项目编号：FH11281-P01

建设项目环境影响报告表

(试　行)

项目名称：汕尾电厂 3、4 号机组超低排放改造项目

建设单位(盖章)：广东红海湾发电有限公司

编制日期：2017 年 02 月 08 日

国家环境保护总局制

建设项目环境影响评价资质证书

机构名称：中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司
住　　所：广东省广州市萝岗区广州科学城天丰路1号
法定代表人：罗必雄
证书等级：乙级
证书编号：国环评证乙　字第　2880　　号
有效期：至2019年1月18日
评价范围：环境影响报告表类别 一 特殊项目环境影响报告表；一般项目环境影响报告表；

二〇一五年七月二十九日

项目名称：汕尾电厂3、4号机组超低排放改造项目

文件类型：环境影响报告表

适用的评价范围：一般项目环境影响报告表

法定代表人：罗必雄　　（签章）

主持编制机构：中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司（签章）

一、建设项目基本情况

项目名称	汕尾电厂 3、4 号机组超低排放改造项目				
建设单位	广东红海湾发电有限公司				
法人代表	文联合		联 系 人	韩世荣	
通讯地址	汕尾市红海湾经济开发区				
联系电话	18933028569	传 真	0660-3408333	邮政编码	516623
建设地点	广东省汕尾市红海湾经济开发区汕尾电厂内				
立项审批部门	/		批准文号	/	
建设性质	新建□改扩建□技改☑		行业类别及代码	D4411 火力发电	
占地面积(平方米)	/		绿化面积(平方米)	/	
总投资(万元)	29894	其中：环保投资(万元)	29894	环保投资占总投资比例	100%
评价经费(万元)		预期投产日期	2017 年 11 月		

工程内容及规模：

1、项目由来

为加快推动能源生产和消费革命，进一步提升煤电高效清洁发展水平，国家提出了煤电升级行动计划，由国家发改委、环境保护部、国家能源局联合下发的发改能源[2014]2093 号文件《煤电节能减排升级与改造行动计划(2014-2020 年)》明确提出煤电改造的目标与期限，要求东部地区(辽宁、北京、天津、河北、山东、上海、江苏、浙江、福建、广东、海南等 11 省市)新建燃煤发电机组大气污染物排放浓度基本达到燃气轮机组排放限值(即在基准氧含量 6%条件下，烟尘、二氧化硫、氮氧化物排放浓度分别不高于 10、35、50 毫克/立方米)。

广东省发展改革委印发的粤发改能电函[2015]2102 号文件，要求全省煤电机组“基本达到燃气轮机组排放限值”，即 NOx、SO_2、烟尘排放浓度不高于 50mg/Nm^3、35mg/Nm^3、10mg/Nm^3；鼓励珠三角地区“达到燃气轮机组排放限值”，即 NOx、SO_2、烟尘排放浓度不高于 50mg/Nm^3、35mg/Nm^3、5mg/Nm^3。

2015 年 12 月 15 日，由环境保护部、国家发改委、国家能源局联合下发的环发[2015]164 号文件《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》明确提出在确保供电安全前提下，将东部地区(北京、天津、河北、辽宁、上海、江苏、浙江、福建、山东、广东、海南等 11 省市)原计划 2020 年前完成的超低排放改造任务提前至 2017 年前总体完成，要求 30 万千瓦及以上公用燃煤发电机组、10 万千瓦及以上自备燃煤发电机组(暂不含 W 型火焰锅炉和循环流化床锅炉)实施超低排放改造。

汕尾电厂位于广东省汕尾市东南 25km 白沙湖畔的红海湾经济开发区，汕尾电厂总体规划装机容量为 4×600MW+4×1000MW 等级机组，分两期建设，一期工程建设 4×600MW 等级机组(即 2×600MW +2×660MW)，二期建设 4×1000MW 等级机组。第一期工程分两步建设，一期工程 1、2 号机组装设 2×600MW 国产超临界燃煤机组，一期公用系统设计已按 4×600MW 等级机组容量完成；一期工程 3、4 号机组装设 2×660MW 超超临界燃煤机组，目前 1、2 号机组已于 2008 年投入商业运行，3、4 号机组已于 2011 年投入商业运行。

汕尾电厂一期 1、2 号机组已于 2016 年启动超低排放改造，该改造项目委托中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司编制了环境影响报告表，并于 2016 年 7 月 28 日取得了《汕尾市环境保护局关于汕尾电厂一期 1、2 号机组超低排放改造项目环境影响报告表的批复》（汕环函[2016]158 号），目前 1、2 号机组改造完成，正在办理竣工环境保护验收。

本工程为汕尾电厂一期 3、4 号机组改造，位于汕尾市红海湾经济开发区汕尾电厂内，项目拟对 3、4 号机组锅炉烟气治理系统进行升级改造，主要包括烟气脱硝系统、烟气除尘系统、烟气脱硫系统的改造，同时对风机系统、电气系统、控制系统等配套设施进行改造。

根据《中华人民共和国环境影响评价法》（2016 年）及《建设项目环境影响评价分类管理名录》（2015 年版），本工程属于“电力”类的“脱硫、脱硝、除尘等环保工程”，需编制报告表。受广东红海湾发电有限公司委托，中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司组织环评人员，在收集和研读项目资料的基础上，对现场进行了实地踏勘，并通过跟建设单位及相关专家充分沟通，编制完成环境影响评价报告表。

2、工程组成及规模

本项目属于技术改造类项目，改造工程仅针对锅炉烟气治理以实现“超低排放”，并且本次改造对象仅为现有 3、4 号机组（2×660MW）配套的烟气脱硝系统、除尘系统及脱硫系统，不涉及电厂主体工程的变化。

（1）烟气脱硝超低排放改造

汕尾电厂 SCR 装置的催化剂按 2+1 方式装填，目前备用层已装填催化剂，实际的运行效果并没有达到超低排放的目标。本次超低排放改造推荐脱硝系统运行三层催化剂，并更换初装的 2 层催化剂。

（2）烟气除尘超低排放改造

汕尾电厂 3、4 号机组电除尘器改造拟采用静电除尘器提效改造+脱硫系统除尘+湿式电除尘器技术，其中静电除尘器提效推荐采用低低温电除尘器技术，该技术方案不对脱硫塔的除雾器进行升级改造，在脱硫塔出口增加湿式静电除尘器。

（3）烟气脱硫超低排放改造

汕尾电厂 3、4 号机组现有脱硫系统设计方案为采用湿式石灰石-石膏法。本工程脱硫工艺改造采用单塔单循环提效方案，在吸收塔最下层喷淋层至入口烟道顶面之间的区域内安装气流均布装置，使吸收塔入口、喷淋层下方烟气均流并同时产生可控湍流，增加烟气与浆液的接触面积，提升吸收塔整体脱硫效率，避免烟气偏流短路现象。原 4 层喷淋层更换高效滤嘴，新增一层喷淋层。

（4）烟气换热器改造

由于烟气再热装置回转式 GGH 的泄漏率对于脱硫后的 SO_2 排放浓度有较大影响，拟对烟气换热器进行改造，拆除现有回转式 GGH，与低低温电除尘器改造相结合，增设烟气换热器，拟在锅炉空气预热器与静电除尘器之间加装烟气降温段，吸收塔与烟囱之间加装烟气升温段。

（5）超低排放改造目标

在基准氧含量 6%条件下，烟尘、SO_2、NO_x 排放浓度分别不高于 10 mg/Nm^3、35 mg/Nm^3、50 mg/Nm^3。

由以上可以看出，本工程为技改项目，主要对烟气治理设备进行改造，锅炉、汽机、发电机等主体工程均保持现状。

项目涉及的主要设施、设备见下表。

表 1-1 项目主要相关设施设备一览表

序号	系统	设备	现有规格	改造内容
1	主机系统	锅炉	超超临界变压运行直流锅炉，下部水冷壁螺管圈、一次再热、单炉膛对冲燃烧、平衡通风、固态排渣煤粉炉，2×2060t/h	无需改造
		汽轮机	超超临界、三缸四排气、单轴、一次中间再热、凝汽式，2×660MW	无需改造
		发电机	水氢氢冷、自并励静止励磁，2×733MW	无需改造
2	制粉系统	磨煤机	采用直吹式正压冷一次风制粉系统，每台锅炉设 6 台	无需改造
3	除尘系统	电除尘器	每台锅炉配 2 台双室四电场静电除尘器，除尘效率 99.61%	由传统电除尘器改造低低温电除尘器，除尘效率 99.90%
		除雾器	吸收塔除雾器采用 2 级屋脊式除雾器	无需改造
		湿式静电除尘器	增加 2 台湿式静电除尘器	在脱硫塔出口增加湿式静电除尘器，除尘效率 83.4%
4	脱硫系统	吸收塔	一炉一塔，每座吸收塔设置 4 层喷淋层，吸收塔总高 35.87m，脱硫效率 96%	在吸收塔最下层喷淋层至入口烟道顶面之间的区域内安装气流均布装置；原 4 层喷淋层更换高效滤嘴；新增一层喷淋层，在原有吸收塔基础上抬高，脱硫效率 99.2%
		循环泵	每套吸收塔设置 4 台浆液循环泵	每套吸收塔增加 1 台 10500m^3/h、P=1200kW 的浆液循环泵
		氧化风机	每套吸收塔设置 3 台 Q=8007Nm^3/h，P=450kW 的风机（两运一备）	每套吸收塔增加 1 台 Q=8007Nm^3/h，P=450kW 的风机，实现三运一备
		除雾器	吸收塔除雾器采用 2 级屋脊式除雾器	无需改造
		浆液制备供应	石灰石浆液箱有效容积 385m^3，每台机配置两台流量为 60m^3/h 石灰石浆液泵(一运一备)	无需改造
		石膏脱水	2 台出力 Q=45.5t/h 真空皮带脱水机	无需改造
		事故排放	现事故浆液箱有效容积 3321m^3	无需改造

		废水处理	处理量 30t/h 的废水系统	无需改造
5	脱硝系统	催化剂层	采用国产蜂窝式催化剂，主要活性成分为 TiO_2 和 V_2O_5，少量的 WO_3。采用选择性催化还原法(SCR)工艺；催化剂层按 2+1 层设计，即 2 层催化剂设计层加 1 层催化剂备用层，目前电厂已投入 SCR 备用层，脱硝效率 80%	投运备用层，更换初装的 2 层催化剂，脱硝效率 85.7%
6	烟气换热系统	烟气换热器	烟气脱硫系统中设置了回转式烟气换热器（GGH）	拆除现有回转式 GGH，增设烟气换热器，拟在锅炉空气预热器与静电除尘器之间加装烟气降温段，吸收塔与烟囱之间加装烟气升温段。
7	烟囱	钛钢复合烟囱	钛钢复合板内筒	无需改造
8	风机	增压风机和引风机	每台锅炉配置两台成都电力机械厂生产的 YA16648-8Z 型静叶可调节轴流式引风机； 每台脱硫系统配置一台上海鼓风机厂生产的 RAF42-20-1 型动叶可调轴流式卧式增压风机	拆除脱硫增压风机和引风机，引风机与脱硫增压风机合并为联合风机

3、项目概况

项目名称：汕尾电厂 3、4 号机组超低排放改造项目

建设单位：广东红海湾发电有限公司；

建设地点：广东省汕尾市红海湾经济开发区汕尾电厂内；

项目性质：技术改造；

劳动定员：不新增工作人员；

工作制度：全年连续工作制，年工作 365 天；

工程进度：4 号机组拟定于 2017 年 4 月开工，2017 年 06 月完成；3 号机组拟于 2017 年 9 月开工，2017 年 11 月完成；

资金投入：3、4 号机组超低排放改造工程总投资共 29894 万元，其中建筑工程费 813 万元，设备购置费 19251 万元，安装工程费 6336 万元，其他费用 3494 万元，全部为环保投资。

4、主要原辅材料消耗量及产品产量

本工程技改前后项目主要消耗的原辅材料如下表所示：

表 1-2　技改前后主要原辅材料情况一览表（3、4 号机组）

序号	原料名称	用量（t/a）		变化量（t/a）	备注
		技改前	技改后		
1	燃煤	*255.19×10^4	255.19×10^4	0	
2	液氨	2640	2640	0	
3	32%NaOH 溶液	0	420	+420	湿式除尘器用
4	石灰石	15.4×10^4	16.06×10^4	+6600	新增一层喷淋层，配备高效喷嘴，安装气流均布装置
5	催化剂	842.4t/(3a)（2 层）	842.4t/(3a)（2 层）	0	更换催化剂，三年一换

注：*2016 年实际统计数据
年运行小时数按 5500h 考虑。

本工程主要产品为电力，副产品为脱硫石膏及灰、渣，基本情况如下表所示。

表 1-3　技改前后主要产品、副产品情况一览表（3、4 号机组）

序号	产品名称	产量		变化量
		技改前	技改后	
1	脱硫石膏	24.64×10^4t/a	27.61×10^4t/a	+2.97×10^4t/a
2	灰量	27.71×10^4t/a	27.79×10^4t/a	+800t/a
3	渣量	1×10^4t/a	1×10^4t/a	0

注：年运行小时数按 5500h 考虑。

5、主要生产设备

本项目技改前后主要生产设备名称及数量变化情况如下表所示。

表 1-4　3、4 号机组 SCR 脱硝系统改造方案表

序号	设备名称	数量（台、部、套）		变化量	备注
		技改前	技改后		
1	SCR 反应器	2 套	2 套	0	已运行 3 层催化剂，更换初装的 2 层催化剂

表 1-5　脱硫工艺改造方案表（单台机组）

序号	名　称	规格及技术要求	单　位	数　量	备　注
一	烟气系统				
1	烟道改造量		t	64	新增
2	吸收塔出口非金属膨胀节	16000×3100mm	件	1	更换
3	净烟道支架改造		套	1	
二	吸收塔系统				
1	吸收塔本体	Φ19/16m 喷淋塔塔体抬高改造4.2m	套	1	局部改造
2	吸收塔喷淋层	FRP，原4层/塔，本次改造新增1层。	套	1	新增
3	原吸收塔喷嘴	136个/层，共4层	个	544	拆除
4	吸收塔喷嘴	高效节能型，220个/层，共5层	个	1100	更换
5	气流均布装置	Φ16m	套	1	新增
6	原除雾器	PP 2级屋脊式	套	1	利旧
7	防腐	修复气流均布装置、烟道、高效除雾器部分和塔改造的防腐约2000m^2	项	1	新增
8	原浆液循环泵	Q＝10500m^3/h，N=1200kW	台	4	利旧
9	新浆液循环泵	离心泵，Q＝10500m^3/h，N=1200kW	台	1	新增
10	除雾器冲洗水管路改造	用于高效除雾器冲洗用	套	1	改造
11	氧化风机	Q=8007m^3/h，电机功率450kW	台	3	利旧
三	工艺水系统				利旧
四	石膏脱水系统				利旧
五	石灰石制浆系统				利旧
六	电气热控	循环泵电机新增、更换烟气换热器、测尘仪重新选型、CEMS重新选型、新增喷淋层等设备引起的电气热控改造	套	1	新增

表 1-6　烟气换热器改造清单如下表所示（单台机组）

序号	项　　目	单　位	数　量	备　注
1	原GGH	套	1	拆除
2	烟道			局部改造
3	烟气降温段装置(含壳体)	套	4	增设
4	再加热器装置(含壳体)	套	1	增设
5	声波清灰装置及蒸汽吹灰装置	套	1+1	增设
6	平台及楼梯走道	套	1+1	增设
7	烟道支架加固及基础	套	1	增设
8	管路及控制系统(含各类阀门、计量仪器、泵等)	套	1	增设
9	保温层(含管路保温)	套	1	增设
10	电气部分	套	1	增设

本项目技改后主要生产设备参数如下表所示。

表 1-7　湿式静电除尘器选型主要技术参数表

项　　目	单　位	数　值
设计入口烟气量(湿基，实际O_2)	Nm^3/h	约212万
入口烟气温度	℃	约50
入口烟尘浓度(干基，6%O_2，含石膏)	mg/Nm^3	30.1
出口烟尘浓度(干基，6%O_2，含石膏)	mg/Nm^3	5
保证除尘效率	%	83.4
保证SO_3去除率	%	70
室/台		2
阳极板型式及材质		316L或以上
阴极线型式及材质		316L或以上
烟气阻力	Pa	＜300
除尘器电耗	kW	约650kW

表 1-8　烟气换热器系统参数表

分　　项	参数值	备　注
烟气降温段入口烟气量，Nm^3/h	223万	湿态，实际0_2
烟气降温段入口烟温，℃	137	
烟气换热器总用水量，t/h	970	
烟气换热器-H/E换热面形式	R/H	高温吸热段
烟气换热器-H/E进/出口烟温，℃	137/85	高温吸热段
烟气换热器-H/E进/出口水温，℃	70/110	高温吸热段
烟气换热器-H/E总换热量，kj/s	45774	高温吸热段
烟气换热器-R/H进口烟气量，Nm^3/h	239万	低温放热段
烟气换热器-R/H换热面形式	R/H光管+鳍片管	低温放热段
烟气换热器-R/H进/出口烟温，℃	48/80)	低温放热段
烟气换热器-R/H进/出口水温，℃	110/70	低温放热段
烟气换热器-R/H总换热量，kj/s	32026	低温放热段
烟气换热器烟气总阻力	≤1300Pa	
烟气换热器热媒体种类	工业用除盐水	
热媒体循环泵布置方式、功率	一用一备、每台220KW	
清灰系统(升温段+降温段)	蒸汽/声波吹灰器	
烟气换热器烟气降温段换热管材质	高温段：采用20G钢(50%) 低温段：ND(50%)	管壁厚度5mm
烟气换热器再热器换热管材质	快速升温段：316L 低温段：2205 高温段：316L	

表 1-9　超低排放改造后联合风机参数表

工况 项目	B-MCR工况 设计煤种	TB工况 设计煤种
联合风机入口体积流量(Nm^3/h)	1060396	1166436
联合风机入口体积流量(m^3/h)	1352983	1531048
联合风机入口体积流量(m^3/s)	375.83	425.29
联合风机入口质量流量(kg/s)	374.84	408.60
联合风机入口温度(℃)	75	85
入口烟气密度(kg /m^3)	0.9974	0.9608
联合风机入口全压(Pa)	-4372	-5246
联合风机出口全压(Pa)	5534	6641
联合风机全压升(Pa)	9906	11887
压缩性修正系数	0.9655	0.9587
联合风机效率(%)	87.4	86.5
机械传动效率(%)	98	98
联合风机轴功率(kW)	4154	5659
电动机功率裕量系数	-	1.05
风机工作转速(r/min)	990	990
配套电机功率(kW)	-	6000

6、公用工程

（1）给排水

项目用水包括工业和生活用淡水及直流循环冷却用海水。

直流冷却水采用海水直流供水冷却方式，海水取水口设于厂东北面煤码头港池南岸，在深水港港池内深层取水，900 米引水明渠供水；排水采用 700 米暗管自然冷却，浅排方式，由 100 米明渠排至厂东南面南海海域。厂区工业及生活用淡水来自距电厂约 25 公里的赤沙水库及红海湾自来水厂，由管网送至厂区。

技改前工程淡水耗水量为 565.82m^3/h（311.2×10^4t/a），技改过程中，因增设湿式电除尘器，两台机组耗水量共增加 29.92×10^4t/a，设计将湿式电除尘器的排水直接排入脱硫吸收塔。项目配套有 1 套处理能力为 30m^3/h 的脱硫废水处理系统，脱硫废水经石灰乳调整 pH 后，加有机硫及絮凝剂进行絮凝、澄清，澄清水回用作为锅炉冲灰渣用水，不外排。

工程技改前后所有废水均在电厂内综合利用，不外排。

（2）供电

1）厂用电

3、4 号机组各设有 1 台容量为 57/35-35MVA 的分裂绕组高压工作变(3、4 号高压厂变)，每台机组设有 2 段 6kV 工作母线，每台机组设有 1 段 6kV 炉后脱硫段母线。

2）湿式静电除尘器电气改造

根据工艺改造方案，本工程 3、4 号机组各新增 1 台卧式湿式静电除尘器，电负荷约为 650kW。3、4 号机组各设置 2 台容量为 800kVA 的低压除尘厂用变压器，对应设置电除尘 PC 段，为新增静电除尘器供电。新增低压厂用除尘变的电源从每台机组 6kV 厂用工作段引接，每台机组需增设 2 台 6kV 高压开关柜。新增除尘厂用变压器需考虑新设建筑房间，位置可考虑在原脱硫系统旁路烟道区域。

3）脱硫系统电气系统改造

根据工艺改造方案，本次改造 3、4 号机组各新增 1 台功率为 1200kW 的浆液循环泵，新增 1 台功率为 450kW 的氧化风机；拆除增压风机(每台机组 1 台，功率为 5500kW)；烟气换热系统每台机组增加 2 台功率为 220kW 的热媒体循环泵，一运一备。

原增压风机配电回路改作备用回路；新增浆液循环泵、氧化风机的电源均从每台机组 6kV 脱硫段引接；新增热媒体循环泵的电源从每台机组 6kV 工作段引接。每台机组 6kV 脱硫段需增设 2 台 6kV 高压开关柜，每台机组 6kV 工作段需增设 2 台 6kV 高压开关柜。

本次改造后，3、4 号机组 6kV 脱硫厂用段负荷容量由 12235.75kVA 减至 8963.25 kVA，经核算，3、4 号机组 6kV 脱硫段本次改造所需各电源回路的元器件无需更换。

4）引风机电气改造

根据工艺改造方案，本次改造 3、4 号机组需拆除脱硫增压风机(5500kW/台,每台机组 1 台，共 2 台)，拆除引风机(4450kW/台,每台机组 2 台，共 4 台)，新增联合风机(6000kW/台，每台机组 2 台，共 4 台)。

新增联合风机的电源从原引风机回路引接。因联合风机单台功率变大，原引风机回路的电流互感器需要更换，即将电流互感器更换为 LZZBJ9-10-1000/1A 型电流互感器，同时还需增加 1 根 ZRC-YJV22-6kV-3×185 的电缆。

湿式静电除尘器改造、引风机改造及脱硫除尘一体化改造后， 3、4 号机组 6kV 厂用电负荷容量为 55969kVA，而 3、4 号机组厂变的额定容量为 57000-35000/35000kVA。因此，厂变容量满足要求，无需改造。

（3）供热

工程不设职工宿舍等，技改前后供热情况无变化。

（4）其他

工程内部设食堂，食堂主要燃料为天然气，技改前后食堂情况无变化。技改前后天然气用量均约为 7.32 万立方米。

7、产业政策

本项目属于热电除脱硫、脱硝、除尘改造，根据《产业结构调整指导目录 2011 年本（2013 年修正）》，属于鼓励类第四条“电力”中“17、燃煤发电机组脱硫、脱硝及复合污染物治理”，因此，本项目建设符合产业政策。

与本项目有关的原有污染情况及主要环境问题：

1、现有电厂概况

（1）现有项目概况及环保手续履行情况

汕尾电厂一期工程于 1993 年获国家计划委员会（计能源[1993]1936 号文）批准立项建设 4×600MW 燃煤发电机组，1994 年西南电力设计院编制完成了《汕尾电厂新建工程环境影响报告书》，1995 年 7 月通过原国家环境保护局的审批（环监[1995]423 号），后因国家宏观调控，一期工程暂缓建设。

2002 年，一期工程重新启动。2003 年 6 月，由西南电力设计院编制完成了《汕尾电厂一期工程环境影响复核报告书》，2003 年 6 月原广东省环保护局以粤环[2003]166 号文提出初审意见，2003 年 7 月原国家环境保护总局以环审[2003]201 号文对该复核环境影响报告书给予重新审核意见的复函。

一期工程包括 4 台燃煤机组，由广东红海湾发电有限公司负责建设和运营管理。一期工程 1、2 号机组（2×600MW）已于 2008 年建成试运行，并于 2009 年 2 月通过国家环保部的验收（环验[2009]41 号）。一期工程 3、4 号机组（2×660MW）扩建工程，于 2008 年 7 月 19 日开工，分别于 2011 年 1 月 6 日及 2011 年 5 月 31 日通过 168 小时试运行，并于 2012 年 8 月通过国家环保部的验收（环验[2012]182 号）

一期工程 1、2 号机组同步建设烟气脱硫装置，于 2013 年建设烟气脱硝装置，脱硝工程于 2013 年 1 月取得汕尾市环境保护局《关于汕尾电厂 1、2 号机组烟气脱硝工程环境影响报告表的批复》（汕环函[2013]47 号）；一期工程扩建 3、4 号机组同步建设烟气脱硫装置和 SCR 烟气脱硝装置，于 2012 年补办了 3、4 号机组脱硝环保工程的环境影响评价工作，于 2012 年 04 月取得汕尾市环境保护局《关于汕尾电厂 3、4 号机组烟气脱硝工程环境影响报告表的批复》（汕环函[2012]73 号）。

为响应国家提出的煤电升级行动计划，达到煤电改造的目标，汕尾电厂于2016年启动一期1、2号机组超低排放改造项目，并于2016年7月取得了《汕尾市环境保护局关于汕尾电厂一期1、2号机组超低排放改造项目环境影响报告表的批复》（汕环函[2016]158号）。现启动一期3、4号机组超低排放改造项目。

现有项目环保手续见下表。

表1-10　电厂办理环保手续一览表

项目	技术文件	批文	文号	时间
汕尾电厂新建工程	汕尾电厂新建工程环境影响报告书	关于广东省汕尾电厂新建工程环境影响报告书审批意见的复函	环监[1995]423 号	1995.07
汕尾电厂一期工程	汕尾电厂一期工程环境影响复核报告书	关于汕尾电厂一期工程环境影响报告书重新审核意见的复函	环审[2003]201 号	2003.07
汕尾电厂一期工程1、2 号机组工程竣工	汕尾电厂一期工程1、2号机组（2×600MW）工程竣工环境保护验收监测报告	关于汕尾电厂一期工程1、2 号机组（2×600兆瓦）竣工环境保护验收意见的函	环验[2009]41号	2009.02
汕尾电厂3、4号机组烟气脱硝工程	汕尾电厂3、4号机组烟气脱硝工程环境影响报告表	关于汕尾电厂3、4号机组烟气脱硝工程环境影响报告表的批复	汕环函[2012]73 号	2012.04
汕尾电厂一期工程3、4 号机组（2×660MW）工程竣工	汕尾电厂一期工程3、4号机组（2×660MW）工程竣工环境保护验收监测报告	关于汕尾电厂一期工程3、4 号机组竣工环境保护验收意见的函	环验[2012]182 号	2012.08
汕尾电厂一期工程1、2 号机组建设脱硝装置工程	汕尾电厂1、2号机组烟气脱硝工程环境影响报告表	关于汕尾电厂1、2号机组烟气脱硝工程环境影响报告表的批复	汕环函[2013]47 号	2013.01
汕尾电厂一期1、2号机组超低排放改造	汕尾电厂一期1、2号机组超低排放改造项目环境影响报告表	汕尾市环境保护局关于汕尾电厂一期1、2号机组超低排放改造项目环境影响报告表的批复	汕环函[2016]158 号	2016.07

（2）项目地理位置及平面布置

汕尾电厂位于广东省汕尾市东南25km 的红海湾白沙湖畔，总占地面积75.12hm^2，一期工程占地面积15.96 hm^2。厂区东北面临公司港池，东南面临海，西北及西南面为农田，西南面距厂界约50米为径尾村。

（3）项目主要建设内容

1、2 号机组建设规模为 2 台 600MW 超临界燃煤机组，建设内容包括 2 台 1950t/h 燃煤锅炉，2 台 667MVA 发电机组及其配套的 1 座石灰石粉贮仓及输送系统、1 套全封闭输煤系统、2 座圆形封闭煤场、3 座干灰库、1 座石膏库、2 个炉渣仓、1 套化学水处理系统等公用工程。发电机冷却系统采用海水直流供水冷却方式，取水口设于厂东北面煤码头港池南岸，深层取水，排水采用浅排方式，排至厂东南面南海海域。

环保设施包括 2 台锅炉各配套 1 套双室四电场静电除尘器、1 套烟气石灰石-石膏湿法脱硫装置及 1 套烟气脱硝装置，锅炉采用低氮燃烧器，废气共用 1 座 210m 高钢筋混凝土双管烟囱排放；废水处理配套有工业废水处理系统、脱硫废水处理系统、含煤废水处理系统、灰渣冲洗水处理系统及生活污水处理系统各 1 座。

3、4 号机组建设规模为 2 台 2060t/h 的燃煤锅炉、2 台额定功率 660MW 的汽轮机以及 2 台额定功率 733MVA 的发电机及配套设施。

表 1-11　电厂主要建设内容

名称				1、2号机组	3、4号机组
机组				2×600MW	2×660MW
生产设备	主机设备	汽轮机	种类	超临界三缸四排气、单轴、一次中间再热、凝汽式	超超临界、三缸四排气、单轴、一次中间再热、凝汽式
			额定出力	600MW，2 台	660MW，2 台
		发电机	种类	水氢氢冷、静态自并励磁	水氢氢冷、自并励静止励磁
			额定出力	667MVA，2 台	733MVA，2 台
		锅炉	种类	超临界本生型螺旋管圈直流炉，单炉膛、平衡通风、一次中间再热，固态排渣煤粉炉	超超临界变压运行直流锅炉，下部水冷壁螺管圈、一次再热、单炉膛对冲燃烧、平衡通风、固态排渣煤粉炉
			蒸发量	1950t/h，2 台	2060t/h，2 台
	输煤系统	煤场		封闭式圆形煤场，2 座	封闭式圆形煤场，2 座
		输煤系统		全封闭输煤系统1 套、双路（1 用 1 备）	全封闭输煤系统1 套、双路（1 用1 备）
	灰渣系统	干灰贮库		气力干除灰，灰库容积：3座 2000m^3，1 座2600m^3	气力干除灰，灰库容积：3座 2600m^3
		炉渣仓		水力除渣，脱水渣仓2 座，90m^3/个	水力除渣，脱水渣仓2 座，110 m^3/个
	石膏库			1 座，500m^2	1 座，880 m^2
	石灰石堆场			——	容积3 万m^3 石灰石堆仓库1 座
	供水	冷却水系统		海水直流冷却水系统1套，引水明渠900m，排水暗管500m	海水直流冷却水系统1套，引水明渠900m（依托），排水暗管

	系统			700m
		化水车间	锅炉补给水净化系统 1 套（已按 4×600MW 机组容量建设）	在现有净水站基础上，扩建一座 300m³/h 重力式空气擦洗滤池，增设一台工业水泵，及200 m³专用生活水池一座
	贮油罐		2000m³，2 座	依托
	氨罐		——	容量 78 m³，2 个
公辅工程	专用煤码头		7 万吨煤码头、3000 吨重件码头、1000 吨油码头各1 座	7 万吨煤码头扩建为10万吨煤码头
	输电线路		500KV 输出线路，四回	依托
环保设施	废气治理	烟气除尘系统	每台锅炉配2 台双室四电场静电除尘器	每台锅炉配2 台双室四电场静电除尘器
		烟气脱硫系统	湿法石灰石—石膏脱硫系统2 套	湿法石灰石—石膏脱硫系统2 套
		烟气脱硝系统	低氮氧化物燃烧器2 套	低氮氧化物燃烧器2 套及SCR 脱硝系统2 套
		烟囱	钢筋混凝土双管烟囱，高210m，1 座（2 台机组合用）	钢筋混凝土双管烟囱，高240m，1 座（2 台机组合用）
		烟气自动连续监测	钢筋混凝土双管烟囱，高240m，1 座（2 台机组合用）	烟气自动连续监测装置4 套（烟气脱硫处理系统进口和烟囱60m处安装）
	废水治理	工业废水处理系统	1座，100t/h	扩建至处理能力200t/h，新建3000m³ 废水储存池1座，仪用空气压缩机1台，其他依托原有
		脱硫废水处理系统	1座，25t/h	1座，30t/h
		含煤废水处理系统	煤粒沉淀池1 座，50t/h	依托
		灰渣冲洗水处理系统	灰渣沉淀池1 座，200t/h	灰渣沉淀池1 座，200t/h
		生活污水处理系统	1座，15t/h	依托
		含油污水处理系统	1座，5t/h	依托

（4）燃辅材料

电厂现有煤种均是烟煤，其中设计煤种为神府东胜煤，校核煤种为晋北烟煤。汕尾电厂 3、4 号机组实际运行中煤源较多，如神华煤、印尼煤、晋北煤等等。燃煤通过海运到达电厂专用码头，经封闭式卸船机、带式输送机送至煤场堆存或分流直接送至煤仓。煤质成分分析见下表。

表 1-12　煤质成分分析表

项　目	符　号	单　位	设计煤种	校核煤种	*实际值
收到基水分	Mar	%	12.70	9.61	18.22
空气干燥基水分	Mad	%	7.80	2.85	——
收到基灰分	Aar	%	12.54	19.87	11.01
干燥无灰基挥发份	Vdaf	%	32.31	27.33	——
收到基碳	Car	%	60.51	58.56	56.33
收到基氢	Har	%	3.62	3.36	3.62
收到基氧	Oar	%	9.32	7.06	9.50
收到基氮	Nar	%	0.70	0.79	0.70
收到基全硫	St，ar	%	0.61	0.75	0.62
收到基低位发热量	Qnet，ar	MJ/kg	22.80	22.41	20.95
哈氏可磨系数	HGI	–	54	57.64	——

注：*实际值为 2013~2015 年三年统计值

表 1-13　3、4 号机组耗煤量

项　目	单　位	*设计煤种	*校核煤种	**实际值
小时耗煤量	t/h	460	468	464
日耗煤量	t/d	9200	9360	11136
年耗煤量	10^4t/a	253.0	257.4	255.19
日运行小时数	h/d	20	20	24
年运行小时数	h/a	5500	5500	5500

注：*数据来源于汕尾电厂一期工程 3、4 号机组（2×660MW）工程竣工环境保护验收监测报告
**数据来源于汕尾电厂 2016 年实际统计值

项目主要辅料为脱硫用石灰石，在广西平南购入石灰石，由西江船运至电厂专用码头，在厂内用球磨机磨粉，堆放于石灰石粉堆场。3、4 号机组石灰石消耗量 2×14t/h。

本项目脱硝用液氨主要从江门市江海区金溪实业有限公司采购，通过液氨槽罐车运输进厂，储存于 2 个 78m^3 的液氨储罐中，液氨耗量约 2×286kg/h。

（5）供排水

项目用水包括工业和生活用淡水及直流循环冷却用海水。

直流冷却水采用海水直流供水冷却方式，海水取水口设于厂东北面煤码头港池南岸，在深水港港池内深层取水，900 米引水明渠供水；排水采用 700 米暗管自然冷却，浅排方式，由 100 米明渠排至厂东南面南海海域。厂区工业及生活用淡水来自距电厂约 25 公里的赤沙水库及红海湾自来水厂，由管网送至厂区。直流冷却水量见下表。

表 1-14　直流冷却水量

机组容量(MW)	额定凝汽量(THA工况)(t/h)	冷却水量(m^3/h)			
		凝汽器		水-水热交换器	直流冷却水量
2×660	2252	夏季	146380	9000	155336.8
		冬季	123070		132033.3

全厂淡水耗水量为 565.82m^3/h（311.2×10^{4}t/a），所有废水均在电厂内综合利用，不外排。

2、主要生产工艺简介

（1）工艺流程

燃煤用船运至电厂煤码头，由输煤系统送至贮煤场，经制粉系统制成煤粉送入锅炉炉膛燃烧，使经化学处理后的水在锅炉内被加热到额定压力和温度形成过热蒸汽，将化学能转化为热能，蒸汽在汽轮机中膨胀作功，推动汽轮机高速运转，将热能转换为机械能，汽轮机带动发电机旋转发电，将机械能转换为电能。

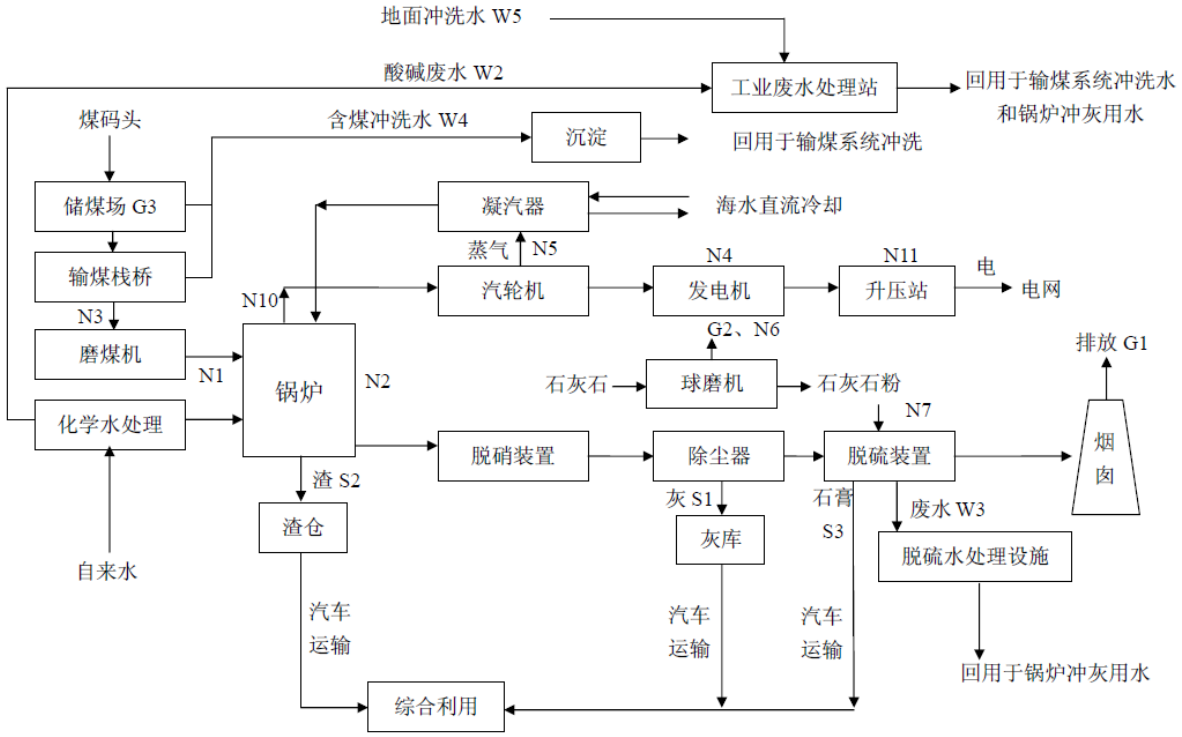

图 1-1　生产工艺流程及污染物产出环节图

（2）锅炉现状

3、4 号锅炉由东方锅炉(集团)有限公司设计制造，锅炉为超超临界参数变压直流炉，一次再热、单炉膛、尾部双烟道、采用挡板调节再热汽温、平衡通风、固态排渣、全钢构架、全悬吊结构 Π 型锅炉，型号为 DG2060/26.15-Ⅱ2 型。

采用中速磨煤机直吹式正压冷一次风制粉系统，配 6 台磨煤机，其中 1 台备用。煤粉细度 R90=20%，煤粉均匀性系数为 1.0-1.1。锅炉采用前后墙对冲燃烧方式，36 只煤粉燃烧器分三层布置在炉膛前后墙上，其中后墙最下层为杭州贝斯特公司生产的带微油点火功能的燃烧器，其余 30 支燃烧器为东锅自主设计制造的第一代 OPCC 燃

烧器，在 2015 年 5 月升级为第三代 OPCC 燃烧器。烟气 SCR 脱硝装置和湿法烟气脱硫装置与机组同步建设投运。

表 1-15　锅炉主要技术参数表

项目名称	单位	参数值	
		设计煤种	校核煤种
最大连续蒸发量(BMCR)	t/h	2060	2060
再热蒸发量(BMCR)	t/h	1669.21	1669.21
过热器出口压力(BMCR)	MPa	26.25	26.25
过热器出口温度(BMCR)	℃	605	605
给水温度(BMCR)	℃	292	292
再热蒸汽压力(进/出口)(BMCR)	MPa	5.39/5.19	5.39/5.19
再热蒸汽温度(进/出口)(BMCR)	℃	349/603	349/603
计算燃料消耗量(BMCR)	t/h	259.26	264.26
锅炉保证效率(BRL)	%	93.7	-
锅炉计算效率(BMCR)	%	93.91	93.87

（3）锅炉烟气处理系统

汕尾电厂 3、4 号机组建设时，锅炉烟气系统同步建设有脱硝、除尘、脱硫装置。

脱硝工艺采用 SCR 法，每台锅炉配置两台反应器，反应器采用高尘布置方式，烟气从省煤器出口接出，经 SCR 脱硝后进入空气预热器。SCR 催化剂采用 2+1 的装填方式，预留一层。装填 2 层催化剂时脱硝装置的脱硝效率不低于 80%。脱硝还原剂采用液氨，液氨储运及供给系统为两台机组公用。

每台锅炉配备两台福建龙净环保股份有限公司设计生产的双室四电场静电除尘器，除尘器一电场采用高频电源。每个电场均采用小分区供电，每台电除尘器配 10 台硅整流变压器，每台炉共 20 台整流变压器。

脱硫系统采用石灰石湿法脱硫工艺，按一台锅炉一台吸收塔设置，两台机组共用一套石灰石制浆、石膏脱水、工艺水及事故浆液等系统。

3、现有项目 3、4 号机组污染排放情况

由于本工程只针对 3、4 号机组烟气处理系统进行改造，因此，本次评价只针对 3、4 号机组相关污染情况及主要环境问题进行评述。有关 1、2 号机组烟气处理系统不在本次评价范围之内。具体内容如下：

3.1 废气

（1）烟气脱硝系统现状

现有脱硝工艺如下图所示：

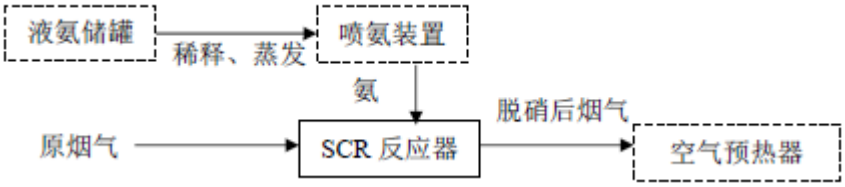

图 1-2　脱硝工艺流程图

汕尾电厂 3、4 号机组的脱硝系统由东方锅炉(集团)股份有限公司负责设计和供货，采用选择性催化还原法 SCR 脱硝工艺，还原剂为液氨，单台炉设置 2 个 SCR 反应器，SCR 反应器布置在锅炉省煤器和空预器之间，未设置烟气旁路和省煤器旁路系统。SCR 反应器、脱硝装置辅助系统容量按 80%脱硝效率设计，入口设计浓度 350mg/Nm^3，出口设计浓度 70mg/Nm^3，催化剂层数按 2+1 层布置，目前电厂已投入 SCR 备用层。

表 1-16　脱硝系统主要设备表

项　　目		单　位	数　据
1.卸料压缩机	型号		活塞式
	数量	台	2
	最大出口压力	MPa	2.0
	压缩能力	Nm^3/h	36
	功率	kW	11
2.储氨罐	型号		卧式
	数量	台	2
	有效容积	m^3/罐	70
	设计压力	MPa	2.16
	设计温度	℃	50
	工作温度	℃	环境温度
	工作压力	MPa	0.42～1.51
	材料		16MnR
3.液氨蒸发槽	型号		容积式
	数量	台	2
	热量消耗	kJ/hr/台	309600(NOx:350mg/Nm^3,40%效率) 770400(NOx:350mg/Nm^3,80%效率)
	加热器功率/台蒸发槽	kW	250
	蒸发能力	kg/hr/台	620
	材料		碳钢
4.氨气稀释槽	型号		φ2200×2600
	数量	台	1
	设计温度	℃	常温
	设计压力	MPa	常压
	容积	m^3	9.8
	材料		碳钢
5.氨气缓冲槽	型号		φ1400×1600

	数量	台	1
	容积	m^3	2.5
	运行压力	MPa	0.3
	运行温度	℃	环境温度
6.稀释风机	数量	台	4
	流量	m^3/h	8900
	压头	Pa	8000
	功率	kW	37
7.混合器	型号		静力式
	数量	台	4
	设计容积	m^3	0.31
	材料		碳钢
	设计压力	MPa	0.2
8.氨气泄漏检测器	型号		RAEGuard/SP3104/ISPR2-DA
	数量		4
9.废水泵	型号		耐酸碱污水泵
	数量	台	2
	出口压力	MPa.G	0.28

根据 2016 年 7 月汕尾市环境保护监测站的烟气监测报告，3#机组烟囱 NOx 排放浓度 41~48mg/Nm^3，4#机组烟囱 NOx 排放浓度 47~59mg/Nm^3；根据 2016 年 10 月汕尾市环境保护监测站的烟气监测报告，3#机组烟囱 NOx 排放浓度 43~49mg/Nm^3，4#机组烟囱 NOx 排放浓度 30~33mg/Nm^3。根据监测结果，达到原脱硝系统设计值，满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）排放限值，即 NOx≤200 mg/Nm^3（本项目属于 2003 年 12 月 31 日前通过建设项目环境影响报告书审批的火力发电锅炉项目）。

（2）烟气除尘系统现状

3、4 号机组现有除尘工艺如下图所示：

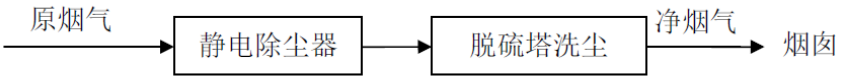

图 1-3 除尘工艺流程图

由上述工艺可以看出，现有（原有）除尘工艺主要包括静电除尘器除尘工艺及脱硫塔洗尘工艺两个环节。

1）静电除尘器

汕尾电厂 3、4 号机组除尘器为双室四电场静电除尘器，且一电场全部采用高频电源，高频电源的频率可达 40kHZ，相当于常规工频电源的 800 倍。高频电源可以增大电晕功率，提高除尘效率。

表 1-17　静电除尘器主要技术参数表

序号	项　　目	单位	数值
1	进口烟气量	m^3/h	设计煤种：3425701 校核煤种：3374227
2	进口烟气温度	℃	设计煤种：128 校核煤种：129
3	进口含尘量	g/m^3(标，干)	设计煤种：13.14 校核煤种：21.52
4	设计效率 保证效率 校核煤种设计效率	% % %	≥99.80 ≥99.61 ≥99.61
5	本体阻力	Pa	＜198
6	本体漏风率	%	＜2
7	外形尺寸	m×m×m	74.65x29.335x18.24
8	有效断面积	m^2	2x521
9	室数/电场数		2x2/4
10	比集尘面积	$m^2/(m^3/s)$	105.2
11	驱进速度	cm/sec	4.96
12	正常烟气量烟气流速/最大烟气量烟气流速	m/sec	0.81/0.97
13	除尘器灰斗数量	个	32
14	灰斗加热形式		电加热

电厂委托广东电网公司电力科学研究院于 2015 年 6 月和 2015 年 7 月分别对 3 号机组、4 号机组的电除尘器进行了除尘效率试验。试验期间，3、4 号机组燃烧煤质为混煤。

表 1-18　3 号机组电除尘器性能测试数据表

项　目	3号机组			
	A1	A2	B1	B2
除尘效率(%)	99.71	99.70	99.64	99.73
平均除尘效率(%)	99.70			
标态干烟气流量(Nm^3/h)	514702	506662	512250	519267
锅炉总干烟气量(Nm^3/h)	2052881			
出口烟尘浓度(mg/Nm^3,6%O_2)	23.4	25.6	30.1	21.4
平均出口烟尘浓度(mg/Nm^3,6%O_2)	25.1			
本体漏风率(%)	1.27	1.27	0.63	1.9
平均漏风率(%)	1.27			
本体压力降(Pa)	88	72	60	158
本体平均压力降(Pa)	94.5			

表 1-19　4 号机组电除尘器性能测试数据表

项　目	4号机组			
	A1	A2	B1	B2
除尘效率(%)	99.69	99.75	99.68	99.72
平均除尘效率(%)	99.71			
标态干烟气流量(Nm^3/h)	502010	497495	504929	488219
锅炉总干烟气量(Nm^3/h)	1992654			
出口烟尘浓度(mg/Nm^3,6%O_2)	26.5	22.3	28.2	24.4
平均出口烟尘浓度(mg/Nm^3,6%O_2)	25.3			
本体漏风率(%)	1.26	0.65	1.34	1.29
平均漏风率(%)	1.14			
本体压力降(Pa)	147	123	100	113
本体平均压力降(Pa)	121			

3、4 号机组电除尘器试验结果表明，除尘效率均达到性能保证值要求(＞99.61%)，电除尘器出口烟尘浓度能够达到原设计保证值（≤120mg/Nm³ ）。

2）脱硫吸收塔除尘

汕尾电厂 3、4 号机组采用石灰石-石膏湿法脱硫工艺，1 炉 1 塔。为了达到高效脱硫，脱硫吸收塔需要设置多层雾化喷嘴喷淋，本工程现在脱硫吸收塔设计 4 层喷淋层。同时为了分离净烟气夹带的雾滴，脱硫吸收塔需在顶部设置多层除雾器，本工程脱硫吸收塔现设计 2 层屋脊式除雾器。脱硫吸收塔保证出口雾滴浓度低于 75mg/Nm³(干基)。

表 1-20　脱硫吸收塔主要技术参数表

项　目	单　位	数　值
保证脱硫效率	%	≥96
SO_2	mg/Nm^3	≤160
出口粉尘浓度	mg/Nm^3	≤30
出口雾滴浓度	mg/Nm^3	≤75
除雾器型式	/	屋脊式
除雾器层数	层	2

根据 2016 年 7 月汕尾市环境保护监测站的烟气监测报告，3#机组烟囱烟尘排放浓度 12.44~13.30mg/Nm^3，4#机组烟囱烟尘排放浓度 11.10~12.02mg/Nm^3；根据 2016 年 10 月汕尾市环境保护监测站的烟气监测报告，3#机组烟囱烟尘排放浓度 9.88~11.59mg/Nm^3，4#机组烟囱烟尘排放浓度 14.50~16.08mg/Nm^3。根据监测结果，烟尘排放浓度符合《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）排放限值，即烟尘≤30 mg/Nm^3 的要求。

（3）烟气脱硫系统

3、4 号机组现有脱硫系统设计方案为：采用湿式石灰石-石膏法，一炉一塔配置，每座吸收塔设置 4 层喷淋层，在燃煤收到基硫分为 1.8%的情况下达到 96%脱硫效率。

表 1-21　脱硫装置设计参数表

项　目	单　位	数值
FGD 装置烟气处理量(BMCR)	m^3/h(湿基)	2877007
设计燃料硫含量	%	1.8
FGD 装置进口烟气SO_2浓度(设计煤种)	mg/Nm^3(干态，实际氧)	3910
FGD 装置出口烟气SO_2浓度(设计煤种)	mg/Nm^3(干态，实际氧)	≤160
FGD 装置进口烟气粉尘浓度	mg/Nm^3(干态，实际氧)	＜150
FGD 装置进口烟气温度	℃	115.3
FGD 装置出口烟气温度	℃	≥80
FGD 装置设计钙硫比	--	1.03
FGD 装置石灰石消耗量	t/h	2×14
FGD 装置工艺水消耗量	t/h	2×75.7
石膏量(表面含水率 10%)	t/h	2×24.8
FGD 装置废水量	t/h	11.7×2
设计脱硫效率	%	96
二水石膏产量	t/h	22.4×2

根据 2016 年 7 月汕尾市环境保护监测站的烟气监测报告，3#机组烟囱 SO_2 排放浓度 85~91mg/Nm^3，4#机组烟囱 SO_2 排放浓度 78~122mg/Nm^3；根据 2016 年 10 月汕尾市环境保护监测站的烟气监测报告，3#机组烟囱 SO_2 排放浓度 13~15mg/Nm^3，4#机组烟囱 SO_2 排放浓度 12~14mg/Nm^3。根据监测结果，烟 SO_2 排放浓度符合《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）现有锅炉排放限值，即 SO_2≤200mg/Nm^3 的要求。

（4）现有 3、4 号机组大气污染排放情况

本报告取原 3、4 号机组设计浓度进行污染物核算，年运行按 5500 小时计，得出企业现阶段的主要污染物排放情况见下表。

表 1-22　3、4 号机组现有大气污染情况一览表

序号	污染物		烟气量 Nm^3/h	设计浓度 mg/Nm^3	排放速率 kg/h	年排放量 t/a	年排放量合计 t/a
1	SO_2	3#机组	2291439	160	366.6	2016.5	3938.9
		4#机组	2184626	160	349.5	1922.5	
2	NOx	3#机组	2291439	70	160.4	882.2	1723.3
		4#机组	2184626	70	152.9	841.1	
3	烟尘	3#机组	2291439	30	68.7	378.1	738.6
		4#机组	2184626	30	65.5	360.5	

结合汕尾电厂一期 1、2 号机组超低排放改造项目环境影响报告表对大气污染物

排放量的核算，二氧化硫和氮氧化物总量均未超出《广东省污染物排放许可证》中各大气污染物年度排放量限值。

表 1-23　1~4 号机组现有大气污染情况一览表

序号	污染物	3、4#机组现状排放量 t/a	1、2#机组改造后排放量 t/a	1、2、3、4#机组合计排放量 t/a	排污许可证总量限值 t/a
1	SO_2	3938.9	615.6	4554.5	4851
2	NOx	1723.3	880.68	2603.98	4851

3.2 废水

根据《汕尾电厂一期工程 3、4 号机组（2×660MW 机组）竣工环境保护验收监测报告》（中国环境监测总站，2012 年 05 月），项目产生的废水主要包括工业废水、含油废水、脱硫废水、含煤废水、除渣废水、循环冷却温排水、生活污水、厂区地面冲洗水及雨水。

本工程污水全部通过污水处理系统处理后，用于冲渣补充水、煤场喷淋、厂区绿化等；不外排。污水处理情况如下表：

表 1-24　现有工程污水处理情况一览表

污染源	污染物	主要污染因子	处理设施	处理能力	排放方式
油罐区、油泵房、汽机房、检修设备	含油废水	石油类、SS 等	含油污水处理系统	*5t/h	全部回用，不外排
锅炉酸洗、空预器冲洗、凝结水处理、树脂再生、锅炉、汽机房排水及设备检修时冲洗水	工业废水	PH、SS、CODcr、石油类等	工业废水处理系统	*200t/h	全部回用，不外排
脱硫系统	脱硫废水	PH、SS、CODcr、氟化物、重金属等	脱硫废水处理系统	**30t/h	全部回用，不外排
输煤系统及煤码头	含煤废水	SS、CODcr 等	煤粒沉淀池	*50t/h	全部回用，不外排
灰渣冲洗	灰渣	SS、CODcr 等	灰渣冲洗水处理系统	**200t/h	全部回用，不外排
生活污水处理系统	生活污水	PH、SS、CODcr、石油类、动植物油等	生活污水处理系统	*15t/h	全部回用，不外排

注：*污水处理设施为 1、2、3、4 号机组共用；**污水处理设施为 3、4 号机组用

3.3 噪声

噪声主要来源于锅炉房、汽轮机、发电机、球磨机、风机、泵、输煤栈桥转运站、锅炉放空产生的机械噪声和空气动力噪声。采用低噪声型设备，对噪音源较大的设备加装消音器、隔音罩；优化布置建筑物，在厂区周围及主要噪声源附近设绿化带，减

少噪声对外环境影响。现有工程主要噪声源情况如下表所示：

表 1-25　主要噪声源、噪声限值及防治措施一览表

声源	噪声限值 dB（A）	现有工程针对噪声源所采取的降噪措施
引风机	85～95	消声器
送风机	85～95	消声器
磨煤机	90～100	隔声罩、隔振基础
发电机及励磁机	70～80	隔声罩、隔振基础
汽轮机	80～90	隔声罩、隔振基础
水泵	80～95	隔声罩、隔振垫
锅炉排气	100～105	消声器
车间	70～80	隔声室、吸声墙、室内装修（吊顶等）
脱硫氧化风机	85～95	隔声罩（消声器）、隔振基础
浆液循环泵	80～95	隔振垫

2016 年 10 月 20 日，汕尾市环境保护监测站对电厂厂界进行了环境噪声监测，在厂界设置 5 个监测点位，监测结果见下表。

表 1-26　电厂厂界环境噪声监测结果表　　单位：LeqdB(A)

监测点位	主要声源	监测结果		标准限值
		昼间	夜间	
1#循环水排口	生产	62.2	52.7	昼间：65 夜间：55
2#饭堂后面	厨房风机、生产	61.9	54.2	
3#径尾村	生产、交通	62.9	53.2	
4#电厂大门口	生产、交通	61.6	54.7	
5#临建区域宿舍	生产、交通	62.6	53.4	

根据监测结果，电厂厂界可以达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求。

3.4 固废

本工程固废主要包括锅炉底产生的炉渣、电除尘器灰斗收集的干灰、湿法脱硫装置产生的脱水石膏及生活垃圾。现工程的固体废物情况如下表所示：

表 1-27　现有工程固体废物产生情况一览表

序号	产品名称	产量	备注
1	脱硫石膏	24.64×10^4t/a	全部综合利用
2	灰量	27.71×10^4t/a	
3	渣量	1×10^4t/a	
4	生活垃圾	200 t/a	交由当地环卫部门集中处理

4、存在的问题及解决措施

（1）存在的问题

根据前述的有关《煤电节能减排升级与改造行动计划（2014-2020 年）》、《全

面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》（环发[2015]164 号）以及《广东省煤电节能减排升级与改造行动计划（2015-2020 年）》（粤发改能电函[2015]2102 号）的要求，全省煤电机组“基本达到燃气轮机组排放限值”，即 NOx、SO_2、烟尘排放浓度不高于 50mg/Nm^3、35mg/Nm^3、10mg/Nm^3。

根据汕尾市环境保护监测站 2016 年第 3 季度和第 4 季度对电厂的例行监测，NOx 排放浓度 30~59 mg/m^3，SO_2 排放浓度 12~122mg/m^3，烟尘排放浓度 9.88~16.08mg/m^3，均满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）排放限值，但未达到超低排放要求。

（2）解决措施

为满足最新环保标准要求实现超低排放，本项目计划对电厂 3#、4#机组的烟气脱硫、脱硝和除尘系统进行进一步提效改造，在满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）排放限值的基础上，达到燃气轮机组排放限值要求，实现烟气污染物的超低排放。

二、建设项目所在地自然环境、社会环境简况

自然环境简况(地形、地貌、地质、气候、气象、水文、植被、生物多样性等)：

1、地理位置

汕尾市位于广东省东南部沿海，东临揭阳市，同惠来县交界；西连惠州市，与惠东县接壤；北接河源市，和紫金县相连；南濒南海。总面积 5271km^2。

汕尾发电厂位于汕尾市东南 25km 的白沙湖畔，地理坐标为东经 115°33'24.59"，北纬 22°42'26.46"，属红海湾经济开发区。电厂东南面 50m 处为径尾村，南面 600m 处为上沟村，西南面 850m 处为狮地村，西北面 1km 处为东州坑村，东面和北面靠近海湾。详见附图 3 项目四至图。

2、地形地貌

电厂原始地貌为白沙湖海积 I 级阶地及其砂岸内侧低平地带的滨海平原，地面自然标高从 1.4~4.2m 左右(1956 黄海高程, 下同)，地势平坦开阔，主要是由海边的沙滩荒地、林地、少量的农田组成。

改造前电厂已经全部投运，地形为场平地形，改造场地现状为硬化地面。

3、气象条件

电厂位于汕尾市遮浪镇，面临南海，属亚热带海洋性气候，没有严寒酷暑，多年平均气温 22.3℃；气候温暖雨量充沛，年雨量分配很不均匀，多年年平均雨量 1938.2mm；汛期(4～9 月)雨量占全年雨量的 85%。本地区常受热带气旋的侵袭，带来大量暴雨。年最多风向为东北风，风向季节变化大，9～1 月盛行东北风，2～5 月盛行偏东风，6～8 月盛行西南风。7～8 月为热带气旋较多期，在热带气旋的影响下；汕尾气象站曾出现过最大风速 45m/s，瞬时极大风速 60.4m/s。

4、水文特征

厂址附近海区的潮汐属不正规日潮混合潮型，潮汐多年最高潮位 2.50m(1953 年)(1956 黄海高程系)，多年平均潮位 0.34m；波浪多年平均波高 0.9m，多年平均周期 3.6s；海水表层多年平均水温 22.3℃，极端最高水温为 32.7℃，出现于 1986 年 9 月 14 日和 15 日，极端最低水温为 9.9℃，出现于 1973 年 12 月 25 日。

5、工程地质

厂址原始地貌为白沙湖海积 I 级阶地及其砂岸内侧低平地带的滨海平原，勘测工

作进行前场地已回填平整至约 4.2m 标高。勘测所揭露的第四系土层可以划分为滨海相沉积层和残积土层两种主要类型。滨海相沉积层广泛分布在海岸低洼地带，其上部主要为海相的中砂、淤泥质土、含淤泥粉砂，下部为粉质粘土。残积土是由花岗岩风化而成的，其厚度变化悬殊，且有球状孤石混杂其中，下伏基岩为中粗粒二长花岗岩。

地震基本烈度：厂址场地地面加速度峰值 0.10g，对应的地震基本烈度为 7 度。

6、植被类型

本工程技改所占用的地面区域均为硬化地面，不涉及植被。

7、环境功能属性

表 2-1　建设项目所在地环境功能属性表

序号	项目	类别
1	地表水功能区	根据《关于调整汕尾市部分近岸海域环境功能区划的复函》（粤办函[2010]398 号），项目附近水体执行《海洋水质标准》（GB3097-1997）中第三类海水水质标准。
2	环境空气功能区	项目所在区域属环境空气二类功能区，执行《环境空气质量标准》(GB3095-2012)二级标准。
3	声功能区	项目所在区域属 3 类区，执行《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类标准
4	是否基本农田保护区	否
5	是否风景名胜保护区	否
6	是否水库库区	否
7	是否污水处理厂集水范围	否
8	是否管道煤气管网区	否
9	是否环境敏感区	否

社会环境简况(社会经济结构、教育、文化、文物保护等)：

1、行政区域及人口

汕尾市辖区内有市城区、海丰县、陆丰市、陆河县、红海湾经济开发试验区、华侨管理区等 1 市 2 县 3 区。2015 年末全市常住人口 302.16 万人，户籍人口 358.96 万人。

2、社会经济

2015 年全市实现地区生产总值（GDP）762.06 亿元，比上年增长 8.1%。其中，第一产业增加值 118.04 亿元，增长 4.4%，对 GDP 增长的贡献率为 6.8%；第二产业

增加值 348.70 亿元，增长 7.2%，对 GDP 增长的贡献率为 47.1%；第三产业增加值 295.32 亿元，增长 10.8%，对 GDP 增长的贡献率为 46.1%。三次产业结构为 15.5:45.8:38.7。全市人均地区生产总值达到 25283 元（按年平均汇率折合 4059 美元），增长 7.4%。

2015 年全年完成农林牧渔业总产值 197.62 亿元，比上年增长 4.3%；全年实现全部工业增加值 320.24 亿元，比上年增长 7.3%；全年完成固定资产投资 585.2 亿元，比上年增长 16.8%；全年完成社会消费品零售总额 488.61 亿元，比上年增长 11.0%；全年完成进出口总额 32.02 亿美元，比上年下降 18.9%；全年交通运输、仓储和邮政业实现增加值 20.93 亿元，比上年增长 16.6%。

3、人民生活及社会保障

2015 年全年全市居民人均可支配收入 16474 元，同比增长 8.3%。其中，城镇常住居民人均可支配收入 20616 元，增长 8.3%；农村常住居民人均可支配收入 11290 元，增长 8.4%。

各类收养性社会福利院床位 298 张，收养人员 116 人。城镇各种社区服务设施 1038 个。共发行销售福利彩票 34577 万元，筹集福利资金 3593 万元。年末享受低保救济的困难群众达 10.74 万人，其中城镇 2.52 万人，农村 8.22 万人。

全市共有各类卫生机构 1693 个，其中医院、卫生院 74 个。医院、卫生院床位 7207 张，增长 6.7%。各类卫生技术人员 9939 人，增长 5.8%；其中执业医生和执业助理医师 4530 人，注册护士 3041 人。全市共有社区卫生服务中心 10 个，乡镇卫生院 47 个，乡镇卫生院床位 1916 张，乡镇卫生院卫生技术人员 2939 人。

全市各级各类教育招生 16.09 万人，比上年增长 2.0%；在校学生 53.34 万人，下降 3.5%；毕业生 14.93 万人，下降 0.7%。基础教育（含学前教育）招生 15.18 万人，增长 2.1%；在校学生 50.46 万人，下降 3.3%；毕业生 13.3 万人，下降 6.5%。普通高等学校招生 0.32 万人，增长 41.2%；在校学生 0.56 万人，增长 22.7%；毕业生 0.17 万人，增长 9.5%。小学学龄儿童入学率达 100%，初中毕业生升学率 96.4%，高中阶段毛入学率 87.8%。

4、文物古迹

技改工程位于汕尾电厂内，厂址用地性质为工业用地，范围内未发现文物。

三、环境质量状况

建设项目所在地区域环境质量现状及主要环境问题(环境空气、地面水、地下水、声环境、生态环境等)

1、环境空气质量现状

根据《汕尾市环境保护规划（2008-2020）纲要》，项目附近所在区域属于环境空气二类功能区，执行《环境空气质量标准》（GB3095-2012）。根据广东省环境保护厅公众网中《2015 年广东省环境状况公报》资料表明：各城市 SO_2 年均值范围为 7~20 微克/立方米，均达到国家一级标准；各城市 NO2 年均值范围为 13~47 微克/立方米，除广州、佛山两市外、其余各城市均达到国家一级标准；各城市 PM_{10} 年均值范围为 41~59 微克/立方米，均达到国家二级标准；各城市 $PM_{2.5}$ 年均值范围为 27~40 微克/立方米，除广州、佛山、肇庆、东莞、潮州、揭阳和顺德外，其余 15 个城市均达到国家二级标准；各城市 CO 第 95 百分位数范围为 1.1~1.8 微克/立方米，均达到国家一级标准。由此说明项目所在地汕尾市的环境空气质量现状良好。

2、水环境质量现状

根据《关于调整汕尾市部分近岸海域环境功能区划的复函》（粤办函[2010]398 号），项目附近水体为汕尾电厂段三类功能区，执行《海洋水质标准》（GB3097-1997）中第三类海水水质标准。

图 3-1 监测站位示意图

广东红海湾发电有限公司委托汕尾市海洋与渔业环境监测站对汕尾电厂循环水排水口及邻近海域海水水质进行监测，以汕尾电厂排水口为放射中心，扇形布设 9 个水质站位，同时在循环水入水口布设 3 个水质站位，监测时间为 2016 年 11 月 15 日。监测结果如下：

表 3-1　海水水质监测结果

项目	监测值	达标情况
pH	7.84~8.16	符合第三类水质标准
盐度	28.10~31.5	
溶解氧	6.88~8.01 mg/L	
化学需氧量	0.40~0.94 mg/L	
生化需氧量	0.31~0.89 mg/L	
悬浮物	5.14~10.57 mg/L	
油类	10.73~21.62μg/L	
活性磷酸盐	9.70~26.33μg/L	
硝酸盐	49.31~244.47μg/L	
亚硝酸盐	8.54~38.41μg/L	
氨氮	24.24~216.43μg/L	
铜	1.75~3.35μg/L	
铅	0.49~1.72μg/L	
镉	0.76~1.08μg/L	
汞	0.0559~0.1159μg/L	
砷	0.48~1.05μg/L	
浮游植物	257831~556406 个/m^3	
粪大肠菌群	90~220MON/L	

根据监测结果，汕尾电厂循环水排水口及其邻近海域海水水质达《海洋水质标准》（GB3097-1997）中第三类海水水质标准，海水水质状况良好。

3、声环境质量现状

2016 年 10 月 20 日，汕尾市环境保护监测站对电厂厂界进行了环境噪声监测，在厂界设置 5 个监测点位（监测点位置见附图 2），监测结果见下表。

表 3-2　电厂厂界环境噪声监测结果表　　单位：LeqdB(A)

监测点位	主要声源	监测结果		标准限值
		昼间	夜间	
1#	生产	62.2	52.7	昼间：65 夜间：55
2#	厨房风机、生产	61.9	54.2	
3#	生产、交通	62.9	53.2	
4#	生产、交通	61.6	54.7	
5#	生产、交通	62.6	53.4	

根据监测结果，各监测点昼间噪声介于 61.6-62.9dB(A)、夜间噪声介于 52.7-54.7dB(A)，电厂厂界可以达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB12348-2008）3 类标准要求，环境噪声可达《声环境质量标准》（GB3096-2008）

3 类标准。

4、生态环境

该项目地面区域均为硬化地面，植被主要为人工绿化植被；项目位于电厂内部，处于人类活动频繁区，无珍贵野生动物活动。

主要环境保护目标(列出名单及保护级别)：

本工程为电厂范围内的环保改造项目，没有需要特殊保护的文物、矿产等环境敏感目标。

1、环境空气保护目标

保护项目所在区域环境空气质量，使其符合《环境空气质量标准》（GB3095-2012）中二级标准要求。

2、水环境保护目标

项目附近海域水质符合《海水水质标准》（GB3097-1997）海水水质标准三类标准，海水水质不因本工程的环保改造发生改变。

3、声环境保护目标

保护项目所在区域声环境质量，使其厂界符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）3 类标准；附近声环境敏感目标处符合《声环境质量标准》（GB3096-2008）2 类标准。

4、固体废物

保证生活垃圾、工业废物等固体废物合理处置，保护项目周围的环境卫生状况不因本项目的改造而产生明显影响。

5、主要环境保护目标

本工程附近的环境敏感保护目标如下表：

表 3-3　环境敏感保护目标

敏感点	方位	距离	规模	环境影响因素
径尾村	东南	50m	约 200 人	大气：二级标准；噪声：2 类
长沟村	南	600m	约 300 人	
狮地村	西南	850m	约 200 人	

注：以电厂厂界为边界。

四、评价适用标准

环境质量标准

1、大气：《环境空气质量标准》（GB3095-2012）二级标准；

表 4-1　环境空气质量标准　　(单位：μg/m³)

序号	项目	二级标准值(日均值)	二级标准值(年均值)
1	SO_2	150	60
2	NO_2	80	40
3	PM_{10}	150	70
4	$PM_{2.5}$	75	35

2、海水：《海水水质标准》（GB3097-1997）三类；

表 4-2　海水水质标准　　（除 PH 值外，其余单位均为 mg/L）

项目		pH	DO	COD_{Cr}	BOD_5	无机氮	活性磷酸盐
标准值	第三类	6.8-8.8	>4	≤4	≤4	≤0.4	≤0.03

3、声环境：厂界、声环境敏感目标处分别执行《声环境质量标准》（GB 3096-2008）的 3 类、2 类标准。

表 4-3　声环境质量标准　　等效声级 Leq [dB(A)]

类别	昼间	夜间
2类	60	50
3类	65	55

污染物排放标准

1、废气：国家（发改能源[2014]2093 号）、地方（粤发改能电函[2015]2102 号）关于燃煤机组排放限值的相关规定。

表 4-4　大气污染物排放限值　　(单位：mg/Nm³)

项目	烟尘	SO_2	NO_x
排放限值	10	35	50

2、噪声：《工业企业厂界环境噪声排放标准》（GB 12348-2008）3 类标准。

表 4-5　环境噪声排放限值　　单位：Leq[dB(A)]

类别	昼间	夜间
3	65	55

总量控制指标

工程改造前电厂的污染总量指标已经落实，本工程为环保改造工程，削减现有大气污染，无需申请总量指标。

五、建设项目工程分析

工艺流程简述(图示)：

1、工艺流程及产污环节图

本工程技改前后主要生产工艺流程无差异，产污环节也基本相同（原有污染详见“与本项目有关的原有污染情况及主要环境问题”内容）；此处仅简述涉及本次环保改造部分的工程工艺流程及产污环节；如下图：

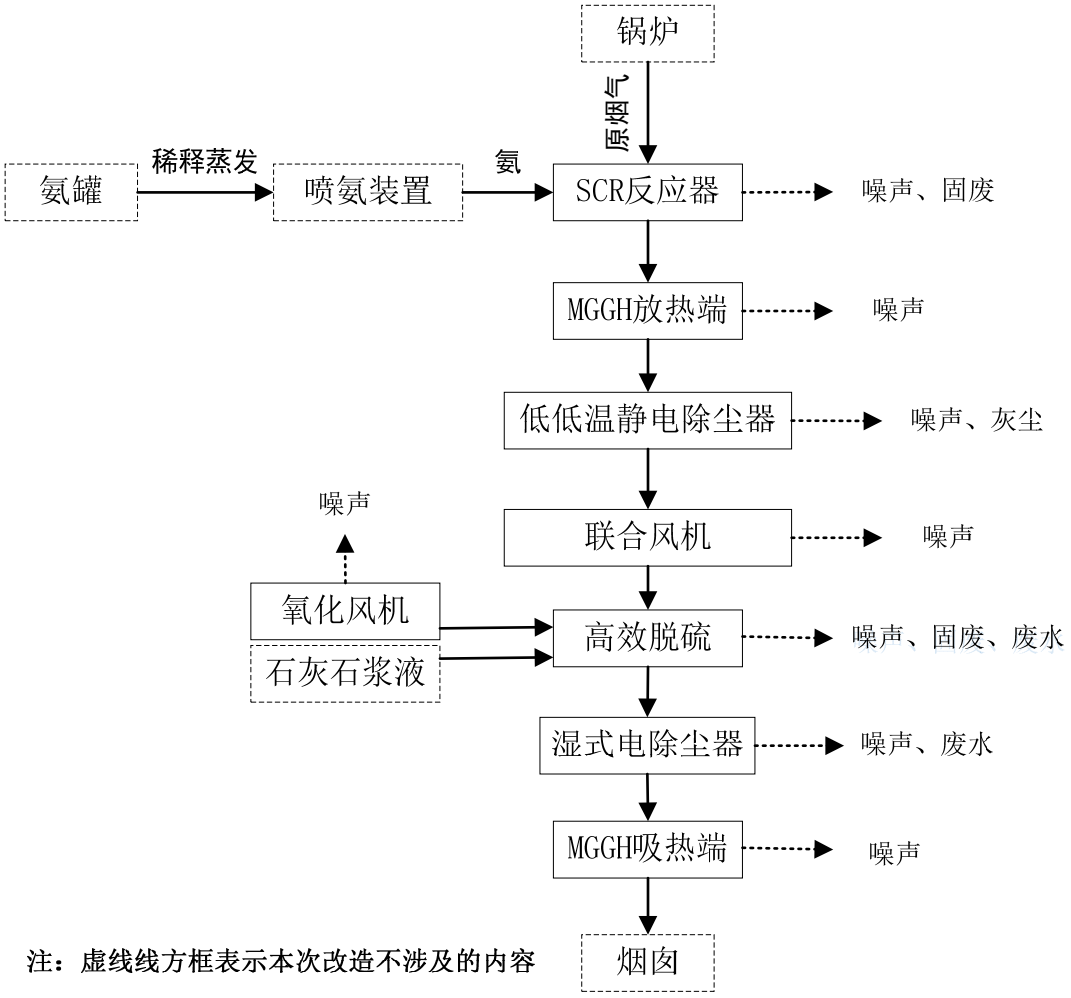

图 5-1　技改工程工艺流程及产污环节图

2、工艺流程说明：

机组烟气依次脱硝系统、低低温电除尘器、脱硫系统、湿式点除尘器处理后，由烟囱排放，改造工艺说明如下：

（1）脱硝系统

本工程改造前后均采用选择性催化还原(SCR)工艺；反应原理如下：

$4NO+4NH_3+O_2 \rightarrow 4N_2+6H_2O$

$2NO+4NH_3+O2 \rightarrow 3N_2+6H_2O$

本项目现有脱硝使用的催化剂为 TiO_2/V_2O_5，反应剂为液氨，SCR 反应器布置在锅炉省煤器出口和空气预热器之间，不设旁路；设有 2 层催化剂，1 层备用层催化剂（备用层已启用），采用蜂窝式布置，脱硝效率为 80%。

本次技改后，脱硝系统依旧采用“选择性催化还原(SCR)”技术，脱硝的工艺原理不变，投运备用层，并更换初装 2 层催化剂，所使用的催化剂、反应剂种类不变，脱硝效率提高至 85.7%。

本次技改，SCR 入口 NOX 浓度按 350 mg/Nm^3 考虑；SCR 工段脱硝效率提高到 85.7%，烟囱出口 NOX 浓度可实现低于 50mg/Nm^3。

表 5-1　脱硝装置改造前后技术指标对比一览表

序号	项　目	单位	改造前指标	改造后指标	备注
1	NOx 排放浓度(炉膛出口)	mg/Nm^3	≤450	≤350	设计值
2	NOx 排放浓度(脱硝出口)	mg/Nm^3	≤90	≤50	设计值
3	脱硝效率	%	80	85.7	设计值
4	脱硝装置阻力	kPa	0.88	0.88	更换催化剂

由于 SCR 的脱硝效率与催化剂的活性、还原剂与烟气的混合均匀性以及 SCR 反应器内流场的均匀性等多种因素有关。初装的两层催化剂于 2010 年 12 月开始投运，根据脱硝协议，催化剂的化学寿命为 24000h，目前初装层已服役超过 5 年，活性已衰减至临界值，必会影响脱硝效率，因此本次超低排放改造推荐脱硝系统运行三层催化剂，并更换初装的 2 层催化剂，结合机组实际运行情况，本次 3、4 号机组共更换催化剂约 1200m^3。

（2）除尘系统

本次技改前，现有项目静电除尘采用传统双室四电场电除尘工艺，即电除尘器电场供电电源为传统整流变压器电源，保证除尘效率不低于 99.61%。

本工程涉及除尘改造主要包括以下方面：

1）静电除尘器改造

根据本次改造设计煤质，除尘器入口浓度为 22.61g/Nm³左右，脱硫除尘一体化技术要求除尘器出口排放浓度控制在 20mg/Nm^3 以内(考虑机组全负荷工况)，除尘器效率

要求不小于 99.91%。为了达到烟尘排放要求,需要改造现有除尘器，提高除尘器效率，本工程改造考虑低低温电除尘器改造方案。

在静电除尘器上游设置烟气余热回收装置，使得静电除尘器低于酸露点温度运行，由于入口烟气温度降低，从而使除尘器性能提高的技术称为低低温电除尘技术。低低温电除尘进口的烟气温度为 85℃～95℃左右。

低低温电除尘器改造初步技术方案如下：

①低低温电除尘在原静电除尘器入口增设烟气余热回收装置，回收排烟损失，降低烟气温度至酸露点附近。

②由于烟气温度降低，原常规静电除尘器灰斗需增加加热量，建议灰斗内部衬不锈钢板，保证低低温静电除尘器运行时，灰斗落灰顺畅。

③低低温电除尘器内一些存在漏风的局部低温区域会结露，除尘器的壳体、人孔门、膨胀节等漏风点密封应进行改进。

④为防止低于露点温度的烟气浸入电除尘器的高压绝缘子保温箱，高压绝缘子的内表面须用 100℃以上的热空气进行吹扫，保持绝缘子内表面清洁不结露，热空气来自电加热器。

⑤对低低温静电除尘器入口气流均布装置重新全面模拟，局部改造设计和更换。

⑥经核算，改造后比集尘面积由 105.2m^2 提高至 129.4 m^2，除尘效率能够满足本次改造要求，而原静电除尘器第一电场已配置高频电源，如果将其他电场也改配高频电源也会提高除尘效率，但效果甚微，而投资较大，故本次不建议进行高频电源改造。

表 5-2　低低温电除尘器改造参数一览表

序号	项　目	单位	设计煤种	备注
1	烟气余热回收装置入口烟气量	Nm^3/h	2236636	考虑 10%裕量
2	烟气余热回收装置入口烟气温度	℃	137	
3	烟气余热回收装置出口烟气温度	℃	85	考虑裕量
4	烟气余热回收装置入口烟气含尘量	g/Nm^3	22.61	干态，标基，6%02

表 5-3　静电除尘器提效改造前后技术指标对比一览表

序号	项　目	单位	改造前指标	改造后指标	备注
1	静电除尘器出口含尘浓度	mg/Nm^3	≤120(设计煤种)	≤20	设计值
2	除尘效率	%	99.61	99.91	设计值
3	本体阻力	Pa	198	降低	烟气量减小
4	本体漏风率	%	2	降低	密封改造
5	比集尘面积	$m^2/(m^3/s)$	105.2	129.4	设计值
6	烟气流速	m/s	0.97	0.78	烟气量减小
7	壳体设计压力	kPa	-9.8～+9.8	不变	
8	粉尘适应性	/	一般	好	低低温
9	电源型式	/	一电场高频电源，二、三、四电场工频电源	不变	
10	静电除尘器电耗	kW	/	提高	灰斗增加电加热器

2)增加湿式静电除尘器

本次改造方案不对脱硫塔的除雾器进行升级改造，在脱硫塔出口增加湿式静电除尘器，控制烟气最后排放含尘浓度不超过 $5mg/Nm^3$（设计值）。

根据电厂的现场布置条件，同时主要考虑脱除 SO_3 和重金属的实际能力，本工程湿式静电除尘器采用金属极板湿式静电除尘器，水平布置。综合 MGGH 烟气升温段的布置条件，湿式静电除尘器布置在脱硫塔出口，经湿式静电除尘器进一步除尘后进入 MGGH 烟气升温段，然后进入烟囱最后排入大气。

湿式电除尘器布置在脱硫系统后，烟气中的 SO_3 微液滴被集尘极捕获后，进入湿式电除尘器的循环水系统，而溶于水的 SO_3 具有强酸性会对湿式电除尘内部与水相接触的部件产生强腐蚀性，在湿式电除尘器因此必须中和冲洗水的酸性，方案中设计向循环水中加入 NaOH，以中和水的酸性，保持循环水的 pH 值在 5.5~7 之间。根据计算每台机组需加入的 32%NaOH 溶液 82kg/h，机组每年的利用小时数以≥5500 小时计算，则每年每台机组需 32%NaOH 溶液 210t，两台机组每年需要 420t。碱箱为湿式静电除尘器配套设施，每台湿式静电除尘器配 2 只容积 $20m^3$ 的碱箱（一用一备）。

（3）脱硫系统

现有项目脱硫工艺采用“石灰石-石膏湿法”，该方法的原理具体见下列反应式。

$$CaCO_3+2\ SO_2+H_2O \longleftrightarrow Ca(HSO_3)_2+CO_2$$

$$Ca(HSO_3)_2+O_2+\ CaCO_3+3\ H_2O \longleftrightarrow 2CaSO_4.\ 2H_2O+CO_2$$

目前厂区内现有的 2 套机组采用一炉一塔单元制，共设置两座吸收塔，而石灰石输送系统及脱硫产生石膏的处理系统为两台炉共用。现有工程设置 4 层喷淋层；脱硫效率为 96%。每炉设置一台 100%容量的液压式动叶可调轴流式增压风机，无烟气旁路，除雾器为 2 层屋脊式，回转式烟气-烟气换热器 GGH 为大通道式。

本次改造煤质含硫分按原脱硫系统的设计硫分 1.8%，脱硫系统出口 SO_2 浓度需满足不大于 30mg/Nm^3（设计值）的排放要求，脱硫效率需≥99.2%。改造情况如下：

1）吸收塔

在吸收塔最下层喷淋层至入口烟道顶面之间的区域内安装气流均布装置，使吸收塔入口、喷淋层下方烟气均流并同时产生可控湍流，增加烟气与浆液的接触面积，提升吸收塔整体脱硫效率，避免烟气偏流短路现象。利用吸收塔原烟道作为气流均布装置的安装入口。

除了安装气流均布装置，本次改造利旧主管，改造支管，原 4 层喷淋层更换高效喷嘴。原有喷淋层喷嘴为 136 个/层，改造后每层喷淋层数量为 220 个/层，材料采用碳化硅，空心锥。

考虑到脱硫系统的稳定性，本次改造新增一层喷淋层，同样配备高效喷嘴。为安装新增喷淋层，脱硫塔吸收区需抬高 2m。吸收塔新增喷淋层至出口烟道底面之间的距离为 5.4m，不满足安装要求，需要将塔体拔高约 2.2m。

2）浆液循环泵及氧化风机

在增加气流均布装置提高脱硫效率的基础上，本次改造增加一层喷淋层并配置 1 台 10500m^3/h、P=1200kW 的浆液循环泵，原有 4 台浆液循环泵利旧。

氧化风机改造方案为增加一台 Q=8007m^3/h，P=450kW 的离心风机，实现三运一备。

表 5-4　脱硫系统改造前后主要技术指标一览表

序号	项　　目	单　位	改造前	改造后
1	吸收塔尺寸	m	Φ16/19m	Φ16/19m
2	浆池液位	m	11.2	11.2
3	浆液池容积	m^3	3174	3174
4	浆液循环泵	台	4	5
5	循环泵流量	m^3/h	10500×4	10500×5
6	浆液循环量	m^3/h	42000	52500
7	塔内浆液循环时间	min	4.53	3.7
8	喷淋层数	层	4	5
9	吸收塔高度	m	35.87	39.87
10	氧化空气量	Nm^3/h	8007×2	8007×3

11	液气比(出口工况)	l/m^3	17.05	18.80
12	除雾器	套	2级除雾器	2级除雾器

（4）烟气换热器技术改造

由于烟气再热装置回转式 GGH 的泄漏率对于脱硫后的 SO_2 排放浓度有较大影响，现有技术的脱硫吸收塔效率难以满足超低排放要求。因此，超低排放必须考虑对原脱硫系统中的 GGH 装置进行改造，本次改造方案为拆除现有回转式 GGH，增设烟气换热器。

汕尾电厂 3、4 号机组工程拟在锅炉空气预热器与静电除尘器之间加装原烟气降温段，吸收塔与烟囱之间加装烟气升温段，加装布置烟气换热装置的原则为烟道直段充分，烟气流程顺畅、气流分布均匀，利用现有场地的实际情况进行合理规划。

（5）增压风机和引风机改造

本工程需对电厂脱硝、除尘及脱硫系统进行改造，同时拟拆除现有 GGH，改造为烟气换热器，整个烟气系统阻力特性及烟气参数发生了较大变化。改造方案如下：

1)引风机与脱硫增压风机合并为联合风机，联合风机布置于原引风机基础上。

2)拆除原增压风机，将引风机出口烟道水平连至脱硫塔入口，尽可能利用原脱硫增压风机支架和 GGH 支架，并尽量减少对该两个支架进行改造。为最大限度利用原脱硫塔出口净烟道，拟将烟气升温段安装在烟囱入口水平烟道上，同时原 GGH 处用新烟道补充。

3)考虑到增设 MGGH 烟气降温段后 SO_3 等酸性污染物对设备的腐蚀性，需要对除尘器出口至吸收塔入口烟道进行玻璃鳞片防腐处理，同时引风机叶片也需进行防腐处理，以提高引风机系统的可靠性。

主要污染工序：

（1）施工期污染源分析

施工期施工主要内容是拆除部分设备以及少量土建施工。工序较为简单，污染较小，主要有以下几个方面：

1）施工人员产生少量的生活污水和建筑废水；

2）施工机械和运输车辆所排放的废气以及在施工工程中产生的扬尘；

3）固废主要为拆除 GGH 材料、风机等，以及新增设备安装以及少量土建工程产

生的建筑垃圾及施工人员产生的生活垃圾；

4）噪声主要为施工机械和运输车辆的噪声。

（2）运营期污染源分析

1）水污染源分析

技改项目实施前后职工定员不增加，因此不新增生活污水。

技改前工程淡水耗水量为 565.82m^3/h（311.2×10^4t/a），技改过程中，因增设湿式电除尘器，两台机组耗水耗水量共增加 29.92×10^4t/a，设计将湿式电除尘器的排水直接排入脱硫吸收塔。项目配套有 1 套处理能力为 30m^3/h 的脱硫废水处理系统，脱硫废水经石灰乳调整 pH 后，加有机硫及絮凝剂进行絮凝、澄清，澄清水回用作为锅炉冲灰渣用水，不外排。

其他工序不涉及水量变化。

2）大气污染源分析

本技改项目运营后废气主要为 SO_2、NOx、烟尘。技改项目完成后，脱硝效率由 80%提高到 85.7%，NOx 排放浓度保证达到排放标准 50 mg/m^3；静电除尘器除尘效率由 99.61%提升至 99.91%，增设湿式除尘器（除尘效率 83.4%），烟尘排放浓度达到 10mg/m^3 以下；脱硫效率由 96%提升至 99.2%，SO_2 排放浓度保证达到标准 35mg/m^3，污染物排放明显减少。大气污染物排放如下表所示：

表 5-5　技改后大气污染物产污情况一览表

名称		单位	技改前		技改后	增减量
			3#机组	4#机组	3、4#机组	3、4#机组
烟气量		Nm^3/h	2291439	2184626	4476000	0
烟尘	排放浓度	mg/Nm^3	30	30	10	/
	排放量	t/a	378.1	360.5	246.2	-492.4
SO_2	排放浓度	mg/Nm^3	160	160	35	/
	排放量	t/a	2016.5	1922.5	861.6	-3077.3
NOx	排放浓度	mg/Nm^3	70	70	50	/
	排放量	t/a	882.2	841.1	1230.9	-492.4

3）固体废物分析

本工程实施后，固体废物主要为除尘器收集的除尘灰、锅炉排渣、脱硫石膏以及脱硝系统更换下来的废催化剂及生活垃圾。

本工程不涉及锅炉改造，锅炉排渣不变；技改后除尘器效率提高，收集的除尘灰增加，收集的除尘灰约 27.79×10^4t/a；脱硫效率提高，技改后脱硫石膏约 27.61×10^4t/a；

初装的两层催化剂于2010年12月开始投运，根据脱硝协议，催化剂的化学寿命为24000h，目前初装层已服役超过5年，活性已衰减至临界值。本工程两台机组更换的废催化剂共约1200m^3，更换的催化剂约为842.4t/（3a）。

改造前后电厂生活垃圾产生量及处理方式无变化。

4）噪声污染分析

技改项目噪声源主要为改造的、新增的泵类、风机等。技改项目噪声污染源见下表所示。

表5-6　技改项目噪声污染源

序号	设备名称	数量	声级值	拟采取措施	备注
1	联合风机	4台	85～95 dB(A)	消声器、减振	取消增压风机、引风机
2	浆液循环水泵	8台	80～90 dB(A)	隔振垫、选低噪设备	新增2台，室外布置
3	脱硫氧化风机	6台	85～95 dB(A)	设备自带隔声罩、隔振基础	新增2台，室外布置

六、项目主要污染物产生及预计排放情况

单位：废气　　mg/标 m^3
废水　　mg/L

内容 / 类型	排放源 (编号)	污染物名称	处理前		处理后	
			产生浓度	产生量 (t / a)	排放浓度	排放量 (t / a)
大气污染物	3、4#机组烟气 (Q=4476000 Nm^3/h)	烟尘	22610	556612.98	10	246.18
		SO_2	3915	96379.47	35	861.63
		NOx	350	8616.3	50	1230.9
水污染物	/	/	/	/	/	/
固体废物	危险废物	废催化剂	/	842.4	/	资质单位处理
	工业废物	灰量	/	27.79×10^4	/	零排放 资源化 无害化
		渣量	/	1×10^4	/	
		脱硫石膏	/	27.61×10^4	/	
噪声	设备噪声	噪声	本技改项目噪声源主要为改造的、新增的泵类、风机等；设备产生的噪声源强 80～95dB(A)			
其他						

主要生态影响(不够时可附另页)

据现场踏勘，项目地面区域均为硬化地面，植被主要为人工绿化植被；项目位于电厂内部，处于人类活动频繁区，无珍贵野生动物活动。

因此，项目建设及运营过程对当地生态环境影响很小。本工程为环保改造工程。改造完成后，能在一定程度改善周边大气环境质量。

七、环境影响分析

施工期环境影响简要分析：

（1)施工期对环境空气的影响主要为钢材及设备运输过程中的少量扬尘污染等。为有效降低对环境空气的影响，对施工队伍应提出具体的环保要求，包括地面适时洒水，减轻汽车运输过程中产生扬尘污染等。

（2）施工期废水主要为施工人员的生活污水，利用电厂现有生活污水处理设施进行处理。

（3）施工期间主要噪声源为施工机械及交通运输噪声，采用低噪声施工设备和工艺，高噪声设备尽量避免在夜间作业。

（4）本工程拆卸 GGH、风机等设备设施，均为一般固体废弃物，拟出售给废品回收单位处理。

营运期环境影响分析：

1、水环境影响分析及对策措施

技改项目实施前后职工定员不增加，因此不新增生活污水。

技改前工程淡水耗水量为 565.82m^3/h（311.2×10^4t/a），技改过程中，因增设湿式电除尘器，两台机组耗水耗水量共增加 29.92×10^4t/a，设计将湿式电除尘器的排水直接排入脱硫吸收塔。项目配套有 1 套处理能力为 30m^3/h 的脱硫废水处理系统，脱硫废水经石灰乳调整 pH 后，加有机硫及絮凝剂进行絮凝、澄清，澄清水回用作为锅炉冲灰渣用水，不外排。

其他工序不涉及水量变化。

2、环境空气影响分析及对策措施

技改项目为烟气脱硫、脱硝、除尘改造项目，本次技改不涉及现有电厂生产工艺的改造。

（1）脱硝系统改造环境影响分析

本次脱硝改造 SCR 入口 NOx 浓度按 350mg/Nm^3，要达到 50mg/Nm^3 的超低排放的标准，脱硝效率需达到 85.7%。

汕尾电厂 SCR 装置的催化剂按 2+1 方式装填，根据原脱硝系统技术协议，采用

2 层催化剂时，SCR 反应器在催化剂的化学寿命期内的脱硝效率不低于 80%。在正常情况下，投入备用层后，SCR 装置的脱硝效率一般都会提高至 90%以上，目前备用层已装填催化剂。

由于 SCR 的脱硝效率与催化剂的活性、还原剂与烟气的混合均匀性以及 SCR 反应器内流场的均匀性等多种因素有关。初装的两层催化剂于 2010 年 12 月开始投运，根据脱硝协议，催化剂的化学寿命为 24000h，目前初装层已服役超过 5 年，活性已衰减至临界值，必会影响脱硝效率，因此本次超低排放改造推荐脱硝系统运行三层催化剂，并更换初装的 2 层催化剂，可确保脱硝效率需达到 85.7%。

目前未更换催化剂的运行状态下，汕尾市环境保护监测站对 3、4#机组烟囱进行了监测，2016 年 7 月 3#机组烟囱 NOx 排放浓度 41~48mg/Nm^3，4#机组烟囱 NOx 排放浓度约 47~59mg/Nm^3；2016 年 10 月 3#机组烟囱 NOx 排放浓度 43~49mg/Nm^3，4#机组烟囱 NOx 排放浓度 30~33mg/Nm^3。根据监测结果，在未更换催化剂的运行状态下，NOx 的排放浓度满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）排放限值（NOx≤200 mg/Nm^3），两次监测结果中，仅 4#号机组在 7 月 NOx 排放浓度超 50mg/Nm^3，最大超标倍数仅为 0.18，因此在更换新的催化剂后，可保证 NOx 排放浓度低于 50mg/Nm^3。

（2）除尘系统改造环境影响分析

1)低低温电除尘器改造

低低温电除尘器烟气温度降低可以降低粉尘比电阻至电除尘的最佳效率区间：104～1011(Ω•cm)。根据经验，当烟温从 130℃左右降到 90℃左右，一般可降低约 1 个数量级，而对于低碱低硫成分煤灰降低比电阻更明显，可降低约 2 个数量级。

烟温降低，除尘器电场击穿电压提高，可以有效防止除尘器发生电晕，减少二次扬尘，这对提高除尘效率有利。低低温静电除尘器方案可以保证电除尘器出口烟尘排放浓度≤20mg/Nm^3。

2）增设湿式电除尘器

湿式电除尘器设置于脱硫设施与烟囱之间，用于去除脱硫后饱和湿烟气中的烟尘、气溶胶等细微颗粒。其工作原理普通静电除尘器一样：在湿式电除尘的阳极和阴极线之间施加数万伏直流高压电，在强电场的作用下，电晕线周围产生电晕放电；随

饱和湿烟气进入其中的尘(雾)粒子与这些正、负离子相碰撞、凝并而荷电，荷电后的尘(雾)粒子由于受到高压静电场库仑力的作用，向阳极运动；到达阳极后，将其所带的电荷释放掉，尘(雾)粒子就被阳极所收集，进而通过水冲刷的方式将其清除。

湿式静电除尘器对酸雾、有毒重金属以及 PM_{10}，尤其是 $PM_{2.5}$ 的微细粉尘有良好的脱除效果。根据国外湿式静电除尘器的研究和应用表明，在湿法脱硫系统后布置湿式电除尘器可以有效地去除烟气中的 $PM_{2.5}$ 粉尘、SO_3 和汞及氧化物等污染物。

国外研究表明 SO_3 在高于露点温度以上，在 205℃（400F）以下时，还是以 H_2SO_4 的微液滴形式存在。其平均颗粒的直径在 0.4μm 以下，属于亚微米颗粒范畴。在湿式电除尘器中，因放电极被水浸润后，电子容易激发，使电场中存在大量带电雾滴，大大增加亚微米粒子碰撞带电的机率，而带电粒子在电场中运动的速度是布朗运动的数十倍，这样就大幅度提高了亚微米粒子向收尘极板运行的速度，提高了收集效率。因此湿式电除尘器能够在一定程度上去除亚微米粒子。据国内外研究数据，对 SO_3 去除率在 50-60%。

脱硫系统出口石膏是以 $CaSO_4•2H_2O$ 的液滴形式存在，经过除雾器后，其粒径基本上在 20μm 以下。湿式电除尘器的水喷淋作用可以近似看作为一个重力喷雾湿式除尘。湿式电除尘器布置在湿法脱硫后，脱硫后的饱和烟气中携带部分水滴，在通过高压电场时也可捕获并被水冲洗走，这样可降低烟气中总的携带水量，减小石膏雨形成的几率。

目前国内运行经验表明，增设湿式电除尘器的除尘效率在 70-95%，本次设计湿式除尘器除尘效率为 83.4%，烟尘排放浓度可达 $10mg/Nm^3$ 之内。

3）除尘改造小结

对于汕尾电厂 3、4 号机组除尘器改造来说，低低温电除尘器在技术及经济方面拥有较大优势，充分利用原有静电除尘器、脱硫塔除尘，增设湿式电除尘器，实现上下游设备协同净化烟气，综合除尘性能成熟可靠，使粉尘达到超低排放标准。

（3）脱硫系统改造环境影响分析

本次采用单塔单循环提效技术改造脱硫系统，在吸收塔最下层喷淋层至入口烟道顶面之间的区域内安装气流均布装置，使吸收塔入口、喷淋层下方烟气均流并同时产生可控湍流，增加烟气与浆液的接触面积，提升吸收塔整体脱硫效率，避免烟气偏流

短路现象。除了安装气流均布装置，本次改造利旧主管，改造支管，原 4 层喷淋层更换高效喷嘴。考虑到脱硫系统的稳定性，本次改造新增一层喷淋层，同样配备高效喷嘴。改造后的脱硫系统出口 SO_2 浓度需满足不大于 35mg/Nm^3 的排放要求。

（4）技改小结

技改项目完成后，脱硝效率由 80%提高到 85.7%，脱硫效率由 96%提升至 99.2%，静电除尘器除尘效率由 99.61%提升至 99.91%，同时在脱硫设施与烟囱之间增设湿式电除尘器。根据现状实测情况核算，预计改造完成后，烟尘排放浓度降低至 10 mg/Nm^3 以下，烟尘排放量减排 492.4t/a，SO_2 排放浓度降低至 35 mg/Nm^3 以下，SO_2 排放量减排 3077.3t/a，NOx 排放浓度稳定在 50 mg/Nm^3 以下，NOx 排放量减排 492.4 t/a。

经过本次技改，大大减少了 SO_2、烟尘的排放量，NO_X 可保持稳定达标排放，各污染物排放浓度能够达到国家（发改能源[2014]2093 号）、地方（粤发改能电函[2015]2102 号）的相关要求：即 NO_X 浓度≤50mg/Nm^3、SO_2 浓度≤35mg/Nm^3、烟尘浓度≤10mg/Nm^3（在基准氧含量 6%条件下）。

相比本技改项目未实施前，将在一定程度上提高和改善项目所在区域的大气环境质量。

3、声环境影响分析及对策措施

为了减轻各类噪声对工人操作环境和周围环境的影响，应采取措施进行防护。根据各类噪声的声源特征，提出以下噪声防治措施：

（1）技改工程涉及的风机、水泵等均优先选用低噪声设备，根据设备特点，对上述噪声设备采取减振、隔声等降噪措施，充分利用总平面布置隔声作用。

（2）购置的机电设备加减震圈(垫)，减轻噪声对操作人员的危害和影响。

（3）货物运输车辆应配备低音喇叭，在场区门前做到不鸣或少鸣笛，以减轻交通噪声对厂区环境的影响。

（4）加强设备维护，确保设备处于良好的运转状态，杜绝因设备不正常运转时产生的高噪声现象。

在采取了有效的防治措施后，项目技改后厂区场界噪声均可达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类标准，即：昼间 65dB(A)，夜间 55dB(A)。

本工程改造项目距离最近的声环境敏感目标径尾村约 50m 左右，经距离衰减后，

对周边声环境敏感目标影响较小。

4、固体废物分析与防治对策

本工程实施后，固体废物主要为除尘器收集的除尘灰、锅炉排渣、脱硫石膏以及脱硝系统更换下来的废催化剂及生活垃圾。

脱硫石膏、灰渣收集后全部作为原料综合利用，交由广东粤电环保有限公司统一处理；更换的脱硝催化剂由催化剂供应厂家成都东方凯特瑞环保催化剂有限责任公司协助回收处理（详见附件：承诺函）。

改造前后电厂生活垃圾产生量及处理方式无变化，交环卫部门每日清运。

5、清洁生产与循环经济

（1）清洁生产

清洁生产是指在生产过程、产品和服务中连续应用综合性、预防性环境战略，是中国政府长期致力于减少环境污染、降低对人类的危险和实现可持续性发展的重要举措之一。其实质是一种物料和能源最少的人类生活活动的规划和管理，将废物减量化、资源化和无害化或消灭于生产过程之中。因此建设项目是否属于清洁生产，主要反应在生产过程的原材料消耗、能源消耗、污染物排放等方面。本项目清洁生产方面主要体现在：

1）生产工艺和装备水平

根据建设单位提供的资料，本工程技改单项生产工艺和装备水平都处于先进水平。

2）自控系统技术水平

主厂房单元机组热控控制采用分散控制系统(DCS)；单元机组及辅助系统实时信息传递；辅助车间采用网络化集中控制，形成相对集中的辅助系统控制中心；火灾报警及控制系统实现火灾检测自动报警，技术水平等级均在先进水平。

3）资源利用指标

根据建设单位提供的资料，全厂耗水指标、汽水损失率、供电煤耗考核值、水量计量仪表安装率等各指标的清洁生产指标等级均为先进水平。

4）污染物排放水平

工程 SO_2 排放浓度降至 35mg/m^3，减排 3077.3t/a；NOx 排放浓度稳定在 50 mg/m^3

以下，减排 492.4t/a；烟尘的排放浓度降至 10mg/m^3，减排量 492.4t/a。

由上述数据可知，本技改项目实施后，SO_2、NO_X、烟尘排放浓度可达到国家（发改能源[2014]2093 号）、地方（粤发改能电函[2015]2102 号）的相关要求，排放量得到进一步削减。

5）综合利用水平

本项目生产废水综合利用率达到 100%，固废原则 100%综合利用。

6）环境管理水平

建设单位通过对水耗、物耗、污染物产生及排放的分析，编写了清洁生产手册，建立了持续清洁生产组织、制度，制定了清洁生产审核工作计划。

综上所述，建设单位清洁生产指标均能达到先进水平。

（2）循环经济

循环经济是建立“资源—生产—产品一消费一废弃物再资源化”的清洁生产模式，其重要标志是通过资源的循环利用，使废弃物资源化、减量化和无害化，促进企业内部、企业之间的物质、能源的综合利用，使需要处理、处置的污染物降到最小。

本工程循环经济主要体现在：

1）废水利用

项目产生的废水全部回用，实现工业废水“零排放”。

2）固体废弃物的综合利用：

产生的固废如除尘灰、渣、脱硫石膏全部综合利用，为附近建材企业提供了资源，促进了地区企业间的资源相互利用，使资源利用率最大化的同时减少了对自然资源的开发利用，使得环境效益最大化。

6、环境管理与监测

本工程为改造工程，不再单独设立独立的环境管理及监测机构；充分利用改造前已设置的专门环保(安全)机构或人员、专门的监测仪器，负责环境管理、环境监测和事故应急处理。其主要职责为：

（1）执行国家、省、市环保主管部门制定的有关环保法规、政策、条例，协调项目生产和环境保护的关系，并结合项目具体情况，制定公司环境管理条例和章程。

（2）负责开展日常环境监测工作，完成上级主管部门规定的监测任务，统计整

理有关环境监测资料并上报地方环保部门。

（3）配合上级环保主管部门检查、监督工程配套建设的污水、废气、噪声、固废等治理措施的落实情况；检查、监督环保设备等的运行、维修和管理情况，监督各排放口污染物的排放状态。

（4）检查落实安全消防措施，开展环保安全管理教育和培训。

7、总量控制

本工程为烟气脱硝、除尘、脱硫技改项目，在对原有烟气处理系统改造的基础上将进一步削减污染物排放量，不需新申请总量。

8、环保投资估算

项目属环保设施改造项目，全部投资均为环保投资，详见下表所示。

表 7-1　环保投资一览表

序号	环保工程名称	环保投资(万元)	治理效果
1	废水	0	进一步减小对外环境排放废气污染物的总量
2	废气	29894	
3	噪声	0	
4	固废	0	
合计		29894	-

9、效益分析

（1）经济效益分析

汕尾电厂 3、4 号机组“超低排放”改造后，可促进当地 GDP 的增长，促进当地财政收入的增长，为地方经济的良性发展，为构建清洁高效的社会作出贡献。

（2）环境效益分析

本次技改项目为纯环保设施改造项目，运营后除了具有较好的经济效益，同时还具有较好的环境效益，本技改项目实施后对周边环境的改善具有积极作用。

（3）社会效益分析

汕尾电厂 3、4 号机组“超低排放”改造工程实施后；污染物排放减少，石膏雨产生的概率降低，可减轻社会、民众对本工程的抵触情绪。改造工程在原有厂址上进行，厂址不存在影响工程建设的区域稳定性和场地稳定性等颠覆性问题，不存在拆迁与移民安置等社会化问题和社会风险。

汕尾电厂 3、4 号机组“超低排放”改造工程响应政府、政策要求，承担社会责任，

有利于实现可持续发展。

10、技改工程污染物“三本账”情况

本项目实施后，本工程污染物排放“三本账”如下表所示。

表 7-2　工程技改前后污染物排放“三本账”一览表

内容	名称	现有工程排放量(t/a)	技改工程排放量(t/a)	技改后		排放增减量(t/a)
				“以新带老”消减量(t/a)	工程预测排放总量(t/a)	
废气	烟气量	2.46×10^{10} Nm^3/a	0	0	2.46×10^{10} Nm^3/a	0
	烟尘	738.6	0	492.4	246.2	-492.4
	SO_2	3938.9	0	3077.3	861.6	-3077.3
	NOx	1723.3	0	492.4	1230.9	-492.4
废水		0	0	0	0	0
固废		0	0	0	0	0

八、建设项目拟采取的防治措施及预期治理效果

内容 类型	排放源 (编号)	污染物名称	防治措施	预期治理效果
大气污染物	3#、4#机组	烟尘	静电除尘器提效改造+脱硫系统除尘+湿式电除尘器技术	大气污染物排放浓度满足国家（发改能源[2014]2093号）、地方（粤发改能电函[2015]2102 号）相关要求，也即：NO_X≤50mg/m^3、SO_2≤35mg/m^3、烟尘≤10mg/m^3
		SO_2	单塔单循环提效，安装气流均布装置、更换高效喷嘴、新增一层喷淋层	
		NOx	更换催化剂	
水污染物	——	——	——	——
固体废物	GGH 系统、风机	拆卸材料	出售给废品回收单位处理	资源化 无害化
	除尘系统	粉尘	由粤电集团下属广东天能投资有限公司统一清外卖进行综合利用	
	脱硫系统	脱硫石膏		
	脱硝系统	废催化剂	由成都东方凯特瑞环保催化剂有限责任公司协助回收处理	
	生活垃圾	生活垃圾	有当地环卫部门处理	
噪声	各类风机、泵类	噪声	基础减振、消声等措施	厂界达标：昼间 65dB(A)；夜间 55dB(A)
其他				

生态保护措施及预期效果

无

九、结论与建议

1、结论

建设单位根据企业现状，拟投资 29894 万元对厂区烟气除尘、脱硫、脱硝系统进行超低排放改造，项目不新征土地。项目实施后职工定员及生产规模均不增加。且该项目属环保设施改造项目，对改善周围环境具有重要作用。

（1）产业政策相符性

本项目属于热电除脱硫、脱硝、除尘改造，根据《产业结构调整指导目录 2011 年本（2013 年修正）》，属于鼓励类第四条“电力”中“17、燃煤发电机组脱硫、脱硝及复合污染物治理”，因此，本项目建设符合产业政策。

（2）选址选线规划相符性

本技改工程建设场地位于现有电厂厂区内，选址符合规划要求。

（3）施工期环境影响结论

施工期产生的环境问题主要有汽车运输时地面扬尘、施工噪声、施工废弃物及废水等，采取切实可行的污染防治措施后，建设期对外环境影响很小。

（4）营运期环境影响结论

1）水环境影响分析结论

技改项目实施后，因职工定员不增加，不新增生活污水；

因增设湿式电除尘器，两台机组耗水耗水量共增加 29.92×10^4t/a，设计将湿式电除尘器的排水直接排入脱硫吸收塔。项目配套有 1 套处理能力为 30m^3/h 的脱硫废水处理系统，脱硫废水经石灰乳调整 pH 后，加有机硫及絮凝剂进行絮凝、澄清，澄清水回用作为锅炉冲灰渣用水，不外排。

其他工序不涉及水量变化，工业废水全部回用，不外排，对周围环境影响较小。

2）大气环境影响分析结论

技改项目完成后，脱硝效率由 80%提高到 85.7%，脱硫效率由 96%提升至 99.2%，静电除尘器除尘效率由 99.61%提升至 99.91%，同时在脱硫设施与烟囱之间增设湿式电除尘器。根据现状实测情况核算，预计改造完成后，烟尘排放浓度降低至 10 mg/Nm^3 以下，烟尘排放量减排 492.4t/a，SO_2 排放浓度降低至 35 mg/Nm^3 以下，SO_2 排放量减排 3077.3t/a，NOx 排放浓度稳定在 50 mg/Nm^3 以下，NOx 排放量减排 492.4

t/a。

经过本次技改，大大减少了 SO_2、烟尘的排放量，NO_X 可保持稳定达标排放，各污染物排放浓度能够达到国家（发改能源[2014]2093 号）、地方（粤发改能电函[2015]2102 号）的相关要求：即 NO_X 浓度≤50mg/m^3、SO_2 浓度≤35mg/m^3、烟尘浓度≤10mg/m^3（在基准氧含量 6%条件下）。

相比本技改项目未实施前，将在一定程度上提高和改善项目所在区域的大气环境质量。

3）固废影响分析结论

脱硫石膏、灰渣收集后全部作为原料综合利用，交由广东粤电环保有限公司统一处理；更换的脱硝催化剂由催化剂供应厂家成都东方凯特瑞环保催化剂有限责任公司协助回收处理。改造前后电厂生活垃圾产生量及处理方式无变化，交环卫部门每日清运。对周围环境影响较小。

4）声环境影响分析结论

本工程在厂内进行，设备运行噪声经距离衰减及构筑物隔声后对厂界及声环境敏感目标贡献较小，场界噪声均可达到《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)3 类标准，即昼间 65dB(A)，夜间 55dB(A)。对周围环境影响较小。

（5）总量控制

项目实施后，不新增废水，厂内废水经处理后全部回用，不外排，不申请总量。

项目建成后，烟尘排放量 246.2 t/a，减排 492.4 t/a；SO_2 排放量 861.6 t/a，减排 3077.3 t/a；NOx 排放量 1230.9 t/a，减排 492.4 t/a。工程改造前电厂的污染总量指标已经落实，本工程为环保改造工程，大幅削减现有大气污染，无需申请总量指标。

（6）清洁生产与循环经济

电厂清洁生产指标均达到先进水平。生产产生的废水全部回用，固废合理处置，促进了地区企业间的资源相互利用，使资源利用率最大化的同时减少了对自然资源的开发利用，使得环境效益最大化。

（7）结论

综上所述，项目施工期的环境影响较小，施工结束后其影响随之消失；本项目属于环保设施改造项目，本项目的实施将进一步降低机组烟尘、SO_2、NOx 排放浓

度，将电厂烟尘对周围大气环境的影响降到最低。

因此，从环保角度讲，本项目的建设是可行的。

2、建议与要求

（1）建设项目在运行过程中，应注意环境保护工作。今后出现的各种环境问题，应按当地环境保护行政主管部门的要求办理，遵守各项规章制度。

（2）进一步落实灰渣综合利用的途径及具体实施方案，提高固体废物的综合利用率，使电厂灰渣无害化、资源化、减量化。

（3）电厂应重视噪声对周围环境的影响，加强运行管理，设备维护，以免出现意外的噪声影响。

（4）建议电厂加强对更换废旧催化剂的管理要求，拆除时注意拆除人员的健康防护，安排专人驻场检查；在临时贮存及运输过程中，均安排专人负责，避免因废旧催化剂出现洒落、逸散而对环境造成影响的现象。

本评价报告，是根据可行性研究报告及其附图附件等资料为基础进行的。如果经营范围、规模、工艺流程等发生重大变化，建设单位应根据相关环保法规要求重新开展环境影响评价工作。

预审意见：   公　　章 经办人：　　年　　月　　日
下一级环境保护行政主管部门审查意见：   公　　章 经办人：　　年　月　　日

审批意见：

公　　章

经办人：　　年　　月　　日

建设项目环境保护审批登记表

填表单位（盖章）：中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司　　填表人（签字）：　　项目经办人（签字）：

建设项目	项目名称	汕尾电厂3、4号机组超低排放改造项目			建设地点	广东省汕尾市红海湾经济开发区汕尾电厂内			
	建设内容及规模	3、4号机组脱硫、脱硝、除尘超低排放改造			建设性质	□新建　□改扩建　☑技术改造			
	行业类别	D4411 火力发电			环境影响评价管理类别	□编制报告书　☑编制报告表　□填报登记表			
	总投资（万元）	29894			环保投资（万元）	29894	所占比例(%)	100	
建设单位	单位名称	广东红海湾发电有限公司	联系电话	18933028569	评价单位	单位名称	中国能源建设集团广东省电力设计研究院有限公司	联系电话	020-32117066
	通讯地址	汕尾市红海湾经济开发区	邮政编码	516623		通讯地址	广东省广州市萝岗区广州科学城天丰路1号	邮政编码	510663
	法人代表	文联合	联系人	韩世荣		证书编号	国环评证乙字第2880号	评价经费	
建设项目所处区域环境现状	环境质量等级	环境空气：二级　地表水：　地下水：　环境噪声：3类　海水：第三类　土壤：　其它：							
	环境敏感特征	□自然保护区　□风景名胜区　□饮用水水源保护区　□基本农田保护区　□水土流失重点防治区　□沙化地封禁保护区　□森林公园　□地质公园 □基本草原　□文物保护单位　□珍稀动植物栖息地　□世界自然文化遗产　□重点流域　□重点湖泊　□两控区　□重要湿地							

污染物排放达标与总量控制（工业建设项目详填）

排污量及主要污染物	现有工程（已建+在建）				本工程（拟建或调整变更）						总体工程（已建+在建+拟建或调整变更）				
	实际排放浓度（1）	允许排放浓度（2）	实际排放总量（3）	核定排放总量（4）	预测排放浓度（5）	允许排放浓度(6)	产生量（7）	自身削减量（8）	预测排放总量（9）	核定排放总量（10）	“以新带老”削减量（11）	区域平衡替代本工程削减量（12）	预测排放总量（13）	核定排放总量（14）	排放增减量（15）
废水															
化学需氧量															
氨氮															
石油类															
废气			2461800				2461800	0	2461800				2461800		
二氧化硫	160	200	3938.9		35	35	96379.47	95517.84	861.63		3077.3		861.63		-3077.3
烟尘	30	30	738.6		10	10	556612.98	556366.8	246.18		492.4		246.18		-492.4
工业粉尘															
氮氧化物	70	200	1723.3		50	50	8616.3	7385.4	1230.9		492.4		1230.9		-492.4
工业固体废物															
特征污染物与项目有关的其它															

注： 1、排放增减量：（+）表示增加，（-）表示减少

2、(12)：指该项目所在区域通过“区域平衡”专为本工程替代削减的量

3、(9)＝(7)－(8)，(15)＝(9)－(11)－(12)，(13)＝(3)－(11)＋(9)

4、计量单位：废水排放量——万吨/年；废气排放量——万标立方米/年；工业固体废物排放量——万吨/年； 水污染物排放浓度——毫克/升；大气污染物排放浓度——毫克/方米；水污染物排放量——吨/年；大气污染物排放量——吨/年。

主要生态破坏控制指标	影响及主要措施 生态保护目标	名称	级别或种类数量	影响程度(严重、一般，小)	影响方式(占用、切隔阻断或二者均有)	避让、减免影响的数量或采取保护措施的种类数量	工程避让投资(万元)	另建及功能区划调整投资(万元)	迁地增殖保护投资(万元)	工程防护治理投资(万元)	其 它
	自然保护区										
	水源保护区								--------		
	重要湿地		-------						-------		
	风景名胜区								-------		
	世界自然、人文遗产地		--------						-------		
	珍稀特有动物							-------			
	珍稀特有植物							-------			

类别及形式 占用土地(hm^2)	基本农田		林地		草地		其它	移民及拆迁人口数量	工程占地拆迁人口	环境影响迁移人口	易地安置	后靠安置	其它
	临时占用	永久占用	临时占用	永久占用	临时占用	永久占用							
面积													

环评后减缓和恢复的面积								治理水土流失面积	工程治理(Km^2)	生物治理(Km^2)	减少水土流失量(吨)	水土流失治理率(%)

噪声治理	工程避让(万元)	隔声屏障(万元)	隔声窗(万元)	绿化降噪(万元)	低噪设备及工艺(万元)	其它