配电变压器运行隐患排查及维护管理策略

黄永权

（中山市长江电气安装工程有限公司，广东 中山 528400）

摘 要 配电变压器作为配电网的核心设备，承担电压变换、电能分配的关键职能，其运行状态直接决定城乡配电网供电可靠性。受负荷波动、环境侵蚀、设备老化、运维不到位等多重因素影响，配电变压器运行过程中易出现过热、渗漏油、绝缘劣化、接地异常等各类隐患，严重时引发设备烧毁、停电事故，威胁电网安全与用户用电安全。本文结合配网现场运维实际，归纳配电变压器常见运行隐患类型，分析隐患形成诱因，阐述隐患排查的重点内容与技术方法，从日常巡检、状态检测、故障处置、运维制度、人员能力等维度提出针对性维护管理策略，以期为配电变压器安全稳定运行提供技术参考。

关键词 配电变压器；隐患排查；设备维护；配电网；运行管理

中图分类号：TM421 **文献标志码**：A **DOI**：10.3969/j.issn.2097-3365.2026.28.030

0 引言

当前，城乡用电负荷持续增长，配电变压器数量规模不断扩大，设备长期处于高负荷、多工况运行环境。配电变压器分布范围广，大量设备安装于户外，常年经受高温、雷雨、潮湿、沙尘等外界环境影响，设备部件会逐步发生老化损耗。部分基层运维存在重故障抢修、轻日常维护的现象，隐患排查流于形式，早期缺陷无法及时识别，小隐患逐步演变为重大设备故障，造成区域停电，给居民生活、工商业生产带来损失。做好配电变压器隐患排查，构建科学完善的维护管理体系，能够降低设备故障概率，延长设备服役寿命，提升配网供电可靠性，对保障配电网安全运行具有现实意义。

1 配电变压器主要运行隐患及成因分析

1.1 渗漏油隐患

渗漏油是配电变压器最为普遍的故障隐患。变压器密封胶垫长期受温度冷热交替、紫外线照射出现老化开裂；法兰连接螺栓松动、箱体焊缝锈蚀开裂；套管密封部位破损，均会造成变压器油渗漏。变压器油承担绝缘、散热作用，漏油会造成油位下降，内部散热能力降低，绝缘性能下降，极易引发绕组过热击穿。部分渗漏位置隐蔽，轻微渗油不易被巡检人员发现，长期发展将加剧设备损坏。

1.2 过热发热隐患

变压器过热分为本体过热与接线部位过热。一方面用电负荷持续攀升，变压器长期过载运行，绕组损耗增大，本体温度异常升高；另一方面接线端子、引线接头安装工艺不到位，接触电阻偏大，运行中发热氧化，形成恶性循环。夏季用电高峰时段，过载发热问题尤为突出，高温会加速绝缘材料老化，缩短变压器使用寿命，严重时造成绕组烧毁。

1.3 绝缘性能劣化隐患

户外环境下，潮气、雨水、粉尘容易侵入变压器内部，造成绝缘油受潮、绝缘套管积污闪络。绝缘油经过长时间运行会发生氧化变质，产生杂质，降低绝缘强度。套管表面污秽严重，遇到阴雨大雾天气，容易发生套管闪络放电，诱发短路故障。绝缘属于隐性缺陷，设备外观无明显异常，依靠肉眼巡检很难发现，属于高风险隐患。

1.4 接地与防雷隐患

配电变压器接地装置锈蚀、接地极腐蚀流失，会造成接地电阻超标；防雷避雷器老化失效、避雷器引线连接松动。雷雨天气遭受雷击时，过电压无法有效泄放，过电压侵入变压器内部，击穿绕组绝缘，造成变压器损毁。很多老旧台区接地装置埋设于地下，腐蚀情况无法直观观察，接地隐患具有较强隐蔽性。

1.5 附属部件异常隐患

分接开关接触不良，会造成接触点发热，输出电压偏移；油位计、温度计损坏，无法真实反馈设备运行参数；呼吸器硅胶失效未及时更换，空气中水汽持续进入油箱内部；变压器外壳锈蚀，防护能力下降。

作者简介：黄永权（1991-），男，本科，工程师，研究方向：电气工程及其自动化。

附属小部件故障，往往容易被运维人员忽视，逐步诱发主设备故障。

1.6 人为及外部环境带来隐患

动物闯入造成相间短路；树木树枝距离变压器、引线过近引发放电；外力碰撞损坏箱体；运维操作不规范，检修遗留缺陷。同时，部分老旧设备运行年限超期，部件老化严重，设备本体先天缺陷，进一步放大运行风险。

2 配电变压器隐患排查主要内容与技术手段

隐患排查主要划分为人工现场巡检、仪器设备检测两大类别，实际工作当中需要将日常巡视、专项隐患排查、停电试验检测等工作方式有机结合，统筹兼顾设备表面可见缺陷与内部不易察觉的隐蔽缺陷，真正实现显性、隐性隐患的全方位覆盖，避免出现漏查、错查问题。

2.1 外观现场人工排查

运维人员现场开展人工外观巡检，重点检查变压器箱体外壳有无变形锈蚀，各法兰、密封垫等密封位置有无渗油漏油现象，观察油枕油位是否保持在设备铭牌标注的标准区间；仔细查看套管有无破损、裂纹、积污放电痕迹；观察接线端子有无氧化变色、发热烧蚀痕迹；检查呼吸器硅胶是否变色失效；核查接地引线有无断裂锈蚀；同时排查设备周边环境是否存在树木、杂物、动物巢穴等外部风险，仔细记录设备运行噪声、有无异常震动异响等直观运行状态信息。

2.2 带电检测技术排查

充分运用各类带电检测技术开展排查工作，采用红外测温技术，对接线端子、套管、箱体、各连接接头开展多点温度检测，有效识别接头过热、本体局部发热缺陷；利用油色谱检测，提取变压器本体油样开展专业化验分析，判断变压器内部有无局部放电、过热故障；通过接地电阻测试仪，定期测量接地电阻数值，校验接地系统是否满足规程达标要求；对避雷器开展带电测试，判断避雷器性能是否出现劣化。带电检测无需设备停电，可在设备正常运行状态捕捉早期隐性隐患。

2.3 停电试验排查

在设备停电检修阶段，开展绕组直流电阻、绝缘电阻测试，细致检查分接开关接触状态是否良好；现场校验油位、温度指示装置，确认仪表显示数据真实可靠；对老化严重、指标超标的绝缘油进行过滤或者直接更换，从设备内部层面全面排查潜在缺陷。

2.4 数据台账比对分析

完整收集变压器历史运行负荷、运行温度、历年检修记录等档案资料，横向、纵向对比设备运行参数变化趋势。当出现设备负荷正常但温度异常升高，油位不明原因下降等异常数据，不能简单忽略，需要开展深度排查，挖掘设备内部存在的隐蔽隐患。

3 配电变压器维护管理优化策略

3.1 落实分级常态化巡检机制

建立日常巡视、季度专项排查、雷雨季节重点巡检相结合的巡检制度。日常巡视重点关注油位、渗漏油、外部接线、周边环境；高温负荷高峰时期，增加夜间特巡，重点排查接头发热；雷雨季节重点核查接地、避雷器运行状态。对老旧台区、高负荷台区提高巡检频次，杜绝巡检走过场。同时，做好巡检台账记录，发现隐患分类登记，明确隐患等级，区分一般隐患、重大隐患。

3.2 强化隐患闭环处置管理

建立“隐患发现—登记—派工—整改—复核销号”闭环管理流程。轻微渗漏油、硅胶变色等一般隐患限期整改；绕组过热、接地失效、油位严重偏低等重大隐患，及时安排停电处置，禁止设备带重大隐患长期运行。杜绝只排查不整改的现象，整改完成后复核验收，确认隐患彻底消除才可销号。同步更新设备档案，记录隐患原因、处置措施，为后续运维提供参考[1]。

3.3 做好设备负荷管控，规避过载运行

结合台区用电数据，动态监测配电变压器负载率。用电高峰来临前提前开展负荷预测，负载长期超标的变压器，及时采取负荷分流、增容改造措施，避免设备长期过载。合理调节分接开关，保障输出电压质量，分接开关操作完成后测试直流电阻，确认接触良好，防止调整不到位带来新故障。

3.4 规范检修与材料质量管理

检修作业严格执行工艺标准，密封垫、螺栓、呼吸器、避雷器等配件选用合格产品。变压器渗漏油处理，更换老化密封件，控制螺栓紧固力矩，避免过紧造成密封垫挤压破损。检修作业完毕，核对油位，检查密封效果。绝缘油定期取样化验，指标不合格及时滤油或者换油。设备存放、检修过程做好防护，防止潮气杂质进入油箱[2]。

3.5 提升智能化运维应用水平

积极运用红外测温、油色谱在线监测、台区智能终端等数字化手段，实时采集变压器负荷、温度、电

压等运行数据。依靠后台系统实现异常告警，改变完全依靠人工巡检的模式，及时捕捉早期缺陷。利用大数据分析，对设备健康状态进行评估，由故障抢修模式向状态检修模式转变，根据设备实际健康情况安排检修，减少不必要停电[3]。

3.6 完善管理制度，提升运维人员专业能力

完善配电变压器运维检修规程，明确巡检项目、检修标准、隐患判定标准。定期组织运维人员开展技术培训，熟悉变压器各类隐患特征，掌握红外测温、油样采集、接地电阻测试等实操技能，提高隐患识别能力。落实岗位责任，将设备运维责任落实到人，强化作业过程监督，减少人为检修缺陷。同时加强设备全生命周期管理，对于老化严重、缺陷频发，无维修价值的老旧变压器，及时申报更新改造，从源头降低运行风险[4]。

3.7 做好外部环境风险防控

运维过程及时清理变压器周边过高树木，清除设备周边杂物，封堵箱体孔洞防范小动物侵入；做好防撞防护，避免外力破坏。开展台区安全宣传，提醒用户不要私拉乱接，减少异常负荷冲击，降低外部因素带来的设备故障[5]。

4 工程案例实践

4.1 项目概况

某城区老旧供电片区共计12台10 kV油浸式配电变压器，投运年限8年～14年，台区覆盖居民与小型商业用户。改造前设备存在渗漏油、接头发热、接地电阻超标、呼吸器失效等多项典型缺陷，故障报修频次较高，夏季高峰时段供电可靠性不足。项目将上文提出的隐患排查与全过程维护管控策略落地实施，开展集中隐患治理，建立闭环运维管理机制。治理前后关键指标对比见表1。

表1 配电变压器隐患治理前后指标对比

指标	治理前	治理后
设备隐患总数量	36项	3项
年度故障报修次数	17次	2次
接头最高红外测温温度	132 ℃	64 ℃
接地电阻不合格台数	5台	0台
台区供电可靠率	98.72%	99.86%

4.2 项目实施过程

项目首先开展全覆盖隐患排查，综合人工巡检、红外测温、接地电阻测试、油质化验手段，全面统计渗漏油、接头发热、接地失效、附属部件损坏等缺陷，划分一般、重大隐患等级，建立隐患台账。其次落实分级巡检，老旧变压器提高巡检频次，高温、雷雨季节增加特巡；对渗漏油设备更换密封胶垫，对接头过热部位重新处理接触面，更换老化避雷器与接地极；严格执行材料进场检验，对呼吸器、密封件、避雷器等配件抽样检测。最后开展运维人员专项实操培训，落实隐患“发现—登记—整改—复核销号”闭环管理，引入红外测温、台区终端开展常态化在线监测，清理设备周边树障，封堵箱体孔洞防范小动物短路。

4.3 实施效果

经过为期4个月集中治理，大部分设备隐患得到消除，仅剩余3项不影响运行的一般外观缺陷。项目投运一年，变压器本体、接头发热、接地等问题得到有效遏制，故障报修大幅下降，台区供电可靠性显著提升，验证了本文隐患排查与维护管理策略具备良好的工程实用性，可为同类型老旧台区运维工作提供实践参考。

5 结束语

配电变压器作为配网末端关键设备，运行隐患种类多，部分隐患隐蔽性强，如果排查维护不到位，极易引发停电事故。运维工作不能只聚焦故障之后抢修，应当把工作重心前置，做好常态化隐患排查，综合人工巡检、带电检测、停电试验多种手段，精准识别渗漏油、过热、绝缘劣化、接地失效等各类缺陷。通过健全巡检体系、落实闭环隐患治理、管控设备负荷、推广状态检修、强化人员管理等多项举措，持续提升配电变压器维护管理水平，及时消除各类安全隐患，保障配电变压器安全可靠运行，切实提升城乡配电网供电质量。

参考文献：

[1] 许华荣.配电变压器故障分析及排除实例[J].农村电气化,2025(02):42-44.
[2] 夏旺.10kV配电变压器故障分析与诊断技术研究[J].现代工业经济和信息化,2021,11(10):133-134,139.
[3] 宋嘉琚,胡月龙,张楠,等.10kV配电网配变故障分析及处治措施研究[J].电力设备管理,2025(19):15-17.
[4] 刘西沉.配电变压器日常运行维护问题研究[J].电子世界,2020(06):167-168.
[5] 邵芳.基于监督机器学习的配电网电力智能运维检修研究[J].自动化技术与应用,2024,43(11):169-173.