

逆变侧换流变阀侧连接线单相接地动作策略分析

王俊生¹, 朱 斌²

(1. 国网电力科学研究院/南京南瑞集团公司, 江苏省南京市 210003;
2. 江苏省电力公司句容市供电公司, 江苏省句容市 212400)

摘要: 高压直流输电逆变侧换流变阀侧连接线单相接地故障动作策略投旁通对后, 巨大的短路电流会流经阀组。分析这种接地故障动作策略投旁通对后的阀组电流流向及大小。对比分析投旁通对和不投旁通对阀组的过流情况。提出优化的动作处理策略, 使得在任何情况下逆变侧换流变阀侧连接线单相接地故障的保护动作处理过程中, 不会造成阀组流过大的电流, 避免阀组损坏。
关键词: 高压直流输电; 动作策略; 旁通对; 单相接地

0 引言

高压直流输电逆变侧故障保护动作后, 闭锁过程通常结合旁通对的投入。对逆变侧换流变阀侧连接线单相接地故障(以下简称阀单地故障)而言, 投旁通对会造成阀组流过巨大电流, 俗称“交流倒灌直流”。此过流直至逆变侧换流变开关被分断才消失。如果因某种原因逆变侧换流变开关无法分断, 则阀组过流时间将更长, 直至逆变侧闭锁。

文献[1]分析了逆变侧阀单地故障的故障特性。该文试验中发现紧急停运(ESOF)命令发出后, 故障并没有切除(过流仍然存在)。文中没有对旁通对投入的危害进行研究。由于换流变阀侧连接线存在穿墙套管, 阀单地故障还是比较常见的^[2]。

针对逆变侧阀单地故障, ABB 和 Siemens 的处理策略是: ABB 发出 X 闭锁, 延时 70 ms 后投旁通对; Siemens 发出 ESOF 命令, 立即投旁通对。显然, Siemens 投旁通对处理策略会造成阀组流过大电流, 直至逆变侧换流变开关被分断; ABB 延时投旁通对技术可以避免多数情况下的阀组流过大电流。但是, 当跳逆变侧换流变开关命令得不到有效执行时, ABB 和 Siemens 的处理策略均由于投入旁通对, 而造成阀组流过大电流, 并且是长时间的, 直至逆变侧闭锁(闭锁时间一般在 1 s 以上)。可见, 目前国内采用两大流派技术的绝大部分直流工程存在阀组安全隐患。本文的目的就是分析该故障现象, 采取措施消除阀组安全隐患。

逆变侧采用投旁通对策略的主要目的在于: 站间通信异常时, 整流侧直流低电压保护动作, 从而整个极闭锁; 迅速降低直流电压, 避免过电压损坏设

备; 旁通直流侧接地故障电流, 避免故障电流扩大故障范围; 隔离逆变侧直流和交流系统, 避免交流系统及其设备故障范围扩大等。正确投入旁通对很重要^[3-4]。因此, 投旁通对很有必要, 但前提是不能因为投入旁通对造成阀组损坏。

本文首先分析阀单地故障投旁通对后的故障电流流向, 然后对比分析投旁通对和不投旁通对的阀组过流情况, 最后叙述优化的动作处理策略。

1 故障电流分析

对逆变侧阀单地故障(如图 1 所示的 F_1 点故障)而言, 保护动作后投旁通对造成阀组流过巨大电流, 如图 2 所示。

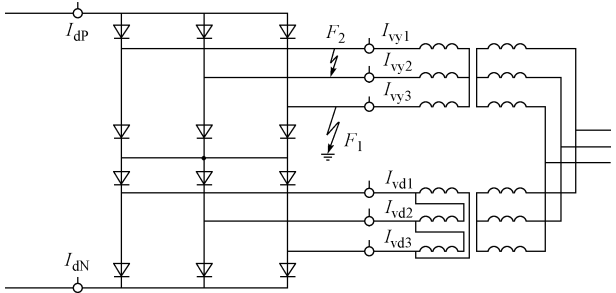


图 1 阀单地故障
Fig. 1 Grounding fault of a connected line (GFCL) between the transformer and the valve

从图 2 中可见, 电流达 5.6 倍额定电流, 持续时间超过 60 ms, 极易损坏阀。过流消失是因为逆变侧换流变开关被分断。这种情况下流过阀组的电流稍小于整流侧阀短路故障后流过阀组的电流(约 7 倍额定电流), 而整流侧阀短路故障后闭锁要求不允许出现第 2 个大电流。

当阀单地故障发生后, 一般阀短路保护动作(采用阀侧交流电流最大值与直流极母线电流和直流中

性线电流的最小值的差流判据);动作后投旁通对有 2 种情况:一种情况是旁通对投到故障相;另一种情况是旁通对投到非故障相。

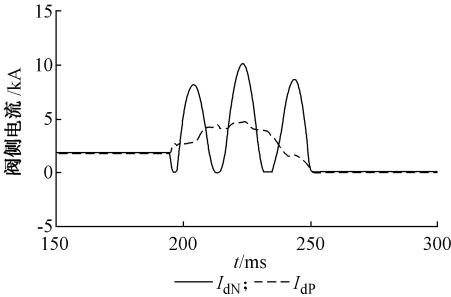


图 2 阀单地故障投旁通对后阀侧电流
Fig. 2 Valve currents after setting by-pass-pair (BPP) under GFCL

首先分析旁通对投到非故障相,如图 3 所示。图中: I_d 为直流旁通电流,一般最大约为 2.6 倍额定电流(数值与直流线路电阻有关); I_a 为换流变压器阀侧两相电压差产生的短路电流,电流通路为换流变压器阀侧某相,流经旁通阀,电流通过中性母线到接地极(如果阀单地故障发生在高压阀组,则先通过另一桥的旁通阀),流入大地,通过接地故障点,流入换流变压器阀侧另一相。可见, I_a 通路主要是接地极引线,通路阻抗(电阻)很小;如果金属回线站内接地方式运行,该通路阻抗(电阻)将更小。

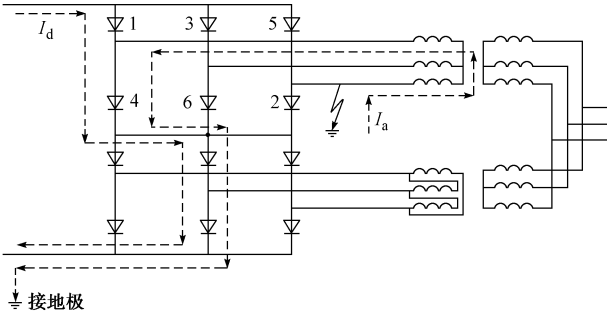


图 3 阀单地故障投旁通对后故障电流流向
Fig. 3 Fault current direction after setting BPP under GFCL

由于 I_a 流经的通路阻抗(电阻)很小,所以一旦换流变阀侧两相存在适宜的电压差时,故障电流会很大。流经旁通阀的电流为 $I_d + I_a$ 。低压阀组发生阀单地故障,仅一个阀组流过大电流;高压阀组发生阀单地故障,则有 3 个阀组流过大电流。对于金属回线站内接地方式运行, I_a 将更大。

其次分析旁通对投到故障相:由于 I_a 没有通路(单点接地), I_a 为 0;此时仅有 I_d ,直接流入接地故障点,流过阀组的电流不是很大。当整流侧闭锁后,该电流迅速下降。

2 投/不投旁通对的对比分析

图 4 是逆变侧阀单地故障(如图 1 的 F_1 点故障),阀短路保护动作后采用立即投旁通对策略后的电压/电流波形图。 I_a (即 I_{vy1}, I_{vy3})是交流信号,与换流变阀侧 1-3 相间电压差(U_{vy13})有关:当 $U_{vy13} > 0$ 时, I_a 方向与 I_d (即 I_{dp})方向相同,从而 $I_{dN} = I_{dp} + I_a$, $I_{dN} > I_{dp}$;当 $U_{vy13} < 0$ 时, I_a 方向与 I_d 方向相反,抵消 I_d ,使得 $I_{dN} < I_{dp}$;由于阀单向导通特性,反向电流 I_a 的最大值不会大于 I_d ,也就是图中 I_{dN} 为 0 的一段,此时,旁通电流直接从接地故障点 F_1 流入大地,不再经过中性线。 U_{dL} 为直流电压,下同。

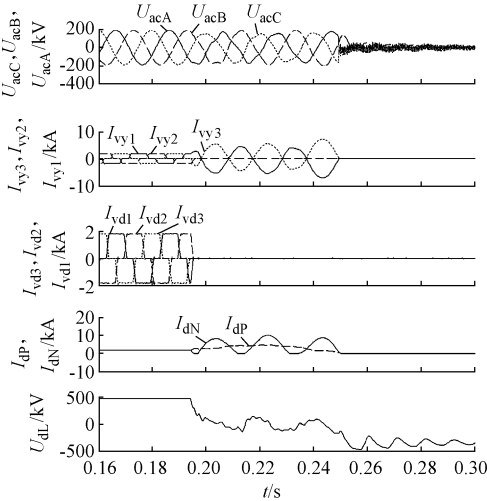


图 4 阀单地故障投旁通对后波形图
Fig. 4 Diagram of voltage and current after setting BPP under GFCL

图 5 是逆变侧阀单地故障(如图 1 的 F_1 点故障),阀短路保护动作后采用不投旁通对策略后的电压/电流波形图。

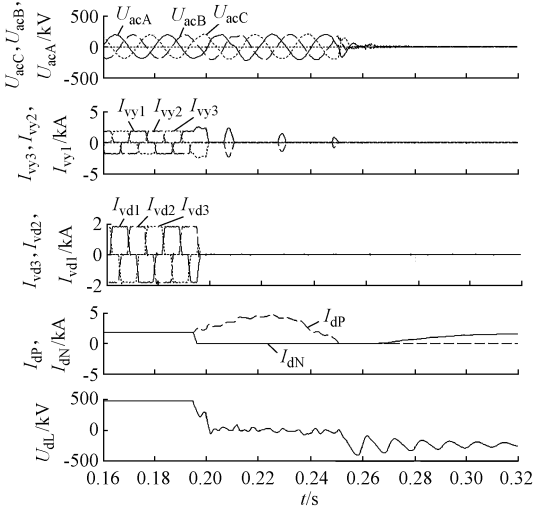


图 5 阀单地故障不投旁通对后波形图
Fig. 5 Diagram of voltage and current after not setting BPP under GFCL

由于不投旁通对,逆变侧阀单地故障后继续正常换相。当5号阀导通后,由于接地故障点 F_1 电位始终被钳位在0,直流电压加在5号阀上,使得5号阀一直导通而无法关断。 I_d 直接通过5号阀流入接地故障点 F_1 。所以,图中电流 I_{vd1} , I_{vd2} , I_{vd3} , I_{dN} 均为0。如果低压阀组发生阀单地故障,则 I_{vy1} , I_{vy2} , I_{vy3} 流过 I_d ,此时 I_{dN} 仍为0。

不投旁通对正常换相时,图3中4号阀由于换相会导通,从而 I_a 通路仍然存在。没有 I_a 的原因是,换相到4号阀导通时,相间电压差 $U_{vy13} < 0$ 。而旁通对投入到4号阀的情况则与此不同,旁通对投入情况下无论相间电压差 U_{vy13} 的极性和数值,图3中4号阀均导通。

对比另一种故障——逆变侧换流变阀侧连接线相间短路故障(如图1的 F_2 点故障),图6中阀侧大电流(I_{vy1}/I_{vy2})并不经过阀组,而是直接通过故障点 F_2 ,从而图6中阀体两端电流 I_{dp} , I_{dN} 相同。图6(a)和(b)分别显示故障后投旁通对、不投旁通对2种情况下的波形图。区别在于不投旁通对时,有正常的换相电流。投旁通对和不投旁通对2种情况下,阀体两端电流 I_{dp} , I_{dN} 差不多。

假设逆变侧换流变阀侧连接线相间短路故障后,同时保护动作后,无法断开换流变网侧开关,换流阀组没有大的电流,不会损坏;但是,换流变阀侧绕组持续通过大的故障短路电流,易造成换流变损坏。

以下分析逆变侧阀单地故障不投入旁通对后,阀体上反向电压情况。阀体上电压(含反向电压)由直流电压和换流变阀侧末屏电压2部分组成。投入旁通对可使直流电压保持在0附近。从图4和图5中可见,两者直流电压 U_{dl} 数值和趋势相差不大,故阀体上反向电压相差不大。当然,图4和图5直流电压相差不大的原因是整流侧收到逆变侧保护动作信号而快速闭锁;如果站间通信异常,则图4和图5的2种情况下直流电压将相差很大。

站间通信异常且不投入旁通对时,阀仍保持正常触发脉冲进行正常换相,阀单地故障下直流电压与无故障时相比,更靠近0;换流变阀侧末屏电压除故障相电压在0附近外,其他相变化也不大。与无故障时相比不同的是换相失败发生频繁^[5-6]。常规换流阀能够经受的换相失败时间约为500 ms;从本文第3部分的优化处理策略中可见,逆变侧提前闭锁将使换流阀实际经受的换相失败时间大大缩短。

另外需要考虑的是,本文判断逆变侧阀单地故障使用的阀短路保护除保护该故障外,还保护其他

类故障。常见阀短路保护的其他类故障采用不投旁通对策略,运用上述的分析判断可见不会带来任何问题。如果存在极端问题,可加入辅助判据区别出极端故障或区别出阀单地故障,从而分别采用投旁通对策略和不投旁通对策略。

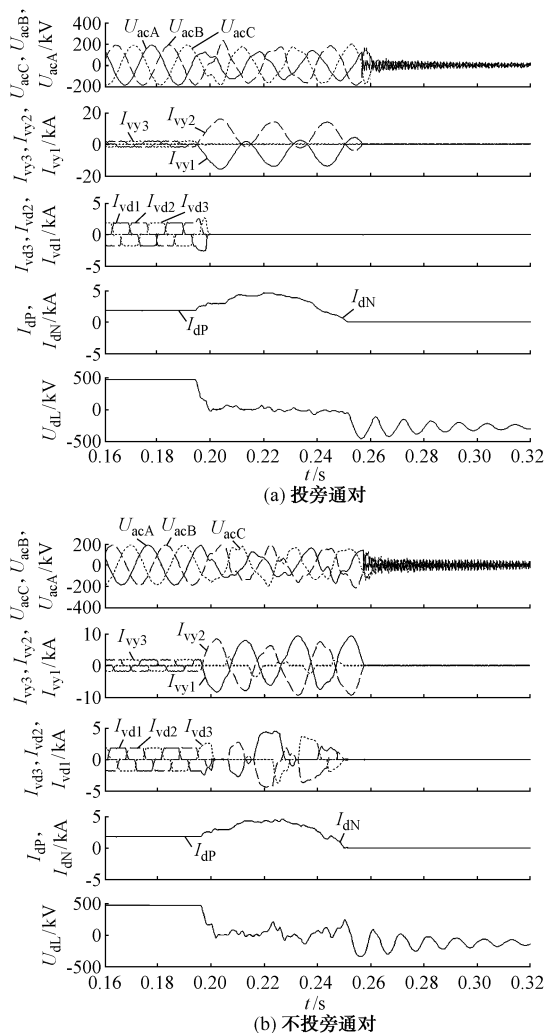


图6 换流变阀侧连接线相间短路故障波形图
Fig. 6 Diagram of voltage and current under a short-circuit fault between two connected lines of the transformer and the valve

3 处理策略优化

由上述分析可见,针对逆变侧阀单地故障,在逆变侧换流变网侧开关分断前,无论如何都不能投入旁通对。固定延时投旁通对的方法,认为延时期间逆变侧换流变网侧开关被可靠分断不可取,具有风险。

逆变侧阀单地故障保护动作后处理策略应该考虑的因素有:首先,需保护逆变侧阀组避免其流过大电流而损坏;其次,站间通信异常时,整流侧能有保

护动作,避免逆变侧有故障而整个极一直无法停运。当然,还有引言中投旁通对主要目的中叙述的因素需要考虑。

本文的优化处理策略为:逆变侧检测到阀短路保护动作后,禁止投旁通对;判断逆变侧换流变网侧开关断开后,撤除禁止投旁通对,并投入旁通对。天生桥至广州高压直流改造工程采用了这种优化处理策略。

该处理策略的优点是:逆变侧换流变网侧开关断开前,由于禁止投旁通对,不会形成阀组大电流;逆变侧换流变网侧开关断开后,由于投旁通对,即使站间通信异常,整流侧直流低电压保护可以动作,从而整个极闭锁。

增加以下优化处理策略,解决逆变侧换流变网侧开关无法断开,同时发生站间通信异常的情况:逆变侧检测到阀短路保护动作后,发出逆变侧换流变网侧开关分断命令,延时 T_0 后判断逆变侧换流变网侧开关仍然处于合位置(可以加入逆变侧换流变网侧电压失去等辅助判据),则提前闭锁逆变侧触发脉冲。

不增加延时 T_0 后提前闭锁的处理,逆变站也会闭锁(时间通常 $1\text{ s} \sim 5\text{ s}$);这期间逆变站一直带故障(阀单地故障)运行。延时 T_0 后的提前闭锁处理,将逆变站一直带故障运行的时间大大缩短。

延时 T_0 时间设置需充分考虑:逆变侧换流变网侧开关可靠分断时间、站间通信所花费时间等。延时 T_0 时间一般在 $70\text{ ms} \sim 150\text{ ms}$ 之间。提前闭锁逆变侧触发脉冲是非常规手段,增加的处理策略中可以加入站间通信异常判据,或整流侧仍然处于解锁状态判据等保证逻辑的可靠性。

图7图示了逆变侧阀单地故障下采用优化处理策略后,各种情况下整个极的闭锁情况。从图可见:站间通信正常时,不管逆变侧换流变网侧开关是否断开,两站均正常闭锁;仅当逆变侧换流变网侧开关无法断开,同时站间通信异常时,逆变侧才会提前闭锁,此时整流侧直流过电压保护动作,正常闭锁。该处理策略保证逆变侧阀单地故障后,任何情况下逆变侧闭锁过程中,阀组没有大电流通过,整个极能完成快速闭锁(快速性与延时 T_0 时间值有关)。唯一不足的是,当逆变侧换流变网侧开关无法断开,同时站间通信异常时,整流侧需要直流过电压保护动作闭锁。由于不能采用投旁通对策略,故站间通信异常时整流侧不能依靠直流低电压保护动作;逆变侧闭锁后,相当于整流侧开路运行,故此时整流侧直流过电压保护会动作,从而闭锁整个极。

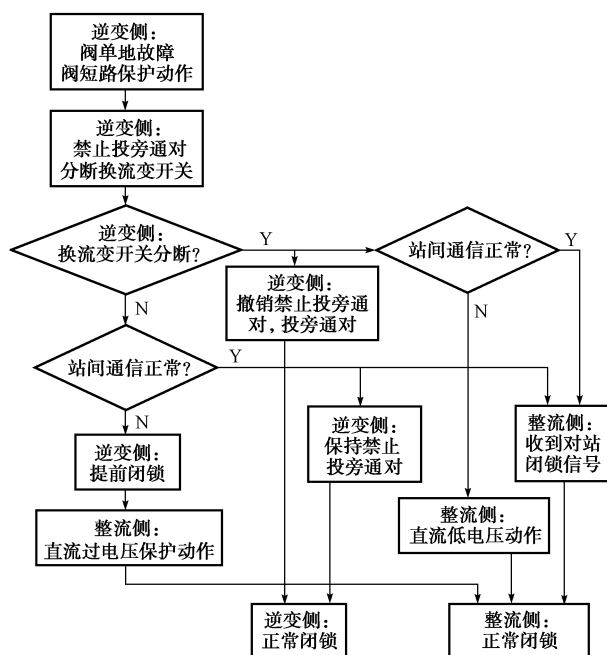


图7 阀单地故障后闭锁流程图

Fig. 7 Block flow chart under GFCL

4 结语

针对逆变侧阀单地故障,目前主流闭锁技术无法避免逆变侧换流变网侧开关无法断开时,阀组流经巨大电流而极可能造成损坏的情况。本文分析了逆变侧阀单地故障投旁通对后故障电流的流向,对比了投旁通对与不投旁通对的阀组电流大小;提出了优化的动作处理策略,保证任何情况下闭锁过程中,逆变侧阀单地故障后阀组不流经大电流,仅通过旁通对投入后的旁通电流。

参考文献

- [1] 罗海云,余江,欧开健. 换流变压器阀侧接地故障特性分析. 中国电力, 2009, 42(6): 84-87.
LUO Haiyun, YU Jiang, OU Kaijian. Grounding fault analysis at converter transformer valve side. Electric Power, 2009, 42(6): 84-87.
- [2] 吕鹏飞,卢宇,王德林,等. 灵宝背靠背直流换流站 220 kV 换流变压器故障保护动作分析. 电力系统自动化, 2008, 32(12): 100-103.
LÜ Pengfei, LU Yu, WANG Delin, et al. Protection action analysis of Lingbao HVDC system 220 kV converter transformer earthed fault. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(12): 100-103.
- [3] 杨万开,曾南超,王明新,等. 三峡至广东直流输电工程系统调试关键技术. 中国电力, 2008, 41(1): 40-43.
YANG Wankai, ZENG Nanchao, WANG Mingxin, et al. The key technologies of HVDC project system commissioning test for Three Gorges hydropower plant to Guangdong. Electric Power, 2008, 41(1): 40-43.
- [4] 朱艺颖,王明新,印永华. 三广直流输电系统调试中阀避雷器爆

炸事故分析. 电力系统自动化, 2005, 29(11): 74-76.

ZHU Yiyi, WANG Mingxin, YIN Yonghua. Analysis on the accident of valve arrestor explosion during the commissioning test for Three Gorges to Guangdong HVDC transmission project. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(11): 74-76.

- [5] 任震, 陈永进, 梁振升, 等. 高压直流输电系统换相失败的概率分析. 电力系统自动化, 2004, 28(24): 19-22.

REN Zhen, CHEN Yongjin, LIANG Zhensheng, et al. Probabilistic analysis of commutation failures in HVDC transmission systems. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(24): 19-22.

- [6] 林凌雪, 张尧, 钟庆, 等. 基于小波能量统计法的 HVDC 换相失

败故障诊断. 电力系统自动化, 2007, 31(23): 61-64.

LIN Lingxue, ZHANG Yao, ZHONG Qing, et al. Fault diagnosis of commutation failures in the HVDC system based on a method of wavelet energy statistics. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(23): 61-64.

王俊生(1966—), 男, 通信作者, 博士, 研究员级高级工程师, IEEE 高级会员, 主要研究方向: 高压直流输电系统保护研究和开发. E-mail: wangjunsheng@sgepri.sgcc.com.cn

朱 斌(1967—), 男, 硕士, 高级工程师, 主要研究方向: 电力系统自动化输配电技术。

Analysis of Fault Clearing Actions Under Single Phase to Ground Fault of Lines Connecting Transformer and Inverter Valve

WANG Junsheng¹, ZHU Bin²

(1. State Grid Electric Power Research Institute, Nanjing 210003, China;

2. Jurong Electric Power Supply Company, Jurong 212400, China)

Abstract: During the grounding fault of the line connecting the transformer and the inverter valve, a huge fault current will flow through valve group after setting by-pass-pair (BPP) within the fault clearing actions. The current value and direction of valve group are analyzed for this fault case. Over-current of valve group with setting BPP and without setting BPP are compared. This paper proposes an optimal fault clearing action for this grounding fault. This optimal fault clearing action can be used to avoid the huge over-current passing through the valve group during fault clearing process. It also helps to avoid valve group damage in the fault clearing process.

Key words: high voltage direct current (HVDC); fault clearing actions; BPP; single phase to ground fault