

大容量 10 kV 线路保护整定计算及配合

冯成铭, 陈 曦

(德阳电业局, 四川 德阳 618000)

摘 要:针对大容量 10 kV 线路继电保护的整定计算中存在的用户故障容易顶跳变电站开关、线路瞬时故障跳闸后重合闸不成功、线路无故障试送线路仍然不成功等特殊问题,通过保护方案的调整,避免上述现象的发生。

关键词: 10 kV 线路; 继电保护; 整定计算

Abstract: There are some especial relay protection problems in 10 kV high-capacity lines such as the fault of users' equipment causing the leapfrog trip of the switch in the substation, the switch reclosing unsuccessfully after the instantaneous fault in the line and trying to send power unsuccessfully in trouble-free line. The setting calculation of relay protection is improved for 10 kV high-capacity line in order to avoid the above-mentioned phenomenon.

Key words: 10 kV high-capacity line; relay protection; setting calculation

中图分类号: TM772 **文献标志码:** B **文章编号:** 1003-6954(2010)04-0025-04

0 引 言

德阳 10 kV 配电线路结构复杂,有的是用户专线,只接一两个用户,类似于输电线路;有的呈放射状,几十台甚至上百台变压器 T 接于同一 10 kV 线路的各个分支上;有的线路短到几十米,有的线路长到近 10 km;有的线路上配电变压器总容量很小,最大不超过 100 kVA,有的线路上总容量却达到 3~4 万 kVA。德阳局大多数 10 kV 线路保护只配置三段式电流保护,配置重合闸,无电压及方向元件闭锁,这里提出大容量 10 kV 线路保护的整定方案。

1 常规整定方案对涉及 10 kV 大容量线路的具体问题

对于 35 kV 及以上输电线路而言,一般无 T 接负荷,或 T 接负荷很少,至多 T 接一、两个集中负荷。因此,利用规范的保护整定计算方法,大多数情况都能够计算,一般均满足要求。但对于 10 kV 配电线路,线路上一路都 T 接配电变压器和用户专用变压器(如图 1),一条 10 kV 线路 T 接容量有时候上万 kVA,按照常规保护方案进行整定就可能出现如下问题。

(1)用户侧故障时直接顶跳变电站出线开关。按照《继电保护和安全自动装置技术规程》、《3~110 kV 电网继电保护装置运行整定规程》,电流 I 段定值

按躲过本线路末端最大三相短路电流整定,时限整定为 0 s(保护装置只有固有动作时间无人为延时)。按照该原则整定,电流 I 段保护范围伸入用户侧,导致变电站开关保护无选择性动作, T 接用户故障将引起整条 10 kV 线路跳闸,如图 1 中的 A、B 点发生故障。这是保证了继电保护的灵敏性而牺牲了选择性,后果是造成了整条 10 kV 线路全部中止了供电。

(2)变电站 10 kV 出线开关检修或故障跳闸后送电不成功。经过检查,线路上确无故障,后经分析因线路检修或者故障跳闸后配电变压器 10 kV 丝具和用户 10 kV 进线开关仍然在合位,导致电流 I 段定值躲不开 T 接线路的变压器励磁涌流。常规保护整定方案 10 kV 电流 I 段保护按照最大运行方式下线路末端三相短路电流来整定的,因此动作电流值往往取得较小,特别是在线路较长(考虑合环带路方式时更长),配电变压器较多时,即系统阻抗较大时,其取值会更小。因此造成一些变电站的 10 kV 出线检修或事故隔离故障后送电再跳闸的情况发生。

(3)线路瞬时故障跳闸后重合闸动作不成功。原因还是电流 I 段躲不开励磁涌流使变电站开关再次跳闸。容易误以为线路上有永久性故障,耗费大量人力和时间巡线,同时延误了恢复送电时间。

2 调整 10 kV 保护整定方案避免上述情况的发生

保护方案调整分为两种情况,第一种针对 10 kV

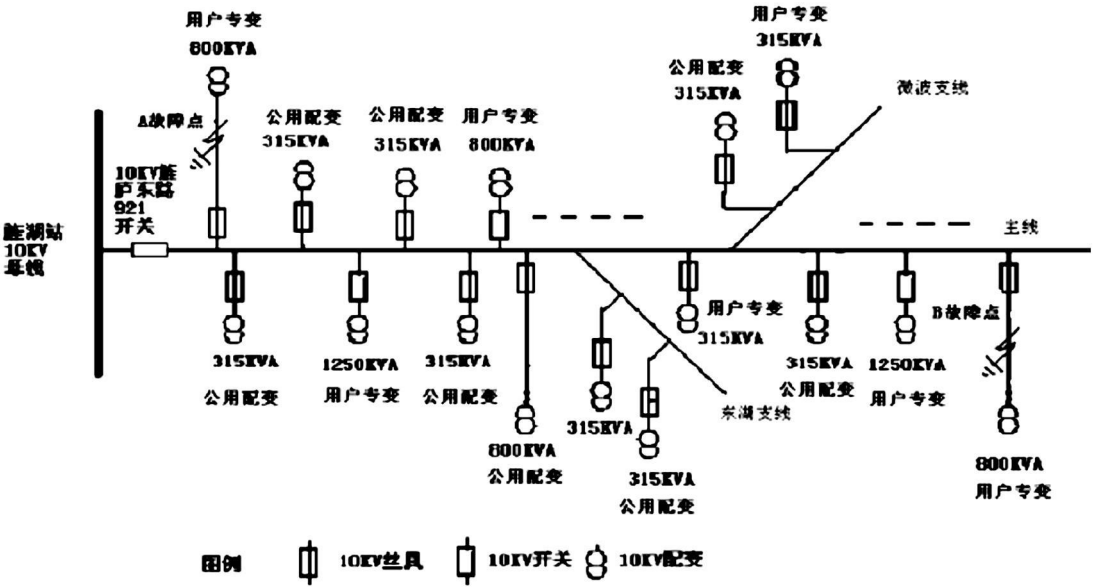


图 1 10 kV 旌庐东路接线

短路电流不大，短路电流不会造成变电站开关 TA 饱和，第二种针对 10 kV 短路电流较大，下面对这 2 种情况分别提出整定方案。

(1)在短路电流不大的变电站 10 kV 出线开关电流 I 段保护增加 0.2 s 的时限。电流 II、III 段保护仍然按照常规方案整定。

励磁涌流的特征之一就是它的大小随时间而衰减，一开始涌流峰值很大。10 kV 线路上一般都是 315~1250 kVA 的小型变压器，对于小型变压器，大致经过 7~10 个工频周波 (0.14~0.2 s) 后，涌流几乎衰减为可以忽略的范围，电流 I 段增设 0.2 s 时限能躲开涌流，增加该时限的同时，当用户侧有可靠的快速保护 (如电流 I 段保护) 的情况下能有效地躲过 T 接用户故障时的短路电流，避免变电站开关越级跳闸。同时重合闸整定为后加速，加速时间为 0.2 s 当线路为瞬时故障，0.2 s 的时间可以确保躲开线路励磁涌流，重合成功。同时避免了变电站 10 kV 出线开关检修或故障跳闸隔离故障后送电不成功。

该方法会增加故障切除时间，适用于短路电流不是很大，不易造成 TA 饱和的 10 kV 线路 (对于有 TA 饱和情况，保护应在短路开始的 1/4 周波前动作)。因此，只要满足短路电流不造成 TA 饱和，适当地增加 0.15~0.20 s 的时限可以很好地避免由于线路中励磁涌流造成的保护装置误动作。

(2)短路电流较大的变电站调整电流 I 段保护定值。

对于短路电流较大的变电站，如德阳电业局的 110 kV 旌湖站、德阳站，根据《德阳地调直调电网

2009 年度继电保护整定运行方案》，德阳站短路电流高达 28.52 kA，达到德阳站公用线路 TA 额定电流 600 A 的 47 倍，旌湖站短路电流 24.60 kA，达到旌湖站公用线路 TA 额定电流 600 A 的 41 倍，根据相关 TA 饱和度的文献资料和厂家资料，饱和电流为额定电流的 20~30 倍，在允许的短路电流内，TA 能可靠的进行二次变流，保护能可靠动作。如果短路电流达到饱和，1/4 周波后 TA 二次电流将发生畸变，不能可靠进行二次变流，造成保护拒动。110 kV 德阳站和旌湖站 10 kV 短路电流均超过该值，如果 I 段增设 0.2 s 时限可能造成 TA 饱和和保护不出口引起主变压器越级跳闸，造成 10 kV 母线失压的严重后果，因此，在短路电流较大的变电站不能采用电流 I 段增设 0.2 s 时限的方法。

这里提出将电流 I 段定值按照躲开线路上变压器励磁涌流来整定的方案，保证最小方式下变电站开关出口处短路有足够的灵敏度，同时满足对 TA 饱和度的要求。

以德阳局市区 110 kV 旌湖站 10 kV 旌庐东路为例进行电流 I 段的整定，该线路 TA 为 600/5，从客户服务中心提取的资料，线路总容量为 2 万 kVA，10 kV 旌庐东路主线 2.88 km，架空线型号为 JKLYJ240，东湖支线 1.2 km，架空线型号为 JKLYJ240 线路，微波支线 0.7 km，架空线型号为 LGJL20 线路。阻抗图如图 2。

1) 电流 I 段定值整定计算按照躲开变压器最大励磁涌流整定。变压器励磁涌流最大可达到额定电流的 6~8 倍，计算如下。

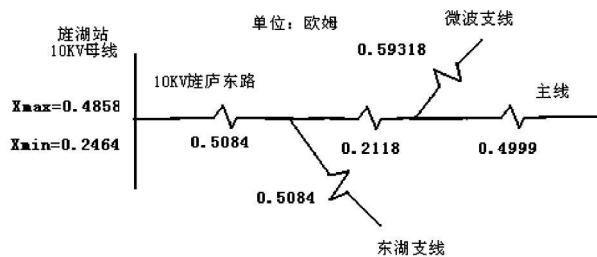


图 2 10 kV 旌庐东路阻抗图

额定电流 $= 20\,000\text{ kVA} / (10.5\text{ kV} \times 1.732)$
 $= 1.099\text{ kA}$

最大励磁涌流 $= \text{额定电流} \times (6 \sim 8)$
 $= 1.099\text{ kA} \times (6 \sim 8)$
 $= 6.598\text{ kA} \sim 8.798\text{ kA}$

保护一次整定值取 8.798 kA 。

2) 电流 I 段灵敏度校验要求满足小方式下变电站开关出口处短路有足够的灵敏度，根据德阳电调 [2009]36 号文中德阳电力系统 2009 年各变电站母线归算阻抗图计算最小运行方式下出口短路电流，
最小出口短路电流 $= 0.866 \times (10.5 / 1.732 / 0.4858)$
 $= 10.8069\text{ kA}$

灵敏度 $= 10.8069\text{ kA} / 8.798\text{ kA} = 1.22 > 1$ ，满足要求。

3) 电流 I 段 TA 饱和度校验根据相关 TA 饱和度的厂家资料和文献资料，饱和电流为额定电流的 20~30 倍，10 kV 旌庐东路 TA 为 600/5，饱和电流 $= 600\text{ A} \times (20 \sim 30) = 12 \sim 18\text{ kA}$

整定电流 I 段一次值 8.798 kA 小于 TA 饱和电流 12 kA 。

结论：满足 TA 饱和电流控制的要求。

按照上述整定，可以有效地躲开励磁涌流对保护的影响，提高线路重合闸成功率，不会出现检修后线路开关送不上。

4) 电流 I 段保护范围进行计算

最小运行方式下电流 I 段保护范围计算：

保护范围百分比 $= (0.866 \times 6.06 / 8.798 - 0.4858) / (0.4237 \times 2.88) = 9.608\%$

最大运行方式下电流 I 段保护范围计算：

保护范围百分比 $= (0.866 \times 6.06 / 8.798 - 0.2464) / (0.4237 \times 2.88) = 30.39\%$

通过计算 10 kV 旌庐东路电流 I 段保护范围在小方式下为线路的 9.608%，大方式下为 30.39%。也就是说，I 段伸入用户侧设备的范围大幅度缩小，电流 I 段保护可以躲开大部分用户故障，当用户故障时，变电站开关电流 I 段不启动，避免直接跳变电站

开关；当用户故障而用户侧的保护因故无法切除时，再由变电站开关的电流 II、III 段切除，实现了保护的选择性。电流 II、III 段的整定按照常规整定原则进行整定，阶梯时限在微机保护中 Δt 取 0.3 s 。

3 重合闸与保护的配合

重合闸前加速保护定义：当线路发生故障时，靠近电源侧的保护首先无选择性的瞬时动作于跳闸，然后再借助自动重合闸来纠正这种非选择性的动作。优点是切除故障快。

重合闸后加速保护定义：当线路故障时，首先按正常的继电保护动作时限有选择性的动作于断路器跳闸，然后 ZCH 装置动作，将断路器重合，同时将过电流保护的動作时限由后加速继电器解除，当 ZCH 作于永久故障线路时过电流保护将无时限地动作于断路器跳闸。

根据重合闸加速的定义，线路故障跳闸后，如果整定为重合闸后加速，跳闸后加速电流 II、III 段 0 s 动作将使保护躲不开励磁涌流，导致重合不成功；如果是整定为前加速，线路发生故障时，加速电流 II、III 段动作，保护无选择性跳，然后靠重合来恢复对正常设备的供电，虽然能较短时间内恢复 10 kV 供电，但重合闸动作恢复供电前的 $1 \sim 2\text{ s}$ 内线路出现失压，现在配电网中大多数设备（含用户设备）低压侧开关带失压脱扣，将使用户断电，需人工将开关合上，影响及时恢复供电。

根据上述对重合闸的分析，提出将 10 kV 大容量线路重合闸设置为后加速，加速 II、III 段后的时限能躲开变压器励磁涌流，推荐值 0.2 s 。如果线路为瞬时故障，重合闸可以躲开励磁涌流重合成功，如果是永久性故障，加速 II、III 段可以在 0.2 s 的时限切除，减少短路电流时的持续时间。电流 II、III 段时限整定为 $t = t_1 + \Delta t$ 控制在 0.6 s 内。

4 小 结

通过保护整定的调整和重合闸的配合，可以实现如下目标。

(1) 大幅度降低用户故障直接顶跳变电站开关的可能性。

(2) 避免了变电站 10 kV 出线开关检修和故障

跳闸隔离故障后送电不成功。

(3)提高了线路重合闸成功率。

(4)满足继电保护速动性、灵敏性、选择性、可靠性的要求。

参考文献

[1] DL/T 584—95, 3~110 kV 电网继电保护装置运行整定规程 [S].

[2] 崔家佩, 孟庆炎, 陈永芳, 等. 电力系统继电保护与安全自动装置整定计算 [M]. 北京: 中国电力出版社, 2000.
[3] GB/T 14285—2006, 继电保护和安全自动装置技术规程 [S].

作者简介:

冯成铭 (1980—), 男, 四川德阳电业局调度中心, 本科, 从事电网调度运行与继电保护整定计算工作。

(收稿日期: 2010—04—06)

(上接第 24 页)

同时, 流过越甘 II 回 152 开关的故障电流反相, 由原反方电流变为正方电流, 且其电流值由 2.29 A (故障后 60 ms 期间电流值) 突增至 5.77 A, 达到 I 段定值 4.8 A, 其零序 I 段动作在故障后 132 ms 时出口跳闸, 如图 3 所示。

越甘 II 回 162 开关在故障后 60 ms 期间为正向电流, 最大 3.18 A, 未达 12.5 A 定值; 在越甘 I 回 151 开关跳闸后, 其电流变为反方向, 最大为 7.69 A。因此, 越甘 II 回 162 开关保护不具备动作的条件。

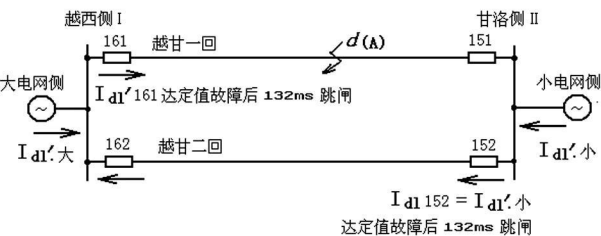


图 3 110 kV 越甘 I 回故障后 110 kV 甘洛变电站 151 开关跳闸后的故障电流分布图

2.3 保护动作行为评价

从以上分析可看出, 此次事故故障点在 110 kV 越甘 I 回线路上, 但越甘 II 回 152 开关也相继动作跳闸。从保护整定校验软件中模拟上述故障: 双回线路一回线单相接地故障, 另一回线从甘洛侧提供给故障点的一次电流只有一百几十安, 而当故障线路的一侧开关先于另一侧跳闸后, 非故障线路提供给故障点的一次电流就达几百安 [输电线路每一回路每单位长度的一相等值零序电抗理论近似值: 有架空地线单回线路 $X_0 = (2 \sim 3) X_1$ 、有架空地线双回线路 $X_0 = (3 \sim 4.7) X_1$]。这种情况是同塔双回输电线路零序阻抗变化所致。因此, 零序阻抗对具有双端电源的两端共母线的同塔双回 110 kV 线路配置常规微机保护的动作为影响较大。由于输电线路所经地段的大地电阻率一般是不均匀的, 因此, 同塔双回 110 kV 线路的零序阻抗要通过实测才能得到准确的数值。而在

现实工作中实测 110 kV 同塔双回输电线路零序阻抗较困难, 因此, 必须采取以下措施来规避具有双端电源的 110 kV 同塔双回输电线路一回线路发生接地故障, 另一回线路保护相继动作的情况发生。

3 改进措施

(1) 鉴于电网高频保护、纵联差动保护的主要特点, 即其保护区只限于本线路, 其动作时限不必与相邻元件相配合, 而作成全线切除故障都是瞬时的。因此, 采用全线速动的高频保护能有效抑制一条线路发生接地故障、另一条线路保护相继动作的问题; 或采用全线速动的光纤纵差电流保护能更好地解决双端电源 110 kV 同塔双回输电线路一条线路发生接地故障、另一条线路保护相继动作的问题。

(2) 在未采用前述全线速动的快速保护之前, 其双端电源的 110 kV 同塔双回输电线路的运行方式须作如下调整: 即将 110 kV 同塔双回输电线路从小电源侧分段运行, 并将小电源侧的电站上网线路、纯负荷线路各在一条线路上运行。此种运行方式能暂时解决双端电源 110 kV 同塔双回输电线路一条线路发生接地故障、另一条线路保护相继动作问题。但有以下不足: 一是不能实现上网负荷的就地平衡, 即增加了电能损耗; 二是小电源侧不能发挥 110 kV 同塔双回输电线路互为运行或事故备用的功能, 降低了供电可靠性、增大了小电源侧 110 kV 变电站全站失电的可能性。因此, 需尽快对双端电源的 110 kV 同塔双回输电线路常规微机保护装置进行改造, 配置全线速动的高频保护或纵联差动保护; 同时提请设计单位遇与上述电网类似的新建变电站设计时一并考虑配置全线速动的高频保护或纵联差动保护。

作者简介:

陈平 (1963—), 男, 高级工程师, 工程硕士, 从事电力系统继电保护、变电检修管理、电网调度运行管理、供电企业生产技术管理工作。

(收稿日期: 2010—04—20)