

高压输电线路单端故障测距新方法

张 举¹, 宋振红¹, 李志雷¹, 王兴国¹, 唐 杰²

(1. 华北电力大学, 河北 保定 071003; 2. 保定供电公司, 河北 保定 071000)

摘要: 提出了一种新的单端故障测距的方法, 根据故障发生后的故障附加网络, 利用单端故障电压电流计算沿线故障电压对距离的导数, 然后再求其范数在线路上的分布, 根据其分布特点确定故障点的位置, 实现测距。仿真证明该新方法具有较高的准确度和稳定性。

关键词: 输电线路; 单端测距; 电压分布; ATP仿真

中图分类号: TM711 **文献标识码:** A **文章编号:** 1003-4897(2006)04-0001-05

0 引言

高压输电线路故障测距方法有很多种, 根据测距所用电气量来分可以分为两类: 一类是基于线路单端的电压、电流等故障信息构成的单端测距; 另一类根据线路双端故障信息构成的双端测距。双端测距不需要判断故障的类型, 不受过渡电阻和对端馈入电流的影响, 无需考虑故障边界条件和系统运行方式的变化, 从原理上可达到精确测距, 但采用双端信息测距存在着两端数据采样不同步的问题, 即使采用 GPS 同步采样技术, 考虑硬件延时、采样率差别等因素引入的误差, 也很难得到完全同步的数据; 而基于不同步采样数据的双端算法, 恰好弥补了这一缺陷, 具有较大的工程实用价值, 但面临着求解复杂, 可能出现伪根等问题; 而单端信息测距的方法原理简单, 不受通信技术条件的限制, 因此准确的单端测距算法成为研究者追求的目标。

单端测距原理可以分为两类, 一类是利用工频量测距原理, 线路采用集中参数模型, 该方法受过渡电阻、系统运行方式等因素的影响较大; 另一类是利用暂态行波测距原理, 此原理应用分布参数模型, 不受过渡电阻、系统运行方式等因素的影响, 但可靠性差, 而且存在较大的故障测距死区, 当故障点离测量点很近或者故障初始角接近于 0 时, 测距将失败。近来, 有人提出了利用双端电压电流量计算沿线路电压分布的测距方法, 故障后, 沿线路分布的两端电压在故障点处有交点, 利用此交点实现测距; 而只用单端电气量求得的故障电压分布, 只有在故障点以前是真实的, 在故障点以后求得的故障电压是虚假的。

本文提出了一种新的单端故障测距的方法, 利用单端测量的故障电压电流计算故障电压沿线分布

函数对距离的导数, 故障分布电压函数对距离的导数的范数在故障点呈现最大值, 基于这种思想, 利用单端电气量构成了高压输电线路故障测距新算法, 另外对新算法进行了 ATP 仿真, 仿真表明该方法有较高的测距精度, 而且不受过渡电阻、故障类型等因素的影响, 且没有测距死区。

1 测距的基本原理

1.1 输电线路故障测距模型

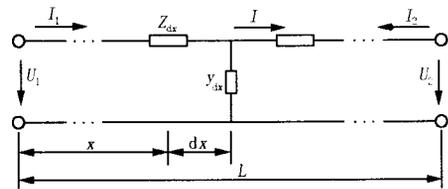


图 1 输电线路分布参数模型

Fig 1 Distributed parameters model of transmission line

图 1 为单相均匀传输线路, 电压电流的参考方向如图所示, 当已知始端电压和电流时, 距始端 x 处的电压和电流分别为:

$$U_x = U_1 \cosh(x) - Z_c I_1 \sinh(x) \quad (1)$$

$$I_x = I_1 \cosh(x) - U_1 / Z_c \sinh(x) \quad (2)$$

当已知终端电压电流时, 距始端 x 处的电压电流为

$$U_x = U_2 \cosh[l - x] + Z_c I_2 \sinh[l - x] \quad (3)$$

$$I_x = I_2 \cosh[l - x] + U_2 / Z_c \sinh[l - x] \quad (4)$$

两端的电压电流的关系为:

$$U_1 = U_2 \cosh(x) + Z_c I_2 \sinh(x) \quad (5)$$

$$I_1 = I_2 \cosh(x) + U_2 / Z_c \sinh(x) \quad (6)$$

式 (1) ~ (6) 中, 传输线路传播参数 $\gamma = \sqrt{(r + j\omega L)(g + j\omega C)}$, 波阻抗 $Z_c = \sqrt{(r + j\omega L) / (g + j\omega C)}$; 其中: r, L, g, C 分别为线路

单位长度电阻、电感、电导、电容; 令 $\cosh(x) = \frac{e^x + e^{-x}}{2}$; $\sinh(x) = \frac{e^x - e^{-x}}{2}$,

$$u_x = \frac{(U_1 + Z_c I_1) e^{-x} + (U_1 - Z_c I_1) e^x}{2} \quad (7)$$

$$I_x = \frac{(2I_1 + U_1) e^{-x} + (2I_1 - U_1) e^x}{2Z_c} \quad (8)$$

定义前行波 $F = U + Z_c I$, 反行波 $B = U - Z_c I$ 令 $A_x = e^{-x}$, 根据式 (7) 可得出: $F_x = A_x F_0$; $B_x = A_x^{-1} B_0$.

1.2 故障附加网络

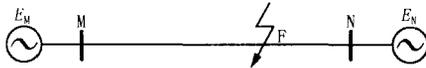


图 2 双电源供电系统

Fig 2 Fault single phase transmission line with double source

如图 2 所示的两端供电系统, 当线路上 F 点发生故障时, 根据叠加原理可以将图分解为正常运行状态 (图略) 和故障附加状态如图 3 所示。

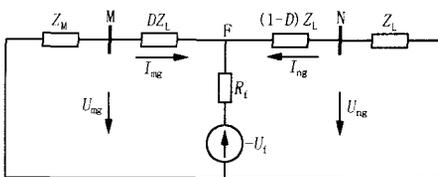


图 3 线路故障附加图

Fig 3 Additional fault components of line

图中: $-U_f$ 为故障电压, 其与故障点在故障前的相电压大小相等、相位相反; R_f 为故障附加阻抗, 其值与故障类型有关; U_{mg} , I_{mg} 为 M 端故障分量电压和电流; 根据线路分布参数方程可得:

$$U_{xg} = U_{mg} \cosh(x) - Z_c I_{mg} \sinh(x) \quad (9)$$

1.3 故障附加状态故障电压沿线分布

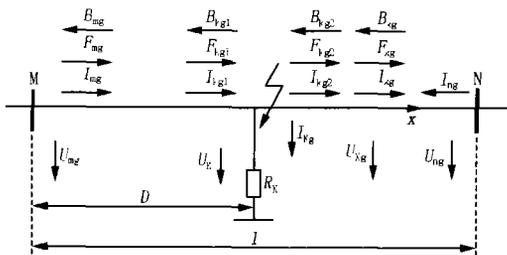


图 4 故障附加线路示意图

Fig 4 Fault additional line model

如图 4 所示, 输电线路 MN 的长度为 l , 在距离 M 点的 D km 处的 F 点发生短路, 则 M 处故障前后电压电流均可测得, 则 M 点的故障分量电压为 U_{mg} ,

前行波为 F_{mg} , 反行波为 $B_{mg} = u_{mg} - F_{mg}$, 线路上任一点距离母线 M 为 x 处的故障电压为:

$$F_{xg} = A_x F_{mg} = e^{-x} F_{mg}$$

当 $x < D$ 时:

$$B_{xg} = A_x^{-1} B_{mg} = e^x B_{mg} \quad (10)$$

$$U_{xg} = (F_{xg} + B_{xg}) / 2$$

当 $x > D$ 时:

$$F_{xg} = e^{-x} F_{mg} = e^{-(x-D)} F_{kg2} = e^{-(x-D)} [u_k + Z_c (I_{kg1} - I_{kg})] = A_x F_{mg} - e^{-(x-D)} Z_c I_{kg} \quad (11)$$

$$B_{xg} = e^x B_{mg} = e^{(x-D)} B_{kg2} = e^{(x-D)} [u_k - Z_c (I_{kg2} - I_{kg})] = A_x^{-1} F_{mg} - e^{(x-D)} Z_c I_{kg} \quad (12)$$

$$U_x = (F_{xg} + B_{xg}) / 2 \quad (13)$$

因为电流 I_{kg} 的值是未知的, 因此不可能由 U_{mg} 和 I_{mg} 计算出全线的真实电压分布情况。

$$F_{xg} = A_x F_{mg}$$

令:

$$B_{xg} = A_x^{-1} B_{mg} \quad (14)$$

$$U_x = (F_{xg} + B_{xg}) / 2$$

对整条线路进行故障电压分布计算, 则在 $x < D$ 时:

$$F_{xg} = F_{xg}; \quad (15)$$

$$B_{xg} = B_{xg} \quad (16)$$

$$U_{xg} = U_{xg} \quad (16)$$

$x > D$ 时:

$$F_{xg} = F_{xg} - e^{-(x-D)} Z_c I_{kg} \quad (17)$$

$$B_{xg} = B_{xg} + e^{(x-D)} Z_c I_{kg} \quad (18)$$

$$U_{xg} = U_{xg} + Z_c I_{kg} [e^{(x-D)} - e^{-(x-D)}] \quad (18)$$

对式 (16), (18) 的两边分别对距离 x 求导, 则:

对于 $x < D$ 时:

$$\frac{dU_{xg}}{dx} = \frac{dU_{xg}}{dx} \quad (19)$$

当 $x > D$ 时:

$$\frac{dU_{xg}}{dx} = \frac{dU_{xg}}{dx} + Z_c I_{kg} \frac{d[e^{-(x-D)} - e^{-(x-D)}]}{dx} =$$

$$\frac{dU_{xg}}{dx} + 2Z_c I_{kg} \cosh[(x-D)] \quad (20)$$

一般情况下, $\frac{dU_{xg}}{dx} = \sqrt{2 + \dots}$ 是一个很小的值, 所以 $\cosh[(x-D)] \approx 1$; 又因为故障发生后的故障电流 I_{kg} 不是距离 x 的函数, 因此随 x 变化,

$\frac{dU_{xg}}{dx}$ 与 $\frac{dU_{xg}}{dx}$ 有相同的变化规律, 因此, 依然

可以利用这个“虚假”的故障电压分布确定故障点的位置, 实现故障测距。

1.4 故障测距原理

在任一单相输电线路的任一点 x 处,有下式成立:

$$\begin{aligned} -\frac{dU_x}{dx} &= (r_0 + j\nu b) I_x \\ -\frac{dI_x}{dx} &= (g_0 + j\nu c_0) U_x \end{aligned} \quad (21)$$

故障电压对距离的导数是频率和距离的二元函数,令

$$\begin{aligned} h(x) &= \left(\frac{dU_{xg}}{dx} \right)^2 = \left| \frac{dU_{xg}}{dx} \right|^2 d \\ g(x) &= U_{xg}(x)^2 = |U_{xg}(x)|^2 d \end{aligned} \quad (22)$$

得:

$$\begin{aligned} \frac{dg(x)}{dx} &= 2 |U_{xg}(x)| \cdot \left| \frac{dU_{xg}(x)}{dx} \right| d \\ \frac{dh(x)}{dx} &= 2 \left| \frac{dU_{xg}}{dx} \right| \cdot \left| \frac{d^2 U_{xg}}{dx^2} \right| d = \left| \frac{dU_{xg}}{dx} \right|^2 \frac{dg(x)}{dx} \end{aligned} \quad (23)$$

由此在故障点 K 处的故障电压 u_{kg} 最大,且在 $x=D$ 处有 $\frac{dg(x)}{dx} = 0$; $\frac{dh(x)}{dx} = 0$, 所以 $\frac{dU_{xg}}{dx}$ 在故障点必然是极值点; 又因为 $\frac{dU_{xg}}{dx} = Z_c I_{xg}$, 线路上任意点处的故障电流都小于故障点 K 处的故障电流, 所以其极值点必定是最大值点。

因此,此方法的基本原理为:利用 M 点测量到的故障电压和故障电流,在一段时间内,逐点计算线路各点的故障电压对距离 x 的导数,并且在一段时间内求其范数,该范数的最大值点对应于线路故障点,从而实现单端量的故障测距。

2 数字仿真

为验证所提出单端测距方法的正确性,选用一典型的 500 kV 线路,采用分布参数模型,运用 ATP 对该算法进行了仿真计算,通过仿真验证了该方法的有效性,同时也发现了该方法存在的一些问题。

2.1 线路模型

线路模型如图 5 所示。

2.2 输电线路解耦

对于三相对称输电线路,由于相间存在着耦合,进行测距之前,需要通过相模变换对三相输电线路

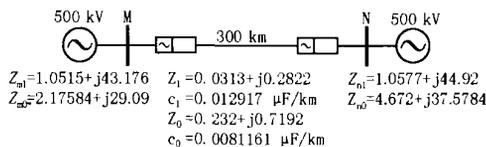


图 5 仿真线路模型

Fig 5 Simulation line model

进行解耦,采用凯伦布尔变换矩阵

$$[S] = [Q] = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix} \quad (24)$$

$$[S]^{-1} = [Q]^{-1} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \quad (25)$$

经过变换,原来具有耦合关系的三相换位线路可以分解为 ω 、 0 和 2ω 三个独立的模分量。

2.3 数据预处理及仿真步骤

2.3.1 数字滤波

故障测距主要是利用故障后的电压、电流而实现,当发生故障时会出现非周期分量和高次谐波,所以在进行测距之前,需要对数据进行滤波处理。

首先,利用差分滤波消除直流分量的影响;其次,在实际的超高压输电线路中,发生故障时,由于分布电容的存在,会存在着大量的非整次谐波,为了消除非整次谐波的影响,可以设定一个前置带通滤波器,假设理想带通滤波器下边带截止频率 $f_l = 45$ Hz,上边带截止频率 $f_h = 65$ Hz,选用海明窗作为窗口函数,这样对数据进行初步处理,除去高次谐波,削弱非整次谐波的影响;然后对数据进行全周波傅氏变换;最后,在单一数据窗的基础上增加一个点,对全周波傅氏算法进行校正^[5],以此克服傅氏算法在滤除衰减非周期分量方面的局限性从而获得精度较高的基波的电压、电流信号。

2.3.2 仿真步骤

1) 根据选定的故障条件,利用 ATP 计算出故障前、后线路 M 端的电压电流瞬时值。

2) 以每周波 12 个点的采样率对故障后第二周波的数据进行抽样。

3) 利用前置带通滤波器和一阶差分全周波傅氏算法对抽样数据进行滤波,在此基础上,通过对单一数据窗增加一个点,对傅氏算法进行校正,有效滤除衰减非周期分量,得到故障后基频分量电压、电流。

4) 取 $V_1 = 2\ 967\ 88 \times 10^8$; $V_0 = 2\ 652\ 24 \times 10^8$ m/s; 和 Z_c 值为工频时的值, $\omega = \omega_0 + j\omega_0 c$; $Z_c = \sqrt{(r+j\omega l) / (g+j\omega c)}$ 。

首先,利用相模转换矩阵,将 M 端测量求得的三相故障分量电压电流转换成 3 个独立的模量电压和电流, M 点的 3 个故障电压电流的模量的前行波和反行波分别为:

$$F_{mgl,2,0} = U_{mgl,2,0} + Z_c I_{mgl,2,0} \quad (26)$$

$$B_{mgl,2,0} = U_{mgl,2,0} - Z_c I_{mgl,2,0}$$

式 (17) 在时域内的表达式转化为:

$$F_{xg}(t) = a_x(t) F_{mg}(t) = e^{-ax} F_{mg}(t - x/v) \quad (27)$$

$$B_{xg}(t) = a_x^{-1}(t) B_{mg}(t) = e^{ax} B_{mg}(t - x/v) \quad (28)$$

$$U_{xg}(t) = (F_{xg}(t) + B_{xg}(t)) / 2 \quad (29)$$

假设系统采样频率为 10^6 Hz, 将线路分成 N 等份, 则每一段长度为 $x = V_1 \times T_s$, 则在任意点 $x_n = n \times x$ 处, 在 k 时刻的故障相模分量的前行波和反行波为:

$$F_{ngl,2}(k) = e^{-n \cdot xa_1} F_{mgl,2}(k - n) \quad (30)$$

$$B_{ngl,2}(k) = e^{n \cdot xa_1} B_{mgl,2}(k - n)$$

由于 $V_1 \neq V_0$, 则在 k 时刻, 零模分量要用到 M 点 $k \pm nV_1/V_0$ 时刻的值, 但是 V_1/V_0 不是整数, 因此 x_n 点在 k 时刻的零模故障分量用插值法计算得到, 因而可得该点各个模量在时刻 k 时的电压为:

$$U_{ngl,2,0}(k) = [F_{ngl,2,0}(k) + B_{ngl,2,0}(k)] / 2 \quad (31)$$

再利用相模变换矩阵的逆矩阵将所得到的模量电压反变换到相域, 就实现了利用单端量求故障后的故障电压沿线路的分布。然后, 在一个时间段内, 对沿电压线路的分布函数的导数求范数:

$$E_{ng} = \left[\frac{1}{N} \sum_{k=0}^{N-1} |u_{ng}(k) - u_{(n-1)g}(k)|^2 \right]^{1/2} \quad (32)$$

其有效值的最大值点对应着线路的故障点, 从而求得故障距离。

2.4 仿真结果及误差分析

定义故障测距误差为:

$$err\% = \frac{\text{实际故障距离} - \text{计算的故障距离}}{\text{输电线路总长度}} \times 100\%$$

表 1 给出了 A 相单相接地时, 距离 M 侧不同距离发生故障时, 计算得到的故障距离及其测距误差; 表 2 给出了在存在不同过渡电阻的情况下, 测得故障距离和测距误差; 表 3 给出的是在不同初始角情况下的测距结果及其误差; 图 4 给出了在不同的故障类型情况下的测距结果和测距误差。

表 1 不同故障点的测距结果和测距误差 (A 相)

Tab 1 Different fault location result and error (%)

实际故障距离	计算故障距离	测距误差 err%
30	30.7053674	0.23
60	60.4598195	0.15
90	89.8427018	0.05
120	120.122495	0.04
150	150.104751	0.03
180	179.829071	0.05
210	210.238926	0.07
240	240.224792	0.07
270	270.535964	0.17

表 2 不同过渡电阻情况下的测距结果和测距误差 (A 相接地)

Tab 2 Fault location results and errors (%) affected by factors of fault resistance A-G fault

故障过渡电阻	实际故障距离 / km	计算故障距离	测距误差 err%
30	90	89.847482	0.05
50	90	89.850463	0.05
100	90	89.842701	0.05
200	90	89.831764	0.06
300	90	89.833736	0.05

表 3 不同初始角时的测距结果和测距误差 (A 相)

Tab 3 Fault location results and errors affected by factors of fault inception angle (A-G fault)

故障初始角度	实际故障距离	计算故障距离	测距误差 err%
0°	100	99.8476951	0.05
30°	100	99.8564899	0.05
45°	100	99.8427007	0.05
90°	100	99.8529163	0.05

表 4 不同故障类型下测距结果和测距误差

Tab 4 Fault location results and errors (%)

故障类型	实际故障距离	计算故障距离	测距误差 err%
A - G	120	120.122495	0.04
BC - G	120	120.258469	0.05
BC	120	120.174628	0.06
ABC	120	120.218465	0.07

3 结论

传统的单端测距方法受故障过渡电阻、系统运行方式等因素的影响, 从而测距精度受到限制; 双端测距方法从原理上可以消除故障过渡电阻的影响, 但是需要双端数据采样同步, 经过研究发现, 故障后, 故障电压沿线路对距离的导数的范数呈一定趋势变化, 在故障点处呈现最大值。基于上述探讨, 本文提出了一种利用单端电气量实现测距的方法, 利

用单端故障电压电流计算“虚假”故障电压沿线路的分布,然后求取其对距离的导数,导数的范数的最大值点对应着故障点,以此求得故障距离。仿真表明,本测距原理具有较高的测距精度,而且基本上不受过渡电阻、故障类型、故障初始角等的影响;经过仿真还发现了该方法存在的一些问题,其中最主要的缺点就是测距精度受采样频率的影响较大,采样频率越低,故障测距精度越低,因此,要提高测距精度,必须采用较高的采样频率。

参考文献:

- [1] 覃剑,陈祥训,郑键超,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.
Q N Jian, CHEN Xiang-xun, ZHENG Jian-chao, et al A New Double Terminal Method of Travelling Wave Fault Location Wavelet Transform[J]. Proceedings of the CSEE, 2000, 20(8): 6-10.
- [2] Javad Sadeh Hasjsaid N, Ranjbar A M, et al Accurate Fault Location Algorithm for Series Compensated Transmission Lines[J]. IEEE Trans on Power Delivery, 2000, 15(3): 1027-1033.
- [3] 董新洲,葛耀中,徐丙垠.利用暂态行波电流的输电线路故障测距的研究[J].中国电机工程学报,1999,19(4):76-80.
DONG Xin-zhou, GE Yao-zhong, XU Bing-yin Research of Fault Location Based on Current Travelling Waves[J]. Proceedings of the CSEE, 1999, 19(4): 76-80.
- [4] 束洪春,司大军,陈学允.基于分布参数的串补线路故障测距方法的研究[J].中国电机工程学报,2002,22(4):72-76.
SHU Hong-chun, SI Da-jun, CHEN Xue-yun Study on Locating Faults on Series Compensated Lines Based on Distributed Parameter Line Model[J]. Proceedings of the CSEE, 2002, 22(4): 72-76.
- [5] 李孟秋,王耀南,王辉.基于全周波傅氏算法滤波除衰减直流分量新方法[J].湖南大学学报,自然科学版,2001,28(1):60-64.
LI Meng-qiu, WANG Yao-nan, WANG Hui A New Algorithm for Filtering Decaying DC Component Based on Holocycle Fourier Algorithm[J]. Journal of Hunan University, Nat & Sci, 2001, 28(1): 60-64.
- [6] Gopalakrishnan A, Kezunovic M, McKenna SM, et al Fault Location Using the Distributed Parameter Transmission Line Model[J]. IEEE Trans on Power Delivery, 2000, 15(4): 1169-1174.
- [7] 安艳秋,高厚磊.正序故障分量及其在继电保护中的应用[J].电力系统及其自动化学报,2003,15(4):78-80.
AN Yan-qiu, GAO Hou-lei Positive Sequence Fault Components and Its Application in Protective Relaying[J]. Proceedings of the EPSA, 2003, 15(4): 78-80.
- [8] 程立,杨华春,贺仁睦.一种实用的高压输电线路故障双端测距算法[J].现代电力,2003,20(5):44-47.
CHENG Li, YANG Hua-chun, HE Ren-mu Practical Fault Location Algorithm Using Two-terminal Data for HV Transmission Line[J]. Modern Electric Power, 2003, 20(5): 44-47.
- [9] 安艳秋,高厚磊.基于分布参数线路模型的精确故障测距算法[J].继电器,2003,31(6):44-49.
AN Yan-qiu, GAO Hou-lei An Accurate Fault Location Algorithm Based on Distributed Parameter Line Model[J]. Relay, 2003, 31(6): 44-49.
- [10] 毛鹏,张兆宁,苗永忠.基于双端电气量的输电线路故障测距新方法[J].继电器,2000,25(5):26-29,48.
MAO Peng, ZHANG Zhao-ning, MIAO Yong-zhong A Novel Technique for Locating Transmission Line Fault Based on the Two-terminal Electrical Quantities[J]. Relay, 2000, 25(5): 26-29, 48.
- [11] 彭敏放,于永源.一种不受故障类型限制的高压线路故障测距方法[J].华北电力技术,1999,(2):45-47.
PENEG Min-fang, YU Yong-yuan An Algorithm for High Voltage Transmission Line Fault Location Independent of Fault Type[J]. North China Electric Power, 1999, (2): 45-47.

收稿日期: 2005-07-06; 修回日期: 2005-09-14

作者简介:

张 举(1946-),男,教授,从事微机继电保护的的教学与研究
工作;

宋振红(1979-),女,硕士研究生,主要研究方向为电力系统继电保护及相关领域;E-mail: songzhenhong80@163.com

李志雷(1979-),男,硕士研究生,主要研究方向为电力系统继电保护及相关领域。

A new algorithm of single-ended line fault location technique for EHV transmission line

ZHANG Ju¹, SONG Zhen-hong¹, LI Zhi-lei¹, WANG Xing-guo¹, TANG Jie²

(1. North China Electric Power University, Baoding 071003, China;

2. Baoding Electric Power Company, Baoding 071003, China)

Abstract: A new way for fault location using derived information of one terminal is proposed in the paper. Based on distributed parameter line model, a fault line can not get the voltage profile along the line using single-ended data. Because the computed voltage at the point behind the fault point is not true, it is named as "fictitious voltage profile". The fault location algorithm is computing the fictitious fault voltage profile along the line using the single-ended data, and then, calculating the norm value of derivative of the fictitious fault voltage at each point to search the fault location. The simulation tests show that the new way has more accurate quality and higher stability.

Key words: EHV transmission lines; single-ended fault location; voltage profile; ATP simulation