

10kV 架空线配电自动化系统的初步实施

江文东¹, 苏忠阳²

(1. 广州电力工业局北区供电局, 广东 广州 510410; 2. 广州电力工业局调度所, 广东 广州 510600)

摘要: 分析 10kV 馈线保护的二次重合闸与柱上真空开关(PVS)的配合, 实现 10kV 架空线配电自动化系统的初级阶段——电压型馈线自动化, 即当发生故障时, 及时准确地确定故障点, 方便维修人员处理, 自动隔离故障点, 恢复非故障区间供电, 减小客户停电时间和停电范围。同时介绍了广州电力局电压型馈线自动化的应用实例。

关键词: 配网自动化系统; 重合闸; 柱上真空开关

中图分类号: TM773; TM76 **文献标识码:** B **文章编号:** 1003-4897(2002)08-0055-03

1 前言

广州电力局 10kV 架空线路大量采用了 SF6 柱上开关。这种柱上开关虽然能提高配电网的供电可靠性, 但它无法判断瞬时性和永久性故障, 跳闸后不能自动重合, 而各个柱上开关的跳闸电流和时间无法配合, 对于瞬时性故障, 反而扩大停电范围, 增加客户停电时间。为了进一步提高配电网的供电可靠性, 1999 年广州局引入配电自动化系统, 经技术经济比较, 采用配电自动化系统的初级阶段——电压型馈线自动化, 并在 110kV 江村变电站 10kV 馈线(架空线) F6 试运行(辐射网)。

2 配网自动化系统的基本概念

配电自动化系统是通过自动或手动方式, 遥控和监测高压配电线上的开关设备和线路参数, 以实现自动隔离故障区间, 以最佳的方式恢复非故障区域供电, 为用户提供经济、可靠、稳定的电力供应。

配电自动化系统分三个阶段实施: 馈线自动化、遥测遥控自动化、计算机辅助配电自动化。

第一阶段一般采用电压型馈线自动化设备, 由 PVS(柱上真空开关)、SPS(电源变压器)、FDR(故障搜查控制器)、FSI(故障指示器)组成。具有自动隔离故障区间, 恢复非故障区域供电的功能。

第二阶段在第一阶段的基础上, 增加 RTU(带检测功能的遥控终端单元)和通讯设备, 实现各柱上开关的监控功能(遥控、遥测、遥信、遥调)。

第三阶段在第二阶段的基础上, 完善配电自动化调度端, 实现配网的全面计算机管理。

第二、第三阶段需要有可靠的通讯手段支持, 这方面投资大, 而第一阶段投资小, 见效快。

3 电压型馈线自动化

3.1 电压型馈线自动化设备工作原理及整定

(1) PVS(柱上真空开关)

具有失压瞬时脱扣功能, 并能够与控制器配合实现自动合闸。

(2) FDR(故障搜查控制器)

PVS 的控制元件, 有两个时间参数需要整定。

X 时间: 真空开关的自动合闸时间, 指从柱上开关电源侧有压至该柱上开关合闸的时延。X 时间整定范围: $7 \times N(s)$, $N = 1, 2, 3, \dots, 12$ 。

Y 时间: 故障检测时间, 指柱上开关合闸后, 若在未超过 Y 时限的时间内又失压, 则该柱上开关分闸并被闭锁在分闸状态, 待下一次电源侧有压时不再自动重合; 若超过 Y 时限, 柱上开关可以进行再一次重合。Y 时间整定范围: 5s 或 10s, 现整定为 5s。

维持时间: $(3.5 \pm 0.5)s$, 供电源故障确认用。

(3) SPS(电源变压器)

小型干式变压器, 给 FDR 提供工作电源、PVS 提供操作电源。

(4) FSI(故障指示器)

根据 10kV 馈线开关的分合时间, 判断线路故障范围。

由于广州局的 110kV 变电站都是无人值班站, 已实现了监控, 可以不安装 FSI。利用监控中记录的 10kV 馈线第一次重合与第二次跳闸之间的时间, 来判断故障区间。

3.2 10kV 馈线二次重合闸的工作原理及整定

10kV 馈线架空线一般只要求重合一次, 重合时间整定为 1s。为配合电压型馈线自动化, 通过修改

微机保护的软件,实现二次重合闸,具体如下。

3.2.1 第一次重合闸时间 T_1

由于 FDR 维持时间为 $(3.5 \pm 0.5) s$,为了保证 FDR 可靠工作, T_1 取 $5s$ 。而且 $10kV$ 架空线第一次重合闸成功率在 70% 以上, T_1 取 $5s$ 可以尽快恢复供电。

3.2.2 第二次重合闸时间 T_2

为了保证 $10kV$ 馈线发生永久故障,二次重合闸失败后, $10kV$ 馈线开关动作时间范围在开关额定操作循环之内, T_2 取 $180s$ 。开关额定操作循环: $0 \sim 0.3s \sim CO \sim 180s \sim CO$,对于弹簧操作机构,储能时间约 $15s$ 。 T_2 要求大于储能时间。

3.2.3 第二次重合闸闭锁时间 T_3

在第一段(馈线开关至第一台柱上开关之间)发生故障时,其短路水平很高。为防止大电流对开关及变压器的冲击,在第一段发生永久故障时,一次重合失败后应该闭锁第二次重合闸。柱上开关最小合闸时间为 $7s$,如馈线在第一次重合后再跳闸的延时小于 $5s$,说明在第一段发生永久故障,应该闭锁第二次重合闸。故障点在第一个柱上开关以外时,馈线在第一次重合后再跳闸的时间大于 $7s$,不会闭锁第二次重合闸。 T_3 取 $5s$ 。

3.2.4 重合闸充电时间 T

二次重合成功后,在 $180s$ 之内,如再发生故障跳闸,馈线开关不再重合,以保证 $10kV$ 馈线开关动作时间范围在开关额定操作循环之内。 T 取 $180s$ 。

另一方面,当两条支路同时发生永久故障时,会造成 $10kV$ 馈线三次重合;最靠近永久故障点的柱上开关闭锁失灵时,会造成 $10kV$ 馈线无限次重合。为了防止多次重合,二次重合要求具有闭锁功能:当二次重合后,闭锁重合闸,如果馈线开关在合闸状态(二次重合成功)持续 $180s$ (重合闸充电时间)后自动解除重合闸闭锁,再次投入重合闸。而全线送电时间($10kV$ 馈线开关合闸至最后一台柱上开关合闸的时间)不能大于重合闸充电时间,避免柱上开关闭锁失灵时造成无限次重合。对于辐射网最多安装 25 台柱上开关($180s/7s$),对于开环网最多各安装 12 台柱上开关。

3.3 馈线保护重合闸与 PVS 配合的过程(辐射网)

当 $10kV$ 馈线故障后,馈线保护动作跳闸,线路失压,各柱上开关失压脱扣跳闸。 $5s$ 后馈线第一次重合,对于瞬时性故障,各柱上开关按靠近电源点的先后次序和 X 时间合闸。对于永久性故障,如故障点在第一段,馈线保护再一次动作跳闸,第二次重合

闸被闭锁;如故障点不在第一段,各柱上开关依次合闸,当最靠近故障点的柱上开关合闸后,馈线保护再次动作跳闸,各柱上开关失压脱扣跳闸,最靠近故障点的柱上开关被闭锁, $180s$ 后馈线第二次重合,各柱上开关依次合闸,由于最靠近故障点的柱上开关被闭锁,故障点被隔离,故障点前的区间恢复送电。调度值班员根据馈线保护第一次重合后再跳闸的延时,迅速判断故障点所在的区间。

4 江村站 F6 电压型馈线自动化的实例

4.1 有关设备

(1) 馈线开关

真空开关,电磁操作机构。开关额定操作循环: $0 \sim 0.3s \sim CO \sim 180s \sim CO$ 。

(2) 柱上真空开关

VSP5 - 15JSAT,珠海许继电气有限公司引进东芝技术生产。该产品采用模块式结构,具有良好扩展性,通过增加元件,方便地从第一阶段发展到第三阶段,而不浪费前一阶段的投资。

(3) 馈线保护

ISA - 1H(L - 2A),南瑞深圳所生产。经厂家修改保护程序,具有二次重合闸功能。馈线重合闸的整定按前所述。

F6 保护定值:限时速断 $0.3s$,定时过流 $1.0s$,零序过流 $1.0s$ 。

4.2 F6 系统一次接线(见图 1)

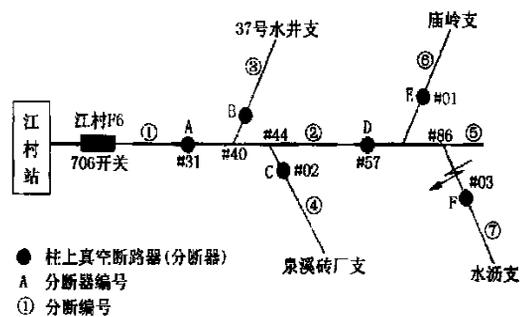


图 1 F6 系统一次接线图

4.3 F6 柱上开关定值(见表 1)

表 1 F6 柱上开关定值

柱上开关	A	B	C	D	E	F
X 时间(s)	7 x1	7 x1	7 x2	7 x3	7 x1	7 x2
Y 时间(s)	5	5	5	5	5	5

4.4 F6 故障点判断

利用监控中记录的 $10kV$ 馈线第一次重合与第二次跳闸的时间间隔和保护动作方式,判断故障区间,它们之间的关系如表 2 所示(没有考虑开关跳闸

固有时间、开关辅助触点变位时间、从站端到调度端信号传输及处理时间等)。

表2 F6 第一次重合与第二次跳闸时间间隔和保护动作方式与故障区间的关系

时间(s)	限时速断	0+0.3	7+0.3	14+0.3	21+0.3	28+0.3	35+0.3	42+0.3
	定时过流	0+1.0	7+1.0	14+1.0	21+1.0	28+1.0	35+1.0	42+1.0
	零序过流	0+1.0	7+1.0	14+1.0	21+1.0	28+1.0	35+1.0	42+1.0
	闭锁柱上开关	/	A	B	C	D	E	F
	故障段							

4.5 F6 实际动作试验

由于广州局第一次采用馈线自动化,为积累运行经验,在投运前,对江村 F6 进行实际动作试验。试验前,已对馈线保护的二次重合闸测试,第一、二次重合闸、第二次重合闸闭锁、重合闸充电满足上述要求。为避免 F6 开关多次分合闸,影响客户的设备,将 F6 线路上的配变断开,只剩下空载的线路。在江村站和各柱上开关,专人用秒表记录 F6 和各柱上开关分合闸时间,用无线对讲机协调。试验结果表明,F6 馈线自动化系统能确定和自动隔离故障点,恢复非故障区间供电。

4.5.1 柱上开关合闸时间

测试 F6 开关合闸后,各柱上开关的合闸时间(如表3),判断各柱上开关是否按设定的 X 时间合闸。

表3 F6 柱上开关的合闸时间(受电)

柱上开关	A	B	C	D	E	F
t_1 (s)	7	14	21	28	35	42
t_2 (s)	8.05	15.60	21.38	29.25	36.74	44.50

t_1 :F6 开关合闸到柱上开关合闸的整定时间;

t_2 :F6 开关合闸到柱上开关合闸的实测时间。

4.5.2 模拟瞬时性故障

F6 开关在合闸状态,重合闸充电完毕,用保护跳开 F6 开关,5s 后第一次重合闸动作,F6 开关合闸,从而模拟瞬时性故障。测试各柱上开关从跳闸到合闸的时间间隔,判断各柱上开关是否按设定的 X 时间合闸(见表4)。

表4 F6 柱上开关从跳闸到合闸的时间间隔(模拟瞬时性故障)

柱上开关	A	B	C	D	E	F
t_1 (s)	7	14	21	28	35	42
t_2 (s)	7+5	14+5	21+5	28+5	35+5	42+5
t_3 (s)	11.66	19.15	25.95	33.15	41.54	47.67

t_1 :F6 开关合闸到柱上开关合闸的整定时间; t_2 :柱上开关跳闸到合闸的整定时间间隔; t_3 :柱上开关跳闸到合闸的实测时间间隔。

4.5.3 模拟永久性故障

F6 开关在指定时间进行分合闸操作,模拟永久

性故障,确定柱上开关被闭锁的情况(见表5),判断各柱上开关是否自动隔离故障点,恢复非故障区间供电。

表5 F6 柱上开关的闭锁情况(模拟永久性故障)

t_1 (s)	7+3	14+3	21+3	28+3	35+3	42+3
发生永久性故障的区间						
要求闭锁的柱上开关	A	B	C	D	E	F
实际闭锁的柱上开关	A	B	C	D	E	F

t_1 :F6 开关合闸到分闸的时间。

4.6 F6 实际动作分析

2001 年,F6 发生 18 次故障,其中 1 次永久故障如下:

调度端记录:

Jun 12 2001 18:10:12.238 江村站 F6 零序过流动作

Jun 12 2001 18:10:17.353 江村站 F6 一次重合动作

Jun 12 2001 18:10:47.659 江村站 F6 零序过流动作

Jun 12 2001 18:13:45.657 江村站 F6 二次重合动作

分析:F6 第一次跳闸后,5.115s 第一次重合;F6 第一次重合后,30.306s 第二次跳闸;F6 第二次跳闸后,177.998s 第二次重合。

判断:从第一次重合与第二次跳闸之间的时间差 30.306s,故障点应在 区间,如果是永久故障,柱上开关 D 被闭锁。

结果:经实际查线,发现双雅联 # 09 - 1 杆 B 相避雷器爆烂(双雅联在水沥支 # 02 杆),柱上开关 D 被闭锁。

结论:分析与线路查线结果相符。

5 结论

经过一年多的试运行,江村站 F6 电压型馈线自动化达到设计要求,积累了运行经验。试运行中,发现第二次重合闸、重合闸充电时间 180s 太长,不利于迅速恢复供电。

第二次重合闸、重合闸充电时间 180s,是为了二次重合闸失败后,10kV 馈线开关动作时间范围在开关额定操作循环之内;避免最靠近永久故障点的柱上开关闭锁失灵时,造成 10kV 馈线无限次重合,也间接决定线路上柱上开关台数。在实际应用中,辐射网安装 8 台柱上开关,开环网各安装 4 台,已满足需要,即全线送电时间 $8 \times 7 = 56$ (s)。而开关额定操作循环(0~0.3s~CO~180s~CO)标准制定的背景是针对少油开关的,真空开关额定操作循环可以采用 60s。60s 也大于馈线开关弹簧操作机构的储能时间。改为 60s 后,10kV 馈线电磁型保护可以采用许继的 ZSC - 4 三相三次重合闸继 (下转第 60 页)

限上限电流定值。

K_{ic} 、 I^* 及 t 是构成发电机反时限过电流曲线的基本要素,这些数据由用户提供,只有按照特定的某一台发电机的 K_{ic} 、 I^* 及 t ,才能做出符合这一台发电机的反时限过电流曲线,保护才可能正确动作。

7 结束语

潍坊发电厂两台发变组保护改造相当成功,从两年多的运行实践来看,保护配置完全满足 300MW 机组的各种运行工况,发变组保护原理选择符合实

际要求,完善了多种保护功能,操作回路实现全密封继电器,出口继电器全部为进口继电器,整套装置达到国内一流水平,可以进行技术推广。

收稿日期: 2001-10-30

作者简介:

王舜(1967-),男,工程师,从事电力系统自动化的运行管理工作。

韩学义(1973-),男,工程师,从事电力系统自动化的运行管理工作。

Application of WFB-100 microcomputer-based generator-transformer protection

WANG Shun, HAN Xue-yi

(Weifang Power Plant, Weifang 261201, China)

Abstract: The protective devices' reform of Weifang electrical power plant 2 *300MW units was summarized and the problems during the reform was illustrated in details.

Key words: generator transformer group; microcomputer protection; reform

(上接第 57 页) 电器,因为其第二、三次重合闸时间只有 2~99s。

对于 10kV 馈线真空开关,广州局现将第二次重合闸、重合闸充电时间改为 60s,并采用开环网的电压型馈线自动化,在 10kV 架空线路上广泛应用,进一步提高配电网的供电可靠性。

参考文献:

[1] 刘健,倪建立,邓永辉. 配电自动化系统(第一版)[M].

北京:中国水利水电出版社,1999,1.

收稿日期: 2001-12-21;

修回日期: 2002-04-19

作者简介:

江文东(1970-),男,工程师,从事继电保护现场运行管理工作。

苏忠阳(1969-),男,工程师,从事继电保护管理工作。

Primary realization of DAS(distribution automation system) in the 10kV overhead distribution lines

JIANG Wen-dong¹, SU Zhong-yang²

(1. North Branch Guangzhou Power Supply Bureau, Guangzhou 510410, China;

2. Guangzhou Power Control Center, Guangzhou 510600, China)

Abstract: This paper analyses DAS(distribution automation system) and realization of Feeder DAS(voltage style) in the 10kV overhead distribution lines by the cooperation of relay protection's second ARC(auto-reclose) and PVS(pole-mounted vacuum switch). Feeder DAS can isolate faults, recover power supply automatically and maintenance men can deal with faults rapidly by pointing out faults. Then, it introduces the practical illustration in Guangzhou Power Supply.

Key words: DAS(distribution automation system); ARC(auto-reclose); PVS (pole-mounted vacuum switch)

欢迎订阅 欢迎投稿 欢迎刊登广告