

[应用案例]

变电设备带电检测技术在状态检修中的实用性探讨

文/国网黄石供电公司检修分公司变电检修室电气试验班 江 波

随着状态检修的深入开展和科学技术的发展,带电检测技术能够在不停电的情况下反映电力设备某一方面的性能和状况,发现某一方面的缺陷。其中已经较成熟的技术有红外线成像技术、金属氧化物避雷器带电测试技术、油中溶解气体分析和SF₆湿度测试等。本文中主要介绍我公司刚开展或即将开展的相关带电测试技术和其在状态检修、实际生产中所扮演的角色。

SF₆气体分解产物测试

SF₆在常态下是一种无色、无味、无毒的不可燃气体,具有优异的绝缘性能和灭弧性能,是一种理想的绝缘介质和灭弧介质。当温度超过500℃时纯净的SF₆气体才会开始分解,SF₆在高气压、190℃以上有可能和同样受到高温的绝缘介质发生反应。对于正常运行的SF₆电气设备,非电弧气室中一般没有产物,即使在有电弧的断路器室,因其分合速度快,SF₆具有良好的灭弧功能,及其高复合性(复合率达99.9%以上),所以正常运行的设备中,没有明显分解产物。

SF₆电气设备发生故障时,因故障区域的高电弧及高温产生大量的SF₆气体分解产物。可见,SF₆气体分解产物及含量的检测,对

预防可能发生的SF₆电气设备故障及快速判断设备故障部位具有重要意义。

SF₆气体分解产物的检测项目有SO₂、H₂S、CO和CF₄的含量检测,前面3种的气体组分采用的检测方法一般为电化学传感器法和气体检测管法,电化学传感器法原理是根据被测气体中的不同组分改变电化学传感器输出的电信号,从而确定被测气体中的组分及其含量,使用过程中,连接到一个带压的充有SF₆气体设备的气室中,让SF₆气体以一定流速流过电化学传感器,仪器直接测量到SF₆气体主要分解产物的含量;气体检测管法原理是被测气体与检测管内填充的化学试剂发生反应生成特定的化合物,引起指示剂颜色的变化,根据颜色变化指示的长度得到被测气体中所测组分的含量,使用装填一定量检测剂(指示粉)的各种气体检测管与待测气体进行化学反应,生成明显颜色的反应产物薄膜,使指示粉改变颜色。检测CF₄气体的方法为气相色谱法,原理是以惰性气体(载气)为流动相,以固体吸附剂或涂渍有固定液的固体载体为固定相的柱色谱分离技术,配合热导检测器(TCD),检测出被测气体中的CF₄含量。而以上方法完全适用

于设备进行诊断性试验和设备故障时对SF₆气体中分解产物的含量检测,且现场的110 kV及以上电压等级开关基本已经全部为SF₆开关,GIS中虽然也是SF₆气体,但考虑其密封性能的良好、气室的数量和气体减小设备的体积提高了绝缘性能,这种检测方法更适合现场实际中的SF₆开关,也是状态检修中的重要诊断手段之一。

GIS局部放电超声波检测

GIS (Gas Insulated Substation) 是气体绝缘全封闭组合电器,内部充有一定压力的SF₆绝缘气体,故也称SF₆全封闭组合电器。GIS超声波局放测试是一种在带电状态下通过超声波测试GIS内部局部放电的试验方法,通过接收局放时声波微小的间断压力信号,测试点布置较灵活,能近距离测试,测试灵敏度较好,对于干扰信号,可采用加频谱过滤和设置阈值来解决。

使用GIS超声波局放测试技术可以在不停电的情况下在GIS设备外壳上测得GIS内部缺陷处发出的反馈信号,通过图谱分析来判断故障类型,从而准确反映GIS设备的状况,并对故障的检修提供有效依据。

GIS超声波局部放电检测试验

结果以图谱形式保存, 试验图谱分为连续测量、脉冲测量和相位测量模式3种。

1) 连续测量图谱反映的是GIS设备局放的有效值、峰值和指定频率成分, 可以准确读出局放有效值、峰值和指定频率成分的即时数值。

2) 脉冲测量模式图谱反映的是一个周期内所测得的跳动颗粒的1 000次碰撞信号, 分析其分布确定故障缺陷典型模型。

3) 相位测量模式图谱反映的

是一个与工频有关的幅值与相位的关系图, 用来判断是否和工频周期存在关系, 且能给出有关放电或碰撞发生在工频周期的哪个位置。

GIS超声波局部放电检测的试验结果除了用来分析局放绝对值外, 还需要将试验图谱与历史图谱、同类设备图谱和典型缺陷的特征图谱相比较, 因此试验图谱信息的积累和分析对判断GIS设备状态具有十分重要的意义。如图1~图4所示为放电的典型图谱。

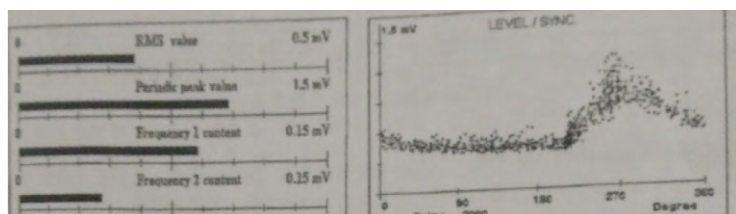


图1 毛刺放电的典型图谱

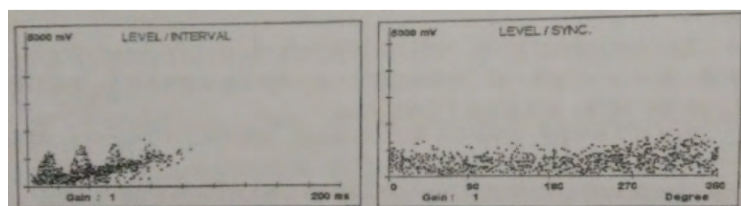


图2 自由颗粒放电的典型图谱

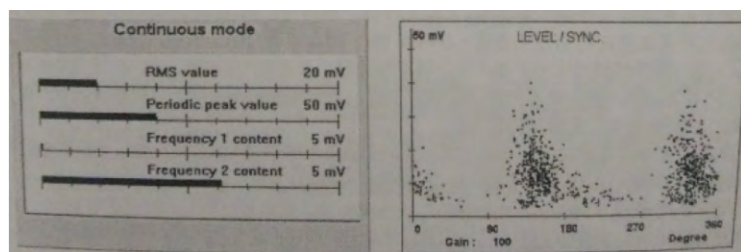


图3 电位悬浮放电的典型图谱

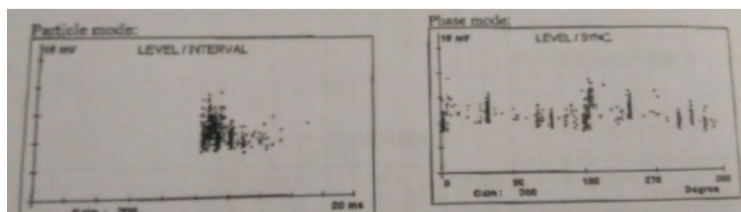


图4 机械振动放电的典型图谱

鉴于GIS设备的绝缘性能和运行情况, 停电维护和例行试验很少, 且针对检测其状态的技术手段较少, 这种技术可暂时作为检测的手段之一。

开关柜暂态地电压局部放电检测

暂态地电压(波)TEV是测量高压开关柜局部放电的一种间接法, 在开关柜绝缘系统中, 各部位的电场强度存在差异, 某个区域的电场强度一旦达到其击穿场强时, 该区域就会出现放电现象, 不过施加电压的两个导体之间并未贯穿整个放电过程, 即放电未击穿绝缘系统, 这种现象即为局部放电。暂态地电压的检测原理是当设备发生局部放电现象时, 带电粒子会快速地由带电体向接地的非带电体快速迁移, 如开关柜的柜体, 并在非带电体上产生高频电流行波, 且以光速向各个方向快速传播。受集肤效应影响, 电流行波往往仅集中在金属柜体的表面, 而不会直接穿透金属柜体。但是, 当电流行波遇到不连续的金属断开或绝缘连接处时, 电流行波会由金属柜体的内表面转移到外表面, 并以电磁波形式向自由空间传播, 且在金属柜体外表面产生暂态地电压, 我们就可使用专门的暂态地电压传感器(类似于传统的RF耦合电容器)进行检测, 如图5所示。

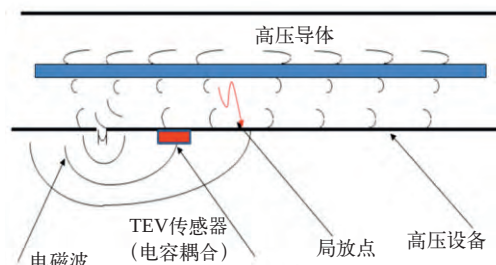


图5 暂态地电压检测原理

由于开关柜柜体存在电阻, 局部放电产生的电流行波在传播过

程中必然存在功率损耗,金属柜体表面产生的暂态地电压也就不仅与局部放电量有关,还会受到放电位置、传播途径以及箱体内部结构和金属断口大小的影响。因此,暂态地电压信号的强弱虽与局部放电量呈正比,但比例关系却复杂、多变且难以预见,也就无法根据暂态地电压信号的测量结果定量推算出局部放电量的多少,例如暂态地电压检测对绝缘子表面放电的缺陷不灵敏。

开关柜的事故率一直比较高,主要事故原因来源于爬距与空气间隙不够、制造装配质量及工艺不良、接点容量不足或接触不良和环境条件影响,我公司目前所管辖的变电站中有开关柜3 186面,数量较多、使用极广且开关柜的运行状态对电力系统供电可靠性具有重大影响。而局部放电检测是反映开关柜绝缘状况的有效手段,开关柜局部放电暂态地电压检测可以作为开关柜实现状态检修信息量收集的技术手段之一,但鉴于其对部分放电模型的不灵敏性,个人认为有必要联合超声波检测技术同时检测分析判断。

超声波检测技术的原理是在局部放电前,放电点周围的电场力、绝缘介质的机械应力和粒子力处于相对平衡状态。放电时,电荷的快速释放或迁移使得放电点周围的电场力出现变化,导致电场力、机械力和粒子力失去平衡,引起放电点周围的粒子出现振荡性的机械运动,从而产生声音或振动信号,而振动幅度或声音强度会有直接反映出电荷释放的多少,也就是放电量。但是振动或声音信号的传播过程也是有损耗的,传播途径的差异会导致超声波强度与放电强度之间呈现复杂的比例关系且传播介质的机

械特性也会影响检测的有效性,跟暂态地电压一样,能间接反映局部放电的强度,可无法实际局部放电量的多少。所以,两种方法结合能更灵敏、有效地检测开关柜。

紫外线成像法

紫外线成像法主要用于检测设备表面由于局部放电而形成的碳化通道和电蚀损,检测导线外伤、高压设备的污染程度及绝缘缺陷检测等,基于实际生产中,工作人员对紫外成像技术的不了解和变电人员的工作负重越来越大,加上这种技术中检测光子数量受到检测距离、增益、气压、温度、地域等因素的影响使得该技术应用有局限性,因此目前在实际生产中的有效应用性不大。

但是,紫外成像技术对于早期诊断电晕等微弱放电缺陷有着较好的应用并且能够及时地发现电力设备中隐藏的严重缺陷,从而将可能出现的风险与故障做到防患于未然。同时,能够有效提升促进电网运行的可靠性。这种技术可以在有技术支撑和条件合适的地区加强开展和应用研究,发挥出这种技术的优势,能够很好地满足状态检修的宗旨,防止缺陷的恶化,减少停电检修和事故的次数。

相对介损及电容比值

1. 容性设备带电测试原理

容性设备电容量和介质损耗带电测试的方法有绝对测量和相对测量两种方法,但在现场应用中绝对值测量法易受PT(CVT)自身角差误差、PT二次负荷、外部电磁场干扰及环境温湿度变化的影响,且现在运用的PT大多为CVT类型的,因此,这里主要介绍的是相对测量法。这种方法通过带电测试获得同

电压等级、同母线及同相位的两台容性设备的介质损耗差值和电容量比值,选择其中一台历年数据较稳定的作为参考设备 C_N ,通过串接在其设备末屏接地线上的信号取样单元,分别测量参考电流信号 I_N 和被测电流信号 I_X ,两路电流信号经滤波、放大、采样等数字处理,利用谐波分析法分别提取其基波分量,计算出其相位差和幅度比,从而获得被试设备和参考设备的相对介损差值和电容量比值。考虑到两台设备基本不可能同时发生相同的绝缘缺陷,因此通过它们的变化趋势,可判断设备的劣化情况,其原理如图6所示。

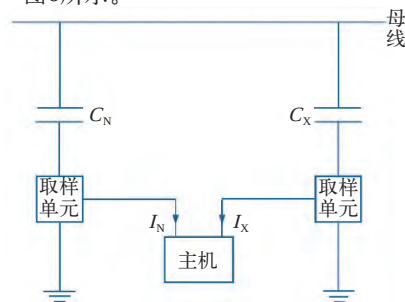


图6 测试原理图

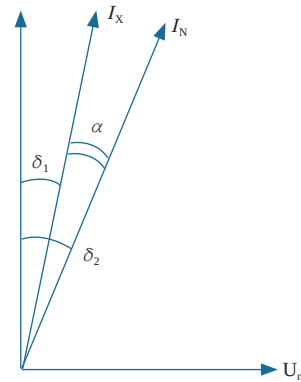


图7 向量示意图

如图7所示的是利用另一只电容型设备末屏接地电流作为参考信号的相对值测量法的向量示意图,此时仅需要准确获得参考电流 I_N 和被测电流 I_X 的基波信号幅值及其相位夹角 α ,即可求得相对介损差值 $\Delta \tan \delta$ 和电容量 C_X/C_N ,有

$$\Delta \tan \delta = \Delta \tan \delta_1 - \Delta \tan \delta_2$$

$$\approx \tan(\delta_1 - \delta_2) = \tan \alpha \quad (1)$$

$$C_X/C_N = I_X/I_N \quad (2)$$

也就是说相对介质损耗因数是
指在同相相同电压作用下,两个电容
型设备电流基波矢量角度差的正切值
(即 $\Delta \tan \delta$);相对电容量比值是指
在同相相同电压作用下,两个电容型
设备电流基波的幅值比(即 C_X/C_N)。

2. 容性设备带电测试数据分析

电容型设备介电损耗因数和电
容量带电检测属于微小信号测量,
受现场干扰等多种因数的制约,其
准确性与停电例行试验相比较都较
大,因此不能简单通过阈值判断设
备状态,应充分考虑历史数据和停
电试验数据进行纵向比较和横向比
较,数据分析还应综合考虑设备的
历史运行状况、同类型设备的参考
数据,同时参考其他带电测试试验
结果,如带电油色谱试验、红外测
温以及高频局部放电测试等。

1) 纵向比较。对于同一参考设
备,电容型设备带电测试应符合表1
所示规定。

2) 横向比较。处于同一单元的
三相电容型设备,其带电测试结果
的变化趋势不应有明显差异。

3) 必要时,以参考设备停电试
验结果为依据,依照以下公式可换
算出介损及电容量绝对值,即

$$\tan \delta_{X0} = (\tan \delta_X - \tan \delta_N) + \tan \delta_{N0}$$

$$C_{X0} = C_X / C_N \times C_{N0}$$

式中 $\tan \delta_{X0}$ ——推算的被测设备介
质损耗因数;

$\tan \delta_{N0}$ 为参考设备最近一次停
电试验测得的介质损耗因数;

$\tan \delta_X - \tan \delta_N$ 为带电测试测得
的相对介质损耗因数差值;

C_{X0} 为推算的被测设备电容量;

C_{N0} 为参考设备最近一次停电试
验测得的电容量;

C_X/C_N 为带电测试测得的相对
电容量比值。

此时,可按《Q/GDW—2013输

变电设备状态检修试验规程》中电
容型设备停电例行试验标准判断其
绝缘状况。

3. 案例解析

(1) 案例概述

2014年8月4日,在对某220 kV
变电站电流互感器开展相对介损电
容量带电检测,发现112单元A相电
流互感器相对介损值远远高于同单
元B、C两相,但电容量未发现异
常;油色谱数据显示总烃含量严重
超标,并有乙炔出现;解体后发现
电容屏上出现X蜡。

(2) 带电检测数据分析

1) 纵向分析。112单元A相
2014年带电测试相对介损值较2013
年增长为 $0.025\ 6 - 0.001 = 0.024\ 6$,

变化量超过0.005,达到缺陷标准。
电容量变化 $(1.006\ 9 - 0.998\ 9)$
 $/0.998\ 9 = 0.8\%$,电容量未见异常。

2) 横向分析。B、C相两年的
带电测试数据较稳定(见表
2),但A相相对介损值有较明显
的增长,与B、C相变化趋势明显
不同。

3) 对相对值进行换算。参考基
准单元停电例行试验结果,将带电
测试结果换算到绝对量,其中介损
为 $0.025\ 6 + 0.002\ 65 = 0.028\ 25$,与历
史数据比较有明显增长,并远远超
过了状态检修规程给出的标准注意
值0.008;电容量 $1.006\ 9 \times 789.5\ \text{pF} =$
 $794.9\ \text{pF}$,与历史数据(796 pF)变
化不大(见表3)。

表1 《电力设备带电检测技术规范》(试行)中关于电容型设备带电检测的标准

被试设备	测试项目	要求
电容型套管		(1) 正常:变化量 ≤ 0.003
电容型电流互感器	相对介质损耗因数	(2) 异常:变化量 > 0.003 且 ≤ 0.005
电容式电压互感器		(3) 缺陷:变化量 > 0.005
耦合电容器	相对电容量比值	(1) 正常:初值差 $\leq 5\%$ (2) 异常:初值差 $> 5\%$ 且 $\leq 20\%$ (3) 缺陷:初值差 $> 20\%$

表2 112单元电流互感器带电检测数据

试验时间	基准单元	试验数据		
		A相	B相	C相
2014-8-4	113	0.025 6/1.006 9	0.003/0.992 3	-0.000 2/0.994 3
2013-7-21	113	0.001/0.998 9	0.001/0.994 5	0.000 5/0.997 5

表3 历史停电试验数据

单元	试验时间	试验数据		
		A相	B相	C相
113	2012-10-11	0.002 65/789.5 pF	0.002 89/793.6 pF	0.002 62/785.6 pF
112	2012-10-12	0.002 85/796 pF	0.002 75/788.5 pF	0.002 78/782.3 pF

(下转第58页)

2014年11月26日,对110 kV聚驼线进行了停电处理,并进行了电缆终端的解剖检查。其中,B相电缆终端的应力锥拔出后,发现在电缆的外半导电口上方约20 mm处有严重的放电痕迹并伴有大量的黄色斑痕,黄色部分用无水酒精可擦除,但将表面放电痕迹擦拭后黑色放电依然存在。

通过对于110 kV聚驼线的电缆终端解剖,验证了高压电缆终端局部放电在线监测系统是有效的,其能够通过监测局放图谱的方式,发现运行中的电缆终端内部的放电现象,从而推导出其处于缺陷状态,以进行提早的停电检修更换,避免事故的发生。

结束语

本文设计了一套完整的高压电缆终端局放监测系统,系统适用于局部放电诊断要求,确定了系统对高压电缆终端进行局部放电监测的



图5 110 kV聚驼线B相电缆终端解剖照片

有效性。运用该系统对运行中的高压电缆终端设备进行在线局放监测,检查电缆终端中可能存在的缺陷隐患,保证了电力电缆终端设备运行的可靠性和安全性。

同时将其进行了现场化的应用,并成功发现110 kV聚驼线B相电缆终端缺陷,从而避免了潜在的电缆终端故障威胁,对事故起到了



预防作用。因此,利用本文设计的高压电缆终端局部放电在线监测系统,对实际运行的高压电缆终端进行实时局部放电图谱监控,做到了问题的早发现、早处理,对事故起到有效的预防作用,保障了电网的长期稳定运行。EA

(收稿日期: 2015.05.22)

(编辑: 杨得润)

(上接第55页)

综合以上分析,初步判断112 A相相对介损值明显超标,设备内部存在缺陷。

(3) 综合分析

1) 油色谱试验。对112 A相进行油色谱分析(数据见表4),发现总烃含量明显超标,并有乙炔出现。

2) 停电介损及电容量试验。112单元A相电流互感器停电后介损值为0.021 65,超过状态检修规程给出的

0.008的标准注意值,并与带电检测换算结果0.028 25接近。如表5所示。

3) 解体情况。对一次绕组进行解体检查发现,结果发现从4号电容屏开始出现X蜡(X蜡为一种不溶于油的树脂状物质,为不饱和烃聚合物结构改变后形成的产物),如图8所示,部分绝缘纸已经硬化,当解体到2号电容屏后,出现褶皱的绝缘纸,且越来越明显。



图8 解体情况

结束语

变电站内的容性设备(如电容型电流互感器、电容式电压互感器、耦合电容器和电容型套管等)的数量较多,约占变电站电气设备的40%~50%,且据统计绝缘受潮缺陷约占电容型设备的85%左右,通过对容性设备带电测试数据的纵向、横向、停电数据换算对比和综合分析,可以认定这种方法能够有效判断设备的绝缘健康状况,是一种方便、可靠地带电测试方法,可以作为状态检修的技术支撑手段。EA

(收稿日期: 2015.04.10)

(编辑: 杨得润)

表4 112 A相电流互感器油色谱数据 (单位: $\mu\text{L/L}$)

测试时间	CH_4	C_2H_4	C_2H_6	C_2H_2	H_2	CO	CO_2	$\text{C}_1 + \text{C}_2$	微水
2010-8-4	1498.10	0.91	114.53	1.34	45586.01	155.64	637.72	1614.88	20 mg/L

表5 112 A相电流互感器停电试验数据

试验时间	试验数据
2014-8-5	0.02165/793.6 pF