

变压器几种试验项目对故障判别的作用

杨 碧

中广核新能源投资（深圳）有限公司山西分公司 山西 太原 030000

摘要：变压器安全稳定运行是电力系统可靠供电的关键，各类试验是判别设备故障的核心手段。本文围绕绕组电气、绝缘性能、油色谱、局部放电等核心试验项目，阐述各类试验的故障判别原理，分析不同试验对绕组、绝缘、铁芯过热等故障的判别价值。结合实际工程案例验证多试验互补判别优势，指出现有技术短板，提出智能化、标准化的故障判别优化方案，为变压器故障精准诊断与运维保障提供参考。

关键词：变压器；几种试验项目；故障判别；作用

引言

变压器作为电力电网的核心枢纽设备，长期运行中易受电、热、机械应力及环境因素影响，产生绝缘老化、绕组接触不良、铁芯过热等潜伏性故障，极易引发设备停运事故。常规单一试验存在判别局限，难以精准识别早期隐性缺陷。为提升故障判别准确率，本文系统梳理变压器核心试验项目的判别原理与应用场景，结合典型工程案例分析试验互补特性，探索优化判别技术的有效路径。

1 变压器基础试验项目及故障判别基本原理

1.1 绕组电气特性试验及判别原理

（1）绕组直流电阻试验基于欧姆定律，通过向绕组施加直流电流并测量端电压，计算电阻值，旨在检测导电回路完整性，包括接头焊接质量、分接开关接触电阻及绕组断股等缺陷。（2）变比试验通过施加低压电源并测量高低压侧感应电动势之比，校验绕组匝数匹配性，可有效排查匝间短路、层间绝缘破损及分接错位等异常，确保电压变换精度。（3）当直流电阻三相不平衡率超2%（无中性点引出时线间差超1%）、或变比偏差超额定分接 $\pm 0.5\%$ 时，可判定绕组存在接触不良、匝间短路或断路不对称故障，需结合历史数据综合定位异常相。

1.2 绝缘性能试验及判别原理

（1）绝缘电阻与吸收比试验采用兆欧表施加直流电压，测量60s与15s绝缘电阻比值（吸收比），若吸收比 < 1.3 （或极化指数 < 1.5 ），表明绝缘受潮或表面脏污，导致泄漏电流增大。（2）介质损耗因数（ $\tan\delta$ ）试验施加交流电压，通过电桥测量绝缘介质的有功损耗与无功功率之比， $\tan\delta$ 值较出厂值或历次数据显著增大（通常超1.5倍）时，反映整体老化、局部劣化或油质变质。（3）交流耐压试验施加高于额定值的工频电压（通常为额定电压的2倍左右），持续1min，若发生击穿或闪络，则甄

别出绝缘潜伏性击穿、结构损伤（如绕组移位、撑条松动）等致命缺陷^[1]。

1.3 油色谱试验及故障判别原理

（1）绝缘油在电、热作用下裂解生成 H_2 、 CH_4 、 C_2H_2 、 C_2H_4 、 C_2H_6 、 CO 、 CO_2 等特征气体，不同气体组分对应不同故障类型：热故障主产 C_2H_4 、 CH_4 ，放电故障主产 C_2H_2 、 H_2 ，固体绝缘过热则 CO 、 CO_2 升高。（2）三比值法依据 CH_4/H_2 、 C_2H_2/C_2H_4 、 C_2H_2/CH_4 三对比值编码，按IEC60599标准查表判别故障性质（如低能放电、高温热故障）；大卫三角形法将三种烃类气体浓度归一化后落点分区，直观判断故障类型。（3）油色谱对早期潜伏性热故障（如局部过热）和放电故障（如火花放电）灵敏度高，可在电气试验异常前捕捉气体增长趋势，实现非停电状态下的预知性诊断。

1.4 局部放电试验及判别原理

（1）变压器局部放电常由绝缘内部气隙、金属异物或电场集中诱因产生，放电脉冲信号频带宽（数MHz至GHz），时域上呈纳秒级上升沿，伴随超声波、光及电磁辐射。（2）检测方法包括脉冲电流法（耦合电容测量放电量）、超高频法（UHF天线接收电磁波）、超声波法（压电传感器采集声信号），通过多传感器时差定位可确定放电源空间位置。（3）当视在放电量超出厂限值（通常 $\geq 100pC$ ）或放电频次随电压升高急剧增加时，可判定绝缘存在局部缺陷（如气泡、分层），需结合相位分布图谱（PRPD）区分内部放电、沿面放电或电晕，指导后续检修策略。

2 典型试验项目对变压器各类故障的判别作用分析

2.1 绕组故障的试验判别作用

（1）直流电阻试验通过测量各相绕组直流电阻值并计算不平衡率，可有效判别绕组接头因氧化膜增厚导致的接触电阻异常增大、引线压接松动或焊接不良造成的

虚接, 以及有载分接开关触头烧蚀、弹簧压力不足引起的接触不良, 电阻显著偏高相即为故障相。(2) 变比试验施加低压电源测量各分接位置下的电压比, 能够精准识别绕组匝间短路(变比明显减小)、匝数偏移(制造误差或修复替换错误)以及绕组轴向或辐向变形引起的有效匝比改变, 可快速定位匝间绝缘破损或绕组移位等结构性缺陷。(3) 绕组试验数据偏差阈值与故障严重程度呈正相关关系: 直流电阻相间差 $\leq 2\%$ 为合格, $2\% \sim 5\%$ 为轻度接触不良, $5\% \sim 10\%$ 属中度故障需尽快处理, 超过 10% 为严重缺陷应立即停运; 变比偏差超额定分接 $\pm 0.5\%$ 时需查明原因, 偏差越大则匝间短路或变形越严重。

2.2 绝缘故障的试验判别作用

(1) 绝缘电阻试验采用兆欧表测量绕组间及绕组对地绝缘电阻, 并计算吸收比(R_{60}/R_{15})和极化指数, 可快速判别绝缘整体受潮(电阻值明显降低)、表面脏污(泄漏电流增大)以及浅层绝缘破损(如绝缘纸开裂), 吸收比 < 1.3 或极化指数 < 1.5 时表明绝缘状态不良。(2) 介质损耗因数($\tan\delta$)试验测量绝缘介质损耗角正切值, 可判定绝缘整体老化($\tan\delta$ 随温度变化率显著增大)、局部碳化(存在高损耗发热区域)及油质劣化(油中极性杂质或水分增加), 当 $\tan\delta$ 较出厂值增大 50% 以上或超过规程限值时, 表明绝缘性能已明显下降^[2]。

(3) 耐压试验施加高于额定值的试验电压, 可甄别绝缘中潜伏性击穿点; 局部放电试验检测内部气隙、金属微粒或纸板分层引起的微弱放电脉冲, 两者互补配合——耐压发现宏观薄弱点, 局放检出微缺陷(可捕捉 $< 100\text{pC}$ 放电信号), 共同甄别内部气隙放电和绝缘结构损伤故障。

2.3 铁芯与过热故障的试验判别作用

(1) 空载损耗和空载电流试验在额定电压下测量铁芯磁化特性, 当空载损耗及空载电流同步增大时, 可判别铁芯叠片间绝缘损坏(片间短路形成涡流)、叠片松动(振动加剧增加损耗)以及铁芯多点接地(形成闭合环流, 接地电流通常大于 0.1A), 有效发现磁路异常。

(2) 油色谱试验中, 铁芯过热主要产生乙烯(C_2H_4)和甲烷(CH_4), 热点温度超过 700°C 时伴有少量乙炔(C_2H_2); 涡流过热则产生大量乙烯和总烃, 当总烃超过注意值(如 $150\mu\text{L/L}$)且乙烯占总烃比例 $> 30\%$ 时, 可判定为铁芯或结构件过热故障, 结合 CO 、 CO_2 变化还可区分是否涉及固体绝缘损伤^[3]。(3) 直流电阻辅助校验可排除回路过热与铁芯过热的混淆: 若直流电阻正常但油色谱呈现过热特征, 则故障源为铁芯涡流或磁路

异常; 反之, 若直流电阻显著增大而油色谱气体增长缓慢, 则多为接触电阻性发热, 通过交叉校验可明确过热性质, 避免盲目吊罩检查。

2.4 综合潜伏性故障的试验互补判别作用

(1) 单一试验项目均存在判别局限性: 绝缘电阻对内部气隙和局部放电不敏感, 变比试验难以发现变比偏差小于 0.1% 的轻微匝间短路, 油色谱对突发性机械变形响应滞后, 仅依赖单项目易造成误判(如将受潮误判为老化)或漏判(如忽略早期局放信号), 需警惕测试条件变化带来的伪数据干扰。(2) 多试验数据交叉验证可构建精准判别逻辑: 直流电阻异常而油色谱无特征气体时锁定接触电阻问题; 绝缘电阻下降且 $\tan\delta$ 增大、吸收比偏低时确认为受潮或老化; 耐压击穿结合局放PRPD图谱可区分气泡放电与沿面放电, 通过逻辑树逐层分析, 准确定位故障类型与严重程度。(3) 常规停电试验提供全面基准值, 反映绝对性能状态, 但无法反映运行工况变化; 在线监测可实时跟踪数据趋势, 捕捉突发劣化征兆, 两者形成“定期体检+连续监护”互补模式, 联合分析能有效提升早期潜伏性故障预警成功率, 显著降低非计划停运风险。

3 工程案例分析与故障判别优化应用

3.1 案例一: 绕组接触不良故障的试验判别与处置

(1) 某 110kV 油浸式变压器运行中红外测温显示 C 相套管端子及分接开关箱体局部温度达 85°C (环境温度 30°C), 较 A、B 相高出约 35°C , 三相负荷电流基本平衡(约 185A), 排除过载原因, 初步判定 C 相存在接触不良缺陷。(2) 停电后直流电阻试验测得高压侧 A、B、C 三相电阻值分别为 0.852Ω 、 0.848Ω 、 1.124Ω , C 相电阻较平均值偏大 31.5% , 远超 2% 规程限值; 逐档测试分接开关发现额定分接位置 C 相某动触头电阻异常跳变, 低压侧电阻平衡正常, 准确定位为 C 相有载分接开关主触头接触不良^[4]。(3) 更换触头组件后复测三相平衡率恢复至 0.8% , 故障成因是开关动作次数达 8.2 万次致弹簧疲劳松弛; 经验总结: 直流电阻对接触性缺陷灵敏度极高, 应结合红外测温带电初筛, 对运行年限长、动作频繁的开关应缩短试验周期并记录油温以确保数据可比性。

3.2 案例二: 变压器绝缘老化受潮故障的综合判别

(1) 某 220kV 变压器预防性试验中绝缘电阻降至 $180\text{M}\Omega$ (前次 $850\text{M}\Omega$), 吸收比 R_{60}/R_{15} 仅 1.15 (规程 ≥ 1.3); 介质损耗因数 $\tan\delta$ 在 10kV 下为 0.92% (规程 $\leq 0.8\%$), 较上次 0.45% 显著增长, 初步判定绝缘性能劣化。(2) 同步油色谱分析显示总烃 $32.5\mu\text{L/L}$ 、乙炔 0 、 H_2 $18\mu\text{L/L}$ 、 CO/CO_2 正常, 有效排除绕组过热和放电故

障；微水测试油中水分28mg/L（规程 $\leq 15\text{mg/L}$ ），确认主因系绝缘受潮。（3）依据DL/T596标准判定为轻度受潮故障，制定热油循环处理方案，持续72h后复测绝缘电阻回升至620M Ω ，吸收比达1.52， $\tan\delta$ 降至0.55%，达到投运标准；结论：受潮缺陷应优先采用绝缘电阻与介损联合诊断，辅以油色谱排除其他故障源。

3.3 案例三：铁芯多点接地潜伏性故障判别

（1）某500kV变压器在线监测显示铁芯接地电流三月内从0.08A升至0.35A（注意值0.1A），油色谱总烃从48 $\mu\text{L/L}$ 升至112 $\mu\text{L/L}$ ， CH_4 和 C_2H_4 占比超70%、 C_2H_2 未检出，呈现低温过热特征且未涉及固体绝缘。（2）停电后空载损耗达285kW（出厂236kW），增大20.8%，空载电流从0.38%升至0.62%；直流电阻三相平衡排除绕组回路过热；铁芯绝缘电阻测试发现上下夹件间仅0.5M Ω ，准确定位为金属异物引发不稳定多点接地形成环流过热。

（3）该案例体现了在线监测对潜伏性故障的早期预警价值——常规试验尚未超标时已捕捉异常趋势，通过油色谱与电气量关联分析提前预警，为计划检修争取充足窗口期，清理异物后参数恢复正常。

3.4 变压器故障判别技术优化与工程应用建议

（1）现有判别体系短板：各试验项目独立分析缺乏多源关联机制，易造成信息孤岛；现场测试受温湿度、电磁干扰影响致数据分散性大；离线试验周期长且规程阈值未能覆盖差异化评估需求^[5]。（2）智能优化思路：建立全生命周期数据库集成出厂值、历次试验与运行数据，引入随机森林等机器学习算法进行多特征量融合训

练，开发专家决策系统实现单一异常时自动调取关联数据交叉验证，输出加权综合判定结果。（3）标准化建议：完善现场操作规范与环境补偿方法，建立“年度停电基准试验+季度专项排查+在线实时监测”三级试验体系，编制典型故障案例库与判别流程图，推行电气、绝缘、油化、温度、振动多维数据融合分析，将工程经验固化为标准化判据。

结束语

综上，不同变压器试验项目具备专属故障判别优势与短板，单一检测方式易出现漏判、误判问题。绕组、绝缘、油色谱等多类试验交叉验证，可精准定位各类显性及潜伏性故障。依托在线监测与离线试验结合的模式，搭配智能化数据分析手段，能有效弥补传统判别体系不足。后续需完善标准化运维体系，深化多维度数据融合应用，全面提升变压器故障预警与检修精准化水平。

参考文献

- [1]童智,陈静.变压器故障分析中的电气试验技术应用[J].电力技术研究,2024,6(12):83-87.
- [2]王勇,李恒,张磊.多维度电气试验联合诊断变压器典型故障的应用研究[J].变压器,2023,60(9):56-61.
- [3]刘军,赵文凯.油中溶解气体分析与电气试验协同判别变压器潜伏性故障[J].电工技术,2024,17(14):102-105.
- [4]杨艾平,瞿发富.变压器故障检测中核心电气试验项目的判别机理与应用[J].工程技术发展,2025,6(6):45-49.
- [5]陈曦,周明.短路阻抗与频响试验在变压器绕组变形故障判别中的应用[J].电力工程技术,2022,41(5):134-139.