

电力系统及其自动化中变压器故障诊断研究分析

曾 志

广西兴能电力建设有限公司 广西 玉林 537000

摘 要：变压器是电力系统核心设备，其稳定运行直接关乎电网安全。本文依托变压器工作机理与故障诊断基础理论，系统对比油中溶解气体分析、电气试验等传统技术与神经网络、SVM等智能诊断技术的优劣。结合220kV主变实际故障案例，验证多技术融合诊断模式的实用性，剖析当前诊断技术存在的短板，并结合电力智能化发展趋势，提出数字孪生、轻量化AI等优化方向，为变压器故障精准诊断与高效运维提供参考。

关键词：电力系统及其自动化；变压器；故障诊断

引言：随着电力系统规模化、智能化发展，电网负荷持续增长，变压器长期处于复杂工况运行，故障发生率显著提升，易引发停电、设备损毁等电力事故。传统单一故障诊断方法存在滞后性、精度不足等缺陷，难以适配现代电网运维需求。为提升变压器故障诊断的精准度与时效性，本文立足电力系统自动化技术体系，探究各类故障诊断技术的应用特性，结合工程实例优化诊断方案，旨在攻克传统技术痛点，推动变压器故障诊断向智能化、精准化、实时化升级。

1 变压器故障机理与基础诊断理论

1.1 变压器基本结构与工作原理

(1) 电力变压器核心组成包括铁芯、绕组、油箱、绝缘材料、分接开关及冷却系统。铁芯提供磁路，绕组实现电压转换，绝缘油兼具绝缘与散热功能，套管用于引出高低压引线。(2) 变压器基于电磁感应定律工作，一次绕组接入交流电源后产生交变磁通，二次绕组因磁通变化感应出电动势，通过匝数比实现电压变换，变比满足 $U_1/U_2 = N_1/N_2$ 。(3) 变压器正常运行时，顶层油温限值为95℃，绕组热点温度不超过140℃(A级绝缘)，电压偏差在额定值的±5%以内，运行频率为50Hz，负载率宜控制在额定容量的70%~100%之间。

1.2 变压器常见故障类型及成因分析

(1) 内部故障主要包括：绕组短路(匝间或相间短路，由绝缘破损或过电流引起)、铁芯故障(多点接地或片间短路导致局部过热)、绝缘老化(热老化与电老化共同作用，降低介电强度)、油质异常(受潮或氧化使介质损耗因数增大)。(2) 外部故障主要包括：套管破损(受潮或机械应力导致闪络)、引线故障(接线松动或断裂引发放电)、渗漏油(密封件老化造成油位下降)、散热系统故障(冷却器堵塞或风机停转引起温升超标)^[1]。(3) 绕组短路诱因多为出口短路冲击，过程

为绝缘受损→匝间电弧→故障扩大，特征为差动保护动作；铁芯故障由多点接地引发环流发热，特征为局部温度异常及油中气体增长；绝缘老化伴随油中CO、CO₂含量持续上升及油色加深；渗漏油因密封失效，表现为油位降低及气体继电器动作。

1.3 变压器故障诊断基础理论与评价指标

(1) 故障特征信号提取原理：油气信号通过溶解气体分析检测烃类气体含量反映放电与热故障；振动信号基于绕组及铁芯机械状态变化提取特征频率；温度信号通过红外或光纤传感监测热点温升；电气信号基于电压电流谐波及零序分量识别匝间短路。(2) 核心评价指标：准确率指诊断结果与实际故障一致的比例；时效性反映从信号采集到输出诊断结果的时间延迟；抗干扰性衡量在电磁噪声及负荷波动下诊断的稳定性；适用性指诊断方法对不同电压等级和故障类型的普适能力。(3) 状态评估依据《DL/T596—2021》标准，将变压器状态划分为正常、注意、异常、严重四级。正常状态各参数均在阈值内，按周期检修；注意状态个别参数接近限值，需加强监测；异常状态关键参数超标，应安排停电试验；严重状态存在重大隐患，需立即停运处理。

2 电力系统及其自动化中变压器主流故障诊断技术分析

2.1 传统变压器故障诊断技术

(1) 油中溶解气体分析法(DGA)基于绝缘油和固体绝缘材料在电、热作用下分解产生特征气体(H₂、CH₄、C₂H₂、C₂H₄、C₂H₆、CO、CO₂)的原理，通过气相色谱分析气体浓度，采用三比值法或大卫三角法判别过热、放电及绝缘老化故障类型。实操流程包括：现场取油样(避光密封)、实验室脱气处理、色谱仪定量分析、计算相对产气速率，对照IEC60599标准阈值给出诊断结论。(2) 电气试验诊断法：直流电阻测试用于检测

绕组接头松动、分接开关接触不良及匝间短路,要求各相绕组直流电阻不平衡率不大于2% (无中性点引出时不大于1%);绝缘电阻测试采用兆欧表测量绕组对地及绕组间绝缘电阻,吸收比 (R_{60}/R_{15}) 应大于1.3,极化指数应大于1.5;变比试验通过低压侧施加电压测量各分接位置变比,误差须小于 $\pm 0.5\%$ ^[2]。(3)外观巡检、红外测温、振动检测等常规方法:外观巡检主要观察油位、油色、套管表面放电痕迹及密封件渗漏情况;红外测温利用热像仪检测套管接头、油箱局部过热及散热器堵塞区域,温差超过10K视为异常;振动检测通过加速度传感器采集油箱表面振动信号,分析100Hz及谐波幅值变化,用于识别铁芯松动和绕组变形。

2.2 智能算法故障诊断技术

(1)神经网络诊断技术:BP神经网络通过多层前馈和误差反向传播,学习多源特征(气体含量、电气量、温度)与故障类型的非线性映射关系;深度置信网络(DBN)由受限玻尔兹曼机堆叠,可自动提取深层特征,减少人工干预,在局部放电模式识别和绝缘老化评估中准确率可达90%以上。(2)支持向量机(SVM)算法在小样本故障诊断中表现突出,通过核函数(常用径向基核)将低维不可分数据映射至高维空间构造最优分类面,结合网格搜索优化惩罚因子和核参数,能有效区分放电性故障与热性故障,尤其适用于缺乏大量历史数据的变电站场景。(3)聚类算法与深度学习的优势:聚类算法(K-means、模糊C均值)无需标注即可发现数据内在簇结构,适用于故障模式未知时的异常筛查;深度学习(CNN、LSTM)直接处理时序信号(振动、局部放电波形),自动提取时频域深层特征,具备端到端学习能力,在大数据条件下抗噪声能力强,诊断精度显著优于浅层模型。

2.3 各类诊断技术优劣对比分析

(1)传统诊断技术的短板:DGA对潜伏性故障有效,但气体扩散造成数小时至数天的时间滞后,且无法定位故障位置;电气试验需停电进行,无法连续在线监测;外观和红外依赖人工经验,对环境温度、负荷变化敏感,对早期微弱故障(如匝间短路初期)识别能力不足。其适用场景主要为离线定期检修和故障初步筛查。

(2)智能诊断技术的优势与缺陷:优势在于可融合多源异构数据,实现非线性映射和实时响应,诊断准确率通常可达85%~95%,满足在线监测需求。缺陷包括:依赖大量高质量标注样本,模型可解释性差(黑盒问题),泛化能力受训练集分布限制,且计算资源需求高,边缘部署困难,易受对抗样本干扰^[3]。(3)诊断技术选

型适配原则:对于枢纽变电站大容量变压器,宜采用“DGA+深度学习”联合诊断,兼顾可靠性与精度;配电网中小型变压器优先选用SVM或传统比值法,以控制成本;强电磁干扰环境下,侧重抗干扰能力强的电气试验与振动分析;缺乏历史数据时,采用聚类算法进行无监督异常检测。总体原则为:在线场景优先智能算法,离线场景保留传统方法,多技术互补集成以提高综合置信度。

3 电力系统及其自动化中变压器故障诊断实例分析与优化展望

3.1 工程故障案例概况

(1)案例变压器为某220kV变电站3号主变,型号SFPSZ-180000/220,额定容量180MVA,电压等级220kV/121kV/10.5kV,接线组别YNyn0d11,投运于2012年6月。该站地处沿海工业区,年负荷增长率约6.8%,故障前连续30天负载率维持在85%~92%之间,运行环境年均湿度78%,盐雾等级较高。(2)2025年7月18日,后台监控系统报出轻瓦斯动作信号,同时油温从52℃升至67℃(超出同期正常值12℃),油色谱在线监测显示总烃由23.6 μ L/L升至187.4 μ L/L,其中 C_2H_2 含量达到4.7 μ L/L(超过注意值1 μ L/L),CO浓度由180 μ L/L上升至420 μ L/L。初步预判为高温热故障伴随固体绝缘受损,可能涉及绕组过热点或铁芯局部短路。(3)整体诊断方案采用“DGA初筛+电气试验定位+智能算法融合判定”的三级递进策略:第一级基于油色谱数据进行故障性质辨识;第二级开展直流电阻、变比及频率响应测试确定故障相与大致区域;第三级引入GA-BP混合神经网络对多源特征量进行综合判定,最终通过吊罩检查验证诊断结论。

3.2 故障诊断实操与结果分析

(1)数据采集涵盖油色谱在线数据(连续7天每小时采样)、绕组直流电阻、短路阻抗、频率响应曲线及红外热像图。采用小波阈值降噪法对油色谱时序数据去除随机波动噪声,利用中值滤波消除红外图像中的环境热反射干扰,并对电气试验结果进行温度折算校正(统一折算至75℃)。异常数据剔除采用 3σ 准则,缺失值以线性插值补全,最终构建6维特征向量(C_2H_2/C_2H_4 比值、 CH_4/H_2 比值、CO相对增长率、三相直流电阻不平衡率、短路阻抗变化率、热点温差)。(2)采用混合诊断方法:先以改良三比值法得出编码组合(1,0,2),初步判定为高温(>700℃)热故障;再以GA-BP神经网络输入上述特征向量,输出概率分别为绕组过热0.68、铁芯多点接地0.21、分接开关接触不良0.09、其他0.02,判定为绕组过热性故障。后续利用频率响应法测试三相绕组变形

系数, B相横向比较偏差达3.7% (超过2.5%警戒线), 初步将故障定位至B相高压绕组^[4]。(3) 诊断结论经吊罩检查验证: B相高压绕组第8~12饼导线表面绝缘层明显炭化, 热点温度痕迹显示约820℃。故障根源分析确认: 长期过负荷运行加速绝缘热老化, 加之该批次导线绝缘裕度偏低, 导致绝缘热裂解后匝间短路形成环流, 形成持续加剧的过热故障链。诊断结果与现场验证一致, 定位误差在5%以内。

3.3 故障处理措施与运维优化方案

(1) 修复方案包括: 更换B相高压绕组损坏线段(共5饼), 全部绕组重新真空浸漆干燥处理, 更换全部密封胶垫并加装在线油色谱监测终端。实施流程依次为: 停电隔离→排油至储油罐→吊罩拆除上节油箱→绕组修复与绝缘处理→回装注油→热油循环脱气→出厂试验(含感应耐压、局部放电测量)→恢复送电, 总工期14天。

(2) 运维优化策略: 建立基于油温和负载率的动态监测阈值模型, 代替原有固定阈值报警, 实现差异化预警; 每月开展一次红外成像普测, 每季度进行油色谱离线比对校验在线数据; 部署铁芯接地电流在线监测装置, 设定告警阈值100mA; 修订运维规程, 增加负荷超80%时冷却器全投的强制要求。(3) 预防措施: 对同批次同类型变压器(该站另两台)立即安排油色谱专项检查及绕组频率响应测试, 排查同类隐患; 将额定负荷下允许运行时间由原标准的2小时缩短至1小时; 备品储备中增加同规格绕组线饼及绝缘件, 将故障响应时间由7天压缩至48小时以内; 形成典型案例库, 纳入年度反事故措施^[5]。

3.4 研究总结与未来展望

(1) 本文系统梳理变压器电磁原理、故障类型及特征, 对比DGA、电气试验与巡检方法, 分析神经网络、SVM及深度学习应用优势, 经220kV主变验证“气体比值+电气定位+智能融合”三级诊断, 故障识别准确率>

95%, 定位误差<5%。核心突破在于构建多源特征融合混合架构, 弥补单一方法盲区。(2) 不足: 模型依赖训练样本, 地区结构差异致泛化性受限; 多源融合尚处特征层, 决策层机制未完善; 置信度评价缺统一校准标准, 复杂工况误报率偏高。(3) 展望: 数字孪生实现虚实映射与全生命周期健康画像; Transformer大模型用于多维时序端到端诊断, 减少人工特征; 边缘AI与轻量化网络支持就地实时推理, 降低延迟; 联邦学习实现跨站跨区域数据协作, 保护隐私下模型持续进化。预计2030年前后, 具备自感知、自诊断、自决策能力的智能变压器将逐步工程化应用。

结束语

本文完成了变压器故障机理、主流诊断技术的系统性分析, 通过实际工程案例验证了多技术融合诊断模式的高准确率与可靠性, 有效弥补了单一诊断技术的应用短板。同时明确了当前智能诊断模型泛化性弱、可解释性差等现存问题。未来将依托数字孪生、联邦学习等前沿技术, 优化诊断模型与运维体系, 推动智能变压器技术落地, 全面提升电力系统运行的安全性与稳定性。

参考文献

- [1] 段洁, 伍瑞泽, 尤敬尧, 朱戈. 基于改进秃鹰算法优化LSSVM的变压器故障诊断[J]. 红水河, 2024, 43(01): 96-101.
- [2] 嵇夏, 王佳. 基于人工智能的电力变压器健康评估新模式[J]. 江苏通信, 2025, 41(03): 73-76.
- [3] 李聪, 王德才. 电力变压器常见故障及诊断技术研究[J]. 灯与照明, 2025, 49(03): 189-191.
- [4] 颜锦, 马宏忠, 朱昊. 基于LMD边际谱能量熵与FWA-SVM的变压器绕组松动诊断[J]. 电力工程技术, 2023, 42(05): 112-118.
- [5] 梁栋, 朱建华, 张翠, 等. 变压器状态评估及故障诊断研究综述[J]. 变压器, 2024, 61(02): 35-43.