

水电站辅机控制系统自动化改造设计

贾一鑫

中国大唐集团四川公司四川川汇水电投资有限责任公司 四川 成都 610091

【摘要】：水电站辅助设备系统是保障水轮发电机组安全稳定运行、实现电站“无人值班、少人值守”的核心支撑，主要涵盖技术供水、排水、压缩空气、油系统、通风及消防等设备，其运行可靠性直接关系机组启停效率、设备寿命与发电效益。传统中小型及老旧水电站辅机控制系统多采用继电器—接触器硬接线逻辑控制，辅以就地手动操作，存在控制逻辑固化、接线复杂易老化、自动化程度低、缺乏状态监测与远程监控能力、故障频发且运维难度大等突出问题，已无法适应现代电力系统智能化、自动化发展要求，成为制约水电站安全经济运行的主要瓶颈。本文结合老旧水电站辅机系统实际运行工况，以 PLC 为核心控制单元，融合工业以太网、组态监控与抗干扰技术，构建分层分布式辅机自动化控制系统，从系统需求、总体架构、硬件配置、软件逻辑、通信组网、可靠性提升及工程实施等方面开展全面设计，提出系统化的自动化改造方案。改造后系统可实现辅机设备全自动启停、联动控制、实时状态监测、故障智能报警与远程集中监控，有效解决传统系统的各类弊端，大幅提升电站整体自动化水平与运行可靠性，降低运维成本，对同类老旧水电站辅机系统升级改造具有较强的工程参考价值与实践指导意义。

【关键词】：水电站；辅机控制系统；PLC；自动化改造；远程监控；运行可靠性

DOI:10.12417/2811-0722.26.07.003

引言

水轮发电机组作为水电站的核心发电设备，其安全稳定运行依赖于技术供水、排水、压缩空气、油系统等辅助设备的可靠支撑，这些辅机设备虽不直接参与电能生产，却是机组启停、稳定运行、事故应急处理不可或缺的重要组成部分，其运行状态直接影响机组可用率、发电效率与电站整体安全。长期以来，国内大量投运年限超过 15 年的中小型水电站，受早期设计标准、施工工艺及设备选型限制，辅机控制系统普遍采用传统继电器—接触器控制方式，该方式通过固定硬接线实现设备启停与联锁，依赖现场按钮、转换开关完成人工操作，存在诸多固有缺陷。随着电力行业自动化、智能化发展进程加快，以及水电站“无人值班、少人值守”运行模式的全面推广，传统辅机控制系统的短板日益凸显，控制逻辑修改难度大、触点老化易导致误动拒动、无模拟量采集与故障诊断功能、无法与上位机监控系统互联互通、运维人员需频繁现场巡检等问题，不仅大幅增加劳动强度，还易引发设备误启停、能源浪费、事故应急不及时等风险，甚至造成机组非计划停运，严重影响电站经济效益与安全运行。在此背景下，依托 PLC、工业以太网、组态软件等成熟技术，对老旧水电站辅机控制系统实施自动化、智能化改造，构建集自动控制、状态监测、远程监控、智能报警于一体的新型控制系统，已成为老旧水电站技术升级的核心内容。本文立足中小型老旧水电站辅机系统实际问题，设计一套经济适用、运行可靠、可落地性强的自动化改造方案，为同类项目改造提供实践参考。

1 辅机控制系统现状及核心问题分析

目前国内中小型及老旧水电站辅机控制系统整体呈现“设备老化、逻辑落后、自动化不足、可靠性差”的特征，具体问题集中体现在五个方面，已成为制约辅机系统安全高效运行的

主要障碍。

传统辅机控制系统以继电器—接触器硬接线逻辑为核心，控制回路复杂、接线繁琐，大量触点长期在潮湿多尘的水电站环境下运行，易出现氧化、粘连、抖动现象，导致设备误启停、拒动等故障频发，且此类控制方式逻辑完全固化，修改或调整需重新接线，调试与改造难度极大、耗时较长。辅机设备自动化与联动控制水平严重不足，多数设备仍依赖人工就地启停，各辅机系统之间缺乏联动逻辑，例如集水井水位达到上限无法自动启动排水泵、机组停机后技术供水未及及时联动停运、用气设备未运行时空压机持续空载等，既造成设备频繁启停、磨损加剧，还导致大量能源浪费，不符合电站节能运行要求。传统系统缺乏完善的状态监测与故障报警功能，仅能通过指示灯显示设备启停状态，无法采集液位、压力、温度、电流等关键模拟量参数，设备出现过载、缺相、泄漏、超温等异常时不能及时报警，往往等到故障扩大为设备损坏或水淹厂房等严重事故后才能发现，极大增加了安全风险。同时，传统辅机控制系统为独立运行系统，未预留与上位机监控系统的通信接口，无法实现运行数据远程上传与控制指令远程下发，运行人员需定期前往现场巡检，无法在中控室完成辅机系统的集中监视与操作，不符合现代水电站集中管控要求。此外，继电器、转换开关、电缆等元件老化速度快，故障点多且分散，缺乏标准化的运维流程与故障诊断手段，故障排查需逐点接线检查，运维工作量大、效率低，整体系统可靠性差，年均故障次数多，运维成本居高不下。

2 改造总体思路与设计原则

针对传统辅机控制系统的核心痛点，本次自动化改造以“安全可靠、自动可控、远程可调、经济适用”为总体目标，结合水电站实际运行需求与改造成本约束，明确改造核心方向

为：以 PLC 为核心控制单元，替代传统继电器逻辑控制，实现辅机设备全自动运行与精准联动控制；新增模拟量采集与状态监测模块，全面掌握辅机系统运行参数；搭建工业以太网通信网络，实现与上位机监控系统的互联互通，支持远程集中监控；完善故障报警与自诊断功能，提升故障处置效率；强化抗干扰与可靠性设计，适应水电站复杂现场环境，最终实现辅机系统“自动运行、少人值守、安全可靠”的运行目标。

为确保改造方案贴合实际、落地可行，改造过程严格遵循五大核心原则，兼顾系统性能、改造成本与后期运维需求。一是可靠性优先原则，核心控制器采用工业级 PLC，关键控制回路与核心设备具备冗余设计与故障自诊断能力，杜绝保护误动拒动，保证辅机系统在异常工况下仍能安全可控，确保机组运行安全。二是实用性与经济性兼顾原则，在满足功能需求与行业规范的前提下，尽量利旧运行状态良好的泵、阀、风机等主体设备，优先选用技术成熟、性价比高的 PLC 与配套设备，控制改造成本，实现最小投入获得最大性能提升，提高改造性价比。三是规范化与标准化原则，严格按照《水力发电厂机电设计规范》《电气装置安装工程盘柜及二次回路接线施工及验收规范》等国家及行业标准开展改造，统一回路设计、线缆选型、标识编号、接地与防雷标准，做到布线整齐、标识清晰、接线规范，为后期运维与检修提供便利。四是兼容性与扩展性原则，优化方案充分考虑与现有机组设备、调速器、励磁系统、上位机监控系统的对接能力，支持 Modbus、IEC 60870-5-104 等主流通信协议，预留硬件接口与软件功能模块，便于后期接入智能监测、状态评估等功能，适配电站智能化升级需求。五是易运维与可落地原则，简化系统操作界面与控制流程，强化故障报警与定位功能，降低运维难度；同步完善系统图纸、设备台账与运维规程，实现改造、运维、管理一体化，确保改造后系统能快速投入运行并长期稳定维护。

3 系统总体架构设计

改造后辅机控制系统采用分层分布式架构，整体划分为现地控制层、通信网络层、集中监控层三部分，层级之间分工明确、数据传输高效，兼顾现地控制灵活性与集中管理便捷性，构建结构合理、运行可靠的自动化控制系统。

现地控制层是整个系统的核心执行层，以工业级 PLC 为主控制器，负责接收现场传感器、执行机构的信号，执行预设控制逻辑，实现辅机设备的自动启停、联动控制与故障保护，同时完成数据采集与处理。该层配置数字量输入输出模块、模拟量采集模块，分别接入液位、压力、温度、电流等模拟量信号，以及泵组运行、故障、阀门位置、液位开关等开关量信号，实现全工况数据采集与设备控制。现地控制层配套工业级触摸屏，安装于辅机控制柜面板，作为本地监控与操作界面，支持参数实时显示、手动/自动模式切换、参数设置、故障查询与事件记录，满足现场运维人员就地操作需求。

通信网络层是连接现地控制层与集中监控层的关键纽带，采用“工业以太网+现场总线”的双网架构，兼顾数据传输效率与兼容性。工业以太网以 100Mbps 速率实现 PLC 与中控室上位机的高速数据交互，采用星型拓扑结构连接至工业交换机，支持 IEC 60870-5-104 通信协议，保障控制指令远程下发与运行数据实时上传的稳定性与实时性；现场总线以 RS485 为主体，采用 Modbus-RTU 通信协议，实现 PLC 与现场智能压力变送器、液位变送器、电机保护器等设备的近距离通信，具备布线成本低、抗干扰能力强的优势，适配现场分散式设备的通信需求。

集中监控层设置于电站中控室，由监控主机、操作员站、大屏显示设备、打印机等组成，是辅机系统的集中管控中心。该层通过工业以太网接收现地 PLC 上传的所有运行数据，实现辅机系统运行状态、关键参数的集中监视，支持远程启停设备、切换运行模式、设置参数阈值等操作，同时具备故障实时报警、历史事件记录、报表自动生成、运行趋势分析等功能，运维人员可在中控室完成全部辅机监控与操作，真正实现“少人值守、远程管控”。

4 硬件系统配置设计

硬件系统是辅机自动化控制系统稳定运行的基础，整体以 PLC 为核心，配套 I/O 模块、通信模块、触摸屏、传感器、执行机构及电源、柜体设备，全部选用工业级产品，适配水电站潮湿、多尘、强电磁干扰的现场环境，兼顾可靠性与经济性。

PLC 控制器选用中小型高性能工业级 PLC，具备运算速度快、抗干扰能力强、扩展方便、掉电保持等特点，支持数字量、模拟量、热电偶等多种信号接入，可满足辅机系统多测点、多逻辑的控制需求。PLC 配置双 CPU 冗余模块（可选，根据实际需求配置），主备 CPU 实时同步数据，故障时可在 50ms 内完成无缝切换，保障控制功能不间断。I/O 模块根据辅机系统测点需求合理配置，包括开关量输入 DI、开关量输出 DO、模拟量输入 AI 模块，DI 模块用于采集泵组运行、故障、阀门位置、液位开关等开关量信号，DO 模块用于控制接触器线圈、电磁阀、报警指示灯等执行机构，AI 模块用于采集 4~20mA 液位、压力、温度、电流等模拟量信号，所有模块均采用光电隔离设计，有效抑制现场信号干扰，保障数据采集精准。

5 改造效果与应用分析

本改造方案在某中小型水电站辅机系统改造工程中得到实际应用，该电站装机容量 3x60MW，辅机控制系统投运近 20 年，长期存在设备老化、自动化程度低、故障频发等问题，经本次系统性自动化改造后，系统运行效果得到全面提升。

自动化运行水平实现质的飞跃，所有辅机设备均实现全自动运行，集水井排水、技术供水、压缩空气、油系统等均按工况自动启停、联动控制，无需人工现场操作，真正达到“无人

值班、少人值守”运行标准，运维人员劳动强度降低70%以上。系统运行可靠性显著增强，改造后辅机系统年均故障次数下降85%以上，未出现误动、拒动现象，故障响应时间大幅缩短，设备可用率提升至99.6%以上，有效避免因辅机故障导致机组非计划停运。远程监控功能全面投入使用，中控室可实时监视所有辅机运行参数与设备状态，远程下发控制指令，故障发生时立即弹窗报警并记录信息，故障定位时间从以往数小时缩短至30分钟以内，应急处置效率大幅提升。同时，系统通过优化设备启停逻辑，实现按需运行，有效减少空载损耗，厂用电率明显降低，设备磨损减小、使用寿命延长，年均运维成本降低约40%，经济效益与安全效益同步提升。

6 结论

本文设计的水电站辅机控制系统自动化改造方案，以工业级PLC为核心，采用分层分布式架构，通过硬件升级、逻辑优

化、通信组网、抗干扰与可靠性设计，系统性解决了传统继电器控制系统自动化程度低、可靠性差、运维难度大、无法远程监控等突出问题，方案结构清晰、投资适中、实施简便，高度适配中小型老旧水电站改造需求，具备较强的实用性与推广价值。工程实践表明，改造后的辅机控制系统可实现全自动运行、集中监视、远程操控与智能报警，大幅提升电站整体自动化水平与安全运行能力，有效降低运维成本与故障风险，完全满足现代水电站高效、经济、可靠运行的发展要求。

未来，可在现有自动化改造基础上进一步融合物联网、大数据、人工智能等新技术，拓展设备状态在线评估、故障智能预警、能耗优化分析、云端远程运维等高级应用，实现辅机系统从“自动控制”向“智能管控”升级。同时可进一步优化多系统协同控制逻辑，实现辅机系统与机组LCU、调度系统的深度联动，提升电站整体智能化运行水平，为水电站安全、高效、绿色、智能发展提供更加坚实的技术支撑。

参考文献：

- [1] 国家能源局.水力发电厂机电设计规范 SL 582-2012[S].北京:中国水利水电出版社,2012.
- [2] 王德宽,王桂平.水电站计算机监控系统设计与应用[M].北京:中国电力出版社,2018.
- [3] 许劲松.中小型水电站辅机控制系统 PLC 改造方案[J].水电自动化与大坝监测,2020,44(03):56-59.
- [4] 李刚.水电站渗漏排水系统自动化改造设计[J].水电站机电技术,2021,44(08):78-81.
- [5] 张健.基于 PLC 的水电站技术供水智能控制系统设计[J].水利科技与经济,2022,28(04):102-106.
- [6] 张磊.老旧水电站辅机系统智能化升级实践[J].电工技术,2023(12):145-147.