

直流系统异常导致的保护误动作分析及防范措施

介绍了500 kV变电站两起因交流串入直流回路、直流串电导致保护误动作典型事件，结合现场模拟试验，详细分析了保护误动作的原因，提出加强现场设备维护及检修管理、优化机构接线、提高出口中间继电器功率、增加跳闸判据以及加快保护改造等防范措施，提高变电站直流系统稳定运行水平。

程 飞/国网四川省电力公司检修公司

0 引言

直流系统是变电站内继电保护及全自动装置、远动装置、自动化装置以及断路器控制回路等设备的工作电源和操作电源，其正常运行是以上装置正确动作的基础和前提，对保障变电站的安全运行起着至关重要的作用^[1]。由于一些变电站建站较早，未能有效执行《国家电网公司十八项反事故措施》要求，并且由于室外设备自然环境恶劣和施工过程不到位等因素，导致部分设备的辅助开关受潮锈蚀较严重和机构端子箱内相邻端子未能有效隔离交直流回路的不合理布置，引起直流系统的一点或多点接地^[2]或交流串入直流^[3-5]的异常运行，从而导致继电保护装置的误动作。

本文介绍了四川500 kV变电站发生的两起直流系统异常导致的保护误动作事件，详述事件排查过程，分析了断路器无故障跳闸事件原因，并提出了具体的防范措施，对变电站直流系统异常查找及系统维护有一定的参考作用。

关键词/Keywords

交流串直流·
直流串电·
误动作·
防范措施·

1 交流串直流导致的站用变保护误动作

1.1 事故简述

2015年11月1日18:50:51，500 kV DZ站35 kV 0[#]站用变压器340开关跳闸，18:58:06，35 kV 1[#]站用变压器341开关跳闸。跳闸前站用电运行方式如图1所示。

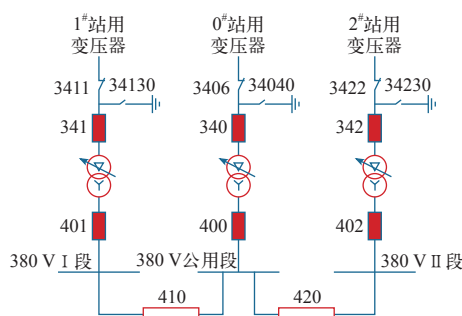


图1 500 kV DZ变电站用电系统运行方式

检修人员通过调阅保护装置及后台监控报文发现：0[#]站用变压器保护从18:50:51~18:58:06共发生过3次“保护起动”、“本体重瓦斯跳闸”和“开关偷跳”报文。1[#]站用变压器在18:50:51和18:52:38发生两次“保护起动”，18:58:06报“本体重瓦斯跳闸”、“有载重瓦斯跳闸”和“开关偷跳”报文。跳闸前，监控曾发出多达9次的直流接地告警信号（负接地），跳闸中，仍有24条直流接地告警信号，直至19:06:40，告警彻底复归。

1.2 故障分析及现场试验检查情况

两台站用变压器保护的3次动作报文几乎同时发生，故障点只可能发生在两

台站用变压器的公共部分，结合此期间后台监控中多次直流接地告警信号，说明极有可能是Ⅰ段直流负接地引起的保护误动作。直流系统接地通常有两种情况：①直流系统确实接地；②交流串入直流回路。

通过检查两台站用变压器瓦斯继电器受潮情况、二次回路以及对变压器油进行油化试验，均未发现异常。0[#]站用变压器做好安全措施后，对0[#]站用变压器做以下项目的模拟试验，试验方法及试验结果如表1所示。

表1 0[#]站用变压器保护误动作现场模拟试验
(340开关在合位)

试验方法	试验结果
试验一：解开保护重瓦斯开入外部电缆，在开入两端加工频交流电压	保护起动，重瓦斯跳闸，开关偷跳
试验二：解开非电量开入公共端及重瓦斯开入端，将工频交流火线短接至非电量开入公共端	保护不起动，未动作
试验三：解开非电量开入公共端，恢复重瓦斯开入接线，将工频交流火线接入公共端	保护起动，重瓦斯跳闸
试验四：断开保护直流电源，操作电源，利用试验电源屏为装置提供直流电源，并将交流火线与直流负极短接	保护起动，重瓦斯跳闸，开关偷跳
试验五：利用试验电源屏为装置提供直流电源，人为制造直流负接地	保护不起动，未动作
试验六：断开保护直流电源，操作电源，利用试验电源屏为装置提供直流电源，并将交流零线与直流负极短接	保护起动

由以上试验可看出：当交流火线串入直流系统时，保护动作行为和开关跳闸与当日情况一致，可得出该起保护异常跳闸为交流串入直流所致。

1.3 原因分析

500 kV变电站保护小室呈分散式分布，0[#]和1[#]站用变压器本体至保护装置的距离较远，连接电缆的分布电容较大，2[#]站用变压器距离保护小室较近，其电缆的分布电容较小。且保护动作前，当地连续4天阴雨天气，可能造成某些端子箱或继电器受潮，引起绝缘性能下降或击穿，造成短时的交流串入直流系统，回路如图2所示。

由图2可看出：交流串入直流负极时，相当于光耦的公共负端直接与交流电源的火线短接，从而导致交流电源通过分布电容耦合作用进入光耦

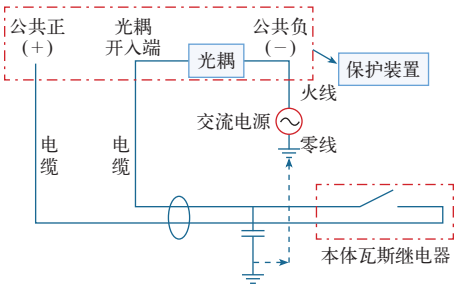


图2 交流串入直流示意图

开入端，使光耦两端产生一定的电压差，当此电压差瞬时幅值达到光耦的动作电压时，保护装置就会起动并出口跳闸。

2 线圈闪弧导致直流串电引起过电压保护误动作

2.1 事件简述

2015年4月15日下午，调试人员在500 kV NC站进行2[#]主变压器低压侧325开关遥控试验时，后台报“BN线线路2[#]保护SSR530通道2跳令出现”、“BN线线路2[#]保护SSR530通道2跳令消失”报文，该报文与325开关位置遥信变化同时发生，保护装置通道2收信开入持续10 ms，BN线5041、5042开关无故障跳闸。

2.2 现场试验及检查情况

试验前安全措施：申请退出BN线线路2[#]保护SSR530装置运行；退出5041、5042开关远跳出口压板；退出5041、5042开关失灵起动远跳压板；退出2[#]保护载波通道远跳收信压板；退出2[#]保护光纤通道远跳收信压板；用红胶带封好2[#]保护装置电流、电压端子，防止误碰；用红胶布封好除SSR530装置外的所有端子。

投入325开关机构相关电源，将其“远方/就地”切换开关切至“就地”位置。按动机构合闸按钮，合闸瞬间，SSR530装置通道2收信出现，11 ms后收信消失。为排除交流串电影响，待325开关储能完毕后，断开其交流储能电源，再次操作325开关，SSR530装置通道2收信同样出现。同时载波机未发现有灯点亮，可排除载波机误收跳频引起通道收信可能。

为更直观地观察合闸瞬间SSR530装置通道收信电平的变化，录取了合闸瞬间通道2收信两端及

直流正对地和直流负对地的电压波形，如图3所示。图4为SSR530装置触点联系图。

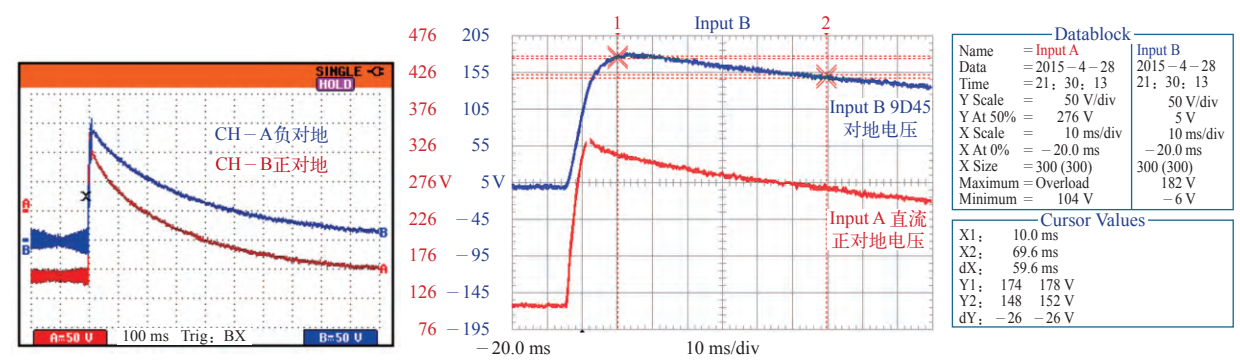


图3 通道2收信两端（左）及直流系统正负极（右）对地电平变化图

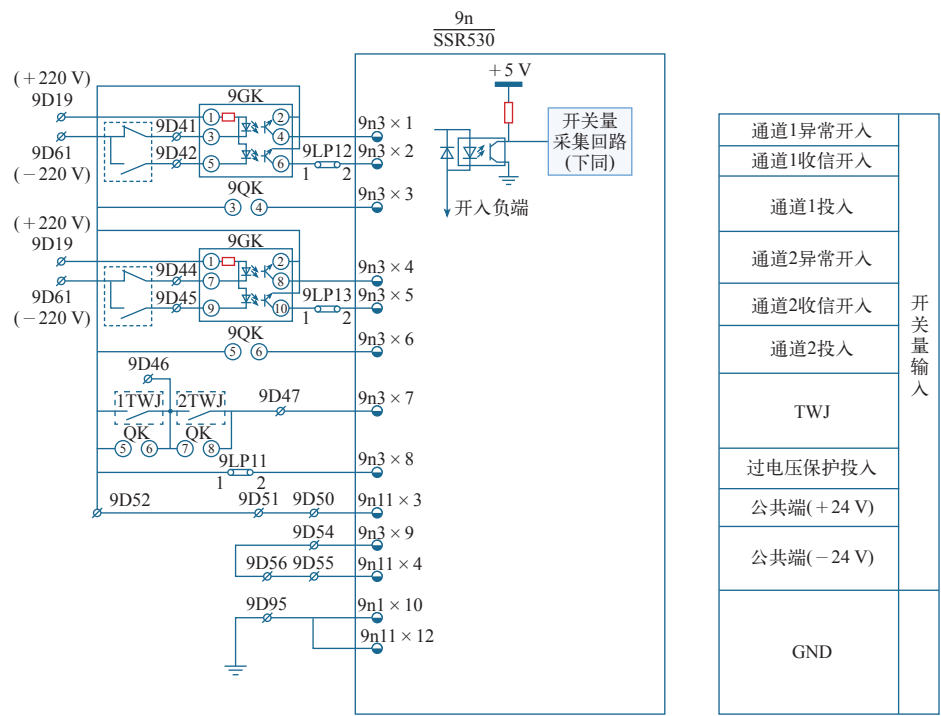


图4 SSR530触点联系图

由图示可看出，合闸瞬间，SSR530装置正电9D19对通道2收信开入9D45之间电压在5 ms内由0 V陡升至150 V，经25 ms衰减到100 V，该电压致使SSR530装置开入变位。装置直流正对地及负对地电压在3 ms内陡升240 V，正对地由+110 V升至+350 V，负对地由-110 V升到+130 V，经1 s左右衰减至正常值。

进一步排查，当拉开325开关遥信电源时，重复上述试验，SSR530装置开入不变位。投入

325遥信电源，拉开325控制电源时，对325进行机械手动合闸，开入不变位。投入遥信及控制电源，逐根解开机构内遥信回路，当将325开关弹簧储能微动开关在端子排上与遥信正电701连接点解开后，SSR530开入不变位，恢复则开入变位。

由此可确定，SSR530通道2收信开入变位为直流串电造成开入两端瞬时串入一个对地高电位。

2.3 原因分析

325开关机构弹簧储能微动开关有常开、常闭两副触点，常开触点左侧经开关辅助触点接至合闸线圈到控制负电，常闭触点左侧接至遥信701。该微动开关机构紧凑，两副触点间距很小，中间无绝缘隔离。在开关合闸瞬间，弹簧能量释放，行程开关下沉，串在合闸回路中的常开触点可能参与断开合闸线圈电流，发生闪弧，导致两副触点瞬间导通，遥信正电瞬间短接至控制负电，形成通路，在325开关辅助触点断开后，通路断开。

BN线路2#保护屏由直流II段供电，325开关控制电源也由直流II段供电，325开关遥信由直流I段供电，以上分析可知，325开关微动开关闪弧过程中，将I组直流系统的正电短接到II段直流系统的负电，致使II段直流正对地、负对地都有了240 V的陡升。

由SSR530装置原理图可知，9D44端子开入的是载波机的导频信号，9D45端子开入的是载波机收信跳闸信号，两个开入共用一个光耦降压电阻。正常情况下，载波机一致收导频，9D44长期带负电，9D45由于发光二极管截止，对地保持0 V电压。当II段直流正、负极对地电压陡升时，9D44与9D19之间电压差始终保持为220 V，而9D45和9D44发光管阴极并联点和负电同步陡升，其极性由负变正后，9D45导通，并联点通过发光二极管对9D45端子长电缆对地分布电容充电，9D45对地电压也从0 V开始随负极对地电压波形追赶爬升，抬升过程中，9D45光耦一直触发，开入变位。当微动开关闪弧终止，并联点电压开始下降，9D45发光管截止，变位复归。发光二极管截止后，9D45和并联点与负极失去电气联系，9D45靠对地分布电容缓慢放电，9D45电压缓慢下降。

最后，对SSR530装置开入进行了功率测试，具体结果如表2所示。

2.4 其他问题分析

对于此次由于直流系统间相互串电造成的直

表2 SSR530装置开入功率测试结果

开入名称	动作电压/V	动作电流/ μ A	动作功率/W
通道1故障	134	112	0.015 0
通道1收信	134	109	0.014 6
通道2故障	132	96	0.012 7
通道2收信	134	93	0.012 5

流系统异常情况，变电站直流绝缘监测装置应该会报“直流I段正接地”、“直流II段负接地”信号，而此次报文未发现此信号。

直流绝缘监测装置根据电桥平衡的原理构成，其监测原理如图5所示。

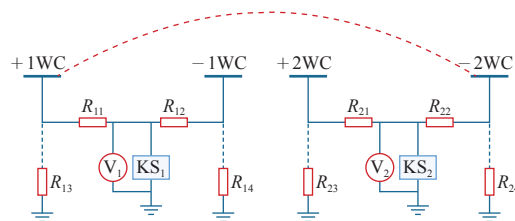


图5 直流绝缘监测装置原理示意图

图中， R_{n3} 、 R_{n4} 分别为直流I、II段正极、负极对地电阻； R_{n1} 、 R_{n2} 为直流绝缘监测装置内部附加电阻； KS_n 为电压继电器； V_n 为I段直流电压表； $+nWC$ 、 $-nWC$ 为直流正、负母线（ $n=1,2$ ）。

系统正常运行时， R_{n3} 、 R_{n4} 无穷大， $R_{n1}R_{n4}=R_{n3}R_{n2}$ ，继电器 KS_n 两端无电压，不动作。而当直流I段的正电与直流II段的负电连通时，对于直流I段系统， $R_{12}R_{22}\ll R_{11}R_{14}$ ， KS_1 继电器动作，装置报“直流I段正接地”告警，接地电阻值为 $R_{22}+KS_2$ 继电器内阻。对于直流II段系统， $R_{23}R_{22}\gg R_{21}R_{11}$ ，装置报“直流II段负接地”告警，接地电阻值为 $R_{11}+KS_1$ 继电器内阻。

此次，由于直流串电的时间仅为11 ms，远低于直流绝缘监测装置的灵敏度，故此次后台未报直流异常信号。

3 防范措施

交流串直流、两段直流间互串均有可能引起保护装置的误动作，而这两种直流系统的故障状

态可以通过以下措施进行防范:

1) 严格执行《国网电网公司十八项反事故措施》对二次电缆的要求，直流回路与交流回路不得共用同一根电缆，所有保护装置的二次电缆均应使用屏蔽电缆，同时也要合理规划二次电缆的路径，使其对地分布电容降到最小。

2) 提高出口继电器的动作功率, 通过动作功率躲过交流串电干扰和分布电容充放电过程。

3) 加快老旧变电站的保护改造, 取消了旧保护中双通道收信设计, 改为保护、通道一对一设计, 同时增加就地判据, 使保护动作更加可靠。

4) 优化一次设备端子接线，建议一次设备制造厂家可遵照国网公司相关要求，对机构内辅助开关、储能辅助触点以及相关操作回路辅助触点按照直流 I、II 段和交流使用段进行分区，不同区段分别用于相应的直流及交流回路，直流 I、II 段及交流段之间需空一个端子进行隔离。

5) 在不影响保护性能的前提下,可适当增加保护开入量的动作延时,这样可有效地躲过工频交流串电引起的干扰。

6) 由于机构箱、电缆沟均处在户外的恶劣环境中,是发生直流系统异常的主要诱因。因此应加强对刀开关机构箱、保护端子箱以及电缆沟的运行维护,定期清扫机构箱和端子箱的灰尘、蜘蛛网和蜂窝等,在机构箱及端子箱内加装加热驱潮装置,以增加端子间的绝缘强度,定期检查电缆沟的进水情况,防止因电缆长期浸泡导致的直流系统异常。

7) 在进行保护检修时,要将直流回路之间、直流交流之间以及直流回路对地的绝缘情况都纳入检修项目中,这样可直观地测出回路间的绝缘薄弱点。

8) 在直流串电检查过程中进行例行检修, 不

仅要进行开关分位时的串电试验，也要进行开关合位时的串电试验。多次发生的双套直流系统同时接地故障，均是由检修过程中更换行程开关、辅助触点接线错位导致，而这种情况均在开关合位时才体现出来。

4 结束语

一些旧变电站新建时技术管控粗放，未执行相关规定，随着设备的老旧、场地辅助开关的锈蚀，导致工频交流串入直流、直流串入直流的现象经常发生，不但会影响到保护及安全自动装置的可靠运行，甚至会影响到整个电网的安全稳定运行，因此，变电站运维人员应留意日常运行中直流及保护装置的各种异常信息，及时会同检修人员进行分析处理，避免发生更严重的电网事件。

参考文献

- [1] 国家电力调度通信中心. 国家电网公司继电保护培训教材[M]. 北京: 中国电力出版社, 2012.
- [2] 赖志刚, 毛鹏, 杨杰. 一起直流接地事件的分析及改造[J]. 电力系统保护与控制, 2009, 37(12): 106-108.
- [3] 王德志. 一起330 kV断路器偷跳事件的分析及改进[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(5): 119-120.
- [4] 高旭, 胥桂仙, 孙集伟, 等. 一起典型的500 kV失灵保护误动分析[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(8): 104-106.
- [5] 丁晓兵, 赵曼勇, 皮显松, 等. 防止交流串入直流导致母线保护误动的措施[J]. 电力系统保护与控制, 2008, 36(22): 97-99.

(收稿日期: 2016-03-02) **EA**

欢迎订阅 欢迎投稿 欢迎刊登广告