输、装卸、贮存方式无变化。	不涉及
环境保护措施	⑧废气、废水污染防治措施变化，导致第⑥条中所列情形之一（废气无组织排放改为有组织排放、污染防治措施强化或改进的除外）或大气污染物无组织排放量增加 10% 及以上的。	本项目废气、废水污染防治措施无变化。	不涉及
	⑨新增废水直接排放口；废水由间接排放改为直接排放；废水直接排放口位置变化，导致不利环境影响加重的。	不涉及。	不涉及
	⑩新增废气主要排放口（废气无组织排放改为有组织排放的除外）；主要排放口排气筒高度降低 10% 及以上的。	不涉及。	不涉及
	⑪噪声、土壤或地下水污染防治措施变化，导致不利环境影响加重的。	不涉及。	不涉及
	⑫固体废物利用处置方式由委托外单位利用处置改为自行利用处置的（自行利用处置设施单独开展环境影响评价的除外）；固体废物自行处置方式变化，导致不利环境影响加重的。	不涉及	不涉及
	⑬事故废水暂存能力或拦截设施变化，导致环境风险防范能力弱化或降低的。	不涉及	不涉及

4.5 项目水平衡情况

本项目用水完全依托厂区原有供水系统，未新增取水水源及取水量，建设过程中未对全厂用水结构、废水处理及回用路径进行调整。

项目用水主要包括生产用水（循环冷却水、化学制水等）和生活用水，各类废水均按环评要求实现分质处理与高效回用：锅炉排污污水经降温池处理后回用至循环冷却水系统；循环冷却水排污污水多余部分接入净水系统重新利用；化水站超滤排水回用至净水系统，反渗透浓水部分回

用脱硫系统后达标纳管，酸碱再生废水经一期中和设施处理后纳管；脱硫废水经一体化装置处理后送入蒸干塔系统蒸干，不外排；生活污水经原有污水处理站处理后回用于厂区绿化、道路冲洗等。

本项目达产实际水平衡情况见图3.4-5。

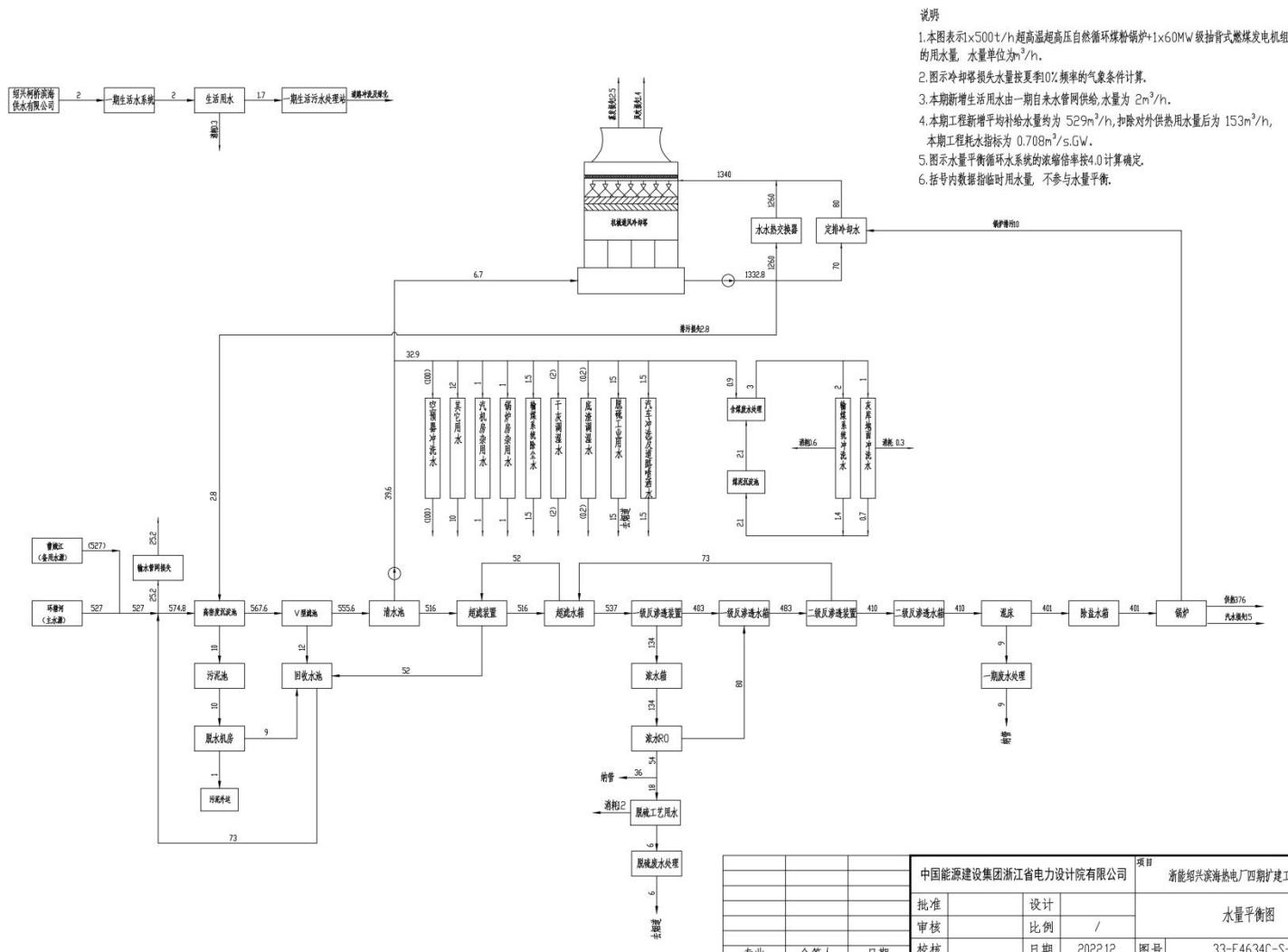


图 3.4.5 四期扩建工程达产实际水平衡图（单位：t/h）

五、污染源及治理设施

5.1 废水

本项目废水主要有锅炉排污水、脱硫废水、化水站废水、冷却塔排污水、各类冲洗、含油废水和生活污水。

5.1.1 生产废水处理

本项目废水产生主要有以下 6 类：

(1) 锅炉排污水

为了控制锅炉锅水的水质符合规定的标准，使炉水中杂质保持在一定限度以内，需要从锅炉中不断地排除含盐、碱量较大的炉水和沉积的水渣、污泥、松散状的沉淀物，这个过程就是锅炉排污，通常以锅炉排污水的形式外排。项目锅炉排污进入冷却塔系统作为补水。

(2) 脱硫污水

石灰石-石膏湿法烟气脱硫系统中的浆液在不断循环的过程中，会富集重金属元素和 Cl⁻等，影响石膏的品质，因此，烟气脱硫系统要排放一定量的脱硫废水。本项目脱硫废水处理采用如下工艺处理后采用旁路烟气干燥塔干化工艺进行干燥。

排浆泵将石膏浆液从吸收塔氧化槽中排出，经水力旋流器浓缩成含固量 40-60%的浓浆，送到真空皮带脱水机脱水，脱水后副产品(含水率小于 10%)石膏储存于石膏库。旋流器溢流浆液送到石膏稀浆液箱，然后部分送到稀浆液箱，其余部分送到脱硫废水旋流箱，最终送脱硫废水处理系统。

本项目脱硫废水经处理后采用旁路烟气干燥塔干化工艺进行干燥。具体脱硫废水处理工艺见图 5.1-1，旁路烟气干燥塔干化工艺见图 5.1-2。

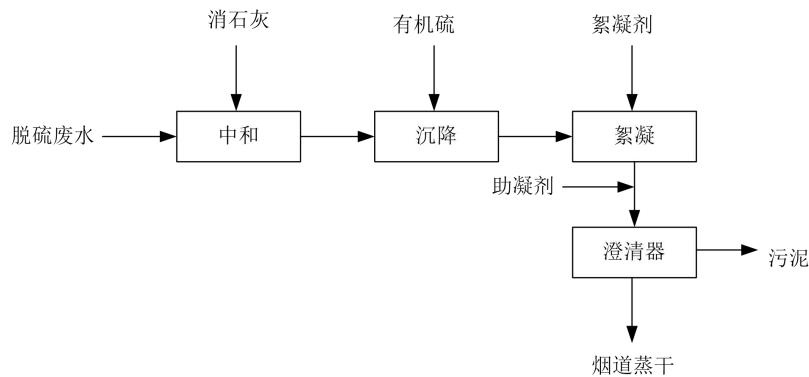


图 5.1-1 脱硫废水处理工艺

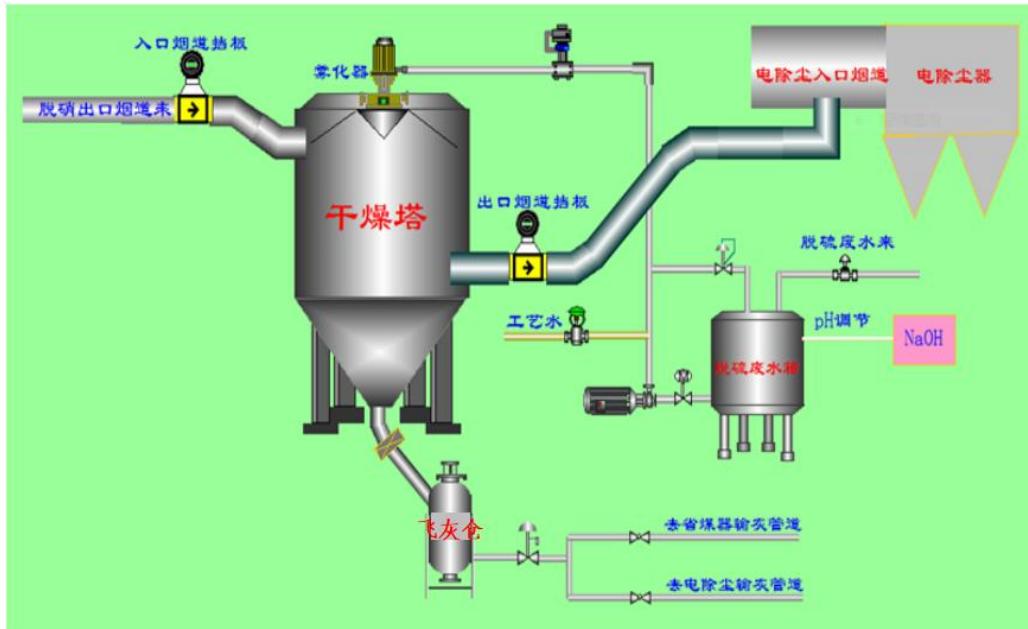


图 5.1-2 旁路烟气干燥塔干化工艺图

(3) 化水站废水

化水站废水分 3 类，包括反渗透浓水、超滤排水和酸碱再生废水。其中，反渗透浓水部分回用脱硫系统其余经另一管路（原反渗透浓水管道）纳管排放；超滤排水回用至净水系统重新进入全厂用水；酸碱再生废水依托一期原有的废水处理系统经中和后从总排口纳管排放。

(4) 冷却塔排污

冷却塔排污回至回用水池，部分回用后重新进入高密池。

(6) 含油废水

含油废水经隔油后回至回用水池。

5.1.2 生活污水处置

本项目生活污水处置依托厂区原有生活污水处理系统，不新增新建处理设施，仅在原有系统能力范围内接纳四期新增人员产生的生活污水，全厂生活污水产生总量未突破环评预测规模。生活污水采用生化处理，生活污水处理设备为全封闭地埋式结构，其内部有污泥处理系统，污泥定期委托浙江浙能滨海环保能源有限公司污泥焚烧处置。生活污水经处理后达到相关标准要求后回用于厂区绿化，不外排。

(5) 各类冲洗废水

各类冲洗水使用后经煤水系统收集沉淀回至煤水系统循环使用。

5.2 废气

根据现场调查，本项目对已建设部分各类废气的特点制定了相应的防范、收集及处理措施，基本符合环评要求，具体如下。

5.2.1 锅炉焚烧废气

锅炉烟气主要污染因子为 SO₂、NO_x、烟尘、汞。烟尘主要由污泥及煤炭燃烧产生，煤炭中通常含有硫，硫燃烧后生成的二氧化硫，燃料中的氮，在有氧状态下燃烧生成氮氧化物。高温燃烧时空气中氮在高温下氧化产生氮氧化物，汞来源于煤炭的燃烧。

(1) 脱硝工艺

根据《火电厂污染防治技术政策》，本工程采用低氮燃烧装置，煤粉炉初始 NO_x 产生浓度低于 300mg/m³，目前大容量机组烟气脱硝工程中，要达到较高的脱硝效率，选择性催化还原法（即 SCR 技术）占绝大多数，故本工程安装 SCR 脱硝设施、脱除效率不低于 85%，从而可以使烟囱 NO_x 排放浓度低于 50mg/m³，达到超低排放的要求。

(2) 脱硫工艺

根据《火电厂污染防治技术政策》，本工程锅炉炉后拟采用石灰石/石膏脱硫工艺，适应 SO₂ 入口浓度低于 12000mg/m³ 的燃煤烟气，石灰石/石膏湿法脱硫系统设计脱硫效率为≥98.5%。

(3) 除尘工艺

参考《火电厂污染防治技术政策》、《燃煤电厂超低排放烟气治理工程技术规范》等规范，本工程采用余热利用高效电除尘器与管束式电除尘技术结合形成的除尘技术，设计五电场静电除尘器除尘效率≥99.85%，同时脱硫吸收塔还具有一定的除尘能力；管束式除尘器设置在脱硫塔尾部，设计除尘效率≥70%，出口烟尘浓度<5mg/m³，达到超低排放的要求。综合除尘效率不低于 99.96%。

(4) 重金属污染物控制

本工程设置了 SCR 脱硝+低低温静电除尘器+石灰石/石膏脱硫系统（WFGD 系统）+管束式除尘，参照《污染源强核算技术指南 火电》B.4 污染防治措施脱汞率中的有关内容，平均脱汞率可达 70%，本项目汞及其化合物的排放浓度可控制在 0.03 mg/m³ 以内。

5.2.2 其他大气污染物

本项目除锅炉燃煤废气外，其它废气主要为有组织、无组织排放的粉尘和氨。

(1) 有组织粉尘排放源主要有渣库，顶部配置了布袋除尘器。

(2) 无组织粉尘排放不新增，电厂也在进行贮煤系统改造，改造完成后全厂无组织粉尘量将大大减少。

(3) 有组织氨排放源主要来自脱硝系统未反应的氨气，本项目采用 SCR 脱硝工艺，最大程度减少氨逃逸量，同时锅炉空预器出口处设置 1 套

氮氧化物分析仪和1套氨逃逸监测分析仪，用于监控出口NO_x浓度和氨逃逸浓度，从而合理调整NH₃/NO_x摩尔比，最大程度减少氨逃逸量。

5.3 噪声

本项目噪声控制遵循“源头减量、合理布局、分类治理”原则，优先从设备选型阶段选用低噪声机型（如超高温超高压锅炉配套低噪声燃烧器、57MW抽背式汽轮机选用低噪声轴承组件），结合厂区总平面布局优化（高噪声设备集中布置于厂区南侧扩建区域，远离西侧迎阳公寓及规划商住区等敏感点），在此基础上针对不同声源特性采取针对性降噪措施，确保厂界噪声满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3类标准（昼间≤65dB(A)、夜间≤55dB(A)）要求，具体措施如下：

1、主厂房及核心发电设备降噪

主厂房内高噪声设备主要包括汽轮发电机组、一次风机、二次风机、锅炉引风机等，针对此类设备采取“隔声+消声+减振”组合措施：

①汽轮发电机组：汽轮机配置定制化隔声罩（隔声量≥25dB(A)），底座设置弹簧减振器（减振效率≥90%），整体布置于钢筋混凝土结构的独立汽机间内；汽机间全部门窗采用双层中空隔声玻璃（隔声量≥30dB(A)），屋顶采用负压排风设计并加装阻抗复合式进排风消声器（消声量≥30dB(A)），避免气流噪声外逸。

②一次风机、二次风机：风机进、出风口均装设抗性消声器（消声量≥30dB(A)），风机壳体采用阻尼隔声包裹，连接风管设置可曲挠橡胶软接头（减少振动传递）；风机所在机房采用隔声墙体（内置吸声棉）及隔声门窗，进一步阻断噪声传播。

③锅炉引风机、送风机：引风机外罩设可拆卸式隔声罩（隔声量≥

25dB(A))，进风口加装片式消声器（消声量 ≥ 28 dB(A)）；送风机采用轻质隔音板搭建独立封闭小间，内壁敷设离心玻璃棉吸声材料（吸声系数 ≥ 0.8 ），确保机房外噪声衰减至60dB(A)以下。

④锅炉冲管（试车）：锅炉调试冲管期间，排汽口临时安装小孔喷注式消声器（消声量 ≥ 30 dB(A)），排汽方向避开厂界及敏感点，并提前向周边企业及居民公示冲管时间，避免噪声扰民。

2、循环冷却系统降噪

本项目循环冷却系统采用2台1300m³/h机械通风冷却塔（1用1备）及3台650m³/h循环水泵，主要噪声源为冷却塔淋水噪声、风机空气动力性噪声及水泵机械噪声，针对性措施如下：

① 冷却塔噪声控制：冷却塔顶部排风口安装折板式消声器（消声量 ≥ 22 dB(A)），消声器侧面预留设备检修门（关闭状态隔声量 ≥ 20 dB(A)）；在冷却塔填料层下方受水面上方，铺设透水型锥形消能垫（厚度100mm），通过分散水流冲击力降低淋水噪声（衰减量 ≥ 8 dB(A)）；冷却塔电机底座设置橡胶减振垫，风机叶片采用翼型设计（减少气流湍流噪声）。

② 循环水泵噪声控制：循环水泵外罩安装通风散热型隔声罩（隔声量 ≥ 15 dB(A)），罩体采用穿孔板+吸声棉复合结构（兼顾降噪与散热）；水泵进出口管道设置弹性支吊架，避免振动通过管道传递至地面形成固体声。

3、其他关键声源设备降噪

除核心设备外，项目其他高噪声设备（如氧化风机、脱硫塔循环泵、尿素热解系统设备等）均采取专项降噪措施：

① 氧化风机：风机本体设置隔声罩（隔声量 ≥ 20 dB(A)），进风口加装圆筒形消声器（消声量 ≥ 25 dB(A)），基础采用减振台座（减少振动传递

至厂房结构）。

② 脱硫塔循环泵：泵体采用隔声罩包裹（内置吸声材料，隔声量 $\geq 18\text{dB(A)}$ ），进出口管道设置柔性接头，泵房内壁敷设吸声板（吸声量 $\geq 10\text{dB(A)}$ ）。

③ 尿素热解系统设备：尿素热解反应器、烟气换热器等设备基础设置减振垫，连接管道采用波纹管补偿器；热解系统所在区域采用轻质隔声板围蔽，降低设备运行噪声对外传播。

④ 输煤系统设备：输煤皮带机头部、尾部转运点设置密闭隔声罩（隔声量 $\geq 15\text{dB(A)}$ ），皮带滚筒采用低噪声轴承，减少运行摩擦噪声；煤仓间给煤机设置减振基础，避免振动噪声传递至主厂房。

5.4 固废

本项目固废按照“分类收集、分质处置、资源化优先”原则管理，涵盖燃煤灰渣、脱硫石膏、各类污泥及危险废物等，具体收集、储存及处置措施结合四期工程实际建设情况如下：

(1) 除灰、输灰系统

四期锅炉配套“双室低低温五电场静电除尘器”（除尘效率 $\geq 99.94\%$ ），在除尘器灰斗下方设置仓泵，采用压缩空气气力输送方式，将收集的粉煤灰输送至新建全封闭灰库暂存，避免无组织扬尘。本工程新建 2 座混凝土结构全封闭灰库，每座有效容积约 500m^3 ，总有效容积 1000m^3 ，可满足四期锅炉满负荷运行 2-3 天的飞灰储存需求（按设计煤种飞灰产生量测算）。粉煤灰为一般工业固废，企业已与浙江天地环保科技股份有限公司绍兴滨海分公司签订综合利用协议，经灰库底部干灰卸料机装车后外运，用于建材生产（如制砖、混凝土掺合料），实现资源化利用。

(2) 除渣、输渣系统

新建锅炉炉底采用“风冷式干排渣机+2台斗提机”组合除渣系统：炉底热渣（温度约800℃）经风冷式干排渣机冷却至150℃以下，再由斗提机提升至新建全封闭渣库暂存。本工程新建1座钢构全封闭渣库，有效容积约50m³，可储存炉渣约40t，满足本期锅炉1-2天的渣量储存需求。炉渣为一般工业固废，依托企业与浙江天地环保科技股份有限公司绍兴滨海分公司的购销协议，通过渣仓底部调湿搅拌机将炉渣含水率调节至20%以下后，用密闭罐车外运，用于路基填充或建材加工，无外排。

(3) 石膏（脱硫副产物）

四期锅炉脱硫系统采用“石灰石-石膏湿法脱硫”工艺，吸收塔氧化槽内生成的石膏浆液，由石膏排出泵输送至水力旋流器，浓缩至含固量40%-60%的浓浆后，送入真空皮带脱水机脱水（脱水后石膏含水率≤10%）。本期不新建石膏库，脱硫石膏依托厂区原有全封闭石膏库（有效容积约1600m³，可满足二期、三期、8#锅炉及本期9#锅炉联合储存需求）暂存。脱硫石膏主要成分为CaSO₄·2H₂O（纯度≥90%），属于一般工业固废，通过浙江天地环保科技股份有限公司绍兴滨海分公司综合利用，用于水泥缓凝剂或石膏板生产，无堆存。

(4) 脱硫废水处理系统污泥及脱硫飞灰

① 脱硫废水处理系统污泥：脱硫废水经“生态净水剂一体化装置”（中和+絮凝+沉淀）预处理后，送入蒸干塔系统蒸干，过程中产生的污泥主要成分为重金属氢氧化物及盐类。根据企业原有脱硫废水处理污泥鉴别结果本项目脱硫废水处理污泥不具有危险属性属于一般固废，定期由浙江浙能滨海环保能源有限公司污泥焚烧处置，本期脱硫废水处理污泥也在开展鉴别检测。② 脱硫飞灰：脱硫废水预处理后经旁路烟道干燥产生的干燥灰，因可能富集重金属，根据企业三期工程时开展的脱硫飞灰危险

属性鉴别，该类飞灰不具有危险属性，属于一般固废，本期工程产生脱硫废水飞灰，与原有项目原料与工艺相同，也能排除其具有危险属性，本期工程脱硫废水处理飞灰也在鉴别检测过程中。

(5) 净水站污泥

净水站污泥来源于循环冷却水系统水质净化过程，主要成分为悬浮物及少量药剂残渣，属于一般工业固废。污泥经板框压滤机脱水（含水率≤60%）后，暂存于厂区原有一般固废仓库（有效容积约 1600m³，可满足多期工程联合储存），定期外运至浙江浙能滨海环保能源有限公司污泥焚烧项目焚烧处置，无二次污染。

(6) 废布袋

废布袋主要来源于输煤系统扁布袋除尘器、灰库 / 渣库顶布袋除尘器的滤袋更换，属于一般工业固废（主要成分为聚酯纤维，无有毒有害物质）。废布袋收集后暂存于原有一般固废仓库，企业已与浙江清爽环保科技有限公司签订处置协议，定期由该公司上门清运，用于焚烧发电或无害化填埋，确保处置合规。

(7) 废脱硝催化剂

脱硝系统采用“SCR 选择性催化还原”工艺，催化剂（蜂窝式，初装 2 层、预留 1 层）设计寿命约 24000 小时（约 3 年），目前四期机组尚未达到催化剂更换周期，暂未产生废催化剂。废脱硝催化剂属于危险废物（代码 HW50，废物类别“烟气脱硝催化剂”），企业已新建 1 座 127m² 专用危废库（位于四期及 3 号煤场西侧），库体满足《危险废物贮存污染控制标准》（GB18597-2023）要求（防渗漏、防雨淋、标识规范）；待催化剂需更换时，将暂存于该危废库，并委托浙江浙能催化剂技术有限公司（有危废处置资质）进行再生或安全处置，处置协议已备案（附件 8）。

(8) 废机油

机组设备（如汽轮机、风机轴承）运维过程中产生少量废机油，属于危险废物（代码 HW08，废物类别“废矿物油”）。废机油收集于带盖密闭油桶，暂存于厂区原有 250m² 废油库（位于 1、2 号冷却塔中间，符合危废贮存要求），企业已与浙江海宇润滑油有限公司签订处置协议，定期由该公司清运处置，转运过程严格执行《危险废物转移联单管理办法》，杜绝泄漏污染。

(9) 废铅蓄电池

项目设备（如应急电源、仪表）更换产生的废铅蓄电池，属于危险废物（代码 HW31，废物类别“含铅废物”，具体代码 HW31-900-052-31）。废铅蓄电池单独收集于防渗漏专用容器，暂存于原有危废仓库（与废机油库共用，分区存放），企业已与衢州市秋实环保科技有限公司（有铅蓄电池处置资质）签订处置协议，按 5-6 年更换周期定期清运，确保全程合规管控。

5.5 环保设施建设及措施落实情况

本项目主要环保设施建设及措施落实情况与环评要求对照见表 5.5-1。

表 5.5-1 本项目环评要求环保设施落实情况对比

分类	措施名称	环评要求的污染防治措施	实际落实情况
废气	锅炉烟气	<p>①严格控制煤质参数，尤其是硫份、灰份等煤质要求。</p> <p>②项目新增 1 台 500t/h 高温高压自然循环煤粉锅炉，采用低氮燃烧器，SCR 脱硝+五电场静电除尘器+石灰石/石膏湿法脱硫+管束式除尘器，控制二氧化硫出口浓度在 35mg/m³ 以下；控制烟尘出口浓度在 5mg/m³ 以下；保证 NOx 出口浓度在 50mg/m³ 以下；氨逃逸浓度控制在 2.5mg/m³ 以下；汞及其化合物排放浓度控制在 0.03mg/m³。</p> <p>③采用 SCR 脱硝工艺最大程度减少氨逃逸量，同时锅炉空预器出口处设置 1 套氮氧化物分析仪和 1 套氨逃逸监测分析仪，用于监控出口 NOx 浓度和氨逃逸浓度，从而合理调整 NH₃/NOx 摩尔比，最大程度减少氨逃逸量。</p> <p>④设烟气在线监测系统，烟气排放新建 180m 单筒内径 3.3m 的烟囱。</p>	<p>已落实。</p> <p>①企业煤炭通过集团集中采购，煤场通过煤质配伍控制入炉煤的热值、硫份、灰份等煤质参数。</p> <p>②项目新增 1 台 500t/h 自然循环煤粉锅炉，采用低氮燃烧器，SCR 脱硝+低低温五电场静电除尘器+石灰石/石膏湿法脱硫+管束式除尘器，烟气中二氧化硫颗粒物、氮氧化物、逃逸氨、汞及其化合物均能控制达标排放。</p> <p>③采用 SCR 脱硝工艺最大程度减少氨逃逸量，同时锅炉空预器出口处设置 1 套氮氧化物分析仪和 1 套氨逃逸监测分析仪，脱硫塔出口设置了一套颗粒物和二氧化硫、氮氧化物监测仪。</p> <p>④在烟囱约 69m 平台设烟气在线监测系统，烟气排放新建 180m 单筒内径 3.3m 的烟囱。</p>
	无组织废气治理	新建全封闭煤场、渣库、灰库，库顶设布袋除尘器；煤转运、破碎等中转过程均设除尘设施。	新建全封闭煤场（#3 煤场同步四期另行建设）、渣库、灰库，库顶设布袋除尘器；煤转运、破碎等中转过程均设除尘设施。
废水	锅炉排污水	锅炉排污水去锅炉降温池后回用作为冷却水系统补水。	回用至循环冷却水系统，作为循环冷却水系统补水，与环评一致。
	循环冷却系统排污水	收集场内回用后多余至净水系统重新进入全厂用水。	收集厂内回用至高密度沉淀池，与环评基本一致。
	化水站化学废水	化水站废水分 3 类，包括反渗透浓水、超滤排水和酸碱再生废水。其中，反渗透浓水回用部分后经原反渗透管路直接达标纳管；超滤排水回用至净水系统重新进入全厂用水；酸碱再生废水依托一期原有的废水处理系统经中和后达标纳管排放。	超滤废水收集厂内回用；RO 浓水部分回用至脱硫系统，部分纳管；酸碱再生排水经一期中和池处理后纳管排放。化水站废水处理措施与环评一致。
	烟气净化系统废水	脱硫废水处理后通过旁路烟气干燥装置蒸干。	脱硫废水经过采用生态净水剂工艺的一体化装置处理后送至脱硫废水蒸干塔系统蒸干，不外排。脱硫废水处理措施与环评一致。
	生活污水	采用 A2/O 生物氧化地理式处理系统处理后回用。	生活污水依托原有生活污水处理系统处理后回用于厂区绿化，不外排，与环评一致。
噪声	选型和安装	<p>①选择低噪声设备。</p> <p>②一次风机、送风机进、出风口装设消声器，风管采取降噪减振措施。</p> <p>③锅炉引风机设隔声罩及消声器。</p>	本项目从设备选型阶段进行降噪考虑，选择低噪声设备以利隔音、降噪；汽轮发电机组及励磁机及一些风机、电机等设备配套提供隔声罩、隔声帘

分类	措施名称	环评要求的污染防治措施	实际落实情况
		④锅炉试车（冲管）期间，排汽口临时安装消声量大于 30dB 消声器。 ⑤除尘器配套风机、氧化风机安装隔声罩，进、出风口分别安装消声器，风管采取隔声降噪措施。 ⑥脱硫塔循环泵设隔声罩，进、出风口分别安装消声器，风管采取隔声降噪措施。	等；锅炉排汽阀配备高效排汽消声器；受噪声影响较大的部分车间工作场所，采用吸声材料建筑并设置隔声工作间、隔音走廊和值班室，各通向集控室的孔、洞均有隔音设施等；尽量将高噪声设备集中、低位布置；厂界处、主厂房周围、生产办公区集中植树绿化，并种植一些有较好降噪功能的树种。
固废	灰渣、石膏	①新建全封闭渣库、灰库。 ②灰渣、石膏、废布袋等一般固废委托综合利用或委托处置。	①新建全封闭渣库、灰库。 ②灰渣、石膏、废布袋等一般固废委托浙江天地环保科技股份有限公司处置。
	危险废物	脱硝废催化剂、废矿物油、废铅蓄电池等在厂内危废仓库暂存，并由有资质单位安全处置。	脱硝废催化剂委托浙江浙能催化剂技术有限公司；废矿物油等在厂内危废仓库暂存，委托浙江海宇润滑油有限公司处置。废铅蓄电池等委托衢州市秋实环保科技有限公司处置。
	其他	脱硫废水处理系统污泥、脱硫飞灰按照鉴定结果进行规范处置	脱硫废水处理系统污泥、脱硫飞灰按照原有鉴别结果处置，为核实两类固废的危险属性，本期也委托浙江省生态环境监测中心开展鉴别检测工作。
环境风险		①烟气排放口须安装在线监测仪，同步监测 SO ₂ 、烟尘、氮氧化物排放浓度，一旦发现污染物排放浓度超标，可及时发现并采取相应补救措施。 ②为建立健全环境污染事故应急机制，提高企业应对环境污染事故能力，企业应更新突发环境事件应急预案，并在当地环保部门备案。	①烟气排放口须安装在线监测仪，同步监测烟气参数及 SO ₂ 、烟尘、氮氧化物排放浓度，一旦发现污染物排放浓度超标，可及时发现并采取相应补救措施。 ②企业建立了较健全的环境污染事故应急机制，提高企业应对环境污染事故能力，企业突发环境事件应急预案已更新发布。

六、环评主要结论污染治理措施及环评批复主要内容

6.1 环评主要结论

6.1.1 项目建设概况

为满足越城区印染企业搬迁后用汽需求，浙江浙能绍兴滨海热电有限责任公司计划开展四期扩建工程，考虑一炉一机，新建 $1\times500\text{t/h}$ 高温高压参数煤粉锅炉+ $1\times57\text{MW}$ 抽背式发电机组，并配套相应公用工程、环保工程、辅助工程。

6.1.2 环境现状结论

(1) 环境空气质量现状评价结论

根据现状监测与评价结果，项目位于达标区。特征污染因子氨小时浓度、汞日均值可以达到相关标准限值。

(2) 地表水环境质量现状评价

项目附近河道水质及曹娥江各项指标均能够达到《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)相应水质标准限值要求。

(3) 地下水环境质量现状评价

由监测结果可知，本次评价所设监测点位地下水环境质量现状以《地下水质量标准》(GB/T14848-93) IV 类水质为主，氯离子超标主要是海水贯通影响。阴阳离子监测结果表明，各监测点阴阳离子摩尔浓度偏差均小于5%，符合地下水八大离子占离子总量95%以上的规律。

(4) 声环境质量现状

从监测结果可知，企业各厂界昼夜噪声可达到《声环境质量标准》(GB3096-2008) 中的3类区标准。

(5) 土壤环境质量现状

从监测结果可知，项目拟建地内外土壤各项基本项目监测因子均低于

GB36600-2018 中第二类用地土壤污染风险筛选值，土壤污染风险一般情况下可以忽略。

6.1.3 环境影响预测与评价结论

(1) 环境空气

本项目所在区域为环境空气质量达标区。

根据预测结果可知，新增污染源正常排放下，SO₂、NO₂、TSP、Hg、PM₁₀、PM_{2.5}、NH₃等对区域小时、日均浓度贡献最大值均能够满足相应环境质量标准限值，短时浓度贡献值的最大浓度占标率≤100%；新增污染源正常排放下 SO₂、NO₂、TSP、Hg、PM₁₀、PM_{2.5}等年均浓度贡献值的最大浓度占标率≤30%（二类区）。本项目污染物叠加现状浓度、区域削减污染源以及在建、拟建项目的环境影响后，SO₂、NO₂、TSP、Hg、PM₁₀、PM_{2.5}、NH₃在叠加本底值后均能满足相应环境质量标准限值。因此，本次评价认为本项目大气环境影响可以接受。

本项目非正常工况下，最大落地点及敏感点占标率较正常工况下均有一定幅度的提高，SO₂、NO₂、PM₁₀、NH₃对各敏感点的最大小时贡献浓度仍可达标。在日常生产过程中，企业必须加强废气处理系统的运行维护和管理，保证其正常运行，尽量避免非正常工况的发生，一旦非正常工况出现，企业须及时应对处理。

本项目实施后全厂无需设置大气环境防护距离。

(2) 水环境

地表水

项目废水厂内处理后部分回用、部分纳管排放，不会对绍兴污水处理厂产生影响。项目取水不会对取水口附近及下游用水造成大的影响。

地下水

项目只要切实落实好建设项目的事故风险防范措施，同时做好厂内的地面硬化防渗，特别是对公司各生产单元、固废堆场和生产装置区的地面防渗工作，对地下水环境影响较小。

（3）声环境

由预测结果可知，本项目运行时，企业各厂界昼夜噪声贡献值均符合《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）中的3类标准要求。本工程热电厂冲管噪声对周边居民产生一定的影响。本报告要求企业加强管理，对于工艺限制、不得不发生的冲管情况，应报当地环保管理部门的批准，同时冲管时需设置消声器，满足相应标准限值控制要求。此外，热电厂在排气放空前，在地方环保管理部门备案后，还要在媒体上发布告示。

（4）固废处置环境影响分析结论

本项目运行过程中产生的固体废弃物主要为燃煤产生的飞灰、灰渣、石膏、石子煤、脱硫废水处理系统污泥、废脱硝催化剂、废机油等。其中废脱硝催化剂、废机油等为危险固废。其中，一般固废飞灰、灰渣、石膏均委托天达环保滨海分公综合利用。石子煤回至煤场。脱硫废水处理系统污泥和脱硫飞灰需进行危废鉴定，若鉴定为一般固废则按照一般固废处置，若鉴定为危险固废，则应按照危废的要求进行暂存和处置。

根据国家危险废物名录，废脱硝催化剂、废机油等均为危险废物。危险废物产生环节应采用封闭接收设施，分类收集。对于废机油这类液体危废应用密封桶收集，放料过程应设置密闭放料间，结束后及时加盖密封，废脱硝催化剂等固体危废用防渗编织袋收集并密封。加强管理，避免厂内运输至危废贮存场所时危废泄露情况发生。则在此基础上，固废产生、收集过程对周围环境影响不大。

（5）土壤环境影响分析

本项目实施后，废水经收集处理后部分纳管部分回用。项目排放的废气均能满足相应的标准限值要求。厂区设置符合要求的一般工业固废暂存库及危废暂存库，固废均得到妥善处置，不随意堆放。对管道、设备、污水储存及处理构筑物采取相应措施进行源头控制，根据分区防渗原则对重点污染防治区、一般污染防治区和非污染防治区采取分区防渗，对土壤的影响不大。

（6）生态影响分析

本项目施工期对生态环境不大。运营期对生态流量影响不大，煤尘掉入水中对鱼类资源和底栖生物可能会有一定影响，对其他水生生物的影响可接受，因此，有条件时建议加强生态监测，采取一定的生态补偿措施减少对鱼类资源和底栖生物的影响。

6.1.4 审批原则符合性分析

- (1) 本项目的建设满足绍兴市“三线一单”生态环境分区管控方案；
- (2) 本建设项目排放污染物符合国家、省规定的污染物排放标准。本项目建成后，SO₂、氮氧化物、COD、氨氮等总量指标可通过区域削减平衡。符合总量控制要求；
- (3) 本建设项目造成的环境影响符合所在地环境功能区划确定的环境质量要求；
- (4) 项目建设符合《关于以改善环境质量为核心加强环境影响评价管理的通知》（环环评[2016]150号）中“三线一单”要求；
- (5) 项目建设符合土地利用总体规划、开发区规划、国家和省产业政策等要求；
- (6) 项目建设符合规划环评、环境事故风险水平可接受，并符合公众参与要求；

- (7) 项目建设符合《浙江省建设项目环境保护管理办法》第三条要求;
- (8) 项目清洁生产水平达到国际清洁生产领先水平;
- (9) 本项目建设与《浙江省热电联产行业环境准入指导意见（试行）》相关内容相符合;
- (10) 本项目建设与《浙江省热电联产行业环境准入指导意见（试行）》相关内容相符合;
- (11) 项目符合《绍兴市大气环境质量限期达标规划》相应的要求;
- (12) 本项目建设符合《火电建设项目环境影响评价文件审批原则（试行）》文件内容。

6.1.5 环评总结论

浙江浙能绍兴滨海热电有限责任公司在原有厂区及西南侧新征用地实施浙能绍兴滨海热电厂四期扩建工程项目，该项目积极响应国家的能源政策，选用高压较大容量的自然循环煤粉锅炉及节能降耗的抽背机组，提高热电厂供热的稳定性、经济性。

该项目符合国家产业政策，符合当地的土地利用规划、总体规划以及其它发展规划，符合绍兴市“三线一单”相关管控要求；该项目工艺设备先进、具有较高的清洁生产水平；采取相应措施后，排放的污染物可以做到达标排放，污染物排放总量可以平衡，且实现区域煤炭总量替代，建成后对周围环境的影响在可承受范围之内，能维持当地环境质量等级。建设单位已按规范进行了公众参与。因此本环评认为，在切实落实环评报告提出的各项污染防治措施、严格执行环保“三同时”制度的基础上，该项目在拟选厂址实施在环境保护方面可行。

6.2 项目污染防治措施汇总

营运期污染防治措施见表 6-2。

表 6-2 营运期污染防治措施汇总

分类	措施名称	本工程污染防治措施
废气	锅炉烟气	<p>①严格控制煤质参数，尤其是硫份、灰份等煤质要求。</p> <p>②项目新增 1 台 500t/h 高温高压自然循环煤粉锅炉，采用低氮燃烧器，SCR 脱硝+五电场静电除尘器+石灰石/石膏湿法脱硫+管束式除尘器，控制二氧化硫出口浓度在 35mg/m³ 以下；控制烟尘出口浓度在 5mg/m³ 以下；保证 NOx 出口浓度在 50mg/m³ 以下；氨逃逸浓度控制在 2.5mg/m³ 以下；汞及其化合物排放浓度控制在 0.03mg/m³。</p> <p>③采用 SCR 脱硝工艺最大程度减少氨逃逸量，同时锅炉空预器出口处设置 1 套氮氧化物分析仪和 1 套氨逃逸监测分析仪，用于监控出口 NOx 浓度和氨逃逸浓度，从而合理调整 NH₃/NOx 摩尔比，最大程度减少氨逃逸量。</p> <p>④设烟气在线监测系统，烟气排放新建 180m 单筒内径 3.3m 的烟囱。</p>
	无组织废气治理	新建全封闭煤场、渣库、灰库，库顶设布袋除尘器；煤转运、破碎等中转过程均设除尘设施。
废水	锅炉排污水	锅炉排污水去锅炉降温池后回用作为冷却水系统补水。
	冷却水排污水	回用后多余至净水系统重新进入全厂用水。
	化水站废水	化水站废水分 3 类，包括反渗透浓水、超滤排水和酸碱再生废水。其中，反渗透浓水回用部分后经原反渗透管路直接达标纳管；超滤排水回用至净水系统重新进入全厂用水；酸碱再生废水依托一期原有的废水处理系统经中和后达标纳管排放。
	脱硫系统废水	经中和、絮凝沉淀、pH 调节处理后通过旁路烟气干燥系统处理后水蒸汽通过。
	生活废水	经原有生活污水站处理后回用。
噪声	主要措施	<p>①选择低噪声设备。</p> <p>②一次风机、送风机进、出风口装设消声器，风管采取降噪减振措施。</p> <p>③锅炉引风机设隔声罩及消声器。</p> <p>④锅炉试车（冲管）期间，排汽口临时安装消声量大于 30dB 消声器。</p> <p>⑤除尘器配套风机、氧化风机安装隔声罩，进、出风口分别安装消声器，风管采取隔声降噪措施。</p> <p>⑥脱硫塔循环泵设隔声罩，进、出风口分别安装消声器，风管采取隔声降噪措施。</p>
固废	灰渣、石膏	<p>①新建全封闭渣库，灰库依托原有。</p> <p>②灰渣、石膏、废布袋等一般固废委托综合利用或委托处置。</p>
	危险废物	脱硝废催化剂、废矿物油、废铅蓄电池等在厂内危废仓库暂存，并由有资质单位安全处置。
	其他	脱硫废水处理系统污泥、脱硫飞灰按照鉴定结果进行规范处置。
环境风险		<p>①烟气排放口须安装在线监测仪，同步监测 SO₂、烟尘、氮氧化物排放浓度，一旦发现污染物排放浓度超标，可及时发现并采取相应补救措施。</p> <p>②为建立健全环境污染事故应急机制，提高企业应对环境污染事故能力，企业应更新突发环境事件应急预案，并在当地环保部门备案。</p>

6.3 项目环评批复情况

企业委托浙江省环境科技有限公司编制了《浙能绍兴滨海热电厂四期

扩建工程环境影响报告书》；2023年5月，绍兴市生态环境局出具本项目的批复文件：《浙能绍兴滨海热电厂四期扩建工程环境影响报告书的审查意见》（绍市环审〔2023〕14号文），文件具体内容见附件。

七、验收监测评价标准

7.1 废水污染物排放标准

化水站酸碱废水和反渗透浓水均执行《污水综合排放标准》(GB8978-1996)中的三级标准及污水厂相应的纳管要求，其中氨氮、总磷执行浙江省地标《工业企业废水氮、磷污染物间接排放限值》；锅炉排污等处理后回用至循环冷却水系统，回用水水质，满足《城市污水再生利用 工业用水水质》(GB/T19923-2024)要求；生活污水经原有污水处理设施处理后回用于厂区绿化、道路冲洗等，水质应满足《城市污水再生利用 城市杂用水水质》(GB/T18920-2020)要求。具体见表具体限值见表7.1-1、7.1-2和7.1-3。

表 7.1-1 污水处理厂污水进管及排放标准

污染物	pH	SS	BOD ₅	COD _{cr}	氨氮	TP
污水厂纳管标准	6-9	≤400	≤300	≤500	≤35	≤8

表 7.1-2 城市污水再生利用 工业用水水质标准 单位: mg/L (除 pH 外)

序号	控制项目	间冷开式循环冷却水补充水、锅炉补给水、工艺用水、产品用水
1	pH(无量纲)	6. 0~9. 0
2	五日生化需氧量(BOD ₅)/(mg/L)	10
3	化学需氧量(COD)/(mg/L)	50
4	氨氮(以 N 计)/(mg/L)	5 ^a
5	总氮(以 N 计)/(mg/L)	15
6	总磷(以 P 计)/(mg/L)	0.5
7	阴离子表面活性剂/(mg/L)	0.5
8	石油类/(mg/L)	1.0

注：*当敞开式循环冷却水系统换热器为铜质时，循环冷却系统中循环水的氨氮指标小于 1mg/L。

表 7.1-3 城市污水再生利用 城市杂用水水质 单位: mg/L (除 pH 外)

序号	项目	城市绿化、道路清扫、消防、建筑施工
1	pH	6.0~9.0
2	五日生化需氧量(BOD ₅)/(mg/L) ≤	10
3	氨氮/(mg/L) ≤	8
4	阴离子表面活性剂/(mg/L) ≤	0.5
5	溶解性总固体/(mg/L) ≤	1000(2000) ^a

6	溶解氧/(mg/L)≥	2.0
7	总氯/(mg/L)≥	1.0(出厂), 0.2 ^b (管网末端)
8	大肠埃希氏菌/(MPN/100 mL 或 CFU/100 mL)	无 ^c

a 括号内指标值为沿海及本地水源中溶解性固体含量较高的区域的指标。

b 用于城市绿化时, 不应超过 2.5mg/L。

c 大肠埃希氏菌不应检出。

7.2 废气污染物排放标准

锅炉废气排放执行《燃煤电厂大气污染物排放标准》(DB 33/2147-2018)表1中II阶段规定的排放限值和表1中II阶段排放绩效, 其他废气污染物排放执行《大气污染物综合排放标准》(GB 16297-1996)执行。具体标准见表7.2-1和表7.2-2。烟气处理脱硝系统的氨逃逸最终从烟囱中排放, 氨执行(GB 14554-93)中60m(最高高度)排放标准75kg/h, 同时考虑到《火电厂烟气脱硝工程技术规范 选择性催化还原法》(HJ 562—2010)对于逃逸氨有关规定, 要求逃逸浓度控制在2.5mg/m³以下。厂界氨排放执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)二级新建标准1.5mg/m³。

表 7.2-1 本项目有组织废气污染物允许排放浓度 单位: mg/m³

标准	执行	烟尘	SO ₂	NO _x (以NO ₂ 计)	汞及其化合物	氨	烟气黑度(林格曼黑度, 级)
DB33/2 147— 2018	表1中II阶段排 放限值	5	35	50	0.03	2.5	1
	表1中II阶段排 放绩效(mg/kwh)	17.5	122	175	/	/	/

注: 在基准氧含量6%条件下。

表 7.2-2 大气污染物综合排放标准

污染物	最高允许排放浓 度 mg/m ³	最高允许排放速率(kg/h)		无组织排放监控浓度限值	
		排气筒(m)	二级标准	监控点	浓度(mg/m ³)
颗粒物	120	15	3.5	周界外浓度最 高点	1.0
		20	5.9		
		30	23		

7.3 噪声排放标准

厂界噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中3

类标准。具体标准值见表 7.3-1。

表 7.3-1 厂界噪声排放标准

区域类别	昼间	夜间
3类	65dB(A)	55dB(A)

7.4 总量考核指标

本项目污染物预测排放总量为：废水排放量 ≤ 270000 吨/年、
CODCr ≤ 13.5 吨/年、氨氮 ≤ 1.35 吨/年、二氧化硫 ≤ 96.76 吨/年、氮氧化物
 ≤ 138.23 吨/年、烟（粉）尘 ≤ 15.88 吨/年、Hg ≤ 82.94 千克/年。

项目实施后全厂污染物允许排放总量为：废水排放量 ≤ 2335700 吨/年、
CODCr ≤ 116.785 吨/年、氨氮 ≤ 11.679 吨/年、二氧化硫 ≤ 1058.76 吨/年、氮氧化物
 ≤ 1512.23 吨/年、烟（粉）尘 ≤ 168.91 吨/年、Hg ≤ 789.94 千克/年。

八、监测分析方法与质量保证措施

8.1 质量控制和质量保证

为了保证验收监测结果的准确可靠，质量保证措施严格按照按《浙江省环境监测质量保证技术规定》（第三版 试行）执行。

(1) 监测期间的样品采集、运输和保存按照《地表水和污水监测技术规范》(HJ/T91-2002)、《水质采样样品的保存和管理技术规定》(HJ493-2009)、《固定污染源监测质量保证与质量控制技术规范（试行）》(HJ/T373-2007)等技术标准、规范的要求进行。

(2) 参加监测的技术人员按规定持证上岗，使用经计量检定合格并在有效使用期内的仪器。所有采样记录和分析测试结果均按规定和要求进行三级审核。

(3) 水和废水样品在分析的同时做质控样品和平行双样等，质控数据要求占分析样品的 10%以上。

(4) 烟尘采样器在进入现场前对采样器流量计、流速计等进行校核。

(5) 烟气监测（分析）仪器在测试前按照监测因子分别用标准气体和流量计对其进行校核（标定），在测试时保证其采样流量的准确。

(6) 噪声监测时使用经计量部门检定、并在有效使用期内的声级计；声级计在测试前后用标准发生源进行校准，测量前后仪器的灵敏度相差不大于 0.5dB，若大于 0.5dB 则测试数据无效。

(7) 及时了解工况，保证监测过程中生产负荷满足有关规定要求。

(8) 合理布设监测点位，保证各监测点位布设的科学性和可比性。

(9) 监测分析方法采用国家有关部门颁布(或推荐)的标准分析方法，监测人员经过考核并持有合格证。

8.2 监测分析方法

本项目监测分析方法、检出限及仪器设备信息见表 8.2-1。

表 8.2-1 监测分析方法一览表

类别	项目名称	监测方法	检出限	仪器设备
废气	颗粒物	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 及修改单	1.0mg/m ³	全自动烟尘/气测试仪 YQ3000-C
氮氧化物	固定污染源废气 氮氧化物的测定 便携式紫外吸收法 HJ1132-2020	1mg/m ³ (一氧化氮)、 2mg/m ³ (二氧化氮)	紫外烟气分析仪 MH3200A	
		固定污染源废气 氮氧化物的测定 定电位电解法 HJ 693-2014	3mg/m ³	烟气分析仪 威乐 F-550CI
二氧化硫	固定污染源废气 二氧化硫的测定 便携式紫外吸收法 HJ1131-2020	2mg/m ³	紫外烟气分析仪 MH3200A	
		固定污染源废气 二氧化硫的测定 定电位电解法 HJ 57-2017	3mg/m ³	烟气分析仪 威乐 F-550CI (2295、5432、5433)
	氧量	电化学法测定氧 (B) 《空气和废气监测分析方法》(第四版增补版)国家环境保护总局(2007年)5.2.6.3	/	紫外烟气分析仪 MH3200A 烟气分析仪 威乐 F-550CI
	氨	环境空气和废气 氨的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ533-2009	0.25 mg/m ³	智能双路烟气采样器 崂应 3072 (ZF12001)
无组织废气	汞	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	6.41×10 ⁻³ mg/m ³	测汞仪 RA-915M (ZF13008)
	烟气黑度	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	1 级	林格曼烟气浓度图 QT203M (28)
废水	总悬浮颗粒物	环境空气 总悬浮 颗粒物的测定 重 量 法 HJ 1263—2022	0.007mg/m ³	全自动大气/颗粒物采样器 MH1200 型
	氨	环境空气和废气 氨的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ533-2009	0.01mg/m ³	722S 可见分光光度计
废水	pH 值	便携式 pH 计法 《水和废水监测分析方法》(第四版)国家环境保护总局(2002年)3.1.6.2	/	便携式 pH 计 PHBJ-260F ZF20038
	化学需氧量	水质 化学需氧量的测定 快速消解分光光度法 HJ/T 399-2007	10mg/L	DR3900 分光光度计 ZF12018
		水质 化学需氧量的测定 重铬酸盐法 HJ 828-2017	4mg/L	滴定法
		高氯废水 化学需氧量的测定 氯气校正法 HJ/T 70-2001	/	25ml 棕色全自动滴定管 ZQ54011/50ml 棕色全自动滴定管 ZQ54005
	总磷	水质 总磷的测定	0.01mg/L	可见分光光度计 HACH DR3900
	总氮	钼酸铵分光光度法 GB/T 11893-89	0.05mg/L	T600A 紫外可见分光光度计
	氨氮	水质 总氮测的测定 碱性过硫酸钾消解紫外分光光度法 HJ636-2012	0.025mg/L	AJ-3700 气相分子吸收光谱仪 26-09

类别	项目名称	监测方法	检出限	仪器设备
	悬浮物	水质 悬浮物的测定 重量法 GB/T 11901-1989	4mg/L	EX324/AD 电子天平 ZF14013、DHG9245A 电热鼓风干燥箱 ZQ08015
	生化需氧量	水质 五日生化需氧量(BOD_5)的测定 稀释与接种法 HJ 505-2009	0.5mg/L	YSI-58 溶解氧测定仪 ZF15002
	溶解性总固体	生活饮用水标准检验方法 感官性状和物理指标(8.1 溶解性总固体 称重法) GB/T 5750.4-2006	/	EX324/AD 电子天平 ZF14013
	氨氮	水质 氨氮的测定 纳氏试剂分光光度法 HJ 535-2009	0.025mg/L	TU-1810DAPC 紫外可见分光光度计 ZF11005
	挥发酚	水质 挥发酚的测定 4-氨基安替比林分光光度法 HJ 503-2009	0.01mg/L	/
	六价铬	水质 六价铬的测定 二苯碳酰二肼分光光度法 GB/T 7467-1987	0.004mg/L	TU-1810DAPC 紫外可见分光光度计 ZF11005
	大肠埃希氏菌	生活饮用水标准检验方法 微生物指标 GB/T 5750.12-2006 (4.1)	2 MPN/100ml	恒温培养箱 ZQ05003
	汞	水质 汞、砷、硒、铋、锑的测定原子荧光法 HJ 694-2014	0.04mg/L	BAF-3000 原子荧光光度计 ZF10005
	砷	水质 汞、砷、硒、铋、锑的测定原子荧光法 HJ 694-2014	0.03mg/L	BAF-3000 原子荧光光度计 ZF10004
	铬	水质 65种元素的测定 电感耦合等离子体质谱法 HJ 700-2014	0.11 μ g/L	AVIO 550 Max ICP-AES
	铅		0.09 μ g/L	
	镉		0.05 μ g/L	
	镍		0.06 μ g/L	
	锌		0.67 μ g/L	
	阴离子表面活性剂	水质 阴离子表面活性剂的测定 亚甲蓝分光光度法 GB/T 7494-1987	0.05mg/L	TU-1810APC 紫外可见分光光度计 ZF11004
	石油类	水质 石油类和动植物油类的测定 红外分光光度法 HJ 637-2018	0.06mg/L	RN3001 红外分光油分析仪
	总氯(总余氯)	N, N-二乙基对苯二胺(DPD) 分光光度法、3, 3', 5, 5' -四甲基联苯胺比色法 GB/T 5750.11-2006	0.01mg/L	可见分光光度计 DR3900
	溶解氧	电化学探头法 HJ 506-2009	0.01mg/L	溶解氧仪 Pro 20i
噪声	工业企业厂界环境噪声	《工业企业厂界环境噪声排放标准》GB 12348-2008	/	多功能声级计 AWA6228+

九、监测内容

9.1 监测期间工况监督

监测期间，记录各工序的实际生产负荷。达到 75%设计生产能力以上时，进入现场进行监测，当生产负荷小于 75%时，通知监测人员停止监测，保证废水、废气和噪声监测的有效性。

9.2 废水排放监测

本次监测共设置监 8 个监测点，分别为生活污水处理系统进、出口，脱硫废水进、出口，反渗透浓水出口，酸碱废水出口，锅炉排水回用水出口，雨水系统雨排口。

表 9.2-1 废水监测项目及频次

序号	分类	监测点位	监测项目	监测频次
1	生活污水处理系统	进口	pH值、五日生化需氧量、氨氮、阴离子表面活性剂、溶解性总固体、溶解氧、总氯、大肠埃希氏菌	4 次 / 天，连续
		出口	pH值、五日生化需氧量、氨氮、阴离子表面活性剂、溶解性总固体、溶解氧、总氯、大肠埃希氏菌	
2	脱硫废水	进口	(总) 锌、(总) 汞、(总) 铬、(总) 镉、(总) 砷、(总) 铅、(总) 镍、六价铬	2 天，每 4 小时采 1 次样品
		出口		
3	反渗透浓水	出口	pH 值、悬浮物、生化需氧量、化学需氧量、氨氮、总磷	
4	酸碱废水、锅炉排水回用水	出口	pH值、五日生化需氧量、化学需氧量、氨氮(以N计)、总氮(以N计)、总磷(以P计)、阴离子表面活性剂、石油类	

9.3 废气排放监测

9.3.1 污染源废气监测

废气处理工艺流程见图 9.3-1，废气监测内容见表 9.3-1。

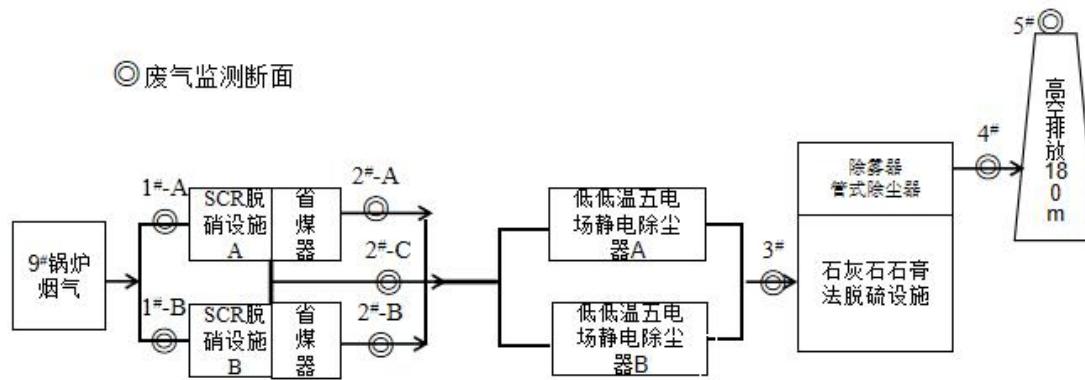


图 9.3-1 废气监测点位布设示意图

表 9.3-1 废气污染源监测项目与频次

序号	监测点位	测点编号	监测项目	监测频次
1	SCR 脱硝处理设施进口	1#-A、1#-B	氮氧化物、烟气参数	监测两个周期，总排口每周期监测 3 个有效样品，林格曼黑度每周期监测 1 次，其余断面每个周期监测三个样品。
2	SCR 脱硝处理设施+空气冷却器出口（低温除尘器进口）	2#-A、2#-B 2#-C	颗粒物、烟气参数	
3	低低温除尘器出口(脱硫设施进口)	3#	二氧化硫、氮氧化物、烟气参数	
4	烟气总排口（管束除尘器出口）	4#	颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、(总)汞、氨、烟气参数	
5	烟囱出口	5#	烟气黑度	

9.3.2 厂界无组织排放监测

在厂界上风向设置 1 个监测点，下风向设 3 个监测点。监测项目为总悬浮颗粒物（1.5 小时 1 个样品）、氨，每天监测 4 次，总悬浮颗粒物监测 3 天，氨监测 2 天。

9.4 厂界噪声监测

在厂界四周，布设 6 个厂界环境噪声监测点，测量厂界噪声排放，昼间、夜间各监测 1 次/天，监测 2 天。监测点位见图 9.4-1。

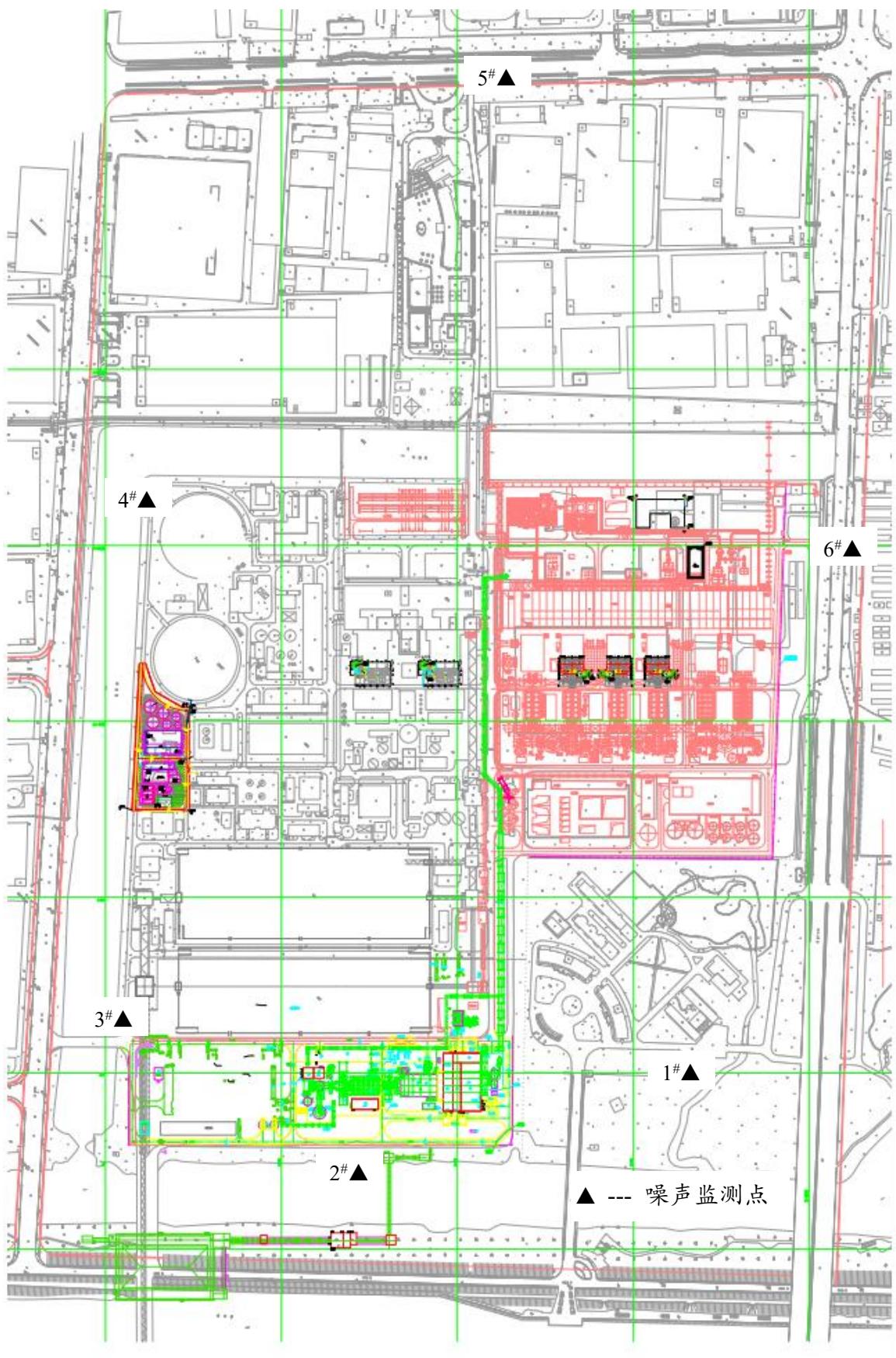


图 9.4-1 无组织废气及噪声监测点位示意图

十、监测结果与评价

2025年7-10月，浙江省生态环境监测中心开展四期9#锅炉环保设施运行效果专项监测工作，本次监测由浙江省生态环境监测中心全程实施，对应的监测报告编号为：浙环监（2025）监字第412号和浙环监（2025）监字第437号，具体监测数据见附件6。

10.1 监测期间工况

验收监测期间工况见表10.1-1和表10.1-2

表 10.1-2 9#锅炉验收监测期间企业生产工况

2025年 07月15日	锅炉编号	1#炉	2#炉	3#炉	4#炉	5#炉	6#炉	8#炉	9#炉
	额定蒸发量(t/h)	1025	1025	500	500	500	500	500	500
	实际蒸发量(t/h)	724	701	372	366	318	318	309	389
	蒸发量负荷(%)	70.6	68.4	74.4	73.2	63.6	63.6	61.8	77.8
2025年 07月17日	锅炉编号	1#炉	2#炉	3#炉	4#炉	5#炉	6#炉	8#炉	9#炉
	额定蒸发量(t/h)	1025	1025	500	500	500	500	500	500
	实际蒸发量(t/h)	728	666	362	361	321	326	333	405
	蒸发量负荷(%)	71.0	65.0	72.4	72.2	64.2	65.2	66.6	81.0
2025年 07月18日	锅炉编号	1#炉	2#炉	3#炉	4#炉	5#炉	6#炉	8#炉	9#炉
	额定蒸发量(t/h)	1025	1025	500	500	500	500	500	500
	实际蒸发量(t/h)	725	680	321	348	325	351	366	456
	蒸发量负荷(%)	70.7	66.3	64.2	69.6	65	70.2	73.2	91.2

*7#锅炉停炉检修

表 10.1-1 9#锅炉验收监测期间生产工况

监测日期	监测时段	锅炉编号	设计蒸发量(t/h)	实际蒸发量(t/h)	实际耗煤量(t/h)	负荷率(%)
10月22日	13:00~16:00	9#锅炉	500	295	35	59.0
10月22日	16:00~21:00	9#锅炉	500	459	55	91.8
10月23日	18:00~22:00	9#锅炉	500	459	55	91.8
10月24日	9:00~13:00	9#锅炉	500	297	36	59.4

10.2 废水监测结果与评价

10.2.1 废水监测结果

本项目废水严格执行“清污分流、分质处理、回用优先”原则，生

活污水经原有污水处理系统处理后回用于厂区绿化；脱硫废水经中和、絮凝沉淀等预处理后送入蒸干塔系统蒸干，不外排；反渗透浓水与酸碱废水经处理后达标纳管；锅炉排水经处理后回用至循环冷却水系统。本次废水监测覆盖上述关键处理单元进出口，监测结果见表 10.2-1-2（生活污水处理系统进出口）、表 10.2-3（脱硫废水处理设施进出口）、表 10.2-4（反渗透浓水出口）、表 10.2-5（锅炉排水回用水出口）。

10.2.2 监测结果评价

1、生活污水处理系统出口：废水回用于厂区绿化，执行《城市污水再生利用 城市杂用水水质》（GB/T18920-2020）“城市绿化”类标准。监测结果显示，pH 值范围在 7.2~7.5 之间，生化需氧量（BOD₅）最大日均浓度 0.8mg/L、氨氮最大日均浓度 0.10mg/L、阴离子表面活性剂最大日均浓度 0.10mg/L、溶解性总固体最大日均浓度 400mg/L、大肠埃希氏菌最大浓度 1.2×10^2 MPN/L，各项指标均满足标准要求，具体见表 10.2-1 和表 10.2-2。

2、脱硫废水处理设施出口：废水经预处理后蒸干，第一类污染物执行《污水综合排放标准》（GB8978-1996）表 1 限值要求。监测结果显示，总锌最大日均浓度 0.077mg/L、总汞最大日均浓度 0.255μg/L、总镉最大日均浓度 0.094mg/L、总铬最大日均浓度 0.04mg/L、总铅均 < 0.07 mg/L、总镍最大日均浓度 0.114mg/L、总砷最大日均浓度 6.0μg/L、六价铬均 < 0.004 mg/L，所有第一类污染物排放浓度均符合标准限值，具体见表 10.2-3。

3、反渗透浓水与酸碱废水出口：废水纳管排放，执行《污水综合排放标准》（GB8978-1996）三级标准及《工业企业废水氮、磷污染物间接排放限值》（DB33/887-2013）要求。监测结果显示，pH 值范围在 7.9~8.0 之间，悬浮物最大日均浓度 6mg/L、化学需氧量（COD）最大日均浓度

78mg/L、生化需氧量（BOD₅）最大日均浓度 1.2mg/L、氨氮最大日均浓度 0.48mg/L、总磷最大日均浓度 1.13mg/L，各项指标均满足纳管要求，具体见表 10.2-4。

4、锅炉排水回用水出口：回用于循环冷却水系统，执行《城市污水再生利用 工业用水水质》（GB/T19923-2024）“循环冷却水补充水”类标准。监测结果显示，pH 值范围在 8.0~8.2 之间，化学需氧量（COD）最大日均浓度 10mg/L、氨氮最大日均浓度 0.21mg/L、总氮最大日均浓度 3.12mg/L、总磷最大日均浓度 0.10mg/L、阴离子表面活性剂均<0.05mg/L、石油类均<0.06mg/L，回用水质符合标准要求，具体见表 10.2-5。

表 10.2-1 生活污水处理系统进口废水监测结果

单位: mg/L, 大肠埃希氏菌为 MPN/100ml, pH 值无量纲

监测点位及日期		监测频次	样品性状	pH 值	生化需氧量	氨氮	阴离子表面活性剂	溶解性固体	大肠埃希氏菌
★1#生活污水处理系统进口	2025年 7月16日	1	淡黄略浑	7.2	28.2	23.3	1.25	273	>2.4×10 ⁴
		2	淡黄略浑	7.2	29.5	22.6	1.23	318	>2.4×10 ⁴
		3	淡黄略浑	7.3	20.4	22.0	1.22	510	>2.4×10 ⁴
		4	淡黄略浑	7.3	24.0	21.4	1.31	295	>2.4×10 ⁴
		日均值/范围		7.2-7.3	25.5	22.3	1.25	349	>2.4×10 ⁴
	2025年 7月17日	5	淡黄略浑	7.2	25.3	21.9	1.31	264	>2.4×10 ⁴
		6	淡黄略浑	7.2	23.0	19.9	1.37	263	>2.4×10 ⁴
		7	淡黄略浑	7.2	18.0	21.9	1.28	264	>2.4×10 ⁴
		8	淡黄略浑	7.2	19.2	22.6	1.28	268	>2.4×10 ⁴
		日均值/范围		7.2	21.4	21.6	1.31	265	>2.4×10 ⁴

表 10.2-2 生活污水处理系统出口废水监测结果

单位: pH 值无量纲, 大肠埃希氏菌为(MPN)/L, 其余均为 mg/L

监测点位及日期		监测频次	样品性状	pH 值	生化需氧量	氨氮	阴离子表面活性剂	溶解性固体	大肠埃希氏菌	溶解氧	总氯	
★1#生活污水处理系统出口	2025年 7月16日	1	无色透明	7.4	<0.5	0.09	0.09	352	31	2.76	<0.004	
		2	无色透明	7.4	<0.5	0.05	0.06	361	1.5×10^2	2.72	<0.004	
		3	无色透明	7.4	<0.5	0.09	0.06	256	1.1×10^2	2.69	<0.004	
		4	无色透明	7.3	<0.5	0.09	<0.05	345	1.3×10^2	2.76	<0.004	
		日均值/范围		7.3-7.4	<0.5	0.08	0.06	328	1.1×10^2	2.73	<0.004	
	2025年 7月17日	5	无色透明	7.4	0.7	0.09	0.07	450	1.2×10^2	2.76	<0.004	
		6	无色透明	7.4	0.6	0.11	0.10	454	75	2.75	<0.004	
		7	无色透明	7.5	0.6	0.11	0.08	353	1.2×10^2	2.79	<0.004	
		8	无色透明	7.5	0.8	0.10	0.08	344	1.1×10^2	2.72	<0.004	
		日均值/范围		7.4-7.5	0.7	0.10	0.08	400	1.1×10^2	2.76	<0.004	
评价标准			6-9	10	8	0.5	1000 (2000) ^a	无 ^b	>2.0	1.0(出厂), 0.2 ^c (官网末端)		
是否达标			是	是	是	是		是	否	是	是	

注: 当监测项目小于检出限时, 取该项目检出限的 1/2 参与均值计算。a, 括号内指标值为沿海及本地水源中溶解性固体含量较高区域的指标; b, 大肠埃希氏菌不应检出; c, 用于城市绿化时, 不应该超过 2.5 mg/L。

表 10.2-3 脱硫废水进出口监测结果

单位: mg/L, (总)汞、(总)砷为 $\mu\text{g}/\text{L}$, pH 值无量纲

监测点位及日期		监测频次	样品性状	(总) 锌	(总) 梅	(总) 镉	(总) 铬	(总) 铅	(总) 镍	(总) 砷	六价铬			
★2# 脱硫 废水 进口	2025 年 7月 16 日	1	淡黄略浑	1.76	5.41	0.424	0.05	<0.07	0.477	5.3	<0.004			
		2	淡黄略浑	2.13	6.05	0.415	0.05	<0.07	0.453	8.0	<0.004			
		3	淡黄略浑	2.14	4.85	0.424	0.05	<0.07	0.458	5.3	<0.004			
		4	淡黄略浑	1.98	4.92	0.387	0.05	<0.07	0.409	5.3	<0.004			
		日均值/范围		2.00	5.31	0.413	0.005	<0.07	0.449	6.0	<0.004			
	2025 年 7月 17 日	5	淡黄略浑	0.059	3.38	0.362	<0.03	<0.07	0.081	4.6	<0.004			
		6	淡黄略浑	0.059	3.28	0.352	<0.03	<0.07	0.084	4.7	<0.004			
		7	淡黄略浑	0.094	2.51	0.325	<0.03	<0.07	0.146	4.4	<0.004			
		8	淡黄略浑	0.094	2.55	0.326	<0.03	<0.07	0.146	4.5	<0.004			
		日均值/范围		0.077	2.93	0.341	<0.03	<0.07	0.114	4.6	<0.004			
监测点位及日期		监测频次	样品性状	(总) 锌	(总) 梅	(总) 镉	(总) 铬	(总) 铅	(总) 镍	(总) 砷	六价铬			
★2# 脱硫 废水 出口	2025 年 7月 16 日	1	无色透明	1.82	0.26	0.065	0.04	<0.07	0.370	1.0	<0.004			
		2	无色透明	1.78	0.21	0.063	0.04	<0.07	0.356	0.9	<0.004			
		3	无色透明	1.65	0.28	0.122	0.04	<0.07	0.324	0.6	<0.004			
		4	无色透明	1.68	0.27	0.124	0.04	<0.07	0.327	0.6	<0.004			
		日均值/范围		1.73	0.255	0.094	0.004	<0.07	0.344	0.78	<0.004			
	2025 年 7月 17 日	5	无色透明	0.020	0.06	0.100	<0.03	<0.07	0.034	0.3	<0.004			
		6	无色透明	0.018	0.07	0.015	<0.03	<0.07	0.035	0.3	<0.004			
		7	无色透明	0.020	0.06	0.013	<0.03	<0.07	0.032	0.5	<0.004			
		8	无色透明	0.018	0.06	0.013	<0.03	<0.07	0.031	0.5	<0.004			
		日均值/范围		0.019	0.06	0.035	<0.03	<0.07	0.033	0.4	<0.004			
评价标准				/	0.05mg/L	0.1 mg/L	1.5 mg/L	1.0 mg/L	1.0 mg/L	0.5 mg/L	0.5 mg/L			
是否达标				/	是	是	是	是	是	是	是			

注: 当监测项目小于检出限时, 取该项目检出限的 1/2 参与均值计算。

表 10.2-4 反渗透浓水出口监测结果

单位: pH 值无量纲, 其余均为 mg/L

监测点位及日期	监测频次	样品性状	pH 值	悬浮物	总磷	生化需氧量	化学需氧量	氨氮	
★3#反渗透浓水出口	2025 年 7 月 16 日	1	无色透明	8.0	<4	1.05	0.7	57	
		2	无色透明	7.9	<4	1.08	<0.5	55	
		3	无色透明	7.9	<4	0.92	0.9	73	
		4	无色透明	8.0	<4	0.74	1.4	64	
		日均值/范围		7.9-8.0	<4	0.95	0.8	62	
	2025 年 7 月 17 日	5	无色透明	7.9	8	1.00	1.1	70	
		6	无色透明	7.9	<4	1.30	1.3	77	
		7	无色透明	7.9	10	0.99	1.0	81	
		8	无色透明	7.9	<4	1.22	1.2	84	
		日均值/范围		7.9	6	1.13	1.2	78	
评价标准			6-9	20	8	300	500	35	
是否达标			是	是	是	是	是	是	

注: 当监测项目小于检出限时, 取该项目检出限的 1/2 参与均值计算。

表 10.2-5 锅炉排水回用水监测结果

单位: pH 值无量纲, 其余均为 mg/L

监测点位及日期	监测频次	样品性状	pH 值	阴离子表面活性剂	总磷	生化需氧量	化学需氧量	氨氮	总氮	石油类	
★4#锅炉排水回用水	2025年 7月16日	1	无色透明	8.2	<0.05	0.07	<0.5	7	0.22	2.36	<0.06
		2	无色透明	8.1	<0.05	0.06	<0.5	7	0.22	2.37	<0.06
		3	无色透明	8.	<0.05	0.06	<0.5	6	0.21	2.37	<0.06
		4	无色透明	8.1	<0.05	0.07	<0.5	9	0.18	2.54	<0.06
		日均值/范围		8.1-8.2	<0.05	0.06	<0.5	7	0.21	2.41	<0.06
	2025年 7月17日	5	无色透明	8.1	<0.05	0.10	0.8	12	0.17	3.10	<0.06
		6	无色透明	8.0	<0.05	0.09	0.9	9	0.18	3.11	<0.06
		7	无色透明	8.1	0.07	0.09	0.6	11	0.12	3.06	<0.06
		8	无色透明	8.1	<0.05	0.09	0.8	10	0.15	3.23	<0.06
		日均值/范围		8.0-8.1	<0.05	0.09	0.8	10	0.16	3.12	<0.06
评价标准			6-9	0.5	0.5	10	50	5a	15	1.0	
是否达标			是	是	是	是	是	是	是	是	

注: 当监测项目小于检出限时, 取该项目检出限的 1/2 参与均值计算。

10.3 污染源废气排放监测

10.3.1 污染源废气监测结果

污染源废气监测结果见表 10.3-1~表 10.3-6。

表 10.3-1 9#机组 A 侧 SCR 脱硝进口废气监测结果

项 目		监测结果	
测试断面		A 侧 SCR 脱硝处理设施进口 1#	
监测时间		10.22 下午	10.23 下午
标干废气量 (m ³ /h)		2.42×10 ⁵	2.40×10 ⁵
氮氧化物	实测排放浓度 (mg/m ³)	3.03×10 ²	3.19×10 ²
	排放速率 (kg/h)	73.3	76.6

*废气流量参考除尘进口总流量一半核算。。

表 10.3-2 9#机组 B 侧 SCR 脱硝进口废气监测结果

项 目		监测结果	
测试断面		B 侧 SCR 脱硝处理设施进口 2#	
监测时间		10.22 下午	10.23 下午
标干废气量 (m ³ /h)		2.42×10 ⁵	2.40×10 ⁵
氮氧化物	实测排放浓度 (mg/m ³)	339	347
	排放速率 (kg/h)	82.0	83.3

*废气流量参考除尘进口总流量一半核算。

表 10.3-3 9#机组 A 侧除尘器进口废气监测结果

项 目		监测结果	
测试断面		除尘器进口 2#A	
监测时间		10.22 下午	10.23 下午
标干废气量 (m ³ /h)		8.74×10 ⁴	1.25×10 ⁵
颗粒物	实测排放浓度 (mg/m ³)	1.71×10 ³	2.13×10 ³
	排放速率 (kg/h)	149.45	266.25

表 10.3-4 9#机组 B 侧除尘器进口废气监测结果

项 目		监测结果	
测试断面		除尘器进口 2#B	
监测时间		10.22 下午	10.23 下午
标干废气量 (m ³ /h)		2.76×10 ⁵	2.51×10 ⁵
颗粒物	实测排放浓度 (mg/m ³)	1.05×10 ⁴	6.62×10 ³
	排放速率 (kg/h)	2.90 × 10 ³	1.66×10 ³

表 10.3-5 9#机组 C 侧除尘器进口废气监测结果

项目		监测结果	
测试断面		除尘器进口 2#C	
监测时间		10.22 下午	10.23 下午
标干废气量 (m ³ /h)		2.83×10 ⁴	3.43×10 ⁴
颗粒物	实测排放浓度 (mg/m ³)	1.24×10 ⁴	2.52×10 ⁴
	排放速率 (kg/h)	3.51×10 ²	8.64×10 ²

表 10.3-6 9#机组脱硫进口废气监测结果

项目		监测结果	
测试断面		脱硫进口 3#◎	
监测时间		10.22 下午	10.23 下午
标干废气量 (m ³ /h)		4.47×10 ⁵	4.56×10 ⁵
低浓度颗粒物	实测排放浓度 (mg/m ³)	<1.0	6.0
	排放速率 (kg/h)	0.22	2.736
二氧化硫	实测排放浓度 (mg/m ³)	2.30×10 ³	1.66×10 ³
	排放速率 (kg/h)	1028	757

*废气流量为 A 侧除尘器出口+B 侧除尘器出口废气流量之和。

表 10.3-7 9#机组总出口废气监测结果

项目		4# (烟气总排口)			
监测日期	/	2025.10.22			均值
排气温度	°C	51	50	50	50.33
排气流速	m/s	20.7	20.9	20.5	20.70
排气流量 (标干)	m ³ /h	4.77×10 ⁵	4.84×10 ⁵	4.73×10 ⁵	4.66×10 ⁵
排气中 O ₂	%	4.88	5.08	5.07	5.01
基准氧量	%	6			6.00
低浓度颗粒物	实测浓度	mg/m ³	2.0	2.1	2.1
	折算后浓度	mg/m ³	1.9	2.0	2.1
	排放速率	kg/h	0.954	0.941	0.993
二氧化硫	实测浓度	mg/m ³	7	11	22
	折算后浓度	mg/m ³	7	10	21
	排放速率	kg/h	3.34	4.93	10.41
氮氧化物	实测浓度	mg/m ³	36	37	40
	折算后浓度	mg/m ³	33	35	38
	排放速率	kg/h	17.17	16.58	18.92
氨	实测浓度	mg/m ³	0.334	0.553	0.445
	折算后浓度	mg/m ³	0.311	0.521	0.419
	排放速率	kg/h	0.159	0.248	0.211
汞	实测浓度	mg/m ³	<0.006	<0.006	<0.006

折算后浓度	mg/m ³	<6.41×10 ⁻³	<6.41×10 ⁻³	<6.41×10 ⁻³	<6.41×10 ⁻³
排放速率	kg/h	1.43×10 ⁻³	1.34×10 ⁻³	1.42×10 ⁻³	1.40×10 ⁻³
项目	单位	5# (烟囱出口)			
烟气黑度	林格曼级	<1		<1	

表 10.3-8 9#机组总出口废气监测结果

项目	单位	4# (烟气总排口)			
监测日期	/	2025.10.23			均值
排气温度	°C	51	50	51	51
排气流速	m/s	20.9	20.4	20.6	20.63
排气流量 (标干)	m ³ /h	4.81×10 ⁵	4.71×10 ⁵	4.72×10 ⁵	4.75×10 ⁵
排气中 O ₂	%	5.45	5.44	5.3	5.40
基准氧量	%	6			6.00
低浓度颗粒物	实测浓度	mg/m ³	2.1	2.1	2
	排放浓度	mg/m ³	2.0	2.0	1.9
	排放速率	kg/h	1.01	0.99	0.94
二氧化硫	实测浓度	mg/m ³	8	10	7
	排放浓度	mg/m ³	8	10	7
	排放速率	kg/h	3.85	4.71	3.30
氮氧化物	实测浓度	mg/m ³	37	43	37
	排放浓度	mg/m ³	36	41	35
	排放速率	kg/h	17.80	20.25	17.46
氨	实测浓度	mg/m ³	0.270	0.334	0.844
	排放浓度	mg/m ³	<0.270	0.322	0.806
	排放速率	kg/h	0.130	0.157	0.398
汞	实测浓度	mg/m ³	<0.006	<0.006	<0.006
	排放浓度	mg/m ³	<6.41×10 ⁻³	<6.41×10 ⁻³	<6.41×10 ⁻³
	排放速率	kg/h	1.44×10 ⁻³	1.41×10 ⁻³	1.42×10 ⁻³
项目	单位	5# (烟囱出口)			
烟气黑度	林格曼级	<1			<1

10.3.2 污染源废气监测结果评价

根据监测结果，本项目 9#锅炉（四期工程）废气处理设施排口中污染物最大小时均值或周期排放浓度分别为：烟尘 2.1mg/m³、二氧化硫 21 mg/m³、氮氧化物 41mg/m³、总汞小于 6.41×10^{-3} mg/m³，烟气黑

度小于 1；上述污染物排放浓度均符合《燃煤电厂大气污染物排放标准》(DB33/2147-2018)表 1 中 II 阶段规定的排放限值(烟尘 $\leqslant 5\text{mg}/\text{m}^3$ 、二氧化硫 $\leqslant 35\text{mg}/\text{m}^3$ 、氮氧化物 $\leqslant 50\text{mg}/\text{m}^3$ 、总汞 $\leqslant 0.03\text{mg}/\text{m}^3$ 、烟气黑度 $\leqslant 1$ 级)。烟气处理脱硝系统(尿素热解 SCR 工艺)的氨逃逸最大周期监测结果为 $1.3\text{mg}/\text{m}^3$ ，符合《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“氨逃逸 $\leqslant 2.5\text{mg}/\text{m}^3$ ”的控制要求。

10.3.4 环保设施去除效率核算

本项目烟气环保设施对主要污染物的平均去除效率核算结果见表 10.3-9。

表 10.3-9 环保设施平均去除效率核算结果

污染物名称	核算结果		
	处理设施	双室五电场低低温除尘	
颗粒物	颗粒物产生速率 (kg/h)	颗粒物排放速率 (kg/h)	去除效率 (%)
	除尘器进口	除尘器出口	
	3.10×10^3	1.478	99.95
	处理设施	石灰石-石膏法脱硫工艺+管式除尘器	
	除尘器进口	总排口	去除效率 (%)
	3.10×10^3	0.98	
	处理设施	SCR 脱硝	
氮氧化物	氮氧化物产生速率 (kg/h)	氮氧化物排放速率 (kg/h)	去除效率 (%)
	SCR 脱硝设施进口	总排口	
	157.6	18.03	88.56
	处理设施	石灰石-石膏法脱硫工艺	
二氧化硫	湿法脱硫进口 (kg/h)	烟气总排口 (kg/h)	去除效率 (%)
	892.5	5.09	
			99.43

10.4 厂界无组织废气排放监测结果及评价

10.4.1 厂界无组织排放监测结果

厂界无组织废气监测期间气象情况见表 10.4-1，无组织废气监测结果见表 10.4-2 和表 10.4-3。

表 10.4.1 监测期间气象情况

监测日期	监测频次	风向	风速(m/s)	气温(°C)	气压(kPa)	天气情况
2025.7.15	第一次	东	0.5	33	101.0	晴
	第二次	东	0.6	35	101.0	晴
	第三次	东	0.5	36	99.9	晴
	第四次	东	0.6	37	99.9	晴
监测日期	监测频次	风向	风速(m/s)	气温(°C)	气压(kPa)	天气情况
2025.7.16	第一次	东	0.8	32	100.1	晴
	第二次	东	0.8	35	100.0	晴
	第三次	东	0.5	37	100.0	晴
	第四次	东	0.5	38	99.9	晴
监测日期	监测频次	风向	风速(m/s)	气温(°C)	气压(kPa)	天气情况
2025.7.17	第一次	东	1.0	32	100.2	晴
	第二次	东	0.7	34	100.2	晴
	第三次	东	0.6	36	100.1	晴
	第四次	东	0.6	37	100.0	晴

表 10.4.2 无组织废气监测结果

监测时间	测点编号	氨(mg/m ³)			
		第1次	第2次	第3次	第4次
2025年7月15日	1	0.533	0.406	0.128	0.450
	2	0.413	0.811	0.270	0.473
	3	0.788	0.496	0.376	0.330
	4	0.480	0.736	0.548	0.120
2025年7月16日	1	0.353	0.450	0.548	0.390
	2	0.428	0.540	0.240	0.803
	3	0.293	0.293	0.202	0.510
	4	0.631	0.436	0.256	0.383

表 10.4.3 无组织废气监测结果

监测时间	测点编号	总悬浮颗粒物(mg/m ³)			
		第1次	第2次	第3次	第4次
2025年7月15日	1	0.124	0.120	0.137	0.128
	2	0.106	0.109	0.129	0.132
	3	0.107	0.110	0.114	0.124
	4	0.094	0.127	0.154	0.118
2025年7月16日	1	0.201	0.258	0.142	0.087
	2	0.108	0.298	0.098	0.087
	3	0.104	0.161	0.093	0.086
	4	0.183	0.204	0.128	0.080
2025年7月17日	1	0.097	0.306	0.150	0.114
	2	0.124	0.229	0.141	0.132
	3	0.120	0.277	0.133	0.117
	4	0.160	0.336	0.083	0.087

10.4.2 厂界无组织排放监测结果评价

本次厂界无组织废气监测中，总悬浮颗粒物连续监测 3 天（2025

年 7 月 15 日-7 月 17 日），氨连续监测 2 天（2025 年 7 月 15 日-7 月 16 日），各指标监测结果最大值及达标情况评价如下：

氨最大值为 0.811mg/m³ 该浓度低于《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93) 中二级标准（新扩改建项目）“厂界氨无组织排放监控浓度限值≤1.5mg/m³”的要求，符合标准要求；颗粒物厂界监测结果的最大值为 0.336mg/m³，符合《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表 2 的二级排放标准要求。综上，本项目厂界无组织废气中氨及总悬浮颗粒物排放均满足相应国家标准要求，无组织排放管控有效。

10.5 噪声监测结果与评价

10.5.1 噪声监测结果

工业企业厂界噪声监测结果见表 10.5-1。

表 10.5-1 厂界噪声监测结果

单位：Leq dB(A)

编号	测点位置	主要声源	2025 年 10 月 22 日		2025 年 10 月 23 日	
			昼间	夜间	昼间	夜间
▲1#	办公楼（西南门）	三四期机组	58	58	55	55
▲2#	9 号机组南侧	四期机组	67	67	67	67
▲3#	9 号机组西侧	四期机组	57	57	56	56
▲4#	冷却塔西侧	冷却塔	58	58	57	57
▲5#	厂界北大门	一二三期机组	62	62	61	61
▲6#	厂界东物流门	三期机组	64	64	61	61

10.5.2 噪声监测结果评价

根据现场勘查及监测结果，本四期工程厂界噪声的主要声源为 9 号机组（四期机组）、冷却塔，同时叠加厂区既有一二三期机组的噪声影响，同时受周边印染厂和交通噪声影响。根据环评，该公司厂界环境噪声执行《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中的 3 类区标准限值，即：昼间 65dB (A)，夜间 55dB (A)。

根据监测结果，本项目企业厂界夜间噪声均超《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中的 3 类区标准限值，昼间 2 号测点噪声超出《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB 12348-2008) 中的 3 类区标准限值要求。

企业厂区周边均是道路和印染企业，噪声超标对周边环境影污染较小，如遇有噪声污染情况发生，后续企业需针对 9 号机组南侧及厂界夜间噪声超标区域采取降噪措施，进一步优化噪声管控，确保厂界噪声不造成污染。

10.6 废水复测结果

本次验收监测企业生活污水排放口大肠埃希氏菌数量检出，不符合《城市污水再生利用 城市杂用水水质》（GB/T18920-2020）要求，企业通过分析，检测结果中总氯未检出，对药剂投加量和药剂质量进行分析结果发现 2025 年下半年购买的杀菌药剂氯啶的有效成分不足。企业立即采购合格杀菌剂，并委托有资质单位进行复测。根据复测结果，使用新采购氯啶后，生活废回用水的大肠埃希菌未检出，总氯浓度在 1.62mg/L 至 2.01mg/L 之间，复测结果见表 10.6-1。

表 10.6-1 废水复测结果

监测点位及日期	监测频次	样品性状	大肠埃希氏菌 (MPN/100mL)	总氯 (mg/L)		
★1#生活污水处理系统进口	2025年12月6日	1	微黄微浑	$>1.6 \times 10^3$		
		2	微黄微浑	$>1.6 \times 10^3$		
		3	微黄微浑	$>1.6 \times 10^3$		
		4	微黄微浑	$>1.6 \times 10^3$		
		日均值/范围		$>1.6 \times 10^3$		
	2025年12月7日	5	微黄微浑	$>1.6 \times 10^3$		
		6	微黄微浑	$>1.6 \times 10^3$		
		7	微黄微浑	$>1.6 \times 10^3$		
		8	微黄微浑	$>1.6 \times 10^3$		
		日均值		$>1.6 \times 10^3$		
★1#生活污水处理系统出口	2025年12月6日	1	无色透明	未检出		
		2	无色透明	未检出		
		3	无色透明	未检出		
		4	无色透明	未检出		
		日均值		1.62		
	2025年12月7日	5	无色透明	未检出		
		6	无色透明	未检出		
		7	无色透明	未检出		
		8	无色透明	未检出		
		日均值/		2.01		
	评价标准			无		
	是否达标			是		
				是		

10.7 污染物排放总量核算与排放绩效量

原环评时要求总量由区域替代，但由于区域总量可替代量不足，企业发电部分总量通过企业现有项目“以新带老”削减进行替代，具体见圆环单位出具的环评补充说明。根据监测结果核算，本项目废水污染物总量、废气主要污染物总量见表 10.7-1。

表 10.7-1 污染物总量排放情况

序号	污染物名称	单位	环评批复核定排放总量	实际排放总量	是否符合要求
1	废水量	t/a	270000	226500*	符合
2	化学需氧量	t/a	13.5	11.33	符合
3	氨氮	t/a	1.35	1.13	符合
4	NO _x	t/a	138.23	108.18	符合
5	SO ₂	t/a	96.76	30.54	符合
6	烟尘	t/a	15.88	5.88	符合
7	汞	t/a	0.078994	0.00846	符合

*废气污染物排放时间按照每年 6000 小时核算，未检出污染物按检出限浓度一半计算排放速率；废水排放量按企业生产台账核算，化学需氧量、氨氮按照污水处理厂排放标准限值核算。

根据两个周期监测结果的小时均值核算，本次锅炉排放绩效值(GPSi)符合《燃煤电厂大气污染物排放标准》(DB 33/2147-2018)中表 1 中 II 阶段排放绩效 (mg/kwh)，颗粒物 17.5mg/kwh、SO₂122.5mg/kwh 和 NOx175mg/kwh。核算绩效见表 10.6-1。

表 10.6-1 采用绩效方法核定锅炉排放绩效值

污染物	颗粒物	二氧化硫	氮氧化物
9#锅炉排放绩效	7.0mg/kwh	36.75mg/kwh	126mg/kwh

十一、环境管理检查

11.1 执行国家建设项目环境管理制度的情况

浙能绍兴滨海热电厂四期扩建工程项目执行了环评制度和“三同时”制度。已建设工程的各项环保设施与主体工程同时设计、同时施工、同时投入试运行。试运行期间环保设施运转正常；建立了污染防治设施运行台账，记录设施运行情况。该公司建设期间和试运行期间未发生重大污染事故和环境纠纷。

11.2 环保设施实际完成及运行情况

本项目已建设部分的环保设施基本按照环评要求或高于环评要求建设，环保设施均与主体工程同步建成并投入使用，有相应的台账记录，如废气处理系统运行记录、废水监测系统运行检查记录、固废(产生、暂存、外运)台账等。

11.3 环境保护管理机构、规章制度的建立情况

浙江浙能绍兴滨海热电有限责任公司配备了专职环保管理人员，总经理总负责环保工作，各级行政正职是本部门环保工作的第一负责人，全面负责本部门的安全生产和环保工作。公司制定《环境保护管理条例》《环境管理规程》《环境保护岗位责任制》《“三废”管理制度》《污水站管理规程》等环保制度。并建立废气处理系统运行记录、废气处理系统运行检查记录、固废（产生、暂存、外运）等台账。

11.4 环境保护监测工作情况

浙江浙能绍兴滨海热电有限责任公司建有化学分析实验室，分析人员对废水和固废开展日常监测，监测指标主要有 pH 值、化学需氧量、悬浮物及固废的部分指标。废气、废水、固废定期委托有资质单位进行日常监测，自行监测计划内容见表 11.4-1。

表 10.4-1 日常自行环境监测计划一览表

项目		监测因子	监测地点	监测频次
污染源监测计划	废水	pH、COD、氨氮、悬浮物、石油类、氟化物、硫化物、挥发酚、溶解性总固体（全盐量）、流量	厂区废水总排口	每月采样一次
		pH、总砷、总铅、总汞、总镉、流量	脱硫废水排口	每月采样一次
	废气	SO ₂ 、NO ₂ 、烟尘	在烟囱或烟道上	进行自动连续监测，并与地方生态环境局联网
		汞及其化合物、氨（选测）、林格曼黑度	在烟囱或烟道上	每季度监测一次。煤种改变时，需对汞及其化合物增加监测频次。
		颗粒物	厂界监控点，可安排2~4个点，至少上风向和下风向各1个点	每季度监测一次
		非甲烷总烃	储油罐周边及厂界	每季度监测一次
	噪声	厂界噪声	厂界，并关注噪声源监测	每季度监测一次
	环境监测	TSP	在煤场下风向设置1~2个点	每年监测一次
		pH、耗氧量、氨氮、溶解性固体、汞	在拟建地下游至少设置1个点	每年监测一次
		pH、汞等	下风向或周边最近敏感点	1次/5年

11.5 固体废物管理及处置情况

扩建项目运行过程中产生的固体废弃物主要为燃煤产生的灰渣、石膏、石子煤、净水站污泥、脱硫飞灰、废脱硝催化剂、废矿物油、废铅蓄电池、废布袋、生活垃圾等。本项目固废属性判别见表 10.5-1，全厂固废产生处置情况见表 10.5-2，固废收集暂存场所见图 10.5-3。

表 11.5-1 固废属性判定结果表

废物名称	产生工序	主要成份	是否属固体废物	是否属于危险废物
飞灰	锅炉烟气处理	钙、镁等无机物	是	否
脱硫飞灰	脱硫废水处理	钙、镁等无机物、重金属	是	否
炉渣	锅炉	钙、镁等无机物	是	否
脱硫石膏	脱硫系统	钙、镁等无机物	是	否
废催化剂	SCR 脱硝系统	TiO ₂ 、V ₂ O ₅	是	是(HW50/772-007-50)
石子煤	煤筛选	钙、镁等无机物	是	否
净水站污泥	取水处理污泥	生物质等	是	否
废布袋	除尘	钙、镁等无机物	是	否
脱硫废水处理系统污泥	脱硫废水处理系统	汞、砷等重金属	是	否
废矿物油	电厂设备	矿物油等	是	是(HW08/900-249-08)
废铅蓄电池	电厂设备	废电池等	是	是(HW49/900-044-49)
生活垃圾	生活	生物质等	是	否

表 11.5-2 企业固废处置情况一览表

装置	固废种类	固废属性	试生产期间实际产生量 2025 年 6-9 月 (t/h)			处置措施			处置去向	
			核算方法	设计煤种	校核煤种	工艺	处置量			
							最大 t/h	t/a		
除尘	飞灰	一般固废	物料衡算	6.76	9.21	综合利用	9.66	57960	天达环保综合利用	
脱硫废水	脱硫飞灰	参考三期作为一般固废	物料衡算	0.02		综合利用	0.03	180	根据鉴定结果处置	
锅炉	炉渣	一般固废	物料衡算	0.75	1.02	综合利用	1.07	6420	天达环保综合利用	
磨煤	石子煤	一般固废	类比	0.29	0.30	厂内回用	0.32	1920	厂内回用	
脱硫	脱硫石膏	一般固废	物料衡算	2.49	3.35	综合利用	3.45	20700	天达环保综合利用	
脱硫	脱硫废水处理系统污泥	参考二期作为一般固废	类比	0.003		综合利用	0.003	20	根据鉴定结果处置	
净水站	净水站污泥	一般固废	类比	约 200t/试生产 3 个月		委托处置	/	900	委托处置	
废布袋	废布袋	一般固废	类比	实际暂未产生		委托处置	/	15 条	委托处置	
脱硝	废催化剂	危险固废	类比	实际暂未产生 (3 年更换 1 次)		厂家回收	130t/次(3 年更换 1 次)		危废资质单位	
各设备	废矿物油	危险固废	类比	实际暂未产生 (1 年 2-3 次)		委托处置	4t/次 (1 年 2-3 次)		危废资质单位	
各设备	废铅蓄电池	危险固废	类比	实际暂未产生 (5-6 年更换 1 次)		委托处置	5t/次 (5-6 年更换 1 次)		危废资质单位	
生活	生活垃圾	一般固废	类比	约 13.5t/试生产 3 个月		清运	30.4		环卫	



图 11.5-1 固废堆场情况图

11.6 排污口规范化设置及在线设施安装情况

浙江浙能绍兴滨海热电有限责任公司四期 9#锅炉独立配置 180m 高

单内筒钢筋混凝土烟囱（内筒直径 3.3m），废气排污口按《排污口规范化整治技术要求》设置了永久性标识牌（标注排污口编号、主要排放污染物、执行标准等信息）；在烟囱约 69 米高平台处安装有一套烟气排放连续监测系统，对应监测断面同步配套建设了标准化手工监测平台，满足日常手工监测比对及监管核查需求。

四期生产废水、生活污水全部依托厂区原有废水处理系统处置，该系统已配套安装废水在线监测设施（监测指标涵盖 COD、氨氮、pH 等），监测数据实时联网上传至绍兴市生态环境局监控平台；初期雨水经厂区雨水收集管网回收后接入污水系统统一处理，后期雨水经雨水管网收集、沉淀池沉淀净化后，达标排入附近河道。

废气在线监测设施主要设备表见表 11.6-1，验收监测期间于 CEMS 比对情况见表 11.6-2。

表 11.6-1 9#机组 CEMS 系统主要设备情况

序号	类别	仪器名称	监测项目	型号	仪器编号	品牌	测量方法
1	净烟气 CEMS	烟尘仪	颗粒物	FWE200DH	24138509	SICK	抽取式光散射
2		温度计	温度	APT2000-RM	A1020338	安荣信	热电阻
3		压力计	压力	APT2000-RM	A1020338	安荣信	压力变送器
4		流速仪	流速	APT2000-RM	A1020415	安荣信	皮托管差压
5		烟气分析仪	二氧化硫	43i	CM24317042	Thermo	紫外荧光法
6			氮氧化物	42i	CM24427022	Thermo	化学发光法
7			氧量	TXO-1000	Y24100169	Thermo	氧化锆
8		湿度计	湿度	DMT-143	PH2405020	北京平和	阻容法
9		数采仪	-	BG-DCE	BG05872208382	杭州博高	-

表 11.6-2 9#机 验收监测期间 CEMS 比对情况监

项目	参比方法 均值	CEMS 数据均值	单位	准确度	准确度限值	是否符合 要求
颗粒物	2.1	1.7	mg/m ³	绝对误差 -0.4mg/m ³	绝对误差不超过 ±5mg/m ³	符合
二氧化硫	8	6.1	mg/m ³	绝对误差 -1.9mg/m ³	绝对误差不超过 ±17mg/m ³	符合

氮氧化物	37	33.0	mg/m ³	绝对误差 -4.0mg/m ³	绝对误差不超过 ±12mg/m ³	符合
氧量	5.40	5.64	%	绝对误差 0.24%	绝对误差不超过 ±1%	符合
流速	20.6	21.08	m/s	相对误差 2.33%	相对误差不超过 ±10%	符合
湿度	14.8	14.19	%	相对误差 -4.12%	相对误差不超过 ±25%	符合
温度	51	50.8	°C	绝对误差 -0.2°C	绝对误差不超过 ±3°C	符合

11.7 环保投资情况

本项目预算总投资 95911 万元, 其中设计环保投资约 14533 万元(详见环评补充说明报告), 占总投资的 15.2%。项目实际概算总投资 95482.74 万元, 其中环保投资概算约 13916 万元, 占总投资的 14.6%。投资情况与环评相比变化不大。

11.8 批复的落实情况

本项目基本落实了环评批复的要求, 具体情况见表 11.8-1。

11.8-1 环评批复落实情况

序号	环评批复要求	落实情况	符合性
1	<p>项目必须采用先进的生产工艺、技术和装备, 实施清洁生产, 减少各种资源消耗及污染物的产生量和排放量。各项环保设施设计应当由具有环保设计资质的单位承担, 并经科学论证, 确保稳定达标排放。重点做好以下工作:</p> <p>(一)落实废水污染防治措施。厂区实行清污分流、雨污分流、分类收集、分质处理的要求, 提高废水回用率, 厂区初期雨水、循环冷却水系统排水、锅炉排污、超滤排水、各类冲洗及码头废水收集后回用; 后期雨水收集后, 经厂区雨污水管网外排地表水体。反渗透浓水部分回用于脱硫系统, 其余纳管排放; 酸碱再生废水经中和后纳管排放; 脱硫废水经中和、絮凝、沉淀处理后进入烟气系统蒸发; 根据验收监测结果, 外排纳管水经厂内预处理可达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)三级标准及《工业企业废水氮、磷污染物间接排放限值》(DB33/887-2013)标准要求后排入污水管网。厂区相关区域的防渗防漏措施已按照环评要求实施。</p> <p>(二)落实废气污染防治措施。锅炉采用低氮燃烧技术, 新建全封闭煤场(#3 煤场同步四期另行建设)、渣库、灰库, 库顶设布袋除尘器; 锅炉烟气采用“选择性催化还原”脱硝技术。</p>	<p>(一)落实废水污染防治措施。厂区实行清污分流、雨污分流。初期雨水、循环冷却水系统排水、锅炉排污、超滤排水、各类冲洗及码头废水收集后回用; 后期雨水收集后, 经厂区雨污水管网外排地表水体。反渗透浓水部分回用于脱硫系统, 其余纳管排放; 酸碱再生废水经中和后纳管排放; 脱硫废水经中和、絮凝、沉淀处理后进入烟气系统蒸发; 根据验收监测结果, 外排纳管水经厂内预处理可达到《污水综合排放标准》(GB8978-1996)三级标准及《工业企业废水氮、磷污染物间接排放限值》(DB33/887-2013)标准要求后排入污水管网。厂区相关区域的防渗防漏措施已按照环评要求实施。</p> <p>(二)落实废气污染防治措施。锅炉采用低氮燃烧技术, 新建全封闭煤场(#3 煤场同步四期另行建设)、渣库、灰库, 库顶设布袋除尘器; 锅炉烟气采用“选择性催化还原”脱硝技术。</p>	符合

序号	环评批复要求	落实情况	符合性
	<p>库、灰库，库顶设布袋除尘器；锅炉烟气采用“选择性催化还原脱硝(SCR)+双室低低温五电场静电除尘+(石灰石-石膏法脱硫)+管束式除尘器”处理，通过新建高180m的双管烟囱排放。项目燃煤烟气排放执行《燃煤电厂大气污染物排放标准》(DB33/2147-2018)表1中I阶段规定的排放限值。烟气处理脱硝系统中的逃逸氨按《火电厂烟气脱硝工程技术规范 选择性催化还原法》(HJ 562-2010)中氨逃逸率$\leq 2.5\text{mg}/\text{m}^3$执行，厂界氨排放执行《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)二级新建标准。具体限值详见《环境影响报告书》要求。根据《环境影响报告书》计算结果，项目不需设置大气环境防护距离。</p> <p>(三)落实固废污染防治措施。按照“减量化、无害化、资源化”处置原则，规范设置废物暂存库，危险废物和一般固废分类收集、堆放、分质处置，实现资源的综合利用。项目产生的废脱硝催化剂、废机油、废铅蓄电池等危险废物，委托有资质单位安全处置；项目运行产生的脱硫废水处理系统污泥、脱硫飞灰作为待鉴别固废，在鉴别结果确认之前，须按照危险废物进行管理。项目产生的一般固废飞灰、灰渣、石膏、废布袋等一般固废应收集后综合利用；生活垃圾委托当地环卫部门统一处理。危险废物在厂区暂存按《危险物贮存污染控制标准》(GB18597-2001)及修改单(公告2013年第36号)执行。一般工业固体废物贮存和处置须符合《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB18599-2020)的相关要求，采用库房、包装工具(罐、桶、包装袋等)贮存一般工业固体废物过程的污染控制，应满足相应防渗漏、防雨淋、防扬尘等环境保护要求。</p> <p>(四)落实噪声污染防治措施。你公司应合理设计厂区平面布局，选用低噪声设备，落实好降噪隔音措施，加强设备的维护保养，加强厂区绿化。确保厂界噪声达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的3类标准。</p>	<p>化还原脱硝(SCR)+双室低低温五电场静电除尘+(石灰石-石膏法脱硫)+管束式除尘器”处理，通过新建高180m的单内筒烟囱排放。根据验收监测结果，项目燃煤烟气排放符合《燃煤电厂大气污染物排放标准》(DB33/2147-2018)表1中I阶段规定的排放限值。烟气处理脱硝系统中的逃逸氨$\leq 2.5\text{mg}/\text{m}^3$，厂界氨排放符合《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)二级新建标准。</p> <p>(三)落实固废污染防治措施。根据验收调查结果，各类固废均可妥善处置。脱硫废水处理系统污泥、脱硫飞灰根据上期鉴别结果处置，本期也开展鉴别检测工作，目前正在鉴别过程中。鉴定工作正在进行，按照鉴定结果规范处置。</p> <p>(四)落实噪声污染防治措施。已落实各类降噪措施，根据验收监测结果，厂界噪声可达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中的3类标准。</p>	

序号	环评批复要求	落实情况	符合性
2	严格落实污染物排放总量控制措施及排污权交易制度。按照《环境影响报告书》结论，本项目污染物预测排放总量为：废水排放量<270000 吨/年、COD.<13.5 吨/年、氨氮≤1.35 吨/年、二氧化硫<96.76 吨/年、氨氧化物<138.23 吨/年、烟(粉)尘<15.88 吨/年、Hg82.94 千克/年。项目实施后全厂污染物允许排放总量为：废水排放量<2335700 吨/年、COD<116.785 吨/年、氨氮<11.679 吨/年、二氧化硫<1058.76 吨/年、氨氧化物<1512.23 吨/年、烟(粉)尘<168.91 吨/年、Hg789.94 千克/年。其中项目新增的 COD、氨氮、二氧化硫、氨氧化物、烟(粉)尘总量按绍兴市生态环境局柯桥分局出具的该项目总量平衡方案的意见控制，你公司须落实法人承诺，在未落实新增 COD、氨氮、二氧化硫、氨氧化物总量来源前，该项目不得投入生产。其它各类污染物排放总量按《环境影响报告书》意见进行控制。	本项目污染物排放总量根据本报告方案进行落实。根据验收调查结果，项目排放总量符合环评批复要求。	符合
3	落实环境风险防范与应急措施。你公司须结合原有生产实际和在建项目情况，加强员工环保技能培训，健全各项环境管理制度。制订环境污染事故应急预案，并报绍兴市生态环境局柯桥分局备案。环境污染事故应急预案应与项目所在地政府和相关部门以及周边企业的应急预案相衔接。定期开展应急演习。项目污染防治设施及危废贮存场所等，须与主体工程一起按照安全生产要求设计，并纳入本项目安全预评价，经相关职能部门审批同意后方可实施。你公司应落实安全生产责任，按照安全生产管理要求运行和维护污染防治设施，建立安全生产管理制度。有效防范因污染物事故排放或安全生产事故可能引发的环境风险，确保周边环境安全。	企业已进行突发环境事故应急预案备案，企业严格按照应急预案要求落实环境风险措施及要求。项目污染防治设施及危废贮存场所等已按照安全生产要求设计，并纳入本项目安全预评价。	符合

序号	环评批复要求	落实情况	符合性
4	你公司应重新申领排污许可证，按证排污，并建立环境管理台账记录制度，你公司须按照国家有关规定设置规范化污染物排放口，并设置标志牌；依法开展自行监测，并保存原始监测记录。锅炉空预器出口处设置1套氮氧化物分析仪和1套氨逃逸监测分析仪。你公司应当依法安装、使用维护污染物排放自动监测设备，安装的SO ₂ 、烟尘、NOx等在线监测装置、刷卡排污自动控制系统等自动监测设备应与生态环境部门联网。	企业已就本项目于2025年4月重新申领了排污许可证。已按照要求安置在线监测及氮氧化物分析仪和氨逃逸监测分析仪。	符合
5	加强项目建设的施工期环境管理。按照《环境影响报告书》要求，认真落实施工期各项污染防治措施。确保施工场界噪声达到《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)，施工废水、生活污水须经处理后达标排放；有效控制施工扬尘，妥善处置施工弃土、弃渣和固体废弃物，防止施工废水、扬尘、固废、噪声等污染环境。	根据调查，施工期已按照规范进行处理并达标排放。	符合
6	落实环境信息公开措施。你公司应按照原环保部《建设项目环境影响评价信息公开机制》(环发〔2015〕162号)的要求，及时、如实向社会公开项目开工前、施工过程中、建成后全过程信息，并主动接受社会监督。	项目在开工、竣工、试运行等阶段均已公开相关信息。	符合

十二、公众意见调查

12.1 公众意见调查内容

根据《建设项目竣工环境保护验收技术规范 火力发电厂》(HJ T 255-2006)的要求,在浙能绍兴滨海热电厂四期工程竣工环境保护设施竣工验收监测期间,通过发放意见调查表的形式征求当地公众的意见。调查内容及调查表的格式见表 12.1-1 和 12.1-2。

表 12.1-1 个人公众意见调查表格式

姓名		性别		职业及职务	
年龄	<input type="checkbox"/> 30 岁以下 <input type="checkbox"/> 30-40 岁 <input type="checkbox"/> 40-50 岁 <input type="checkbox"/> 50 岁以上				
文化程度	<input type="checkbox"/> 小学及以下 <input type="checkbox"/> 初中 <input type="checkbox"/> 高中 <input type="checkbox"/> 大学及以上				
居住地址			相对于本项目方位:	与本项目距离:	
项目基本情况	浙江浙能绍兴滨海热电有限责任公司隶属浙江省能源集团有限公司,始建于2009年12月,是绍兴滨海工业区三期区块内印染产业集聚升级的重要配套企业之一。目前共有四期项目建设,即一期 $2 \times 1025\text{t/h}$ 亚临界自然循环煤粉锅炉+ $2 \times 300\text{MW}$ 抽凝汽轮机组、二三期 $5 \times 500\text{t/h}$ 高温高压自然循环煤粉锅炉+ $5 \times 57\text{MW}$ 抽背汽轮机组、#8(备用)锅炉 $1 \times 500\text{t/h}$ 高温高压自然循环煤粉锅炉,目前均已建成,并通过“三同时”验收。本次验收四期项目新建 $1 \times 500\text{t/h}$ 超高温超高压自然循环煤粉锅炉+ $1 \times 57\text{MW}$ 抽背汽轮机组,并配套相应污染物处置设施及配套公用工程、辅助工程。四期项目建成后,全厂形成共9炉8机的生产规模。项目建设过程中未发生重大变化。				
	调查内容	本工程施工期间是否与周边居民发生过纠纷	<input type="checkbox"/>	没有 <input type="checkbox"/>	不清楚 <input type="checkbox"/>
本工程试生产期间是否与周边居民发生过纠纷		<input type="checkbox"/>	没有 <input type="checkbox"/>	不清楚 <input type="checkbox"/>	
本工程施工期间是否出现过扰民现象		<input type="checkbox"/>	没有 <input type="checkbox"/>	不清楚 <input type="checkbox"/>	
本工程试生产期间是否出现过扰民现象		<input type="checkbox"/>	没有 <input type="checkbox"/>	不清楚 <input type="checkbox"/>	
工程产生的废水对您的生活、工作是否有不利影响		<input type="checkbox"/>	没有 <input type="checkbox"/>	不清楚 <input type="checkbox"/>	
工程产生的废气对您的生活、工作是否有不利影响		<input type="checkbox"/>	没有 <input type="checkbox"/>	不清楚 <input type="checkbox"/>	
工程产生的噪声对您的生活、工作是否有不利影响		<input type="checkbox"/>	没有 <input type="checkbox"/>	不清楚 <input type="checkbox"/>	
工程产生的灰渣等对您的生活、工作是否有不利影响		<input type="checkbox"/>	没有 <input type="checkbox"/>	不清楚 <input type="checkbox"/>	
您对该公司的环境保护工作满意程度		<input type="checkbox"/> 满意	<input type="checkbox"/> 较满意	<input type="checkbox"/> 不满意	
备注					

注:如果不满意,请在备注中说明不满意的内容或理由。

表 12.1-2 企业公众意见调查表格式

企业名称				
企业地址				
相对于本项目方位		与本项目距离		
项目基本情况	浙江浙能绍兴滨海热电有限责任公司隶属浙江省能源集团有限公司，始建于2009年12月，是绍兴滨海工业区三期区块内印染产业集聚升级的重要配套企业之一。目前共有四期项目建设，即一期 $2 \times 1025\text{t/h}$ 亚临界自然循环煤粉锅炉+ $2 \times 300\text{MW}$ 抽凝汽轮机组、二三期 $5 \times 500\text{t/h}$ 高温高压自然循环煤粉锅炉+ $5 \times 57\text{MW}$ 抽背汽轮机组、#8（备用）锅炉 $1 \times 500\text{t/h}$ 高温高压自然循环煤粉锅炉，目前均已建成，并通过“三同时”验收。本次验收四期项目新建 $1 \times 500\text{t/h}$ 超高温超高压自然循环煤粉锅炉+ $1 \times 57\text{MW}$ 抽背汽轮机组，并配套相应污染物处置设施及配套公用工程、辅助工程。四期项目建成后，全厂形成共9炉8机的生产规模。项目建设过程中未发生重大变化。			
调查内容	工程施工期间是否对贵单位造成不利影响	<input type="checkbox"/> 有	<input type="checkbox"/> 没有	<input type="checkbox"/> 不清楚
	工程试生产期间是否对贵单位造成不利影响	<input type="checkbox"/> 有	<input type="checkbox"/> 没有	<input type="checkbox"/> 不清楚
	该工程建设是否有利于本地经济发展	<input type="checkbox"/> 有	<input type="checkbox"/> 没有	<input type="checkbox"/> 不清楚
	工程产生的废水对贵单位是否有不利影响	<input type="checkbox"/> 有	<input type="checkbox"/> 没有	<input type="checkbox"/> 不清楚
	工程产生的废气对贵单位是否有不利影响	<input type="checkbox"/> 有	<input type="checkbox"/> 没有	<input type="checkbox"/> 不清楚
	工程产生的噪声对贵单位是否有不利影响	<input type="checkbox"/> 有	<input type="checkbox"/> 没有	<input type="checkbox"/> 不清楚
	工程产生的固废对贵单位是否有不利影响	<input type="checkbox"/> 有	<input type="checkbox"/> 没有	<input type="checkbox"/> 不清楚
	贵单位对该项目的环境保护工作满意程度	<input type="checkbox"/> 满意	<input type="checkbox"/> 较满意	<input type="checkbox"/> 不满意
备注				

注：如果不满意，请在备注中说明不满意的内容或理由。

12.2 调查结果

本次调查共向项目所在地附近人员发放意见调查表20份，回收20份，项目周边企业发放调查表5份，回收5份。根据统计结果，100%的被调查人员认为项目施工期未发生或不清楚是否发生扰民和纠纷事件，项目试生产期未发生或不清楚是否发生扰民和纠纷事件；100%被调查人员认为工程产生的废水、废气、噪声、固废对其生活和工作没有不利影

响；100%被调查人员对本工程环境保护工作表示满意或较满意。100%被调查单位认为施工期和运营期均未对本单位产生不利影响，本工程建设有利于本地经济发展，工程产生的废水、废气、噪声、固废没有对本单位产生不利影响，所有单位均对本项目环境保护工作表示满意。

十三、环境风险调查

13.1 环境风险管理机构

根据可能发生的突发环境事件的类型，浙江浙能绍兴滨海热电有限责任公司组建了相应的应急处置专业队伍，包括浙能滨海热电针对本项目可能发生的突发环境事件，浙江浙能绍兴滨海热电有限责任公司成立了现场应急指挥部，一旦发生突发环境事件，由应急指挥部负责进行统一指挥，以高效有序地开展事故应急处置工作。应急指挥部统一指挥的信息发布组、抢险救援组、应急现场处置组、技术保障组、警戒保卫疏散组、后勤保障组和物资保障组等。公司应急处置专业队伍是突发环境事故应急处置的骨干力量，其任务主要是担负公司区域内环境事故的救援及处置。因此公司对事故状态下各级人员和各专业处置队伍的具体职责和任务做了明确分配，以便在发生突发环境事件时，在统一指挥下，快速、有序、高效地展开应急处置行动。

13.2 环境风险应急预案及演练

13.2.1 环境风险应急预案的制定

建设单位结合四期扩建工程实际建设情况（新增 9#超高温超高压锅炉、尿素热解脱硝系统等设施），在原有应急预案基础上完成修订完善，修订后的《绍兴滨海热电厂突发环境事件应急预案》已在绍兴市生态环境局柯桥分局备案，预案内容充分适配四期工程新增危险源及污染防治体系。

根据应急预案评估结果，公司环境风险评价等级为一般环境风险等级。预案针对四期工程新增的超高温超高压锅炉、脱硝热解系统等设施，开展了全面风险识别与事故影响分析，明确了针对性的防范、应急与减缓措施。

应急预案从区域环境现状、四期工程新增危险目标及危险特性出发，

优化了应急指挥体系与职责分工，完善了预防与预警机制，重点规定了可能发生的突发性大气污染（如烟气处理设施故障排放）、水体污染（如脱硫废水处理系统泄漏）等事故的应急处置流程及保护目标防护措施；同时明确了应急物资储备更新、事故后期处置等要求，细化了针对四期工程相关设施的宣教培训内容和应急演习方式，确保预案具备针对性、可操作性。

13.2.2 环境风险应急演练

应急预案要求每年至少进行一次应急预案演练，建设单位根据《浙江省突发环境事故应急预案编制导则（试行）（企业版）》的要求，结合本项目实际，每年均进行两次环境风险事故应急预案演习。最近一次应急预案演练在 2025 年 4 月开展，演练期间图片记录见图 13.2-1。





图 13.2-1 应急演练期间图片资料

13.3 环境风险防范措施与设施

13.3.1 烟气治理设施故障事故风险防范措施

1、配套先进的除尘设备，包括对除尘设备自动化控制、采用先进的布袋材料，以及设备运行的稳定性等方面的要求，在日常运行中须加强管理检查，一旦发生设施损坏，应及时进行在线更换，可以将事故风险降低到最小。

2、加强对设备的维修管理，建立定期维护的人员编制和相关制度，制定严格的规范操作规程，以保证除尘设备的正常运转。

3、锅炉烟气安装在线监测系统，并实现与环保系统联网，企业当对在线监测数据进行日常的统计与分析，建立运行档案，及时发现环保设施的故障，如一旦确定除尘器故障，则应立即组织停炉检修，减少事故排放对环境的影响。对于烟气在线监测系统的故障也应当及时进行修理。

13.3.2 火灾爆炸事故防范措施

1、在设计、施工、生产等各方面必须严格执行有关的法律、法规。具体如《中华人民共和国消防法》《建筑设计防火规范》《仓库防火安全管理规则》等。

2、建立安全生产制度，对职工日常要求禁止在燃料仓库内进行吸烟以及玩明火。

3、完善厂区禁火、禁烟标志的设置，特别是在燃料仓库等设施应作为防火重地加强警示，对职工人员应当加强防火意识的教育和培训。

4、车间采用防爆型的电器开关，建立定期检查制度，及时发现老化电线等的火灾事故源。

5、为满足意外着火事故能及时抢险的需要，消防系统设计严格遵守国家和各有关部门的有关规定（并参照国外有关规定），采取严密措施确保安全生产。油罐区和主要生产车间内应采用固定或泡沫灭火系统，室内外设有水消防栓、水泵、高压水枪、水源及相应管线，负责全厂的常规消

防，各消防系统时刻处于戒备状态，一旦出现火灾事故可以自救，在自救的同时，应联系周边企业、马鞍镇、绍兴市等社会力量共同救险。

6、项目建成投产后，在日常运行管理中，须加强相关人员的培训与管理工作，提高人员素质，强化安全意识，尽量避免人为因素引起事故；杜绝不明特性的废弃物进入焚烧炉；加强设备的日常维护和保养。

13.3.3 柴油储罐区事故防范措施

为了避免柴油储罐发生泄漏、火灾等风险情况的发生，埋地柴油储罐上方所在地面作硬化防渗处理。储罐顶部要设有高于地面 2.5m 的放空管。日常运营时储罐要留有足够的容量，以便在一个储罐发生故障时，能及时地将其中的物料泵入另一储罐，防止其外泄造成危害。此外，柴油储罐需设置超压自动报警器、永久性接地装置等措施。

13.3.4 消防废水排放入江事故防范措施

(1) 切断污染源

立即切断雨水外排总阀门和离消防废水产生区域最近的雨水控制阀，防止消防废水进一步流入曹娥江。

(2) 污染源控制

用水泵将雨水系统的消防废水抽入回用池或就近其他工业水池，防止消防废水从雨水系统满溢。消防废水送入污水处理系统处理达标后排海。

(3) 应急监测

如消防废水入江量较大，则立即通知柯桥区环境监测站对受污染水体进行监测，应急监测组配合。根据废水事故排放情况确定监测范围，在废水排放口附近及上下游设置监测断面；监测项目为 pH 值、COD 和氨氮等。

13.3.5 废水非正常排放事故防范措施

当污水处理设施出现故障，废水监测出现超标时，应采取如下措施：

(1) 切断污染源

立即通知污水处理站负责人，切断污染源，停止废水排放和回用。

(2) 应急抢修

①对污水处理设施进行全面检查，排查设备事故原因。

②对事故设备进行抢修，如能在短时间内抢修完成的，在设备抢修完成后，进行调试。超标的废水通过泵重新打入废水调节池，直到处理后的废水达标后方可排放和回用。

③如设备出现严重故障，短时间内设备未能抢修完成的，将污水处理站的废水重新排入污水调节池内或其他废水池。安排尽快完成设备更换或者修理。待设备能正常运行时，重新调入生产废水进行处理，并监测废水排放口处的废水是否达标。如排放废水未达标，重复①、②、③步骤。

目前公司原有三套供电系统，如遇停电可启动备用电源，排污泵可正常使用。

13.3.6 应急物资设施

根据可能发生的突发环境事件的类型，浙江浙能绍兴滨海热电有限责任公司配备了相应的突发环境事件应急设施（备）和物资，包括医疗救护仪器药品、个人防护装备器材、消防设施、堵漏器材、应急监测仪器设备和应急交通工具等。根据现场调查，目前厂区建有3个1000m³的工业废水池、一个2000m³雨水收集池、一个1000m³事故应急水池，厂区雨水及事故消防废水能通过雨水管网进入该雨水收集池，雨水收集池废水可由泵送至回用池。目前雨水收集池和回用池的空余容积约占总容积的91.9%以上，当企业发生事故时原有雨水收集池足够容纳产生的消防废水。

13.4 大气防护距离落实情况调查

本项目无需设置大气防护距离。项目周边5km范围内无居民集中

点，无集中式饮用水源地、无风景名胜区等需要特殊保护的区域，最近敏感点规划居住区距离本项目约 390m。

十四、结论及建议

14.1 结论

验收监测期间，浙能绍兴滨海热电厂四期扩建工程生产设施正常运行，各环保设施均正常运行。生产负荷达到了项目竣工验收的监测要求。

14.1.1 废水监测结果

1、根据监测和复测结果，企业生活废水处理后的水质符合《城市污水再生利用 城市杂用水水质》（GB/T18920-2020）“城市绿化”类标准要求；脱硫废水处理设施出口废水中的一类污染物符合《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中要求；纳管排放废水监测结果符合《污水综合排放标准》（GB8978-1996）中的三级标准及污水厂相应的纳管要求，废水污染物能够达标排放。

14.1.2 有组织废气监测

根据监测结果，本项目9#锅炉废气处理设施排口中颗粒物、二氧化硫、氮氧化物、总汞的最大周期排放浓度和烟气黑度均符合《燃煤电厂大气污染物排放标准》（DB33/2147-2018）表1中II阶段规定的排放限值要求；烟气处理脱硝系统的氨逃逸最大周期监测结果符合《火电厂烟气脱硝工程技术规范 选择性催化还原法》（HJ 562-2010）中对于逃逸氨控制的要求。

14.1.3 无组织废气监测

厂界无组织废气监测结果氨厂界监测结果最大值为0.881mg/m³符合《恶臭污染物排放标准》(GB14554-93)中的二级标准新扩建标准要求；颗粒物厂界监测结果最大值为0.336mg/m³，符合《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)表2的二级排放标准要求。

14.1.4 噪声监测

根据监测结果，本项目各厂界噪声均不符合《工业企业厂界环境噪

声排放标准》(GB12348-2008)中的3类区标准限值要求。企业厂区周边均是道路和印染企业，噪声超标对周边环境影污染较小，企业也做了大量的防噪措施，如遇有噪声污染情况发生，后续企业需针对9号机组南侧及厂界夜间噪声超标区域采取降噪措施，进一步优化噪声管控，确保厂界噪声不造成污染事故。

14.1.5 固废调查

企业已经产生固废均能妥善处置，具体见章节11.5。

14.1.6 环保设施处理效率

根据核算结果，本项目环保设施整体除尘效率为99.968%，脱硝效率88.56%，脱硫效率99.43%，除尘效率、脱硫、脱硝效率均符合环评中对环保设施的效率要求。

14.1.7 污染物排放总量

根据监测和调查结果，本项目废水排放量为226500吨/年，废水污染物排环境量为：化学需氧量11.33吨/年、氨氮1.13吨/年；废气污染物排环境量为：氮氧化物108.18吨/年、二氧化硫30.54吨/年、烟尘5.88吨/年、总汞8.46/年，均符合环评批复要求。根据两个周期监测结果核算，本次锅炉排放绩效值(GPSi)符合《燃煤电厂大气污染物排放标准》(DB33/2147-2018)表表1中II阶段排放绩效。

14.2 总结论

根据对浙能绍兴滨海热电厂四期扩建工程项目的监测和调查结果，该项目监测结果符合相应标准要求，基本落实了环评报告书和批复的要求，符合项目竣工环境保护验收条件。

14.3 建议

- 1、进一步加强环境保护设施的运行管理和维护，确保各类污染物稳定达标排放；
- 2、加强回用水质的管理，确保回用水质达标使用；

3、加强已鉴别固废的日常监测，建议每年自行监测开展一次监测。