

DOI: 10.7667/PSPC170806

祁韶±800 kV 特高压直流输电工程两种故障重启动逻辑研究

徐浩^{1,2}, 侍乔明³, 欧阳帆¹, 刘海峰¹, 梁文武¹, 张磊⁴, 李辉¹, 龚汉阳¹

(1. 国网湖南省电力公司电力科学研究院, 湖南 长沙 410007; 2. 湖南省湘电试验研究院有限公司, 湖南 长沙 410007;
3. 南京南瑞继保电气有限公司, 江苏 南京 211100; 4. 国网湖南省电力公司, 湖南 长沙 410004)

摘要: 为提高直流系统的可用率和运行效率, 祁韶±800 kV 特高压直流输电工程极层控制系统配置了两种故障重启动功能, 即瞬时性故障重启动和阀组故障重启动。深入剖析了这两种重启动逻辑的触发机制、动作时序和开放条件, 着重研究了瞬时性故障重启动逻辑与其他反映瞬时性故障的极区和双极区保护的配合关系, 并依据祁韶直流系统调试现场录波图阐明了两种重启动逻辑的动作过程与效果。该研究对现场运行及科研工作有一定的指导和参考意义。
关键词: 特高压直流输电; 瞬时性故障重启动; 阀组故障重启动; 保护配合; 直流系统调试

Research on two kinds of fault restart logic of Qi-Shao ± 800 kV UHVDC project

XU Hao^{1,2}, SHI Qiaoming³, OUYANG Fan¹, LIU Haifeng¹, LIANG Wenwu¹, ZHANG Lei⁴, LI Hui¹, GONG Hanyang¹
(1. State Grid Hunan Electric Power Corporation Research Institute, Changsha 410007, China; 2. Hunan Xiangdian Test Research Institute Co., Ltd, Changsha 410007, China; 3. Nanjing NARI-Relays Electric Co., Ltd, Nanjing 211100, China; 4. State Grid Hunan Electric Power Corporation, Changsha 410004, China)

Abstract: In order to improve the availability and operating efficiency of the DC system, Qi-Shao ± 800 kV UHVDC transmission project pole layer control system is equipped with two kinds of fault restart function, namely the instantaneous fault restart and the valve group fault restart. The triggering mechanism, timing and opening conditions of these two restart logic are analyzed in detail, and the relationship between the instantaneous fault restart logic and other protections reacting transient fault in pole and bipolar zone is studied emphatically, DC system debugging scene recorded wave diagram is referred to illustrate the two restart logic of the action process and effect. The research can provide some guidance and reference significance to the field operation and research work.

This work is supported by Science and Technology Project of State Grid Hunan Electric Power Company (No. XDKY-2016-015).

Key words: UHVDC; restart from instantaneous fault; restart from valve group failure; protection coordination; DC system debugging

0 引言

特高压直流输电具有输送容量大、距离远、损耗相对较低等优点, 是解决我国能源-负荷逆向分配、实现能源清洁替代和优化配置以及防治大气污染的有效途径, 在国内已迈入全面发展和建设阶段^[1-4]。祁连-韶山±800 kV 特高压直流输电工程起于西北甘肃省酒泉地区, 途径甘肃、陕西、

重庆、湖北等四省后落点于湖南省湘潭地区, 线路总长度为 2 385.6 km。工程投运后将有利于充分利用甘肃丰富的风能和煤炭资源, 有序引导酒泉能源基地的合理开发, 在实现酒泉大规模风电和煤电外送、缓解湖南电网用电紧张局面的同时^[5-8], 对华中地区日益严重的雾霾情况起到一定的抑制作用。

为提高直流系统可用率和运行效率, 祁韶直流配置了两种故障重启动功能, 分别是瞬时性故障重启动和阀组故障重启动。其中: 瞬时性故障包括直流线路、金属回线及单极运行工况下的接地极引线和双极中性母线上的瞬时性接地故障;

基金项目: 国网湖南省电力公司科技项目资助 (XDKY-2016-015); 湖南省湘电试验研究院有限公司科技项目资助 (XDKY-2016-014)

阀组故障指单换流器区内的接地故障。通过特高压直流系统丰富、完善的控制能力，两种故障重启逻辑都能够在完全不依赖直流断路器断弧能力的前提下实现快速、有效地故障隔离、去游离和系统重启动，避免了直流系统不必要的单极停运，优化了特高压直流工程的运行水平。本文深入研究了基于 ABB 技术的直流控制、保护系统中瞬时性故障重启动和阀组故障重启动逻辑，并结合祁韶特高压直流系统调试现场录波详细阐述两种故障重启动动作时序，以期对现场运行及科研工作提供一定的指导和参考。

1 瞬时性故障重启动逻辑研究

瞬时性故障可由雷击闪络、对树枝放电、风

偏碰线等因素造成，此类故障不具备故障回路自保持能力，若能短时隔离电源侧将有较大概率实现故障点熄弧、隔离及恢复系统运行。受限于时下直流断路器的断弧能力偏低，特高压直流工程的瞬时性故障须通过短时闭锁对应直流极系统来熄弧，换言之故障点熄弧的执行主体是控制而非保护。当瞬时性故障出现时，控制系统可快速调节换流阀触发角，瞬间将整流侧转变成逆变属性，在中断整流侧功率输出的同时，从两站同时释放故障点能量，熄弧效果比交流线路重合闸更好。不过这种瞬时性故障重启逻辑仅适用于端对端直流系统，若应用于多端直流系统，通过闭锁直流极来隔离一条直流线路的接地故障，将造成同极其他直流线路停运，扩大短时停电范围。

表 1 可触发瞬时性故障重启动逻辑的保护类型及原理说明

Table 1 Protection types and principles for triggering transient fault restart logic

保护对象	保护类型	保护原理	保护故障特征
直流 线路	行波保护 WFPDL	$dP/dt > \Delta_1 \text{ 且 } \Delta P > \Delta_2 \text{ 且 } G > \Delta_3$ $P = Z_0 I_{dl} - U_{dl}$ $G = Z_0 (I_{DEL} + I_{CN1} + I_{CN2}) \times 0.5 - (U_{dl1} + U_{dl2}) \times 0.5$	检测直流线路上的金属性接地故障。当直流线路发生接地故障时，故障行波向线路两端传播，导致极波和地波快速变化。判据中，极波用作故障态判定，地波用作确定故障极。极波和地波通过差分法计算，且极 1 和极 2 的地波差分极性相反。
	电压突变量 保护 27du/dt	$U_{dl} < \Delta_1 \text{ 且 } dU_{dl}/dt > \Delta_2$	检测直流线路上的金属性接地故障。当直流线路发生接地故障时，两侧直流电压将迅速下降。
	低电压保护 27DCL	$U_{dl} < \Delta$	检测直流线路上的金属性接地故障和高阻接地故障。本身为后备保护，存在一定的动作延时。
	纵联差动 保护 87DCLL	$ I_{dl} - I_{dl,os} > B + K \times I_{dl}$	检测直流线路上的金属性和高阻接地故障。当直流线路上有接地故障时，两站直流电流不一致，导致差流出现。本身为后备保护，动作延时较另三种直流线路保护长，且在站间通信中断时将自动闭锁。
金属 回线	金属回线 接地保护 50MRG	$ I_{DGND} + I_{DEL1} + I_{DEL2} > B + K \times I_{DNE}$	该保护仅在逆变侧投入，检测金属回线工况下的所有接地故障。正常运行时，逆变侧接地点无直流电流流通；若直流系统中存在接地故障，地中故障电流将流经接地极。当站内临时接地开关在合位时，故障电流还将流经站内接地极。
	金属回线 纵差保护 87MRL	$ I_{DME} + I_{DME,OS} > B + K \times I_{DME} - I_{DME,OS} $	检测金属回线上的接地故障。若金属回线有接地故障，故障点与逆变侧接地极构成回路，该回路故障点靠逆变侧的金属回线部分并联，对金属回线电流分流，导致差流出现。
接地极 引线	接地极引线 不平衡保护 60EL	$ I_{DEL1} - I_{DEL2} > I_{set}$	检测接地极引线接地故障，断线将自动闭锁。接地极引线同杆双回架设计，一条接地极引线故障时将在两条接地极引线间形成电气不平衡。
	接地极引线纵 差保护 87EL	$ I_{DEL} - I_{DEE} > B + K \times I_{DEL}$	检测接地极引线接地故障。当一条接地极线发生接地故障时，该接地极线两端电流将不一致，形成差流。
双极中 性母线	双极中性母线 差动保护 87EB	$I_{diff} > B + K \times I_{DNE} - I_{DNE,OP} $ $I_{diff} = I_{DNE} - I_{DNE,OP} - I_{DME} - I_{DGND} - I_{DEL1} - I_{DEL2} $	检测双极中性母线上的接地故障。双极中性母线接地时，接地点将对接地极分流，形成差流。

注：P 为极波；G 为地波；Z₀ 为极波阻抗；I_{dl} 为直流线路电流；Z₀ 为地波阻抗；U_{dl} 为直流线路电压，下标 1 和 2 表示极 1 和极 2；I_{DEL} 为接地极引线和电流；I_{CN} 为极中性母线电容电流，下标 1 和 2 表示极 1 和极 2；Δ_i 为定值；i=1,2,⋯；I_{dl,os} 为对站直流线路电流；B 为启动电流；K 为比例系数；I_{DGND} 为站内接地极电流；I_{DNE} 为极中性母线靠接地极侧电流；I_{DME} 为本站金属回线电流；I_{DME,OS} 为对站金属回线电流；I_{DEL1} 和 I_{DEL2} 分别为两条接地极引线电流；I_{DEE} 为接地极引线靠接地极侧电流；I_{DNE,OP} 为对极中性母线靠接地极侧电流。

1.1 瞬时性故障重启动逻辑的触发

故障重启动逻辑由对应的保护动作信号触发,由主用极控制主机执行。祁韶直流工程分别为直流线路、金属回线、接地极引线和双极中性母线配置了瞬时性故障重启动,如表 1 所示。其中,接地极引线和双极中性母线仅在直流单极运行工况下有重启动,当直流双极运行时通过执行极平衡来消除故障特征。

1.2 重启动逻辑生效相关问题说明

直流系统内不同部位发生故障,可能出现故障特征相似的情况。为了保证重启动逻辑的选择性和可靠性,须审慎重启动逻辑与相关保护在相似故障特征下的配合关系。

1.2.1 极母线接地与直流线路接地故障的区分

极母线接地故障特征为直流电压降低、整流侧直流电流增大、逆变侧直流电流减小,与直流线路接地类似。但由于极母线故障程度较为严重且多为永久性,此时直流线路保护不应动作,以避免系统遭受不必要的巨大二次冲击。

行波保护和电压突变量保护有基于直流线路电流变化率 dI_{dl}/dt 的方向判别。以极 I(+800 kV)功率正送为例,当接地故障分别出现在直流线路和极母线上时,整流侧和逆变侧直流线路主保护开放/闭锁情况如表 2 所示。该表表明,对侧极母线接地时本侧直流线路主保护是开放的,但由于定值设置的限制,并不会导致本侧直流线路主保护动作,这其中的主要影响因素是平波电抗器和直流滤波器对测点电压行波变化率有衰减作用^[9-12]。因此,极母线接地故障时,线路主保护将可靠不动作。

表 2 直流线路主保护在不同接地区域的开放/闭锁情况

Table 2 Open/block situation of DC line main protection in different ground fault area

故障位置	整流侧换流属性	
	dI_{dl}/dt	主保护开放/闭锁
直流线路	正	开放
整流侧极母线	负	闭锁
逆变侧极母线	正	开放
故障位置	逆变侧换流属性	
	dI_{dl}/dt	主保护开放/闭锁
直流线路	负	开放
整流侧极母线	负	开放
逆变侧极母线	正	闭锁

纵联差动保护有天然的选择性,不会动作于区外故障。直流线路低电压保护没有方向性,若与其他反映极区接地的保护配合失当,可能发生误动。祁韶直流工程极母线差动保护 II 段和极差动保护 II

段动作时限分别为 6 ms 和 30 ms,明显低于站间通信正常时直流线路低电压保护动作时限 80 ms,因此极母线差动保护 II 段和极差动保护 II 段可有效屏蔽直流线路低电压保护。但极母线差动保护 I 段和极差动保护 I 段动作时限分别为 150 ms 和 300 ms,大于站间通信正常时的直流线路低电压保护动作时限,若极母线差动保护 II 段和极差动保护 II 段拒动,则可能出现极母线接地故障由直流线路低电压保护动作于重启动的不利局面。不过纵观国内直流工程运行历史,极母线接地故障几乎没有发生过,以致这种保护与控制匹配失当尚未能得到充分的实践依据进行整改。

此外,祁韶直流工程存在两种低电压保护,分别是直流线路低电压保护和极低电压保护,二者采集的主要模拟量都是极母线直流电压 U_{dl} ,但极低电压保护作为整个极区所有设备的后备保护,动作时间长达 4 s,动作后直接闭锁直流系统,不会触发重启动。正常运行时,直流线路低电压保护动作定值高于极低电压保护定值,当 U_{dl} 下降至同时满足极低电压保护和直流线路低电压保护动作定值时,首先由直流线路低电压保护触发重启动逻辑,极低电压保护因时限不够而不会动作。

1.2.2 双极中性母线与金属回线接地故障对比

单极运行工况下,双极中性母线差动保护动作将触发一次重启动,以提高直流系统的可用率和运行稳定性。为了避免地中大电流产生的直流偏磁、腐蚀、干扰等负面影响,单极运行工况以单极金属回线为主,单极大地回线仅作为向金属回线转变的过渡工况。此外,单极大地运行时,两站接地极都处于连接状态,双极中性区被大地零电位钳制,发生接地故障也不会产生明显的故障特征。

金属回线运行工况下,仅逆变侧接地极连接,起钳制零电位作用,因此逆变侧双极中性母线区接地不会有明显的故障特征产生。而若整流侧双极中性母线接地,接地点构成了站内临时接地极,与逆变侧接地极形成回路,对金属回线分流,故障电流可同时促动整流侧双极中性母线差动保护和逆变侧金属回线接地保护。且后者动作定值更低,可能出现整流侧双极中性母线接地故障导致金属回线接地保护先动作的情况。不过单极金属回线运行工况下双极中性母线差动保护也会触发重启动逻辑,即此时金属回线动作和双极中性母线差动保护具有相同的动作效果,误动并不会产生附加不利影响。

1.2.3 新型保护说明

接地极建在换流站外,与换流站距离较远(韶山侧为 138.2 km),通过同杆架设的两回接地极引线将

双极中性区域与接地极相连。为了进一步提高接地极引线接地故障隔离的可靠性，祁韶直流工程为接地极引线新增了接地极引线纵差保护，通过在两个接地极引线的接地极处分别增设一台光电流互感器，与站内已经存在接地极引线零磁通 CT 作差动，如图 1 所示。图中： I_{DEE1} 和 I_{DEE2} 取自接地极光 CT，通过单模光纤传送至站内，经过光模块转换成多模光纤后上送至极保护主机； I_{DEL1} 和 I_{DEL2} 取自站内零磁通 CT，通过电缆就地传送至双极区互感器接口柜，经过光电转换后通过光纤经由极测量接口柜传送至极保护主机。接地极引线差动保护动作信号由控制极主用极保护主机出口。与接地极引线不平衡保护以两条接地极引线为整体保护对象不同，接地极引线差动保护以每条接地极引线为保护对象。当一条接地极引线发生接地故障时，以图 1 中第 2 条接地极引线为例。故障点与接地极形成回路，对故障接地极引线分流，产生的故障电流构成差流。

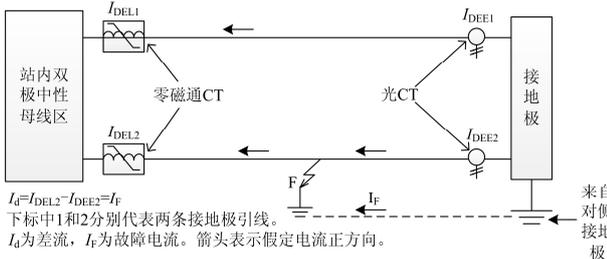


图 1 接地极引线差动保护示意图

Fig. 1 Grounding pole differential protection

1.3 瞬时性故障重启的动作时序

瞬时性故障重启只能由整流站执行，因整流站是电源侧。表 1 所列保护动作信号首先直接或间接发送至本站极控系统，然后经由图 2 所示逻辑图触发重启。图中，INIT DOWN 和 ORD DOWN 定义相同，都是去游离信号，并同时作为重启逻辑触发信号，只是前者适用于直流线路保护动作信号，后者适用于金属回线、接地极引线和双极中性母线保护动作信号。在整流侧，INIT DOWN 与 ORD DOWN 直接经或门触发重启逻辑；在逆变侧，INIT DOWN 和 ORD DOWN 信号分别经站间通信传送至整流站，然后在整流站经或门触发重启。当站间通信中断时，逆变侧的上述保护动作信号无法传送至整流侧，不会触发重启，相应的故障将由逆变站其他保护或者上述保护的延时段直接动作于跳闸。另外，若整流站和逆变站的上述保护同时动作，整流站将屏蔽逆变站送来的保护动作信号。

瞬时性故障重启动作时序可概括为移相、去游离和重启三个阶段。其中：移相是整流侧将触发

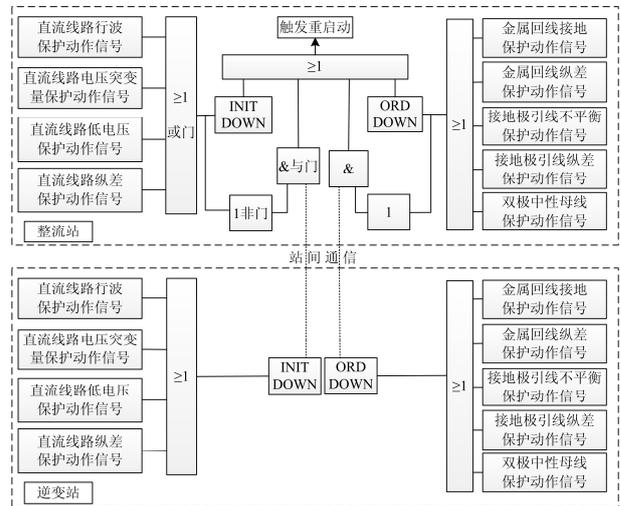


图 2 瞬时性故障重启逻辑触发逻辑图

Fig. 2 Triggering logic diagram of instantaneous fault restart logic

角瞬间增大至 164° (换流阀最大触发角为 164°)，转变成逆变属性后停止向故障点供电并释放直流线路和故障点能量，使故障点快速熄弧；去游离是整流侧保持移相状态一段时间，让故障点恢复绝缘强度；重启是整流侧将触发角由 164° 快速降低，恢复直流电压和直流电流。当故障不能通过一次重启消除时，在一些运行工况下将发生多次重启，但每次重启都无外乎移相、去游离和重启。

瞬时性故障重启按时序依次包括原压重启、降压重启和极隔离后投单阀。其中，原压重启是将直流电压重启至故障前的水平，降压重启是将直流电压重启至降压运行水平。若故障前系统是降压运行，则原压重启至降压运行水平，不再有降压重启。控制系统内规定了各种运行工况下的重启次数。如双极全压运行工况下，若故障较为顽固，系统将依次执行两次原压重启、一次降压重启。若达到规定重启次数后故障特征仍未消除，系统将执行重启失败的 TRIP 逻辑，即执行极闭锁和极隔离。在双极都是双极功率控制模式、通信正常且本极满阀运行工况下，重启失败导致极隔离后，控制系统可重新自动投入高端阀组，这与阀组故障重启逻辑一致，将在下文详解；高端阀组自动投入后，若故障特征仍未消除，则重新执行当前工况对应重启次数的重启逻辑，不过由于执行 TRIP 逻辑后本极自动退出双极功率控制模式且仅单阀运行，不满足再次重启单阀条件，因此当再次执行重启失败后的 TRIP 逻辑后保持极隔离。需要说明的是，瞬时性故障重启前后，高端阀组和低端阀组本身并没有故障，

重启失败后投高端阀组主要是出于高端阀组耐压水平高、抗故障能力更强的考虑。

此外,控制系统中还有双极双阀组运行请求退阀组功能,通过控制字投退。若选投该功能,则达到设定的重启次数后不进入 TRIP 逻辑,而是自动退出低端阀组,并以新的工况重新执行重启。不过,祁韶直流工程未投该功能。

1.4 瞬时性故障重启条件

当交直流碰线保护动作时,线路故障重启逻辑将闭锁。交直流碰线,交流电流可能通过直流滤波器、极母线电容等构成回路,在直流电流中引入交流谐波分量;交直流碰线时,线路保护可能动作,因此交直流碰线保护动作后将闭锁重启而直接进入重启失败的 TRIP 逻辑。但若条件满足,TRIP 后自动投高端阀组逻辑仍可正常执行。

另外,一些直流工程在对极重启期间将闭锁本极重启,避免电网短时间内受到频繁冲击^[13-15],但祁韶直流工程并未开放该逻辑。

1.5 系统调试实录波形分析

图3和图4分别为祁韶特高压直流系统调试期间韶山侧极1直流线路接地故障试验时整流侧和逆变侧极1高端阀组控制主机录波图。图中,UDL_IN为极I极母线对地电压,单位为kV;IDCP和IDCN分别为极I高端阀组的高压侧电流和低压侧电流,IDNC和IDNE分别为极中性母线靠近阀侧和靠近接地极的电流,单位为A;ALPHA_MEAS和ALPHA_ORD分别为触发角的测量值和指令值,GAMMA_CFC为关断角测量值;RETARD为移相信号,BLOCK为阀组闭锁信号,DEBLOCK为阀

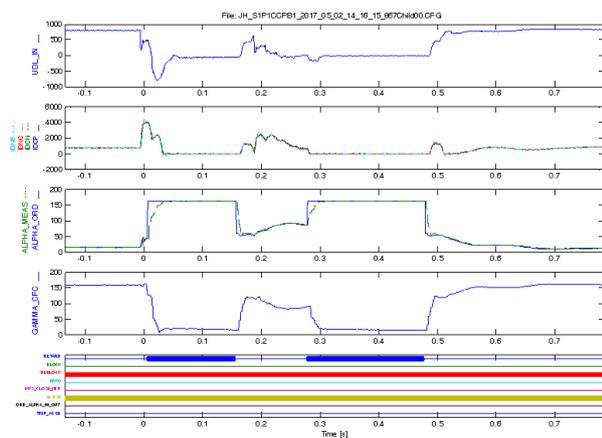


图3 韶山侧极1直流线路接地故障试验时整流侧极1高端阀组控制主机录波图

Fig. 3 Recorded wave of pole 1 high-voltage valve group control host of rectifier side of Shaoshan side pole 1 DC line ground fault test

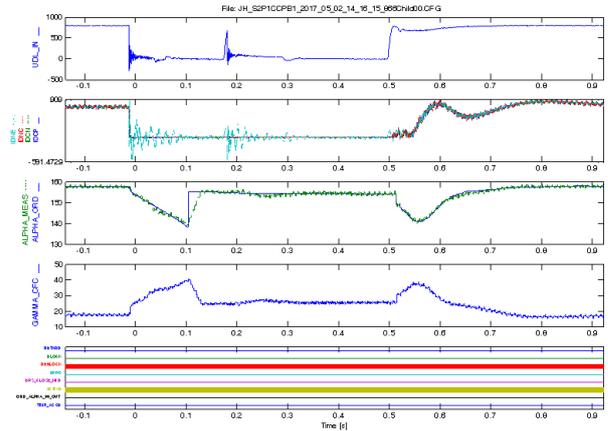


图4 韶山侧极1直流线路接地故障试验时逆变侧极1高端阀组控制主机录波图

Fig. 4 Recorded wave of pole 1 high-voltage valve group control host of inverter side of Shaoshan side pole 1 DC line ground fault test

组解锁信号,BPPO为投旁通对信号,ACTIVE为阀组控制主机主用信号,BPS_CLOSE_IND为阀组旁通开关合位信号,ORD_ALPHA90_OUT为投ALPHA90信号,TRIP_ACCB为跳交流开关信号。

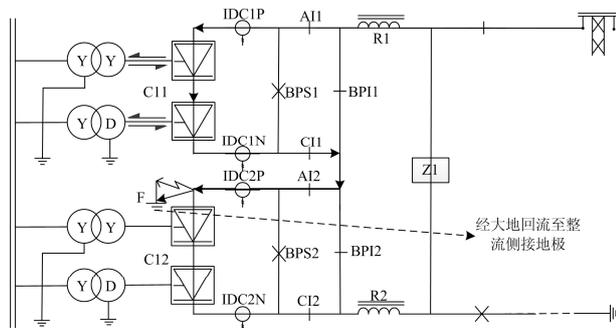
直流线路接地试验须预先在直流线路上挂接导电杆,试验时将试验接地铜线一端与大地可靠连接,另一端与接地试验专用枪子弹尾端连接,然后通过打枪的方式将接地铜线打至导电杆上方,实现直流线路接地。由图3和图4可知,韶山侧直流线路接地试验期间共发生了两次重启,即出现了两次RETARD信号。接地铜线搭接成功瞬间,即录波图中的0时刻,故障后整流侧直流电压下降、直流电流剧增,同时逆变侧直流电压和直流电流同时消失,引起线路主保护动作(整流侧行波保护和突变量保护均动作,逆变侧仅突变量保护动作),触发第一次重启,反应在录波图中为第一次RETARD信号保持150ms。随后系统重启尝试恢复直流电压,即RETARD信号消失,整流侧回降触发角,但由于故障未消除,重启后整流侧无法建立正常直流电压,且伴有较大的故障直流电流,但此时线路主保护因直流电压变化趋势为增加而无法动作,由低电压保护延时80ms动作于触发第二次重启,反应在录波图中是第二次RETARD信号保持200ms。接着系统再次重启,即RETARD第二次消失,此时接地铜线仍未完全烧毁,因此第二次重启后瞬间整流侧仍无法建立正常直流电压,且直流电流剧增,但约20ms后接地铜线完全烧毁,故障消失,故障点恢复到正常电压水平,直流电流也随之回落,反应在录波图中为第二次RETARD信号消失后直流电

流波形出现了一个小拱；故障消失后整流侧迅速建立正常电压，低电压保护返回，系统重启成功。

2 阀组故障重启动逻辑研究

2.1 换流器区接地故障特征

换流器故障重启动逻辑意指在双极皆以双极功率控制模式运行且站间通信正常工况下，站内单换流器区接地故障导致换流器差动保护动作于闭锁同极双阀组后，由控制系统自动投入非故障阀组，以快速恢复双极平衡运行。图5所示为韶山换流站极1低端换流器区高压穿墙套管处发生接地故障时的故障电流通路图。韶山站为逆变站，故障直流电流从故障点F入地后经大地与祁连站接地极构成回路；韶山站C12阀组被短路，即逆变侧直流电压降低了约400kV，因此故障发生时直流电流将大幅升高；同时，故障电流流经IDC2P而不流经IDC2N，因此以IDC2P和IDC2N做差动的低端换流器差动保护将动作。对于换流器区的非接地故障，相关保护动作后控制系统可通过合旁通开关产生的旁通作用迅速隔离故障；但对于换流器区内的接地故障，如图示故障点F，在合上BPS2后，其旁通作用失效，因为故障点仍然可通过大地与整流站接地极构成回路，且该回路因不通过极中性母线上的平波电抗器而阻抗更小，若非故障换流器持续运行，将为故障点电弧继续供电。由于阀组阳极/阴极刀闸不具备断弧能力，单换流器内的接地故障须通过闭锁同极双阀组、短时中断该极直流电流来实现故障点的快速熄弧，并通过合故障阀组的旁通刀闸、分故障阀组的阳极/阴极刀闸的后续措施实现阀组和故障隔离。



C11和C12分别为极1高端阀组和低端阀组；Z1为极1直流滤波器；R1和R2为平波电抗器；A11和A12为阳极刀闸；C11和C12为阴极刀闸；BPS1和BPS2为旁通开关；BP11和BP12为旁通刀闸；F为接地故障点；IDC1P和IDC1N分别为极1高端阀组的高压侧电流和低压侧电流；IDC2P和IDC2N分别为极1低端阀组的高压侧电流和低压侧电流

图5 韶山站极1低端换流器区高压穿墙套管处发生接地故障时的故障电流回路示意图

Fig. 5 Fault current path when Shaoshan station pole 1 low-voltage converter zone high-pressure wall bushing fault occurs

图5所示为较为特殊的换流器区接地故障，当故障点位置下移、逐渐靠近低压六脉动桥的共阴极点时，故障回路虽然同样存在，但由于故障电流须先流经换流变阀侧绕组，使得故障回路阻抗增大、故障电流有所降低。值得注意的是，此时低端阀组已经闭锁，由于换流阀的半可控性，闭锁前导通的桥臂将持续导通，不再换相，换流变阀侧绕组中流通的将是直流电流而非交流电流，因此即使低端阀组换流变阀侧处于开路，故障电流仍可通过其阀侧绕组构成回路。

高端阀组故障时情况略有不同。若高端换流器区发生接地故障，故障电流直接从故障点经大地回流至祁连站接地极，使得故障点至低端换流器区低压六脉动桥共阴极点之间的部分都被短路，逆变侧直流电压下降更大、故障电流更大。此时虽然低端阀组不对故障点供电，但仍需闭锁同极双阀组，此举主要是闭锁整流侧同极双阀组，停止向故障点供电。另外，整流侧换流器区接地故障与逆变侧不同，如图6所示。由该图可知，整流侧极1低端换流器区高压穿墙套管处发生接地故障后，故障点与整流侧接地极构成回路，低端换流器对故障点形成较大正向压降，产生较大故障电流。与此同时，低端换流器被故障点短路，高端换流器电压不足以对逆变侧双换流器形成正向电压差，导致直流线路电流中断，这其实相当于故障点将整流侧高端换流器和逆变侧同极双换流器全部短路。该故障同样需要闭锁双阀组，原因和逆变侧故障类似，这里不另做赘述。

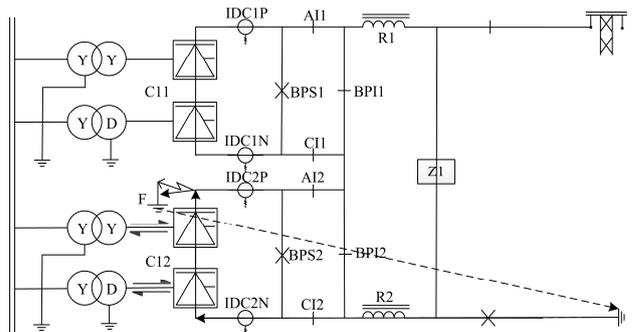


图6 整流侧极1低端换流器区高压穿墙套管处发生接地故障时的故障电流回路示意图

Fig. 6 Fault current path when the rectifier side pole 1 low-voltage converter zone high-pressure wall bushing fault occurs

2.2 阀组故障重启动作时序

阀组故障重启动作时序如下：① 阀组控制主机收到换流器保护主机送达的换流器差动保护动作信号后，一方面闭锁故障阀组并跳故障阀组交流开关，

同时将换流器差动保护动作信号通过实时控制 LAN 网传送至极控主机; ② 极控主机收到换流器差动保护动作信号后, 一方面发指令闭锁非故障阀组并执行极隔离, 但不跳非故障阀组交流开关, 否则重启功能将因顺控无法自动操作交流开关而无法实现, 另一方面将进行故障阀组判别并触发阀组故障重启逻辑; ③ 阀组故障重启逻辑被触发后, 极控主机向故障阀组发阀组隔离指令, 并向同极双阀组发非故障阀组编号和重启指令; ④ 非故障阀组收到极控指令后, 判断自身编号与极控主机下发编号一致, 重启指令生效, 在收到故障阀组已隔离指示(即故障阀组 BPI 在合位、AI 和 CI 在分位)后, 经投阀组逻辑自动重启, 而故障阀组因自身编号与极控主机下发编号不一致而保持闭锁。

阀组故障重启与瞬时性故障重启不同, 仅重启一次, 因为故障已经隔离在重启后的系统之外, 且二者的控制路径相互独立。另外, 瞬时性故障重启失败跳闸后自动重启高端阀组的逻辑和阀组故障重启逻辑一致, 同样是经由极控主机 PCP 发高端阀组编号(等同于非故障阀组编号)和重启指令至同极双阀, 高端阀组经投阀组逻辑自动重启。

2.3 阀组故障重启逻辑开放条件

开放阀组故障重启逻辑须系统同时满足以下条件: 故障前待重启阀组所在极是双阀组运行; 双极都是双极功率控制; 自动重启功能控制字投入; 交流系统电压正常; 站间通信正常且处于联合控制模式; 极间通信正常; 双阀检修钥匙都未投入。

2.4 系统调试实录波形分析

图 7 和图 8 分别为祁韶特高压直流系统调试期

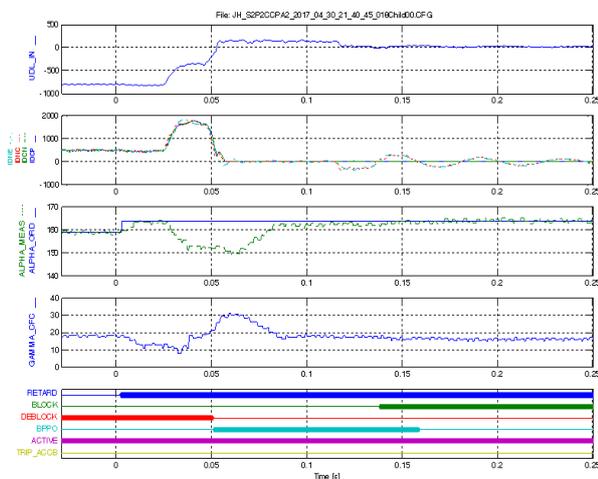


图 7 韶山站非故障阀组(高端阀组)自动重启试验
阀组闭锁过程录波图

Fig. 7 Valve group block process of Shaoshan non fault valve group (high-voltage valve group) automatic restart test

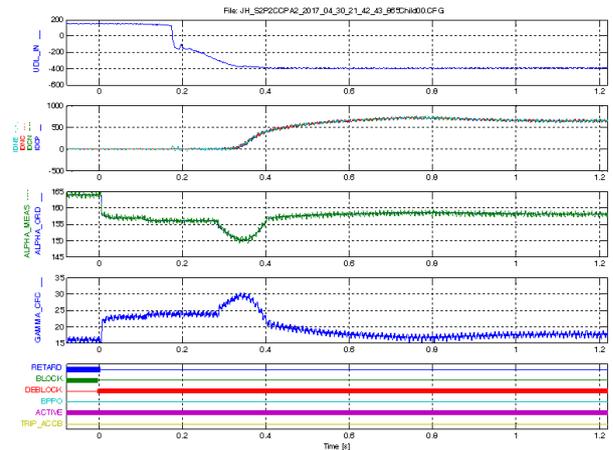


图 8 韶山站非故障阀组(低端阀组)自动重启
试验阀组重启过程录波图

Fig. 8 Valve group restart process of Shaoshan non fault valve group (low-voltage valve group) automatic restart test

间韶山站非故障阀组(低端阀组)自动重启试验中阀组闭锁过程和阀组重启过程录波图, 由图中时标可知, 二者间隔约 2 min。图中各变量与图 3 相同。试验通过程序置数完成, 虚拟韶山站极 2 高端换流器差动保护动作。由图 7 和图 8 可知, 故障发生后, 高端阀组和低端阀组都执行了闭锁。逆变侧极 2 双阀组投旁通对后电压降为零, 导致直流电流剧增, 但整流侧收到对站保护动作信号后闭锁极使直流电流中断, 故障点熄弧。经过极隔离、低端阀组隔离和极连接自动顺控操作后, 即约 2 min 后低端阀组自动重启, 成功恢复直流电流。

3 结论

特高压直流输电因逻辑严密、功能完善的控制系统的存在而成为现实。本文深入研究了祁韶特高压直流工程极层控制系统中的瞬时性故障重启逻辑和阀组故障重启逻辑, 剖析了两种重启逻辑的触发机制、动作时序和开放条件, 着重研究了瞬时性故障重启逻辑与其他反映瞬时性故障极区、双极区保护的配合关系, 并依据祁韶直流系统调试现场录波图分析了两种重启逻辑的执行过程。瞬时性故障重启可有效提高直流系统的可用率, 阀组故障重启逻辑有利于优化直流系统的运行水平, 希望本文研究能对现场运行及异常分析提供帮助。

参考文献

- [1] 张庆武, 王永平, 陈小军, 等. 特高压直流控制保护系统设计与开发[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(21): 88-93. ZHANG Qingwu, WANG Yongping, CHEN Xiaojun, et al.

- Design and development of control and protection system for UHVDC[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(21): 88-93.
- [2] 周国伟, 顾用地, 周建平, 等. 特高压直流输电系统非特征谐波分析[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(3): 122-128.
ZHOU Guowei, GU Yongdi, ZHOU Jianping, et al. Analysis of non-characteristic harmonic in UHVDC system[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(3): 122-128.
- [3] YAO Zhiqing, ZHANG Qun, CHEN Peng, et al. Research on fault diagnosis for MMC-HVDC systems[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2016, 1(1): 71-77. DOI: 10.1186/s41601-016-0022-0.
- [4] 裴岳, 吕思颖, 秦昕, 等. 特高压直流输电系统换流站故障过电压研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(12): 149-154.
PEI Chan, LÜ Siying, QIN Xin, et al. Study on fault overvoltage of converter station of UHVDC power transmission system[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(12): 149-154.
- [5] 许小雪, 刘建锋, 江玉蓉. 基于多频带能量的高压直流输电线路单端暂态电流保护[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(22): 32-39.
XU Xiaoxue, LIU Jianfeng, JIANG Yurong. HVDC transmission line protection based on single-ended transient current using multiband energy[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(22): 32-39.
- [6] 邹欣, 蒋维勇, 李亚男. ± 800 kV 酒泉-湖南特高压直流工程无功补偿优化配置方案[J]. 电力建设, 2015, 36(9): 43-49.
ZOU Xin, JIANG Weiyong, LI Yanan. Reactive power configuration scheme of ± 800 kV Jiuquan-Hunan UHVDC project[J]. Electric Power Construction, 2015, 36(9): 43-49.
- [7] 徐玮, 杨玉林, 李政光, 等. 甘肃酒泉大规模风电参与电力市场模式及其消纳方案[J]. 电网技术, 2010, 34(6): 71-77.
XU Wei, YANG Yulin, LI Zhengguang, et al. Participation mode of large-scale Jiuquan Wind Power Farm in Gansu Province to electricity market and its utilization scheme[J]. Power System Technology, 2010, 34(6): 71-77.
- [8] 汪宁渤, 王建东, 何世恩. 酒泉风电跨区消纳模式及其外送方案[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(22): 82-89.
WANG Ningbo, WANG Jiandong, HE Shien. Cross-border accommodation method and transmission scheme of Jiuquan wind power[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(22): 82-89.
- [9] 李俊霞, 严兵, 张爱玲, 等. 特高压直流双极区直流保护系统可靠性研究[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(12): 130-136.
LI Junxia, YAN Bing, ZHANG Ailing, et al. Reliability research for UHVDC bipolar area DC protection system[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(12): 130-136.
- [10] 罗海云, 傅闯. 关于贵广二回直流线路行波保护中电压变化率整定值的讨论[J]. 南方电网技术, 2008, 2(1): 14-21.
LUO Haiyun, FU Chuang. Discussion of the voltage change rate setting value in traveling wave based protection of GGII HVDC line[J]. Southern Power System Technology, 2008, 2(1): 14-21.
- [11] 田庆. 天广直流系统双极线路保护误动作分析[J]. 南方电网技术, 2011, 5(5): 26-29.
TIAN Qing. Analysis on the fault trip of bipolar DC line protection in Tianshengqiao-Guangzhou HVDC system[J]. Southern Power System Technology, 2011, 5(5): 26-29.
- [12] 赵婉君. 特高压直流输电工程技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2004.
- [13] 胡宇洋, 黄道春. 葛南直流输电线路故障极保护动作分析[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(8): 102-107.
HU Yuyang, HUANG Daochun. Faults and protection analysis of Gezhouba-Nanqiao DC transmission line[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(8): 102-107.
- [14] 周红阳, 刘映尚, 余江, 等. 直流输电系统在启动功能改进措施[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(19): 104-107.
ZHOU Hongyang, LIU Yingshang, YU Jiang, et al. Analysis and improvement of force retard function of HVDC transmission systems[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(19): 104-107.
- [15] 赵军, 曹森, 刘涛, 等. 贵广直流输电工程直流线路故障重启动策略研究及优化[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(23): 126-132.
ZHAO Jun, CAO Sen, LIU Tao, et al. Research and optimization on DC line fault recovery strategy used in Gui-Guang HVDC project[J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(23): 126-132.

收稿日期: 2017-05-30; 修回日期: 2017-08-24

作者简介:

徐浩(1987—), 男, 博士, 工程师, 主要研究方向为电力系统继电保护与控制技术、特高压直流输电技术;
E-mail: 702110505@qq.com

侍乔明(1987—), 男, 博士, 工程师, 主要研究方向为电力系统继电保护与控制技术、特高压直流输电技术;

欧阳帆(1979—), 男, 博士, 高级工程师, 主要从事继电保护及自动化技术和智能变电站技术生产和研究工作。

(编辑 葛艳娜)