

电气工程自动化技术在电力系统运行中的应用

王 嵩

内蒙古超高压供电公司 内蒙古 呼和浩特 010080

摘 要: 在电力系统规模不断持续扩大这样的背景之下, 电网设备数量呈现出指数级的增长态势, 传统的人工监控模式已经很难适应现代智能电网发展要求, 本研究把变电站当作切入点来开展综合自动化监控管理系统设计研究, 先是通过实地调研变电站运行的实际状况, 深入剖析系统在功能和性能层面具体需求并将其划分为数据采集、信息处理、实时监测等核心模块, 接着基于智能变电站自动化系统的C/S架构, 采用分层设计理念构建系统总体框架并将其划分为过程层、间隔层和站控层三个层级, 以此提升系统灵活性和可扩展性, 通过部署多种数据采集传感器实时获取站内设备运行参数以及电网运行状态, 经过数据处理分析之后实现变电站智能化监控, 最后运用QT技术搭建系统开发环境, 重点研究用户认证、实时监测和告警管理等核心功能实现方案。

关键词: 综合自动化; 监控系统; 变电站

1 前言

随着全球经济一体化进程的不断推进, 科技创新正引领我国生产力水平迈入高速发展时期。作为电力系统中实现电压转换与电能分配的关键节点, 变电设施在保障社会用电需求方面发挥着不可替代的作用。2015年11月10日, 总书记在中央财经领导小组第十一次会议上明确指出, 要深化供给侧结构性改革, 着力提升供给体系质量与效率, 为经济持续健康发展注入新动能, 推动社会生产力实现质的飞跃。在全球能源互联网建设背景下, 信息技术与自动化技术的深度融合趋势日益明显, 现代信息技术在变电站综合自动化系统中的应用范围不断扩大。这种技术融合使得系统间的互联互通成为必然发展趋势。当前, 我国变电站已从传统人工值守模式逐步升级为无人值守的智能化变电站, 未来将朝着更加智能化的方向发展。无论变电站技术如何演进, 确保电网运行的安全稳定始终是首要任务。为此, 近年来电网综合自动化安全监控技术取得了显著进展。然而, 作为运行维护核心环节的倒闸操作仍主要依赖传统的人工逐项操作方式, 这种模式已难以满足现代电力系统的发展要求。针对这一现状, 国家相关部门已出台变电站综合自动化系统安全监控的规范性文件, 各设备制造商也据此制定了相应的技术标准。作为国民经济的重要基础设施, 电网不仅是实现能源转换与电力传输的物理载体, 更是优化资源配置、促进市场竞争的关键平台。智能电网建设依托于一次设备与二次设备的智能控制技术、变电站自动化系统以及远程调度控制技术等现代信息技术手段, 最终达成电力系统的智能化转型目标。现阶段, 我国智能变电站建设严格遵循Q/GDW383-2009《智能变

电站技术导则》和Q/GDWZ414-2010《变电站智能化改造技术规范》等技术标准, 构建了集网络化、信息化、数字化于一体的综合自动化平台, 为变电站的安全稳定运行提供了有力保障。作为智能电网建设的关键环节, 变电站综合自动化系统不仅承担着核心功能, 更是实现电网智能化的重要技术支撑。推动该系统向安全监控与运维一体化方向发展具有双重价值: 其一, 通过实时监测能够有效识别安全隐患并发出预警信号, 在设备故障发生前采取预防性维护措施, 避免自动化系统基础设施受损; 其二, 当系统出现异常时, 可协助运维人员迅速定位故障点、分析故障成因并制定处置方案, 从而最大限度地降低经济损失。由此可见, 深入研究变电站综合自动化系统的安全监控与运维一体化具有重要的理论价值和实践意义。

2 变电站综合自动化安全监控概述

2.1 概念概述

变电站监控系统的主要功能包括实时采集并传输关键运行参数, 特别是断路器动作状态及继电保护装置运行信息, 从而增强电网安全管控能力, 优化事故应急处置效率, 有效降低输变电设备故障率, 确保电能供应品质。该系统通过集成环境监测传感器与设备状态采集终端, 构建了多维度的数据采集网络, 运维人员可基于可视化界面全面掌握系统运行态势, 进而根据实时工况采取针对性的运维策略。

2.2 安全监控功能

随着变电站综合自动化系统的全面推广, 传统有人值守模式已逐步转变为远程集中监控的无人值守模式, 此类变电站的数量呈现显著增长态势。在无人值守变电

站的远程监控中,主要依托"四遥"技术体系实现,即通过远程终端装置(RTU)完成对模拟量、开关量以及保护装置等各类信息的采集与处理。该系统的核心安全监控功能可概括为:

遥测功能:重点监测主变压器运行参数(含有功/无功功率、电流、油温等)、线路运行指标(三相电流、功率因数等)、母线运行状态(相电压、零序电压等)、电容器组参数、直流系统工作状态(浮充电压、蓄电池电压等)、站用变参数以及系统频率、环境温度等关键量测数据,并实现数据的远程传输与处理。

遥信功能:主要采集各类保护装置动作信号、一次设备状态信息、变位信号及回路故障信号等,通过智能分析变电站运行可靠性,实现信号自动整合。具体包括:接地刀闸位置状态、断路器分合闸位置及异常信号、主变压器开关位置等关键状态量。

遥控功能:实现对断路器分合闸操作、电动刀闸控制、信号复归等关键设备的远程控制。

遥调功能:依据系统电压状况,自动或人工远程调节主变压器分接头位置;同时根据系统无功缺额情况,自动或人工远程投切无功补偿装置。

2.3 安全监控内容

在变电站安全监控体系中,监控人员需实施全方位监管措施。针对不同电压等级的变电站,330kV及以上变电站每班次需进行不少于两次监控,330kV以下变电站每班次至少执行一次监控。监控范围涵盖以下关键内容:1)"四遥"数据更新状态核查;2)一二次设备运行工况检查;3)站用电源系统运行状态评估;4)监控系统检修进度跟踪;5)变电站信息闭锁状态确认;6)输变电设备在线运行参数核对;7)辅助监控系统运行效能分析等。依据监控性质可将其划分为常规监控和特殊监控两类。常规监控指调控中心值班人员对无人值守变电站实施持续性的运行状态监测,重点包括智能站内设备的故障告警、异常状态、参数越限、状态变位等实时报警信息的监控。值班人员须确保监控过程中无信息遗漏,并及时完成各类告警确认工作。具体时限要求为:事故告警15分钟内完成确认,重要异常告警5分钟内响应,其他异常告警1小时内处理完毕。特殊监控则是指在设备异常或特殊运行工况下,调控中心值班人员对无人值守变电站实施的强化监控措施,包括增加监控频次、提高数据采集密度等,并需根据特殊监控要求预先制定事故处置方案及应急响应预案。

2.4 变电站综合系统运维技术概述

2.4.1 运维技术的需求分析

随着我国经济持续高速增长,电力基础设施建设规模呈现跨越式发展态势,新建变电站综合自动化系统的数量与日俱增。作为基于计算机技术的实时监测系统,变电站安全监控系统因其数据处理量大、程序逻辑复杂、运行路径多样以及计算机固有缺陷等因素,经常出现各类运行故障。与此同时,电力从业人员的技术更新速度难以匹配人工智能技术的快速迭代,导致其对新型系统运行原理的掌握存在滞后性。这一现状使得新投运的变电站综合自动化系统频繁出现异常情况,其中软件类故障占比较高。为解决单一故障,运维人员往往需要长途跋涉数百公里,造成了严重的人力物力资源浪费。由此可见,建立完善的智能变电站安全监控与运维体系具有重要的现实意义。

2.4.2 运维技术发展的条件

现代变电站综合自动化系统普遍采用网络化架构实现各功能模块的互联互通,通过网络平台可完成系统参数配置、运行状态监测及数据更新等操作,这为智能化运维技术的实施奠定了技术基础。随着远程控制技术的日益完善,变电站运维模式正逐步向智能化方向发展。本研究认为,完善的运维技术体系应当整合远程操作、实时监控、系统启停管理、模块状态监测及程序化控制等多元化功能,从而确保综合自动化系统的持续稳定运行。然而,在技术发展过程中仍存在诸多亟待解决的问题,包括远程接入方式的可靠性保障、控制软件的周期性维护以及系统安全防护等关键性技术难题。

2.4.3 运维技术所带来的效益

本研究所针对变电站综合自动化系统的运维实践,对于增强变电站管理效能与培育专业领域的领导人才具有重要的参考价值,并为此类变电站运维管理技术的成熟与完备提供了坚实的基础。在智能变电站中实施运维措施,可产生显著成效:首先,运维作业实现标准化,通过将运维操作规范与综合自动化系统管理规范相融合,既提升了运维质量,又促进了变电站整体管理的规范化。其次,运维效率显著提升,在标准化管理模式下,运维工作及人员得以实现科学化的任务分配,有效减轻了运维人员的工作负担,大幅提高了运维效率。最后,资源分配趋于合理,通过定期与实时的运维活动,能够及时发现并解决系统各模块的问题,从而延长了综合自动化系统的使用寿命,并有效利用了资源。

3 500KV 变电站监控自动化系统现存问题以及解决措施

3.1 开放性问题

在监控中心自动化系统规划设计的时候,不同厂商

所生产设备在接口协议和兼容性上存在显著差异,同时系统性能指标也体现出较大的离散性,制造商过度追求经济效益和系统设计高技术要求之间的矛盾,常常造成系统功能出现不完整性的情况,致使具备高可靠性、多功能集成、单一系统架构且有复杂公共节点特性的先进系统难以被实际采用,当前这个领域缺乏统一的建设规范体系,设计方案大多是基于历史经验来制定的,导致系统开放性过高但运行考量却不够充分,系统结构冗余度较大,其复杂度和适用性之间没能形成合理的对应关系,从运维管理这个维度去看,相关标准化管理体系迫切需要完善。

3.2 运维人员问题

在500kV变电站监控中心运行维护工作里面,人员配置存在着一些亟待解决的问题,采用“监视+开关刀闸全控”这种运维模式,能够实现少人值守,有效降低运维成本并且减少人力投入,但还没办法达到完全无人值守的标准,究其根本原因,一方面监控中心运维人员的专业素质仍需要进一步提升,另一方面,要加强对SCADA/PAS/DTS等自动化系统的操作技能培训,以此确保监控系统能够稳定运行,值得注意的是,监控中心主站系统和厂站自动化系统的维护要求存在明显差异,鉴于监控中心涉及的专业领域广泛、分工精细且标准严格,现有的人员配置常常难以满足实际需求,所以迫切需要培养具备跨专业能力的复合型人才^[2]。

3.3 信号标准问题

在变电站自动化系统的建设进程当中,监控中心和各站点系统之间存在信息定义标准不统一的技术方面难题,这一难题的根源在于对变电站运行管理职能定位存在认知上的偏差,不管是传统变电站开展智能化改造工作,还是进行新建变电站项目建设,都面临着信号命名不够规范的实际问题,具体体现为信号取消、新增或者回路修改之后所产生的信号命名缺少统一标准,因为对全站系统信息规模存在认知上的错误观念,普遍存在“信息交互量越大就越优”这样的错误思想,实践结果表明,这样的认知不但造成监控中心硬件资源需求急剧增加,让系统响应性能出现下降情况,还因为缺乏有效的信息传输监控机制而阻碍了标准化工作的向前推进,针对以上这些问题,建议采取下面这些措施,建立起统

一的信息标准体系,对变电站到监控中心的信息传输实施严格的定性定量规范,相关管理部门要强化数据质量监管工作,确保监控中心自动化系统严格依照既定标准来满足运行需求。

3.4 逻辑认证与误闭锁问题

监控中心自动化系统数据库在逻辑认证机制方面存在明显不足,具体表现为:针对特殊接线方式的遥控参数拓扑结构,未能建立完善的厂站信息、遥控编号与设备属性之间的逻辑关联验证体系,从而引发遥控逻辑闭锁问题。此外,由于系统参数间关联性过强,导致参数修改过程中易出现重复录入、数据偏移等安全隐患,进而可能引发保护装置误动作等运行事故。基于此,建议在自动化系统设计阶段就应构建完善的技术防护体系,并强化安全逻辑验证功能。

3.5 智能告警问题

作为辅助运行人员分析的重要工具,当前智能告警系统的实际应用效果不尽如人意。究其原因,关键在于该系统未能充分契合现有监控系统对保护动作信号的建模机制,同时也缺乏对监控数据特性的针对性考量。建议开展基于监控业务需求的设备故障诊断算法研究,通过构建逻辑图的方式,组织专业技术人员与运行人员共同参与系统搭建,从而提升设备故障告警的精确度以及智能告警功能的整体实用性,为监控中心运行人员的故障处理工作提供有力支持。

结语

当前,随着自动化系统技术持续创新发展,其演进趋势正朝着网络化程度更高、信息化水平更深、智能化特征更显著的方向发展。这一技术演进态势必将有力推动500kV监控中心的建设进程,同时加速实现500kV变电站“无人值守、少人运维”的运营模式转型。

参考文献

[1]李颖杰,黄勇光,程鹏飞.基于物联网技术与分层分布式结构的智能变电站在线监测系统[J].微型电脑应用,2022,38(07):194-196+208.

[2]高梅鹃,刘达,庄建斌,等.基于图像识别技术的变电站视频监控系统设计[J].电子设计工程,2021,29(22):175-179.