

主编：张秋书（华北电力大学教授）

最新电⚡力负荷

管理与预测技术
及安全生产监管
和事故预防及应急预案

● 实用全书

电⚡力

中国电力知识出版社

ZUIXINDIANLIFUHEGUANLIYUYUCEJISHUJIANQUANSHENGCHANCHUANJIANGUANHESHIGU YUFANGJINGYINGJITIJUANGSHIYONGDUANSHU

最新电力负荷管理与预测技术及 安全生产监管和事故预防 及应急预案实用全书

(四卷)

主编:张秋书

中国电力知识出版社

①GOJ不动作时,GOJ动合触点不闭合,其重动继电器GCJ0因线圈至正电源回路断开而不能动作,动合触点GCJ01也就不能闭合,虽然D5损坏,却不能通过GCJ01获得正电源使GCJ0动作和保持,所以串接入GCJ0线圈回路中的电流起动型信号继电器XJ0因回路无电流而不动作。

②一旦GOJ动作,GOJ动合触点闭合,使GCJ0线圈带电励磁动作,GCJ0线圈回路有电流,XJ0动作。GCJ0动作后,GCJ01闭合。因D5内部击穿短路,正电源经GCJ01、D5、XJ0电流线圈至GCJ0线圈,再至负电源,使GCJ0自保持,GOJ返回后,GCJ0将一直自保持在动作状态,XJ0也一直处于动作状态不能复归。

③更换合格的D5后,GOJ动作,GCJ0、XJ0随之动作,GCJ01闭合,将正电源导入零序电流方向保护回路。因D5的反向截止隔离作用,将GCJ01与其线圈回路隔离开,即正电源不能通过GCJ01进入GCJ0线圈回路。当GOJ返回,GCJ0线圈既不能从GOJ动合触点得到正电源,也不能从GCJ01得到正电源,只得失磁返回。XJ0电流线圈无电流,手按信号复归按钮将其复归,保护装置也复归到正常运行状态。

6)故障结论

零序功率方向重动继电器GCJ0动合触点回路与线圈回路之间的隔离二极管D5内部击穿短路,使零序功率方向继电器GOJ动作再返回时,GCJ0动作并经自己的动合触点自保持,使梅03线路零序电流方向保护失去方向性。因梅03保护装置新安装投入运行不足一天时间,就发生元器件损坏,是厂家元器件质量不合格造成的装置缺陷。

6.类似故障Ⅱ

1989年3月30日,XZH(220kV)变电站110kV线路新03保护装置突然出现“距离保护总闭锁”告警信号及“断相闭锁”信号继电器动作,不能复归。

1)新03保护装置为PXH—43整流型,是许昌继电器厂产品。

2)继电保护人员现场首先将新03距离保护各压板断开(以防检查过程中引起新03断路器误跳闸),在保护屏端子排处测试110kV电压互感器二次各相电压和线电压都很正常。

$A630\text{ II} \sim N600 = 57.6\text{V}$ $B630\text{ II} \sim N600 = 57.5\text{V}$ $C630\text{ II} \sim N600 = 57.5\text{V}$

$A630\text{ II} \sim B640\text{ II} = 99.8\text{V}$ $B630\text{ II} \sim C640\text{ II} = 99.7\text{V}$ $C630\text{ II} \sim A640\text{ II} = 99.8\text{V}$

测试数据判断:电压互感器二次回路没有断相,装置故障的产生另有原因。

3)检查新03保护装置,AB相阻抗测量插件内响声较大,也很异常。外观观察距离保护部分的各继电器动作情况,见距离保护Ⅰ、Ⅱ段阻抗元件1.2ZKJ的重动继电器1KZJ处于动作状态,距离保护Ⅲ段阻抗元件3ZKJ的重动继电器3KZJ处于跳动状态。因当时新03线路负载电流较小,并且电压正常,阻抗元件和阻抗重动继电器都不应动

作,怀疑阻抗元件有故障。打开各阻抗元件插件面板,察看各阻抗元件极化继电器,见 AB 相阻抗测量插件的极化继电器处于动作状态,判断 AB 相阻抗测量插件有故障。

4)在保护屏端子排外侧短接进入装置的电流互感器二次回路(防止运行中电流互感器二次回路开路),在端子排处断开电流互感器、电压互感器二次回路,阻抗重动继电器 1KZJ、3KZJ 立即由动作恢复到返回。拔出 AB 相阻抗测量插件并进行检查,见其交流回路经桥式整流的 4 个整流二极管(型号为 2CZ85K,1A/1200V)中有一个塑封外表已破裂,测试该二极管正向、反向电阻值都为 0Ω ,判断其内部已短路损坏。现场无同型号备件,只好用一个 1N4007 二极管(1A/400V)取代已损坏的整流二极管。检查 AB 相测量插件内其他元器件和其他保护插件,情况都良好,将检修后的 AB 相阻抗测量插件及其他保护插件插回装置箱,装置未见异常。

5)在保护屏端子排处,外加电流、电压进行保护屏内距离保护整组试验。模拟线路瞬时性相间短路故障,AB、BC、CA 各相距离保护 I、II、III 段分别都能正确动作,动作时间值符合规程要求,各段保护动作值符合整定值,认为保护装置已恢复正常。于是恢复保护屏各接线,保护装置无异常响声,重动继电器 1KZJ 和 3KZJ 不再动作,也无任何告警信号出现,再加用距离保护各压板,新 03 保护装置投入运行后一切正常。

6)故障分析(见图 2-24)。

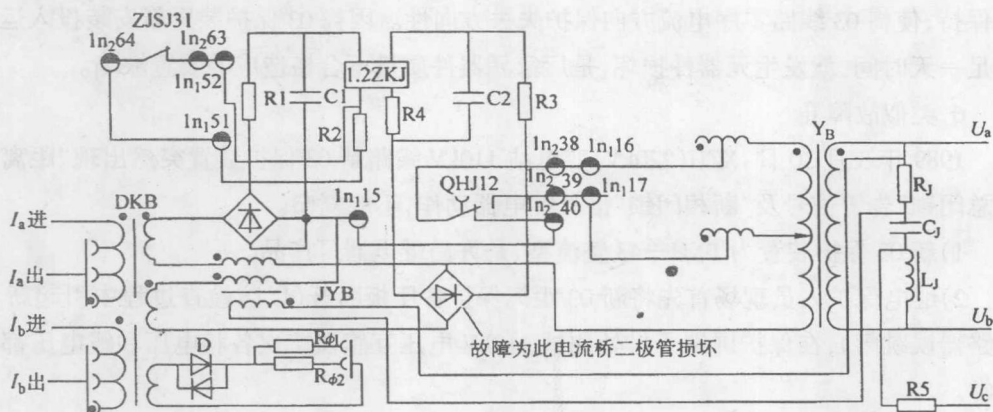


图 2-24 PXH-43 型 I、II 段阻抗元件原理接线

AB 相 I、II 段阻抗元件交流回路经整流桥的二极管中有一个损坏短路,使整流桥不能正常工作,导致阻抗元件中的执行极化继电器 1.2ZKJAB 一直处于误动作状态。幸好在整流二极管损坏的同时,系统及新 03 线路运行正常,“负序、零序电流增量启动元件”未启动,所以没有造成距离保护误动作、新 03 断路器未误跳闸。

1.2ZKJ 动作后,其重动继电器 1KZJ 动作,1KZJ32 动合触点闭合使时间继电器 3SJ

动作,3SJ 动合触点延时闭合将距离保护动作逻辑回路闭锁,并使“断相闭锁”(3SJ 的终止延时动合触点与断相闭锁继电器 DBJ 动合触点并联)信号继电器动作发出“距离保护总闭锁”告警信号。

7)故障结论

由于新 03 距离保护装置中的 AB 相 I、II 段阻抗元件交流回路经桥式整流中的一个二极管损坏,导致阻抗继电器 1.2ZKJ 和重动继电器 1KZJ 误动作,因当时负序、零序电流增量启动元件未启动,距离保护不动作,同时 1KZJ 误动作经 9s 后启动距离保护装置总闭锁,使距离保护再不能误出口跳新 03 断路器。

8)附注:1998 年 11 月,该站 110kV 线路新 05 的同型号保护装置,也同样因 I、II 段阻抗元件交流回路整流桥的二极管发生损坏短路,并使新 05 距离保护误动作,新 05 断路器误跳闸。

十四、整流型 110kV 线路保护装置误接线故障

1.故障现象

2002 年 1 月 3 日,MCH(110kV)变电站 110kV 麻 03 线路断路器跳闸,重合不成功,无任何保护动作信号反映。断路器跳闸后,麻 03 控制屏上断路器跳闸位置指示灯不亮,也无事故音响信号发出。

2.故障检修

1)麻 03 线路保护装置为 PXH—112X“四统一”整流型,是许昌继电器厂产品。

2)故障时天气情况:多云。

3)潮流方向:由 YH(220kV)变电站的 110kV 母线经部 20 断路器、鄢金线、金麻线和麻 04 断路器供电至 MCH 变电站 110kV 母线,再由麻 03 断路器经麻洲线向 XZH 变电站方向供电。因麻洲线是(220kV)YH 变电站和(220kV)XZH 变电站间 110kV 电源联络线,故障时运行方式为麻 03 断路器处于合闸、麻洲线处于空载热备用状态(见图 2-25)。

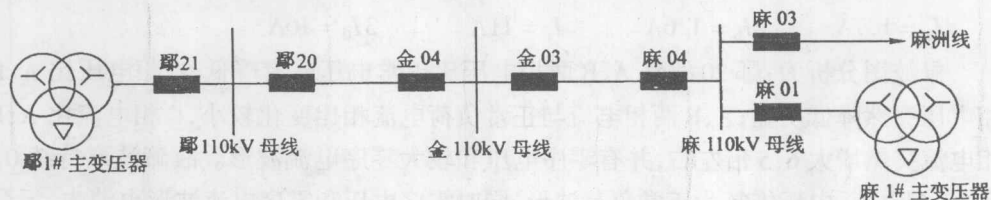


图 2-25 麻 03 线路故障时 110kV 系统一次接线

4)继电保护人员到达现场后,向上一级变电站了解情况,YH 变电站运行人员反映,当时都 20 线路保护装置的“负序及零序增量元件”起动了一下就整组复归,“零序功率

方向”信号继电器动作掉牌,鄱 20 断路器未跳闸,YH 变电站故障录波装置启动并录波。

调阅鄱河站鄱 20 线路录波图(见图 2-26)。

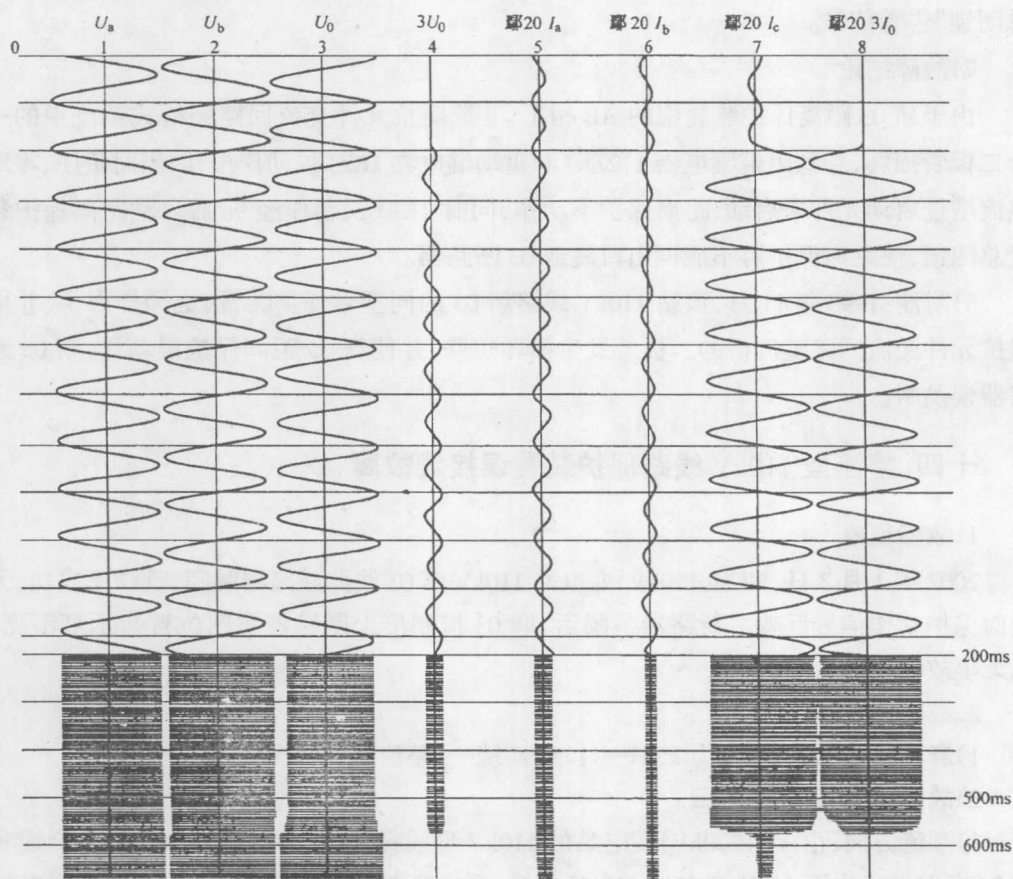


图 2-26 麻 03 线路故障时鄱 20 线路录波图

$$\begin{array}{llll}
 U_a = 56V & U_b = 57V & U_c = 52V & 3U_0 = 14V \\
 I_a = 1.7A & I_b = 1.6A & I_c = 11A & 3I_0 = 10A
 \end{array}$$

录波图分析为:鄱 20 线路 A、B 两相电压比正常电压略有降低,C 相电压比 A、B 两相电压突然降低明显;A、B 两相电流与正常负荷电流相比变化较小,C 相电流比 A、B 两相电流突然增大 6.5 倍左右,并有零序电压和较大零序电流波形。故障波形持续 0.56s 后,三相电流、电压恢复为正常负荷波形,同时零序电压和零序电流波形也消失,无鄱 20 断路器开关量变化反映。

从波形图的零序分量分析为部 20 线路末端发生 C 相单相接地故障。从故障波形消失后鄱 20 线路还有负荷电流情况分析,应为鄱 20 线路相邻的下一级线路断路器跳闸将故障切除。从故障波形时间分析,麻 03 断路器跳闸时间与 YH 变电站故障录波装置

录波时间基本相符,并且故障波形持续时间与麻 03 线路零序 II 段保护整定时间相吻合。初步判断为鄢 20 线路相邻的麻洲线 C 相发生单相接地故障,零序电流为 10A,大于麻 03 线路零序 II 段整定值(麻 03 零序 II 段整定值 = $2A/0.5s/\uparrow$ 、零序 I 段整定值 = $16A/0s/\uparrow$),由麻 03 线路零序 II 段保护动作,使麻 03 断路器跳闸将故障切除,鄢 20 线路保护未动作,其断路器未跳闸。

5)询问 MCH 变电站运行人员,他们反映麻 03 断路器跳闸后,麻 03 线路控制屏上曾有两个光字牌亮,一个是“保护动作”;另一个是“控制回路断线”。从“保护动作”光字牌亮分析,必然有其相应的保护动作信号继电器掉牌,也就是讲只有保护动作过,“保护动作”光字牌才能亮。

6)现场试验:在麻 03 线路保护屏端子排处加试验电流、电压,模拟麻 03 线路零序不灵敏 I 段及零序灵敏 I、II、III 段单相接地故障时,各保护都能正确动作,相应的保护信号继电器动作掉牌,麻 03 线路控制屏上“保护动作”光字牌亮。试验加分析认为“保护屏上无任何保护动作信号反映”,可能是当值运行人员先将该站“信号总复归”按钮按下,使麻 03 线路“零序 II 段”保护信号继电器掉牌后复归,再查看保护信号继电器掉牌情况,才得出失实的汇报结论。最后运行人员才道出是因为他们的运行经验不足,麻 03 断路器一跳闸,慌忙地先按下了“信号总复归”按钮,将麻 03 线路保护信号复归。

经试验更能说明这次麻 03 断路器跳闸,是由零序 II 段保护动作执行的。因为麻 03 线路保护零序 II 段实测动作时间为 0.52s,再加上麻 03 断路器跳闸时间为 0.04s,与鄢 20 线路故障录波图中故障零序分量波形持续时间为 0.56s 时刚好相符,麻 03 线路保护装置零序 II 段动作正确。

7)随后模拟麻 03 线路相间故障,又发现距离 I、II、III 段保护动作时,相应的保护动作信号继电器掉牌,而控制屏上“保护动作”光字牌却不点亮。

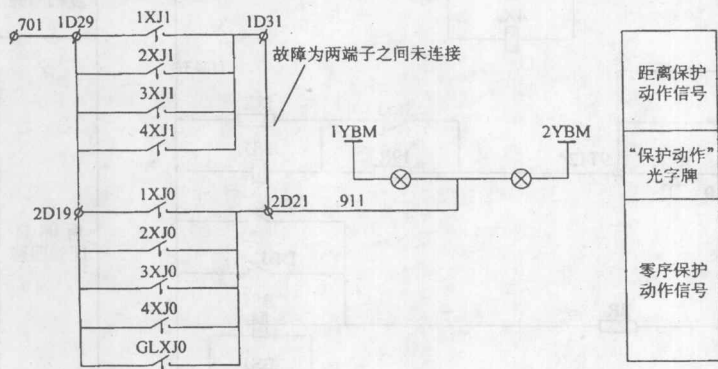


图 2-27 麻 03 线路保护装置信号继电器二次接线

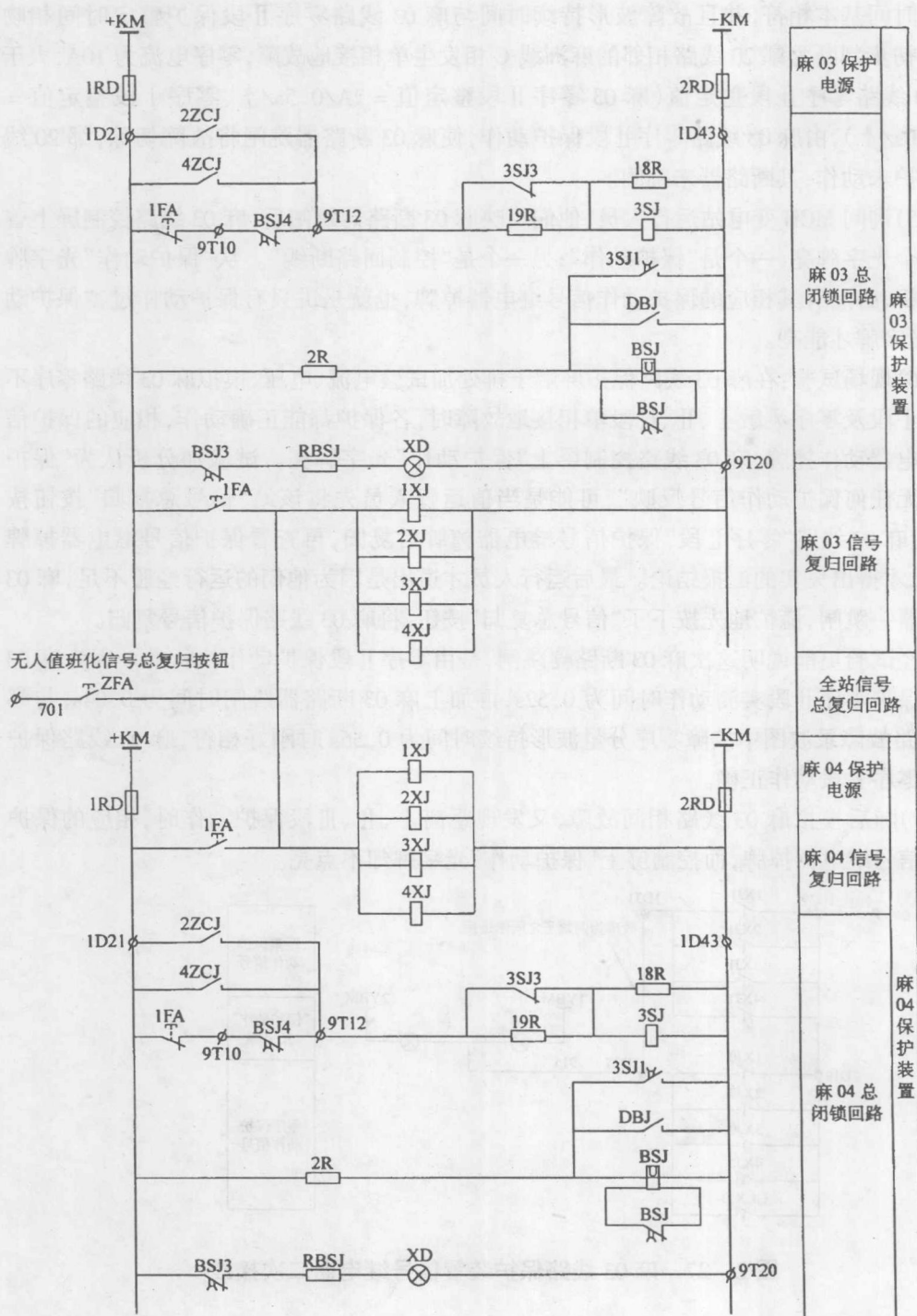


图 2-28 麻 03 线路保护装置寄生回路产生接线

根据保护装置原理图来检查保护装置二次接线(见图 2-27):距离保护各段信号继电器动合触点并联后,一端应接至信号正电源,测试该端对地直流电压为“+110V”,接线正确;另一端为信号输出端应接至光字牌,在光字牌不点亮时这一端对地直流电压应为“-110V”,测试这一端对地直流电压却为 0V。继续检查发现距离保护各段信号输出端在保护屏端子排 1D31 端子处处于空置状态,无对控制屏的电缆接线,所以无法将“保护动作”信号输送至光字牌。查出原因后,将保护屏端子排 1D31(距离保护各段信号继电器动合触点并联后的输出端)与 2D21 端子(2D21 端子为零序保护各段信号继电器动合触点输出端,并联后接至控制屏“保护动作”光字牌回路,电缆芯线回路编号“911”连接),连接上后再试验,距离保护 I、II、III 段动作后,各段保护信号继电器都能正确掉牌,并使麻 03 线路控制屏上“保护动作”光字牌点亮,也都能正确进行手动信号复归。

8)再检查重合闸不动作及断路器跳闸后绿灯不亮的原因。取下麻 03 断路器控制电源熔断器,对断路器二次回路进行检查,又发现控制回路还带有负电源,判断其二次回路中有寄生回路。经检查,发现 MCH 县电力局人员在进行麻城站无人值班化改造时,将另一条 110kV 麻 04 线路保护装置(与麻 03 线路保护装置一样同为 PXH—112X 型)的信号复归按钮 1FA 的④脚和麻 03 线路保护装置的信号复归按钮 1FA 的④脚,用电缆芯线连接在一起,并且该型号保护装置信号复归电源都是利用本保护屏的控制电源,所以取下控制电源熔断器后的麻 03 线路保护装置二次回路所带的负电源,是经相互信号复归按钮④脚引入的麻 04 线路保护装置控制负电源(见图 2-28)。

将麻 03 线路保护装置的信号复归按钮 1FA 的④脚与麻 04 线路保护装置的信号复归按钮 1FA 的④脚上的连接线解列开后,测试麻 03 线路保护装置二次回路中再无直流电源存在。为消除寄生回路,我们将麻 03、麻 04 两线路保护装置内信号继电器复归回路与各自的控制电源分开接线,再相互连接后进入信号总复归回路,既处理了两线路保护的相互串入的缺陷,又保证了全站信号总复归的自动化功能(见图 2-29)。

9)继续检查麻 03 断路器二次回路,测试回路编号为“7”和“2”之间的回路电阻值为无穷大,按原理讲该电阻值应为断路器处于跳闸位置后的 CY—III 型液压机构合闸线圈的电阻值为 105 Ω 左右,查找发现断路器机构内合闸线圈内部断线。判断这既是麻 03 断路器跳闸后不能重合的原因,也是断路器跳闸后控制屏上“控制回路断线”光字牌亮和跳闸位置指示灯不亮的原故。更换断路器机构内合闸线圈后,“控制回路断线”光字牌灭。用控制开关手动操作麻 03 合、分闸,麻 03 断路器能可靠合闸和跳闸,麻 03 线路控制屏上断路器位置指示红、绿灯正确显示。

10)处理的最后一项缺陷是麻 03 线路保护动作将断路器跳闸后,无事故音响信号发出。首先在中央信号控制屏上按“事故音响试验”按钮,见也无事故音响信号发出。经

边按“事故音响试验”按钮,边观察中央信号继电器屏上事故信号冲击继电器(型号为CJ—2)中的极化继电器触点动作情况,发现其极化继电器在试验时只略微抖动一下,动合触点不能闭合就返回,判断事故信号冲击继电器不能可靠起动。调整好冲击继电器内的极化继电器,再试验,事故音响信号恢复正常。

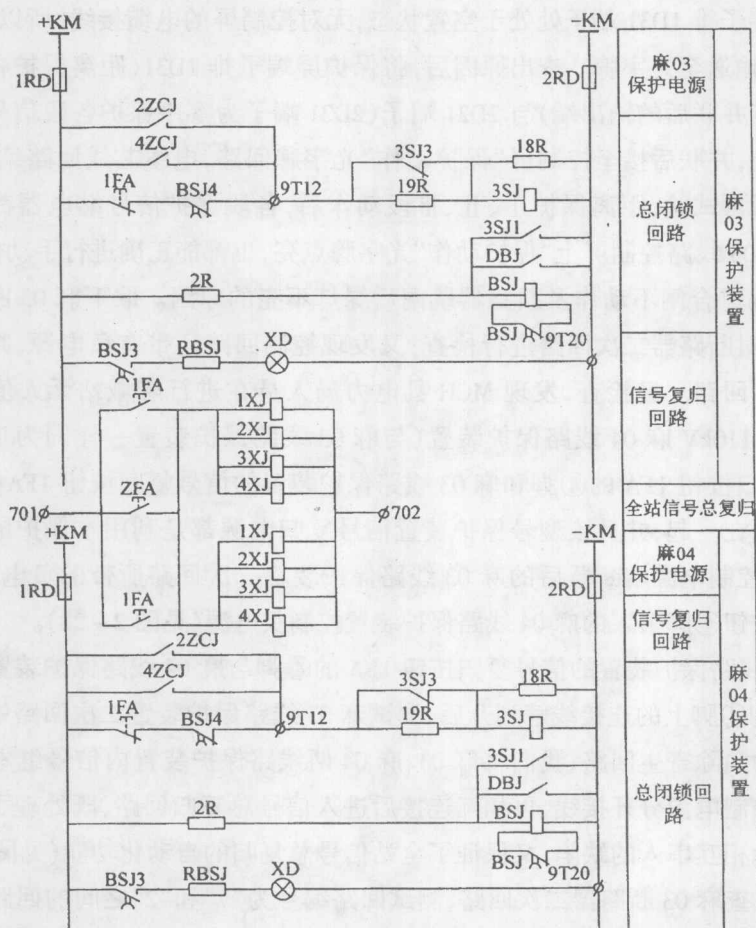


图 2-29 麻 03 线路保护装置二次回路改造后接线

11) 以上几项缺陷全部处理完毕后,在麻 03 线路保护屏端子排处,进行距离 I、II、III 段保护和零序 I、II、III 段保护带断路器及重合闸联动整组试验,分别模拟麻 03 线路瞬时性相间短路或单相接地故障,各保护都能正确动作,断路器都可靠跳闸并重合成功;分别模拟线路永久性相间短路或单相接地故障时,各保护都能正确动作,断路器可靠跳闸,重合一次,再由后加速动作跳闸,不再重合,各保护及重合闸信号继电器都能正

确掉牌,事故音响信号和光字牌信号都能正确反映。判断麻 03 线路保护装置故障处理完毕,验收后投入运行。

3. 故障结论

1) 麻 03 断路器跳闸原因系麻 03 线路末端发生 C 相接地故障时,由麻 03 线路保护零序 II 段动作使断路器跳闸,保护动作正确(事后调查为麻洲线路末端,新洲县城郊处建楼房搬运钢材时,钢材误碰到线路 C 相所致,并造成搬运工电击烧伤)。由于麻 03 断路器在重合过程中,断路器机构内合闸线圈断线损坏,使断路器重合不成功。断路器跳闸后,监视合闸回路完整性的绿色指示灯又因为合闸线圈的断线而不能点亮。

2) 麻 03 线路零序 II 段保护动作后,零序 II 段保护信号继电器掉牌,但运行人员经验不足,错误地先按“信号总复归”按钮,将已动作掉牌的零序 II 段信号继电器复归,再去检查有关保护信号继电器掉牌情况,造成“麻 03 断路器跳闸无任何保护动作信号反映”的失误判断。

3) 事故信号冲击继电器不能正确动作,是“断路器跳闸后无事故音响信号发出”的根本原因。

4) 麻 03 线路距离保护信号回路漏接线,造成距离各段保护动作后无“保护动作”光字牌信号反映。

5) MCH 变电站无人值班化改造时的错误接线,造成麻 03 线路保护装置内产生出寄生回路,使麻 03、麻 04 两控制电源错误地联系在一起,不能独立切除各自的控制电源,也影响保护装置的正常运行。

4. 防范措施

1) 要求 MCH 变电站对运行人员加强技术培训工作,迅速提高运行人员的技术素质、实用操作技能和反事故能力。

2) 这次检查发现一系列的设备缺陷,其起因既有改造工程图样设计的错误,也有施工单位的不规范作业,应引起高度重视。而无人值班化改造工作具有一定的复杂性,要求工程改造的设计和施工单位,应结合现场实际进行图样设计、图样审核和规范施工,避免产生错误的施工图样和错误的二次接线。施工单位也应同有关设备和技术管辖单位加强联系,了解有关设备结构和技术性能,加强施工质量管理和改造工程的验收,确保改造工程的圆满完成和电力设备健康投运。

3) 主管部门应加强设备安装、改造、试验各项工作不同责任单位间的协调工作(麻 03 线路保护装置安装和无人值班化改造由 MCH 县局人员进行,110kV 设备试验和设备技术管理是由另一单位负责),并要求试验人员在工作中要细致、认真、全面,不能缺项漏项,确保被调试设备的高质量。交接验收人员既要验收设备调试情况,也要对安装图

样进行审核,有关各方面都应尽职尽责,防患未然。

十五、电压互感器二次回路误接线造成 110kV 线路保护拒动作、误动作故障

1. 故障现象

1997 年 4 月 21 日,SH(110kV)变电站 110kV 散 03 线路零序 I 段保护动作使散 03 断路器跳闸,原因是 SH 变电站附近农民开山炸石引起 10kV 线路断线,断线飞起缠绕到交叉跨越的 110kV 散 04 线路的 C 相;断线的另一端接地,造成散 04 线路 C 相单相接地故障,但故障点对散 03 线路保护装置来讲是保护的反方向,不应该动作,而应该动作的散 04 线路保护装置却未动作。主管部门要求迅速查找原因。

2. 故障检修

1)散 03、散 04 线路保护装置都为 PXH—112X“四统一”整流型,是湖南平江电器厂产品(许昌继电器厂继电器组装)。

2)故障时天气情况:多云。

3)潮流方向:由 SBL(220kV)变电站的 110kV 母线经 110kV 板散线和散 03 断路器送电至 SH 变电站 110kV 母线,再由散 04 断路器经 110kV 散线向 XS 变电站供电(见图 2-30)。

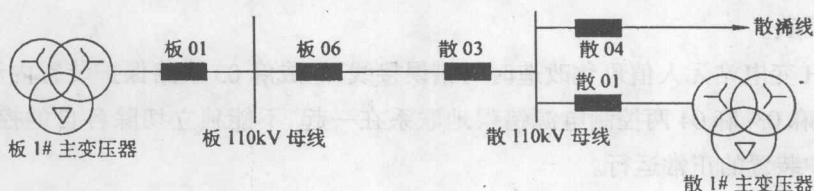


图 2-30 故障时 110kV 系统一次接线

4)继电保护人员到达 SH 变电站后,首先查阅 1997 年 3 月 11 日的散 03 线路保护装置工作记录及试验报告。因前几天发生 SBL 变电站 220kV 主变压器烧坏事故时(当时运行方式是鄂东地区长江南、北两电网正环网供电,见图 2-19),110kV 散 03 线路保护装置零序保护未动作,越级由上一级 XS 变电站 110kV 稀 02 线路零序 III 段保护动作使稀 02 断路器跳闸,当时怀疑散 03 线路保护装置有缺陷,上级要求对散 03 线路保护装置进行全面检查,检查中见保护及二次接线正确,继续检查发现 110kV 电压互感器二次辅助绕组接线有错误,于是向主管部门反映并申请将 110kV 电压互感器停电,对其二次回路接线予以更正。110kV 电压互感器工作完毕后又进行了一系列的试验。

①测试 110kV 电压互感器端子箱中端子排处各二次回路之间电压:

$$A630 \text{ I} \sim N600 = 57.7\text{V}$$

$$A630 \text{ I} \sim Sa601 = 157.8\text{V}$$

$$B630 \text{ I} \sim N600 = 57.9\text{V}$$

$$B630 \text{ I} \sim Sa601 = 87\text{V}$$

$$C630 \text{ I} \sim N600 = 57.7\text{V}$$

$$C630 \text{ I} \sim NSa601 = 87\text{V}$$

$$L601 \text{ I} \sim N600 = 0.2\text{V}$$

$$A630 \text{ I} \sim L630 \text{ I} = 57.7\text{V}$$

$$Sa601 \sim N600 = 100\text{V}$$

$$B630 \text{ I} \sim L630 \text{ I} = 57.9\text{V}$$

$$A630 \text{ I} \sim B630 \text{ I} = 100.4\text{V}$$

$$C630 \text{ I} \sim L630 = 57.7\text{V}$$

$$B630 \text{ I} \sim C630 \text{ I} = 99.9\text{V}$$

$$Sa601 \sim L601 \text{ I} = 100\text{V}$$

$$C630 \text{ I} \sim A630 \text{ I} = 100\text{V}$$

根据测试数据分析,判断:110kV 电压互感器二次回路接线正确。

②散 03、散 04 线路距离保护带负荷二次电流、电压相位六角图试验。试验时的潮流方向也是由 SBL 变电站经散 03 断路器向散花站供电,再经散 04 断路器向 XS 变电站送电。试验取 110kV 电压互感器二次电压“A630 I”接相位电压表电压极性输入端,“N600”接相位电压表电压非极性输入端。

a. 测试散 03 线路保护用电流互感器二次电流及电流超前 + U_a 相位:

$$A431 = 1.82\text{A} \quad B431 = 1.82\text{A} \quad C431 = 1.83\text{A} \quad N431 = 0\text{A}$$

$$A431 \text{ 超前 } U_a = 142^\circ \quad B431 \text{ 超前 } U_a = 22^\circ \quad C431 \text{ 超前 } U_a = 263^\circ$$

当时散 03 控制屏上测量表计指示为受有功功率 $P = -17.5\text{MW}$ 、无功功率 $Q = -10\text{Mvar}$ 。

测试数据分析:A431 超前 + U_a 为 142° ,相位六角图中 A431 在第三象限,散 03 断路器受有功功率、无功功率,与实际运行情况相符;A43、B431、C431 为正相序并互差 120° 左右,相序正确;三相电流基本平衡,无零序电流。判断:散 03 线路保护用电流互感器的极性及二次接线正确,距离保护方向由 SH 变电站 110kV 母线指向板散线线路,方向正确(见图 2-31)。

b. 测试散 04 线路保护用电流互感器二次电流及电流超前 + U_a 。相位:

$$A431 = 2.4\text{A} \quad B431 = 2.4\text{A} \quad C431 = 2.39\text{A} \quad N431 = 0\text{A}$$

$$A431 \text{ 超前 } U_a = 325^\circ \quad B431 \text{ 超前 } U_a = 250^\circ \quad C431 \text{ 超前 } U_a = 86^\circ$$

当时散 04 控制屏上测量表计指示送有功功率 $P = 15\text{MW}$ 、无功功率 $Q = 9\text{Mvar}$ 。

测试数据分析:A431 超前 + U_a 为 325° ,相位六角图中 A431 在第一象限,散 04 断路器向散浞线送有功功率、无功功率,与实际运行情况相符;A431、B431、C431 为正相序并互差 120° 左右,相序正确;三相电流基本平衡,无零序电流。判断:散 04 线路保护用电流互感器的极性及二次接线正确,距离保护方向由 SH 变电站 110kV 母线指向散浞线线路,方向正确(见图 2-32)。

③散 03、散 04 线路零序电流方向保护带负荷模拟各相单相接地故障时的方向性检查试验。(将零序保护出口压板全部停用,以防止试验时引起断

路器误跳闸)

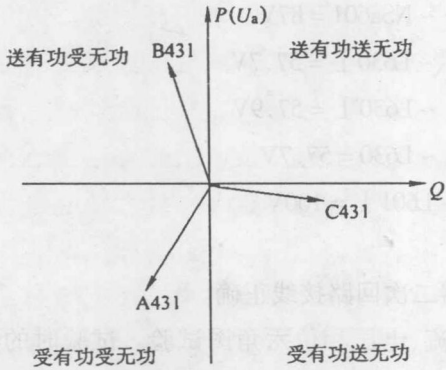


图 2-31 散 03 线路距离
保护相位六角图

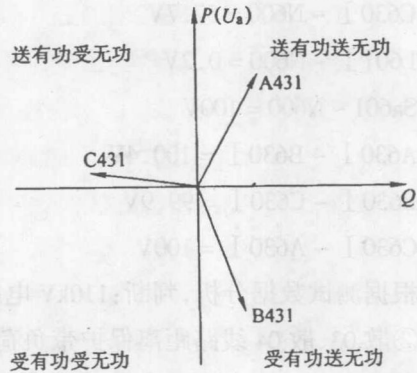


图 2-32 散 04 线路距离
保护相位六角图

a. 110W 电压互感器开口三角形绕组接线方式: A 相 da 引出“N601”并在主控制室中央信号继电器屏端子排处接地; A 相 dn 与 B 相 da 连接, 并由 A 相 dn 引出抽取电压“Sa601”; B 相 dn 与 C 相 da 连接; C 相 dn 引出“L630 I”(依照本地区大电流接地系统电压互感器开口三角形绕组统一接线方式, 经较多套整流型线路保护装置零序电流方向保护带负荷模拟方向性试验后, 形成了一套行之有效的检验程序, 并经过线路接地故障考核, 零序电流方向保护动作正确率很高)。

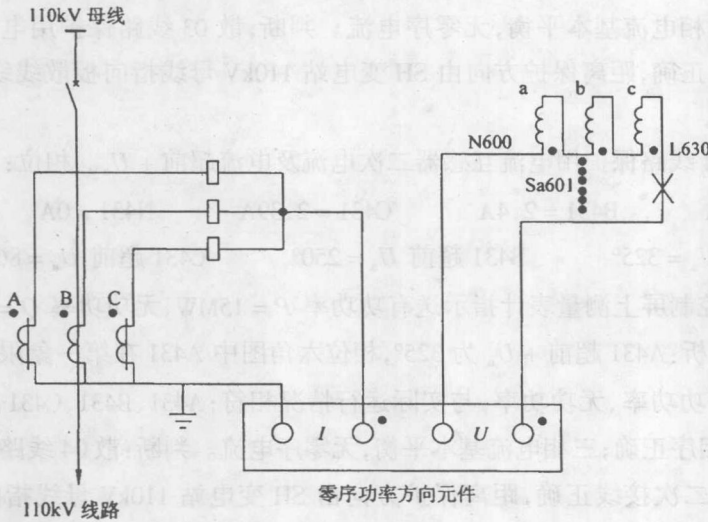


图 2-33 零序功率方向元件带负荷试验二次接线

b. 分别在散 03、散 04 线路保护屏零序电流方向保护部分的端子排处,将 2D1 端子的回路编号“L630 I”二次接线解列开,再由中央信号继电器屏端子排处引出“Sa601”二次线临时接入 2D1 端子;2D4 端子处的回路编号“N600”二次接线不动,即用“Sa601”代替“L630 I”进入零序功率方向元件的电压绕组, $Sa601 = -U_a$ (见图 2-33)。

c. 由 2D6、2D7、2D8、2D9 端子排处依次分别向零序功率方向元件通入 I_a 、 I_b 、 I_c 电流,以模拟各相单相接地故障,并观察零序功率方向元件动作与否(见表 2-7 和表 2-8)。

表 2-7 散 03 线路保护屏零序保护带负荷检查

零序功率方向元件通入相电流	零序功率方向信号继电器	零序功率方向元件
I_a	动作	动作
I_b	不动作	不动作
I_c	不动作	不动作
$-I_a$	不动作	不动作
$-I_b$	不动作	不动作
$-I_c$	动作	动作

表 2-8 散 04 线路保护屏零序保护带负荷检查

零序功率方向元件通入相电流	零序功率方向信号继电器	零序功率方向元件
I_a	不动作	不动作
I_b	不动作	不动作
I_c	动作	动作
$-I_a$	动作	动作
$-I_b$	动作	动作
$-I_c$	不动作	不动作

根据以上试验方法和试验结果,判断:散 03、散 04 线路保护装置零序功率方向元件及其二次接线正确。

5) 因 SH 变电站是鄂东地区长江南、北 110kV 电网联网的关键站,为确保 SH 变电站 110kV 线路保护的可靠性,时隔一天,主管部门又安排于 1997 年 3 月 13 日至 3 月 17 日对散 03、散 04 线路保护装置进行定期校验。校验期间还要求对 110kV 电压互感器二次回路进行反措工作,反措内容是增加敷设一根 110kV 电压互感器端子箱至中央信号继电器屏电缆,将 110kV 电压互感器二次绕组的四根开关场引入线和开口三角形绕组的两根开关场引入线分开使用。反措工作完毕后,施工人员考虑到前两天才进行过散 03、

散 04 线路保护带负荷测试,并且反措时只是很简单地更改了一根电缆中的两根芯线,故散 03、散 04 线路保护装置定期校验合格后,未再进行带负荷试验而恢复散 03、散 04 线路保护装置、110kV 电压互感器的正常运行。

6)1997 年 4 月 21 日出现故障后,现场再次对散 03、散 04 线路保护装置进行带负荷检查,见相间距离保护相位六角图合格,判断保护装置用电流互感器二次回路接线正确。而零序保护带负荷检查,却发现散 03、散 04 零序保护方向错误。

因零序电流方向保护的零序功率方向元件正确动作性,既要求保护用电流互感器二次回路接线正确,还要求 110kV 电压互感器开口三角形绕组二次接线正确。因上次反措工作时改动过 110kV 电压互感器二次回路接线,怀疑此项工作时有差错,于是决定对 110kV 电压互感器停电,进行其二次回路接线正确性检查。

7)联系电力调度,110kV 电压互感器经操作停电,做好安全措施,再对其二次接线进行核线检查。发现 110kV 电压互感器端子箱端子排至主控制室中央信号继电器屏端子排之间开口三角形回路电缆芯线有错误。端子箱内回路编号为“L630 I”的电缆芯线,在中央信号继电器屏的另一端编号却为“N601”;端子箱内回路编号为“N601”的电缆芯线,在中央信号继电器屏的另一端编号却为“L630 I”,这两根电缆芯线两端编号刚好互为相反,是反措工作中施工人员电缆芯线对线时所犯的低级错误所致。

分析认为:虽然在端子箱内 110kV 电压互感器开口三角形绕组接线正确,到中央信号继电器屏处却因电缆芯线编号错误而引起接线错误,从而使 110kV 线路保护零序电压接线产生极性错误,并导致 110kV 线路发生接地故障时,110kV 线路保护零序功率方向元件产生方向判别的错误,造成散 03 线路零序保护反方向误动作,散 04 线路零序保护正方向拒动作。

8)在中央信号继电器屏处,对“L630 I”和“N601”电缆芯线端子头编号及接线进行了更正。110kV 电压互感器恢复运行后,在其端子箱内端子排处测试各回路之间电压和在中央信号继电器屏端子排处测试各回路之间电压,测试数据相同,判断 110kV 电压互感器二次回路接线正确。

9)再一次对散 03、散 04 线路保护带负荷二次电流、电压相位测试及零序电流方向保护带负荷模拟单相接地故障时的方向性测试,其结果与 1997 年 3 月 11 日基本相同,判断零序功率方向元件动作正确后,确定故障处理完毕。

10)此次故障处理后至今,散 03、散 04 线路也曾发生过单相接地或相间故障,但散 03、散 04 线路保护装置都正确动作,再未出现拒动作或误动作现象。

3. 故障结论

SH 变电站 110kV 母线电压互感器二次回路反措时,由于其端子箱至中央信号继电

器屏的开口三角形回路“L630 I”和“N601”电缆芯线两端,在对线和接线时发生端子头回路编号互为相反的错误,引起 110kV 线路保护零序电压接线的极性错误。当散 04 线路保护区内发生接地故障时,使散 03、散 04 线路保护零序功率方向元件产生方向误判别,导致散 04 线路零序保护正方向拒动作,散 03 线路保护零序灵敏 I 段保护反方向误动作。

4. 防范措施

大电流接地系统中的单相接地故障占线路全部故障的 80% 以上,因此大电流接地系统中反映接地故障的保护装置正确动作率相当重要,应高度重视大电流接地系统的零序保护动作的正确性。因零序保护的电流互感器、电压互感器的二次接线的正确与否,关系到零序保护的方向及其保护动作的正确性,故必须特别注意。

1) 吸取本次线路零序保护拒动、误动作教训,决定利用各变电站综合性大修的机会,对我们所管辖的大电流接地系统零序方向保护,从保护整定值到二次接线,从电流互感器、电压互感器的极性到电流、电压的相量分析,从保护装置带断路器联动整组到带负荷模拟零序保护动作正确性等,进行一次全面、系统、细致的检测。提高大电流接地系统的相间保护和接地保护动作的正确率,以保证电网安全、稳定的运行。

2) 此次教训尤其深刻。要求继电保护人员,在今后的保护装置及二次回路安装、改造、检修、试验等工作中,应做到细致、认真和一丝不苟,要具有高度的责任感和安全警惕性。对貌似简单的工作要严肃认真对待,不得掉以轻心,宁烦万分、不抢一秒。严防继电保护“三误”事故,严防类似的对线核线错误的重复发生。

3) 今后凡是工作中触动过电流互感器、电压互感器二次回路后,必须由工作负责人进行细致检查,必要时还应进行保护带负荷等项目的试验,以保证保护装置的正确性和可靠性。

十六、电压互感器二次回路漏接线造成 110kV 线路保护拒动作故障

1. 故障现象

2002 年 1 月 10 日 17 时 41 分,HL(110kV)变电站 110kV 龙 04 线路发生单相接地故障,龙 04 线路保护拒动,越级使上一级 LK(220kV)变电站 110kV 路 12 线路“零序Ⅲ段”、“接地距离Ⅲ段”保护动作,路 12 断路器跳闸,其重合闸动作,路 12 断路器重合后又加速跳闸。而 HL 变电站无任何保护装置动作,也无断路器跳闸。

2. 故障检修

1) 龙 04 线路保护装置为 PXH—112X“四统一”整流型,是许昌继电器厂产品。

2) 故障时天气情况:多云。