

主变保护动作后电气运行值班人员故障判断响应时间优化

刘 懿

云南华电巡检司发电有限公司 云南 红河州 652309

【摘 要】：主变作为电力系统的核心设备，其保护动作后的故障判断与处理速度直接关系到电网的安全稳定运行。本文针对当前电气运行值班人员在主变保护动作后故障判断响应时间过长的问题，结合现场运行实践，从流程优化、技能提升、技术支撑三个维度提出系统性优化措施。通过建立标准化判断流程、强化仿真培训、引入智能辅助决策系统等手段，为电网快速恢复供电提供保障。研究成果对提升电力系统应急处置能力具有重要参考价值。

【关键词】：主变保护；故障判断；响应时间；值班人员；优化措施

DOI:10.12417/2811-0528.25.022.030

1 引言

主变保护装置是保障变压器安全运行的第一道防线，当主变发生内部短路、过负荷、油温异常等故障时，保护装置会迅速动作切断电源，防止事故扩大。据国家电网公司统计，2023 年全国 110kV 及以上变压器保护动作共 3200 余次，其中误动率仅 0.8%，但因故障判断延迟导致的平均停电时间超过 2 小时，远高于国际先进水平（1 小时以内）。电气运行值班人员作为故障判断的核心执行者，其响应速度与判断准确性直接决定了故障处理效率。本文以某地区 220kV 变电站主变保护动作案例为研究对象，通过分析 100 次实际故障的处理数据，构建“时间-流程-能力”三维优化模型，提出可落地的改进措施，并通过现场验证其有效性。

2 主变保护动作后故障判断现状分析

2.1 响应时间构成及占比

对某变电站 2022-2023 年 50 次主变保护动作的故障处理记录进行拆解，发现值班人员的故障判断响应时间由四个部分构成（见表 1）。

表 1 主变保护动作后故障判断响应时间构成表（单位：分钟）

时间构成	平均耗时	占比	主要内容
信息收集阶段	6.2	41.3%	查看保护装置报文、调取监控系统数据、检查现场指示灯
故障类型识别	4.5	30.0%	对比典型故障特征、分析保护动作逻辑、排除误动可能
初步定位阶段	2.8	18.7%	结合一次系统图确定故障区域、判断设备损坏范围
汇报与决策	1.5	10.0%	向调度汇报情况、提出初步处理建议

合计	15.0	100%	——
----	------	------	----

2.2 影响响应时间的关键因素

通过鱼骨图分析，影响响应时间的关键因素可归纳为三类。值班人员对保护原理掌握程度（新员工合格率仅 65%）、应急处置经验（工作年限<3 年的人员判断准确率 72%）、心理状态（突发情况下失误率增加 20%）；缺乏标准化判断步骤（不同班组的判断路径差异度达 40%）、汇报环节冗余（平均需向 3 个层级汇报）、跨专业协同不畅（涉及继保、检修时沟通耗时增加）；保护装置报文可读性差（专业术语占比 60%）、监控系统数据刷新延迟（平均滞后 30 秒）、缺乏智能辅助诊断工具。

3 故障判断响应时间优化措施

3.1 标准化判断流程设计

基于“最小动作单元”原则，将故障判断流程拆解为 7 个标准化步骤，明确每个步骤的操作内容、判断依据和时间阈值（见表 2）。

表 2 主变保护动作后标准化故障判断流程

步骤编号	操作内容	判断依据	时间阈值	责任岗位
1	接收保护动作信号	监控系统告警、音响提示	1 分钟	值班负责人
2	调取保护报文	保护装置液晶显示、后台打印报告	2 分钟	值班员 A
3	检查一次设备状态	断路器位置、隔离开关状态、油温油位	3 分钟	值班员 B
4	对比历史数据	近 24 小时负荷曲线、油温变化趋势	2 分钟	值班员 A

5	排除误动因素	检查 CT/PT 回路、有无振动干扰	2 分钟	值班负责人
6	初步定位故障点	结合主接线图、保护范围划分	2 分钟	值班负责人
7	形成汇报内容	明确故障类型、影响范围、初步建议	1 分钟	值班负责人

注：续表 2。

该流程通过“双人分工、交叉验证”模式，将传统的串行操作改为并行操作，减少重复劳动。例如步骤 2 和步骤 3 可同步进行，由两名值班员分别负责后台数据调取和现场检查，较原流程节省 3 分钟。同时，为每个步骤配备“判断依据可视化手册”，将抽象的保护原理转化为“如果-那么”的决策树，如“若差动保护动作且瓦斯继电器无动作→重点检查套管及引线”。

3.2 分层级技能提升体系

(1) 新员工 (<1 年) 夯实基础技能：实施“1+1”师徒结对培训机制，为每位新员工配备一名具有 5 年以上经验的资深值班员作为导师，签订《师徒培养协议》，明确双方权责与培养目标。培训内容聚焦 6 类典型故障（匝间短路、过励磁、瓦斯保护动作、冷却系统故障、套管闪络、CT/PT 断线）的判断要点，编写《典型故障判断口袋书》，包含故障现象、保护动作特征、检查步骤等可视化内容。引入 VR 仿真培训系统，搭建与变电站实际环境 1:1 还原的虚拟场景，模拟不同故障发生时的声光告警、设备状态变化、保护报文显示等。新员工需完成 200 次模拟操作，其中 100 次为单一故障（如轻瓦斯动作），60 次为复合故障（如差动保护+高温告警同时动作），40 次为误动场景（如 CT 断线导致保护误动）。每次模拟操作后系统自动生成评估报告，分析耗时分布与判断失误点。

(2) 中级人员 (1-3 年) 提升复杂故障处置能力：每月开展 1 次“盲演”训练，从故障案例库中随机抽取案例（隐去故障类型、处理结果等关键信息），仅提供保护动作信号、监控数据等原始信息，要求值班人员在 15 分钟内完成故障判断并提交书面报告。训练结束后组织复盘会，由继保专家点评判断过程中的逻辑漏洞与优化空间。引入“故障沙盘”教学工具，采用模块化积木搭建变电站一次系统模型，通过灯光、传感器模拟故障时的设备状态（如断路器跳闸指示灯亮、油温过高报警灯闪烁）。训练时设置“信息干扰项”（如无关设备的异常信号），提升值班人员在复杂信息环境中的甄别能力。每季度开展 1 次“多场景串联”训练，模拟故障扩大过程（如从套管过热发展为匝间短路），培养动态判断思维。

(3) 资深人员 (>3 年) 培养专家型人才：承担复杂故

障案例编写任务，要求每年完成 5 个典型案例的深度解析，包含故障发展过程、保护动作逻辑、判断关键节点、处置经验教训等内容，案例需通过专家组审核后纳入培训教材。案例编写质量与数量纳入年度绩效考核，占比不低于 20%。每年主导 5 次跨站联合演练，选取多台主变并列运行、涉及跨区域负荷转移的复杂场景，如 220kV 变电站#1 主变故障后，如何快速将负荷转移至#2 主变及相邻变电站，演练内容涵盖故障判断、负荷调整、安全措施等全流程。演练后形成《跨站协同处置手册》，规范不同变电站间的沟通话术与操作标准。推行“技能积分制”，将培训成绩、案例编写、演练表现等转化为积分，积分可用于兑换培训机会、职称评审加分等奖励。每年评选 10% 的“技能标兵”，给予物质奖励与荣誉表彰，激发主动提升技能的积极性。

3.3 技术支撑系统建设

(1) 智能辅助决策系统：在变电站监控系统中植入“主变故障诊断模块”，该模块采用“边缘计算+云端协同”架构，具备三大核心功能。①报文解析引擎：自动采集保护装置动作报文，通过自然语言处理技术提取关键参数（动作时间、差流值、制动电流、瓦斯继电器状态等），转化为通俗描述（如“10:23 差动保护动作，差流值 0.8A，超过整定值 0.5A”），并标注异常参数（用红色字体显示）。解析过程耗时 <1 秒，较人工阅读专业报文节省 2 分钟。②案例匹配系统：基于深度学习算法构建故障诊断模型，将当前故障的特征向量（保护动作类型、设备状态参数、环境因素等）与历史案例库（包含 500+实际案例）进行比对，计算相似度并排序，输出前 3 名的匹配案例及处理建议（如“与 2022 年 5 月 12 日#2 主变故障相似度 92%，建议重点检查高压侧套管”）。案例库每月更新 1 次，纳入最新故障案例。③三维可视化平台：通过三维建模还原变电站物理场景，将一次设备状态（断路器分合位、隔离开关位置）、保护范围（差动保护范围、瓦斯保护覆盖区域）、故障点位置等信息动态叠加在模型上，支持 360° 旋转、局部放大等操作。值班人员可通过鼠标点击查看设备详细参数（如套管介损值、绕组直流电阻），直观理解故障影响范围。(2) 移动作业终端配置：离线存储变电站一次系统图、保护原理图、电缆走向图等 10 类图纸，支持关键词检索（如搜索“#1 主变差动保护”）、缩放（最大放大至原尺寸的 5 倍）、标注（可添加文字、箭头等标记）。图纸更新采用“增量同步”模式，仅下载修改部分，节省流量与时间，检索响应时间 <1 秒。数据传输延迟 <100ms，较传统后台系统查询节省 1.5 分钟。终端内置数据异常预警功能，当检测到参数超出正常范围时自动弹窗提示。远程协作平台内置高清摄像头（1300 万像素）与麦克风，遇到复杂故障时可发起视频连线，邀请后台专家实时指导。支持屏幕共享（将保护报文、图纸等内容同步给专家）、AR 标注（专

家在视频画面中添加标记，指示检查重点），画面清晰度达1080P，语音延迟<300ms。平台还存储专家库信息，可根据故障类型自动推荐匹配的专家（如差动保护故障推荐继保专家）。终端内置“语音助手”功能，支持200+条电力专业指令，如“显示#1主变近1小时油温曲线”“调取#2主变差动保护定值”“拨打调度电话”等，语音识别准确率>95%，减少手动操作耗时。终端外壳采用防摔设计（耐1.5米跌落），电池支持可拆卸更换，适应变电站复杂环境。

3.4 管理制度优化

（1）应急物资前置管理：在控制室设置“故障判断工具包”专用柜，采用“定置管理”模式，工具包内包含便携式红外测温仪（测量范围-50℃~300℃，精度±1℃）、CT变比测试仪（测试范围10~2000/5A）、数字式兆欧表（测量范围0~1000MΩ）、通讯对讲机（通话距离>1km）、手电筒（续航>8小时）等12类工具，每种工具标注“数量、责任人、检查周期”。每日交接班时由值班人员核对工具完整性与状态，发现缺失或损坏立即补充更换，确保取用时间<30秒。（2）分级汇报机制：建立“调度直通”通道，对于明确的单一故障（如轻瓦斯动作、过负荷保护动作），由值班负责人直接向调度员汇报，汇报内容采用“四要素”标准话术（故障时间、故障设备、保护动作情况、初步判断），避免冗余表述。对于复杂故障（如多套保护同时动作、涉及设备起火等），仍按原流程向值班调度、运维中心逐级汇报。该机制实施后，单一故障的汇报时间从3分钟缩短至1-2分钟。（3）定期复盘与持续改进。每月召开“故障处理复盘会”，对当月所有故障案例进行“时间切片”分析，将判断过程分解为多个时间节点（如“接收信号→开始检查”“获取报文→识别故障类型”），统计每个节点的耗时，找出超过阈值的环节。例如发现某站多次因保护报文打印缓慢导致延误（原打印时间1.5分钟），随后将打印机升级为高速激光打印机，并设置“自动打印”功能（保护动作后10秒内自动打印报文），使打印时间缩短至30秒。形成《优化改进清单》，明确整改措施、责任部门、完成时限，整改完成后进行效果验证，确保改进措施落地见效。

参考文献：

- [1] 肖诚龙,张彬.基于某地区变电站2号主变差动保护动作事故分析研究[J].自动化应用,2025,66(S1):257-259
- [2] 付强.变电站主变差动保护动作跳闸原因与预防策略[J].光源与照明,2024,(09):177-179.
- [3] 徐拓.变压器发展性故障对线路主变保护动作的影响及应对策略[J].光源与照明,2024,(02):165-167.
- [4] 王松,岑荣佳.配电网线路异名相跨线故障引起的主变保护动作分析[J].农村电气化,2023,(08):48-52.
- [5] 李秋思,张训培,兰宁远,等.110kV主变低后备保护动作事故应急处理[J].电工技术,2023,(10):203-205.

4 应用效果验证

（1）试点变电站数据对比：选取两座规模相同的220kV变电站（A站为试点站，B站为对照站），在2024年1-6月进行对比试验。A站实施上述优化措施，B站保持原有模式，平均响应时间A站从14.8分钟降至7.6分钟，缩短48.6%；B站基本维持在15.2分钟；故障判断准确率A站从85%提升至98%，B站为86%；平均停电时间A站从135分钟降至82分钟，减少39.3%。典型案例2024年3月15日，A站#2主变差动保护动作，值班人员按标准化流程操作，1分钟接收信号，2分钟调取报文（显示差流值0.8A），3分钟完成现场检查（发现220kV侧套管漏油），2分钟对比历史数据（负荷正常无波动），最终在7分钟内完成故障判断，确定为套管闪络导致的内部短路，比优化前节省8分钟。（2）经济效益分析：按该地区平均售电单价0.65元/kWh，主变容量120MVA计算，每次故障减少停电时间53分钟，可多供电量120MVA×53/60h≈106MWh，对应经济效益106×10³×0.65≈6.89万元。若在该地区20座同类变电站推广，年均可减少停电损失约200万元。同时，因判断准确率提升，误动情况下的不必要停电次数从年均3次降至0.5次，节省重合闸操作及设备冲击成本约50万元/年。

5 结论

主变保护动作后的故障判断响应时间优化是一项系统工程，需要流程、人员、技术三管齐下。本文提出的标准化流程通过并行作业和明确阈值，解决了“步骤混乱”问题；分层培训体系结合VR仿真和实战演练，提升了不同层级人员的技能水平；智能辅助系统则通过技术手段缩短了信息获取和分析时间。三者协同作用，使试点变电站的平均响应时间控制在8分钟以内，验证了措施的有效性。未来可引入数字孪生技术，构建主变全生命周期的故障预警模型，将被动判断转为主动预防；探索“无人值班+远程诊断”模式，通过机器人巡检替代人工现场检查，进一步缩短响应时间；建立跨区域的故障案例共享平台，形成标准化的处置方案库，提升全网的应急处置能力。