第 40 卷　第 4 期　2016 年 2 月 25 日
DOI：10.7500/AEPS20150412007
电力系统自动化
Automation of Electric Power Systems
Vol.40 No.4 Feb.25，2016

基于故障分支快速辨识的 T 型高压输电线路故障定位新算法

陈　旭[1]，朱永利[1]，高艳丰[1]，黄晓胤[2]
（1. 华北电力大学电气与电子工程学院，河北省保定市 071003；2. 国网冀北电力有限公司检修分公司，北京市 102488）

摘要：传统 T 型高压线路故障测距方法在 T 节点附近发生故障时有测距死区，针对这一不足，根据两端测得故障点处正序电压相等推导出一种新的测距函数进行故障分支判断。在故障支路上，测距函数相位值单调且在首末两处的函数相位值相差大约 180°；正常支路上，测距函数相位值也单调但在首末两处的函数相位值大约相等。基于测距函数的相位在首末两处的相位相差的大小这一特性作为故障分支判据，进而利用故障距离的解析表达式求解故障距离。该方法较好地克服了传统方法在 T 节点附近不能可靠识别故障支路的缺点，并且无需判别故障类型，只需代入相应的公式计算几个点即可得到故障距离，程序实现简单，计算速度快。本算法的测距精度理论上不受故障类型、过渡电阻、运行方式等影响。EMTP 仿真结果验证了所述算法的正确性和高精度。

关键词：T 型线路；故障测距；故障分支；电力系统

0　引言

随着电力系统的不断发展，T 型输电线路在电力系统中所占的比重越来越大，且其输电功率大、负荷重，一旦发生故障，准确快速的故障定位显得非常重要。由于 T 型输电线路结构的特殊性，不能简单地把双端测距[1-4]应用到 T 型输电线路上。国内外不少学者提出了许多基于同步信息的 T 型输电线路故障测距算法[5-14]，主要分为行波法[5-8]和故障分析法[9-15]。行波原理上的测距存在波头识别问题，且需专门设备，硬件投入大，技术较为复杂。故障分析法对设备要求较低，投资小，获得了广泛应用。

基于同步相量信息的传统 T 型线路故障测距算法大都采用 T 节点处电压幅值相等来选出故障分支[9-12]，但当 T 节点附近发生高阻抗短路时，从三端计算的电压幅值基本相等，无法正确判别故障支路，存在判别死区。近年来电力科技工作者围绕 T 节点附近发生高阻抗短路存在死区进行了改进。文献[13-15]将故障支路判据和故障测距融为一体，无需事先判别故障支路即可测距。文献[13]利用过渡电阻是纯电阻特性来实现测距，但在非故障支路上，测距函数值均大于零无理论依据，进而无法完成测距任务。文献[14-15]提出在故障点前后测距函数的相位会发生突变，正常支路上测距函数的相位不会发生突变，基于测距函数的这一相位特性提出 T 型测距，在一定程度上改善了在 T 节点附近经高阻接地的测距死区，但测距需在每条支路上都进行搜索计算，故算法定位速度不够，不能实现在线监测。

本文基于分布参数模型，推导了一种新的测距函数判断故障分支。在故障支路上，测距函数相位值单调且在首末端两处的函数相位值相差大约 180°；正常支路上，测距函数相位值也单调但在首末端两处的函数相位值相差大约 0°。基于测距函数的相位在首末两处的相位相差的大小这一特性提出了一种适用于 T 型高压线路故障分支判据，进而利用故障距离的解析表达式求解故障距离。

1　双端线路故障分析

双端线路故障的正序序网图如图 1 所示。

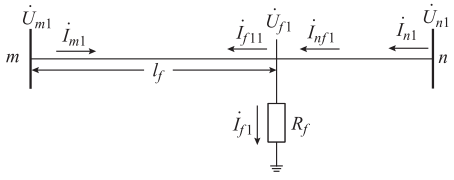

图 1　双端线路正序序网图
Fig.1　Positive sequence circuit diagram of two-terminal transmission lines

根据均匀传输方程，距 m 端 x 处故障点 f 的正序电压相量可以用两端电压、电流分别表示为：

$$\begin{cases}\dot{U}_{mfx1}=\dot{U}_{m1}\cosh\gamma_1 x-\dot{I}_{m1}Z_{c1}\sinh\gamma_1 x\\ \dot{U}_{nfx1}=\dot{U}_{n1}\cosh\gamma_1(l-x)-\dot{I}_{n1}Z_{c1}\sinh\gamma_1(l-x)\end{cases}\tag{1}$$

收稿日期：2015-04-12；修回日期：2015-10-08。

式中：γ_1 和 Z_{c1} 分别为线路正序传播系数和波阻抗；$\dot{U}_{m1}$，$\dot{I}_{m1}$，$\dot{U}_{n1}$，$\dot{I}_{n1}$ 分别为两端电压、电流的正序分量；l 为线路全长。用两端数据测得故障点 f 处的正序电压应相等，$\dot{U}_{mfx1}=\dot{U}_{nfx1}$，即

$$\dot{U}_{m1}\cosh\gamma_1 x-\dot{I}_{m1}Z_{c1}\sinh\gamma_1 x=\dot{U}_{n1}\cosh\gamma_1(l-x)-\dot{I}_{n1}Z_{c1}\sinh\gamma_1(l-x) \tag{2}$$

式(2)右端展开并化简可得：

$$A\cosh\gamma_1 x-\sinh\gamma_1 x=0 \tag{3}$$

$$A=\frac{\dot{U}_{m1}-\dot{U}_{n1}\cosh\gamma_1 l+\dot{I}_{n1}Z_{c1}\sinh\gamma_1 l}{\dot{I}_{m1}Z_{c1}+\dot{I}_{n1}Z_{c1}\cosh\gamma_1 l-\dot{U}_{n1}\sinh\gamma_1 l} \tag{4}$$

对式(3)取相位可构造测距函数 $f(x)$：

$$f(x)=\arg\left(\frac{\dot{U}_{m1}-\dot{U}_{n1}\cosh\gamma_1 l+\dot{I}_{n1}Z_{c1}\sinh\gamma_1 l}{\dot{I}_{m1}Z_{c1}+\dot{I}_{n1}Z_{c1}\cosh\gamma_1 l-\dot{U}_{n1}\sinh\gamma_1 l}\cosh\gamma_1 x-\sinh\gamma_1 x\right) \tag{5}$$

式中：arg(·)为相位函数。

可证明式(5)单调且在 $x=0$ 与 $x=l$ 两处的函数值大约相差 180°。简单证明如下。设

$$U=A\cosh\gamma_1 x-\sinh\gamma_1 x \tag{6}$$

令 $AK\angle\theta=1$(K 为正数)，且在高压输电线中可近似认为 $\gamma_1\approx j\omega\sqrt{L_1C_1}=j\beta_1$，其中，$L_1$ 和 C_1 分别为线路单位正序电感和电容，则式(6)可化简为：

$$U=A\cos\beta_1 x-A(K\cos\theta+jK\sin\theta)j\sin\beta_1 x=A(\cos\beta_1 x+K\sin\theta\sin\beta_1 x-jK\cos\theta\sin\beta_1 x) \tag{7}$$

在实际电网中，$\beta_1 x$ 属于$(0,\pi/2)$，当 θ 在$(0,\pi/2)$时，则 U 与 A 的相位差 φ 可写为：

$$\varphi=\arctan p(x) \tag{8}$$

$$p(x)=-\frac{K\cos\theta}{\cot\beta_1 x+K\sin\theta} \tag{9}$$

由于 $\cot\beta_1 x$ 随 x 单调递减，故 $p(x)$随 x 单调递减，又 $\arctan p(x)$函数单调递增，由式(8)可得 φ 随 x 单调递减的。同理 θ 在$(-\pi/2,0)$时，φ 随 x 是单调递减的；θ 在$(\pi/2,\pi)$和$(-\pi,-\pi/2)$时，φ 随 x 是单调递增的。当输电线路故障时，A 可通过两端数据计算出来，是一定值，可得 U 的相位是单调的，即式(5)是单调的。又知[15]：

$$\begin{cases}\dot{U}_{f1}=\dot{U}_{n1}\cosh\gamma_1(l-l_f)-\dot{I}_{n1}Z_{c1}\sinh\gamma_1(l-l_f)\\ \dot{I}_{nf1}=\dot{I}_{n1}\cosh\gamma_1(l-l_f)-\dfrac{\dot{U}_{n1}\sinh\gamma_1(l-l_f)}{Z_{c1}}\\ \dot{I}_{f11}=\dot{I}_{nf1}-\dot{I}_{f1}\end{cases} \tag{10}$$

$$\begin{cases}\dot{U}_m=\dot{U}_{f1}\cosh\gamma_1 l_f-\dot{I}_{f11}Z_{c1}\sinh\gamma_1 l_f\\ -\dot{I}_m=\dot{I}_{f11}\cosh\gamma_1 l_f-\dfrac{\dot{U}_{f1}\sinh\gamma_1 l_f}{Z_{c1}}\end{cases} \tag{11}$$

式中：l_f 为故障点 f 到 m 端的距离。

式(10)代入式(11)可得：

$$\begin{cases}\dot{U}_m=\dot{U}_{n1}\cosh\gamma_1 l-\dot{I}_{n1}Z_{c1}\sinh\gamma_1 l+\dot{I}_{f1}Z_{c1}\sinh\gamma_1 l_f\\ -\dot{I}_m=\dot{I}_{n1}\cosh\gamma_1 l-\dfrac{\dot{U}_{n1}\sinh\gamma_1 l}{Z_{c1}}-\dot{I}_{f1}\cosh\gamma_1 l_f\end{cases} \tag{12}$$

式(12)代入式(5)可化简为：

$$f(x)=\arg(\tanh\gamma_1 l_f\cosh\gamma_1 x-\sinh\gamma_1 x) \tag{13}$$

把 $\gamma_1\approx j\beta_1$ 代入可得：

$$\begin{cases}f(x)=\arg(jg(x))\\ g(x)=\tan\beta_1 l_f\cos\beta_1 x-\sin\beta_1 x\end{cases} \tag{14}$$

由式(14)可知，当输电线路故障时，l_f 是固定不变的已知值，故测距函数的值基本保持在±90°左右，又式(3)的幅值在故障点处为 0，即 $g(x)$在故障点处为 0，故可知 $f(x)$在故障点位置前与故障点位置后的值基本保持在 90°或者－90°，在接近故障点位置时 $f(x)$由 90°逐步突变为－90°或者由－90°逐步突变为 90°。综上可得测距函数 $f(x)$单调且在 $x=0$ 与$x=l$ 两处的函数值相差大约 180°。

2　T 型线路故障分析

2.1　故障分支判据原理

图 2 为 T 型输电线路故障的正序网络图，以 NT 支路发生故障为例。其中 $\dot{U}_{M1}$，$\dot{U}_{N1}$，$\dot{U}_{P1}$，$\dot{I}_{M1}$，$\dot{I}_{N1}$，$\dot{I}_{P1}$分别为 M，N，P 端测得的电压、电流正序分量；$\dot{U}_{T1}$为 T 节点正序电压；$\dot{I}_{MT1}$，$\dot{I}_{NT1}$，$\dot{I}_{PT1}$分别为 3 条支路注入 T 节点的正序电流。线路 MT，NT，PT 的长度分别为 l_1，l_2，l_3。

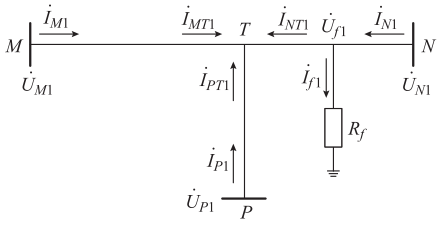

图 2　T 型输电线路正序序网图

Fig.2　Positive sequence circuit diagram of T-type transmission lines

$\dot{U}_{MT1}$，$\dot{U}_{NT1}$，$\dot{U}_{PT1}$分别为利用 M，N，P 端电气量计算得到的 T 节点的正序电压，则有：

$$\begin{cases}\dot{U}_{MT1}=\dot{U}_{M1}\cosh\gamma_1 l_1-\dot{I}_{M1}Z_{c1}\sinh\gamma_1 l_1\\ \dot{I}_{MT1}=\dot{I}_{M1}\cosh\gamma_1 l_1-\dfrac{\dot{U}_{M1}\sinh\gamma_1 l_1}{Z_{c1}}\\ \dot{U}_{NT1}=\dot{U}_{N1}\cosh\gamma_1 l_2-\dot{I}_{N1}Z_{c1}\sinh\gamma_1 l_2\\ \dot{I}_{NT1}=\dot{I}_{N1}\cosh\gamma_1 l_2-\dfrac{\dot{U}_{N1}\sinh\gamma_1 l_2}{Z_{c1}}\\ \dot{U}_{PT1}=\dot{U}_{P1}\cosh\gamma_1 l_3-\dot{I}_{P1}Z_{c1}\sinh\gamma_1 l_3\\ \dot{I}_{PT1}=\dot{I}_{P1}\cosh\gamma_1 l_3-\dfrac{\dot{U}_{P1}\sinh\gamma_1 l_3}{Z_{c1}}\end{cases}\tag{15}$$

在 NT 支路测距时，T 节点电压和注入故障电流分别取为 $\dot{U}_{T1}=(\dot{U}_{MT1}+\dot{U}_{PT1})/2$，$\dot{I}_{T1}=\dot{I}_{MT1}+\dot{I}_{PT1}$。用 $\dot{U}_{N1}$，$\dot{I}_{N1}$，$\dot{U}_{T1}$，$\dot{I}_{T1}$ 分别替代式(5)中 $\dot{U}_{m1}$，$\dot{I}_{m1}$，$\dot{U}_{n1}$，$\dot{I}_{n1}$ 变量，则测距函数变为：

$$f(x)=\arg\left(\frac{\dot{U}_{N1}-\dot{U}_{T1}\cosh\gamma_1 l_2+\dot{I}_{N1}Z_{c1}+\dot{I}_{T1}Z_{c1}\cosh\gamma_1 l_2-\dfrac{\dot{I}_{T1}Z_{c1}\sinh\gamma_1 l_2}{\dot{U}_{T1}\sinh\gamma_1 l_2}\cosh\gamma_1 x-\sinh\gamma_1 x}{}\right)\tag{16}$$

由于 NT 支路发生故障，由第 2 节可知测距函数 $f(x)$ 单调且在 $x=0$ 与 $x=l_2$ 两处的函数值大约相差 180°。

在 MT 支路测距时，T 节点电压和注入故障电流分别取为 $\dot{U}_{T1}=(\dot{U}_{NT1}+\dot{U}_{PT1})/2$，$\dot{I}_{T1}=\dot{I}_{NT1}+\dot{I}_{PT1}$。用 $\dot{U}_{M1}$，$\dot{I}_{M1}$，$\dot{U}_{T1}$，$\dot{I}_{T1}$ 分别替代式(5)中 $\dot{U}_{m1}$，$\dot{I}_{m1}$，$\dot{U}_{n1}$，$\dot{I}_{n1}$ 变量，则测距函数变为：

$$f(x)=\arg\left(\frac{\dot{U}_{M1}-\dot{U}_{T1}\cosh\gamma_1 l_1+\dot{I}_{M1}Z_{c1}+\dot{I}_{T1}Z_{c1}\cosh\gamma_1 l_1-\dfrac{\dot{I}_{T1}Z_{c1}\sinh\gamma_1 l_1}{\dot{U}_{T1}\sinh\gamma_1 l_1}\cosh\gamma_1 x-\sinh\gamma_1 x}{}\right)\tag{17}$$

由第 2 节可知 $f(x)$ 单调，并且可证明 $f(x)$ 在 $x=0$ 与 $x=l_1$ 两处的函数值基本相等。证明如下。

类似于式(12)的推导过程，同理可得：

$$\begin{cases}\dot{U}_{M1}-\dot{U}_{T1}\cosh\gamma_1 l_1+\dot{I}_{T1}Z_{c1}\sinh\gamma_1 l_1=\\ \quad\dfrac{1}{2}\dot{I}_{f1}Z_{c1}(\sinh\gamma_1(l_1+l_{Tf})+\\ \quad\cosh\gamma_1 l_{Tf}\sinh\gamma_1 l_1)\\ \dot{I}_{M1}+\dot{I}_{T1}\cosh\gamma_1 l_1-\dfrac{\dot{U}_{T1}\sinh\gamma_1 l_1}{Z_{c1}}=\\ \quad\dfrac{1}{2}\dot{I}_{f1}(\cosh\gamma_1 l_{Tf}\cosh\gamma_1 l_1+\\ \quad\cosh\gamma_1(l_1+l_{Tf}))\end{cases}\tag{18}$$

式中：l_{Tf} 为故障点到 T 节点的距离。

式(18)代入式(17)可化简为：

$$f(x)=\arg\left(\frac{\sinh\gamma_1(l_1+l_{Tf})+\cosh\gamma_1 l_{Tf}\cosh\gamma_1 l_1+\dfrac{\cosh\gamma_1 l_{Tf}\sinh\gamma_1 l_1}{\cosh\gamma_1(l_1+l_{Tf})}\cosh\gamma_1 x-\sinh\gamma_1 x}{}\right)\tag{19}$$

在高压输电线中可近似认为 $\gamma_1\approx \mathrm{j}\beta_1$，且在实际电网中，$\beta_1 x$ 属于 $(0,\pi/2)$，故式(19)可化简为：

$$\begin{cases}f(x)=\arg(\mathrm{j}g(x))\\ g(x)=\dfrac{2\sin\beta_1 l_1+\cos\beta_1 l_1\tan\beta_1 l_{Tf}}{2\cos\beta_1 l_1-\sin\beta_1 l_1\tan\beta_1 l_{Tf}}\cos\beta_1 x-\\ \quad\sin\beta_1 x\end{cases}\tag{20}$$

输电线路在 NT 发生故障时，l_{Tf} 都是固定的已知值，由 $g(x)$ 表达式可得出 $g(x)$ 关于 x 是单调递减的；当 x 固定时，$g(x)$ 关于 l_{Tf} 是单调递增的。因为 $0\leqslant l_{Tf}\leqslant l_2$，$0\leqslant x\leqslant l_1$，故当 $l_{Tf}=0$，$x=l_1$ 时，$g(x)$ 有最小值。而当故障发生在 T 节点时，即 $l_{Tf}=0$，$x=l_1$，$f(x)=|\mathrm{j}g(x)|=0$（其中 $|\cdot|$ 表示取幅值函数），即 $g(x)=0$。故当 $l_{Tf}=0$，$x=l_1$ 时，$g(x)$ 有最小值 0，所以 $g(x)\geqslant 0$。当故障发生在 NT 支路时，l_{Tf} 不为 0，故 $g(x)>0$。综上可知 $f(x)$ 数值在 90°左右，即 $f(x)$ 在 $x=0$ 与 $x=l_1$ 两处的函数值基本相等。

在 PT 支路测距时，T 节点电压和注入故障电流分别取为 $\dot{U}_{T1}=(\dot{U}_{MT1}+\dot{U}_{NT1})/2$，$\dot{I}_{T1}=\dot{I}_{MT1}+\dot{I}_{NT1}$。用 $\dot{U}_{P1}$，$\dot{I}_{P1}$，$\dot{U}_{T1}$，$\dot{I}_{T1}$ 分别替代式(5)中 $\dot{U}_{m1}$，$\dot{I}_{m1}$，$\dot{U}_{n1}$，$\dot{I}_{n1}$ 变量，则测距函数变为：

$$f(x)=\arg\left(\frac{\dot{U}_{P1}-\dot{U}_{T1}\cosh\gamma_1 l_1+\dot{I}_{P1}Z_{c1}+\dot{I}_{T1}Z_{c1}\cosh\gamma_1 l_1-\dfrac{\dot{I}_{T1}Z_{c1}\sinh\gamma_1 l_1}{\dot{U}_{T1}\sinh\gamma_1 l_1}\cosh\gamma_1 x-\sinh\gamma_1 x}{}\right)\tag{21}$$

由于 PT 和 MT 支路在电气结构上对称，故同理可证 $f(x)$ 单调且在 $x=0$ 与 $x=l_3$ 两处的函数值基本相等。

2.2　T 型故障分支判据与测距

由以上分析可知，故障支路上，测距函数单调且在 $x=0$ 与 $x=l$ 两处的函数值相差 180°左右；正常支路上，测距函数单调且在 $x=0$ 与 $x=l$ 两处的函数值基本相等。基于此特性，提出一种适用于 T 型高压线路故障支路判据：若支路判断函数 $F=\mathrm{abs}(f(0)-f(l_i))\geqslant K_1$（$i=1,2,3$，$\mathrm{abs}(\cdot)$ 表示取

绝对值函数)，则故障在此支路上；若 $F=\mathrm{abs}(f(0)-f(l_i))<K_0$，则故障不在此支路上；若有两或三条支路都满足 $F=\mathrm{abs}(f(0)-f(l_i))\geqslant K_1$，则判断为 T 节点故障。由前面分析并且保持灵敏性，K_1 可取 90°，K_0 可取 90°。

当判断出故障分支后，可直接用公式求出故障距离[16]。以 NT 支路故障时为例(其他支路故障类似)，根据在故障点 f 处两端求得的正序电压相等可得故障距 N 端的距离 x 为：

$$x=\frac{1}{\gamma_1}\mathrm{arctanh}\left(\frac{\dot{U}_{N1}-\dot{U}_{T1}\cosh\gamma_1 l_2+\dot{I}_{T1}Z_{c1}\cosh\gamma_1 l_2-\dot{I}_{T1}Z_{c1}\sinh\gamma_1 l_2}{\dot{U}_{T1}\sinh\gamma_1 l_2+\dot{I}_{N1}Z_{c1}}\right) \tag{22}$$

式中：$\dot{U}_{T1}=(\dot{U}_{MT1}+\dot{U}_{PT1})/2$；$\dot{I}_{T1}=\dot{I}_{MT1}+\dot{I}_{PT1}$。

上式求得的故障距离理论应为一实数，但由于误差，求出来是一复数，取其实部即可。

3　仿真验证

本文采用 EMTP 进行仿真实验，线路模型如图 3 所示。线路长度 l_1，l_2，l_3 分别为 200，180，100 km。线路的单位正序和零序电阻、电感、电容为[15]：$R_1=0.020\ 83\ \Omega/\mathrm{km}$，$L_1=0.894\ 8\ \mathrm{mH/km}$，$C_1=0.012\ 9\ \mu\mathrm{F/km}$；$R_0=0.114\ 8\ \Omega/\mathrm{km}$，$L_0=2.288\ 6\ \mathrm{mH/km}$，$C_0=0.005\ 23\ \mu\mathrm{F/km}$。$M$ 侧系统参数为：$R_{M1}=1.0515\ \Omega$，$L_{M1}=80.154\ \mathrm{mH}$，$R_{M0}=0.6\ \Omega$，$L_{M0}=63.4\ \mathrm{mH}$。$N$ 侧系统参数为：$R_{N1}=8.76\ \Omega$，$L_{N1}=102.54\ \mathrm{mH}$，$R_{N0}=2.53\ \Omega$，$L_{N0}=78.823\ \mathrm{mH}$。$P$ 侧系统参数为：$R_{P1}=3.672\ \Omega$，$L_{P1}=138.46\ \mathrm{mH}$，$R_{P0}=5.7\ \Omega$，$L_{P0}=90.8\ \mathrm{mH}$。系统三端电势 $\dot{E}_M$，$\dot{E}_N$，$\dot{E}_P$ 分别为 $500\angle 0°$ kV，$500\angle 30°$ kV，$500\angle 60°$ kV。三端数据的采样率为 2.5 kHz，基波相量提取采用全波傅里叶算法。

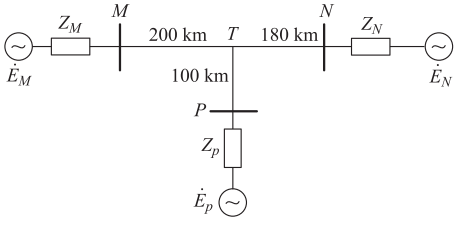

图 3　T 型线路仿真模型
Fig.3　Simulation model for T-type line

表 1 列出了不同过渡电阻下本文故障分支判断结果与测距结果。表中，F_{MT}，F_{NT}，F_{PT} 分别为线路 MT，NT，PT 的判断函数。可知，本文所提故障分支判据在不同过渡电阻下均能正确可靠判断出故障分支，并在此基础上进行测距，测距结果最大绝对误差为 341 m。其他情况的仿真结果见附录 A 表 A1。可知，本文所提判据在各种情况下均能正确可靠地判断出故障分支，并能准确给出测距结果。

表 1　不同过渡电阻对故障分支判断与测距结果的影响
Table 1　Effect of different fault resistance to branch identification result and fault location result

故障支路	过渡电阻/Ω	故障距离/km	F_{MT}/(°)	F_{NT}/(°)	F_{PT}/(°)	测距结果/km
MT	0	20	180.934	0.080	0.147 0	20.069
	50	100	179.895	0.303	0.268 0	99.974
	150	160	180.393	0.711	0.129 0	159.869
	200	190	178.467	0.131	2.946 0	189.841
NT	5	170	4.682	185.635	5.701 0	170.341
	80	100	0.236	180.024	0.121 0	100.024
	180	150	0.427	180.141	0.172 0	149.830
	300	30	0.291	180.525	0.026 3	30.079
PT	10	68	1.472	0.799	181.758 0	67.946
	110	18	0.198	0.049	180.486 0	18.305
	210	48	0.016	1.759	182.049 0	47.873
	500	98	5.648	18.839	188.898 0	98.103

文献[13]利用过渡电阻是纯电阻特性来实现测距，但在非故障支路上，测距函数值均大于零没有理论依据。如当 NT 支路距 N 端 30 km 发生 BC 两相各接 100 Ω 电阻接地短路故障时，文献[13]的测距函数如图 4 所示，其中图 4(a)是 NT 和 PT 合并在 MT 支路上测距函数的曲线，图 4(b)是 MT 和 PT 合并在 NT 支路上测距函数的曲线。由图 4 可知，在这时并不能选择故障分支，导致测距失败。

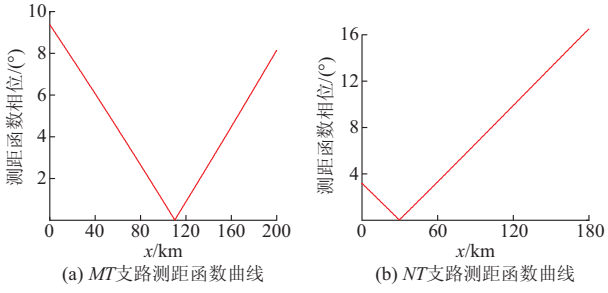

图 4　文献[13]测距函数的变化曲线
Fig.4　Changing curves of fault location function of reference [13]

表 2 列出了在 T 节点附近发生 A 相接 300 Ω 电阻接地故障时，传统方法(以文献[11]的方法为例)故障分支判断结果。由表 2 可知，传统方法在 T 节点附近发生高阻短路故障时并不能可靠识别出故障支路，并且电压等级为千伏，而分支支路判据等级是伏，从而在 T 节点发生高阻短路故障时，认为 ΔU_{MN}，ΔU_{MP}，ΔU_{NP} 近似相等，其中，ΔU_{MN} 为分别以

M 端和 N 端正序电压、电流推求出的 T 节点电压幅值的差值绝对值，其他以此类推，从而认为在 T 节点附近发生高阻短路故障时都判断为 T 节点故障。表 3 列出了与表 2 在相同情况下本文故障分支判断的结果。由表 3 可知，本文方法在 T 节点附近经高阻短路时能可靠正确的判断故障支路且故障分支判据 F_{MT}，F_{NT}，F_{PT} 差别比较大，不会因数据舍入误差而造成误判，并且故障分支判据与传统方法计算量相当。

表 2　T 节点附近 A 相经 300 Ω 接地时文献[11]的故障支路判断结果

Table 2　Branch identification results of reference [11] in case of phase A-to-ground fault with 300 Ω near teed node

故障支路	故障距离/km	ΔU_{MN}/V	ΔU_{MP}/V	ΔU_{NP}/V	故障支路判断	检测结果
	199.0	1.030	3.233 0	2.203	*PT*	错误
	199.3	6.293	8.492 9	2.200	*MT*	正确
MT	199.5	9.771	11.970 0	2.199	*MT*	正确
	199.7	13.236	15.431 0	2.196	*MT*	正确
	199.9	17.782	20.138 0	2.356	*MT*	正确
	179.0	37.571	21.931 0	15.639	*MT*	错误
	179.3	32.160	21.932 0	10.228	*MT*	错误
NT	179.5	28.560	21.933 0	6.627	*MT*	错误
	179.7	24.966	21.930 0	3.036	*MT*	错误
	179.9	21.379	21.931 0	0.553	*MT*	错误
	99.0	19.589	39.593 0	20.005	*PT*	正确
	99.3	19.587	34.355 0	14.768	*MT*	错误
PT	99.5	19.582	30.834 0	11.252	*MT*	错误
	99.7	19.586	27.306 0	7.720	*MT*	错误
	99.9	19.586	23.755 0	4.169	*MT*	错误

表 3　T 节点附近 A 相经 300 Ω 接地时本文方法的故障支路判断结果

Table 3　Branch identification results in case of phase A-to-ground fault with 300 Ω near the teed node

故障支路	故障距离/km	F_{MT}/(°)	F_{NT}/(°)	F_{PT}/(°)	故障支路判断	检测结果
	199.0	170.000	8.256 5	11.670	*MT*	正确
	199.3	165.807	11.662 0	16.715	*MT*	正确
MT	199.5	160.457	15.956 0	23.216	*MT*	正确
	199.7	149.309	24.840 0	36.745	*MT*	正确
	199.9	119.161	50.075 0	70.533	*MT*	正确
	179.0	19.584	184.463 0	11.801	*NT*	正确
	179.3	26.943	186.379 0	16.844	*NT*	正确
NT	179.5	35.429	188.948 0	23.342	*NT*	正确
	179.7	49.834	194.949 0	36.852	*NT*	正确
	179.9	74.222	221.519 0	70.568	*NT*	正确
	99.0	19.602	8.403 0	185.803	*PT*	正确
	99.3	26.974	11.784 0	188.202	*PT*	正确
PT	99.5	35.463	16.050 0	191.306	*PT*	正确
	99.7	49.883	24.864 0	198.107	*PT*	正确
	99.9	74.230	49.934 0	221.952	*PT*	正确

4　结语

本文采用分布参数模型，根据两端测得故障点处正序电压相等推导出一种新的测距函数进行故障分支判断。故障支路上，测距函数相位值单调且在首末两处的函数相位值相差大约 180°；正常支路上，测距函数相位值也单调但在首末两处的函数相位值相差大约 0°。本文即是基于测距函数的相位在首末两处的相位相差的大小这一特性提出了一种适用于 T 型高压线路故障分支判据。该故障分支判据也适用于电弧型故障，并且也有效地克服了传统方法在 T 节点附近发生高阻短路故障时有测距死区的缺点；仅利用正序分量进行分支判断与测距，无需考虑故障类型；在判别故障分支与故障测距时代入相应的公式即可，不需要迭代，计算量小，易于编程和实现，可实现在线监测；从推导过程中可看出，本算法理论上不受过渡电阻、系统运行方法和负荷电流等影响。

本研究受到国家电网冀北电力公司科技项目“超高压线路多参数在线监测装置与监测系统的研发”的支持。

附录见本刊网络版（http://www.aeps-info.com/aeps/ch/index.aspx）。

参 考 文 献

[1] 靳夏宁，汪芙平，王赞基.基于 PMU 动态同步相量测量的故障测距[J].电网技术，2013，37(10)：2932-2937.
JIN Xianing，WANG Fuping，WANG Zanji. Research on fault location based on dynamic synchronous phasor measurement by PMU [J]. Power System Technology，2013，37(10)：2932-2937.

[2] 桂勋，刘志刚，韩旭东，等.基于高压输电线路电压沿线分布规律的故障双端测距算法[J].中国电机工程学报，2009，29(19)：63-69.
GUI Xun，LIU Zhigang，HAN Xudong，et al. An accurate algorithm of two-terminal fault location based on the distribution of line voltage along HV transmission line [J]. Proceedings of the CSEE，2009，29(19)：63-69.

[3] 张峰，梁军，李建超，等.基于初始反极性行波检测的单端故障测距算法[J].电力系统自动化，2013，37(4)：108-113.
ZHANG Feng，LIANG Jun，LI Jianchao，et al. Single ended fault location algorithm based on detection of initial reverse polarity traveling wave [J]. Automation of Electric Power Systems，2013，37(4)：108-113.

[4] 李博通，李永丽，胡宇，等.基于故障区域识别的超高压混联线路故障测距算法[J].电力系统自动化，2013，37(5)：93-98.
LI Botong，LI Yongli，HU Yu，et al. A new fault location algorithm for extra-high voltage mixed lines based on fault zone identification[J]. Automation of Electric Power Systems，2013，37(5)：93-98.

[5] 王召磊，刘明光.基于线性方程组解的 T 型线路行波测距[J].电

网技术，2014，38(4)：1046-1050.
WANG Zhaolei，LIU Mingguang. Traveling wave fault location for teed transmission line based on solutions of linear equations [J]. Power System Technology，2014，38(4)：1046-1050.
[6] 张永健，胥杰，孙嘉.基于静态小波变换的T型输电线路行波测距方法[J].电网技术，2012，36(6)：84-88.
ZHANG Yongjian，XU Jie，SUN Jia. Travelling wave fault location for three-terminal transmission line based on static wavelet transform [J]. Power System Technology，2012，36(6)：84-88.
[7] 张峰，梁军，杜涛，等.T型线路的行波精确故障测距新方法[J].高电压技术，2009，35(3)：527-532.
ZHANG Feng，LIANG Jun，DU Tao，et al. Accurate fault location algorithm based on traveling wave for teed-circuits[J]. High Voltage Engineering，2009，35(3)：527-532.
[8] 李传兵，谭博学，高鹏，等.基于D型行波原理的T接线路故障测距方法[J].电力系统保护与控制，2013，41(18)：78-82.
LI Chuanbing，TAN Boxue，GAO Peng，et al. A fault location method for T-connection lines based on D-type traveling wave theory [J]. Power System Protection and Control，2013，41(18)：78-82.
[9] 李胜芳，范春菊，郁惟镛.T型支接线路的自适应故障测距算法[J].电工技术学报，2004，19(10)：59-64.
LI Shengfang，FAN Chunju，YU Weiyong. Adaptive fault location method for three-terminal transmission line [J]. Transactions of China Electrotechnical Society，2004，19(10)：59-64.
[10] 高厚磊，安艳秋，江世芳.超高压T接线线路高精度故障测距算法研究[J].电力系统自动化，2001，25(20)：51-54.
GAO Houlei，AN Yanqiu，JIANG Shifang. Study on accurate fault location algorithm for EHV teed lines[J]. Automation of Electric Power Systems，2001，25(20)：51-54.
[11] 束洪春，高峰，陈学允，等.T型输电系统故障测距算法研究[J].中国电机工程学报，1998，18(6)：416-420.
SHU Hongchun，GAO Feng，CHEN Xueyun，et al. A study on accurate fault location algorithm of EHV T-connection to three terminals[J]. Proceedings of the CSEE，1998，18(6)：416-420.
[12] 施世鸿，何奔腾.T型输电线非同步数据故障测距新算法[J].电力自动化设备，2008，28(10)：63-67.
SHI Shihong，HE Benteng. Fault locating algorithm for T-type transmission lines with asynchronous sampling[J]. Electric Power Automation Equipment，2008，28(10)：63-67.
[13] 施世鸿，何奔腾，张武军.T型高压输电线路故障测距[J].中国电机工程学报，2008，28(25)：105-110.
SHI Shihong，HE Benteng，ZHANG Wujun. Fault location for HV three-terminal transmission lines[J]. Proceedings of the CSEE，2008，28(25)：105-110.
[14] 林富洪，王增平，曾惠敏.基于测距函数相位特性的T型高压线路故障定位原理[J].中国电机工程学报，2011，31(13)：107-113.
LIN Fuhong，WANG Zengping，ZENG Huimin. A novel fault location algorithm based on phase characteristics of fault location function for three-terminal transmission lines [J]. Proceedings of the CSEE，2011，31(13)：107-113.
[15] 王增平，林富洪，曾惠敏.利用匹配思想的T型线路准确故障定位新算法[J].高电压技术，2009，35(10)：2427-2433.
WANG Zengping，LIN Fuhong，ZENG Huimin. Accurate fault location algorithm for three-terminal transmission lines using matching idea[J]. High Voltage Engineering，2009，35(10)：2427-2433.
[16] 葛耀中.新型继电保护和故障测距的原理与技术[M].2版.西安：西安交通大学出版社，2007：289-290.

陈　旭(1989—)，男，通信作者，硕士，主要研究方向：输电线路故障定位。E-mail：chenxu89@126.com

朱永利(1963—)，男，博士，教授，主要研究方向：输变电设备在线监测、智能分析与智能电网。E-mail：yonglipw@163.com

高艳丰(1979—)，男，博士研究生，讲师，主要研究方向：输电线路在线监测与故障定位。

（编辑　万志超）

A New Fault Location Algorithm for High-voltage Three-terminal Transmission Lines Based on Fault Branch Fast Identification

CHEN Xu[1]，*ZHU Yongli*[1]，*GAO Yanfeng*[1]，*HUANG Xiaoyin*[2]

(1. School of Electrical and Electronic Engineering，North China Electric Power University，Baoding 071003，China；
2. Maintaining Branch of State Grid Jibei Electric Power Company，Beijing 102488，China)

Abstract: The traditional method for fault location of T-type lines is not able to identify the fault section correctly when the fault occurs near the T-type node，thus failing to locate the fault. To solve this problem，a novel branch identification criterion algorithm is proposed based on the principle of equal positive sequence voltage detected at both ends. It is concluded that the fault location function is monotonical and at the head and end the two values differ by approximately 180° at the fault branch，but the fault location function is also monotonical and at the head and end the two values are approximately equal at the healthy branch. With the phase difference in magnitude between the fault location function at the head and that at the end as the criterion for fault branch，the fault distance is solved using the analytical expression for fault distance. This branch identification criterion algorithm has remedied the drawback of traditional fault location methods. Despite the dead zone of fault location，no type identification is required，while the fault distance is obtained simply by calculating a few points with the corresponding formula. With its simple procedure and fast implementation，the proposed algorithm accuracy is in theory independent of fault type，fault resistance at fault point and operation mode，etc. The EMTP simulation results verify the validity and high precision of the algorithm.

Key words: T-type line；fault location；fault branch；power system