35KV 变电站无人值守及供电线路安全管理

肖化秀　江　维
资阳石油钢管有限公司　四川　资阳　641300

摘　要：本文聚焦35kV变电站无人值守模式下供电线路安全管理，阐述了无人值守模式的技术基础、特征及对安全管理的新要求，接着剖析该模式下供电线路安全管理存在的设备状态感知不全面、故障诊断能力不足等问题。针对这些问题，提出构建全息感知体系、完善故障预警机制、强化外部风险管控等优化策略，还强调夯实通信网络基础、健全应急保障体系的重要性，旨在提升供电线路安全管理水平，保障电网稳定运行。

关键词：35kV变电站；无人值守；供电线路；安全管理；智能运维

引言：随着电力技术的不断发展，35kV变电站无人值守模式逐渐成为主流。该模式依托自动化控制、远动通信、智能传感等技术，实现了运行管理集中化、信息采集自动化等特征，有效降低人力成本，提升管理效率。然而，无人值守模式也对供电线路安全管理提出新挑战，传统的管理方式难以适应新模式的需求。在此背景下，深入探讨35kV变电站无人值守模式下供电线路安全管理问题具有重要的现实意义。

1 35kV变电站无人值守模式概述

1.1 无人值守的技术基础与发展历程

35kV变电站无人值守模式的实现，依托于多重技术体系的协同支撑。自动化控制技术是核心基础，通过变电站综合自动化系统实现对断路器、隔离开关、保护装置等设备的远程操控，替代人工现场操作。远动通信技术是关键纽带，采用光纤通信、4G/5G无线网络等通道，将站端设备状态、电气量数据、保护动作信息实时上传至调度中心或集控站，实现远程监视与控制。智能传感技术是感知延伸，通过在线监测装置实时获取变压器油温、开关柜局放、避雷器泄漏电流等关键参数，弥补了无人巡检的感知盲区。从发展历程看，35kV变电站无人值守经历了从试点探索到全面推广的演进过程，早期仅在偏远地区或负荷较轻的站点尝试，随着技术成熟与可靠性提升，目前已覆盖城市配网、工业园区、大型企业用户站等各类场景。

1.2 无人值守模式的主要特征

与有人值守模式相比，35kV变电站无人值守呈现出鲜明的运行特征。一是运行管理集中化，多座变电站的运行监视、操作控制、异常处置统一由集控中心或调度部门承担，实现了人力资源的集约化配置。传统模式下每座变电站需配置3至5名值班人员，无人值守后人员成本显著降低。二是信息采集自动化，站端设备状态、电气运行参数、保护动作记录等信息通过自动化系统自动采集、分类存储，改变了人工抄录、手动填报的传统方式，数据准确性大幅提升。三是设备巡检智能化，以智能巡检机器人、无人机、高清视频等替代人工例行巡检，巡检频次可以灵活调整，巡检覆盖范围更广。四是应急响应远程化，大部分常规操作和故障处置可由远程指挥完成，现场人员仅在复杂故障处置或设备检修时介入，减少了人员进出站区的安全风险[1]。

1.3 无人值守模式对安全管理的新要求

无人值守模式的推广应用，对供电线路安全管理提出了新的要求。其一，风险识别从“人眼观察”转向“数据研判”，值班人员现场巡视的取消，意味着原有的目视检查、耳听异响、鼻闻异味等感官判断手段无法继续依赖，必须建立基于在线监测数据和运行参数的设备状态评估体系。其二，故障响应从“现场处置”转向“远程指挥”，故障发生后，运行人员不再第一时间到达现场，而是通过远程手段进行初步研判、隔离操作，这对通信系统的可靠性、遥控操作的准确性提出了更高要求。其三，安全管理边界从“站内为主”向“站线一体”延伸，无人值守变电站与供电线路的运行状态紧密耦合，单纯关注站内设备已不足以保障供电安全，必须建立覆盖变电站、输电线路、配电线路的全链条安全管理体系。

2 35kV变电站无人值守模式下供电线路安全管理存在的问题

2.1 设备状态感知不全面，隐患发现滞后

无人值守模式下，供电线路的设备状态感知主要依赖在线监测装置和定期巡检。然而，当前在线监测装置的覆盖面存在明显不足。对于35kV架空线路，杆塔倾斜、绝缘子污秽、导线弧垂变化、金具锈蚀等隐患的监测仍以人工巡检为主，巡检周期通常为一个月甚至更长，隐患从发生到被发现存在较长的时间窗口。对于电缆线路，

虽然部分关键节点安装了温度监测、局放监测装置，但整体覆盖率偏低，电缆中间接头、终端头等薄弱环节的实时监控难以保障。不同类型监测装置之间缺乏有效的数据融合，各自形成信息孤岛，难以对设备状态进行综合研判，导致一些渐变性的设备劣化难以被及时发现和预警。

2.2 故障诊断能力不足，响应时效受限

当供电线路发生故障时，快速准确的故障诊断是恢复供电的前提。在无人值守模式下，故障诊断高度依赖自动化系统的分析功能。目前，35kV线路故障指示器的应用较为普遍，但部分老旧指示器仅能提供故障通过的简单信号，无法精确判断故障类型、距离和性质。小电流接地系统单相接地故障的选线准确率仍然偏低，误选、漏选情况时有发生，导致故障处理时间延长。故障录波装置的配置尚不完善，部分变电站缺乏故障录波功能，故障发生后无法获取高质量的波形数据支撑分析[2]。在偏远地区或通信条件较差的线路区段，故障信息上传存在延迟，调度人员难以第一时间掌握故障全貌，影响了故障处置的时效性。

2.3 外部风险防控薄弱，外力破坏防范难度大

供电线路长期暴露在户外环境中，面临的外部风险因素复杂多样。施工机械触碰、树木倒伏、异物挂线、恶劣天气等外力破坏事件，是35kV线路跳闸的重要原因。在无人值守模式下，对外部风险的防控主要依靠人工巡视和群众护线，缺乏全天候、实时化的监测手段。施工密集区域，大型机械作业时与线路安全距离不足的问题时有发生，仅靠定期巡视难以实现有效管控。线路通道内的树障清理往往滞后于树木生长速度，恶劣天气下树线距离不足导致放电跳闸的风险持续存在。风筝、塑料薄膜、防尘网等异物挂线事件突发性强，难以及时发现和处置。部分线路地处偏远，盗窃、破坏电力设施的行为时有发生，缺乏有效的安防监控手段。

2.4 运维管理体系滞后，人机协同不顺畅

无人值守模式的运行，需要与之相适应的运维管理体系。然而，部分供电企业仍沿用有人值守模式下的管理制度和工作流程，导致人机协同不畅。运行监控与现场运维两个环节之间信息传递效率不高，监控人员发现异常后，运维人员到达现场前缺乏有效的核查手段，有时出现误报或漏报导致的无效出动。运维人员的技能结构转型滞后，熟悉传统电气操作的人员较多，而精通智能设备维护、数据分析的人员不足，难以充分发挥自动化系统的效能。运维资源配置与无人值守模式不匹配，部分区域运维班组管辖的变电站数量过多、线路里程过长，运维力量分散，日常巡视和应急抢修的及时性难以保障。

3 35kV变电站无人值守模式下供电线路安全管理优化策略

3.1 构建全息感知体系，提升设备状态监测能力

解决状态感知不全面的问题，关键在于构建覆盖全面、多维融合的全息感知体系。在架空线路方面，推广应用分布式故障监测装置，在线路关键节点部署具有故障定位功能的监测终端，实现线路故障的精准定位。对穿越林区、跨越河流、临近施工区等特殊区段，增设视频监控装置和微气象监测装置，实时掌握外部环境变化。在电缆线路方面，对重要电缆通道及中间接头位置，全面加装光纤测温、局部放电在线监测装置，建立电缆状态预警模型，实现电缆绝缘劣化的早期识别。在感知数据融合层面，建设统一的数据采集平台，整合各类监测装置的数据资源，打通不同系统之间的数据壁垒。引入边缘计算技术，在站端或线路监测终端完成初步的数据处理与异常判别，仅将关键信息和预警信号上传至主站系统，降低通信带宽压力，提高响应时效[3]。

3.2 完善故障预警机制，提高故障处置效率

提升故障诊断与响应能力，需要构建分级预警、智能诊断的故障处理机制。建立故障分级预警体系，根据设备状态参数、运行环境因素、历史故障数据，对线路运行风险进行量化评估，划分正常、注意、异常、严重四个预警等级。不同等级对应差异化的监测频次、巡视策略和处置流程，实现风险的前瞻管控。升级故障选线与定位系统，对于小电流接地系统，推广应用暂态量选线与稳态量选线相结合的综合选线技术，提高单相接地故障的选线准确率。完善故障录波装置配置，确保每座35kV变电站及重要线路分段点具备故障录波功能，为故障分析提供完整的数据支撑。建设故障诊断专家系统，将历史故障案例、保护动作逻辑、设备参数特征等知识结构化，故障发生时系统自动比对分析，向调度人员推送故障性质、影响范围及处置建议，缩短人工研判时间。

3.3 强化外部风险管控，构筑立体防护网络

针对外力破坏防范的难点，需要构建技防、物防、人防相结合的立体防护网络。技防方面，在施工密集区、通道隐患区等重点区域，推广应用激光防外破预警系统、视频智能分析系统，对进入线路保护区的机械、车辆、异物进行自动识别和报警，实现从“被动巡视”向“主动预警”转变。物防方面，对线路通道内的超高树木制定定期清理计划，必要时采取树种置换措施从根源消除树线矛盾。在易受外力破坏的杆塔加装防撞墩、警示

标识、夜间反光设施，提高线路辨识度。对电缆通道密集区段，设置明显的路径标识和警示桩，防止盲目施工破坏。人防方面，建立与城市建设、市政施工、园林绿化等部门的信息共享机制，提前掌握线路周边施工计划，实施精准防控。完善群众护线员制度，发挥沿线群众就近观察的优势，构建群防群治的工作格局。

3.4 创新运维管理模式，优化人机协同机制

适应无人值守模式的运维管理创新，需要从组织架构、业务流程、人才队伍三个层面协同推进。推行“集中监控+区域运维”模式，以集控中心为中枢，负责多座变电站及线路的远程监视、操作指挥和故障研判，以运维班组为前端，负责现场巡视、应急抢修和定期维护，明确两个层级的职责界面与协作流程。优化巡视检修计划，根据设备状态评价结果和风险预警等级，实施差异化巡视，变固定周期巡视为状态导向巡视，提高巡视工作的针对性和有效性。建立缺陷闭环管理机制，从缺陷发现、录入、派单、处置、反馈到销号实现全过程闭环管控。加大复合型人才培养力度，开展自动化系统、数据分析、智能设备维护等专项培训，提升运维人员的数字化素养和故障分析能力。完善激励机制，将故障处置效率、隐患发现率、设备可用率等指标纳入绩效考核，引导运维人员主动提升工作质量。

3.5 夯实通信网络基础，保障远程控制可靠性

无人值守模式下，通信网络的可靠性直接关系到供电安全。应着力提升通信网络的冗余保障能力。对于重要变电站和关键线路区段，采用光纤通信与无线通信相结合的双通道配置，当主用通道中断时自动切换至备用通道，确保监控信息和控制指令的连续传输。完善通信电源保障，确保通信设备在站内交流电源失电情况下仍能维持正常工作。定期开展通信通道测试和切换演练，检验通道可靠性，提升运维人员应对通信异常的能力[4]。对于通信条件较差的偏远站点，可探索采用卫星通信作为应急备用手段，确保极端情况下基本监控信息的传输。同时，加强网络安全防护，按照电力监控系统安全防护规定，合理划分安全分区，部署纵向加密认证装置和入侵检测系统，防范网络攻击和数据篡改风险。

3.6 健全应急保障体系，提升极端情况应对能力

无人值守模式下的应急保障，需要从预案体系、应急资源、联动机制等方面系统加强。健全应急预案体系，针对供电线路常见故障类型，细化应急处置流程，明确远程处置与现场抢修的衔接节点。编制无人值守变电站及线路专项应急预案，涵盖设备故障、自然灾害、外力破坏、网络安全事件等多种场景，增强预案的针对性和可操作性。优化应急资源布局，根据线路分布、交通条件、历史故障发生规律，合理设置应急抢修驻点和备品备件储备点，缩短应急响应半径。配备移动式应急通信设备、便携式检测仪器、应急发电车等装备，提升现场应急保障能力。加强应急联动机制建设，与属地政府、应急管理、消防救援、气象、自然资源等部门建立信息共享和应急联动渠道，实现灾害预警信息及时获取、应急资源高效协同。

结束语

35kV变电站无人值守模式是电力行业发展的必然趋势，对供电线路安全管理提出了更高要求。通过构建全息感知体系、完善故障预警机制等一系列优化策略，能够有效解决当前管理中存在的问题，提升设备状态监测能力、故障处置效率和外部风险防控水平。同时，夯实通信网络基础、健全应急保障体系，可进一步保障远程控制的可靠性和极端情况的应对能力。未来，需持续探索创新，不断完善管理模式，以适应电力行业发展的新需求。

参考文献

[1]赵艳珍.35kV无人值守变电站的管理[J].中国石油和化工标准与质量,2022,42(13):75-77.

[2]王向乐,张成.35kV变电站数字化智能化改造[J].自动化应用,2025,66(15):177-179.

[3]肖明星.35Kv变电站运维管理中的无人值守技术探索与应用[J].电脑校园,2024(13):109-111.

[4]张慧辉.浅谈煤矿35kV变电站运行管理问题[J].矿业装备,2024(1):96-98.