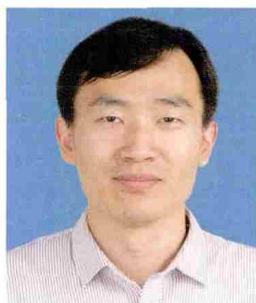


500 kV纵江—宝安线路加装串联电抗器对重合闸的影响

通过PSCAD/EMTDC软件搭建仿真模型,针对500 kV纵江—宝安线增加串联电抗器进行仿真,研究500 kV线路安装串联电抗后对重合闸的影响,提出纵江—宝安线工程安装串联电抗器后的重合闸策略,为类似工程提供参考。

庞学跃¹ 李 斌² 李 超² 成 霞¹ / 1. 中国能源建设集团广东省电力设计研究院 2. 天津大学电气与自动化工程学院



庞学跃/高级工程师

近年来,广东电网的电源装机和电网建设得到高速发展,500 kV网架结构大大加强,珠江三角洲地区基本形成双回路内外环网结构。满足了广东电网负荷增长和可靠供电的需求,但同时也使珠三角地区500 kV电网的短路容量持续增长。广东电网已采取优化电源布局、调整电网结构、合理安排运行方式、采用高阻抗变压器和加装变压器中性点小电抗等措施来降低系统的短路电流水平,即使采用了这些传统手段,短路电流水平仍面临着挑战。

随着电网联络愈发紧密,即使采取分区供电等措施,广东电网短路电流仍然保持在较高水平,造成现有或改造后设备容量难以适应系统发展需要,限制短路电流水平的压力依然很大。

关键词/Keywords

串联电抗器·
重合闸·
潜供电流·
非全相·
仿真·

为了设法限制电力系统的短路电流,避免升级新设备所需要的昂贵费用,使电网的互联以及新建电源和电网的连接不受系统短路容量增加的限制,在广东电网关键500 kV线路上加装串联电抗器^[1]为解决短路电流问题提供了一种可供选择的技术方案。串联电抗器可有效地降低系统的短路电流水平,具有非常显著的经济效益^[2]。

工程概况

如图1所示,研究发现在500 kV纵江—宝安线上安装串联电抗器,对限制广东电网珠三角地区的短路电流容量效果比较理想。根据工程条件,串联电抗器安装在距纵江变电站约7.58 km处,串联电抗器采用空心、干式电抗器,其电抗值为21 Ω。采用2014年夏大典型方式的仿真计算表明,串联电抗器安装后对近区纵江、宝安、鹏城、深圳、紫荆、横沥和莞城等变电站短路电流限制效果比较明显,能够把宝安、鹏城越限的短路电流限制在断路器最大遮断容量之下,限制短路电流效果如表1所示。

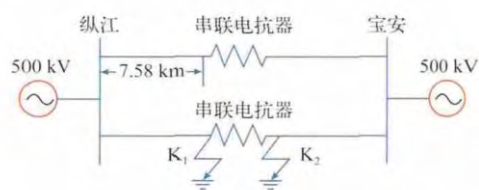


图1 串联电抗器接入系统方案示意图

表1 串联电抗器限制短路电流效果对比表

(单位: kA)

500 kV母线	安装串联电抗器前		安装串联电抗器后	
	三相	单相	三相	单相
纵江	58.5	60.5	40.9	40.6
宝安	61.3	69.1	48.4	55.6
鹏城	65.2	71.9	52.8	59.2
深圳	55.9	53.5	46.9	44.5
紫荆	58.7	60.2	50.7	54
横沥	49.1	46.6	57.9	56.8
莞城	58.5	60.5	42.0	40.6

虽然串联电抗器能够有效限制短路电流,但线路串联电抗器对继电保护特

别是对重合闸的影响需要进一步研究,分析重合闸策略的适应性,确保线路安装串联电抗器后能够安全运行。目前广东电网500 kV线路采用单项重合闸方式,重合闸起动采用两种方式:由保护跳闸接点起动或由断路器位置不对应起动。

仿真条件

基于PSCAD/EMTDC软件搭建模型,按500 kV纵江—宝安同塔双回线配置串联电抗器进行建模仿真。线路仿真条件:杆塔高度计为67.6 m,两回路水平间距18.4 m,同名线路垂直方向相间距11.8 m,同名线路垂直方向相地线间距5 m,两地线水平方向间距20.2 m,线路全长17.44 km。理论计算得到的输电线路全长的正序阻抗为 $Z_1 = (0.011\ 5 + j0.260\ 4)\ \Omega/\text{m}$,零序阻抗为 $Z_0 = (0.178\ 8 + j0.751\ 5)\ \Omega/\text{m}$ 。

系统条件:纵江变电站侧系统正序阻抗 $Z_{1m} = (1.951 + j7.377)\ \Omega$,零序阻抗 $Z_{0m} = (0.537 + j9.145)\ \Omega$;宝安变电站侧系统正序阻抗 $Z_{1n} = (1.859 + j6.222)\ \Omega$,零序阻抗 $Z_{0n} = (0.387 + j5.261)\ \Omega$;500 kV母线电压按照525 kV进行仿真计算。

串联电抗器接入对潜供电弧的影响

由于重合闸间歇时间要大于故障点灭弧时间及周围介质去游离的时间,而单相重合闸阶段必须要考虑由于非全相运行时故障点潜供电流对灭弧所产生的影响。以如图2所示的线路为例,设A相因单相接地故障而被切除,健全相B、C仍然通过负荷电流,此时故障点电弧通道中在一定时间内仍然有潜供电流 I_f 流通。产生潜供电流的原因包括静电耦合因素和电磁耦合因素:①健全相B、C的电压分别通过相间电容 C_m 给故障相供给的电流。②健全相B、C的负荷电流通过相间互感 M 在

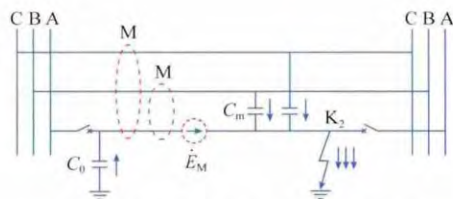
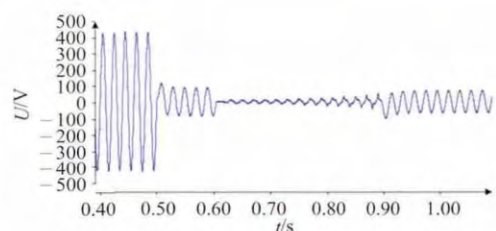


图2 单相故障后潜供电流的示意图

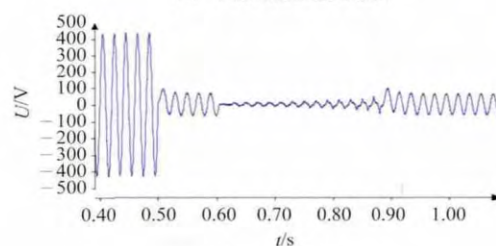
故障相上耦合产生了互感电动势 E_M ,此电动势通过故障点及故障相对地电容产生了电流。

在模拟瞬时性故障时对故障点电弧采用国际通用的基于恢复电压熄弧理论的电弧模型进行仿真模拟。

在图2线路中,纵江—宝安线两端摆开角为 10° 时,在乙线的 K_2 点(距离纵江变电站7.6 km处)在0.5 s时发生瞬时性单相接地故障,0.6 s断开故障相两侧断路器。此时串联电抗器退出运行和投入运行情况下的故障点电压波形如图3所示。



(a) 串联电抗器退出运行



(b) 串联电抗器投入运行

图3 故障点电压波形

通过仿真可以看出:当串联电抗器退出运行时,故障相在大于0.9 s时熄弧,即潜供电弧的熄弧时间约为0.3 s;当串联电抗器投入运行时,故障相在大于0.88 s时熄弧,即潜供电弧的熄弧时间约为0.28 s。可以说,串联电抗器是否投入运行对潜供电弧的熄弧时间影响不大。当有串联电抗器的情况下,因为电磁耦合分量较小,因此潜供电弧的熄弧时间稍短。

瞬时单相故障产生的不平衡零序电流

1. 线路无串联电抗器的情况

当纵江—宝安线路无串联电抗器时,仿真设置系统两侧摆开角为 20° ,功率方向由纵江流向宝安,此时输电线路的传输功率为 $2 \times 2\ 150\ \text{MV} \cdot \text{A}$,0.3 s甲线宝安侧发生A相接地故障瞬时性故障,0.4 s断开甲线A相,1.3 s甲线宝安侧重合闸,1.4 s

甲线纵江侧重合闸。

图4为重合闸后甲线与乙线零序电流变化曲线,从图中可以看出,在1.4 s重合闸时由于甲、乙线均三相对称,所以甲、乙线零序电流均由非全相运行时的零序电流逐渐衰减至零。

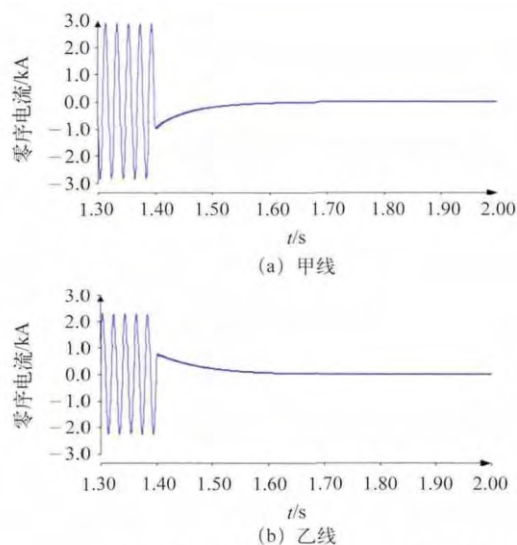


图4 无串联电抗器重合闸时的零序电流

2. 线路有串联电抗器的情况

相同情况下,当纵宝线路有串联电抗器时,图5为重合闸后甲线与乙线零序电流变化曲线。

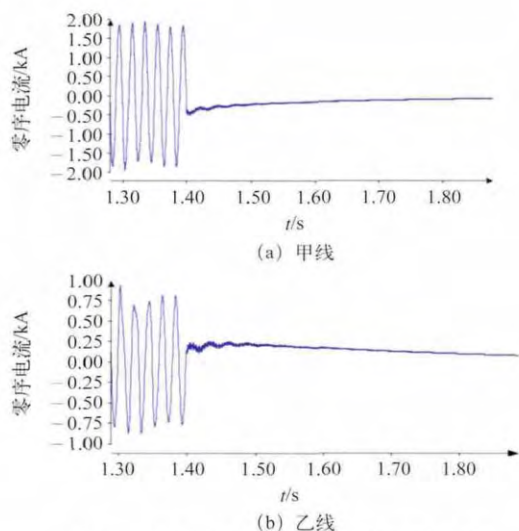


图5 有串联电抗器重合闸时的零序电流

由图5可以看出:①甲线在重合闸重合之前零序电流较大,是因为甲线重合前断路器A相断开。甲线在重合闸之后,零序电流显著减小,逐渐趋近于零,是故障已经消除,且线路阻抗对称,所以逐渐恢复正常情况。②乙线在甲线重合闸之前

零序电流也很大,是因为甲线重合闸前断路器A相断开,乙线A相传输功率增大,导致乙线三相电流不平衡,出现较大的零序电流。甲线重合闸之后,乙线零序电流显著减小,逐渐趋近于零,是因为甲线A相重合成功后,逐渐恢复正常,乙线A相传输功率减小,最后三相电流平衡。

由以上分析可见,在线路两端摆开角相同的情况下,有串联电抗器的线路非全相运行时的零序电流要比无串联电抗器的线路非全相运行时的零序电流小,主要是因为增加串联电抗器后线路传输的功率相对减小;当发生瞬时性故障时性故障时,线路投入串联电抗器后会出现谐波分量。

非全相运行阶段对保护的影响

当输电线路发生单相故障,断路器断开故障相之后,线路进入非全相运行,这个时候会有零序电流产生,需要分析串联电抗器投入后是否会影响到输电线路的零序电流。

当输电线路两端在不同的摆开角情况下甲线A相发生单相接地故障,纵江—宝安线切除故障相之后,甲线非全相运行时的零序电流和乙线的零序电流如表2所示。

表2 串联电抗器退出运行和投入运行方式下非全相运行时零序电流表

摆开角 (°)	传输功率 /MV·A		甲线两相运行 零序电流 $3I_0$ /kA		乙线的零序 电流 $3I_0$ /kA	
	退出	投运	退出	投运	退出	投运
5	2×730	2×420	0.68	0.44	0.54	0.19
6	2×870	2×505	0.81	0.53	0.64	0.23
10	2×1450	2×830	1.35	0.87	1.07	0.38
15	2×2150	2×1240	2.20	1.30	1.61	0.56
18	2×2560	2×1480	2.43	1.56	1.93	0.68
20	2×2835	2×1640	2.7	1.73	2.14	0.75

通过表2可以看出,在输电线两端摆开角相同的情况下,例如 10° 时,有串联电抗器时甲线非全相运行的零序电流为0.87 kA,无串联电抗器时甲线非全相运行的零序电流为1.35 kA,可以看出串联电抗器投入运行比退出运行的两相运行的零序电流小。

(下转第125页)

之间产生行波信号，而两个健全相之间并无行波信号产生。鉴于一般线路零模波阻抗大于线模波阻抗，断线故障初始电流行波的线模分量将大于其零模分量；而其初始电压行波的线模分量和零模分量则完全相等。

利用行波原理能够测量断线故障距离，测距方法可以选取单端法或双端法。对于测距信号的选取，输电线路主要应用电流行波，配电线路系统运行方式发生变化，线路结构复杂，需要根据其结构特点选择合适的测距信号。测距模量一般选择损耗较小、参数比较稳定的线模分量。

断线故障的行波测距可靠性不仅与总体负荷电流大小有关，还与故障点位置有关。由于很多线路结构复杂、沿线环境恶劣，为进一步提高行波测距的可靠性和准确度，仍需要进行大量的研究工作。

参考文献

- [1] 葛耀中. 新型继电保护与故障测距原理与技术[M]. 西安: 西安交通大学出版社, 1996.
- [2] 陈维江, 沈海滨, 陈秀娟, 等. 10 kV配电网架空绝缘导线雷击断线防护[J]. 电网技术, 2007,

31 (27): 34-37.

- [3] 肖重金, 罗俊华, 李敏. 架空输电线路闪络断线事故原因辨析[J]. 高电压技术, 2001, 27 (3): 83-84.
- [4] 徐丙垠. 配电自动化远方终端技术[J]. 电力系统自动化, 1999, 23 (5): 41-44.
- [5] 伊贵业, 杨学昌, 吴振升. 配电网接地故障定位的传递函数法[J]. 清华大学学报: 自然科学版, 2000, 40 (7): 31-34.
- [6] 徐丙垠, 李京, 陈平, 等. 现代行波测距技术及其应用[J]. 电力系统自动化, 2001, 25 (23): 62-65.
- [7] 和敬涵, 季英业. 小电流接地系统单相接地故障测距方法的研究[J]. 华北电力技术, 2004 (1): 1-3.
- [8] 严凤, 杨奇逊, 齐郑, 等. 基于行波理论的配电网故障定位方法的研究[J]. 中国电机工程学报, 2004, 24 (9): 37-43.
- [9] 王奎鑫, 陈平, 唐毅, 等. 基于组合行波原理的高压架空线—电缆混合线路故障测距方法[J]. 电力系统保护与控制, 2012, 40 (10): 90-94.

(收稿日期: 2014-04-11) EA

(上接第88页)

在线路传输功率相同的情况下，如当输电线路传送约为1 450 MV·A功率时，无串联电抗器时非全相运行的零序电流为1.35 kA，有串联电抗器时非全相运行的零序电流为1.56 kA，可见串联电抗器投入与退出对非全相运行时零序电流的影响不大。

结束语

通过对对纵江—宝安双回线路增加串联电抗器前后重合闸过程的仿真分析，可以得出以下结论。

1) 串联电抗器是否投入运行对潜供电流的熄弧时间基本没有影响，因此重合闸的重合时间整定无须专门考虑串联电抗器的投入运行与否。

2) 由于三相串联电抗器阻抗值完全相同，

而且串联电抗器采用空心电抗，不存在饱和等问题，因此在重合闸时不存在不平衡电流的情况，不影响重合闸的成功率。

3) 由于串联电抗器的投入运行可能减小正常运行时输电线路的传输功率。但在输电线传输功率相同的情况下，串联电抗器投入与退出对非全相运行时零序电流没有影响。

参考文献

- [1] 薛敏. 泗泾站装设500 kV高压串联电抗器的过电压分析[J]. 华东电力, 2007, 35 (6).
- [2] 庄侃沁, 陶荣明, 尹凡. 采用串联电抗器限制500 kV短路电流在华东电网的应用[J]. 华东电力, 2009, 37 (3): 440-443.

(收稿日期: 2014-02-17) EA