

Oil Leakage Detection Technology of Casing Based on Relatively Infrared Imaging and Temperature Difference Criterion

You Ding, Zhaojin Sima, Xiufang Yuan, Yuanchao Liu, Lan Zhu, Dan Zheng, Mengli Deng, Chang Li

Yichang Operation and Maintenance Division, State Grid Hubei Electric Power Company Maintenance Company, Wuhan Hubei
Email: Content_Xia@163.com

Received: Jan. 4th, 2019; accepted: Jan. 26th, 2019; published: Feb. 2nd, 2019

Abstract

During the operation of the transformer bushing, oil leakage often occurs for a variety of reasons. The traditional oil level detection method is inefficient and the accuracy cannot be guaranteed. In order to find out and take corrective measures in time, a temperature difference based on this is proposed. We use the criteria for infrared imaging casing leak detection methods to illustrate. Based on the infrared imaging, combined with the temperature criterion and the casing fault area, this method can accurately determine whether the oil leakage and oil leakage degree, remind the operation and maintenance personnel to find the problem in time and take corresponding measures to ensure the normal operation of the transformer.

Keywords

Casing Oil Leakage, Fault Detection, Infrared Temperature Measurement

基于相对温差判据红外成像套管漏油检测技术

丁友, 司马朝进, 袁修昉, 刘远超, 祝岚, 郑丹, 邓梦黎, 李畅

国网湖北省电力公司检修公司鄂东运维分部, 湖北 武汉
Email: Content_Xia@163.com

收稿日期: 2019年1月4日; 录用日期: 2019年1月26日; 发布日期: 2019年2月2日

摘要

变压器套管在运行过程中时常会因各种各样的原因产生渗油现象, 传统的油位检测方法效率低且准确率

文章引用: 丁友, 司马朝进, 袁修昉, 刘远超, 祝岚, 郑丹, 邓梦黎, 李畅. 基于相对温差判据红外成像套管漏油检测技术[J]. 输配电工程与技术, 2019, 8(1): 19-26. DOI: 10.12677/tdet.2019.81002

无法保证,为了及时发现并采取解决措施,为此提出一种基于相对温差判据的红外成像套管漏油检测方式。该方式在红外成像的基础上,结合温度判据和套管故障面积,能够准确判断是否漏油以及漏油程度,提醒运维人员及时发现问题并采取相应的措施,以保证变压器的正常运行。

关键词

套管漏油,故障检测,红外测温

Copyright © 2019 by author(s) and Hans Publishers Inc.

This work is licensed under the Creative Commons Attribution International License (CC BY).

<http://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>



Open Access

1. 引言

根据变电站运维经验,设备运行中经常会发生充油设备渗漏油问题,此类缺陷往往呈过程性发展,其缺陷级别以随着渗漏油的严重程度不断提升。因此设备管理部会安排周期性巡检,希望能够预防并提早发现渗漏点,目前对充油设备渗漏油的检测具有如下特点:

- 1) 主要依靠例行巡检观测发现油渗漏情况;
- 2) 例行巡检对象多为变压器套管。

由于充油设备油渗漏可能会对设备绝缘产生影响,检修人员试图通过绝缘性预防试验,如测量绝缘电阻,计算吸收比等发现油渗漏。针对变压器套管试图通过气相色谱分析有无异常进行判断油渗漏。但实践表明,利用上述方法很难发现设备油渗漏情况。广东电网曾做过相关探索,在已知某 220 kV 主变中性点套管渗油的情况下,对其进行绝缘电阻试验和抽取变压器本体油样进行色谱分析,均未发现异常。这表明常规性检查试验无法发现套管渗油现象。这主要是和套管渗油的形成与特点有关。

造成充油设备油渗漏的原因主要有三类:① 运输安装操作方法不当引起;② 设备质量问题造成的。如接口处密封性不好、充油设备组件质量不过关等;③ 设备在长期运行条件下发生了一定程度的劣化。如环境温度、负荷变化等情况发生的热胀冷缩。由此可知,常规性检查试验很难发现变电设备密封性和热胀冷缩问题。

综上所述,充油设备油渗漏现象具有发生频率高、后果严重但检测困难的特点,是变电站急需解决的难点问题。

红外热成像技术已运用于变电站巡检多年,技术非常成熟。之所以在变电站例行巡检中利用红外热像很难发现充油设备油渗漏现象,究其原因是巡检人员不知道如何利用热成像检测结果分析充油设备套管的状态。

鉴于此,论文在利用已有的红外成像检测结果,分析设备发热成因,在此基础上根据红外色相差异,结合设备色相差异面积提出了一种采用相对温差判断充油设备油渗漏,从而解决充油设备油渗漏检测问题。

2. 基于相对温差判据渗漏油红外检测法

2.1. 红外检测原理

自然界中任何物体,只要温度高于绝对零度,就会以电磁辐射的形式在非常宽的波长范围内发射能量,产生辐射能。不同的材料、不同的温度、不同的颜色所发出的热辐射强度不同。热成像技术是指利

用红外探测器和光学成像物镜接受被测目标的红外辐射能量分布图形，并反映到红外探测器的光敏元件上，从而获得红外热像图，这种热像图与物体表面的热分布场相对应。通俗地讲热成像就是将物体发出的不可见红外热辐射能量转变为可见的视频图像(图 1)。

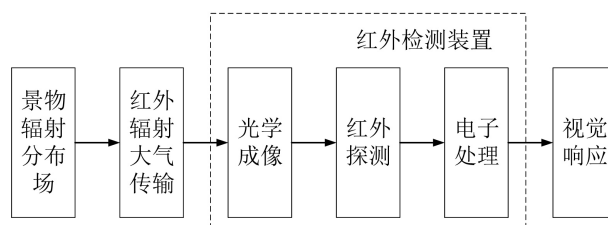


Figure 1. Infrared detection schematic
图 1. 红外检测原理图

红外检测的原理包括六个部分，景物辐射分布场、红外辐射大气传输、光学成像、红外探测、电子处理以及视觉响应。通过这些步骤，能够将热像图清晰地传输到运维中心，供运维人员参考。

2.2. 红外检测相对温差判据的方法

尽管变电站红外检测的方式经运行了近二十年，已在各大变电站得到广泛的运用，但是变压器套管渗油的现象无法避免，甚至经常发生。原因在于漏油是一个长期的渐变过程，即便有红外热像图和温差判据，但是对于如何运用温差判据没有详细的说明，运维人员仍然不知道如何根据温差判据对热像图进行准确地判断。

因此针对这种现象，提出温差判据的具体使用方法，需要将温差判据与热像图相结合，得到利用温差判据规程和热像图渗漏油异常面积来准确判断套管漏油的方法。

2.2.1. 相对温差判断原理

载流部件由五个因素制约热平衡，分别是热功率 P_j (由电阻损耗产生)；载流部件所吸收的太阳辐射功率 P_a (P_a 为关于日照辐射的强度和面积等数值的函数)；由天气原因的空气流动程度形成的对流散热功率 P_h ；辐射散热功率 P_r 及与相邻部件衔接部位的传导功率 P_c 。在载流部件处于热稳定的状态时，这五个因素也处于平衡的关系式[1]：

$$P_j + P_a = P_h + P_r + P_c$$

$$P_j = I^2 R$$

其中 P_h 、 P_r 、 P_c 分别为散热条件和温度的函数。

根据相关资料和对实际运行情况的调研，电流致热型部件工作时，在一定温度范围内，其温升值正比于所流过电流 I 的 k 次方。而相比于过热点和正常工作的对应点：

$$\tau_1 = B_1 R_1 I_1^k$$

$$\tau_2 = B_2 R_2 I_1^k$$

表达式中 τ_1 为载流部件过热点的温升、 τ_2 为载流部件正常点的温升；

其中， B_1 为过热点的散热条件相关的系数、 B_2 为正常点的与散热条件相关的系数； R_1 为过热点电阻、 R_2 为正常点的电阻；

根据上述式子，我们可以得到相对温差 δ_t 表达式为：

$$\delta_t = \frac{\tau_1 - \tau_2}{\tau_1} \times 100\% = \frac{B_1 R_1 I_1^k - B_2 R_2 I_2^k}{B_1 R_1 I_1^k} \quad (1)$$

由于同一设备中,不同相位的同一部位过热点和正常点的工作环境差别不大,因此可以认为其散热条件近似相同,且由于设备中三相的电流高度大体对称,因此可以认为 $B_1 \approx B_2$ 、 $I_1 \approx I_2$ 。

将其代入(1)式后得:

$$\delta_t = \frac{\tau_1 - \tau_2}{\tau_1} \times 100\% \approx \frac{R_1 - R_2}{R_1} \times 100\% \quad (2)$$

同时,过热点的电阻相对偏差 δ_r 定义为:

$$\delta_r = \frac{R_1 - R_2}{R_1} \times 100\% \quad (3)$$

因此得到(4)

$$\delta_t \approx \delta_r \quad (4)$$

由 $\delta_t \approx \delta_r$ 可以看出,过热点的相对温差 δ_t , 近似等于其电阻的相对偏差 δ_r 。因此,在设备运行时,通过载流设备所允许的电阻偏差,可以推断出其相对温差的大小。根据所推断的相对温差大小,便可以通过相对温差判据定位故障位置和判断故障程度。

2.2.2. 相对温差特性及判断尺度

根据表达式(2)可以看出,相对温度差 δ_t 实际上反映了过热点的接触电阻或体电阻与正常部分的电阻的偏差之间的本质差异,因此它与外部环境情况、负载大小等其他各种因素均无联系。其值域为 $0 \leq \delta_t \leq 100\%$, 这样方便制定统一的判断标准。不仅如此,在实际运用当中,用于计算 δ_t 的温度为热像仪的测量值,由于在热像仪的使用过程中,辐射率设置存在一定的偏差,因此,该值与被测物体上的真实温度存在一定的差距。根据研究与实践表明:即便热像仪中的辐射率设置变换后,测得不同的温度值,但相对温差 δ_t 时始终保持不变的。由于相对温差值具有不被辐射率影响特性,因此相对温差判断的方法也就成功地避免了表面温度判断法所存在的缺陷。

DL/T596-1996《电力设备预防性试验规程》(下文中简称为《规程》)中所制定的预防漏油的温差判据,其对应内容如表1所示。

Table 1. Relative temperature difference criterion for current heating type equipment

表 1. 电流制热型设备的相对温差判据

设备类型	相对温差故障范围		
	一般热故障	重大热故障	紧急热故障
SF ₆ 断路器	≥20%	≥80%	≥95%
真空断路器	≥20%	≥80%	≥95%
充油套管	≥20%	≥80%	≥95%
高压开关柜	≥35%	≥80%	≥95%
隔离开关	≥35%	≥80%	≥95%
其他导电设备	≥35%	≥80%	≥95%

《规程》中将载流设备故障根据温差范围分为3个等级:一般热故障、重大热故障和紧急热故障。对不同类型设备的重大热故障或紧急热故障的划定是相同的。根据电流制热型设备的相对温差判据,当相对温差值大于80%时认定为重大热故障,此时故障电阻点电阻值相当于正常点电阻值的5倍以上;当

相对温差值大于 95%时认定为为紧急热故障，此时故障点电阻值超过正常点电阻值的 20 倍。

2.2.3. 相对温差判断应用

由于红外成像之后所有的温度都由热像图呈现，相对温差判据中的 20%只能根据颜色判断。再结合热像图中的颜色面积，判断漏油的面积范围。综合考虑温度大小和相同温度的面积，进行判断漏油程度与部位。具体过程为先通过长时间运行得到基准图像分析图，再依据温差划分温度颜色区域，结合温度异常范围面积再判断漏油位置[2] (图 2)。

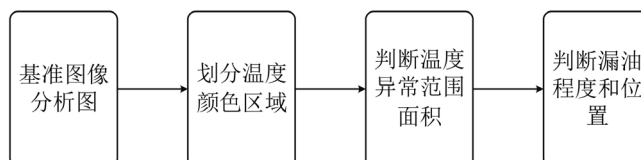


Figure 2. Infrared judgment method
图 2. 红外判断方式

1) 基准图像

根据设备的标准热像建立基准图像，作为分析时的参考基准。基准图像包含标准尺寸、固定分析区域等内容，以半透明的形式重叠在屏幕的红外图像中。基准图像的标准尺寸设置可确保红外热像分析区域显示的范围大小基本一致，固定分析区域则便于实现后续的横向、纵向对比，以及智能诊断。为了避免干扰，系统可根据需要隐藏不必要的设备红外热像图(图 3)。

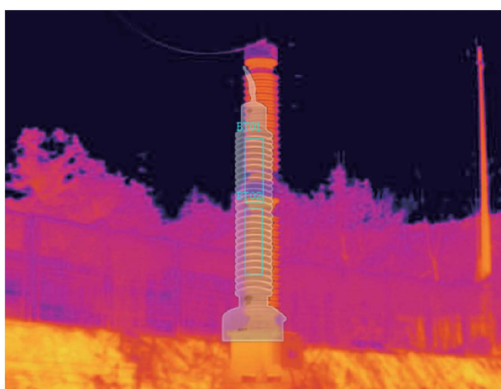


Figure 3. Benchmark image analysis
图 3. 基准图像分析图

2) 温差判别

划分温度颜色区域，根据基准图像，可以看出环境温度为 13℃，套管正常运行时温度为 25℃。根据温差判据，温差在 20%时已有可能出现一般热故障，在 80%的时候为重大热故障，在 95%的时候为紧急热故障。如图 4 指出的温差颜色判别，在温差 20%的颜色上下限的时候，工作人员需引起注意，如果温度颜色持续向 80%温差范围变化，则需要工作人员立即检查套管故障。

3) 温度异常面积

由于变压器套管故障情况难以立即判断，温升也有可能由外部环境因素导致。如图 5，三相套管最大相间同位置温差上、中、下部分为 3.2%、6.5%、10.8%，说明套管是被外部热源加热。经现场调查证实，在西偏北的微风天气，由于气流的作用，热量会由西向东聚集，导致变压器套管温度自西向东逐渐

升高。若当天有大风天气，快速的空气流动也会带走变压器套管的部分热量，这时，变压器套管温度便会低于正常情况，因此现需要对故障部分的面积进行分析，以判断是否为漏油故障[3]。

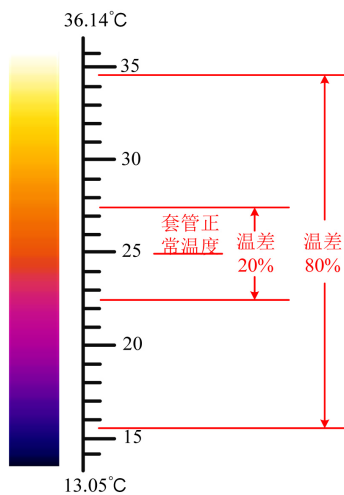


Figure 4. Temperature difference color discrimination legend
图 4. 温差颜色判别图例

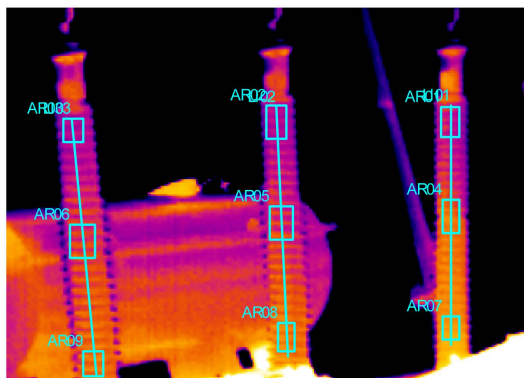


Figure 5. Thermal image of 220 kV transformer bushing
图 5. 220 kV 变压器套管热像图

因此，若三相套管温度上升趋势和规律相同、温差不大，且温度异常面积不明显，则说明变压器散热器热气流随变化的风向，加热了套管局部区域；若三相中某相温度明显不同，且出现低温层次现象，则说明套管该部分出现了漏油的现象。

根据红外检测原理，总结以下的检测流程：(图 6)

通过热像图以及具体的判断方式，检修人员可以采取相应的解决措施。

3. 基于温差判据红外检测方法应用

图 7 中，C 相套管整体温度一致，根据温差判据，AB 两相顶部温度热像图显示，已有低温区，且低温区已超出正常范围的 40%，大于 20%，可以判别为一般故障。在故障面积方面，一般空气对流无法造成大面积的套管温度梯度。通过温差判据和故障面积分析，可以得出结论：该变压器套管 A、B 两相已有漏油趋势[4]。

图 8 中的 C 相套管与图 6 中的 A、B 相套管类似，已有漏油的趋势，B 相出现了大面积低温区，可

见 B 相套管已经大面积缺油。

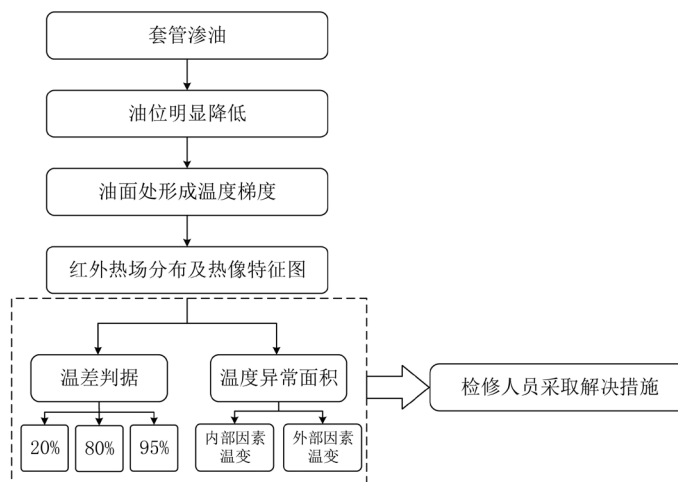


Figure 6. Casing oil leakage infrared detection process

图 6. 套管渗油红外检测流程

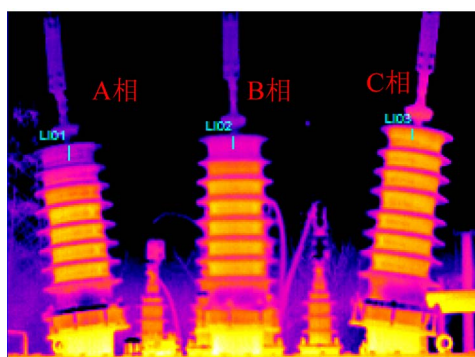


Figure 7. 66 kV transformer bushing lack of oil 1

图 7. 66 kV 变压器套管缺油 1

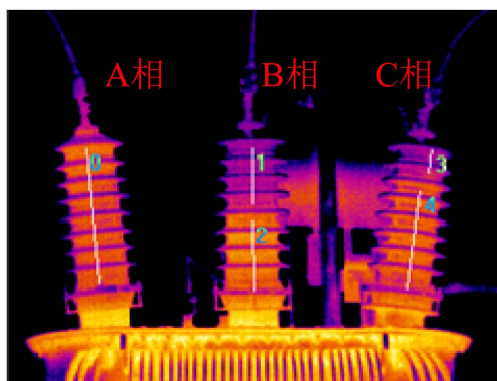


Figure 8. 66 kV transformer bushing lack of oil 2

图 8. 66 kV 变压器套管缺油 2

4. 结论

针对常规性绝缘试验和红外热像例行巡检无法准确快速检测到高压油纸绝缘套管渗漏油故障的现状,

论文在分析套管渗漏油引起温升原理基础上,利用已有的巡检结果,根据《电力设备预防性试验规程》红外检测标准和热像图的特征提出了一种根据套管渗漏油引起的相对温差和套管发热色相面积相结合了方法判断套管渗油的现象。这种方法充分利用了套管渗油的特点和已有巡检结果,在不增加变电站巡检人员工作量的基础上,能快速准确的判断套管渗油情况。是一种经济适用、准确有效的方法,易被巡检人员接受和掌握。通过这种方法,运维人员更容易发现套管早期故障并进行排除。对故障区域的识别、定位、隔离和恢复供电将更为迅速,而不必在事故扩大后召集更多人力物力进行维修,极大程度上减少停电时间,确保了电网的安全运行,提高供电质量。

参考文献

- [1] 陈金法. 电力设备载流部件红外诊断的相对温差判断法[J]. 浙江电力, 2002: 27-29.
- [2] 徐雪涛. 基于红外成像技术的电气设备故障诊断[D]: [硕士学位论文]. 保定: 华北电力大学, 2014.
- [3] 张明. 基于红外图像的变电设备分类及在故障诊断中的应用[D]: [硕士学位论文]. 合肥: 合肥工业大学, 2012.
- [4] 林晋. 基于红外测温技术的设备缺陷诊断方法研究[D]: [硕士学位论文]. 保定: 华北电力大学, 2010: 21-30.

知网检索的两种方式:

1. 打开知网页面 <http://kns.cnki.net/kns/brief/result.aspx?dbPrefix=WWJD>
下拉列表框选择: [ISSN], 输入期刊 ISSN: 2325-1565, 即可查询
2. 打开知网首页 <http://cnki.net/>
左侧“国际文献总库”进入, 输入文章标题, 即可查询

投稿请点击: <http://www.hanspub.org/Submission.aspx>

期刊邮箱: tdet@hanspub.org