[变电站]

某110 kV变电站Ⅰ#主变压器差动保护事故分析

文/国网安庆供电公司　潘朝阳　汪李来　胡细兵　吴　薇　杨　昆　罗　健

介绍了某110 kV变电站发生的一起10 kV开关柜电流互感器绝缘破坏导致主变压器差动保护动作的事故案例。通过现场检查情况分析出保护动作的原因，对继电保护动作的过程进行了详细的分析。最后提出了针对性的处理办法和整改措施，为同类型设备的故障诊断和运行维护提供参考。

变电站中电流互感器是关系到系统测量、保护及控制等必不可少的主要设备之一，其安全隐患严重威胁着配电网的稳定运行，分析电流互感器的故障成因对维护配电网安全意义重大。

本文对某110 kV变电站10 kV开关柜电流互感器绝缘破坏导致主变压器差动保护动作的原因进行分析，详细阐述整个事件的经过、原因查找分析及应对措施，分析了Ⅰ#主变压器低压侧10 kV母线桥上的A相避雷器击穿接地导致主变压器差动保护动作跳开三侧的过程。通过对该110 kV变电站主变压器差动保护正确动作实例的分析，加强对设备的管理和维护，缩短开关的耐压、动作电压及绝缘等一些常规性试验检测周期，减少停电事故，从而保证电网系统稳定可靠地运行。

故障前运行方式

正常运行情况下，某110 kV变电站故障前一次设备运行方式如图1所示。110 kV设备：单母线接线，110 kV仙西4A3线带Ⅰ#、Ⅱ#主变压器运行。Ⅰ#主变压器301开关带35 kVⅠ段负荷，Ⅱ#主变压器302开关带35 kVⅡ段负荷，分段300开关在分位；Ⅰ#主变压器01开关带10 kVⅠ段负荷，Ⅱ#主变压器02开关带10 kVⅡ段负荷，分段00开关在分位。

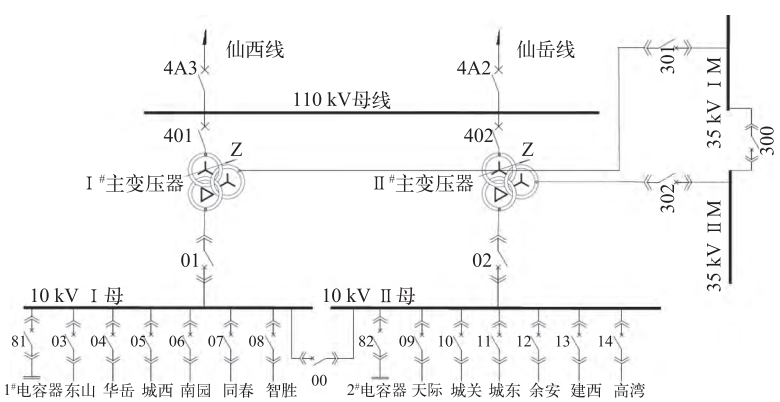

图1　110 kV变电站一次主接线图

故障时保护动作情况

2014年4月19日15时33分，某110 kV变电站10 kV余安12线开关故障跳闸，同时Ⅰ#主变压器差动速断保护动作跳开Ⅰ#主变压器三侧开关。

10 kV余安12线开关保护故障报告显示：故障时间为2014年4月19日15时33分33秒490毫秒，AC相故障，过电流Ⅰ段动作，故障电流132.34 A（电流比为300 A/5 A，一次电流为7 940.4 A），动作时间 0.04 A。

Ⅰ#主变压器主保护故障报告显示：故障时间为2014年4月19日15时33分33秒931毫秒差动保护启动，147 ms差速保护出口跳主变压器三侧，电流25.282 A。Ⅰ#主变压器高、中及低压侧后备保护均有启动报告。

故障检查处理经过

变电检修工区接到通知后，立即组织继电保护、电气试验、油化验及变电检修专业相关技术人员赶到某110 kV变电站，检修人员检查发现：10 kV余安12线开关故障跳闸、Ⅰ#主变压器三侧开关跳闸。10 kV余安12线开关柜C相电流互感器爆炸，电流互感器与开关引线铝排在电流互感器接头处融断，开关柜内多处有电弧放电烧伤痕迹，如图2所示。继电保护专业人员提取保护装置报文，并对故障进行分析，初步确定Ⅰ主变压器低压侧套管至低压侧主变压器进线柜电流互感器之间存在故障点。

现场开好事故抢修单后，对现场工作人员进行了现场安全交底会，做好安全措施后，立即展开检查工作。首先拆除Ⅰ#主变压器三侧的引线，对主变压器进行直流电阻试验，同时对主变压器三侧开关及电流互感器、刀开关等设备进行检查，未发现异常情况。保护人员对Ⅰ#主变压器各套保护进行相关试验，试验合格，未发现异常情况。

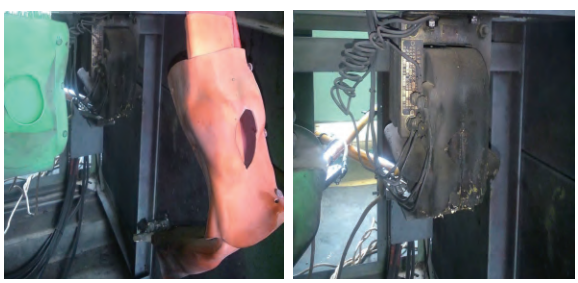

图2　10 kV余安12线开关放电痕迹

工作人员对Ⅰ#主变压器（室外）10 kV侧母线桥及出口避雷器进行试验，发现10 kV出口避雷器A相被击穿。现场对出口避雷器三相进行了更换工作，对三侧开关及电流互感器、刀开关等设备进行了一次全面检查，未发现异常。现场进行Ⅰ#主变压器油色谱分析，结果显示合格。

所有工作全部结束后，Ⅰ#主变压器送电成功。

故障原因及保护动作行为分析

根据故障检查现场情况和保护装置故障报告，对本次故障原因和保护动作行为进行分析。

2014年4月19日15时33分33.490秒，某110 kV变电站10 kV余安12线开关柜内C相电流互感器绝缘破坏。原因为电流互感器运行时间较长，绝缘水平下降。电流互感器出厂日期为1989年，造成接地，10 ms后引起BC相弧光短路，又经10 ms后发展为ABC三相弧光短路。短路电流达到7 940.4 A（10 kV余安12线开关保护定值单，过电流Ⅰ段保护为1 300 A，0 s；过电流Ⅲ段保护为450A，0.3 s），12线开关过流Ⅰ段保护动作跳开12线开关，由故障报告分析可知，故障持续90 ms。因是区外故障Ⅰ#主变压器差动保护仅启动，未跳闸。

12线开关跳闸后，经40 ms左右延时，12线开关柜开关再次发生三相弧光接地短路，故障原因为12线开关C相电流互感器炸裂后燃烧产生的金属粉尘引发开关本体处绝缘整体严重降低，造成开关三相真空泡上桩头（母线侧）对地弧光短路。开关桩头、支柱瓷绝缘子及柜体隔板有明显放电痕迹。

同时，由于12线开关多处弧光接地短路产生的过电压，使Ⅰ#主变压器低压侧10 kV母线桥上的A相避雷器击穿接地（差动保护范围内），部分故障电流通过被击穿接地的A相避雷器流向12线柜故障点，导致Ⅰ#主变压器差动保护感受到很大的差流（差流25.282 A，差速定值为21 A），故障发生后147 msⅠ#主变压器差速动作出口，跳开Ⅰ#主变压器三侧开关。

Ⅰ#主变压器低后备未动作原因为：虽故障电流大大超过低后备过电流Ⅰ段定值，但因故障时间很短（故障持续时间小于200 ms），未达到定值整定的0.6 s要求，故可靠不动作。

Ⅰ#主变压器比率差动保护未动作原因为：该110 kV

变电站未安装故障录波器，所以只有通过对Ⅰ#主变压器高、低压侧故障电流相位进行比对分析，波形图如图3所示，故障初始0～130 ms时，高、低压侧故障电流相位基本相反，可判别为区外故障，应无差流，差流速断和比率差动保护不动作。图3中红圈处显示，故障发生后140 ms时A相有较大的差流发生。

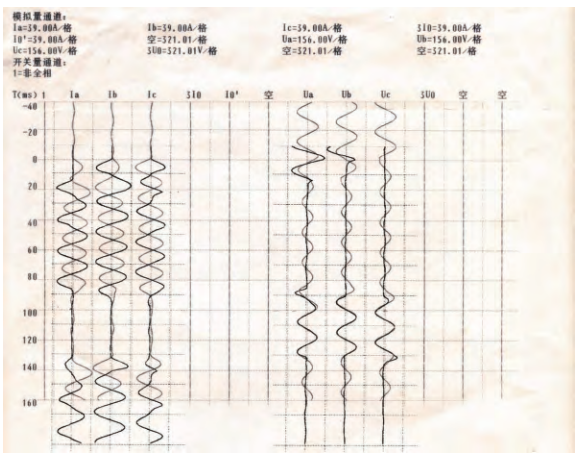

图3　Ⅰ#主变压器高、低压侧故障电流叠加后差流分析

140 ms时，A相高、低压侧故障电流相位、幅值发生较大变化，说明A相避雷器此时被击穿，有较大的差流产生。由图3可看出差流持续时间较短（小于10 ms），因比率差动保护判别时间在10～20 ms之间，且受谐波制动、电流互感器磁饱和等影响较大，导致故障判别时间延长，故比率差动保护在瞬时性故障时不能可靠动作。而差流速断保护判别时间短，在5～10 ms之间，不受谐波制动、电流互感器磁饱和等影响，能快速切除严重短路故障。

通过以上分析可得出以下结论：本次故障中各套保护动作正确。

结束语

变电站电流互感器因其设计结构、制造工艺及运行维护水平原因造成设备内部放电故障甚至事故的情况时有发生，严重影响了配电网的安全稳定运行。 因此，准确查找出电流互感器的故障原因，继而有针对性地在其运行维护中提出质量管控措施，具有重要意义。

本文针对一起110 kV变电站10 kV开关柜内电流互感器绝缘击穿现象展开研究，分析了Ⅰ#主变压器低压侧10 kV母线桥上的A相避雷器击穿接地导致主变压器差动保护动作跳开三侧的过程。因此在设备的常规性试验检测和日常维护中，应该严格执行现场设备运行相关规程的要求，缩短10 kV开关柜检修周期，超出规定的使用年限要及时进行更换。降低类似故障出现的概率，提高设备的安全性能。EA

（收稿日期：2022-01-21）

参考文献

[1] 唐民富，范敏，田维，等．10 kV开关柜内电流互感器异常放电问题的处理[J]．湖南电力，2015，35(2)：60-62．

[2] 郑立群．高电压油浸电流互感器局部放电原因分析及其制造中需要注意的问题[J]．变压器，2016，53(3)：35-38．

[3] 杨艳婷．TN-S接地系统建筑的接地故障保护分析[J]．电气应用，2020，40(11)：73-76．

（上接第65页）

结束语

城市发展和科学技术的进步之间存在着紧密的联系，现阶段我国大多数火电厂由传统电气一次设备定期检修，转变成电气一次设备状态检修。对于电气一次设备而言，属于火电厂电力系统的主要构成部分之一，其安全、稳定地运转和状态检修技术之间存在着紧密的联系。因此，需加强对电气一次设备的状态检修，避免或降低故障性停电的发生，提高设备的利用率。EA

（收稿日期：2022-05-19）

参考文献

[1] 李曼．新时期火电厂电气设备的状态检修技术分 析[J]．光源与照明，2021(12)：100-102．

[2] 徐翔．电气一次设备状态检修的应用分析[J]．电力设备管理，2021(08)：87-88+102．

[3] 滕昊，蓝海文，杨帆.结合设备多源状态数据的GIS设备局放带电测试异常的分析与处理[J]．电气应用，2020，40（8）：30-35.