

变电运行风险识别与安全管控机制完善

刘辉亚

国网合肥供电公司，安徽合肥，230001；

摘要：为解决变电运行风险识别不全面、现有安全管控机制滞后及协同不足等问题，以220千伏及110千伏变电站为研究对象，对变电运行风险识别体系构建与安全管控机制完善展开研究。明确设备全生命周期、人员操作与管理、环境与外部因素三类风险的核心识别要点，剖析现有管控机制在设备管控、人员管理、应急处置、协同管控方面的症结，提出设备全周期动态管控优化、人员能力提升与行为管控强化、智能应急管控体系构建、跨环节协同管控机制强化四项关键措施，以期为变电运行安全管理相关人员开展工作提供参考。

关键词：变电运行；风险识别；安全管控机制；数字化转型；220千伏变电站

DOI：10.64216/3104-9664.25.03.048

引言

当前，数字化转型浪潮推动变电站智能化升级，大数据、物联网等技术与变电运行深度融合，既提升了运维效率，也催生了技术适配、数据安全等新型风险。220千伏及110千伏变电站作为电网骨干节点，其运行安全直接关乎电力系统稳定。现有管控机制在动态风险应对、跨环节协同等方面的短板日益凸显，难以适配新形势下的安全保障需求。在此背景下，开展变电运行风险识别体系构建与管控机制完善研究，精准破解现存症结，对筑牢电网安全防线具有重要现实意义。本文以此为出发点，展开系统性探讨。

1 变电运行风险识别体系构建

1.1 设备全生命周期风险识别

220千伏及110千伏变电设备全生命周期风险识别贯穿变电设备投运前、运行中、检修后及退役全流程，精准定位各阶段关键隐患节点是规避系统性故障的核心前提。设备老化与性能衰减风险源于长期负荷运行中的材料损耗、绝缘劣化等不可逆过程，直接影响设备额定参数稳定性，可能导致开关拒动、变压器渗漏等核心故障。设备安装与检修质量遗留风险多与工艺不规范、验收不严格相关，如接线错误、紧固件松动等隐性问题，在特定运行工况下易突发安全事故。设备故障连锁反应风险则体现为单一设备故障向关联系统扩散，如母线故障可能引发多条出线停电，需从全链条视角识别风险传导路径，实现对设备生命周期各阶段风险的全面把控与前置预警。

1.2 人员操作与管理风险识别

人员操作与管理风险是220千伏及110千伏变电运

行安全的核心风险源，其防控关键在于规范人员行为闭环与完善管理体系。违章操作与误操作风险多由操作人员安全意识淡薄、流程执行不严格导致，如带负荷拉合隔离开关、误碰带电设备等行为，直接威胁人身与设备安全^[1]。人员专业能力不足体现在对新型变电设备操作规范不熟悉、故障判断逻辑不清晰，责任意识薄弱则易引发巡检流于形式、操作前安全确认缺失等问题。管理制度缺失与执行不到位进一步放大风险，如缺乏针对性操作细则、监督考核机制不完善，导致部分安全要求沦为形式。统筹规范人员操作行为与优化管理体系，是降低此类风险的核心路径。

1.3 环境与外部因素风险识别

环境与外部因素易引发220千伏及110千伏变电运行非预期安全风险，其显著特征是突发性强、影响范围广，需建立全方位识别体系。高温、暴雨、暴雪、雷电等极端天气易导致设备绝缘击穿、线路覆冰舞动、接地电阻异常等风险，不同天气类型对设备的影响机制存在差异，需精准匹配识别标准。外力破坏与周边环境变化风险涵盖施工机械碰撞设备、树木生长侵入安全距离、周边易燃易爆设施泄漏等场景，此类风险与变电场所周边人类活动强度直接相关。电网波动与外部电源干扰风险源于系统电压暂降、谐波污染、频率偏差等问题，可能导致变电设备误动作、精密监测仪器失效。全面识别此类风险需结合地域环境特征与电网运行工况，构建动态感知体系。

2 现有变电运行安全管控机制问题剖析

2.1 设备管控机制滞后性问题

220千伏及110千伏变电设备管控机制滞后性的核

心症结在于缺乏全周期动态管理思维,难以适配变电设备风险随运行周期动态演变的规律。设备监测手段单一聚焦于传统离线检测,缺乏对设备运行状态的实时动态感知能力,导致设备隐性缺陷难以早期识别,实时预警功能大幅弱化。检修计划多采用固定周期模式,脱离设备实际风险等级差异,既可能造成低风险设备过度检修浪费资源,也可能导致高风险设备检修不及时埋下安全隐患。设备台账管理呈现碎片化特征,不同阶段的设备信息分散存储于不同系统,无法实现全生命周期信息的连贯追溯,制约了对设备风险演变趋势的精准研判,进一步加剧了管控机制与风险实际的脱节。

2.2 人员管理体系不完善问题

人员管理体系不完善的核心问题在于人员培养与监督机制的双重缺失,无法为220千伏及110千伏变电运行操作的规范性与专业性提供可靠保障。变电运维管理方未建立常态化、实战化的培训与技能提升体系,使得运维人员难以持续更新知识储备,无法适配新型变电设备与技术的应用需求。人员操作监督机制存在明显短板,现场操作管控多依赖事后核查,实时监督缺位导致违章操作行为难以被及时发现,且对违章行为的惩戒力度不足,无法形成有效震慑^[2]。岗位权责划分模糊导致运维各环节出现责任真空与重叠,当出现问题时易引发推诿扯皮,显著降低各岗位间的协同配合效率,直接影响整体运维工作的安全有序推进。

2.3 应急处置机制不健全问题

应急处置机制不健全直接导致220千伏及110千伏变电运行风险发生时响应滞后、处置低效,难以有效遏制风险扩散蔓延。应急预案编制多依赖通用模板,未结合变电运行不同风险场景的具体特征进行针对性优化,使得预案内容与实际风险处置需求严重脱节,无法为现场处置提供精准指导。应急演练多流于形式,缺乏实战化场景设计与压力测试,运维人员难以在演练中真正提升应急处置的实操能力与协同配合水平。应急资源配置未遵循风险等级适配原则,存在资源分布不均、关键物资储备不足等问题,且未建立高效的跨部门联动响应机制,导致风险发生时资源调配迟缓,各环节响应衔接不畅,进一步放大风险损失。

2.4 管控协同性缺失问题

管控协同性缺失的本质是各管控环节间存在信息壁垒,导致220千伏及110千伏变电运行安全管控无法形成合力。变电运维、设备检修、电网调度等不同部门间缺乏常态化信息共享机制,风险信息传递存在滞后性

与碎片化问题,使得风险处置过程中各部门难以同步掌握全面信息,协同配合效率低下^[3]。变电运行环节与电网调度、设备检修等环节的衔接缺乏标准化流程,运行状态信息与调度指令、检修计划的传递存在断层,易出现调度指令与现场运行状态不匹配、检修工作与运行需求不同步等问题。管控数据分散存储于各部门独立系统,未建立统一的数据分析平台,无法实现对全流程管控数据的统筹整合与深度分析,制约了基于数据的精准管控决策制定。

3 变电运行安全管控机制完善策略

3.1 设备全周期动态管控优化

220千伏及110千伏变电站设备全周期动态管控优化的核心,是构建覆盖设备投运前、运行中、检修后及退役阶段的全生命周期动态管控体系,结合两类电压等级变电站核心设备特性,通过技术赋能与流程优化提升设备安全运行水平。搭建智能监测平台是实现动态管控的基础支撑,需针对220千伏主变压器、GIS组合电器及110千伏高压断路器、隔离开关等核心设备,整合物联网传感器、在线监测终端等技术,重点对220千伏主变油色谱、绕组温度,110千伏开关机械特性及两类变电站共有的绝缘状态、SF₆气体密度等关键参数进行实时采集与分析,结合边缘计算技术实现数据本地预处理与异常预警,确保设备隐性缺陷早发现、早处置。建立基于风险等级的差异化检修机制,需依托智能监测数据构建适配两类电压等级设备的风险评估模型,按风险等级划分为紧急检修、计划检修、状态检修等类别,替代传统固定周期检修模式,既避免低风险设备过度检修造成的资源浪费,也保障220千伏主变等核心高风险设备检修的及时性。完善设备全生命周期台账管理,需整合两类变电站设备设计、采购、安装、运行、检修等全环节信息,建立统一的数字化台账系统,重点完善设备铭牌参数、预防性试验数据等关键信息的连贯追溯与动态更新,为设备风险演变趋势研判、检修策略优化提供数据支撑,形成“监测-评估-检修-追溯”的全周期管控闭环。

3.2 人员能力提升与行为管控强化

220千伏及110千伏变电站人员能力提升与行为管控强化的核心,是健全人员全流程管理体系,结合两类电压等级变电站操作复杂度差异,通过系统性培养与刚性约束规范操作行为、提升专业素养,筑牢变电运行安全的人员防线。构建常态化、实战化培训与技能考核机制,需结合220千伏及110千伏新型变电设备技术发展

与实际运行风险特点,按电压等级制定分层分类培训计划,内容涵盖220千伏GIS设备操作规范、110千伏线路保护定值核对流程、两类变电站共有的故障诊断逻辑及安全防护知识等核心模块,采用模拟操作、案例研讨、技能比武等实战化培训形式,同时建立动态考核评价体系,将考核结果与岗位晋升、绩效激励直接挂钩,倒逼人员主动提升专业能力^[4]。强化现场操作监督,需依托视频监控、智能巡检终端等技术,针对220千伏主变停电操作、110千伏母线倒闸操作等关键作业实现过程实时管控,明确监督责任主体与管控要点,对违章操作行为实行“零容忍”,建立违章行为台账并严格落实整改闭环,同时加大惩戒力度形成有效震慑,引导人员养成规范操作习惯。清晰划分岗位权责,需基于两类电压等级变电站运行各环节工作内容与风险点,梳理运维、操作、监护等各岗位核心职责与协同边界,避免责任真空与重叠,同时优化人员配置方案,结合人员专业特长与能力水平合理分配220千伏与110千伏变电站岗位,建立跨岗位协同沟通机制,提升各环节配合效率,保障运维工作有序推进。

3.3 智能应急管控体系构建

220千伏及110千伏变电站智能应急管控体系构建的核心,是完善应急处置全流程机制,结合两类电压等级变电站供电范围与故障影响程度差异,通过智能化手段与实战化准备提升风险快速响应与处置能力,有效遏制风险扩散蔓延。优化应急预案需摒弃通用模板依赖,结合220千伏及110千伏变电站设备故障、极端天气、外力破坏等不同风险场景的具体特征,重点针对220千伏主变故障、110千伏母线失压等高频场景,细化应急处置流程、责任分工、操作要点,明确不同场景下的应急响应等级与处置措施,同时建立应急预案动态更新机制,根据设备更新、环境变化、风险演变等情况及时修订完善,确保预案与实际处置需求精准匹配^[5]。开展实战化应急演练需围绕两类电压等级变电站高频风险场景设计演练方案,设置220千伏主变突发跳闸、110千伏线路故障重合闸失败、信息传递不畅、资源短缺等真实压力情境,采用不提前通知的突击演练模式,重点检验人员应急处置实操能力、各部门协同配合效率,演练结束后及时开展复盘总结,梳理存在的问题并制定整改措施,形成“演练-复盘-改进”的提升闭环。

3.4 跨环节协同管控机制强化

220千伏及110千伏变电站跨环节协同管控机制强

化的核心,是打破变电运维、设备检修、电网调度等各环节的信息壁垒,结合两类电压等级变电站在电网中的定位差异,构建全流程协同管控体系,凝聚安全管控合力。搭建一体化信息共享平台是协同管控的核心载体,需整合各部门现有信息系统数据资源,明确针对两类电压等级变电站的信息共享范围、标准与更新频率,重点实现220千伏主变运行状态、110千伏线路负荷数据、检修计划、调度指令、风险预警等关键信息的实时同步共享,为各部门决策制定提供全面、精准的数据支撑,避免信息不对称导致的协同不畅。强化变电运行与调度、检修等环节的衔接配合,需建立标准化衔接流程,明确两类变电站运行状态信息上报、调度指令传达、检修计划对接的具体要求与时限,运行部门及时向调度、检修部门反馈220千伏及110千伏设备运行异常情况,调度部门根据两类变电站运行状态优化区域调度策略,检修部门结合两类变电站运行需求合理制定检修计划,确保各环节工作协同推进。

4 结语

变电运行安全是电网稳定运行的核心支撑,风险识别的全面性与管控机制的科学性直接决定安全保障水平。本文构建的风险识别体系,清晰界定了不同维度风险的核心节点与传导路径;提出的管控完善措施,贴合220千伏及110千伏变电站运行实际,针对性破解现有机制存在的滞后性、不完善性等症结。后续实践中,需结合电网技术升级与地域运行特征,持续优化风险识别标准与管控策略,强化措施落地成效。唯有筑牢风险防控防线、凝聚全环节管控合力,才能有效抵御各类安全风险,为电网安全稳定运行提供坚实保障。

参考文献

- [1] 汤茗茗. 电力负荷增大趋势下城市电网输变电设备运行风险评估研究[J]. 电气技术与经济, 2023, (09): 4-7.
- [2] 高蕾, 李安娜. 变电运维中的危险点及其预控对策[J]. 光源与照明, 2023, (05): 210-212.
- [3] 杨占东, 李强. 现代电网变电运行管理模式分析[J]. 光源与照明, 2021, (07): 123-124.
- [4] 程殿全. 企业电网变电运行管理中风险点及防范措施[J]. 电气时代, 2020, (08): 47-48.
- [5] 李豹, 袁泉, 张蕾, 等. 考虑发电能力匹配性的输变电设备检修优化方法[J]. 电力大数据, 2020, 23(05): 46-53.