

DOI:10.12158/j.2096-3203.2023.02.027

# 直流线路永久性接地故障环流抑制优化方案

谷相宏<sup>1</sup>, 何茂慧<sup>1</sup>, 孔祥平<sup>2</sup>, 李然<sup>1</sup>, 金铭<sup>1</sup>, 游帅<sup>1</sup>(1. 国网江苏省电力有限公司超高压分公司, 江苏 南京 211102;  
2. 国网江苏省电力有限公司电力科学研究院, 江苏 南京 211103)

**摘要:**针对双极双十二脉动特高压直流线路永久性接地故障异常环流无法有效隔离问题,提出了故障异常环流抑制优化方案。首先分析直流线路永久性接地故障异常环流值的影响因素;其次结合国内直流线路故障清除现有策略,分析有通信工况下线路接地故障重启高端阀组异常环流、有通信工况及无通信工况下线路接地故障重启不成功闭锁异常环流的形成原因;然后据此提出基于极隔离以及移相90°再闭锁策略优化的直流线路永久性接地故障环流抑制方案;最后通过实时仿真系统(real time digital system, RTDS)建立仿真模型验证改进方案的有效性。结果表明,文中所提出的方案可有效解决不同工况下直流线路永久性接地故障异常环流问题。

**关键词:**特高压直流;异常环流;线路接地故障;环流抑制;通信状况;极隔离;移相90°

中图分类号:TM721

文献标志码:A

文章编号:2096-3203(2023)02-0232-09

## 0 引言

特高压直流输电系统输送功率大、电压等级高、经济效益好,对于区域电网互联以及能源优化配置具有重大意义,在我国得到了广泛应用<sup>[1-6]</sup>。特高压直流输电系统具有多种运行方式,其中双极大地回线是最为常见的运行方式。但当一极直流线路发生永久性接地故障时,故障接地点与直流输电系统接地极引线之间可能形成异常环流,该环流将对故障极检修构成较大隐患,对直流系统稳定运行造成一定影响<sup>[7-8]</sup>。

为了抑制直流系统不同接地点形成的异常环流,现有研究结合不同运行工况,分析异常环流形成原因,并从主回路设计、控保策略优化等角度提供了一系列对策及建议<sup>[9-11]</sup>。文献[9]提出在极中性母线安装中性母线开关(neutral bus switch, NBS),从而防止单极闭锁后运行极电流进入闭锁极,从一次回路优化角度给出了异常环流清除方案。文献[10]梳理金属旁通环流形成种类,提出当直流线路发生永久性接地故障后,逆变侧应采取不投入旁通对、不合上旁通开关措施来避免环流。文献[11]指出单极大地回线运行方式下,控制逻辑合上旁通开关(bypass switch, BPS)是导致环流形成的重要原因,并提出配置针对分流现象的直流保护。但文献[10-11]提出的优化策略在实际应用中较少,

原因如下:(1) 逆变侧通过不投入旁通开关来抑制环流,若控制策略配合不当,可能造成逆变侧换流阀无法正常关断;(2) 针对分流现象配置的直流保护依靠站间通信实现,在站间通信异常时无法起到抑制环流的效果。

2021年2月,某特高压直流发生的一起直流线路永久性接地故障中,由于直流保护极隔离策略使用不当,极1故障接地点与直流接地极引线持续形成环流,最终通过双极闭锁再解锁非故障极的方式恢复直流功率输送。据统计,2010年—2019年,国网公司在运特高压直流输电工程中直流线路发生永久性接地故障次数约占线路故障总次数的36.5%。直流线路永久性接地故障发生概率较高,若不采用有效隔离措施,故障接地点与直流系统接地极引线间的异常环流将持续存在,严重威胁直流系统的可靠运行。

直流线路故障环流隔离的特殊性在于,直流线路主保护行波保护一般配置在整流侧,逆变侧主要依靠电压突变量保护。但逆变侧电压突变量保护受过渡电阻、线路参数、运行方式等因素影响,若故障点靠近整流侧出口,逆变侧突变量保护可能拒动。由于线路故障接地点位于整流侧线路出线外侧,此时仅靠整流侧单端隔离无法隔离环流<sup>[12]</sup>。因而,直流线路永久性接地故障环流清除需要整流、逆变侧协调配合,站间通信等因素一定程度上增加了线路故障形成异常环流的可能性。

直流线路故障受清除策略、站间通信、保护配置等因素影响,形成异常环流的可能性较高。而现有研究缺乏对不同工况下线路永久性接地故障环

收稿日期:2022-09-23;修回日期:2022-12-07

基金项目:国家电网有限公司科技项目“基于自主可控芯片的特高压直流输电控制保护关键技术研究及设备研制”(5100-202155031A-0-0-00)

流清除的系统性梳理,部分工况下因控保清除策略使用不当仍会形成异常环流,不利于故障检修。

鉴于此,文中以国内在运的特高压直流输电工程为背景,首先梳理异常环流工况类型,并对异常环流值进行定量分析;其次综合国内不同技术路线线路环流清除策略中存在的问题,分析不同工况下异常环流形成原因;然后在此基础上提出基于极隔离及移相 $90^\circ$ 再闭锁策略优化的直流线路永久性接地故障环流抑制优化方案;最后通过实时仿真系统(real time digital system, RTDS)建立仿真模型验证改进策略的可行性。

## 1 直流线路永久性接地故障环流工况介绍

### 1.1 线路永久性接地故障异常环流方式

特高压直流输电系统常以双极大地回线方式运行,整流、逆变侧均接地,通过接地极引线提供电流通路。若此时极1直流线路发生永久性接地故障,为了给阀组提供反向电流通路、快速降低回路电阻、释放线路能量,故障发生后阀组可能进入旁通方式运行,即投入旁通对、合上BPS。如图1所示,此时不同接地点通过直流线路、阀组旁通支路可能形成2种异常环流:(1)故障接地点与逆变侧接地极引线、运行极、整流侧旁通支路、直流线路形成异常环流;(2)整流侧接地极引线与故障接地点、直流线路、逆变侧旁通支路、运行极形成异常环流。

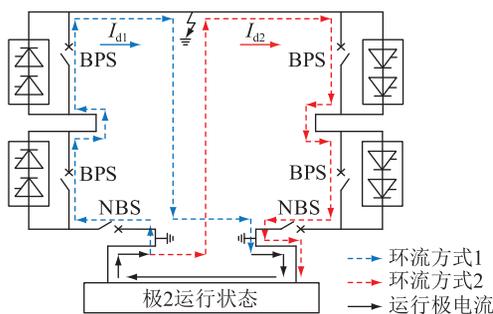


图1 直流线路永久性接地故障环流工况

Fig.1 DC line circulating current working condition of permanent grounding fault

针对环流方式1,其形成的必要条件是直流线路永久性接地故障后整流侧进入旁通方式,但在实际工程运行中,若直流线路重启不成功,整流侧进入旁通方式的工况较少,所以通过方式1形成环流的可能性较小。针对环流方式2,其形成环流的必要条件是直流线路故障后,逆变侧进入旁通方式运行。目前国内直流工程中,为了给直流线路提供钳制电位,故障后逆变侧进入旁通运行的做法大量存在,所以通过方式2形成环流的可能性较大。

### 1.2 异常环流大小影响因素分析

双十二脉动特高压直流输电系统正常运行时,整流侧直流电压 $U_{dR}$ 与直流电流 $I_d$ 关系<sup>[13]</sup>为:

$$U_{dR} = 2 \left( U_{dior} \cos \alpha - \frac{3}{\pi} X_{r1} I_d \right) \quad (1)$$

式中: $U_{dior}$ 为整流器阀侧空载电压; $\alpha$ 为整流站触发角; $X_{r1}$ 为整流侧每相换相电抗。

逆变侧直流电压 $U_{di}$ 与 $I_d$ 关系为:

$$U_{di} = 2 \left( U_{diol} \cos \gamma - \frac{3}{\pi} X_{r2} I_d \right) \quad (2)$$

式中: $U_{diol}$ 为逆变器阀侧空载电压; $\gamma$ 为逆变侧关断角; $X_{r2}$ 为逆变侧每相换相电抗。

联立式(1)和式(2),可解得 $I_d$ 为:

$$I_d = \frac{U_{dR} - U_{di}}{R_L} \quad (3)$$

式中: $R_L$ 为直流线路电阻。

直流线路永久性接地故障接地电阻为 $R_g$ ,若故障后逆变侧不旁通,则通过环流方式1形成的分流 $I_{d1}$ 为:

$$I_{d1} = I_d \frac{R_G}{R_g + R_{L1} + R_G} \quad (4)$$

式中: $R_{L1}$ 为故障接地点至整流侧直流线路电阻; $R_G$ 为接地极引线电阻。

若故障后整流侧不旁通,环流方式2异常分流 $I_{d2}$ 为:

$$I_{d2} = I_d \frac{R_G}{R_g + R_{L2} + R_G} \quad (5)$$

式中: $R_{L2}$ 为故障接地点至逆变侧直流线路电阻。

结合式(4)和式(5),环流方式1、环流方式2形成的异常环流与 $I_d$ 、 $R_G$ 、 $R_g$ 、 $R_{L1}$ 、 $R_{L2}$ 相关。当接地故障分别发生在整流、逆变侧出口处,即 $R_{L1}$ ( $R_{L2}$ )=0,则异常分流 $I_{d1}$ ( $I_{d2}$ )取得最大值;若 $R_g \ll R_G$ ,则异常分流 $I_{d1}$ ( $I_{d2}$ ) $\approx I_d$ 。

## 2 现有清除策略下不同接地点异常环流形成原因分析

直流线路接地故障发生后,根据控制保护不同动作行为,可以将直流线路永久性接地故障异常环流工况分为以下3种:(1)有通信工况下直流线路故障重启高端阀组;(2)有通信工况下直流线路故障重启不成功直接闭锁;(3)无通信工况下直流线路故障重启不成功直接闭锁。

### 2.1 有通信工况下线路接地故障重启高端阀组异常环流

有通信工况下,若故障前直流系统为双极四阀

组运行,直流线路故障重启不成功后会尝试重启高端阀组。图2为有通信工况下直流线路接地故障重启高端阀组控制时序,其动作行为主要特点有:线路永久性接地故障重启高端阀组后,由于直流电压、直流电流无法正常建立,所以线路主保护(如行波保护、电压突变量保护)无法正常动作。直流线路后备保护(直流线路低电压保护)受限于保护投入延时,故障初期也不会动作,最终通过整流侧直流低电压保护或直流低电压监视功能发出闭锁高端阀组指令,逆变侧配合完成闭锁本站高端阀组<sup>[14]</sup>。

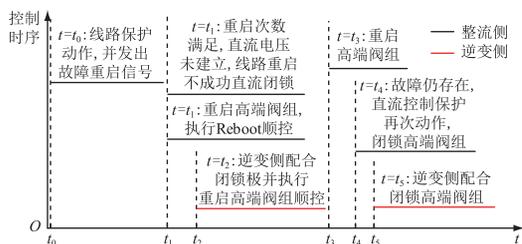


图2 重启高端阀组控制时序

Fig.2 Control sequence of rebooting the high end group

此种工况下,产生异常环流的原因主要有以下2种:(1)若整流侧控制系统低电压监视功能闭锁极,由于低电压监视不执行极隔离,逆变侧故障后进入旁通方式运行,会通过环流方式2形成异常分流;(2)若整流侧低电压保护闭锁极,部分工程中低电压保护动作后,整流、逆变侧均进入旁通方式运行,双端均不执行极隔离,会通过环流方式1、2以及故障极两侧旁通支路形成异常分流。

2.2 有通信工况下线路接地故障重启不成功闭锁异常环流

线路故障后重启高端阀组须满足一系列条件,当故障前不为双极四阀组运行或非双极功率模式运行时,直流系统重启不成功将直接闭锁。图3为有通信线路接地故障发生后控制保护系统响应策略,与2.1节所述策略主要不同点在于,有通信线路故障直接闭锁不再执行重启高端阀组顺控过程,因而最终的极闭锁不是由低电压监视闭锁或低电压保护动作完成,而是由控制系统中直流线路重启不成功闭锁极完成。

此种工况下,综合国内现有不同技术路线,整流侧均不进入旁通方式运行,但逆变侧清除策略有所差异,主要区别在于以下2点:(1)是否执行移相90°再闭锁方式;(2)闭锁后是否进入旁通方式。结合现有策略,逆变侧故障后清除方式有2种:(1)逆变侧故障后进入旁通方式,执行极隔离;(2)逆变侧故障后不进入旁通方式,不执行极隔离。但无论故

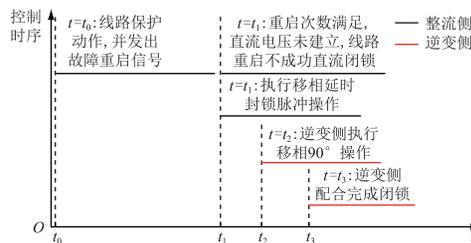


图3 有通信重启不成功闭锁控制时序

Fig.3 Control sequence of restarting unsuccessfully blocking directly with communication

障后是否进入旁通方式,闭锁前均执行移相90°操作。

逆变侧采用方式1进行故障隔离时,即使本侧线路突变量保护未动作,整流侧线路保护动作后也须将极隔离信号通过快速站间通信送至逆变侧,实现双端隔离。因而,通过环流方式2形成的异常分流将随着逆变侧NBS拉开而消除。

而逆变侧采用方式2进行故障隔离时,由于逆变侧故障清除时采用移相90°再闭锁策略,不同接地点间产生的异常环流造成换流阀无法正常关断,该环流产生原因如下。

假设极2直流线路发生永久性接地故障,整流侧极2重启不成功直接闭锁,逆变侧运行极与故障极阀组均未闭锁,其异常运行工况如图4所示。图4中, $R_{L1}$ 为极1直流线路电阻; $R_{L2}$ 为逆变侧至直流线路接地点电阻<sup>[15]</sup>。

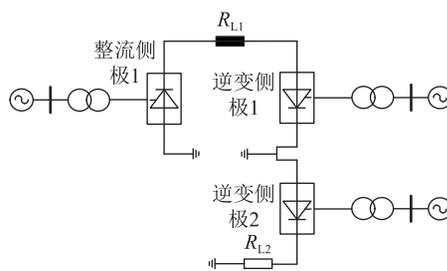


图4 异常工况系统

Fig.4 Abnormal working condition system

根据文献[16-17],整流侧移相重启闭锁后,直流电流过零,此时可忽略电感的影响,逆变侧可等效为如图5所示的阻容模型。图中C为直流线路集中参数模型的对地等值电容; $R$ 为系统等值电阻; $V1-V6$ 为阀1—阀6; $e_u、e_v、e_w$ 为交流三相电动势; $I_{d2}$ 为回路电流; $U_0$ 为接地点电压; $U_1$ 为逆变侧出线电压; $U_2$ 为逆变侧中性线电压。

此种工况下,整流侧重启不成功执行闭锁,经强制移相后本侧换流阀关断,直流电流过零。而逆变侧执行移相90°再闭锁策略,此时逆变侧换流阀未关断。逆变侧执行移相至90°过程中,受线路

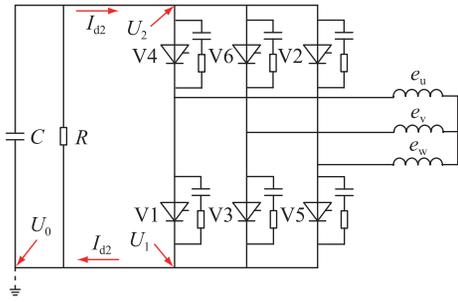


图5 阻容等效模型

Fig.5 Resistance and capacitance equivalent model

分布电容对回路电阻放电的影响,双十二脉动逆变器两端电压<sup>[18-19]</sup>  $U_{d12}$ 为:

$$U_{d12} = 2 \times \frac{3}{2\pi} \times \int_0^{\frac{2\pi}{3}} \sqrt{\frac{2}{3}} U \sin\left(\alpha + \frac{\pi}{6}\right) e^{-\frac{\omega t}{\omega RC}} d(\omega t) = \frac{2\sqrt{6}U}{\pi} \omega RC \cos\left(\alpha - \frac{\pi}{3}\right) \left(1 - e^{-\frac{2\pi}{3\omega RC}}\right) \quad (6)$$

式中: $U$ 为线电压有效值; $\omega$ 为角速度。

假设线路永久性接地故障分别发生在整流侧线路出口  $k1$ 、线路中点  $k2$ 、逆变侧线路出口  $k3$ 。由于换流阀电流仅能单向导通,所以若逆变侧换流器与故障点之间建立环流,对于故障点  $k1$ 、 $k2$  来说,须端电压值  $U_1 > U_0$ 。 $U_0$ 一般为0,所以端电压  $U_1$ 必须大于0,直流电流才可能重新建立。当  $150^\circ < \alpha < 160^\circ$ ,  $k1$ 、 $k2$  点电压值  $U_1$ 理论值小于0;当  $90^\circ < \alpha < 150^\circ$ ,  $k1$ 、 $k2$  点电压值  $U_1$ 理论值大于0。随着触发角逐渐减小,线路对地电容  $C$  经等值电阻  $R$  放电,端电压  $U_1$ 逐渐增大,回路压降产生,直流电流再次建立。而对于故障点  $k3$ ,端电压  $U_1$ 为0,但端电压  $U_{d12}$ 随着触发角的减小逐渐增大,  $U_2$ 绝对值增大,逐步建立起直流电流<sup>[20]</sup>。

### 2.3 无通信工况下线路接地故障重启不成功闭锁异常环流

无通信工况下,直流线路永久性故障重启不成功闭锁时序如图6所示。其与有通信线路接地故障重启不成功闭锁相比,主要存在以下不同:(1)由于站间通信丢失,逆变侧接收不到整流侧发出的直流线路重启不成功闭锁直流命令,依靠本侧低电压监视功能完成闭锁;(2)由于逆变侧低电压监视功能判断延时较长(一般为6s),所以逆变侧闭锁时刻  $t_2$ 相较于有通信工况将滞后。

无通信下直流线路永久性接地故障,整流侧行波保护(电压突变量保护)仍可正常动作,但逆变侧突变量保护受故障点影响,动作灵敏性不同<sup>[21]</sup>。若故障点靠近整流侧出口,逆变侧突变量保护可能不会动作,此时逆变侧主要依靠控制系统低电压监视

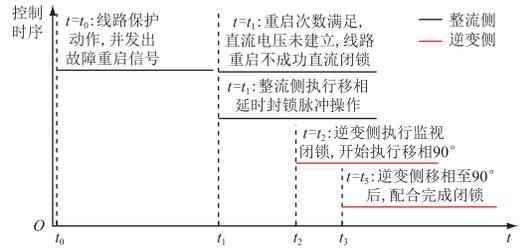


图6 无通信闭锁控制时序

Fig.6 Control sequence of blocking without communication

闭锁故障极。但逆变侧低电压监视闭锁不会执行极隔离,故障后进入旁通运行通过环流方式2形成分流。

## 3 改进型直流线路永久性接地故障环流清除策略

综上所述,现有控制策略下,直流线路永久性接地故障不同接地点异常环流工况主要有:(1)有通信直流线路接地故障重启高端阀组后通过环流方式1、2形成分流;(2)有通信直流线路接地故障重启不成功直接闭锁后逆变侧不进入旁通模式通过换流阀、不同接地点形成环流;(3)无通信直流线路接地故障通过环流方式2形成分流。据此提出相应改进措施。

### 3.1 极隔离策略优化

极隔离策略主要是通过拉开中性母线开关 NBS 以及极母线隔离开关,实现故障侧与直流线路、运行极之间的隔离及永久性接地故障环流的清除。现有极隔离策略设计主要围绕以下原则:(1)反映接地故障的保护动作后本侧执行极隔离;(2)交直流碰线保护动作后本侧执行极隔离;(3)直流线路重启动不成功执行极隔离。结合不同技术路线以及线路接地故障环流隔离存在的问题,极隔离策略在配置上主要有以下不足:(1)反映直流线路低电压的控制系统监视功能一般不执行极隔离;(2)除直流线路故障外,极隔离一般仅在故障侧实施<sup>[22-23]</sup>。

有通信线路接地故障重启高端阀组、无通信线路接地故障闭锁所导致的异常环流,根本原因是极隔离策略配置不当,反映线路永久性接地故障的后备保护以及控制系统监视功能整流侧未执行极隔离,逆变侧同样也未执行极隔离。具体来说,对于有通信线路接地故障重启高端阀组工况,为了避免环流方式1、2形成的异常分流,整流侧低电压监视闭锁或低电压保护动作后,本侧执行极隔离,同时须将极隔离信号通过站间通信传至逆变侧,实现双

端隔离。对于无通信线路接地故障异常环流工况,为了避免环流方式 2 形成的异常分流,逆变侧低电压监视闭锁后,本侧应执行极隔离。

### 3.2 移相 90°再闭锁策略

直流线路接地故障中,逆变侧执行移相 90°再闭锁策略可释放直流线路能量,快速降低线路电压,避免投入旁通对、合上旁通开关引起的直流过冲。若故障后进入旁通方式,换流阀上的电流转移到旁通支路上,为换流阀可靠关断制造电流过零点。若逆变侧故障后不进入旁通方式运行,应采用不移相 90°直接闭锁的策略。一方面,移相 90°再闭锁的优点在于通过快速降低直流电压,减小投入旁通对引起的直流过冲,若故障后不进入旁通运行,移相 90°的优点无法显现;另一方面,逆变侧采用移相 90°再闭锁策略后,随着触发角减小,线路对地电容放电,不同接地点之间的闭合回路产生压降,直流电流再次建立。由于故障后旁通开关未合上,产生的异常环流持续流经换流阀,造成换流阀无法正常关断。

### 3.3 直流线路永久性接地故障环流抑制方案

针对直流线路永久性接地故障环流工况,给出直流线路永久性接地故障环流抑制优化方案,如图 7 所示。

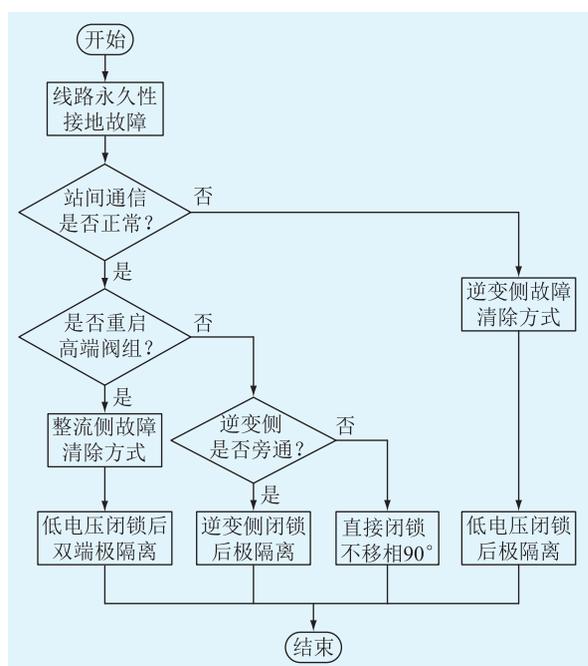


图 7 直流线路永久性故障环流抑制优化方案

Fig.7 Circulating current suppression and optimized scheme for DC line permanent fault

由图 7 可知方案的具体步骤:(1) 首先判断站间通信是否正常,若站间通信不正常,逆变侧低电压监视闭锁后本侧执行极隔离;(2) 若站间通信正

常,判断是否满足重启高端阀组条件。若高端阀组重启完成,整流侧直流低电压监视或低电压保护动作,此时应执行双端隔离;(3) 若有通信条件下,直流线路故障重启后直接闭锁,应判断逆变侧故障后是否进入旁通,若进入旁通,逆变侧旁通前可执行移相 90°操作,旁通后应执行极隔离;若不进入旁通,逆变侧应直接闭锁,不应执行移相 90°操作。

## 4 仿真验证

文中采用±800 kV 特高压直流输电系统 RTDS 模型验证所提策略的正确性,直流控制保护仿真系统与现场一致。

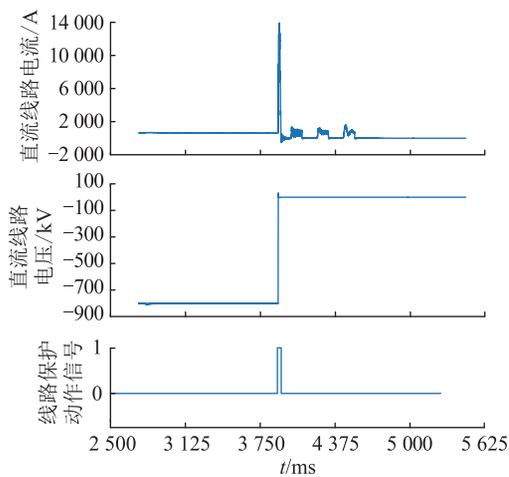
### 4.1 有通信工况线路接地故障重启高端阀组清除优化方案验证

图 8 为采用改进前策略极 2 直流线路永久性接地故障波形(双极功率 1 000 MW,故障点设置在整流侧线路出口)。故障发生后约 4 ms 行波保护动作,保护系统发出线路故障重启信号,控制系统执行 2 次原压重启、1 次降压重启后,闭锁极 2 双阀组,并发出重启高端阀组指令。经过约 128 s 后,极 2 高端阀组重启成功。由于线路接地故障仍存在,直流电压无法正常建立,此时线路主保护行波保护和突变量保护均未动作。极 2 高端阀组解锁后约 2.9 s,整流侧控制系统发出直流低电压监视闭锁指令,极 2 高端阀组闭锁。整流侧高端阀组未合上旁通开关,逆变侧高端阀组合上旁通开关,逆变侧极 2 通过环流方式 2 产生约 294.8 A 的分流,约为正常运行极电流的 1/5。由于整流侧控制监视闭锁未发出极隔离命令,该环流持续存在。

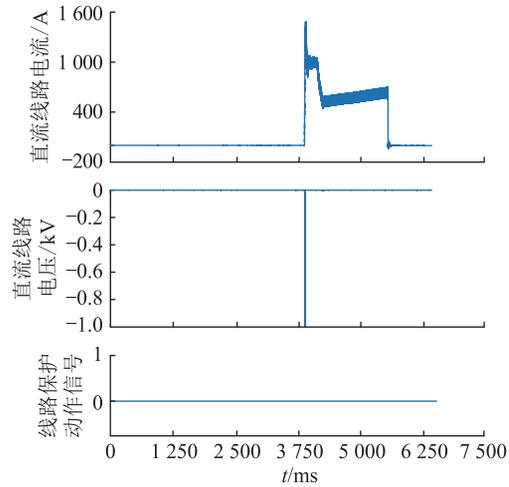
采用改进策略后波形如图 9 所示(双极功率 1 000 MW,故障点设置在整流侧线路出口)。改进后的整流侧直流低电压监视闭锁发出两侧极隔离信号,逆变侧判断直流线路出口电流  $I_{DL}$  是否大于 0.02 p.u.,持续 8 s 后,拉开故障极 NBS 开关,异常环流消除。

### 4.2 有通信工况线路接地故障重启不成功闭锁清除优化方案验证

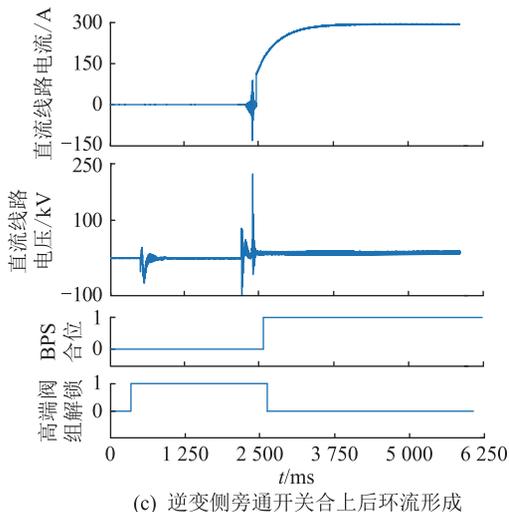
图 10 为采用改进前策略极 2 直流线路永久性接地故障波形闭锁波形(双极功率 1 000 MW,故障点设置在整流侧线路出口  $k_1$ 、线路中点  $k_2$ 、逆变侧线路出口  $k_3$ )。逆变侧采用移相 90°再闭锁方式,故障后逆变侧双阀组不进入旁通方式运行。由图 10 可以看出,逆变侧在移相 90°过程中,对于  $k_1$ 、 $k_2$  点,逆变侧出口直流线路电压在逐渐增加。当逆变侧触发角为 90°时, $k_1$ 、 $k_2$  点发生直流线路永久性接地



(a) 有通信直流线路永久性接地故障保护动作



(b) 重启高端阀组后控制保护动作

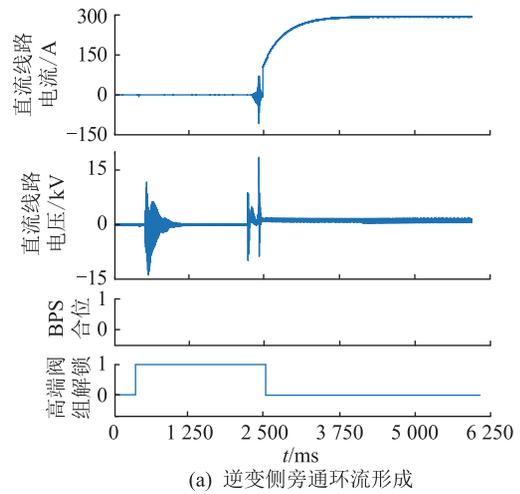


(c) 逆变侧旁通开关合上后环流形成

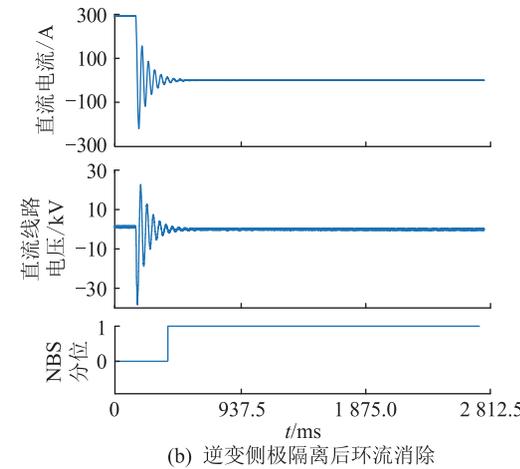
图 8 改进前重启高端阀组波形

Fig.8 Waveforms of rebooting the high-end group before improvement

故障后,逆变侧线路出口电压分别为 14.87 kV 和 11.60 kV。而  $k3$  点发生永久性接地故障时,由于线路出口存在钳制电位,其中性线电压发生改变,当移相至  $90^\circ$  后,中性线电压为  $-1.53$  kV。由于回路压降产生,逆变侧换流阀尚未关断,直流线路接地点、



(a) 逆变侧旁通环流形成



(b) 逆变侧极隔离后环流消除

图 9 改进后重启高端阀组波形

Fig.9 Waveforms of rebooting the high-end group after improvement

换流阀、逆变侧接地极引线建立起环流。因为回路电阻的不同,不同故障点环流大小有所差异,当故障点位于逆变侧直流线路出口时,由于回路电阻最小,产生异常环流最大,达到约 2 044 A。无论故障点位于  $k1$ 、 $k2$ 、 $k3$ ,其异常环流大小均超过换流阀最小关断电流。若移相  $90^\circ$  命令不复归,该环流将持续存在。

采用改进策略后波形如图 11 所示(双极功率 1 000 MW,故障点设置在整流侧线路出口  $k1$ 、线路中点  $k2$ 、逆变侧线路出口  $k3$ )。由图 11 可以看出,逆变侧故障后不移相  $90^\circ$  直接闭锁后,逆变侧触发角始终大于  $150^\circ$  且未进入旁通运行,所以直流电流未再次建立。此时逆变侧控制角完全受控制器影响,保持在  $150^\circ$  左右,结合式(6),此时逆变侧出口电压  $U_{d12}$  较小,所以换流阀延时闭锁后直流电压未有明显波动。

### 4.3 无通信工况线路接地故障重启不成功闭锁清除优化方案验证

图 12 为采用改进前策略极 2 直流线路永久性

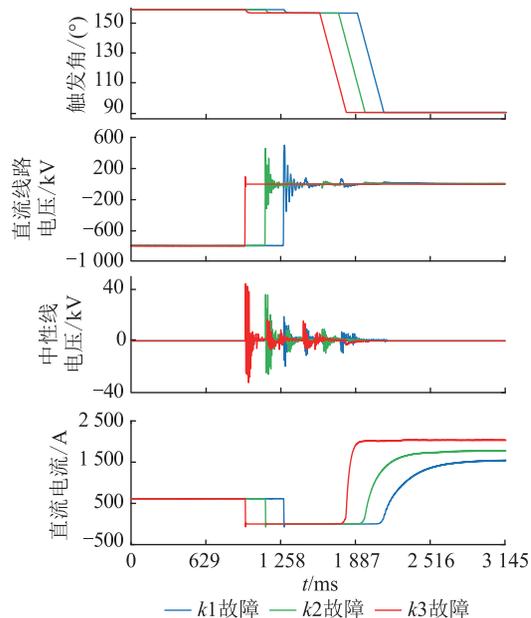


图 10 改进前有通信重启不成功闭锁波形

Fig.10 Waveforms of restarting unsuccessfully then blocking with communication before improvement

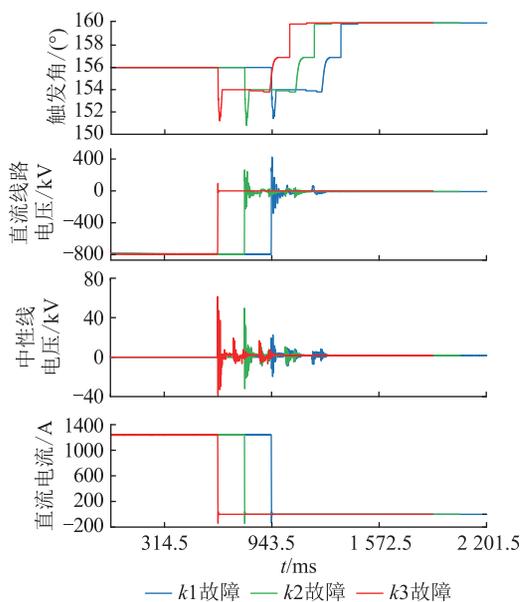
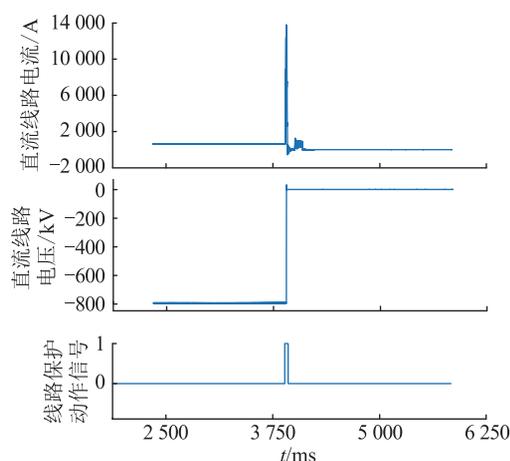


图 11 改进后有通信重启不成功闭锁波形

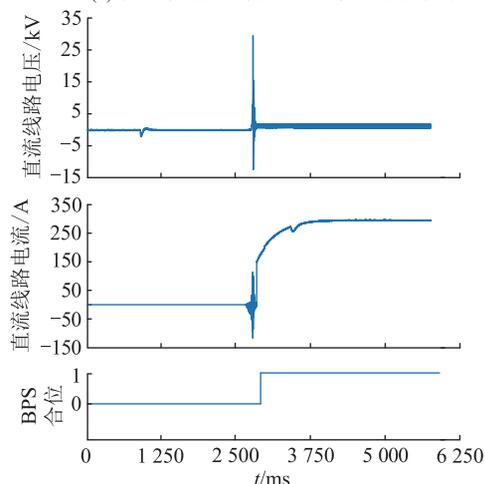
Fig.11 Waveforms of restarting unsuccessfully then blocking with communication after improvement

接地故障波形重启不成功直接闭锁波形(无通信, 双极功率 1 000 MW,故障点设置在整流侧线路出口 k1)。故障后整流侧行波保护正常动作,约 6 s 后逆变侧直流低电压监视闭锁动作,逆变侧进入旁通方式运行,通过环流方式 2 对故障极形成异常分流。由于逆变侧低电压监视闭锁同样不执行极隔离,环流持续存在。

改进后策略波形如图 13 所示(无通信,双极功率 1 000 MW,故障点设置在整流侧线路出口 k1)。



(a) 无通信直流线路永久性接地保护动作



(b) 无通信直流线路故障直接闭锁后环流形成

图 12 改进前无通信重启不成功闭锁波形

Fig.12 Waveforms of restarting unsuccessfully then blocking without communication before improvement

由图 13 可看出,由于逆变侧低电压监视闭锁新增加了极隔离功能,直流低电压监视闭锁后约 8 s,故障极分开 NBS,异常环流消除。

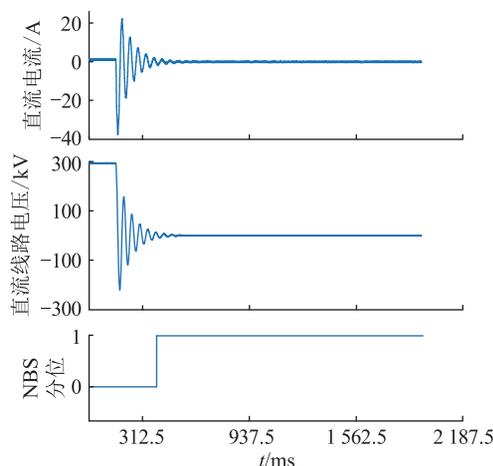


图 13 改进后无通信重启不成功闭锁波形

Fig.13 Waveforms of restarting unsuccessfully then blocking without communication after improvement

## 5 结论

特高压永久性直流线路故障清除策略复杂,不同技术路线动作行为多样。文中深入分析不同条件下的直流线路永久性接地故障环流工况,根据现有策略存在问题提出一系列改进建议,提出直流线路永久性接地故障环流抑制方案,运用 RTDS 模型证明策略有效性,并形成结论如下:

(1) 极隔离是避免直流系统不同接地点异常环流最为有效的措施,反映接地故障的直流保护本端应执行极隔离,反映接地故障的整流侧低电压监视功能两端均应执行极隔离,逆变侧低电压监视功能本侧应执行极隔离。

(2) 直流线路接地故障后换流阀进入旁通支路运行是形成异常环流的条件之一,应合理运用旁通策略,必要时避免旁通运行,作为环流抑制的辅助措施。

(3) 永久性接地故障中,应考虑线路分布电容对回路充电的影响,应合理运用移相  $90^\circ$  再闭锁策略,防止形成异常环流,造成换流阀无法正常关断。

### 参考文献:

- [1] 刘振亚. 特高压交直流电网[M]. 北京:中国电力出版社,2013.  
LIU Zhenya. Ultra-high voltage AC & DC grid[M]. Beijing: China Electric Power Press,2013.
- [2] 李林,吕彦北,王永平,等. 特高压直流输电工程逆变器控制策略优化设计[J]. 电力工程技术,2021,40(1):208-214.  
LI Lin,LYU Yanbei,WANG Yongping,et al. Optimal design of inverter side control strategy for UHVDC[J]. Electric Power Engineering Technology,2021,40(1):208-214.
- [3] 周孝信,陈树勇,鲁宗相,等. 能源转型中我国新一代电力系统的技术特征[J]. 中国电机工程学报,2018,38(7):1893-1904,2205.  
ZHOU Xiaoxin,CHEN Shuyong,LU Zongxiang,et al. Technology features of the new generation power system in China[J]. Proceedings of the CSEE,2018,38(7):1893-1904,2205.
- [4] XU G R,WANG Z Z,ZHOU J D,et al. Rotor loss and thermal analysis of synchronous condenser under single-phase short-circuit fault in the transmission line[J]. IEEE Transactions on Energy Conversion,2022,37(1):274-285.
- [5] DENG J J,LI X X,WANG P,et al. Research on capacity configuration of wind/solar/thermal power and energy storage complementary for UHVDC transmission system[C]//2021 IEEE 5th Conference on Energy Internet and Energy System Integration (EI<sup>2</sup>). Taiyuan,China. IEEE,2022:2010-2014.
- [6] WU Z Y,LI S H. Reliability evaluation and sensitivity analysis to AC/UHVDC systems based on sequential Monte Carlo simulation[J]. IEEE Transactions on Power Systems,2019,34(4):3156-3167.
- [7] 王俊生,柳焕章. 高压直流输电线路保护的前加速[J]. 电力系统自动化,2019,43(9):1-8,30.  
WANG Junsheng,LIU Huanzhang. Pre-acceleration of protection for HVDC transmission lines[J]. Automation of Electric Power Systems,2019,43(9):1-8,30.
- [8] 张福轩,邹强,赵森林,等. 特高压直流双极线路间互感影响及控制策略改进[J]. 电网技术,2017,41(11):3547-3552.  
ZHANG Fuxuan,ZOU Qiang,ZHAO Senlin,et al. Effect of mutual inductance between bipolar UHVDC transmission lines and control strategy improvement[J]. Power System Technology,2017,41(11):3547-3552.
- [9] KUMAR A,JHAMPATI S,SURI R. HVDC converter stations design for LCC based HVDC transmission system-key consideration[C]//2017 14th IEEE India Council International Conference (INDICON). Roorkee,India. IEEE,2018:1-6.
- [10] 陈乐,余振球,王俊生,等. 特高压直流输电系统金属旁通支路运行工况分析与对策[J]. 电力系统自动化,2020,44(2):228-234.  
CHEN Le,SHE Zhenqiu,WANG Junsheng,et al. Analysis and countermeasures of operation conditions of metallic-bypass branch in UHVDC transmission system[J]. Automation of Electric Power Systems,2020,44(2):228-234.
- [11] 曾庆科,李锋锋,郝跃东,等. 特高压直流单极大地回线运行方式下分流分析及其对策[J]. 电力系统自动化,2014,38(22):123-127.  
ZENG Qingke,LI Fengfeng,HAO Yuedong,et al. Analysis on-spill current of UHVDC transmission system in monopole-grounded return operation mode and its countermeasures[J]. Automation of Electric Power Systems,2014,38(22):123-127.
- [12] 高本锋,董沛毅,刘辛晔,等. 高压直流输电线路微分欠压保护特性与定值整定[J]. 电网技术,2015,39(8):2303-2311.  
GAO Benfeng,DONG Peiyi,LIU Xinye,et al. Research of HVDC transmission line differential under-voltage protection characteristics and value setting[J]. Power System Technology,2015,39(8):2303-2311.
- [13] 浙江大学发电教研组直流输电电教研组. 直流输电[M]. 北京:电力工业出版社,1982:352-355.  
DC Transmission Group of Generation Teaching and Research Team in Zhejiang University. Direct current transmission[M]. Beijing:Power Industry Press,1982:352-355.
- [14] 徐浩,侍乔明,欧阳帆,等. 祁韶±800 kV 特高压直流输电工程两种故障重启动逻辑研究[J]. 电力系统保护与控制,2018,46(12):143-150.  
XU Hao,SHI Qiaoming,OUYANG Fan,et al. Research on two kinds of fault restart logic of Qi-Shao ±800 kV UHVDC project[J]. Power System Protection and Control,2018,46(12):143-150.
- [15] 刘畅. 受端级联型特高压直流输电系统的控制策略与线路保护方案[D]. 北京:北京交通大学,2021.  
LIU Chang. The control strategy and line protection scheme for

- cascaded multi-terminal UHVDC system [D]. Beijing: Beijing Jiaotong University, 2021.
- [16] 张秋实,傅闯,戴栋,等. 高压直流输电开路试验机理分析及解析计算[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(5): 96-105.  
ZHANG Qiushi, FU Chuang, DAI Dong, et al. Mechanism analysis and analytical calculation of open line test for HVDC transmission[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(5): 96-105.
- [17] 张烁,李永丽,李博通. 高压直流输电系统开路电压的研究[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(11): 95-102.  
ZHANG Shuo, LI Yongli, LI Botong. Open line voltage of HVDC transmission system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(11): 95-102.
- [18] 王瑞峰. 交直流系统直流线路故障清除及恢复策略研究[D]. 北京:华北电力大学, 2021.  
WANG Ruifeng. Research on the strategy of clearing and recovering DC line fault in AC/DC system [D]. Beijing: North China Electric Power University, 2021.
- [19] 王梓懿,肖华锋,高博,等. 考虑故障状态的 LCC-HVDC 建模方法研究[J]. 电力工程技术, 2021, 40(5): 78-86.  
WANG Ziyi, XIAO Huafeng, GAO Bo, et al. Modeling method of LCC-HVDC considering fault state[J]. Electric Power Engineering Technology, 2021, 40(5): 78-86.
- [20] 李海锋,祝新驰,梁远升,等. 基于电流控制补偿的高压直流线路快速差动保护[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(11): 111-119.  
LI Haifeng, ZHU Xinchu, LIANG Yuansheng, et al. Fast differential protection for HVDC transmission line based on current control compensation [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(11): 111-119.
- [21] 滕予非,李小鹏,焦在滨,等. 特高压直流分压器传变特性及其对电压突变量保护影响[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(23): 122-130.  
TENG Yufei, LI Xiaopeng, JIAO Zaibin, et al. Analysis of the transfer characteristic of DC voltage divider in UHVDC system and its effects on under voltage sensing protection [J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(23): 122-130.
- [22] LI C, BIE X Y, MA W W, et al. Study on control and protection strategy of neutral bus switch in HVDC flexible transmission system [C]//2019 4th IEEE Workshop on the Electronic Grid (eGRID). Xiamen, China. IEEE, 2020: 1-4.
- [23] 谢志德,杨明发. 基于混合旁路 MMC-HVDC 直流故障隔离技术研究[J]. 电气技术, 2017(11): 39-43.  
XIE Zhide, YANG Mingfa. Research on the DC fault isolating technique base on hybrid bypass in MMC-HVDC [J]. Electrical Engineering, 2017(11): 39-43.

作者简介:



谷相宏

谷相宏(1992),男,硕士,工程师,从事直流控制保护工作(E-mail: 2335012868@qq.com);

何茂慧(1990),男,硕士,工程师,从事直流控制保护工作;

孔祥平(1988),男,博士,高级工程师,从事直流控制保护工作。

## Optimized circulating current suppression scheme for permanent DC line grounding fault

GU Xianghong<sup>1</sup>, HE Maohui<sup>1</sup>, KONG Xiangping<sup>2</sup>, LI Ran<sup>1</sup>, JIN Ming<sup>1</sup>, YOU Shuai<sup>1</sup>

(1. State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd. Extra-high Voltage Branch Company, Nanjing 211102, China;

2. State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd. Research Institute, Nanjing 211103, China)

**Abstract:** For the problem that the abnormal circulation of bipolar double twelve-pulse ultra high voltage direct current (UHVDC) line permanent grounding fault can not be effectively isolated, an optimized scheme for suppressing the abnormal fault circulation is proposed. Firstly, the influencing factors of abnormal circulating current value for DC line permanent grounding fault are analyzed. Secondly, combined with the existing removal strategies of DC line fault in China, the causes of abnormal circulation are analyzed, which are caused by restarting the high-end valve group with communication condition, unsuccessful restart with communication condition or without communication condition after DC line grounding fault happens. Then, a circulating current suppression scheme for DC line permanent ground fault based on pole isolation and blocking after shifting phase 90° strategy is proposed accordingly. Finally, the simulation model is established through real time digital system (RTDS) to verify the effectiveness of the improved scheme. The results show that the scheme proposed in this paper can effectively solve the abnormal circulation problem of DC line permanent grounding fault under different working conditions.

**Keywords:** ultra high voltage direct current (UHVDC); abnormal circulation; line grounding fault; circulation suppression; communication condition; pole isolation; shift phase 90°

(编辑 钱悦)