

特高压直流输电保护性闭锁动作策略研究

李乾¹ 张祥² 李然² 王业^{3,4} 孔祥平⁴ 王书征⁵

(1. 许继电气股份有限公司 河南 许昌 461000; 2. 国网江苏省电力公司检修分公司, 江苏 南京 211100; 3. 国网江苏省电力公司 江苏 南京 210024; 4. 国网江苏省电力公司电力科学研究院 江苏 南京 211102; 5. 南京工程学院 江苏 南京 211167)

摘要: 以某在建±800 kV特高压直流输电工程为背景,研究了整流站和逆变站极区故障和阀区故障时,不同的闭锁时序策略。对每种故障分别从整流站和逆变站进行分析,考虑 $\text{set } \alpha = 90^\circ$ 、移相和投旁通对不同动作策略的优异,同时考虑是否会造成直流电流过冲、是否会造成直流电流过零、是否能快速地转移系统中的能量、是否能快速地隔离故障区域以及当极区发生故障时,选取某种策略另一极是否会换相失败;当阀区发生故障时,选取某种策略另一阀组是否会发生换相失败等因素,从而得到较为合理的极区故障及阀区故障的闭锁策略。为验证策略的合理性及优异性,利用工程调试所搭建的RTDS仿真平台,同时利用该工程控制保护系统进行试验,试验结果表明,所选取策略相对以前的策略具有较为显著的改进,可防止多种工况下的换相失败及电流断续情况,为在建工程及今后新建工程保护性闭锁策略提供了指导性意见。

关键词: 特高压直流; 移相; 投旁通; $\text{set } \alpha = 90^\circ$; 换相失败

Abstract: On the basis of one specific ±800 kV ultra high voltage DC (UHVDC) project in China, the block sequence strategies are mainly discussed under different circumstances when pole faults and valve faults happen on rectifier station and inverter station. The differences among several actions such as $\text{set } \alpha = 90^\circ$, retarding and firing the bypass pairs are considered when analyzing each fault on rectifier and inverter side. Meanwhile, whether these actions can bring a large DC current or make DC current reach zero, or can transfer the energy in the system and then isolate the fault, whether these strategies can bring commutation failure should also be considered. In terms of valve fault, one certain reasonable block strategy for pole faults and valve faults can be obtained after considering whether the strategy can bring commutation failure on another valve group. At last, the effectiveness and priority of the strategies are verified on the RTDS simulation platform based on the project commissioning. The test results indicate that the proposed strategy is much better than the previous strategy in that it can prevent commutation failure in many operating conditions and it can avoid the current interruption. Thus, it can provide instructive suggestions for the protective block strategy in the future ultra high voltage DC project.

Key words: UHVDC; retarding; firing the bypass pairs; $\text{set } \alpha = 90^\circ$; commutation failure.

中图分类号: TM773 文献标志码: A 文章编号: 1003-6954(2017)01-0076-05

DOI:10.16527/j.cnki.cn51-1315/tm.2017.01.016

0 引言

近年来,超特高压直流输电技术日趋成熟,并被广泛应用,其特点是输送容量大、输电距离远,可节约大量的输电走廊资源及提高电网的安全稳定水平。超特高压直流输电技术对中国能源资源优化配置和全国电力系统联网的格局已产生重大而深远的影响^[1]。从早期的三常、三广和贵广等±500 kV超高压直流输电工程到近期的向上、复奉、宾金、锦苏、溪浙等±800 kV特高压直流输电,电压等级越来越

高,±800 kV已成为特高压直流输电的主流电压等级,近期±1100 kV工程昌吉换流站也已开工建设。在±500 kV超高压直流输电工程中,通常采用12脉动单阀组结构^[2-3];而在±800 kV特高压直流输电工程中,尽管有公司表明已经可生产单阀组±800 kV的结构,但考虑到换流变压器的重量和运输尺寸等相关因素,国内特高压工程暂未使用该技术,主流设计依然采用将2个±400 kV 12脉动阀组串联的结构^[4-5]。

正是由于该结构,决定了控制保护的闭锁策略与常规超高压工程有所区别,因为超高压工程单极

只有1个阀组,不存在阀组闭锁和极闭锁的区别,而特高压工程有2个阀组串联,则当某一阀区发生故障时,应该将该阀组闭锁并隔离,从而不影响双极其他另外3个阀组的正常运行,而当极区发生故障时,则应该将该极闭锁并隔离,从而不影响另一极2个阀组的正常运行。

以国内某在建±800 kV工程为背景,在仿真调试阶段,详细研究了整流站和逆变站极区故障和阀区故障时,不同的闭锁时序策略,对每种故障分别从整流站和逆变站进行分析:考虑 $\text{set } \alpha = 90^\circ$ 、移相和投旁通对不同动作策略的优异;同时考虑是否会造成直流电流过冲、是否会造成直流电流过零、是否能快速地转移系统中的能量、是否能快速地隔离故障区域以及当极区发生故障时选取某种策略另一极是否会换相失败,当阀区发生故障时选取某种策略另一阀组是否会换相失败等因素,从而得到较为合理的极区故障及阀区故障的闭锁动作策略。同时,为验证策略的合理性及优异性,借助工程调试所搭建的RTDS仿真平台,同时利用该工程控制保护系统进行试验,试验结果表明,所选取策略相对以前的策略具有较为显著的改进,可防止多种工况下的换相失败及电流断续情况,为在建工程及今后新建工程保护性闭锁策略提供了指导性意见。

1 特高压直流阀区保护的特点

1.1 特高压直流输电阀组结构

相对±500 kV的超高压直流输电,±800 kV的特高压直流输电工程将单12脉动改为双12脉动结构,每1个极有2个阀组串联而成。如图1所示,每1个12脉动阀组同时并联有旁路开关BPK10和旁路刀闸BK12。

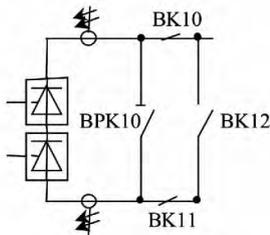


图1 特高压直流输电单阀组结构

特高压直流输电采用该种结构后,单极可单阀组或双阀组运行,运行方式更加灵活^[6-7]。但运行方式的多样化带来了其保护动作策略较超高压直流

输电系统更为复杂。对于某一阀组区内故障,如换流变压器阀侧故障或换流器故障,需要通过保护性闭锁停运该阀组但又不影响其他在运阀组,故设计合理的动作策略并结合高速旁路开关来隔离故障显得尤为重要。

1.2 特高压直流输电阀区保护特点

特高压直流输电工程单极拥有2个12脉动阀组串联而成,每个阀区配置各自的阀区保护。如图2所示,单个阀区除了配置了与常规超高压直流输电相同的保护,如换流器阀短路保护、换相失败保护、阀差动保护、阀过流保护外,还配置了特高压直流输电工程特有的保护,如旁通开关保护、旁通对过负荷保护及换流器过压保护(需具有换流器中点UDM测点)。其中阀短路保护与阀差动保护作为阀故障的主保护,而阀过流保护一般作为阀短路保护的后备保护。

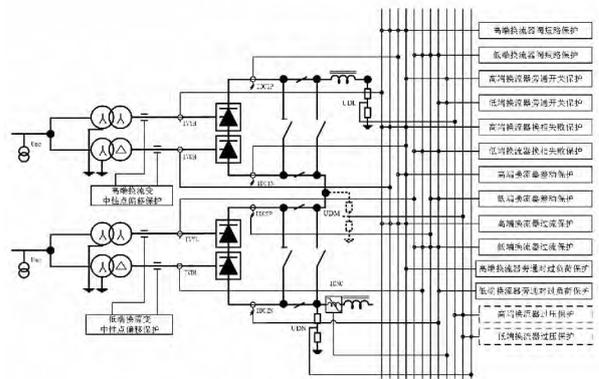


图2 特高压直流输电阀区保护配置

1.3 特高压直流输电保护动作策略

特高压直流控制保护系统会根据不同的保护动作产生不同的动作后果,这些动作主要包括:换流阀移相(包括 $\text{set } \alpha = 90^\circ$ 和强制移相)、换流阀闭锁、功率回降、投旁通对、合旁通开关、交流断路器跳闸、启动断路器失灵保护、闭锁交流断路器、极隔离、重合转换开关、合上中性母线接地刀闸^[8]等。

闭锁就是指移除换流阀的触发脉冲,触发脉冲移除后,电流一旦为0,阀组就会自动关断。为了不对系统造成冲击,实现快速平滑的闭锁,除了移除触发脉冲外,针对不同的故障类型,在移除触发脉冲前还需要进行投旁通对(同一6脉动阀组内连接到同一交流相的两个相对的阀,可以为直流侧电流提供一个电流通路,泄除能量)、移相等操作,不同的动作组合就形成了不同的闭锁类型^[8-9],如XYZS闭锁等(某些厂家还具有U闭锁)。XYZS闭锁大致可

以用如下特点来进行区分: X 闭锁为不投旁通对闭锁,是较为严重故障时的闭锁; Y 闭锁为有条件执行的闭锁,如过流等故障、交流侧故障及手动闭锁; Z 闭锁为投旁通对闭锁,是大部分直流侧故障时的闭锁; S 闭锁为特殊类型的闭锁,如逆变侧阀短路、极差或单一桥换相失败等。

与超高压直流输电工程不同,在特高压工程中,所有的闭锁都是针对阀组的,不是针对极的。如果要闭锁一个极,极控主机会同时发闭锁命令至阀组层,同时闭锁两个阀组。需要注意保护动作后,整流站和逆变站执行的闭锁逻辑可能各不相同。例如逆变站执行了 Z 闭锁,整流站并不一定执行 Z 闭锁^[10]。所以在调试时,需要针对整流站及逆变站分别分析,研究两站动作策略各自的优异性及相互之间的配合关系。

1.4 set $\alpha = 90^\circ$ 、强制移相和投旁通对

set $\alpha = 90^\circ$ 、强制移相和投旁通对这 3 种动作策略的不同使得故障时其动作后对系统产生的影响也大不相同,仿真阶段将对该 3 种动作策略在不同工况下的动作效果进行研究,在阀区故障和极区故障时提出较为优异的动作逻辑。

1) set $\alpha = 90^\circ$: 把触发角限制值缓慢移动到 90° ,使阀组进入零功率状态,便于投旁通对和合旁路开关,持续时间大约 200 ~ 300 ms,属于慢速移相。

2) 强制移相 (retard): 一般只在整流站才具有的动作策略,把触发角快速移相至 120° ,以抑制直流电流的增大,待直流电流下降到 0.05 p. u. 时再移相至 160° ,直流电流下降至 0.03 p. u. 时闭锁点火脉冲,整体持续时间大约 110 ~ 120 ms,其中将触发角由 15° 移相至 120° 持续时间大于 20 ~ 30 ms,该段属于快速移相。

3) 投入旁通对 (BPPO): 当旁通对投入时,直流回路被短路,直流无法通过换流变压器,因此交直流之间被隔离,使得交流侧电流迅速降低,可以快速跳开交流侧断路器 (Trip ACC),同时由于旁通对的投入,使得直流侧发生短路,直流电压迅速降低至 0,从而直流网中的能量得以快速释放,便于故障的快速恢复。其持续时间大约为几毫秒到十几毫秒,属于极速释放能量的一种方式。

2 整流站和逆变站极区故障和阀区故障策略对比研究

2.1 整流站极区故障

传统策略: 整流侧极区发生故障后,传统策略为保护性闭锁该故障极,当逆变侧收到整流站闭锁命令后直接投入旁通对。

问题分析: 该策略会造成逆变站直流电压迅速降低,造成电流短时过冲,有可能引起对极换相失败。试验波形如图 3 所示。

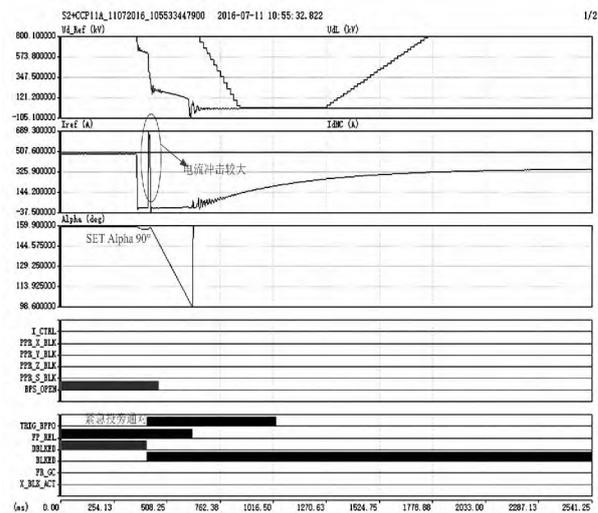


图3 整流站极故障保护性闭锁极时逆变侧直接投入旁通对时逆变侧波形

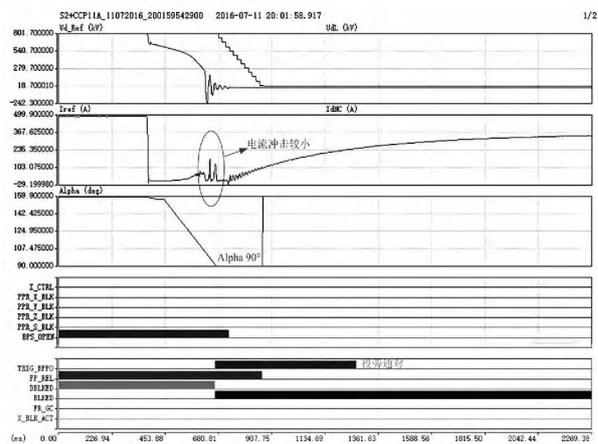


图4 整流站极故障保护性闭锁极时逆变侧采用 set $\alpha = 90^\circ$ 逻辑时逆变侧波形

改进策略: 是否可以在逆变侧直接投旁通对之前,在逆变侧添加 set $\alpha = 90^\circ$ 逻辑使直流电压缓慢下降? 但是如果采用 set $\alpha = 90^\circ$ 逻辑,整流侧直流电压下降速度有可能快于逆变侧电压下降速度,故有可能

会造成大约 200 ms 的直流电流过零断续问题,是否可行? 针对该想法进行试验,试验录波如图 4 所示。

试验结论: 逆变侧在投旁通对前加入 $\text{set } \alpha = 90^\circ$ 逻辑可以缓慢地降低逆变侧直流电压,抑制电流过冲现象。同时由于是极闭锁工况,所以不用考虑 $\text{set } \alpha = 90^\circ$ 引起的直流电流过零问题,故该工程在整流侧保护性闭锁极时,逆变侧在投旁通对之前加入 $\text{set } \alpha = 90^\circ$ 逻辑。

2.2 逆变站极区故障

传统策略: 当逆变站极区发生故障时,传统策略为逆变站直接投入旁通对,通过保护性闭锁闭锁该极,整流站收到逆变站闭锁命令后强制移相。

问题分析: 整流侧采用移相策略时,直流电压下降过慢,使电流过冲较大;试验时,过冲电流串入对极,造成了在运对极的一次换相失败。试验录波如图 5 所示。

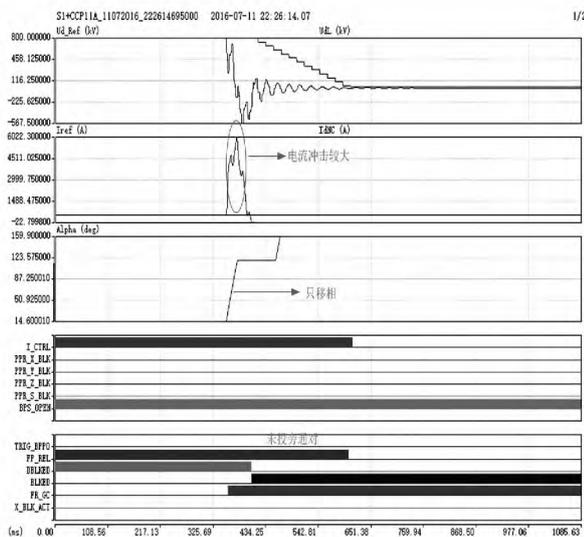


图 5 逆变站极区故障保护性闭锁时整流侧移相时整流侧波形

改进策略: 由于投旁通对速度较快,可以快速降低整流侧电压,是否可以在逆变侧保护性闭锁时使整流侧立即投入旁通对,来防止电流过冲导致另一极的换相失败。针对该策略进行试验,试验录波如图 6 所示。

试验结论: 如图 6 所示,逆变侧故障时,整流侧直接投入旁通对虽然可以快速降低直流电流,但会造成直流系统的振荡。考虑到移相策略的可靠性,相对投旁通对要高(当发生故障时,较大电流流过阀组,投旁通对有可能不一定成功),同时也可以快

速地将能量从系统中转移,故虽然造成了一次对极的换相失败,仍然决定保留原有策略: 即逆变侧保护性闭锁极时,整流侧走正常 Y 闭锁逻辑,更为优秀的策略有待进一步研究。

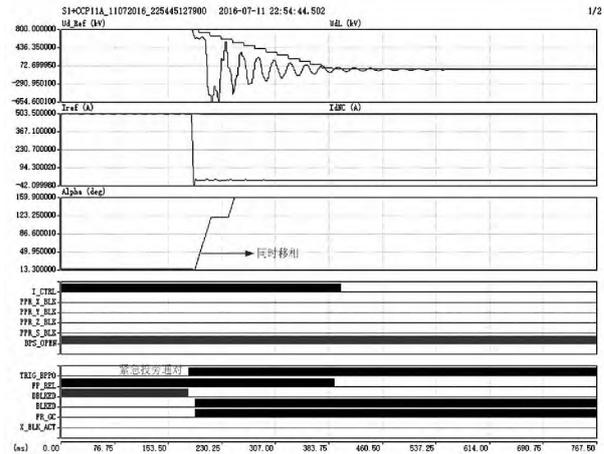


图 6 逆变侧保护性闭锁时整流侧投旁通对时整流侧波形

2.3 整流站阀区故障

传统策略: 当整流站阀区发生故障时,传统策略为整流站保护性在线闭锁阀组,逆变站采用 $\text{set } \alpha = 90^\circ$ 逻辑。

问题分析: 如果逆变站采用 $\text{set } \alpha = 90^\circ$ 逻辑,则有可能产生电流长时间过零的情况,由于为阀区故障,故障阀组退出运行不应影响该极另一健全阀组正常运行,故不允许像极区故障那样存在电流长时间过零情况。

改进策略: 去除逆变站收到整流站阀组闭锁后的 $\text{set } \alpha = 90^\circ$ 逻辑,防止电流长时间过零。

2.4 逆变站阀区故障

传统策略: 当逆变站阀区发生故障时,传统策略为逆变站保护性闭锁在线退出故障阀组,直接投入旁通对,而整流站在收到逆变站闭锁信号后,立即投入旁通对闭锁。

问题分析: 此时由于逆变站传递闭锁信号给整流站大约需要 10 ~ 20 ms 的通讯延时,所以会引起逆变站在投入旁通对后,直流电压先下降,此时直流电流过冲会导致在运行的另一 12 脉动健全阀组的任一桥换相失败保护动作,闭锁在运健全阀组。试验录波如图 7 所示。

改进策略: 1) 逆变站在运另一健全阀组在故障阀组闭锁时立即增加 γ 角 10° ,增大换向裕度,防止

换相失败; 2) 故障阀组延时 30 ms 投入旁通对, 防止立即投入旁通对造成的大电流过冲; 3) 去除整流侧与逆变站故障阀组对应的阀组的 $\text{set } \alpha = 90^\circ$ 逻辑, 直接投入旁通对, 以快速衰减整流侧电压, 防止大电流过冲。针对上述 3 种策略进行试验, 录波如图 8 所示。

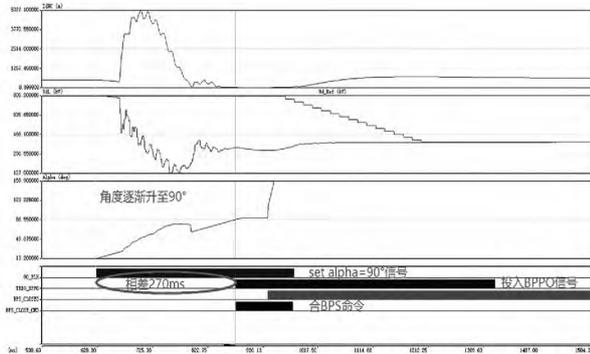


图7 逆变站阀区故障保护性在线退出阀组时整流侧采用 $\text{set } \alpha = 90^\circ$ 时整流侧波形

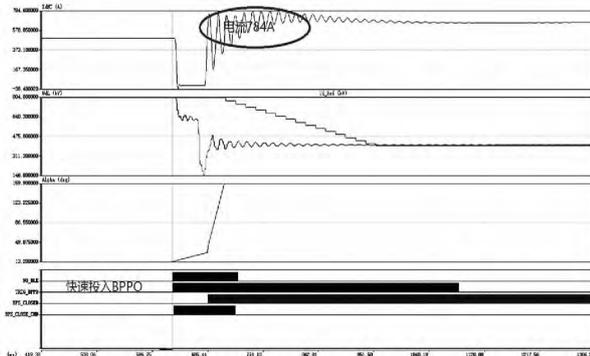


图8 逆变侧保护性在线闭锁阀组时整流侧直流投入旁通对时整流侧波形

试验结论: 通过改进策略的 3 种措施可以降低直流侧电流过冲, 防止在运另一健全阀组的换相失败, 所以本工程逆变侧保护性在线闭锁阀组时, 采用上述 3 个策略。

3 结论

以某在建 ± 800 kV 特高压直流输电工程为背景, 研究了整流站和逆变站极区故障和阀区故障时, 不同的闭锁时序策略。其中, 针对整流站极区故障, 采用逆变侧在投旁通对前加入 $\text{set } \alpha = 90^\circ$ 的逻辑, 其可缓慢地降低逆变侧直流电压, 抑制电流过冲现象; 针对整流站阀区故障, 去除逆变站收到整流站阀组闭锁后的 $\text{set } \alpha = 90^\circ$ 逻辑, 防止电流长时间过零;

针对逆变站阀区故障, 采用 3 个改进过的策略, 分别为: 1) 逆变站在运另一健全阀组在故障阀组闭锁时立即增加 γ 角 10° , 增大换向裕度, 防止换相失败; 2) 故障阀组延时 30 ms 投入旁通对, 防止立即投入旁通对造成的大电流过冲; 3) 去除整流侧与逆变站故障阀组对应的阀组的 $\text{set } \alpha = 90^\circ$ 逻辑, 直接投入旁通对, 以快速衰减整流侧电压, 防止大电流过冲。

试验结果表明, 所选取的策略相对以前的策略具有较为显著的改进, 可防止多种工况下的换相失败及电流断续情况, 为在建工程及今后新建工程保护性闭锁策略提供了指导性意见。

参考文献

- [1] 赵晓君. 高压直流输电工程技术[M]. 北京: 中国电力出版社, 2004.
- [2] 徐宏雷, 郑伟, 周喜超, 等. 特高压直流输电系统对电网谐波污染的仿真分析[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 28(7): 1-5.
- [3] 杨志栋, 李亚男, 殷威扬, 等. ± 800 kV 向家坝—上海特高压直流输电工程谐波阻抗等值研究[J]. 电网技术, 2007, 31(18): 1-4.
- [4] 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.
- [5] 周浩, 余宇红. 我国发展特高压输电中一些重要问题的讨论[J]. 电网技术, 2005, 29(12): 4-12.
- [6] 石岩, 韩伟, 张民, 等. 特高压直流输电工程控制保护系统的初步方案[J]. 电网技术, 2007, 31(2): 11-15.
- [7] 陶瑜, 马为民, 马玉龙, 等. 特高压直流输电系统的控制特性[J]. 电网技术, 2006, 30(22): 1-4, 53.
- [8] 霍鹏飞, 王国功, 刘敏, 等. 向上 ± 800 kV 特高压直流输电工程的直流保护闭锁策略[J]. 电力系统保护与控制, 2011, 39(9): 137-144.
- [9] 李少华, 刘涛, 苏匀, 等. ± 800 kV 特高压直流输电系统解锁/闭锁研究[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(6): 84-87.
- [10] Hans Hillborg. Xiangjiaba - Shanghai ± 800 kV UHVDC Transmission Project Switching Sequences and Interlocking, JNLI00119 - 390[S]. 2007.

(收稿日期: 2016-10-03)