

一起220 kV电容式电压互感器二次电压异常升高故障分析

电容式电压互感器技术性能优越,在我国高压和超高压电力系统中应用广泛,其运行可靠性直接关系到电网安全。介绍了一起某220 kV电容式电压互感器运行中二次电压异常升高的故障,结合电容式电压互感器的特点,通过现场勘察、试验检测和解体检查确定了导致该故障的原因,并提出了相应的反事故措施。

魏菊芳 王楠 王伟 张鑫 冯军基/国网天津市电力公司电力科学研究院

0 引言

电容式电压互感器(Capacitor Voltage Transformer, CVT)具有制造简单、体积小、价格低、冲击绝缘强度高及不会与电力系统发生铁磁谐振等诸多优点,在110 kV及以上电网中得到了广泛的应用^[1-3],并逐步取代了传统的电磁式电压互感器^[4]。CVT是由电容分压器和电磁单元组成的具有独特结构的电器设备,是测量母线或线路电压及获得保护信号的主要设备,因此CVT的安全运行对于保障电网的安全运行极为重要。

近年来,由于结构设计、制造工艺和元件质量等因素的影响,CVT在运行中二次电压异常故障发生较为频繁,且原因种类多样。国内外学者对此进行了大量的研究分析,常见的原因有电容分压器损坏、中间变压器损坏和补偿电抗器损坏等^[5-6],并提出了提高安全运行可靠性的建议。

本文针对一起220 kV CVT二次电压异常升高的故障,从现场勘察、试验检测及解体检查等多方面详尽阐述了故障诊断与分析过程,确定设备因电容分压器内部

缺油造成二次电压异常的故障原因,并由此提出了相应的日常运维措施^[7]。

1 故障情况说明

2016年9月12日16:58,某220 kV变电站后台发出“224-9TV断线”“BP-2B母线电压开放”“RCS-915母线电压开放”“TV母线断线”信号。保护人员到站检查后发现224-9电压互感器C相二次线圈输出电压升高至67 V(正常应为57 V),开口三角(剩余绕组)输出电压升高至117 V(正常应为100 V)。

经对224-9A相和B相电压互感器二次电压进行检查,发现其二次电压均正常,无升高现象;同时,C相电压互感器二次所有线圈电压均升高,由此排除系统方面原因,判断为224-9电压互感器C相设备本体故障。

2016年9月12日23:00,将变电站220 kV-4母线及224-9电压互感器转检修;2016年13日05:14,对224-9电压互感器C相进行更换,备品为2010年8月生产产品。更换完毕后,站内恢复正常运行方式。

2 故障设备基本情况

2.1 故障设备基本情况

故障电压互感器为电容式结构,型号为WVB220-10H,2005年6月生产。该设备自采购后,一直作为备品备件存放,后因原224-9 C相设备漏油需更换,因此本备品于2016年9月1日投入运



魏菊芳/工程师

关键词/Keywords

电容式电压互感器·
二次电压升高·
故障分析·

行。故障设备技术参数如表1所示。

表1 故障电压互感器技术参数

型号	WVB2 220-10H
额定一次电压/kV	220/ $\sqrt{3}$
额定绝缘水平/kV	395/950
额定总电容/ μF	0.01
额定电压比	220/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ /100/ $\sqrt{3}$ /100
准确度等级/P	0.2/0.5/3
额定负载/V·A	150/250/100

2.2 故障设备基本原理

CVT由1组瓷套外壳的电容分压器（包括主电容 C_1 和分压电容 C_2 ）以及安装在下部油箱中的电磁单元组成。其中，电容分压器由上、下两节耦合电容器组成，电磁单元包括中间变压器、补偿电抗器、阻尼装置及保护装置（ZnO避雷器）等元件^[8]。CVT利用电容分压器将输电电压降到中压（10~20 kV），再经过中间变压器降到100 V或100/ $\sqrt{3}$ V供给计量仪表和继电保护装置^[9]，电气连接原理图如图1所示。

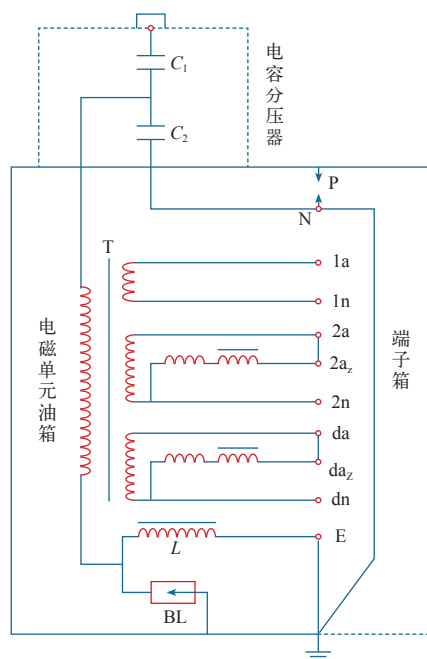


图1 电容式电压互感器电气连接原理图

C_1 —高压电容 C_2 —中压电容 N—电容分压器低压端
P—电容分压器低压端对地保护间隙 1a, 1n—1[#]主绕组引出端
2a, 2n—2[#]主绕组引出端 da, dn—剩余电压绕组引出端
2a_z, 2n_z—1[#]阻尼器引出端 da_z, dn_z—2[#]阻尼器引出端 T—中间变压器
L—补偿电抗器 BL—ZnO避雷器 E—补偿电抗器低压端

3 现场检测和检查情况

3.1 红外热像检测

变电站后台收到报警信息后，对224-9电压互感器进行了红外热像检测，发现C相电压互感器上节耦合电容器存在过热现象，比相邻A、B相电压互感器相同位置高6℃，红外热成像图谱如图2所示。



图2 224-9 C相CVT器红外热成像图谱

3.2 设备安装地点检查

现场对故障CVT安装地点进行检查，未发现互感器安装基础架构和地面有油污痕迹。

3.3 设备本体检查

(1) 故障设备整体外观检查

故障设备法兰连接处等金属部分存在轻微锈蚀，外瓷套较干净，未发现闪络痕迹。

(2) 二次端子盒检查

电容分压器低压端N点接地可靠，未悬浮；中间变压器一次尾端所接补偿电抗器低压端子和ZnO避雷器低压端子接地可靠；二次回路各端子连接完好，无断线情况，二次端子盒如图3所示。



图3 224-9 C相电容式电压互感器二次端子盒

(3) 渗漏油情况检查

CVT电容分压器和电磁单元内部绝缘油均独立密封，互不连通，其中仅电磁单元具有油位观察窗，经观察，电磁单元油位在正常范围内；上节耦合电容器拆除放置在地面，吊起后，发现放置地面有轻微油污痕迹，推断有漏油情况；下节耦合电容器顶端膨胀器裸露在外，通过按压敲击膨胀器表面铝板，声音沉闷，判断下节电容器油位正常，上节耦合电容器放置位置油迹和下节顶端膨胀器分别如图4和图5所示。



图4 上节耦合电容器
放置位置油迹



图5 下节顶端膨胀器

4 故障原因分析

经故障检查分析，判断为CVT上节耦合电容器存在故障，为进一步查找故障点，对故障的224-9 C相电压互感器上节耦合电容器进行了电气试验及现场解体分析。

4.1 电气试验

4.1.1 绝缘电阻试验

对故障电压互感器上节耦合电容器进行绝缘电阻试验，测试数据为10 000 MΩ，符合《输变电设备状态检修试验规程》标准要求（绝缘电阻≥5 000 MΩ）。

4.1.2 介质损耗与电容量试验

对故障电压互感器上节耦合电容器进行介质损耗与电容量试验，试验电压均为10 kV，测试数据与投运前试验数据结果如表2所示。

由表2可以看出，故障设备介损与电容量均有明显的增大，与投前例行试验数据比较，其中损耗角正切值增大689%，严重超出标准要求

表2 224-9 C相电容式电压互感器介损与电容量试验数据

试验性质	试验日期	损耗角正切值 $\tan \delta(\%)$	电容量 /pF	结论
出厂试验	2005年3月29日	0.083 8	20.237	合格
投前例行试验	2016年9月1日	0.065	20.220	合格
诊断试验	2016年9月27日	0.513	25.700	不合格

($\tan \delta \leq 0.25\%$)；电容量增大27.1%，严重超出标准要求（电容量初值差不超过 $\pm 2\%$ ），由此推测耦合电容器内部绝缘性能下降，存在电容元件击穿的情况。

4.2 解体检查

4.2.1 顶端FT外罩

CVT上节耦合电容器顶端FT外罩等电位线连接可靠，外观完好，无放电痕迹，如图6所示。

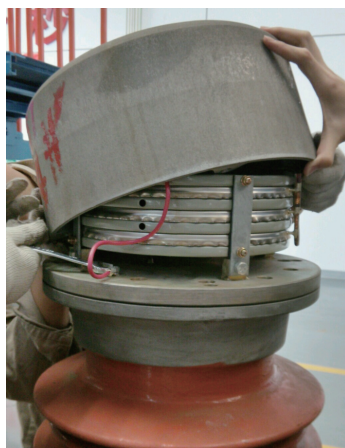


图6 224-9 C相电容式电压互感器FT外罩

4.2.2 金属膨胀器

如图7所示，金属膨胀器外置于耦合电容器顶



图7 224-9 C相CVT金属膨胀器

端，为微正压结构，外观完好，通过按压敲击膨胀器表面铝板，声音清脆，推断膨胀器内部存在缺油的情况，后经解体检查证实内部缺油。

4.2.3 电容元件一次引出线

拆除膨胀器，发现电容元件一次引出线连接良好，如图8所示。

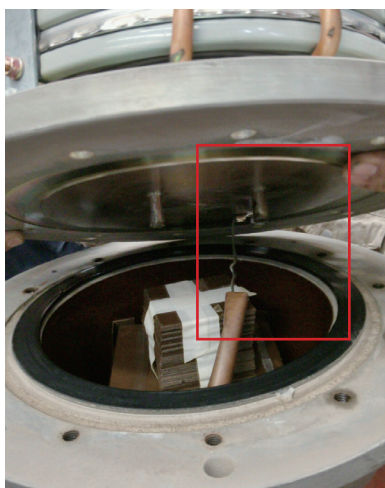


图8 224-9 C相CVT一次引线

4.2.4 绝缘油

完全拆除金属膨胀器后，发现耦合电容器内部已严重缺油：①触摸耦合电容器内壁，较干净，未发现明显油渍；②从上部观察，未观察到油位；③采用绳索伸入耦合电容器内部，油位接近耦合电容器最底端，如图9和图10所示。

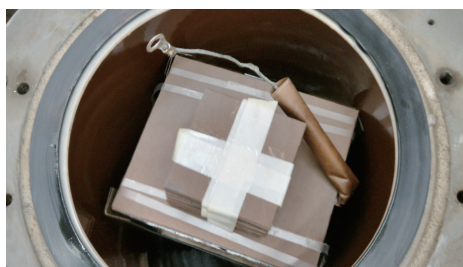


图9 224-9 C相CVT上节耦合电容器内壁

4.2.5 电容芯体

电容芯体由3节套管式耦合电容器叠装而成，由上到下分别装有19个、19个和16个串联的膜纸复合介质组成的电容元件^[10]，如图11所示，可以发现部分电容元件已变形，向外鼓出或凹陷，且



图10 224-9 C相CVT上节耦合电容器油位对比



图11 224-9 C相CVT上节内部电容器组

上节变形较为严重。

选取电容器组上节第1个（无变形）、第7个（凹陷）和第15个（鼓出），中节第12个（无变形），下节第10个（凹陷）电容元件进行解剖，发现外观变形的电容元件层层剥开后，可发现2~4层有放电灼烧痕迹，如图12所示，外观无变形的电容元件未发现放电灼烧痕迹，如图13所示。由此可见，电容器组在运行电压下发生了局部电容层间击穿。



图12 224-9 C相CVT电容元件放电灼烧痕迹



图13 224-9 C相CVT电容元件无放电灼烧痕迹

4.2.6 耦合电容器底座

耦合电容器底座侧面标有铭牌，如图14所示，可以看出铭牌歪斜，且靠近铭牌的4个紧固螺栓松动，未紧固，判断底板铭牌附近曾受过冲击。

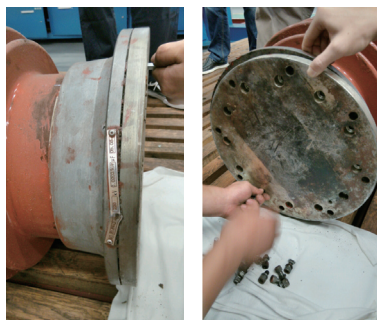


图14 224-9 C相CVT上节耦合电容器底座

底座密封圈良好，未发现老化；如图15所示，可以看出底板内侧有厚厚的油污，在靠近铭牌附近的更为严重。



图15 224-9 C相CVT上节耦合电容器底座底板内侧

4.3 故障原因

根据现场检查情况、试验测量及解体分析，故障原因确认：由于CVT上节耦合电容器内部缺油，在运行电压的作用下造成电容元件局部层间

击穿，上节电容量增大，中间变压器一次高压端电压升高，导致二次线圈输出电压整体升高。

为进一步找出耦合电容器严重缺油的原因，对可能存在的原因进行了如下分析。

1) 设备运行阶段发生漏油缺陷。经设备外观检查，未发现有渗漏油痕迹，且变电站设备安装地面未发现有油迹，因此排除运行阶段漏油的可能性。

2) 设备安装阶段发生漏油缺陷：经设备资料检查，未发现该设备安装阶段有渗漏油记录；其次，该设备2016年9月1日投运，2016年9月12日即退出运行，若是在安装阶段发生漏油情况，则在底座底板内侧不会形成厚厚的油污，且安装现场地面未发现有油迹，因此排除安装阶段漏油的可能性。

3) 设备运输存储阶段发生漏油缺陷。通过现场解体检查，设备底座铭牌歪斜，紧固螺栓松动，且底板内侧存在厚厚的油污，应是底座受冲击密封不严，长期渗油造成，由此推断：该故障设备在运输存储期间受到外部冲击受损，发生轻微渗油，常年累积，造成严重缺油的缺陷发生。

故障设备在运输存储阶段发生漏油缺陷，但在投运前进行介损与电容量测试时，数据未见异常，在运行12天以后发现设备异常，由此分析可能的原因：CVT上节耦合电容器内部主体结构为电容芯体，其由多个相串联的电容元件组成，每个电容元件是由铝箔电极和放在其间的数层电容介质（膜纸复合）卷绕后压扁并经高真空浸渍处理而成，简单结构示意图如图16所示。

电容芯体在CVT内部承担着重要的分压作用，在进行介损与电容量测试时，试验线通过连接高压端引出线和低压端引出线进行测量，主要为电容芯体的介损与电容量，周围电极通过绝缘油对低压端形成的杂散电容影响较小，因此判断：该故障设备在存储期间一直未承受电场作用，上节耦合电容器内部电容元件已浸透的绝缘油未析出，仍保持一定的绝缘性能，在投运前进行介损与电容量测试时，数据未见异常；投运

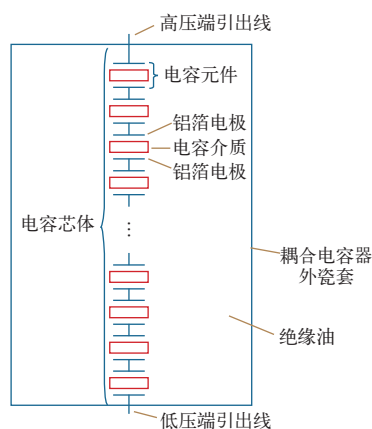


图16 CVT上节耦合电容器结构简单示意图

后，在运行电压的作用下，电容元件内部绝缘油析出劣化，绝缘性能下降，局部发生电容层间击穿，因此介损与电容量均有明显增大。

综上所述，造成224-9 C相CVT故障的主要原因：该故障设备自采购后作为备品备件在仓库中存放十余年，随着仓储位置的变更，曾多次搬运转移，期间上节耦合电容器底座受到外力冲击，底座密封不严造成轻微渗油，长年累积，耦合电容器内部严重缺油的情况发生。投运后，在运行电压的作用下，电容元件内部绝缘油析出劣化，绝缘性能下降，局部发生电容层间击穿，上节电容量增大，随着电容分压器分压比的变化，中间变压器一次高压端电压升高，因此导致二次线圈输出电压整体升高。

5 结束语

1) 加强对备品备件运输存储及维护管理，当仓储位置变更时做好交接记录，存储期间定期对备品备件进行检查及试验，确保备品备件完好无损。

2) 加强设备安装阶段管理，严格按照施工要求执行，重点关注少油设备渗漏油情况，做好安装记录，发现有异常情况及时上报处理。

3) 加强投前设备检查、试验管理，对于备品备件转运行的少油设备，应有历次试验记录，若存放时间较长，在投运前应按照要求进行交接试验，确保备品零缺陷投运。

4) 加强少油设备投前质量把关，重点关注油位情况，尤其是全密封结构设备，应由厂家配合，通过顶端膨胀器检查油位情况，确保油位在正常范围内。

5) 加强设备投运后运行维护管理，对于少油设备，新投后应加大巡视检查力度，定期进行红外热像等带电检测工作，密切监视油位及渗漏油情况，发现问题及时处理，避免故障缺陷扩大化。

参考文献

- [1] 童钰，房博一．一起220 kV线路CVT故障分析及防范措施[J]．电力电容器与无功补偿，2013，34(4)：78-82．
- [2] 刘胜军．电容式电压互感器的安全运行探讨[J]．变压器，2012，49(1)：73-75．
- [3] 李顺尧．220 kV电容式电压互感器试验方法探讨[J]．高压电器，2008，44(3)：280-282．
- [4] 孙鹏，陈舒捷．电容式电压互感器二次电压升高分析及处理[J]．电工文摘，2014(2)：5-9．
- [5] 麦荣焕，邓小强．一起110 kV电容式电压互感器二次电压异常故障分析[J]．现代制造，2014(27)：53-54．
- [6] 张志东，刘建月，薛赵红．电容式电压互感器电磁单元故障检定方法[J]．电力科学与工程，2015，31(9)：66-70．
- [7] 穆靖宇．一起CVT分压电容器击穿事故的处理和分析[J]．电力电容器与无功补偿，2014(4)：79-82．
- [8] 凌子恕．高压互感器技术手册[M]．北京：中国电力出版社，2005．
- [9] 赵全胜，连经斌，罗娟，等．220 kV电容式电压互感器法兰渗油的异常分析[J]．电气开关，2016，54(1)：93-97．
- [10] 李应宏，王贵山．一起500 kV电容式电压互感器的故障分析[J]．陕西电力，2014，43(3)：93-97．

(收稿日期：2017-01-12) EA