基于电流突变量比值的高压直流输电线路纵联保护方案

李小鹏¹,田瑞平²,罗先觉²,王 豪²,庞广恒³

(1. 国网四川省电力公司电力科学研究院,四川 成都 610072;2. 西安交通大学 电气工程学院,陕西 西安 710049;3. 中国电力科学研究院有限公司,北京 100192)

摘要:针对现有的高压直流输电(HVDC)线路纵联差动保护可靠性不足且动作延时较长的问题,提出了基于 电流突变量比值的HVDC线路纵联保护方案。该方案利用特定频率下直流滤波器组和HVDC线路中的电流 突变量比值的大小识别故障发生的位置。当发生区内故障时,整流侧电流突变量的比值和逆变侧电流突变 量的比值均在1附近;当发生区外故障时,整流侧电流突变量的比值和逆变侧电流突变量的比值中必有一个 远大于1。仿真结果与现场录波数据测试表明,基于电流突变量比值的HVDC线路纵联保护方案能够在各种 工况下准确快速地识别区内外故障。

关键词:高压直流输电;电力传输;电力系统保护;纵联保护;电流突变量;直流滤波器;S变换 中图分类号:TM 726.1;TM 773⁺.4 文献标志码:A DOI:10.16081/j.epae.201909028

0 引言

高压直流输电HVDC(High Voltage Direct Current)以其传送功率大、控制性能好等优点,在远距 离、大功率输电中占有越来越重要的地位^[1]。HVDC 线路距离长,跨越地区广,沿线地形复杂,线路发生 故障的概率高,因此,准确判断输电线路故障对整个 HVDC系统的安全运行起到至关重要的作用。实际 运行数据显示,当HVDC线路的主保护为行波保护 时,受高阻故障影响经常难以可靠动作,而后备保护 延时较长,尤其是电流差动保护,为了躲过交流系统 故障扰动,其延时达到秒级,其他后备保护将先于电 流差动保护动作,导致电流差动保护在实际工程中 难以发挥后备保护作用^[23]。

为了提高HVDC线路后备保护的动作性能,学 者们做出了大量研究^[4-12]。文献[4]和文献[5]利用 电流突变量的特性分别提出了双端量和单端量保 护,虽然可以快速可靠地区分区内外故障,但是双端 量保护对通信要求较高,单端量保护门槛值整定缺 乏理论依据。文献[6-7]通过构造能量表达式来建 立保护判据,提高了保护的选择性和可靠性,但是保 护的原理和实现较为复杂。文献[8-10]通过对比整 流侧和逆变侧电压或电流行波波形的相似程度以区 分故障位置,虽然对高阻接地有良好的适应性,但是 需要实时传递电压或电流,增加了通信负担。文献 [11]提出利用HVDC线路两侧测量波阻抗的幅值差 异实现判别区内外故障,但直流滤波器退出的情况 下保护的门槛值需要相应地改变。

因此,有必要进一步研究HVDC线路纵联保护 新原理。本文通过分析区内外故障发生后,由故障 附加网络的不同而导致HVDC线路和直流滤波器支 路分流情况的差异,提出了基于电流突变量比值的

收稿日期:2019-03-08;修回日期:2019-08-06

HVDC线路纵联保护方案。该方案根据HVDC线路 两端电流突变量比值的大小来识别故障发生的位置,其原理简单、动作速度快,所需要的数据窗短,同 时对通信要求低,在各种工况下均能快速可靠地识别HVDC线路区内外故障。

1 保护原理介绍

1.1 HVDC系统的构成

图1为双极 HVDC 系统,主要由换流器、平波电抗器、直流滤波器组和直流输电线路构成。图中, M_1 、 M_2 和 N_1 、 N_2 分别为直流输电线路整流侧和逆变 侧的电压电流检测点; L_p 为两端换流站的平波电抗 器电感。在实际 HVDC 工程中,线路两端和直流滤 波器组支路上均配备有电流互感器。



1.2 直流滤波器组的阻抗特性分析

HVDC系统的滤波环节由平波电抗器和直流滤 波器组组成。不同的直流滤波器组有不同的阻抗特 性曲线,均是为了滤除12次及其倍数的谐波^[13]。以 某一实际HVDC工程为例,安装在其输电线路两侧 的直流滤波器是由1个12/24的双调谐滤波器和1 个12/36的双调谐滤波器构成的,用于消除12脉动 换流器产生的特征谐波,该直流滤波器组的拓扑结构及阻抗特性曲线如图2所示。



Fig.2 Topology and impedance characteristic of DC-filter

图 2(a)中, C_1 、 L_1 、 C_3 、 L_3 和 C_2 、 L_2 、 C_4 、 L_4 分别为 2 组滤波器的电容和电感。由图 2(b)可知,直流滤波器 组的阻抗特性具有带通性,当频率为 600、1 200 以及 1 800 Hz时,直流滤波器组支路阻抗较小。其中,当 频率为 600 Hz时,直流滤波器组支路阻抗幅值 $|Z_{1b}|$ 趋近于0,远小于其他频率下的阻抗。

1.3 区内故障分析

当直流输电线路发生区内故障时,其故障附加 网络如图3所示。图中, $\Delta U_M, \Delta U_N$ 和 $\Delta I_M, \Delta I_N$ 分别 为直流输电线路两端测量点M, N处的电压突变量 和电流突变量; ΔI_r 和 ΔI_i 分别为整流侧和逆变侧滤 波器组支路上电流突变量; Δu_r 为故障发生后,在故 障点处叠加的故障电压源; Z_p 为平波电抗器的等效 阻抗; Z_{1b} 为直流滤波器组的等效阻抗; Z_r 为换流器 的等效阻抗;上述变量的正方向如图3中相应箭头方 向所示。在故障附加网络中,由于 Z_r 的值相对于其他 阻抗值较小,且整流器和逆变器的参数几乎相同^[14], 因此本文中假定整流器和逆变器的等效阻抗相同。



图3 正极线路区内故障的故障附加电路

Fig.3 Fault superimposed circuit for internal fault on positive pole line

$$\begin{cases} \Delta I_{\rm r} = \Delta U_M / Z_{\rm 1b} \\ \Delta I_M = \Delta U_M / [Z_{\rm 1b} / / (Z_{\rm r} + Z_{\rm p})] \\ \Delta I_i = \Delta U_N / Z_{\rm 1b} \\ \Delta I_N = \Delta U_N / [Z_{\rm 1b} / / (Z_{\rm r} + Z_{\rm p})] \end{cases}$$
(1)

式(2)为直流滤波器组支路上的电流突变量和 直流输电线路上的电流突变量的比值。

$$\begin{vmatrix} k_{\rm m} = \left| \frac{\Delta I_{\rm r}}{\Delta I_{\rm M}} \right| = \left| \frac{Z_{\rm r} + Z_{\rm p}}{Z_{\rm 1b} + (Z_{\rm r} + Z_{\rm p})} \right| \\ k_{\rm n} = \left| \frac{\Delta I_{\rm i}}{\Delta I_{\rm N}} \right| = \left| \frac{Z_{\rm r} + Z_{\rm p}}{Z_{\rm 1b} + (Z_{\rm r} + Z_{\rm p})} \right|$$
(2)

其中,k_、k_分别为整流侧和逆变侧的电流突变量比值。

由 1.2 节分析可知, 在频率为 600 Hz时, $|Z_{\rm lb}|$ 非常 小, 接近于 0, 此时可得式(2)中 $k_{\rm m}$ 与 $k_{\rm m}$ 均接近于 1。

1.4 区外故障分析

当直流输电线路发生区外故障时,以正极整流 侧平波电抗器外侧故障为例分析,其故障附加网络 如图4所示。





Fig.4 Fault superimposed circuit for fault outside smoothing reactor at rectifier station on positive pole

由分流关系可得整流侧和逆变侧电流突变量比 值*k*_w,*k*_a的表达式如下:

$$\begin{cases} k_{\rm m} = \left| \frac{\Delta I_{\rm r}}{\Delta I_{\rm M}} \right| = \left| \frac{Z_{\rm line}}{Z_{\rm lb}} + \frac{Z_{\rm r} + Z_{\rm p}}{Z_{\rm lb} + (Z_{\rm r} + Z_{\rm p})} \right| \\ k_{\rm n} = \left| \frac{\Delta I_{\rm i}}{\Delta I_{\rm N}} \right| = \left| \frac{Z_{\rm r} + Z_{\rm p}}{Z_{\rm lb} + (Z_{\rm r} + Z_{\rm p})} \right| \end{cases}$$
(3)

其中, Z_{line} 为直流输电线路的等值阻抗,其值远大于 0。在600 Hz频率下, $|Z_{lb}|$ 接近于0,此时由式(3)可 得 k_m 值远大于1, k_n 值接近于1。同理,当直流输电线路 逆变侧区外故障时, k_n 值远大于1, k_m 值接近于1。

上述区内外故障特征是基于直流输电线路电流 突变量和滤波器支路电流突变量的600 Hz分量得 到的,因此为了叙述方便,后文中各电流突变量比值 均为600 Hz下的电流突变量比值。

1.5 故障特征总结

当直流输电线路发生区内和区外故障时,线路 两端电流突变量比值的大小存在明显差异。当发生 区内故障时,整流侧和逆变侧的电流突变量比值均 接近于1;当发生区外故障时,整流侧或逆变侧的电 流突变量比值必有一端远大于1,而另一端接近1。 因此,只需对整流侧和逆变侧电流突变量比值中较 大的值进行分析判别,即可判断区内外故障。

2 保护算法实现

2.1 基于电流突变量比值的保护判据

本文采取故障后一段时间内直流滤波器与直流 输电线路上电流突变量比值的平均值构造区内外故 障识别判据。定义*K*_m和*K*_n分别为一段时间内整流 侧和逆变侧电流突变量比值的平均值,即:

$$\begin{cases} K_{\rm m} = \frac{1}{N_{\rm s}} \sum_{i=1}^{N_{\rm s}} k_{\rm m}(i) \\ K_{\rm n} = \frac{1}{N_{\rm s}} \sum_{i=1}^{N_{\rm s}} k_{\rm n}(i) \end{cases}$$
(4)

其中, N_s 为采样时间窗内采样点的个数; $k_m(i)$ 为整 流侧第i个点对应的电流突变量的比值; $k_n(i)$ 为逆变 侧第i个点对应的电流突变量的比值。

当发生区内故障时,整流侧和逆变侧的电流突 变量比值均接近于1,各种误差的存在会使其在1附 近波动;当发生区外故障时,整流侧和逆变侧电流突 变量比值中的较大值远大于1。故选取门槛值ε区 分电流突变量比值中较大值的大小,从而区分故障 发生的位置。具体的故障识别判据如下:

$$K = \max(K_{\rm m}, K_{\rm n}) < \varepsilon \tag{5}$$

其中,K为K_m、K_n中较大值;门槛值*e*的取值为区内故 障发生时电流突变量的比值乘以可靠性系数。本文 选取可靠系数等于2,则门槛值*e*=2。

若式(5)成立,则判定为区内故障;否则,判定为 区外故障。

2.2 启动判据和选极判据

当系统正常运行时,线路两端的电流突变量几 乎为0,而故障发生时,电流突变量急剧增大,根据 这一特点,构造保护启动判据如下:

$$\begin{cases} \frac{1}{N_{s}} \sum_{i=1}^{N_{s}} |\Delta I_{M}(i)| > I_{set} \\ \frac{1}{N_{s}} \sum_{i=1}^{N_{s}} |\Delta I_{N}(i)| > I_{set} \end{cases}$$

$$(6)$$

其中, $\Delta I_{M}(i)$ 和 $\Delta I_{N}(i)$ 分别为靠近整流侧和逆变侧的 HVDC线路上第*i*个点处电流的突变量; I_{set} 为启动门 槛值,取 I_{set} =0.05 I_{e} , I_{e} 为非故障状态下HVDC线路中 流过的电流。

根据电流突变量的幅值在故障极与健全极上的 区别来进行选极。当发生双极故障时,故障极与健 全极上检测到电流突变量的幅值接近;当发生单极 故障时,故障极电流突变量的幅值远大于健全极。 定义P为一段时间内正极线路和负极线路中电流突 变量幅值之比,即:

$$P = \frac{\sum_{i=1}^{N_{*}} |\Delta I_{M1}(i)|}{\sum_{i=1}^{N_{*}} |\Delta I_{M2}(i)|}$$
(7)

其中, $\Delta I_{m}(i)$ 和 $\Delta I_{m2}(i)$ 分别为正极线路、负极线路上 整流侧的电流突变量在第i个点处的采样值。当 $P \ge$ 1.5时,判断为正极线路发生故障;当 $P \le 0.8$ 时,判断 为负极线路发生故障;当0.8 < P < 1.5时,判断为双极 故障。

2.3 保护方案流程

根据上述分析,可以构造基于电流突变量比值的HVDC线路纵联保护方案流程,如图5所示。对于双极HVDC线路,当发生单极故障时,由于双极线路的耦合作用,在健全线路上将感应产生暂态分

量^[15]。因此在计算整流侧和逆变侧的电流突变量比 值时,应先计算整流侧正极线路和负极线路的电流 突变量比值 K_{m1} 与 K_{m2} ,取其中较大的值作为整流侧 电流突变量比值 K_m ;同理,对逆变侧而言,应分别计 算正极线路和负极线路的电流突变量比值 K_{n1} 与 K_{n2} ,取其中较大的值作为逆变侧电流突变量比值 K_n 。综合 K_m 和 K_n ,利用式(5)判断区内外故障,当判 断为区内故障时,结合故障选极结果,完成保护 动作。



Fig.5 Flowchart of protection

3 仿真验证与分析

3.1 仿真模型与参数

在 PSCAD 中建立如图 1 所示的 ±500 kV 双极 HVDC 系统仿真模型,送电功率为 3 000 MW,额定 电流为 3 kA。直流输电线路采用频率相关模型,采 样频率为 10 kHz,积分的数据窗长度为 1 ms。

3.2 S变换提取谐波电流

利用S变换^[16]的方法提取600 Hz谐波电流。电流信号*i*(*t*)的一维S变换定义为:

$$S(\tau, f) = \int_{-\infty}^{+\infty} i(t) w(\tau - t, f) e^{-j2\pi f t} dt \qquad (8)$$

$$w(\tau - t, f) = \frac{|f|}{\sqrt{2\pi}} e^{-\frac{(\tau - t)^2 f^2}{2}}$$
(9)

其中,w(τ-t,f)为高斯窗函数,f为频率。 其离散形式为.

$$\begin{cases} S\left[kT,\frac{n}{N_{s}T}\right] = \sum_{m=0}^{N_{s}-1} I\left[\frac{m+n}{N_{s}T}\right] e^{-\frac{2\pi^{2}m^{2}}{n^{2}}} e^{j\frac{2\pi mk}{N_{s}}} & n \neq 0 \\ S\left[kT,0\right] = \frac{1}{N_{s}} \sum_{m=0}^{N_{s}-1} i\left[\frac{m}{N_{s}T}\right] & n = 0 \end{cases}$$
(10)

其中,*i*[*kT*](*k*=0,1,…,*N*_s-1)为连续信号*i*(*t*)的离散

时间序列, T 为采样间隔; m n 为离散频率点; $I\left[\frac{m+n}{N_sT}\right]$ 为i[kT]的离散傅里叶变换形式。

S变换离散后是一个复时频矩阵:列表示某一时刻的幅值在不同频率上的分布情况;行表示某一频率的幅值在不同时刻的分布情况。通过对此复时频矩阵某一行数据的模值进行分析,可得该行所代表的频率信号幅值在时间轴上的分布情况^[17]。

需要指出的是,本文采用故障前后各5ms的数 据进行600Hz电流谐波分量的提取,利用现有的 DSP可在1ms内完成运算,考虑数据窗长和两站通 信延时,本文方法的动作时间不会超过40ms。

3.3 典型故障分析

3.3.1 正极线路靠近整流侧发生区内故障

图6为当正极线路内部距离整流侧1km处发生 500 Ω 高阻接地故障时,正极线路整流侧和逆变侧 电流突变量比值 k_{m1} 、 k_{n1} 随时间的变化情况。





由图6可知,当检测到故障后,计算得到的逆变 侧电流突变量k,1的比值小于1,并非如分析中所述 其比值接近于1。这是因为当故障点距离整流侧较 近时,由于整流侧直流滤波器组的滤波作用,大部分 600 Hz谐波电流由整流侧的直流滤波器组支路流入 大地,仅有小部分电流经线路后由逆变侧直流滤波 器组流入大地,此时再对逆变侧测量到的微弱电流 进行谐波分析,必然会导致误差增加,无法精确提取 到特定谐波电流,即在逆变侧提取到的600 Hz谐波 分量中包含大量其他频率分量。由图2可知,对于 频率不为600、1200、1800 Hz的谐波,直流滤波器 阻抗 $|Z_{\mu}|$ 均会变大,由式(2)可知, $|Z_{\mu}|$ 的增大会导 致电流突变量的比值变小。因此当故障发生在靠近 整流侧时,逆变侧的电流突变量比值会小于1。同 理,当故障发生在靠近逆变侧时,整流侧的电流突变 量比值也必然会小于1。而本文提出的判据是取整 流侧和逆变侧电流突变量比值中较大值进行判定。 因此,某一侧的电流突变量比值变小,并不影响对故 障位置的判定。

取故障发生后 1 ms内的电流突变量比值求取 平均值,得 K_{m1} =0.998 4、 K_{m2} =0.768 2、 K_{n1} =0.414 7、 K_{n2} = 0.682 3,由式(5)知, $K=K_{m1}$ =0.998 4小于门槛值 ε ,判断 为区内故障;根据式(7),求得选极函数值P=7.730 1> 1.5,故判断为正极线路区内故障,保护动作。 3.3.2 负极线路中点发生区内故障

图 7 为负极线路内部距离整流侧 500 km 处发生 50 Ω 接地故障时,负极线路上整流侧和逆变侧电流 突变量比值 k_{m2}、k_{n2}随时间的变化情况。



当启动元件判定故障发生后,取1 ms内电流突 变量的比值求取平均值,得到 K_{m1} =1.026 6、 K_{m2} = 0.958 8、 K_{n1} =1.002 5、 K_{n2} =0.917 3; $K=K_{m1}$ =1.026 6小于 门槛值 ε ,判断为区内故障;选极函数值P=0.224 4, 判断为负极故障,相应保护动作。

3.3.3 区外故障

设区外故障的位置为正极线路逆变侧平波电抗 器外发生10Ω过渡电阻接地故障。图8为正极线路 整流侧和逆变侧电流突变量比值的变化情况。





由图8可知,整流侧电流突变量比值小于1,其 原因与区内故障发生在靠近换流站时电流突变量比 值变小的原因相同,在此不再赘述。

与区内故障分析计算过程一致,计算得 K_{m1} = 0.387 1、 K_{m2} =0.627 5、 K_{n1} =8.621 9、 K_{n2} =1.207 4;此时, $K=K_{n1}=8.621$ 9,远大于门槛值 ε ,判断为区外故障,此 时无论选极结果如何,保护均不动作。

3.4 保护算法适应性分析

本节对本文提出的纵联保护方法在不同的故障 位置、不同过渡电阻的影响下,进行适应性分析。保 护判断结果如附录中表A1、表A2所示。由表中数 据可知,在不同故障位置和过渡电阻下,保护方案均 可准确判断故障位置。

同时需要注意:当单侧换流站单极的直流滤波器未完全退出且存在滤除12次谐波的直流滤波器时,保护方法不受影响;若单侧换流站单极的直流滤波器全部退出,为防止保护不正确动作,保护将闭锁。

4 现场录波数据测试

4.1 HVDC线路人工短路试验

2016-05-05T10-13-41,当功率正送时,进行了 灵绍直流极1线路靠近逆变站HVDC输电线路人工 短路试验,功率为440 MW。灵州站为M端,绍兴站 为N端。现场采样频率为10 kHz。HVDC输电线路 人工短路试验时直流线路两端的录波数据如附录中 图 A1所示。求得灵州站和绍兴站电流突变量比值 k_m 、 k_n 随时间变化的情况如图9所示。计算得 K_m = 0.872 6、 K_n =0.934 6,K= K_n =0.934 6小于门槛值 ε ,判 断为区内故障。判断结果与实际故障情况相符。





Fig.9 Identification results for proposed fault criterion during internal fault

4.2 交流线路人工短路试验

2016-05-04T13-44-55,当功率反送时,在绍兴 站进行交流线路B相人工短路试验。发生故障时线 路两端录波数据如附录中图A2所示。灵州站和绍 兴站电流突变量的比值k_m,k_n如图10所示。计算得





Fig.10 Identification results for proposed fault criterion during external fault

 K_m =0.6675、 K_n =5.4733,则 $K=K_n$ =5.4733,大于门槛值 ε ,判断为区外故障。判断结果与实际故障情况相符。

5 结论

通过分析 HVDC 线路区内外故障时,600 Hz 电 流突变量在直流滤波器组支路和输电线路上的分流 情况,提出了基于电流突变量比值的 HVDC 线路纵 联保护方案。通过理论分析、仿真分析和现场测试 得到以下结论。

(1)当发生区内故障时,电流突变量比值的较大 值接近于1;当发生区外故障时,电流突变量比值的 较大值远大于1。根据电流突变量比值的差异可准 确识别区内外故障。

(2)所提出的保护方案只需传输逆变侧电流突 变量的比值即可,不用实时传递电流采样值,通信负 担小,对采样频率要求低,可作为现有HVDC线路保 护的有益补充。

(3)在各种工况下,所提出的保护方案均能快速、可靠地识别区内外故障,完成故障选极,同时抗 过渡电阻能力强。实际HVDC工程的现场故障录波 数据进一步验证了该方案的有效性。

附录见本刊网络版(http://www.epae.cn)。

参考文献:

- [1] 沈郁,熊永新,姚伟,等. ±1 100 kV 特高压直流输电受端接入 方式的综合评估[J]. 电力自动化设备,2018,38(8):195-202.
 SHEN Yu, XIONG Yongxin, YAO Wei, et al. Comprehensive evaluation for receiving end connection scheme of ±1 100 kV UHVDC power transmission[J]. Electric Power Automation Equipment,2018,38(8):195-202.
- [2] 東洪春,田鑫萃.基于PCA聚类方法的±800kV 直流输电线 路全线速动保护[J].电力自动化设备,2016,36(1):51-59.
 SHU Hongchun, TIAN Xincui. Entire-line instant protection based on PCA clustering for ±800kV HVDC transmission line
 [J]. Electric Power Automation Equipment,2016,36(1):51-59.
- [3] 李爱民,蔡泽祥,孙奇珍,等. 基于频谱比较的直流线路差动保 护闭锁判据[J]. 电力自动化设备,2015,35(4):115-120.
 LI Aimin, CAI Zexiang, SUN Qizhen, et al. Criterion of HVDC line differential protection blocking based on spectrum comparison[J]. Electric Power Automation Equipment,2015,35(4): 115-120.
- [4]高淑萍,索南加乐,宋国兵,等.利用电流突变特性的高压直流 输电线路纵联保护新原理[J].电力系统自动化,2011,35(5): 52-56.

GAO Shuping, SUONAN Jiale, SONG Guobing, et al. A novel pilot protection principle for HVDC transmission lines based on current fault component[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(5):52-56.

[5] 陈仕龙,曹蕊蕊,毕贵红,等. 基于形态学的特高压直流输电线 路单端电流方向暂态保护[J]. 电力自动化设备,2016,36(1): 67-72.

CHEN Shilong, CAO Ruirui, BI Guihong, et al. Single-end current direction transient protection based on morphology for UHVDC transmission line[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(1):67-72.

[6] 王钢,罗建斌,李海峰,等. 特高压直流输电线路暂态能量保护

[J]. 电力系统自动化,2010,34(1):28-32.

38

WANG Gang, LUO Jianbin, LI Haifeng, et al. Transient energy protection for ±800 kV UHVDC transmission lines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(1):28-32.

- [7]杨亚宇,邰能灵,刘剑,等.利用边界能量的高压直流线路纵联保护方案[J].中国电机工程学报,2015,35(22):5757-5767. YANG Yayu, TAI Nengling, LIU Jian, et al. A pilot protection scheme for transmission lines based on boundary energy
 [J]. Proceedings of the CSEE,2015,35(22):5757-5767.
- [8] 孔飞,张保会,王艳婷,等. 基于行波波形相关性分析的直流输 电线路纵联保护方案[J]. 电力系统自动化,2014,38(20): 108-114.

KONG Fei, ZHANG Baohui, WANG Yanting, et al. A novel pilot protection scheme for HVDC transmission based on waveform correlation analysis of traveling wave[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(20):108-114.

- [9] 刘剑,邰能灵,范春菊,等. 基于电流波形匹配的高压直流输电 线路纵联保护[J]. 电网技术,2016,39(6):1736-1743.
 LIU Jian,TAI Nengling,FAN Chunju, et al. A novel pilot protection scheme for HVDC transmission line based on current waveform matching[J]. Power System Technology,2016,39(6): 1736-1743.
- [10] 束洪春,田鑫萃,董俊,等.利用电压相关性的±800 kV直流输 电线路区内外故障判断方法[J].中国电机工程学报,2012,32
 (4):151-160.

SHU Hongchun, TIAN Xincui, DONG Jun, et al. Identification between internal and external faults of $\pm 800 \text{ kV}$ UHVDC transmission lines based on voltage correlation [J]. Proceedings of the CSEE, 2012, 32(4):151-160.

- [11] 李小鹏,滕予非,刘耀,等.基于测量波阻抗的高压直流输电线路纵联保护[J].电网技术,2017,41(2):617-623.
 LI Xiaopeng, TENG Yufei, LIU Yao, et al. Pilot protection based on measured surge impedance for HVDC transmission lines[J]. Power System Technology,2017,41(2):617-623.
- [12] 周全,武霁阳,李海锋. 高压直流线路区内外故障判别新方法
 [J]. 电力自动化设备,2016,36(12):123-129.
 ZHOU Quan,WU Jiyang,LI Haifeng. In-/out-zone fault identification for HVDC transmission line[J]. Electric Power Auto-

mation Equipment, 2016, 36(12): 123-129.

[13] 宋国兵,褚旭,高淑萍,等.利用滤波器支路电流的高压直流输 电线路全线速动保护[J].中国电机工程学报,2013,33(22): 120-126.

SONG Guobing, CHU Xu, GAO Shuping, et al. A whole-lineaction protection principle for HVDC transmission lines using one-end current of DC-filter[J]. Proceedings of the CSEE, 2013,33(22):120-126.

- [14] LIU Jian, TAI Nengling, FAN Chunju, et al. Transient measured impedance-based protection scheme for DC line faulted in ultra high-voltage direct-current system [J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2016, 10(14); 3597-3609.
- [15] 褚旭,王亮,王华伟,等. 高压直流输电线路极间耦合影响及故障选极方案[J]. 电力自动化设备,2017,37(4):145-151.
 CHU Xu,WANG Liang,WANG Huawei, et al. Analysis of interpole coupling effect and faulty pole selection for HVDC transmission line[J]. Electric Power Automation Equipment, 2017,37(4):145-151.
- [16] STOCKWELL R G, MANSINHA L, LOWE R P. Localization of the complex spectrum: the S transform[J]. IEEE Transactions on Signal Processing, 1996,44(4):998-1001.
- [17] 汪颖,卢宏,杨晓梅,等. 堆叠自动编码器与S变换相结合的电缆早期故障识别方法[J]. 电力自动化设备,2018,38(8):117-124.
 WANG Ying,LU Hong,YANG Xiaomei, et al. Cable incipient fault identification based on stacked autoencoder and S-transform[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38 (8):117-124.

作者简介:



李小鹏(1987—),男,河南许昌人,高 级工程师,博士,研究方向为高压直流输电 线路保护(E-mail:lxpbsd@163.com);

田瑞平(1993—), 女, 陕西咸阳人, 硕 士研究生, 通信作者, 研究方向为高压直流输 电线路保护(E-mail: tianruiping0318@163. com):

李小鹏 罗先觉(1957—),男,甘肃兰州人,教授,博士研究生导师,研究方向为电力系统安全经济运行和电网规划优化等。

Pilot HVDC line protection scheme based on ratio of superimposed current

LI Xiaopeng¹, TIAN Ruiping², LUO Xianjue², WANG Hao², PANG Guangheng³

- (1. State Grid Sichuan Electric Power Research Institute, Chengdu 610072, China;
- 2. School of Electrical Engineering, Xi'an Jiaotong University, Xi'an 710049, China;
 - 3. China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China)

Abstract: Since the current differential protection for HVDC transmission line is of poor reliability and operates with long time delay, a novel pilot HVDC line protection scheme based on the ratio of superimposed current is proposed. The ratio of superimposed current at specific frequency measured at DC filter to superimposed current measured at DC line is used to identify the line faults. For internal faults, the ratios of superimposed current at rectifier side and inverter side are both close to 1, while for external faults one of the two ratios is always much greater than 1. The simulative results and the test with field data indicate that the proposed protection scheme can identify the internal and external faults accurately under various fault conditions.

Key words: HVDC power transmission; electric power transmission; electric power system protection; pilot protection; superimposed current; DC filter; S transform

附 录

故障极	故障位置/km	过渡电 阻/Ω			参数值	选极函			
			K_{m1}	K _{n1}	K _{m2}	K _{n2}	Κ	- 数值 P	判断结果
		50	1.0099	0.6447	0.9226	0.8044	1.0099	7.6888	正极区内故障
	2	150	1.0061	0.5509	0.8690	0.7316	1.0061	7.7337	正极区内故障
		500	0.9992	0.4175	0.7753	0.6918	0.9992	7.8505	正极区内故障
	400	50	0.9798	1.0353	1.0052	1.0036	1.0353	5.7346	正极区内故障
正极		150	0.9907	1.0421	1.0053	1.0002	1.0421	5.7708	正极区内故障
		500	0.9987	1.0698	1.0038	0.9943	1.0698	6.4943	正极区内故障
	990	50	0.6427	1.0088	0.8421	1.0604	1.0604	1.7637	正极区内故障
		150	0.5561	1.0014	0.8005	1.0658	1.0658	1.7487	正极区内故障
		500	0.4558	0.9820	0.7721	1.0682	1.0682	1.9140	正极区内故障
	600	50	1.0013	1.0100	0.9899	0.9495	1.0100	0.2692	负极区内故障
负极		150	1.0120	1.0098	0.9922	0.9368	1.0120	0.2705	负极区内故障
		500	1.0126	1.0122	0.9824	0.9062	1.0126	0.2332	负极区内故障
	15	50	1.0097	0.6894	1.0102	0.6788	1.0102	0.9943	双极区内故障
双极		500	0.9998	0.5691	0.9968	0.5664	0.9998	0.9880	双极区内故障
	450	50	0.9710	1.0881	0.9707	1.0777	1.0881	0.9970	双极区内故障
		500	0.9857	1.1129	0.9833	1.1058	1.1129	0.9945	双极区内故障
	950	50	0.7970	1.0189	0.7971	1.0074	1.0189	0.9985	双极区内故障
		500	0.8440	0.9996	0.8422	0.9846	0.9996	0.9964	双极区内故障

表 A1 不同区内故障条件下仿真结果 Table 1 Simulative results of protection algorithm under different internal fault conditions

表 A2 不同区外故障条件下保护算法仿真结果 Table 2 Simulative results of protection algorithm under different external fault conditions

			-	0					
故障 极	故障位置/km	过渡电阻/Ω	参数值					选极函))) NF /士 田
			K_{m1}	Kn1	K_{m2}	K _{n2}	Κ	数值 P	判断结朱
正极	整流侧区外故障	1	7.3369	0.2539	0.4159	0.4586	7.3369	—	区外故障
		15	8.5170	0.2163	0.4029	0.5848	8.5170	_	区外故障
		25	9.0974	0.1969	0.3638	0.6608	9.0974	—	区外故障
	逆变侧区外故障	1	0.3941	8.8154	0.5876	1.2972	8.8154	—	区外故障
		15	0.3614	8.9324	0.6408	1.2905	8.9324	—	区外故障
		25	0.3287	9.7641	0.7076	1.3032	9.7641	_	区外故障
负极	整流侧区外故障	1	0.4261	0.4654	7.2828	0.2469	7.2828	—	区外故障
		15	0.3634	0.5864	8.3751	0.2099	8.3751	_	区外故障
		25	0.3366	0.6613	8.7975	0.1894	8.7975	_	区外故障
	逆变侧区外故障	1	0.5829	1.4022	0.3874	9.1806	9.1806	—	区外故障
		15	0.6363	1.1434	0.3544	9.0977	9.0977	—	区外故障
		25	0.6909	1.4074	0.3220	9.3012	9.3012	_	区外故障



(a) 灵州换流站故障录波(M端)(b) 绍兴换流站故障录波(N端) 图 A1 直流线路人工短路试验时直流线路两端故障录波数据

Fig.A1 Fault recording data at both ends of DC line under DC line artificial short circuit fault



Fig.A2 Fault recording data at both ends of DC line under AC line artificial short circuit fault