工程咨询证书：91440200191525853R

工程设计证书：A144019651

恩平市水电站提质改造项目

初步设计报告

（报批稿）

（以此件为准）

韶关市水利水电勘测设计咨询有限公司

二O二五年七月

企 业 名 称：韶关市水利水电勘测设计咨询有限公司

经 济 性 质：有限责任公司（自然人投资或控股）

资 质 等 级：水利行业乙级。

……

仅限恩平市水电站提质改造项目使用

工 程 设 计
资 质 证 书

证书编号：A144019651

有 效 期：至2028年12月22日

发证机关：

中华人民共和国住房和城乡建设部制

2023 年 12 月 22 日

No.AZ 0106664

工程咨询单位乙级资信证书

单位名称： 韶关市水利水电勘测设计咨询有限公司

住　　所： 韶关市武江区惠民南路水电设计综合楼

统一社会信用代码： 91440200191525853R

法定代表人： 郑光礼

技术负责人： 申正

资信等级： 乙级

资信类别： 专业资信

业　　务： 水利水电

证书编号： 乙232024010321

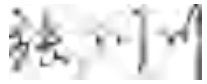
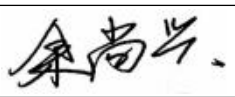
有 效 期： 2024年08月30日至2027年08月29日

仅限恩平市水电站提质改造项目使用

发证单位： 广东省工程咨询协会

恩平市水电站提质改造项目

初步设计报告

职　　责	姓　名	职务/职称	签　名
批　　准	郑光礼	高级工程师	
核　　定	周向阳	高级工程师	
审　　查	刘春华	高级工程师	
校　　核	张川川	高级工程师	
项目负责	余尚兴	工程师	
参加人员	林海炎　　谭金泉　　任浩宇　　郑明冬		

韶关市水利水电勘测设计咨询有限公司

二〇二五年七月

目　录

1 综合说明 1
1.1 工程概况 1
1.1.1 西坑水电站工程概况 2
1.1.2 大带水电站工程概况 3
1.1.3 丹竹河水电站工程概况 4
1.1.4 凤子山水电站工程概况 4
1.1.5 恩城水电站工程概况 6
1.1.6 塘洲水电站工程概况 6
1.1.7 江洲水电站工程概况 7
1.1.8 东成水电站工程概况 7
1.1.9 阵湾水电站工程概况 8
1.1.10 报告编制过程 8
1.2 水文 9
1.3 工程地质 10
1.4 工程任务和规模 11
1.4.1 建设目标和任务 11
1.4.2 主要建设内容及规模 11
1.5 工程布置及建筑物 12
1.5.1 工程等别及设计标准 12
1.5.2 工程布置 13
1.6 机电及金属结构 13
1.6.1 水力机械 13
1.6.2 电气及自动化 15
1.6.3 金属结构 17
1.7 消防设计 17
1.8 施工组织设计 18
1.9 建设征地与移民安置 18
1.10 环境保护设计 19
1.11 水土保持设计 19
1.12 劳动安全与工业卫生 20
1.13 节能设计 20
1.14 工程管理设计 20
1.15 工程信息化 21
1.16 投资概算 21
1.17 经济评价及财务分析 22
1.18 社会风险评估 22
1.19 结论与建议 23
1.20 工程特性表 23
1.20.1 西坑水电站工程特性表 23
1.20.2 大带水电站工程特性表 24
1.20.3 丹竹河水电站工程特性表 29

1.20.4 风子山水电站工程特性表 31
1.20.5 恩城水电站工程特性表 35
1.20.6 塘洲水电站工程特性表 36
1.20.7 江洲水电站工程特性表 37
1.20.8 东成水电站工程特性表 38
1.20.9 阵湾水电站工程特性表 39
2 水文 41
2.1 水文气象 41
2.2 西坑水电站水能计算 42
2.2.1 西坑水电站流域概况 42
2.2.2 西坑水电站水文基本资料 42
2.2.3 西坑水电站设计年径流量及年内分配 43
2.2.4 西坑水电站出力、装机容量 48
2.3 大带水电站水能计算 53
2.3.1 大带二级站 53
2.3.2 大带三级站 61
2.3.3 大带五级站 69
2.3.4 大带六级站 77
2.4 丹竹河水电站水能计算 85
2.4.1 实测年雨量分析 85
2.4.2 设计年径流量 85
2.4.3 径流年内分配 86
2.4.4 生态用水量 87
2.4.5 发电水量 87
2.4.6 发电出力、发电量 88
2.5 风子山水电站水能计算 93
2.5.1 风子山一级站水能计算 93
2.5.2 风子山二、三级站水能计算 102
2.6 恩城水电站水能计算 116
2.6.1 实测年雨量分析 116
2.6.2 设计年径流量 117
2.6.3 径流年内分配 118
2.6.4 水量损失 121
2.6.5 取水户取 121
2.6.6 灌溉用水量计算 122
2.6.7 生态用水量 124
2.6.8 多水库联合调节下泄水量 124
2.6.9 发电水量 129
2.6.10 发电出力、发电量 131
2.6.11 施工期洪水及水位 135
2.7 塘洲水电站水能计算 136
2.7.1 实测年雨量分析 136

2.7.2 设计年径流量.....136
2.7.3 径流年内分配.....138
2.7.4 水量损失.....140
2.7.5 取水户取水量.....141
2.7.6 灌溉用水量.....142
2.7.7 生态用水量.....144
2.7.8 多水库联合调节下泄水量.....144
2.7.9 发电水量.....149
2.7.10 发电出力、发电量.....151
2.8 江洲水电站水能计算.....155
2.8.1 实测年雨量分析.....155
2.8.2 设计年径流量.....156
2.8.3 径流年内分配.....158
2.8.4 水量损失.....162
2.8.5 取水户取水量.....163
2.8.6 灌溉用水量.....163
2.8.7 生态用水量.....166
2.8.8 多水库联合调节下泄水量.....167
2.8.9 发电水量.....172
2.8.10 发电水头.....174
2.8.11 发电出力、发电量.....175
2.9 东成水电站水能计算.....179
2.9.1 实测年雨量分析.....179
2.9.2 设计年径流量.....180
2.9.3 径流年内分配.....182
2.9.4 水量损失.....185
2.9.5 取水户取水量.....186
2.9.6 灌溉用水量.....186
2.9.7 生态用水量.....188
2.9.8 多水库联合调节下泄水量.....189
2.9.9 发电水量.....194
2.9.10 发电出力、发电量.....196
2.10 阵湾水电站水能计算.....200
2.10.1 阵湾水电站流域概况.....200
2.10.2 阵湾水电站水文基本资料.....200
2.10.3 阵湾水电站设计年径流量及年内分配.....201
2.10.4 阵湾水电站电站出力、装机容量.....205
3 工程地质.....210
3.1 勘察工作简介.....210
3.2 区域地质概况.....212
3.2.1 地形地貌.....212
3.2.2 地层岩性.....212

3.2.3 地质构造与地震 214
3.2.4 水文地质条件 215
3.2.5 不良地质作用 215
3.3 丹竹河水电站场地工程地质条件 216
3.3.1 地形地貌 216
3.3.2 地层岩性 216
3.3.3 水文地质条件 217
3.3.4 岩土物理力学性质指标 217
3.3.5 管养房重建工程地质条件评价 219
3.3.6 引水管重建工程地质条件评价 220
3.4 恩城水电站场地工程地质条件 221
3.4.1 地形地貌 221
3.4.2 地层岩性 221
3.4.3 水文地质条件 222
3.4.4 岩土物理力学性质指标 223
3.4.5 新建尾水平台工程地质条件评价 225
3.5 江洲水电站场地工程地质条件 226
3.5.1 地形地貌 226
3.5.2 地层岩性 227
3.5.3 水文地质条件 228
3.5.4 岩土物理力学性质指标 229
3.5.5 场地工程地质条件评价 231
3.6 塘洲水电站场地工程地质条件 232
3.6.1 地形地貌 232
3.6.2 地层岩性 232
3.6.3 水文地质条件 233
3.6.4 岩土物理力学性质指标 234
3.6.4 场地工程地质条件评价 236
3.7 大带二级站场地工程地质条件 237
3.7.1 地形地貌 237
3.7.2 场地工程地质条件评价 237
3.8 结论与建议 238
4 工程任务和规模 240
4.1 地区自然地理经济概况 240
4.2 存在问题及建设必要性 241
4.2.1 项目现状存在问题 241
4.2.2 项目建设的必要性 246
4.3 指导思想及建设原则 247
4.3.1 指导思想 247
4.3.2 建设原则 248
4.4 总体构想和建设目标 249
4.4.1 总体构想 249

4.4.2 建设目标和任务 249
4.5 主要建设内容及规模 249
5 工程布置及建筑物 251
5.1 设计依据 251
5.2 工程等级及设计标准 251
5.3 工程布置 252
5.4 西坑水电站土建部分改造内容 253
5.5 大带水电站土建部分改造内容 253
5.5.1 大带二级站 253
5.5.2 大带三级站 253
5.5.3 大带五级站 253
5.5.4 大带六级站 254
5.6 丹竹河水电站土建部分改造内容 254
5.7 凤子山水电站土建部分改造内容 254
5.7.1 凤子山一级站 254
5.7.2 凤子山二级站 255
5.7.3 凤子山三级站 255
5.8 恩城水电站土建部分改造内容 256
5.9 塘洲水电站土建部分改造内容 257
5.10 江洲水电站土建部分改造内容 257
5.11 东成水电站土建部分改造内容 258
5.12 阵湾水电站土建部分改造内容 258
6 机电及金属结构 259
6.1 水力机械 259
6.1.1 西坑水电站 259
6.1.2 大带二级水电站 267
6.1.3 大带三级水电站 269
6.1.4 大带五级水电站 277
6.1.5 大带六级水电站 285
6.1.6 丹竹河水电站 286
6.1.7 凤子山一级水电站 295
6.1.8 凤子山二级水电站 303
6.1.9 凤子山三级水电站 308
6.1.10 恩城水电站 316
6.1.11 塘洲水电站 318
6.1.12 江洲水电站 326
6.1.13 东成水电站 334
6.1.14 阵湾水电站 345
6.2 电气及自动化 354
6.2.1 西坑水电站主要电气及自动化部分改造内容 354
6.2.2 大带水电站主要电气及自动化部分改造内容 372
6.2.3 丹竹河水电站电气及自动化部分主要改造内容 396

6.2.4 风子山水库水电站电气及自动化部分主要改造内容 403
6.2.5 恩城水电站电气及自动化部分主要改造内容 423
6.2.6 塘洲水电站电气及自动化部分主要改造内容 430
6.2.7 江洲水电站电气及自动化部分主要改造内容 439
6.2.8 东成水电站电气及自动化部分主要改造内容 446
6.2.9 阵湾水电站电气及自动化部分主要改造内容 453
6.3 金属结构 460
6.3.1 西坑水电站金结部分改造内容 460
6.3.2 大带水电站金结部分改造内容 460
6.3.3 丹竹河水电站金结部分改造内容 461
6.3.4 风子山水电站金结部分改造内容 462
6.3.5 恩城水电站金结部分改造内容 463
6.3.6 塘洲水电站金结部分改造内容 464
6.3.7 江洲水电站金结部分改造内容 464
6.3.8 东成水电站金结部分改造内容 464
6.3.9 阵湾水电站金结部分改造内容 464
6.3.10 防腐要求 465
7 消防设计 466
7.1 设计原则 466
7.2 火灾危险性分类及耐火等级 466
7.3 总体布置 467
7.4 灭火设施 467
7.5 消防电气 468
7.6 通风排烟 468
8 施工组织设计 469
8.1 施工条件 469
8.1.1 自然条件 469
8.1.2 工程条件 469
8.2 料场的选择与开采 470
8.2.1 土料场 470
8.2.2 砂料场 471
8.2.3 石料场 471
8.3 施工导截流 472
8.3.1 导流标准 472
8.3.2 导流时段 472
8.3.3 导流方式 472
8.3.4 施工围堰设计 473
8.4 主体工程施工 474
8.4.1 土石方施工 474
8.4.2 混凝土施工 474
8.4.3 钢筋制安 476
8.4.4 模板制安 477

8.4.5 金属结构安装 477
8.5 施工交通运输 478
8.5.1 对外交通运输 478
8.5.2 场内交通运输 478
8.6 施工工厂设施 478
8.5.1 砼拌和系统 478
8.5.2 钢木综合加工厂 478
8.5.3 机械修配、汽车维修保养系统 478
8.7 施工总布置 479
8.6.1 布置原则 479
8.6.2 营造布置 479
8.8 施工总进度 479
8.9 主要工程量汇总及主要材料消耗量 481
9 建设征地与移民安置 482
10 环境保护设计 484
10.1 设计依据与标准 484
10.1.1 法律、法规及条例 484
10.1.2 有关标准 484
10.2 项目建设区域环境现状 484
10.3 工程对环境的有利影响 485
10.4 工程对环境的不利影响 485
10.5 环境保护措施 486
10.5.1 水环境保护措施 486
10.5.2 大气环境保护措施 487
10.5.3 声环境保护措施 487
10.5.4 固体废弃物防治措施 488
10.5.5 施工期水土保持措施 488
10.5.6 生态保护措施 489
10.5.7 人群健康保护措施 489
10.6 环境监测 491
10.6.1 水环境监测计划 491
10.6.2 大气环境监测计划 491
10.6.3 噪声监测计划 491
10.7 环保措施投资 492
10.7.1 编制依据 492
10.7.2 计算结果 492
11 水土保持设计 494
11.1 编制依据 494
11.1.1 法律法规 494
11.1.2 规章 494
11.1.3 规范性文件 495

11.1.4 技术规范和标准 497
11.2 水土流失概况 497
11.3 水土流失防治标准及防治目标 497
11.4 主体工程水土保持评价 498
11.5 建设项目防治分区 499
11.6 水土流失预测 500
11.6.1 缴纳水土保持补偿费面积分析 500
11.6.3 预测方法和参数 501
11.6.4 建设过程中水土流失预测 501
11.6.5 预测结果及综合分析 502
11.7 水土保持防治措施及工程量 503
11.8 水土保持监测 505
11.8.1 监测时段划分和监测频率 505
11.8.2 监测点布设 506
11.8.3 监测机构及人员 506
11.8.4 监测设施及设备 506
11.8.5 监测经费 507
11.9 水土保持投资 507
11.10 水土保持效益 508
12 劳动安全与工业卫生 510
12.1 危险与有害因素分析 510
12.1.1 国家及地方主管部门的有关规定 510
12.1.2 设计采用的主要技术规范、规程、标准 510
12.1.3 危害因素分析 511
12.2 劳动安全措施 511
12.2.1 防火、防爆安全设计 511
12.2.2 开挖安全设计 513
12.2.3 防机械伤害、坠落伤害设计 513
12.2.4 防车辆伤害 514
12.2.5 施工期劳动安全措施 515
12.2.6 安全生产的检查、监督和教育 516
12.3 工业卫生措施 517
12.3.1 防噪声及防振动 517
12.3.2 温度与湿度控制 518
12.3.3 采光与照明 518
12.3.4 防尘、防污、防腐蚀、防毒 518
12.4 安全卫生管理 519
12.4.1 辅助用室 519
12.4.2 安全卫生管理机构及配置 519
12.5 安全卫生评价 519
13 节能设计 520
13.1 设计依据 520

13.1.1 合理用能标准及节能设计规范 520
13.1.2 工程所在地节能指标 521
13.2 能耗分析 522
13.2.1 能源供应 522
13.2.2 项目建设期能耗 522
13.3 节能措施 523
13.3.1 施工期节能原则 523
13.3.2 主要节能降耗措施 524
13.3.3 施工期建设管理的节能措施 525
13.4 节能效果综合评价 526
14 工程管理设计 527
14.1 管理机构设置 527
14.2 管理范围 527
14.3 工程管理运行 527
15 工程信息化 529
15.1 概述 529
15.1.1 项目立项 529
15.1.2 工程任务、布置及运行方式 529
15.1.3 工程信息化现状 529
15.1.4 智慧水电站信息管理系统主要建设内容 530
15.1.5 主要设计依据 531
15.2 需求分析 532
15.2.1 设计目标和网络需求 532
15.2.2 设计原则 534
15.3 总体设计 537
15.3.1 系统总体设计 537
15.3.2 系统层次划分 539
15.3.3 系统设备布置 539
15.3.4 系统关键技术 540
15.4 分项设计 541
15.4.1 水电站智能监控系统 542
15.4.2 视频监控系统 546
15.4.3 水雨情数据采集系统 554
15.4.4 生态流量数据采集系统 556
15.4.5 大屏幕显示系统 556
15.4.6 语音对讲系统 562
15.4.7“一张图”信息展示平台 565
15.4.8 水电站智慧运维系统 568
15.5 信息资源共享 586
15.6 网络信息安全 587
15.7 系统集成与运行维护 588
15.7.1 系统集成目标与总体方案 588

15.7.2 系统集成设计方案 588
15.7.3 系统设施设备的运行维护 590
16 投资概算 591
16.1 编制原则和依据 591
16.2 基础资料 591
16.2.1 人工预算单价 591
16.2.2 材料预算价格 591
16.2.3 电、风、水预算价格 592
16.3 投资概算 592
17 经济评价 596
17.1 经济评价的依据和原则 596
17.1.1 评价依据 596
17.1.2 基本参数 596
17.2 国民经济评价 596
17.2.1 固定资产投资 596
17.2.2 年运行费 596
17.2.3 流动资金 597
17.3 效益计算 598
17.3.1 发电效益 598
17.3.2 其他效益 598
17.3.3 固定资产余值及流动资产的回收 598
17.4 国民经济评价指标计算 599
18 财务分析 602
19 社会风险评估 605
19.1 社会稳定风险内容及其评价 605
19.2 建议采取的风险防范措施 607
19.3 社会稳定风险分析结论 608
20 结论与建议 609
附录一 专家审查意见及修改对照表 610
附录二 相关单位对本项目初步设计报告（送审稿）的回复意见 613
附录二-1 广湾（恩平）公司征求意见函 613
附录二-2 恩平市水利局征求意见函 614
附录二-3 江门市生态环境局恩平分局复函 615
附录二-4 广东北晟建设投资集团有限公司复函 617
附录二-5 恩平市林业局复函 618
附录二-6 恩平市自然资源局复函 619
附录二-7《关于恩平市水电站提质改造项目用地审查的复函》的说明 621
附录三 对相关单位回复意见的修改和采纳情况汇总表 623

1 综合说明

1.1 工程概况

恩平市位于珠江三角洲西南部，东经111°59′51″～112°31′23″，北纬21°51′31″～22°29′44″，东与开平、台山接壤，南邻阳江，西接阳春，北连云浮。地势西北高，西南面的山丘起伏相间，中部条形低丘平原并向东及东南面倾斜。

恩平建制始于东汉建安二十五年（220年），是南粤千年古邑，广东省建县时间最长的20个县之一，有中国历史文化名村歇马举人村、广东人民抗日解放军司令部驻地旧址，是“中国航天之父”冯如故里，属粤港澳大湾区城市群，是广东省定位的珠三角西岸现代产业基地和温泉旅游休闲度假胜地，是中国麦克风行业产业基地、中国演艺装备产业基地、中国温泉之乡、地热国家地质公园。恩平旅外华侨和港澳台同胞人口众多、分布全球，是中国著名侨乡。全市土地面积1693.92平方千米，其中森林面积136.42万亩，海岸线长21.08公里。辖10个镇、1个街道，151个村委会，24个居委会，户籍人口50.38万人。

恩平市地理位置优越，水陆交通便利，境内325国道“广湛”公路、沈海高速公路贯通全市；深茂铁路恩平段全长28公里，经过东成镇、恩城街道、大槐镇和恩平产业转移工业园区，恩平港是广东省9个直出试点港之一，属国家二类口岸，可直航香港、澳门和内地港口；邮电通讯设施先进，信息传输快捷，为恩平市经济发展创造了有利的条件。

2022 年，全市实现地区生产总值 216.68 亿元，增长 2.6%；规模以上工业增加值 40.26 亿元，增长 3.9%；一般公共预算收入 13.44 亿元，增长 0.2%；固定资产投资下降 9.2%；社会消费品零售总额 98.47 亿元，增长 2.1%；外贸进出口总额 39.4 亿元，增长 19.2%。

恩平市水资源丰富，近期水利普查资料显示，恩平市已建小型水电站共有103座，总装机容量为56720kW，年平均总发电量约9525.67×10⁴kW·h。这些小水电站为当地工、农业提供了可靠的电能后备保障，对促进当地人员就业和经济发展起到积极正面作用。

这些小水电站大多是上世纪七十年代早中期建成的，且大部份是小（2）型水电站，受当时物资条件所限，电站建设标准普遍偏低。经过近40多年运行，设备运行时间已远超其设计运行年限。电站近年虽进行过增效扩容改造，并取得了一定成效，但由于受资金限制，只对部分机组设备进行部分更换或维修，自动信息化方面还未进行全面改造，所以这些电站整体上自动化程度偏低，运行稳定性、可靠性一般，还有很大的改造提升空间。

随着社会经济的发展，特别是互联网、物联网等智能信息技术的迅速发展以及国家加强对生态文明的建设，对水电开发利用提出更高的要求。为此，藉“二十大”推进乡村振兴战略实施之机，结合水利部办公厅《2024年农村水利水电工作要点》（2024年2月1日）和水利部、财政部等《关于全面推进幸福河湖建设的意见》（水河湖〔2024〕344号）等文件精神，广湾（恩平）水利水电工程建设有限公司（以下简称“广湾（恩平）公司”）加强农村基础能源建设和加大农村小水电站现代化提升改造力度，适时启动恩平市水电站提质改造项目，选取市直的大带水电站（二、三、五、六级）、丹竹河水电站、凤子山水电站（一～三级）、西坑水电站、恩城水电站、江洲水电站、塘洲水电站、东成水电站、阵湾水电站，共14座具备挖潜条件的小水电站作全面升级改造。分步建设广湾（恩平）公司所属电站智慧水电站信息管理系统，建设水电站大数据中心，逐步实现辖区内所有水电站的梯级管理、远程集群调度监控。

1.1.1 西坑水电站工程概况

西坑水库位于恩平市东北部牛江镇潭江一级支流莲塘水上游，距恩平市区约30km，坝址以上集雨面积75.1km²，总库容7215×10⁴m³，是一座以灌溉为

主、兼顾防洪和发电、供水等综合利用的中型水库。

西坑水电站是西坑水库的坝后电站，位于该水库主坝右岸。站内安装有 3 台 HLJF3622-WJ-60 型水轮发电机，配套 TSWN99/46-10 型发电机，容量均 400kW，总装机容量为 1200kW，设计年发电量 456 万 kW。机端电压 6.3kV，采用单母线接线。升高电压侧为 10kV，采用Π型接线，以一回 10kV LGJ-3*95/12km 架空线路送电上网。升压站为户外简易式，安装 2 台 S9 型油浸式变压器及其配套的控制和保护设备等，2 台主变容量分别为 1000kVA 和 630kVA。

1.1.2 大带水电站工程概况

恩平市大带水库工程管理处水电站位于恩平市朗底圩西北方向，朗北村委会境内，距离朗底圩政府 7 km，恩城镇 32 km。主要水工建筑物有：小（一）型水库 1 座，总库容为 $937\times10^4m^3$；土坝 1 座；输水涵管 1 条；溢洪道 1 座；水陂 3 个；水库水电站共有 6 级，共有 10 台机组，总装机容量为 5140kW，总年设计发电量为 $1266\times10^4kW\cdot h$；升压站 5 个。其中一级站为坝后式电站，由水库通过 1 条Φ1000mm、长约 100m 的输水涵管穿过坝体到达电站进行发电；二级站通过一条Φ1000mm、长约 400m 的输水涵管接一级站的放空阀；在二级站的下游约 600m 处建有混凝土重力陂 1 座，总库容约 $25\times10^4m^3$，拦截二级站的发电尾水、上游区间来水和水库的排洪来水，通过长 250m 引水渠道和 260m 压力管，引水至三级站进行发电；在三级站下游 1500m 处建有浆砌石拱陂 1 座，拦截以上电站和区间来水，总库容约 $3.0\times10^4m^3$，通过两段长 55m 的压力钢管，引水至五级站进行发电；五级站发电后的尾水经 640m 的引水混凝土渠后到达六级站的压力前池，通过两段长 32m 的预应力混凝土管引水至六级站进行发电，六级站发电后的尾水流入渠道进行灌溉或流入朗底河。

恩平市大带水库水电站共 6 级电站，始建于 1969 年 10 月，1972 年 5 月基本建成投入运行，总装机 10 台共 5140kW，设计年发电量 1266 万 $kW\cdot h$，其中一级站装机 1 台，装机容量 200kW，机端电压为 0.4kV；二级站装机 1 台，

单机容量 320kW，机端电压为 0.4kV；三级站装机容量最大，装机 2 台，单机容量 1600kW，总装机容量共 3200kW，机端电压 6.3kV；四级站装机 2 台，装机容量 100kW+160kW=260kW，机端电压为 0.4kV；五级站装机 2 台，装机容量为 400kW+500kW=900kW，机端电压为 0.4kV；六级站装机 2 台，装机容量为 100kW+160kW=260kW，机端电压为 0.4kV。大带一、四级站不列入此次提质改造。

1.1.3 丹竹河水电站工程概况

恩平市丹竹河水电站位于恩平市西北方大田镇华南村委会（原下南村委会）辖区内，属潭江水系上游支流丹竹河中游，距恩城 14km，拦河陂位于丹竹河中游，距电站约 4.0km，陂上集雨面积 25km^2，引水渠道 4km，压力涵管 250m。丹竹河水电站属引水式电站，于 1979 年 6 月建成投产发电，设计毛水头 35.5m，总设计流量 3.0m^3/s。电站共有 3 台机组，总装机容量为 250kW +400kW+125kW=775kW，设计年发电量 160 万 kW·h。

主要设备：水轮发电机组 3 台，1 号机组装机容量 250kW，2 号机组装机容量 400kW，机端电压 6.3kV，3 号机组装机容量 125kW， 机端电压 0.4kV， 机端电压 0.4kV，总装机容量 775kW，水轮发电机组情况见表 1.1.2-1。升压站装有变压器 3 台共 1760kVA，其中 630kVA 主变压器 2 台，500kVA 主变压器 1 台。

1.1.4 凤子山水电站工程概况

恩平市凤子山水库工程管理处水电站位于恩平市恩城镇，潭江（珠江水系）上游，有电站 4 座，分别是凤子山一、二、三级站和水沾电站。共有 12 台机组，总装机容量为 4980kW，总年设计发电量为 1270 万 kW·h。有中型水库 1 座，总库容 2960×10^{4}m^3。

恩平市凤子山水库工程管理处水电站处于恩平市锦江灌区的中心位置，锦

江灌区的灌溉用水在锦江水库下游的水沾水陂处截流后，一支经水沾电站发电后流入江北灌渠用于大田镇、良西镇和圣堂镇的农田灌溉；另一支经过约 10km 的河排干渠流到二、三级站共用的前池，或经二级站发电后流入江南灌渠用于大槐镇、恩城镇和江南镇的农田灌溉，或经三级站发电后流入原锦江河流向恩城。

恩平市凤子山水库工程管理处水电站位于恩平市恩城镇，潭江（珠江水系）上游，共有电站 4 座，12 台机组，总装机容量为 4980kW，总的年设计发电量为 1270 万 kW·h。其中：

一级站为坝后式电站，设计水头 52m，装机 3 台，单机 500kW，共 1500kW，配有变压器一台，型号为 S7-1600/38.5。设计年发电量为 360 万 kW·h，于 1975 年 6 月建成投产，配置有 YT-600 型调速器，励磁方式为无刷励磁。机端电压 6.3kV，经 1.5km 输电线路送到升压站后，再升为 35kV 输送上网。

二级站于 1973 年 2 月建成投产，装机 3 台，其中 2 台容量 160kW，1 台容量 200kW，共 520kW，配变压器一台，型号为 S9-800/38.5。设计年发电量为 120 万 kW·h，配置手动调节器器，励磁方式为无刷励磁，机端电压 0.4kV，经 300m 输电线路到达三级站升压站，再升为 35kV 送上网。

三级站装机 5 台，其中 3 台单机 500kW，2 台单机 630kW，共 2760kW，配变压器一台，型号为 S11-4000/38.5。设计年发电量为 750 万 kW·h，于 1973 年 12 月改建，配置 5 台 YT-600 型调速器，励磁方式为自励励磁机励磁；机端电压 6.3kV，经 30m 电缆到达升压站，再升为 35kV 送上网。

水沾站装机 1 台，容量 200kW，配变压器一台，型号为 S8-315/11。年设计发电量为 40 万 kW·h，于 1973 年 1 月建成投产，配置手动调节器，励磁方式为无刷励磁。机端电压 0.4kV，经变压器升到 10kV 后在升压站直接上电网，水电站不列入此次提质改造。

1.1.5 恩城水电站工程概况

恩城水闸位于恩平市辖区内的潭江主干流上游锦江河段，是潭江综合开发治理的第五级工程，是一宗防洪、灌溉、航运、发电等综合利用的大型水闸枢纽工程。

恩城水电站于 1972 年建成并投产，为迳流式水电站。电站发电厂房为地面式厂房。厂房内原装有 10 台 ZD760-LH-100 型水轮发电机组，配套 SF84-24/118 型发电机，原总装机容量为 9×84kW+1×75kW=831kW，后因 10#机组停运拆除，当前总装机容量为 9×84kW=756kW。配电设备安装于厂房控制室。升压站为户外简易式，安装 2 台 S11-M-500/10 型主变及高压控制和保护设备。

电站机端电压为 0.4kV，采用单母线接线，高压侧为单母线接线，以一回 10kV 架空线路引至如意街公用箱变高压室送电上网。

1.1.6 塘洲水电站工程概况

恩平市塘洲水电站位于恩平市恩城街道办、锦江河段中游，离恩平市区 5km。本水电站位于塘洲水闸右侧，于 1984 年开始建造，1986 年建成投入运行，属拦河开敞式水电站，水电站上游集雨面积 742km^2，原设计发电引用流量 42.3m^3/s，原总装机容量为 3×320kW=960kW，原平均年发电量 326.55 万 kW·h。

塘洲水电站厂房为地面式厂房，主厂房长 32.0m，宽 10m，高 11m。该水电站曾于“十一五”期间进行增效扩容改造，当前厂房内安装 3 台轴流式水轮发电机组，1、2 号水轮机型号 ZD419-LM-200，发电机型号为 TSL260/21-8，容量均为 400kW；3 号水轮机为 ZD760-LM-200，发电机型号为 TSL260/21-8，容量 320kW，总装机容量为 1120kW，设计年发电量为 496 万 kW.h。配电设备安装厂房内。高、低压侧均为单母线接线，以 1 回 LGJ-10kV-3*95/4.0km 架空线路接入平富岗变电站。升压站为户外简易式，安装两台 S11-M-800/10.5 型变压器。

1.1.7 江洲水电站工程概况

恩平市江洲水电站位于恩平市江洲镇，锦江河段上游，离恩平市区约25km。锦江河位于潭江的上游，全长128km，横贯恩平市，流经10个区镇。流域内耕地面积36×10^4亩，占全市耕地总面积的76%，流域内总人口31.1×10^4人，占全市总人口的80.7%。

恩平市江洲水闸始建于1971年10月，1975年5月竣工。江洲水闸灌溉面积0.5×10^4亩，是一座以灌溉为主，改善锦江河水环境，兼顾防洪、航运、交通、供水、发电等任务的大（2）型水闸。其主要建筑物由泄洪闸、船闸及发电站组成。闸上设有交通桥一座，桥面宽4m，并设15扇防洪闸门，每孔净宽10m，闸门高5m、宽10m。闸顶高程为9m，闸底高程为4m。

恩平市江洲水电站于1974年6月开始建造，1975年6月建成投入运行，属拦河开式水电站。江洲水电站上游集雨面积623km^2，设计发电引用流量60m^3/s，总装机容量为10×200kW，设计年发电量600万 kW·h。近3年平均发电量556万kW·h。

恩平市江洲水电站厂房为地面式厂房，主厂房长60.0m，宽12m，高10m。厂房内安装10台轴流式水轮发电机组，水轮机型号ZD760-LM-120，发电机型号为TSWN143/23-10。配电设备及高压控制、保护设备均安装厂房内，升压主变、站用变装于户外升压站内。

1.1.8 东成水电站工程概况

东成水闸位于东成镇人民政府附近，距恩城市城区11km，是锦江河流规划综合梯级开发的第七级工程（上游第六级为塘洲水闸，下游第八级为江洲水闸），是一座以灌溉为主，兼顾防洪、航运、发电、蓄水及交通的大（2）型水闸（原设计）。

东成水电站于1976年3月开始建造，1980年10月建成投入运行，属拦河

开敞式水电站。东成水电站上游集雨面积814km^2，设计发电引用流量56.66m^3/s，原总装机容量为4×320kW=1280kW，2015年增效扩容改造后，装机容量为4×400kW=1600kW。

东成水闸于2024年3月开始拆除重建（截止当前，该项目仍在进行施工中），重建内容主要包括拦河闸、船闸、电站三大部分，重建工程任务以灌溉为主，兼顾防洪、航运、发电、蓄水及交通。

水闸防洪保护人口包括恩城街道及东成镇共计约21万人、保护农田面积10.2万亩，电站重建发电量为1600kW，设计灌溉面积为0.46万亩，对应分等指标防洪为III等、发电为Ⅴ等、灌溉为Ⅴ等，工程等别按其中最高等别确定为III等工程，工程规模中型（拆除重建按现行最新规范确定规模）。

1.1.9 阵湾水电站工程概况

阵湾水电站位于恩平市大田镇炉塘村委会阵湾村、潭江支流锦江水库上游，离恩平市区41公里。阵湾水电站于1984年开始建造，1990年4月建成投入运行，是以防洪为主、充分开发利用水资源开展发电，水陂工程管理，维护确保工程安全运行、水陂水域管理、水质保护等任务的水电站，其主要建筑物由蓄水陂、引水渠道和发电站组成。

阵湾水电站属引水式水电站，集雨面积20.46km^2，电站有2台卧式混流式水轮发电机组，原装机容量为2×1000kW=2000kW，2015年进行增效扩容工程改造，改造后电站总装机容量为2×1250kW=2500kW。

1.1.10 报告编制过程

为加快水电站提质改造工作，广湾（恩平）公司将水电站提质改造项目的勘测设计项目进行公开招标，确定我方（联合体）为中标单位，并签订了工程勘测设计合同。接受任务后，我方按照勘测设计全面质量管理的要求组成了恩平市水电站提质改造项目设计项目组，编制了勘测设计工作大纲，并及时组织

设计人员对现场进行了查勘，在恩平市水利局、恩平市水电站等有关单位的大力支持和配合下，收集了基础资料。项目组在认真分析工程资料的基础上，提出补充地形测量和地质勘察要求，进行水文复核计算、工程规模复核、水力机械比选等工作，并按《水利水电工程初步设计报告编制规程》（SL/T619-2021）及有关技术规范，编制完成了《恩平市水电站提质改造项目初步设计报告》（送审稿）及其附件。

2025年4月11日，恩平市水利局在恩平市组织召开专家评审会，形成《恩平市水电站提质改造项目专家审查意见》（详见附录一）。根据意见进行修改，编制完成了《恩平市水电站提质改造项目初步设计报告》（报批稿）及附件，现上报审批。

1.2 水文

（1）气温

恩平市位于北回归线以南，属亚热带海洋季节性气候。气候温和、热量充足，雨量丰沛，湿度大，无霜期长，冬少严寒，夏少酷热，四季宜种，但因地处沿海，常受东南季候风影响，台风、暴雨及冷锋都比较强烈，春季常有低温阴雨，影响春播，秋季有寒露风威胁晚造生产，每年汛期，又有台风暴雨，造成洪涝灾害。根据恩平气象站 1962~2012 年的实测资料统计，该地区多年平均气温 22.3℃，年平均气温的年际变化不大，历史极端最高气温 39.2℃（2005 年 7 月 19 日），极端最低气温-0.5℃（1963 年 1 月 16 日），多年平均相对湿度 79%，多年平均最大风速 9.7m/s，多年平均日照时数 1683.3h。

（2）台风

本区域地处沿海，属亚热带季风区，受南海海洋性气候影响，是热带气旋经常影响和登陆的地区。据气象局资料统计，1980 年至 2012 年，从珠三角和粤西登陆的台风有 82 个，对恩平市影响较大的有：0307 伊布都，最大风速 50m/s；0814 黑格比，最大风速 50m/s；0915 巨爵，最大风速 40m/s；1208 维森

特，最大风速 40m/s。

（3）降雨量

恩平市多年平均降水量为 2279mm，降水地区分布不均，由西向东逐渐减少，各站多年平均降水量在 1907mm（潢步头站）和 2744mm（清湾站）之间。本地区降雨量是充沛的，但降雨量年内分配不均匀，汛期 4~9 月，约占全年雨量的 85%，10 月～次年 3 月多年平均降雨量约占全年雨量的 15%。

（4）蒸发量

根据恩平市气象站 1976 年~2012 年实测蒸发量统计，恩平市多年平均蒸发量（E601 蒸发皿）1019mm，一般夏秋高温期蒸发量大，冬春蒸发量小。干旱指数（多年平均蒸发量与多年平均降雨量之比）为 0.41。

1.3 工程地质

（1）本工程区的地震动峰值加速度 0.05g，地震基本烈度为Ⅵ度，地震动反应谱特征周期为 0.35s，场地的区域构造稳定性好。

（2）各个水电站场地地貌单一，地层分布连续，场地土类型多为中硬土。场地覆盖土层为填筑土、圆砾、残积土和风化土，各岩土层的状态、埋深和厚度变化不大；因此，该场地地基属均匀地基。

（3）场地地质条件基本满足建设需要，承载条件较好，基坑稳定性好。但在施工过程中应注意防止雨水冲刷、浸泡坑底、坑壁等异常情况。施工开挖前应切实做好基坑降水、排水等措施。

（4）场地内地层为填筑土、残积土及强～弱风化岩。其中填筑土层（松散）为不良地层，未经处理不可作为基础持力层；残积土、强～弱风化岩均可作基础持力层。

（5）场地主要工程地质问题主要由地基承载力问题、基坑坑壁稳定问题组成。建议设计复核其安全稳定性后选择适宜的基础型式和开挖、支护方式。

1.4 工程任务和规模

1.4.1 建设目标和任务

本次设计对广湾（恩平）公司所属的14座电站进行改造，重点对运行多年的机组设备进行更换，对有安全隐患的压力管进行更换，对有安全隐患的厂房及水工建筑进行维修加固或拆除重建，对各电站防雷接地系统进行改造，对具备条件的电站的中控系统按“少人值守、集中管理”原则进行全自动化升级改造。分步建设恩平市智慧水电管理系统，建设恩平市智慧水电站大数据中心，建设生态流量在线监测管理系统，接入已建有生态流量监测装置电站的监测数据，逐步实现辖区内所水电站生态流量在线监测。

按照“3年取得重大进展、5年见到显著成效、10年实现根本改变”要求，积极推进水电站改造项目，按消除安全隐患，提高机组效率，提高自动化程度，提升电站效益，推进水电站改造提质建设。根据本项目资金安排情况，拟按建设期2年对各电站实施改造。

1.4.2 主要建设内容及规模

恩平市已建小水电站大多是上世纪七十年代早中期建成的，受当时物资条件所限，电站建设标准普遍偏低。经过近40多年运行，设备运行时间已远超其设计运行年限、机组及控制设备老化陈旧、自动化程度低、运行中故障频发、效益下降等是各个小水电站的普遍存在问题。

为此，藉“二十大”推进乡村振兴战略实施之机，广湾（恩平）公司加强农村基础能源建设和加大水电站改造力度，启动恩平市水电站提质改造项目，本工程拟对恩平市江洲水电站、丹竹河水电站、大带水电站（二、三、五、六级）、凤子山水电站（一、二、三级）、西坑水电站、塘洲水电站、恩城水电站、东成水电站、阵湾水电站共14座水电站进行改造，重点对运行多年的机组

设备进行更换，对有安全隐患的压力管道进行更换，对有安全隐患的厂房及水工建筑进行维修加固或拆除重建，对各水电站防雷接地系统进行改造，对具备条件的电站的中控系统按“少人值守、集中管理”原则进行全自动化升级改造。分步建设恩平市智慧水电管理系统，建设恩平市智慧水电站大数据中心，建设生态流量在线监测管理系统，接入已建有生态流量监测装置电站的监测数据，逐步实现辖区内所水电站生态流量在线监测。

改造后西坑水库水电站装机容量 1200kW、大带水库水电站装机容量 4780kW、丹竹河水电站装机容量 775kW、凤子山水库水电站装机容量 5170kW、恩城水电站装机容量 756kW、塘洲水电站装机容量 1200kW、江洲水电站装机容量 2500kW、东成水电站装机容量 1600kW、阵湾水电站装机容量 2500kW。

1.5 工程布置及建筑物

1.5.1 工程等别及设计标准

改造后大带水电站装机容量 4780kW、丹竹河水电站装机容量 775kW、凤子山水电站装机容量 5170kW、西坑水电站装机容量 1200kW、恩城水电站装机容量 756kW、江洲水电站装机容量 2500kW、塘洲水电站装机容量 1200kW、东成水电站装机容量 1600kW、阵湾水电站装机容量 2500kW，均小于 10MW。根据《水利水电工程等级划分及洪水标准》（SL252－2017），水电站工程等别为Ⅴ等，工程规模为小（2）型。丹竹河水电站、大带水电站（二、三、五、六级）、凤子山水电站（一、二、三级）、西坑水电站、阵湾水电站永久性主要建筑物级别为 5 级，次要建筑物级别为 5 级。

江洲水闸、塘洲水闸、恩城水闸均为Ⅱ等工程、大（2）型水闸；东成水闸（拆除重建按现行最新规范确定规模）为Ⅲ等工程、中型水闸，江洲水电站、塘洲水电站、恩城水电站、东成水电站承担发电及挡水功能。按照《水利水电

工程等级划分及洪水标准》（SL252-2017）4.1.2“承担多项功能的建筑物级别，应按规模指标较高的确定”，因此江洲水电站、塘洲水电站、恩城水电站永久性主要建筑物级别为 2 级，次要建筑物级别为 3 级；东成水电站永久性主要建筑物级别为 3 级，次要建筑物级别为 4 级。

根据《水利水电工程合理使用年限及耐久性设计规范》（SL654-2014），水电站合理使用年限为 30 年，丹竹河水电站、大带水电站（二、三、五、六级）、凤子山水电站（一、二、三级）、西坑水电站、阵湾水电站发电建筑物合理使用年限为 30 年，江洲水电站、塘洲水电站、恩城水电站、东成水电站发电建筑物合理使用年限为 100 年，水工建筑物所处的环境类别为“三”。

1.5.2 工程布置

本项目重点对运行多年的机组设备进行更换，对有安全隐患的压力管进行更换，对有安全隐患的厂房及水工建筑进行维修加固或拆除重建，对各电站防雷接地系统进行改造，对具备条件的电站的中控系统按“少人值守、集中管理”原则进行全自动化升级改造。所有改造均在原有电站的基础上进行改造，不改变现有工程布置。

1.6 机电及金属结构

1.6.1 水力机械

此次水电站提质改造，主要围绕 14 座水电站的水轮机、发电机、调速器、进水阀等设备展开。

西坑水电站装机容量不变，仍为 3×400kW。更换 3 台套水轮机、发电机、进水阀、调速器，更换 1 台户外放水蝶阀。水轮机型号为 HLA551C-WJ-58，配套发电机型号为 SFW400-8/990，调速器型号为 GWYT-600，进水阀型号为

Z945H-6-DN1000，放水蝶阀型号为 D941H-6-DN1000。

大带二级水电站装机容量为 1×320kW。新增 1 台微机调速器，并改造水轮机控制环，调速器型号为 GWYT-300。

大带三级水电站装机容量不变，仍为 2×1600kW。更换 2 台套水轮机、发电机、进水阀，并改造调速器。水轮机型号为 HLA575c-WJ-65，配套发电机型号为 SFW1600-6/1430，进水阀型号为 Z945H-25-DN800。

大带五级水电站装机容量由 1×400kW+1×500kW 改为 2×500kW。更换 2 台套水轮机、发电机、进水阀、调速器。水轮机型号为 HLA551-WJ-58，配套发电机型号为 SFW500-8/990，调速器型号为 GWYT-600，进水阀型号为 Z945H-6-DN800。

大带六级水电站装机容量不变，为 160kW+100kW。新增 2 台微机调速器，并改造水轮机控制环，调速器型号为 GWYT-300。

丹竹河水电站装机容量由 1×250kW+1×400kW+1×125kW 改为 1×275kW+1×500kW，拆除并封堵原 3#机组。更换 2 台套水轮机、发电机、进水阀、调速器。1#机组水轮机型号为 HLA616-WJ-45，配套发电机型号为 SFW275-6/850，调速器型号为 GWYT-600，进水阀型号为 Z945H-6-DN600。2#机组水轮机型号为 HLA616-WJ-60，配套发电机型号为 SFW500-8/990，调速器型号为 GWYT-300，进水阀型号为 Z945H-6-DN800。

凤子山一级水电站装机容量不变，仍为 3×500kW。更换 3 台套水轮机、发电机、调速器。水轮机型号为 HLA936-WJ-62，配套发电机型号为 SFW500-8/990，调速器型号为 GWYT-300。

凤子山二级水电站装机容量不变，仍为 2×160kW+1×200kW。更换 3 台套水轮机、调速器。1～2#水轮机型号为 ZDK400-LM-100，3#水轮机型号为 ZDK400-LM-110，1～3#调速器型号为 GWYT-600。

凤子山三级水电站装机容量由 3×500W+2×630kW 改为 5×630kW。更换 5

台套水轮机、发电机、调速器。水轮机型号为 ZD660-LH-100，配套发电机型号为 SF630-12/1730，调速器型号为 GWYT-1000。

恩城水电站装机容量不变，仍为 9×84kW。更换 8 台水轮机中间轴承（1#机组无中间轴承）、更换 3#机组主轴法兰盘、新增 9 台调速器，调速器型号为 GWYT-1000。

塘洲水电站装机容量由 1×320kW+2×400kW 改为 3×400kW。更换 3 台套水轮机、调速器，更换 1#机组发电机。1～3#水轮机型号为 ZDK400-LM-200，1～3#调速器型号为 GWYT-1800，1#机组配套发电机型号为 SF400-40/2600。

江洲水电站装机容量由 10×200kW 改为 10×250kW。更换 10 台套水轮机、发电机、调速器。水轮机型号为 ZDK400-LM-130，配套发电机型号为 SF250-24/1730，调速器型号为 GWYT-1000。

东成水电站装机容量不变，仍为 4×400kW，但机组应能满足超发 10%，超发时最大单机容量为 440kW。更换 4 台套水轮机、发电机、调速器。水轮机型号为 ZDK400-LM-200，配套发电机型号为 SF400-40/2600，调速器型号为 GWYT-1800。

阵湾水电站装机容量不变，仍为 2×1250kW。更换 2 台套水轮机、发电机、进水阀，并改造调速器。水轮机型号为 HLA936-WJ-62，配套发电机型号为 SFW1250-6/1180，进水阀型号为 Z945H-25-DN600。

1.6.2 电气及自动化

围绕“少人值守、集中管理”目标，通过设备更新、系统升级和网络优化，全面提升水电站自动化水平、运行可靠性与远程管控能力，构建多层级集中监控体系（现地控制层-站级中控层-集中远控层），实现全站自动控制与统一调度管理。

一、电气设备升级

（1）升压站改造：更换变压器（如大带三级站主变 S13-M-800/38.5）、断路器（如 ZW7-40.5/630-20 或 ZW6-12/630 型真空断路器）、隔离开关等户外配电装置；新增无功补偿设备（如西坑站 400kVA 补偿变）；优化主变容量匹配（如丹竹河站主变优化至一台 1250kVA）。

（2）机旁设备更新：更换高压屏柜、保护屏、直流电源系统（如西坑站 100Ah 直流屏）；采用模块化机组综合屏（GGD3 型），集成 PLC 智能控制、保护及测量功能，提升机组一体化管理水平。

（3）电缆与接地系统：更换老化动力及控制电缆；改造接地网，新增独立自控设备接地装置（电阻≤4Ω），强化防雷与安全防护。

二、自动化系统升级

（1）分层分布式监控架构：构建“现地控制层-站级中控层-集中远控层”三级网络（光纤以太网），支持远程操作、数据采集与智能分析。

（2）视频监控系统：部署高清网络摄像机（如 400 万像素语音球机）、光纤传输网络及智能管理平台，覆盖厂房入口、升压站、前池等关键区域，支持图像存储、智能报警与远程巡检。

（3）中控设备升级：配置工作站（i7 处理器/16GB 内存）、核心交换机、防火墙及数字硬盘录像机，升级后台软件，兼容多厂家设备通信协议。

三、保护与安全增强

（1）继电保护配置：按《水利水电工程继电保护设计规范》（SL455-2010）规范，配置发电机速断、过电压、定子一点接地、过负荷、失磁等保护和变压器速断、过负荷、瓦斯、温度等保护；采用微机智能保护装置。

（2）励磁系统改造：采用无刷励磁（西坑、大带等站）或可控硅励磁（塘洲站），提升调节精度与稳定性。

（3）过电压防护：增设避雷针（铁塔式替代砼杆）、避雷器及浪涌保护器，优化防直击雷与雷电波侵入措施。

四、通信网络优化

采用 VPN 专线构建广域通信网，支持多电站数据汇聚至片区监控中心（如凤子山管理处）及集控中心（塘洲水闸）；部署工业级路由器、防火墙保障网络安全。

1.6.3 金属结构

本工程涉及金属结构设计主要有以下几种：

（1）引水管道更换为 Q235 钢管。

（2）放水闸、排沙闸等更换 C25 钢筋砼闸门以及手电两用螺杆启闭机。

（3）闸前更换 Q235 钢拦污栅；闸后更换 FH 型循环齿耙式格栅清污机以及刮板传送机。

（4）水电站厂房新增无轨万向龙门吊。

为有效控制钢结构外露面的腐蚀程度，所有引水钢管、闸门门叶、拦污栅栅叶、门槽、栅槽等金属结构外露未加工部分防腐采用“热喷涂锌+封闭涂料”形式。

1.7 消防设计

本工程依据相关规范，明确主要生产场所火灾危险性分类及耐火等级，如水电站厂房为丁类、三级，中控室为丙类、二级。各建（构）筑物防火间距、消防通道、安全出口等均满足规范要求，装修材料采用不燃材料，孔洞封堵处理。

灭火设施方面，因水电站规模小，厂房和中控室不设消防栓系统，按 A 类火灾中危险级配置手提式二氧化碳或 ABC 干粉灭火器。

消防电气要求消防用电按不低于二级负荷，双回路供电并设末端切换装置，应急照明及疏散指示标志有相应供电时长、照度及设置要求，防雷接地遵循相关国标。通风排烟以自然方式为主，辅以机械通风和排烟设备。

1.8 施工组织设计

根据“3年取得重大进展、5年见到显著成效、10年实现根本改变”要求，计划于2年内完成恩平市江洲水电站、丹竹河水电站、大带水电站（二、三、五、六级）、凤子山水电站（一、二、三级）、西坑水电站、塘洲水电站、恩城水电站、东成水电站、阵湾水电站共14座水电站的建设内容。

经测算，本项目实施过程中消耗土石方明挖330.09m3，土石方填筑2619.8m3，混凝土2019.21m3，模板5186.21m2，钢筋65.82t，水泥91.48t，碎石83.2m3，砂165.59m3，电241301.75kw·h，柴油30.14t，汽油10.01t，水3525.45m3。

1.9 建设征地与移民安置

本项目各水电站厂区（包括所有建筑物和场地）在生态保护红线划定前已依法依规建成并投入使用多年，此次改造主要是对现有主厂房、辅助厂房等建筑物内部的发电机组、电气设备、控制系统等进行更新、升级或替换施工活动（厂房内作业）均未触及、穿越或占用厂区范围外的任何生态保护红线区域。不涉及新增建设用地，不改变土地用途和规划条件，所有建设活动严格限定在既有合法厂区及厂房内部，与生态保护红线无交集，不会对红线区域产生任何新增影响或破坏。项目用地合法、合规、合理，完全满足技术改造类项目的用地要求。

2025年6月11日，恩平市自然资源局下发《关于恩平市水电站提质改造项目用地审查的复函》（详见附录二-6）要求“如项目建设占用土地，涉农用地转为建设用地的，应当办理农用地转用审批手续，且建设项目动工前，应依法依规取得合法用地手续”。2025年6月26日，广湾（恩平公司）在《关于恩平市水电站提质改造项目用地审查意见复函的说明》（详见附录二-7）中承诺“在项目初步设计阶段进一步优化设计方案，结合用地规划、生态保护及技术规范等

要求，对用地范围线进行细化调整，保障工程实施符合自然资源管理相关规定。并在项目推进过程中，积极配合，及时提交调整后的设计成果，并根据技术审查意见完善用地方案，依法依规履行后续审批程序，确保施工面不在生态保护红线范围内”。

经项目建设单位与设计单位自查，本项目所有改造均在原有电站的基础上进行改造，不改变现有工程布置，工程占地均在原有工程管理范围以内，不涉及新的工程占地及相应的青苗补偿等。

1.10 环境保护设计

为使工程施工期对环境不利影响减少到最低程度，工程施工期采用了有力的环境保护措施。环境保护措施主要为施工期的生产和生活污水处理、卫生防疫和水质、大气质量、噪声监测控制，以使工程施工对工作人员的身体健康和环境的不利影响减少到最低程度。

经计算工程环境保护措施总投资为 20.28 万元，其中：施工期环境保护措施费 3.34 万元，施工期环境监测费 0.40 万元，独立费用 15.57 万元，基本预备费 0.97 万元。

1.11 水土保持设计

项目区位于恩平市，属《广东省人民政府授权发布全省水土流失重点防治区的通告》的重点预防保护区，水土流失防治标准等级执行《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T50434-2018）规定的建设类项目二级标准。

本工程新增水土保持工程投资 37.21 万元。新增投资包括工程措施 0.77 万元，植物措施 0.31 万元，监测措施 15.72 万元，临时工程 1.80 万元，独立费用 16.19 万元，基本预备费 1.74 万元，水土保持设施补偿费 0.68 万元。

1.12 劳动安全与工业卫生

按照《中华人民共和国消防法》第二条的规定，本工程的防火、防爆安全设计贯彻预防为主、防消结合的方针，实行防火安全责任制。

本工程运行期间，无需专门的工业卫生措施，仅在施工期间，需注意露天工作时防中暑和低温天气保暖，防噪声、防施工粉尘等。

本工程劳动安全与工业卫生的设计，符合《水利水电工程劳动安全与工业卫生设计规范中的规定和标准》，对于本工程范围内可能影响自身安全的因素，通过优化规范设计和优质施工，均可以取得较好的安全运行效果。

1.13 节能设计

本工程完成后，提高电站安全水平，提升机组运行效率，按规定下泄生态流量，加强运行监测监管，切实改善电站上下游生态环境，更有效配置现有水资源，提高水资源利用效率。工程建设符合国家、地方和行业的节能设计标准，工程总体布置、施工组织及机电金结设备选择充分考虑节能原则，工程采取的节能措施合理可行，降低了施工能耗和运行能耗，环境效益和社会效益都十分显著，建议尽早实施。项目建设期能耗 77.52 吨标准煤。

1.14 工程管理设计

本工程建设单位为广湾（恩平）公司，工程改造完成后仍由广湾（恩平）公司管理。广湾（恩平）公司具有丰富的电站运行管理经验，目前各电站均已通过广东省农村水电站安全生产标准化达标三级单位验收，经过自身内部的机构调整和体制改革，已做到机构健全、岗位设置和人员编制基本合理。机组改造后电站规模、机组数量、设备布置、整体运行方式并未改变，因此仍可沿用原有管理机构、管理体制和定岗定编。

1.15 工程信息化

根据本工程各水电站的具体情况，满足电站就近管理和远程管理相结合以及相关管理模式逐渐磨合的过程。

集控中心设在恩平市塘洲水闸管理处三楼，实现对江洲水电站、丹竹河水电站、大带水电站（二、三、五、六级）、凤子山水电站（一、二、三级）、西坑水电站、塘洲水电站、恩城水电站、东成水电站、阵湾水电站共 14 座水电站的集控。此外，根据水电站工程管理需要，拟在大带水库管理楼和凤子山水库管理楼各设置 1 个片区监控中心。各片区控制中心管理范围是：（1）大带片区监控中心负责大带二级、三级、五级和六级站的集控和管理；（2）凤子山片区监控中心负责凤子山一级、二级、三级和丹竹河水电站的集控和管理。

集控中心实现对水电站设备的运行状态及参数的远程监视、控制及调节；系统主要包括水电站智能监控系统、视频监控系统、水雨情数据采集系统、生态流量数据采集系统、一张图信息展示平台、大屏幕显示系统、语音对讲系统和水电站智能运维管理系统，共 8 部分。系统基于“少人值守，集中管理”原则进行设计，实现电站的经济运行、远程安全监视、自动化、信息化和现代化电厂的集控管理。通过本系统的建设实施，可以降低电站运行管理成本、提高劳动生产率、提高水电站现代化管理水平。

本项目通过租用 VPN 专线将水电站实时运行数据、设备状态等综合信息上传到智慧水电站集控中心平台，并通过平台实现对各监测点的监管及集约化运营管理。

1.16 投资概算

本工程总投资 12438.34 万元，其中工程部分投资为 11596.77 万元，水土保持工程投资 37.21 万元，环境保护工程投资 20.28 万元，建设期利息 784.08 万元。本工程资金来源由两部分组成，项目资本金 6250 万元，通过申请专项债解

决，余下 6188.34 万元，通过银行贷款解决。

1.17 经济评价及财务分析

根据《水利建设项目经济评价规范》（SL72-2013），水利建设项目的计算期，包括建设期和运行期。防洪、治涝、灌溉等工程运行期为 30~50 年，本工程根据具体情况运行期为 30 年。根据本工程的施工组织设计，建设期为 24 个月。综上所述，本工程计算期为 32 年。

通过计算项目经济内部收益率（EIRR）=11.03%≥8%，经济净现值（ENPV）=3430.28 万元≥0，经济效益费用比（RBC）=1.15≥1，该项目在经济上是合理的。

经测算，项目总收入约 47858.76 万元，总运营费用约 21579.3 万元，实现收益约 26279.46 万元。本项目在 20 年内的盈余合计为 26279.46 万元，项目贷款期内还本付息合计 20278.98 万元。盈余总额＞贷款期内还本付息总额，本息覆盖倍数 26279.46/20278.98=1.3。预计项目收益可以覆盖融资成本，项目自身收益可实现平衡。

1.18 社会风险评估

本项目可能会引发 6 类不利于社会稳定的风险，这 6 类风险发生的可能性大小评价结果是：第 1 类风险，项目合法性、合理性遭质疑的风险，该类风险发生的可能性较小；第 2 类风险，项目可能造成环境破坏的风险，该类风险发生的可能性很小；第 3 类风险，群众抵制征地拆迁的风险，该类风险发生的可能性较小；第 4 类风险，群众对生活环境变化的不适风险，该类风险发生的可能性较小；第 5 类风险，群众对生活保障担忧的风险，该类风险发生的可能性很小；第 6 类风险，项目可能引发社会矛盾的风险，该类风险发生的可能性很小。

综合评价，本工程征地拆迁项目社会稳定风险程度低，但有发生个体矛盾

冲突的可能。建议采取相应的风险防范措施，在一定程度上会起到降低消除社会风险的效果。但其效果的好坏，取决于这些防范措施执行力度大小的影响。

1.19 结论与建议

本次项目选取的电站均为效益较好的主力站，设计方案可行，经济合理，项目改造完成后，提高电站安全水平，提升机组运行效率，更有效配置现有水资源，提高水资源利用效率。

建议恩平市水电站提质改造项目尽快实施，早日发挥其综合效益。

1.20 工程特性表

1.20.1 西坑水电站工程特性表

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
一	工程规模			
1	装机容量/kW	3×400=1200	装机容量不变。	3×400=1200
2	多年平均发电量/（万 kW.h）	277.27		277.27
3	年利用小时数/h	2310.60		2310.60
4	水库调节性能	年调节		年调节
5	设计引水位/m	62.00		62.00
6	最低引水位/m	43.10		43.10
7	发电引水流量/（m3/s）	6.67		6.67
二	引水建筑物			
1	压力管道形式	埋管（钢管）	不改造。	埋管（钢管）
2	供水方式	一管三机		一管三机
3	主管内径/m	1.30		1.30
4	主管长度/m	186.50		186.50
5	支管内径/m	1.00		1.00
6	支管长度/m	40		40
三	厂房			
1	型式	框架结构	厂房老旧，翻新加固。	框架结构
2	主厂房尺寸（长×宽）/（m×m）	22.30×11.40		22.30×11.40
3	水轮机安装高程/m	34.95		34.95
四	升压站			

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
1	型式	户外	升压站原有地面局部位置破损。	户外
2	面积（长×宽）/（m×m）	18.00×16.00		18.00×16.00
五	主要机电设备			
1	水轮机台数/台	3	效率低、轴承温度高、故障多。	3
2	型号	HL300-WJ-60		HLA551C-WJ-58
3	额定出力/kW	/		434.80
4	发电机台数/台	3	线圈绝缘等级低、发热。	3
5	型号	TSWN99/46-10		SFW400-8/990
6	单机容量/kW	400		400
7	进水阀型号	DN1000，PN6	漏水严重、阀体及接管锈蚀。	Z945H-6-DN1000
8	调速器型号	YW-300	自动化程度低、漏油。	GYWT-600
9	主变压器数量及规格/台	2 台主变： 1 号主变： S9-M-1000kVA/11 2 号主变： S9-M-630kVA/11	根据电站管理单位反映，电站发电时经常少发无功，导致功率因数考核标准达不到供电部门要求，从而扣除相关费用，因此需增加 1 台 400kVA 无功补偿变用于增发无功，减少费用扣除。	3 台主变： 1 号主变： S9-M-1000kVA/11 2 号主变： S9-M-630kVA/11 3 号主变： S13-M-400/10.5
六	输电线路			
1	电压/kV	10kV	不改造	10kV
2	回路数/回路	1		1
3	输电距离/m	9km		9km

1.20.2 大带水电站工程特性表

1.20.2.1 大带二级站

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
一	工程规模			
1	装机容量/kW	320	装机容量不变。	320
2	多年平均发电量/（万 kW.h）	113.40		113.40
3	年利用小时数/h	3543.80		3543.80
4	水库调节性能	年调节		年调节
5	设计引水位/m	230.00		230.00
6	最低引水位/m	220.30		220.30

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
7	发电引水流量/（m3/s）	2.00		2.00
二	引水建筑物			
1	压力管道形式	明管（钢管）	减少日常维护，管道挂网砼外包。	明管（砼外包钢管）
2	供水方式	一管一机		一管一机
3	主管内径/m	0.80		0.80
4	主管长度/m	390		390
三	厂房			
1	型式	框架结构	不改造。	框架结构
2	主厂房尺寸（长×宽）/（m×m）	11.70×10.30		11.70×10.30
3	水轮机安装高程/m	208.20		208.20
四	升压站			
1	型式	户外	不改造。	户外
2	面积（长×宽）/（m×m）	5.70×5.00		5.70×5.00
五	主要机电设备			
1	水轮机台数/台	1	不改造。	1
2	型号	HLJF3689A-WJ-60		HLJF3689A-WJ-60
3	额定出力/kW	/		345.90
4	发电机台数/台	1	不改造。	1
5	型号	SFW320-12/990		SFW320-12/990
6	单机容量/kW	320		320
7	进水阀型号	DN1000，PN6	不改造。	DN1000，PN6
8	调速器型号	电动调速器	自动化程度低、无 PID 调节功能。	GYWT-300
9	主变压器数量及规格/台	S11-M-400/6.6	不改造。	S11-M-400/6.6
六	输电线路			
1	电压/kV	6.6kV		6.6kV
2	回路数/回路	1 回		1 回
3	输电距离/m	0.8km（至三级站）		0.8km（至三级站）

1.20.2.2 大带三级站

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
一	工程规模			
1	装机容量/kW	2×1600=3200	装机容量不变。	2×1600=3200
2	多年平均发电量/（万 kW.h）	620.00		620.00
3	年利用小时数/h	1937.50		1937.50

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
4	设计引水位/m	205.83		205.83
5	发电引水流量/（m3/s）	4.00		4.00
二	引水建筑物			
1	引水道形式	明渠	设备残旧，更换清污机。	明渠
2	长度/m	250		250
3	断面尺寸（宽×高）/（m×m）	4.00×2.00		4.00×2.00
4	前池形式	侧向进水		侧向进水
5	进水口底槛高程/m	202.40		202.40
6	压力管道形式	明管（砼管+钢管）	对剩余未改造的砼管更换为钢管。	明管（钢管）
7	供水方式	一管一机		一管一机
8	主管内径/m	0.80		0.80
9	主管长度/m	285		285
三	厂房			
1	型式	框架结构	厂房老旧，翻新加固。	框架结构
2	主厂房尺寸（长×宽）/（m×m）	26.90×18.20		26.90×18.20
3	水轮机安装高程/m	103.40		103.40
四	升压站			
1	型式	户外	（1）升压站主接线形式改变，对应更换升压站设备。 （2）升压站地面不平整，局部位置破损。	户外
2	面积（长×宽）/（m×m）	24.00×14.60		24.00×14.60
五	主要机电设备			
1	水轮机台数/台	2	外观老旧、锈蚀、效率低。	2
2	型号	HL160-WJ-60		HLA575c-WJ-65
3	额定出力/kW	/		1739.10
4	发电机台数/台	2	线圈绝缘等级低，轴承及线圈温度高。	2
5	型号	TSW143/48-6		SFW1600-6/1430
6	单机容量/kW	1600		1600
7	进水阀型号	DN800，PN25	漏水严重、阀体及接管锈蚀。	Z945H-25-DN800
8	调速器型号	YWT-600	需配合水轮机改造。	YWT-600

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
9	主变压器数量及规格/台	3 台主变 1 号主变： S11-2000kVA/38.5 2 号主变： S11-2000kVA/38.5 3 号主变： SJ3-750kVA/38.5	3 号变设备较旧，故障维修较多。	3 台主变 1 号主变： S11-2000kVA/38.5 2 号主变： S11-2000kVA/38.5 3 号主变： S13-M-800kVA/38.5
六	输电线路			
1	电压/kV	35kV	不改造	35kV
2	回路数/回路	1 回		1 回
3	输电距离/m	5km		5km

1.20.2.3 大带五级站

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
一	工程规模			
1	装机容量/kW	400+500=900	无调节能力，汛期弃水较多。	2×500=1000
2	多年平均发电量/（万 kW.h）	/		198.00
3	年利用小时数/h	/		1980.00
4	设计引水位/m	92.03		92.03
5	发电引水流量/（m3/s）	/		4.40
二	引水建筑物			
1	压力管道形式	明管（钢管）	不改造。	明管（钢管）
2	供水方式	一管二机		一管二机
3	主管内径/m	1.20		1.20
4	主管长度/m	40		40
5	支管内径/m	0.80		0.80
6	支管长度/m	61		61
三	厂房			
1	型式	框架结构	厂房老旧，翻新加固。	框架结构
2	主厂房尺寸（长×宽）/（m×m）	15.90×10.60		15.90×10.60
3	水轮机安装高程/m	62.95		62.95
四	升压站			
1	型式	户外	（1）升压站主接线形式改变，对应更换升压站设备。 （2）升压站地面不平整，局部位置破损。	户外
2	面积（长×宽）/（m×m）	15.40×15.20		15.40×15.20

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
五	主要机电设备			
1	水轮机台数/台	2	效率低、轴承温度高、故障多	2
2	型号	1#：HL220-WJ-50 2#：HL260-WJ-50		HLA551-WJ-58
3	额定出力/kW	/		543.50
4	发电机台数/台	2	线圈绝缘等级低、发热。	2
5	型号	1#：TSWN99/37-8 2#：SFW500-8/990		SFW500-8/990
6	单机容量/kW	1#：400 2#：500		500
7	进水阀型号	DN1000，PN6	漏水严重、阀体及接管锈蚀。	Z945H-6-DN1000
8	调速器型号	YW-300	自动化程度低、漏油。	GYWT-600
9	主变压器数量及规格/台	2 台主变： 1 号主变： S11-M-1250/38.5 2 号主变： S7-700/38.5	2 号主变较旧，无功补偿容量增大，1 号机组容量增大，故 1 号主变换新，原 1 号主变替换为 2 号主变。	2 台主变： 1 号主变： S13-M-1600/38.5 2 号主变： S11-M-1250/38.5
六	输电线路			
1	电压/kV	35kV	不改造	35kV
2	回路数/回路	1 回		1 回
3	输电距离/m	0.7km（至三级站）		0.7km（至三级站）

1.20.2.3 大带六级站

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
一	工程规模			
1	装机容量/kW	100+160=260	装机容量不变。	100+160=260
2	多年平均发电量/（万 kW.h）	71.56		71.56
3	年利用小时数/h	2752.40		2752.40
4	设计引水位/m	59.50		59.50
5	发电引水流量/（m3/s）	3.60		3.60
二	引水建筑物			
1	引水道形式	明渠	不改造。	明渠
2	长度/m	/		/
3	断面尺寸（宽×高）/（m×m）	5.90×3.40		5.90×3.40
4	前池形式	正向进水	不改造。	正向进水
5	进水口底槛高程/m	47.80		47.80
6	压力管道形式	明管（砼管）	砼管碳化。	明管（钢管）

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
7	供水方式	单管单机		单管单机
8	主管内径/m	0.80		0.80
9	主管长度/m	18		18
三	厂房			
1	型式	框架结构	（1）厂房老旧，翻新加固。 （2）厂房斜屋面改建为平屋面。	框架结构
2	主厂房尺寸（长×宽）/（m×m）	15.10×7.70		15.10×7.70
3	水轮机安装高程/m	49.70		49.70
四	升压站			
1	型式	户外	不改造。	户外
2	面积（长×宽）/（m×m）	10.00×6.00		10.00×6.00
五	主要机电设备			
1	水轮机台数/台	2	不改造。	2
2	型号	ZDJP502-LMY-60		ZDJP502-LMY-60
3	额定出力/kW	/		1#：177.80 2#：111.20
4	发电机台数/台	2	不改造。	2
5	型号	1#：SF160-8/990 2#：SF100-10/850		1#：SF160-8/990 2#：SF100-10/850
6	单机容量/kW	1#：160 2#：100		1#：160 2#：100
7	调速器型号	手动调速器	无自动化。	GYWT-300
8	主变压器数量及规格/台	S11-M-400/38.5	不改造。	S11-M-400/38.5
六	输电线路			
1	电压/kV	35kV	不改造。	35kV
2	回路数/回路	1 回		1 回
3	输电距离/m	1km（至三级站）		1km（至三级站）

1.20.3 丹竹河水电站工程特性表

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
一	工程规模			
1	装机容量/kW	250+400+125=775	装机容量不变。	275+500=775
2	多年平均发电量/（万 kW.h）	160.90		160.90
3	年利用小时数/h	2076.10		2076.10
4	设计引水位/m	73.37		73.37

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
5	发电引水流量/（m3/s）	3.60		3.60
二	引水建筑物			
1	设计引用流量/（m3/s）	3.00		3.00
2	引水道形式	明渠	设备残旧，更换清污机。	明渠
3	长度/m	4000		4000
4	断面尺寸（宽×高）/（m×m）	5.50×2.00		5.50×2.00
5	前池形式	侧向进水	两座放水闸结构及设备残旧，拆除合建为一座放水闸，并配套启闭室。	侧向进水
6	进水口底槛高程/m	72.35		72.36
7	压力管道形式	明管（砼管）	（1）砼管碳化，节约改造成本，合建为一根钢管。 （2）拆除3#机组。	明管（钢管）
8	供水方式	一管（φ600）一机（1#） 一管（φ800）二机（2#、3#）		一管二机
9	主管内径/m	0.60、0.80		1.00
10	主管长度/m	230		230
11	支管内径/m	2#：0.60 3#：0.50		1#：0.60 2#：0.80
12	支管长度/m	10		10
三	厂房			
1	型式	框架结构	厂房老旧，翻新加固。	框架结构
2	主厂房尺寸（长×宽）/（m×m）	22.70×7.90		22.70×7.90
3	水轮机安装高程/m	1#:42.41 2#:42.61 3#:42.41		1#:42.41 2#:42.61
四	升压站			
1	型式	户外	因升压站主接线形式改变，对应更换升压站设备；升压站地面不平整，局部位置破损。	户外
2	面积（长×宽）/（m×m）	24.20×26.30		24.20×26.30
五	主要机电设备			
1	水轮机台数/台	3	效率低、轴承温度高、故障多。	2

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
2	型号	1#：HL220-WJ-42 2#：HL220-WJ-50 3#：HL110-WJ-42		1#：HLA616-WJ-45 2#：HLA616-WJ-60
3	额定出力/kW	/		1#：298.90 2#：543.50
4	发电机台数/台	3	线圈绝缘等级低、发热。	2
5	型号	1#：TSWN74/36-6 2#：TSWN99/37-8 3#：SFW125-8/590		1#：SFW275-6/850 2#：SFW500-8/990
6	单机容量/kW	1#：250 2#：400 3#：125		1#：275 2#：500
7	进水阀型号	1#：DN600，PN6 2#：DN800，PN6 3#：DN500，PN6	漏水严重、阀体及接管锈蚀。	1#：Z945H-6-DN600 2#：Z945H-6-DN800
8	调速器型号	手动调速器	无自动化。	GYWT-600
9	主变压器数量及规格/台	3 台主变，其中 1 号主变为 S9-500/38.5 型，2 号主变为 S7-630/38.5 型，3 号主变为 S7-630/6.3 型。	根据运行管理及优化需求，将三台主变更换为一台主变。	改造后采用变压器-线路组接线，经 1 台 S13-M-1250/38.5 型主变升压后送电上网。
六	输电线路			
1	电压/kV	35kV	不改造。	35kV
2	回路数/回路	一回		一回
3	输电距离/m	13.5km		13.5km

1.20.4 凤子山水电站工程特性表

1.20.4.1 凤子山一级站

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
一	工程规模			
1	装机容量/kW	3×500=1500	装机容量不变。	3×500=1500
2	多年平均发电量/（万 kW.h）	330.90		330.90
3	年利用小时数/h	2206.00		2206.00
4	水库调节性能	年调节		年调节
5	设计引水位/m	97.00		97.00
6	发电引水流量/（m3/s）	3.90		3.90
二	引水建筑物			
1	压力管道形式	埋管（钢管）	不改造。	埋管（钢管）
2	供水方式	一管三机		一管三机
3	主管内径/m	1.20		1.20

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
4	主管长度/m	232.60		232.60
5	支管内径/m	0.50		0.50
6	支管长度/m	20		20
三	厂房			
1	型式	框架结构	厂房老旧，翻新加固。	框架结构
2	主厂房尺寸（长×宽）/（m×m）	18.30×14.50		18.30×14.50
3	水轮机安装高程/m	42.75		42.75
四	升压站			
1	型式	/	本级电站不设升压站，仅设一座户外厂用变台架，安装有 1 台 S11-M-30/6.3 型厂用变和配套控制保护设备等。	/
2	面积（长×宽）/（m×m）	6.70×7.50	因平台隔离开关操作空间不足，需扩宽平台。	6.70×7.50
五	主要机电设备			
1	水轮机台数/台	3	效率低、轴承温度高、故障多。	3
2	型号	HL110-WJ-60		HLA936-WJ-62
3	额定出力/kW	/		543.50
4	发电机台数/台	3	线圈绝缘等级低、发热。	3
5	型号	TSWN99/37-8		SFW500-8/990
6	单机容量/kW	500		500
7	进水阀型号	DN500，PN10	漏水严重、阀体及接管锈蚀。	DN500，PN10
8	调速器型号	DT-600	自动化程度低、漏油。	GYWT-300
9	主变压器数量及规格/台	主变压器设在三级水电站。		/
六	输电线路			
1	电压/kV	6.3kV	不改造。	6.3kV
2	回路数/回路	一回		一回
3	输电距离/m	1.1km（至三级站）		1.1km（至三级站）

1.20.4.2 凤子山二级站

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
一	工程规模			
1	装机容量/kW	2×160+200=520	装机容量不变。	2×160+200=520
2	多年平均发电量/（万 kW.h）	128.28		128.28
3	年利用小时数/h	2467.00		2467.00

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
4	设计引水位/m	39.60		39.60
5	发电引水流量/（m3/s）	14.40		14.40
二	引水建筑物			
1	前池形式	正向进水	放水闸结构及设备残旧，重建启闭架并更换闸门。	正向进水
2	进水口底槛高程/m	36.90		36.90
三	厂房			
1	型式	框架结构	厂房老旧，翻新加固。	框架结构
2	主厂房尺寸（长×宽）/（m×m）	16.50×10.00		16.50×10.00
3	水轮机安装高程/m	36.30		36.30
四	升压站			
1	型式	/		/
2	面积（长×宽）/（m×m）	/		/
五	主要机电设备			
1	水轮机台数/台	3	效率低、水下部分锈蚀严重、故障多。	3
2	型号	ZD760-LM-100		1#～2#：ZDK400-LM-100 3#：ZDK400-LM-110
3	额定出力/kW	/		1#～2#：175.80 3#：219.80
4	发电机台数/台	3	不改造。	3
5	型号	1#～2#：SF160-16/118 3#：SF200-20/1180		1#～2#：SF160-16/118 3#：SF200-20/1180
6	单机容量/kW	1#～2#：160，3#：200		1#～2#：160，3#：200
7	调速器型号	CT-300	自动化程度低、漏油严重，无 PID 调节功能。	GYWT-300
8	主变压器数量及规格/台	主变压器设在三级水电站。		/
六	输电线路			
1	电压/kV	0.4kV	不改造。	0.4kV
2	回路数/回路	一回		一回
3	输电距离/m	600m（至三级站）		600m（至三级站）

1.20.4.3 凤子山三级站

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
一	工程规模			
1	装机容量/kW	3×500+2×630=2760	无调节能力，汛期弃水较多。	5×630=3150

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
2	多年平均发电量/（万 kW.h）	/		813.96
3	年利用小时数/h	/		2584.00
4	设计引水位/m	39.60		39.60
5	发电引水流量/（m3/s）	/		30.00
二	引水建筑物			
1	前池形式	正向进水	放水闸老旧，翻新加固。	正向进水
2	进水口底槛高程/m	36.00		36.00
3	压力管道形式	明管（外包砼钢管）		明管（砼外包钢管）
4	供水方式	一管一机		一管一机
5	主管内径/m	1.40		1.40
6	主管长度/m	40		40
三	厂房			
1	型式	框架结构	厂房结构呈贯穿性裂缝，拆除重建机组层及上部建筑。	框架结构
2	主厂房尺寸（长×宽）/（m×m）	23.40×14.10		23.40×14.10
3	水轮机安装高程/m	24.00		24.00
四	升压站			
1	型式	户外	因升压站设备老旧、部分已淘汰，需更换升压站设备；升压站地面不平整，局部位置破损。	户外
2	面积（长×宽）/（m×m）	33.00×28.00		33.00×28.00
五	主要机电设备			
1	水轮机台数/台	5	效率低、设备老旧、水下部分严重锈蚀、影响安全稳定运行、故障多。	5
2	型号	ZD560-LH-100		ZD660-LH-100
3	额定出力/kW	/		1#～5#：692.30
4	发电机台数/台	5	线圈绝缘等级低、发热、机组不明原因振动。	5
5	型号	TSL173/21-12		SF630-12/1730
6	单机容量/kW	1#～3#：500 4#～5#：630		630
7	调速器型号	YT-1000	自动化程度低、漏油严重，无 PID 调节功能。	GYWT-1000

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
8	主变压器数量及规格/台	3 台主变，其中 1 号变为 S11-4000/38.5 型，用于三级站升压；2 号变为 S11-2000/38.5 型，用于一级站升压；4 号变为 S9-800/38.5 型，用于二级站升压。	4 号变设备较旧，故障维修较多。	改造后 4 号变 S13-M-800/38.5 型。
六	输电线路			
1	电压/kV	35kV	不改造。	35kV
2	回路数/回路	一回		一回
3	输电距离/m	13km		13km

1.20.5 恩城水电站工程特性表

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
一	工程规模			
1	装机容量/kW	9×84=756	装机容量不变。	9×84=756
2	多年平均发电量/（万 kW.h）	330.52		330.52
3	年利用小时数/h	4372.00		4372.00
4	设计引水位/m	19.30		19.30
5	发电引水流量/（m3/s）	33.60		33.60
二	引水建筑物			
1	前池形式	正向进水	不改造。	正向进水
2	进水口底槛高程/m	16.70		16.70
三	厂房			
1	型式	框架结构	厂房老旧，翻新加固。	框架结构
2	主厂房尺寸（长×宽）/（m×m）	39.50×9.80		39.50×9.80
3	水轮机安装高程/m	16.70		16.70
四	升压站			
1	型式	户外	因升压站主接线形式改变，对应更换升压站设备；升压站平台重建。	户外
2	面积（长×宽）/（m×m）	7.00×6.20		26.70×6.20
五	主要机电设备			
1	水轮机台数/台	9	不改造。	9
2	型号	ZD760-LM-80		ZD760-LM-80
3	额定出力/kW	/		98.90
4	发电机台数/台	9	不改造。	9
5	型号	SF84-20/118		SF84-20/118

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
6	单机容量/kW	84		84
7	调速器型号	手动调速器	无自动化。	GYWT-300
8	主变压器数量及规格/台	2 台主变，均为 S9-500/10.5 型。	根据运行管理及优化需求，将两台主变更换为一台主变。	1 台主变，S13-M-1250/10.5 型。
六	输电线路			
1	电压/kV	10kV	不改造。	10kV
2	回路数/回路	1 回		1 回
3	输电距离/m	3km		3km

1.20.6 塘洲水电站工程特性表

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
一	工程规模			
1	装机容量/kW	320+2×400=1120	无调节能力，汛期弃水较多。	3×400=1200
2	多年平均发电量/（万 kW.h）	/		409.72
3	年利用小时数/h	/		3414.30
4	设计引水位/m	16.40		16.40
5	发电引水流量/（m3/s）	/		50.47
二	引水建筑物			
1	前池形式	正向进水	不改造。	正向进水
2	进水口底槛高程/m	13.40		13.40
三	厂房			
1	型式	框架结构	厂房老旧，翻新加固	框架结构
2	主厂房尺寸（长×宽）/（m×m）	31.60×13.60		31.60×13.60
3	水轮机安装高程/m	13.40		13.40
四	升压站			
1	型式	户外	升压站地面不平整，局部位置破损。	户外
2	面积（长×宽）/（m×m）	20.40×19.20		20.40×19.20
五	主要机电设备			
1	水轮机台数/台	3	效率低、设备老旧、水下部分锈蚀严重、故障多、出力不足。	3
2	型号	1#：ZD760-LM-200 2#～3#：ZD419-LM-200		1#：ZDK400-LM-200 2#～3#：ZD419-LM-200
3	额定出力/kW	/		434.80

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
4	发电机台数/台	3	线圈绝缘等级低、发热。	3
5	型号	TSL260/21-48		1#:SF400-40/2600 2#～3#:TSL260/21-48
6	单机容量/kW	1#：320 2#～3#：400		1#～3#：400
7	调速器型号	YT-1000	自动化程度低、漏油严重，无 PID 调节功能，调速功偏低。	GYWT-1800
8	主变压器数量及规格/台	2 台主变，均为 S11-M-800/11 型。	根据电站管理单位反映，电站发电时经常少发无功，导致功率因数考核标准达不到供电部门要求，拟增加 1 台 800kVA 无功补偿变用于增发无功。	改造后新增无功补偿变 S13-M·RL-800/10.5 型。
六	输电线路			
1	电压/kV	10kV	不改造。	10kV
2	回路数/回路	一回		一回
3	输电距离/m	4km		4km

1.20.7 江洲水电站工程特性表

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
一	工程规模			
1	装机容量/kW	10×200=2000	无调节能力，汛期弃水较多。	10×250=2500
2	多年平均发电量/（万 kW.h）	/		851.60
3	年利用小时数/h	/		3406.40
4	设计引水位/m	9.00		9.00
5	发电引水流量/（m3/s）	/		74.07
二	引水建筑物			
1	前池形式	侧向进水	不改造。	侧向进水
2	进水口底槛高程/m	5.50		5.50
三	厂房			
1	型式	框架结构	厂房结构呈贯穿性裂缝，拆除重建机组层，并对上部建筑翻新加固。	框架结构
2	主厂房尺寸（长×宽）/（m×m）	50.30×9.30		50.30×9.30
3	水轮机安装高程/m	6.00		6.00
四	升压站			

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
1	型式	户外	因升压站设备老旧、部分已淘汰，需更换升压站设备；升压站地面不平整，局部位置破损。	户外
2	面积（长×宽）/（m×m）	18.50×13.30		18.50×13.30
五	主要机电设备			
1	水轮机台数/台	10	效率低、水下部分锈蚀严重、故障多。	10
2	型号	1#～5#：ZD760-LM-120 6#～10#：ZD419-LM-120		ZDK400-LM-130
3	额定出力/kW	/		274.70
4	发电机台数/台	10	线圈绝缘等级低，发热。	10
5	型号	TSWN143/23-20		SF250-24/1730
6	单机容量/kW	200		250
7	调速器型号	手动调速器	无自动化。	GYWT-1000
8	主变压器数量及规格/台	2 台主变，均为 S11-1600/10.5。	因发电机组增容，所以变压器需增容。	2 台主变，均为 S13-2000/10.5。
六	输电线路			
1	电压/kV	10kV	不改造。	10kV
2	回路数/回路	1 回		1 回
3	输电距离/m	5km		5km

1.20.8 东成水电站工程特性表

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
一	工程规模			
1	装机容量/kW	4×400=1600	装机容量不变	4×400=1600
2	多年平均发电量/（万 kW.h）	560.10		560.10
3	年利用小时数/h	3000.60		3000.60
4	设计引水位/m	13.10		13.10
5	发电引水流量/（m3/s）	59.30		59.30
二	引水建筑物			
1	前池形式	正向进水	不改造。	正向进水
2	进水口底槛高程/m	9.50		9.50
三	厂房			

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
1	型式	框架结构	东成水闸重建工程保留拦河闸、船闸、电站的土建及金结相关内容。其中水力机械制安、电气及自动化改造纳入到本项目中。	框架结构
2	主厂房尺寸（长×宽）/（m×m）	37.20×12.00		30.10×22.80
3	水轮机安装高程/m	9.50		9.50
四	升压站			
1	型式	户外	因电站重建，升压站由户外式改为户内式。	户内
2	面积（长×宽）/（m×m）	25.00×20.00		30.10×6.00
五	主要机电设备			
1	水轮机台数/台	4	效率低、水下部分锈蚀严重、故障多。	4
2	型号	ZD419-LM-180		ZDK400-LM-200
3	额定出力/kW	/		478.30
4	发电机台数/台	4	线圈绝缘等级低，发热。	4
5	型号	TSL260/21-32		TSL260/21-32
6	单机容量/kW	400		440
7	调速器型号	手动调速器	无自动化。	GYWT-1800
8	主变压器数量及规格/台	2 台主变，均为 S9-1000/10 型。	因升压站改为户内式以及预留机组一定的增发需求。	2 台主变，均为 SCB13-1250/10 型。
六	输电线路			
1	电压/kV	10kV	不改造。	10kV
2	回路数/回路	一回		一回
3	输电距离/m	15km		15km

1.20.9 阵湾水电站工程特性表

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
一	工程规模			
1	装机容量/kW	2×1250=2500	装机容量不变。	2×1250=2500
2	多年平均发电量/（万 kW.h）	559.95		559.95
3	年利用小时数/h	2239.80		2239.80
4	设计引水位/m	201.00		201.00
5	发电引水流量/（m3/s）	3.40		3.40
二	引水建筑物			
1	引水道形式	明渠+隧洞+渡槽	排沙闸结构及设备残旧，重建启闭架并更换闸门。	明渠+隧洞+渡槽

序号	名称	现状工程特性	存在问题/改造理由	提质改造后工程特性
2	长度/m	5500.00		5500.00
3	断面尺寸（宽×高）/（m×m）	3.00×2.50		3.00×2.50
4	前池形式	正向进水	放水闸结构及设备残旧，重建启闭架并更换闸门。	正向进水
5	进水口底槛高程/m	199.20		199.20
6	压力管道形式	明管（钢管）		明管（钢管）
7	供水方式	单管单机		单管单机
8	主管内径/m	0.80		0.80
9	主管长度/m	300.00		300.00
三	厂房			
1	型式	框架结构	厂房老旧，翻新加固。	框架结构
2	主厂房尺寸（长×宽）/（m×m）	31.40×9.30		31.40×9.30
3	水轮机安装高程/m	98.45		98.45
四	升压站			
1	型式	户外	因升压站设备老旧、部分已淘汰，需更换升压站设备；修整升压站地面。	户外
2	面积（长×宽）/（m×m）	30.00×19.50		30.00×19.50
五	主要机电设备			
1	水轮机台数/台	2	效率低、转轮与流道不匹配、出力不足。	2
2	型号	HLS110C-WJ-60		HLA936-WJ-62
3	额定出力/kW	/		1358.70
4	发电机台数/台	2	线圈绝缘等级低，轴承及线圈温度高。	2
5	型号	TSW118/49-6		SFW1250-6/1180
6	单机容量/kW	1250		1250
7	进水阀型号	DN500，PN25	漏水严重、阀体及接管锈蚀。	Z945H-25-DN600
8	调速器型号	YWT-600	需配合水轮机改造。	YWT-600
9	主变压器数量及规格/台	2 台主变，均为 S11-1600/38.5 型。补偿变一台，型号为 S9-630kVA。	补偿变设备较旧，故障维修较多。	改造后补偿变 S13-M-630/38.5 型。
六	输电线路			
1	电压/kV	35kV	不改造。	35kV
2	回路数/回路	一回		一回
3	输电距离/m	32km		32km

2 水文

2.1 水文气象

（1）气温

恩平市位于北回归线以南，属亚热带海洋季节性气候。气候温和、热量充足，雨量丰沛，湿度大，无霜期长，冬少严寒，夏少酷热，四季宜种，但因地处沿海，常受东南季候风影响，台风、暴雨及冷锋都比较强烈，春季常有低温阴雨，影响春播，秋季有寒露风威胁晚造生产，每年汛期，又有台风暴雨，造成洪涝灾害。根据恩平气象站 1962~2012 年的实测资料统计，该地区多年平均气温 22.3℃，年平均气温的年际变化不大，历史极端最高气温 39.2℃（2005 年 7 月 19 日），极端最低气温-0.5℃（1963 年 1 月 16 日），多年平均相对湿度 79%，多年平均最大风速 9.7m/s，多年平均日照时数 1683.3h。

（2）台风

本区域地处沿海，属亚热带季风区，受南海海洋性气候影响，是热带气旋经常影响和登陆的地区。据气象局资料统计，1980 年至 2012 年，从珠三角和粤西登陆的台风有 82 个，对恩平市影响较大的有：0307 伊布都，最大风速 50m/s；0814 黑格比，最大风速 50m/s；0915 巨爵，最大风速 40m/s；1208 维森特，最大风速 40m/s。

（3）降雨量

恩平市多年平均降水量为 2279mm，降水地区分布不均，由西向东逐渐减少，各站多年平均降水量在 1907mm（潢步头站）和 2744mm（清湾站）之间。本地区降雨量是充沛的，但降雨量年内分配不均匀，汛期 4~9 月，约占全年雨量的 85%，10 月～次年 3 月多年平均降雨量约占全年雨量的 15%。

（4）蒸发量

根据恩平市气象站 1976 年~2012 年实测蒸发量统计，恩平市多年平均蒸发量（E601 蒸发皿）1019mm，一般夏秋高温期蒸发量大，冬春蒸发量小。干旱指数（多年平均蒸发量与多年平均降雨量之比）为 0.41。

2.2 西坑水电站水能计算

2.2.1 西坑水电站流域概况

西坑水电站位于恩平市东北部牛江镇，距恩平市区约 30km，属于西坑水库的坝后电站。西坑水库位于恩平市潭江一级支流莲塘水上游的牛江镇。莲塘水发源于天露山的南麓，向东南流经牛江、沙湖两镇，在蒲桥处流入潭江干流，流域面积 252km^2，上游多山，下游为低丘、平原，植被良好。西坑水库坝址以上集雨面积 76.1km^2。水库始建于 1958 年，1963 年建成投入运行，2009 年 10 月完成除险加固工程施工图设计，目前该工程主题工程加固基本完成。工程建成至今发挥了较大的经济效益。工程保护下游人口 14.15 万人，耕地 12.64 万亩。工程保护范围包括牛江、沙湖等镇，涉及众多水泥厂、化工厂等，工农业产值初步统计 20.227 亿元。

西坑水库现有灌溉面积 6.5 万亩，设计年供水量约 1095 万 m^3，是一座以灌溉为主、兼顾防洪、供水和发电等综合利用的中型水库。水库总库容 7215 万 m^3，兴利库容 4191 万 m^3，死库容 361 万 m^3。

西坑水电站为西坑水库的坝后电站，现状总装机容量 3×400kw。电站设计水头 24.0m，设计年发电量为 420×10^{4}kW·h。

2.2.2 西坑水电站水文基本资料

西坑水库库区内现设有水库专用水文观测站，人力观测，主要观测降雨量和水库水位。现存有 1963 年 5 月~2023 年 4 月共 60 年降雨量资料。

2.2.3 西坑水电站设计年径流量及年内分配

2.2.3.1 设计年径流量

由于本工程流域范围无径流观测资料，故只能采用由降雨推求径流的方法进行计算。

年径流总量＝年径流深×集雨面积

本次收集到西坑水库 1963~2023 年共计 60 水文年（5 月~次年 4 月）的逐月降雨量数据，按水文年进行统计和频率分析计算，用 P-III型理论频率曲线进行适线比较。经适线，选定西坑水库变差系数 Cv=0.22，Cs/Cv=2，西坑水库设计年降雨量成果表见 2.2.3.1-1，西坑水库实测年降雨量频率曲线见图 2.2.3.1-1。

表 2.2.3.1-1　　西坑水库实测年降雨量频率计算成果表　　单位：mm

均值	Cv	Cs/Cv	P=1%	P=10%	P=20%	P=50%	P=75%	P=90%
2100.43	0.22	2	3322.03	2710.10	2476.21	2066.64	1773.10	1534.24

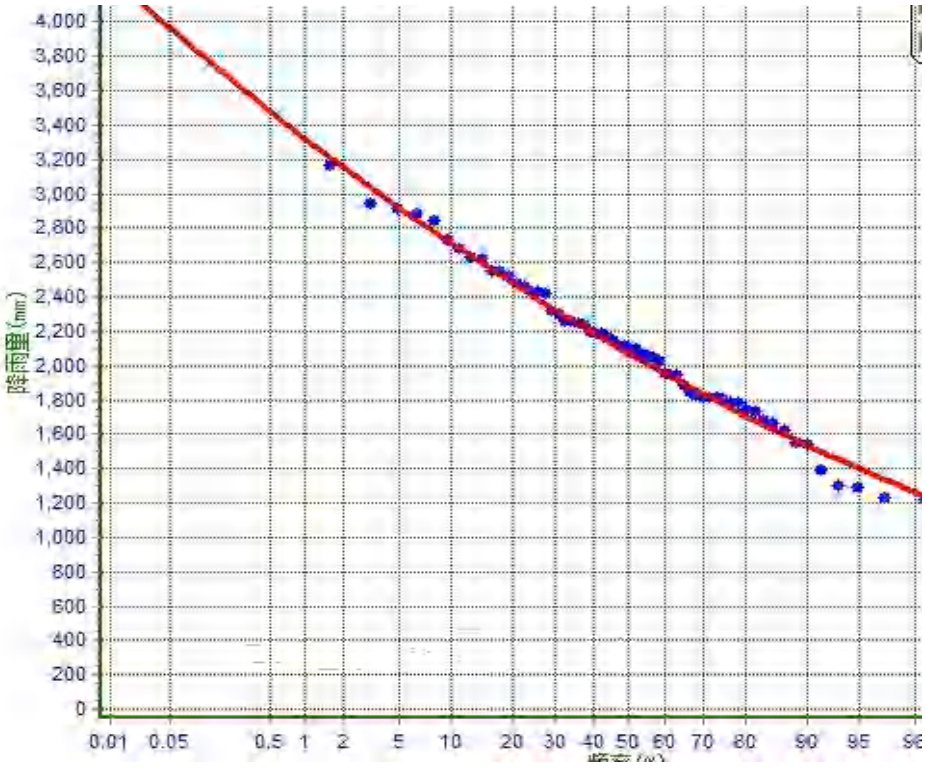


图 2.2.3.1-1　西坑水库实测年降雨量频率曲线图

根据《江门市水资源及其开发利用调查评价研究报告》（江门市水利水电勘测设计院有限公司）中江门市多年平均径流深等值线图（1976~2012 年同步系列）及江门市多年平均降水深等值线图（1976~2012 年同步系列），查得西坑水库多年平均年径流深 Y＝1295mm，多年平均年降水量 X=2080mm，因此多年平均径流系数α=1295/2080=0.623，根据 1963~2023 水文年的实测降雨资料得多年平均降雨量为 2100.43mm，则多年平均径流深为 1307.72mm；年径流变差系数 Cvy 由下面经验公式计算：

$$Cvy = \frac{\gamma Cvx}{\alpha^n + m \lg F}$$

式中：Cvx——年降雨量变差系数，西坑水库由该水库 1963～2023 年 60 年水文年实测降雨量资料统计得 $C_{VX\,水库}$=0.22；

α——年径流系数，西坑水库径流系数α＝0.623；

F——总集雨面积，西坑水库集雨面积 $F_{水库}$＝76.1km^2；

r——综合影响系数，取 r＝1.4；

n——指数，采用 0.6；

m——地区性经验系数，采用 0.06；

西坑水库多年平均径流量为 1307.72×76.1×0.1=9951.73×10^{4}m^3，根据上述公式计算得西坑水库年径流变差系数为 Cvy＝0.36，取 Csy＝2Cvy，根据 P-III型频率曲线分布，计算得各频率下西坑水库的年径流深，其成果见表 2.2.3.1-2。

表 2.2.3.1-2　　西坑水库年径流量计算成果表

P（%）	均值	P=1%	P=10%	P=20%	P=50%	P=75%	P=90%
Kp	1	2.01	1.47	1.28	0.96	0.74	0.58
径流深 Y（mm）	1307.72	2625.59	1928.30	1674.86	1252.94	971.30	757.86
Wy（万 m^3）	9951.73	19980.72	14674.39	12745.72	9534.86	7391.60	5767.34

2.2.3.2 径流年内分配

利用西坑水库降雨推求西坑水库年内径流分配，枯水年时取 1977~1978 水文年（总降雨量为 1528.6mm）为典型年，平水年取 2006~2007 水文年（总降雨量为 2055.5mm）为典型年，丰水年时取 2018~2019 水文年（总降雨量为 2722.5mm）为典型年。

设计年径流由地表径流和占河川径流量 10%的基流组成。地表径流的年内分配采用设计典型年的降雨量分配，基流按 12 个月平均分配。

西坑水电站年径流月分配见表 2.2.3.2-1。

表 2.2.3.2-1　　西坑水电站径流分配

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5 月	315.4	632.5	228.7	0.116	0.308	0.150	0.113	0.285	0.143	1652.30	2720.04	824.65
6 月	623.8	345.5	113.9	0.229	0.168	0.075	0.215	0.160	0.075	3148.36	1521.86	434.83
7 月	322.8	242.5	291.7	0.119	0.118	0.191	0.115	0.115	0.180	1688.20	1091.85	1038.57
8 月	709.7	423.0	148.1	0.261	0.206	0.097	0.243	0.194	0.096	3565.07	1845.41	550.96
9 月	267.6	72.5	132.9	0.098	0.035	0.087	0.097	0.040	0.087	1420.42	382.13	499.34
10 月	56.4	47.5	37.8	0.021	0.023	0.025	0.027	0.029	0.031	395.89	277.76	176.42
11 月	27.8	53.0	0.0	0.010	0.026	0.000	0.018	0.032	0.008	257.15	300.72	48.06
12 月	0.5	16.5	26.7	0.000	0.008	0.017	0.008	0.016	0.024	124.71	148.34	138.73
1 月	0.0	18.0	31.5	0.000	0.009	0.021	0.008	0.016	0.027	122.29	154.60	155.02
2 月	76.3	25.5	35.3	0.028	0.012	0.023	0.034	0.019	0.029	492.42	185.92	167.93
3 月	163.1	31.5	88.3	0.060	0.015	0.058	0.062	0.022	0.060	913.49	210.96	347.90
4 月	159.1	147.5	393.7	0.058	0.072	0.258	0.061	0.073	0.240	894.09	695.25	1384.93
求和	2722.5	2055.5	1528.6	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.00	14674.39	9534.86	5767.34

2.2.3.3 自来水供水量

恩平市西坑水库有供水任务，为恩平市水利供水有限公司取水水源之一，设计年最大供水量1095万m^3，即日供水量3万m^3，设计供水保证率95%。生活用水消耗主要包括蒸发、生活饮用等，由于这部分水量难以直接测量，用经验

系数法进行估算，此次供水耗水按一般城镇生活耗水率经验值20%估算，剩余的80%水量排放至潭江干流，因此此次仅扣除20%的供水量。

2.2.3.4 灌溉用水量

根据《恩平市西坑灌区续建配套与节水改造工程（第二期）初步设计报告》（江门市科禹水利规划设计咨询有限公司，2021.11），西坑水库灌溉面积为 6.5 万亩，灌区内为一年两熟作物，以种水稻为主，兼种其它经济作物，灌区土质为砂壤土。

依据《广东省一年三熟灌溉定额》，恩平市属于珠江三角洲流域农业区，查附图 7、附图 8，求出一年两熟的灌溉净定额均值为 446m^3/亩，Cvm=0.28，Cs=2Cvm，依据《灌溉与排水设计规范》，灌区田间水利用系数取ηf＝0.95，渠系水利用系数取ηs＝0.65，则改造后灌溉水利用系数η=0.62，则综合灌溉毛定额均值为 446/0.62=719.35m^3/亩，并计算相应不同频率下的灌溉用水量，灌区 90%保证率时需水量为 6412.44 万 m^3，计算结果详见表 2.2.3.4-1。

表 2.2.3.4-1　　西坑水库灌区灌溉用水量计算成果表

P（%）	5	10	20	50	75	90	95
KP	0.588	0.662	0.760	0.974	1.172	1.371	1.501
$W_{净}$（m^3/亩）	262.25	295.30	338.98	434.40	522.71	611.65	669.29
$W_{毛}$（m^3/亩）	422.98	476.29	546.74	700.65	843.09	986.53	1079.50
Wm（10^4m^3）	2749.37	3095.89	3553.78	4554.20	5480.08	6412.44	7016.76

根据表 2.2.3.4-1 中西坑水库灌区 90%保证率下的设计年灌溉用水量，采用《广东省一年三熟灌溉定额》中恩平计算点各典型年灌溉时段分配比来计算灌溉用水量的年内分配，计算结果见表 2.2.3.4-2。

表 2.2.3.4-2　　西坑水库各典型年灌溉用水量年内分配成果表

项目	90%		50%		10%	
	分配比例（%）	用水量（万 m^3）	分配比例（%）	用水量（万 m^3）	分配比例（%）	用水量（万 m^3）
5 月	13.3	852.85	18.5	842.53	23.8	736.82
6 月	6.2	397.57	0.0	0.00	18.9	585.12
7 月	9.8	628.42	19.6	892.62	0.0	0.00
8 月	3.3	211.61	5.2	236.82	10.3	318.88
9 月	30.3	1942.97	27.1	1234.19	42.3	1309.56
10 月	28.0	1795.48	17.6	801.54	0.0	0.00
11 月	0.0	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00
12 月	0.0	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00
1 月	0.0	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00
2 月	0.0	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00
3 月	0.0	0.00	0.0	0.00	0.0	0.00
4 月	9.1	583.53	12.0	546.50	4.7	145.51
全年	100.0	6412.44	100.0	4554.20	100.0	3095.89

2.2.3.5 生态需水量

生态环境需水量是在现状和未来时空尺度上，一定的生态环境标准条件下，为维持流域或区域特定的天然生态环境功能必须保障蓄存和消耗的最小水量。生态流量按河道天然同期多年平均流量的 10%确定，多年平均流量=多年平均径流量÷（365×24×3600），生态流量=10%×多年平均流量。西坑水库多年平均流量=多年平均径流量÷（365×24×3600）=3.16m^3/s；生态流量=10%×多年平均流量=0.32m^3/s。

2.2.3.6 水库水量损失

水损包括渗流损失和蒸发损失。

根据《广东省江门市水资源综合规划总报告（2000—2030）》，查得西坑水库多年平均降雨量 X=2080mm，平均年径流深 Y＝1295mm，多年平均蒸发量

$i_{年}$=1050mm，E601 蒸发器改正系数 K=0.91；$V_{多年}$=2095.5 万 m^3（$V_{多年}$=0.5$V_{兴利}$），$V_{死}$=361 万 m^3；$V=V_{多年}+V_{死}$=2456.5 万 m^3，查水位库容曲线得相应的水库水面面积为 2.07km^2，采用以下经验公式计算水库的蒸发损失量：

$W_{蒸}$=[K×i-（X-Y）] ×F=35.29 万 m^3

水库渗漏损失量 $W_{渗}$= V×0.12=294.78 万 m^3

水库总损失量 $W_{损}=W_{蒸}+W_{渗}$=35.29+294.78=330.07 万 m^3

本次西坑水库水损采用算出的总损失量 330.07 万 m^3，按 12 个月平均分配。

2.2.4 西坑水电站出力、装机容量

西坑水库正常蓄水位 62m，相应正常库容为 4552 万 m^3；校核水位 68.94m，相应正常库容为 7051 万 m^3；死水位 43.1m，相应正常库容为 361 万 m^3；西坑水电站设计发电水头为 24m，发电尾水高程 32m，最小毛水头为 11.1m；输水涵管设计引水流量为 8.22m^3/s。

西坑水库为灌溉、供水与发电结合的多年调节水库，水库通过涵管放水后用于供水和发电，同时利用发电尾水进行灌溉、生态。西坑水电站的月平均出力计算采用天然的来水与灌溉、生态用水资料列表进行调节，其中发电流量应不小于灌溉流量、生态流量。考虑西坑水电站的实际运行情况，选择丰、平、枯 3 个代表年进行调节计算。

月平均发电出力：N=AQH，月平均发电量 E=730N；

式中：A——出力系数，小型机组取 7.5，

Q——平均流量（m3/s），

H——平均水头差（m）；

E——月平均发电量（10^4kW·h）。

根据多年调节计算成果，现西坑水电站装机容量为3×400kw，电站多年平均发电量和平均水头见表2.2.4-1。西坑水电站调节周期内各月平均出力和发电量计算过程见表2.2.4-2至表2.2.4-3。

表2.2.4-1　　西坑水电站平均水头、出力和发电量成果

西坑水电站	水头（m）	出力（kW）	发电量（万kW·h）	年利用小时数（h）
丰水年	19.7	5646.7	412.2	3435.1
平水年	16.4	4480.8	327.1	2725.8
枯水年	15.8	1267.0	92.5	770.7
平均值	17.3	3798.2	277.3	2310.6

根据上述计算，装机容量为3×400kw时，多年平均发电量为277.3万kW·h，年利用小时数为2310.6h，年利用小时数在合理范围之内。

表 2.2.4-1 西坑水电站丰水年流量调节水能计算

月份	径流量	水厂用水	水损	灌溉用水	生态用水	余水量	发电流量	引水量	月初库容	月末库容	弃水量	平均库容	上游平均水位	下游平均水位	平均水头	理论出力 N	理论发电量	实际出力 N	实际发电量
	万 m3	万 m3	万 m3	万 m3	万 m3	万 m3	m3/s	万 m3	万 m3	万 m3	万 m3	万 m3	m	m	m	kW	万 kW·h	kW	万 kW·h
4 月	894.1	90.0	27.5	145.5	82.9	776.6	3.00	776.6	361.0	361.0	0.0	361.0	43.1	32.0	11.1	249.4	18.2	249.4	18.2
5 月	1652.3	93.0	27.5	736.8	82.9	1531.8	5.72	1531.8	361.0	361.0	0.0	361.0	43.1	32.0	11.1	476.1	34.8	476.1	34.8
6 月	3148.4	90.0	27.5	585.1	82.9	3030.9	8.22	2130.6	361.0	1261.2	0.0	811.1	46.7	32.0	14.7	908.8	66.3	908.8	66.3
7 月	1688.2	93.0	27.5	0.0	82.9	1567.7	5.85	1567.7	1261.2	1261.2	0.0	1261.2	49.7	32.0	17.7	778.8	56.9	778.8	56.9
8 月	3565.1	93.0	27.5	318.9	82.9	3444.6	8.22	2201.6	1261.2	2504.2	0.0	1882.7	52.8	32.0	20.8	1282.0	93.6	1200.0	87.6
9 月	1420.4	90.0	27.5	1309.6	82.9	1302.9	5.05	1309.6	2504.2	2497.5	0.0	2500.8	55.3	32.0	23.3	881.5	64.3	881.5	64.3
10 月	395.9	93.0	27.5	0.0	82.9	275.4	1.03	275.4	2497.5	2497.5	0.0	2497.5	55.3	32.0	23.3	179.3	13.1	179.3	13.1
11 月	257.1	90.0	27.5	0.0	82.9	139.6	0.54	139.6	2497.5	2497.5	0.0	2497.5	55.3	32.0	23.3	93.9	6.9	93.9	6.9
12 月	124.7	93.0	27.5	0.0	82.9	4.2	0.32	84.5	2497.5	2417.2	0.0	2457.3	55.1	32.0	23.1	54.7	4.0	54.7	4.0
1 月	122.3	93.0	27.5	0.0	82.9	1.8	0.32	84.5	2417.2	2334.4	0.0	2375.8	54.8	32.0	22.8	54.0	3.9	54.0	3.9
2 月	492.4	84.0	27.5	0.0	82.9	380.9	1.57	380.9	2334.4	2334.4	0.0	2334.4	54.6	32.0	22.6	267.4	19.5	267.4	19.5
3 月	913.5	93.0	27.5	0.0	82.9	793.0	2.96	793.0	2334.4	2334.4	0.0	2334.4	54.6	32.0	22.6	502.9	36.7	502.9	36.7
/	14674.4	1095.0	330.1	3095.9	995.2	13249.3	3.57	11275.9	2334.4				51.7	32.0	19.7	5728.7	418.2	5646.7	412.2

表 2.2.4-2 西坑水电站平水年流量调节水能计算

月份	径流量	水厂用水	水损	灌溉用水	生态用水	余水量	发电流量	引水量	月初库容	月末库容	弃水量	平均库容	上游平均水位	下游平均水位	平均水头	理论出力 N	理论发电量	实际出力 N	实际发电量
	万 m3	万 m3	万 m3	万 m3	万 m3	万 m3	m3/s	万 m3	万 m3	万 m3	万 m3	万 m3	m	m	m	kW	万 kW·h	kW	万 kW·h
4 月	695.2	90.0	27.5	546.5	82.9	577.7	2.11	546.5	361.0	392.2	0.0	376.6	49.8	32.0	17.8	281.6	20.6	281.6	20.6
5 月	2720.0	93.0	27.5	842.5	82.9	2599.5	3.15	842.5	392.2	2149.2	0.0	1270.7	49.8	32.0	17.8	420.1	30.7	420.1	30.7
6 月	1521.9	90.0	27.5	0.0	82.9	1404.4	5.42	1404.4	2149.2	2149.2	0.0	2149.2	54.0	32.0	22.0	892.1	65.1	892.1	65.1
7 月	1091.9	93.0	27.5	892.6	82.9	971.3	3.63	971.3	2149.2	2149.2	0.0	2149.2	54.0	32.0	22.0	597.1	43.6	597.1	43.6
8 月	1845.4	93.0	27.5	236.8	82.9	1724.9	6.44	1724.9	2149.2	2149.2	0.0	2149.2	54.0	32.0	22.0	1060.4	77.4	1060.4	77.4
9 月	382.1	90.0	27.5	1234.2	82.9	264.6	4.76	1234.2	2149.2	1179.7	0.0	1664.5	51.8	32.0	19.8	707.9	51.7	707.9	51.7
10 月	277.8	93.0	27.5	801.5	82.9	157.3	2.99	801.5	1179.7	535.4	0.0	857.5	47.1	32.0	15.1	337.8	24.7	337.8	24.7
11 月	300.7	90.0	27.5	0.0	82.9	183.2	0.71	183.2	535.4	535.4	0.0	535.4	44.9	32.0	12.9	68.1	5.0	68.1	5.0
12 月	148.3	93.0	27.5	0.0	82.9	27.8	0.32	84.5	535.4	478.7	0.0	507.1	44.6	32.0	12.6	29.7	2.2	29.7	2.2
1 月	154.6	93.0	27.5	0.0	82.9	34.1	0.32	84.5	478.7	428.3	0.0	453.5	44.0	32.0	12.0	28.5	2.1	28.5	2.1
2 月	185.9	84.0	27.5	0.0	82.9	74.4	0.32	76.3	428.3	426.4	0.0	427.3	43.8	32.0	11.8	27.8	2.0	27.8	2.0
3 月	211.0	93.0	27.5	0.0	82.9	90.5	0.34	90.5	426.4	426.4	0.0	426.4	43.8	32.0	11.8	29.8	2.2	29.8	2.2
/	9534.9	1095.0	330.1	4554.2	995.2	8109.8	2.54	8044.4	426.4				48.4	32.0	16.4	4480.8	327.1	4480.8	327.1

表 2.2.4-3 西坑水电站枯水年流量调节水能计算

月份	径流量	水厂用水	水损	灌溉用水	生态用水	余水量	发电流量	引水量	月初库容	月末库容	弃水量	平均库容	上游平均水位	下游平均水位	平均水头	理论出力 N	理论发电量	实际出力 N	实际发电量
	万 m3	万 m3	万 m3	万 m3	万 m3	万 m3	m3/s	万 m3	万 m3	万 m3	万 m3	万 m3	m	m	m	kW	万 kW·h	kW	万 kW·h
3 月	347.9	93.0	27.5	0.0	82.9	227.4	0.32	84.5	361.0	503.9	0.0	432.4	43.8	32.0	11.8	28.0	2.0	28.0	2.0
4 月	1384.9	90.0	27.5	583.5	82.9	1267.4	2.25	583.5	503.9	1187.8	0.0	845.8	47.0	32.0	15.0	252.8	18.5	252.8	18.5
5 月	824.6	93.0	27.5	852.9	82.9	704.1	3.18	852.9	1187.8	1039.1	0.0	1113.4	48.8	32.0	16.8	400.2	29.2	400.2	29.2
6 月	434.8	90.0	27.5	397.6	82.9	317.3	1.53	397.6	1039.1	958.8	0.0	998.9	48.0	32.0	16.0	184.0	13.4	184.0	13.4
7 月	1038.6	93.0	27.5	628.4	82.9	918.1	2.35	628.4	958.8	1248.5	0.0	1103.6	48.7	32.0	16.7	293.7	21.4	293.7	21.4
8 月	551.0	93.0	27.5	211.6	82.9	430.5	0.79	211.6	1248.5	1467.3	0.0	1357.9	50.3	32.0	18.3	108.4	7.9	108.4	7.9
9 月	499.3	90.0	27.5	1943.0	82.9	381.8	7.50	1943.0	1467.3	/	/	/	/	32.0	/	/	/	/	/
10 月	176.4	93.0	27.5	1795.5	82.9	55.9	6.70	1795.5	/	/	/	/	/	32.0	/	/	/	/	/
11 月	48.1	90.0	27.5	0.0	82.9	-69.4	0.32	81.8	/	/	/	/	/	32.0	/	/	/	/	/
12 月	138.7	93.0	27.5	0.0	82.9	18.2	0.32	84.5	/	/	/	/	/	32.0	/	/	/	/	/
1 月	155.0	93.0	27.5	0.0	82.9	34.5	0.32	84.5	/	/	/	/	/	32.0	/	/	/	/	/
2 月	167.9	84.0	27.5	0.0	82.9	56.4	0.32	76.3	/	/	/	/	/	32.0	/	/	/	/	/
/	5767.3	1095.0	330.1	6412.4	995.2	4342.3	2.16	6824.1	/				47.8	32.0	15.8	1267.0	92.5	1267.0	92.5

注：枯水年 9 月~2 月来水量小于用水量，无法发电，灌溉和生态用水应使用水库兴利库容供水。

2.3 大带水电站水能计算

2.3.1 大带二级站

2.3.1.1 水文基本资料

大带水库库区内现设有水库专用水文观测站，人力观测，主要观测降雨量和水库水位。现存有大带水库 1981 年 5 月~2024 年 4 月共 43 年的逐月降雨量数据。按水文年进行统计和频率分析计算，用 P-III型理论频率曲线进行适线比较。根据实测降雨量资料系列进行频率计算，经验频率计算成果见表 2.3.1-1。

表 2.3.1-1　　大带水库年降雨量频率分析计算成果表　　单位：mm

频率 P	1%	5%	10%	25%	50%	75%	90%	95%	均值	2104.57
模比系数 Kp	1.552	1.369	1.277	1.133	0.985	0.852	0.742	0.681	Cv	0.21
降雨量（mm）	3266.71	2880.35	2687.10	2383.47	2073.71	1792.06	1561.74	1434.06	Cs	0.42

2.3.1.2 设计年径流量

二级站采用压力钢管从大带水库引水，则集雨面积采用大带水库集雨面积 24km^2。由于本工程流域范围无径流观测资料，故只能采用由降雨推求径流的方法进行计算。根据《江门市水资源及其开发利用调查评价研究报告》（江门市水利水电勘测设计院有限公司）中江门市多年平均径流深等值线图（1976~2012 年同步系列）及江门市多年平均降水深等值线图（1976~2012 年同步系列），查得：

大带水库多年平均年降水量 X=2000mm，多年平均年径流深 Y=1260mm，年径流系数α=Y/X=0.630。根据大带水库年降雨量频率分析计算成果可知，实测多年平均降雨量 $X_{年}$=2104.57mm，Cvx=0.21；计算得出多年平均径流深 $Y_{年}$=1326mm。

年径流深变差系数按如在下公式进行计算：

$$Cvy = \frac{\gamma Cvx}{\alpha^n + m \lg F}$$

式中：Cvx——年降雨量变差系数；

α——年径流系数；

F——集雨面积，大带水库集雨面积 24km^2；

r——综合影响系数，取 r＝1.4；

n——指数，采用 0.6；

m——地区性经验系数，采用 0.06；

根据上述公式计算得：大带二级水电站 Cvy 为 0.35，取 Csy＝2Cvy，根据 P-III 型频率曲线分布，计算得各频率下的年径流深，成果见表 2.3.1-2。

表 2.3.1-2　　大带二级水电站年径流量频率计算成果表

P	多年平均	1%	10%	25%	50%	75%	90%	均值	1325.88
Kp	1	1.99	1.47	1.21	0.96	0.75	0.59	Cv	0.35
Y(mm)	1325.88	2634.91	1943.91	1602.48	1272.24	990.97	777.09	Cs/Cv	2
Wy(万 m^3)	3182.10	6323.78	4665.39	3845.95	3053.37	2378.34	1865.01	集雨面积	24.00

2.3.1.3 径流年内分配

根据大带水库实测降雨资料，选取 2013 年 5 月～2014 年 4 月（2848.4mm）为丰水年的代表典型年，选取 2003 年 5 月～2004 年 4 月（2059.5mm）为平水年的代表典型年，选取 2007 年 5 月～2008 年 4 月（1569.4mm）为枯水年的代表典型年，各典型年降雨量年内分配计算成果见表 2.3.1-3。

设计年径流由地表径流和占河川径流量 10%的基流组成。地表径流的年内分配采用设计典型年的降雨量分配，基流按 12 个月平均分配。

表 2.3.1-3　　大带二级水电站径流分配表

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5 月	443.3	222.3	273.4	0.173	0.108	0.174	0.164	0.105	0.165	767.13	322.06	307.95
6 月	296.1	540.5	312.4	0.116	0.262	0.199	0.113	0.245	0.187	525.31	746.64	349.66
7 月	336.2	155.3	144.0	0.132	0.075	0.092	0.127	0.076	0.091	591.19	232.66	169.55
8 月	476.7	375.3	232.1	0.187	0.182	0.148	0.176	0.172	0.141	822.00	526.21	263.78
9 月	219.9	414.7	179.2	0.086	0.201	0.114	0.086	0.190	0.111	400.13	578.79	207.20
10 月	38.0	3.6	28.3	0.015	0.002	0.018	0.022	0.010	0.025	101.30	30.25	45.81
11 月	182.0	50.4	0.9	0.071	0.024	0.001	0.072	0.030	0.009	337.87	92.69	16.50
12 月	157.8	0.0	16.2	0.062	0.000	0.010	0.064	0.008	0.018	298.11	25.44	32.87
1 月	1.0	37.0	90.5	0.000	0.018	0.058	0.009	0.025	0.060	40.52	74.81	112.33
2 月	60.1	50.7	36.3	0.024	0.025	0.023	0.029	0.030	0.029	137.61	93.09	54.37
3 月	103.7	88.3	95.3	0.041	0.043	0.061	0.045	0.047	0.063	209.24	143.27	117.47
4 月	241.1	121.4	160.8	0.094	0.059	0.102	0.093	0.061	0.101	434.96	187.43	187.52
求和	2555.9	2059.5	1569.4	1	1	1	1	1	1	4665.39	3053.37	1865.01

2.3.1.4 灌溉用水量

根据《2024 年恩平市农田灌溉水有效利用系数测算分析成果报告》，恩平市 2024 年小型灌区灌溉水利用系数采用 0.5622。

大带水库设计灌溉面积 0.05 万亩，灌区土质为壤土，作物制度为一年三熟。依据《广东省一年三熟灌溉定额》，恩平市属于珠江三角洲农业区，查附图 9，得壤土一年三熟的综合灌溉净定额均值为 489m^3/亩，Cv 值为 0.26。由皮尔逊Ⅲ型曲线，查出相应频率的模比系数 Kp 值，由此求出作物一年三熟各频率下的灌溉净定额，根据小型灌区灌溉水利用系数，可计算出大带水库灌区各水平年的灌溉毛定额及相应灌区总用水量，详见表 2.3.1-4。

表 2.3.1-4　　大带水库灌区灌溉用水量计算成果表

降雨频率 P	均值	5%	10%	25%	50%	75%	90%	95%
kp	1	0.614	0.685	0.815	0.978	1.161	1.344	1.463
净定额（m^3/亩）	489.00	300.27	334.77	398.33	478.03	567.73	657.37	715.17
毛定额（m^3/亩）	869.80	534.10	595.46	708.52	850.28	1009.83	1169.27	1272.09
灌溉需水量（万 m^3）	43.49	26.71	29.77	35.43	42.51	50.49	58.46	63.60

2.3.1.5 灌溉用水年内分配

本次采用《广东省一年三熟灌溉定额》中恩平计算点各典型年灌溉时段分配比来计算灌溉用水量的年内分配，计算见表 2.3.1-5。

表 2.3.1-5 大带水库灌溉用水量分配表

月份	分配比例			灌溉用水量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5	10	0	4.8	2.98	0	2.81
6	0	16.2	7.5	0	6.89	4.38
7	5.4	4.3	2.5	1.61	1.83	1.46
8	22.3	22.5	23.3	6.64	9.57	13.62
9	0	14.6	21.6	0	6.21	12.63
10	3.5	2.1	1.6	1.04	0.89	0.94
11	18.4	8.4	7.3	5.48	3.57	4.27
12	15.2	0	12.1	4.53	0	7.07
1	0	0	0	0	0	0
2	5.2	8.2	0	1.55	3.49	0
3	7.4	8.4	9.1	2.20	3.57	5.32
4	12.6	15.3	10.2	3.75	6.50	5.96
汇总	100	100	100	29.77	42.51	58.46

2.3.1.6 生态用水量

本项目所在区域降雨量充沛，生态环境需水量有限，且水库渗漏损失水量均可作为下游径流补充，水库下游河道区间面积较大，产生的基流也可补充生态用水，因此本次计算以大带水库控制流域多年平均径流量的 10%作为维持下游河道天然生态环境功能的补充水量，则年生态需水量为 318.2 万 m^3 。

2.3.1.7 水量损失

水损包括水库的渗流损失和蒸发损失。

按当地经验，每月损失水量可按当月平均库容的 1.5%计算。由于大带水库为多年调节水库，为简化计算，取每月的损失水量为一常数，各月损失水量均按年平均库容计算：$V_{平均}=V_{多年}+V_{死}=588.9/2+38.1=332.6$ 万 m^3，则月均损失水量为 $332.6\times1.5\%=5.0$ 万 m^3。

2.3.1.8 发电出力、发电量

大带二级站由于受库容限制，最小毛水头 14.5m，其发电最低库水位 220.3m，对应库容为 258.1 万 m^3，设计引水流量 2.0m^3/s。

大带水库为防洪与发电结合的多年调节水库，水库通过涵管放水后用于发电，同时利用发电尾水进行灌溉和生态。二级水电站的月平均出力计算采用天然的来水与灌溉、生态用水资料列表进行调节。考虑大带水电站的实际运行情况，选择丰、平、枯 3 个代表年进行调节计算。

选择丰、平、枯 3 个代表年进行计算，其中月平均发电出力：N=AQH；月平均发电量：E=730N；

式中：A——出力系数，小型机组取 7.5，

Q——平均流量（m^3/s），

H——平均水头差（m）；

E——月平均发电量（10^4kW·h）。

根据多年调节计算成果，现二级站装机容量为 320kw，电站多年平均发电量和平均水头见表 2.3.1-6。大带二级站调节周期内各月平均出力和发电量计算过程见表 2.3.1-7 至表 2.3.1-8。

表 2.3.1-6　　大带二级水电站平均水头、出力和发电量成果

二级站	水头（m）	出力（kW）	发电量（万 kW·h）	年利用小时数（h）
丰水年	20.2	2353.9	171.8	5369.9
平水年	19.9	1472.3	107.5	3358.7
枯水年	19.8	834.1	60.9	1902.8
平均值	20.0	1553.5	113.4	3543.8

根据上述计算，装机容量为 320kw 时，多年平均发电量为 113.4 万 kW·h，年利用小时数为 3543.8 h，年利用小时数在合理范围之内。

表 2.3.1-7 大带二级站丰水年流量调节水能计算

月份	径流量	灌溉用水	生态用水	水损	余水量	发电流量	引水量	月初库容	月末库容	弃水量	平均库容	上游平均水位	下游平均水位	平均水头	理论出力 N	理论发电量	实际出力 N	实际发电量
	万 m^3	万 m^3	万 m^3	万 m^3	万 m^3	m^3/s	万 m^3	万 m^3	万 m^3	万 m^3	万 m^3	m	m	m	kW	万 kW·h	kW	万 kW·h
4 月	435.0	3.8	26.5	5.0	399.7	1.54	399.7	258.1	258.1	0.0	258.1	220.3	205.8	14.5	167.7	12.2	167.7	12.2
5 月	767.1	3.0	26.5	5.0	732.7	1.86	498.2	258.1	492.6	0.0	375.3	224.9	205.8	19.1	266.3	19.4	266.3	19.4
6 月	525.3	0.0	26.5	5.0	493.8	1.86	482.1	492.6	504.3	0.0	498.4	227.7	205.8	21.9	305.6	22.3	305.6	22.3
7 月	591.2	1.6	26.5	5.0	558.1	1.86	498.2	504.3	564.2	0.0	534.2	228.4	205.8	22.6	315.2	23.0	315.2	23.0
8 月	822.0	6.6	26.5	5.0	783.9	1.86	498.2	564.2	849.8	222.8	595.6	229.4	205.8	23.6	329.9	24.1	320.0	23.4
9 月	400.1	0.0	26.5	5.0	368.6	1.86	482.1	627.0	513.5	0.0	570.3	229.0	205.8	23.2	323.7	23.6	320.0	23.4
10 月	101.3	1.0	26.5	5.0	68.8	0.75	200.3	513.5	381.9	0.0	447.7	226.7	205.8	20.9	117.0	8.5	117.0	8.5
11 月	337.9	5.5	26.5	5.0	300.9	0.75	193.9	381.9	488.9	0.0	435.4	226.4	205.8	20.6	115.6	8.4	115.6	8.4
12 月	298.1	4.5	26.5	5.0	262.1	0.75	200.3	488.9	550.7	0.0	519.8	228.1	205.8	22.3	125.3	9.1	125.3	9.1
1 月	40.5	0.0	26.5	5.0	9.0	0.75	200.3	550.7	359.3	0.0	455.0	226.8	205.8	21.0	117.8	8.6	117.8	8.6
2 月	137.6	1.5	26.5	5.0	104.6	0.75	181.0	359.3	282.9	0.0	321.1	222.9	205.8	17.1	96.1	7.0	96.1	7.0
3 月	209.2	2.2	26.5	5.0	175.5	0.75	200.3	282.9	258.1	0.0	282.9	221.4	205.8	15.6	87.3	6.4	87.3	6.4
	4665.4	29.8	318.2	59.9	4257.5									20.2	2367.5	172.8	2353.9	171.8

表 2.3.1-8 大带二级站平水年流量调节水能计算

月份	径流量	灌溉用水	生态用水	水损	余水量	发电流量	引水量	月初库容	月末库容	弃水量	平均库容	上游平均水位	下游平均水位	平均水头	理论出力 N	理论发电量	实际出力 N	实际发电量
	万 m^3	万 m^3	万 m^3	万 m^3	万 m^3	m^3/s	万 m^3	万 m^3	万 m^3	万 m^3	万 m^3	m	m	m	kW	万 kW·h	kW	万 kW·h
4 月	187.4	6.5	26.5	5.0	149.4	0.58	149.4	258.1	258.1	0.0	258.1	220.3	205.8	14.5	62.7	4.6	62.7	4.6
5 月	322.1	0.0	26.5	5.0	290.6	1.08	290.6	258.1	258.1	0.0	258.1	220.3	205.8	14.5	118.0	8.6	118.0	8.6
6 月	746.6	6.9	26.5	5.0	708.3	1.54	399.2	258.1	567.2	0.0	412.6	225.9	205.8	20.1	232.4	17.0	232.4	17.0
7 月	232.7	1.8	26.5	5.0	199.3	1.54	412.5	567.2	354.0	0.0	460.6	226.9	205.8	21.1	243.8	17.8	243.8	17.8
8 月	526.2	9.6	26.5	5.0	485.1	1.54	412.5	354.0	426.7	0.0	390.4	225.3	205.8	19.5	225.7	16.5	225.7	16.5
9 月	578.8	6.2	26.5	5.0	541.1	1.54	399.2	426.7	568.6	0.0	497.7	227.7	205.8	21.9	252.8	18.5	252.8	18.5
10 月	30.2	0.9	26.5	5.0	-2.2	0.23	61.6	568.6	504.9	0.0	536.7	228.4	205.8	22.6	39.0	2.9	39.0	2.9
11 月	92.7	3.6	26.5	5.0	57.6	0.23	59.6	504.9	502.9	0.0	503.9	227.8	205.8	22.0	38.0	2.8	38.0	2.8
12 月	25.4	0.0	26.5	5.0	-6.1	0.23	61.6	502.9	435.2	0.0	469.0	227.1	205.8	21.3	36.7	2.7	36.7	2.7
1 月	74.8	0.0	26.5	5.0	43.3	0.23	61.6	435.2	416.9	0.0	426.1	226.2	205.8	20.4	35.2	2.6	35.2	2.6
2 月	93.1	3.5	26.5	5.0	58.1	0.23	55.6	416.9	419.4	0.0	418.1	226.0	205.8	20.2	34.9	2.5	34.9	2.5
3 月	143.3	3.6	26.5	5.0	108.2	1.01	269.5	419.4	258.1	0.0	419.4	226.1	205.8	20.3	153.0	11.2	153.0	11.2
4 月	3053.4	42.5	318.2	59.9	2632.8									19.9	1472.3	107.5	1472.3	107.5

表 2.3.1-9 大带二级站枯水年流量调节水能计算

月份	径流量	灌溉用水	生态用水	水损	余水量	发电流量	引水量	月初库容	月末库容	弃水量	平均库容	上游平均水位	下游平均水位	平均水头	理论出力 N	理论发电量	实际出力 N	实际发电量
	万 m^3	万 m^3	万 m^3	万 m^3	万 m^3	m^3/s	万 m^3	万 m^3	万 m^3	万 m^3	万 m^3	m	m	m	kW	万 kW·h	kW	万 kW·h
4 月	187.5	6.0	26.5	5.0	150.1	0.32	83.4	258.1	324.8	0.0	291.4	221.7	205.8	15.9	38.4	2.8	38.4	2.8
5 月	307.9	2.8	26.5	5.0	273.6	0.64	170.1	324.8	428.4	0.0	376.6	224.9	205.8	19.1	91.1	6.7	91.1	6.7
6 月	349.7	4.4	26.5	5.0	313.8	0.64	164.6	428.4	577.5	0.0	502.9	227.8	205.8	22.0	104.8	7.6	104.8	7.6
7 月	169.6	1.5	26.5	5.0	136.6	0.64	170.1	577.5	544.0	0.0	560.8	228.8	205.8	23.0	109.7	8.0	109.7	8.0
8 月	263.8	13.6	26.5	5.0	218.7	0.64	170.1	544.0	592.6	0.0	568.3	229.0	205.8	23.2	110.4	8.1	110.4	8.1
9 月	207.2	12.6	26.5	5.0	163.1	0.64	164.6	592.6	591.1	0.0	591.9	229.4	205.8	23.6	112.3	8.2	112.3	8.2
10 月	45.8	0.9	26.5	5.0	13.4	0.32	86.1	591.1	518.3	0.0	554.7	228.7	205.8	22.9	55.3	4.0	55.3	4.0
11 月	16.5	4.3	26.5	5.0	-19.3	0.32	83.4	518.3	415.7	0.0	467.0	227.0	205.8	21.2	51.2	3.7	51.2	3.7
12 月	32.9	7.1	26.5	5.0	-5.7	0.32	86.1	415.7	323.8	0.0	369.8	224.7	205.8	18.9	45.6	3.3	45.6	3.3
1 月	112.3	0.0	26.5	5.0	80.8	0.32	86.1	323.8	318.5	0.0	321.2	222.9	205.8	17.1	41.3	3.0	41.3	3.0
2 月	54.4	0.0	26.5	5.0	22.9	0.32	77.8	318.5	263.6	0.0	291.1	221.7	205.8	15.9	38.4	2.8	38.4	2.8
3 月	117.5	5.3	26.5	5.0	80.6	0.32	86.1	263.6	258.1	0.0	263.6	220.5	205.8	14.7	35.5	2.6	35.5	2.6
4 月	1865.0	58.5	318.2	59.9	1428.5									19.8	834.1	60.9	834.1	60.9

2.3.2 大带三级站

2.3.2.1 设计年径流量

由于本工程流域范围无径流观测资料，故只能采用由降雨推求径流的方法进行计算。根据《江门市水资源及其开发利用调查评价研究报告》（江门市水利水电勘测设计院有限公司）中江门市多年平均径流深等值线图（1976~2012 年同步系列）及江门市多年平均降水深等值线图（1976~2012 年同步系列），查得：

大带水库多年平均年降水量 x=2000mm，多年平均年径流深 y=1260mm，年径流系数α=Y/X=0.630。根据大带水库年降雨量频率分析计算成果可知，实测多年平均降雨量 $X_{年}$=2104.57mm，Cvx=0.21；计算得出多年平均径流深 $Y_{年}$=1326mm。

年径流深变差系数按如在下公式进行计算：

$$Cvy = \frac{\gamma Cvx}{\alpha^n + m \lg F}$$

式中：Cvx——年降雨量变差系数；

α——年径流系数；

F——集雨面积，大带水库集雨面积 24km^2；

r——综合影响系数，取 r＝1.4；

n——指数，采用 0.6；

m——地区性经验系数，采用 0.06；

根据上述公式计算得 Cvy 为 0.38，取 Csy＝2Cvy，根据 P-III 型频率曲线分布，计算得各频率下的年径流深，成果表 2.3.2-1。

表 2.3.2-1　　大带三级水电站区间年径流量频率计算成果表

P	多年平均	1%	10%	25%	50%	75%	90%	均值 mm	1325.88
Kp	1	2.08	1.50	1.22	0.95	0.73	0.56	Cv	0.38
Y(mm)	1325.88	2758.57	1994.38	1620.88	1263.39	962.99	738.10	Cs/Cv	2
Wy(万 m^3)	291.69	606.89	438.76	356.59	277.95	211.86	162.38	集雨面积 km^2	2.20

2.3.2.2 径流年内分配

根据大带水库实测降雨资料，选取 2008 年 5 月～2009 年 4 月（2848.35mm）为丰水年的代表典型年，选取 2003 年 5 月～2004 年 4 月（2059.5mm）为平水年的代表典型年，选取 2007 年 5 月～2008 年 4 月（1569.4mm）为枯水年的代表典型年，各典型年降雨量年内分配计算成果见表 2.3.2-2。

设计年径流由地表径流和占河川径流量 10%的基流组成。地表径流的年内分配采用设计典型年的降雨量分配，基流按 12 个月平均分配。

表 2.3.2-2　　大带三级水电站径流分配表

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5 月	210.2	222.3	273.4	0.074	0.108	0.174	0.075	0.105	0.165	32.80	29.32	26.81
6 月	808.4	540.5	312.4	0.284	0.262	0.199	0.264	0.245	0.187	115.73	67.97	30.44
7 月	299.8	155.3	144.0	0.105	0.075	0.092	0.103	0.076	0.091	45.22	21.18	14.76
8 月	413.9	375.3	232.1	0.145	0.182	0.148	0.139	0.172	0.141	61.03	47.90	22.97
9 月	313.7	414.7	179.2	0.110	0.201	0.114	0.107	0.190	0.111	47.15	52.69	18.04
10 月	181.8	3.6	28.3	0.064	0.002	0.018	0.066	0.010	0.025	28.86	2.75	3.99
11 月	166.8	50.4	0.9	0.059	0.024	0.001	0.061	0.030	0.009	26.78	8.44	1.44
12 月	8.8	0.0	16.2	0.003	0.000	0.010	0.011	0.008	0.018	4.88	2.32	2.86
1 月	17.1	37.0	90.5	0.006	0.018	0.058	0.014	0.025	0.060	6.03	6.81	9.78
2 月	13.6	50.7	36.3	0.005	0.025	0.023	0.013	0.030	0.029	5.54	8.47	4.73
3 月	142.9	88.3	95.3	0.050	0.043	0.061	0.053	0.047	0.063	23.47	13.04	10.23
4 月	271.4	121.4	160.8	0.095	0.059	0.102	0.094	0.061	0.101	41.28	17.06	16.33
求和	2848.4	2059.5	1569.4	1	1	1	1	1	1	438.76	277.95	162.38

2.3.2.3 发电水量

大带三级水电站上游有拦河陂，拦蓄二级站的发电尾水、陂址以上区间来水和水库弃水，电站设计引水流量 4.0m^3/s。因此，在保障下游生态流量后，剩下的水量可用于发电水量。

大带三级水电站各月发电水量详见表 2.3.2-3。

表 2.3.2-3　　大带三级水电站可发电用水量计算表　　单位：万 m^3

项目		5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月	4 月	总计
丰水年	大带二级发电尾水及弃水	399.70	498.18	482.11	498.18	721.02	482.11	200.35	193.89	200.35	200.35	180.96	200.35	4257.54
	大带三级水电站区间径流量	32.80	115.73	45.22	61.03	47.15	28.86	26.78	4.88	6.03	5.54	23.47	41.28	438.76
	区间生态用水量	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	29.17
	水电站发电水量	430.07	611.48	524.90	556.78	765.73	508.54	224.70	196.33	203.94	203.46	202.00	239.20	4667.14
平水年	大带二级发电尾水及弃水	149.42	290.56	399.17	412.47	412.47	399.17	61.60	59.62	61.60	61.60	55.64	269.45	2632.78
	大带三级水电站区间径流量	29.32	67.97	21.18	47.90	52.69	2.75	8.44	2.32	6.81	8.47	13.04	17.06	277.95
	区间生态用水量	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	2.43	29.17
	水电站发电水量	176.31	356.09	417.92	457.94	462.73	399.49	67.61	59.50	65.98	67.65	66.25	284.08	2881.56
枯水年	大带二级发电尾水及弃水	83.36	170.08	164.59	170.08	170.08	164.59	86.14	83.36	86.14	86.14	77.80	86.14	1428.48

2.3.2.4 发电出力、发电量

大带三级水电站多年发电平均水头为 98.5m

选择丰、平、枯 3 个代表年进行计算，其中月平均发电出力：N=AQH；月平均发电量：E=730N；

式中：A——出力系数，小型机组取 7.5，

Q——平均流量（m3/s），

H——平均水头差（m）；

E——月平均发电量（10^4kW·h）。

大带三级水电站利用考虑水损、灌溉用水及生态用水后剩余的水量发电。根据表 2.3.2-3 中的可发电水量，算出水电站处各设计代表年的月平均流量见表 2.3.2-4，选定设计保证率为 80%，试作该水电站的水能计算。

表 2.3.2-4　　大带三级水电站设计代表年的月平均流量

月份	可引水量（万 m^3）			月平均流量（m^3/s）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5 月	430.07	176.31	107.74	1.606	0.658	0.402
6 月	611.48	356.09	198.09	2.359	1.374	0.764
7 月	524.90	417.92	176.92	1.960	1.560	0.661
8 月	556.78	457.94	190.61	2.079	1.710	0.712
9 月	765.73	462.73	185.69	2.954	1.785	0.716
10 月	508.54	399.49	166.15	1.899	1.492	0.620
11 月	224.70	67.61	85.14	0.867	0.261	0.328
12 月	196.33	59.50	83.79	0.733	0.222	0.313
1 月	203.94	65.98	93.49	0.761	0.246	0.349
2 月	203.46	67.65	88.44	0.841	0.280	0.366
3 月	202.00	66.25	85.60	0.754	0.247	0.320
4 月	239.20	284.08	100.03	0.923	1.096	0.386
求和	4667.14	2881.56	1561.69	17.74	10.93	5.94

根据大带三级水电站 3 个代表年的月平均流量资料，统计计算流量的频率，绘制成流量频率曲线见图 2.3.2-1。

拟合函数相关系数 R^2=0.9810，拟合函数方程结果如下：

$$y=\frac{-0.302x^3-0.584x^2-0.931x+2.993}{2.208x^2+3.267x+1}$$

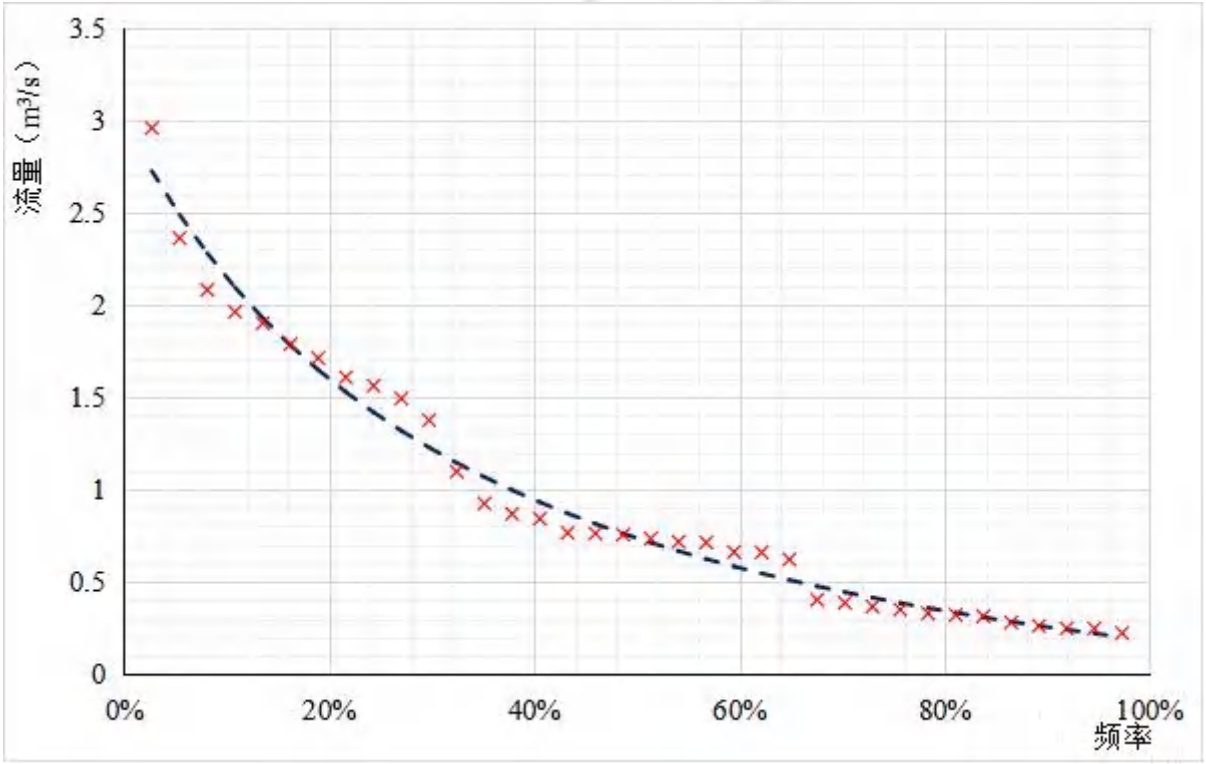


图 2.3.2-1 大带三级水电站流量频率曲线

由大带三级水电站设计保证率 P=80%，查得保证流量 Q_P=0.342 m^3/s；根据上文可知，水电站的净水头为 98.5m，出力系数取 7.5，则水电站的保证出力为：

$$N = A \cdot Q_P \cdot H_P = 7.5 \times 0.342 \times 98.5 = 252.83kW$$

根据表 2.3.2-4 中的流量频率计算成果，列表计算年利用小时数，见表 2.3.2-5。

表 2.3.2-5 大带三级水电站装机年利用小时数计算表

流量 Q	水头 H	出力 N	出力差 N	频率 P	保证率历时 t	电量差 E	累积电量 E	装机年利用小时数 h
m^3/s	m	kW	kW	%	h	万 kWh	万 kWh	h
2.95	98.5	2182.43	439.63	0.03	236.76	10.41	605.23	2773.21
2.36	98.5	1742.80	207.09	0.05	473.51	9.81	594.82	3413.05
2.08	98.5	1535.71	87.94	0.08	710.27	6.25	585.02	3809.45

流量 Q	水头 H	出力 N	出力差 N	频率 P	保证率历时 t	电量差 E	累积电量 E	装机年利用小时数 h
1.96	98.5	1447.77	45.12	0.11	947.03	4.27	578.77	3997.69
1.90	98.5	1402.65	83.82	0.14	1183.78	9.92	574.50	4095.82
1.79	98.5	1318.83	55.74	0.16	1420.54	7.92	564.58	4280.89
1.71	98.5	1263.09	76.88	0.19	1657.30	12.74	556.66	4407.13
1.61	98.5	1186.21	33.52	0.22	1894.05	6.35	543.92	4585.36
1.56	98.5	1152.69	50.82	0.24	2130.81	10.83	537.57	4663.61
1.49	98.5	1101.87	86.96	0.27	2367.57	20.59	526.74	4780.44
1.37	98.5	1014.91	205.24	0.30	2604.32	53.45	506.15	4987.17
1.10	98.5	809.67	127.93	0.32	2841.08	36.34	452.70	5591.17
0.92	98.5	681.75	41.33	0.35	3077.84	12.72	416.36	6107.21
0.87	98.5	640.42	19.11	0.38	3314.59	6.34	403.64	6302.72
0.84	98.5	621.30	56.72	0.41	3551.35	20.14	397.30	6394.65
0.76	98.5	564.58	2.07	0.43	3788.11	0.78	377.16	6680.28
0.76	98.5	562.51	5.37	0.46	4024.86	2.16	376.37	6690.93
0.75	98.5	557.14	15.63	0.49	4261.62	6.66	374.21	6716.64
0.73	98.5	541.52	12.28	0.51	4498.38	5.53	367.55	6787.48
0.72	98.5	529.23	3.48	0.54	4735.14	1.65	362.03	6840.61
0.71	98.5	525.75	37.76	0.57	4971.89	18.77	360.38	6854.56
0.66	98.5	487.99	1.70	0.59	5208.65	0.89	341.60	7000.25
0.66	98.5	486.29	28.02	0.62	5445.41	15.26	340.72	7006.51
0.62	98.5	458.27	161.11	0.65	5682.16	91.54	325.46	7101.95
0.40	98.5	297.16	12.06	0.68	5918.92	7.14	233.92	7871.68
0.39	98.5	285.10	15.04	0.70	6155.68	9.26	226.78	7954.28
0.37	98.5	270.07	12.21	0.73	6392.43	7.81	217.52	8054.43
0.35	98.5	257.85	15.19	0.76	6629.19	10.07	209.71	8133.16
0.33	98.5	242.67	6.57	0.78	6865.95	4.51	199.65	8227.28
0.32	98.5	236.09	4.99	0.81	7102.70	3.54	195.13	8265.18
0.31	98.5	231.10	24.53	0.84	7339.46	18.00	191.59	8290.27
0.28	98.5	206.57	13.88	0.86	7576.22	10.51	173.59	8403.19
0.26	98.5	192.70	9.96	0.89	7812.97	7.78	163.07	8462.73
0.25	98.5	182.74	0.74	0.92	8049.73	0.60	155.29	8498.16
0.25	98.5	181.99	17.88	0.95	8286.49	14.81	154.69	8499.99
0.22	98.5	164.12	164.12	0.97	8523.24	139.88	139.88	8523.24

根据表 2.3.2-4 中的数据，绘制 $N_{装}$~$E_{年}$和 $N_{装}$~$h_{年}$关系曲线，见图 2.3.2-2 和图 2.3.2-3。

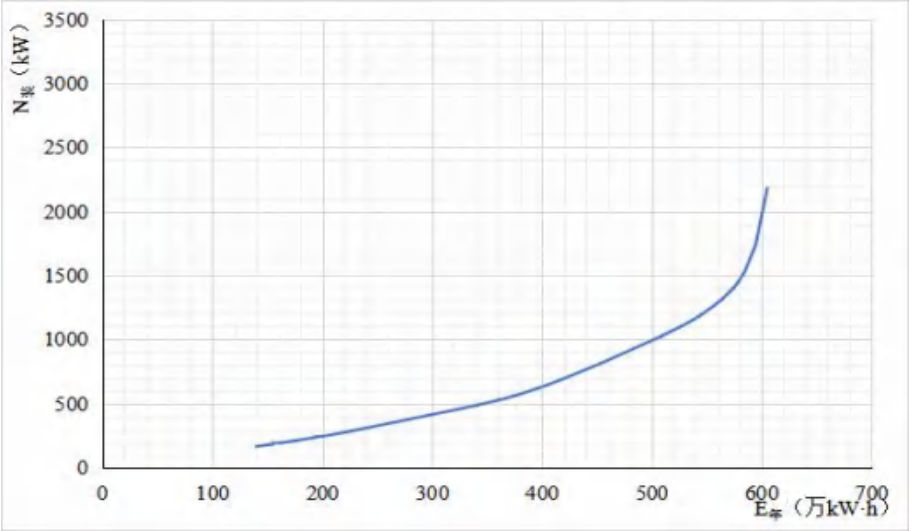


图 2.2.2-2　大带三级水电站 $N_{装}$~$E_{年}$关系曲线

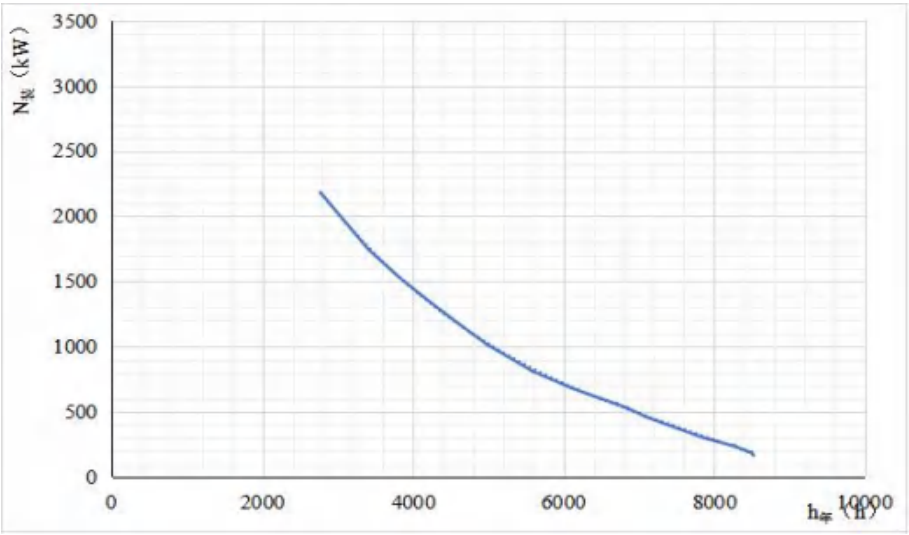


图 2.2.2-3　大带三级水电站 $N_{装}$~$h_{年}$关系曲线

根据该水电站的特性，大带三级水电站原装机容量不变为2×1600=3200kW，由图 2.3.2-2，$N_{装}$~$E_{年}$关系曲线查得多年平均年发电量约为620万kW·h，由图 2.3.2-3，$N_{装}$~$h_{年}$关系曲线查得年利用小时数约为1937.5h，年利用小时数在合理范围之内。

2.3.3 大带五级站

2.3.3.1 设计年径流量

由于本工程流域范围无径流观测资料，故只能采用由降雨推求径流的方法进行计算。根据《江门市水资源及其开发利用调查评价研究报告》（江门市水利水电勘测设计院有限公司）中江门市多年平均径流深等值线图（1976~2012 年同步系列）及江门市多年平均降水深等值线图（1976~2012 年同步系列），查得：

大带水库多年平均年降水量 X= 2000mm，多年平均年径流深 Y= 1260mm，年径流系数α=y/x= 0.630。根据大带水库年降雨量频率分析计算成果可知，实测多年平均降雨量 $X_{年}$= 2104.57mm，Cvx＝0.21；计算得出多年平均径流深 $Y_{年}$ =1326mm。

年径流深变差系数按如在下公式进行计算：

$$Cvy = \frac{\gamma Cvx}{\alpha^{n} + m \lg F}$$

式中：Cvx——年降雨量变差系数；

α——年径流系数；

F——集雨面积，大带五级水电站大坝区间集雨面积 4.96km^2；

r——综合影响系数，取 r＝1.4；

n——指数，采用 0.6；

m——地区性经验系数，采用 0.06；

根据上述公式计算得 Cvy 为 0.37，取 Csy＝2Cvy，根据 P-III 型频率曲线分布，计算得各频率下的年径流深，成果见表 2.3.3-1。

表 2.3.3-1　　大带五级水电站区间年径流量频率计算成果表

P	多年平均	1%	10%	25%	50%	75%	90%	均值 mm	1325.88
Kp	1	2.05	1.49	1.22	0.96	0.73	0.57	Cv	0.37
Y(mm)	1325.88	2714.04	1976.33	1614.37	1266.63	973.01	751.95	Cs/Cv	2
Wy(万 m^3)	657.63	1346.16	980.26	800.73	628.25	482.61	372.97	集雨面积 km^2	4.96

2.3.3.2 径流年内分配

根据大带水库实测降雨资料，选取 2008 年 5 月～2009 年 4 月（2848.35mm）为丰水年的代表典型年，选取 2003 年 5 月～2004 年 4 月（2059.5mm）为平水年的代表典型年，选取 2007 年 5 月～2008 年 4 月（1569.4mm）为枯水年的代表典型年，各典型年降雨量年内分配计算成果见表 2.3.3-2。

设计年径流由地表径流和占河川径流量 10%的基流组成。地表径流的年内分配采用设计典型年的降雨量分配，基流按 12 个月平均分配。

表 2.3.3-2　　大带五级水电站径流分配表

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5 月	210.2	222.3	273.4	0.074	0.108	0.174	0.075	0.105	0.165	73.28	66.27	61.58
6 月	808.4	540.5	312.4	0.284	0.262	0.199	0.264	0.245	0.187	258.56	153.63	69.93
7 月	299.8	155.3	144.0	0.105	0.075	0.092	0.103	0.076	0.091	101.03	47.87	33.91
8 月	413.9	375.3	232.1	0.145	0.182	0.148	0.139	0.172	0.141	136.35	108.27	52.75
9 月	313.7	414.7	179.2	0.110	0.201	0.114	0.107	0.190	0.111	105.33	119.09	41.44
10 月	181.8	3.6	28.3	0.064	0.002	0.018	0.066	0.010	0.025	64.48	6.22	9.16
11 月	166.8	50.4	0.9	0.059	0.024	0.001	0.061	0.030	0.009	59.83	19.07	3.30
12 月	8.8	0.0	16.2	0.003	0.000	0.010	0.011	0.008	0.018	10.89	5.24	6.57
1 月	17.1	37.0	90.5	0.006	0.018	0.058	0.014	0.025	0.060	13.47	15.39	22.46
2 月	13.6	50.7	36.3	0.005	0.025	0.023	0.013	0.030	0.029	12.38	19.15	10.87
3 月	142.9	88.3	95.3	0.050	0.043	0.061	0.053	0.047	0.063	52.43	29.48	23.49
4 月	271.4	121.4	160.8	0.095	0.059	0.102	0.094	0.061	0.101	92.23	38.57	37.50
求和	2848.35	2059.5	1569.4	1	1	1	1	1	1	980.26	628.25	372.97

2.3.3.3 发电水量

大带五级水电站上游有拦河陂，拦蓄上游来水，在保障下游生态流量后，剩下的水量可用于发电。

大带五级水电站各月发电水量详见表 2.3.3-3。

表 2.3.3-3　　大带五级水电站可发电用水量计算表　　单位：万 m^3

项目		5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月	4 月	总计
丰水年	大带二级发电尾水及弃水	399.7	498.2	482.1	498.2	721.0	482.1	200.3	193.9	200.3	200.3	181.0	200.3	4257.5
	大带五级水电站区间径流量	73.3	258.6	101.0	136.4	105.3	64.5	59.8	10.9	13.5	12.4	52.4	92.2	980.3
	区间生态用水量	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	65.8
	水电站发电水量	473.0	756.7	583.1	634.5	826.3	546.6	260.2	204.8	213.8	212.7	233.4	292.6	5237.8
平水年	大带二级发电尾水及弃水	149.4	290.6	399.2	412.5	412.5	399.2	61.6	59.6	61.6	61.6	55.6	269.5	2632.8
	大带五级水电站区间径流量	66.3	153.6	47.9	108.3	119.1	6.2	19.1	5.2	15.4	19.2	29.5	38.6	628.2
	生态用水量	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	65.8
	水电站发电水量	215.7	444.2	447.0	520.7	531.6	405.4	80.7	64.9	77.0	80.8	85.1	308.0	3261.0
枯水年	大带二级发电尾水及弃水	83.4	170.1	164.6	170.1	170.1	164.6	86.1	83.4	86.1	86.1	77.8	86.1	1428.5
	大带五级水电站区间径流量	61.6	69.9	33.9	52.8	41.4	9.2	3.3	6.6	22.5	10.9	23.5	37.5	373.0
	生态用水量	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	5.5	65.8
	水电站发电水量	144.9	240.0	198.5	222.8	211.5	173.8	89.4	89.9	108.6	97.0	101.3	123.6	1801.4

2.3.3.4 发电出力、发电量

大带五级水电站多年发电平均水头为 28m

选择丰、平、枯 3 个代表年进行计算，其中月平均发电出力：N=AQH；月平均发电量：E=730N；

式中：A——出力系数，小型机组取 7.5，

Q——平均流量（m3/s），

H——平均水头差（m）；

E——月平均发电量（10^4kW·h）。

大带五级水电站利用考虑水损、灌溉用水及生态用水后剩余的水量发电。根据表 2.3.3-3 中的可发电水量，算出水电站处各设计代表年的月平均流量见表 2.3.3-4，选定设计保证率为 80%，试作该水电站的水能计算。

表 2.3.3-4　　大带五级水电站设计代表年的月平均流量

月份	可引水量（万 m^3）			月平均流量（m^3/s）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5 月	472.98	215.69	144.94	1.766	0.805	0.541
6 月	756.74	444.18	240.00	2.920	1.714	0.926
7 月	583.14	447.04	198.50	2.177	1.669	0.741
8 月	634.53	520.75	222.83	2.369	1.944	0.832
9 月	826.35	531.56	211.51	3.188	2.051	0.816
10 月	546.59	405.39	173.75	2.041	1.514	0.649
11 月	260.18	80.68	89.44	1.004	0.311	0.345
12 月	204.78	64.85	89.93	0.765	0.242	0.336
1 月	213.81	77.00	108.60	0.798	0.287	0.405
2 月	212.73	80.76	97.01	0.879	0.334	0.401
3 月	233.39	85.12	101.29	0.871	0.318	0.378
4 月	292.58	308.02	123.64	1.129	1.188	0.477
求和	5237.80	3261.03	1801.45	19.91	12.38	6.85

根据大带五级水电站 3 个代表年的月平均流量资料，统计计算流量的频率，绘制成流量频率曲线见图 2.3.3-1。

拟合函数相关系数 R^2=0.9862，拟合函数方程结果如下：

$$y=\frac{-0.496x^3-0.655x^2-0.751x+3.398}{2.374x^3+3.514x^2+1}$$

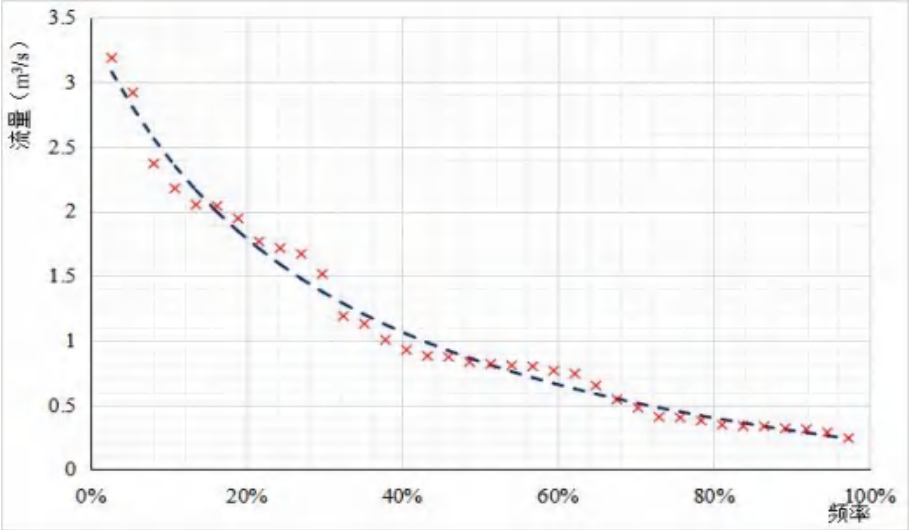


图 2.3.3-1　大带五级水电站流量频率曲线

由大带五级水电站设计保证率 P=80%，查得保证流量 Q_P=0.398 m^3/s；根据上文可知，水电站的净水头为 28m，出力系数取 7.5，则水电站的保证出力为：

$$N = A \cdot Q_P \cdot H_P = 7.5 \times 0.398 \times 28 = 83.65kW$$

根据表 2.3.3-4 中的流量频率计算成果，列表计算年利用小时数，见表 2.3.3-5。

表 2.3.3-5　　大带五级水电站装机年利用小时数计算表

流量 Q	水头 H	出力 N	出力差 N	频率 P	保证率历时 t	电量差 E	累积电量 E	装机年利用小时数 h
m^3/s	m	kW	kW	%	h	万 kWh	万 kWh	h
3.19	28	669.50	56.40	0.03	236.76	1.34	194.56	2906.02
2.92	28	613.10	115.59	0.05	473.51	5.47	193.22	3151.55
2.37	28	497.51	40.30	0.08	710.27	2.86	187.75	3773.78
2.18	28	457.21	26.55	0.11	947.03	2.51	184.89	4043.79
2.05	28	430.66	2.11	0.14	1183.78	0.25	182.37	4234.67
2.04	28	428.55	20.26	0.16	1420.54	2.88	182.12	4249.69
1.94	28	408.29	37.45	0.19	1657.30	6.21	179.24	4390.10
1.77	28	370.84	10.97	0.22	1894.05	2.08	173.04	4666.11
1.71	28	359.87	9.37	0.24	2130.81	2.00	170.96	4750.57

流量 Q	水头 H	出力 N	出力差 N	频率 P	保证率历时 t	电量差 E	累积电量 E	装机年利用小时数 h
1.67	28	350.50	32.65	0.27	2367.57	7.73	168.96	4820.61
1.51	28	317.85	68.30	0.30	2604.32	17.79	161.23	5072.62
1.19	28	249.55	12.51	0.32	2841.08	3.55	143.45	5748.13
1.13	28	237.04	26.25	0.35	3077.84	8.08	139.89	5901.54
1.00	28	210.79	16.35	0.38	3314.59	5.42	131.81	6253.15
0.93	28	194.45	9.79	0.41	3551.35	3.48	126.39	6500.19
0.88	28	184.66	1.67	0.43	3788.11	0.63	122.92	6656.47
0.87	28	182.99	8.28	0.46	4024.86	3.33	122.29	6682.68
0.83	28	174.71	3.34	0.49	4261.62	1.42	118.95	6808.64
0.82	28	171.37	2.26	0.51	4498.38	1.01	117.53	6858.33
0.81	28	169.11	1.47	0.54	4735.14	0.70	116.51	6889.82
0.80	28	167.64	7.08	0.57	4971.89	3.52	115.82	6908.70
0.76	28	160.56	4.92	0.59	5208.65	2.56	112.30	6994.14
0.74	28	155.63	19.40	0.62	5445.41	10.57	109.73	7050.63
0.65	28	136.23	22.59	0.65	5682.16	12.84	99.17	7279.25
0.54	28	113.64	13.47	0.68	5918.92	7.97	86.33	7596.72
0.48	28	100.17	15.02	0.70	6155.68	9.25	78.36	7822.39
0.41	28	85.15	0.94	0.73	6392.43	0.60	69.11	8116.40
0.40	28	84.21	4.79	0.76	6629.19	3.18	68.51	8135.64
0.38	28	79.42	6.96	0.78	6865.95	4.78	65.33	8226.51
0.35	28	72.46	1.95	0.81	7102.70	1.39	60.56	8357.15
0.34	28	70.51	0.41	0.84	7339.46	0.30	59.17	8391.85
0.33	28	70.10	3.36	0.86	7576.22	2.55	58.87	8397.97
0.32	28	66.74	1.38	0.89	7812.97	1.07	56.32	8439.40
0.31	28	65.36	4.99	0.92	8049.73	4.02	55.25	8452.58
0.29	28	60.37	9.52	0.95	8286.49	7.89	51.23	8485.90
0.24	28	50.85	50.85	0.97	8523.24	43.34	43.34	8523.24

根据表 2.3.3-4 中的数据，绘制 $N_{装}$~$E_{年}$和 $N_{装}$~$h_{年}$关系曲线，见图 2.3.3-2 和图 2.3.3-3。

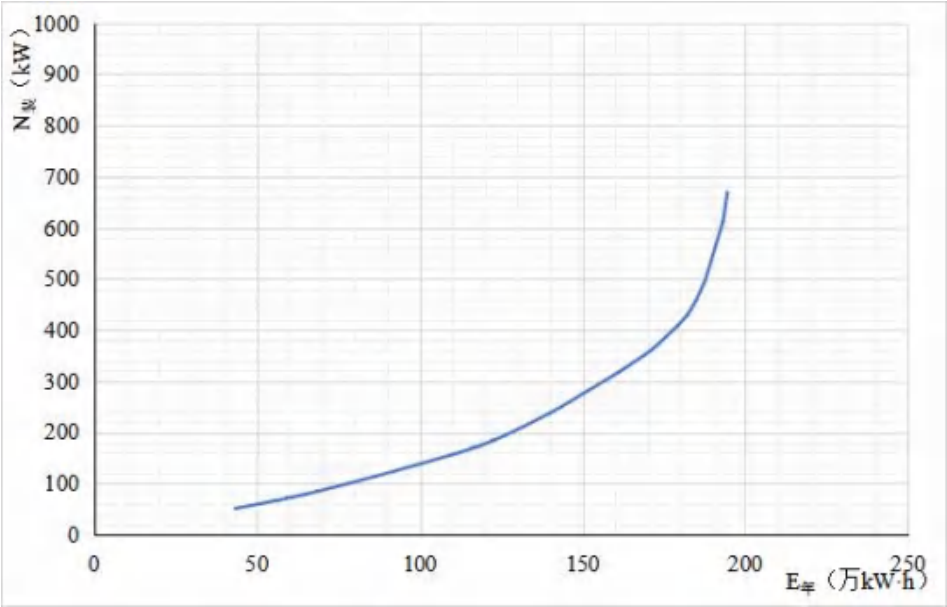


图 2.2.3-2　大带五级水电站 $N_{装}$~$E_{年}$关系曲线

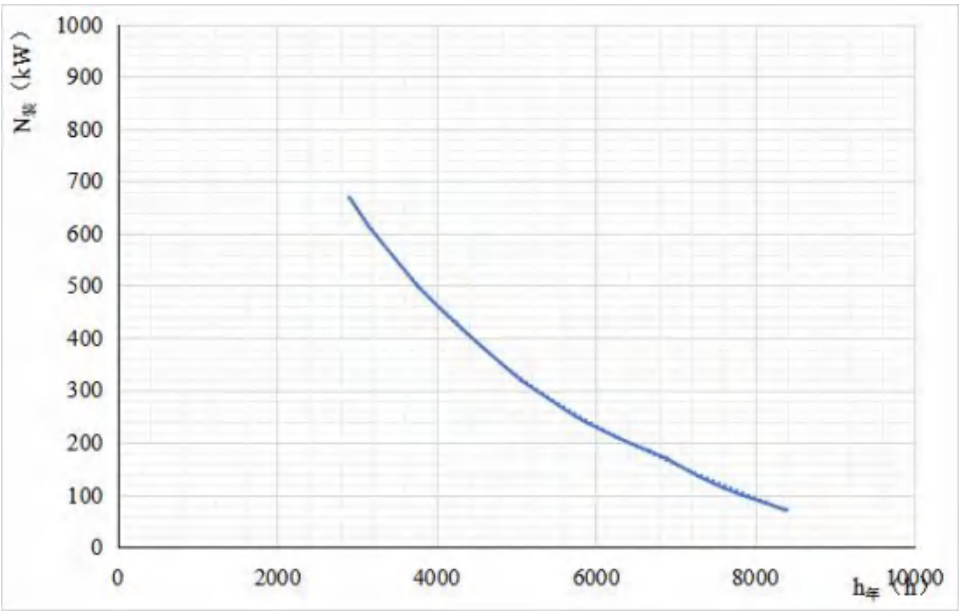


图 2.3.3-3　大带五级水电站 $N_{装}$~$h_{年}$关系曲线

根据该水电站的特性，大带五级水电站原装机容量 900kw 扩容到 1000kW。由图 2.3.3-2，$N_{装}$~$E_{年}$关系曲线查得扩容后多年平均年发电量约为 198 万 kW·h。由图 2.3.3-3，$N_{装}$~$h_{年}$关系曲线查得装机年利用小时数扩容后约为 1980 小时。

2.3.4 大带六级站

2.3.4.1 设计年径流量

由于本工程流域范围无径流观测资料，故只能采用由降雨推求径流的方法进行计算。根据《江门市水资源及其开发利用调查评价研究报告》（江门市水利水电勘测设计院有限公司）中江门市多年平均径流深等值线图（1976~2012 年同步系列）及江门市多年平均降水深等值线图（1976~2012 年同步系列），查得：

大带水库多年平均年降水量 x= 2000mm，多年平均年径流深 y= 1260mm，年径流系数α=y/x= 0.630。根据大带水库年降雨量频率分析计算成果可知，实测多年平均降雨量 $X_{年}$= 2104.57mm，Cvx＝0.21；计算得出多年平均径流深 $Y_{年}$= 1326mm。

年径流深变差系数按如在下公式进行计算：

$$Cvy = \frac{\gamma Cvx}{\alpha^{n} + m \lg F}$$

式中：Cvx——年降雨量变差系数；

α——年径流系数；

F——集雨面积，大带六级水电站区间集雨面积 31.23km^2；

r——综合影响系数，取 r＝1.4；

n——指数，采用 0.6；

m——地区性经验系数，采用 0.06；

根据上述公式计算得 Cvy 为 0.35，取 Csy＝2Cvy，根据 P-III 型频率曲线分布，计算得各频率下的年径流深，成果见表 2.3.4-1。

表 2.3.4-1　　大带六级水电站区间年径流量频率计算成果表

P	多年平均	1%	10%	25%	50%	75%	90%	均值 mm	1325.88
Kp	1	2.03	1.48	1.22	0.96	0.74	0.57	Cv	0.36
Y(mm)	1325.88	2694.29	1968.28	1611.44	1268.05	977.47	758.15	Cs/Cv	2
Wy(万 m^3)	958.61	1947.97	1423.07	1165.07	916.80	706.71	548.15	集雨面积 km^2	7.23

2.3.4.2 径流年内分配

根据大带水库实测降雨资料，选取 2008 年 5 月～2009 年 4 月（2848.35mm）为丰水年的代表典型年，选取 2003 年 5 月～2004 年 4 月（2059.5mm）为平水年的代表典型年，选取 2007 年 5 月～2008 年 4 月（1569.4mm）为枯水年的代表典型年，各典型年降雨量年内分配计算成果见表 2.3.4-2。

设计年径流由地表径流和占河川径流量 10%的基流组成。地表径流的年内分配采用设计典型年的降雨量分配，基流按 12 个月平均分配。

表 2.3.4-2　　大带六级水电站径流分配表

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5 月	210.2	222.3	273.4	0.074	0.108	0.174	0.075	0.105	0.165	106.38	96.70	90.51
6 月	808.4	540.5	312.4	0.284	0.262	0.199	0.264	0.245	0.187	375.36	224.19	102.77
7 月	299.8	155.3	144.0	0.105	0.075	0.092	0.103	0.076	0.091	146.66	69.86	49.83
8 月	413.9	375.3	232.1	0.145	0.182	0.148	0.139	0.172	0.141	197.95	158.00	77.53
9 月	313.7	414.7	179.2	0.110	0.201	0.114	0.107	0.190	0.111	152.91	173.79	60.90
10 月	181.8	3.6	28.3	0.064	0.002	0.018	0.066	0.010	0.025	93.61	9.08	13.46
11 月	166.8	50.4	0.9	0.059	0.024	0.001	0.061	0.030	0.009	86.86	27.83	4.85
12 月	8.8	0.0	16.2	0.003	0.000	0.010	0.011	0.008	0.018	15.82	7.64	9.66
1 月	17.1	37.0	90.5	0.006	0.018	0.058	0.014	0.025	0.060	19.55	22.46	33.02
2 月	13.6	50.7	36.3	0.005	0.025	0.023	0.013	0.030	0.029	17.97	27.95	15.98
3 月	142.9	88.3	95.3	0.050	0.043	0.061	0.053	0.047	0.063	76.11	43.02	34.52
4 月	271.4	121.4	160.8	0.095	0.059	0.102	0.094	0.061	0.101	133.89	56.28	55.11
求和	2848.35	2059.5	1569.4	1	1	1	1	1	1	1423.07	916.80	548.15

2.3.4.3 发电水量

大带六级水电站上游设有拦河陂，拦蓄上游来水，在保障下游流量泄放后，剩余的水量可用于发电。

大带六级水电站各月发电水量详见表 2.3.4-3。

表 2.3.4-3　　大带六级水电站可发电用水量计算表　　单位：万 m^3

项目		5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月	4 月	总计
丰水年	大带二级发电尾水及弃水	399.70	498.18	482.11	498.18	721.02	482.11	200.35	193.89	200.35	200.35	180.96	200.35	4257.54
	大带六级水电站径流量	106.38	375.36	146.66	197.95	152.91	93.61	86.86	15.82	19.55	17.97	76.11	133.89	1423.07
	区间生态用水量	7.99	7.99	7.99	7.99	7.99	7.99	7.99	7.99	7.99	7.99	7.99	7.99	95.86
	水电站发电水量	506.08	873.54	628.78	696.13	873.93	575.72	287.21	209.70	219.90	218.32	257.07	334.24	5680.61
平水年	大带二级发电尾水及弃水	149.42	290.56	399.17	412.47	412.47	399.17	61.60	59.62	61.60	61.60	55.64	269.45	2632.78
	大带六级水电站径流量	96.70	224.19	69.86	158.00	173.79	9.08	27.83	7.64	22.46	27.95	43.02	56.28	916.80
	区间生态用水量	7.99	7.99	7.99	7.99	7.99	7.99	7.99	7.99	7.99	7.99	7.99	7.99	95.86
	水电站发电水量	246.12	514.74	469.03	570.47	586.26	408.25	89.44	67.26	84.07	89.56	98.66	325.73	3549.58
枯水年	大带二级发电尾水及弃水	83.36	170.08	164.59	170.08	170.08	164.59	86.14	83.36	86.14	86.14	77.80	86.14	1428.48
	大带六级水电站径流量	90.51	102.77	49.83	77.53	60.90	13.46	4.85	9.66	33.02	15.98	34.52	55.11	548.15
	区间生态用水量	7.99	7.99	7.99	7.99	7.99	7.99	7.99	7.99	7.99	7.99	7.99	7.99	95.86
	水电站发电水量	173.87	272.85	214.43	247.61	230.98	178.06	90.99	93.02	119.15	102.11	112.33	141.25	1976.63

2.3.4.4 发电出力、发电量

大带六级水电站多年发电平均水头为 9.5m

选择丰、平、枯 3 个代表年进行计算，其中月平均发电出力：N=AQH；月平均发电量：E=730N；

式中：A——出力系数，小型机组取 7.5，

Q——平均流量（m3/s），

H——平均水头差（m）；

E——月平均发电量（10^4kW·h）。

大带六级水电站利用考虑水损、灌溉用水及生态用水后剩余的水量发电。根据表 2.3.4-3 中的可发电水量，算出水电站处各设计代表年的月平均流量见表 2.3.4-4，选定设计保证率为 80%，试作该水电站的水能计算。

表 2.3.4-4　　大带六级水电站设计代表年的月平均流量

月份	可引水量（万 m^3）			月平均流量（m^3/s）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5 月	506.08	246.12	173.87	1.889	0.919	0.649
6 月	873.54	514.74	272.85	3.370	1.986	1.053
7 月	628.78	469.03	214.43	2.348	1.751	0.801
8 月	696.13	570.47	247.61	2.599	2.130	0.924
9 月	873.93	586.26	230.98	3.372	2.262	0.891
10 月	575.72	408.25	178.06	2.149	1.524	0.665
11 月	287.21	89.44	90.99	1.108	0.345	0.351
12 月	209.70	67.26	93.02	0.783	0.251	0.347
1 月	219.90	84.07	119.15	0.821	0.314	0.445
2 月	218.32	89.56	102.11	0.902	0.370	0.422
3 月	257.07	98.66	112.33	0.960	0.368	0.419
4 月	334.24	325.73	141.25	1.290	1.257	0.545
求和	5680.61	3549.58	1976.63	21.59	13.48	7.51

根据大带六级水电站 3 个代表年的月平均流量资料，统计计算流量的频率，绘制成流量频率曲线见图 2.3.4-1。

拟合函数相关系数 R^2=0.9861，拟合函数方程结果如下：

$$y=\frac{-0.672x^3-0.744x^2-0.666x+3.745}{2.468x^3+3.691x+1}$$

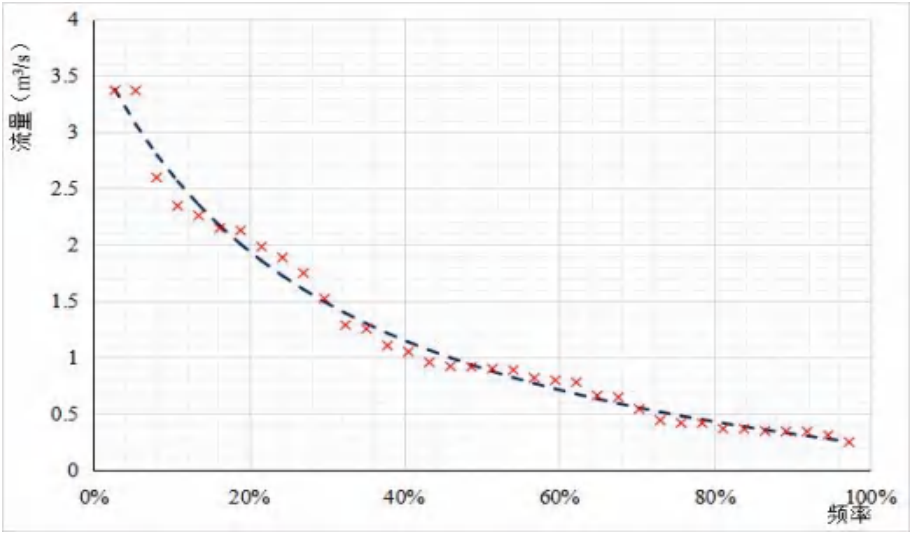


图 2.2.4-1　大带六级水电站流量频率曲线

由大带六级水电站设计保证率 P=80%，查得保证流量 Q_P=0.432 m^3/s；根据上文可知，水电站的净水头为 9.5m，出力系数取 7.5，则水电站的保证出力为：

$$N = A \cdot Q_P \cdot H_P = 7.5 \times 0.432 \times 9.5 = 30.81kW$$

根据表 2.3.4-4 中的流量频率计算成果，列表计算年利用小时数，见表 2.3.4-5。

表 2.3.4-5　　大带六级水电站装机年利用小时数计算表

流量 Q	水头 H	出力 N	出力差 N	频率 P	保证率历时 t	电量差 E	累积电量 E	装机年利用小时数 h
m^3/s	m	kW	kW	%	h	万 kWh	万 kWh	h
3.37	9.5	240.23	0.11	0.03	236.76	0.00	71.83	2990.01
3.37	9.5	240.12	54.94	0.05	473.51	2.60	71.83	2991.24
2.60	9.5	185.18	17.92	0.08	710.27	1.27	69.22	3738.20
2.35	9.5	167.27	6.11	0.11	947.03	0.58	67.95	4062.55

流量 Q	水头 H	出力 N	出力差 N	频率 P	保证率历时 t	电量差 E	累积电量 E	装机年利用小时数 h
2.26	9.5	161.15	8.00	0.14	1183.78	0.95	67.37	4180.70
2.15	9.5	153.15	1.39	0.16	1420.54	0.20	66.43	4337.30
2.13	9.5	151.76	10.26	0.19	1657.30	1.70	66.23	4364.11
1.99	9.5	141.50	6.87	0.22	1894.05	1.30	64.53	4560.40
1.89	9.5	134.63	9.86	0.24	2130.81	2.10	63.23	4696.47
1.75	9.5	124.77	16.17	0.27	2367.57	3.83	61.13	4899.13
1.52	9.5	108.60	16.72	0.30	2604.32	4.36	57.30	5276.01
1.29	9.5	91.88	2.34	0.32	2841.08	0.66	52.94	5762.32
1.26	9.5	89.54	10.59	0.35	3077.84	3.26	52.28	5838.64
1.11	9.5	78.95	3.95	0.38	3314.59	1.31	49.02	6208.94
1.05	9.5	75.00	6.62	0.41	3551.35	2.35	47.71	6361.29
0.96	9.5	68.39	2.52	0.43	3788.11	0.95	45.36	6633.11
0.92	9.5	65.87	0.39	0.46	4024.86	0.16	44.41	6741.90
0.92	9.5	65.47	1.17	0.49	4261.62	0.50	44.25	6758.27
0.90	9.5	64.30	0.81	0.51	4498.38	0.36	43.75	6803.81
0.89	9.5	63.49	5.00	0.54	4735.14	2.37	43.38	6833.15
0.82	9.5	58.50	1.46	0.57	4971.89	0.72	41.02	7012.33
0.80	9.5	57.04	1.26	0.59	5208.65	0.65	40.30	7064.39
0.78	9.5	55.78	8.42	0.62	5445.41	4.58	39.64	7106.20
0.66	9.5	47.37	1.11	0.65	5682.16	0.63	35.06	7401.36
0.65	9.5	46.25	7.42	0.68	5918.92	4.39	34.42	7442.78
0.54	9.5	38.83	7.13	0.70	6155.68	4.39	30.03	7734.15
0.44	9.5	31.70	1.62	0.73	6392.43	1.04	25.64	8089.27
0.42	9.5	30.07	0.19	0.76	6629.19	0.13	24.60	8180.78
0.42	9.5	29.88	3.50	0.78	6865.95	2.41	24.47	8190.87
0.37	9.5	26.38	0.13	0.81	7102.70	0.09	22.07	8366.91
0.37	9.5	26.24	1.23	0.84	7339.46	0.91	21.98	8373.23
0.35	9.5	25.01	0.27	0.86	7576.22	0.20	21.07	8424.22
0.35	9.5	24.74	0.16	0.89	7812.97	0.12	20.87	8433.36
0.35	9.5	24.58	2.22	0.92	8049.73	1.79	20.74	8437.39
0.31	9.5	22.36	4.47	0.95	8286.49	3.71	18.95	8475.90
0.25	9.5	17.89	17.89	0.97	8523.24	15.25	15.25	8523.24

根据表 2.3.4-5 中的数据，绘制 $N_{装}$~$E_{年}$和 $N_{装}$~$h_{年}$关系曲线，见图 2.3.4-2 和图 2.3.4-3。

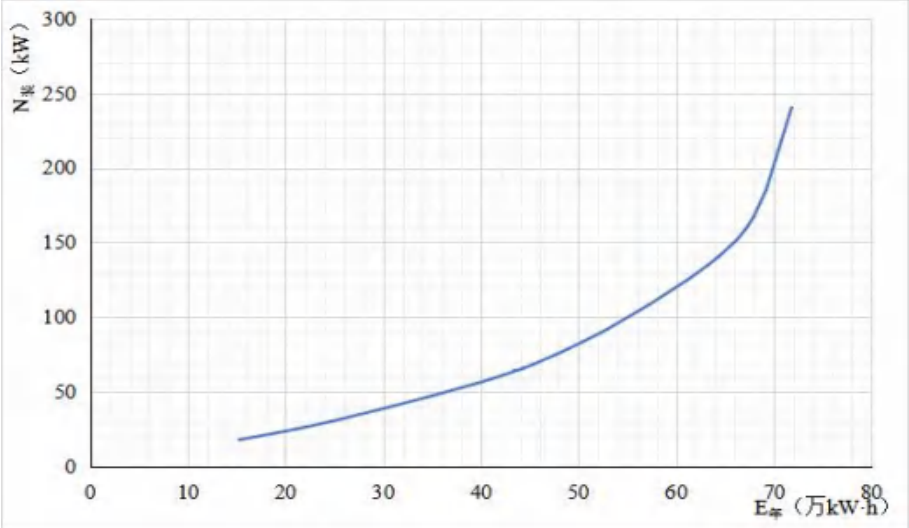


图 2.2.4-2　大带六级水电站 N 装~E 年关系曲线

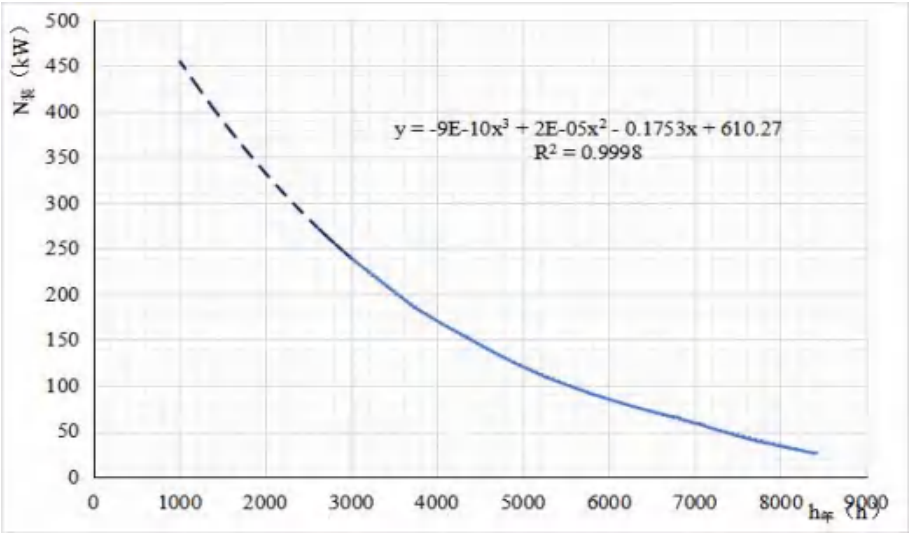


图 2.3.4-3　大带六级水电站 N 装~h 年关系曲线

根据该水电站的特性，大带六级水电站原装机容量不变 260kW。由图 2.3.4-3，N 装~h 年关系曲线查得装机年利用小时数为 2752.40 小时。由图 2.3.4-2 N 装~E 年关系曲线查得扩容后多年平均年发电量为 72.3 万 kW·h。

2.4 丹竹河水电站水能计算

2.4.1 实测年雨量分析

丹竹河电站的附近有凤子山水库雨量站，由于凤子山雨量站多年平均降雨量比较接近丹竹河电站流域中心点的多年平均降雨量，本次年径流量计算采用凤子山雨量站的年雨量资料。凤子山水库库区内现设有水库专用水文观测站，采用人力观测，主要观测降雨量和水库水位。现存有 1976 年 1 月~2023 年 8 月共 47 年降雨量资料。

根据实测降雨量资料系列进行频率计算，经验频率计算成果见表 2.4.1-1。

表 2.4.1-1　　凤子山雨量站年降雨量频率分析计算成果表　　单位：mm

频率 P	1%	5%	10%	25%	50%	75%	90%	95%	均值	2427.31
模比系数 Kp	1.611	1.406	1.304	1.144	0.982	0.837	0.719	0.654	Cv	0.23
降雨量（mm）	3911.06	3412.62	3164.61	2777.01	2384.65	2031.16	1744.94	1587.58	Cs	0.46

2.4.2 设计年径流量

由于本工程流域范围无径流观测资料，故只能采用由降雨推求径流的方法进行计算。

查广东省水文总站 1991 年编制的《广东省水文图集》成果得凤子山水库多年平均年降水量 X= 2580 mm，多年平均年径流深 Y= 1590 mm，年径流系数α=1590/2580=0.616。

根据表 2.5-1 计算成果可知，凤子山水库实测多年平均降雨量 $X_{年}$ =2427mm，Cvx=0.23；计算得出本次多年平均径流深 $Y_{年}$=1496mm。

年径流深变差系数按如在下公式进行计算：

$$Cvy = \frac{\gamma Cvx}{\alpha^n + m \lg F}$$

式中： Cvx——年降雨量变差系数；

α——年径流系数；

F——丹竹河拦河陂以上集雨面积，F＝25km^2；

r——综合影响系数，取 r＝1.4；

n——指数，采用 0.6；

m——地区性经验系数，采用 0.06；

根据上述公式计算得丹竹河电站 Cvy 为 0.39，取 Csy＝2Cvy，根据拦河陂的集雨面积及 P-Ⅲ型频率曲线分布，计算得各频率下丹竹河拦河陂以上的年径流量，成果表 2.4.2-1，计算得多年平均径流量为 3739.8 万 m^3。

表 2.4.2-1 凤子山水库年径流量频率计算成果表

P	1%	10%	25%	50%	75%	90%	多年平均
Kp	2.11	1.52	1.23	0.95	0.72	0.55	1
Y(mm)	3159.99	2269.31	1835.57	1421.88	1075.84	818.16	1495.90
Wy(10^4m^3)	7899.98	5673.28	4588.94	3554.70	2689.59	2045.39	3739.8

2.4.3 径流年内分配

根据凤子山水库实测降雨量资料，选取 P=10%、P=50%及 P=90%的典型年，由降雨分配推求凤子山水库 P=10%、P=50%及 P=90%的径流分配。

根据选择典型年的原则，从降雨量资料中可选取 2018 年 5 月～2019 年 4 月（3178mm）为丰水年的代表典型年，选取 2003 年 5 月～2004 年 4 月（2380.3mm）为平水年的代表典型年，选取 2014 年 5 月～2015 年 4 月（1729.5mm）为枯水年的代表典型年。

设计年径流由地表径流和占河川径流量 10%的基流组成。地表径流的

年内分配采用设计典型年的降雨量分配，基流按 12 个月平均分配。丹竹河水电站 P=10%、P=50%及 P=90%的设计年径流年内分配见表 2.4.3-1。

表 2.4.3-1　　丹竹河径流分配表

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5 月	411	703.9	433.5	0.129	0.296	0.251	0.125	0.274	0.234	707.61	975.70	478.46
6 月	638.5	549.8	229	0.201	0.231	0.132	0.189	0.216	0.128	1073.13	768.58	260.79
7 月	447.5	139.6	138.5	0.141	0.059	0.080	0.135	0.061	0.080	766.26	217.25	164.46
8 月	767.5	219.5	299.5	0.242	0.092	0.173	0.226	0.091	0.164	1280.39	324.64	335.83
9 月	337	354.6	216.5	0.106	0.149	0.125	0.104	0.142	0.121	588.72	506.22	247.48
10 月	90.5	2.7	8.5	0.028	0.001	0.005	0.034	0.009	0.013	192.68	33.25	26.09
11 月	35.5	35.8	16.5	0.011	0.015	0.010	0.018	0.022	0.017	104.31	77.74	34.61
12 月	0.5	0	58.5	0.000	0.000	0.034	0.008	0.008	0.039	48.08	29.62	79.31
1 月	3	58.7	66.5	0.001	0.025	0.038	0.009	0.031	0.043	52.10	108.52	87.83
2 月	85.5	70.4	99.5	0.027	0.030	0.058	0.033	0.035	0.060	184.65	124.24	122.95
3 月	150.5	69.3	72	0.047	0.029	0.042	0.051	0.035	0.046	289.08	122.76	93.68
4 月	211	176	91	0.066	0.074	0.053	0.068	0.075	0.056	386.28	266.17	113.90
求和	3178	2380.3	1729.5	1	1	1	1	1	1	5673.28	3554.70	2045.39

2.4.4 生态用水量

丹竹河水电站所在区域降雨量充沛，生态环境需水量有限，本次以水闸控制流域多年平均径流量的 10%作为生态用水量，则生态用水量为 3739.8×10%=373.98 万 m^3。

2.4.5 发电水量

本电站利用丹竹河径流水量进行发电，无灌溉任务，计算过程见表 2.4.5-1。可引水量=总径流量-生态用水量

表 2.4.5-1　　丹竹河电站可引水量计算表　　单位：万 m^3

月份	径流量（万 m^3）			生态用水量	可引水量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年		丰水年	平水年	枯水年
5 月	707.61	975.70	478.46	31.76	675.85	943.93	446.69
6 月	1073.13	768.58	260.79	30.74	1042.39	737.84	230.05
7 月	766.26	217.25	164.46	31.76	734.49	185.49	132.70
8 月	1280.39	324.64	335.83	31.76	1248.62	292.88	304.07
9 月	588.72	506.22	247.48	30.74	557.98	475.48	216.75
10 月	192.68	33.25	26.09	31.76	160.92	1.49	0.00
11 月	104.31	77.74	34.61	30.74	73.58	47.00	3.87
12 月	48.08	29.62	79.31	31.76	16.32	0.00	47.55
1 月	52.10	108.52	87.83	31.76	20.33	76.76	56.06
2 月	184.65	124.24	122.95	28.69	155.96	95.55	94.26
3 月	289.08	122.76	93.68	31.76	257.32	91.00	61.92
4 月	386.28	266.17	113.90	30.74	355.54	235.44	83.17
求和	5673.28	3554.70	2045.39	373.98	5299.30	3182.87	1677.08

2.4.6 发电出力、发电量

丹竹河水电站毛水头 34.17m，水头损失约 3.51m，平均发电净水头为 30.66m。

选择丰、平、枯 3 个代表年进行计算，其中月平均发电出力：N=AQH；月平均发电量：E=730N；

式中：A——出力系数，小型机组取 7.5，

Q——平均流量（m3/s），

H——平均水头差（m）；

E——月平均发电量（10^4kW·h）。

丹竹河水电站利用剩余的水量发电，水量利用系数取 0.75，算出水电站处各设计代表年的月平均流量（见表 2.4.6-1），选定设计保证率为 80%，试作该水电站的水能计算。

表 2.4.6-1　　丹竹河水电站设计代表年的月平均流量

月份	可引水量（万 m^3）			月平均流量（m^3/s）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5 月	675.85	943.93	446.69	1.893	2.643	1.251
6 月	1042.39	737.84	230.05	3.016	2.135	0.666
7 月	734.49	185.49	132.70	2.057	0.519	0.372
8 月	1248.62	292.88	304.07	3.496	0.820	0.851
9 月	557.98	475.48	216.75	1.615	1.376	0.627
10 月	160.92	1.49	0.00	0.451	0.004	0.000
11 月	73.58	47.00	3.87	0.213	0.136	0.011
12 月	16.32	0.00	47.55	0.046	0.000	0.133
1 月	20.33	76.76	56.06	0.057	0.215	0.157
2 月	155.96	95.55	94.26	0.484	0.296	0.292
3 月	257.32	91.00	61.92	0.721	0.255	0.173
4 月	355.54	235.44	83.17	1.029	0.681	0.241
求和	5299.30	3182.87	1677.08	15.075	9.081	4.774

根据丹竹河水电站 3 个代表年的月平均流量资料，统计计算流量的频率，绘制成流量频率曲线见图 2.4.6-1。

拟合函数相关系数 R^2=0.9971，拟合函数方程结果如下：

$$y=\frac{-6.907x^3+12.584x^2-10.005x+9.017}{2.148x^3+2.888x+1}$$

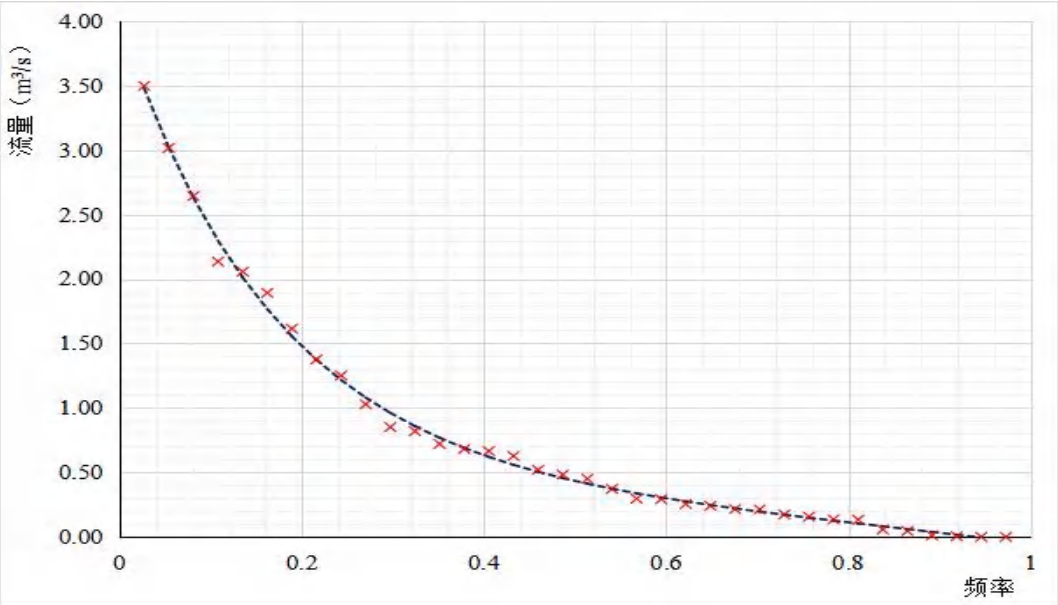


图 2.4.6-1　丹竹河水电站流量频率曲线

由丹竹河水电站设计保证率 P=80%，查得保证流量 Q_P=0.1128m³/s；根据上文可知，水电站的净水头为 30.66m，出力系数取 7.5，则水电站的保证出力为：

$$N = A \cdot Q_P \cdot H_P = 7.5 \times 0.1128 \times 30.66 = 25.94kW$$

根据表 2.4.6-1 中的流量频率计算成果，列表计算年利用小时数，见表 2.4.6-2

表 2.4.6-2　　丹竹河水电站装机年利用小时数计算表

流量 Q	水头 H	出力 N	出力差 N	频率 P	保证率历时 t	电量差 E	累积电量 E	装机年利用小时数 h
m³/s	m	kW	kW	%	h	kW・h	万 kW・h	h
3.496	30.66	803.99	110.42	0.027	236.76	26142.94	157.50	1959.02
3.016	30.66	693.57	85.77	0.054	473.51	40612.36	154.89	2233.22
2.643	30.66	607.80	116.87	0.081	710.27	83007.12	150.83	2481.53
2.135	30.66	490.93	17.99	0.108	947.03	17039.45	142.53	2903.18
2.057	30.66	472.94	37.76	0.135	1183.78	44699.97	140.82	2977.60
1.893	30.66	435.18	63.92	0.162	1420.54	90799.67	136.35	3133.25
1.615	30.66	371.26	54.89	0.189	1657.30	90971.91	127.27	3428.12
1.376	30.66	316.37	28.74	0.216	1894.05	54442.66	118.18	3735.37

流量 Q	水头 H	出力 N	出力差 N	频率 P	保证率 历时 t	电量差 E	累积 电量 E	装机年利用 小时数 h
1.251	30.66	287.63	51.06	0.243	2130.81	108798.66	112.73	3919.38
1.029	30.66	236.57	40.78	0.270	2367.57	96545.14	101.85	4305.42
0.851	30.66	195.79	7.20	0.297	2604.32	18759.78	92.20	4709.03
0.820	30.66	188.58	22.90	0.324	2841.08	65055.90	90.32	4789.43
0.721	30.66	165.69	9.04	0.351	3077.84	27808.40	83.82	5058.69
0.681	30.66	156.65	3.58	0.378	3314.59	11878.38	81.03	5172.94
0.666	30.66	153.07	8.85	0.405	3551.35	31438.47	79.85	5216.45
0.627	30.66	144.22	24.78	0.432	3788.11	93863.94	76.70	5318.66
0.519	30.66	119.44	8.26	0.459	4024.86	33228.52	67.32	5636.19
0.484	30.66	111.18	7.57	0.486	4261.62	32243.46	63.99	5755.84
0.451	30.66	103.61	18.17	0.514	4498.38	81732.62	60.77	5864.95
0.372	30.66	85.45	17.33	0.541	4735.14	82037.78	52.60	6155.54
0.296	30.66	68.12	0.92	0.568	4971.89	4580.61	44.39	6516.80
0.292	30.66	67.20	8.60	0.595	5208.65	44805.61	43.93	6537.98
0.255	30.66	58.60	3.26	0.622	5445.41	17757.18	39.45	6733.12
0.241	30.66	55.34	5.91	0.649	5682.16	33596.60	37.68	6809.01
0.215	30.66	49.42	0.47	0.676	5918.92	2772.14	34.32	6943.82
0.213	30.66	48.95	9.09	0.703	6155.68	55927.77	34.04	6953.62
0.173	30.66	39.87	3.77	0.730	6392.43	24096.07	28.45	7135.46
0.157	30.66	36.10	4.83	0.757	6629.19	31995.71	26.04	7213.05
0.136	30.66	31.27	0.66	0.784	6865.95	4506.62	22.84	7303.16
0.133	30.66	30.62	17.52	0.811	7102.70	124461.85	22.39	7312.53
0.057	30.66	13.09	2.59	0.838	7339.46	18982.18	9.94	7593.34
0.046	30.66	10.51	7.93	0.865	7576.22	60100.25	8.04	7655.83
0.011	30.66	2.57	1.62	0.892	7812.97	12624.03	2.03	7901.15
0.004	30.66	0.96	0.96	0.919	8049.73	7718.66	0.77	8049.73
0.000	30.66	0.00	0.00	0.946	8286.49	0.00	0.00	/
0.000	30.66	0.00	0.00	0.973	8523.24	0.00	0.00	/

根据表 2.4.6-2 中的数据，绘制 $N_{装}$~$E_{年}$和 $N_{装}$~$h_{年}$关系曲线，见图 2.4.6-2 和图 2.4.6-3。

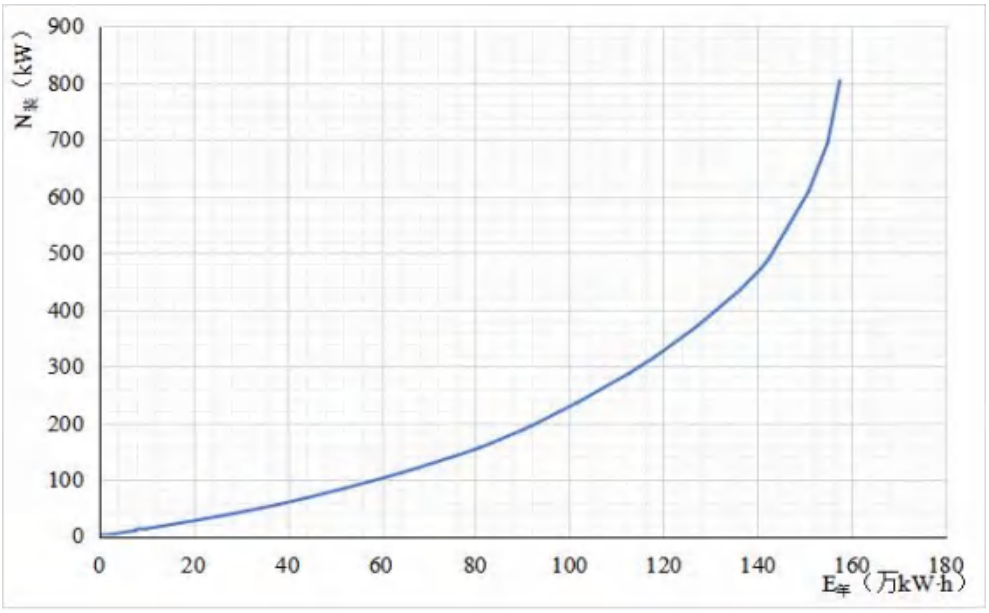


图 2.4.6-2 丹竹河水电站 $N_{装}$~$E_{年}$关系曲线

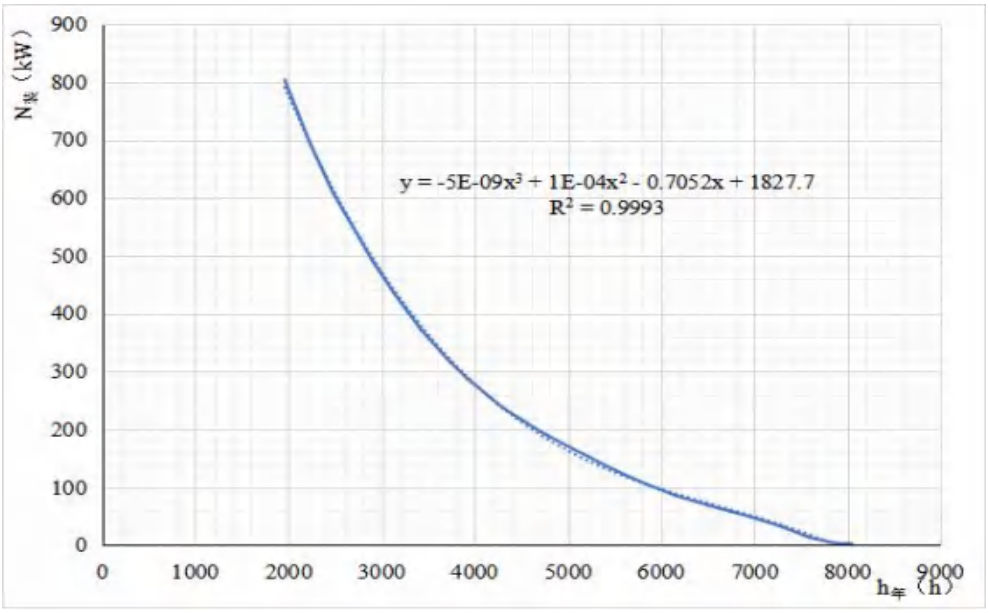


图 2.4.6-3 丹竹河水电站 $N_{装}$~$h_{年}$关系曲线

根据该水电站的特性，丹竹河水电站原装机容量为 775kW。由图 2.4.6-2 和图 2.4.6-2，分别查得不同装机容量下的装机年利用小时数和多年平均年发电量见表 2.4.6-3。从表中可知，提高装机容量的收益不大，建议维持原装机容量不变。

表 2.4.6-3　　各装机容量下的装机年利用小时数和多年平均年发电量成果

设计装机容量（kW）	年利用小时数（h）	多年平均发电量（万 kW·h）
700	2264.7	158.5
750	2139.0	159.7
775	2076.1	160.2
800	2013.3	160.8

2.5 凤子山水电站水能计算

2.5.1 凤子山一级站水能计算

2.5.1.1 设计年径流量

根据《江门市水资源及其开发利用调查评价研究报告》（2015.9）的降雨径流等值线图等成果，查得凤子山水库多年平均降雨量 X=2430mm，平均年径流深 Y＝1506mm，多年平均径流系数α=1506/2430=0.620，根据实测多年平均降雨量 2427.31mm，计算出多年平均径流深为 1504.33mm，故本项目取水口以上流域多年平均径流量 $W_Y=1504.33\times10^{-3}\times25\times10^{6}\times10^{-4}$=3760.84 万 m^3，根据实测资料多年平均降雨量相应年径流变差系数 C_{VY} 由下面经验公式计算：

$$Cvy=\frac{\gamma Cvx}{\alpha^{n}+m\lg F}$$

式中：C_{VX}——年降雨量变差系数，C_{VX}=0.23；

a——年径流系数，α＝0.620；

F——凤子山水库集雨面积，F＝25km^2；

r——综合影响系数，取 r＝1.4；

n——指数，采用 0.6；

m——地区性经验系数，采用 0.06。

根据上述公式计算得凤子山水库年径流变差系数为 Cvy＝0.39，取

Csy＝2Cvy，根据 P-III 型频率曲线分布，计算得凤子山水库各频率下的年径流量，成果见表 2.5.1.1-1。

表 2.5.1.1-1　　凤子山水库年径流量频率计算成果表　　单位：万 m^3

均值	Cv	Cs/Cv	P=5%	P=10%	P=20%	P=50%	P=75%	P=90%	P=95%
3760.8	0.39	2	6422.0	5699.3	4897.0	3575.9	2708.1	2061.5	1731.1

2.5.1.2 径流量年内分配

根据降雨量频率计算结果，P=10%、P=50%、P=90%时降雨量分别为3164.6mm、2384.6mm、1744.9mm，在实测降雨量资料，分别选取凤子山水库 2018 年 5 月～2019 年 4 月、1978 年 5 月～1979 年 4 月、2014 年 5 月～2014 年 4 月作为丰水年、平水年及枯水年的典型代表年，根据丰水年、平水年及枯水年的降雨时程分配表，采取扣 10%基流后按照降雨各月过程进行分配的方法推求径流量年内分配，即以设计年径流量的 10%平均分配到各月，剩余径流量以降雨量按比例进行年内分配，得到丰水年、平水年及枯水年逐月径流量。凤子山水库 P=10%、P=50%及 P=90%的设计年径流年内分配见表 2.5.1.2-1~2.5.1.2-3。

表 2.5.1.2-1　　凤子山水库枯水年（P=90%）代表典型年径流量计算成果表

项目	降雨分配（%）	基流（万 m^3）	地表径流（万 m^3）	径流量（万 m^3）
5 月	25.07	17.18	465.04	482.22
6 月	13.24	17.18	245.66	262.84
7 月	8.01	17.18	148.58	165.75
8 月	17.32	17.18	321.29	338.47
9 月	12.52	17.18	232.25	249.43
10 月	0.49	17.18	9.12	26.30
11 月	0.95	17.18	17.70	34.88
12 月	3.38	17.18	62.76	79.93
1 月	3.85	17.18	71.34	88.52
2 月	5.75	17.18	106.74	123.92
3 月	4.16	17.18	77.24	94.42
4 月	5.26	17.18	97.62	114.80
全年	100	206.15	1855.32	2061.47

表 2.5.1.2-2　　凤子山水库平水年（P=50%）代表典型年径流量计算成果表

项目	降雨分配（%）	基流（万 m^3）	地表径流（万 m^3）	径流量（万 m^3）
5 月	20.03	29.80	644.60	674.40
6 月	21.31	29.80	685.75	715.55
7 月	8.09	29.80	260.30	290.09
8 月	12.15	29.80	390.92	420.71
9 月	9.87	29.80	317.78	347.58
10 月	9.20	29.80	296.05	325.85
11 月	1.73	29.80	55.73	85.53
12 月	0.02	29.80	0.54	30.34
1 月	2.38	29.80	76.51	106.31
2 月	1.71	29.80	54.92	84.72
3 月	5.06	29.80	162.74	192.53
4 月	8.47	29.80	272.44	302.24
全年	100	357.59	3218.27	3575.86

表 2.5.1.2-3　　凤子山水库丰水年（P=10%）代表典型年径流量计算成果表

项目	降雨分配（%）	基流（万 m^3）	地表径流（万 m^3）	径流量（万 m^3）
5 月	12.93	47.49	663.36	710.85
6 月	20.09	47.49	1030.55	1078.04
7 月	14.08	47.49	722.27	769.76
8 月	24.15	47.49	1238.76	1286.25
9 月	10.60	47.49	543.92	591.42
10 月	2.85	47.49	146.07	193.56
11 月	1.12	47.49	57.30	104.79
12 月	0.02	47.49	0.81	48.30
1 月	0.09	47.49	4.84	52.34
2 月	2.69	47.49	138.00	185.49
3 月	4.74	47.49	242.91	290.40
4 月	6.64	47.49	340.56	388.05
全年	100	569.93	5129.33	5699.26

2.5.1.3 发电水量

凤子山水库为灌溉、生态、供水与发电结合的年调节水库，水库通过涵管放水后用于供水和发电，同时利用发电尾水进行灌溉。凤子山水电站的月平均出力计算采用天然的来水与灌溉、生态用水资料列表进行调节，其中发电流量应不小于灌溉流量和生态流量，由于锦江电站发电尾水也引

至江南灌溉和参与供水及生态，所以一级站的水能计算不考虑灌溉和供水最低需求，因此凤子山的发电水量即为其考虑水损及生态后的剩余水量。

水量损失包括水库的渗漏与蒸发损失，按当地经验，每月损失水量可按当月平均库容的1.5%计算。由于凤子山水库为多年调节水库，为简化计算，取每月的损失水量为一常数，各月损失水量均按年平均库容计算，$V_{平均}=V_{死}+1/2V_{兴}=7.5+2323/2=1169$ 万 m^3，因此月均损失水量为 $1169\times1.5\%=17.54$ 万 m^3。

本项目所在区域降雨量充沛，生态环境需水量有限，且水库渗漏损失水量均可作为下游径流补充，水库下游河道区间面积产生的基流也可补充生态用水，本次计算以凤子山水库多年平均径流量的10%作为维持下游河道天然生态环境功能的补充水量。

凤子山一级站利用考虑水损及生态后剩余的水量发电，其各月考虑水量后剩余水量详见表2.5.1.3-1。

表2.5.1.3-1　　凤子山一级站考虑水损后剩余水量计算表　　单位：万 m^3

项目 月份	90%			50%			10%		
	径流量	水损	剩余水量	径流量	水损	剩余水量	径流量	水损	剩余水量
5月	482.22	17.54	464.68	674.40	17.54	656.86	710.85	17.54	693.32
6月	262.84	17.54	245.30	715.55	17.54	698.02	1078.04	17.54	1060.51
7月	165.75	17.54	148.22	290.09	17.54	272.56	769.76	17.54	752.23
8月	338.47	17.54	320.93	420.71	17.54	403.18	1286.25	17.54	1268.71
9月	249.43	17.54	231.89	347.58	17.54	330.04	591.42	17.54	573.88
10月	26.30	17.54	8.76	325.85	17.54	308.32	193.56	17.54	176.03
11月	34.88	17.54	17.34	85.53	17.54	67.99	104.79	17.54	87.26
12月	79.93	17.54	62.40	30.34	17.54	12.80	48.30	17.54	30.77
1月	88.52	17.54	70.98	106.31	17.54	88.77	52.34	17.54	34.80
2月	123.92	17.54	106.38	84.72	17.54	67.18	185.49	17.54	167.96
3月	94.42	17.54	76.88	192.53	17.54	175.00	290.40	17.54	272.87
4月	114.80	17.54	97.26	302.24	17.54	284.70	388.05	17.54	370.52
全年	2061.47	210.42	1851.05	3575.86	210.42	3365.44	5699.26	210.42	5488.84

2.5.1.4 发电出力、发电量

一级站是坝后式电站，根据凤子山水电站多年运行情况，发电最高水头 61.0m。由于受库容限制，发电最低水位 79m，对应库容为 443.8 万 m^3，设计流量 3.0m^3/s。

凤子山水库为灌溉、生态、供水与发电结合的年调节水库，水库通过涵管放水后用于供水和发电，同时利用发电尾水进行灌溉和生态。凤子山水电站的月平均出力计算采用天然的来水与灌溉、生态用水资料列表进行调节，其中发电流量应不小于灌溉流量和生态流量，由于锦江电站发电尾水也引至江南灌溉和参与供水及生态，所以一级站的水能计算不考虑灌溉、供水最低需求。

考虑电站的实际运行情况，选择丰、平、枯 3 个代表年进行调节计算，各段原则上按等流量下泄。

月平均发电出力：N=AQH，月平均发电量：E=730N；

式中：A——出力系数，取 7.5；

Q——平均流量（m^3/s）；

H——平均水头差（m）；

E——月平均发电量（10^4kw.h）。

根据多年调节计算成果，现一级站装机容量为 1500kw，电站多年平均发电量和平均水头见表 2.5.1.4-1。一级站调节周期内各月平均出力和发电量计算过程见表 2.5.1.4-2～4。

表 2.5.1.4-1　　一级水电站多年平均发电量和平均水头成果表

频率	90%	50%	10%	多年平均
发电量（10^4kWh）	145.4	320.2	527.0	330.9
平均水头（m）	45	49	49	47.5

根据上述计算，装机容量为 1500kW 时，凤子山一级站多年平均水头

为 47.5m，多年平均发电量为 330.9×10⁴kW·h，年利用小时数为 2206h，年利用小时数在合理范围之内。

表 2.5.1.4-2 凤子山一级站枯水年流量调节水能计算

时段		入库		水电站引用		生态及弃水	时段末水库总蓄水量（10^4m^3）	时段平均水库总蓄水量（10^4m^3）	上游平均水位（m）	下游平均水位（m）	平均水头（m）	理论出力（kW）N=7.5QH	理论发电量（10^4kWh）	实际出力（kW）	实际发电量（10^4kWh）
		流量（m^3/s）	水量（10^4m^3）	流量（m^3/s）	水量（10^4m^3）	水量（10^4m^3）									
三月							443.8								
蓄水期	四月	0.38	97.3	0		31.3	509.7	476.7	80	41	39	0	0	0	0
	五月	1.73	464.7	0		31.3	943.0	726.3	83	41	42	0	0	0	0
	六月	0.95	245.3	0		31.3	1157.0	1050.0	86	41	45	0	0	0	0
	七月	0.55	148.2	0		31.3	1273.9	1215.4	88	41	47	0	0	0	0
	八月	1.20	320.9	0		31.3	1563.5	1418.7	90	41	49	0	0	0	0
供水期	九月	0.89	231.9	0.85	220.3	31.3	1543.7	1553.6	92	41	51	322.2	23.5	322.2	23.5
	十月	0.03	8.8	0.85	227.7	31.3	1293.4	1418.6	90	41	49	313.6	22.9	313.6	22.9
	十一月	0.07	17.3	0.85	220.3	31.3	1059.1	1176.3	88	41	47	298.1	21.8	298.1	21.8
	十二月	0.23	62.4	0.85	227.7	31.3	862.5	960.8	86	41	45	284.4	20.8	284.4	20.8
	一月	0.27	71.0	0.85	227.7	31.3	674.5	768.5	84	41	43	271.6	19.8	271.6	19.8
	二月	0.44	106.4	0.85	205.6	31.3	543.9	609.2	82	41	41	258.9	18.9	258.9	18.9
	三月	0.29	76.9	0.85	227.7	31.3	361.8	452.8	79	41	38	243.2	17.8	243.2	17.8
合计			1851.1									1991.9	145.4	1991.9	145.4
平均											45				

表 2.5.1.4-3 凤子山一级站平水年流量调节水能计算

时段		入库		水电站引用		生态及弃水	时段末水库总蓄水量（10^4m^3）	时段平均水库总蓄水量（10^4m^3）	上游平均水位（m）	下游平均水位（m）	平均水头（m）	理论出力（kW）N=7.5QH	理论发电量（10^4kWh）	实际出力（kW）	实际发电量（10^4kWh）
		流量（m^3/s）	水量（10^4m^3）	流量（m^3/s）	水量（10^4m^3）	水量（10^4m^3）									
三月							443.8								
蓄水期	四月	1.10	284.7	0		31.3	697.1	570.4	81	41	40	0	0	0	0
	五月	2.45	656.9	0		31.3	1322.6	1009.9	86	41	45	0	0	0	0
	六月	2.69	698.0	0		31.3	1989.3	1656.0	92	41	51	0	0	0	0
	七月	1.02	272.6	0		31.3	2230.5	2109.9	96	41	55	0	0	0	0
	八月	1.51	403.2	1.4	375.0	31.3	2227.4	2229.0	97	41	56	583.0	42.6	583.0	42.6
供水期	九月	1.27	330.0	1.5	388.8	31.3	2137.3	2182.3	96	41	55	621.2	45.3	621.2	45.3
	十月	1.15	308.3	1.5	401.8	31.3	2012.5	2074.9	95	41	54	613.1	44.8	613.1	44.8
	十一月	0.26	68.0	1.5	388.8	31.3	1660.4	1836.4	94	41	53	593.7	43.3	593.7	43.3
	十二月	0.05	12.8	1.5	401.8	31.3	1240.1	1450.2	91	41	50	556.9	40.7	556.9	40.7
	一月	0.33	88.8	1.5	401.8	31.3	895.7	1067.9	87	41	46	513.9	37.5	513.9	37.5
	二月	0.28	67.2	1.5	362.9	31.3	568.7	732.2	83	41	42	474.2	34.6	474.2	34.6
	三月	0.79	210.4	1.5	401.8	31.3	346.0	457.4	79	41	38	430.0	31.4	430.0	31.4
合计			3400.9									4385.9	320.2	4385.9	320.2
平均											49				

表 2.5.1.4-4 凤子山一级站丰水年流量调节水能计算

时段		入库		水电站引用		生态及弃水	时段末水库总蓄水量（10^4m^3）	时段平均水库总蓄水量（10^4m^3）	上游平均水位（m）	下游平均水位（m）	平均水头（m）	理论出力（kW）N=7.5QH	理论发电量（10^4kWh）	实际出力（kW）	实际发电量（10^4kWh）
		流量（m^3/s）	水量（10^4m^3）	流量（m^3/s）	水量（10^4m^3）	水量（10^4m^3）									
三月							443.8								
蓄水期	四月	1.43	370.5	0		31.3	782.9	613.3	82	41	41	0	0	0	0
	五月	2.59	693.3	1.99	533.0	31.3	911.9	847.4	84	41	43	648.9	47.4	648.9	47.4
	六月	4.09	1060.5	1.99	515.8	31.3	1425.3	1168.6	88	41	47	696.8	50.9	696.8	50.9
	七月	2.81	752.2	1.99	533.0	31.3	1613.1	1519.2	91	41	50	749.1	54.7	749.1	54.7
	八月	4.74	1268.7	1.99	533.0	31.3	2317.5	1965.3	95	41	54	802.1	58.6	802.1	58.6
供水期	九月	2.21	573.9	1.69	438.0	31.3	2422.0	2369.8	97	41	56	715.6	52.2	715.6	52.2
	十月	0.66	176.0	1.69	452.6	31.3	2114.0	2268.0	97	41	56	707.1	51.6	707.1	51.6
	十一月	0.34	87.3	1.69	438.0	31.3	1731.9	1923.0	94	41	53	677.1	49.4	677.1	49.4
	十二月	0.11	30.8	1.69	452.6	31.3	1278.7	1505.3	91	41	50	634.4	46.3	634.4	46.3
	一月	0.13	34.8	1.69	452.6	31.3	829.5	1054.1	87	41	46	577.2	42.1	577.2	42.1
	二月	0.69	168.0	1.69	408.8	31.3	557.3	693.4	83	41	42	528.1	38.6	528.1	38.6
	三月	1.02	272.9	1.69	452.6	31.3	346.2	451.7	79	41	38	483.3	35.3	483.3	35.3
合计			5488.8									7219.7	527.0	7219.7	527.0
平均											49				

2.5.2 凤子山二、三级站水能计算

2.5.2.1 设计年径流量

根据《恩平市凤子山水库工管理处水电站增效扩容改造工程步设计报告》，凤子山二、三级站的发电水量，一部分是由河排灌渠引到来的水，另一部分水量是一级站的发电尾水。河排灌渠引到来的水主要来源于锦江水库，因此需要先求锦江水库径流量。

本次收集到锦江水库 1976 年 5 月~2023 年 4 月共 47 年降雨量资料，对锦江水库的年降雨资料系列按水文年进行统计和频率分析计算，用 P-III 型理论频率曲线进行适线比较。经适线，选定锦江水库变差系数 Cv=0.23，经验频率计算成果见表 2.5.2.1-1。

表 2.5.2.1-1　　锦江水库年降雨量频率计算成果表　　单位：mm

均值	Cv	Cs/Cv	P = 5%	P＝10%	P＝20%	P＝50%	P=75%	P=90%
2427.3	0.23	2	3412.6	3164.6	2880.4	2384.6	2031.2	1744.9

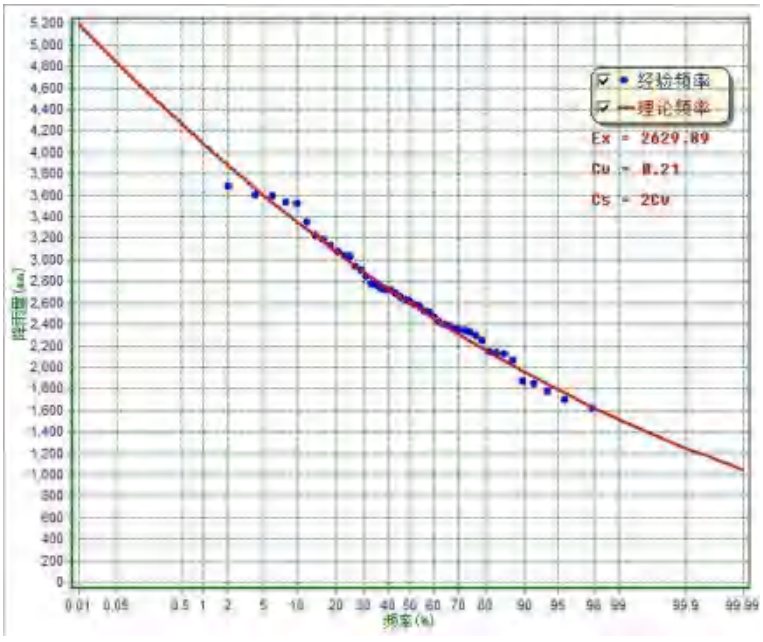


图 2.5.2.1-1　锦江水库实测年降雨量频率曲线图

根据《江门市水资源及其开发利用调查评价研究报告》（2015.9）的降雨径流等值线图等成果，查得锦江水库多年平均降雨量 X=2624mm，平均年径流深 Y＝1627mm，多年平均径流系数α=1627/2624=0.620，根据实测多年平均降雨量 2629.89mm，计算出多年平均径流深为 1630.65mm，故本项目取水口以上流域多年平均径流量 $W_Y=1630.65\times10^{-3}\times362\times10^{6}\times10^{-4}$=59029.54 万 m^3，根据实测资料多年平均降雨量相应年径流变差系数 C_{VY} 由下面经验公式计算：

$$Cvy = \frac{\gamma Cvx}{\alpha^n + m\lg F}$$

式中：C_{VX}——年降雨量变差系数，C_{VX}=0.21；

a——年径流系数，α＝0.620；

F——锦江水库集雨面积，F＝362km^2；

r——综合影响系数，取 r＝1.4；

n——指数，采用 0.6；

m——地区性经验系数，采用 0.06。

根据上述公式计算得锦江水库年径流变差系数为 Cvy＝0.33，取 Csy＝2Cvy，根据 P-III 型频率曲线分布，计算得锦江水库水库各频率下的年径流量，成果见表 2.5.2.1-2。

表 2.5.2.1-2　　锦江水库年径流量频率计算成果表　　单位：万 m^3

均值	Cv	Cs/Cv	P=5%	P=10%	P=20%	P=50%	P=75%	P=90%	P=95%
59030	0.33	2	93732	84573	74285	56963	45210	36152	31381

2.5.2.2 径流量年内分配

根据表 2.5.2.1-2 降雨量频率计算结果，P=10%、P=50%、P=90%时降雨量分别为 3357.8mm、2591.3mm、1951.6mm，在实测降雨量资料，分别选取锦江水库 2022 年 5 月～2023 年 4 月、2012 年 5 月～2013 年 4 月、

1977 年 5 月～1978 年 4 月作为丰水年、平水年及枯水年的典型代表年，根据丰水年、平水年及枯水年的降雨时程分配表，采取扣 10%基流后按照降雨各月过程进行分配的方法推求径流量年内分配，即以设计年径流量的 10%平均分配到各月，剩余径流量以降雨量按比例进行年内分配，得到丰水年、平水年及枯水年逐月径流量。锦江水库 P=10%、P=50%及 P=90%的设计年径流年内分配见表 2.5.2.2-1~2.5.2.2-3。

表 2.5.2.2-1　　锦江水库枯水年（P=90%）代表典型年径流量计算成果表

项目	降雨分配（%）	基流（万 m^3）	地表径流（万 m^3）	径流量（万 m^3）
5 月	10.46	301.27	3402.99	3704.26
6 月	17.78	301.27	5786.13	6087.40
7 月	27.00	301.27	8786.09	9087.36
8 月	3.00	301.27	976.04	1277.31
9 月	9.06	301.27	2947.39	3248.66
10 月	1.21	301.27	394.27	695.54
11 月	21.82	301.27	7100.37	7401.63
12 月	0.02	301.27	7.01	308.28
1 月	3.66	301.27	1191.57	1492.84
2 月	0.55	301.27	178.74	480.00
3 月	3.21	301.27	1044.38	1345.65
4 月	2.22	301.27	721.95	1023.22
全年	100	3615.21	32536.92	36152.13

表 2.5.2.2-2　　锦江水库平水年（P=50%）代表典型年径流量计算成果表

项目	降雨分配（%）	基流（万 m^3）	地表径流（万 m^3）	径流量（万 m^3）
5 月	14.14	474.69	7248.13	7722.82
6 月	16.78	474.69	8601.64	9076.33
7 月	17.64	474.69	9043.00	9517.69
8 月	6.98	474.69	3579.93	4054.62
9 月	6.91	474.69	3540.70	4015.39
10 月	5.05	474.69	2589.32	3064.01
11 月	8.53	474.69	4374.38	4849.07
12 月	3.39	474.69	1736.02	2210.71
1 月	0.36	474.69	186.35	661.04
2 月	0.69	474.69	353.09	827.78
3 月	8.63	474.69	4423.42	4898.11
4 月	10.90	474.69	5590.58	6065.27
全年	100	5696.28	51266.56	56962.85

表 2.5.2.2-3　　锦江水库丰水年（P=10%）代表典型年径流量计算成果表

项目	降雨分配（%）	基流（万 m^3）	地表径流（万 m^3）	径流量（万 m^3）
5 月	19.59	704.78	14907.93	15612.71
6 月	11.84	704.78	9015.37	9720.15
7 月	18.92	704.78	14402.27	15107.05
8 月	16.23	704.78	12356.84	13061.62
9 月	5.02	704.78	3824.36	4529.13
10 月	1.68	704.78	1280.10	1984.88
11 月	14.14	704.78	10764.69	11469.47
12 月	0.82	704.78	626.38	1331.16
1 月	1.71	704.78	1302.88	2007.66
2 月	0.75	704.78	569.44	1274.22
3 月	3.95	704.78	3004.36	3709.14
4 月	5.34	704.78	4061.24	4766.02
全年	100	8457.32	76115.88	84573.20

2.5.2.3 自来水供水量

锦江水库和凤子山水库有供水任务，合计年取水量为 4195 万 m^3，月均取水量为 349.6 万 m^3。

2.5.2.4 灌溉用水量

锦江灌区设计灌溉面积 20.2 万亩，灌溉水源主要以锦江水库供水、干渠拦截坡面径流、凤子山水库供水为主，根据《恩平市凤子山水库除险加固工程（初步设计）水文水利计算报告》成果，凤子山水库担负辅助锦江水库江南灌渠 4.2 万亩农田的灌溉任务。灌区以种水稻为主，兼种其它经济作物。

锦江灌区土质类别为壤土。根据广东省水利水电科学研究所 1999 年 4 月编《广东省一年三熟灌溉定额》。锦江灌区灌溉定额变差系数 C_{VM}=0.26，C_{SM}=2C_{VM}，一年三熟净定额均值为 489m^3/亩，灌区田间水利用系数 ηf=0.95，渠系水利用系数 ηs=0.65，因此灌溉水利用系数 η=0.95×0.65=0.62，故综合灌溉毛定额均值 489/0.62=789m^3/亩。根据 P-III分

布，计算得各频率下的灌溉用水量，具体计算成果见表 2.5.2.4-1。

表 2.5.2.4-1　　凤子山水库各频率毛灌溉用水量　　单位：万 m^3

水库	均值	C_{vm}	C_{sm}	毛灌溉用水量					
				P=5%	P=10%	P=20%	P=50%	P=75%	P=90%
凤子山水库	3313.80	0.26	0.52	2034.9	2268.6	2575.7	3239.4	3847.3	4454.8

根据表 2.5.2.4-1 中凤子山水库不同保证率下的设计年灌溉用水量，采用《广东省一年三熟灌溉定额》中恩平计算点各典型年灌溉时段分配比来计算灌溉用水量的年内分配，计算结果见表 2.5.2.4-2。

表 2.5.2.4-2　　凤子山水库各典型年灌溉用水量年内分配成果表

项目	90%		50%		10%	
	分配比例（%）	用水量（万 m^3）	分配比例（%）	用水量（万 m^3）	分配比例（%）	用水量（万 m^3）
5 月	10.2	454.4	15.3	495.6	12.6	285.8
6 月	4.8	213.8	0	0.0	10	226.9
7 月	7.5	334.1	16.2	524.8	0	0.0
8 月	2.5	111.4	4.3	139.3	5.4	122.5
9 月	23.3	1038.0	22.5	728.9	22.3	505.9
10 月	21.6	962.2	14.6	473.0	0	0.0
11 月	1.6	71.3	2.1	68.0	3.5	79.4
12 月	7.3	325.2	8.4	272.1	18.4	417.4
1 月	12.1	539.0	0	0.0	15.2	344.8
2 月	0	0.0	0	0.0	0	0.0
3 月	0	0.0	8.2	265.6	5.2	118.0
4 月	9.1	405.4	8.4	272.1	7.4	167.9
全年	100	4454.8	100	3239.4	100	2268.6

以上是恩平江南灌渠的灌溉用水量，另外在水沾拦河陂处建有一电站，装机 200kw，发电的尾水用于江北灌渠的灌溉。根据多年平均发电量，计算出经水沾电站发电后用来灌溉的水量，本次江北灌渠的灌溉水量采用《恩平市凤子山水库工管理处水电站增效扩容改造工程步设计报告》成果，灌溉水量见表 2.5.2.4-3。

表 2.5.2.4-3　　各典型年灌溉用水量年内分配成果表　　单位：万 m^3

项目	90%			50%			10%		
	江南	江北	合计	江南	江北	合计	江南	江北	合计
5 月	454.4	275	729.4	495.6	301.1	796.7	285.8	173.3	459.1
6 月	213.8	129.4	343.2	0	0	0.0	226.9	137.5	364.4
7 月	334.1	202.2	536.3	524.8	318.9	843.7	0	0	0
8 月	111.4	67.4	178.8	139.3	84.6	223.9	122.5	74.3	196.8
9 月	1038.0	628.2	1666.2	728.9	442.9	1171.8	505.9	306.6	812.5
10 月	962.2	582.4	1544.6	473.0	287.4	760.4	0.0	0	0
11 月	71.3	43.1	114.4	68.0	41.3	109.3	79.4	48.1	127.5
12 月	325.2	196.8	522.0	272.1	165.3	437.4	417.4	253	670.4
1 月	539.0	326.3	865.3	0	0	0	344.8	209	553.8
2 月	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3 月	0	0	0	265.6	161.4	427.0	118.0	71.5	189.5
4 月	405.4	245.4	650.8	272.1	165.3	437.4	167.9	101.8	269.7
全年	4454.8	2696.2	7151.0	3239.4	1968.2	5207.6	2268.6	1375.1	3643.7

河排灌渠引来的水至水电站发电前池距离较短，仅有一小部分被用于这之间的灌渠灌溉，大部分都经发电后再用于下游灌渠的灌溉，因此凤子山二、三级站发电水量仅需扣除这之间一小部分的灌溉水量，该部分水量于水量损失中计算扣除。

2.5.2.5 生态需水量

本项目所在区域降雨量充沛，生态环境需水量有限，且水库渗漏损失水量均可作为下游径流补充，水库下游河道区间面积产生的基流也可补充生态用水，本次计算以锦江水库和凤子山水库多年平均径流量的 10%作为维持下游河道天然生态环境功能的补充水量，由于凤子山水库生态流量采用发电尾水，因此此次凤子山二、三级站可发电水量计算不考虑凤子山水库生态用水量。

2.5.2.6 水量损失

根据《恩平市凤子山水库工管理处水电站增效扩容改造工程步设计报告》，凤子山二、三级站的发电水量，一部分是由河排灌渠引到来的水，另一部分水量是一级站的发电尾水。水沾陂由于受限于各种因素，且河排灌渠的输水能力有限，很多时候，特别是在汛期，锦江水库一部分的水量没有经三级站发电，而是直接排到锦江河。又由于引水渠较长，渗漏较大，中间还有闸口放水灌溉。还由于锦江水库本身的蒸发损失，因此在考虑水损时，取总水量的 30%为水量损失。

2.5.2.7 发电水量

由于凤子山二级电站、三级电站及金凤水电站共用一前池发电，因此其发电水量一起计算。凤子山二、三级站及金凤水电站利用考虑水损、供水及生态后剩余的水量发电。考虑到锦江水库的调节作用，本次锦江水库月发电水量采用锦江水库的水库水量进行计算。

凤子山二、三级站及金凤水电站月发电水量＝锦江水库月出库水量＋凤子山一级站月发电水量－水损。

凤子山二、三级站及金凤水电站各月发电水量详见表 2.5.2.7-1。

2.5.2.7-1 凤子山二、三级站及金凤站可发电水量计算表 单位：万 m^3

项目		5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	全年
90%	锦江水库发电水量	5400	5400	5400	5400	5400	5400	3000	3000	3000	3000	3000	3000	50400.0
	一级发电水量	0.0	0.0	0.0	0.0	220.3	227.7	220.3	227.7	227.7	205.6	227.7	0.0	1556.9
	供水量	349.6	349.6	349.6	349.6	349.6	349.6	349.6	349.6	349.6	349.6	349.6	349.6	4195.0
	水损	1620.0	1620.0	1620.0	1620.0	1620.0	1620.0	900.0	900.0	900.0	900.0	900.0	900.0	15120.0
	生态需水量	491.9	491.9	491.9	491.9	491.9	491.9	491.9	491.9	491.9	491.9	491.9	491.9	5903.0
	二、三级及金凤站可发电水量	3780.0	3780.0	3780.0	3780.0	4000.3	4007.7	2320.3	2327.7	2327.7	2305.6	2327.7	2100.0	36836.9
50%	锦江水库发电水量	8000	8000	8000	8000	8000	8000	4150	4150	4150	4150	4150	4750	73500.0
	一级站发电水量	0.0	0.0	0.0	375.0	388.8	401.8	388.8	401.8	401.8	362.9	401.8	0.0	3122.5
	供水量	349.6	349.6	349.6	349.6	349.6	349.6	349.6	349.6	349.6	349.6	349.6	349.6	4195.0
	水损	2400.0	2400.0	2400.0	2400.0	2400.0	2400.0	1245.0	1245.0	1245.0	1245.0	1245.0	1425.0	22050.0
	生态需水量	491.9	491.9	491.9	491.9	491.9	491.9	491.9	491.9	491.9	491.9	491.9	491.9	5903.0
	二、三级及金凤站可发电水量	5600.0	5600.0	5600.0	5975.0	5988.8	6001.8	3293.8	3306.8	3306.8	3267.9	3306.8	3325.0	54572.5
10%	锦江水库发电水量	8100	8100	8100	8100	8100	3000	3000	3000	3000	3000	3000	3000	61500.0
	一级站发电水量	533.0	515.8	533.0	533.0	438.0	452.6	438.0	452.6	452.6	408.8	452.6	0.0	5210.4
	供水量	349.6	349.6	349.6	349.6	349.6	349.6	349.6	349.6	349.6	349.6	349.6	349.6	4195.0
	水损	2430.0	2430.0	2430.0	2430.0	2430.0	900.0	900.0	900.0	900.0	900.0	900.0	900.0	18450.0
	生态需水量	491.9	491.9	491.9	491.9	491.9	491.9	491.9	491.9	491.9	491.9	491.9	491.9	5903.0
	二、三级及金凤站可发电水量	6203.0	6185.8	6203.0	6203.0	6108.0	2552.6	2538.0	2552.6	2552.6	2508.8	2552.6	2100.0	48260.4

2.5.2.8 水头差

凤子山二级站发电设计水头为4.8m，凤子山三级站的设计发电水头为14.0m。

2.5.2.9 二级站发电出力、发电量

二级站的发电尾水用于灌溉和部分生态，本次根据二级站和三级、金凤站的设计引水流量比例来确定二级站的生态用水（二级站设计引水流量11.1m^3/s，三级站设计引水流量24.2m^3/s，金凤站设计引水流量为5m^3/s）。凤子山二级水电站调节周期内各月平均出力和发电量计算过程见表2.5.2.9-1～2.5.2.9-3。二级站多年平均发电量和年利用小时数计算成果见表2.5.2.9-4。

表2.5.2.9-1　　二级站90%枯水年水能计算表

时段（月）	发电水量（10^4m^3）	发电流量（m^3/s）	电站实际引用流量（m^3/s）	电站水头（m）	理论出力（kW）	理论发电量（$10^4kW.h$）	实际出力（kW）	实际发电量（$10^4kW·h$）
5	1041.1	3.89	3.89	4.8	139.9	10.2	139.9	10.2
6	1041.1	4.02	4.02	4.8	144.6	10.6	144.6	10.6
7	1041.1	3.89	3.89	4.8	139.9	10.2	139.9	10.2
8	1041.1	3.89	3.89	4.8	139.9	10.2	139.9	10.2
9	1113.3	4.30	4.30	4.8	154.6	11.3	154.6	11.3
10	1115.7	4.17	4.17	4.8	150.0	10.9	150.0	10.9
11	650.6	2.51	2.51	4.8	90.4	6.6	90.4	6.6
12	653.0	2.44	2.44	4.8	87.8	6.4	87.8	6.4
1	653.0	2.44	2.44	4.8	87.8	6.4	87.8	6.4
2	645.8	2.67	2.67	4.8	96.1	7.0	96.1	7.0
3	653.0	2.44	2.44	4.8	87.8	6.4	87.8	6.4
4	578.4	2.23	2.23	4.8	80.3	5.9	80.3	5.9
Σ	10227.4					102.1		102.1

表 2.5.2.9-2　　二级站 50%平水年水能计算表

时段（月）	发电水量（10^4m^3）	发电流量（m^3/s）	电站实际引用流量（m^3/s）	电站水头（m）	理论出力（kW）	理论发电量（$10^4kW.h$）	实际出力（kW）	实际发电量（$10^4kW·h$）
5	1708.5	6.38	6.38	4.8	229.6	16.8	229.6	16.8
6	1703.8	6.57	6.57	4.8	236.6	17.3	236.6	17.3
7	1708.5	6.38	6.38	4.8	229.6	16.8	229.6	16.8
8	1708.5	6.38	6.38	4.8	229.6	16.8	229.6	16.8
9	1682.4	6.49	6.49	4.8	233.7	17.1	233.7	17.1
10	703.1	2.63	2.63	4.8	94.5	6.9	94.5	6.9
11	699.1	2.70	2.70	4.8	97.1	7.1	97.1	7.1
12	703.1	2.63	2.63	4.8	94.5	6.9	94.5	6.9
1	703.1	2.63	2.63	4.8	94.5	6.9	94.5	6.9
2	691.0	2.86	2.86	4.8	102.8	7.5	102.8	7.5
3	703.1	2.63	2.63	4.8	94.5	6.9	94.5	6.9
4	578.4	2.23	2.23	4.8	80.3	5.9	80.3	5.9
Σ	13292.6					132.7		132.7

表 2.5.2.9-3　　二级站 10%丰水年水能计算表

时段（月）	发电水量（10^4m^3）	发电流量（m^3/s）	电站实际引用流量（m^3/s）	电站水头（m）	理论出力（kW）	理论发电量（$10^4kW.h$）	实际出力（kW）	实际发电量（$10^4kW·h$）
5	1542.4	5.76	5.76	4.8	207.3	15.1	207.3	15.1
6	1542.4	5.95	5.95	4.8	214.2	15.6	214.2	15.6
7	1542.4	5.76	5.76	4.8	207.3	15.1	207.3	15.1
8	1645.7	6.14	6.14	4.8	221.2	16.1	221.2	16.1
9	1649.5	6.36	6.36	4.8	229.1	16.7	229.1	16.7
10	1653.1	6.17	6.17	4.8	222.2	16.2	222.2	16.2
11	907.2	3.50	3.50	4.8	126.0	9.2	126.0	9.2
12	910.8	3.40	3.40	4.8	122.4	8.9	122.4	8.9
1	910.8	3.40	3.40	4.8	122.4	8.9	122.4	8.9
2	900.1	3.72	3.72	4.8	133.9	9.8	133.9	9.8
3	910.8	3.40	3.40	4.8	122.4	8.9	122.4	8.9
4	915.8	3.53	3.53	4.8	127.2	9.3	127.2	9.3
Σ	15031.1					150.1		150.1

表 2.5.2.9-4　　二级站平均出力和年利用小时数

装机容量(kW)	年利用小时数(h)	多年平均年发电量（$10^4kW·h$）
520	2467	128.29

根据上述计算，二级站装机容量为 520kW，多年平均发电量为 $128.29×10^4kW·h$，年利用小时数为 2467h，年利用小时数均在合理范围之内。

2.5.2.10 三级站发电出力、发电量

三级站的发电尾水用于灌溉和部分生态，本次根据二级站和三级、金凤站的设计引水流量比例来确定二级站的生态用水（二级站设计引水流量11.1m³/s，三级站设计引水流量24.2m³/s，金凤站设计引水流量为5m³/s）。凤子山三级水电站调节周期内各月平均出力和发电量计算过程见表2.5.2.10-1～2.5.2.10-3。二级站多年平均发电量和年利用小时数计算成果见表2.5.2.10-4。

表2.5.2.10-1　　三级站90%枯水年水能计算表

时段（月）	发电水量（10^4m^3）	发电流量（m^3/s）	电站实际引用流量（m^3/s）	电站水头（m）	理论出力（kW）	理论发电量（$10^4kW.h$）	实际出力（kW）	实际发电量（$10^4kW·h$）
5	2269.9	8.47	8.47	14	889.8	65.0	889.8	65.0
6	2269.9	8.76	8.76	14	919.5	67.1	919.5	67.1
7	2269.9	8.47	8.47	14	889.8	65.0	889.8	65.0
8	2269.9	8.47	8.47	14	889.8	65.0	889.8	65.0
9	2402.2	9.27	9.27	14	973.1	71.0	973.1	71.0
10	2406.6	8.99	8.99	14	943.4	68.9	943.4	68.9
11	1393.3	5.38	5.38	14	564.4	41.2	564.4	41.2
12	1397.8	5.22	5.22	14	548.0	40.0	548.0	40.0
1	1397.8	5.22	5.22	14	548.0	40.0	548.0	40.0
2	1384.5	5.72	5.72	14	600.9	43.9	600.9	43.9
3	1397.8	5.22	5.22	14	548.0	40.0	548.0	40.0
4	1261.0	4.87	4.87	14	510.8	37.3	510.8	37.3
Σ	22120.4					644.3		644.3

表2.5.2.10-2　　三级站50%平水年水能计算表

时段（月）	发电水量（10^4m^3）	发电流量（m^3/s）	电站实际引用流量（m^3/s）	电站水头（m）	理论出力（kW）	理论发电量（$10^4kW.h$）	实际出力（kW）	实际发电量（$10^4kW.h$）
5	3724.9	13.91	13.91	14	1460.2	106.6	1460.2	106.6
6	3714.6	14.33	14.33	14	1504.7	109.8	1504.7	109.8
7	3724.9	13.91	13.91	14	1460.2	106.6	1460.2	106.6
8	3724.9	13.91	13.91	14	1460.2	106.6	1460.2	106.6
9	3667.9	14.15	14.15	14	1485.8	108.5	1485.8	108.5
10	1532.9	5.72	5.72	14	600.9	43.9	600.9	43.9
11	1524.1	5.88	5.88	14	617.4	45.1	617.4	45.1

时段（月）	发电水量（10^4m^3）	发电流量（m^3/s）	电站实际引用流量（m^3/s）	电站水头（m）	理论出力（kW）	理论发电量（$10^4kW.h$）	实际出力（kW）	实际发电量（$10^4kW.h$）
12	1532.9	5.72	5.72	14	600.9	43.9	600.9	43.9
1	1532.9	5.72	5.72	14	600.9	43.9	600.9	43.9
2	1506.6	6.23	6.23	14	653.9	47.7	653.9	47.7
3	1532.9	5.72	5.72	14	600.9	43.9	600.9	43.9
4	1261.0	4.87	4.87	14	510.8	37.3	510.8	37.3
Σ	28980.2					843.7		843.7

表 2.5.2.10-3　　三级站 10%丰水年水能计算表

时段（月）	发电水量（10^4m^3）	发电流量（m^3/s）	电站实际引用流量（m^3/s）	电站水头（m）	理论出力（kW）	理论发电量（$10^4kW.h$）	实际出力（kW）	实际发电量（$10^4kW.h$）
5	3362.8	12.56	12.56	14	1318.3	96.2	1318.3	96.2
6	3362.8	12.97	12.97	14	1362.2	99.4	1362.2	99.4
7	3362.8	12.56	12.56	14	1318.3	96.2	1318.3	96.2
8	3588.0	13.40	13.40	14	1406.6	102.7	1406.6	102.7
9	3596.3	13.87	13.87	14	1456.8	106.3	1456.8	106.3
10	3604.0	13.46	13.46	14	1412.9	103.1	1412.9	103.1
11	1977.9	7.63	7.63	14	801.2	58.5	801.2	58.5
12	1985.7	7.41	7.41	14	778.4	56.8	778.4	56.8
1	1985.7	7.41	7.41	14	778.4	56.8	778.4	56.8
2	1962.3	8.11	8.11	14	851.7	62.2	851.7	62.2
3	1985.7	7.41	7.41	14	778.4	56.8	778.4	56.8
4	1996.7	7.70	7.70	14	808.8	59.0	808.8	59.0
Σ	32770.6					954.3		954.3

表 2.5.2.10-4　　三级站平均出力和年利用小时数

装机容量(kW)	年利用小时数(h)	多年平均年发电量（$10^4kW·h$）
3150	2584	814.07

根据上述计算，三级站装机容量扩大为 3150kW 时，多年平均发电量为 $814.07\times10^4kW·h$，年利用小时数为 2584h。年利用小时数均在合理范围之内。

2.5.2.11 施工期洪水及水位

凤子山二级站及三级站拟在枯水期施工，施工时洪水计算时考虑锦江水库及凤子山水库枯水期不再下泄洪水，因此凤子山二级站及三级站站前

施工期洪水主要来源于河排干渠引到来的水，根据《恩平市锦江灌区续建配套与节水改造工程（初步设计）水文水利计算报告》，水占陂至凤子山渠段集雨面积为1.3km^2，根据锦江水库雨量站1976年～1999年共24年施工期各时段实测最大降雨量资料系列，采用水文频率计算程序（A-3）进行频率分析计算，施工期设计暴雨成果见表2.5.2.11-1。

表2.5.2.11-1　　施工期暴雨参数成果表

项目	H	Cv	Cs/Cv	$H_{点}$	
				P=20%	P=10%
H_1（mm）	36.4	0.59	2.0	52.2	65.2
H_6（mm）	68.2	0.72	2.0	102.6	134.0
H_{24}（mm）	113.0	0.49	2.0	155.2	187.5
H_{72}（mm）	168.0	0.53	2.0	234.5	286.9

由于渠道的集雨面积小于10km^2，因此采用广东省洪峰流量经验公式法计算设计洪峰流量，公式如下：

$$Q_P = C_2 \times H_{24P} \times F^{0.84}$$

式中：Q_p——某频率的洪峰流量（m^3/s）；

C_p——随频率而异的系数，见表4.2.8-2；

H_{24P}——24小时设计暴雨强度（mm）；

F——集雨面积（km^2）。

表2.5.2.11-2　　不同频率设计洪水对应的C_2值

P（%）	0.5	1	2	5	10	20
C_2	0.056	0.053	0.050	0.046	0.044	0.041

经计算，水占陂至凤子山渠段枯水期5年一遇设计洪水为7.93m^3/s。

本次施工时拟在凤子山二级站及三级站上游围堰，并通过凤子山二级站右侧与凤子山三级站左侧的排洪闸作为施工导流设施。排洪闸为双孔，单孔净宽2m，凤子山三级站下游出口为锦江河，根据《恩平市锦江

河（水占陂至高速公路桥段）治理工程初步设计水文水利分析计算专题报告》，该处汇入口锦江河施工期 5 年一遇水位为 23.96m，推算至凤子山三级站下游为 24.20m。

本次采用《水闸设计规范》（SL265-2016）中多孔平底闸的堰流公式进行计算凤子山二级站及三级站的施工期水位，计算公式如下：

多孔堰流公式：

$$Q = \sigma m \varepsilon B_0 \sqrt{2g} H_0^{3/2}$$

$$\varepsilon = [\varepsilon_z (N-1) + \varepsilon_b]/N$$

$$\varepsilon_z = 1 - 0.171\left(1 - \frac{b_0}{b_0 + d_z}\right)\sqrt{\frac{b_0}{b_0 + d_z}}$$

$$\varepsilon_b = 1 - 0.171\left(1 - \frac{b_0}{b_0 + \frac{d_z}{2} + b_b}\right)\sqrt{\frac{b_0}{b_0 + \frac{d_z}{2} + b_b}}$$

$$\sigma = 1.31\frac{h_s}{H_0}\left(1 - \frac{h_s}{H_0}\right)^{0.4}$$

式中：Q——过闸流量（m^3/s）；

σ——淹没系数；

m——堰流流量系数，此次 m 值恒为 0.385；

ε——闸墩侧收缩系数，根据公式进行计算；

B_0——闸孔总净宽（m）；

g——重力加速度，采用 $9.81m/s^2$；

ε_z、ε_b——中墩、边墩收缩系数；

N——闸孔数目；

b_0——各孔净宽；

d_z——中闸墩厚度；

b_b——边闸墩顺水流向边缘线至上游河道水边线之间的距离；

h_s——由堰顶算起的下游水深（m）；

H_0——计入行近流速水头的堰上水深（m）。

根据上述公式排洪闸处实际地形、规模、施工期流量等对其上游水位进行计算，经试算凤子山二级站及三级站施工期水位计算结果见表2.5.2.11-3。

表 2.5.2.11-3　　上游水位计算成果表

排洪闸	闸底高程（m）	上游水位（m）	下游水位（m）	行近流速（m/s）	过流能力（m^3/s）	合计过流能力（m^3/s）	枯水期洪峰流量（m^3/s）
凤子山二级站	36.68	36.98	33	0.39	0.82	8.01	7.93
凤子山三级站	36		24.2	1.33	7.19		

2.6 恩城水电站水能计算

2.6.1 实测年雨量分析

恩城水闸集雨面积内有凤子山水库雨量站和锦江水库雨量站，本次收集到锦江水库、凤子山水库1976~2023年共计47水文年（5月~次年4月）的逐月降雨量数据，按水文年进行统计和频率分析计算，用P-III型理论频率曲线进行适线比较。根据实测降雨量资料系列进行频率计算，经验频率计算成果见表 2.6.1-1至表 2.6.1-2。

表 2.6.1-1　　凤子山水库年降雨量频率分析计算成果表　　单位：mm

频率 P	1%	5%	10%	25%	50%	75%	90%	95%	均值	2427.31
模比系数 Kp	1.611	1.406	1.304	1.144	0.982	0.837	0.719	0.654	Cv	0.23
降雨量（mm）	3911.06	3412.62	3164.61	2777.01	2384.65	2031.16	1744.94	1587.58	Cs	0.46

表 2.6.1-2　　锦江水库年降雨量频率分析计算成果表　　单位：mm

频率 P	1%	5%	10%	25%	50%	75%	90%	95%	均值	2629.89
模比系数 Kp	1.552	1.369	1.277	1.133	0.985	0.852	0.742	0.681	Cv	0.21
降雨量（mm）	4082.11	3599.31	3357.82	2978.41	2591.33	2239.38	1951.57	1792.01	Cs	0.42

2.6.2 设计年径流量

由于本工程流域范围无径流观测资料，故只能采用由降雨推求径流的方法进行计算。根据《江门市水资源及其开发利用调查评价研究报告》（江门市水利水电勘测设计院有限公司）中江门市多年平均径流深等值线图（1976~2012 年同步系列）及江门市多年平均降水深等值线图（1976~2012 年同步系列），分别查出各流域的多年平均年降水量 X 和多年平均年径流深 Y，计算得出年径流系数 α =X/Y。再根据实测多年平均降雨量 $X_{年}$，求出多年平均径流深 $Y_{年}$。各流域计算成果见表 2.6.2-1。

表 2.6.2-1　　各流域多年平均径流深计算成果表　　单位：mm

流域	多年平均年降水量	多年平均年径流深	年径流系数	实测多年平均降雨量	实测降雨 Cv	多年平均径流深
锦江水库	2700	1750	0.65	2629.89	0.21	1704.56
凤子山水库	2480	1540	0.62	2427.31	0.23	1507.28
恩城水闸区间	2490	1530	0.61	2427.31*	0.23	1491.48

*恩城水闸区间的降雨资料采用凤子山水库成果

年径流深变差系数按如在下公式进行计算：

$$Cvy = \frac{\gamma Cvx}{\alpha^n + m \lg F}$$

式中：　Cvx——年降雨量变差系数；

α——年径流系数；

F——集雨面积；

r——综合影响系数，取 r＝1.4；

n——指数，采用 0.6；

m——地区性经验系数，采用 0.06；

根据上述公式计算得各流域年径流深变差系数 Cv 值，取 Csy＝2Cvy，计算成果见表 2.6.2-2。

表 2.6.2-2　　各流域年径流深变差系数计算成果表

流域	年径流系数	实测降雨 Cv	集雨面积（km^2）	径流深 Cv
锦江水库	0.65	0.21	362	0.32
凤子山水库	0.62	0.23	25	0.39
恩城水闸区间	0.61	0.23	285	0.36

根据上述计算得到的多年平均径流深和年径流深变差系数，根据 P-III 型频率曲线分布，计算得各频率下的年径流深和径流量，见表 2.6.2-3 至表 2.6.2-5。

表 2.6.2-3　　锦江水库年径流量频率计算成果表

P	多年平均	10%	25%	50%	75%	90%	多年平均径流深（mm）	1704.56
Kp	1	1.42	1.19	0.97	0.77	0.62	Cv	0.32
Y(mm)	1704.56	2425.67	2032.39	1647.44	1314.61	1057.11	Cs/Cv	2
Wy(万 m^3)	61704.95	87809.35	73572.67	59637.51	47588.98	38267.27	集雨面积 km^2	362.0

表 2.6.2-4　　凤子山水库年径流量频率计算成果表

P	多年平均	10%	25%	50%	75%	90%	多年平均径流深（mm）	1507.28
Kp	1	1.51	1.23	0.95	0.72	0.55	Cv	0.39
Y(mm)	1507.28	2283.34	1848.39	1433.30	1085.82	826.84	Cs/Cv	2
Wy(万 m^3)	3768.21	5708.34	4620.98	3583.25	2714.55	2067.10	集雨面积 km^2	25.0

表 2.6.2-5　　恩城水电站年径流量频率计算成果表

P	多年平均	10%	25%	50%	75%	90%	多年平均径流深（mm）	1491.48
Kp	1	1.48	1.21	0.96	0.74	0.57	Cv	0.36
Y(mm)	1491.48	2208.04	1810.49	1427.49	1102.93	857.56	Cs/Cv	2
Wy(万 m^3)	46235.92	68449.18	56125.28	44252.22	34190.94	26584.31	集雨面积 km^2	310

2.6.3 径流年内分配

径流年内分配从降雨量资料中选取丰水年、平水年和枯水年各典型年，根据各典型年降雨量进行年内分配计算。设计年径流由地表径流和占河川径流量 10%的基流组成。地表径流的年内分配采用设计典型年的降雨量分配，基流按 12 个月平均分配。

（1）锦江水库径流量年内分配

利用锦江水库降雨推求锦江水库年内径流分配，从降雨量资料中可选取 2018 年 5 月～2019 年 4 月（3580.5mm）为丰水年的代表典型年，选取 1987 年 5 月～1988 年 4 月（2572.7mm）为平水年的代表典型年，选取 2014 年 5 月～2015 年 4 月（1690.5mm）为枯水年的代表典型年，各典型年降雨量年内分配计算成果见表 2.6.3-1。

表 2.6.3-1　　锦江水库径流分配表

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5 月	363.2	395.6	306	0.101	0.154	0.181	0.100	0.147	0.171	8748.26	8750.31	6553.03
6 月	750.3	707.3	245	0.210	0.275	0.145	0.197	0.256	0.139	17292.29	15253.25	5310.28
7 月	607	521.1	271.5	0.170	0.203	0.161	0.161	0.191	0.153	14129.38	11368.59	5850.16
8 月	903.7	265.8	230	0.252	0.103	0.136	0.235	0.101	0.131	20678.11	6042.31	5004.68
9 月	361.1	182.4	206.5	0.101	0.071	0.122	0.099	0.072	0.118	8701.91	4302.36	4525.92
10 月	92.9	98.7	8	0.026	0.038	0.005	0.032	0.043	0.013	2782.22	2556.14	481.88
11 月	29.4	67.4	17	0.008	0.026	0.010	0.016	0.032	0.017	1380.66	1903.13	665.23
12 月	1.3	0.1	67	0.000	0.000	0.040	0.009	0.008	0.044	760.44	499.07	1683.88
1 月	3.4	12.3	77	0.001	0.005	0.046	0.009	0.013	0.049	806.79	753.59	1887.61
2 月	30.3	37.1	86.5	0.008	0.014	0.051	0.016	0.021	0.054	1400.52	1270.99	2081.16
3 月	166.8	87.6	56	0.047	0.034	0.033	0.050	0.039	0.038	4413.34	2324.56	1459.78
4 月	271.1	197.3	120	0.076	0.077	0.071	0.076	0.077	0.072	6715.43	4613.21	2763.65
求和	3580.5	2572.7	1690.5	1	1	1	1	1	1	87809.35	59637.51	38267.27

（2）凤子山水库径流量年内分配

利用凤子山水库降雨推求凤子山水库年内径流分配，从降雨量资料中可选取 2018 年 5 月～2019 年 4 月（3178mm）为丰水年的代表典型年，选取 2003 年 5 月～2004 年 4 月（2380.3mm）为平水年的代表典型年，选取 2014 年 5 月～2015 年 4 月（1729.5mm）为枯水年的代表典型年，各典型年降雨量年内分配计算成果见表 2.6.3-2。

表 2.6.3-2　　凤子山水库径流分配表

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5 月	363.2	439	306	0.101	0.150	0.181	0.100	0.143	0.171	568.71	513.30	353.98
6 月	750.3	910	245	0.210	0.311	0.145	0.197	0.288	0.139	1124.14	1031.97	286.85
7 月	607	189	271.5	0.170	0.065	0.161	0.161	0.066	0.153	918.53	237.99	316.01
8 月	903.7	407.5	230	0.252	0.139	0.136	0.235	0.134	0.131	1344.25	478.61	270.34
9 月	361.1	461.5	206.5	0.101	0.158	0.122	0.099	0.150	0.118	565.70	538.07	244.48
10 月	92.9	3	8	0.026	0.001	0.005	0.032	0.009	0.013	180.87	33.16	26.03
11 月	29.4	69	17	0.008	0.024	0.010	0.016	0.030	0.017	89.75	105.84	35.93
12 月	1.3	0	67	0.000	0.000	0.040	0.009	0.008	0.044	49.43	29.86	90.96
1 月	3.4	44.5	77	0.001	0.015	0.046	0.009	0.022	0.049	52.45	78.86	101.96
2 月	30.3	69	86.5	0.008	0.024	0.051	0.016	0.030	0.054	91.05	105.84	112.42
3 月	166.8	124	56	0.047	0.042	0.033	0.050	0.046	0.038	286.90	166.41	78.85
4 月	271.1	212	120	0.076	0.072	0.071	0.076	0.073	0.072	436.56	263.32	149.29
求和	3580.5	2928.5	1690.5	1	1	1	1	1	1	5708.34	3583.25	2067.10

（3）恩城水电站区间径流量年内分配

利用凤子山水库降雨推求恩城水电站区间年内径流分配，从降雨量资料中可选取 2018 年 5 月～2019 年 4 月（3178mm）为丰水年的代表典型年，选取 2003 年 5 月～2004 年 4 月（2380.3mm）为平水年的代表典型年，选取 2014 年 5 月～2015 年 4 月（1729.5mm）为枯水年的代表典型年，各典型年降雨量年内分配计算成果见表 2.6.3-3。

表 2.6.3-3　　恩城水电站区间径流分配表

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5 月	411	703.9	433.5	0.129	0.296	0.251	0.125	0.274	0.234	7849.0	11166.8	5717.1
6 月	638.5	549.8	229	0.201	0.231	0.132	0.189	0.216	0.128	11903.3	8796.4	3116.2
7 月	447.5	139.6	138.5	0.141	0.059	0.080	0.135	0.061	0.080	8499.5	2486.4	1965.2
8 月	767.5	219.5	299.5	0.242	0.092	0.173	0.226	0.091	0.164	14202.3	3715.5	4012.8
9 月	337	354.6	216.5	0.106	0.149	0.125	0.104	0.142	0.121	6530.2	5793.7	2957.2
10 月	90.5	2.7	8.5	0.028	0.001	0.005	0.034	0.009	0.013	2137.2	380.6	311.8
11 月	35.5	35.8	16.5	0.011	0.015	0.010	0.018	0.022	0.017	1157.1	889.7	413.5
12 月	0.5	0	58.5	0.000	0.000	0.034	0.008	0.008	0.039	533.3	339.0	947.7

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
1 月	3	58.7	66.5	0.001	0.025	0.038	0.009	0.031	0.043	577.9	1242.0	1049.4
2 月	85.5	70.4	99.5	0.027	0.030	0.058	0.033	0.035	0.060	2048.1	1422.0	1469.1
3 月	150.5	69.3	72	0.047	0.029	0.042	0.051	0.035	0.046	3206.5	1405.0	1119.4
4 月	211	176	91	0.066	0.074	0.053	0.068	0.075	0.056	4284.7	3046.4	1361.0
求和	3178	2380.3	1729.5	1	1	1	1	1	1	62929.1	40683.5	24440.4

2.6.4 水量损失

水损包括渗流损失和蒸发损失。

根据《江门市水资源及其开发利用调查评价研究报告》（江门市水利水电勘测设计院有限公司）中江门市多年平均径流深等值线图（1976~2012 年同步系列）及江门市多年平均降水深等值线图（1976~2012 年同步系列），查得锦江水库多年平均降雨量 X=2700mm，平均年径流深 Y=1750mm，多年平均蒸发量 $i_{年}$=1050mm，E601 蒸发器改正系数 K=0.91；$V_{多年}$ =13850 万 m^3（$V_{多年}$=0.5$V_{兴利}$），$V_{死}$=8100 万 m^3；V=$V_{多年}$ +$V_{死}$=21950 万 m^3，查水位库容曲线得相应的水库水面面积为 14.3km^2，采用以下经验公式计算水库的蒸发损失量：

$W_{蒸}$=[K×i-（X-Y）] ×F=7.87 万 m^3

水库渗漏损失量 $W_{渗}$= V×0.12=2634.00 万 m^3

水库总损失量 $W_{损}$=$W_{蒸}$+$W_{渗}$=7.87+2634.00=2461.87 万 m^3

本次锦江水库水损采用算出的总损失量 2461.87 万 m^3，按 12 个月平均分配；本次恩城水电站区间全年水损取年径流量的 9%，并按 12 个月平均分配。

2.6.5 取水户取

锦江水库水质优良，目前除恩城自来水厂取水外，还有大田镇自来水

厂从锦江水库直接取水：恩平市供水有限公司设计年最大取水量为 4015 万 m^3，恩平市大田镇自来水公司设计年最大取水量为 180 万 m^3。

根据《2023 年江门市水资源公报》，统计工业、城乡公共和居民生活用水量和耗水量分析得出，综合耗水率约为 34.14%。此次计算综合耗水率取 35%，剩余的 65%水量排放至潭江干流。取水户耗水量计算成果见表 2.6.5-1。

表 2.6.5-1　　恩城水闸上游取水户耗水量计算成果表　　单位：万 m^3

取水户	设计年最大取水量	耗水量
恩平市大田镇自来水公司	180	63.0
恩平市供水有限公司	4015	1405.3

2.6.6 灌溉用水量计算

恩城水电站以上的灌区面积主要为锦江灌区。根据《2023 年江门市大中型灌区名录》，其中锦江灌区设计灌溉面积为 20.2 万亩，实际灌溉面积为 16.41 万亩。

2.6.6.1 锦江灌区灌溉用水量

锦江灌区现已完成改造，根据《恩平市锦江灌区续建配套与节水改造工程可行性研究报告》灌区节水改造工程完工后，灌区的灌溉水有效利用系数可提升到 0.62。因此综合考虑锦江灌区实际情况，锦江灌区现状灌溉水有效水利用系数取 0.62。

锦江灌区土质为壤土，主要种植水稻，为一年两熟作物，兼种经济作物。依据《广东省一年三熟灌溉定额》，恩平市属于珠江三角洲农业区，分别查附图 9、附图 10，得出一年两熟作物的灌溉净定额均值为 355m^3/亩，Cvm=0.33，Cs=2Cvm，由皮尔逊III型曲线，查出相应频率的模比系数

Kp 值，由此求出作物一年两熟各频率下的灌溉净定额，根据近期及远期规划水平年的灌溉水有效利用系数，可计算出锦江灌区各水平年的灌溉毛定额及相应灌区总用水量，详见表 2.6.6-1。

表 2.6.6-1　　锦江灌区灌溉用水量计算成果表

降雨频率 P	均值	5%	10%	25%	50%	75%	90%	95%
kp	1	0.668	0.730	0.844	0.984	1.138	1.290	1.387
净定额（m^3/亩）	355.00	237.02	259.31	299.68	349.29	404.10	458.04	492.47
毛定额（m^3/亩）	572.58	382.29	418.24	483.35	563.37	651.78	738.78	794.30
灌溉需水量（万 m^3）	9396.05	6273.34	6863.27	7931.80	9244.90	10695.72	12123.38	13034.47

2.6.6.2 灌溉用水年内分配

本次采用《广东省一年三熟灌溉定额》中恩平计算点各典型年灌溉时段分配比来计算灌溉用水量的年内分配，计算见表 2.6.6-2。

根据《2023 年江门市水资源公报》可知，恩平市 2023 年灌溉用水量为 1.8842 亿 m^3，恩平市 2023 年灌溉耗水量为 0.7516 亿 m^3，2023 年农田耗水率约为 39.89%，此次计算的灌溉用水回水率取 60%，即剩余的 60%水量回流至潭江干流。

但由于锦江灌区江南干渠沿锦江河至江洲水闸区间均有分布，灌溉用水回流至恩城水闸以上的水量比例，依据灌区面积和灌渠分布情况进行统计，部分灌溉水量回流至恩城水闸下游。综合得到恩城水闸灌溉回水率取 18%。

表 2.6.6-2　　恩城水电站灌溉用水量分配表

月份	分配比例			灌溉用水量（万 m^3）			灌溉回水量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5	23.8	18.5	13.3	1633.46	1710.31	1612.41	294.02	307.86	290.23
6	18.9	0	6.2	1297.16	0	751.65	233.49	0	135.30
7	0	19.6	9.8	0	1812.00	1188.09	0	326.16	213.86
8	10.3	5.2	3.3	706.92	480.73	400.07	127.24	86.53	72.01

月份	分配比例			灌溉用水量（万 m^3）			灌溉回水量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
9	42.3	27.1	30.3	2903.16	2505.37	3673.38	522.57	450.97	661.21
10	0	17.6	28	0	1627.10	3394.55	0	292.88	611.02
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	4.7	12	9.1	322.57	1109.39	1103.23	58.06	199.69	198.58
汇总	100	100	100	6863.27	9244.90	12123.38	1235.39	1664.08	2182.21

2.6.7 生态用水量

根据《河湖生态环境需水计算规范》（SL/Z 712-2014），河流生态需水一般不低于多年平均径流量的 10%。水库所在区域降雨量充沛，且大量灌溉用水经下游河道输往农田以及水库渗漏损失水量等均可作为下游径流补充，本次计算以水库控制流域多年平均径流量的 10%作为维持下游河道天然生态环境功能的补充水量。实际运行时，生态水量一般结合发电用水量和直接弃水量向下游河道提供。

锦江水库、凤子山水库和恩城水闸区间生态用水计算成果见表 2.6.7-1

表 2.6.7-1　　各工程流域生态用水量计算　　单位：万 m^3

水库	生态用水量
锦江水库	6170.49
凤子山水库	376.82
恩城水闸区间	4250.72

2.6.8 多水库联合调节下泄水量

锦江水库坝后电站无硬性发电指标，水库调节分蓄水期和供水期按等水量下泄原则进行调蓄。锦江水库汛期防洪限制水位为 94.0m，正常蓄水

位 95.0m。本次收集到锦江水库和凤子山水库的总兴利库容为 28223 万 m^3。

月末库容调蓄原则为：丰水年蓄水期末兴利库容蓄至最大兴利库容 28223 万 m^3，或蓄至能满足供水期总需水量的兴利库容。即丰水年蓄水期末（8 月末）兴利库容为 28223 万 m^3，平水年蓄水期末（8 月末）兴利库容为 12346.8 万 m^3，枯水年蓄水期末（9 月末）兴利库容 10714.6 万 m^3。

表 2.6.8-1　　各水库兴利库容成果表　　单位：万 m^3

水库	死库容	兴利库容	正常(汛限)水位相应库容
锦江水库（非汛期）	8100	27700	35800
锦江水库（汛期）	8100	25900	34000
凤子山水库	7.5	2323	2330.5

多水库联合调节下泄水量计算成果见表 2.6.8-2，调节计算过程见表 2.6.8-3 至表 2.6.8-5。

表 2.6.8-2　　多水库联合调节各典型年下泄水量成果表　　单位：万 m^3

月份	丰水年	平水年	枯水年
5 月	6795.4	5943.5	1187.0
6 月	7531.8	5943.5	1187.0
7 月	7531.8	5943.5	1187.0
8 月	7531.8	5943.5	1187.0
9 月	5809.3	2380.8	1187.0
10 月	5809.3	2380.8	1659.8
11 月	5809.3	2380.8	1659.8
12 月	5809.3	2380.8	1659.8
1 月	5809.3	2380.8	1659.8
2 月	5809.3	2380.8	1659.8
3 月	5809.3	2380.8	1659.8
4 月	5941.3	2879.0	1659.8
汇总	75997.0	43318.4	17553.6

表 2.6.8-3　　多水库联合调节丰水年下泄水量计算表　　单位：万 m^3

月份	锦江水库径流量	风子山水库径流量	总来水量	水库水损	灌溉用水量	锦江水库取水户取水量	生态用水量	总需水量	余水量	下泄水量	月初兴利库容	月末兴利库容
5 月	8748.3	568.7	9317.0	220.2	1633.5	122.4	545.6	2521.6	6795.4	6795.4	0.0	0.0
6 月	17292.3	1124.1	18416.4	220.2	1297.2	122.4	545.6	2185.3	16231.2	7531.8	0.0	8699.4
7 月	14129.4	918.5	15047.9	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	14159.8	7531.8	8699.4	15327.4
8 月	20678.1	1344.3	22022.4	220.2	706.9	122.4	545.6	1595.0	20427.3	7531.8	15327.4	28223.0
9 月	8701.9	565.7	9267.6	220.2	2903.2	122.4	545.6	3791.3	5476.3	5809.3	28223.0	27890.0
10 月	2782.2	180.9	2963.1	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	2075.0	5809.3	27890.0	24155.7
11 月	1380.7	89.8	1470.4	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	582.3	5809.3	24155.7	18928.7
12 月	760.4	49.4	809.9	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	-78.2	5809.3	18928.7	13041.2
1 月	806.8	52.4	859.2	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	-28.9	5809.3	13041.2	7203.0
2 月	1400.5	91.0	1491.6	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	603.4	5809.3	7203.0	1997.2
3 月	4413.3	286.9	4700.2	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	3812.1	5809.3	1997.2	0.0
4 月	6715.4	436.6	7152.0	220.2	322.6	122.4	545.6	1210.7	5941.3	5941.3	0.0	0.0
求和	87809.3	5708.3	93517.7	2641.9	6863.3	1468.3	6547.3	17520.7	75997.0	75997.0		

表 2.6.8-4　　多水库联合调节平水年下泄水量计算表　　单位：万 m^3

月份	锦江水库径流量	风子山水库径流量	总来水量	水库水损	灌溉用水量	锦江水库取水户取水量	生态用水量	总需水量	余水量	下泄水量	月初兴利库容	月末兴利库容
5 月	8750.3	513.3	9263.6	220.2	1710.3	122.4	545.6	2598.4	6665.2	5943.5	0.0	721.7
6 月	15253.2	1032.0	16285.2	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	15397.1	5943.5	721.7	10175.3
7 月	11368.6	238.0	11606.6	220.2	1812.0	122.4	545.6	2700.1	8906.5	5943.5	10175.3	13138.2
8 月	6042.3	478.6	6520.9	220.2	480.7	122.4	545.6	1368.9	5152.1	5943.5	13138.2	12346.8
9 月	4302.4	538.1	4840.4	220.2	2505.4	122.4	545.6	3393.5	1446.9	2380.8	12346.8	11413.0
10 月	2556.1	33.2	2589.3	220.2	1627.1	122.4	545.6	2515.2	74.1	2380.8	11413.0	9106.3
11 月	1903.1	105.8	2009.0	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	1120.9	2380.8	9106.3	7846.4
12 月	499.1	29.9	528.9	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	-359.2	2380.8	7846.4	5106.4
1 月	753.6	78.9	832.5	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	-55.7	2380.8	5106.4	2670.0
2 月	1271.0	105.8	1376.8	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	488.7	2380.8	2670.0	777.9
3 月	2324.6	166.4	2491.0	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	1602.9	2380.8	777.9	0.0
4 月	4613.2	263.3	4876.5	220.2	1109.4	122.4	545.6	1997.5	2879.0	2879.0	0.0	0.0
求和	59637.5	3583.3	63220.8	2641.9	9244.9	1468.3	6547.3	19902.3	43318.4	43318.4		

表 2.6.8-5　　多水库联合调节枯水年下泄水量计算表　　单位：万 m^3

月份	锦江水库径流量	风子山水库径流量	总来水量	水库水损	灌溉用水量	锦江水库取水户取水量	生态用水量	总需水量	余水量	下泄水量	月初兴利库容	月末兴利库容
5 月	6553.0	354.0	6907.0	220.2	1612.4	122.4	545.6	2500.5	4406.5	1187.0	0.0	3219.5
6 月	5310.3	286.8	5597.1	220.2	751.6	122.4	545.6	1639.8	3957.4	1187.0	3219.5	5989.9
7 月	5850.2	316.0	6166.2	220.2	1188.1	122.4	545.6	2076.2	4090.0	1187.0	5989.9	8892.8
8 月	5004.7	270.3	5275.0	220.2	400.1	122.4	545.6	1288.2	3986.8	1187.0	8892.8	11692.7
9 月	4525.9	244.5	4770.4	220.2	3673.4	122.4	545.6	4561.5	208.9	1187.0	11692.7	10714.6
10 月	481.9	26.0	507.9	220.2	3394.5	122.4	545.6	4282.7	-3774.8	1659.8	10714.6	5280.0
11 月	665.2	35.9	701.2	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	-187.0	1659.8	5280.0	3433.3
12 月	1683.9	91.0	1774.8	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	886.7	1659.8	3433.3	2660.2
1 月	1887.6	102.0	1989.6	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	1101.5	1659.8	2660.2	2101.9
2 月	2081.2	112.4	2193.6	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	1305.5	1659.8	2101.9	1747.5
3 月	1459.8	78.9	1538.6	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	650.5	1659.8	1747.5	738.2
4 月	2763.7	149.3	2912.9	220.2	1103.2	122.4	545.6	1991.3	921.6	1659.8	738.2	0.0
求和	38267.3	2067.1	40334.4	2641.9	12123.4	1468.3	6547.3	22780.8	17553.6	17553.6		

2.6.9 发电水量

恩城水电站利用考虑生态、水损及供水损耗后剩余的水量发电。

月发电水量＝水库泄流+月径流量+灌溉回水量-生态用水-水损。

恩城水电站各月发电水量详见表 2.6.9-1。

表 2.6.9-1 恩城水电站发电用水量计算表

项目		5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	总计
丰水年	水库联合调节下泄水量	6795.4	7531.8	7531.8	7531.8	5809.3	5809.3	5809.3	5809.3	5809.3	5809.3	5809.3	5941.3	75997.0
	恩城水闸区间径流量	7849.0	11903.3	8499.5	14202.3	6530.2	2137.2	1157.1	533.3	577.9	2048.1	3206.5	4284.7	62929.1
	恩城水闸区间灌溉回水量	294.0	233.5	0.0	127.2	522.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	58.1	1235.4
	恩城水闸区间水损	472.0	472.0	472.0	472.0	472.0	472.0	472.0	472.0	472.0	472.0	472.0	472.0	5663.6
	恩城水闸区间生态用水	354.2	354.2	354.2	354.2	354.2	354.2	354.2	354.2	354.2	354.2	354.2	354.2	4250.7
	水电站发电水量	14112.2	18842.4	15205.0	21035.1	12035.9	7120.3	6140.2	5516.4	5561.0	7031.2	8189.6	9457.9	130247.1
平水年	水库联合调节下泄水量	5943.5	5943.5	5943.5	5943.5	2380.8	2380.8	2380.8	2380.8	2380.8	2380.8	2380.8	2879.0	43318.4
	恩城水闸区间径流量	11166.8	8796.4	2486.4	3715.5	5793.7	380.6	889.7	339.0	1242.0	1422.0	1405.0	3046.4	40683.5
	恩城水闸区间灌溉回水量	307.9	0.0	326.2	86.5	451.0	292.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	199.7	1664.1
	恩城水闸区间水损	305.1	305.1	305.1	305.1	305.1	305.1	305.1	305.1	305.1	305.1	305.1	305.1	3661.5
	恩城水闸区间生态用水	354.2	354.2	354.2	354.2	354.2	354.2	354.2	354.2	354.2	354.2	354.2	354.2	4250.7
	水电站发电水量	16758.8	14080.5	8096.7	9086.2	7966.1	2394.9	2611.1	2060.4	2963.4	3143.4	3126.5	5465.7	77753.8
枯水年	水库联合调节下泄水量	1187.0	1187.0	1187.0	1187.0	1187.0	1659.8	1659.8	1659.8	1659.8	1659.8	1659.8	1659.8	17553.6
	恩城水闸区间径流量	5717.1	3116.2	1965.2	4012.8	2957.2	311.8	413.5	947.7	1049.4	1469.1	1119.4	1361.0	24440.4
	恩城水闸区间灌溉回水量	290.2	135.3	213.9	72.0	661.2	611.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	198.6	2182.2
	恩城水闸区间水损	183.3	183.3	183.3	183.3	183.3	183.3	183.3	183.3	183.3	183.3	183.3	183.3	2199.6
	恩城水闸区间生态用水	354.2	354.2	354.2	354.2	354.2	354.2	354.2	354.2	354.2	354.2	354.2	354.2	4250.7
	水电站发电水量	6656.8	3900.9	2828.5	4734.3	4267.9	2045.1	1535.8	2070.0	2171.7	2591.4	2241.7	2681.9	37725.8

2.6.10 发电出力、发电量

恩城水电站的平均发电净水头为3.0m。

选择丰、平、枯3个代表年进行计算，其中月平均发电出力：N=AQH；月平均发电量：E=730N；

式中：A——出力系数，小型机组取7.5，

Q——平均流量（m3/s），

H——平均水头差（m）；

E——月平均发电量（10^4kW·h）。

恩城水电站利用考虑水损、灌溉用水及供水损耗后剩余的水量发电。根据表 2.6.9-1 中的可发电水量，水量利用系数取0.75，算出水电站处各设计代表年的月平均流量见表 2.6.10-1，选定设计保证率为80%，试作该水电站的水能计算。

表 2.6.10-1　　恩城水电站设计代表年的月平均流量

月份	可引水量（万 m^3）			月平均流量（m^3/s）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5月	14112.19	16758.83	6656.76	39.517	46.928	18.640
6月	18842.38	14080.52	3900.92	54.521	40.742	11.287
7月	15205.01	8096.75	2828.47	42.577	22.672	7.920
8月	21035.08	9086.19	4734.28	58.902	25.443	13.257
9月	12035.86	7966.07	4267.85	34.826	23.050	12.349
10月	7120.33	2394.86	2045.07	19.938	6.706	5.727
11月	6140.16	2611.14	1535.80	17.767	7.555	4.444
12月	5516.41	2060.44	2069.97	15.447	5.770	5.796
1月	5560.97	2963.40	2171.72	15.572	8.298	6.081
2月	7031.23	3143.38	2591.42	21.798	9.745	8.034
3月	8189.61	3126.46	2241.67	22.932	8.755	6.277
4月	9457.88	5465.72	2681.90	27.367	15.815	7.760
求和	130247.12	77753.77	37725.83	371.16	221.48	107.57

根据恩城水电站 3 个代表年的月平均流量资料，统计计算流量的频率，绘制成流量频率曲线见图 2.6.10-1。

拟合函数相关系数 R^2=0.9925，拟合函数方程结果如下：

$$y=\frac{-167x^3-9.212x^2+8.567x+66.537}{5.961x^2+4.411x+1}$$

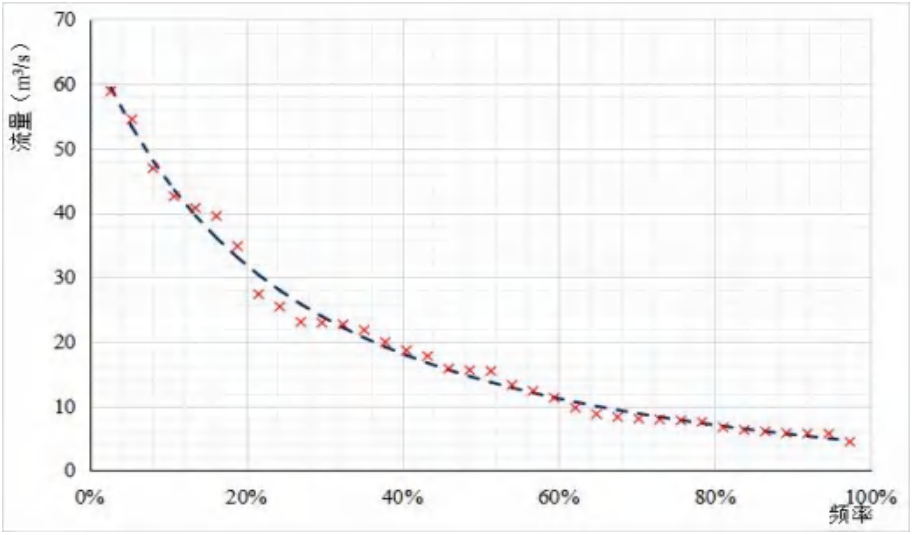


图 2.6.10-1　恩城水电站流量频率曲线

由恩城水电站设计保证率 P=80%，查得保证流量 Q_P=7.064 m^3/s；根据上文可知，水电站的净水头为 3.0m，出力系数取 7.5，则水电站的保证出力为：

$$N = A \cdot Q_P \cdot H_P = 7.5 \times 7.064 \times 3.0 = 158.95kW$$

根据表 2.6.10-1 中的流量频率计算成果，列表计算年利用小时数，见表 2.6.10-2。

表 2.6.10-2　　恩城水电站装机年利用小时数计算表

流量 Q	水头 H	出力 N	出力差 N	频率 P	保证率历时 t	电量差 E	累积电量 E	装机年利用小时数 h
m^3/s	m	kW	kW		h	万 kWh	万 kWh	h
58.90	3	1325.30	98.58	0.03	236.76	2.33	373.01	2814.52
54.52	3	1226.72	170.84	0.05	473.51	8.09	370.67	3021.66
46.93	3	1055.87	97.90	0.08	710.27	6.95	362.58	3433.96
42.58	3	957.98	41.28	0.11	947.03	3.91	355.63	3712.30

流量 Q	水头 H	出力 N	出力差 N	频率 P	保证率历时 t	电量差 E	累积电量 E	装机年利用小时数 h
40.74	3	916.70	27.58	0.14	1183.78	3.26	351.72	3836.81
39.52	3	889.12	105.54	0.16	1420.54	14.99	348.46	3919.09
34.83	3	783.58	167.84	0.19	1657.30	27.82	333.46	4255.62
27.37	3	615.75	43.28	0.22	1894.05	8.20	305.65	4963.85
25.44	3	572.47	53.84	0.24	2130.81	11.47	297.45	5195.94
23.05	3	518.62	2.65	0.27	2367.57	0.63	285.98	5514.16
22.93	3	515.98	5.85	0.30	2604.32	1.52	285.35	5530.29
22.67	3	510.13	19.67	0.32	2841.08	5.59	283.83	5563.85
21.80	3	490.46	41.85	0.35	3077.84	12.88	278.24	5673.04
19.94	3	448.61	29.21	0.38	3314.59	9.68	265.36	5915.14
18.64	3	419.40	19.65	0.41	3551.35	6.98	255.68	6096.24
17.77	3	399.75	43.91	0.43	3788.11	16.63	248.70	6221.35
15.82	3	355.84	5.48	0.46	4024.86	2.20	232.07	6521.60
15.57	3	350.36	2.81	0.49	4261.62	1.20	229.86	6560.64
15.45	3	347.56	49.28	0.51	4498.38	22.17	228.66	6579.21
13.26	3	298.28	20.42	0.54	4735.14	9.67	206.50	6922.97
12.35	3	277.86	23.89	0.57	4971.89	11.88	196.83	7083.79
11.29	3	253.97	34.70	0.59	5208.65	18.07	184.95	7282.44
9.75	3	219.26	22.29	0.62	5445.41	12.14	166.87	7610.64
8.75	3	196.98	10.27	0.65	5682.16	5.84	154.74	7855.61
8.30	3	186.71	5.94	0.68	5918.92	3.52	148.90	7975.20
8.03	3	180.76	2.56	0.70	6155.68	1.57	145.38	8042.80
7.92	3	178.21	3.60	0.73	6392.43	2.30	143.81	8069.89
7.76	3	174.60	4.61	0.76	6629.19	3.05	141.51	8104.50
7.56	3	170.00	19.11	0.78	6865.95	13.12	138.45	8144.48
6.71	3	150.89	9.65	0.81	7102.70	6.86	125.33	8306.41
6.28	3	141.23	4.41	0.84	7339.46	3.23	118.48	8388.67
6.08	3	136.83	6.41	0.86	7576.22	4.86	115.24	8422.47
5.80	3	130.42	0.60	0.89	7812.97	0.47	110.39	8464.06
5.77	3	129.82	0.97	0.92	8049.73	0.78	109.92	8467.07
5.73	3	128.85	28.86	0.95	8286.49	23.92	109.14	8470.21
4.44	3	99.99	99.99	0.97	8523.24	85.22	85.22	8523.24

根据表 2.6.10-2 中的数据，绘制 $N_{装}$~$E_{年}$和 $N_{装}$~$h_{年}$关系曲线，见图 2.6.10-2 和图 2.6.10-3。

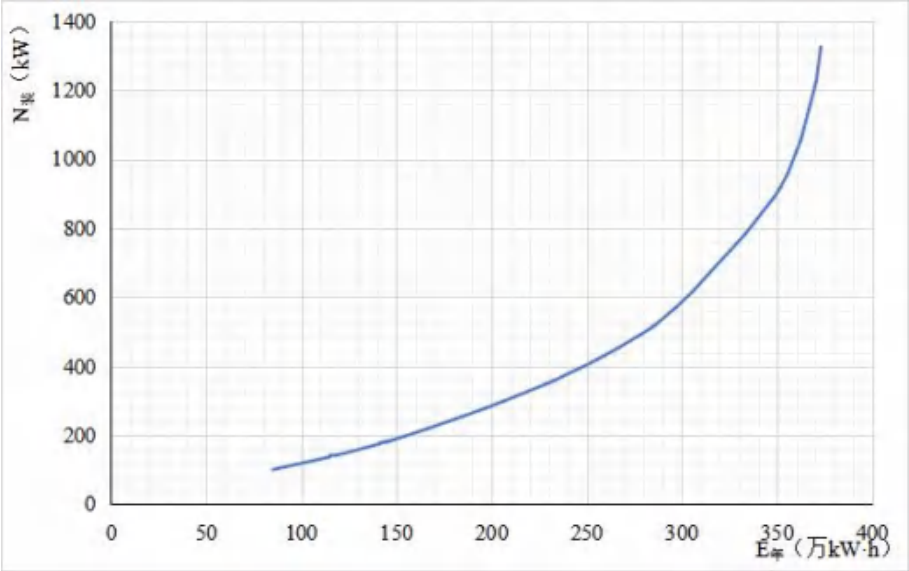


图 2.6.10-2 恩城水电站 $N_{装}$~$E_{年}$关系曲线

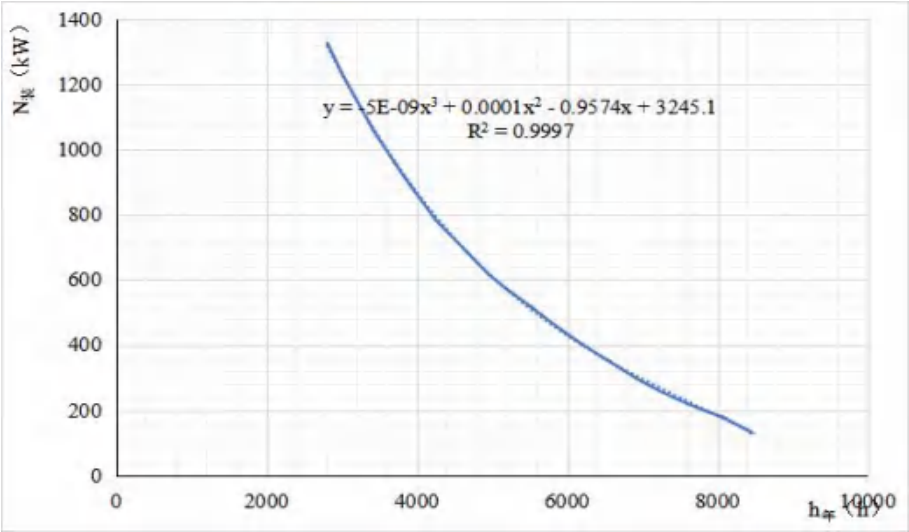


图 2.6.10-3 恩城水电站 $N_{装}$~$h_{年}$关系曲线

根据该水电站的特性，恩城水电站原装机容量为 9×84=756kW。由图 2.6.10-2 和图 2.6.10-3，分别查得不同装机容量下的装机年利用小时数和多年平均年发电量见表 2.6.10-3。从表中可知，提高装机容量的收益不大，建议维持原装机容量不变。

表 2.6.10-3 各装机容量下的装机年利用小时数和多年平均年发电量成果

设计装机容量（kW）	年利用小时数（h）	多年平均发电量（万 kW·h）
700	4608.3	319.6
756	4372.0	328.9
800	4203.3	335.8
900	3886.6	349.7

2.6.11 施工期洪水及水位

《江门市潭江河流治理工程（恩平段）初步设计水文水利分析计算专题报告（报批稿》（江门市科禹水利规划设计咨询有限公司，2017.1）（以下简称《专题报告》）。

根据《专题报告》得恩城水闸设计洪水数据如下：

表 2.6.11-1 潭江干流设计洪水推荐采用成果

典型断面	集雨面积(km^2)	不同频率设计洪峰流量（m^3/s）						
		平均	P=20%	P=10%	P=5%	P=3.3%	P=2%	P=1%
恩城水闸	672.0	953	1306	1818	2671	2900	3178	3534

根据《专题报告》得恩城水闸设计水位数据如下：

表 2.6.12-2 潭江干流恩城水闸~潭江大桥段水面线成果

断面编号	间距(m)	距离(m)	断面位置说明	不同频率设计水位（m）							
				景观	平均	P=20%	P=10%	P=5%	P=3.3%	P=2%	P=1%
175	**984**	0	**恩城水闸闸上**	**19.30**	**19.30**	**19.70**	**20.48**	**21.51**	**21.87**	**22.27**	**22.81**
174	**552**	984	**恩城水闸闸下**	**16.44**	**18.78**	**19.28**	**20.01**	**20.79**	**21.24**	**21.66**	**22.24**
173	460	1536	恩平大桥	16.41	18.30	18.75	19.45	20.17	20.64	21.11	21.75

根据《专题报告》得恩城水闸施工期洪水数据如下：

表 2.6.12-3 潭江干流施工期水面线计算成果

断面编号	间距(m)	距离(m)	断面位置说明	20%水位(m)	10%水位(m)
174	552	3909	**恩城水闸闸下**	17.82	18.47
173	460	4461	恩平大桥	17.24	17.93

2.7 塘洲水电站水能计算

2.7.1 实测年雨量分析

塘洲水闸集雨面积内有凤子山水库雨量站和锦江水库雨量站，本次收集到锦江水库、凤子山水库 1976~2023 年共计 47 水文年（5 月~次年 4 月）的逐月降雨量数据，按水文年进行统计和频率分析计算，用 P-III型理论频率曲线进行适线比较。根据实测降雨量资料系列进行频率计算，经验频率计算成果见表 2.7.1-1 至表 2.7.1-2。

表 2.7.1-1　　凤子山水库年降雨量频率分析计算成果表　　单位：mm

频率 P	1%	5%	10%	25%	50%	75%	90%	95%	均值	2427.31
模比系数 Kp	1.611	1.406	1.304	1.144	0.982	0.837	0.719	0.654	Cv	0.23
降雨量（mm）	3911.06	3412.62	3164.61	2777.01	2384.65	2031.16	1744.94	1587.58	Cs	0.46

表 2.7.1-2　　锦江水库年降雨量频率分析计算成果表　　单位：mm

频率 P	1%	5%	10%	25%	50%	75%	90%	95%	均值	2629.89
模比系数 Kp	1.552	1.369	1.277	1.133	0.985	0.852	0.742	0.681	Cv	0.21
降雨量（mm）	4082.11	3599.31	3357.82	2978.41	2591.33	2239.38	1951.57	1792.01	Cs	0.42

2.7.2 设计年径流量

由于本工程流域范围无径流观测资料，故只能采用由降雨推求径流的方法进行计算。根据《江门市水资源及其开发利用调查评价研究报告》（江门市水利水电勘测设计院有限公司）中江门市多年平均径流深等值线图（1976~2012 年同步系列）及江门市多年平均降水深等值线图（1976~2012 年同步系列），分别查出各流域的多年平均年降水量 X 和多年平均年径流深 Y，计算得出年径流系数 α =X/Y。再根据实测多年平均降雨量 $X_{年}$，求出多年平均径流深 $Y_{年}$。各流域计算成果见表 2.7.2-1。

表 2.7.2-1　　各流域多年平均径流深计算成果表　　单位：mm

流域	多年平均年降水量	多年平均年径流深	年径流系数	实测多年平均降雨量	实测降雨 Cv	多年平均径流深
锦江水库	2700	1750	0.65	2629.89	0.21	1704.56
凤子山水库	2480	1540	0.62	2427.31	0.23	1507.28
塘洲水闸区间	2450	1500	0.61	2427.31*	0.23	1486.11

*塘洲水闸区间的降雨资料采用凤子山水库成果

年径流深变差系数按如在下公式进行计算：

$$Cvy = \frac{\gamma Cvx}{\alpha^{n} + m \lg F}$$

式中：　Cvx——年降雨量变差系数；

α——年径流系数；

F——集雨面积；

r——综合影响系数，取 r＝1.4；

n——指数，采用 0.6；

m——地区性经验系数，采用 0.06；

根据上述公式计算得各流域年径流深变差系数 Cv 值，取 Csy＝2Cvy，计算成果见表 2.7.2-2。

表 2.7.2-2　　各流域年径流深变差系数计算成果表

流域	年径流系数	实测降雨 Cv	集雨面积（km^2）	径流深 Cv
锦江水库	0.65	0.21	362	0.32
凤子山水库	0.62	0.23	25	0.39
塘洲水闸区间	0.61	0.23	355	0.36

根据上述计算得到的多年平均径流深和年径流深变差系数，根据 P-III 型频率曲线分布，计算得各频率下的年径流深和径流量，见表 2.7.2-3 至表 2.7.2-5。

表 2.7.2-3　　锦江水库年径流量频率计算成果表

P	多年平均	10%	25%	50%	75%	90%	多年平均径流深（mm）	1704.56
Kp	1	1.42	1.19	0.97	0.77	0.62	Cv	0.32
Y(mm)	1704.56	2425.67	2032.39	1647.44	1314.61	1057.11	Cs/Cv	2
Wy(万 m^3)	61704.95	87809.35	73572.67	59637.51	47588.98	38267.27	集雨面积 km^2	362.0

表 2.7.2-4　　凤子山水库年径流量频率计算成果表

P	多年平均	10%	25%	50%	75%	90%	多年平均径流深（mm）	1507.28
Kp	1	1.51	1.23	0.95	0.72	0.55	Cv	0.39
Y(mm)	1507.28	2283.34	1848.39	1433.30	1085.82	826.84	Cs/Cv	2
Wy(万 m^3)	3768.21	5708.34	4620.98	3583.25	2714.55	2067.10	集雨面积 km^2	25.0

表 2.7.2-5　　塘洲水电站年径流量频率计算成果表

P	多年平均	10%	25%	50%	75%	90%	多年平均径流深（mm）	1486.11
Kp	1	1.48	1.21	0.96	0.74	0.58	Cv	0.36
Y(mm)	1486.1	2196.8	1802.8	1422.9	1100.8	857.1	Cs/Cv	2
Wy(万 m^3)	52756.9	77984.7	63997.6	50513.9	39078.7	30425.4	集雨面积 km^2	355

2.7.3 径流年内分配

径流年内分配从降雨量资料中选取丰水年、平水年和枯水年各典型年，根据各典型年降雨量进行年内分配计算。设计年径流由地表径流和占河川径流量 10%的基流组成。地表径流的年内分配采用设计典型年的降雨量分配，基流按 12 个月平均分配。

（1）锦江水库径流量年内分配

利用锦江水库降雨推求锦江水库年内径流分配，从降雨量资料中可选取 2018 年 5 月～2019 年 4 月（3580.5mm）为丰水年的代表典型年，选取 1987 年 5 月～1988 年 4 月（2572.7mm）为平水年的代表典型年，选取 2014 年 5 月～2015 年 4 月（1690.5mm）为枯水年的代表典型年，各典型年降雨量年内分配计算成果见表 2.7.3-1。

表 2.7.3-1　　锦江水库径流分配表

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5 月	363.2	395.6	306	0.101	0.154	0.181	0.100	0.147	0.171	8748.26	8750.31	6553.03
6 月	750.3	707.3	245	0.210	0.275	0.145	0.197	0.256	0.139	17292.29	15253.25	5310.28
7 月	607	521.1	271.5	0.170	0.203	0.161	0.161	0.191	0.153	14129.38	11368.59	5850.16
8 月	903.7	265.8	230	0.252	0.103	0.136	0.235	0.101	0.131	20678.11	6042.31	5004.68
9 月	361.1	182.4	206.5	0.101	0.071	0.122	0.099	0.072	0.118	8701.91	4302.36	4525.92
10 月	92.9	98.7	8	0.026	0.038	0.005	0.032	0.043	0.013	2782.22	2556.14	481.88
11 月	29.4	67.4	17	0.008	0.026	0.010	0.016	0.032	0.017	1380.66	1903.13	665.23
12 月	1.3	0.1	67	0.000	0.000	0.040	0.009	0.008	0.044	760.44	499.07	1683.88
1 月	3.4	12.3	77	0.001	0.005	0.046	0.009	0.013	0.049	806.79	753.59	1887.61
2 月	30.3	37.1	86.5	0.008	0.014	0.051	0.016	0.021	0.054	1400.52	1270.99	2081.16
3 月	166.8	87.6	56	0.047	0.034	0.033	0.050	0.039	0.038	4413.34	2324.56	1459.78
4 月	271.1	197.3	120	0.076	0.077	0.071	0.076	0.077	0.072	6715.43	4613.21	2763.65
求和	3580.5	2572.7	1690.5	1	1	1	1	1	1	87809.35	59637.51	38267.27

（2）凤子山水库径流量年内分配

利用凤子山水库降雨推求凤子山水库年内径流分配，从降雨量资料中可选取 2018 年 5 月～2019 年 4 月（3178mm）为丰水年的代表典型年，选取 2003 年 5 月～2004 年 4 月（2380.3mm）为平水年的代表典型年，选取 2014 年 5 月～2015 年 4 月（1729.5mm）为枯水年的代表典型年，各典型年降雨量年内分配计算成果见表 2.7.3-2。

表 2.7.3-2　　凤子山水库径流分配表

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5 月	363.2	439	306	0.101	0.150	0.181	0.100	0.143	0.171	568.71	513.30	353.98
6 月	750.3	910	245	0.210	0.311	0.145	0.197	0.288	0.139	1124.14	1031.97	286.85
7 月	607	189	271.5	0.170	0.065	0.161	0.161	0.066	0.153	918.53	237.99	316.01
8 月	903.7	407.5	230	0.252	0.139	0.136	0.235	0.134	0.131	1344.25	478.61	270.34
9 月	361.1	461.5	206.5	0.101	0.158	0.122	0.099	0.150	0.118	565.70	538.07	244.48
10 月	92.9	3	8	0.026	0.001	0.005	0.032	0.009	0.013	180.87	33.16	26.03
11 月	29.4	69	17	0.008	0.024	0.010	0.016	0.030	0.017	89.75	105.84	35.93
12 月	1.3	0	67	0.000	0.000	0.040	0.009	0.008	0.044	49.43	29.86	90.96

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
1 月	3.4	44.5	77	0.001	0.015	0.046	0.009	0.022	0.049	52.45	78.86	101.96
2 月	30.3	69	86.5	0.008	0.024	0.051	0.016	0.030	0.054	91.05	105.84	112.42
3 月	166.8	124	56	0.047	0.042	0.033	0.050	0.046	0.038	286.90	166.41	78.85
4 月	271.1	212	120	0.076	0.072	0.071	0.076	0.073	0.072	436.56	263.32	149.29
求和	3580.5	2928.5	1690.5	1	1	1	1	1	1	5708.34	3583.25	2067.10

（3）塘洲水电站区间径流量年内分配

利用凤子山水库降雨推求塘洲水电站区间年内径流分配，从降雨量资料中可选取 2018 年 5 月～2019 年 4 月（3178mm）为丰水年的代表典型年，选取 2003 年 5 月～2004 年 4 月（2380.3mm）为平水年的代表典型年，选取 2014 年 5 月～2015 年 4 月（1729.5mm）为枯水年的代表典型年，各典型年降雨量年内分配计算成果见表 2.7.3-3。

表 2.7.3-3　　塘洲水电站区间径流分配表

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5 月	411	703.9	433.5	0.129	0.296	0.251	0.125	0.274	0.234	9726.8	13865.1	7117.1
6 月	638.5	549.8	229	0.201	0.231	0.132	0.189	0.216	0.128	14751.2	10921.9	3879.3
7 月	447.5	139.6	138.5	0.141	0.059	0.080	0.135	0.061	0.080	10532.9	3087.2	2446.4
8 月	767.5	219.5	299.5	0.242	0.092	0.173	0.226	0.091	0.164	17600.1	4613.3	4995.5
9 月	337	354.6	216.5	0.106	0.149	0.125	0.104	0.142	0.121	8092.5	7193.6	3681.4
10 月	90.5	2.7	8.5	0.028	0.001	0.005	0.034	0.009	0.013	2648.6	472.5	388.1
11 月	35.5	35.8	16.5	0.011	0.015	0.010	0.018	0.022	0.017	1433.9	1104.7	514.8
12 月	0.5	0	58.5	0.000	0.000	0.034	0.008	0.008	0.039	660.9	420.9	1179.8
1 月	3	58.7	66.5	0.001	0.025	0.038	0.009	0.031	0.043	716.1	1542.1	1306.4
2 月	85.5	70.4	99.5	0.027	0.030	0.058	0.033	0.035	0.060	2538.1	1765.6	1828.9
3 月	150.5	69.3	72	0.047	0.029	0.042	0.051	0.035	0.046	3973.7	1744.5	1393.5
4 月	211	176	91	0.066	0.074	0.053	0.068	0.075	0.056	5309.8	3782.5	1694.3
求和	3178	2380.3	1729.5	1	1	1	1	1	1	77984.7	50513.9	30425.4

2.7.4 水量损失

水损包括渗流损失和蒸发损失。

根据《江门市水资源及其开发利用调查评价研究报告》（江门市水利水电勘测设计院有限公司）中江门市多年平均径流深等值线图（1976~2012 年同步系列）及江门市多年平均降水深等值线图（1976~2012 年同步系列），查得锦江水库多年平均降雨量 X=2700mm，平均年径流深 Y=1750mm，多年平均蒸发量 $i_{年}$=1050mm，E601 蒸发器改正系数 K=0.91；$V_{多年}$ =13850 万 m^3（$V_{多年}$=0.5$V_{兴利}$），$V_{死}$=8100 万 m^3；$V=V_{多年}+V_{死}$=21950 万 m^3，查水位库容曲线得相应的水库水面面积为 14.3km^2，采用以下经验公式计算水库的蒸发损失量：

$$W_{蒸}=[K\times i-（X-Y）]\times F=7.87\text{ 万 } m^3$$

水库渗漏损失量 $W_{渗}$= V×0.12=2634.00 万 m^3

水库总损失量 $W_{损}=W_{蒸}+W_{渗}$=7.87+2634.00=2461.87 万 m^3

本次锦江水库水损采用算出的总损失量 2461.87 万 m^3，按 12 个月平均分配；本次塘洲水电站区间全年水损取年径流量的 9%，并按 12 个月平均分配。

2.7.5 取水户取水量

锦江水库水质优良，目前除恩城自来水厂取水外，还有大田镇自来水厂从锦江水库直接取水：恩平市供水有限公司设计年最大取水量为 4015 万 m^3，恩平市大田镇自来水公司设计年最大取水量为 180 万 m^3。

根据《2023 年江门市水资源公报》，统计工业、城乡公共和居民生活用水量和耗水量分析得出，综合耗水率约为 34.14%。此次计算综合耗水率取 35%，剩余的 65%水量排放至潭江干流。取水户耗水量计算成果见表 2.7.5-1。

表 2.7.5-1　　塘洲水闸上游取水户耗水量计算成果表　　单位：万 m^3

取水户	设计年最大取水量	耗水量
恩平市大田镇自来水公司	180	63.0
恩平市供水有限公司	4015	1405.3

2.7.6 灌溉用水量

塘洲水电站以上的灌区面积主要为锦江灌区。根据《2023 年江门市大中型灌区名录》，其中锦江灌区设计灌溉面积为 20.2 万亩，实际灌溉面积为 16.41 万亩。

2.7.6.1 锦江灌区灌溉用水量

锦江灌区现已完成改造，根据《恩平市锦江灌区续建配套与节水改造工程可行性研究报告》灌区节水改造工程完工后，灌区的灌溉水有效利用系数可提升到 0.62。因此综合考虑锦江灌区实际情况，锦江灌区现状灌溉水有效水利用系数取 0.62。

锦江灌区土质为壤土，主要种植水稻，为一年两熟作物，兼种经济作物。依据《广东省一年三熟灌溉定额》，恩平市属于珠江三角洲农业区，分别查附图 9、附图 10，得出一年两熟作物的灌溉净定额均值为 355m^3/亩，Cvm=0.33，Cs=2Cvm，由皮尔逊III型曲线，查出相应频率的模比系数 Kp 值，由此求出作物一年两熟各频率下的灌溉净定额，根据近期及远期规划水平年的灌溉水有效利用系数，可计算出锦江灌区各水平年的灌溉毛定额及相应灌区总用水量，详见表 2.7.6-1。

表 2.7.6-1　　锦江灌区灌溉用水量计算成果表

降雨频率 P	均值	5%	10%	25%	50%	75%	90%	95%
kp	1	0.668	0.730	0.844	0.984	1.138	1.290	1.387
净定额（m^3/亩）	355.00	237.02	259.31	299.68	349.29	404.10	458.04	492.47
毛定额（m^3/亩）	572.58	382.29	418.24	483.35	563.37	651.78	738.78	794.30
灌溉需水量（万 m^3）	9396.05	6273.34	6863.27	7931.80	9244.90	10695.72	12123.38	13034.47

2.7.6.2 灌溉用水年内分配

本次采用《广东省一年三熟灌溉定额》中恩平计算点各典型年灌溉时段分配比来计算灌溉用水量的年内分配，计算见表 2.7.6-2。

根据《2023 年江门市水资源公报》可知，恩平市 2023 年灌溉用水量为 1.8842 亿 m^3，恩平市 2023 年灌溉耗水量为 0.7516 亿 m^3，2023 年农田耗水率约为 39.89%，此次计算的灌溉用水回水率取 60%，即剩余的 60%水量回流至潭江干流。

但由于锦江灌区江南干渠沿锦江河至江洲水闸区间均有分布，灌溉用水回流至塘洲水闸以上的水量比例，依据灌区面积和灌渠分布情况进行统计，部分灌溉水量回流至塘洲水闸下游。综合得到塘洲水闸灌溉回水率取 24%。

表 2.7.6-2　　塘洲水电站灌溉用水量分配表

月份	分配比例			灌溉用水量（万 m^3）			灌溉回水量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5	23.8	18.5	13.3	1633.46	1710.31	1612.41	392.03	410.47	386.98
6	18.9	0	6.2	1297.16	0	751.65	311.32	0	180.40
7	0	19.6	9.8	0	1812.00	1188.09	0	434.88	285.14
8	10.3	5.2	3.3	706.92	480.73	400.07	169.66	115.38	96.02
9	42.3	27.1	30.3	2903.16	2505.37	3673.38	696.76	601.29	881.61
10	0	17.6	28	0	1627.10	3394.55	0	390.50	814.69
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0

月份	分配比例			灌溉用水量（万 m^3）			灌溉回水量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	4.7	12	9.1	322.57	1109.39	1103.23	77.42	266.25	264.77
汇总	100	100	100	6863.27	9244.90	12123.38	1647.18	2218.78	2909.61

2.7.7 生态用水量

根据《河湖生态环境需水计算规范》（SL/Z 712-2014），河流生态需水一般不低于多年平均径流量的 10%。水库所在区域降雨量充沛，且大量灌溉用水经下游河道输往农田以及水库渗漏损失水量等均可作为下游径流补充，本次计算以水库控制流域多年平均径流量的 10%作为维持下游河道天然生态环境功能的补充水量。实际运行时，生态水量一般结合发电用水量和直接弃水量向下游河道提供。

锦江水库、凤子山水库和塘洲水闸区间生态用水计算成果见表 2.7.7-1

表 2.7.7-1　　各工程流域生态用水量计算　　单位：万 m^3

水库	生态用水量
锦江水库	6170.49
凤子山水库	376.82
塘洲水闸区间	5275.7

2.7.8 多水库联合调节下泄水量

锦江水库坝后电站无硬性发电指标，水库调节分蓄水期和供水期按等水量下泄原则进行调蓄。锦江水库汛期防洪限制水位为 94.0m，正常蓄水位 95.0m。本次收集到锦江水库和凤子山水库的总兴利库容为 28223 万 m^3。

月末库容调蓄原则为：丰水年蓄水期末兴利库容蓄至最大兴利库容

28223 万 m^3，或蓄至能满足供水期总需水量的兴利库容。即丰水年蓄水期末（8 月末）兴利库容为 28223 万 m^3，平水年蓄水期末（8 月末）兴利库容为 12346.8 万 m^3，枯水年蓄水期末（9 月末）兴利库容 10714.6 万 m^3。

表 2.7.8-1　　各水库兴利库容成果表　　单位：万 m^3

水库	死库容	兴利库容	正常(汛限)水位相应库容
锦江水库（非汛期）	8100	27700	35800
锦江水库（汛期）	8100	25900	34000
风子山水库	7.5	2323	2330.5

多水库联合调节下泄水量计算成果见表 2.7.8-2，调节计算过程见表 2.7.8-3 至表 2.7.8-5。

表 2.7.8-2　　多水库联合调节各典型年下泄水量成果表　　单位：万 m^3

月份	丰水年	平水年	枯水年
5 月	6795.4	5943.5	1187.0
6 月	7531.8	5943.5	1187.0
7 月	7531.8	5943.5	1187.0
8 月	7531.8	5943.5	1187.0
9 月	5809.3	2380.8	1187.0
10 月	5809.3	2380.8	1659.8
11 月	5809.3	2380.8	1659.8
12 月	5809.3	2380.8	1659.8
1 月	5809.3	2380.8	1659.8
2 月	5809.3	2380.8	1659.8
3 月	5809.3	2380.8	1659.8
4 月	5941.3	2879.0	1659.8
汇总	75997.0	43318.4	17553.6

表 2.7.8-3　　多水库联合调节丰水年下泄水量计算表　　单位：万 m^3

月份	锦江水库径流量	风子山水库径流量	总来水量	水库水损	灌溉用水量	锦江水库取水户取水量	生态用水量	总需水量	余水量	下泄水量	月初兴利库容	月末兴利库容
5 月	8748.3	568.7	9317.0	220.2	1633.5	122.4	545.6	2521.6	6795.4	6795.4	0.0	0.0
6 月	17292.3	1124.1	18416.4	220.2	1297.2	122.4	545.6	2185.3	16231.2	7531.8	0.0	8699.4
7 月	14129.4	918.5	15047.9	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	14159.8	7531.8	8699.4	15327.4
8 月	20678.1	1344.3	22022.4	220.2	706.9	122.4	545.6	1595.0	20427.3	7531.8	15327.4	28223.0
9 月	8701.9	565.7	9267.6	220.2	2903.2	122.4	545.6	3791.3	5476.3	5809.3	28223.0	27890.0
10 月	2782.2	180.9	2963.1	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	2075.0	5809.3	27890.0	24155.7
11 月	1380.7	89.8	1470.4	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	582.3	5809.3	24155.7	18928.7
12 月	760.4	49.4	809.9	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	-78.2	5809.3	18928.7	13041.2
1 月	806.8	52.4	859.2	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	-28.9	5809.3	13041.2	7203.0
2 月	1400.5	91.0	1491.6	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	603.4	5809.3	7203.0	1997.2
3 月	4413.3	286.9	4700.2	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	3812.1	5809.3	1997.2	0.0
4 月	6715.4	436.6	7152.0	220.2	322.6	122.4	545.6	1210.7	5941.3	5941.3	0.0	0.0
求和	87809.3	5708.3	93517.7	2641.9	6863.3	1468.3	6547.3	17520.7	75997.0	75997.0		

表 2.7.8-4　　多水库联合调节平水年下泄水量计算表　　单位：万 m^3

月份	锦江水库径流量	风子山水库径流量	总来水量	水库水损	灌溉用水量	锦江水库取水户取水量	生态用水量	总需水量	余水量	下泄水量	月初兴利库容	月末兴利库容
5 月	8750.3	513.3	9263.6	220.2	1710.3	122.4	545.6	2598.4	6665.2	5943.5	0.0	721.7
6 月	15253.2	1032.0	16285.2	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	15397.1	5943.5	721.7	10175.3
7 月	11368.6	238.0	11606.6	220.2	1812.0	122.4	545.6	2700.1	8906.5	5943.5	10175.3	13138.2
8 月	6042.3	478.6	6520.9	220.2	480.7	122.4	545.6	1368.9	5152.1	5943.5	13138.2	12346.8
9 月	4302.4	538.1	4840.4	220.2	2505.4	122.4	545.6	3393.5	1446.9	2380.8	12346.8	11413.0
10 月	2556.1	33.2	2589.3	220.2	1627.1	122.4	545.6	2515.2	74.1	2380.8	11413.0	9106.3
11 月	1903.1	105.8	2009.0	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	1120.9	2380.8	9106.3	7846.4
12 月	499.1	29.9	528.9	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	-359.2	2380.8	7846.4	5106.4
1 月	753.6	78.9	832.5	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	-55.7	2380.8	5106.4	2670.0
2 月	1271.0	105.8	1376.8	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	488.7	2380.8	2670.0	777.9
3 月	2324.6	166.4	2491.0	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	1602.9	2380.8	777.9	0.0
4 月	4613.2	263.3	4876.5	220.2	1109.4	122.4	545.6	1997.5	2879.0	2879.0	0.0	0.0
求和	59637.5	3583.3	63220.8	2641.9	9244.9	1468.3	6547.3	19902.3	43318.4	43318.4		

表 2.7.8-5　　多水库联合调节枯水年下泄水量计算表　　单位：万 m^3

月份	锦江水库径流量	风子山水库径流量	总来水量	水库水损	灌溉用水量	锦江水库取水户取水量	生态用水量	总需水量	余水量	下泄水量	月初兴利库容	月末兴利库容
5 月	6553.0	354.0	6907.0	220.2	1612.4	122.4	545.6	2500.5	4406.5	1187.0	0.0	3219.5
6 月	5310.3	286.8	5597.1	220.2	751.6	122.4	545.6	1639.8	3957.4	1187.0	3219.5	5989.9
7 月	5850.2	316.0	6166.2	220.2	1188.1	122.4	545.6	2076.2	4090.0	1187.0	5989.9	8892.8
8 月	5004.7	270.3	5275.0	220.2	400.1	122.4	545.6	1288.2	3986.8	1187.0	8892.8	11692.7
9 月	4525.9	244.5	4770.4	220.2	3673.4	122.4	545.6	4561.5	208.9	1187.0	11692.7	10714.6
10 月	481.9	26.0	507.9	220.2	3394.5	122.4	545.6	4282.7	-3774.8	1659.8	10714.6	5280.0
11 月	665.2	35.9	701.2	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	-187.0	1659.8	5280.0	3433.3
12 月	1683.9	91.0	1774.8	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	886.7	1659.8	3433.3	2660.2
1 月	1887.6	102.0	1989.6	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	1101.5	1659.8	2660.2	2101.9
2 月	2081.2	112.4	2193.6	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	1305.5	1659.8	2101.9	1747.5
3 月	1459.8	78.9	1538.6	220.2	0.0	122.4	545.6	888.1	650.5	1659.8	1747.5	738.2
4 月	2763.7	149.3	2912.9	220.2	1103.2	122.4	545.6	1991.3	921.6	1659.8	738.2	0.0
求和	38267.3	2067.1	40334.4	2641.9	12123.4	1468.3	6547.3	22780.8	17553.6	17553.6		

2.7.9 发电水量

塘洲水电站利用考虑生态、水损及供水损耗后剩余的水量发电。

月发电水量＝水库泄流+月径流量+灌溉回水量-生态用水-水损。塘洲水电站各月发电水量详见表 2.7.9-1。

表 2.7.9-1 塘洲水电站发电用水量计算表

项目		5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	总计
丰水年	水库联合调节下泄水量	6795.4	7531.8	7531.8	7531.8	5809.3	5809.3	5809.3	5809.3	5809.3	5809.3	5809.3	5941.3	75997.0
	塘洲水闸区间径流量	9726.8	14751.2	10532.9	17600.1	8092.5	2648.6	1433.9	660.9	716.1	2538.1	3973.7	5309.8	77984.7
	塘洲水闸区间灌溉回水量	392.0	311.3	0.0	169.7	696.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	77.4	1647.2
	塘洲水闸区间水损	584.9	584.9	584.9	584.9	584.9	584.9	584.9	584.9	584.9	584.9	584.9	584.9	7018.6
	塘洲水闸区间生态用水	439.6	439.6	439.6	439.6	439.6	439.6	439.6	439.6	439.6	439.6	439.6	439.6	5275.7
	水电站发电水量	15497.7	21258.4	17040.2	24107.4	12877.3	7433.3	6218.7	5445.7	5500.9	7322.9	8758.4	10226.6	141687.4
平水年	水库联合调节下泄水量	5943.5	5943.5	5943.5	5943.5	2380.8	2380.8	2380.8	2380.8	2380.8	2380.8	2380.8	2879.0	43318.4
	塘洲水闸区间径流量	13865.1	10921.9	3087.2	4613.3	7193.6	472.5	1104.7	420.9	1542.1	1765.6	1744.5	3782.5	50513.9
	塘洲水闸区间灌溉回水量	410.5	0.0	434.9	115.4	601.3	390.5	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	266.3	2218.8
	塘洲水闸区间水损	378.9	378.9	378.9	378.9	378.9	378.9	378.9	378.9	378.9	378.9	378.9	378.9	4546.3
	塘洲水闸区间生态用水	439.6	439.6	439.6	439.6	439.6	439.6	439.6	439.6	439.6	439.6	439.6	439.6	5275.7
	水电站发电水量	18990.1	16046.9	8212.2	9738.3	8755.9	2034.8	2667.0	1983.2	3104.4	3327.8	3306.8	5843.0	84010.4
枯水年	水库联合调节下泄水量	1187.0	1187.0	1187.0	1187.0	1187.0	1659.8	1659.8	1659.8	1659.8	1659.8	1659.8	1659.8	17553.6
	塘洲水闸区间径流量	7117.1	3879.3	2446.4	4995.5	3681.4	388.1	514.8	1179.8	1306.4	1828.9	1393.5	1694.3	30425.4
	塘洲水闸区间灌溉回水量	387.0	180.4	285.1	96.0	881.6	814.7	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	264.8	2909.6
	塘洲水闸区间水损	228.2	228.2	228.2	228.2	228.2	228.2	228.2	228.2	228.2	228.2	228.2	228.2	2738.3
	塘洲水闸区间生态用水	439.6	439.6	439.6	439.6	439.6	439.6	439.6	439.6	439.6	439.6	439.6	439.6	5275.7
	水电站发电水量	7636.2	4398.4	2965.5	5514.6	4200.5	1380.1	1506.8	2171.7	2298.4	2820.9	2385.5	2686.3	39965.0

2.7.10 发电出力、发电量

塘洲水闸正常蓄水位 16.40m，发电尾水位约为 13.13m，则毛水头为 3.27m，考虑 0.1m 的水头损失，因此塘洲水电站的净水头为 3.17m。

选择丰、平、枯 3 个代表年进行计算，其中月平均发电出力：N=AQH；月平均发电量：E=730N；

式中：A——出力系数，小型机组取 7.5，

Q——平均流量（m3/s），

H——平均水头差（m）；

E——月平均发电量（10^4kW·h）。

塘洲水电站利用考虑水损、灌溉用水及供水损耗后剩余的水量发电。根据表 2.7.9-1 中的可发电水量，水量利用系数取 0.75，算出水电站处各设计代表年的月平均流量见表 2.7.10-1，选定设计保证率为 80%，试作该水电站的水能计算。

表 2.7.10-1　　塘洲水电站设计代表年的月平均流量

月份	可引水量（万 m^3）			月平均流量（m^3/s）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5 月	15497.69	18990.09	7636.22	43.396	53.176	21.383
6 月	21258.40	16046.86	4398.41	61.512	46.432	12.727
7 月	17040.16	8212.25	2965.54	47.716	22.996	8.304
8 月	24107.37	9738.30	5514.63	67.505	27.269	15.442
9 月	12877.30	8755.90	4200.50	37.261	25.335	12.154
10 月	7433.33	2034.79	1380.10	20.815	5.698	3.865
11 月	6218.65	2666.98	1506.76	17.994	7.717	4.360
12 月	5445.68	1983.22	2171.74	15.249	5.553	6.081
1 月	5500.89	3104.36	2298.40	15.403	8.693	6.436
2 月	7322.91	3327.83	2820.88	22.702	10.317	8.745
3 月	8758.43	3306.82	2385.48	24.525	9.260	6.680
4 月	10226.59	5842.99	2686.31	29.591	16.907	7.773
求和	141687.41	84010.40	39964.98	403.67	239.35	113.95

根据塘洲水电站 3 个代表年的月平均流量资料，统计计算流量的频率，绘制成流量频率曲线见图 2.7.10-1。

拟合函数相关系数 R^2=0.9934，拟合函数方程结果如下：

$$y=\frac{-22.61x^3-12.689x^2+9.086x+77.371}{5.687x^2+4.913x+1}$$

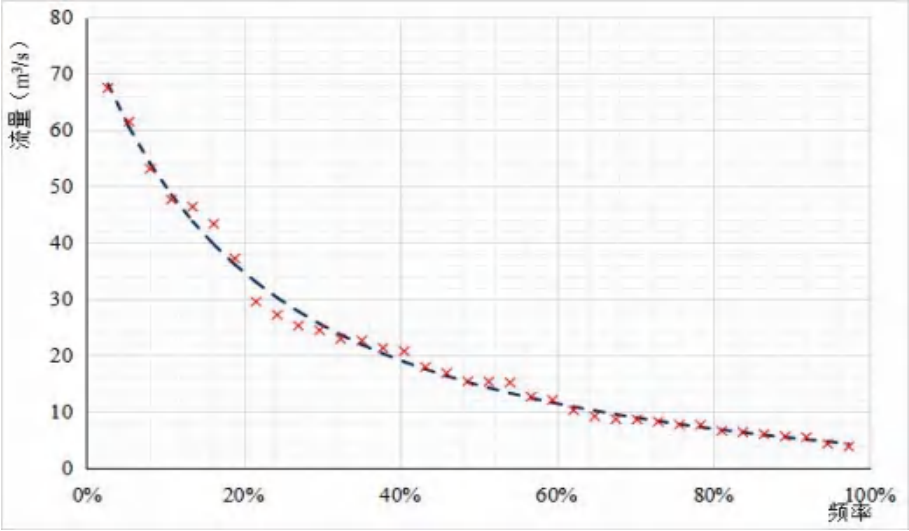


图 2.7.10-1　塘洲水电站流量频率曲线

由塘洲水电站设计保证率 P=80%，查得保证流量 Q_P=7.052 m^3/s；根据上文可知，水电站的净水头为 3.17m，出力系数取 7.5，则水电站的保证出力为：

$$N = A \cdot Q_P \cdot H_P = 7.5 \times 7.052 \times 3.17 = 167.65kW$$

根据表 2.7.10-1 中的流量频率计算成果，列表计算年利用小时数，表 2.7.10-2。

表 2.7.10-2　　塘洲水电站装机年利用小时数计算表

流量 Q	水头 H	出力 N	出力差 N	频率 P	保证率历时 t	电量差 E	累积电量 E	装机年利用小时数 h
m^3/s	m	kW	kW		h	万 kWh	万 kWh	h
67.50	3.17	1604.93	142.49	0.03	236.76	3.37	426.09	2654.88
61.51	3.17	1462.44	198.19	0.05	473.51	9.38	422.72	2890.49
53.18	3.17	1264.25	129.82	0.08	710.27	9.22	413.33	3269.38
47.72	3.17	1134.44	30.52	0.11	947.03	2.89	404.11	3562.23
46.43	3.17	1103.92	72.17	0.14	1183.78	8.54	401.22	3634.52
43.40	3.17	1031.75	145.87	0.16	1420.54	20.72	392.68	3805.95
37.26	3.17	885.87	182.35	0.19	1657.30	30.22	371.96	4198.75
29.59	3.17	703.52	55.20	0.22	1894.05	10.46	341.74	4857.49
27.27	3.17	648.32	45.97	0.24	2130.81	9.80	331.28	5109.81
25.34	3.17	602.35	19.26	0.27	2367.57	4.56	321.48	5337.17
24.53	3.17	583.09	36.36	0.30	2604.32	9.47	316.92	5435.27
23.00	3.17	546.72	6.97	0.32	2841.08	1.98	307.45	5623.56
22.70	3.17	539.75	31.38	0.35	3077.84	9.66	305.47	5659.51
21.38	3.17	508.38	13.51	0.38	3314.59	4.48	295.82	5818.84
20.81	3.17	494.87	67.07	0.41	3551.35	23.82	291.34	5887.19
17.99	3.17	427.80	25.84	0.43	3788.11	9.79	267.52	6253.38
16.91	3.17	401.96	34.83	0.46	4024.86	14.02	257.73	6411.88
15.44	3.17	367.13	0.91	0.49	4261.62	0.39	243.71	6638.31
15.40	3.17	366.22	3.68	0.51	4498.38	1.65	243.32	6644.25
15.25	3.17	362.54	59.96	0.54	4735.14	28.39	241.67	6666.00
12.73	3.17	302.58	13.61	0.57	4971.89	6.77	213.28	7048.63
12.15	3.17	288.97	43.68	0.59	5208.65	22.75	206.51	7146.48
10.32	3.17	245.28	25.14	0.62	5445.41	13.69	183.76	7491.58
9.26	3.17	220.15	12.23	0.65	5682.16	6.95	170.07	7725.20
8.75	3.17	207.92	1.25	0.68	5918.92	0.74	163.12	7845.37
8.69	3.17	206.67	9.24	0.70	6155.68	5.69	162.38	7857.01
8.30	3.17	197.43	12.63	0.73	6392.43	8.07	156.69	7936.65
7.77	3.17	184.80	1.33	0.76	6629.19	0.88	148.62	8042.18
7.72	3.17	183.47	24.66	0.78	6865.95	16.93	147.74	8052.42
6.68	3.17	158.81	5.80	0.81	7102.70	4.12	130.81	8236.65
6.44	3.17	153.01	8.43	0.84	7339.46	6.19	126.69	8279.61
6.08	3.17	144.58	9.12	0.86	7576.22	6.91	120.50	8334.44
5.70	3.17	135.46	3.43	0.89	7812.97	2.68	113.59	8385.47
5.55	3.17	132.03	28.38	0.92	8049.73	22.84	110.91	8400.36
4.36	3.17	103.66	11.78	0.95	8286.49	9.76	88.07	8496.35
3.86	3.17	91.88	91.88	0.97	8523.24	78.31	78.31	8523.24

根据表 2.7.10-2 中的数据，绘制 $N_{装}$~$E_{年}$和 $N_{装}$~$h_{年}$关系曲线，见图 2.7.10-2 和图 2.7.10-3。

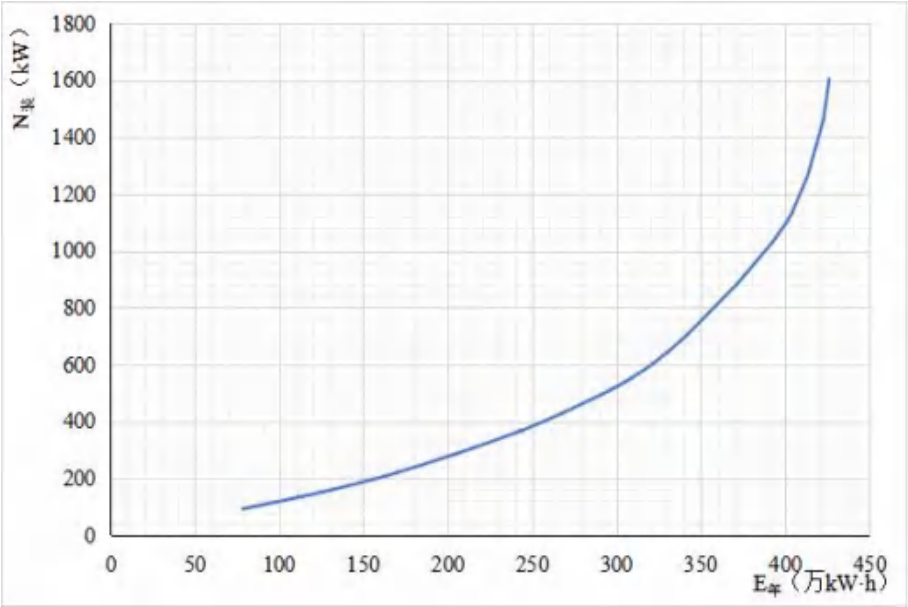


图 2.7.10-2　塘洲水电站 $N_{装}$~$E_{年}$关系曲线

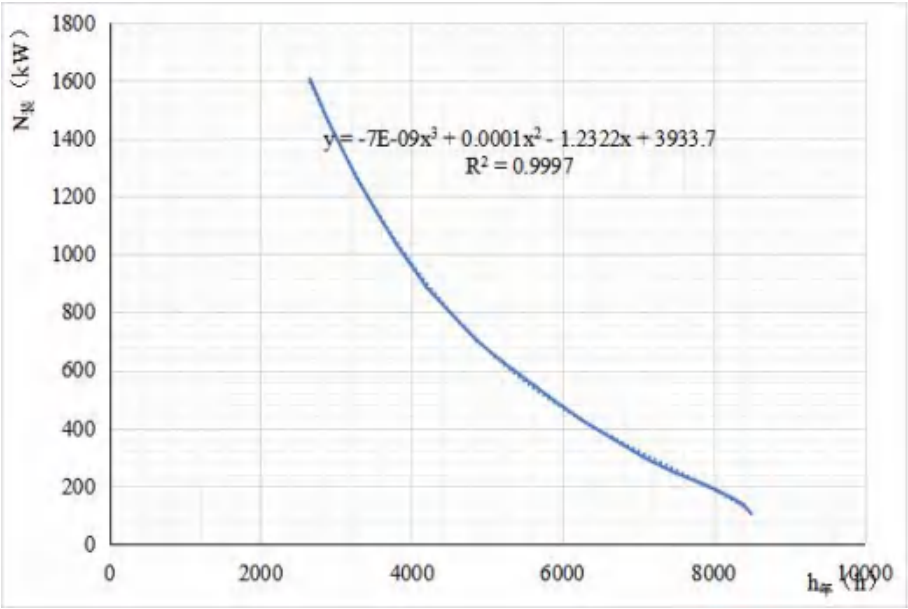


图 2.7.10-3　塘洲水电站 $N_{装}$~$h_{年}$关系曲线

根据该水电站的特性，塘洲水电站原装机容量为 1120kW。由图 2.7.10-2 和图 2.7.10-3，分别查得不同装机容量下的装机年利用小时数和多年平均年发电量见表 2.7.10-3。现拟定装机方案 3×400=1200kW，能一定程度提高水电站多年平均发电量。

表 2.7.10-3 各装机容量下的装机年利用小时数和多年平均年发电量成果

设计装机容量（kW）	年利用小时数（h）	多年平均发电量（万 kW·h）
1100	3643.8	400.8
1120	3596.4	402.7
1200	3414.3	408.8
1300	3201.0	415.0

2.8 江洲水电站水能计算

2.8.1 实测年雨量分析

江洲水闸集雨面积内有凤子山水库雨量站和锦江水库雨量站，另外不在集雨范围内的青南角水库洪水从蚬冈水泄流，径流排入江南干渠用于锦江灌区灌溉，最终汇入锦江河。

本次收集到锦江水库、凤子山水库和青南角水库 1976~2023 年共计 47 水文年（5 月~次年 4 月）的逐月降雨量数据，按水文年进行统计和频率分析计算，用 P-III型理论频率曲线进行适线比较。根据实测降雨量资料系列进行频率计算，经验频率计算成果见表 2.8.1-1 至表 2.8.1-3。

表 2.8.1-1 凤子山水库年降雨量频率分析计算成果表 单位：mm

频率 P	1%	5%	10%	25%	50%	75%	90%	95%	均值	2427.31
模比系数 Kp	1.611	1.406	1.304	1.144	0.982	0.837	0.719	0.654	Cv	0.23
降雨量（mm）	3911.06	3412.62	3164.61	2777.01	2384.65	2031.16	1744.94	1587.58	Cs	0.46

表 2.8.1-2 锦江水库年降雨量频率分析计算成果表 单位：mm

频率 P	1%	5%	10%	25%	50%	75%	90%	95%	均值	2629.89
模比系数 Kp	1.552	1.369	1.277	1.133	0.985	0.852	0.742	0.681	Cv	0.21
降雨量（mm）	4082.11	3599.31	3357.82	2978.41	2591.33	2239.38	1951.57	1792.01	Cs	0.42

表 2.8.1-3 青南角水库年降雨量频率分析计算成果表 单位：mm

频率 P	1%	5%	10%	25%	50%	75%	90%	95%	均值	2236.52
模比系数 Kp	1.552	1.369	1.277	1.133	0.985	0.852	0.742	0.681	Cv	0.21
降雨量（mm）	3471.53	3060.94	2855.58	2532.91	2203.73	1904.43	1659.66	1523.97	Cs	0.42

2.8.2 设计年径流量

由于本工程流域范围无径流观测资料，故只能采用由降雨推求径流的方法进行计算。根据《江门市水资源及其开发利用调查评价研究报告》（江门市水利水电勘测设计院有限公司）中江门市多年平均径流深等值线图（1976~2012 年同步系列）及江门市多年平均降水深等值线图（1976~2012 年同步系列），分别查出各流域的多年平均年降水量 X 和多年平均年径流深 Y，计算得出年径流系数 α =X/Y。再根据实测多年平均降雨量 $X_{年}$，求出多年平均径流深 $Y_{年}$。各流域计算成果见表 2.8.2-1。

表 2.8.2-1　　各流域多年平均径流深计算成果表　　单位：mm

流域	多年平均年降水量	多年平均年径流深	年径流系数	实测多年平均降雨量	实测降雨 Cv	多年平均径流深
锦江水库	2700	1750	0.65	2629.89	0.21	1704.56
凤子山水库	2480	1540	0.62	2427.31	0.23	1507.28
良西水库	2210	1400	0.63	2427.31*	0.23	1537.66
青南角水库	2200	1380	0.63	2236.52	0.21	1402.91
江洲水闸区间	2300	1450	0.63	2427.31*	0.23	1530.26

*良西水库和江洲水闸区间的降雨资料采用凤子山水库成果

年径流深变差系数按如在下公式进行计算：

$$Cvy = \frac{\gamma Cvx}{\alpha^{n} + m \lg F}$$

式中：Cvx——年降雨量变差系数；

α——年径流系数；

F——集雨面积；

r——综合影响系数，取 r＝1.4；

n——指数，采用 0.6；

m——地区性经验系数，采用 0.06；

根据上述公式计算得各流域年径流深变差系数 Cv 值，取 Csy＝2Cvy，计算成果见表 2.8.2-2。

表 2.8.2-2　　各流域年径流深变差系数计算成果表

流域	年径流系数	实测降雨 Cv	集雨面积（km^2）	径流深 Cv
锦江水库	0.65	0.21	362	0.32
凤子山水库	0.62	0.23	25	0.39
良西水库	0.63	0.23	34.6	0.38
青南角水库	0.63	0.21	20.4	0.35
江洲水闸区间	0.63	0.23	579.4	0.35

根据上述计算得到的多年平均径流深和年径流深变差系数，根据 P-III 型频率曲线分布，计算得各频率下的年径流深和径流量，见表 2.8.2-3 至表 2.8.2-7。

表 2.8.2-3　　锦江水库年径流量频率计算成果表

P	多年平均	10%	25%	50%	75%	90%	多年平均径流深（mm）	1704.56
Kp	1	1.42	1.19	0.97	0.77	0.62	Cv	0.32
Y(mm)	1704.56	2425.67	2032.39	1647.44	1314.61	1057.11	Cs/Cv	2
Wy(万 m^3)	61704.95	87809.35	73572.67	59637.51	47588.98	38267.27	集雨面积 km^2	362.0

表 2.8.2-4　　凤子山水库年径流量频率计算成果表

P	多年平均	10%	25%	50%	75%	90%	多年平均径流深（mm）	1507.28
Kp	1	1.51	1.23	0.95	0.72	0.55	Cv	0.39
Y(mm)	1507.28	2283.34	1848.39	1433.30	1085.82	826.84	Cs/Cv	2
Wy(万 m^3)	3768.21	5708.34	4620.98	3583.25	2714.55	2067.10	集雨面积 km^2	25.0

表 2.8.2-5　　良西水库年径流量频率计算成果表

P	多年平均	10%	25%	50%	75%	90%	多年平均径流深（mm）	1537.66
Kp	1	1.50	1.22	0.95	0.73	0.56	Cv	0.38
Y(mm)	1537.66	2312.77	1879.73	1465.24	1116.92	856.14	Cs/Cv	2
Wy(万 m^3)	5324.93	8009.12	6509.50	5074.11	3867.89	2964.81	集雨面积 km^2	34.6

表 2.8.2-6 青南角水库年径流量频率计算成果表

P	多年平均	10%	25%	50%	75%	90%	多年平均径流深（mm）	1402.91
Kp	1	1.47	1.21	0.96	0.75	0.58	Cv	0.35
Y(mm)	1402.91	2061.81	1697.42	1345.31	1045.80	818.36	Cs/Cv	2
Wy(万 m^3)	2861.93	4206.10	3462.73	2744.44	2133.43	1669.46	集雨面积 km^2	20.4

表 2.8.2-7 江洲水电站年径流量频率计算成果表

P	多年平均	10%	25%	50%	75%	90%	多年平均径流深（mm）	1530.26
Kp	1	1.46	1.21	0.96	0.75	0.59	Cv	0.35
Y(mm)	1530.3	2241.0	1848.6	1468.8	1145.1	898.9	Cs/Cv	2
Wy(万 m^3)	88658.8	129839.0	107100.2	85096.7	66345.8	52077.1	集雨面积 km^2	579

2.8.3 径流年内分配

径流年内分配从降雨量资料中选取丰水年、平水年和枯水年各典型年，根据各典型年降雨量进行年内分配计算。设计年径流由地表径流和占河川径流量 10%的基流组成。地表径流的年内分配采用设计典型年的降雨量分配，基流按 12 个月平均分配。

（1）锦江水库径流量年内分配

利用锦江水库降雨推求锦江水库年内径流分配，从降雨量资料中可选取 2018 年 5 月～2019 年 4 月（3580.5mm）为丰水年的代表典型年，选取 1987 年 5 月～1988 年 4 月（2572.7mm）为平水年的代表典型年，选取 2014 年 5 月～2015 年 4 月（1690.5mm）为枯水年的代表典型年，各典型年降雨量年内分配计算成果见表 2.8.3-1。

表 2.8.3-1 锦江水库径流分配表

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5 月	363.2	395.6	306	0.101	0.154	0.181	0.100	0.147	0.171	8748.26	8750.31	6553.03
6 月	750.3	707.3	245	0.210	0.275	0.145	0.197	0.256	0.139	17292.29	15253.25	5310.28
7 月	607	521.1	271.5	0.170	0.203	0.161	0.161	0.191	0.153	14129.38	11368.59	5850.16

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
8 月	903.7	265.8	230	0.252	0.103	0.136	0.235	0.101	0.131	20678.11	6042.31	5004.68
9 月	361.1	182.4	206.5	0.101	0.071	0.122	0.099	0.072	0.118	8701.91	4302.36	4525.92
10 月	92.9	98.7	8	0.026	0.038	0.005	0.032	0.043	0.013	2782.22	2556.14	481.88
11 月	29.4	67.4	17	0.008	0.026	0.010	0.016	0.032	0.017	1380.66	1903.13	665.23
12 月	1.3	0.1	67	0.000	0.000	0.040	0.009	0.008	0.044	760.44	499.07	1683.88
1 月	3.4	12.3	77	0.001	0.005	0.046	0.009	0.013	0.049	806.79	753.59	1887.61
2 月	30.3	37.1	86.5	0.008	0.014	0.051	0.016	0.021	0.054	1400.52	1270.99	2081.16
3 月	166.8	87.6	56	0.047	0.034	0.033	0.050	0.039	0.038	4413.34	2324.56	1459.78
4 月	271.1	197.3	120	0.076	0.077	0.071	0.076	0.077	0.072	6715.43	4613.21	2763.65
求和	3580.5	2572.7	1690.5	1	1	1	1	1	1	87809.35	59637.51	38267.27

（2）凤子山水库径流量年内分配

利用凤子山水库降雨推求凤子山水库年内径流分配，从降雨量资料中可选取 2018 年 5 月～2019 年 4 月（3178mm）为丰水年的代表典型年，选取 2003 年 5 月～2004 年 4 月（2380.3mm）为平水年的代表典型年，选取 2014 年 5 月～2015 年 4 月（1729.5mm）为枯水年的代表典型年，各典型年降雨量年内分配计算成果见表 2.8.3-2。

表 2.8.3-2　　凤子山水库径流分配表

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5 月	363.2	439	306	0.101	0.150	0.181	0.100	0.143	0.171	568.71	513.30	353.98
6 月	750.3	910	245	0.210	0.311	0.145	0.197	0.288	0.139	1124.14	1031.97	286.85
7 月	607	189	271.5	0.170	0.065	0.161	0.161	0.066	0.153	918.53	237.99	316.01
8 月	903.7	407.5	230	0.252	0.139	0.136	0.235	0.134	0.131	1344.25	478.61	270.34
9 月	361.1	461.5	206.5	0.101	0.158	0.122	0.099	0.150	0.118	565.70	538.07	244.48
10 月	92.9	3	8	0.026	0.001	0.005	0.032	0.009	0.013	180.87	33.16	26.03
11 月	29.4	69	17	0.008	0.024	0.010	0.016	0.030	0.017	89.75	105.84	35.93
12 月	1.3	0	67	0.000	0.000	0.040	0.009	0.008	0.044	49.43	29.86	90.96
1 月	3.4	44.5	77	0.001	0.015	0.046	0.009	0.022	0.049	52.45	78.86	101.96
2 月	30.3	69	86.5	0.008	0.024	0.051	0.016	0.030	0.054	91.05	105.84	112.42
3 月	166.8	124	56	0.047	0.042	0.033	0.050	0.046	0.038	286.90	166.41	78.85
4 月	271.1	212	120	0.076	0.072	0.071	0.076	0.073	0.072	436.56	263.32	149.29

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
求和	3580.5	2928.5	1690.5	1	1	1	1	1	1	5708.34	3583.25	2067.10

（3）良西水库径流量年内分配

利用凤子山水库降雨推求良西水库年内径流分配，从降雨量资料中可选取 2018 年 5 月～2019 年 4 月（3178mm）为丰水年的代表典型年，选取 2003 年 5 月～2004 年 4 月（2380.3mm）为平水年的代表典型年，选取 2014 年 5 月～2015 年 4 月（1729.5mm）为枯水年的代表典型年，各典型年降雨量年内分配计算成果见表 2.8.3-3。

表 2.8.3-3　　良西水库径流分配表

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5 月	411.0	703.9	433.5	0.129	0.296	0.251	0.125	0.274	0.234	998.96	1392.74	693.53
6 月	638.5	549.8	229.0	0.201	0.231	0.132	0.189	0.216	0.128	1514.96	1097.10	378.02
7 月	447.5	139.6	138.5	0.141	0.059	0.080	0.135	0.061	0.080	1081.74	310.11	238.39
8 月	767.5	219.5	299.5	0.242	0.092	0.173	0.226	0.091	0.164	1807.55	463.40	486.79
9 月	337.0	354.6	216.5	0.106	0.149	0.125	0.104	0.142	0.121	831.11	722.60	358.73
10 月	90.5	2.7	8.5	0.028	0.001	0.005	0.034	0.009	0.013	272.01	47.46	37.82
11 月	35.5	35.8	16.5	0.011	0.015	0.010	0.018	0.022	0.017	147.26	110.97	50.16
12 月	0.5	0.0	58.5	0.000	0.000	0.034	0.008	0.008	0.039	67.88	42.28	114.96
1 月	3.0	58.7	66.5	0.001	0.025	0.038	0.009	0.031	0.043	73.55	154.90	127.31
2 月	85.5	70.4	99.5	0.027	0.030	0.058	0.033	0.035	0.060	260.67	177.35	178.22
3 月	150.5	69.3	72.0	0.047	0.029	0.042	0.051	0.035	0.046	408.10	175.24	135.79
4 月	211.0	176.0	91.0	0.066	0.074	0.053	0.068	0.075	0.056	545.32	379.95	165.10
求和	3178	2380.3	1729.5	1	1	1	1	1	1	8009.12	5074.11	2964.81

（4）青南角水库径流量年内分配

利用青南角水库降雨推求青南角水库年内径流分配，从降雨量资料中可选取 2001 年 5 月～2002 年 4 月（2796.1mm）为丰水年的代表典型年，选取 2021 年 5 月～2022 年 4 月（2222.0mm）为平水年的代表典型年，选取 2007 年 5 月～2008 年 4 月（1661.5mm）为枯水年的代表典型年，各典型年降雨量年内分配计算成果见表 2.8.3-4。

表 2.8.3-4　　青南角水库径流分配表

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5 月	459.5	127.0	284.5	0.164	0.057	0.171	0.156	0.060	0.162	657.14	164.04	271.19
6 月	628.6	205.0	350.5	0.225	0.092	0.211	0.211	0.091	0.198	886.08	250.75	330.87
7 月	553.3	388.5	106.0	0.198	0.175	0.064	0.186	0.166	0.066	784.13	454.73	109.77
8 月	358.5	302.0	342.5	0.128	0.136	0.206	0.124	0.131	0.194	520.41	358.58	323.64
9 月	389.9	100.5	85.0	0.139	0.045	0.051	0.134	0.049	0.054	562.92	134.59	90.78
10 月	2.6	710.0	90.5	0.001	0.320	0.054	0.009	0.296	0.057	38.57	812.11	95.75
11 月	21.0	14.5	2.5	0.008	0.007	0.002	0.015	0.014	0.010	63.48	38.99	16.17
12 月	135.1	87.5	13.5	0.048	0.039	0.008	0.052	0.044	0.016	217.96	120.14	26.12
1 月	30.7	14.5	114.0	0.011	0.007	0.069	0.018	0.014	0.070	76.61	38.99	117.00
2 月	10.0	175.5	30.0	0.004	0.079	0.018	0.012	0.079	0.025	48.59	217.96	41.04
3 月	143.6	68.5	70.0	0.051	0.031	0.042	0.055	0.036	0.046	229.46	99.02	77.21
4 月	63.3	28.5	172.5	0.023	0.013	0.104	0.029	0.020	0.102	120.75	54.55	169.91
求和	2796.1	2222.0	1661.5	1	1	1	1	1	1	4206.10	2744.44	1669.46

（5）江洲水电站区间径流量年内分配

利用凤子山水库降雨推求江洲水电站区间年内径流分配，从降雨量资料中可选取 2018 年 5 月～2019 年 4 月（3178mm）为丰水年的代表典型年，选取 2003 年 5 月～2004 年 4 月（2380.3mm）为平水年的代表典型年，选取 2014 年 5 月～2015 年 4 月（1729.5mm）为枯水年的代表典型年，各典型年降雨量年内分配计算成果见表 2.8.3-5。

表 2.8.3-5　　江洲水电站区间径流分配表

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5 月	411	703.9	433.5	0.129	0.296	0.251	0.125	0.274	0.234	16194.5	23357.4	12181.8
6 月	638.5	549.8	229	0.201	0.231	0.132	0.189	0.216	0.128	24559.6	18399.1	6639.9
7 月	447.5	139.6	138.5	0.141	0.059	0.080	0.135	0.061	0.080	17536.6	5200.8	4187.3
8 月	767.5	219.5	299.5	0.242	0.092	0.173	0.226	0.091	0.164	29303.0	7771.6	8550.4
9 月	337	354.6	216.5	0.106	0.149	0.125	0.104	0.142	0.121	13473.5	12118.5	6301.1
10 月	90.5	2.7	8.5	0.028	0.001	0.005	0.034	0.009	0.013	4409.7	796.0	664.3
11 月	35.5	35.8	16.5	0.011	0.015	0.010	0.018	0.022	0.017	2387.3	1861.0	881.1
12 月	0.5	0	58.5	0.000	0.000	0.034	0.008	0.008	0.039	1100.4	709.1	2019.3

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
1 月	3	58.7	66.5	0.001	0.025	0.038	0.009	0.031	0.043	1192.3	2597.8	2236.1
2 月	85.5	70.4	99.5	0.027	0.030	0.058	0.033	0.035	0.060	4225.8	2974.3	3130.4
3 月	150.5	69.3	72	0.047	0.029	0.042	0.051	0.035	0.046	6615.9	2938.9	2385.2
4 月	211	176	91	0.066	0.074	0.053	0.068	0.075	0.056	8840.5	6372.0	2900.1
求和	3178	2380.3	1729.5	1	1	1	1	1	1	129839.0	85096.7	52077.1

2.8.4 水量损失

水损包括渗流损失和蒸发损失。

根据《江门市水资源及其开发利用调查评价研究报告》（江门市水利水电勘测设计院有限公司）中江门市多年平均径流深等值线图（1976~2012 年同步系列）及江门市多年平均降水深等值线图（1976~2012 年同步系列），查得锦江水库多年平均降雨量 X=2700mm，平均年径流深 Y=1750mm，多年平均蒸发量 $i_{年}$=1050mm，E601 蒸发器改正系数 K=0.91；$V_{多年}$ =13850 万 m^3（$V_{多年}$=0.5$V_{兴利}$），$V_{死}$=8100 万 m^3；V=$V_{多年}$ +$V_{死}$=21950 万 m^3，查水位库容曲线得相应的水库水面面积为 14.3km^2，采用以下经验公式计算水库的蒸发损失量：

$$W_{蒸}=[K\times i-（X-Y）]\times F=7.87\text{ 万 } m^3$$

水库渗漏损失量 $W_{渗}$= V×0.12=2634.00 万 m^3

水库总损失量 $W_{损}$=$W_{蒸}$+$W_{渗}$=7.87+2634.00=2461.87 万 m^3

本次锦江水库水损采用算出的总损失量 2461.87 万 m^3，按 12 个月平均分配；本次江洲水电站区间全年水损取年径流量的 9%，并按 12 个月平均分配。

2.8.5 取水户取水量

根据《2021 年河道外取水许可情况》汇总得到江洲水闸上游从锦江河取水的取水户有：恩平立一洗水服装厂设计年最大取水量 50 万 m^3；恩平市建安混凝土搅拌有限公司设计年最大取水量 30 万 m^3；恩平白翠华实业有限公司设计年最大取水量 15 万 m^3。

锦江水库水质优良，目前除恩城自来水厂取水外，还有大田镇自来水厂从锦江水库直接取水：恩平市供水有限公司设计年最大取水量为 4015 万 m^3，恩平市大田镇自来水公司设计年最大取水量为 180 万 m^3。

根据《2023 年江门市水资源公报》，统计工业、城乡公共和居民生活用水量和耗水量分析得出，综合耗水率约为 34.14%。此次计算综合耗水率取 35%，剩余的 65%水量排放至潭江干流。取水户耗水量计算成果见表 2.8.5-1。

表 2.8.5-1　　江洲水闸上游取水户耗水量计算成果表　　单位：万 m^3

取水户	设计年最大取水量	耗水量
恩平市大田镇自来水公司	180	63.0
恩平市供水有限公司	4015	1405.3
恩平白翠华实业有限公司	15	5.3
恩平市建安混凝土搅拌有限公司	30	10.5
恩平立一洗水服装厂	50	17.5
汇总	4290	1501.5

2.8.6 灌溉用水量

江洲水电站以上的灌区面积主要为锦江灌区和良西水库灌区。根据《2023 年江门市大中型灌区名录》，其中锦江灌区设计灌溉面积为 20.2 万亩，实际灌溉面积为 16.41 万亩；良西水库灌区设计灌溉面积为 2.3 万亩，实际灌溉面积为 0.79 万亩。

2.8.6.1 锦江灌区灌溉用水量

锦江灌区现已完成改造，根据《恩平市锦江灌区续建配套与节水改造工程可行性研究报告》灌区节水改造工程完工后，灌区的灌溉水有效利用系数可提升到0.62。因此综合考虑锦江灌区实际情况，锦江灌区现状灌溉水有效水利用系数取0.62。

锦江灌区土质为壤土，主要种植水稻，为一年两熟作物，兼种经济作物。依据《广东省一年三熟灌溉定额》，恩平市属于珠江三角洲农业区，分别查附图9、附图10，得出一年两熟作物的灌溉净定额均值为355m^3/亩，Cvm=0.33，Cs=2Cvm，由皮尔逊III型曲线，查出相应频率的模比系数Kp值，由此求出作物一年两熟各频率下的灌溉净定额，根据近期及远期规划水平年的灌溉水有效利用系数，可计算出锦江灌区各水平年的灌溉毛定额及相应灌区总用水量，详见表 2.8.6-1。

表 2.8.6-1　　锦江灌区灌溉用水量计算成果表

降雨频率P	均值	5%	10%	25%	50%	75%	90%	95%
kp	1	0.668	0.730	0.844	0.984	1.138	1.290	1.387
净定额（m^3/亩）	355.00	237.02	259.31	299.68	349.29	404.10	458.04	492.47
毛定额（m^3/亩）	572.58	382.29	418.24	483.35	563.37	651.78	738.78	794.30
灌溉需水量（万 m^3）	9396.05	6273.34	6863.27	7931.80	9244.90	10695.72	12123.38	13034.47

2.8.6.2 良西水库灌区灌溉用水量

良西水库灌区根据《良西灌区2021年农田灌溉水有效利用系数测算分析成果报告》得到良西水库灌区农田灌溉水有效利用系数为0.5647。

良西水库灌区土质为砂壤土和壤土2：1，主要种植水稻，为一年两熟作物。依据《广东省一年三熟灌溉定额》，恩平市属于珠江三角洲农业区，查附图9，附图10，得出壤土一年两熟作物的灌溉净定额均值为355m^3/亩，Cvm=0.33，Cs=2Cvm；砂壤土一年两熟作物的灌溉净定额均值

为 446m³/亩，Cvm=0.28，Cs=2Cvm。由皮尔逊III型曲线，查出相应频率的模比系数 Kp 值，由此求出作物一年两熟各频率下的灌溉净定额，根据近期及远期规划水平年的灌溉水有效利用系数，可计算出良西水库灌区各水平年的灌溉毛定额及相应灌区总用水量，详见表 2.8.6-2。

表 2.8.6-2　　良西水库灌区灌溉用水量计算成果表

降雨频率 P	均值	5%	10%	25%	50%	75%	90%	95%
kp	1	0.526	0.607	0.762	0.964	1.199	1.439	1.597
壤土净定额（m³/亩）	355.00	186.63	215.56	270.60	342.20	425.49	510.96	567.06
kp	1	0.588	0.662	0.800	0.974	1.172	1.371	1.501
砂壤土净定额（m³/亩）	446.00	262.29	295.30	356.66	434.40	522.71	611.65	669.29
综合净定额（m³/亩）	415.67	237.07	268.72	327.97	403.67	490.31	578.09	635.21
毛定额（m³/亩）	736.08	419.82	475.86	580.79	714.83	868.26	1023.70	1124.87
灌溉需水量（万 m³）	581.51	331.66	375.93	458.83	564.72	685.92	808.73	888.65

2.8.6.3 灌溉用水年内分配

根据上述计算得到江洲水电站以上灌区总灌溉用水量，见表 2.8.6-3。

表 2.8.6-3　　江洲水电站以上灌区总灌溉用水量　　单位：万 m³

降雨频率 P	10%	50%	90%
锦江灌区用水量	6863.27	9244.90	12123.38
良西水库灌区用水量	375.93	564.72	808.73
总用水量	7239.20	9809.62	12932.11

本次采用《广东省一年三熟灌溉定额》中恩平计算点各典型年灌溉时段分配比来计算灌溉用水量的年内分配。

根据《2023 年江门市水资源公报》可知，恩平市 2023 年灌溉用水量为 1.8842 亿 m³，恩平市 2023 年灌溉耗水量为 0.7516 亿 m³，2023 年农田耗水率约为 39.89%，此次计算的灌溉用水回水率取 60%，即剩余的 60%水量回流至潭江干流。江洲水电站灌溉用水量和回水量计算见表 2.8.6-4。

表 2.8.6-4　　江洲水电站灌溉用水量分配表

月份	分配比例			灌溉用水量（万 m^3）			灌溉回水量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5	23.8	18.5	13.3	1722.93	1814.78	1719.97	689.17	725.91	687.99
6	18.9	0	6.2	1368.21	0	801.79	547.28	0	320.72
7	0	19.6	9.8	0	1922.69	1267.35	0	769.07	506.94
8	10.3	5.2	3.3	745.64	510.10	426.76	298.26	204.04	170.70
9	42.3	27.1	30.3	3062.18	2658.41	3918.43	1224.87	1063.36	1567.37
10	0	17.6	28	0	1726.49	3620.99	0	690.60	1448.40
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	4.7	12	9.1	340.24	1177.15	1176.82	136.10	470.86	470.73
汇总	100	100	100	7239.20	9809.62	12932.11	2895.68	3923.85	5172.84

2.8.7 生态用水量

根据《河湖生态环境需水计算规范》（SL/Z 712-2014），河流生态需水一般不低于多年平均径流量的 10%。水库所在区域降雨量充沛，且大量灌溉用水经下游河道输往农田以及水库渗漏损失水量等均可作为下游径流补充，本次计算以水库控制流域多年平均径流量的 10%作为维持下游河道天然生态环境功能的补充水量。实际运行时，生态水量一般结合发电用水量和直接弃水量向下游河道提供。

锦江水库、凤子山水库、良西水库、青南角水库和江洲水闸区间生态用水计算成果见表 2.8.7-1

表 2.8.7-1　　各工程流域生态用水量计算　　单位：万 m^3

水库	生态用水量
锦江水库	6170.49
凤子山水库	376.82
良西水库	532.49
青南角水库	286.19
江洲水闸区间	8865.88

2.8.8 多水库联合调节下泄水量

锦江水库坝后电站无硬性发电指标，水库调节分蓄水期和供水期按等水量下泄原则进行调蓄。锦江水库汛期防洪限制水位为 94.0m，正常蓄水位 95.0m。本次收集到锦江水库、凤子山水库、良西水库和青南角水库的总兴利库容为 31316.4 万 m^3。

月末库容调蓄原则为丰水年蓄水期末兴利库容蓄至最大兴利库容 31316.4 万 m^3，或蓄至能满足供水期总需水量的兴利库容。即丰水年蓄水期末(8 月末)兴利库容为 31316.4 万 m^3，平水年蓄水期末(8 月末)兴利库容为 13212.8 万 m^3，枯水年蓄水期末(9 月末)兴利库容 11492.2 万 m^3。

表 2.8.8-1　　各水库兴利库容成果表　　单位：万 m^3

水库	死库容	兴利库容	正常(汛限)水位相应库容
锦江水库（非汛期）	8100	27700	35800
锦江水库（汛期）	8100	25900	34000
凤子山水库	7.5	2323	2330.5
良西水库	264.6	1887.4	2152
青南角水库	50	1206	1256

多水库联合调节下泄水量计算成果见表 2.8.8-2，调节计算过程见表 2.8.8-3 至表 2.8.8-5。

表 2.8.8-2　　多水库联合调节各典型年下泄水量成果表　　单位：万 m^3

月份	丰水年	平水年	枯水年
5 月	8293.8	6720.5	1517.8
6 月	8594.1	6720.5	1517.8
7 月	8594.1	6720.5	1517.8
8 月	8594.1	6720.5	1517.8
9 月	6643.1	2813.4	1517.8
10 月	6614.1	2813.4	1853.0
11 月	6614.1	2813.4	1853.0
12 月	6614.1	2813.4	1853.0
1 月	6614.1	2813.4	1853.0
2 月	6614.1	2813.4	1853.0
3 月	6614.1	2813.4	1853.0
4 月	6614.1	3177.5	1853.0
汇总	87017.6	49753.5	20560.4

表 2.8.8-3　　多水库联合调节丰水年下泄水量计算表　　单位：万 m^3

月份	锦江水库径流量	风子山水库径流量	良西水库径流量	青南角水库径流量	总来水量	水库水损	灌溉用水量	锦江水库取水户取水量	生态用水量	总需水量	余水量	下泄水量	月初兴利库容	月末兴利库容
5 月	8748.3	568.7	999.0	657.1	10973.1	220.2	1722.9	122.4	613.8	2679.3	8293.8	8293.8	0.0	0.0
6 月	17292.3	1124.1	1515.0	886.1	20817.5	220.2	1368.2	122.4	613.8	2324.6	18492.9	8594.1	0.0	9898.8
7 月	14129.4	918.5	1081.7	784.1	16913.8	220.2	0.0	122.4	613.8	956.3	15957.4	8594.1	9898.8	17262.2
8 月	20678.1	1344.3	1807.6	520.4	24350.3	220.2	745.6	122.4	613.8	1702.0	22648.3	8594.1	17262.2	31316.4
9 月	8701.9	565.7	831.1	562.9	10661.6	220.2	3062.2	122.4	613.8	4018.5	6643.1	6643.1	31316.4	31316.4
10 月	2782.2	180.9	272.0	38.6	3273.7	220.2	0.0	122.4	613.8	956.3	2317.3	6614.1	31316.4	27019.7
11 月	1380.7	89.8	147.3	63.5	1681.2	220.2	0.0	122.4	613.8	956.3	724.8	6614.1	27019.7	21130.4
12 月	760.4	49.4	67.9	218.0	1095.7	220.2	0.0	122.4	613.8	956.3	139.4	6614.1	21130.4	14655.7
1 月	806.8	52.4	73.5	76.6	1009.4	220.2	0.0	122.4	613.8	956.3	53.1	6614.1	14655.7	8094.7
2 月	1400.5	91.0	260.7	48.6	1800.8	220.2	0.0	122.4	613.8	956.3	844.5	6614.1	8094.7	2325.2
3 月	4413.3	286.9	408.1	229.5	5337.8	220.2	0.0	122.4	613.8	956.3	4381.5	6614.1	2325.2	92.6
4 月	6715.4	436.6	545.3	120.7	7818.1	220.2	340.2	122.4	613.8	1296.6	6521.5	6614.1	92.6	0.0
求和	87809.3	5708.3	8009.1	4206.1	105732.9	2641.9	7239.2	1468.3	7366.0	18715.3	87017.6	87017.6		

表 2.8.8-4　　多水库联合调节平水年下泄水量计算表　　单位：万 m^3

月份	锦江水库径流量	凤子山水库径流量	良西水库径流量	青南角水库径流量	总来水量	水库水损	灌溉用水量	锦江水库取水户取水量	生态用水量	总需水量	余水量	下泄水量	月初兴利库容	月末兴利库容
5 月	8750.3	513.3	1392.7	164.0	10820.4	220.2	1814.8	122.4	613.8	2771.1	8049.3	6720.5	0.0	1328.8
6 月	15253.2	1032.0	1097.1	250.7	17633.1	220.2	0.0	122.4	613.8	956.3	16676.7	6720.5	1328.8	11285.0
7 月	11368.6	238.0	310.1	454.7	12371.4	220.2	1922.7	122.4	613.8	2879.0	9492.4	6720.5	11285.0	14056.9
8 月	6042.3	478.6	463.4	358.6	7342.9	220.2	510.1	122.4	613.8	1466.4	5876.5	6720.5	14056.9	13212.8
9 月	4302.4	538.1	722.6	134.6	5697.6	220.2	2658.4	122.4	613.8	3614.8	2082.9	2813.4	13212.8	12482.3
10 月	2556.1	33.2	47.5	812.1	3448.9	220.2	1726.5	122.4	613.8	2682.8	766.0	2813.4	12482.3	10434.9
11 月	1903.1	105.8	111.0	39.0	2158.9	220.2	0.0	122.4	613.8	956.3	1202.6	2813.4	10434.9	8824.0
12 月	499.1	29.9	42.3	120.1	691.3	220.2	0.0	122.4	613.8	956.3	-265.0	2813.4	8824.0	5745.6
1 月	753.6	78.9	154.9	39.0	1026.3	220.2	0.0	122.4	613.8	956.3	70.0	2813.4	5745.6	3002.2
2 月	1271.0	105.8	177.3	218.0	1772.1	220.2	0.0	122.4	613.8	956.3	815.8	2813.4	3002.2	1004.6
3 月	2324.6	166.4	175.2	99.0	2765.2	220.2	0.0	122.4	613.8	956.3	1808.9	2813.4	1004.6	0.0
4 月	4613.2	263.3	379.9	54.6	5311.0	220.2	1177.2	122.4	613.8	2133.5	3177.5	3177.5	0.0	0.0
求和	59637.5	3583.3	5074.1	2744.4	71039.3	2641.9	9809.6	1468.3	7366.0	21285.7	49753.6	49753.5		

表 2.8.8-5　　多水库联合调节枯水年下泄水量计算表　　单位：万 m^3

月份	锦江水库径流量	凤子山水库径流量	良西水库径流量	青南角水库径流量	总来水量	水库水损	灌溉用水量	锦江水库取水户取水量	生态用水量	总需水量	余水量	下泄水量	月初兴利库容	月末兴利库容
5 月	6553.0	354.0	693.5	271.2	7871.7	220.2	1720.0	122.4	613.8	2676.3	5195.4	1517.8	0.0	3677.6
6 月	5310.3	286.8	378.0	330.9	6306.0	220.2	801.8	122.4	613.8	1758.1	4547.9	1517.8	3677.6	6707.6
7 月	5850.2	316.0	238.4	109.8	6514.3	220.2	1267.3	122.4	613.8	2223.7	4290.6	1517.8	6707.6	9480.4
8 月	5004.7	270.3	486.8	323.6	6085.4	220.2	426.8	122.4	613.8	1383.1	4702.3	1517.8	9480.4	12664.9
9 月	4525.9	244.5	358.7	90.8	5219.9	220.2	3918.4	122.4	613.8	4874.8	345.1	1517.8	12664.9	11492.2
10 月	481.9	26.0	37.8	95.8	641.5	220.2	3621.0	122.4	613.8	4577.3	-3935.9	1853.0	11492.2	5703.3
11 月	665.2	35.9	50.2	16.2	767.5	220.2	0.0	122.4	613.8	956.3	-188.8	1853.0	5703.3	3661.4
12 月	1683.9	91.0	115.0	26.1	1915.9	220.2	0.0	122.4	613.8	956.3	959.6	1853.0	3661.4	2768.0
1 月	1887.6	102.0	127.3	117.0	2233.9	220.2	0.0	122.4	613.8	956.3	1277.5	1853.0	2768.0	2192.5
2 月	2081.2	112.4	178.2	41.0	2412.8	220.2	0.0	122.4	613.8	956.3	1456.5	1853.0	2192.5	1796.0
3 月	1459.8	78.9	135.8	77.2	1751.6	220.2	0.0	122.4	613.8	956.3	795.3	1853.0	1796.0	738.2
4 月	2763.7	149.3	165.1	169.9	3247.9	220.2	1176.8	122.4	613.8	2133.2	1114.8	1853.0	738.2	0.0
求和	38267.3	2067.1	2964.8	1669.5	44968.6	2641.9	12932.1	1468.3	7366.0	24408.2	20560.4	20560.4		

2.8.9 发电水量

江洲水电站利用考虑生态、水损及供水损耗后剩余的水量发电。

月发电水量＝水库泄流+月径流量+灌溉回水量-供水损耗-生态用水-水损。

江洲水电站各月发电水量详见表 2.8.9-1。

表 2.8.9-1　　江洲水电站发电用水量计算表　　单位：万 m^3

项目		5 月	6 月	7 月	8 月	9 月	10 月	11 月	12 月	1 月	2 月	3 月	4 月	总计
丰水年	水库联合调节下泄水量	8293.8	8594.1	8594.1	8594.1	6643.1	6614.1	6614.1	6614.1	6614.1	6614.1	6614.1	6614.1	87017.6
	江洲水闸区间径流量	16194.5	24559.6	17536.6	29303.0	13473.5	4409.7	2387.3	1100.4	1192.3	4225.8	6615.9	8840.5	129839.0
	江洲水闸区间灌溉回水量	1033.8	820.9	0.0	447.4	1837.3	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	204.1	4343.5
	江洲水闸区间水损	973.8	973.8	973.8	973.8	973.8	973.8	973.8	973.8	973.8	973.8	973.8	973.8	11685.5
	江洲水闸区间生态用水	738.8	738.8	738.8	738.8	738.8	738.8	738.8	738.8	738.8	738.8	738.8	738.8	8865.9
	江洲水闸区间取水户耗水量	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	33.3
	水电站发电水量	23806.6	32259.3	24415.3	36629.1	20238.5	9308.3	7286.0	5999.0	6091.0	9124.5	11514.5	13943.3	200615.5
平水年	水库联合调节下泄水量	6720.5	6720.5	6720.5	6720.5	2813.4	2813.4	2813.4	2813.4	2813.4	2813.4	2813.4	3177.5	49753.5
	江洲水闸区间径流量	23357.4	18399.1	5200.8	7771.6	12118.5	796.0	1861.0	709.1	2597.8	2974.3	2938.9	6372.0	85096.7
	江洲水闸区间灌溉回水量	1088.9	0.0	1153.6	306.1	1595.0	1035.9	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	706.3	5885.8
	江洲水闸区间水损	638.2	638.2	638.2	638.2	638.2	638.2	638.2	638.2	638.2	638.2	638.2	638.2	7658.7
	江洲水闸区间生态用水	738.8	738.8	738.8	738.8	738.8	738.8	738.8	738.8	738.8	738.8	738.8	738.8	8865.9
	江洲水闸区间取水户耗水量	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	33.3
	水电站发电水量	29786.9	23739.8	11695.1	13418.4	15147.2	3265.5	3294.6	2142.7	4031.4	4407.9	4372.5	8876.0	124178.1
枯水年	水库联合调节下泄水量	1517.8	1517.8	1517.8	1517.8	1517.8	1853.0	1853.0	1853.0	1853.0	1853.0	1853.0	1853.0	20560.4
	江洲水闸区间径流量	12181.8	6639.9	4187.3	8550.4	6301.1	664.3	881.1	2019.3	2236.1	3130.4	2385.2	2900.1	52077.1
	江洲水闸区间灌溉回水量	1032.0	481.1	760.4	256.1	2351.1	2172.6	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	706.1	7759.3
	江洲水闸区间水损	390.6	390.6	390.6	390.6	390.6	390.6	390.6	390.6	390.6	390.6	390.6	390.6	4686.9
	江洲水闸区间生态用水	738.8	738.8	738.8	738.8	738.8	738.8	738.8	738.8	738.8	738.8	738.8	738.8	8865.9
	江洲水闸区间取水户耗水量	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	2.8	33.3
	水电站发电水量	13599.5	7506.6	5333.4	9192.1	9037.8	3557.8	1602.0	2740.2	2957.0	3851.3	3106.0	4327.0	66810.7

2.8.10 发电水头

本次收集到江洲水闸 2017 年至 2023 年的水闸运行数据，统计其中有效数据，得到水闸月平均上下游水位，见表 2.8.10-1 和表 2.8.10-2。

表 2.8.10-1　　江洲水闸上游月平均水位

上游月平均	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2017	8.52		8.66			8.77	8.86	8.91	8.84	8.68		
2020	5.59	8.35	8.74		8.77	8.81	8.68	8.83	8.88	8.88	8.92	
2022	8.68	9.06	9.05	9.04	9.06	9.12	9.09	8.93	9.06	9.03	9.02	9.08
2023	8.94	8.88	9.04	9.00	8.88	8.98	8.95	8.95	9.18	8.96	8.95	8.93

表 2.8.10-2　　江洲水闸下游月平均水位

下游月平均	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
2017	4.16		4.13			4.26	5.21	4.46	4.49	4.40		
2020	3.43	4.07	4.16		4.11	4.21	4.05	4.23	4.31	4.46	4.24	
2022	4.13	4.13	4.28	4.25	4.59	4.74	5.04	4.74	4.43	4.40	3.84	4.24
2023	4.20	4.36	4.32	4.29	4.19	4.51	4.37	4.29	4.87	4.46	4.34	4.06

注：空白部分表示未统计到该月水闸水位的有效数据

江洲水闸于 2016 年 12 月开始进场除险加固，受加固工程影响，江洲水闸从 2017 年 10 月 28 日起起闸全排，到 2020 年 1 月 22 日。从 2020 年 1 月 23 日落闸蓄水试运行。故本次有效月平均水位从 2020 年 2 月开始统计。

表 2.8.10-3　　江洲水闸上下游水位多年月均水位统计表

月份	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	均值
闸上月平均水位	8.81	8.76	8.94	9.02	8.91	8.97	8.91	8.90	9.04	8.96	8.97	9.01	8.9
闸下月平均水位	4.16	4.18	4.25	4.27	4.29	4.48	4.49	4.42	4.54	4.44	4.14	4.15	4.3
水头差	4.64	4.58	4.69	4.75	4.61	4.48	4.42	4.48	4.51	4.52	4.82	4.86	4.6

根据表 2.8.10-3 统计，则江洲水电站上下游多年平均水位差为 4.6m，考虑 0.1m 的水头损失，因此江洲水电站的净水头取 4.5m。

2.8.11 发电出力、发电量

选择丰、平、枯 3 个代表年进行计算，其中月平均发电出力：N=AQH；月平均发电量：E=730N；

式中：A——出力系数，小型机组取 7.5，

Q——平均流量（m3/s），

H——平均水头差（m）；

E——月平均发电量（10^4kW·h）。

江洲水电站利用考虑水损、灌溉用水及供水损耗后剩余水量发电。根据表 2.8.9-1 中的可发电水量，水量利用系数取 0.75，算出水电站处各设计代表年的月平均流量见表 2.8.11-1，选定设计保证率为 80%，试作该水电站的水能计算。

表 2.8.11-1　　江洲水电站设计代表年的月平均流量

月份	可引水量（万 m^3）			月平均流量（m^3/s）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5 月	22626.70	27670.94	13930.49	63.359	77.484	39.008
6 月	30991.88	22712.72	8388.55	89.676	65.720	24.272
7 月	23968.81	9514.39	5936.01	67.117	26.642	16.622
8 月	35735.21	12085.20	10299.10	100.065	33.841	28.839
9 月	19104.43	14846.93	7268.47	55.279	42.960	21.031
10 月	10040.62	3524.42	1631.68	28.116	9.869	4.569
11 月	8018.27	4589.42	1848.48	23.201	13.280	5.349
12 月	6731.32	3437.54	2986.68	18.849	9.626	8.363
1 月	6823.24	5326.24	3203.48	19.106	14.914	8.970
2 月	9856.77	5702.69	4097.78	30.558	17.679	12.704
3 月	12246.82	5667.30	3352.53	34.293	15.869	9.388
4 月	14471.40	9100.41	3867.43	41.873	26.332	11.190
求和	200615.47	124178.18	66810.68	571.49	354.22	190.31

根据江洲水电站 3 个代表年的月平均流量资料，统计计算流量的频率，绘制成流量频率曲线见图 2.8.11-1。

拟合函数相关系数 R^2=0.9917，拟合函数方程结果如下：

$$y=\frac{-26.765x^3-16.317x^2+14.091x+116.781}{3.889x^3+4.603x+1}$$

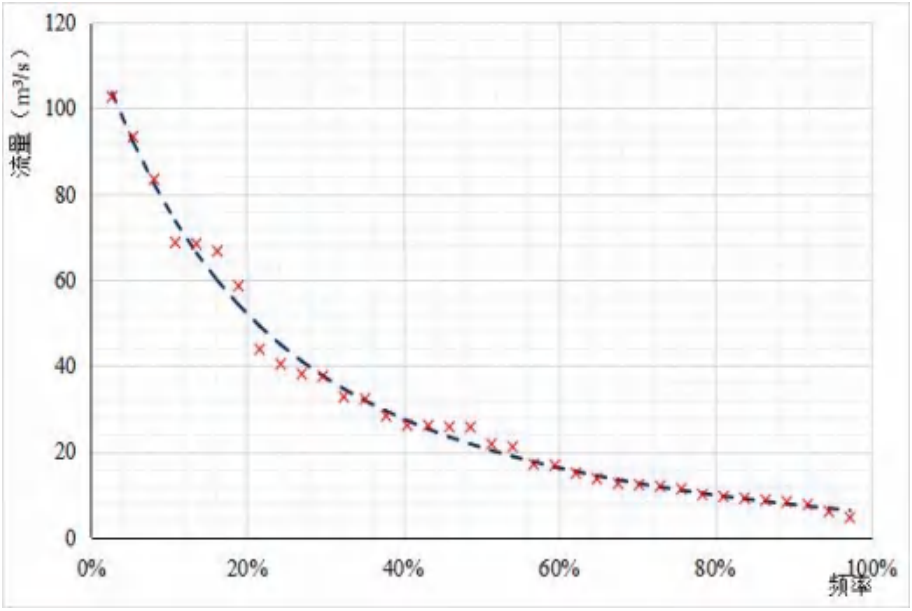


图 2.8.11-1　江洲水电站流量频率曲线

由江洲水电站设计保证率 P=80%，查得保证流量 Q_P=9.867 m^3/s；根据上文可知，水电站的净水头为 4.5m，出力系数取 7.5，则水电站的保证出力为：

$$N = A \cdot Q_P \cdot H_P = 7.5 \times 9.867 \times 4.5 = 333.00kW$$

根据表 2.8.11-1 中的流量频率计算成果，列表计算年利用小时数，见表 2.8.11-2。

表 2.8.11-2　　江洲水电站装机年利用小时数计算表

流量 Q	水头 H	出力 N	出力差 N	频率 P	保证率历时 t	电量差 E	累积电量 E	装机年利用小时数 h
m^3/s	m	kW	kW		h	kWh	万 kWh	h
102.57	4.5	3461.67	311.35	0.03	236.76	7.37	891.36	2574.95
93.34	4.5	3150.32	335.28	0.05	473.51	15.88	883.99	2806.04
83.41	4.5	2815.04	496.70	0.08	710.27	35.28	868.12	3083.84
68.69	4.5	2318.34	10.95	0.11	947.03	1.04	832.84	3592.38
68.37	4.5	2307.39	57.52	0.14	1183.78	6.81	831.80	3604.93
66.66	4.5	2249.87	273.45	0.16	1420.54	38.85	824.99	3666.83
58.56	4.5	1976.42	497.20	0.19	1657.30	82.40	786.14	3977.63
43.83	4.5	1479.22	117.57	0.22	1894.05	22.27	703.74	4757.55

流量 Q	水头 H	出力 N	出力差 N	频率 P	保证率历时 t	电量差 E	累积电量 E	装机年利用小时数 h
40.35	4.5	1361.65	76.42	0.24	2130.81	16.28	681.48	5004.79
38.08	4.5	1285.23	17.11	0.27	2367.57	4.05	665.19	5175.67
37.57	4.5	1268.12	162.86	0.30	2604.32	42.41	661.14	5213.56
32.75	4.5	1105.26	17.07	0.32	2841.08	4.85	618.73	5598.03
32.24	4.5	1088.19	133.48	0.35	3077.84	41.08	613.88	5641.26
28.29	4.5	954.71	72.11	0.38	3314.59	23.90	572.80	5999.67
26.15	4.5	882.60	2.91	0.41	3551.35	1.03	548.89	6219.04
26.07	4.5	879.69	10.98	0.43	3788.11	4.16	547.86	6227.86
25.74	4.5	868.71	1.91	0.46	4024.86	0.77	543.70	6258.70
25.68	4.5	866.80	133.73	0.49	4261.62	56.99	542.93	6263.64
21.72	4.5	733.07	21.54	0.51	4498.38	9.69	485.94	6628.86
21.08	4.5	711.52	135.89	0.54	4735.14	64.35	476.25	6693.37
17.06	4.5	575.63	8.69	0.57	4971.89	4.32	411.90	7155.65
16.80	4.5	566.95	62.91	0.59	5208.65	32.77	407.58	7189.11
14.93	4.5	504.04	42.83	0.62	5445.41	23.32	374.82	7436.28
13.67	4.5	461.20	38.64	0.65	5682.16	21.96	351.49	7621.18
12.52	4.5	422.56	9.33	0.68	5918.92	5.52	329.53	7798.51
12.24	4.5	413.23	10.26	0.70	6155.68	6.32	324.01	7840.96
11.94	4.5	402.97	21.97	0.73	6392.43	14.04	317.69	7883.88
11.29	4.5	381.00	44.76	0.76	6629.19	29.67	303.65	7969.89
9.96	4.5	336.23	14.49	0.78	6865.95	9.95	273.97	8148.38
9.53	4.5	321.74	13.13	0.81	7102.70	9.33	264.02	8206.14
9.14	4.5	308.61	15.07	0.84	7339.46	11.06	254.70	8253.08
8.70	4.5	293.54	14.09	0.86	7576.22	10.67	243.64	8299.99
8.28	4.5	279.45	20.49	0.89	7812.97	16.01	232.96	8336.48
7.67	4.5	258.96	56.46	0.92	8049.73	45.45	216.96	8377.90
6.00	4.5	202.50	46.06	0.95	8286.49	38.17	171.51	8469.39
4.64	4.5	156.44	156.44	0.97	8523.24	133.34	133.34	8523.24

根据表 2.8.11-2 中的数据，绘制 $N_{装}$~$E_{年}$和 $N_{装}$~$h_{年}$关系曲线，见图 2.8.11-2 和图 2.8.11-3。

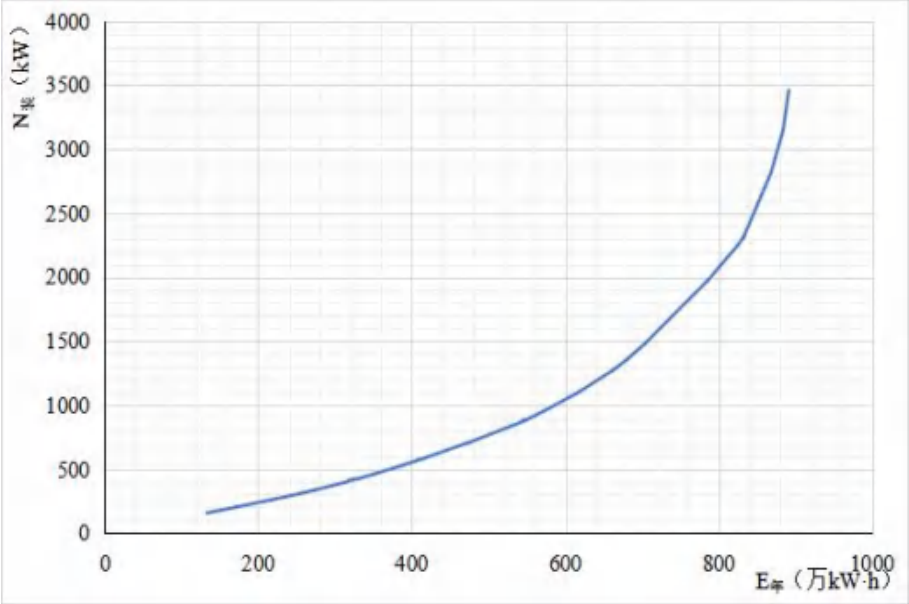


图 2.8.11-2 江洲水电站 $N_{装}$~$E_{年}$关系曲线

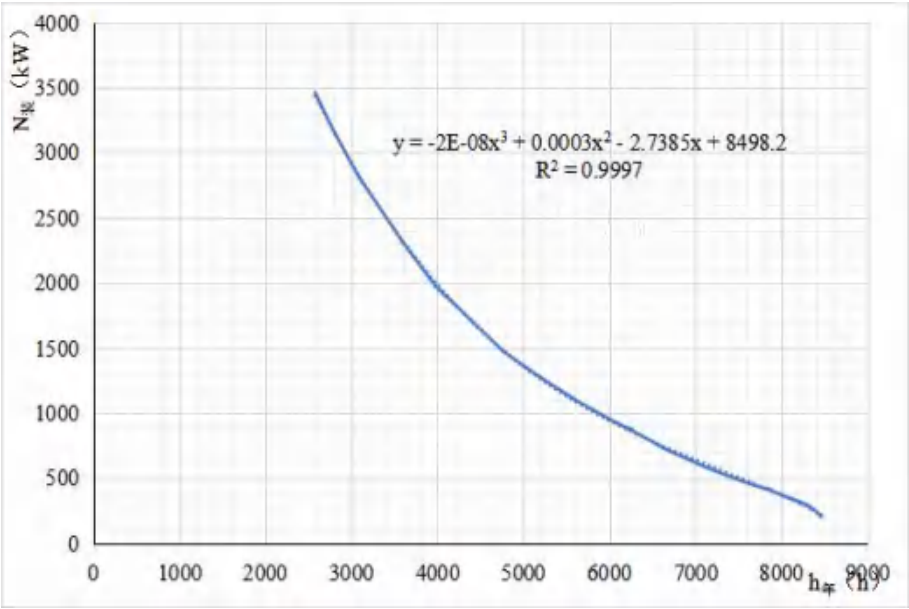


图 2.8.11-3 江洲水电站 $N_{装}$~$h_{年}$关系曲线

根据该水电站的特性，江洲水电站原装机容量 10×200kW=2000kW，由图 2.8.11-2 和图 2.8.11-3，分别查得不同装机容量下的装机年利用小时数和多年平均年发电量见表 2.8.11-3。现拟定装机方案 10×250kW=2500kW，能一定程度提高水电站多年平均发电量。

表 2.8.11-3　各装机容量下的装机年利用小时数和多年平均年发电量成果

设计装机容量（kW）	年利用小时数（h）	多年平均发电量（万 kW·h）
1500	4724.9	707.2
2000	3950.8	789.5
2500	3406.4	845.7
3000	2930.6	876.9

2.9 东成水电站水能计算

2.9.1 实测年雨量分析

东成水闸集雨面积内有凤子山水库雨量站和锦江水库雨量站，另外不在集雨范围内的青南角水库洪水从蚬冈水泄流，径流排入江南干渠用于锦江灌区灌溉，最终汇入锦江河。

本次收集到锦江水库、凤子山水库和青南角水库 1976~2023 年共计 47 水文年（5 月~次年 4 月）的逐月降雨量数据，按水文年进行统计和频率分析计算，用 P-III型理论频率曲线进行适线比较。根据实测降雨量资料系列进行频率计算，经验频率计算成果见表 2.9.1-1 至表 2.9.1-3。

表 2.9.1-1　凤子山水库年降雨量频率分析计算成果表　单位：mm

频率 P	1%	5%	10%	25%	50%	75%	90%	95%	均值	2427.31
模比系数 Kp	1.611	1.406	1.304	1.144	0.982	0.837	0.719	0.654	Cv	0.23
降雨量（mm）	3911.06	3412.62	3164.61	2777.01	2384.65	2031.16	1744.94	1587.58	Cs	0.46

表 2.9.1-2　锦江水库年降雨量频率分析计算成果表　单位：mm

频率 P	1%	5%	10%	25%	50%	75%	90%	95%	均值	2629.89
模比系数 Kp	1.552	1.369	1.277	1.133	0.985	0.852	0.742	0.681	Cv	0.21
降雨量（mm）	4082.11	3599.31	3357.82	2978.41	2591.33	2239.38	1951.57	1792.01	Cs	0.42

表 2.9.1-3　青南角水库年降雨量频率分析计算成果表　单位：mm

频率 P	1%	5%	10%	25%	50%	75%	90%	95%	均值	2236.52
模比系数 Kp	1.552	1.369	1.277	1.133	0.985	0.852	0.742	0.681	Cv	0.21
降雨量（mm）	3471.53	3060.94	2855.58	2532.91	2203.73	1904.43	1659.66	1523.97	Cs	0.42

2.9.2 设计年径流量

由于本工程流域范围无径流观测资料，故只能采用由降雨推求径流的方法进行计算。根据《江门市水资源及其开发利用调查评价研究报告》（江门市水利水电勘测设计院有限公司）中江门市多年平均径流深等值线图（1976~2012 年同步系列）及江门市多年平均降水深等值线图（1976~2012 年同步系列），分别查出各流域的多年平均年降水量 X 和多年平均年径流深 Y，计算得出年径流系数 α=X/Y。再根据实测多年平均降雨量 $X_{年}$，求出多年平均径流深 $Y_{年}$。各流域计算成果见表 2.9.2-1。

表 2.9.2-1　　各流域多年平均径流深计算成果表　　单位：mm

流域	多年平均年降水量	多年平均年径流深	年径流系数	实测多年平均降雨量	实测降雨 Cv	多年平均径流深
锦江水库	2700	1750	0.65	2629.89	0.21	1704.56
凤子山水库	2480	1540	0.62	2427.31	0.23	1507.28
青南角水库	2200	1380	0.63	2236.52	0.21	1402.91
东成水闸区间	2400	1500	0.63	2427.31*	0.23	1517.07

*东成水闸区间的降雨资料采用凤子山水库成果

年径流深变差系数按如在下公式进行计算：

$$Cvy = \frac{\gamma Cvx}{\alpha^{n} + m \lg F}$$

式中：Cvx——年降雨量变差系数；

α——年径流系数；

F——集雨面积；

r——综合影响系数，取 r＝1.4；

n——指数，采用 0.6；

m——地区性经验系数，采用 0.06；

根据上述公式计算得各流域年径流深变差系数 Cv 值，取 Csy＝2Cvy，计算成果见表 2.9.2-2。

表 2.9.2-2　　各流域年径流深变差系数计算成果表

流域	年径流系数	实测降雨 Cv	集雨面积（km^2）	径流深 Cv
锦江水库	0.65	0.21	362	0.32
风子山水库	0.62	0.23	25	0.39
青南角水库	0.63	0.21	20.4	0.35
东成水闸区间	0.63	0.23	427	0.35

根据上述计算得到的多年平均径流深和年径流深变差系数，根据 P-III 型频率曲线分布，计算得各频率下的年径流深和径流量，见表 2.9.2-3 至表 2.9.2-6。

表 2.9.2-3　　锦江水库年径流量频率计算成果表

P	多年平均	10%	25%	50%	75%	90%	多年平均径流深（mm）	1704.56
Kp	1	1.42	1.19	0.97	0.77	0.62	Cv	0.32
Y(mm)	1704.56	2425.67	2032.39	1647.44	1314.61	1057.11	Cs/Cv	2
Wy(万 m^3)	61704.95	87809.35	73572.67	59637.51	47588.98	38267.27	集雨面积 km^2	362.0

表 2.9.2-4　　凤子山水库年径流量频率计算成果表

P	多年平均	10%	25%	50%	75%	90%	多年平均径流深（mm）	1507.28
Kp	1	1.51	1.23	0.95	0.72	0.55	Cv	0.39
Y(mm)	1507.28	2283.34	1848.39	1433.30	1085.82	826.84	Cs/Cv	2
Wy(万 m^3)	3768.21	5708.34	4620.98	3583.25	2714.55	2067.10	集雨面积 km^2	25.0

表 2.9.2-5　　青南角水库年径流量频率计算成果表

P	多年平均	10%	25%	50%	75%	90%	多年平均径流深（mm）	1402.91
Kp	1	1.47	1.21	0.96	0.75	0.58	Cv	0.35
Y(mm)	1402.91	2061.81	1697.42	1345.31	1045.80	818.36	Cs/Cv	2
Wy(万 m^3)	2861.93	4206.10	3462.73	2744.44	2133.43	1669.46	集雨面积 km^2	20.4

表 2.9.2-6　　东成水电站年径流量频率计算成果表

P	多年平均	10%	25%	50%	75%	90%	多年平均径流深（mm）	1517.07
Kp	1	1.47	1.21	0.96	0.74	0.58	Cv	0.35

P	多年平均	10%	25%	50%	75%	90%	多年平均径流深（mm）	1517.07
Y(mm)	1517.1	2231.1	1836.1	1454.5	1130.1	883.8	Cs/Cv	2
Wy(万 m^3)	64778.9	95267.4	78401.4	62108.5	48254.2	37738.1	集雨面积 km^2	427

2.9.3 径流年内分配

径流年内分配从降雨量资料中选取丰水年、平水年和枯水年各典型年，根据各典型年降雨量进行年内分配计算。设计年径流由地表径流和占河川径流量10%的基流组成。地表径流的年内分配采用设计典型年的降雨量分配，基流按12个月平均分配。

（1）锦江水库径流量年内分配

利用锦江水库降雨推求锦江水库年内径流分配，从降雨量资料中可选取2018年5月～2019年4月（3580.5mm）为丰水年的代表典型年，选取1987年5月～1988年4月（2572.7mm）为平水年的代表典型年，选取2014年5月～2015年4月（1690.5mm）为枯水年的代表典型年，各典型年降雨量年内分配计算成果见表 2.9.3-1。

表 2.9.3-1　　锦江水库径流分配表

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5月	363.2	395.6	306	0.101	0.154	0.181	0.100	0.147	0.171	8748.26	8750.31	6553.03
6月	750.3	707.3	245	0.210	0.275	0.145	0.197	0.256	0.139	17292.29	15253.25	5310.28
7月	607	521.1	271.5	0.170	0.203	0.161	0.161	0.191	0.153	14129.38	11368.59	5850.16
8月	903.7	265.8	230	0.252	0.103	0.136	0.235	0.101	0.131	20678.11	6042.31	5004.68
9月	361.1	182.4	206.5	0.101	0.071	0.122	0.099	0.072	0.118	8701.91	4302.36	4525.92
10月	92.9	98.7	8	0.026	0.038	0.005	0.032	0.043	0.013	2782.22	2556.14	481.88
11月	29.4	67.4	17	0.008	0.026	0.010	0.016	0.032	0.017	1380.66	1903.13	665.23
12月	1.3	0.1	67	0.000	0.000	0.040	0.009	0.008	0.044	760.44	499.07	1683.88
1月	3.4	12.3	77	0.001	0.005	0.046	0.009	0.013	0.049	806.79	753.59	1887.61
2月	30.3	37.1	86.5	0.008	0.014	0.051	0.016	0.021	0.054	1400.52	1270.99	2081.16

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
3 月	166.8	87.6	56	0.047	0.034	0.033	0.050	0.039	0.038	4413.34	2324.56	1459.78
4 月	271.1	197.3	120	0.076	0.077	0.071	0.076	0.077	0.072	6715.43	4613.21	2763.65
求和	3580.5	2572.7	1690.5	1	1	1	1	1	1	87809.35	59637.51	38267.27

（2）凤子山水库径流量年内分配

利用凤子山水库降雨推求凤子山水库年内径流分配，从降雨量资料中可选取 2018 年 5 月～2019 年 4 月（3178mm）为丰水年的代表典型年，选取 2003 年 5 月～2004 年 4 月（2380.3mm）为平水年的代表典型年，选取 2014 年 5 月～2015 年 4 月（1729.5mm）为枯水年的代表典型年，各典型年降雨量年内分配计算成果见表 2.9.3-2。

表 2.9.3-2　　凤子山水库径流分配表

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5 月	363.2	439	306	0.101	0.150	0.181	0.100	0.143	0.171	568.71	513.30	353.98
6 月	750.3	910	245	0.210	0.311	0.145	0.197	0.288	0.139	1124.14	1031.97	286.85
7 月	607	189	271.5	0.170	0.065	0.161	0.161	0.066	0.153	918.53	237.99	316.01
8 月	903.7	407.5	230	0.252	0.139	0.136	0.235	0.134	0.131	1344.25	478.61	270.34
9 月	361.1	461.5	206.5	0.101	0.158	0.122	0.099	0.150	0.118	565.70	538.07	244.48
10 月	92.9	3	8	0.026	0.001	0.005	0.032	0.009	0.013	180.87	33.16	26.03
11 月	29.4	69	17	0.008	0.024	0.010	0.016	0.030	0.017	89.75	105.84	35.93
12 月	1.3	0	67	0.000	0.000	0.040	0.009	0.008	0.044	49.43	29.86	90.96
1 月	3.4	44.5	77	0.001	0.015	0.046	0.009	0.022	0.049	52.45	78.86	101.96
2 月	30.3	69	86.5	0.008	0.024	0.051	0.016	0.030	0.054	91.05	105.84	112.42
3 月	166.8	124	56	0.047	0.042	0.033	0.050	0.046	0.038	286.90	166.41	78.85
4 月	271.1	212	120	0.076	0.072	0.071	0.076	0.073	0.072	436.56	263.32	149.29
求和	3580.5	2928.5	1690.5	1	1	1	1	1	1	5708.34	3583.25	2067.10

（3）青南角水库径流量年内分配

利用青南角水库降雨推求青南角水库年内径流分配，从降雨量资料中可选取 2001 年 5 月～2002 年 4 月（2796.1mm）为丰水年的代表典型年，选取 2021

年 5 月～2022 年 4 月（2222.0mm）为平水年的代表典型年，选取 2007 年 5 月～2008 年 4 月（1661.5mm）为枯水年的代表典型年，各典型年降雨量年内分配计算成果见表 2.9.3-3。

表 2.9.3-3　　青南角水库径流分配表

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5 月	459.5	127.0	284.5	0.164	0.057	0.171	0.156	0.060	0.162	657.14	164.04	271.19
6 月	628.6	205.0	350.5	0.225	0.092	0.211	0.211	0.091	0.198	886.08	250.75	330.87
7 月	553.3	388.5	106.0	0.198	0.175	0.064	0.186	0.166	0.066	784.13	454.73	109.77
8 月	358.5	302.0	342.5	0.128	0.136	0.206	0.124	0.131	0.194	520.41	358.58	323.64
9 月	389.9	100.5	85.0	0.139	0.045	0.051	0.134	0.049	0.054	562.92	134.59	90.78
10 月	2.6	710.0	90.5	0.001	0.320	0.054	0.009	0.296	0.057	38.57	812.11	95.75
11 月	21.0	14.5	2.5	0.008	0.007	0.002	0.015	0.014	0.010	63.48	38.99	16.17
12 月	135.1	87.5	13.5	0.048	0.039	0.008	0.052	0.044	0.016	217.96	120.14	26.12
1 月	30.7	14.5	114.0	0.011	0.007	0.069	0.018	0.014	0.070	76.61	38.99	117.00
2 月	10.0	175.5	30.0	0.004	0.079	0.018	0.012	0.079	0.025	48.59	217.96	41.04
3 月	143.6	68.5	70.0	0.051	0.031	0.042	0.055	0.036	0.046	229.46	99.02	77.21
4 月	63.3	28.5	172.5	0.023	0.013	0.104	0.029	0.020	0.102	120.75	54.55	169.91
求和	2796.1	2222.0	1661.5	1	1	1	1	1	1	4206.10	2744.44	1669.46

（4）东成水电站区间径流量年内分配

利用凤子山水库降雨推求东成水电站区间年内径流分配，从降雨量资料中可选取 2018 年 5 月～2019 年 4 月（3178mm）为丰水年的代表典型年，选取 2003 年 5 月～2004 年 4 月（2380.3mm）为平水年的代表典型年，选取 2014 年 5 月～2015 年 4 月（1729.5mm）为枯水年的代表典型年，各典型年降雨量年内分配计算成果见表 2.9.3-4。

表 2.9.3-4　　东成水电站区间径流分配表

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5 月	411	703.9	433.5	0.129	0.296	0.251	0.125	0.274	0.234	11882.5	17047.6	8827.6
6 月	638.5	549.8	229	0.201	0.231	0.132	0.189	0.216	0.128	18020.3	13428.8	4811.6

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
7 月	447.5	139.6	138.5	0.141	0.059	0.080	0.135	0.061	0.080	12867.2	3795.9	3034.4
8 月	767.5	219.5	299.5	0.242	0.092	0.173	0.226	0.091	0.164	21500.6	5672.2	6196.1
9 月	337	354.6	216.5	0.106	0.149	0.125	0.104	0.142	0.121	9886.0	8844.8	4566.2
10 月	90.5	2.7	8.5	0.028	0.001	0.005	0.034	0.009	0.013	3235.5	581.0	481.4
11 月	35.5	35.8	16.5	0.011	0.015	0.010	0.018	0.022	0.017	1751.7	1358.3	638.5
12 月	0.5	0	58.5	0.000	0.000	0.034	0.008	0.008	0.039	807.4	517.6	1463.3
1 月	3	58.7	66.5	0.001	0.025	0.038	0.009	0.031	0.043	874.8	1896.0	1620.4
2 月	85.5	70.4	99.5	0.027	0.030	0.058	0.033	0.035	0.060	3100.6	2170.8	2268.5
3 月	150.5	69.3	72	0.047	0.029	0.042	0.051	0.035	0.046	4854.3	2145.0	1728.4
4 月	211	176	91	0.066	0.074	0.053	0.068	0.075	0.056	6486.6	4650.7	2101.6
求和	3178	2380.3	1729.5	1	1	1	1	1	1	95267.4	62108.5	37738.1

2.9.4 水量损失

水损包括渗流损失和蒸发损失。

根据《江门市水资源及其开发利用调查评价研究报告》（江门市水利水电勘测设计院有限公司）中江门市多年平均径流深等值线图（1976~2012 年同步系列）及江门市多年平均降水深等值线图（1976~2012 年同步系列），查得锦江水库多年平均降雨量 X=2700mm，平均年径流深 Y=1750mm，多年平均蒸发量 $i_{年}$=1050mm，E601 蒸发器改正系数 K=0.91；$V_{多年}$ =13850 万 m^3（$V_{多年}$=0.5$V_{兴利}$），$V_{死}$=8100 万 m^3；$V=V_{多年}+V_{死}$= 21950 万 m^3，查水位库容曲线得相应的水库水面面积为 14.3km^2，采用以下经验公式计算水库的蒸发损失量：

$$W_{蒸}=[K\times i-（X-Y）]\times F =7.87 \text{ 万 } m^3$$

水库渗漏损失量 $W_{渗}$= V×0.12=2634.00 万 m^3

水库总损失量 $W_{损}=W_{蒸}+W_{渗}$=7.87+2634.00=2461.87 万 m^3

本次锦江水库水损采用总损失量 2461.87 万 m^3，按 12 个月平均分配；本次东成水电站区间全年水损取年径流量的 9%，按 12 个月平均分配。

2.9.5 取水户取水量

根据《2021 年河道外取水许可情况》汇总得到东成水闸上游从锦江河取水的取水户有：恩平白翠华实业有限公司设计年最大取水量 15 万 m^3。

锦江水库水质优良，目前除恩城自来水厂取水外，还有大田镇自来水厂从锦江水库直接取水：恩平市供水有限公司设计年最大取水量为 4015 万 m^3，恩平市大田镇自来水公司设计年最大取水量为 180 万 m^3。

根据《2023 年江门市水资源公报》，统计工业、城乡公共和居民生活用水量和耗水量分析得出，综合耗水率约为 34.14%。此次计算综合耗水率取 35%，剩余的 65%水量排放至潭江干流。取水户耗水量计算成果见表 2.9.5-1。

表 2.9.5-1　　东成水闸上游取水户耗水量计算成果表　　单位：万 m^3

取水户	设计年最大取水量	耗水量
恩平市大田镇自来水公司	180	63.0
恩平市供水有限公司	4015	1405.3
恩平白翠华实业有限公司	15	5.3

2.9.6 灌溉用水量

东成水电站以上的灌区面积主要为锦江灌区。根据《2023 年江门市大中型灌区名录》，其中锦江灌区设计灌溉面积为 20.2 万亩，实际灌溉面积为 16.41 万亩。

2.9.6.1 锦江灌区灌溉用水量

锦江灌区现已完成改造，根据《恩平市锦江灌区续建配套与节水改造工程可行性研究报告》灌区节水改造工程完工后，灌区的灌溉水有效利用系数可提升到 0.62。因此综合考虑锦江灌区实际情况，锦江灌区现状灌溉水有效水利用系数取 0.62。

锦江灌区土质为壤土，主要种植水稻，为一年两熟作物，兼种经济作物。依据《广东省一年三熟灌溉定额》，恩平市属于珠江三角洲农业区，分别查附图 9、附图 10，得出一年两熟作物的灌溉净定额均值为 355m^3/亩，Cvm=0.33，Cs=2Cvm，由皮尔逊Ⅲ型曲线，查出相应频率的模比系数 Kp 值，由此求出作物一年两熟各频率下的灌溉净定额，根据近期及远期规划水平年的灌溉水有效利用系数，可计算出锦江灌区各水平年的灌溉毛定额及相应灌区总用水量，详见表 2.9.6-1。

表 2.9.6-1　　锦江灌区灌溉用水量计算成果表

降雨频率 P	均值	5%	10%	25%	50%	75%	90%	95%
kp	1	0.668	0.730	0.844	0.984	1.138	1.290	1.387
净定额（m^3/亩）	355.00	237.02	259.31	299.68	349.29	404.10	458.04	492.47
毛定额（m^3/亩）	572.58	382.29	418.24	483.35	563.37	651.78	738.78	794.30
灌溉需水量（万 m^3）	9396.05	6273.34	6863.27	7931.80	9244.90	10695.72	12123.38	13034.47

2.9.6.2 灌溉用水年内分配

本次采用《广东省一年三熟灌溉定额》中恩平计算点各典型年灌溉时段分配比来计算灌溉用水量的年内分配，计算见表 2.9.6-2。

根据《2023 年江门市水资源公报》可知，恩平市 2023 年灌溉用水量为 1.8842 亿 m^3，恩平市 2023 年灌溉耗水量为 0.7516 亿 m^3，2023 年农田耗水率约为 39.89%，此次计算的灌溉用水回水率取 60%，即剩余的 60%水量回流至潭江干流。

但由于锦江灌区江南干渠沿锦江河至江洲水闸区间均有分布，灌溉用水回流至东成水闸以上的水量比例，依据灌区面积和灌渠分布情况进行统计，部分灌溉水量回流至东成水闸下游和良西河。综合得到东成水闸灌溉回水率取 36%。

表 2.9.6-2　　东成水电站灌溉用水量分配表

月份	分配比例			灌溉用水量（万 m^3）			灌溉回水量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5	23.8	18.5	13.3	1633.46	1710.31	1612.41	588.04	615.71	580.47
6	18.9	0	6.2	1297.16	0	751.65	466.98	0	270.59
7	0	19.6	9.8	0	1812.00	1188.09	0	652.32	427.71
8	10.3	5.2	3.3	706.92	480.73	400.07	254.49	173.06	144.03
9	42.3	27.1	30.3	2903.16	2505.37	3673.38	1045.14	901.93	1322.42
10	0	17.6	28	0	1627.10	3394.55	0	585.76	1222.04
11	0	0	0	0	0	0	0	0	0
12	0	0	0	0	0	0	0	0	0
1	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2	0	0	0	0	0	0	0	0	0
3	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	4.7	12	9.1	322.57	1109.39	1103.23	116.13	399.38	397.16
汇总	100	100	100	6863.27	9244.90	12123.38	2470.78	3328.16	4364.42

2.9.7 生态用水量

根据《河湖生态环境需水计算规范》（SL/Z 712-2014），河流生态需水一般不低于多年平均径流量的 10%。水库所在区域降雨量充沛，且大量灌溉用水经下游河道输往农田以及水库渗漏损失水量等均可作为下游径流补充，本次计算以水库控制流域多年平均径流量的 10%作为维持下游河道天然生态环境功能的补充水量。实际运行时，生态水量一般结合发电用水量和直接弃水量向下游河道提供。

锦江水库、凤子山水库、青南角水库和东成水闸区间生态用水计算成果见表 2.9.7-1

表 2.9.7-1　　各工程流域生态用水量计算　　单位：万 m^3

水库	生态用水量
锦江水库	6170.49
凤子山水库	376.82
青南角水库	286.19
东成水闸区间	6477.9

2.9.8 多水库联合调节下泄水量

锦江水库坝后电站无硬性发电指标，水库调节分蓄水期和供水期按等水量下泄原则进行调蓄。锦江水库汛期防洪限制水位为 94.0m，正常蓄水位 95.0m。本次收集到锦江水库、凤子山水库和青南角水库的总兴利库容为 29429 万 m^3。

月末库容调蓄原则为：丰水年蓄水期末兴利库容蓄至最大兴利库容 29429 万 m^3，或蓄至能满足供水期总需水量的兴利库容。即丰水年蓄水期末（8 月末）兴利库容为 29429 万 m^3，平水年蓄水期末（8 月末）兴利库容为 12537.6 万 m^3，枯水年蓄水期末（9 月末）兴利库容 10881.6 万 m^3。

表 2.9.8-1　　各水库兴利库容成果表　　单位：万 m^3

水库	死库容	兴利库容	正常(汛限)水位相应库容
锦江水库（非汛期）	8100	27700	35800
锦江水库（汛期）	8100	25900	34000
凤子山水库	7.5	2323	2330.5
青南角水库	50	1206	1256

多水库联合调节下泄水量计算成果见表 2.9.8-2，调节计算过程见表 2.9.8-3 至表 2.9.8-5。

表 2.9.8-2　　多水库联合调节各典型年下泄水量成果表　　单位：万 m^3

月份	丰水年	平水年	枯水年
5 月	7428.7	6179.0	1355.0
6 月	7836.1	6179.0	1355.0
7 月	7836.1	6179.0	1355.0
8 月	7836.1	6179.0	1355.0
9 月	6122.5	2593.0	1355.0
10 月	6122.5	2593.0	1737.4
11 月	6122.5	2593.0	1737.4
12 月	6122.5	2593.0	1737.4
1 月	6122.5	2593.0	1737.4
2 月	6122.5	2593.0	1737.4
3 月	6122.5	2593.0	1737.4
4 月	6122.5	2909.7	1737.4
汇总	79916.9	45776.7	18936.8

表 2.9.8-3　　多水库联合调节丰水年下泄水量计算表　　单位：万 m^3

月份	锦江水库径流量	风子山水库径流量	青南角水库径流量	总来水量	水库水损	灌溉用水量	锦江水库取水户取水量	生态用水量	总需水量	余水量	下泄水量	月初兴利库容	月末兴利库容
5 月	8748.3	568.7	657.1	9974.1	220.2	1633.5	122.4	569.5	2545.4	7428.7	7428.7	0.0	0.0
6 月	17292.3	1124.1	886.1	19302.5	220.2	1297.2	122.4	569.5	2209.1	17093.4	7836.1	0.0	9257.3
7 月	14129.4	918.5	784.1	15832.0	220.2	0.0	122.4	569.5	912.0	14920.1	7836.1	9257.3	16341.2
8 月	20678.1	1344.3	520.4	22542.8	220.2	706.9	122.4	569.5	1618.9	20923.9	7836.1	16341.2	29429.0
9 月	8701.9	565.7	562.9	9830.5	220.2	2903.2	122.4	569.5	3815.1	6015.4	6122.5	29429.0	29321.9
10 月	2782.2	180.9	38.6	3001.7	220.2	0.0	122.4	569.5	912.0	2089.7	6122.5	29321.9	25289.1
11 月	1380.7	89.8	63.5	1533.9	220.2	0.0	122.4	569.5	912.0	621.9	6122.5	25289.1	19788.5
12 月	760.4	49.4	218.0	1027.8	220.2	0.0	122.4	569.5	912.0	115.9	6122.5	19788.5	13781.9
1 月	806.8	52.4	76.6	935.9	220.2	0.0	122.4	569.5	912.0	23.9	6122.5	13781.9	7683.3
2 月	1400.5	91.0	48.6	1540.2	220.2	0.0	122.4	569.5	912.0	628.2	6122.5	7683.3	2189.0
3 月	4413.3	286.9	229.5	4929.7	220.2	0.0	122.4	569.5	912.0	4017.7	6122.5	2189.0	84.3
4 月	6715.4	436.6	120.7	7272.7	220.2	322.6	122.4	569.5	1234.5	6038.2	6122.5	84.3	0.0
求和	87809.3	5708.3	4206.1	97723.8	2641.9	6863.3	1468.3	6833.5	17806.9	79916.9	79916.9		

表 2.9.8-4　　多水库联合调节平水年下泄水量计算表　　单位：万 m^3

月份	锦江水库径流量	凤子山水库径流量	青南角水库径流量	总来水量	水库水损	灌溉用水量	锦江水库取水户取水量	生态用水量	总需水量	余水量	下泄水量	月初兴利库容	月末兴利库容
5 月	8750.3	513.3	164.0	9427.6	220.2	1710.3	122.4	569.5	2622.3	6805.4	6179.0	0.0	626.4
6 月	15253.2	1032.0	250.7	16536.0	220.2	0.0	122.4	569.5	912.0	15624.0	6179.0	626.4	10071.4
7 月	11368.6	238.0	454.7	12061.3	220.2	1812.0	122.4	569.5	2724.0	9337.3	6179.0	10071.4	13229.8
8 月	6042.3	478.6	358.6	6879.5	220.2	480.7	122.4	569.5	1392.7	5486.8	6179.0	13229.8	12537.6
9 月	4302.4	538.1	134.6	4975.0	220.2	2505.4	122.4	569.5	3417.3	1557.7	2593.0	12537.6	11502.3
10 月	2556.1	33.2	812.1	3401.4	220.2	1627.1	122.4	569.5	2539.1	862.3	2593.0	11502.3	9771.6
11 月	1903.1	105.8	39.0	2048.0	220.2	0.0	122.4	569.5	912.0	1136.0	2593.0	9771.6	8314.6
12 月	499.1	29.9	120.1	649.1	220.2	0.0	122.4	569.5	912.0	-262.9	2593.0	8314.6	5458.7
1 月	753.6	78.9	39.0	871.4	220.2	0.0	122.4	569.5	912.0	-40.5	2593.0	5458.7	2825.2
2 月	1271.0	105.8	218.0	1594.8	220.2	0.0	122.4	569.5	912.0	682.8	2593.0	2825.2	915.0
3 月	2324.6	166.4	99.0	2590.0	220.2	0.0	122.4	569.5	912.0	1678.0	2593.0	915.0	0.0
4 月	4613.2	263.3	54.6	4931.1	220.2	1109.4	122.4	569.5	2021.4	2909.7	2909.7	0.0	0.0
求和	59637.5	3583.3	2744.4	65965.2	2641.9	9244.9	1468.3	6833.5	20188.5	45776.7	45776.7		

表 2.9.8-5 多水库联合调节枯水年下泄水量计算表 单位：万 m^3

月份	锦江水库径流量	凤子山水库径流量	青南角水库径流量	总来水量	水库水损	灌溉用水量	锦江水库取水户取水量	生态用水量	总需水量	余水量	下泄水量	月初兴利库容	月末兴利库容
5 月	6553.0	354.0	271.2	7178.2	220.2	1612.4	122.4	569.5	2524.4	4653.8	1355.0	0.0	3298.8
6 月	5310.3	286.8	330.9	5928.0	220.2	751.6	122.4	569.5	1663.6	4264.4	1355.0	3298.8	6208.2
7 月	5850.2	316.0	109.8	6275.9	220.2	1188.1	122.4	569.5	2100.1	4175.9	1355.0	6208.2	9029.1
8 月	5004.7	270.3	323.6	5598.7	220.2	400.1	122.4	569.5	1312.0	4286.6	1355.0	9029.1	11960.8
9 月	4525.9	244.5	90.8	4861.2	220.2	3673.4	122.4	569.5	4585.4	275.8	1355.0	11960.8	10881.6
10 月	481.9	26.0	95.8	603.7	220.2	3394.5	122.4	569.5	4306.5	-3702.9	1737.4	10881.6	5441.3
11 月	665.2	35.9	16.2	717.3	220.2	0.0	122.4	569.5	912.0	-194.6	1737.4	5441.3	3509.3
12 月	1683.9	91.0	26.1	1801.0	220.2	0.0	122.4	569.5	912.0	889.0	1737.4	3509.3	2660.9
1 月	1887.6	102.0	117.0	2106.6	220.2	0.0	122.4	569.5	912.0	1194.6	1737.4	2660.9	2118.1
2 月	2081.2	112.4	41.0	2234.6	220.2	0.0	122.4	569.5	912.0	1322.6	1737.4	2118.1	1703.3
3 月	1459.8	78.9	77.2	1615.8	220.2	0.0	122.4	569.5	912.0	703.9	1737.4	1703.3	669.8
4 月	2763.7	149.3	169.9	3082.8	220.2	1103.2	122.4	569.5	2015.2	1067.6	1737.4	669.8	0.0
求和	38267.3	2067.1	1669.5	42003.8	2641.9	12123.4	1468.3	6833.5	23067.0	18936.8	18936.8		

2.9.9 发电水量

东成水电站利用考虑生态、水损及供水损耗后剩余的水量发电。

月发电水量＝水库泄流+月径流量+灌溉回水量-供水损耗-生态用水-水损。

东成水电站各月发电水量详见表 2.9.9-1。

表 2.9.9-1　　东成水电站发电用水量计算表　　单位：万 m^3

项目		5月	6月	7月	8月	9月	10月	11月	12月	1月	2月	3月	4月	总计
丰水年	水库联合调节下泄水量	7428.7	7836.1	7836.1	7836.1	6122.5	6122.5	6122.5	6122.5	6122.5	6122.5	6122.5	6122.5	79916.9
	东成水闸区间径流量	11882.5	18020.3	12867.2	21500.6	9886.0	3235.5	1751.7	807.4	874.8	3100.6	4854.3	6486.6	95267.4
	东成水闸区间灌溉回水量	588.0	467.0	0.0	254.5	1045.1	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	116.1	2470.8
	东成水闸区间水损	714.5	714.5	714.5	714.5	714.5	714.5	714.5	714.5	714.5	714.5	714.5	714.5	8574.1
	东成水闸区间生态用水	539.8	539.8	539.8	539.8	539.8	539.8	539.8	539.8	539.8	539.8	539.8	539.8	6477.9
	东成水闸区间取水户耗水量	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	5.3
	水电站发电水量	18644.4	25068.6	19448.6	28336.5	15798.8	8103.2	6619.4	5675.1	5742.5	7968.4	9722.0	11470.4	162597.9
平水年	水库联合调节下泄水量	6179.0	6179.0	6179.0	6179.0	2593.0	2593.0	2593.0	2593.0	2593.0	2593.0	2593.0	2909.7	45776.7
	东成水闸区间径流量	17047.6	13428.8	3795.9	5672.2	8844.8	581.0	1358.3	517.6	1896.0	2170.8	2145.0	4650.7	62108.5
	东成水闸区间灌溉回水量	615.7	0.0	652.3	173.1	901.9	585.8	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	399.4	3328.2
	东成水闸区间水损	465.8	465.8	465.8	465.8	465.8	465.8	465.8	465.8	465.8	465.8	465.8	465.8	5589.8
	东成水闸区间生态用水	539.8	539.8	539.8	539.8	539.8	539.8	539.8	539.8	539.8	539.8	539.8	539.8	6477.9
	东成水闸区间取水户耗水量	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	5.3
	水电站发电水量	22836.2	18601.7	9621.1	11018.2	11333.7	2753.7	2945.2	2104.5	3483.0	3757.7	3731.9	6953.7	99140.5
枯水年	水库联合调节下泄水量	1355.0	1355.0	1355.0	1355.0	1355.0	1737.4	1737.4	1737.4	1737.4	1737.4	1737.4	1737.4	18936.8
	东成水闸区间径流量	8827.6	4811.6	3034.4	6196.1	4566.2	481.4	638.5	1463.3	1620.4	2268.5	1728.4	2101.6	37738.1
	东成水闸区间灌溉回水量	580.5	270.6	427.7	144.0	1322.4	1222.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	397.2	4364.4
	东成水闸区间水损	283.0	283.0	283.0	283.0	283.0	283.0	283.0	283.0	283.0	283.0	283.0	283.0	3396.4
	东成水闸区间生态用水	539.8	539.8	539.8	539.8	539.8	539.8	539.8	539.8	539.8	539.8	539.8	539.8	6477.9
	东成水闸区间取水户耗水量	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	0.4	5.3
	水电站发电水量	9939.8	5613.9	3993.8	6871.8	6420.3	2617.6	1552.6	2377.4	2534.5	3182.6	2642.6	3412.8	51159.7

2.9.10 发电出力、发电量

东成水闸闸上正常蓄水位为 13.10m，闸下多年平均水位约 9.20m，考虑 0.20m 的水头损失，因此东成水电站的净水头为 3.70m。

选择丰、平、枯 3 个代表年进行计算，其中月平均发电出力：N=AQH；月平均发电量：E=730N；

式中：A——出力系数，小型机组取 7.5，

Q——平均流量（m3/s），

H——平均水头差（m）；

E——月平均发电量（10^4kW·h）。

东成水电站利用考虑水损、灌溉用水及供水损耗后剩余水量发电。根据表 2.9.9-1 中可发电水量，水量利用系数取 0.75，算出水电站处各设计代表年的月平均流量见表 2.9.10-1，选定设计保证率为 80%，试作该水电站的水能计算。

表 2.9.10-1　　东成水电站设计代表年的月平均流量

月份	可引水量（万 m^3）			月平均流量（m^3/s）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5 月	18644.41	22836.19	9939.79	52.208	63.945	27.833
6 月	25068.61	18601.68	5613.91	72.536	53.824	16.244
7 月	19448.56	9621.08	3993.77	54.459	26.941	11.183
8 月	28336.47	11018.16	6871.83	79.347	30.853	19.242
9 月	15798.82	11333.67	6420.26	45.714	32.794	18.577
10 月	8103.25	2753.66	2617.56	22.691	7.711	7.330
11 月	6619.38	2945.21	1552.63	19.153	8.522	4.493
12 月	5675.10	2104.50	2377.44	15.891	5.893	6.657
1 月	5742.55	3482.98	2534.54	16.080	9.753	7.097
2 月	7968.35	3757.74	3182.60	24.703	11.650	9.867
3 月	9722.02	3731.90	2642.55	27.223	10.450	7.400
4 月	11470.40	6953.69	3412.84	33.190	20.121	9.875
求和	162597.91	99140.45	51159.73	463.20	282.46	145.80

根据东成水电站 3 个代表年的月平均流量资料，统计计算流量的频率，绘制成流量频率曲线见图 2.9.10-1。

拟合函数相关系数 R^2= 0.9913，拟合函数方程结果如下：

$$y=\frac{-22.750x^3-11.756x^2+12.254x+10.572}{7.608x^3-4.72x+1}$$

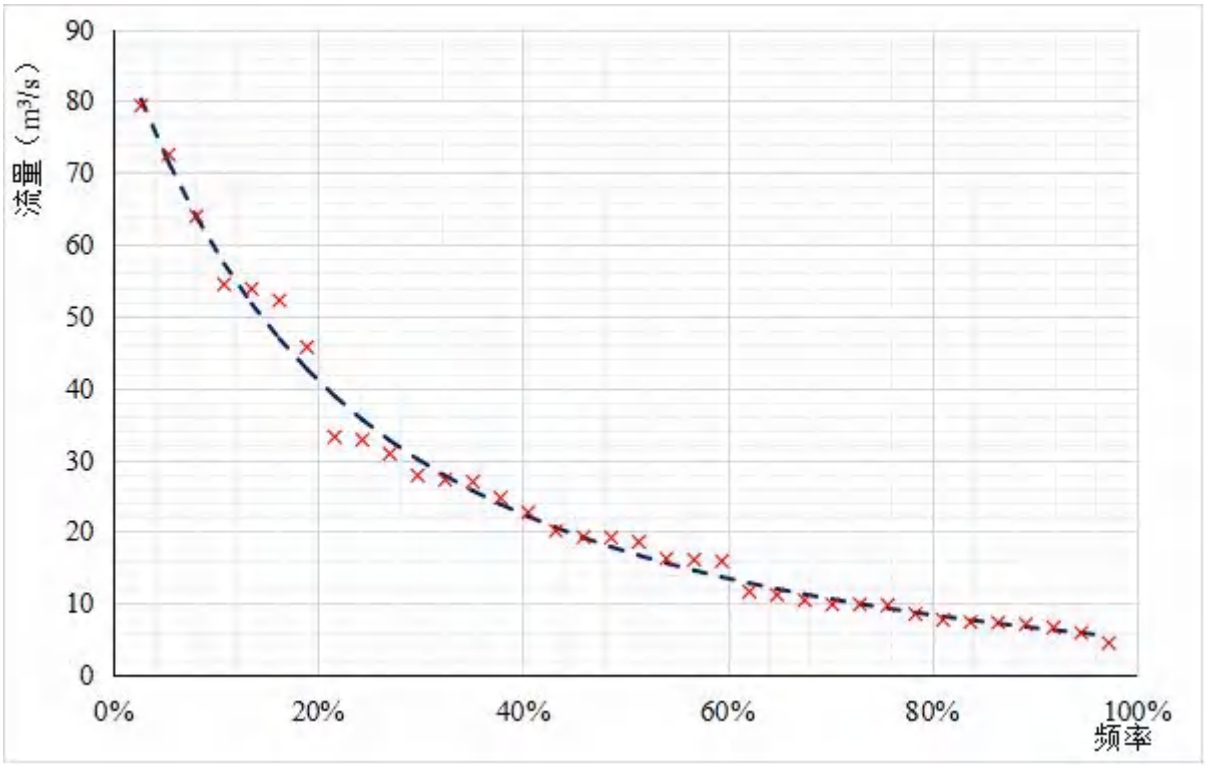


图 2.9.10-1　东成水电站流量频率曲线

由东成水电站设计保证率 P=80%，查得保证流量 Q_P= 8.417 m^3/s；根据上文可知，水电站的净水头为 3.7m，出力系数取 7.5，则水电站的保证出力为：

$$N = A \cdot Q_P \cdot H_P = 7.5 \times 8.417 \times 3.7 = 233.57kW$$

根据表 2.9.10-1 中的流量频率计算成果，列表计算年利用小时数，见表 2.9.10-2。

表 2.9.10-2　　东成水电站装机年利用小时数计算表

流量 Q	水头 H	出力 N	出力差 N	频率 P	保证率历时 t	电量差 E	累积电量 E	装机年利用小时数 h
m^3/s	m	kW	kW		h	kWh	万 kWh	h
79.35	3.7	2201.88	189.00	0.03	236.76	4.47	585.68	2659.92

流量 Q	水头 H	出力 N	出力差 N	频率 P	保证率历时 t	电量差 E	累积电量 E	装机年利用小时数 h
72.54	3.7	2012.89	238.40	0.05	473.51	11.29	581.21	2887.44
63.95	3.7	1774.49	263.24	0.08	710.27	18.70	569.92	3211.75
54.46	3.7	1511.25	17.63	0.11	947.03	1.67	551.22	3647.47
53.82	3.7	1493.62	44.86	0.14	1183.78	5.31	549.55	3679.33
52.21	3.7	1448.76	180.19	0.16	1420.54	25.60	544.24	3756.61
45.71	3.7	1268.57	347.55	0.19	1657.30	57.60	518.65	4088.44
33.19	3.7	921.02	10.98	0.22	1894.05	2.08	461.05	5005.84
32.79	3.7	910.04	53.87	0.24	2130.81	11.48	458.97	5043.38
30.85	3.7	856.17	83.79	0.27	2367.57	19.84	447.49	5226.65
27.83	3.7	772.37	16.92	0.30	2604.32	4.41	427.65	5536.83
27.22	3.7	755.45	7.84	0.32	2841.08	2.23	423.24	5602.52
26.94	3.7	747.61	62.08	0.35	3077.84	19.11	421.01	5631.49
24.70	3.7	685.52	55.86	0.38	3314.59	18.51	401.91	5862.77
22.69	3.7	629.66	71.32	0.41	3551.35	25.33	383.39	6088.82
20.12	3.7	558.35	24.37	0.43	3788.11	9.23	358.06	6412.92
19.24	3.7	533.98	2.47	0.46	4024.86	0.99	348.83	6532.72
19.15	3.7	531.50	15.99	0.49	4261.62	6.81	347.84	6544.38
18.58	3.7	515.52	64.75	0.51	4498.38	29.13	341.02	6615.18
16.24	3.7	450.77	4.55	0.54	4735.14	2.15	311.90	6919.23
16.08	3.7	446.22	5.24	0.57	4971.89	2.61	309.75	6941.47
15.89	3.7	440.98	117.70	0.59	5208.65	61.31	307.14	6964.88
11.65	3.7	323.28	12.94	0.62	5445.41	7.05	245.83	7604.31
11.18	3.7	310.34	20.35	0.65	5682.16	11.56	238.78	7694.36
10.45	3.7	289.99	15.95	0.68	5918.92	9.44	227.22	7835.56
9.88	3.7	274.03	0.23	0.70	6155.68	0.14	217.78	7947.13
9.87	3.7	273.80	3.16	0.73	6392.43	2.02	217.64	7948.66
9.75	3.7	270.64	34.16	0.76	6629.19	22.64	215.62	7966.81
8.52	3.7	236.49	22.51	0.78	6865.95	15.46	192.97	8160.02
7.71	3.7	213.97	8.63	0.81	7102.70	6.13	177.52	8296.17
7.40	3.7	205.34	1.94	0.84	7339.46	1.43	171.38	8346.36
7.33	3.7	203.40	6.45	0.86	7576.22	4.89	169.96	8355.97
7.10	3.7	196.95	12.21	0.89	7812.97	9.54	165.07	8381.51
6.66	3.7	184.74	21.21	0.92	8049.73	17.07	155.53	8419.08
5.89	3.7	163.53	38.86	0.95	8286.49	32.20	138.46	8466.98
4.49	3.7	124.67	124.67	0.97	8523.24	106.26	106.26	8523.24

根据表 2.9.10-2 中的数据，绘制 $N_{装}$~$E_{年}$和 $N_{装}$~$h_{年}$关系曲线，见图 2.9.10-2 和图 2.9.10-3。

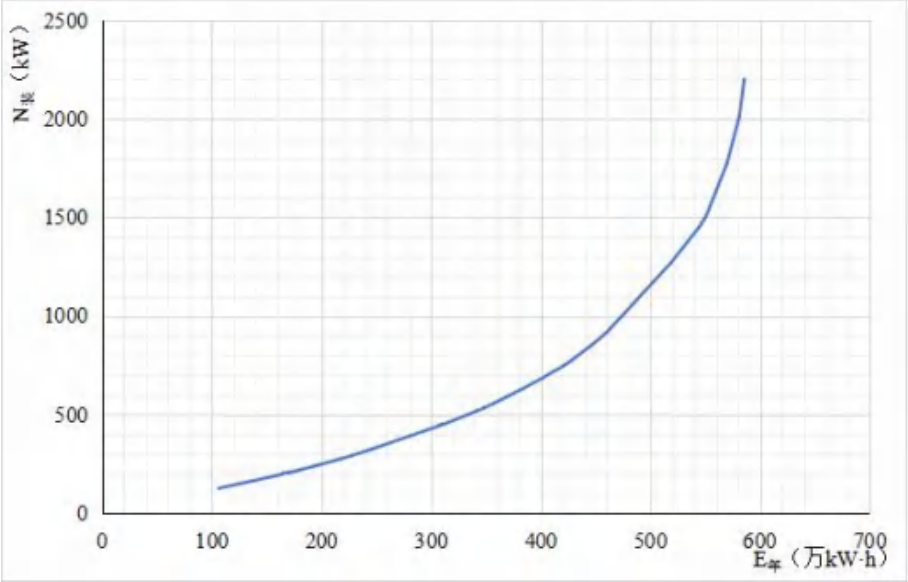


图 2.9.10-2　东成水电站 $N_{装}$~$E_{年}$关系曲线

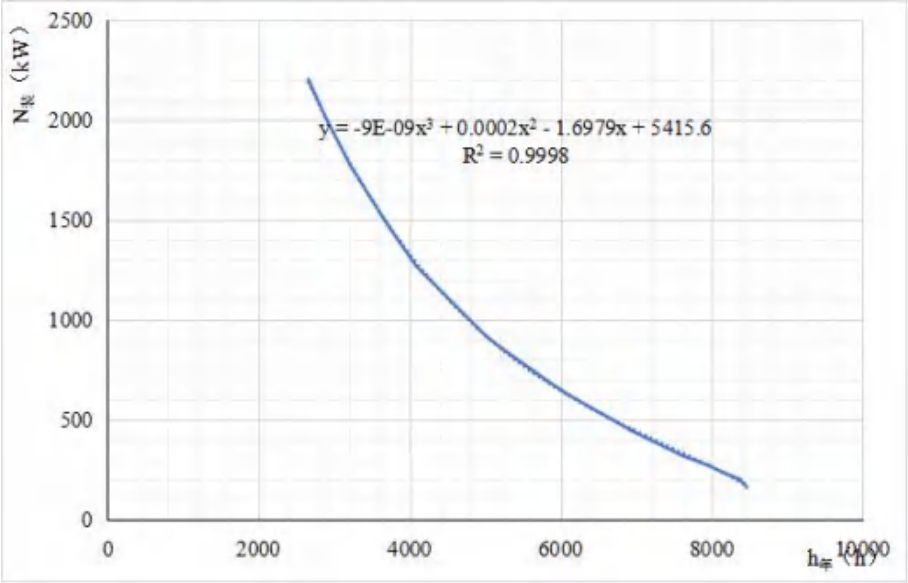


图 2.9.10-3　东成水电站 $N_{装}$~$h_{年}$关系曲线

根据该水电站的特性，东成水电站原装机容量 4×400=1600kW，由图 2.9.10-2 和图 2.9.10-3，分别查得不同装机容量下的装机年利用小时数和多年平均年发电量见表 2.9.10-3。从表中可知，提高装机容量的收益不大，建议维持原装机容量不变。

表 2.9.10-3　　各装机容量下的装机年利用小时数和多年平均年发电量成果

设计装机容量（kW）	年利用小时数（h）	多年平均发电量（万 kW·h）
1200	4269.4	507.3
1400	3846.4	537.3
1600	3500.6	557.5
1800	3177.0	571.1

2.10 阵湾水电站水能计算

2.10.1 阵湾水电站流域概况

阵湾水电站位于恩平市锦江水库库区上游，其中厂房位于恩平市河排林场，大坝位于恩平市大田镇。

锦江水库是一座以防洪、灌溉为主，并结合发电、养殖、改善航运等综合利用的大（二）型水库。担负着潭江中下游的恩平、开平、台山、新会等四市（区）78 万人口、80 万亩农田以及一大批工商企业、325 国道和开阳高速公路等重要交通设施的防洪任务，同时，灌溉恩平市大田、东成、君堂等 14 个镇 20 万亩农田。坝后电站年平均发电量 5500 千瓦时。锦江水库总库容 4.18 亿 m^3，正常库容 3.58 亿 m^3，兴利库容 2.77 亿 m^3，死库容 0.81 亿 m^3。

阵湾水电站位于潭江恩平段锦江支流岑洞河，电站厂房在大田镇阵湾村，电站于 1984 年 9 月建设，1990 年 4 月投产发电，最近一次改造时间是 2012 年 1 月。阵湾水电站开发方式为引水式，属集体电站，电站从业人员 22 人，现装机 2 台，总装机容量 2500kW，设计年发电量 560 万 kW·h，设计年利用小时数 2240h，设计水头 103m，设计流量 2*1.31m^3/s，电站目前处于正常运行状态。

2.10.2 阵湾水电站水文基本资料

阵湾水电站位于锦江水库库区上游，锦江水库库区内现设有水库专用水文

观测站，人力观测，主要观测降雨量和水库水位。现收集到锦江水库 1976 年 5 月~2023 年 4 月共 47 年降雨量资料。

2.10.3 阵湾水电站设计年径流量及年内分配

2.10.3.1 设计年径流量

由于本工程流域范围无径流观测资料，故只能采用由降雨推求径流的方法进行计算。

年径流总量＝年径流深×集雨面积

本次收集到锦江水库 1976~2023 年共计 47 水文年（5 月~次年 4 月）逐月降雨量数据，按水文年进行统计和频率分析计算，用 P-Ⅲ型理论频率曲线进行适线比较。经适线，选定锦江水库变差系数 Cv=0.21，Cs/Cv=2，锦江水库设计年降雨量成果表见 2.10.3.1-1，锦江水库实测年降雨量频率曲线见图 2.10.3.1-1。

表 2.10.3.1-1　　锦江水库实测年降雨量频率计算成果表　　单位：mm

均值	Cv	Cs/Cv	P=1%	P=10%	P=20%	P=50%	P=75%	P=90%
2629.89	0.21	2	4082.11	3357.82	3079.89	2591.33	2239.38	1951.57

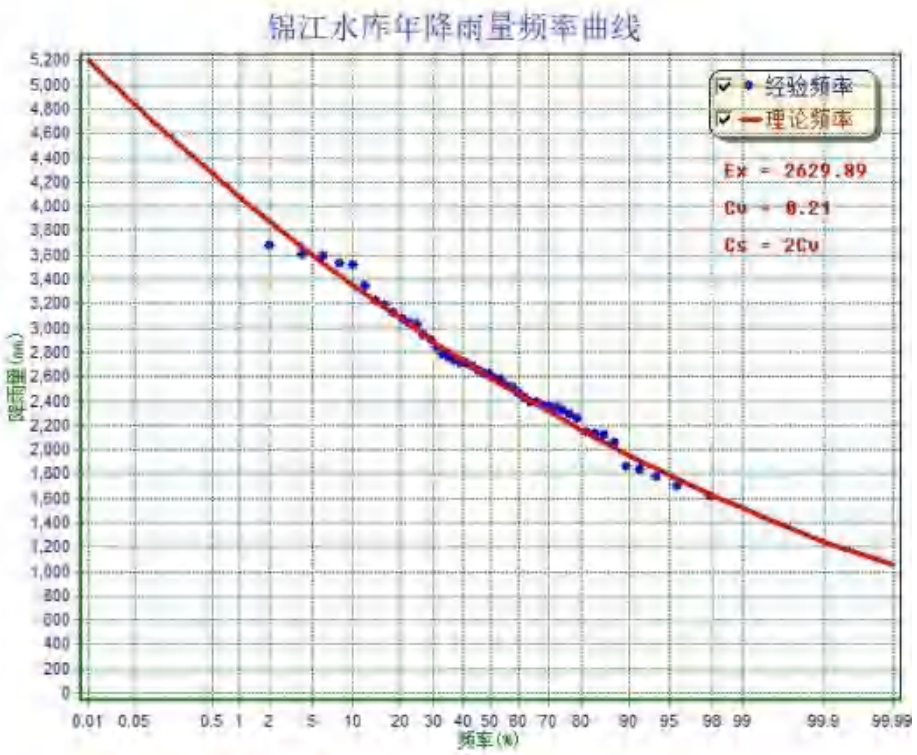


图 2.10.3.1-1　锦江水库实测年降雨量频率曲线图

根据《江门市水资源及其开发利用调查评价研究报告》（江门市水利水电勘测设计院有限公司）中江门市多年平均径流深等值线图（1976~2012 年同步系列）及江门市多年平均降水深等值线图（1976~2012 年同步系列），查得锦江水库多年平均年径流深 Y＝1750mm，多年平均年降水量 X=2700mm，因此多年平均径流系数 α =1750/2700=0.648，根据 1976~2023 水文年的实测降雨资料得多年平均降雨量为 2629.89mm，则多年平均径流深为 1704.56mm；年径流变差系数 Cvy 由下面经验公式计算：

$$Cvy = \frac{\gamma Cvx}{\alpha^n + m \lg F}$$

式中：Cvx——年降雨量变差系数，锦江水库由该水库 1976～2023 年 47 年水文年实测降雨量资料统计得 $C_{VX\,水库}$=0.21；

α——年径流系数，锦江水库径流系数α＝0.648；

F——总集雨面积，阵湾水电站集雨面积 F＝20.46km^2；

r——综合影响系数，取 r＝1.4；

n——指数，采用 0.6；

m——地区性经验系数，采用 0.06；

阵湾水电站多年平均径流量为 1704.56×20.46×0.1=3487.52×$10^4$$m^3$，根据上述公式计算得阵湾水电站年径流变差系数为 Cvy＝0.35，取 Csy＝2Cvy，根据 P-III型频率曲线分布，计算得各频率下阵湾水电站的年径流深，其成果见表 2.10.3.1-2。

表 2.10.3.1-2　　阵湾水电站年径流量计算成果表

P（%）	均值	P=1%	P=10%	P=20%	P=50%	P=75%	P=90%
Kp	1.00	1.98	1.46	1.27	0.96	0.75	0.59
径流深 Y（mm）	1704.56	3366.97	2490.64	2171.03	1637.02	1278.69	1005.65
Wy（万 m^3）	3487.52	6888.81	5095.86	4441.92	3349.34	2616.20	2057.57

2.10.3.2 径流年内分配

利用锦江水库降雨推求阵湾水电站年内径流分配，枯水年时取 1990~1991 水文年（总降雨量为 1856.8mm）为典型年，平水年取 1987~1988 水文年（总降雨量为 2572.7mm）为典型年，丰水年时取 2022~2023 水文年（总降雨量为 3341.7mm）为典型年。

设计年径流由地表径流和占河川径流量 10%的基流组成。地表径流的年内分配采用设计典型年的降雨量分配，基流按 12 个月平均分配。

阵湾水电站年径流月分配见表 2.10.3.2-1。

表 2.10.3.2-1　　阵湾水电站径流分配

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
5 月	315.4	632.5	228.7	0.116	0.308	0.150	0.113	0.285	0.143	1652.30	2720.04	824.65
6 月	623.8	345.5	113.9	0.229	0.168	0.075	0.215	0.160	0.075	3148.36	1521.86	434.83

月份	降雨量（mm）			降雨分配			径流分配			径流量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年
7 月	322.8	242.5	291.7	0.119	0.118	0.191	0.115	0.115	0.180	1688.20	1091.85	1038.57
8 月	709.7	423.0	148.1	0.261	0.206	0.097	0.243	0.194	0.096	3565.07	1845.41	550.96
9 月	267.6	72.5	132.9	0.098	0.035	0.087	0.097	0.040	0.087	1420.42	382.13	499.34
10 月	56.4	47.5	37.8	0.021	0.023	0.025	0.027	0.029	0.031	395.89	277.76	176.42
11 月	27.8	53.0	0.0	0.010	0.026	0.000	0.018	0.032	0.008	257.15	300.72	48.06
12 月	0.5	16.5	26.7	0.000	0.008	0.017	0.008	0.016	0.024	124.71	148.34	138.73
1 月	0.0	18.0	31.5	0.000	0.009	0.021	0.008	0.016	0.027	122.29	154.60	155.02
2 月	76.3	25.5	35.3	0.028	0.012	0.023	0.034	0.019	0.029	492.42	185.92	167.93
3 月	163.1	31.5	88.3	0.060	0.015	0.058	0.062	0.022	0.060	913.49	210.96	347.90
4 月	159.1	147.5	393.7	0.058	0.072	0.258	0.061	0.073	0.240	894.09	695.25	1384.93
求和	2722.5	2055.5	1528.6	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.00	14674.39	9534.86	5767.34

2.10.3.3 生态需水量

生态环境需水量是在现状和未来时空尺度上，一定的生态环境标准条件下，为维持流域或区域特定的天然生态环境功能必须保障蓄存和消耗的最小水量。生态流量按河道天然同期多年平均流量的 10%确定，多年平均流量=多年平均径流量÷（365×24×3600），生态流量=10%×多年平均流量。阵湾水电站多年平均流量=多年平均径流量÷（365×24×3600）=1.11m^3/s；生态流量=10%×多年平均流量=0.11m^3/s。由于阵湾水电站生态流量采用发电尾水，因此此次阵湾水电站发电水量计算不单独考虑生态用水量。

2.10.3.4 水量损失

水损包括渗流损失和蒸发损失。

本次阵湾水电站全年水损取年径流量的 9%，并按 12 个月平均分配。

2.10.4 阵湾水电站电站出力、装机容量

阵湾水电站上游来水无其他功能，故阵湾水电站利用考虑水损后剩余的水量发电，发电尾水用于生态，但发电流量应不小于生态流量。

阵湾水电站各月发电水量详见表 2.10.4-1。

表 2.10.4-1　　阵湾电站发电水量计算表　　单位：万 m^3

月份	径流量（万 m^3）			损失量（万 m^3）			生态水量（万 m^3）	发电水量（万 m^3）		
	丰水年	平水年	枯水年	丰水年	平水年	枯水年		丰水年	平水年	枯水年
5 月	940.72	491.43	210.82	38.22	25.12	15.43	29.06	902.51	466.31	195.39
6 月	585.68	856.65	346.46	38.22	25.12	15.43	29.06	547.46	831.53	331.03
7 月	910.26	638.48	517.20	38.22	25.12	15.43	29.06	872.04	613.36	501.77
8 月	787.01	339.35	72.70	38.22	25.12	15.43	29.06	748.79	314.23	57.26
9 月	272.90	241.63	184.89	38.22	25.12	15.43	29.06	234.68	216.51	169.46
10 月	119.60	143.56	39.59	38.22	25.12	15.43	29.06	81.38	118.44	0.00
11 月	691.08	106.88	421.26	38.22	25.12	15.43	29.06	652.86	81.76	405.83
12 月	80.21	28.03	17.55	38.22	25.12	15.43	29.06	41.99	0.00	0.00
1 月	120.97	42.32	84.96	38.22	25.12	15.43	29.06	82.75	0.00	69.53
2 月	76.78	71.38	27.32	38.22	25.12	15.43	29.06	38.56	46.26	0.00
3 月	223.49	130.55	76.59	38.22	25.12	15.43	29.06	185.27	105.43	61.15
4 月	287.17	259.09	58.24	38.22	25.12	15.43	29.06	248.95	233.97	42.80
求和	5095.86	3349.34	2057.57	458.63	301.44	185.18	348.75	4637.23	3027.78	1834.23

阵湾水电站设计发电水头为 103m，考虑到阵湾水电站水力损失较大，结合测量图及实际情况，阵湾水电站净水头为 98m。

选择丰、平、枯 3 个代表年进行计算，其中月平均发电出力：N=AQH，月平均发电量 E=730N；

式中：A——出力系数，小型机组取 7.5，

Q——平均流量（m^3/s），

H——平均水头差（m）；

E——月平均发电量（$10^4kW \cdot h$）。

阵湾水电站利用考虑水损及生态水量后剩余的水量发电。根据表 2.10.4-1 中的可发电水量，水量利用系数取 0.75，算出水电站处各设计代表年的月平均流量见表 2.10.4-2，选定设计保证率为 80%，试作该水电站的水能计算。

表 2.10.4-2　　阵湾水电站设计代表年的月平均流量　　单位：m^3/s

代表年		可发电水量（万 m^3）			月平均流量（m^3/s）		
		枯水年	平水年	丰水年	丰水年	平水年	枯水年
月份	1	902.51	466.31	195.39	2.527	1.306	0.547
	2	547.46	831.53	331.03	1.697	2.578	1.026
	3	872.04	613.36	501.77	2.442	1.718	1.405
	4	748.79	314.23	57.26	2.167	0.909	0.166
	5	234.68	216.51	169.46	0.657	0.606	0.475
	6	81.38	118.44	0.00	0.235	0.343	0.000
	7	652.86	81.76	405.83	1.828	0.229	1.136
	8	41.99	0.00	0.00	0.118	0.000	0.000
	9	82.75	0.00	69.53	0.239	0.000	0.201
	10	38.56	46.26	0.00	0.108	0.130	0.000
	11	185.27	105.43	61.15	0.536	0.305	0.177
	12	248.95	233.97	42.80	0.697	0.655	0.120
全年均值		386.44	252.32	152.85	1.104	0.732	0.438

根据阵湾水电站 3 个代表年的月平均流量资料，统计计算流量的频率，绘制成流量频率曲线见图 2.10.4-1。

拟合函数相关系数 R^2=0.9947，拟合函数方程结果如下：

$$y=\frac{1.449x^3-1.038x^2-0.161x+2.885}{4.73x^3+1.346x+1}$$

由阵湾水电站设计保证率 P=80%，查得保证流量 Q_P=0.085m^3/s；根据上文可知，水电站的水头为 98m，出力系数取 7.5，则水电站的保证出力为：

$$N = A \cdot Q_P \cdot H_P = 7.5 \times 0.085 \times 98 = 62.32kW$$

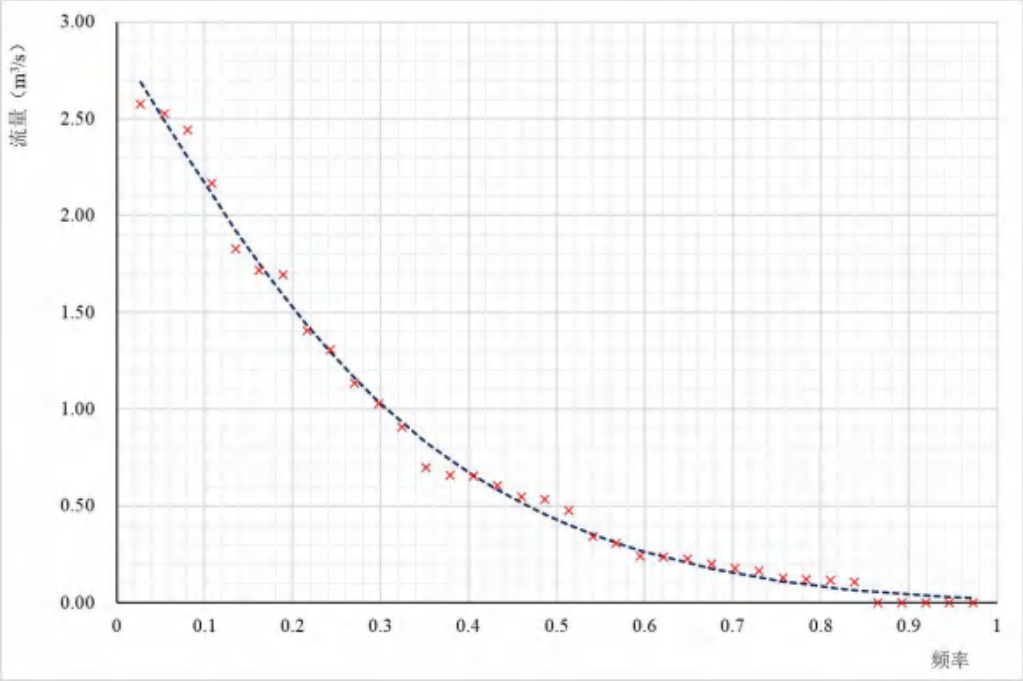


图 2.10.4-1　阵湾水电站流量频率曲线

根据表 2.10.4-2 中的流量频率计算成果，列表计算年利用小时数，见表 2.10.4-3。

表 2.10.4-3　　阵湾水电站装机年利用小时数计算表

流量 Q	水头 H	出力 N	出力差 N	频率 P	保证率历时 t	电量差 E	累积电量 E	装机年利用小时数 h
m^3/s	m	kW	kW	%	h	万 kW·h	万 kW·h	h
2.578	98	1894.83	37.48	0.027	236.76	0.89	474.77	2505.60
2.527	98	1857.35	62.47	0.054	473.51	2.96	473.88	2551.39
2.442	98	1794.87	202.13	0.081	710.27	14.36	470.92	2623.71
2.167	98	1592.75	249.17	0.108	947.03	23.60	456.57	2866.54
1.828	98	1343.58	80.85	0.135	1183.78	9.57	432.97	3222.51
1.718	98	1262.73	15.43	0.162	1420.54	2.19	423.40	3353.04
1.697	98	1247.30	214.62	0.189	1657.30	35.57	421.21	3376.96
1.405	98	1032.68	72.77	0.216	1894.05	13.78	385.64	3734.35
1.306	98	959.91	124.95	0.243	2130.81	26.62	371.86	3873.86
1.136	98	834.96	80.85	0.270	2367.57	19.14	345.23	4134.70
1.026	98	754.11	86.00	0.297	2604.32	22.40	326.09	4324.16
0.909	98	668.12	155.82	0.324	2841.08	44.27	303.69	4545.52
0.697	98	512.30	29.40	0.351	3077.84	9.05	259.42	5063.95
0.657	98	482.90	1.47	0.378	3314.59	0.49	250.37	5184.86
0.655	98	481.43	36.02	0.405	3551.35	12.79	249.89	5190.58
0.606	98	445.41	43.37	0.432	3788.11	16.43	237.10	5323.12
0.547	98	402.05	8.08	0.459	4024.86	3.25	220.67	5488.69

流量 Q	水头 H	出力 N	出力差 N	频率 P	保证率历时 t	电量差 E	累积电量 E	装机年利用小时数 h
m^3/s	m	kW	kW	%	h	万 kW·h	万 kW·h	h
0.536	98	393.96	44.84	0.486	4261.62	19.11	217.42	5518.73
0.475	98	349.13	97.02	0.514	4498.38	43.64	198.31	5680.17
0.343	98	252.11	27.93	0.541	4735.14	13.23	154.67	6134.97
0.305	98	224.18	48.51	0.568	4971.89	24.12	141.44	6309.37
0.239	98	175.67	2.94	0.595	5208.65	1.53	117.32	6678.72
0.235	98	172.73	4.41	0.622	5445.41	2.40	115.79	6703.74
0.229	98	168.32	20.58	0.649	5682.16	11.69	113.39	6736.71
0.201	98	147.74	17.64	0.676	5918.92	10.44	101.70	6883.61
0.177	98	130.10	8.08	0.703	6155.68	4.98	91.25	7014.42
0.166	98	122.01	26.46	0.730	6392.43	16.91	86.28	7071.33
0.130	98	95.55	7.35	0.757	6629.19	4.87	69.36	7259.33
0.120	98	88.20	1.47	0.784	6865.95	1.01	64.49	7311.84
0.118	98	86.73	7.35	0.811	7102.70	5.22	63.48	7319.40
0.108	98	79.38	79.38	0.838	7339.46	58.26	58.26	7339.46
0.000	98	0.00	0.00	0.865	7576.22	0.00	0.00	/
0.000	98	0.00	0.00	0.892	7812.97	0.00	0.00	/
0.000	98	0.00	0.00	0.919	8049.73	0.00	0.00	/
0.000	98	0.00	0.00	0.946	8286.49	0.00	0.00	/
0.000	98	0.00	0.00	0.973	8523.24	0.00	0.00	/

根据表 2.10.4-3 中的数据，绘制 $N_{装}$~$E_{年}$和 $N_{装}$~$h_{年}$关系曲线，见图 2.10.4-2~图 2.10.4-3。

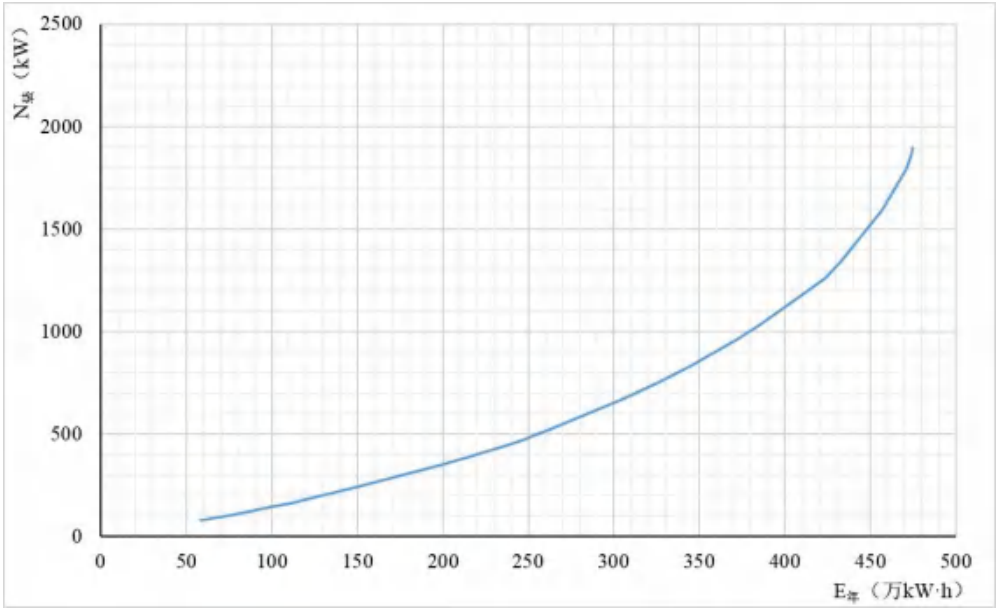


图 2.10.4-2　阵湾水电站 $N_{装}$~ $E_{年}$关系曲线

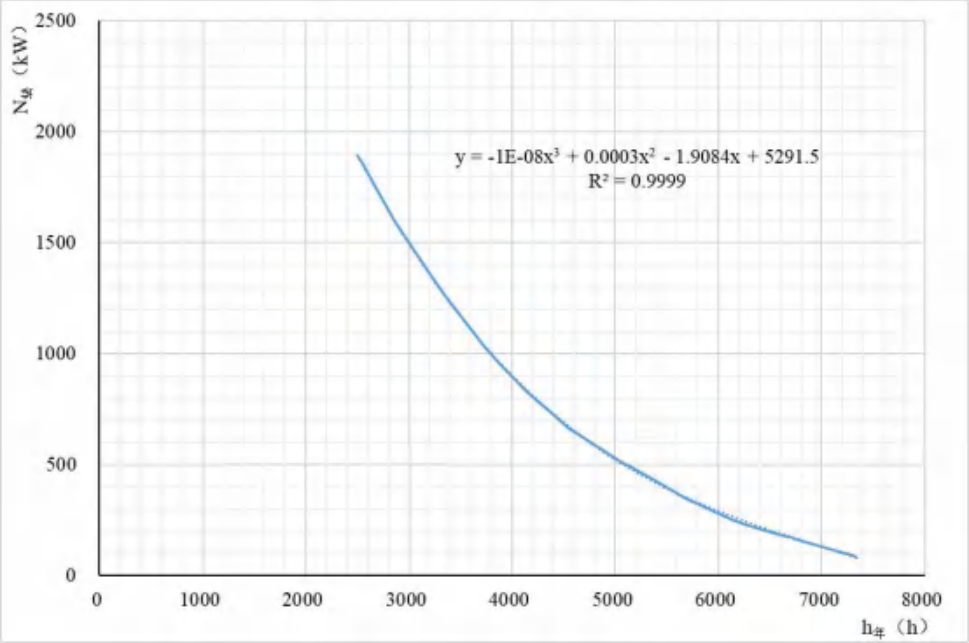


图 2.10.4-3　阵湾水电站 $N_{装}$~ $h_{年}$关系曲线

根据该水电站的特性，阵湾水电站原装机容量维持不变，为 2500kW。由图 2.10.4-2，$N_{装}$~$E_{年}$关系曲线查得多年平均年发电量为 559.94 万 kW·h，算得装机年利用小时数 2239.76 小时。

3 工程地质

3.1 勘察工作简介

区内地层主要有泥盆系、侏罗系、第三系及第四系，局部分布有寒武系八村群、石炭系、二叠系地层。泥盆系地层主要分布于区域南西部及中北部，由内陆流-滨海三角洲-浅海相类磨拉石碎屑岩建造、浅海相碳酸盐岩建造及内陆河流-滨海三角洲相含煤碎屑岩建造地层组成，可细分为中-下泥盆统桂头群、中泥盆统老虎坳组及上泥盆统天子岭组、帽子峰组；侏罗系地层则分布于南东部的开恩断陷内，为内陆湖泊相类磨拉石碎屑岩建造；第三系分布于区域北东部的苍圣断陷内，为河流-三角洲相碎屑岩建造；第四系分布广泛，为洪冲积、残坡积建造；寒武系八村群地层出露面积较小，见于本部西部，为一套海相复理石碎屑岩建造；石炭系及二叠系地层零星分布于东部沙湖向斜轴部附近。

区域构造方面，中东部（大塘尾-新楼一线以东）以北东向延伸的断裂、向斜及断陷盆地为主，包括恩苍大断裂、均安断裂层、浦田断层、雁平里向斜、沙湖向斜、开恩断陷及苍圣断陷等；西部则以北北东-南北向延伸的区域断裂及向斜为主，如大人山断层及大人山向斜等；此外，尚有北西向的断裂构造，如西水断层、热水断层等。

区域岩浆活动较强烈，岩浆岩主要出露于西部，其中以燕山期岩浆活动最为强烈（新兴岩体等），其次为印支期（六岗岩体）。

总体上地质构造稳定性较好，适宜该类建筑物的兴建，不会对场地地质造成不利影响。

中山市水利水电勘测设计咨询有限公司对恩平市水电站提质改造工程进行工程地质勘察。本次勘察的主要目的是：

（1）复核区域地震动参数，确定场地类别；

（2）查明场地内各岩土层的类型、深度、分布、工程特性和变化规律，分

析和评价地基的稳定性、均匀性和承载力；

（3）确定岩土层的物理力学参数，为场地的稳定性评价提供地质资料；

（4）查明丹竹河水电站重建管养房、引水管地质情况；恩城水电站新建尾水平台地质情况；江洲水电站厂房两侧地质情况；塘洲水电站厂房右侧地质情况；大带二级站管道地质情况。

2025 年 3 月，中山市水利水电勘测设计咨询有限公司组织 XY－150 型钻机 1 台(套)进场，开展地质钻探、原位测试等工作。考虑到工程的实际情况和设计工作需要，场区内共布置 10 个钻孔，其中 8 个陆上钻孔、2 个水上钻孔，本工程钻孔的布置详见“工程地质平面图”。本次完成的勘察工作量见表 3.1-1。测量采用 2000 国家坐标系，高程为珠江高程基准，测量图控制点见表 3.1-2。室内岩土试验委托广东省地质局第六地质大队实验室按照相关的操作规程进行。

表 3.1-1　　勘察完成的实物工作量

勘 察 项 目		单位	数量	附 注
地质测绘	工程地质测绘	km^2	2.25	按面积
钻 探	陆上孔	个	8	已封孔，恢复原质路面
	水上孔	个	2	
	总进尺	m	174.4	
原位测试	标准贯入	次	21	
	注水试验	段	3	
取样与室内试验	原状土样/砂样	件	21/5	
	水样	件	8	

表 3.1-2　　控制点成果表

点名	X 坐标	Y 坐标	高程
ZW02	2465514.954	612718.914	97.56
ZW01	2465514.777	612773.475	99.62
JZ02	2468924.662	647748.027	13.357
JZ01	2468922.969	647645.53	15.57
A01	2475068.969	623785.965	53.321
A02	2475074.5	623759.696	53.417
F01	2459940.974	627569.082	42.598
F02	2459856.707	627517.323	48.26
F03	2459409.357	627945.539	42.242
F04	2459999.439	628175.18	29.002
说明：本项目采用 2000 国家大地坐标系；珠江高程基准。			

3.2 区域地质概况

3.2.1 地形地貌

工程区位于珠江三角洲西部潭江流域，潭江是珠江三角洲水系的一级支流，其中潭江恩平段又名为锦江河。潭江流域面积 6026km^2，在江门市境内流域面积 5882km^2，主流全长 248km，平均坡降 0.45‰。潭江上游（恩平市恩城水闸以上河段）两岸多高山峻岭，地形陡峻，植被良好，中游两岸（恩城水闸至合山水闸）为潭江平原；下游（合山水闸以下）两岸为冲积平原，潭江中、下游两岸为沿岸各市区经济发展的重要基地。中、下游平原地区土地肥沃，但由于地势低洼，不同程度地受台风、暴雨影响，历史上洪、涝、风灾较为严重。区内植被茂盛，雨量充沛，地表水系发达。

3.2.2 地层岩性

根据广东省地质调查院 1:25 万国家《地质图》(F49-C-002004 江门市幅)，区域内出露的地层有第四系全新统地层(Q_4)，区域附近主要出露的岩层有第四系地层（Q4）和下第三系莘庄村组（E1x）、白垩系下统百足山组（K1b）、侏罗系下统金鸡组（J1j）、二叠上统系沙湖组（P3sh）、泥盆系上统帽子峰组（D3C1m）及泥盆系春湾组（D3c）沉积岩层。

第四系地层按成因分类，可分为人工堆积层（Q_4^s）、河流冲积层（Q_4^{al}）和残积层（Q_4^{el}），土类型以黏性土、砾砂为主。部分人工堆积层回填紫红色粉砂质泥岩、粉砂岩的残积土或含强风化岩的碎石土。

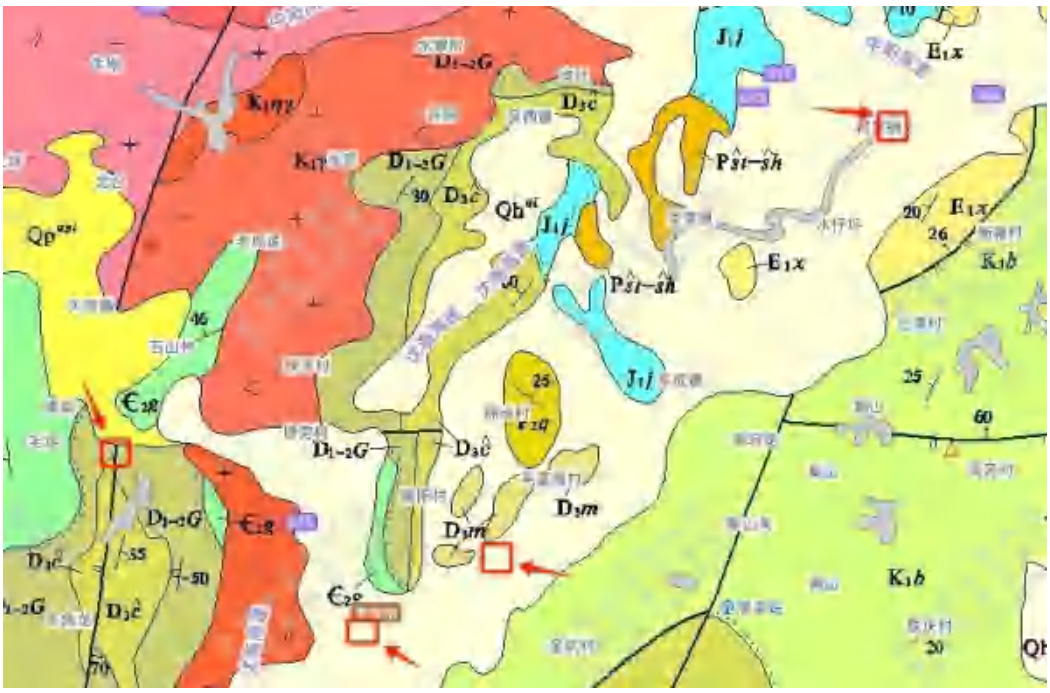


插图2.1　水电站区域地质图（箭头位置为工程区）

区域内发育下第三系莘庄村组（E_1x）沉积岩，沿潭江分布，岩性以紫红色泥质粉砂岩、粉砂岩为主，含砂质泥岩、泥岩等，局部含石膏层。与下伏地层呈不整合接触。

白垩系下统百足山组（K_1b）沉积层，岩性主要为灰白、紫红色复成分砾岩、砂砾岩、含砾中-粗粒砂岩、泥质粉砂岩、粉砂质泥岩，局部夹含凝灰质。与下伏的燕山期花岗岩呈不整合接触。

侏罗系金鸡组（J1j）沉积岩层，岩性主要为砂岩、粉砂岩、粉砂质泥岩，夹少量砾岩、砂砾岩、含砾砂岩、炭质泥岩和煤线。

二叠系沙湖组（P3sh）沉积层，岩性主要为细粒长石石英砂岩和含蓝色斑点粉砂质泥岩及泥岩质粉砂岩。

泥盆系上统帽子峰组（D_3C_1m）沉积层，岩性主要为灰、深灰、紫红色粉砂岩、泥质粉砂岩、粉砂质泥岩、泥岩为主，夹细砂岩、薄层灰岩，局部含钙质。与下伏天子岭组呈整合接触。

泥盆系春湾组（D_3c）沉积岩层，岩性主要为细砂岩、粉砂岩、泥质粉砂岩、粉砂质泥岩与泥岩不等厚互层，夹粗、中粒砂岩，含砾砂岩。

3.2.3 地质构造与地震

根据1/50万《广东省构造体系图》，早晚期新华夏系重接复合构造带北东向恩平－－新丰褶断构造带（Ⅵ－1）的西侧分支恩平－－苍城断裂位于工程区附近恩平段大致沿潭江分布。恩平－－苍城断裂总体走向30°～40°，倾向北西为主，南西段倾角30°～70°，北东段倾角45°～65°。连阳—新兴经向构造带（Ⅱ－1）从大田与恩城之间通过，该断裂带走向近南北，向东倾向，倾角50°～60°，延伸350km，宽20km～50km，由一系列近于平行的主断裂及次级伴生断裂组成。断裂带分布有糜棱岩、角砾岩、硅化岩，具动力变质现象；有石英、锡、钨等岩脉侵入；沿断裂带有热泉规则排列出露。

根据1：400万《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）附录A、B、C1中国地震反应谱特征周期调整表，本工程区的地震动峰值加速度为0.05g，场地类别粗略划分为Ⅱ类，地震动反应谱特征周期为0.35s。

本区位于恩平－－新丰褶断构造带中部，近场区历史上发生的都是小震级地震，主要受外围地震影响，该块体属相对稳定区。总之，场区内未发生活动性断裂，地震和火山活动非常微弱，区域地质构造稳定性好。根据《建筑抗震设计规范》（GB50011-2010）（2016年版）的有关规定，Ⅵ度区可不进行砂土、粉土等无粘性土液化的判别和处理。

插图2.2　水电站地质构造图（箭头位置为工程区）

3.2.4　水文地质条件

工程区属亚热带海洋性季风气候，全年湿热多雨，地表水系发达。地下水类型主要为基岩裂隙水和第四系孔隙水。裂隙水赋存于基岩裂隙中，主要由降水入渗补给，以半山腰泉眼的形式向地表河流排泄。孔隙水主要赋存于山体浅表土层中，富水性较差，埋藏较浅，主要由大气降水和地表水入渗补给，旱季向地表沟谷排泄。

3.2.5　不良地质作用

工程区内不良地质作用主要为渗漏。

3.3 丹竹河水电站场地工程地质条件

3.3.1 地形地貌

恩平市丹竹河水电站位于恩平市西北部，属潭江水系上游支流丹竹河中游。电站北西南三面环山，东面为平原丘陵，山体植被覆盖相对较好。现场可见，电站管养房山坡出露强风化岩

3.3.2 地层岩性

本次勘察布置了 2 条剖面线，为 1～1’、2～2’剖面线，共 3 个钻孔，钻孔编号 DZHZK1～DZHZK3。根据勘探结果，场地岩土层按自上而下、由新至老的顺序依次为：

3.3.2.1 第四系全新统残积层(Q_4^{el})

③残积土：场地内钻孔均有揭露。层顶高程 48.28～73.79m，揭露层厚 0.6～2.4m，层底高程 45.88～73.00m。灰黄色；坚硬状态，主要由粉砂岩风化残留的粘粉粒及砂粒组成，干强度低，韧性差，遇水易崩解。该层地基承载力特征值的经验值f_{ak}=240kPa。

3.3.2.2 泥盆系粉砂岩（D_3c）

⑤$_1$ 全风化粉砂岩：场地内钻孔均有揭露。层顶高程 45.88～73.00m，揭露层厚 2.2～5.6m，层底高程 40.28～70.79m。灰色、红褐色，主要由剧烈风化的长石、石英等组成，岩芯呈土状，结构完全破坏，多有强风化碎块。该层标贯次数为 3 次，实测锤击数为 N′=36.0～45.0 击，平均值 41.3 击。地基承载力特征值f_{ak}=300kPa。

⑤$_2$ 强风化粉砂岩：场地内钻孔均有揭露。层顶高程 40.28～70.79m，揭露

层厚 8.3～14.6m，未钻穿。灰色、红褐色，主要由未完全风化的长石、石英等组成，结构大部分破坏，岩芯呈碎块状，敲击声哑，局部有弱风化岩。该层标贯次数为 1 次，实测锤击数为 N′=57.0 击。地基承载力特征值f_{a0}=580kPa。

3.3.3 水文地质条件

场区地下水类型主要为赋存于上部第四系残积层中的孔隙水和基岩裂隙水。地表水与地下水水力联系密切。基岩完整性较差，节理发育，基岩裂隙水主要赋存于裂隙中。地下水主要由降水及地表水入渗补给。

本次勘察丹竹河水电站取地表水、地下水各一件水样进行水质分析试验，测试结果见表 3.3-1。根据《水利水电工程地质勘察规范》（GB50487-2008（2022 年版））附录 L 判定：环境水对混凝土具有中等腐蚀性（重碳酸型）；对钢筋混凝土中钢筋无腐蚀性；对钢结构具有弱腐蚀性。

表 3. 3. 3-1　　丹竹河水电站环境水腐蚀性分析试验成果表

腐蚀性类型	腐蚀性评定依据	地表水		地下水	
		成分含量	腐蚀程度	成分含量	腐蚀程度
一般酸性型	pH 值	7.11	无	7.20	无
碳酸型	侵蚀性 CO_2 含量(mg/L)	8.89	无	7.78	无
重碳酸型	$[HCO_3^-]$含量(mmol/L)	0.505	中等	0.556	中等
镁离子型	$[Mg^{2+}]$含量(mg/L)	0.99	无	3.46	无
硫酸盐型	$[SO_4^{2-}]$含量(mg/L)	5.85	无	6.83	无
对钢筋混凝土中钢筋	$[Cl^-]$含量或折算含量(mg/L)	6.70	无	6.95	无
对钢结构	$[Cl^-+SO_4^{2-}]$含量(mg/L)	11.09	弱	12.07	弱

注：$[Cl^-]+[SO_4^{2-}]$的含量折算为$[Cl^-]$含量时按$[Cl^-]=[Cl^-]+[SO_4^{2-}]\times0.25$ 计算。

3.3.4 岩土物理力学性质指标

根据本次取样试验结果和临近工程经验，工程区各岩土层的主要物理力学性质指标建议值汇总于表 3.3.4。

表 3.3.4 **岩土层主要物理力学指标建议值表**

岩土层		天然含水率 W（%）	天然密度 ρ (g/cm³)	土粒比重 Gs	天然快剪		固结快剪		慢剪		压缩系数	压缩模量	渗透系数	砼与地基土的摩擦系数 f	边坡坡度允许值	承载力特征值 f_{ak} (kPa)
层号	岩土名称				粘聚力 C_q (kPa)	内摩擦角 ϕ_q (度)	粘聚力 C_q (kPa)	内摩擦角 ϕ_q (度)	粘聚力 C_q (kPa)	内摩擦角 ϕ_q (度)	$\alpha_{0.1\text{-}0.2}$ (MPa^{-1})	$Es_{0.1\text{-}0.2}$ (MPa)	k cm/s		坡高在 5m 以内	
③$_2$	残积土	32.5	1.85	2.68	18.2	12.0	16.0	17.0	15.8	23.7	0.380	5.05	——	6.00×10^{-5}	0.30	1:1.25
⑤$_1$	全风化粉砂岩	21.1	1.91	2.69	29.3	16.2	21.4	17.9	18.5	27.0	0.300	4.96	103	3.00×10^{-5}	0.35	1:1.00
⑤$_2$	强风化粉砂岩	(重度 γ =21kN/m³，岩体抗剪断强度f′ =0.45，c′ =0.10MPa)											143	2.00×10^{-5}	0.40	1:0.75

注：加*为邻近工程的经验值。

3.3.5 管养房重建工程地质条件评价

3.3.5.1 场地稳定性及适宜性评价

根据 1:50 万《广东省构造体系图》，该处属构造基本稳定区。场地地表及在钻孔控制深度范围内，未发现大断裂构造通过，也未发现可能影响场地整体稳定性的不良地质现象。场地稳定性较好，适宜工程建设。

拟建项目区根据地层分布情况，场地地基土大多属均匀地基，岩土层分布较均匀，建筑物开挖深度内揭露残积土、全风化土，为Ⅱ类土。因此场地工程建设适宜性分类为较适宜。

3.3.5.2 震动液化评价

工程区的地震动峰值加速度为 0.05g，相应的地震基本烈度为Ⅵ度，地震动反应谱特征周期为 0.35s，根据《建筑抗震设计标准》（GB50011-2010（2024 年版））的有关规定，Ⅵ度区无需对地基中的砂土等进行液化判别。

3.3.5.3 场地抗震评价

本工程场址 5km 范围内无活动断层，场址地震基本烈度为Ⅵ度，拟建项目区范围内未见滑坡、危岩、崩塌、岩堆、泥石流、液化等不良地质现象，依据《水工建筑物抗震设计标准》(GB51247-2018)，拟建工程场地属抗震一般地段，建议按照相关规定要求进行抗震设防。

3.3.5.4 沉降变形及抗滑稳定问题

地基浅部未揭露软土层，地基产生沉陷和不均匀沉降的可能性较小，该段地基不存在变形稳定问题，不存在抗滑稳定问题。

3.3.5.5 地基承载力评价

本次勘察为水电站提质改造工程，主要建设内容为重建管养房。根据钻孔资料显示，场地地层为残积土和风化土，分布连续，建筑物开挖基坑时应做好基坑支护和排水措施。

3.3.6 引水管重建工程地质条件评价

3.3.6.1 场地稳定性及适宜性评价

根据 1:50 万《广东省构造体系图》，该处属构造基本稳定区。场地地表及在钻孔控制深度范围内，未发现大断裂构造通过，也未发现可能影响场地整体稳定性的不良地质现象。场地稳定性较好，适宜工程建设。

拟建项目区根据地层分布情况，场地地基土大多属均匀地基，岩土层分布较均匀，因此场地工程建设适宜性分类为较适宜。

3.3.6.2 震动液化评价

工程区的地震动峰值加速度为 0.05g，相应的地震基本烈度为Ⅵ度，地震动反应谱特征周期为 0.35s，根据《建筑抗震设计标准》（GB50011-2010（2024 年版））的有关规定，Ⅵ度区无需对地基中的砂土等进行液化判别。

3.3.6.3 场地抗震评价

本工程场址 5km 范围内无活动断层，场址地震基本烈度为Ⅵ度，拟建项目区范围内未见滑坡、危岩、崩塌、岩堆、泥石流、液化等不良地质现象，依据《水工建筑物抗震设计标准》(GB51247-2018)，拟建工程场地属抗震一般地段，建议按照相关规定要求进行抗震设防。

3.3.6.4 沉降变形及抗滑稳定问题

地基浅部未揭露软土层，地基产生沉陷和不均匀沉降的可能性较小，该段地基不存在变形稳定问题，不存在抗滑稳定问题。

3.3.6.5 地基承载力评价

本次勘察为水电站提质改造工程，主要建设内容为重建Φ1000 钢管引水管，长度 230m。根据钻孔资料显示，场地地层为残积土和风化土，分布连续。

3.4 恩城水电站场地工程地质条件

3.4.1 地形地貌

恩城水电站位于恩平市区，为第四系冲积平原地貌，由于位于城区，右岸地貌受严重破坏，现地势较平缓，地表高程多为 20m～22m。锦江河在站址区宽约 220m，河床开阔，高程为 15m～18m，河流总体呈近东西向，水流自北西流向南东，汇入潭江。

3.4.2 地层岩性

本次勘察布置了 1 条剖面线，为 3～3’剖面线，共 2 个钻孔，钻孔编号 ECZK1～ECZK2，均为水上孔。根据勘探结果，场地岩土层按自上而下、由新至老的顺序依次为：

3.4.2.1 第四系人工堆积层(Q_4^s)

①2 砼（Q_4^s）：主要分布在下游铺盖。

3.4.2.2 第四系河流冲积层(Q_4^{al})

②$_1$ 圆砾：场地内钻孔均有揭露。层顶高程 13.85～15.05m，揭露层厚 1.8～3.6m，层底高程 11.45～12.05m。灰黄色，稍密状态，主要成分为石英、长石，

局部夹含砾砂、卵石，分选性一般。该层地基承载力特征值的经验值f_{a}=200kPa。

3.4.2.3 第四系全新统残积层（Q_4^{el}）

③$_1$残积土：场地内钻孔均有揭露。层顶高程 11.45～12.05m，揭露层厚 3.9～6.0m，层底高程 6.05～7.55m。灰白色、黄色，主要由第三系粉砂岩风化残留的粘粉粒及砂粒组成，干强度低，韧性差，遇水易崩解。该层标贯次数为 2 次，实测锤击数为 N′=19.0～22.0 击，平均值 20.5 击。该层地基承载力特征值的经验值f_{a}=240kPa。

3.4.2.4 下第三系粉砂岩（E_{1x}）

④$_1$全风化粉砂岩：场地内钻孔均有揭露。层顶高程 6.05～7.55m，揭露层厚 10.5～17.0m，未钻穿。灰黄色，主要由剧烈风化的长石、石英等组成，岩芯呈土状，结构完全破坏。该层标贯次数为 5 次，实测锤击数为 N′=32.0～36.0 击，平均值 33.3 击。地基承载力特征值f_{a}=300kPa。

3.4.3 水文地质条件

场区地下水类型主要为赋存于上部第四系冲积层中的孔隙水和基岩裂隙水。地表水与地下水水力联系密切。基岩完整性较差，节理发育，基岩裂隙水主要赋存于裂隙中。地下水主要由降水及地表水入渗补给。

本次勘察恩城水电站取地表水、地下水各一件水样进行水质分析试验，测试结果见表 3.4.3-1。根据《水利水电工程地质勘察规范》（GB50487-2008（2022 年版））附录 L 判定：环境水对混凝土具有中等腐蚀性（重碳酸型）；对钢筋混凝土中钢筋无腐蚀性；对钢结构具有弱腐蚀性。

表 3.4.3-1　　恩城水电站环境水腐蚀性分析试验成果表

腐蚀性类型	腐蚀性评定依据	地表水		地下水	
		成分含量	腐蚀程度	成分含量	腐蚀程度
一般酸性型	pH 值	7.21	无	7.40	无
碳酸型	侵蚀性 CO_2 含量(mg/L)	4.44	无	0.00	无
重碳酸型	$[HCO_3^-]$含量(mmol/L)	0.556	中等	0.000	中等
镁离子型	$[Mg^{2+}]$含量(mg/L)	2.22	无	2.47	无
硫酸盐型	$[SO_4^{2-}]$含量(mg/L)	8.78	无	31.20	无
对钢筋混凝土中钢筋	$[Cl^-]$含量或折算含量(mg/L)	7.435	无	23.53	无
对钢结构	$[Cl^-+SO_4^{2-}]$含量(mg/L)	14.02	弱	46.93	弱

注：$[Cl^-]+[SO_4^{2-}]$的含量折算为$[Cl^-]$含量时按$[Cl^-]=[Cl^-]+[SO_4^{2-}]\times0.25$ 计算。

3.4.4 岩土物理力学性质指标

根据本次取样试验结果和临近工程经验，工程区各岩土层的主要物理力学性质指标建议值汇总于表 3.4.4。

表 3.4.4 岩土层主要物理力学指标建议值表

岩土层		天然含水率 W（%）	天然密度 ρ (g/cm³)	土粒比重 Gs	天然快剪		固结快剪		慢剪		压缩系数	压缩模量	变形模量	渗透系数	砼与地基土的摩擦系数 f	边坡坡度允许值	承载力特征值 f_{ak} (kPa)
层号	岩土名称				粘聚力 C_q (kPa)	内摩擦角 Φ_q (度)	粘聚力 C_q (kPa)	内摩擦角 Φ_q (度)	粘聚力 C_q (kPa)	内摩擦角 Φ_q (度)	$\alpha_{0.1\text{-}0.2}$ (MPa^{-1})	$Es_{0.1\text{-}0.2}$ (MPa)	E_0 (MPa)	k cm/s		坡高在5m以内	
②$_1$	圆砾	——	——	2.74	0.0*	32.0*	0.0*	35.0*	0.0*	40.0*	——	——	——	5.00×10^{-2}	0.45	1:1.50	200
③$_1$	残积土	23.8	1.93	2.69	20.4	12.3	19.0	17.2	14.3	22.5	0.310	5.57	41	6.00×10^{-5}	0.30	1:1.25	240
④$_1$	全风化粉砂岩	19.4	1.97	2.70	29.5	21.9	25.6	26.7	17.8	30.9	0.220	7.94	77	3.00×10^{-5}	0.35	1:1.00	300

注：加*为邻近工程的经验值。

3.4.5 新建尾水平台工程地质条件评价

3.4.5.1 场地稳定性及适宜性评价

根据 1:50 万《广东省构造体系图》，该处属构造基本稳定区。场地地表及在钻孔控制深度范围内，未发现大断裂构造通过，也未发现可能影响场地整体稳定性的不良地质现象。场地稳定性较好，适宜工程建设。

拟建项目区根据地层分布情况，场地地基土大多属均匀地基，岩土层分布较均匀，因此场地工程建设适宜性分类为较适宜。

3.4.5.2 震动液化评价

工程区的地震动峰值加速度为 0.05g，相应的地震基本烈度为Ⅵ度，地震动反应谱特征周期为 0.35s，根据《建筑抗震设计标准》（GB50011-2010（2024 年版））的有关规定，Ⅵ度区无需对地基中的砂土等进行液化判别。

3.4.5.3 场地抗震评价

本工程场址 5km 范围内无活动断层，场址地震基本烈度为Ⅵ度，拟建项目区范围内未见滑坡、危岩、崩塌、岩堆、泥石流、液化等不良地质现象，依据《水工建筑物抗震设计标准》(GB51247-2018)，拟建工程场地属抗震一般地段，建议按照相关规定要求进行抗震设防。

3.4.5.4 沉降变形及抗滑稳定问题

地基浅部未揭露软土层，地基产生沉陷和不均匀沉降的可能性较小，该段地基不存在变形稳定问题，不存在抗滑稳定问题。

3.4.5.5 渗漏及渗透稳定问题

新建平台地基主要揭露圆砾、残积土、风化土，分布连续。圆砾为强透水

性，渗透破坏类型均为管涌型，地基容易发生渗漏和渗透破坏，应切实做好防渗处理；残积土为弱透水性，分布连续，为相对隔水层；下部基岩全风化粉砂岩层，分布连续，弱透水性，为相对隔水层。

3.4.5.6 抗冲稳定评价

根据现场地质钻探情况，平台场地表层为圆砾层，抗冲能力较差，场地可能存在抗冲稳定问题。

3.4.5.7 地基承载力评价

本次勘察为水电站提质改造工程，主要建设内容为新建尾水平台。根据钻孔资料显示，场地地层为圆砾、残积土和风化土，分布连续。

新建水上平台地基土层以圆砾、残积土、全风化土为主，土层承载力满足地基承载力要求。建筑桩基岩土力学参数建议值见下表 3.4.5.7-1。

表3.4.5.7-1　　桩基岩土力学参数建议值表

层号	岩土层名称	土的状态	承载力特征值f_{ak}(kPa)	桩基类型			
				预制桩（9＜*l*≤16*m*）		钻（冲）孔桩（*l*≤*15m*）	
				q_{sa}（kPa）	q_{pa}（kPa）	q_{sa}（kPa）	q_{pa}（kPa）
②$_1$	圆砾	稍密	200	47	3500	36	1000
③$_1$	残积土	硬塑	240	41	1900	32	500
④$_1$	粉砂岩	全风化	300	50	2500	40	600

3.5 江洲水电站场地工程地质条件

3.5.1 地形地貌

江洲水电站位于恩平市东北部，地形地貌主要为冲积平原，局部分布残丘地貌。区场总体地势平坦、开阔，地面主要为厂房、楼房等。地面高程一般在13.21m～13.72m，河床高程一般在 1.68m～2.17m。

3.5.2 地层岩性

本次勘察在电站厂房两侧布置 2 个钻孔，为 4～4’剖面线，钻孔编号 JZZK1～JZZK2。根据勘探结果，场地岩土层按自上而下、由新至老的顺序依次为：

3.5.2.1 第四系人工堆积层(Q_4^s)

①$_1$ 填筑土（Q_4^s）：场地内钻孔均有揭露。层顶高程 13.11～13.21m，揭露层厚 6.5～8.0m，层底高程 5.21～6.61m。灰黄色，主要由砂砾粒、粘土填筑而成，松散，均匀性较差，顶部 0.15m 为砼路面。该层标贯次数为 2 次，实测锤击数为 N′=5.0～6.0 击，平均值 5.5 击。该层地基承载力特征值的经验值 f_{ak}=100kPa。

该层内现场钻孔注水 2 段，计算其渗透系数 k=9.10×10^{-5}cm/s～3.22×10^{-4}cm/s，平均值为 2.07×10^{-4}cm/s，属中等透水性。

3.5.2.2 第四系河流冲积层(Q_4^{al})

②$_1$ 圆砾：场地内 JZZK2 有揭露。层顶高程 5.21m，揭露层厚 1.5m，层底高程 3.71m。灰黄色，稍密状态，主要成分为石英、长石，局部夹含砾砂、卵石，分选性一般。该层地基承载力特征值的经验值 f_{ak}=200kPa。

3.5.2.3 第四系全新统残积层(Q_4^{el})

③残积土：场地内钻孔均有揭露。层顶高程 3.71～6.61m，揭露层厚 2.1～5.5m，层底高程 1.11～1.61m。灰白色、黄色，主要由粉砂岩风化残留的粘粉粒及砂粒组成，干强度低，韧性差，遇水易崩解。该层标贯 1 次，实测锤击数 N′为 23.0 击。该层地基承载力特征值的经验值 f_{ak}=240kPa。

3.5.2.4 下第三系粉砂岩（E_1x）

④$_1$ 全风化粉砂岩：场地内钻孔均有揭露。层顶高程 1.11～1.61m，揭露层厚 3.4～3.9m，未钻穿。灰黄色，主要由剧烈风化的长石、石英等组成，岩芯呈土状，结构完全破坏，局部夹杂强风化碎块。该层标贯次数为 2 次，实测锤击数为 N′=36.0～41.0 击，平均值 38.5 击。地基承载力特征值f_{a0}=300kPa。

3.5.3 水文地质条件

场区地下水类型主要为赋存于上部第四系冲积层中的孔隙水和基岩裂隙水。地表水与地下水水力联系密切。基岩完整性较差，节理发育，基岩裂隙水主要赋存于裂隙中。地下水主要由降水及地表水入渗补给。

本次勘察江洲水电站取地表水、地下水各一件水样进行水质分析试验，测试结果见表 3.5.3-1。根据《水利水电工程地质勘察规范》（GB50487-2008（2022 年版））附录 L 判定：环境水对混凝土具有中等腐蚀性（重碳酸型）；对钢筋混凝土中钢筋无腐蚀性；对钢结构具有弱腐蚀性。

表 3.5.3-1　　江洲水电站环境水腐蚀性分析试验成果表

腐蚀性类型	腐蚀性评定依据	地表水		地下水	
		成分含量	腐蚀程度	成分含量	腐蚀程度
一般酸性型	pH 值	6.96	无	7.68	无
碳酸型	侵蚀性 CO_2 含量(mg/L)	4.44	无	0.00	无
重碳酸型	$[HCO_3^-]$含量(mmol/L)	0.455	中等	1.111	无
镁离子型	$[Mg^{2+}]$含量(mg/L)	0.74	无	4.69	无
硫酸盐型	$[SO_4^{2-}]$含量(mg/L)	4.88	无	14.63	无
对钢筋混凝土中钢筋	$[Cl^-]$含量或折算含量(mg/L)	6.46	无	31.618	无
对钢结构	$[Cl^-+SO_4^{2-}]$含量(mg/L)	10.12	弱	42.59	弱

注：$[Cl^-]+[SO_4^{2-}]$的含量折算为$[Cl^-]$含量时按$[Cl^-]=[Cl^-]+[SO_4^{2-}]\times0.25$ 计算。

3.5.4 岩土物理力学性质指标

根据本次取样试验结果和临近工程经验，工程区各岩土层的主要物理力学性质指标建议值汇总于表 3.5.4。

表 3.5.4 岩土层主要物理力学指标建议值表

岩土层		天然含水率 W（%）	天然密度 ρ (g/cm³)	土粒比重 Gs	天然快剪		固结快剪		慢剪		压缩系数	压缩模量	变形模量	渗透系数	砼与地基土的摩擦系数 f	边坡坡度允许值	承载力特征值 f_{ak} (kPa)
层号	岩土名称				粘聚力 C_q (kPa)	内摩擦角 Φ_q (度)	粘聚力 C_q (kPa)	内摩擦角 Φ_q (度)	粘聚力 C_q (kPa)	内摩擦角 Φ_q (度)	$\alpha_{0.1\text{-}0.2}$ (MPa^{-1})	$Es_{0.1\text{-}0.2}$ (MPa)	E_0 (MPa)	k cm/s		坡高在5m以内	
①$_1$	填筑土	28.9	1.86	2.70	19.9	10.2	16.0	14.5	14.9	20.3	0.420	4.42	——	2.08×10^{-4}	0.25	1:1.50	100
②$_1$	圆砾	——	——	2.74	0.0*	32.0*	0.0*	35.0*	0.0*	40.0*	——	——	——	5.00×10^{-2}	0.45	1:1.50	200
③$_1$	残积土	28.3	1.90	2.69	21.1	12.1	19.6	16.7	12.8	21.4	0.375	4.89	46	6.00×10^{-5}	0.30	1:1.25	240
④$_1$	全风化粉砂岩	28.1	1.95	2.69	27.3	16.9	25.0	21.0	13.9	25.6	0.405	4.41	89	3.00×10^{-5}	0.35	1:1.00	300

注：加*为邻近工程的经验值。

3.5.5 场地工程地质条件评价

3.5.5.1 场地稳定性及适宜性评价

根据 1:50 万《广东省构造体系图》，该处属构造基本稳定区。场地地表及在钻孔控制深度范围内，未发现大断裂构造通过，也未发现可能影响场地整体稳定性的不良地质现象。场地稳定性较好，适宜工程建设。工程区根据地层分布情况，场地地基土大多属均匀地基，岩土层分布较均匀，因此场地工程建设适宜性分类为较适宜。

3.5.5.2 震动液化评价

工程区的地震动峰值加速度为 0.05g，相应的地震基本烈度为Ⅵ度，地震动反应谱特征周期为 0.35s，根据《建筑抗震设计标准》（GB50011-2010（2024 年版））的有关规定，Ⅵ度区无需对地基中的砂土等进行液化判别。

3.5.5.3 场地抗震评价

本工程场址 5km 范围内无活动断层，场址地震基本烈度为Ⅵ度，拟建项目区范围内未见滑坡、危岩、崩塌、岩堆、泥石流、液化等不良地质现象，依据《水工建筑物抗震设计标准》(GB51247-2018)，拟建工程场地属抗震一般地段，建议按照相关规定要求进行抗震设防。

3.5.5.4 沉降变形及抗滑稳定问题

地基浅部未揭露软土层，地基产生沉陷和不均匀沉降的可能性较小，该段地基不存在变形稳定问题，不存在抗滑稳定问题。

3.5.5.5 渗漏及渗透稳定问题

场地地层主要为填筑土、圆砾、残积土、风化土，分布连续。场地填筑土

层渗透系数为 2.07×10^{-4}cm/s，呈中等透水性；圆砾层渗透系数取 5.00×10^{-2}cm/s，为强透水层，渗透破坏类型均为管涌型，地基容易发生渗漏和渗透破坏，应切实做好防渗处理；残积土为弱透水性，分布连续，为相对隔水层；下部基岩全风化粉砂岩层，分布连续，弱透水性，为相对隔水层。

3.5.5.6 地基承载力评价

根据钻孔资料显示，场地地基为圆砾、残积土和全风化粉砂岩，土层承载力满足地基承载力要求。

3.6 塘洲水电站场地工程地质条件

3.6.1 地形地貌

塘洲水电站位于恩平市东北部，地形地貌主要为冲积平原，局部分布残丘地貌。区场总体地势平坦、开阔，地面主要为农田、楼房等。地面高程一般在20.07m～20.44m，河床高程一般在 11.19m～11.36m。

3.6.2 地层岩性

本次勘察布置了 2 条剖面线，为 5～5’、6～6’剖面线，共 3 个钻孔，钻孔编号 TZZK1～TZZK3。根据勘探结果，场地岩土层按自上而下、由新至老的顺序依次为：

3.6.2.1 第四系人工堆积层（Q_4^s）

①$_1$ 填筑土（Q_4^s）：场地内钻孔均有揭露。层顶高程 20.1～20.4m，揭露层厚 5.6～7.2m，层底高程 13.20～14.70m。黄色，主要由砂砾粒、粘土填筑而成，松散，均匀性较差，顶部有砼路面。该层标贯次数为 4 次，实测锤击数为

N′=7.0～8.0 击，平均值 7.5 击。该层地基承载力特征值的经验值f_{a0}=100kPa。

该层内现场钻孔注水 1 段，计算其渗透系数 k=2.12×10^{-4}cm/s，中等透水性。

3.6.2.2 第四系河流冲积层(Q_4^{al})

②$_1$ 圆砾：场地内钻孔均有揭露。层顶高程 13.20～14.70m，揭露层厚 2.6～3.3m，层底高程 10.60～11.40m。灰黄色，稍密状态，主要成分为石英、长石，局部夹含砾砂、卵石，分选性一般。该层地基承载力特征值的经验值f_{a0}=200kPa。

3.6.2.3 下第三系粉砂岩（E_1x）

④$_1$ 全风化粉砂岩：场地内钻孔均有揭露。层顶高程 10.60～11.40m，揭露层厚 3.2～4.1m，层底高程 7.30～8.10m。黄色，主要由剧烈风化的长石、石英等组成，岩芯呈土状，结构完全破坏，局部夹杂强风化碎块。该层标贯次数为 3 次，实测锤击数为 N′=48.0～49.0 击，平均值 48.7 击。地基承载力特征值f_{a0}=300kPa。

④$_2$ 强风化粉砂岩：场地内钻孔均有揭露。层顶高程 7.30～8.10m，揭露层厚 2.5～3.3m，未钻穿。灰褐色，主要由未完全风化的长石、石英等组成，结构大部分破坏，岩芯呈碎块状，敲击声哑，夹杂全风化土块。地基承载力特征值f_{a0}=600kPa。

3.6.3 水文地质条件

场区地下水类型主要为赋存于上部第四系冲积层中的孔隙水和基岩裂隙水。地表水与地下水水力联系密切。基岩完整性较差，节理发育，基岩裂隙水

主要赋存于裂隙中。地下水主要由降水及地表水入渗补给。

本次勘察塘洲水电站取地表水、地下水各一件水样进行水质分析试验，测试结果见表 3.6.3-1。根据《水利水电工程地质勘察规范》（GB50487-2008）附录 L 判定：地表水对混凝土具有弱腐蚀性（重碳酸型），对钢筋混凝土中钢筋无腐蚀性，对钢结构具有弱腐蚀性；地下水对混凝土具有中等腐蚀性（重碳酸型），对钢筋混凝土中钢筋无腐蚀性，对钢结构具有弱腐蚀性。

表 3.6.3-1　　塘洲水电站环境水腐蚀性分析试验成果表

腐蚀性类型	腐蚀性评定依据	地表水		地下水	
		成分含量	腐蚀程度	成分含量	腐蚀程度
一般酸性型	pH 值	7.33	无	7.30	无
碳酸型	侵蚀性 CO_2 含量(mg/L)	6.67	无	8.89	无
重碳酸型	$[HCO_3^-]$含量(mmol/L)	0.758	弱	0.455	中等
镁离子型	$[Mg^{2+}]$含量(mg/L)	1.23	无	4.44	无
硫酸盐型	$[SO_4^{2-}]$含量(mg/L)	4.88	无	3.90	无
对钢筋混凝土中钢筋	$[Cl^-]$含量或折算含量(mg/L)	18.70	无	18.455	无
对钢结构	$[Cl^-+SO_4^{2-}]$含量(mg/L)	22.36	弱	21.38	弱

注：$[Cl^-]+[SO_4^{2-}]$的含量折算为$[Cl^-]$含量时按$[Cl^-]=[Cl^-]+[SO_4^{2-}]\times0.25$ 计算。

3.6.4 岩土物理力学性质指标

根据本次取样试验结果和临近工程经验，工程区各岩土层的主要物理力学性质指标建议值汇总于表 3.6.4。

表 3.6.4 **岩土层主要物理力学指标建议值表**

岩土层		天然含水率 W（%）	天然密度 ρ (g/cm³)	土粒比重 Gs	天然快剪		固结快剪		慢剪		压缩系数	压缩模量	变形模量	渗透系数	砼与地基土的摩擦系数 f	边坡坡度允许值	承载力特征值 f_{ak} (kPa)
层号	岩土名称				粘聚力 C_q (kPa)	内摩擦角 Φ_q (度)	粘聚力 C_q (kPa)	内摩擦角 Φ_q (度)	粘聚力 C_q (kPa)	内摩擦角 Φ_q (度)	$\alpha_{0.1\text{-}0.2}$ (MPa^{-1})	$Es_{0.1\text{-}0.2}$ (MPa)	E_0 (MPa)	k cm/s		坡高在5m以内	
①$_1$	填筑土	21.7	1.86	2.68	22.7	13.3	22.0	18.5	21.1	24.5	0.367	4.64	——	2.08×10^{-4}	0.25	1:1.50	100
②$_1$	圆砾	——	——	2.74	0.0*	32.0*	0.0*	35.0*	0.0*	40.0*	——	——	——	5.00×10^{-2}	0.45	1:1.50	200
④$_1$	全风化粉砂岩	27.0	1.95	2.70	29.0	18.5	28.0	23.9	18.2	26.8	0.330	5.38	122	3.00×10^{-5}	0.35	1:1.00	300
④$_2$	强风化粉砂岩	(重度 γ =22kN/m³，岩体抗剪断强度f′ =0.45，c′ =0.10MPa)											150	2.00×10^{-5}	0.40	1:0.75	650

注：加*为邻近工程的经验值。

3.6.4 场地工程地质条件评价

3.6.4.1 场地稳定性及适宜性评价

根据 1:50 万《广东省构造体系图》，该处属构造基本稳定区。场地地表及在钻孔控制深度范围内，未发现大断裂构造通过，也未发现可能影响场地整体稳定性的不良地质现象。场地稳定性较好，适宜工程建设。工程区根据地层分布情况，场地地基土大多属均匀地基，岩土层分布较均匀，因此场地工程建设适宜性分类为较适宜。

3.6.4.2 震动液化评价

工程区的地震动峰值加速度为 0.05g，相应的地震基本烈度为Ⅵ度，地震动反应谱特征周期为 0.35s，根据《建筑抗震设计标准》（GB50011-2010）的有关规定，Ⅵ度区无需对地基中的砂土等进行液化判别。

3.6.4.3 场地抗震评价

本工程场址 5km 范围内无活动断层，场址地震基本烈度为Ⅵ度，拟建项目区范围内未见滑坡、危岩、崩塌、岩堆、泥石流、液化等不良地质现象，依据《水工建筑物抗震设计标准》(GB51247-2018)，拟建工程场地属抗震一般地段，建议按照相关规定要求进行抗震设防。

3.6.4.4 沉降变形及抗滑稳定问题

地基浅部未揭露软土层，地基产生沉陷和不均匀沉降的可能性较小，该段地基不存在变形稳定问题，不存在抗滑稳定问题。

3.6.4.5 渗漏及渗透稳定问题

根据工程地质剖面图及钻孔资料显示，场地地层为填筑土层、圆砾层、风

化层。场地填筑土层渗透系数为2.12×10^{-4}cm/s，呈中等透水性；圆砾层渗透系数取5.00×10^{-2}cm/s，为强透水层渗透破坏类型均为管涌型，地基易发生渗漏和渗透破坏，可能存在渗漏问题，应切实做好防渗处理。

下部基岩全风化粉砂岩、强风化粉砂岩层，分布连续，弱透水性，为相对隔水层。

3.6.4.6 地基承载力评价

场地地基岩土层以圆砾、全风化粉砂岩、强风化粉砂岩为主，土层承载力满足地基承载力要求。

3.7 大带二级站场地工程地质条件

3.7.1 地形地貌

该电站位于恩平市朗底镇西北面。区内地势由西北向东南倾斜，西面、北面多山地，东面、南面多为丘陵平地，地貌单元主要为低山丘陵区。区内植被茂盛，雨量充沛，山体植被覆盖良好，主要种植果树、经济林等，局部河段少水。本次设计对二级站上游现状Φ1000 钢管表面除锈防腐，管道挂网砼外包总长 390m。

3.7.2 场地工程地质条件评价

3.7.2.1 场地稳定性

根据 1:50 万《广东省构造体系图》，该处属构造基本稳定区。场地地表范围内，未发现大断裂构造通过，也未发现可能影响场地整体稳定性的不良地质现象。场地稳定性较好，适宜工程建设。

3.7.2.2 震动液化评价

工程区的地震动峰值加速度为 0.05g，相应的地震基本烈度为Ⅵ度，地震动反应谱特征周期为 0.35s，根据《建筑抗震设计标准》（GB50011-2010）的有关规定，Ⅵ度区无需对地基中的砂土等进行液化判别。

3.7.2.3 场地抗震评价

本工程场址 5km 范围内无活动断层，场址地震基本烈度为Ⅵ度，拟建项目区范围内未见滑坡、危岩、崩塌、岩堆、泥石流、液化等不良地质现象，依据《水工建筑物抗震设计标准》(GB51247-2018)，拟建工程场地属抗震一般地段，建议按照相关规定要求进行抗震设防。

3.7.2.4 地基承载力评价

据现场踏勘的情况，场地浅层地基岩土层以砂、粘土为主。根据设计方案，管道砼外包需要荷载较小，土层承载力满足地基承载力要求，可直接采用天然地基浅基础。

3.8 结论与建议

（1）本工程区的地震动峰值加速度 0.05g，地震基本烈度为Ⅵ度，地震动反应谱特征周期为 0.35s，场地的区域构造稳定性好。

（2）各个水电站场地地貌单一，地层分布连续，场地土类型多为中硬土。场地覆盖土层为填筑土、圆砾、残积土和风化土，各岩土层的状态、埋深和厚度变化不大；因此，该场地地基属均匀地基。

（3）丹竹河水电站、恩城水电站、江洲水电站环境水对混凝土具有中等腐蚀性（重碳酸型），对钢筋混凝土中钢筋无腐蚀性，对钢结构具有弱腐蚀性；塘洲水电站地表水对混凝土具有弱腐蚀性（重碳酸型），对钢筋混凝土中钢筋

无腐蚀性，对钢结构具有弱腐蚀性；塘洲水电站地下水对混凝土具有中等腐蚀性（重碳酸型），对钢筋混凝土中钢筋无腐蚀性，对钢结构具有弱腐蚀性。

（4）各个水电站场地地质条件基本满足建设需要，承载条件较好。但在施工过程中应注意防止雨水冲刷、浸泡坑底、坑壁等异常情况。施工开挖前应切实做好基坑降水、排水等措施。

（5）场地内地层为填筑土、圆砾、残积土及全～强风化岩。其中填筑土层（松散）为不良地层，未经处理不可作为基础持力层；圆砾、残积土、全～强风化岩均可作基础持力层。

（6）场地主要工程地质问题主要由地基承载力问题、基坑坑壁稳定问题组成。建议设计复核其安全稳定性后选择适宜的基础型式和开挖、支护方式。

4 工程任务和规模

4.1 地区自然地理经济概况

恩平市位于珠江三角洲西南部，东经111°59′51″～112°31′23″，北纬21°51′31″～22°29′44″，东与开平、台山接壤，南邻阳江，西接阳春，北连云浮。地势西北高，西南面的山丘起伏相间，中部条形低丘平原并向东及东南面倾斜。

恩平建制始于东汉建安二十五年（220年），是南粤千年古邑，广东省建县时间最长的20个县之一，有中国历史文化名村歇马举人村、广东人民抗日解放军司令部驻地旧址，是“中国航天之父”冯如故里，属粤港澳大湾区城市群，是广东省定位的珠三角西岸现代产业基地和温泉旅游休闲度假胜地，是中国麦克风行业产业基地、中国演艺装备产业基地、中国温泉之乡、地热国家地质公园。恩平旅外华侨和港澳台同胞人口众多、分布全球，是中国著名侨乡。全市土地面积1693.92平方千米，其中森林面积136.42万亩，海岸线长21.08公里。辖10个镇、1个街道，151个村委会，24个居委会，户籍人口50.38万人。

恩平市地理位置优越，水陆交通便利，境内325国道“广湛”公路、沈海高速公路贯通全市；深茂铁路恩平段全长28公里，经过东成镇、恩城街道、大槐镇和恩平产业转移工业园区，恩平港是广东省9个直出试点港之一，属国家二类口岸，可直航香港、澳门和内地港口；邮电通讯设施先进，信息传输快捷，为恩平市经济发展创造了有利的条件。

2024年，全市实现地区生产总值251.04亿元，同比增长3.8%；规模以上工业增加值40.32亿元，同比增长4.5%；一般公共预算收入14.41亿元，同比增长3.1%；固定资产投资扭转下滑趋势，同比增长11.3%；社会消费品零售总额达到102.01亿元，增长0.4%；外贸进出口总额47.2亿元，同比增长11.6%。

4.2 存在问题及建设必要性

4.2.1 项目现状存在问题

近年来，恩平市除东成水电站正在拆除重建外，江洲水电站、丹竹河水电站、大带水电站（二、三、五、六级）、凤子山水电站（一、二、三级）、西坑水电站、塘洲水电站、恩城水电站、阵湾水电站均已完成增效扩容改造，取得了初步成效，但由于受资金限制，只对机组设备进行部分更换或维修，虽能在一定程度上缓解，但未能完全解决安全隐患。经过近几十年运行，整体机电设备已达到使用年限，且建设标准低，自动化程度低，很难更进一步发挥效益。目前存在的问题如下：

（1）预应力压力砼管运行时间长，管外保护层脱落，预应力钢筋锈蚀，部分断裂，接头及局部地方出现不少漏水，严重影响电站安全运行。

（2）进水主闸阀锈蚀严重，止水橡胶老化，漏水严重。

（3）机组虽进行过改造，但由于受资金限制，只对部分机组设备进行部分更换或维修，其它未改造过的部件如水轮机机壳、导水机构、拐臂等锈蚀、磨损严重，机组整体稳定性差，整体效益还有很大的提升空间。

（4）励磁装置设备老化，经常出现故障停机。

（5）机组自动化程度低，影响电站效益的发挥。

（6）部分厂房局部开裂，存在安全隐患。

（7）由于机组，设备老化，出力下降，效率低，水资源不能充分利用，弃水多，经济效益下降明显。

（8）地方经济发展及电力需求需要。

图 4.2-1　西坑水电站厂房
（天面剥落）

图 4.2-2 大带二级站管道
（减少日常维护，管道挂网砼外包）

图 4.2-3　大带三级站引水渠
（结构及设备残旧）

图 4.2-4 大带三级站放水闸
（结构及设备残旧）

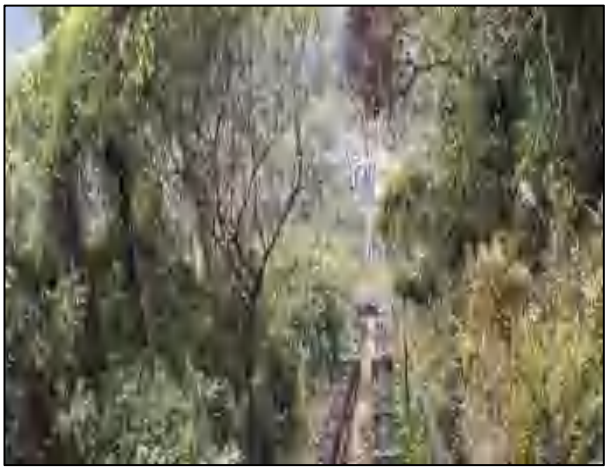


图 4.2-5　大带三级站引水砼管
（管表碳化）

图 4.2-6 大带五级站放水闸闸室
（启闭机无自动化）

图 4.2-7　大带六级站引水砼管
（管表碳化）

图 4.2-8 大带六级站厂房
（屋面残旧）

图 4.2-9　丹竹河水电站引水渠
（设备残旧）

图 4.2-10 丹竹河水电站引水砼管
（管表碳化）

图 4.2-11 凤子山一级站变压器平台
（不满足电气设备布置安全距离）

图 4.2-12 凤子山二级站放水闸
（结构及设备残旧）

图 4.2-13 凤子山三级站放水闸（结构及设备残旧）

图 4.2-14 凤子山三级站厂房（呈贯穿性裂缝）

图 4.2-15 凤子山三级站机组层（呈贯穿性裂缝）

图 4.2-16 凤子山三级站尾水段（尾水段掏空严重、墩墙表面碳化）

图 4.2-17 恩城水电站尾水平台（升压站设备更换，现状平台尺寸不满足电气设备布置要求）

图 4.2-18 恩城水电站尾水平台

图 4.2-19 塘洲水电站厂房（柱子开裂）

图 4.2-20 塘洲水电站厂房（地面开裂）

图 4.2-21 江洲水电站厂房（地面开裂）

图 4.2-22 江洲水电站机组层（呈贯穿性裂缝）

图 4.2-23 阵湾水电站放水闸（结构及设备残旧）

图 4.2-24 阵湾水电站排沙闸（结构及设备残旧）

4.2.2 项目建设的必要性

（1）是贯彻落实党的二十大会议精神的重要举措

党的二十大提出实施乡村振兴战略，是以习近平同志为核心的党中央着眼党和国家事业全局，深刻把握现代化建设规律和城乡关系变化特征，顺应亿万农民对美好生活的向往，对“三农”工作作出的重大决策部署，是决胜全面建成小康社会、全面建设社会主义现代化国家的重大历史任务，是新时代做好“三农”工作的总抓手。开展美丽乡村建设，是贯彻落实党的二十大会议精神的重要举措，是乡村振兴战略的重要体现。

（2）是贯彻落实省委、省政府重要指示的重大举措

2019 年 7 月 12 日，中共广东省委省委省政府印发了《广东省实施乡村振兴战略规划 （2018-2022 年），该规划指出，针对我省农业生产供给质量不高、效益偏低等问题，坚持以农业供给侧结构性改革为主线，以提高发展质量和效益为中心，充分发挥我省气候资源、生物资源、消费市场和经济基础等优势，做优传统产业、做强优势产业、做大新兴产业，实现农业转型发展、绿色发展、融合发展，构建现代农业产业体系、生产体系、经营体系，推进农村一二三产业融合发展，培育农业农村发展新动能，推进乡村产业振兴。加强农村能源基础设施建设。实施新一轮农村电网改造升级工程，补齐农村电网发展短板，促进城乡电力服务均等化，全面建成结构合理、技术先进、安全可靠、智能高效的现代化农村电网。进一步改善贫困村用电质量，提高农村电气化水平，解决农村配电网“卡脖子”“低电压”问题，建立农村电网改造升级投入的长效机制。改善农村地区群众的生产生活用能条件，缩小城乡差距，保障城乡居民用能需求和用能价格合理水平。推进民生能源工程建设，进一步提升镇村能源普遍服务水平，镇村居民气化率显著提高。继续加强农村沼气建设、农村绿色小水电改造等，发展绿色低碳能源，实施绿色低碳能源工程，推动能源供给革命，构建清洁低碳新体系。

（3）是贯彻落实国家水电发展“十四五”规划的重大举措

国家水电发展“十四五”规划中指出“优化小水电改造思路”。转变以扩机增容为主的小水电改造传统思路，根据流域生态和工程安全需要，因地制宜实施以安全、环保为目标的小水电改造工作，提高电站安全水平，提升机组运行效率，保证下泄生态流量，加强运行监测监管，增加环保措施，加大生态流量，为切实改善电站上下游生态环境。

国家水电发展“十四五”规划中指出“建设互联网+智能水电站”。重点发展与信息技术的融合，推动水电工程设计、建造和管理数字化、网络化、智能化，充分利用物联网、云计算和大数据等技术，研发和建立数字流域和数字水电，促进智能水电站、智能电网、智能能源网友好互动。围绕能源互联网开展技术创新，探索“互联网+”智能水电站和智能流域，开展建设试点。加强行业信息化管理，推动信息管理平台建设，系统监测项目建设和运行信息，建立项目全过程信息化管理体系，为流域管理和行业监管提供支撑。

（4）是发展绿色低碳能源、发展地方经济需要

恩平市水电站提质改造项目自然条件、交通方便、施工条件好，经济效益良好，是脱贫奔小康的优选项目之一。水电站是优质的绿色能源，符合绿水青山就是金山银山理念。发展绿色低碳能源，实施绿色低碳能源工程，推动能源供给革命，构建清洁低碳新体系。所以加快开发和充分利用山区水力资源，发展地方经济，加速当地人民脱贫致富的步伐，对水电站进行改造十分必要。

4.3 指导思想及建设原则

4.3.1 指导思想

以习近平新时代中国特色社会主义思想为指导，深入贯彻党的二十大和十九届二中、三中全会精神，全面贯彻习近平总书记对广东重要讲话和重要指示批示精神，认真贯彻落实习近平总书记关于“三农”工作的重要论述，牢固树

立新发展理念，落实高质量发展要求，紧紧围绕统筹推进“五位一体”总体布局和协调推进“四个全面”战略布局，按照产业兴旺、生态宜居、乡风文明、治理有效、生活富裕的总要求，建立健全城乡融合发展体制机制和政策体系，统筹推进农村经济建设、政治建设、文化建设、社会建设、生态文明建设和党的建设，加快推进乡村治理体系和治理能力现代化、营造共建共治共享社会治理格局，加快推进农业农村现代化，努力在乡村振兴上走在全国前列，让农业更强、农民更富、农村更美。

落实创新、协调、绿色、开放、共享的发展理念，遵循习近平总书记能源发展战略思想，把发展水电作为能源供给侧结构性改革、确保能源安全、促进贫困地区发展和生态文明建设的重要战略举措，加快构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系，在保护好生态环境、妥善安置移民的前提下，积极稳妥发展水电。

4.3.2 建设原则

全面贯彻党的十八大和十八届三中、四中、五中全会精神，落实创新、协调、绿色、开放、共享的发展理念，遵循习近平总书记能源发展战略思想，把发展水电作为能源供给侧结构性改革、确保能源安全、促进贫困地区发展和生态文明建设的重要战略举措，加快构建清洁低碳、安全高效的现代能源体系。

坚持农业农村优先发展。把实现乡村振兴作为共同意志、共同行动，做到认识统一、步调一致，在公共财政投入上优先保障，在公共服务上优先安排，在要素配置上优先满足，加快补齐农业农村短板。

坚持共享发展，促进脱贫致富。坚持水电开发经济效益与社会效益并重，把水电发展和增加群众资产性收益相结合，把水电发展和促进当地经济发展相结合，让地方和群众共享水电发展成果。

坚持绿色发展，建设生态文明。高度重视生态环境保护，坚持生态优先，

科学开发水能资源，建设环境友好型工程，重视生态修复，加强生态流量监控、调度，保障水电可持续发展。

坚持创新发展，增强发展动力。加快推进体制机制创新，完善建设管理体制，提升综合管理水平；不断推进技术创新，重点发展与信息技术的融合，推动工程设计、建造和管理数字化、网络化、智能化，建设智慧水电站。分步建设恩平市智慧水电管理系统，建设恩平市智慧水电站大数据中心，建设生态流量在线监测管理系统，接入已建有生态流量监测装置电站的监测数据，逐步实现辖区内所水电站生态流量在线监测。

4.4 总体构想和建设目标

4.4.1 总体构想

认真贯彻落实科学发展观，着力推进农村生态经济体系、生态人居体系、生态文化体系和生态环境体系建设，突出重点、连片推进、打造精品，着力建设科学规划布局，以更大的决心、更明确目标、更有力的举措、推动乡村振兴建设。

4.4.2 建设目标和任务

按照“3 年取得重大进展、5 年见到显著成效、10 年实现根本改变”要求，积极推进水电站改造项目，按消除安全隐患，提高机组效率，提高自动化程度，提升电站效益，推进水电站改造提质建设。根据本项目资金安排情况，拟按建设期 2 年对各电站实施改造。

4.5 主要建设内容及规模

本工程拟对恩平市西坑水电站、大带水电站（二、三、五、六级）、丹竹河水电站、凤子山水电站（一、二、三级）、恩城水电站、塘洲水电站、江洲

水电站、东成水电站、阵湾水电站共 14 座水电站进行改造，重点对运行多年的机组设备进行更换，对有安全隐患的压力管道进行更换，对有安全隐患的厂房及水工建筑进行维修加固或拆除重建，对各水电站防雷接地系统进行改造，对具备条件的电站的中控系统按“少人值守、集中管理”原则进行全自动化升级改造。分步建设恩平市智慧水电管理系统，建设恩平市智慧水电站大数据中心，建设生态流量在线监测管理系统，接入已建有生态流量监测装置电站的监测数据，逐步实现辖区内所水电站生态流量在线监测。

改造后西坑水库水电站装机容量 1200kW、大带水库水电站装机容量 4780kW、丹竹河水电站装机容量 775kW、凤子山水库水电站装机容量 5170kW、恩城水电站装机容量 756kW、塘洲水电站装机容量 1200kW、江洲水电站装机容量 2500kW、东成水电站装机容量 1600kW、阵湾水电站装机容量 2500kW。

5 工程布置及建筑物

5.1 设计依据

（1）《水利水电工程初步设计报告编制规程》（SL/T619-2021）；

（2）《防洪标准》（GB 50201-2014）；

（3）《水利水电工程等级划分及洪水标准》（SL 252-2017）；

（4）《水利水电工程合理使用年限及耐久性设计规范》（SL654-2014）；

（5）《小型水力发电站设计规范》（GB50071-2014）；

（6）《水电站厂房设计规范》（SL266-2014）；

（7）《水闸设计规范》（SL265-2016）；

（8）《堤防工程设计规范》（SL50286-2013）；

（9）《水工挡墙设计规范》（SL379-2007）；

（10）《水工混凝土结构设计规范》（SL191-2017）；

（11）《水工建筑物荷载设计规范》（SL744-2016）；

（12）《水利水电工程施工组织设计规范》（SL303-2017）；

（13）《建筑地基基础设计规范》（GB50007-2011）；

（14）《建筑地基处理技术规范》（JGJ79-2012）；

（15）《中国地震动参数区划图》（GB18306-2015）；

（16）《水利工程建设标准强制性条文（2020 年版）》。

5.2 工程等级及设计标准

改造后大带水电站装机容量 4780kW、丹竹河水电站装机容量 775kW、凤子山水电站装机容量 5170kW、西坑水电站装机容量 1200kW、恩城水电站装机容量 756kW、江洲水电站装机容量 2500kW、塘洲水电站装机容量 1200kW、东

成水电站装机容量1600kW、阵湾水电站装机容量2500kW，均小于10MW。根据《水利水电工程等级划分及洪水标准》（SL252－2017），水电站工程等别为Ⅴ等，工程规模为小（2）型。丹竹河水电站、大带水电站（二、三、五、六级）、凤子山水电站（一、二、三级）、西坑水电站、阵湾水电站永久性主要建筑物级别为5级，次要建筑物级别为5级。

江洲水闸、塘洲水闸、恩城水闸均为Ⅱ等工程、大（2）型水闸；东成水闸（拆除重建按现行最新规范确定规模）为Ⅲ等工程、中型水闸，江洲水电站、塘洲水电站、恩城水电站、东成水电站承担发电及挡水功能。按照《水利水电工程等级划分及洪水标准》（SL252-2017）4.1.2“承担多项功能的建筑物级别，应按规模指标较高的确定”，因此江洲水电站、塘洲水电站、恩城水电站永久性主要建筑物级别为2级，次要建筑物级别为3级；东成水电站永久性主要建筑物级别为3级，次要建筑物级别为4级。

根据《水利水电工程合理使用年限及耐久性设计规范》（SL654-2014），水电站合理使用年限为30年，丹竹河水电站、大带水电站（二、三、五、六级）、凤子山水电站（一、二、三级）、西坑水电站、阵湾水电站发电建筑物合理使用年限为30年，江洲水电站、塘洲水电站、恩城水电站、东成水电站发电建筑物合理使用年限为100年，水工建筑物所处的环境类别为“三”。

5.3 工程布置

本项目重点对运行多年的机组设备进行更换，对有安全隐患的压力管进行更换，对有安全隐患的厂房及水工建筑进行维修加固或拆除重建，对各电站防雷接地系统进行改造，对具备条件的电站的中控系统按“少人值守、集中管理”原则进行全自动化升级改造。所有改造均在原有电站的基础上进行改造，不改变现有工程布置。

5.4 西坑水电站土建部分改造内容

厂房及中控室内墙、天花、屋面、地面、踢脚线翻新。

5.5 大带水电站土建部分改造内容

5.5.1 大带二级站

现状Φ1000 钢管表面除锈防腐，管道挂网砼外包总长 390m。

管周按 200mm 间距制安Φ8 钢丝网，管侧架立模板浇筑 C25 砼，管表距离外包厚度为 100mm。

5.5.2 大带三级站

（1）放水闸拆除重建启闭架，更换闸门及启闭机。

现状放水闸启闭架仅为简易梁柱结构，雨天管理人员完全处于无遮蔽状态下操作，此外启闭架净高小于闸门净高，不利于闸门维修工作。本次拟拆除重建启闭架，机组层为梁板结构，顺水流方向长 4.20m，垂直水流方向长 6m。边墩、中墩新建 C25 钢筋工立柱支撑，净高 4m。

（2）排沙闸闸室内外墙、天花、屋面、地面、踢脚线翻新；放水闸闸室内外墙、地面、踢脚线翻新，砖瓦斜屋面改建为钢筋砼平屋面。

（3）厂房内外墙、天花、屋面、地面、踢脚线翻新；中控室新增吊顶，拆除现状大门，新建电动卷闸门。

（4）东栋、西栋管理房翻新，改造为大带片区管理房；西栋首层屋内划分出 1 个中控室，用作片区分中心值班室。

5.5.3 大带五级站

（1）扩建变压器平台。

现状变压器平台不满足电气设备布置安全距离。因此变压器平台结合设备

更换结构需求，本次拟往外扩建 2m，平台外缘新建 2.40m 高 C20 砼挡墙，顶部重新铺装 200mm 厚 C20 砼地坪以及更换不锈钢栏杆。

（2）厂房内外墙、天花、屋面、地面、踢脚线翻新。

5.5.4 大带六级站

（1）放水闸闸室内外墙、天花、屋面、地面、踢脚线翻新。

（2）厂房内外墙、天花、屋面、地面、踢脚线翻新，砖瓦斜屋面改建为钢筋砼平屋面。

5.6 丹竹河水电站土建部分改造内容

（1）拆除引水管前池放水闸以及管理房，重建闸室；现状排沙闸工作平台新增雨棚。

现状水电站引水砼管共有两段，管径分别为Φ600、Φ800，在保证过流断面不变情况下，节约改造成本，本次拟合建为一段Φ1000 钢管。因此引水前池放水闸结合管道更换结构需求，本次拟拆除重建闸室，顺水流方向长 3m，垂直水流方向长 5.80m。闸室土建部分为 4m 高 400mm 壁厚 C25 钢筋砼空箱结构，箱内回填黏性土，并在闸室外侧新建 3m 宽路面连通渠顶。

（2）升压站外围新增护栏。

（3）中控室、休息室新建吊顶；拆除现状玻璃格挡，新建中控室及休息室隔墙；拆除现状平开门，新建不锈钢推拉门；厂房内外墙、天花、屋面、地面、踢脚线翻新。

5.7 凤子山水电站土建部分改造内容

5.7.1 凤子山一级站

（1）扩建变压器平台。

现状变压器平台不满足电气设备布置安全距离。因此变压器平台结合设备更换结构需求，本次拟往外扩建 2m，平台外缘新建 1.60m 高 C20 砼挡墙，顶部重新铺装 200mm 厚 C20 砼地坪以及更换不锈钢栏杆。

（2）厂房内外墙、天花、屋面、地面、踢脚线翻新；机房新增吊顶及玻璃格挡，新建不锈钢检修平台，拆除现状平开门，新建电动卷闸门。

5.7.2 凤子山二级站

（1）放水闸拆除重建启闭架及工作桥，更换闸门及启闭机，更换清污机及传送机。

现状放水闸启闭架仅为简易梁柱结构，雨天管理人员完全处于无遮蔽状态下操作，此外启闭架净高小于闸门净高，不利于闸门维修工作。本次拟拆除重建启闭架，机组层为梁板结构，顺水流方向长 4.20m，垂直水流方向长 12.80m。边墩、中墩新建 C25 钢筋砼立柱支撑，净高 4m。

（2）厂房内外墙、天花、屋面、地面、踢脚线翻新。

5.7.3 凤子山三级站

（1）引水前池墩墙挂网批荡。

现状浆砌石墩墙外立面凿毛，挂钢丝网批荡厚 20mm。

（2）放水闸、左岸排洪闸启闭架翻新加固，更换闸门及启闭机，更换清污机及传送机。

①梁柱装修：❶铲除现状饰面，清理基面；❷15mm 厚 1:3 水泥砂浆，5mm 厚干粉类聚合物水泥防水砂浆，中间压入一层耐碱玻璃纤维网布，涂饰底层涂料，喷涂主层涂料，涂饰面层涂料二遍。

②机组层装修：❶铲除原地面饰面，清理基面；❷素水泥浆一遍，20mm 厚 1:2 水泥砂浆抹面压光，满刮建筑胶水泥腻子一遍，打磨平整，聚氨酯底涂料一遍，聚氨酯地面涂料二遍，聚氨酯罩面涂料二遍。

（3）引水管侧重建步级及排水沟。

（4）升压站拆除重建围墙。

（5）水电站尾水段修复底板，墩墙挂网批荡。

现状水电站尾水段掏空严重，且墩墙表面碳化，钢筋外漏。针对现状存在问题，本次拟在水电站尾水段新建 C25 钢筋砼底板厚 500，顺水流方向长 5m，垂直水流方向长 22.80m；墩墙挂网批荡做法参照“5.7.3-（1）”。

（5）厂房拆除重建机组层及上部建筑。

根据水机专业复核，凤子山三级站原机组水推力为 12t，转轮转动部分重量为 3t，发电机重量为 10.50t，合计 25.50t；提质改造后新机组水推力为 12t，转轮转动部分重量为 3t，发电机重量为 13t，新增调速器重量为 1.50t，合计 29.50t。凤子山三级站共有 5 台机组，则提质改造后新增重量为 5×（29.50-25.50）=20t。现状水电站基底面积为 12.30×26=319.80m^2，则提质改造后新增荷载为 20×10/576=0.63kpa。

（6）凤子山旧管理房翻新，改造为凤子山片区监控中心值班楼。

5.8 恩城水电站土建部分改造内容

（1）拓宽现状墩墙底板，扩建尾水平台。

现状变压器平台不满足电气设备布置安全距离。因此变压器平台结合设备更换结构需求，本次拟拓宽现状 500mm 厚 C25 钢筋砼底板（顺水流方向长 8.30m，垂直水流方向长 26.40m）以及 1.40m 高 800mm 宽 C25 钢筋砼墩墙，各墩墙墙顶新建 3 根立柱，扩建尾水平台 189m^2，齐平现状厂房地坪。

本次扩建尾水平台的墩墙间距以及底板高程保持不变，不影响尾水流态。

（2）厂房内外墙、天花、屋面、地面、踢脚线翻新。

（3）中控室电缆沟底板拆除，新建钢板夹层。

5.9 塘洲水电站土建部分改造内容

（1）厂房内墙、天花、屋面、地面、踢脚线翻新。

（2）中控室新建吊顶。

（3）中控中心新建机房，更换中控室双开门。

5.10 江洲水电站土建部分改造内容

（1）厂房外重建砼地坪，厂房内拆除重建机组层。

根据水机专业复核，江洲水电站原机组水推力为 4.33t，转轮转动部分重量为 1t，发电机重量为 9t，合计 14.33t；提质改造后新机组水推力为 5t，转轮转动部分重量为 1.50t，发电机重量为 10.40t，新增调速器重量为 1.50t，合计 18.40t。江洲水电站共有 10 台机组，则提质改造后新增重量为 10×（18.40-14.33）=40.70t。现状水电站基底面积为 9.60×60=576m^2，则提质改造后新增荷载为 40.70×10/576=0.74kpa。

根据“3.5.2.3”章节，江洲水电站基础为“③残积土”，该层地基承载力特征值为 240kPa。

根据江洲水电站现状结构尺寸以及设备重量测算，基底应力为 84.29kpa。则提质改造后江洲水电站基底应力为 84.29+0.74=85.03kpa＜240kPa，无需进行基础处理。

根据“3.5.5.4”章节，江洲水电站地基浅部未揭露软土层，地基产生沉陷和不均匀沉降的可能性较小，墩墙处未见沉降裂缝，该段地基不存在变形稳定问题，不存在抗滑稳定问题。

（2）升压站护栏喷漆，拆除厂房正门雨棚，更换前后卷闸门，厂房内墙、天花、屋面、地面、踢脚线翻新，中控室新建吊顶。

5.11 东成水电站土建部分改造内容

东成水闸重建工程保留拦河闸、船闸、电站的土建及金结相关内容。其中水力机械制安、电气及自动化改造纳入到本次恩平市水电站提质改造项目中。

5.12 阵湾水电站土建部分改造内容

（1）放水闸拆除重建启闭架，更换闸门及启闭机。

现状放水闸启闭架净高小于闸门净高，不利于闸门维修工作。本次拟拆除重建 C25 钢筋砼启闭架，柱高 2m，梁宽 4m，截面尺寸均为 300mm×500mm。

（2）排沙闸拆除重建启闭架，更换闸门及启闭机。

现状放水闸启闭架净高小于闸门净高，不利于闸门维修工作。本次拟拆除重建 C25 钢筋砼启闭架，柱高 2.70m，梁宽 2.30m，截面尺寸均为 300mm×500mm。

（3）升压站外围新增护栏。

（4）厂房内外墙、天花、屋面、地面、踢脚线翻新。

6 机电及金属结构

6.1 水力机械

6.1.1 西坑水电站

6.1.1.1 电站基本情况

西坑水电站为坝后式水电站，厂房内安装 3 台卧轴混流式水轮发电机组，装机容量为 3×400kW，水轮发电机组设备均较老旧，主要设备现状如下：

（1）水轮机现状

1#～3#水轮机型号均为 HLJF3622-WJ-60，出厂日期为 2015 年。额定出力 433kW，设计水头 24.0m，额定流量 2.3m³ /s，额定转速 600r/min。现场查勘时，受上游水位限制，机组出力在 300kW 左右浮动，难以判断机组效率情况，但现场水轮机设备老旧，效率低、轴承温度高、故障多。水轮机单机容量较小，除进水钢管和尾水管等埋件部分不更换外，水轮机其余部分考虑更换。

（2）发电机现状

1#～3#发电机型号均为 TSWN99/46-10，出厂日期均为 1970 年。发电机额定功率均为 400kW，额定功率因数 0.8，额定频率 50Hz，额定电压 6300V，额定电流 45.9A，额定转速 600r/min，定子绝缘等级 E 级，转子绝缘等级 B 级，线圈绝缘等级低、发热。接线法 Y。3 台发电机均为无刷励磁，额定励磁电压 43.3V，额定励磁电流 177.5A。

发电机为 50 多年前制造，采用老式 TSW 型同步发电机，按当时设计标准发电机绝缘等级为 B 级，绝缘等级较低，设备运行时间达半个世纪，绝缘老化

严重，发电机发热量大，电机温升高，存在安全隐患。受当时设计制造水平的限制，发电机效率很低，达不到额定出力，飞轮采用手动刹车制动系统，安全性不能保证。

（3）调速器现状

3 台机组均配置 YT-600 型机械液压调速器。接力器容量为 600kg·m，调速器为手动简易机械式，自动化程度低、漏油。事故关机时必须人工手动操作，操作极不方便，关机时间因人而异得不到保证，不能自动关导叶，存在安全隐患，建议更换为储能式液压微机调速器。

（4）进水阀门现状

电站安装有 3 台套电动进水蝶阀，阀门公称直径 DN1000mm，主阀基本工作正常，但现场查勘发现，进水阀阀坑有积水，阀体漏水，阀门接管锈蚀较为严重，阀门关闭不严，漏水量大，影响电站的安全运行，必须对阀门及接管进行更换处理。

（5）放水阀门现状

电站厂房外安装有 1 台套手电动放水蝶阀，阀门公称直径 DN1000mm，主阀基本工作正常，但现场查勘发现，进水阀阀坑潮湿，阀体漏水，阀门接管锈蚀较为严重，影响电站的安全运行，必须对阀门及接管进行更换处理。

6.1.1.2 机组改造方案

本次电站改造方案为：电站装机容量不变，仍为 3×400kW。在原机组布置形式、机组埋入水工部份和厂房建筑基本不变的情况下更换 1#～3#机组，在原 1#～3#机组的基础上按新机组要求进行机坑的改造，尾水接入原尾水渠，并重新配置调速器及进水阀门，放水管更换 1 台电动蝶阀。

6.1.1.3 电站基本参数

（1）水位

水库正常水位：62.00m

水库死水位：43.10m

电站尾水位：32.00m

（2）水头

最大水头：28.00m

额定水头：24.00m

最小水头：16.00m

（3）流量

电站引用流量：6.67m^3/s

（4）装机容量

装机容量：400kW

装机台数：3 台

（5）电站特性

年发电量：277.3 万 kW·h

年利用小时数：2310.6h

6.1.1.4 机组选型

（1）原机组基本情况

西坑水电站现状厂房内安装 3 台混流式水轮发电机组，总装机容量为 3×400kW，机组具体型号见表 6.1.1-1。

表 6.1.1-1 西坑水电站现状机组型号

设备	1～3#机组
水轮机	HL300-WJ-60
发电机	TSWN99/46-10
调速器	YT-600
进水阀	DN1000，PN6

（2）水轮机选型

本次复核西坑水电站设计水头为24.0m，电站装机容量不变，仍为3×400kW，经比较初步选取转轮型号是HLA551C。HLA551C最优效率为93.5%，单位参数和本电站也相匹配，其模型综合特性曲线见图6.1.1-1。

根据电站的设计水头和装机容量，经过技术经济比较，1#～3#机组选用的水轮机参数见表6.1.1-2。

表6.1.1-2　　西坑水电站改造后机组参数表

		1#～3#机组
容量（kW）		400
水轮机型号		HLA551C-WJ-58
发电机型号		SFW400-8/990
转轮直径D1（cm）		58
额定转速n（r/min）		750
设计工况	设计水头（m）	24
	额定流量（m^3/s）	2.03
	设计出力（kW）	434.8
	额定效率（%）	91.1
	单位转速（r/min）	88.8
	单位流量（m^3/s）	1.23

（3）水轮机安装高程

因该项目为改造电站，电站安装高程不变、尾水管等埋件不能更换，机组吸出高度不变，改造后机组在气蚀上应能满足要求，水轮机吸出高度计算如下：

$$H_s = 10 - \nabla_w / 900 - k\sigma H$$

式中：∇_w－水轮机安装海拔高程，为32.00m；

H －运行水头，为24.00m；

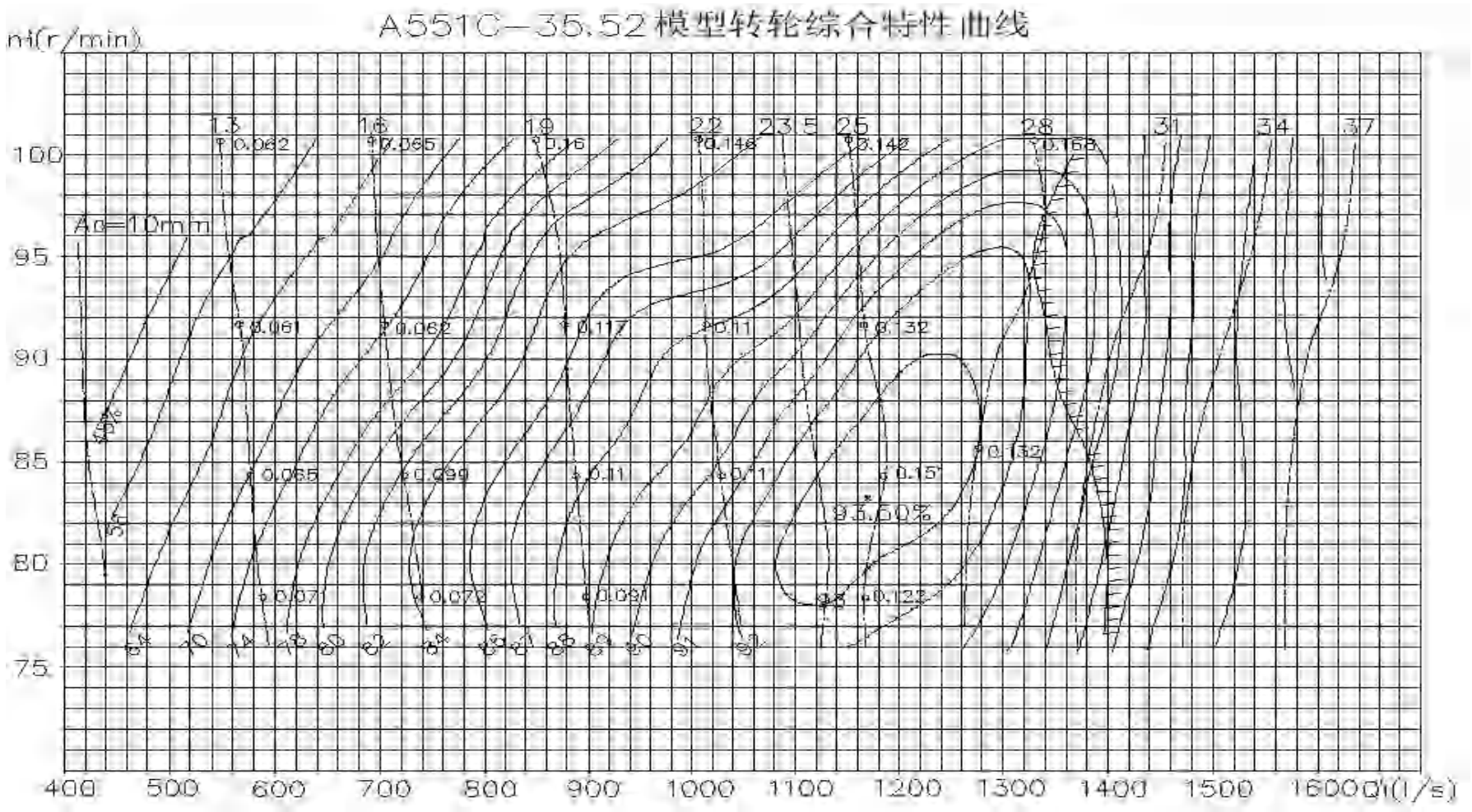


图 6.1.1-1　HLA551C 模型水轮机转轮综合特性曲线

σ—模型空蚀系数，取σ为 0.15；

k —与轮叶材质有关的系数，碳钢转轮为 1.3。

计算得

$$H_s = 5.28\text{m}$$

水轮机安装高程计算如下：

$$\nabla = \nabla_w + H_s - D/2$$

式中：D —水轮机转轮直径，为 0.58m。

计算得

$$\nabla = 36.99\text{m}$$

结合电站厂房地面高程，并考虑到取一定的余量，取水轮机安装高程为 34.95m，低于计算的安装高程，满足要求。

6.1.1.5 发电机结构参数的选择

根据已初步拟定的单机容量和水轮机额定转速，初选的发电机型号和结构参数如下：

6.1.1-3 **发电机参数表**

发电机型号	SFW400-8/990
发电机额定转速 n（r/min）	750
电机效率η	92.0%
电机出力(kW)	400
励磁方式	无刷励磁
额定电压	6300V
额定电流	45.9A
飞轮力矩 GD²	0.84t·㎡
结构型式	卧式 4 支点

6.1.1.6 调节保证计算

（1）计算工况和标准

本电站引用流量 6.09m³/s，从上游水库前取水，进水口后为压力钢管；机组

为联合供水方式，主厂房内设置进水阀。主管长约 186.5m，内径为 1.3m；支管长约 40.0m，内径为 1.0m。

本电站装机容量 3×400kW，属小（2）型水电站，按相关规范要求，只计算甩全负荷的情况，这也是本电站的最危险工况。两台机组管道等长，因此任选一台机组作为调保计算对象。本电站设计水头 24.0m，按相关规定允许的压力上升率宜为 50%～70%；允许机组转速上升率宜小于 50%，最大不得超过 60%。

（2）计算成果

计算得压力输水系统中$\sum LV_{总}$为 1002.9m²/s，压力引水系统水头损失Δh_l约为 4.8m，压力引水系统水流平均流速 V_0 为 4.12m/s，管道反射时间为 0.53。水流惯性时间常数 T_w =3.65s，机组惯性时间常数 Ta=7.09，Tw/Ta=0.52。则可取导叶关闭时间 T_s = 6～10 s，本次计算选导叶总关闭时间 T_s 分别为 6s、7s、8s、9s、10s 五种情况进行；计算得出$\rho\tau_0$ =7.5，可知本电站最大水锤发生在末相。机组发电机飞轮力矩约 0.84t·m²，机组飞轮力矩按 2.0t·m² 估算机组转速上升，不同 T_s 时的压力上升率和转速上升率计算结果见表 6.1.1-4。

表 6.1.1-4　　调节保证计算成果

T_s	σ	ξmax	最大升压水头	ξc	△Hc	β	最大升速值
6s	0.61	104.96%	57.39m	103.91%	5.64m	41.75%	1063r/min
7s	0.52	84.68%	51.71m	83.82%	5.59m	44.00%	1080r/min
8s	0.46	70.96%	47.87m	70.25%	5.55m	46.11%	1096r/min
9s	0.41	61.07%	45.10m	60.46%	5.52m	48.11%	1111r/min
10s	0.37	53.60%	43.01m	53.06%	5.50m	50.01%	1125r/min

由上表可知，当机组关闭时间在 6s～9s 时，机组转速上升率小于 50%，而 10s 机组转速上升率为 50.01%，由于该电站压力钢管不更换，但使用时间较长，建议最大压力上升率不超过 60%，初选导叶关闭时间 10s，此时蜗壳最大压

力上升率为 53.06%，机组转速上升率为 50.01%，此时机组飞轮力矩计算值为 2.0t·m²，而发电机部分飞轮力矩约为 0.84t·m²，为保证机组转速上升不超过规范要求，机组飞轮力矩不宜低于 2.0t·m²，因此厂家宜加大机组飞轮力矩，或是加强机组强度，使其能在飞逸转速下不破坏。

6.1.1.7 调速器改造

现场调速器为电液调速器，需事故关机时须现地操作，操作极不方便，该调速器不能实现自动化操作。自动化程度非常低，宜整机更换调速器，由于厂房尺寸较小，因此选用高油压调速器。

根据选择的水轮机型号及电站的水头、流量等参数估算出水轮机所需的调速功为 1701N·m。本阶段选用微机调速器，额定操作油压为 16MPa，调速功 6000N·m，即为 600kg·m，初选调速器型号为 YWT-600-16。选用的调速器为蓄能式，额定操作油压为高油压，可缩小调速器体积，易于布置。电站改造后，将增加刹车制动系统，制动拟采用油压制动，油源取自调速器，不必设置低压气系统。

6.1.1.8 进水阀改造

1#～3#水轮发电机组主阀直径 DN1000，主阀和旁通阀转动灵活可靠，能正常开启和关闭，但渗漏的现象严重，拟改为手、电两用阀门，阀门直径 DN1000，公称压力 0.6MPa。

6.1.1.9 放水阀改造

电站旁设置 1 台电动蝶阀，用于下游灌溉用水，外表锈蚀严重，主阀和旁通阀转动卡阻，拟进行改造，选用 1 台手、电两用放水蝶阀，阀门直径 DN1000，公称压力 0.6MPa。

6.1.1.10 主要设备工程量表

序号	名称	规格及型号	单位	数量
1	水轮机	HLA551C-WJ-58，不锈钢转轮	台	3
2	发电机	SFW400-8/990，无刷励磁，6300V	台	3
3	进水阀（配套控制箱）	Z945H-6-DN1000，带电动旁通阀	台	3
4	伸缩节	DN1000,PN6	台	4
5	压力钢管	DN1000，δ=8mm	kg	2242
6	调速器	GYWT-600	台	3
7	电动放水蝶阀	D941H-6-DN1000	台	1

6.1.2 大带二级水电站

6.1.2.1 电站基本情况

大带二级水电站为坝后式水电站，厂房内安装 1 台卧轴混流式水轮发电机组，装机容量为 1×320kW。电站已完成主机设备的改造，水轮机、发电机、进水阀运行正常，但配置的调速器为简易电动调速器，自动化程度低、无 PID 调节功能，不能达到自动化控制要求。

6.1.2.2 机组改造方案

电站装机容量不变，仍为 1×320kW。本次更换 1 台高油压微机调速器，选用的调速器为蓄能式，额定操作油压为高油压（16MPa)，可缩小调速器体积，易于布置。

6.1.2.3 电站基本参数

（1）水位

水库正常水位：230.00m

水库死水位：220.30m

电站尾水位：205.8m

（2）水头

最大水头：24.20m

额定水头：20.00m

最小水头：14.50m

（3）流量

电站引用流量：2.00m^3/s

（4）装机容量

装机容量：320kW

装机台数：1 台

（5）电站特性

年发电量：113.4 万 kW·h

年利用小时数：3543.8h

6.1.2.4 调速器改造

根据选择的水轮机型号及电站的水头、流量等参数估算出水轮机所需的调速功为 1642N·m。本阶段选用微机调速器，额定操作油压为 16MPa，调速功 3000N·m，即为 300kg·m，初选调速器型号为 YWT-300-16。

调速器改造后，将增加刹车制动系统，采用油压制动，油源取自调速器。调速器接力器采用外置接力器的方式，通过油管与接力器连接，并对原来的控制机构进行改造，以适应新配置的接力器。

6.1.2.5 主要设备工程量表

序号	名称	规格及型号	单位	数量
1	调速器	GYWT-300（外置接力器）	台	1
2	水轮机控制环改造	/	套	1

6.1.3 大带三级水电站

6.1.3.1 电站基本情况

大带三级水电站为引水式水电站，厂房内安装 2 台卧轴混流式水轮发电机组，装机容量为 2×1600kW，水轮发电机组设备均较老旧，主要设备现状如下：

（1）水轮机现状

1#、2#水轮机型号均为 HL160-WJ-60。额定出力 1739.1kW，设计水头 98.5m，额定流量 1.96m³/s，额定转速 1000r/min。现场查勘，机组可以满发，但现场水轮机设备老旧、锈蚀、效率低。水轮机单机容量较小，除进水钢管和尾水管等埋件部分不更换外，水轮机其余部分考虑更换。

（2）发电机现状

1#、2#发电机型号均为 TSW143/48-6。电机额定功率均为 1600kW，额定功率因数 0.8，额定频率 50Hz，额定电压 6300V，额定电流 183.3A，额定转速 1000r/min，绝缘等级 B 级，接线法 Y，2 台发电机均为静止可控硅励磁。

发电机采用老式 TSW 型同步发电机，设备外观较老旧。按当时设计标准发电机绝缘等级为 B 级，绝缘等级较低，轴承及线圈温度高。设备运行时间达半个世纪，绝缘老化严重，发电机发热量大，电机温升高，存在安全隐患。另外机组飞轮采用低压空气刹车制动系统，需要手动操作，无法与调速器进行联动，自动化程度较低。

（3）调速器现状

调速器已改造为微机调速器，型号为 YWT-600，但未与刹车系统联动，机组关机时须现地操作，操作极不方便，该调速器不能实现自动化操作。调速器外

观较好，调速性能可以满足机组自动开停机，但需要增加刹车制动系统。

（4）进水阀门现状

电站安装有 2 台套电动进水闸阀，阀门公称直径 DN800mm，主阀基本工作正常，但现场查勘发现，进水阀阀坑有积水，阀体漏水，阀门接管锈蚀较为严重，阀门关闭不严，漏水量大，影响电站的安全运行，必须对阀门及接管进行更换处理。

6.1.3.2 机组改造方案

本次电站改造方案为：电站装机容量不变，仍为 2×1600kW。在原机组布置形式、机组埋入水工部份和厂房建筑基本不变的情况下，更换 1#～2#机组，在原 1#～2#机组的基础上按新机组要求进行机坑的改造，尾水接入原尾水渠，重新配置进水阀门，并在进水阀前更换 2 台安全泄压阀。对原调速器进行改造，沿用原调速器型式，采用内置接力器。每台机组增设一个制动控制箱，箱内设 1 台二位三通电磁空气阀。

6.1.3.3 电站基本参数

（1）水位

前池正常水位：205.83m

电站尾水位：99.77m

（2）水头

最大水头：105.00m

额定水头： 98.50m

最小水头：98.50m

（3）流量

电站引用流量：4.00m^3/s

（4）装机容量

装机容量：3200kW

装机台数：2 台

（5）电站特性

年发电量：620.0 万 kW·h

年利用小时数：1937.5h

6.1.3.4 机组选型

（1）原机组基本情况

大带三级水电站现状厂房内安装 2 台混流式水轮发电机组，总装机容量为 2×1600 kW，机组具体型号见表 6.1.3-1。

表 6.1.3-1 大带三级水电站现状机组型号

设备	1～2#机组
水轮机	HL160-WJ-60
发电机	TSW143/48-6
调速器	YWT-600
进水阀	DN800，PN25

（2）水轮机选型

本次复核大带三级水电站设计水头为 98.5m，电站装机容量不变，仍为 2×1600kW，经比较初步选取转轮型号是 HLA575c。HLA575c 最优效率为 93.56%，单位参数和本电站也相匹配，其模型综合特性曲线见图 6.1.3-1。

根据电站的设计水头和装机容量，经过技术经济比较，1#～2#机组选用的水轮机参数见表 6.1.3-2。

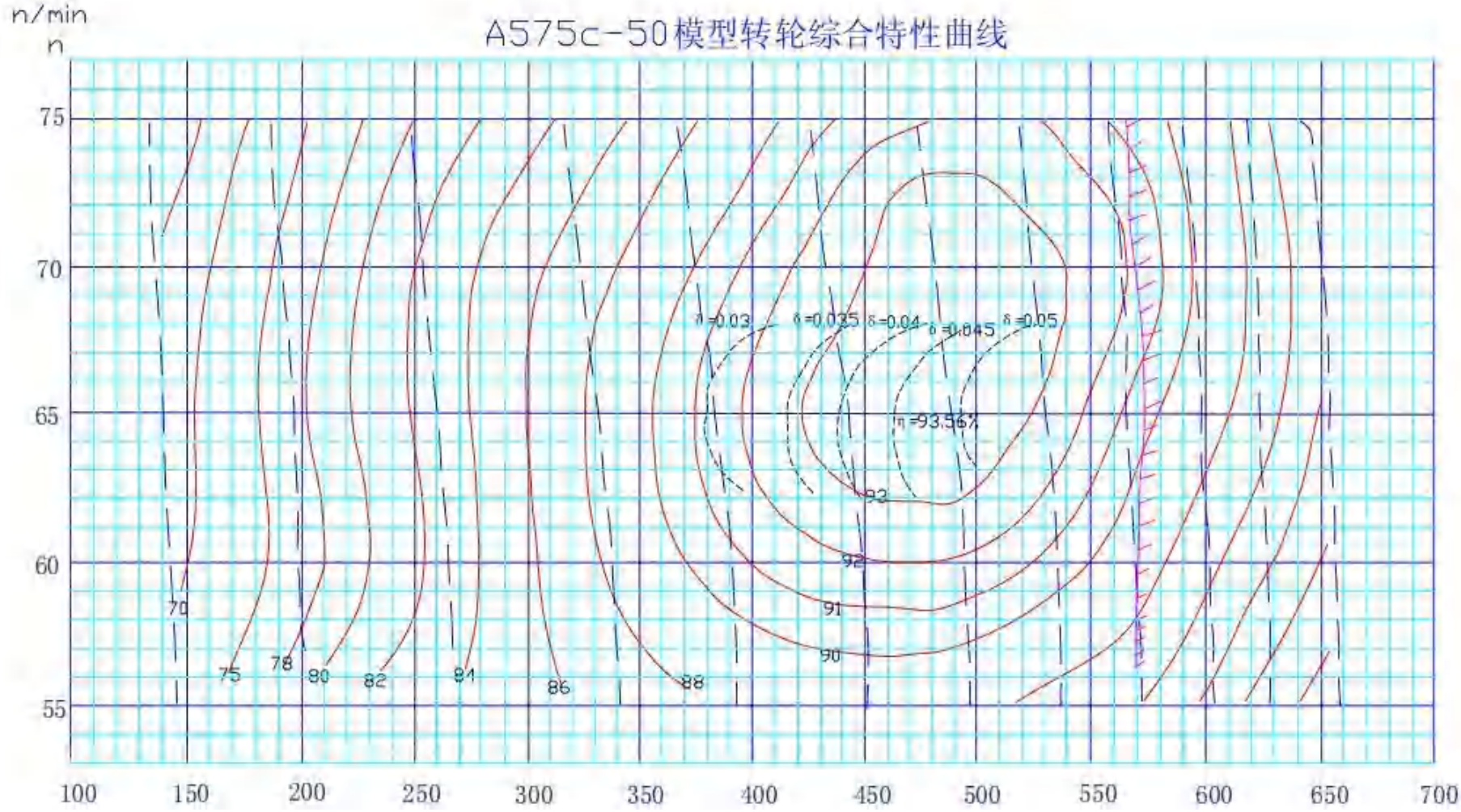


图 6.1.3-1　HLA575c 模型水轮机转轮综合特性曲线

（3） 安装高程

因该项目为改造电站，电站安装高程不变、尾水管等埋件不能更换，机组吸出高度不变，改造后机组在气蚀上应能满足要求，水轮机吸出高度计算如下：

$$H_s = 10 - \nabla_w / 900 - k\sigma H$$

式中：∇_w－水轮机安装海拔高程，为 99.77m；

H －运行水头，为 98.50m；

σ－模型空蚀系数，取σ为 0.045；

k －与轮叶材质有关的系数，碳钢转轮为 1.3。

计算得

$$H_s = 4.13\text{m}$$

水轮机安装高程计算如下：

$$\nabla = \nabla_w + H_s - D / 2$$

式中：D －水轮机转轮直径，为 0.65m。

计算得

$$\nabla = 103.60\text{m}$$

结合电站厂房地面高程，并考虑到取一定的余量，取水轮机安装高程为 103.40m，低于计算的安装高程，满足要求。

表 6.1.3-2 大带三级水电站改造后机组参数表

		1#～2#机组
容量（kW）		1600
水轮机型号		HLA575c-WJ-65
发电机型号		SFW1600-6/1430
转轮直径 D1（cm）		65
额定转速 n(r/min)		1000
设计工况	设计水头（m）	98.5
	额定流量(m^3/s)	1.96
	设计出力（kW）	1739.1

	额定效率(%)	91.7
	单位转速（r/min）	65.5
	单位流量（m^3/s）	0.47

6.1.3.5 发电机结构参数的选择

根据已初步拟定的单机容量和水轮机额定转速，初选的发电机型号和结构参数如下：

6.1.3-3 发电机参数表

发电机型号	SFW1600-6/1430
发电机额定转速 n（r/min）	1000
电机效率η	92.0%
电机出力(kW)	1600
励磁方式	无刷励磁
额定电压	6300V
额定电流	183.3A
飞轮力矩 GD^2	3.07t·㎡
结构型式	卧式 2 支点

6.1.3.6 调节保证计算

（1）计算工况和标准

本电站引用流量 1.96m^3/s，从压力前池取水，进水口后为预应力钢筋砼管，后接压力钢管；机组为单机单管供水方式，此次改造设计，对原砼管进行更换，两台机组都采用主厂房内设置进水阀。压力钢管长约 275m，内径为 0.8m；支管长约 10.0m，内径为 0.8m。

本电站装机容量 2×1600kW，属小（2）型水电站，按相关规范要求，只计算甩全负荷的情况，这也是本电站的最危险工况。两台机组管道等长，因此任选一台机组作为调保计算对象。本电站设计水头 98.50m，按相关规定允许的压力上升率宜为 30%～50%；允许机组转速上升率宜小于 50%，最大不得超过 60%。

（2）计算成果

计算得压力输水系统中$\sum LV_{总}$为 1145.32m²/s，压力引水系统水头损失Δh_l约为 6.60m，压力引水系统水流平均流速 V_0 为 3.90m/s，管道反射时间为 0.64s。水流惯性时间常数 T_w =1.19s，机组惯性时间常数 Ta=7.09，Tw/Ta=0.17，则可取导叶关闭时间 T_s = 6～10 s，本次计算选导叶总关闭时间 T_s 分别为 6s、7s、8s、9s、10s 五种情况进行；计算得出$\rho\tau_0$ =1.82，可知本电站最大水锤发生在末相。机组发电机飞轮力矩约 3.07t·m²，机组飞轮力矩按 4.5t·m² 估算机组转速上升，不同 T_s 时的压力上升率和转速上升率计算结果见表 6.1.3-4。

表 6.1.3-4　　调节保证计算成果

T_s	σ	ξmax	最大升压水头	ξc	△Hc	β	最大升速值
6s	0.20	26.30%	124.41m	25.93%	5.27m	36.16%	1362r/min
7s	0.17	22.20%	120.37m	21.88%	5.22m	38.92%	1389r/min
8s	0.15	19.20%	117.41m	18.93%	5.17m	41.49%	1415r/min
9s	0.13	16.92%	115.16m	16.68%	5.14m	43.89%	1439r/min
10s	0.12	15.12%	113.39m	14.90%	5.12m	46.15%	1461r/min

由上表可知，当机组关闭时间在 6s～10s 时，机组转速上升率小于 30%，均满足要求，由于该电站水头较高，建议最大压力上升率不超过 25%，初选导叶关闭时间 8s，此时蜗壳最大压力上升率为 18.93%，机组转速上升率为 41.49%，此时机组飞轮力矩计算值为 4.5t·m²，而发电机部分飞轮力矩约为 3.07t·m²，为保证机组转速上升不超过规范要求，机组飞轮力矩不宜低于 4.5t·m²，因此厂家宜加大机组飞轮力矩，或是加强机组强度，使其能在飞逸转速下不破坏。

6.1.3.7　调速器改造

现状水轮机调速器已改造，采用微机调速器，额定操作油压为 16MPa，调

速功 6000N·m，即为 600kg·m，调速器型号为 YWT-600-16。根据选择的水轮机型号及电站的水头、流量等参数估算出水轮机所需的调速功为 3535N·m，现状调速器的调速功满足要求。

本次水轮机拟更换，而调速器不更换，因此调速器需要适配新更换的水轮机。需对原调速器进行改造，调速器沿用原调速器型式，采用内置接力器。导叶接力器行程参数由主机厂提供，调速器厂家对导叶接力器进行改造。

6.1.3.8 气系统改造

现状机组采用低压气制动，但需手动操作，本次设计对原有的气系统进行改造。保留原空压机，每台机组增设一个制动控制箱，箱内设 1 台二位三通电磁空气阀。当机组停机时，机组转速达到额定转速的 25%～35%，自动开启电磁空气阀的制动腔，制动投入；当机组完全停机后，制动腔关闭，复归腔开启，制动器复位。

6.1.3.9 进水阀改造

1#～2#水轮发电机组主阀直径 DN800，主阀和旁通阀转动灵活可靠，能正常开启和关闭，但渗漏的现象严重，拟改为手、电两用阀门，阀门直径 DN800，公称压力 2.5MPa。

6.1.3.10 更换安全泄压阀

原 1#～2#水轮发电机组进水钢管安装有泄压管，用重锤控制，机组甩负荷管道压力上升时，水压顶开重锤控制的阀门，实现泄压的目的，但该阀门已经锈蚀。本次改造设计，在主阀前更换为 2 台安全泄压阀，阀门公称直径 DN100，压力 2.5MPa，泄压范围可调为 0.05MPa～0.2MPa。

6.1.3.11 主要设备工程量表

序号	名称	规格及型号	单位	数量
1	水轮机	HLA575C-WJ-65，不锈钢转轮	台	2
2	发电机(无刷)	SFW1600-6/1430 6300V	台	2
3	进水阀（配套控制箱）	Z945H-25-DN800，带电动旁通阀	台	2
4	伸缩节	DN800,PN25	个	2
5	调速器改造		台	2
6	压力钢管	DN800，δ=12mm	kg	1435
7	安全泄压阀	DN100，PN2.5MPa 泄压范围可调 0.05MPa～0.2MPa	个	2

6.1.4 大带五级水电站

6.1.4.1 电站基本情况

大带五级水电站为引水式水电站，厂房内安装 2 台卧轴混流式水轮发电机组，装机容量为 1×400kW+1×500kW，水轮发电机组设备均较老旧，主要设备现状如下：

（1）水轮机现状

1#水轮机型号为 HL220-WJ-50，2#水轮机型号为 HL260-WJ-50。额定出力 434.8kW、543.5kW，设计水头 28.0m，额定流量 1.74m³/s、2.17m³/s，额定转速 750r/min。

现场查勘，机组无法满发，机组最大出力约为 350kW，初步分析水轮机叶轮锈蚀比较严重，水轮机实际运行效率降低较为严重，2 台水轮机组运行时间近 30 年，效率低、轴承温度高、故障多。水轮机单机容量较小，除进水钢管和尾水管等埋件部分不更换外，水轮机其余部分考虑更换。

（2）发电机现状

1#发电机型号为 TSWN99/37-8，2#发电机型号为 SFW500-8/990。电机额定功率分别为 400kW/500kW，额定功率因数 0.8，额定频率 50Hz，额定电压

400V，额定转速 750r/min，绝缘等级 B 级，接线法 Y，2 台发电机均为无刷励磁。

1#发电机采用老式 TSW 型同步发电机，2#发电机采用 SFW 型同步发电机，但设备外观较老旧。发电机绝缘等级均为 B 级，绝缘等级较低，线圈发热，设备运行时间达 30 年，绝缘老化严重，发电机发热量大，电机温升高，存在安全隐患，建议更换发电机。

（3）调速器现状

调速器已改造为微机调速器，型号为 YWT-600，但漏油较为严重，调速器是改装产品，与原水轮机不匹配，调速性能较差，且未与刹车系统联动，需关机时须现地操作，操作极不方便，该调速器不能实现自动化操作。自动化程度非常低，宜整机更换调速器，由于厂房尺寸较小，因此选用高油压调速器。

（4）进水阀门现状

电站安装有 2 台套电动进水闸阀，阀门公称直径 DN800mm，主阀基本工作正常，但现场查勘发现，进水阀阀坑有积水，阀体漏水，阀门接管锈蚀较为严重，阀门关闭不严，漏水量大，影响电站的安全运行，必须对阀门及接管进行更换处理。

6.1.4.2 机组改造方案

根据现场调查，大带五级水电站汛期弃水较多，电站装机容量由 1×400kW+1×500kW 改为 2×500kW。在原机组布置形式、机组埋入水工部份和厂房建筑基本不变的情况下，更换 1#～2#机组，在原 1#～2#机组的基础上按新机组要求进行机坑的改造，尾水接入原尾水渠，并重新配置调速器及进水阀门。

6.1.4.3 电站基本参数

（1）水位

前池正常水位：92.03m

电站尾水位：60.03m

（2）水头

最大水头：32.00m

额定水头：28.00m

最小水头：28.00m

（3）流量

电站引用流量：4.40m^3/s

（4）装机容量

装机容量：1000kW

装机台数：2 台

（5）电站特性

年发电量：198.0 万 kW·h

年利用小时数：1980h

6.1.4.4 机组选型

（1）原机组基本情况

大带五级水电站现状厂房内安装 2 台混流式水轮发电机组，总装机容量为 1×400kW+1×500kW，机组具体型号见表 6.1.4-1。

表 6.1.4-1 大带五级水电站现状机组型号

设备	1#机组	2#机组
水轮机	HL220-WJ-50	HL260-WJ-50
发电机	TSWN99/37-8	SFW500-8/990
调速器	YT-300	YT-300
进水阀	DN800，PN6	DN800，PN6

（2）水轮机选型

本次复核大带五级水电站设计水头为28.0m，电站装机容量为2×500kW，经比较初步选取转轮型号是HLA551。HLA551最优效率为93.2%，单位参数和本电站也相匹配，其模型综合特性曲线见图6.1.4-1。

根据电站的设计水头和装机容量，经过技术经济比较，1#、2#机组选用的水轮机参数见表6.1.4-2。

表6.1.4-2　　大带五级水电站改造后机组参数表

		1#～2#机组
容量（kW）		500
水轮机型号		HLA551-WJ-58
发电机型号		SFW500-8/990
转轮直径D1（cm）		58
额定转速n(r/min)		750
设计工况	设计水头（m）	28
	额定流量(m^3/s)	2.17
	设计出力（kW）	543.5
	额定效率(%)	91.1
	单位转速（r/min）	82.2
	单位流量（m^3/s）	1.22

（3） 安装高程

因该项目为改造电站，电站安装高程不变、尾水管等埋件不能更换，机组吸出高度不变，改造后机组在气蚀上应能满足要求，水轮机吸出高度计算如下：

$$H_s = 10 - \nabla_w / 900 - k\sigma H$$

式中：∇_w—水轮机安装海拔高程，为60.03m；

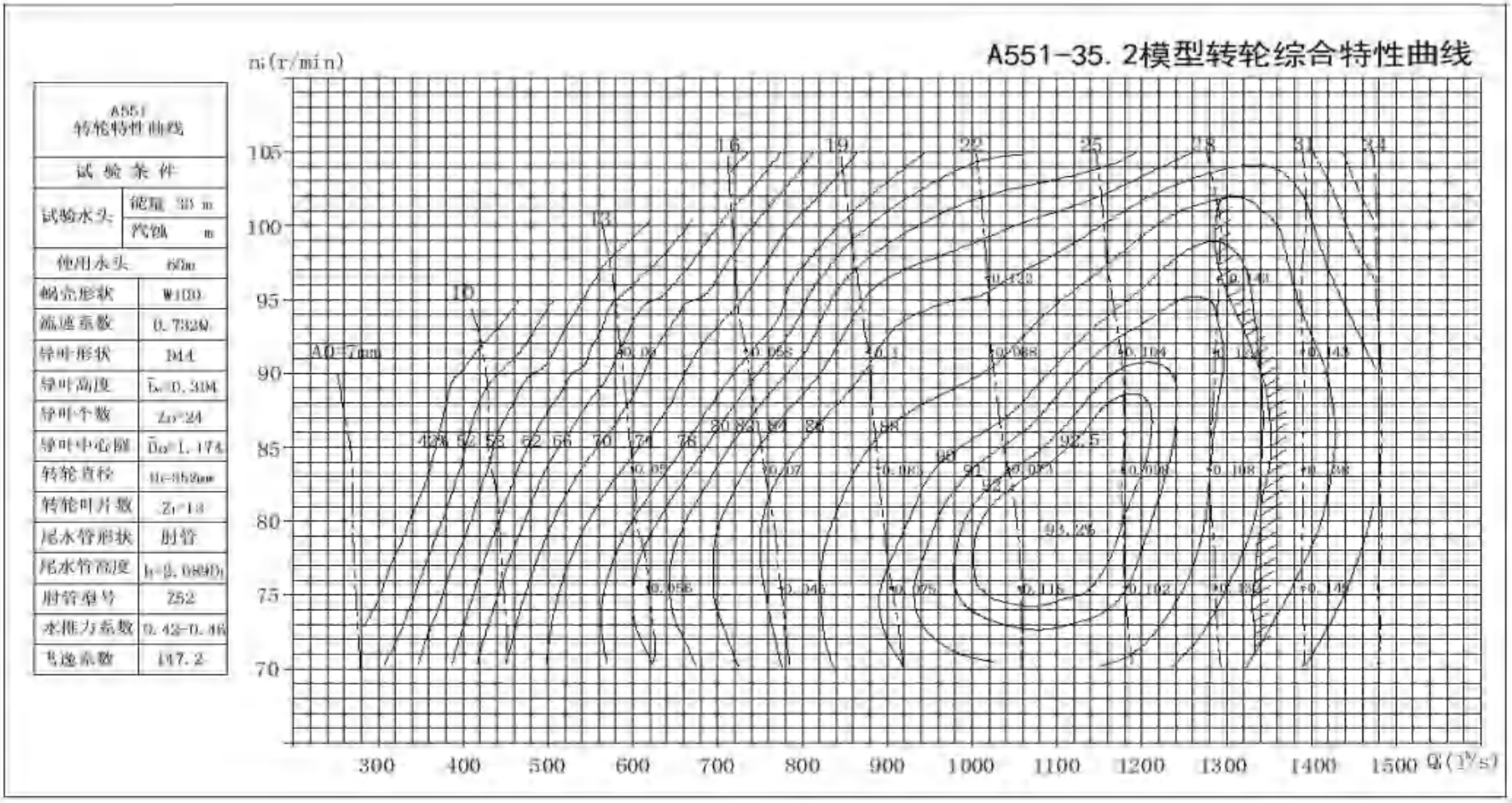


图 6.1.4-1　HLA551 模型水轮机转轮综合特性曲线

H —运行水头，为 28.00m；

σ—模型空蚀系数，取σ为 0.12；

k —与轮叶材质有关的系数，碳钢转轮为 1.3。

计算得

$$H_s = 5.57\text{m}$$

水轮机安装高程计算如下：

$$\nabla = \nabla_w + H_s - D / 2$$

式中：D —水轮机转轮直径，为 0.58m。

计算得

$$\nabla = 65.31\text{m}$$

结合电站厂房地面高程，并考虑到取一定的余量，取水轮机安装高程为 62.95m，低于计算的安装高程，满足要求。

6.1.4.5 发电机结构参数的选择

根据已初步拟定的单机容量和水轮机额定转速，初选的发电机型号和结构参数如下：

6.1.4-3 发电机参数表

发电机型号	SFW500-8/990
发电机额定转速 n（r/min）	750
电机效率η	92.0%
电机出力(kW)	500
励磁方式	无刷励磁
额定电压	400V
额定电流	902.1A
飞轮力矩 GD²	1.14t·㎡
结构型式	卧式 4 支点

6.1.4.6 调节保证计算

（1）计算工况和标准

本电站引用流量 4.34m³/s，从上库溢流坝前取水，进水口后为压力钢管；机组为联合供水方式，主厂房内设置进水阀。主管长约 40.0m，内径为 1.20m；支管长约 61.0m，内径为 0.8m。

本电站装机容量 2×500kW，属小（2）型水电站，按相关规范要求，只计算甩全负荷的情况，这也是本电站的最危险工况。两台机组管道等长，因此任选一台机组作为调保计算对象。本电站设计水头 28.00m，按相关规定允许的压力上升率宜为 50%～70%；允许机组转速上升率宜小于 50%，最大不得超过 60%。

（2）计算成果

计算得压力输水系统中∑LV 总为 520.15m²/s，压力引水系统水头损失Δh1 约为 2.80m，压力引水系统水流平均流速 V0 为 4.13m/s，管道反射时间为 0.27。水流惯性时间常数 Tw =1.89s，机组惯性时间常数 Ta=5.67，Tw/Ta=0.33。则可取导叶关闭时间 Ts = 6～10 s，本次计算选导叶总关闭时间 Ts 分别为 6s、7s、8s、9s、10s 五种情况进行；计算得出ρτ0 =6.29，可知本电站最大水锤发生在末相。机组发电机飞轮力矩约 1.14t·m²，机组飞轮力矩按 2.0t·m2 估算机组转速上升，不同 Ts 时的压力上升率和转速上升率计算结果见表 6.1.4-4。

表 6. 1. 4-4　　调节保证计算成果

T_s	σ	ξmax	最大升压水头	ξc	△Hc	β	最大升速值
6s	0.32	44.97%	40.59m	43.41%	6.95m	43.41%	1076r/min
7s	0.27	37.54%	38.51m	36.24%	6.88m	46.25%	1097r/min
8s	0.24	32.22%	37.02m	31.10%	6.83m	48.90%	1117r/min
9s	0.21	28.22%	35.90m	27.24%	6.79m	51.38%	1135r/min
10s	0.19	25.10%	35.03m	24.23%	6.76m	53.71%	1153r/min

由上表可知，当机组关闭时间在 6s～8s 时，机组转速上升率小于 50%，均满足要求，由于该电站压力钢管不更换，但使用时间较长，建议最大压力上升率不超过 50%，初选导叶关闭时间 8s，此时蜗壳最大压力上升率为 31.10%，机组转速上升率为 48.90%，此时机组飞轮力矩计算值为 2.0t·m²，而发电机部分飞轮力矩约为 1.14t·m²，为保证机组转速上升不超过规范要求，机组飞轮力矩不宜低于 2.0t·m²，因此厂家宜加大机组飞轮力矩，或是加强机组强度，使其能在飞逸转速下不破坏。

6.1.4.7 调速器改造

现场调速器为电液调速器，需事故关机时须现地操作，操作极不方便，该调速器不能实现自动化操作。自动化程度非常低，宜整机更换调速器，由于厂房尺寸较小，因此选用高油压调速器。

根据选择的水轮机型号及电站的水头、流量等参数估算出水轮机所需的调速功为 1970N・m。本阶段选用微机调速器，额定操作油压为 16MPa，调速功 6000N・m，即为 600kg・m，初选调速器型号为 YWT-600-16。选用的调速器为蓄能式，额定操作油压为高油压，可缩小调速器体积，易于布置。电站改造后，将增加刹车制动系统，制动拟采用油压制动，油源取自调速器，不必设置低压气系统。

6.1.4.8 进水阀改造

1#、2#水轮发电机组主阀直径 DN800，主阀和旁通阀转动灵活可靠，能正常开启和关闭，但渗漏的现象严重，拟改为手、电两用阀门，阀门直径 DN800，公称压力 0.6MPa。

6.1.4.9 主要设备工程量表

序号	名称	规格及型号	单位	数量
1	水轮机	HLA551-WJ-58，不锈钢转轮	台	2
2	发电机(无刷)	SFW500-8/990，400V	台	2
3	进水阀（配套控制箱）	Z945H-6-DN800，带电动旁通阀	台	2
4	伸缩节	DN800,PN10	个	2
5	压力钢管	DN800，δ=10mm	kg	1790
6	调速器	GYWT-600	台	2

6.1.5 大带六级水电站

6.1.5.1 电站基本情况

大带六级水电站为引水式水电站，厂房内安装 2 台立轴轴流式水轮发电机组，装机容量为 160kW+100kW。该水电站前期已完成主机设备的改造，但配置的调速器为手动调速器，不能达到自动化控制要求。

6.1.5.2 机组改造方案

电站装机容量不变，仍为 160kW+100kW。本次每台机组新增 1 台高油压微机调速器，选用的调速器为蓄能式，额定操作油压为高油压（16MPa)，可缩小调速器体积，易于布置。

6.1.5.3 电站基本参数

（1）水位

前池正常水位：59.50m

电站尾水位：49.50m

（2）水头

最大水头：10.00m

额定水头：9.50m

最小水头：9.50m

（3）流量

电站引用流量：3.60m^3/s

（4）装机容量

装机容量：260kW

装机台数：2 台

（5）电站特性

年发电量：72.3 万 kW·h

年利用小时数：2752.4h

6.1.5.4 调速器改造

根据选择的水轮机型号及电站的水头、流量等参数估算出水轮机所需的调速功为 1309N·m。本阶段选用微机调速器，额定操作油压为 16MPa，调速功 3000N·m，即为 300kg·m，初选调速器型号为 YWT-300-16。

电站改造后，将增加刹车制动系统，采用油压制动，油源取自调速器。调速器接力器采用外置接力器的方式，通过油管与接力器连接。并对原来的控制机构进行改造，以适应新配置的接力器。

6.1.5.5 主要设备工程量表

序号	名称	规格及型号	单位	数量
1	调速器	GYWT-300（外置接力器）	台	2
2	水轮机控制环改造	/	套	2

6.1.6 丹竹河水电站

6.1.6.1 电站基本情况

丹竹河水电站为引水式水电站，丹竹河水电站厂房内安装 3 台卧轴混流式水轮发电机组，装机容量为 1×250kW+1×400kW+1×125kW。水轮发电机

组设备均较老旧，主要设备现状如下：

（1）水轮机现状

1#水轮机型号均为 HL220-WJ-42，2#水轮机型号为 HL220-WJ-50，3#水轮机型号为 HL110-WJ-42。设计水头 32.0m，额定流量分别为 1.1m³/s、1.6m³/s、0.5m³/s，1#机组额定转速 1000r/min、2#、3#机组额定转速 750r/min。

现场查勘，机组可以满发，但现场设备外观老旧，效率低、轴承温度高、故障多。水轮机单机容量较小，除进水钢管和尾水管等埋件部分不更换外，水轮机其余部分考虑更换，其中 3#机组单机容量较小，建议拆除，增加 2#机组容量至 500kW。

（2）发电机现状

1#发电机型号为 TSWN74/36-6，2#发电机型号为 TSWN99/37-8，3#发电机型号为 SFW125-8/590。电机额定功率分别为 200kW、400kW、125kW，额定功率因数 0.8，额定频率 50Hz，1#、3#电机额定电压 400V，2#电机额定电压 6.3kV，额定转速与水轮机相同，绝缘等级 B 级，接线法 Y，3 台发电机均为无刷励磁。

1#、2#发电机采用老式 TSW 型同步发电机，3#发电机采用 SFW 型同步发电机，设备外观较老旧。发电机绝缘等级均为 B 级，绝缘等级较低，线圈发热。设备运行时间达 30 年，绝缘老化严重，发电机发热量大，电机温升高，存在安全隐患，建议更换发电机。另外丹竹河水电站，电机型式较多，而机端电压也有 400V、6.3kV 两种等级，建议统一电压等级，并取消 3#机组，扩容 2#机组至 500kW。

（3）调速器现状

丹竹河水电站调速性有手动调速器和电动调速器，调速性能较差，且未与刹车系统联动，需关机时须现地操作，操作极不方便，调速器不能实现自动化操作。宜整机更换调速器，由于厂房尺寸较小，因此选用高油压调速器。

（4）进水阀门现状

电站安装有 3 台套电动进水闸阀，阀门公称直径分别为 DN600mm、DN800mm、DN500mm，主阀基本工作正常，现场查勘发现，阀体有漏水情况，接管处锈蚀严重，建议更换。

6.1.6.2 机组改造方案

本次电站改造方案为：电站装机容量由 1×250kW+1×400kW+1×125kW 改为 1×275kW+1×500kW。在原机组布置形式、机组埋入水工部份和厂房建筑基本不变的情况下，更换 1#～2#水轮发电机组、封堵原 3#机组，在原 1#～2#机组的基础上按新机组要求进行机坑的改造，尾水接入原尾水渠，并重新配置调速器及进水阀门。

6.1.6.3 电站基本参数

（1）水位

前池正常水位：73.37m

电站尾水位：39.20m

（2）水头

最大水头：33.50m

额定水头：31.66m

最小水头：31.66m

（3）流量

电站引用流量：3.60m^3/s

（4）装机容量

装机容量：775kW

装机台数：2 台

（5）电站特性

年发电量：160.2 万 kW·h

年利用小时数：2076.1h

6.1.6.4 机组选型

（1）原机组基本情况

丹竹河水电站现状厂房安装 3 台混流式水轮发电机组，总装机容量为 1×400kW+1×250kW+1×125kW，机组具体型号见表 6.1.6-1。

表 6.1.6-1 丹竹河水电站现状机组型号

设备	1#机组	2#机组	3#机组
水轮机	HL220-WJ-42	HL220-WJ-50	HL110-WJ-42
发电机	TSWN74/36-6	TSWN99/37-8	SFW125-8/590
调速器	YT-300	YT-300	YT-300
进水阀	DN600，PN6	DN800，PN6	DN500，PN6

（2）水轮机选型

本次复核丹竹河水电站设计水头为 30.66m，拟将原 3 台机组改造为 2 台，装机容量为 1×500kW+1×275kW，经比较初步选取转轮型号是 HLA616。HLA616 最优效率为 93.15%，单位参数和本电站也相匹配，其模型综合特性曲线见图 6.1.6-1。

根据电站的设计水头和装机容量，经过技术经济比较，1#～2#机组选用的水轮机参数见表 6.1.6-2。

（3）安装高程

因该项目为改造电站，电站安装高程不变、尾水管等埋件不能更换，机组吸出高度不变，改造后机组在气蚀上应能满足要求，水轮机吸出高度计算如下：

$$H_s = 10 - V_w / 900 - k\sigma H$$

式中：∇_w—水轮机安装海拔高程，为 39.0m；

H —运行水头，为 30.66m；

σ—模型空蚀系数，大小机组 σ 均取 0.1；

k —与轮叶材质有关的系数，碳钢转轮为 1.3。

计算得

$$H_s = 5.97\text{m}$$

水轮机安装高程计算如下：

$$\nabla = \nabla_w + H_s - D / 2$$

式中：D —水轮机转轮直径，分别为 0.45/ 0.60m。

计算得

∇_1 =44.74m　　∇_2=44.67m

结合电站厂房地面高程，并考虑到取一定的余量，取水轮机安装高程为 42.41m 和 42.61m，低于计算的安装高程，满足要求。

表 6.1.6-2　　丹竹河水电站改造后机组参数表

		1#机组	2#机组
容量（kW）		275	500
水轮机型号		HLA616-WJ-45	HLA616-WJ-60
发电机型号		SFW275-6/850	SFW500-8/990
转轮直径 D1（cm）		45	60
额定转速 n（r/min）		1000	750
设计工况	设计水头（m）	30.66	30.66
	额定流量（m^3/s）	1.09	1.98
	设计出力（kW）	298.9	543.5
	额定效率（%）	90.8	91.2
	单位转速（r/min）	81.3	81.3
	单位流量（m^3/s）	0.98	0.99

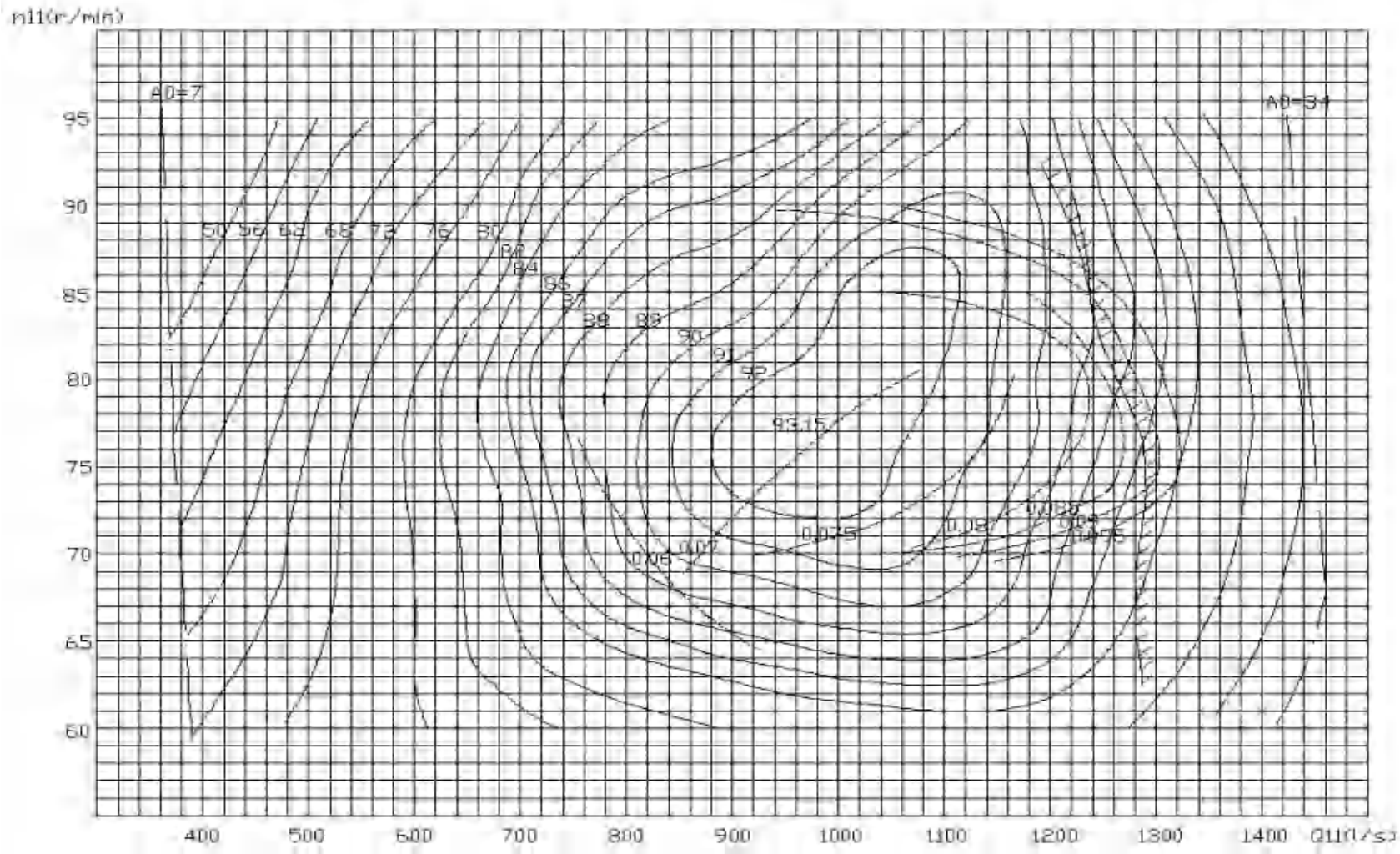


图 6.1.6-1　HLA616 模型水轮机转轮综合特性曲线

6.1.6.5 发电机结构参数的选择

根据已初步拟定的单机容量和水轮机额定转速，初选的发电机型号和结构参数如下：

6.1.6-3 发电机参数表

项目	1#机组	2#机组
发电机型号	SFW275-6/850	SFW500-8/990
发电机额定转速 n（r/min）	1000	750
电机效率η	92.0%	92.0%
电机出力(kW)	275	500
励磁方式	无刷励磁	无刷励磁
额定电压	400V	400V
额定电流	496.2A	902.1A
飞轮力矩 GD^2	0.27t·㎡	1.14t·㎡
结构型式	卧式 4 支点	卧式 4 支点

6.1.6.6 调节保证计算

（1）计算工况和标准

本电站机组为联合供水方式供水方式，1#机引用流量 1.0m^3/s，2#机引用流量 1.98m^3/s，从压力前池取水，进水口后接 DN1000 压力钢管，压力钢管在厂房处分叉，变径为 DN600 和 DN800。此次改造设计，更换原压力钢管。压力钢管长约 250m，内径为 1.0m；支管长约 10.0m，内径为 0.6m。

本电站装机容量 1×275kW+1×500kW，属小（2）型水电站，按相关规范要求，只计算甩全负荷的情况，这也是本电站的最危险工况。因机组转动惯量不同，甩负荷时机组转速上升不一样，因此 500kW 机组和 275kW 机组分别做调节保证计算。本电站设计水头 30.66m，按相关规定允许的压力上升率宜为 50%～70%；允许机组转速上升率宜小于 50%，最大不得超过 60%。

（2）275kW 机组计算成果

计算得压力输水系统中∑LV 总为 1023.9m²/s，压力引水系统水头损失Δh₁ 约为 4.6m，压力引水系统水流平均流速 V_0 为 3.74m/s。水流惯性时间常数 T_w =3.26s，机组惯性时间常数 Ta=9.17，Tw/Ta=0.38。则可取导叶关闭时间 T_s = 6～10s，本次计算选导叶总关闭时间 T_s 分别为 6s、7s、8s、9s、10s 五种情况进行；计算得出ρτ₀ =5.38，可知本电站最大水锤发生在末相。管道反射时间为 0.60s。机组发电机飞轮力矩约 0.27t·m²，机组飞轮力矩按 1.0t·m² 估算机组转速上升，不同 T_s 时的压力上升率和转速上升率计算结果见表 6.1.6-5。

表 6.1.6-5　　调节保证计算成果

T_s	σ	ξmax	最大升压水头	ξc	△Hc	β	最大升速值
6s	0.54	89.58%	60.67m	88.82%	6.10m	35.95%	1360r/min
7s	0.47	72.90%	55.33m	72.28%	6.06m	38.14%	1381r/min
8s	0.41	61.45%	51.66m	60.93%	6.03m	40.20%	1402r/min
9s	0.36	53.11%	49.00m	52.66%	6.00m	42.16%	1422r/min
10s	0.33	46.77%	46.97m	46.37%	5.99m	44.01%	1440r/min

由上表可知，当机组关闭时间在 6s～10s 时，机组转速上升率小于 50%，均满足要求。最大压力上升率不应大于 70%，初选导叶关闭时间 9s，此时蜗壳最大压力上升率为 52.66%，机组转速上升率为 42.16%，此时机组飞轮力矩计算值为 1.0t·m²，而发电机部分飞轮力矩约为 0.27t·m²，为保证机组转速上升不超过规范要求，机组飞轮力矩不宜低于 1.0t·m²，因此厂家宜加大机组飞轮力矩，或是加强机组强度，使其能在飞逸转速下不破坏。

（3）500kW 机组计算成果

计算得压力输水系统中∑LV 总为 1025.5m²/s，压力引水系统水头损失Δh₁ 约为 4.3m，压力引水系统水流平均流速 V_0 为 3.73m/s。水流惯性时间常数 T_w

=3.27s，机组惯性时间常数 Ta=7.09，Tw/Ta=0.46。则可取导叶关闭时间 T_s = 6～10s，本次计算选导叶总关闭时间 T_s 分别为 6s、7s、8s、9s、10s 五种情况进行；计算得出$\rho\tau_0$ =5.38，可知本电站最大水锤发生在末相。管道反射时间为 0.60s。机组发电机飞轮力矩约 1.14t·m^2，机组飞轮力矩按 2.5t·m^2 估算机组转速上升，不同 T_s 时的压力上升率和转速上升率计算结果见表 6.1.6-4。

表 6.1.6-4　　调节保证计算成果

T_s	σ	ξmax	最大升压水头	ξc	△Hc	β	最大升速值
6s	0.54	89.78%	60.73m	88.40%	6.81m	42.67%	1070r/min
7s	0.47	73.05%	55.38m	71.93%	6.72m	45.16%	1089r/min
8s	0.41	61.58%	51.70m	60.63%	6.67m	47.50%	1106r/min
9s	0.36	53.22%	49.03m	52.40%	6.63m	49.72%	1123r/min
10s	0.33	46.86%	46.99m	46.14%	6.59m	51.82%	1139r/min

由上表可知，当机组关闭时间在 6s～9s 时，机组转速上升率小于 50%，均满足要求。最大压力上升率不应大于 70%，初选导叶关闭时间 9s，此时蜗壳最大压力上升率为 52.40%，机组转速上升率为 49.72%，此时机组飞轮力矩计算值为 2.5t·m^2，而发电机部分飞轮力矩约为 1.14t·m^2，为保证机组转速上升不超过规范要求，机组飞轮力矩不宜低于 2.5t·m^2，因此厂家宜加大机组飞轮力矩，或是加强机组强度，使其能在飞逸转速下不破坏。

6.1.6.7　调速器改造

现场调速器为手动调速器，需事故关机时须现地操作，操作极不方便，该调速器不能实现自动化操作。自动化程度非常低，宜整机更换调速器，由于厂房尺寸较小，因此选用高油压调速器。

根据选择的水轮机型号及电站的水头、流量等参数估算出 1#水轮机所需的调速功为 787N·m，2#水轮机所需的调速功为 1872N·m。本阶段选用微机调速

器，额定操作油压为16MPa，选取1#调速器调速功3000N·m，即为300kg·m，初选调速器型号为YWT-300-16，选取2#调速器调速功6000N·m，即为600kg·m，初选调速器型号为YWT-600-16。选用的调速器为蓄能式，额定操作油压为高油压，可缩小调速器体积，易于布置。电站改造后，将增加刹车制动系统，制动拟采用油压制动，油源取自调速器，不必设置低压气系统。

6.1.6.8 进水阀改造

丹竹河水电站1#机组阀门口径DN600，2#机组阀门口径DN800，能正常开启和关闭，但渗漏的现象严重，拟改为手、电两用阀门，阀门直径DN600和DN800，公称压力0.6MPa。

6.1.6.9 主要设备工程量表

序号	名称	规格及型号	单位	数量
1	水轮机	HLA616-WJ-45，不锈钢转轮	台	1
2	水轮机	HLA616-WJ-60，不锈钢转轮	台	1
3	发电机	SFW275-6/850，无刷励磁，400V	台	1
4	发电机	SFW500-8/990，无刷励磁，400V	台	1
5	伸缩节	DN600,PN6	个	1
6	伸缩节	DN800,PN6	个	1
7	进水阀（配套控制箱）	Z945H-6-DN600，带电动旁通阀	台	1
8	进水阀（配套控制箱）	Z945H-6-DN800，带电动旁通阀	台	1
9	压力钢管	DN800，δ=10mm/DN500，δ=8mm	kg	900
10	调速器	GYWT-300	台	1
11	调速器	GYWT-600	台	1

6.1.7 凤子山一级水电站

6.1.7.1 电站基本情况

凤子山一级水电站为坝后式水电站，厂房内安装3台卧轴混流式水轮发电机组，装机容量为3×500kW，水轮发电机组设备均较老旧，主要设备现状如下：

（1）水轮机现状

凤子山一级水电站厂房内安装 3 台卧轴混流式水轮发电机组，装机容量为 3×500kW。1#～3#水轮机型号均为 HL110-WJ-60，出厂日期为 1987 年。额定出力 556kW，设计水头 64.5m，额定流量 1.03m^3/s，额定转速 750r/min。3 台水轮机机组出力均不能达到 500kW。水轮机设备老旧，效率低、轴承温度高、故障多。水轮机单机容量较小，除进水钢管和尾水管等埋件部分不更换外，水轮机其余部分考虑整体更换。

（2）发电机现状

1#～3#发电机型号均为 TSWN99/37-8， 出厂日期均为 1973 年。发电机额定功率均为 500kW，额定功率因数 0.8，额定频率 50Hz，额定电压 6300V，额定电流 57.5A，额定转速 750r/min，绝缘等级 B 级，接线法 Y。3 台发电机均为无刷励磁，额定励磁电压 42.7V，额定励磁电流 180A。

发电机为 50 多年前制造，采用老式 TSW 型同步发电机，按当时设计标准发电机绝缘等级为 B 级，绝缘等级较低，设备运行时间达半个世纪，绝缘老化严重，发电机发热量大，电机温升高，存在安全隐患。受当时设计制造水平的限制，发电机效率很低，达不到额定出力，飞轮采用手动刹车制动，安全性不能保证。

（3）调速器现状

3 台机组均配置 CT-300 型电动调速器。接力器容量为 300kg·m，调速性能差，建议更换为储能式液压微机调速器。

（4）进水阀门现状

电站安装有 3 台套电动进水蝶阀，阀门公称直径 DN500mm，主阀基本工作

正常，现场查勘发现，阀体有漏水情况，但阀门外观较好，因此可维修处理。

6.1.7.2 机组改造方案

本次电站改造方案为：电站装机容量不变，仍为 3×500kW。在原机组布置形式、机组埋入水工部份和厂房建筑基本不变的情况下更换 1#～3#机组，在原 1#～3#机组的基础上按新机组要求进行机坑的改造，尾水接入原尾水渠，并重新配置调速器。

6.1.7.3 电站基本参数

（1）水位

水库正常水位：97.00m

水库死水位：60.00m

电站尾水位：39.00m

（2）水头

最大水头：55.00m

额定水头：47.50m

最小水头：40.00m

（3）流量

电站引用流量：3.90m^3/s

（4）装机容量

装机容量：1500kW

装机台数：3 台

（5）电站特性

年发电量：330.9 万 kW·h

年利用小时数：2206h

6.1.7.4 机组选型

（1）原机组基本情况

凤子山一级水电站现状厂房内安装 3 台混流式水轮发电机组，总装机容量为 3×500 kW，机组具体型号见表 6.1.7-1。

表 6.1.7-1 凤子山一级水电站现状机组型号

设备	1～3#机组
水轮机	HL110-WJ-60
发电机	TSWN99/37-8
调速器	DT-600
进水阀	DN500，PN10

（2）水轮机选型

本次复核凤子山一级水电站设计水头为 47.5m，经比较初步选取转轮型号是 HLA936。HLA936 最优效率为 94.53%，单位参数和本电站也相匹配，其模型综合特性曲线见图 6.1.7-1。

根据电站的设计水头和装机容量，经过技术经济比较，1#～3#机组选用的水轮机参数见表 6.1.7-2：

表 6.1.7-2 凤子山一级水电站改造后机组参数表

		1#～3#机组
容量（kW）		500
水轮机型号		HLA936-WJ-62
发电机型号		SFW500-8/990
转轮直径 D1（cm）		62
额定转速 n(r/min)		750
设计工况	设计水头（m）	47.5
	额定流量(m^3/s)	1.26
	设计出力（kW）	543.5
	额定效率(%)	92.6
	单位转速（r/min）	67.5
	单位流量（m^3/s）	0.48

（3）安装高程

因该项目为改造电站，电站安装高程不变、尾水管等埋件不能更换，机组吸出高度不变，改造后机组在气蚀上应能满足要求，水轮机吸出高度计算如下：

$$H_s = 10 - \nabla_w / 900 - k\sigma H$$

式中：∇_w－水轮机安装海拔高程，为 39.80m；

H －运行水头，为 47.50m；

σ－模型空蚀系数，取σ为 0.06；

k －与轮叶材质有关的系数，碳钢转轮为 1.3。

计算得

$$H_s = 6.25\text{m}$$

水轮机安装高程计算如下：

$$\nabla = \nabla_w + H_s - D / 2$$

式中：D －水轮机转轮直径，为 0.60m。

计算得

$$\nabla = 43.05\text{m}$$

结合电站厂房地面高程，并考虑到取一定的余量，取水轮机安装高程为 42.85m，低于计算的安装高程，满足要求。

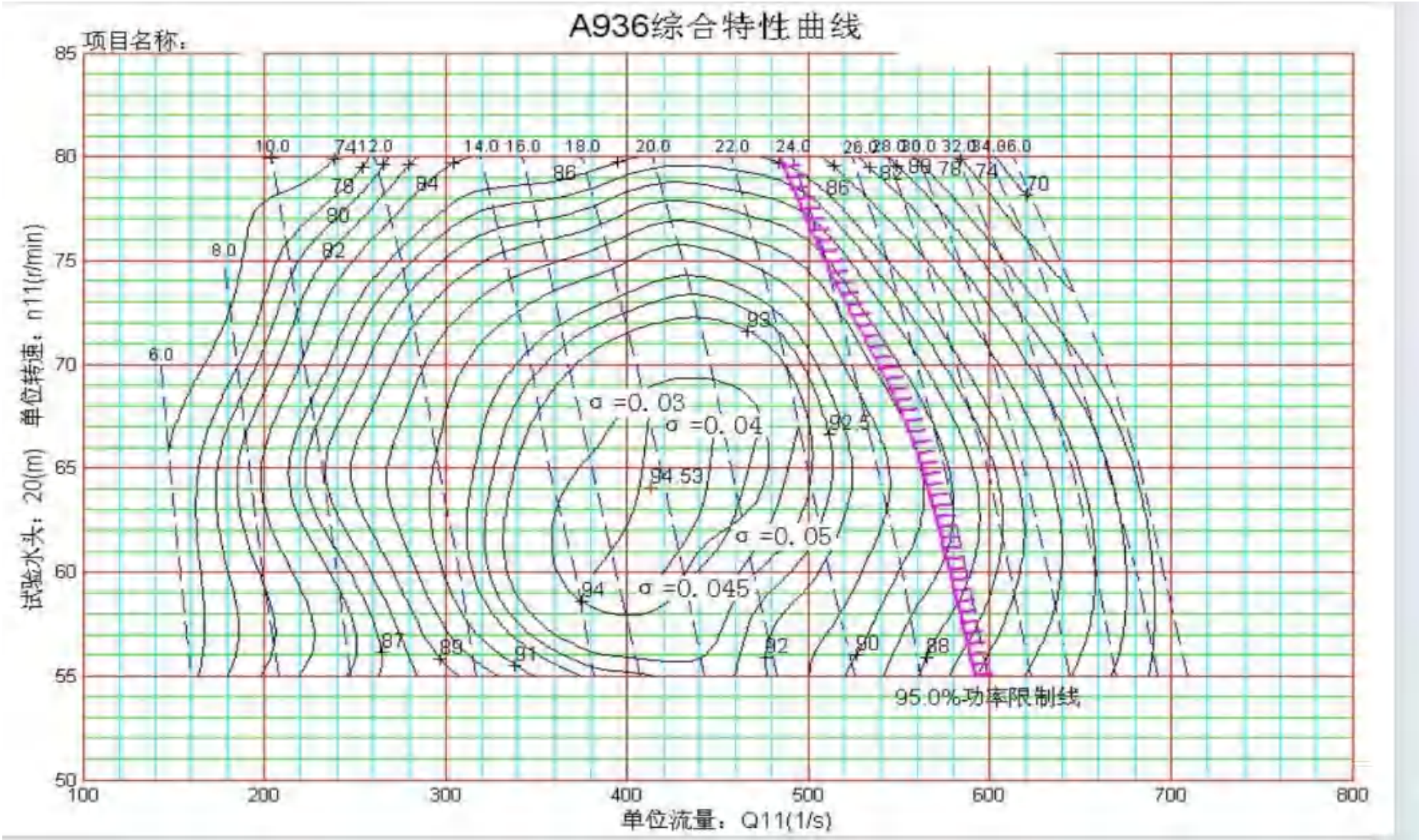


图 6.1.7-1　HLA936 模型水轮机转轮综合特性曲线

6.1.7.5 发电机结构参数的选择

根据已初步拟定的单机容量和水轮机额定转速，初选的发电机型号和结构参数如下：

6.1.7-3 发电机参数表

发电机型号	SFW500-8/990
发电机额定转速 n（r/min）	750
电机效率η	92.0%
电机出力(kW)	500
励磁方式	无刷励磁
额定电压	6300V
额定电流	57.3A
飞轮力矩 GD²	1.14t·㎡
结构型式	卧式 4 支点

6.1.7.6 调节保证计算

（1）计算工况和标准

本电站引用流量 3.90m³/s，从上游水库坝前取水，进水口后为压力钢管；机组为联合供水方式，3 台机组共用一条压力钢管，主厂房内设置进水阀。压力钢管长约 232.6m，内径为 1.20m；支管长约 20.0m，内径为 0.5m。

本电站装机容量 3×500kW，属小（2）型水电站，按相关规范要求，只计算甩全负荷的情况，这也是本电站的最危险工况。三台机组管道等长，因此任选一台机组作为调保计算对象。本电站设计水头 47.5m，按相关规定允许的压力上升率宜为 30%～50%；允许机组转速上升率宜小于 50%，最大不得超过 60%。

（2）计算成果

计算得压力输水系统中$\sum LV_{总}$为 978.41m²/s，压力引水系统水头损失Δh_l约为 4.84m，压力引水系统水流平均流速 V_0 为 3.79m/s，管道反射时间为 0.56。水流惯性时间常数 T_w =2.22s，机组惯性时间常数 Ta=7.09，Tw/Ta=0.31。则可取导

叶关闭时间 T_s = 6～10s，本次计算选导叶总关闭时间 T_s 分别为 6s、7s、8s、9s、10s 五种情况进行；计算得出$\rho\tau_0$ =3.60，可知本电站最大水锤发生在末相。机组发电机飞轮力矩约 1.14t·m²，机组飞轮力矩按 2.5t·m² 估算机组转速上升，不同 T_s 时的压力上升率和转速上升率计算结果见表 6.1.7-4。

表 6.1.7-4　　调节保证计算成果

T_s	σ	ξmax	最大升压水头	ξc	△Hc	β	最大升速值
6s	0.37	54.37%	69.47m	52.83%	7.73m	39.40%	1046r/min
7s	0.32	45.14%	65.31m	43.86%	7.61m	42.01%	1065r/min
8s	0.28	38.59%	62.37m	37.50%	7.53m	44.46%	1083r/min
9s	0.25	33.70%	60.17m	32.75%	7.47m	46.76%	1101r/min
10s	0.22	29.91%	58.46m	29.06%	7.42m	48.93%	1117r/min

由上表可知，当机组关闭时间在 6s～10s 时，机组转速上升率小于 50%，均满足要求，由于该电站压力钢管不更换，但使用时间较长，建议最大压力上升率不超过 40%，初选导叶关闭时间 8s，此时蜗壳最大压力上升率为 37.50%，机组转速上升率为 44.46%，此时机组飞轮力矩计算值为 2.5t・m²，而发电机部分飞轮力矩约为 1.14t・m²，为保证机组转速上升不超过规范要求，机组飞轮力矩不宜低于 2.5t・m²，因此厂家宜加大机组飞轮力矩，或是加强机组强度，使其能在飞逸转速下不破坏。

6.1.7.7　调速器改造

现场调速器为电液调速器，需事故关机时须现地操作，操作极不方便，该调速器不能实现自动化操作。自动化程度非常低，宜整机更换调速器，由于厂房尺寸较小，因此选用高油压调速器。

根据选择的水轮机型号及电站的水头、流量等参数估算出水轮机所需的调

速功为 1557N·m。本阶段选用微机调速器，额定操作油压为 16MPa，调速功 3000N·m，即为 300kg·m，初选调速器型号为 YWT-300-16。选用的调速器为蓄能式，额定操作油压为高油压，可缩小调速器体积，易于布置。电站改造后，将增加刹车制动系统，制动拟采用油压制动，油源取自调速器，不必设置低压气系统。

6.1.7.8 进水阀改造

1#～3#水轮发电机组主阀直径 DN500，主阀和旁通阀转动灵活可靠，能正常开启和关闭，有轻微渗漏现象，电站管理单位做维修处理即可，本次设计不改造进水阀。

6.1.7.9 主要设备工程量表

序号	名称	规格及型号	单位	数量
1	水轮机	HLA936-WJ-62，不锈钢转轮	台	3
2	发电机	SFW500-8/990，无刷励磁，6300V	台	3
3	调速器	GYWT-300	台	3
4	伸缩节	DN500,PN10	个	3
5	压力钢管	DN500，δ=8mm	kg	902

6.1.8 凤子山二级水电站

6.1.8.1 电站基本情况

凤子山二级水电站为引水式水电站，厂房内安装 3 台立轴轴流式水轮发电机组，装机容量为 2×160kW+1×200kW。发电机已进行改造，但水轮机较老旧，主要设备现状如下：

（1）水轮机现状

1～3#水轮机型号均为 ZD760-LM-100，根据现场查勘，水轮机外观状态较

差，转轮和导叶均锈蚀严重，水轮机故障几率大，严重影响电站运行。

（2）发电机现状

1#、2#发电机型号为 SF160-16/1180，3#发电机型号为 SF200-20/1180。1#、2#发电机额定功率为 160kW，3#发电机额定功率为 200kW，额定功率因数 0.8，额定频率 50Hz，额定电压 400V。发电机状态较好，采用 SF 型同步发电机，可继续使用。

（3）调速器现状

3 台机组均配置 CT-300 型电动调速器。接力器容量为 300kg·m，调速性能差，无 PID 调节功能，建议更换为储能式液压微机调速器。

6.1.8.2 电站改造方案

本次电站改造方案为：电站装机容量不变，仍为 2×160kW+1×200kW。根据现场调查，凤子山二级水电站为农用水灌溉发电，发电量较少。发电机状态较好，但水轮机和调速器锈蚀严重，因此在原机组布置形式、机组埋入水工部份和厂房建筑基本不变的情况下，更换 3 台水轮机和调速器。

6.1.8.3 电站基本参数

（1）水位

前池正常水位：39.60m

电站尾水位：32.90m

（2）水头

最大水头：6.00m

额定水头：4.80m

最小水头：4.80m

（3）流量

电站引用流量：14.40m^3/s

（4）装机容量

装机容量：520kW

装机台数：3 台

（5）电站特性

年发电量：128.3 万 kW·h

年利用小时数：2467h

6.1.8.4 机组选型

（1）原机组基本情况

凤子山二级水电站现状厂房内安装 3 台轴流式水轮发电机组，总装机容量为 2×160kW+1×200kW，机组具体型号见表 6.1.8-1。

表 6.1.8-1 凤子山二级水电站现状机组型号

设备	1～2#机组	3#机组
水轮机	ZD760-LM-100	ZD760-LM-100
发电机	SF160-16/118	SF200-20/118
调速器	弹簧仁能型调速器 300kg·m	弹簧仁能型调速器 300kg·m

（2）水轮机选型

本次复核凤子山二级水电站设计水头为 4.8m，凤子山二级水电站原设计水轮机型号 ZD760-LM-100，由于水工结构不变，尾水管不改变，只更换水轮机，所以新水轮机必需能适应原尾水管结构尺寸。由于发电机不更换，新更换水轮机的额定转速应与原发电机相匹配。通过查阅有关资料，低水头轴流机组型号较少，为方便不同设备厂家，本次设计不指定水轮机代号，经比较初步选取替换原型号转轮的新转轮型号是 ZDK400-LM-100/ZDK400-LM-110，其模型综合特性曲线见图 6.1.8-1。

根据电站的设计水头和装机容量，经过技术经济比较，1#～3#机组选用的

水轮机参数见表 6.1.8-2。

表 6.1.8-2　　凤子山二级水电站改造后机组参数表

		1#～2#机组	3#机组
容量（kW）		160	200
水轮机型号		ZDK400-LM-100	ZDK400-LM-110
发电机型号		SF160-16/1180	SF200-20/1180
转轮直径 D1（cm）		100	110
额定转速 n(r/min)		375	300
设计工况	设计水头（m）	4.8	4.8
	额定流量(m^3/s)	4.21	5.25
	设计出力（kW）	175.8	219.8
	额定效率(%)	88.7	88.9
	单位转速（r/min）	171.2	150.6
	单位流量（m^3/s）	1.92	1.98
	叶片转角(°)	+8°	+12°

（3）水轮机安装高程

因该项目为改造电站，电站安装高程不变、尾水管等埋件不能更换，机组吸出高度不变，改造后机组在气蚀上应能满足要求，水轮机吸出高度计算如下：

$$H_s = 10 - \nabla_w / 900 - k\sigma H$$

H －运行水头，为 4.80m；

σ－模型空蚀系数，取σ为 1.3；

k －与轮叶材质有关的系数，低水头轴流机组取 1.1。

计算得

H_s =3.10m

水轮机安装高程计算如下：

$$\nabla = \nabla_w + H_s + 0.41D_1$$

式中：D －水轮机转轮直径，为 1.00m。

计算得

∇=36.50m

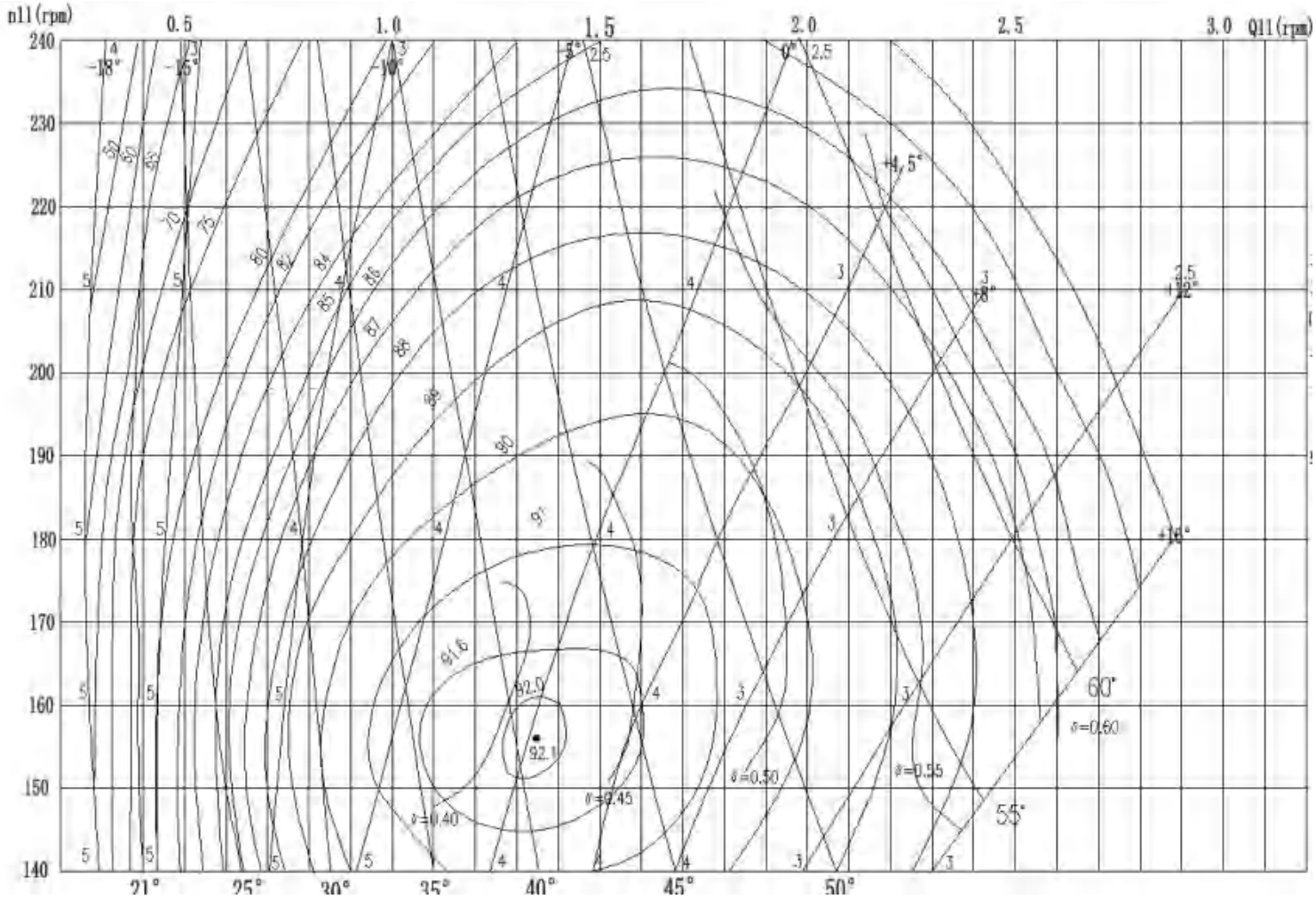


图 6.1.8-1　ZZK400 模型水轮机转轮综合特性曲线

现状安装高程为36.30m，更换水轮机后安装高程不变，低于计算的安装高程，满足要求。

6.1.8.5 调速器改造

现场调速器为弹簧仨能型调速器，因运行时间较长，漏油严重，油压不足，调速性能较差，存在安全隐患。宜整机更换调速器，由于厂房尺寸较小，因此选用高油压调速器。

根据选择的水轮机型号及电站的水头、流量等参数，估算出1、2#水轮机所需的调速功为2053N·m；3#水轮机所需的调速功为2684N·m。本阶段选用微机调速器，额定操作油压为16MPa，调速功600kg·m，初选调速器型号为YWT-600-16。选用的调速器为蓄能式，额定操作油压为高油压，可缩小调速器体积，易于布置。

6.1.8.6 主要设备工程量表

序号	名称	规格及型号	单位	数量
1	水轮机	ZDK400-LM-100 ，叶片+8.0°，不锈钢转轮	台	2
2	水轮机	ZDK400-LM-110 ，叶片+12°，不锈钢转轮	台	1
3	调速器	GYWT-600	台	3

6.1.9 凤子山三级水电站

6.1.9.1 电站基本情况

凤子山三级水电站为引水式水电站，厂房内安装5台立轴轴流式水轮发电机组，装机容量为3×500kW+2×630kW。水轮发电机组较老旧，主要设备现状如下：

（1）水轮机现状

1～5#水轮机型号均为ZD560-LH-100，采用混凝土蜗壳，水轮机额定出力

543.5kW、684.8kW，设计水头 14.0m，额定转速 500r/min。根据现场勘查，机组外观较差，导叶控制环锈蚀严重，存在严重安全隐患。凤子山三级水电站为凤子山水库工程管理处主力发电站，发电量较多，但机组老化问题较为严重。此次改造设计按装机容量 5×630kW 对机组进行改造，同时对水轮机特征参数进行复核，选用过流量较大的转轮型号，且在不改造水轮机蜗壳的情况下，选择适应的新转轮。

（2）发电机现状

1#～5#发电机型号均为 TSL173/21-12，出厂日期均为 1973 年。1#～3#发电机额定功率均为 500kW，4#、5#发电机更换了定子线圈，额定功率为 630kW，额定功率因数 0.8，额定频率 50Hz，额定电压 6.3kV，额定转速 500r/min，绝缘等级 B 级，接线法 Y，5 台发电机均为静止可控硅励磁。

发电机机座为 50 年前制造，采用老式 TSL 型同步发电机，按当时设计标准发电机绝缘等级为 B 级，绝缘等级较低，发电机通风散热性能较差，发电机发热量大，电机温升高，厂房热量较多，机组不明原因振动，存在安全隐患。

（3）调速器现状

调速器为微机调速器，但漏油较为严重，调速器显示不灵，调速杆锈蚀严重，机械设备老旧，已进入超期运行状态。

6.1.9.2 电站改造方案

本次电站改造方案为：电站装机容量由 3×500W+2×630kW 改为 5×630kW。根据现场调查，凤子山三级水电站为凤子山水库工程管理处主力发电站，发电量较多，但机组老化问题较为严重。本次在原机组布置形式、机组埋入水工部份和厂房建筑基本不变的情况下，更换水轮机等有关设备。具体改造

内容为，更换 5 台水轮机、发电机和调速器。

6.1.9.3 电站基本参数

（1）水位

前池正常水位：39.60m

电站尾水位：24.00m

（2）水头

最大水头：14.50m

额定水头：14.00m

最小水头：14.00m

（3）流量

电站引用流量：30.0m^3/s

（4）装机容量

装机容量：3150kW

装机台数：5 台

（5）电站特性

年发电量：814.1 万 kW·h

年利用小时数：2584h

6.1.9.4 机组选型

（1）原机组基本情况

凤子山三级水电站现状厂房内安装 5 台轴流式水轮发电机组，总装机容量为 3×500kW+2×630kW，机组具体型号见表 6.1.9-1。

表 6.1.9-1 凤子山三级水电站现状机组型号

设备	1～3#机组	4#～5#机组
水轮机	ZD560-LH-100	ZD560-LH-100
发电机	TSL173/21-12	TSL173/21-12
调速器	YT-1000	YT-1000

（2）水轮机选型

本次复核凤子山三级水电站设计水头为14.0m，凤子山三级水电站原设计水轮机型号ZD560-LH-100，由于水工结构不变，尾水管不改变，只更换机组，所以新水轮机必需能适应原尾水管结构尺寸。通过查阅有关资料，经比较初步选取替换原型号转轮的新转轮型号是ZD660，其模型综合特性曲线见图6.1.9-1。

根据电站的设计水头和装机容量，经过技术经济比较，1#～5#机组选用的水轮机参数见表6.1.9-2。

表6.1.9-2　　凤子山三级水电站改造后机组参数表

		1～5#机组
容量（kW）		630
水轮机型号		ZD660-LH-100
发电机型号		SF630-12/1730
转轮直径D1（cm）		100
额定转速n(r/min)		500
设计工况	设计水头（m）	14
	额定流量(m^3/s)	5.47
	设计出力（kW）	692.3
	额定效率(%)	92.2
	单位转速（r/min）	133.6
	单位流量（m^3/s）	1.46
	叶片转角(°)	+30°

（3）水轮机安装高程

因该项目为改造电站，电站安装高程不变、尾水管等埋件不能更换，机组吸出高度不变，改造后机组在气蚀上应能满足要求，水轮机吸出高度计算如下：

$$H_s = 10 - \nabla_w / 900 - k\sigma H$$

式中：∇_w－水轮机安装海拔高程，为24.20m；

H －运行水头，为14.00m；

σ－模型空蚀系数，取σ为0.5；

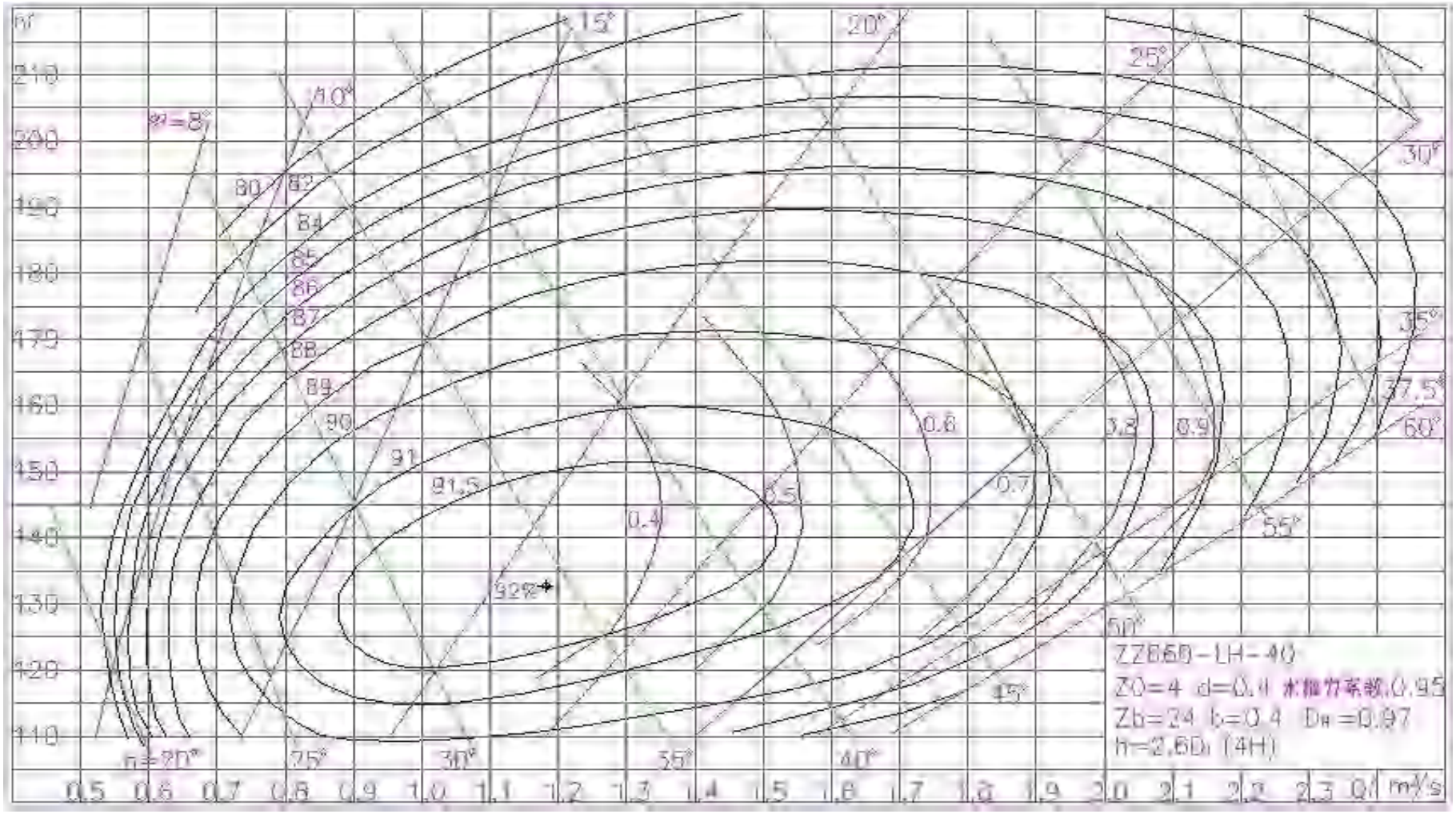


图 6.1.9-1　ZZ660 模型水轮机转轮综合特性曲线

k —与轮叶材质有关的系数，低水头轴流机组取 1.2。

计算得

$$H_s = 1.57\text{m}$$

水轮机安装高程计算如下：

$$\nabla = \nabla_w + H_s + 0.41D_1$$

式中：D —水轮机转轮直径，为 1.00m。

计算得

$$\nabla = 26.18\text{m}$$

现状安装高程为 24.00m，更换水轮机后安装高程不变，低于计算的安装高程，满足要求。

6.1.9.5 发电机结构参数的选择

根据已初步拟定的单机容量和水轮机额定转速，初选的发电机型号和结构参数如下：

6.1.9-3 发电机参数表

发电机型号	SF630-12/1730
发电机额定转速 n（r/min）	500
电机效率η	91.0%
电机出力(kW)	630
励磁方式	无刷励磁
额定电压	6300V
额定电流	72.2A
飞轮力矩 GD²	3.71t·㎡
结构型式	立轴悬式

6.1.9.6 调节保证计算

（1）计算工况和标准

本电站单机引用流量 5.47m³/s，从进水前池取水，进水口后为外包砼压力钢管；机组为单机单管供水方式。压力钢管长约 40.0m，内径为 1.40m。

本电站装机容量 5×630kW，属小（2）型水电站，按相关规范要求，只计算甩全负荷的情况，这也是本电站的最危险工况。五台机组管道等长，因此任选一台机组作为调保计算对象。本电站设计水头 14.00m，按相关规定允许的压力上升率宜为 70%～100%；允许机组转速上升率宜小于 50%，最大不得超过 60%。

（2）计算成果

计算得压力输水系统中$\sum LV_{总}$为 233.58m^2/s，压力引水系统水头损失Δh_l约为 0.92m，压力引水系统水流平均流速 V_0 为 4.41m/s，管道反射时间为 0.11。水流惯性时间常数 T_w =1.7s，机组惯性时间常数 Ta=5.0，Tw/Ta=0.34。则可取导叶关闭时间 T_s = 3.5～6.5s，本次计算选导叶总关闭时间 T_s 分别为 3.5s、4.0s、4.5s、5.0s、5.5s、6.0s、6.5s 七种情况进行；计算得出$\rho\tau_0$ =15.67，可知本电站最大水锤发生在末相。机组发电机飞轮力矩约 3.71$t\cdot m^2$，该飞轮力矩较小，机组惯性时间常数较小，机组紧急停机时，转速上升较快。厂家宜加大机组飞轮力矩，机组飞轮力矩暂按 5.0$t\cdot m^2$ 估算机组转速上升，不同 T_s 时的压力上升率和转速上升率计算结果见表 6.1.9-3 。

表 6.1.9-3　　**调节保证计算成果**

T_s	σ	ξmax	最大升压水头	ξc	△Hc	β	最大升速值
3.5s	0.49	77.03%	24.78m	70.16%	3.91m	41.25%	706r/min
4.0s	0.43	64.80%	23.07m	59.03%	3.76m	43.58%	718r/min
4.5s	0.38	55.92%	21.83m	50.94%	3.65m	45.81%	729r/min
5.0s	0.34	49.18%	20.89m	44.80%	3.57m	47.95%	740r/min
5.5s	0.31	43.89%	20.15m	39.98%	3.50m	50.00%	750r/min
6.0s	0.28	39.63%	19.55m	36.10%	3.45m	51.97%	760r/min
6.5s	0.26	36.12%	19.06m	32.91%	3.40m	53.87%	769r/min

由上表可知，当机组关闭时间在 3.5s～5.0s 时，机组转速上升率小于 50%，均满足要求，由于该电站压力钢管不更换，但使用时间较长，建议最大压力上升率不超过 70%，初选导叶关闭时间 4.5s，此时蜗壳最大压力上升率为 50.94%，机组转速上升率为 45.81%，此时机组飞轮力矩计算值为 5.0t·m²，而发电机部分飞轮力矩约为 3.71t·m²，为保证机组转速上升不超过规范要求，机组飞轮力矩不宜低于 5.0t·mm²，因此厂家宜加大机组飞轮力矩，或是加强机组强度，使其能在飞逸转速下不破坏。

6.1.9.7 调速器改造

现场调速器为电液调速器，但设备故障较多，老化严重，需事故关机时须现地操作，操作极不方便，该调速器不能实现自动化操作。自动化程度非常低，宜整机更换调速器，由于厂房尺寸较小，因此选用高油压调速器。

根据选择的水轮机型号及电站的水头、流量等参数估算出水轮机所需的调速功为 4553N·m。本阶段选用微机调速器，额定操作油压为 16MPa，调速功 10000N·m，即为 1000kg·m，初选调速器型号为 YWT-1000-16。选用的调速器为蓄能式，额定操作油压为高油压，可缩小调速器体积，易于布置。电站改造后，将增加刹车制动系统，制动拟采用油压制动，油源取自调速器，不必设置低压气系统。

6.1.9.8 技术供水系统

参考类似小水电站机组，发电机空气冷却器可采用风冷，机组用水量主要为推力轴承和导轴承用水量，套用类似机组，机组轴承用水量约 2.0m³/h，5 台机组轴承用水量约 10m³/h。

拟采用前池取水，通过自流供水方式给机组冷却器供水，供水主管管径

DN80，供水支管管径 DN25。

6.1.9.9 主要设备工程量表

序号	名称	规格及型号	单位	数量
1	水轮机	ZD660-LH-100，不锈钢转轮	台	5
2	发电机	SF630-12/1730,无刷励磁，6300V	台	5
3	调速器	GYWT-1000	台	5
4	全自动滤水器	ZLSG-50,Q:22m³/h,0.37kW （含控制箱、自动排污阀、差压变送器及压力表等)	套	2

6.1.10 恩城水电站

6.1.10.1 电站基本情况

恩城水电站为拦河式水电站，厂房内安装 9 台立轴轴流式水轮发电机组，装机容量为 9×84kW。水轮发电机组较老旧，主要设备现状如下：

1～9#水轮机型号为 ZD760-LM-100，水轮机外观状态较差，转轮和导叶虽均有锈蚀情况，但尚可继续运行，水导轴承冷却效果差。发电机型号为 SF84-20/118，额定功率为 84kW，额定功率因数 0.8，额定频率 50Hz，额定电压 400V。发电机状态较好，采用 SF 型同步发电机，可继续使用。

6.1.10.2 电站改造方案

本次电站改造方案为：电站装机容量不变，仍为 9×84kW。根据现场调查情况，恩城水电站发电机正常，水轮机老化严重，但该电站发电效益较少，只做部分改造。具体内容为更换 8 台水轮机中间轴承（1#机组无中间轴承）、更换 3#机组主轴法兰盘、更换 9 台手动调速器。

6.1.10.3 电站基本参数

（1）水位

上游正常水位：19.30m

电站尾水位：16.20m

（2）水头

最大水头：3.10m

额定水头：3.00m

最小水头：2.80m

（3）流量

电站引用流量：33.6m^3/s

（4）装机容量

装机容量：756kW

装机台数：9 台

（5）电站特性

年发电量：328.9 万 kW·h

年利用小时数：4372h

6.1.10.4 原机组基本情况

原恩城水电站机组设计水头3.0m，现状厂房内安装9台轴流式水轮发电机组，总装机容量为9×84kW，机组具体型号见表6.1.10-1。

表 6.1.10-1 **恩城水电站现状机组型号**

设备	1～9#机组
水轮机	ZD760-LM-80
发电机	SF84-20/118
调速器	手动调速器

6.1.10.5 调速器改造

水轮机调速器为手动简易机械式，需事故关机时必须人工手动操作，操作极不方便，关机时间因人而异得不到保证，不能自动关导叶，存在安全隐患。宜整机更换调速器，由于厂房尺寸较小，因此选用高油压调速器。

根据选择的水轮机型号及电站的水头、流量等参数估算出水轮机所需的调

速功为 1343N·m。本阶段选用弹簧储能型调速器，额定操作油压为 16MPa，调速功 300kg·m，初选调速器型号为 YWT-300-16。选用的调速器为蓄能式，额定操作油压为高油压，可缩小调速器体积，易于布置。

6.1.10.6 主要设备工程量表

序号	名称	规格及型号	单位	数量
1	水轮机导轴承	转轮 100cm ，发电机 84kW	套	8
2	调速器	GYWT-300	台	9
3	水轮机控制环改造	/	套	9
4	水轮机座环加固	/	台	9
5	连轴法兰修补		套	1

6.1.11 塘洲水电站

6.1.11.1 电站基本情况

塘洲水电站为拦河式水电站，厂房内安装 3 台立轴轴流式水轮发电机组，装机容量为 1×320kW+2×400kW。水轮发电机组较老旧，主要设备现状如下：

（1）水轮机现状

1#水轮机型号为 ZD760-LM-200，2#、3#水轮机型号为 ZD419-LM-200。1#水轮机额定出力 347.8kW，2#水轮机额定出力 434.8kW，设计水头为 3.15m，水轮机额定转速为 125r/min。2#、3#机组“十一五”进行了增效扩容改造，但只更换了转轮，改造不彻底，改造后出力可达到额定出力 400kW，但机组外观较差，水轮机座环、导水机构和控制环等锈蚀严重，存在安全隐患。

（2）发电机现状

1#～3#发电机型号均为 TSL260/21-48， 出厂日期均为 1986 年。1#发电机额定功率为 320kW，2#、3#发电机更换了定子线圈，发电机额定功率为

400kW。发电机额定功率因数 0.8，额定频率 50Hz，额定电压 400V，额定转速 125r/min，绝缘等级 B 级，接线法 Y，3 台发电机均为静止可控硅励磁。

发电机机座为 40 年前制造，采用老式 TSL 型同步发电机，按当时设计标准发电机绝缘等级为 B 级，绝缘等级较低，后于“十三五”期间更换了部分发电机线圈，绝缘等级提升到 F 级，但改造效果不理想，原机座通风散热性能较差，发电机发热量大，电机温升高，厂房热量较多，存在安全隐患。

（3）调速器现状

调速器为微机调速器，但漏油较为严重，调速器显示不灵，调速杆锈蚀严重，机械设备老旧，已进入超期运行状态。

6.1.11.2 电站改造方案

电站汛前弃水量较多，本次改造电站装机容量由 1×320kW+2×400kW 改为 3×400kW。在原机组布置形式、机组埋入水工部份和厂房建筑基本不变的情况下，更换水轮发电机组等有关设备。根据现场调查情况，塘洲水电站 2#、3#发电机已改造。本次改造范围为 1#水轮发电机组和 2#、3#水轮机，并为 3 台机组重新配置调速器。

6.1.11.3 电站基本参数

（1）水位

上游正常水位：16.40m

电站尾水位：13.13m

（2）水头

最大水头：3.27m

额定水头：3.17m

最小水头：3.17m

（3）流量

电站引用流量：50.47m^3/s

（4）装机容量

装机容量：1200kW

装机台数：3 台

（5）电站特性

年发电量：408.8 万 kW·h

年利用小时数：3414.3h

6.1.11.4 机组选型

（1）原机组基本情况

塘洲水电站现状厂房内安装 3 台轴流式水轮发电机组，总装机容量为 1×320kW+2×400kW，机组具体型号见表 6.1.11-1。

表 6.1.11-1 塘洲水电站现状机组型号

设备	1#机组	2～3#机组
水轮机	ZD760-LM-200	ZD419-LM-200
发电机	TSL260/21-48	TSL260/21-48
调速器	YT-1000	YT-1000

（2）水轮机选型

原设计发电机转速 125r/min 过于偏低，在本站实际运行水头条件下，实际单位转速约为 140r/min，对提高转轮的过流能力和运行效率极为不利，通常同类型低水头轴流式水轮机的单位转速应选择在 160～170r/min，按此参数选择 1#机组的额定转速为 150r/min，但 2#、3#机组发电机曾于 2012 年的改造中更换发电机线圈，本次改造由于资金限制，2#、3#机组发电机不更换，因此新更换 2#、3#水轮机的额定转速应与原发电机相匹配为 125r/min。

本次复核塘洲水电站多年平均水头为3.17m，塘洲水电站原设计水轮机型号ZD760-LM-200/ZD419-LM-200，由于水工结构不变，尾水管不改变，只更换机组，所以新水轮机必需能适应原尾水管结构尺寸。通过查阅有关资料，低水头轴流机组型号较少，为方便不同设备厂家，本次设计不指定水轮机代号，经比较初步选取替换原型号转轮的新转轮型号是ZDK400-LM-200，1#机组转速为150r/min，2#、3#机组转速与原机组一致，为125r/min。2#、3#水轮机由于单位转速较低，只能通过加大转轮角度来增加水轮机的过流能力，但ZDK400转轮最大角度为+10°，不满足机组过流要求。

本次复核按该电站的设计水头无法满足机组400kW出力，除非增加水轮机直径。但增加机组直径将增加机组制造难度，并可能与原水工结构冲突，因此不宜增加水轮机转轮直径。本次复核分析原机组可以满发的原因是当下游东成水闸闸前水位下降，而塘洲水闸达到正常蓄水位，机组水头超过3.5m，水轮机出力可达到400kW。因此本次设计还按原单机容量400kW设计，并与水轮机制造厂家协商，是否可通过增加转轮叶片安装角度的方式，增加机组出力，因此本阶段暂取转轮角度为+16°，其模型综合特性曲线见图6.1.11-1。

根据电站的设计水头和装机容量，经过技术经济比较，1#～3#机组选用的水轮机参数见表6.1.11-2。

表6.1.11-2　　塘洲水电站改造后机组参数表

		1#机组	2#～3#机组
容量（kW）		400	400
水轮机型号		ZDK400-LM-200	ZDK400-LM-200
发电机型号		SF400-40/2600	TSL260/21-48
转轮直径D1（cm）		200	200
额定转速n(r/min)		150	125
设计工况	设计水头（m）	3.17	3.17
	额定流量(m^3/s)	15.82	15.95

		1#机组	2#～3#机组
	设计出力（kW）	434.8	434.8
	额定效率(%)	88.9	88.2
	单位转速（r/min）	169.0	140.9
	单位流量（m^3/s）	2.23	2.25
	叶片转角	+12°	+16°

（3）水轮机安装高程

因该项目为改造电站，电站安装高程不变、尾水管等埋件不能更换，机组吸出高度不变，改造后机组在气蚀上应能满足要求，水轮机吸出高度计算如下：

$$H_s = 10 - \nabla_w / 900 - k\sigma H$$

式中：∇_w－水轮机安装海拔高程，为 13.13m；

H －运行水头，为 3.17m；

σ－模型空蚀系数，取σ为 1.4；

k －与轮叶材质有关的系数，低水头轴流机组取 1.2。

计算得

$$H_s = 4.66\text{m}$$

水轮机安装高程计算如下：

$$\nabla = \nabla_w + H_s + 0.41D_1$$

式中：D －水轮机转轮直径，为 2.00m。

计算得

$$\nabla = 18.61\text{m}$$

现状安装高程为 13.40m，满足水轮机安装高程的要求，水轮机安装高程不变，为 13.40m。

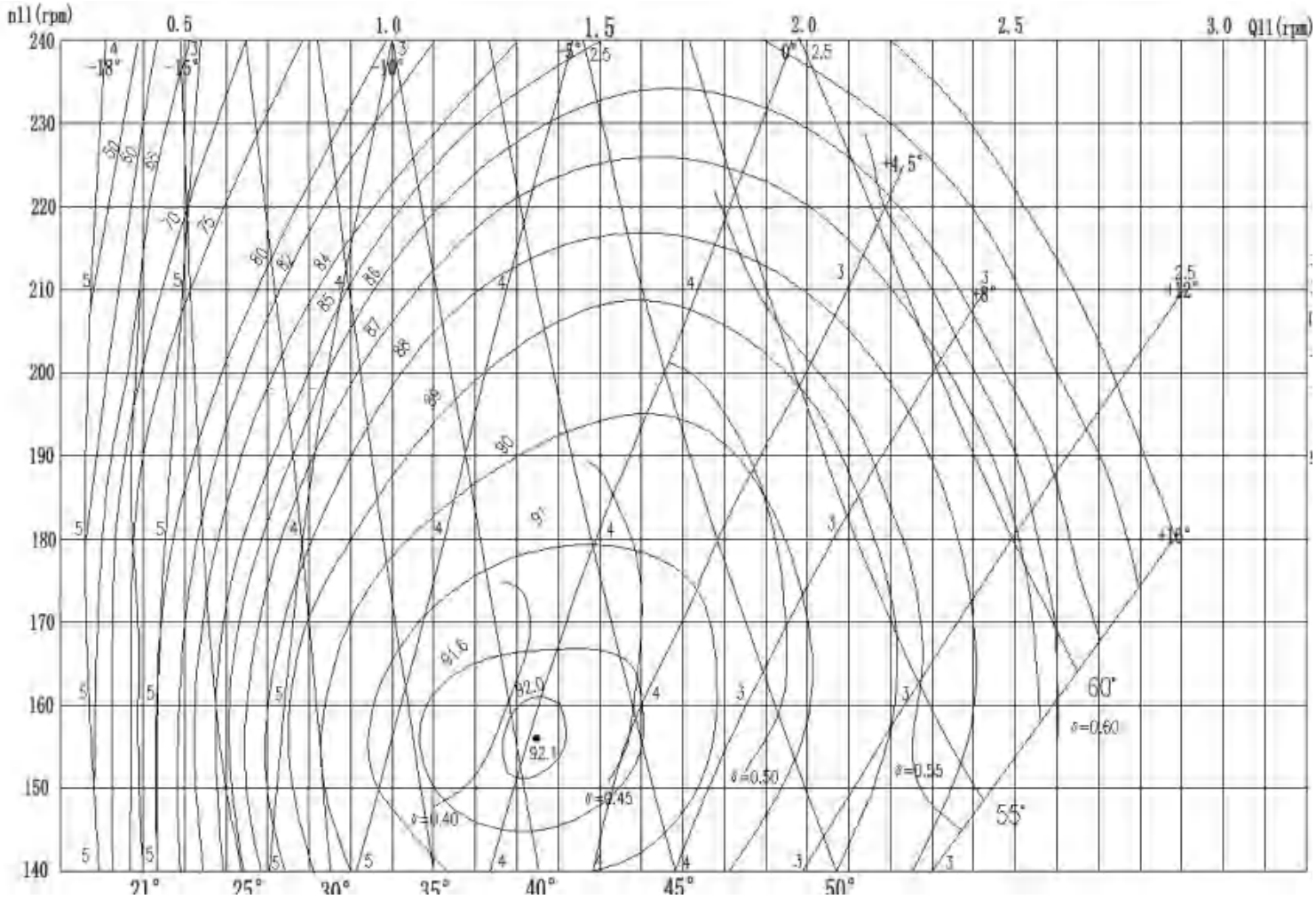


图 6.1.11-1　ZZK400 模型水轮机转轮综合特性曲线

6.1.11.5 发电机结构参数的选择

根据已初步拟定的单机容量和水轮机额定转速，1#机组初选的发电机型号和结构参数如下：

6.1.11-3 发电机参数表

发电机型号	SF400-40/2600
发电机额定转速 n（r/min）	150
电机效率η	92.0%
电机出力(kW)	400
励磁方式	静止可控硅
额定电压	400V
额定电流	721.7A
飞轮力矩 GD²	25.7t·㎡
结构型式	立轴悬式

6.1.11.6 调节保证计算

（1）计算工况和标准

根据《水力发电厂机电设计技术规范》DLT5186-2004 和本电站主要参数，额定水头小于 20m，机组甩负荷导水叶前最大压力升高率保证值取为 70～100%，尾水管进口最大真空保证值小于 0.08MPa；机组甩负荷时的最大转速升高率保证值宜小于 60%。

本电站采用开敞式引水室，单机引用流量 15.82m^3/s，拦污栅后引水道长约 6.0m，按正常水位 16.40m 计算，进水流道水深约为 3.0m。过水断面尺寸为 5.5m×3.0m，平均流速 V_1=0.96m/s，后接开敞式引水室，引水室流道中心长度约 10m，平均流速 V_2=0.48m/s，尾水锥管长度约 2.1m，进口直径 D_1=2.0m，出口直径 D_2=2.5m，平均流速 V_3=4.13m/s，尾水肘管及扩散段中心长度约 12m，出口断面尺寸为 5.5m×2.2m，平均流速 V_4=2.27m/s。

（2） 计算成果

经计算得出水流惯性时间常数 Tw =1.50s，机组惯性时间常数 Ta=3.64，Tw/Ta=0.51，可取导叶关闭时间 Ts = 2～4 s，本次计算选导叶总关闭时间 Ts 分别为 2s、2.5s、3s、3.5s、4s 五种情况进行；计算得出ρτ0 =22.45，可知本电站最大水锤发生在末相。计算得压力输水系统中∑LV 总为 57.92m^2/s，引水系统水头损失Δh_1 约为 0.03m，引水系统水流平均流速 V_0 为 1.54m/s，水锤反射时间为 0.04s。不同 Ts 时的压力上升率和转速上升率计算结果见表 6.1.11-4。

表 6.1.11-4 **调节保证计算成果**

T_s	σ	ξmax	最大升压水头	ξc	△Hc	β	最大升速值
3.0s	0.50	93.50%	6.10m	21.25%	7.84m	44.93%	217r/min
3.5s	0.43	76.49%	5.56m	17.38%	7.43m	47.64%	221r/min
4.0s	0.38	64.72%	5.19m	14.71%	7.14m	50.21%	225r/min
4.5s	0.33	56.09%	4.92m	12.75%	6.93m	52.65%	229r/min
5.0s	0.30	49.49%	4.71m	11.25%	6.77m	54.97%	232r/min

由上表可知，当机组关闭时间在 4.0s～5.0s 时，机组压力上升率小于 70%，满足要求，但关闭时间为 4s 时，机组转速上升率为 50.21%，若大于 4s 机组转速上升将不满足要求，初选导叶关闭时间 4.0s，此时压力上升率为 64.72%，机组转速上升率为 50.21%，基本能够满足调节保证计算标准的要求，但机组转速上升率较高裕量较小，在机组招标阶段可与制造厂协商，加大机组飞轮力矩，或是加强机组强度，使其能在飞逸转速下不破坏。

6.1.11.7 调速器改造

现场调速器为电液调速器，但设备故障较多，老化严重，需事故关机时须现地操作，操作极不方便，该调速器不能实现自动化操作。自动化程度非常低，宜整机更换调速器，由于厂房尺寸较小，因此选用高油压调速器。

根据选择的水轮机型号及电站的水头、流量等参数估算出水轮机所需的调速功为 8936N·m。本阶段选用微机调速器，额定操作油压为 16MPa，调速功 18000N·m，即为 1800kg·m，初选调速器型号为 YWT-1800-16。选用的调速器为蓄能式，额定操作油压为高油压，可缩小调速器体积，易于布置。电站改造后，将增加刹车制动系统，制动拟采用油压制动，油源取自调速器，不必设置低压气系统。

6.1.11.8 技术供水系统

参考类似小水电站机组，发电机空气冷却器可采用风冷，机组用水量主要为推力轴承和导轴承用水量，套用类似机组，机组轴承用水量约 2.5m^3/h，3 台机组轴承用水量约 7.5m^3/h。

拟采用前池取水，潜水泵加压供至原楼顶水池，再经水池自流供水，选用 2 台潜水泵，一用一备，经滤水器后供给楼顶水池。水泵型号：150QJ20-33/5，Q=20m^3/h，H=33m，N=3.0kW。滤水器型号：ZLSG-50，Q:22m^3/h。供水主管管径 DN50，供水支管管径 DN25。

6.1.11.9 主要设备工程量表

序号	名称	规格及型号	单位	数量
1	水轮机	ZDK400-LM-200，叶片转角 12°，不锈钢转轮	台	1
2	水轮机	ZDK400-LM-200，叶片转角 16°，不锈钢转轮	台	2
3	发电机	SF400-40/2600，静止可控硅励磁，400V	台	1
4	调速器	GYWT-1800	台	3
5	潜水泵	150QJ20-33/5 Q=20m^3/h,H=33m	套	2
6	全自动滤水器	ZLSG-50,Q:22m^3/h,0.37kW （含控制箱、自动排污阀、差压变送器及压力表等）	套	2

6.1.12 江洲水电站

6.1.12.1 电站基本情况

江洲水电站为拦河式水电站，厂房内安装 10 台立轴轴流式水轮发电机

组，装机容量为 10×200kW。水电站年利用小时数较高，丰水期存在较多弃水现象。水轮发电机组较老旧，主要设备现状如下：

（1）水轮机现状

1～10#水轮机型号均为 ZD760-LM-120。额定出力 217.4kW，设计水头 3.8m，额定流量 6.7m^3/s，额定转速 300r/min。根据原设计水头和流量复核，机组出力可超出额定出力 10%以上，但原机组的过流能力是不足的，原设计的转轮只能满足单机出力 200kW，丰水期为保证充分利用上游来水，机组通常开至最大，电站机组的用水小于上游来水，因此需增加机组的过流量。此次改造设计按装机容量 10×250kW 对机组进行改造，同时对水轮机特征参数进行复核，选用过流量较大的转轮型号，转轮直径不变，以匹配现状流道尺寸。

（2）发电机现状

1#～10#发电机型号均为 TSWN143/23-20， 出厂日期均为 1974 年。发电机额定功率均为 200kW，额定功率因数 0.8，额定频率 50Hz，额定电压 400V，额定电流 361A，额定转速 300r/min，定子绝缘等级 A 级，转子绝缘等级 B 级，接线法 Y，10 台发电机均为静止可控硅励磁，励磁装置安装在厂房上游楼板底。

发电机为 50 年前制造，采用老式 TSL 型同步发电机，按当时设计标准发电机绝缘等级为 B 级，绝缘等级较低。发电机采用低压空气刹车制动系统，但需要手动操作，无法与调速器进行联动，自动化程度较低。另外该电站可进行增效扩容改造，但发电机额定功率为 200kW，最多只能超发 10%达到 220kW，发电机无法满足电站增容要求，因此需更换发电机。

（3）调速器现状

调速器为手动调速器，操作极不方便不能实现自动化操作。自动化程度非

常低，宜更换调速器，由于厂房尺寸较小，因此选用高油压调速器。

6.1.12.2 电站改造方案

根据现场调查，江洲水电站汛期弃水量较大，电站装机容量由 10×200kW 改为 10×250kW。在原机组布置形式、机组埋入水工部份和厂房建筑基本不变的情况下，更换水轮发电机组等有关设备。具体内容为更换 10 台水轮机、发电机和调速器，改造技术供水系统。

6.1.12.3 电站基本参数

（1）水位

上游正常水位： 9.00m

电站尾水位：4.17m

（2）水头

最大水头：4.60m

额定水头：4.50m

最小水头：4.42m

（3）流量

电站引用流量：74.07m^3/s

（4）装机容量

装机容量：2500kW

装机台数：10 台

（5）电站特性

年发电量：845.7 万 kW·h

年利用小时数：3406.4h

6.1.12.4 机组选型

（1）原机组基本情况

现状厂房内安装 10 台轴流式水轮发电机组，总装机容量为 10×200kW，机组具体型号见表 6.1.12-1。

表 6.1.12-1 江洲水电站现状机组型号

设备	1～5#机组	6～10#机组
水轮机	ZD760-LM-120	ZD419-LM-120
发电机	TSWN143/23-20	TSWN143/23-20
调速器	手动调速器	手动调速器

（2）水轮机选型

根据水文复核，江洲水电站净水头为 4.50m，江洲水电站原设计水轮机型号 ZD760-LM-120，由于水工结构不变，尾水管不改变，只更换机组，所以新水轮机必需能适应原尾水管结构尺寸，但机组扩容后转轮直径不能满足过流要求，因此拟增加转轮直径。通过查阅有关资料，低水头轴流机组型号较少，为方便不同设备厂家，本次设计不指定水轮机代号，经比较初步选取替换原型号转轮的新转轮型号是 ZDK400-LM-130，其模型综合特性曲线见图 6.1.12-1。

根据电站的设计水头和装机容量，经过技术经济比较，1#～10#机组选用的水轮机参数见表 6.1.12-2。

表 6.1.12-2　　江洲水电站改造后机组参数表

		1#～10#机组
容量（kW）		250
水轮机型号		ZDK400-LM-130
发电机型号		SF250-24/1730
转轮直径 D1（cm）		130
额定转速 n（r/min）		250
设计工况	设计水头（m）	4.5
	额定流量（m^3/s）	6.95
	设计出力（kW）	274.7
	额定效率（%）	89.6
	单位转速（r/min）	153.2
	单位流量（m^3/s）	1.94
	叶片转角（°）	+10°

（3）水轮机安装高程

因该项目为改造电站，电站安装高程不变、尾水管等埋件不能更换，机组吸出高度不变，改造后机组在气蚀上应能满足要求，水轮机吸出高度计算如下：

$$H_s = 10 - \nabla_w / 900 - k\sigma H$$

式中：∇_w—水轮机安装海拔高程，为 4.30m；

H —运行水头，为 4.50m；

σ—模型空蚀系数，取σ为 1.4；

k —与轮叶材质有关的系数，低水头轴流机组取 1.2。

计算得　　H_s =2.44m

水轮机安装高程计算如下：

$$\nabla = \nabla_w + H_s + 0.41D_1$$

式中：D —水轮机转轮直径，为 1.30m。

计算得　　∇=7.27m

现状安装高程为 6.00m，满足水轮机安装高程的要求，水轮机安装高程不变，为 6.00m。

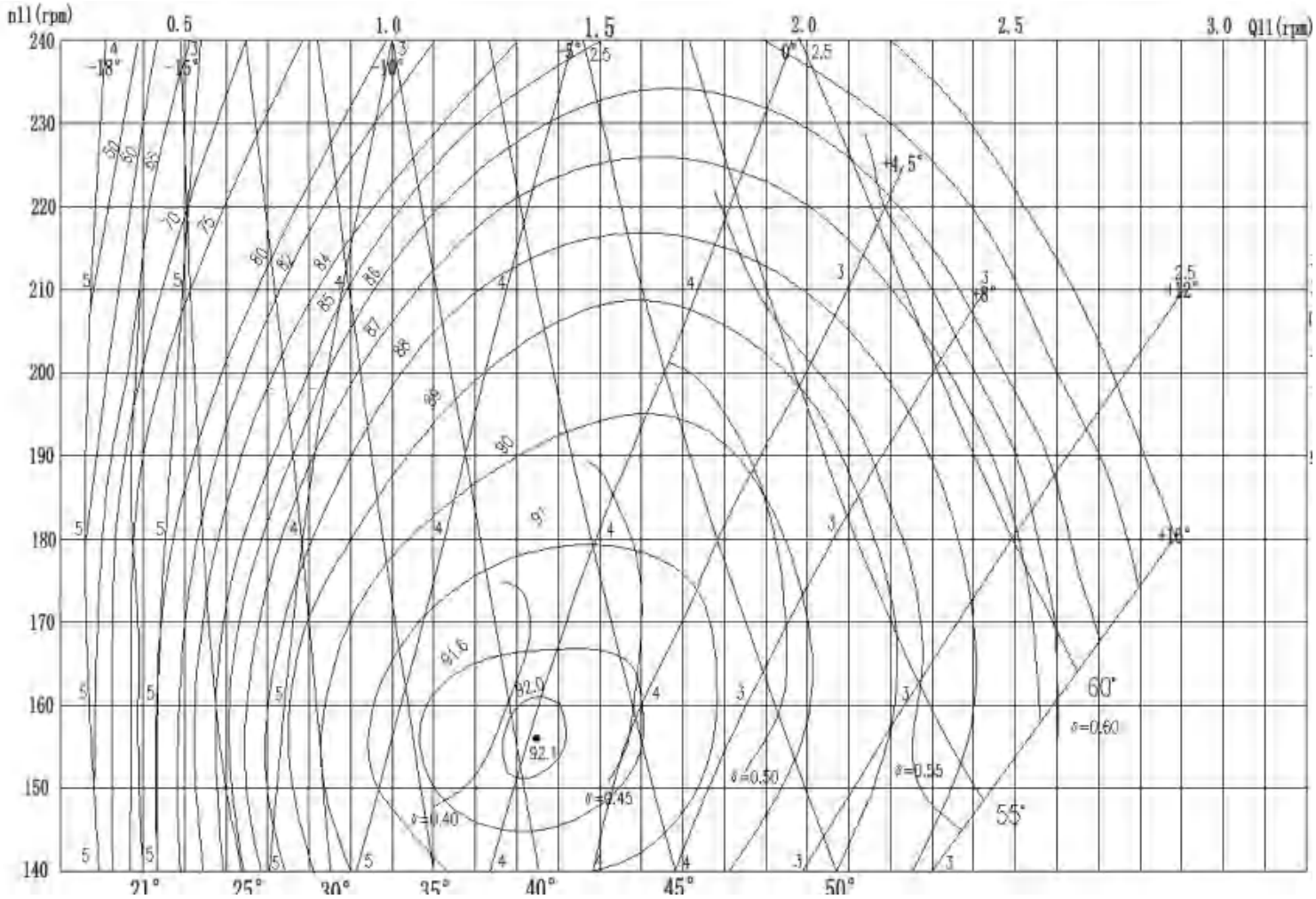


图 6.1.12-1　ZZK400 模型水轮机转轮综合特性曲线

6.1.12.5 发电机结构参数的选择

根据已初步拟定的单机容量和水轮机额定转速，初选的发电机型号和结构参数如下：

6.1.12-3 发电机参数表

发电机型号	SF250-24/1730
发电机额定转速 n（r/min）	250
电机效率η	91.0%
电机出力(kW)	250
励磁方式	静止可控硅励磁
额定电压	400V
额定电流	451.1A
飞轮力矩 GD²	4.55t·㎡

6.1.12.6 调节保证计算

（1）计算标准和工况

根据《水力发电厂机电设计技术规范》DLT5186-2004 和本电站主要参数，额定水头小于 20m，机组甩负荷导水叶前最大压力升高率保证值取为 70～100%；机组甩负荷时的最大转速升高率保证值宜小于 50%。

本电站采用开敞式引水室，单机引用流量 6.95m³/s，拦污栅后引水道长约 5.0m，按正常水位 9.0m 计算，过水断面尺寸为 4.1m×2.7m，平均流速 V_1=0.63m/s，后接开敞式引水室，引水室流道长度中心长度约 8.0m，平均流速 V_2=0.32m/s，尾水锥管长度约 1.5m，进口直径 D_1=1.3m，出口直径 D_2=1.6m，平均流速 V_3=4.35m/s，尾水肘管及扩散段中心长度约 8.0m，出口断面尺寸为 4.1m×1.5m，按出口流速 2 倍估算平均流速 V_4=2.26m/s。

（2） 计算成果

经计算得出压力输水系统中$\sum LV_{总}$为 30.3 ㎡/s，引水系统水流平均流速 V_0

为 1.35m/s，水锤反射时间为 0.03s。水流惯性时间常数 Tw =0.69s，机组惯性时间常数 Ta=2.83，Tw/Ta=0.244，可取导叶关闭时间 Ts = 2.0～5.0 s，本次计算选导叶总关闭时间 Ts 分别为 1.5s、2.0s、2.5s、3.0s、3.5s、4.0s 六种情况进行；计算得出ρτ0 =13.73，可知本电站最大水锤发生在末相。不同 Ts 时的压力上升率和转速上升率计算结果见表 6.1.12-4。

表 6.1.12-4　　机组调节保证计算成果

Ts	σ	ξ max	最大升压水头	ξ c	△Hc	β	最大升速值
1.5s	0.46	83.12%	8.24m	83.12%	3.40m	34.14%	335r/min
2.0s	0.34	58.03%	7.11m	58.03%	3.40m	38.17%	345r/min
2.5s	0.27	44.58%	6.51m	44.58%	3.40m	41.84%	355r/min
3.0s	0.23	36.19%	6.13m	36.19%	3.40m	45.22%	363r/min
3.5s	0.20	30.46%	5.87m	30.46%	3.40m	48.34%	371r/min
4.0s	0.17	26.29%	5.68m	26.29%	3.40m	51.26%	378r/min

由上表可知，当机组关闭时间在 2.s～4.0s 时，机组压力上升率小于 70.0%，满足要求，但关闭时间大于 4.0s 时，机组转速上升率大于 50%，不满足要求，初选导叶关闭时间 3.5s，此时压力上升率为 30.46%，机组转速上升率为 48.34%，基本能够满足调节保证计算标准的要求，但机组转速上升率较高，裕量较小，在机组招标阶段可与制造厂协商，加大机组飞轮力矩，或是加强机组强度，使其能在飞逸转速下不破坏。

6.1.12.7　调速器改造

现场调速器为手动简易机械式，需事故关机时必须人工手动操作，操作极不方便，关机时间因人而异得不到保证，不能自动关导叶，存在安全隐患。宜整机更换调速器，由于厂房尺寸较小，因此选用高油压调速器。

根据选择的水轮机型号及电站的水头、流量等参数估算出水轮机所需的调速功为 3780N·m。本阶段选用微机调速器，额定操作油压为 16MPa，调速功

10000N·m，即为 1000kg·m，初选调速器型号为 YWT-1000-16。选用的调速器为蓄能式，额定操作油压为高油压，可缩小调速器体积，易于布置。电站改造后，将增加刹车制动系统，制动拟采用油压制动，油源取自调速器，不必设置低压气系统。

6.1.12.8 技术供水系统

参考类似小水电站机组，发电机空气冷却器可采用风冷，机组用水量主要为推力轴承和导轴承用水量，套用类似机组，机组轴承用水量约 2.0m³/h，10 台机组轴承用水量约 20m³/h。

拟采用前池取水，潜水泵加压供至原楼顶水箱，再经水箱自流供水，选用 2 台潜水泵，一用一备，经滤水器后供给楼顶水箱。水泵型号：150QJ20-33/5，Q=20m³ /h，H=33m，N=3.0kW。滤水器型号：ZLSG-50，Q:22m³ /h。供水主管管径 DN80，供水支管管径 DN25。

6.1.12.9 主要设备工程量表

序号	名称	规格及型号	单位	数量
1	水轮机	ZDK400-LM-130，叶片+8°，不锈钢转轮	台	10
2	发电机（静止可控硅励磁）	SF250-24/1730，400V	台	10
3	调速器	GYWT-1000	台	10
4	潜水泵	150QJ20-33/5 Q=20m³ /h,H=33m	套	2
5	全自动滤水器	ZLSG-50,Q:22m³ /h,0.37kW （含控制箱、自动排污阀、差压变送器及压力表等)	套	2

6.1.13 东成水电站

6.1.13.1 电站基本情况

东成水电站为拦河式水电站，始建于 1976 年 3 月，1980 年 10 月建成投入运行，属拦河开敞式水电站。东成水电站上游集雨面积 814km，设计发电引用流量 57.66m³/s，原总装机容量为 4×320kW，2014 年增效扩容改造后，装机容

量为4×400kW。但发电机只更换了线圈，水轮发电机组较老旧，主要设备现状如下：

（1）水轮机现状

1～4#水轮机型号均为ZD419-LM-180。额定出力434.8kW，设计水头3.5m，额定流量14.1m^3/s，额定转速187.5r/min。“十一五”进行了增效扩容改造，但只更换了转轮，改造不彻底，改造后出力可达到额定出力400kW，但机组自动化程度很低，调速器为手动调速器。

根据原设计水头和流量复核，机组出力达到额定出力，但原机组的过流能力是不足的，因此采用增加机组转速的方法，使原来180cm转轮，满足机组过流要求，但机组工况点偏离最优工况区，机组效率和运行稳定性均不能保证。此次改造设计还按装机容量4×400kW对机组进行改造，同时对水轮机特征参数进行复核，选用过流量较大的转轮型号，并复核水轮机转轮直径，重新拟定水轮机运行区域。

（2）发电机现状

1#～4#发电机型号均为TSL213/19-32， 出厂日期均为1980年。后于“十一五”进行了增效扩容改造，只更换了定子线圈，发电机额定功率均为400kW，额定功率因数0.8，额定频率50Hz，额定电压400V，额定电流721.7A，额定转速187.5r/min，绝缘等级F级，接线法Y，4台发电机均为静止可控硅励磁。

发电机机座为40年前制造，采用老式TSL型同步发电机，按当时设计标准发电机绝缘等级为B级，绝缘等级较低，后于“十一五”期间更换发电机线圈，绝缘等级提升到F级，但改造效果不理想，原机座通风散热性能较差，发

电机发热量大，电机温升高，厂房热量较多，存在安全隐患。另外机组无刹车制动系统，只能待机组停机后停转，自动化程度较低。

（3）调速器现状

调速器为手动调速器，操作极不方便不能实现自动化操作。自动化程度非常低，宜更换调速器，由于厂房尺寸较小，因此选用高油压调速器。

6.1.13.2 电站改造方案

东成电站全部拆除重建，重建内容包括引水渠、厂房、尾水渠等土建部分，土建部分已在“恩平市东成水闸重建工程”项目中实施。本次设计更换4台水轮机、发电机和调速器，本次改造设计，电站装机容量不变，仍为4×400kW，但机组应能满足超发10%，超发时最大单机容量为440kW。

6.1.13.3 电站基本参数

（1）水位

上游正常水位：13.10m

电站尾水位：9.20m

（2）水头

最大水头：3.90m

额定水头：3.70m

最小水头：3.50m

（3）流量

电站引用流量：59.30m^3/s

（4）装机容量

装机容量：1600kW

装机台数：4台

（5）电站特性

年发电量：557.5 万 kW·h

年利用小时数：3500.6h

6.1.13.4 机组选型

（1）原机组基本情况

原东成电站厂房内安装 4 台轴流式水轮发电机组，总装机容量为 4×400kW，机组具体型号见表 6.1.13-1。

表 6.1.13-1 东成水电站现状机组型号

设备	1～4#机组
水轮机	ZD419-LM-180
发电机	TSL260/21-32
调速器	手动调速器

（2）水轮机型式选择

本电站水头范围 3.50～3.90m，为低水头径流式电站，根据水头范围，可供选择的水轮机有轴流式和贯流式两种机型。与轴流式机组比较，贯流式机组的比转速较高，在额定工况下单位流量较大，高效区相对来说较为宽广，贯流式机组开挖深度较轴流式机组小。但该电站水头较低，机组转速相对来说较低，发电机磁极对数多，发电机机座号较大，为满足尾水管混凝土厚度，常采用变速箱来减小发电机尺寸。但变速箱运行噪声较大，噪音可能会影响周边居民环境。另外采用贯流式机组，为卧式布置方式，虽然减小了开挖深度，但会较多的增加厂房宽度，因此采用贯流式机组反而会增加开挖、回填量，土建投资相对较大。

本电站装机容量较小，可采用开敞式引水布置，厂房平面尺寸较小，可大幅减少土建投资。对本电站来说，采用开敞式引水布置的轴流机组，效率及发电收益会有所降低，但该电站发电收益较少，电站投资应作为主要控制因素。需要注意的是，机组传动轴过长而带来的机组安全稳定问题，但可以通过增加

中间轴承、加粗传动轴来解决。另外本电站为重建工程，原机组为轴流明槽式水轮发电机组，考虑到业主管理水平，本阶段推荐采用立式轴流水轮机，引水室采用开敞式引水室。

（3）水轮机装机台数选择

本电站为河床式厂房，装机容量为1600kW，装机容量较小，且水头变化较小，为方便运行管理，拟采用轴流定桨式机组，参照规范《小型水轮机基本技术条件》GB/T21718-2021，轴流定桨式机组稳定运行范围较窄，为75%～100%。本电站为拦河径流式水电站，调蓄能力基本为零，若单机容量较大，平枯期径流小时，机组每天启停1～2次，过于频繁，系统很难接受，会导致大量弃水电量。因此，本电站宜设置3台或以上机组台数，方能适应本电站平枯径流小的特点，满足平枯期机组出力在稳定运行范围内的要求。装机台数可考虑3台、4台，机组台数比较见表6.1.13-2。

表6.1.13-2　　机组台数比较表

参数	3台	3台	4台
装机容量　（kW）	1660	1500	1600
装机台数	3	3	4
单机容量　（kW）	630×2+400	500	400
水轮机出力　（kW）	636.4/454.5	555.6	454.5
额定水头Hr　（m）	3.52	3.52	3.52
转轮直径D1　（m）	2.50/2.00	2.25	2.00
机组转速n　（r/min）	125/150	136.4	150
比转速ns　（m·kW）	658.7/667.9	733.3	667.9
装置空蚀系数σp	0.90	0.90	0.90
吸出高度Hs　（m）	5.2	5.2	5.2
引水室型式	开敞式	开敞式	开敞式
水轮机转轮重量　（t）	15.4/10.2	11.5	10.2
发电机重量　（t）	25.2/17.9	22.1	17.9
单台机组价格　（万元）	162.4/112.4	144	112.4
所有机组价格　（万元）	437.2	432	449.6
所有机组价格差　（万元）	-12.4	-17.6	0
电气价格差　（万元）	-30	-30	0
金属结构设备及安装总投资　（万元）	-20	-20	0
主厂房长度（m）	34.0	34.5	38.7
主厂房宽度（m）	11.0	11.0	11.0
主厂房高度（m）	28.0	27.4	26.9

从表 6.1.13-2 可知，装机 3 台、4 台，水轮发电机组的价格相差较小，机组的附属设备及电气设备等投资将随机组台数的增加而增加，就总设备投资来说 4 台机组方案投资稍大。3 台机方案可采用 630×2+400kW 和 3×500kW 方案，630kW 机组转轮直径较大为 2.5m，500kW 机组转轮直径为 2.25m，为满足机组在高效区运行，机组转速分别为 136.4r/min、125r/min，相应的发电机磁极对数增加，发电机投资成本会有较多增加。而采用 3 台机组厂房将减少 3.7m，但为满足尾水管淹没深度的要求，厂房高度将增加约 1.1m，尺寸减小不多，就总投资来说，4 台机组方案投资增加较少。

另外 3 台机组方案，水轮机转轮直径较大，均超过 2.0m，采用开敞式引水，机组效率较低，很难保证机组不产生振动。经与生产厂家沟通，制造难度较大，综上所述，当机组台数分别为 3 台和 4 台时，主机设备技术均可行，主机设备价格 3 台、4 台机组相差较小，随着主机组台数的增加，与之配套的电气设备、控制设备等相应增加，4 台机组方案机电设备投资较高。但 3 台机组方案由于大机单机容量较大，转轮直径为较大，制造难度大，因此本阶段推荐机组台数为 4 台。

（4）水轮机额定转速选择

轴流式机组同步转速所处的区域一般为中低转速区，在该区域相邻同步转速差距不大，可选同步转速方案多，因此额定转速准确选择是重点，也是难点。按本电站的比转速水平计算其额定转速，宜为 136.4r/min、150r/min 或 166.7r/min。本阶段拟定其额定转速为 150r/min。

根据东成水电站的实际情况，单机容量较小，选取的额定转速应能保证机组在最优工况区运行，且优先考虑提高额定转速，来减小机组尺寸，以此来控

制机组投资。并考虑发电机经济合理槽电流对同步转速的要求，本阶段确定机组额定转速为 150r/min。

（5）模型转轮选择

本电站水头较低，宜选用过流量较大的模型转轮，以减小转轮直径。根据国内现有水轮机转轮资料，适合本电站水头范围(3.50m～3.90m)的轴流模型转轮很多，经初选后对以下转轮进行比较，即 ZDT03、ZD419-50、ZDK400-50 等转轮。模型转轮主要参数见表 6.1.13-3，其模型综合特性曲线见图 6.1.13-1。

表 6.1.13-3　　模型转轮主要参数

模型转轮			最优工况			限制工况		
型　号	直 径 (mm)	最大使用水头(m)	n10 (r/min)	Q10 (l/s)	η	Q11 (l/s)	η	σi
ZDT03-43	430	～30	167	1450	89.9	2300	85.0	1.60
ZD419-50	500	～30	155	1400	92.0	2450	87.0	1.50
ZDK400-50	500	～30	158	1350	92.0	2400	88.0	1.30

从表 6.1.13-3 可见，ZDT03 最优工况效率仅为 89.9，转轮叶片角度增加时，效率下降较快，且汽蚀系数较大，水轮机的汽蚀性能较差，因此放弃该转轮，ZDK400、ZD419 能量指标较高，最优效率高达 92.0%，其参数均在预估范围之内，两模型转轮模型曲线相似，具有一定的相似性，但 ZDK400 转轮在较大叶片转角的效率高，转轮过流能力提高的同时，效率降低较少，其能力指标较高，因此本阶段推荐 ZDK400-50 模型转轮进行水轮机参数估算和厂房布置设计。低水头轴流机组型号较少，为方便不同设备厂家，本次设计不指定水轮机代号。

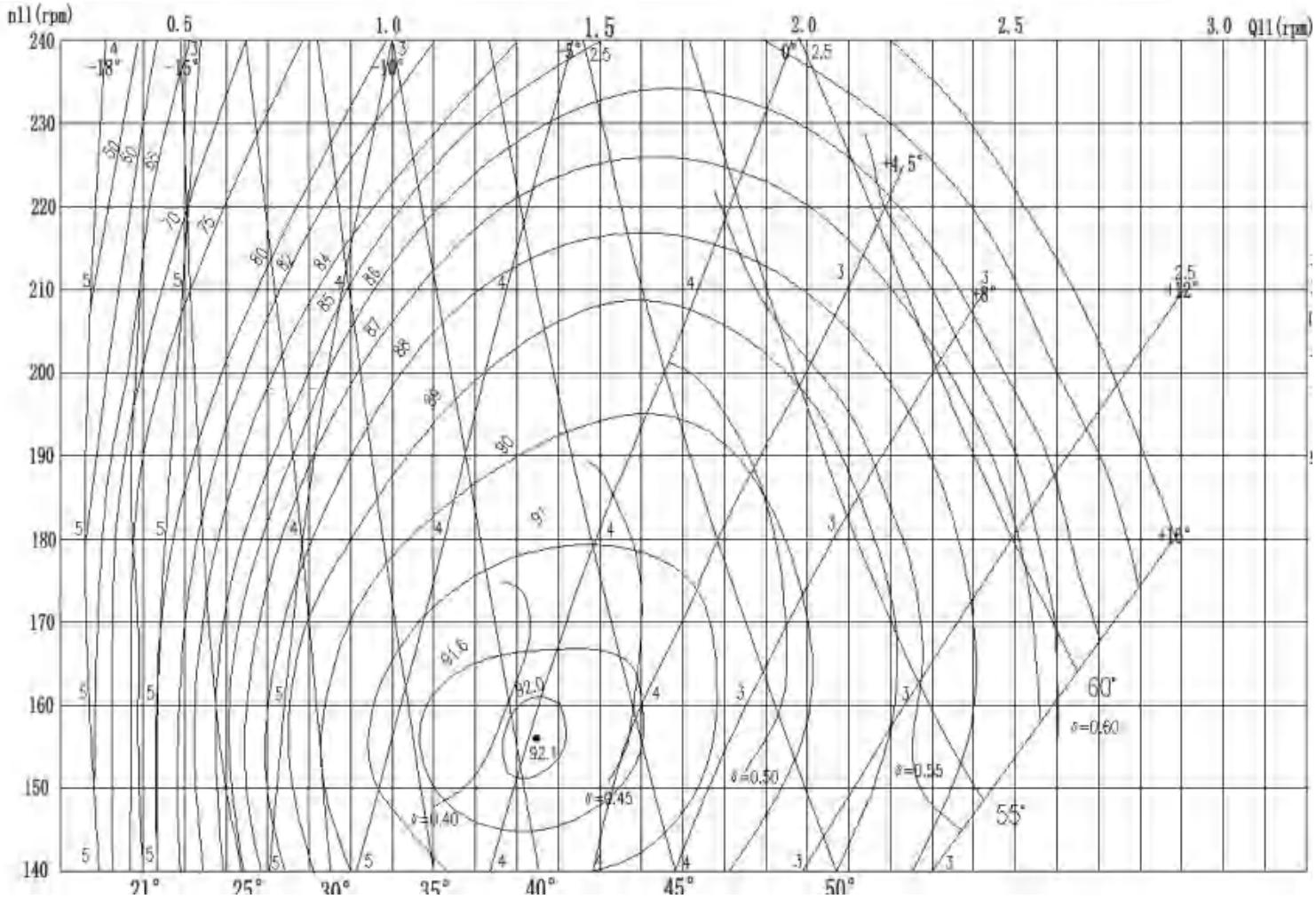


图 6.1.13-1　ZZK400 模型水轮机转轮综合特性曲线

（6）原型水轮机参数

根据电站的设计水头和装机容量，经过技术经济比较，1#～4#机组选用的水轮机参数见表 6.1.13-4。

表 6.1.13-4　　东成水电站改造后机组参数表

		1#～4#机组
容量（kW）		440
水轮机型号		ZDK400-LM-200
发电机型号		SF400-40/2600
转轮直径 D1（cm）		200
额定转速 n（r/min）		150
设计工况	设计水头（m）	3.7
	额定流量（m^3/s）	14.82
	设计出力（kW）	478.3
	额定效率（%）	88.9
	单位转速（r/min）	156.0
	单位流量（m^3/s）	1.93
	叶片转角	+10.0°

（7）水轮机安装高程

水轮机吸出高度计算如下：

$$H_s = 10 - \nabla_w / 900 - k\sigma H$$

式中：∇_w－水轮机安装海拔高程，为 9.20m；

H －运行水头，为 3.70m；

σ－模型空蚀系数，取σ为 1.4；

k －与轮叶材质有关的系数，低水头轴流机组取 1.2。

计算得　　H_s =3.77m

水轮机安装高程计算如下：

$$\nabla = \nabla_w + H_s + 0.41D_1$$

式中：D －水轮机转轮直径，为 2.00m。

计算得　　∇=13.79m

水轮机吸出高度为≤3.77m，为正向吸出，水轮机汽蚀性能较好，但对开敞

式引水式轴流机组，机组安装高程的选择不仅应保证所需要的吸出高度，而且要保证在上游最低发电水位时，座环顶边必须淹没 0.5～1m。另外立式机组尾水管淹没深度必须大于 0.5m，经综合考虑，本阶段选择水轮机安装高程$\nabla_{安}$=10.20m，即座环安装面高程为 9.50，以满足水轮机进、出口淹没深度的要求。

6.1.13.5 发电机结构参数的选择

根据已初步拟定的单机容量和水轮机额定转速，初选的发电机型号和结构参数如下：

6.1.13-5 发电机参数表

发电机型号	SF400-40/2600
发电机额定转速 n（r/min）	150
电机效率η	92.0%
电机出力(kW)	400（超发 440）
励磁方式	静止可控硅
额定电压	400V
额定电流	721.7A
飞轮力矩 GD²	29.3t·㎡
结构型式	立轴悬式

6.1.13.6 调节保证计算

（1）计算标准和工况

根据《水力发电厂机电设计技术规范》DLT5186-2004 和本电站主要参数，额定水头小于 20m，机组甩负荷导水叶前最大压力升高率保证值取为 70～100%；机组甩负荷时的最大转速升高率保证值宜小于 50%。

本电站采用开敞式引水室，单机引用流量 14.82m³/s，拦污栅后引水道长约 13.0m，按正常水位 13.10m 计算，过水断面尺寸为 5.5m×3.6m，平均流速 V_1=0.76m/s，后接开敞式引水室，引水室流道长度中心长度约 10m，平均流速 V_2=0.38m/s，尾水锥管长度约 2.7m，进口直径 D_1=2.0m，出口直径 D_2=2.5m，平均流速 V_3=3.91m/s，尾水肘管及扩散段中心长度约 12m，出口断面尺寸为 5.5m×2.2m，按出口流速 2 倍估算平均流速 V_4=2.48m/s。

（2） 计算成果

经计算得出压力输水系统中∑LV 总为 54.0 ㎡/s，引水系统水流平均流速 V_0 为 1.432m/s，水锤反射时间为 0.05s。水流惯性时间常数 Tw =1.49s，机组惯性时间常数 Ta=3.73，Tw/Ta=0.40，可取导叶关闭时间 Ts = 2.0～5.5 s，本次计算选导叶总关闭时间 Ts 分别为 3.0s、3.5s、4.0s、4.5s、5.0s 五种情况进行；计算得出 ρτ0 =17.76，可知本电站最大水锤发生在末相。不同 Ts 时的压力上升率和转速上升率计算结果见表 6.1.13-6。

表 6.1.13-6 机组调节保证计算成果

Ts	σ	ξ max	最大升压水头	ξ c	△Hc	β	最大升速值
3.0s	0.50	92.31%	7.12m	92.31%	4.55m	42.69%	214r/min
3.5s	0.43	75.56%	6.50m	75.56%	4.55m	45.23%	218r/min
4.0s	0.37	63.96%	6.07m	63.96%	4.55m	47.62%	221r/min
4.5s	0.33	55.45%	5.75m	55.45%	4.55m	49.89%	225r/min
5.0s	0.30	48.93%	5.51m	48.93%	4.55m	52.04%	228r/min

由上表可知，当机组关闭时间在 4.0s～5.0s 时，机组压力上升率小于 70.0%，满足要求，但关闭时间大于 5.0s 时，机组转速上升率大于 50%，不满足要求，初选导叶关闭时间 4.0s，此时压力上升率为 63.96%，机组转速上升率为 47.62%，基本能够满足调节保证计算标准的要求，但机组转速上升率较高，裕量较小，在机组招标阶段可与制造厂协商，加大机组飞轮力矩，或是加强机组强度，使其能在飞逸转速下不破坏。

6.1.13.7 调速器改造

现场调速器为手动调速器，但设备故障较多，老化严重，需事故关机时须现地操作，操作极不方便，该调速器不能实现自动化操作。自动化程度非常低，宜整机更换调速器。

根据选择的水轮机型号及电站的水头、流量等参数估算出水轮机所需的调速功为 9169N·m。本阶段选用微机调速器，额定操作油压为 16MPa，调速功 18000N·m，即为 1800kg·m，初选调速器型号为 YWT-1800-16。选用的调速器为

蓄能式，额定操作油压为高油压，可缩小调速器体积，易于布置。机组拟采用油压制动方式，油源取自调速器，不必设置低压气系统。

6.1.13.8 技术供水系统

参考类似小水电站机组，发电机空气冷却器可采用风冷，机组用水量主要为推力轴承和导轴承用水量，套用类似机组，机组轴承用水量约 2.5m³/h，4 台机组轴承用水量约 10m³/h。

拟采用前池取水，经自吸泵加压供水方式，选用 2 台自吸泵，一用一备，经滤水器后供给机组冷却器。水泵型号:65YDZU20-32，Q=20m³/h，H=32m。滤水器型号:ZLSG-50，Q:22m³/h。供水主管管径 DN65，供水支管管径 DN25。

6.1.13.9 油系统

本电站配置一台手提式油过滤机，型号为 GL-50，流量 50L/min，总功率 0.75kW，用于机组手动制动油泵用油。本电站不设专门油处理室。

6.1.13.10 主要设备工程量表

序号	名称	规格及型号	单位	数量
1	水轮机及其附属设备	ZDK400-LM-200（ φ=+8° ），不锈钢转轮	台	4
2	发电机（静止可控硅励磁）	SF400-40/2600	台	4
3	调速器	YWT-1800	套	4
4	自吸泵（带控制箱）	65YDZU20-32,Q=20m³/h,H=32m	套	2
5	全自动滤水器	ZLSG-50,Q:22m3/h,0.37kW （含控制箱、自动排污阀、差压变送器及压力表等)	台	2
6	轻便型滤油加油机	GL-50Ⅱ，Q=0.83m3/h	台	1
7	移动式压力滤油机	LY-30	台	2
8	真空滤油机	DTL-30	台	1
9	滤纸烘箱	DX-1.0-160℃	台	1
10	移动油车	0.5m3	台	1
11	潜水排污泵	潜水检修泵 50QW25-22-4（备用）	台	2

6.1.14 阵湾水电站

6.1.14.1 电站基本情况

阵湾水电站为引水式水电站，厂房内安装 2 台卧轴混流式水轮发电机

组，装机容量为2×1250kW，水轮发电机组设备均较老旧，主要设备现状如下：

（1）水轮机现状

1#、2#水轮机型号均为HLS110C-WJ-60，出厂日期为2016年。额定出力1276kW，设计水头105m，额定流量1.51m³/s，额定转速1000r/min。2台水轮机机组于2016年完成了增效扩容改造，但只更换了转轮和定子线圈，改造不彻底，水轮机锈蚀严重，效率较低。

根据原设计水头和流量复核，机组出力增加，没有考虑压力管道流量增加带来的水力损失，因此机组运行时的水头偏小，水轮机改造也不彻底，机组的过流能力不足，机组出力不足。另外受当时制造水平限制，水轮机加工粗糙，转动部分不平衡，机组运行振动较大；水轮机密封不好，漏水量大，过流部件磨蚀严重，已到扩大性检修阶段。此次改造设计还按装机容量1250kW对机组进行改造，同时对电站水轮机特征参数进行复核，选用过流量较大的转轮型号，电站引用流量为1.57m³/s。

（2）发电机现状

1#、2#发电机型号均为TSW118/49-6， 出厂日期均为2016年。发电机额定功率均为1250kW，额定功率因数0.8，额定频率50Hz，额定电压6300V，额定电流143.2A，额定转速 1000r/min，绝缘等级F级，接线法Y。两台发电机均为静止可控硅励磁，额定励磁电压42.5V，额定励磁电流130A。

发电机机座为50年前制造，采用老式TSW型同步发电机，按当时设计标准发电机绝缘等级为B级，绝缘等级较低，后于2016年更换发电机线圈，绝缘等级提升到F级，但改造效果不理想，原机座通风散热性能较差，发电机发热量大，电机温升高，继续增加出力，可能造成机组故障停机，并烧毁发电机线圈，存在安全隐患。另外机组飞轮采用低压空气刹车制动系统，但需要手动操作，无法与调速器进行联动，自动化程度较低。

（3）调速器现状

调速器已改造为微机调速器，型号为 YWT-600，但未与刹车系统联动，机组关机时须现地操作，操作极不方便，该调速器不能实现自动化操作。调速器外观较好，调速性能可以满足机组自动开停机，但需要增加刹车制动系统。

（4）进水阀门现状

电站安装有 2 台套电动进水闸阀，阀门公称直径 DN500mm，主阀基本工作正常，但现场查勘发现，进水阀阀坑有积水，阀体漏水，阀门接管锈蚀较为严重，阀门关闭不严，漏水量大，影响电站的安全运行，必须对阀门及接管进行更换处理。

6.1.14.2 机组改造方案

电站装机容量不变，仍为 2×1250kW。在原机组布置形式、机组埋入水工部份和厂房建筑基本不变的情况下更换 1#～2#机组，在原 1#～2#机组的基础上按新机组要求进行机坑的改造，尾水接入原尾水渠，并重新配置进水阀门。对原调速器进行改造，沿用原调速器型式，采用内置接力器。每台机组增设一个制动控制箱，箱内设 1 台二位三通电磁空气阀。

6.1.14.3 电站基本参数

（1）水位

前池正常水位：201.00m

电站尾水位：96.00m

（2）水头

最大水头：103.00m

额定水头：98.00m

最小水头：98.00m

（3）流量

电站引用流量：3.40m^3/s

（4）装机容量

装机容量：2500kW

装机台数：2 台

（5）电站特性

年发电量：559.9 万 kW·h

年利用小时数：2239.8h

6.1.14.4 机组选型

（1）原机组基本情况

阵湾水电站厂房内安装 2 台混流式水轮发电机组，总装机容量为 2×1250 kW，机组具体型号见表 6.1.14-1。

表 6.1.14-1 阵湾水电站现状机组型号

设备	1～2#机组
水轮机	HLS110C-WJ-60
发电机	TSW118/49-6
调速器	YWT-600
进水阀	DN500，PN25

（2）水轮机选型

本次复核阵湾水电站设计净水头为 98.0m，经比较初步选取转轮型号是 HLA936。HLA936 最优效率为 94.53%，单位参数和本电站也相匹配，其模型综合特性曲线见图 6.1.14-1。

根据电站的设计水头和装机容量，经过技术经济比较，1#～2#机组选用的水轮机参数见表 6.1.14-2。

表 6.1.14-2　　阵湾水电站改造后机组参数表

		1#～2#机组
容量（kW）		1250
水轮机型号		HLA936-WJ-62
发电机型号		SFW1250-6/1180
转轮直径 D1（cm）		62
额定转速 n（r/min）		1000
设计工况	设计水头（m）	98
	额定流量（m^3/s）	1.54
	设计出力（kW）	1358.7
	额定效率（%）	91.9
	单位转速（r/min）	62.6
	单位流量（m^3/s）	0.40

（3） 安装高程

因该项目为改造电站，电站安装高程不变、尾水管等埋件不能更换，机组吸出高度不变，改造后机组在气蚀上应能满足要求，水轮机吸出高度计算如下：

$$H_s = 10 - \nabla_w / 900 - k\sigma H$$

式中：∇_w－水轮机安装海拔高程，为 96.00m；

H －运行水头，为 98.00m；

σ－模型空蚀系数，取σ为 0.05；

k －与轮叶材质有关的系数，碳钢转轮为 1.3。

计算得　　H_s =3.52m

水轮机安装高程计算如下：

$$\nabla = \nabla_w + H_s - D / 2$$

式中：D －水轮机转轮直径，为 0.62m。

计算得　　∇= 99.21m

结合电站厂房地面高程，并考虑到取一定的余量，取水轮机安装高程为 98.45m，低于计算的安装高程，满足要求。

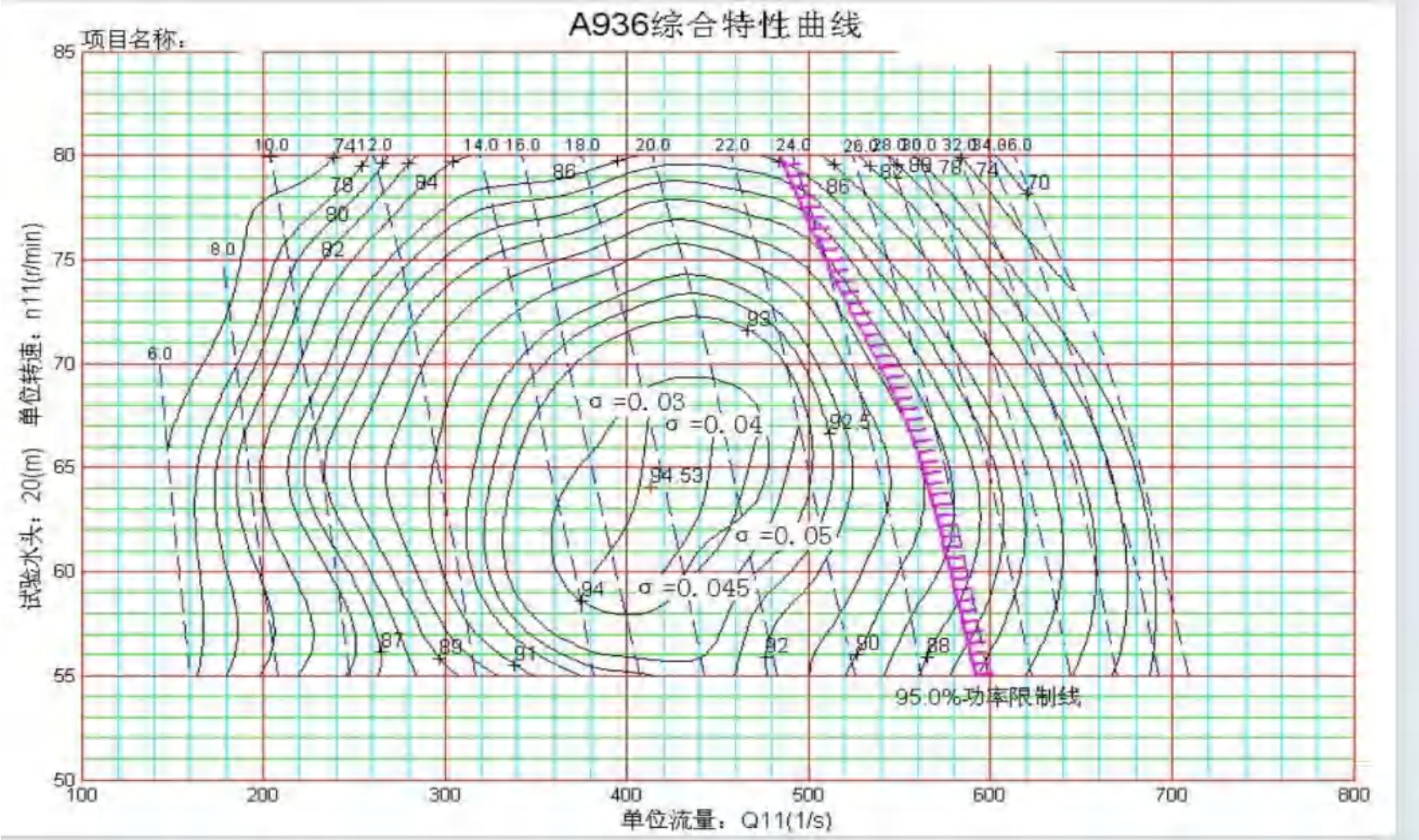


图 6.1.14-1　HLA936 模型水轮机转轮综合特性曲线

6.1.14.5 发电机结构参数的选择

根据已初步拟定的单机容量和水轮机额定转速，初选的发电机型号和结构参数如下：

6.1.14-3 发电机参数表

发电机型号	SFW1250-6/1180
发电机额定转速 n（r/min）	1000
电机效率η	92.0%
电机出力(kW)	1250
励磁方式	静止可控硅励磁
额定电压	6300V
额定电流	143.2A
飞轮力矩 GD²	2.18t·㎡
结构型式	卧式 2 支点

6.1.14.6 调节保证计算

（1）计算工况和标准

本电站机组为单机单管供水方式，单机引用流量 1.54m³/s，从压力前池取水，进水口后接压力钢管，压力钢管在厂房处变径为 DN500。此次改造设计，复核原压力钢管流速 7.85m/s，流速过大，拟将机组进口压力钢管 DN500 改为 DN600。压力钢管长约 300m，内径为 0.8m；支管长约 10.0m，内径为 0.6m。

本电站装机容量 2×1250kW，属小（2）型水电站，按相关规范要求，只计算甩全负荷的情况，这也是本电站的最危险工况。两台机组管道等长，因此任选一台机组作为调保计算对象。本电站设计水头 98.00m，按相关规定允许的压力上升率宜为 30%～50%；允许机组转速上升率宜小于 50%，最大不得超过 60%。

（2）计算成果

计算得压力输水系统中$\sum LV_{总}$为 993.43m²/s，压力引水系统水头损失Δh_l约为 4.66m，压力引水系统水流平均流速 V_0 为 3.1m/s。水流惯性时间常数 T_w =0.96s，机组惯性时间常数 Ta=8.07，Tw/Ta=0.119，则可取导叶关闭时间 T_s =

4～8 s，本次计算选导叶总关闭时间 T_s 分别为 4s、5s、6s、7s、8s 五种情况进行。计算得出$\rho\tau_0$ =1.34，可知本电站最大水锤可能发生在末相和第一相末。管道反射时间为 0.70s。机组发电机飞轮力矩约 2.18t·m^2，机组飞轮力矩按 4.0t·m^2 估算机组转速上升，不同 T_s 时的压力上升率和转速上升率计算结果见表 6.1.14-4。

表 6.1.14-4　　调节保证计算成果

T_s	σ	ξmax	最大升压水头	ξc	△Hc	β	最大升速值
4s	0.24	32.90%	139.54m	32.25%	4.15m	25.89%	1259r/min
5s	0.19	25.62%	131.90m	25.11%	3.99m	28.82%	1288r/min
6s	0.16	20.97%	127.02m	20.56%	3.90m	31.50%	1315r/min
7s	0.14	17.76%	123.64m	17.41%	3.83m	33.97%	1340r/min
8s	0.12	15.39%	121.16m	15.09%	3.78m	36.27%	1363r/min

由上表可知，当机组关闭时间在 4s～5s 时，机组转速上升率小于 30%，满足要求，由于该电站水头较高，建议最大压力上升率不超过 25%，初选导叶关闭时间 6s，此时蜗壳最大压力上升率为 20.56%，机组转速上升率为 31.50%，此时机组飞轮力矩计算值为 4.0t·m²，而发电机部分飞轮力矩约为 2.18t·m²，为保证机组转速上升不超过规范要求，机组飞轮力矩不宜低于 4.0t·m²，因此厂家宜加大机组飞轮力矩，或是加强机组强度，使其能在飞逸转速下不破坏。

6.1.14.7　调速器改造

现状水轮机调速器已改造，采用微机调速器，额定操作油压为 16MPa，调速功 6000N·m，即为 600kg·m，调速器型号为 YWT-600-16。根据选择的水轮机型号及电站的水头、流量等参数估算出水轮机所需的调速功为 2697N·m，现状调速器的调速功满足要求。

本次水轮机拟更换，而调速器不更换，因此调速器需要适配新更换的水轮机。需对原调速器进行改造，调速器沿用原调速器型式，采用内置接力器。导叶接力器行程参数由主机厂提供，调速器厂家对导叶接力器进行改造。

6.1.14.8 气系统改造

现状机组采用低压气制动，但需手动操作，本次设计对原有的气系统进行改造。保留原空压机，每台机组增设一个制动控制箱，箱内设 1 台二位三通电磁空气阀。当机组停机时，机组转速达到额定转速的 25%～35%，自动开启电磁空气阀的制动腔，制动投入；当机组完全停机后，制动腔关闭，复归腔开启，制动器复位。

6.1.14.9 进水阀改造

根据改水头段取蜗壳进口流速系数为 0.70，计算出蜗壳进口直径不应小于 0.53m，阵湾水电站蜗壳进口流速偏大，本次改造设计将蜗壳进口段 DN500 钢管更换为 DN600。1#～2#水轮发电机组主阀直径取 DN600，主阀采用手、电两用闸阀，旁通阀采用电动操作，公称压力为 2.5MPa。

6.1.14.10 主要设备工程量表

序号	名称	规格及型号	单位	数量
1	水轮机	HLA936-WJ-62，不锈钢转轮	台	2
2	发电机	SFW1250-6/1180　6.3kV　静止可控硅励磁	台	2
3	进水阀 （配套控制箱）	Z945H-25-DN600，带电动旁通阀	台	2
4	伸缩节	DN600,PN25	台	2
5	调速器改造		台	2

6.2 电气及自动化

本工程主要的依据技术标准有：

1、相关专业提供的设计资料。

2、业主提供的相关资料。

3、主要标准及规范

（1）《小型水力发电站设计规范》（GB 50071-2014）

（2）《水利水电工程导体和电器选择设计规范》（SL 561-2012）

（3）《电力工程电缆设计标准》（GB 50217-2018）

（4）《水利水电工程接地设计规范》（SL 587-2012）

（5）《小型水力发电站自动化设计规范》（SL 229-2011）

（6）《水力发电厂计算机监控系统设计规范》（NB/T 10879-2021）

（7）《低压配电设计规范》（GB 50054-2011）

（8）《通用用电设备配电设计规范》（GB 50055-2011）

（9）《建筑物防雷设计规范》（GB 50057-2010）

（10）《民用建筑电气设计标准》（GB 51348-2019）

（11）《水利水电工程机电设计技术规范》（SL 511-2011）

本工程遵循以上规范及标准的相关规定，符合相关规范中的强制性条文要求。

6.2.1 西坑水电站主要电气及自动化部分改造内容

6.2.1.1 电气及自动化部分改造内容

（1）升压站改造：保留原有升压站设备，新增 1 台 400kVA 无功补偿变及其配电装置、构架等。

（2）机旁设备改造：更换高压屏柜 4 套、站用屏 1 套及直流电池屏 2 套，新增励磁屏 3 套，新增机组 LCU 屏、低压无功补偿屏、主变及线路保护屏和公

用 LCU 屏；新装无功补偿变压器出线电缆及更换控制电缆；改造后三台发电机组的励磁方式均为无刷励磁。

（3）厂房动力和照明系统改造。

（4）改造电站接地网。

（5）按“少人值守、集中管理”要求升级本站监控系统，主要包括建设电站中控设备、视频监控及系统软件。实现全站自动控制，本级监控系统通过租用 VPN 专线网络传输至塘洲管理处的集控中心对本站进行远程控制、统一调度和管理。

（6）恢复各类安全生产标识标牌：100 个警示牌（500mm*400mm），20 个上墙牌（800mm*600mm），户外宣传栏及安全边界线等。

6.2.1.2 电气主接线及接入系统方式

本电站安装 3 台 400kW 水轮发电机组，总装机 1200kW。机端电压为 6.3kV，采用单母线不分段接线；升压侧为 10kV，采用单母线接线，以一回 LGJ-10kV-3×95/12km 架空线路送电上网。

升压站为户外简易式，安装有 2 台主变、2 台厂用变和配套控制保护设备等，其中：1 号主变 S9-M-1000/11 型，2 号主变为 S9-M-630/11 型，3 号厂用变为 S7-80/10 型，4 号厂用变为 S11-M-80/6 型。

改造后，各机组单机容量和总装机容量不变，电气主接线及接入系统方式不变。本次新增无功补偿装置，需增设 1 台 400kVA 无功补偿变及其配电装置等。

6.2.1.3 主要电气设备选择

（1）变压器

本电站此次改造，机组容量不变，主变容量不变，不需更换主变压器。根据电站管理单位反映，电站发电时经常欠发无功，导致功率因数考核标准达不

到有关部门要求，而产生一些不必要的费用，因此需增加 1 台 400kVA 无功补偿变用于增发无功，以减少发电成本。配置如下：

- 型号：S13-M-400/10.5；
- 额定容量：400kVA；
- 电压组合：10±5%/0.4kV；
- 联结组别：D/yn11；
- 系统额定频率：50Hz；
- 其他：配套瓦斯及温度继电器各 1 套。

（2）ZW6-12/630 户外真空断路器

原有 6.3kV 户外真空断路器的额定电流为 630A，短路开断电流为 20kA，现状满足运行要求，本次改造选用相同参数的设备，详细参数如下所示：

- 额定电压：12kV ；
- 额定电流：630A；
- 额定频率：50Hz ；
- 工频耐受电压：42/48kV ；
- 雷电冲击电压（峰值）：75/85kV ；
- 额定短路开断电流：20kA；
- 额定短路关合电流（峰值）：50kA ；
- 额定短时耐受电流：20kA ；
- 额定峰值耐近电流：50kA ；
- 额定操作顺序：分 0.3s-合分-180s 合分；
- 额定短路电流开断次数：30 次；
- 机械寿命：10000 次；
- 触头允许磨损厚度：3mm；
- 额定分、合闸电压（配 CT 型弹簧操动机构）：直流或交流 110V；

➢ 储能电机：直流或交流 110V、≤200W。

（3）电力电缆

本电站改造各机组容量不变，机端出线电缆按利旧处理，不需更换。

（4）成套配电装置

①机旁配电装置

本次改造，自控系统按“少人值守、集中管理”目标进行改造，与机组控制保护相关的配电装置也相应进行更换，选用 KYN28-12 型开关柜，柜安装有户内真空断路器、PT、CT 及机组保护装置等设备。

②主变和厂用电保护配电装置

本次改造不涉及主变和厂用电保护配电装置，设备保持现状，视安装情况调整位置。

6.2.1.4 电气设备布置

（1）升压站

此次改造，电站升压站位置及整体布置保持现状，新增的无功补偿变压器利用升压站原有备用间隔安装即可。

（2）厂房

因本站安装 3 台机组，机组调速装置和各类闸（阀）控制装置就近于机旁安装，机组出线屏、主变控制保护屏、厂用配电屏等拟集中安装在厂房内的配电间内。电站现地控制站相关计算机智能装置安装于中控室内。

6.2.1.5 过电压保护和接地设计方案

（1）过电压保护

本电站厂房及升压站均为原有建筑物，现状已设有独立避雷针，输电线路出线和升压汇流母线侧也安装了避雷器，目前运行正常。

（2）接地

①本电站采用联合接地方式，接地装置为已建，防雷与强电系统共用接地装置。原有接地装置的接地电阻小于4Ω，满足要求。

本次拟新建1套自控设备专用接地装置，此装置与电站原有接地装置不连通，接地电阻不大于4欧。本工程其余各站的接地装置改造均按此原则实施。

②低压配电系统接地形式为TN-S系统，中性线与PE线是分开的，PE支线必须单独引自PE干线，不得串联连接，所有外露可导电部分与PE线可靠连接。

6.2.1.6 监控系统设计方案

本电站机组计算机监控系统拟采用分层分布式结构，按“少人值守、集中管理”目标设计。系统分三层，其中：现地控制层设在本电站机旁，站级控制层设在本电站控制室，远控层设在塘洲水闸管理处集控中心。各层通过光纤以太网连接。

本层主要建设任务是布设现地控制层设备，组建现地监控网络。现地层主要由机组监控、视频监控、电站中控设备及系统软件组成，其功能如下：

（1）机组监控系统

机组监控系统按如下功能设计：

➢数据采集及处理功能：具有开关量、模拟量、脉冲量等信息的实时采集及处理，并将处理后的信息上传。

➢控制与调节功能：控制各电气间隔的断路器、电动隔离刀闸的分闸合闸操作。控制操作可由站级工作站实现，也可现地手动操作完成，也可按前池水位实现自动开停机、自动设定最优参数运行。

➢防误操作闭锁功能：采集的信号显可实行防误闭锁，对非采集量可与“五防”电子钥匙通信，获取状态信息，进行防误闭锁。

➢报警及事件记录功能：将遥测越限、正常遥信变位、事故变位、SOE、保

护信息、遥控记录、操作记录等信息集中统一管理，分类记录并处理。

➢历史记录功能：定期将处理好的数据分类保留入历史库，以供趋势分析、统计计算。

➢显示打印功能：支持多窗口、显示各种接线图、地理图、系统图、曲线、湖流图、动画、动态实时数据、事件列表、保护信息、报表、三维棒图等，可人工、自动或定时打印各种报表、曲线、事件等。

➢操作票系统功能：能生成、预演、执行、管理及打印操作票。

➢保护设备管理功能：保护定值召唤及设置、保护信息的处理等。

➢故障录波分析功能：对系统汇集的故障、保护动作数据处理保存，并进行波形显示、矢量、相位分析、故障分析、打印等。

➢智能语音报警、电话短信报警：采用 On-call 技术。

➢通信功能：支持多种通信方式，包括有线/无线，能实现不同厂家的智能设备无缝互联。

➢自诊断及自恢复功能：能自动检测系统运行状态及故障自恢复功能。

➢GPS 校时功能：支持 B 码 SNTP 对时。

（2）视频监控系统

①系统组成

视频监控系统由视频监控前端（含已有视频前端接入）、视频通信网络和后端中心共 3 部分组成。本次监控系统除接入已有摄像机以外的其他设备均采用全高清设备，搭载光纤通道，以获得高品质、高流畅性的视频图像信息。新增可视对讲监控部位为：厂房主入口、副厂房、中控室、升压站等部位。

A.视频监控前端（摄像头、支架、电源）：

视频监控前端主要设备包括高清网络摄像机、高清网络视频服务器及网络设备。网络摄像机获取现场图像信号，并存储在网络视频服务器中，网络视频服务器与网络摄像机通过交换机与监控中心进行通讯，并接收监控中心的控制

命令。现状已安装的摄像机接入。

B.视频通信网络：

采用光纤链路进行视频数据的传输。

C.后端中心部分（存储、控制、显示）。

因系统具有大带宽、高码流、海量数据等特性，所以存储系统采用存储局域网络海量存储服务器的架构，对图像数据进行存储。视频管理服务采用统一的监控管理平台进行管理。

②系统主要功能

视频监控中心部署管理、接入、切换、流媒体单元组合完成视频监控系统各项功能。监控中心的管理控制服务器负责整个系统的用户授权、摄像机运行控制、用户权限策略等应用管理；流媒体单元根据用户浏览请求将实时图像转发至监控客户端供用户实时浏览；接入单元负责接入已建的第三方异质设备；切换单元提供一系列的切换控制任务，用户可以通过控制键盘或监控客户端进行视频控制相关操作；在控制中心可对各闸站前端设备进行配置，前端摄像机图像通过网络上传至监控中心流媒体服务器，满足用户进一步需求。

视频监控系统建设还应充分考虑到系统的扩展性及兼容性，以防止扩展过程中因兼容性问题导致的设备浪费。

系统至少需具备如下各项功能：

a. 图像自动切换和自动扫描：图像可根据系统预定的时间在设置好的显示终端设备上显示并能进行自动切换，显示不同监控点的图像，同时微机可对监控点的三可变镜头的变焦、聚焦、光圈，全方位云台的上、下、左、右进行控制和操作，且每个全方位摄像点的摄像机可以设定为自动扫描方式，即摄像机通过全方位云台进行上下左右来回扫描，及时掌握各监控点区域范围内的运行情况，并且具有音频监听和对讲功能。

b. 图像手动切换：图像可由使用者自己控制在各监控点之间进行切换。

c. 图形可控：系统可对摄像机的三可变镜头的变焦、聚焦、光圈，全方位云台的上、下、左、右任意组合的方向进行控制和操作,使用户能够得到自己满意的图像效果。

d. 多画面分割：系统能够通过微机上对多个摄像点的图像同时进行观察，并任意组合以多画面方式显示。能够以十六画面、九画面、四画面或单画面灵活显示。

e. 图像存储和回放：本视频微机监控系统通过系统应用软件自动把数字图像存储到硬盘上（图像格式为 MPG），可通过系统播放软件将图像播放出来。

f. 多级口令设置及操作设置：在视频微机监控系统中提供三级安全和保密控制：一是一般查询功能；二是操作功能，能对系统进行操作，既可以进行查询，也可以进行控制；三是系统管理员，除了具有操作员的一切功能外，还能对系统进行修改和扩充。为了保证系统安全性，各种登录都需要口令。

g. 设备自身维护和检测：系统软硬件具备自动的通讯监测和自我维护功能，对系统自身故障能及时予以告警和记录，如发生误操作故障不会导致系统崩溃。

h. 硬盘录像：可通过系统软件将图像实时压缩为数字图像格式（MPG）存储于大容量的硬盘上。可指定其中任意数个摄像点都进行录像，录像时间大于 30 小时。可根据监控系统所提供的报警信息，在生产设备事故或故障的情况下，自动开启各相应设备，及时自动地将摄像机的镜头对准其现场，对报警点按预定方案进行现场录像取证。在被监视设备操作的同时，镜头应能自动地转向该设备显示其画面，同时，提示运行人员是否录像。系统具有设定热点报警功能，即等设定区域内图像发生变化时，发出报警并能转入实时录像，并可实现中心与现场进行语音对话。

i. 系统可分区控制：可通过系统应用软件对发包人的要求按权限进行分区控制及分组同步切换。

j. 图像压缩传输功能：系统可将各监控点的图像进行压缩处理后，可通过LAN/WAN、DDN 等方式传输到所需的远方任何一个地点。

k. 浏览和控制功能 ：系统通过视频服务器与局域网相连，网上机可通过Web 方式浏览，授权机可控制。授权方式通过用户名和密码实现。

l. 在线帮助、学习系统和多媒体演示解说系统：系统软件提供在线的帮助功能，同时提供交互式的学习功能。

m. 历史资料查询：系统可对用户指定时限内的图像、数据信息进行记录，以便于查询和打印。

（3）电站中控设备及系统软件

升级电站中控设备及后台系统软件，满足本次提质改造的功能需求。中控室设置工作站、打印机、核心交换机、路由器、防火墙、硬盘录像机等设备。

中控室设在西坑水电站中控室内。中控室是对其余各部分进行有机集合，并提供日常调度管理程序平台，留有与上级部门联网的接口。本次改造对原有后台系统软件进行升级，兼容原有软件。

（4）监控系统主要设备参考技术参数

①工作站主机（台式计算机套装机）

- 处理器：13 代 i7；
- 内存类型：相当于 DDR，内存大小：16GB；
- 硬盘：固态硬盘 512G，机械硬盘 1T；
- 显卡：独立显卡，2G；
- 声卡：板载声卡；
- 网卡：1 个千兆电口；
- 电源：100V~240V 自适应交流电源供应器；
- 显示器：27 英寸 IPS 屏 75Hz 微边框低蓝光高清显示器。

②防火墙装置

- 型号： 机架式 带机量 600
- 网络端口：2×10GE（SFP+）+8×GE Combo+2×GE WAN。
- 控制端口：1×USB2.0、1×USB3.0。
- 产品形态：1U 盒式。
- 产品尺寸：442×420×43.6mm。
- 本地存储：选配，支持 M.2 卡，240G。
- 一体化防护：集传统防火墙、VPN、入侵防御、防病毒、数据防泄漏、带宽管理、Anti - DDoS、URL 过滤、反垃圾邮件等多种功能于一身，全局配置视图和一体化策略管理。
- 应用识别与管控：识别 6000 + 应用，访问控制精度到应用功能，例如区分微信的文字和语音。应用识别与入侵检测、防病毒、内容过滤相结合，提高检测性能和准确率。
- 带宽管理：在识别业务应用的基础上，可管理每用户 / IP 使用的带宽，确保关键业务和关键用户的网络体验。管控方式包括限制带宽或保障最小带宽、应用的策略路由、修改应用转发优先级等。
- 入侵防御与 Web 防护：及时获取威胁信息，准确检测并防御针对漏洞的攻击。可防护各种针对 web 的攻击，包括 SQL 注入攻击和跨站脚本攻击等。
- APT 防御：与本地 / 云端沙箱联动，对恶意文件进行检测和阻断。加密流量无需解密，联动大数据分析平台 HiSec Insight，实现对加密流量威胁检测。主动响应恶意扫描行为，并通过联动大数据分析平台 HiSec Insight 进行行为分析，快速发现，记录恶意行为，实现对企业威胁的实时防护。
- 云管理模式：设备自行向云管理平台发起认证注册，实现即插即用，简化网络创建和开局。支持远程业务配置管理、设备监控故障管理，实现海量设备的云端管理。

➢ 云应用安全感知：可对企业云应用进行精细化和差异化的控制，满足企业对用户使用云应用的管控需求。

③路由器

➢ 处理器：ARM644 核；

➢ 带机量：300 台 PC；

➢ 转发性能：9Mpps～25Mpps；

➢ 整机交换容量：20Gbps～80Gbps；

➢ 固定 WAN 接口：2*GE Combo， 1*GE 光；

➢ 固定 LAN 接口：1*GE Combo，8*GE 电（可切换为 WAN 口）；

➢ SIC 插槽：2；

➢ WSIC 插槽（缺省/最大）：0/1；

➢ 串行辅助/控制台端口：1*RJ45 Console 串口；

➢ USB 接口：1*USB3.0(兼容 USB2.0)+1*USB2.0；

➢ 内存：4GB；

➢ Flash：1 GB；

➢ 热插拔：支持；

➢ 外型尺寸：1U H43.6*W482.6*D220mm；

➢ 额定输入功率：AC100V～240V，50/60Hz，60W；

➢ 最大输入电压范围：AC90～264V；

➢ 风扇：内置风扇，不可插拔。

④核心交换机

➢ 型号：千兆交换机 16 口千兆电口+4 口千兆光口三层核心汇聚网管型；

➢ 交换容量：336Gbps/3.36Tbps；

➢ 包转发率：39/114Mpps；

➢ 固定端口：16 个 10/100/1000BASE-T 以太网端口，4 个千兆 SFP；

- 外形尺寸：442 宽*220 深*43.6 高（mm）；
- 机箱高度：1U；
- 电源类型：内置 AC 电源；
- 额定输入电压：交流输入 100V AC~240V AC；50/60Hz；
- 最大输入电压：交流输入 90V AC~290V AC；45Hz~65Hz；
- 最大功耗：28.1W；
- 工作温度：-5℃～45℃；
- 相对 温度：5%～95%（无凝露）；
- 业务口防雷：±10kV；
- 电源口防雷：差模±6kV，共模±6kV；
- 散热方式：风冷散热，智能调速。

⑤打印机

- A4 黑白激光打印机，双面打印+有线网口。

⑥数字硬盘录像机、显示器及硬盘

8 路，支持 4 个前置硬盘接口，单块最大 18TB；配套 2 个 4T 硬盘和 27 寸显示器，磁盘阵列储存；

支持 RAID0/1/5/6/10，JBOD 模式，支持 2 个 HDMI、2 个 VGA 视频输出（非同源）；

带宽：接入 640Mbps，转发 320Mbps，支持 S+265、H.265、H.264 压缩标准。

⑦不间断电源（UPS）

容量：3kVA/2h；

输入电压范围：176～276 VAC；

输入频率范围：40～70Hz；

输出电压：整流器工作状态：额定电压±2%,正弦波、电池工作状态： 额

定电压 ±2%；正弦波；

结构：在线式，双变换。

⑧音响（1 对）

多媒体 2.0 音箱，LDAC 高清编解码，40kHz 高频延展，96kHz/24bit 采样率，2.0 立体声学系统。

⑨全彩智能警戒球机

➢全景4mm400万全彩细节200万全彩震慑7寸23倍经济型枪球网络高清智能球机。

➢支持深度学习算法，提供精准的人车分类侦测、报警、联动跟踪。

➢支持强光提醒，报警联动束状光源，可实现150m常亮光束指示。

➢支持强声提醒，内置可随球机转动的双喇叭，可实现警戒音100m60dB，声音内容可选。

➢支持双路区域入侵侦测、越界侦测、进入区域侦测和离开区域侦测等智能侦测并联动跟踪。

➢支持同时检测5张人脸，支持对运动人脸进行检测、跟踪、抓拍、评分、筛选，输出最优的人脸抓图。

➢支持两进一出报警、一进一出音频、最大支持256GBMicroSD卡存储

➢支持高效补光阵列，细节红外照射距离最远可达150m，白光30m，全景白光照射距离最远可达30m。

➢IP66，抗干扰能力强，适用于严酷的电磁环境，符合GB/T17626.2/3/4/5/6四级标准；

➢传感器类型：【全景】1/1.8 " progressivescanCMOS,【细节】1/2.8"progressivescanCMOS；

➢最低照度：【全景】彩色：0.0005Lux@(F1.0，AGCON)，0LuxwithLight；【细节】彩色：0.005Lux@（F1.5，AGCON)，黑白：

0.001Lux@（F1.5，AGCON)，0LuxwithIR。

➢宽动态：120dB超宽动态；

➢焦距：【全景】4mm；【细节】4.8mm～110mm，23倍光学变倍；

➢视场角：【全景】水平视场角：88.7°，垂直视场角：44.7°；【细节】水平视场角：57.6°～2.7°（广角～望远）；

➢白光照射距离【细节】30m；【全景】30m；红外照射距离：【细节】150m。

➢报警灯：白光150m；

➢水平范围：360°；

➢垂直范围：-15°～90°(自动翻转)；

➢水平速度：水平键控速度：0.1°～160°/s,速度可设;水平预置点速度：240°/s；

➢垂直速度：垂直键控速度：0.1°～120°/s,速度可设;垂直预置点速度：200°/s；

➢主码流帧率分辨率：【全景】50Hz：25fps（2560*1440，1920*1080，1280*960，1280*720）；60Hz：30fps（2560*1440，1920*1080，1280*960，1280*720）；【细节】50Hz：25fps（1920*1080，1280*960，1280*720）60Hz：30fps（1920*1080，1280*960，1280*720）

➢视频压缩标准：H.265，H.264，MJPEG；

➢网络接口：RJ45网口；自适应10M/100M网络数据；

➢内置MicroSD卡插槽，支持MicroSD/MicroSDHC/MicroSDXC卡（最大支持256GB）；

➢2路报警输入，1路报警输出；1路音频输入，音频峰值2～2.4V[p-p]，输入阻抗1kΩ±10%；1路音频输出，线性电平，阻抗600Ω；

➢供电方式：DC36V±25%，设备最大功耗60W；

➢工作温湿度：-30℃～65℃；湿度小于90%；

➢除雾：加热玻璃除雾；

➢防护：IP66；抗干扰能力强，适用于严酷的电磁环境，符合GB/T17626.2/3/4/5/6四级标准。

⑩红外网络高清枪机

➢ 200 万像素 CMOS 传感器；

➢ 最低照度彩色：0.002 lx，黑白:0.0002 lx ；

红外补光距离不小于 130 米。

⑪7 寸网络寻呼话筒

前面板 7 寸彩色 IPS 触摸屏，分辨率：1024 × 600；

支持对指定的分区或终端进行实时广播、喊话或者播放媒体库文件；

可选择一个或者多个终端,设定快捷键对外进行广播；最多可定义 F1-F6 六种快捷选择；

1 路鹅颈喊话输入、1 路 4 段式 3.5 mm 输入；

1 路本地扬声器输出， 1 路 3.5 mm 输出；

设备支持通过账号及密码登录设备；

支持参数配置、账号管理、系统维护等操作；

支持长按一键紧急呼叫（长按 3 秒）指定终端或者所有终端进行紧急喊话；

音频编码及码率：G.711U，64 Kbps；

采样位宽支持 16bits；

回声消除：支持；

系统兼容性：支持嵌入式操作系统；

网络协议：ISAPI，ISUP；

本地存储：支持 TF 卡；

显示屏：IPS，7 英寸，1024 × 600，支持触摸；

按键类型：实体按键+触摸按键；

供电方式：DC 12 V；功耗：10 W。

⑫120W 网络音柱

采用网络音频解码、高性能 D 类功放及全频喇叭三合一；

采用高速工业级双核芯片，内置 NOR Flash+EMMC 双存储，支持系统双备份，系统稳定可靠；

支持安全启动、用户登录锁定机制及密码复杂度提示，支持安全审计日志事后可追溯，提升系统网络安全；

支持通过 IP 网络（局域网/公网），远程平台批量统一管理+本地 WEB 单机灵活配置，同时支持本地音频采集播放，适配各类场景应用；

支持实时和定时任务、隔天续播，支持 150 个定时任务，内置 1 GB 存储空间最多支持 1000 个 wav、mp3 音频素材库管理；

支持 NTP 自动校时，系统时间与服务器自动同步，确保多设备播放同步和定时任务准时执行；

支持报警输入、布防计划及语音联动，支持 TTS 语音合成和文本广播，自然流畅的标准男女双声可选；

支持 ISUP、萤石、ISAPI 协议，灵活接入平台；

麦克风类型：驻极体；

阵列数量：2；

频率响应：100 Hz～20 kHz；

扬声器单元：中低音 5.25” × 2，号角高音 1”× 1；

最大声压级（1 m）：108 dBSPL；

信噪比：85 dB；

音频编码及码率：G.711ulaw（64 Kbps）/G.711alaw（64 Kbps）/MP3（128 Kbps）；

网络协议： IPv4, HTTP, HTTPS，SIP, SSL/TLS，DNS, NTP, TCP, UDP, IGMP, ICMP, DHCP, ARP, SSH；

接口协议（API）：ISAPI, ISUP, SIP；

通信方式：支持有线网络通信；

网口：1 个 RJ45 10 M/100 M 自适应以太网口；

报警：报警输入×2；

音频输入：Line in × 1，凤凰端子；

电源：AC：100～240 V/1.5 A；

防护等级：IP66。

6.2.1.7 电力监控系统安全防护

本计算机监控系统不与地方电网电力监控系统互联，不涉及相关设计。

6.2.1.8 继电保护、励磁及直流电源

①继电保护

本电站继电保护配置参照《水利水电工程继电保护设计规范》（SL455-2010）有关要求进行设计，本工程各站的继电保护均参考本规范进行设计。本工程所有电站继电保护装置均采用带“四遥”功能的微机智能保护装置。

A.发电机保护

各机组额定功率均为 400kW，各机组配置如下保护功能：

- 定子绕组及其引出线的相间短路，发电机出口侧装设电流速断保护；
- 发电机定子绕组接地；
- 发电机由于外部短路引起绕组过电流，采用不带低电压闭锁的过电流保护。
- 定子绕组过负荷保护；
- 定子绕组过电压保护；
- 发电机励磁回路接地故障保护，装设一点接地检查装置或一点接地保护；
- 发电机失磁保护；

➢ 频率保护。

B.变压器保护

a. 本站 1 号、2 号主变压器的额定容量分别为 1000、630kVA，配置电流速断保护，轻、重瓦斯保护，复合电压过电流保护及零序保护。

b. 站用变采用高压侧用户外跌落式熔断器作短路、过负荷保护，低压侧采用塑壳断路器短路、过负荷保护。

C.10kV 线路保护

本站 10kV 线路设置电流速断、复合电压过流、过电压和失压保护。

②励磁装置

本电站机组励磁方式为无刷励磁。励磁装置为成套设备，励磁调节器采用智能无刷励磁控制器。

③直流电源

本电站原直流系统电压为 DC110V，本次改造仍按此配置，容量 100Ah。出线开关按 DC110V/6 路、DC24V/3 路、DC12V/3 路三种等级配置，以适应不同电压等级的智能设备使用。

6.2.1.9 通信方式

本电站现状已接入光纤网络，光纤网络已联通西坑水库管理处。因此，电站内部通信仍采用光纤以太网通信。外部通信通过租用 VPN 专线网络传输至塘洲水闸管理处的集控中心，实现远程集中控制。

6.2.1.10 主要设备工程量表

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
一、升压站					
1	无功补偿变	S13-M-400/10.5	台	1	
2	跌落式熔断器	RW11-12/200	台	1	
二、机旁设备					

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
1	高压开关柜	KYN28-12 含真空开关、PT、CT 及附件等	台	4	
2	机组现地 LCU 屏	GGD 型，含 PLC、触摸屏、I/O 点各 128 个、输入/输出模块、智能仪表、继保、同期等	台	3	
3	励磁屏	含 30KVA/6.3 干式励磁变及智能励磁控制器、开关设备等	台	3	
4	公用 LCU 屏	GGD 型，含 PLC、触摸屏、I/O 点各 128 个、输入/输出模块、智能仪表等	台	1	
5	低压无功偿屏	GGD2-300kVAR	台	1	
三、控制室					
1	工作站	工业级台式计算机配 27 寸液晶显示器，标配键盘鼠标。	台	1	
2	有源音箱	2.0 音箱	台	1	
3	电脑麦克风		个	1	
4	A4 黑白激光网络打印机		台	1	
5	16 口核心交换机	千兆,S7100-GT24	台	1	
6	路由器		台	1	
7	防火墙		台	1	
四、视频监控					
1	红外网络高速球形摄像机	红外百万高清低照度智能可视对讲高速球，户外型，含电源、CCTV 箱、支架等	套	3	
2	16 口核心交换机	千兆	台	1	
3	网络硬盘录像机	8 路，配 2*4T 监控盘、支持对讲、配套软件、电源等	套	1	

6.2.2 大带水电站主要电气及自动化部分改造内容

6.2.2.1 大带二级站

6.2.2.1.1 电气及自动化部分改造内容

（1）机旁设备改造：更换机组综合屏（屏内需安装两个站用出线开关），新增 24Ah/DC110V 直流箱；更换控制电缆；改造后两台发电机组的励磁方式均为无刷励磁。

（2）厂房动力和照明系统改造。

（3）按“少人值守、集中管理”要求升级本站监控系统，主要包括建设机组监控、视频监控、电站中控设备及系统软件。实现全站自动控制，本级监控系统通过已建光纤网络接入大带管理处片区监控分中心，再通过租用 VPN 专线网络传输至塘洲管理处的集控中心对本站进行远程控制、统一调度和管理。

（4）恢复各类安全生产标识标牌：50 个警示牌（500mm*400mm），10 个上墙牌（800mm*600mm），户外宣传栏及安全边界线等。

6.2.2.1.2 电气主接线及接入系统方式

本电站安装 1 台 320kW 水轮发电机组，机端电压为 0.4kV，采用单元接线；升压侧为 6.3kV，采用变压器——线路组接线，以一回 LGJ-6.3kV-3×70 架空线路接入大带三级站升压站。

升压站为户外简易式，安装有 1 台 S11-M-400/6.6 型主变和配套控制保护设备等。

改造后，机组单机容量和总装机容量不变，电气主接线及接入系统方式不变。

6.2.2.1.3 主要电气设备选择

本次改造，发电机出线屏和保护屏拟选用目前先进的机组一体化综合屏，屏体结构为 GGD2，参考尺寸为 2200×1000×800（mm）。

选用主要是从两方面考虑：一是可以节约厂房安装空间，使得厂房整体布置更加简约和便于管理；二是综合屏按模块化设计，将一次设备、保护装置、励磁控制装置、同期装置、水机控制、仪表及常规主令元件等高度集成于以 PLC 为核心的智能装置中，可对机组设备的控制、同期、保护、测量、温度巡检及开停机自动化、信号显示及远控等功能作信息化管理，为实现电站远程在线监测、远程故障诊断、远程维护和“少人值守、集中管理”运行模式提供信息化保障。本工程其余各电站的低压机组配置的机组综合屏均按此原则选用。

6.2.2.1.4 电气设备布置

（1）升压站

此次改造不涉及升压站设备，电站升压站位置及整体布置保持现状。

（2）厂房

厂房现状设有主机房和控制室。机组及其辅助设备等安装在主机房，机组控制保护装置安装于控制室内，保持现状。

6.2.2.1.5 过电压保护和接地设计方案

（1）过电压保护

本电站厂房及升压站均为原有建筑物，厂房现状已装设了避雷带，升压站已设有独立避雷针，输电线路出线侧也安装了避雷器，目前运行正常，保持现状。

（2）接地

①本电站采用联合接地方式，接地装置为已建。防雷与强电系统共用接地装置。

本次拟新建 1 套自控设备专用接地装置，此装置与电站原有接地装置不连通，接地电阻不大于 4 欧。

②低压配电系统接地形式为 TN-S 系统，中性线与 PE 线是分开的，PE 支线必须单独引自 PE 干线，不得串联连接，所有外露可导电部分与 PE 线可靠连接。

6.2.2.1.6 监控系统设计方案

本电站机组计算机监控系统拟采用分层分布式结构，按“少人值守、集中管理”目标设计。系统分三层，其中：现地控制层设在本电站机旁，站级控制层设在本级控制室，远控层设在塘洲水闸管理处集控中心。各层通过光纤以太网连接。

本层主要建设任务是布设现地控制层设备，组建现地监控网络。现地层主要由机组监控、视频监控、电站中控设备及系统软件组成，其功能如下：

（1）机组监控系统

机组监控系统按如下功能设计：

➢数据采集及处理功能：具有开关量、模拟量、脉冲量等信息的实时采集及处理，并将处理后的信息上传。

➢控制与调节功能：控制各电气间隔的断路器、电动隔离刀闸的分闸合闸操作。控制操作可由站级工作站实现，也可现地手动操作完成，也可按前池水位实现自动开停机、自动设定最优参数运行。

➢防误操作闭锁功能：采集的信号显可实行防误闭锁，对非采集量可与“五防”电子钥匙通信，获取状态信息，进行防误闭锁。

➢报警及事件记录功能：将遥测越限、正常遥信变位、事故变位、SOE、保护信息、遥控记录、操作记录等信息集中统一管理，分类记录并处理。

➢历史记录功能：定期将处理好的数据分类保留入历史库，以供趋势分析、统计计算。

➢显示打印功能：支持多窗口、显示各种接线图、地理图、系统图、曲线、湖流图、动画、动态实时数据、事件列表、保护信息、报表、三维棒图等，可人工、自动或定时打印各种报表、曲线、事件等。

➢操作票系统功能：能生成、预演、执行、管理及打印操作票。

➢保护设备管理功能：保护定值召唤及设置、保护信息的处理等。

➢故障录波分析功能：对系统汇集的故障、保护动作数据处理保存，并进行波形显示、矢量、相位分析、故障分析、打印等。

➢智能语音报警、电话短信报警：采用 On-call 技术。

➢通信功能：支持多种通信方式，包括有线/无线，能实现不同厂家的智能设备无缝互联。

➢自诊断及自恢复功能：能自动检测系统运行状态及故障自恢复功能。

➢GPS 校时功能：支持 B 码 SNTP 对时。

（2）视频监控系统

本系统总体要求与西坑水电站的相同，详见本报告 6.2.1.6“视频监控系统”部分。

本电站可视对讲监控部位设于厂房主入口、中控室、升压站、前池等部位。

（3）电站中控设备及系统软件

本系统总体要求与西坑水电站的相同，详见本报告 6.2.1.6“电站中控设备及系统软件”部分。

（4）监控系统主要设备参考技术参数

本电站此次选用的监控设备的主要参数与前述西坑水电站的相同。详见本报告 6.2.1.6“监控系统主要设备参考技术参数”部分。

6.2.2.1.7 电力监控系统安全防护

本计算机监控系统不与地方电网电力监控系统互联，不涉及相关设计。

6.2.2.1.8 继电保护、励磁及直流电源

①继电保护

本电站继电保护配置参照《水利水电工程继电保护设计规范》（SL455-2010）有关要求进行设计，本工程各站的继电保护均参考本规范进行设计。本工程所有电站继电保护装置均采用带“四遥”功能的微机智能保护装置。

A.发电机保护

本站机组额定功率均为 320kW，配置如下保护功能：

➢ 定子绕组及其引出线的相间短路，发电机出口侧装设电流速断保护；

➢ 发电机定子绕组接地；

- 发电机由于外部短路引起绕组过电流，采用不带低电压闭锁的过电流保护。
- 定子绕组过负荷保护；
- 定子绕组过电压保护；
- 发电机励磁回路接地故障保护，装设一点接地检查装置或一点接地保护；
- 发电机失磁保护；
- 频率保护。

B.变压器保护

本电站升压高保持现状，主变高压侧采用过电流保护，保护装置为主变高压侧出口跌落式熔断器。

C.线路保护

本站 6.3kV 线路设置过电流保护，保护装置为主变高压侧出口跌落式熔断器。

②励磁装置

本电站机组励磁方式为无刷励磁。励磁装置为成套设备，励磁调节器采用智能无刷励磁控制器。

③直流电源

本电站原直流系统电压为 DC110V，容量 24Ah，出线按 DC110V/4 路、DC24V 和 DC12V 各 2 路三种等级配置。挂墙安装。

6.2.2.1.9 通信方式

本电站现状已接入光纤网络，光纤网络已连通大带水库管理处。因此电站内部通信仍采用光纤以太网通信。本电站现状安装了一套网络通信设备，目前运行正常，保持现状。外部通信通过租用 VPN 专线网络传输至塘洲水闸管理处的集控中心，实现远程集中控制。

6.2.2.1.10 主要设备工程量表

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
一、机旁设备					
1	机组综合屏（LCU）	GGD2 含一次设备和 PLC、屏顶主母排及二次控制设备，继保、同期等装置	台	1	
2	直流箱	24AH/DC110V	套	1	
3	水位计	智能浮子式及水位井	台	1	
4	闸阀控制箱	600*400*280，含开关、接触器、热继等一二次设备	台	1	
二、控制室					
1	工作站	工业级台式计算机配 27 寸液晶显示器，标配键盘鼠标。	台	1	
2	有源音箱	2.0 音箱	台	1	
3	电脑麦克风		个	1	
4	A4 黑白激光网络打印机		台	1	
5	8 口核心交换机	千兆,S7100-GT24	台	1	
6	路由器		台	1	
7	防火墙		台	1	
三、视频监控					
1	红外网络高速球形摄像机	红外百万高清低照度智能可视对讲高速球，户外型，含电源、CCTV 箱、支架等	套	3	
2	8 口核心交换机	千兆	台	1	
3	网络硬盘录像机	8 路，配 2*4T 监控盘、支持对讲、配套软件、电源等	套	1	
4	显示器	27 寸	个	1	

6.2.2.2 大带三级站

6.2.2.2.1 电气及自动化部分改造内容

（1）升压站改造：更换原有 3B 变压器为 S13-M-800/38.5，更换原有 4B 变压器为 S13-M-125/35，更换原有部分断路器、隔离开关及跌落式熔断器等设备，并对以上户外配电装置及构架进行更换等；保留原有动力电缆。

（2）机旁设备改造：改造原有公用 LCU 屏 1 套、机组 LCU 屏 2 套及直流屏 1 套；更换控制电缆；改造后两台发电机组的励磁方式均为无刷励磁。

（3）厂房动力和照明系统改造；更换电缆层桥架。

（4）改造电站接地网，更换原砼杆避雷针为铁塔式避雷针。

（5）在本级电站布设一套大带片区控制工作站，用于大带二、三、和六级站实施片区集控和统一调度管理。按“少人值守、集中管理”要求升级本站监控系统，主要包括建设机组监控、视频监控、电站中控设备及系统软件。实现全站自动控制，本级监控系统是大带管理处片区监控中心，再通过租用 VPN 专线网络传输至塘洲管理处的集控中心对本站进行远程控制、统一调度和管理。

（6）恢复各类安全生产标识标牌：100 个警示牌（500mm*400mm），20 个上墙牌（800mm*600mm），户外宣传栏及安全边界线等。

6.2.2.2.2 电气主接线及接入系统方式

本电站安装 2 台 1600kW 水轮发电机组，总装机 3200kW。机端电压为 6.3kV，采用单母线接线；升压侧为 35kV，采用单母线接线，以一回 LGJ-35kV-3×70 架空线路送电上网。

升压站为户外简易式，安装有 3 台主变、1 台厂用变和配套控制保护设备等。其中，1、2 号主变为 S11-2000/38.5 型，3 号主变为 SJ3-750/38.5 型，厂用变为 SLJ1-50/35 型。

本次改造机组不扩容，一次设备也是对部分老旧开关设备进行更换，故电气主接线和系统接入方式均不变。

6.2.2.2..3 主要电气设备选择

（1）变压器

本电站此次改造，机组容量不变，主变容量基本不变，因 3 号主变和厂用变属淘汰产品，本次改造对其进行更换。

①3 号主变

- 型号：S13-M-800/38.5；

- 额定容量：800kVA；
- 电压组合：38.5±5%/6.3kV；
- 联结组别：Y/d11；
- 系统额定频率：50Hz；
- 其他：配套瓦斯及温度继电器各 1 套。

②厂用变

- 型号：S11-M-125/35；
- 额定容量：125kVA；
- 电压组合：35±5%/0.4kV；
- 联结组别：Dyn11；
- 系统额定频率：50Hz。

（2）户外真空断路器

原有 35kV 户外真空断路器的额定电流为 630A，短路开断电流为 20kA，现状满足运行要求，本次改造选用相同参数的设备，详细参数如下所示：

- 型号：ZW7-40.5/630-20；
- 额定电压：40.5kV ；
- 额定电流：630A；
- 额定频率：50Hz ；
- 额定绝缘水平：1min 工频耐压 95kV；
- 额定短路开断电流：20kA；
- 额定短路电流开断次数：20 次；
- 额定操作顺序：分-0.3s-合分-180s 合分；
- 额定短时耐受电流：20kA ；
- 额定短路关合电流（峰值）：50kA；
- 额定短路持续时间：4s；

- 额定分、合闸电压（配 CT 型弹簧操动机构）：直流 110V；
- 合闸时间：≤45ms；
- 分闸时间：≤30ms；
- 合分闸时间：≤65ms；
- 三相合闸不同期性：≤3ms；
- 三相分闸不同期性：≤3ms；
- 触头合闸弹跳时间：≤3ms；
- 机械寿命：10000 次；
- 各极回路电阻：≤100uΩ；
- 相间中心距离：710±1；
- 内置电流互感器一、二次电流比：150/5 0.2/0.5/10P。

（3）户外隔离开关

- 型号：GW4-40.5/630A；
- 额定电压：35kV；
- 额定电流：630A；
- 额定峰值耐受电流：50kA；
- 额定短时耐受电流：31.5kA（4s）；
- 其他：配 CJ6 或 CJ11A-G 型手/电两用操作机构。

（4）跌落式熔断器

原有 35kV 跌落式熔断器的额定电流为 100A，短路开断电流为 6.3kA，现状满足运行要求，本次改造选用相同参数的设备，详细参数如下所示：

- 型号：RW10-35/100；
- 额定电压：35kV；
- 额定电流：100A（配 10A 熔芯）；
- 开断电流：6.3kA；

- 冲击电压 BIL：170；
- 工频耐压：70kV。

（5）组合计量互感箱

- 型号：JLSZY-35；
- 额定频率：50Hz；
- 工频耐压：80kV；
- 电压比：35/0.1kV；
- 电流比：150/5A。

（6）35kV 避雷器

- 型号：HY5WZ-52/134；
- 系统标称电压：35kV；
- 雷电冲击电流：134kA；
- 电流耐受能力：65kA。

6.2.2.2.4 电气设备布置

（1）升压站

此次改造只是对升压站个别设备进行更换，电站升压站位置及整体布置保持现状。

（2）厂房

厂房现状设有主机房和控制室。机组及其辅助设备等安装在主机房，机组控制保护装置安装于控制室内，保持现状。

6.2.2.2.5 过电压保护和接地设计方案

（1）过电压保护

本电站厂房及升压站均为原有建筑物，厂房现状已装设了避雷带，升压站

已设有独立避雷针，输电线路出线侧也安装了避雷器，目前运行正常，保持现状。

（2）接地

①本电站采用联合接地方式，接地装置为已建。防雷与强电系统共用接地装置。

本次拟新建 1 套自控设备专用接地装置，此装置与电站原有接地装置不连通，接地电阻不大于 4 欧。

②低压配电系统接地形式为 TN-S 系统，中性线与 PE 线是分开的，PE 支线必须单独引自 PE 干线，不得串联连接，所有外露可导电部分与 PE 线可靠连接。

6.2.2.2.6 监控系统设计方案

本电站机组计算机监控系统拟采用分层分布式结构，按“少人值守、集中管理”目标设计。系统分三层，其中：现地控制层设在本电站机旁，集中控制层设在本级中控室片区监控中心，远控层设在塘洲水闸管理处集控中心。各层通过租用 VPN 专线网络连接。

本层主要建设任务是布设现地控制层设备，组建现地监控网络。现地层主要由机组监控、视频监控、电站片区监控中心设备及系统软件组成，其功能如下：

（1）机组监控系统

本级电站现已建有一套计算机监控系统，系统已具备远控接口，作为大带各级的集控中心站，尚需结合大带二级、三、五级、六级和塘洲集控中心建设要求，升级后台控制管理软件和新增加部分网络和数据采集智能硬件。

（2）视频监控系统

本系统主要功能配置同本报告 6.2.1.6“视频监控系统”部分。

站内可视对讲监控部位设于厂房主入口、中控室、高压室、升压站等处。

（3）电站中控设备及系统软件

本系统主要功能配置同本报告 6.2.1.6“电站中控设备及系统软件”部分。

（4）监控系统主要设备参考技术参数

本系统监控设备的主要参数同本报告 6.2.1.6“监控系统主要设备参考技术参数”部分。

6.2.2.2.7 电力监控系统安全防护

本计算机监控系统不与地方电网电力监控系统互联，不涉及相关设计。

6.2.2.2.8 继电保护、励磁及直流电源

本次改造不涉及本部分内容，保持现状。

6.2.2.2.9 通信方式

本电站现状已接入光纤网络，光纤网络已连通大带水库管理处。因此，电站内部通信仍采用光纤以太网通信。本电站现状安装了一套网络通信设备，目前运行正常，保持现状。外部通信通过租用 VPN 专线网络传输至塘洲水闸管理处的集控中心，实现远程集中控制。

6.2.2.2.10 主要设备工程量表

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
一、升压站					
1	站用变	S13-M-125/35	台	1	
2	3B 主变	S13-M-800/38.5	台	1	
3	组合计量互感箱	35KV PT：V/V 接，CT：150/5	台	1	
4	跌落式熔断器	RW10-35/100	只	3	
5	真空断路器	ZW7-40.5/630 内置三相三绕组 CT，DC220V 含控制箱	台	3	
6	三相五柱电压互感器	JLSZW6-35	台	1	
7	电压互感器	JDZW5-35 35/0.1	台	2	
8	避雷器	HY5WZ-52/134	只	6	
9	避雷器	HY5WZ-7.2/	只	3	

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
10	高压隔离开关	GW4-40.5/630A 带电动操作机构	把	3	
11	避雷针	铁塔式 30 米及基础	支	3	
二、机旁设备					
1	闸阀控制箱	600*400*280，含开关、接触器、热继等一二次设备	台	2	
2	原公用 LCU 屏改造	PLC 程序修改、更换交流采样装置 6 台、增加通信管理机 1 台，更换手/自动准同期装置 1 套，面板更换、增补屏内元件、施工改线	台	1	
3	原机组 LCU 屏改造	PLC 程序修改、更换交流采样装置 1 台、增加通信管理机 1 台，更换手/自动准同期装置 1 套，面板更换、增补屏内元件、施工改线	台	2	
4	励磁屏	含 30KVA/6.3 干式励磁变及智能励磁控制器、开关设备等	台	2	
5	直流屏	100AH/DC110V+逆变器	套	1	
三、控制室					
1	工作站	工业级台式计算机配 27 寸液晶显示器，标配键盘鼠标。	台	1	
2	24 口核心交换机	千兆,S7100-GT24	台	1	
3	路由器		台	1	
4	保护装置通信联调	发电机保护 2 套；变压器保护 3 套；35kV 线路保护 1 套；直流系统 1 套	站	1	
5	浮子式水位计	智能浮子式	套	1	
6	压力式水位计	压力式	套	1	
四、视频系统					
1	红外网络高速球形摄像机	红外百万高清低照度智能可视对讲高速球，户外型，含电源、CCTV 箱、支架等	套	7	
2	红外网络定焦枪机	含支架及 POE 电源	套	1	
3	16 口核心交换机	千兆	台	1	
4	网络硬盘录像机	8 路，配 2*4T 监控盘、支持对讲、配套软件、电源等	套	1	
5	显示器	27 寸	个	1	

6.2.2.3 大带五级站

6.2.2.3.1 电气及自动化部分改造内容

（1）升压站改造：更换原有 1250kVA 主变、型号为 S13-M-1600，原有主变作为站用兼补偿变使用，更换变压器出线电缆，更换原有部分断路器、避雷器等设备，新装 1 套 35kV 三相五柱电压互感器，并对以上户外配电装置及构架进行更换等。

（2）机旁设备改造：更换 1 台机组综合屏，改造 1 台原公用 LCU 屏，新增 1 套 24AH/DC110V 直流箱；更换控制电缆。

（3）厂房动力和照明系统改造。

（4）改造电站接地网。

（5）按“少人值守、集中管理”要求升级本站监控系统，主要包括建设机组监控、视频监控及系统软件。实现全站自动控制，本级监控系统通过已建光纤网络接入大带管理处片区监控中心，再通过租用 VPN 专线网络传输至塘洲管理处的集控中心对本站进行远程控制、统一调度和管理。

（6）恢复各类安全生产标识标牌：100 个警示牌（500mm*400mm），20 个上墙牌（800mm*600mm），户外宣传栏及安全边界线等。

6.2.2.3.2 电气主接线及接入系统方式

本电站安装 2 台水轮发电机组，其中，1 号机组为 400kW，2 号机组为 500kW，总装机为 900kW 。机端电压为 0.4kV，采用扩大单元接线；升压侧为 35kV，采用变压器——线路组接线，以一回 LGJ-35kV-3×70 架空线路汇入大带三级站 35kV 汇流母线送电上网。

升压站为户外简易式，安装有 1 台主变、1 台补偿变和配套控制保护设备等。其中，1 号主变为 S11-M-1250/38.5 型，2 号补偿变为 S7-1000/38.5 型。此次改造更换 1 号主变，更换后型号为 S13-M-1600kVA，原有 1 号主变迁移至 2

号变位置作为站用兼补偿变使用。

本次改造对 1#机组进行扩容，由 400kW 增容至 500kW，扩容后总装机为 1000kW 。改造后电气主接线和系统接入方式均不变。

6.2.2.3.3 主要电气设备选择

（1）变压器

- 型号：S13-M-1600/38.5
- 额定容量：1600kVA
- 电压组合：38.5±5%/0.4kV
- 联结组别：D/yn11
- 系统额定频率：50Hz
- 其他：配套瓦斯及温度继电器各 1 套

（2）户外真断路器与大带三级站的相同。

（3）无功补偿屏

型号：GGD2 型（高×宽×深：2200×1000×600）；

容量：400kVar/415V，分 10 路投切；

接触器：CJ19-63 线圈电压 AC220V；

热继电器：JR36B-63；

自愈式并联电容器：BCMJ 0.4-40-3。

（4）机组综合屏

参数与大带二级站的相同。

6.2.2.3.4 电气设备布置

（1）升压站

此次改造更换真空断路器、隔离开关、避雷器及补偿变压器等，电站升压站位置及整体布置保持现状。

（2）厂房

厂房现状设有主机房和控制室。机组及其辅助设备等安装在主机房，机组控制保护装置安装于控制室内，保持现状。

6.2.2.3.5 过电压保护和接地设计方案

（1）过电压保护

本电站厂房及升压站均为原有建筑物，厂房和升压站已设有独立避雷针，该避雷针拟在原址更换为铁塔式。输电线路出线侧也安装了避雷器，目前运行正常，保持现状。

（2）接地

①本电站采用联合接地方式，接地装置为已建。防雷与强电系统共用接地装置。

本次拟新建 1 套自控设备专用接地装置，此装置与电站原有接地装置不连通，接地电阻不大于 4 欧。

②低压配电系统接地形式为 TN-S 系统，中性线与 PE 线是分开的，PE 支线必须单独引自 PE 干线，不得串联连接，所有外露可导电部分与 PE 线可靠连接。

6.2.2.3.6 监控系统设计方案

本电站机组计算机监控系统拟采用分层分布式结构，按“少人值守、集中管理”目标设计。系统分三层，其中：现地控制层设在本电站机旁，集中控制层设在大带三级站中控室片区监控中心，远控层设在塘洲水闸管理处集控中心。各层通过租用 VPN 专线网络连接。

本层主要建设任务是布设现地控制层设备，组建现地监控网络。现地层主要由机组监控、视频监控及系统软件组成，其功能如下：

（1）机组监控系统

本级电站现已建有一套计算机监控系统，系统已具备远控接口，但尚需结合大带三级站集控中心和塘洲集控中心建设要求，升级后台控制管理软件和新增加部分网络和数据采集智能硬件。

（2）视频监控系统

①系统组成

本系统主要功能配置同本报告 6.2.1.6“视频监控系统”部分。

本电站可视对讲监控部位设于厂房主入口、控制室、升压站等部位。

②系统主要功能

本系统主要功能配置同本报告 6.2.1.6“视频监控系统”部分。

（3）系统软件

本系统软件功能同本报告 6.2.1.6“电站中控设备及系统软件”部分。

6.2.2.3.7 电力监控系统安全防护

本计算机监控系统不与地方电网电力监控系统互联，不涉及相关设计。

6.2.2.3.8 继电保护、励磁及直流电源

（1）本站主变容量为 1250kVA，补偿变为 1000kVA，配置电流速断保护，轻、重瓦斯保护，复合电压过电流保护，及零序保护。保护装置选用成套微机继电保护装置。

（2）改造不涉及励磁，保持现状。

（3）直流电源

本电站直流系统电压为 DC110V，容量 24Ah，出线按 DC110V/4 路、DC24V 和 DC12V 各 2 路三种等级配置。挂墙安装。

6.2.2.3.9 通信方式

本电站现状已接入光纤网络，光纤网络已连通大带水库管理处。因此，电

站内部通信仍采用光纤以太网通信。本电站现状安装了一套网络通信设备，目前运行正常，保持现状。外部通信通过租用 VPN 专线网络传输至塘洲水闸管理处的集控中心，实现远程集中控制。

6.2.2.3.10 主要设备工程量表

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
一、升压站					
1	1 号主变	S13-M-1600/38.5	台	1	
2	高压隔离开关	GW9-10/630	把	1	
3	真空断路器	ZW7-40.5/630 内置三相三绕组 CT，DC110V 含控制箱	台	2	
4	电压互感器	JDZW5-35 35/0.1	台	2	
5	避雷器	HY5WZ-52/134	只	6	
6	避雷针	铁塔式 30 米及基础	支	1	
二、机旁设备					
1	公用 LCU 屏	35KV 线路、主变保护、主令元件、智能仪表等	台	1	
2	机组综合屏（LCU）	GGD2 含一次设备和 PLC、屏顶主母排及二次控制设备，继保、同期等装置	台	1	
3	直流箱	24AH/DC110V	套	1	
4	低压补偿屏	GGD2 400kVar	台	2	
5	闸门控制箱	600*400*280，含开关、接触器、热继等一、二次设备	台	4	
三、视频系统					
1	红外网络高速球形摄像机	红外百万高清低照度智能可视对讲高速球，户外型，含电源、CCTV 箱、支架等	套	3	
2	16 口核心交换机	千兆	台	1	
3	网络硬盘录像机	8 路，配 2*4T 监控盘、支持对讲、配套软件、电源等	套	1	
4	显示器	27 寸	个	1	

6.2.2.4 大带六级站

6.2.2.4.1 电气及自动化部分改造内容

（1）机旁设备改造：更换机组综合屏，新增 24Ah/DC110V 直流箱；更换

控制电缆；改造后两台发电机组的励磁方式均为无刷励磁。

（2）厂房动力和照明系统改造。

（3）改造电站接地网，更换原砼杆避雷针为铁塔式避雷针。

（4）按“少人值守、集中管理”要求升级本站监控系统，主要包括建设机组监控、视频监控、电站中控设备及系统软件。实现全站自动控制，本级监控系统通过已建光纤网络接入大带管理处片区监控中心，再通过租用 VPN 专线网络传输至塘洲管理处的集控中心对本站进行远程控制、统一调度和管理。

6.2.2.4.2 电气主接线及接入系统方式

本电站安装 2 台水轮发电机组，1 号机组为 160kW，2 号机组为 100kW，总装机为 260kW。机端电压为 0.4kV，采用扩大单元接线；升压侧为 35kV，采用变压器——线路组接线，以一回 LGJ-35kV-3×50 架空线路接入大带五级站升压站出线架，主变容量为 400kVA。

6.2.2.4.3 主要电气设备选择

本电站此次改造更换 2 台机组综合屏，其他均为利旧处理。综合屏的功能配置原则与大带二级站的要求相同，详见 6.2.2.1.3。

6.2.2.4.4 电气设备布置

（1）升压站

此次改造，不涉及升压站，保持现状。

（2）厂房

厂房设有主机房和值班室。机组及其辅助设备等安装在主机房，值班室内一般用于安装监控设备。

6.2.2.4.5 过电压保护和接地设计方案

（1）过电压保护

①本电站采用联合接地方式，接地装置为已建。防雷与强电系统共用接地装置。重建厂房上部加设避雷带作为预防直击雷保护，附近高处设有一座独立避雷针，本次更换为铁塔式。输电线路出线侧安装避雷器，作为预防雷电波入侵保护。

（2）接地

①本电站采用联合接地方式，接地装置为已建。防雷与强电系统共用接地装置。

本次拟新建 1 套自控设备专用接地装置，此装置与电站原有接地装置不连通，接地电阻不大于 4 欧。

②低压配电系统接地形式为 TN-S 系统，中性线与 PE 线是分开的，PE 支线必须单独引自 PE 干线，不得串联连接，所有外露可导电部分与 PE 线可靠连接。

6.2.2.4.6 监控系统设计方案

本电站机组计算机监控系统拟采用分层分布式结构，按“少人值守、集中管理”目标设计。系统分三层，其中：现地控制层设在本电站机旁，集中控制层设在大带三级站中控室片区监控中心，远控层设在塘洲水闸管理处集控中心。各层通过租用 VPN 专线网络连接。

本层主要建设任务是布设现地控制层设备，组建现地监控网络。现地层主要由机组监控、视频监控、电站中控设备及系统软件组成，其功能如下：

（1）机组监控系统

本系统主要功能配置同本报告 6.2.1.6“机组监控系统”部分。

（2）视频监控系统

本系统主要功能配置同本报告 6.2.1.6“视频监控系统”部分。

本电站可视对讲监控部位设于厂房主入口、中控室、升压站等部位。

（3）电站中控设备及系统软件

本系统主要功能配置同本报告 6.2.1.6“电站中控设备及系统软件”部分。

（4）监控系统主要设备参考技术参数

本系统监控设备的主要参数详见本报告 6.2.1.6“监控系统主要设备参考技术参数”部分。

6.2.2.4.7 电力监控系统安全防护

本计算机监控系统不与地方电网电力监控系统互联，不涉及相关设计。

6.2.2.4.8 继电保护、励磁及直流电源

①继电保护

A.发电机保护

本站两台机组额定功率分别 100、160kW，配置如下保护功能：

- 定子绕组及其引出线的相间短路，发电机出口侧装设电流速断保护；
- 发电机定子绕组接地；
- 发电机由于外部短路引起绕组过电流，采用不带低电压闭锁的过电流保护。
- 定子绕组过负荷保护；
- 定子绕组过电压保护；
- 发电机励磁回路接地故障保护，装设一点接地检查装置或一点接地保护；
- 发电机失磁保护；
- 频率保护

B.变压器保护

本电站升压高保持现状，主变高压侧配设过电流保护，保护装置为主变高压侧出口的跌落式熔断器。

C.线路保护

本站 35kV 线路设置过电流保护，保护装置为主变高压侧出口的跌落式熔断器。

②励磁装置

本电站机组励磁方式为无刷励磁。励磁装置为成套设备，励磁调节器采用智能无刷励磁控制器。

③直流电源

本电站直流系统电压为 DC110V，容量 24Ah，出线按 DC110V/4 路、DC24V 和 DC12V 各 2 路三种等级配置。挂墙安装。

6.2.2.4.9 通信方式

本电站现状已接入光纤网络，光纤网络已连通大带水库管理处。因此，电站内部通信仍采用光纤以太网通信。本电站现状安装了一套网络通信设备，目前运行正常，保持现状。外部通信通过租用 VPN 专线网络传输至塘洲水闸管理处的集控中心，实现远程集中控制。

6.2.2.4.10 主要设备工程量表

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
一、机旁设备					
1	机组综合屏（LCU）	GGD2 含一次设备和 PLC、屏顶主母排及二次控制设备，继保、同期等装置	台	2	
2	直流箱	24AH/DC110V	套	1	
3	水位计	智能浮子式及水位井	套	2	
二、控制室					
1	工作站	工业级台式计算机配 27 寸液晶显示器，标配键盘鼠标。	台	1	
2	有源音箱	2.0 音箱	台	1	
3	电脑麦克风		个	1	
4	A4 黑白激光网络打印机		台	1	
5	16 口核心交换机	千兆,S7100-GT24	台	1	

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
6	路由器		台	1	
7	防火墙		台	1	
三、视频系统					
1	红外网络高速球形摄像机	红外百万高清低照度智能可视对讲高速球，户外型，含电源、CCTV 箱、支架等	套	3	
2	16 口核心交换机	千兆	台	1	
3	网络硬盘录像机	8 路，配 2*4T 监控盘、支持对讲、配套软件、电源等	套	1	
4	显示器	27 寸	个	1	

6.2.2.5 大带水库管理处片区监控中心

（1）大带管理处片区监控中心布设在片区管理楼西楼中控室。

（2）布署 1 套集控后台软件和相应的系统及网络设备。

（3）监控中心对大带水库管理处下属的二至六级电站实施集中控制和调度管理；本级监控中心可通过布署在塘洲水闸的集控中心对各级电站进行远程控制、统一调度和管理。

（4）监控中心设置一台工程师工作站、一台 100 寸 8K 全面屏和一套 3 工位控制台。

（5）管理处原监控中心现状已装有部分其他系统的计算机监控系统设备，目前运行正常，此次在原有基础上增设部分硬件设备，并对原有监控系统平台软件进行更新升级，新增光纤线路 600m。

（6）主要设备工程量表

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
1	工作站	工业级台式计算机配 27 寸液晶显示器，标配键盘鼠标。	台	1	
2	有源音箱	2.0 音箱	台	1	
3	16 口核心交换机	千兆	台	1	
4	A4 黑白激光网络打印机		台	1	
5	网络寻呼话筒	7 寸彩色触摸屏	个	1	
6	网络音柱	120W	个	1	
7	显示屏	100 寸，8K	台	1	

6.2.3 丹竹河水电站电气及自动化部分主要改造内容

6.2.3.1 电气及自动化部分改造内容

（1）升压站改造：拆除原有户外升压站的变压器、断路器及隔离开关等设备，原有三台主变更换为一台 S13-M-1250/38.5 型主变压器，更换变压器高压侧户外配电装置及构架，升压站土建改造等。

（2）机旁设备改造：更换机组综合屏、站用屏及主变出线柜，新增公用 LCU 屏及 100AH/DC110V 直流屏；更换变压器出线电缆、机组出线电缆及控制电缆；改造后两台发电机组的励磁方式均为无刷励磁。

（3）厂房动力和照明系统改造。

（4）改造电站接地网，更换原砼杆避雷针为铁塔式避雷针。

（5）按“少人值班、集中管理”要求升级本站监控系统，主要包括建设机组监控、视频监控、电站中控设备及系统软件。实现全站自动控制，本级监控系统通过已建光纤网络接入凤子山管理处片区监控中心，再通过租用 VPN 专线网络传输至塘洲管理处的集控中心对本站进行远程控制、统一调度和管理。

（6）恢复各类安全生产标识标牌：100 个警示牌（500mm*400mm），20 个上墙牌（800mm*600mm），户外宣传栏及安全边界线等。

6.2.3.2 电气主接线及接入系统方式

本电站现状安装 3 台水轮发电机组，其中，1 号机组为 125kW/0.4kV，2 号机组为 400kW/6.3kV ，3 号机组为 250kW/0.4kV，总装机为 775kW。1、3 号机端电压为 0.4kV，采用扩大单元接线接入 1 号主变，升压侧为 35kV，采用变压器——线路组接线；2 号机端电压为 6.3kV，采用单元接线接入 2 号主变；以一回 LGJ-35kV-3×70 架空线路送电上网。另外 1、3 号机组也可通过 3 号主变升压至 6.3kV 送到农网线路上网。

升压站为户外简易式，安装有 3 台主变和配套控制保护设备等。其中，1 号主变为 S9-500-500/38.5 型，2 号主变为 S7-630/38.5 型。3 号主变为 S7-630/6.3 型。

改造后，本站总装机容量不变（275kW+500kW），机端电压为 0.4kV，采用扩大单元接线，升压侧为 35kV，采用变压器——线路组接线，经 1 台主变升压后，利用原有架空线路送电上网。

6.2.3.3 主要电气设备选择

（1）变压器

本电站改造后总装机容量为 775kW，电站规模小，综合管理人员意见，拟采用 1 台主变升压。主变容量按下式计算：

$$S=\frac{P_{\Sigma}-P_{min}}{\cos\Phi_n}=\frac{775-0}{0.8}=968.8(kVA)\leq S_n \qquad \text{（式 6.2.3.3-1）}$$

式中：S——所需变压器容量，kVA；

P_{Σ}——发电机组总有功功率，kW；

P_{min}——发电机电压母线侧最小负荷值，kW；

$\cos\Phi_n$——发电机额定功率因数，一般为 0.8；

S_n——变压器标准容量，kVA。

据上式，选用 1 台 S13-M-1000/38.5 型油浸式变压器刚好满足要求，考虑到电站机组具备一定的超发能力，设计建议选用 S13-M-1250/38.5 型。

（2）35kV 户外配电装置：真空断路器、户外隔离开关、组合计量互感箱及避雷器

设备的主要参数与大带三级电站的相同，详见本报告 6.2.2.2.3“主要电气设备选择”部分。

（3）发电机出口断路器

本电站各机组机电端电压为 0.4kV，发电机出口断路器选用智能型低压框架式开关，选用额定电流为 1600A 等级的断路器即可，该系列开关脱扣电流可在 0.35~1In 范围整定，可满足本站变压器和发电机的运行及保护需要。

（4）电力电缆

①500kW 机组出口电缆

机组额定电流为 902A，查《水利水电工程导体和电器选择设计规范》（SL561-2012）附录 C、D，折算采用 2 条 YJV-0.6/1kV-3（1×240）mm^2 单芯交联聚乙烯绝缘铜芯电缆并联输电，在空气中敷设、环境温度为 40℃时，其允许持续载流量为 553A×2×0.85=940.1A，大于机组额定电流 902A，满足要求。

②275kW 机组出口电缆

机组额定电流为 496A，查《水利水电工程导体和电器选择设计规范》（SL561-2012）附录 C、D，折算采用 2 条 YJV-0.6/1kV-3（1×95）mm^2 单芯交联聚乙烯绝缘铜芯电缆并联输电，在空气中敷设、环境温度为 40℃时，其允许持续载流量为 298A×2×0.85=506.6A，大于机组额定电流 496A，满足要求。

③主变低压侧进线电缆

总装机容量为 775kW，算得主变低压侧总电流为 1804A。主变低压侧采用 4 条 YJV-0.6/1kV-3（1×240）mm^2 单芯交联聚乙烯绝缘铜芯电缆并联输电，在相同敷设条件下，其允许持续载流量为 553A×4×0.85=1880.2A，大于主变低压侧总电流 1804A，满足要求。

（5）成套配电装置

①机旁设备

本次改造，发电机出线屏和保护屏拟选用目前先进的机组一体化综合屏，屏体结构为 GGD2，参考尺寸为 2200×1000×800（mm）。综合屏的功能配置原则与大带二级站的要求相同，详见 6.2.2.1.3。

②主变保护配电装置

考虑到装置布置的整体性和美观性，主变和厂用电保护配电装置的屏体结构型式同样采用 GGD2 型低压开关柜。相应的开关柜内按需安装有低压开关、继保装置、主令电器和仪表等。

6.2.3.4 电气设备布置

（1）升压站

此次改造，仅是在原位更换升压站主变和个别高压配电装置，电站升压站位置及整体布置保持现状。

（2）厂房

因本站机组数量仅有 2 台，机组调速装置和各类闸（阀）控制装置就近于机旁安装，机组综合屏、主变控制保护屏、厂用配电屏等拟集中安装在厂房内的低压配电间内。电站现地控制站相关计算机智能装置安装于值班室内。

6.2.3.5 过电压保护和接地设计方案

（1）过电压保护

本电站水工建筑物按三类防雷建筑物设计防雷措施，采取防直击雷和雷电波侵入措施。

①防直击雷措施：利用电站原基础钢筋网作接地体；在建筑物天面易受雷击的部位装设明装避雷带，并与天面钢筋形成不大于 20m*20m 或 24m*16m 的网格，天面上所有金属物均应与防雷装置连接，垂直敷设的金属管道在两端与防雷装置可靠连接；利用建筑物柱内钢筋作引下线，连通天面避雷带与原基础接地网。升压站原有的砼杆结构避雷针改为铁塔式结构，利用原有地网接地。

②防雷电波侵入：进入建筑物的电力电缆，在入户端应将金属外皮与接地装置连接；进入建筑物金属管线在入户端与接地装置连接。

③其它防雷措施：在升压站架空线路出线架处、配电柜（箱）内开关与外壳之间装设相应电压等级的浪涌保护器或避雷器。

（2）接地

①本电站采用联合接地方式，接地装置为已建。防雷与强电系统共用接地装置。

本次拟新建 2 套专用接地装置，一套为电站原有接地网与新装人工接地网合并供配电系统接地，另一套为新装人工接地网供弱电系统接地；接地电阻均不大于 4 欧。

②低压配电系统接地形式为 TN-S 系统，中性线与 PE 线是分开的，PE 支线必须单独引自 PE 干线，不得串联连接，所有外露可导电部分与 PE 线可靠连接。

6.2.3.6 监控系统设计方案

本电站机组计算机监控系统拟采用分层分布式结构，按“少人值守、集中管理”目标设计。系统分三层，其中：现地控制层设在本电站，集中控制层设在凤子山水库管理处片区监控中心，远控层设在塘洲水闸管理处集控中心。各层通过租用 VPN 专线网络连接。

本层主要建设任务是布设现地控制层设备，组建现地监控网络。现地层主要由机组监控、视频监控、电站中控设备及系统软件组成，其功能如下：

（1）机组监控系统

本系统主要功能配置同本报告 6.2.1.6“机组监控系统”部分。

（2）视频监控系统

本系统主要功能配置同本报告 6.2.1.6“视频监控系统”部分。

本电站可视对讲监控部位设于厂房主入口、主副厂房、中控室、升压站、前池、清污机等部位。

（3）电站中控设备及系统软件

本系统主要功能配置详见本报告 6.2.1.6“电站中控设备及系统软件”部分。

（4）监控系统主要设备参考技术参数

本系统监控设备的主要参数详见本报告 6.2.1.6“监控系统主要设备参考技术参数”部分。

6.2.3.7 电力监控系统安全防护

本计算机监控系统不与地方电网电力监控系统互联，不涉及相关设计。

6.2.3.8 继电保护、励磁及直流电源

①继电保护

A. 发电机保护

机组额定功率为 500kW 和 275kW，各机组配置如下保护功能：

- 定子绕组及其引出线的相间短路，发电机出口侧装设电流速断保护；
- 发电机定子绕组接地；
- 发电机由于外部短路引起绕组过电流，采用不带低电压闭锁的过电流保护。
- 定子绕组过负荷保护；
- 定子绕组过电压保护；
- 发电机励磁回路接地故障保护，装设一点接地检查装置或一点接地保护；
- 发电机失磁保护；
- 频率保护。

B. 变压器保护

本站主变压器的额定容量为 1250kVA，配置电流速断保护，轻、重瓦斯保护，复合电压过电流保护及零序保护。

C. 35kV 线路保护

本站 35kV 线路设置电流速断、复合电压过流、过电压和失压保护。

②励磁装置

本电站机组励磁方式为无刷励磁。励磁装置为成套设备，励磁调节器采用智能无刷励磁控制器。

③直流电源

此次改造，机组一体化综合屏、及升压站开关设备等由于采用了储能操作的断路器，加之控制、信号直流负荷较小，故可采用免护维护电池，硅整流充电方式，直流设备为成套装置，安装于中控室内。直流电源容量暂按 100Ah 考虑，出线按 DC110V/6 路、DC24V/3 路、DC12V/3 路三种等级配置，以适应不同电压等级的智能设备使用。

6.2.3.9 通信方式

本电站现状已接入光纤网络，光纤网络已连通凤子山水库管理处。因此，电站内部通信仍采用光纤以太网通信。外部通信通过租用 VPN 专线网络传输至塘洲水闸管理处的集控中心，实现远程集中控制。

6.2.3.10 主要设备工程量表

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
一	**升压站**				
1	拆除升压站设备	拆除变压器、断路器等设备及构架等	项	1	
2	主变压器	S13-M-1250/38.5	台	1	
3	高压隔离开关	GW4-40.5D/630A 带电动操作机构	把	6	
4	真空断路器	ZW7-40.5/630-20 内置三相三绕组 CT，DC110V 含控制箱。	台	1	
5	避雷器	HY5WZ-52/134	只	3	
6	组合计量互感箱	35KV PT：V/V 接，CT：30/5	台	1	
7	高压熔断器组	RW-35/0.5A	只	3	
8	三相五柱电压互感器	JSZW6-35	台	1	
二	**机旁设备**				
1	机组综合屏（LCU）	GGD3 含一次设备和 PLC、屏顶主母排及二次控制设备，继保、同期等装置	台	2	

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
2	公用 LCU 屏	GGD3（含开关、PLC、触摸屏、温湿控、智能仪表、继保、主令元件等）	台	1	
3	站用屏	GGD3 双电源	台	1	
4	主变出线柜	GGD3（1250kVA 主变出线、继保、仪表、主令元件等）	台	1	
5	直流屏	100AH/DC110V+逆变器	套	1	
三	**控制室**				
1	工作站	工业级台式计算机配 27 寸液晶显示器，标配键盘鼠标。	台	1	
2	有源音箱	2.0 音箱	台	1	
3	电脑麦克风		个	1	
4	A4 黑白激光网络打印机		台	1	
5	16 口核心交换机	千兆	台	1	
6	路由器		台	1	
7	防火墙		台	1	

6.2.4 凤子山水库水电站电气及自动化部分主要改造内容

6.2.4.1 凤子山一级站

6.2.4.1.1 电气及自动化部分改造内容

（1）升压站改造：拆除原有户外升压站的断路器、隔离开关及跌落式熔断器等设备，更换户外配电装置及构架等；保留原有站用变压器。

（2）机旁设备改造：更换高压屏柜 4 套、站用屏 1 套及直流电池屏 2 套，新增机组 LCU 屏及公用 LCU 屏；更换变压器出线电缆及控制电缆；改造后两台发电机组的励磁方式均为无刷励磁。

（3）厂房动力和照明系统改造。

（4）改造电站接地网，新增一支铁塔式避雷针。

（5）按“少人值班、集中管理”要求升级本站监控系统，主要包括建设机组监控、视频监控、电站中控设备及系统软件。实现全站自动控制，本级监控系统通过已建光纤网络接入凤子山管理处片区监控中心，再通过租用 VPN 专线网络传输至塘洲管理处的集控中心对本站进行远程控制、统一调度和管理。

（6）恢复各类安全生产标识标牌：100 个警示牌（500mm*400mm），20 个上墙牌（800mm*600mm），户外宣传栏及安全边界线等。

6.2.4.1.2 电气主接线及接入系统方式

本电站现状安装 3 台 500kW/6.3kV 水轮发电机组，总装机为 1500kW。机端电压侧为 6.3kV，采用单母线接线，以一回 LGJ-6.3kV-3×70 架空线路接入凤子山三级站升压站 2 号主变，经 2 号主变升压汇入三级站 35kV 汇流母线上网。

本级电站不设升压站，仅设一座户外厂用变台架，安装有 1 台 S11-M-30/6.3 型厂用变和配套控制保护设备等。

6.2.4.1.3 主要电气设备选择

（1）ZW6-12/630 户外真空断路器

原有 6.3kV 户外真空断路器的额定电流为 630A，短路开断电流为 20kA，现状满足运行要求，本次改造选用相同参数的设备，详细参数如下所示：

- 额定电压：12kV ；
- 额定电流：630A；
- 额定频率：50Hz ；
- 工频耐受电压：42/48kV ；
- 雷电冲击电压（峰值）：75/85kV ；
- 额定短路开断电流：20kA；
- 额定短路关合电流（峰值）：50kA ；
- 额定短时耐受电流：20kA ；
- 额定峰值耐近电流：50kA ；
- 额定操作顺序：分 0.3s-合分-180s 合分；
- 额定短路电流开断次数：30 次；
- 机械寿命：10000 次；
- 触头允许磨损厚度：3mm；
- 额定分、合闸电压（配 CT 型弹簧操动机构）：直流或交流 110V；
- 储能电机：直流或交流 110V、≤200W。

（2）户外隔离开关

- 型号：GW9-10/630；
- 额定电压：12kV；
- 额定电流：630A；
- 4S 热稳定电流（kA）：12.5；
- 动稳定电流（kA）：31.5；
- 冲击耐压：相对地 75 kV、断口间 85 kV；
- 工频耐压：相对地 38 kV、断口间 42 kV。

（3）跌落式熔断器

原有 10kV 跌落式熔断器的额定电流为 100A，短路开断电流为 6.3kA，现状满足运行要求，本次改造选用相同参数的设备，详细参数如下所示：

- 型号：RW11-12/100；
- 额定电压：12 kV；
- 额定电流：100A；
- 开断电流：6.3 KA；
- 冲击电压 BIL：110；
- 工频耐压：42 kV；
- 爬距：230mm。

（4）成套配电装置

本次改造，自控系统按“少人值守、集中管理”目标进行改造，与机组控制保护相关的配电装置也相应进行更换，选用 KYN28-12 型开关柜，柜安装有 VS1-12/630 型真空断路器、PT、CT 及机组保护装置等设备。

6.2.4.1.4 电气设备布置

（1）厂用变台架

此次改造在原址对厂用变台架进行改造，仍采用户外简易式，台架按 3 杆 L 形布置，出线架侧采用 2 根 12 米高Φ190 预应力砼杆，副杆采用 1 根 9 米高Φ190 预应力砼杆作为厂用变引落架。

（2）厂房

厂房现状设有主机房和控制室。机组及其辅助设备等安装在主机房，机组控制保护装置安装于控制室内。结合电站控制系统升级改造，原厂房内的副厂房改造为本站现地控制站控制室，并对副厂房作简单装修。其他保持现状。

6.2.4.1.5 过电压保护和接地设计方案

（1）过电压保护

本电站厂房及升压站均为原有建筑物，厂房周边现状已装设 1 支独立避雷针，但近年来雷击和雷电波沿输电线入侵情况较多，考虑在厂房右侧平地上增设 1 支铁塔式避雷针。

（2）接地

①本电站采用联合接地方式，接地装置为已建。防雷与强电系统共用接地装置。

本次拟新建 2 套专用接地装置，一套为电站原有接地网与新装人工接地网合并供配电系统接地，另一套为新装人工接地网供弱电系统接地；接地电阻均不大于 4 欧。

②低压配电系统接地形式为 TN-S 系统，中性线与 PE 线是分开的，PE 支线必须单独引自 PE 干线，不得串联连接，所有外露可导电部分与 PE 线可靠连接。

6.2.4.1.6 监控系统设计方案

本电站机组计算机监控系统拟采用分层分布式结构，按“少人值守、集中管理”目标设计。系统分三层，其中：现地控制层设在本电站，集中控制层设

在凤子山水库管理处片区监控中心，远控层设在塘洲水闸管理处集控中心。各层通过租用 VPN 专线网络连接。

本层主要建设任务是布设现地控制层设备，组建现地监控网络。现地层主要由机组监控、视频监控、电站中控设备及系统软件组成，其功能如下：

（1）机组监控系统

本系统主要功能配置同本报告 6.2.1.6“机组监控系统”部分。

（2）视频监控系统

本系统主要功能配置同本报告 6.2.1.6“视频监控系统”部分。

本电站可视对讲监控部位设于厂房主入口、主副厂房、中控室、升压站、前池等部位。

（3）电站中控设备及系统软件

本系统主要功能配置详见本报告 6.2.1.6“电站中控设备及系统软件”部分。

（4）监控系统主要设备参考技术参数

本系统监控设备的主要参数详见本报告 6.2.1.6“监控系统主要设备参考技术参数”部分。

6.2.4.1.7 电力监控系统安全防护

本计算机监控系统不与地方电网电力监控系统互联，不涉及相关设计。

6.2.4.1.8 继电保护、励磁及直流电源

①继电保护

A. 发电机保护

各机组额定功率均为 500kW，各机组配置如下保护功能：

- 定子绕组及其引出线的相间短路，发电机出口侧装设电流速断保护；
- 发电机定子绕组接地；

- 发电机由于外部短路引起绕组过电流，采用不带低电压闭锁的过电流保护。
- 定子绕组过负荷保护；
- 定子绕组过电压保护；
- 发电机励磁回路接地故障保护，装设一点接地检查装置或一点接地保护；
- 发电机失磁保护；
- 频率保护。

B. 站用变压器保护

设有过电流、过负荷等保护。

C. 6.3kV 线路保护

本站 6.3kV 线路设置电流速断、复合电压过流、过电压和失压保护。

②励磁装置

本电站机组励磁方式为无刷励磁。励磁装置为成套设备，励磁调节器采用智能无刷励磁控制器。

③直流电源

本电站原直流系统电压为 DC110V，本次改造仍按此配置，容量 100Ah。出线开关按 DC110V/6 路、DC24V/3 路、DC12V/3 路三种等级配置，以适应不同电压等级的智能设备使用。

6.2.4.1.9 通信方式

本电站现状已接入光纤网络，光纤网络已联通凤子山水库管理处。因此，电站内部通信仍采用光纤以太网通信。本电站现状安装了一套网络通信设备，目前运行正常，保持现状。外部通信通过租用 VPN 专线网络传输至塘洲水闸管理处的集控中心，实现远程集中控制。

6.2.4.1.10 主要设备工程量表

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
一	出线台架				
1	拆除升压站设备	拆除变压器、断路器等设备及构架等，拆除 6.3kV 架空线路	项	1	
2	真空断路器	ZW6-12/630-20 内置三相三绕组 CT，DC110V 含控制箱。	台	1	
3	高压隔离开关	GW9-10/630	把	3	
4	高压跌落式熔断器	RW11-12/100	把	3	
5	避雷针	铁塔式 30 米及基础	支	1	
二	机旁设备				
1	机组出线柜	KYN28-12 含一二次设备、继保装置、主令元件、主母排等	台	3	
2	高压 PT 柜	KYN28-12	台	1	
3	励磁屏	含 30KVA/6.3 干式励磁变及智能励磁控制器、开关设备等	台	3	
4	机组现地 LCU 屏	GGD 型，含 PLC、触摸屏、I/O 点各 128 个、输入/输出模块、智能仪表、继保、同期等	台	3	
5	公用 LCU 屏	GGD 型，含 PLC、触摸屏、I/O 点各 128 个、输入/输出模块、智能仪表、继保、同期等	台	1	
6	站用屏	GGD3	台	1	
7	直流屏	100AH/DC110V+逆变器	套	1	
三	控制室				
1	工作站	工业级台式计算机配 27 寸液晶显示器，标配键盘鼠标。	台	1	
2	有源音箱	2.0 音箱	台	1	
3	电脑麦克风		个	1	
4	A4 黑白激光网络打印机		台	1	
5	16 口核心交换机	千兆	台	1	
6	路由器		台	1	
7	防火墙		台	1	
四	视频系统				
1	红外网络高速球形摄像机	红外百万高清低照度智能可视对讲高速球，户外型，含电源、CCTV 箱、支架等	套	4	
2	红外网络枪形摄像机	红外百万高清低照度智能可视对讲，户外型，含电源、支架等	套	1	
3	16 口核心交换机	千兆	台	1	

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
4	网络硬盘录像机	8 路，配 1*3T 监控盘、支持对讲、配套软件、电源等	套	1	
5	监控硬盘	4TB	个	2	
6	显示器	27 寸	个	1	

6.2.4.2 凤子山二级站

6.2.4.2.1 电气及自动化部分改造内容

（1）机旁设备改造：更换机组综合屏及主变出线柜，新增公用 LCU 屏及 24Ah/DC110V 直流箱；更换控制电缆；改造后三台发电机组的励磁方式均为无刷励磁。

（2）厂房动力和照明系统改造。

（3）改造电站接地网。

（4）配合前池放水闸门和清污机改造，更换闸门和清污机控制设备及动力线路。

（5）按“少人值守、集中管理”要求升级本站监控系统，主要包括建设机组监控、视频监控、电站中控设备及系统软件。实现全站自动控制，本级监控系统通过已建光纤网络接入凤子山管理处片区监控中心，再通过租用 VPN 专线网络传输至塘洲管理处的集控中心对本站进行远程控制、统一调度和管理。

（6）恢复各类安全生产标识标牌：100 个警示牌（500mm*400mm），20 个上墙牌（800mm*600mm），户外宣传栏及安全边界线等。

6.2.4.2.2 电气主接线及接入系统方式

本现状安装 3 台水轮发电机组，其中，1、2 号机组单机容量均为 160kW，3 号机组单机容量为 200kW，总装机容量为 520kW。机端电压为 0.4kV，采用单母线接线；以一回路 0.4kV 电缆线路送至凤子山三级站升压站，经 1 台 S13-800/38.5 型主变升高至 35kV 接入江南线送电上网。

6.2.4.2.3 主要电气设备选择

（1）机组综合屏

本电站此次改造更换 3 台机组综合屏，其他均为利旧处理。综合屏的功能配置原则与大带二级站的要求相同，详见 6.2.2.1.3。

（2）公用 LCU 屏

该屏受控对象为前池水闸、清污机和本站低压总出线屏，其中水闸启闭机 3 台、清污机 3 台和传送机 1 台。公用 LCU 屏以 PLC 为核心，实现常规现地控制与后台远控切换、电气设备运行状态采集、和与监控中心的数据交互。屏面设有 12 寸彩色液晶触摸屏和控制按钮及常规主令元件等，作为人机交对话窗口。PLC 要求配置的 I/O 端口均不少于 128 个，模拟量输入/输出不少于 16 个。屏体尺寸为 2200mm×800mm×600mm。

6.2.4.2.4 电气设备布置

（1）升压站

本级电站现状不单独设置升压站，电站升压设备统一布置在凤子山三级站升压站内。

（2）厂房

厂房现状设有主厂房和值班室。机组及其辅助设备等安装在主厂房，机组综合屏和公用 LCU 屏安装于机组旁。

6.2.4.2.5 过电压保护和接地设计方案

（1）过电压保护

本电站厂房及升压站均为原有建筑物，厂房顶部设有避雷带，厂房周边现状已装设 1 支独立避雷针，目前运行正常，保持现状。

（2）接地

①本电站采用联合接地方式，接地装置为已建。防雷与强电系统共用接地装置。

本次拟新建 2 套专用接地装置，一套为电站原有接地网与新装人工接地网合并供配电系统接地，另一套为新装人工接地网供弱电系统接地；接地电阻均不大于 4 欧。

②低压配电系统接地形式为 TN-S 系统，中性线与 PE 线是分开的，PE 支线必须单独引自 PE 干线，不得串联连接，所有外露可导电部分与 PE 线可靠连接。

6.2.4.2.6 监控系统设计方案

本电站机组计算机监控系统拟采用分层分布式结构，按“少人值守、集中管理”目标设计。系统分三层，其中：现地控制层设在本电站，集中控制层设在凤子山水库管理处片区监控中心，远控层设在塘洲水闸管理处集控中心。各层通过租用 VPN 专线网络连接。

本层主要建设任务是布设现地控制层设备，组建现地监控网络。现地层主要由机组监控、视频监控、电站中控设备及系统软件组成，其功能如下：

（1）机组监控系统

本系统主要功能配置同本报告 6.2.1.6“机组监控系统”部分。

（2）视频监控系统

本系统主要功能配置同本报告 6.2.1.6“视频监控系统”部分。

本电站可视对讲监控部位设于厂房主入口、主副厂房、中控室、升压站、前池、清污机等部位。

（3）电站中控设备及系统软件

本系统主要功能配置详见本报告 6.2.1.6“电站中控设备及系统软件”部分。

（4）监控系统主要设备参考技术参数

本系统监控设备的主要参数详见本报告 6.2.1.6“监控系统主要设备参考技术参数”部分。

6.2.4.2.7 电力监控系统安全防护

本计算机监控系统不与地方电网电力监控系统互联，不涉及相关设计。

6.2.4.2.8 继电保护、励磁及直流电源

①继电保护

A.发电机保护

本站 3 台机组额定容量分别 200、160 和 160kW，配置如下保护功能：

- 定子绕组及其引出线的相间短路，发电机出口侧装设电流速断保护；
- 发电机定子绕组接地；
- 发电机由于外部短路引起绕组过电流，采用不带低电压闭锁的过电流保护。
- 定子绕组过负荷保护；
- 定子绕组过电压保护；
- 发电机励磁回路接地故障保护，装设一点接地检查装置或一点接地保护；
- 发电机失磁保护；
- 频率保护。

B.变压器保护

本站不设主变。

C.线路保护

本站 0.4kV 线路设置过电流保护和低电压保护，通过本站低压总出线屏内框架式断路器本体自带的过流和低电压脱扣装置实现保护。

②励磁装置

本电站机组励磁方式为无刷励磁。励磁装置为成套设备，励磁调节器采用智能无刷励磁控制器。

③直流电源

本电站直流系统电压为 DC110V，容量 24Ah，出线按 DC110V/4 路、DC24V 和 DC12V 各 2 路三种等级配置。挂墙安装。

6.2.4.2.9 通信方式

本电站现状已接入光纤网络，光纤网络已联通凤子山水库管理处。因此，电站内部通信仍采用光纤以太网通信。本电站现状安装了一套网络通信设备，目前运行正常，保持现状。外部通信通过租用 VPN 专线网络传输至塘洲水闸管理处的集控中心，实现远程集中控制。

6.2.4.2.10 主要设备工程量表

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
一	**机旁设备**				
1	机组综合屏（LCU）	GGD2 含一次设备和 PLC、屏顶主母排及二次控制设备，继保、同期等装置	台	3	
2	公用 LCU 屏	GGD2（含开关、PLC、触摸屏、温湿控、智能仪表、主令元件等）	台	1	
3	主变出线柜	GGD2（1500A 主变出线、继保、仪表、主令元件等）	台	1	
4	直流箱	24AH/DC110V	套	1	
二	**控制室**				
1	工作站	工业级台式计算机配 27 寸液晶显示器，标配键盘鼠标。	台	1	
2	有源音箱	2.0 音箱	台	1	
3	电脑麦克风		个	1	
4	A4 黑白激光网络打印机		台	1	
5	24 口核心交换机	千兆	台	1	
6	路由器		台	1	
7	防火墙		台	1	
三	**视频系统**				
1	红外网络高速球形摄像机	红外百万高清低照度智能可视对讲高速球，户外型，含电源、CCTV 箱、支架等	套	4	
2	红外网络枪形摄像机	红外百万高清低照度智能可视对讲，户外型，含电源、支架等	套	1	
3	16 口核心交换机	千兆	台	1	
4	网络硬盘录像机	8 路，配 1*3T 监控盘、支持对讲、配套软件、电源等	套	1	
5	监控硬盘	4TB	个	2	
6	显示器	27 寸	个	1	

6.2.4.3 凤子山三级站

6.2.4.3.1 电气及自动化部分改造内容

（1）升压站改造：拆除原有户外升压站的变压器、断路器、隔离开关及跌落式熔断器等设备，并对以上户外配电装置及构架进行更换等；保留原有动力电缆；新增 1 套 400kVar 低压无功补偿屏及出线电缆。

（2）机旁设备改造：更换高压屏柜 6 套、保护屏 4 套、站用屏 1 套及直流电池屏 2 套，新增机组 LCU 屏及公用 LCU 屏；更换控制电缆；改造后两台发电机组的励磁方式均为无刷励磁。

（3）厂房动力和照明系统改造；更换电缆层桥架。

（4）改造电站接地网，更换原砼杆避雷针为铁塔式避雷针。

（5）按“少人值守、集中管理”要求升级本站监控系统，主要包括建设机组监控、视频监控、电站中控设备及系统软件。实现全站自动控制，本级监控系统通过已建光纤网络接入凤子山管理处集控分中心，分中心设在管理处一楼，用于对丹竹河、凤子山一～三站的片区统一集控管理，再通过租用 VPN 专线网络传输至塘洲管理处的集控中心对本站进行远程控制、统一调度和管理。

（6）恢复各类安全生产标识标牌：200 个警示牌（500mm*400mm），30 个上墙牌（800mm*600mm），户外宣传栏及安全边界线等。

6.2.4.3.2 电气主接线及接入系统方式

本电站现状安装 5 台水轮发电机组，其中 1~3 号机组为 500kW，4、5 号机组为 630kW，现状总装机 2760kW。机端电压为 6.3kV，采用单母线接线；升压侧为 35kV，采用单母线接线接入本级升压站 1 号主变，以一回 LGJ-35kV-3×70 架空线路送电上网。

升压站为户外简易式，安装有 3 台主变、1 台厂用变和配套控制保护设备等。其中，1 号主变为 S11-4000/38.5 型用于三级站升压；2 号主变为 S11-2000/38.5 型，用于一级站升压；4 号变为 S9 -800/38.5 型，用于二级站升压；厂

用变为 SJ3-50/6.3 型，接于发电母线侧。

本次改造后，1~3 号机组由原来的 500kW 扩容至 630kW，改造后总装机 3150kW，主接线不变。

6.2.4.3.3 主要电气设备选择

（1）变压器

①4 号主变

- 型号：S13-M-800/38.5；
- 额定容量：800kVA；
- 电压组合：38.5±5%/6.3kV；
- 联结组别：Y/d11；
- 系统额定频率：50Hz；
- 其他：配套瓦斯及温度继电器各 1 套。

②厂用变

- 型号：S13-M-80/35；
- 额定容量：80kVA；
- 电压组合及额定频率：35±5%/0.4kV，50Hz；
- 联结组别：Dyn11；

（2）35kV 户外配电装置

真空断路器、隔离开关、组合计量互感箱及避雷器等设备的主要参数与大带三级电站的相同，详见本报告 6.2.2.2.3“主要电气设备选择”部分。

（3）10kV 户外配电装置

真空断路器、隔离开关、跌落式熔断器及机组出线柜等设备的主要参数与凤子山一级电站的相同，详见本报告 6.2.4.1.3 “主要电气设备选择”部分。

（4）无功补偿屏

本电站低压无功补偿屏配置与大带五级站的相同，详见 6.2.2.3.3。

6.2.4.3.4 电气设备布置

（1）升压站

本次改造仅在原来位置更换设备和改造部分构架，不改变升压站布局。

（2）厂房

厂房分两层，一层为水轮机层，二层为电机层。电机层按主机房、副厂房、中控室、检修间等功能分区。机组机端配电和保护装置安装在副厂房内，中控室安装监控系统的智能设备和工作站控制台及网络设备。

6.2.4.3.5 过电压保护和接地设计方案

（1）过电压保护

本电站水工建筑物按三类防雷建筑物设计防雷措施，采取防直击雷和雷电波侵入措施。

①防直击雷措施：利用电站原基础钢筋网作接地体；在建筑物天面易受雷击的部位装设明装避雷带，并与天面钢筋形成不大于 20m×20m 或 24m×16m 的网格，天面上所有金属物均应与防雷装置连接，垂直敷设的金属管道在两端与防雷装置可靠连接；利用建筑物柱内钢筋作引下线，连通天面避雷带与原基础接地网。升压站原有的砼杆结构避雷针改为铁塔式结构，利用原有地网接地。

②防雷电波侵入：进入建筑物的电力电缆，在入户端应将金属外皮与接地装置连接；进入建筑物金属管线在入户端与接地装置连接。

③其它防雷措施：在升压站架空线路出线架处、配电柜（箱）内开关与外壳之间装设相应电压等级的浪涌保护器或避雷器。

（2）接地

①本电站采用联合接地方式，接地装置为已建。防雷与强电系统共用接地装置。原有强电系统接地装置小于 4 欧，满足要求。

本次拟新建 1 套自控设备专用接地装置，此装置与电站原有接地装置不连通，接地电阻不大于 4 欧。

②低压配电系统接地形式为 TN-S 系统，中性线与 PE 线是分开的，PE 支线必须单独引自 PE 干线，不得串联连接，所有外露可导电部分与 PE 线可靠连接。

6.2.4.3.6 监控系统设计方案

本电站机组计算机监控系统拟采用分层分布式结构，按“少人值守，集中管理”目标设计。系统分三层，其中：现地控制层设在本电站机旁，集中控制层设在凤子山水库管理处片区监控中心，远控层设在塘洲水闸管理处集控中心。各层通过租用 VPN 专线网络连接。

本层主要建设任务是布设现地控制层设备，组建现地监控网络。现地层主要由机组监控、视频监控、电站片区监控中心设备及系统软件组成，其功能如下：

（1）机组监控系统

电站现状已建设 1 套简易计算机监控系统，现状系统可对本级电站机组及辅助设备实施现地自动控制，但尚需按凤子山片区监控中心和塘洲水闸集控中心要求进一步完善机组监控系统，主要要求如下：

➢数据采集及处理功能：具有开关量、模拟量、脉冲量等信息的实时采集及处理，并将处理后的信息上传。

➢控制与调节功能：控制各电气间隔的断路器、电动隔离刀闸的分闸合闸操作。控制操作可由站级工作站实现，也可现地手动操作完成，也可按前池水位实现自动开停机、自动设定最优参数运行。

➢防误操作闭锁功能：采集的信号显可实行防误闭锁，对非采集量可与“五防”电子钥匙通信，获取状态信息，进行防误闭锁。

➢报警及事件记录功能：将遥测越限、正常遥信变位、事故变位、SOE、保

护信息、遥控记录、操作记录等信息集中统一管理，分类记录并处理。

➢历史记录功能：定期将处理好的数据分类保留入历史库，以供趋势分析、统计计算。

➢显示打印功能：支持多窗口、显示各种接线图、地理图、系统图、曲线、湖流图、动画、动态实时数据、事件列表、保护信息、报表、三维棒图等，可人工、自动或定时打印各种报表、曲线、事件等。

➢操作票系统功能：能生成、预演、执行、管理及打印操作票。

➢保护设备管理功能：保护定值召唤及设置、保护信息的处理等。

➢故障录波分析功能：对系统汇集的故障、保护动作数据处理保存，并进行波形显示、矢量、相位分析、故障分析、打印等。

➢智能语音报警、电话短信报警：采用 On-call 技术。

➢通信功能：支持多种通信方式，包括有线/无线，能实现不同厂家的智能设备无缝互联。

➢自诊断及自恢复功能：能自动检测系统运行状态及故障自恢复功能。

GPS 校时功能：支持 B 码 SNTP 对时。

（2）视频监控系统

本系统主要功能配置同本报告 6.2.1.6“视频监控系统”部分。

本电站可视对讲监控部位设于厂房主入口、主副厂房、中控室、电站尾水、压力管、升压站、前池清污机等部位。

（3）电站中控设备及系统软件

本系统主要功能配置同本报告 6.2.1.6“电站中控设备及系统软件”部分。

（4）监控系统主要设备参考技术参数

本系统监控设备的主要参数同本报告 6.2.1.6“监控系统主要设备参考技术参数”部分。

6.2.4.3.7 电力监控系统安全防护

本计算机监控系统不与地方电网电力监控系统互联，不涉及相关设计。

6.2.4.3.8 继电保护、励磁及直流电源

（1）继电保护

①发电机组保护

本电站各机组改造后单机容量均 630kW、机端电压为 6.3kV，其继保功能配置同凤子山一级站，详见 6.2.4.1.8 相关部分。

②变压器保护

本站 1 号、2 号、4 号主变压器的额定容量分别为 800kVA、2000kVA 和 4000kVA，均小于 10MVA，配置电流速断保护、过电流保护，轻、重瓦斯保护，复合电压过电流保护，及零序保护。

厂用变采用高压侧用户外跌落式熔断器作短路、过负荷保护，低压侧采用塑壳断路器短路、过负荷保护。

③35kV 线路保护

本站 35kV 线路设置电流速断、复合电压过流、过电压和失压保护。

（2）励磁装置

本电站机组励磁方式为无刷励磁。励磁装置为成套设备，励磁调节器采用智能无刷励磁控制器，与凤子山一级站的功能配置相同。

（3）直流电源

本电站原直流系统电压为 DC110V，本次改造仍按此配置，容量 100Ah。出线开关按 DC110V/6 路、DC24V/3 路、DC12V/3 路三种等级配置，以适应不同电压等级的智能设备使用。

6.2.4.3.9 通信方式

本电站现状已接入光纤网络，光纤网络已联通凤子山水库管理处。因此，电站内部通信仍采用光纤以太网通信。本电站现状安装了一套网络通信设备，

目前运行正常，厂房重建过程需做好原设备保护措施。外部通信通过租用 VPN 专线网络传输至塘洲水闸管理处的集控中心，实现远程集中控制。

6.2.4.3.10 主要设备工程量表

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
一	升压站				
1	4B 主变	S13-M-800/37.5	台	1	
2	站用变	S13-M-80/6.3	台	1	
3	高压隔离开关	GW9-10/400	把	15	
4	高压跌落式熔断器	RW11-11/100	把	3	
5	电流互感器	LZBBJ9-10 250/5	台	3	
6	电流互感器	LZBBJ9-10 500/5	台	3	
7	真空断路器	ZW6-12/630 内置三相三绕组 CT，DC110V 含控制箱。	台	3	
8	低压无功补偿屏	400kVAR	台	1	
9	低压电缆	ZR-YJV-1*150	米	600	
10	高压隔离开关	GW4-40.5D/1000A，带电动操作机构	把	6	
11	高压隔离开关	GW4-40.5/630A 带电动操作机构	把	9	
12	电压互感器	JDZW5-35 35/0.1	台	2	
13	避雷器	HY5WZ-52/134	只	3	
14	高压熔断器组	RW-35/0.5A	只	3	
15	组合计量互感箱	35KV PT：V/V 接，CT：200/5	台	1	
16	真空断路器	ZW7-40.5/630 内置三相三绕组 CT，DC110V 含控制箱	台	4	
17	避雷针	铁塔式 30 米及基础	支	4	
二	机旁设备				
1	高压 PT 柜	KYN28-12	台	1	
2	机组出线柜	KYN28-12 含一二次设备、继保装置、主令元件、主母排等	台	5	
3	励磁屏	含 30KVA/6.3 干式励磁变及智能励磁控制器、开关设备等	台	5	
4	站用屏	GGD3	台	1	
5	直流屏	100AH/DC110V+逆变器	套	1	
6	主变保护屏	1 号 2 号主/后备保护装置	台	1	
7	线路/补偿变保护屏（1 号公用 LCU）	35KV 线路、4B 后备保护，含 PLC、触摸屏、I/O 点各 128 个、输入/输出模块、智能仪表、继保、同期等	台	1	

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
8	2 号公用 LCU 屏	含 PLC、触摸屏、I/O 点各 128 个、输入/输出模块、智能仪表等	台	1	
9	机组现地 LCU 屏	GGD 型，含 PLC、触摸屏、I/O 点各 128 个、输入/输出模块、智能仪表、继保、同期等	台	5	
三	**控制室**				
1	工作站	工业级台式计算机配 27 寸液晶显示器，标配键盘鼠标。	台	2	
2	有源音箱	2.0 音箱	台	2	
3	电脑麦克风		个	1	
4	A4 黑白激光网络打印机		台	1	
5	24 口核心交换机	千兆	台	1	
6	路由器		台	1	
7	防火墙		台	1	
四	**视频监控**				
1	红外网络高速球形摄像机	红外百万高清低照度智能可视对讲高速球，户外型，含电源、CCTV 箱、支架等	套	6	
2	红外网络枪形摄像机	红外百万高清低照度智能可视对讲，户外型，含电源、支架等	套	7	
3	16 口核心交换机	千兆	台	1	
4	网络硬盘录像机	16 路，配 1*3T 监控盘、支持对讲、配套软件、电源等	套	1	
5	监控硬盘	4TB	个	2	
6	显示器	27 寸	个	1	

6.2.4.4 凤子山水库管理处片区监控中心

（1）凤子山管理处片区监控中心布设在片区值班楼一楼中控室。

（2）布署 1 套集控后台软件和相应的系统及网络设备。

（3）监控中心对凤子山水库管理处下属的一~三级和丹竹河电站实施集中控制和调度管理；本级监控中心可通过布署在塘洲水闸的集控中心对各级电站进行远程控制、统一调度和管理。

（4）监控中心设置一台工程师工作站、一台 100 寸 8K 全面屏和一套 3 工位控制台。

（5）管理处原监控中心现状已装有部分其他系统的计算机监控系统设备，目前运行正常，此次在原有基础上增设部分硬件设备，并对原有监控系统平台软件进行更新升级，新增光纤线路250m。

（6）主要设备工程量表

序号	改造内容	型号及规格	单位	数量	备注
1	工作站	工业级台式计算机配27寸液晶显示器，标配键盘鼠标。	台	1	
2	有源音箱	2.0音箱	台	1	
3	16口核心交换机	千兆	台	1	
4	A4黑白激光网络打印机		台	1	
5	网络寻呼话筒	7寸彩色触摸屏	个	1	
6	网络音柱	120W	个	1	
7	显示屏	150寸，多媒体一体机触摸屏	台	1	

6.2.5 恩城水电站电气及自动化部分主要改造内容

6.2.5.1 电气及自动化部分改造内容

（1）升压站改造：重建升压站，更换升压站设备，原有2台主变改为1台主变，原高压架空输电线路改为地埋电缆。

（2）机旁设备改造：更换机组综合屏及主变出线柜，新增公用LCU屏及100Ah/DC110V直流屏；更换控制电缆；改造后9台发电机组的励磁方式均为无刷励磁。

（3）厂房动力和照明系统改造。

（4）改造电站接地网。

（5）按“少人值守、集中管理”要求升级本站监控系统，主要包括建设电站中控设备、视频监控及系统软件。实现全站自动控制，通过租用VPN专线网络传输至塘洲管理处的集控中心对本站进行远程控制、统一调度和管理。

6.2.5.2 电气主接线及接入系统方式

本电站原安装10台水轮发电机组，其中1号机组为75kW，现已拆除，

2~10 号机组为 84kW，现状实际总装机为 756kW。机端电压为 0.4kV，采用单母线接线；升压侧为 10kV，采用单母线接线接入升压站 1、2 号主变，以一回 LGJ-10kV-3×50 架空线路送电上网。

升压站为户外简易式，安装有 2 台主变和配套控制保护设备等。其中，各主变均为 S11-M-500/10 型。

本次改造后，电站总装机容量不变，机端侧采用单母线接线，升压侧采用扩大单元接线，以一回架空线路送电上网。

6.2.5.3 主要电气设备选择

（1）变压器

①主变

本电站改造后总装机容量为 756kW，电站规模小，综合管理人员意见，拟由 2 台主变改为 1 台主变升压。电站实际装机为 9 台，现按一台主变计算变压器容量：

$$S=\frac{P_{\Sigma}-P_{min}}{\cos\Phi_n}=\frac{756-0}{0.8}=945kVA\leq S_n \qquad （式 6.2.5.3-1）$$

式中：S——所需变压器容量，kVA；

P_{Σ}——发电机组总有功功率，kW；

P_{min}——发电机电压母线侧电最小负荷值，kW；

$\cos\Phi_n$——发电机额定功率因数，一般为 0.8；

S_n——变压器标准容量，kVA。

计算结果显示，9 台机组同时开机满发出力时计算所需升压主变容量为 945kVA，选用容量为 1000kVA 油浸式变压器刚好满足要求。考虑到电站机组具备一定的超发能力，综合管理单位意见，建议主变容量按 1250kVA 配置。

②厂用变

本电站站用负荷由主变倒供供电。

（2）高压户外开关箱

采用四间隔户外开关箱作为 10kV 侧配电装置，内设 1 个电缆提升间隔和 1 个进线间隔和 1 个 PT 间隔，进线间隔配有 1 台 F-12D/125-31.5kA 型负荷开关+熔断器组合开关，开关操作机构控制电源电压为 DC110V。

（3）成套配电装置

①机旁设备

本次改造，发电机出线屏和保护屏拟选用目前先进的机组一体化综合屏，屏体结构为 GGD2，参考尺寸为 2200×1000×800（mm）。

综合屏的功能配置原则与大带二级站的要求相同，详见 6.2.2.1.3。

②主变和厂用电保护配电装置

考虑到装置布置的整体性和美观性，主变和厂用电保护配电装置的屏体结构型式同样采用 GGD2 型低压开关柜。相应的开关柜内按需安装有低压开关、继保装置、主令电器和仪表等。

（4）0.4kV 发电机出口断路器

本电站各机组机电端电压为 0.4kV，发电机出口断路器选用智能型低压塑壳式开关，机组最大额定电流为 144A，选用额定电流为 630A 等级的断路器即可，该系列开关脱扣电流可在 0.35~1In 范围整定，完全满足本站变压器和发电机的运行及保护需要。

（5）电力电缆

①现状各机组出线电缆为 YJV-0.6/1kV-3（1×70）mm^2 型，单机组最大额定电流为 152A，根据《水利水电工程导体和电器选择设计规范》复核其载流量：在空气中敷设、环境温度为 40℃时，其允许持续载流量为 244A×0.8=195.2A，大于机组额定电流 152A，满足要求，故不需更换。

②主变低压侧负荷电流约 1804A，采用 4 条 YJV-0.6/1kV-3（1×240）mm^2 单芯交联聚乙烯绝缘铜芯电缆并联输电，在相同敷设条件下，其允许持续载流

量为 553A×4×0.85=1880.2A，大于 1804A，满足要求。

6.2.5.4 电气设备布置

（1）升压站

此次改造，计划扩大升压站安装平台，高压户外开关箱和主变安装在平台上。

（2）厂房

因本站机组数量 9 台，机组调速装置和各类闸（阀）控制装置就近于机旁安装，机组综合屏、主变控制保护屏、厂用配电屏等拟集中安装在厂房内的低压配电间内。电站现地控制站相关计算机智能装置安装于值班室内。

6.2.5.5 过电压保护和接地设计方案

（1）过电压保护

本电站水工建筑物按三类防雷建筑物设计防雷措施，采取防直击雷和雷电波侵入措施。

①防直击雷措施：利用电站原基础钢筋网作接地体；在建筑物天面易受雷击的部位装设明装避雷带，并与天面钢筋形成不大于 20m×20m 或 24m×16m 的网格，天面上所有金属物均应与防雷装置连接，垂直敷设的金属管道在两端与防雷装置可靠连接；利用建筑物柱内钢筋作引下线，连通天面避雷带与原基础接地网。升压站原有的砼杆结构避雷针改为铁塔式结构，利用原有地网接地。

②防雷电波侵入：进入建筑物的电力电缆，在入户端应将金属外皮与接地装置连接；进入建筑物金属管线在入户端与接地装置连接。

③其它防雷措施：在升压站架空线路出线架处、配电柜（箱）内开关与外壳之间装设相应电压等级的浪涌保护器或避雷器。

（2）接地

①本电站采用联合接地方式，接地装置为已建。防雷与强电系统共用接地装置。原有强电系统接地装置小于 4 欧，满足要求。

本次拟新建 1 套自控设备专用接地装置，此装置与电站原有接地装置不连通，接地电阻不大于 4 欧。

②低压配电系统接地形式为 TN-S 系统，中性线与 PE 线是分开的，PE 支线必须单独引自 PE 干线，不得串联连接，所有外露可导电部分与 PE 线可靠连接。

6.2.5.6 监控系统设计方案

本电站机组计算机监控系统拟采用分层分布式结构，按“少人值守、集中管理”目标设计。系统分三层，其中：现地控制层设在本电站机旁，集中控制层设在本电站控制室，远控层设在塘洲水闸管理处集控中心。各层通过租用 VPN 专线网络连接。

本层主要建设任务是布设现地控制层设备，组建现地监控网络。现地层主要由机组监控、视频监控、电站中控设备及系统软件组成，其功能如下：

（1）机组监控系统

本系统主要功能配置同本报告 6.2.1.6“机组监控系统”部分。

（2）视频监控系统

本系统主要功能配置同本报告 6.2.1.6“视频监控系统”部分。

本电站可视对讲监控部位设于厂房主入口、主副厂房、中控室、升压站、前池等部位。

（3）电站中控设备及系统软件

本系统主要功能配置详见本报告 6.2.1.6“电站中控设备及系统软件”部分。

（4）监控系统主要设备参考技术参数

本系统监控设备的主要参数详见本报告第 6.2.1.6 小节。

6.2.5.7 电力监控系统安全防护

本计算机监控系统不与地方电网电力监控系统互联，不涉及相关设计。

6.2.5.8 继电保护、励磁及直流电源

①继电保护

A. 发电机保护

各机组额定功率均为 100kW 以下，各机组配置如下保护功能：

- 定子绕组及其引出线的相间短路，发电机出口侧装设电流速断保护；
- 发电机定子绕组接地；
- 发电机由于外部短路引起绕组过电流，采用不带低电压闭锁的过电流保护。
- 定子绕组过负荷保护；
- 定子绕组过电压保护；
- 发电机失磁保护；
- 频率保护。

B.变压器保护

本站主变压器的额定容量为 1250kVA，配置电流速断保护，复合电压过电流保护及零序保护。

C.10kV 线路保护

本站 10kV 线路设置电流速断、复合电压过流、过电压和失压保护。

②励磁装置

本电站机组励磁方式为无刷励磁。励磁装置为成套设备，励磁调节器采用智能无刷励磁控制器。

③直流电源

此次改造，机组一体化综合屏、及升压站开关设备等由于采用了储能操作的断路器，加之控制、信号直流负荷较小，故可采用免护维护电池，硅整流充

电方式，直流设备为成套装置，安装于中控室内。直流电源容量暂按 100Ah 考虑，输出电压为 DC110V、DC24V、DC12V 三种等级，以适应不同电压等级的智能设备使用。

6.2.5.9 通信方式

电站内部通信采用光纤以太网通信。外部通信通过租用 VPN 专线网络传输至塘洲水闸管理处的集控中心，实现远程集中控制。

6.2.5.10 主要设备工程量表

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
一	高压接入				
1	故障显示器	10KV	只	3	
2	高压电缆头	户外冷缩型 10KV	套	2	
3	高压电缆	FY-YJV22-8.7/15KV-3*70	米	100	
4	10kV 柱上真空断路器	ZW6-12/630-25 内置三相三绕组 CT 100-200/5A，线路侧隔刀 DC220V 含控制箱	台	1	
5	10kV 高压隔离开关	GW9-10/630	组	2	
6	10kV 电压互感器	JZW1-12 ，10.5/√3/0.1/√3/0.1/3kV，0.5/3P 级，30/30VA	台	3	
7	避雷器	HY5WZ-17/50	只	9	
8	高压熔断器组	RW-35/0.5A	组	1	
二	升压站				
1	预装式户外开关箱	3 间隔，一进一出一 PT、含基础	套	1	
2	直流屏	100AH/DC110V+逆变器	套	1	
3	主变压器	S13-M-1250/10.5	台	1	
三	机旁设备				
1	主变出线柜	GGD2 含空气开关、PT、CT 及继保、附件等	台	1	
2	机组综合屏（LCU）	GGD2 含一次设备和 PLC、屏顶主母排及二次控制设备，继保、同期装置	套	9	
3	公用 LCU 屏	GGD 型，含 PLC、触摸屏、I/O 点各 128 个，输入/输出模块、智能仪表等	台	1	
四	控制室				

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
1	工作站	工业级台式计算机配 27 寸液晶显示器，标配键盘鼠标。	台	1	
2	有源音箱	2.0 音箱	台	1	
3	电脑麦克风		个	1	
4	A4 黑白激光网络打印机		台	1	
5	24 口核心交换机	千兆,S7100-GT24	台	1	
6	路由器		台	1	
7	防火墙		台	1	
五	**视频监控**				
1	红外网络高速球形摄像机	红外百万高清低照度智能可视对讲高速球，户外型，含电源、CCTV 箱、支架等	套	2	
2	红外网络定焦枪机	含支架及 POE 电源	套	2	
3	16 口核心交换机	S7100D-GT8	台	1	
4	网络硬盘录像机	8 路，配 2*4T 监控盘、支持对讲、配套软件、电源等	套	1	
5	监控硬盘	3TB	个	2	
6	显示器	27 寸	个	1	

6.2.6 塘洲水电站电气及自动化部分主要改造内容

6.2.6.1 塘洲水电站部分

6.2.6.1.1 电气及自动化部分改造内容

（1）升压站改造：增加无功补偿变压器及其户外高压配电装置、构架等。增加补偿变压器低压出线电缆。

（2）机旁设备改造：更换机组综合屏、励磁屏、励磁变、主变出线柜及用电控制屏共 9 套，新增无功补偿屏及公用 LCU 屏；更换 3 号机组出线电缆及控制电缆；改造后三台发电机组的励磁方式均为静止可控硅励磁。

（3）厂房动力和照明系统改造。

（4）改造电站接地网。

（5）按“少人值班、集中管理”要求升级本站监控系统，主要包括建设机组监控、视频监控、电站中控设备及系统软件。实现全站自动控制，本级监控系

统通过已建光纤专线，接入塘洲管理处的集控中心对本站进行远程控制、统一调度和管理。

（6）恢复各类安全生产标识标牌：100 个警示牌（500mm*400mm），20 个上墙牌（800mm*600mm），户外宣传栏及安全边界线等。

6.2.6.1.2 电气主接线及接入系统方式

本电站安装 2 台 400kW 和 1 台 320kW 水轮发电机组，总装机为 1120kW。机端电压为 0.4kV，采用单母线接线；升压侧为 10kV，采用单母线接线接入升压站 2 台主变，以一回 LGJ-10kV-3×95 架空线路送电上网。

升压站为户外简易式，安装有 2 台主变和配套控制保护设备等。其中，各主变均为 S11-M-800/10 型。

本次改造后，3 号机组由原来的 320kW 扩容至 400kW，改造后总装机 1200kW，主接线不变。

6.2.6.1.3 主要电气设备选择

（1）补偿变压器

根据电站管理单位反映，电站发电时经常欠发无功，导致功率因数考核标准达不到有关部门要求，而产生一些不必需的费用，因此需增加 1 台 800kVA 无功补偿变用于增发无功，以减少发电成本。主要参数配置如下：

型号：S13-M-800/11；

额定容量：800kVA；

电压组合：11±5%/0.4kV；

联结组别：D/yn11；

系统额定频率：50Hz；

其他：配套瓦斯及温度继电器各 1 套。

（2）10kV 隔离开关及断路器

1）ZW8-12/630 户外真空断路器

原有 10kV 户外真空断路器的额定电流为 630A，短路开断电流为 20kA，现状满足运行要求，本次改造选用相同参数的设备，详细参数如下所示：

- 额定电压：12kV ；
- 额定电流：630A；
- 额定频率：50Hz ；
- 工频耐受电压：42/48kV ；
- 雷电冲击电压（峰值）：75/85kV ；
- 额定短路开断电流：20kA；
- 额定短路关合电流（峰值）：50kA ；
- 额定短时耐受电流：20kA ；
- 额定峰值耐近电流：50kA ；
- 额定操作顺序：分 0.3s-合分-180s 合分；
- 额定短路电流开断次数：30 次；
- 机械寿命：10000 次；
- 触头允许磨损厚度：3mm；
- 额定分、合闸电压（配 CT 型弹簧操动机构）：直流或交流 110V；
- 储能电机：直流或交流 110V、≤200W。

2）户外隔离开关

- 型号：GW9-10/630；
- 额定电压：12kV；
- 额定电流：630A；
- 4S 热稳定电流（ kA）：12.5；
- 动稳定电流（ kA）：31.5；
- 冲击耐压：相对地 75 kV、断口间 85 kV；
- 工频耐压：相对地 38 kV、断口间 42 kV。

（3）断路器（0.4kV 发电机出口断路器）

本电站各机组机电端电压为 0.4kV，发电机出口断路器选用智能型低压框架式断路器，机组最大额定电流为 722A，选用额定电流为 1600A 等级的断路器即可，该系列开关脱扣电流可在 0.35~1In 范围整定，完全满足本站变压器和发电机的运行及保护需要。

（4）电力电缆

本电站改造仅涉及 3 号机端出口低压电缆，单机组最大额定电流为 722A，查《水利水电工程导体和电器选择设计规范》（SL561-2012）附录 C、D，折算采用 2 条 YJV-0.6/1kV-1×185mm^2 单芯交联聚乙烯绝缘铜芯电缆并联输电，在空气中敷设、环境温度为 40℃时，其允许持续载流量为 460A×2×0.85=782A，大于机组额定电流 722A，刚好满足要求。

（5）成套配电装置

①机旁设备

本次改造，发电机出线屏和保护屏拟选用目前先进的机组一体化综合屏，屏体结构为 GGD2，参考尺寸为 2200×1000×800（mm）。

综合屏的功能配置原则与大带二级站的要求相同，详见 6.2.2.1.3。

②主变和厂用电保护配电装置

考虑到装置布置的整体性和美观性，主变和厂用电保护配电装置的屏体结构型式同样采用 GGD2 型低压开关柜。相应的开关柜内按需安装有低压开关、继保装置、主令电器和仪表等。

6.2.6.1.4 电气设备布置

（1）升压站

本次改造仅在空白位置新增补偿变压器和构架，不改变升压站布局。

（2）厂房

因本站机组数量 3 台，机组调速装置和各类闸（阀）控制装置就近于机旁安装，机组综合屏、主变控制保护屏、厂用配电屏等拟集中安装在厂房内的低压配电间内。电站现地控制站相关计算机智能装置安装于值班室内。

6.2.6.1.5 过电压保护和接地设计方案

（1）过电压保护

本电站水工建筑物按三类防雷建筑物设计防雷措施，采取防直击雷和雷电波侵入措施。

①防直击雷措施：利用电站原基础钢筋网作接地体；在建筑物天面易受雷击的部位装设明装避雷带，并与天面钢筋形成不大于 20m×20m 或 24m×16m 的网格，天面上所有金属物均应与防雷装置连接，垂直敷设的金属管道在两端与防雷装置可靠连接；利用建筑物柱内钢筋作引下线，连通天面避雷带与原基础接地网。升压站原有的砼杆结构避雷针改为铁塔式结构，利用原有地网接地。

②防雷电波侵入：进入建筑物的电力电缆，在入户端应将金属外皮与接地装置连接；进入建筑物金属管线在入户端与接地装置连接。

③其它防雷措施：在升压站架空线路出线架处、配电柜（箱）内开关与外壳之间装设相应电压等级的浪涌保护器或避雷器。

（2）接地

①本电站采用联合接地方式，接地装置为已建。防雷与强电系统共用接地装置。原有强电系统接地装置小于 4 欧，满足要求。

本次拟新建 1 套自控设备专用接地装置，此装置与电站原有接地装置不连通，接地电阻不大于 4 欧。

②低压配电系统接地形式为 TN-S 系统，中性线与 PE 线是分开的，PE 支线必须单独引自 PE 干线，不得串联连接，所有外露可导电部分与 PE 线可靠连接。

6.2.6.1.6 监控系统设计方案

本电站机组计算机监控系统拟采用分层分布式结构，按“少人值守、集中管理”目标设计。系统分三层，其中：现地控制层设在本电站机旁，集中控制层设在本电站控制室，远控层设在塘洲水闸管理处集控中心。各层通过光纤以太网连接。

本层主要建设任务是布设现地控制层设备，组建现地监控网络。现地层主要由机组监控、视频监控、电站中控设备及系统软件组成，其功能如下：

（1）机组监控系统

本系统主要功能配置同本报告 6.2.1.6“机组监控系统”部分。

（2）视频监控系统

本系统主要功能配置同本报告 6.2.1.6“视频监控系统”部分。

本电站可视对讲监控部位设于厂房主入口、厂房、中控室、升压站、电站上游、集控中心等部位。

（3）电站中控设备及系统软件

本系统主要功能配置详见本报告 6.2.1.6“电站中控设备及系统软件”部分。

（4）监控系统主要设备参考技术参数

本系统监控设备的主要参数详见本报告 6.2.1.6“监控系统主要设备参考技术参数”部分。

6.2.6.1.7 电力监控系统安全防护

本计算机监控系统不与地方电网电力监控系统互联，不涉及相关设计。

6.2.6.1.8 继电保护、励磁及直流电源

①继电保护

A.发电机保护

各机组额定功率均为 400kW，各机组配置如下保护功能：

- 定子绕组及其引出线的相间短路，发电机出口侧装设电流速断保护；
- 发电机定子绕组接地；
- 发电机由于外部短路引起绕组过电流，采用不带低电压闭锁的过电流保护。
- 定子绕组过负荷保护；
- 定子绕组过电压保护；
- 发电机失磁保护；
- 频率保护。

B.变压器保护

本站主变压器和补偿变压器的额定容量均为 800kVA，配置电流速断保护，轻、重瓦斯保护，复合电压过电流保护。

C.10kV 线路保护

本站 10kV 线路设置电流速断、复合电压过流、过电压和失压保护。

②励磁装置

本电站机组励磁方式为可控硅励磁，励磁变压器暂定 30kVA，励磁调节器采用智能可控硅励磁控制器，屏体采用 GGD2 型低压开关柜。

③直流电源

此次改造，机组一体化综合屏、及升压站开关设备等由于采用了储能操作的断路器，加之控制、信号直流负荷较小，故可采用免护维护电池，硅整流充电方式，直流设备为成套装置，安装于中控室内。直流电源容量暂按 100Ah 考虑，输出电压为 DC110V、DC24V、DC12V 三种等级，以适应不同电压等级的智能设备使用。

6.2.6.1.9 通信方式

本电站现状已接入光纤网络。因此，电站内、外部通信仍采用光纤以太网通信。

6.2.6.1.10 主要设备工程量表

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
一	升压站				
1	补偿变	S13-M-800/10	台	1	
2	高压隔离开关	GW9-10/400	把	3	
3	真空断路器	ZW8-12/630 内置三相三绕组 CT，DC110V 含控制箱。	台	1	
二	机旁设备				
1	机组综合屏（LCU）	GGD2 含一次设备和 PLC、屏顶主母排及二次控制设备，继保、同期装置	台	3	
2	励磁屏	GGD2 微机智能型	台	3	
3	励磁变压器	SCB13-30kVA	台	3	
4	公用 LCU 屏	GGD2-2200*800*600（含开关、PLC、触摸屏、温湿控、智能仪表、线路保护、主令元件等）	台	1	
5	主变出线屏	GGD3 型，含一次设备，继保装置、智能仪表、主令电器等	台	2	
6	直流屏	100AH/DC110V+逆变器	套	1	
7	用电控制屏	GGD3 型，含一次设备、智能仪表、主令电器等	套	1	
8	低压无功补偿屏	300kVAr	台	1	
三	控制室				
1	工作站	工业级台式计算机配 27 寸液晶显示器，标配键盘鼠标。	台	1	
2	有源音箱	2.0 音箱	台	1	
3	电脑麦克风		个	1	
4	A4 黑白激光网络打印机		台	1	
5	16 口核心交换机	千兆	台	1	
6	路由器		台	1	
7	防火墙		台	1	

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
四	视频系统				
1	红外网络高速球形摄像机	红外百万高清低照度智能可视对讲高速球，户外型，含电源、CCTV 箱、支架等	套	4	
2	红外网络枪形摄像机	红外百万高清低照度智能可视对讲，户外型，含电源、支架等	套	1	
3	16 口核心交换机	千兆	台	1	
4	网络硬盘录像机	16 路，配 1*3T 监控盘、支持对讲、配套软件、电源等	套	1	
5	监控硬盘	4TB	个	2	
6	显示器	27 寸	个	1	

6.2.6.2 塘洲水闸管理处集控中心

6.2.6.2.1 集控中心功能简述

新建塘洲水闸管理处集控中心，该中心为恩平市市属水电站的总控中心，布设于塘洲水闸管理处三楼。

该集控中心是恩平市市属各水电站远程控制系统的中枢，下设 14 个现地监控站和 2 个片区控制中心。14 个现地监控站分别为各电站内的控制室。2 个片区控制中心分别为大带三级站片区控制中心和凤子山水库管理处片区控制中心；其中，大带片区控制中心负责对大带二、三、五和六级电站实施集中控制和统一调度管理，凤子山水库管理处片区控制中心负责凤子山一至三级站和附近的丹竹河水电站实施集中控制和统一调度管理。

集控中心通过与信息展示系统、电站远程监控子系统、电站现地操控子系统、软件与数据支撑子系统、安全防护预警子系统以及网络安全子系统的配合，主要实现电站运行状态大屏展示、电站设备的远程控制、故障报警、事故处理、安全预警、数据分析、专家诊断等功能。

（1）信息展示系统，实现各类监控信息、视频信号在本中心的展示，供运行人员查看电站各类信息。

（2）电站远程监控子系统，实现对下属各电站的远程监控。

（3）安全防护预警子系统，实现电站入侵报警、中心与现地实时语音对讲等功能。

（4）软件与数据支撑子系统，实现数据通讯、存储、统计、智慧化分析、设备隐患预警、数据图形展示等功能，建立专家诊断模型，通过对大数据分析，提出设备设施检修、大修计划需求。

（5）网络安全子系统，负责保障管理中心与各受控电站的网络安全与稳定。

6.2.6.2.2 系统结构

电站计算机监控系统为分层分布开放式结构，采用光纤工业以太网拓朴结构，分为三级，即集控中心远控级、站级中控级与现地级。控制权分“远方、控制室、现地”三级，可以进行无扰动切换。系统的控制权限越接近设备，控制权限越高。控制权顺序为：现地、片区控制中心与远方。预留远方控制接口，经相关授权方可进行操作。

6.2.6.2.4 主要设备参数及工程量表

具体设备参数详见第 15 章信息化章节。

6.2.7 江洲水电站电气及自动化部分主要改造内容

6.2.7.1 电气及自动化部分改造内容

（1）升压站改造：拆除原有户外升压站的变压器、断路器、隔离开关及避雷器等设备，并对以上户外配电装置、立杆及构架进行更换等；更换 10kV 架空线路 200m。

（2）机旁设备改造：更换机组综合屏、主变出线柜及站用屏等，新增公用 LCU 屏及 100Ah/DC110V 直流屏等；更换机组出线电缆及控制电缆；改造后 10 台发电机组的励磁方式均为无刷励磁。

（3）厂房动力和照明系统改造。

（4）改造电站接地网，更换原砼杆避雷针为铁塔式避雷针。

（5）按“少人值守、集中管理”要求升级本站监控系统，主要包括建设电站中控设备、视频监控及系统软件。实现全站自动控制，通过租用 VPN 专线网络传输至塘洲管理处的集控中心对本站进行远程控制、统一调度和管理。

6.2.7.2 电气主接线及接入系统方式

本电站现状安装 10 台水轮发电机组，各机组单机容量均为 200kW，现状总装机为 2000kW。机端电压为 0.4kV，采用单母线接线；升压侧为 10kV，采用单母线接线接入升压站 1、2 号主变，以一回 LGJ-10kV-3×70 架空线路送电上网。

升压站为户外简易式，安装有 2 台主变和配套控制保护设备等。其中，各主变均为 S11-1600/10.5 型。

本次改造后，各机组由原来的 200W 扩容至 250kW，改造后总装机为 2500kW，对应更换 2 台主变，电气主接线方式不变。

6.2.7.3 主要电气设备选择

（1）变压器

①主变

本电站改造后总装机容量为 250kW×10=2500kW，电站规模小，综合管理人员意见，仍采用 2 台主变升压。10 台机组容量尽量均分到两台主变升压上网。每台主变各承担 5 台机组发电机升压任务，现状安装有 2 台 1600kVA 主变，据此复核主变的负载能力，计算如下：

$$S=\frac{P_s-P_{ac}}{\cos\Phi_s}=\frac{(250\times5)-0}{0.8}=1562.5kVA\leq S_n \qquad \text{（式 6.2.7.3-1）}$$

式中：S——所需变压器容量，kVA；

P_{Σ}——本站 5 台发电机组总有功功率，kW；

P_{min}——发电机电压母线侧最小负荷值，kW；

$\cos\Phi_n$——发电机额定功率因数，一般为 0.8；

S_n——变压器标准容量，kVA。

计算结果显示，5 台机组同时开机满发出力时计算所需升压主变容量为 1562.5kVA，现状安装的主变为 S11-M-1600/10.5 型油浸式变压器，其额定容量为 1600kVA，刚刚好满足要求。考虑到电站机组具备一定的超发能力，综合管理单位意见，建议两台主变容量均按 2000kVA 配置。

②厂用变

本电站厂用电与江洲水闸共用一台管理处专用变，不列入改造范围。

（2）10kV 户外配电装置：真空断路器、隔离开关及避雷器

设备的主要参数与凤子山一级电站的相同，详见本报告 6.2.4.1.3 “主要电气设备选择”部分。

（3）成套配电装置

①机旁设备

本次改造，发电机出线屏和保护屏拟选用目前先进的机组一体化综合屏，屏体结构为 GGD2，参考尺寸为 2200×1000×800（mm）。

综合屏的功能配置原则与大带二级站的要求相同，详见 6.2.2.1.3。

②主变和厂用电保护配电装置

考虑到装置布置的整体性和美观性，主变和厂用电保护配电装置的屏体结构型式同样采用 GGD2 型低压开关柜。相应的开关柜内按需安装有低压开关、继保装置、主令电器和仪表等。

（4）0.4kV 发电机出口断路器

本电站各机组机电端电压为 0.4kV，发电机出口断路器选用智能型低压塑壳式开关，机组最大额定电流为 451A，选用额定电流为 630A 等级的断路器即

可，该系列开关脱扣电流可在 0.35~1In 范围整定，完全满足本站变压器和发电机的运行及保护需要。

（5）电力电缆

本电站改造仅涉及机端出口低压电缆，单机组最大额定电流为 451A，查《水利水电工程导体和电器选择设计规范》（SL561-2012）附录 C、D，折算采用 1 条 YJV-0.6/1kV-1×240mm^2 单芯交联聚乙烯绝缘铜芯电缆输电，在空气中敷设、环境温度为 40℃时，其允许持续载流量为 553A×0.82=453A，大于机组额定电流 451A，刚好满足要求。

6.2.7.4 电气设备布置

（1）升压站

此次改造，仅是在原位更换升压站线路侧户外真空开关和构架，电站升压站位置及整体布置保持现状。

（2）厂房

因本站机组数量 10 台，机组调速装置和各类闸（阀）控制装置就近于机旁安装，机组综合屏、主变控制保护屏、厂用配电屏等拟集中安装在厂房内的低压配电间内。电站现地控制站相关计算机智能装置安装于值班室内。

6.2.7.5 过电压保护和接地设计方案

（1）过电压保护

本电站水工建筑物按三类防雷建筑物设计防雷措施，采取防直击雷和雷电波侵入措施。

①防直击雷措施：利用电站原基础钢筋网作接地体；在建筑物天面易受雷击的部位装设明装避雷带，并与天面钢筋形成不大于 20m×20m 或 24m×16m 的网格，天面上所有金属物均应与防雷装置连接，垂直敷设的金属管道在两端与防雷装置可靠连接；利用建筑物柱内钢筋作引下线，连通天面避雷带与原基础接地网。

②防雷电波侵入：进入建筑物的电力电缆，在入户端应将金属外皮与接地装置连接；进入建筑物金属管线在入户端与接地装置连接。

③其它防雷措施：在升压站架空线路出线架处、配电柜（箱）内开关与外壳之间装设相应电压等级的浪涌保护器或避雷器。

（2）接地

①本电站采用联合接地方式，所有接地均接自原有接地装置，原有接地电阻小于 1Ω。

②低压配电系统接地形式为 TN-S 系统，中性线与 PE 线是分开的，PE 支线必须单独引自 PE 干线，不得串联连接，所有外露可导电部分与 PE 线可靠连接。

6.2.7.6 监控系统设计方案

本电站机组计算机监控系统拟采用分层分布式结构，按“少人值守、集中管理”目标设计。系统分三层，其中：现地控制层设在本电站机旁，站级控制层设在本电站控制室，远控层设在塘洲水闸管理处集控中心。各层通过租用 VPN 专线网络连接。

本层主要建设任务是布设现地控制层设备，组建现地监控网络。现地层主要由机组监控、视频监控、电站中控设备及系统软件组成，其功能如下：

（1）机组监控系统

本系统主要功能配置同本报告 6.2.1.6“机组监控系统”部分。

（2）视频监控系统

本系统主要功能配置同本报告 6.2.1.6“视频监控系统”部分。

本电站可视对讲监控部位设于厂房主入口、主副厂房、中控室、升压站等部位。

（3）电站中控设备及系统软件

本系统主要功能配置详见本报告第 6.2.1.6 小节。

（4）监控系统主要设备参考技术参数

本系统监控设备的主要参数详见本报告第 6.2.1.6 小节。

6.2.7.7 电力监控系统安全防护

本计算机监控系统不与地方电网电力监控系统互联，不涉及相关设计。

6.2.7.8 继电保护、励磁及直流电源

①继电保护

A. 发电机保护

各机组额定功率均为 250kW，各机组配置如下保护功能：

- 定子绕组及其引出线的相间短路，发电机出口侧装设电流速断保护；
- 发电机定子绕组接地；
- 发电机由于外部短路引起绕组过电流，采用不带低电压闭锁的过电流保护。
- 定子绕组过负荷保护；
- 定子绕组过电压保护；
- 发电机失磁保护；
- 频率保护。

B. 变压器保护

本站主变压器的额定容量为 2000kVA，配置电流速断保护，轻、重瓦斯保护，复合电压过电流保护，及零序保护。

C. 10kV 线路保护

本站 10kV 线路设置电流速断、复合电压过流、过电压和失压保护。

②励磁装置

本电站机组励磁方式为无刷励磁。励磁装置集成安装于机组一体化综合屏内，励磁调节器采用智能无刷励磁控制器。

③直流电源

此次改造，机组一体化综合屏、及升压站开关设备等由于采用了储能操作的断路器，加之控制、信号直流负荷较小，故可采用免护维护电池，硅整流充电方式，直流设备为成套装置，安装于中控室内。直流电源容量暂按 100Ah 考虑，输出电压为 DC110V、DC24V、DC12V 三种等级，以适应不同电压等级的智能设备使用。

6.2.7.9 通信方式

江洲水闸管理处现状已接入光纤网络，因此，电站内部通信仍采用光纤以太网通信。外部通信通过租用 VPN 专线网络传输至塘洲水闸管理处的集控中心，实现远程集中控制。

6.2.7.10 主要设备工程量表

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
一	**升压站**				
1	油浸式变压器	S13-M-2000/10.5	台	2	
2	户外真空断路器	ZW6-12/630-20 内置三相三绕组 CT 含控制箱 DC110V	台	3	
3	高压隔离开关	GW9-10/630	把	9	
4	10kV 母线电压互感器	JDZW-10 10/√3/0.1/√3/0.1/3 0.5/6P 自带熔断器	只	3	
5	高压避雷器	HY5WS-17.5/50FT	只	9	
二	**机旁设备**				
1	机组综合屏（LCU）	含一次设备和 PLC、屏顶主母排及二次控制设备，继保、同期装置	台	10	
2	主变出线屏	GGD2 含开关、二次设备、继保、主令元件等	台	2	
3	厂用配电屏	GGD2 含开关设备	台	1	
4	低压无功补偿屏	GGD2 含开关设备 600kVAR	台	1	
三	**现地控制室**				
1	工作站	工业级台式计算机配 27 寸液晶显示器，标配键盘鼠标。	台	1	
2	有源音箱	2.0 音箱	台	1	
3	电脑麦克风		个	1	

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
4	A4 黑白激光网络打印机		台	1	
5	24 口核心交换机	千兆,S7100-GT24	台	1	
6	路由器		台	1	
7	防火墙		台	1	
四	**视频监控**				
1	红外网络高速球形摄像机	红外百万高清低照度智能可视对讲高速球，户外型，含电源、CCTV 箱、支架等	套	2	
2	红外网络定焦枪机	含支架及 POE 电源	套	2	
3	16 口核心交换机	千兆	台	1	
4	网络硬盘录像机	8 路，配 2*4T 监控盘、支持对讲、配套软件、电源等	套	1	
5	监控硬盘	3TB	个	2	
6	显示器	27 寸	个	1	

6.2.8 东成水电站电气及自动化部分主要改造内容

6.2.8.1 电气及自动化部分改造内容

（1）因电站重建，升压站由原来户外式改为室内变电所，对应配置变压器及相关高低压柜。

（2）新装机组综合屏、励磁屏及其低压电缆、控制电缆等。

（3）新增清污机、防洪检修闸动力配电及厂房照明。

（4）按“少人值班、集中管理”要求重建本站监控系统，主要包括建设机组监控、视频监控、电站中控设备及系统软件。实现全站自动控制，本级监控系统通过租用 VPN 专线传输至塘洲管理处的集控中心对本站进行远程控制、统一调度和管理。

（5）安装各类安全生产标识标牌：100 个警示牌（500mm*400mm），20 个上墙牌（800mm*600mm），户外宣传栏及安全边界线等。

6.2.8.2 电气主接线及接入系统方式

本电站重建后共安装 4 台水轮发电机组，机组功率均为 400kW，总装机容

量为 1600kW。发电机机端电压为 0.4kV，采用单母线分段接线，1 号和 2 号机组采用扩大单元接线接入 I 段母线再接至 1 号主变，3 号和 4 号机组采用扩大单元接线接入 II 段母线再接至 2 号主变，两段母线采用断路器隔开；升高电压侧为 10kV，采用单母线接线，以一回电缆线路送电上网。

升压站为室内变电所，安装有 3 台干式变压器和配套相关高低压配电装置等。其中，两台主变型号为 SCB13-1250kVA，站用变型号为 SCB13-315kVA。

6.2.8.3 主要电气设备选择

（1）变压器

①主变

本电站重建后总装机容量为 400kW×4=1600kW，电站规模小，综合管理人员意见，仍采用 2 台主变升压。主变容量按下式计算：

$$S=\frac{P_{\Sigma}-P_{min}}{\cos\Phi_n}=\frac{(400\times2)-0}{0.8}=1000kVA\leq S_n \qquad \text{（式 6.2.8.3-1）}$$

式中：S——所需变压器容量，kVA；

P_{Σ}——本站 2 台发电机组总有功功率，kW；

P_{min}——发电机电压母线侧最小负荷值，kW；

$\cos\Phi_n$——发电机额定功率因数，一般为 0.8；

S_n——变压器标准容量，kVA。

据上式，选用 1 台 SCB13-1000 型变压器刚好满足要求。考虑到电站机组具备一定的超发能力，综合管理单位意见，建议两台主变容量均按 1250kVA 配置。

②厂用变

本电站厂用电与东成水闸共用一台站用变，综合两处的用电负荷，选用 1 台 SCB13-315 型变压器可满足要求。

（2）成套配电装置

①高压配电装置

高压开关柜采用 KYN28-12 型，相应的开关柜内按需安装有真空断路器、保护装置、主令电器和仪表等。

②低压配电装置

低压柜采用 GGD3 型，相应的开关柜内按需安装有低压开关、保护装置、主令电器和仪表等。

③机旁设备

机组综合屏拟选用目前先进的机组一体化综合屏，屏体结构为 GGD3，参考尺寸为 2200×800×800（mm）。

综合屏的功能配置原则与大带二级站的要求相同，详见 6.2.2.1.3。

（3）断路器

①发电机出口断路器

本电站各机组机电端电压为 0.4kV，发电机出口断路器选用智能型低压框架式开关，机组最大额定电流为 722A，选用额定电流为 1000A 等级的断路器即可，该系列开关脱扣电流可在 0.35~1In 范围整定，完全满足本站发电机的运行及保护需要。

②主变低压侧进线断路器

主变低压侧进线断路器选用低压框架式开关，主变低压侧额定电流为 1804A，选用额定电流为 2000A 等级的断路器即可。

（4）电力电缆

①机组出口电缆

机组额定电流为 722A，查《水利水电工程导体和电器选择设计规范》（SL561-2012）附录 C、D，折算采用 2 条 YJV-0.6/1kV-3（1×240）mm^2 单芯交联聚乙烯绝缘铜芯电缆并联输电，在空气中敷设、环境温度为 40℃时，其允许持续载流量为 553A×2×0.85=940A，大于机组额定电流 722A，满足要求。

②主变低压侧进线电缆

主变低压侧总电流为 1804A。主变低压侧采用 TMY-3（120*10）母排输电，在相同敷设条件下，其允许持续载流量为 2435A×0.81=1972A，大于主变低压侧总电流 1804A，满足要求。

6.2.8.4 电气设备布置

（1）升压站

升压站为户内型，设于电站内。高压开关柜、变压器及低压配电装置均装设于高、低压室和变压室内。

（2）厂房

机组综合屏、励磁屏等拟集中安装于机组旁。

6.2.8.5 过电压保护和接地设计方案

（1）过电压保护

本电站水工建筑物按三类防雷建筑物设计防雷措施，采取防直击雷和雷电波侵入措施。

①防直击雷措施：利用电站原基础钢筋网作接地体；在建筑物天面易受雷击的部位装设明装避雷带，并与天面钢筋形成不大于 20m×20m 或 24m×16m 的网格，天面上所有金属物均应与防雷装置连接，垂直敷设的金属管道在两端与防雷装置可靠连接；利用建筑物柱内钢筋作引下线，连通天面避雷带与原基础接地网。升压站原有的砼杆结构避雷针改为铁塔式结构，利用原有地网接地。

②防雷电波侵入：进入建筑物的电力电缆，在入户端应将金属外皮与接地装置连接；进入建筑物金属管线在入户端与接地装置连接。

③其它防雷措施：在升压站架空线路出线架处、配电柜（箱）内开关与外壳之间装设相应电压等级的浪涌保护器或避雷器。

（2）接地

①本电站原有接地电阻小于 1 欧，满足要求。

②低压配电系统接地形式为 TN-S 系统，中性线与 PE 线是分开的，PE 支线必须单独引自 PE 干线，不得串联连接，所有外露可导电部分与 PE 线可靠连接。

6.2.8.6 监控系统设计方案

本电站机组计算机监控系统拟采用分层分布式结构，按“少人值守、集中管理”目标设计。系统分三层，其中：现地控制层设在本电站机组旁，集中控制层设在电站中控室，远控层设在塘洲水闸管理处集控中心。各层通过光纤以太网连接。

本层主要建设任务是布设现地控制层设备，组建现地监控网络。现地层主要由机组监控、视频监控、电站中控设备及系统软件组成，其功能如下：

（1）机组监控系统

本系统主要功能配置同本报告 6.2.1.6“机组监控系统”部分。

（2）视频监控系统

本系统主要功能配置同本报告 6.2.1.6“视频监控系统”部分。

本电站可视对讲监控部位设于厂房主入口、厂房、变压器室、高压室、中控室等部位。

（3）电站中控设备及系统软件

本系统主要功能配置详见本报告第 6.2.1.6 小节

（4）监控系统主要设备参考技术参数

本系统监控设备的主要参数详见本报告第 6.2.1.6 小节。

6.2.8.7 电力监控系统安全防护

本计算机监控系统不与地方电网电力监控系统互联，不涉及相关设计。

6.2.8.8 继电保护、励磁及直流电源

①继电保护

A.发电机保护

机组额定功率均为 400kW，各机组配置如下保护功能：

- 定子绕组及其引出线的相间短路，发电机出口侧装设电流速断保护；
- 发电机定子绕组接地；
- 发电机因外部短路引起绕组过电流，采用不带低电压闭锁的过电流保护。
- 定子绕组过负荷保护；
- 定子绕组过电压保护；
- 发电机励磁回路接地故障保护，装设一点接地检查装置或一点接地保护；
- 发电机失磁保护；
- 频率保护。

B.变压器保护

本站主变压器的额定容量为 1250kVA，配置电流速断保护，轻、重瓦斯保护，复合电压过电流保护等。

C.10kV 线路保护

本站 10kV 线路设置电流速断、复合电压过流、过电压和失压保护。

②励磁装置

本电站机组励磁方式为可控硅励磁。采用智能可控硅励磁控制器。

③直流电源

直流设备为成套装置，安装于中控室内。直流电源容量暂按 100Ah 考虑，出线按 DC110V/6 路、DC24V/3 路、DC12V/3 路三种等级配置，以适应不同电压等级的智能设备使用。

6.2.8.9 通信方式

本电站外部通信通过租用 VPN 专线网络传输至集控中心。电站内部通信采用光纤以太网通信。

6.2.8.10 主要设备工程量表

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
一	**高压专项部分**				
一）	室外部分				
1	高压引下线		项	1	
2	户外真空断路器	ZW6-12/630-20 含控制箱	台	1	
3	高压隔离开关	GW9-10/630	把	3	
4	高压避雷器	HY5WS-17.5/50FT	只	3	
二）	高压室				
1	高压进线柜	KYN28-12	台	1	
2	高压计量柜	KYN28-12	台	1	
3	主变压器柜	KYN28-12	台	2	
4	站用变压器柜	KYN28-12	台	1	
5	直流系统装置	110V/100AH 含充电屏及电池屏	套	1	
6	主变压器	SCB14-1250/10（含温显温控装置、风机及护罩等附件）	台	2	
7	站用变压器	SCB14-315/10（含温显温控装置、风机及护罩等附件）	台	1	
8	母线出线柜	GGD3	台	2	
9	母联柜	GGD3	台	1	
10	发电出线柜	GGD3	台	1	
11	双电源切换柜	GGD3	台	1	
12	低压进线柜	GGD3	台	1	
13	低压出线柜	GGD3	台	2	
二	**电站配电部分**				
1	机组综合屏		台	4	
2	励磁屏		台	4	
3	励磁变压器	SCB14-30kVA	台	4	
三	**电站信息化部分**				
一）	监控中心设备				
1	工作站主机	台式计算机、2T 硬盘、27 寸液晶显示器、音箱等	套	2	
2	数据服务器		台	1	
3	WEB 访问服务器		台	1	
4	A4 黑白激光网络打印机		台	1	

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
5	24 口核心交换机		台	1	
6	16 口核心交换机		台	1	
7	UPS 电源装置	3kV 2 小时延时在线，含充放电控制装置、电池组、机柜及配套设备	套	1	
8	网络硬盘录像机	16 路，配 1*3T 监控盘、配套软件、电源等	套	1	
9	显示器	27 寸	台	1	
10	路由器		台	1	
11	防火墙		台	1	
二）	电站自动化设备				
1	设备 LCU 屏	2200*800*600 （含开关、PLC、触摸屏、接触器、热继、温湿控等设备）	台	2	
2	公用 LCU 屏	2200*800*600（含开关、PLC、触摸屏、接触器、热继、温湿控等设备）	台	1	
3	LCU 屏网络交换机		套	1	
三）	视频监控设备				
1	红外网络定焦枪机	含支架及 POE 电源	套	3	
2	红外网络高速球形摄像机	红外百万高清低照度智能高速球，户外型，含电源、CCTV 箱、支架等	套	4	

6.2.9 阵湾水电站电气及自动化部分主要改造内容

6.2.9.1 电气及自动化部分改造内容

（1）升压站改造：拆除原有户外升压站的无功补偿变压器、站用变、断路器、隔离开关及跌落式熔断器等设备，并对以上户外配电装置及构架进行更换等；保留原有动力电缆；修整场内地面及电缆沟。

（2）机旁设备改造：更换高压屏柜 6 套、改造 LCU 屏 3 套，更换对应控制电缆；更换 2 套 400kVar 低压无功补偿屏及出线电缆。

（3）清污机、进水闸等动力系统和照明系统改造。

（4）改造电站接地网，更换原砼杆避雷针为铁塔式避雷针。

（5）按“少人值班、集中管理”要求升级本站监控系统，主要包括建设机

组监控、视频监控、电站中控设备及系统软件。实现全站自动控制，通过租用VPN 专线网络传输至塘洲管理处的集控中心对本站进行远程控制、统一调度和管理。

（6）恢复各类安全生产标识标牌：100 个警示牌（500mm*400mm），20 个上墙牌（800mm*600mm），户外宣传栏及安全边界线等。

6.2.9.2 电气主接线及接入系统方式

本电站现状共安装 2 台水轮发电机组，机组功率均为 1250kW，总装机容量为 2500kW。发电机电压侧为 6.3kV，采用单母线接线；升高电压侧为 35kV，采用单母线接线，以一回架空线路送电上网。

升压站为户外简易式，安装有 2 台主变、1 台补偿变、2 台站用变和配套控制保护设备等。其中，两台主变均为 S11-1600/38.5 型。

本次改造后，机组功率不变，主接线不变，主变容量不变。

6.2.9.3 主要电气设备选择

（1）补偿变

电站现有 1 台 630kVA 无功补偿变用于增发无功，本次改造更换为 S13 型。主要参数配置如下：

- 型号：S13-M-630/38.5；
- 额定容量：630kVA；
- 电压组合：38.5±5%/0.4kV；
- 联结组别：Y/yn0；
- 系统额定频率：50Hz；
- 其他：配套瓦斯及温度继电器各 1 套。

（2）35kV 户外配电装置

真空断路器、隔离开关、组合计量互感箱及避雷器等设备的主要参数与大

带三级电站的相同，详见本报告 6.2.2.2.3“主要电气设备选择”部分。

（3）无功补偿屏

本电站低压无功补偿屏配置与大带五级站的相同，详见 6.2.2.3.3。

（4）成套配电装置

高压开关柜及机组出线柜均采用 KYN28-12 型，相应的开关柜内按需安装有真空断路器、保护装置、主令电器和仪表等。

（5）断路器

①发电机出口断路器

本电站各机组机电端电压为 6.3kV，发电机出口断路器选用真空断路器，机组最大额定电流为 143A，选用额定电流为 630A 等级的断路器，该系列开关脱扣电流可在 0.35~1In 范围整定，完全满足本站发电机的运行及保护需要。

②主变低压侧进线断路器

主变低压侧进线断路器选用真空断路器，主变低压侧额定电流为 146A，选用额定电流为 630A 等级的断路器即可。

（4）电力电缆

本次改造不更换动力电缆，因未涉及增容，原有电缆可满足要求。

6.2.9.4 电气设备布置

（1）升压站

本次改造仅在原来位置更换设备和改造部分构架，不改变升压站布局。

（2）厂房

厂房分两层，一层为电机层，电机层按主厂房、中控室、检修间等功能分区。机组机端配电设备装在厂房内，保护装置安装在中控室内，二层为高压室，相关高压设备布置在内。

6.2.9.5 过电压保护和接地设计方案

（1）过电压保护

本电站水工建筑物按三类防雷建筑物设计防雷措施，采取防直击雷和雷电波侵入措施。

①防直击雷措施：利用电站原基础钢筋网作接地体；在建筑物天面易受雷击的部位装设明装避雷带，并与天面钢筋形成不大于 20m×20m 或 24m×16m 的网格，天面上所有金属物均应与防雷装置连接，垂直敷设的金属管道在两端与防雷装置可靠连接；利用建筑物柱内钢筋作引下线，连通天面避雷带与原基础接地网。升压站原有的砼杆结构避雷针改为铁塔式结构，利用原有地网接地。

②防雷电波侵入：进入建筑物的电力电缆，在入户端应将金属外皮与接地装置连接；进入建筑物金属管线在入户端与接地装置连接。

③其它防雷措施：在升压站架空线路出线架处、配电柜（箱）内开关与外壳之间装设相应电压等级的浪涌保护器或避雷器。

（2）接地

①本电站采用联合接地方式，接地装置为已建。防雷与强电系统共用接地装置。原有强电系统接地装置小于 4 欧，满足要求。

本次拟新建 1 套自控设备专用接地装置，此装置与电站原有接地装置不连通，接地电阻不大于 4 欧。

②低压配电系统接地形式为 TN-S 系统，中性线与 PE 线是分开的，PE 支线必须单独引自 PE 干线，不得串联连接，所有外露可导电部分与 PE 线可靠连接。

6.2.9.6 监控系统设计方案

本电站机组计算机监控系统拟采用分层分布式结构，按“少人值守、集中

管理”目标设计。系统分三层，其中：现地控制层设在本电站机组旁，集中控制层设在电站中控室，远控层设在塘洲水闸管理处集控中心。各层通过租用VPN专线网络连接。

本层主要建设任务是布设现地控制层设备，组建现地监控网络。现地层主要由机组监控、视频监控、电站中控设备及系统软件组成，其功能如下：

（1）机组监控系统

本系统主要功能配置同本报告6.2.1.6“机组监控系统”部分。

（2）视频监控系统

本系统主要功能配置同本报告6.2.1.6“视频监控系统”部分。

本电站可视对讲监控部位设于厂房主入口、厂房、中控室、高压室、升压站、前池、清污机、沉沙池等部位。

（3）电站中控设备及系统软件

本系统主要功能配置详见本报告6.2.1.6“电站中控设备及系统软件”部分。

（4）监控系统主要设备参考技术参数

本系统监控设备的主要参数详见本报告6.2.1.6“监控系统主要设备参考技术参数”部分。

6.2.9.7 电力监控系统安全防护

本计算机监控系统不与地方电网电力监控系统互联，不涉及相关设计。

6.2.9.8 继电保护、励磁及直流电源

A.发电机保护

机组额定功率均为1250kW，各机组配置如下保护功能：

- 定子绕组及其引出线的相间短路，发电机出口侧装设电流速断保护；
- 发电机定子绕组接地；

- 发电机由于外部短路引起绕组过电流，采用不带低电压闭锁的过电流保护。
- 定子绕组过负荷保护；
- 定子绕组过电压保护；
- 发电机励磁回路接地故障保护，装设一点接地检查装置或一点接地保护；
- 发电机失磁保护；
- 频率保护。

B.变压器保护

本站主变压器的额定容量为 1600kVA，配置电流速断保护，轻、重瓦斯保护，复合电压过电流保护等。

C.35kV 线路保护

本站 35kV 线路设置电流速断、复合电压过流、过电压和失压保护。

6.2.9.9 通信方式

本电站现状已接入光纤网络，电站内部通信采用光纤以太网通信。外部通信通过租用 VPN 专线网络传输至塘洲水闸管理处的集控中心，实现远程集中控制。

6.2.9.10 主要设备工程量表

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
一	升压站				
1	3B 无功补偿变	S13-M-630/38.5	台	1	
2	高压隔离开关	GW4-40.5D/600A，带电动操作机构	把	3	
3	避雷器	HY5WZ-52/134	只	3	
4	高压隔离开关	GW4-40.5/630A 带电动操作机构	把	3	
5	高压熔断器组	RW-35/0.5A	只	3	
6	三相五柱电压互感器	JSZW6-35	台	1	
7	组合计量互感箱	35KV PT：V/V 接，CT：100/5	台	1	

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
8	真空断路器	ZW7-40.5/630 内置三相三绕组 CT，DC110V 含控制箱	台	4	
9	跌落式熔断器	PRWG2-35	只	3	
二	**机旁设备**				
1	主变出线柜	KYN28-12	台	2	
2	高压 PT 柜	KYN28-12	台	1	
3	机组出线柜	KYN28-12 含一二次设备、继保装置、主令元件、主母排等	台	2	
4	站用变出线柜	KYN28-12，含站用变 80kVA	台	1	
5	原公用 LCU 屏改造	PLC 程序修改、更换交流采样装置 6 台、增加通信管理机 1 台，更换手/自动准同期装置 1 套，面板更换、增补屏内元件、施工改线	台	1	
6	原机组 LCU 屏改造	PLC 程序修改、更换交流采样装置 1 台、增加通信管理机 1 台，更换手/自动准同期装置 1 套，面板更换、增补屏内元件、施工改线	台	2	
7	低压补偿屏	GGD2，400kVar	台	2	
8	直流屏	100AH/DC110V+逆变器	套	1	
三	**控制室**				
1	工作站	工业级台式计算机配 27 寸液晶显示器，标配键盘鼠标。	台	2	
2	有源音箱	2.0 音箱	台	2	
3	电脑麦克风		个	1	
4	A4 黑白激光网络打印机		台	1	
5	24 口核心交换机	千兆	台	1	
6	路由器		台	1	
7	防火墙		台	1	
四	**视频监控**				
1	红外网络高速球形摄像机	红外百万高清低照度智能可视对讲高速球，户外型，含电源、CCTV 箱、支架等	套	7	
2	红外网络枪形摄像机	红外百万高清低照度智能可视对讲，户外型，含电源、支架等	套	2	
3	16 口核心交换机	千兆	台	1	

序号	名称	型号及规格	单位	数量	备注
4	网络硬盘录像机	16 路，配 1*3T 监控盘、支持对讲、配套软件、电源等	套	1	
5	监控硬盘	4TB	个	2	
6	显示器	27 寸	个	1	

6.3 金属结构

6.3.1 西坑水电站金结部分改造内容

厂房外新增车棚。车棚选用 YX25-210-1050 屋面彩钢瓦（6.20m*20.20m=125.24m^2），其框架支撑结构由角钢、槽钢、圆管立柱等组成。

6.3.2 大带水电站金结部分改造内容

6.3.2.1 大带二级站

本电站不涉及金结改造内容。

6.3.2.2 大带三级站

（1）引水陂排沙闸更换闸门及启闭机。

现状排沙闸启闭设备缺失，闸门常年卡在陂底无法排沙，本次拟更换 1 扇 C25 钢筋砼平面闸门，闸门尺寸（宽×高×厚）为 1.45m×1.30m×140mm，闸门四周采用［14b 槽钢包边。闸门静水启闭，采用 3t 手电两用葫芦控制。

（2）引水渠更换清污机及传送机。

主要技术参数：FH 型循环齿耙式格栅清污机；不锈钢齿耙；20mm 间隙格栅。

（3）放水闸拆除重建启闭架，更换闸门及启闭机。

放水闸现状闸槽尺寸结构不变，本次拟更换 2 扇 C25 钢筋砼平面闸门，闸门尺寸（宽×高×厚）均为 2.20m×3.50m×180mm，闸门四周采用［18b 槽钢包边。闸门静水启闭，每扇采用 QL-50 型手电螺杆启闭机控制，启门力 5t。

（4）拆除现状两段引水砼管，重建Φ800 钢管总长 183m。

由于管道年久失修，表面碳化，钢筋外漏，且为方便后期管理维护，本次拟拆除上游两段Φ800 砼管（93m+90m=183m），重建两段Φ800 Q235 钢管（壁厚 t=10mm），接入现状下游钢管。管道沿线按 5m 间距重建 C25 砼支墩，50m 间距重建 C25 钢筋砼镇墩。

6.3.2.3 大带五级站

（1）引水陂排沙闸更换启闭机 1 套。

现状排沙闸启闭机仅为手动控制，不便于管理人员操作，本次拟更换 QP-50 型手电螺杆启闭机，启门力 5t。

（2）水电站厂房内更换单梁行车起重机 1 套。

主要技术参数：起重量 10t，提升度 5m，跨度 10m。

6.3.2.4 大带六级站

拆除现状三段引水砼管，重建Φ800 钢管总长 36m。

由于管道年久失修，表面碳化，钢筋外漏，且为方便后期管理维护，本次拟拆除引水前池至厂房的三段Φ800 砼管（18m*3=54m），重建两段Φ800 Q235 钢管（壁厚 t=10mm），均长 18m，分别接入 1#、2#水轮机组。由于 3#水轮机组已作废，本次仅需拆除连接管道以及封闭进出水管口。

6.3.3 丹竹河水电站金结部分改造内容

（1）水电站厂房新增无轨万向龙门吊 1 套。

主要技术参数：起重量 5t，提升度 5m，跨度 4m。

（2）拆除现状两段引水砼管，重建钢管总长 250m。

现状引水前池有两座放水闸，每座放水闸控制一段引水管道，其中Φ600 砼管接入 1#水轮机组，Φ800 砼管接入 2#水轮机组。由于管道年久失修，表面碳化，钢筋外漏，且为方便后期管理维护，本次拟拆除放水闸以及管理房，重建

闸室，并更换为一段 230m 长Φ1000 Q235 钢管（壁厚 t=8mm），管道末端分叉为一段 10m 长Φ600 Q235 钢管（壁厚 t=8mm）以及一段 10m 长Φ800 钢管 Q235 钢管（壁厚 t=8mm），接入相应水轮机组。管道沿线按 10m 间距重建 C20 砼支墩，50m 间距重建 C25 钢筋砼镇墩，并在管道两侧新增 C20 砼排水沟。

（3）拆除引水管前池放水闸以及管理房，重建闸室；现状排沙闸工作平台新增雨棚。

拆除重建后的放水闸共有 1 孔，配备 1 扇 C25 钢筋砼平面闸门，闸门尺寸（宽×高×厚）为 2.10m×1.20m×150mm，闸门四周采用［14b 槽钢包边。闸门静水启闭，采用 QBH-2×30 型卷扬式启闭机双吊点控制，启门力 6t。

排沙闸新增雨棚选用 YX25-210-1050 屋面彩钢瓦（2.48m*2.28m=5.65m^2），其框架支撑结构由角钢、槽钢、圆管立柱等组成。

（4）引水渠更换清污机及传送机 2 套。

主要技术参数：FH 型循环齿耙式格栅清污机；不锈钢齿耙；20mm 间隙格栅。

6.3.4 凤子山水电站金结部分改造内容

6.3.4.1 凤子山一级站

暂无。

6.3.4.2 凤子山二级站

放水闸拆除重建启闭架及工作桥，更换闸门及启闭机，更换清污机及传送机。

放水闸现状闸槽尺寸结构不变，本次拟更换 3 扇 C25 钢筋砼平面闸门，闸门尺寸（宽×高×厚）均为 2.40m×3.00m×250mm，闸门四周采用［25b 槽钢包边。闸门静水启闭，每扇采用 QP-50 型卷扬式启闭机控制，启门力 5t。闸门

下游侧更换 FH 型循环齿耙式格栅清污机（不锈钢齿耙；20mm 间隙格栅），清污机出渣口处设置刮板传送机。

6.3.4.3 凤子山三级站

放水闸、左岸排洪闸启闭架翻新加固，更换闸门及启闭机，更换清污机及传送机。

放水闸保留现状 5 扇闸门，本次拟更换 5 套 QP-50 型卷扬式启闭机，启门力 5t。闸门下游侧更换 FH 型循环齿耙式格栅清污机（不锈钢齿耙；20mm 间隙格栅），清污机出渣口处设置刮板传送机。

左岸排洪闸现状闸槽尺寸结构不变，本次拟更换 2 扇 C25 钢筋砼平面闸门，闸门尺寸（宽×高×厚）均为 1.80m×3.00m×250mm，闸门四周采用［25b 槽钢包边。闸门静水启闭，每扇采用 QL-50 型手电螺杆启闭机控制，启门力 5t。

6.3.5 恩城水电站金结部分改造内容

（1）引水前池更换雨棚；更换拦污栅 12 扇。

雨棚选用 YX25-210-1050 屋面彩钢瓦（2.40m*36m=86.40m^2），框架支撑结构无需更换。

现状引水前池拦污栅锈蚀严重，本次拟更换 12 扇 Q235 钢拦污栅，拦污栅尺寸（宽×高×厚）均为 2.97m×3.30m×180mm。拦污栅垂直水流摆放，其顶部、底部分别锚定现状桥板、底板。

（2）引水闸更换闸门 9 扇。

引水闸现状闸槽尺寸结构不变，本次拟更换 9 扇 C25 钢筋砼平面闸门，其中 1#闸门尺寸（宽×高×厚）为 3.20m×2.50m×320mm，2#~9#闸门尺寸（宽×高×厚）均为 3.10m×2.50m×320mm，闸门四周采用［32b 槽钢包边。每扇闸门顶部焊接 3m 长 5mm 厚不锈钢格板，扩大孔内工作面。当前启闭设备性能

良好，能满足后续运行需求，无需进行更换。

（3）厂房内新增无轨万向龙门吊 1 套。

主要技术参数：起重量 5t，提升度 5m，跨度 4m。

6.3.6 塘洲水电站金结部分改造内容

本站不涉及金结设备改造。

6.3.7 江洲水电站金结部分改造内容

前池更换拦污栅 10 扇，更换检修闸门 2 扇及电动葫芦 1 套。

现状引水前池拦污栅锈蚀严重，本次拟更换 10 扇 Q235 钢拦污栅，拦污栅尺寸（宽×高×厚）均为 3.95m×3.20m×156mm。

现状引水前池检修闸门由于常年启闭操作不当，面板局部弯曲严重，此外闸门橡胶止水磨损严重已失效。本次拟更换 2 扇 Q235 钢平面闸门，闸门尺寸（宽×高×厚）均为 4.36m×2.60m×258mm。闸门静水启闭，采用 10t 电动葫芦控制。

6.3.8 东成水电站金结部分改造内容

东成水闸重建工程保留拦河闸、船闸、电站的土建及金结相关内容。其中水力机械制安、电气及自动化改造纳入到本次恩平市水电站提质改造项目中。

6.3.9 阵湾水电站金结部分改造内容

（1）放水闸拆除重建启闭架，更换闸门及启闭机。

放水闸现状闸槽尺寸结构不变，本次拟更换 2 扇 PGZ1.2×1.2 平面铸铁闸门，闸门尺寸（宽×高×厚）为 1.20m×1.20m×150mm。闸门静水启闭，每扇 QL-50 型手电螺杆启闭机控制，启门力 5t。

（2）引水渠新增清污机及传送机 1 套，其上部加装雨棚。

根据工作人员反应，引水渠现状清污机仍可正常运行，但无法满足清理更

细小杂物的需求，本次拟在现状清污机下游 10 处新增一台清污机，提升引水渠清污能力。

主要技术参数：FH 型循环齿耙式格栅清污机；不锈钢齿耙；20mm 间隙格栅。

清污机上部加装雨棚选用 YX25-210-1050 屋面彩钢瓦（3.48m*3.28m=11.41m^2），其框架支撑结构由角钢、槽钢、圆管立柱等组成。

（3）排沙闸更换闸门及启闭机。

排沙现状闸槽尺寸结构不变，本次拟更换 1 扇 PGZ1.5×2.5 拱形铸铁闸门，闸门尺寸（宽×高×厚）为 1.50m×2.50m×150mm。闸门静水启闭，采用 QL-50 型手电螺杆启闭机控制，启门力 5t。

（4）引水钢管更换伸缩节 8 套。

主要技术参数：Φ800 管道伸缩节，补偿量 50mm，压力等级 PN10。

6.3.10 防腐要求

根据《水工金属结构防腐蚀规范》（SL105-2007），所有引水钢管、闸门门叶、拦污栅栅叶、门槽、栅槽等金属结构外露未加工部分防腐采用“热喷涂锌+封闭涂料”形式：

（1）清除焊渣、飞溅、毛刺等附着物，并应用砂轮机对锐利的切割边缘进行处理，然后采用乳液清洗，清洗后应用洁净淡水冲洗 2~3 遍，并应做干燥处理。

（2）喷砂除锈，基体金属的表面清洁度等级宜不低于 Sa2.5 级，表面粗糙度值 Rz 应为 60~100μm；

（3）热喷涂锌，涂层厚度≥160μm；

（4）先涂环氧（无机）富锌底漆 1 道，厚度为 80μm，再涂环氧云铁中间漆 1 道，厚为 80μm，后涂氯碳面漆 1 道，厚度为 60μm。

7 消防设计

7.1 设计原则

（1）安全性

消防系统设计的首要原则是确保人员和财产的安全。这需要对建筑物的特点、使用情况和火灾风险进行综合评估，确定合适的灭火设备、报警系统和疏散通道。同时，消防系统应具备自动监测、报警和控制功能，能够及时发现和应对火灾威胁。

（2）可靠性

消防系统必须具备高度的可靠性和稳定性，以确保在火灾发生时能够迅速有效地采取措施。这包括对消防设备进行定期检测、维护和更新，以及配备备用电源和紧急供水系统，提供持续的能源和水源。

（3）灵活性

消防系统应具备一定的灵活性，能够适应建筑物功能和布局的变化。当建筑物用途发生改变时，消防系统设计应及时进行调整，确保其与新的布局和使用要求相匹配。

（4）经济性

消防系统的设计应在满足安全要求的前提下尽可能节约成本。这需要在选择设备和材料时进行综合考虑，避免不必要的浪费，并且在系统的使用寿命内能够实现有效的资源利用。

7.2 火灾危险性分类及耐火等级

根据《建筑设计防火规范》（GB50016-2014）、《水利工程设计防火规范》（GB50987-2014），本工程的主要生产场所火灾危险性分类及耐火等级见表 7.2-1。

表 7.2-1 生产场所火灾危险性分类及耐火等级表

序号	生产场所	火灾危险性类别	耐火等级（不低于）
1	水电站厂房	丁	三级
2	中控室	丙	二级

7.3 总体布置

根据《水利工程设计防火规范》（GB50987-2014），各水电站主要建（构）筑物的防火间距均≥12.0m，满足规范要求。

本工程的场地道路（宽度≥4.0m）即为消防通道。场地道路对外与进场道路连通，对内连接场内的各个建构筑物，区内均设有回车场地（面积≥15m×15m），消防通道畅通，满足规范要求。

各水电站主要建（构）筑物均设有垂直交通和水平交通，安全出口、防火门开启方向、走道净宽、楼梯坡度、疏散距离等均满足规范要求。

所有建（构）筑物装修材料均采用不燃材料。各生产场所的电缆和管路孔洞用耐火材料包敷或非燃烧性材料封堵。

7.4 灭火设施

根据《建筑设计防火规范》（GB50016-2014），水电站厂房和中控室可不设置室内外消防栓系统。

根据《建筑灭火器配置设计规范》（GB50140-2008），水电站厂房和中控室属 A 类火灾，按中危险级。灭火器选用手提式二氧化碳或 ABC 干粉灭火器，单具最小配置灭火级别为 2A。每座水电站厂房和中控室共有 4 个设置点，每个设置点配备 2 具，共计 8 具灭火器。灭火器设置在安全出口附近托架上，其顶部离地面高度<1.50m，底部离地面高度>0.08m，满足规范要求。

由于本工程的水电站规模均较小，消防设施均配备灭火器即可，无需设计独立的消防给水系统。

7.5 消防电气

（1）消防供电

①消防用电设备应按不低于二级负荷供电。

②消防用电设备应采用独立的双回路供电，并应在其末端设置双电源自动切换装置。

③消防应急照明、疏散指示标志采用应急自带蓄电池供电，其连续供电时间不应少于 60min。

（2）消防应急照明、疏散指示标志

本次改造未变原电站建筑物布置，现状消防照明设备保持现状。涉及建筑物局部改造的，因本项目建筑物非人员聚集的公共场所，在室内主要疏散通道、楼梯间及安全出口处设置一定数量的消防应急照明及疏散指示标志即可。消防应急照明的地面最低水平照度不应低于 5.0Lx。疏散指示标志应设置在明显部位，走道及其转角处宜设置在距地面高度 1.0m 以下的墙面上或走道地面，其间距不宜大于 20m。

（3）防雷接地

防雷设计应符合现行国家标准《建筑物防雷设计规范》GB50057 和《交流电气装置的过电压保护和绝缘配合设计规范》GB/T50064 的规定。接地设计应符合现行国家标准《交流电气装置的接地设计规范》GB/T50065 的规定。

7.6 通风排烟

本工程水电站厂房和中控室主要以自然通风为主，在散热量较大的场所安装轴流式排风机，以加强空气流通、提高散热效果。

本工程水电站厂房和中控室主要以自然排烟为主，在部分相对密闭的位置，安装抽烟机进行机械排烟。

8 施工组织设计

8.1 施工条件

8.1.1 自然条件

（1）水文气象

本区属南亚热带海洋性气候，光照充足，雨量充沛，气候温和，土地肥沃，四季宜种。据统计恩平地区年平均无霜期达 363 天，年平均气温 22.9℃，历年最高气温 39.2℃（1956 年 8 月 1 日），历年最低气温-0.7℃（1958 年 1 月 7 日）；多年平均相对湿度 81%。历年最大风速 34m/s（1975 年 10 月 6 日）。

本区降雨受锋面及台风影响，雨量充沛，降雨时空不均，春旱夏涝，全市多年平均降雨量 2303mm，年降雨量多集中在 4～9 月（汛期），占全年雨量的 86%，汛期暴雨多，属粤西沿海暴雨高区，易发洪涝灾害。

（2）地形地质

本项目水电站区域基本为低山丘陵地貌类型，周围的山丘低矮浑圆，坡度平缓，山体植被良好，地质构造稳定性较好，本次改造在原厂房基础上进行，无工程地质方面问题。

8.1.2 工程条件

（1）交通条件

恩平市江洲水电站位于恩平市江洲镇，锦江河段上游，离恩平市区约 25km。恩平市丹竹河水电站位于恩平市西北方大田镇华南村委会（原下南村委会）辖区内，属潭江水系上游支流丹竹河中游，距恩城 14km。恩平市大带水库工程管理处水电站位于恩平市朗底圩西北方向，朗北村委会境内，距离朗底圩

政府 7 km，恩城镇 32km。凤子山水库位于恩平市恩城街道办事处管辖区内，坝址所在洞仔河属潭江水系一级支流。水库坝址处土名“铁板闸城门”，距恩平市人民政府所在地恩城 10km。西坑水库位于恩平市东北部牛江镇潭江一级支流莲塘水上游，距恩平市区约 30km。恩平市塘洲水电站位于恩平市恩城街道办、锦江河段中游，离恩平市区 5km。恩城水闸位于恩平市辖区内的潭江主干流上游锦江河段，位于恩城市区。东成水闸位于东成镇人民政府附近，距恩城市城区 11km。阵湾水电站位于恩平市大田镇炉塘村委会阵湾村、潭江支流锦江水库上游，离恩平市区 41 公里。

各水电站均有公路可以到达，交通便利。

（2）施工场地

施工期间可临时征用水电站管理范围作为施工营地及施工工厂布置区。

（3）建筑材料来源及水电供应

工程施工用主要建筑材料中的水泥、钢材、钢筋以及木材等均可都到恩平市区或附近镇街购买，货源充足。

水轮机、发电机等设备选择有资质的厂家购买发货至工地。

水、电及通讯等可就近设置。施工用水可从附近水库、河流中抽取。用电可就近接入市电或者厂区现有电源，如果附近没有电源，采用发电机发电。

8.2 料场的选择与开采

8.2.1 土料场

土料场选在恩城市平乐村西面凤凰山的山体，料场位于丘陵矮冈，地势较平缓，储量约 10 万 m^3。料场有乡村公路和简易公路从料场边上通过，开采运输条件良好。

根据《恩平市东成水闸重建工程》勘察资料，浅层土料为泥质粉砂岩完全风化后的残积土，红黄色。该土料场 2 组扰动土样的试验表明，残积土砂粒含

量较少，粘粒含量 33.6%～34.3%。击实土体呈微透水性，渗透系数 k=(4.34～4.86)×10^{-6}cm/s，平均渗透系数 k=4.60×10^{-6}cm/s。该土料场土的质量较好，粘粒含量较大，各项指标满足填土质量要求。

8.2.2 砂料场

砂料外购点位于锦江下游右岸绵湖村河段，即绵湖砂场，紧靠潭江大堤，该外购点砂料来源于潭江上游河砂，用船运至砂场，运输条件较好。

根据《恩平市东成水闸重建工程》勘察资料，砂的类别为细砂，砂的各项试验指标平均值：含砾率 6.3%，净砂中极粗粒、粗粒、中粒、细粒、微细粒、极细粒含量分别为 13.5%、12.4%、16.5%、22.1%、16.0%、3.7%，含泥量 8.0%，平均粒径 0.36mm，细度模数 2.31，表观密度 2.64g/cm^3，堆积密度 1.46g/cm^3，孔隙率 44.6%，云母、有机质及三氧化硫含量 0.13%。

该料场砂的天然级配较差，与细砂的标准级配比较，主要表现为极粗粒偏低及细粒含量偏高。由于级配稍差，砂的堆积密度、细度模数偏小，孔隙率偏大，另外砂的含泥量稍高，需稍作冲洗、分选，其余各项指标基本符合混凝土细骨料质量技术要求。

8.2.3 石料场

石料场位于大槐镇北面鸭仔岭，即建安石场。料场供应的石材为弱～微风化角闪花岗岩，料源充足。有乡村公路及国道 367 线从料场边通过，料场开采运输条件良好。

根据《恩平市塘洲水闸除险加固工程》勘察资料，该料场 2 组岩样试验表明，岩石的主要指标平均值：饱和密度 2.64 g/cm^3，孔隙率 0.59%，吸水率 0.20%，饱和、烘干单轴抗压强度分别为 243.37MPa、280.74 MPa,软化系数 0.87。总体上弱～微风化岩石强度高、岩质坚硬、结构致密、抗软化能力强，可作为本工程粗骨料及块石料料源。

8.3 施工导截流

8.3.1 导流标准

根据《水利水电工程等级划分及洪水标准》（SL252-2017）和《水利水电工程施工组织设计规范》（SL303-2017）规定，本工程需要导流的建筑物主要为水闸加固工程、尾水平台扩建工程等，该建筑物级别为 5 级，相应临时性水工建筑物为 5 级，相应土石结构导流建筑物的洪水重现期为 10～5 年。结合本工程的实际情况，初选 5 年一遇洪水位作为本工程施工导流标准。

8.3.2 导流时段

本工程项目多，且比较分散，各水电站改造规模不大，根据施工安排，水闸加固、尾水平台扩建等均在枯水期（11 月～4 月）完成水下部分的施工。其余厂房拆除重建上部建筑等基本不需要进行导流，但由于施工受洪水影响较大，仍考虑安排在枯水期（11 月～4 月）进行施工。部分施工不受洪水影响的工程，如电气改造、水机制安、闸门制安、管道更换、厂房装修等，可以在汛期水位较低时进行施工，洪水期不得施工。

8.3.3 导流方式

根据施工需求，结合各水电站改造内容，施工期需要导流方式如下表所示。

表8.3.3　　导流方式表

名称	导流方式
风子山二级站-放水闸加固	设置围堰后，利用水电站侧排洪闸进行导流。
风子山三级站-放水闸、左岸排洪闸加固	设置围堰后，利用引水前池侧右岸排洪闸进行导流。
风子山三级站-水电站尾水段修复底板	设置围堰后，利用锦江河进行导流。
恩城水电站-尾水平台扩建	设置围堰后，利用恩城水闸进行导流。

8.3.4 施工围堰设计

根据本工程实际情况，按照运行安全、施工快速的原则，各建筑物外江、内涌围堰均采用土石围堰。

根据《水利水电工程围堰设计规范》（SL645-2013），堰顶高程应不低于设计洪水的静水位与波浪高度及堰顶安全加高值之和。本工程围堰为 5 级临时性水工建筑物，围堰安全加高取 0.30m。

各建筑物施工围堰堰顶高程如下表所示。

表 8.3.4-1　　施工围堰堰顶高程计算表

名称	计算水位	计算风速 v0	风区长度 D	风区内的平均水深 Hm	平均波高 hm	平均波周期 Tm	堰前水深 H	平均波长 Lm	波浪中心线超出计算水位的高度 hz	相应于波列累积频率 p 的波高 hp	波高	安全超高值	堰顶高程
凤子山二级站-放水闸加固	36.98	50.00	100	0.98	0.27	2.29	0.98	6.21	0.09	0.36	0.45	0.30	37.73
凤子山三级站-放水闸、左岸排洪闸加固	36.98	50.00	100	0.98	0.27	2.29	0.98	6.21	0.09	0.36	0.45	0.30	37.73
凤子山三级站-水电站尾水段修复底板	24.20	50.00	50	2.20	0.22	2.06	2.20	6.45	0.05	0.30	0.35	0.30	24.85
恩城水电站-尾水平台扩建	17.82	30.00	50	2.52	0.12	1.57	2.52	3.84	0.03	0.18	0.21	0.30	18.33

各建筑物施工围堰设计如下表所示。

表8.3.4 -2　　施工围堰设计表

名称	施工围堰设计
凤子山二级站-放水闸加固	编织袋装土围堰，围堰高 2m，堰顶宽 1m，上下游边坡均为 1:1，围堰总长 20m，堰顶高程取 38.00m。
凤子山三级站-放水闸、左岸排洪闸加固	编织袋装土围堰，围堰高 2m，堰顶宽 1m，上下游边坡均为 1:1，围堰总长 30m，堰顶高程取 38.00m。
凤子山三级站-水电站尾水段修复底板	编织袋装土围堰，围堰高 3m，堰顶宽 1m，上下游边坡均为 1:1，围堰总长 30m，堰顶高程取 25.00m。
恩城水电站-尾水平台扩建	回填土围堰，迎水侧铺 0.5m 厚编织袋装土，围堰高 3.1m，堰顶宽 3m，上下游边坡均为 1:2，围堰总长 60m，堰顶高程取 18.40m。

8.4 主体工程施工

8.4.1 土石方施工

主体工程土石方明挖出渣道路的布置根据开挖方式、施工进度、运输强度、渣场位置、车型和地形条件等统一规划，进入基坑的出渣道路有困难时，最大纵坡可视运输设备性能、纵坡长度等具体情况酌情加大，但不宜大于15%。

土方开挖采用 1m^3 挖掘机开挖，废弃土方由 8t 汽车弃运至弃渣场堆放，最后采用推土机进行推平；土方回填主要采用机械土方回填，推土机分层碾压，局部采用人工土方回填，打夯机分层夯实，土方回填尽可能利用施工开挖形成的土方。

8.4.2 混凝土施工

本工程所用砼均采用商品混凝土，人工平仓，机械振捣。砼工程施工需符合《水工混凝土施工规范》（SL677-2014）要求。

一、混凝土施工方案选择应遵守的原则

（1）混凝土生产、运输、浇筑、养护和温度控制措施等各施工环节衔接合理；

（2）施工工艺先进，设备配套合理，综合生产效率高；

（3）运输过程的中转环节少，运距短，温度控制措施简易、可靠；

（4）浇筑强度协调平衡。

二、模板选择应遵守的原则

宜多用钢模、少用木模，模板类型应适合结构物外型轮廓，有利于机械化操作和提高周转次数。结构形式宜标准化、系列化；便于制作、安装、拆卸和提升。

三、浇筑

（1）浇筑混凝土前，应详细检查有关准备工作：包括地基处理（或缝面处理）情况，混凝土浇筑的准备工作，模板、钢筋、预埋件及止水设施等是否符合设计要求，并应做好记录。

（2）基岩面和新老混凝土施工缝面在浇筑第一层混凝土前，可铺水泥砂浆、小级配混凝土或强度等级的富砂浆混凝土，保证新混凝土与基岩或新老混凝土施工缝面结合良好。

（3）混凝土浇筑，胶轮车运输，坡面时采用溜槽输送，平铺法施工。应按一定厚度、次序、方向，分层进行。且浇筑层面平整。

（4）混凝土的浇筑坯层厚度，应根据拌和能力、运输能力、浇筑速度、气温及振捣器的性能等因素确定。根据振捣设备类型确定浇筑坯层的允许最大厚度。

（5）入仓的混凝土应及时振捣，不得堆积。仓内若有粗骨料堆叠时，应均匀地分布于砂浆较多处，但不得用水泥砂浆覆盖，以免造成内部蜂窝。在倾斜面上浇筑混凝土时，应从低处开始浇筑，浇筑面应保持水平，在倾斜面处收仓面应与倾斜面垂直。

（6）混凝土浇筑应保持连续性。混凝土浇筑允许间歇时间应通过试验确定。如局部初凝，但未超过允许面积，则在初凝部位铺水泥砂浆或小级配混凝土后可继续浇筑。

（7）浇筑仓面出现下列情况之一，应停止浇筑。混凝土初凝并超过允许面积；混凝土平均浇筑温度超过允许偏差值，并在 1 小时内无法调整至允许温度范围内。

四、混凝土施工缝处理，应遵守下列规定

（1）混凝土收仓面应浇筑平整，在其抗压强度尚未到达 2.5MPa 前，不得进行下道工序的仓面准备工作。

（2）混凝土施工缝面应无乳皮，微露粗砂。

（3）毛面处理宜采用 25MPa～50MPa 高压水冲毛机，也可采用低压水、风砂枪、刷毛机及人工凿毛等方法。毛面处理的开始时间由试验确定。采取喷洒专用处理剂时，应通过试验后实施。

五、养护

混凝土浇筑完毕后，应及时洒水养护，保持混凝土表面湿润，混凝土表面养护的要求：

（1）混凝土浇筑完毕后，养护前宜避免太阳曝晒。

（2）塑性混凝土应在浇筑完毕 6～18h 内开始洒水养护，低塑性混凝土宜在筑完毕后立即喷雾养护，并及早开始洒水养护。

（3）混凝土应连续养护，养护期内始终使混凝土表面保持湿润。

（4）混凝土养护时间，不宜少于 28d，有特殊要求的部位宜适当延长养护时间。

（5）混凝土养护应有专人负责，并应作好养护记录。

8.4.3 钢筋制安

钢筋原材料按不同的等级、牌号、规格挂牌分别堆放，不得混堆，并随时配合业主、质量监督机构抽查。在运输、贮存过程中应注意防雨，尽量避免锈蚀和污染，露天堆放须垫高并铺防雨材料，露天的要尽快、优先使用。

钢筋加工须按设计和规范要求进行，对加工好的钢筋应分类分别挂牌堆放，专人负责，堆放场地要整齐规范，便于钢筋取出。钢筋安装要严格按要求安装，注意保护垫块是否符合设计要求，绑接、焊接和搭接钢筋是否符合规范规定。钢筋的加工、安装须由专业的工程师负责，并由监理工程师验收后方能进入下一道工序的施工。

施工中如需要钢筋代换时，必须充分了解设计意图和代换材料性能，严格遵守现行钢筋砼设计规范的各种规定，并不得以等面积的高强度钢筋代换低强

度的钢筋。凡重要部位的钢筋代换，须征得甲方、设计单位同意，并有书面通知时方可代换。钢筋绑扎时尚应注意：

（1）钢筋表面应洁净，粘着的油污、泥土、浮锈使用前必须清理干净，可结合冷拉工艺除锈。

（2）钢筋切断应根据钢筋号、直径、长度和数量，长短搭配，先断长料后断短料，尽量减少和缩短钢筋短头，以节约钢材。

（3）钢筋的材质、规格及焊条类型应符合钢筋工程的设计施工规范，有材质及产品合格证书和物理性能检验，对于进口钢材需增加化学性能检定，检验合格后方能使用。

（4）钢筋的规格、形状、尺寸、数量、间距、锚固长度、接头位置、保护层厚度必须符合设计要求和施工规范的规定。

8.4.4 模板制安

模板安装必须保证混凝土浇筑后结构的几何形状、尺寸及相互位置符合设计要求，加工和架立的模板具有足够的强度、刚度和稳定性，木模板表面应尽量光洁平整、接缝严密、不漏浆，以保证混凝土表面的光洁度。

8.4.5 金属结构安装

金属结构吊装方法应结合构件的外形尺寸、重心位置及单件重量、安装位置孔洞和通道尺寸确定，应充分利用施工现场已有的起重设备及起吊能力，使用专用起吊设备时，其安装制作时间要满足安装工期的要求。金属结构埋件应随砼浇筑而同时施工，闸门及启闭机设备安装可用 15t 或 25t 汽车吊装就位。

金属结构安装应减少交叉作业，均衡生产，启闭机安装宜在埋件及二期砼完成后进行。水电机组吊装应采用永久起重设备，水轮发电机组的安装应与土建施工合理衔接，利用已有场地，进行大件预组装。

8.5 施工交通运输

8.5.1 对外交通运输

本工程外来物资主要包括主要建筑材料、施工机械设备及金属结构设备等。外来物资主要来源地为恩平市。根据本工程对外交通运输条件，选定外来物资的运输方式以公路为主。

8.5.2 场内交通运输

本工程附近有村道通过，场内交通运输主要为主体工程的土石方开挖出渣、土石方回填、砼浇筑等运输。根据现场实际情况，本工程不需新建临时道路，直接利用现有村道作为施工物料进场、出渣与场外交通的连接道路，但由于施工期间施工运输车辆可能会对现有路面造成破坏，完工后应对因施工破坏的路面予以修复。

8.6 施工工厂设施

8.5.1 砼拌和系统

本工程砼拟全部采用当地商品砼。

8.5.2 钢木综合加工厂

为方便工程施工生产和施工管理，在施工工区附近设置钢木综合加工厂，承担钢筋、木材的加工任务。

8.5.3 机械修配、汽车维修保养系统

工程所在地具有一定的机械设备修配、汽车维修能力，固此机械维修、汽车维修保养系统不另作特别设置，由施工单位自行安排。

8.7 施工总布置

8.6.1 布置原则

施工总布置遵循因地制宜、因时制宜、有利生产、方便生活、易于管理、安全可靠、经济合理的原则，合理确定并统筹规划布置，妥善处理施工场地内外关系，为保证工程施工质量，加快施工进度，提高经济效益创造条件。

8.6.2 营造布置

工区内主要布置各种临时辅助工厂（钢筋加工厂、木材加工厂等）、施工仓库等；施工期办公、生活、生产用房也可通过租用附近房屋解决。

由于本工程项目多，且比较分散，结合工程实际需求，设置 5 处工区，每个工区设置不同面积的临时仓库和工棚方便施工。各工区临时仓库和工棚面积如下表所示。

表8.6.2 临时仓库和工棚面积表

序号	工区名称	临时仓库面积（m^2）	临时工棚面积（m^2）	备注
1	东成工区	/	/	由于江洲、塘洲、恩城水电站土建部分改造内容较少，且距离东成水电站较近，其临时仓库和工棚可借用正在进行中的东成水闸重建项目工区。
2	大带工区	300	300	大带水电站（二级、三级、五级、六级）
3	凤子山工区	300	300	凤子山水电站（一级、二级、三级）、丹竹河水电站
4	西坑工区	300	300	
5	阵湾工区	300	300	
合计		1200	1200	

8.8 施工总进度

为使工程能尽快建成并发挥效益，施工组织设计应统筹兼顾、全面安排，在保证工程施工质量的前题下，组织好施工进度。

本工程施工总工期计划为 24 个月。工程拟于第一年 6 月开工，至第三年 6 月竣工。施工总进度见表 8.8。

表 8.8 **施工总进度表**

序号	站名 \ 时间	第一年		第二年				第三年	
		第三季度	第四季度	第一季度	第二季度	第三季度	第四季度	第一季度	第二季度
1	大带二级站								
2	大带三级站								
3	大带五级站								
4	大带六级站								
5	西坑水电站								
6	阵湾水电站								
7	丹竹河水电站								
8	凤子山一级站								
9	凤子山二级站								
10	凤子山三级站								
11	恩城水电站								
12	塘洲水电站								
13	江洲水电站								
14	东成水电站								
15	相关工作								

8.9 主要工程量汇总及主要材料消耗量

经测算，本项目实施过程中消耗土石方明挖330.09m^3，土石方填筑2619.8m^3，混凝土2019.21m^3，模板5186.21m^2，钢筋65.82t，水泥91.48t，碎石83.2m^3，砂165.59m^3，电241301.75kw·h，柴油30.14t，汽油10.01t，水3525.45m^3。

9 建设征地与移民安置

本项目拟对恩平市西坑水电站、大带水电站（二、三、五、六级）、丹竹河水电站、凤子山水电站（一、二、三级）、恩城水电站、塘洲水电站、江洲水电站、东成水电站、阵湾水电站共 14 座水电站进行改造，重点对运行多年的机组设备进行更换，对有安全隐患的压力管道进行更换，对有安全隐患的厂房及水工建筑进行维修加固或拆除重建，对各水电站防雷接地系统进行改造，对具备条件的电站的中控系统按“少人值守、集中管理”原则进行全自动化升级改造。

本项目各水电站厂区（包括所有建筑物和场地）在生态保护红线划定前已依法依规建成并投入使用多年，此次改造主要是对现有主厂房、辅助厂房等建筑物内部的发电机组、电气设备、控制系统等进行更新、升级或替换施工活动（厂房内作业）均未触及、穿越或占用厂区范围外的任何生态保护红线区域。不涉及新增建设用地，不改变土地用途和规划条件，所有建设活动严格限定在既有合法厂区及厂房内部，与生态保护红线无交集，不会对红线区域产生任何新增影响或破坏。项目用地合法、合规、合理，完全满足技术改造类项目的用地要求。

2025 年 6 月 11 日，恩平市自然资源局下发《关于恩平市水电站提质改造项目用地审查的复函》（详见附录二-6）要求“如项目建设占用土地，涉农用地转为建设用地的，应当办理农用地转用审批手续，且建设项目动工前，应依法依规取得合法用地手续”。2025 年 6 月 26 日，广湾（恩平公司）在《关于恩平市水电站提质改造项目用地审查意见复函的说明》（详见附录二-7）中承诺“在项目初步设计阶段进一步优化设计方案，结合用地规划、生态保护及技术规范等要求，对用地范围线进行细化调整，保障工程实施符合自然资源管理相关规定。并在项目推进过程中，积极配合，及时提交调整后的设计成果，并根

据技术审查意见完善用地方案，依法依规履行后续审批程序，确保施工面不在生态保护红线范围内”。

经项目建设单位与设计单位自查，本项目所有改造均在原有电站的基础上进行改造，不改变现有工程布置，工程占地均在原有工程管理范围以内，不涉及新的工程占地及相应的青苗补偿等。

10 环境保护设计

10.1 设计依据与标准

10.1.1 法律、法规及条例

1） 《广东省地表水环境功能区划》（2011.2.14）；

2）《中华人民共和国水污染防治法》（国主席令〔2018〕第 24 号）；

3）《中华人民共和国环境噪声污染防治法》（2022.5.5 起实施）；

4）《中人民共和国固体废物污染环境防治法》（2020.4.29）；

5）《中华人民共和国水土保持法》（2010.12.25 修订，2011.3.1 实施）；

6）《建设项目环境保护管理条例》（2016.10.1 修订）；

7）《广东省环境保护条例》（2019.11.29，2022.11.30 第三次修正）。

10.1.2 有关标准

1） 《地表水环境质量标准》（GB 3838-2002）；

2）《农田灌溉水质标准》（GB 5084-2021）；

3）《环境空气质量标准》（GB 3095-2012）；

4）《社会生活环境噪声排放标准》（GB 22337-2008）；

5）《声环境质量标准》（GB 3096-2008）；

6）广东省《水污染物排放限值》（DB 44/26-2001）；

7）广东省《大气污染物排放限值》（DB 44/27-2001）。

10.2 项目建设区域环境现状

（一） 环境空气质量现状

根据对项目建设区附近进行的监测结果表明，该区域环境空气质量处于较好的水平，SO_2、NO_2 以及 PM10 皆符合环境空气质量标准（GB3095）及其“修改通知单”中的二级标准。

（二）水环境质量现状

现状河道水质较好。

（三）声环境质量现状

根据（GB3096）《环境区域环境噪声标准》的规定，本项目施工期噪声评价执行《城市区域环境噪声标准（GB3096）》1 类标准和《建筑施工场界噪声限值（GB12523）》：昼间≤55dB（A）、夜间≤45dB（A）。对本项目所在地进行了声环境质量现状实测，监测结果表明，建设项目所在地昼夜间环境噪声符合 1 类噪声标准，环境噪声现状质量良好。

（四）水土流失和生态环境质量现状

流域植被覆盖率较高，水土流失比较轻微。大部分地区属平原地貌，地带性植被类型为季风常绿阔叶林，由于人类活动的影响，现主要为天然和人工常绿针阔叶混交林，植被茂盛。

10.3 工程对环境的有利影响

恩平市水电站提质改造项目只要是更换机电设备及升级自动化控制，技改前、后电站的水利工程特性在环境影响方面没有发生大的改变。但工程完成后电站的发电量有所增加，有利于提高水资源的利用率，对水土保持有积极的促进作用。

10.4 工程对环境的不利影响

本地区属山区地带，植被良好，库区水环境质量良好，本电站发电自身不会产生污染物，不会增加新的污染源，本工程改造建成后，下游河段水质仍保持现有的水平，由于本工程土建工程量很少，施工期较短，在施工期采取一定的有效措施就可以避免对下游的影响，因此，本工程施工对下游环境的影响不大。

本工程中从转轮制造、发电机转子制造到电气产品的生产制造都是环境污染很低的生产过程，机组拆卸也全部在发电厂房内进行，噪声很小，且周边无居民区。工程对环境的不利影响只可能发生在施工其间的机组拆卸和回装过程中，主要是各种机械油脂、绝缘材料的弃旧换新。工程完成后投入运行，就是普通的水轮发电机组，对环境不再产生污染。因此本工程对环境的不利影响是极少的，也是很容易得到有效控制的。

10.5 环境保护措施

10.5.1 水环境保护措施

（一）生活污水处理措施

根据不同的施工地点和施工分区段的要求，为防止生活污水对围内各水道的不利影响，因此必须对施工人员的生活污水进行处理，实行达标排放。在居住区结合施工人数、场地设立处理化粪池，本工程分为 1 个工区，设立 1 个化粪池，有效容积 3m^3，采用钢筋砼结构，化粪池出来的污水用来浇地。其他生活污水主要为食堂污水及施工人员洗漱水，污染物浓度较低，经沉淀后做为场地抑尘用水。

根据工程布置特点，经过比较分析，结合当地实际情况，生活污水处理采用地埋式污水处理设备基建沉淀的方法。本方案处理效果好，已有成功的经验，其占地面积小，操作简单。

（二）生产污水处理措施

施工过程中将产生悬浮物浓度较高的生产废水，砼料罐冲洗废水则推荐采用简单的沉淀法进行处理，处理后出水浓度要求达到广东省《水污染物排放限值》（DB44/26-2001）中第二时段一级标准，部分回收利用，部分排放至附近排水系统，对沉淀池污泥应脱水成泥饼后再外运至堆渣场，不能任意丢弃。

10.5.2 大气环境保护措施

大气环境保护主要在施工期，应在如下几方面加强保护：

（一）车辆运输扬尘降低措施

车辆扬尘量与公路路面尘土、道路损坏、装载的物料特性及车速有关，只要有效地控制其来源，即可减少扬尘。运输通过临时性道路或土路时，实施现场车辆速度控制；车辆配备车轮洗刷设备，或在离开施工场地时用软管冲洗；来往于各施工场地卡车上的多尘物料用帆布覆盖；加强道路两侧植被的保护。

（二）燃油废气防治

首先，往返于施工区的大型车辆，尾气应达标排放。不能达标的，安装尾气净化器；其次，执行《在用汽车报废标准》，推行强制更新报废制度。特别是发动机耗油多、效率低、排放尾气严重超标的老旧车辆，必须更新；第三，实施《汽车排污监管办法》和《汽车排放监测制度》，并制定《施工区运输车辆排气监测办法》，严格执行。

（三）减少开挖粉尘

钻机安装除尘装置。运用扬尘产生较少的爆破技术；采用湿法作业，可以减少粉尘。

（四）人工防护工作

做好施工人员的劳动保护工人工作，如佩带防尘口罩等。

（五）洒水措施

安排 1 辆洒水车，负责施工车辆行驶线路、施工场地洒水防尘的工作。

10.5.3 声环境保护措施

（一）现场施工人员的噪声防治措施

施工机械应尽量选用低噪声设备；固定设备与挖掘机、运输卡车等机械的进气、排气口设置消声器；振动大的设备（部件）配备减振装置，也可以使用

阻尼材料；加强设备的维护和保养。

本项目施工期混合噪声级多数在 85dB（A）以上，运功若长期在此环境下工作，身体健康会受到影响，因此施工单位必须采取必要的劳动保护措施，如向施工人员发放防声头盔、耳罩、柱状耳塞、伞形耳塞等，并采取轮班作业，合理安排职工的连续工作时间。

（二）办公生活区、居民区防护措施

严格控制施工时间，能够完成施工进度的情况下不要安排昼夜连续施工，参照当地环保部门的有关规定，施工作业时间应控制在 8:00～12:00，14:00～20:00 时段。

在运输过程中严格限制车速和单位时间内的车流量，车辆穿行城镇时适当降低车速，在较空旷地带行驶适当提高车速，居民区中穿行时车速控制在 20km/h 内，并禁鸣喇叭。可以绕开居民区时，尽量不要从居民区中穿行；不得已必须穿行的居民区，为受影响的居民区制作临时隔音设备，或给予一定的经济补偿。

10.5.4 固体废弃物防治措施

为减少弃渣和生活垃圾对环境的影响，应采取如下措施：

⑴ 车辆运输散体物和废弃物时，必须密封、包扎、覆盖，不得沿途播撒。

⑵ 运输土方的车辆必须在规定时间内，按制定路线行使。

⑶ 施工生活垃圾交环卫部门定期清理、统一处理，并对垃圾堆放点定期消毒，达到无害化处理。

10.5.5 施工期水土保持措施

本项目要做好水土保持措施，水保措施与项目实施要按“三同时”原则执行，以尽量减小水土失流对周围围造成的不利影响。

10.5.6 生态保护措施

合理布局施工场地，尽量减少施工临时占地，以减少对地表植被的破坏。

另外还需做好施工区的绿化恢复措施，绿色植物能吸收有害气体，防尘降噪，保持水土，改善局部小气候。通过适时绿化，可以恢复施工场地生态，减少因施工造成的植被损失，又可防止水土流失，保护环境，改善自然景观。根据施工布置特点及施工进度，施工区绿化建议采用分区绿化、分期实施、近期绿化与远期发展相结合，防尘减噪与美化环境相结合的原则，分期分批对施工区进行绿化，使因工程施工活动而遭受破坏的施工区环境得以恢复，并在此基础上得到改善。

10.5.7 人群健康保护措施

做好施工人员的计划免疫工作，提高抗病能力，防止发生疫情，同时还要认真做好居住、饮食和环境的卫生管理工作，定期清洁工地环境卫生，定期作好工地灭蚊灭鼠措施。

选择良好运转的低噪声机械，尽可能减少噪声、震动对施工人员及周围环境的影响。对施工人员要做好防噪、防震等劳动保护工作。

环境保护措施设计处理流程图见图 10.5。

图 10.5　环境保护措施设计处理流程图

10.6 环境监测

（1）落实生态恢复与污染防治措施必须与主体工程同时设计、同时施工、同时投产的“三同时”制度；

（2）设立专门的环境保护管理部门，确保环保措施的落实和发挥效益；

（3）建设单位应制定并执行各项环境保护规章制度；

（4）委托有资质的监理部门对工程施工的环境保护措施实施监理制度；

（5）建设单位应制定并执行施工期生态、水、气、声和水土流失等环境监测计划。

10.6.1 水环境监测计划

（1）监测项目：水温、PH 值、DO、SS、氯离子、COD_{MN}、NH_3-N、NO_2-N、NO_3-N、总磷、挥发酚、总汞、总砷、石油类。

（2）监测时间：采样时间于施工期每 1 年一次按常规方法进行分析。

（3）监测断面布设：每个工区每 1 年 1 次，共计 2 次。

10.6.2 大气环境监测计划

由于施工期不会排放危险性大的废气，此外本工程是线性分布，单个地方施工规模不大，工程位于居住区外的空旷地区，通风条件良好，所以不需要进行大气环境监测。

10.6.3 噪声监测计划

（1）监测项目：A 声级及等效 A 声级 LA_{EQ}。

（2）监测布点：每工区布设 1 处监测点。

（3）监测频率：从工程开工至主体工程完工，每 1 年 1 次，共计 2 次。

10.7 环保措施投资

10.7.1 编制依据

依据《广东省水利水电工程设计概（估）算编制规定》、国家计委、建设部计价格〔2002〕10 号文《工程勘测设计收费标准》及环境监测等相关标准，设计人员提供的工程量，参照类似工程经验，对该工程环境保护设计进行投资估算。

10.7.2 计算结果

经计算工程环境保护措施总投资为 20.28 万元，其中：施工期环境保护措施费 3.34 万元，施工期环境监测费 0.40 万元，独立费用 15.57 万元，基本预备费 0.97 万元。环境保护设计投资估算见表 10.6.2。

表 10.6.2　　环保措施投资估算表

类别	项目		单位	单价（元）	数量	投资（万元）
一	施工期环境保护措施费					3.34
（一）	污水处理措施					2.84
1	化粪池	基建费	个	6000	1	0.60
		清理费	次	200	12	0.24
2	砼拌和冲洗废水处理	沉淀池	个	10000	1	1.00
3	大气污染	施工期平均	次	100	100	1.00
	防治	洒水运行费				
（二）	卫生防疫					0.50
1	卫生防疫		人/a	50	50	0.25
2	垃圾处理		人/a	50	50	0.25
二	施工期环境监测费					0.40
1	水质监测		次	1500	2	0.30
2	大气监测		次	1500	0	0.00
3	噪声监测		次	500	2	0.10
三	一、二合计					3.74
四	独立费用					15.57
（一）	环境管理经常费		三项×3%			0.11
（二）	环境保护宣传及技术培训费		三项×1.5%			0.06

类别	项目	单位	单价（元）	数量	投资（万元）
（三）	招标服务费	计价格[2002]1980 号文			0.04
（四）	环境工程监理费	发改价格[2007]670 号文			0.13
（五）	工程造价咨询服务费	《省编规》附录 10			0.05
（六）	环境影响评价费（报告表）	计价格[2002]125 号文			15.00
（七）	勘测设计费	计价格[2002]10 号文			0.19
五	三、四合计				19.31
六	基本预备费	五项×5%			0.97
七	五、六合计				20.28

11 水土保持设计

11.1 编制依据

11.1.1 法律法规

（1）《中华人民共和国水土保持法》（1991 年 6 月 29 日，第七届全国人民代表大会常务委员会第二十次会议通过；2010 年 12 月 25 日，第十一届全国人民代表大会常务委员会第十八次会议修订；2011 年 3 月 1 日实施）；

（2）《中华人民共和国水土保持法实施条例》（1993 年 8 月 1 日，国务院第 120 号令；2011.1.8 修订并实施）；

（3）《广东省水土保持条例》（2016 年 9 月 29 日，广东省第十二届人民代表大会常务委员会第二十八次会议通过，2017 年 1 月 1 日起施行）。

11.1.2 规章

（1）《开发建设项目水土保持方案编报审批管理规定》（水利部令第 5 号，1995 年 5 月 30 日发布，2005 年 7 月 8 日修订，根据 2017 年 12 月 22 日水利部令第 49 号修改）；

（2）《水土保持生态环境监测网络管理办法》（水利部令第 12 号，2000 年 1 月 31 日发布，根据 2017 年 12 月 22 日水利部令第 49 号修改）；

（3）《关于修改部分水利行政许可规章的决定》（水利部令第 24 号，2005 年 7 月 8 日发布）；

（4）《水利部关于废止和修改部分规章的决定》（水利部令第 49 号，2017 年 12 月 12 日发布）。

11.1.3 规范性文件

（1）《关于加强大中型开发建设项目水土保持监理工作的通知》（水利部水保〔2003〕89 号）；

（2）国家发展改革委、建设部关于印发《建设工程监理与相关服务收费管理规定》的通知（发改价格〔2007〕670 号）；

（3）广东省发展改革委、广东省财政厅、广东省水利厅《关于规范水土保持补偿费征收标准的通知》（粤发改价格〔2021〕231 号）；

（4）《广东省水利厅关于划分省级水土流失重点预防区和重点治理区的公告》（广东省水利厅水保处，2015 年 10 月 13 日）；

（5）《水利部生产建设项目水土保持方案变更管理规定（试行）》（水利部，水保〔2016〕65 号）；

（6）《关于进一步加强生产建设项目水土保持设施验收工作的通知》（水利部，水保〔2016〕227 号）；

（7）《水利部办公厅关于印发<全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果>的通知》（办水保〔2013〕188 号）；

（8）《水利部关于加强事中事后监管规范生产建设项目水土保持设施自主验收的通知》（水保〔2017〕365 号）；

（9）《广东省水利厅关于我厅审批及管理的生产建设项目水土保持设施验收报备有关事项的公告》（广东省水利厅，2017 年 12 月 8 日）；

（10）《关于加强水土保持工程验收管理的指导意见》（水利部，水保〔2016〕245 号）；

（11）《水利部办公厅关于强化依法行政进一步规范生产建设项目水土保持监督管理工作的通知》（办水保〔2016〕21 号，2016 年 2 月 2 日）；

（12）《广东省水利厅关于我厅审批及管理的生产建设项目水土保持设施验收报备有关事项的公告》（广东省水利厅，2017 年 12 月 8 日）；

（13）《水利部办公厅关于印发生产建设项目水土保持技术文件编写和印制格式规定（试行）的通知》（办水保〔2018〕135号，2018年7月12日）；

（14）《水利部办公厅关于印发生产建设项目水土保持设施自主验收规程（试行）的通知》（办水保〔2018〕133号，2018年7月10日）；

（15）《水利部水利水电规划设计总院关于印发水利水电工程水土保持方案变更技术文件编制技术要点的通知》（水总环移〔2018〕947号，2018年9月20日）；

（16）《水利部办公厅关于印发生产建设项目水土保持监督管理办法的通知》（办水保〔2019〕172号，2019年7月30日）；

（17）《广东省水利厅关于简化企业投资生产建设项目水土保持方案审批程序的通知》（粤水水保函〔2019〕691号，2019年3月28日）；

（18）《水利部关于进一步深化“放管服”改革全面加强水土保持监管的意见》（水保〔2019〕160号，2019年5月31日）；

（19）广东省水利厅关于调整《广东省水利水电工程设计概（估）算编制规定》增值税销项税税率的通知（粤水建设〔2019〕9号，2019年4月16日）；

（20）《水利部水土保持监测中心关于印发生产建设项目水土保持方案技术审查要点的通知》（水保监〔2020〕63号，2020年12月7日）；

（21）《水利部办公厅关于印发生产建设项目水土保持问题和责任追究标准的通知》（办水保函〔2020〕564号，2020年7月24日）；

（22）《水利部办公厅关于进一步加强生产建设项目水土保持监测工作的通知》（办水保〔2020〕161号，2020年7月28日）；

（23）《水利部办公厅关于实施生产建设项目水土保持信用监管“两单”制度的通知》（办水保〔2020〕157号，2020年7月24日）；

（24）《水利部办公厅关于做好生产建设项目水土保持承诺制管理的通知》（办水保〔2020〕160号，2020年7月28日）。

11.1.4 技术规范和标准

（1）《生产建设项目水土保持技术标准》（GB50433-2018）；

（2）《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T50434-2018）；

（3）《防洪标准》（GB50201-2014）；

（4）《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007）；

（5）《水土保持监测技术规程》（SL277-2002）；

（6）《开发建设项目水土保持设施验收技术规程》（GB/T22490-2008）；

（7）《水利水电工程制图标准水土保持图》（SL73.6-2015）；

（8）《土地利用现状分类》（GB/T21010-2017）；

（9）《广东省水利水电工程设计概（估）算编制规定与系列定额》。

11.2 水土流失概况

根据《水利部办公厅关于印发<全国水土保持规划国家级水土流失重点预防区和重点治理区复核划分成果>的通知》（办水保〔2013〕 188 号）及《广东省水利厅关于划分省级水土流失重点预防区和重点治理区的公告》（2015 年 10 月 13 日），项目所在地恩平市不属于国家级、省级水土流失重点预防区、重点治理区。

根据《广东省第四次水土流失遥感普查成果报告》项目区所在恩平市土壤侵蚀为 151.34km^2，其中自然面积 137.12km^2，人为侵蚀 14.22km^2。

根据《土壤侵蚀分类分级标准》（SL190-2007），工程区属于以水力侵蚀为主的类型区南方红壤丘陵区，水土流失的类型主要是水力侵蚀，土壤容许流失量为 500t/km^2·a。

11.3 水土流失防治标准及防治目标

根据《生产建设项目水土流失防治标准》（GB/T50434-2018），“项目位

于湖泊和已建成水库周边、四级以上河道两岸 3km 汇流范围内，或项目周边 500m 范围内有乡镇、居民点的，且不在一级标准区域的应执行二级标准”。

本项目为现有电站提质改造工程，均位于已建成水库周边、四级以上河道两岸 3km 汇流范围内，因此执行南方红壤区二级标准。

项目区土壤侵蚀强度属轻度，土壤流失控制比调整为 1.0。经修正后项目水土流失防治目标见表 11.3。

表 11.3　　水土流失防治指标值计算表

指标名称	二级标准		按侵蚀强度修正	采用标准	
	施工期	试运行期		施工期	试运行期
水土流失治理度（%）	—	95		—	95
土壤流失控制比	—	0.85	≥1.0	—	1.0
渣土防护率（%）	90	95		90	95
表土保护率（%）	87	87		87	87
林草植被恢复率（%）	—	95		—	95
林草覆盖率（%）	—	22		—	22

11.4 主体工程水土保持评价

（1）本项目 14 座电站均是在原址进行提质改造，且项目区植被良好，岸坡相对较稳定，满足开发建设项目水土流失防治及其措施总体布局等一般规定和约束性规定。

（2）本项目设置土料场 1 处，选在恩城市平乐村西面凤凰山的山体，料场位于丘陵矮冈，地势较平缓。土料场现状多为林地，山体稳定、地表植被覆盖完好，没有设置在崩塌和滑坡危险区、泥石流易发区，方案已考虑取土结束后的整治绿化设施，不会诱发崩塌、滑坡等地质灾害。土料开采过程中不可避免的造成景观破坏，但在开采结束后通过植被恢复措施，可使破坏的植被得以恢复，与周边形成协调的景观效果。

（3）本项目土建改造部分较少，弃渣量较少，建筑废料就近处理后可作为路基填料使用。因此本项目无需设置弃渣场，避免弃渣场长时间裸露，造成区域水土流失。

（4）从水土保持角度分析，主体工程规划的草皮护坡等措施可有效控制和减少工程建设造成的水土流失，本方案补充施工过程中临时防护措施等，主体已列和本方案新增水土保持措施的有机结合，形成综合的防治体系，可有效防治工程建设造成的水土流失。

11.5 建设项目防治分区

本工程水土流失防治分区划分的主要依据是项目组成、工程布置、工程施工扰动特点、工程建设时序和水土流失影响等。

本项目用地占地面积 1.13hm^2；根据分区原则、工程建设的施工特点，将本项目划分为主体工程区、围堰工程区、土料场防治区 3 个水土流失防治一级分区，不再划分二级分区。

本项目水土流失防治分区划分见表 11.5。

表 11.5　　水土流失防治分区一览表

一级分区		分区面积（hm^2）	水土流失特点	备注
主体工程区	西坑水电站	0.03	面蚀、水力蚀	
	大带二级站	0.07	面蚀、水力蚀	
	大带三级站	0.10	面蚀、水力蚀	
	大带五级站	0.04	面蚀、水力蚀	
	大带六级站	0.03	面蚀、水力蚀	
	丹竹河	0.13	面蚀、水力蚀	
	凤子山一级站	0.01	面蚀、水力蚀	
	凤子山二级站	0.03	面蚀、水力蚀	
	凤子山三级站	0.25	面蚀、水力蚀	
	恩城水电站	0.09	面蚀、水力蚀	
	塘洲水电站	0.04	面蚀、水力蚀	
	江洲水电站	0.08	面蚀、水力蚀	
	东成水电站	0.00	面蚀、水力蚀	
	阵湾水电站	0.04	面蚀、水力蚀	
围堰工程区	凤子山二级站	0.01	面蚀、水力蚀	
	凤子山三级站	0.03	面蚀、水力蚀	

一级分区		分区面积（hm^2）	水土流失特点	备注
	恩城水电站	0.08	面蚀、水力蚀	
土料场		0.10	面蚀、水力蚀	
合计		1.13		

11.6 水土流失预测

11.6.1 缴纳水土保持补偿费面积分析

根据广东省发展改革委、广东省财政厅、广东省水利厅《关于规范水土保持补偿费征收标准的通知》（粤发改价格[2021]231 号），“水土保持补偿费征收范围按照《中华人民共和国水土保持法》和财综[2014]8 号文有关规定执行，即在山区、丘陵区、风沙区以及水土保持规划确定的容易发生水土流失的其他区域开办生产建设项目或者从事其他生产建设活动，损坏水土保持设施、地貌植被，不能恢复为原有水土保持功能的单位和个人，应当缴纳水土保持补偿费。其中，上述其他生产建设活动包括取土、挖砂、采石（不含河道采砂），烧制砖、瓦、瓷、石灰，以及排放弃土、石、渣”、“一般性生产建设项目，按照征占地面积一次性征计，每平米 0.6 元（不足 1 平米的按 1 平方米计）。其中，属水利水电工程建设项目的，水库淹没区不在水土保持补偿费计征范围之内”。

根据以上规定，本项目属于一般性生产建设项目，项目占地面积 1.13hm^2，需要缴纳水土保持补偿费面积共计 1.13hm^2。

11.6.2 水土流失预测时段

水土流失预测分建设期和运行期两个时段，本项目水土流失主要发生在项目建设期，运行期随着水土保持措施功能的日益发挥，水土流失将得到控制。因此，选定施工期为水土流失预测时段，运行期的水土流失不予考虑。施工期预测时间取工程施工年限，植被恢复期选定为 1 年。

11.6.3 预测方法和参数

水土流失预测采取定量分析与定性分析相结合的方法。在详细查阅项目所在地已有水土流失资料的基础上，结合现场勘察相结合的方法对工程建设可能造成的水土流失进行预测。

原生地表的侵蚀模数主要根据各建设区的植被、土地利用、地形地貌等因素，参照《土壤侵蚀分类分级标准》分级标准和指标，确定不同分区的水土流失强度，实际操作时取项目区土壤侵蚀的平均值作为背景值。根据实地调查，项目区的背景侵蚀强度为 500t/（km^2.a）。

11.6.4 建设过程中水土流失预测

水土流失预测重点为主体工程区防治区、围堰工程区防治区及土料场防治区，共 5 个分区。

（1）土壤侵蚀模数的确定

土壤侵蚀模数，是在项目区水土流失现状调查的基础上，结合考虑工程建设中各类施工工艺对土地的扰动和破坏程度，分析各施工区域的水土流失特点，采用类比法分项进行确定。各防治区施工期水土侵蚀模数为：主体工程区为 10000t/（km^2.a）、土料场为 8000t/（km^2.a）；自然恢复期水土侵蚀模数均为 750t/（km^2.a）。

（2）新增水土流失量预测

根据扰动原地貌面积、扰动原地貌前后土壤侵蚀模数的变化及预测年限进行计算。新增水土流失量的具体计算见表 11.6。经计算，本工程整个建设期可能产生的水土流失总量为 342.40t，新增水土流失量 319.74t。

表 11.6　　水土流失预测统计表

预测时段	预测分区		土壤侵蚀模数 t（km2.a）		预测面积（hm2）	预测时段（a）	背景流失量（t）	预测流失量（t）	新增流失量（t）
			原地貌	扰动后					
施工准备及施工期	主体工程区	西坑水电站	500	10000	0.03	3	0.40	7.97	7.57
		大带二级站	500	10000	0.07	3	1.05	21.07	20.02
		大带三级站	500	10000	0.10	3	1.46	29.20	27.74

预测时段	预测分区		土壤侵蚀模数 t（km2.a）		预测面积（hm2）	预测时段（a）	背景流失量（t）	预测流失量（t）	新增流失量（t）
			原地貌	扰动后					
		大带五级站	500	10000	0.04	3	0.54	10.88	10.34
		大带六级站	500	10000	0.03	3	0.38	7.53	7.15
		丹竹河	500	10000	0.13	3	1.99	39.75	37.76
		凤子山一级站	500	10000	0.01	3	0.08	1.66	1.58
		凤子山二级站	500	10000	0.03	3	0.42	8.39	7.97
		凤子山三级站	500	10000	0.25	3	3.76	75.28	71.51
		恩城水电站	500	10000	0.09	3	1.28	25.53	24.25
		塘洲水电站	500	10000	0.04	3	0.64	12.85	12.21
		江洲水电站	500	10000	0.08	3	1.18	23.67	22.49
		东成水电站	500	10000	0.00	3	0.00	0.00	0.00
		阵湾水电站	500	10000	0.04	3	0.58	11.54	10.96
	围堰工程区	凤子山二级站	500	10000	0.01	3	0.14	2.76	2.63
		凤子山三级站	500	10000	0.03	3	0.44	8.70	8.27
		恩城水电站	500	10000	0.08	3	1.16	23.12	21.96
	土料场		500	8000	0.10	3	1.50	24.00	22.50
	合 计				1.13		17.00	333.91	316.91
自然恢复期	主体工程区	西坑水电站	500	750	0.03	1	0.13	0.20	0.07
		大带二级站	500	750	0.07	1	0.35	0.53	0.18
		大带三级站	500	750	0.10	1	0.49	0.73	0.24
		大带五级站	500	750	0.04	1	0.18	0.27	0.09
		大带六级站	500	750	0.03	1	0.13	0.19	0.06
		丹竹河	500	750	0.13	1	0.66	0.99	0.33
		凤子山一级站	500	750	0.01	1	0.03	0.04	0.01
		凤子山二级站	500	750	0.03	1	0.14	0.21	0.07
		凤子山三级站	500	750	0.25	1	1.25	1.88	0.63
		恩城水电站	500	750	0.09	1	0.43	0.64	0.21
		塘洲水电站	500	750	0.04	1	0.21	0.32	0.11
		江洲水电站	500	750	0.08	1	0.39	0.59	0.20
		东成水电站	500	750	0.00	1	0.00	0.00	0.00
		阵湾水电站	500	750	0.04	1	0.19	0.29	0.10
	围堰工程区	凤子山二级站	500	750	0.01	1	0.05	0.07	0.02
		凤子山三级站	500	750	0.03	1	0.15	0.22	0.07
		恩城水电站	500	750	0.08	1	0.39	0.58	0.19
	土料场		500	750	0.10	1	0.50	0.75	0.25
	合 计				1.13		5.67	8.50	2.83
总 计							22.66	342.40	319.74

11.6.5 预测结果及综合分析

工程扰动原地貌、损坏土地面积 1.13hm^2。由于工程建设开挖、占用等，原地貌及植被将受到不同程度的影响，导致其水土保持功能减弱。通过类比预测

推算，工程建设可能造成的新增水土流失量 319.74t。

该项目工程程施工可能造成水土流失危害。根据我国水土保持工作“预防为主”的方针，在预测的基础上，落实水土保持方案，达到减少水土流失危害的目的。

11.7 水土保持防治措施及工程量

水土流失防治措施布设遵循“预防为主、保护优先”的原则，工程措施与植物措施相结合，永久工程和临时工程相结合，统筹布置水土流失防治体系。在防治措施具体配置中，要以工程措施为先导，充分发挥其速效性和控制性，同时也要发挥植物措施的后续性和生态效应，使本工程项目区形成一个完整的水土流失防治体系。

主体工程区已考虑草皮护坡等措施，方案在此基础上补充土地整治、表土剥离、临时排水、临时拦挡等防护措施。分区防治措施见表 11.7-1。

表 11.7-1 分区防治措施表

防治分区	防治措施
主体工程区	本方案补充土地整治、表土剥离、临时排水、临时拦挡等措施。
围堰工程区	本方案补充土地整治、表土剥离、临时排水、临时拦挡等措施。
土料场	本方案补充土地整治、表土剥离、工程措施（排水沟、挡渣墙等）、植物措施（撒播草籽、种植用材林等）。

一、主体工程区、围堰工程区防治措施设计

（1）临时排水

为了疏导大带三级站、丹竹河水电站引水钢管安装通道坑内地表径流，方案考虑在坡脚外 0.5m 处布设临时排水沟，大带三级站设 220m，丹竹河水电站设 240m，共计 460m。临时排水沟为梯形断面、土质结构，底宽、沟深为 300mm，坡比 1：1，采用水泥砂浆抹面。

施工期排水泥沙含量较高，直接排放将对下游区域造成淤积，方案考虑排水沟出口处设置沉砂池，共计 2 座。沉砂池为梯形断面、土质结构，底长 3.6m，

底宽 2m，池深 1.2m，坡比 1：1，采用水泥砂浆抹面。

（2）临时遮护

修建初期，边坡植物防护尚未形成，抗雨水冲蚀能力较弱，为保证边坡植被恢复效果，对坡面受雨水冲刷严重的边坡铺盖塑料薄膜进行遮护，可重复使用。需塑料薄膜 500m^2。

二、土料场防治措施设计

（1）表土剥离

土料场用地现状均为林地，表层土壤具有一定的肥力，可作为植物绿化用土。施工前剥离表土集中堆放，剥离面积为 0.10hm^2，剥离厚度为 200mm，剥离方量为 200m^3。

（2）土地整治

土料场开挖后及弃渣场堆填后，需进行场地清理，对复绿区域利用原表土覆土整治 0.10hm^2，覆土厚度为 200mm，表土方量为 200m^3。

（3）植物措施

复绿区域撒播草籽 0.10hm^2，种植水保用材林 111 株。

（4）工程措施

为拦截土料场区外山坡径流，方案考虑在坡顶外 0.5m 处设置截水沟，截水沟顺坡顶线延伸，在地势适当位置分流至外部原行洪山沟。各开挖平台坡脚处设置纵向排水沟，沿纵向排水沟每 100m 顺坡向设一条横向排水沟，截水沟、纵横向排水沟互相连成一体，对区内降水进行疏排，共计 140m。在截、排水沟与现状沟渠及排水沟出口处设置沉砂池，共计 2 座。

综上所述，本工程新增水土保持工程量见表 11.7-2。

表 11.7-2　　水土保持工程量表

序号	项目	单位	主体工程区	土料场	合计
一	工程措施				
1	排水沟				
1.1	土方开挖	m3		25.20	25.20
1.2	1：2 水泥砂浆批	m2		161.00	161.00

序号	项目	单位	主体工程区	土料场	合计
	荡厚 20				
2	沉砂池				
2.1	土方开挖	m3		37.44	37.44
2.2	1：2 水泥砂浆批荡厚 20	m2		126.19	126.19
3	表土剥离	hm2		0.10	0.10
4	土地整治	hm2		0.10	0.10
5	编织袋装土挡渣墙	m3			0.00
二	植物措施				
1	水保用材林	株		111.00	111.00
2	撒播草籽	hm2		0.10	0.10
三	临时措施				
1	填土临时拦挡	m3			0.00
2	排水沟				
2.1	土方开挖	m3	82.80		82.80
2.2	1：2 水泥砂浆批荡厚 20	m2	529.00		529.00
3	沉砂池				
3.1	土方开挖	m3	37.44		37.44
3.2	1：2 水泥砂浆批荡厚 20	m2	126.19		126.19
4	塑料薄膜遮护	m2	500.00		500.00

11.8 水土保持监测

水土保持监测点位的布设既要全面、又要突出重点，根据《水土保持监测技术规程》（SL277-2002），结合本工程的工程布置特点拟定监测规划方案，进行全面监测。

11.8.1 监测时段划分和监测频率

依据《水土保持监测技术规程》（SL277-2002）的要求及项目建设期水土流失的特点，将监测时段划分为施工期和自然恢复期。

施工期监测：时段为第一年 6 月~第四年 6 月，按累计 3.0 年计算；自然恢复期监测：时段为第四年 6 月~第五年 6 月，累计 1.0 年；本项目监测时段共计 5.0 年。

各阶段监测频次确定为：背景值监测，1 次；施工期监测：雨季（4 月至 10

月）每月监测不少于 2 次，旱季（11 月至 3 月）每月监测不少于 1 次；日降雨量≥50mm 时加测一次；自然恢复期监测：每季度 1 次，雨季加测 1 次，日降雨量≥50mm 时加测一次。

11.8.2 监测点布设

根据项目区地形、规划布置和水土流失分布等特点，在水土流失主要区域布设监测点对项目建设区的水土流失动态变化进行定期监测。

监测时段内共设置 18 个监测点，其中主体工程区 14 个，围堰工程区 3 个，土料场 1 个。各监测点的监测内容包括：扰动原地貌、损坏水保设施的数量和类型，土方数量、弃渣量，水土流失数量和危害，水土保持措施建设进度，水土保持措施防治效果等。

11.8.3 监测机构及人员

本项目位于恩平市，建设单位需委托具有相应水土保持监测资质的机构开展水土保持监测工作。鉴于本项目施工期相对较短，暂定 1 名专业人员协助建设单位开展水土保持监测。

11.8.4 监测设施及设备

为了满足项目区建设水土保持监测需要，需配备专项监测设备和修筑部分监测设施。监测设备主要以常规必需设备为主，主要包括测量设备、取样设备和分析设备。水土保持监测设备设施见表 11.8-1。

表 11.8　　水土保持监测设施设备表

序号	监测设施和数量	单位	数量	单价（元）	合价（元）	监测损耗计费方式	估算费用
一	监测设备						
1	径流泥沙观测设备						3700
1.1	称重仪器（电子天平）	台	1	3000	3000	按 20%折旧	600
1.2	泥沙测量仪器（量筒、比重计）	个、支	20	50	1000	易损品，全计	1000

序号	监测设施和数量	单位	数量	单价（元）	合价（元）	监测损耗计费方式	估算费用
1.3	烘箱	台	1	1500	1500	按 20%折旧	300
1.4	取样仪器（三角瓶、量杯）	个	20	20	400	易损品，全计	400
1.5	流速仪	台	1	2000	2000	按 50%折旧	1000
1.6	采样工具（铁铲、铁锤、水桶等）	批	1	400	400	易损品，全计	400
2	桩钉观测场观测设备						600
2.1	观测仪器（钢钎）	支	20	10	200	消耗品，全计	200
2.2	观测仪器（皮尺）	把	5	50	250	易损品，全计	250
2.3	观测仪器（钢卷尺）	把	5	30	150	易损品，全计	150
3	扰动面积、开挖、回填、弃渣量调查						1800
3.1	手持 GPS 定位仪	套	1	9000	9000	按 20%折旧	1800
4	其它设备						600
4.1	摄像设备	台	1	3000	3000	按 20%折旧	600
合计							6700

11.8.5 监测经费

根据《水土保持生态环境监测网络管理办法》和《水土保持监测技术规范》的要求，水土保持监测经费包括监测设备设施费和人工费。根据工程实际，本工程建设期水土保持监测设施设备费约 0.67 万元。

根据工程实际，建设期观测人工费用按 2 万元计取。

11.9 水土保持投资

本工程新增水土保持工程投资 37.21 万元。新增投资包括工程措施 0.77 万元，植物措施 0.31 万元，监测措施 15.72 万元，临时工程 1.80 万元，独立费用 16.19 万元，基本预备费 1.74 万元，水土保持设施补偿费 0.68 万元。水土保持工程总估算见表 11.9。

表 11.9　　水土保持工程总估算表　　单位：万元

序号	工程或费用名称	建安工程费	设备费	植物措施费	独立费用	合计
一	第一部分 工程措施	0.77				0.77
1	1.排水沟	0.77				0.77
二	第二部分 植物措施			0.31		0.31
1	1.植物防护工程			0.31		0.31
三	第三部分 监测措施	15.72				15.72
1	1 设备及安装	0.67				0.67
2	2 建设期观测人工费用	15.05				15.05
四	第四部分 施工临时工程	1.8				1.8

序号	工程或费用名称	建安工程费	设备费	植物措施费	独立费用	合计
1	1.临时防护工程	1.79				1.79
2	其他临时工程费	0.01				0.01
五	第五部分 独立费用				16.19	16.19
1	建设单位管理费				0.56	0.56
2	招标业务费				0.19	0.19
3	经济技术咨询费				14.16	14.16
4	工程建设监理费				0.63	0.63
5	工程造价咨询服务费					
6	科研勘测设计费				0.66	0.66
7	水土保持设施验收报告编制费					
I	一至五部分合计	18.29		0.31	16.19	34.8
II	基本预备费					1.74
III	价差预备费					
IV	水土保持设施补偿费					0.68
	静态投资(I+II+IV)					37.21
	总投资(I+II+III+IV)					37.21

11.10 水土保持效益

水土保持效益包括生态效益、社会效益和经济效益等 3 个方面。水土保持效益分析主要根据《水土保持综合治理效益计算方法》，结合本项目水土流失特点及项目区环境状况，着重分析生态效益和社会效益，包括提高植被覆盖率、保水保土、减沙入河等效益，简要分析经济效益。

（1）生态效益及环境效益

本方案植物措施实施后，对具备植物生长条件的土地分别采取植树、种草等措施进行绿化或迹地恢复，为项目区及周边的生态环境改善创造了有利条件，促进了生态系统的良性循环，具有显著的生态效益。

（2）社会效益

通过认真贯彻水土保持法规，因地制宜地采取水土保持预防措施、治理措施、监测检查督促等措施，使项目建设期可能造成的水土流失危害降到最低限度，从而确保项目顺利进行。通过实施水土保持方案，控制水土流失，避免造成水土流失危害，从而促进项目区国民经济、社会事业稳步发展，实现本项目建设带动周边经济发展的目标，将产生巨大的社会效益。

（3）经济效益

水土保持方案实施后，一方面可有效减少水土流失现象的发生，避免泥沙淤积周边道路排水设施，污染附近水体环境，降低了对周围环境的危害；另一方面，水保措施的实施，减少了环境污染，美化了环境，对当地的经济发展有一定的促进作用。

12 劳动安全与工业卫生

12.1 危险与有害因素分析

12.1.1 国家及地方主管部门的有关规定

（1）《中华人民共和国安全生产法》（ 2021 年 6 月 10 日第三次修正）

（2）《中华人民共和国职业病防治法》（2018 年 12 月 29 日第四次修正）

（3）《中华人民共和国劳动法》（2018 年 12 月 29 日第二次修正）

（4）《中华人民共和国消防法》（2021 年 4 月 29 日第二次修正）

（5）《中华人民共和国建筑法》（2019 年 4 月 23 日第二次修正）

（6）《中华人民共和国防震减灾法》（ 2008 年 12 月 27 日修订）

（7）《中华人民共和国放射性污染防治法》（ 2003 年 10 月 1 日起施行）

（8）中华人民共和国劳动部令第 3 号《建设项目（工程）劳动安全卫生监察规定》（1997 年 1 月 1 日起施行）

（9）《广东省安全生产条例》（2013 年 9 月 27 日第四次会议修订）

12.1.2 设计采用的主要技术规范、规程、标准

（1）《水利水电工程劳动安全卫生与工业卫生设计规范》（GB50706-2011）

（2）《安全标志及其使用导则》（GB2894-2008）

（3）《水利工程设计防火规范》（GB 50987-2014）

（4）《火灾自动报警系统设计规范》（GB50116-2013）

（5）《工业企业设计卫生标准》（GBZ1-2010）

（6）《工业企业噪声控制设计规范》（GB／T50087-2013）

（7）《生产设备安全卫生设计总则》（GB5083-2023）

（8）《机械安全 防止人体部位挤压的最小间距》（GB/T 12265 - 2021）

（9）《机械安全 防护装置 固定式和活动式防护装置的设计与制造一般要求》（GB/T 8196-2018）

12.1.3 危害因素分析

根据本工程所处的地理位置、工程布置以及施工特点，在工程建设中影响劳动安全与工业卫生的主要危险和有害因素如下：

（1）机械伤害、坠落伤害。在施工过程中，可能由于施工机械使用不当、高空坠落等产生伤害，导致人员伤亡。

（2）噪声及振动。施工过程中产生的噪音及振动，可能对周边的居民和环境产生影响。

（3）扬尘、污染、腐蚀、病毒。施工过程中的扬尘和施工废弃品（污废水、废弃物等）污染，施工机械的机油、化学药品腐蚀，人口密集导致的病毒传播等，也是工程建设期间的主要危险有害因素。

（4）电磁辐射。高压线塔、机电设备等可能产生的电磁辐射，有可能对人体产生危害。

（5）溺水。涉水施工过程中有可能跌入河道，出现溺水危险。施工期间有可能出现超标洪水，产生淹没工作面、冲走工作人员和施工机械的危险。

（6）工程建设期的工程占地，弃渣堆放等将破坏原有植被，造成新增水土流失，直接影响工程区域的生态环境。

12.2 劳动安全措施

12.2.1 防火、防爆安全设计

12.2.1.1 火灾原因

引起火灾的原因包括以下几个方面：

（1）工作人员的错误行为。如吸烟不慎、未加管理的明火（电焊、喷灯等）、携带易燃易爆物品、使用电热和其他电气设备未及时切断电源等；

（2）建筑材料和构件的燃烧性能和耐火极限不符合要求，因设备的辐射热引起火灾，如灯具热量引起木质材料燃烧等；

（3）技术措施失效。如设备漏油、电缆电线保护层受损或老化引起短路、电器短路、设备发热量过大。

12.2.1.2 安全措施

按照《中华人民共和国消防法》第二条的规定，本工程的防火、防爆安全设计贯彻“预防为主、防消结合”的方针，实行防火安全责任制。主要消防措施包括：

（1）构筑物的燃烧性能和耐火极限依据《水利水电工程设计防火规范》并参照《建筑设计防火规范》进行设计。

（2）建立专职消防队，配备消防器材，训练人员上岗值班。

（3）在消防设施和器材上设置安全标志、并定期组织检验、维修，确保消防设施和器材完好、有效。

（4）制定本工程的消防安全制度、消防安全操作规程。

（5）实行防火安全责任制，确定本枢纽和所属各部门、岗位的消防安全责任人。

（6）对职工进行消防安全培训。

（7）保障各个疏散通道、安全出口畅通，并设置符合国家规定的消防安全疏散标志。

12.2.1.3 发生火灾爆炸后的疏散抢救工作

发生火灾后，紧急广播通知在场人员进行扑救，并通知专职消防队进入事故现场。指示在场人员按指示的方向疏散避难；通知医疗卫生人员利用急救车抢救烧伤和电击伤害人员，伤情严重者送城市医院急救。

12.2.2 开挖安全设计

（1）土方开挖使用的机械应具备国家法定检测机构检测合格的属正常使用范围内的机械，机械操作人员必须持证上岗，严禁无证人员操作机械进行开挖工作。使用机械开挖时要注意机械安全，在挖土机工作范围内，不允许其他作业。挖土应由上向下开挖，严禁先挖坡脚或逆坡开挖。人工刷坡和机械开挖之间要保持 2 米以上的安全距离，并且夜间施工时人工刷坡和机械开挖不得同时进行。

（2）基坑开挖时，应在距基坑周围临边不小于 0.5 米处沿基坑设置 1.2 米高防护栏和密目网进行封挡。随着基坑的开挖及时架设爬梯以便施工人员上下，架设爬梯时应选在坑壁稳定性好的方向进行架设。

（3）机械行驶道路平整、坚实，陡坡地段应设专人进行指挥，严禁在陡坡上转弯。地表上的挖机应离边坡有一定的距离，以防塌陷造成翻机事故。

（4）基坑开挖过程中，现场施工负责人、安全员要根据实际情况，加强对基坑稳定性的观测，一旦发现基坑坑壁有裂缝或部分坍塌的现象时，应立即采取基坑支护措施，防止基坑大面积坍塌造成人员或设备安全事故。基坑突然发生大面积坍塌时，现场施工负责人、安全员要立即组织坑下施工人员沿爬梯上至地面，并将所有人员和机械撤离至安全地带。

12.2.3 防机械伤害、坠落伤害设计

（1）起重设备应经过检验，持证使用。作业时应设专人指挥，禁止斜吊，禁止任何人站在吊运物品上或者在下面停留和行走。物件悬空时，驾驶人员不能离开操作岗位。

（2）挖掘机工作时，任何人不得进入挖掘机的危险半径以内。

（3）交通频繁的交叉路口，应设专人指挥；危险地段，要悬挂警告标志牌，夜间设红灯示警。

（4）施工现场布置合理，危险作业必须有安全措施和负责人。

（5）进入施工现场的工作人员，必须按规定配戴安全帽和使用其它相应的个体防护用品。从事特种作业的人员，必须持有政府主管部门核发的操作证，并配备相应的安全防护用具。

（6）施工现场的洞（孔）井、坑、沟、升降口、漏斗等危险处，应有防护设施和明显标志。

（7）各种楼梯、桥面、台阶，均设有护栏或护笼，采取防滑措施。

12.2.4 防车辆伤害

（1）未经劳动、公安交通部门培训合格持证人员，不熟悉车辆性能者不得驾驶车辆。

（2）人员在场内机动车道应避免右侧行走，并做到不成排结队有碍交通；避让车辆时，应不避让于两车交会之中，不站于旁有堆物无法退让的死角。

（3）严禁翻斗车、自卸车车厢载人；严禁货物混装，车辆载货严禁超载、超高、超宽，捆扎应牢固可靠，应防止车内物体失稳跌落伤人。车辆伤害。

（4）车辆进出施工现场，在场内掉头、倒车、在狭窄场地行驶时应有专人指挥。

（5）现场行车进出场要减速，并做到四慢：道路情况不明要慢；线路不良要慢；起步、会车、停车要慢；在狭路、基坑边沿、坡路、叉道、行人拥挤地点及出入大门时要慢。

（6）乘坐车辆应坐在安全处，头、手、身不得露出车厢外，要防止车辆起动和刹车时跌倒。

（7）装卸车作业时，若车辆停在坡道上，应在车轮两侧用楔形木块加以固定。

（8）在临近机动车道的作业区和脚手架等设施，以及在道路中的路障应加设安全色标、安全标志和防护措施。

（9）机动车辆不得牵引无制动装置的车辆，牵引物体时物体上不得有人，人员不得进入车与牵引物体之间，坡道上牵引时，车和牵引物体下方不得有人作业和停留。牵引前要检查确保牵引用的钢丝绳满足安全要求，并有专人指挥。

12.2.5 施工期劳动安全措施

（1）建设、设计、监理和施工等单位应遵守《建设工程安全生产管理条例》（中华人民共和国国务院令第 393 号）、《水利水电工程施工安全防护设施技术规范》（SL714-2015）和《水利水电工程施工压缩空气及供水供电系统设计规范》（SL535-2011）的规定，保证该工程建设的安全。

（2）施工单位应当在施工现场建立消防安全责任制度，确定消防安全责任人，制定用火、用电、使用易燃易爆材料等各项消防安全管理制度和操作规程，配备消防设施和灭火器材，并在施工现场入口处设置明显标志。

（3）施工现场人员应持证上岗，熟悉本行业相关安全技术规程，必须按规定穿戴好防护用品和必要的安全防护用具。

（4）用于施工现场的各种施工设备、管道线路等，均应符合防洪、防火、防砸、防风以及职业安全卫生等方面的要求。

（5）交通频繁的交叉路口，应设专人指挥；危险地段，要悬挂警告标志牌，夜间设红灯示警。

（6）施工现场布置合理，危险作业必须有安全措施和负责人。

（7）进入施工现场的工作人员，必须按规定配戴安全帽和使用其它相应的个体防护用品。从事特种作业的人员，必须持有政府主管部门核发的操作证，并配备相应的安全防护用具。

（8）施工现场开挖的临空面、陡坡等危险处，应有防护设施和明显标志。

（9）施工现场存放设备、材料的场地应平整牢固，周围通道畅通。

（10）施工现场的排水设施应完整通畅，有专人养护。

（11）施工照明及线路应符合下列要求：

a.大规模露天施工现场宜采用大功率、高效能、便于集中管理、不经常移动的投光照明设备；

b.在存有易燃、易爆物品场所，照明设备必须采取防爆措施；

c.在脚手架上安装临时照明线路时，竹木脚手架上应加绝缘子，金属脚手架上应设木横担。

（12）未经上级管理人员的许可，不得任意将自己的工作交给别人，更不得随意操作别人的机械设备。

（13）起重设备应经过检验，持证使用。作业时应设专人指挥，禁止斜吊，禁止任何人站在吊运物品上或者在下面停留和行走。物件悬空时，驾驶人员不能离开操作岗位。

（14）挖掘机工作时，任何人不得进入挖掘机的危险半径以内。

（15）施工现场电气设备和线路（包括照明、手持电动工具等）应配装漏电保护器，以防止因潮湿漏电和绝缘损坏引起触电及设备事故。

（16）定期召开安全会议，定期进行安全活动，并必须做好记录。

（17）检查出来的事故隐患要进行登记、建卡，并限期改正。

12.2.6 安全生产的检查、监督和教育

除应经常进行安全检查外，还要组织定期检查、监督。企业每季、工区每月、施工队每半月组织一次检查。检查要发动群众，要有领导干部、技术干部和工人员参加，边检查，边整改。

每次检查要有重点、有标准，要评比记分，列入本单位考核内容。

检查以自查为主，互查为辅。以查思想、查制度、查纪律、查领导、查隐患为主要内容。要结合季节特点，开展防洪、防雷电、防坍塌、防高处坠落、防煤气中毒等“五防”检查。

要制定整改计划，定人、定措施、定经费、定完成日期。在隐患没有消除前，必须采取可靠的防护措施，如有危及人身安全的紧急险情，应立即停止作业。广泛开展安全生产的宣传教育，使现场人员真正认识到安全生产的重要性，懂得安全生产、文明生产的科学知识，牢固树立安全第一的思想。企业要建立经常性的安全和培训考核制度，具体包括如下三个方面。

（1）新工人（包括合同工、临时工、学徒工、实习和代培人员）必须事先进行安全教育。教育内容包括安全技术知识、设备性能、操作规程、安全制度和严禁事项，并经考试合格后，方可进入操作岗位。

（2）电工、焊工、架工、司炉工、机操工及起重机、打桩机和各种机动车辆司机等特殊工种工作，除进行一般安全教育外，还要经过本工程的安全技术教育，经考核合格发证后，方可获准独立操作。

（3）采用新技术、新工艺、新设备施工和调换工作岗位时，要对操作人员进行新技术和新岗位的安全培训，未经培训不得上岗操作。

12.3 工业卫生措施

本工程运行期间，无需专门的工业卫生措施，仅在施工期间，需注意露天工作时防中暑和低温天气保暖，防噪声、防施工粉尘等。

12.3.1 防噪声及防振动

生产管理用房的各部位噪声限制值均按《水利水电工程劳动安全与工业卫生设计规范》（GB50706-2011）表 5.1.1 的规定要求进行设计。

（1）生产管理楼内办公室、会议室、试验室噪声限制值为 60（dB）。

（2）作业场所和生产设备房间噪声限制值为 85（dB）。

（3）设计中选用噪声和振动水平符合国家现行有关标准的设备，必要时，应对设备提出允许的限制值，或采取相应的防护措施。

12.3.2 温度与湿度控制

作业环境不良，会使作业人员处于身体疲劳、视线不清、注意力不集中、反应迟钝、昏昏欲睡状态，使操作失误增多，所以也是导致事故发生的危害因素。高温环境会引起中暑，长期高温作业（数年）可出现高血压、心肌受损和消化功能障碍病症。工程各类工作场所的室内空气均应控制在一定的温度和湿度。

（1）办公楼、调度室等作业场所的空气质量、湿度随大气环境变化而变化，室内温度应有空调设备调节。

（2）在夏季高温环境中作业和施工时，应采取必要的遮挡日晒和防暑降温措施。连续工作时间不宜过长，要符合有关规定，要合理安排工作时间。

12.3.3 采光与照明

各工作场所应充分利用天然采光，应以天然采光为主，人工照明为铺，设计依据为国家标准《建筑照明设计标准》（GB/T 50034-2024）。各种工作场所天然采光照明度均满足《水利水电工程劳动安全与工业卫生设计规范》（GB50706-2011）表 5.3.2 的有关规定。

12.3.4 防尘、防污、防腐蚀、防毒

（1）施工过程中产生的大量粉尘，宜采取防止尘埃扩散的措施。经常检查劳动保护用品，保证其有效性。严格管理，不允许在工作场所进食、吸烟。

（2）易发生火灾的部位应设置事故排烟设备。

（3）生产生活用房的建筑装修材料，一定要选择符合国家有关卫生标准规定的达标产品，防止散发有毒有害物质或放射性物质，危害人体健康。

12.4 安全卫生管理

12.4.1 辅助用室

（1）工程管理区设有医疗室、生活区食堂等生活福利建筑。辅助用室要求符合《工业企业设计卫生标准》（GBZ 1-2010）。

（2）在工作场所附近，设置一定数量的淋浴室用于淋浴。

（3）在工作场所附近，根据需要设置休息室。休息室可兼作学习、进餐等之用。并考虑生活垃圾的存放和清扫方便。

（4）在休息室附近设置厕所，所有厕所污水，必须经过处理后才允许排入地面水体。

12.4.2 安全卫生管理机构及配置

本工程防噪声、防震动等工业卫生措施设计符合相关设计规范，工业卫生设施配置合理。管理人员应严格遵守相关技术规范和法律法规，加强安全卫生知识并做好相关宣传工作，确保工作人员及外来访客的安全。

12.5 安全卫生评价

本工程劳动安全与工业卫生的设计，符合《水利水电工程劳动安全与工业卫生设计规范中的规定和标准》，对于本工程范围内可能影响自身安全的因素，通过优化规范设计和优质施工，均可以取得较好的安全运行效果。

13 节能设计

13.1 设计依据

13.1.1 合理用能标准及节能设计规范

13.1.1.1 相关法律法规、规划和产业政策

（1）中华人民共和国节约能源法；

（2）中华人民共和国可再生能源法；

（3）中华人民共和国电力法；

（4）中华人民共和国建筑法；

（5）中华人民共和国清洁生产促进法；

（6）国务院关于加强节能工作的决定（国发〔2006〕28 号）；

（7））国家发改委关于加强固定资产投资项目节能评估和审查工作的通知（发改投资〔2006〕2787 号）；

（8）清洁生产审核暂行办法（国家发展改革委、国家环保总局令第 16 号）

（9）重点用能单位节能管理办法（原国家经贸委令第 7 号）；

（10）节能中长期专项规划（发改环资〔2004〕2505 号）；

（11）民用建筑节能管理规定（建设部部长令第 76 号）；

（12）国家发改委关于加强固定资产投资项目节能评估和审查指南（2006）的通知（发改环资〔2007〕21 号）；

（13）国务院关于发布促进产业结构调整暂行规定的通知（国发〔2005〕40 号）；

（14）产业结构调整指导目录（2005 年本）（国家发改委令第 40 号）；

（15）中国节能技术政策大纲（计交能〔1996〕905 号）；

（16）国家鼓励发展的资源节约综合利用和环境保护技术（国家发改委 2005 第 65 号）。

13.1.1.2 相关标准、规程、规范

（1）《工业企业能源管理导则》（GB/T15587-2008）；

（2）《节电技术经济效益计算与评价方法》（GB/T13471-2008）；

（3）《公共建筑节能设计标准》（GB50189-2015）；

（4）《节能监测技术通则》（GBT15316-2009）；

（5）《九种高耗电产品电耗最高限额》（国经贸资源〔2000〕1256 号）；

（6）《夏热冬暖地区居住建筑节能设计标准》（JGJ75-2012）；

（7）《单元式空气调节机能效限定值及能效等级》（GB19576-2019）；

（8）《机械行业节能设计规范》（JBJ14-2004）；

（9）《用能单位能源计量器具配备和管理通则》（GB17167-2006）；

（10）《空气调节系统经济运行》（GB/T17981-2007）；

（11）《清水离心泵能效限定值及节能评价值》（GB19762-2007）；

（12）《电力变压器能效限定值及能效等级》（GB20052-2020）；

（13）《通风机能效限定值及能效等级》（GB19761-2020）；

（14）《管形荧光灯整流器能效限定值及能效等级》（GB17896-2012）；

（15）《普通照明用双端荧光灯能效限定值及能效等级》（GB19043-2013）；

（16）《普通照明用自整流荧光灯能效限定值及能效等级》（GB19044-2013）；

（17）《单断荧光灯能效限定值及节能评价值》（GB19415-2013）；

（18）《高压钠灯能效限定值及能效等级》（GB19573-2004）；

（19）《高压钠灯用整流器能效限定值及节能评价值》（GB19574-2004）；

（20）《金属卤化物灯用镇流器能效限定值及能效等级》（GB20053-2015）；

（21）《金属卤化物灯能效限定值及能效等级别》（GB20054-2015）。

13.1.2 工程所在地节能指标

根据江门市人民政府办公室关于印发《江门市能源发展“十四五”规划（2021-2025 年）》的通知（江府（2021）20 号）的要求，到 2025 年：

能源供应更加安全可靠。能源基础设施逐步完善，天然气储备能力进一步提升，能源供应保障和服务能力进一步增强。全市电力装机容量超过 1600 万千瓦，新增装机容量 500 万千瓦；加快广海湾 LNG 接收站项目规划建设，天然气储备能力进一步提高。

能源利用更加节约高效。全市能源消费总量达到 1607 万吨标准煤，“十四五”期间年均增长 4.7%左右；单位 GDP 能耗下降率完成省下达目标，持续降低火电供电煤耗和电网综合网损率，能源利用效率持续提高。

能源结构更加清洁低碳。煤炭、石油、天然气、一次电力及其他能源消费占比调整为 45.7%、10.8%、32.0%、10.5%，煤炭和石油消费比重分别下降 10.5 和 2.2 个百分点，天然气提高 14.4 个百分点，能源系统持续加快绿色低碳转型。

能源产业更加集聚发展。重大能源工程项目建设稳步推进，带动能源技术创新能力逐步提高。以核电、新能源汽车和新能源新材料为主体的新能源产业集群逐步形成，推动先进能源技术和产品扩大推广应用。

13.2 能耗分析

13.2.1 能源供应

本工程有电源供应，汽油、柴油可到附近购买，供应充足。

13.2.2 项目建设期能耗

13.2.2.1 建设期能耗种类

本工程施工期能耗种类包括主体及施工辅助生产系统、生产性建筑物和营地及其生活配套设施能耗。

主体工程施工机械设备以油耗设备和电耗设备为主，其中土方开挖和填筑项目以油耗设备为主，基础处理等项目以电耗设备为主；施工辅助生产系统主要消耗能源为电和油。

13.2.2.2 主要施工机械数量、台班及耗能指标

针对本工程状况，施工组织设计时首先立足于国内现有的施工水平，以机械化作业为主。在施工机械设备选型和配套设计时，根据各单项工程的施工方案、 施工强度和施工难度，工程区地形和地质条件，以及设备本身能耗、维修和运行等因素，择优选用电动、柴油、汽油等能耗低、生产效率高的机械设备， 避免设备的重置，最大限度地发挥各种机械设备的功效，以满足工程进度要求，保证工程质量，降低工程造价。设计过程中，注重施工的连续性、资源需求的均衡性和合理性，通过反复论证和不断优化施工方案，使其进度计划更趋合理。

13.2.2.3 施工期能耗总量

施工期的主要耗能项目集中在工程量较大的土方开挖、填筑工程和施工辅助企业；主要耗能设备主要为钻孔设备、运输设备、挖装设备、碾压设备、起重设备及施工工厂的机械设备，而生产性房屋、仓库及生活设施的能耗相对较少。因此在施工组织设计中节能设计的重点就在于选择经济高效的施工技术方案，将节能降耗落实到施工材料、设备、工艺等技术措施上，降低工程造价，提高企业综合效益。

13.3 节能措施

13.3.1 施工期节能原则

施工期节能设计的重点在于选择经济高效的施工技术方案和合理的施工工期，将节能降耗落实到施工材料、设备、工艺等技术措施上，降低工程造价，提高企业综合效益。

13.3.2 主要节能降耗措施

（1）主要施工设备选型及其配套

施工机械的选择是提高施工效率及节能降耗的工作重点。本工程在施工机械设备选型及配套设计时，主要参考了《水电水利工程施工机械选择设计导则》的有关要求和规定，并结合本工程自身实际情况确定。将满足工程进度要求，保证工程质量，降低工程造价的要求贯穿于施工机械设备选型及配套的设计全过程中。

施工设备选型时遵循以下原则：

1）施工设备的技术性能应适合工作的性质、施工对象、施工场地大小和料物运距远近等施工条件，充分发挥机械效率，保证施工质量，满足施工强度的要求；

2）所选设备应是技术先进，生产效率高，操纵灵活，机动性高，安全可靠，结构简单，易于检修和改装，防护设备齐全，废气噪音得到控制，环保性能好；

3）注意经济效果，所选机械的购置和运转费用少，劳动量和能源消耗低，并通过技术经济比较，优选出单位土石方的成本最低的机械化施工方案；

4）选用适用性比较广泛、类型比较单一的通用的机械，所选机械的国别、型号和厂家应尽量少，配件供应要有保证；

5）注意各工序所用机械的配套成龙，一般要使后续机械的生产能力略大于先头机械的生产能力，运输机械略大于挖掘装载机械和振动碾压机械的生产能力，充分发挥主要机械和费用高的机械的生产潜力。

（2）施工辅助生产系统及其施工工厂设计

施工辅助生产系统的耗能主要是供水等。对供水系统则采用 IS 型单级离心泵，其优点是水力性能分布合理，适用范围广、节能效果好。

（3）施工营地、建设管理营地建筑设计

按照各施工营地、建设管理营地的建筑用途和所处气候条件、区域的不同，做好建筑、通风、空调及采光照明系统的设计，满足建筑节能标准的要求。充分利用自然通风，合理组织室内气流路径。开发住宅用手动或自动调节进风量的通风器。充分利用自然光。采用高光效、长寿命、显色性好的光源、灯具。 采用生产能耗和使用能耗较低的建筑材料和制品。

13.3.3 施工期建设管理的节能措施

根据本工程的施工特点，建议在施工期的建设管理过程中可采取如下节能措施：

（1）定期对施工机械设备进行维修和保养，减少设备故障的发生率，保证设备安全连续运行。

（2）加强工作面开挖渣料管理，严格区分可用渣料和弃料，并按渣场规划和渣料利用的不同要求，分别堆存在指定渣（料）场，减少中间环节，方便物料利用。

（3）根据设计推荐的施工设备型号，配备合适的设备台数，以保证设备的连运转，减少设备空转时间，最大限度发挥设备的功效。

（4）生产设施应尽量选用新设备，避免旧设备带来的出力不足、工况不稳定、检修频繁等对系统的影响而带来的能源消耗。

（5）合理安排施工任务，做好资源平衡，避免施工强度峰谷差过大，充分发挥施工设备的能力。

（6）合理配置生活电器设备，生活区的照明开关应安装声、光控或延时自动关闭开关，室内外照明采用节能灯具。

（7）场内交通加强组织管理及道路维护，确保道路畅通，使车辆能按设计时速行驶，减少堵车、停车、刹车，从而节约燃油。

（8）生产、生活建筑物的设计尽可能采用自然照明。

（9）加强现场施工、管理及服务人员的节能教育。

（10）充分利用太阳能，减少用电量。

（11）成立节能管理领导小组，实时检查监督节能降耗执行情况，根据不同施工时期，明确相应节能降耗工作重点。

13.4 节能效果综合评价

本工程完成后，提高电站安全水平，提升机组运行效率，按规定下泄生态流量，加强运行监测监管，切实改善电站上下游生态环境，更有效配置现有水资源，提高水资源利用效率。工程建设符合国家、地方和行业的节能设计标准，工程总体布置、施工组织及机电金结设备选择充分考虑节能原则，工程采取的节能措施合理可行，降低了施工能耗和运行能耗，环境效益和社会效益都十分显著，建议尽早实施。

项目建设期能耗分析见表 13.4。

表 13.4　　项目建设期能耗分析表

项目概况	项目建设单位	广湾（恩平）水利水电工程建设有限公司		建设周期	2026～2028年
	项目性质	□新建　☑改建　□扩建		项目总投资	12438.34万元
	项目所属行业	水利行业		建筑面积（m^2）	/
	建设主要内容	本次设计对广湾（恩平）公司所属的14座电站进行改造，重点对运行多年的机组设备进行更换，对有安全隐患的压力管进行更换，对有安全隐患的厂房及水工建筑进行维修加固或拆除重建，对各电站防雷接地系统进行改造，对具备条件的电站的中控系统按“少人值守、集中管理”原则进行全自动化升级改造。分步建设恩平市智慧水电管理系统，建设恩平市智慧水电站大数据中心，建设生态流量在线监测管理系统，接入已建有生态流量监测装置电站的监测数据，逐步实现辖区内所水电站生态流量在线监测。			
年耗能量	能源种类	计量单位	年需要实物量	参考折标系数	年耗能量（吨标准煤）
	电力	kW.h	254673.04	0.1229kgce/(kW.h)	31.30
	柴油	t	20.15	1.4571kgce/kg	29.36
	汽油	t	10.84	1.4714kgce/kg	15.95
	水	m^3	3525.45	0.2571kgce/t	0.91
	能源消费总量（吨标准煤）				77.52

14 工程管理设计

14.1 管理机构设置

本工程建设单位为广湾（恩平）公司，工程改造完成后仍由广湾（恩平）公司管理。广湾（恩平）公司具有丰富的电站运行管理经验，目前各电站均已通过广东省农村水电站安全生产标准化达标三级单位验收，经过自身内部的机构调整和体制改革，已做到机构健全、岗位设置和人员编制基本合理。机组改造后电站规模、机组数量、设备布置、整体运行方式并未改变，因此仍可沿用原有管理机构、管理体制和定岗定编。

表 14.1-1　　水电站运管人员及兼职机修人员一览表

序号	水电站	运管人员	兼职机修人员
1	西坑	4	
2	大带	15	
2	丹竹河	4	
4	凤子山	10	
7	恩城	5	
6	塘洲	7	
7	江洲	5	
8	东成	15	
9	阵湾	23	
合计		88	10

14.2 管理范围

为保证工程安全和正常运行，根据工程管理需要并结合当地自然地理条件和土地利用情况，确定工程管理范围和保护范围。

本工程各水电站发电枢纽各建筑物布置紧凑，工程总体布置均在现状枢纽工程的管理范围之内。工程管理范围及保护范围不变。

14.3 工程管理运行

根据本工程特点，工程管理运行主要为机电部分。电站应建立健全各项运

行管理规章制度，机电管理人员应严格遵守有关技术规范和操作规程，对机电设备定期做好检查、检修，对升压站、输电线路，要经常巡查、检查，发现问题要及时处理，以防止事故发生，确保电站正常运行。

15 工程信息化

15.1 概述

15.1.1 项目立项

经广湾（恩平）公司申请，恩平市科工商务局于 2024 年 9 月 23 日同意备案，对恩平市水利局下属的东成水电站、江洲水电站、阵湾水电站、丹竹河水电站、大带水电站（二、三、五、六级）、凤子山水电站（一、二、三级）、西坑水电站、塘洲水电站、恩城水电站共计 14 座水电站进行改造。其中改造工程主要为主体建筑工程、机电设备及安装工程、金属结构设备及安装工程及施工临时工程。

15.1.2 工程任务、布置及运行方式

各水电站的主要任务为发电，分布于恩平市内各镇街，其中：东成水电站位于恩平市东成镇东成水闸左岸；江洲水电站位于江洲镇江洲水闸右岸；阵湾水电站位于位于恩平市大田镇炉塘村委会阵湾村、潭江支流锦江水库上游；丹竹河水电站位于大田镇华南村委会，丹竹河上游；大带水电站位于朗底圩西北方向大带水库，共有 6 级，本次改造二、三、五及六级站；凤子山水电站位于恩城镇凤子山水库，共有 3 级，均纳入本次改造范围；西坑水电站位于牛江镇西坑水库坝后；塘洲水电站位于东成镇塘洲村委会塘洲水闸右岸；恩城水电站位于恩城镇恩城水闸右岸。目前各电站均已设有职能清晰、人员配置完善的管理机构。各电站均不承担地方电网调峰、调谷任务，平时由电站管理单位根据上游来水情况和结合当水利主管部门调度任务要求自主决定开/停机时间。

15.1.3 工程信息化现状

恩平市已建小水电站大多是上世纪七十年代早中期建成的，受当时物资条件所限，电站建设标准普遍偏低。经过近 40 多年运行，设备运行时间已远超其

设计运行年限、机组及控制设备老化陈旧、自动化程度低。个别电站在“十一五”期间曾实施完成增效扩容改造，但当时主要是以机组改造为重点，除大带三级站、阵湾水电站等少数电站建有简单中控系统外，其余各站均是配置现地手动控制设备，总体信息化程度较低。

图 15-1　丹竹河电站中控系统现状

图 15-2 恩城电站中控系统现状

图 15-3　大带三级站中控系统现状

图 15-4 阵湾电站中控系统现状

15.1.4 智慧水电站信息管理系统主要建设内容

本工程智慧水电站信息管理系统（以下简“本系统”）是采用先进的智能传感器、物联网、大数据、云技术及可视化、智能化等技术开发设计的远程集控运维管理一体化系统，按平台化和模块化灵活配置设计，可根据用户技术需求和集控及运维系统投资规模情况选择设备及功能配置应用。系统按分层分布式的系统架构设计，主要包括智慧水电站信息管理系统平台中心层、通信网络

层、水电站级层。系统由水电站智能监控系统、视频监控系统、水雨情数据采集系统、生态流量数据采集系统、一张图信息展示平台、大屏幕显示系统、语音对讲系统和水电站智能运维系统，共 8 部分组成。

系统的集控中心是智慧水电站信息管理系统的核心部分，可实现对本工程共 14 座电站的远程集控及运维管理，设于塘洲水闸管理处三楼。

（1）平台中心层主要包括水电站智能监控系统视频监控系统、水雨情数据采集系统、生态流量数据采集系统、一张图信息展示平台、大屏幕显示系统、语音对讲系统和水电站智能运维管理系统，共 8 部分组成。

（2）通信网络层主要包括平台中心与各水电站之间的通信网路。通信通道主要可采用自建通信专网、租用通信专网、通信公网、无线网、卫星通信等方式。通信网络层还包括物联网关、路由器、交换机、安全隔离装置等网络设备。

（3）站级层主要包括与平台中心之间的通信接口，这些站级系统的设备配置及功能配置是与平台中心各系统相协调的。各站级层主要由机组控制、视频监控、语音对讲、水雨情采集、生态流量采集、电站信息管理，共 5 个子系统组成。

15.1.5 主要设计依据

本方案遵循以立项建设内容为主，并结合现场查勘结果和在充分征询业主及各电站基层管理单位意见基础进行开展勘测设计。设计过程中主要引用或参考的现行标准及规范如下：

- 《水电站计算机监控系统基本技术条件》（DL/T 578-2023）
- 《水力发电厂计算机监控系统设计规范》（NB/T 10879-2021）
- 《水利水电工程自动化设计规范》（SL 612-2013）
- 《梯级水电厂集中监控工程设计规范》（NB/T 10880-2021）
- 《小水电站群集中控制系统基本技术条件》（NB/T 42033-2014）

- 《民用建筑电气设计标准》（GB51348-2019）
- 《计算机场地安全要求》（GB/T9361-2011）
- 《计算机场地通用规范》（GB/T2887-2011）
- 《水位观测标准》（GB/T 501380）
- 《水资源监测数据传输规约》（SL/T 427—2021）
- 《水电工程专用水文测站技术规范》（NB/T 11190-2023）
- 《传输规约》IEC 870-5
- 《信息技术设备的安全》IEC 60950
- 《信息安全技术 云操作系统安全技术要求》（GA/T1346）
- 《信息安全技术信息系统安全管理评估要求》（GBT28453）
- 《信息安全技术服务器安全技术要求》（GB/T21028）

15.2 需求分析

15.2.1 设计目标和网络需求

恩平市已建小水电站大多是上世纪七十年代早中期建成的，受当时物资条件所限，电站建设标准普遍偏低。经过近 40 多年运行，设备运行时间已远超其设计运行年限、机组及控制设备老化陈旧、自动化程度低。个别电站在“十一五”期间曾实施完成增效扩容改造，但当时主要是以机组改造为重点，除大带三级站、阵湾水电站等少数电站建有简单中控系统外，其余各站均是配置现地手动控制设备，总体信息化程度较低。据统计，目前 14 座电站配置的运行管理人员数量为 162 人，职工平均年龄普遍偏大，因电站地处偏远山区，人才方面招聘也存在一定困难。借此次提质改造机会，建设 1 套全新的智慧水电站信息管理系统，全面提升各电站信息化管理水平，提高电站自动化程度，对电站进行统一集群化控制和管理，有利于解决目前人员冗余和招聘专业对口职工困难这一双重矛盾的问题，以逐步实现电站减员增效目标。

本系统按“少人值守，集中管理”的目标进行设计，机组监控、视频监视

等数据采集完全自动进行。监控系统采用分层分布式结构，包括集控层和现地监控层两层，实现“遥信、遥测、遥控、遥调”功能。当系统退出运行时，可由人工观察现场，在具备开机条件下，通过操作开关柜（或控制屏）上相应的按钮来控制设备运行。系统必须安全可靠，并且有自诊断功能。

系统要求技术成熟、开放、并可扩充。主要硬件设备选型以主流名牌产品为主，一般硬件设备采用国内的名牌产品。所有软硬件设备要求在无空调、无恒温恒湿装置、无防尘、防静电专门屏蔽措施和易受雷击及接地条件不良等的环境及恶劣气候条件下可靠稳定地运行。

系统能全面、准确地反映机组工作性态，及时发现异常迹象，有效地监视机组的安全，为运行管理提供可靠的依据。

结合本工程实际情况布置监测仪器、设施，全面反映工程的运行状况，监测重点放在结构复杂、承荷大或地质条件复杂的部位。

监测仪器、设施要求精确可靠、稳定耐用，具有自检、自校功能，可长期稳定地工作，并且具备人工监测和比测条件。

采用先进的传感器、数据测控装置、计算机及软件技术，实现数据采集自动化，主副信道互为备份，自报（巡测）和召测（点测）相结合。实现 5min 内完成全部测站（水情和工情）信息的采集、传输和存储，并通过网络将数据传送到集控中心的服务器中。

目前，各电站已之前的所属水库或水闸管理单位均为合用已有的光纤网络，因日后涉及产权划分离问题，设计考虑在原有光纤网络基础上，为各电站分别租用运营商 VPN 专线，来实现其与塘洲集控中心的组网，租期为 3 年，待项目建成后，有关账户统一移交广湾（恩平）公司。经估算，各站点对网络带宽需求如下表 15-1 所示。

表 15-1　　各站点宽带需求表

序号	电站名称	带宽	备注
1	塘洲集控中心和塘洲水电站	500M	电站与集控中心合用
2	恩城水电站	100M	

序号	电站名称	带宽	备注
3	东成水电站	100M	
4	江洲水电站	100M	
5	西坑水电站	100M	
6	阵湾水电站	100M	
7	大带二级站	/	利用已有自建光纤接入大带三级站
8	大带三级站	300M	利用已有自建光纤接入大带三级站
9	大带五级站	/	利用已有自建光纤接入大带三级站
10	大带六级站	/	利用已有自建光纤接入大带三级站
11	凤子山一级站	/	利用已有自建光纤接入凤子山三级站
12	凤子山二级站	/	利用已有自建光纤接入凤子山三级站
13	凤子山三级站	300M	
14	丹竹河水电站	/	利用已有自建光纤接入凤子山三级站

本项目业主单位为广湾（恩平）公司，系统建成后属该公司所有，根据GB-17859《计算机信息系统安全保护等级划分准则》和GA-163《计算机信息系统安全专用产品分类原则》等文件，网络信息安全系统一般分为五个等级，分别是用户自主保护级、系统审计保护级、安全标记保护级、结构化保护级和访问验证保护级。根据各等级定义及要求，经评估，本系统网络安全应定为第二级——系统审计保护，等级保护对象受到破坏后，会对公民、法人和其他组织的合法权益产生严重损害，或者对社会秩序和公共利益造成损害，但不损害国家安全。

15.2.2 设计原则

一、总体原则

1、总体设计原则是本着“实用、可靠、经济、先进、标准、开放”的原则进行设计。系统是按照“少人值守、集中管理”的核心要求设计和配置，采用全微机控制，最新的计算机软件、硬件及网络技术。系统与电站安全运行密切相关的设备均双重化设置或采用冗余技术，采用全分布开放式系统结构，满足可靠、安全、经济、实用、技术先进和便于扩充等基本原则。

2、计算机网络系统遵守国际通用的网络通信协议（TCP/IP协议），以便组

成和延伸局域网，使其具有灵活、方便，功能可扩充的特点。

3、信息采集部分设备采用先进，稳定性好，抗干扰能力性的仪器仪表。

4、系统配置和设备选型适应计算机技术高速发展的特点，硬件、软件均采用模块化、结构化的设计，便于硬件设备的扩充，又可以适应功能的增加和系统规模的扩展。实时性好，系统维护性好。

5、电站的优化调度管理：系统应能接收利用水情自动测报系统或有关部门制订的发电优化调度、防洪调度方案或调度决策（长、中、短期），通过计算机监控系统执行调度指令，使电站在发电、防洪等方面发挥最大的综合利用效益,实现电站的优化调度和经济运行，与水情自动测报系统的通信通过远控数据通信服务器实现。

6、集中控制调节方式有三种，一是由各电站根据来水情况人工设定参数进行开停机操作；二是由是系统根据实时采集到的电站水情条件，自动设定开停机操作；三是由集控中心实施远程调节控制。

7、计算机监控系统满足电站综合利用各方面调度管理自动化的要求。采用按功能、任务、管理范围等网络分层、全分布、全开放的系统，系统结构应保证平台计算机监控系统在今后长期运行中的先进性、可维护性、可扩充性、兼容性和应用软件的可移植性。

8、计算机监控系统局域网按 IEEE802.3z 设计，采用星型结构的交换式以太网，全开放的分布式接口，局域网通信规约 TCP/IP，网络介质采用电缆，汇聚端口的传输速率均为 100Mbps，监控数据通信网所有端口的传输速率均不低于 100Mbps。

9、平台与各电站采用光纤星形以太网通信，计算机监控系统主通信通道为光纤通道，通道带宽为 1000Mbps，备用通信通道带宽为 1000Mbps，拟采用 IEC60870-5-104 规约。

10、系统支持在线及离线编程，远程维护和全网络化数据信息交换。

11、计算机监控系统高度可靠、冗余，其本身的局部故障不影响系统的正常运行，系统配置和选型应在保证整个系统可靠性、设备运行的安全稳定性、实时性和实用性的前提下，在系统硬件及软件上充分考虑系统的开放性，符合计算机发展迅速、更新周期短的特点，充分利用计算机领域的先进技术，系统设计应满足《水电站计算机监控系统基本技术条件》（DL/T 578-2023）》和《水力发电厂计算机监控系统设计规范》（NB/T 10879-2021）的要求。

12、平台计算机监控系统支持各种应用软件及功能的开发应用，支持第三方软件在系统上无缝集成和可靠运行，支持数据网络通信，并能方便地与其它系统通信。

13、数据采集处理标准。数据采集标准规范主要是分成两大部分的内容，一是各类基础地理数据的采集，二是各类工情、雨情、水情实时数据的采集。从现有的数据采集标准中，提取与本项目相关的标准规范，结合本项目的实际需求，制定基于参考的数据采集标准上的更加适合用户自身的数据采集标准规范。系统的数据库结构按广东省水利信息化工程的要求，便于将来数据交换和共享。

14、数据交换标准。数据交换标准规范主要是用于约定各类子系统之间的系统交互，可以便于将来的业务协同工作，需要在项目中制定数据转换及数据传输的标准规范。其中，数据转换要考虑多种转换方式并存； 数据传输主要完成数据交换双方以异步的或同步的方式互相传递信息。同时制定出来的数据交换标准需要制定松耦合的数据交换体系。

15、平台操作员工作站人机接口界面友好，操作方便。

16、为满足信息共享的快速性方便性，提供多种方式发布实时数据及事件，包括 WEB 方式、ONCALL 以及移动终端 APP 方式。

17、选用可靠的防雷、接地措施，防止雷电对设备的损坏。

（二）设备配置原则

（1）系统软硬件设备采用经过国内专业检测机构鉴定，要求产品成熟、稳定，先进的全分布、开放式结构设计，按间隔划分、单元化设计、分布式处理，系统具有高可靠性和可扩展性。

（2）系统以微机保护、测控装置、通信装置、现地管理等为硬件核心，以综合自动化的组态软件为软件核心，集中水电站的所有功能，应用自动控制技术、计算机数字信号处理技术和数字化信息通信技术，将水电站相互关联的各部分连接为一个有机的整体，完成水电站继电保护、安全监视、开关操作、生产过程控制数据存储和处理等全部功能。要求软件应开源和尽可能国产化。

（3）全部“四遥”量同时送至各站监控中心和集控中心，站内通讯采用大容量通讯网，通讯规约采用 IEC60870-101、104 等规约。

（4）系统可与直流电源系统、智能计量系统和其它智能系统通信。

（5）实时性好，抗干扰能力强；人机接口能力强，操作简单、方便，全汉化界面。

15.3 总体设计

15.3.1 系统总体设计

系统按分层分布式的系统架构设计，主要包括智慧水电站信息管理系统平台中心层、通信网络层、水电站级层。系统由水电站智能监控系统、视频监控系统、水雨情数据采集系统、生态流量数据采集系统、一张图信息展示平台、大屏幕显示系统、语音对讲系统和水电站智能运维系统，共 8 部分组成。系统总体结构如图 15-5 所示。

系统的集控中心是智慧水电站信息管理系统的核心部分，可实现对本工程共 14 座电站的远程集控及运维管理，设于塘洲水闸管理处三楼。

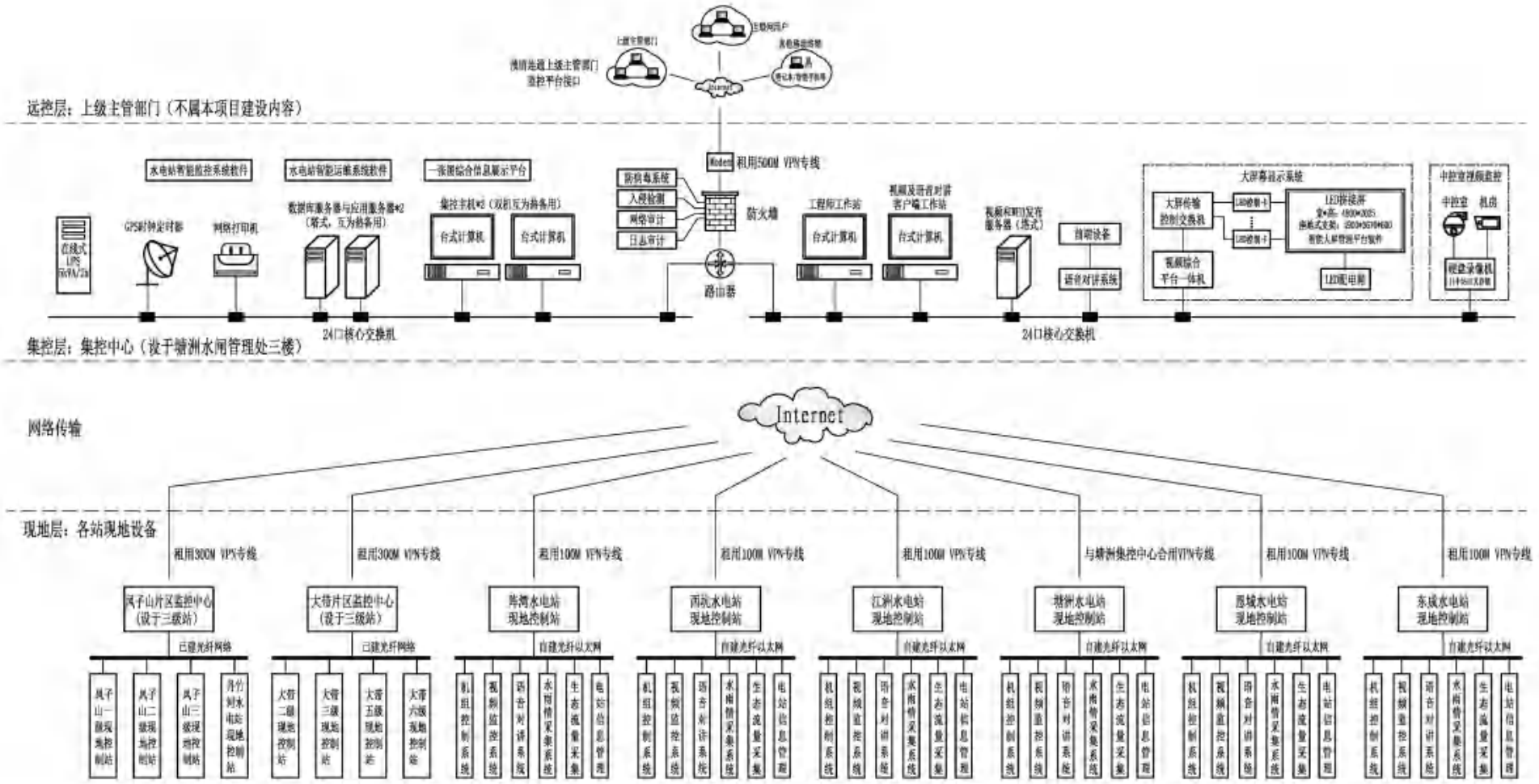


图 15-5　集控中心智慧水电站信息管理系统结构图

15.3.2 系统层次划分

本系统以现代化的信息采集系统为基础、通信和计算机网络系统为支撑、信息管理与决策支持系统为核心组成信息化系统。系统水电站智能监控系统视频监控系统、水雨情数据采集系统、生态流量数据采集系统、一张图信息展示平台、大屏幕显示系统、语音对讲系统和水电站智能运维管理系统，共 8 部分组成，系统各部分之间具有相对独立性，也有相应的联系。系统主要包括的功能有：自动控制、数据自动采集、储存和传输、数据处理、共享、分析及报警、视频监控、语音对讲、各类运行参数报表生成和打印等。

智慧水电站信息管理系统为分层分布开放式结构，采用光纤工业以太网拓朴结构，分为三层，智慧水电站信息管理系统平台中心层（远控层）、站级中控层、电站现地层。集控层是本项目 14 个电站总控中心，通信网络层为联结各电站与远控层之间的星形以太网，水电站级层是安装于各电站现场的各种智能设备、机组 LCU 屏或综合屏以及分布于各电站的站级中控室等。按其操作和控制权限设定，系统的控制权限越接近设备，控制权限越高。控制权顺序为：现地→站级中控室→集控中心。

15.3.3 系统设备布置

现地层设备以便于操作和及时处置为原则，分散布设于各电站机旁、升压站、中控室和前池等部位。集控层设备布设于塘洲水闸管理处三楼集控中心。

作为计算机监控系统的集控中心，需提供设备的安装空间，提供自动化控制系统的调度操作空间。根据中心所具有的功能和业主使用的需求，将中心划分为：中控区、设备区，其中：中控区按 7.6m*7m 布置，设备区按 4.9m*3.7m 布置。

1）中控区：是进行自动化控制作业的核心区域，具有数据接收处理功能、各类信息查询和显示功能、远程监测、监视功能等。在中控区摆放控制台，配

备相应的计算机设备，监控人员通过控制台操作计算机设备，实现对各种信息进行实时监视，对机组进行远程控制。

中控区放置的主要设备有：控制台、显示设备、计算机设备等。

2）设备区：集中放置各系统设备，包括网络屏、UPS 屏、服务器、交换机等设备。

15.3.4 系统关键技术

1、本系统为恩平市水电站提质改造项目 9 座电站的远程总控核心，布设于塘洲水闸管理处三楼，下设 14 个现地控制站和 2 个片区监控中心。江洲水电站、恩城水电站、塘洲水电站、东成水电站、阵湾水电站和西坑水电站，共 6 个现地控制站直接通 VPN 专线连接到塘洲远程总控中心；大带片区的大带二、三、五和六级站先经已建光纤网络汇聚到大带三级站后，再经租用的 VPN 专线接入塘洲集控中心；凤子山片区的一、二、三级站和丹竹河水电站经已建光纤网络接入凤子山三级站后，再经租用 VPN 专线接入塘洲集控中心。为方便管理，分别在大带三级站和凤子山三级站，各设置 1 台权限较高的工程师工作站，主要用于系统的组态设计、调试、维护和管理等。根据系统运行需要，各站网络资源需求如下：塘洲集控中心租用 1 条 500M VPN 专线；凤子山三级站租用 1 条 300M VPN 专线；大带三级站租用 1 条 300M VPN 专线；阵湾、西坑、恩城、江洲、东成各站各租用 1 条 100M VPN 专线。

2、集控中心设备主要有集控主机 2 台、工程师工作站和视频工作站各 1 台、塔式数据库和应用服务器 2 台、塔式视频和 WEB 服务器 1 台、UPS 装置 1 套、路由器 1 台、防火墙 1 套、硬盘录像机 2 套、核心交换机 2 台、打印机 1 台、GPS 时钟定时器 1 台、网络机柜 4 台及大屏幕显示系统等设备，配套定制开发满足本工程功能要求的系统软件。

3、本信息管理系统由水电站智能监控系统、视频监控系统、水雨情数据采集系统、生态流量数据采集系统、一张图信息展示平台、大屏幕显示系统、语

音对讲系统和水电站智能运维系统，共 8 部分组成。

4、系统配套定制开发如下 8 项功能软件：

（1）水电站智能监控系统软件，至少应包括：操作系统、数据库管理、机组监控（含调速器、闸门、闸阀等辅助设备控制）、数据采集与处理（各站运行参数、雨水情、生态流量）、人机接口软件、画面生成、趋势曲线生成、统计报表、语音报警、系统诊断、事故追忆、异常信息可视化、权限管理、用户管理、责任区域管理、自动发电控制、WEB 发布等，但不仅限于此。

（2）水电站智能运维系统软件：操作系统、一张图展示、监控总览、运行监视、运行参数、图像监控、统计报表、统计曲线、“两票”管理、设计定值、无功跟踪、运行日志、我的任务、巡检管理、事件记录、值班管理、状态监测、趋势曲线、故障诊断、检修设置、缺陷管理、设备台账、设备评级、设备异动、文档检索、资料归档、借阅记录、文件销毁、文档权限、用户管理、厂站管理、日志管理、系统参数、人机界面（登录、退出、修改密码）、移动终端 APP（安卓/IOS，二选一）等，但不仅限于此。

（3）视频监控软件

（4）水雨情数据采集系统

（5）生态流量数据采集系统

（6）语音对讲控制软件

（7）大屏幕显示软件

（8）一张图信息展示平台

系统各部分设计在下述分项设计中分别描述。

15.4 分项设计

系统由水电站智能监控系统、视频监控系统、水雨情数据采集系统、生态流量数据采集系统、一张图信息展示平台、大屏幕显示系统、语音对讲系统和水电站智能运维管理系统，共 8 部分组成。

15.4.1 水电站智能监控系统

水电站智能监控系统是14座电站现地机组控制子系统的高度整合，通过布置在每个电站现地LCU屏或综合保护控制屏（含PLC）和现地中控室工作站，实时收集各机组控制等有关数据，并对这些数据进行处理，对各机组工作情况、状态进行监视、控制，通过星形以太网实现对各电站机组的集中控制。

15.4.1.1 系统结构

集中控制层位于集控中心，现地控制层由LCU柜、现场检测仪表（如水位计、电量仪表等）设备组成，通过租用VPN专线的方式，将计算机控制信号和视频图像上传至集控中心。

15.4.1.2 控制方式

本系统设置集中控制层（远控层）、站级中控层、现地控制层。现地控制层为手动控制，站级中控层设自动控制和手动控制。其中：现地手动控制级具有最高优先级，站级自动控制级控制级次之，远程控制级最低，三种控制模式之间有严格的闭锁。LCU上配备有现地/远程切换开关。当现地/远方切换开关切换到现地方式时，LCU不接收远方的控制和调节命令，只接收来自本LCU屏上的控制和调节命令，但可向主控级传送数据；切换到远方时，LCU不接收来自本LCU屏上的控制和调节命令，只接收远方（包括主控级计算机）的控制和调节命令。当LCU脱离集中控制层时，可通过现地层进行控制。在LCU出现故障时可以切换由常规控制。

15.4.1.3 集中控制层系统功能

1、数据采集与处理

集控中心计算机监控系统可实时采集各机组的电气量和非电气量、各类顺序操作和事故下的事件动作顺序记录、重要模拟量的历史和实时信息量、事故

发生前后一定范围内的追忆量，并对采集到的信息进行分析、处理，误码判断和数据传输的差错控制，形成全系统调度所需的各种监控管理、分析和指导数据，更新实时数据库，修改画面的前景数据和画面中的设备状态，对数据予以存入实时和历史数据库，并进行统计和记录打印，也可通过可读写光盘设备实现数据的外存储。

2、运行监视

集控中心计算机监控系统可以实现对各机组的机电设备的运行数据进行监视，并把实时监控视频信号集成到组态控制软件中，实现开机、关机过程实时视频监控，自动监控系统包括机组状态监视、实时视频监视、水位趋势监视、机组启停过程监视、机组事故报警、计算机监控系统内部运行故障监视等。

3、实时控制

集控中心操作人员通过控制台上的计算机键盘、鼠标向现地LCU下达控制命令，实现对各机组配电设备的控制。控制包括对机组的正常开启和关闭、事故紧急停机的控制。

4、人机接口

通过显示器、键盘、打印机、语音报警装置、模拟屏等设备进行人机联系，使值班工作人员对生产过程进行安全监控、管理，以及进行监控系统的内部测试，数值设定，程序开发、修改。包括：语音报警装置、记录、屏幕显示、统计和报表、用户访问和操作显示功能。

5、通信功能

计算机监控系统采用以太网通讯，提高通信网络的安全性、可靠性和可用性。在集控中心通信网络中，所有服务器和各工作站间通信都采用TCP/IP协议通信，进行数据的1000M高速交换和存储以及各种操作和控制。

6、系统诊断

计算机监控系统能提供系统硬件设备故障诊断和软件故障诊断。

7、事故处理与控制

事故处理和控制是指在非正常紧急情况下（如事故停电）按预定程序进行事故处理的自动控制与调节。

8、软件开发

开发维护人员可在工程师工作站进行软件开发与运行维护、包括画面的生成与修改、定值更改、数据库变更，报表生成、顺控流程修改等一系列工作。

9、数据库功能

系统数据库采用所有数据共享并通过网络通讯来实现。数据库包括：工业实时数据库、暂存数据库、画面及报表格式数据库、工业历史数据库、计算数据库、预置数据库、汉字库、图形符号库等，这些数据库构成了监控系统数据资源中心。本系统监控系统数据资源中心必须具有数据管理功能。

15.4.1.4 现地控制层系统功能

机组现地控制单元（LCU）采集现场各I/O信号，经自建线路上传至集控中心网络交换机。通过现地PLC及现地按钮可以独立完成对机组的监视和控制功能。现地LCU与集控中心层网络通信中断时，现地能独立控制机组。

①数据采集与处理

➢ 对过程数据自动进行巡回采集和存贮，数据采样周期小于100ms。

➢ 机组LCU应对相应的工况和电量等重要信号量、机组运行状态进行监视，能将采集的数据量和过程控制状态量、机械报警量等根据需要上送集控中心；

➢ 故障情况下能自动采集故障发生时刻的有关数据，并按其发生的顺序记录故障的性质和发生的时间；

➢ 根据监控系统要求上送全部数据。

②机组控制

一般情况下根据集控中心调度指示或由其直接控制,但现地PLC按运行要求

设置相关的联锁。此外，现地LCU也能通过按钮、开关等对其监控对象进行显示、控制、调节和操作。

现地LCU能完成下列控制和调节工作：

➢ 相应机组的独立控制功能（PLC控制）；

➢ 相应机组的手动/自动控制；

➢ 完善可靠的信号、控制闭锁功能。

③通信功能

➢ 现地LCU接收操作命令、上传相关数据信息；现地故障情况下，应及时上传故障信息。

➢ 具有与便携式电脑的调试接口。

④自诊断功能

➢ 现地LCU能诊断出下列硬件故障：CPU模件故障、I/O控制模件故障、接口模件故障、通信控制模件故障、电源故障、被控对象元、器件的有关故障；

➢ 当诊断出故障点时能自动闭锁控制出口，并将故障信息上送监控主机；同时，现地LCU上有报警；

➢ 现地LCU的软件自诊断能诊断出故障软件功能块及其故障性质；

➢ 不能由于监控系统或监控对象出现的元器件、电缆、端子故障而引起机组运行事故。

15.4.1.5 站级中控室控制与调节功能

实现所辖区域内水电站的各设备的远方控制与调节。

1、控制与调节范围

➢ 具备对全厂所有发电机组、断路器、电动开关及与控制运行相关的智能设备的控制；

➢ 具备发电力出力的调节；

➢ 具备软压板投退、定值区切换、定值修改功能。

2、 控制方式

➢手动控制：由操作员选取要操作的设备，并通过操作界面单步发出控制命令及确认控制结果的操作方式。

➢自动控制：可人工设置控制启动的条件，如状态量变位、模拟量越限、事件驱动等，当条件满足时，自动发出命令。提供人机界面定义、生成、存储或修改条件控制。

3、 控制权限

➢水电站的控制调节可在现地控制级、厂站监控级、集控运维中心之间进行切换，三种控制调节方式优先权从高到底，但事故停机不受控制方式选择影响。

➢同一时间应仅允许一个控制级别、一种控制方式、一个控制对象进行控制。对任何操作方式，应保证只有在上一次操作步骤完成后，方可进行下步操作。

➢控制权限具备无扰动切换。

4、控制与调节的安全措施要求

➢操作必须在具有控制权限的工作站进行；

➢操作员必需具有相应的操作权限；

➢禁止同时对同一厂站内的一个或多个设备进行操作。

15.4.2 视频监控系统

15.4.2.1 监控对象

建设视频监视系统，该系统实现对各电站机组及范围内的重点、关键部位进行监控，为机组控制提供辅助手段。各电站的主要监控对象为厂房机组、中控室、升压站、尾水渠、进水前池等部位。

15.4.2.2 系统组成

视频系统分3个部分：前端视频采集、传输通道、后端存储/控制/显示。前端视频采集部分主要为红外网络摄像枪机及红外网络摄像球机，完成对目标点的视频采集。各前端视频摄像机连接至现地交换机，视频信号通过自建光纤线路传输至集控中心。后端设备主要有视频服务器、存储设备等，完成图像信息的存储、显示以及对前端设备的控制。

15.4.2.3 系统功能

一、基础功能

1、提供门户首页内容自定义能力，支持自定义快捷入口、自定义菜单内容、自定义页面元素设置；支持门户展示元素自定义，包括页面logo图标、修改网站标题、设置并添加网站外部链接；

2、提供统一的认证、鉴权管理、应用管理、菜单管理、用户管理、角色管理、组织管理、资源管理等能力；

3、提供用户权限管理能力，包括菜单权限、组织权限、区域权限、资源权限、功能控制权限；

4、提供组织、区域、设备、人员、卡片、车辆等资源统一管理；

5、提供用户安全管理，支持账户绑定用户mac地址及IP地址能力，提供账户安全设置，支持账户密码有效期设置，支持登录类型（Web端、PC客户端、移动端）和认证方式（密码、PKI）的配置；

6、提供NTP校时服务能力，支持对设备和服务器统一校时;

7、提供数据、服务等统一开放能力；

8、提供系统运行状态监测能力，包括运行服务监控、运行服务统计、运行数据报告和运行服务解析概览。

二、门户工作台

1、提供安保管理员、安保值班员、后勤管理员、行政管理员、运维管理员五类用户角色门户工作台；

2、提供工作台自定义能力，用户可以自由配置业务展示内容，制定专属的工作台显示内容；

3、提供应用菜单导航、应用快捷入口、待办消息提醒等能力。

三、事件中心

提供系统报警事件接收、事件处理、事件联动、事件检索能力，提供场景化的事件联动应用（在“特定条件”下执行“特定动作”），报警事件产生时，可以通过多种方式、多种联动场景提醒安保人员，联动方式包含视频弹窗、视频上墙、录像联动、云台联动、短信联动、邮箱联动、IO联动、抓图联动、门禁反控联动等。

1、事件联动管理

➢支持事件联动规则配置管理，包括规则增删改查，支持自定义联动规则模板；

➢支持事件规则计划模板，包括全天候模式、工作日模式、周末模式及自定义模式；

➢支持多种报警事件配置联动，包括：视频事件、入侵报警事件、IO事件、门禁事件、停车场事件、可视对讲事件、行车监控事件、梯控事件、动环事件、紧急报警事件、人脸事件、卡口事件、消防事件、测温事件等事件联动动作配置；

➢提供7种高级联动规则模版配置，支持配置满足在指定时间段存在多个触发事件类型而联动多个并发动作的场景。

2、事件检索管理

➢支持报警事件自定义时间存储，最长支持36个月存储；

➢支持多种维度检索报警事件，包括：区域、位置、事件源、事件等级、

时间、状态等维度；

➢支持事件详情查看，包括抓图、录像等；

➢支持对报警事件进行标记、处理以及导出。

四、图上监控

提供各类资源图上展示及控制操作，在地图上可展示各类资源点的地理位置，通过接收资源点报警事件，实现报警信息可视化展示。

➢支持地图配置能力，包含在线（高德）、离线GIS地图（高德、自定义）；

➢支持资源上图配置能力，实现资源的地图可视化展示及控制操作，资源类型包含监控点、报警输出、报警输入、门禁点、出入口、停车场、传感器、手持视频终端、园区卡口资源、防区、报警输入、报警输出、报警主机IO输出、消防设备等；

➢支持事件可视化监控能力，实时展示报警事件，支持历史报警事件查询；

➢支持针对移动GPS设备的运行轨迹回放能力，如单兵设备。

五、视频监控

视频监控应用提供视频管理服务，支持编码设备通过海康设备网络SDK协议、海康Ehome协议、海康ISUP5.0协议、GB28181协议、ONVIF协议、大华设备网络SDK协议、萤石协议接入平台，实现视频预览、录像回放、视频上墙、视频事件监控服务能力，并且在网络带宽不足、有流量限制的网络环境下可以通过以图片替代视频的模式提供监控服务。

1、视频预览

➢支持视频实时预览能力，实现预览窗口布局切换、预览画面自适应及全屏切换；

➢支持云台控制、实时抓图、紧急录像、即时回放、主子码流切换、声音

开启/关闭、辅屏预览（1个辅屏）、对讲、广播、报警输出控制的能力；

➢支持智能规则展示的能力（如：针对热成像设备温度信息实时展示）；

➢支持资源视图管理能力，以视图形式管理监控点、视频预览轮巡等自定义资源组，其中视图类型包含公有视图和私有视图；

➢支持全景视频监控预览能力，支持球型鹰眼、全景摄像机的全景模式；

2、录像回放

➢支持录像计划管理能力，支持实时录像计划、录像回传计划；

➢支持录像回放能力，支持多画面同步回放和异步回放切换、超高倍速回放、分段回放、录像下载、录像剪辑、录像标签、录像锁定、录像抓图。

2、图片监控

➢支持视频预览与图片实时监控模式切换能力，实现图片监控模式；

➢支持图片查询回放能力，实现按监控点、时间段展示抓拍图片；

➢支持图片自动播放能力，支持图片自动播放速度可设置；

➢支持图片下载能力。

4、视频上墙

（1）支持电视墙场景管理能力，实现场景窗口配置、场景切换计划配置以及轮巡计划的管理；

（2）支持上墙控制能力，实现场景一键上墙、场景切换、电视墙切换、监控点上下墙、轮巡控制操作；

5、视频事件

支持视频事件布撤防能力，可按计划模版进行布防，事件类型包括移动侦测、视频丢失、视频遮挡、报警输入、报警输出；视频系统支持与第三方视频监控告警联动。计算机监控系统程序接收到告警信号后，自动触发视频联动，在监控平台弹出对应实时监控画面，值班人员可以查看现场情况。

六、视频质量诊断

视频质量诊断应用，提供视频图像诊断和监测服务。

➢支持监控点通道的图像质量诊断结果统计和查看。

➢支持图像模糊、图像过亮、图像偏色、图像过暗、图像过亮、视频抖动、视频丢帧、场景变换、视频遮挡、对比度、条纹干扰、噪声干扰、信号丢失、黑白图像指标诊断。

➢支持码流分辨率、编码格式指标采集。

➢支持诊断对比图查看和诊断结果矫正功能。

➢支持巡检计划配置，可以按照类型和资源以及自定义的巡检周期进行巡检计划配置。

➢支持监控点图像质量统计报表，展现各类诊断故障数量。

➢支持海康SDK、大华SDK、ehome、isup5.0、GB28181、部标808、Open Network Video Interface、ISAPI协议。

七、网格拓扑监控

支持交换机、服务器设备自动发现；支持交换机、服务器、摄像机拓扑可视化监控展现；支持拓扑告警信息查看和处理；支持的单个设备线路查看；支持拓扑编辑。

八、广播播音管理

广播播音管理包含广播设备管理、广播分区管理、媒体库管理、实时广播、定时广播、广播统计、广播记录。

1、实时广播：

实时广播通过接入网络寻呼话筒、网络功放、网络音箱\音柱设备实现公共广播能力，提供分区广播、实时广播、紧急广播、媒体库管理、广播录音功能服务。

➢支持广播点分区管理，可选择单个\多个分区进行广播操作；

➢实时喊话广播，支持通过实时喊话进行实时广播；

➢媒体广播，支持选择媒体文件进行实时广播和媒体库管理；

➢媒体轮巡广播，支持轮巡模式进行媒体广播播放；

➢紧急广播，支持一键全区广播，优先级最高可抢断所有正在执行的广播任务；

➢支持实时喊话广播录音。

2、定时广播：

定时广播通过定时任务编排管理，可制定某个时间点在某些广播点位播放特定内容的广播任务。

➢支持定时广播管理，可对定时广播任务执行暂停操作；

➢广播内容支持选择媒体文件，也支持文字转语音模式；

➢支持下发定时任务至广播终端，由终端定时触发广播任务；

➢支持中心端和设备端两种定时广播任务模式。

3、设备管理：

➢（1）支持ISAPI/ISUP5/OTAP/SIP协议广播音箱/音柱/功放/音频解码器添加；

➢（2）支持ISAPI协议添加寻呼话筒、音频采集器。

4、分区管理：

➢支持用户增删改分区操作；

➢支持用户对分区增删广播点操作；

➢分区支持用户权限管控。

5、媒体库管理：

➢支持用户增删改媒体库目录；

➢支持用户上传音频媒体文件，音频文件格式支持WAV/MP3；

➢支持媒体库用户权限管控。

6、广播记录：

➢支持对定时广播操作、实时广播操作、智能广播联动操作记录；

➢定时广播操作记录可按时间、任务、分区、点位、操作类型（下发、禁启用）维度进行筛选；

➢实时广播操作记录可按发起终端、广播终端、时间、类型（喊话、紧急广播、预案、文件点播、联动喊话）以及实时广播状态进行筛选。

7、重点区域智能播报应用

重点区域智能播报应用通过联动规则配置，可支持各类场景报警事件触发广播联动，实现自动或手动实时广播。

➢支持各类场景联动广播管理，可与AI模型管理应用对接，满足各场景联动广播诉求，如视频报警事件、智能分析事件、入侵报警事件、紧急报警事件、消防报警事件联动广播；

➢支持联动自动预警广播，可根据事件配置的联动规则自动触发预警广播；

➢支持联动手动实时广播，可联动触发广播弹窗，在弹窗中进行实时广播。

8、广播网络管理

广播网络管理应用，对接入平台广播设备进行在线巡检，及时发现故障设备和掉线设备，使运维工作更加高效，便利。

➢支持网络音柱、网络音箱、网络功放、寻呼话筒等广播设备在线状态、工作状态巡检等。

➢支持广播点通道的在线状态、广播状态、在离线时长统计。

➢支持海康ISAPI、ISUP5、OTAP协议。

15.4.4.4 主要设备配置

1、全彩智能警戒球机

同前述6.2.1.3相同设备配置。

2、网络硬盘录像机

3U机架式16盘位嵌入式网络硬盘录像机，整机采用短机箱设计，搭载1+1冗余电源，需满足140台设备视频存储15天。

（1）硬件规格

- 存储接口：16个SATA接口，支持硬盘热插拔，内置14个8TB-AI盘
- 视频接口：4×HDMI，2×VGA
- 网络接口：4×RJ4510/100/1000Mbps自适应以太网口
- 报警接口：16路报警输入，8路报警输出
- 串行接口：1路RS-232接口，2路半双工RS-485接口
- USB接口：2×USB2.0，4×USB3.0
- 扩展接口：1×eSATA

2、产品性能

- 输入带宽：768Mbps（开启RAID后为512Mbps）
- 输出带宽：768Mbps（开启RAID后为512Mbps）
- 接入能力：128路H.264、H.265格式高清码流接入
- 解码能力：最大支持32×1080P
- 显示能力：最大支持8K+4K+1080P三异源输出
- RAID模式：RAID0、RAID1、RAID5、RAID6、RAID10，支持全局热备盘。

15.4.3 水雨情数据采集系统

该系统对各电站前池/水库和尾水的水位进行监测，主要用于为实现计算机监控系统控制机组自动调节到最优工况下运行而设置，配套制定开发水雨情数情采集和管理软件模块。设计拟在电站前池和尾水部位安装水位计，水位信号经光纤各机组 LCU 屏或综合屏中。各站点的雨量数据，共享接入各水库、水闸

现状已建的雨量数据，以避免重复建设。本工程根据本工程安装条件，拟采用浮子式水位计和雷达式水位计，其参考技术参数如下：

1、浮子式水位计

- 浮子直径：100（特：80、60、40、30）mm；
- 平衡锤直径：20mm；
- 水位轮周长：32cm（工作直径101.86mm）；
- 测量范围：0～40m（特殊可达80m）；
- 分辨力：1cm；
- 最大水位变率：≯100cm/min；
- 精确度：满量程积累最大误差不大于2cm；
- 水位轮转动力矩：100 gcm；
- 水位编码器码制：格雷码；
- 传输电缆：14芯AVV屏蔽电缆；
- 传输距离：不小于1000m；
- 平均无故障工作次数：1×107以上；
- 显示方式：传感部分为机械数字显示。

2、雷达式水位计

- 供电：DC10～30V
- 最大功耗：0.6W
- 发射频率77GHz~79GHz
- 测量范围：0.1 m ～65m，测量精度±lmm
- 波束角：6°
- 变送器元件耐温及湿度：-40°C~+80°C，0%RH~95%RH（非结露）
- 通讯协议：RS485 输出
- 防护等级：IP67

15.4.4 生态流量数据采集系统

各电站已按要求安装了生态流量数据采集装置，相关数据已统一上传到省级监控平台中。本工程仅开发生态流量数据采集和统计管理软件模块，不需新建现地采集装置。

15.4.5 大屏幕显示系统

根据本项目的具体需求，如下图所示，本项目大屏系统主要由三部分组成，分为LED全彩显示屏、图像处理及管理控制部分。

图 15-6　大屏幕系统结构示意图

15.4.5.1 大屏幕显示设计原则

1、垂直 25 度原则

人眼观看某一物体时，视线夹角≤25 度时不需要抬头低头动作，为最宜，满足人体工学设计，长时间观看不会造成脊柱疲劳，此时距屏幕的距离可视为

最佳观看距离，即控制台距屏幕的最近距离。

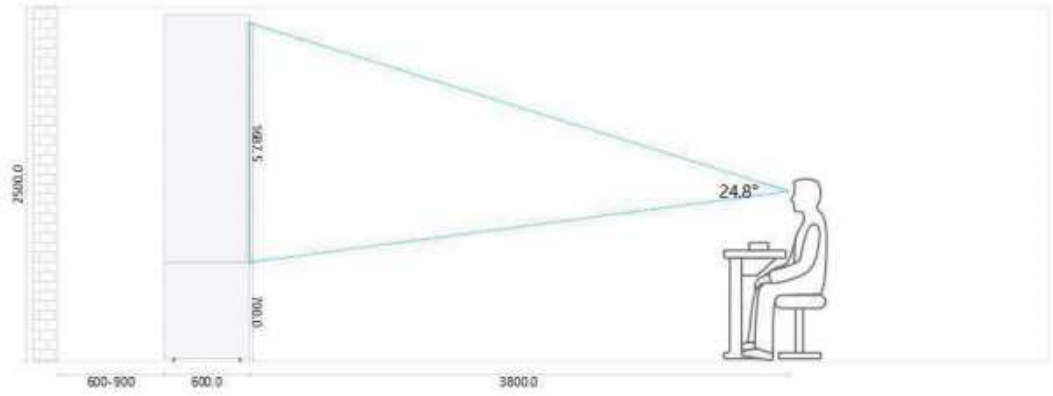


图 15-7　　垂直 25°原则示意图

2、水平视线原则

人眼的水平视线与屏幕垂直可获得最佳的屏幕观看效果，对于拼接大屏以最底一层屏幕的中位线作为基准。人体坐姿水平视线的高度一般为 1.28 米左右，让拼接大屏最底一层屏幕的中位线距地面尽量接近这个高度为宜。

3、人眼水平视角

人在头和身体保持不动的情况下，双眼水平视角为 123°，也就是说屏幕到达人的角度＜123°，人无需转头或转身即可看到全屏。一般情况下按照 120°进行设计。

大屏系统遵循以上原则，所计算出的大屏底座高度及操作台与屏幕的距离，符合人体工程学设计，让调度决策人员有最舒适的观看角度、最佳的观看效果。

15.4.5.2 主要设备参考配置

1、全彩室内小间距LED显示单元

➢ 点间距：1.5，显示单元数量48：6行8列，显示屏面积：9.72m²，显示尺寸：4.8m*2.025m，分辨率：3072*1296

➢ 显控系统全链路自研，稳定安全可控。

➢ 箱体高集成，高兼容，简洁轻量化设计；高精度压铸箱体结构设计，支持灯板、电源、接收卡正面拆卸；焊点采用无铅无毒锡膏材料，不会对人体和环境造成危害。

➢ 采用动态引擎算法，高亮刺眼画面细节自动识别，局部区域亮度无感调控，观看柔和舒适，图像质量提升的同时降低不必要的功耗。

➢ 支持自动除湿，有效保护长时间不用或潮湿环境下的灯珠。

➢ 支持通过遥控器、平板电脑、平台端多种方式控制屏幕参数调节。

➢ 产品类别：室内小间距全彩LED

➢ 像素结构1R1G1B；像素间距：1.5625mm；像素密度：409600点/㎡封装方式SMD。

➢ 箱体模组组成2*2，箱体尺寸600（W）*337.5（H）*29.5（D）mm，箱体分辨率384*216。

➢ 箱体面积0.2025㎡，箱体重量3.4kg，箱体材质压铸铝箱体。

➢ 维护方式：完全前维护。

➢ 模组尺寸300*168.75mm，模组分辨率192×108。

➢ 封装品牌：国产铜线

➢ 白平衡亮度600cd/㎡，色温3000～10000K可调，可视角160°（H）/160°（V），对比度：3000:1，色度均匀性：±0.003Cx，Cy之内，亮度均匀性≥97%。

➢ 驱动方式：恒流驱动

➢ 换帧频率60Hz，刷新率3840Hz，灰度等级16bit。

➢ 峰值功耗≤390W/㎡（600nits），平均功耗：≤130W/㎡。

➢ 供电要求：100~240VAC±10%

➢ 工作温度：-10℃～40℃

➢ 工作湿度：10%~60%RH（无冷凝水）

2、LED室内经济款落地支架

LED室内落地支架，快速拼装，支持扩容、定制弧形，超薄20cm，含安装，四周包边，底部封板。

3、综合平台

- 6路HDMI输入+12路HDMI输出；
- 3 U标准机架式机箱，运营级ATCA机箱系统；插拔式模块化设计；
- 业务模块支持智能风扇自动调温，确保系统稳定可靠；
- 支持HDMI信号输入输出
- 支持H.264/H.265编码，默认采用H.265；
- 解码支持H.265、H.264、MJPEG等主流的编码格式；
- 支持6路高清视频编码能力；
- 支持96路高清视频解码能力；
- 视频输出最大的LED带载能力为单口260 W；
- 支持3200 W高清视频解码；
- 支持12个显示屏的任意大屏拼接；
- 单输出口支持1/4/6/8/9/16/25画面分割显示；
- 支持开窗和漫游，最多支持192个窗口，单屏支持4个1080p或2个4K；
- 支持电视墙预览；
- 最大支持128个预设场景，用户可以自定义每个场景电视墙布局；
- 支持虚拟LED功能，最多添加字幕8个，单墙3个；
- 支持WEB方式、Android和IOS客户端访问和操作；
- 支持ONVIF协议接入设备解码；
- 支持GB28181协议接入平台实现管理和操作；
- 机箱高度：3U
- 总线类型：千兆网交换

- 配置主控板数量：1
- 电源槽位数：2
- 配置电源数量：1
- 配置业务板数量：1
- 业务板槽位数：6
- 整机解码能力：96路1080P30，6路1080P60
- 整机拼接能力：12路
- USB接口：2个，USB 2.0
- 串行接口：4个，1个Console控制口（RJ45接口）+ 1个reserve口（调试预留）+ 2个RS485/232复用口（RJ45接口）
- 电视墙数量：8个
- 电视墙规模：≤12
- 开窗数量：192

4、LED同步控制器（4网口 2K LED发送卡）

- 1U高度半宽机箱 机架式设计，工业级机箱系统。
- 设备前面板具备按键，可支持亮度调节；前面板具备指示灯，可提示设备上电状态、信号接入状态、运行状态等信息。
- 支持1路视频信号输入，支持HDMI1.4 分辨率1920*1200@60Hz。
- 支持帧率自适应，图像采集可支持25HZ~60HZ自适应。
- 图像带载输出支持RGB444 无损画质。
- 支持4路网口带载输出，带载高达260万像素，单台设备最大带载最大宽度5120，最大高度5120，每网口最大65W。
- 支持HDMI音视频复合流输入，支持3.5mm音频输出；支持视频信号输入全屏缩放及自定义缩放。
- 支持电视墙编辑和窗口可视化操作。

- 支持多发送卡通过网络进行级联管理和统一控制。
- 支持HDCP 2.2协议的高带宽数字内容保护技术。
- 支持自定义EDID设置。
- 支持热备份、支持设备间备份和网口间备份。
- 支持任意走线、无矩形框架限制。
- 支持通过客户端等多软件端进行操作支持。
- 支持无信号模式下保留最后一帧。
- 支持屏幕底图配置设置和更换
- 支持屏保和开机logo配置。
- 支持屏幕除湿配置。
- 支持遥控器扩展，支持通过遥控器操作控制屏幕显示遥控UI菜单 。
- 支持通过按键进行亮度调节、信源切换等操作。
- 支持输出画面的亮度、对比度、饱和度等参数的调整。
- 支持对屏幕进行逐点校正配置有效消除色差，有效提高显示屏的画质。
- 支持常规、文稿、广告、视讯、影院、安防等显示模式切换
- 支持HDR输出，能够极大地增强显示屏的画质，使画面色彩更加真实生动，细节更加清晰。
- 支持标准、暖色、冷色等色温模式调节同时可支持自定义色温调节。
- 支持护眼模式，有效保护观看者视力。
- 支持3840 Hz 高刷新率输出，纳秒级响应时间，视频画面更细腻流畅。
- 支持查看设备与LED屏幕的带载关系。
- 支持查看运行过程中屏幕异常的定位。
- 支持查看设备运行状态、设备内存、CPU使用率、设备运行温度和网口使用率等参数。
- 支持异常箱体电压检测、箱体温度检测、设备温度检测。

➢ 支持通过RS485接口进行中控及物联网设备对接

➢ 支持通过控制网口，通过网络SDK、ISAPI、OTAP等协议进行控制指令对接和设备管理。

15.4.6 语音对讲系统

语音对讲系统主要是用于集控中心与现地各站点如厂房、中控室及升压站重点部位进行双向寻呼对讲，以便集控中心与现地保持通畅的沟通和指令的及时下达。系统由网络寻呼话筒、智能IP网络音柱、智能警戒球机等前端设备、传输网络、和平台应用一体机等后端设备，共3部分组成，结构如下图所示。

图15-8　语音对讲系统结构示意图

本系统主要设备参考技术要求如下：

1、7寸网络寻呼话筒

同前述6.2.1.3相同设备配置。

2、IP网络音箱（120W网络音柱）

同前述6.2.1.3相同设备配置。

3、监听音箱（10W网络音箱）

➢一体化壁挂式设计，网络音频解码、高性能D类功放及5.25寸全频喇叭三合一。

➢采用高速工业级双核芯片，内置NORFlash+EMMC双存储，支持系统双备份，系统稳定可靠。

➢支持安全启动、用户登录锁定机制及密码复杂度提示，支持安全审计日志事后可追溯，提升系统网络安全。

➢支持通过IP网络（局域网/公网），远程平台批量统一管理+本地WEB单机灵活配置，同时支持本地音频采集（蓝牙/3.5mm音频输入）播放，适配各类场景应用。

➢支持实时和定时任务、隔天续播，支持150个定时任务，内置1GB存储空间最多支持1000个wav、mp3音频素材库管理。

➢支持定阻输出，可外接副音箱提升声场覆盖面积，节省安装布线成本。

➢支持NTP自动校时，系统时间与服务器自动同步，确保多设备播放同步和定时任务准时执行。

➢支持TTS语音合成和文本广播，自然流畅的标准男女双声可选。

➢支持ISUP、萤石、ISAPI协议，灵活接入平台。

➢支持广播混音、优先级灵活配置。

➢支持监听与对讲（需搭配一体机或者智慧广播平台使用）

➢麦克风类型MEMS；阵列数量2个。

➢频率响应100Hz～20kHz，灵敏度-42dBV/Pa，采样率48kHz，量化位数16bit，灵敏度（1m，1W）90dB，最大声压级（1m）98dBSPL，信噪比83dB。

➢额定功率10W，扬声器单元：全频5.25＂×1

➢音频算法：AEC、AGC、ANS、DRC

➢音频编码及码率G.711ulaw（64Kbps）/G.711alaw（64Kbps）/MP3

（128Kbps）；采样位宽支持16bits。

➢ 网络协议：IPv4，HTTP，HTTPS，SIP，SSL/TLS，DNS，NTP，TCP，UDP，IGMP，ICMP，DHCP，ARP,SSH。

➢ 接口协议（API）：ISAPI，ISUP，SIP

➢ 通信方式：支持有线网络通信，支持4G。

➢ 网口：1个RJ4510M/100M自适应以太网口

➢ 音频输入3.5mm音频接口×1，定压输入×1，COM100V。

➢ 音频输出：定阻输出×1，凤凰端子，COM8Ω

➢ 指示灯：绿灯常亮，设备正常；绿灯闪烁，设备对讲；红灯常亮，设备启动或断网；红灯闪烁，设备升级。

➢ 复位：支持

➢ 音量旋钮：支持

➢ 电源：DC：24V/1A

➢ 材质：木制，黑色。

➢ 产品尺寸：181mm×158mm×280mm

➢ 裸机重量：≈0.4kg

➢ 工作温度：-10℃～50℃

➢ 工作湿度：小于90%（无凝结）

4、平台应用一体机

➢ CPU：配置1颗C86架构HYGON7363处理器，单处理器物理核心数≥16核，主频≥2.5GHz，末级缓存容量≥32MB，线程数≥32线程，热设计功耗≥135W，支持内存的最高速率≥3200MHz，通道数≥4，位宽≥64。

➢ 内存：配置128GDDR4，16根内存插槽，最大支持扩展至1TB内存。

➢ 硬盘：配置2块480GSSD硬盘，配置2块4T7.2KSATA硬盘。

➢ 阵列卡：配置SAS_HBA卡（支持RAID0/1/10）。

➢ PCIE扩展：最大可选支持6个PCIe扩展插槽。

➢ 网口：板载2个千兆电口，支持选配10GbE、25GbESFP+等多种网络接口。

➢ 其他接口：配置1个千兆RJ-45管理接口，4个USB3.0接口，2个位于机箱后部，2个位于机箱前部；1个VGA口，位于机箱后部；可选1个COM口位于机箱后部。

➢ 电源：配置550W（1+1）高效铂金CRPS冗余电源。

➢ 机箱规格：87.8（高）x448（宽）x733.2mm（深）（不含侧耳）

➢ 设备重量：最大30千克（不含导轨）

15.4.7“一张图”信息展示平台

“一张图”信息展示平台通过数据分析、数据处理、数据共享和空间计算功能，将地理信息、工情、巡查路径、水利工程分布等，利用 技术手段，将多个图层集成在一张二维卫星地图上，形成“一张基础图”的多源数据集成，为各业务应用系统提供可视化展示的支撑平台，并在管理中心实现大屏展示功能。展示平台主要通过图层进行控制，显示不同的对象，鼠标点击具体的电站及设备可以查看基础信息或实时信息。

15.4.7.1“一张图”主要功能：

1、 地理查询，并能放大、缩小、平移、选择图元、查找等功能。

2、 流域行政与流域基本情况查询。包括自然地理、行政区划、地形地貌、水库、河流 湖泊等信息。

3、流域雨情查询，能够在流域图上显示实时雨情信息。

4、 流域水情信息查询，能够在流域图上显示实时水情资料。

5、 实时显示水电站流域上下游水位、各机组基本资料和实时运行情况。

6、应用“一张图” 的可视化显示能力，可丰富水电站管理系的用户界面，改善辖区内水电站管理决策能力。

15.4.7.2“一张图”建设内容

根据电站水利信息化管理对水利地理信息的需求，“一张图”建设内容有：

1、根据本项目水利工程信息化管理系统的总体架构，搭建水利工程信息“一张图”总体框架，包括数据组成、功能组成与软件体系框架。

2、定义与划分水利工程信息“一张图”的图层，按照水利工程信息“一张图”的建设要求，对水利工程空间数据进行标准化处理，包括空间拓扑关系构建、标准化图识、图层之间的逻辑关系定义等。

3、开发水利工程信息“一张图”管理系统，包括图层管理、界面管理、系统管理与服务管理等模块。

15.4.7.3“一张图”图层划分

“一张图”是水利信息化管理系统所需水利专题图层的集合，实现水利专题图层各类相关数据的二维管理、可视化展示、实时监控与视频监视数据的分析和展示，以及基于水利专题图的二维场景进行信息查询、统计、汇总等。“一张图”系统还应提供基于不同管理业务应用场景的辅助决策分析功能，能够实现发电、防汛、抗洪应急处置流程操作等功能。本项目“一张图”需建的专题图层及其属性信息组成如表15-2所示。表中所列有关信息数据来源，需业主单位与有关站点权属单位协调数据共享事宜，如无法获取数据，则保留功能，待有件接入时再完善展示。

表15-2　　水电站信息“一张图”图层及其属性信息一览表

序号	空间数据图层	水利工程对象属性信息
1	各级河流分布图层	河流基本信息、河流水位动态信息、影像信息
2	各级渠道分布图层	渠首基本信息、渠道水位动态信息、影像信息
3	水闸分布图层	水闸基本信息、水闸实时监控信息、影像信息
4	水库分布图层	水库基本信息、水库水位信息、影像信息
5	电站分布图层	电站基本信息、电站实时监控信息、影像信息

序号	空间数据图层	水利工程对象属性信息
6	防汛抗洪物资分布图层	物资储备基本信息、调运路线等
7	水位监测站点分布图层	监测站基本信息、影像信息
8	雨量监测点分布图层	监控站基本信息、影像信息
9	视频监视点分布图层	监视点基本信息、视频监视数据、影像信息
10	语音对讲站点分布图层	设备基本信息
11	发电机组分布图层	设备基本信息，主要运行参数、影像信息

15.4.7.4“一张图”信息展示平台开发

1、“一张图”管理系统模块组成

水利工程信息“一张图”管理系统模块组成如图15-9所示。

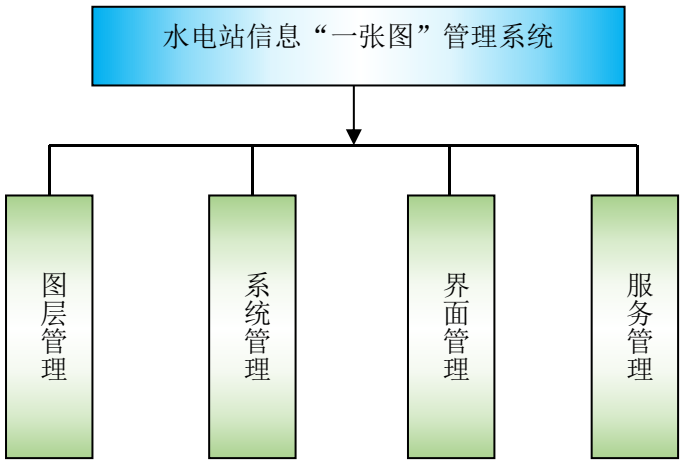


图15-9　水电站信息“一张图”管理系统模块组成

2、功能组成

（1）图层管理：电站信息“一张图”专题图层是指空间数据的集合，主要包括基础地理信息图层、水利专题图层。“一张图”系统一方面可按工作空间模式对各图层进行集中管理与图层的叠加分析、更新与维护；基于“一张图”管理工作空间可对各个图层进行可视化展示，通过点击空间数据管理工作空间的空间对象能够查看其管理任务；另一方面可以按照业务直接点击查询与电站相关的各级河流、渠道、水闸、水库、管理处、实时监控与监视站点、防汛抗洪物资储备站点、水文监测站点等的基本信息与动态监测、监控、监视信息。

（2）系统管理：水电站信息“一张图”水利专题图层按照 OGC 标准发布WMS、WMTS、WFS 服务和REST 等服务，根据系统的实际需求，动态组合地图服务。 “一张图”系统管理主要功能包括数据字段编辑、数据展示配置、功能配置以及接口维护等，这些功能模块是水利专题图层配置的主要手段。

（3）界面管理：水电站信息“一张图”管理系统界面以地图为基本框架，叠加各类专题图层和功能模块，对各类信息的查询管理，可通过下列两种主要入口：一是基于对象查询；二是可以按照业务查询，查看各级河流、水闸、泵站、堤坝、船闸、管理处、实时监控域监视站点、防汛抗洪物资储备站点、水文监测站点等的具体情况。

（4）服务管理：水电站信息“一张图”专题图层封装成为功能服务对外发布，使得系统中各个业务系统可以直接通过调用接口就能获得专题图层服务所提供的数据、界面与功能。同时通过专题图层管理模块，可对专题图层服务的数据、界面与功能进行配置。

15.4.8 水电站智慧运维系统

建设水电站智慧运维系统，该系统将机组智能监控系统和视频监控系统的应用软件、服务器系统软件和数据库软件在此平台上进行集成。系统将采集到的自动化监控系统和视频监控系统等的数据信息加以统计、分析、储存、显示。除了能迅速可靠、准确有效地完成对机组的安全监视和控制外，还能完成对各个监控系统的运行管理，包括历史数据存档、检索、运行报表生成与打印、对外通信管理等功能。

采用 B/S 架构设计模式定制开发机组综合信息管理系统，通过 WEB 发布可实现计算机终端访问，包括事故报警、水位、机组运行信息、现场视频、雨量信息等重要信息。

智慧运维中心的建设和运维管理应用，集群智慧运维中心内部网络采用以太网方式，应根据用户技术需求和投资规模情况进行相应的系统功能配置和应

用。按其系统及其功能进行定制开发相关功能的软件，且应尽可能做到开源和国产化。

智能运维管理系统包括全景展示、运行管理（电气监视、图像监控、水情测报、生态流量）、统计分析（统计报表、统计曲线）、状态检修（状态监测、故障预警）、运维管理（两票管理、智能巡检、运行日志、事件记录、值班管理、任务管理、培训管理）、设备管理（缺陷管理、设备台帐、设备评级、设备异动、备品备件）、数据统计、智能告警、事故追忆、保护事故记录、网络拓扑、系统自诊断与自恢复、文档管理（文档检索、资料归档、借阅记录、文档销毁、文档权限）、系统管理、人机界面、WEB 发布、移动应用 APP 等功能，智慧运维管理系统与计算机监控系统实现数据接口的无缝连接，为用户提供了各水电站的设备、运维、生产、文档等管理的综合性运维管理平台。

智能运维管理系统设置 Web 信息发布功能，集控运维及上级管理人员可随时随地的通过个人计算机、移动终端 IPAD、智能手机 APP 联网访问集控智能运维管理系统，浏览查询现场水电站设备、设施及集控系统的运行管理情况。

智能运维管理系统还可接入用户或厂方云平台，实现集团用户对各水电站及集控系统的全面监管指导服务，以及厂方对各水电站及集控系统的远程维护及专家技术服务支持。

15.4.8.1 操作系统

（1）桌面操作系统

主要用于各类计算机工作站，为用户提供日常办公、控制等功能，具有友好的图形化用户界面，方便用户进行操作和管理，结合目前软硬件国产化趋势，尽量采正版且无使用期限限制的国产操作系统如国产化的 Windows、macOS 和 Linux 系统等。

（2）服务器操作系统

运行在网络服务器上，为客户端提供数据和服务，需要具备较高的稳定性、安全性和并发处理能力，可支持大量的用户连接和数据传输。

15.4.8.2 全景展示

➢ 展示所辖电站的电站总数、机组总数、装机容量、用户总数；

➢ 展示电站重要事件的告警记录，具备语音报警功能；

➢ 展示所辖电站装机容量统计饼图和所属区域的装机容量和在线机组数量；

➢ 展示各电站在地图上的位置，并各电站的工作状态、电站的日发电量和上下游流量、水位等；

➢ 展示所辖电站的月/年发电总量棒形图，同时展示各电站的月/年计划值及其完成率；

➢ 展示所辖电站总的上网电量、下网电量、总发电量、在线机组情况；

➢ 展示所辖电站总的实时功率曲线，并与前一日总功率进行曲线对比；

➢ 展示所辖电站的设备运检信息（设备总数、缺陷数量、处理中数量、未响应数量）和巡检统计（现有巡检总数、未接单数量、执行中数量、年度巡检总数）；

➢ 展示所辖电站水位预警列表（电站名称、当前值、警戒值、所属区县）。

15.4.8.3 运行管理

电站运行管理模块至少应具有如下功能：

➢ 运行监控：展示具体电站的主接线图、运行监控图、开停机流程图、负荷曲线图等画面；

➢ 运行参数：集中展示具体电站的电气量和非电气量的实时值。

➢ 图像监控：展示具体电站的各个监控视频，并具备视频摄像头的云台控

制功能；视频系统支持与第三方视频监控告警联动。计算机监控系统程序接收到告警信号后，自动触发视频联动，在监控平台弹出对应实时监控画面，值班人员可以查看现场情况。

➢ 水情测报：以棒图方式展示具体电站的水情情况，对超过警戒值的数据通过不同颜色进行展示。

➢ 生态流量：展示具体电站的实时生态流量及流量曲线水位曲线，生态流量出口的视频监测等。

15.4.8.4 统计分析

➢ 生产报表：展示具体电站的各机组的轴温、油温、电压、电流、功率、频率、功率因数等，支持生产报表的查询与导出。

➢ 统计曲线：以曲线方式展示具体电站的电气量或非电气量参数。

15.4.8.5 状态检修

1) 状态监测：通过标签切换方式，对监测对象的状态进行展示，对同类型的对象的状态监测可翻页显示。状态监测的对象根据电站具体设备安装情况进行分类，一般分为振摆状态监测、压力脉动状态监测、轴承状态监测、气隙状态监测、磁场强度状态监测、局放状态监测、发电机运行参数状态监测、变压器状态监测、互感器及避雷器绝缘状态监测、（调速）油系统状态监测、水系统状态监测等；

2) 故障预警：根据状态监测数据和趋势分析，对设备故障进行趋势预警，预警内容以列表形式展示。

15.4.8.6 运维管理

（1）操作票：分为典型操作票和操作票。

➢ 典型操作票：为操作票提供模板，可复制到操作票中；

➢操作票：用于管理操作票生成、审批、执行记录、操作评价、统计分析等相关信息。

（2）工作票：分为一种工作票、二种工作票、工作任务单、典型隔离库和典型危险点。

➢工作票：创建和存储各类工作票及其相关信息，如每项工作票的安全措施、危险点分析、相关文档等；

➢工作任务单：创建和存储各类工作票及其相关信息，如每项工作票的安全措施、危险点分析、相关文档等；

➢典型隔离库：工作票引用的典型隔离库；

➢典型危险点：工作票引用的典型危险点。

（4）智能巡检

包括巡检点、巡检区域、巡检路线、巡检任务和巡检记录。

➢巡检点：维护巡检点及巡检点相关信息，包括巡检类型、巡检标准、巡检状态等；

➢巡检区域：维护巡检区域及巡检区域下的巡检点信息；

➢巡检路线：维护巡检路线及巡检路线下的巡检区域、巡检点及巡检人员相关信息；

➢巡检任务：制定巡检人员的巡检任务，可批量生产巡检任务；

➢巡检记录：维护巡检记录的相关数据，包括巡检到位时间、巡检结果和巡检数据等信息，并可查询巡检记录相关报表。

（5）运行日志：创建、修改和查看工作记录和统计发电运行值班过程中所发生的一切与发电运行有关的记录、统计和保存的运行状况原始数据记录。

（6）事件记录：以列表形式记录具体电站的事件告警，并具有查询和导出功能。

（7）值班管理：根据值班表分解到各个值班员账号，便于提醒值班员。

（8）任务管理：用于流程或任务的流转操作。

（9）培训管理：包括人员培训、人员考试和题库及规范导入。

➢ 人员培训：根据要求定期对人员进行安规、运规或制度等进行培训，同时培训结束可生成培训内容的考试题目；

➢ 人员考试：考试管理员可根据要求手动生成考试试卷并下发给考试人员，考试人员接收试卷，作答后上传回考试管理员处；

➢ 题库及规范导入：管理员可根据要求将题库和培训资料导入系统，人员培训和人员考试的培训内容和考试试卷均可根据导入的题库和培训资料手动生成。

15.4.8.7 设备管理

➢ 缺陷管理：创建和存储报缺单及其相关信息，可以启动报缺流程并记录报缺单的历史记录。

➢ 设备评级：实现对资产设备的评级管理（包括新建、修改、删除、查询评级记录）。

➢ 设备异动：设备异动的申报、审批、执行和验收的管理过程，创建设备异动及相关信息。

➢ 设备台账：实现对资产设备的日常维护（包括新建、修改、删除、查询等），实现对设备的相关信息的查询（包括评级、异动、工单、工作票、缺陷等）。

➢ 备品备件：维护设备相关的备品备件的型号参数、厂家信息、数量等。

15.4.8.8 数据统计

具备对实测值、人工输入值及计算值进行数学运算及逻辑判断、函数运算等加工计算。计算量的类型可以是模拟量、开关量、状态量等，计算的结果放回到管理系统数据库中，其类属与实测值相同。

➢支持指定值的平均值，最大值、最小值及其出现的日期时间，分别按日、月、年统计。

➢支持累加值、有效个数、负荷率的统计。

➢支持指定值的合格率、合格率总时间、合格时间、不合格时间的统计。

➢支持开关量总统计时间、开关量 1 状态时间、开关量 0 状态时间、开关量运行率统计。

➢支持开关量 0→1 变位次数、开关量 1→0 变位次数、开关量正常/故障 0→1 变位次数、开关量正常/故障 1→0 变位次数统计。

➢可用于统计机组设备正常运行时间、机组设备过载运行时间、断路器合\分操作次数、断路器合/分保护动作次数、主、辅设备动作（或启/停）次数和运行时间、运行间隔时间、系统电压合格率、系统频率合格率的统计。

➢安全天数自动计算功能（仅输入安全天数起始日期，即可显示当前安全天数）。

15.4.8.9 智能告警

➢具备全部、系统（监控软件运行、停止，进程异常等）、保护动作、设备自检、操作控制、开关变位、越限、定值修改、自动调节、其它的报警信息分类记录、存贮。

➢具备对历史报警信息进行按分类、时段、所属单元进行查询和打印；

➢包括实时告警窗口和历史事件检索。

➢告警事件记录属性包括事件序号、事件确认、发生时间、厂站名称、告警对象（含事件描述）、告警动作、动作参数（选择带参数）。

➢事件等级设计分为 3 级状态，并用不同颜色标示显示：事故、异常、其它。

15.4.8.10 事故追忆

➢ 数据采集间隔（秒）可自定义，范围为 1～10。

➢ 事故前、后的采样点数可自定义，范围均为 3～60，总采样点数不能超过 61。

➢ 事故追忆数据可自定义。

➢ 具备事故追忆数据保存及导出，并能以曲线方式展现，事故过程中的所有事件信息均能全部记录并存盘。

➢ 触发条件可自定义。

➢ 具备多重事故追忆触发功能。

➢ 提供全息全过程的事故追忆检索和反演事故追忆界面。

➢ 事故追忆具备重演及局部重演功能，重演时具有事故发生时的所有特征。

15.4.8.11 保护事故记录

➢ 可提供详细的保护定值数据；

➢ 可提供详细的保护数据、报文、动作参数；

➢ 可提供故障发生时刻前、后的录波波形曲线及数据；

➢ 可通过保护数据、报文、动作参数，结合录波信息、事故追忆信息及保护定值数据，实现远端的保护分析的数据支持。

15.4.8.12 网络拓扑

网络拓扑的作用是根据数据库中对网络元件互联关系的定义和逻辑设备开关刀闸的状态，判别网络结线方式，形成可用于电网数值分析的母线和网络模型。应具有如下功能：

➢ 具备逻辑分析能力，能处理任何接线方式和任何开关刀闸的状态变化形成网络母线模型。

➢可定时启动、人工启动，也可由逻辑设备状态变化（由现场实时开关状态变化或人工修改引起）启动，网络拓扑的结果（母线模型）自动传递给其它相关应用如状态估计等。

➢网络拓扑的结果可单线图方式输出，在单线图上标明网络元件与母线互联的方式、元件带电情况，单线图上可人工修改逻辑设备的状态。

➢可处理并能标明一端开断的线路和变压器。

➢可删除、恢复元件。

➢分析每一元件的运行状态（如带电、停电等）及系统解裂与否，在厂站图上实现拓扑着色功能。

15.4.8.13 系统自诊断与自恢复

①自诊断功能

➢当诊断出故障时能自动闭锁或退出故障单元及设备，并发出告警信号。

➢自诊断的范围包括：测控装置、主机、操作员站、远动装置、各种通信装置、网络及接口设备、通道、对时系统等。

➢具备一定的容错性，任一装置、部件、软件故障或退出不影响系统的正常运行。

➢具备运行人员的任何操作失误均不能引起系统的功能丢失和崩溃。

②自恢复功能

➢当检测到程序死锁或失控时，能自动恢复到原来正常运行状态。

➢对于冗余配置的设备，监控系统应能自动切换到备用设备运行。

15.4.8.14 文档管理

➢档案检索：用户可根据所需借阅的文档的关键字对资料库中的档案进行模糊检索；

➢档案借阅：用户的借阅申请经档案管理员同意后下发临时下载链接供用户下载；

➢ 资料归档：用户自行组卷上传电子文档，资料的归档审批；

➢ 档案管理：档案管理员可根据要求对用户的归档信息进行整编；

➢ 日志管理：记录用户的登陆、审批、归档等信息。

15.4.8.15 系统管理

（1）用户管理

➢ 显示部门的列表，可以对部门进行增删改查；

➢ 权限列表的展示，对权限进行增删改查；

➢ 显示职位的列表，并对职位进行增删改查；

➢ 对用户列表的展示，可以对用户进行增删改查，并对用户的部门、职位和权限进行关联。

➢ 登录、退出、修改密码等。

（2）电站管理

➢ 显示区域列表，可以对区域进行增删改查；

➢ 显示电站列表，可以对测站进行增删改查；

➢ 显示每个电站的数据分组（模拟量，开关量，电度量，遥控，设备）。

➢ 日志管理：记录系统的运行日志和用户的重要操作日志数据。

➢ 系统参数：系统的配置参数（地址、端口等）。

15.4.8.16 人机界面

计算机监控系统通过操作员站、工程师站、打印机、模拟屏/大屏幕、便携式工作站或移动式操作员站等接口设备完成画面展示、打印制表、设置参数、操作控制及维护管理等人机接口功能。

画面中的遥测数据及遥信量均进行数据品质判别，在品质标志为 0 时，以灰色显示，可提示运行人员数据异常。

（1） 运行画面

① 运维画面索引图

包含运维中心和各电站主要监视画面菜单项；运维中心画面菜单项可以包括区域图（即地理位置图）、区域电站总监视、流域发电概况、集控发电概况、系统网络结构等；各电站画面菜单项可以包括电站画面索引、电站控制、联合控制、潮流监视、电量统计、电源监测等。

② 运维画面

➢ 区域电站监视图：画面分区展示各电站的主接线信息，动态显示电站的主要设备（发电机、断路器、主隔离开关、母线、线路及相关设备名称等）；同时显示每个电站的全厂总有功功率。

➢ 发电概况图：包含同一区域所有电站的主要信息，包括动态展示主接线图主要元件状态，各机组的有功功率、无功功率，电站总的有功功率、无功功率；各电站总的实时有功功率曲线。

➢ 系统网络结构图：包含运维中心整个组网结构及各设备的运行状态。

➢ P-Q 调节总图：所用机组的调节设计在一幅界面中，只显示与各机组调节相关的重要数据。

➢ 电源监控图：监视交流供电电压和交流接触器状态、控制电压、电池组端电压及电池充放电电流、绝缘监视，超出设定限值时发出声光报警。具有电池管理、电源控制等功能。

③水电站画面

➢ 画面索引图：包含电站公共画面、各机组主要监视画面、公用监控画面、闸门监控画面菜单项；公共画面菜单项可以包括主接线图、运行潮流图、机组状态图、机组调节监视图、机组温度监视图、电压监视棒图、直流系统图、厂用电系统图、油系统图、水系统图、气系统图、保护配置等；各机组画面菜单项可以包括机组监控图、开机流程图、停机流程图、信号光字牌等。公用设备画面菜单项可以包括公用监测画面、公用系统信号光字牌等。闸门监控

画面菜单项可以包括闸门模拟显示图、闸门操作流程图等。

➢主接线图：展示电站所有一、二次设备对象各元件的静态、动态状态，对象的名称及编号，包括发电机、变压器、断路器、隔离开关、手车、电压互感器、电流互感器、母线、线路、避雷器、熔断器等。

➢运行潮流图：展示电站主要一、二次设备对象各元件的静态、动态状态，对象的名称及编号，包括发电机、变压器、断路器、隔离开关、手车、母线、线路等；展示功率的动态潮流方向；展示各回路主要运行参数，如有功功率、无功功率、电流等；展示各段母线主要运行参数，如母线电压、频率等；展示其它主要关注的参数，如温度、水位等。

➢机组状态图：主要集中展示各机组所处状态，如停机状态、空转状态、空载状态、发电状态、机组不定态。并显示满足各种状态的机组运行条件，如转速、电压所处额定范围，断路器、制动闸、闸门、导叶灭磁开关的状态等。

➢机组调节监视图：集中展示电站各机组的主要运行数据及电站总的实发有功功率、无功功率。

➢机组温度监视图：以棒图形式集中展示电站各机组的温度数据，棒图以不同颜色显示温度的各区间，温度正常区间以绿色显示、温度升高区间以黄色显示、温度过高区间以红色显示。

➢厂用电系统图：展示厂用电系统所有设备对象各元件的静态、动态状态，对象的名称及编号；展示各回路及各段母线主要运行参数；通过光字牌展示厂用电系统的运行状态、故障状态等。

➢油水气系统图：展示油水气系统所有设备对象各元件的静态、动态状态，对象的名称及编号；展示各设备的主要运行参数；通过光字牌展示油水气系统的运行状态、故障状态等。

➢保护配置：展示全站所配置的保护功能及软、硬压板的投入状态；按单元对象进行分类显示。

➢机组监控图：以 3D 动画展示机组的运行状态；以仪表图形和数值显示有功功率、无功功率、功率因数的实时数据，并在仪表盘中用绿色显示正常区间，用红色显示超载区间；展示与机组相关的主要运行数据（如电流、电压、温度、压力、水位等）、同期数据（压差、频差等）；展示与机组相关的辅助设备的状态信息、故障信息、告警信息等。

➢开机流程图：以流程图的形式展示机组的开机顺控过程，每步完成后以绿色显示执行成功，并显示该步控制设备的状态信息或主要运行数据；展示机组的开机条件，以颜色确定是否条件满足。

➢停机流程图：以流程图的形式展示机组的正常停机、事故停机、紧急停机的顺控过程，每步完成后以绿色显示执行成功，并显示该步控制设备的状态信息或主要运行数据。

➢信号光字牌：展示与机组相关的电气事故、水机事故、水机故障信号，事故发生后光字牌显示红色，故障信号发生后光字牌显示黄色。

（2）运行报表

① 运行统计报表

➢中心电度报表：记录各电站上网总有功、上网总无功的峰、平、谷段电度量，统计累计电量值。

➢电站电度报表：记录各机组上网总有功、上网总无功的峰、平、谷段电度量，统计累计电量值。

➢电站运行日/月/年报表：记录电站各回路及设备的主要运行参数，如有功功率、无功功率、电流、电压、频率、温度等数据，统计最大值、最小值及发生时间，统计平台值、负荷率等。

②事故及故障统计报表

➢中心事故及故障统计报表：记录各电站总的事故及故障数据，统计最大值、最小值、平均值、累计次数。

➢电站事故及故障统计报表：记录母线、线路及主辅设备（机组、变压器、调速器、励磁等）总的保护动作次数，统计最大值、最小值、平均值、累计次数。

③设备运行统计报表

➢中心设备运行统计报表：记录各电站每台机组的运行时间、停机时间和运行间隔时间，统计最大值、最小值、平均值、累计值等。

➢电站设备运行统计报表：记录电站主辅设备的运行时间、停机时间和运行间隔时间，统计最大值、最小值、平均值、累计值等。

➢电站设备操作次数统计报表：记录电站断路器合\分操作次数、断路器合/分保护动作次数、主、辅设备动作（或启/停）次数，统计最大值、最小值、平均值、累计值等。

（3） 负荷曲线

① 实时负荷曲线

➢中心实时负荷曲线：展示各电站实时总负荷曲线，统计最大值、最小值、最大值时间、最小值时间、平均值、累计值。

➢电站实时负荷曲线：展示各机组实时总负荷曲线，统计最大值、最小值、最大值时间、最小值时间、平均值、累计值。

② 日/月/年历史负荷曲线

➢中心日/月/年历史负荷曲线：展示各电站日/月/年历史总负荷曲线，统计最大值、最小值、最大值时间、最小值时间、平均值、累计值。

➢电站日/月/年历史负荷曲线：展示各机组日/月/年历史总负荷曲线，统计最大值、最小值、最大值时间、最小值时间、平均值、累计值。

15.4.8.17 WEB 发布

系统具有 WEB 信息发布功能，能发布集控运行监控图、主要运行参数、操作记录、事故告警信息、运维管理报表、视频图像信息等，还可通过 WEB 服务

器浏览查询现场水电站设备、设施及集控系统的运行管理情况。

15.4.8.18 移动应用 APP

针对本工程电站日常运行管理需要，基于安卓/IOS 操作系统（2 选 1）定制移动应用 APP，APP 功能至少应包括如下项目：

- 显示各电站在地图上的位置和各电站的工作状态；
- 显示各电站的日发电量、机组有功、无功和上下游流量、水位等数据；
- 提供各电站的系统实时状态图；
- 提供各类对比图，例如各电站计划/实际发电量对比图，往年/今年发电量对比图，各站发电量占比图等；
- 提供各电站的事故推送和告警事件统计；
- 提供各电站的历史数据查询。
- 巡检管理：包括巡检点、巡检区域、巡检路线、巡检任务和巡检记录等功能；
- 缺陷管理：创建和存储报缺单及其相关信息，可以启动报缺流程并记录报缺单的历史记录；
- 任务管理：个人未处理任务提示，并支持任务流程的查看与处理；
- 工作票管理：提供已开工作票的展示。

15.4.8.19 系统主要设备参考配置

1、服务器（用于集控中心）

- 型号：双路 4U 塔式服务器主机 2 颗 5218（32 核 2.3G） 128G | 960G+2*18T 企业级 | RAID1
- 芯片组：C624
- 处理器：第二代 Intel Xeon 可扩展系列
- 内存：R-ECC DDR4 3200MHz

- 硬盘：4*3.5 英寸/可扩展 8*.35，2*.2 SSD
- GPU：可扩展 2 块 GPU
- 网络：2*1GbE 网卡　1*管理口
- 电源：550W
- RAID：板载 6GB SATA intel RSTe RAID （0/1/5/10）
- PCIe：4*PCIe30.0（*16），2*PCIe3.0（*8）
- 前置面板：1*USB 2.0 可访问 XClarity 控制器、1xUSB 3.0、电源按钮 LED、网络活动 LED、ID 按钮 LED、报错 LED 灯
- 后前面板：2*USB 3.0、4*USB 2.0、VGA 输出
- 操作系统：可安装 Win10/11、WinServer 2016/2019/2022、Cent os

2、工作站（台式计算机，用于全站）

同前述 6.2.1.3 相同设备配置。

3、24 口交换机（用于集控中心）

- 型号：万兆交换机 24 口千兆光+4 口万兆光+8 口千兆光电混合 Combo 口三层网管以太网络
- 交换容量：672 Gbps/6.72 Tbps
- 包转发率：126 MppS
- 固定端口：24 个千兆 SFP 端口，其中 8 个复用的千兆 10/100/1000Base-T 以太网端口 Combo，4 个万兆 SFP+
- 基本尺寸(宽 x 深 x 高，单位 mm)：：442*220*43.6
- 电源类型：内置 AC 电源
- 额定电压：100～240V AC，50/60Hz
- 最大电压及最大功耗：交流输入 90～264V AC，47～63Hz，41.7W
- 噪声：常温声功率 38.1dB，高温声功率 58.6dB，常温声压 26.1dB
- 长期运行温度：-5℃～+50℃

- 短期运行温度：-5℃～+55℃
- 相对湿度：5%～95%（无凝露）
- 业务口防雷：NA
- 电源口防雷：差模±6kV，共模±6kV
- 散热方式：风冷散热，智能调速

4、16 口交换机（用于各电站）

- 型号：千兆交换机 16 口千兆电口+4 口千兆光口三层核心汇聚网管型
- 交换容量：336Gbps/3.36Tbps
- 包转发率：39/114Mpps
- 固定端口：16 个 10/100/1000BASE-T 以太网端口，4 个千兆 SFP
- 外形尺寸：442 宽*220 深*43.6 高（mm）
- 机箱高度：1U
- 电源类型：内置 AC 电源
- 额定输入电压：交流输入 100V AC~240V AC；50/60Hz
- 最大输入电压：交流输入 90V AC~290V AC；45Hz~65Hz
- 最大功耗：28.1W
- 工作温度：-5℃～45℃
- 相对 温度：5%～95%（无凝露）
- 业务口防雷：±10kV
- 电源口防雷：差模±6kV，共模±6kV
- 散热方式：风冷散热，智能调速

5、8 口交换机（用于各电站）

- 型号：核心交换机 8 口千兆电口+4 口千兆光口 Vlan 网管光电三层汇聚交换器企业工业级。
- 交换容量：336Gbps/3.36Tbps

- 包转发率：18Mpps
- 固定端口：8 个 10/100/1000BASE-T 以太网端口，4 个千兆 SFP+
- MAC 地址表：16K MAC
- 外形尺寸：250 宽*180 深*43.6 高（mm）
- 电源类型：内置 AC 电源
- 额定输入电压：交流输入 100V AC~240V AC；50/60Hz
- 最大输入电压：交流输入 90V AC~290V AC；45Hz~65Hz
- 最大功耗：14.6W
- 工作温度：-5℃～45℃
- 相对 温度：5%～95%（无凝露）
- 业务口防雷：±10kV
- 电源口防雷：差模±6kV，共模±6kV
- 散热方式：自然散热

6、防火墙（全站用）

同前述 6.2.1.3 相同设备配置。

7、路由器（用于全站）

同前述6.2.1.3相同设备配置。

8、卫星定时器

- GNSS 星座：北斗、GPS、GLONASS、QZSS
- 网口数量：6
- 网口速率：10/100M
- 供电：AC100V～240V
- 显示屏：军工级 OLED
- 晶振类型：温补晶振
- 守时：<100ms/24 小时

- 断电守时：<1s/1 天
- 接口：2 路 RS-232
- 管理方式：Web UI
- 其他同步接口：1PPS+TOD

9、A3 双面激光网络打印机（用于集控中心）

- 配置：A3 黑白激光数码复合机打印复印扫描多功能一体机办公，双面打印+网口。

10、A4 双面激光网络打印机（用于各电站）

- 配置：A4 黑白激光打印机，双面打印+有线网口

11、UPS 电源装置（集控中心）

- 容量：8KW/AC220V 2 小时备用，在线式
- UPS 装置形式：机架式
- 出线开关配置：10 路 16A/2P，10 路 10A/2P。
- 柜体尺寸：高 2200、宽 800、深 600

12、网络机柜（用于全站）

- 柜体尺寸：高 2000、宽 600、深 800
- 容量：42U
- 配置：8 位 10APDU 排插 5 个、固定板 5 块、风扇部件 1 组等。

15.5 信息资源共享

本系统的资源共享对象主要为上级主管部门，主要共享内容为14座电站设备的状态及与之配套的机电设备的运行工况，管辖范围内的建筑物及周边的视频监视等。

信息资源共享平台位于综合数据库之上，按照平台即服务（PaaS）的基本思想，通过服务总线技术对组件服务进行集成，提供统一的应用服务支撑体

系，为业务应用系统提供信息资源管理、基础数据访问、数据分析、界面表现等平台资源与水利数据资源服务的支持，可面向各级业务部门提供资源的共享与交换，实现水利信息资源管理，实现水利数据资源服务，实现本工程各类模型的计算与应用服务。

通过平台的建设，为相关业务应用系统提供统一的软件平台运行环境、统一的业务处理接口、统一的资源共享服务，并在业务系统的建设过程中，按照平台的统一标准开发、部署与发布各种基础服务、公共服务和专项服务，实现部门之间、部门内部、应用系统之间的资源共享与互联互通。

15.6 网络信息安全

系统网络安全设计应满足国家网络安全有关标准《电力监控系统安全防护总体方案》等要求，具有网络安全隔离和通信安全加密功能要求。整体网络环境由集控中心的服务器、本地工作站以及互联网组成，涵盖水电站运维、视频监控、水雨情等多个子系统，需配置本地化安全防护手段，以使之免遭受网络攻击。

本项目业主单位为广湾（恩平）公司，系统建成后属该公司所有，根据GB-17859《计算机信息系统安全保护等级划分准则》和GA-163《计算机信息系统安全专用产品分类原则》等文件，网络信息安全系统一般分为五个等级，分别是用户自主保护级、系统审计保护级、安全标记保护级、结构化保护级和访问验证保护级。根据各等级定义及要求，经评估，本系统网络安全应定为第二级即系统审计保护级，等级保护对象受到破坏后，会对公民、法人和其他组织的合法权益产生严重损害，或者对社会秩序和公共利益造成损害，但不损害国家安全。

15.7 系统集成与运行维护

15.7.1 系统集成目标与总体方案

本工程系统软件平台涉及上级主管部门、管理单位、现地三级节点，为了整个信息平台的统一，系统集成的工作需经过认真仔细调研、分析，相对清晰地确定具体的工作内容，依据相应的项目标准规范，在共享交换与服务平台、业务软件的基础上，集成与本次项目建设相关的软硬件资源。依据相应的项目标准规范，确定系统集成的总体方案。

15.7.2 系统集成设计方案

通过数据库表共享、功能界面调用、服务接口等方式实现本系统软件之间的功能调用和数据交互。

在系统集成中应符合以下几个重要原则：

（1）资源共享的原则：系统集成本着硬件、系统软件、产品软件、应用软件模块、数据资源的充分共享，节省工程投资，提高系统性能。

（2）区别对待的原则：各个分项工程特点和技术特点存在很大差异，应采用不同的集成方案。

（3）松耦合集成原则：松耦合程序结构具有易维护、易测试、易扩展、适应变化的需求等优点，是该系统进行集成所遵循的重要原则，这一原则对于应用系统集成尤为重要。

（4）分层集成原则：表现层、业务层、数据层多层软件体系结构的采用，系统集成将遵循这一架构体系分层进行集成，主要包括：界面集成、业务集成、数据集成。

（5）渐进集成原则：应用系统的集成是一个渐进的过程，无论是技术方案的制定，还是业务使用人员的接受程度，都应该是逐渐从数据集成过渡到业务集成，最后演进到界面集成。

（6）技术导向集成思想：合适的系统架构和集成技术方案，将有效地提高

系统性能，软件技术导向是整个系统集成实现有效协调的基础，系统各部分的集成将根据各自技术特点采用不同的集成技术方案。

一、数据集成

数据集成的目标是为业务系统提供全面、可靠、实时的数据资源，提高业务系统的实用性和全面性。利用云平台中提供的综合数据（例如水雨情等）进行数据库建库、基础资料入库工作，充分利用现有的数据库、数据资源。

同时，本系统需预留与恩平水利局等相关系统进行数据集成。

二、界面集成

本工程软件系统网页端和移动端一般采用用户名和密码认证登录及短信验证码认证登录，如业主单位另有要求，也可同时利用广东省统一身份认证平台实现用户统一认证及登录管理和软件系统移动端利用广东省粤政易平台实现统一部署、统一认证及登录管理。

三、应用集成

为实现多种业务的综合集成，将各种业务系统统筹管理，以统一的接口提供服务，本工程采用组件库、知识库、主题库构成集成资源，形成能够应对信息不断丰富和需求变更的集成体系，进而提供综合集成化的业务服务模式，有效的实现与现有业务系统的系统化集成。

（1）功能界面调用

不同业务系统的公共业务界面、统计界面以及图形展现等界面的相互调用，主要通过 URL 链接集成的方式将公共的界面集成到当前系统中，完成功能界面调用的集成。

（2）服务接口调用

服务注册管理为各专项业务应用之间的接口调用、发布服务内容提供统一的查询及管理服务功能。

（3）数据库表共享

由于各专项业务应用在业务处理、统计分析等功能实现过程会用到基础业务数据及公共业务数据等，如综合数据库中的基础数据库、多媒体数据库、监测数据库、业务管理数据库等，可通过数据库表共享的方式为各专项业务应用提供直接访问表数据的接口，为各专项业务应用开放统一表访问及相关操作权限。

（4）完成与数据接收管理、站点管理、基础信息管理等业务功能、重叠的业务系统的逐步迁移和替代工作，通过数据集成、应用集成和界面集成等方式实现业务系统的逐步迁移。

15.7.3 系统设施设备的运行维护

（1）系统运行管理

包括本系统各个监测、监控设备的运行情况检查、数据完善、系统升级、汛期时人员值班等。

（2）故障维护

发现设备出现故障后，维护人员首先根据现象初步确定故障源，带齐备件到达现场更换故障设备零部件。

（3）汛前检查

维护人员带齐检查和维护工具，现场检查设备运行状况。检查内容包括：各设备零部件工作情况及电气连接情况，清洗摄像头镜头，清洗水位计导波管，校核水位计当前水位等。

16 投资概算

16.1 编制原则和依据

广东省水利水电工程设计概（估）算编制规定〔2017〕；

广东省水利水电建筑工程概算定额〔2017〕；

广东省水利水电设备安装工程概算定额〔2017〕；

广东省水利水电工程施工机械台班费定额〔2017〕；

广东省安装工程综合定额〔2018〕；

粤水建管函〔2018〕58 号文；

粤水建设〔2019〕9 号文；

广东省水利厅粤水建设函〔2023〕348 号文发布的关于调整水利工程计价依据安全生产措施费计算标准的通知。

16.2 基础资料

16.2.1 人工预算单价

按粤水建管〔2017〕37 号文发布的《省编规》规定，江门市的工资级别为三类，人工预算单价：技工为 98.3 元/工日，普工为 70.4 元/工日。

16.2.2 材料预算价格

主要材料预算价格采用“江门市 2025 年 5 月份造价信息”中公布的主要材料价格（除税价）。设备价参考类似工程及厂家询价。

主要材料限价进入工程单价进行计算，差额部分列入工程单价的“主要材料价差”栏。

次要材料价格参照“2024 年广东省水利水电工程定额次要材料预算价格”。

16.2.3 电、风、水预算价格

电价 0.85 元/Kw.h，风 0.15 元/ m^3，水 3.42 元/ m^3。

16.3 投资概算

按照设计资料及编制原则依据，采用广东省水利厅编“广东省水利水电工程概预算软件 2017（版本 V16.0.2）”进行计算，本工程总投资 12438.34 万元，其中工程部分投资为 11596.77 万元，水土保持工程投资 37.21 万元，环境保护工程投资 20.28 万元，建设期利息 784.08 万元。工程项目估算见表 16.3-1~表 16.3-3。本工程资金来源由两部分组成，项目资本金 6250 万元，通过申请专项债解决，余下 6188.34 万元，通过银行贷款解决。

表 16.3-1　　工程概算总表

序号	项目编号	项目名称	投资/万元
1		第一部分 建筑工程	1482.87
2		第二部分 机电设备及安装工程	7713.02
3		第三部分 金属结构设备及安装工程	267.69
4		第四部分 施工临时工程	213.98
5		第五部分 独立费用	1366.98
6		一至五部分投资合计	11044.54
7		基本预备费	552.23
8	I	工程部分静态投资	11596.77
9		价差预备费	
10	II	建设征地移民补偿静态投资	
11	III	水土保持工程静态投资	37.21
12	IV	环境保护工程静态投资	20.28
13	V	专项工程静态投资	
14	VI	静态总投资(I+II+III+IV+V 合计)	11654.26
15		价差预备费合计	
16		建设期融资利息	784.08
17	VII	总投资	12438.34

表 16.3-2 工程部分总概算表

序号	工程或费用名称	建安工程费(万元)	设备购置费(万元)	独立费用(万元)	合计(万元)	占静态投资比例(%)
一	第一部分 建筑工程	1482.87			1482.87	12.79%
1	一 西坑电站	30.86			30.86	0.27%
2	二 大带水电站	553.98			553.98	4.78%
3	三 丹竹河水电站	194.29			194.29	1.68%
4	四 凤子山水电站	428.54			428.54	3.70%
5	五 恩城水电站	111.79			111.79	0.96%
6	六 塘洲电站	33.07			33.07	0.29%
7	七 江洲水电站	76.76			76.76	0.66%
8	八 阵湾水电站	53.58			53.58	0.46%
二	第二部分 机电设备及安装工程	1877.36	5835.66		7713.02	66.51%
1	一 西坑水电站	94.36	354.98		449.34	3.87%
2	二 大带水电站	276.65	682.7		959.35	8.27%
3	三 丹竹河水电站	139.03	257.52		396.55	3.42%
4	四 凤子山水电站	380.5	1228.97		1609.47	13.88%
5	五 恩城水电站	139.08	303.39		442.47	3.82%
6	六 塘洲水电站	142.59	726.1		868.69	7.49%
7	七 江洲电站	308.51	1026.39		1334.9	11.51%
8	八 东成水电站	270.56	931.74		1202.29	10.37%
9	九 阵湾电站	126.08	323.87		449.95	3.88%
三	第三部分 金属结构设备及安装工程	66.41	201.28		267.69	2.31%
1	一 西坑水电站	4.14			4.14	0.04%
2	二 大带电站	9.05	37.31		46.36	0.40%
3	二 丹竹河电站	5.7	19.4		25.1	0.22%
4	三 凤子山电站	17.01	89.77		106.78	0.92%

5	四 恩城电站	8.34	14.32		22.66	0.20%
6	五 江洲水电站	12.66	29.21		41.87	0.36%
7	六 阵湾水电站	9.51	11.27		20.78	0.18%
四	第四部分 施工临时工程	213.98			213.98	1.85%
1	一 恩城水电站临时工程	18.24			18.24	0.16%
2	二 凤子山水电站临时工程	8.67			8.67	0.07%
3	三 西坑工区	7.2			7.2	0.06%
4	四 大带工区：大带水电站(二级、三级、五级、六级)	7.2			7.2	0.06%
5	五 凤子山工区：凤子山水电站(一级、二级、三级)、丹竹河水电站	7.2			7.2	0.06%
6	六 阵湾工区	7.2			7.2	0.06%
7	安全生产措施费	104.47			104.47	0.90%
8	其他临时工程费	53.8			53.8	0.46%
五	第五部分 独立费用			1366.98	1366.98	11.79%
1	建设管理费			51.06	51.06	0.44%
2	招标业务费			38.06	38.06	0.33%
3	经济技术咨询费（含等保测评、环评等费用）			147.49	147.49	1.27%
4	工程建设监理费			216.79	216.79	1.87%
5	工程造价咨询服务费			100.82	100.82	0.87%
6	联合试运转费			272.	272.	2.35%
7	生产准备费					
8	可研报告编制费			37.05	37.05	0.32%
9	科研勘测设计费			438.32	438.32	3.78%
10	其他			65.39	65.39	0.56%
	一至五部分投资合计	3640.62	6036.94	1366.98	11044.54	95.24%
	基本预备费				552.23	4.76%
	静态投资				11596.77	100.00%

表 16.3-3 独立费用概算表

序号	费用名称	计算基数	费率(%)	合价(元)
1.1	建设管理费			510561.5
1.1.1	建设单位开办费			
1.1.2	建设单位人员费和项目管理费	850935.839	60.	510561.5
1.2	招标业务费	380551.115	100.	380551.12
1.3	经济技术咨询费（含等保测评、环评等费用）	1474857.808	100.	1474857.81
1.4	工程建设监理费	2167888.095	100.	2167888.1
1.5	工程造价咨询服务费	1008245.354	100.	1008245.35
1.6	联合试运转费	2720000.	100.	2720000.
1.7	生产准备费			
1.7.1	生产及管理单位提前进厂费			
1.7.2	生产职工培训费			
1.7.3	管理用具购置费			
1.7.4	备品备件购置费			
1.7.5	工器具及生产家具购置费			
1.8	可研报告编制费	370500.	100.	370500.
1.9	科研勘测设计费			4383238.93
1.9.1	工程科学研究试验费			
1.9.2	工程勘测设计费			4383238.93
1.9.2.1	勘测费	731234.472	100.	731234.47
1.9.2.2	设计费	3652004.457	100.	3652004.46
1.10	其他			653927.06
1.10.1	工程质量检测费	36406174.48	0.6	218437.05
1.10.2	工程保险费	96775557.74	0.45	435490.01
1.10.3	防汛物资备料			
1.10.4	爆破工程专项费			
1.10.5	其他税费			
	合　计			13669769.87

17 经济评价

17.1 经济评价的依据和原则

17.1.1 评价依据

（1）国家计委和建设部颁发的《建设项目经济评价方法与参数》（第三版）；

（2）水利部颁发的《水利建设项目经济评价规范》（SL 72-2013）；

（3）《水利水电工程项目建议书编制规程》（SL/T 617-2021）。

17.1.2 基本参数

（1）社会折现率，根据《建设项目经济评价方法与参数》（第三版，2006年国家发改委、建设部颁发）规定，社会折现率采用8%。

（2）计算期，包括建设期和运行期。根据《水利建设项目经济评价规范》（SL 72-2013），防洪、治涝工程正常运行期取30～50年。本项目计算期为32年，其中建设期2年，正常运行期30年。

（3）计算基准年，定在建设期第一年。投入和产出均按年末发生和结算。

17.2 国民经济评价

17.2.1 固定资产投资

本工程总投资为12438.34万元，根据《水利建设项目经济评价规范》（SL72-2013），进行国民经济评价时固定资产投资应扣除属于国民经济内部转移的税金、国内借款利息以及各种补贴等费用，按系数0.95调整后投资为11816.42万元。

17.2.2 年运行费

（1）工资及福利费

当前恩平市上述各水电站共有147名运行管理人员，电站完成“少人值守、集中管理”改造后预计可实现减员59人，保留88名运行管理人员：其

中：西坑和丹竹河电站各安排 4 人值守，大带共有 5 级站共安排 15 人值守，凤子山共有 3 级站共安排 10 人值守，恩城电站和江洲电站各安排 5 人值守，塘洲及总控中心共安排 7 人值守，东成电站安排 15 人值守，阵湾电站安排 23 人值守，14 座电站考虑成立一个 10 人检修专班，负责各站设备检修工作，共计 98 人。

在岗职工年均工资参考当地现行标准，按 60000 元/年计算；福利费按工资的 14%计取；住房基金按工资的 10%计取；医疗保险按工资的 5.50%计取；养老保险按工资的 13%计取；失业保险按工资的 0.80%计；工会基金按工资的 2%计取；教育基金按工资的 1.50%计取，共计 869.06 万元。

（2）材料、燃料及动力费

主要包括工程运行中所消耗的固体燃料（如煤炭、木材）、液体燃料（汽油、柴油）、电力、水和风力等费用，参考同类工程，按固定资产投资的 0.10%计取，共计 11.82 万元。

（3）维护费

主要包括工程各类建筑物和设备的日常性养护、维修、岁修等费用，参考同类工程，按固定资产投资的 1%计取，共计 118.16 万元。

（4）其它费用

主要为消除或减轻工程对环境不利影响所需的补救措施（如清淤疏浚、水质净化）费用，按（1）～（3）项之和的 20%计取，共计 199.81 万元。

综上所述，年运行费共计 1198.85 万元。

17.2.3 流动资金

流动资金包括维持项目正常运行所需购买燃料、材料、备品、备件和支付职工工资等的周转资金，参照同类工程，按年运行费的 20%计取，共计 239.77 万元。

17.3 效益计算

17.3.1 发电效益

向电网或用户出售电力与电量所获得的经济收益，为水力发电最基本的直接效益和评价工程效益的重点。

表 17.3　　水电站发电效益统计表

序号	水电站	改造后总装机容量（kW）	年利用小时数（h）	上网电价（元/kW.h）	发电效益（万元）
1	西坑水电站	1200	2310.60	0.49	135.86
2	大带二级站	320	3543.80	0.49	55.57
3	大带三级站	3200	1937.50	0.49	303.80
4	大带五级站	1000	1980.00	0.49	97.02
5	大带六级站	260	2752.40	0.49	35.07
6	丹竹河水电站	775	2076.10	0.49	78.84
7	凤子山一级站	1500	2206.00	0.49	162.14
8	凤子山二级站	520	2467.00	0.49	62.86
9	凤子山三级站	3150	2584.00	0.49	398.84
10	恩城水电站	756	4372.00	0.49	161.96
11	塘洲水电站	1200	3414.30	0.49	200.76
12	江洲水电站	2500	3406.40	0.49	417.28
13	东成水电站	1600	3500.60	0.49	274.45
14	阵湾水电站	2500	2239.80	0.49	274.38
合计		20481	38790.50		2658.82

由表 17.3 可知，本工程 14 座水电站改造完成后每年总发电效益共计 2658.82 万元。

17.3.2 其他效益

水电站担任电网的调峰、调频（维持电网规定的周波水平）和事故备用等，提高电网生产运行的经济性、安全性和可靠性所产生的经济效益。由于无法定量计算，暂不考虑。

17.3.3 固定资产余值及流动资产的回收

根据工程施工管理状况预测，固定资产余值按其投资的 8%考虑，余值和流动资金均应在工程计算期末一次回收，并计入工程效益中。

17.4 国民经济评价指标计算

一、计算参数

（1）社会折现率

根据《水利建设项目经济评价规范》（SL72-2013），进行国民经济评价时，应按当前国家规定的 8%的社会折现率。

（2）计算期

根据《水利建设项目经济评价规范》（SL72-2013），水利建设项目的计算期，包括建设期和运行期。防洪、治涝、灌溉等工程运行期为 30~50 年，本工程根据具体情况运行期为 30 年。根据本工程的施工组织设计，建设期为 24 个月。综上所述，本工程计算期为 32 年。

二、评价指标

（1）经济内部收益率（EIRR）应以项目计算期内各年净效益现值累计等于零时的折现率表示，按公式（3.4.3）计算。

$$\sum_{t=1}^{n}(B-C)_t(1+EIRR)^{-t}=0 \quad (3.4.3)$$

式中：$EIRR$—经济内部收益率；

B—年效益；

C—年费用；

n—计算期，年；

t—计算期各年的序号，基准年的序号为 1；

$(B-C)_t$—第 t 年的净效益。

（2）经济净现值（ENPV）应以用社会折现率（is）将项目计算期内各年的净效益折算到计算期初的现值之和表示，按公式（3.4.4）计算。

$$ENPV=\sum_{t=1}^{n}(B-C)_t(1+i_s)^{-t} \quad (3.4.4)$$

式中：$ENPV$—经济净现值；

i_s—社会折现率。

（3）经济效益费用比（RBC）应以项目计算期内效益现值与费用现值之比表示，按公式（3.4.5）计算。

$$R_{BC}=\frac{\sum_{t=1}^{n}B_t(1+i_s)^{-t}}{\sum_{t=1}^{n}C_t(1+i_s)^{-t}} \quad (3.4.5)$$

式中：R_{BC}—经济效益费用比；

B_t—第 t 年的效益；

C_t—第 t 年的费用。

三、评价结论

由表 17.4 费用效益流量表可知，经济内部收益率（EIRR）=11.03%≥8%，经济净现值（ENPV）=3430.28 万元≥0，经济效益费用比（RBC）=1.15≥1，该项目在经济上是合理的。

表17.4 费用效益流量表

序 号	项 目	计算期（年份）											合计
		建设期		运行期									
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	31	32	
1	效益流量 B	0.00	0.00	2658.82	2658.82	2658.82	2658.82	2658.82	2658.82	2658.82	2658.82	3604.13	80709.91
1.1	项目各项功能的效益			2658.82	2658.82	2658.82	2658.82	2658.82	2658.82	2658.82	2658.82	2658.82	79764.60
1.1.1	发电效益			2658.82	2658.82	2658.82	2658.82	2658.82	2658.82	2658.82	2658.82	2658.82	
1.2	回收固定资产余值											945.31	945.31
1.3	回收流动资金											0.00	0.00
1.4	项目间接效益	5908.21	6147.98	1198.85	1198.85	1198.85	1198.85	1198.85	1198.85	1198.85	1198.85	1198.85	48021.80
1.5	项目负效益	5908.21	5908.21										11816.42
2	费用流量 C		239.77										239.77
2.1	固定资产投资			1198.85	1198.85	1198.85	1198.85	1198.85	1198.85	1198.85	1198.85	1198.85	35965.61
2.2	流动资金												
2.3	年运行费												
3	净效益流量	-5908.21	-6147.98	1459.97	1459.97	1459.97	1459.97	1459.97	1459.97	1459.97	1459.97	2405.28	32688.11
4	累计净效益流量	-5908.21	-12056.19	-10596.23	-9136.26	-7676.29	-6216.33	-4756.36	-3296.40	-1836.43	30282.83	32688.11	

评价指标：	经济内部效益率	经济净现值	经济效益费用比	投资回收期
	11.03%	3430.28 万元	1.15	10.26 年

18 财务分析

本工程概算总投资 12438.34 万元。资金来源由两部分组成：项目资本金 6250 万元，通过申请专项债解决，余下 6188.34 万元，通过银行贷款解决。专项债及银行贷款年限按 20 年（含 2 年建设期），年利率分别取 2.51%及 3.8%。按项目初期一次性贷款，建设期及运营期每年计息，当年付清利息，期末一次性还本。则应还本付息情况如下：

18.1-1 发行专项债券融资本息偿付表 （万元）

年度	期初本金金额	本期偿还本金	期末本金余额	债券利率	应付利息	还本付息合计
2025 年	6250	0	6250.00	2.51%	156.88	156.88
2026 年	6250.00	0	6250.00	2.51%	156.88	156.88
2027 年	6250.00	0	6250.00	2.51%	156.88	156.88
2028 年	6250.00	0	6250.00	2.51%	156.88	156.88
2029 年	6250.00	0	6250.00	2.51%	156.88	156.88
2030 年	6250.00	0	6250.00	2.51%	156.88	156.88
2031 年	6250.00	0	6250.00	2.51%	156.88	156.88
2032 年	6250.00	0	6250.00	2.51%	156.88	156.88
2033 年	6250.00	0	6250.00	2.51%	156.88	156.88
2034 年	6250.00	0	6250.00	2.51%	156.88	156.88
2035 年	6250.00	0	6250.00	2.51%	156.88	156.88
2036 年	6250.00	0	6250.00	2.51%	156.88	156.88
2037 年	6250.00	0	6250.00	2.51%	156.88	156.88
2038 年	6250.00	0	6250.00	2.51%	156.88	156.88
2039 年	6250.00	0	6250.00	2.51%	156.88	156.88
2040 年	6250.00	0	6250.00	2.51%	156.88	156.88
2041 年	6250.00	0	6250.00	2.51%	156.88	156.88
2042 年	6250.00	0	6250.00	2.51%	156.88	156.88
2043 年	6250.00	0	6250.00	2.51%	156.88	156.88
2044 年	6250.00	6250.00	0	2.51%	156.88	6406.88
合计					3137.50	9387.50

18.1-2 银行贷款融资本息偿付表 （万元）

年度	期初本金金额	本期偿还本金	期末本金余额	债券利率	应付利息	还本付息合计
2025 年	6188.34	0	6188.34	3.80%	235.16	235.16
2026 年	6188.34	0	6188.34	3.80%	235.16	235.16
2027 年	6188.34	0	6188.34	3.80%	235.16	235.16
2028 年	6188.34	0	6188.34	3.80%	235.16	235.16
2029 年	6188.34	0	6188.34	3.80%	235.16	235.16
2030 年	6188.34	0	6188.34	3.80%	235.16	235.16
2031 年	6188.34	0	6188.34	3.80%	235.16	235.16
2032 年	6188.34	0	6188.34	3.80%	235.16	235.16
2033 年	6188.34	0	6188.34	3.80%	235.16	235.16
2034 年	6188.34	0	6188.34	3.80%	235.16	235.16
2035 年	6188.34	0	6188.34	3.80%	235.16	235.16
2036 年	6188.34	0	6188.34	3.80%	235.16	235.16
2037 年	6188.34	0	6188.34	3.80%	235.16	235.16
2038 年	6188.34	0	6188.34	3.80%	235.16	235.16
2039 年	6188.34	0	6188.34	3.80%	235.16	235.16
2040 年	6188.34	0	6188.34	3.80%	235.16	235.16
2041 年	6188.34	0	6188.34	3.80%	235.16	235.16
2042 年	6188.34	0	6188.34	3.80%	235.16	235.16
2043 年	6188.34	0	6188.34	3.80%	235.16	235.16
2044 年	6188.34	6188.34	0	3.80%	235.16	6423.50
合计					4703.14	10891.48

本工程贷款期限内总还本付息额 9387.5+10891.48=20278.98 万元（其中本金 12438.34 万元，利息合计 7840.64 万元）。

18.1-3 项目本息覆盖倍数计算表 （万元）

年度	本金	利息	本息合计	运营收入	运营成本	项目收益
2025 年	0	392.04	392.04	0.00	0.00	0.00
2026 年	0	392.04	392.04	0.00	0.00	0.00
2027 年	0	392.04	392.04	2658.82	1198.85	1459.97
2028 年	0	392.04	392.04	2658.82	1198.85	1459.97
2029 年	0	392.04	392.04	2658.82	1198.85	1459.97
2030 年	0	392.04	392.04	2658.82	1198.85	1459.97
2031 年	0	392.04	392.04	2658.82	1198.85	1459.97
2032 年	0	392.04	392.04	2658.82	1198.85	1459.97
2033 年	0	392.04	392.04	2658.82	1198.85	1459.97
2034 年	0	392.04	392.04	2658.82	1198.85	1459.97

年度	本金	利息	本息合计	运营收入	运营成本	项目收益
2035 年	0	392.04	392.04	2658.82	1198.85	1459.97
2036 年	0	392.04	392.04	2658.82	1198.85	1459.97
2037 年	0	392.04	392.04	2658.82	1198.85	1459.97
2038 年	0	392.04	392.04	2658.82	1198.85	1459.97
2039 年	0	392.04	392.04	2658.82	1198.85	1459.97
2040 年	0	392.04	392.04	2658.82	1198.85	1459.97
2041 年	0	392.04	392.04	2658.82	1198.85	1459.97
2042 年	0	392.04	392.04	2658.82	1198.85	1459.97
2043 年	0	392.04	392.04	2658.82	1198.85	1459.97
2044 年	12438.34	392.04	12830.38	2658.82	1198.85	1459.97
合计	12438.34	7840.84	20279.18	47858.76	21579.30	26279.46
本息覆盖倍数	1.30					
说明：运营成本按年运行费考虑。年运行费计算详见 17.2.2 章节。						

项目总收入约 47858.76 万元，总运营费用约 21579.3 万元，实现收益约 26279.46 万元。

综上所述，本项目在 20 年内的盈余合计为 26279.46 万元，项目贷款期内还本付息合计 20278.98 万元。盈余总额＞贷款期内还本付息总额，本息覆盖倍数 26279.46/20278.98=1.3。

综上所述，预计项目收益可以覆盖融资成本，项目自身收益可实现平衡。

19 社会风险评估

19.1 社会稳定风险内容及其评价

在征地拆迁过程中，社会稳定风险衍生于相关利益群体对征地拆迁项目的抗拒，这种抗拒有多种表现形式，如上访、留置原地拒绝拆迁、暴力对抗甚至群体示威等。因此，对征地拆迁项目所涉及的影响社会稳定的风险进行界定，应认真分析征地拆迁实施后群众可能引发的异议、遭遇到的损失或不适，这些异议、损失或不适即为引起社会不稳定的风险。本工程可能面临的六大类社会稳定风险，根据对征地拆迁项目实施过程中易发生的社会风险的经验判断，本工程可能会诱发的异议、损失或不适等诸多社会风险及其评价主要如下：

（1）项目合法性、合理性遭质疑的风险

风险内容：该项目的决策是否与现行政策、法律、法规相抵触，是否有充分的政策、法律依据；该项目是否坚持严格的审查审批和报批程序；是否经过严谨科学的可行性研究论证，是否充分考虑到时间、空间、人力、物力、财力等制约因素；建设方案是否具体、详实，配套措施是否完善。

风险评价：项目合理性、合法性风险较小。

（2）项目可能造成环境破坏的风险

风险内容：所有改造均在原有电站的基础上进行改造，不改变现有工程布置。但施工过程中可能会对当地的生态造成一定程度的破坏。在建设期内项目的施工会对地表水、空气、噪声环境等方面产生一定程度的不利影响。施工过程中会产生大量粉尘，施工机械会有作业噪声，施工机械燃油或机油渗漏会引起油污染，施工物堆料场受降雨冲刷会引起地表径流污染，施工营地生活污水未经处理直排或生活垃圾随意抛弃会引起污染。大型挖掘机械及运土车辆对道路的损坏和环境卫生的破坏的现象将不同程度的存在。另外，项目在运营期可能也会对周边环境造成一定程度的影响。

风险评价：项目造成环境破坏的风险很小。

（3）群众抵制征地拆迁的风险

风险内容：由于征地拆迁涉及群众的切身利益，加上群众对征地拆迁的政策缺乏理解，因此在征地拆迁问题上群众往往会与政府站在对立面，以各种形式抵制征地拆迁。征地拆迁项目中群众最敏感、最担忧的问题是失去土地。所有改造均在原有电站的基础上进行改造，不改变现有工程布置，不涉及新的征地拆迁。

风险评价：群众抵制征地拆迁的风险较小。

（4）群众对生活环境变化的不适风险

风险内容：当地居民以务农为主，乡村氛围浓厚。本项目的实施不会打破当地居民的生存现状。

风险评价：群众对生活环境变化的不适风险较小。

（5）群众对生活保障担忧的风险

风险内容：所有改造均在原有电站的基础上进行改造，不改变现有工程布置，不涉及新的征地拆迁。但工程施工过程中临时需要占用部分土地，会对占地范围内的附着物进行一定的补偿。

风险评价：群众对生活保障担忧的风险很小。

（6）项目可能引发社会矛盾的风险

风险内容：本工程在征地拆迁过程中，当地个别居民可能会因为对补偿方案的不满意而成为“钉子户”，拒绝征地。工程在施工过程中可能会对当地居民带来干扰，影响其正常的生活与通行，因此有可能引发居民的不满情绪。另外，不排除有民间组织通过收买当地居民的补偿“权利”而介入反征地拆迁活动，滋事生非，干扰项目进展，并从中牟利。

风险评价：项目可能引发的社会治安风险较小

另外，建议充分利用电视台、电台、报纸等新闻媒体进行正面报道，消除误解，引导舆论支持征地拆迁。

19.2 建议采取的风险防范措施

对项目可能诱发的风险及其评价，建议采取下述风险防范措施。

（1）注重对农民切身利益的保护

一是严格执行土地补偿标准。根据征收土地预公告对本次征地的安置途径做的规定：以货币方式支付占用地补偿。按照这个规定的精神我们制定了补偿安置方案，为了确保项目的顺利进行，在具体操作的时候，本着有利于保护农民切身利益的角度，制定标准时，取高舍低。

二是做好农民思想工作。在实施过程中提前发布征地拆迁公告，给被征地拆迁居民一定的准备时间。

（2）科学安排和监管补偿资金使用

征地补偿金支付采取两种方式：前期先按预计总补偿款的 80%左右先行预付至镇政府账户；后期为了防止超付，在签订协议后 15 个工作日拨款，该款项由各村自行安排使用。通过建立镇政府、村集体、村民代表三级资金使用和监管体制，确保资金的依法拨付和使用。

（3）减少施工期间的扰民

政府相关职能部门密切配合，严格要求和监督施工单位文明施工，减少扰民，采取下列措施：施工过程中所产生的垃圾、废水、废气等有可能污染周围环境的，应采取相应措施及时处理，不可随意倾倒、排放；施工现场车辆进出场时，要避开每日上、下班（学）时段，不要造成施工现场周围交通不畅或发生事故等。

（4）保障项目全过程治安安全

建设处紧密联系和依靠镇政府和相关村组织，采取以预防为主的治安防范措施。一是确保补偿款到位然后进场施工，首先保证村集体和村民的切身利益。二是确需强制进场的，在补偿款到位的前提下，对现场进行证据保全，同时要求公安、民政等部门到现场维持秩序。三是公安部门在项目全过程加强综

合治理工作，保持征地涉及区域日常治安环境的良好。四是密切关注极少数村民可能的因对补偿不满意引发的上访、闹访、煽动群众、示威等动向，第一时间采取教育、说服、化解等措施，将问题消除在萌芽状态。

19.3 社会稳定风险分析结论

本项目可能会引发 6 类不利于社会稳定的风险，这 6 类风险发生的可能性大小评价结果是：第 1 类风险，项目合法性、合理性遭质疑的风险，该类风险发生的可能性较小；第 2 类风险，项目可能造成环境破坏的风险，该类风险发生的可能性很小；第 3 类风险，群众抵制征地拆迁的风险，该类风险发生的可能性较小；第 4 类风险，群众对生活环境变化的不适风险，该类风险发生的可能性较小；第 5 类风险，群众对生活保障担忧的风险，该类风险发生的可能性很小；第 6 类风险，项目可能引发社会矛盾的风险，该类风险发生的可能性很小。

综合评价，本工程征地拆迁项目社会稳定风险程度低，但有发生个体矛盾冲突的可能。建议采取相应的风险防范措施，在一定程度上会起到降低消除社会风险的效果。但其效果的好坏，取决于这些防范措施执行力度大小的影响。

20 结论与建议

恩平市水资源丰富，恩平市已建小型水电站共有 103 座，总装机容量为 56720kW，年平均总发电量约 9525.67×10^4kW·h。这些小水电站为当地工、农业提供了可靠的电能后备保障，对促进当地人员就业和经济发展起到积极正面作用。经过近 40 多年运行，设备运行时间已远超其设计运行年限。电站近年虽进行过增效扩容改造，并取得了一定成效，但由于受资金限制，只对部分机组设备进行部分更换或维修，自动信息化方面还未进行全面改造，所以这些电站整体上自动化程度偏低，运行稳定性、可靠性一般，还有很大的改造提升空间。

本工程拟对恩平市西坑水电站、大带水电站（二、三、五、六级）、丹竹河水电站、凤子山水电站（一、二、三级）、恩城水电站、塘洲水电站、江洲水电站、东成水电站、阵湾水电站共 14 座水电站进行改造，重点对运行多年的机组设备进行更换，对有安全隐患的压力管道进行更换，对有安全隐患的厂房及水工建筑进行维修加固或拆除重建，对各水电站防雷接地系统进行改造，对具备条件的电站的中控系统按“少人值守、集中管理”原则进行全自动化升级改造。分步建设恩平市智慧水电管理系统，建设恩平市智慧水电站大数据中心，建设生态流量在线监测管理系统，接入已建有生态流量监测装置电站的监测数据，逐步实现辖区内所水电站生态流量在线监测。

本次项目选取的电站均为效益较好的主力站，设计方案可行，经济合理，项目改造完成后，提高电站安全水平，提升机组运行效率，增加生态流量本地在线监测，合理泄放生态流量，切实改善电站上下游生态环境，更有效配置现有水资源，提高水资源利用效率。

建议恩平市水电站提质改造项目尽快实施，早日发挥其综合效益。

附录一 专家审查意见及修改对照表

恩平市水电站提质改造项目初步设计报告审查意见

2025年4月11日，恩平市水利局在恩平市组织召开《恩平市水电站提质改造项目初步设计报告》（以下简称《初设报告》）现场审查会，参加会议的有江门市生态环境局恩平分局、恩平市自然资源局、恩平市林业局、中国农业发展银行恩平支行、广东北晟建设投资集团有限公司、广湾（恩平）水利水电工程建设有限公司、相关水电站、报告编制单位韶关市水利水电勘测设计咨询有限公司、中山市水利水电勘测设计咨询有限公司等单位的代表及特邀专家7名（名单附后）。与会人员查勘了工程现场，听取了《初设报告》编制单位的成果汇报，并进行了认真讨论，认为初步设计方案合理可行，基本符合水电站提质改造目标，并提出如下审查意见：

一、完善综合说明各电站工程现状及改造内容特性表。

二、复核各电站水文、水能计算成果。

三、完善水轮发电机组及主要电气设备选型依据。

四、复核环保措施费。

五、复核水土保持占地面积、水土保持补偿费及总投资。

六、建议管理单位各电站改造前及改造过程中加强运行管理，确保安全生产。

专家组长签名：杨国清

2025年4月11日

恩平市水电站提质改造项目初步设计报告评审会专家签名表

序号	姓名	工作单位	职称/职务	联系电话	签名
1	杨国清	特邀专家	高工	13922761938	
2	吴喜荣	特邀专家	工程师	13709617939	
3	钟坚成	特邀专家	高工	18802558818	
4	丘质彬	特邀专家	高工	13802602855	
5	廖家模	特邀专家	高工	18026822818	
6	黄小红	特邀专家	高工	18923089371	
7	崔　旭	特邀专家	工程师	13929091666	

恩平市水电站提质改造项目初步设计报告

专家意见修改对照表

序号	专家组意见	修改情况	修改意见
一	完善综合说明各电站工程现状及改造内容特性表。	已完善，见“1.1 工程概况”及“1.20 工程特性表”。	基本同意设计修改意见。
二	复核各电站水文、水能计算成果。	已复核修改，见“2.2~2.10”章节。	基本同意设计修改意见。
三	完善水轮机发电机组及主要电气设备选型依据。	已完善，见“6.1 水力机械”。	基本同意设计修改意见。
四	复核环保措施费。	已复核，见“10.7 环保措施投资”。	基本同意设计修改意见。
五	复核水土保持占地面积、水土保持补偿费及总投资。	已复核，分别见“11.5 建设项目防治分区”、“11.6.1 缴纳水土保持补偿费面积分析”及“11.9 水土保持投资”。	基本同意设计修改意见。
六	建议管理单位各电站改造前及改造过程中加强运行管理，确保安全生产。	无	同意。

报告编制单位（盖章）：韶关市水利水电勘测设计咨询有限公司

专家组长签名：

附录二 相关单位对本项目初步设计报告（送审稿）的回复意见

附录二-1 广湾（恩平）公司征求意见函

广湾（恩平）水利水电工程建设有限公司

关于征求《恩平市水电站提质改造项目初步设计报告》（送审稿）意见的函

市水利局：

根据《关于同意<恩平市水电站提质改造项目实施方案>的复函》（恩府办函〔2023〕188号）文件，恩平市水电站提质改造项目经恩平市人民政府同意实施，并于2024年9月23日经恩平市科工商务局立项备案。目前，我局聘请的设计单位已完成初步设计成果编制。为保障设计质量，做好项目推进工作，现将《恩平市水电站提质改造项目初步设计报告》（送审稿）及相关附件报送给贵单位。请研究提出意见，于2025年4月15日前将修改意见反馈我司。

广湾（恩平）水利水电工程建设有限公司

2025年4月2日

（联系人：吴常青，联系电话：13536239969）

附录二-2 恩平市水利局征求意见函

恩 平 市 水 利 局

关于征求《恩平市水电站提质改造项目初步设计报告（送审稿）》意见的函

市财政局、市自然资源局、市住房和城乡建设局、市城市管理和综合执法局、市林业局、江门市生态环境局恩平分局、江门恩平供电局、中国农业发展银行恩平市支行、广东北晟建设投资集团有限公司、各有关电站管理单位：

我局收到广湾（恩平）水利水电工程建设有限公司来文《关于征求<恩平市水电站提质改造项目初步设计报告（送审稿）>意见的函》。为保障设计质量，做好项目推进工作，现将《恩平市水电站提质改造项目初步设计报告（送审稿）》及相关附件转发给你们，请研究提出意见，于2025年4月15日前将修改意见直接反馈广湾（恩平）水利水电工程建设有限公司。（联系人：吴常青，联系电话：13536239969）

恩平市水利局

2025年4月9日

附录二-3 江门市生态环境局恩平分局复函

江门市生态环境局恩平分局

关于征求《恩平市水电站提质改造项目初步设计报告（送审稿）》意见的复函

恩平市水利局：

发来《关于征求〈恩平市水电站提质改造项目初步设计报告（送审稿）〉意见的函》收悉。经我局研究，现回复如下：

一、根据发来资料核实，恩平丹竹河电站、恩平凤子山二级站、恩平凤子山三级站涉及饮用水水源一级保护区的范围。根据江门市人民政府印发的《江门市“三线一单”生态环境分区管控方案（修订）》，饮用水水源一级保护区内禁止新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的建设项目。

二、若提质改造中水电站工程涉及到装机容量增加或导致生态流量改变的，按照《环境影响评价法》等法律法规的规定，须委托有资质的环评机构编制拟建项目环境影响评价文件，并报有审批权限的生态环境行政主管部门审批同意后，方可动工建设。

此复。

附件：江门市“三线一单”生态环境分区管控方案（修订）

— 1 —

（此页无正文）

江门市生态环境局恩平分局

2025 年 4 月 19 日

— 2 —

附录二-4 广东北晟建设投资集团有限公司复函

关于《关于征求<恩平市水电站提质改造项目初步设计报告>（送审稿）意见的函》的复函

市水利局：

贵局发来《关于征求<恩平市水电站提质改造项目初步设计报告>（送审稿）意见的函》已阅悉，经我司研究后回复如下：

根据《关于同意<恩平市水电站提质改造项目实施方案>的复函》（恩府办函〔2023〕188号）同意的实施方案，恩平市水电站提质改造项目估算工程费用为9,932.21万元，工程建设其他费用1,023.88万元，预备费876.49万元，建设期利息627.00万元。而《关于征求<恩平市水电站提质改造项目初步设计报告>（送审稿）意见的函》中的恩平市水电站提质改造项目初步设计报告的投资概算为“本工程总投资为11844.42万元。其中主体工程部分投资为11803.72万元，水土保持工程投资33.29万元，环境保护工程投资7.41万元。”超出实施方案中的项目估算11.84万元，且并未将建设期利息列入。

建议对恩平市水电站提质改造项目初步设计报告内容再行审核，确保项目数据统一。

特此回复

广东北晟建设投资集团有限公司

2025年4月9日

附录二-5 恩平市林业局复函

恩 平 市 林 业 局

关于征求《恩平市水电站提质改造项目初步设计报告》（送审稿）意见的复函

市水利局：

《关于征求<恩平市水电站提质改造项目初步设计报告>（送审稿）意见的函》收悉。结合我局职能，经研究，我局对该报告无意见。若该项目涉及使用林地，需按相关规定办理使用林地手续，在未办理好相关使用林地手续之前，不能开挖使用。

此复

恩平市林业局

2025年4月15日

附录二-6 恩平市自然资源局复函

恩平市自然资源局

关于恩平市水电站提质改造项目用地审查的复函

恩平市水利局：

转来《关于恩平市水电站提质改造项目用地审查的请示》收悉，根据提供的矢量数据核查，我局意见如下：

根据《恩平市国土空间总体规划（2021-2035年）》“三区三线”划定成果，其中“大带三级水电站”涉及生态保护红线400.82平方米；“阵湾水电站”涉及生态保护红线80.91平方米，其余水电站不涉及永久基本农田及生态保护红线。

我局原则上同意项目选址，但“大带三级水电站”、“阵湾水电站”涉及生态保护红线的部分，应符合“生态保护红线内允许开展的有限认为活动”中第6条：“必须且无法避让，符合县级以上国土空间规划的现行基础设施建设、通讯和防洪、供水设施建设和船舶航行、巷道疏浚清淤等活动；已有的合法水利、交通运输等设施进行维护改造。”的要求，并参照《自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生

—1—

态保护红线管理的通知（试行）》（自然资发〔2022〕142号）及《广东省自然资源厅 广东省生态环境厅 广东省林业局关于严格生态保护红线管理的通知（试行）》（粤自然资规字〔2023〕6号）相关要求执行。如有涉及新增建设用地的项目须符合恩平市国土空间总体规划（2021-2035年）及“三区三线”等相关管控要求，如项目建设占用土地，涉及农用地转为建设用地的，应当办理农用地转用审批手续，且建设项目动工前，应依法依规取得合法用地手续。

此复。

附件：1.相关附图

2.自然资源部 生态环境部 国家林业和草原局关于加强生态保护红线管理的通知（试行）（自然资发〔2022〕142号）

3.广东省自然资源厅 广东省生态环境厅 广东省林业局关于严格生态保护红线管理的通知（试行）（粤自然资规字〔2023〕6号）

恩平市自然资源局

2025年6月11日

—2—

附录二-7《关于恩平市水电站提质改造项目用地审查的复函》的说明

广湾（恩平）水利水电工程建设有限公司

关于恩平市水电站提质改造项目用地审查意见复函的说明

恩平市发展和改革局：

根据恩平市自然资源局《关于恩平市水电站提质改造项目用地审查意见的复函》初审意见，现就项目用地情况作如下详细说明：本项目厂区（包括所有建筑物和场地）在生态保护红线划定前已依法依规建成并投入使用多年，项目主要是对现有主厂房、辅助厂房等建筑物内部的发电机组、电气设备、控制系统等进行更新、升级或替换施工活动（厂房内作业）均未触及、穿越或占用厂区范围外的任何生态保护红线区域。不涉及新增建设用地，不改变土地用途和规划条件，所有建设活动严格限定在既有合法厂区及厂房内部，与生态保护红线无交集，不会对红线区域产生任何新增影响或破坏。项目用地合法、合规、合理，完全满足技术改造类项目的用地要求。

我单位承诺在项目初步设计阶段进一步优化设计方案，结合用地规划、生态保护及技术规范等要求，对用地范围线进行细化调整，保障工程实施符合自然资源管理相关规定。并在项目推进

过程中，积极配合，及时提交调整后的设计成果，并根据技术审查意见完善用地方案，依法依规履行后续审批程序，确保施工面不在生态保护红线范围内。

附件：1.关于恩平市水电站提质改造项目用地审查意见的复函

广湾（恩平）水利水电工程建设有限公司

2025 年 6 月 26 日

（联系人：吴常青，联系电话：13536239969）

附录三 对相关单位回复意见的修改和采纳情况汇总表

各单位意见汇总表

文件名称：
关于征求《恩平市水电站提质改造项目初步设计报告》（送审稿）意见的函

盖章单位：广湾（恩平）水利水电工程建设有限公司

序号	单位名称	反馈意见	采纳情况（不采纳理由）	备注
1	恩平市自然资源局	提出以下建议：1、根据《恩平市国土空间总体规划（2021-2035年）》“三区三线”划定成果，其中“大带三级水电站”涉及生态保护红线 400.80平方米；“阵湾水电站”涉及生态保护红线17.41 平方米；“东成水电站”涉及耕地保护目标 430.69平方米（包括永久基本农田353.06平方米）。2、“东成水电站”涉及耕地保护目标及永久基本农田的部分建议避让。3、“大带三级水电站”、“阵湾水电站”涉及生态保护红线。	采纳	
2	江门市生态环境局恩平分局	提出以下建议：1、根据发来资料核实，恩平丹竹河电站、恩平凤子山二级站、恩平凤子山三级站涉及饮用水水源一级保护区的范围。根据江门市人民政府印发的《江门市“三线一单”生态环境分区管控方案（修订）》，饮用水水源一级保护区内禁止新建、改建、扩建与供水设施和保护水源无关的建设项目。2、若提质改造中水电站工程涉及到装机容量增加或导致生态流量改变的，按照《环境影响评价法》等法律法规的规定，须委托有资质的环评机构编制拟建项目环境影响评价文件，并报有审批权限的生态环境行政主管部门审批同意后，方可动工建设。	采纳	
3	广东北晟建设投资集团有限公司	根据《关于同意<恩平市水电站提质改造项目实施方案>的复函》（恩府办函〔2023〕188号）同意的实施方案，恩平市水电站提质改造项目估算工程费用为9,932.21万元，工程建设其他费用1，023.88万元，预备费 876.49万元，建设期利息 627.00万元。而《关于征求<恩平市水电站提质改造项目初步设计报告>（送审稿）意见的函》中的恩平市水电站提质改造项目初步设计报告的投资概算为“本工程总投资为11844.42万元。其中主体工程部分投资为11803.72万元，水土保持工程投资33.29万元，环境保护工程投资7.41万元。”超出实施方案中的项目估算11.84万元，且并未将建设期利息列入。	采纳	
4	恩平市林业局	无意见		
5	恩平市水利局	无意见		
6	中国农业发展银行恩平市支行	无意见		
7	恩平市财政局	无意见		
8	恩平市住房和城乡建设局	无意见		
9	恩平市城市管理和综合执法局	无意见		
10	江门恩平供电局	无意见		
11	恩平市大带水库工程管理	无意见		
12	恩平市凤子山水库工程管理处	无意见		
13	恩平市阵湾水陂工程管理	无意见		
14	恩平市西坑水库工程管理	无意见		
15	恩平市恩城水闸工程管理	无意见		
16	恩平市塘洲水闸工程管理	无意见		
17	恩平市东成水闸工程管理	无意见		
18	恩平市江洲水闸工程管理	无意见		