

基于波形相似度分析的直流输电线路故障测距

李斌, 张纪航, 刘海金, 李 晔

(天津大学 智能电网教育部重点实验室, 天津 300072)

摘要: 为了克服行波测距原理耐受过渡电阻能力较弱以及所需采样率过高的缺陷, 提出了一种基于波形相似度分析的直流输电线路故障测距方法。基于正向、反向差电流与故障点电流的函数关系, 利用 Pearson 相关系数分析 2 种差电流波形相似性并提取故障位置的相关信息。所提方法利用线路两端电压、电流的时域信息, 受过渡电阻影响较小, 具备较强的抗噪声能力, 可靠性高。经过 PSCAD / EMTDC 仿真验证, 所提方法能够实现线路全长的准确故障定位。

关键词: 高压直流输电; 输电线路; 故障测距; 差电流; 波形相似度; 时移

中图分类号: TM 77; TM 721.1

文献标志码: A

DOI: 10.16081 / j.epae.201909001

0 引言

高压直流输电 HVDC (High Voltage Direct Current) 技术具有传输容量大、传输距离远、控制快速灵活、线路造价低等优点, 在我国远距离、大容量输电和异步联网中占有越来越重要的地位^[1]。由于高压直流输电线路距离长, 往往需穿过各类复杂地形并且运行在各种极端恶劣的气候条件下, 所以线路故障不可避免。因此, 及时地查找和清除直流输电线路故障点是发展高压直流输电系统面临的一个重大问题。

目前, 直流输电线路的故障测距方法主要可以分为行波法和故障分析法^[2] 2 类。近年来, 有许多针对行波测距方法的研究, 主要都是围绕如何准确标定行波波头展开的, 如小波变换、希尔伯特-黄变换、形态学等信号处理手段和数学方法均在直流线路故障行波波头的提取中得到应用^[3-6]。事实上, 行波测距原理本身存在一些固有的技术难题: ①行波定位的基础是行波波头检测, 而当线路发生高阻接地故障时, 行波信号微弱, 很可能无法准确识别行波波头; ②行波在输电线路上的传播速度接近光速, 准确标定行波波头的到达时刻对故障测距装置的采样率提出了极高的要求。

故障分析法通过分析计算电力系统发生故障后的某些特征进行故障测距^[7-11]。文献[7]分析了行波自然频率与故障点和线路始端之间反射的关系, 提出了一种单端故障测距方案。文献[8]在文献[7]的基础上, 通过引入人工神经网络提高了故障测距精度。文献[9]将机器学习运用到故障测距中, 但需要大量的学习样本数据。文献[10]在交流系统中利用

不同模量的行波差动流之间的相角差异构造了故障测距判据, 由于该方法需要用到输电线路发生故障后的零模分量, 所以只适用于输电线路接地故障情况下的故障测距。文献[11]提出了基于线路的贝瑞隆模型, 并提出了一种基于故障点处电压差值最小的故障测距方法, 但是在发生高阻故障时, 电压跌落并不明显, 故障点附近的电压差值都很小, 电压差值的区分不明显, 若再考虑电力系统测量采样环节引入的误差等, 利用电压差法可能无法进行正确的故障测距。为此, 本文根据 2 种差电流与故障点电流的函数关系, 提出一种基于波形相似度分析的故障测距方法, 该方法适用于各类故障类型, 受过渡电阻影响小, 且具有较好的抗噪声干扰能力, 可靠性高。

1 基于波形相似度分析的故障测距机理

图 1 为无损均匀传输线示意图。图中, JK 为长度为 l 的单根无损均匀传输线。 L 和 C 分别为传输线单位长度的电感和电容, 则输电线路的波阻抗 $Z_c = \sqrt{L/C}$, 波速 $v = 1/\sqrt{LC}$, 线路的传播延时 $\tau = l/v$ 。

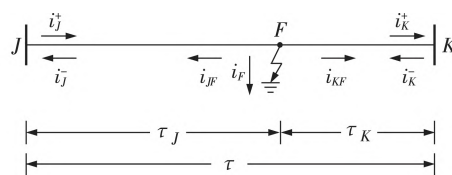


图1 无损均匀传输线示意图

Fig.1 Schematic diagram of lossless uniform transmission line

定义线路两端电流的正方向为母线流向线路, 行波的正方向为 J 端指向 K 端, 则线路两端电流行波为:

$$\begin{cases} i_j^+(t) = \frac{u_j(t)}{Z_c} + i_j(t) \\ i_j^-(t) = \frac{u_j(t)}{Z_c} - i_j(t) \end{cases}, \begin{cases} i_k^+(t) = \frac{u_k(t)}{Z_c} - i_k(t) \\ i_k^-(t) = \frac{u_k(t)}{Z_c} + i_k(t) \end{cases} \quad (1)$$

收稿日期: 2018-11-28; 修回日期: 2019-06-18

基金项目: 国家自然科学基金资助项目 (51677126)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China (51677126)

其中, $i_j^+(t)$ 、 $i_j^-(t)$ 分别为 J 端的正、反向电流行波; $i_k^+(t)$ 、 $i_k^-(t)$ 分别为 K 端的正、反向电流行波; $u_j(t)$ 、 $i_j(t)$ 分别为 J 端的电压、电流; $u_k(t)$ 、 $i_k(t)$ 分别为 K 端的电压、电流。

如图1所示,当输电线路内部点 F 发生故障时,线路被故障点 F 划分为2段新的传输线 JF 和 FK , 长度分别为 l_j 和 l_k , 则 τ_j 和 τ_k 分别为故障点 F 两侧线路的传播延时。定义 $\Delta\tau$ 为行波在故障点两侧的传播时间差并考虑各类故障位置情况,存在如下关系:

$$\begin{cases} \Delta\tau = \tau_j - \tau_k \\ \Delta\tau \in (-\tau, \tau) \end{cases} \quad (2)$$

结合 τ 、 $\Delta\tau$ 与故障点位置和波速的关系,得到线路 J 端到故障点 F 距离的计算式为:

$$l_{JF} = \frac{\tau + \Delta\tau}{2} v \quad (3)$$

式(3)正是双端法行波测距的理论基础^[12]。定义输电线路的正、反向差电流为:

$$\begin{cases} di^+(t) = i_j^+(t - \tau) - i_k^+(t) \\ di^-(t) = i_k^-(t - \tau) - i_j^-(t) \end{cases} \quad (4)$$

发生故障后,2种差电流与故障电流存在式(5)所示关系^[13]:

$$\begin{cases} di^+(t) = i_F(t - \tau_k) \\ di^-(t) = i_F(t - \tau_j) \end{cases} \quad (5)$$

由式(5)表明,正向差电流 $di^+(t)$ 和反向差电流 $di^-(t)$ 分别反映了不同时刻的故障点电流,若将 $di^+(t)$ 沿着时间轴向后平移 $\Delta\tau$ 得到 $di^+(t - \Delta\tau)$, 则有:

$$di^+(t - \Delta\tau) = di^-(t) \quad (6)$$

需要说明的是,式(6)是基于均匀无损传输线的推导结果。由于实际输电线路存在分布电阻,实际计算得到的差电流受电阻的影响存在不平衡差流^[14];同时,分布电阻也使得故障点两端的电流行波在线路上传播时发生一定程度的衰变。因此, $di^+(t - \Delta\tau)$ 与 $di^-(t)$ 的波形并不会完全重合,但二者仍具有很高的相似度。

根据上述分析可以得到本文的故障测距机理:将反向差电流 $di^-(t)$ 作为参照标准,使正向差电流 $di^+(t)$ 沿着时间轴向后平移时间 Δt 得到 $di^+(t - \Delta t)$, 并比较判断其与 $di^-(t)$ 的波形相似度。那么在平移过程中,当 $\Delta t = \Delta\tau$ 时,得到的 $di^+(t - \Delta\tau)$ 与 $di^-(t)$ 波形应具有最高的相似度。

高压直流输电线路通常由正、负极2根输电线路构成。两极输电线路之间存在电气耦合,可利用实数解耦矩阵对两极的电压、电流进行解耦,得到的电压电流0模分量和1模分量将不再存在电气耦合。

$$S = S^{-1} = \frac{1}{\sqrt{2}} \begin{bmatrix} 1 & 1 \\ 1 & -1 \end{bmatrix} \quad (7)$$

直流输电线路发生故障后,有以下特点:

(1)直流输电线路发生极间(对称)故障时,故障电流不会经大地回路回流,不存在0模分量;

(2)直流输电线路参数具有频变特性,由式(3)可以看出,故障测距的准确度与选取何种频率下的波速直接相关,0模参数因为受大地回路阻抗的影响,其波速随频率的变化更为显著。

为此,本文利用1模分量实现故障测距算法。后文中,用下标“1”表示某变量或参数为1模分量,例如1模正向差电流表示为 $di_1^+(t)$ 。

2 故障测距方法

2.1 余弦相似度和 Pearson 相关性分析

由上述故障测距机理可知,如何衡量 $di_1^+(t - \Delta t)$ 和 $di_1^-(t)$ 的波形相似度是提取 $\Delta\tau_1$ 及获得故障位置信息的关键。

余弦相似度是电力系统中较为常见的分析相关性的手段,有相关研究通过用余弦相似度衡量不同电气量之间的相关度来检测直流输电线路不正常运行情况^[15-16],其表达式如下:

$$R(x, y) = \frac{\sum_{i=1}^N x_i y_i}{\sqrt{\sum_{i=1}^N x_i^2} \sqrt{\sum_{i=1}^N y_i^2}} \quad (8)$$

其中, $R(x, y)$ 为余弦相似度; x 与 y 为2组数据; x_i 、 y_i ($i=1, 2, \dots, N$) 分别为数据 x 、 y 中的第 i 个元素。从余弦相似度的分子可以看出,只要 x_i 和 y_i 为同号,余弦相似度的计算结果就为正值,即判断2组数据为正相关。

Pearson 相关系数在对2组数据进行中心化处理的基础上进行余弦相似度的计算,能够更好地衡量2组波形细节处的相似度而非波形符号的相关性,其表达式如下:

$$P(x, y) = \frac{\sum_{i=1}^N \left(x_i - \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N x_j \right) \left(y_i - \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N y_j \right)}{\sqrt{\sum_{i=1}^N \left(x_i - \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N x_j \right)^2} \sqrt{\sum_{i=1}^N \left(y_i - \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N y_j \right)^2}} \quad (9)$$

其中, $P(x, y)$ 为 Pearson 相关系数。

Pearson 相关系数的分子部分为2组数据 x 、 y 的协方差。统计学用协方差表征2组数据变化趋势的一致性,可以看出,只有当 x_i 和 y_i 同时大于或者小于自身的平均值时,协方差为正值,表示二者正相关;反之,协方差为负值,表示二者负相关。利用 x 、 y 的标准差乘积对协方差进行归一化处理,便得到了 Pearson 相关系数 $P(x, y)$, 其取值范围为 $(-1, 1)$, $P(x, y)$ 越趋近于1表示 x 、 y 的正相关性越高。

以图2给出的3种信号波形为例(其中 y_1 为三角波),将 y_1 认为是作为参考的1模反向差电流 $di_1^-(t)$, y_2 、 y_3 为平移过程中的1模正向差电流 $di_1^+(t)$,对2种相关性分析手段刻画波形相似性的能力进行分析。

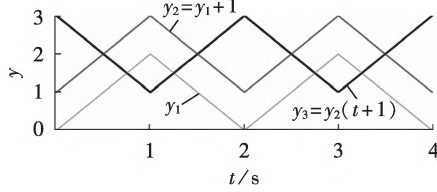


图2 3种信号波形

Fig.2 Three kinds of signals

表1给出3种波形之间的余弦相似度和Pearson相关系数。可以看出,余弦相似度对于平移过程 y_1 、 y_2 和 y_1 、 y_3 的波形相似性结果比较接近,区分度并不明显。相反地,Pearson相关性分析在这2种场景下却给出了明显的区分:对于信号 y_1 、 y_2 ,Pearson相关系数计算结果为1;对于信号 y_1 、 y_3 ,Pearson相关系数的计算结果为-1。由此可见,Pearson相关系数可以更好地反映2组波形变化趋势的一致性。

表1 余弦相似度和Pearson相关系数

Table 1 Cosine similarity and Pearson correlation coefficients

信号波形	余弦相似度	Pearson相关系数
y_1 、 y_2	0.9703	1
y_1 、 y_3	0.6883	-1

2.2 故障测距函数

结合上述分析以及本文的故障测距机理,将1模反向差电流 $di_1^-(t)$ 作为参照标准,令1模正向差电流 $di_1^+(t)$ 沿着时间轴向后平移 Δt 得到 $di_1^+(t-\Delta t)$,并不断计算其与 $di_1^-(t)$ 的Pearson相关系数。当 $\Delta t = \Delta\tau_1$ 时,二者的Pearson相关系数将取得最大值且接近1。由此,可构造故障测距函数如式(10)所示。

$$\begin{cases} f(\Delta t) = P(di_1^+(t-\Delta t), di_1^-(t)) \\ f(\Delta\tau_1) = \max\{f(\Delta t)\} \end{cases} \quad (10)$$

其中, $\Delta t \in (-\tau_1, \tau_1)$ 。

将式(10)求得的 $\Delta\tau_1$ 代入式(3)即可获得故障位置信息,实现故障定位。

2.3 算法数据窗的选取

计算时,需要选取时窗为 $[t_{st}, t_{st}+t_w]$ 的1模正向差电流 $di_1^+(t)$ 用于平移计算,其中, t_{st} 为冗余窗的起始时刻,应选取故障后 $di_1^+(t)$ 开始随故障电流1模分量变化的时刻; t_w 为截取波形的冗余窗长,故障后 $di_1^+(t)$ 将增大,故可用 $di_1^+(t)$ 在固定积分窗 ΔT 内的均值大于某个门限值 I_{sh} 的时刻来确定 t_{st} ,确保 $di_1^+(t)$ 已经随故障电流变化,即 t_{st} 由式(11)确定。

$$\frac{1}{\Delta T} \int_{t_{st}-\Delta T}^{t_{st}} di_1^+(t) dt > I_{sh} \quad (11)$$

利用时窗 $[t_{st}, t_{st}+t_w]$ 内的 $di_1^+(t)$ 波形平移后与作为参考的 $di_1^-(t)$ 进行相似度比较,由式(10)中 Δt 的取值范围可知,应有 $[t_{st}-\tau_1, t_{st}+\tau_1+t_w]$ 内的 $di_1^-(t)$ 与其比较。故由此可知本文所提故障测距算法的总数据窗长为:

$$T = 2\tau_1 + t_w \quad (12)$$

其中,冗余窗 t_w 取为3 ms; τ_1 与线路的长度和1模行波的传播速度 v_1 相关, v_1 接近于光速,以长度为1 000 km的线路为例,本文所提算法需要的总时窗长度接近10 ms。

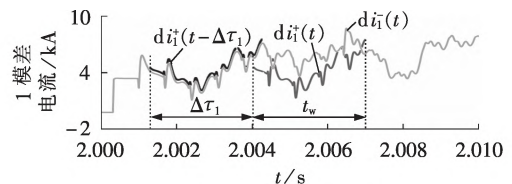
3 仿真实验

3.1 故障仿真分析

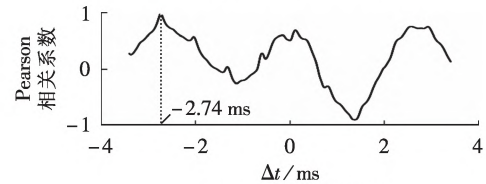
本文在PSCAD中搭建了 ± 500 kV 双极HVDC系统,其示意图如附录中的图A1所示,系统参数如附录中的表A1所示;线路采用频变模型,杆塔结构同文献[11],线路长度设为1 000 km,采样频率设置为100 kHz。

实现算法需要用到线路的1模波阻抗 $Z_{c1} = \sqrt{L_1/C_1}$ 和1模波速 $v_1 = 1/\sqrt{L_1 C_1}$,由于直流输电线路中线路参数具有频变特性,本文选取0.1 Hz下的线路参数进行故障测距算法的计算。

图3(a)给出了长度为1 000 km的直流输电线路在距J端100 km处在2 s发生极间金属性故障的1模反向差电流 $di_1^-(t)$ 、截取的1模正向差电流 $di_1^+(t)$ 以及平移后的1模正向差电流 $di_1^+(t-\Delta\tau_1)$,图3(b)给出了平移过程中 $di_1^+(t-\Delta\tau_1)$ 与 $di_1^-(t)$ 的Pearson相关系数。



(a) 1模行波差电流



(b) Pearson相关系数

图3 1 000 km线路距J端100 km处发生极间故障时的仿真结果

Fig.3 Simulative results of pole-to-pole fault that occurs 100 km away from J-end of 1 000 km transmission line

通过对比图3(a)中的 $di_1^+(t-\Delta\tau_1)$ 与 $di_1^-(t)$ 的波形可以发现,由于线路分布电阻的存在,致使二者波

形无法完全重合,但二者波形在变化趋势上仍具有很高的相似度。图 3(b)给出了平移时间 Δt 在 $(-\tau_1, \tau_1)$ 变化时, Pearson 相关系数的变化曲线。可以看出, $di_1^+(t-\Delta t)$ 与 $di_1^-(t)$ 的 Pearson 相关系数随着时移长度的不同有明显的区分度,且明显存在一个接近 1 的最大值。进一步地,根据最大值对应的 $\Delta t = -2.74$ ms, 将 $\Delta \tau_1 = -2.74$ ms 代入式 (3) 计算得到的故障距离为 98.57 km, 故障测距结果的误差为 -0.143% 。

图 4 给出了 1 000 km 的直流输电线路在距 J 端 100 km 处发生正极经 300 Ω 高阻接地故障时的仿真结果。由图 4(a)可以看出,由于故障类型为单极接地故障,且由金属性故障变为高阻故障,故障电流明显减小, $di_1^-(t)$ 和 $di_1^+(t)$ 也随之减小。但由图 4(b)可以看出,平移得到的 $di_1^+(t-\Delta \tau_1)$ 与 $di_1^-(t)$ 波形仍具有很高的相似度,利用 Pearson 相关系数提取时间差 $\Delta \tau_1$ 的结果为 -2.71 ms, 利用式 (3) 计算得到的故障距离为 102.96 km, 故障测距结果的误差为 0.296% 。

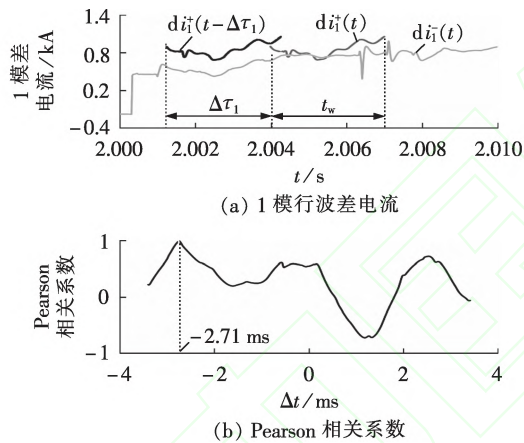


图 4 1 000 km 线路距 J 端 100 km 处发生正极经 300 Ω 高阻接地故障时的仿真结果

Fig.4 Simulative results of one-pole-to-ground fault with 300 Ω resistance that occurs 100 km away from J-end of 1 000 km transmission line

为验证本文所提故障测距算法的有效性和精确性,对线路全长的各类故障情况进行了仿真,表 2 给出了不同故障距离和不同过渡电阻情况下极间故障和单极接地故障的测距结果。由于实际情况中,两极线路一般不会经过较大的过渡电阻故障,故仿真中极间故障的过渡电阻考虑为 $0 \sim 50 \Omega$ 。

由表 2 可以看出,本文提出的利用行波差电流相关性的故障测距方法在各类故障类型、故障位置、过渡电阻的情况下均能够实现可靠故障测距,最大相对误差为 0.296% ,可以实现全线路的精确故障定位,且定位精度受过渡电阻的影响较小。

3.2 采样频率对故障测距精度的影响

直流控制保护系统的实际测量采样频率可能受限,因此本文针对实际直流工程中常见的采样频率

表 2 各类故障的测距结果

Table 2 Fault location results of various faults

故障与 J 端距离 / km	极间故障			单极接地故障		
	过渡电阻 / Ω	测距结果 / km	误差 / %	过渡电阻 / Ω	结果 / km	误差 / %
10	0	9.19	-0.081	0	10.66	0.066
	10	9.19	-0.081	100	12.12	0.212
	50	9.19	-0.081	300	12.12	0.212
100	0	98.57	-0.143	0	101.49	0.149
	10	100.03	0.003	100	102.96	0.296
	50	98.57	-0.143	300	102.96	0.296
300	0	297.82	-0.218	0	297.82	-0.218
	10	300.74	0.074	100	299.28	-0.071
	50	297.82	-0.218	300	297.82	-0.218
500	0	500.00	0	0	500.00	0
	10	500.00	0	100	500.00	0
	50	500.00	0	300	500.00	0
700	0	702.18	0.218	0	699.29	-0.071
	10	702.18	0.218	100	697.78	-0.221
	50	702.18	0.218	300	697.78	-0.221
900	0	899.97	-0.003	0	898.50	-0.150
	10	901.43	0.143	100	898.50	-0.150
	50	899.97	-0.003	300	897.04	-0.296
990	0	990.80	0.080	0	990.80	0.080
	10	990.80	0.080	100	987.87	-0.213
	50	987.87	-0.213	300	987.87	-0.213

进行了验证,即采用 10 kHz 的采样频率,验证算法的故障测距效果,其结果如表 3 所示。

表 3 采样频率为 10 kHz 的故障测距结果

Table 3 Fault location results with sampling frequency of 10 kHz

故障与 J 端距离 / km	极间故障			单极接地故障		
	过渡电阻 / Ω	测距结果 / km	误差 / %	过渡电阻 / Ω	测距结果 / km	误差 / %
100	0	104.43	0.443	0	104.43	0.443
	10	104.43	0.443	100	89.77	-1.023
	50	104.43	0.443	300	89.77	-1.023
900	0	895.57	-0.443	0	895.57	-0.443
	10	895.57	-0.443	100	895.57	-0.443
	50	895.57	-0.443	300	895.57	-0.443

对比表 3 和表 2 可看出,当采样频率降为 10 kHz 时,本文算法的故障测距误差比采样频率为 100 kHz 时有所增加。由本文的故障测距机理可知,算法通过平移波形来获取 $\Delta \tau_1$ 信息,平移的间隔 t_s 为采样频率 f_s 的倒数,故本文所提算法的故障测距精度其实与行波机理的故障测距方法具有相同的形式:

$$e = \frac{v_1}{2f_s} = \frac{v_1 t_s}{2} \quad (13)$$

其中, e 为算法的理论故障测距误差范围; 本文所仿真线路的 1 模波速 $v_1 = 2.93 \times 10^8$ m/s。由式 (13) 可知,当实现算法的采样频率由 100 kHz 降到 10 kHz 时, t_s 由 10 μ s 上升到 100 μ s, e 由 1.465 km 上升到 14.65 km, 算法的故障测距精度有所下降。为了解决这个问题,本文对 10 kHz 的原始采样数据进行了

三次样条插值,减小采样间隔以提高算法的故障测距精度。

通过将 10 kHz 采样频率下 $di_1^+(t)$ 和 $di_1^-(t)$ 的计算波形原始数据进行插值使其采样点数恢复至与 100 kHz 的采样率相同,并利用插值后的波形进行故障测距。表 4 为利用插值后的波形数据的算法的故障测距结果,可以看出,相较于表 3,表 4 所示故障测距结果的误差有一定程度的减小。因此,在实际工程中应用本文算法时,在采样频率较低的情况下,可以通过对原始波形数据进行插值的方法提升算法的故障测距精度。

表 4 插值后的故障测距结果

Table 4 Fault location results after interpolation

故障与 J 端距 离 / km	极间故障			单极接地故障		
	过渡 电阻 / Ω	测距 结果 / km	误差 / %	过渡 电阻 / Ω	测距 结果 / km	误差 / %
100	0	98.57	-0.143	0	98.57	-0.143
	10	98.57	-0.143	100	95.64	-0.436
	50	98.57	-0.143	300	95.64	-0.436
900	0	899.97	-0.003	0	897.04	-0.296
	10	898.50	-0.150	100	895.57	-0.443
	50	898.50	-0.150	300	895.57	-0.443

3.3 频变参数对故障测距算法的影响

由于直流线路参数是与频率有关的变量,故障情况下,不同频率的故障分量所对应的直流线路参数不同,对应的波阻抗 Z_{cl} 和波速 v_1 也不尽相同。由前文分析可知, Pearson 相关系数与 $di_1^+(t)$ 和 $di_1^-(t)$ 的波形有关, $di_1^+(t)$ 和 $di_1^-(t)$ 的波形计算与 Z_{cl} 和 v_1 有关,故 Pearson 相关系数可能受到频变参数的影响;由式(13)可知,最后的故障测距结果与 v_1 密切相关。由此可知本文所提故障测距算法的故障测距误差可能与所选用的某一特定频率的线路参数有关,有必要验证不同频率下的线路参数对算法的测距误差造成的影响。当高压直流输电线路发生故障后,直流线路的故障电流包含各个频段的分量,但主要以低频段分量为主。因此,本文分别基于 0~100 Hz 频段内不同频率下的线路参数实现所提故障测距算法,得到的故障测距结果及误差如图 5 所示。

由图 5(a) 可看出,由不同频率下线路参数计算得到的 $di_1^+(t)$ 和 $di_1^-(t)$ 波形平移后计算的 Pearson 相关系数曲线基本一致。由图 5(b) 可以看出,1 模波速在整个频域内随频率的变化很小,在 0~100 Hz 频段内 1 模波速的变化基本可以忽略。由图 5(c) 可见,本文算法基于不同频率的线路参数得到的故障测距误差基本都较小,这是因为 1 模分量所对应参数受频率的影响较小,这也是本文所提算法采用 1 模分量的主要原因之一。由上述分析可知,只要采用低频段内的线路参数,则具体选取何种频率下的线路参数对本文算法的故障测距精度基本无影响,

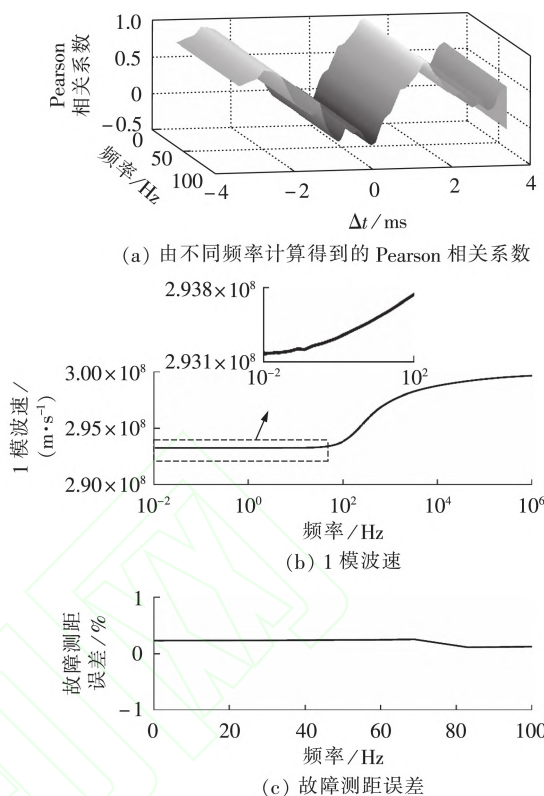


图 5 不同频率参数下 700 km 极间短路故障测距结果

Fig.5 Fault location results of 700 km one-pole-to-ground metallic fault under different frequencies

均可以实现较为准确的故障定位。

3.4 噪声干扰对故障测距算法的精度影响

实际输电系统中,需考虑数据的对时误差和互感器误差等,可能会对 $di_1^+(t)$ 和 $di_1^-(t)$ 波形的计算引入噪声干扰从而影响算法的故障测距精度。为了验证噪声干扰对故障测距算法精度的影响,在 $di_1^+(t)$ 和 $di_1^-(t)$ 的波形数据中叠加高斯白噪声。

以距离 J 端 100 km 处发生极间故障为例,在 $di_1^+(t)$ 和 $di_1^-(t)$ 的波形上叠加信噪比(SNR)为 20 dB 的高斯白噪声,如附录中的图 A2(a)所示。附录中的图 A2(b)给出相应的 Pearson 相关系数,根据图 A2(b)可以计算得到故障测距结果为 98.57 km,故障测距误差为 -0.143%,与采样原始波形的故障测距结果精度一致。

表 5 给出了分别叠加信噪比为 20、30、40 dB 的高斯白噪声的情况下,距离 J 端 100 km 处各类故障的故障测距误差。从表 5 可以看出,因为发生极间故障时的故障电流通常较大,故障电流波动变化明显,无论在较强或是较弱的噪声干扰下,通过平移波形计算的 Pearson 相关系数都有很好的区分度,本文算法能够保证很高的精度。由于发生单极接地故障时的故障电流相对较小,噪声对本文算法的故障测距精度略有下降。随着故障的过渡电阻越大,故障电流进一步变小,波形趋于平缓,此时噪声对故障测

距精度的干扰也进一步加剧。由于白噪声本身的随机性,可能出现部分具有较低信噪比噪声反而故障测距误差更小的情况,但随着噪声强度的减小,故障测距误差有下降的趋势。总体而言,本文所提出的故障测距算法在噪声干扰的情况下,仍能够保证比较高的故障测距精度。

表5 不同信噪比的噪声下的故障测距结果误差

Table 5 Error of fault location results under noise with different SNRs

故障类型	过渡电阻/ Ω	测距结果误差/%		
		SNR=20 dB	SNR=30 dB	SNR=40 dB
极间故障	0	-0.143	-0.143	-0.143
	10	-0.143	-0.143	-0.143
	50	-0.143	-0.143	-0.143
单极接地故障	0	-0.143	0.003	0.149
	100	0.736	-0.143	-0.290
	300	-0.583	-0.436	-0.436

4 结论

本文基于2种差电流波形所具有的相似性,并利用Pearson相关系数表征二者波形的相似度并提取故障位置信息,提出了一种高压直流输电故障测距算法。本文算法利用线路两端的时域电压、电流信息实现故障测距,适用于各种故障类型,具有较高的故障测距精度。仿真结果表明,本文算法受过渡电阻影响较小,在噪声干扰下仍能够可靠地进行故障测距。此外,在采样频率较低的情况下,可通过对波形数据进行插值在一定程度上减小小算法的故障测距误差。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

参考文献:

- [1] 赵婉君. 高压直流输电工程技术[M]. 北京:中国电力出版社, 2004:1-25.
- [2] 葛耀中. 新型继电保护与故障测距原理与技术[M]. 西安:西安交通大学出版社, 2007:182-187.
- [3] 王少荣,赵研卉. 双极HVDC输电线路行波故障定位[J]. 高电压技术, 2007, 33(7):124-128.
WANG Shaorong, ZHAO Yanhui. Travelling-wave fault location of double-pole HVDC transmission system[J]. High Voltage Engineering, 2007, 33(7):124-128.
- [4] 刘兵,胡勇,阮江军,等. 基于小波分析频差性的电力电缆故障测距[J]. 电力自动化设备, 2009, 29(3):22-27.
LIU Bing, HU Yong, RUAN Jiangjun, et al. Power cable fault locating based on frequency difference character of wavelet analysis[J]. Electric Power Automation Equipment, 2009, 29(3): 22-27.
- [5] 顾艳,王玉忠. 基于小波变换和数学形态学的双回线故障测距[J]. 电力自动化设备, 2011, 31(12):34-38.
GU Yan, WANG Yuzhong. Fault location based on wavelet transform and mathematical morphology for double-circuit transmission lines[J]. Electric Power Automation Equipment, 2011, 31(12):34-38.
- [6] 束洪春,程春和,赵文渊,等. 形态学与HHT检测相结合的行波波头准确标定方法[J]. 电力自动化设备, 2009, 29(7):1-7.
SHU Hongchun, CHENG Chunhe, ZHAO Wenyuan, et al. Accurate traveling-wave front detection based on morphology and HHT[J]. Electric Power Automation Equipment, 2009, 29(7):1-7.
- [7] 廖凯,何正友,李小鹏. 基于行波固有频率的高压直流输电线路故障定位[J]. 电力系统自动化, 2013, 37(3):104-109.
LIAO Kai, HE Zhengyou, LI Xiaopeng. Fault location for HVDC transmission line based on the natural frequency of traveling wave[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(3): 104-109.
- [8] 刘可真,束洪春,于继来,等. ± 800 kV特高压直流输电线路故障定位小波能量谱神经网络识别法[J]. 电力自动化设备, 2014, 34(4):141-147.
LIU Kezhen, SHU Hongchun, YU Jilai, et al. Fault location based on wavelet energy spectrum and neural network for ± 800 kV UHVDC transmission line[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(4):141-147.
- [9] MOHAMMAD F, JAVAD S. A novel fault-location method for HVDC transmission lines based on similarity measure of voltage signals[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2013, 28(4):2483-2490.
- [10] 宣文博,张艳霞,陈旭,等. 基于行波差动电流的输电线路接地故障测距[J]. 天津大学学报(自然科学与工程技术版), 2016, 49(6):639-645.
XUAN Wenbo, ZHANG Yanxia, CHEN Xu, et al. Grounding fault location of transmission line by traveling wave differential current[J]. Journal of Tianjin University(Science and Technology), 2016, 49(6):639-645.
- [11] JIALE S, SHUPING G, GUOBING S, et al. A novel fault-location method for HVDC transmission lines[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2010, 25(2):1203-1209.
- [12] 冯腾,董新洲. 双端行波故障测距装置性能测试方法[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(9):114-120.
FENG Teng, DONG Xinzhou. Performance test method of two-terminal traveling wave fault location[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(9):114-120.
- [13] 董新洲,雷敦宇,汤兰西,等. 行波特性分析及行波差动保护技术挑战与展望[J]. 电力系统自动化, 2018, 42(19):185-191.
DONG Xinzhou, LEI Aoyu, TANG Lanxi, et al. Analysis of traveling wave characteristics and challenges and prospects of traveling wave differential protection technology[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(19):185-191.
- [14] 张武军,何奔腾. 行波差动保护不平衡差流分析及实用方案[J]. 电力系统自动化, 2007, 31(20):49-55.
ZHANG Wujun, HE Benteng. Analysis and application of unbalanced differential current in traveling wave differential protection[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(20): 49-55.
- [15] 李斌,邱宏,洪潮,等. 基于电压源型换流器的柔性直流系统快速方向保护[J]. 电力自动化设备, 2018, 38(2):1-8.
LI Bin, QIU Hong, HONG Chao, et al. High-speed direction protection of flexible DC system based on voltage source converter[J]. Electric Power Automation Equipment, 2018, 38(2): 1-8.
- [16] 孔飞,张保会,王艳婷. 基于行波波头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.

(下转第53页 continued on page 53)

the International Council on Large Electric System. Bologna, Italy: CIGRE, 2011: 264-272.

作者简介:

赵冠琨(1996—),男,陕西西安人,硕士研究生,主要研究方向为柔性直流电网保护与控制(**E-mail**: zhaoguankun_ncepu@163.com)

贾科(1986—),男,内蒙古呼和浩特人,教授,博士研



赵冠琨

究生导师,博士,通信作者,主要研究方向为电力系统保护与控制、新型配电网故障定位与系统自我恢复(**E-mail**: ke.jia@ncepu.edu.cn);

王聪博(1990—),男,吉林长春人,博士研究生,主要研究方向为柔性直流配电网保护与控制(**E-mail**: wangcongbo107@163.com)。

Analysis and improvement of protection action of flexible DC transmission system based on dynamic resistance characteristics of DC circuit breaker's transfer branch

ZHAO Guankun, JIA Ke, WANG Congbo, XUAN Zhenwen, BI Tianshu

(State Key Laboratory of Alternate Electrical Power System with Renewable Energy Sources, North China Electric Power University, Beijing 102206, China)

Abstract: When the DC circuit breaker clears the fault current through the commutation between its branches, the fault transient electrical quantity of the system will change. The influence of DC circuit breaker's action characteristics is not considered in the principle design of existing DC protection, which may cause the misoperation of the existing DC protection. Therefore for flexible HVDC (High Voltage Direct Current) system, the action characteristic of DC circuit breaker during DC short circuit fault is analyzed, the short circuit current analytical expression considering quench characteristics of fault current in each flow branch of DC circuit breaker is given, the applicability of existing current differential protection, low voltage over-current protection and differential protection is verified, and then a protection algorithm based on the current integral value is proposed, which solves the misoperation problems of the current differential protection with strong ability to resist the transition resistance and noise. Finally, a ± 320 kV double-terminal flexible DC transmission system model is established by PSCAD / EMTDC electromagnetic transient simulation software. The simulative results verify the correctness of theoretical analysis and the applicability of the proposed protection algorithm.

Key words: DC circuit breaker; DC power transmission; DC line protection; adaptive analysis; short circuit currents; relay protection

(上接第32页 continued from page 32)

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

作者简介:

李斌(1976—),男,甘肃兰州人,教授,博士研究生导师,博士,主要研究方向为电力系统保护与控制(**E-mail**:



李斌

libin_tju@126.com);

张纪航(1993—),男,福建南平人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统保护与控制(**E-mail**: zhangjh_tju@163.com);

刘海金(1990—),男,山西临汾人,博士研究生,主要研究方向为电力系统保护与控制(**E-mail**: liuhaijin@tju.edu.cn)。

Fault location of HVDC transmission lines based on waveform similarity analysis

LI Bin, ZHANG Jihang, LIU Haijin, LI Ye

(Key Laboratory of Smart Grid of Ministry of Education, Tianjin University, Tianjin 300072, China)

Abstract: In order to overcome the shortcomings of the traveling wave fault location principle that performs worse in high-resistance fault and requires extremely high sampling frequency, a fault location method based on waveform similarity for HVDC (High Voltage Direct Current) power transmission lines is proposed. Based on the functional relationship between positive and negative differential currents and fault point current, the waveform similarity between positive and negative differential currents is analyzed by using Pearson correlation coefficient and the corresponding information of fault location is extracted. The proposed method takes use of time-domain information of voltages and currents at both ends, is less affected by the transition resistance and noise, and shows high reliability. PSCAD / EMTDC simulation verifies that the proposed method can achieve accurate fault location of the full length of power transmission line.

Key words: HVDC power transmission; transmission line; electric fault location; differential current; waveform similarity; time shift