

枣庄鑫能生物能源有限公司
枣庄山亭 1×30MW 生物质热电联产项目

可行性研究报告
M4110
（报审版）

北方工程设计研究院有限公司

2019 年 8 月

工程咨询单位甲级资信证书

资信类别： 专业资信

单位名称： 北方工程设计研究院有限公司

住 所： 石家庄市裕华东路55号

统一社会信用代码： 911300001043333366

法定代表人： 姜泽栋 技术负责人： 孙兆杰

证书编号： 9113000010433333 有效期至： 2021年09月29日
66-18ZYJ18

业 务： 机械（含智能制造）， 电力（含火电、水电、核电、新能源）， 电子、信息工程（含通信、广电、信息化）， 建筑， 市政公用工程



发证单位



中华人民共和国国家发展和改革委员会监制

董 事 长：姜 泽 栋

总 经 理：孙 兆 杰

总 工 程 师：孔 祥 胜

副 总 经 理	赵 献 忠
副总工程师	王 兆 田
项目负责人	王 运 涛

技术部分

审 核	马 学 荣
校 对	刘 亚 芝
编 制	王 华

经济部分

审 核	陈 星 梅
校 对	付 华
编 制	王 佳 蕾

目 录

第一章 概 述	1
1.1 项目背景.....	1
1.2 项目名称、投资及建设单位概况.....	3
1.3 研究范围与分工.....	3
1.4 工作简要过程.....	4
1.5 项目概况.....	4
1.5.1 编制依据.....	4
1.5.2 建设规模.....	6
1.5.3 主要设计原则.....	6
1.5.4 投资规模.....	7
1.5.5 主要技术经济指标.....	7
1.6 项目建设的必要性.....	8
1.6.1 建设资源节约型社会，实现可持续发展的需要.....	8
1.6.2 保护环境，应对气候变化的需要.....	8
1.6.3 建设社会主义新农村的需要.....	9
1.6.4 城市集中供热的需要.....	9
1.6.5 本工程有当地政府的大力支持.....	9
第二章 电力系统	11
2.1 区域电力系统概况.....	11
2.1.1 枣庄市电网概况.....	11
2.1.2 山亭区电网概况.....	12
2.2 生物质热电联产项目在系统中的地位和作用.....	12
2.3 接入系统方案.....	12
第三章 热负荷	14
3.1 热源现状.....	14

3.1.1 集中供热热源.....	14
3.1.2 集中供热热源.....	14
3.1.3 存在问题.....	15
3.2 热网现状.....	15
3.2.1 集中供热管网现状.....	15
3.2.2 存在问题.....	16
3.2 采暖热指标的确定.....	16
3.3 现状热负荷.....	16
3.4 近期热负荷.....	18
3.5.采暖设计热负荷.....	19
3.6 机组供热参数和供热能力.....	20
3.6.1 供热参数.....	20
3.6.2 供热能力.....	20
2.3 工业热负荷.....	21
2.3.1 现状工业热负荷.....	21
2.3.2 工业设计热负荷.....	22
2.3.3 供热方式及机组运行方式.....	22
第四章 燃料供应.....	24
4.1 燃料资源量.....	24
4.1.1 山亭区农林生物质资源.....	25
4.1.2 枣庄市生物质资源量.....	33
4.1.3 周边县市生物质资源.....	38
4.1.4 周边电厂对生物质资源的影响.....	39
4.1.5 资源评估结论.....	40
4.2 主要燃料的确定.....	40
4.3 燃料形式与特性.....	40

4.3.1 燃料成分分析报告	40
4.3.2 混合燃料成分及热值.....	42
4.4 燃料用量与平衡.....	43
4.5 燃料收集与运输.....	43
4.5.1 农林生物质燃料收储运及加工现状	43
4.5.2 厂外燃料收购、制备、储存及运输	44
4.6 秸秆收购保障措施	47
4.6.1 组织机构	47
4.6.2 具体保障措施.....	47
4.7 生物质燃料的调度	52
4.8 秸秆入厂成本分析	52
第五章 建厂条件	53
5.1 区域概况.....	53
5.1.1 地理位置	53
5.1.2 地形地貌.....	54
5.1.3 地质构造	54
5.1.4 地震烈度.....	54
5.1.5 水文气象条件.....	54
5.1.6 交通运输	55
5.2 厂址条件.....	56
5.2.1 厂址位置	56
5.2.2 土地性质	56
5.2.3 地形地貌.....	57
5.2.5 工程地质条件.....	57
5.2.6 特殊环境影响.....	57
5.3 水源	57

5.3.1 水源概述.....	57
5.3.2 电厂用水及水源综合评价.....	57
5.4 电力并网.....	58
5.5 贮灰场.....	58
5.6 结论.....	58
第六章 工程设想	59
6.1 全厂总体规划及厂区总平面规划.....	59
6.1.1 全厂总体规划.....	59
6.1.2 厂区总平面规划.....	59
6.1.3 厂区竖向布置规划.....	60
6.2 装机方案.....	60
6.2.1 装机规模选择.....	60
6.2.2 锅炉选型.....	61
6.2.3 汽机选型.....	63
6.3 主设备参数及技术条件.....	63
6.4 全厂热经济指标.....	64
6.4 热力系统.....	65
6.4.1 原则性热力系统.....	65
6.4.2 主蒸汽系统.....	65
6.4.3 高压给水系统.....	66
6.4.4 低压给水系统.....	66
6.4.5 回热抽汽系统.....	67
6.4.6 加热器疏水系统.....	67
6.4.7 凝结水系统.....	67
6.4.8 补给水系统.....	68
6.4.9 工业水和循环冷却水系统.....	68

6.4.10 水汽取样	68
6.4.11 抽真空系统.....	68
6.4.12 压缩空气系统.....	68
6.4.13 启动锅炉系统.....	69
6.5 燃烧系统.....	69
6.5.1 进料系统.....	69
6.5.2 烟风系统.....	69
6.5.4 点火系统.....	70
6.6 电气部分.....	70
6.6.1 电气主接线	70
6.6.2 110kV 配电装置.....	70
6.6.3 厂用电系统	70
6.6.4 主要电气设备选择及短路电流	71
6.6.5 发电机励磁系统.....	72
6.6.6 二次线、继电保护及自动装置.....	73
6.6.7 直流电系统与不停电电源.....	74
6.6.8 过电压保护及接地.....	75
6.6.9 电缆设施及防火.....	75
6.7 燃料输送系统.....	76
6.7.1 厂内储料设施.....	76
6.7.2 上料系统.....	76
6.8 除灰渣系统	76
6.8.1 主要设计原则.....	76
6.8.2 灰渣量.....	77
6.8.3 除渣系统.....	77
6.8.4 除灰系统.....	78

6.9 化学水处理系统.....	79
6.9.1 给水水质标准.....	79
6.9.2 锅炉补给水处理系统出力.....	81
6.9.3 水处理系统及设备选择.....	81
6.10 热工自动化部分.....	84
6.10.1 工程简介	84
6.10.2 热工自动化水平和控制室布置.....	84
6.10.3 热工自动化功能.....	85
6.10.4 热工自动化设备选择.....	92
6.10.5 烟气连续监测.....	93
6.10.6 热工自动化试验室.....	93
6.11 主厂房布置.....	93
6.11.1 主厂房布置主要原则.....	94
6.11.2 汽机房布置.....	94
6.11.3 起吊设施.....	95
6.11.4 检修场地.....	95
6.11.5 主厂房主要运行维护通道.....	95
6.12 建筑结构部分.....	96
6.12.1 建筑设计.....	96
6.12.2 结构设计.....	98
6.13 供排水系统及冷却设施.....	99
6.13.1 循环冷却水系统.....	99
6.13.2 补给水系统.....	100
6.13.3 厂区给排水系统.....	102
6.14 贮灰渣场.....	102
6.15 消防.....	103

6.15.1 建构筑物防火间距	103
6.15.2 消防车道	103
6.15.3 建筑物及构筑物防火要求	103
6.15.4 消防给水	105
6.15.5 室内、外消火栓系统	106
6.15.6 灭火器配置	107
6.15.7 火灾控制方式	107
6.16 采暖通风与空气调节	107
6.16.1 设计标准及规程	107
6.16.2 设计范围	108
6.16.3 采暖	108
6.16.4 通风	109
6.16.5 空调	111
6.16.6 除尘	111
6.17 通信	111
6.18 辅助部分	112
第七章 烟气脱硫与脱硝	113
7.1 烟气脱硫	113
7.1.1 烟气脱硫工艺选择	113
7.1.2 脱硫剂的来源及消耗量	114
7.1.3 脱硫剂运输和贮存	114
7.1.4 脱硫系统及设备	115
7.2 烟气脱硝	115
7.2.1 烟气脱硝工艺选择	115
7.2.2 脱硝剂选择	117
7.2.3 脱硝剂来源及消耗量	117

7.2.4 烟气脱硝工程设想	117
7.2.5 热工控制	118
第八章 环境及生态保护与水土保持	119
8.1 编制依据	119
8.1.1 环境保护法律法规	119
8.1.2 环境评价标准	120
8.2 区域环境和生态现状	120
8.3 电厂污染源、防治措施及环境影响分析	121
8.3.1 大气污染物排放	122
8.3.2 水污染源及防治措施	123
8.3.3 噪声污染源及防治措施	123
8.3.4 固体废物产生量及处置措施	124
8.3.5 水土保持和绿化	124
8.3.6 环境监测	124
8.4 环境影响初步分析	125
第九章 劳动安全及职业卫生	126
9.1 电厂生产过程中危害因素分析	126
9.2 劳动安全及职业卫生危险有害因素分析及相应措施	126
9.2.1 防火防爆	126
9.2.2 防电伤	130
9.2.3 防机械伤害及防坠落	132
9.2.4 防尘、防毒、防化学伤害	133
9.2.4.1 防尘	133
9.2.5 防噪声和防振动	134
9.2.6 防暑降温和防寒、防潮	136
9.2.7 防电磁辐射	138

9.3 劳动安全及职业卫生机构与设施.....	138
9.3.1 安全及职业卫生警示标识的设置.....	138
9.3.2 应急救援措施.....	138
9.3.3 安全及职业卫生机构.....	139
9.4 结论.....	139
第十章 节约和合理利用能源.....	140
10.1 有关的法律法规及节能设计规范.....	140
10.1.1 相关法律法规、规划和产业政策.....	140
10.1.2 工业类相关技术标准和规范.....	141
10.1.3 节能技术、产品推荐目录.....	145
10.1.4 国家明令淘汰的用能产品、设备、生产工艺等目录.....	145
10.2 节能措施.....	145
10.2.1 电气和控制专业的节能措施.....	145
10.2.2 贮运专业节能措施.....	146
10.2.3 机务专业的节能措施.....	146
10.2.4 暖通空调与建筑节能措施.....	147
10.2.5 节约水资源措施.....	147
10.2.6 节油措施.....	148
10.2.7 加强节能管理.....	148
10.3 能耗指标分析.....	149
10.4 节能减排效果.....	149
10.5 节能减排结论.....	150
第十一章 生产组织与定员.....	151
11.1 机构设置.....	151
11.2 生产定员.....	151
第十二章 项目实施条件及轮廓进度.....	153

12.1 项目实施的条件.....	153
12.1.1 施工场地.....	153
12.1.2 大件运输.....	153
12.1.3 当地建筑材料.....	153
12.2 施工组织构想.....	153
12.2.1 施工单位应具备的条件.....	153
12.2.2 施工总平面布置原则.....	153
12.3 轮廓进度.....	154
第十三章 投资估算及财务评价.....	155
13.1 建设投资估算.....	155
13.1.1 主要编制原则及依据.....	155
13.1.2 编制方法及各项费用的确定.....	155
13.1.3 投资范围及构成.....	156
13.1.4 流动资金估算.....	157
13.2 资金来源.....	157
13.3 财务分析.....	157
13.3.1 评价依据.....	157
13.3.2 基础数据.....	157
13.3.3 财务分析.....	158
13.3.4 财务分析结论.....	159
第十四章 风险分析.....	160
14.1 燃料价格风险分析.....	160
14.2 市场需求风险分析.....	161
14.3 技术风险分析.....	162
14.4 工程风险分析.....	162
14.5 资金风险分析.....	162

14.6 政策风险分析.....	163
14.7 外部协作风险.....	164
14.8 结论.....	164
第十五章 经济与社会影响分析.....	165
15.1 行业影响分析.....	165
15.1.1 对本行业影响分析	165
15.1.2 对关联行业影响分析.....	165
15.1.3 区域经济影响分析	165
15.2 社会影响分析.....	166
15.2.1 社会影响效果分析	166
15.2.2 社会适应性分析.....	167
15.3 社会风险及对策分析	167
15.4 经济与社会影响分析结论.....	168
第十六章 结论与建议.....	169
16.1 结论.....	169
16.2 建议.....	170

附表：投资估算与经济分析表

附图：

附图-1 厂区总平面规划布置图

附图-2 原则性上料系统图

附图-3 原则性燃烧系统图

附图-4 原则性热力系统图

附图-5 电力主接线图

附图-6 全厂自动化系统规划图

附图-7 全厂水量平衡图

附图-8 除渣系统图

附图-9 除灰系统图

附图-10 供水系统图

附图-11 锅炉补给水处理系统图

附图-12 主厂房±0.000米层平面布置图

附图-13 主厂房4.300米层平面布置图

附图-14 主厂房运转层及除氧层平面布置图

附图-15 主厂房断面布置图

附图-16 烟气SNCR脱硝工艺流程图

附图-17 烟气半干法脱硫工艺流程图

附件：

附件-1 《枣庄鑫能生物能源有限公司营业执照》

第一章 概 述

1.1 项目背景

我国人口众多，但一次能源人均储量远远低于世界平均水平。随着我国经济的持续快速发展，对能源需求量也日益增加，能源对外依存度不断提高。2010 年全国能源消费量已达到 32.5 亿吨标准煤，成为世界第一大能源消费国；2015 年全国能源消费量达 43.0 亿吨标准煤，其中煤炭消费量 24.7 亿吨标准煤，占能源消费总量的 64.0%。我国能源结构不合理，煤炭消费占能源供应主导地位，环境保护与能源供应矛盾尖锐，生态环境破坏严重，经济损失巨大。

农林生物质作为一种农林业生产的副产品，产量大、分布广，是一种很好的清洁可再生能源。开发利用生物质能源对缓解我国能源供需矛盾、改善能源结构、减少环境污染、转变经济增长模式、促进经济可持续发展和建设社会主义新农村都具有十分重要的意义。开发和利用农村废弃的农林剩余物发电，是国家发改委《可再生能源中长期发展规划》提出的可再生能源建设六大重点领域之一，国家和地方都在不同层面上给予很大的政策扶持：《中央关于推进社会主义新农村建设的若干意见》（2006 年中央 1 号文）中就有通过财税鼓励政策，培育、推广农林生物质发电等生物质产业的内容。《资源综合利用目录(2003 年修订)》明确将农林剩余物发电作为资源综合利用的一种方式。2006 年 6 月和 8 月，《中央环境保护专项资金项目申报指南》和《国家先进污染治理技术示范名录(第一批)》，将生物质直燃发电技术作为农林生物质资源综合利用的一种方式，纳入补贴范畴。2006 年 9 月，《国家鼓励的资源综合利用认定管理办法》发布，明确了以生物质能为燃料的发电企业属于资源综合利用范围。2010 年 7 月国

家发展改革委《关于完善农林生物质发电价格政策的通知》（发改价格[2010]1579号）规定对农林生物质发电项目实行标杆上网电价政策。

《产业结构调整指导目录》（2011年）将生物质直燃发电列为新能源鼓励类项目。

《国家能源局关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》中明确指出：“要大力推进农林生物质热电联产项目建设。将农林生物质联产作为县城重要的清洁供热方式，为县城及农村提供清洁供暖，为工业园区和企业提供清洁工业蒸汽，直接替代县城内燃煤锅炉及散煤利用”。

枣庄市政府一直非常鼓励和支持秸秆综合利用及农林生物质发电的建设和发展，在2016年3月发布的《枣庄市国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》（枣证发〔2016〕3号）中明确提出“支持新能源产业，发展农林剩余物直燃发电、垃圾和污泥焚烧发电等生物质发电产业；加快生物质热电联产项目建设。到2020年，全市生物质装机规模达到300兆瓦以上”的农林生物质发电发展目标。

2017年12月，枣庄市人民政府又颁布了《枣庄市环境保护“十三五”规划》（枣政发〔2017〕17号），该计划明确指出：要全面推行秸秆肥料化、饲料化、能源化、原料化利用等综合利用措施，建立秸秆综合利用示范工程，促进秸秆综合利用。到2020年，农作物秸秆综合利用率达到95%以上。同时，该计划也指出，要通过集中供热和清洁能源替代、加快淘汰供暖和工业燃煤小锅炉。加快发展农林生物质热电联产和生物质锅炉集中供热项目，彻底解决农村秸秆在集中时间段露天焚烧和烧荒带来的大气污染问题。

枣庄市有森林面积209.4万亩，湿地面积23.8万亩，林木蓄积量641万立方米，建有国有林场6处、省级以上森林公园15处、省级

以上湿地公园 16 处，建设提升全市域绿色生态廊道 2000 多公里。根据枣庄市 2016 年统计年鉴统计，全市果树种植面积 24 万亩，苹果树种植面积 3.7 万亩，梨树种植面积 0.7 万亩，桃树种植面积 6.8 万亩。农作物总播种面积 459 万亩，其中：玉米种植总面积 190 万亩，小麦种植面积 220 万亩，花生种植面积 30 万亩，大豆种植面积 11 万亩。

为充分利用枣庄市山亭区丰富的农林生物质资源，促进当地可再生能源和节能减排事业的发展，减少秸秆堆放或禁烧对城镇环境的污染。枣庄鑫能生物能源有限公司拟在枣庄市山亭区经济开发区桑村镇工业园区内建设一座以生物质能利用为核心的热电联产项目。

1.2 项目名称、投资及建设单位概况

项目名称：枣庄山亭 1×30MW 生物质热电联产项目

项目地点：枣庄市山亭区经济开发区桑村镇工业园区

投资单位：枣庄鑫能生物能源有限公司

建设单位：枣庄鑫能生物能源有限公司

1.3 研究范围与分工

依据设计合同，本研究报告负责电厂围墙以内的全部工艺系统及土建工程。具体内容包括：工程项目建设必要性及规模的论证；工程地质、水文地质、气象的研究；厂址选择及可行性论证；装机方案论证；燃料来源、水源、运输条件的论述；并提出各工艺系统的工程设想；投资估算与经济效益分析；提出推荐方案和结论意见。

不在本研究报告范围的有：

1. 水资源论证；
2. 环境影响评价；
3. 水土保持方案；

4. 安全生产条件及设施综合分析报告；
5. 电力接入系统可行性研究；
6. 职业卫生预评价。

1.4 工作简要过程

枣庄鑫能生物能源有限公司委托北方工程设计研究院有限公司编制本项目可行性研究报告。我公司随即成立项目组，开展可研编制工作；同时，向业主方提出了可行性研究阶段所需的有关设计基础资料和依据性文件清单。

我公司有关专业人员赶赴枣庄市山亭区进行了现场调研和踏勘，并就本工程水源、燃料及运输、热负荷、接入系统、环保以及拟选厂址现状等建厂条件与当地政府部门及建设单位交换意见。

现场踏勘重点放在厂址建设条件、场地开拓、占地性质、拆迁工程量及环境保护、水土保持和投资额，进行全面技术经济比选工作。从各选址环境保护、建设条件、优缺点、存在问题、经济效益、大政方针、可持续发展等宏观角度，作出定性结论，供项目建设单位及地方政府决策参考。我公司人员在现场工作期间得到了建设单位和地方政府的全力支持和协助配合，使现场工作得以顺利进行。

在此基础上，建设单位向我公司提供了有关资料，并承诺抓紧办理本阶段需要的支持性文件等可研报告附件，以使本工程可行性研究报告满足规定及审查要求的深度。

1.5 项目概况

1.5.1 编制依据

- (1) 国家发展改革委《可再生能源发电有关管理规定》（2006 年 2

月 8 日)；

(2) 国家发展改革委《可再生能源发电价格和费用分摊管理试行办法》(2006 年 1 月 1 日)；

(3) 环境保护部、国家发展改革委、国家能源局《关于进一步加强生物质发电项目环境影响评价管理工作的通知》(环发[2008]82 号)；

(4) 国家发展改革委《关于完善农林生物质发电价格政策的通知》(发改价格[2010]1579 号)；

(5) 国家发展改革委《关于生物质发电项目建设管理的通知》(发改能源[2010]1803 号)；

(6) 国家能源局《关于可再生能源“十三五”规划实施的指导意见》(国能发新能[2017]31 号)

(7) 《枣庄市国民经济和社会发展第十三个五年规划纲要》(枣证发〔2016〕3 号)

(8) 《枣庄市环境保护“十三五”规划》(枣政发〔2017〕17 号)

(9) 《民用建筑供暖通风与空气调节设计规范》(GB50736-2012)

(10) 《小型火力发电厂设计规范》(GB50049-2011)

(11) 《秸秆发电厂设计规范》(GB50762-2012)

(12) 《公共建筑节能设计标准》(GB50189-2015)

(13) 《火电厂污染物排放标准》(GB13223-2011)

(14) 《火力发电厂可行性研究报告内容深度规定》(DL/T5375-2008)

(15) 《山东省居住建筑节能设计标准》(DBJ14-037-2019)

(16) 《山东省公共建筑节能设计标准》(DBJ14-036-2006)

(17) 《山东省火电厂大气污染物排放标准》

(18) 有关的国家标准、行业标准和技术规定；

(19) 枣庄市山亭区政府相关部门提供的有关资料；

(20) 枣庄鑫能生物能源有限公司提供的燃料成份分析报告；

(21) 枣庄鑫能生物能源有限公司提供的其它有关文件和资料；

(22) 现场调研与勘察资料。

1.5.2 建设规模

本期建设 1×30MW 高温高压抽凝式汽轮发电机组配 1×130t/h 水冷振动炉排、高温高压、生物质燃料自然循环汽包锅炉。本工程燃料为玉米秸秆、小麦秸秆和林业采伐、间伐抚育及木材加工产生的林木枝条等林业剩余物。燃料收集范围为以厂址为中心，半径 50 公里范围内，包括枣庄市山亭区全境及周边县市部分地区。

锅炉设备年运行小时数按 8000 小时。

1.5.3 主要设计原则

遵循“力求统一、安全可靠、指标先进、造价合理、布置紧凑、施工运行方便、节约用水、节约用地和节约能源”的原则进行系统优化，积极采用成熟的新材料、新设备、新工艺，努力提高自动化、机械化水平，为提高电厂的可靠性、经济性创造良好的基础。

(1) 机、炉、电集中控制，热工自动化采用 DCS 系统。

(2) 本工程拟采用距厂址约 6km 的山亭污水处理厂中水作为生产、消防主水源，地下水作为备用水源，生活用水采用地下水。中水经澄清、过滤、加药等处理后作为循环水补水；经过滤、两级反渗透加 EDI 等处理后作为锅炉补水。

生活污水经处理后用于厂区绿化；工业废水主要包括各生产建筑物产生的符合排放标准的废水排入废水中和池，经处理达到排放标准的废水排入废水中和池，经泵提升后排入厂区污水处理站回用水池。回用水池储水回用于除渣、除灰、厂区杂用，无外排废水。

(3) 厂区雨水设计采用散流与排水沟相结合的排水方式，场地排水坡向道路。

(4) 发电机出线电压 10.5kV，并网电压 110kV。

(5) 采用逆流式双曲线自然通风冷却塔。

(6) 除灰渣系统采用灰渣分除系统，除灰系统采用气力除灰方式，除渣系统采用刮板捞渣机。

(7) 灰渣全部综合利用。厂区设密闭式灰仓及除渣间。

(8) 本工程烟气处理采用“炉后旋风分离器+布袋除尘器+半干法脱硫+SNCR”工艺。

1.5.4 投资规模

本工程总投资为 32662.7 万元，其中自筹 9798.7 万元，占总投资的 30%，其余部分申请银行贷款为 22864 万元，占总投资的 70%，拟申请银行贷款（年利率 4.9%）。

1.5.5 主要技术经济指标

主要技术经济指标表

序号	项目	单位	采暖期	非采暖期
1	锅炉运行蒸发量	t/h	134.0	134
2	汽机进汽量	t/h	130.0	130
3	外供汽量	t/h	40	40
4	汽水损失	t/h	4.0	4.0
5	额定功率	kW	30000	30000
6	发电功率	kW	22852	26755
7	运行小时	h	2640	5360
	年运行小时	h	8000	
8	年发电量	kWh	60329640	143407690
		kWh	203737330	
9	年供电量	kWh	183363598	
10	年供工业用热量	GJ	920181	
11	年采暖供热量	GJ	327290	-
12	年耗秸秆量	t	319800	
13	综合厂用电率	%	10.0	
14	年均发电标煤耗率	kg/kWh	0.349	
15	年均供电标煤耗率	kg/kWh	0.363	
16	供热煤耗	kg/GJ	40.68	
17	全厂热电比	%	197.5	

18	全厂热效率	%	66.79
----	-------	---	-------

1.6 项目建设的必要性

本工程属国家政策鼓励和支持的清洁、可再生能源热电联产项目，利用枣庄市山亭区及周边县区丰富的农林生物质资源发电，既可提高当地农民的经济收入，也可缓解当地的电力紧张状况，具有环境保护与资源综合利用、提高能效的积极作用。

建设生物质热电厂根本问题是燃用农林生物质燃料，利用了可再生能源，从而减少一次性有限能源耗量，为人类发展实施一条新的再生能源领域；同时也解决了大片秸秆在农地里燃烧污染环境问题；利用秸秆发电供热，可以通过热电联产实现集中供热。本工程的建设，不仅会促进当地经济的可持续发展，还有很好的经济效益、社会效益和环境效益，因此建设利用秸秆发电供热项目是非常必要的。

1.6.1 建设资源节约型社会，实现可持续发展的需要

充足、安全、清洁的能源供应是经济发展和社会进步的基本保障。我国人口众多，人均能源消费水平低，能源需求增长压力大，能源供应与经济发展的矛盾十分突出。从根本上解决我国的能源问题，不断满足经济和社会发展的需要，保护环境，实现可持续发展，除大力提高能源效率外，加快开发利用可再生能源是重要的战略选择，也是落实科学发展观、建设资源节约型社会的基本要求。

1.6.2 保护环境，应对气候变化的需要

目前，我国环境问题突出，生态环境脆弱，大量开采和使用石油、煤炭等化石燃料对环境影响很大，特别是我国能源消费结构中煤炭消费比例偏高，二氧化碳排放增长较快，对气候变化影响较大。可再生能源清洁环保，开发利用过程不增加温室气体排放。开发利用可再生能源，对优化能源结构、保护环境、减排温室气体、应对气候变化具

有十分重要的作用。

1.6.3 建设社会主义新农村的需要

农村是目前我国经济和社会发展最薄弱的地区，社会发展水平落后。利用农村地区的农林生物质直燃发电，一方面可以为社会提供清洁的绿色电力能源，减少化石能源消耗和环境污染，另一方面可以把农村地区原本废弃的生物质资源转换为商品，有效延长农业产业链，提高农业效益，增加农民收入，改善农村环境，促进农村地区经济和社会的可持续发展。

1.6.4 城市集中供热的需要

本项目建成后，可为桑村镇镇区和山亭区经济开发区供暖，并且还可以为山亭区经济开发区食品工业园区用汽企业提供生产用蒸汽。

山亭区城区冬季采暖采用的锅炉单台容量大部分低于 10t/h。现有的分散供热小锅炉热效率低，并且多数没有除尘装置及脱硫措施，不但能源浪费严重，而且对环境造成了严重的污染，同时还存在安全隐患，给广大市民的生活带来不便，亦不符合城市经济发展和提高人民生活水平的要求。

本工程建设 1×30MW 的热电联产生物发电厂，冬季以低真空供热方式替代现有的部分小锅炉为用户集中供热，不仅供热品质高，而且高效、环保。这必将为城市集中供热基础设施的建设、降低能源消耗、减少大气污染、改善当地居民的生活环境，提高城市的竞争力做出贡献。

1.6.5 本工程有当地政府的大力支持

山亭区政府对于本项目高度重视，不仅在财政、税收、土地、交通运输等方面给予优惠和支持，而且还在选址、供水和燃料收集等各方面提出了宝贵的意见和建议，使项目的各项前期工作进展顺利。

综上所述，本工程利用枣庄市山亭区及周边丰富的农林废弃物资源发电，既可提高当地农民的经济收入，具有环境保护与资源综合利用、提高能效的积极作用，符合国家节能减排、环境保护、城镇清洁供暖的有关政策，具有显著的经济效益、社会效益和环境效益，其建设是十分必要的。

第二章 电力系统

2.1 区域电力系统概况

2.1.1 枣庄市电网概况

枣庄电网位于山东电网最南端，供电范围覆盖枣庄五区一市，供电面积 4563 平方公里。枣庄电网现已形成以十里泉电厂、500kV 枣庄站为中心构成的 220kV 环形主网架，通过 3 回 500kV 线路（邹枣、枣蒙 I、枣蒙 II）及 5 回 220kV 线路与主网相连。

截至 2018 年底，枣庄市拥有电厂装机总容量 3688.1MW。其中，统调公用电厂装机总容量 2400MW；地方公用电厂 29 座，装机总容量 861.1MW；地方自备电厂 19 座，装机总容量 427MW。风电场 1 座，装机总容量为 276MW；光伏电站 5 座，装机总容量为 150MW；生物质电厂 1 座，装机总容量 25MW；垃圾电厂 1 座，装机总容量 15MW 余热余能电厂 20 座，装机总容量 413.5MW。

截至 2018 年底，枣庄市电网内拥有 500kV 变电站 1 座，即枣庄站，变电容量 1500MVA；500kV 线路 3 条，线路总长度 90km。220kV 公用变电站 15 座，变压器 29 台，变电总容量 5310MVA；220kV 线路 47 条，线路总长度 1004.1km。110kV 公用变电站 56 座，变压器 106 台，变电总容量 4835MVA；110kV 线路 92 条，线路总长度 1150.6km。35kV 公用变电站 38 座，变压器 74 台，变电总容量 1140.8MVA；35kV 线路 101 条，线路总长度 800.9km。

2018 年，枣庄市全社会用电量 162 亿 kWh，网供最大负荷 2869MW。

2.1.2 山亭区电网概况

桑村镇现有 35 千伏变电站 1 座，主变总容量 40MVA。进线电源 2 条，一路 35 千伏泽桑线自 220 千伏丰泽站配出，另一路 35 千伏城桑线自 110 千伏城头站配出。

桑村镇周边现有 220 千伏变电站 2 座，220 千伏丰泽站主变容量 180+180MVA，待用间隔 2 个，220 千伏墨家站主变容量 150+180MVA，待用间隔 1 个。

桑村镇现有 10 线路 10 条，其中 8 公用线路，2 条专用线路，公用配变 212 台，专变 261 台。鸡西电业局共有 220kV 变电所 7 座，66kV 变电所 39 座，变电总容量 2052.35MVA。

2.2 生物质热电联产项目在系统中的地位和作用

(1) 本工程通过建设生物质电厂，不仅可以处理掉周边农作物秸秆废弃物，而且对于减少碳排放、保护环境具有重大意义。

(2) 随着枣庄市山亭区经济的发展及人民生活水平的提高，电力负荷将有较快增长。桑村镇工业园区生物质热电厂的建设将对当地经济建设起到积极的支持作用。

(3) 近年来，枣庄市山亭区经济发展迅速，环境质量要求越来越高。枣庄山亭区生物质热电厂工程实施热电联产，有利于改善当地及周边地区的环境状况，提高供热质量和人民生活水平，有利于改善当地的投资环境。热电联产既可增加当地的供热能力又可进一步提高该地区的供电能力。

2.3 接入系统方案

电厂建设 1×30MW 抽汽凝汽式汽轮发电机组，配 1 台 130t/h 高温高压生物质锅炉，发电机出线电压等级 10.5kV。

根据当地电网情况、电厂所处的地理位置，按照当地电力部门意见，该项目最经济接入方式为新建一回 110 千伏架空线路接入距桑村工业园约 6 公里的 220 千伏丰泽站，该站现有 110 千伏待用间隔 2 个，可满足电厂并网需求。

接入系统方案最终以电力部门的设计方案及审核意见。

第三章 热负荷

3.1 热源现状

山亭区城区集中供热处于起步阶段，开始于 2008 年，现状集中供热热源为枣庄华润纸业有限公司自备热电厂，供热系统为蒸汽间接供热系统形式。

3.1.1 集中供热热源

枣庄华润纸业有限公司自备热电厂作为城区唯一的集中供热热源。热电厂位于黄河路南、世纪大道东枣庄华润纸业有限公司厂区内，占地面积 80 亩，于 2004 年 5 月建成投产。现状装机规模为 3 炉 2 机，即 1×130t/h 循环流化床锅炉+2×75t/h 煤粉锅炉+2×12MW 抽凝机组，主要以满足华润纸业有限公司企业自身生产用汽和对外采暖供热。

华润纸业有限公司自备热电厂机炉配置参数

机组编号	投产年份	机组型号	匹配锅炉型号	抽汽压力/温度 (MPa/°C)	额定抽汽量 (t/h)	最大抽汽量 (t/h)
#1	2004.5	C12-3.43/0.981	UG-75/3.82-M43	0.98/300	50	75
#2	2004.5	C12-3.43/0.981	UG-75/3.82-M43	0.98/300	50	75
	合计			0.98/300	100	150

3.1.2 集中供热现状

由于城区现有集中供热热源供热能力有限，不能满足城市供热需求，供热缺口较大，目前城区仍有不少的企事业单位生产、采暖使用自备锅炉，供热方式主要是分散锅炉房供热，燃料以煤炭为主。大多数居民冬季采用土暖气或小煤炉取暖，近年来随着环保部门对城区分散燃煤锅炉的逐步取缔，不少单位改用空调采暖。

3.1.3 存在问题

现有集中供热热源规模较小，分散热源大量存在，能源浪费严重。

山亭区城区现有集中供热热源规模较小，热源规模已经无法满足城市供热需求，存在部分小燃煤锅炉特别是工业企业基本为自备小锅炉，运行成本偏高，污染严重，事故率高，能源浪费严重。

3.2 热网现状

3.2.1 集中供热管网现状

枣庄市春暖热力有限公司成立于 2008 年，主要负责山亭区供热管网建设和运营。现状供热系统为蒸汽管网间接连接的方式，蒸汽管网出口管径 DN400，设计压力 0.98MPa、300℃，共建设一次蒸汽管网 7.6 公里，小区二级低温水管网 4 公里，共建设汽水换热站 10 座，集中供热面积 61 万平方米。实际供热面积 55.8 万平方米。具体的采暖用户统计见表。

城区采暖用户统计表

序号	换热站名称	设计供热面积 (10 ⁴ m ²)	实供面积 (10 ⁴ m ²)	热指标 (W/m ²)	热负荷 (MW)
1	欧情豪庭换热站	3	2.8	50	1.4
2	财富广场换热站	2	1.8	50	0.9
3	龙珠百合换热站	3	2.8	50	1.4
4	人社局换热站	2	2	60	1.2
5	购物中心换热站	3	2.8	50	1.4
6	梅花园小区换热站	9	8.4	50	4.2
7	政府换热站	4	3.7	60	2.22
8	太清湖小区换热站	12	10	50	5
9	樱花园小区换热站	13	12	50	6
10	锦绣花园换热站	10	9.5	50	4.75
合计		61	55.8		28.47

3.2.2 存在问题

(1) 城区一次供热管网为蒸汽管网，分支开口较多，管网水力失调严重，热损失较大，供热安全和稳定性较差。

(2) 近期城区采暖热负荷增长迅速，但受供热距离和建设资金等影响，管网建设滞后，出现热源有热，却无法供到热用户的矛盾。

(3) 经济开发内蒸汽管网尚未覆盖，企业均采用自备燃煤小锅炉供汽。

3.2 采暖热指标的确定

根据采暖热负荷详细资料调查以及对山亭区建筑物围护结构实际情况的调研，山亭区现有具备供热条件的规模居住区和企事业单位建筑物中基本未采取节能措施，新增建筑物根据国家规范要求将全部按节能建筑考虑。根据《城镇供热管网设计规范》三北地区采暖热指标的规定并结合山亭区建筑实际情况，取值如下：

未采取节能措施住宅区	50W/m ²
采取节能措施住宅区	35W/m ²
未采取节能措施企事业单位	60W/m ²
采取节能措施企事业单位	45W/m ²

3.3 现状热负荷

根据山亭区城区及桑村镇建筑调查，目前，山亭区具备供热条件的居住小区 30 处，总采暖面积 116.5 万平方米，最大采暖热负荷 53.52MW；桑村镇具备供热条件的居住小区 2 处，总采暖面积 5 万平方米，最大采暖热负荷 2MW；详见下表。润纸业有限公司自备热电厂实际供热面积 55.8 万平方米，最大采暖负荷 28.47MW。现状待供应的采暖面积 65.7 万平方米，待供应最大采暖负荷 27.05MW。

山亭区采暖面积及热负荷表

序号	小区名称	小区采暖面积 (万 m ²)	热指标	热负荷(MW)
			(W/m ²)	
1	欧情豪庭	7.7	50	3.9
2	欧亚城	4.2	35	1.5
3	财富广场	2.5	50	1.3
4	劳动局	0.9	60	0.5
5	骨伤医院	1.8	50	0.9
6	卫计局	0.4	60	0.2
7	梅花园	7	50	3.5
8	农行、农发行	0.7	50	0.4
9	樱花园	9.1	50	4.6
10	龙珠丽都	6.3	50	3.2
11	政府多家	2.7	60	1.6
12	紫薇、财政局	0.8	60	0.5
13	枣花园	3.5	35	1.2
14	龙珠百合	2.9	50	1.5
15	贵城购物中心	2.1	35	0.7
16	太清湖润景家园	7.4	50	3.7
17	交警大队	0.6	60	0.4
18	紫锦庄园	4.2	35	1.5
19	锦绣花园	5.4	35	1.9
20	安居小区	3.5	50	1.8
21	柴林小区	4.2	50	2.1
22	欧情豪庭二期	4.9	35	1.7
23	苹果花苑	2.7	35	0.9
24	御景公馆	5.6	35	2.0
25	银山小区	4.9	35	1.7
26	民生大厦	3.5	60	2.1
27	东、西鲁社区一期	7.5	35	2.6
28	十八中	5.6	60	3.4
29	医院病房楼	2.1	60	1.3
30	翔雨中学	2.1	60	1.3
总计		116.5		53.52

桑村镇采暖面积及热负荷表

序号	小区名称	小区采暖面积 (万 m ²)	热指标 (W/m ²)	热负荷(MW)
1	艾湖小区	3	50	1.5
2	田园新村	2	35	0.7
总计		5		2.2

3.4 近期热负荷

根据《枣庄市山亭区城市供热专项规划》(2014-2020年)、《枣庄市山亭区桑村镇总体规划》(2012-2030)及走访调研数据,对于近期新增采暖面积进行采暖热负荷计算,山亭区近期新增供热负荷见表3.4.1。山亭城区新增采暖面积146.2万平方米,新增最大采暖负荷采暖热负荷51.5MW。桑村镇新增采暖面积5万平方米,新增最大采暖负荷采暖热负荷1.75MW。

3.4.1 山亭区近期新增热负荷统计表

序号	小区名称	小区采暖面积 (万 m ²)	热指标 (W/m ²)	热负荷(MW)
1	山亭裕升	5.6	35	2.0
2	银光上城	3.15	35	1.1
3	欧亚城二三期	4.9	35	1.7
4	官庄社区	6.5	35	2.3
5	御景公馆	10.5	35	3.7
6	宝莱花园	4.9	35	1.7
7	沈庄社区	4	35	1.4
8	老年公寓二期	2.1	35	0.7
9	金州商城	3.5	35	1.2
10	九鼎莲花	9.8	35	3.4
11	牡丹花园	2.8	35	1.0
12	银光上城二期	6.3	35	2.2
13	庄里库区安置	15	35	5.3
14	职业中专	12.6	35	4.4
15	紫薇社区	3.5	35	1.2
16	青屏花园	5.6	35	2.0

17	枣庄四十中西校	3.5	45	1.6
18	后官庄社区	2	35	0.7
19	锦绣D区	4.9	35	1.7
20	锦绣山庄	17.5	35	6.1
21	东西鲁社区二期	17.5	35	6.1
总计		146.2		51.5

3.5.采暖设计热负荷

(1) 采暖设计最大热负荷

$$Q_{\max}=A*q \times 10^{-6} \text{ (MW)}$$

式中：A—各类建筑物采暖总面积 (m²)

q—采暖综合热指标 (W/m²)

上节计算结果：现状热负荷：27.05MW

近期热负荷：80.3MW

(2) 采暖期平均热负荷

$$Q_{pj}=Q_{\max} \times (t_n-t_p) / (t_n-t_{wn})$$

式中：Q_{max}—采暖设计最大热负荷，MW

t_n—室内设计温度，℃：取18℃

t_p—采暖期室外平均温度，℃：取0.7℃

t_{wn}—采暖期室外计算温度，℃：取-6℃

则：现状热负荷：19.48MW

近期热负荷：57.82MW

(3) 采暖最小热负荷

$$Q_{\min}=Q_{\max} \times (t_n-t_q) / (t_n-t_{wn})$$

式中：Q_{max}—采暖设计热负荷，MW

t_n—室内设计温度，℃：取18℃

t_q—采暖期室外起始温度，℃：取5℃

t_{wn}—采暖期室外计算温度，℃：取-6℃

则：现状热负荷：14.61MW

远期热负荷： 43.36MW

综上，枣庄市山亭区采暖面积及设计热负荷汇总见

采暖设计热负荷汇总表

时间	采暖面积 (10^4 m^2)	热负荷 (MW)		
		最大	平均	最小
现状	65.7	27.05	19.48	14.61
近期	216.9	80.3	57.82	43.36

3.6 机组供热参数和供热能力

3.6.1 供热参数

结合厂址与供暖区域所处地理位置、冬季采暖室外计算温度、热电厂低真空循环水供暖的经济效益和运行费用等因素，同时参考借鉴国内相同供热形式的运行经验，确定低真空循环水供回水温度为 55~45℃。

3.6.2 供热能力

本电厂拟安装一台 130t/h 高温高压生物质锅炉配一台 30MW 抽凝式汽轮发电机组，最大抽汽量为 50t/h，冬季热电厂采用低真空循环水直供方式向采暖热用户供热，循环水设计供回水温度 55/45℃。

正常工况下（非采暖期），汽轮机排汽压力约 0.0049MPa，凝汽器循环水利用冷却塔冷却。在采暖期，降低凝汽器真空度，提高汽轮机排汽压力至 0.025MPa、排汽温度至 65℃左右，加热循环水至 55℃，从凝汽器循环水至冷却塔管路上，切至循环水供热管路，以恒定功率向采暖用户直接供热。

汽轮机低真空工况运行时，其运行参数为汽轮机进汽量为 $D_0=130\text{t/h}$ ，进汽焓 $h_0=3475 \text{ kJ/kg}$ ；排汽量 $D_c=58\text{t/h}$ ，排汽压力为 $P_c=0.025\text{MPa}$ ，排汽焓 $h_c=2453 \text{ kJ/kg}$ ；凝结水温度为 $t_n=65^\circ\text{C}$ ，凝结水焓 $h_n=271.9 \text{ kJ/kg}$ 。

凝汽器冷却水量：

$$D_w = D_c (h_c - h_c'') / (c (t_2 - t_1))$$

$$= 58 \times (2453 - 271.9) / (4.18 \times (55 - 45))$$

$$= 3026.4 \text{ (t/h)}$$

单台机组低真空循环水供热能力：

$$G = D_w \times c \times (t_2 - t_1) / 3.6$$

$$= 3026.4 \times 4.18 \times (55 - 45) / 3600$$

$$= 35.14 \text{ MW}$$

可见，生物质热电厂可满足供暖范围内采暖平均热负荷需要，如遇寒冷天气，可减少汽机调整抽气量，供热负荷可以满足现状最大热负荷需求。

2.3 工业热负荷

2.3.1 现状工业热负荷

在项目承建单位和山亭区发改局等有关部门的大力配合下，我对山亭区经济开发区食品工业园区企业用汽情况进行了多次调查和统计，工业热负荷包括工业生产用工艺热负荷和采暖通风热负荷。对于纺织、印染、酿酒、食品等工业，一般生产用汽参数为压力 0.4~0.8MPa，温度 130~200℃，蒸汽主要用于生产过程中的干燥、蒸煮、加热、酸洗、电镀等工艺，这些热负荷均属于全年性的生产工艺热负荷，用汽量及压力较为稳定，是集中供热的主要发展用户。调查统计结果见下表。

现状工业热负荷调查统计表

序号	企业名称	现有锅炉容量	日运行小时数(h)	年运行月数(月)	蒸汽参数		用汽量(t/h)			用汽连续性	凝结水回收率
					用汽压力(MPa)	用汽温度(℃)	最大值	平均值	最小值		

1	润品源	6t/h 燃气锅炉	24	7	0.8	175	5	4.5	3.5	连续	0%
2	东粮生物	2×15t/h 燃气锅炉+10t/h 沼气锅炉	24	12	0.8	175	34.4	30	26	连续	0%
3	天康生物	-	24	12	0.45	155	3	2.5	2.6	连续	0%
4	欧乐食品	3t/h 燃气锅炉	24	12	0.8	175	3	2.5	2.6	连续	0%
5	森乐食品		24	9	0.3	143.6	5.2	4	3.4	连续	0%
		合计					50.6	44.5	38.1		

本项目主要供工业生产用汽，凝结水回收的质量和数量难以保证，凝结水原则上由用户自行利用，暂考虑不回收，由工业企业就地利用，严禁排放。

2.3.2 工业设计热负荷

计算公式： $G=K_1 \cdot K_2 \cdot Q$ (t/h)

式中：Q—各热用户生产用汽量（最大、平均、最小）累加值(t/h)；

K_1 —热网输汽热损失附件系数，取 1.05；

K_2 —各热用户用汽不同时性折减系数， $K_2=0.7\sim 0.9$ ，取 0.85。

由前工业热负荷统计表按上式计算得工业设计热负荷见下表：

工业设计热负荷计算汇总表

名称	生产用汽量 (t/h)		
	最大值	平均值	最小值
统计热负荷	50.6	44.5	38.1
折算热负荷	45.16	39.72	34.01
汽机抽汽端热负荷 (1.27MPa, 303℃)	42.86	37.7	32.28

2.3.3 供热方式及机组运行方式

根据热负荷的特性及食品园区用汽企业的热负荷量、压力及温度，

确定本工程规划建设规模为：1台30MW高温高压抽汽凝汽式汽轮发电机组，配1台130t/h高温高压水冷振动炉排、生物质燃料自然循环汽包锅炉。汽机最大抽气量50t/h，抽汽压力1.27MPa，抽汽温度303℃。汽轮机抽汽由供热管网将蒸汽输送至各个用汽点，完全可满足山亭区经济开发区食品工业园区企业用汽

当生物质电厂锅炉或汽轮机故障停运时，启动各用汽企业自备锅炉，保证向热用户的正常供汽。

第四章 燃料供应

本次生物质资源调查以拟建的生物质电厂所在地山亭区桑村镇为中心 50 公里范围区域内。涵盖了山亭区、枣庄市及周边的邹城市、兰陵县、费县、平邑县。调查重点为山亭区、枣庄市。

生物质资源种类主要包括：黄色秸秆（玉米、小麦、大豆秸秆）、林业剩余物（加工剩余物、采伐剩余物、修林剩余物）、农业加工剩余物（玉米芯、花生壳）。

依据枣庄市统计局 2018 年 5 月 3 日发布的《枣庄市第三次农业普查主要数据公报》，全市农村居民日常做饭、取暖使用的能源中，主要使用煤气、天然气、液化石油气的 40.28 万户，占 53.7%；主要使用煤的 19.38 万户，占 25.8%；主要使用电的 1.17 万户，占 15.5%；主要使用柴草的 0.375 万户，约占 5%。可见，在农民主要生活能源中使用生物质秸秆资源的已很少。

山亭区政府承诺，为保证拟建生物质电厂燃料资源供应的可靠性，待生物质电厂建成后，将通过政府行政行为，确保区内生物质资源正在本地收购，只能供应电厂，不允许生物质资源外流。

4.1 燃料资源量

据实地调查，主要生物质燃料资源有两大类，一是农业资源，主要品种为玉米、小麦、大豆秸秆和农业加工剩余物，年资源量约 474 万吨；二是林业资源，主要为加工剩余物、采伐剩余物、修林剩余物，年资源量约 121 万吨；合计年生物质燃料资源总量为 595 万吨，考虑周边生物质电厂对燃料收购的影响，可保障收集利用的资源量约 185.8 万吨。具体分类统计如下表所示：

生物质资源分类统计表

燃料种类	资源总量(万吨)	可利用量（万吨）	备注
农业资源	474	138.2	秸秆及农业加工剩余物

林业资源	121	51.8	采伐剩余物、修林剩余物、林业加工剩余物
合计	595	185.8	

4.1.1 山亭区农林生物质资源

4.1.1.1 农业秸秆资源

(一) 玉米秸秆

1、基本情况

根据 2017 年山亭区统计年鉴数据，全区玉米种植总面积 131061 亩，玉米平均产量 444 公斤/亩，玉米总产量 5819.08 万公斤。根据区农业局提供数据，草谷比=1.2:1，具体统计如下表：

山亭区玉米种植面积

乡镇	种植面积 (亩)	总产量 (公斤)	理论秸秆产量 (万吨)
山城街道	23837	10157985	1.219
店子镇	950	426035	0.051
西集镇	15045	4961500	0.595
桑村镇	19727	11415358	1.370
北庄镇	12335	5633962	0.676
城头镇	22203	10563590	1.268
徐庄镇	11781	5006920	0.601
水泉镇	8075	2641900	0.317
冯卯镇	6181	2470055	0.296
凫城镇	10927	4913508	0.590

2、理论资源量

目前玉米种植总面积 131061 亩，玉米总产量 5819.08 万公斤，草谷比=1.2:1。理论资源量=5819.08/1000×1.2=6.983 万吨

3、现阶段的利用方式

山亭区秸秆资源较为丰富，玉米收获方式主要是机械收割。近几年，政府严禁大面积焚烧秸秆，所以山亭地区的玉米秸秆大部分还田或田间堆垛，玉米秸秆暂时未进行利用。综合之，减量系数按照 0.15 进行计算，玉米秸秆剩余量=6.983 万吨×(1-0.15)=5.935 万吨。

4、剩余可收购资源量

山亭区的玉米秸秆大部分还田或田间堆垛，玉米秸秆暂时未进行利用。待生物质电厂建成后，山亭区政府承诺用政府行为，保证秸秆在本地收购，不允许秸秆资源外流，因而秸秆保障系数取 0.9。玉米秸秆可利用资源量=5.935×0.9=5.34 万吨。

(二) 玉米芯

1、基本情况

2017 年，山亭区玉米种植总面积 131061 亩，玉米平均产量 444 公斤/亩，玉米总产量 5819.08 万公斤。根据区农业局提供数据，玉米芯产量:玉米产量=1:5。

2、理论资源量

玉米芯理论资源量=5819.08×20%/1000=1.2 万吨

3、现阶段的利用方式

目前，山亭地区玉米芯大部分丢弃，少部分用于农户烧火做饭(约 10%)，农民自用消耗量=1.2×10%=0.12 万吨

4、剩余可利用量

玉米芯剩余量=理论总量-农户自用量=1.2 万吨-0.12 万吨=1.08 万吨，按照可收集量保障系数 0.9 计算，玉米芯的可利用量=1.08 万吨×0.9=0.972 万吨。

(三) 小麦秸秆

1、基本情况

根据 2017 年山亭区统计年鉴数据，全区小麦种植总面积 201670 亩，小麦平均产量 394.4 公斤/亩，小麦总产量 7953.7 万公斤，草谷比=1.1:1，具体如下表：

山亭区小麦种植面积

乡镇	种植面积 (亩)	总产量 (公斤)	秸秆产量 (万吨)
山城街道	28854	10671945	1.174

店子镇	7876	2511995	0.276
西集镇	24655	8824600	0.971
桑村镇	37097	16936698	1.863
北庄镇	17234	6427117	0.707
城头镇	20370	9466790	1.041
徐庄镇	21034	7379734	0.812
水泉镇	8105	2201000	0.242
冯卯镇	13754	6316576	0.695
凫城镇	22691	8800516	0.968

2、理论资源量

山亭区小麦种植总面积 201670 亩，小麦平均产量 394.4 公斤/亩，小麦总产量 7953.7 万公斤。根据区农业局提供数据草谷比=1.1:1，理论资源量=7953.7/1000×1.1=8.749 万吨

3、现阶段利用方式

现阶段，小麦主要用于还田，去除留茬、粉碎的小麦秸秆损耗和零星地块不可收集小麦秸秆消耗，剩余部分即为小麦秸秆理论剩余量。减量系数按照 0.27 进行计算：小麦秸秆剩余量=8.749 万吨×(1-0.27)=6.387 万吨。

4、剩余可收购资源量

待生物质电厂建成后，山亭区政府承诺用政府行为，保证秸秆在本地收购，不允许秸秆资源外流，因而保证系数按照 0.9 进行计算，可收购资源量=剩余资源量×保障系数=6.387×0.9=5.75 万吨。

（四）棉花秸秆

1、基本情况

根据 2017 年山亭区统计年鉴数据，全区棉花种植总面积 12211 亩，棉花总产量 118 万公斤，草谷比=3.99:1，具体如下表：

山亭区棉花种植面积

乡镇	种植面积 (亩)	总产量 (公斤)	秸秆产量 (万吨)
山城街道	3339	255118	1018
店子镇	173	36470	146
西集镇	246	17105	68

桑村镇	1791	168833	674
北庄镇	1272	138723	554
城头镇	1498	178165	711
徐庄镇	1728	120057	479
水泉镇	842	181540	724
冯卯镇	399	46487	185
皂城镇	923	36706	146

2、理论资源量

山亭区棉花种植总面积 12211 亩，棉花总产量 118 万公斤，草谷比=3.99:1，理论资源量=118×10×3.99=4708 吨

3、现阶段利用方式

现阶段，棉花主要用于烧柴，减量系数取 0.14，棉花秸秆剩余量=4708 吨×(1-0.14)=4049 吨。

4、剩余可收购资源量

棉花秸秆保证系数按照 0.9 进行计算，可收购资源量=剩余资源量×保障系数=4049×0.9=3644 吨。

(五) 高粱、谷子秸秆

1、基本情况

根据 2017 年山亭区统计年鉴数据，全区高粱种植面积约 1320 亩，年产高粱约 42 万公斤计算；谷子种植面积约 7685 亩，年产谷子约 218 万公斤计算，按照草谷比=0.85: 1，具体情况如下：

山亭区高粱、谷子种植面积

乡镇	高粱			谷子		
	种植面积 (亩)	总产量 (公斤)	秸秆产量 (吨)	种植面积 (亩)	总产量 (公斤)	秸秆产量 (吨)
山城街道	0	0	0	60	16600	14
店子镇	0	0	0	0	0	0
西集镇	515	177800	151	510	155100	132
桑村镇	0	0	0	1518	460095	391
北庄镇	0	0	0	0	0	0
城头镇	0	0	0	0	0	0
徐庄镇	504	164544	140	270	95070	81
水泉镇	0	0	0	0	0	0

冯卯镇	304	69322	59	463	109198	93
鳧城镇	0	0	0	4864	1340712	1140

2、理论资源量

山亭区高粱、谷子种植面积约 9005 亩，年产高粱、谷子约 260 万公斤计算，按照草谷比=0.85: 1，理论资源量约为 2210 吨。

3、现阶段利用方式

目前，高粱、谷子秸秆烧柴、丢弃，减量系数按照 0.15 进行计算：高粱、谷子秸秆剩余量=2210 吨×(1-0.15)=1879 吨。

4、剩余可收购资源量

高粱、谷子秸秆可利用资源量=1879×保障系数(0.9)=1691 吨。

(六) 大豆杆、花生秸秆

1、基本情况

根据 2017 年山亭区统计年鉴数据，全区大豆种植面积约 13522 亩，年产大豆约 311.64 万公斤计算，按照草谷比=1.57: 1；花生种植面积约 84375 亩，年产花生约 2350 万公斤计算，按照草谷比=1.22: 1，具体情况如下：

山亭区大豆种植面积

乡镇	大豆			花生		
	种植面积 (亩)	总产量 (公斤)	秸秆产量 (吨)	种植面积 (亩)	总产量 (公斤)	秸秆产量 (吨)
山城街道	640	127205	200	11610	3417393	4169
店子镇	271	64914	102	10535	3680671	4490
西集镇	4420	808500	1269	1386	450970	550
桑村镇	1686	422041	663	8129	1651275	2015
北庄镇	1093	292456	459	11302	3396501	4144
城头镇	2112	631280	991	3940	1057400	1290
徐庄镇	728	212000	333	13511	4022600	4908
水泉镇	0	0	0	8835	2117800	2584
冯卯镇	606	149585	235	10745	2614655	3190
鳧城镇	1966	408433	641	4382	1091947	1332

2、理论资源量

山亭区大豆种植面积约 13522 亩，年产大豆约 311.64 万公斤计

算，按照草谷比=1.57: 1；花生种植面积约 84375 亩，年产花生约 2350 万公斤计算，按照草谷比=1.22: 1，理论资源量约为 3.36 万吨。

3、现阶段利用方式

根据山亭区农业局介绍，大豆、花生秸秆饲料利用率约为 80%，大豆、花生秸秆存量约为 672 吨。

4、剩余可收购资源量

大豆、花生秸秆可利用资源量=672×保障系数(0.9)=605 吨。

综上所述，山亭区农业秸秆可收购资源量合计约 12.66 万吨。

4.1.1.2 林业剩余物资源

山亭区林业资源十分丰富，全区林业用地面积 89.58 万亩，森林面积 85.4 万亩，森林覆盖率达 60%。辖区内有 5 个国有林场，分别为：鸡冠崮国有林场、龙门观国有林场、徐庄国有林场、山亭区国有林场、抱犊崮林场，林木蓄积量 1449290 立方米。未来 5 年计划造林面积 7600 公顷，未来 15 年计划造林面积 17600 公顷。林地主要为生态林、用材林及经济林。每年在森林抚育期间都要进行修枝剪枝，这期间会产生大量的枝桠柴等林业剩余物。主要有：采伐剩余物、修林剩余物、林业加工剩余物等。

（一）采伐及修林剩余物

山亭区林业用地面积 89.58 万亩，森林面积 85.4 万亩，林木蓄积量 1449290 立方米。具体如下表。

山亭区林地资源一览表

镇街、林场	林地面积/万亩	活力林积蓄/立方米
山城街道	7.60	10235
店子镇	3.70	20437
西集镇	2.89	18763
桑村镇	2.19	13151
北庄镇	11.31	8124
城头镇	1.00	10006
徐庄镇	13.38	10158

水泉镇	12.94	7427
冯卯镇	5.94	10735
鳧城镇	14.08	42202
鸡冠崮林场	1.66	5444
徐庄林场	4.38	12289
龙门观林场	1.97	2972
山亭林场	1.29	2499
抱犊崮林场	1.11	3196

1、理论资源量

采伐剩余物：根据山亭区林业局提供数据，山亭区每年林木计划采伐量 2 万立方米，按采伐剩余物 0.3 吨/立方米计算，采伐剩余物量 = $20000 \times 0.3 = 6000$ 吨/年

修林剩余物：修林剩余物主要为枝丫柴。国有林场面积 10.4 万亩，修林剩余物按 0.6 吨/亩计算；城镇分散林地面积 75 万亩，修林剩余物按 0.3 吨/亩计算。

枝丫柴= $10.4 \times 0.6 + 75 \times 0.3 = 28.74$ 万吨。

2、现阶段的处理方式

采伐木材大部分销往临沂市木材市场，采伐剩余物处理途径主要为烧材、或送往附近林木加工厂做板材填充物等。

修林剩余物大部分未利用而堆砌在林场，少部分送往附近林木加工厂做板材填充物等。

3、剩余可利用量

待生物质电厂建成后，山亭区政府承诺用政府行为，保证林业剩余物在本地收购，不允许资源外流，因而考虑收购考虑保障系数为 0.9。

采伐及修林剩余物可利用量 = $(0.6 + 28.74) \times 0.9 = 26.41$ 万吨

(二) 果木剩余物

山亭区果树种植面积较大，种类繁多，以苹果、梨、葡萄、桃、核桃等为主，根据山亭区 2017 年统计年鉴数据，全区果树种植面积

67290 亩，其中：苹果树种植面积 9495 亩，梨树种植面积 1800 亩，桃树种植面积 55995 亩。具体情况见下表。

山亭区果树种植面积一览表

乡镇	苹果种植面积 (亩)	梨种植面积 (亩)	桃种植面积 (亩)
山城街道	795	90	6300
店子镇	2400	195	4095
西集镇	105	0	1605
桑村镇	660	435	1845
北庄镇	750	45	4395
城头镇	705	540	1845
徐庄镇	405	0	2100
水泉镇	1605	300	10995
冯卯镇	1695	180	21000
鳧城镇	405	0	1800

1、理论资源量

经实地考察，果树修剪产生的枝丫柴等剩余物约 0.8 吨/亩，全区果树种植面积 67290 亩。

枝桠柴量=67290×0.8/10000=5.38 万吨。

2、现阶段的处理方式

据实地考察和当地相关人员进行座谈，果木修剪废弃物未进行利用，均在田间堆砌。甚至果农需花费资金来处理堆砌的果树枝桠。

3、剩余可利用量

待生物质电厂建成后，山亭区政府承诺用政府行为，保证果木剩余物在本地收购，不允许资源外流，因而考虑收购考虑保障系数为 0.9。

因此，可计算出果木修剪剩余物可利用量=5.38×0.9=4.84 万吨。

（三）林业加工剩余物

据山亭区林业局介绍，当地采伐木材大部分销往临沂市木材市场，本地林木加工企业很少。木材加工点集中在山城街道岩头村、店子镇苑庄村，但规模都很小。主要为木材旋切加工产生的树皮等边角料，

剩余物产量约 1500 方/年。按剩余物 0.8 吨/立方米计算，其理论资源量=1500×0.8=1200 吨；收购保障系数取 0.9，则剩余可利用量=1200×0.9=1080 吨。

综上所述，山亭区林业（果木）三剩物（林业加工、修林剩余物和果木枝桠等）可利用量约为 32.33 万吨。

4.1.2 枣庄市生物质资源量

4.1.2.1 农业秸秆资源

（1）基本情况

根据 2017 年枣庄市统计年鉴数据，全市农作物总播种面积 459 万亩，其中：玉米种植总面积 190 万亩，草谷比=1.2:1；小麦种植面积 220 万亩，草谷比=1.1:1；花生种植面积 30 万亩，草谷比=1.22:1；大豆种植面积 11 万亩，草谷比=1.57:1 具体如下表：

枣庄市农作物秸秆产量

单位：万亩、万吨

城区		市中区	薛城区	峄城区	台儿庄区	山亭区	滕州市
小麦	种植面积	13	30	37	39	20	80
	秸秆产量	6	14	19	20	9	45
玉米	种植面积	10	27	34	29	13	78
	秸秆产量	5	15	18	16	7	52
大豆	种植面积	0	2	3	3	1	3
	秸秆产量	0.179	0.411	0.802	0.719	0.461	1.562
谷子	种植面积					0.8	
	秸秆产量					0.185	
稻谷	种植面积				3.7		
	秸秆产量				2		
花生	种植面积	4	2	5	1	8	10
	秸秆产量	1	1	1	0	3	4
农业	玉米芯	0.8	2	3	3	1	9

剩余物	花生壳	0.3	0.1	0.4	0.0	0.7	1.0
-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----	-----

(2) 理论资源量

全市农作物理论秸秆资源总量 265 万吨，其中：大豆、花生秸秆资源量 14 万吨；农业剩余物（玉米芯、花生壳）21.7 万吨；山亭区农作物理论秸秆资源 22 万吨，大豆、花生秸秆资源量 3.5 万吨，农业剩余物（玉米芯、花生壳）1.7 万吨。

(3) 现阶段的利用方式

枣庄市秸秆资源较为丰富，收获方式主要是机械收割。当地政府禁止大面积焚烧秸秆，所以秸秆大部分还田或田间堆垛；大豆、花生秸秆饲料利用率约为 80%。综合考虑各方面影响因素后，秸秆减量系数按照 0.3 进行计算，农业剩余物则（玉米芯、花生壳）减量系数按照 0.8 进行计算，则：

秸秆剩余量 = $(265-22) \times (1-0.3) + (14-3.5) \times (1-0.8) = 172$ 万吨。

农业剩余物 = $(21.7-1.7) \times 0.8 = 16$ 万吨

(4) 剩余可收购资源量

根据国家能源局可再生能源司发布的《农作物秸秆直接燃烧发电项目资源调查与评价技术规定》，并考虑周边生物质电厂对秸秆收购的影响，确定秸秆收购保证系数按照 0.5 进行计算，则：

秸秆可利用资源量 = $(172+16) \times 0.5 = 94$ 万吨。

综上所述，枣庄市（不含山亭区）农作物秸秆资源总量 243 万吨，本电厂可利用量 94 万吨。

4.1.2.2 林业剩余物资源量

枣庄市林木资源比较丰富，截至 2017 年，全市共有森林面积 209 万亩，林木蓄积量 641 万立方米。建有国有林场 6 处、省级以上森林公园 15 处。林地主要为生态林、用材林及经济林。每年在森林抚育期间都要进行修枝剪枝，这期间会产生大量的枝桠柴等林业剩余物。

主要有：采伐剩余物、修林剩余物、林业加工剩余物等。

全市果树种植面积 24 万亩，其中：苹果树种植面积 3.7 万亩，梨树种植面积 0.7 万亩，桃树种植面积 6.8 万亩。

（一）采伐及修林剩余物

全市共有森林面积 209 万亩，林木蓄积量约 641 万立方米。其中大型国有林场 6 处，分别是山亭区抱犊崮林场、山亭区鸡冠崮林场、山亭区龙门观林场、山亭区徐庄林场、山亭区山亭林场、滕州市木石林场。枣庄市林地资源统计如下：

枣庄市林地资源一览表

单位：万亩

城区	市中区	薛城区	峄城区	台儿庄区	山亭区	滕州市
林地面积	12	23	19	26	90	39
造林面积	2	1	2	2	2	4

1、理论资源量

采伐剩余物：根据枣庄市林业局提供数据，枣庄市每年林木计划采伐量 5 万立方米，其中山亭区 2 万方。按采伐剩余物 0.3 吨/立方米计算。

采伐剩余物量（不含山亭区）=（50000-20000）×0.3=9000 吨/年

修林剩余物：修林剩余物主要为枝丫柴等。鉴于枣庄市（山亭区除外）大部分为家庭式分散林场，考虑其生产管理不规范等因素，修林剩余物按 0.3 吨/亩计算则：

枝丫柴量=（209-90）×0.3=35.7 万吨。

2、现阶段的处理方式

枣庄市现有两处林木加工聚集区，一处位于枣庄市峄城区阴平镇区，大约有 60 家以上不同规模板材加工企业；另一处位于滕州张汪镇区，大约有上百家不同规模的板材加工企业。

当地采伐木材大部分销往枣庄市现有两处林木加工聚集区及临沂市木材市场，采伐剩余物处理途径主要为烧材、或送往附近林木加

工厂做板材填充物等。

修林剩余物大部分未利用而堆砌在林场，少部分送往附近林木加工厂做板材填充物等。

3、剩余可利用量

考虑到周边生物质电厂收购的影响及市场的不确定性，枣庄市采伐及修林剩余物收购保障系数取 0.3，则：

采伐及修林剩余物可利用量 = $(0.9+35.7) \times 0.3 = 10.98$ 万吨

(二) 果木剩余物

根据枣庄市 2017 年统计年鉴数据，全市果树种植面积 24 万亩，苹果树种植面积 3.7 万亩，梨树种植面积 0.7 万亩，桃树种植面积 6.8 万亩。

枣庄市重点发展果品生产加工、苗木花卉、木材加工、森林湿地旅游和林下经济五大主导产业，建设石榴、长红枣、核桃、板栗等十大林果基地。枣庄市果树种植面积大，种类繁多，以苹果、梨、葡萄、桃、核桃等为主，具体情况见下表。

枣庄市果树种植面积一览表

单位：亩

城区	实有果园面积	苹果种植面积	梨种植面积	桃种植面积
市中区	20900	1627	153	11501
薛城区	18799	1669	266	7444
峄城区	49796	215	38	3647
台儿庄区	13605	20	33	8741
山亭区	96420	17124	2243	30713
滕州市	42065	16454	3981	5781

1、理论资源量

经实地考察，果树修剪废弃物枝亚柴产量大约 0.8 吨/亩，全市果树种植面积 24 万亩，山亭区 6.7 万亩。

枝亚柴量 = $(24-6.7) \times 0.8 = 13.84$ 万吨。

2、现阶段的处理方式

据实地考察和当地相关人员进行座谈，果木修剪废弃物未充分利用，大部分田间堆砌，甚至果农需花费资金来处理堆砌的果树枝桠。山亭生物质电厂投产以后，在果木集中种植区域设置分散的收购站，将果木修剪废弃物变废为宝，处理掉果木修剪废弃物的同时还会给果农带来一定的收入。

3、剩余可利用量

拟建厂址 50km 以内已建有滕州富源电厂和枣庄峰城丰源电厂，考虑到周边生物质电厂收购的影响及市场的不确定性，收购保障系数取 0.3，则：

果木修剪剩余物可利用量=13.84×0.3=4.152 万吨。

（三）枣庄市加工剩余物

1、基本情况

枣庄市现有两处林木加工聚集区，一处位于枣庄市峰城区阴平镇区，大约有 60 家以上不同规模板材加工企业；另一处位于滕州张汪镇区，大约有上百家不同规模的板材加工企业。每个板材加工区域都设有多个给电厂提供生物质燃料的经纪人站点，板材加工企业生产的废料提供给经纪人，然后有经纪人向电厂集中供料。板材加工剩余物主要提供给附近的滕州富源生物质电厂和枣庄峰城丰源生物质电厂，但燃料收购属于市场行为，经纪人也会根据电厂的结算周期及实际需求，远的可提供至临沂、宁阳一带的生物质电厂。

2、剩余物可利用量

根据实地调研，2017 年两个木材加工聚集区年生产各类板材约 100 万立方米，加工原木约 143 万立方米。按产生 0.25 吨/立方米加工废弃物计算，每年木材加工下来的板皮、树皮、杂木条、锯末等废弃物约 35.75 万吨。鉴于滕州富源生物质电厂和枣庄峰城丰源生物质电厂分别处在两个木材加工聚集区内，其具有收购距离近的先天优势，可供本项目利用的资源量较少，按 15% 考虑本项目利用，则加工废弃

物可利用量=35.75×0.15=5.36 万吨。

4.1.3 周边县市生物质资源

(1) 基本情况

山亭区东邻临沂市兰陵县、费县，北邻临沂市平邑县，西北与邹城市接壤。本报告仅对相邻县市的玉米及小麦秸秆资源进行了统计。

根据 2017 年统计年鉴数据，周边县市（兰陵县、费县、平邑县、邹城市）农作物总播种面积 379 万亩，其中：玉米种植总面积 188 万亩，草谷比=1.2:1；小麦种植面积 191 万亩，草谷比=1.1:1；具体情况见下表。

周边县市生物质资源

单位：万亩、万吨

县区	农作物总播种面积	小麦			玉米		
		播种面积	总产量	秸秆产量	播种面积	总产量	秸秆产量
兰陵县	261.8	68.84	35.63	39.2	74.47	39.66	47.59
费县	141.31	38.9	14.53	15.98	28.17	12.85	15.42
平邑县	127.88	27.74	10.63	11.69	31.39	13.92	16.7
邹城市	127.47	55.69	27.02	29.72	53.96	28.1	33.72

2 理论资源量

玉米种植总面积 188 万亩，总产量 95 万吨，草谷比=1.2:1；小麦种植面积 191 万亩，总产量 88 万吨，草谷比=1.1:1。

理论秸秆资源量=95×1.2+88×1.1=210 万吨。

3 剩余可收购资源量

同枣庄市一样，周边县市农作物秸秆大部分还田或田间堆垛，考虑到输送距离、附近生物质电厂收购影响，秸秆减量系数取 0.5、保障系数取 0.3，则可供本电厂利用的生物质资源量为：

秸秆可利用量=210 万吨×0.5×0.3=31.50 万吨。

综上所述，山亭区周边县市农作物秸秆资源总量 210 万吨，可利

用量 31.5 万吨。

4.1.4 周边电厂对生物质资源的影响

拟建厂址 50km 以内已建有山东丰源生物质发电有限公司和滕州富源生物质发电有限公司，具体情况如下表所示：

周边生物质电厂情况一览表

序号	项目名称	距离 (KM)	项目规模	收购品种	本地资源量 (万吨)	年消耗量 (万吨)	资源占比 %	目前燃料收购范围	备注
1	山东丰源生物质发电有限公司	45	1×30MW	秸秆、树根、树皮	314	30	7.9%	秸秆：本地 树皮：本地	投产
2	滕州富源生物质发电有限公司	31	1×30W	秸秆、树根、树皮	290	30	10%	秸秆：本地 树皮：本地	投产

(1) 山东丰源生物质发电有限公司

山东丰源生物质发电有限公司位于枣庄市峯城区榴园镇王庄村，距离山亭区拟建电厂约 45 公里。其装机规模为 1×130t/h 水冷振动炉排配套 1×30MW 高温高压发电机组。燃料品种为：玉米秸秆、小麦秸秆、树皮、林业加工剩余物等。收集范围主要为枣庄市境内，林业加工剩余物主要来自峯城区阴平镇木材加工聚集区。据了解，该电厂不在山亭区收购生物质资源，因而对拟建电厂燃料收购影响很小。

(2) 滕州富源生物质发电有限公司

滕州富源生物质发电有限公司位于滕州市张汪镇北李庄村，距离山亭区拟建电厂约 31 公里。其装机规模为 1×130t/h 水冷振动炉排配套 1×30MW 高温高压发电机组。燃料品种为：玉米秸秆、小麦秸秆、树皮、林业加工剩余物等。收集范围主要为滕州市境内，林业加工剩余物主要来自滕州市张汪镇木材加工聚集区。据了解，该电厂不在山亭区收购生物质资源，因而对拟建电厂燃料收购影响很小。

4.1.5 资源评估结论

综合之，山亭区农林生物质理论资源量 55.82 万吨，可利用资源量 44.43 万吨；枣庄市农林生物质理论资源量 350.71 万吨，可利用资源量 109.92 万吨；周边县市农林生物质理论资源量 210 万吨，可利用资源量 31.5 万吨。合计拟建生物质电厂生物质资源可利用量 185.85 万吨。拟建生物质电厂建设规模为：1×130t/h 水冷振动炉排生物质锅炉配套 1×30MW 高温高压发电机组，年耗生物质资源量约 31.98 万吨。可见，当地及周边生物质资源量完全可满足电厂燃料需求。

4.2 主要燃料的确定

根据收集范围内主要农林剩余物可供应量及其燃料特性，本工程燃料选择以玉米秸秆（35%）、小麦秸秆（35%）和林木剩余物（30%）的混合物作为主要设计燃料。设计燃料水分按 35%，校核燃料水分按 40% 计算。燃料收集以生物质电厂厂址为中心，50 公里半径范围内的生物质燃料。

4.3 燃料形式与特性

4.3.1 燃料成分分析报告

根据枣庄鑫能生物能源有限公司提供的燃料检验报告，本项目主要燃料成份如下：

表 4.3.1-1 玉米秸秆成分检验报告

检测项目	单位	空气干燥基	干燥基	干燥无灰基	收到基
全水分	%	/	/	/	40.1
分析水分	%	5.22	/	/	/
灰分	%	7.31	7.71	/	4.62
挥发分	%	72.13	76.10	82.46	45.59
固定碳	%	15.34	13.18	17.54	9.69
弹筒发热量	MJ/kg	17.14	/	/	/

高位发热量	MJ/kg	/	18.05	/	/
低位发热量	MJ/kg	/	/	/	9.26
全硫	%	0.10	0.11	0.11	0.06
碳	%	42.65	45.00	48.76	26.95
氢	%	4.82	5.09	5.51	3.05
氮	%	1.28	1.35	1.46	0.81
氧	%	1.28	40.75	44.15	24.41
哈氏耐磨性					

表 4.3.1-2 小麦秸秆成分检验报告

检测项目	单位	空气干燥基	干燥基	干燥无灰基	收到基
全水份	%	/	/	/	14.00
分析水份	%	9.33	/	/	/
灰份	%	7.94	8.76	/	7.53
挥发份	%	66.97	73.86	80.95	63.52
固定碳	%	15.76	17.38	19.05	14.95
高位发热量	MJ/kg	16.29	17.97	18.69	15.45
低位发热量	MJ/kg	15.04	/	/	14.15
全硫	%	0.07	0.08	0.09	0.07
碳	%	40.68	44.87	49.17	38.58
氢	%	5.02	5.54	6.07	4.76
氮	%	0.56	0.62	0.68	0.53
氧	%	36.33	40.07	43.91	34.46
磷	%				
氯	%	0.689	0.760	0.833	0.654
砷	Ug/g				
氟	Ug/g				
哈氏耐磨性					

表 4.3.1-3 林木剩余物成分检验报告

检测项目	单位	空气干燥基	干燥基	干燥无灰基	收到基
全水分	%	/	/	/	37.0
分析水分	%	5.40	/	/	/
灰分	%	2.52	2.66	/	1.68

挥发分	%	74.33	78.57	80.72	49.50
固定碳	%	15.34	18.76	19.28	11.82
弹筒发热量	MJ/kg	18.57	/	/	/
高位发热量	MJ/kg	/	19.60	/	/
低位发热量	MJ/kg	/	/	/	10.78
全硫	%	0.03	0.03	0.03	0.02
碳	%	45.86	48.48	49.80	30.54
氢	%	5.26	5.56	5.71	3.50
氮	%	1.31	1.38	1.42	0.87
氧	%	39.62	41.88	43.03	26.39
哈氏耐磨性					

4.3.2 混合燃料成分及热值

根据可供应的燃料种类和数量，本项目拟采用的燃料混合比例为玉米秸秆：小麦秸秆：林木剩余物=35:35:30，设计燃料水份按 35% 计算，校核燃料水份按 40% 计算。送检燃料、设计燃料及校核燃料的成分折算如下：

表 4.3.2-1 混合燃料成份及发热值分析表

检测项目	单位	玉米秸秆	小麦秸秆	林木剩余物	送检燃料	设计燃料	校核燃料
混合比例	%	35	35	30	100	100	100
全水份	%		/			35.00	40.00
分析水份	%	40.1	14	37.0	35.93	/	/
灰份	%	4.62	7.53	1.68	5.37	5.45	5.03
挥发份	%	45.59	63.52	49.50	47.97	48.67	44.92
固定碳	%	9.69	14.95	11.82	10.73	10.88	10.05
弹筒发热量	MJ/kg	/	/	/	/	/	/
高位发热量 Q _{gr,ad}	MJ/kg	/	/	/	/	/	/

低位发热量 $Q_{net,ar}$	MJ/kg	9.26	14.15	10.78	9.37	9.55	8.62
全硫	%	0.06	0.07	0.02	0.07	0.07	0.06
碳	%	26.95	38.58	30.54	28.61	29.02	26.79
氢	%	3.05	4.76	3.50	3.29	3.33	3.07
氧	%	24.41	34.46	26.39	25.84	26.21	24.20
氮	%	0.81	0.53	0.87	0.89	0.92	0.85

4.4 燃料用量与平衡

本工程年发电设备利用小时数按 8000 小时计，根据锅炉运行蒸发量，一台 130t/h 的锅炉燃料设计消耗量如下：

表 4.4-1 燃料消耗量

项目	小时耗量（吨/小时）	日耗量（吨/日）	年耗量（吨/年）
设计燃料	39.97	879.4	319786
校核燃料	40.83	898.18	326612
折标煤	12.54	275.9	100323

注：日利用小时数为 22h，年利用小时数 8000h。

拟建生物质热电厂年农林剩余物燃用量约 31.98 万吨，枣庄市山亭区及周边县市厂址半径 50 公里范围内农林剩余物实际可获得资源量为 185.8 万吨，生物质资源量可满足生物质热电厂的燃料需求。

4.5 燃料收集与运输

4.5.1 农林生物质燃料收储运及加工现状

目前项目地农林剩余物的收集、储存方式如下：

表 4.5.1-1 燃料收集区域农林剩余物收储方式

项目	收集和存放方式
小麦秸秆	大部分机械、部分人工收割，大部分打包好堆在地头，少量运回储存。

玉米秸秆	大部分机械、部分人工收割，大部分打包好堆在地头，少量运回储存。
果（林）剪枝	大部分田间对其，少量送往附近林木加工厂做板材填充物

4.5.2 厂外燃料收购、制备、储存及运输

4.5.2.1 燃料收购、制备、储存和运输方式

1、燃料的供应

生物质燃料不同于煤，燃料的供应具有很大的不确定性。保证燃料充足供应是生物质电厂正常运行的前提，而电厂盈利能力对燃料供应是否充足具有很高的依赖性。为此必须建立稳定、安全、可靠的燃料收购与供应体系。

本工程燃料收购拟采用收集经营户→厂外收储站→电厂的方式。

本工程拟在电厂外选取燃料产量高、交通方便、物流方向合理的地方设置20~30收储站，每个占地2~4亩，存贮能力各按1000~3000t考虑；占地尽量利用废地荒地；收储站设必要的通风、消防设施。生物质燃料由收集经营户收购，用农用车运至收储站，较大的收储站可在秸秆收获季节设立临时收购点3~5个，距收储站较远的农户可将秸秆送到就近的临时收购点，然后再运到收储站。在收储站燃料破碎至30~80mm长度后堆垛储存。燃料由收储站至电厂的运输利用专用车。

厂外收储站的投资、建设和运营及燃料运输利用社会资源。

为避免秸秆长期闲置造成腐烂发酵降低发热值，贮藏秸秆的最长时间应不应超过一年。

2、燃料加工方式

原则上燃料加工设备由经纪人自行购买，按照电厂燃料质量标准开展收购、加工，必要时电厂给予适当扶持。

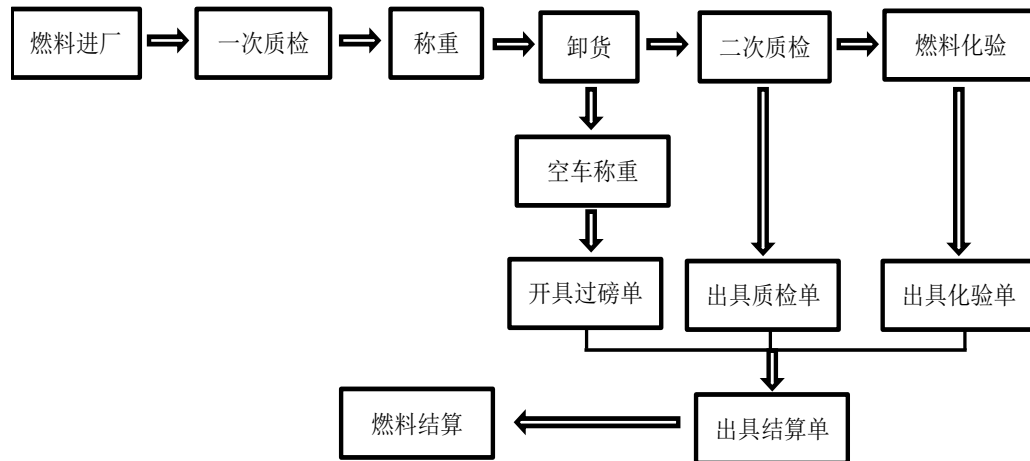
3、燃料运输方式

从农田到临时存放点或者临时存放点至固定收购点的运输，由经纪人自行组织运输，电厂按照各品种的到厂价格与经纪人结算。从固定收购点至电厂的运输由电厂按照现场实际情况统一调度。

4、储存方式

以电厂主料场和固定收购点相结合的方式储存，完成非收购季节的燃料储备。

5、燃料收购的工作流程图



4.5.2.2 收储站需装备的机械设备

(1) 站内松散燃料搬运设备

搬运必须使用的专用机械设备，各站可选用 YC (Z) 1200 型松泡原料抓运机。用于散料搬运，其性能如下：

松泡物装载量：	1200kg
最大承受质量：	3000kg
抓斗额定容积：	4.0m ³
最大举升高度：	6.0m
最高行驶速度：	36km/h
发动机功率：	92kW（玉柴）
整机自身重量：	约 9700 kg
外形尺寸：	6685mm×2250mm×2980mm

(2) 破碎、码垛机械

按实际情况配置。

4.5.2.3 收储站的消防

(1) 收储站内设有消防泵房和消防水池，室内消防水量按 15 升/秒，室外消防水量按 60 升/秒，火灾延续时间按 2 小时考虑。

(2) 室外消火栓消防管道在燃料堆场、秸秆加工厂房等易燃区域形成环网，以保证这些易燃地区可从不同方向供水。秸秆加工厂房内设有室内消防栓，室内消防栓布置间距不大于 30 米，其布置应保证有两支水枪的充实水柱同时到达室内任何部位。

(3) 燃料堆场四周道路成环状，以便于消防车的进出。

(4) 收储站配置一定数量的移动式灭火器和推车式移动干粉灭火器，用于及时扑灭初期火灾。

(5) 在运输过程中，严加防火，严禁吸烟，严禁在加油站停留。每个运输车必须要配置一个泡沫灭火器，发车前需要专门安全人员进行检查，对于违反规定的运输车辆进行处罚。

(6) 各收储站的消防要贯彻“预防为主、防消结合”的工作方针，收储站要经常开展对职工的防火安全教育，提高全体员工扑灭火灾的应急能力。并定期进行消防事故演习，定期对消防器材进行维护和检查，与当地消防部门要设立专线电话，当火灾发生时，应立即通知当地消防部门，派遣消防车队前来灭火。

4.5.2.4 收储站的环境保护

(1) 收储站的选址应尽量利用废地、荒地设置，并综合考虑远离居民点，交通方便，物流方向合理等因素。

(2) 收储站投运后，大气污染主要是装卸、破碎等过程产生的粉尘，以及运输车辆排放的尾气等。破碎设备应布置在专门的封闭式破碎间内；厂区及道路及时洒水抑尘，汽车燃油采用环保燃油等措施，减少大气污染物的排放。

(3) 收储站投运后，噪声主要为秸秆的切割、粉碎等及交通噪声等。在防治上，一方面收储站选址要远离居民点，另一方面要选用低噪声设备，并采用隔声、减振、绿化，合理安排作业时间等措施，

减少对环境的影响，不得出现扰民现象。

4.6 秸秆收购保障措施

4.6.1 组织机构

4.6.1.1 项目公司燃料收储领导小组

组长：总经理

副组长：副总经理

成员：燃料部经理、生产部经理、财务部经理、综合部经理

主要职责：全面负责年度燃料收储工作领导，负责年度燃料收储计划的审定、燃料收购模式技术路线的审批、市场开发方案审批、农民合作组织收购合同审定、燃料收购资金计划审批、监督及燃料价格管理和成本控制方案审定、燃料收储价格审批、质检计量体系和质检标准的审定、燃料存储安全的监督管理、燃料收购过程中的廉政建设的督查与督办。

4.6.1.2 燃料收储工作小组

组长：燃料部经理

成员：燃料部全体人员

主要职责：负责年度燃料收储计划的制定，负责燃料市场开发规划、农民合作组织收购合同起草与制定，燃料收购计划的下达、任务指标分解和落实，燃料存储场地、设备准备落实，安全监督和整改方案落实，负责燃料收购、存储全过程具体管理工作，负责制定燃料资金使用计划、监督燃料收购价格及成本共控制。

4.6.2 具体保障措施

4.6.2.1 收储保障措施

厂外收储站主要功能：

(1) 负责收集农户和经纪人送来的生物质燃料，并保证生物质

燃料的质量；

(2) 负责燃料的破碎工作，破碎后燃料长度 $<150\text{mm}$ 。

(3) 负责生物质燃料装卸车工作，破碎后的生物质燃料要及时打包或装运，缩短破碎后的生物质燃料在场内存放时间。

4.6.2.2 安全措施

(1) 完善安全管理组织机构，配备燃料专职安全员；料场设立醒目的防火安全标志牌和禁止吸烟的警示牌。门卫对入场人员和车辆要严格检查、登记并收缴火种。

(2) 收储站应设置在企业、居民居住地全年风向最小频率的上风侧，并设有充足的消防水源和畅通的消防车道；周围不应有易燃易爆场所，并且有不少于 10m 的防火隔离带，在隔离带内不应有建筑物。料场应当按照有关规定设置消防设施，配备消防器材，并放置在标志明显、便于取用的地点，由专人保管和维修。稻草、麦秸、玉米秸等易发生自燃的燃料堆垛时需留有通风口或散热洞、散热沟，并要设有防止通风口、散热洞塌陷的措施。发现堆垛出现凹陷变形或有异味时，应当立即拆垛检查，并清除霉烂变质的原料。

(3) 按照现场安全管理要求，工作人员对料场定期巡检，燃料堆垛定时测温。当温度上升到摄氏四十至五十度时，要采取预防措施，并做好测温记录；当温度达到摄氏六十至七十度时，必须拆垛散热，并做好灭火准备。

(4) 原料场地要及时清理，保持地面清洁。

(5) 对燃料收购品种按照料场安全消防管理规定，按收购的燃料

按品种储存，分类堆放；每个堆垛要建立档案，写明堆垛日期、数量、垛号、水份、品种和经办人，并在垛头挂牌明示。

(6) 汽车、拖拉机等机动车进入料场时，易产生火花部位要加装防护装置，排气管必须戴性能良好的防火帽。

(7) 严禁机动车在原料场内加油。常年在原料场内装卸作业的车辆要经常清理防火帽内的积炭，确保性能安全可靠。

(8) 场内装卸作业结束后，一切车辆不准在料场内停留或保养、维修。发生故障的车辆应当拖出场外修理。

(9) 料场周围一百米内严禁燃放烟花爆竹。

(10) 料场的消防用电设备应当按二级负荷供电。消防用电设备应当采用单独的供电回路，并在发生火灾切断生产、生活用电时仍能保证消防用电。

(11) 料场内应当采用直埋式电缆配电。埋设深度应当不小于零点七米，其周围架空线路与堆垛的水平距离应当不小于杆高的一点五倍，堆垛上空严禁拉设临时线路。

(12) 料场内机电设备的配电导线，应当采用绝缘性能良好、坚韧的电缆线。原料场内严禁拉设临时线路。因生产必须使用时，应当经安全技术、消防部门审批，并采取相应的安全措施。用后立即拆除。

(13) 料场内宜选用防尘灯、探照灯等带有护罩的安全灯具，并对镇流器采取隔热、散热防火措施。严禁使用移动式照明灯具。

(14) 照明灯杆与堆垛最近水平距离应当不小于灯杆高的一点五倍。灯杆宜采用水泥杆。

(15) 料场内的电源开关、插座等，必须安装在封闭式配电箱内。配电箱应当采用非燃材料制做。使用移动式用电设备时，其电源应当从固定分路配电箱内引出。

(16) 场内作业结束后，应当拉闸断电（不含消防供电）。原料场使用的电器设备，必须由持有安全操作证的电工负责安装、检查和维护。

(17) 料场应当建立健全各项消防安全制度和制定防火安全检查表：

防火安全制度：

- 防火安全岗位责任制；

- 值班、巡逻、查岗制度；
- 动火、临时用电审批制度；
- 燃料堆垛测温、记录及监测制度；
- 防火安全教育制度；
- 防火安全检查制度；
- 火灾事故报告制度；
- 火险隐患整改制度；
- 防火安全奖惩制度。

防火安全检查表：

- 防自燃安全检查表；
- 电气防火安全检查表；
- 设备安全检查表；
- 车辆安全检查表；
- 消防设施检查表；
- 环境防火安全检查表。

（18）加大安全监督考核力度，各级防火负责人应当经常对料场进行检查，消防火险隐患，逐级落实岗位防火责任制。日常检查由厂防火人员和原料场的防火检查员负责。对检查中发现的各种安全隐患按照“三定”原则，下发整改通知单限期整改，对安全事件严格按照事故“四不放过”原则处理。

（19）收储站定期召开安全例会进行安全总结，燃料管理部有针对性地组织安全培训和消防演习，以提高全员安全防范意识。

4.6.2.3 质检计量措施

为了保证公司完成全年各项任务指标，进一步完善质检计量工作中存在的问题，采取以下措施：

（1）进一步加强质检计量人员的培训工作。养成质检人员现场技能竞赛的良好氛围，娴熟地利用“看、闻、摸”来判断燃料质量准

确性。每天做好收购系统的维护及出入库台帐的工作，做到收购数据不延报、不误报、不漏报。

(2) 规范各种燃料的取、制、化流程，确保化验数据的准确性、可靠性，坚持每日召开质检人员碰头会。对当天的工作进行总结，同时布置次日的工作任务。

(3) 成立燃料质检计量监督小组。由财审部组织牵头，各部门负责人配合，成立质检计量监督小组，不定期对燃料收、取、制、化全过程及收购票据的进行检查监督。

4.6.2.4 燃料收购保障措施

本工程燃料收购总体思路是：坚持“保量、提质、控价”为原则，牢固树立燃料资源就近开发，遵循市场供求规律，力争完成全年各项任务指标。

具体保障措施如下：

(1) 为保证年年度收购计划，巩固燃料市场，攻克发展薄弱地域，公司拟定选用优秀员工，发放基本工资，到燃料市场盲区发展收购，公司从机械、资金方面给予支持。

(2) 加强与周边电厂的协调沟通，实行区域联合管理与控价工作。针对综合燃料市场，拟实施区域划分，按距离及各电厂的实际需求定点定向分配，减少流通环节，从提高服务质量入手，公司设专人在源头进行质量把关，从源头控制燃料质量，实施源头发货。

(3) 发展多元化经营思路，在保障主要燃料的基础上，对有意向的经纪人实施合作承包经营，拓宽收购燃料品种，加大小品种燃料的收购半径,确保小品种秸秆燃料收购量。

(4) 积极与当地各方进行各种形式的合作，降低燃料收购成本。

4.6.2.5 廉政措施

始终以公司利益至上，坚持原则，首先做到自我完善、洁身自好；自觉抵制各种不良现象的侵蚀，妥善处理个别经纪人的财物及宴请；

同时加强内部人员的监督管理、宣传教育，在中心料场醒目位置悬挂《客户需知》，公布公司投诉电话；进一步完善廉政、服务监督体系，鼓励客户对徇私舞弊、态度恶劣的现象进行检举揭发，杜绝员工吃、拿、卡、要现象的发生，公司主要领导积极和经济人进行沟通，定期和不定期的开展廉政监督检查活动，与员工签订廉政承诺书，定期召开廉政建设情况分析会，并以召开燃料座谈会的形式深入探讨公司服务质量及服务水平问题，积极吸纳好的建议与意见，有效提高燃料工作人员的整体素质，净化燃料收购环境。

4.7 生物质燃料的调度

电厂投产后，应对收储站的贮存量建立档案，向每个收储站下达调入计划，收购料场每天向电厂反馈收购及存贮信息，遇到特殊情况，电厂提前一天向收储站或收储站提前一天向电厂提出变更计划要求，以便对生物质燃料供应计划及时进行调整。

4.8 秸秆入厂成本分析

燃料成本是生物质电厂营业成本的主要组成部分，其质量和价格的控制对电厂盈利能力的影响至关重要。为了引导燃料生产及经营者积极开展农林生物质资源的收集，必须制定合理的采购价格。采购价格既要满足激励燃料提供者的积极性要求，又要保证公司能够盈利。

根据当地主要农林生物质资源及收购成本调查数据，结合目前国内大部分地区生物质发电燃料价格实际情况，预计本工程燃料基本收购均价约为 290 元/吨。

表 4-8 秸秆入厂成本分析表

项目	原料环节 (收集经营户)			经纪人环节 (厂外收储站)						总计 燃料 价格
	收集 价格	人工及 运输费	小 计	收购 价格	人工 费	油电 费	损耗	装运 费	合理 利润	
	农作物秸秆	120	30	150	150	30	8	15	40	40
果树剪枝	140	20	160	160	30	12	15	40	45	302

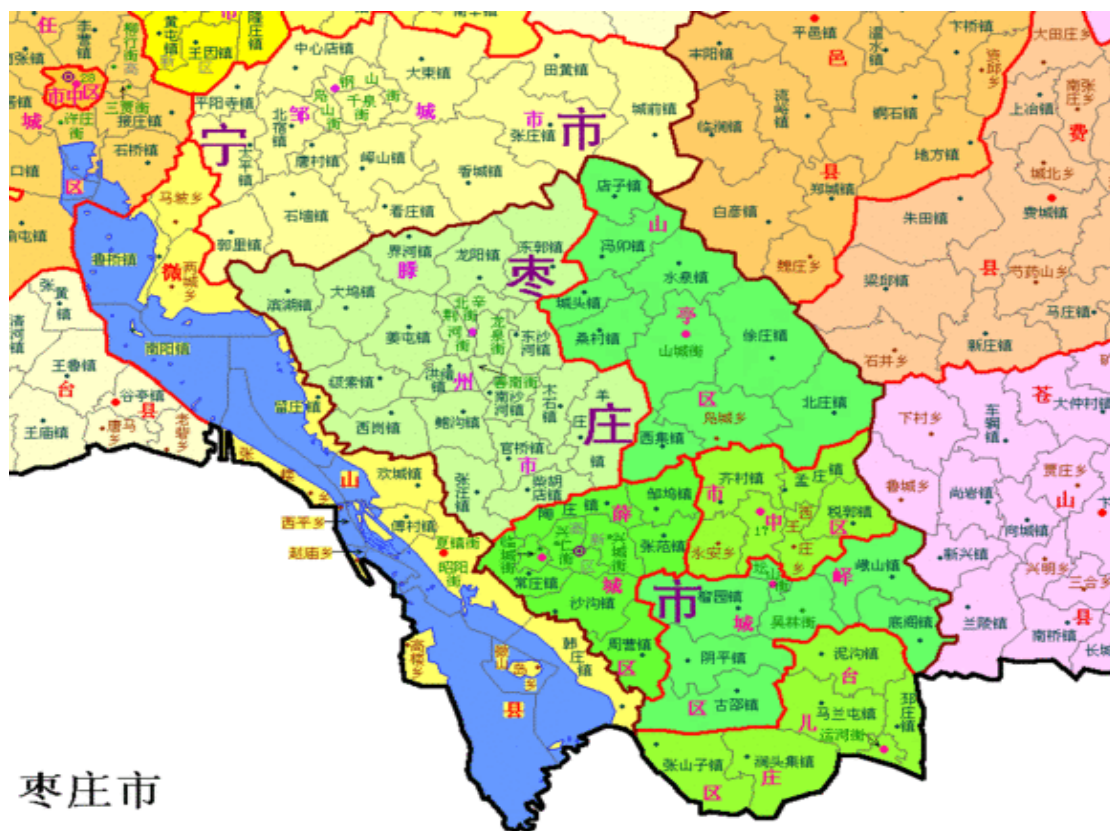
第五章 建厂条件

5.1 区域概况

5.1.1 地理位置

枣庄市山亭区位于山东省南部、枣庄市东北部，地处北纬 $34^{\circ}54'00''$ 至 $35^{\circ}19'20''$ 和东经 $117^{\circ}14'00''$ 至 $117^{\circ}44'20''$ 之间。山亭区东与临沂市平邑县、费县、苍山县毗邻，南与枣庄市市中区、薛城区接壤，西部紧邻滕州市，北与济宁邹城市连接。东西最宽处 39 公里，东南西北斜长 47.5 公里，总面积 1018 平方公里。

枣庄市山亭区组建于 1983 年 11 月，是枣庄市市辖县级区，总面积 1018 平方公里，辖 9 镇、1 处街道，268 个行政村（居），全区总人口 52 万人，城区人口 9 万人。



5.1.2 地形地貌

山亭区地势东高西低，呈自然倾斜状，东部为海拔 500 米左右的低丘陵山区，西部为海拔 100 米以下的冲积平原。地层属华北型沉积，岩石以石灰岩为主。全区有大、小山头 5000 多个，海拔在 400 米以上的 161 个。枣庄市最高的 3 座山峰即翼云山、摩天岭、抱犊崮均在山亭境内。境内山地丘陵面积 134 万亩，平原面积 13.6 万亩，分别占全区总面积的 88.6% 和 9%。

5.1.3 地质构造

山亭区地层属华北型沉积，岩层从老到新发育有：太古界泰山群，古生界寒武系、奥陶系及新生界第四系。此外还有侵入岩，主要为太古界早期及燕山期两次岩浆活动的产物。

5.1.4 地震烈度

根据《建筑抗震设计规范》，抗震设防烈度为 7 度，设计基本地震加速度值为 0.15g。

5.1.5 水文气象条件

(1) 水文

山亭区水资源相对丰富，区内河流属淮河流域、运河水系，河流为分洪、泄洪河道，都属季节性河流，区内有较大河流 52 条，其中流域面积大于 30 平方公里的有 13 条，分三个方向外流出境，年流量 1.08 亿立方米，是枣庄市薛河城河和郭河等河流的发源地。地表可利用水资源 7600 多万立方米。山亭区境内泉头较多，涌流成溪，多为干支河流的发源地，矿泉水资源十分丰富。

(2) 气候气象

山亭属于温带季风型大陆性气候，年平均风速为 2.5m/s，气候资源丰富，具有气候适宜、四季分明、雨量充沛、气温较高、光照充足、无霜期长等特点。山亭区冬无严寒，夏无酷暑，年均气温 13.5℃，其中最热月份 7 月平均气温 26.7℃，最冷月份 1 月平均气温-0.2℃，累年极端最低气温-9.2℃，极端最高气温 40.1℃。无霜期平均 200 天左右，最长 227 天，最短 165 天。平均初霜期多出现在 10 月下旬，终霜期为 4 月上旬，历年冻土最大深度 29cm。

具体的气象资料如下：

极端最高温度	40.1℃
极端最低温度	-9.2℃
历年平均温度	13.5℃
冬季采暖期室外平均温度	-0.2℃
冬季采暖期室外计算温度	-8℃
冬季室外平均风速	2.3 m/s
冬季主导风向	ENE
夏季主导风向	E
抗震设防裂度	7 度
年平均降雨量	875mm
最大冻土深度	29cm
采暖天数	110 天

5.1.6 交通运输

山亭区交通便利，水、陆、空运十分方便快捷。北距济南 230 公里，西距京沪铁路、104 国道及京福高速公路 20 公里，南距大运河 40 公里、观音机场 80 公里，东距日照港 107 公里，有枣徐、北滕等

6 条省级公路、21 条县级公路过境而过，通车里程达 900 多公里，公路密度位居全省前列。开通了至北京、石狮、常熟、青岛、烟台、威海等地的长途客运线路。

5.2 厂址条件

5.2.1 厂址位置

拟建生物质电厂厂址位于枣庄市山亭区经济开发区桑村镇工业园区内，位于园区中部，东侧为玉山路。工业园区北侧毗邻 320 省道（原 S343）。

电厂地理位置如下图所示：



厂址地理位置示意图

5.2.2 土地性质

厂址土地规划性质均属工业用地，土地性质均符合国家用地政策，符合桑村镇土地利用总体规划。

5.2.3 地形地貌

厂址地貌类型为丘陵山区，厂址高差较大，呈西高东低、北高南低之势，地上附着物为花椒树。

5.2.5 工程地质条件

根据《建筑抗震设计规范》，山亭区地质构造简单、地壳活动基本稳定，抗震设防烈度为7度，设计基本地震加速度值为0.15g。

5.2.6 特殊环境影响

根据当地提供的资料，厂址不受洪涝灾害的影响，地下无矿藏，周围没有国家法律、法规、行政规章及规划确定或经县级以上人民政府批准的自然保护区、生态功能保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区、受保护的文物、古迹，没有不宜建厂的机场及军事、通讯设施，不妨碍防洪、排涝设施，因此，项目的实施不会造成相关不利影响。

5.3 水源

5.3.1 水源概述

本工程生产用水采用山亭污水处理厂的中水，污水处理厂设计处理能力20000t/d，实际处理水量为10000t/d。地下水作为备用水源。

本工程生活用水源为地下水。

5.3.2 电厂用水及水源综合评价

本工程电厂装机容量为1×30MW生物发电机组，年用水量105万吨。建议业主委托有资质单位对本工程的水资源进行论证，并取得上级水利主管部门取水予申请的批复性文件，同时要取得污水处理厂管理部门的同意取水的有关协议性文件。

5.4 电力并网

本工程电厂建设 1×30MW 抽凝式汽轮发电机组，配 1 台 130t/h 高温高压生物质锅炉，发电机额定电压 10.5kV。

根据当地电网情况、电厂所处的地理位置，本工程机组拟采用 1 回 110kV 架空线路直接接入距电厂约 6 公里的丰泽变电站 110kV 侧，与系统并网。

接入系统方案最终以电力部门的设计方案及审核意见。

5.5 贮灰场

本工程所产生的灰渣全部综合利用，故本工程不设贮灰渣场，只在厂内设置灰库、除渣间各 1 个，用于临时储存灰渣，储量均按 3 天设计。由于本工程秸秆燃烧后所产生的底灰、炭灰含有丰富的钾、镁、磷和钙等营养元素，是一种优质有机肥料，既可作为肥料用于当地农田，又可加工为复合肥，进一步提高肥效。电厂不设永久性灰渣场。

5.6 结论

本工程厂址用地性质符合桑村镇土地利用总体规划；并网出线方便，水源可靠；初步考证厂址地下无矿藏，周围没有风景区、自然保护区、机场及军事、通讯设施，没有受保护的文物及古迹，交通便捷。厂址具备建设 1 台 30MW 抽凝式汽轮发电机组的场地条件。

第六章 工程设想

6.1 全厂总体规划及厂区总平面规划

6.1.1 全厂总体规划

拟建生物质电厂厂址位于枣庄市山亭区经济开发区桑村镇工业园区内，位于园区中部，东侧毗邻玉山路。工业园区北侧毗邻 320 省道（原 S343）。厂址周边无民居，无拆迁工程量。

本工程新建 1 台 130t/h 高温高压锅炉和 1 台 30MW 抽凝式汽轮发电机组。拟采用发电机——变压器——线路组。电厂同时在厂区内设置了燃料中心，以集中储存电厂所需燃料，弥补秸秆收集的季节性所带来的储存问题。

6.1.2 厂区总平面规划

拟建厂址位于枣庄市山亭区经济开发区桑村镇工业园区。总平面规划是根据工艺流程和使用要求，结合自然条件和现场实际情况，在满足防火、卫生、环保、交通运输等条件的前提下，力求减少占地，节约投资，经济合理，有利生产，方便生活。

总平面布置共设置为三个区：办公及生活区、生产区和贮料区。

一、办公及生活区

位于厂区的北侧，由综合楼、警卫传达室等组成，是生产及生活管理服务中心。

二、生产区

生产区位于厂区的中部，办公生活区的南侧，它是电厂生产的核心区域。主厂房南侧为机修间及材料库、消防工业水池和综合水泵房，东侧为主变压器；燃料处理车间位于主厂房南侧，露天料场位于厂区的南侧、西南角；主厂房、消防工业水池和综合水泵房西侧布置自然

通风冷却塔；中水深度处理站和供热首站位于综合楼西侧。

三、贮料区

贮料区位于厂区南部及西南部，主要由燃料处理车间、露天料场、地磅房及汽车衡组成，是电厂生产原料的供给和储存区，以保证电厂的正常生产。贮料区位于主导风向的下风向，避免了燃料粉尘及异味对生产、生活的影响。

厂区设置了两个出入口：人流出入口和物流出入口。人流出入口位于厂区北侧，便于人员进出。人流出入口靠近办公生活区布置，是员工出入和对外联络的主要入口。物流出入口布置在厂区东南角，与人流出入口隔开一定距离，其主要的功能是原料进厂、过磅。分设两个出入口更便于人流、物流分开，避免人车相互交叉，既保证了人员的安全又能保证货物运输的安全通畅。

6.1.3 厂区竖向布置规划

厂区西北高东南低，地面自然标高在 214.99-130.4 之间。

竖向规划拟采用阶梯布置方案，竖向布置在初步设计阶段进一步优化。

6.2 装机方案

6.2.1 装机规模选择

本工程为生物质能热电联产项目，所消耗燃料为当地农林生物质剩余物，其装机规模取决于该区域的农林生物质燃料可能源化利用资源量及这些燃料持续、稳定、保质保量的供应。

根据国内生物质直燃发电技术的发展现状，高温高压水冷振动炉排、生物质燃料自然循环汽包锅炉运行业绩多，技术和设备稳定性、可靠性有保证，热效率高，燃料入炉方式多样，燃料适应性好，从热效率、经济效益两方面都有一定的优越性，因此，本期工程装机方案

初步选择 1 台 30MW 高温高压抽汽凝汽式汽轮发电机组，配 1 台 130t/h 高温高压水冷振动炉排、生物质燃料自然循环汽包锅炉，从同类工程运行业绩来判断，在技术成熟、工艺完备、设备运行经济可靠等方面，本工程装机方案都是具备条件的。

6.2.2 锅炉选型

目前生物质电厂锅炉运行中主要存在以下问题：

锅炉运行不稳定：由于秸秆潮湿、缠绕等原因，生物质锅炉在燃料上料过程中经常出现卡、堵、打滑等现象，造成炉前给料系统不畅，影响锅炉运行的稳定性。

磨损严重：锅炉给料过程中，由于部分秸秆灰份含量较高，对锅炉给料口及炉膛等部位磨损比较严重。

锅炉效率降低：生物质锅炉均由于受热面积灰、过热器结渣等问题，需要经常停炉处理，如果不及时处理，随着运行时间的延长会降低生物质锅炉的传热性，锅炉效率也随之降低。

目前国内生物质电站锅炉有循环流化床炉、水冷振动炉排炉、链条往复式炉排炉和联合炉排炉，应用最多的主要是循环流化床炉和水冷振动炉排炉，因此，本工程就以上两种主要炉型进行介绍和比较。

(1) 循环流化床锅炉

采用前墙集中给料方式，旋风分离器气固分离，一次风和二次风两级配风，过热器系统中设有三级喷水减温器。

锅炉本体钢架由三跨组成，第一跨布置炉膛，第二跨布置高温绝热偏心旋风分离器、返料器，第三跨布置尾部烟道。锅炉整体呈左右对称布置。

循环流化床锅炉燃烧充分完全；污染排放量低；可燃烧各种生物质燃料；锅炉负荷调节范围宽；炉内无活动部件，维护费用低；运行可靠、稳定。

缺点是热效率相对较低；因秸秆灰熔点低，易产生结焦；布风板、

周围水冷壁及尾部受热面和炉墙易受磨损；由于增加流化风机等特殊设备，厂用电较高；对入炉燃料颗粒、均匀性要求相对严格，需将燃料进行一系列粉碎、筛分，预处理费用较高；易掺煤燃烧；锅炉安装为吊装，自上而下，难度大。

(2) 水冷振动炉排炉

该锅炉技术源自丹麦 BWE，是专门针对生物质燃料直燃设计的，采用水冷振动炉排燃烧方式，单锅筒、单炉膛平衡通风、“M”型布置，密封性好，抗腐蚀、防积灰措施充分。

水冷振动炉排炉属于层燃锅炉，结构简单，操作方便，运行费用相对较低，燃烧稳定、燃烧效率高，负荷调节范围广。水冷振动炉排有水冷却，可有效地解决秸秆灰熔点低产生的结焦问题；还可以解决炉排片因为灰少而被烧坏的问题；炉排采用振动结构，可有效解决炉排传动问题；通过增大炉排有效面积，使其有一定的裕量可避免因腐蚀而降低热负荷；对燃料水分、热值的波动有一定的适应能力。

水冷振动炉排炉的缺点是初期投资较大，污染物排放较高。

(3) 炉型选择与比较

装机炉型综合比较表

项目名称	水冷振动炉排炉	循环流化床炉
应用情况	国内外均有长期运行，应用最多，生产、安装、调试、运营经验均较其它炉型丰富。	相对较少。
燃料适应性	较好结合了国外先进技术和国内燃料实际，燃料适应性广，即可烧单种亦可多种燃料混烧；在燃料水份高达 40%时亦可稳定燃烧。	适应粒径和密度差别不大的燃料，对燃料要求相对苛刻。
燃料预处理	要求较低。	对燃料颗粒、均匀性要求相对严格，需将燃料进行一系列粉碎、筛分，预处理费用较高。
磨损性	炉型较大，炉排较长，燃料输送均发生在炉排表面，因而磨损较轻。	布风板、周围水冷壁及尾部受热面和炉墙的磨损都相对比较
安装方案	省煤器和烟冷器均为模块化，三、四级过热器直接与小集箱焊接在一起，焊口较少。锅炉为底部支撑，自下而上安装，难度较小。	安装方式为吊装，自上而下，难度较大。

结焦腐蚀	炉排水冷却，可有效解决秸秆灰熔点低产生的结焦；通过增大炉排有效面积，使其有一定的裕量，可避免因腐蚀而降低热负荷。	易产生结焦。
经济效益	初期投资较大，但燃烧效率高燃料耗量少，厂用电低，日常维护量小，运行费用低。	初期投资较小，厂用电高，日常维护量大。

水冷振动炉排炉与循环流化床炉相比，虽初期投资较大，但对生物质燃料适应性好，燃烧效率高，燃料耗量少，运行稳定，年发电小时数多，设备磨损较轻、日常维护量少、部件更换费用低，厂用电率低上网电量多，从锅炉设备的整个生命周期综合考虑，水冷振动炉排炉的经济指标明显优于循环流化床锅炉。

因此，推荐本工程选用水冷振动炉排锅炉。

6.2.3 汽机选型

高温高压汽轮机有高速、低速之分。低速汽轮机设备价格较低，热效率较低，年燃料成本较高；但技术已十分成熟，全部为国产设备，市场占有率高。高速汽轮机除内效率高于低速汽轮机外，还具有易于安装维护、负荷响应及启动快速、大修周期长的优点；但高速汽轮机设备价格较高。

经综合比较，推荐本工程采用高温高压低速汽轮机发电机组；考虑到机炉匹配，推荐本工程汽轮机装机功率采用 30MW。

6.3 主设备参数及技术条件

机炉主要参数如下：

(1) 锅炉	1 台
型式：	水冷振动炉排、生物质燃料自然循环汽包锅炉
额定蒸汽流量	130t/h
最大连续蒸发量	140 t/h
过热蒸汽压力	9.8MPa (g)
过热蒸汽温度	540℃

给水温度	220℃
排烟温度	130℃
锅炉效率	90%
(2) 汽轮机	1 台
型号:	C30-8.83/1.27/535
型式:	高温高压抽汽凝汽式汽轮机
额定功率(不含励磁功率, 下同):	30MW
额定进汽压力	8.83MPa (a)
额定进汽温度	535℃
额定抽汽压力	1.27MPa
抽汽温度	303℃
最大抽汽量:	50t/h
冷却水温	设计: 20℃ 最高: 33℃
转速	3000rpm
旋转方向	顺时针 (顺气流)
(3) 发电机	1 台
型号	QF-30-2
型式:	空气冷却、自并励静止励磁
额定功率	30MW
额定电压	10500V
额定频率	50Hz
功率因数	0.8
转速	3000rpm

6.4 全厂热经济指标

全厂热经济性技术指标表

序号	项目	单位	采暖期	非采暖期
1	锅炉运行蒸发量	t/h	134	134
2	汽机进汽量	t/h	130	130
3	外供汽量	t/h	40	40
4	汽水损失	t/h	4.0	4.0
5	额定功率	kW	30000	30000
6	发电功率	kW	22852	26755
7	运行小时	h	2640	5360
	年运行小时	h	8000	
8	年发电量	kWh	60329640	143407690
		kWh	203737330	
9	年供电量	kWh	183363598	
10	年供工业用热量	GJ	920181	
11	年采暖供热量	GJ	327290	-
12	年耗秸秆量	t	319800	
13	综合厂用电率	%	10.0	
14	年均发电标煤耗率	kg/kWh	0.349	
15	年均供电标煤耗率	kg/kWh	0.363	
16	供热煤耗	kg/GJ	40.68	
17	全厂热电比	%	197.5	
18	全厂热效率	%	66.79	

6.4 热力系统

6.4.1 原则性热力系统

本工程一期建设 1×30MW 高温高压抽凝式汽轮发电机组，配 1 台 130t/h 高温高压生物质锅炉，本项目机、炉容量基本匹配。本工程热力系统采用单元制，主要系统的连接方式设计考虑了节约投资、运行灵活、可靠、节能。

6.4.2 主蒸汽系统

主蒸汽系统的功能是将锅炉生产的新蒸汽自过热器出口送至汽轮机做功，同时在机组启动和停机过程中向汽轮机的汽封系统供汽。

过热器联箱出口蒸汽经 1 根 DN200(12Cr1MoVG)的管道送至汽轮机主汽门。为了锅炉水压试验，在主汽门前设有一电动隔离阀，电动隔离阀前的主蒸汽管道参与水压试验。

主蒸汽管道考虑设置适当的疏水点和相应的疏水阀以保证机组在启动暖管和低负荷或故障条件下能及时疏尽管道中的冷凝水，防止汽轮机进水事故的发生。

6.4.3 高压给水系统

按给水管道工作压力划分，从给水泵出口到锅炉省煤器入口之间的管道为高压给水管道。本期给水系统设置两台 154t/h 的电动调速给水泵，一台运行，一台备用。系统采用单元制，给水操作平台布置在锅炉运转层。高加采用大旁路，任何一台高加事故，则高加系统解列。高压给水依次经 2 号高压加热器、1 号高压加热器、给水操作台、进入省煤器。

在该系统中，给水泵出口管道上依次装设止回阀和电动闸阀，在给水泵出口管道上设置一路从止回阀前接出的给水泵最小流量再循环管道，并配有相应的控制阀门，以确保在机组启动或低负荷工况流经给水泵的流量大于其允许的最小流量；每台给水泵的再循环管道合并为母管后进入除氧水箱。

过热蒸汽管道减温水来自锅炉给水操纵台前的主给水管道，该管道分成三路，向三只过热器减温器供水。

6.4.4 低压给水系统

按给水管道工作压力划分，低压给水自除氧器出水口分别接到两台给水泵入口，在该路系统中，沿低压给水管道的水流方向，在给水泵入口前依次设有一只手动闸阀和一只滤网。滤网的作用是在机组初次投运或除氧器大修后的投运初期，防止安装或大修过程中可能积存在除氧器给水箱中或进水管内的异物进入给水泵内损坏泵体。

6.4.5 回热抽汽系统

本机组汽轮机的 6 级非调整抽汽分别供给 2 台高加、3 台低加和 1 台高压除氧器。除氧器定压运行。配置一台给水箱有效容积为 50m³、额定出力为 150t/h 的高压除氧器。除六级抽汽外各级抽汽均装有汽机厂提供的具有快关功能的液压逆止阀，并在六级抽汽管道装设手动逆止阀和真空闸阀。液压逆止阀布置在电动隔离阀之前。电动隔离阀作为汽轮机防进水的的第一级保护，液压逆止阀作为防止汽轮机突然甩负荷后的超速保护，兼防止汽轮机进水事故的二级保护。

6.4.6 加热器疏水系统

高压加热器正常疏水为逐级回流，即 2 号高加疏入 1 号高加，1 号高加疏入高压除氧器，当运行中工况变化而不能疏入除氧器时，也可以疏入 4 号低压加热器。高加的事故放水各自单独疏放到布置在锅炉侧的疏水扩容器。

低压加热器疏水为逐级回流，即 4 号低加疏入 5 号低加，5 号低加疏入 6 号低压加热器，6 号低压加热器的疏水通过一台低压疏水泵打入主凝结水系统。疏水泵及低压加热器的事事故疏水各自单独接入凝汽器热水井。

6.4.7 凝结水系统

本台机组设置两台容量 100% 的卧式电动凝结水泵，变频调速，一台运行，一台备用。

凝结水从凝汽器热水井经凝结水泵送出，依次再经轴封冷却器、6 号低压加热器、5 号低压加热器、4 号低压加热器加热后送入除氧器。低加采用小旁路，可单独解列，提高了机组运行的灵活性和稳定性。

6.4.8 补给水系统

化学除盐水直接补入凝汽器，正常补水管路上设有电动调节阀，可自动调节适应不同工况下不同负荷所需的凝结水补水量。凝汽器启动补水亦直接补自化学除盐水。

6.4.9 工业水和循环冷却水系统

凝汽器、冷油器、发电机空气冷却器采用开式循环水冷却，其它如给水泵、凝结水泵、风机等设备轴承冷却水采用工业水冷却，取样冷却器的冷却水采用除盐水冷却，冷却水设计水温：20℃；最高冷却水温度：33℃。

6.4.10 水汽取样

为更好地监控汽水质量保证机组的正常运行，本工程设置一套集中式水汽取样装置；无法集中的取样点本工程设置就地取样器。

6.4.11 抽真空系统

抽真空系统在机组启动时排除凝汽器内以及辅助设备和管道里的空气，使其真空达到要求的启动值；机组正常运行期间，该系统排除集结在凝汽器内的不凝结气体，以维持系统真空。

6.4.12 压缩空气系统

全厂设压缩空气站，统一规划除灰、仪用和检修用压缩空气。

设置仪用和检修用压缩空气系统，空压机按四台 $7.5\text{m}^3/\text{min}$ 考虑，三用一备。设置一套组合式 $22.5\text{m}^3/\text{min}$ 的压缩空气净化装置和一套后置精密过滤器。仪用和检修用储气罐各一台，有效容积均为 5m^3 。

6.4.13 启动锅炉系统

选择一台 4t/h 电锅炉，该蒸汽用于发电锅炉和汽轮机启动时的除氧用汽和汽封用汽及冬季施工期采暖、采暖季停炉厂区采暖。

6.5 燃烧系统

6.5.1 进料系统

本工程设计燃料由胶带输送机进入炉前料仓，然后由炉前给料装置送入炉膛下部燃烧。

本工程锅炉燃烧系统由燃烧室、炉排、风室组成。炉排水冷壁上开有很多 $\phi 5$ 的小孔，作为一次风的通风口，炉排下部是风室。

燃料由炉前 4 个给料口送入燃烧室；炉膛进料口上部设有点火风，取自空气预热器后的热风。

6.5.2 烟风系统

锅炉采用平衡通风系统。

空气系统由两台 100% 容量的送风机和空气预热器组成。因秸秆成分中含有氯元素，烟气腐蚀性较强，空气预热器布置在烟道外，烟气将不通过空气预热器，空气的预热由高温给水加热。

经预热的一次风由风室经炉排水冷壁小孔送入燃烧室，二次风在燃烧室的前后墙送入。

一次风风量占总空气量的 30%，二次风风量占总空气量的 70%，调节一、二次风量、给料量，可以使锅炉负荷在 35%~100% 之间调节。

秸秆经炉膛燃烧后产生的炉渣由排渣口排出炉外，产生的高温烟气和飞灰，流经过热器、省煤器和烟气冷却器，以降低锅炉的排烟温度，同时又加热了烟气冷却器内的给水，提高了给水温度，提高了锅炉效率。经过烟气冷却器的烟气和飞灰，由一台 100% 容量引风机将

烟气吸入 100m 高、出口直径 2.5m 的混凝土烟囱排向大气。

6.5.4 点火系统

点火采用 0 号轻柴油。

由于锅炉设计时油系统仅考虑锅炉点火，不考虑低负荷稳燃，所以厂区内不设储油罐、卸油站及厂区油管道，当锅炉点火时可以由汽车直接将轻柴油运输至电厂，接至锅炉自带的简易点火装置。

6.6 电气部分

6.6.1 电气主接线

本工程新建 1 台 30MW 汽轮发电机组，发电机额定电压 10.5kV，电气主接线采用发电机—变压器—线路组单元接线方式，升压后以 1 回架空线引至丰泽 110kV 变电站，与系统并网。发电机出口设断路器。

双卷主变压器型号为 SZ11-40000/110， $121 \pm 8 \times 1.25\%$ /10.5kV，40MVA，YN，d11。

另由厂外引入 1 回 10kV 线路接至 10kV 厂用应急检修段，作为应急检修电源为电厂消防、检修、保安等负荷供电，应急检修电源采用永临结合方式利用原施工电源。

6.6.2 110kV 配电装置

110kV 配电装置采用户外普通中型布置，无母线，将主变压器及 110kV 配电装置布置在汽机房东侧，考虑 1 回架空出线。

6.6.3 厂用电系统

1、高压厂用电系统

高压厂用电采用 10kV 中性点不接地系统。

10kV 厂用母线采用单母线分段接线，设厂用工作母线段及应急检修段。高压厂用工作电源引自主变低压侧，由厂外引入 1 回 10kV 线

路接至10kV厂用应急检修段，作为10kV厂用电的应急检修电源。

正常运行时 10kV 分段断路器闭合，由高压厂用工作电源为厂用工作母线段及应急检修段同时供电；当全厂停电后，应急检修电源投入。

2、低压厂用电系统

低压厂用电采用 380V/220V 中性点直接接地系统，接线方式采用 PC-MCC 明备用。

设两台低压工作厂变，容量均为 1250kVA，供本机组低压负荷。

在主厂房内，设一台备用变压器，作为两台工作厂变、辅助车间变的备用电源，容量为 1250kVA。

根据负荷范围设一台辅助车间变，容量为 1250kVA，为辅助车间的负荷供电。主厂房低压工作变、备用变及辅助车间工作变采用干式变压器，D，yn11 接线。

低压配电屏选用 MNS 低压抽出式开关柜。

3、电气设备布置

厂用 10kV 开关柜、主厂房厂用 380/220V 开关柜均布置在主厂房 B、C 列。辅助厂房 MCC 按就近供电的原则，布置于各车间配电间内。

6.6.4 主要电气设备选择及短路电流

本阶段110kV短路水平暂按热稳定电流为31.5kA/4s，冲击电流为80kA考虑，10kV厂用系统短路水平暂按热稳定电流为31.5kA/4s，冲击电流为80kA考虑，待下一阶段接入系统设计完成后再作校验。

发电机出口断路器：

额定电压 12kV

额定电流 3150A

额定开断电流 50kA

动稳定电流 125kA

主变压器:

额定容量	40MVA
类 型	双绕组变压器
额定电压	121±8×1.25%/10.5kV
调压方式	有载调压
阻抗电压	10.5%
接线组别	YN, d11

110kV 配电装置:

断路器: LW35-126, 1250A, 31.5kA;

隔离开关: GW4-126/1250A, 双接地;

电 流 互 感 器 : LVQHB-110W2 , 2 × 300/5A ,
P20/5P20/5P20/0.5/0.2S;

电压互感器: JDQHX-110W2, 110/√3/0.1/√3/0.1/√3/0.1kV

避雷器: YH10W5-100/260W

6.6.5 发电机励磁系统

本工程发电机采用自并励静止励磁系统。

励磁系统由发电机厂家成套提供,由一台接于发电机机端的励磁变压器作为励磁电源,经可控硅整流后供给发电机磁场电流。自动电压调节器(AVR)改变可控硅整流装置的触发角来控制发电机的运行工况。系统由机端变压器、可控硅整流装置、自动电压调节器、灭磁和过电压保护装置、起励装置、必要的监测、保护、报警辅助装置组成。机端变压器、可控硅整流装置、灭磁和过电压保护装置、起励装置等布置于0.000m层发电机出线小间内,励磁调节器组屏布置于电子设备间内。

励磁系统主要性能要求:

1、励磁系统顶值电压倍数不小于2,强励时间不小于10S。

2、励磁系统响应比不低于2倍/秒，为高起始响应。

6.6.6 二次线、继电保护及自动装置

6.6.6.1 控制、信号及测量

电气设备的控制、测量、信号采用计算机监控方式，机、炉、电集中控制，设置电气监控系统。集控室、电子设备间布置在B-C列运转层。电气二次屏柜与热工盘柜联合布置在电子设备间内。

集中控制的厂用电动机进入DCS。

为保证系统的安全可靠性，操作员站台暂考虑保留下列硬手操：

- 1、发电机出口断路器紧急跳闸按钮
- 2、发电机灭磁开关紧急跳闸按钮

监控系统采用分层分布式结构，设站控层、通信管理层、间隔层。

站控层设备包括主机兼操作员站、“五防”工作站、远动主机、打印机等。通信管理层包括通信管理单元、交换机等。间隔层包括所有保护、测控装置及其他智能装置。

6.6.6.2 继电保护与自动装置

继电保护依据（GB/T50062-2008）《电力装置的继电保护和自动装置设计规范》设计。所有电气元件保护采用微机式保护装置。

6.6.6.3 消防报警控制

本工程设消防报警系统一套，集中报警装置设在集中控制室内。火灾探测将在主厂房、集中控制室、配电装置等建筑物的部分区域装设，将报警信号传递到集中报警装置。

6.6.6.4 照明和检修系统供电

照明按照《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》（DL/T5390-2014）设置；照明装置的接地与接零符合《交流电气装置的接地设计规范》（GB/T 50065-2011）有关规定。

工作照明电压为交流 220V，事故照明电压为直流 220V，安全照明电压为交流 24V。

主厂房工作照明电源引自 380/220V 工作段，事故照明由交直流事故照明切换屏供电。

主厂房及各生产车间均采用 LED 灯照明，集中控制室采用嵌入式 LED 灯照明。

主厂房设检修电源箱，检修电源引自就近的 380/220V MCC 柜，远离主厂房的各辅助车间，其检修电源由就近的配电盘引接。

照明箱和检修电源的供电采用树干式，一回串接数个照明箱或检修电源箱。

照明系统接地方式如下：车间照明配电箱的电源线中，其中性线（N 线）和保护地线（PE 线）合并并重复接地而照明配电箱以后分支线的中性线（N 线）和保护地线（PE）分开。

6.6.7 直流电系统与不停电电源

6.6.7.1 直流电系统

全厂设置一组蓄电池，动力、控制负荷混合供电，不设端电池，单组容量为400Ah；蓄电池选用阀控式密封铅酸电池。

直流系统采用单母线接线，采用一套高频开关电源装置，进行充电、浮充电。

蓄电池采用支架方式集中布置于专用蓄电池室，蓄电池室布置于主厂房0m层B-C列。直流系统屏布置于电子设备间内。

6.6.7.2 交流不停电电源

根据《小型火力发电厂设计规范》（GB50049-2011）、《火力发电厂厂用电设计技术规程》（DL / T5153—2014），本工程设置1套UPS装置，负责对DCS系统、热工仪表、调节装置、监视设备、消

防系统和其它自动装置等重要负荷供电。

UPS采用静态逆变装置，输出电压220V，频率50HZ，容量30kVA。

6.6.8 过电压保护及接地

6.6.8.1 电气设备防止过电压保护措施

按《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》(GB/T50064-2014)规定设计。

在 110kV 断路器线路侧侧装设一组避雷器。

在发电机出口及中性点分别设一组避雷器。

6.6.8.2 直击雷保护

烟囱、冷却塔顶部设避雷针；主厂房、上料系统的高建筑物等其他需防直击雷保护的建筑物采用避雷带保护。

6.6.8.3 接地装置要求

接地装置的接地要求按照《交流电气装置的接地》(GB50065-2011)设计。

为保证人体和设备安全，按规程对电气设备的外壳与接地装置可靠连接。

全厂接地装置采用人工接地装置，接地装置包括角钢的垂直接地体及扁钢的水平接地体，但以水平接地体为主。

6.6.9 电缆设施及防火

电缆敷设及防火按《电力工程电缆设计规范》(GB50217-2018)要求设计。

主厂房主要采用电缆沟和电缆桥架相结合的敷设方式；全厂电缆敷设采用电缆桥架、电缆支吊架、电缆沟，直埋及穿管敷设方式。

全厂电缆采用 C 级阻燃电缆，对电缆及其构筑物的防火封堵，按规程要求在隧道内设防火门、防火隔墙，在必要的地方设防火隔板、

堵料等封堵措施，加装电缆槽盒，耐火隔板，对电缆刷防火涂料等。

6.7 燃料输送系统

6.7.1 厂内储料设施

本工程燃料形式以散料为主，厂内贮存采用燃料处理车间和露天储料场两种方式。

燃料运输车进厂后，经称重、检验，卸入燃料处理车间或露天料场。电厂生产区、燃料设施区四周设置防风抑尘网。

6.7.2 上料系统

上料系统中，秸秆燃料由桥式抓斗起重机（带解包功能）或轮式装载机给料至燃料处理车间内的辊式给料机料斗，由双路胶带机输送至炉前，经炉前给料系统送入锅炉燃烧。

带式输送机带宽 $B=1600\text{mm}$ ，带速 $V=1\text{m/s}$ ，输送机的输送能力 $Q=42\text{t/h}$ 。皮带电机采用变频系统控制。

运行方式：秸秆燃料→行车抓斗或铲车→辊式给料机→带式输送机→除铁器→电子皮带秤→炉前分料器→锅炉炉膛。

上料系统的控制纳入DCS系统，在集中控制室进行统一监控。

6.8 除灰渣系统

6.8.1 主要设计原则

- (1) 除灰、渣系统采用分除方式。
- (2) 灰、渣全部综合利用。
- (3) 除灰渣系统设计应充分考虑节约用水。
- (4) 除渣系统采用刮板捞渣机输送湿渣至锅炉房外除渣间，由汽车外运至综合利用用户。
- (5) 除灰系统采用气力输送至灰库，由运灰车外运至综合利用

用户。

6.8.2 灰渣量

根据设计燃料特性，本工程秸秆燃烧后灰渣比例为 6:4。

设计燃料灰渣量表

项目	灰量	渣量
小时 (t/h)	1.13	0.75
	1.88	
日 (t/d)	24.83	16.55
	41.38	
年 (t/a)	9029.91	6019.94
	15049.85	

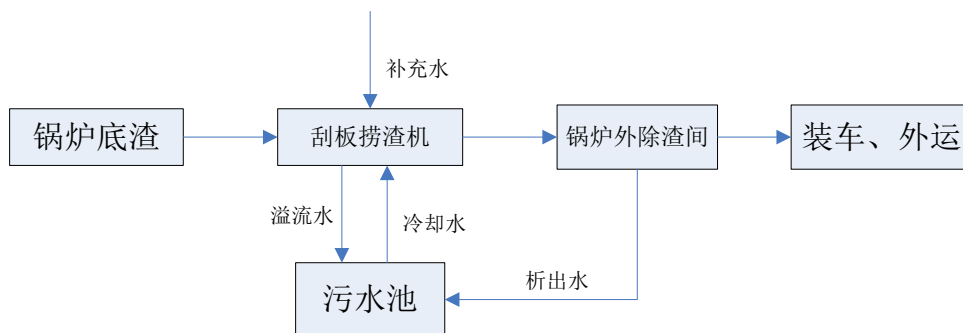
注：日运行小时数按 22 小时计，年运行小时数按 8000 小时计

由于本工程秸秆燃烧后所产生的灰渣含有丰富的钾、镁、磷和钙等植物营养元素，是一种优质有机肥料，既可作为肥料用于当地农田，又可加工为复合肥，进一步提高肥效。

6.8.3 除渣系统

本工程设有一台刮板捞渣机，采用连续排渣方式。

除渣系统工艺流程如下：



除渣系统工艺流程图

锅炉燃烧后的灰渣由炉前的排渣口排出炉外，在排渣口下方设有一台变频调速刮板捞渣机，能使灰渣安全有效的排出炉外。

在捞渣机中，热渣与冷却水充分混合，达到冷渣效果。渣被捞渣

机冷却后输送至锅炉房外除渣间堆放，然后外运至综合利用场所。

堆放湿渣析出的污水经排污沟排至布置在锅炉房外的污水池中，渣水混合物在污水池中沉淀后，澄清水再由排污泵打回到刮板捞渣机中循环利用。系统主要组成部分：

1) 输渣装置

该部分设置 1 台输送量 4.0t/h 的可变频调速刮板捞渣机，布置在锅炉排渣口和落灰口的正下方，连续不断的将渣送至除渣间。锅炉房零米层布置。

2) 储渣场地

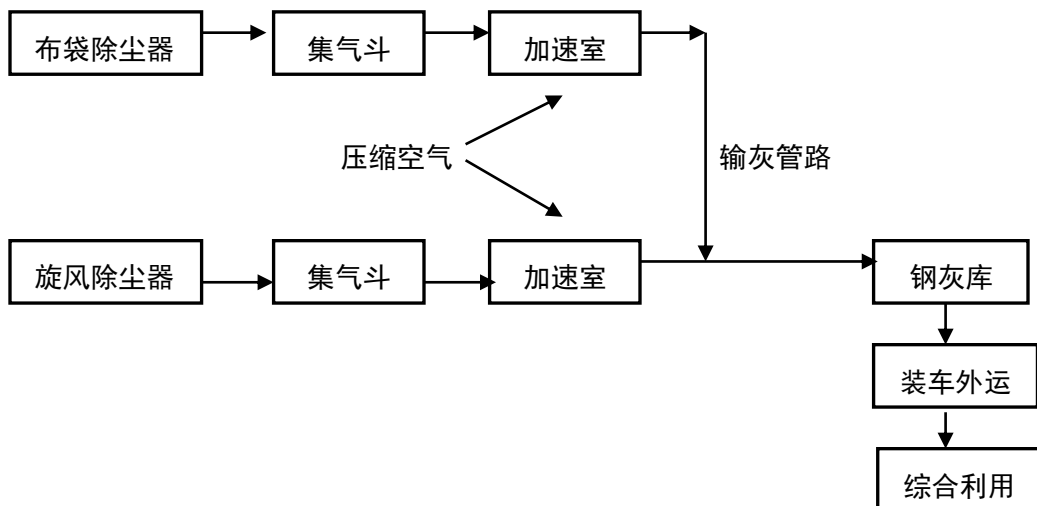
在锅炉房外设置除渣间，用于临时储渣，随后废渣由汽车运至综合利用用户。

3) 排污水设施

为节约用水，对除渣间堆放湿渣所析出的污水回收、处理后循环使用，包括排污泵、污水池及管道的设计布置。

6.8.4 除灰系统

本工程除灰系统采用气力除灰，系统工艺流程如下：



本工程除尘器设一套圆筒形旋风除尘器，一套布袋除尘器。集气斗内的灰因重力落入加速室，与罗茨风机提供的压缩空气在加速

室内充分混合加速，然后流经输灰管道进入灰库储存。在灰库下设有干、湿灰分除装置，装车外运至综合利用场所。

系统主要组成部分：

输灰装置主要设备如下：

灰库：一座，钢结构，直径 $\Phi 7\text{m}$ ，有效容积 300m^3 。

气化风机：一台，布置于灰库检修平台上；

空气电加热器：一台，布置于灰库检修平台上；

集灰斗：十二台，十台布置于除尘器下，两台布置于锅炉尾部烟道下；

输灰装置：输灰管道、阀门及加速器等附件；

干式散装机：一套，布置于灰库下；

双轴搅拌机：一套，布置于灰库下；

电动给料机：一台，布置于灰库下。

管道泵：一台，布置于除尘器零米。

6.9 化学水处理系统

6.9.1 给水水质标准

锅炉机组水汽品质要求，执行《火力发电厂机组及蒸汽动力设备水汽质量》（GB/T12145-2016）。

（1）蒸汽质量标准

蒸汽质量标准

钠	标准值 ≤ 5 ，期望值 ≤ 2 （ $\mu\text{g/l}$ ）
氢电导率	标准值 ≤ 0.3 ，期望值 ≤ 0.15 （ $\mu\text{s/cm}$ ， 25°C ）
二氧化硅	标准值 ≤ 15 ，期望值 ≤ 10 （ $\mu\text{g/l}$ ）
铁	标准值 ≤ 15 ，期望值 ≤ 10 （ $\mu\text{g/l}$ ）
铜	标准值 ≤ 3 ，期望值 ≤ 2 （ $\mu\text{g/l}$ ）

（2）锅炉给水质量标准

锅炉给水质量标准

氢电导率	≤ 0.30 us/cm (25°C)
溶氧	≤ 7 ug/l
铁	≤ 30 ug/l
铜	≤ 5 ug/l
二氧化硅	应保证蒸汽中二氧化硅符合标准
PH 值	8.8~9.3 (25°C, 无铜给水系统)
联氨	≤ 30 ug/l
TOC	≤ 500 ug/l

(3) 凝结水质量标准

凝结水泵出口水质

硬度	≈ 0 umol/L
溶氧	≤ 50 ug/l
氢电导率	≤ 0.30 us/cm (25°C)

凝结水除盐后的水质

氢电导率	标准值 ≤ 0.15 , 期望值 ≤ 0.10 (us/cm, 25°C)
钠	标准值 ≤ 3 , 期望值 ≤ 2 (ug/l)
氯离子	标准值 ≤ 2 , 期望值 ≤ 1 (ug/l)
铁	标准值 ≤ 5 , 期望值 ≤ 3 (ug/l)
二氧化硅	标准值 ≤ 15 , 期望值 ≤ 10 (ug/kg)

(4) 锅炉炉水质量标准

汽包炉炉水标准

处理方式	炉水固体碱化剂处理
二氧化硅	≤ 2.0 mg/l
电导率	< 50 us/cm (25°C)
磷酸根	2.0~10 mg/l
PH 值	9.0~10.5 (25°C)

6.9.2 锅炉补给水处理系统出力

本期锅炉补给水处理系统出力按照补充电厂正常运行时的汽水损失、锅炉排污损失、锅炉启动或事故增加的损失总和设计。

各项损失计算如下：

(1) 厂内正常运行汽水损失（按锅炉额定蒸发量的 3%）：

$$130 \times 3\% = 3.9\text{t/h}。$$

(2) 锅炉排污损失（按锅炉额定蒸发量的 1%）：

$$130 \times 1\% = 1.3\text{t/h}。$$

(3) 启动或事故增加的损失：（按一台锅炉连续蒸发量的 10%）

$$130 \times 10\% = 13.0\text{t/h}。此部分增加的用水量由除盐水箱提供。$$

(4) 工业抽汽：40t/h

由此，本期锅炉的正常补水量为：

$$3.9 + 1.3 + 40 = 45.2\text{t/h}$$

6.9.3 水处理系统及设备选择

本工程采用枣庄山亭污水处理厂的中水作为生产、消防主水源，地下水作为备用水源。中水经深度处理后流入消防工业水池，经综合泵房内的相应设备加压后供给厂区消防、工业和循环水补水等用水。中水深度处理系统工艺流程如下：

污水处理厂来中水→调节池→提升泵→曝气生物滤池→絮凝沉淀池→变孔隙滤池→清水池，絮凝沉淀池的污泥至污泥浓缩池，经污泥输送泵送至电动泥斗，最后至板式压滤机，污泥外运。

6.9.3.1 锅炉补给水处理系统

(1) 系统工艺

根据水质分析报告，锅炉补给水系统拟采用二级反渗透加 EDI 的除盐系统。系统工艺流程如下：

中水深度处理系统出水→双介质过滤器→活性炭过滤器→加热、

接触混凝→自清洗过滤器→超滤→一级反渗透→除二氧化碳器→中间水箱→中间水泵→二级反渗透→淡水箱→淡水泵→EDI→除盐水箱→除盐水泵→主厂房

经上述系统处理后的出水水质：

硬度 $\approx 0 \mu\text{mol/L}$ ； $\text{SiO}_2 \leq 20 \mu\text{g/L}$ ；导电度 $\leq 0.2 \mu\text{s/cm}$ 。

(2) 主要设备

根据《火力发电厂化学设计技术规程》(DL/T5068) 6.2.2，当采用反渗透装置时，反渗透装置的处理能力宜按照系统正常出力的130%~150%设计。考虑节水，本工程一二级反渗透浓水部分进行循环，部分回收到浓水箱用于超滤的反洗。

考虑到当一台清洗或维护时，另一台的处理量能满足系统要求，本期锅炉补给水处理系统设46t/h出力的EDI装置2套，EDI回收率为90%，EDI浓水回流至中间水箱；51t/h出力的二级反渗透装置2套，二级反渗透设备回收率以85%计；60t/h出力的一级反渗透装置2套，一级反渗透设备回收率以80%计；以满足机组补水量的要求。考虑节水，本工程一二级反渗透浓水部分进行循环，部分回收到浓水箱用于过滤器的反洗。

主要设备参数见下表：

锅炉补给水处理系统主要设备表

编号	设备名称	型号及规范	数量
1	表面式生水加热器	Q=75m ³ /h	2台
2	双介质过滤器	Φ4000	3台
3	活性炭过滤器	Φ4000	3台
4	一级反渗透装置	Q=60m ³ /h	2套
5	二级反渗透装置	Q=51m ³ /h	2套
6	EDI装置	Q=46m ³ /h	2套
7	除盐水箱	V=200m ³ (钢制)	2台
8	压缩空气贮存罐	V=5m ³	2台

(3) 主厂房化学加药系统

1) 给水校正处理

为防止和减少给水系统中设备、管道的腐蚀及污染给水质量，需

要调整给水中的 PH 值。本工程采用在给水中加氨的方式控制其 PH 值在 8.8~9.3 范围内，加氨浓度为 1~5%，加氨量一般控制在 1.0~2.0 毫克/升。加氨设备主要有一个电动溶液箱和两台氨计量泵，正常运行时，一运一备。

给水除加氨调整 PH 值外，为减少给水中少量氧对管道、设备的腐蚀，本工程在给水中还要加入联氨。其主要设备有一个电动溶液搅拌箱和两台联氨加药泵，正常运行时一运一备。

2) 炉水处理

炉水采用磷酸盐处理方式，本工程设有加磷酸盐装置一套，采用手动加药。主要包括一个磷酸盐溶解箱、两台磷酸三钠加药泵，其中一台运行一台备用。

6.9.3.2 循环补给水处理系统

本工程循环冷却补水采用中水。

循环冷却水处理的任务是防止凝汽器结垢、腐蚀，以及微生物的繁殖，保证凝汽安全稳定运行。

本工程采用如下加药处理：

- 1) 为防止循环水腐蚀、结垢，采用加阻垢剂处理。
- 2) 为防止循环冷却水系统的有机物、微生物及菌藻类的繁衍生长，循环冷却水采用人工定期投加杀菌剂的方法。

循环水加药设备设置一套阻垢剂加药装置，阻垢剂溶液箱两台，阻垢剂计量泵二台，计量泵为一台运行，一台备用。

6.9.3.3 生产废水处理

根据环保要求和现行规程规定，本工程废水采用分散处理方式，含油废水与工业废水分开处理。

本工程由于采用反渗透加 EDI 的化学水处理工艺，系统采用电离子水产生氢离子和氢氧根离子，这两种离子将分别使得被消耗的阴/阳树脂连续的再生，系统无酸碱废水排放。

含油废水经过隔油池处理后，与工业废水混合，一同排入废水中和池中。

锅炉补给水处理系统设两座 $V=50\text{m}^3$ 废水中和池，两台废水输送泵，锅炉补给水处理废水与锅炉酸洗废水合用中和池，经中和处理达标后排放。

锅炉酸洗废水由专门的锅炉酸洗单位根据酸洗药品的不同而采用不同的处理方式，其废水可排入废水中和池处理后，再用废水泵排入厂区排水系统。

化验室废水进行相应处理后排入废水中和池处理后排放。

6.10 热工自动化部分

6.10.1 工程简介

本工程建设规模为 $1\times 30\text{MW}$ 高温高压抽汽凝汽式汽轮发电机组配 $1\times 130\text{t/h}$ 水冷振动炉排、高温高压生物质锅炉。主要建筑物包括主厂房及其它辅助车间（上料系统、化学水处理、除灰除渣系统、脱硫脱硝、循环水系统、低真空供热系统、各类泵房等）、烟气在线监测室和热工试验室。

6.10.2 热工自动化水平和控制室布置

6.10.2.1 热工自动化水平

（1）本工程热工自动化控制系统拟采用分散控制系统（DCS），实现单元机组炉机电集中控制。在集控室内实现机组正常运行工况的监视、调整以及异常工况的报警和紧急事故处理。在少量就地操作和巡回检查配合下，在集控室内实现机组的启/停。

（2）分散控制系统（DCS）包括：DAS、MCS、SCS、FSSS、ECS。进入 DCS 的系统有：机、炉、电、上料、空压站、化学水处理、除灰渣等系统全部纳入其中。脱硫脱硝系统由成套厂家配供 DCS

柜，预留通讯接口与 DCS 连接。

(3) 分散控制系统 (DCS) 操作员站的键盘、鼠标和 LCD 是运行人员对机组进行监视、调整与控制的中心。当分散控制系统 (DCS) 发生全局性或重大故障时，可通过后备监控设备实现机组的紧急安全停机。用于紧急安全停机的系统间的信号采用硬接线实现。

(4) 机组主要监测控制系统：

- DAS—数据采集系统
- MCS—模拟量控制系统
- SCS—顺序控制系统
- FSSS—炉膛安全监控系统
- ECS—电气控制系统
- DEH—汽机数字电液控制系统
- TSI—汽机本体监测仪表系统
- ETS—汽机紧急跳闸系统

6.10.2.2 控制室布置

(1) 本工程拟采用炉、机、电集中控制方式，设一个集中控制室。

(2) 在集中控制室内实现机组的锅炉、汽轮机、发电机和除氧给水系统的运行监控，设置操作台，操作台上设置 DCS 操作员站，LCD、键盘和鼠标以及机组危急操作开关设备等。其中危急操作开关设备包括：交、直流润滑油泵，真空破坏门、汽包事故放水门、手动停机、停炉、发电机解列等硬接线操作设施。另外，集中控制室内还布置有运行记录打印机等。

(3) 锅炉侧与汽机侧的变送器按照测点位置及测点性质相对集中布置在就地设置保护箱内或取样架上。箱架的布置位置应便于检修。

6.10.3 热工自动化功能

6.10.3.1 分散控制系统 (DCS) 的功能

(1) 数据采集系统 (DAS)

数据采集系统是整台机组在启动、停止、正常运行和事故工况下的主要监视手段。通过 LCD 显示和打印机等人—机接口装置向运行人员提供各种实时参数或经过处理的信息，用于指导运行操作。其主要功能有：

- 工艺过程变量的扫描和处理：过程变量包括一次参数、二次参数(计算值)以及设备运行状态。对过程变量的处理包括正确性判断，数字滤波、非线性校正、工程单位转换等；

- 显示：包括操作显示、成组显示、棒状图显示、模拟图显示、趋势图显示、报警显示等；

- 制表打印：包括定时制表、请求打印、事故追忆打印、事故顺序记录 (SOE) 等；

- 历史数据存储和检索；

- 性能计算：包括机组热耗、锅炉效率、汽机效率等计算。

(2) 模拟量控制系统 (MCS)

模拟量控制系统或称闭环控制系统，是机组最重要的控制系统之一，该系统完成单元机组及辅机系统的模拟量自动调节控制，它将锅炉—汽机—发电机作为一个单元整体进行协调控制，使锅炉和汽机同时响应控制要求，确保机组快速满足负荷变化，并保持稳定运行，协调控制系统包括：炉跟机、机跟炉、机炉协调和机炉手动四种运行方式，本工程以机跟炉和机炉手动为主。同时该系统还包括单参数回路的自动调节任务。本工程的模拟量控制系统主要包括以下项目：

- 送风控制
- 炉膛压力控制
- 汽包水位控制
- 燃料控制
- 给水控制
- 过热蒸汽温度控制

- 汽封压力控制
- 除氧器压力控制
- 除氧器水位控制
- 凝汽器水位控制
- 高、低加水位控制等

(3) 顺序控制系统 (SCS)

顺序控制即开环逻辑控制，是机组主要控制系统之一。其任务是按照各设备的启停运行要求及运行状态，经逻辑判断发出操作指令，对机组主要设备组或子组进行顺序启停。同时该系统根据工艺系统要求实施联锁与保护。

本期工程顺序控制以子组级自动化水平为主，同时具备手动、自动以及驱动级的各种运行操作模式，主要顺控子组如下：

- 送风机系统
- 引风机系统
- 秸秆燃烧系统
- 秸秆输送系统
- 汽水系统
- 汽机润滑油系统
- 凝结水系统
- 凝汽器真空系统
- 高、低加系统
- 除氧给水系统
- 汽机轴封系统
- 汽机疏水系统

(4) 锅炉安全监控系统 (FSSS)

锅炉安全监控系统是机组重要的控制保护系统之一。它连续监视锅炉在各种运行工况下的主要参数和状态，进行实时逻辑判断，并在异常工况下发出报警、相关辅机启、停及停炉指令。它通过一系列的

连锁条件，按照预定的逻辑顺序对有关设备进行控制。

炉膛安全保护系统主要包括 MFT、炉膛压力、水位监视、炉膛吹扫、火焰监视等功能。其主要功能有：

- 炉膛吹扫
- 火焰检测
- 灭火保护
- 炉膛压力保护
- 主燃料跳闸（MFT）

（5）电气控制系统（ECS）的功能

电气控制系统主要功能：

- 发电机主变压器的顺序控制
- 厂用高低压电源的控制
- 电气控制系统纳入 DCS 系统

6.10.3.2 汽机控制、监测及保护系统的功能

（1）汽机电液控制系统（DEH）

汽机电调装置（DEH）包括电调装置和整套润滑油系统。DEH 对机组的转速及负荷进行控制，至少包括以下功能，但不仅限于此：

- （a）该装置应具有：“自动”、“手动”二种运行方式。
- （b）汽机的同步和带负荷。

该系统应该包括：

汽轮发电机组的自动同期。

汽机负荷限制。

电调装置的操作显示设备应安装在主控制台上，以便运行人员能在升速过程的任何阶段进行控制监视；同时系统能连续监视升速过程；并能显示所有与升速相关的参数，对运行人员提供指导。

- （c）电调装置
- （d）该装置能监视主机状态、汽轮发电机组辅助设备状态。

(e) 阀门试验。

为保证发生事故时阀门能可靠关闭,DEH系统应具备对主汽门、调节门逐个进行在线试验的功能。在进行阀门在线试验时,汽轮机的运行应不受影响。

(f) 甩负荷维护空转

当机组从满负荷甩至零负荷时,该系统能自动控制汽机转速,防止机组超速跳闸,等待重新并网。

(g) 当 CCS 投入时,电调系统满足锅炉跟踪、汽机跟踪、机炉协调、定压滑压运行、手动等运行方式的要求。且各种运行方式间能实现无扰切换。

(h) 该系统在带负荷运行中,能使汽轮发电机组及其主要辅助设备按设定要求自动启停。

(i) 显示、报警、打印。

DEH 系统操作员站,能向运行人员提供汽轮机启动和运行过程中的全部信息(如参数曲线等)及每一步骤的操作指导。

(j) 该系统具有检查输入信号的功能,一旦出现故障时,给出报警,但仍能维持机组安全运行无需运行人员干预。该装置具有内部自诊断和偏差检测装置,当该系统发生故障时,能切换到手动控制,同时切换所有动作输出,并发出报警。

(k) 该装置有双微处理机容错功能,手动/自动切换功能,功率反馈回路的投入与切除功能。

该装置具有最大、最小和负荷变化率限值的功能。

该装置与 MCS 系统有完善、可靠的接口。

该装置所有输出模拟量信号均为 4~20mA。

该装置留有与 DCS、汽轮机监测保护(TSI、ETS)等系统的常规设备接口。

(2) 汽机安全监测仪表(TSI)

(a) 监测项目齐全、性能可靠,与机组同时运行。

(b) 配用安全监测保护装置。

(c) 控制、报警、保护等接点输出、能各送出 3 付无源接点，容量为 $\sim 220\text{V}$ ， 3A 。

(d) 该装置留有与汽机电调、DCS，常规保护等需用的接口。

(e) 该装置包括如下功能，但不限于此：

- 转速测量
- 轴承振动
- 轴向位移
- 胀差
- 汽缸膨胀
- 键相

(f) 引起停机的项目采用双通道测量。

(g) 一套完整的包括一次元件、转换器、机架、预制电缆在内的 TSI 系统。

(3) 汽机紧急跳闸系统 (ETS)

(a) ETS 是与 TSI 相配合监视汽轮机一些重要信号并保证汽轮机安全的系统。ETS 按双通道逻辑回路设计，允许在线试验。采用冗余系统 PLC 实现逻辑控制。

(b) ETS 监视的参数包含以下内容（但不限于此），当超过极限值时，关闭全部汽轮机进汽阀门，紧急停机。

- 超速
- 轴向位移大
- 真空低
- 润滑油压低
- 汽机轴承振动大
- 轴瓦温度高和回油温度高
- 汽缸差胀保护
- DEH 停机信号

- 手动停机
- MFT
- 发变组保护动作等

(c) 至少留有 8 个外部跳机信号的输入通道，以备扩展或接受其它必要的跳机条件。

(d) 留有所有跳机信号的输出接口（SOE 用）及相应的 DCS 或其它系统所需的扩展信号输出接口等。

(e) 一套完整的包括一次元件、逻辑回路、机柜、手动操作板、预制电缆在内可靠的 ETS 系统。

(4) 机组保护系统

(a) 保护系统的功能是从机组整体出发，使炉、机、电及各辅机之间相互配合，及时处理异常工况或用闭锁条件限制异常工况发生，避免不正常状态的扩大和预防误操作，保证人身与设备的安全。

(b) 本工程拟设置下列保护项目

- 主燃料跳闸保护—包括在 FSSS 中
- 汽机危急遮断系统（ETS）
- 各重要辅机保护（由 SCS 实现）

(c) 为确保保护装置正确、可靠地动作，对影响机组安全运行的重要讯号采用三取二或串、并联逻辑，其接点信号取自专用的就地仪表。

6.10.3.3 热工信号报警系统

分散控制系统的 LCD 报警，适用于全部报警信号，并可通过打印机打印出其报警时间、性质和报警恢复时间。

6.10.3.4 辅助车间的控制系统

综合水泵房、秸秆输送系统等控制均纳入 DCS，在集中控制室进行统一监控。除尘器程控系统、吹灰程控系统、胶球清洗程控系统为设备自带，通过通讯与 DCS 进行数据交换。

6.10.3.5 工业电视及厂区安防监控

对锅炉水位、炉膛火焰等设备设置工业电视监控系统。锅炉火焰监视采用高清广角摄像头，布置于炉后墙或侧墙高位处。

为减少人员设置及工作人员的劳动强度，在全厂内设闭路电视监控系统。全厂闭路电视系统监视点包括锅炉房、水处理车间、料场、输送皮带、周界保安等区域。对于料场、燃料处理车间和上料线设置专用摄像机，可以辅助用于防火监控系统。

6.10.4 热工自动化设备选择

6.10.4.1 分散控制系统（DCS）

分散控制系统应通过技术经济比较，选择性能好，价格合理，适合电站使用，有相同机组运行业绩的厂家。

6.10.4.2 其它控制子系统

(1) 汽机电液控制系统（DEH）由汽机厂配供。一套完整的 DEH 控制系统设备包括：电子控制装置及相应的液压系统接口和就地仪表设备等部门。

(2) 汽机本体监测仪表装置（TSI）由汽机厂配供配供。

(3) 汽机紧急跳闸系统（ETS）随汽轮机配套。

(4) 吹灰动力柜随吹灰器配供。吹灰程控系统与 DCS 通讯。

6.10.4.3 其它主要热控设备

(1) 变送器采用性能价格比优越、且有良好电厂运行业绩的智能变送器

(2) 热电偶、热电阻选用符合国家现行标准的国内优质产品

(3) 压力开关：用于机组保护或重要连锁回路的开关量仪表选用进口产品。

(4) 分析仪表采用进口(重要部位)或符合国家现行标准的国内优质产品。

(5) 阀门的执行机构随阀门配供；重要的自动调节系统中的执行机构采用一体化产品，其它二位式执行机构采用引进技术型一体化产品。

6.10.5 烟气连续监测

在烟囱旁设置独立的烟气监测小间，烟气监测系统设SO₂、NO_x、烟尘以及烟气流量、温度、压力和测氧探头各一套，安装在烟囱上。

6.10.6 热工自动化试验室

热工试验室设备参照国家发改委发布的《火力发电厂热工自动化试验室设计标准》(DL/T5004-2004)并结合本工程特点，按实际需要配备。

6.11 主厂房布置

本工程拟建设 1×30MW 高温高压抽凝式汽轮发电机组，配 1 台 130t/h 水冷振动炉排、高温高压生物质锅炉。

主厂房包括锅炉房、汽机间、除氧间和化水间。

汽机间岛式布置，除氧间布置于锅炉房钢架平台，锅炉房布置于汽机头部。

主厂房主要尺寸表

车间	名称	单位	数据
汽机房	柱距	m	6×7.0m
	跨度	m	13.5
	低加平台	m	4.3
	行车轨顶标高	m	15.5
	行车跨度	m	12.0
	屋架下弦标高	m	19.0
	总长度	m	42.0
除氧	柱距	m	6×7.0m
	跨度	m	8.0

间	中间层	m	4.3
	运转层标高	m	8.3
	除氧层标高	m	13.8
	总长度	m	42
化学 水 处 理 间	柱距	m	4×7.0m
	跨度	m	9.2
	零米层	m	0.0
	总长度	m	28
锅 炉 房	总宽度	m	26.15
	总长度	m	41

6.11.1 主厂房布置主要原则

主厂房布置应根据锅炉燃用生物质燃料的特点，在满足电力生产工艺流程的要求下，设备布局合理、工艺流程顺畅、管线连接短捷、整齐，厂房内部设施布置紧凑、恰当，通风、采光、排水设施良好，巡回检查的通道畅通，为电厂的安全运行、检修维护创造良好的条件。

6.11.2 汽机房布置

汽机房采用岛式布置，汽机房跨度为 13.500m，柱距为 6×7.0mm，共 42.000m。汽机房分三层，即 ±0.000m 层，4.300m 中间层，8.300m 运转层。汽轮发电机中心线与锅炉中心线垂直，布置于锅炉房右侧（从炉前向炉后看）。

高压配电室、蓄电池室、给水泵布置于 ±0.000m，1~7 轴。低压配电室布置于 4.300m，3~7 轴。主控室、电子设备间布置于 8.300m，2~7 轴。水处理间布置于汽机房 1/A0 列外侧毗屋。

主厂房布置两部楼梯，一部钢筋混凝土楼梯，一部室外钢梯，满足交通疏散要求。其中钢筋混凝土楼梯可到达主厂房各主要楼层，并在各不同标高屋面设有屋面检修钢梯。锅炉房主要依靠其自设钢梯及平台进行疏散。

汽机房设检修场地，检修场地设主要出入口。

6.12.2.3 锅炉房及炉后布置

锅炉采用紧身封闭布置，总宽度 26.15m，总长度 41m，一二次风机布置于锅炉尾部，除尘器、引风机布置在锅炉房外。空压机房布置在主厂房外侧。

6.11.3 起吊设施

汽机房设行车一台，起吊重量 32t/10t，除起吊汽轮机大盖及发电机转子外，高压加热器、低压加热器、主油箱、给水泵、冷油器均能起吊，再运送至 0.00m 检修区域。

引风机、一二次风机设单轨手动葫芦起吊。

6.11.4 检修场地

汽机房底层扩建端约有 8m 宽作为汽轮机、发电机、给水泵、高压加热器、低压加热器及其它大件检修场地。凝汽器抽铜管区域在 A 列。

6.11.5 主厂房主要运行维护通道

汽机房底层 B 列侧局部留有 1.6m 宽的纵向通道，可供叉车和电瓶车通行，并作为主要运行、维护通道。汽机房底层 A 列侧局部留有约 1.7m 的纵向通道。汽机房固定端留有约 2.3m 的通道。锅炉房底层四周均留有运行、维护通道。

汽机房零米留有与锅炉房相通的开门。汽机间检修场地侧大门可运出检修大件，部分设备也可经集控附跨的走廊运出。

主厂房内楼梯间、各个钢梯均可作为运行、维护通道，也可供人员快速疏散、通行。

6.12 建筑结构部分

6.12.1 建筑设计

一、设计原则

(1) 全厂建筑在风格上力求统一协调，立面处理力求简洁、大方，充分体现出工业建筑的特点。

(2) 建筑物体量、立面造型和平面布置除满足使用功能外还要从节能角度考虑。建筑主要朝向尽可能采用南、北向，同时结合遮阳措施。

(3) 对有空调要求的建筑物围护结构材料采用导热系数低、热阻值高、重量轻的隔热保温材料，如玻璃丝棉、岩棉隔热板。主厂房等建筑物围护选用轻质砌块，屋面采用彩色保温复合压型钢板或50挤塑聚苯乙烯泡沫板等保温材料。

(4) 厂区有人值班建筑物或房间设计充分考虑天然采光和自然通风，尽量减少人工照明和机械通风。

(5) 在满足工艺及规范要求的前提下，建筑物的外观设计尽量简洁优美，减少开窗面积，采用可靠稳妥的构造措施，耐久实用的装饰材料，以降低日常的维护管理费用。对于有空调的房间门窗尽量采用密封性能好的产品，采用节能型塑钢门窗、实木门或彩钢门。

二、主厂房布置

汽机房采用岛式布置，汽机房跨度为 13.500m，柱距为 6×7.0m，共 42.000m。汽机房分三层，即±0.000m层，4.000m中间层，8.300m运转层。汽轮发电机中心线与锅炉中心线垂直，布置于锅炉房右侧（从炉前向炉后看）。

高压配电室、给水泵变频器室布置于±0.000m。

中间层布置蓄电池室、化学加药间、汽水取样间、分析室、化验室、采暖加热站等。

运转层布置楼梯间、交接班室、主控室及电子设备间。

主厂房布置两部楼梯，均为钢筋混凝土楼梯，满足交通疏散要求。钢筋混凝土楼梯可到达主厂房各主要楼层，锅炉房主要依靠其自设楼梯及平台进行疏散。

汽机房设检修场地，检修场地设主要出入口。汽机房与锅炉钢架B0排距离1000mm。

三、主厂房防火、防爆

主厂房生产火灾危险性类别：丁类，耐火等级：二级，疏散及防火严格按照《秸秆发电厂设计规范》（GB50762-2012）、《火力发电厂与变电站设计防火规范》（GB50229-2006）及《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）执行。

汽机房、集控附跨与锅炉房为两个防火分区，汽机房与锅炉房之间设置防火墙，用250厚加气混凝土砌块进行防火分隔。隔墙耐火极限不小于4小时，墙上的门均为甲级防火门。疏散楼梯间的门为乙级防火门；防火门一律向疏散方向开启。

主厂房内每个车间、配电装置室等的安全出口不少于两个。疏散楼梯梯段宽度大于1.1m，疏散走道的净宽不小于1.4m，疏散门的净宽不小于0.9m，疏散钢梯宽度不小于0.9m，并且不大于45度。

主厂房所有穿防火隔墙的管道及孔洞均采用不燃烧材料填塞管道与防火墙之间的缝隙。

其它建筑物防火严格按照《火力发电厂与变电站设计防火规范》执行。

四、主厂房卫生设施

在集控附跨±0.000层、中间层层区域设卫生间，在各车间适当位置设清洗池方便就近使用。

五、主厂房防排水、噪声控制

屋面排水：屋面防水等级按II级屋面设防，主厂房屋面全部采用有组织排水。屋面为钢筋混凝土屋面，采用高分子防水卷材防水层；屋面为压型钢板的，采用压型钢板自防水。

室内外地面交界处高差300mm，与室内楼地面衔接的室外楼地面、走道、台阶等应作不小于0.5%的排水坡度，防止积水。有水冲洗的楼地面留洞时，洞口均做150mm高的护沿，屋面洞口护沿做450高。变形缝严密，防止渗漏。

汽机房的噪声控制主要以设备本身的消声处理为主；主控室的噪声控制主要依赖建筑隔声及吸声设计。

六、主厂房采光通风

主厂房按自然采光、自然通风为主，人工照明为辅的原则进行设计，保证厂房内的空气和采光质量。

七、主厂房围护

主厂房、汽机房墙体采用加气混凝土砌块，外墙涂料。所有窗户以单框中空玻璃塑钢推拉窗为主。

八、主厂房建筑立面

主厂房体系组合复杂、且平面、立面布置受工艺布置影响较大。在满足工艺要求的前提下，力求各建筑物造型及立面简洁、大方，色彩明快。

九、主厂房装修标准

主厂房装修标准参照《火力发电厂建筑装饰设计标准》（DL/T5029-2012）的规定，并充分考虑“以人为本”的原则。

设备进出及检修用大门采用彩钢保温平开门，其余为塑钢门和防火门。综合楼等辅助建筑物，外墙保温材料采用岩棉板，屋面保温层采用挤塑聚苯板。

主厂房各层采用普通油漆钢管栏杆。蓄电池室墙面为耐酸瓷砖。

6.12.2 结构设计

6.12.2.1 主厂房结构体系

主厂房采用现浇钢筋混凝土框排架结构，横向由A列柱—B列柱（汽机房屋盖）—C列柱（锅炉房）组成框排架结构体系，主厂房纵

向由①~⑨轴组成框架结构体系。

汽机房屋盖采用单坡实腹钢梁，根据设防烈度7度布置屋面支撑体系，屋面为冷弯薄壁C型钢檩条+彩色复合压型钢板；吊车梁采用钢吊车梁；汽轮发电机基座为现浇钢筋混凝土框架结构，大板式基础；加热器平台采用现浇钢筋混凝土结构；汽机房山墙采用钢筋混凝土柱框排架结构抗风体系。

主厂房围护结构为加气砼砌块。

锅炉本体钢架及其各层平台、屋面均由锅炉厂设计、建造。本工程设计根据厂家提供的荷载资料由设计单位进行锅炉钢柱基础的设计。

6.12.2.2 基础选型

本工程主要建筑物为主厂房及附属设施，初步考虑主厂房采用柱下现浇钢筋砼独立基础，其它框排架结构采用现浇钢筋混凝土独立基础，汽轮机基础采用筏板基础，砌体结构采用钢筋混凝土条型基础或基础梁。锅炉基础采用筏板基础及柱下独立基础。

6.12.2.3 抗震措施

主厂房填充墙沿柱高与框架柱设拉结筋拉结，填充墙高度超过4m时增设圈梁；屋顶女儿墙设置构造柱间距 ≤ 3 米，不同结构单元之间的防震缝宽度符合《建筑抗震设计规范》有关规定。

6.13 供排水系统及冷却设施

6.13.1 循环冷却水系统

根据当地水源、气象、地质条件和厂区用地等综合因素考虑，本工程循环水系统采用带自然通风冷却塔的循环供水系统。

表 6.12.1 循环水计算表

工况水量	单位	夏季	冬季	备注
凝汽器循环水量	t/h	3600	2983	冷却倍率：夏季 60

辅机冷却循环水量	t/h	550		
循环水量	t/h	4150	3533	

系统循环泵拟选用单级双吸中开离心水泵两台，主要参数为：流量 2400~3000m³/h，扬程 H=13.6m。

循环水泵房拟布置综合水泵房内。

冷却系统采用带逆流式双曲线的自然通风冷却塔。初步估算，本工程选用 1 座冷却面积为 1200m²的自然塔。

6.13.2 补给水系统

6.12.2.1 用水量

(1) 生产用水量

生产用水量包括循环水系统补水、化水车间用水、汽水取样冷却器用水。热电厂按设计负荷运行时用水量见下表：

生产用水量表

单位：m³/h

序号	项 目	需水量（夏/冬）	回收水量	实耗水量（夏/冬）
1	循环水补水	68.34/27.74	0/0	68.34/27.74
2	供热系统补水	0/24	0/0	0/24
3	闭式除盐冷却装置用水	30/30	30/30	0
4	空冷器工业水掺凉	15/0	15/0	0
5	冷油器工业水掺凉	8/0	8/0	0
6	一次风机轴承冷却水	2/2	2/2	0
7	二次风机轴承冷却水	2/2	2/2	0
8	引风机轴承冷却水	2/2	2/2	0
9	炉前给料系统防火门冷却水	6/6	6/6	0
10	射水箱补水	5/5	5/5	0
11	化学水处理用水	65.4/65.4	65.4/65.4	65.4
12	未预见水量	3/3	0/0	3/3
	合计			137.4/120.14

本工程发电设备年运行小时数按 8000 小时计算，全年生产用水量为 105×10⁴m³。

(2) 生活用水量

生活用水量表

序号	项目名称	供水对象 (每日)	最大班 数量	用水量指标	小时变 化系数	日用水量 (m ³ /d)	最大时流 量 (m ³ /h)
1	工作人员用水	80	60	35 (升/人·班)	2.5	2.8	0.7
2	淋浴用水	60	48	60 (升/人·班)	1	3.6	2.9
3	值班宿舍用水	48		150 (升/人·日)	2.5	7.2	0.2
4	食堂用水	154.7		20 (升/人·次)	2.5	3.1	0.7
5	冲洗汽车用水	15		600 (升/辆·日)		9	0.9
6	其它杂用水	30%				6.6	0.7
	合计					32.3	6.1

生活用地下水最大小时耗量 6.1m³/h，生活用地下水日耗量 32.3m³/d，全年生活用地下水耗量为 1.2 万吨。

(3) 消防用水量

根据《火力发电厂与变电所设计防火规范》(GB50229-2006) 及《建筑设计防火规范》(GB50016-2014)，消防水量计算见下表：

表 6.15.4-1 消防用水量计算表

序号	消防对象		消防标准	消防用水量 (L/s)	火灾延续 时间(h)	消防用水 总量(m ³)
1	主厂房	室外消火栓	建筑体积 20000<W≤50000	30	2	216
		室内消火栓	同时使用 3 支水枪， 每支 5L/s	15	2	108
2	燃料 堆场	室外消火栓	燃料总重量 W(t) W>10000	60	6	1296
3	辅助附属 建筑物	室外消火栓	建筑体积 ≤5000	15	2	108
		室内消火栓	同时使用 2 支水枪， 每支 5L/s	10	2	72

本工程最大室内消防流量为主厂房：15 L/s，火灾延续时间 2 小时，一次灭火用水量 108m³；本工程最大室外消防流量为储料场 60 L/s，火灾延续时间 6 小时，一次灭火用水量 1296m³。一次火灾室内、室外最大消防用水总量 1404m³。

本工程最大一次灭火室内外消防用水量 1296m³。

6.13.2.2 补充水系统

本工程生产、消防拟采用中水。

本工程生产备用水源采用地下水，生活用水采用地下水。

6.13.3 厂区给排水系统

6.13.3.1 给水系统

本工程在厂内设工业消防水池两座，每座有效容积 500m^3 ，一座公用水泵房。

泵房内设工业水泵 2 台，规格为 $Q=160\text{m}^3/\text{h}$ ， $H=50\text{m}$ ，配电机 $N=37\text{KW}$ ， $V=380\text{V}$ ，一台运行一台备用。

生活给水采用 PE 管，工业给水采用焊接钢管，消防给水采用钢丝网骨架塑料复合管。

6.13.3.2 排水及污水处理系统

厂区排水采用生活污水、生产废水和雨水独立的分流制系统。

生活污水经室外污水管网搜集后排入厂区污水处理站，处理后达到《城镇污水综合排放标准》之一级标准，用于绿化；工业废水主要包括各生产建筑物产生的符合排放标准的废水排入废水中和池，经处理达到排放标准的废水排入废水中和池，经泵提升后排入厂区污水处理站回用水池。回用水池储水回用于除渣、除灰、厂区杂用，无外排废水。

厂区雨水设计采用散流与排水沟相结合的排水方式，场地排水坡向道路，排水坡度在 $3\text{‰}\sim 6\text{‰}$ 之间，道路上的雨水就近排入厂区南侧。堆场采用硬化后高于周围道路 300mm ，确保堆料场排水。

6.14 贮灰渣场

本工程所产生的灰渣全部综合利用，做农用肥料之用。因此本工程不需再设置贮灰渣场。本工程只在厂区设灰库和临时除渣间。

6.15 消防

6.15.1 建构筑物防火间距

厂区建、构筑物间距满足《小型火力发电厂设计规范》(GB50049)、《火力发电厂生活、消防给水和排水设计技术规定》(DLGJ24)、《秸秆发电厂设计规范》(GB50762)及《建筑设计防火规范》(GB50016)的要求,具体要求见下表:

表 6.15.1-1 建(构)筑物的防火间距单位: m

序号	建(构)筑物耐火等级	一、二级	三级	四级
1	一、二级	10	12	14
2	三级	12	14	16

6.15.2 消防车道

厂内道路采用城市型水泥混凝土路面,主要道路为双车道宽6.0m,道路横坡采用平坡型,次要道路宽4.0m,采用单车道平坡型。行车道路的转弯半径分别采用12.0m、9.0m、6.0m。

厂内道路均为环形设置同时满足运输和消防要求。

6.15.3 建筑物及构筑物防火要求

6.15.3.1 建构筑物火灾危险性及耐火等级

表 6.15.3-1 主要建(构)筑物火灾危险性及耐火等级

序号	建筑物名称	生产过程中火灾危险性	最低耐火等级
1	主厂房	丁	二级
2	除尘构筑物	丁	二级
3	烟囱	丁	二级
4	开式栈桥	丙	二级
5	燃料配电室	丙	二级
6	单元控制室(集控室)	丁	二级
7	屋外配电装置	丙	二级

序号	建筑物名称	生产过程中火灾危险性	最低耐火等级
8	事故油池	丙	二级
9	电缆沟道、电缆竖井	丙	二级
10	冷却塔	戊	三级
11	化学水处理室	戊	三级
12	检修车间及材料库	丙	二级

6.15.3.2 主要建筑构造及布置

(1) 汽机房、除氧间、锅炉房为一个防火分区，汽机房与锅炉房之间用 240 厚加气混凝土砌块分隔。

(2) 主厂房主油箱上方的钢结构承重构件等喷涂防火隔热涂料。

(3) 主厂房布置三部楼梯，一部钢筋混凝土楼梯，两部室外钢梯，满足交通疏散要求。其中钢筋混凝土楼梯可到达主厂房各主要楼层，并在各不同标高屋面设有屋面检修钢梯。锅炉房主要依靠其自设钢梯及平台进行疏散。

(4) 汽机房⑦柱墙外侧布置有主变，与汽机房之间防火间距满足《火力发电厂与变电站设计防火规范》要求。

(5) 电缆沟进出主厂房外墙处设有防火墙，防火墙上设甲级防火门；控制室与电缆竖井之间隔围护构件上的孔洞空隙均采用耐燃型材料堵塞严密。

(6) 集控室、配电室均设有防火门，顶棚、内墙面等内装修材料及整个主厂房围护结构的材料均满足防火规范要求。通道出入口的布置、主厂房消防梯的位置，厂用电门的位置均满足防火疏散要求。

(7) 主厂房内每个车间、配电装置室等的安全出口不少于两个。疏散楼梯梯段宽度大于 1.1m，疏散走道的净宽不小于 1.4m，疏散门的净宽不小于 0.9m，疏散钢梯宽度不小于 0.8m，并且不大于 45 度。

(8) 主厂房所有穿防火隔墙的管道及孔洞均以不燃烧材料填塞管道与防火墙之间的缝隙。

(9) 汽机房设检修场地，检修场地设主要出入口。汽机房与锅

炉钢架 B0 排距离 1000mm，为锅炉房预留检修通道。

6.15.4 消防给水

根据《火力发电厂与变电站设计防火规范》(GB50229-2006)及《消防给水及消火栓系统技术规范》(GB50974-2014)，消防水量计算见下表：

表 6.15.4-1 消防用水量计算表

序号	消防对象		消防标准	消防用水量 (L/s)	火灾延续时间(h)	消防用水总量(m ³)
1	主厂房	室外消火栓	建筑体积 20000<W≤50000	30	2	216
		室内消火栓	同时使用 3 支水枪， 每支 5l/s	15	2	108
2	燃料堆场	室外消火栓	燃料总重量W(t) W>10000	60	6	1296
3	辅助附属建筑物	室外消火栓	建筑体积 ≤5000	15	2	108
		室内消火栓	同时使用 2 支水枪， 每支 5l/s	10	2	72

本工程最大室内消防流量为主厂房：15 L/s，火灾延续时间 2 小时，一次灭火用水量 108m³；本工程最大室外消防流量为储料场 60 L/s，火灾延续时间 6 小时，一次灭火用水量 1296m³。一次火灾室内、室外最大消防用水总量 1404m³。

本工程综合泵房内设有 1 台电动消防水泵（型号 XBD7.0/78-HS200，参数 Q=78L/s H=70m N=90kW）、1 台柴油机消防水泵（型号 XBD7.0/78-HS200，参数 Q=78L/s H=70m N=141kW）、1 套消防自动稳压供水设备（参数 Q=18m³/h H=75m N=7.5kW）。

设计 800m³蓄水池 2 座，存有 1404 m³消防用水和 196 m³生产调节用水，并采取了消防水不被动用的技术措施；消防系统设有消防稳压装置，正常情况下，运行稳压泵和气压罐，保持消防系统水压，当

压力上升至 0.65MPa 时，稳压泵停机，压力降至 0.55MPa 时稳压泵运行。当火灾消防用水时，因流量较大系统压力迅速下降，降至 0.50MPa 时，消防泵自动启动供水。当消防泵启动后，稳压泵自动停止运行。当电动消防泵发生故障时，自动启动柴油机驱动消防泵。消防泵可由室内消火栓箱内消防按钮直接启动，也可由主控室启动，泵房内设手动按钮，可就地控制，电动、柴油机消防泵、消防稳压装置启停状态及故障报警信号均反映到主控室。

6.15.5 室内、外消火栓系统

6.15.5.1 室内消火栓系统

(1) 主厂房

主厂房内汽机房和锅炉房底层、运转层及锅炉燃烧器各层平台设计消火栓。其中在汽机房和锅炉房底层，消防水母管成环状布置，室内消火栓的布置保证两支水枪的充实水柱同时到达室内任何部位，两消火栓的间距不超过 30m。

(2) 输料廊

主厂房与输料廊及输料廊与燃料处理车间连接部位设水幕系统，水量标准按 2L/S.M，水幕长 8 米，火灾延续时间 1 小时，雨淋阀可自动开启水幕系统。输料栈桥和料仓均设置自动喷淋系统。

(3) 其它需要设置消火栓的建筑物

综合楼、材料库等建筑物内设计消火栓给水系统。室内消火栓的布置保证两支水枪的充实水柱同时到达室内任何部位。

6.15.5.2 室外消火栓系统

厂区内室外消火栓系统管网成环状布置，室外消火栓在厂区内沿道路设置，距路边不大于 2 米，距建筑物外墙不小于 5 米，每个室外消火栓均设有明显标识。主厂房、燃料处理车间和储料场周围消火栓设置间距不大于 60m；其它区域消火栓设置间距不大于 120m。室外

消火栓采用地上式消火栓。

6.15.6 灭火器配置

依据《建筑灭火器配置设计规范》(GB50140-2005), 厂区各建、构筑物配置磷酸铵盐干粉灭火器, 其中主厂房控制室、汽轮机油箱、汽轮机运转层下及中间层油管道、给水泵油箱、主蒸汽管道与油管道交叉处为严重危险级, 配推车式磷酸铵盐干粉灭火器; 其余部位属中危险级, 配置手提式磷酸铵盐干粉灭火器。

6.15.7 火灾控制方式

主厂房等室内外消防均由消防水泵供水, 消防水泵能在主厂房集控室、综合水泵房就地控制室、主厂房主要通道口消火栓等处直接启动, 消防管网水压平时由稳压泵及除氧间顶部设置的消防水箱维持。

火灾报警系统设在主控制室, 以专用电话受发火警, 火警值班人员由主控制室值班人员兼任, 受值长和消防队双重领导。

6.16 采暖通风与空气调节

6.16.1 设计标准及规程

- (1) 《工业建筑采暖通风与空气调节设计规范》(GB50019-2015)
- (2) 《小型火力发电厂设计规范》(DL50049-2011)
- (3) 《火力发电厂与变电站设计防火设计规范》(GB50229-2006)
- (4) 《建筑给水排水及采暖工程施工质量验收规范》
(GB50242-2002)
- (5) 《通风与空调工程施工质量验收规范》(GB50243-2002)
- (6) 《火力发电厂劳动安全和工业卫生设计规程》(DL5035-1996)
- (7) 《建筑设计防火规范》(GB50016-2014)

6.16.2 设计范围

本工程属新建工程，设计范围为厂区范围内建筑物的采暖、通风以及空气调节等。

6.16.3 采暖

(1) 采暖热媒及热源

枣庄市山亭区位于山东省，日平均温度 $\leq+5^{\circ}\text{C}$ 的天数为 110 天，属于集中采暖地区。所有生产建筑、生产辅助及附属建筑均设计采暖，采暖热媒均采用 $95/70^{\circ}\text{C}$ 的热水，热源来自厂区采暖加热站。采暖用汽接自汽机三级抽汽。

冬季锅炉停机检修时，由备用的生物质成型燃料蒸汽启动锅炉提供蒸汽，通过汽水换热器换热提供采暖热水。

(2) 采暖换热站

蒸汽由汽机抽汽进入采暖加热站，冷凝至 80°C 后进入凝结水箱，化验合格后，由凝结水泵打到机务除氧器回收利用。

热水采暖系统 70°C 的回水至采暖加热站集水器后，经自动排污过滤器由循环水泵打入换热器，加热至 95°C 后，进入分水器，分配至厂区采暖外网和主厂房采暖系统。

系统补水定压采用补水泵配变频控制箱的方式，水源来自经软水器软化处理后的生活水。

换热设备采用 1 套整体式换热机组，该机组由 2 台换热器（单台换热器换热量均满足设计容量的 75%）、2 台 100% 循环水泵、2 台 100% 补水泵（配变频控制箱）、2 台凝结水泵、1 台自动排污过滤器、1 台补充水箱及相应的管材、阀门等组成。循环水泵、补水泵的运行方式均为 1 台运行，1 台备用。

采暖加热站内设相应的温控装置，根据室外温度的变化，设定换热器不同的供水温度，通过电动调节阀调节蒸汽流量，实现采暖系统

的质调节，达到节约能源的目的。

(3) 主厂房采暖

本工程汽机和锅炉均为全封闭室内布置，均设置采暖系统，采暖热水接自厂区供热首站分集水器，采暖热负荷按冷态(不考虑室内设备散热量)计算，以保证停机、停炉时室内温度不低于 5℃。

汽机房采用散热器采暖系统，锅炉房采用散热器与暖风机相结合的采暖系统，并在经常开启的外门处设置热风幕。散热器与暖风机、热风幕分系统运行，满足机组启动、检修及正常运行不同工况的要求。散热器采用不易积尘的钢管柱型散热器。

(4) 其余建筑采暖

其余生产建筑、辅助及附属生产建筑均根据规范要求设置相应的采暖系统。

(5) 采暖管道

厂区采暖热网供热范围为本期各生产建筑、生产辅助及附属建筑。采暖管道的敷设方式采用枝状直埋敷设，直埋管道采用外保护层为高密度聚氯乙烯的聚氨酯直埋保温管。

6.16.4 通风

6.16.4.1 主厂房通风

(1) 汽机房通风

汽机房通风采用自然进风，屋顶风机机械排风的方式，排风设计温度不高于 40℃，通风量约为 144000kg/h。选用 4 台 No.9 玻璃钢屋顶风机，单台风机风量 34500m³/h，风压 202Pa，功率 3.0kW。

室外新风由门窗进入，吸收室内余热、余湿后，由安装在汽机房屋面上的屋顶风机排至室外。

(2) 锅炉房通风

锅炉房设备及管道的散热量约为 1.1MW。

夏季，锅炉送风机室内吸风，锅炉房通风采用门窗自然进风，屋

顶风机和锅炉送风机联合机械排风的方式；冬季，锅炉送风机吸风由室内切换到室外，锅炉室外吸风，屋顶风机关闭。排风设计温度不高于 40℃，通风量约为 304615kg/h，进风量为 258888m³/h，排风量为 270106m³/h。根据机务专业资料，锅炉送风机风量约为 180000 m³/h，因此，屋顶风机的排风量约为 90106m³/h，选用 3 台 No.9 玻璃钢屋顶风机，单台风机风量 34500m³/h，风压 202Pa，功率 3.0kW。

6.16.4.2 电气配电室通风

主厂房内的 380V/10kV 配电室，设有散热量较大的高压开关柜或干式变压器，设置机械通风设施，以满足室内设计温度不高于 40℃和事故通风换气次数不少于 12 次/h 的要求。事故排风机可兼作通风机用。

主厂房外的配电室均设置通风系统，采用自然进风(周围环境较脏或室外新风不能直接进入室内时，采用风机箱机械进风)，轴流风机机械排风的方式。通风量取下述两项的大值：

- (1) 排除室内全部设备余热的通风量；
- (2) 不少于室内 12 次/h 换气次数的事故通风量。

6.16.4.3 蓄电池室通风

蓄电池室室内安装有免维护式蓄电池，根据规定设置空气调节装置和事故通风设施，以满足室内设计温度夏季不高于 30℃，冬季不低于 16℃和事故通风量不少于 12 次/h 换气次数的要求，室内保持微负压。空调设施采用风冷热泵防爆型空调机，室内空气不循环。事故通风设施采用轴流风机，其电动机和通风机均为直联式、耐腐蚀结构和防爆型。

6.16.4.4 化学加药间通风

化学加药间设置自然进风，轴流风机机械排风系统，以排出室内有害气体，通风量按 15 次/h 换气计算。通风系统的电动机和通风机均为直联式、耐腐蚀结构和防爆型。

6.16.4.5 其它建筑通风

其它凡有余热、余湿及有害气体产生的场所，均设置通风系统，通风量满足《小型火力发电厂设计规范》的要求。

6.16.5 空调

6.16.5.1 集控室、电子设备间空调

本工程主控室、电子设备间根据工艺要求需设置空调，采用变频多联空调系统，室内机为天花板嵌入式，室外机置于屋面。选用热回收式新风换气机，以满足房间对新风的要求。

6.16.5.2 综合楼空调

综合楼内的办公室等房间夏季均设置舒适性空调，采用变频多联空调系统，室内机为天花板嵌入式，室外机置于屋面。

6.16.5.3 其它房间空调

其它凡对温度有要求的房间，均根据要求设置空调，空调装置采用风冷分体式空调机。

6.16.6 除尘

由于主上料系统连廊部分在上料过程中，存在起灰的可能，因此连廊部分考虑通风除尘，根据工艺要求，连廊的通风次数为2次/h，选择大气回转反吹袋式除尘器一台来满足要求，其型号为LHF-080，过滤面积为80m²，风量为7200m³/h。

6.17 通信

通信设置下列设施：

(1) 行政电话

电厂内部的电话联系由公司电话站提供服务。在电厂领导办公室、各部门办公室和需要安装行政电话的单位、岗位，安装厂电话分机。

另外，电厂设两部直拨外线电话。

(2) 生产调度电话

电厂设一台生产调度电话总机，作为电厂生产调度指挥用，在电厂厂长、值长和相关部门安装调度电话分机。

(3) 电力调度电话

在电厂与上一级区域变电站、电厂与地区电力调度室之间，各设一套光纤通讯系统，供联系、调度使用。

(4) 火灾自动报警系统

设置一套火灾自动报警系统，对电厂重要部位进行保护，系统采用双回路供电。

6.18 辅助部分

电厂需设置的辅助生产车间共二个：电气试验室、热工试验室。大、小修、机械加工均外协。

电气试验室负责电厂 10.5kV 及以下电气设备的交流耐压试验，0.5 级测量仪表继电保护和二次接线的调整试验，还负责电厂自行调试保护和运动装置。

热工试验室负责温度、压力、流量、水位和成份分析等热工仪表及自动化设备的维护、检修、校验和调整。

第七章 烟气脱硫与脱硝

本工程设燃料消耗量 39.97t/h，烟气量 187554Nm³/h。

本工程燃料为农林剩余物，含硫量较低（0.07%），烟气 SO₂ 排放浓度很小，从国内已运行的生物质电厂烟气监测数据来看，SO₂ 排放浓度一般在 100~160mg/Nm³。综合比较后，本项目 SO₂ 原始排放浓度按 160mg/Nm³ 考虑。

根据国内同类生物质发电厂的运行数据，生物质电厂 NO_x 原始排放浓度一般不高于 200mg/Nm³。本工程 NO_x 原始排放浓度按 200mg/Nm³。

根据《山东省火电厂大气污染物排放标准》（DB37/664-2013）（待本工程电厂建成运行时执行《山东省火电厂大气污染物排放标准》（DB37/664-2019））中 SO₂、NO_x 排放浓度限值标准分别为 50mg/Nm³、100mg/Nm³，本工程需建设脱硫脱硝设施。

7.1 烟气脱硫

7.1.1 烟气脱硫工艺选择

目前工程中采用的烟气脱硫工艺主要为三种：湿法脱硫、半干法脱硫、干法脱硫。

湿法工艺采用吸收塔形式，烟气进入吸收塔后经过与碱性溶液充分接触反应达到脱硫效果。湿式洗涤法对酸性气体的去除效果较好，吸收剂消耗量小。不足之处在于湿式洗涤法流程复杂、配套设备较多、需要配套污水处理设备，系统的投资、操作和维修费用均较高。

半干法脱硫是将吸收剂喷入反应塔中，SO₂ 气体与吸收剂反应的同时，利用烟气余热使吸收剂中的水分蒸发，吸收剂与污染物进行充分的传质传热，提高效率的同时也可以使反应物得到干燥，产物以干态固体的形式排出。半干法工艺较成熟，设备简单。其优点为：净化

效率高、流程简单、设备少；生成物易处理；控制系统温湿度；对负荷波动适应性好，吸收剂用量可按烟气中污染物浓度进行调节；操作方便，维修量小；水耗量少，占地面积小。

干法脱硫工艺是将消石灰粉通过喷射系统喷入锅炉出口烟道内，在除尘器滤袋附近与酸性气体接触反应，生成固态化合物，再由除尘器将其与飞灰一起捕集下来。该组合工艺最大的优点是系统简单、维护方便，造价便宜，占地面积小，且消石灰输送管道不易阻塞。主要缺点是药剂的消耗量大，反应的反应物中未反应物量较多。

综上所述，本工程烟气 SO_2 原始排放浓度为 $160\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，在满足标准要求的同时，考虑占地、投资和运行等方面要求，本工程采用半干法脱硫，设计脱硫效率 70%。

7.1.2 脱硫剂的来源及消耗量

脱硫用消石灰粉由当地供应，采用汽车运输方式。

本工程一台锅炉设计燃料总消耗量 $39.97\text{t}/\text{h}$ ，烟气量 $187554\text{Nm}^3/\text{h}$ 。 SO_2 原始浓度为 $160\text{mg}/\text{Nm}^3$ ，脱硫效率按 70%，钙硫比 2: 1，消石灰粉用量。

消石灰粉消耗量

序号	名称	小时耗量(kg/h)	日耗量(t/d)	年耗量(t/a)
1	消石灰粉	53.97	1.19	431.79

注：1)发电设备年运行小时数按 8000h 计； 2)日按 22h 计。

7.1.3 脱硫剂运输和贮存

本工程脱硫剂采用汽车运输方式。

锅炉房外设一消石灰粉仓，储量按 5 天耗量考虑。消石灰粉仓下部设有高低料位计和流化装置及电加热器以防止消石灰粉结块，顶部设有脉冲布袋除尘器及压力真空释放阀。

由汽车罐车将消石灰粉运至厂内，用车载压缩空气以管道将消石灰粉送到消石灰粉仓内。

消石灰粉的粒径要求 < 200 目。

7.1.4 脱硫系统及设备

半干法烟气脱硫工艺系统主要是由脱硫塔及烟气系统、吸收剂系统、工艺水系统、物料循环系统、压缩空气系统、电气控制系统等组成。消石灰粉采用罐车压送到消石灰粉仓，再经气力输送系统送入脱硫塔，整个系统采用 PLC 程序控制。

脱硫塔采用空塔结构，设文丘里管，脱硫塔的进口烟道设有均流装置，塔底设有排灰装置。吸收剂的输送设计成物料可调。工艺水主要用于吸收塔烟气降温用水，烟气降温用水通过高压水泵以一定压力通过喷嘴注入吸收塔。物料循环系统设空气斜槽，脱硫除尘器灰斗内的物料一部分输送回脱硫塔循环利用，另一部分为外排灰。为防止斜槽堵料，配置了流化风系统。

表 7.1.4 脱硫系统主要设备表

序号	名称	型号规格	单位	数量	备注
1	消石灰粉仓	20m ³	台	1	
2	脱硫塔	Φ 4.6m	套	1	
3	工艺水箱	3.5m ³	座	1	
4	工艺水泵	Q=10m ³ /h 4MPa	台	2	
5	斜槽流化风机	1069m ³ /h 54kPa	台	3	
6	电加热器	8kW	台	1	
7	螺旋输送机	Q=2t/h	套	1	

7.2 烟气脱硝

7.2.1 烟气脱硝工艺选择

对于烟气脱硝，目前较常采用的锅炉烟气脱硝工艺有选择性非催化还原法(SNCR)和选择性催化还原法(SCR)两种工艺。

SNCR 工艺较简单，投资省，脱硝效率 40%~70%。

SCR 工艺较复杂，投资大，脱硝效率可达 90% 以上。

脱硝工艺比较表

序号	项目	原理	利弊
1	选择性催化还原法 (SCR)	在有催化剂条件下喷入 NH ₃ 还原脱除 NO _x ，最佳反应温度 300~400℃	1、效率高，可达 90% 以上。 2、可控性高，氨逃逸量低， <3ppm。 3、氨消耗量低。 4、初始投资高。 5、运行费用高。 6、催化剂老化后产生固废。 7、设备利用率高，对炉膛几乎没有影响。 8、存在 SO ₂ /SO ₃ 的氧化，影响空预器。 9、烟气系统阻力增加近 1000Pa。
2	选择性非催化还原法 (SNCR)	在高温无催化剂条件下注入脱硝剂 (NH ₃ 、尿素)，还原脱除 NO _x ，最佳反应温度 850~1250℃	1、脱硝效率相对较低，40~60%，对小锅炉效率偏上限，大锅炉效率偏下限。 2、氨逃逸比 SCR 高。 3、初始投资低。 4、运行费用低，为 SCR 的 1/2—2/3。 5、炉内喷氨，对炉膛有一定影响，要有良好的混合及反应空间、时间条件。 6、无 SO ₂ /SO ₃ 的氧化，不影响空预器。 7、不增加烟气系统阻力。

本工程 NO_x 原始浓度按 200mg/Nm³ 考虑，脱硝效率只需 58.3% 就能达标排放。通过借鉴国内同类生物质电厂成熟可靠的烟气脱硝经验，本工程拟采用“SNCR”脱硝工艺，设计脱硝效率≥60%。

选择性非催化还原法(SNCR)原理如下：

选择性非催化还原法(SNCR)采用尿素或氨等氨基脱硝剂。炉膛内燃料燃烧生成的 NO_x 中，NO 比例约在 90% 以上。在温度为 850~1250℃ 范围内、在无催化剂条件下，尿素或氨等氨基脱硝剂可以炉膛为反应器，可选择性地把烟气中的 NO 还原为 N₂ 和 H₂O。



7.2.2 脱硝剂选择

本工程采用尿素作为脱硝剂。

选择尿素作为脱硝剂优点如下：

- (1) 尿素不易燃烧和爆炸，运输、存储、使用简单安全；
- (2) 尿素挥发性比氨水溶液小，因此在炉膛烟气中的穿透性好，提高混合。在大型的锅炉设备的 SNCR 系统上的应用比氨普遍；
- (3) 电站锅炉上应用选择性非催化还原技术时，采用尿素溶液比氨水的脱硝率高。

7.2.3 脱硝剂来源及消耗量

脱硝用尿素由当地化肥厂供应，采用汽车运输方式。

本工程设计一台锅炉燃料总消耗量 39.97t/h，烟气量 187554Nm³/h，NO_x 原始浓度按 200mg/Nm³，脱硝效率按 60.0%，尿素/NO_x 比按 1.4:1，尿素消耗量如下：

表 7.2.3-1 尿素消耗量

序号	名称	小时耗量(kg/h)	日耗量(t/d)	年耗量(t/a)
1	脱硝用尿素	37.1	0.890	296.56

注：1)设备年运行小时数按 8000h 计 2)日按 22h 计。

7.2.4 烟气脱硝工程设想

(1) 设计基本参数

锅炉烟气量： $Q=17.34 \times 10^4 \text{Nm}^3/\text{h}$

烟气温度： $T_y=850^\circ\text{C}$

NO 原始浓度： $C_0 \leq 200 \text{mg}/\text{Nm}^3$

NO_x 排放浓度要求： $C \leq 100 \text{mg}/\text{Nm}^3$

设计脱硝效率： $\eta=60.0\%$

(2) 脱硝工艺系统及设备

尿素经尿素溶液配制罐用除盐水溶解、制成一定浓度的尿素溶液，送入尿素储存罐，所需的设备包括有尿素储存仓、尿素溶液配制罐，尿素溶液储存罐、尿素溶液输送泵等。稀释后的尿素溶液经分配管道进入 12 只墙式喷射器组件，将尿素溶液以雾状喷入炉膛。炉膛上部接近炉膛出口的烟气温度在 850℃左右，是喷入的良好区域。

墙式喷射器和喷液分配装置布置在锅炉平台上。

脱硝系统主要设备

序号	名称	型号规格	单位	数量
1	尿素溶液配制罐	V=3m ³	台	2
2	尿素溶液供应泵	1.1kW	台	2
3	稀释水罐	V=3m ³	台	1
4	稀释水泵	1.1kW	台	2
5	喷枪		台	12

7.2.5 热工控制

根据在线监测的 NO_x 排放浓度和氨的逃逸值，调节控制尿素溶液的喷入量。其它温度、压力按常规设计控制。

脱硝系统均采用DCS远程I/O柜方式，纳入全厂DCS系统，在集控室内统一控制，不设单独控制。

第八章 环境及生态保护与水土保持

8.1 编制依据

8.1.1 环境保护法律法规

- (1) 《中华人民共和国环境保护法》
- (2) 《中华人民共和国固体废物污染环境防治法》
- (3) 《中华人民共和国环境影响评价法》
- (4) 《中华人民共和国水污染防治法》
- (5) 《中华人民共和国水污染防治法实施细则》
- (6) 《中华人民共和国水法》
- (7) 《中华人民共和国大气污染防治法》
- (8) 《中华人民共和国环境噪声污染防治法》
- (9) 《中华人民共和国清洁生产促进法》
- (10) 《中华人民共和国节约能源法》
- (11) 《中华人民共和国城乡规划法》
- (12) 《中华人民共和国循环经济促进法》
- (13) 《中华人民共和国水土保持法》
- (14) 《中华人民共和国土地管理法》
- (15) 《中华人民共和国可再生能源法》
- (16) 《国家发展改革委关于印发〈可再生能源发电有关管理规定〉的通知》
- (17) 《国务院关于印发节能减排综合性工作方案的通知》
- (18) 《限制用地项目目录（2012 年本）》
- (19) 《禁止用地项目目录（2012 年本）》
- (20) 《建设项目环境保护管理条例》
- (21) 《规划环境影响评价条例》
- (22) 《建设项目环境影响评价分类管理名录》

(23)《产业结构调整指导目录(2018年本)(修正)》

8.1.2 环境评价标准

- (1)《环境空气质量标准》(GB3095-2012)
- (2)《地表水环境质量标准》(GB3838-2002)
- (3)《声环境质量标准》(GB3096-2008)
- (4)《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011)
- (5)《污水综合排放标准》(GB8978-1996)
- (6)《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)
- (7)《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011)
- (8)《建筑施工现场环境与卫生标准》(JGJ146-2013)
- (9)《工业企业设计卫生标准》(GBZ1-2010)

8.2 区域环境和生态现状

(1) 水环境质量现状

枣庄市环境监测站2017年对十字河断面监测的数据,详见表8.2-1。

地表水监测结果表

监测点位	PH	溶解氧	高指数	BOD	COD	氨氮	总氮	石油类	挥发酚
十字河大桥	8.03	8.19	4.0	3.2	14	0.29	2.05	0.01	0.0011
标准	6-9	≥5	≤6	≤4	≤20	≤1	≤1	≤0.05	≤0.005

检测结果数据表明,十字河大桥断面的各项监测指标仅总氮超过《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) III类标准,表明该区域地表水已受到轻微污染。

(2) 环境空气质量现状

项目拟建区域周围空气环境质量现状,2017年例行监测数据统计结果,详见下表。

环境空气质量现状 单位: mg/m³

月份	SO ₂	NO ₂	PM10	PM2.5
1	35	26	170	105

2	37	28	180	102
3	42	27	158	107
4	22	24	111	69
5	27	23	117	63
6	33	18	82	48
7	23	13	95	50
8	18	13	74	33
9	19	10	74	33
10	22	16	81	39
11	23	25	88	51
12	27	31	130	67
年均值	31	34	150	90
《环境空气质量标准》 (GB3095-2012)中的二 级浓度限值 $\mu\text{m}/\text{m}^3$	60	40	70	35

由表可知, 枣庄市山亭区空气质量二氧化硫和二氧化氮年均达标, 可吸入颗粒物和细颗粒物年均值超过《空气质量标准》(GB3059-2012)中二级标准限值要求。

(3) 声环境质量现状

山亭区辖区内 2 条道路 52 个主要路段的交通噪声, 监测道路总长 7.1 公里, 道路平均宽 11 米, 道路交通噪声等效声级为 50.1 分贝, 平均车流量 171 辆/时, 无超过 70 分贝的路段。

山亭区功能区噪声四个季度均值昼间为 47.6 分贝, 夜间 46.0 分贝, 无超标区域。项目所在地区内总体声环境质量相对较好, 能够满足《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准 (即昼间 $\leq 60\text{dB}(\text{A})$, 夜间 $\leq 50\text{dB}(\text{A})$)。

8.3 电厂污染源、防治措施及环境影响分析

本工程可能对环境造成污染的污染源主要有以下几个: 生物质燃料燃烧产生的含尘烟气、粉尘、锅炉灰渣、生产废水、生活污水以及机械转动和锅炉排汽产生的噪声等。

8.3.1 大气污染物排放

本工程烟尘、SO₂、NO_x 的排放浓度执行《山东省火电厂大气污染物排放标准》(DB37/664-2013) (待本工程电厂建成运行时执行《山东省火电厂大气污染物排放标准》(DB37/664-2019)) 烟气除尘采用旋风除尘器和布袋除尘器除尘工艺, 锅炉烟气中烟尘排放浓度<10mg/Nm³; 烟气脱硫拟采用半干法脱硫工艺, SO₂排放浓度≦50mg/Nm³, 烟气脱硝拟采用 SNCR 脱硝工艺, 锅炉烟气中 NO_x 排放浓度≦100mg/Nm³。

本工程以上防治措施后, 本工程大气污染物排放情况如下:

表 8.3.1 大气污染物排放情况

污染源		锅炉燃烧系统		
烟气量	Nm ³ /h	187554		
污染物		烟尘	二氧化硫	氮氧化物
处理前	浓度 (mg/Nm ³)		160	200
	排放量 (kg/h)		30.01	37.51
处理措施		旋风+布袋除尘	半干法脱硫	SNCR 工艺
处理效率 (%)		99.7	70	60
处理后	浓度 (mg/Nm ³)	<10	48	80
	小时排放量 (kg/h)	0.91	9	15
	年排放量 (t/a)	7.3	72.02	120
允许排放浓度 (mg/Nm ³)		10	50	100
达标情况		达标	达标	达标

根据分析, 本工程投产后, 烟尘、SO₂、NO_x 的排放浓度均满足《山东省火电厂大气污染物排放标准》(DB37/664-2013) (待本工程电厂建成运行时执行《山东省火电厂大气污染物排放标准》(DB37/664-2019)) 要求。

本工程烟尘、SO₂、NO_x 排放量较小, 并且采用了高空排放等措施, 使污染物排放浓度降低, 加之污染物远距离输送、扩散、稀释, 故对厂址周围的污染影响将相对较轻。

8.3.2 水污染源及防治措施

本工程按照“清污分流”、“一水多用”的原则对各类污、废水进行处理,厂区排水采用生活污水、工业废水和雨水独立的分流制系统。

生活污水经室外污水管网搜集后排入厂区污水处理站,处理后达到《城镇污水综合排放标准》之一级标准,用于绿化;工业废水主要包括各生产建筑物产生的符合排放标准的废水排入废水中和池,经处理达到排放标准的废水排入废水中和池,经泵提升后排入厂区污水处理站回用水池。回用水池储水回用于除渣、除灰、厂区杂用,无外排废水。

厂区雨水设计采用散流与排水沟相结合的排水方式,场地排水坡向道路,排水坡度在 3‰~6‰之间,道路上的雨水就近排入厂区南侧。堆场采用硬化后高于周围道路 300mm,确保堆料场排水。

8.3.3 噪声污染源及防治措施

本工程的噪声源按产生机理可分为流体动力性噪声、机械性噪声和电磁性噪声。主要噪声源为汽轮发电机、冷却塔、空气压缩机、一二次风机、引风机空冷设备和循环水泵等工艺设施设备。

针对噪声产生的特点,本工程采取了相应的噪声污染防治措施:

- (1) 从源头上选用低噪声设备;
- (2) 各类噪声设备均布置在室内;风轮发电机配套隔声罩,弹簧机座减震,所在厂房内装吸声隔声材料;
- (3) 锅炉排汽噪声为室外偶发噪声,在排汽口安装消声器。

通过采取上述厂房、隔声罩隔声,安装消声器和减震装置达到消声和减震的目的,可以使噪声源强降低 10~30dB(A)。同时采取相应的管理措施降低运输车辆的交通噪声对沿途及厂界外敏感点的影响,厂界噪声能够满足《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)中 2 类标准。

8.3.4 固体废物产生量及处置措施

本工程产生的主要固体废物包括炉渣、飞灰及少量生活垃圾。

本工程日产灰渣量约 41.38t，全年 15049.85t，全部综合利用。

生活垃圾按照每人 0.8kg/d 估算，电厂劳动定员 120 人，产生量为 96kg/d、35t/a。

生物质燃料燃烧后所产生的灰渣含有丰富的钾、镁、磷和钙等营养元素，是一种优质有机肥料，本工程灰渣全部作为优质复合肥原料实现综合利用。本工程不设永久性灰渣场。

生活垃圾由当地环卫部门统一清运、处理。

8.3.5 水土保持和绿化

本工程的建设将破坏厂区部分场地的自然地貌和植被，施工时局部斜坡切坡挖方、开挖土的堆放会引发一定的水土流失。本工程设计中将充分考虑厂区的土石方平衡及临时的堆放措施。建设中将采取有效的截排水、挡护和植物绿化等措施，有效地防治建设区水土流失。

绿化不仅可以美化厂区、调节气候，又具有净化空气、降低噪声、防止水土流失、改善局部气候等多重功能。

本工程厂区绿化以发挥绿化功能、防治污染和美化环境为原则。绿化以全厂综合布局为前提，以园林为主要形式，以厂界、厂区干道、厂房、冷却塔等为重点，以常绿树木为主要品种，乔、灌、花草相结合，形成点、线、面有机连成一体的绿化系统。

8.3.6 环境监测

根据《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）及《火力发电厂设计技术规程》（DL5000-2000）中的有关规定，本工程设置烟气连续自动监测系统，监测烟气中的大气污染物排放浓度，并留有远程传送接口。

8.4 环境影响初步分析

针对各种污染源，本工程采取的措施充分，都能达到有关的环保标准，对环境的影响很小，节能减排效益显著。从环保角度初步分析，本工程是可行的。

第九章 劳动安全及职业卫生

9.1 电厂生产过程中危害因素分析

电厂生产过程中主要使用的有毒、有害原料有：氨、联氨(锅炉炉水加药用)、六氟化硫（高压断路器用）等。产生的有害气体有酸气（如蓄电池室的酸气）、氨气等，其数量不大。

电厂生产过程中产生的粉尘，主要是秸秆贮存输送过程中产生的粉尘，其影响程度与工艺设计、设备及通风除尘设施等条件有关。

电厂生产过程中产生高温高压介质的部位有锅炉、汽轮机、除氧器、加热器、导汽管及蒸汽管道等。

电厂产生振动和噪声的部位有锅炉、汽轮机、发电机、给水泵、送风机、引风机、空压机、锅炉的 PCV 阀（排汽阀）以及汽水管道个别部位。

电厂内的主厂房属于高温区域，需采用自然通风与局部机械通风相结合的措施；电厂各集中控制室和主要值班室是运行人员经常值勤场所，需采取保持一定温度范围的采暖与空调措施，以改善劳动生产环境。

9.2 劳动安全及职业卫生危险有害因素分析及相应措施

9.2.1 防火防爆

9.2.1.1 设计规程及标准

电厂生产过程中，对于易燃易爆的工艺系统，及建筑结构的防火防爆措施，均按下述规程、规定、规范执行：

- (1) 《建筑设计防火规范》(GB50016-2014)
- (2) 《采暖通风和空气调节设计规范》(GB50019—2003)
- (3) 《火力发电厂与变电站设计防火规范》(GB50229-2006)
- (4) 《小型火力发电厂设计规范》(GB50049-2011)

- (5) 《火力发电厂汽水管道设计技术规定》(DL/T5054-1996)
- (6) 《火力发电厂建筑设计规程》(DL/T5094-1999)
- (7) 《火力发电厂采暖通风与空气调节设计技术规定》(DL/T5035-2004)

9.2.1.2 易燃易爆危害因素分析

(1) 发电机绝缘过热、老化、受潮、受蚀均可引起绝缘强度降低；线圈绝缘质量差、施工工艺不良、检修质量低劣等将会引起绝缘松动磨损，这些都有火灾危险性。

(2) 本工程设有大量的电力电缆，外部起火引起电缆着火，电缆本身故障如中间头爆破、绝缘老化、受腐蚀保护层破坏等都有可能引燃电缆。

(3) 变压器存在着着火隐患，因为变压器油是可燃液体，还有纸、布料等可燃材料、绝缘材料，运行时会产生热量，绝缘会老化，如果没有有效的防护措施，会导致严重的后果。

(4) 各类压力容器和压力管道，由于安全附件失效或过载超压运行时均有可能发生爆炸，另外，易燃易爆物料泄漏也有爆炸的危险性。

(5) 配电装置、电动机以及各种照明设备等存在电气火灾的危险。电气设备本身除可构成引燃源外，也可能成为爆炸性气体或火灾易燃物的危险源。

9.2.1.3 防火防爆安全措施

(1) 建筑结构的防火防爆

本工程厂区主要建（构）筑物的火灾危险性及耐火等级见下表：

主要建（构）筑物火灾危险性及耐火等级

序号	建筑物名称	生产过程中火灾危险性	最低耐火等级
1	主厂房	丁	二级
2	除尘构筑物	丁	二级

序号	建筑物名称	生产过程中火灾危险性	最低耐火等级
3	烟囱	丁	二级
4	储料棚	丙	二级
5	皮带栈桥	丙	二级
6	单元控制室（集控室）	丁	二级
7	屋外配电装置	丙	二级
8	事故油池	丙	二级
9	电缆沟道、电缆竖井	丙	二级
10	冷却塔	戊	三级

主厂房围护结构以轻质砌块为主。锅炉房进行紧身封闭，外围护墙体采用压型钢板封闭。

主厂房主油箱上方的钢结构承重构件等需要喷涂防火隔热涂料。

除氧间在固定端和扩建端均设有一部通往屋面及各层的钢筋混凝土楼梯；汽机房±0.00m 至夹层及运转层设有钢梯；不同标高屋面设有直爬梯。

汽机房⑦柱轴墙外侧布置有主变，与汽机房之间防火间距满足《火力发电厂与变电站设计防火规范》要求。

电缆沟进出主厂房外墙处设有防火墙，防火墙上设甲级防火门；控制室与电缆夹层、电缆竖井之间隔围护构件上的孔洞空隙均采用耐燃型材料堵塞严密。

主厂房布置两部楼梯，，满足交通疏散要求。其中钢筋混凝土楼梯可到达主厂房各主要楼层及屋面，并在各不同标高屋面设有屋面检修钢梯。锅炉房主要依靠其自设钢梯及平台进行疏散。

汽机房设检修场地，检修场地设设备主要出入口。汽机房与锅炉钢架 B0 排距离 1000mm，为锅炉房预留检修通道。

集控室、电缆夹层、配电室均设防火门，顶棚、内墙面等内装修材料及整个主厂房围护结构的材料均满足防火规范要求。通道出入口的布置、主厂房消防梯位置，厂用电门位置均满足防火疏散要求。

（2）工艺部分的防火防爆

1) 燃料系统

栈桥消防主要设置消火栓进行消防。

燃料输送系统的带式/链式输送机设置速度信号，跑偏、防堵和紧急拉绳开关等安全防护设施。

2) 电气设施

本工程有主变压器一台，容量为 40000kVA，采用移动式干粉或 CO₂ 灭火系统。

在电缆集中和容易起火的区域要加强防火封堵措施。电缆的敷设设计及防火要求应符合火力发电厂、变电所电缆选择与敷设设计规程及电缆工程设计规范要求进行。

主厂房内的架空电缆及电缆隧道设手推车或手提式 CO₂ 灭火器作为灭火手段。

厂区电缆按有关规定设防火封、堵、隔等防火措施，特别是电缆穿过孔洞进入构筑物必须采取严密封、堵、隔的防火措施，以防止火灾蔓延。

其它配电装置、蓄电池室等均设手推车式或手提式灭火器作灭火手段。

3) 消防给水和灭火设施

本工程最大室内消防流量为主厂房：15 L/s，火灾延续时间 2 小时，一次灭火用水量：108m³；本工程最大室外消防流量为储料场：60 L/s，火灾延续时间 6 小时，一次灭火用水量：1296m³；一次火灾室内、室外最大消防用水总量：1404m³。

综合泵房旁设消防工业水池 2 座，每座有效容积 800m³，共计 1600 m³。水池储有 1404 m³ 的消防用水和 196m³ 的生产、生活调节水。并采取了消防水不被动用的技术措施。

主厂房内汽机房和锅炉房底层、运转层及锅炉燃烧器各层平台设计消火栓。其中在汽机房和锅炉房底层，消防水母管成环状布置，室内消火栓的布置保证两支水枪的充实水柱同时到达室内任何部位，两

消火栓的间距不超过 30m。

综合楼、材料库等建筑物内设计消火栓给水系统。室内消火栓的布置保证两支水枪的充实水柱同时到达室内任何部位。

厂区内室外消火栓系统管网成环状布置。室外消火栓在厂区内沿道路设置，距路边不大于 2m，距建筑物外墙不小于 5m，每个室外消火栓均设有明显标识。主厂房和储料场周围消火栓设置间距不大于 60m；其他区域消火栓设置间距不大于 120m。室外消火栓采用地上式消火栓。

厂区各建、构筑物及设备依规范配置干粉（磷酸铵盐）灭火器。

9.2.2 防电伤

电厂内有着大量的电动机械和各种高、低压电气设备，厂用电源的电压为 10kV、380/220V，升压站的电压是 110kV。如何保证安全发、供电，防止触电事故的发生，是电厂的重要任务。

9.2.2.1 设计规程及标准

发电厂室内外配电装置的设计符合现行的《3~110kV 高压配电装置设计规范》（GB 50060-2008）的要求。厂用电设计遵循《火力发电厂厂用电设计技术规定》（DL/T5153-2002）的规定。

过电压保护和接地符合现行的《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》（DL/T620-1997）、《交流电气装置的接地》（DL/T621-1997）的要求以及《建筑物防雷设计规范》（GB50057-94）。

有爆炸和火灾危险场所的电器装置设计符合《火力发电厂与变电所设计防火规定》（GB50229-2006）的要求。

电器设备的安全距离及高压配电装置符合《3~110kV 高压配电装置设计规范》（GB 50060-1992）的要求。

照明系统设计符合《火力发电厂和变电所照明设计技术规定》（DLGJ56-95）的要求。

9.2.2.2 电气伤害危险因素分析

电厂内电气设备较多，发电和输配电系统的电压较高，如防护设施缺陷或不严格遵守安全操作规程，有触电的危险；各电气设备的非带电金属外壳，由于漏电、静电感应等原因，操作人员在操作中，有可能发生触电伤害事故。

9.2.2.3 本工程采取的防电伤措施

(1) 照明安全

照明具有正常照明、直流事故照明两个分开的照明网络。在较潮湿及有触电危险的场所，如安装高度低于 2.4m 的照明及热管道、电缆隧道等，照明采用 24V 电压，供电检修用的携带式作业灯采用 24V 及 12V 的安全电压。

事故照明按不同区域分别采用直流和应急灯，室外照明有防雨措施，室内外照明器的安装位置便于维修。

(2) 高压电气设备安全距离及周围栅栏与遮栏设置情况

为了保证电气人员和接近电气设备人员的安全，本工程对各种电压等级的电气设备的安全净距，严格按照《3~110kV 高压配电装置设计规范》（GB50060-2008）执行。

(3) 防止静电危害措施

为防止静电危害，保证人身及设备安全，电力设备均宜采用接地或接零防护措施。为了防止跨步伤人，接地装置距建筑物的出入口和人行道的距离不小于 3m。

(4) 防止雷击措施

本期工程在烟囱上设置避雷针保护；冷却塔、110kV 配电装置、厂区内 110kV 架空进线也用避雷针保护。

避雷针不设在人经常通行的地方，避雷针及其接地装置与道路或出入口距离不小于 3m，否则采取均压措施，或铺设砾石或沥青地面，以保障行人的安全。

为保护变压器高压侧中性点的绝缘，在主变高压侧中性点上装设

一只避雷器。在主变高压侧装设一组避雷器。

9.2.3 防机械伤害及防坠落

9.2.3.1 设计规程及标准

本工程防机械伤害和防坠落措施执行《火力发电厂设计技术规定》(DL5000-2000)、《机械设备防护罩安全要求》(GB/T8196-2003)、《火力发电厂钢制平台扶梯设计技术规定》(DLGJ158-2001)之规定。

9.2.3.2 机械伤害和高处坠落危险性分析

本工程机械伤害设备较多，且种类繁多。这些设备可能造成的机械伤害有起重机械伤害、输送机机械伤害、车辆机械伤害及一些快速移动、摆动、旋转设备的机械伤害等。

本工程有很多高大设备，如锅炉、烟囱等。在正常生产巡查和设备维修时，以及物料的输送、堆放时的散落，起重、设备运行时，如防护不当、麻痹大意则可能发生高处作业人员的坠落或物体打击或被物体掩埋等事故。

9.2.3.3 本工程采用的防机械伤害，防坠落措施

(1) 防机械伤害

机械设备的联轴器、液力耦合器部分的头部、尾部及拉紧改向滚筒等处均设有防护罩或护栅。

(2) 防坠落措施

在有检修起吊设施的地方，留有足够的检修场地和安全起吊距离，设置围栏及标志，防止发生起重伤害。

各车间地面平整，起吊孔均设盖板及栏杆，以防失足坠落造成损伤。

(3) 操作现场有足够的照明。

对上人屋面、平台、人行通道、升降口及有坠落危险的场所按相应标准的要求设置护栏、挡板。

9.2.4 防尘、防毒、防化学伤害

9.2.4.1 防尘

(1) 设计规程及标准

《工业企业设计卫生标准》(GBZ1-2010),《小型火力发电厂设计规范》(GB50049-2011),《工作场所有害因素职业接触限值》(GBZ2-2007),《火力发电厂化学设计技术规定》(DL/T5068-2006),《火力发电厂采暖通风及空气调节设计技术规定》(DL/T5035-2004)。

(2) 粉尘危害因素分析

该项目的粉尘主要来源于秸秆输送、破碎过程中产生的粉尘以及除尘放灰、出灰、灰渣的输送中的扬尘。这些粉尘对人体会产生危害,主要是在吸入肺部的粉尘量达到一定浓度后,能引起肺部组织发生纤维化病变,并逐渐硬化,失去正常的呼吸功能,发生尘肺病。

(3) 粉尘防治措施

储存棚顶部封闭。遇到雨雪大风天气,露天储料场用帆布或雨布遮盖。在各带式输送机导料槽出口设有除尘器。除渣系统采用链板式除渣机、封闭式除渣间,除灰系统采用封闭式灰库,灰渣装袋后由封闭式汽车外运。

9.2.4.2 防毒、防化学伤害

(1) 毒性危害分析

在生产过程中,有毒危害部位主要是电气系统中的蓄电池室。主要是运行中、输送中产生的酸雾对人体的危害。加氨系统的氨气泄露,可导致人体中毒,应采取相应的防腐、排风和现场配备急救药品等措施以减少伤害。

(2) 防毒防酸碱措施

对氨、联氨加药间、酸计量间等可能产生有毒气体的房间,设有排风设备,一般按换气量 15 次考虑。化学化验室、环境监测站及劳动环境检测监督站,也设置必要的通风设施。

依据氨等化学毒物危害和急救与防护措施，制订中毒和泄露事故应急救援预案。

要求焊、接电缆头制作以及喷漆工作人员佩戴防毒用具。

配置足够数量带防毒面具的防火服，以供火灾时产生有毒气体的场所（如电缆夹层）灭火时人员采用。

贮存、输送腐蚀性介质的容器、管道均采用防腐蚀材料。

酸、碱管道经过人行通道时，法兰、接头等处加防护套。有腐蚀性介质如酸碱等场所的设备、设施、地面、管沟、照明、建材等均为防腐型。

对化学水处理再生排水（酸性或碱性排水），经废水中和池处理使 pH 值达到 6~9 才允许排至污水处理站。

9.2.5 防噪声和防振动

9.2.5.1 防噪声

（1）电厂主要噪声源以及对人体的危害性

电厂的噪声主要来源于各设备在运转过程中由振动、磨擦、碰撞而产生的机械动力噪声和由风管、汽管中介质的扩容、节流、排汽、漏汽而产生的气体动力噪声。以上三类噪声主要集中在汽机房和锅炉房。

长期接触强噪声后主要引起听力下降，神经衰弱综合症。另外，在噪声作用下，植物神经调节功能发生变化，表现出心率加快或减慢，血压不稳（趋向增高）。此外还出现胃肠道功能紊乱，食欲减退，消瘦，胃液分泌减少，胃肠蠕动减慢。

（2）噪声标准

电厂各类工作场所的噪声控制设计标准，应符合《工业企业设计卫生标准》（GBZ1-2010）和《火力发电厂劳动安全和工业卫生设计规程》的规定要求。

（3）工艺设计的防噪声措施

送风机、空压机的入口设有消音器。

锅炉 PCV 阀排汽口装设高消音器。

汽轮机设置隔音罩室。

对高压蒸汽管道，控制其流速在设计流速范围内，避免接近流速的上限，并采用特殊保温材料，以降低高速气流产生的噪声。

烟气管道设计时，布置合理、流道顺畅，以减少空气动力噪声。

(4) 厂区布置设计的防噪措施

在厂区总布置中，对噪声大的建筑物单独布置，与其他建筑物间距适当加大，并在周围设置绿化隔音带，以降低噪音的影响。

(5) 个人防噪措施

一般正常运行时，工人在值班室、控制室内操作。运行巡视或检修时，若要去高噪声场所，则戴防噪声头盔或耳罩等，防止噪声伤害。

9.2.5.2 防振动

(1) 设计规程及标准

《电力设施抗震设计规范》(GB50260-2013)

《火力发电厂土建结构设计规定》(DL5022-2012)

《火力发电厂汽水管道设计规范》(DL/T5054-2016)

(2) 建筑结构的防振措施

汽轮发电机基座梁、柱断面的刚度考虑振动的影响，计算结果满足规范的要求。

汽轮发电机基座与周围平台完全脱开，使之成为一个独立的结构，使振动不互相影响。

给水泵设备基础与厂房基础脱开，使振动不互相影响。

(3) 工艺设计的防振措施

对容易产生振动的汽水管道如：加热器疏水管道、给水再循环管道等，在设计上采用增加必要的固定支吊架和导向支架等措施。

空压机、汽轮发电机等在订货时都向厂家提出限制设备运转时的

振幅值，并要求空压机等易振动设备钢底座设置必要的防振座垫。

9.2.6 防暑降温和防寒、防潮

9.2.6.1 设计规程及标准

(1) 《火力发电厂采暖通风与空气调节设计技术规定》
(DL/T5035-2004)

(2) 《采暖通风和空气调节设计规范》(GB50019—2003)

(3) 《工业企业设计卫生标准》(GBZ1-2010)

9.2.6.2 高温危害因素分析

锅炉及汽轮机的部分区域，环境气温较高。当环境温度高于体温时，使人散热发生困难，加剧了调节机能的紧张活动，使人感到不适，而且会大量出汗，造成人体水、盐排出增加而影响健康，甚至会发生中暑；长期高温作业可出现高血压、心肌受损和消化功能障碍病症。

9.2.6.3 高温设备、管道的防烫伤及防热辐射

对高温的设备及管道均进行保温或加隔热套，保证其外表温度小于 50℃，以减少热辐射，防止接触烫伤。

9.2.6.4 通风与空调

(1) 通风

汽机房通风采用自然进风，屋顶风机机械排风的方式，排风设计温度不高于 40℃。室外新风由门窗进入，吸收室内余热、余湿后，由安装在汽机房屋面上的屋顶风机排至室外。

锅炉送风机室内吸风，锅炉房通风采用门窗自然进风，屋顶风机和锅炉送风机联合机械排风的方式，排风设计温度不高于 40℃。

主厂房内的 380V/10kV 配电室，设有散热量较大的高压开关柜或干式变压器，设置机械通风设施，以满足室内设计温度不高于 40℃ 和事故通风换气次数不少于 12 次/h 的要求。事故排风机可兼作通风机用。

主厂房外的配电室均设置通风系统，采用自然进风，轴流风机机械排风的方式。通风量取下述两项的大值：

排除室内全部设备余热的通风量；

不少于室内 12 次/h 换气次数的事故通风量。

蓄电池室室内安装有免维护式蓄电池，设置空气调节装置和事故通风设施，以满足室内设计温度夏季不高于 30℃，冬季不低于 16℃ 和事故通风量不少于 12 次/h 换气次数的要求，室内保持微负压。空调设施采用风冷热泵防爆型空调机，室内空气不循环。事故通风设施采用轴流风机，其电动机和通风机均为直联式、耐腐蚀结构和防爆型。

化学加药间设置自然进风，轴流风机机械排风系统，以排出室内有害气体，通风量按 15 次/h 换气计算。通风系统的电动机和通风机均为直联式、耐腐蚀结构和防爆型。

空压机房、水泵房工作过程中产生大量热，设轴流风机进行全室换气，换气次数大于 8 次/小时。

综合楼厨房灶台部分设排风罩将烟气有效捕集后经油烟净化装置处理达标后排至大气，同时厨房设全室换气，排除室内余热，换气次数大于 15 次/小时。

其它凡有余热、余湿及有害气体产生的场所，均设置通风系统，通风量满足《小型火力发电厂设计规范》的要求。

(2) 空调

本工程主控室、电子设备间根据工艺要求需设置空调，采用变频多联空调系统，室内机为天花板嵌入式，室外机置于屋面。选用热回收式新风换气机，以满足房间对新风的要求。

综合楼内的办公室等房间夏季均设置舒适性空调，采用变频多联空调系统，室内机为天花板嵌入式，室外机置于屋面。

其它凡对温度有要求的房间，均根据要求设置空调，空调装置采用风冷分体式空调机。

9.2.7 防电磁辐射

电厂产生电磁辐射的设备主要有主变压器、高压电气设备、升压站电气继电器等。利用防护用品使辐射危害减至最小，人员容易误入的危险区域应设有警告标记。

9.3 劳动安全及职业卫生机构与设施

9.3.1 安全及职业卫生警示标识的设置

(1) 对于可能产生职业病危害的工作场所、设备及产品，根据工作场所实际情况，设置可以使劳动者对职业病危害产生警觉，并采取相应防护措施的图形标识、警示线、警示语句和文字等各类警示标识。

(2) 在使用有毒物品作业场所入口或作业场所的显著位置，根据需要，设置“当心中毒”或者“当心有毒气体”警告标识，“戴防毒面具”、“注意通风”等指令标识和“紧急出口”、“救援电话”等提示标识。在一般有毒物品作业场所，设置黄色警示线。

(3) 在产生粉尘的作业场所设置“注意防尘”警告标识和“戴防尘口罩”指令标识。在可能产生职业性灼伤和腐蚀的作业场所，设置“当心腐蚀”警告标识和“穿防护服”、“戴防护手套”、“穿防护鞋”等指令标识。在高温作业场所，设置“注意高温”警告标识。

9.3.2 应急救援措施

(1) 制定应急救援预案

建立应急救援组织机构，在充分分析生产过程中各工作岗位可能出现的急性职业病危害事故和各种职业危害因素的基础上，制定应急救援工作方针、编制应急救援预案。

(2) 采取应急措施

在易发生事故及急性中毒的生产场所设置应急照明设施，配备必

要的防尘防毒口罩、防护手套、防护服、应急药品等。

一旦发生中毒事件，迅速将中毒者脱离现场至空气新鲜处。呼吸困难时给输氧，呼吸及心跳停止者立即进行人工呼吸和心脏按压术，同时送就近医院急救。

迅速组织撤离泄露污染区人员至上风处，切断火源、气源，并隔离直至空气中毒物浓度下降至卫生标准以下。

9.3.3 安全及职业卫生机构

企业必须贯彻“安全第一、预防为主、综合治理”的安全生产方针，逐步实现安全管理科学化、标准化。应设置专门的劳动安全及职业卫生管理机构并配置专兼职管理人员，明确规定相关人员的安全生产职责，尤其是高级管理人员的职责。健全安全生产责任制、安全生产管理制度、操作规程和事故救援应急预案，其目的是增强职工的安全操作技能和安全管理水平，最大程度的减少人身伤害事故的发生。

企业安全教育是安全管理的一项重要工作，企业必须提供相应的教育培训，保证有关人员具备良好的安全意识和完成任务所需的知识和能力。

企业还应定期对各生产车间及厂区内的粉尘及有害物质进行采样，提出化验报告，同时对作业场所的粉尘、毒气、噪声进行监测。

9.4 结论

本工程劳动安全及职业卫生的设计中，针对电厂危害及危险因素，采取了各种相应技术措施及防范设施，以期有效地保护职工的人身安全及身心健康，杜绝安全及人身伤亡事故发生，做到安全清洁生产。

第十章 节约和合理利用能源

10.1 有关的法律法规及节能设计规范

10.1.1 相关法律法规、规划和和产业政策

一、相关法律法规

- (1) 《中华人民共和国节约能源法》
- (2) 《中华人民共和国可再生能源法》
- (3) 《中华人民共和国电力法》
- (4) 《中华人民共和国建筑法》
- (5) 《中华人民共和国清洁生产促进法》
- (6) 《国家鼓励发展的资源节约综合利用和环境保护技术》

(国家发改委2005第65号)

二、产业政策和准入条件

- (1) 《国务院关于加快发展循环经济的若干意见》（国发[2005]22号）
- (2) 《国务院关于加强节能工作的决定》（国发[2006]28号）
- (3) 《国务院关于进一步加强对节油节电工作的通知》（国发[2008] 23号）
- (4) 《产业结构调整指导目录》（2013年本）
- (5) 《中国节能技术政策大纲（2006年）》
- (6) 《关于加强固定资产投资项目节能评估和审查工作的通知》（发改投资[2006]2787号）
- (7) 《清洁生产审核暂行办法》（国家发改委、国家环保总局令6号）
- (8) 《国家发展改革委关于印发固定资产投资项目节能评估和审查指南（2006）的通知》（发改环资[2007]21号）

(9) 《国家鼓励发展的资源节约综合利用和环境保护技术》(国家发改委[2005]第65号公告)

(10) 《能源效率标识管理办法》(国家发改委、国家质检总局2004年17号令)

(11) 《建设部关于贯彻〈国务院关于加强节能工作的决定〉的实施意见》(建科[2006]231号)

(12) 《山东省节约能源条例》(鲁政发[2009]94号)

(13) 《山东省固定资产投资项目节能审查实施办法》(鲁发改怀资[2018]93号)

10.1.2 工业类相关技术标准和规范

一、管理及设计方面的标准和规范

(1) 《工业企业能源管理导则》 GB/T 15587-2008

(2) 《用能单位能源计量器具配备和管理通则》 GB17167-2006;

(3) 《节能技术监督导则》 DL/T1052-2007

(4) 《工业设备及管道绝热工程设计规范》 GB50264-1997;

(5) 《工业设备及管道绝热工程质量检验评定标准》 GB50185-2010

(6) 《小型火力发电厂设计规范》 GB50049-2011

(7) 《火力发电厂设计技术规程》 DL5000-2000

(8) 《机械行业节能设计规范》 JBJ 14-2004

(9) 《工业企业总平面设计规范》 GB50187-2012

(10) 《压缩空气站设计规范》 GB50029-2003;

(11) 《建筑照明设计标准》 GB50034-2004;

(12) 《火力发电厂建筑设计规程》 DL/T5094-2012

(13) 《火力发电厂厂用电设计技术规定》 DL/T5153-2002

(14) 《火力发电厂汽水管道设计技术规定》 DL/T5054-2016

- (15) 《火力发电厂热工自动化就地设备安装、管路及电缆设计技术规定》 DL/T5182-2005
- (16) 《火力发电厂热工自动化系统检修运行维护规程》 DL/T774-2004
- (17) 《火力发电厂化学设计技术规程》 DL/T5068-2014
- (18) 《火力发电厂采暖通风与空气调节技术规程》 DL/T5035-2004
- (19) 《火力发电厂水工设计规范》 DL/T5339-2006
- (20) 《火力发电厂热工控制系统设计技术规定》 DL/T5175-2003
- (21) 《火力发电厂和变电站照明设计技术规定》 DL/T5390-2007
- (22) 《火力发电厂总图运输设计技术规程》 DL/T5032-2005
- (23) 《火力发电厂保温油漆设计规程》 DL/T5072-2007
- (24) 《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》 DL/T620-1997
- (25) 《高压配电装置设计技术规程》 DL/T5352-2006
- (26) 《火力发电厂油气管道技术规程》 DL/T5204-2005
- (27) 《电站汽轮机技术条件》 DL/T892-2004
- (28) 《锅炉除氧器技术条件》 JB/T10325-2002
- (29) 《汽轮发电机运行规程》 国电发[1999]579 号
- (30) 《秸秆发电厂设计规范》 GB50762-2012

二、有关的产品能耗定（限）额方面的标准

《常规燃煤发电机组单位产品能源消耗限额》 GB21258-2007

三、合理用能法规、标准及节能设计规范

- (1) 《火力发电厂技术经济指标计算方法》 DL/T904-2015
- (2) 《设备及管道绝热技术通则》 GB/T4272-2008
- (3) 《设备及管道绝热设计导则》 GB/T8175-2008

- (4) 《设备及管道绝热效果的测试与评价》 GB/T 8174-2008
- (5) 《火力发电厂取水定额》 GB/T18916.1-2012
- (6) 《火力发电厂能量平衡导则-总则》 DL/T606.1-201

4

- (7) 《火力发电厂能量平衡导则-热平衡》 DL/T606.3-2014
- (8) 《火力发电厂电能平衡导则》 DL/T606.4-1996
- (9) 《评价企业合理用电技术导则》 GB/T3485-1998
- (10) 《评价企业合理用热技术导则》 GB/T3486-1993
- (11) 《合理润滑技术通则》 GB/T13608-2009
- (12) 《蒸汽供热系统凝结水回收及蒸汽疏水阀技术管理要求》

GB/T12712-1991

- (13) 《节能监测技术通则》 GB/T15316-2009;
- (14) 《企业节能规划编制通则》 GB/T 25329-2010
- (15) 《企业节能量计算方法》 GB/T 13234-2009
- (16) 《用能设备能量测试导则》 GB/T 6422-2009
- (17) 《用能单位能源计量器具配备和管理通则》 GB17167-20

06

(18) 《风机、泵类负载变频调速节电传动系统及其应用技术条件》 GB/T 21056-2007

- (19) 《节电技术经济效益计算与评价方法》 GB/T13471-2008

四、工业设备能效方面的标准

(1) 《中小型三相异步电动机能效限定值及能效等级》 GB18613-2012

- (2) 《三相配电变压器能效限定值及节能评价值》 GB20052-2

013

- (3) 《通风机能效限定值及节能评价值》 GB19761-2009
- (4) 《工业燃料加热装置能耗限值》 JC569-1994
- (5) 《清水离心泵能效限定值及节能评价值》 GB19762-2007

(6) 《容积式空气压缩机能效限定值及节能评价值》 GB19153-2009

(7) 《冷水机组能效限定值及能源效率等级》 GB19577-2015

五、计算依据的国家标准

(1) 《企业能源审计技术通则》 GB/T17166-1997

(2) 《节能监测技术通则》 GB/T15316-2009

(3) 《用能设备能量平衡通则》 GB/T2587-2009

(4) 《设备热效率计算通则》 GB/T2588-2000

(5) 《综合能耗计算通则》 GB/T2589-2008

(6) 《企业节约能源计算方法》 GB/T13234-2009

(7) 《企业能耗计量与测试导则》 GB/T6422-2009

(8) 《工业企业能源管理导则》 GB/T15587-2008

(9) 《企业能量平衡通则》 GB/T3484-2009

(10) 《企业能量平衡表编制方法》 GB/T16615-1996

(11) 《企业能源网络图绘制方法》 GB/T16616-1996

六、建筑类相关标准和规范

(1) 《公共建筑节能设计标准》 GB50189-2015

(2) 《绿色建筑评价标准》 GB/T50378-2014

(3) 《夏热冬冷地区居住建筑节能设计标准》 JGJ134-2010

(4) 《夏热冬暖地区居住建筑节能设计标准》 JGJ75-2012

(5) 《严寒和寒冷地区居住建筑节能设计标准》 JGJ26—2010

(6) 《采暖通风与空气调节设计规范》 GB50019-2015

(7) 《通风与空调工程施工质量验收规范》 GB50243-2002

(8) 《外墙外保温工程技术规程》 JGJ144-2004

(9) 《建筑照明设计标准》 GB50034-2013

(10) 《建筑采光设计标准》 GB/T50033-2013

(11) 《城市道路照明设计标准》 GJJ45-2015

(12) 《城镇供热管网设计规范》 CJJ 34-2010

(13) 《城镇供热管网工程施工及验收规范》 CJJ28-2014

(14) 《空调通风系统运行管理规范》 GB50365-2005。

10.1.3 节能技术、产品推荐目录

一、节能低碳技术推广目录

《国家重点节能低碳技术推广目录（2015 年本节能部分）》

二、节能产品推荐目录

(1) 《节能机电设备（产品）推荐目录》

(2) 《“能效之星”产品目录》

10.1.4 国家明令淘汰的用能产品、设备、生产工艺等目录

一、淘汰落后生产能力、工艺和产品的目录

二、高耗能落后机电设备（产品）淘汰目录

三、其他明令淘汰的用能产品、设备、生产工艺目录

10.2 节能措施

本工程严格遵守国家的节能法规及节能设计规范，积极采取各种节能环保措施，选用先进节能环保产品，因此本工程为节能型、环保型、效益型、清洁可再生能源型电厂，符合国家的能源政策及能耗准入标准。

10.2.1 电气和控制专业的节能措施

本工程全厂采用 DCS 系统控制，以达到最佳经济运行工况，保证电厂运行中燃料、给水、送风达到合理配置，充分提高系统效率，保证能源的充分利用，最大限度节能。

变压器选择电力系统推荐的节能型产品，采用低损耗、节能型电力变压器。

优化电气设备布置，根据设备重要程度及工艺要求，尽量采取分区供电方式，减少电缆长度，并选用合适的电缆材质和截面，降低输

电过程中的电能损耗。

转动设备采用调速电动机，节约厂用电。

照明系统选用气体放电灯，提高照明质量，降低电耗。

部分设备根据负荷情况，采用变频或软启动设施。根据液位，采用自动调节，达到节能效果。

10.2.2 贮运专业节能措施

优化贮料场布置，尽量降低燃料堆砌和转运的能耗。

10.2.3 机务专业的节能措施

10.2.3.1 设备选用原则

- (1) 优先选用具有节能质量认证标志的机电产品；
- (2) 合理选择设备参数，避免“大马拉小车”；
- (3) 厂用变压器均采用节能型电力变压器，以减少电力损耗；
- (4) 采用调节性能好、能效比高的空调节能产品；
- (5) 全厂采用 DCS 系统控制，达到最佳经济运行工况。
- (6) 根据设计规程规定，装设足够的计量仪表，以便监督和考核运行指标。

10.2.3.2 锅炉、汽轮机设备的节能

本工程在锅炉、汽轮机组选型上考虑了节能，炉、机基本匹配，选用高参数的高温高压机组。炉、机容量的选择既考虑了燃料的供应情况，又考虑了能够保证机组长期满负荷运行，以保证机炉充分匹配，提高能效。所选择的锅炉效率大于 89%，在同容量锅炉中，已属最高的。

10.2.3.3 转动设备节能

本工程转动设备较多，锅炉风机、水泵等采用变频调节。

10.2.3.4 容器类的节能

连续排污扩容器的高温余汽回收至汽轮机回热系统，使其热量和

工质循环再利用。

对汽机等设备的疏水排汽，尽量扩容后回收其热量。

选用低耗节能型射水抽气器，抽吸凝结器内不凝结气体，并维持其高真空。

锅炉补给水补入凝结器喉部，经过雾化，强化了排汽的冷却效果。这样既回收了部分热源损失，又提高了真空度。锅炉补给水再经低压加热器，改善了机组的回热效果，提高了热经济性。

10.2.3.5 管道的保温节能

汽水管道设计采用单管制，合理布局管道，缩短管道长度，减少压力损失和汽水损失。

各种汽、水、油、烟、风管道，根据其各自介质的参数，优化选用材料、材质，并按照规定流速和压力损失选用最佳的管径。

各种热力管道、热风道、烟道采取保温措施。高温管道采用微孔硅酸盐材料保温，并保证保温材料的厚度，保温后的管道外层温度不大于50℃，以满足国家标准的要求。

10.2.4 暖通空调与建筑节能措施

(1) 锅炉房采用全封闭，有效降低热量损耗；

(2) 主厂房优化布置：化水车间设备等辅机布置于两侧毗屋；

(3) 在满足设计规程的前提下，合理组织气流，减少通风空调设备容量及土建工程量，尽可能减少空调区域；空调系统采用分室温控装置，对温度分区控制创造条件；

(4) 采光采用天然与人工照明相结合的方式，通风采用自然通风与机械送排风相结合的方式，以降低能耗；

(5) 主厂房等建筑物围护选用轻质砌块，屋面采用珍珠岩板或水泥珍珠岩等保温材料。

10.2.5 节约水资源措施

10.2.5.1 给水节约措施

设计阶段把节约用水作为一项主要的技术原则，为施工和生产过程节水创造条件。

电厂设计时对管道、泵房布置方案进行优化，确保在达到使用功能的前提下缩短管道长度。合理安排全厂用水、排水、建立合理的水量平衡系统，做到优化调度、分级利用、一水多用，减少全厂耗水量。

10.2.5.2 废水回收利用

电厂设置一套一体化污水处理设备，对生活污水进行处理，处理后的生活污水全部回用。

10.2.5.3 加强节水管理

电厂节水管理将贯穿设计、施工、调试和生产运行的全过程，并加强部门间、专业间的合作与协调。设计阶段把节约用水作为一项重要原则，为施工和生产节水创造条件，电厂的施工、调试和运行中，落实各项节水措施，保证节水落到实处。

装设水计量装置，加强全厂用水管理，在厂区内各个主要用水点均设置水表，以便监视、控制用水，做到节约用水。

10.2.6 节油措施

本工程锅炉点火拟采用0#轻柴油，年用量约6吨，为此需设6m³埋地卧式柴油油罐一个，柴油由汽车油罐车运至电厂，自流卸入储油罐，利用油罐自带潜油泵送至点火油枪给锅炉点火。

由于本项目燃料为生物质，条件允许的情况下尽可能采取人工火把点火，以节约点火油消耗。

10.2.7 加强节能管理

加强管理，严格岗位责任制，把节能工作落实方方面面。

设备出现问题，要及时维修，避免“跑冒滴漏”，使设备在良好的状态下安全运行。

10.3 能耗指标分析

表 10.3 全厂热经济性技术指标表

序号	项目	单位	采暖期	非采暖期
1	锅炉运行蒸发量	t/h	134	134
2	汽机进汽量	t/h	130	130
3	外供汽量	t/h	40	40
4	汽水损失	t/h	4.0	4.0
5	额定功率	kW	30000	30000
6	发电功率	kW	22852	26755
7	运行小时	h	2640	5360
	年运行小时	h	8000	
8	年发电量	kWh	60329640	143407690
		kWh	203737330	
9	年供电量	kWh	183363598	
10	年供工业用热量	GJ	920181	
11	年采暖供热量	GJ	327290	-
12	年耗秸秆量	t	319800	
13	综合厂用电率	%	10.0	
14	年均发电标煤耗率	kg/kWh	0.349	
15	年均供电标煤耗率	kg/kWh	0.363	
16	供热煤耗	kg/GJ	40.68	
17	全厂热电比	%	197.5	
18	全厂热效率	%	66.79	

本工程锅炉不燃用煤炭，燃料全部为农林生物质燃料，仅食堂烹饪、职工生活、燃料装卸转运以及机组停机检修或启动时消耗少量的柴油、地下水、天然气、电能等常规能源。

本工程年供电 1.83×10^8 kWh，年供热 130.36×10^4 GJ

本工程年均发电标煤耗率 0.349kg/kWh，年均供电标煤耗率 0.363kg/kWh，年均供热标煤耗率 40.68kg/GJ，处于国内行业领先水平。

10.4 节能减排效果

(1) 本工程为生物质能热电联产项目，不消耗煤炭，年发电

2.04×10⁸kWh, 年供电 1.83×10⁸kWh, 年供工业用热量 92.018×10⁴GJ, 年供采暖热量 32.73×10⁴GJ, 年节标煤约 100323t。

(2)本工程年产灰渣 15049.35t, 全部作为有机肥原料综合利用。

(3)本工程年二氧化碳减排量约 18.285×10⁴t (每度供电按减排 0.997kgCO₂e 计算), 对减轻大气温室效应有着积极的作用。

10.5 节能减排结论

本工程不燃用煤炭、石油等一次能源, 积极采取各种节能环保措施, 选用先进节能环保产品。

本工程能效指标处于国内行业先进水平, 节能减排效果显著, 符合国家的能源政策及能耗准入标准。

第十一章 生产组织与定员

11.1 机构设置

本工程为生物质发电项目，组织机构由电厂统一考虑。电厂的大修、小修和部分试验项目均外委，电厂只进行运行维修和部分试验。

11.2 生产定员

电厂人员配备表

序号	名称	班次×每班人员	人数	备注
一	生产人员		86	
	1、机组运行		48	
	锅炉运行	4×2	8	含辅机巡检
	汽机运行	4×2	8	含辅机巡检
	电气运行	4×2	8	含值长 4 人
	供水泵房	0	0	无人值守
	循环水系统			
	除灰渣系统	4×2	8	兼灰渣装车管理
	热力试验、金属监督	1	2	由技术监督部门负责
	环保监测安全管理	2	2	
	化学运行	4×1	6	
	化学实验室	2		
	运行备员	6	6	
	2、机组维修		14	含化学维修
	热机		8	
	电气		3	
	热控		3	
	3、燃料系统		18	
	燃料运行	4×3	12	
	燃油设备运行		0	
	燃料检修		3	
	燃料管理		3	
	4、其它		6	生产急需和管理用车
仓库		2	由热机维修人员兼管	
车辆		2		
修配		1		
消防车		1		

二	管理人员		10	
三	党群工作人员		4	
四	服务人员		20	
总计			120	

第十二章 项目实施条件及轮廓进度

12.1 项目实施的条件

12.1.1 施工场地

本工程的施工可利用燃料场作为施工区及生活区。本工程厂区场地开阔，完全能够满足本工程的施工需要。

12.1.2 大件运输

建设期间主要设备如锅炉、汽轮机、发电机及主变压器和大件材料等，由于运输距离较远，可先通过火车运到火车站，再通过公路运输到工地。其它大宗材料可采用汽车直接运至工地。

12.1.3 当地建筑材料

工程建设所需的砖、瓦、灰、砂、石、水泥等建筑材料，本地区均可供应，高标号钢材水泥由外地调入。

12.2 施工组织构想

12.2.1 施工单位应具备的条件

根据国家有关规定，施工单位应具有下列资格：

- (1) 必须持正式营业执照，并具有相应的建筑安装施工的资质。
- (2) 具有被授予合同的资格，并具有足够的资源和能力来有效地履行合同。
- (3) 施工单位应具备相应的施工机械、加工配套设施及技术力量。

12.2.2 施工总平面布置原则

- (1) 施工总平面布置是根据厂区总平面布置、火电工程施工要

求、工程量、厂区交通、地质条件等因素加以综合考虑的。

(2) 施工场地的布置按布局合理紧凑、节约用地、便于施工的原则，并满足施工生产要求和有利于管理的需要进行。

(3) 合理组织交通运输，保证各个施工阶段都交通方便、运输通畅，尽量避免二次搬运和反向运输。

(4) 按施工流程划分施工区域，从整体考虑，保证各专业和各工种之间互不干扰、便于管理。

12.3 轮廓进度

本工程实施各主要阶段时间安排如下：

2019年08月	可行性研究报告
2019年09月	项目核准批复
2019年10月~2019年11月	初步设计、审核
2019年11月~2019年12月	施工图设计、工程招标
2020年02月~2020年10月	施工及安装
2020年11月	试运行
2020年12月	并网发电

第十三章 投资估算及财务评价

13.1 建设投资估算

13.1.1 主要编制原则及依据

1) 电力规划设计总院《火电工程限额设计参考造价指标（2017年水平）》。

2) 投资估算编制所依据的定额：按照电力工程造价与定额管理总站定额〔2016〕45号“关于发布电力工程计价依据营业税改征增值税估价表的通知”颁布的《电力建设工程定额估价表》（2013年版）执行。

3) 投资估算编制所依据的装置性材料预算价格：按照电力工程造价与定额管理总站定额〔2016〕45号“关于发布电力工程计价依据营业税改征增值税估价表的通知”颁布的除税后的《电力建设工程装置性材料预算价格》（不含税版）执行。

4) 投资估算编制所依据的人、材、机的价格调整：按照电力工程造价与定额管理总站定额〔2019〕7号“关于发布2013版电力建设工程概预算定额2018年度价格水平调整的通知”颁布的《电力建设工程概预算定额人工费调整系数汇总表》执行和当地工程造价信息。

5) 取费标准：按照电力工程造价与定额管理总站定额〔2016〕9号文发布的《关于发布电力工程计价依据适应营业税改增值税调整过渡实施方案的通知》附件9“营改增后火力发电工程建筑安装工程取费系数调整表”的相关规定、国能电力〔2013〕289号文发布的《火力发电工程建设预算编制与计算规定》中的相关取费及增值税减免新政进行调整。

13.1.2 编制方法及各项费用的确定

(1) 设备购置费及运杂费确定的原则：

1) 主要设备（如锅炉、汽轮机、发电机）和主要辅机，按生产厂商现行销售价或询价计列。其中锅炉岛 6000 万元，汽轮机发电机组 1500 万元。

2) 主要设备运杂费参考《火力发电工程建设预算编制与计算规定》规定的 0.5% 计列；主要辅机运杂费按 0.7% 计列。

(2) 材料价格及调整的确定原则：

1) 建筑工程材料：参照山东省 2019 年 6 月造价信息材料价格计列，价差计入“编制年价差”中。

2) 安装工程材料：参照电力工程造价与定额管理总站定额(2016) 45 号“关于发布电力工程计价依据营业税改征增值税估价表的通知”颁布的除税后的《电力建设工程装置性材料预算价格》（不含税版）执行。

3) 资估算编制所依据的人、材、机的价格调整：按照电力工程造价与定额管理总站定额（2019）7 号“关于发布 2013 版电力建设工程概预算定额 2018 年度价格水平调整的通知”颁布的《电力建设工程概预算定额人工费调整系数汇总表》执行。

(3) 建筑工程依据方案设计的结构形式，参照类似工程造价水平估算。

(4) 基本预备费按 5% 计算。

13.1.3 投资范围及构成

项目投资范围包括枣庄生物质发电厂围墙以内所有建（构）筑物的建筑工程费用、设备购置费用、安装工程费用、室外工程费用、厂区内接入系统工程费用、厂内补给水工程、工程建设其他费用和基本预备费。

项目投资范围不包括厂外取水工程费用、厂外接入系统工程费用、厂外供热工程费用和二次装修及精装修费用。

编制结果，项目总投资估算为 32662.7 万元。

序号	项目	金额(万元)	比例(%)
1	建筑工程费	8452.5	25.9
2	设备购置费	12813.8	39.2
3	安装工程费	3251.1	10.0
4	其他费用	6353.1	19.5
5	建设期利息	784.2	2.4
6	铺底流动资金	1007.8	3.1
7	合计	32662.7	100.0

13.1.4 流动资金估算

流动资金按分项详细法估算，正常年流动资金为 3359 万元。

13.2 资金来源

本工程总投资为 32662.7 万元，其中自筹 9798.7 万元，占总投资的 30%，其余部分申请银行贷款为 22864 万元，占总投资的 70%，拟申请银行贷款（年利率 4.9%）。

13.3 财务分析

13.3.1 评价依据

本篇按照发改投资〔2006〕1325 号文建设《项目经济评价方法与参数》（第三版）和火力发电工程经济评价导则 DL/T 5435-2009 及现行财税制度。对本项目投资产生的经济效益进行分析与评价。本项目财务分析均按不含税价计算。

13.3.2 基础数据

（1）项目实施进度及计算期

本项目建设期为 18 个月。项目计算期为 20 年。

（2）建设规模

年发电为 $2.04 \times 10^8 \text{kWh}$ ，供发电为 $1.83 \times 10^8 \text{kWh}$ 。

年供汽量为 $97.63 \times 10^4 \text{GJ}$ ，年供暖为 $65.7 \times 10^4 \text{m}^2$ 。

(3) 营业收入及税金估算

根据国家发展改革委（发改价格[2010]1579号）《关于完善农林生物质发电价格政策的通知》，本项目执行农林生物质直燃发电标杆电价 0.75 元/kWh（含税价）。经计算：正常年不含税电价收入为 12170 万元。

本项目供汽价格为 40 元/GJ（含税价），经计算：正常年不含税蒸汽收入为 3583 万元。

本项目采暖价格为 19.2 元/m²（含税价），经计算：正常年不含税蒸汽收入为 1157 万元。

本项目纳增值税率为 13%和 9%，城市维护建设税和教育费附加分别为增值税 5%和 5%。

(4) 总成本费用估算

燃料费：每年耗秸秆量为 31.98 万吨，每吨价格 290 元/吨（含税）计算。

水电费：按实际消耗量和现行价格计算。

工资及附加：人员为 120 人。工资及福利按 10 万元/人年计算。

修理费：按计提折旧的固定资产原值的 2.5%预提。

折旧费：固定资产综合折旧年限按 20 计算，残值按 5%预留。

13.3.3 财务分析

(1) 利润预测

从利润及利润分配表可以看出，以第 10 年为例，年息税前利润为 4644 万元，年净利润为 3440 万元。

总投资收益率 = 正常年息税前利润/总投资 = 13.26%

资本金净利润 = 正常年净利润/资本金 = 35.1%

(2) 项目现金流量分析

所得税前财务内部收益率为 16.8%，财务净现值(IC=8%)为 23342 万元，投资回收期为 7.25 年。

所得税后内部收益率为 13.14%，财务净现值(IC=8%)为 13286 万元，投资回收期为 8.65 年。

(3) 财务生存能力分析

从财务计划现金流量表可以看出，各年现金流入均大于现金流出，但整个计算期的累计盈余大于 0，整个计算期内累计盈余资金为 72940 万元。说明项目有足够的净现金流量维持正常运营，能实现财务可持续性。

(4) 偿债能力分析

从借款偿还平衡表可以看出：各年的利息备付率和偿债备付率均大于 1，且 8 年能偿还完借款。表面项目具有偿还能力。

从资产负债情况可以看出，本项目的资产负债率正常，表明企业经营较安全、稳健。

(5) 不确定性分析

1) 盈亏平衡分析

以第 10 年为例，生产能力利用率表示的盈亏平衡点=固定成本/(销售收入-税金及附加-可变成本)=44.57%，即当产量达到 44.57% 时，项目即可保本而不发生亏损。表明企业经营风险不大。

2) 敏感性分析

本项目就燃料价格、营业收入、建设投资做敏感性分析。详见敏感性分析表。

13.3.4 财务分析结论

从以上分析可知：本项目的各项评价指标能达到了基准值，和同行业的平均水平。项目具有一定的财务盈利能力、清偿能力和抗风险能力。因此本项目在财务上是可行的。

第十四章 风险分析

根据工程性质，本工程风险主要包括以下几个方面：燃料价格、市场需求、技术与工程、资金以及政策等方面。

14.1 燃料价格风险分析

据实地调查，拟建厂址 50 公里半径范围内，主要生物质燃料资源有两大类，一是农业资源，主要品种为玉米、小麦、大豆秸秆和农业加工剩余物，年资源量约 474 万吨；二是林业资源，主要为加工剩余物、采伐剩余物、修林剩余物，年资源量约 121 万吨；合计年生物质燃料资源总量为 595 万吨，考虑周边生物质电厂对燃料收购的影响，可保障收集利用的资源量约 185.8 万吨。

拟建厂址 50km 以内已建有山东丰源生物质发电有限公司和滕州富源生物质发电有限公司，具体情况如下表所示：

周边生物质电厂情况一览表

序号	项目名称	距离(km)	项目规模	收购品种	本地资源量(万吨)	年消耗量(万吨)	资源占比%	目前燃料收购范围	备注
1	山东丰源生物质发电有限公司	45	1×30MW	秸秆、树根、树皮	314	30	7.9%	秸秆：本地 树皮：本地	投产
2	滕州富源生物质发电有限公司	31	1×30MW	秸秆、树根、树皮	290	30	10%	秸秆：本地 树皮：本地	投产

(1) 山东丰源生物质发电有限公司

山东丰源生物质发电有限公司位于枣庄市峄城区榴园镇王庄村，距离山亭区拟建电厂约 45 公里。其装机规模为 1×130t/h 水冷振动炉

排配套 1×30MW 高温高压发电机组。燃料品种为：玉米秸秆、小麦秸秆、树皮、林业加工剩余物等。收集范围主要为枣庄市境内，林业加工剩余物主要来自峄城区阴平镇木材加工聚集区。据了解，该电厂不在山亭区收购生物质资源，因而对拟建电厂燃料收购影响很小。

(2) 滕州富源生物质发电有限公司

滕州富源生物质发电有限公司位于滕州市张汪镇北李庄村，距离山亭区拟建电厂约 31 公里。其装机规模为 1×130t/h 水冷振动炉排配套 1×30MW 高温高压发电机组。燃料品种为：玉米秸秆、小麦秸秆、树皮、林业加工剩余物等。收集范围主要为滕州市境内，林业加工剩余物主要来自滕州市张汪镇木材加工聚集区。据了解，该电厂不在山亭区收购生物质资源，因而对拟建电厂燃料收购影响很小。

通过上述分析可以看出，山亭区及周边相邻县、市、乡镇秸秆类资源相当丰富，完全可满足本项目燃料需求。周边几个生物质电厂距离本电厂均较远，在秸秆收集上本生物质电厂相对于其它电厂来说存在价格优势，与本项目的竞争较小。因此，本工程的燃料供应是安全、稳定、可靠的。

虽然燃料价格有时也会暂时受到因自然灾害使农业、林业受灾等因素的影响，但本工程设计的燃料品种较为分散，推荐选用的锅炉燃料适应性好，设置的收储站数量较多、范围较广，因此本工程的燃料价格风险较小。

14.2 市场需求风险分析

目前国家对生物质能直燃发电行业实行全国统一标杆上网电价、所发电量全额收购的政策，在多方面都给予较大的支持和鼓励力度。虽然近年来我国新能源、可再生能源建设的发展很快，但与传统常规能源相比，总体规模还是很小，在我国能源结构中所占比例还很低，短期内我国取消有关政策的可能性较小。何况随着一次能源的逐渐较

少，其价格会逐渐提高，在电价上与生物质能直燃发电的差别会越来越小，生物质能直燃发电厂的优越性将越来越会体现。

因此，电力需求变化对本工程的影响不大，本工程市场风险较小。

14.3 技术风险分析

生物质能直燃电厂一次性投入大，燃料成本高，事故率、年运行小时和热效率对降低电厂发电成本至关重要。

生物质锅炉是生物质发电厂的关键设备。本工程采用水冷振动炉排床生物质锅炉具有国内外先进燃烧技术水平，密封性能好、热效率高，对燃料适应性好，技术已十分成熟。目前国内绝大部分生物质电厂均采用此种炉型，此种炉型具有燃料适应性好且燃烧充分的优点，运行稳定、事故率低，技术成熟可靠。

因此，本工程的技术风险很小。

14.4 工程风险分析

根据《建筑抗震设计规范》(GB50011-2010)，枣庄市地震设防烈度为 7 度，设计基本地震加速度值为 0.15g，厂址所在地区地质情况良好，工程地质比较均匀。

根据区域地质资料，本区无活动性断裂通过，历史上无大的破坏性地震发生的记录，本工程拟建场地为相对稳定区。

另根据钻探及调查，场地内无岩溶、滑坡、崩塌、泥石流、地基液化不良地质作用，拟建场地和地基是稳定的。

综上所述，本工程工程风险很小。

14.5 资金风险分析

根据财务分析，有足够的净现金流量维持正常运营，能实现财务可持续性；各年的利息备付率和偿债备付率都在合理的范围内，具有较好的偿还能力。

根据对电价、燃料价格、投资所做的敏感性分析，建设投资敏感性最小。

因此，虽然银行利率的变化对本工程有所影响，但风险较小。

14.6 政策风险分析

目前国家对生物质能直燃发电行业在上网电价和上网电量等多方面都给予了较大的支持和鼓励力度。虽然近年来我国新能源的发展很快，但与传统能源相比，总体规模还是很小，在我国能源结构中所占比例还很低。按照国家发改委《可再生能源中长期发展规划》，到2020年我国农林生物质能发电总装机容量将达到2400万千瓦、可再生能源消费量达到能源消费总量的15%的发展目标。

《国家能源局关于可再生能源发展“十三五”规划实施的指导意见》指出，在“十三五”期间要大力推进农林生物质热电联产项目建设。将农林生物质热电联产作为县域重要的清洁供热方式，为县城及农村提供清洁供暖，为工业园区和企业提供清洁工业蒸汽。

《国家能源局综合司关于开展生物质热电联产县域清洁供热示范项目的通知》国能综通新能【2017】65号中明确指出，要建设一批以生物质热电联产清洁供热为主的县城、乡镇及中小工业园区示范项目，示范项目享受各地清洁供热支持政策，建成后优先获得国家可再生能源发电补贴。

从上述国家层面陆续颁布的鼓励生物质热电联产政策来看，“十三五”及今后相当一段时期，我国可再生能源热电联产必然要大力发展，国家短期内取消有关政策的可能性没有。何况随着一次能源的逐渐减少、价格的逐渐提高，在电价上与生物质能直燃发电的差别会越来越小，生物质能直燃发电厂的优越性将越来越会体现。

因此，本工程面临的政策风险较小

14.7 外部协作风险

本工程外部协作风险主要是燃料供应风险。为避免风险，本工程措施如下：

（1）锅炉燃料适应性

本工程选择的锅炉燃料适应性好，可避免单一品种燃料的短缺对电厂的运行造成影响。

（2）设置较多数量的收储站

结合其它地区生物质能电厂运营经验，本工程燃料收购采用收集经营户→厂外收储站→电厂的方式，在电厂外设置 20~30 个收储站，收储站设置有必要的通风、消防设施。设置较多数量的收储站不仅可扩大电厂燃料的收购范围，提高燃料供应的安全、稳定性，也能增加收储站之间的竞争，提高燃料质量。

（3）生物质能直燃发电行业受国家政策的鼓励和保护，也受到各个地方政府的大力支持、帮助。

因此本工程的外部协作风险较小。

14.8 结论

综合上述，本工程虽然有时会面临一些风险，但相对较小，只要应对得当，企业的长期运行会稳定、健康，经济和社会效益会更明显。

第十五章 经济与社会影响分析

15.1 行业影响分析

15.1.1 对本行业影响分析

本工程目为清洁、可再生能源热电联产项目，也属国家大力支持和推广的资源综合利用项目，符合国家有关产业政策。

本工程燃料品种、收集范围的选择已充分考虑了周边其它生物质能直燃电厂因素，并且考虑了足够的燃料保证系数。因此，本工程的建设对区域农林生物质能直燃发电行业的发展无任何不利影响。

由于国家对清洁、可再生能源项目在法律、政策、财政、税收等各方面都给予大力扶持和鼓励，在行业准入方面允许各种性质的企业进入，一视同仁，再加上工程规模较小，因此本工程的建设不产生行业垄断。

15.1.2 对关联行业影响分析

根据调查，山亭区及周边县区农林剩余物目前的利用途径主要是用作饲料、燃料、加工业原料，剩下的农林剩余物基本上都成为了废弃物，本工程主要以此部分农林剩余物作为燃料，本工程的建设不会对当地农林剩余物的其它利用途径产生明显的影响。

15.1.3 区域经济影响分析

本工程为生物质能发电工程，属清洁、可再生能源项目，没有煤炭消耗，燃料为当地原本废弃的农林剩余物。建成投产后所产生的烟气经过处理达标排放，生活、生产废水处理后重复使用，不会对周围环境产生污染。电厂燃料的收购、加工、贮存及运输都要由当地农民

来完成，预计当地可增加就业人数 1000 人以上，每年因此而增加的收入可达 7000 万元以上。

因此，本工程的建设不仅可以减少秸秆焚烧、改善大气环境质量，而且还将大大提高当地农民的收入水平，促进当地农村经济和社会的可持续发展。

15.2 社会影响分析

任何投资项目的建设和运营，不仅形成一定的经济效益，还必然产生较好的社会效益。调查和预测项目实施对当地社会产生的效益或者影响，保证经济发展和社会发展目标协调一致，减少社会矛盾和纠纷，规避社会风险，才能够保证项目的顺利进行。

15.2.1 社会影响效果分析

(1) 对当地就业的影响

城镇失业人口、失业率及各种结构的变化，将直接影响社会稳定和发展。本工程为农林生物质能发电项目，燃料的收购、加工、贮存及运输都要由当地农民来完成，预计仅此可新就业人数 1000 人以上，本项目的建设对提高当地的就业水平有明显的好处。

(2) 对当地国民收入的影响

本工程燃料为当地原本废弃的农林剩余物，仅当地农民每年由燃料的收、储、运而增加的收入可达 7000 万元以上。因此，本工程的建设不仅可以增加当地政府的财政收入，而且还将大大提高当地农民的收入水平，促进当地农村经济和社会的可持续发展。

(3) 对当地居民生活环境的影响

本工程为清洁、可再生能源发电项目，也属综合利用项目，建成投产后所产生的烟气经过严格处理达标排放，生活、生产废水处理后重复使用，不会对周围环境产生污染。因此，本工程不会对当地居民

产生不利影响，相反，本工程燃料利用当地原本废弃的农林剩余物，本工程的实施将减少当地的秸秆焚烧现象，大大改善当地居民的生活环境。另外本工程的建设可以优化当地电网的电源结构，从而可以较好地满足当地的用电需要。

15.2.2 社会适应性分析

(1) 对当地不同利益群体影响分析

本工程属清洁、可再生能源发电项目，也属综合利用项目，燃料利用当地农林生物质，投产后所产生的烟气经过处理达标排放，生活、生产废水处理后重复使用不外排，不对周围环境产生污染。本工程的建设不仅可大大增加当地农民以及当地政府的收入，而且还将减少当地的秸秆焚烧现象，大大改善当地居民的生活环境，可促进当地循环经济和可持续发展的。根据不同角度的调查，各利益群体对本工程的实施都持支持态度，并在项目实施过程中给予帮助和方便，都希望项目都能够早日投产。

(2) 各级组织对本工程的态度分析

当地政府对于本工程高度重视，对项目的立项、开展给予了积极的推动和协调，对本项目的选址、供水和燃料收集等各方面提出了宝贵的意见和建议，使项目的各项前期工作进展顺利。

15.3 社会风险及对策分析

本工程的建设不存在很大的社会风险，但项目的总体规划，地方各级政府及相关部门对项目建设和运行支持力度，以及企业对项目的实施和运行情况都可能对项目的顺利完成产生一定影响。同时，由于人为原因的工作失误或某些工作人员不严格执行国家政策造成群众的不满的可能性是存在的。为此项目在实施过程中，一定要严格执行国家和各级人民政府有关法律、法规，让群众满意，让各级政府满意，

得到各级政府和广大人民群众的大力支持，保证项目的顺利实施。

15.4 经济与社会影响分析结论

综合上述，本工程体现了社会效益和经济效益并重的特点，项目的建设不仅可大大增加当地农民以及当地政府的收入，而且还将减少当地的秸秆焚烧现象，大大改善当地居民的生活环境，优化当地的电源结构，提高当地的供电水平，对当地循环经济和可持续发展的可持续发展都有重大意义。

第十六章 结论与建议

16.1 结论

(1) 厂址周围农林剩余物资源丰富。

本工程燃料收购范围为厂址 50km 半径内，以山亭区为燃料主要收集区域，其它地区为辅。根据山亭区生物质热电联产项目资源调查报告，拟建电厂燃料供应范围内农林剩余物主要为玉米秸秆、小麦秸秆以及林木废弃物，考虑了养殖、薪柴、废弃等减量因素后的最终可获得资源量为 185.8 万吨。

本工程年农林剩余物燃用量约 31.98 万吨，山亭区及周边县市厂址周围半径 50 公里农林剩余物资源量可满足本工程的燃料需求。

(2) 本工程所选厂址位于山亭区桑村镇工业园区内，拟占场地属工业用地，符合当地有关规划；占地规模基本合理，符合国家集约和有效使用土地的要求；初步考证拟选厂址地下无矿藏，周围没有国家法律、法规、行政规章及规划确定或经县级以上人民政府批准的自然保护区、生态功能保护区、风景名胜区、森林公园、饮用水水源保护区、受保护的文物、古迹，不妨碍防洪、排涝设施。

(3) 根据《山东省火电厂大气污染物排放标准》(DB37/664-2013) (待本工程电厂建成运行时执行《山东省火电厂大气污染物排放标准》(DB37/664-2019)) 排放要求，本工程烟气采用“炉后旋风分离器+布袋除尘器”除尘工艺，锅炉烟气中烟尘排放浓度 $<10\text{mg}/\text{Nm}^3$ ；烟气脱硫采用半干法脱硫，脱硫剂采用消石灰粉，脱硫效率70%，锅炉烟气中 SO_2 排放浓度 $<50\text{mg}/\text{Nm}^3$ ；烟气脱硝采用SNCR法，脱硝剂采用尿素，脱硝效率60%，锅炉烟气中 NO_x 排放浓度 $<100\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。

(4) 本工程严格执行国家消防、劳动安全及职业卫生等有关法规、标准，积极采取有效防范措施，项目存在的危险、有害因素可以得到有效控制。

(5) 本工程生产、消防用水采用枣庄山亭污水处理厂的中水，地下水作为备用水源，生活用水采用地下水，取水方便。水源方案符合当地政策要求。

(6) 本工程电力接入方便。根据当地电网情况、电厂所处的地理位置，本工程机组拟采用 1 回 110kV 架空线路直接接入到丰泽变电站 110kV 侧，与系统并网。

(7) 本工程受到当地政府的大力支持。山亭区市政府对于本工程高度重视，对项目的立项、开展给予了积极的推动和协调，对本项目的选址、供水和燃料收集等各方面提出了宝贵的意见和建议，希望本工程能早日建成。

16.2 建议

生物质热电厂建设的前期需要一个较长的时间，建议枣庄鑫能生物能源有限公司尽快开展前期支持性文件准备工作，如水资源论证、环境影响评价、水土保持方案、安全预评价、职业卫生预评价、电力接入系统方案等。