

Discussion on Electrical Testing and Relay Protection of Power Transformers by

Qi Song

State Grid Shandong Electric Power Company Yuncheng County Power Supply Company, Yuncheng, Shandong, 274700, China

Abstract

Power transformers serve as critical junctions integrating power generation, transmission, substation operations, and distribution systems. When test results are inaccurate or protective configurations are improperly set, faults may escalate from equipment-level issues to systemic failures. Current field practices emphasize integrated management of commissioning tests, preventive inspections, defect re-examinations, and protection verification within a unified technical framework. This approach involves first assessing transformer status through insulation measurements, DC resistance tests, and ratio measurements, followed by fault isolation using differential protection, gas detection systems, and backup protection mechanisms. Such methodology prevents scenarios where tests appear compliant but protective coordination remains imbalanced, or where complete protection systems operate with distorted baseline data. To meet these requirements, operational units prioritize cross-testing result comparisons, tap position verification, non-electrical signal restoration, and parameter recalibration as key control measures during main transformer commissioning and post-maintenance operations.

Keywords

power; transformer; electrical testing; relay protection; discussion

电力变压器的电气试验与继电保护探讨

宋奇

国网山东省电力公司郓城县供电公司, 中国·山东 郓城 274700

摘要

电力变压器处在发电、输电、变电和配电衔接位置,一旦试验判断失真或保护配置失当,故障就容易由设备层面放大到系统层面。当前现场工作更强调把交接试验、预防性试验、缺陷复查和保护校验放在同一技术链条内统筹处理,即先用绝缘、直流电阻、变比等项目把本体状态摸清,再用差动、瓦斯和后备保护把故障切除边界划清,避免出现试验合格但保护配合失衡,或保护齐全却基础数据失真的问题。围绕这一要求,运行单位普遍将试验结果的横向比对、分接位置核对、非电量信号复归和定值复算作为主变投运及检修后的重点控制内容。

关键词

电力; 变压器; 电气试验; 继电保护; 探讨

1 引言

现阶段,中国社会对电的需求越来越大,确保电力网的运行安全变得至关重要。因为电网运行比较复杂,在此环节中要随时保证变压器的平稳运作。变压器肩负着输配电任务,是电力网系统运行的根本保障,其故障并不总是先表现为明显跳闸,更多时候先从绕组接触不良、绝缘受潮、分接异常、油箱内部轻微放电等细小变化开始。若不能确保变压器的安全性,就必定会影响到整个电力系统的安全性和可靠性^[1]。因此,增强对电力变压器的电气试验、使用科学合理

的继电保护方法,就可以为变压器的常规稳定运作给予保障。有鉴于此,文章将结合相关文献研究以及自身实践,针对电力变压器的电气试验与继电保护展开探讨。

2 电力变压器的电气试验要点

2.1 绝缘参数联判

绝缘参数联判应把试验条件、绝缘电阻、吸收比、极化指数和介质损耗因数放在同一判断链条内统一核对,不能先看单个兆欧表读数就下结论。第一,试验前要先完成套管表面擦拭、引线充分解开、非被试绕组接地或屏蔽,并核对接线关系、环境温度和停运时间,以顶层油温作为测量温度,绝缘电阻宜用5000V兆欧表测量;现场若与20℃不一致,应按每升高或降低10℃约乘除1.5的原则折算到同一温度后

【作者简介】宋奇(1994-),男,中国山东郓城人,本科,工程师,从事变电检修及电气试验研究。

再比较,否则同台设备前后数据不能直接判读。第二,交接时绝缘电阻折算后一般应不低于出厂值的70%,35kV及以上且容量4000kVA及以上设备应同步核对吸收比,通常不小于1.3;110kV及以上或容量8000kVA及以上设备还要看极化指数,通常不小于1.5,现场读取时应把15s、60s和600s数据连续记录,避免只记末值。第三,当60s绝缘电阻已经大于10000M Ω 时,吸收比和极化指数可以转作参考量,此时更要复核测试引线泄漏、套管积污、停运后温升恢复不足及雨雾吸潮影响,必要时在同一接线、同一油温、同一测量时长条件下复测,不能把一次偏低直接压成内部绝缘缺陷。第四,对35kV及以上或容量10000kVA及以上变压器,还应测绕组连同套管介质损耗因数,试验电压常取10kV,交接时 $\tan \delta$ 一般不应超过出厂值的130%;若同时出现末屏对地绝缘电阻低于1000M Ω 、末屏 $\tan \delta$ 超过2%或整体介损异常增大,且又伴随轻瓦斯信号或油中异常气体增长,就应继续追查受潮通道、局部放电点和套管内部老化部位^[2]。

2.2 绕组直流电阻与分接检查

绕组直流电阻与分接检查属于主变交接和检修复验中最容易暴露接触性缺陷的环节,现场判读必须落到可复核的数据链上,尤其在有载分接主变上,更不能省略分档校核和同温比对,记录应逐相对应保存。第一,试验人员应先核对铭牌分接范围、操动机构机械位置、远方指示和就地计数是否一致,再按高、中、低压侧对应关系把各分接头全部位置逐档测完,不得只测常用档;对多支路引出的低压绕组,还应测各支路及联接后的直流电阻。第二,对1600kVA及以下三相变压器,各相差值一般不大于三相平均值的4%,线间差值一般不大于2%,1600kVA以上者分别按2%和1%控制,对无中性点引出的绕组应单独保存线间比较值,同时把同温度历史数据一并调出,避免把档位问题、相别问题和本体缺陷混在一起。第三,测量过程中不能在换档后立即记数,必须待充磁电流和剩磁影响基本衰减、读数由快变慢后再取稳定值,并同步记录顶层油温或绕组温度;不同温度下的数据不得直接横比,铜绕组温度换算常数取235、铝绕组取225,折算到75 $^{\circ}\text{C}$ 时分子分别为310和300。第四,若同一分接下三相电阻突然拉大,或与同温度历次值相比变化超过2%,试验人员应先查测试夹压接、引线板、套管导杆连接,再查有载分接开关过渡触头、转换触头、分接引线和切换回路;对检修后尤其是处理过分接机构的主变,还应按各分接位置复测,至少覆盖上、下极限档和常用档,必要时结合停电检查触头灼伤、熔焊和接触面发黑情况顺序核实,不能把外部接触不良误判为绕组异常,复测完成后再次判定。

2.3 变比与组别核验

变比与组别核验这一步在现场应按先对基础参数、再看档位规律、后核并列条件、最后回查关联量的顺序连续完成。第一,试验前要把铭牌电压、接线组别、套管相别和分

接档位同设计图、检修记录逐项核对,对有载调压变压器还应确认机械指示与电气位置一致后再逐档测量,不能只测额定档;试验接线前还要将高、中、低压侧非被试端可靠断开,清点分接位置记录表,防止上一班次调档后记录未改而把真实错位误判成测量误差,并应核对试验电源与仪器量程设置是否匹配。第二,结果判读应同时看三相比值和档位升降趋势,35kV以下且电压比小于3的变压器允许偏差为 $\pm 1\%$,其他变压器额定分接允许偏差为 $\pm 0.5\%$,其余分接偏差按阻抗电压百分值的1/10控制且不超过 $\pm 1\%$;若单相突变而其余两相连续,现场先查测试线压接、分接触头接触状态和相别对应,不能先下结论认定绕组缺陷。第三,组别核验应按时钟法复核,高压侧线电压定在12点位,组号每差1即相差 30° ,如Dyn11对应低压侧滞后 330° ;现场不能只看仪器自动显示,还要复核套管标识、二次相序和检修后引线恢复位置,特别是更换套管、吊芯回装或电缆头重做后的设备,更容易在异名端恢复上出偏差。第四,拟并列投运的两台变压器除组别一致外,还应核对电压比差值不得超过0.5%,阻抗电压值偏差小于10%;若投运后仍有环流、分流不匀或个别相电流偏高,再联查直流电阻对应关系、实际分接位置和母排相序,必要时结合空载电流与相量关系复核一次接线,并把复核结论直接补入交接试验原始记录^[3]。

3 电力变压器的继电保护措施

3.1 差动保护与电流互感器配合

变压器差动保护能否稳定区分区内、区外故障,关键不在装置单项功能,而在电流互感器选型、布置、核验与复算是否按同一技术链闭环处理。第一,设计阶段不能只按额定电流选CT,必须把各侧变比、保护级、准确限值系数和伏安特性放到外部短路工况下一并校核;现行反事故要求已明确差动保护各侧CT相关特性宜一致,变压器差动支路应优先选用准确限值系数和额定拐点电压较高的CT,若个别CT先进入暂态饱和,制动电流就会失真,区外故障时差流会被人为放大,差动出口边界随之变窄。第二,二次绕组分配和安装位置要随一次接线同步审查,220kV及以上变电站采用3/2、4/3、角形、桥形等多断路器接线时,断路器两侧均应配置CT;按双重化原则配置的两套保护,其交流电流还应分别取自互相独立的二次绕组,110(66)kV及以上变压器的保护与测控功能也应保持独立,不能混接共用。第三,投运前校验不能停留在装置采样值正确,试验人员应逐侧核对极性、端子号、折算系数、Y/ Δ 相位补偿和二次回路完整性,并结合区内、区外模拟量检查差流与制动量变化方向,对自耦变压器还要核清公共绕组折算方向,必要时按各侧额定电流做整组传动,防止现场接线正确而软件折算错误。第四,运行阶段只要系统短路容量、主变分接方式、接线边界或CT负担发生变化,就应同步复算差动定值与饱和裕度;

新建、扩建和技改工程中,CT选型本就应充分考虑系统短路容量增加及保护整定要求,不能让保护长期套用旧条件,也不能在旧回路上直接并接新增测控或录波负荷。

3.2 瓦斯及非电量保护整定

瓦斯及非电量保护整定应按主变本体、储油柜、连通管路和附件成套校核,不能把继电器定值与现场结构条件割裂处理。第一,瓦斯继电器安装后应先复查本体至储油柜连管的方向、坡度和密封状态,保证呼吸器油封完好、吸湿剂有效、储油柜油位正常,并把套管升高座、冷却器顶部及油管死区残余空气排净,强油循环变压器在投运前还应启动全部冷却装置使油循环一遍,再检查集气盒和放气塞是否复归,防止滞气、负压和渗漏先引起轻瓦斯异常。第二,轻瓦斯和重瓦斯应分级验收,QJ-50、QJ-80常用气体继电器动作于信号的气体容积整定范围为250~300mL,动作于跳闸的流速整定范围分别为0.6~1.2m/s和0.7~1.5m/s,现场应按出厂试验值、校验记录和保护传动结果逐项复归,严禁凭经验随意调整挡板、磁钢和接点位置,也不能在未换算连接管径影响时直接套用其他型号整定值^[4]。第三,轻瓦斯发信后应及时取气检验并取油样做色谱分析,同时核对是否存在补油、滤油、温度骤降和呼吸系统堵塞等伴随条件,重瓦斯动作后要同步核查油流冲击、压力释放阀状态、油位变化和一次侧故障迹象,并检查二次出口回路有无接地、抖动和误碰压板情况,原因未查明前不得简单解除跳闸压板后试送。第四,压力释放、油位、油温和绕组温度保护应与瓦斯保护做整组传动,220kV及以上变压器非电量保护应同时作用于断路器两个跳闸线圈,瓦斯继电器常温充油后加压至0.15MPa并持续20min应无渗漏,全部接点与信号、跳闸出口及远方报文对应正确后方可投入运行。

3.3 后备保护分层整定

后备保护分层整定的落脚点,在于把主变本体、各侧母线与下级出线的故障边界按运行方式逐层拆开。第一,相过流、复压过流和零序元件应先按主接线、接地方式和负荷性质分类建模,再用实测零序阻抗、CT变比和最大最小方式短路电流复算,不能只按铭牌套算,220kV主变每套保护均应配置完整主后备保护,整定时还要同时带入正常、特殊运行方式及母线最低运行电压,自耦变与联络变应单独校清公共绕组和零序通道,厂用变还要躲过电动机成群自启动电流。第二,复压过流不宜把低电压元件当成唯一判据,

现场宜先保证电流元件对低压侧母线故障有足够灵敏度,再校核复压判据,其中电流元件灵敏系数不小于1.5,低电压元件不小于1.3,负序电压元件不小于1.5,动作时间还应大于全部出线保护最长时限,并留出与下级保护的配合余度,同时核对方向判据与出口逻辑。第三,零序后备保护要把励磁涌流、和应涌流与各自投切换电流分开处理,空载合闸时励磁涌流可达额定电流6至10倍,直接接地中性点零序II段一次值一般不低于330A,间隙接地零序电流保护一般取100A、0.5s,零序过电压一般取 $3U_0=180V$ 、0.5s,并与线路末段零序保护逐级配合。第四,定值管理应把年度复算和方式变更复算并行实施,系统结构、参数或阻抗变化后要同步修正正序、零序阻抗图并重算相关定值,对中低压侧110kV及以下并列运行主变,后备保护第一时限宜先跳母联或分段断路器,再按级差切除失灵侧,防止越级扩大停电范围,并逐项核对定值单、控制字和压板状态^[5]。

4 结语

综上所述,电力变压器的电气试验与继电保护,本质上是在一次设备状态识别和二次故障切除之间建立闭环。前者要求试验人员把绝缘、绕组和分接状态测准、比准、判准,后者要求保护人员把差动、瓦斯和后备边界配准、校准、投准。中国电力现场的成熟做法并不复杂,关键在于不省略基础项目,不混淆缺陷性质,不把试验结论和保护定值割裂处理。只要坚持按规程试验、按回路校验、按运行方式复算,变压器故障的早期识别和故障切除就能够保持较高的针对性与可靠性。

参考文献

- [1] 王荣琛.电力变压器的电气试验与继电保护探讨[C]//2023年电力行业技术监督工作交流会暨专业技术论坛论文集(上册).2023.
- [2] 邵加林,韩丽丽.电力变压器的电气试验与继电保护[J].车时代,2025(3):85-87.
- [3] 王晓朦.电力变压器的电气试验与继电保护[J].中国科技期刊数据库工业A,2023(2):4.
- [4] 苏红芬.大型电力变压器电气试验分析与探讨[J].中文科技期刊数据库(引文版)工程技术,2024(003):000.
- [5] 徐勃勃.电力变压器电气高压试验中的关键技术分析[J].集成电路应用,2024,41(9):352-353.