

电流互感器典型故障案例分析

钟守熙

(成都电业局, 四川 成都 610016)

摘要:通过对电流互感器典型故障案例的分析,指出了提高互感器产品设计、制造水平,把好安装验收质量关,加强运行维护和技术监督工作,是保证电流互感器安全运行的关键。

关键词:电流互感器;故障;对策

Abstract According to the analyses of the typical failures of current transformer it is pointed out that the design and manufacturing of current transformer should be improved as well as the acceptable quality of installation the operating maintenance and technical supervision should be enhanced which is the key to ensure the safe operation of current transformer

Key words: current transformer fault countermeasures

中图分类号: TM45 **文献标识码:** B **文章编号:** 1003-6954(2009)03-0077-02

电流互感器的安全与否,直接影响到测量、计量的准确性和继电保护装置的正常运行,是供电安全和可靠的重要影响因素。在电网运行过程中,由于电流互感器产生缺陷,发生故障,影响电力安全生产,甚至导致停电、爆炸事故的情况仍然时有出现。

1 典型故障及分析

从多年来电流互感器运行实践经验来看,其常见的故障或缺陷类型主要集中在:绝缘油色谱超标、本体绝缘原因、渗漏油或气体泄漏、发热故障、结构设计原因等方面。这些故障原因既有生产制造厂带来的,也有安装调试过程中造成的,还有很多在运行过程中逐渐产生的。从近年来的故障原因统计看,电流互感器制造质量不良已成为造成事故的主要原因,一些由其它原因造成故障情况中也包含有制造质量问题。

1.1 油中溶解气体含量超标

电流互感器油中溶解气体监测是一种有效地分析判断充油式互感器安全运行状况的措施。引起油中溶解气体含量变化及超标的主要原因多集中在内部问题上。通过分析油中溶解气体的组分和含量,能够判别不同原因引起的缺陷或故障。

某新建变电站 18 台 110 kV 电压等级的电流互感器在新安装验收试验时,油中溶解气体含量合格,由于超过半年未投运,于正式投运前再次试验时,被

测出油中溶解气体的氢含量 $\varphi(\text{H}_2)$ 为 $80 \sim 100 \mu\text{L/L}$ 超过新投运验收标准 $\varphi(\text{H}_2) < 50 \mu\text{L/L}$ 的要求^[1],其余气体含量均符合标准。由于仅单氢含量超标,分析可能是该批次产品在制造过程中存在某种缺陷。经查该批次互感器出厂试验数据符合标准要求。会同生产厂家综合分析,判断原因出在互感器的不锈钢金属膨胀器上,该批次金属膨胀器在加工过程及焊接时吸附了氢,未经处理及适当存放即安装于互感器上,导致所含氢慢慢释放到油中。经厂家返厂处理后,于现场安装完毕再试验合格。

某投运近 3 年的 LCWB2-220 型电流互感器在预防性试验进行油中溶解气体分析时,测出 $\varphi(\text{C}_2\text{H}_2)$ 值为 $45 \mu\text{L/L}$ $\varphi(\text{C}_2\text{H}_4)$ 值为 $681 \mu\text{L/L}$ $\varphi(\text{总烃})$ 值为 $1854 \mu\text{L/L}$ 。经过仔细检查发现,该互感器头部内的一次连接线与接线板间的螺栓有所松动,引起长期发热产生气体,产生缺陷的原因是制造及装配工艺不良,在采用螺栓连接紧固时未能紧固到位,在现场安装又无法发现该内部隐患。

某站新投运不久的 LB7-220W 型电流互感器,在新投运后的跟踪监测中发现,油中溶解气体 $\varphi(\text{H}_2)$ 达到 $2700 \mu\text{L/L}$ $\varphi(\text{总烃})$ 达到 $197 \mu\text{L/L}$ 超过预防性试验标准 $\varphi(\text{H}_2) < 150 \mu\text{L/L}$ $\varphi(\text{总烃}) < 100 \mu\text{L/L}$ 的要求^[2]。经过检查分析,产生故障的原因是该电流互感器二次接线端子内部有线头松动,在运行过程中脱落放电,导致产生大量故障气体,仍然属于制造及装配质量不佳。

某台 220 kV 电流互感器经过检修后,运行一段

时间进行油中溶解气体分析,测得 $\varphi(\text{H}_2)$ 值为 $823 \mu\text{L/L}$, $\varphi(\text{CH}_4)$ 值为 $124 \mu\text{L/L}$, $\varphi(\text{总烃})$ 值为 $201 \mu\text{L/L}$ 。仔细分析原因为检修后没有采用真空注油,引起内部吸入水份,属于检修质量不良造成隐患。

1.2 本体绝缘问题

电流互感器绝缘受影响因素较多,绝缘材料、受潮、工艺不良、设备老化等都可能致其绝缘性能下降,产生局部放电、油质劣化、局部过热、闪络和击穿等故障。

某站新安装 21 台 110 kV 电流互感器,在做本体介损试验时发现,本体介损值均超标。经查,生产厂家在生产该批互感器时,真空干燥装置出现问题,使得对该批次互感器的干燥不完全,绝缘材料绝缘性能降低,引起本体介损全部超标,同时出厂试验把关不严,使问题产品到达现场。

某地 500 kV 油浸式电流互感器在运行中爆炸,经过解剖分析,发现该产品的一次线圈屏间绝缘的包扎制造工艺不良,对局部绝缘及场强的处理考虑不周,产生局部放电延伸到地屏,导致产生贯穿性放电引起爆炸。

某 220 kV 电流互感器在预防性试验中发现本体介损超标,已超过预防性试验规程介损 $\leq 0.8\%$ 的标准^[2],但电容量无明显变化,介损有逐年递增的趋势。而其绝缘油试验合格且多年数据无明显变化,绝缘电阻也合格。经分析,绝缘电阻及油试验合格,排除进水受潮可能,判断是电容屏受潮,在制造中干燥不彻底,经多年运行后,电容屏内潮气外渗,导致主绝缘整体受潮。

某 110 kV 电流互感器在预试时发现二次端子绝缘电阻测试不合格,经查原因为该互感器的二次端子板为胶木绝缘板,绝缘性能较差,在长期运行中容易受潮。另有一组 110 kV 电流互感器因为其二次端子板引线桩头结构设计不良,经多次拆装引起渗油受潮,降低了绝缘性能,引起介损异常。

1.3 互感器结构设计缺陷

电流互感器结构有正立式、倒立式,其一、二次接线及局部绝缘的设计结构差异比较大。在高电压等级的互感器中,结构设计对互感器安全运行的影响非常大,而设计、制造原因引起的互感器故障比较常见。

SF_6 气体绝缘电流互感器结构比较特殊,其设计、制造工艺要求相当高。某 500 kV SF_6 气体绝缘电流互感器投运后不久发生故障,检查发现,一次绕

组绝缘严重损坏,起因是内部连接螺栓存在选材缺陷,运行中断裂引起局部放电,产生过热并对地击穿。某 500 kV SF_6 气体绝缘电流互感器运行中发生内部闪络,解体发现屏蔽罩、内导电杆、外导电杆和电容均压屏都有烧伤痕迹,电容锥绝缘完全烧黑,末屏接地线烧断,综合分析判断为设计的电容锥场强过高、制造工艺及选材不良造成。

某厂生产的 9 台 220 kV 电流互感器局部放电试验超标,其余试验未见异常,经反复检查分析确定是固定器身的胶木螺杆内部有气泡缺陷,而互感器绝缘结构又不尽合理,局部位置场强较高,处于较高电场位置下的螺杆内部空气击穿产生局部放电,因其处于螺杆内部未对其它试验数据造成影响,属于互感器零部件及材料存在质量缺陷,产品设计结构有隐患,隐蔽性较大,难以发现。

2 故障的防范对策

从电流互感器故障产生原因分析,必须采取措施加强电流互感器的设计、制造质量,对产品的结构设计合理性、材料选取的质量保证、制造工艺的严格控制等方面,都要进行全过程的管理,防止在生产制造过程中留下安全隐患,造成先天不足。

在新设备的安装、调试、验收过程中,必须严格把好“投运关”,加强对安装质量的监督管理,坚持做好验收试验,细致分析试验结果,不放过任何一个细微的疑点,防止将存在制造质量问题的设备或将安装中造成隐患的设备投入运行。

加强电流互感器的运行维护和技术监督工作,严格按照规程规定要求开展预防性试验,尽早发现存在的异常和问题,尽早安排检修或更换,消除安全隐患。从制度上要进一步加强管理手段和方法的完善,理顺专业管理,完善消缺和反事故措施,提高监测手段和检修人员技能,减少管理或人为因素引起的故障。

3 结束语

电流互感器是电网的重要设备之一,认真分析其典型故障和原因,有助于提高其安全运行状况。防范电流互感器故障的综合措施应该包括:提高产品设计、制造工艺水平,保证安装验收质量,加强运行维护和技术监督工作等方面。

(收稿日期: 2008-12-20)