

# 考虑输电线路档距及弧垂影响的故障精准定位

戴 锋, 刘贞瑶, 陈 轩, 康宇斌, 郭 嵘, 谢 伟

(国网江苏省电力有限公司检修分公司, 江苏 南京 210000)

**摘 要:**行波测距广泛应用于高压输电网,能较好地实现故障定位。但在实际过程中,由于只能给出电气距离,如不考虑档距及弧垂影响,长距离输电线路测距结果和实际的故障位置将出现较大的偏差;如发生在地形复杂区域,故障位置误判将极大的影响故障检修效率。基于此,提出一种考虑输电线路档距及弧垂影响的故障精确定位方法,首先利用 Haversine 公式对输电线路的档距进行补偿,然后通过搭建考虑杆塔结构参数和实际温度的悬链线模型,利用补偿后的档距长度对电气距离进行补偿,最后利用双端行波定位方法得到故障的精确位置。依据实际线路参数,在 PSCAD/EMTDC 中搭建 500 kV 线路模型,并在不同位置设置不同故障。多组实验结果表明,该方法能提升行波定位方法的准确性。

**关 键 词:**悬链线模型;电气距离补偿;档距;行波;故障定位

DOI:10.19781/j.issn.1673-9140.2022.04.011 中图分类号:TM77 文章编号:1673-9140(2022)04-0097-08

## Accurate fault location considering the influence of transmission line span and sag

DAI Feng, LIU Zhenyao, CHEN Xuan, KANG Yubin, GUO Rong, XIE Wei

(Maintenance Branch of State Grid Jiangsu Electric Power Co., Ltd., Nanjing 210000, China)

**Abstract:** Travelling-wave location method which can locate transmission faults precisely is widely used in transmission networks. However, only the electrical distance is given generally during practical applications. If the influence of span and sag is not taken into account, notable deviation between the calculation result and the actual fault location especially in long-distance transmission line will impact. In complex terrain areas, this misjudgment of fault locations will greatly affect the efficiency of inspection and overhaul. To handle this, an accurate fault location method considering the influence of span and sag is proposed in this paper. Firstly, the Haversine formula is used to compensate the transmission line span. Then, considering the structural parameters of the tower and the actual temperature, a catenary model is built, and the electrical distance can be compensated via the compensated span length. Finally, a double-terminal traveling wave positioning method is utilized to obtain the precise location of the fault. According to the actual parameters, a 500 kV transmission line is built in PSCAD/EMTDC, and different faults are set at different positions. Multiple sets of experimental results show that this method can improve the accuracy of the traveling wave location method.

**Key words:** catenary model; electrical distance compensation; span; traveling wave; fault location

收稿日期:2021-05-17;修回日期:2021-12-25

基金项目:国网江苏省电力有限公司科技项目(J2019117);国家重点研发计划(2017YFC0804400)

通信作者:陈 轩(1989-),男,硕士,主要从事电力系统自动化、继电保护技术的研究;E-mail:jsdlcx@126.com

随着电力工业的高速发展和电力系统规模的不断扩大,高压输电线路也日益增多<sup>[1-2]</sup>。输电线路分布范围较广,沿线地理环境复杂。线路常年暴露在荒郊野外,故障时有发生<sup>[3-4]</sup>。故障精准定位对于减少故障巡线时间、提升检修运维效率以及保证系统安全稳定运行具有重要意义<sup>[5-6]</sup>。

输电线路故障测距方法主要分为阻抗法和行波法<sup>[7-8]</sup>。阻抗法主要利用稳态电压、电流与线路参数、故障距离之间的关系构建故障定位方程,虽然实施成本较低,但易受故障初始条件以及系统参数变动等因素影响而导致测距精度较低<sup>[9-10]</sup>。行波法利用暂态信号到达时刻、主频率和幅值等信息实现故障精确测距,基本不受故障初始条件影响<sup>[11-12]</sup>,测距精度高,已经在实际高压输电网广泛应用。

根据行波测距原理<sup>[13-14]</sup>,线路长度是影响其测距精度的重要因素之一。高压输电线路长度会受到弧垂、环境温度、负荷电流等因素<sup>[15-16]</sup>的影响。已有故障测距方法大多直接选取杆塔档距作为计算故障距离时所用到的线路长度。以500 kV线路为例,根据《110~750 kV 架空输电线路设计规范》<sup>[17]</sup>,输电线路杆塔大多高30~50 m,导线到达地面的最小距离不超过14 m。若某输电杆塔高40 m,其档距为40 km,然而考虑弧垂影响后,线路导体的实际长度为40.447 km。因此,取档距作为线路长度会对行波故障测距结果造成明显的误差,给检修人员巡线增加了难度。

如图1所示,输电线路杆塔J和K跨河架设。假设实际故障发生在杆塔Q、J间线路的末端F点。如果仅用杆塔档距信息进行行波测距,故障有可能会被定位至杆塔J、K间线路的F'。F、F'不仅是在杆塔两端,也是位于河流两岸。这样的定位误差会误导检修人员选择的路径出现明显错误,增加了故障查找时间,降低了检修效率。

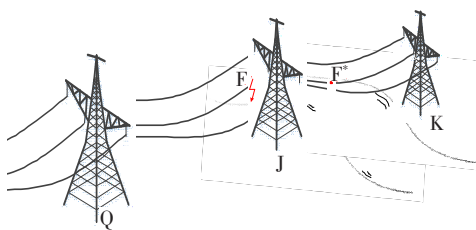


图1 跨河杆塔模型

Figure 1 Schematic diagram of a tower acrossing a river

针对上述问题,本文首先利用 Haversine 公式对输电线路的档距进行修正,然后建立输电线路悬链线模型,采用微元法,综合考虑线路导体的受力情况以及对温度对线路导体长度的影响,结合修正后的输电线路档距长度,实现对线路弧垂以及线路实际长度的计算,进而利用双端行波法实现故障精确测距。在 PSCAD/EMTDC 中搭建 500 kV 输电线路模型,通过比较线路补偿前、后行波法故障测距误差验证所提方法的有效性。

## 1 基于 Haversine 公式杆塔档距修正

关于输电线路档距的测量方法可分为直接法(钢尺测量法)和间接法(碳素钢丝测量法)<sup>[18]</sup>。

1)直接法。该方法直接人工利用测量工具测量两杆塔之间的档距,该测量方法简单直接有效,但实际操作中因为读数误差及其他因素的影响,这导致测量结果存在些许误差。

2)间接法。该方法将碳素钢丝两端固定在母线横梁中间,并利用紧线器紧缩钢丝来确保得到直线距离,但因为张力等因素的影响,这导致测量精度度不高。

无论利用直接法还是间接法,本质上是人工手动对线路进行测量,测量误差无法难免,因此,需要对实际输电线路的杆塔档距数据进行修正。

针对上述档距测量误差的问题,本文基于电网的地理信息系统所提供的精准杆塔经纬度坐标,利用半正矢公式(Haversine 公式)对水平档距进行修正<sup>[19]</sup>,即

$$\text{hav } \theta = \left( \sin \frac{\theta}{2} \right)^2 = \frac{1 - \cos \theta}{2} \quad (1)$$

式中  $\theta$  为地球表面两点与地心的夹角弧度。

假设地球表面任意一点的经纬度坐标为  $P(\delta, \varphi)$ ,  $\delta$  为经度,  $\varphi$  为纬度,地球半径  $r \approx 6\,370.856$  km。设任意 2 个杆塔的经纬度坐标分别为  $T_1(\varphi_1, \delta_1)$ 、 $T_2(\varphi_2, \delta_2)$ ,两杆塔相距  $L_d$ ,则两杆塔与地球球心的夹角圆心角  $\theta_T = L_d/r$ ,代入式(1)可得:

$$\text{hav } \frac{L_d}{r} =$$

$$\text{hav}(2A) + \cos \varphi_1 \cos \varphi_2 \text{hav}(2B) \quad (2)$$

其中,  $A = (\varphi_2 - \varphi_1)/2$ ,  $B = (\delta_2 - \delta_1)/2$ 。

由式(2)可求得两杆塔档距距离:

$$L_d = 2r \arcsin \cdot$$

$$\left( \sqrt{\sin^2 A + \cos \varphi_1 \cos \varphi_2 \sin^2 B} \right) \quad (3)$$

以某市 500 kV 电网输电线路杆塔为例,利用式(3)计算档距,档距的测量与计算结果对比如表 1 所示。

表 1 500 kV 输电线路杆塔档距测量与计算结果对比

Table 1 Comparison of measurement and calculation results of tower spans of 500 kV transmission lines

杆塔号	经纬度/(°)	实际档距/m	测量结果/m		计算结果/m	
			档距	误差	档距	误差
1	117.364 2,34.114 4	—	—	—	—	—
2	117.368 1,34.115 5	435.12	430	5.12	437.71	2.59
3	117.372 0,34.116 6	435.25	432	3.25	437.84	2.59
4	117.375 6,34.118 1	407.03	405	2.03	407.94	0.91
—	—	—	—	—	—	—
83	117.281 7,34.338 9	266.87	265	1.87	267.38	0.51
84	117.278 6,34.341 0	360.23	364	4.23	360.59	0.36
85	117.276 6,34.342 2	231.79	230	1.79	232.69	0.90
86	117.274 0,34.343 5	395.46	391	4.46	396.55	1.09
档距和/m		28 153.94	27 612.00		28 249.17	

根据表 1,500 kV 输电线路杆塔档距测量值之和与实际档距之和相差 541.94 m,而经式(3)求得的计算值之和与实际档距之和相差 95.23 m,从结果可以看出,计算档距的误差相较于测量档距的误差明显较小。

输电线路档距测量值之和与计算值之和相差 634.17 m,约为 2~3 个档距。若直接利用档距测量值之和作为线路长度,则会导致故障定位结果具有较大的误差。因此,利用本文方法修正输电线路杆塔档距,可以减小因线路长度的测量误差给定位精度带来的影响。

## 2 基于温度及弧垂补偿的输电线路双端行波测距

假设将架空线看作是没有刚性的柔性锁链,架空线的刚性作用对悬挂空间的曲线形状几乎没有影响,其在架空线上的荷载沿线均匀分布。基于以上假设,悬挂在两杆塔之间的架空线呈悬链线模型<sup>[20]</sup>。输电线路弧垂计算通常有悬链线和抛物线 2 种模型<sup>[21]</sup>,考虑到精度问题,本文通过搭建悬链线模型进行电气距离补偿。

建立架空线悬链线模型,如图 2 所示。模型以弧垂最低点为原点建立坐标系,并设悬挂点为  $M$ 、 $N$ 。任取线上一点  $P$  进行受力分析,如图 3 所示,线段  $OP$  在导线自重  $G$ 、水平应力  $\sigma$ 、斜应力  $F_2$  的共同作用下保持平衡。

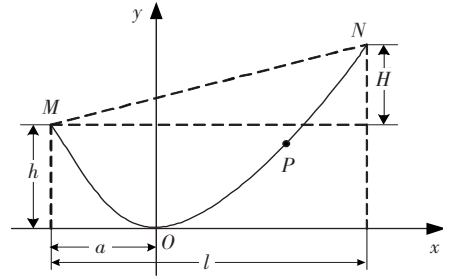


图 2 架空线不等高式悬链线模型

Figure 2 Overhead line unequal height catenary model

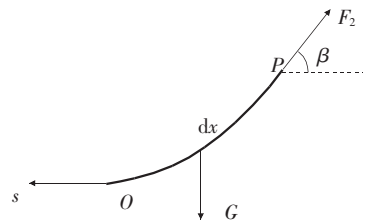


图 3 弧长微元受力示意

Figure 3 Force diagram of the  $OP$  conductor segment

根据受力分析可得:

$$\tan \beta = \frac{G}{\sigma} = \frac{dx \cdot \omega}{\sigma} \quad (4)$$

式中  $dx$  为  $OP$  的长度; $\beta$  为水平线和  $F_2$  之间的角度; $\omega$  为自重比载。

根据式(4),可以得到函数表达式:

$$y(x) = \frac{\sigma}{\omega} \cosh\left(\frac{\omega}{\sigma}x\right) + C \quad (5)$$

当  $x=0$  时, $y=0$ ,此时可求出  $C = -\sigma/\omega$ ,即式(5)可变换为

$$y(x) = \frac{\sigma}{\omega} \cosh\left(\frac{\omega}{\sigma}x\right) - \frac{\sigma}{\omega} \quad (6)$$

式(6)即为以弧垂最低点为原点的架空线路数学表达式。根据式(6)即可进一步求得电气距离补偿后的线路实际长度。

图 2 中设  $M$  坐标为  $(-a, h)$ ,  $N$  坐标为  $(l-a, h+H)$ ,其中,  $h$  表示  $M$  到达弧垂最低点的垂直距离,  $H$  表示悬挂点  $M$ 、 $N$  之间的高度差,  $l$  表示档距长度,此处取修正后的档距长度。

根据  $H$ ,有

$$y(l-a) - y(-a) = H \quad (7)$$

基于式(6),可求得:

$$a = \frac{L}{2} - \frac{\sigma}{\omega} \sinh^{-1} \frac{\omega H}{2\sigma \sinh \frac{\omega L}{2\sigma}} \quad (8)$$

将经式(3)修正后的档距长度  $L$  和式(8)所计算的  $a$  代入弧长计算公式,可得线路长度为

$$L' = \int_{-a}^{l-a} \sqrt{1 + (y'(x))^2} dx = \int_{-a}^{l-a} \cosh \frac{\omega}{\sigma} x dx = \frac{2\sigma}{\omega} \sinh\left(\frac{\omega l}{2\sigma}\right) \cdot \cosh\left(\frac{\omega(l-2a)}{2\sigma}\right) \quad (9)$$

根据式(9)可知,悬挂点  $M$ 、 $N$  点高度差越大,线路档距越大,线路实际长度越大,即其受弧垂影响越大。

在实际运行现场中,导线运行温度受外界环境因素、导线负荷影响。当没有电流流过导线时,其温度和外界环境温度保持一致;当有电流流过导线时,其产生的热量一部分使自身温度升高,一部分散发到周围的环境中,直至达到稳态,导线达到稳定运行状态。受到温度的影响,导线会发生热胀冷缩。其伸缩量为

$$L_1 = \alpha(T - T_0)L' \quad (10)$$

式中  $\alpha$  为伸缩系数; $T_0$  为基准温度; $T$  为导体当前温度。

因此,综合考虑导线温度影响,导体实际总长度为

$$L = L' + L_1 = [1 + \alpha(T - T_0)]L' = [1 + \alpha(T - T_0)] \left[ \frac{2\sigma}{\omega} \sinh\left(\frac{\omega L}{2\sigma}\right) \cdot \cosh\left(\frac{\omega(L-a)}{2\sigma}\right) \right] \quad (11)$$

中国年平均温度在  $10^\circ\text{C}$  左右,大部分地区常年在  $40^\circ\text{C}$  以下。根据《110~500 kV 架空送电线路设计技术规程》<sup>[22]</sup>,输电线路最高允许温度不超过  $70^\circ\text{C}$ ,华东地区不超过  $80^\circ\text{C}$ <sup>[23]</sup>。假设输电线路导线长度仅受温度影响,以 LGJ-300/40 mm<sup>2</sup> 型钢芯铝绞线为例,其自重比载为  $35.06 \times 10^{-3}$  MPa/m,水平应力为  $53.955$  MPa。将温度为  $15^\circ\text{C}$  时的线路长度作为基准,利用式(11)计算不同温度下的导线长度。

输电线路导线长度随温度和档距的变化关系如图 4 所示,可知导线长度随温度升高而增大。在相

同温度条件下,导线长度越长,其变化就越明显。综上所述,在长距离高压输电网中,线路导线长度更易受温度变化的影响。

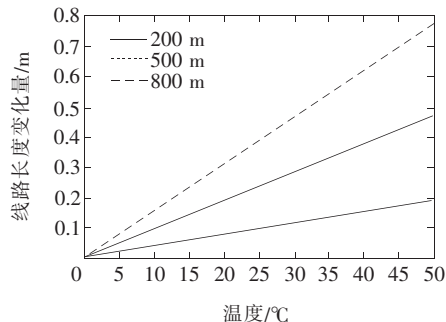


图 4 不同温度和档距下的线路长度变化量

Figure 4 Line length variation at different temperatures and spans

将式(11)所计算的线路实际长度代入双端行波测距公式,可得基于温度及弧垂补偿的双端行波测距结果:

$$x = \frac{1}{2}(L + v(t_1 - t_2)) = \frac{1}{2}([1 + \alpha(T - T_0)]L' + v(t_1 - t_2)) = \frac{1}{2}([1 + \alpha(T - T_0)] \left[ \frac{2\sigma}{\omega} \sinh\left(\frac{\omega L}{2\sigma}\right) \cdot \cosh\left(\frac{\omega(L-a)}{2\sigma}\right) \right] + v(t_1 - t_2)) \quad (12)$$

式中  $x$  为故障点至线路首端距离; $v$  为行波波速; $t_1$ 、 $t_2$  分别为故障首波头到达线路首、末端的时间。

## 3 仿真实验

### 3.1 不同故障位置的影响

在 PSCAD 中搭建含 105 个杆塔的 500 kV 线路,设每一档距长度为 390 m,线路总长度为 40.950 km。在实际线路长度模型下,每一档距的实际长度为 391.076 8 m,线路总长度为 41.063 km。为了验证不同故障位置的影响,分别在线路首端、中间、末端设置故障。

在电气距离模型中,假设单相接地故障分别发生在距线路首端 2.100、20.430、37.200 km 处,线路模型如图 5 所示。在线路首、末端处采集电压行波信号,采样频率为 10 MHz,0.08 s 时发生故障,仿真时间为 0.15 s。

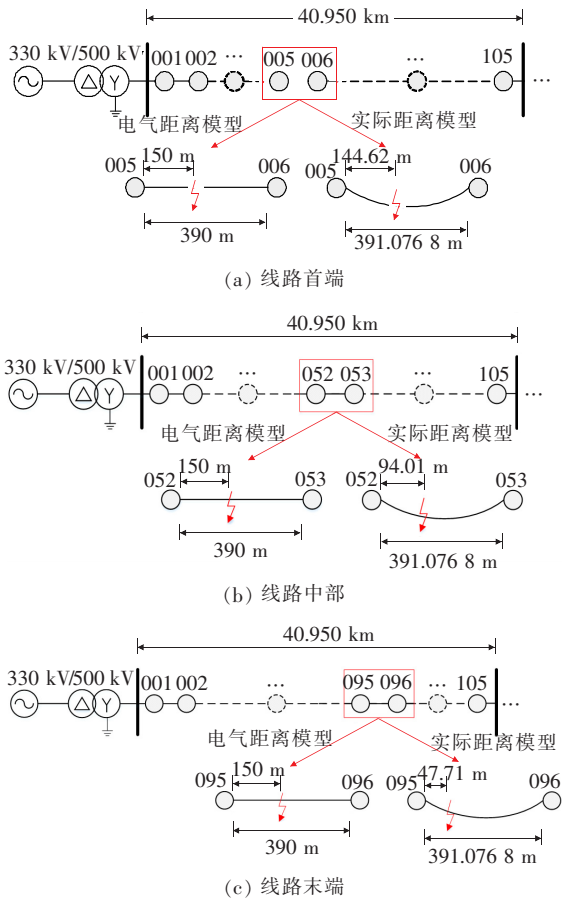


图 5 故障发生在线路首端、中部、末端时的线路模型

Figure 5 The line model when the fault occurs at the beginning, middle and end of the line

根据式(12)计算得到定位结果,如表 2 所示(距 005 杆塔 135.00 m 表示故障发生在 005、006 杆塔之间,且距离 005 杆塔 135.00 m,其他结果同理),电气距离模型下线模行波波头到达线路两端的时间  $t_1$ 、 $t_2$  如图 6 所示。根据表 2 可知,实际距离模型下的定位更为精准,其定位结果的绝对误差相较于电气距离模型下定位结果的绝对误差较小。

表 2 2 种距离模型下不同故障位置的定位结果

Table 2 The positioning results of different fault locations under two distance models

故障位置	电气距离模型	绝对误差/m	实际距离模型	绝对误差/m
线路首端	距 005 杆塔	15	距 005 杆塔	6.32
	135.00 m		138.30 m	
线路中间	距 052 杆塔	90	距 052 杆塔	45.73
	240.00 m		139.74 m	
线路末端	距 095 杆塔	15	距 095 杆塔	6.58
	165.00 m		54.29 m	

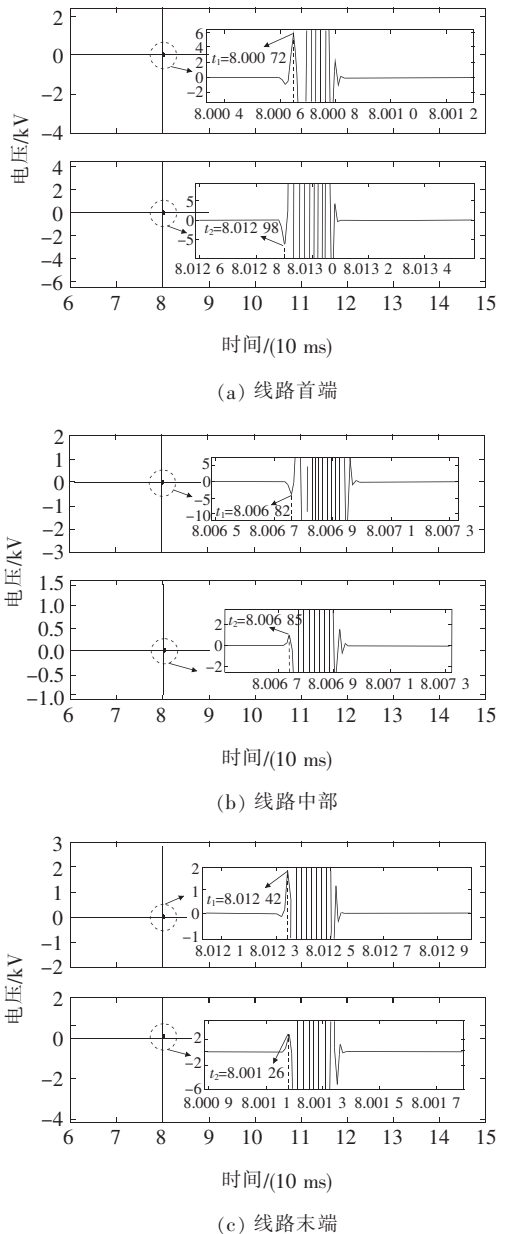


图 6 电气距离模型下故障发生在线路首端、中部、末端时线模行波波头到达线路两端时间

Figure 6 Traveling wave head arrival time in the line mode when the fault occurs at the beginning, middle and end of the line under the electrical distance model

### 3.2 不同温度下的影响

以 15 °C 为准,在 -10、35 °C 的情况下建立电气距离模型。仿真模型和条件与文 3.1 中相同。如图 7 所示,假设故障发生在杆塔 095、096 之间,并且距 095 杆塔 150 m。故障定位结果如表 3 所示,可知当温度变化时,线路长度也会发生变化,这会对定位精度产生一定的影响,并且在低温下影响更加明显。

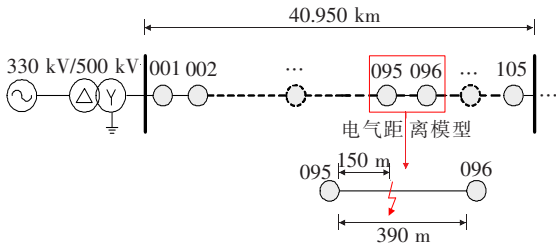


图 7 故障发生在线路末端时模型

Figure 7 The model of the transmission line when faults happen at the end of the line

表 3 2 种距离模型下不同温度的定位结果

Table 3 The positioning results for different temperatures under two distance models

温度/ °C	模型	线路长度/ km	与 095 杆塔距离/m	
			故障位置	定位结果
-10	电气距离	40.930	167.594	172.594
	实际距离	41.043	115.355	180.688
15	电气距离	40.950	150.000	165.000
	实际距离	41.063	47.710	119.204
35	电气距离	40.966	135.921	158.921
	实际距离	41.078	83.587	112.587

### 4 工程应用

以国内某 500 kV 输电线路为例,线路总长为 27.612 km,沿线共设 88 个杆塔。具体线路分布如图 8 所示。

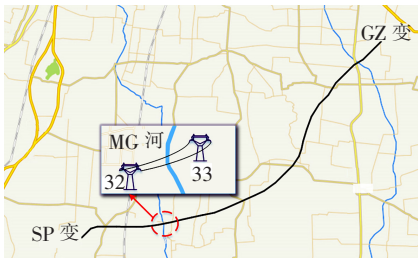


图 8 500 kV 线路分布

Figure 8 The distribution of the 500 kV transmission line

架空线路导体型号为 LGJ-630/45,其自重比载为  $57.0337 \times 10^{-3}$  MPa/m,水平应力为 86.445 MPa。架空线路  $y = 1.515 \times 10^3 \cosh(6.597 \times 10^{-3}x) - 1.515 \times 10^3$ ; 不考虑温度影响,线路实际长度  $L = 3.031 \times 10^3 \sinh(3.23 \times 10^{-4}l)$ 。

假设单相接地故障发生在距线路首端 16.022 km 处,即根据电气距离模型(如图 9 所示),故障发

生在杆塔 032、033 之间,距 032 杆塔 470 m。在线路两端杆塔处采集电压行波信号,采样频率为 10 MHz,0.08 s 时发生故障,仿真时间为 0.15 s。根据线路实际长度模型(如图 10 所示),故障发生在杆塔 032、033 之间,距 032 杆塔 403.290 m。

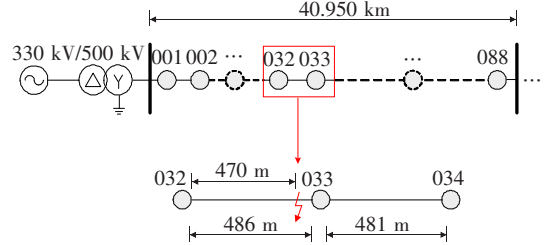


图 9 电气距离模型下 500 kV 线路

Figure 9 Schematic diagram of the 500 kV transmission line in terms of electrical distance

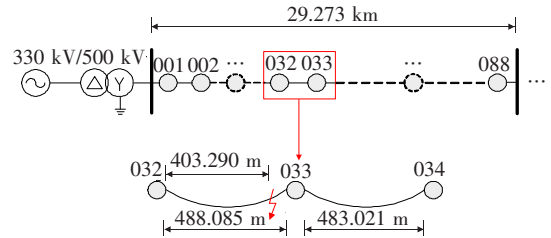


图 10 实际距离模型下 500 kV 线路

Figure 10 Schematic diagram of the 500 kV transmission line in terms of actual distance

在 PSCAD 中搭建电气距离模型下的输电线路模型,利用小波变换获取线模行波波头到达线路两端的时间。在电气距离模型下,线模行波波头到达线路两端的时间  $t_1$ 、 $t_2$  如图 11 所示。

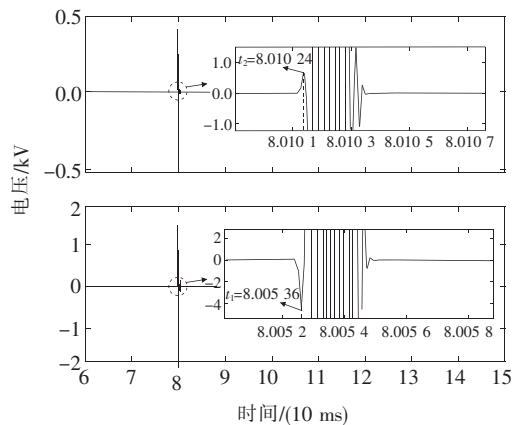


图 11 电气距离模型下线模行波波头到达线路首、末端时间

Figure 11 Traveling wave head arrival time in the electrical distance model

根据式(12)计算得到定位结果,如表 4 所示,可以看出,实际距离模型下故障发生在杆塔 032、033 之间,但是在电气距离模型下的定位误差,将故障错误地定位至杆塔 033、034 之间。由于杆塔跨河,错位的定位结果会造成检修人员无法快速排除故障。因此,本文所提方法可以有效降低区段定位结果的错误率。

表 4 电气、实际距离模型下定位结果比较

Table 4 Comparison of fault location results from the electrical and actual distance models

模型	故障位置	定位结果
电气距离	距 032 杆塔 470.00 m	距 033 杆塔 25.00 m
实际距离	距 032 杆塔 403.29 m	距 032 杆塔 444.29 m

## 5 结语

本文基于双端行波测距原理,搭建考虑弧垂和温度对输电线路长度的影响的输电线路电气距离补偿模型,根据补偿结果进行故障定位,实现电气和实际距离的映射。

1)通过搭建悬链线模型对线路长度进行修正并进行故障仿真。仿真结果表明,所提方法对发生在线路末端的故障定位效果较为显著。

2)当温度在极高或极低的状况下,本方法对故障位置的修正效果更明显,即对于温度变化较大或极端温度地区弧垂对线路的长度影响更加明显。

3)所提方法可以有效提高故障区段定位的准确率、降低错误率。对于发生在杆塔附近的故障,可以有效降低区段定位误判的可能性。

### 参考文献:

[1] 彭楠,杨智,梁睿,等.一种半波长输电线路的分布式行波测距方法[J].电机与控制学报,2019,23(8):35-42.  
PENG Nan, YANG Zhi, LIANG Rui, et al. Distributed traveling wave fault location scheme for half-wavelength transmission lines[J]. Electric Machines and Control, 2019, 23(8): 35-42.

[2] AHMET M V. Contribution of high voltage direct current transmission systems to inter-area oscillation damping: a review[J]. Renewable & sustainable energy reviews, 2016, 57: 892-915.

[3] LIANG RUI, WANG ZHENG, PENG NAN, et al. Traveling wave protection based on asynchronously sampled time difference of arrival of modulus traveling waves in per unit line length[J]. Electric Power Systems Research, 2018, 165: 250-258.

[4] 段宽,樊艳芳,王永进,等.基于波速补偿故障距离逐步逼近的直流线路行波测距方法[J].电力系统保护与控制,2021,49(11):70-78.  
DUAN Kuan, FAN Yanfang, WANG Yongjin, et al. A traveling wave ranging method for a DC line based on wave velocity compensation and fault distance approaching its real value gradually[J]. Power System Protection and Control, 2021, 49(11): 70-78.

[5] 孙广,王阳,薛枫,等.特高压直流输电线路改进双端行波故障定位方法研究[J].电力系统保护与控制,2020,48(14):113-120.  
SUN Guang, WANG Yang, XUE Feng, et al. Research on an improved double-terminal traveling wave fault location method for UHVDC project[J]. Power System Protection and Control, 2020, 48(14): 113-120.

[6] 胡轶波,吕佳佳,彭翰川,等.基于空间电场探针的输电线路故障行波检测[J].电力科学与技术学报,2020,35(4):27-32.  
HU Yibo, LV Jiajia, PENG Hanchuan, et al. Fault detection of transmission line based on space electric field probes[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2020, 35(4): 27-32.

[7] 郑玉平,司鑫尧,吴通华,等.特高压半波长交流输电线路的行波保护[J].电力系统自动化,2020,44(18):124-131.  
ZHENG Yuping, SI Xinyao, WU Tonghua, et al. Traveling wave protection of UHV half-wavelength AC transmission lines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2020, 44(18): 124-131.

[8] 朱柏寒,陈羽,马金杰.基于波前陡度的输电线路单端行波故障测距[J].电力系统自动化,2021,45(9):130-135.  
ZHU Baihan, CHEN Yu, MA Jinjie. Wavefront steepness based single-ended traveling wave fault location for transmission lines[J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(9): 130-135.

[9] 汪洋,任振宇,朱旭东,等.LCC-FHMMC换流阀出口交流单相接地故障特性分析及保护方案设计[J].高压电

- 器,2022,58(7):18-27.
- WANG Yang, REN Zhenyu, ZHU Xudong, et al. Characteristic analysis and protection scheme design of AC single phase grounding fault for LCC-FHMMC converter valve exit[J]. High Voltage Apparatus, 2022, 58(7): 18-27.
- [10] 高传薪, 陈皓, 郑思琦, 等. 一种基于改进阻抗法的直流微网故障定位方法[J]. 电测与仪表, 2021, 58(5): 151-158.
- GAO Chuanxin, CHEN Hao, ZHENG Siqi, et al. A fault location for DC microgrid based on improved impedance method[J]. Electrical Measurement & Instrumentation, 2021, 58(5): 151-158.
- [11] 黄龙, 肖湘纯, 曾祥君, 等. 混合线路故障行波综合定位方法[J]. 电力科学与技术学报, 2018, 33(1): 93-101.
- HUANG Long, XIAO Xiangchun, ZENG Xiangjun, et al. Integrated fault location method for mixed lines based on traveling wave[J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2018, 33(1): 93-101.
- [12] 邓丰, 李欣然, 曾祥君. 基于全波形信息的混联线路单端行波定位方法[J]. 电工技术学报, 2018, 33(15): 3471-3485.
- DENG Feng, LI Xinran, ZENG Xiangjun, et al. Single-ended traveling-wave-based fault location algorithm for hybrid transmission line based on the full-waveform[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2018, 33(15): 3471-3485.
- [13] 翟羽佳, 张凯, 朱永利, 等. 基于分段阻抗匹配的风电场集电线路单相接地故障测距方法[J]. 智慧电力, 2020, 48(12): 26-32.
- ZHAI Yujia, ZHANG Kai, ZHU Yongli, et al. Single-line-to-ground fault location method for wind farm collection line based on segmented impedance matching[J]. Smart Power, 2020, 48(12): 26-32.
- [14] 陈玥云, 覃剑, 刘巍, 等. 影响输电线路长度的主要因素分析[J]. 电网技术, 2007, 31(14): 41-44.
- CHEN Yueyun, TAN Jian, LIU Wei, et al. Analysis on main factors impacting length of transmission line[J]. Power System Technology, 2007, 31(14): 41-44.
- [15] 武建卫, 邵剑峰. 计及波速变化的反行波直流输电线路故障测距方法[J]. 中国电力, 2021, 54(5): 121-128.
- WU Jianwei, SHAO Jianfeng. Fault location of DC transmission lines based on backward waves considering wave speed changes[J]. Electric Power, 2021, 54(5): 121-128.
- [16] 李舟, 乔文, 谈震, 等. 基于行波特征频率的配电网混合线路故障定位方法[J]. 电网与清洁能源, 2021, 37(5): 33-42.
- LI Zhou, QIAO Wen, TAN Zhen, et al. Fault location method for hybrid lines based on traveling wave characteristic frequency in distribution network[J]. Power System and Clean Energy, 2021, 37(5): 33-42.
- [17] GB 50545—2010. 110~750 kV 架空输电线路设计规范[S].
- [18] 梁振能. 全站仪在高压输电线路档距及弧垂测量中的应用[J]. 中国高新技术企业, 2015(19): 60-61.
- LIANG Zhenneng. Application of total station in measuring span and sag of high voltage transmission line[J]. China High-Tech Enterprises, 2015(19): 60-61.
- [19] REZANIA AGRAMANISTI A, FEBRIYANTI D. Use of haversine formula in finding distance between temporary shelter and waste end processing sites[J]. Journal of Physics: Conference Series, 2020, 1500(1): 012104.
- [20] 孟遂民, 孔伟, 唐波. 架空输电线路设计[M]. 北京: 中国电力出版社, 2015: 65-66.
- [21] 陈思明. 动态环境下输电线路弧垂监测模型研究[D]. 成都: 电子科技大学, 2013.
- [22] DL/T 5092—1999. 110~500 kV 架空送电线路设计技术规程[S].
- [23] 申文, 刘亚东, 盛戈皞, 等. 输电线路实际运行状态对行波波速的影响[J]. 电力系统及其自动化学报, 2014, 26(9): 12-16+29.
- SHEN Wen, LIU Yadong, SHENG Gehao, et al. Influence of operating state of overhead transmission line on traveling wave velocity[J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2014, 26(9): 12-16+29.