

DOI: 10.19783/j.cnki.pspc.190527

考虑强非线性和波速变化特性的特高压直流输电线路故障测距方法

王永进^{1,2}, 樊艳芳¹, 唐勇³, 李自乾⁴

(1. 新疆大学电气工程学院, 新疆 乌鲁木齐 830047; 2. 国网乌鲁木齐供电公司, 新疆 乌鲁木齐 830011;
3. 新疆新能发展公司, 新疆 乌鲁木齐 830026; 4. 国网甘肃电力公司平凉供电公司, 甘肃 平凉 744000)

摘要: 特高压直流输电系统具有强非线性。采用小波变换方法的传统直流输电线路行波测距原理在实际工程中存在适应性问题。现阶段行波测距技术存在行波到达时刻与行波波速难以有机统一的问题。针对此问题, 提出一种考虑强非线性系统和波速变化特性的特高压直流输电直流线路故障测距方法。从测距方法的适应性角度出发, 提出非常适合暂态信息处理的改进的希尔伯特-黄算法, 利用该算法可准确标定故障初始行波波头。从测距精度角度出发, 分析故障行波波速变化特性, 发现线路参数的频变特性和行波波头的衰减造成行波波速与故障距离呈非线性关系。据此提出神经网络算法, 利用该算法将不必计算行波波速便能实现故障测距。大量仿真结果表明, 该测距方法在不同故障距离和不同过渡电阻下的测距精度较高, 鲁棒性较好。

关键词: 强非线性; 波速变化; 改进的希尔伯特-黄算法; 神经网络算法; 鲁棒性

Fault location method for UHVDC transmission lines considering strong nonlinearity and wave velocity variation characteristics

WANG Yongjin^{1,2}, FAN Yanfang¹, TANG Yong³, LI Ziqian⁴

(1. School of Electrical Engineering, Xinjiang University, Urumqi 830047, China; 2. State Grid Urumqi Power Supply Company, Urumqi 830011, China; 3. Xinjiang Xinneng Development Company, Urumqi 830026, China;
4. Pingliang Power Supply Company, State Grid Gansu Electric Power Company, Pingliang 744000, China)

Abstract: UHVDC transmission system has strong nonlinearity. The traveling wave ranging principle of UHVDC transmission line adopting wavelet transform method has adaptive problems in practical engineering. At present, traveling wave ranging technology has traveling wave arrival time and traveling wave velocity. It is difficult to organically unify. Aiming at this problem, a DC line fault location method considering the strong nonlinear system of UHVDC transmission and the variation of wave velocity is proposed. From the adaptability of the ranging method, an improved Hilbert-Huang algorithm which is very suitable for transient information processing is proposed. The algorithm can accurately calibrate the initial traveling wavehead of the fault. From the perspective of ranging accuracy, the wave velocity variation characteristics of the fault traveling wave are analyzed. It is found that the frequency variation characteristics of the line parameters and the attenuation of the traveling wavehead cause the traveling wave velocity to decrease with the increase of the fault distance. A neural network algorithm is proposed, which can achieve accurate fault location without calculating the traveling wave velocity. A large number of simulation results show that the ranging method has higher ranging accuracy and good robustness under different fault distances and different transition resistances.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51767023) and Joint Natural Science Foundation of the Xinjiang Uygur Autonomous Region (No. 2017D01C028).

Key words: strong nonlinearity; wave speed change; improved Hilbert-Huang algorithm; neural networks; robustness

0 引言

我国地域广阔, 发电资源与用电负荷呈逆向分

布, 特高压直流输电以其输电容量大、输送距离远、线路走廊窄等优点, 在中国具有广阔的应用前景^[1]。特高压直流输电线路距离长, 穿越地形及周边环境复杂, 造成直流输电线路是直流输电系统中故障率最高的元件。准确定位故障点, 对于减轻工作人员巡线负担, 减少停电检修时间, 保证系统的安全稳

基金项目: 国家自然科学基金资助项目(51767023); 新疆维吾尔自治区自然科学基金联合项目(2017D01C028)

定运行等具有重要的意义^[2-3]。因此,亟需研究高精度的故障测距方法,能准确、可靠地定位特高压直流输电线路故障点。

目前国内外学者针对特高压直流输电线路故障测距方法已进行了一定的研究。文献[4-6]提出用单端行波测距方法实现故障测距。然而确定故障行波第二个波头存在一定困难,长期以来难有突破。文献[7]提出双端行波测距方法,将行波波速作为定值进行测距计算。该方法没有考虑行波波速变化特性,测距结果精度偏低。文献[8]利用小波变换技术和神经网络算法共同实现故障测距。但小波变换在实际算法实现中只能处理线性非平稳信号,该方法在实际工程中存在一定适应性问题。针对上述测距方法存在的问题,提出考虑强非线性和波速变化特性的特高压直流输电线路故障测距方法,有效处理特高压直流输电系统强非线性带来的测距适应性问题,同时解决行波波速变化特性造成测距精度偏低的问题。

本文在分析行波波速变化特性的基础上,首先利用改进的希尔伯特-黄算法标定故障行波到达直流线路两端测距装置处的时刻;其次将直流线路两端测距装置处标定时刻的时间差作为输入样本集输入至BP神经网络,并将故障距离作为输出样本集,训练神经网络测距模型,当训练误差达到设定收敛精度后,特高压直流输电线路故障测距神经网络模型创建完成;最后将反映故障位置的时间差输入神经网络测距模型便可实现故障测距。文中通过PSCAD搭建云广±800 kV 双极特高压直流输电系统模型提取故障信息,利用Matlab实现测距算法,仿真验证原理的有效性。

1 行波波速变化特性分析

1.1 直流线路模量参数频变特性

双极直流输电系统,两极之间存在耦合,利用Clarke相模变化矩阵对线路故障后暂态电气量进行解耦运算,使其分解成两个独立分量(线模和零模)进行分析研究。

$$\left\{ \begin{array}{l} \alpha_1(\omega) = \left\{ \left[\sqrt{(R_1(\omega)G_1(\omega) + \omega^2 L_1(\omega)C_1(\omega))^2 + \omega^2 (L_1(\omega)G_1(\omega) - R_1(\omega)C_1(\omega))^2} + \right. \right. \\ \left. \left. (R_1(\omega)G_1(\omega) - \omega^2 L_1(\omega)C_1(\omega)) \right] / 2 \right\}^{1/2} \\ \beta_1(\omega) = \left\{ \left[\sqrt{(R_1(\omega)G_1(\omega) + \omega^2 L_1(\omega)C_1(\omega))^2 + \omega^2 (L_1(\omega)G_1(\omega) - R_1(\omega)C_1(\omega))^2} - \right. \right. \\ \left. \left. (R_1(\omega)G_1(\omega) - \omega^2 L_1(\omega)C_1(\omega)) \right] / 2 \right\}^{1/2} \end{array} \right. \quad (2)$$

式中, R_1 、 G_1 、 L_1 和 C_1 分别为某一频率下直流线

路单位长度的线模电阻、电导、电感和电容值。线

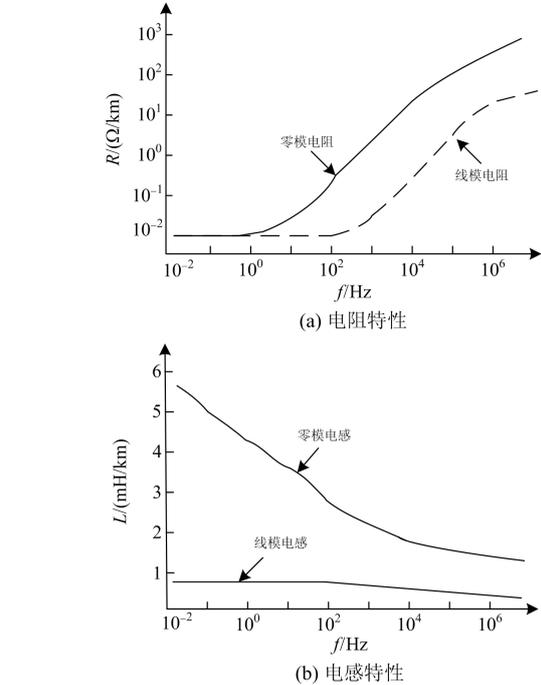


图1 频变特性曲线图

Fig. 1 Frequency change characteristic diagram

由图1可知,线模参数频变特性曲线与零模参数频变特性曲线的变化趋势相似,但线模参数比零模参数稳定,故采用线模电气量进行后续分析计算。

1.2 线模行波波速变化特性

线模电压行波稳态时域表达式为

$$u_1(x,t) = F_1(\omega)e^{-\alpha_1(\omega)x} \cos[\omega t - \beta_1(\omega)x] + F_2(\omega)e^{\alpha_1(\omega)x} \cos[\omega t + \beta_1(\omega)x] \quad (1)$$

式中: $F_1(\omega)$ 和 $F_2(\omega)$ 是由边界条件决定的系数; $\alpha_1(\omega)$ 为线模行波衰减系数; $\beta_1(\omega)$ 为线模行波相位畸变系数,表达式如式(2)所示^[10]。

路单位长度的线模电阻、电导、电感和电容值。线

模电压行波等相位面运动方程如式(3)所示。

$$\omega t \pm \beta_1(\omega)x = C \quad (3)$$

式中, C 为常数。将式(3)两端对时间求偏导得线模行波波速表达式。

$$v_1(\omega) = \frac{\omega}{\beta_1(\omega)} \quad (4)$$

式中, ω 为该频率分量的角频率, 表达式为 $\omega = 2\pi f$ 。

结合式(2)、式(4)和第 1.1 节分析可知, 线模行波中不同频率分量的传播速度不同。图 2 为线模波速频率曲线。由图 2 可知, 线模行波波速与频率呈非线性递增关系。直流输电线路发生接地故障后, 故障点产生包含从零到无穷频率分量的故障阶跃波, 阶跃波沿输电线路传播一定距离后, 受不同频率分量传播速度不同的影响, 造成阶跃波的波头与波尾被拉长, 进而形成波尾幅值比波前幅值大的畸变阶跃波^[11], 如图 3 红圈标记所示。行波波头仅含有高频分量, 波尾同时含有高频分量和低频分量, 行波波速由波头最前面部分的无穷频分量决定, 若不计行波衰减与测距装置分辨率的限制, 行波波速等于光速。

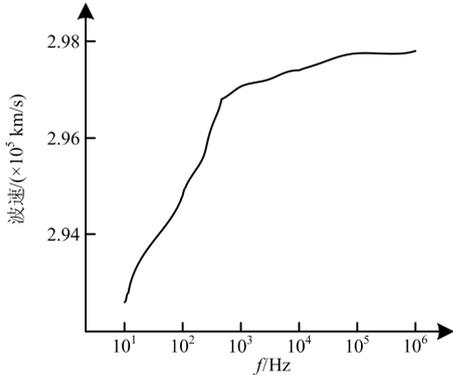


图 2 线模波速频率曲线

Fig. 2 Linear mode wave frequency curve

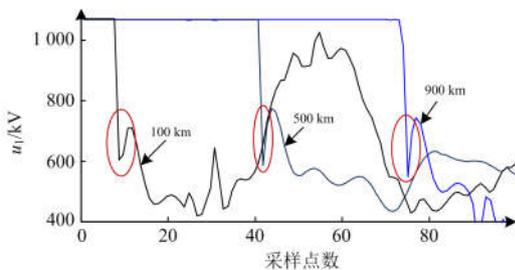


图 3 不同故障距离下的故障初始行波

Fig. 3 Fault initial wave in different fault distances

实际工程中, 测距装置的分辨率总是有限的, 其不能捕获无限微小的信号, 即只能检测到高于某一幅值的信号, 低于这一幅值的信号都被记录为零。

如图 4 所示, 实际故障行波幅值随故障距离的增加而减小, 当幅值低于幅值分辨率时, 信号被测距装置记录为零。

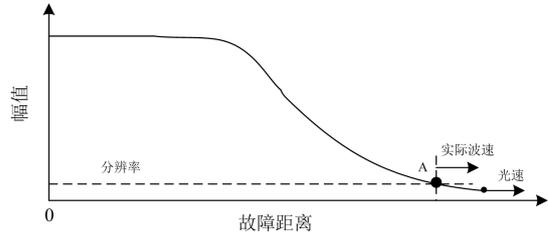


图 4 实际波速示意图

Fig. 4 Actual wave velocity diagram

由图 4 可知, 测距装置检测到的行波波速并不是由实际故障行波最前面部分决定, 而是由能检测到的第 1 个数据点 A 决定。由前文分析可知: 畸变的故障阶跃波波头含有高频分量, 数据点 A 为故障行波波头上一一点, 该点由一定带宽的不同高频分量叠加而成, 最高频率是一个有限值, 令其为 f , 实际故障行波波速的大小由频率 f 所对应的单频正弦波在线路中的传播速度决定。由式(2)可知, 线路越长, 频率越高, 线模行波幅值衰减越剧烈, 导致实际测距装置所能检测到数据点中的最高频分量是变化的, 即线模行波波速是一个变量^[12]。综合前文分析可知: 随着故障距离的增加, 线模行波衰减系数越大, 导致仅含高频分量的行波波头幅值越小, 当测距装置分辨率给定时, 其能检测到最高频分量的频率越来越低, 其频率对应的传播速度越来越小, 即实际线模行波波速越来越小。

1.3 双端故障测距精度的影响因素

双端故障测距原理如图 5 所示。

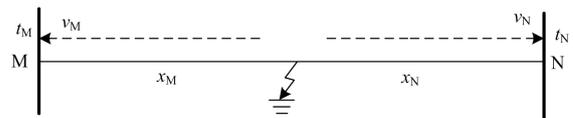


图 5 双端故障测距原理图

Fig. 5 Double-ended fault location schematic

设直流输电线路全长为 L , x_M 为故障点距整流侧的距离, x_N 为故障点距逆变侧的距离; t_M 为故障初始行波波头到达整流侧的时间, t_N 为故障初始行波波头到达逆变侧的时间; v_M 为故障初始行波到达整流侧的行波波速, v_N 为故障初始行波到达逆变侧的行波波速, 采用 v_{fix} 表示固定经验波速。由图 5 可得:

$$\begin{cases} x_M = (v_{\text{fix}} + \Delta v_M)(t_M - t) \\ x_N = (v_{\text{fix}} + \Delta v_N)(t_N - t) \\ L = x_M + x_N \\ \Delta v_M = v_{\text{fix}} - v_M \\ \Delta v_N = v_{\text{fix}} - v_N \end{cases} \quad (5)$$

由第1节分析可知, v_M 、 v_N 与故障距离之间呈非线性变化,故 Δv_M 和 Δv_N 是随故障距离变化的量。令 $\Delta v_M = \alpha v_{\text{fix}}$, $\Delta v_N = \beta v_{\text{fix}}$, $-1 < \alpha < 0$ 、 $-1 < \beta < 0$,且均是变量,则由式(5)可得双端故障测距的精确计算公式,如式(6)所示。

$$\begin{cases} x_M = \frac{(1+\alpha)L + (1+\alpha)(1+\beta)}{2+\alpha+\beta} v_{\text{fix}} \Delta t \\ \Delta t = t_M - t_N \end{cases} \quad (6)$$

令 $\alpha=0$ 、 $\beta=0$,得到不考虑线模波速变化时传统双端测距公式:

$$x_M = \frac{L + v_{\text{fix}}(t_M - t_N)}{2} \quad (7)$$

式(6)与式(7)相减得到不考虑波速变化特性时的测距误差。

$$\Delta x_M = \frac{(\beta - \alpha)L - (\alpha + \beta + 2\alpha\beta)v_{\text{fix}}(t_M - t_N)}{2 \times (2 + \alpha + \beta)} \quad (8)$$

由式(8)可知,测距误差与实际行波波速和故障行波到达直流线路两端测距装置处的时间差有关。为保证较高的故障测距精度,必须考虑波速的变化特性,并兼顾各类奇异点检测技术在实际工程实现中的准确性和适应性的问题。

2 故障测距方法

2.1 改进的希尔伯特-黄变换

直流输电系统是强非线性系统,输出电气量具有非线性^[13],利用小波算法处理非线性电气量具有一定的适应性问题。从测距的适应性角度出发,文中利用希尔伯特-黄算法对故障后暂态量进行预处理。

小波变换在实际算法实现中只能处理线性非平稳信号,同时小波基在实际工程中存在选取困难的问题,而希尔伯特-黄变换(Hilbert-Huang Transform, HHT)作为一种优秀的时频分析方法,能直接反映信号的时频本质,与傅里叶变换、小波理论和数学形态学等方法相比,在实际算法实现中更适合处理非线性非平稳信号,具有很强的自适应性,非常适合电力系统暂态信号的处理。但该算法存在模态混叠和虚假分量等问题^[14],针对此问题,文献[15]提出了

改进的希尔伯特-黄变换(Improved Hilbert-Huang Transform, IHHT),使信号能准确分解。

IHHT 算法步骤如下:

(1) 给原信号 $x(t)$ 加一组高斯白噪声 $w(t)$ 后获得一个新信号 $X(t)$ 。

$$X(t) = x(t) + w(t) \quad (9)$$

(2) 对新信号 $X(t)$ 进行经验模态分解(EMD),得到 n 个从高频到低频依次排列的固有模态函数(imf_{*n*})分量。

$$X(t) = \sum_{k=1}^n \text{imf}_k(t) + r_n(t) \quad (10)$$

(3) 给原始信号 $x(t)$ 加入不同高斯白噪声 $w_i(t)(i=1\sim m)$,重复以上两步,共进行 m 次。

$$\begin{cases} X_i(t) = x(t) + w_i(t) \\ X_i(t) = \sum_{k=1}^n \text{imf}_{ik}(t) + r_{in}(t) \end{cases} \quad (11)$$

(4) 对相应的 m 个 imf_{ik} 分量求均值消除高斯白噪声带来的影响。

$$\text{imf}_k(t) = \frac{1}{m} \sum_{i=1}^m \text{imf}_{ik}(t) \quad (12)$$

(5) 对 n 个 imf_n 分量进行 Hilbert 变化后可得到相对应的瞬时频率。

$$f(t) = \frac{1}{2\pi} \frac{d\theta(t)}{dt} \quad (13)$$

式中, $\theta(t)$ 为原信号经 Hilbert 变换后得到的解析信号相位关于时间的函数。

由第1节分析可知,实际工程中测距装置只能检测到高于某一幅值的信号,故定义行波到达时刻为测距装置所能检测到行波波头中最高频分量到达测量点的时刻,同时测量点的暂态电气量呈现尖锐的变化,在 IHHT 时频图中表现为高频突变^[16],第一个高频突变点对应的时刻可认为是故障行波到达时刻。

根据式(13)绘出特高压直流输电线路故障后暂态线模电压信号经 IHHT 的时频图,如图6所示。图6中,整流侧和逆变侧测距装置检测到线模电压奇异性变化的时刻分别为 $t_M=1.00165$ s、 $t_N=1.00305$ s;双端线模电压高频分量 imf_1 的时频图中第一个高频突变点对应的时刻为 $t_M=1.00165$ s、 $t_N=1.00305$ s。基于以上分析, IHHT 算法可有效标定波头,并能处理特高压直流输电系统强非线性带来的测距适应性问题。

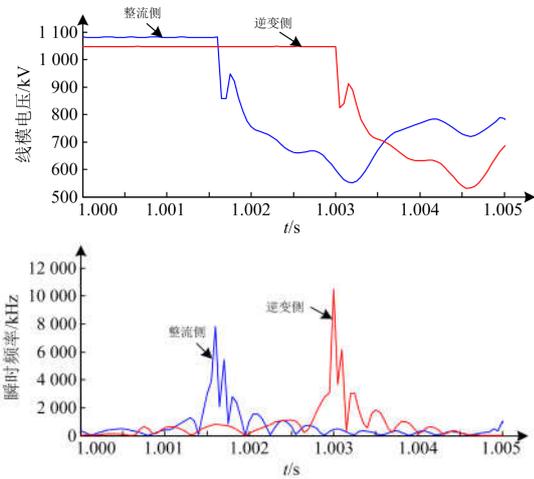


图 6 IHHT 时频图

Fig. 6 IHHT time-frequency diagram

2.2 利用神经网络算法的故障测距方法

基于 1.3 节可知, 故障测距精度除了受奇异的检测技术的制约外, 还受波速变化特性的影响。

BP 神经网络具有非线性函数逼近拟合能力^[17]。由式(6)可得, 故障距离 x 与时间差 Δt 之间存在非线性关系, 利用神经网络对 x 与 Δt 之间的非线性关系进行拟合分析实现故障测距, 可解决行波波速变化特性造成测距精度偏低的问题。文中仿真采样频率为 20 kHz, 创建特高压直流输电线路故障测距神经网络模型的步骤如下:

(1) 文中参照文献[18]中云广特高压直流输电系统和各元件实际参数, 仿真模拟云广特高压直流输电系统。为了使训练集包含大量且丰富的故障特征信息, 故障点从距整流侧测距装置 10 km 处开始设置, 故障点间隔取 10 km, 故障点一直设置到距整流侧测距装置 1410 km 处停止。

(2) 直流输电线路故障时电弧稳定, 无需考虑大过渡电阻可能性, 故过渡电阻从 1Ω 开始设置, 步长取 10Ω , 一直到 100Ω 停止。

(3) 考虑输电线路周围环境变化对其参数的影响, 直流线路弧垂从 2 m(正常情况)开始设置, 步长取 1 m, 一直到 5 m 停止; 直流线路电阻在 $\pm 50\%$ 之间变化, 变化步长取 $\pm 20\%$ ^[19]。

(4) 考虑故障暂态电压中可能含有大量高频噪声信号, 采用数学形态学的交替混合滤波器进行滤波处理。为提高故障测距可靠性, 利用 IHHT 分解故障后经滤波处理的双端故障电压线模分量, 获取 imf_1 、 imf_2 时频图中突变点对应的时刻。将与故障距离对应的直流线路两端突变点时刻的 2 层时间差 Δt_1 、 Δt_2 作为训练样本的输入矢量 $p = [\Delta t_1, \Delta t_2]$ 。

(5) 对输入矢量进行归一化处理。

理论上, 具有一个隐含层的三层 BP 神经网络可以拟合任意非线性函数。文中构建的神经网络测距模型如图 7 所示。该网络具有输入层—隐含层—输出层。其中输入层有 2 个神经元, 分别为 2 个故障电压初始行波线模分量到达整流侧和逆变侧测距装置处的时间差, 隐含层有 15 个神经元, 输出层 1 个神经元, 对应的是故障距离, 网络拓扑结构为 $2 \times 15 \times 1$ 。 w_{mn} 表示输入层第 m 个神经元到隐含层第 n 个神经元的权值; w_n 表示隐含层第 n 个神经元到输出层神经元的权值。将 2 个尺度高频带的时间差送入神经网络进行学习, 如果输出值与实际故障距离之间的误差不满足设定精度要求, 则误差反传至输入层和隐含层, 然后调整 w_{mn} 、 w_n , 直到输出值与实际故障距离之间的误差满足精度要求, 完成神经网络模型的构建。

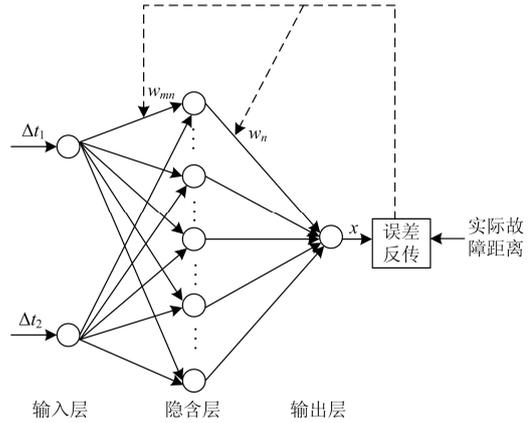


图 7 神经网络模型

Fig. 7 Neural network model

神经网络采用自适应学习速度算法, 最大训练次数取为 5 000, 收敛精度设置为 10^{-4} ^[20]。神经网络训练后, 得到如图 8 所示的收敛曲线: 该曲线经 905 次训练后收敛至预期精度, 收敛速度较快。

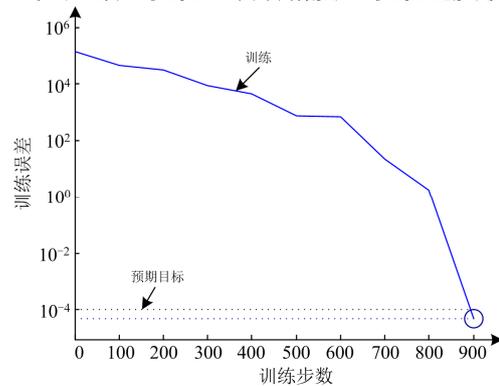


图 8 BP 神经网络收敛曲线

Fig. 8 BP neural network convergence curve

直流线路故障测距方法流程如图 9 所示。

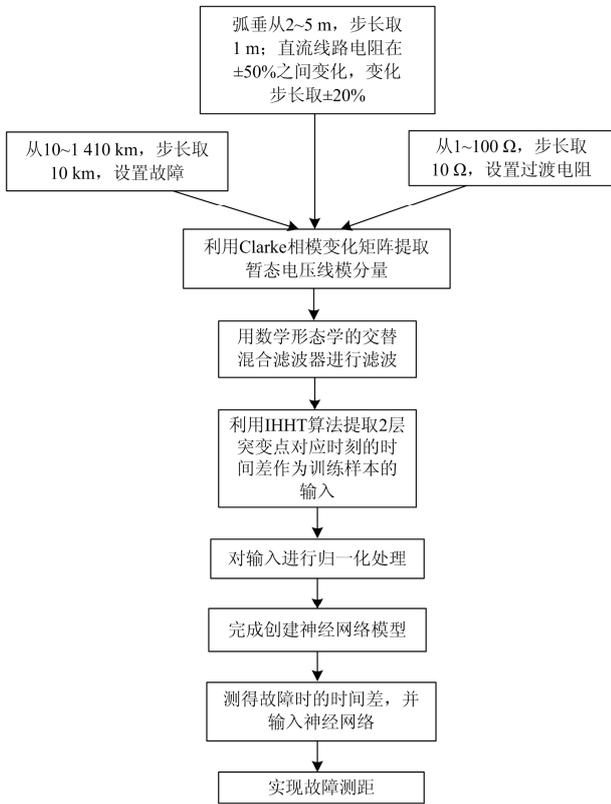


图 9 测距原理流程图

Fig. 9 Ranging principle flow chart

3 仿真实验

文中在 PSCAD 中搭建如图 10 所示的±800 kV 双极直流输电模型提取故障信息，利用 Matlab 实现故障测距算法。直流输电线路全长为 1 418 km，弧垂为 2 m，采用 Frequency Dependent (Phase) Model Options 模型。

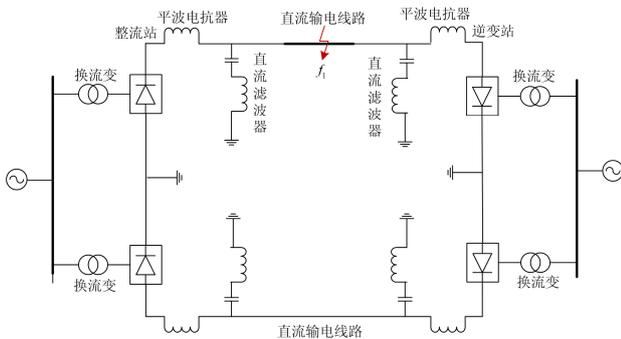


图 10 特高压直流输电系统图

Fig. 10 UHVDC transmission system diagram

文中仿真采样频率为 20 kHz，故障发生位置为图 10 中 f_1 处，故障发生在 $t=1$ s 时刻，持续 0.05 s。

3.1 直流线路 f_1 处故障

文中选取暂态电压线模分量作为故障测距算法所需电气量。如图 10 所示，距整流侧测距装置 900 km 处发生金属性接地故障，过渡电阻为 5 Ω，弧垂为 2 m。故障电压行波线模分量的波形如图 11 所示。

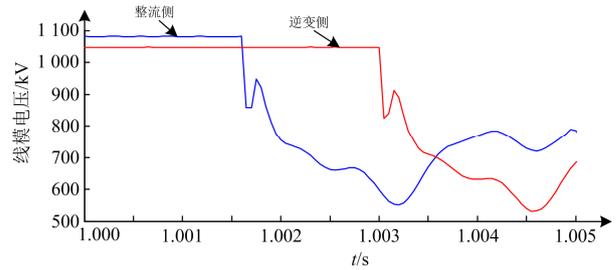


图 11 故障电压行波线模分量

Fig. 11 Fault voltage traveling wave mode component

利用 IHHT 算法，提取故障后双端暂态电压行波线模分量 $imf_1—imf_2$ ，进而绘出各 imf 分量对应的时频图，如图 12 所示。

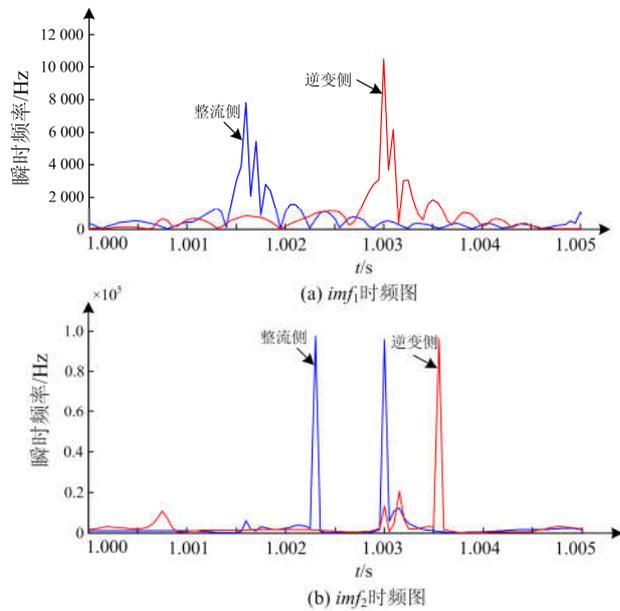


图 12 IHHT 时频图

Fig. 12 IHHT time-frequency diagram

由图 12(a)得，故障初始行波线模分量到达整流侧和逆变侧测距装置处的时刻分别为 $t_{M1}=1.00165$ s、 $t_{N1}=1.00305$ s，时间差 $\Delta t_1=0.0014$ s；由图 12(b)得，故障初始行波线模分量到达整流侧和逆变侧测距装置处的时刻分别为 $t_{M2}=1.00235$ s、 $t_{N2}=1.00355$ s，时间差 $\Delta t_2=0.00125$ s。将 $p=[0.0014, 0.00125]$ 输入至训练收敛后的神经网络测距模型中，得到测距结果为 899.84 km，测距误差为 0.16 km。

3.2 对比验证

为充分验证文中所述测距方法的准确性和可靠性, 在保持其他线路参数不变的情况下, 表 1 给出不同故障距离和不同过渡电阻下基于小波变换的传统双端测距结果和基于 IHHT 和神经网络的双端测距结果。

表 1 测距对比结果

Table 1 Ranging comparison result

权值	过渡 电阻/ Ω	故障 距离/ km	基于小波变换 双端测距方法		基于 IHHT 和神经 网络测距方法	
			测距	相对	测距	相对
			结果/ km	误差/ %	结果/ km	误差/ %
	1	12	20.5	0.6	12.7	0.05
		623	528.6	6.66	623.2	0.013
		1 219	1 204.2	1.04	1 218.7	0.021
$w_{mn}=-28.5714$	20	117	93.3	1.67	117.4	0.027
		758	653.4	7.38	757.7	0.018
		1 357	1 351.2	0.41	1 357.3	0.024
$w_n=-4.9944$	45	53	77.4	1.72	53.5	0.032
		454	347.4	7.52	454.3	0.019
		1 152	1 140.9	0.78	1 151.4	0.045
	80	138	183.1	3.18	138.4	0.03
		826	709.6	8.21	826.3	0.021
		1 388	1 351.1	2.6	1 387.3	0.046

分析表 1 数据可知, 采用固定经验波速的小波变换测距方法, 计算故障距离时存在较大的误差。基于 IHHT 和神经网络的双端测距方法在不同故障距离、经不同过渡电阻接地时, 测距结果相对误差均保持在 0.1%之内, 文中所提方法具有较高精度。

3.3 采样时钟不同步的影响

设整流侧采样时钟滞后逆变侧采样时钟 4 个采样间隔, 即 0.2 ms, 故障测距结果如表 2 所示。

分析表 2 数据可知, 采样时钟不同步会影响故障测距的结果, 但影响程度较小, 测距结果的相对误差保持在 0.1%之内。

3.4 鲁棒性分析

在实际故障中, 线路弧垂及线路阻抗受故障影响最明显, 因此选定线路弧垂和线路阻抗作为仿真实验的研究对象, 验证文中算法灵敏度^[21-23]。

改变线路弧垂长度至 5 m, 其他线路参数不变, 表 3 给出在不同故障距离、经不同过渡电阻接地时, 基于 IHHT 和神经网络的双端故障测距结果。

改变线路电阻参数, 其他线路参数不变, 表 4 给出在不同故障距离和 80 Ω 过渡电阻下, 基于 IHHT 和神经网络的双端故障测距的结果。

表 2 采样时钟不同步时的测距结果

Table 2 Ranging result when the sampling clock is out of sync

权值	过渡 电阻/ Ω	故障距 离/km	基于 IHHT 和神经网络 测距方法	
			测距	相对
			结果/km	误差/%
	1	12	12.74	0.052
		623	623.21	0.015
		1 219	1 218.65	0.025
$w_{mn}=-28.5714$	20	117	117.43	0.03
		758	758.31	0.022
		1 357	1 356.6	0.027
$w_n=-4.9944$	45	53	53.6	0.04
		454	454.4	0.025
		1 152	1 151.3	0.05
	80	138	138.45	0.032
		826	826.33	0.023
		1 388	1 387.22	0.055

表 3 弧垂长度变化情况下测距结果

Table 3 Ranging result when the sag length changes

权值	过渡 电阻/ Ω	故障 距离/km	基于 IHHT 和神经网络 测距方法	
			测距	相对
			结果/km	误差/%
	1	12	12.7	0.05
		623	623.3	0.02
		1 219	1 218.6	0.027
$w_{mn}=-28.5714$	45	53	53.6	0.039
		454	454.3	0.023
		1 152	1 151.6	0.028
$w_n=-4.9944$	80	138	138.5	0.034
		826	826.4	0.029
		1 388	1 387.3	0.051

表 4 线路电阻参数变化情况下测距结果

Table 4 Ranging result under the condition of line resistance parameter change

权值	线路电阻 变化范围	故障距 离/km	基于 IHHT 和神经网络 测距方法	
			测距结	相对
			果/km	误差/%
	+50%	12	10.4	0.11
		623	623.6	0.042
		1 219	1 218.6	0.027
$w_{mn}=-28.5714$	+20%	12	12.3	0.023
		623	623.4	0.03
		1 219	1 218.7	0.022
$w_n=-4.9944$	-20%	12	12.4	0.025
		623	623.5	0.033
		1 219	1 218.7	0.019
	-50%	12	13.3	0.09
		623	623.8	0.059
		1 219	1 218.1	0.06

分析表 3 和表 4 的数据可知, 线路弧垂长度变化和线路电阻参数变化会影响故障测距结果, 使测距结果的相对误差变大, 但相对误差保持在 0.2% 之内。文中所提方法具有较好的鲁棒性。

4 结论

文中在分析行波波速变化特性的基础上, 兼顾直流输电线路故障测距的适应性, 提出一种考虑强非线性和波速变化特性的特高压直流输电直流线路故障测距方法。该方法利用 IHHT 算法标记直流线路两端测量点处高频突变点对应的时刻, 将直流线路两端测量点处标定时刻的时间差输入训练后收敛的神经网络测距模型, 进而实现故障测距。经理论分析和仿真验证, 该测距方法具有以下特点:

(1) 行波波速与故障距离呈非线性关系导致故障电压初始行波线模分量到达整流侧和逆变侧测距装置处的时间差与故障距离呈非线性关系。

(2) 为提高故障测距可靠性, 利用 IHHT 分解故障后经滤波处理的双端故障电压线模分量, 获取故障电压初始行波线模分量到达整流侧和逆变侧测距装置处的 2 层时间差实现故障测距, 解决了变波速导致双端行波测距精度较低的问题。

(3) 采样率要求低, 具有较好的鲁棒性和较高的精度, 且具有一定的耐过渡电阻能力; IHHT 算法的实现使该测距方法在实际工程中的适应性得到提高。

文中提出的考虑强非线性系统和波速变化特性的特高压直流输电直流线路故障测距方法的有效性和准确性已通过理论推导和仿真验证, 希望在后续的研究中, 对相同条件下部分点的现场测试数据和仿真数据进行对比, 得到一个修正系数, 用修正后的仿真样本进行训练来提高神经网络的外推性。

参考文献

- [1] 王永进, 樊艳芳, 李自乾. 基于改进方向电流法的特高压直流输电线路故障识别[J]. 中国电力, 2019, 52(1): 76-81.
WANG Yongjin, FAN Yanfang, LI Ziqian. Fault identification of UHVDC transmission lines based on improved directional current method[J]. Electric Power, 2019, 52(1): 76-81.
- [2] 李自乾, 樊艳芳, 胡剑生. 不受波速影响的特高压直流输电线路单端故障测距方法[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(18): 142-148.
LI Ziqian, FAN Yanfang, HU Jiansheng. Single terminal fault location method of UHVDC transmission line immune to wave speed[J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(18): 142-148.
- [3] 王增超, 郑俊超, 曾耿晖, 等. 基于高压直流换流站站域信息的交流线路距离保护方法[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(1): 101-107.
WANG Zengchao, ZHENG Junchao, ZENG Genghui, et al. A distance protection method for AC transmission lines based on substation area information in HVDC convertor station[J]. Power System Protection and Control, 2019, 47(1): 101-107.
- [4] 覃剑, 彭莉萍, 王和春. 基于小波变换技术的输电线路单端行波故障测距[J]. 电力系统自动化, 2005, 29(19): 62-65, 86.
QIN Jian, PENG Liping, WANG Hechun. Single-end traveling wave fault location of transmission line based on wavelet transform[J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(19): 62-65, 86.
- [5] 胡国胜, 任震, 黄雯莹. 小波变换在电力系统中应用研究[J]. 电力自动化设备, 2002, 22(3): 71-78.
HU Guosheng, REN Zhen, HUANG Wenyong. Application of wavelet transform in power system[J]. Electric Power Automation Equipment, 2002, 22(3): 71-78.
- [6] 董新洲, 葛耀中, 徐丙垠. 利用暂态电流行波的输电线路故障测距研究[J]. 中国电机工程学报, 1999, 19(4): 76-80.
DONG Xinzhou, GE Yaozhong, XU Bingyin. Research of fault location based on current travelling waves[J]. Proceedings of the CSEE, 1999, 19(4): 76-80.
- [7] 覃剑, 陈祥训, 郑健超, 等. 利用小波变换的双端行波测距新方法[J]. 中国电机工程学报, 2000, 20(8): 6-10.
QIN Jian, CHEN Xiangxun, ZHENG Jianchao, et al. A new double terminal method of travelling wave fault location using wavelet transform[J]. Proceedings of the CSEE, 2000, 20(8): 6-10.
- [8] 陈仕龙, 谢佳伟, 毕贵红, 等. 一种特高压直流输电线路神经网络双端故障测距新方法[J]. 电工技术学报, 2015, 30(4): 257-264.
CHEN Shilong, XIE Jiawei, BI Guihong, et al. A new method of fault location based on neural network for UHVDC transmission lines[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(4): 257-264.
- [9] 段建东, 刘静, 陆海龙, 等. 基于行波瞬时频率的高压直流输电线路故障测距方法[J]. 中国电机工程学报, 2016, 36(7): 1842-1848.
DUAN Jiandong, LIU Jing, LU Hailong, et al. Fault location method based on traveling wave instantaneous frequency in HVDC transmission lines[J]. Proceedings of the CSEE, 2016, 36(7): 1842-1848.
- [10] 刘永浩, 蔡泽祥, 徐敏, 等. 基于波速优化与模量传输时间差的直流线路单端行波测距新算法[J]. 电力自动

- 化设备, 2012, 32(10): 72-76.
- LIU Yonghao, CAI Zexiang, XU Min, et al. A new algorithm of single-end traveling wave ranging based on wave speed optimization and time difference of modulus transmission[J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(10): 72-76.
- [11] 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, 154.
- LIU Kezhen, SHU Hongchun, YU Jilai, et al. Wavelet energy spectrum neural network identification method for fault location of ± 800 kV UHVDC transmission lines[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(4): 141-147, 154.
- [12] 束洪春, 田鑫萃, 白冰, 等. 基于多测点的特高压长距离直流输电线路行波故障测距[J]. 高电压技术, 2017, 43(7): 2105-2113.
- SHU Hongchun, TIAN Xincui, BAI Bing, et al. Traveling wave fault location of UHV long-distance HVDC transmission lines based on multiple measuring points[J]. High Voltage Technology, 2017, 43(7): 2105-2113.
- [13] 赵成勇, 赵强. HVDC 附近继电保护装置中工频故障分量元件的适用性分析[J]. 电网技术, 2010, 34(3): 188-192.
- ZHAO Chengyong, ZHAO Qiang. Applicability analysis of power frequency fault component components in relay protection devices near HVDC[J]. Power System Technology, 2010, 34(3): 188-192.
- [14] 李博雅, 杨耀, 杨立红. 高压直流输电线路单端故障测距组合算法[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(3): 116-121.
- LI Boya, YANG Yao, YANG Lihong. Single-ended fault location combination algorithm for HVDC transmission lines[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(3): 116-121.
- [15] 王黎黎. 基于希尔伯特-黄变换的时频分析算法研究[D]. 西安: 西安电子科技大学, 2009.
- WANG Lili. Research on time-frequency analysis algorithm based on Hilbert-Huang transform[D]. Xi'an: Xidian University, 2009.
- [16] 隋涛, 史小雪, 刘欣, 等. 基于希尔伯特-黄变换的高压直流输电故障测距算法的仿真研究[J]. 科学技术与工程, 2018, 18(4): 279-285.
- SUI Tao, SHI Xiaoxue, LIU Xin, et al. Simulation investigation of fault location algorithm for high voltage direct current transmission based on Hilbert-Huang transform[J]. Science Technology and Engineering, 2018, 18(4): 279-285.
- [17] 谢佳伟. 特高压直流输电线路神经网络故障测距新方法研究[D]. 昆明: 昆明理工大学, 2015.
- XIE Jiawei. Research on new method of neural network fault location for UHV DC transmission line[D]. Kunming: Kunming University of Science and Technology, 2015.
- [18] 陈仕龙, 张杰, 毕贵红, 等. 一种基于高频量衰减特性的特高压直流输电线路故障测距方法[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(10): 77-83.
- CHEN Shilong, ZHANG Jie, BI Guihong, et al. A fault location method for UHV DC transmission lines based on high frequency attenuation characteristics[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(10): 77-83.
- [19] HADAEGHI A, SAMET H, GHANBARI T. Multi extreme learning machine approach for fault location in multi-terminal high-voltage direct current systems[J]. Computers and Electrical Engineering, 2019, 78.
- [20] 陈仕龙, 李建平, 谢佳伟, 等. 利用模量传输时间差的特高压直流线路故障测距[J]. 电力系统及其自动化学报, 2016, 28(8): 20-24.
- CHEN Shilong, LI Jianping, XIE Jiawei, et al. Fault location of UHV DC lines using modulus transmission time difference[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2016, 28(8): 20-24.
- [21] LEVI T, AVNI Y, BAHAT D. Evolution of the stress field near the Arava basin located along the Dead Sea fault system as revealed by joint sets[J]. Journal of Structural Geology, 2019.
- [22] ZOU Guibin, HUANG Qiang, SONG Shenglan, et al. Novel transient-energy-based directional pilot protection method for HVDC line[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2017, 2(2): 159-168. DOI: 10.1186/s41601-017-0047-z.
- [23] BO Z Q, WELLER G, JIANG F, et al. Application of GPS based fault location scheme for distribution system[C] // 1998 International Conference on Power System Technology Proceedings, August 18-21, 1998, Beijing, China: 53-57.

收稿日期: 2019-05-13; 修回日期: 2019-08-18

作者简介:

王永进(1994—), 男, 硕士研究生, 研究方向为特高压直流输电线路保护与测距; E-mail: 949380203@qq.com

樊艳芳(1971—), 女, 硕士, 副教授, 硕士生导师, 研究方向为新能源并网技术及电力系统保护与控制研究。

E-mail: 410849062@qq.com

(编辑 魏小丽)