

[变压器]

变压器套管载流导体接触不良发热的分析与处理

文/国网浙江省电力公司绍兴供电公司 马江峰 胡恩德 徐 龙 倪钱杭 倪雪峰

套管是变压器重要附件之一，将油箱内部的绕组引出来与外面导线连接。介绍了3起变压器套管载流导体衔接面接触不良而发热的缺陷，通过对主变压器停电试验、分析和套管局部的拆解检查，明确了发热的具体原因，并给今后的主变压器安装提出了相应的防范措施。

变压器套管将油箱内部高、低压绕组引线引到油箱的外部，它不但作为引线对地的绝缘，同时担负着固定引线的作用。运维人员在日常巡视中红外测温时会发现套管局部发热的缺陷。介绍了3起变压器套管发热缺陷及其处理过程，分析了造成套管发热的具体原因，指出了是由于主变压器套管在安装时可能存在的一些工艺不到位之处，并提出了相应的防范措施，为以后碰到类似问题以及新主变的安装提供参考。

某变电站#1主变压器220 kV·A相套管发热缺陷

1. 缺陷的发生

2016年7月28日，运维人员对绍兴某220 kV变电站特巡时发现，#1主变压器220 kV·A相套管搭头异常发热，初步判断为A相套管将军帽处存在发热，异常点温度为72℃，其余B、C两相相同部位温度约为40℃，具体情况如图1所示。#1主变压器220 kV套管型号：BRLW2-252/1250-4，为沈阳某公司2010年1月生产，2010年11月投运。

2. 缺陷的处理

检修人员现场处理过程中，先拆掉握手线夹，未发现握手线夹与将军帽接触面有发热灼烧痕迹，进而继续拆下将军帽，如图2所示，发现绕

组引线穿心螺杆与将军帽的接触螺纹有明显的过热变黑现象，如图3所示。

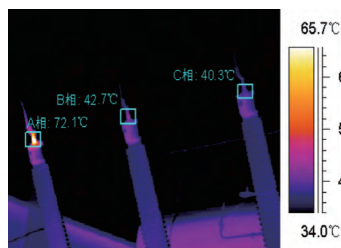


图1 A相套管头发热



图2 套管将军帽结构



图3 引线穿心螺杆发热变黑

检修人员用细钢丝刷和银砂纸小心翼翼打磨螺纹,将军帽内涂上少量导电膏,并复装。为了比较处理前后的效果,分别测量了处理前后#1主变压器高压绕组每相的直流电阻,测试数据如表1所示。

表1 高压绕组直流电阻对比

	$R_{AO}/m\Omega$	$R_{BO}/m\Omega$	$R_{CO}/m\Omega$	不平衡率 (%)
处理前	255.6	248.5	249.2	2.86
处理后	247.5	248.0	248.7	0.48

《电气装置安装工程电气设备交接试验标准》规定,1 600 kV·A以上三相变压器,各相测得值的相互差值应小于最小值的2%,线间测得值的相互差值应小于最小值的1%。可以看出,处理前A相数据明显偏大7 mΩ左右,直流电阻三相不平衡率大于2%,数据不合格;而处理后,直流电阻三相不平衡率为0.48%,数据合格。

现场处理过程中,检修人员分析了绕组引线穿心螺杆与将军帽接触部位发热的原因主要有二点,一是主变在安装过程中,将军帽与穿心螺杆没有拧紧,为发热留下隐患;二是近段时期以来,连续高温,负荷上升,造成将军帽和引线穿心螺杆接触面发热加剧,进而造成接触电阻变大,发热急剧增加,如此恶性循环。

某变电站#1主变压器110 kV B相套管发热缺陷

1. 缺陷的发生

2017年7月,运维人员对绍兴某110 kV变电站巡视时发现#1主变压器110 kV B相套管搭头发热。次日晚检修人员赴现场进行复查,确认最高温度点在110 kV B相套管将军帽处,热点温度83℃,如图4所示。主变压器110 kV套管型号:BRDLW-126/630-3,为南京某公司生产,2010年5月出厂。



图4 110 kV B相套管头发热

2. 缺陷的处理

根据最高温度点位置(位于套管将军帽处)和套管结构初步分析,套管将军帽内部载流导体之间存在接触不良,长期运行导致接触电阻变大,从而引发电流致热型设备缺陷。检修人员现

场检查发现,发热是由于将军帽和绕组引线穿心螺杆之间衔接不良造成的,图5可以看出明显的受热氧化变黑痕迹。



图5 引线穿心螺杆受热发黑

检修人员对将军帽和引线穿心螺杆进行处理,清理表面氧化膜,并复装。然后主变投入运行,并与当夜凌晨进行红外测温跟踪,红外成像显示三相温度基本一致。

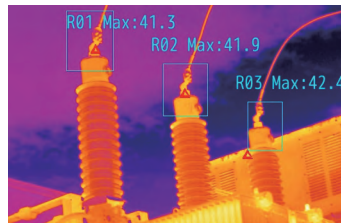


图6 红外测温成像

分析认为,导致#1主变压器110 kV B相套管头部发热的原因是安装单位在套管安装过程中,未彻底处理将军帽与引线穿心螺杆之间的接触面,接触面存在氧化膜,在运行过程中,接触电阻逐渐变大,最终导致套管头部发热。

某变电站#2主变压器10 kV C相套管发热缺陷

1. 缺陷的发生

2017年3月17日晚,运维人员在红外测温过程中发现绍兴某110 kV变电站#2主变压器10 kV C相套管头部异常发热,热点温度47.4℃,正常相温度约为30℃,如图7所示。#2主变压器型号:SZ8-31500/110,为江苏某变压器有限公司生产,1999年7月投运。

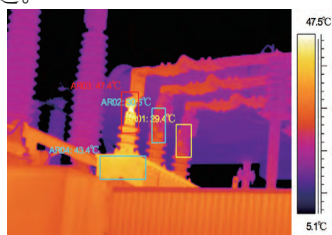


图7 主变压器10 kV C相套管发热

2. 缺陷的分析及处理

红外成像可见，#2主变压器10 kV C相套管头部存在发热，同时相较与其他两相，10 kV C相套管整体温度偏高。结合套管结构，分析发热原因可能为握手线夹与套管导杆接触面衔接不良造成发热；10 kV套管升高座内C相套管与绕组引线软连接接触不良，导致发热，温度传导开来造成套管整体发热。

检修人员于5月3日对这起缺陷进行了处理，首先测量10 kV侧母排至套管中心导杆之间的回路电阻（套管搭头接触电阻）和10 kV侧线间直流电阻，测试数据如表2、表3所示。

表2 主变压器10 kV套管搭头接触电阻

(单位: $\mu\Omega$)		
A相	B相	C相
5.8	6.4	6.1

表3 主变压器10 kV侧线间直流电阻

$R_{ab}/m\Omega$	$R_{bc}/m\Omega$	$R_{ca}/m\Omega$	不平衡 (%)
9.210	9.444	9.482	2.9

可以看出，套管头部握手线夹和中心导杆之间接触良好，而10 kV侧线间直流电阻三相不平衡率为2.9%，大于1%，判断故障部位在变压器内部。现场将主变压器油位放至10 kV套管升高座以下，打开10 kV套管升高座侧面盖板，从升高座内软连接处开始测量线间直流电阻，数据如表4所示。

表4 主变压器10 kV侧从软连接处测量线间直流电阻

$R_{ab}/m\Omega$	$R_{bc}/m\Omega$	$R_{ca}/m\Omega$	不平衡 (%)
9.142	9.132	9.173	0.45

可以看出，软连接至主变压器内部测量数据合格，结合表2和表3基本可以确定，故障为10 kV C相套管底端与升高座内软连接之间接触不良。现场检查发现，10 kV C相套管底端与引线软连接接触面螺钉拧紧，进一步打开接触面，发现接触面有明显发热变黑痕迹，如图8所示。



图8 套管底部接触面发热痕迹

由于10 kV C相套管底部接触面有发热痕迹以及不是很平整，现场决定更换套管，并一同处理了软连接发热部位。工作完毕后，测得主变压器10 kV侧线间直流电阻如表5所示，测量数据合格。

表5 主变压器10 kV侧从软连接处测量线间直流电阻

$R_{ab}/m\Omega$	$R_{bc}/m\Omega$	$R_{ca}/m\Omega$	不平衡 (%)
9.197	9.224	9.182	0.46

分析认为，造成这起缺陷的主要原因为主变压器在安装过程中由于工艺不到位，套管底部与软连接的接触面处理得不好，存在轻微的接触不良点，一直以来未能在主变压器直阻试验及红外测温中体现出来，长期运行后，原来的轻微接触不良点其接触电阻逐渐增大，最终导致套管底部接触面发热变黑及套管整体发热。

结束语

套管载流导体衔接处接触不良一般难以用试验手段来检测，因衔接处接触电阻较小为微欧级，而绕组直流电阻一般是毫欧级，所以主变压器直阻试验难以发现这种接触不良缺陷，并且微弱的接触不良会随着主变压器后续运行而逐渐加重，最终导致发热加剧。上述几起缺陷均为主变压器在安装过程中由于工艺不到位引起，将军帽与绕组引线穿心螺杆螺纹没有拧紧，接触面氧化膜没有打磨，接触面没有清理干净、平整，这些都会造成套管发热缺陷。安装人员在思想上要引起足够重视，加强对变压器附件安装工艺管控，提高安装工艺和安装质量；同时，运维人员应加强设备巡视，定期进行红外测温，特别是迎峰度夏期间，负荷逐渐攀升，载流部位接触不良问题暴露出来，发热有所加剧，进而造成衔接面接触电阻变大，发热再加剧，如此恶性循环，这段时间应开展高温特巡，及时发现设备发热缺陷，避免设备发生事故。EA

(收稿日期: 2018.02.04)

(编辑: 刘群珏)