

一起 220 kV 变电站交流站用电全失事故的分析

薛峰

(苏州供电公司, 江苏 苏州 215011)

摘要: 交流站用电系统是一个变电站的重要组成部分, 交流站用电系统运行的可靠性直接影响电力一次系统的安全运行。介绍了一起由于站用电系统上下级开关保护等配合不当引起的交流站用电全失事故。同时通过事故模拟试验对事故原因进行了分析, 并提出了防范对策。

关键词: 变电站; 站用电; 失电; 事故; 防范对策

Fault diagnosis of a 220kV transformer substation's AC station service power system losing

XUE Feng

(Suzhou Power Supply Company, Suzhou 215011, China)

Abstract: AC station service power system is an important part of the transformer substation. Whether it operates reliably or not directly affects the safe operation of the power primary system. This paper introduces an accident of AC power losing which caused by the inconsequent protective cooperating of station power system switches. Meanwhile, the causes of the accident are analyzed by simulant experience and precautions are proposed.

Key words: transformer substation; station service power; power losing; accident; precaution

中图分类号: TM764 文献标识码: B 文章编号: 1674-3415(2008)21-0099-03

0 引言

交流站用电系统是一个变电站的重要组成部分, 担负了变电站开关储能、主变冷却器、直流系统蓄电池充电等重要回路的供电任务, 因此交流站用电系统运行的可靠性直接影响电力一次系统的安全运行。

为了提高站用电系统的运行可靠, 一般变电站都使用两路不同电源, 有的重要变电站甚至使用三路电源。同时使用了自动投切功能, 以保证站用电供电的连续性。但是在使用了自动投切功能后, 在与相关的各低压总开关的配合上也带来了一些新的问题。

同时站用电系统新型低压总开关的功能虽然日趋完善, 总开关的各类电流、电压的脱扣保护种类繁多, 功能多样, 保护的使用和定值整定却成了一个容易被忽视的环节。

在这里介绍了一起由站用电系统自投功能与总开关保护等配合不当引起的交流站用电全失事故。

1 事故情况简述

2006年11月28日16时49分, 某220 kV变

站用电总开关1QF、2QF相继跳闸, 该站交流站用电全失。17时36分运行人员至现场, 隔离了110 kV GIS室内照明动力电源回路故障后, 恢复1QF、2QF总开关供电, 该站站用电恢复供电。事故发生时110 kV GIS室内照明动力电源回路上有人工作。工作内容为110 kV GIS室增设SF₆气体泄漏检测及排风系统。

2 该站交流站用电系统介绍

2.1 该站交流站用电系统接线(如图1所示)

该站站用电正常方式为: #1站变通过1QF供I段母线, #2站变通过2QF供II段母线, 公用段母线通过连锁开关3QF、4QF可分别由I段或II段母线供电, 自主方式默认I段母线, 正常投自动方式, 即正常由I段母线通过3QF供电, 4QF断开。I段母线失电后自动断开3QF, 合上4QF由II段母线供电。若I段母线电压恢复则自动回到3QF供电状态。

2.2 站用电系统各级开关保护配置

1QF、2QF额定电流 $I_n=630$ A, 为NS630N塑壳断路器+STR53UEFT电子脱扣器(带单相接地保护)+MN欠压脱扣及延时单元(延时0.25 s)。

3QF、4QF额定电流 $I_n=250$ A, 组成TMD250

双电源连锁切换装置，带电磁脱扣。

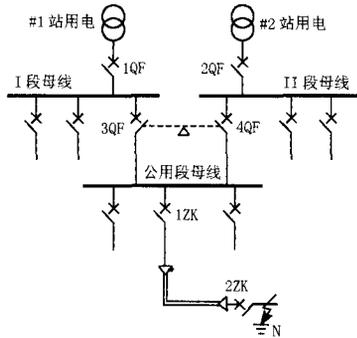


图 1 站用电系统接线图

Fig.1 Station service power system

1ZK (站用电屏上 110 kV GIS 室照明动力馈线总开关)、2ZK (110 kV GIS 室内照明动力进线总开关) 普通微型断路器, 额定电流 $I_n=63\text{ A}$ (C 级脱扣, 瞬时脱扣电流 $5\sim 10I_n$)。其中 2ZK 带漏电保安器。

2.3 站用电系统各级开关保护定值设定

1QF、2QF:

1) 过负荷电流保护定值: $I_r=I_n*1*1=630\text{ A}$, 脱扣时间 $t_r=8\text{ s}$ 。

2) 短延时电流保护定值: $I_{sd}=I_r*6=3780\text{ A}$, 脱扣时间 $t_{sd}=0.2\text{ s}$ 。

3) 瞬时电流保护定值: $I_t=I_n*11=6930\text{ A}$, 脱扣时间 $t_t=20\text{ ms}$ 。

4) 接地零流保护定值: $I_g=I_n*0.2=126\text{ A}$, 脱扣时间 $t_g=0.1\text{ s}$ 。

3QF、4QF:

1) 额定电流 $I_n=250\text{ A}$, 瞬时脱扣电流 $5I_n=1250\text{ A}$ 。

2) 大于 250 A 反时限特性延时脱扣。

3 事故原因分析

3.1 事故现场现象

1) 现场 1QF、2QF 都脱扣动作, 且有脱扣指示, 全站失电, 3QF、4QF、1ZK、2ZK 未脱扣动作。

2) 恢复时按 1QF、2QF 面板上电气合闸按钮, 总开关不能合闸, 后在开关本体上手动按压储能手柄, 手动储能后, 再按电气合闸按钮, 总开关合闸, 恢复送电。

3.2 初步分析

1) 现场 1QF、2QF 开关在脱扣位置, 不在正常分闸位置, 面板脱扣指示灯亮。

2) 1QF、2QF 开关因需手动储能才能电气合闸, 所以不是欠压脱扣。(欠压脱扣在系统恢复电压后将自动储能, 其它脱扣动作则无法自动储能)

3) 因 I 段、II 段母线总开关均脱扣, 分析认为, 故障点同时在 I 段和 II 段母线上的可能性极小。而公用段母线及所供回路故障造成 1QF 脱扣, I 段母线失压后公用段母线带故障切换至 II 段母线致使 II 段母线 2QF 再脱扣的可能极大!

4) 除接地保护定值, 各开关过电流保护定值从 1QF 至 3QF 再至 1ZK 都是符合逐级配合的, 不存在越级跳闸问题, 即便是 1QF 电子脱扣器故障误动, 但 2QF 同样再误动的可能性不大, 同样道理 1ZK、2ZK 同时故障拒动的可能性也较小, 并且也未发现明显的相间短路故障点。故可排除相间短路的可能性。

5) 排除欠压脱扣、相间短路脱扣, 那么公用段母线及所供回路单相接地或接零故障造成 1QF、2QF 开关相继脱扣的可能性较大。

3.3 事故模拟

初步原因明确后, 12 月 6 日在 110 kV GIS 室照明动力电源上 (2ZK 开关负荷侧) 现场试验模拟单相短路故障, 故障电流通过大功率电阻丝控制在 180 A 左右。首先模拟接地短路, 此时 2ZK 漏电保安器动作, 2ZK 脱扣, 站用电其他开关正常。

再模拟接零短路, 此时 1QF 脱扣动作, 3QF、1ZK、2ZK 均未动作。证明站用电 1QF 为接地保护动作脱扣。(为保证变电站安全运行, 防止现场模拟试验再次造成全站交流系统失电, 因此在试验前将公用段母线由自动投切改为 I 段母线手动投切运行方式后再进行试验, 因此试验时 2QF 未脱扣。)

动作原因为: 试验电流 180 A 大于 1QF 接地故障定值, 延时 0.1 s 脱扣。由于 1ZK、2ZK 均未达到瞬动定值 (C 级脱扣, $5I_n$ 以上即 315 A 以上瞬动) 故需经反时限延时脱扣。查特性曲线 180 A 约为 12 s 脱扣。3QF 因额定值未到, 故不会动作属正常。

3.4 事故结论

通过上述分析及现场实试, 11 月 28 日异常跳闸的原因已基本清楚, 原因为 110 kV GIS 室内工作人员在接线时造成单相短路 (由于是接零短路, 因此漏电保安器未动作), 但由于是在长电缆末端单相故障, 短路电流值较小未达 1ZK、2ZK 瞬时脱扣定值, 但故障电流却大于 1QF 接地保护定值, 故 1QF 延时 0.1 s 脱扣。1QF 脱扣后 I 段母线失压, 公用段自动切换至 II 段, 造成 2QF 同样接地保护脱扣, 致使全站交流系统失电。

4 经验教训及防范对策

4.1 接地保护的取舍

早期的交流站用电系统一般不配置接地保护,

即便配置也都设置在退出状态,但随着无人值班变电站的不断增加,接地保护开始运用。接地保护的主要作用为:

1) 防止在较大的不平衡负载时零线电流作用下使较远处的零排母线带有电位,不利于人生及设备安全。

2) 防止长电缆末端非金属性接地(零)短路时,故障点有可能因故障电流较小而无法快速切除,导致电缆、电线过热燃烧,不利于无人值班变电站的安全运行。

基于上述原因,该接地保护定值如果设置较大(大于额定值),则失去了其存在的意义。如果设置偏小,就可能出现三相负载略有不平衡就频繁跳闸的现象,造成站用电系统供电不可靠。但即便定值设置适中,也不能避免上述站用电全失的事故。

若要完全避免上述问题,就要实现逐级配合,即在各级分开关上都装设接地保护,但是这样做造成了回路和设备配置的复杂化,同样不利于安全运行。

4.2 针对上述原因,建议如下

1) 若 1QF、2QF 开关继续使用原定值的接地

保护,则应设置 1QF、2QF 开关接地过流脱扣动作闭锁公用段母线自投的回路,以避免上述全站交流系统失电事故。

2) 由于重要供电回路均由 I、II 段母线双电源环供,而公用段母线负荷均为非重要供电回路,建议公用段母线由自动投切改为手动投切,以避免公用段母线回路故障造成全站交流系统失电。

3) 取消 1QF、2QF 开关接地保护。

4) 若必须采用接地保护,建议其动作值躲过母线最大负荷开关的瞬动脱扣值,并有一定可靠系数。

(以该站为例,若 110 kV GIS 室内照明动力电源 C63A 为最大负荷开关,则总开关接地保护建议整定为 $5.5I_n$ 即 346 A。)按此整定则缺点为接地保护灵敏度低,但可防止越级跳闸。若按此整定,此次事故的故障点约需 10 s 切除。

收稿日期: 2008-04-03; 修回日期: 2008-05-19

作者简介:

薛峰(1972-),男,本科,工程师,主要从事继电保护工作。E-mail: xf731122@163.com

(上接第 98 页 continued from page 98)

对于和小火电的有联络的变电站应装设低频、低压解裂装置,同时联络线应接入低频、低压解裂装置。一旦主进电源跳闸,当地方电厂向系统反送电时,势必会造成地方电厂孤网运行,此时频率将会降低,低频、低压解列装置动作切除联络线。若主进电源对端重合闸重合不成功(未动作),备自投会启动,确保变电站连续供电。

3.2 线路同杆并架的影响

同杆并架线路作为互为自投的两路电源,那么这两路电源应尽可能取自不同的电源点,保证电源独立,备自投能可靠启动。

3.3 电磁式继电器影响的改进措施

对于电磁式继电器构成的备自投装置,要加强现场检验关。一方面要加强电压继电器校验,尤其是触点的检查,防止由于触点卡住影响备自投正确动作,另一方面应加强继电器动作值的现场校验,防止继电器离散值过大影响备自投正确动作。对于电磁式保护应尽早更换为微机保护。

4 结束语

备自投因其接线简单、动作可靠性高而广泛在系统中应用,只有加强分析,解决实际问题,才能更好地发挥作用。

参考文献

- [1] 杜景远,崔艳.微机备自投在济南电网中的应用[J].继电器,2001,29(9):40-42.
DU Jing-yuan, CUI Yan. Application of a Microprocessor Based Reserved Auto-switch-on Device in Jinan Power Network of China[J].Relay, 2001,29(9):40-42.
- [2] 古卫婷,刘晓波.变电站备自投装置存在问题及改进措施[J].继电器,2007,35(10):70-71.
GU Wei-ting, LIU Xiao-bo. Problem Existing in Bus-bar Automatic Transfer Switch and Measures for Improvement[J].Relay, 2007,35(10):70-71.

收稿日期: 2008-01-09; 修回日期: 2008-03-14

作者简介:

杨忠礼(1973-),男,工程师,从事继电保护运行与管理工作。E-mail: zl_yang@sohu.com