



60-F23341C-A01-01

甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目

初步设计阶段

第 1 卷

总的部分说明书

中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司

Northwest Electric Power Design Institute Co., Ltd. of China Power Engineering Consulting Group

2024年 11 月 西 安



60-F23341C-A01-01

甘肃能化庆阳2×660MW煤电项目
初步设计阶段

第 1 卷

总的部分说明书

中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司
Northwest Electric Power Design Institute Co., Ltd. of China Power Engineering Consulting Group

2024年11月 西 安

本工程初步设计文件由以下各卷组成

- 第 1 卷 总的部分
- 第 2 卷 电力系统部分
- 第 3 卷 总图运输部分
- 第 4 卷 热机部分
- 第 5 卷 运煤部分
- 第 6 卷 除灰渣部分
- 第 7 卷 电厂化学部分
- 第 8 卷 烟气脱硫工艺部分
- 第 9 卷 电气部分
- 第 10 卷 仪表与控制部分
- 第 11 卷 信息系统及安全防护部分
- 第 12 卷 建筑结构部分
 - 第 1 分卷 建筑部分
 - 第 2 分卷 土建结构部分
- 第 13 卷 采暖通风及空气调节部分
- 第 14 卷 水工部分
 - 第 1 分卷 供水部分
 - 第 2 分卷 水工结构部分
- 第 15 卷 环境保护部分
- 第 16 卷 水土保持部分
- 第 17 卷 消防部分
- 第 18 卷 劳动安全部分
- 第 19 卷 职业卫生部分
- 第 20 卷 节约资源部分
- 第 21 卷 施工组织大纲部分
- 第 22 卷 运行组织及设计定员部分
- 第 23 卷 设备及主要材料清册
- 第 24 卷 工程概算

批准人：刘学军

审核人：袁瑞山

校核人：钟相源 王昭 梁铮
石涛 刘宏民 龚杰
花立存 张文涛 同西满
张文涛 张海龙 韦小辉
黄滢 梁娅莉 吕少锋
陈薇

设计人：王博 张伟霞 郭扬帆
王辛平 孙沛 刘晋名
谷萌 吕培鑫 薛涛
马嘎佳 杨峰 牛迎春
王燕 牛迎春 赵祖军
屠子倩 赵莉 尹高璇
赵晴 海涛 史恒新
李国柱 袁瑞山 陈薇

附件目录

编号	名称	备注
附件 1	庆阳市人民政府办公室关于项目纳规有关情况的说明	
附件 2	甘肃省能源局关于甘肃能化庆阳 2X660MW 煤电项目核准的批复	
附件 3	甘肃省自然资源厅关于项目的用地预审要求	
附件 4	建设项目用地预审与选址意见书	
附件 5	社会稳定性评估报告	
附件 6	社会稳定性评估事项备案表	
附件 7	宁县自然资源局关于项目用地符合规划情况说明	
附件 8	宁县国土空间规划（2021-2023 年）	
附件 9	节能报告（初稿）	
附件 10	可行性研究报告评审纪要	
附件 11	接入系统设计（系统一次部分）	
附件 12	启备电源接入系统方案设计（系统一次部分）	
附件 13	项目系统部分设计（电网部分说明）	
附件 14	项目节约用地论证分析专章	
附件 15	项目水资源论证报告书	
附件 16	宁县人民政府关于项目厂区用地不涉及有关保护区的函	
附件 17	宁县林业和草原局关于项目厂区范围内是否涉及保护区的复函	
附件 18	宁县自然资源局关于项目厂区用地范围设计保护区的函	
附件 19	宁县文物局关于项目厂区范围内是否涉及文物保护单位的复函	
附件 20	甘肃省宁县人民武装部关于项目厂区范围内是否涉及保护区的复函	
附件 21	庆阳市生态环境局宁县分局关于项目厂区范围内是否占用水源保护区的复函	
附件 22	宁县人民政府关于项目灰场建设用地核查情况的函	
附件 23	宁县人民武装部关于项目灰场是否设计保护区的复函	
附件 24	宁县自然资源局关于项目灰场选址范围不涉及保护区的复函	
附件 25	庆阳市生态环境局宁县分局关于拟选灰场建设用地与“三线一单”及饮用水源保护区情况的复函	
附件 26	宁县林业和草原局关于灰场不涉及保护区、公园和风景名胜区证明	

编号	名称	备注
附件 27	宁县文物局关于灰场是否涉及保护区的复函	
附件 28	甘肃省宁县水务局项目灰场范围内是否涉及保护区的复函	
附件 29	宁县水土保持管理局关于项目灰场水土保持工作意见	
附件 30	宁县早胜镇人民政府关于项目灰场选址踏勘及核查灰场范围内是否涉及保护区的复函	
附件 31	宁县矿产资源开发办公室关于项目灰场选址是否涉及保护区的复函	
附件 32	甘肃省自然资源规划研究院关于项目联合选址选线的意见	
附件 33	土地勘测定界技术报告	
附件 34	煤质化验报告	
附件 35	供煤意向复函（陕西秦陇煤炭运销有限公司）	
附件 36	供煤协议（甘肃省靖煤能源有限公司煤炭运销分公司）	
附件 37	水质化验报告	
附件 38	刘化化工有限公司关于项目尿素供应协议	
附件 39	石灰石供应协议（甘肃冠鑫商贸有限公司）	
附件 40	石灰石供应协议（甘肃坤浩源科技有限公司）	
附件 41	国网宁县供电分公司关于开衫项目电力线路前期勘察工作的函	
附件 42	灰渣综合利用协议	
附件 43	甘肃晋煤能源有限公司关于项目煤质批复	
附件 44	社会稳定风险评估报告	
附件 45	甘肃能化庆阳煤电有限责任公司供水+供煤协议	
附件 46	城投供水协议	
附件 47	华能煤业关于甘肃能化庆阳 2X660MW 煤电项目购煤意向的复函	
附件 48	宁县住房和城乡建设局关于明确消防站建设方案的复函	
附件 49	地震安评及批复意见	

目 录

1	概述	1
1.1	项目概述	1
1.2	设计依据	1
1.3	设计内容和范围	2
2	厂址条件	2
2.1	厂址地理位置	2
2.2	厂址自然条件	2
2.3	交通运输	3
2.4	电厂煤源	5
2.5	电厂水源	9
2.6	贮灰场	20
2.7	工程质地	21
2.8	水文气象	29
2.9	厂址主要技术指标	37
3	电力负荷及发电厂容量	37
3.1	电厂在系统中的作用及建设必要性	38
3.2	电力系统现状	39
3.3	电力负荷预测及电力电量平衡	42
3.4	电厂与电力系统连接	47
3.5	电气主接线及主设备参数	48
4	主要设计原则及方案	49
4.1	主机规范	49

4.2	厂区总平面布置	51
4.3	主厂房布置	59
4.4	燃烧制粉系统	63
4.5	热力系统	64
4.6	燃料运输系统	69
4.7	除灰渣系统	73
4.8	电厂化学部分	78
4.9	电气部分	84
4.10	热工自动化部分	90
4.11	供水部分	94
4.12	烟气脱硫系统	102
4.13	脱硝系统	103
4.14	建筑结构部分	104
4.15	采暖通风与空气调节部分	120
4.16	消防及火灾报警系统	122
4.17	电厂管理信息系统	126
5	节约资源措施	127
5.1	工艺系统设计中考虑节能的措施	127
5.2	主辅机选型中考虑节能的措施	128
5.3	采用合理的运行方式	129
5.4	材料选择时考虑节能的措施	129
5.5	建筑节能措施	130
5.6	节约用水措施	131
5.7	节约用地和原材料的措施	132

5.8 节约资源效果	133
6 环境保护措施	133
6.1 设计采用的环保标准	133
6.2 环境现状	134
6.3 烟气污染防治	134
6.4 生活污水及工业废水处理	135
6.5 工业固体废物治理	136
6.6 噪声治理	136
6.7 环境管理及监测	137
7 水土保持措施	139
7.1 水土流失和水土保持现状	140
7.2 水土流失防治措施原则	140
7.3 水土流失防治措施	140
8 劳动安全与职业卫生	141
8.1 防火、防爆	141
8.2 电气安全	142
8.3 防机械伤害	142
8.4 防尘、防毒与防化学伤害	142
8.5 防噪声、防振动	143
8.6 防暑、防寒、防潮	144
8.7 防工频电场及辐射	144
8.8 安全卫生机构	144
9 运行组织及设计定员	144
9.1 电厂定员	144

9.2 启动运行条件	146
9.3 启动运行注意事项	146
10 工程标识系统编码说明	146
10.1 编码依据	146
10.2 电厂标识系统总的原则	147
11 主要技术经济指标	148
12 技术创新措施	149
12.1 工程主要设计特点	149
12.2 设计管理及先进设计手段的采用	150
13 存在问题及建议	154
14 附件	156

1 概述

1.1 项目概述

甘能化庆阳电厂（2×660MW 机组）工程为新建工程为甘肃能化九龙川煤矿配套建设煤电一体化项目，本期拟建设 2×660MW 超超临界间接空冷燃煤机组，厂址位于甘肃省宁县境内。

甘肃省陇东地区是国家规划的 14 个大型煤炭基地之一，境内煤炭资源丰富，探明资源量 359.8 亿吨（其中庆阳 271.8 亿吨），保有资源量 184 亿吨。九龙川矿井地处西北地区甘肃省宁县，资源储量丰富，煤质好，开采条件较好，适宜建设现代化大型矿井。本工程所在宁县具备建设大规模煤电基地的有利条件，电源建设成本及发电成本相对较低。

宁县地方工业弱小，没有大型工业企业支撑，本项目的建设将有力带动全县财政税收、建筑建材、商贸服务、餐饮、住宿、食品加工、运输、基础建设等众多行业的发展，有效地推动当地经济建设的发展，缓解就业压力，增加居民收入，提高生活水平，对地方经济的发展具有重要意义。

本期项目已经取得核准（详见附件 1 和附件 2），供煤煤矿已具备建设条件（详见附件 35 和附件 36）；供水水源利用城市中水和煤矿疏干水（详见附件 15）；主机采用高参数大容量空冷机组。高效节能环保型电厂是本工程的建设目标。

本项目由甘肃能化股份有限公司投资，项目资本金为 20%，其余为银行贷款。

本工程计划在 2024 年 12 月开工，第一台机组计划于 2027 年 5 月建成投产，第二台机组计划于 2027 年 6 月建成投产。

1.2 设计依据

- 1) 业主委托书。
- 2) 甘肃能化股份有限公司提供的原始资料。
- 3) 本工程可行性研究报告及其评审会议纪要文件。
- 4) 初步设计原则。
- 5) 国家法律法规、国家标准、建设标准强制性条文。
- 6) DL/T 5427-2009 《火力发电厂初步设计文件内容深度规定》。
- 7) 西北电力设计院有限公司质量、环境、职业健康安全管理体系文件及相关三标管理标准。

1.3 设计内容和范围

主、辅生产系统及附属生产设施全套工程。

- 1) 热力系统工程;
- 2) 间冷岛系统工程;
- 3) 脱硫岛接口拿总设计;
- 4) 燃料供应系统工程 (含煤场, 分界为厂区围墙外 1m);
- 5) 除灰系统工程 (包括灰场供水、通讯、供电及运灰道路);
- 6) 供水系统工程;
- 7) 电气系统工程, 其中 330kV 配电装置设计范围以出线绝缘子串为界, (以外属送出工程);
- 8) 进厂道路, 运灰、运煤等道路;
- 9) 脱硝系统接口拿总设计;
- 10) 场内附属生产工程;
- 11) 灰场工程;
- 12) 补给水工程 (分界为厂区围墙外 2m);
- 13) 地基处理工程;
- 14) 厂区、施工区土石方工程;
- 15) 排洪和防洪工程;
- 16) 其它工程。

2 厂址条件

2.1 厂址地理位置

本工程厂址位于甘肃省庆阳市宁县早胜镇境内。厂址地处鄂尔多斯盆地南部, 地层区划属华北地层区鄂尔多斯分区。位于宁县东南约 14.5km(直线距离), 公路里程约 20km (G211-G327-电厂进厂道路)。西距早胜镇直线距离约 1.1km; 西北距九龙川煤矿直线距离约 8.9km。东北距马家村西沟灰场直线距离约 2km。

2.2 厂址自然条件

宁县地处东经 107°41′~108°34′, 北纬 35°15′~35°52′之间, 位于庆阳市东南部。东北部以子午岭为界与陕西富县、黄陵县相邻, 南与庆阳市的正宁县接壤, 西南以泾河为界与陕西长武县为邻, 西与平凉市的泾川县比邻, 西北部与庆阳市的西峰区相连、北部

与合水县相接。西距兰州 510km，东距西安 200km。

宁县地形呈不规则长方形，东西宽、南北窄，地势由高到低，呈东北—西南走向，周长 313 千米。地形主要有 3 种：梁昴沟壑类型，高原沟壑类型，川台河谷类型。除子午岭外，当地人将一些高于平川、类似山脊的残原梁昴称为山。

宁县，属暖温带半湿润气候区，气候具大陆性高原气候特点。暖湿空气势力不强，常受冷空气影响，雨水较少，温润适中，四季比较分明，夏季短，冬季长。冬季寒冷，夏季不甚炎热。年平均气温 10.2 摄氏度，平均年降水量 527.1 毫米。年平均蒸发量 1462.2 毫米，为年降水量的 2 倍。2019 年，日照总时数为 2083.1 小时，比常年平均少 232.6 小时。

宁县境内有泾河、蒲河、马莲（连）河、城北河、九龙河、湘乐河、平道川、砚瓦川、无日天沟 9 条河流，均系黄河水系泾河支流。除泾河、蒲河之外，又皆为马莲河支流。九龙川、湘乐川、平道川全程在县境以内，其余均为过境河流。

厂址位于甘肃省庆阳市宁县早胜镇境内，厂址现状为一般农田，场地平整，标高介于 1111.43~1240.43 之间。场地地势开阔，地貌单元较为简单，现状种植农作物。

厂址高于西侧马莲河约 270m，不受西侧马莲河百年一遇洪水影响。厂址位于山塬顶部，整体地势较高，局部地势东北高西南低，站址东北角受少量坡面水的影响，建议东、北侧围墙基础抬高约 0.4m 并保持排水通畅，站址北侧、西侧、及东南角有三条冲沟发育，站址高于冲沟底部上百米，站址不受冲沟洪水影响，但距离冲沟较近，应注意高边坡的稳定性。

依据地震安评报告及地勘资料，工程场地的地基土类型为中软场地土，建筑场地类别为Ⅲ类。根据地震安评报告，所在区 50 年超越概率 10%地震动峰值加速度 0.087g，水平地震影响系数 α_{max} 为 0.09 对应抗震设防烈度为 7 度，地震动反应谱特征周期为 0.65s。

厂址范围呈矩形，东西长 873m，南北宽 420m，可利用地面积 34.51hm²，用地满足本期 2×660MW 机组建设用地需要，并具有扩建条件。

厂址周边为南北村，厂址附近约 150 户居民，依据附件 16~21 可知，厂址范围内无名胜古迹、无自然保护区、无河流湖泊、无机场、无军事设施；厂址西南侧为徐家屯古墓区，已按照相关单位意见避让。

2.3 交通运输

2.3.1 铁路

西（安）平（凉）铁路，路线起自西安铁路枢纽茂陵站，经礼泉→乾县→彬县→长武→甘肃长庆桥到本线终点—平凉南，线路全长约 264km。

该铁路已于 2007 年开工，2011 年底建成通车。

西平铁路主要技术标准：

- 1) 铁路等级：地方铁路 I 级，预留双线条件。
- 2) 正线数目：单线。
- 3) 最小曲线半径：一般 800m，困难 600m。
- 4) 限制坡度：6‰、乾县至彬县双机 12.5‰。
- 5) 牵引种类：内燃，预留电化条件。
- 6) 机车类型、牵引质量：DF4D、4000t。
- 7) 到发线有效长度：850m，（双机地段另加 30m），平面预留 1050m。
- 8) 机车交路：

货机交路：新建彬县内燃机务段担当彬县至茂陵站、西安西的货机交路及大佛寺、上孟的小运转交路，并担当彬县至乾县的补机交路。

客机交路：西安机务段担当西安至彬县的客机交路。

- 9) 闭塞类型：继电半自动。

- 10) 输送能力：1300×10⁴t/a。

本线向西可联结宝中铁路的平凉南站，与包兰、干武铁路相接，直达新疆，东联咸铜铁路的三原站，与侯西、侯月、新焦、新荷、兖石铁路相接，直达海港，形成平行于京兰、陇海两大干线间的又一条东西干线，南经新丰镇车站与西安安康线相接，贯通西北与西南，具有重要的路网意义。

银（川）西（安）线目前目前已经通车。

平（凉）庆（阳）线目前正在施工。

本项目厂址本期燃煤采用皮带运输和公路运输，不设运煤铁路专用线。

电厂大件设备通过铁路、公路联合运输进厂。

2.3.2 公路

区域公路：宁县境内有 G211 国道和 S202 省道南北向穿过，S303 省道东西向穿过，西长凤高速公路和即将建成通车的宁长二级公路穿境而过，黄（陵）宁（县）公路及 X999 县道等县乡道路四通八达。G211 国道为一级道路，S202、S303 省道二级道路。交通发达，便利。

宁县西北距庆阳市 44km，西南距西安市 153km，公路交通发达。

a) 电厂专用道路

进厂道路：由厂区南侧的已有道路引接，长度约 400m，采用 7m 宽的混凝土路面，厂矿三级道路。

b) 运煤道路：通过厂区西北侧已有道路（国道 G327 与国道 G211 链接段）引接至厂区，新建运煤道路，采用 9m 宽的混凝土路面，厂矿三级道路。

c) 运灰渣道路：本工程灰渣经运煤运灰道路、国道 G327 等外运综合利用或运至厂区东北侧马家村西沟灰场。路径为运煤道路—已有道路—运灰道路—灰场，改扩建运灰道路，长度 1.4km，新建约 0.25km，采用 7m 宽混凝土路面，厂矿三级道路。

d) 输煤皮带及补给水管线检修道路：本工程厂外补给水管线沿已有道路设置，以已有道路作为补给水管线检修道路，厂外输煤皮带单独立项，不在本工程中计列。

2.3.3 燃料运输

本期工程年需燃煤 297.69 万吨/年，燃煤拟采用九龙川矿井、核桃峪矿井和新庄矿井的配套洗煤厂产品中的末煤及煤泥。电厂投产初期燃煤主要燃用核桃峪煤矿和新庄煤矿配套洗煤厂末煤及煤泥，采用汽车运输进厂，运距 20km~40km；九龙川煤矿建成后，其配套洗煤厂的末煤及煤泥拟采用带式输送机运输进厂，运距约 10km。

2.3.4 大件运输

本工程当地铁路、公路交通条件便利，大件设备采用公路、铁路联合运输基本可行。电厂大件设备拟采用国铁、公路运输进厂。

2.4 电厂煤源

本工程燃煤主要由甘肃能源庆阳煤电有限责任公司提供（详见附件 35 和附件 36）。电厂燃煤来自煤源来自正宁矿区的核桃峪、新庄、九龙川 3 个井田。

1) 九龙川矿井

九龙川井田隶属宁县新宁镇和早胜乡所辖，位于原宁县中部勘查区的西南部，宁县县城正南方向，直距约 1.5km。地理坐标(国家 2000 坐标系)：东经 107°50'01"~107°57'22"，北纬 35°22'31"~35°29'08"。九龙川井田共获煤炭资源量 1491.29Mt，其中：探明资源量 473.65Mt，占全井田总资源量的 32%；控制资源量 380.46Mt，探明资源量和控制资源量共 854.11Mt，占全井田总资源量的 57.27%；推断资源量 637.17Mt。

煤地层主要为中侏罗统延安组，可采煤层上而下编号为煤 5-1、煤 5-2、煤 6、煤 8-1、煤 8 层。煤 5-1 井田内可采面积为 53.95km²。煤 5-2 井田内可采面积为 27.70km²。煤 6

可采面积为 60.40km²。煤 8-1 可采面积为 17.44km²。煤 8 可采面积为 96.82km²。

煤 5-1 属低灰、低硫、中高挥发分、高发热量不黏煤为主；煤 5-2 属低灰、低硫、中高挥发分、高发热量不黏煤为主；煤 6 属低灰、低硫、中高挥发分、高发热量弱黏煤；煤 8-1 属低灰、低硫、中高挥发分、高发热量不黏煤为主；煤 8 属低灰、低硫、中高挥发分、高发热量不黏煤为主。

矿井设计生产能力 8.0Mt/a，服务年限 35a（1000m 以浅），预计 2029 年将全面投产。

2) 核桃峪矿井

核桃峪矿井井田位于正宁县西南部，行政区划属正宁县宫河、周家乡和宁县中村乡管辖。井田东西长约 15.429km，南北宽约 12.399km，面积 191.30km²，煤炭资源量 2116.09Mt。井田含可采煤层三层，从上至下编号为 2 煤、5 煤、8 煤，其中可采煤层 8 煤煤质为低灰、低硫、特低磷、高热值不粘煤，可作为动力用煤、民用煤以及化工用煤。矿井设计可采储量为 1176.4 Mt，设计生产能力 8.0Mt/a，服务年限 110a。

勘查区的煤层按层间距大于 0.8m 的原则划分，煤层层数达 7 层以上。可编号的煤层为 7 层，自上往下编号为煤 2、煤 3、煤 4、煤 5、煤 6、煤 7、煤 8。经过对含煤地层、见煤情况及所含煤层的岩性、岩相、沉积及其组合规律的综合分析研究，所见的众多煤层中，煤 3、煤 4、煤 6、煤 7 为零星赋存的煤层，定为不可采煤层。煤 2、煤 5 为部分分布的可采煤层，煤 8 为全区大部分布的可采煤层。煤层总厚 0.2（k102 号孔）~24.13m（k42 号孔），平均总厚度为 14.80m，含煤系数 20.73%。可采煤层总厚度为 1.77（104 号孔）~24.13m（k42 号孔），平均可采总厚度为 16.47m，可采含煤系数 23.04%。

纵观全勘查区，从含煤性上看，自下往上，煤 8 最厚，煤 5、煤 2 依次变差，其他煤层则变得更差，从总体分布上看含煤性南北方向上凹陷区好，隆起区差。东西方向上东部比西部好。

核桃峪煤矿布置一个工作面生产，首采 2804 工作面计划 2020 年 9 月试生产，2020 年原煤产量 50 万吨、2021 年原煤产量 440 万吨，2022 年及之后原煤产量 800 万吨/年。

3) 新庄矿井

新庄矿井位于宁县县城南约 15km 处，行政区划隶属宁县新庄镇和中村乡管辖。井田东西长约 20km，南北宽 7.6~12.5km，面积约 207km²。本井田煤炭资源量丰富，地质资源量为 1917.75Mt，设计可采储量 1133.04Mt，考虑 1.4 的储量备用系数，矿井建设规模按 8.0Mt/a 计算，服务年限为 101.2a。

本矿区延安组共含煤 3 层，自下而上为煤 8、煤 5、煤 2 层。井田内延安组含煤 5-1、

煤 5-2、煤 8 三层可采煤层。其中，煤 5-1 层和煤 5-2 层属较稳定的大部分可采煤层，为井田内的次要可采煤层；煤 8 层属较稳定的基本全区可采煤层，为井田内的主要可采煤层。煤 5-1 层属低灰、中高硫、高热值不粘煤为主；煤 5-2 层为低灰、中硫、高热值不粘煤；煤 8 层为低灰、低硫、高热值不粘煤。

新庄煤矿移交投产时两个工作面生产，首采 1802 工作面计划 2022 年 7 月试生产、15101 工作面 2022 年 12 月试生产。2020 年原煤产量 28 万吨、2021 年原煤产量 21 万吨、2022 年原煤产量 200 万吨、2023 年原煤产量 500 万吨、2024 年及之后原煤产量 800 万吨/年。

本工程第一台机组预计 2027 年 5 月投产，上述煤炭资源丰富可满足本工程 2×660MW 年耗煤量 297.69 万吨/年的需求，本工程的煤源是有保证的。

煤质资料如下(详见附件 34)，其中设计煤种(核桃峪混煤)、校核 1(核桃峪 混煤 60%+核桃峪煤泥 10%+新柏混煤 30%配制)、校核 2(核桃峪 混煤 75%+核桃峪原煤 25%配制)：

检测项目	符号	单位	设计煤* NC-24-0326	校核 1* NC-24-0427	校核 2* NC-24-0428	适用标准
全水分	M_t	%	10.3	12.6	9.4	GB/T211-2017
空气干燥基水分	M_{ad}	%	2.34	3.59	2.50	GB/T212-2008
收到基灰分	A_{ar}	%	23.81	26.33	20.83	
干燥基挥发分	V_d	%	25.26	24.21	26.62	
收到基碳	C_{ar}	%	54.34	48.75	57.05	DL/T568-2013
收到基氢	H_{ar}	%	3.07	2.85	3.33	
收到基氮	N_{ar}	%	0.73	0.62	0.77	
收到基氧	O_{ar}	%	6.77	7.62	7.14	
全硫	$S_{t,ar}$	%	0.98	1.23	1.48	GB/T214-2007
收到基高位发热量	$Q_{gr,v,ar}$	MJ/kg	21.46	19.25	22.66	GB/T213-2008
收到基低位发热量	$Q_{net,v,ar}$	MJ/kg	20.59	18.37	21.76	
哈氏可磨指数	HGI	/	55	61	52	GB/T2565-2014
煤灰熔融特征温度/ 变形温度	DT	℃	1210	1280	1220	GB/T219-2008
煤灰熔融特征温度/ 软化温度	ST	℃	1250	1290	1230	
煤灰熔融特征温度/ 半球温度	HT	℃	1260	1300	1240	

检测项目	符号	单位	设计煤* NC-24-0326	校核 1* NC-24-0427	校核 2* NC-24-0428	适用标准
煤灰熔融特征温度/ 流动温度	FT	℃	1270	1310	1250	
煤灰中二氧化硅	SiO_2	%	56.62	56.04	53.37	GB/T1574-2007 DL/T1037-2016
煤灰中三氧化二铝	Al_2O_3	%	19.39	22.88	19.34	
煤灰中三氧化二铁	Fe_2O_3	%	7.20	7.81	6.61	
煤灰中氧化钙	CaO	%	7.08	5.69	9.92	
煤灰中氧化镁	MgO	%	1.46	1.46	2.11	
煤灰中氧化钠	Na_2O	%	0.71	0.64	1.00	
煤灰中氧化钾	K_2O	%	2.11	1.90	1.89	
煤灰中二氧化钛	TiO_2	%	0.93	1.09	0.92	
煤灰中三氧化硫	SO_3	%	3.62	1.75	3.50	
煤灰中二氧化锰	MnO_2	%	0.096	0.084	0.101	
煤灰中五氧化二磷	P_2O_5	%	0.295	0.280	0.321	
煤中氯	Cl_{ar}	%	0.037	0.024	0.057	GB/T 3558-2014
煤中汞	Hg_{ar}	μg/g	0.043	0.034	0.034	ASTM D6722-2011
煤中氟	F_{ar}	μg/g	193	171	148	GB/T 4633-2014
煤中砷	As_{ar}	μg/g	2	4	2	GB/T 3058-2019
煤中镉	Cd_{ar}	μg/g	0.3	0.3	0.2	GB/T16658-2007
煤中铬	Cr_{ar}	μg/g	56	56	47	
煤中铅	Pb_{ar}	μg/g	6	8	6	
煤中铜	Cu_{ar}	μg/g	8	10	7	GB/T19225-2003
煤中镍	Ni_{ar}	μg/g	13	13	11	
煤中锌	Zn_{ar}	μg/g	24	29	20	
煤中游离二氧化硅	$SiO_2(F)_{ar}$	%	5.70	5.88	4.88	DL/T258-2012
煤灰中游离氧化钙	$CaO(F)$	%	1.28	1.22	2.52	DL/T498-1992
煤的冲刷磨损指数	Ke	/	0.2	2.4	2.9	DL/T465-2007
样品名称 (样品编号)	煤灰比电阻					适用标准
	符号	测量电压 (V)	测试温度 (℃)	比电阻 (Ω·cm)		
设计煤* (NC-24-0326)	ρ _{CA}	2000	室温	1.30×10 ⁹	DL/T1287-2013	
			80	2.47×10 ¹⁰		

			100	2.14×10^{11}	
			120	1.43×10^{12}	
			150	5.00×10^{12}	
			180	6.25×10^{12}	
校核 1* (NC-24-0427)	ρ_{CA}	2000	室温	1.43×10^9	
			80	1.59×10^{10}	
			100	1.87×10^{11}	
			120	9.85×10^{11}	
			150	4.17×10^{12}	
			180	4.65×10^{12}	
校核 2* (NC-24-0428)	ρ_{CA}	2000	室温	4.00×10^9	
			80	5.47×10^{10}	
			100	4.55×10^{11}	
			120	2.38×10^{12}	
			150	1.00×10^{13}	
			180	1.82×10^{13}	

本工程锅炉燃煤量见下表。

锅炉燃煤量				
机组容量及煤种		燃煤量 吨/时	吨/日	万吨/年
1×660MW	设计煤种	270.63	5412.6	148.85
	校核煤种 1	303.46	6069.2	166.90
	校核煤种 2	256.07	5121.4	140.84
2×660MW	设计煤种	541.3	10825.2	297.69
	校核煤种 1	606.9	12138.4	333.81
	校核煤种 2	512.14	10242.80	281.68

- 说明：
- 1) 日耗煤量按 20 小时计；
 - 2) 年耗煤量按 5500 小时计。

2.5 电厂水源

本工程 2×660MW 机组主机冷却方式按间接空冷方案设计。电厂夏季纯凝工况净水量 274.5m³/h，其中生活用水量 4m³/h，耗水指标 0.058m³/s.GW，年总用水量为 179.33m³，其中年生活用水量 3.504×10⁴m³。年平均工况用水量为 242.5m³/h，其中生活

用水量 $4\text{m}^3/\text{h}$ 。工业用水按运行 6500 小时，生活用水按 8760 小时计算。

本项目生产用水拟采用九龙川煤矿矿井水，但九龙川煤矿矿井建设周期与本项目建设周期相比较迟，因此需要考虑过渡期水源（详见附件 15 水资源论证报告书）。厂址周边水源情况介绍如下：

2.5.1 中水

2.5.1.1 宁县污水处理厂

宁县污水处理厂是 2014 年 8 月 26 日经县政府(宁政发[2014]138 号)文件批准成立的专业处理县城区域全部生产生活污水的国有企业，位于东滨河路 1 号，距电厂厂址约 13km，占地面积 30 亩，设计处理能力近期为 $5000\text{m}^3/\text{d}$ ，远期 $10000\text{m}^3/\text{d}$ ，污水收集覆盖面积 7.0km^2 ，敷设污水管网 22km。处理工艺类型为活性污泥法 DE 氧化沟工艺二级处理法，尾水执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》GB18918-2002)中一级 B 标准，剩余污泥处理工艺为机械脱水至含水率 80%以下，执行 GB18918-2002 中污泥农用时污染物控制标准，转运至生活垃圾填埋场卫生填埋。

随着国控源排放标准的提高，2019 年启动了提标改造项目，设计处理能力 $5000\text{m}^3/\text{d}$ ，污水处理主体工艺为 A^2O 生化池+絮凝沉淀+深床反硝化滤池，三级处理法。污泥处理工艺为重力浓缩+板框乐波+好氧发酵。2019 年 11 月开工建设，2020 年 11 月主体完工试运行，2021 年 6 月完成环保验收，尾水排放执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)中一级 A 标准，污泥含水率 60%以下。新工艺投运以来，纳入国控源在线监测的 COD、NH-N、TP、TN 四项指标均达标排放，污泥严格规范处置，达到了预期的目标，进一步改善了县城水环境质量。水质监测报告如图 2.5-1 所示。

根据 2023 年 1 月至 2024 年 3 月宁县污水处理厂的实测逐日出水量，最小出水量 $1149\text{m}^3/\text{d}$ (2023.9.10)，最大出水量 $5528\text{m}^3/\text{d}$ (2023.8.28)，平均出水量 $4119\text{m}^3/\text{d}$ ，一年合计出水量 $149.2\times 10^4\text{m}^3$ (2023.4~2024.3)。

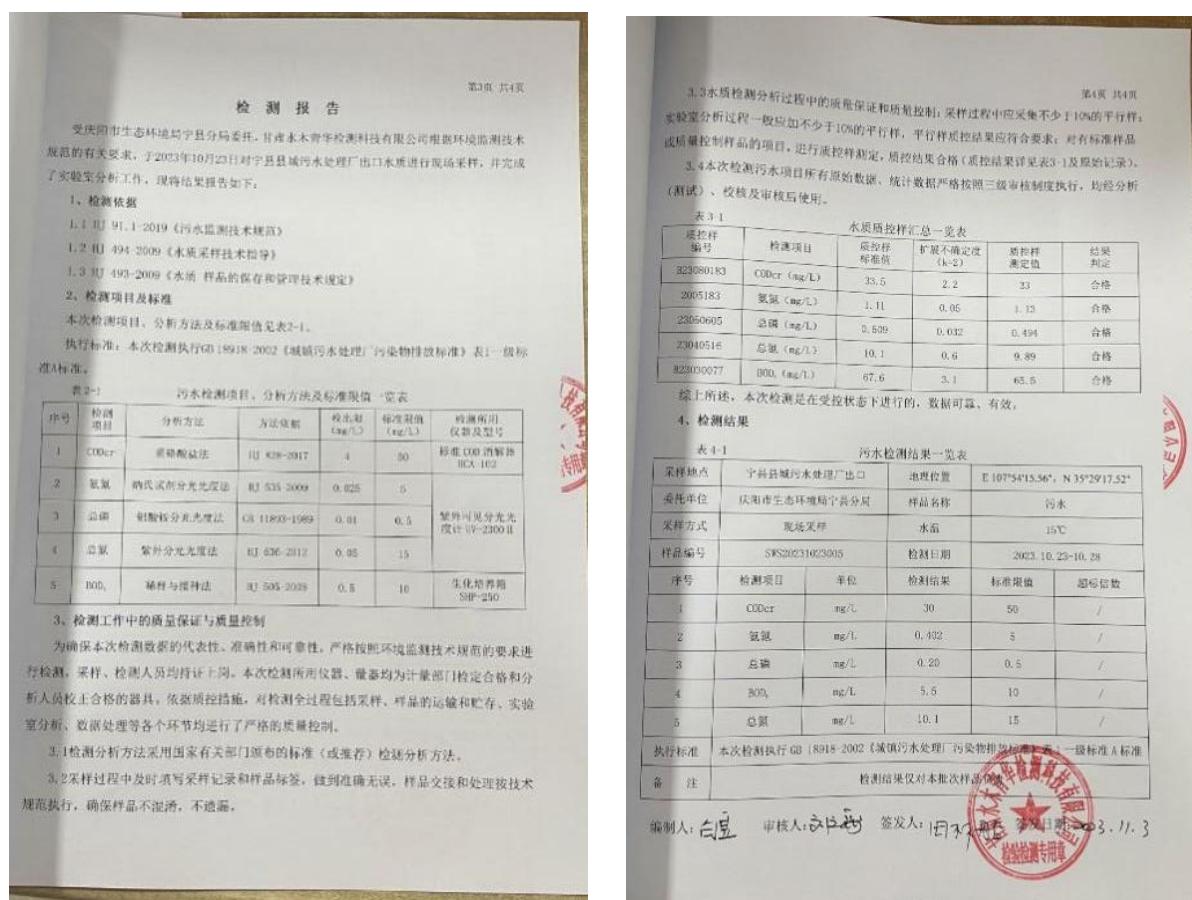


图 2.5-1 宁县污水处理厂水质监测报告

随着宁县的进一步发展，人口递增，宁县污水处理厂出水量逐年增加，2020 年为 103.38 万吨，2021 年为 117.21 万吨，2022 年为 124.53 万吨，2023 年为出水总量 150.3 万吨。目前尚无污水使用用户。宁县污水处理厂中水可供电厂使用。

2.5.1.2 早胜镇生活污水厂

早胜镇生活污水厂位于早胜镇北街村，距离电厂厂址约 1km，设计年处理能力 63 万吨 m^3 ，具有七套处理器，单台处理能力 $250\text{m}^3/\text{d}$ ，日处理生活污水约 1000m^3 ，其中 1 号污水处理厂日处理 750m^3 ，2 号污水处理厂日处理 250m^3 ，年处理约 36 万吨，采用兼氧膜 FMBR 工艺，主要建筑物有调节池、污水处理设备箱体、格栅沉砂池等，污水来自早胜镇街区生活污水，尾水排放执行《城镇污水处理厂污染物排放标准》(GB18918-2002)中一级 A 标准。

早胜镇生活污水厂于 2023 年 8 月起有逐日出水量记录，根据 2023 年 8 月~2024 年 3 月早胜镇生活污水厂的实测逐日出水量，最小出水量 $600\text{m}^3/\text{d}$ （2024.3.17，因当天

停水进水量小)，最大出水量 1500m³/d（2023.10.21），平均出水量 1070m³/d，八个月合计出水量 25.9×10⁴m³。目前尚无污水使用用户。早胜镇生活污水厂中水可供电厂使用。早胜镇生活污水厂水质检测报告如图 2.5-2。



图 2.5-2 早胜镇生活污水厂水质监测报告

2.5.2 矿井水

2.5.2.1 新庄煤矿

新庄煤矿项目位于正宁县西南部，隶属宁县新庄镇和中村乡，距离电厂厂址直线距离约 18km，矿井设计生产能力 $800 \times 10^4 \text{t/a}$ 。矿井正常涌水量为 $1850 \text{m}^3/\text{h}$ ，最大涌水量为 $2850 \text{m}^3/\text{h}$ ，主要污染物为悬浮的煤与岩的微粒。目前新庄煤矿正在基建期，预计 2024 年底建成。经检测矿井水水质参数：SS32mg/L，COD47mg/L，投产时预计达到 SS280mg/L，COD180 mg/L。计划在副井工业场地建一座处理能力为 $3200 \text{m}^3/\text{h}$ 的矿井水处理站。目前水质为经过初步絮凝沉淀处理后的苦咸矿井疏干水。矿井水经过混凝、沉淀后， $420 \text{m}^3/\text{h}$ 作为煤矿自用水，剩余的 $1430 \text{m}^3/\text{h}$ （未脱盐）水量外排。目前新庄煤矿已与长庆桥工业园区签订供水协议，但具体用水量尚未确定。初步分析，新庄煤矿矿井水满足电厂用水需求。新庄煤矿矿井水水质检测报告如图 2.5-3。

水质检测报告

MA 180320341652 有效期至2024年01月31日止

编码: SWCS-244.025

单位名称: 中国煤炭地质总局勘查研究总院 取样日期: 2022-3-8
报告编号: SZ2022027 报告编号 SG2022027006 收样日期: 2022-3-8
样品编号: XZ-02 检测编号 22027006 检测日期: 2022/8/2—2022/8/15
项目名称: 宁正矿区矿井水减排、资源化、回注一体化技术研究 报告日期: 2022-8-17

阳离子			阴离子				
分析项目 B	$\rho(B^{2+}) /$ (mg L ⁻¹)	$c(\frac{1}{2}B^{2+}) /$ (mmol L ⁻¹)	$X(\frac{1}{2}B^{2+}) /$ (%)	分析项目 B	$\rho(B^{2-}) /$ (mg L ⁻¹)	$c(\frac{1}{2}B^{2-}) /$ (mmol L ⁻¹)	$X(\frac{1}{2}B^{2-}) /$ (%)
K ⁺	22.03	0.563	0.25	Cl ⁻	1102.51	31.098	14.53
Na ⁺	4564.18	198.529	88.75	SO ₄ ²⁻	904.95	18.841	8.80
Ca ²⁺	2.07	0.103	0.05	HCO ₃ ⁻	7596.26	124.494	58.18
Mg ²⁺	7.38	0.607	0.27	CO ₃ ²⁻	1179.16	39.300	18.37
Fe ³⁺	0.02	0.001	0.00	NO ₃ ⁻	15.99	0.258	0.12
Fe ²⁺	0.02	0.001	0.00	NO ₂ ⁻	0.01	0.000	0.00
NH ₄ ⁺	430.00	23.889	10.68	OH ⁻	0.00	0.000	0.00
合计	5025.70	223.694	100	合计	10798.88	213.991	100

分析项目 B	$\rho(CaCO_3) /$ (mg L ⁻¹)	分析项目 B	$\rho(B) /$ (mg L ⁻¹)	物理性质		备 注	
总硬度	35.56	可溶性SiO ₂	/	气味	/	取样深度	/
暂时硬度	35.56	溶解性总固体	11964	口味	/	取样孔位	1802工作面回风巷埋 1000m处
永久硬度	0.00	矿化度	15824.58	色度(铂钴)	/	地下水类型	/
负硬度	8161.28	游离CO ₂	/	混浊度(NTU)	/	取样人	程振刚
总酸度	/	侵蚀性CO ₂	/	水温(℃)	/	送样人	程振刚
总碱度	8196.84	氟化物	5.17	气温(℃)	/	接样人	李莎
以下空白		以下空白		pH	8.87	以下空白	
				以下空白			

检测依据: ① 中华人民共和国国家标准GB/T5750—2006; ② 中华人民共和国行业标准TBT10104—2003/J263—2003.
主要仪器设备: ① 5-17/ALW 220/电子天平; ② 4-16/T6新世纪/紫外可见分光光度计; ③ 4-20/00/IC-2010/离子色谱仪;
④ 4-22/00/AA-7001F/原子吸收分光光度计.
单位地址: 邯郸市经济技术开发区新大街9号中煤华盛工业园; 联系电话: 0310-5707910.

检测单位: 中国煤炭地质总局 水文地质地质岩土测试中心 批准: 程振刚 填表: 李莎 第 1 页 共 1 页
审核: 李莎
批准人职务: ☐ 主任 ☒ 技术负责人 ☐ 质量负责人

图 2.5-3 新庄煤矿矿井水水质报告

2.5.2.2 九龙川煤矿

根据中煤科工集团北京华宇工程有限公司编制的《甘肃能源庆阳煤电有限责任公司九龙川矿井及选煤厂（矿井部分）可行性研究报告》（2024 年 3 月）摘录内容如下：

九龙川井田位于原宁县中部勘查区的西南部，宁县县城正南方向，直距约 1.5km，属宁县新宁镇和早胜乡所辖。

井田位于陇东黄土高原的东南部，地貌主要有黄土塬、河谷阶地和低山丘陵。全区地势东高西低，北高南低，海拔 920m~1300m，全区相对高差 380m，最低侵蚀基准面位于白马庙附近的马莲河沟谷，海拔 920m。黄土塬及河谷阶地地形平坦开阔，塬面高程由北而南及由东向西从 1300m 逐渐降低到 1180m。纵横交错的黄土冲沟将黄土塬切割得较破碎，冲沟窄小，沟深坡陡，地形条件复杂。

根据地下水的水力性质及含水介质的特征，井田内地下水分为第四系松散岩类孔隙潜水、前第四系碎屑岩类裂隙承压水两大类。

（1）第四系松散层孔隙潜水含水层(第一含水层)

①河谷地区全新统冲积卵、砾石潜水含水层：分布在马莲河、九龙河等较大河谷的河漫滩和Ⅰ级阶地下部卵、砾石层中，厚度不大，一般在 1.64~30m，推算最大涌水量在 5~400m³/d。水化学类型复杂。

②河间地区中更新统风积冲积老黄土及古土壤孔隙潜水含水层：主要分布在河间地区大的黄土塬(院子—南庄)下部，沿大的沟谷两侧有零星下降泉出露。流量 1~20m³/d，矿化度一般较低。塬区村庄通过机井以该层为主要目的含水层取水，井深 180~200m，水位 100~120m，降深 40~60m，出水量 50~200m³/d。矿化度 0.30~0.35g/L，水化学类型主要为 HCO₃-Ca•Mg•Na 型。

（2）下白垩统志丹群孔隙、裂隙承压含水层

①环河组孔隙、裂隙承压含水层(第二含水层)

含水层岩性为暗紫红色粉砂岩、泥岩、砂质泥岩夹细砂岩，局部发育溶蚀空洞。地层总厚度 201~389m，其中的砂岩段含水层厚度 60~90m，水位标高 990~998m，降深 9.93~74.82m，涌水量 0.91~7.13L/S，单位涌水量 0.092~0.098L/s•m，渗透系数 0.13~0.14m/d，水质矿化度 1.06~2.74g/L，水化学类型主要为 Cl•SO₄-Na 型。根据地层岩性及抽水试验资料判断，该含水层属弱富水性的含水层。

②洛河组砂岩类孔隙、裂隙承压含水层(第三含水层)

含水层岩性主要为紫红、棕红色中粗粒砂岩，中下部岩性以泥岩为主，底部普遍缺

失宜君组砾岩。其中砂岩层胶结较疏松，含水性较好。洛河组下部泥岩段与下伏的侏罗系安定组泥岩层直接接触。地层厚度 124~525m，平均厚 370m。在低洼的马莲河河谷地区揭露到该层组的钻孔往往形成自流水。含水层厚度 298~503m，水位标高 985.98~1101.80m，降深 9.65~36.0m，涌水量 5.0~44.12L/s，单位涌水量 0.14~1.45L/s·m，渗透系数 0.0350~0.3498m/d，平均约为 0.20m/d，矿化度 2.59~5.71g/L，水化学类型主要为 SO₄-Na、SO₄·Cl-Na 型。根据单位涌水量判定，该层属中等富水性—强富水性含水层。在马莲河、九龙河等较大河谷地区属强富水性含水层，在塬区下方属中等富水性含水层。

③直罗组、延安组砂岩复合承压含水层(第四含水层)

岩性主要为粉—细砂岩、中砂岩、粗砂岩与泥岩、砂质泥岩互层，在延安组夹有煤层。含水层厚度 67~119m，水位标高 1025.57~1169.55m，承压水头高于中侏罗统直罗组、延安组含水层顶板 910.55m~1161.59m，降深 23.64~209.97m，涌水量 0.61~2.40L/s，单位涌水量 0.005~0.026L/s·m，渗透系数 0.005~0.033m/d，平均 0.012m/d，矿化度 9.5~15.17g/L，水化学类型主要为 SO₄-Na、SO₄·Cl-Na 型。根据单位涌水量判定，该层属弱富水性含水层。

矿井正常、最大涌水量分别采用比拟法和集水廊道法结果，并考虑消防洒水等析出水量，结合周边矿井涌水量情况，暂定矿井正常涌水量按《勘探报告》最大涌水量并考虑消防洒水析出水量，为 1650m³/h（39600m³/d）。

本项目生产用水拟采用九龙川矿井水，根据《煤炭工业矿井设计规范》，采用矿井排水作水源时，其安全供水量应小于涌水量，规划按 30%折减，初步分析，可利用的矿井排水量为 1155m³/h（27720m³/d），根据矿井及选煤厂水量平衡图在扣除主井工业场地及风井工业场地用水量共计 7768.6m³/d 后，剩余可利用矿井排水量为 19951.4m³/d。

2.5.3 地表水

宁县境内有较大河流 9 条，均属黄河流域泾河水系，马莲河、蒲河、无日天沟为泾河一级支流，湘乐川、平道川系城北河支流，城北河、九龙河、砚瓦川均系马莲河支流。电厂厂址附近地表水源有马莲河和九龙河。

2.5.3.1 马莲河

马莲河是宁县境内的第二大河流，是泾河一级支流，发源于宁夏回族自治区盐池县麻黄山，于环县甜水堡流入庆阳市，在铁莲川口流入宁县境内，于政平汇入泾河。马莲河总河长 374.8km，宁县境内河长 59km，流域面积 2302.8km²，河道平均坡降 1.45‰。根据马莲河出口控制站雨落坪水文站 65 年的实测资料统计，马莲河多年平均流量为

13.78m³/s，多年平均径流量为 43000 万 m³，最大径流量为 96690 万 m³，发生在 1964 年，最小径流为 21420 万 m³，发生在 2015 年。径流年内变化较大，汛期 5~10 月经流量占年径流量的 78.3%，主汛期 7、8、9 三个月径流量占年径流量的 60.4 %，非汛期 11-4 月经流量占年径流量量的 21.7 %。多年平均含沙量为 250kg/m³，多年平均输沙量为 11720 万 t，多年平均输沙模数为 6400t/km²。

雨落坪水文站位于宁县新庄乡雨落坪，距离站址约 14km，该水文站资料可代表马莲河厂址段水文条件，1954 年建站，共有 1956~2020 年共 65 年实测径流资料，65 年系列中包含丰水年组、平水年组、枯水年组及丰、平、枯水年。自 1956~2020 年实测年径流量变化可分为: 1959~1963 年、1979~1983 年、2005~2020 年为相对枯水期(2013 年径流量略大于多年平均径流量)，各枯水时期平均径流量分别占多年平均径流量的 95.97%、84.95%、76.38%。该河流无明显连续丰水期，其余时段径流变化没有显明的规律。雨落坪水文站 1956~2020 年天然径流系列频率计算统计参数见表 2.5-1。

表 2.5-1		雨落坪水文站年径流特征值表(1956-2020)				单位:亿 m ³		
水文站	均值	C _V	C _S /C _V	各频率设计值				
雨落坪站	4.30	0.36	4.36	P=25%	P=50%	P=75%	P=95%	P=97%
				5.02	3.91	3.17	2.59	2.51

马莲河雨落坪站有泥沙测验资料，多年平均输沙量为 11720 万，输沙量的年际变化与径流过程相应，输沙量的年内分配与含沙量年内分布过程一致，输沙量主要集中在主汛期的 7、8 月份。雨落坪站多年平均输沙量月变化见表 2.5-2。雨落坪泥沙频率计算统计参数见表 2.5-3。

表 2.5-2		雨落坪站多年平均输沙量月分配表										单位：万 t	
站名	雨落坪站多年平均输沙量月分配表												
雨落坪	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	总量
	0.09	3.68	19.98	19.89	236.22	639.80	3525.61	6618.92	625.39	24.40	1.56	0.18	11720

表 2.5-3

雨落坪泥沙频率计算成果

单位: 万 t

站名	系列	频率				C_v	C_v/C_s	均值
雨落坪	年输沙量	25%	50%	75%	95%	0.53	1.72	11720
		15247.6	10791.11	7185.76	3338.29			

从以上数据可以看出, 马莲河电厂段的 97%年径流量为 2.51 亿 m^3 , 从总水量上来看满足电厂用水需求, 但该河丰枯水量变化剧烈, 泥沙含量很高, 且现状马莲河电厂段无建成的取水工程, 故电厂直接从马莲河取地表水难度很大。

2.5.3.2 九龙河

九龙河发源于子午岭西麓的龙池, 在宁县城汇入马莲河, 流域面积 $647km^2$, 河长 56km, 河道平均坡降 7.25‰。宁县境内流域面积 $464km^2$ 。在川口以上分为左家川和嘉峪川两条支流。根据九龙河宁县水文站实测资料统计, 多年平均流量 $0.48 m^3/s$, 多年平均径流量为 1530 万 m^3 。

九龙河宁县站于 1983 年 1 月开始观测, 共有 1983~2021 年 39 年实测径流系列。1983~1985 年为连续丰水期, 2014~2017 年为连续枯水期, 连续丰水期平均径流量为多年平均径流量的 162%, 连续枯水期平均径流量为多年平均径流量的 47%, 近 10 年来径流量衰减趋势明显。九龙河 1-6 月为枯水期, 7-8 月为丰水期, 9-12 月为枯水期。《宁县水资源调查评价》中为了使降雨径流资料系列同步, 对九龙河宁县水文站实测径流系列资料进行相关延长。根据延长后宁县水文站 1957~2021 年天然径流系列进行频率计算, 宁县统计参数见表 2.5-4。

表 2.5-4

宁县水文站年径流特征值表(1957-2021)

单位: 万 m^3

水文站	均值	C_v	C_s/C_v	各频率设计值				
宁县站	1530.83	0.51	2.2	P=25%	P=50%	P=75%	P=95%	P=97%
				1949.85	1388.11	957.45	537.12	466.36

从以上数据可以看出, 九龙川 97%年径流量为 466.36 万 m^3 , 从总量上来看满足电厂用水需求, 但九龙河水量较小, 特枯期可能断流, 且汛期洪水及泥沙含量大, 现状又无取水工程, 电厂从九龙河直接取地表水难度很大。

2.5.3.3 白吉坡水库

白吉坡水库位于襄乐川上游的白吉坡村，1959 年动工，1973 年建成，控制流域面积 252 平方公里，其中林区面积 232 平方公里，为襄乐川下游渠道之水源。年来水量 280 万立方米。1975 年处理坝体裂缝，增设溢洪道，先后两次加固坝体。为提高防洪标准，按 50 年一遇洪水设计，500 年一遇洪水校核，于 1980 年土坝加高 1 米，改建溢洪道，并有输水洞等工程设施。这座坝高 24.5 米，总库容量 565 万立方米，有效库容 265 万立方米，滞洪库容 185 万立方米，死库容 115 万立方米。水库建成投入运行至今，目前已发展成为集灌溉防洪与县城调蓄供水为一体的综合性水库。该水库对湘乐镇及县城的防洪起到重要作用，为促进宁县社会经济发展提供了水资源保障，同时还改善了湘乐川区农民的生产和生活条件。白吉坡水库距厂址约 43km，且主要以农业灌溉为主要用途，因此不考虑作为电厂水源。

2.5.4 水源小结

本工程 2×660MW 机组年原水用水量为 $183 \times 10^4 \text{m}^3/\text{a}$ 。

综上所述，宁县污水处理厂 2023.4~2024.3 一年合计出水量 $149.2 \times 10^4 \text{m}^3$ ，目前无用户，可全部供给电厂使用，但是宁县污水处理厂年出水量不能满足电厂用水需求。

早胜镇生活污水厂 2023 年 8 月~2024 年 3 月八个月合计出水量 $25.9 \times 10^4 \text{m}^3$ ，按日平均平均出水量 $1070 \text{m}^3/\text{d}$ 估算，早胜镇生活污水厂 4 月至 7 月出水量约为 $13.1 \times 10^4 \text{m}^3$ ，即早胜镇生活年出水量约为 $39.0 \times 10^4 \text{m}^3$ ，目前无用户，可全部供给电厂使用，但不能满足电厂用水需求。

马莲河丰枯水量变化剧烈，泥沙含量很高，且现状马莲河电厂段无建成的取水工程，故电厂直接从马莲河取地表水难度很大。九龙河水量较小，特枯期可能断流，且汛期洪水及泥沙含量大，现状又无取水工程，电厂从九龙河直接取地表水难度很大。白吉坡水库距厂址较远且主要以农业灌溉为主要用途，因此不考虑作为电厂水源。

新庄煤矿已经投产。新庄煤矿矿井正常涌水量为 $1850 \text{m}^3/\text{h}$ ，根据《煤炭工业矿井设计规范》，采用矿井排水作水源时，其安全供水量应小于实际排水量，本次工作，采用正常涌水量按 30%折减计算矿井水的可利用量，为 $1295 \text{m}^3/\text{h}$ ，矿井水经过混凝、沉淀后， $420 \text{m}^3/\text{h}$ 作为煤矿自用水，可用水量扣除煤矿自用水剩余 $875 \text{m}^3/\text{h}$ （未脱盐）水量外排。目前新庄煤矿已与长庆桥工业园区签订供水协议，但具体用水量尚未确定。初步分析，不考虑长庆桥工业园区供水情况下新庄煤矿矿井水满足电厂用水需求。

九龙川矿井水可利用的矿井排水量为 $1155 \text{m}^3/\text{h}$ （ $27720 \text{m}^3/\text{d}$ ），扣除主井工业场地及

风井工业场地用水量共计 $7768.6\text{m}^3/\text{d}$ 后, 剩余可利用矿井排水量为 $19951.4\text{m}^3/\text{d}$, 能够满足本项目生产用水需求。

本项目生产用水拟采用九龙川煤矿矿井水, 但九龙川煤矿矿井建设周期与本项目建设周期相比较迟, 因此需要考虑过渡期水源。

本项目过渡期水源可采用如下方案: (1) 项目从宁县县城污水处理厂和早胜镇污水处理厂出水调蓄池直接取水, 采用管道加压输送至电厂, 和盛镇污水处理厂中水经疏水管道输送至宁县县城污水处理厂新建调蓄池后, 由调蓄池加压疏水至电厂。宁县县城污水处理厂、早胜镇污水处理厂、和盛镇污水处理厂年可供水量为 188.71万 m^3 , 日可供水量为 $5170\text{m}^3/\text{d}$, 水源可靠。

(2) 新庄煤矿矿井疏干水通过泵站从矿区废水处理站蓄水池提取, 经管道加压输送至电厂, 年可供水量为 $253.2\text{万 m}^3/\text{a}$, 水量水质满足电厂使用。

(3) 电厂生活取水水源为早胜镇供水站, 早胜镇供水站地下水满足项目 $3.5\text{万 m}^3/\text{a}$ 取水量, 水源满足项目要求。

水源的最终结论以批复的水资源论证报告为准。

2.6 贮灰场

2.6.1 灰场概述及库容

电厂本期建设规模为 $2\times 660\text{MW}$ 机组。除灰拟采用干除灰方式。

本工程 $2\times 660\text{MW}$ 机组设计煤种年灰渣量为 $71.56\times 10^4\text{t}$, 石子煤量 $1.485\times 10^4\text{t}$, 石膏量为 $16.5\times 10^4\text{t}$ 。碾压后的灰渣按重度 $1.0\text{t}/\text{m}^3$ 计, 石子煤按重度 $2.0\text{t}/\text{m}^3$ 计, 碾压后的石膏堆积密度按 $1.9\text{t}/\text{m}^3$ 计算。本期 $2\times 660\text{MW}$ 机组每年所产生的灰渣和石膏为 $80.9825\times 10^4\text{m}^3$ 。

本工程贮灰场拟采用马家村西沟灰场, 该灰场位于厂区北偏东方向, 直线距离约 2.0km 处, 属沟谷型灰场, 岸壁陡峭, 沟谷呈“U”型。其一侧有水泥道路通过, 但局部已被冲断, 交通条件一般。依据附件 22~附件 31, 灰场范围内无限制性因素。

灰场走向自沟口北西项至沟头转为南偏东向, 沟底高程 $1080.0\sim 1132.0\text{m}$; 两侧为黄土斜坡地段, 沟底至沟顶相对高差约 $100\sim 140\text{m}$, 总体坡度为 $30\sim 35^\circ$; 黄土斜坡地段见有小型崩塌、滑坡发育, 右侧斜坡见有多条水蚀支沟, 其长度约 $100\sim 150\text{m}$, 宽 $10\sim 30\text{m}$; 沟底经高速公路修路弃土回填, 为随意堆填, 未经碾压处理, 地形已发生改变, 沟底两侧及沟头修建有排水渠, 目前该排水渠在沟内已不连续, 被崩塌、滑坡、雨水冲刷带来的黄土掩埋。

灰场地段在沟底分布有人工填土、冲洪积黄土状粉土,以下为区内黄土/古土壤互层;在冲沟斜坡地段分布有厚层黄土/古土壤互层,其分布特征与厂区内接近。库区地层渗透性较强,需考虑采取防渗措施。

本工程贮灰场拟按山谷干式贮灰场设计。

本期工程每年排放的灰渣量、石子煤及脱硫石膏所需库容约 $80.9825 \times 10^4 \text{m}^3$,贮灰场容积 3 年所需库容约 $242.94 \times 10^4 \text{m}^3$ 。当堆灰至标高 1153m 时,堆灰高度约 65m,占地约 18hm^2 ,形成库容约 275 万 m^3 ,可满足电厂本期 2×660MW 机组贮灰渣、石膏 3 年储灰量。

2.6.2 灰场设计标准

根据《火力发电厂水工设计规范》DL/T5339-2018 之 18.2.1 条,灰场级别为二级,设计洪水标准五十年一遇,校核洪水标准为二百年一遇。

2.7 工程质地

2.7.1 区域地质特征

2.7.1.1 区域地层

项目位于鄂尔多斯盆地南部,地层区划属华北地层区鄂尔多斯分区。鄂尔多斯盆地甘肃部分包括鄂尔多斯西缘分区(马家滩—平凉小区)和鄂尔多斯分区两个分区。

三叠系:三叠系地层在区内发育良好,化石较丰富,层序清楚。自下而上划分为下统刘家沟组、和尚沟组;中统纸坊组、铜川组;上统胡家村组、永坪组、瓦窑堡组。各组之间大多为整合接触。

侏罗系:侏罗系分布较广泛,尤其在盆地分区大面积分布。自下而上划分为下统富县组,中统延安组、直罗组、安定组,在西缘分区还存在上统芬芳河组。

白垩系:受构造抬升剥蚀影响,白垩系上部缺失,下白垩统志丹群(K_{1h})分布十分广泛,几乎覆盖全区,自下而上可划分为五个岩性组:宜君组、洛河组、环河华池组、罗汉洞组及泾川组,各组间均为整合接触。

古近系固原群(Egy):主要见于西缘分区的六盘山东麓,又可划分为古新一始新统寺口子组(E_{1-2s})和渐新统清水营组(E_{3q})。

新近系甘肃群(N_{gn}):分布较广。区内可划分为中新统咸水河组(N_{1x})和上新统临夏组(N_{2l})。

第四系:区内第四系分布广泛。更新统自下而上分为下更新统三门组,中更新统离石组,上更新统萨拉乌苏组、马兰组。全新统沉积类型多样。

2.7.1.2 区域构造

以鄂尔多斯盆地西南部区域构造特征分析,可以划分出渭北隆起、天环坳陷、西缘断褶带、陕北单斜等构造单元(图 2.7-1)。

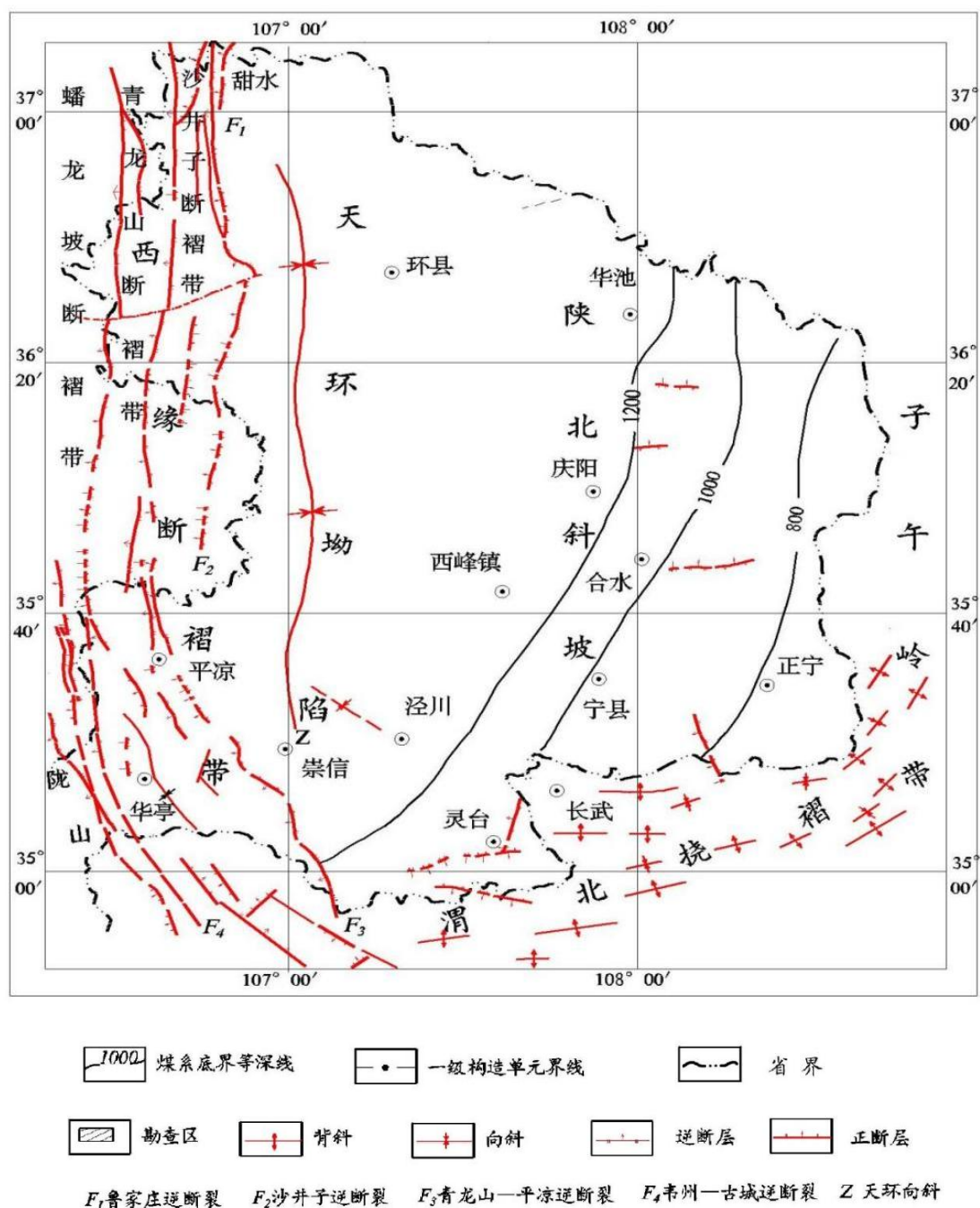


图 2.7-1 区域构造纲要图

各构造带特征简述如下：

渭北隆起：中晚元古代到早古生代为一向南倾斜的斜坡，是北秦岭加里东褶皱带的前锋，加里东构造十分发育。中石炭世东西两侧相对下沉，西侧缺失石炭系上统，被平整的二叠系不整合所覆盖，东侧沉积了本溪组。中生代晚期开始隆升，新生代盆地边缘解体，渭河地区断陷下沉，渭北地区进一步翘倾抬升，形成现今构造面貌。

天环坳陷：分布于陕北斜坡以西，在平凉及环县以北有几个坳陷中心，联成一条南北向的西部坳陷带。早古生代处于贺兰坳拉谷以东，晚侏罗世由于西缘冲断褶皱带的升起和华北东部隆起带的进一步抬升，逐渐就位于现今的位置。早白垩纪坳陷断续发展，新生代坳陷结构进一步加强，沉降中心逐渐向东偏移，沉降带的基底构造表现为西翼陡东翼缓的不对称向斜。

西缘断褶带：早、晚古生代处于今盆地之西贺兰海的东部；三叠纪中期及中侏罗世属陆相鄂尔多斯盆地西部；晚侏罗世挤压冲断活动强烈，形成南、北、中构造特征不同分区明显的构造变形断裂。其中南段带分布于沙井子断层以西，构造线走向南北，次级褶皱断裂极为发育。

陕北斜坡：构造走向近南北向，以平缓状态向北西倾斜，平均坡降 10m/km，主要形成于早白垩世之后，盆地中主要的构造单元，占着盆地中部的广大范围，构造类型以鼻状构造为主，穹窿、短轴背斜为副，较少发育断裂。

2.7.1.3 地震动参数及地震液化评价

依据地震安评报告及评审意见（详见附件 49），工程场地的地基土类型为中软场地土，建筑场地类别为Ⅲ类。根据地震安评报告，所在区 50 年超越概率 10%地震动峰值加速度 0.087g，水平地震影响系数 α_{\max} 为 0.09 对应抗震设防烈度为 7 度，地震动反应谱特征周期为 0.65s。

场地地势平坦开阔，分布有均匀的深厚黄土（中软土），根据《建筑抗震设计规范（2016 年版）》（GB50011-2010）中表 4.1.1，属于对建筑抗震的一般地段。场地内不存在地震液化和震陷问题。

2.7.2 场地岩土工程条件评价

2.7.2.1 地层岩性分布和特征

根据本次勘察钻孔（最大深度 66m）及探井揭露的地层、地质调查测绘结果，结合前期勘察成果，并参考区域地质资料，拟建厂址地层岩性从上到下主要为上更新统马兰组（ Q_3^{eol} ）黄土、中更新统离石组（ Q_2^{eol} ）黄土，黄土层中夹有多层古土壤，各土层分

布较稳定。各层岩性及分布特征描述如下：

L1 黄土 (Q_3^{eol})：浅黄色，稍湿～湿，硬塑，土质较均匀，垂直节理、大孔隙发育，粉粒含量高。地表一般有 40mm～60mm 的农耕土层，富含植物根须。该层为第一层黄土，层厚 8.3m～13.3m，层底高程 1215.93m～1223.25m。

S1 古土壤 (Q_3^{eol})：棕黄～棕红色，稍湿～湿，硬塑，土质不均匀，具粒状结构，大孔隙和虫孔发育，见较多白色钙质菌丝，混钙质结核，黏粒含量高，含少量的钙质结核。该层为第一层古土壤，勘探揭露层厚 1.3m～4.6m，层底埋深 11.5m～17.2m，层底高程 1212.93m～1220.25m。

L2 黄土 (Q_2^{eol})：褐黄色，稍湿～湿，硬塑，土质较均匀，垂直节理、大孔隙较发育，粉粒含量高，混少量钙质结核。该层为第二层黄土，部分钻孔夹有古土壤薄层，层厚 5.1m～11.9m，层底埋深 18.0m～26.5m，层底高程 1203.83m～1212.93m。

S2 古土壤 (Q_2^{eol})：棕黄～棕红色，稍湿～湿，硬塑，土质不均匀，具粒状结构，针状孔隙和虫孔发育，见较多白色钙质菌丝，混钙质结核，黏粒含量高。该层为第二层古土壤，层厚 0.6m～3.8m，层底埋深 20.0m～27.8m，层底高程 1202.47m～1211.23m。

L3 黄土 (Q_2^{eol})：褐黄～黄褐色，稍湿～湿，硬塑，土质较均匀，见针状孔隙，垂直节理发育，混钙质结核，粉粒含量较高。该层为第三层黄土，层厚 5.4m～13.5m，层底埋深 28.6m～35.8m，层底高程 1193.39m～1202.84m。

S3 古土壤 (Q_2^{eol})：棕褐～棕红色，稍湿～湿，硬塑，土质较均匀，见针状孔隙，见白色钙质菌丝，混钙质结核，黏粒含量高。下部见有较多的钙质结核。该层为第三层古土壤，一般层厚 1.1m～4.6，层底埋深 31.0m～39.0m，层底高程 1189.48m～1199.97m。

L4 黄土 (Q_2^{eol})：褐黄～黄褐色，稍湿～湿，硬塑，土质较均匀，见针状孔隙，垂直节理发育，混钙质结核，粉粒含量较高。该层为第四层黄土，单层厚 3.1m～11.8m，层底埋深 36.5m～47.6m，层底高程 1180.53m～1194.94m。

S4 古土壤 (Q_2^{eol})：棕褐～棕红色，稍湿～湿，硬塑，土质较均匀，见针状孔隙，混钙质结核，黏粒含量高，见有钙质结核。该层为第四层古土壤，单层厚 1.5～6.4m，层底埋深 40.2m～50.8m，层底高程 1177.73m～1191.24m。

L5 黄土 (Q_2^{eol})：褐黄～黄褐色，湿～饱和，硬塑，土质均匀，见针状孔隙，混钙质结核，粉粒含量较高。该层为第五层黄土，夹有一层特征不明显的古土壤，单层厚 9.7m～20.6m，层底埋深 58.8m～65.0m，层底高程 1163.48m～1171.09m。

S5 古土壤 (Q_2^{eol})：棕褐～棕红色，湿～很湿，硬塑，土质较均匀，见少量针状孔

隙,混钙质结核,黏粒含量高。该层为第五层古土壤,层厚 1.0m~3.5m,层底埋深 61.1m~64.2m,层底高程 1164.73m~1167.99m。

L6 黄土 (Q_2^{col}): 黄褐色,湿~饱和,硬塑,土质均匀,见少量针状孔隙,混少量钙质结核。该层为第六层黄土,勘探揭露单层厚度 1.1m~4.0m,钻孔未揭穿该层。

各层土的埋藏条件及空间分布情况见初勘报告工程地质剖面图。

2.7.2.2 地下水埋藏条件

依据本次勘察结果,并结合区域地质资料,场地地下水主要为第四系黄土孔隙水。该类地下水主要以潜水形式分布于第四系中更新统黄土层中,主要以大气降水为补给来源,以人工取水和附近沟谷低处泉水为其主要排泄方式。

根据相关水文地质资料可知,受季节影响,地下水水位变化幅度为 2.0~3.0m,其中 12~2 月为枯水期,5~9 月为丰水期。勘察期间属丰水期,钻孔测得水位为第四系黄土孔隙水,水位埋深为 44.0~47.9m,对应标高 1182.13~1185.83m。

根据调查得知,厂区周边地下水位随城市发展及工农业用水影响,近年来,地下水位呈下降趋势,表现在 10 余年前当地村民打井取用地下水一般井深在 45m 以内,近年来周边打井取用地下水井深需达到 55m 以上。

2.7.2.3 黄土的湿陷性评价

本工程距位于泾河附近的华能正宁电厂直线距离约 16.5km,其地貌单元均为黄土塬,不同的地方在于华能正宁电厂地下水位埋深>80.0m;其黄土湿陷性评价结论为场地按自重湿陷场地,湿陷等级按IV(很严重)考虑,湿陷下限深度按 33.0m 考虑。

综上所述,场地按自重湿陷场地,湿陷等级按IV(很严重)考虑;大部分区域湿陷下限按 L3 层底考虑,湿陷下限深度按 31.0m 考虑;个别区域湿陷下限按 L4 层中部考虑,湿陷下限深度按 39.0m 考虑。

2.7.2.4 土的腐蚀性评价

根据我公司在黄土地区特别是庆阳地区大量的工程实践经验及周边工程勘察报告,推荐本工程场地地基土对混凝土结构按具有微腐蚀性考虑,对钢筋混凝土结构中的钢筋按具有微腐蚀性考虑。土对钢结构暂按具微腐蚀性考虑,等后续阶段进行土壤电阻率测试后再作修正。

2.7.2.5 地基土承载力评价

根据标准贯入试验结果,参考《工程地质手册》(第四版)表 3-3-8,地基承载力标准值见表 2.7-1 所示。

表 2.7-1 各层地基承载力特征值

层号	评价方法、依据	评价结果 $f_{ak}(\text{kPa})$	地基承载力特征 值 $f_{ak}(\text{kPa})$
L1 黄土	标准贯入试验 ($\dot{N}=8.0$)	128	150
	室内试验 $w=10.0\sim 18.8$, $w_L/e=24.0\sim 35.8$	155~250	
	地区经验数据	150	
S1 古土壤	标准贯入试验 ($\dot{N}=9.2$)	147	150
	室内试验 $w=14.2\sim 19.6$, $w_L/e=31.1\sim 47.6$	185~250	
	地区经验数据	150	
L2 黄土	标准贯入试验 ($\dot{N}=9.6$)	154	160
	室内试验 $w=11.9\sim 22.0$, $w_L/e=28.9\sim 37.4$	155~250	
	地区经验数据	160	
S2 古土壤	标准贯入试验 ($\dot{N}=9.6$)	154	170
	室内试验 $w=18.3\sim 21.6$, $w_L/e=34.6\sim 45.1$	190~250	
	地区经验数据	170	
L3 黄土	标准贯入试验 ($\dot{N}=9.9$)	158	170
	室内试验 $w=12.7\sim 26.0$, $w_L/e=30.2\sim 46.0$	145~250	
	地区经验数据	170	
S3 古土壤	标准贯入试验 ($\dot{N}=10.2$)	163	190
	室内试验 $w=17.4\sim 25.8$, $w_L/e=39.2\sim 46.6$	190~240	
	地区经验数据	190	
L4 黄土	标准贯入试验 ($\dot{N}=10.8$)	173	190
	室内试验 $w=14.5\sim 27.2$, $w_L/e=30.4\sim 39.7$	150~250	
	地区经验数据	190	
S4 古土壤	标准贯入试验 ($\dot{N}=12.0$)	192	200
	室内试验 $w=18.5\sim 25.1$, $w_L/e=31.5\sim 50.9$	150~230	
	地区经验数据	200	
L5 黄土	标准贯入试验 ($\dot{N}=12.4$)	198	200
	室内试验 $w=24.1\sim 24.1$, $w_L/e=34.7\sim 34.7$	180	
	地区经验数据	200	
S5 古土壤	室内试验 $w=\sim$, $w_L/e=\sim$		220
	地区经验数据	220	
L6 黄土	室内试验 $w=\sim$, $w_L/e=\sim$		230
	地区经验数据	230	

2.7.2.6 场地土的工程性能评价

Q_3 黄土、古土壤，主要分布于上部，由上至下逐渐由物理力学性质逐渐变好，具湿陷性，一般不宜直接作为建筑物的持力层。

Q_2 黄土、古土壤，位于 Q_3 黄土、古土壤下部，上部具湿陷性，中下部一般不具湿陷性。该层中下部可作为建（构）筑物的桩端持力层。

2.7.3 地基基础方案分析评估

依据本次勘察成果，在目前自然工况下，工程场地属自重湿陷性场地，湿陷性敏感、强烈，不宜作为建筑物的天然地基，需采用人工地基，应根据地层的性质及分布特点，针对不同建（构）筑物采取不同的地基处理措施。根据《湿陷性黄土地区建筑标准》（GB 50025—2018）第 6.1.1 条、第 6.1.3 条、第 6.1.4 条和第 6.1.5 条，在自重湿陷性黄土场地，甲类建筑物应处理基础底面以下的全部湿陷性黄土层；乙、丙类建筑物消除地基部分湿陷量的有关规定。综合考虑，地基处理方法建议采用钻孔灌注桩、灰土垫层、免夯填挤密桩复合地基等地基基础方案。分析如下：

（1）对于厂区拟建的主厂房、锅炉房、冷却塔等地基承载力和变形要求高的主要建（构）筑物，可采用干作业的钻孔灌注桩方案，成孔方法时需考虑钙质结核层对成孔的影响，以及成孔的安全性和经济性，桩端进入非湿陷性土层一定深度。

（2）对厂区的乙、丙类建筑可考虑采用部分消除湿陷量的地基处理方案，如挤密桩复合地基、灰土垫层法等，并结合防水及结构措施。处理深度（或厚度）应满足《湿陷性黄土地区建筑标准》（GB 50025—2018）的有关要求。

若采用桩基方案，可考虑采用旋挖等干作业成孔工艺，结合附近工程经验，各层土的极限侧阻力及极限端阻力经验值见表 2.7-2，最终桩基参数的取值以试桩报告为准。

表 2.7-2 各层土的极限侧阻力及极限端阻力经验值

层号	极限侧阻力 q_{sik} (kPa)	极限端阻力 q_{pik} (kPa)
L1 黄土	-25	/
S1 古土壤	-15	/
L2 黄土	-15	/
S2 古土壤	-10	/
L3 黄土	-10	/
	90（中性点以下）	

层号	极限侧阻力 q_{sik} (kPa)	极限端阻力 q_{pik} (kPa)
S3 古土壤	95	/
L4 黄土	95	/
S4 古土壤	105	1300
L5 黄土	110	1300
S5 古土壤	115	1300
L6 黄土	120	1400

2.7.4 结论及建议

- (1) 依据地震安评报告及评审意见，厂址的地震动峰值加速度为 0.087g，对应的地震基本烈度为Ⅶ度。地震动反应谱特征周期在Ⅲ类场地条件下为 0.65s。
- (2) 场地地势平坦开阔，分布有均匀的深厚黄土（中软土），根据《建筑抗震设计规范（2016 年版）》（GB50011-2010）中表 4.1.1，属于对建筑抗震的一般地段。场地内不存在地震液化和震陷问题。
- (3) 拟建厂址地貌上属黄土塬，场地地势平坦开阔，场地原始地形总体上呈北西高、西东低，由北西向南东微倾态势，地面高程 1227.70~1232.60m。地表中西部及南部建设有较多的民房，多为砖混结构；输电线路较多，多为近东西向展布、少量为近南北向展布；其余地段均为耕地，主要种植小麦、蔬菜等农产品。
- 厂址距离周边冲沟有适宜的安全距离，可不考虑冲沟内不良地质作用对场地的影响。
- (4) 依据本次勘察成果，厂址地层从上到下为第四系上更新统马兰组（ Q_3^{eol} ）黄土、中更新统离石组（ Q_2^{eol} ）黄土，黄土层中夹有多层古土壤，各土层分布较稳定。
- (5) 厂区地下水主要以潜水形式分布于第四系中更新统黄土层中，主要以大气降水为补给来源，以人工取水和附近沟谷低处泉水为其主要排泄方式，地下水水位变化幅度为 2.0~3.0m，勘察期间属丰水期，钻孔测得水位为第四系黄土孔隙水，水位埋深为 44.0~47.9m，对应标高 1182.13~1185.83m。根据调查得知，近年来地下水位呈下降趋势。
- (6) 场地按自重湿陷场地，湿陷等级按Ⅳ（很严重）考虑；大部分区域湿陷下限按 L3 层底考虑，湿陷下限深度按 31.0m 考虑；个别区域湿陷下限按 L4 层中部考虑，湿陷下限深度按 39.0m 考虑。需要说明的是，试验室还有 2 个探井正在作业，对湿陷深度较大的土样也在进行复核，最终的结论可能会调整。

(7) 地基土对混凝土结构、钢筋混凝土结构中的钢筋按微腐蚀考虑。

(8) 厂址上部地基土工程性能较差，不能满足天然地基要求，需采用人工地基或桩基础方案。建议甲类建筑物应处理基础底面以下的全部湿陷性黄土层；乙、丙类建筑物消除地基部分湿陷量的有关规定。

(9) 依据《建筑地基基础设计规范》（GB50007—2011），本工程场地季节性标准冻土深度在 60~80cm。

2.8 水文气象

2.8.1 洪水

2.8.1.1 厂址洪水

厂址位于甘肃省庆阳市宁县东南约 15km 处，北侧距 327 国道、九龙河分别约 600m、7.5km，西距早胜镇、马莲河分别约 1.5km、12km，厂址处相对位置详见章节 2.1。厂址高于北侧九龙河约 250m，不受北侧九龙河百年一遇洪水影响；厂址高于西侧马莲河约 300m，不受西侧马莲河百年一遇洪水影响。站址东南约 150m 有冲沟发育，站址高于冲沟底部上百米，不受冲沟洪水影响，但距离冲沟较近，应注意高边坡的稳定性。

厂址位于山塬顶部，现状为农田，整体地势较高，区域地势东北高西南低，厂址东、北侧受坡面洪水的影响，另，厂址北侧和南侧围墙处，局部低洼，最洼处地势比旁边低一米多，下雨时低洼处会积水，建议将围墙外侧平整并保持排水通畅，在围墙外侧平整后建议东、北侧围墙基础抬高 0.4m。

2.8.1.2 灰场洪水

马家村西沟灰场位于厂址东北约 2km 处，为山谷灰场，沟内地形破碎，岸壁陡峭，沟谷呈“U”型。

根据遥感影像获取流域特征参数，由设计暴雨参数、流域特征参数，在《电力工程水文气象计算手册》上查得暴雨衰减指数为 $n_1=0.53$ 、 $n_2=0.66$ 、 $n_3=0.75$ ，根据水科院小流域洪水计算求得灰场坝址处不同频率的洪峰流量及过程线见表 2.8-1、表 2.8-2。根据水结专业截洪沟位置布置及流域特征，将灰场截洪沟以上分段计算洪水，分段示意如图 2.8-1，计算求得截洪沟以上小流域不同频率的洪峰流量见表 2.8-3。

表 2.8-1 灰场初期坝以上洪峰流量计算成果表

流域面积 (km ²)	沟长 (km)	比降 (‰)	频率 (%)	最大 24 小时雨量 (mm)	下渗 强度 (mm/h)	汇流 时间 (h)	洪峰 流量 (m ³ /s)
2.03	2.8	76.5	0.2	270	8	0.7	71.3
			0.5	232.2		0.8	59.0
			1	202.8		0.8	49.6
			2	174.6		0.8	40.8
			3.33	153.6		0.9	34.4

表 2.8-2 灰场初期坝以上洪水流量过程线和洪水总量表

灰场名称	频率(%)	洪水过程线						洪水总量 (×10 ⁴ m ³)
马家沟西灰场	0.2	时间 (h)	0	0.4	0.7	2.2	5.2	32.0
		流量 (m ³ /s)	0	11.4	71.3	8.1	0	
	0.5	时间 (h)	0	0.4	0.8	2.2	5.1	26.0
		流量 (m ³ /s)	0	9.4	59.0	6.7	0	
	1	时间 (h)	0	0.4	0.8	2.2	5	21.3
		流量 (m ³ /s)	0	7.9	49.6	5.6	0	
	2	时间 (h)	0	0.4	0.8	2.2	4.8	17.1
		流量 (m ³ /s)	0	6.5	40.8	4.6	0	
	3.3	时间 (h)	0	0.4	0.9	2.1	4.6	14.0
		流量 (m ³ /s)	0	5.5	34.4	3.9	0	

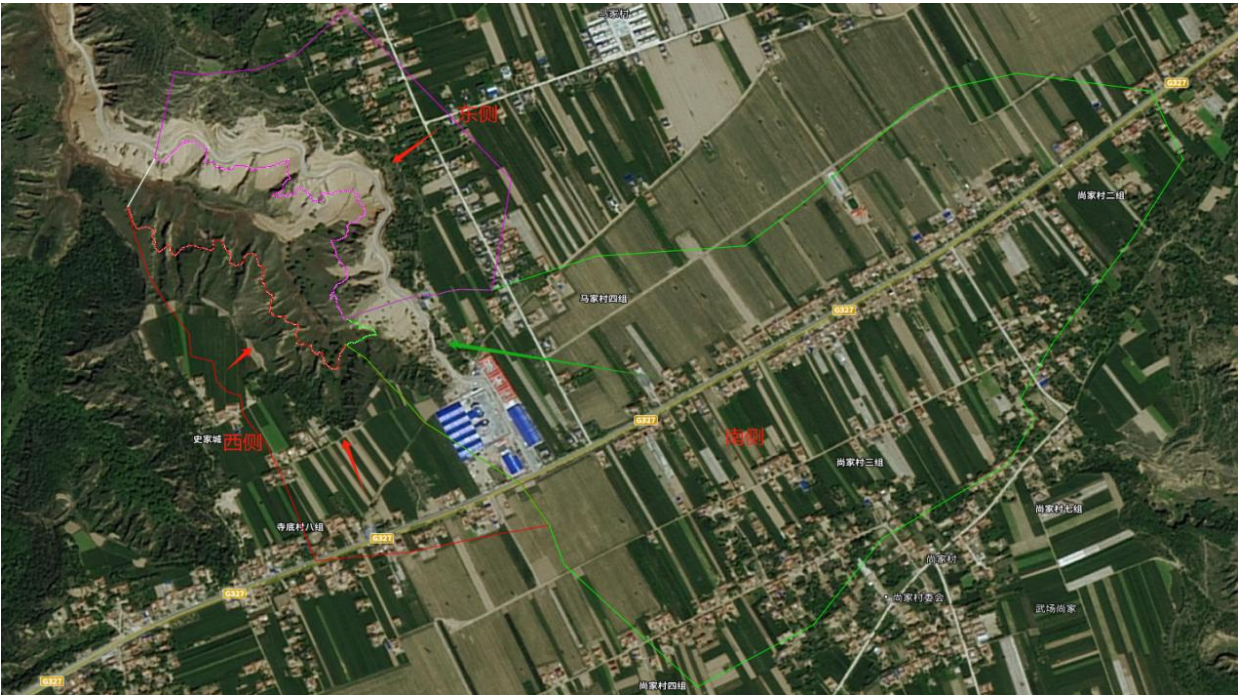


图 2.8-1 灰场截洪沟以上小流域划分示意图

表 2.8-3 灰场截洪沟以上 10 年一遇洪峰流量计算成果表

名称	流域面积 (km ²)	沟长 (km)	最大 24 小时雨量 (mm)	洪峰流量 (m ³ /s)
西侧	0.28	0.2	109.14	16.4
南侧	1.34	2.1		22.8
东侧	0.29	0.3		12.2

2.8.2 气象条件

2.8.2.1 气候概况及气象站资料移用分析

宁县深居内陆属温带季风气候区。冬季漫长寒冷，雨雪少；春季转瞬即逝，冷暖变化大；夏季短促，气温高，降水集中；秋季降温快，初霜也来得早。气候干燥，气温日较差大，光照充足，太阳辐射强。降水各季分配不匀，降水较多主要集中在 6～9 月。

厂址附近有宁县气象站，宁县气象站建站于 1957 年，是国家基本气象站，位于宁县早胜镇“乡村”，北纬 35°25′、东经 108°00′，海拔高度为 1221.2m，2017 年迁站至北纬 35°32′、东经 107°53′，海拔高度为 1135.3m。宁县气象站位于电厂东南方向约 19km 处，电厂海拔约 1230m。宁县气象站与电厂海拔、自然地理环境接近且两者间无较大阻挡物，

故确定本工程常规气象条件采用宁县气象站观测资料统计。

2.8.2.2 基本气象要素统计值

根据宁县气象站多年资料，统计气象站基本要素年值和月值见表 2.8-4 和表 2.8-5。

表 2.8-4 宁县气象站基本气象要素年值统计表

项目	单位	数值	发生日期
平均气压	hPa	879.7	
平均气温	℃	8.9	
最热月平均气温	℃	21.9	
最冷月平均气温	℃	-5.5	
极端最高气温	℃	38.2	2005.6.19
极端最低气温	℃	-27.1	1991.12.28
平均水汽压	hPa	9.2	
平均相对湿度	%	68	
年平均降水量	mm	565.4	
一日最大降水量	mm	119.5	2013
年平均蒸发量	mm	1379.9	
平均风速	m/s	1.9	
最大风速	m/s	21	1973.12.30
最大积雪深度	cm	24	1993.3.17
平均雷暴日数	d	24.1	
平均沙暴日数	d	0.4	
平均大风日数	d	4.0	
平均雾日数	d	26.8	

表 2.8-5 宁县气象站累年逐月气象要素统计表

月份	平均气压 (hPa)	平均温度 (℃)	平均风速 (m/s)	平均相对湿度 (%)	平均降水量 (mm)	平均蒸发量 (mm)
1	884.0	-5.5	1.6	60	4.9	37.4
2	882.1	-2.2	2.0	60	7.6	50.6
3	880.1	3.6	2.2	63	21.8	93.3
4	877.9	10.6	2.4	60	36.7	154.6
5	876.5	15.4	2.2	63	51.9	189.4
6	873.5	19.6	2.1	66	66.6	207.6

月份	平均气压 (hPa)	平均温度 (°C)	平均风速 (m/s)	平均相对湿度 (%)	平均降水量 (mm)	平均蒸发量 (mm)
7	872.3	21.9	2.1	73	115.7	201.7
8	875.1	20.7	1.9	77	108.9	172.0
9	880.2	15.3	1.6	79	78.3	108.8
10	884.0	9.2	1.7	76	49.3	79.7
11	885.5	2.1	1.7	71	19.0	47.9
12	885.5	-3.7	1.7	63	4.7	36.8
平均 或合计	879.7	8.9	1.9	68	565.4	1379.9

2.8.2.3 设计风速及风压

根据宁县气象站历年实测 10min 平均最大风速系列采用极值I型法统计计算，并参照国家《建筑结构荷载规范》GB50009-2012 中的风压等值线图，暂定电厂厂址处五十年一遇 10m 高 10min 平均最大风速为 23.7m/s，其相应的风压为 0.35kN/m²。

2.8.2.4 设计雪压

根据宁县气象站历年最大积雪深度资料，采用极值I型法统计计算，并结合周围地区及《建筑结构荷载规范》GB50009-2012 中的全国基本雪压分布图分析后认为，电厂五十年一遇雪压应采用 0.30kN/m²。

2.8.2.5 三十年一遇极端最低气温及风速

根据宁县气象站历年极端最低气温资料系列，采用 P-III型频率计算并结合周边工程，确定三十年一遇极端最低气温为-27.0℃。

2.8.2.6 频率 5%和 10%气象条件

根据宁县气象站近 5 年夏季（6、7、8 月）逐日平均干球温度、气压、相对湿度等资料求得对应的逐日平均湿球温度，再将逐日平均湿球温度从大到小进行累积频率统计，求得累积频率为 5%的的日平均湿球温度为 22.3℃，相应平均干球温度为 25.5℃，相对湿度为 75%，平均气压为 876.9Pa，平均风速为 1.5m/s；累积频率为 10%的的日平均湿球温度为 21.3℃，相应平均干球温度为 24.2℃，相对湿度为 77%，平均气压为 876.7Pa，平均风速为 1.8m/s。

2.8.2.7 暴雨强度公式

宁县暴雨强度公式，公式如下：

$$q = \frac{735(1 + 2.64lgP)}{(t + 6)^{0.791}}$$

式中：

q —流量(L/s/hm²)

p —重现期(a)

t —设计降水历时(min)

2.8.2.8 风向玫瑰图

宁县气象站全年、夏季、冬季风向玫瑰图见图 2.8-2。

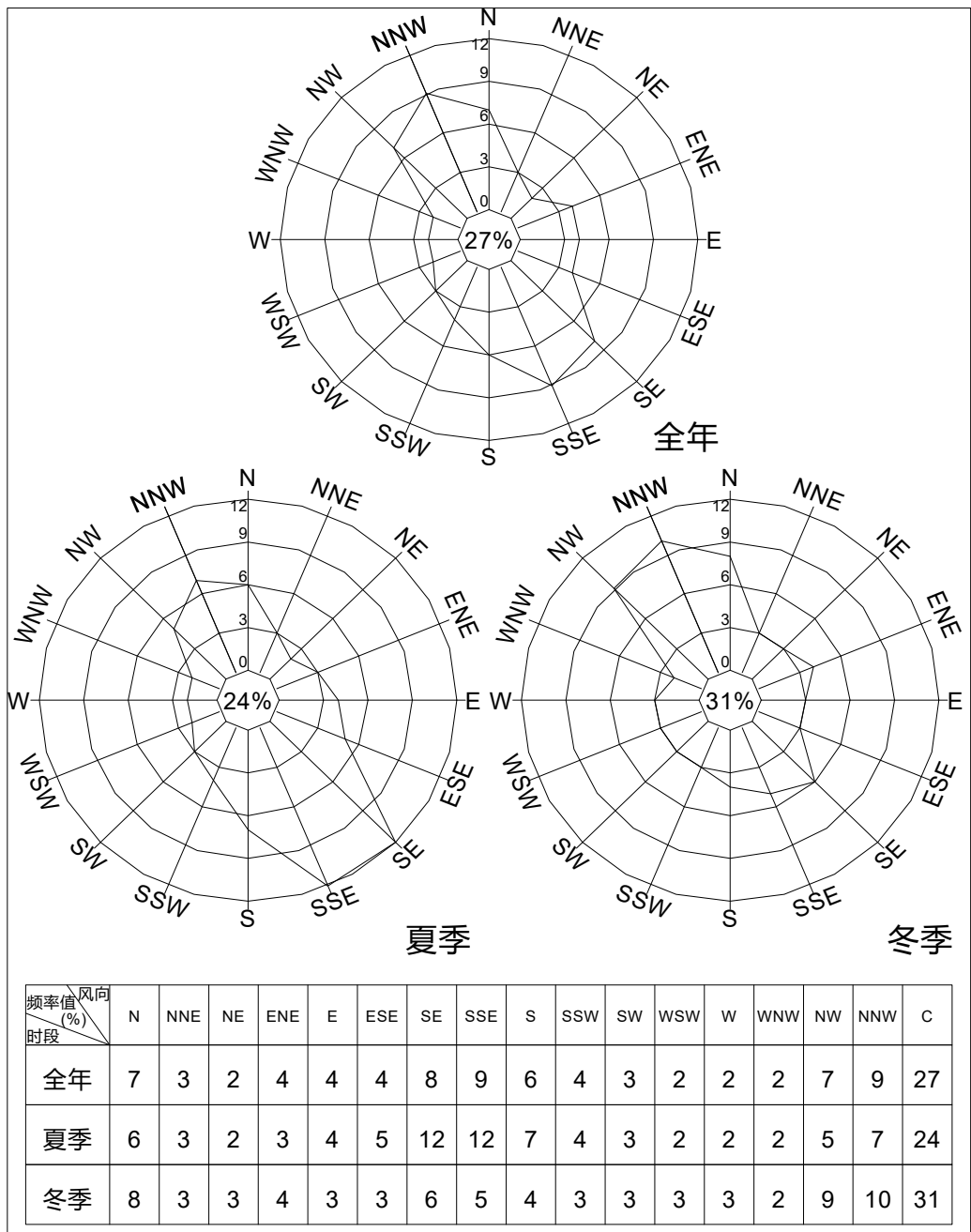


图 2.8-2 宁县气象站全年、夏季、冬季风向玫瑰图

2.8.2.9 空冷气象条件

因为宁县气象站 2004 年迁站至北纬 35°31′、东经 107°55′，海拔高度为 979.4m，2017 年迁站至北纬 35°32′、东经 107°53′，海拔高度为 1135.3m。两次迁站海拔高度差距有 155.9m，海拔高度变化较大，因此，空冷气象数据采用 2017～2023 年逐时观测数据进

行统计。由于厂址距宁县气象站 19km，厂址和气象站之间地形和地貌有一定差别，必然导致气温、风速和风向有一定的变化，建议在建设场地进行空冷气象对比和低空逆温观测及分析，根据观测及分析结果，对气象站的统计参数进行修正。

按照《电力工程气象勘测技术规程》DT/T5158-2021 中典型年的选取方法。典型年选取按如下过程：求出宁县气象站中最近 7 年的年平均气温，然后再求出最近 5 年内各年按小时气温统计的算术年平均值，将算术年平均值与最近 7 年的年平均气温最相近的一年作为典型年。在确定典型年时，若有多个年份气温与累年年平均气温相近时，应选择高于累年年平均气温的年份作为典型年。最终确定典型年为 2021 年。

典型年逐时干球温度累积频率统计成果见表 2.8-6，典型年逐时干球温度累积频率曲线图见图 2.8-3。

表 2.8-6 典型年逐时干球温度累积频率统计表

气温分级（℃）	出现时数	累积时数	累积频率（%）	气温分级（℃）	出现时数	累积时数	累积频率（%）
35.9~35.0	5	5	0.06	6.9~6.0	316	5842	66.69
34.9~34.0	3	8	0.09	5.9~5.0	296	6138	70.07
33.9~33.0	13	21	0.24	4.9~4.0	269	6407	73.14
32.9~32.0	28	49	0.56	3.9~3.0	237	6644	75.84
31.9~31.0	52	101	1.15	2.9~2.0	233	6877	78.5
30.9~30.0	49	150	1.71	1.9~1.0	194	7071	80.72
29.9~29.0	80	230	2.63	0.9~0.0	235	7306	83.4
28.9~28.0	94	324	3.7	-0.1~-1.0	191	7497	85.58
27.9~27.0	123	447	5.1	-1.1~-2.0	161	7658	87.42
26.9~26.0	147	594	6.78	-2.1~-3.0	132	7790	88.93
25.9~25.0	159	753	8.6	-3.1~-4.0	166	7956	90.82
24.9~24.0	185	938	10.71	-4.1~-5.0	161	8117	92.66
23.9~23.0	182	1120	12.79	-5.1~-6.0	139	8256	94.25
22.9~22.0	203	1323	15.1	-6.1~-7.0	136	8392	95.8
21.9~21.0	245	1568	17.9	-7.1~-8.0	101	8493	96.95
20.9~20.0	266	1834	20.94	-8.1~-9.0	84	8577	97.91
19.9~19.0	272	2106	24.04	-9.1~-10.0	52	8629	98.5
18.9~18.0	268	2374	27.1	-10.1~-11.0	27	8656	98.81
17.9~17.0	309	2683	30.63	-11.1~-12.0	31	8687	99.17

气温分级（℃）	出现时数	累积时数	累积频率（%）	气温分级（℃）	出现时数	累积时数	累积频率（%）
16.9～16.0	341	3024	34.52	-12.1～-13.0	19	8706	99.38
15.9～15.0	299	3323	37.93	-13.1～-14.0	17	8723	99.58
14.9～14.0	260	3583	40.9	-14.1～-15.0	8	8731	99.67
13.9～13.0	219	3802	43.4	-15.1～-16.0	9	8740	99.77
12.9～12.0	243	4045	46.18	-16.1～-17.0	3	8743	99.81
11.9～11.0	265	4310	49.2	-17.1～-18.0	6	8749	99.87
10.9～10.0	303	4613	52.66	-18.1～-19.0	8	8757	99.97
9.9～9.0	328	4941	56.4	-19.1～-20.0	1	8758	99.98
8.9～8.0	302	5243	59.85	-20.1～-21.0	2	8760	100
7.9～7.0	283	5526	63.08				

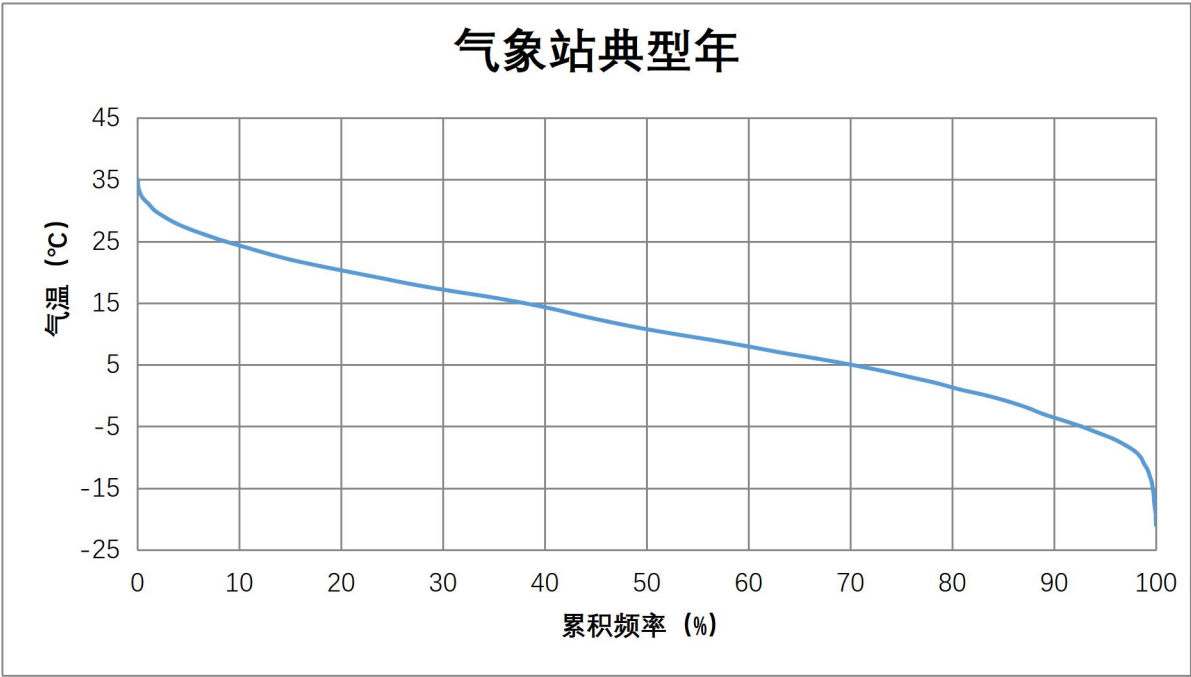


表 2.8-3 典型年逐时干球温度累积频率曲线

2.9 厂址主要技术指标

本工程厂址位于甘肃省庆阳市宁县早胜镇境内。厂址地处鄂尔多斯盆地南部，地层区划属华北地层区鄂尔多斯分区。位于宁县东南约 14.5km(直线距离)，公路里程约 20km（G211-G327-电厂进厂道路）。西距兰州 510km，东距西安 200km。西距早胜镇直线距离约 1.1km；西北距九龙川煤矿直线距离约 8.9km。东北距马家村西沟灰场直线距离约

2km。

厂址技术经济指标表

项 目 内 容		单位	早胜镇厂址
厂区用地		hm ²	60.68
厂外铁路专用线用地		hm ²	/
厂外道路用地		hm ²	12.7
贮灰场用地		hm ²	17.12
厂外工程管线用地		hm ²	60.13
施工区用地		hm ²	17
施工生活区用地		hm ²	5
其他用地		hm ²	/
铁路专用线长度		km	/
厂外道路长度		km	5.03
厂外供（排）水管线	供水管	km	40
	排水管	km	1.3
厂址土石方工程总量	挖 方	10 ⁴ m ³	104.9
	填 方	10 ⁴ m ³	85.6
厂区土石方工程量	挖 方	10 ⁴ m ³	6.6
	填 方	10 ⁴ m ³	6.6
厂外道路土石方工程量	挖 方	10 ⁴ m ³	73.5
	填 方	10 ⁴ m ³	73.5
贮灰场土石方工程量	挖 方	10 ⁴ m ³	/
	填 方	10 ⁴ m ³	/
施工生产区土石方工程量	挖 方	10 ⁴ m ³	12.3
	填 方	10 ⁴ m ³	5.5
其他设施区土石方工程量	挖 方	10 ⁴ m ³	/
	填 方	10 ⁴ m ³	/

3 电力负荷及发电厂容量

3.1 电厂在系统中的作用及建设必要性

（1）符合甘肃能源发展规划，响应国家战略策略

根据国家发改委《“十四五”现代能源体系规划》文件相关要求，发挥煤电支撑性调节性作用。统筹电力保供和减污降碳，根据发展需要合理建设先进煤电，保持系统安全

稳定运行必需的合理裕度，加快推进煤电由主体性电源向提供可靠容量、调峰调频等辅助服务的基础保障性和系统调节性电源转型，充分发挥现有煤电机组应急调峰能力，有序推进支撑性、调节性电源建设。

本工程的建设可以为甘肃电网提供强有力的电源支撑，有利于满足全省电力负荷增长需求，符合我国能源总体规划及地区能源规划，对全省的经济和社会可持续发展有着较为重要的作用。

（2）增强电网结构，促进甘肃电网的发展

庆阳电网位于西北 750kV 电网中部、甘肃 330kV 电网的东端，是西北电网电力交换的重要输送通道。甘能化庆阳电厂 2×660MW 工程将为西北 750kV 中部电网和甘肃 330kV 电网提供电源支撑，从而促进甘肃电网主网架的发展，增强西北电网主网架的输电能力，有利于西北电网安全稳定性的提高。

（3）促进大型煤电基地建设，加速甘肃经济发展

甘肃省陇东地区是国家规划的 14 个大型煤炭基地之一，境内煤炭资源丰富，探明资源量 359.8 亿吨（其中庆阳 271.8 亿吨），保有资源量 184 亿吨。九龙川井田位于宁正矿区内，开发建设包括九龙川矿井等在内的宁正矿区，是建设“陇东能源基地”的重要组成部分。在推动形成西部大开发新时期新格局过程中，合理开发九龙川矿井在内的煤炭资源，有利于保障能源供给，促进国家经济稳定快速发展。本工程所在宁县具备建设大规模煤电基地的有利条件，电源建设成本及发电成本相对较低，具有建设大型煤电基地的优势条件。甘能化庆阳电厂 2×660MW 工程，有利于促进甘肃大型煤电基地的建设，加速地区经济发展。

因此，甘能化庆阳电厂 2×660MW 工程的建设是必要的。

3.2 电力系统现状

甘肃电网处于西北电网的中心位置，是西北电网的主要组成部分，目前交流电网最高电压等级为 750kV，主网电压等级为 750/330kV。目前甘肃电网通过平凉～乾县 2 回、麦积～宝鸡 2 回 750kV 线路，与陕西电网相联；通过熙州～官亭 2 回、武胜～郭隆 2 回、沙州～鱼卡 2 回 750kV 线路与青海电网相联；通过白银～黄河 2 回、平凉～六盘山 2 回 750kV 线路与宁夏电网相联；通过敦煌～哈密 2 回、沙州～烟墩 2 回 750kV 线路与新疆电网相联。2017 年±800kV 酒泉～湖南特高压直流投入运行，起点酒泉换流站以 3 回 750kV 线路接入酒泉地区 750kV 莫高变电站，终期最大送电容量为 8000MW。

截至 2023 年底，甘肃全口径装机容量 86510MW。其中，水电装机 9718.2MW、火

电装机 25246.2MW（含生物质 246MW），水电装机 9718.2MW、风电装机 26141.0MW，太阳能装机 25397.8MW（含光热 210MW），占比分别为 11.2%、29.2%、30.2%、29.3%。储能装机 3131MW。

截至 2023 年底，已建成的 750kV 线路 52 条，甘肃境内总长度约 6724km；330kV 线路 369 条，甘肃境内总长度约 14322.38km；220kV 线路 40 条，总长度约 881km。全网共有 750kV 变电站 12 座，主变 23 台，容量 45900MVA；330kV 变电站 79 座，主变 177 台，总容量 49620MVA；220kV 降压变电站 7 座，主变 18 台，总容量 2370MVA。

2023 年甘肃省全社会用电量达到 1644.68 亿 kWh，较上年增长 9.6%。全社会最大用电负荷 22779MW，较上年增长 10.0%。

2023 年甘肃电网地理接线见图 3.2-1。

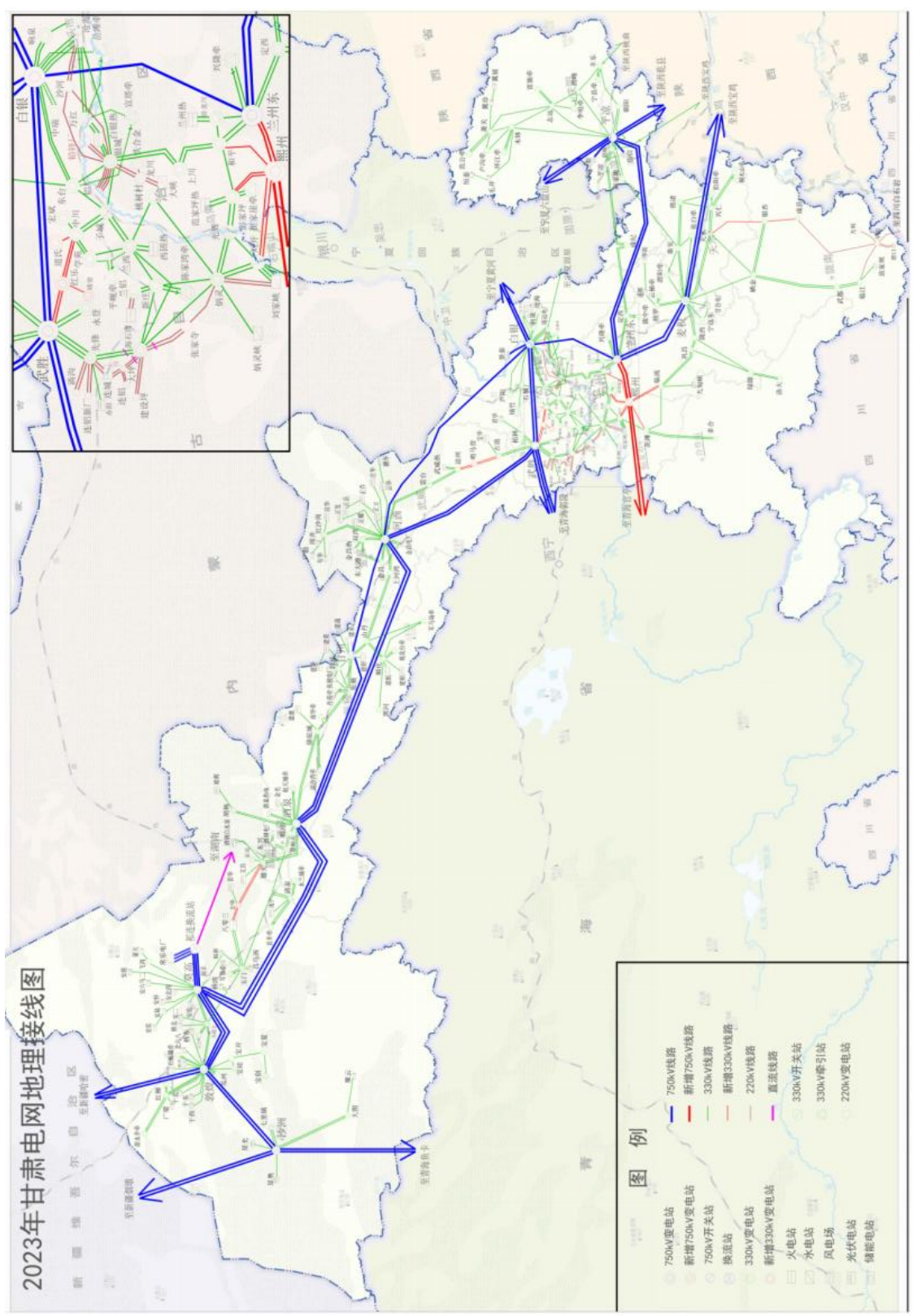


图 3.2-1 2023 年甘肃电网地理接线示意图

3.3 电力负荷预测及电力电量平衡

3.3.1 电力负荷预测

（1）甘肃电网负荷预测

根据甘肃电网发展规划最新成果，甘肃电力负荷预测见表 3.3-1。

预计甘肃电网 2025 年全社会最大负荷达到 27100MW，相应“十四五”年均增长率为 5.3%；2025 年全社会用电量达到 1900 亿 kWh，相应“十四五”年均增长率为 6.7%。预计 2030 年甘肃全社会最大负荷达到 37300MW，相应“十五五”年均增长率为 6.6%；2030 年全社会用电量达到 2550 亿 kWh，相应“十五五”年均增长率为 6.1%。

表 3.3-1 甘肃电网负荷水平预测（全口径） 单位：10MW、亿 kWh					
年份	2023 年 （现况）	2025 年	2030 年	“十四五”年均 增长率	“十五五” 年均增长率
甘肃最大发电负荷	2278	2710	3730	5.3%	6.6%
甘肃全社会用电量	1645	1900	2550	6.7%	6.1%

（2）陇东电网负荷预测

陇东庆阳、平凉地区电力需求预测结果见表 3.3-2。预测庆阳电网 2025 年最大用电负荷为 1600MW，“十四五”年均增长率为 12.4%。预测平凉电网 2025 年最大用电负荷为 850MW，“十四五”年均增长率为 5.1%。

表 3.3-2 陇东庆阳、平凉地区电力负荷预测 单位：10MW				
	2025 年	2030 年	十四五增速	十五五增速
庆阳	160	240	12.4%	8.4%
平凉	85	110	5.1%	5.3%

3.3.2 电源发展规划

根据甘肃水能、煤炭和新能源等规划的最新成果与电源前期工作情况，2025 年，甘肃电源装机将达到 125750MW。其中：水电装机容量为 9850MW，占比 7.8%；火电装机容量为 34530MW，占比 27.5%；风电装机容量为 38530MW，占比 30.6%；太阳能发电装机容量为 42840MW，占比 34.1%。根据甘肃电力公司发展部边界资料，2030 年，已核准抽蓄项目（昌马抽蓄、张掖抽蓄、皇城抽蓄、黄羊抽蓄、黄龙抽蓄、永昌抽蓄、

平川抽蓄、漳县抽蓄）装机规模共计 11280MW，预计可建成内用规模 8700MW；火电外送部分考虑新增的直流配套 8000MW 机组（酒泉第二回直流 4000MW、库木塔格沙漠基地直流 2000MW、腾格里沙漠基地第二回直流 2000MW）以及内用火电机组新增 3320MW。新能源装机规模预测，“十五五”风电装机新增 16300MW（外送）和 29160MW（内用），太阳能装机新增 34200MW（外送）和 35740MW（内用）。

2025～2030 年甘肃电源总装机构成见表 3.3-3。2024～2030 年甘肃内用电源装机构成见表 3.3-4。

表 3.3-3	甘肃电网 2025～2030 年电源装机规模				单位：10MW
项目	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2030 年
水电	985	985	985	985	985
火电（含生物质等）	3453	4385	4385	4797	4997
风电	3853	5507	6462	7102	8349
光伏	4184	6783	7612	8772	10767
光热	100	160	160	360	560
抽蓄	0	0	0	400	870
合计	12575	17820	19604	22416	26529

表 3.3-4	甘肃电网 2025～2030 年内用电源装机总规模				单位：10MW
项目	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2030 年
水电	985	985	985	985	985
火电（含生物质等）	2453	2585	2585	2797	2797
风电	2483	3737	4262	4502	5349
光伏	3524	4753	5582	5942	7138
光热	80	90	90	90	90
抽蓄	0	0	0	400	870
合计	9525	12150	13504	14716	17229

1) 火电

目前省内核准在建祁韶直流配套电源常乐电厂 3、4 号机组 2×1000MW（已于 2023 年投运），陇东直流配套正宁电厂二期 2×1000MW、灵台电厂 2×1000MW。其他省内核

准的火电项目共 5 项，总容量 6720MW。兰州新区热电 2×350MW、甘能化庆阳电厂 2×660MW（本工程）、常乐电厂扩建 2×1000MW、张掖电厂扩建 2×1000MW、窑街热电 2×350MW。另外，新区电厂 2×1000MW 已取得建设指标。

预计到 2025 年，甘肃火电装机达到 34530MW（含生物质）。

2) 水电

甘肃省水力资源分属黄河流域、长江流域嘉陵江水系和由疏勒河、黑河、石羊河三大水系组成的河西内陆河流域。

截至 2023 年底，甘肃水电装机达到 9718.2MW，预计到 2025 年，甘肃水电装机达到 9850MW。

3) 新能源

截至 2023 年底，甘肃新能源装机规模 51539MW，其中风电装机 26141MW，光伏装机 25398MW（其中包含光热装机 210MW）。

“十四五”以来，甘肃已明确指标的新能源规模 7968.5 万千瓦，其中，省内内用 5305 万千瓦，祁部直流配套剩余 493.5 万千瓦，陇东直流配套 1050 万千瓦，陇电入浙直流配套 1120 万千瓦。至“十四五”末，全省新能源总装机规模 10322 万千瓦；考虑甘肃已下达指标的 456 万千瓦源网荷储一体化项目后，全省新能源总装机规模 10778 万千瓦；若再考虑国家第三批大基地 1420 万千瓦项目，全省新能源总装机规模 12198 万千瓦；若再考虑甘肃腾格里沙漠基地自用 600 万千瓦新能源项目，全省新能源总装机规模 12798 万千瓦。

综合考虑电源前期工作情况及接入安排，预计 2025 年末新能源装机 81370MW（不含储能），其余安排在“十五五”期间投产。

3.3.3 甘肃电网电力电量平衡

（1）电力平衡按甘肃省内用自平衡、直流外送与其配套电源自平衡，电量平衡按内用外送统一平衡。

（2）选择枯水年冬季 11 月份全年负荷高峰时段，对甘肃电网进行电力平衡。

（3）备用主要有负荷备用、事故备用、检修备用三部分。总备用按省内最高发电负荷的 13% 计算。

（4）水电电源按投产月份参加电力电量平衡，火电电源上半年投产的参加当年平衡，下半年投产的第二年参加平衡。

（5）热电机组供热期考虑 20% 容量受阻。

(6) 负荷高峰时段, 甘肃风电按 5%参加电力平衡; 光伏发电不参加电力平衡; 光热发电按装机容量的 50%参加电力平衡; 储能按 40%参与电力平衡。

(7) 水电利用小时数按实际多年平均利用小时数参加电量平衡计算; 风电年利用小时数按 2000 小时; 光伏年利用小时数按 1500 小时; 光热年利用小时数考虑按 2500 小时。

根据负荷预测、电源建设规划, 按照平衡原则进行电力电量平衡计算分析。甘肃电网内用电力平衡结果见表 3.3-5。甘肃电网电量平衡结果见表 3.3-6。

表 3.3-5

甘肃电网电力平衡表

单位: 10MW

项目	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2030 年
一.最高内用电力需求	2981	3179	3388	3608	4028
1.网内最高负荷	2710	2890	3080	3280	3730
2.需求侧响应%	3%	3%	3%	3%	5%
3.备用率%	13%	13%	13%	13%	13%
4.备用容量	352	376	400	426	485
二.年末内用装机容量	10170	13044	14635	15847	18420
1.水电	985	985	985	985	985
2.火电 (含生物质等)	2453	2585	2585	2797	2797
3.风电	2483	3737	4262	4502	5349
4.光伏	3524	4753	5582	5942	7138
5.光热	80	90	90	90	90
6.储能	645	894	1131	1131	1191
7.抽蓄	0	0	0	400	870
三.受阻容量	7382	10012	11521	12238	14633
1.水电	635	635	635	635	635
2.火电	340	340	340	340	340
3.风电	2431	3658	4172	4407	5237
4.光伏	3524	4753	5582	5942	7138
5.光热	0	0	0	0	0
6.储能	452	626	792	914	962
7.抽蓄	0	0	0	148	322
四.参加平衡容量	2789	3032	3114	3461	3787
1.水电	350	350	350	350	350

项目	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2030 年
2.火电	2113	2245	2245	2457	2457
3.风电	52	78	90	95	112
4.光伏	0	0	0	0	0
5.光热	80	90	90	90	90
6.储能	193	268	339	217	229
7.抽蓄	0	0	0	252	548
五.电力盈(+)亏(-)容量	-192	-147	-274	-147	-242

表 3.3-6

甘肃电网电量平衡表

单位：10MW、亿 kWh

项目	2025 年	2026 年	2027 年	2028 年	2030 年
1、网内需电量	1900	2020	2140	2270	2550
2、直流外送电量合计	800	1200	1600	2000	2400
3、交流送西北电量	300	300	300	300	300
4、水电可发电量	423	423	423	423	423
5、风电可发电量	716	936	1197	1356	1597
6、光伏可发电量	594	822	1080	1229	1539
7、光热可发电量	25	40	40	90	140
8、需火电发电量	1242	1298	1300	1471	1550
9、火电装机容量	3453	4385	4385	4797	4997
10、无盈亏火电理论利用小时					
新能源 95%利用率	3595	2960	2965	3067	3103
新能源 90%利用率	3795	3171	3238	3351	3433
新能源 85%利用率	3995	3382	3511	3634	3763

由电力平衡结果可见：“十四五”期间，在规划新能源和火电投运后，考虑直流外送与其配套电源自平衡时，2025 年甘肃省缺电力约为 1920MW，2030 年甘肃省缺电力约为 2420MW。

由电量平衡结果可见：2025 年，考虑全网新能源 95%利用率时，火电机组利用小时数为 3595 小时。若考虑全网新能源 85%利用率时，火电机组利用小时数为 3995 小时；2030 年，考虑全网新能源 95%利用率时，火电机组利用小时数为 3103 小时。若考虑全网新能源 85%利用率时，火电机组利用小时数为 3763 小时。

3.3.4 陇东电网供电平衡

2025 年，陇东 330kV 电网由庆阳北和平凉两座 750kV 变电站联合供电，具备解环运行条件，可以与兰州东、麦积 750kV 供电区实现解环运行，庆阳北 750kV 变电站供电区主要满足庆阳地区负荷供电及新能源送出，平凉 750kV 变电站供电区主要满足平凉地区负荷供电及电源送出。电网供电出力平衡分析结果见表 3.3-7。

从计算结果可以看出，陇东电网在冬大方式和夏大方式电力存在一定缺口（冬大方式电力亏缺 291MW，夏大方式电力亏缺 123MW），本项目投产后可部分缓解陇东地区冬大方式和夏大方式电力紧张的局面。

表 3.3-7	2025 年陇东电网供电平衡表					单位：10MW
	冬大	冬小	冬腰	夏大	夏小	夏腰
1、用电负荷	235.7	161.2	206.0	230.6	154.3	217.0
2、供电负荷	240.5	164.5	210.2	235.3	157.4	221.4
3、电源出力	211.4	529.3	587.6	223.0	493.9	552.2
3.1、水电出力	0.0	0.0	0.0	0.2	0.2	0.2
3.2、火电出力	140.9	108.1	108.1	152.4	72.7	72.7
3.3、风电出力	31.9	459.6	319.2	31.9	459.6	319.2
3.4、光伏出力	0.0	0.0	237.2	0.0	0.0	237.2
3.5、储能出力	38.5	-38.5	-77	38.5	-38.5	-77
4、电源装机	1173.3	1173.3	1173.3	1173.3	1173.3	1173.3
4.1、水电装机	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2	0.2
4.2、火电装机	167.8	167.8	167.8	167.8	167.8	167.8
4.3、风电装机	638.3	638.3	638.3	638.3	638.3	638.3
4.4、光伏装机	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0	290.0
4.6、储能装机	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0	77.0
5、330kV 电力盈(+)亏(-)	-29.1	364.8	377.4	-12.3	336.5	330.8

3.4 电厂与电力系统连接

根据接入系统设计单位提供的资料、地区电网建设运行情况、接入条件等因素，本期提出以下接入系统方案设想：甘能化庆阳电厂终期出 2 回 330kV 线路接入规划的 750kV 西峰东变电站，线路长度约 2×60km。考虑西峰东变投产进度在电厂之后，电厂考虑临时出 2 回 330kV 线路接入规划的 330kV 德尚变电站，线路长度约 2×50km。西峰东变建成后，将送出线路改接入西峰东变，新建线路约 2×15km。

接入系统方案最终以接入系统报告及其审查意见为准。

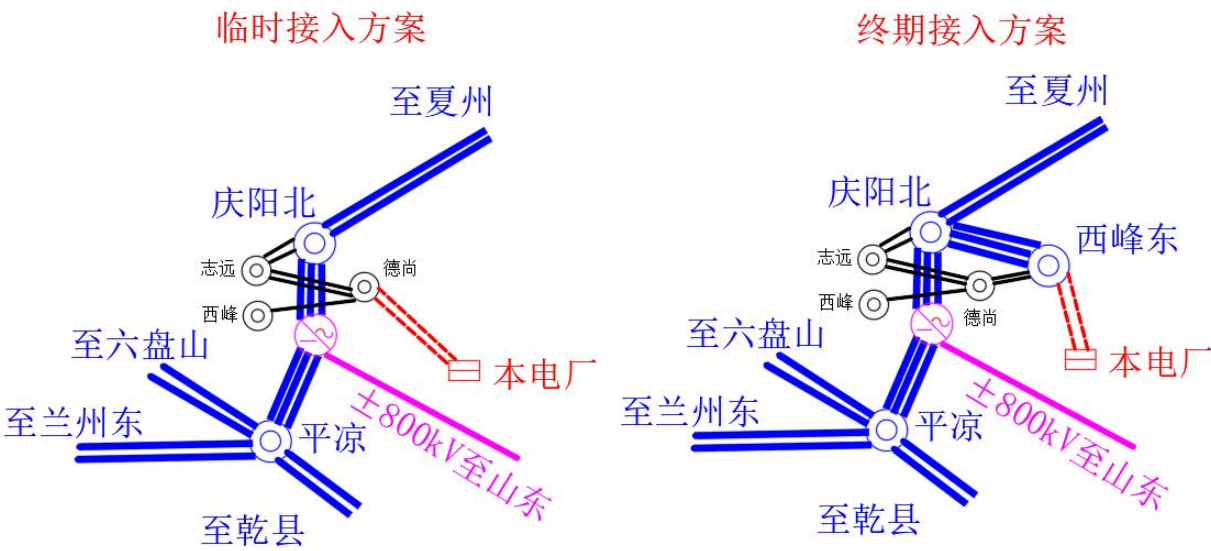


图 3.4-1 电厂接入系统方案示意图

3.5 电气主接线及主设备参数

3.5.1 电气主接线

本工程建设规模为 2 台 660MW 机组，电气主接线暂考虑采用双母线接线型式。电厂电气原则主接线见图 3.5-1 和图 3.5-2。最终电气主接线型式以接入系统评审意见为准。

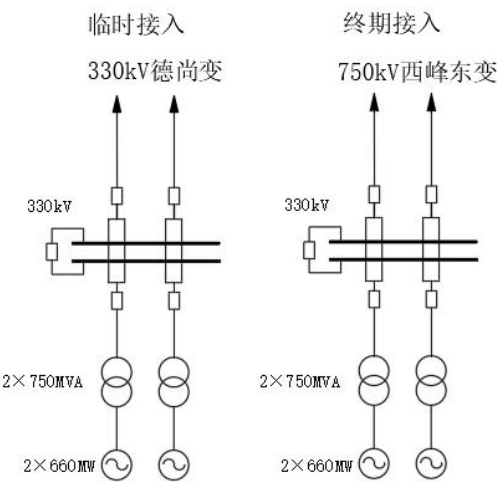


图 3.5-1 方案二电气原则主接线图

3.5.2 主设备参数及系统对发电机的要求

根据接入系统设计单位提供的资料，主设备参数及系统对发电机的要求如下：

电厂升压变采用双绕组无载调压变压器，具体参数如下：

容 量：750MVA

抽头电压：363±2×2.5%/20kV

阻抗电压：18%

接线方式：YN，d11

（更确切的数据在订货时与制造厂家协商确定）

发电机额定功率因数按 0.9，并具有在额定出力下按功率因数 0.95 进相运行的能力。

为满足系统运行需要，电厂应安装 PSS（电力系统稳定器）。

电厂 330kV 电气设备短路水平按 63kA 考虑。

由于甘肃电网新能源装机规模较大且发展迅速，为满足系统调峰需要，要求甘肃能化庆阳电厂机组调峰深度应不低于 65%。根据电网实际运行特点，电厂应尽量提高调峰能力，建议调峰深度不低于 70%。

4 主要设计原则及方案

本工程扩建 2×660MW 高效超超临界燃煤发电机组，同步建设烟气脱硫、脱硝设施。

以“安全可靠、以人为本、高效环保、节能降耗、系统优化、配置合理、经济适用、投资节约”为设计指导原则。

充分借鉴国内外的先进设计指导思想，采用先进的设计手段和方法，对工程设计进行创新和优化，努力打造一个以人为本、技术先进、指标优良的优秀设计。

合理利用地形及地质条件，尽量减少土石方工程量。

满足生产运行和检修维护的要求。

为施工创造必要条件，缩短施工周期。

设计中进行多方案技术经济比较、优化方案，节省工程量、控制工程造价。

采用先进可靠的控制方案，减员增效。

满足国家的环保政策，符合可持续发展战略。

4.1 主机规范

4.1.1 锅炉

锅炉制造厂：东方锅炉股份有限公司

锅炉采用高效超超临界参数变压直流炉、一次再热、平衡通风、紧身封闭、固态排渣、前后墙对冲燃烧、全钢构架悬吊结构锅炉。

锅炉主要参数如下：

最大连续蒸发量：	2075t/h
过热器出口蒸汽压力：	29.4MPa（a）
过热器出口蒸汽温度：	610℃
再热蒸汽流量：	1623t/h
再热器出口蒸汽温度：	625℃
给水温度：	319℃
锅炉热效率：	95.07%

锅炉 BMCR 工况对应于汽机 VWO 工况。

4.1.2 汽轮机

制造厂：哈尔滨汽轮机厂有限责任公司。

型式：高效超超临界、一次中间再热、三缸两排汽、单轴、表面式间接空冷式机组。

汽轮机主要热力参数如下表

名 称	T-MCR 工况	THA 工况	夏季 工况	VWO 工况
出力 kW	660000	660000	640000	705900
发电热耗值 kJ/kWh	7398.2	7416.5	8003.3	7474.6
主蒸汽压力 MPa.a	28	28	28	28
再热热段蒸汽压力 MPa.a	5.2	5.185	5.516	5.698
高压缸排汽压力 MPa.a	5.592	5.576	5.932	6.127
主蒸汽温度 °C	605	605	605	605
再热热段蒸汽温度 °C	623	623	623	623
高压缸排汽温度 °C	349.8	349	361	366.6
主蒸汽流量 t/h	1897.84	1884.45	2012.55	2075
再热蒸汽流量 t/h	1475.46	1470.02	1571.98	1623.29
排汽压力 kPa.a	9	9	27	9
排汽流量 kg/h	1006.76	1012.9	1092.28	1098.8
补给水率 %	1.5	0	1.5	0
末级高加出口给水温度 °C	315	315	317	320
给水回热级数	9 (3HP（含 3 号外置蒸冷）+1DTR+4LP+0 号高加)			

4.1.3 发电机

额定功率:	660MW
额定电压:	20kV
额定功率因数:	0.9
额定频率:	50Hz
额定转速:	3000r/min
冷却方式:	水氢氢
励磁方式:	机端自并励励磁

4.2 厂区总平面布置

本期建设规模为 2×660MW 机组，并预留扩建 2X660MW 机组条件。

本工程厂区主要建设项目有主厂房、升压站、间接空冷塔、脱硫装置、煤场及输煤设施、除渣、除灰设施、供水及水处理设施，以及相应的辅助、附属建构筑物。

根据生产、管理功能要求，以主厂房为中心，采用路网，走廊，防护间距及围护设施等，将厂区明确分为主厂房区、升压站区、间冷塔区、脱硫装置区、输煤、水工设施区等若干个区，以方便运行、管理，减少相互干扰，确保生产安全。

根据工艺条件的不同，本阶段共完成 3 个厂区总平面布置方案，分别论述如下：

4.2.1 厂区总平面布置（方案一）

采用三列式布置格局，自西向东依次为升压站、主厂房、贮煤场区，空冷区布置在主厂房的固定端。主厂房固定端朝南，向北扩建，汽机房 A 排朝西，向西出线，以 2 回出线接入西峰东变电站。电厂燃煤来自煤源来自正宁矿区的核桃峪、新庄、九龙川 3 个井田。采用三个井田洗煤厂产品中的末煤及煤泥产品。其中九龙川煤矿燃料采用管状带运输进厂，其他两个煤源采用汽车运输进厂。

电厂水源共有三个，分别为宁县污水处理厂、早胜镇生活污水厂中水、新庄煤矿矿井疏干水。

厂区主入口朝南，端入式进厂，主进厂道路从厂区南侧约 400m 的已有道路引接，厂区的运煤运灰道路从厂区西北侧的已有道路引接。

辅助生产区位于主厂房固定端南侧，厂区道路考虑消防要求成环形布置。

厂区总平面布置严格按《建筑设计防火规范》及《火力发电厂与变电站设计防火规

范》、《火力发电厂总图运输设计技术规程》等的有关规定进行设计，保证建(构)筑物，库房和其他设施之间的防火间距，特别是易燃、易爆重点建(构)筑物。对个别建构筑物的防火要求不能满足间距要求的，设置防火墙、防火门窗等，以满足防火规范的要求。

结合工艺系统布置，厂区总平面主要功能分区如下：

a、主厂房区：主厂房固定端朝南，向北扩建，A 排朝西。主厂房单框架、前煤仓，汽轮机纵向顺列布置，机头朝向扩建端，汽机房长度 151.5m，汽机房跨度 34m，除氧煤仓框架跨度 13m。主厂房 A 排至烟囱中心距离 235m，集控楼布置在固定端。

b、脱硫设施区：本工程脱硫设施布置在烟囱附近，脱硫公用区布置在烟囱东侧。

c、电气建构筑物区：本工程设有 330kV 户外 GIS 双母线；主变压器、高压厂用工作变压器、起备变布置在汽机房外侧，采用双母线接入 330kV 户外 GIS。330kV 户外 GIS 位于主厂房的西侧。本工程出线 2 回接入西峰东变电站。

d、水工设施区：间冷塔位于厂区的西南角，循环水泵房位于冷却塔与主厂房之间；辅机干湿联合冷却塔设置布置于主厂房固定端；综合水泵房、蓄水池等布置在间冷塔东侧，辅机干湿联合冷却塔南侧。工业废水处理间、生活污水处理设施位于脱硫塔南侧区域；煤水处理间位于脱硫设施区东侧，煤场与输煤栈桥之间区域。

e、灰库区：灰库布置主厂房东侧，煤场区域西侧。

f、输煤设施区域：电厂燃煤来自正宁矿区的核桃峪、新庄、九龙川 3 个井田，其中九龙川煤矿的煤通过圆管带式输送机运至庆阳电厂厂内。另外两个煤矿的煤通过汽车运输进厂。电厂燃煤通过输煤皮带从位于厂区西侧的煤矿工业场地引接至 1 号转运站再通过输煤栈桥进入煤场、主厂房煤仓间。输煤综合楼和推煤机库在煤场周边布置。

g、化水区：锅炉补给水处理区布置在厂前区北侧。尿素制备储存间、酸洗废水池布置在主厂房区域的东南角；制氢站布置在煤场西南侧位置。

h、其它辅助设施：燃料管控及输煤综合楼布置在脱硫设施区域与煤场区域中间位置，碎煤机室南侧。启动锅炉房和燃油库区布置于煤场西南侧。脱硫废水零排放处理站布置与灰库北侧。

i、厂前设施及附属设施区：本工程的生产行政综办公楼、食堂及活动中心、周值班宿舍独立成区布置在厂区南侧；二级消防站位于厂前区东侧。材料库及检修间布置在厂前区东侧。

厂区围墙内用地面积约 30.76hm²。

厂区总平面布置方案一具体如下图：

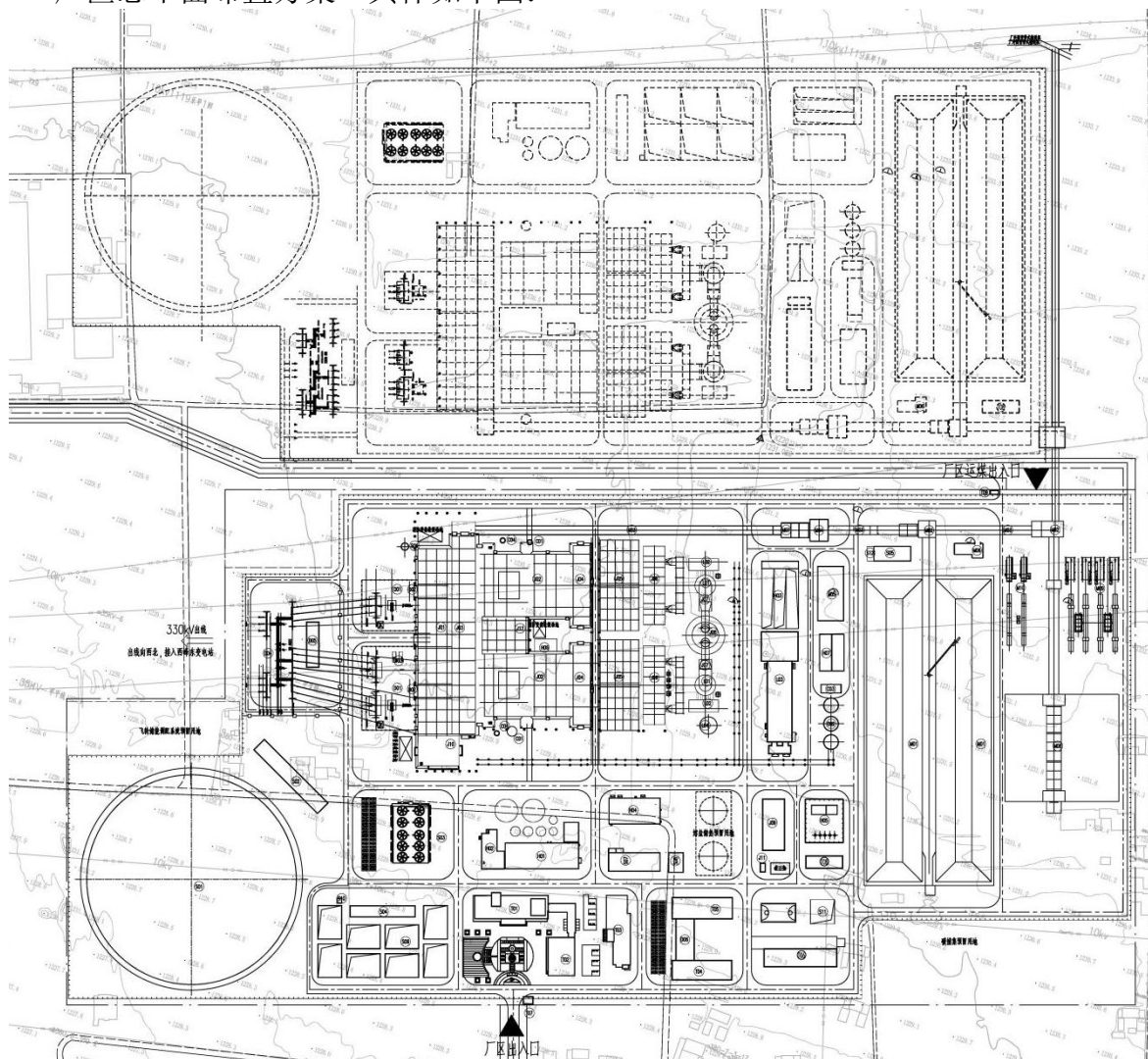


图3.2.1-1 厂区总平面布置图（方案一）

4.2.2 厂区总平面布置（方案二）

总平面布置方案二主要区别在于方案二采用一机一塔、敞开式升压站工艺，其余部分大致相同。

布置的不同之处在于，综合水泵房和蓄水池位于冷却塔与厂前区之间；制氢站位于两座冷却塔中部南侧区域；材料库、检修间、尿素储存及溶解车间和酸洗废水池位于消防站北侧与主厂房脱硫区域南侧；生活污水处理设施、工业废水处理间、启动锅炉房和燃油库区位于灰库南侧区域。

方案二围墙内用地面积约 37.60hm²。

厂区总平面布置方案二具体如下图：

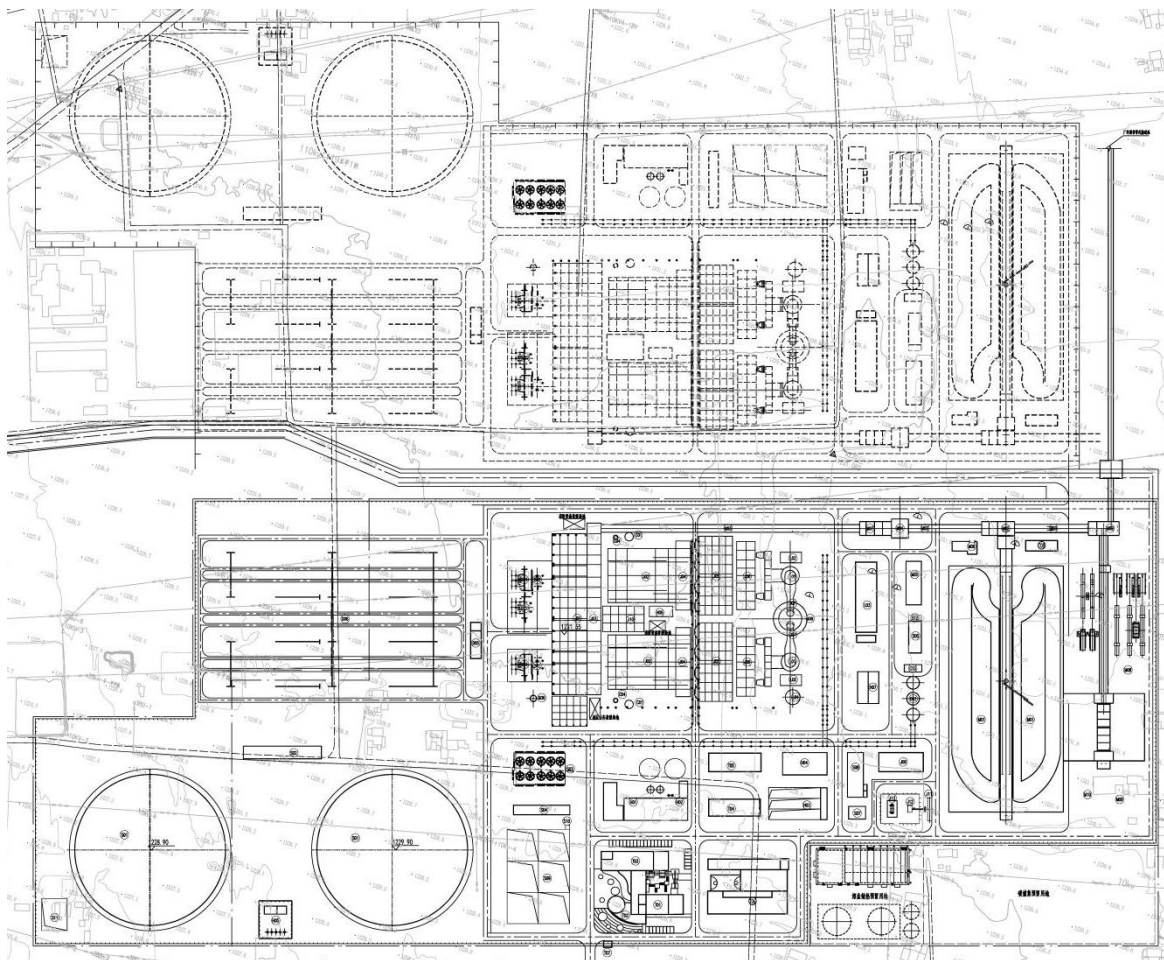


图 3.2.2-1 厂区总平面布置图（方案二）

4.2.3 厂区总平面布置（方案三）

厂区采用自西向东依次为 330kV GIS 户外配电装置、主厂房（侧煤仓）（含脱硫设施）、圆形煤场的三列式布置格局。

主要辅助生产建、构筑物 and 附属建筑物的布置，根据其各自的生产工艺流程、运行管理等要求按其功能分为下述几个区域：

1) 主厂房及脱硫设施区

主厂房布置在厂区北部，汽机房 A 列柱朝西。煤仓间采用侧煤仓方案。本工程 2 台炉合用一座的烟囱。脱硫废水零排放处理站布置于 1 号浆液循环泵房南侧；渣仓、石子煤仓分别布置在锅炉房两侧。

本工程脱硫采用石灰石—石膏湿法脱硫。浆液循环泵房、吸收塔布置在烟囱两侧，事故浆液箱布置在 2 号脱硫吸收塔北侧，脱硫综合楼布置在烟囱的东侧。尿素车间布置在脱硫综合楼东侧。

2) 电气设施区

本工程主变、厂高变、启备变布置于 A 排外，330kV GIS 户外配电装置及继电器室布置在变压器西部独立成区。

3) 输煤及贮煤设施区

本工程圆形煤场布置在厂区东北部区域，输煤栈桥由两炉之间进入主厂房煤仓间。输煤综合楼布置在煤侧北侧，推煤机库和煤水处理间布置在煤场与输煤皮带之间。

4) 灰渣设施区

本工程设 3 座干灰库，布置在主厂房东侧，气化风机房布置在灰库北侧。两台炉各设一座渣仓布置在炉侧。

5) 燃油设施区

燃油库区布置在启动锅炉房北侧。

6) 冷却设施区

本工程主机采用间接空冷方案，间冷塔采用两机一塔布置方案。间冷塔布置在主厂房西南侧，循环水泵房布置在主厂房和冷却塔之间。辅机干湿联合冷却塔布置在主厂房东南侧。

7) 水处理及供水设施区

锅炉补给水处理车间布置在厂前区北侧，综合水泵房及工业消防、生水及生活水池等组团布置在锅炉补给水车间东侧。

机组排水槽分别布置于锅炉两侧。

8) 污废水处理区

酸洗废水池、尿素溶解及制备车间布置在灰库南侧。工业废水处理间、生活污水处理设施及油库区、燃油泵房等布置在酸洗废水池南侧。

8) 辅助生产及附属设施

制氢站布置在脱硫设施区东侧。二级消防站位于厂前区西侧。检修间和材料库成团布置在冷却塔和厂前区之间。危废暂存间和推煤机库布置在圆形煤场北侧区域。

9) 厂前及附属建筑区

厂前生产行政办公楼、职工食堂和宿舍联合布置于厂区南侧。

方案三厂区围墙内用地面积 31.87hm²。

厂区总平面布置方案三具体如下图：

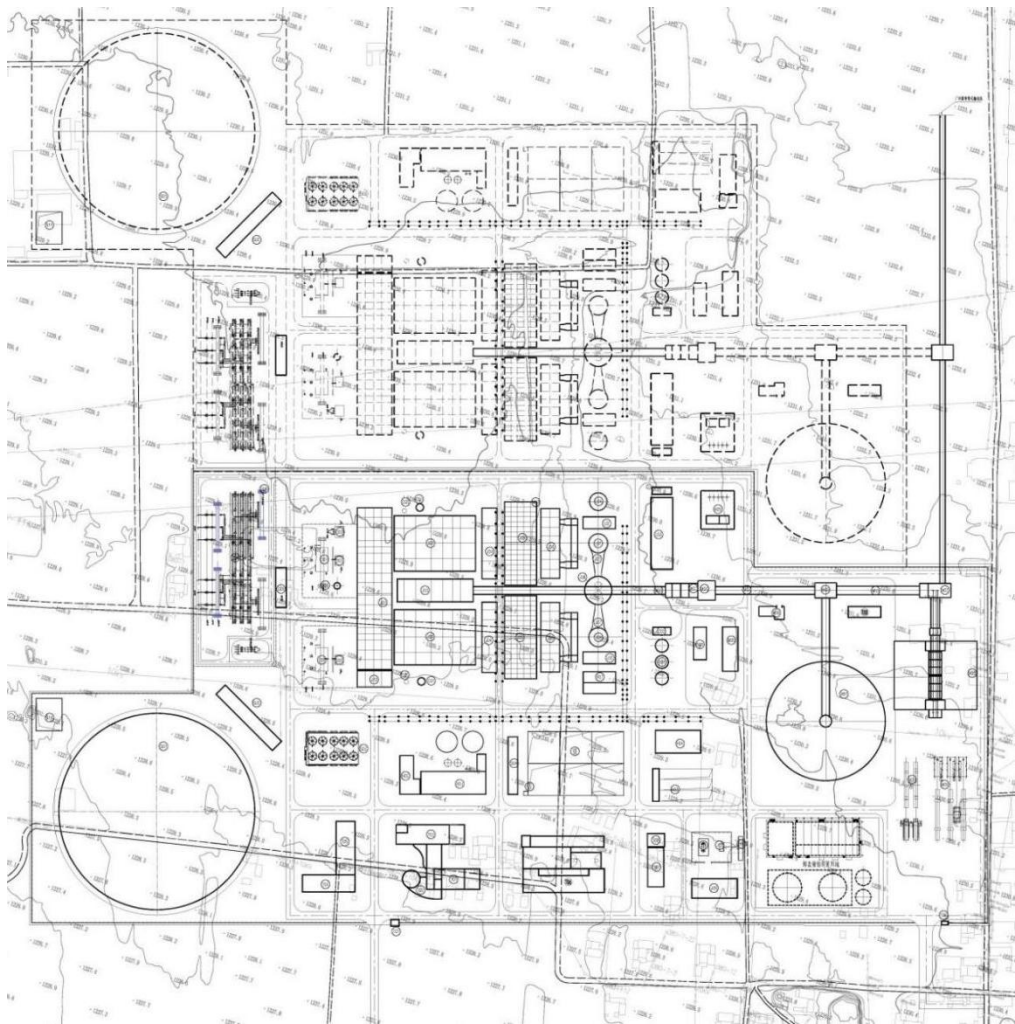


图 3.2.3-1 厂区总平面布置图（方案三）

3.2.4 厂区总平面布置主要技术经济指标表见下表：

表 3.2.2-1 厂区主要技术经济指标表

序号	项目	单位	数量			备注
			方案一	方案二	方案三	
1	厂区围墙内用地面积	hm ²	30.76	37.60	31.87	
2	单位容量用地面积	m ² /kw	0.233	0.285	0.240	
3	厂区内建构筑物用地	m ²	133816	154912	134172.7	

序号	项目	单位	数量			备注
			方案一	方案二	方案三	
	面积					
4	建筑系数	%	43.50	41.2	42.1	
5	场地利用面积	m ²	218247	258312	220221.7	
6	场地利用系数	%	70.95	68.7	69.1	
7	厂内铁路线长度	km	/	/	/	
8	厂区道路及广场地坪	m ²	46540	56024	48123.7	
9	道路广场系数	%	15.13	14.9	15.1	
10	厂区土石方挖方量	万 m ³	6.6	10	6.8	另外基槽余土 12.5 万方
11	厂区土石方填方量	万 m ³	6.6	17	11.4	
12	厂区围墙长度	m	2553	3134	2601	
13	厂区内供水管线长度	m	455	500	460	
14	厂区内排水管线长度	m	455	500	460	
15	厂区绿地用地面积	m ²	46335	56400	47805	
16	绿地率	%	15.0	15.0	15.0	

4.2.2.2 厂区总平面布置方案技术比较表

	方案一	方案二	方案三
方案简述	本方案厂区采用三列式布置格局，自西向东依次为双母线 330 户外 GIS、主厂房（前煤仓）、条形煤场，2 机一塔 1 座间冷塔布置在主厂房的固定端。主厂房固定端朝南，向北扩建，汽机房 A 排朝西，向西出线。辅助区位于厂区东南侧。	本方案厂区采用三列式布置格局，自西向东依次为 330kV 敞开式升压站、主厂房（前煤仓）、条形煤场，一机一塔 2 座间冷塔布置在主厂房的固定端。主厂房固定端朝南，向北扩建，汽机房 A 排朝西，向西出线。辅助区位于厂区东南侧。	本方案厂区采用三列式布置格局，自西向东依次为 330kV GIS 升压站、主厂房（侧煤仓）、圆形煤场，1 机一塔 2 座间冷塔布置在主厂房的固定端。主厂房固定端朝南，向北扩建，汽机房 A 排朝西，向西出线。辅助区位于厂区东南侧。
优点	工艺流程顺畅，布置紧凑，厂区景观条件好。2 机一塔 1 座间冷塔占地少投资省，升压站占地小，条形煤场投资省，混煤方便。	330kV 敞开式升压站投资省，条形煤场投资省，混煤方便。	圆形煤场占地小，主厂房（侧煤仓）占地小，输煤栈桥短

缺点	升压站投资较敞开式稍高。	一机一塔 2 座间冷塔投资较高。	330kV GIS 升压站投资较敞开式稍高；圆形煤场较条形煤场投资高，混煤不方便。
----	--------------	------------------	---

4.2.2.3 厂区总平面布置方案经济比较表

厂区总平面布置方案经济比较表					
序号	项 目	单位	方案一	方案二	方案三
1	征地	万元	0	+3044	-422.4
2	主厂房系统	万元	0	0	-1200
3	升压站系统	万元	0	-2350	0
4	煤场系统	万元	0	0	1400
5	间冷塔	万元	0	2493.8	0
6	土方工程量	万元	0	+40	-15
汇总		万元	0	3577.8	-222.4

根据 3 方案的主要技术条件比较，厂区总平面布置方案一布置紧凑，具有节约用地，景观效果好，工艺顺畅，投资省等优点。方案一满足电厂规划 2×660MW 场地布置、生产运行要求，经综合考虑，本阶段推荐厂区总平面布置方案一。

4.2.3 厂区竖向布置

- 本工程场地现状为一般农田，地形平坦。
- (1) 厂区竖向布置形式
- 厂址地形开阔，地势基本呈现东北高西南低，厂址地面高程在 1228.70～1231.80m 之间（1985 国家高程基准，下同），厂区竖向拟采用台阶式布置，主厂房零米暂定为 1231.30m。
- (2) 厂区场地雨水排水
- 主厂房、锅炉房主要建筑物内部设有雨水立管，经有组织收集后排至厂区雨水管网。主厂房区域及厂前区主要道路路面均设有雨水口，经管道收集后排入雨水管道，重力流排入厂区附近的冲沟。其他区域的雨水采用散排方式排放。
- (3) 厂区挡土墙/护坡

本工程厂区内外高差较小，不设置护坡或挡土墙，四周均按照 1:2 自然放坡。

(4) 厂区土(石)方计算及土(石)方综合平衡

经计算，厂区整平：挖方： $6.6 \times 10^4 \text{m}^3$ ，填方： $6.6 \times 10^4 \text{m}^3$ ，厂区土方基本平衡，多余基槽余土外运至灰场用于筑坝或运灰道路填方。

4.3 主厂房布置

本工程的主厂房布置格局经过多方案优化、比选后，最终方案确定为：单框架、前煤仓，汽轮机纵向顺列布置，机头朝向扩建端；优化后的主厂房布置情况如下：

4.3.1 主厂房布置原则（方案一）

主厂房扩建方向为左扩建。采用单框架、前煤仓主厂房格局，按照汽机房、锅炉房顺序布置，煤仓间布置于机炉之间，集控楼布置在扩建端。

锅炉及脱硝装置采用紧身封闭布置，锅炉房标高 1.2 米以下采用 300 厚蒸压加气混凝土砌块（外墙厚度需经过节能计算确定），标高 1.2 米以上采用双层工厂复合彩色带保温压型钢板，炉顶轻型金属屋盖。锅炉运转层标高 15.5m，运转层设混凝土大平台，炉前设低封。送风机和一次风机均横向布置在炉后风机室内，炉后布置低温省煤器、低低温除尘器、引风机、脱硫装置、烟囱。本工程采用一座双内筒烟囱，同步设计和安装 SCR 脱硝装置。

4.3.1.1 汽机房布置（方案一）

汽机房分三层：底层（0.00 米），中间层（7.8 米），运转层（15.5 米），具体布置如下：

(1) 汽机房零米：

0m 层布置化学精处理装置，给水泵汽轮机油站及冷油器，闭式冷却水泵；在发电机侧机座内布置有定子水集装装置，发电机密封油集装装置；2 台凝结水泵布置在机组的发电机侧凝结水泵坑内；在汽机机头侧靠 A 排处布置有润滑油输送泵；在汽机机尾靠 1/A 排处布置有 3 台机械真空泵，发电机尾部布置电气 400V 配电室。

(2) 汽机房中间层：

7.8m 层主要是管道层，布置的设备有主机本体的辅助设备，在汽机机头侧靠 A 排处布置有主油箱，7、8 号低压加热器布置在凝汽器喉部。靠 B 排侧分别布置有 6 号低压加热器、轴封冷却器及 0 号高压加热器，靠机头侧布置有 1 号高压加热器及 2 号高压加热器。发电机封闭母线也布置在中间层，发电机尾部布置有电气 10KV 配电室。

(3) 汽机房运转层

汽机房运转层为大平台结构，汽轮机纵向顺列布置。汽机房跨度 33m。汽轮机低压旁路装置、励磁小室布置在主厂房靠 A 排侧；汽动给水泵主泵前置泵及给水泵汽轮机、5 号低压加热器、3 号高压加热器及 3 号高压加热器外置式蒸汽冷却器布置在靠 B 排主厂房内层。为检修凝结水泵、高旁阀和汽机主油箱上油泵，在其上方 7.5 米及 15.0 米均设有带活动格栅的检修孔。布置以上设备后，运转层上还留有非常宽敞的安装检修空间及通道，保证安装及检修期间部件和检修设备的摆放。

4.3.1.2 除氧器布置（方案一）

除氧器布置于煤仓框架顶部，闭式膨胀水箱也布置在除氧煤仓框架顶部处。

4.3.1.3 除氧煤仓间、锅炉房及炉后布置（方案一）

本工程布置采用前煤仓，除氧煤仓框架分零米底层、15.50 米层、37.83 米层、45.13 米层共四层。底层布置 6 台中速磨煤机（每台机组），设有过轨吊可对磨煤机进行检修。

15.5 米运转层布置有给煤机，每台机组 6 台给煤机。另外此层主要是送粉管道布置层。15.50 米至 37.83 米层间布置有 6 台 580m³（有效容积）煤斗，37.83 米层为输煤皮带层，45.13 米层为除氧器层。

锅炉房采用紧身封闭布置。在 15.50 米运转层炉架范围内设混凝土大平台，炉顶为轻型屋面板。在约 33m 米处设有轻型炉侧低封。脱硝 SCR 布置在送风机室上方，两台送风机及两台一次风机对称布置在锅炉后的风机室内。

锅炉零米布置有两台磨煤机密封风机、刮板捞渣机等。1 号炉固定端侧及 2 号炉扩建端侧各布置有两个渣仓，锅炉启动系统设备分别布置在 1 号炉固定端和 2 号炉扩建端。

炉后沿烟气流向依次布置低温省煤器、静电除尘器、引风机、脱硫岛、烟囱。

引风机与脱硫增压风机合并，采用室内横向布置。

本工程本工程采用一座双内筒烟囱，烟囱出口直径 7.2m。

主厂房主要尺寸汇总表见下表：（方案一）

名称	项 目	数值（单位：m）
汽 机 房	柱距	9/10/12
	档数	15
	汽机房跨度	34
	本期总长度	151.5
	中间层标高	EL+7.8
	运转层标高	EL+15.5

名称	项 目	数值（单位：m）
	行车轨顶标高	EL+30.5
煤 仓 间	柱距	10
	档数	16
	跨度	13
	总长度	161.5
	运转层(给煤机)标高	15.5
	皮带层标高	37.83
锅 炉 部 分	运转层标高	15.5
	炉前跨度	7.5
	锅炉宽度	51.0
	锅炉深度（含脱硝）	72.6
	送风机室跨度	14.0
	两炉中心间距	81.5
汽机房 A 排中心线至烟囱中心线距离		235

4.3.2 主厂房布置（方案二）

1)方案二采用单排架-侧煤仓，汽轮机纵向顺列布置，优化后汽机房长度 151.5m，汽机房跨距 33m，A 排到烟囱中心线 220m。

2) 汽动给水泵前置泵不与主泵同轴，需要电驱布置于零米，汽泵布置在汽机房运转层。

3) 除氧器布置在锅炉钢架 38m 层。

4) 煤仓间布置：采用独立侧煤仓，跨度为 $6.8+7.5+6.8=21.1\text{m}$ 。

5) 锅炉房及炉后布置同方案一。

与方案二相比，经优化后方案一的主要运行维护通道合理，系统流程顺畅，便于后期运行管理，节省了投资，布置合理，充分利用空间，减少占地面积，后期施工交叉较少，配合工作量更少，可以满足现阶段设计施工周期要求。同时设备分区明确，检修通道通畅。

综上所述，本次初步设计推荐方案一，该部分详细参见主厂房布置优化专题报告。

4.3.6 安装及检修设施

本期工程汽机房设两台双梁桥式起重机，起吊重量：主钩 130t，副钩 30 吨，跨度

30.8 米，用于汽轮机及辅机检修用。

给水泵汽轮机、凝结水泵及主油泵等都用车起吊。

闭式水泵、真空泵设专门的检修起吊装置进行检修。

煤仓间设 2×20t 电动双梁悬挂过轨起重机满足磨煤机的检修要求。

每台炉一次风机及送风机叶轮、电动机各设检修轨道轨；

每台炉的每台吸风机叶轮、电动机各设检修轨道轨。

为锅炉各层阀门及小部件的检修，炉顶设~3t 电动葫芦，起吊高度约 80 米，每炉 1 台。

每台机组设一座消防电梯，载重量 2t。

4.3.7 保温材料

根据《火力发电厂保温油漆设计规程》对本期工程的保温材料的选择如下：

介质温度在 350℃及以上的管道，采用硅酸铝制品；管径>φ38 的汽水管道及设备采用硅酸铝针刺毯；管径≤φ38 的圆管采用硅酸铝纤维绳。

介质温度在 350℃以下的设备及管道，采用高温玻璃棉做保温的设计方案；管径>φ38 的汽水管道及设备采用高温玻璃棉；管径≤φ38 的圆管采用硅酸铝纤维绳。

对于直径较大的高温管道，如：主蒸汽管道、热再热蒸汽管道、根据需要在其保温层中设置反射膜（金属箔）减少辐射热损；

防潮层材料

地沟内保温管道采取防潮措施，避免金属表面发生电化学腐蚀或充氧性腐蚀。防潮层材料选择合成高分子防水卷材。

保温外护层的厚度按下要求执行：

室内保温外径≥φ600mm 的管道采用 0.75mm 彩钢板。

室内保温外径<φ600mm 的管道采用 0.50mm 彩钢板。

室内保温外径<φ150mm 的管道采用 0.35mm 彩钢板。

大型设备与平面应采用压型彩钢板，厚度为 0.75mm。

DN≥150 的阀门采用可拆卸式保温罩壳。

4.3.8 防腐及油漆

根据《火力发电厂保温油漆设计规程》DL/T5072-2019 对本期工程的油漆设计如下：

下列情况应按照不同要求进行外部油漆：

1) 不保温的设备、管道及其附件；

- 2) 设计温度不超过 120℃的保温设备、管道及其附件;
- 3) 现场制作的支吊架、平台扶梯等钢结构;
- 4) 设计温度超过 120℃的保温设备、管道及其附件不做外部油漆。

直径较大的循环水管道以及设计温度不超过 90℃的箱和罐等按不同要求进行内部油漆。

汽轮机本体的保温油漆的设计、供货由汽轮机厂负责。

锅炉、电除尘器本体的保温油漆的设计, 分别由锅炉厂及电除尘器厂负责。

4.4 燃烧制粉系统

4.4.1 制粉系统

本工程推荐采用中速磨煤机冷一次风机正压直吹式系统。每台炉配 6 台中速磨煤机和 6 台给煤机。磨制设计煤种时, 5 台磨煤机的总计算出力不小于锅炉最大连续蒸发量时所耗煤量的 110%, 磨制校核煤种时, 6 台磨煤机的总计算出力不小于锅炉最大连续蒸发量时所耗煤量。给煤机的计算出力不小于磨煤机在设计煤种和设计煤粉细度下最大出力的 110%。每台锅炉配 6 座原煤仓, 每个原煤仓分别对应一台电子称重式给煤机和一台中速磨煤机。

系统流程图详见 F23341C-J01-03 《锅炉制粉系统 P&ID 图》。

4.4.2 烟风系统

烟风系统按平衡通风设计。空气预热器采用容克式三分仓, 分成一次风、二次风和烟气系统三个部分。采用径向、轴向和环向密封系统, 降低空预器漏风率, 保证第一年内小于 4.0%, 并在 1 年后小于 4.5%。

系统流程图详见 F23341C-J01-02 《锅炉烟风系统 P&ID 图》。

4.4.2.1 一次风系统

该系统主要供给磨煤机干燥燃煤和输送煤粉所需的热风、磨煤机调温风(冷风)。系统内设两台 50%容量的动叶可调轴流式一次风机, 其进口装有消声器。为使两台一次风机出口风压平衡, 并可以单台风机运行, 在一次风机出口风门后设有联络风道和电动隔离门。两台空预器出口的热一次风和调温用冷一次风均设有母管。

为防止环境温度较低时空气预热器冷端腐蚀, 一次风系统在空气预热器一次风入口管道上设暖风器。本工程处于寒冷地区, 燃用校核煤质的含硫量大于 1%, 为了防止冬季及低负荷工况空预器低温腐蚀, 本工程推荐采用热水暖风器利用除尘器前设置的低温省煤器热媒水加热锅炉冷一次风。

4.4.2.2 二次风系统

该系统供给燃烧所需的空气。设有两台 50%容量的动叶可调轴流风机，其进口装有消声器。为使两台风机出口风压平衡，在送风机出口风门后设有联络风管和电动隔离门。

为防止环境温度较低时空气预热器冷端腐蚀，推荐采用热水暖风器利用除尘器前低温省煤器热媒水加热锅炉冷二次风。

4.4.2.3 火焰检测冷却风系统

火焰检测冷却风系统设 2×100%容量的火焰检测冷却风机，1 运 1 备。一次冷风设一路火检冷却风机的风源，火检冷却风机出口设有逆止门，若锅炉正常运行时冷却风由锅炉冷一次风供给，火检冷却风机可靠备用。

4.4.2.4 烟气系统

该系统通过引风机将炉膛中的烟气抽出，经过尾部受热面、脱硝装置、空气预热器、低温省煤器、低低温静电除尘器、脱硫装置和烟囱排向大气。引风机与脱硫增压风机合并设置。设 2 台 50%容量动叶可调轴流式引风机。为使单台引风机故障时，除尘器不退出运行，在两台除尘器出口烟道上设有联络管。正常运行时，联络管也起平衡烟气压力的作用。引风机出口装有的电动隔离门，作隔离用。

本工程同步安装烟气脱硝系统，不设反应器旁路烟道。

4.4.2.5 烟气余热利用系统

在除尘器前设一级低温省煤器，设置闭式热媒水循环回路。利用闭式循环水作为介质将低温省煤器中的热量传递至冷风和凝结水。加热进入空预器的冷一次风至 30℃，加热冷二次风至 25℃，节约高品质辅助蒸汽用量。其余热量用于加热凝结水，从而排挤抽汽回汽轮机做功，实现了余热梯级利用的目的。经计算可降低发电标准煤耗约 0.8g/(kw.h)。

4.5 热力系统

4.5.1 热力系统拟定原则

本工程热力系统中除辅助蒸汽系统母管制外，其它系统均采用单元制系统。热力系统的设计及主要辅助设备的选择以汽轮机厂提供的热平衡图为依据。

4.5.2 主要热力系统及辅助设备选择

4.5.2.1 主蒸汽、再热蒸汽及旁路系统

主蒸汽系统：主蒸汽管道从过热器出口集箱接出两根，分别接入汽轮机左右侧的两个主汽门，在靠近主汽门的两路主蒸汽主管道上设有相互之间的压力平衡连通管。

再热蒸汽系统：再热冷段管道由高压缸排汽口以双管接出，合并成单管后接至锅炉

房，在锅炉前分为两路进入锅炉再热器入口联箱。再热热段管道，由锅炉再热器出口联箱双管接出，合并成单管后直至汽轮机前分为两路接入汽轮机左右侧再热联合汽门。

旁路蒸汽系统：设置旁路系统可改善机组的起动性能，缩短起动时间和减少汽轮机的循环寿命损耗，回收工质，保护再热器不超温，在机组启动前吹扫锅炉换热管中的氧化皮，保护锅炉及汽轮机。根据电网及机组情况，本期工程旁路系统仅考虑机组启动需要（满足中压缸启动方式），暂定采用 40%BMCR 容量的高、低压两级串联启动旁路系统，下阶段根据机组的起动方式，机炉协调后选择合理的旁路系统及其容量。

冷再热蒸汽还设有至邻机的启动加热管路，在 2 号高压加热器上连通邻机冷再热蒸汽，使用邻机蒸汽通过高加将锅炉给水升温；在机组冷态、温态或热态启动时，间接加热锅炉受热面。

同时冷再热蒸汽也作为给水泵汽轮高压汽源。

为防止汽轮机进水，本系统有完善的疏水系统。

4.5.2.2 抽汽系统

汽轮机采用九级抽汽（包含 0 级抽汽），一、二、三级抽汽供三台高压加热器；四级抽汽供除氧器、小机用汽和辅助蒸汽系统。五级抽汽向 5 号低压加热器供汽和暖风机供汽，六、七、八级抽汽分别向 6 号、7 号、8 号低压加热器供汽。3 号高加设置外置式蒸汽冷却器。0 级抽汽全负荷运行，提高给水温度，保证脱硝装置的正常运行，并提高部分负荷时机组热效率。为了满足项目远期供热，预留供热抽汽接口。

为防止汽轮机超速和进水，除布置在排汽装置内的七、八级抽汽管道外，其余抽汽管道上均设有气动止回阀和电动隔离阀。前者作为防止汽轮机超速的一级保护，同时也作为防止汽轮机进水的辅助保护措施；后者是作为防止汽轮机进水的隔离措施。在四级抽汽管道上所接设备较多，且有的设备还接有其他辅助汽源，为防止汽轮机甩负荷或除氧器满水等事故状态时水或蒸汽倒流进入汽机，故多加一个气动止回阀，且在四段抽汽各用汽点的管道上均设置了一个电动隔离阀和止回阀。

按 ASME TDP-1-2006 标准设计防止汽轮机进水，本系统设计有完善的疏水系统，并严格按照《电厂电力管道设计规范》（GB 50764-2012）中的强条设计。

4.5.2.3 辅助蒸汽系统

本工程为扩建工程，辅助蒸汽系统为全厂性的公用蒸汽系统，该系统每台机设一根辅汽联箱，其中辅汽联箱参数为 0.6~1.6MPa（a），350~400℃，二台机组的辅汽联箱通过母管连接，之间设隔离门；启动蒸汽来自启动锅炉。

本系统主要汽源来自再热冷段、汽机四级抽汽、邻机及启动锅炉来汽。

第一台机组建成启动时，全部辅汽由启动锅炉来的蒸汽提供，随着机组负荷上升，当汽机再热冷段参数达到一定值后，切换由汽机再热冷段向辅汽系统供汽；当四、五级抽汽参数上升至一定值后，辅汽联箱及暖风器分别切换由汽机四、五级抽汽提供。

机组正常运行期间，辅汽联箱汽源由主汽轮机四级抽汽供汽，其工作压力随汽轮机抽汽压力变化而变化，当抽汽压力低于一定值时，可由汽机二级抽汽通过压力调节阀减压后向辅助联箱供汽。

4.5.2.4 给水系统

每台机组设置一台 100%容量的汽动给水泵，两机设一台公用启动电动给水泵。

汽动给水泵与前置泵同轴布置，小汽轮机排汽直接排至主机冷凝器。

高压加热器给水系统采用大旁路，3 号高加设置外置蒸汽冷却器，布置在 0 号高压加热器出口。在 3 号高加入口设有三通阀，3 段抽蒸汽冷却器出口设有出口电动闸阀，省煤器入口锅炉厂供货范围内的电动闸阀、调节阀及旁路阀安装在给水泵出口管道上。

给水泵汽轮机采用两个汽源。正常汽源来自四段抽汽；启动及调试汽源来自全厂辅汽系统，低负荷时由辅助蒸汽系统供汽。小汽机排汽进入大机间冷凝汽器。

设置 3 号高加外置式蒸汽冷却器。由于再热后抽汽过热度增大，影响给水焓升的最佳分配，对于超超临界机组，再热后抽汽过热度更高，故设置外置式蒸汽冷却器，将回热系统温升分配加以经验修正，可以带来更好的经济效益。第 3 级抽汽过热度很大，若不设置外置式蒸汽冷却器，对应的回热加热器换热温差增大，温差换热引起的不可逆损失增大。经与辅机厂配合研究确定外置式蒸汽冷却器的容量暂按 30%~40%给水流量，蒸汽冷却器旁路管道上设置流量孔板，通过水力计算确定流量孔板孔径已保证通过蒸汽冷却器的给水总量。

给水泵出口设有双路最小流量阀，以保证在启动时水泵不致过热，同时满足机组深度调峰需求，下阶段根据辅机招标情况进一步优化给水泵再循环管路容量设置。

给水管道按工作压力划分，从除氧器水箱出口到前置泵进口管道，称为低压给水管道；从前置泵出口到锅炉给水泵入口管道，称为中压给水管道；从给水泵出口到锅炉省煤器的管道，称为高压给水管道。

给水管道材质为 15NiCuMoNb5-6-4。

4.5.2.5 凝结水系统

系统设两台 100%容量的筒式凝结水泵（两台泵公用一套变频装置），四台低压加热

器，一台轴封冷却器，一台内置式除氧器。取消凝结水贮水箱和补充水泵，与化水除盐水箱和水泵合并，机组补水直接由化学专业来。凝结水精处理采用中压系统。

除氧器水箱有效容积为 180m³，相当于 4.6 分钟的锅炉最大给水量，满足《大中型火力发电厂设计规范》中规定 200MW 以上机组 3~5 分钟的锅炉最大连续蒸发量时的给水消耗量。

轴封冷却器出口凝结水管道上设有最小流量再循环系统至凝汽器。最小流量再循环取凝结水泵和轴封冷却器要求的最小流量较大者。以冷却机组启动及低负荷时轴封漏汽和门杆漏汽，满足凝结水泵低负荷运行的要求。

机组启动时，通过化水凝结水输送泵向系统充水。当机组正常运行时，通过化水凝结水补充水泵向系统补水。

凝汽器及扩容器能接受主机排汽、本体疏水以外，还具有接受汽机旁路排汽、高、低加事故疏水及除氧器溢流水的能力，此外还接收由锅炉启动系统来的品质合格的锅炉启动疏水。其喉部内设置有 7、8 号低加和三级减温减压器。

为提高循环效率，降低煤耗，本工程设置了烟气余热利用装置，烟气余热利用凝结水加热器不跟烟气直接接触，由轴封加热器出口抽出部分凝结水，与 7 号低加出口部分流量凝结水混合后，引至炉后先后进入烟气余热利用凝结水加热器，加热后返回 6 号低加的进口凝结水系统。

4.5.2.6 高压加热器疏水、放气系统

高压加热器疏水采用逐级串联疏水方式，最后一级高加疏水接至除氧器。每台高加设有单独接至排汽装置疏水扩容器的事故疏水管路。所有疏水调节阀的布置尽量靠近下一级接受疏水的高压加热器，以减少两相流体的管道长度。疏水调节阀后管径放大一级，并采用耐冲蚀的低合金厚壁钢管。

高加水侧、汽侧均设有放气管道。汽侧还设有停机期间充氮保护管道。高压加热器连续运行排汽至除氧器，在高加连续排汽口内，设有内置式节流孔板，以控制高加排汽量。除氧器排汽管上设有电动阀。

4.5.2.7 低压加热器疏水、放气系统。

5 号低压加热器疏水疏至 6 号低压加热器，6 号低压加热器疏水经疏水泵送至 5 号低压加热器凝结水进口，7 号、8 号低压加热器疏水经疏水冷却器送凝汽器热井。5、6 低加均设有单独的事故放水管道，分别接至凝汽器壳体两侧的疏水扩容器。在事故疏水管道上均设有事故疏水调节阀，布置位置尽量靠近疏水扩容器。正常疏水管道上的疏水

调节阀布置位置尽量靠近下一级接收疏水的加热器，以减少两相流体管道的长度。调节阀后管径放大一级，并采用厚壁管耐冲蚀的合金钢。

低加水侧、汽侧均设有放气管道。低压加热器连续运行排汽至凝汽器。在低加连续排汽官道上，设有内置式节流孔板，以控制其排汽量。

4.5.2.8 汽机轴封系统

轴封汽系统为自密封系统，其压力和温度是自动控制的，并符合防止汽轮机进水而损坏汽轮机的措施，轴封系统的备用汽源满足机组冷热态启动和停机的需要。该系统设有轴封压力自动调整装置、溢流泄压装置和轴封抽气装置。该系统由汽轮机厂负责设计，主要设备也由汽轮机厂提供。

4.5.2.9 辅机冷却水系统

本工程辅机冷却水系统采用大闭式。辅机冷却水供水最高水温：38℃，设计压力 1.0MPa (g)；水质为除盐水。需要冷却水的设备应提冷却水量、冷却水温升及设备散热量。允许辅机冷却水最高温升：5~6℃。

冷却水来自供水专业辅机冷却水系统，经设备吸热后排至机力通风塔进行冷却。主厂房内设辅机冷却水泵，满足相关专业冷却水需求。如主机冷油器、给水泵小机冷油器、发电机氢气冷却器、发电机密封油冷却器、发电机定子冷却器、凝结水泵机械密封冷却器、给水泵机械密封冷却器、磨煤机电机及油站、空预器轴承冷却器、一次风机、送风机及引风机轴承及电动机等设备冷却用。

4.5.2.10 凝汽器有关系统及抽真空系统

凝汽器两侧设置疏水扩容器。凝汽器颈部设有旁路装置接口。凝汽器接有真空破坏阀，在机组出现紧急事故危及机组安全时，以达到破坏真空的需要。

凝汽器抽真空系统：设有三台 50%容量水环式机械真空泵，机组启动时三台真空泵同时投入运行，缩短机组启动时间。正常运行时，一台运行，两台备用，减少厂用电量。

凝汽器有关管道系统用于机组启动及正常运行时收集锅炉启动分离器排水、汽机本体、轴封冷却器、辅助蒸汽及各种热力管道的疏水，低压加热器事故疏水及除氧器水箱溢放水等。

为防止水进入汽轮机，并防止水从一个疏水管路回到另一个疏水管路，所有疏水管道与凝汽器的接口均设在热井最高水位之上，并将所有运行方式下压力接近的疏水汇成一根总管接入凝汽器。

每个凝汽器壳侧接一个真空破坏阀，在机组事故情况下破坏真空，缩短汽机惰走时间。

4.5.2.11 汽轮机润滑油净化、贮存、排空系统

每台机组装设一套主机润滑油净化装置、一套小机润滑油净化装置、每机组设一套容量为 55+55m³的公用润滑油贮存油箱。

汽轮机主油箱、给水泵汽轮机油箱、润滑油贮油箱、润滑油净化装置分别设有事故放油管道，排油至主厂房外的事故放油池。

4.6 燃料运输系统

本期工程年需燃煤 297.69 万吨/年，燃煤拟采用九龙川矿井、核桃峪矿井和新庄矿井的配套洗煤厂产品中的末煤及煤泥。燃煤拟采用圆管带式输送机和汽车运输进厂，其中圆管带式输送机的运距约 10km。

因九龙川煤矿、核桃峪矿井和新庄矿井的建设进度滞后于本工程，本工程运行初期拟采用周边煤矿作为煤源，全部采用汽车运输进厂。

4.6.1 锅炉耗煤量

机组容量及煤种 \ 燃煤量		吨/时	吨/日	万吨/年
1×660MW	设计煤种	270.63	5412.6	148.85
	校核煤种 1	303.46	6069.2	166.90
	校核煤种 2	256.07	5121.4	140.84
2×660MW	设计煤种	541.3	10825.2	297.69
	校核煤种 1	606.9	12138.4	333.81
	校核煤种 2	512.14	10242.80	281.68

注：日利用小时数：20h；年利用小时数：5500h

4.6.2 输煤系统的设计范围

输煤系统的设计范围从圆管带式输送机运输进厂、汽车运输进厂卸煤到将燃煤输送到主厂房屋煤仓的整个工艺系统。包括卸煤装置、储煤设施、筛分破碎系统、输送及除铁、取样、称量及校验、水力清扫等工艺系统及其它辅助系统和附属建筑的设计。

厂外圆管带式输送机不属于本项目建设范围，其附属的采样、计量系统也不属于本次设计范围，仅在 1 号转运站侧设置采样间。设计分界位于 1 号转运站内厂外圆管带式

输送机头部漏斗下口，1 号转运站及圆管带式输送机入厂煤采样间土建属于电厂设计范围。

本期工程设计规模为 2×660MW 机组，输煤系统按 2×660MW 机组容量设计。

4.6.3 卸煤设施

本工程 2×660MW 机组年耗煤量为 297.69 万吨/年，采用圆管带式输送机和汽车运输进厂。圆管带式输送机不属于电厂设计范围，电厂与厂外圆管带式输送机的设计分界点位于 1 号转运站。厂内不设圆管带式输送机来煤的接卸设施。

考虑到煤矿建设期滞后于本工程，为了保证电厂的稳定运行，电厂运行初期燃煤全部采用汽车运输进厂。

考虑来煤不均衡系数取 1.2，汽车日最大来煤量为 12990 吨，每天需进厂约 433 辆汽车（每辆车的载重量按 30 吨计）。汽车来煤卸煤设施采用双缝隙式汽车卸煤沟，按 8 个自卸汽车卸车位设计，卸煤沟上设置振动煤篦。卸煤沟下口设 4 台叶轮给煤机，其出力为 200~1000t/h，出力可调。卸煤沟下部带式输送机双路布置，其规格为带宽 B=1200mm，带速 V=2.5m/s，出力 Q=1000t/h。

汽车卸煤沟区域采用全封闭结构。

4.6.4 贮煤场及其设备

本工程设有 1 座条型封闭煤场，堆煤高度 13.5 米，总贮煤量约 13 万吨，可满足 2×660MW 机组 BMCR 工况下 12 天的耗煤量。煤场布置 1 台悬臂为 35 米的悬臂式斗轮堆取料机，其堆、取料能力均为 1000t/h，折返式运行，斗轮机采用无人值守方案。

煤场设有 2 台推煤机和 2 台装载机作为煤场辅助设备。

煤场采用全封闭形式，以满足环保要求，较少环境污染。

封闭式煤场中各种电气设备、安全监测系统及各种动力电源设备应满足防爆要求。

4.6.5 筛碎设备

碎煤机室内筛碎设备双路布置，每路设置 1 台滚轴筛和 1 台碎煤机，两路筛碎设备互为备用。每台滚轴筛出力 1000t/h，筛分效率为 90%，设旁路。破碎设备选用环锤式碎煤机，每台出力 800t/h。碎煤机下设减振平台。入料粒度小于 300 mm，出料粒度小于 30mm。

4.6.6 带式输送机及运行方式

4.6.6.1 带式输送机系统

除煤场带式输送机单路布置，其余带式输送机均采用双路布置，一路运行，一路备用，并具备双路同时运行的条件。

本工程带式输送机规格均为带宽 $B=1200\text{mm}$ ，带速 $V=2.5\text{m/s}$ ，出力 $Q=1000\text{t/h}$ 。

本工程卸煤系统出口、煤场出口、主厂房煤仓间均设有煤流交叉，采用电动转换漏斗、三工位头部伸缩装置进行切换。

煤仓间采用犁式卸料器卸料。

本期上煤系统日运行小时数约为 9.03 小时。三班制运行，每班约 3.01 小时。

为了节约项目建设工期，减少建设期施工交叉，本工程输煤系统栈桥全部采用模块化栈桥。

4.6.6.2 运行方式

- a) 汽车卸煤沟→ 煤场
- b) 汽车卸煤沟→煤仓间
- c) 煤矿工业场地→ 煤场
- d) 煤矿工业场地→ 煤仓间
- e) 煤场 → 煤仓间

以上为输煤系统主要运行方式，详见本次投标输煤系统工艺流程图（60-F23341C-M01-02）。

4.6.7 运煤系统的控制方式

输煤系统本期采用 DCS 控制，并具备就地控制功能。斗轮机具有独立的控制系统，并与输煤系统有通讯联系。汽车卸煤沟、转运站、碎煤机室及煤仓层等处设有工业电视摄像头。

电厂输煤系统与厂外圆管带式输送机系统、煤矿工业场地有通讯联系。

4.6.8 运煤系统辅助设施

4.6.8.1 为了保护胶带、滚轴筛、碎煤机、磨煤机等设备，在输煤卸煤系统出口、煤场出口、碎煤机室前后设有除铁装置。在除铁点的建筑设施内均设有弃铁箱，以收集铁杂质。

4.6.8.2 汽车来煤路线上设置 4 重 2 空汽车衡和 4 台汽车采样装置，用于汽车入厂煤的称重和采样。

4.6.8.3 在上煤系统中设有高精度矩阵式皮带秤，用于入炉煤的计量和校验。在上煤系统中还设有 2 台入炉煤自动取样装置。

4.6.8.4 为了保证运煤系统能安全、可靠的运行，运煤系统主要运行设备均互相连锁，在每台带式输送机适当的位置上均分别装有防止带式输送机胶带跑偏、打滑等信号，在落煤管处设有堵煤信号及防闭塞装置。在带式输送机沿线设有拉绳开关，以保证随处可应急停机。

碎煤机设有测温、测振等保护装置。

每个原煤仓均设有高、低煤位信号，以控制运煤系统可以准确的配煤到需煤的原煤仓内。

4.6.8.5 在汽车卸煤沟、碎煤机室、各转运站、主厂房煤仓间、驱动站内设有检修起吊设施，用于碎煤机、滚轴筛、推煤机、带式输送机的驱动装置和滚筒等的检修。

4.6.8.6 输煤系统每个落料点均设有除尘设备，用于防尘、抑尘。在带式输送机导料槽出口设有抑尘装置，导料槽采用扩容式导料槽。堆取料机本体上设有喷雾装置。所有转运点均采用曲线落煤管技术，以减轻煤流对胶带的冲击，防止胶带跑偏和撒煤，防止煤尘飞扬。

4.6.8.7 为防止煤尘二次飞扬，栈桥及转运站的清扫采用水力清扫（包括煤仓层），各转运站设有集水井，并装有排污泵将污水排入沉煤池。冲洗水可回收再利用。

4.6.8.8 为防止煤场粉尘飞扬和煤堆自燃，煤场四周设有喷水装置。煤场长度方向采用穹形网架封闭，两端留有带式输送机运行通道，采用压型钢板封闭。

4.6.8.9 本工程采用燃料管控系统。

1)燃料智能化管理系统由软件和硬件部分组成：

燃料智能化管理系统涉及的软件包括计划管理、供应商管理、合同管理、调运管理、入厂燃料验收管理（包括数量验收和质量验收；质量验收包含采制化编码、化验数据管理、存查样管理等）、接卸管理、数字化煤场管理、结算管理、厂内费用管理、燃料成本核算等。系统应用软件有数据库软件和备份软件。

2)燃料智能管控系统涉及的硬件有：

a)入厂煤信息网络系统建设涵盖硬件。

b)数字化煤场建设所需盘煤仪及无人值守斗轮机系统等设备。

c)监控、门禁等其它必须的硬件配置，要求能实现入厂到计量、采、制、化、煤样输送等整个流程全程监控，无死角。

d)入厂煤、入炉煤分析仪器设备等。

e)入厂、入炉煤采样装置、煤样输送、全自动制样机等设备。

4.7 除灰渣系统

4.7.1 锅炉灰渣量及石子煤量计算结果表 4.7-1

灰渣量 锅炉台数		灰渣量表								
		小时灰渣量(吨/时)			日灰渣量(吨/天)			年灰渣量(万吨/年)		
		灰	渣	灰渣	灰	渣	灰渣	灰	渣	灰渣
设计 煤种	1×660MW	58.55	6.51	65.06	1171.00	130.20	1301.20	32.20	3.58	35.78
	2×660MW	117.10	13.02	130.12	2342.00	260.40	2602.40	64.40	7.16	71.56
校核 煤种 1	1×660MW	72.60	8.07	80.67	1452.00	161.40	1613.40	39.93	4.44	44.37
	2×660MW	145.20	16.14	161.34	2904.00	322.80	3226.80	79.86	8.88	88.74
校核 煤种 2	1×660MW	48.50	5.39	53.89	970.00	107.80	1077.80	26.68	2.96	29.64
	2×660MW	97.00	10.78	107.78	1940.00	215.60	2155.60	53.36	5.92	59.28

注：

1) 日利用小时按 20 小时，年利用小时按 5500 小时

2) 灰渣分配率为：渣 10%，灰 90%

3) 石子煤量（石子煤量按燃煤量的 0.5%计）：每台炉设计煤种为：1.29h，校核煤种 1 为：1.45h，校核煤种 2 为：1.21h。

4.7.2 除渣系统

根据 DL/T831-2015《大容量煤粉燃烧锅炉炉膛选型导则》，初级判断本工程设计煤种属于严重结渣特性、校核煤种属于高结渣特性（终极判断应进行一维火焰试验炉的渣型判别试验），同时根据近年来对于严重结渣特性煤种设计工程经验，锅炉排出的渣拟采用由刮板捞渣机连续捞出输送至渣仓储存的方式。

4.7.2.1 除渣系统工艺流程

水冷式机械除渣系统工艺流程框图见图4.7-1。

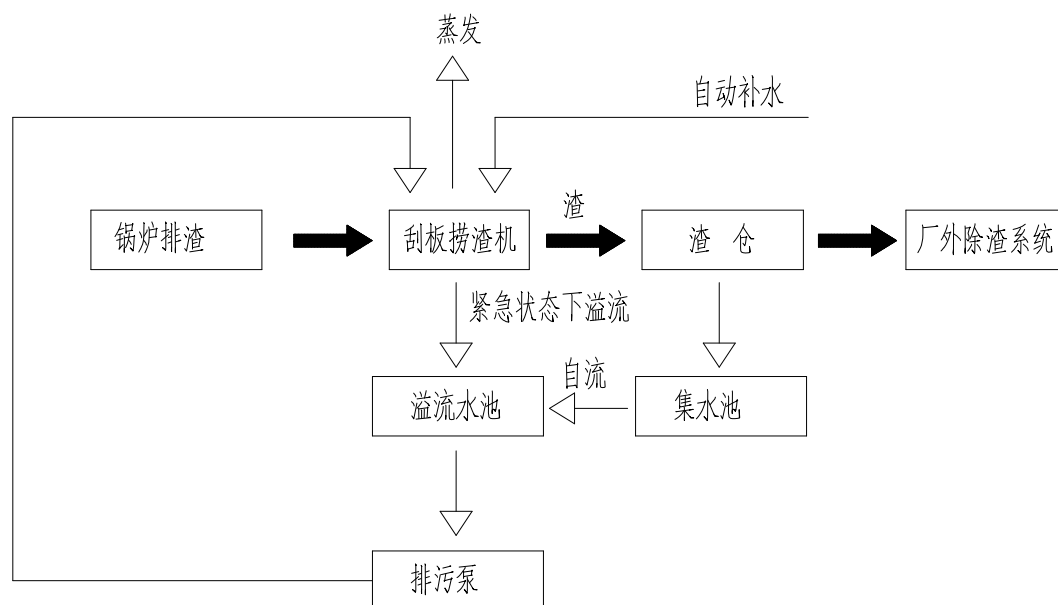


图 4.7-1 除渣系统工艺流程框图

4.7.2.2 除渣系统描述

锅炉排出的渣经排渣竖井落入水浸式刮板捞渣机内急冷粒化后，由刮板捞渣机连续捞出，直接排至位于锅炉房侧面的渣仓储存。

渣水系统采用维持水位自平衡的渣水循环系统，渣的冷却主要是通过水的蒸发，利用水的汽化热来吸热，正常工况无溢流水排放即无渣水处理循环系统。冷渣和排渣过程水的汽化损失和湿渣带走的水量通过自动补水实现维持正常水位，补水同时可用作捞渣机紧急补水口补水，捞渣机补水及驱动链条冲洗水采用高含盐废水。

每台炉设一台可变速的水浸式刮板捞渣机，其最大出力满足锅炉满负荷时设计煤种渣量的 400%并考虑锅炉吹灰时的最大可能排渣量，正常出力为 8t/h，最大出力 40t/h。

为应对结渣大渣块落下对捞渣机水槽水位形成大的波动的非正常工况，在捞渣机侧设有溢流水池，接纳刮板捞渣机的非正常溢流水（通过明沟自流进入溢流水池），溢流水设流量约 30m³/h，压力约 0.3MPa 的溢流水泵，1 台运行，1 台备用，定期将污水排至捞渣机。溢流水池设事故溢流口至供水专业工业废水下水道。

每台炉设 1 座φ8m 钢结构渣仓，每座渣仓有效容积均为 160m³，每座渣仓可贮存锅炉满负荷时设计煤种约 23.2 小时的渣量（校核煤种 1 约为 18.7 小时，校核煤种 2 灰渣量小于设计煤种和校核煤种 1，后续不做分析）。每座渣仓的底部设有 1 个排出口，直接排

放至自卸汽车上，运至综合利用用户或灰场堆放。渣仓下部约 2 米层设有装车操作室，操作室内设有操作台，渣仓零米设有汽车通道。渣仓室整体大封闭与锅炉封闭连接并采暖。

渣仓零米设沉淀池，收集渣仓析出水及地面污水，经沉淀后由溢流水池的溢流水泵排至刮板捞渣机内。

4.7.3 除石子煤系统描述

本工程除石子煤系统拟采用密封式活动石子煤斗收集+电瓶叉车运输+石子煤仓储存的方式。该系统具有安全可靠，对煤质变化适应性好、有利于文明生产、耗电量低的特点。

4.7.3.1 石子煤处理系统工艺流程

除石子煤处理系统工艺流程框图如 4.7.2:

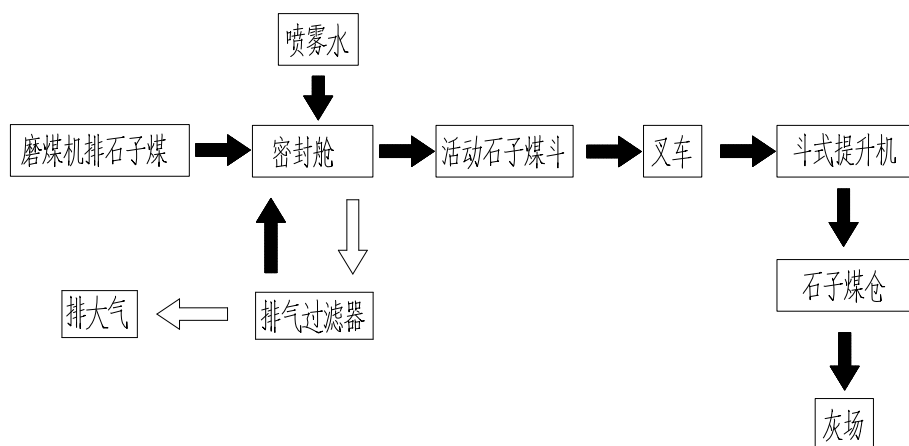


图 4.7-2 石子煤处理系统工艺流程框图

4.7.3.2 除石子煤系统

磨煤机排石子煤拟采用密封式活动石子煤斗收集、经叉车转运至石子煤仓的简易机械处理方式。

每台炉设 6 台中速磨煤机（5 运 1 备），每台中速磨煤机设 1 套排石子煤管道、阀门、密封舱、活动石子煤斗及称重报警装置，每台炉另设 1 台活动石子煤斗作为公共备用。

系统正常运行时打开石子煤排放二次关断门（一次关断门正常情况下常开，在二次门不严密故障情况下使用），石子煤通过管道排入活动石子煤斗。石子煤斗下设称重平台，当石子煤斗装满或到时报警后，关闭二次关断阀门，通过密封仓顶部泄压阀泄压后，用电瓶叉车转运至石子煤仓下，由提升装置输送至石子煤仓临时储存，最后由卡车运输至综合利用处或灰场储存。

4.7.4 除灰系统描述

除尘器和省煤器灰斗的飞灰采用正压浓相气力输送技术，通过管道输送至灰库储存。

4.7.4.1 除灰系统工艺流程

除灰系统工艺流程框图如图 4.7-3：

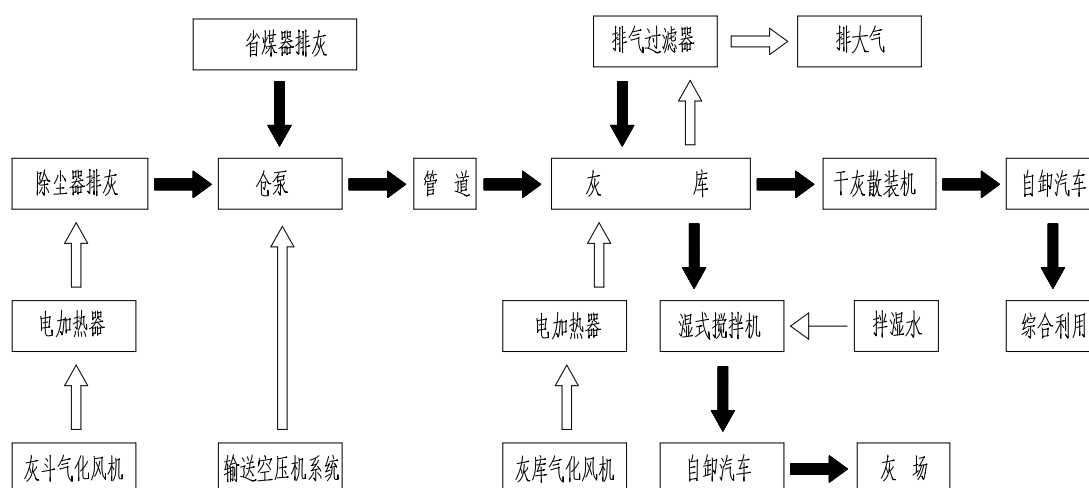


图 4.7-3 除灰系统工艺流程框图

4.7.4.2 除灰系统拟定

除尘器和省煤器灰斗收集的飞灰采用正压气力输送系统方案。除尘器和省煤器灰斗收集的飞灰落入压力输送罐，以压缩空气为动力通过管道输送至厂内灰库储存。输灰用压缩空气由全厂压缩空气气源系统提供。本期每台炉设 1 套气力输送系统，除灰系统出力为 90t/h,是设计煤种排灰的 154%，校核煤种排灰的 124%。

每台炉设 4 根灰管。省煤器灰斗设 1 根粗灰管并入一电场左侧灰管进行输送；一电场分两侧各设 1 根粗灰管，电除尘器二电场单独设置 1 根灰管，电除尘器三、四、五电

场的细灰设 1 根细灰管。一、二电场每个仓泵容积约为 2.5m³，三电场每个仓泵容积约为 1.0m³，四、五电场每个仓泵容积约为 0.5m³，省煤器灰斗每个仓泵容积约为 0.3m³。省煤器粗灰管和一电场粗灰管可进去任一座粗灰库，除尘器二电场灰管和除尘器三四五电场细灰可进入任一座灰库。灰库可互为备用，即当其中一座灰库的设备故障时，其全部灰量能排入另一灰库。2 台炉共设 3 座直径φ12 米的混凝土灰库。每座灰库有效容积均为 1500m³，2 座粗灰库可储存 2 台锅炉设计煤种 24 小时的粗灰量（校核煤种 1 为 19.4 小时）。细灰库可储存 2 台锅炉设计煤种 48 小时的细灰量（校核煤种 1 为 38.7 小时）。

为保证电除尘灰斗和灰库内灰的流动性，保证卸灰的通畅和均匀，两炉设有 4 台除尘器灰斗气化风机（2 台运行，2 台备用），灰斗气化风经电加热器加热至 230℃进入除尘器灰斗气化板。

本期全厂仪用、厂用、吹灰用空压机和除灰空压机系统合并布置，设备布置在两台炉引风机室零米。空压机房内设有 8 台螺杆空压机，现阶段暂定每台空压机参数为流量 60Nm³/min，压力 0.8MPa，在 8 台空压机中，6 台运行，2 台备用。其中仪表控制和检修用空气系统 2 台运行 1 台备用，声波吹灰 1 台空压机运行，除灰用空气系统 3 台运行，另有 1 台为热机和除灰公共检修备用，优先用于仪表控制和检修用气。8 台空压机出口通过大母管相连，为全厂提供仪表控制、检修吹扫、声波吹灰和飞灰输送用气。每台空压机可以满足各种工况，实现自动调节。为仪用压缩空气配置 2 台 0.8MPa、75m³ 的储气罐、厂用压缩空气设置 2 台 0.8MPa、25m³ 的储气罐，除灰系统设 2 台 0.8MPa、25m³ 的储气罐。

本期工程灰、渣及石膏的厂外输送采用汽车运输方式，运输汽车按全部采用社会运力考虑，本工程不设除灰用运输汽车、汽车库及检修设施等。

4.7.5 灰渣综合利用

燃煤电厂排放的灰渣不仅要占用很大的堆放场地，还会对周围环境造成污染。搞好灰渣的综合利用既可以解决这两个方面问题，也符合国家关于新建电厂的能源政策，并满足当地关于灰渣处理的有关规定。

灰渣的物理化学特性决定了其有广泛的用途。例如炉底渣可作为路堤填料、路面基层材料、沥青混凝土路面填料和水泥混凝土路面掺和料；电除尘器飞灰是筑坝和修筑高速公路很好的掺和料，在混凝土中掺入一定比例的干灰，可降低成本和改善混凝土的性能。研磨细的粉煤灰，可用作生产水泥的骨料或直接掺入水泥使用。利用粉煤灰生产的

轻质建筑砌块，具有保温、隔热和吸音的特点，是一种很好的建筑材料。另外，粉煤灰含有农作物所需要的各种微量元素，所以也可以用来改良农田土壤，防止土壤板结等。

本工程除灰渣系统设计为灰渣分除、气力除灰、粗细分储，为灰渣综合利用创造了有利条件；综合利用时，渣可在渣仓下直接取用，干灰可在灰库下直接取用。

4.8 电厂化学部分

4.8.1 水源及水质

本项目生产用水拟采用九龙川煤矿矿井水，但九龙川煤矿矿井建设周期与本项目建设周期相比较迟，因此需要考虑过渡期水源。过渡期水源可宁县污水处理厂、宁县早胜镇生活污水厂、宁县和盛镇污水处理厂中水及新庄煤矿矿井疏干水。水源的最终结论以批复的水资源论证报告为准。

根据《九龙川矿井及选煤厂（矿井部分）可行性研究报告》和甘肃能源庆阳煤电有限责任公司出具的《供水承诺函》：“煤矿投产后每年向甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目提供矿井疏干水 180 万立方米。矿井疏干水采用‘混凝、沉淀、过滤、超滤、反渗透’处理工艺，出水水质达到《地表水环境质量标准》GB3838-2002 中 III 类水标准。”从井下排水处理站的工艺来看，其产品水为反渗透产水，可直接作为本工程辅机冷却水系统补充水和锅炉补给水处理系统进水。因此，电厂生产用水采用九龙川煤矿矿井水时，电厂场内不用设置疏干水深度处理系统。

业主近期收集到宁县污水处理厂、早胜镇污水处理厂、和盛镇污水处理厂再生水的水质全分析资料若干份，以及新庄煤矿矿井疏干水的水质全分析资料一份。

从已有的水质全分析资料来看：早胜镇和和盛镇污水处理厂出水的 BOD_5 、 COD_{Cr} 、氨氮、悬浮物等指标均满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB 18918-2002）中的一级 A 排放标准。宁县县城污水处理厂出水 BOD_5 、氨氮、悬浮物等指标均满足《城镇污水处理厂污染物排放标准》（GB 18918-2002）中的一级 A 排放标准，但 6 月 18 日样水的 COD_{Cr} 偏高。建议建设单位进一步取样分析，现阶段厂内暂不考虑生化处理措施。

根据《水资源论证报告书（送审稿）》中“中水可靠性和中水可供水量分析”的结论：宁县污水处理站日可供水量为 $2750m^3/d$ ，早胜镇污水处理站日可供水量为 $820m^3/d$ ，和盛镇污水处理站日可供水量为 $1600m^3/d$ ，三座污水处理站日合计可供水量为 $5170m^3/d$ ，年可供水量为 188.71 万 m^3 。从逐月出水数据来看，各污水处理厂水量也较为稳定。宁县县城、早胜镇、和盛污水厂每月出水量与总出水量的占比分别为 53%、16%和 31%。

考虑到宁县县城再生水在本项目用水中的占比较高，而其出水水质差、水质波动也比较大，掺混后的再生水的总碱度、溶解性总固体、氯化物、硫酸盐均超过《城市污水再生利用 工业用水水质》(GB/T 19923-2024)中的限值。新庄煤矿矿井疏干水的溶解性总固体、氯化物、硫酸盐也存在同样的问题。因此，本工程厂内需设置原水预处理设施，按“软化+反渗透预脱盐”工艺设计。经预处理后的产品水，一部分进入后续的除盐水制备系统，另一部分与原水进行掺混后作为全厂其他工业用水。

建议建设单位进一步收集并提供本项目所利用的全部水源的水质全分析资料，以便校核系统。

水质全分析资料的份数需满足《发电厂化学设计规范》(DL 5068-2014)的规定：

当采用再生水时，应取得近年全年的逐月资料，共 12 份。

当采用矿井排水时，应取得近年的逐季资料，共 4 份。

4.8.2 锅炉补给水处理系统（含再生水预处理）

4.8.2.1 水处理系统的选择

根据机组的水汽质量标准和工业用水要求，结合本工程的水源水质情况，本工程锅炉补给水处理系统拟采用“全膜法”，工艺流程如下：

供水专业来加热后的生水→生水箱→生水泵→核晶造粒流化床→软化水箱→超滤给水泵→自清洗过滤器→耐污染超滤装置→超滤水箱→一级反渗透给水泵→一级反渗透保安过滤器→一级反渗透高压泵→一级反渗透装置→一级淡水箱→二级反渗透高压泵→二级反渗透装置→二级淡水箱→EDI 给水泵→EDI 保安过滤器→EDI 装置→除盐水箱→除盐水泵→主厂房热力系统

系统出水水质：

二氧化硅： $\leq 10\mu\text{g/L}$

导电度： $\leq 0.15\mu\text{S/cm}(25^\circ\text{C})$ ；期望值 $\leq 0.10\mu\text{S/cm}$

其中，一部分一级反渗透产品水进入后续的除盐水制水系统，另一部分经泵提升后输送至供水专业工业消防蓄水池与再生水进行掺混后作为全厂其他工业用水。流程如下：

一级淡水箱→掺混水泵→工业消防蓄水池

九龙川煤矿的井下排水处理站投运后，将根据其产品水的水质情况，再确定其产品

水进入本系统的接入位置。

4.8.2.2 电厂汽水平衡

序号	项目	单位	数据	补充水质	备注
	锅炉总蒸发量（两机）	t/h	2075×2=4150		
1	厂内水汽循环损失（两机）	t/h	4150×1.5%=62.25	除盐水	
2	燃油伴热及露天防护	t/h	6	除盐水	
3	采暖系统及其他用水	t/h	~1.8	除盐水	
合计		t/h	~70	除盐水	
1	工业水掺混用水	t/h	~100	一级反渗透产水	

注：厂内水汽循环损失包括锅炉吹灰、精处理再生及闭式冷却系统等水汽损失。

由上述数据计算得出：锅炉正常补给水量约 70t/h。考虑系统自用水量及水箱积累水量等因素，锅炉补给水处理系统除盐水制备系统按 2×75t/h 出力设计，软化预处理、超滤及一级反渗透预脱盐系统按 3×100t/h 出力设计。间冷循环水和辅机闭式冷却水补水、启动、事故增加的水量可由除盐水箱供给，除盐水箱总容积为 2×3000m³。

4.8.2.3 系统设备配置

本工程水处理系统设 2 套 75t/h 出力的 EDI 设备，2 套 85t/h 出力的二级反渗透，3 套 100t/h 出力的一级反渗透，3 套 135t/h 出力的耐污染超滤装置和 3 套 135t/h 出力的核晶造粒流化床。耐污染超滤装置回收率按 90%设计，一级反渗透装置回收率按 75%设计，二级反渗透装置回收率按 85%设计，EDI 装置回收率按 90%设计。

4.8.2.4 水处理区域的布置

本工程的再生水预处理系统与锅炉补给水制水系统设备合并布置在锅炉补给水处理站内，站区包括水处理车间、酸碱贮存间和室外水箱区域等。

其中水处理车间为一座独立的单层建筑，净空约 8.5 米，分为过滤除盐间、毗间。过滤除盐间总长 60 米，跨距 13.5 米，车间内布置有核晶造粒流化床及其辅助设备、超滤、一二级反渗透、二级淡水箱、EDI 装置、清洗装置等设备。毗间总长 60 米，跨距 7.5 米，分为水泵间和反渗透加药间等。

酸碱贮存间为单层建筑，占地 12 米×12 米，净空约 8.5 米，室内布置有卸酸碱泵、酸碱贮存槽和废水泵等。零米以下为废水池，池深 4 米。酸碱贮存间与锅炉补给水车间

之间设药品贮存间，净空约 4 米。

室外水箱区域布置有 3000m³ 的除盐水箱 2 台，300m³ 的生水箱、软化水箱、超滤水箱各 1 台，150m³ 的一级淡水箱 2 台，以及 8m³ 的压缩空气罐 2 台。

4.8.3 凝结水精处理系统

本工程主机为超临界凝汽式间接空冷汽轮机。表凝式间冷系统采用除盐水作为循环水冷却水，因此不存在凝汽器泄露及冷却水污染凝结水的问题，但凝结水以及冷却水系统中仍然不可避免会有铁的腐蚀产物产生，故仍应考虑设置凝结水精处理除铁装置。另外，由于超超临界机组的给水质量标准要求很高，必须采用一套既能高效除铁，又能保证高品质出水水质的精处理设备。

本工程每台机设置 2×50%前置过滤器+3×50%的高速混床凝结水精处理系统。高速混床的体外再生设备均为低压设备。两台机组共用一套体外再生装置。

前置过滤器、精处理混床及再循环泵布置于汽机房 0 米层 A~B 框架 7~8 柱和 15~16 号柱之间。体外再生设备布置于汽机房 0 米层 B~C 框架 8~9 号柱之间；冲洗水泵及过滤器反洗水泵均布置在锅炉补给水处理室水泵间内。

酸碱贮存设备布置在主厂房外两炉之间机组排水槽上方的精处理酸碱贮存间内。

4.8.4 化学加药系统

本工程主机采用表面式间接空冷，空冷散热器材质为纯铝，凝汽器管材为不锈钢。化学加药系统包括：给水、凝结水及闭式水加氨系统；间冷循环水加缓蚀剂系统；给水、凝结水及高加疏水加氧系统。

本工程两台机设一套加氨装置和加缓蚀剂装置，每台机组设一套加氧装置。

给水、凝结水加氨采用自动加药方式，加药泵为电控计量泵。给水加氨根据汽水取样系统的给水导电度信号和给水流量信号控制加药量，凝结水根据精处理混床出水母管的导电度模拟信号和凝结水流量信号控制加药量，闭式冷却水加氨采用手动控制。

主机间冷循环水加缓蚀剂采用手动控制。

加氧方式为全保护自动加氧装置，采用高压压缩空气作为氧气来源。压缩空气分三路经减压阀减压后分别送入凝结水精处理出口母管、除氧器下降管上和高加疏水管道，使热力管道表面形成致密的氧化铁保护膜，从而有效地改善水系统工况。凝结水加氧量根据凝结水流量及含氧量自动调节，给水加氧量根据给水流量及含氧量自动调节。运行中溶解氧的浓度由安装于除氧器进口和省煤器进口的在线溶解氧表进行连续监测，并根据仪表测得的数据进行调节。

4.8.5 汽水取样系统

每台机组设置一套集中综合汽水取样架。取样架分为高温盘部分和低温仪表盘部分。样品水首先到高温盘经减压冷却后,再至低温仪表盘,低温仪表盘上设有恒温装置、分析仪表及手操取样阀和样水槽。高温盘、低温盘分别布置在高温盘间、低温盘间。

4.8.6 辅机循环冷却水处理系统

本工程辅机为干湿联合冷却方式。辅机干冷塔湿段加药采用投加复合稳定剂及杀菌剂的处理方式。仅设稳定剂加药设备,杀菌剂采用临时投加,不设固定的加药设施。

稳定剂加药装置设 2 台溶液箱,2 台计量泵(一运一备)。稳定剂加药为手动控制。

4.8.7 制氢系统

本工程制氢站按 2×600MW 机组容量设计,系统设置 1 套产氢量 10Nm³/h 的中压碱液式水电解制氢装置,并配备相应的氢气干燥装置,并设置 4 台 13.9m³ 的氢气贮存罐及 1 台 10m³ 压缩空气贮存罐。

漏氢量: 10~12Nm³/天,发电机充氢容积~120m³;补氢压力: 0.50MPa;制氢系统产氢压力: 3.2MPa;贮氢压力: 3.2MPa;

氢气经减压阀减压至 0.50MPa 后,送至主厂房,氢气管属于压力管道,遵守压力管道布置原则。

本工程制氢装置布置在厂区一个独立的建筑物内。氢气贮罐和压缩空气贮罐布置在室外。制氢系统为全自动化运行,可做到无人值守。

4.8.8 化学废水处理系统

本工程有如下化学废水:锅炉补给水处理系统超滤反洗排水、反渗透浓盐水排水、凝结水处理系统设备再生废水、前置过滤器反洗排水及混床冲洗排水、空气预热器冲洗排水、锅炉化学清洗排水、机组启动排水、脱硫废水、脱硝废水等。

本工程针对不同废水水质的特点,进行分类处理。

其中锅炉补给水处理系统的反渗透浓水排水、凝结水处理系统再生废水为高含盐量废水,中和处理达标后回用于脱硫系统做为脱硫工艺用水。所有过滤器的反洗排水、空气预热器冲洗排水、机组启动排水、脱硝废水进入工业废水处理系统处理合格后回用于电厂其它工艺系统。

对于锅炉化学清洗排水,考虑到机组正常运行状况下,锅炉化学清洗约每 5~10 年进行一次,同时也考虑到运行和管理的方便,化学清洗废水由清洗公司负责。化学清洗废水排入酸洗废水池,总容积为 6000m³,可满足盛装酸洗废液的容积要求。

4.8.9 脱硫废水零排放处理系统

本工程两台机组脱硫装置废水排放总量约 10~15t/h。脱硫废水零排放处理系统暂按“低温多效闪蒸+高温旁路烟道蒸发”处理工艺计列投资。

脱硫废水→废水储存箱→废水提升泵→一效→二效→三效→浓液罐→浓液泵→高温旁路烟道蒸发系统。

脱硫废水由给料泵送入分离器，蒸发器加热采用业主辅助蒸汽经减温减站后进入一效蒸发器，废水进入第一效分离器的汽液二相入口交界面处，（在相应的真空度下闪蒸）原料液在第一效分离器中经多个加热室均匀地在加热。在加热室上端设有专门的汽液两相共存的沸腾区，物料在沸腾区内汽液混合物的静压使下层液体的沸点升高，腾物料进入第一效分离室完成汽、液分离，物料在第一效系统内经多次自然式循环后，完成初步浓缩的料液进入第二效分离器；

进入第二、三效内的物料运用第一效内相同的原理，在第二效系统内循环并完成闪蒸浓缩，再送入第三效，第三效内浓缩后进入增稠器，达到一定浓度后的浓液在浓水箱中收集浓，再通过浓水泵输送至干燥塔进行干燥，干燥后的灰进入除尘器，从而实现真正意义上的脱硫废水零排放。

采用辅助蒸汽作为三效蒸发器的加热热源。

本工程两台机组拟设一套进水处理量为 15t/h 的低温多效蒸发浓缩系统和两套 3t/h 的高温旁路蒸发干燥系统，并配套废水贮存及输送系统和其他辅助系统。

工艺的详细选择见《脱硫废水零排放处理系统专题报告》。

4.8.10 脱硝还原剂贮存、制备及供给系统

本工程脱硝采用 SCR 法，氨气制备采用尿素水解法。单台机组脱硝系统连续运行的纯尿素消耗量平均值不大于 270kg/h。

干尿素通过电动单轨吊人工拆包后或通过斗提机转入尿素溶解罐，在溶解罐中将尿素配制成 40%~50%重量百分比浓度的尿素溶液，并将其输送到尿素溶液储存罐，经尿素溶液给料泵送往水解反应器，由辅助蒸汽系统来的蒸汽在水解反应器内通过换热管束对尿素溶液进行加热，使尿素溶液的温度达到其水解反应温度 130℃~160℃，尿素溶液在其反应温度下发生水解反应，生成氨气和二氧化碳。换热后的低品质蒸汽作为尿素溶液输送管的伴热热源送入到尿素溶解系统，利用其余热作为溶解尿素的凝结水。系统工艺流程如下：

袋装尿素→斗式提升机→尿素溶解罐→尿素溶液混合泵→尿素溶液储罐→尿素溶

液供料泵→水解反应器→氨气→氨气空气混合器→SCR 反应器←稀释风机

本工程脱硝还原剂贮存、制备及供给系统按 2 台机组公用设计,包括尿素储存、卸料及提升、尿素溶解罐、尿素溶液混合泵、尿素溶液储罐、尿素溶液供料泵、水解反应器等。

4.8.11 化验室及仪器设备配置

化验室主要仪器设备按 660MW 超临界机组标准设置,全厂配备有水分析、煤分析、油分析的仪器设备,化验室总面积约 400m²。化验仪器按《火力发电厂试验、修配设备及建筑面积配置导则》(DL/T5004)进行配置,化验室台柜采用化验室标准台柜。

化验楼设在水处理车间的固定端,为三层建筑物,一楼主要布置有、配电室、控制室、电子设备间、现场化验室、色谱用气瓶间、化验室仓库等;二楼主要布置有水分析室、色谱分析室、仪器室、天平室、高温炉加热室等;三楼为油分析室和环保检测站。

煤分析化验的仪器设备布置在燃料管控楼内。

4.8.12 净油处理设备

本工程设置一套 12m³/h 移动式绝缘油处理装置。

4.8.13 锅炉化学清洗

锅炉化学清洗推荐采用 EDTA 清洗方案。清洗废液排入酸洗废水池贮存,由清洗单位负责回收利用。

4.9 电气部分

4.9.1 电气主接线

根据系统专业要求,本期工程采用 330kV 一级电压送出。

本期工程电气主接线方案如下:

本工程厂内配电装置采用 330kV 电压等级。330kV 配电装置采用一倍半断路器接线型式,两台机主变进线及两条出线组成两个完整串,以 2 回 330kV 出线接入西峰东 750kV 变电站 330kV 侧。最终主接线以接入系统审查意见为准。

本工程 330kV 采用户外 GIS 布置型式。

本工程设置 1 台高压启动/备用变压器,采用有载调压分裂变压器,轴向分裂型式,额定电压 345±8×1.25%/10.5-10.5kV, YN,yn0,yn0 接线。启备电源由厂内 330kV 配电装置引接。根据接入系统报告,为保证启动/备用变供电时负荷功率因数满足电网运行要求,启备变每个 10kV 分支装设 2×5000kVar 无功补偿电容器,共计 4 组 5000kVar 无功补偿电容器。

4.9.2 导体及设备选择

(1) 导体选择

1) 升压站部分：

330kV 主变进线、出线的导线均采用 2*LGKK-600 型铝管支撑耐热扩径导线。

2) 主厂房部分：

发电机引出线及厂用分支线采用全连式离相封闭母线，母线连续额定电流为：

主母线：25000A

厂变分支母线：2500A

励磁变分支母线：1000A

PT 分支母线：1000A

中性点接地母线：100A

短路电流耐受能力：	热稳定电流	动稳定电流
主母线	160kA（有效值）4 秒	400kA（峰值）
厂用分支	315kA（有效值）4 秒	800kA（峰值）
励磁母线分支	315kA（有效值）4 秒	800kA（峰值）

厂用高压变压器、励磁变压器低压侧引出线采用共箱母线，母线连续额定电流为：

厂用高压工作变压器 A 低压侧共箱母线 3150A

励磁变低压侧交流励磁共箱母线 8000A

(2) 设备选择

1) 主变压器

形式：单相双绕组

冷却方式：强迫油循环风冷

容量：750MVA

调压方式：无激磁调压

电压比及阻抗：363±2×2.5%/20kV Ud=18%（暂定）

接线组别：YN,d11

2) 升压站设备

330kV 设备采用户外 GIS 设备。设备额定电流为 4000A，设备的开断水平为 63kA，动稳定电流为 160kA。

330kV 电流互感器变比详见主接线。

330kV 电压互感器电压比为：330/ $\sqrt{3}$ /0.1/ $\sqrt{3}$ /0.1/ $\sqrt{3}$ /0.1/ $\sqrt{3}$ /0.1kV（进、出线）

330kV 避雷器采用氧化锌无间隙避雷器。

4.9.3 厂用电接线及布置

（1）高压厂用电系统

每台机设置一台容量为 75/45-45MVA 无载调压分裂绕组变压器作为厂用高压工作变压器，厂用高压工作变压器的高压侧电源由本机组发电机引出线上支接。每台机组设两段 10kV 工作段，互为备用及成对出现的高压厂用电动机及低压厂用变压器分别由不同 10kV 工作段引接。

200kW 及以上电动机由 10kV 供电，200kW 以下电动机由 380V 供电。

本工程设置两段 10kV 输煤段。10kV 输煤系统的高压电机、低压输煤变均由输煤 10kV 工作段供电。本工程不设置 10kV 脱硫段。10kV 脱硫系统的高压电机、低压脱硫变均由主厂房 10kV 工作段按机组供电。

10kV 设备短路电流水平按 40KA/100kA 考虑。

（2）低压厂用电系统

低压厂用电电压采用 380/220V，中性点直接接地。

主厂房低压厂用电采用动力与照明、检修分开的供电方式。辅助厂房采用动力与照明、检修合并的供电方式。

低压厂用电电动机的供电方式，采用动力中心（PC）和电动机控制中心（MCC）两级供电方式。容量为 75kW 及以上的电动机和 200A 及以上的静止负荷由 PC 供电，75kW 以下的低压电动机和 200A 以下的静止负荷由 MCC 供电。

4.9.4 不间断电源

每台机组设两套独立运行的交流不停电电源装置（UPS），本系统包括整流器、逆变器、静态转换开关、旁路变压器、手动旁路开关、交流馈线屏等。

主厂房交流不停电电源(UPS)容量选用 2x100kVA，母线采用单母线分段方式，交流输入电压为三相三线 380V±10%，50HZ，输出交流电压为单相 220V，50HZ。

网控继电器室共设两套交流不停电电源（UPS）采用静态逆变装置，直流电源取自继电器室 220V 蓄电池。每套交流不停电电源容量为 20kVA，交流输入电压为三相三线 380V±10%，50HZ，输出交流电压为单相 220V±1%，50HZ±0.1%。切换时间：≤5ms，输出波形失真度≤5%。

脱硫岛单独设一套 UPS，由脱硫岛成套供货。

4.9.5 直流电系统

本工程直流系统动力和控制分开，每台机组装设三组蓄电池，其中一组 220V 蓄电池组给动力系统供电，两组 110V 蓄电池组给控制系统供电。110V 蓄电池组采用单母线分段接线；220V 蓄电池组采用单母线接线，两台机组的 220V 蓄电池组经过电缆和联络开关相互联络。

机组 110V 直流系统供控制、保护、测量及其他控制负荷。110V 直流系统采用辐射网络供电方式，在各配电室设置直流分屏。

机组 220V 直流系统供事故照明，动力负荷和交流不停电电源等。

蓄电池组正常以浮充电方式运行。蓄电池型式均采用阀控免维护铅酸蓄电池。

110V 直流系统设二组 1000Ah 蓄电池组及二组相应的高频电源装置。整流装置选用 360A 的高频开关电源充电器，高频开关电源模块采用 N+2 冗余配置。

220V 直流系统每台机设一组 2000Ah 蓄电池组和一组高频电源装置，两台机另设一组公用备用高频电源装置。整流装置选用 300A 的高频开关电源充电器。

网控继电器室暂按装设 2 组 110V 600Ah 免维护阀控式密封铅酸蓄电池，共设三组高频开关电源装置，整流装置选用 200A 的高频开关电源充电器。对 330kV 线路控制、保护及 UPS 供电。110V 直流系统采用单母线分段接线，两组蓄电池间经联络开关进行连接。为防止两组蓄电池并列运行，联络刀开关与蓄电池电源刀开关之间设有闭锁措施。

4.9.6 事故保安电源

每台机组设置一台快速启动的集装箱式柴油发电机组，容量为 1250KW，作为对应机组的事故保安电源。

每台机组设置两段 380V 交流事故保安动力配电中心，两段事故保安动力中心正常由主厂房锅炉 PC 段供电，当锅炉 PC 段故障时，由柴油发电机组供电。当每台机组的厂用电源消失时，柴油发电机自动启动，在 10~15 秒内建立电压及频率，满足带负荷条件，自动接入保安动力中心。脱硫系统不单独设置柴油发电机，保安电源引自主厂房保安段。

4.9.7 电气设备布置

主变压器、高压厂用工作变压器、高压启动/备用变压器及其中性点设备等布置在主厂房 A 排外。

高压厂用工作变高压侧分支封闭母线从发电机主回路封闭母线上“T”接，低压侧通过共箱母线与 10kV 厂用开关柜连接；高压启动/备用变压器低压侧通过共箱母线与 10kV

厂用开关柜连接。

330kV 配电装置采用一倍半接线，配电装置采用屋外 GIS 布置，进、出线均采用架空软导线。

4.9.8 电气设备控制

本工程本期两台机组设一个集中控制室，实现两机一控。

集中控制室内布置有(DCS)工作站、网控计算机监控系统(NCS)工作站。(DCS)工作站包括单元机组分散控制系统(DCS)和公用分散控制系统(DCS)。

发电机-变压器组和厂用电系统的电源部分由单元机组分散控制系统(DCS) 及公用分散控制系统(DCS)进行控制和监测。

发变组保护屏、变送器屏、厂用电源快切屏、自动准同期装置屏及发变组故障录波器屏、远动分屏柜等布置在电子设备间内。

本工程设网络继电器室，系统保护、线路故障录波、保护信息子站、NCS 测控柜及升压站部分相关二次设备、远动设备等布置在网络继电器室内。

4.9.9 元件保护、自动装置及在线监测装置

(1) 元件保护配置原则及选型

根据《继电保护和安全自动装置技术规程》GB/T 14285-2023 及相关反措要求，发电机变压器组、厂高变、励磁变压器、启备变、联络器等主设备保护按全面双重化（即主保护和后备保护均双重化）配置。

发变组保护及电抗器保护拟采用微机型保护装置；低压厂用变压器保护采用微机型综合保护测控装置并装设于 10kV 开关柜内的，保护动作信号送至集中控制室。

(2) 自动装置

发电机装设有自动准同期装置（ASS），自动调节励磁装置（AVR），AVR 装置内附有系统稳定器（PSS）。发变组装设自动故障录波装置。

10kV 工作母线 A、B 段装有厂用电源快切装置。

因电气元件采用 DCS 控制方式，本工程只设自动准同期装置，自动准同期装置装于同期屏上。控制台上不设同期开关，同期装置的交流电压回路及直流电源的接入方式由 DCS 完成。

(3) 电气监测管理系统（ECMS）

本工程设置厂用电监测管理系统(ECMS)，ECMS 只监测不控制。本期机组 ECMS 设置 1 台工程师站和 2 台操作员站，工程师站布置在工程师室。

4.9.10 厂内通信

厂内通讯方式有生产管理通信和生产调度通信。

生产管理通信设置数字程控交换机 500 门，可扩容至 1000 门，作为全厂生产管理系统和行政管理系统的对内、对外通讯联系用。

生产调度通讯在集控室内设置调度管理机 100 门，调度台 1 个，作为全厂生产调度通信用。

输煤系统采用消防应急广播，不单独设置输煤广播呼叫系统。

通信电源统一考虑，采用两组 48V，400Ah 免维护电池，采用两组高频开关充电器。

通讯电话数量满足生产、行政、生活实施、后勤服务等需求，具体位置和数量在具体施工图确定。

4.9.11 过电压保护及接地

主、辅建（构）筑物的防雷保护设施按《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》（GB/T 50064-2014）的规定。

主厂房 A 排柱外电气设备及导线的防雷保护采用设置在主厂房 A 排顶上避雷线与设置于主变压器 330kV 进线配电装置架构上的避雷线联合保护。主厂房 A 排墙上避雷线接线柱引下线采取加强分流措施，并采取沿 A 排墙设置多根接地引下线和装设独立接地装置；各个设备的接地点尽量远离避雷针接地引下线等防止反击的措施。

燃油库区、制氢站采用独立避雷针保护；油管路采用多点接地。

4.9.12 照明与检修

正常照明网络电压为 380/220V，交流事故照明网络电压为 380/220V，直流事故照明网络电压为 220V，安全电压网络采用交流 24V。

本工程主厂房采用照明与检修分开供电的方式。每台机组分别设置 1 台低压照明变压器及相应的一段 380V 照明 PC 段。两台机组的 2 台照明变压器互为备用。

照明 PC 进线配置电压自动分级补偿装置。

辅助厂房采用照明、检修与动力合并的供电方式。

4.9.13 电缆设施

主厂房内电缆通道尽量采用电缆桥架。辅助厂房和厂区主要采用电缆沟与厂区综合管架相结合。电缆桥架采用热镀锌钢制桥架。动力电缆及控制电缆采用梯架，弱电及计算机电缆采用实底托盘桥架。

本期工程主厂房内、由主厂房引出的及输煤系统均采用阻燃电缆，其他不重要的辅

助车间采用普通电缆。重要的回路如消防泵、直流操作系统、UPS 系统及保安电源系统、所有重要保护及控制回路均采用耐火电缆。

4.10 热工自动化部分

4.10.1 本工程将按照智能电厂的设计思路，从高效的控制方式和管理模式、电厂全生命周期等方面考虑，使本工程建设成为既符合自身实际情况，又具有高效益、高度自动化水平的现代化电厂。打造出“一键启停、无人值守、全员值班的信息化电站；低碳环保、技术领先、世界一流的数字智能化电站。”

4.10.2 本工程数字化智能电站的建设核心是实现机组自启停（APS 功能），构建电厂全生命周期的数据集成平台，构建生产经营管控一体化系统、智慧厂区管控系统、可视化主动安全系统和燃料一体化管控系统。

4.10.3 本工程单元机组分散控制系统以及辅助系统（车间）分散控制系统遵循控制功能分散，信息集中管理的设计原则。本工程采用炉、机、电、网及辅助车间集中控制方式，设一个集中控制室，不再单独设电气网控室和辅助车间系统的集中控制室。

（1）集中控制室内不设后备监控设备和常规显示仪表，仅保留少数独立于 DCS 的用于事故紧急处理的硬接线控制开关、按钮、DCS 电源失电报警等。

（2）智能电厂系统操作员站、DCS 操作员站、辅助车间操作员站均采用 LCD。

（3）全厂单元机组、辅网、公用等各系统的 DCS 电子间、远程 I/O 电子间、工程师站等应全部设计有专用的独立建筑房间，不与其它系统及设备（包括配电室、电气控制室、集控室、电气系统计算机房等）共用。

（4）单元机组应设计有两个独立的工程师站房间，其中一个设计在电子间隔壁，另一个设计在集控室隔壁，便于调试和维护。设计在集控室层的单元机组、公用系统、辅网的工程师站应物理隔离，防止走错间隔。

（5）全厂所有的电子间、工程师站的设计应考虑防水、防尘、防振动、防小动物、照明、消防、检修用电等因素。

4.10.4 机组控制系统

（1）DCS 按照工艺过程的划分进行组态，并遵从控制、联锁、保护功能尽可能分散的原则设计，其功能包括：机组自启停系统（APS）、数据采集系统（DAS）、模拟量控制系统（MCS）、顺序控制系统（SCS，发变组的控制）、炉膛安全监控系统（FSSS）、旁路控制系统（BPC）。

(2) 机组自起停顺序控制系统 (APS) 是机组顺序控制系统中最高一级的顺序控制系统, APS 程序自动执行机组启动、停止步序, 提升了机组整体自动化水平, 可有效减少误操作事故发生, 减轻运行人员的劳动强度, 提高了机组运行的安全可靠性和稳定性, 缩短了机组启停时间, 达到了电网对大机组深度调峰的要求, 经济效益和社会效益显著。APS 的控制采用断点控制方式。

(3) 在离主厂房较远或现场监测点比较集中的区域, 如空冷循环水泵房、辅机冷却水泵房布置有 DCS 远程 I/O; 在炉顶壁温区域、发电机本体温度区域等温度监视密集区设置国产智能采集前端的远程 I/O 设备。

(4) 单元机组辅助控制系统

- a. 吹灰控制系统纳入 DCS 系统, 实现 DCS 统一监控。
- b. 设置锅炉炉管泄漏自动报警系统、汽机振动采集和故障诊断系统、飞灰含碳在线检测系统等。
- c. 在运行人员操作台上设有硬手操手动按钮跳闸回路, 以备紧急事故情况下, 跳锅炉、汽轮和发电机。
- d. 汽机数字电液控制 (DEH、ETS) 由汽机厂成套配供, 采用与主机 DCS 相同的软硬件。
- e. 汽机监视系统 (TSI) 由汽机厂成套配供。
- f. 给水泵汽轮机数字电液控制 (MEH、METS) 由给水泵汽轮机厂成套配供, 采用与主机 DCS 相同的软硬件。
- g. 给水泵汽轮机监视系统 (MTSI) 由给水泵汽轮机厂成套。

(5) 全厂 DCS、DEH、ETS、MEH、METS 等控制系统按照一体化控制系统进行设计, 采用相同品牌和规格的软、硬件。全厂所有的热工仪表及控制装置应全部接入一体化 DCS 系统控制, 所有的连锁、保护、控制等逻辑全部在 DCS 系统内组态实现。

(6) DCS、DEH、ETS、MEH、METS、TSI、MTIS、TDM 等各系统及其他重要控制系统之间的信号传输必须使用 I/O 硬接线, 不得使用通讯方式。

(7) 所有参与保护、连锁、自动的信号及重要的监视、报警、控制信号必须使用 I/O 硬接线, 不得使用通讯方式。

(8) DCS 公用系统设备可分别由各单元机组 DCS 操作员站进行监控。需设计有两台机组的相互操作闭锁, 包括硬件设备闭锁和逻辑闭锁, 确保在同一时刻, 只能由一台机组的 DCS 对公用部分设备进行控制, 另一台机组仅有监视功能。

4.10.5 辅助车间控制系统

(1) 本工程辅助车间系统采用全厂联网方式, 形成独立的全厂辅助车间监控网络, 实现辅助车间统一运行管理, 监控点设在集中控制室。辅助车间控制系统采用 DCS 实现控制。在集中控制室内通过辅助车间控制网络的 LCD 操作员站对辅助车间进行监控。较复杂的系统如化学补给水系统、除灰系统、输煤系统等设置就地上位机, 便于安装调试及现场事故处理。

(2) 烟气脱硫系统的控制采用分散控制系统 (DCS) 对两台锅炉烟气脱硫系统进行监控。脱硫系统单元制部分接入单元机组 DCS, 脱硫系统公用部分接入机组 DCS 公用系统。控制点设在集控室, 在单元机组 DCS 的 LCD 操作员站上完成脱硫系统的监控。

(3) 脱硝系统 SCR 纳入机组 DCS。脱硝制备系统纳入辅网。

(4) 空冷系统纳入机组 DCS, 设远程 I/O 布置在循环水泵房就地电子设备间。

4.10.6 热工电源

(1) 所有主厂房及辅助车间热控电源柜 (包括仪表电源柜、电动门电源柜等) 应设计有两路电源, 一用一备, 配置电源自动无扰切换装置。所有电源柜的两路电源应设计有独立的电源失电报警信号, 信号传输至 DCS 系统进行监视。

(2) 所有的控制系统 (包括 DCS/DEH/ETS/MEH/METS/TSI/MTIS/TDM 等) 应设计两路电源供电并互为备用, 具备自动无扰切换功能。两路电源全部来自电气 UPS 系统, 每一路电源均应设计有接入 DCS 系统的失电报警和集控室声光报警。控制系统如有直流 110V、220V 电源, 也应设计电源失电报警并接入 DCS 监视。

(3) 对于两台机组的公用控制装置 (如 DCS 公用系统控制机柜、火灾报警系统等) 均采用双路 UPS 供电, 分别取自两台机组的 UPS 电源系统。

(4) 脱硝、脱硫 CEMS 系统应设计为双路电源, 具备自动无扰切换功能, 两路电源应设计有 DCS 电源失电报警。

(5) 所有的热工仪表及控制装置的电源应取自热控电源柜, 并设计有独立的电源开关, 检修时可以单独隔离。

(6) 所有热控就地控制柜内的仪表控制回路应设计有单独的电源开关, 检修时可以单独隔离。

4.10.7 仪控气源

(1) 每台热控设备和控制装置的仪用气源分支应设置独立的不锈钢阀门。

(2) 所有的气动定位器、气动调节阀、气动开关阀的控制气源应经过除油、除水、

除尘、干燥等空气净化处理，并配置独立的过滤减压阀。

4.10.8 仪控设备

(1) 对于关系到设备安全，参与设备及系统联锁、保护、自动调节的过程参数，其仪表应按三重冗余设计，仪表取样点也应相互独立，不得设计单点保护。对于设备保护、联锁相关的流量测点，其流量计算相关的温度、压力测点也应按三重冗余设计。

(2) 全厂不得设计有电接点型仪表，不允许将模拟量测点使用就地二次仪表转化为开关量用于联锁保护。

(3) 所有重要的泵和风机出口应设计有就地压力表及远传压力变送器。

(4) 制粉系统、风烟系统、除灰系统等与介质直接接触的仪表测量元件应选用耐磨材质仪表设备。

(5) 开关型电动执行机构应至少设计有开指令、关指令、全开信号、全关信号、远方/就地信号、故障信号。带中停功能的开关型电动执行机构还需设计有中停指令、阀位指示信号。调节型电动执行机构应至少设计有阀位指令、阀位反馈、故障、远方/就地信号。

(6) 对于振动大、温度高、位置特殊不便于操作的场合，电动执行机构、气动定位器应设计为分体式结构。

(7) 汽水系统上对于压力大于 4.0MPa 的测点，应设计双一次门，双排污门。

4.10.9 闭路电视

本工程全厂设置一套闭路电视监视系统，对监视区域进行实时视频监视，对重点监视对象进行可控的视频图像存储。

4.10.10 门禁管理系统

本工程全厂设置一套门禁管理系统。门禁管理系统的应用范围包括：主厂房内的重要设备区域(如电子设备间、高/低压配电间、计算机房等)、无人值班的辅助车间、生产综合楼区域的重要房间(如：试验室、信息系统机房等)。

4.10.11 安防系统

本工程全厂设置一套安防系统，包括安保视频监视系统和周界防入侵检测系统等。满足电力系统防范恐怖袭击的一级重点目标要求。

4.10.12 火灾报警系统

本工程全厂设置一套火灾报警系统。火灾报警系统监测范围包括集控楼、主厂房、脱硝、输煤系统、脱硫系统、两机公用系统等。

4.10.13 热工试验室按承担检修任务设计。

4.10.14 为了加强电厂中各类设备的管理，以满足机组正常运行和设备检修的要求，编码系统参照 GB/T 50549-2020《电厂标识系统编码标准》执行，并与本工程整体编码系统相统一。

4.10.15 计算机仿真系统

本工程将设置一套计算机仿真系统，主要以软件仿真替代硬件功能，以培训电厂运行人员为主，同时也为控制系统调试提供一定的帮助手段。仿真机房设计有大屏。

4.11 供水部分

4.11.1 主要设计原则

本期电厂供水系统均按 2×660MW 机组容量设计。

4.11.1.1 主机及辅机冷却系统

本工程主机及小机冷却系统采用表凝式间接空冷系统，散热器塔外垂直布置，二机一塔。主机设计背压 9kPa，夏季设计背压为 27kPa。间冷循环水泵采用卧式离心泵，每台机组配置 3 台循环水泵，其中 2 台采用双速泵。两台机组的 6 台循环水泵集中布置在一座间冷循环水泵房内。每台机组设置一根循环水压力进水管及一根循环水压力回水管。间冷循环水系统采用扩大单元制。本工程的辅机冷却水系统采用干湿联合冷却系统，冷却系统为单元制。每台机组配 3 段干冷冷却塔，2 段湿式蒸发冷却塔、一根辅机冷却进水母管和一根辅机冷却回水母管、两台辅机冷却水泵、一座高位补给水箱。辅机冷却水泵和高位补给水箱布置在主厂房内，两台机组干冷塔和湿式蒸发冷却塔的十个冷却单元两两“背对背”布置。

4.11.1.2 电厂水源

(1) 项目从宁县县城污水处理厂和早胜镇污水处理厂出水调蓄池直接取水，采用管道加压输送至电厂，和盛镇污水处理厂中水经疏水管道输送至宁县县城污水处理厂新建调蓄池后，由调蓄池加压疏水至电厂。宁县县城污水处理厂、早胜镇污水处理厂、和盛镇污水处理厂年可供水量为 188.71 万 m³，日可供水量为 5170m³/d，水源可靠。

(2) 新庄煤矿矿井疏干水通过泵站从矿区废水处理站蓄水池提取，经管道加压输送至电厂，年可供水量为 253.2 万 m³/a，水量水质满足电厂使用。

(3) 电厂生活取水水源为早胜镇供水站，早胜镇供水站地下水满足项目 3.5 万 m³/a 取水量，水源满足项目要求。

4.11.1.3 厂外补给水系统

厂外矿井疏干水及再生水取水方案外委，分界线为厂界外 2m；生活水采用市政自来水，由市政公司送至厂界外 2m。

4.11.1.4 厂内补给水系统

当生产水源为再生水时，由于来水中氯离子含量过高，需要化水专业进行处理，即从一级反渗透设备出水接出一路至工业消防蓄水池中，与再生水原水进行掺混后，作为厂区工业消防水的水源。当生产水源为矿井疏干水时，则来水直接进入工业消防蓄水池，无需化水专业处理处理后掺混。

生活补水进入厂区后直接补至生活水池，水池仅进行加氯消毒处理。

4.11.1.5 厂区排水系统

厂区排水系统采用分流制，设有生活污水排水系统、工业废水排水系统、含煤废水排水及雨水排水系统。

生活污水排水管网负责收集全厂各建筑物的生活污水排水，并输送至生活污水处理设施进行处理。经生活污水处理设备处理后的生活污水排至工业废水处理系统处理后统一回用。

厂区工业废水排水管网分为高含盐废水收集管道系统和高悬浮物工业废水收集管道系统，这两个排水系统各自独立。高含盐废水不集中收集，化水分散升压至脱硫工艺水箱直接回用于脱硫系统；精处理系统的高悬浮物排水、厂房及各车间地面冲洗排水等区域的工业废水，通过重力排水管道汇集至污水提升泵房内的废水调节池，经水泵提升后输送至工业废水处理系统进行处理。

含煤废水排水管网负责收集厂区输煤构筑物冲洗水排水至煤水处理间进行处理，处理后回用于输煤系统、除灰加湿及灰场喷洒用水。

厂区雨水采用管道收集最终重力排至厂外附近的冲沟内，不设雨水提升泵房。雨水管的设计重现期按 3 年考虑。

本工程煤场为封闭煤场，不设置煤场雨水调节池。

4.11.1.6 污、废水处理

污废水处理系统包括工业废水处理系统、生活污水处理系统、煤水处理系统。污废水处理系统按照 2×660MW 机组容量设计。

根据水量平衡并结合电厂运行期间非正常工业废水排水特点，本期工程设 2 套工业废水处理设备，每套设计处理能力为 50m³/h。处理后废水回用于本期脱硫系统工艺用水。

含煤废水处理系统：设 2 套含煤废水处理设备，处理采用沉淀、过滤工艺，处理后回用作为输煤系统冲洗。含煤废水处理设备布置在含煤废水处理间内。用水对象较多、流量压力变化大的回用水泵采用变频控制。

本工程生活污水处理系统主要处理电厂内工作人员的生活污水。本期设置 2 套生活污水处理设备，每套设计处理能力为 $5\text{m}^3/\text{h}$ 。

4.11.1.7 全厂水量平衡和水务管理

根据本工程厂址的水源条件，通过对电厂各系统用水、排水要求及节约用水进行分析研究，提出合理可行的各系统用排水方案，进行水量平衡计算，采取多种节水措施，全厂的生产、生活污(废)水处理达标后全部回用，达到零排放。

采用节水措施后，电厂 2×660MW 机组正常工况夏季百万千万净耗水指标： $0.058\text{m}^3/\text{s.GW}$ 。

4.11.1.8 灰场喷洒水

本工程设置灰场，在灰场设置灰场管理站，灰场喷洒水采用脱硫废水，由洒水车直接运至灰场进行喷洒。

4.11.2 全厂水务管理和水量平衡

4.11.2.1 概述

电厂水务管理的目的，是按照各工艺系统对用水量及水质的要求，结合水源条件，设计合理的供水系统。根据电厂各排水点的水量、水质及环保要求，合理确定排水系统及污水处理方案，通过研究电厂供水，排水的水量平衡、水的重复使用及节约用水措施，求得合理利用水源，保护环境，确保电厂长期、安全、经济地运行。

4.11.2.2 主要节水措施

本工程所处地区水资源比较贫乏。因此，提高水的重复利用率、采用最新的水处理工艺，以降低电厂耗水量、节约水资源在该地区显得尤为重要。为了最大限度的节约用水，本工程采取了以下节水措施：

(1) 主机、小机排汽冷却采用间接空冷系统，并采用低温省煤器，大幅节约了新鲜水的消耗。

(2) 辅机采用干湿联合冷却系统，进一步降低全厂新鲜水消耗量。

(3) 采用正压气力除灰、干灰输送方案。干式除灰系统仅需要少量的加湿用水。

(4) 脱硫系统为湿法脱硫，在电除尘前加了低温省煤器，降低烟气温度，大大减少了脱硫系统耗水量。

(5) 将全厂排水资源化并重复利用。

(6) 根据全厂排水条件，采用如下三种方式重复利用：

a) 循环使用：当排水水质未发生变化，仅水温有所升高时，直接回用至对水温要求不高的系统；当排水水质发生变化，但经简单处理或降温后即可回用时，可回用至原工艺流程。

b) 梯（递）级使用：做到“废”尽其用。

c) 全厂各类废水处理后可综合利用。

(7) 分类收集全厂污废水

全厂各类污、废水采用分流制。为实现梯（递）级供水和重复利用目标，设立工业废水（淡水）中水道和中高浓度工业废水中水道两套中水管道系统，取代常规设计方案的工业废水下水道，同时设单独的生活污水下水道。从设计入手，将污废水根据其水质和处理难度分类，使污废水的收集、处理和回用落到实处。

(8) 采用经济合理可靠的污废水处理工艺

a) 含油和部分颗粒杂质的工业废水（淡水）进行集中工业废水处理，采用气浮澄清处理工艺，去除废水中的油污及颗粒杂质。油水分离技术早在 80 年代初用于对环保要求较高的远洋船舶的废水处理，90 年代开始逐渐广泛应用于新建电厂的含油废水处理，其优点是简单高效、占地小、出水水质好、系统不需调试，可随时直接启动运行。

b) 生活污水采用生物接触氧化处理工艺系统。该处理工艺 70 年代初发展于日本，并逐渐成熟完善，80 年代初引入我国市政行业的小型生活污水处理系统，80 年代末首次在大同电厂投运，并取得较好的运行效果。目前国内大部分新建电厂中采用。该处理工艺适用于中等负荷（ $BOD_5=80\sim 200\text{ppm}$ ）的生活污水，耐冲击负荷能力强，适应进水 BOD_5 和进水量变化较大的情况，出水水质较为稳定。

c) 含煤废水采用沉淀、电子絮凝、澄清、过滤处理系统，处理后水可回用于输煤系统及除灰渣系统。

(9) 加强水务管理

a) 在各供水系统的出水干管及主要用水支管上安装水量计量装置。

b) 加强水务管理和节水的宣传力度，提高全厂人员的节水意识，制定切实可行的规章制度，将水务管理作为电厂运行考核的一项重要指标，使各项节水措施最终得以落实。

4.11.2.3 全厂用水量及用水指标

电厂夏季纯凝工况净水用水量 274.5m³/h，其中生活用水量 4 m³/h ，耗水指标 0.058m³/s.GW，年总用水量为 179.33m³,其中年生活用水量 3.504×10⁴m³。年平均工况用水量为 242.5m³/h，其中生活用水量 4 m³/h 。工业用水按运行 6500 小时，生活用水按 8760 小时计算。

经废水回收利用及节水措施后，用水统计见下表：

表 4.11-1 电厂耗水指标要求一览表

序号	名称	净水总用水量	自来水	生产用水
1	纯凝工况夏季 10%气象条件时全厂耗水量 (m³/h)	274.5	4	270.5
2	设计耗水指标 (m³/s.GW)	0.058	/	/
3	纯凝工况年净水总用水量(10 ⁴ m³/a)	179.33	3.504	175.83

- 注：
- 1) 全厂百万千瓦耗水指标(夏季)按照机组额定出力计算。
 - 2) 年净水总用水量按运行 6500 小时计，生活用水按 8760h 计。

国家现规定的耗水指标：

表 4.11-2 国家现对空冷机组规定的耗水指标一览表 [m³/(s.GW)]

序号	项 目	空冷机组耗水 [m³/(s.GW)]
1	《发电厂节水设计规程》(DL/T5513-2016)	辅机干冷:0.04~0.08
2	《大中型火力发电厂设计规范》(GB50660-2011)	辅机干冷≤0.10
3	本工程 2×660MW 间接空冷机组容量折合百万千瓦耗水指标	0.058

4.11.3 厂外补给水系统

厂外补给水系统设计由外单位设计，投资计列在本工程。

4.11.4 厂内补给水系统

本工程各给水系统管网按 2×660MW 机组设计。设独立的生活给水系统、工业给水系统、生水给水系统、淡水回用水、高含盐水回用、工业冷却水排水回用、和输煤冲洗给水系统。

厂内设置 6 座容量 4000m³ 的工业、消防蓄水池（含 1000m³ 的生水蓄水池）及 1 座

50m³的生活水蓄水池。蓄水池采用半地下布置，钢筋混凝土结构。

综合水泵房内安装有三台工业水泵、三台生水泵、一套生活水恒压供水设备及两台排水泵，两台 50%容量的低压电动消防泵、一台 100%容量的柴油机消防泵、一套消防稳压装置。

4.11.5 给排水系统及回用水系统

本期厂区内的给水系统包括：工业水系统、生水系统、生活水系统、污水回用水系统及输煤系统冲洗水。

各给水系统均经相应的水泵及不同管网供水。工业水系统供给主厂房以外的零散设备冷却用水、冲洗、绿化及脱硫系统轴承冷却水；生水供给锅炉补给水处理系统；生活水系统包括厂区生活、淋浴用水。

厂区内生产、生活给水系统各自设置独立的给水管网。

厂区排水系统采用分流制，设有生活污水排水系统，工业废水排水系统，雨水排水系统，输煤冲洗水排水系统等。

厂区设独立的生活污水下水道。主厂房及各辅助建筑物的生活污水经厂区生活污水下水道收集后，排入污废水调节池内，然后通过生活污水提升泵提升，进入生活污水处理设施进行处理，处理后再排入工业废水处理间下部的中间水池一并过滤后回用，作为脱硫系统工艺用水。厂区生活污水排水管道最小管径采用 DN300，采用钢筋混凝土排水管，生活污水排水管末端总管径选用 DN400。本期设置 2 套生活污水处理设备，每套设计处理能力为 5m³/h。

厂区设独立的工业废水下水道。厂区地面冲洗排水、锅炉补给水处理系统高悬浮物含量排水等工业废水经工业废水下水道收集后，排入污废水升压泵房调节池内，然后通过工业废水提升泵提升，进入工业废水处理设施进行处理，处理后回用作为脱硫系统用水。厂区工业废水排水管道最小管径采用 DN300，采用钢筋混凝土排水管。选用工业废水排水管末端总管径为 DN500。根据水量平衡并结合电厂运行期间非正常工业废水排水特点，本期工程设 2 套工业废水处理设备，每套设计处理能力为 50m³/h。

煤水处理系统用于将输煤系统各转运站、隧道及栈桥、主厂房内的煤仓层地面冲洗排水收集后的含煤废水进行处理。本工程煤水处理设置两套电絮凝处理系统，每套设计处理能力为 10m³/h。

本工程设置一座初期雨水收集池，收集电厂初期 15~30 分钟雨水。水池内设置 2 台雨水提升泵，将雨水提升至工业废水处理间进行处理后回用。

主厂房、锅炉房主要建筑物内部设有雨水立管，经有组织收集后排至厂区雨水管网。主厂房区域及厂前区主要道路路面均设有雨水口，经管道收集后排入雨水管道，重力排入园区雨水管网。厂区设置煤场初期雨水收集池，收集厂区 15-30 分钟雨水量，经泵提升至工业废水处理系统，处理后回用。多余的雨水汇入厂区雨水下水道，重力排入园区雨水管网。厂区雨水按照 3 年重现期设计，降雨历时为 15 分钟时，降雨量约为 3686l/s，厂区雨水总管管径为 DN1500，采用钢筋混凝土管。

锅炉补给水处理系统排出的高含盐量废水储存在酸碱库下部的高含盐量废水池，通过水泵升压后用于脱硫系统，升压泵布置在酸碱储存间内，详见化水专业部分。

污水回用水系统包括工业废水回用系统、高含盐废水回用系统及煤水回用系统。工业废水回用系统将处理后的工业废水回用于脱硫系统工艺用水；高含盐废水回用系统将锅炉补给水处理系统的高含盐废水回用于脱硫系统工艺用水及干灰干渣加湿用水；煤水回用系统将处理后的含煤废水回用于包括输煤栈桥、转运站冲洗及除尘用水、煤场喷洒灰渣库加湿用水等。

4.11.6 间接空冷系统

本工程主机、小机排汽冷却采用表凝式间接空冷系统（ISC）。表凝式间接空冷系统采用扩大单元制，一台主机配一套凝汽器、3×33.5%的循环水泵组及相应的散热器、一根 DN3000 循环水进水母管，一根 DN3000 循环水出水母管。二台机组配一座空冷塔，空冷塔采用自然通风冷却塔。两台机组设一座循环水泵房，布置在空冷塔附近。室外循环水管理地敷设。

根据汽机厂提供的机组汽轮机资料，经过冷端优化，本工程间接空冷系统主要设计参数及配置如下：

表 4.11-3 2×660MW 机组表凝式间冷系统主要设计参数		
序号	项 目	参 数
1	散热器冷却面积（万 m ² ）	311.26
2	冷却倍数	50
3	设计气温（℃）	13
4	设计背压（kPa）	9
5	夏季设计气温（℃）	30
6	夏季设计背压（kPa）	27
7	冷却三角个数（个）	220

序号	项 目	参 数
8	冷却三角高度 (m)	35.5
9	冷却塔底部零米柱直径 (m)	171.2
10	冷却塔底部散热器外侧直径 (m)	181.2
11	冷却塔高度 (m)	223
12	冷却塔进风口高度	40.5
13	出口直径 (m)	115
14	散热器管型	18mm 六排管

本工程推荐采用循环水泵采用卧式离心泵，一台机组配三台循环水泵，其中两台采用双速电机。

单台循环水泵参数如下：

a. 水泵型式：卧式离心泵

流量：5.17m³/s（高速）/4.65m³/s（低速）

扬程：24m（高速）/12.5m（低速）

b.电动机：

功率：1700 kW（高速）/ 1000 kW（低速）

电压：6kv

4.11.7 辅机冷却水系统

本工程辅机冷却水系统采用干湿联合冷却塔，冷却系统为单元制。每台机组配 3 段机械通风干冷塔、2 段湿式蒸发冷却塔、一条 DN800 辅机冷却进水母管、一条 DN800 辅机冷却回水母管、两台辅机冷却水泵、一座高位补给水箱。辅机冷却水泵和高位补给水箱布置在主厂房内，单台机组干冷塔及蒸发冷却塔共五个冷却单元单列布置。

干湿联合冷却塔的配置见下表：

全干冷段组数（组数）	6
全干冷段总散热面积（万 m ² ）	14
全干冷段散热器材质	基管为 304，翅片为铝制
全干冷段散热器布置方式	冷却三角水平布置
全干冷段风机直径（mm）	7000mm
全干冷段风机参数（风量、风压及电机功率）	单机功率：110kW
蒸发冷却器组数（组数）	4

蒸发冷却器总散热面积（万 m ² ）	1.5
蒸发冷却器材质	不锈钢 304
蒸发冷却器布置方式	水平布置
蒸发冷却器风机台数	4
蒸发冷却段风机直径（mm）	7000mm
变频风机参数（风量、风压及电机功率）	功率 90kW
喷淋水泵台数（两台机组）	6 台（4 用 2 备）
喷淋水泵参数（流量、扬程及电机功率）	单台流量：400t/h;扬程:18m,电机功率:30kW
清洗水泵台数	2
清洗水泵参数（流量、扬程及电机功率）	流量：10t/h;扬程:800m,电机功率:37kW

4.12 烟气脱硫系统

4.12.1 主要技术原则

（1）采用石灰石—石膏湿法脱硫，按本期工程两台锅炉 BMCR 工况全烟气量脱硫。设计煤质含硫量 0.98%，校核煤质 1 含硫量为 1.23%，校核煤，2 含硫量为 1.48%。本工程烟气脱硫属大容量机组脱硫，烟气量大，脱硫效率要求高。考虑到电厂长期运行燃煤含硫量变化，脱硫应有一定裕度，脱硫设计含硫量按 1.5%设计。脱硫装置脱硫效率暂按 99.5%设计，设计控制 SO₂ 排放浓度≤20 mg/Nm³；脱硫装置附带协同除尘效率 75%，控制烟尘排放浓度≤5mg/Nm³。

（2）脱硫工程与本期工程同步建设，二氧化硫吸收系统采用单元配置，即每台炉设 1 套吸收塔系统。吸收塔拟采用逆流式喷淋单塔、内设一层均流整流装置，每座吸收塔设 5 台浆液循环浆泵，配置 5 层喷淋层，不设备用。吸收塔顶部设置高效三级屋脊式除雾器或管束式除雾器。氧化风机采用高性能、高效率的离心式风机，每座吸收塔配置两台 100%容量的氧化风机，一运一备。

（3）本工程脱硫系统不设置旁路烟道，不设置 GGH。增压风机与引风机合并。

（4）本工程按厂内湿磨进行石灰石浆液制备。两炉公用一套石灰石浆液制备系统，系统内设两台湿式球磨机，每台湿式球磨机出力按脱硫设计含硫量两台锅炉 BMCR 工况 100%的浆液量设计，一运一备。磨制后产品粒径≤0.043mm（325 目，通过率 90%）。

系统设置 2 座石灰石块仓，石灰石仓容积按两台机组 BMCR 工况脱硫装置 3 天石灰石耗量设计。本工程石灰石运输距离约 150 公里，考虑冬季雨雪天气对运输影响。设

一座 7 天容积的石灰石室内堆料场。

(5) 脱硫工程按 100%石膏脱水考虑，石膏脱水后含水率 $\leq 10\%$ 。本工程设一套公用的石膏脱水系统，设两台真空圆盘脱水机（或真空皮带脱水机），每台脱水机出力按脱硫设计含硫量两台锅炉 BMCR 工况 100%石膏排出量，一运一备。设脱水石膏储存库 1 座，石膏库容积按两台炉 48h 石膏储量设计，由卡车运往综合利用用户。

(6) 工艺水系统按本期工程两台机组脱硫装置设置。设 1 座工艺水箱，2 台工艺水泵（1 运 1 备），3 台除雾器冲洗水泵（2 运 1 备）。

(7) 设 1 座事故浆液箱，其容量满足单个吸收塔检修排空时和其他浆液排空的要求，1 台事故浆液返回泵；每座吸收塔设 1 座排水坑、2 台排水坑泵，脱硫工艺楼内设 1 座排水坑、2 台排水坑泵。

(8) 脱硫装置不设独立的仪用压缩空气系统，由电厂主厂房空压机站为脱硫系统提供仪表、气动阀门仪用压缩空气。

(9) 脱硫系统关键设备国外进口品牌，其余设备国内配套。工艺系统进口品牌设备范围建议为：吸收塔侧进式搅拌器、除雾器，石灰石、石膏和废水旋流子；循环泵入口阀门和磨机减速机，自动调节阀门；镍基合金材料，主要测量仪表。

4.13 脱硝系统

本工程 NO_x 排放浓度按照低于 20mg/Nm³ 设计。

锅炉设备采用低 NO_x 燃烧技术，省煤器出口（全投运负荷）NO_x $\leq 180\text{mg}/\text{Nm}^3$ （标态，干基，O₂=6%），脱硝装置入口 SCR 入口 NO_x 浓度按照 200 mg/Nm³（标态，干基，O₂=6%）。

低 NO_x 燃烧技术的核心原理是分级燃烧，主燃烧区厌氧燃烧，并在再燃区还原，减少 NO_x 的生成。

本工程采用选择性催化还原法（SCR）脱硝装置，每炉设 2 台 SCR 反应器，催化剂量按“3+1”模式布置，每套脱硝装置(SCR)处理烟气量为每台锅炉 BMCR 工况下 100% 的烟气量，脱硝效率 90%，排放浓度 $\leq 20\text{mg}/\text{Nm}^3$ 。为了满足低负荷时 SCR 脱硝的正常运行，采取分级省煤器布置方案。

吸收还原剂采用尿素。不设置反应器脱硝旁路烟道。两台锅炉脱硝装置共用一个尿素储存以及制备站，尿素采用水解方案。

本工程脱硝装置设计要保证机组并网至 100%BMCR 工况之间的任何负荷的 NO_x 的排放要求。

4.14 建筑结构部分

4.14.1 建筑部分

4.14.1.1 建筑设计原则

(1) 建筑设计将根据生产流程、自然条件、建筑材料和建筑技术等因素结合工艺设计、进行合理分区，并综合解决防火、防爆、防腐、防水、防噪声、交通组织及采光通风等问题。

(2) 全厂建筑尽量采用联合建筑的形式，以期减少占地。

(3) 注意全厂建筑的总体规划，建筑物布置时，充分考虑天然采光，自然通风，尽量减少人工照明和机械通风，降低能耗。

(4) 建筑装修标准将在控制工程造价的基础上，做到既满足有关装修设计的标准，又充分满足业主的合理要求，使设计为生产服务。

4.14.1.2 主厂房建筑设计

本工程主厂房布置方案采用前煤仓布置方案，按汽机房、煤仓框架（顶部除氧间）、锅炉房的顺序排列。两机一控，电控楼布置在两台锅炉房之间，集控楼布置在汽机房固定端。其中，汽机房共分 3 层，标高分别为 0.00 米、7.80 米、15.50 米。集控室位于集控楼的 15.5 米层，与汽机房运转层同层。

锅炉设紧身封闭。炉膛区域设标高为 15.5 米大平台。每台锅炉设一部载重为 2.0T 的客货两用消防电梯，可直达锅炉各主要平台层及运转层。

(1) 主厂房交通与运输

主厂房在 B 排设一部、C 排设两部共计三部防烟楼梯间，供运行人员从±0.00 米层到达汽机房、煤仓间、除氧间各层及屋面。电控楼设有一部防烟楼梯间（另与主厂房共用一部楼梯间，兼顾主厂房和电控楼的疏散）。集控楼设有两部防烟楼梯间，供运行人员到达各层。

煤仓间皮带层设有通往锅炉房的钢步道。汽机房内每台机设有一部工作钢梯，供运行人员到达汽机房各层。锅炉房每台炉设工作钢梯。每台锅炉设一部载重为 1.6T 的客货两用消防电梯，该电梯能通到锅炉本体的不同特定标高平台走道以及炉体顶部。各不同标高屋面均设有屋面检修钢梯。

每个车间必须有一个直通室外的出入口。配电间、电子设备间等均设不少于两个出入口。集中控制室设不少于两个出入口。

汽机房、煤仓间在 0 米层，设有可进出汽车的检修场地，汽机房设适当宽度的纵向

通道。

（2）主厂房生活及卫生设施

主厂房在汽机房的 0 米层、运转层集中布置卫生间，在煤仓间皮带层设带 1 个蹲位的卫生间，卫生间要有通风设施。并在主厂房 0 米层、运转层、输煤皮带层的适当位置设洗手池，并设有地漏。卫生间采用防滑地砖面层，瓷砖墙面，铝合金板吊顶。

（3）主厂房通风与采光

主厂房各分区以天然采光为主，当天然采光不足时加以人工照明作为补充。汽机房 0 米层、中间层、运转层均开窗自然采光，汽机房屋顶采用采光天窗增加自然采光。

汽机房采用自然进风，自然排风的通风方式。即自然进风采用建筑外窗，自然排风采用屋顶通风器。锅炉房采用自然进风，自然排风的通风方式。即由锅炉房±0.00m 层和运转层的侧窗进风，然后由设在锅炉房屋顶的流线型屋顶通风器排风。在锅炉紧身封闭适当高度处开设高密闭排风装置，有效排除锅炉房的余热。

（4）主厂房防水与排水

根据《建筑与市政工程防水通用规范》（GB 55030-2022），宁县地区年平均降雨量 565.4mm > 400mm，工程防水使用环境为Ⅱ类。主厂房、集控楼、电控楼等重要屋面均按一级防水设防，采用三道防水层。

根据气候条件，主厂房屋面拟采用有组织重力流排水系统，无缝钢制雨水管内落内排至雨水收集系统。其它普通建筑屋面可采用有组织重力流排水系统，UPVC 雨水管外落外排（或内落外排）至室外散水。

锅炉房、煤仓间的 0 米层和煤仓间的皮带层设水冲洗，楼地面均设 2 道防水层。锅炉房零米层设专用水冲洗排水沟。

所有卫生间的楼地面设 2 道防水层以防渗漏。

（5）主厂房防火与防爆

按《火力发电厂建筑设计规程》（DL/T 5094-2012）、《建筑设计防火规范》（GB 50016-2014（2018 年版））、《火力发电厂与变电所设计防火标准》（GB 50229-2019）、《建筑设计防火规范》（GB 50222-2017）、《建筑防火通用规范》（GB 55037-2022）等规定执行。

汽机房和锅炉房、煤仓间之间的隔墙应采用不燃烧体，其隔墙的耐火极限均不应小于 1h，其上的门均按防火规范要求设置乙级防火门。主厂房各车间隔墙上的其他门均采用乙级防火门。

集中控制室及电子设备间均采用燃烧性能为 A 级的装修材料。

配电室、空调机房、通风机室、排烟机房等开向建筑内的门采用甲级防火门，电子设备间、发电机出线小室、电缆夹层等开向建筑内的门为乙级防火门。蓄电池室门为向外开启的乙级防火门。

煤仓间皮带层采用耐火极限不小于 1h 的防火隔墙与其他部位隔开，隔墙上的门采用乙级防火门。

集中控制室采用耐火极限不低于 2h 和 1.5h 的防火隔墙和楼板与其他部位分隔，隔墙上的门窗采用乙级防火门。

柴油发电机房采用耐火极限不低于 2h 的防火隔墙和 1.5h 的不燃烧性楼板与其他部位分隔，门应采用甲级防火门。

2 台机主厂房按一个防火分区设计。主厂房水平及垂直通道与出入口的设置，均符合防火规范要求，以保证火灾危险情况下生产运行人员的安全疏散。

主厂房最远工作地点到直通室外的安全出口或疏散楼梯的距离不应大于 75m；集中控制楼最远工作地点到直通室外的安全出口或楼梯间的距离不应大于 50m。

主厂房至少应有 1 个能通至各层和屋面且能直接通向室外的防烟楼梯间；集中控制楼至少应设置 1 个通至各层的防烟楼梯间。

主厂房内每车间的安全出口不小于两个。车间的安全出口可利用通向相邻车间的乙级防火门作为第二安全出口。每个车间地面层至少必须有 1 个直通室外的安全出口。

集中控制室的房间疏散门不应少于 2 个，当房间位于两个安全出口之间，且建筑面积小于或等于 120 m²时可设置 1 个。

主厂房内疏散楼梯净宽不宜小于 1.1m，疏散走道的净宽不宜小于 1.4m，疏散门的净宽不宜小于 0.9m。

(6) 主厂房建筑装饰

执行《火力发电厂建筑装饰设计标准》(DL / T5029-2012)，装修采用中等适用的标准，积极执行国家关于节能、节约资源、环保等方面的规定和要求。主厂房区域及厂前区域建筑物外墙装修、以及人员密集的建筑室内装修标准可适当提高。

主厂房标高 1.2 米以下外墙，采用 350 厚蒸压加气混凝土砌块加岩棉外保温（保温厚度需根据节能计算确定）；主厂房标高 1.2 米以上外墙，采用双层工厂复合彩色带保温压型钢板（保温厚度需根据节能计算确定）。

主厂房的非承重内隔墙、填充内墙采用 250 厚蒸压加气混凝土砌块。

卫生间、皮带层、拉紧室 1.20 米以下、及有腐蚀介质的房间，采用 240 厚非黏土烧结实心砖。

汽机房、锅炉房±0.00 米根据房间功能采用环氧自流平面层（B1 级）、细石混凝土面层等。汽机房运转层采用难燃塑胶地板；输煤皮带层采用细石混凝土面层；楼地面其他层（无特殊要求）采用细石混凝土面层。配电室采用地砖楼地面。楼梯平台及踏步采用地砖面层，自带防滑条。

有腐蚀性物体的房间，地面、墙裙采用耐腐蚀性材料。

汽机房内，钢梯及其连接的栏杆采用钢制栏杆，检修场地防护栏杆采用不锈钢栏杆。

集控室采用高级全瓷砖楼面，铝合金穿孔吸音板吊顶。电子设备间、会议室、交接班室等房间及走道采用铝合金穿孔吸音板吊顶。卫生间采用防滑地砖和铝合金板吊顶。

所有有防火要求的内墙面均刷无机涂料，燃烧性能等级 A 级。平顶及楼梯踏步底面采用中级抹灰墙面。

盥洗、厕浴墙面做瓷砖墙裙到吊顶上 100mm。其它房间的水池周围 1200mm 范围做瓷砖墙裙高 1500mm。

外门采用保温电动折叠门和保温彩钢板门或防火门、钢门等；内门根据不同使用部位，采用防火门、木门等；本工程重要建筑物（主厂房、集控楼、热网首站及厂前区附属建筑等），外窗均采用中空玻璃断桥铝合金节能窗。无特殊要求的一般性建筑采用中空玻璃塑钢窗。开窗面积尽量满足采光要求，考虑到检修、维护的方便，原则上不开高侧窗。

4.14.1.3 其他建筑物建筑设计

厂区其他建筑物外墙采用 350（400）厚蒸压加气混凝土砌块，根据需要加设岩棉外保温板（厚度根据节能计算确定），非承重内隔墙、填充内墙采用 250（200）厚蒸压加气混凝土砌块。外墙饰面为外墙丙烯酸涂料，外窗根据建筑功能及节能设计要求，采用断桥铝合金窗或塑钢中空玻璃窗，门为保温彩钢板门。屋面设保温层、防水层。

4.14.1.4 厂前建筑设计

厂前区建筑外墙，按甘肃地区统一要求，采用保温结构一体化模块（燃烧性能等级 A 级），内墙采用 250（200）厚蒸压加气混凝土砌块，有水房间及有特殊要求的房间采用实心砖或多孔砖（根据设计情况确定）。

考虑到整个建筑立面形象，外墙饰面饰主要为真石漆，局部装饰铝板或玻璃幕墙，外窗采用断桥铝合金节能窗（中空玻璃），外门采用铝合金门或玻璃门。内墙采用乳胶

漆或无机涂料（A 级），卫生间及走廊采用铝合金板吊顶。

4.14.1.5 辅助、附属建筑物面积规定

根据中华人民共和国电力行业标准《火力发电厂辅助及附属建筑物建筑面积标准》（DL/T5052-2016）及业主要求，确定辅助生产及附属生产建筑物面积如下：

辅助、附属建筑面积表

建筑物名称		行业标准规定建筑面积（两台机组）（m ² ）	本工程拟设建筑面积（m ² ）	备注
行政办公楼			4950	
其中	行政办公用房	2400	2400	
	MIS 机房	100	100	
	远动机房	50	50	
	通信机房	100	100	
	档案用房	250	250	
	监测站（环境、职业卫生、劳动检测）	400	400	
	金属试验室	300	300	
	电气试验室	450	450	
	仪表与控制试验室	400	400	
	化学实验室	500	500	
宿舍楼			9500	
其中	招待所	800	800	
	检修宿舍	1200	1200	
	周值班宿舍	可按全厂定员 300 人，每人 25 m ² 计	7500	
职工食堂及活动中心			2050	
其中	食堂	600+150 （清真食堂）=750	750	
	活动中心	800	800	
	简易社会服务设施	500	500	
检修间		1200	1200	
汽车库		600	600	
一般材料库		2000	2000	
警卫传达室		50+20+20=90	50（主大门）+20（次大门）+20 （运煤运灰出入口）=90	
总建筑面积			20390 增加 5%后：21409.5	

注:

1.按规程规定,采暖地区火力发电厂辅助及附属建筑物建筑面积可增加 5%。

2.附属建筑物参考本表所列的面积指标,实际面积以业主最终确认的建筑设计方案为准,且不大于本表所列面积指标。

4.14.2 土建结构部分

4.14.2.1 主厂房结构

(1) 按照工艺专业的主厂房前煤仓布置方案,主厂房由汽机房、除氧煤仓间组成。采用现浇钢筋混凝土结构。

主厂房横向:汽机房外侧柱—汽机房屋盖—除氧煤仓间框架组成的现浇钢筋混凝土单跨框排架-分散短肢剪力墙结构,汽机房屋架与 A、B 排柱铰接,汽机房运转层平台梁与 A、B 排柱刚接;其它混凝土梁柱之间均为刚性连接。主厂房纵向:A 列与 B、C 列均为现浇钢筋混凝土框架-分散短肢剪力墙结构。

(2) 锅炉为独立岛式布置,锅炉炉架采用钢结构,炉架、炉顶盖及锅炉紧身封闭均由锅炉厂设计并供货。

(3) 屋面结构:

汽机房屋面:为更好的防止屋面渗水,提高整体密闭性,同时达到节省钢材和美观大方的目的,本期工程汽机房屋面支承结构采用实腹钢梁及型钢檩条组成的有檩屋面系统,加设水平支撑和必要的垂直支撑;屋面板采用压型钢板底模上铺轻质混凝土板。

除氧间及煤仓间屋面:采用 H 型钢梁+现浇钢筋混凝土板组合结构(设栓钉),设压型钢板底模。

(4) 各层楼面:

除氧煤仓间各层楼板,采用压型钢板做底模的 H 型钢梁+现浇钢筋混凝土楼板的组合结构,局部采用花纹钢板及钢格栅。

汽机房大平台采用钢筋混凝土框架结构,楼板采用压型钢板做底模的 H 型钢梁+现浇钢筋混凝土楼板的组合结构,局部采用花钢板及钢格栅。

锅炉运转层平台楼板,采用压型钢板做底模的 H 型钢梁+现浇钢筋混凝土楼板的组合结构,锅炉运转层范围钢梁、钢格栅由锅炉厂设计供货。

所有钢梁现浇板组合结构连接件均采用剪力钉。

(5) 汽轮发电机基座:本工程采用常规固定基础的设计方案,即采用钢筋混凝土框架结构+整板式基础,四周用变形缝与周围结构分开。

(6) 汽机房吊车梁采用实腹式钢结构吊车梁。

(7) 汽机房端墙在运转层以下作为汽机房平台的一部分，采用钢筋混凝土框架结构。固定端及扩建端在运转层以上采用钢筋混凝土框架结构；根据计算需要设抗风钢桁架。端墙运转层以上框架梁与 A、B 排柱通过牛腿铰接连接。

(8) 煤斗：煤斗采用支承式钢煤斗，锥斗部分内壁耐磨层采用 3mm 厚不锈钢板耐磨内衬或不锈钢复合钢板（Q235B+1Cr13）。

(9) 锅炉电梯井采用钢结构，通过水平支撑与锅炉钢架连接，以保证其侧向稳定，井道采用彩色金属压型板封闭，电梯机房采用带保温彩色金属压型板围护。电梯井基础为钢筋混凝土箱型基础。

(10) 汽动给水泵布置在汽机大平台运转层平台上，采用弹簧隔振基础，支承大梁为钢筋混凝土梁。磨煤机基础为大块式现浇钢筋混凝土基础，布置上尽量与周围柱基础脱开，若确有困难，采用砂垫层（或橡胶隔振垫）与周边基础隔开以免传递振动荷载。其余设备基础为现浇钢筋混凝土基础或素混凝土基础。

(11) 地下设施支墩及设备基础均按工艺要求布置，主厂房区域的沟道设计时，工业用水管沟、电缆沟、冲灰沟、排水沟之间分开或立体交叉。沟道交叉遵守“干的让湿的（如电缆沟让冲灰沟），软的让硬的（如电缆沟让工业用水管道），压力让自流（如工业水管让冲灰管）。交叉自找排水系统相互隔绝，缝隙设沥青麻丝嵌缝端头塞油膏等措施防止渗水、沉降。另外生产疏放水及设备、管路检修放水，不直接排入电缆沟及工业管沟。沟道纵向排水坡度为 5‰，横向坡度 3‰。沟道排水从汽机房及锅炉外侧引出。

(12) 主厂房区域内所有钢结构均需刷防腐涂料，刷涂料前钢结构应除锈，等级为 Sa2.5；主厂房内所有钢结构防火按照《火力发电厂与变电站设计防火标准》（GB50229-2019）（2019-08-01 实施）要求执行。

4.14.2.2 炉后建（构）筑物结构型式

包括：烟囱、送风机室、引风机室、电除尘支架、烟道支架等。

烟囱采用两台机组配置一座双管套筒式钢筋砼烟囱方案，烟囱高度按 210 米，出口内径为 2×7.2 米。基础采用钢筋混凝土圆板式基础。

送风机室：采用钢结构。

引风机室：采用钢筋混凝土框架结构。

电除尘支架：为钢结构，由电除尘器设备厂家设计并供货。

烟道支架：钢烟道支架采用钢框架结构，烟道采用钢结构。

4.14.2.3 输煤系统建构筑物

输煤系统主要建构筑物包括汽车卸煤沟、输煤栈桥、转运站、输煤隧道、条形封闭煤场、碎煤机室等。

煤场采用条形封闭煤场，端部采用钢网架或挡风抑尘网封闭。基础采用钢筋混凝土独立基础。

汽车卸煤沟地下部分采用现浇钢筋混凝土箱型结构，地上部分采用现浇钢筋混凝土框架结构。封闭采用平板网架，四周单层压型钢板封闭，局部设置采光天窗。

转运站采用现浇钢筋混凝土结构，地下部分根据布置采用钢筋混凝土箱形结构或独立基础。

地下输煤道为现浇钢筋混凝土箱形结构。

封闭的输煤栈桥采用模块化栈桥，由厂家设计及供货。基础采用钢筋混凝土独立基础或联合基础。

4.14.2.4 除灰渣建（构）筑物

灰库为钢筋混凝土筒仓结构，基础采用整板基础。

渣仓及石子煤仓上部为钢结构，由厂家提供，基础为现浇钢筋混凝土基础。

综合管架采用钢结构。

灰库气化风机房采用现浇钢筋混凝土框架结构，钢筋混凝土独立基础。

4.14.2.5 电气建（构）筑物

330kV 构架采用钢管柱、钢桁架组合梁，封闭母线、共箱母线支架及设备支架采用钢结构，基础为钢筋混凝土杯口基础。所有钢构件均需采取热镀锌或热喷锌进行防腐处理。GIS 基础采用整板基础。

主变、厂高变、起备变等基础均采用钢筋混凝土基础，其油池可采用钢格栅板上铺卵石，变压器间设钢筋混凝土防火墙。

继电器室为现浇钢筋混凝土框架结构。

4.14.2.6 化水建（构）筑物

锅炉补给水车间、化验楼等结构采用现浇钢筋混凝土框架结构，钢筋混凝土独立基础。

酸碱储存间及机组排水槽等结构的地下部分采用现浇钢筋混凝土箱型结构，地上部分采用现浇钢筋混凝土框架结构。

室内外水箱、水池采用现浇钢筋混凝土结构，设备基础采用素混凝土及钢筋混凝土

结构。防腐沟道及废水池、中和池等内表面均设 50mm 厚花岗岩防腐，耐酸胶泥砌筑；防腐沟盖板采用玻璃钢盖板。

4.14.2.7 辅助建筑

检修间和材料库采用现浇钢筋混凝土框架结构，钢筋混凝土独立基础。

生产行政办公楼采用现浇钢筋混凝土框架结构，钢筋混凝土独立基础。

其他的辅助、附属多层建筑物均采用钢筋混凝土结构，基础形式为钢筋混凝土独立基础。

厂区综合管架采用钢结构。

4.14.2.8 脱硫建构、筑物

脱硫综合楼采用现浇钢筋混凝土框架结构，钢筋混凝土独立基础。

脱硫区域其它建构筑物采用钢筋混凝土结构，钢筋混凝土基础。

脱硫钢烟道支架采用钢筋混凝土框架结构。

4.14.2.9 地基与基础

(1) 汽机房及除氧煤仓间柱基础、锅炉柱基础、电除尘器支架柱基础、运煤栈桥柱基础等采用钢筋混凝土桩基承台；汽轮发电机基座底板为钢筋混凝土筏板式基础；灰库基础采用钢筋混凝土圆板式基础；其它一般的建（构）筑物采用钢筋混凝土独立基础；带地下室的结构采用钢筋混凝土箱形基础。

(2) 地基处理：

对于主厂房、锅炉房、集控楼、除尘器支架、引风机室和钢烟道支架等主厂房区域的甲类及乙类建（构）筑物，地基处理采用 $\Phi 800\text{mm}$ 钻孔灌注桩，桩长按计算确定。

对于多层生产建筑、辅助生产建筑和附属建筑物如材料库、检修间等，拟采用钢筋混凝土灌注桩方案进行地基处理，桩径采用 $\Phi 800\text{mm}$ ，桩长按计算确定。

对于荷载较小、对沉降变形不敏感的丙、丁类的辅助生产、附属建（构）筑物，地基处理采用灰土垫层或旋挤压灌挤密桩复合地基。

4.14.2.10 抗震设计

依据《甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目工程场地地震安全性评估报告》的批复文件，地震动参数见下表。

工程场地	超越概率	$T_1(s)$	$T_g(s)$	PGA (gal)	PGA (g)	β_{max}	α_{max}	γ
甘肃能化 庆阳 2×660MW 煤电项目	50 年 63%	0.1	0.65	33.1	0.034	2.7	0.09	0.9
	50 年 10%	0.1	0.65	85.2	0.087	2.7	0.24	0.9
	50 年 2%	0.1	0.70	145.0	0.148	2.7	0.40	0.9

工程场地 50 年超越概率 10%的地面地震动峰值加速度 0.087g，特征周期为 0.65s，水平地震影响系数 α_{max} 为 0.09；对应的地震基本烈度为Ⅶ度。

- 为满足抗震要求，主厂房区域建筑结构有以下措施：
- a) 选择可靠的抗震结构体系。本设计中汽机房及除氧煤仓间横向抗震体系是由汽机房 A 排柱、实腹钢梁屋面体系及大平台框架和 BC 框架组成的框排架结构。除氧煤仓间与锅炉滑动连接，减少地震作用的相互影响。
 - b) 汽机房屋面采用实腹钢梁屋面体系，压型钢板底模上铺轻质混凝土板，此体系结构自重轻、结构整体强。可有效减少地震作用。
 - c) 煤斗采用支承式钢筒仓结构，“支承式”使结构重心降低，钢结构可大大减少煤斗自重，在有效降低的地震对厂房结所产生的地震效应同时也给施工和运行维护带来了方便。
 - d) 上煤仓间栈桥与煤仓间框架采用滑动连接。各自承担地震效应，避免结构在受地震作用时产生的不利影响。
 - e) 非结构构件和大型工艺设备与主体结构具有可靠的连接。给地震效应以可靠、明确、合理的传递途径。

4.14.2.11 建构筑物安全等级及设计分类

根据《工程结构可靠性设计统一标准》GB50153-2008、《建筑地基基础设计规范》GB50007-2011、《建筑抗震设计规范》GB50011-2010、《建筑工程抗震设防分类标准》GB 50223-2008、《火力发电厂土建结构设计技术规定》DL 5022-2012，厂区建、构筑物的设计使用年限为 50 年，结构安全等级、地基基础的设计等级、以及建筑抗震类别、抗震设防烈度和抗震措施等级等详见下表。

主要建筑物安全等级及抗震设计原则								
序号	建（构）筑物名称	建筑结构安全等级	湿陷性黄土建构筑物分类	抗震设计				备注
				抗震设防烈度	抗震措施	建筑物类别	结构抗震等级	
1	主厂房	一/二	甲	7	8	乙	二	汽机房屋面安全等级为一级
2	集控楼	二	甲	7	8	乙	二	
3	汽机基座	二	甲	7	8	乙	/	
4	锅炉基础	二	甲	7	8	乙	/	
5	引风机室	二	乙	7	7	丙	三	
6	送风机室	二	乙	7	7	丙	三	
7	烟道支架	二	乙	7	7	丙	三	
8	灰库	二	乙	7	7	丙	/	
9	渣仓	二	乙	7	7	丙	/	
10	转运站	二	乙	7	8	乙	二/三	>24m 一级； ≤24m 二级；
11	栈桥	二	甲 (跨度>30m) /乙	7	8	乙	二/三	≥30m 一级； <30m 二级；
12	隧道	二	乙	7	7	丙	/	
13	化学水处理建(构)筑物	二	乙	7	7	丙	三	
14	升压站	二	乙	7	7	丙	/	
15	厂前区	二	乙	7	7	丙	二	
16	其它一般建筑物	二	丙	7	7	丙	三	

4.14.3 水工结构部分

4.14.3.1 主要水工建（构）筑物结构设计

本工程主要水工建筑物有：本工程主要水工建筑物有：自然通风间接空冷塔、循环

水泵房、辅机干湿联合冷却塔、综合水泵房、工业废水处理间、煤水处理间、锅炉酸洗池、工业消防蓄水池、初期雨水调节池等。

1) 自然通风间接冷却塔

根据目前国内外工程应用情况,自然通风间接空冷塔可采用钢筋混凝土双曲线空冷塔或钢结构空冷塔。

本工程设 1 座自然通风间接冷却塔,采用两机一塔方案,两台机组设一座间冷塔。塔零米直径为 171.2m,塔高 223m,喉部直径 110m,出口直径 115.00m,进风口标高 40.5m (钢塔 41.5m)。

※钢筋混凝土自然通风间接冷却塔:塔身由环板形基础、钢管混凝土双交叉支柱、塔筒组成。塔筒为双曲线形现浇钢筋砼壳体结构,采用钢管混凝土双交叉支柱作为支撑,环板形基础为现浇钢筋砼结构。

展宽平台支撑采用钢支撑结构,平台采用花纹钢板。散热器垂直布置,支承于冷却塔环基上。塔内地面为防止起尘采用碎石地面。

※钢结构自然通风间接冷却塔:目前国内已建设的大型钢结构冷却塔主要有两种型式:直筒截锥型和双曲线型。

a.双曲线型钢结构冷却塔主体采用双曲线双向斜交钢管桁架结构体系,塔体由多层三角形网格组成,蒙皮外置。网格高度由 11.0m 至 8.0m 不等。为了增加钢塔整体侧向刚度,沿高度布置多道加强环。主结构采用圆管作为基本构件,钢材牌号采用 Q355B。节点采用相贯焊接,局部交汇较多杆件处采用焊接空心球节点。

钢塔围护体系(蒙皮)采用檩条+波形铝板的型式。蒙皮与檩条之间采用不锈钢自攻螺钉连接。

零米标高设置一层混凝土顶板,用于支撑零米层相应设备。

塔基础采用现浇钢筋混凝土环板基础。

塔内地坪采用碎石地面,展宽平台支撑体系采用钢结构,展宽平台密封板采用镀锌花纹钢板,冷却器基础采用钢筋混凝土基础板。

b.直筒截锥型钢结构冷却塔主体采用角钢+缀板桁架结构体系,塔体由多层三角形网格组成,蒙皮外置,为了增加钢塔整体侧向刚度,沿高度布置多道加强环。加强环主结构采用角钢+缀板桁架作为基本构件钢塔围护体系(蒙皮)采用檩条+波形铝板的型式。蒙皮与檩条之间采用不锈钢自攻螺钉连接。

零米标高设置一层混凝土顶板,用于支撑零米层相应设备。

塔基础采用现浇钢筋混凝土环板基础。

塔内地坪采用碎石地面，展宽平台支撑体系采用钢结构，展宽平台密封板采用镀锌花纹钢板，冷却器基础采用钢筋混凝土基础板。

自然通风间冷塔的地基处理拟采用直径 800mm 的钢筋混凝土灌注桩。

间冷塔结构方案分析比较，详见“间接空冷塔两机一塔结构选型专题报告”。通过调查研究、计算分析、与已建冷却塔的工程类比，认为：设计建造本工程间接空冷塔无论是采用钢筋混凝土方案还是钢结构方案是完全可以实现的，技术上是保证的，结构是安全可靠的。结合工期和建设成本等因素，本项目推荐采用直筒截锥型钢结构冷却塔。

2) 辅机干湿联合冷却塔

本期工程建设 1 座干湿联合冷却塔，由 10 段组成，其中 4 段为湿冷却塔，6 段为干冷却塔，每段尺寸为 9.5m×14m，双排布置，总平面尺寸为 47.2m×28m，上部采用现浇钢筋混凝土框架结构，湿塔部分水池为钢筋混凝土箱型结构，干塔部分为钢筋混凝土独立柱基础。外围护墙及隔墙均采用 150mm 厚现浇钢筋混凝土现浇板。

地基处理拟用直径 800mm 的钢筋混凝土灌注桩。

3) 循环水泵房

本工程设 1 座循环水泵房，泵房上部结构尺寸为 66m×12m×12.1m(高)，采用钢筋混凝土框架结构，柱距 4.5m、5.0m，屋面板为现浇钢筋混凝土板，外墙均采用 350 厚加气混凝土砌块加外墙外保温系统围护，塑钢中空玻璃窗和保温彩钢大门，中级涂料墙面；泵房下部结构尺寸为 66m×12m×5.0m（深），采用钢筋混凝土箱型结构，采用大开挖施工。

旁侧配电室为独立柱基础钢筋混凝土框架结构。平面尺寸 7.5m×12m，地上高 5.4m。围护墙为 350mm 厚加气混凝土砌块，大门拟用防火门，窗拟用防火窗，地面为地砖地面，内外墙面用涂料饰面。

地基处理拟采用旋挤压灌挤密桩复合地基处理方式。

4) 综合水泵房

本工程设 1 座综合水泵房，上部平面轴线尺寸为 33.5m×9m，高 7.65m，采用钢筋混凝土框架结构，屋面板为现浇钢筋混凝土板，350mm 厚加气混凝土砌块围护墙；涂料饰面；门窗采用塑钢中空玻璃窗和保温彩钢大门。下部结构为现浇钢筋混凝土箱型结构，下部的轴线尺寸 33.5m×9m，深 5.6m。

旁侧配电室为独立柱基础钢筋混凝土框架结构。平面尺寸 20.0 m×9.0m，地上高 5.4m。围护墙为 350mm 厚加气混凝土砌块，大门拟用防火门，窗拟用防火窗，地面为地

砖地面，内外墙面用涂料饰面。

综合泵房地基处理采用旋挤压灌挤密桩复合地基处理方式。配电室地基处理采用钻孔灌注桩

5) 工业废水处理间

本工程设1座工业废水处理间，其上部结构尺寸为42m×15m×(12.3m~12.6m)(高)，采用钢筋混凝土柱-实腹钢梁排架结构，压型钢板底模现浇混凝土屋面板，外墙均采用350厚加气混凝土砌块加外墙外保温系统围护，门窗采用塑塑钢中空玻璃窗和保温彩钢大门，中级涂料墙面；下部结构尺寸为42m×15m×(6m~8m)（深），采用钢筋混凝土箱型结构，采用大开挖施工。

地基处理拟采用旋挤压灌挤密桩复合地基处理方式。

6) 煤水处理间

本工程设1座煤水处理间，其上部结构尺寸为30m×12m×11.3m (高)，采用钢筋混凝土框架结构，屋面板为现浇钢筋混凝土板，外墙均采用350厚加气混凝土砌块加外墙外保温系统围护，门窗采用塑塑钢中空玻璃窗和保温彩钢大门，中级涂料墙面；下部结构尺寸为36m×12m×(3.5m~5.5m)（深），采用钢筋混凝土箱型结构，采用大开挖施工。旁侧煤泥晾晒池尺寸为12X6米，深度0.60米。

地基处理拟采用旋挤压灌挤密桩复合地基处理方式。

7) 工业消防水蓄水池

本工程设8座2000立方米工业、消防蓄水池，单座水池平面尺寸为27.3m×19.5m,净深4米，采用半埋式布置，水池结构采用现浇钢筋混凝土箱形结构，水池底板、顶板及侧壁内表面采用1.5mm厚水泥基渗透结晶型防水涂料。生活蓄水池为1座50立方米国标蓄水池，采用无梁楼盖箱型水池。外保温采用岩棉保温板，水池池顶保温采用聚苯乙烯塑料板。

工业消防蓄水池拟采用大开挖方式施工。

地基处理拟采用旋挤压灌挤密桩复合地基处理方式。

8) 初期雨水调节池

初期雨水调节池为地下现浇钢筋混凝土箱形结构，轴线尺寸22m×22m，深7m，采用大开挖施工。

地基处理拟采用旋挤压灌挤密桩复合地基处理方式。

9) 锅炉酸洗池

本工程设1座锅炉酸洗池，平面尺寸为55×31m，深度4米，采用钢筋混凝土箱型结构，池内表面贴2.5mm厚多点锚固板或40mm厚花岗岩板或15mm厚改性聚氯乙烯胶泥防水防腐涂层。上部设备间采用现浇钢筋混凝土框架结构，平面尺寸30×6m；填充墙采用350mm厚加气混凝土砌块加外墙外保温系统围护；门窗采用钢门和塑钢窗。

10) 次要建（构）筑物

其它次要建（构）筑物采用钢筋混凝土结构或砖混结构。

4.14.3.2 厂址防洪

根据本期水文资料，厂址不受河流百年一遇洪水影响，仅受厂址东、北侧坡面洪水的影响， 拟在厂区东、北侧采用围墙基础兼挡水墙，将上游坡面汇水拦截，以保证区域不受外来洪水影响。

4.14.3.3 建构筑物安全等级及设计分类

地震设防烈度：水工构筑物抗震设防烈度按 6 度考虑。

本工程乙类水工构筑物（间冷塔除外）按 7 度加强抗震措施，其它类别按 6 度采取抗震措施。

根据建筑物结构破坏可能产生后果的严重性，对建筑物结构安全等级划分以及抗震设计原则见下表。

主要建筑物安全等级及抗震设计原则

序号	建（构）筑物名称	建筑结构安全等级	地基基础设计等级	抗震设计		备注
				抗震设防烈度	建筑物抗震类别	
1	自然通风冷却塔	二	甲	6	乙	
2	循环水泵房	二	乙	6	乙	
3	辅机干湿联合冷却塔	二	乙	6	乙	
4	综合水泵房	二	乙	6	乙	
5	工业废水处理间	二	乙	6	丙	
6	煤水处理间	二	乙	6	丙	

4.14.3.4 马家村西沟贮灰场

（1）贮灰场初期坝

根据当地的气象条件和地形情况，拟在距灰场山谷沟口约 160m 处建设初期灰坝。

初期坝拟采用碾压均质土坝，初拟坝顶高程均为 1128m，坝顶宽 4.0m，上游边坡 1：2.5，下游边坡 1：2.50，初期坝上下游外表面采用干砌石护面。

因坝址区域无岩土资料，本阶段地基处理暂按强夯+3：7 灰土垫层换填考虑。

（2）库区排水系统

为避免雨水影响灰场的运行管理，保证灰场防洪安全，排泄灰场区域雨水，本工程拟在灰场沟底，设置钢筋混凝土卧管—竖井式排水系统，将堆灰区间的雨水通过灰场内的排水竖井进水窗进水、通过竖井和与竖井相连的排水涵管、排水沟、消能池将雨水排泄至下游初期坝与挡水坝间形成的集水澄清水池内暂时存放，用于灰场喷淋防尘或自然蒸发。

灰场内拟设 4 座内径 4.5m 的竖井，涵管内径 2.5m，长约 625m。竖井可随堆灰面升高而加高。

因灰场区域无岩土资料，本阶段排水涵管及竖井地基处理暂按 3：7 灰土换填考虑。

（3）灰场清水排水系统

随着国家对环境要求的提高及环保理念的变化，要求在灰场的周边必须设置截洪沟，使周边雨水不入库，实现清水清排，清浊分流的环保理念。拟考虑在贮灰场东岸及西岸增设截洪沟，雨季将灰场两侧雨水通过截洪沟排至灰场下游。由于贮灰场两岸自然地形陡峭，不利于在原始自然边坡地形修建截洪沟，拟考虑贮灰量即将达到设计库容时，在两侧灰面上修筑截洪沟，满足环保要求。

另由于雨季向贮灰场东南角处方向汇水量较大，拟考虑增设拦洪坝+暗涵排水系统，将雨水排至灰场下游。

（4）贮灰场防渗

根据环保要求，贮灰场属于《一般工业固体废物贮存、处置场污染控制标准》（GB18599-2020）中的“II类场”，为贯彻执行区域规划，按照国家环保政策，本工程灰场除采取措施防止飞灰污染外，应采取防渗措施，防止灰水下渗，防止灰渣中有害成分对地下水及土壤的污染。

由于工程所在区域无抗渗性能优异的粘土，且粘土防渗层需占用一定量的库容，故本工程贮灰场库区采用人工防渗措施，防渗拟采用 1.5mm 厚 HDPE 防渗膜+膨润土防水毯的复合人工防渗系统。防渗范围为坝内边坡（含）之内库底+库岸的全部面积。复合土工膜铺设时应将整个库区清基、整平碾压后，铺设复合土工膜，再用 500mm 厚素土覆盖、压实作为保护层，可以达到较好的防渗效果；沟底处素土层上设渗漏液导排层及

排水管。

灰场防渗面积按电厂本期 3 年灰渣量堆放面积计，库区底部防渗一次施工完成，岸坡防渗层随堆灰作业逐渐完成。

4.14.3.5 地基处理

本工程除空冷塔采用 D800 钢筋混凝土灌注桩外，其它主要水工（建）构筑物，拟采用旋挤压灌挤密桩复合地基处理方式或采用 3：7 灰土垫层换填的地基处理方案。

4.15 采暖通风与空气调节部分

4.15.1 采暖热源

根据气象资料，本厂处于集中采暖区，按规定作集中采暖设计。

汽机房、锅炉房、输煤系统和厂区生产辅助建筑均采用 110/70℃热水采暖，厂前区生产办公楼、夜班休息楼、生活综合楼采用 50/40℃热水采暖。加热站蒸汽凝结水由机务专业回收利用。

4.15.2 主厂房采暖

主厂房采暖按机炉停止运行时室内维持 5℃ 计算热负荷，采暖方式采用散热器与暖风机相结合的方案，在正常情况下散热器满负荷运行，暖风机仅作调节用。

4.15.3 主厂房通风

（1）汽机房通风

为有效地排除汽机房设备及热管道的散热散湿量。夏季采用自然进风，屋顶通风器自然排风的通风方式。室外空气由汽机房室外侧底层、夹层以及运转层的推拉窗进风，然后经由设在汽机房屋顶自然通风器排风，以维持室内工作地带温度满足相关要求。

除氧间采用防爆屋顶风机机械排风，由外侧窗户自然进风，然后经由设在除氧间屋顶的防爆屋顶风机机械排风。此外，除氧间屋面最高处设有自然排氢风帽，防止氢气聚集。

（2）锅炉房通风

锅炉房采用自然进风，屋顶通风器自然排风的通风方式。运转层以下由外窗进行自然通风，运转层以上由运转层的侧窗进风，然后由设在锅炉房屋顶的自然通风装置排风。

并在锅炉房紧身封闭靠近炉顶约 3/4 的高度处设置密闭性排风装置，可有效降低炉顶室内温度。

4.15.4 主厂房电气设备通风

汽机房电气设备间设有干式变压器等散热量较大的电气设备时，室内环境设计温度

不宜高于 35℃。电气配电室在夏季采用风冷柜式空调降温；过渡季节采用百叶窗自然进风，侧墙安装的轴流风机排风。汽机房内励磁小室设备间设全年性降温通风措施，降温设备采用风冷柜式空调机，两运一备。

4.15.5 负压吸尘清扫系统

锅炉房设有负压吸尘清扫系统，兼管煤仓间不宜水冲洗部位的积尘清扫。

负压吸尘清扫系统由真空（负压）吸尘装置，吸尘母管，干支管以及吸尘嘴等组成。根据真空（负压）吸尘机组的出力大小及最大工作半径，两台锅炉共设置一套移动式真空吸尘装置——即工业真空吸尘车。在每台锅炉房留有与吸尘装置的连接接口。两台炉负压吸尘清扫系统切换运行。

4.15.6 空气调节

按照工艺要求，集中控制室和电子设备间分别各设空调系统，各空调系统独立运行。

空调系统分为集中控制室空调系统和电子设备间空调系统，2 个系统均为独立运行，均采用风冷屋顶式恒温恒湿空调机组，每个空调系统设计两台风冷屋顶式恒温恒湿空调机组，其中一台运行，一台备用。

集中控制室设置自然排烟系统。采用分散排烟方式，即在集控室设置了自然排烟窗，排烟窗与消防系统连锁，发生火灾时，排烟窗开启排烟。电子设备间设置灭火后通风系统，通风量按 6 次/h 计算。空调系统与消防系统连锁。

空调系统采用自动控制系统。每个空调系统设 1 套独立的监测与控制系统，主要控制参数有温度、湿度、新风及回风量等以及防排烟系统的监测。

4.15.7 除尘

对煤仓层原煤斗、转运站、碎煤机室（点）等煤尘飞扬严重处，设置惯性密闭导料槽、微雾抑尘装置与烧结板除尘器相结合的综合控尘系统。

汽车卸煤沟设计为微雾抑尘系统，同时考虑机械通风装置，通风系统考虑热风补偿。

除尘器与运煤皮带驱动装置连锁。除尘设备的运行信号应送至运煤控制室。

4.15.8 厂前区建筑

对于厂前区建筑，冬季采暖方式采用低温热水地板辐射采暖。办公楼、食堂夏季空调采用多联机中央空调，宿舍楼夏季空调采用风冷分体壁挂空调。

4.15.9 厂区采暖管网

厂区采暖管网均采用枝状管网系统，双管热水系统采用异程式，采用架空敷设与工艺专业管道共用综合管架及不通行地沟敷设，管道补偿尽量利用自然补偿。

4.16 消防及火灾报警系统

4.16.1 消防系统主要设计原则

贯彻“预防为主，防消结合”的方针，各专业根据工艺流程特点，在设备与器材的选择及布置上充分考虑预防为主的措施，在建筑物的防火间距及建筑物结构设计上采取有效措施，预防火灾的发生与蔓延。

电厂灭火立足于自救。水消防是主要的灭火手段，本工程消防给水采用独立的消防给水系统，消火栓系统与自动喷水灭火系统共用消防干管。

本期厂区用地面积不大于 100hm²，同一时间内的火灾次数按照 1 次考虑。

重要的建筑物及设备设有多种灭火手段。除设置常规消防给水系统及移动式灭火器材外，还设有一些特殊的灭火系统。

在集控楼设有洁净气体灭火系统，为固定式管网组合分配系统，主要用于主控制室的电气配电室、工程师室、网络机房等的消防，控制方式为自动报警，自动/手动喷放。

在主厂房其他配电室设 CO₂ 气体灭火系统，煤斗采用 CO₂ 惰化系统。

主变、厂高变、主厂房内重要油设备及燃油装置和油管路密集区域、煤仓层和输煤栈桥内的带式输送机，设自动喷水灭火系统。

封闭煤场设置自动寻踪消防炮灭火系统。

本期工程新建消防给水设施，采用独立消防给水系统，设独立消防管网，平时由稳压泵维持消防管网内压力，消防时由固定的消防水泵供给所需的水量和水压。工业、消防水蓄水池的消防蓄水量能满足全厂最大一次消防的总用水量。

主厂房及集控楼电缆竖井设火探管式灭火系统。在各保护区范围内，还将配置一定数量的移动灭火装置。

建立全厂的火灾探测、报警及控制系统。

厂区设置一座二级消防站，并配备相应的人员、设备、器材及消防车。

值班人员与消防专业人员相结合，消防设施的维修与监视及建筑物内早期火灾的扑灭以值班人员为主。

加强消防管理工作。电厂要建立消防组织，制定有关火灾预防、火灾扑救、消防监督及消防设施的维护等各项具体制度，并切实实施。

4.16.2 水消防系统配置

本期消防给水新建消防给水设施，电厂采用独立消防给水系统，设独立消防管网，平时由稳压泵维持消防管网内压力，消防时由固定的消防水泵供给所需的水量和水压。

工业消防蓄水池的消防蓄水量能满足全厂最大一次消防的总用水量。

(1) 蓄水池

消防水泵从蓄水池取水,蓄水池由厂区工业水补充。本工程消防用水设置 6 座工业、消防蓄水池,每座容量为 4000m³。可满足最大一次消防所需要的总用水量。为了保证消防系统的用水量,在水池内设有保证消防水量不被它用的保护措施。火灾后,补充水系统可在 48 小时之内恢复蓄水池中消防水量。

在主厂房煤仓层屋顶设一个有效容积为 20m³ 的消防水箱,供消防初期用水。

(2) 消防水泵及稳压泵

消防水泵及稳压泵安装在综合水泵房消防水泵间内。水消防系统设置两台 50%容量的电动消防水泵、一台 100%容量的柴油机消防水泵及一套稳压装置。

1) 柴油消防水泵规格如下:

流量: $Q=520\text{m}^3/\text{h}$;

扬程: $H=118\text{m}$;

柴油机功率: $N=280\text{kW}$

2) 电动消防水泵规格如下:

流量: $Q=260\text{m}^3/\text{h}$;

扬程: $H=118\text{m}$;

电动机功率: $N=132\text{kW}$;

电动机电压: $V=380\text{kV}$ 。

3) 气压罐稳压装置规格如下:

a.气压罐调节容积: $V=450\text{L}$ (一只);

b.稳压泵 (2 台):

流量: $Q=15\text{ m}^3/\text{h}$;

扬程: $H=128\text{m}$;

电动机功率: $N=11\text{kW}$;

电动机电压: $V=380\text{V}$ 。

4.16.2.3 消防管网

本工程消防给水采用独立的消防给水系统,消火栓系统与自动喷水灭火系统合并设置。

(1) 室外消火栓灭火系统

厂区内消防管网成环形布置,以保证重要的建筑物可从不同方向供水。消防泵房至煤场的主要管路管径采用 DN300,主厂房区域的消防管网管径采用 DN300,其他次要环形管网管径采用 DN250/DN200。在室外管网上设置有隔绝阀,使管网中部分管段事故或检修时对消防供水影响最小。正常情况下阀门均应在全开状况,运行人员应定期巡视。

主厂房及封闭煤场周围的室外消火栓间距不大于 60 米,脱硫区域周围不大于 60m;其它场所不大于 120m。室外消火栓采用 SSF100/65-1.6 型地上式消火栓,每个消火栓配置直径为一个 DN65mm 栓口和一个 DN100mm 栓口。

(2) 室内消火栓灭火系统

主厂房、生产行政办公楼、检修间及材料库、转运站等建构物室内均设有室内带自救水喉的减压式消火栓,栓口的压力不大于 0.5MPa。主厂房内的消防管成环形布置,环管的管径为 DN250。室内消火栓的消防箱内配 SN65 栓口一只, QZ19 水枪一只, 25 米的衬胶水龙带一条,消火栓箱进水方向根据具体情况从侧面或下面接入。在厂房内带电设备附近的消防栓配有直流/喷雾两用水枪。

4.16.2.4 自动消防炮系统

封闭煤场高度较高,室内消火栓无法有效覆盖,设置自动寻踪消防炮保护。

消防炮的布置保证两门炮的射程同时到达煤场内任何部位。煤场内消防水管道设置水平环状管网,从室外引两路进水管与室内管道相连,进水管上安装有阀门及过滤器。消防炮出流量为 30l/s,额定工作压力 0.8MPa,射程 60m,每门炮入口装设有闸阀、电磁阀及水流指示器,闸阀常规处于开启状态,电磁阀处于关闭状态。

消防水炮联动是由系统主机完成的,消防水炮启动方式有控制室自动、手动和现场应急手动等三种启动方式。

4.16.3 气体消防系统

本工程气体灭火推荐采用 IG541 气体灭火系统和低压二氧化碳气体灭火系统相结合的方案。大部分被保护区域采用组合分配式低压 CO₂ 气体灭火系统,只有少部分经常有人值班的区域采用 IG541 气体灭火系统。

(1) IG541 气体灭火系统

IG541 气体灭火系统设计按房间的大小和位置采用组合分配系统,灭火方式采用全淹没。该系统主要包括:灭火剂储瓶组(容器、容器阀)、连接管、单向阀、集流管、安全阀、减压装置、选择阀、反馈装置、阀驱动器、喷嘴、管道及其连接件等。

本工程共设置 2 套 IG541 混合气体灭火系统，均采用组合分配系统，其中一套用于升压站继电器室，共 3 个防护区。另一套气瓶间位于集控楼，用于电气配电室、电气工程师室、网络机房、及工程师站等共 7 个防护区。

该系统设计灭火浓度为 $\geq 37.5\%$ 。

(2) 低压二氧化碳气体灭火系统

低压二氧化碳气体灭火系统设计按煤斗体积采用惰化系统和配电室、电缆夹层、电子设备间及 MCC 室的体积采用灭火系统，设计最低灭火浓度为 40%。

该系统主要包括灭火气体储瓶（储罐）组，管网配管系统，喷头，阀门及火灾自动报警控制设备等。

4.16.4 固定灭火装置

本工程在主厂房、锅炉房等电缆竖井内设置火探自动探火及灭火系统。

火探自动探火及灭火系统简称火探系统，火探系统是由瓶、瓶头阀及能释放灭火剂的火探管组成。火探系统分为直接系统和间接系统，本工程采用直接系统。直接系统把火探管直接连接到灭火剂容器上，并将火探管置于靠近或在火源最可能发生处的上方，同时沿火探管的诸多探测点，（线型）进行探测，一旦着火时，火探管在受热温度最高处被软化并爆破，灭火剂通过火探管的爆破孔释放出，准确地扑向火源的装置。本工程灭火剂采用二氧化碳灭火剂。

4.16.5 灭火器材的配置

电厂内各建构筑物及设备的灭火器材配置按《建筑灭火器配置设计规范》(GB50140-2005)的规定进行选择 and 配置。

4.16.6 火灾报警系统

火灾检测报警及消防控制系统由布置在集中控制室内的工作站、中央控制盘、电源装置以及就地布置的区域报警控制盘、报警触发装置（手动和自动两种）及探测元件等组成。工作站和主控盘负责火灾检测及报警系统的监控，区域报警控制盘与中央控制盘通讯。报警方式分手动和自动两种。

报警手动方式：运行人员在就地巡检中，如发现火灾，则手动按下该区域的手动报警器，集中控制室内运行人员就可得知该区域有火灾，或探测器产生的火灾电信号送至区域报警控制盘和中央控制盘后，经运行人员确认再手动投入相关区域的消防系统。

报警自动方式：通过用于各种不同检测对象的探测器产生的火灾电信号送至区域报

警控制盘和中央控制盘，发出声光信号，并自动投入相关区域的消防系统。

火灾检测报警及消防控制系统主要设备及探头选用满足我国有关的防火规范及国家标准，并在电厂有成熟经验和使用实绩的，产品需持有公安部消防主管部门检验合格证书。

4.16.7 消防供电

对自动灭火系统、自动卷帘门及与消防有关的电动阀等负荷由保安电源供电。

对消防水泵采用由厂用电及自带柴油机两种供电方式，水消防系统设一台电动泵及一台柴油机驱动泵。

对自动报警系统由 UPS 供电。

照明系统除按《火力发电厂和变电所照明设计技术规定》设计外，对主厂房出入口、通道、楼梯间及远离主厂房的重要工作场所将设置人员疏散用指示灯，指示灯采用应急灯型式。

4.17 电厂管理信息系统

4.17.1 本工程智能电厂的建设目标以建设高度智慧化的现代火力发电厂为主线，以大数据技术、三维可视化技术和高性能网络覆盖技术为基础，构建智能发电控制系统(ICS)和智慧管理系统 (ISS)，最终实现更加安全、高效、清洁、低碳的生产目标。

4.17.2 构建电厂全生命周期的数据集成平台

整合电厂设计、采购、施工调试、交付、运行等各阶段产生的数据、文件、资料等，实现对工程的直观展示和工程资料的综合管理。建立面向全生命周期的虚拟三维数字电厂，实现信息与资产的一体化管理。全生命周期数据管理平台为数字化、智能电厂建设提供重要的数据支撑。

4.17.3 构建智能发电控制系统

以智能 DCS 为核心，扩展智能优化库、开发服务器等资源，实现智能监盘、智能控制、智能运行、智能监测与诊断等。由于燃煤电厂机组对象特性复杂且需不断适应外界工况的变化，传统 DCS 控制功能已不能满足多样化生产需求，因此在智能控制优化单元中结合先进控制算法及智能控制策略、多目标优化、数据分析等技术手段，来满足对象多样化的需求

4.17.4 构建智慧管理系统

研究发电企业的管理需求和解决策略，分析企业信息化管理状态及信息化建设需

求，建立包含智慧决策、智慧经营、智慧办公、智慧运维、智慧安全等的管控一体化业务系统，实现对安全、运行、资产、检修、经营、成本等进行全过程精细化管理。

4.17.5 构建智慧化工地管理系统

以建设工程全生命周期监管为主线，构建以项目安全管理、文明施工、视频可视化、门禁管理等业务场景为主轴的监管体系，集审批、监督、服务于一体，有效规范设备、人员监管，降低安全风险，提升管理效能。

4.17.6 基础设施规划

（1）网络基础设施规划

网络基础设施包括办公网络、安防及视频监控网络、门禁一卡通网络等的建设，为项目管理应用、档案管理、财务管理、场地安全防护管理、工作人员考勤管理等提供服务。

（2）全厂基础设施规划

网络设计为两级，即网络主干级和工作组级。所有楼宇间为主干网段，全部采用光缆和千兆以太网技术。建筑物内为工作组级，采用六类非屏蔽双绞线和快速以太网技术，采用 TCP/IP 通讯协议。为每台工作站提供独享的 100M 带宽，同时通过 VPN（虚拟专用网）连接至互联网、相关单位。

4.17.7 机房规划

（1）信息机房

生产办公楼 0.00 米设置信息机房，UPS 电源室，总共面积不小于 200 平方米。

（2）综合监控机房

设置综合监控机房作为安防监控中心（兼消防控制室），面积约 120 平方米。用于布置视频监控系统服务器及监视大屏系统、火灾报警盘等设备。厂内综合监控机房安防中心设置在警卫传达室。

4.17.8 信息安全

在信息系统建设中，将通过“安全分区、网络专用、横向隔离、纵向认证”方式。强化边界防护，提高内部防护能力，保证生产控制系统及重要数据的安全，依据等级保护 2.0 三级要求建设。

5 节约资源措施

5.1 工艺系统设计中考虑节能的措施

5.1.1 凝泵采用变频调速，低加疏水泵、辅机冷却水泵和输煤系统电机采用永磁调速或变频，降低运行中的电耗。

5.1.2 采用了低温省煤器，减少了除尘器入口体积流量，引风机功率降低。

5.1.3 三大风机优化设备裕量，简化系统，烟、风煤粉管道布置进行优化，减少局部阻力损失，节约电耗。

5.1.4 锅炉采用等离子点火方式，不消耗燃油。

5.1.5 锅炉静电除尘器的除尘效率结合烟气脱硫系统综合考虑，合理确定静电除尘器的电场数，配高频电源，降低除尘器电耗。

5.1.6 优化空气预热器密封设计，减少漏风。

5.1.7 采用热媒水加热暖风器。

5.1.8 优化蒸汽吹灰系统，在保证吹灰效果的基础上，选择较低蒸汽压力参数的蒸汽汽源，节约高品位能源。

5.1.9 采用圆形的风道设计，提高风道通流能力，减少弯头，降低管道阻力，降低风机轴功率，节省厂用电。

5.1.10 管道外表面保温，减少管道的散热损失。

5.1.11 循环水泵采用变频，节电节能。

5.1.12 设临炉加热系统，既能缩短启动时间也可节约燃料，也对控制锅炉高温管道氧化皮有益处。

5.2 主辅机选型中考虑节能的措施

5.2.1 主机选用了国内生产的高效超超临界机组，降低了发电煤耗。

5.2.2 选用节能型低损耗的辅机，且合理选择辅机备用系数和电动机容量，降低厂用电，节约能源。

5.2.3 按当地环境和气候条件、海拔、设计及校核煤种来选择和确定炉型，选择合理炉膛热力参数。

5.2.4 锅炉燃烧器采用先进的低 NO_x 燃烧及稳燃技术，降低 NO_x 排放，提高锅炉燃烧煤种适应性。

5.2.5 根据烟气露点温度、尾部受热面材料及价格，合理选择锅炉排烟温度，提高锅炉效率。

5.2.6 送风机、一次风机和引风机均采用动叶可调轴流风机，引风机与脱硫增压风机合并设置。风机轴功率的确定在优化锅炉烟、风道管径和路径、根据确定的空预器漏风率

保证值基础上,按照设计规范确定合理的裕量(取规范规定的下限),确定风机轴功率。
锅炉额定负荷运行工况下,送、引风机和一次风机风门应处于合理状态运行。

5.2.7 优化空气预热器设计,减少漏风,保证锅炉性能。

5.2.8 选择性能和质量可靠的吹灰器,减少泄漏。

5.2.9 选择性能和质量可靠的进口阀门,减少泄漏。

5.2.10 合理选择脱硝反应器烟气流速、优化进出口烟道设计,采用低阻力弯头,降低脱硝系统阻力。

5.2.11 按煤灰资料,在满足环保排放要求前提下,优先选用低阻力的静电除尘器。

5.2.12 给水泵前置泵采用同轴方式,最大程度的节约厂用电。

5.2.13 设备外表面保温,减少设备的散热损失。

5.2.14 采用新型、低损耗的单相主变压器,同时主变压器容量与发电机功率匹配,以降低损耗。选用节能型变压器,节能型电力变压器较普通型电力变压器一般可降低损耗 10~20%。

5.2.15 采用 Y 型系列电动机,提高电动机效率。

5.2.16 电除尘采用高频电源供电方案,可有效提高除尘效率并降低电能消耗。节能幅度为 70%~90%,除尘效率提高 40%~80%。

5.2.17 电厂辅助设备驱动电机功率大于 200kW 的均采用高压电机,以减少启动电流和线路损耗。

5.2.18 采用绿色照明工程,将在不影响照明质量和视觉环境的条件下,实现节约能源消耗、保护环境的要求。降低 20%-30%的电能消耗,有利于降低电厂的运行成本。

5.3 采用合理的运行方式

(1) 为了保证机组在变动工况或较低负荷运行时有较好效率,机组采用滑压运行及滑参数起动,这样还可以加快机组投运时间,减少启动汽水损失。

(2) 全厂包括主厂房及辅助厂房均采用先进的 DCS 分散控制系统,使得单元机组炉、机、电控制以及辅助厂房控制系统具有完整性和统一性,充分发挥 DCS 的优势。同时设全厂信息系统(MIS),进一步提高了全厂自动化水平,使全厂整体管理实现网络化,为降低全厂燃料消耗、热耗及电耗,实现经济运行优化创造了条件。

5.4 材料选择时考虑节能的措施

(1) 在汽水管道设计中,管道的流速选择范围符合现行规范,尽可能减小阻力。

(2) 重视保温设计,选择保温性能好,价格合理的材料,不同设备和不同的介质

温度选用各自相宜的保温材料。

(3) 合理选用电力电缆的电流密度。

(4) 在厂用电的设计中, 合理地对各段厂用母线进行负荷分配, 主厂房、厂区内低压配电装置物理分散, 尽量靠近负荷中心, 既节省了电缆, 又减少电缆的损耗。

5.5 建筑节能措施

5.5.1 厂区总体平面规划节能设计

厂区交通系统应优化设计, 达到节省道路用地的目的。对总平面布置设计中通过节地措施节省出来的地面、厂区内的边角地块, 应进行绿化、植被和水体设计, 一定的乔木和适量的水体会调整厂区的小气候, 通过创造良好的小气候, 可大大改善环境质量。

人员比较密集的建筑物充分利用冬季日照并避开冬季主导风向, 利用夏季凉爽时段的自然通风, 建筑的主要朝向宜选择本地区最佳朝向, 一般宜采用南北向或接近南北向, 主要房间应避免夏季受东、西向日晒。并对建筑的体形以及建筑群体组合进行合理的设计, 以适应不同的气候环境。建筑的高度、宽度的差异可产生不同的风影效应, 故应合理确定建筑单体体量, 防止出现不良风环境。

5.5.2 建筑单体节能设计

人员比较密集的建筑物在寒冷气候区的建筑采用紧凑的体形, 缩小体形系数, 从而减少热损失。

建筑物设计选择合理的层高, 可较少建筑物外表面面积又可降低建筑的耗能空间。

5.5.3 建筑外围护结构的材料和构造选择

在建筑物外表面装饰材料和色彩选择上应结合不同地区各自的特点考虑采用合适的材料和色彩。

建筑物外围护结构的墙体、门窗、屋面等应选用具有良好热工性能的材料, 并控制合理的性价比。

(1) 墙体

烧结多孔砖、保温型压型钢板外封闭, 以保证墙体的节能特性。

(2) 门窗

选用塑钢窗 (人员集中空间采用中空玻璃), 断热型铝合金窗; 保温外门等。建筑门窗的水密性、气密性指标系数至关重要, 对于设计中所涉及到的门窗传热系数、水密性、气密性指标, 都不能低于当地建筑节能设计标准规定。节能门窗可以是各种类型的材料制作, 优先推广应用节能型中空玻璃塑钢窗。

（3）屋顶保温

建筑屋面一般采用钢筋混凝土板，屋面保温采用挤塑聚苯乙烯塑料泡沫板。按照节能设计要求，对有采暖和空调要求的房间做好外围护结构设计，尽量降低能耗，生活福利建筑执行“公共建筑节能设计标准”。

5.6 节约用水措施

本工程所处地区水资源比较贫乏，利用条件较差。因此，提高水的重复利用率、采用最新的水处理工艺，以降低电厂耗水量、节约水资源在该地区显得尤为重要。为了最大限度的节约用水，本工程采取了以下节水措施：

（1）主机、小机排汽冷却采用间接空冷系统，并采用低温省煤器，大幅节约了新鲜水的消耗。

（2）辅机采用干湿联合冷却系统，该系统的排污水全部有效利用。

（3）本工程脱硫系统为湿法脱硫方案，在除尘器入口加装低温省煤器，相应降低脱硫装置入口烟气温度的同时，大大提高了机组热经济性的同时，大大减少了脱硫系统耗水量，脱硫系统耗水量可减少约 40%。脱硫系统工业用水的排水作为工艺用水，同时，脱硫系统经处理后的废水全部回收利用，作为灰场喷洒用水。

（4）除灰系统采用正压气力除灰、干灰输送，除渣采用湿式除渣系统，该系统用水为闭式循环，仅需少量补充水。

（5）将全厂排水资源化并重复利用。根据全厂排水条件，采用如下三种方式重复利用：

- a. 循环使用：排水经简单处理或降温后仍用于原工艺流程。
- b. 梯（递）级使用：做到“废”尽其用。
- c. 全厂各类废水处理综合后综合利用。

（6）分类收集全厂污废水

全厂各类污、废水采用分流制。为实现梯（递）级供水和重复利用目标，设立工业废水中水道，生活污水下水道等。从设计入手，将污废水根据其水质和处理难度分类，使污废水的收集、处理和回用落到实处。

（7）采用经济合理可靠的污废水处理工艺

（8）加强水务管理

a. 在各供水系统的出水干管及主要用水支管上安装水量计量装置，必要时设调节和控制流量的装置，并将厂区内主要计量数据送到一个地点，进行统计分析，以便有针对性

性的控制水量。

b.加强水务管理和节水的宣传力度，提高全厂人员的节水意识，制定切实可行的规章制度，将水务管理作为电厂运行考核的一项重要指标，使各项节水措施最终得以落实。

5.7 节约用地和原材料的措施

5.7.1 节约用地

(1) 紧凑合理布置，节约厂区用地：在满足电厂生产运行和施工的前提下，总平面布置要做到紧凑合理、节约用地，要体现合理有效的使用土地；不仅注意厂区占地指标的先进性，更要注意实际征地购地指标的合理性。

(2) 建筑物联合布置充分利用空间。将工艺相近，用途相同的建筑物进行合并，压缩单体建筑数量，是节约用地的主要措施。

(3) 厂区管线采用综合管架，节约用地。

(4) 严格控制道路、广场占地面积，地下管线将性质相同或相近的管线相邻布置，以节省用地。

(5) 采用两机一塔，节约占地。

5.7.2 节约土方量

本工程厂区竖向布置与施工场地相协调，充分考虑了生产需要、交通运输的便利和地下设施布置的合理，在满足工艺要求的前提下，合理利用了地形，设置合适的台阶，避免高挖深填，减少了土方量。

5.7.3 节约原材料

(1) 采用模块化设计思路，先进的三维设计手段，充分优化系统与布置，与已运行的 660MW 等级超临界机组相比，设备布置紧凑、工艺管道短捷，建筑体积小，施工周期短，工程造价低。

(2) 在汽水管道设计中，管道的流速选择范围符合现行规范，相应的压降小于允许值。

(3) 在烟风管道设计中考虑了下列节材措施：

1) 管道流速选择范围符合国内的现行规范，并验算相应地压降在风机允许范围内。

2) 在管道设计中采用空气动力特性良好气流分布均匀的管件及布置方式。

3) 保温设计中通过方案比选，选用性能良好、节能效果稳定，年费用较低的主保温材料。

4) 热一次风道采用圆形风道设计，节约钢材。

5) 送粉管道尽量采取立体走向布置, 缩短了管道长度, 节约钢材。

(4) 热控、电气设备实行高度物理分散布置, 尽量采用远程 I/O 设备, 节省控制电缆。

(5) 主厂房采用钢筋混凝土框架, 煤仓间采用侧煤仓布置, 减少钢材使用量, 节约投资。在混凝土构件中尽量采用可重复使用的模板, 以减少木材的消耗量。

(6) 主厂房及主要生产建筑物采用合理、经济的结构型式和轻型墙体材料, 减少了建筑物的荷重, 以节约钢材、水泥用量。

(7) 辅机配套供应的底座加以利用, 避免丢弃原配底座而自制框架安装的方式。

(8) 汽机房采用 A 排窗自然进风, 屋顶通风器自然排风的通风方式, 替代了屋顶风机, 节省了电能, 减少了运行费用。

5.7.4 就地取材, 节约运输费用

(1) 设计中优先选用符合要求的当地材料, 如砖、砂石、水泥及保温材料等, 以节省运输费用。

(2) 利用当地丰富的石灰石资源选择石灰石-石膏湿法脱硫系统。

5.8 节约资源效果

5.8.1 能耗指标

全厂热效率	45.65 %
发电标准煤耗	269.45 g/kW.h (不含低温省煤器)
厂用电率	5.14% (含脱硫)

5.8.2 水耗指标

百万千瓦耗水量	夏季 0.058 m ³ /s.GW
---------	-------------------------------

6 环境保护措施

6.1 设计采用的环保标准

(1) 环境质量标准

- 1) 《环境空气质量标准》(GB3095-2012) 二级标准;
- 2) 《地表水环境质量标准》(GB3838-2002) 中的Ⅲ类标准;
- 3) 《地下水质量标准》(GB/T14848-93) 中的Ⅲ类标准;
- 4) 《声环境质量标准》(GB3096-2008) 2 类标准。

(2) 污染物排放标准

- (1)《火电厂大气污染物排放标准》(GB13223-2011);
- (2)《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》(原环境保护部发改委能源局环发[2015]164 号文);
- (3)《大气污染物综合排放标准》(GB16297-1996)中新污染源无组织排放监控浓度限值;
- (4)《工业企业厂界环境噪声排放标准》(GB12348-2008)2 类标准;
- (5)《建筑施工场界环境噪声排放标准》(GB12523-2011);
- (6)《一般工业固体废物贮存和填埋污染控制标准》(GB 18599-2020);
- (7)《危险废物贮存污染控制标准》(GB18597-2023)。

6.2 环境现状

本工程厂址和灰场均位于甘肃省庆阳市宁县。经初步调查,本工程厂址不涉及饮用水水源保护区、自然保护区等环境敏感区。

根据庆阳市生态环境局发布的《2022 年环境质量公报》,宁县环境空气基本污染物均达标,因此宁县为环境空气质量达标区域。

6.3 烟气污染防治

电厂燃煤在锅炉内燃烧产生的烟气中主要污染物为 SO_2 、 NO_x 和烟尘。本工程烟气污染防治措施如下:采用低氮燃烧技术和脱硝装置、静电除尘器和湿法脱硫附带除尘、湿法烟气脱硫装置和高烟囱排放烟气等。

6.3.1 烟尘污染防治措施

采用高效静电除尘器,以捕集锅炉排出的烟气中绝大部分的烟尘,湿法烟气脱硫系统附带除尘效率 75%,最终烟尘排放浓度低于 $10\text{mg}/\text{Nm}^3$ 的排放浓度限值要求。

6.3.2 SO_2 污染防治措施

本工程同步在炉后安装石灰石—石膏湿法烟气脱硫设施,设计脱硫装置的脱硫效率 $\geq 99.5\%$,可最终控制烟气排放口二氧化硫排放浓度不超过 $35\text{mg}/\text{Nm}^3$ 的排放浓度限值要求。

6.3.3 NO_x 污染防治措施

本工程采用低氮氧化物燃烧技术,控制脱硝入口 NO_x 排放浓度按不大于 $200\text{mg}/\text{Nm}^3$,按照同步建设 SCR 脱硝装置,脱硝还原剂采用尿素,效率不低于 90%,满足氮氧化物 $50\text{mg}/\text{Nm}^3$ 的排放浓度限值要求。

6.3.4 其他烟气污染防治措施

本工程烟气通过 210m 高烟囱排放，在烟囱上设置烟气排放连续监测系统（CEMS），实时监测 SO₂、烟尘、NO_x 等环境空气污染物的排放，同时烟气排放连续监测系统（CEMS）留有与环保部门及电力调度部门的接口，以便于当地环保主管部门监控本工程环境空气污染物的排放。

6.3.5 环境空气影响分析

在采用了上述脱硫、脱硝、除尘等措施后，排放的大气污染物已经完全达到国家能源局等 3 部委关于印发《全面实施燃煤电厂超低排放和节能改造工作方案》（环发[2015]164 号）中要求的超低排放标准要求，同时也满足《火电厂大气污染物排放标准》（GB13223-2011）要求。

6.4 生活污水及工业废水处理

6.4.1 厂区排水系统

厂区排水系统采用分流制，设有生活污水排水系统，工业污水排水系统，雨水排水系统，化水废水集中水处理站的排水及输煤冲洗水排水系统。事故排水排入事故水池。正常情况下电厂废污水全部回收不外排。

6.4.2 生活污水处理系统

通过生活污水排水管道集中收集后，采用生物接触氧化法，地埋式布置，处理后回用于厂区绿化等。

6.4.3 工业废水处理系统

通过工业废水排水系统排至工业废水处理系统，经澄清、气浮和过滤处理后回用于、输煤、除渣、除灰及脱硫系统等。

6.4.4 含煤废水处理系统

含煤废水排水管网负责收集厂区输煤构筑物冲洗水排水至煤水处理间进行处理，煤水处理采用电絮凝混凝-沉淀-过滤工艺的煤水处理设备，处理后回用于输煤系统冲洗用水。

6.4.5 脱硫废水处理系统

本工程脱硫废水零排放处理系统本阶段暂按“低温多效闪蒸+高温旁路烟道蒸发”设置处理工艺设计。

6.4.6 厂区地下水污染防治措施

厂区采取分区防渗，重点控制区主要包括工业废水调节池、生活污水调节池、脱硫废水处理区、酸碱罐区、事故污水池、煤水处理池。

各地下\半地下废水池的池体采用钢筋混凝土结构，池体内表面刷涂防渗涂料，池体渗透系数不大于 1.0×10^{-7} cm/s。

6.4.7 电厂对水环境的影响分析

本工程正常情况下废水全部回收利用，因此对当地地表水水环境没有影响。各废水处理设施事故情况下可将废水暂存到酸洗废水池，处理设施正常后再进行处理。

厂区内废水池及污水埋地管道采取防渗措施后对厂区地下水基本不会产生影响。

6.5 工业固体废物治理

本工程设计中为灰渣综合利用考虑了技术措施。除灰系统采用干除灰。灰斗下均设干式散装机，综合利用用户可直接取用粉煤灰。

灰渣的物理化学特性决定了其有广泛的用途。灰渣综合利用途径一般包括：公路路堤填料、公路路面基层材料、沥青路面填料、粉煤灰建筑砌块、混凝土的掺和料、生产水泥的骨料或直接掺入水泥使用等。在混凝土中掺入一定比例的干灰，可降低成本并改善混凝土的性能。研磨细的粉煤灰，可用作生产水泥的骨料或直接掺入水泥使用。粉煤灰建筑砌块，具有保温、隔热和吸音的特点。

6.6 噪声治理

(1) 对设备声源进行控制，是降低电厂噪声最有效的方法。在设备选型中，同类设备中选择噪声较低的设备，在签订设备供货技术协议时，向制造厂提出设备噪声限值，并作为设备考核的一项重要因素。一般设备噪声不超过 90dB(A)，否则要采取相应的降噪措施。

(2) 本项目采取间接空冷的工艺方案，相对湿冷和直接空冷工艺而言大大减小了对周围声环境的影响。

(3) 锅炉排汽属偶发噪声，在锅炉排汽口安装高效排汽消声器，将排汽噪声控制在 100dB(A)以下，另外运行中加强管理，尽可能减少排汽次数，在不得不排汽时尽量避免夜间排汽。

(4) 一次风机、二次风机等各类风机采取基础减震，并在吸风口处安装消声器，以减少空气动力性噪声，达到降噪效果。

(5) 空压机基础减震、安装隔声罩，设密闭厂房并安装隔声门窗。空压机入口单设消声器，并在空压机内墙采用吸音性能较好的墙面材料，以减少空压机房噪声对外界的干扰。

(6) 烟道设计时，合理布置，流道顺畅，以减少空气动力噪声。管道设计中考虑

减震措施。合理选择各支吊架型式，布置合理、降低气流和振动噪声。

(7) 厂区总平面布置中做到统筹规划，合理布局。声源设备及车间集中布置，并尽量远离对噪声敏感的区域。

(8) 在厂房建筑设计中，尽量使工作和休息场所远离强噪声源，值班室要进行噪声防护。集中控制室采用双道门，并选用吸声性能好的墙面材料，使集中控制室内的噪声降至 60dB(A)以下，厂房隔声量不小于 20dB(A)。

(9) 为了控制电厂新机组运行前或机组大修后运行前的吹管噪声，吹管加消声器，并尽量保持气流压力、流速稳定，消除湍流噪声、喷注噪声，控制空气动力性噪声。要加强运行管理，避免在夜间吹管，吹管前向周边居民公告，减少吹管噪声对周围环境噪声的影响。

(10) 加强对厂内运输车辆的管理，采取限速措施，降低车辆交通噪声的影响。

6.7 环境管理及监测

6.7.1 环保管理与监测机构

火电厂环境监测是工业污染源监督管理的重要组成部分，是国家和行业了解并掌握排污状况和趋势的手段。监测数据是执行环保法规、标准，进行环境管理和污染防治的依据。必须纳入生产管理轨道。

本工程建成后，应加强环境保护工作，并有专人负责日常环境保护管理工作，其主要环境管理职责如下：

(1) 认真贯彻国家有关环保法规、规范，完成上级有关指示，建立健全各项环境保护方面的规章制度。

(2) 完成规定的监测任务，监督本厂各排放口污染物排放及达标状况，负责监督环保设施运转状况，执行《火电厂环境监测技术规范》，保证监测质量和技术数据的代表性和准确性，对波动幅度大和濒于超标的污染物以及新发现的污染物要加强监测，并及时上报有关部门。

(3) 编制污染监测及环境指标考核报表，及时报送有关单位和部门。

(4) 参加本厂环境污染事件的调查工作、环境质量评价工作及环保科研工作。

(5) 加强环境监测仪器设备的维护保养和校验工作，确保监测工作正常进行。

(6) 监测人员必须进行培训，经有关部门考试合格取得资质后才能上岗操作。

电厂按《火电行业环境监测管理规定》的要求设环境监测站（可与劳动保护基层监测站合并设置），定额 3~5 人，业务上受电力环境监测中心站领导；上述人员中需配备

环境工程、热能动力、分析化学专业的技术人员。负责完成全厂的环境监测工作以及劳动保护工作。监测人员必须进行培训，经有关部门考试合格。取得合格证书后才能上岗操作。

监测站要建立健全的各项规章制度，并认真贯彻执行，建立技术档案，技术档案应包括：

污染源的监测记录技术文件；

污染控制、环境保护治理设施的设计与运行管理文件；

监测设备和仪器的校验文件；

所有导致严重污染事件的分析报告和监测数据资料；

电厂废弃物处置系统图表；

其它有关技术资料。

6.7.2 环境监测计划

电厂污染物排放监测点的选取，监测项目及监测周期的确定执行《排污单位自行监测技术指南 火力发电及锅炉》(HJ820-2017)及《固定污染源烟气（SO₂、NO_x、颗粒物）排放连续监测技术规范》(HJ 75-2017)。

6.7.2.1 锅炉烟气排放监测

烟气中烟尘、二氧化硫及氮氧化物的排放浓度采用自动监测系统监测，监测项目及监测周期及监测计划见表 6.7-1。

表 6.7-1 锅炉烟气监测项目和周期表

监测位置	监测项目	监测点	监测周期
烟囱	烟尘、SO ₂ 、NO _x 、CO ₂ 、烟温、湿度、烟气量、含氧量等	烟囱	连续自动监测
	汞及其化合物、格林曼黑度	烟囱	次/季度
大气治理设施	脱硫、脱硝、除尘效率	治理设施烟气出入口	检修后或燃煤改变后

6.7.2.2 废污水监测

本工程最终按环评报告设置地下水监测井，用于监测场地内及影响范围内地下水，长期监测井的监测项目包括水位与水质动态，最终监测井设置以环评批复文件为准。

6.7.2.3 工频电场与磁场监测

监测项目：测量厂界工频电场与磁场的电场强度和磁场强度。

监测时段：新建电厂必须监测，若升压站或输出线路有变动时再监测 1 次。

测点布置：（1）沿厂界或围墙 50m~100m 选取 1 个测点，其中至少有 2 个测点是主要发电设备、变电设备或其他大型电器设备最近距离处。

（2）在电厂出线走廊下，以出线走廊下中心为起点，沿垂直于出线走廊的方向每隔 2m 设置 10 个以上测点。

（3）在厂界外环境敏感点应设置测点。

6.7.2.4 噪声监测

监测项目：厂界环境 A 计权等效连续噪声（ L_{Aeq} ）。

监测周期及时间：每半年监测一次，原则上发电负荷应大于 75%。测量时间分为昼间和夜间。昼间测量一般选在 08:00~12:00 和 14:00~18:00；夜间测量一般选在 22:00~次日 05:00。

测点设置：沿厂界或厂围墙 50m~100m 选取一个测点，测点设在电厂厂界或围墙外 1m~2m 处，距地面 1.2m 处，其中至少有 2 个测点设在距电厂主要噪声设施最近的距离处，但应避开外界噪声源。如厂界有围墙且有受影响的噪声敏感建筑物时，测点应选在厂界外 1m、高于围墙 0.5m 以上的位置。

6.7.2.5 无组织排放监测

监测项目：颗粒物排放浓度。

监测周期：颗粒物的无组织排放每年监测 2 次，测量时间为当年的冬季和夏季。在通常情况下，选择微风的日期，避开阳光辐射较强烈的中午时段进行监测是比较适宜的。

测点设置：无组织排放的监测按 HJ/T 55 的规定执行。

6.7.3 监测站主要仪器设备及用房面积

根据《火电行业环境监测管理规定》和《火电厂环境监测技术规范》的要求，本工程设立环境监测站并配置环境监测仪器设备，其费用已列入电厂总投资概算。

6.7.4 烟气连续监测系统

根据现行的国家环保标准、规范，本工程装设烟气连续监测系统，本工程烟气排放连续监测可与脱硫系统控制结合起来，同时满足工艺和环保要求。烟气连续监测系统预留到地方环保部门的接口。

7 水土保持措施

7.1 水土流失和水土保持现状

宁县水土流失类型主要以水力侵蚀为主，风力侵蚀为辅。特点表现为：

1) 水力侵蚀时间集中，每年的 7~9 月汛期暴雨较多，占全年的 65%以上，由此产生的水土流失占全年的 88%以上；

2) 风蚀严重，属于强度风蚀区。冬春季风大风多，使地面形成风蚀洼地、风蚀槽穴、风蚀残墩，造成流沙延伸，掩埋农田。

3) 人为造成水土流失严重。主要表现为人口不断增长，加之目前大规模开发建设活动频繁，使水土流失急剧增加。

7.2 水土流失防治措施原则

根据项目区自然环境特点，以及设计方案、项目组成及施工工艺，确定水土流失防治措施中的工程措施设计原则为：1) 工程措施与工程建设协调一致，相关工程要兼顾工程建设和水土保持两方面需要。新增工程措施与主体设计已有工程有机结合，合理防治工程建设的水土流失，并节约投资；2) 按照主体工程设计并结合水土保持防治原则，使防治区内水流排泄通畅，弃土弃渣得以拦挡，水土流失得到控制；3) 使防治区的治理与周边景观协调一致，坡面、坡度、排水设施等满足植被恢复基本条件。

植物措施布设的主要原则有：1) 保持植物措施与原地貌景观相协调的原则；2) 植物物种选择乔、灌、草相结合，深根性植物与浅根性植物相结合，禾本科草种与豆科牧草相结合，以充分利用光热资源和水资源；3) 林种选择上除考虑其综合防护作用外，还应符合防尘抗噪、美观大方和经济适用的要求；4) 以乡土树种为主，适当引进防护效益好、适应性强的树种。

临时措施布设原则：1) 及时剥离；2) 及时苫盖；3) 及时拦挡；4) 及时洒水；5) 及时绿化；6) 设置临时排水设施。

本工程由于受土壤及水分条件制约，缺乏植被恢复条件，但考虑到美化环境、防尘降噪综合效益，本工程在厂区布设植物措施。

7.3 水土流失防治措施

厂区施工期间埋设钢筋混凝土雨水排水管、对施工道路覆盖碎石、对停车场等部分区域铺装透水砖，临时堆土苫盖密目网、对场地洒水抑制扬尘，施工结束后采取下凹式整地汇集雨水、对升压站区覆盖碎石、对裸露场地改良土壤、进行园林式绿化、后期管护。

煤场区施工前剥离表土、施工期间临时堆土苫盖密目网，对场地洒水抑制扬尘，施

工结束后对绿化带区域采取下凹式整地汇集雨水,种植乔木形成绿化带,后期实施管护。

施工生产生活区施工期间埋设雨水排水管、雨水排水管开挖土方设填土编织袋拦挡及密目网苫盖措施、对施工道路覆盖碎石、对临时堆土场设置彩钢板拦挡、密目网苫盖土方措施、对施工场地进行洒水抑制扬尘,施工结束后进行整治土地、播撒草籽、洒水促进地表结皮。

厂外道路区施工期间对运煤道路修筑浆砌石骨架护坡、对临时堆土苫盖密目网,施工结束后整治土地、施工场地洒水促进地表结皮、改良运煤道路行道树区域及运灰道路护坡内土壤、种植乔木、播撒草籽、后期跟进管护措施。

8 劳动安全与职业卫生

为了保护劳动者在我国电力建设和生产中的安全与健康,改善劳动条件,本工程贯彻执行国家及电力行业现行的有关职业安全和职业卫生的法律法规及标准和规程规范,以提高职业安全和职业卫生的水平。

在本工程职业安全和职业卫生设计中,贯彻“安全第一,预防为主,综合治理”的方针,加强劳动保护,改善工作条件,重视安全运行,按照有关规定,职业安全与职业卫生防范措施和防护设施与主体工程同时设计,同时施工,同时投产运行(“三同时”),并应安全可靠,保障劳动者在劳动过程的安全与健康。本工程职业安全和职业卫生设计均分散在各专业中加以实现,采取的主要职业安全与职业卫生防范措施和防护设施如下。

8.1 防火、防爆

本工程生产过程及系统中存在易爆物质和装置,如高温、高压蒸汽、锅炉的承压部件、各类高压容器及烟道、油系统等均有爆炸的危险。本工程有变压器、充油电气设备、电缆设施等,在运行检修过程中均存在发生火灾的可能;伪劣电气产品可引起火灾事故,当漏油漏到高温管道或设备上,以及电气设备上时,也可能造成油系统火灾事故;机械摩擦也可引起火灾,如皮带运输机等。为防止火灾、爆炸,本工程拟采取以下防范措施:

(1) 根据现行的《建筑设计防火规范》《建筑设计防火规范》《火力发电厂与变电站设计防火标准》《爆炸危险环境电力装置设计规范》《大中型火力发电厂设计规范》、《火力发电厂总图运输设计规范》和《火力发电厂职业安全设计规程》《火力发电厂职业卫生设计规程》中的规定进行厂内各建(构)筑物的防火分区、防火隔断、防火间距、安全疏散和消防通道的设计,确保建(构)筑物间的安全距离。

(2) 厂区内设独立的水消防管道系统及必要的消防器材,并在主厂房易燃区设火

灾检测及报警系统，对电气设备及电缆采取防火措施。

(3) 对于蓄电池室、输煤系统、各类压力容器和电气设备等有爆炸危险的设备及有关电气设施、工艺系统和厂房的工艺设计及土建设计，根据现行的《爆炸危险环境电力装置设计规范》《中华人民共和国爆炸危险场所电气安全规程》《压力容器安全技术监察规程》和《建筑设计防火规范》中的规定按照不同类型的爆炸源和危险因素采取相应的防爆保护措施。

(4) 对于危险品、易燃易爆品要限量贮存，不超限贮存，且不与其他物品混合贮存，按要求存放在专用仓库内。

8.2 电气安全

本工程有各种高低压电气设备、各种开关，在运行检修过程中如管理不善、违章操作等，均可能造成触电伤人事故。为保障电气安全，本工程拟采取以下措施：

(1) 根据现行的《高压配电装置设计规范》中的要求设计屋外配电装置，防止触电伤害。

(2) 根据现行的《建筑物防雷设计规范》中的要求设计防直击雷保护装置。

(3) 根据现行的《交流电气装置的接地设计规范》规定进行本工程安全接地设计，并根据现行的《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合》进行带电设备安全净距的设计，以保护人身及设备安全。

8.3 防机械伤害

本工程有大量的转动机械设备，在运行检修过程中如若不慎均可能造成被卷入转动机械造成人身伤亡。易发生机械伤害的地点有汽轮发电机组、风机、水泵、皮带运输机等处。为防止机械伤害，本工程拟采取以下防范措施：

(1) 对生产场所和修配场等的机械设备采取防机械伤害措施，所有外露机械部件均设安全防护罩，机械设备设必要的闭锁装置。对运煤系统等重要转动机械设就地事故停机按钮，并在运行通道侧设防护栏杆等。

(2) 吊物孔、平台扶梯孔等处设防护栏杆，闸门井、坑池边等处设盖板或栏杆，需登高检查和维修设备处设维护平台及防护栏杆等。

(3) 提出在运行检修中应加强生产运行人员及检修人员的安全观念，要求严格按照安全操作规程进行操作。

8.4 防尘、防毒与防化学伤害

本工程以原煤为燃料，并同步安装石灰石—石膏湿法烟气脱硫装置和 SCR 脱硝装

置，在输煤、贮存等过程中均会产生煤尘飞扬，以及原煤和石灰石仓等处会产生粉尘；同时在锅炉燃烧后产生的灰渣及脱硫石膏，在其收集、输送、装运过程中产生的漏、撒均可能造成粉尘危害；设备检修、清扫时的灰尘、保温材料的粉尘等也是粉尘的重要来源，对运行、检修人员的健康有一定危害。本工程的有毒物质主要有化学系统用酸、碱、氨、联胺等，均对人体健康有一定程度的危害。为防止粉尘、毒物的危害、防止化学伤害，本工程拟采取以下防范措施：

(1) 在输煤系统各转运站、卸料点、煤仓间，灰（渣）库、石灰石仓等部位设置除尘装置或/和喷水设施，加强运煤系统、除灰渣系统、脱硫系统通风、除尘、洒水及水力清扫设计，防止粉尘飞扬；

(2) 对可能产生粉尘泄漏的除灰渣系统和脱硫系统，考虑加强防止粉尘泄漏的工艺设计。

(3) 运行时应加强输煤系统、除灰渣系统、脱硫系统等粉尘场所的清扫工作，强化毒物场所的操作规程。

(4) 考虑贮存和产生有害气体或腐蚀性物质的化水车间和化验室、电气室等场所的机械通风，并在可能产生有害气体等处设置报警装置，以保护人身安全。

(5) 考虑主厂房及框架的防尘通风。

(6) 对厂区能绿化的地方均种树植草进行绿化，绿化是防尘美化环境的有效措施。

(7) 保温材料层可用成型制品，尽量少用或不用石棉制品，以减少拆卸及施工过程中的粉尘飞扬。运行、检修、施工时应考虑人员对粉尘的个体防护。

(8) 采用 SCR 法脱硝产生的废催化剂属有毒物质，更换时由生产厂家或有资质的单位直接回收处理。

8.5 防噪声、防振动

本工程生产工艺系统中大量的转动机械设备在运行中产生噪声，特别是汽轮机、发电机、空压机、各类风机、泵等大型转动机械产生的噪声较大。此外，锅炉的安全阀排汽也将产生很大的噪声，若不采取措施对运行人员的健康有一定的影响。本工程设备、设施产生的噪声有气体动力性噪声、机械性噪声及电磁性噪声。为防治防噪声、防振动危害，本工程拟采取以下措施：

(1) 噪声的防治措施包括：设备订货时提出设备噪声限制要求，对于长期连续运行产生高噪声的设备、设施等采取消声、隔声措施，如汽轮机加隔音罩，集控室和值班室采用隔音性能良好的门窗及有较好吸声性能的墙面材料，使噪声满足现行《工业企业

设计卫生标准》的要求。

(2) 防振动危害，首先从振动源上进行控制并采取隔振、减振措施，设计中注意防振、防冲击，主设备和辅助设备及平台的防振设计符合《动力机器基础设计规范》《工作场所有害因素职业接触限值物理因素》及其他有关标准、规范的规定。

(3) 厂区的绿化是降低噪声的有效措施。

8.6 防暑、防寒、防潮

本工程处于集中采暖地区，厂内有热力管道等，若保温材料脱落，或漏汽漏水（高温水）易造成烫伤，在炎热的夏季易造成高温中暑。为防暑降温、防寒、防潮，本工程拟采取以下防范措施：

(1) 对有热源的管道和设备均用保温材料与外界隔开，对生产操作人员一般在集中控制室或值班室内工作，对重要或生产人员集中的地方设置空气调节系统，对主厂房以自然通风为主，局部设置机械通风。

(2) 厂内各工作间冬季均设置采暖设备防寒，以保护运行人员身体，提高工作效率。

(3) 在主要转运站地下部分和潮湿处，考虑通风设施。

8.7 防工频电场及辐射

(1) 主变压器等产生工频电场的设备进行室外布置，建有围护栏，并远离其他建筑；在室内布置的产生工频电场的设备均采取封闭防泄露保护措施。

(2) 对检修维修过程中产生的电焊弧光（紫外辐射），提供有效的防辐射个人防护用品。

8.8 安全卫生机构

本期工程设置职业安全、职业卫生管理机构与培训教育设施、劳动环境检测监督站。

9 运行组织及设计定员

9.1 电厂定员

火力发电厂的定员是在保证安全生产的基础上，以火力发电企业生产经营必要的环节来确定的。定员范围包括：机组运行（含空冷机械设备、除灰除尘、脱硫、化学运行与化验）、机组维修（热机、空冷机械设备、电气维修和热控维修）、燃料系统（含运行、检修、燃料管理）、管理人员、党群工作人员、服务性管理人员，而机、炉、电大小修、燃料的采购和运输、机车运行、修配、热效率、金属监督、修缮、服务等不包括在标准定员的范围。

根据原国家电力公司 1998 年 4 月《火力发电厂劳动定员标准》（试行）规定，本工程 2×660MW 机组劳动定员见表 9.1-1。

表 9.1-1 电厂劳动定员

项 目	定 员（人）	说 明
合计	300	
一、生产人员	248	
（一）机组运行	94	含 10%的备员
1、集控室	50	
2、除灰、除尘	12	
3、化学	24	
（1）化学运行	14	
（2）化验（环保兼管）	10	
4、脱硫	8	
（二）机组维修	44	
1、热机	20	
2、电气	12	
3、热控	12	
（三）燃料系统	95	
1、运行	50	
2、检修	25	
3、燃料管理	20	
（四）其它	15	
1、仓库	10	
2、车辆	5	
二、管理人员	40	
三、党群工作人员	6	
四、服务性管理人员	6	

本工程 2×660MW 机组人员指标：

- （1）总定员 300 人
- （2）全厂人员指标 1.5 人/10MW
- （3）生产人员指标 1.124 人/10MW

(4) 非生产人员比例 17 %

9.2 启动运行条件

9.2.1 启动电源

正常启、停机由 330kV 配电装置提供。

9.2.2 启动汽源

启动蒸汽来自启动锅炉。

9.2.3 启动水源

来自宁县、早胜镇城市中水和矿井疏干水。

9.2.4 点火系统

本工程点火系统采用等离子点火，取消锅炉燃油系统。

9.2.5 启动煤源

利用厂内输煤系统在启动前将主厂房屋煤仓基本贮满，贮煤场贮煤量达到要求的天数。

9.3 启动运行注意事项

本工程自动化水平较高，集控室要求配备全能值班员。

机组采用滑压运行方式。

本工程采用中速磨煤机，控制要求较高，启动和运行必须按照生产厂家运行说明书中的有关要求运行，煤粉细度达到锅炉设计要求。

汽机轴封用蒸汽必须达到规定的压力和温度；

工业废水设施应投入运行，环保监测人员必须加强对排放的废水、烟气中的污染因子的监测。

10 工程标识系统编码说明

发电厂标识系统是电力企业信息化的基础。信息系统标准化首先就要统一信息编码，发电厂标识系统标准化是发电企业信息标准化的一项重要基础工作。为了有效指导新建电厂的设计和各单位设备信息化的编码工作，为数据共享机制的建立奠定基础，统一在电厂范围内采用国际通行的发电厂标识系统。

10.1 编码依据

10.1.1 中华人民共和国国家标准《电厂标识系统编码标准》(GB/T50549-2020)。

10.1.2 本工程初步设计原则。

10.1.3 现行的国家和行业有关设计规程、规范。

10.2 电厂标识系统总的原则

本工程使用电厂标识系统。电厂标识系统可由联合标识、参考标识、特定标识组成，本工程采用参考面标识，参考标识包括功能面、产品面、位置面三种不同类型，本工程采用功能面标识，功能面相关标识到设备级。

在发电厂标识中，H₁可默认缺省，本工程要求编制的设备级编码为 12 位。
设备使用发电厂标识系统要完整，由各工艺系统专业在编制规范书时对制造厂提出编码原则要求，设备内部的编码由制造厂进行细化。

分级序号		F0		F1		F2	
分级标题		全厂码		系统码		设备码	
编码字符名称		H1	H2H3(H4)	S1S2S3	S4S5	T1T2	T3T4T5
编码字符类型		A	NN(N)	AAA	NN	AA	NNN

标识分成 3 级，各级有不同格式，它们由分类代码和编号代码构成，分类代码由字母符号组成，编号代码由数字符号组成。分级和分级内数据字符从左至右表示的分级和分级内数据字符从左至右表示的实体范围从大到小。

A：表示字母型字符，其可能的取值是除 I 和 O 以外的英文字母；将 I 和 O 排除，是为了避免与阿拉伯数字 1 和 0 混淆；字母型字符具有分类功能。

N：表示数字型字符，其可能的取值是 0～9，即所有阿拉伯数字。

系统码由系统分类码 S1S2S3 和系统编号 S4S5 两部分组成，具有分类功能。

系统分类码 S1 为系统分类码的主组，S2 和 S3 分别是系统分类码的组和子组，用于对主组码 S1 标识范围的进一步细分；其编码字符和标识范围应符合本标准相关专业的规定。

系统编号 S4S5 用于将 S1S2S3 标识的系统或装置进一步细分，即细分成子系统或子装置；S4S5 由两位阿拉伯数字构成

设备码由分类码 T1T2 和设备编号 T3T4T5 组成

设备分类码 T1 为分类码的主组，T2 是分类码的子组

设备编号 T3T4T5 由三位数字构成，一般采用流水顺序 001、002、...999，每位上的“0”必须写出。

这些编号代码元素应按照本细则的约定取值，并遵循以下原则：
当前面一个标识元素改变时，编号重新开始；

编号可以连续或分组；

编号不要求连续；

多余的 O 必须写上。

11 主要技术经济指标

序号	项目	单位	数值 (初设投标阶段)	数值 (可研阶段)	备注
1	设计性能指标				
1.1	全厂热效率	%	45.65	45.6	
1.2	发电标准煤耗	g/kWh	269.45 (不含低温省煤器)	269.73	
1.3	全厂厂用电率	%	5.14 (含脱硫)	5.0	
1.4	供电标准煤耗率	g/kWh	284.05 (含脱硫)	283.93	
1.5	每百万千瓦容量耗水量	m ³ /s.GW	0.058	0.063	
2	总布置指标				
2.1	总用地面积	hm ²	60.68	62.79	
2.2	厂区用地面积	hm ²	30.76	32.87	
2.3	单位千瓦用地面积	m ² /kW	0.233	0.249	
2.4	建筑系数	%	43.50	39	
2.5	场地利用系数	%	70.95	68	
2.6	土石方工程量		/	/	
2.6.1	挖方工程量	万 m ³	6.66	7	
2.6.2	填方工程量	万 m ³	6.66	12	
2.7	厂区绿化系数	%	15.0	15	
3	耗材指标				
3.1	单位千瓦钢材耗量	t/kW	0.0467	0.0458	
3.2	单位千瓦木材耗量	m ³ /kW	0.0015	0.0012	
3.3	单位千瓦水泥耗量	t/kW	0.1156	0.0954	
3.4	电缆耗量				
3.4.1	动力电缆	km	347	/	
3.4.2	控制电缆	km	1745	/	
4	工程投资指标				
4.1	静态投资	万元	581863	/	
4.2	静态单位造价	元/kW	4408	/	

序号	项目	单位	数值 (初设投标阶段)	数值 (可研阶段)	备注
4.3	动态投资	万元	602077	/	
4.4	动态单位造价	元/kW	4561	/	
4.5	单位土建造价	元/kW	1207	/	
4.6	单位设备造价	元/kW	1950	/	
4.7	单位安装造价	元/kW	700	/	

12 技术创新措施

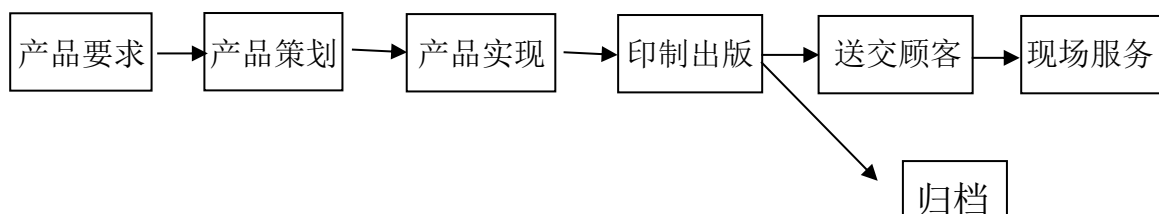
12.1 工程主要设计特点

- (1) 主机冷却采用间冷，采用两机一塔布置方案。
- (2) 汽轮机回热系统采用九级回热抽汽系统，并在 3 级抽汽管路上设置外置蒸汽冷却器。
- (3) 本工程考虑采用锅炉余热综合利用系统，可以将锅炉效率提高 1.5%。
- (4) 设临炉加热系统：两台机组建成后，单台机组启动时由邻机 2 段抽汽向本机 2 号高加供汽，实现锅炉不点火热态冲洗，即能缩短启动时间也可节约燃料，也对控制锅炉高温管道氧化皮有益处。
- (5) 给水系统配置 100% 容量的单列高压加热器。
- (6) 给水系统配置 1 台 100% 容量汽动给水泵、前置泵及小汽机同轴布置。
- (7) 采用内置式除氧器，减少连续排气量、降低系统阻力、减少主厂房体积，减少初投资。
- (8) 凝结水系统配置 2 台 100% 容量的凝结水泵，凝结水系统合理配置，凝结水泵采用变频调速，降低厂用电。
- (9) 取消凝结水贮水箱，与化水除盐水箱合并，凝结水输送泵和凝结水补充泵布置在化水车间。
- (10) 低加疏水系统设置低加疏水泵，低加疏水泵采用永磁调速。降低机组热耗、降低厂用电。
- (11) 辅机冷却水采用干湿联合冷却塔。
- (12) 合理选择四大管道和抽汽管道流速，优化四大管道和抽汽管道压降、采用弯管工艺、优化布置。
- (13) 采用新型保温技术，降低热力系统散热损失、提高保温材料的重复使用率。

12.2 设计管理及先进设计手段的采用

12.2.1 设计组织及技术服务保障

12.2.1.1 西北院勘察设计产品实现的主要流程



产品要求由市场开发部负责组织确定，并按产品类型传递到相应的归口部门，产品策划由归口部门实施，组织并分配任务到各相应的专业。产品实现由整个工程项目组全体成员完成文件成品。出版后的成品按规定的要求分别送交顾客和归档。由归口部门按照合同及顾客的要求派遣工地代表进行现场服务。

12.2.1.2 工程实施过程

(1) 工程勘测设计项目具备开工条件后，市场开发部下达工程勘测设计项目开工报告。

(2) 各部门根据项目情况确定项目负责人，委派有资格和能力的人员负责和参加。

(3) 由设计总工程师策划编写“工程设计计划大纲”。计划包括工程质量目标、设计依据、主要设计原则，设计输入设计输出的控制，设计验证、设计评审工作量、进度计划、资源配置等。

(4) 对顾客有要求或工程技术条件复杂的工程项目，按《Q-IN208-2000 质量计划编制程序》要求，由设计总工程师负责编制“工程质量计划”，质量工程师配合。

(5) 在工程的适当阶段按策划文件的安排进行产品的评审，在产品输出前进行全面的产品验证，在工程结束后对照策划的质量目标进行检查和总结。

(6) 设计和开发过程控制执行《Q-IN209-2000 设计和开发控制程序》；勘测过程执行《Q-IN210-2000 勘测过程控制程序》；环评过程控制执行《Q-IN211-2000 环评过程控制程序》；水土保持方案编制过程控制执行《Q-IN212-2000 水土保持方案编制过程控制程序》；劳动安全卫生预评价过程控制执行《Q-IN213-2000 劳动安全卫生预评价过程控制程序》；服务过程控制执行《Q-IN216-2000 工代服务程序》。

12.2.1.3 设计和开发

(1) 按《Q-IN209-2000 设计和开发控制程序》开展各项设计活动。工程项目设总编制《工程设计计划大纲》，依据合同及相关产品要求，规定设计依据、设计范围、设计原则、设计接口、设计输入、设计输出、设计评审、设计验证、设计确认、设计更改及设计进度等，制订本工程质量目标，并分解至各专业，组织实施，评价其实施效果。

(2) 设计输入应按照规定要求保证其完整性，并进行评审或审批。

(3) 设计输出符合设计产品内容深度规定，符合设计输入的要求，满足合同或规定的特殊要求，符合有关的规程、规范和法规。

(4) 在本工程各设计的适当阶段进行设计评审。设计评审分为处级和院级评审，并可邀请顾客和施工单位参加。

(5) 设计校审符合我院勘测设计产品校审的具体规定。

(6) 初设阶段的设计产品，由顾客或主管部门委托咨询机构进行审查。合同或法规规定必须进行设计确认的产品，项目经理按要求组织实施。

(7) 设计更改前应得到专业主任工程师，必要时得到主管总工程师的批准。在设计更改过程的适当阶段进行设计评审，评审包括对相关专业和已交付产品的影响，并作好评审记录。更改后的设计产品仍应按照校审制度各级审签及会签。更改后的设计产品由设计总工程师负责通知分发部门及时发送到产品接收部门，替换原图。主要设计人负责将更改后的底图归档，必要时通知档案处替换原底图。

12.2.1.4 服务保证措施

(1) 实行首问负责制

在设计过程中，及时、准确地获知建设单位的想法是我们与建设单位良好沟通的第一步。积极主动地与建设单位联络是本工程各级设计人员义不容辞的责任。除此之外，我院还在全体员工中开展服务意识的培养和服务技能的培训工作，确保其它未参与本工程设计工作的我院员工，在接到建设单位的电话或来函后，都将认真记录并第一时间将建设单位的想法和要求向工程负责人汇报，让建设单位能够感受到我们的热情和周到，并保证建设单位与我院的沟通及时、有效。

(2) 满足建设单位个性化的要求

在获知建设单位的要求和想法之后，认真、细致地落实也是我院设计阶段服务工作的一个重要组成部分。我院为此实行了有问必答制，也就是说，在全过程设计中，对建设单位提出的任何对本工程的意见和建议，我们都将加以分析并论证其可行性。对于可行的建议将在设计原则或设计图纸中加以体现。我们还可以利用所拥有的对设计程序和

标准的了解向建设单位提出对其建议的改进措施，保证建设单位的想法在本工程设计阶段得到最大限度的实现，满足建设单位个性化的要求。

（3）制定设计进度确保措施

在目前建设工期十分紧张的情况下，设计的进度是建设单位关心的设计问题的重点，我们的设计进度定期汇报制将会满足业主对这一方面的关注。我院将提供更为详尽和准确的进度计划表。但是由于工程建设是个长期、复杂和多方面配合的过程，随着设计的不断深入和现场施工、设备供货的全面开展，部分图纸的交付计划可能会加以调整。为了让建设单位随时了解设计进展情况，并能够根据现场施工和设备交付的进度及时调整图纸交付要求，保证继续图纸的及时提供，保证现场连续不间断施工，我院各个专业将每月向建设单位提交上月已出版的图纸目录和下月计划出版的图纸目录，供建设单位备查。另外，我们还将根据近期其他工程的实践，不定期地按照建设单位要求，进行建设单位、施工单位与设计院之间和沟通和协调工作，以确保施工图设计与现场施工进度的衔接。

（4）加大参与设计联络会的力度

工程建设离不开各方的积极配合，为了保证工程建设的顺利进行，有关的联络会、评审会必不可少，这也是建设单位了解工程进展情况的重要方式。我们理解并全力支持建设单位召开的每一次联络会议，并将按照要求派专业主设人或设计人参加，必要时由主管总工或设计总工程师带队。如果专业主设人因故不能参加，则由相关专业主管主任工程师代替，保证不会因我们的原因造成会议的拖期或造成遗留问题。

（5）密切跟踪施工进度，提高服务效率

为保证我院与施工现场的联系迅速和紧密，我们将每个月派各专业主设人轮流进驻现场进行设计跟踪和工地服务，了解现场施工进度、对已出版图纸的设计质量以及有可能影响施工进度的设计等问题，并及时加以修正，还要将建设单位的反馈意见进行整理，指导下一阶段的图纸出版和设计工作。

（6）派出工地总代表，加强总体协调力度

为了加强对现场工地代表的管理，我院将派出工地总代表（现场服务经理），负责现场服务工作总协调，保证现场服务及时、准确、周到。

现场服务经理的委派人选，首先是建设单位满意，并对现场工作认真负责，有内外亲和力和。

（7）加强服务人员服务意识的培训

所有的现场服务人员在进入现场前，都要进行服务意识教育和培训，保证所有进驻现场的我院人员不仅熟悉工代工作的职责、权限和工作程序，还能与建设各方积极、热情地配合，保证有效、及时地沟通，保证工程建设的顺利进行。

（8）制定重大设计变更传递审查制度

重大设计变更必须按院颁管理程序由院内有关层次决策人员审查，并报建设单位审查、确认，一定严格控制重大设计变更的发生数量，从而控制工程造价。

（9）设计变更费用与工程同步进行

对每张变更通知单或工程联系单进行费用计算，及时反馈建设单位，帮助建设单位随时了解与工程设计有关的各项变更支出，为建设单位今后测算工程量提供依据。

（10）重大设计修改进行现场设计

工地发生的问题，若属超出合同范围内的重要问题，例如重大修改设计、增加设计内容或因施工要求过度压缩设计周期等，我院的设计工代都将及时向院有关部门反馈并积极配合建设单位和施工单位进行设计修改，必要时我院将相关专业人员进驻工地进行现场设计。

（11）制定本工程的服务制度

根据院 Q—IN216—2000 服务程序制定本工程的服务制度，内容包括指挥部会议纪要处理问题反应措施、工程联系单问题处理反应措施、设计变更处理措施、工地巡查监督措施、安全文明服务措施、企业文化实施措施和与院内专家沟通措施等。

（12）工地服务

认真做好工代服务质量工作，工代进入工地之前，组织工代进行培训学习，在工地期间认真贯彻执行，根据我院以往成功的管理经验，现场派服务经理总负责，对工地服务工作定期检查和考核并及时向院里汇报。通过现场服务和远程服务相结合的服务方式，确保工地服务小事不过一天，大事不过三天。院领导将定期下工地检查工代工作，并积极听取顾客对设计工作和工代工作的意见和要求，确保顾客满意。

（13）工程竣工投产后的服务

工程投产后，工程主管部门将组织进行设计回访。由工程设计总工程师负责组织，院主管总工程师、专业主要设计人或工地代表及职能部门人员参加。设计回访主要通过建设单位、监理单位、施工单位和运行单位等进行沟通，确保顾客对我院设计质量和服务等方面满意。

12.2.2 设计进度保障措施

本工程具有“边采购、边设计、边施工”的特点。根据本工程的特点，我院从设计进度保障方面采取了以下措施：

12.2.2.1 人力资源方面

为了保障工程的设计进度，我院将为本工程配置技术上最强的设计人员和技术管理人员，且从设计人员数量上给予了保障。

12.2.2.2 设计手段方面

本工程将利用 PDMS 三维程序进行多专业并行设计，采用国际上先进的分版出图方式进行施工图设计，提高设计的工作效率和质量。

12.2.2.3 项目组织方式

采用国际上通行成熟的矩阵设计管理的设计组织方式。

12.2.2.4 结论

我院在项目实施的过程中，通过与建设单位密切配合，采取加大人力资源配置，采用先进的设计手段、项目组织方式和创新的出图方式，加强设计过程动态管理等措施，在确保设计质量的前提下，提高了设计效率，完全能满足本工程各里程碑节点进度对设计图纸的需求。

12.2.3 设计优化措施

(1) 在设计及建设期间应充分借鉴国内外的先进设计思想，采用先进的设计手段和方法，对工程设计进行创新和优化，努力打造一个高质量、低造价、低运行成本的优秀设计，把本工程建设成为有竞争力长期可赢利的项目。

(2) 项目建设按照成本领先战略指导思想进行设计和建设。按照建设节约型社会要求降低能源消耗和满足环保要求，以经济、适用、安全、可靠、高效、环保为原则。充分考虑发电公司在迎接未来的竞价上网时，对系统设计优化，提高设备可靠性、降低备用余量，降低工程总投资等需求。全厂热效率、供电煤耗、厂用电率、水耗、污染物排放、占地面积、电厂定员、发电成本等各项技术经济指标，在国内同类机组水平上处于领先地位。主要设计性能指标（全厂效率、煤耗、水耗、厂用电率、占地、造价等节能指标）达到国内同类机组先进水平，布置和系统设计要增强环保意识，体现在对环境影响小，对资源消耗少，实现可持续发展。

13 存在问题及建议

(1) 本工程目前已经取得核准文件，但是尚未完成征地手续，需要尽快完成厂

区及灰场土地征拆。

(2) 本工程尚未取得接入系统报告批复意见。待本工程接入系统方案获批后，建议建设单位尽快联系相关部门开展电厂送出工程勘察设计工作，送出工程应与电厂工程同步建设。

(3) 下阶段尽快进行主要辅机招标工作，如空冷岛、脱硫岛、排渣系统、水泵、风机等，以保证下阶段施工总图设计的顺利进行，确保整体工程建设进度。

14 附件

附件 1：庆阳市人民政府办公室关于项目纳规有关情况的说明

庆阳市人民政府办公室

庆阳市人民政府办公室 关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目 纳规有关情况的说明

省自然资源厅：

正宁电厂（一期）2×66 万千瓦项目为国家发展改革委 2014 年核准的火电项目，由华能甘肃能源开发有限公司出资建设，但迟迟未开工。为加快项目建设，2023 年 5 月我市将项目纳入《庆阳市“十四五”电力规划》《庆阳市“十四五”火电电源发展规划》，2023 年 9 月省政府将该项目煤电指标调整给甘肃能化股份有限公司实施，项目名称变更为甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目，建设地点由庆阳市正宁县变更为庆阳市宁县早胜镇。

特此说明。


庆阳市人民政府办公室
2024 年 3 月 8 日

附件 2：甘肃省能源局关于甘肃能化庆阳 2X660MW 煤电项目核准的批复

甘肃省能源局文件

甘能发〔2024〕25 号

甘肃省能源局关于甘肃能化 庆阳 2×660 兆瓦煤电项目核准的批复

庆阳市能源局，甘肃能化股份有限公司：

报来《庆阳市能源局关于核准甘肃能化庆阳 2×660 兆瓦煤电项目的请示》（庆市能源〔2024〕17 号）和《甘肃能化股份有限公司关于甘肃能化庆阳煤电项目核准的请示》（能化股份〔2024〕55 号）及有关材料收悉。经研究，现就该项目核准事项批复如下：

为贯彻落实国家安全战略布局，保障能源电力可靠供应，改善能源供应结构，满足我省负荷发展需要，提高电网安全稳

- 1 -

定运行水平，提升系统调峰能力，促进新能源可靠并网消纳。
同意建设甘肃能化庆阳 2×660 兆瓦煤电项目（项目代码：
2403-620000-04-01-304827）。

甘肃能化股份有限公司作为项目法人单位，负责项目建设、
经营和管理。

二、项目建设地点位于庆阳市宁县境内。

三、本项目建设 2×660 兆瓦高效超超临界燃煤空冷发电机
组。

电厂采用间接空冷系统，年用水量 164 万立方米，采用九
龙川煤矿矿井水作为水源，最终以项目水资源论证报告批复为
准。电厂年需燃煤 245.36 万吨，采用正宁矿区核桃峪、新庄、
九龙川井田，通过皮带运输至电厂。电厂所排灰渣全部综合利
用，事故灰场在早胜镇南北村建设。

本工程拟以 2 回 330 千伏线路接入德尚变电站，具体以接
入系统批复意见为准。配套送出工程由电网企业投资建设。

四、本工程动态总投资 620169 万元，其中项目资本金为
124034 万元，占总投资的 20%，由甘肃能化股份有限公司出资，
其余资金申请贷款解决。

五、本工程同步安装烟气脱硫、脱硝、高效静电除尘器和
在线烟气连续监测装置，各项排放指标要符合国家环保要求，

机组大气污染物要实现超低排放标准。项目单位要优化工程设计，选用节能设备，加强节能管理。项目投产后发供电煤耗、大气污染物排放等指标应符合国家相关要求。

六、项目勘察、设计、建筑、安装等单位的选择和主要设备及重要材料的采购，要严格按照《甘肃省招标投标条例》的规定和要求，采用规范的公开招标方式进行。主体工程费用在工程概算和财务决算中计列、考核。工程造价以公开招标签订的合同为基础，以经审计的工程财务决算为准，并以此作为企业财务核算依据。

七、项目单位要严格遵守安全生产有关法律法规和规程规范，落实安全生产主体责任，建立健全管理制度，落实灾害防治措施，保证建设生产安全。

八、项目核准的相关文件是：《建设项目用地预审与选址意见书》（用字第 6210262024XS0005440 号）、《庆阳市项目建设社会稳定性风险评估事项备案表》等。

九、如需对本项目核准文件所规定的有关内容进行调整，请按照国家发展改革委《政府核准投资项目管理暂行办法》、《甘肃省企业投资项目核准和备案管理办法》的有关规定，及时以书面形式向我局提出调整申请，我局将根据项目具体情况，作出是否同意变更的书面决定。

十、请庆阳市能源局会同相关部门，支持和协助项目单位办理土地使用、资源利用、安全生产等相关手续，在未取齐法律法规规定的审批文件前，严禁开工建设。

十一、项目予以核准决定或者同意变更决定之日起 2 年未开工建设，需要延期开工建设的，项目单位应在 2 年期限届满的 30 个工作日前，向我局申请延期开工建设。开工建设只能延期一次，期限最长不得超过 1 年。国家对项目延期开工建设另有规定的，依照其规定。

附件：项目招标事项核准意见表



附件 3：甘肃省自然资源厅关于项目的用地预审要求

甘 肃 省 自 然 资 源 厅

关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目的 用地预审要求

根据《中华人民共和国土地管理法》《建设项目用地预审管理办法》（原国土资源部令第 68 号）有关规定，对甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目进行了用地预审，现提出以下要求：

一、该项目用地总规模 34.5132 公顷，土地利用现状为农用地 33.4218 公顷（耕地 32.349 公顷），建设用地 1.0914 公顷。在初步设计阶段，应严格落实节约集约用地要求，从严控制用地规模。

二、建设单位和地方人民政府应足额落实补充耕地、土地复垦等相关费用，在用地报批前按规定做好耕地占补平衡及土地复垦前期工作。同时，地方政府应按照国家法律规定，要求建设单位将被占用耕地耕作层土壤剥离利用；综合土地整治、高标准农田建设和土地复垦等工作，及时组织开展耕作层土壤剥离利用、补充耕地；用地报批时，耕作层土壤剥离利用安排情况随同补充耕地方案一并予以说明。

三、有关地方人民政府要根据国家法律法规和有关文件的规定，认真做好征地补偿安置前期工作，足额安排补偿安置资金并纳入工程项目预算，合理确定被征地农民安置途径，保证被征地

农民原有生活水平不降低，长远生计有保障，切实维护被征地农民的合法权益。

四、未取得建设用地批准手续的不得开工建设。已通过用地预审的项目，如对土地用途，建设项目选址等进行重大调整的，应当重新办理用地预审。

五、项目用地范围如涉及自然保护区、水源保护地、风景名胜区、国家公园等各级各类自然保护地的，须在项目实施建设前依法办理准入行政许可手续。



附件 4：建设项目用地预审与选址意见书

项目 名称		甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目	
项目 代码		2403-620000-04-01-304827	
建设 单位 名称		甘肃能化股份有限公司	
项目 建设 依据		《庆阳市“十四五”火电电源发展规划》	
项目 拟选 位置		庆阳市宁县	
拟用地 面积 (含各地 类明细)		总用地面积 34.5132 公顷，土地利用现状为农用地 33.4218 公顷（耕地 32.349 公顷），建设用地 1.0914 公顷。	
拟建设 规模		拟建设 2×660MW 燃煤发电机组 1 座。	
甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目用地预审要求			

遵守事项

一、本书是自然资源主管部门依法审核建设项目用地预审和规划选址的法定依据。

二、未经依法审核同意，本书的各项内容不得随意变更。

三、本书所需附图及附件由相应权限的机关依法确定，与本书具有同等法律效力，附图指项目规划选址范围图，附件指建设用地要求。

四、本书自核发有效期三年，如对土地用途、建设项目选址等进行重大调整的，应当重新办理本书。

中华人民共和国

建设项目

用地预审与选址意见书

用字第 6210262024XS0005440 号

根据《中华人民共和国土地管理法》《中华人民共和国城乡规划法》和国家有关规定，经审核，本建设项目符合国土空间用途管制要求，核发此书。

核发机关 甘肃省自然资源厅

日期 2024年4月12日

流水号：620000202400017

附件 5：社会稳定性评估报告

甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目 社会稳定风险评估报告

评估主体：甘肃能化股份有限公司

编制单位：甘肃社稳项目评估咨询有限公司

日 期：二〇二四年一月

附件 6：社会稳定性评估事项备案表

评估事项备案表			
填报单位：甘肃社稳项目评估咨询有限公司		采用程序：一般程序	
事项名称	甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目		
评估主体	甘肃能化股份有限公司	责任人及联系方式	张俊谋 15709430011
事项概况	<p>甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目为甘肃能化九龙川煤矿配套建设煤电一体化项目，规划容量 2×660MW 燃煤发电机组，按设计煤种年耗煤量 355.79 万吨/年，燃煤由九龙川煤矿供应，全部采用皮带运输进厂，过渡期采用周边煤矿作为煤源，采用汽车运输。项目拟建厂址位于宁县东南面约 13km 处，国道 G327 从厂址北侧通过；G211 从厂址西侧通过；高速 G69 从厂址南侧 3.6km 通过。厂址可利用场地东西长约 1.8km，南北宽约 1.0km，厂区用地面积约 517.699 亩，贮灰场占地约 1129.347 亩。</p> <p>工程计划 2024 年 6 月开工，两台机组分别计划于 2026 年 9 月和 2026 年 12 月投产。</p> <p>本项目总投资约 74 亿元（具体金额以实际情况为准），工程注册资本金占全部动态投资的 20%，其余 80%投资通过融资渠道解决。</p>		
评估工作开展情况	<p>一、对国家、地方、行业相关的法律法规、政策文件、项目的现有各项审批文件、会议纪要等材料进行收集，在此基础上进行系统的分析、整理和统计。</p> <p>二、现场调研，对事项拟建地的实地走访，了解事项相关的工作内容等情况，同时走访调研受影响村民对项目的态度。</p> <p>三、根据收集到的各类文件和民众意见，分别对工程前期准备期、建设实施期、运营期几个阶段存在的风险进行识别，对各个风险因素进行评估、分析，确定潜在的风险等级，并针对性的提出相关防范措施与建议。</p>		
评估出的主要风险	<div>一、资金筹措和保障</div> <div>二、环境影响</div> <div>三、征地拆迁与补偿安置风险</div> <div>四、政策规划和审批程序</div> <div>五、项目管理</div> <div>六、地质灾害</div> <div>七、安全卫生</div> <div>八、劳资薪酬</div> <div>九、周边交通影响</div>		
风险防范化解控制措施预案	<p>本次评估报告已制定社会稳定风险应急处理预案，发生群体性事件时，应迅速向相关部门报告并启动应急预案。本次应急预案包括：（1）组织机构；（2）预警机制；（3）应急响应；（4）应急保障；（5）动态跟踪。</p>		
评估结论（风险等级）	<p>经综合分析，该项目社会稳定风险经化解后风险等级确定为低风险，该项目综合风险可预测、可防范、可控制。</p> <div>评估单位（盖章）：甘肃社稳项目评估咨询有限公司</div> <div>2024 年 12 月 12 日</div>		
前期风险化解控制情况	<p>一、资金筹措和保障化解措施：本事项资金来源为自筹及银行贷款，资金一步到位的可能性较低，如果资金断裂，很有可能造成项目搁置甚至停工。同时建设单位要与相关单位做好对接，确保在项目前期资金足额及时到位，避免发生因资金不足、滞留等原因影响改造进度。项目实施要贯彻执行节约成本，降低消耗的措施。二、征地拆迁与补偿安置风险化解措施：1.确保征收程序合法，严格按照国家的相关规定执行；2.明确征收的主体和实施单位；3.依法依规确定征地拆迁的补偿标准；4.制定合理可行的安置补偿方案，严格按照国家相关规定进行补偿安置。三、政策规划和审批程序风险化解措施：1.本项目其他各项手续还在同步办理中，实施本项目前应积极与自然资源、规划、环保、发改等部门进行沟通协调，及时调整规划，使项目与规划保持一致。2.从观念上摒弃“先建后批”的思想，工程建设要经过立项、设计、报建、建设和验收等多个环节，每一个环节所需要的审批都十分严格，“先建后批”的侥幸心理往往会带来巨大的经营风险。为避免此类风险的发生，建议主体单位首先要从观念上树立严格按照法律法规办事的意识，依法依规办理和完善规划和建设手续办理是唯一的解决之道。</p>		

中后期风险化解控制措施方案	<p>一、环境影响化解措施：1.采用低氮燃烧技术，同步建设石灰石—石膏湿式烟气脱硫装置。2.厂区生活污水汇集于生活污水调节池内，工业废水汇集于工业废水调节池内，经澄清、过滤处理后回用于辅机冷却水系统。3.在总平面布置设计中做到统筹规划，合理布局。声源设备及车间集中布置，并尽量远离对噪声敏感的区域。加强厂区内的车辆管理。加强运灰车辆管理，昼间运输，禁止夜间运输。4.在各转运站、碎煤机室、煤仓层等建筑物内的落料点均设有除尘设备，在带式输送机导料槽出口设有喷水抑尘装置，防止煤尘飞扬。5.做好环境监测工作。6.本项目环境影响评价和水土保持方案编制工作正在同步进行中，待环评报告和水土保持方案完成并经相关部门批复后，按环评报告、水土保持方案及其批复文件的要求严格执行。二、项目质量化解措施：首先，责任主体单位、建设单位应依照《建设工程质量管理条例》（中华人民共和国国务院令第 279 号）和《中华人民共和国建筑法》（中华人民共和国主席令第 46 号）要求，加强项目建设和工程质量的管理；责任主体单位必须严格落实项目负责人质量终身责任，落实项目法人对工程质量终身责任制；重点监测实施环境保护与水土保持施工方案的落实；购买工程保险。三、地质灾害风险化解措施：1.提高思想认识，高度重视地质灾害风险防范。2.全面开展地质灾害隐患排查，强化重点部位风险防控。3.进一步完善应急预案，落实灾害紧急应对措施。4.加强监督指导，做好工作协调。四、安全卫生化解措施：1.贯彻执行国家及地方对工程建设的各项方针政策，严格执行工程建设程序；统筹安全，科学合理。根据国家、省市有关部门颁发的法律、法规、暂行条例及相关单位的要求建立各种适合本工程的质量管理制度。2.严格按照《大中型火力发电厂设计规范》《建筑设计防火规范》（GB50016）的规定要求进行设计，遵照国家“预防为主、防消结合”的方针。五、劳资薪酬化解措施：首先建设单位应严格按照国务院下发的《保障农民工工资支付条例》《工程建设领域农民工工资保证金规定》（人社部发〔2021〕65 号）及《甘肃省工程建设领域农民工工资保证金规定实施办法》中的规定执行，有效预防和解决拖欠农民工工资问题。六、周边交通影响化解措施：1.项目施工车辆出入口处明显位置树立反光警示牌；2.在施工现场设置深蓝色钢板围蔽和活动护栏，减少施工对外界的影响和防止车辆误入施工场地；3.施工场地夜间增加照明；施工单位对施工车辆及施工人员进行加强管理，合理安排施工车辆的运输时间；4.在出现交通拥堵时成立临时交通疏导部门，专门负责交通疏导工作，保证交通良好运行。</p>
全程化解控制风险的责任领导和责任单位	<p>张俊印</p> <p>评估主体（盖章） 2024 年 1 月 19 日</p>
决策审批部门意见	<p>情况属实，同意实施。</p> <p>决策审批部门（盖章） 2024 年 1 月 22 日</p>
同级稳评主管部门意见	<p>同意报备</p> <p>稳评办（盖章） 2024 年 1 月 27 日</p>
上级稳评主管部门意见	<p>同意报备</p> <p>稳评办（盖章） 2024 年 1 月 24 日</p>

注：此表一式三份，填报单位、同级稳评业务主管部门和上级稳评业务主管部门各一份。

附件 7：宁县自然资源局关于项目用地符合规划情况说明

宁县自然资源局

宁自然资函字〔2024〕18 号

宁县自然资源局 甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目用地 符合规划情况说明

甘肃能化股份有限公司：

根据你单位报来的《关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目纳入国土空间规划及“一张图”承诺的函》已收悉。经我局审查，该项目拟选址用地在城镇开发边界以外，建议按照单独选址的方式报批用地，我局将甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目，已纳入庆阳市人民政府审查通过待批的《宁县国土空间总体规划（2021-2035 年）》及重点建设项目安排表内，确保该项目顺利实施。

特此说明



附件 8：宁县国土空间规划（2021-2023 年）

双击可隐藏空白

宁县国土空间总体规划 (2021-2035 年)

文 本
(报批稿)

宁县国土空间总体规划
(2021-2035 年)

宁县人民政府
2023 年 8 月

附表 1. 重点项目建设安排表

序号	项目名称	建设年限	建设类型	用地规模 (亩)
一、工业能源类				
1	宁县石油开发利用项目	2021-2025	新建	-
2	“气化庆阳”天然气输气干线项目	2023-2025	新建	
3	宁县天然气输气主干线工程	2022-2024	新建	
4	甘肃新电谷科技有限公司充电桩项目	2023-2025	新建	-
5	宁县九龙川矿井及选煤厂项目	2021-2025	新建	-
6	宁县新庄煤矿建设项目	2020-2023	续建	-
7	宁县米家沟选煤厂项目	2020-2021	续建	-
8	宁正矿区铁路专用线项目	2020-2021	续建	-
9	核桃峪运煤栈桥项目	2020-2021	续建	-
10	宁县新庄镇煤矸石利用项目	2021-2025	续建	120
11	和盛工业集中区新能源新材料产业园项目	2021-2025	续建	500
12	和盛工业集中区轻工机械制造产业园项目	2021-2025	续建	500
13	庆阳市鸿阳锐达焦炉煤气综合利用项目	2024-2025	新建	1170
14	陕西化建天然气化工项目	2024-2025	新建	1000
15	庆阳海创年处理 9.6 万吨油田废弃物处置及资源化利用项目	2021-2022	新建	78
16	庆阳惠众沥青混合料拌合站建设项目	2021-2022	新建	60
17	庆阳昊坤煤矸石、煤泥深加工、转化利用建设项目	2021-2022	新建	-
18	长庆桥煤焦化循环经济项目	2021-2024	新建	-
19	宁县木林森活性炭项目	2023-2024	新建	-
20	宁县石油装备制造项目	2023-2025	新建	-
21	宁县煤机制造项目	2023-2025	新建	-

22	宁县小微企业孵化园项目	2023-2025	新建	-
23	宁县农业机械装备制造项目	2024-2025	新建	-
24	宁县防腐管建设项目	2021-2025	新建	-
25	长庆桥工业集中区联能厂区建设项目	2021-2022	新建	-
26	恒瑞康药业、皇冠工贸生产提标项目	2021-2025	新建	-
27	甘肃新能源环保科技有限公司生物质颗粒燃烧设备制造生产线项目	2021-2022	新建	-
28	宁县永越建材有限公司建设项目	2023-2024	新建	-
29	庆阳中科通达新能源科技有限公司产业园	2023-2024	新建	-
30	甘肃陇东仁仁药业制药项目	2022-2024	新建	201.66
31	甘肃丰获能源有限责任公司煤矸石加工点项目	2023-2024	新建	-
32	14 万立方米（折标 9000 万块）煤矸石综合利用烧结空心砖及空心砌块项目	2021-2023	新建	-
33	庆阳昊鑫恒益油气田钻采废弃物集中处理项目	2022-2024	新建	-
34	湘乐冯咀城 1 气站	2021-2024	新建	-
35	九岘乡北庄村村级光伏电站建设项目	2022-2024	新建	-
36	油田设备制造项目	2023-2024	新建	-
37	国电投山西分公司 700MW 风光储一体化项目	2024-2027	新建	-
38	天能集团新能源综合运用示范项目	2024-2027	新建	-
39	长庆油田分公司第十二采油厂——庄五联合站建设用地（宁县）	2024-2027	新建	-
40	宁县城区天然气调峰中心项目	2024-2027	新建	-
41	甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目	2024-2027	新建	-
二、乡村振兴产业类				
42	宁县苹果品牌创建产业体系建设项目	2021-2025	新建	-
43	宁县苹果包装配套系统建设项目	2021-2025	新建	-
44	宁县万吨中药材深加工项目	2022-2023	新建	-

附件 9：节能报告（初稿）

甘肃能化股份有限公司
甘肃能化庆阳2×660兆瓦煤电项目

节能报告
（初稿）

建设单位名称：甘肃能化股份有限公司
编制单位名称：京咨华夏（北京）规划咨询有限公司
二〇二四年六月

附件 10：可行性研究报告评审纪要

电力规划设计总院 文件

电力规划总院有限公司

电规发电〔2024〕83 号

关于印发甘肃能化庆阳 2×660MW 机组工程 可行性研究报告评审会议纪要的通知

甘肃省发展和改革委员会、能源局，甘肃能化股份有限公司，甘肃能化庆阳煤电项目部，中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司：

受甘肃能化股份有限公司的委托，电力规划设计总院（电力规划总院有限公司）于 2024 年 2 月 1 日，以网络视频和现场会议相结合的方式主持召开了甘肃能化庆阳 2×660MW 机组工程可行性研究报告评审会。现印发评审会议纪要，请各有关单位按照

— 1 —

国家相关规定和本次评审会议纪要要求完成各项补充工作。



甘肃能化庆阳 2×660MW 机组工程可行性研究报告 报告评审会议纪要

受甘肃能化股份有限公司的委托，电力规划设计总院（电力规划总院有限公司）于 2024 年 2 月 1 日，以网络视频和现场会议相结合的方式主持召开了甘肃能化庆阳 2×660MW 机组工程（以下简称本工程）可行性研究报告评审会。参加会议的有：甘肃省发展和改革委员会，庆阳市能源局，宁县政法委，宁县矿产资源开发办公室（能源局）、发展和改革局、自然资源局、水务局、水土保持和管理局、林业和草原局、交通运输局、农业农村局、应急管理局，庆阳市生态环境保护局宁县分局，庆阳市宁州城乡投资发展集团有限公司，宁县早胜镇镇政府，甘肃能化股份有限公司，甘肃能化庆阳煤电项目部（以下简称建设单位），中国电力工程顾问集团西北电力设计院有限公司（以下简称西北院），中煤科工集团北京华宇工程有限公司，中国能源建设集团甘肃省电力设计院有限公司等单位的代表。

会议期间，与会代表听取了西北院对本工程可行性研究报告的介绍，并分专业组进行了认真的讨论，评审认为西北院编制的本工程可行性研究报告基本可行，现将会议主要评审意见纪要如下：

一、建设的必要性

甘肃电网处于西北电网的中心，是西北电网的重要组成部分

— 3 —

附件 11：接入系统设计（系统一次部分）

62-X1456K-X01

**甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目接入系统设计
可行性研究阶段**

系统一次设计

（初稿）

中国能源建设集团甘肃省电力设计院有限公司

二〇二四年六月

附件 12：启备电源接入系统方案设计（系统一次部分）

62-X1456K-X02

甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目启动备用变接 入系统方案设计

系统一次设计

（初稿）

中国能源建设集团甘肃省电力设计院有限公司

二〇二四年六月

附件 13：项目系统部分设计（电网部分说明）

甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目系统部分设计

电网部分说明

中国能源建设集团甘肃省电力设计院有限公司

二〇二四年一月

附件 14：项目节约用地论证分析专章

甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目 节约集约用地论证分析专章

委托单位：甘肃能化股份有限公司

编制单位：甘肃有色工程勘察设计研究有限公司

二〇二四年三月

附件 15：项目水资源论证报告书

甘肃能化庆阳 2×660 兆瓦煤电项目

水资源论证报告书

(送审稿)

北京中设泛华工程咨询有限公司

二〇二四年九月

附件 16：宁县人民政府关于项目厂区用地不涉及有关保护区的函

宁县人民政府

宁政函〔2024〕65 号

宁县人民政府 关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目厂区 用地不涉及有关保护区的函

市自然资源局：

甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目厂区位于宁县早胜镇南北村和寺底村，总用地面积 34.5132 公顷。按照项目建设用地报批有关要求，我县组织人武部、自然资源、生态环境、文体广电旅游、林草、水务等部门对照勘测定界范围，对厂区用地进行了实地核查。经核查，该项目厂区用地不涉及军事设施、自然保护区、森林公园、风景名胜区和文物保护单位，不占用国家公园和永久基本农田，与生态保护红线无交叉，除压覆宁中煤田矿区外不涉及其他已探明矿权。



- 1 -

附件 17：宁县林业和草原局关于项目厂区范围内是否涉及保护区的复函

宁县林业和草原局

关于对甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目 厂区范围内是否涉及保护区的复函

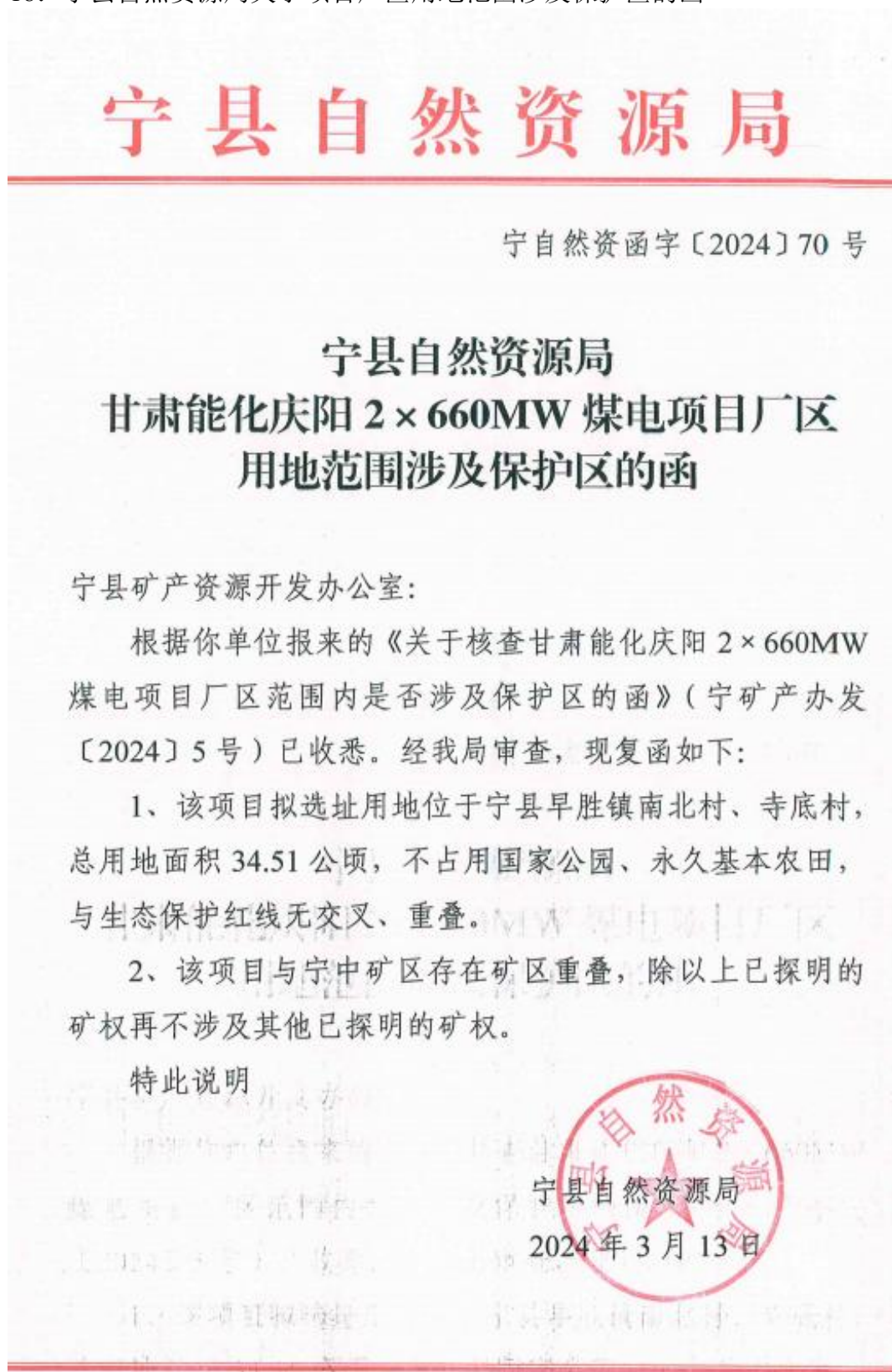
宁县矿产资源开发办公室：

你单位宁矿产办函字〔2024〕5 号《关于核查甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目厂区范围内是否涉及保护区的函》已收悉，现回复如下：甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目拟用地范围，经查询宁县“三调”与林草湿融合数据，该建设项目不涉及我县林草部门管理的自然保护区、森林公园和风景名胜區。

特此函复。



附件 18：宁县自然资源局关于项目厂区用地范围涉及保护区的函



附件 19：宁县文物局关于项目厂区范围内是否涉及文物保护单位的复函

宁县文物局

关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目 厂区范围内是否涉及文物保护单位的复函

宁县矿产办：

你单位报送的《关于核查甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目厂区范围内是否涉及保护区的函》已收悉。经我局认真核查三普数据，该项目未涉及文物保护单位。

相关情况说明：

1. 本次结果以你单位提供的坐标范围为准，如施工超过上述范围，需再次进行查看与说明。

2. 本次结果以及对照电子坐标地图勘察只针对已发现的文物保护点。如在施工过程中，发现出土文物，施工单位应第一时间通告文物保护主管部门，并保护现场，配合文物保护部门做好文物的清理挖掘工作。

特此致函。



附件 20：甘肃省宁县人民武装部关于项目厂区范围内是否涉及保护区的复函

中国人民解放军 甘肃省宁县人民武装部

关于核查甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目 厂区范围内是否涉及保护区的复函

县矿产资源开发办公室：

收到贵单位的函后，我部第一时间安排专人对甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目厂区位于早胜镇寺底村与南北村交界处进行检查，未发现军事设施。



地址：甘肃省宁县新宁镇人民路 12 号

联系电话：0934-8624100

邮编：745200



附件 21：庆阳市生态环境局宁县分局关于项目厂区范围内是否占用水源保护区的复函

庆阳市生态环境局宁县分局

庆阳市生态环境局宁县分局 关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目厂区 范围内是否占用水源保护区的回复函

宁县矿产办：

你单位报送的《关于核查甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目厂区范围内是否涉及保护区的函》（宁矿产办函字〔2024〕5 号）已收悉，现将相关情况回复如下：

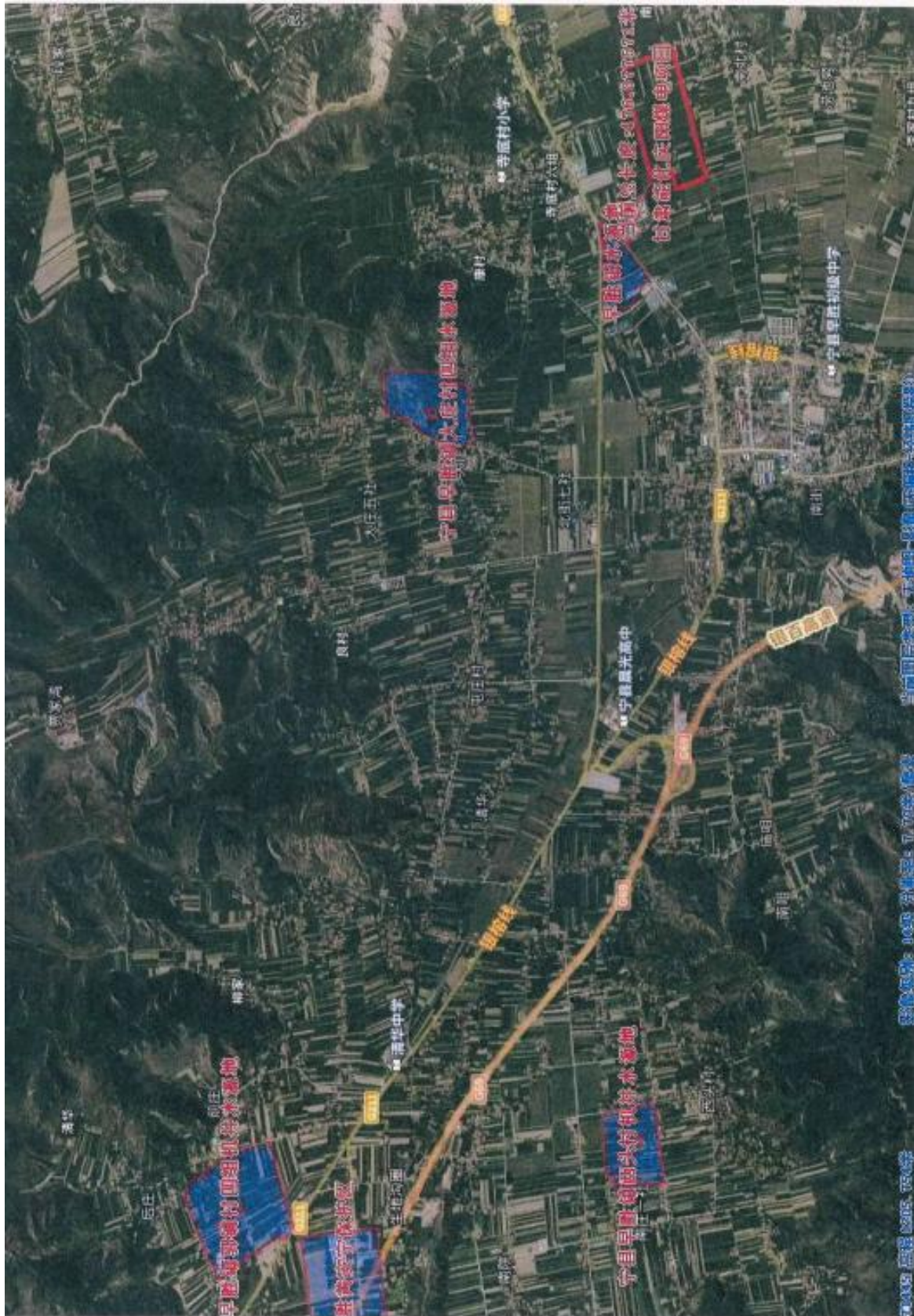
该项目厂区用地涉及早胜镇寺底村与南北村交界处，经数据核查对比选址不涉及集中式饮用水源保护区。请贵单位在项目实施过程中严格遵守环境保护法律法规，对周边涉及的分散式饮用水源地要予以避让或者采取其他保护措施，确保群众饮用水环境安全。另外，该项目选址不涉及自然保护区。

本结果仅对你单位申请文件中提供的坐标值负责，若因坐标值与实际位置不符，造成核对结果不实我局概不负责。

特此函达！

附件：水源保护区核查图





附件 22：宁县人民政府关于项目灰场建设用地核查情况的函

宁县人民政府

宁政函〔2024〕238号

宁县人民政府 关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目灰场建设 用地核查情况的函

甘肃能化庆阳煤电项目部：

收到贵项目部《关于申请变更甘肃能化庆阳2×660MW煤电项目拟选灰场场址建设用地有关情况的函》后，我县立即安排县自然资源局、林草局、水务局、生态环境局、人武部、矿产办、水保局、文旅局、早胜镇、良平镇等部门和乡镇，对拟选灰场场址进行了现场勘查。

经堪查，甘肃能化庆阳2x660MW煤电项目新选灰场选址位于宁县早胜镇寺底村和良平镇马家村，不涉及军事设施、自然保护区、森林公园、国家公园、风景名胜区、生态保护红线和文物保护单位，不占用永久基本农田，涉及重点管控单元，压覆宁中煤田。我县原则同意甘肃能化庆阳2×660MW煤电项目灰场选址，此件不作为项目环评等审批依据。

甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目拟选灰场场址坐标点：

- 1 -

序号	X	Y
1	3923069.0531	502220.2975
2	3922847.7990	502235.4228
3	3922507.3556	502315.0767
4	3922451.2746	502564.4201
5	3922380.9733	502701.9247
6	3922371.6484	502820.9356
7	3922121.1220	503033.5710
8	3922187.7951	503133.3435
9	3922219.7062	503242.3661
10	3922342.8787	503249.6310
11	3922703.2250	503107.0181
12	3922788.3954	502934.9056
13	3922783.7522	502610.9933
14	3922979.6070	502549.5254
15	3923126.1687	502554.4714



宁县人民政府办公室

2024 年 6 月 25 日印

共印 5 份

附件 23：宁县人民武装部关于项目灰场是否设计保护区的复函

中国人民解放军 甘肃省宁县人民武装部

关于《关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目灰场选址现场勘探及核查灰场范围内是否涉及保护区的函》的复函

宁县矿产资源开发办公室：

根据贵单位《关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目灰场选址现场勘探及核查灰场范围内是否涉及保护区的函》的复函已收悉。

经我部核查，该项目选址区域在宁县早胜镇寺底村和良平镇马家村，区域内无军事设施，原则同意贵单位选址。



附件 24：宁县自然资源局关于项目灰场选址范围不涉及保护区的复函

宁县自然资源局

宁自然资函字〔2024〕215 号

宁县自然资源局 关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目灰场 选址范围内不涉及保护区的复函

宁县矿产办：

你单位报来的《关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目灰场选址现场踏勘及核查灰场范围内是否涉及保护区的函》（宁矿产办函字〔2024〕13 号）已收悉，该项目选址位于早胜镇寺底村和良平镇马家村。

经我局核查，该项目不占用永久基本农田，不涉及生态保护红线，压覆宁中煤田。

附件：界址点成果表



附件 25: 庆阳市生态环境局宁县分局关于拟选灰场建设用地与“三线一单”及饮用水源保护区情况的复函

庆阳市生态环境局宁县分局

庆阳市生态环境局宁县分局 关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目拟选 灰场场址建设用地与“三线一单”及 饮用水源保护区情况的复函

甘肃能化庆阳煤电项目部:

你单位《关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目拟选灰场场址建设用地与“三线一单”及饮用水源保护区情况的申请》收悉,根据提供的项目坐标,经复核,项目涉及宁县重点管控单元 01(红色区域)。

请你单位在项目建设过程中严格执行庆阳市总体准入要求中重点管控单元的空间布局约束要求和污染物排放管控要求。同时要加强施工过程管控,尽量减少扰动,合理设置施工场地,场地外禁止施工,确保生态环境功能不降低。此外,该项目选址不涉及饮用水水源保护区。

附件:项目与“三线一单”位置关系



附件 26：宁县林业和草原局关于灰场不涉及保护区、公园和风景名胜区证明

宁县林业和草原局

证明

关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目及灰场选址范围拟用地范围经查询宁县“三调”与林草湿融合数据，该建设项目不涉及我县林草部门管理的自然保护区、国家公园和风景名胜区。

特此证明



附件 27：宁县文物局关于灰场是否涉及保护区的复函

宁县文物局

关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目灰场选址现场踏勘及核查灰场范围内是否涉及保护区的复函

宁县矿产资源开发办公室：

你单位报送的《关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目灰场选址现场踏勘及核查灰场范围内是否涉及保护区的函》已收悉，经我局认真核查三普数据，该项目未涉及文物保护单位。

相关情况说明：

1. 本次结果以你单位提供的坐标范围为准，如施工超过上述范围，需再次进行核查与说明。

2. 本次结果以对照电子坐标地图勘察只针对已发现的文物保护单位。如在施工过程中发现出土文物，施工单位务必于第一时间通告文物保护主管部门，并保护现场，配合文物保护部门做好文物的清理挖掘工作。



附件 28：甘肃省宁县水务局项目灰场范围内是否涉及保护区的复函

甘肃省宁县水务局

宁水函发〔2024〕50 号

宁县水务局

关于甘肃能化庆阳 2×660MW 电项目灰场选址现场 踏勘及核查灰场范围内是否涉及保护区的复函

县矿产资源开发办公室：

贵单位《关于甘肃能化庆阳 2x660MW 煤电项目灰场选址现场踏勘及核查灰场范围内是否涉及保护区的函》(宁矿产办函字〔2024〕13 号)我局已收悉，该项目涉及我县良平镇马家村和早胜镇寺底村。经查,不涉及水资源保护区,原则上同意该方案,无意见。



附件 29：宁县水土保持管理局关于项目灰场水土保持工作意见

宁县水土保持管理局

关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目灰场 水土保持工作意见

甘肃能化庆阳煤电项目部：

甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目灰场位于早胜镇南北村与良平镇马家村接壤处(X:3923069.0531,Y502220.2975)，经我局核查，该规划区域属于泾河流域省级、县级水土流失重点治理区，原则同意规划选址。规划中要提出水土流失预防和治理的对策和措施，进行分析论证，提高水土流失防治标准，并根据项目特点，采取优化施工工艺、加强工程管理等措施，减少地表扰动和植被损坏范围。

生产建设单位应当在生产建设项目开工建设前完成水土保持方案编报并取得批准手续，一次性缴纳水土保持补偿费；开展水土保持监测和水土保持监理；生产建设项目投产使用前及时开展水土保持设施自主验收，加强对水土保持设施的管理和维护，确保水土保持措施长期发挥效益。生产建设单位应当将水土保持工作任务和内容纳入施工合同，落实

- 1 -

附件 30: 宁县早胜镇人民政府关于项目灰场选址踏勘及核查灰场范围内是否涉及保护区的复函

宁县早胜镇人民政府

关于甘肃能化庆阳 2x660MW 煤电项目灰场 选址现场踏勘及核查灰场范围内 是否涉及保护区的复函

县矿产资源开发办公室:

贵单位《关于甘肃能化庆阳 2x660MW 煤电项目灰场选址现场踏勘及核查灰场范围内是否涉及保护区的函》(宁矿产办函字〔2024〕113 号)我单位已收悉,该项目涉及我镇寺底村。我单位原则上同意该方案,无意见。

特此函复。



附件 31：宁县矿产资源开发办公室关于项目灰场选址是否涉及保护区的复函

关于甘肃能化庆阳 2x660MW 煤电项目灰场 选址现场踏勘及核查灰场范围内是否涉及 保护区的复函

宁县矿产资源开发办公室：

贵单位《关于甘肃能化庆阳 2x 660MW 煤电项目灰场选址现场踏勘及核查灰场范围内是否涉及保护区的函》（宁矿产办函字[2024] 9 号）我镇已收悉。经查，不涉及各类保护区，原则上同意该方案，无意见。



附件 32：甘肃省自然资源规划研究院关于项目联合选址选线的意见

甘肃省自然资源规划研究院

关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目 联合选址选线的意见

省自然资源厅：

根据《自然资源部等 7 部门关于加强用地审批前期工作积极推进基础设施项目建设的通知》（自然资发〔2022〕130 号）《关于开展甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目选址选线的通知》要求，我单位参与了甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目联合选址选线，意见如下：

一、参与选址选线情况

2024 年 2 月 27 日，我单位受省厅委托参与了由庆阳市自然资源局组织，项目建设单位、项目设计单位参与的甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目选址选线及占用、补划永久基本农田情况的现场踏勘工作。本项目方案不涉及占用永久基本农田、不涉及占用生态保护红线，不涉及自然保护区、国家公园、水源保护区，文物古迹等保护区。

二、方案比选意见

——推荐方案概况

该项目推荐方案位于甘肃省宁县早胜镇南北村和寺底村。

项目主要建设内容：甘能化庆阳 2×660MW 煤电一体化工程，

规划容量 4×660MW 燃煤机组电厂，本期工程采用煤电一体化建设模式建设 2×660MW 燃煤机组电厂高效超临界空冷燃煤发电机组，同步安装烟气脱硫、脱硝装置。贮灰场采用干贮灰系统，贮灰场按 2×660MW 机组贮灰设计。

三、推荐理由

（一）政策适用情况。

项目已列入《庆阳市“十四五”火电电源发展规划》，符合国家产业政策和土地供应政策。推荐方案已纳入宁县国土空间规划重点建设项目清单，符合国土空间规划管控规则。

（二）节约集约用地情况。

项目选址选线推荐方案的总用地规模、各功能分区用地规模均符合《电力工程项目建设用地指标（火电厂、核电厂、变电站和换流站）》（建标〔2010〕78号）要求。

（三）底线约束情况。

该项目总占地面积 34.5132 公顷，其中，农用地 33.4218 公顷（耕地 32.3490 公顷，林地 0.5565 公顷，设施农用地 0.0644 公顷，农村道路 0.4519 公顷），建设用地 1.0914 公顷。用地范围不涉及生态保护红线，不涉及占用永久基本农田，不涉及各级各类保护区。

四、优化意见

建议项目建设单位根据工程条件，进一步采用节地技术和节地模式，减少对现状耕地的占用，做好沿线水源地、文物保护点

的保护工作。

附件：

1. 拟建项目用地情况
2. 项目比选方案概况
3. 现场踏勘照片

省自然资源规划研究院

2024 年 3 月 1 日



主送：省自然资源厅

抄送：庆阳市自然资源局、甘肃能化股份有限公司

附件 33：土地勘测定界技术报告

编号：KCDJ-2024-002

土地勘测定界技术报告

建设项目：甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目

甘肃有色工程勘察设计研究院有限公司

二〇二四年三月



附件 34：煤质化验报告



TPRI

报告编号: TPRI/TD.K-RC-390-2024

试验报告

甘肃能化股份有限公司
煤（灰）物理化学特性试验

西安热工研究院有限公司

二〇二四年七月三日

煤质资料汇总表

检测项目	符号	单位	设计煤	校核 1	校核 2	标准
全水分	M_t	%	10.3	12.6	9.4	GB/T212-2008
空气干燥基水分	M_{ad}	%	2.34	3.59	2.50	GB/T212-2008
收到基灰分	A_{ar}	%	23.81	26.33	20.83	
干燥基挥发分	V_d	%	25.26	24.21	26.62	
收到基碳	C_{ar}	%	54.34	48.75	57.05	DL/T568-2013
收到基氢	H_{ar}	%	3.07	2.85	3.33	
收到基氮	N_{ar}	%	0.73	0.62	0.77	
收到基氧	O_{ar}	%	6.77	7.62	7.14	
全硫	S_{tar}	%	0.98	1.23	1.48	GB/T214-2007
收到基高位发热量	$Q_{gr,v,ar}$	MJ/kg	21.46	19.25	22.66	GB/T213-2008
收到基低位发热量	$Q_{net,v,ar}$	MJ/kg	20.59	18.37	21.76	
哈氏可磨指数	HGI	/	55	61	52	GB/T2565-2014
煤灰熔融特征温度/变形温度	DT	°C	1210	1280	1220	GB/T219-2008
煤灰熔融特征温度/软化温度	ST	°C	1250	1290	1230	
煤灰熔融特征温度/半球温度	HT	°C	1260	1300	1240	
煤灰熔融特征温度/流动温度	FT	°C	1270	1310	1250	
煤灰中二氧化硅	SiO_2	%	56.62	56.04	53.37	GB/T1574-2007 DL/T1037-2016
煤灰中三氧化二铝	Al_2O_3	%	19.39	22.88	19.34	
煤灰中三氧化二铁	Fe_2O_3	%	7.20	7.81	6.61	
煤灰中氧化钙	CaO	%	7.08	5.69	9.92	
煤灰中氧化镁	MgO	%	1.46	1.46	2.11	
煤灰中氧化钠	Na_2O	%	0.71	0.64	1.00	
煤灰中氧化钾	K_2O	%	2.11	1.90	1.89	
煤灰中二氧化钛	TiO_2	%	0.93	1.09	0.92	
煤灰中三氧化硫	SO_3	%	3.62	1.75	3.50	
煤灰中二氧化锰	MnO_2	%	0.096	0.084	0.101	
煤灰中五氧化二磷	P_2O_5	%	0.295	0.280	0.321	
煤中氯	Cl_w	%	0.037	0.024	0.057	GB/T 3558-2014
煤中汞	Hg_w	μg/g	0.043	0.034	0.034	ASTM D6722-2011
煤中氟	F_w	μg/g	193	171	148	GB/T 4633-2014

检测项目	符号	单位	设计煤	校核 1	校核 2	适用标准
煤中砷	As_{ar}	μg/g	2	4	2	GB/T 3058-2019
煤中镉	Cd_{ar}	μg/g	0.3	0.3	0.2	GB/T16658-2007
煤中铬	Cr_{ar}	μg/g	56	56	47	
煤中铅	Pb_{ar}	μg/g	6	8	6	
煤中铜	Cu_{ar}	μg/g	8	10	7	GB/T19225-2003
煤中镍	Ni_{ar}	μg/g	13	13	11	
煤中锌	Zn_{ar}	μg/g	24	29	20	
煤中游离二氧化硅	$SiO_2(F)_{ar}$	%	5.70	5.88	4.88	DL/T258-2012
煤灰中游离氧化钙	$CaO(F)$	%	1.28	1.22	2.52	DL/T498-1992
煤的冲刷磨损指数	Ke	/	0.2	2.4	2.9	DL/T465-2007
样品名称(样品编号)	煤灰比电阻				适用标准	
	符号	测量电压 (V)	测试温度 (℃)	比电阻 (Ω·cm)		
设计煤	ρ_{ca}	2000	室温	1.30×10^9	DL/T1287-2013	
			80	2.47×10^{10}		
			100	2.14×10^{11}		
			120	1.43×10^{12}		
			150	5.00×10^{12}		
			180	6.25×10^{12}		
校核1	ρ_{ca}	2000	室温	1.43×10^9		
			80	1.59×10^{10}		
			100	1.87×10^{11}		
			120	9.85×10^{11}		
			150	4.17×10^{12}		
			180	4.65×10^{12}		
校核2	ρ_{ca}	2000	室温	4.00×10^9		
			80	5.47×10^{10}		
			100	4.55×10^{11}		
			120	2.38×10^{12}		
			150	1.00×10^{13}		
			180	1.82×10^{13}		

附件 35：供煤意向复函（陕西秦陇煤炭运销有限公司）

关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目 供煤意向的复函

甘肃能化庆阳煤电项目部：

贵单位《关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目供煤意向的函》收悉。我公司现拥有平凉新安煤业、崇信百贯沟煤业以及陕西郭家河煤业 3 对自有矿井，年煤炭产能近 800 万吨。经研究，甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目建成后，我公司可满足 4500Kcal 热值的燃煤每年 300 万吨的供应。具体供应事宜以双方最终签订的煤炭供应协议为准。

特此函复。



附件 36：供煤协议（甘肃省靖煤能源有限公司煤炭运销分公司）

甘肃靖煤能源有限公司煤炭运销分公司

关于甘肃庆阳 2×660MW 煤电项目 购煤相关事项的函

庆阳煤电项目部：

公司拟在甘肃省庆阳市宁县投资建设 2×660MW 煤电项目，项目建成后我公司可满足供应 4600 kcal 热值的燃煤 400 万吨/年。

特此说明。

甘肃靖煤能源有限公司煤炭运销分公司

2024 年 1 月 22 日

煤炭运销分公司

9204030913161

附件 37：水质化验报告

TPRI

报告编号：TPRI/TK.6-RC-1307-2024

试 验 报 告

甘能化庆阳 2×660MW 煤电项目部

水质分析

西安热工研究院有限公司

二〇二四年七月一日

附件 38：刘化化工有限公司关于项目尿素供应协议

靖远煤业集团刘化化工有限公司简函

关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目 供应尿素的情况说明

甘肃省庆阳市宁县早胜镇投资建设的甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目后拟采用尿素作为脱硝还原剂，我公司可满足项目投产后每年 4000 吨尿素需求供应条件。

特此证明。

靖远煤业集团刘化化工有限公司

2024 年 1 月 5 日



附件 39：石灰石供应协议（甘肃冠鑫商贸有限公司）

关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目 商请供应石灰石的函

甘肃能化股份有限公司：

贵公司拟在甘肃省庆阳市宁县早胜镇投资建设甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目，我公司承诺可满足项目建成后每年需石灰石 13 万吨的供应条件。

特此复函。



甘肃冠鑫商贸有限公司

2024 年 1 月 22 日

附件 40：石灰石供应协议（甘肃坤浩源科技有限公司）

关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目 商请供应石灰石的函

甘肃能化股份有限公司：

贵公司拟在甘肃省庆阳市宁县早胜镇投资建设甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目，我公司承诺可满足项目建成后每年需石灰石 13 万吨的供应条件。

特此复函。



2024 年 1 月 5 日

附件 41：国网宁县供电分公司关于开衫项目电力线路前期勘察工作的函



附件 42：灰渣综合利用协议

关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目 石膏、灰渣综合利用的函

甘肃能化股份有限公司：

贵公司拟在甘肃省庆阳市宁县早胜镇投资建设甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目，我公司承诺可满足项目建成后每年产出灰渣约 65 万吨，石膏量约 12 万吨，石子煤约 5000 吨的消纳条件。

特此复函。

甘肃德沛工贸有限责任公司
2024 年 1 月 5 日



附件 43：甘肃晋煤能源有限公司关于项目煤质批复

甘肃靖煤能源有限公司文件

靖煤电化〔2024〕188 号

甘肃靖煤能源有限公司关于 甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目 煤质检测报告的批复

甘肃能化庆阳煤电项目部：

《甘肃能化庆阳煤电项目部关于审查煤质试验报告的请示》
(煤电项目部〔2024〕13 号) 已收悉，经研究，现批复如下：

一、同意上报的设计煤种（核桃峪混煤）、校核 1（核桃峪混煤 60%+核桃峪煤泥 10%+新柏混煤 30%配制）、校核 2（核桃峪混煤 75%+核桃峪原煤 25%配制）作为甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目设计煤种和校核煤种；

- 1 -

二、同意以西安热工研究院有限公司出具的《甘肃能化股份有限公司煤（灰）物理化学特性试验报告》（TPRI/TD.K-RC-389-2024）及（TPRI/TD.K-RC-389-2024）结果作为工程设计依据；

三、同意结合九龙川煤矿勘探资料及西北电力设计院沟通结果作为依据，将煤质分析中全硫做适当调整，设计煤为 0.98%，校核 1 为 1.23%，校核 2 为 1.48%，并以此数据作为脱硫设计依据。

靖煤能源有限公司
2024 年 7 月 15 日

靖煤公司办公室

2024 年 7 月 15 日印发

- 2 -

附件 44：社会稳定风险评估报告



社会稳定风险评估报告

⋮

甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目 社会稳定风险评估报告

评估主体：甘肃能化股份有限公司

编制单位：甘肃社稳项目评估咨询有限公司

日 期：二〇二四年一月

附件 45：甘肃能化庆阳煤电有限责任公司供水+供煤协议

供水承诺书

甘肃能化庆阳煤电项目部：

甘肃能化股份有限公司拟在甘肃省庆阳市宁县投资建设甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目，该项目与我公司九龙川煤矿为煤电联营开发项目，该项目生产需水量为每年 180 万立方米。

我公司承诺在投产后每年向甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目提供矿井疏干水 180 万立方米，供水管线拟选用九龙川煤矿至甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目中水供应管线。矿井疏干水采用“混凝、沉淀、过滤、超滤、反渗透”处理工艺，出水水质达到《地表水环境质量标准》GB3838-2002 中 III 类水标准，以满足甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目的生产使用。

甘肃能源庆阳煤电有限责任公司

2024 年 06 月 06 日



关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目 供煤意向的复函

甘肃能化庆阳煤电项目部：

贵单位《关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目供煤、供水意向的函》收悉。甘肃能化股份有限公司拟在甘肃省庆阳市宁县投资建设甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目（以下简称该项目），该项目与我公司九龙川煤矿为煤电联营开发项目，计划于 2027 年 3 月建成投产。经研究，我公司承诺，九龙川煤矿建成后我公司能够提供每年 270 万吨的煤炭。

特此复函。

甘肃能源庆阳煤电有限责任公司

2024 年 06 月 06 日

附件 46：城投供水协议

甘肃宁州城投水资源管理有限公司 关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目 供水的承诺函

甘肃能化股份有限公司：

我公司是隶属于甘肃宁州城乡投资发展集团有限公司的全资子公司，为保证甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目建设、生活以及生产用水，同时充分开发和利用再生水资源，提高水资源的利用率，我公司承诺将生活水、施工用水和处理合格的中水供应给贵公司所属的甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目使用。供水管线由我公司敷设至早胜镇厂址红线外 1 米处。生活水、施工用水 2024 年 9 月 30 日前供应，中水 2026 年 3 月 31 日前供应。

甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目建成后，在机组满负荷工况下，将达到供应中水 7400m³/天，总量 180 万方/年的供应能力。满足施工期间施工用水 3000m³/天，总量约 75 万方/年，施工期间生活用水约 12 万方/年、投产后生活用水 6 万方/年的需求。中水水质指标达到《城镇污水处理厂污染物排放标准 GB18918-2002》一级 A 标准。具体以双方后期签订的供水协议为准。

特致此函。

甘肃宁州城投水资源管理有限公司

2024 年 6 月 1 日



生活水、施工用水和中水供水协议

甲 方：甘肃宁州城投水资源管理有限公司

乙 方：甘能化（庆阳）发电有限公司

为保证甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目建设、生活以及生产用水，同时充分开发和利用再生水资源，提高水资源的利用率，经双方协商，由甘肃宁州城投水资源管理有限公司将生活水、施工用水和处理合格的中水供应给甘能化（庆阳）发电有限公司使用。根据《中华人民共和国民法典》、《中华人民共和国城市供水条例》（以下简称城市供水条例）、《城市供水价格管理办法》等有关法律、法规规定，经双方协商一致，达成如下协议：

一、甲方负责敷设向乙方供水的管线至乙方项目厂址边界红线外 1 米处。生活水和施工用水管线于 2024 年 9 月 30 日前建成投运。中水供水管线于 2026 年 3 月 31 日前建成投运。各类供水管线施工所需全部费用均由甲方负责。

二、乙方承诺其生产、生活及施工用水全部由甲方供应，包括甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目备用水源九龙川煤矿、新庄煤矿矿井疏干水，未经双方协商一致，甲方如发现乙方使用其他水源时，甲方可以停止向乙方提供生产、生活用水，并保留追责权利。

三、为满足乙方的生活、生产需要，甲方必须具备在乙方

满负荷工况下，达到供应中水 7400m³/天，总量 180 万方/年的供应能力。满足乙方施工期间施工用水 3000m³/天，总量约 75 万方/年，施工期间生活用水约 12 万方/年、投产后生活用水 6 万方/年的需求。

四、甲方供应给乙方的中水水质指标必须达到《城镇污水处理厂污染物排放标准 GB18918-2002》一级 A 标准，主要指标为：COD_{Cr}≤50mg/L，BOD₅≤10mg/L，NH₄-N≤5(8)mg/L，TN≤15mg/L，TP≤0.5mg/L，悬浮物（SS）≤10mg/L，PH 值 6.0～9.0。《城镇污水处理厂污染物排放标准》以国家最新标准为依据。

甲方供应给乙方的施工水水质必须达到《混凝土用水标准》（JGJ63-2006）混凝土拌合用水水质要求的地表水。主要指标为：pH 值≥5.0，不溶物（mg/L）≤2000，可溶物（mg/L）≤2000，Cl⁻（mg/L）≤500，SO₄²⁻（mg/L）≤600，碱含量（mg/L）≤1500。

注：碱含量按 Na₂O+0.658K₂O 计算值表示，采用非碱活性骨料时，可不检验碱含量。

五、乙方项目建成后，每年平均生产水用量 120 万吨以上，使用年限不低于 20 年（除国家政策调整及不可抗力影响外）。因乙方用水量随机组负荷变化，且乙方机组负荷受国家电网公司甘肃省调度中心控制，双方确定前 9 年以乙方实际使用中水计量结算，若 10 年内平均用水量都低于 120 万吨，每年按 120 万吨计算。

六、水价为送到乙方的到厂综合水价，生活水、施工用水价格按照宁县政府公布的水价执行。中水水价以双方另行签订的供水合同为准，中水价格最高不超过 2.95 元/方。

七、双方必须严格履行各自的职责，遵守约定，本协议未尽事宜双方另行协商解决。对于本协议的任何修改和补充均由双方另行签订书面协议解决。

八、违约责任

1、甲方需按照协议要求完成供水量，若未按照协议约定完成供水量，则需承担乙方的损失。

2、乙方需按照协议约定按时支付费用，若未按时支付，甲方有权要求解除合同，并且由乙方承担甲方为该项目的全部投资成本。

3、协议期限内，若因甲乙双方原因提前终止协议，则由违约方赔偿守约方的经济损失并且承担违约责任。

九、本协议由双方法定代表人或授权代表签字盖章之日起生效。

十、本协议一式六份，甲方二份，乙方四份，具有同等法律效力。

（以下无正文）

签字页

甲 方:



法定代表人

或委托代理人

(签字)

2024年08月28日

乙 方:



法定代表人

或委托代理人

(签字)

2024年08月28日

附件 47：华能煤业关于甘肃能化庆阳 2X660MW 煤电项目购煤意向的复函

华能煤业有限责任公司煤炭销售分公司 关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目 购煤意向的复函

甘肃能化股份有限公司：

贵公司关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目购煤意向的函收悉。我公司是华能集团煤业公司的一级子公司，负责华能煤业公司下属五个生产矿区煤炭产品的统一销售管理工作。庆阳煤电所属的核桃峪煤矿、新庄煤矿设计产能均为 800 万吨/年，华亭煤业所属的新柏煤矿设计产能 120 万吨/年。经研究，甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目建成投产后，核桃峪煤矿、新庄煤矿、华亭新柏煤矿能满足该项目每年 400 万吨煤炭供应，具体供应事宜以双方最终签订的煤炭供应协议为准。

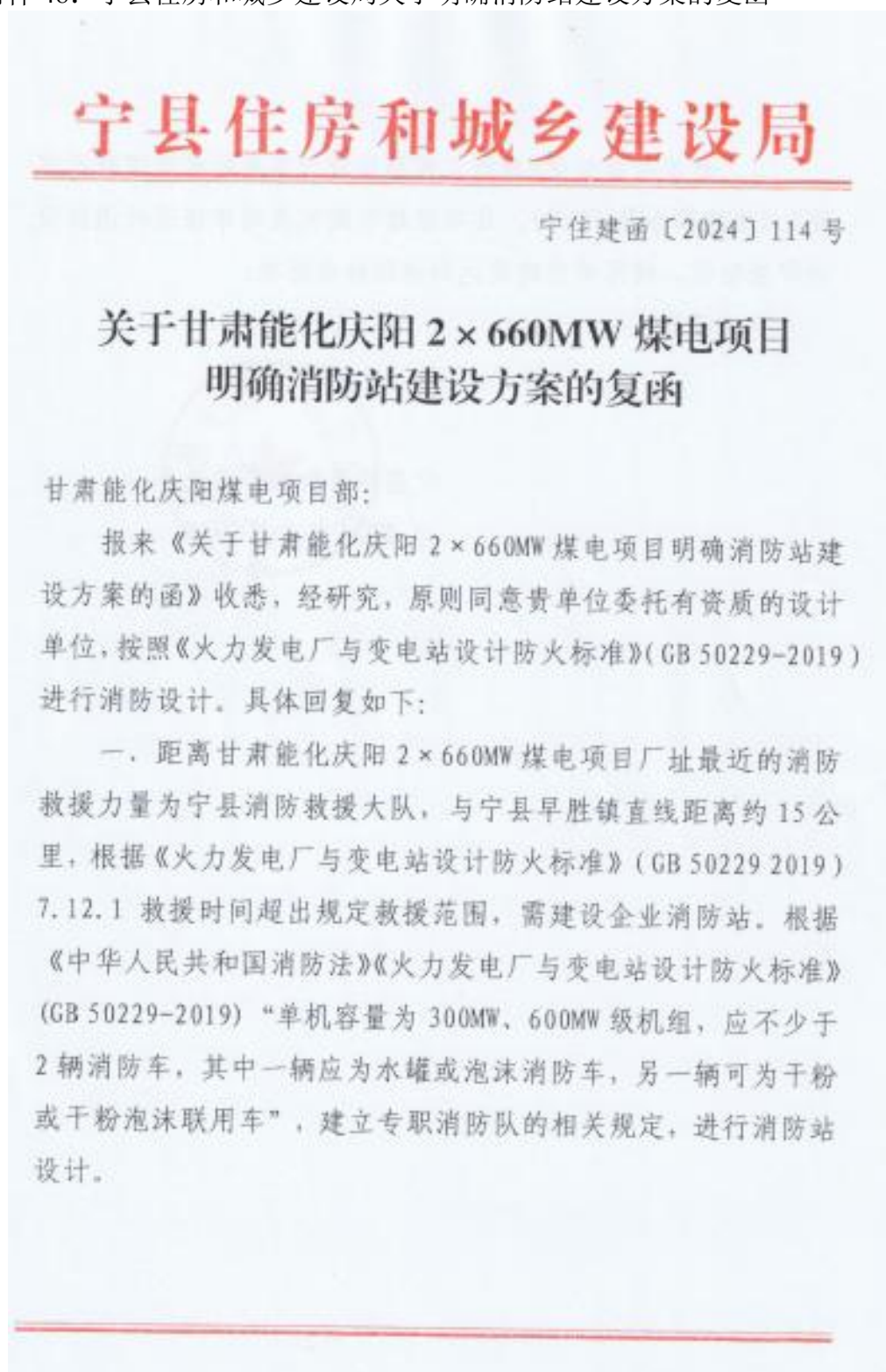
特此函复。

华能煤业有限责任公司煤炭销售分公司

2024 年 4 月 16 日



附件 48：宁县住房和城乡建设局关于明确消防站建设方案的复函



二、贵单位需按照《建设工程消防设计审查验收管理暂行规定》(住建部令第 58 号),在项目建设期间及时申请进行消防设计审查验收,确保项目建设达到消防验收标准。

特此函复。

宁县住房和城乡建设局

2024 年 7 月 24 日

附件 49：宁县住房和城乡建设局关于明确消防站建设方案的复函

甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目工程场地

地震安全性评价报告



甘肃省地震工程研究院

二〇二四年七月

甘肃省地震局文件

甘震防发〔2024〕51 号

甘肃省地震局关于甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目抗震设防要求的批复

甘肃能化股份有限公司：

根据《甘肃省地震安全性评价管理条例》等有关规定，甘肃省地震局组织专家对甘肃省地震工程研究院承担完成的《甘肃能化庆阳 2×660MW 煤电项目工程场地地震安全性评价报告》进行了技术审查，报告通过审查并形成以下意见：

- 一、同意报告对区域和近场区地震活动性、地震构造环境及主要断裂活动性的分析评价意见。
- 二、同意报告对工程场地地震地质灾害的初步分析评价意见。
- 三、同意报告给出的工程场地地表水平向地震动参数（见下

- 1 -

表)。

工程场地水平向地震动参数表(5%阻尼比)

超越概率	$T_1(s)$	$T_g(s)$	$A_{max} (gal)$	PGA (g)	β_{max}	a_{max}	γ
50 年 63%	0.1	0.65	33.1	0.034	2.7	0.09	0.9
50 年 10%	0.1	0.65	85.2	0.087	2.7	0.24	0.9
50 年 2%	0.1	0.70	145.0	0.148	2.7	0.40	0.9

报告符合国家标准 GB17741-2005 《工程场地地震安全性评价》规定，报告结果为甘肃能化庆阳 2 × 660MW 煤电项目的抗震设防要求，现予批准。你单位要严格按照抗震设防要求进行抗震设防，确保该建设工程符合国家相应规范要求



抄送：中国地震局震害防御司、公共服务司（法规司），庆阳市地震局，宁县地震局。

甘肃省地震局办公室

2024 年 9 月 24 日印发