

500kV主变压器油位异常的分析及处理

白旭 王清泉 贾喜龙

北京惠通盛电力工程有限责任公司房山分公司 北京 102488

摘要: 变压器在正常运行时,铁心及夹件必须可靠接地,且只能有一点接地。如果铁心、夹件存在两点及以上接地,接地点之间可能形成闭合回路,产生环流,引起铁心及夹件局部过热,导致绝缘老化速度加快,还可能使铁心及夹件产生悬浮电位,发生放电,破坏变压器内部绝缘,严重时甚至会发生变压器事故。因此准确、及时发现并处理变压器铁心及夹件多点接地故障,对保证变压器的安全运行具有重要意义。本文通过对储油柜结构、负荷变化、红外测温及冷却器启停等情况进行分析,判断缺陷的原因为变压器油位不合理、油位计动作值整定不正确。最后从设备运维风险管控方面提出了针对性的防护措施,为系统内类似异常处理提供参考。

关键词: 500kV变压器;油位异常;储油柜;油位计动作值;防护措施

Analysis and treatment of abnormal oil level in 500kV main transformer

Bai Xu, Wang Qingquan, Jia Xilong

Fangshan Branch of Beijing huitongsheng Power Engineering Co., Ltd., 102488, Beijing

Abstract: During the normal operation of transformer, the iron core and clamp must be reliably grounded, and only one point can be grounded. If there are two or more grounding points in the core and clamp, a closed circuit may be formed between the grounding points, resulting in circulating current, causing local overheating of the core and clamp, accelerating the aging speed of insulation, generating suspension potential of the core and clamp, discharging, damaging the internal insulation of the transformer, and even transformer accidents in serious cases. Therefore, accurate and timely detection and treatment of multi-point grounding faults of transformer core and clamp is of great significance to ensure the safe operation of transformer. Through the analysis of the structure of oil conservator, load change, infrared temperature measurement and the start and stop of cooler, this paper judges that the causes of defects are unreasonable oil level of transformer and incorrect setting of action value of oil level gauge. Finally, it puts forward targeted protective measures from the aspect of equipment operation and maintenance risk management and control, so as to provide reference for similar exception handling in the system.

Key words: 500kV transformer; Abnormal oil level; Oil conservator; Action value of oil level gauge; Protective measures

引言

变压器用绝缘油是由许多烃类物质组成的,油中分子含有烷基、烯基及炔基等化学基团,并由C-C键结合在一起。由于电或热故障等原因使某些C-H键和C-C键断裂,再经过一系列化学反应重新组合形成氢气和低分子烃类气体。这些故障气体的组成和含量与故障的类型及其严重程度密切相关。用于取油样进行色谱分析时不需要停电,因此变压器油中溶解气体色谱分析技术(DGA)已成为诊断油浸式变压器故障的有效方法之一,并在电力系统中得到广泛运用。

储油柜是用于变压器的一种储油装置,其作用是当变压器由于负荷增大,油温升高,油箱内油膨胀,这时过多的油就会流入储油柜。反之温度降低时,储油柜内的油会再流入油箱,起到自动调整油面的作用,也就是储油柜起储油和补

油作用,能保证油箱内充满油。同时由于装备了储油柜,使变压器与空气的接触面减小,且从空气中吸收的水分、灰尘和氧化后的油垢都沉积在油枕底部的沉积器中,从而大大减缓变压器油的劣化速度。针对网内近期发生的一起500kV变压器油位异常的缺陷,本文通过对储油柜结构、负荷变化、红外测温及冷却器启停等情况进行分析,判断缺陷的原因为变压器油位不合理、油位计动作值整定不正确。最后从设备运维风险管控方面提出了针对性的防护措施,为系统内类似异常处理提供参考。

1 异常情况

1.1 设备基本情况

电力变压器是发电厂的重要设备之一,为了确保变压器的安全可靠运行,及时发现变压器内部的早期故障极

为重要。国内外的长期实践证明,利用油中溶解气体分析(DGA)技术来检测变压器内部早期故障是十分有效的。

某站#2主变型号ODFS-250000/500,额定容量250/250/80MVA(单相),为自然油循环风冷单相无载调压自耦变压器,储油柜为胶囊式结构,如图1所示。

冷却方式为ONAN/ONAF,正常情况下主变的冷却器应切至自投控制模式及备用投入模式,依靠PLC程序根据顶层油温或负荷情况自动控制冷却器启动或停止。当主变油面温度到达55℃时,将自动投入第一组冷却器,油面温度达65℃时自动投入第二组冷却器。油面温控器接点断开时,延时10分钟停止相应的风机。当主变负荷电流达到定值时,启动第一、第二组冷却器,负荷电流复归后延时10分钟停止。

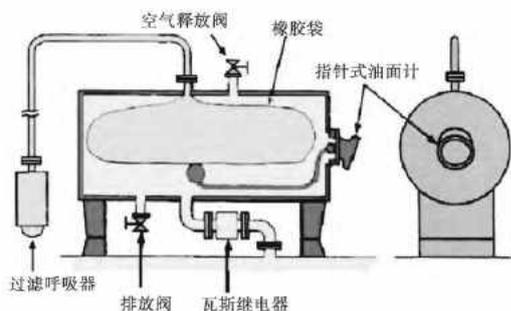


图1 胶囊式储油柜结构

1.2 故障情况

某日,500kV某变电站#2主变突然发出“#2主变非电量保护C相本体油位异常”,且不能复归。异常发生时主变的负荷正在快速增长,从上午5时9时,负荷由170MW增长至325MW。对#2主变油位进行检查,A相油位6.9,B相油位6.2,C相油位8.1,C相油位较AB相偏高。按设备说明书,主体油位计的报警位置为高油位Max和低油位Min,C相报警时油位未达到油位计厂家油位高报警设定值。

1.3 变压器故障诊断方法

变压器油中溶解气体分析,包括从取出油样,再从油中分离出溶解气体,用气相色谱分析该气体的成分,对分析结果进行数据处理,并依据所获得的各组分气体含量及排序变化,判定设备有无内部故障,诊断其故障种类和程度,综合诊断故障部位

(1) 与特征气体注意值比较

通过与油中溶解气体含量的注意值比较来判断变压器是否有故障。运行中变压器油中溶解气体含量的注意值:总烃为150 μ L/L,C₂H₂为1 μ L/L(330kV及以上)和5 μ L/L(220kV及以下),H₂为150 μ L/L。

(2) 与产气速率的注意值比较

油中溶解气体产气速率分为绝对产气速率和相对产气速率。产气速率的大小与故障的能量、故障点的温度以及故障涉及的范围等情况有直接关系,还与设备类型、负荷情况和绝缘材料的体积及其老化程度有关。

(3) 特征气体排序法

正常的变压器特征气体排序为:甲烷>乙烷>乙烯>氢气,无乙炔;如果不符合此排序,说明变压器内存在异常,需要通过具体的色谱数据来分析;当然,变压器到底有没有故障,最终要根据DL/T 722-2014《变压器油中溶解气体分析和判断导则》(以下称导则)的相关要求来判断。

2 现场检查情况

2.1 信号回路排查

(1)检查#2主变非电量保护屏、风冷控制箱、C相本体端子箱均无受潮现象,C相储油柜处油位计波纹管外观完整,回路无受损现象。(2)在#2主变风冷控制箱找到对应图中油位告警回路,测量信号回路对地直流电压,电压正常。但发现左侧告警回路并联,表明C相油位高告警、油位低告警回路至少有一条导通。(3)拆除油位高告警接线端子,监控“#2主变非电量保护C相本体油位异常”信号立即复归,测量油位低告警端子电压正常。判断#2主变C相油位计油位高告警接点确实闭合。可排除二次回路异常引出报警,初步判断为C相油位计油位高报警动作正确,但可能为设定值偏低引起。

2.2 油中溶解气体检查

检查#2主变近期油色谱数据,无特征气体突变异常,总烃无突变。三相呼吸器正常呼吸,集气盒及瓦斯继电器无气体,分析主变本体无内部故障。



图2 气体继电器检查情况

2.3 油位变化分析

检查#2主变三相本体温度均衡,与后台油温相符。发生告警后,28日油位跟踪数据及油位测量图谱如下所示,可见三相油位当日内无明显突变。从以上油位测量图谱可知,实际油位与油位计显示油位相符,且呼吸器正常吐气,且近期油位数据是变化,可排除假油位及油位表卡涩可能。(1)油位合理性分析依据油温曲线,油温50℃的正常油位应为5.5左右,但实际C相到达了8.2且不再随温度上升而增大,B相油温50℃左右的油位为6.5左右,A相油温54.2℃的油位为7.2,可见本体实际油位均比厂家技术要求的高,其中C相比标准要求油位高出了2.7,在#2主变负荷增加导致三相变压器油位上升时,因为油量越大,增加相同的温度,体积增加肯定也越大,所以表现出来C相的油位增加更快,进而首先超过告警值,发出报警信号。

(2)半年油位变化分析

对#2主变2020年的负荷、油位进行统计分析,变化趋势如表1所示

表1 年度油位统计

时间(月)	负荷(MW)	A相油位	B相油位	C相油位
1	102	5.5	5.5	6
2	102	6	5.2	6
3	102	6	5.2	6
4	56.7	5.7	5	6
5	108	6.1	6.8	6
6	147	6	6.5	5.8
7	287.1	7	6.8	7.5
8	144	6.5	6.3	7.5
9	330	7.2	6.5	8.2

2020年1~5月,主变负荷较低,三相油位保持平稳,主要在6以内,5~6月B相油位有所增长,但增长后呈下降趋势。6~7月以后,#2主变负荷增长至287.1MW,三相油位均上涨,但C相上涨较快。7~8月#2主变负荷降低,三相油位略有下降,但8月28日因系统原因,#2主变负荷增至330MW,三相油增长,C相上涨至8.2,发出高油位告警。油位告警后,在冷却器不启动的情况下,28日11时到20时油位为8.2,20时到29日上午为8.1,29日9点以后一直为8.2,可见在高负荷和气温下,仅通过自然油循环自然冷却方式,变压器油温度下降及油冷缩量的极小的,若长时间累积,变压器油温及油位必然呈增长趋势。负荷突增对油温度上升及油位上涨的影响更突出。

表2 当日油位变化统计

时间(时)	环境温度(℃)	负荷(MW)	油温(℃)	A相油位	B相油位	C相油位
11	29	330	47	7	6.2	8.2
12	31	380	55	7	6.2	8.2
13	31	346	54	7	6.2	8.2
14	31	362	59	7.1	6.2	8.2
15	33	351	58	7.1	6.2	8.2
20	25	346	56	7.2	6.5	8.1
24	23	271	53	7.3	6.5	8.1

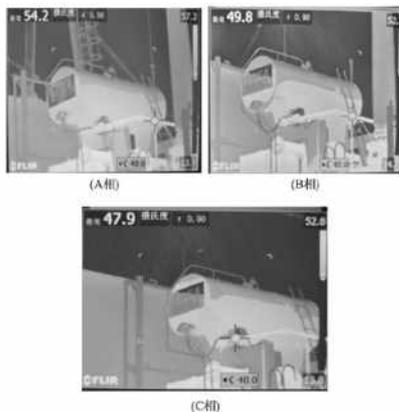


图3 油位图谱

2.4 冷却器检查及处理

29日上午现场检查,C相油位8.2,油温50℃左右,冷却器处于自动状态(第一组风机启动值60℃),风机未启动,呼吸器往外快速吐气,如图4所示。现场分析认为随着白天气温上升,C相本体油温将上升,变压器内油持续膨胀将引起油位继续上升,油位高异常信号将无法消失。



图4 呼吸器吐气

分析后,现场将冷却器控制转为手动控制,11时05分启动8个风扇给变压器散热,2分钟后呼吸器停止吐气,变压器油应不再膨胀;约10分钟后呼吸器开始吸气,应为风机启动后,冷却器加快散热,变压器油开始冷缩,油位不再继续上升,如图5所示。



图5 呼吸器吸气

但因中午现场气温较高,启动风扇后C相油温保持50℃左右,油温、油位变化不明显。分析认为油温下降主要依靠散热量-发热量的差值,目前负荷高达334MW,发热量大,差值就相对小些,且白天气温高时基本保持发热量=散热量,温度无法下降,所以降温时间会比较长一些,需C相的8个风扇保持启动运行状态,持续监控C相的油温、油位变化情况。8月29日22时30分,现场汇报,C相油温夜间下降明显,油温为43℃,绕温48℃,呼吸器吸气,C相油枕油位已下降至7.9。但现场告警仍存在,未复归,至30日凌晨00时59分,#2主变C相油枕油位异常告警复归,异常消失。8月30日

上午9时,现场检查#2主变C相油枕油位7.0,油温为38℃,绕温40℃。



图6 C相异常信号复位时的油位

3 原因分析

综上所述,本次#2主变C相油位异常报警原因如下:(1)主变安装注入的变压器油高于油位曲线要求值,C相显著超过标准要求油位。之前#2主变长时间低负载运行,因此油位没有明显升高,未发生过油位高报警异常。但近期在负载明显升高、现场持续高温双重因素影响下,油温60℃以下时仅通过自然油循环自然冷却方式,变压器油温度下降及油冷缩量的极小的,导致变压器油温及油位长时间呈增长趋势造成油位明显上升,最终造成C相油发出“油位高报警”异常。#2主变冷却器启动方式分为手动、自动方式,其中自动方式下60℃时启动第一组风机,70℃时启动第二组风机。考虑到油位是在负载升高、现在高温影响下逐渐上涨的,且油温60℃以下时仅通过自然油循环自然冷却方式,变压器油温度下降及油冷缩量的极小的,运维人员在油位上涨后,手动启动冷却器,增加变压器的散热量,避免变压器油位累积上涨。(2)C相油位计“油位高报警”动作值偏低。按设备说明书,主体油位计的报警位置为高油位Max和低油位Min,但C相油位上升至8.1时已发出报警,加强冷却后,油位下降至7.9以下后才复归。后续结合停电对表计进行检查确认。

4 处理措施

4.1 短期措施(1)变电站重点关注#2主变C油位,当高温、高负荷且C相油位持续上升至油位指示7.5(暂定7.5)时,现场运维人员需手动启动冷却器,增加变压器的散热量,避免变压器油位累积上涨导致报警。(2)当全部冷却器已投入,仍存在油位持续上升的紧急情况时,申请退出重瓦斯,对油

枕进行放油。

4.2 中长期措施

(1)结合停电对#2主变进行排油,确保油位与厂家油位曲线相符。(2)联系厂家明确油位计动作的检查及调整措施,结合停电对#2主变C油位计动作值进行检查和调整。后结合停电,对#2主变进行适量排油、油位计动作值调整后,运行至今未再出现异常。变压器铁心、夹件的多点接地故障,可通过对变压器油色谱中溶解气体的分析,结合铁心、夹件的接地电流以及停电时测量铁心对地、夹件对地、铁心和夹件间的绝缘电阻进行判断。当证实变压器铁心、夹件存在多点接地故障,在反复进行大电流冲击仍然未能排除故障的情况下,采用在铁心、夹件接地引下线分别串接小电阻限制接地电流的方案进行改造,通过改造将铁心和夹件接地电流均限制在100mA以下(满足DL/T573-2010标准),保证变压器正常运行。

结语

本文通过对某500kV主变压器油位异常进行分析,明确了异常原因及处理措施,为防同类设备缺陷提供了一种可行的判断和处理方法,有助于保证电力系统安全稳定运行。

参考文献

- [1]李甲焯.浅析广西灵山大怀山风电场变压器运行过程中的异常现象和故障处理方法[J].广西电力,2020(12):40-42.
- [2]王敬义.主变压器油枕油位异常的分析及处理[J].科技创新与应用,2019(35):108-109.
- [3]王潇.分析变电站主变压器运行中常见故障及事故处理步骤[J].通讯世界,2015(21):92-93.
- [4]张霁月.主变压器油位非故障异常原因分析及策略[J].安徽电气工程职业技术学院学报,2013,18(03):24-27.
- [5]姚建实.一起主变压器油位异常故障的处理[J].电气应用,2013,32(13):86-88.
- [6]黄衍臻.一台220kV主变压器胶囊式储油柜油位异常原因分析及防范措施[J].变压器,2010,47(01):72-74.DOI:10.19487/j.cnki.1001-8425.2010.01.021.
- [7]李庆丰,王迎春.西格木变2号主变有载分接开关油位异常升高的分析处理[J].黑龙江科技信息,2008(24):16.

作者简介:白旭(1984.3.7——),男,汉族,河北省张家口市,本科,油务员技师。