

一起外桥接线变电站主变保护动作跳闸分析

王德全，吴绍武

(国网淮安供电公司，江苏 淮安 223002)

摘 要：在外桥接线变电站中，由于一次接线方式不完善等种种原因，在电网发生故障时，会造成较大面积的停电事故。本文以一座外桥接线变电站为案例，讲述在线路发生故障时，由于外桥开关保护动作跳闸后，故障并未切除，导致站内 1、2 号主变后备保护同时动作跳闸的典型事故，“再现”短路故障现象，“还原”保护动作过程，找出故障原因，制定防范措施。

关键词：外桥接线；主变保护；跳闸

在现有供电运行方式中，外桥接线变电站中外桥开关除了用于连接两条母线外，往往还作为串供电源的联络开关，将电源由变电站的母线送出至其它变电站，因此外桥开关的保护及其定值的正确性对于电网的可靠运行十分重要。然而在实际运行中由于一次接线方式不完善等种种原因，在电网发生故障时，仍会造成较大面积的停电事故。下面就以一座外桥接线变电站为案例，讲述在线路发生故障时，由于外桥开关保护动作跳闸后，故障并未切除，导致站内 1、2 号主变后备保护同时动作跳闸的典型故障，分析原因，“还原”过程，希望能为分析、查找该类故障的原因，制定防范措施等有所帮助。

1 故障简述

1.1 故障前系统运行方式

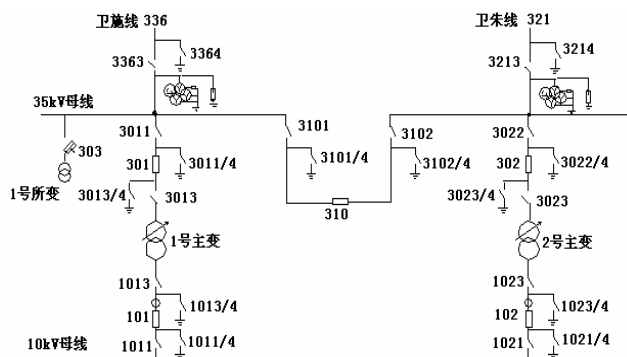


图 1 该 35kV 变电站部分一次系统图

某 35kV 变电站部分一次系统图如图 1 所示，35kV 卫朱线 321 运行主供该 35kV 变电站，35kV 外桥 310 运行，35kV 卫施线 336 运行串供另一变

电站；1、2 号主变运行；10kV 母线为单母线接线方式，10kV 各条线路运行。

1.2 故障经过

在一个夏日的傍晚，该 35kV 变电站遭遇雷雨暴风天气，17 时 15 分站内 35kV 外桥开关 310 过流 I 段保护动作，开关跳闸，1、2 号主变高、低压侧后备保护动作，跳开 301、101、302、102 开关，造成全所失电。

2 现场检查情况

2.1 保护装置动作信息

2.1.1 310 保护装置动作信息：

17:15:34:741 过流 I 段动作 507ms IA=26.214 IB=26.052 IC=0.226

2.1.2 1 号主变保护装置动作信息：

17:15:35:550 高后备过流 I 段 t1 动作 693ms IA=9.806 IB=9.805 IC=0.023

17:15:35:561 低后备过流 I 段 t1 动作 704ms IA=8.004 IB=3.664 IC=4.006

2.1.3 2 号主变保护装置动作信息：

17:15:35:550 高后备过流 II 段 t1 动作 705ms IA=10.115 IB=9.627 IC=0.076

17:15:35:557 低后备过流 I 段 t1 动作 703ms IA=8.192 IB=3.794 IC=4.427

2.2 保护装置定值检查

2.2.1 1 号主变高、低后备定值：

高后备：变比 200/5，过流 I 段 4.5A（一次电流 180A），时间 t1=0.7s。

低后备：变比 1000/5，过流 I 段 2.6A（一次

电流 520A),时间 $t_1=0.7s$ 。

2.2.2 2 号主变高、低后备定值:

高后备: 变比 200/5, 过流 II 段 6A (一次电流 240A),时间 $t_1=0.7s$ 。

低后备: 变比 1000/5, 过流 I 段 2.6A (一次电流 520A),时间 $t_1=0.7s$ 。

2.2.3 310 保护定值:

变比 400/5, 过流 I 段 14.5A (一次电流 1160A),时间 0.5s。说明: 此保护只在 35kV 卫朱线 321 运行主供该 35kV 变电站, 35kV 外桥 310、卫施线 336 运行串供另一变电站时投入。

经核对 310 开关、1、2 号主变保护装置内定值与定值单一致。

3 故障原因分析

3.1 初步分析判断

从以上保护动作信息及定值检查情况可以初步判断: 17 时 15 分 34 秒,35kV 卫施线 336 线路瞬时故障, 故障电流 $I_A=26.214$ $I_B=26.052$ $I_C=0.226$, 可见是一次系统发生了 A、B 相间故障, 一次值达到 2080A ($26 \times 400/5$), 持续 0.5s,310 开关过流 I 段保护动作, 跳开 310 开关。由于故障仍然存在, 310 开关跳开后, 故障电流经 2 号主变、10kV 母线、1 号主变至故障点, 此时, 故障回路串接了两台主变线圈, 一次回路短路阻抗大大增加 (一般来说, 主变短路阻抗在系统阻抗中所占比重较大, 而此时故障串接了两台主变的阻抗), 使得 1 号主变高压侧故障电流为 $I_A=9.806$ $I_B=9.805$ $I_C=0.023$, 一次值降到 392A ($9.806 \times 200/5$), 1 号主变低压侧故障电流为 $I_A=8.004$ $I_B=3.664$ $I_C=4.006$, 一次值达到 $I_A=1600A$ $I_B=720A$ $I_C=800A$, 故障持续时间 0.7s。17 时 15 分 35 秒,1、2 号主变高、低压侧后备保护动作 (两台主变定值一致, 高、低后备保护整定时间一致, 两台主变并列运行, 10kV 母线为单母线, 故障电流大小及持续时间满足 1、2 号主变高、低压侧后备保护动作条件, 保护正确动作), 跳开 301、101、302、102 开关。

35kV 卫施线 336 线路发生 AB 相间故障, 当 310 开关跳闸后, 可以认为是 1 号主变高压侧 AB 相间故障, 卫朱线 321 经过 1 号、2 号主变串联回路向卫施线 336 故障点提供短路电流, 如图 2。

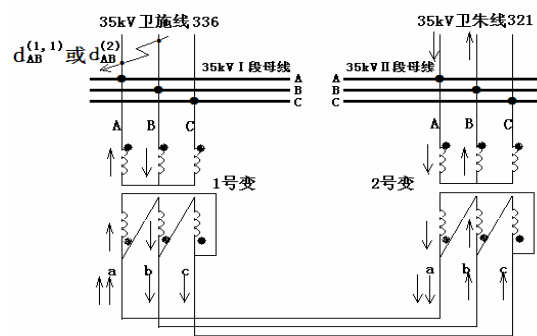


图 2 故障电流示意图

3.2 故障录波及相量图分析

根据截取的五幅故障录波图, 综合考虑 310 开关及 1、2 号主变高、低压侧的电流、电压之间关系, 进行具体分析。

3.2.1 外桥 310 电流、电压分析

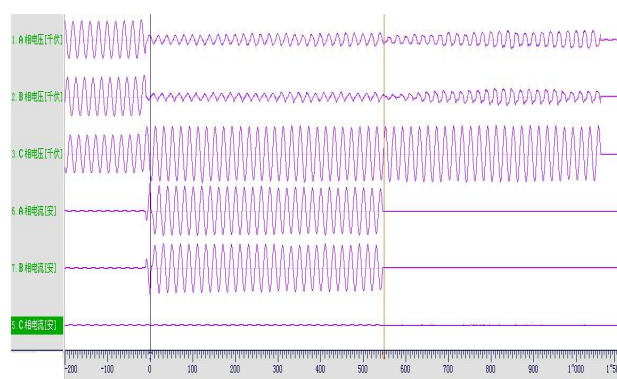


图 3 310 电流、电压波形

可以看出: 310 开关的 I 段母线侧发生了 A、B 两相接地短路故障, I_A 电流滞后 U_{AB} 的角度小于 90° , 且 A、B 两相电流反相。对于小电流接地系统而言, 在短路点处两相导线之间的过渡阻抗一定的情况下, 发生 A、B 两相故障时, 故障点的接地与否仅仅影响三相对地电压的大小和相位, 而对短路电流和线电压基本没有影响。如果是 A、B 两相短路, U_A 、 U_B 应该比较靠近, 即之间角度较小, 且在故障点的附近有 $U_A=U_B=0.5U_C$, U_C 基本保持原来的相电压。而 A、B 两相接地短路, U_A 、 U_B 却可能相位差别很大, 甚至近于反相, 且相电压数值较小, U_C 上升至约 1.5 倍的正常相电压大小。

3.2.2 1 号主变高、低压侧电流、电压分析

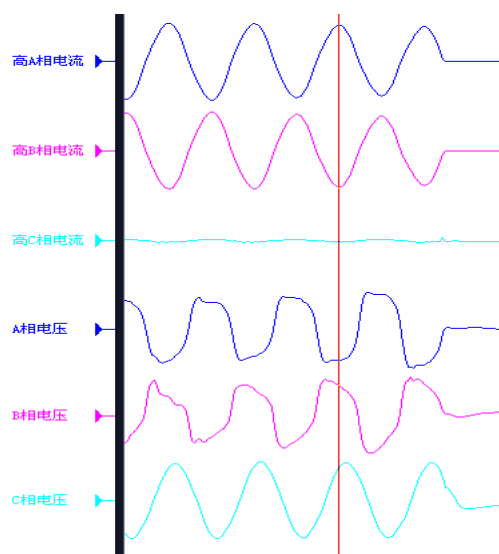


图4 1号主变高压侧电流、电压波形

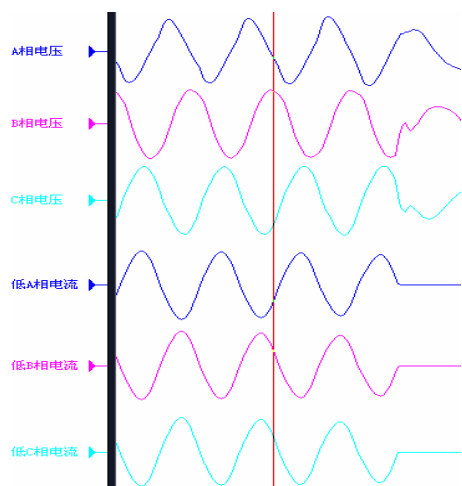


图5 1号主变低压侧电流、电压波形

可以看出：1号主变高压侧发生 A、B 两相接地短路，因此 A、B 两相电流反相，A、B 两相电压很低，C 相电压升高至 86.1V（接近于中性点不接地系统发生 A、B 两相接地短路时 C 相电压的理论计算值 $100 \times \sqrt{3}/2=86.6V$ ）。1号主变高压侧 IAH 在滞后于 UAB 的相位大于 180° ，这符合主变高压侧短路时，故障电流从主变流向母线的相位关系，因此故障点在 35kV I 段母线外侧的线路上。1号主变低压侧 B、C 两相同相位且相等，而与 A 相电流反相且为 A 相电流的一半，以及从低压侧电流 IAL1 与电压 UCL1 的相位关系，这都满足高压侧发生 A、B 两相故障时，故障电流经低压侧流向高压侧的相量关系。

根据故障信息，可以计算故障时 1号主变高压

侧一次电流： $I_A=I_B=9.8 \times 200/5=392A$ ， I_C 忽略；若是高压侧 A、B 两相故障，且故障电流经低压侧流向高压侧，则低压侧三相短路电流计算如下： $I_a=392 \times [(38.5/1.732) /10.5] / (1000/5) \times 2=8.25A$ ， $I_b=I_c=0.5I_a=4.125A$ ；且 b、c 两相电流同相，与 a 相电流反相。理论计算结果与实际的故障信息及故障录波完全一致。

可以看出：1号主变高压侧发生 A、B 两相接地短路，因此 A、B 两相电流反相，A、B 两相电压很低，C 相电压升高至 86.1V（接近于中性点不接地系统发生 A、B 两相接地短路时 C 相电压的理论计算值 $100 \times \sqrt{3}/2=86.6V$ ）。1号主变高压侧 IAH 在滞后于 UAB 的相位大于 180° ，这符合主变高压侧短路时，故障电流从主变流向母线的相位关系，因此故障点在 35kV I 段母线外侧的线路上。1号主变低压侧 B、C 两相同相位且相等，而与 A 相电流反相且为 A 相电流的一半，以及从低压侧电流 IAL1 与电压 UCL1 的相位关系，这都满足高压侧发生 A、B 两相故障时，故障电流经低压侧流向高压侧的相量关系。

根据故障信息，可以计算故障时 1号主变高压侧一次电流： $I_A=I_B=9.8 \times 200/5=392A$ ， I_C 忽略；若是高压侧 A、B 两相故障，且故障电流经低压侧流向高压侧，则低压侧三相短路电流计算如下： $I_a=392 \times [(38.5/1.732) /10.5] / (1000/5) \times 2=8.25A$ ， $I_b=I_c=0.5I_a=4.125A$ ；且 b、c 两相电流同相，与 a 相电流反相。理论计算结果与实际的故障信息及故障录波完全一致。

3.2.3 2号主变高、低压侧电流、电压分析

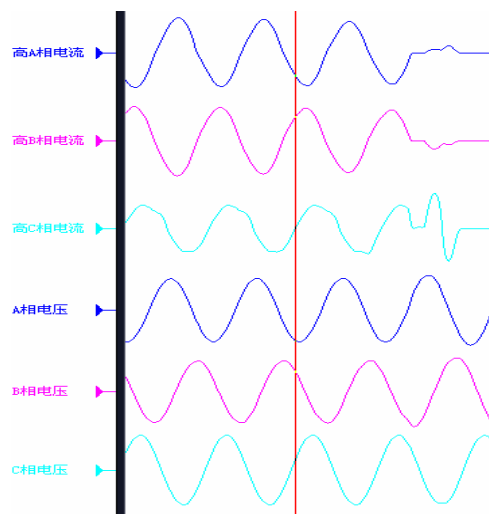


图6 2号主变高压侧电流、电压波形

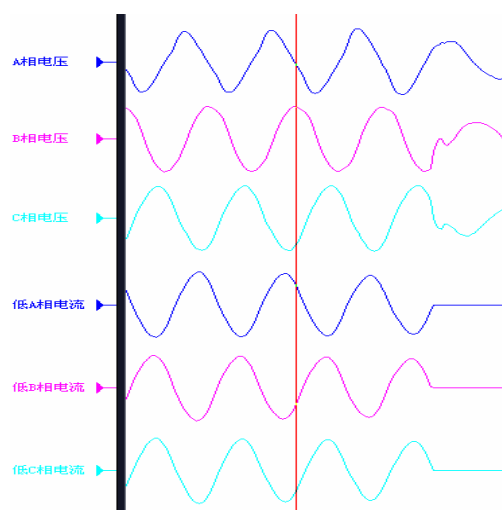


图7 2号主变低压侧电流、电压波形

可以看出：2号主变高压侧A、B两相电流反相，A、B两相电压略低，C相电压略高，三相电压基本对称。2号主变高压侧 I_{AH} 在滞后于 U_{AB} 的相

位约 62° ，这符合2号主变低压侧短路时，故障电流从35kV母线流向主变的相位关系，即故障点在2号主变高后备的正方向保护区内。同样，2号主变高、低压侧电流的大小及相位关系完全满足理论关系。

3.2.4、综合考虑1、2号主变的低压侧电流、电压关系

从1、2号主变低压侧的电流、电压相量图可以看出，两台主变除了相位上有差别外，各自的电流、电压之间相对的相位关系完全一致，对应的各相电流、电压的大小也是相等的。因此将2号主变低压侧的三相电流、电压同时旋转一定的角度，让两者之间的C相电压同相位，得到如图8。

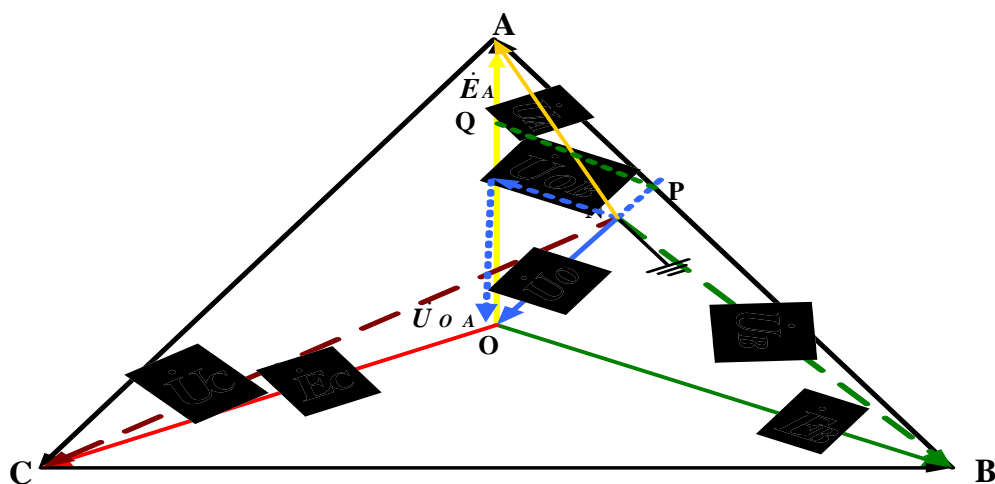


图8 1、2号主变高、低压侧电流、电压相量合成图

可见，将2号主变的C相电压旋转至与1号主变C相电压同相位时，两台主变低压侧三相电压的相位和大小变得完全一致，而各同名相电流的相位却是反相的（两者电流的大小和相位有很小的偏差，是由于2号主变低压侧比1号主变低压侧多一个很小的负荷电流分量），对于2号主变高低后备是正方向故障，而1号主变是反方向故障。即故障电流流经的电路为：“35kV卫朱线321→2号主变高压侧→2号主变低压侧→1号主变低压侧→1号主变高压侧→35kV卫施线336线路A、B两相接地故障点”。

综上所述，可以“还原”整个故障过程：

35kV卫施线336线路由于雷雨大风等原因发生A、B两相接地短路，一次故障电流2080A，满足310开关过流保护定值（这时1、2号主变高、低压侧没有故障电流流过），因此由延时0.5s的310过流I段保护动作跳开310开关，但由于1、2号主变都在运行，且低压侧为单母线接线，这样故障电流经1、2号主变串联回路继续流向故障点，因串联了两台主变短路阻抗后的整个回路的阻抗大大增加，因此故障电流降至392A，此时再由延时0.7s的1、2号主变高、低压侧后备保护动作切除故障。

4 建议及防范措施

4.1 加强线路巡视力度

预防故障跳闸的发生，根本上需要减少线路等设备故障的概率，加强线路巡视，及时清理线路通道中的障碍物，将线路可能存在的隐患杜绝于萌芽，就可以有效减少线路故障的频率和次数，进而减少此类故障的发生。

4.2 逐步完善一次接线方式

在一次系统接线方式不完善的情况下，仅仅依靠保护整定等手段来提高一次系统的供电可靠性是不够的。例如此故障案例中，如果在 10kV 母线增加 10kV 分段间隔，主变后备保护动作分两个时限出口，其中一时限动作出口跳 10kV 分段开关，就可以有效切除故障，减小停电范围。当然还可以增大主变容量，保证正常运行时，两台主变的一主一备，增加进线侧开关等，都可以大大提高供电可靠性。

5 结束语

通过对以上故障及保护动作过程的“再现”与分析，可以看出，任何一起停电事故的发生，存在偶然性，同时也存在必然性，偶然性在于一个因素作为导火索，必然性在于本身就存在很多问题因素。我们只有不断完善各方面的工作，如提高专业管理水平，完善一次接线方式，加强设备巡视，减少设备隐患，才能从根本上减少此类故障的发生。

作者简介：

王德全（1978-），男，江苏淮安人，高级工程师，从事电力工程及其自动化工作；

吴绍武（1973-），男，江苏淮安人，高级工程师，从事电力工程及其自动化工作。