

[继电保护]

电网故障演变与继电保护动作交互分析方法

文/天津大学 曹媛

分析了一起 220 kV 断路器内部故障转换为 500 kV 主变压器故障的演变过程，对继电保护对应的动作行为进行研究。另外对照故障录波图，结合现场勘查，还原了一次系统的故障发展过程以及二次系统的动作行为，为复杂电网故障分析提供了有效的方法。

电网及设备发生故障后，继电保护作为第一道安全屏障，按照选择性、快速性、灵敏性和可靠性的原则，将动作于故障设备与电网接入的第一级断路器快速隔离故障点。当故障设备本身的继电保护或断路器拒动作时，再由上一级的继电保护和断路器动作隔离故障。

电网故障分析必须收集电网故障录波信息、继电保护动作信息，辅之以电网短路故障计算，指导故障点查找，评价继电保护动作行为。复杂电网故障分析需要将上述信息交互分析，迭代得出故障演变时序、发生机理。

电网与设备故障简述

某 500 kV 变电站 220 kV 出线 274 开关内部发生 A 相接地故障，220 kV 线路两侧线路保护及变电站 220 kV 母差保护快速动作，跳开 220 kV 2# 母线所有运行开关。两座对端变电站线路保护该站母线保护发出的远跳命令后，三跳线路开关。

该故障还引发了 3# 主变压器 500 kV 绕组和高

压套管故障，3# 变压器差动保护、重瓦斯保护动作，跳开 3# 变压器三侧开关。

故障后，经对开关和主变压器解体检查，确认本次故障的故障点共计 3 处，如图 1 所示。

1) 220 kV 274 开关 A 相罐体内部绝缘拉杆连板轴销挡圈沿绝缘拉杆对支撑绝缘子地法兰边缘放电。

2) 3# 变压器 A 相高压绕组内侧上部 1/3 处沿高中压绕组间绝缘纸板、上端层压纸板对铁心放电。

3) 3# 变压器 A 相 500 kV 套管导电杆对套管法兰放电。

故障录波图及故障演变分析

1. 故障录波及故障演变

根据 220 kV I、II 母线电压、500 kV 主变压器电压和相关电流的故障录波图，结合现场勘查，分析故障演变过程。

220 kV 系统故障阶段，1 个故障点，0~42 ms，持续时间 42 ms。

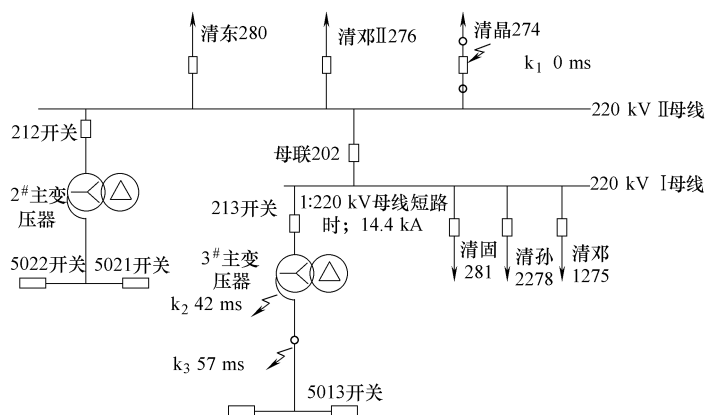


图1 变电站主接线及故障点示意图

2020年6月16日21时26分, 220 kV系统发生A相接地故障, 线路两侧线路保护、220 kV II母线差动保护均动作跳闸。结合变电站220 kV母线电压录波和各间隔的故障电流特征分析如图2所示, 同时考虑到220 kV线路间隔为罐式开关, 母线保护与线路保护用TA二次绕组交叉布置, 判断274开关的A相接地故障应发生在线274开关内部。

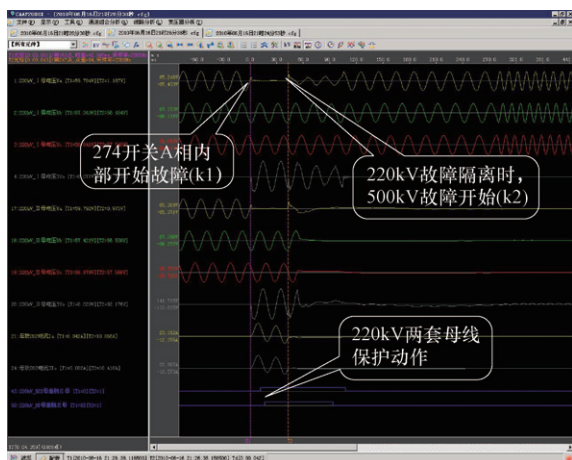


图2 220 kV 母线电压、母联电流和母线保护动作录波图

事后的开关解体检查证实了这一判断, 故障点为274开关A相罐体内部绝缘拉杆连板轴销挡圈沿绝缘拉杆对支撑绝缘子地法兰边放电。

解体检查发现, 绝缘拉杆表面被电弧烧黑, 绝缘拉杆高电位处连板轴销挡圈两端被烧熔且翘起, 连板根部有明显电弧灼烧痕迹, 与支撑绝缘子连接的地法兰处有明显放电点, 如图3所示。

500 kV主变压器高压侧故障阶段, 2个故障点, 42~105 ms, 持续时间63 ms。



(a) 274开关绝缘拉杆表面及高电位放电点



(b) 274开关支撑绝缘子地法兰放电点

图3 放电点

在220 kV系统故障切除的同时, 3#变压器承受不住故障冲击, 500 kV侧又发生A相接地故障。500 kV系统故障可分为两个阶段。

第一阶段。42~57 ms。从录波图可以看出, 220 kV故障切除后, 如果500 kV系统正常, 其电压应恢复至正常水平, 但从录波图(如图4所示)看, A相电压瞬时值仅恢复至约60%幅值时, 即发生了500 kV侧的故障。15 ms内, 3#变压器500 kV

侧的 A 相电压并未如金属性短路那样到 0，而是有约 14% 额定值的电压，且已含有谐波分量。500 kV 套管 TA 的故障电流实际录波值为 28.7 kA，略小于 500 kV 引线处故障的 500 kV 系统侧短路电流计算值 33.2 kA；而主变压器 220 kV 套管 TA 反映的故障电流实际录波值为 7.6 kA，略大于 500 kV 引线处故障计算出的 220 kV 侧绕组的电流 5.3 kA。可以推断，第一阶段实际的故障点应该比计算假设的 500 kV 引线处故障点更趋向 500 kV 侧绕组方向，因为故障点往 500 kV 绕组内移动的话，往 500 kV 系统看的阻抗增大、往 220 kV 侧看的阻抗减小。

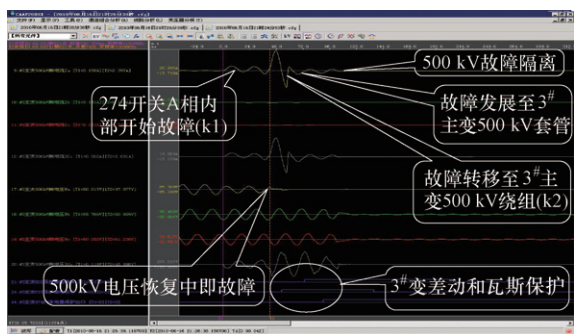


图4 3#主变压器 500 kV 电流、电压录波图

第二阶段。57~105 ms。57 ms 时刻，3#变压器 500 kV 侧的 A 相电压突降为 0（如图 5 所示），套管 TA 故障录波记录的故障电流突然降低并反向。调阅使用开关 TA 差动保护的故障电流波形，并无幅值降低、方向反向的变化。比较录波和计算电流，3#变压器高中压侧套管 TA 故障电流录波值分别为 3.5 kA 和 6.7 kA，分别与 500 kV 引线处故障所计算出的 3.0 kA 和 5.3 kA 数值基本相当。可以推断，第二阶段实际的故障点应接近计算假设的 500 kV 引线处故障点。

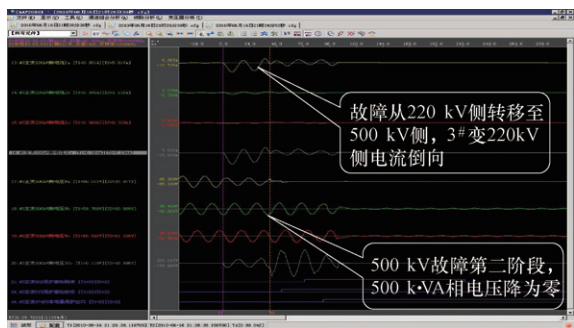


图5 3#主变压器 220 kV 电流、500 kV 侧电压录波图

从主变压器分侧差动保护的差电流看，仅在上述第一阶段有明显的差电流出现，第二阶段并没有出现差电流（主变压器分侧差动保护使用套管 TA，第一阶段故障在其保护区内，第二阶段故障在其保护区外）。

综合分析，首先两个阶段的故障均应为 A 相接地故障，不应是单纯的匝间短路故障，但不排除匝间故障演变为匝间加接地故障的可能；其次，500 kV 第一阶段故障点在套管 TA 的主变压器侧，第二故障点在主变压器高压绕组靠近引线侧。

上述分析为研究故障演变和尽快查找到故障点提供了重要帮助。首先查到了 3#变压器 500 kV 高压套管法兰以上硅橡胶绝缘被火烧损，套管法兰以下损坏严重，法兰炸裂，法兰向下 15 cm 处电容屏爆裂，下部电容屏整体下移 4 cm 左右，导电杆存在多处放电痕迹，该点位于套管 TA 线圈外部约 20 cm，此处应为 500 kV 故障的第二故障点（如图 6 所示），即对应于 500 kV 侧 A 相零电压的故障。



图6 3#变压器 500 kV 套管故障

但在 TA 内部、油箱内壁和铁心外侧等部位却找不到对应于 500 kV 侧 14% 额定值电压的故障点。据此分析，500 kV 的第一故障点可能在 500 kV 绕组靠近引线侧。经对主变压器绕组吊检发现：从主变压器高压绕组内侧上部 1/3 处开始，沿高中压绕组间绝缘纸板、上端层压纸板对铁心发生对地放电，高压绕组局部变形、绝缘破坏（如图 7 所示）。

至此，故障点与根据录波图所记录故障电流和电压量推测的故障点完全吻合。

274 A 相开关内部接地故障和 3#主变压器 500 kV 绕组接地故障和 3#主变压器 500 kV 套管故



图 7 3[#]变压器高压绕组故障情况

障的故障位置演变过程如图 1 中 k_1 、 k_2 和 k_3 所示。

2. 故障电流录波值和计算值比较

故障录波值和计算值比较见表 1、表 2。

表 1 220 kV 系统故障

220 kV 系统故障		274 开关	对端站 1 线路	3 [#] 主变压器 500 kV 侧	3 [#] 主变压器 220 kV 侧
0~42 ms	录波值/kA	48.7	2.8	5.2	14.4
	计算值/kA	略	略	4.7	13.4

表 2 500 kV 系统故障

500 kV 系统故障	故障点		3 [#] 主变压器 500 kV 侧	3 [#] 主变压器 220 kV 侧
第一阶段 42~57 ms	3 [#] 变压器 500 kV 绕组内部	录波值/kA	28.7 (系统)	7.6
		计算值 (故障点假设在绕组端部)/kA	33.2	5.3
第二阶段 57~105 ms	3 [#] 变压器 500 kV 套管法兰	录波值/kA	3.5 (绕组)	6.7
		计算值/kA	3.0	5.3

继电保护保护动作分析

保护动作及故障切除时间。

1) 274 开关发生 A 相故障发生后, 274 开关线路保护最快 10 ms, 母线保护最快 12 ms 动作出口, 42 ms 2[#]母线所有开关跳开, 母线故障切除。

2) 3[#]主变压器 500 kV 侧发生 A 相接地故障后, 3[#]变压器差动保护最快 10 ms 动作出口 (从主变压器内部接地故障时刻算起), 63 ms 3[#]变压器各侧开关跳开, 主变压器切除故障。

保护动作报告见表 3~表 5。

表 3 274 开关

本变电站线路 274 开关		对侧站线路 247 开关	
RCS-931BM	PSL-602G	RCS-931BM	PSL-602G
4 ms A 工频变化量阻抗	16 ms 接地距离 I 段动作		
16 ms A 距离 I 段动作	16 ms 保护 A 跳出口		
20 ms A 电流差动保护	30 ms 纵联保护 A 跳出口	16 ms A 电流差动保护	29 ms 纵联保护 A 跳出口
27 ms ABC 电流差动保护	31 ms 综重沟通三跳	39 ms ABC 电流差动保护	
27 ms ABC 距离 I 段动作		39 ms ABC 远方启动跳闸	
35 ms ABC 工频变化量阻抗			

表 4 本变电站

RCS-915AB-HB(Ⅱ母线)	BP-2B(Ⅱ母线)
5 ms 变化量差动跳Ⅱ母	8.3 ms 差动保护出口
20 ms 稳态量差动跳母联	
22 ms 稳态量差动跳Ⅱ母	

表 5 3[#]主变压器 5012/5013/213/313 开关

RCS-978HB	PST-1203B	RCS-974FG	RCS-921A (5012)	RCS-921A (5013)
63 ms 差动速断	13 ms 差速保护出口 (CPU1;14)	48 ms 本体重瓦斯 A 相 (故障录波时间)	86 ms 三相跟跳	87ms 三相跟跳
65 ms 工频变化量差动	13 ms 差速保护出口 (CPU2;24)		86 ms 沟通三跳	87 ms 沟通三跳
65 ms 比率差动				

RCS 系列保护在感受相间电流有突变, 即 220 kV 系统故障时刻就开始启动计时; 而 PST 差动保护在感受有差电流突变量时, 即 3[#]主变压器内部故障时刻启动计时。

结束语

电网故障演变有其内在的发展规律, 分析复杂故障的演变过程和发展机理, 需要综合故障录波器、继电保护动作和故障点解剖各类信息。电网故障电流、电压的定量计算与故障录波的测量值比对, 为故障位置定性和继电保护动作行为量化分析奠定基础。故障录波记录量的时序、继电保护动作时序关联性和逻辑性反映出一次系统故障演变及二次系统动作行为。EA

(收稿日期: 2021-04-24)