# 基于母线扰动信号的配电网混合线路行波故障测距技术

齐 郑1,庄舒仪1,何锡祺2,黄哲洙3

(1. 华北电力大学院电气与电子工程学院,北京市 102206; 2. 中国南方电网电力调度控制中心,广东省广州市 510530;3. 国网沈阳供电公司,辽宁省沈阳市 110003)

摘要:中压配电网母线处施加扰动信号与故障指示器相配合实现故障区段定位的技术,得到越来 越多的广泛应用。母线处扰动信号源能够产生行波信号,这为故障测距提供了可能。文中提出了 一种基于母线扰动信号的单端故障行波测距技术。在发生永久性单相接地故障后,将非故障相母 线经电阻接地,依据行波传输原理选取某个有效的线模分量,通过测量该线模分量反射行波到达时 刻与扰动信号产生时刻的时间差计算故障距离。分析研究了多分支架空线-电缆混合线路的故障 测距解决方案,并应用最小二乘估计对多次测距的结果进行有效融合,得到更为准确的测距结果。 仿真与现场试验结果证实了测距技术的准确性。

关键词:配电网;单相接地故障;架空线-电缆混合线路;行波故障测距;最小二乘估计

### 0 引言

中国中压配电网通常采用中性点不接地或经消 弧线圈接地方式,单相接地故障是影响配电系统供 电可靠性的重要原因之一,快速、准确的故障测距技 术能够缩小停电范围、缩短停电时间,对提高配电网 的安全性、可靠性和经济性具有重要的意义<sup>[1]</sup>。

现有故障测距技术从基本原理上可以分为阻抗 法<sup>[2-3]</sup>和行波法。行波法因为受线路参数、故障电阻 及运行方式影响小,得到了广泛的重视<sup>[4-7]</sup>。行波法 根据行波的产生方式又可以分为基于故障信号产生 行波和基于外部扰动信号产生行波两类。基于故障 信号产生行波的测距技术包括单端法、双端法、多端 法等<sup>[8-12]</sup>,最大的问题是受故障时刻相角影响较大, 如果故障时刻相角较小,则将导致行波信号微弱,从 而使得测距误差较大。此外,基于双端或多端测量 原理的测距技术需要同步测量,增大了设备成本。

基于外部扰动信号产生行波的测距技术则可以 保证行波信号具有较大的幅值,并避免同步测量的 问题。文献[13]提出一种注入脉冲信号结合人工神 经网络的行波测距技术,但该方法需要断开故障线 路才能注入信号,降低了供电可靠性。文献[14]提 出一种无须断开故障线路,利用晶闸管从中性点产 生扰动信号的行波测距技术,但该方法必须从中性

收稿日期:2018-07-26;修回日期:2018-12-05。

上网日期:2019-04-26。

国家自然科学基金资助项目(51777067)。

点注入信号,只适用于中性点经消弧线圈接地方式, 而不适用于中性点不接地方式。

目前,在母线处施加扰动信号,配合故障指示器的故障区段定位技术得到越来越广泛的应用。母线处扰动信号源能够产生行波信号,这为故障测距提供了可能。因此,本文提出了一种利用母线扰动信号的单端故障行波测距技术。详细分析了行波测距的原理、有效线模分量的选择等相关核心技术。同时,研究了混合线路的测距实现方案和融合多次测量结果提高测距准确性的技术。通过ATP仿真和现场实验对测距技术进行了验证。

### 1 行波信号波传输过程

#### 1.1 相模变换

假设三相配电线路中以 A 相为参考相,则线路 的电压行波传输过程可以用二阶偏微分方程<sup>[15]</sup>表 示为:

$$\frac{\partial^2 \boldsymbol{U}}{\partial x^2} = \boldsymbol{L} \boldsymbol{C} \; \frac{\partial^2 \boldsymbol{U}}{\partial t^2} \tag{1}$$

式中:U为三相线路对地的电压列向量;L和C分别 为三阶满秩矩阵,反映单位长度线路间耦合的电感 和电容参数情况。为了简化计算,对该满秩矩阵进 Karrenbauer 变换<sup>[14-17]</sup>,将其转化为对角矩阵。转 换过程如下:

$$\boldsymbol{U}_{\mathrm{m}} = \boldsymbol{S}^{-1} \boldsymbol{U} \tag{2}$$

式中: $U_m$  为模量上的电压向量;S 为 Karrenbauer 变换矩阵。对于三相线路的变换矩阵如下:

$$\mathbf{S} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & -2 & 1 \\ 1 & 1 & -2 \end{bmatrix}$$
(3)

将式(2)代入式(1),电压行波方程可以表示为:

$$\frac{\partial^2 \boldsymbol{U}_{\mathrm{m}}}{\partial x^2} = \boldsymbol{L}' \boldsymbol{C}' \; \frac{\partial^2 \boldsymbol{U}_{\mathrm{m}}}{\partial t^2} \tag{4}$$

式中: $L'=S^{-1}LS$ ; $C'=S^{-1}CS$ 。

$$U_{\rm m} = \begin{bmatrix} U_{\rm o} \\ U_{\rm a} \\ U_{\rm \beta} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix} \begin{bmatrix} U_{\rm a} \\ U_{\rm b} \\ U_{\rm c} \end{bmatrix}$$
(5)

式中: $U_a$ , $U_b$ , $U_c$ 分别为系统A,B,C相电压; $U_a$ 和 $U_\beta$ 为线模分量,分别由AB及AC两相线路构成回路; $U_o$ 为零模分量,经由三相线路和地构成回路。

#### 1.2 扰动信号源及行波传播机理

扰动信号源如图 1(a) 所示,该装置由控制单 元、电流互感器(TA)、电压互感器(TV)、用于短接 非故障相母线的开关(K<sub>A</sub>,K<sub>B</sub>,K<sub>C</sub>)和限制短路电流 的电阻 *R*。等元件组成。



Fig. 1 Schematic diagram of disturbance signal

假设配电网发生 A 相接地故障,控制单元首先 通过检测相电压和零序电压确定故障相,然后根据 中性点接地方式选择合适的非故障相母线,闭合相 应的开关使该相经电阻接地<sup>[18]</sup>。这时,故障模式从 原始单相接地故障变为不同位置且不同相的两个单 相接地故障。 扰动信号源的接地电阻大小由保护装置定值及 定位装置的测量精度来确定,既保证有足够的扰动 量被定位装置检测,又避免短路电流过大而跳闸。 假设图1所示的系统发生A相接地故障,控制器将 母线B相经电阻*R*。接地。由于*R*。较大,因此可以 忽略线路的阻抗,其工频等值电路如图1(b)所示。 短路电流近似计算如下:

$$I_{\text{fault}} = \frac{U_{\text{line}}}{R_{\text{d}} + R_{\text{s}}} \tag{6}$$

式中:Uline 为线电压;Rd为原故障点的接地电阻。

假设 10 kV 中压配电网保护装置定值为  $I_{critical}$ , 为了使短路电流小于该定值,必须有  $R_s > U_{line} / I_{critical}$ 。现场  $R_s$  的取值通常为 200~300  $\Omega$ ,保证短路电流在 30~50 A 内。

根据叠加定理,得到产生行波等值电路如图1(c)所示。施加扰动信号的电路可以等效为施加扰动信号前的网络以及附加网络的叠加。可以看出,附加网络的电源产生了行波,初始行波信号的大小取决于电源电压的幅值以及接地电阻。为保证行波信号的幅值最大,控制单元在 B 相电压峰值时刻闭合开关。

B相经过电阻 R<sub>s</sub>接地后,电压行波将从母线向 所有线路末端传播。其传播过程可分为两个阶段: 行波到达故障点前和行波到达故障点后。对于这两 个阶段的具体分析如下。

1)行波到达故障点前

假设系统三相是对称的,在电压行波到达故障 点之前,由于 A,C 两相通过 B 相耦合的程度相同, 因此 A,C 两相的电压行波是相等的,设耦合系数为  $k(0 \le k \le 1)^{[19]}$ ,则 A 和 C 两相的电压为:

$$\begin{pmatrix}
U_{a} = kU_{b} \\
U_{c} = kU_{b}
\end{cases}$$
(7)

由式(5)可以计算出三相配电支路的线模分量 和零模分量为:

$$\boldsymbol{U}_{\mathrm{m}} = \begin{bmatrix} \boldsymbol{U}_{\mathrm{o}} \\ \boldsymbol{U}_{\mathrm{a}} \\ \boldsymbol{U}_{\mathrm{\beta}} \end{bmatrix} = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} (2k+1)\boldsymbol{U}_{\mathrm{b}} \\ (k-1)\boldsymbol{U}_{\mathrm{b}} \\ \boldsymbol{0} \end{bmatrix}$$
(8)

根据式(8)可知,此时 A 相和 C 相之间的线模 分量  $U_{\beta}$  为 0,而 A 相和 B 相之间的线模分量  $U_{a}$  和 零模分量  $U_{0}$  均不为 0。

一般配电网具有多条线路且线路存在多个分支。当行波到达分支节点(如图1中的M点)或短线路末端时,会发生反射。因此,U<sub>a</sub>和U<sub>0</sub>只要到达分支点处,就有一部分行波被反射回母线,另一部分继续向线路末端传播。但此阶段U<sub>β</sub>总是等于零。

2)行波到达故障点后

当电压行波到达故障点时,A相中的行波将在 故障点处发生反射,而 B相和 C相中的行波将继续 沿着线路传播直至线路末端。因此,U<sub>α</sub>,U<sub>β</sub>和 U<sub>0</sub> 不再等于零并且都将发生反射和折射。

基于以上对行波传播机理的分析可知, $U_a$ 和  $U_o$ 在行波到达故障点之前受分支点或短线路末端 的影响,可能发生多次反射和折射,导致故障点处反 射的行波信号受到干扰,使故障测距失败。而 $U_\beta$ 不受这些因素影响,该线模分量到达母线的第一个 行波波头一定是由故障点反射产生的。扰动信号源 的控制单元测量出 $U_\beta$ 到达母线的时刻,就可以结 合波速实现故障测距,式(9)为其理论计算公式。类 似地,如果故障发生在其他相,参考附录 A 表 A1 可 以获得故障测距的有效线模分量。

$$L = v \,\frac{\Delta t}{2} \tag{9}$$

式中:L 为故障点到母线的距离;v 为线模分量在线路中的传播速度; \(\Lambda t) 为从开关闭合时刻与有效线模分量 U\_a 波头到达母线时刻的时间差。

### 2 多分支混合线路故障测距

式(9)给出的测距计算方法仅适用于无分支线 路且仅含有一种导线类型的情况,不适用于含有多 分支混合线路的配电网实际情况。由于配电网含有 大量分支,同一时间差计算得到的故障距离可能对 应不同分支的故障点,因此必须与区段定位结果相 结合才能确定故障点。另外,由于架空线路和电缆 的参数不同,其线模分量和零模分量的传播速度也 不同<sup>[19-21]</sup>,必须对混合线路情况进行深入研究。

### 2.1 故障区段判定

利用扰动信号产生的工频信号和故障指示器可 以实现故障区段判定,该技术比较成熟且大量投入 现场运行,因此本文不再详细介绍<sup>[18]</sup>。需要注意的 是,为了保证本文提出的测距技术的准确性,对于含 架空线路和电缆的混合线路,必须利用故障指示器 按照不同线路类型划分区段,以确保每一区段内只 含有唯一类型的线路。图 2 为含分支线路的典型 10 kV 配电网,D1 至 D9 为安装在线路上的故障指 示器,如果通过故障指示器判断故障区段为 S8,就 可以排除其他区段在测距计算中产生的伪故障点。

### 2.2 故障测距计算方法

图 3 为架空线路-电缆混合线路模型,在故障 区段前有 m 段架空线路和 n 段电缆线路。图 3(a) 表示故障发生在第 m+1 段架空线路,图 3(b)表示 故障发生在第 n+1 段电缆线路。故障区段的首末 端分别用 P 和Q 点表示。



图 2 含分支线路的典型 10 kV 配电网 Fig. 2 A typical 10 kV distribution network with branches





由图 3(a)可知,如果故障发生在第 m+1 段架 空线路上,开关闭合时刻与有效线模信号  $U_{\beta}$  到达 母线时刻的时间差可表示如下:

$$\frac{\Delta t}{2} = \frac{\sum_{i=1}^{m} l_{\mathrm{O},i}}{v_1} + \frac{\sum_{j=1}^{n} l_{\mathrm{C},j}}{v_2} + \frac{L_{\mathrm{overhead}} - \left(\sum_{i=1}^{m} l_{\mathrm{O},i} + \sum_{j=1}^{n} l_{\mathrm{C},j}\right)}{2!}$$
(10)

式中: $l_{0,i}$ 为第i 段架空线路的长度; $l_{c,j}$ 为第j 段 电缆线路的长度; $v_1$ 为行波线模分量在架空线路上 的传播速度; $v_2$ 为行波线模分量在电缆线路的传播 速度; $L_{overhead}$ 为故障点F与母线的距离。

根据式(10), L<sub>overhead</sub>的计算式可以表示为:

$$L_{\text{overhead}} = v_1 \, \frac{\Delta t}{2} + \frac{v_2 - v_1}{v_2} \sum_{j=1}^n l_{\text{C},j} \qquad (11)$$

同样,如果故障发生在图 3(b)所示的第 *n*+1段电缆线路上,则故障点 *F* 与母线的距离计算式可表示为:

$$L_{\text{cable}} = v_2 \, \frac{\Delta t}{2} + \frac{v_1 - v_2}{v_1} \sum_{i=1}^m l_{0,i} \qquad (12)$$

### 3 基于最小二乘估计的融合测距实现

由于测距装置自身性能及外界的随机干扰,有 可能导致测距计算出现错误。为提高故障测距的准 确性,可以通过多次母线接地注入行波信号进行重 复计算,并利用统计学中的最小二乘估计对实际计 算值进行最优估计,从而实现融合测距。

假设母线处的控制单元投入开关 K 次,当 K ≥ 3 时,对多次计算得到的故障距离进行最小二乘估计:

$$\min \sum_{i=1}^{K} w_i (\overline{L} - l_i)^2 \tag{13}$$

式中: $\overline{L}$  为融合测距结果; $l_i$  表示第i 次测距的结果; $w_i$  为针对第i 次测距的权重,实际运行中可以 根据扰动信号源运行状况来确定权重。如果有某个 数据偏离估计值过多,则说明该数据为不良数据,将 该数据剔除掉之后重新利用式(13)进行融合计算。

例如,故障发生在图 2 所示网络中 S8 区段 *F* 点处,*K*=4。根据式(11)计算得到 4 个故障距离值 *l*<sub>1</sub>,*l*<sub>2</sub>,*l*<sub>3</sub>,*l*<sub>4</sub>,则最小二乘拟合图如图 4 所示。



Fig. 4 Graph of least-square linear fitting

由图 4 可以看出,第 2 个计算值距离估计值最远,认为其为不良数据,会导致测距精度降低,所以 将其剔除。利用最小二乘估计的式(13)对其余的三 个数据进行计算,得到融合测距结果。

#### 4 测距流程

结合上述分析,基于母线扰动信号的单端行波 故障测距包括以下步骤。

步骤 1:系统正常运行时,变电站的控制单元监 视三相电压和零序电压。一旦发生单相接地故障, 控制单元根据三相电压和零序电压的变化快速检测 故障并识别故障相。

步骤 2:为了躲过瞬时性故障,控制单元等待一 段时间,确认发生永久性接地故障后,控制单元闭合 开关,并记录开关闭合时刻。

步骤 3:控制单元根据附录 A 表 A1 选择母线 处电压行波的有效线模分量,并记录其返回母线 时刻。

步骤 4:根据线路具体情况,应用式(9)、式(11) 或式(12)进行故障距离计算。

步骤 5:重复步骤 2 至 4,并利用式(13)对计算 值进行最小二乘估计,从而得到融合测距结果。

基于母线扰动信号的单端行波测距技术具有如 下特点。

1)适用于中性点不接地或中性点经消弧线圈系统,不要求系统必须存在明显中性点。

2) 在相电压达到峰值时注入信号,保证了产生的行波信号幅值较大,而且可以反复注入,将多次测距结果进行融合,提高故障测距的准确性。

3)利用了现有的扰动信号设备,仅需在母线检测行波,可以同时实现区段定位和故障测距。基于 单端量测无须全球定位系统(GPS)时钟同步测量, 降低了设备成本。

### 5 实验分析

为了验证测距技术的准确性,利用 ATP 仿真 软件对图 2 所示的典型 10 kV 配电网进行仿真分 析。该配电网具有三条出线,其中线路 3 为含有多 分支的混合线路,S1,S2,...,S9 表示线路上的各个 区段,各区段的长度见附录 A 表 A2。线模分量在 架空线路和电缆线路中的速度<sup>[19-21]</sup>分别为  $v_1 =$ 297.52 km/ms和  $v_2 = 163.64$  km/ms。

### 5.1 不同模分量的有效性分析

假设图 2 线路 3 的 S8 段发生单相接地故障,故障相为 A 相,过渡电阻为 10 Ω,故障点距离母线 13.05 km,分支点 A 距离母线 10 km。单相接地发 生后将母线 B 相接地,设扰动信号源的电阻  $R_s$  取 值为 250 Ω。母线接地时刻为 226.870 ms,此时 B 相电压达到峰值。

图 5 为线模分量  $U_{\beta}$  和  $U_{\alpha}$  在行波信号注入后的曲线。

1) $t_{injection}$ 的值为 226.870 ms,即行波信号的注入时刻,此时行波线模分量  $U_a$  立即产生突变,但此时线模分量  $U_{\beta}$ 并没产生突变。

2)  $t_{nodeA}$  和  $t_{nodeB}$  的值分别为 226.937 ms 和 226.928 ms,即 $U_a$  在分支点 A 和 B 处发生反射返 回到母线的时刻,而此时线模分量 $U_{\beta}$  仍没有产生 突变。

3) $t_{fault}$ 的值为 226.995 ms,经式(11)计算反射 点距离母线的距离为 13.195 km,基本与实际故障 距离 13.05 km 相近,因此该时刻为  $U_{\beta}$  在故障点处 发生反射返回到母线的时刻。但对应时刻  $U_{a}$  的突 变却很不明显,这是因为  $U_{a}$  发生多次反射和折射 叠加,使得行波过程复杂而无法检测到故障点的反 射信号。同理可分析,零模分量  $U_{0}$  与线模分量  $U_{a}$ 具有相似的特性。



Fig. 5 waveforms of  $U_{\alpha}$  and  $U_{\beta}$ 

以上仿真结果充分证明了第 2.2 节中的分析结 论,即只有线模分量 U<sub>g</sub> 可以有效进行故障测距,而 线模分量 U<sub>a</sub> 和零模分量 U<sub>0</sub> 并不是有效的分量。

### 5.2 不同故障距离对测距的影响

为了提高故障距离计算的准确度,对图 5 中的 线模分量 U<sub>β</sub> 进行小波变换<sup>[22-23]</sup>。根据小波变换理 论可知,变换后波形的第 1 个极值点即为原信号的 突变点,也就是反射行波到达母线的时刻。

附录 A 图 A1 为线模分量  $U_{\beta}$  的小波变换结 果,可知行波波头到达母线的时刻为 226.995 ms, 与行波注入时刻的时间差为:  $\Delta t = t_{\text{fault}} - t_{\text{injection}} =$ 0.125 ms。

故障区段定位方法可以判断故障区段为 S8,这 样根据式(9)进行故障测距计算:

 $L_{\text{overhead}} = v_1 \frac{\Delta t}{2} + \frac{v_2 - v_1}{v_2} \sum_{j=1}^n l_{\text{C},j} = 13.195 \text{ km}$ 

故障测距计算结果的绝对误差为 0.145 km。

为了验证不同故障距离对有效线模分量测距的 影响,本实验在第5.1节的基础上仅改变故障点位 置,对测距进行仿真。故障距离计算的结果如附录 A表A3所示,由此可知故障距离对有效线模分量 的测距结果基本没有影响。特别要说明的是,当故 障点距离母线端很近时,行波返回时刻与扰动信号 注入时刻的时间差很短,受定位装置采样率的限制, 有可能使行波波头的测量误差较大。从附录 A 表 A3 中可以看出距离较近时误差确有增加,但仍在工 程实际允许的范围内。若实际应用中误差超出工程 允许的最大值时,则需要进一步提高定位装置的采 样率。

### 5.3 不同过渡电阻对测距的影响

为了进一步验证不同过渡电阻对有效线模的影响,本实验在 5.1 节的基础上仅改变过渡电阻的取值,选取 0~3 000 Ω 阻值的过渡电阻进行仿真验证。

仿真实验中,假设故障发生在 S8 段,故障点距 离母线 13.05 km,故障相 A 相分别经 10,500, 1 000,1 500,2 000,3 000 Ω 接地。其中,A 相经 3 000 Ω 接地的行波线模分量  $U_{\beta}$  曲线如附录 A 图 A2(a)所示,其小波变换结果如附录 A 图 A2(b)所 示。根据式(9)对故障距离进行计算:

$$L_{\text{overhead}} = v_1 \frac{\Delta t}{2} + \frac{v_2 - v_1}{v_2} \sum_{j=1}^n l_{\text{C},j} = 13.493 \text{ km}$$

故障距离计算的绝对误差为 0.443 km。

在不同过渡电阻条件下,故障距离计算结果如 附录 A 表 A4 所示。由此可知,故障距离计算的绝 对误差随故障电阻的增加而略有上升,但最大误差 仍在可接受范围内。

#### 5.4 扰动信号源电阻取值对测距的影响

为了进一步验证扰动信号源电阻对有效线模的 影响,本实验在第 5.1 节的基础上仅改变扰动信号 源电阻的取值,分别选取 200  $\Omega$  及 300  $\Omega$  的接地电 阻进行仿真验证, $U_{\beta}$  的小波变换如附录 A 图 A3 所 示。实验结果表明该电阻在正常取值范围内变化 时,对返回时刻测量值无明显影响,因此对故障测距 结果影响不大。

#### 5.5 现场试验

为进一步证明该技术的工程适用性,在实际 10 kV 线路进行试验。附录 A 图 A4 为现场实际线 路的模型示意图,在一个分支上发生 A 相经 500  $\Omega$ 电阻接地,故障点距离母线 12.303 km,故障发生后 母线 B 相经 250  $\Omega$  电阻接地,现场检测装置记录该 扰动信号注入时刻为 0 ms。附录 A 图 A5 为线模 分量  $U_{\beta}$  曲线及其小波变换,由图 A5 可知行波波头 的返回时刻为 0.085 ms。

根据式(9)对故障距离进行计算:

$$L_{\text{overhead}} = v_1 \frac{\Delta t}{2} + \frac{v_2 - v_1}{v_2} \sum_{j=1}^n l_{\text{C},j} = 11.947 \text{ km}$$

故障距离计算的绝对误差为 0.356 km。

由此可知,本文提出的技术能够适用于工程实 际中的故障测距。

### 5.6 基于最小二乘估计的融合测距结果

对第 5.5 节所述的现场线路进行了 4 次测量计算,并根据式 (11)求得测距的融合值: $\overline{L}$  = 12.170 km。故障距离计算的绝对误差为 0.133 km。

附录 A 表 A5 记录了测量计算数据及最终融合 结果。基于最小二乘估计的融合算法,能够有效提 高故障测距的准确性。

#### 6 结语

本文提出了一种基于母线扰动信号的单端行波 测距技术,该技术适用于中性点不接地或经消弧线 圈接地系统。通过已经安装在母线用于区段定位的 扰动信号源产生行波信号,选择有效的线模分量,利 用该线模分量在故障点处的反射行波进行故障测 距。基于最小二乘估计的融合测距技术,进一步提 升了测距准确性。典型 10 kV 配电网的数字仿真 实验及现场试验表明,提出的测距技术不受复杂折 射、反射过程干扰,具有较好的准确性。

提出的测距技术可以解决金属性或者经电阻接 地的故障测距问题,对于接地电阻不稳定但对行波 干扰较小的情况也可实现准确测距。但对于间歇性 电弧接地,由于随机燃弧过程中会产生行波干扰,本 文提出的技术有待进一步研究改进。

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

### 参考文献

[1] 高海翔,陈颖,黄少伟,等. 配电网韧性及其相关研究进展[J]. 电 力系统自动化,2015,39(23):1-8.

GAO Haixiang, CHEN Ying, HUANG Shaowei, et al. Distribution systems resilience: an overview of research progress [J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(23): 1-8.

[2] 戴志辉,王旭. 基于改进阻抗法的有源配电网故障测距算法[J].
 电网技术,2017,41(6):2027-2034.
 DAI Zhihui, WANG Xu. Impedance method based fault location algorithm for active distribution system [J]. Power System

Technology, 2017, 41(6): 2027-2034.

- [3] SALIM R H, SALIM K C O, BRETAS A S. Further improvements on impedance-based fault location for power distribution systems [J]. IET Generation, Transmission & Distribution, 2011, 5(4): 467-478.
- [4] 陈平,徐丙垠,李京,等. 现代行波故障测距装置及其运行经验
  [J]. 电力系统自动化,2003,27(6):66-69.
  CHEN Ping, XU Bingyin, LI Jing, et al. Modern travelling wave based fault locator and its operating experience [J].
  Automation of Electric Power Systems, 2003, 27(6): 66-69.
- [5] 季涛,薛永端,孙同景,等. 配电线路行波故障测距初探[J]. 电力

系统自动化,2005,29(19):66-71.

JI Tao, XUE Yongduan, SUN Tongjing, et al. Fault location on distribution feeders based on traveling waves [J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(19): 66-71.

[6] 李译文,唐平,曾祥君,等.基于 Dijkstra 算法的电网故障行波定 位方法[J].电力系统自动化,2018,42(18):162-168. DOI:10. 7500/AEPS20180203004.
LI Zewen, TANG Ping, ZENG Xiangjun, et al. Method of traveling wave fault location based on Dijkstra algorithm in

power grid[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(18): 162-168. DOI: 10.7500/AEPS20180203004.
[7] 東洪春,宋晶,田鑫萃.基于行波传播路径的不等长双回线路单

端行波测距[J].电力系统自动化,2018,42(17):140-147. DOI: 10.7500/AEPS20171002001.

SHU Hongchun, SONG Jing, TIAN Xincui. Fault location of single-terminal traveling wave for unequal-length double-circuit lines based on traveling wave propagation path[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42(17): 140-147. DOI: 10. 7500/AEPS20171002001.

- [8] IEEE guide for determining fault location on AC transmission and distribution lines: IEEE Std C37. 114-2004[S]. 2005.
- [9] 严凤,杨奇逊,齐郑,等.基于行波理论的配电网故障定位方法的 研究[J].中国电机工程学报,2004,24(9):41-47. YAN Feng, YANG Qixun, QI Zheng, et al. Study on fault locations scheme for distribution network based on travelling wave method[J]. Proceedings of the CSEE, 2004, 24(9): 41-47.
- [10] 张帆,潘贞存,马姗姗,等. 基于小波和神经网络的配电网故障 测距算法[J]. 电力系统自动化,2007,31(22):83-87.
  ZHANG Fan, PAN Zhencun, MA Shanshan, et al. Fault location algorithm based on wavelet transform and neural network in distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(22): 83-87.
- [11] 卢继平,黎颖,李健,等. 行波法与阻抗法结合的综合单端故障 测距新方法[J]. 电力系统自动化,2007,31(23):65-69.
  LU Jiping, LI Ying, LI Jian, et al. Non-communication fault locating of transmission line based on traveling wave and impedance method [J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(23): 65-69.
- [12] 郭俊宏,杨以涵,谭伟璞,等.中压配电网的故障测距实用化方法[J].电网技术,2006,30(8):76-80.
  GUO Junhong, YANG Yihan, TAN Weipu, et al. A practical fault location method for medium voltage distribution network
  [J]. Power System Tecnology, 2006, 30(8): 76-80.
- [13] YAN Feng, LIU W, TIAN L. Fault location for 10 kV distribution line based on traveling wave-ANN theory [C]// IEEE Power Engineering and Automation, September 8-9, 2011, Wuhan, China.
- [14] ELKALASHY N I, SABIHA N A, LEHTONEN M. Earth fault distance estimation using active traveling waves in energized-compensated MV networks[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2014, 30(2): 836-843.
- [15] 宋国兵,李森,康小宁,等. 一种新相模变换矩阵[J]. 电力系统 自动化,2007,31(14):57-60.
  - SONG Guobing, LI Sen, KANG Xiaoning, et al. A novel

phase-mode transformation matrix[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(14), 57-60.

[16] 王珺,董新洲,施慎行.考虑参数依频变化特性的辐射状架空配 电线路行波传播研究[J].中国电机工程学报,2013,33(22): 96-102.

WANG Jun, DONG Xinzhou, SHI Shenxing. Traveling wave transmission research for overhead lines of radial distribution power systems considering frequency characteristics [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(22): 96-102.

- [17] 莫付江,陈允平,阮江军.架空输电线路雷击感应过电压耦合机 理及计算方法分析[J].电网技术,2005,29(6):72-77.
  MO Fujiang, CHEN Yunping, YUAN Jiangjun. Analysis on coupling mechanism and calculation method of lightning induced surge on overhead transmission lines [J]. Power System Technology, 2005, 29(6): 72-77.
- [18] 齐郑,庄舒仪,刘自发,等. 基于并联电阻扰动信号的配电网故 障定位方法分析[J]. 电力系统自动化,2018,42(9):195-200. DOI:10.7500/AEPS20170817005.

QI Zheng, ZHUANG Shuyi, LIU Zifa, et al. Analysis on distribution network fault location method based on parallel resistance disturbed signal injection[J]. Automation of Electric Power Systems, 2018, 42 (9): 195-200. DOI: 10. 7500/ AEPS20170817005.

[19] 黄震,江泰廷,张维锡,等.基于双端行波原理的高压架空线-电 缆混合线路故障定位方法[J].电力系统自动化,2010,34(14): 88-91.

HUANG Zhen, JIANG Taiting, ZHANG Weixi, et al. A fault location method for high-voltage overhead lines combined with underground power cables based on double-ended traveling wave principle [J]. Automation of Electric Power Systems, 2010, 34(14): 88-91.

- [20] 黄家栋,智秀霞. 配电网混合线路单端行波测距法[J]. 电力系统自动化,2009,33(7):93-96.
  HUANG Jiadong, ZHI Xiuxia. Single terminal method of traveling wave fault location in distribution network [J]. Automation of Electric Power Systems, 2009, 33(7): 93-96.
- [21] ISMAIL N, JAVAD S. A new single ended fault location algorithm for combined transmission line considering fault clearing transients without using line parameters [J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2013, 44(1): 816-823.
- [22] 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.
  QIN Jian, PENG Liping, WANG Hechun. Single terminal methods of traveling wave fault location in transmission line using wavelet transform [J]. Automation of Electric Power Systems, 2005, 29(19): 62-65.
- [23] BORGHETTI A, CORSI S, NUCCI C A, et al. On the use of continuous-wavelet transform for fault location in distribution power systems[J]. International Journal of Electrical Power & Energy Systems, 2006, 28(9): 608-617.

齐 郑(1977—),男,博士,副教授,主要研究方向:电力 系统保护与控制。E-mail: qizheng319@126.com

庄舒仪(1993—),女,通信作者,硕士研究生,主要研究 方向:电力系统保护与控制。E-mail: zhuangshuyi2014@ 126.com

何锡祺(1983—),男,硕士,主要研究方向:电力系统保 护与控制。E-mail: hexiqi@csg.cn

(编辑 代长振)

## Traveling Wave Fault Location Technology for Hybrid Lines in Distribution Network Based on Disturbance Signal Injection at Busbar

QI Zheng<sup>1</sup>, ZHUANG Shuyi<sup>1</sup>, HE Xiqi<sup>2</sup>, HUANG Zhezhu<sup>3</sup>

(1. School of Electrical and Electronic Engineering, North China Electric Power University, Beijing 102206, China;

2. China Southern Power Grid Dispatching and Control Center, Guangzhou 510530, China;

3. State Grid Shenyang Electric Power Supply Company, Shenyang 110003, China)

**Abstract:** The technology of disturbance signal injection at the busbar of medium voltage distribution network and cooperating with fault indicators to locate fault section has been used more and more widely. Disturbance signal sources at busbar can provide traveling wave signals, which provides the possibility of fault location. This paper proposes a traveling wave fault location method based on disturbance signal injection at busbar. If a permanent single-phase grounding fault occurs, the non-fault phase is switched to the ground via a resistance. Then an appropriate aerial mode component is selected according to the principle of traveling wave transmission and the fault distance can be calculated by the time difference between the arrival time of this component and the injection time of disturbance signal. Meanwhile, a solution to calculate the fault distance in the hybrid overhead-cable lines with branches is proposed. The least-square estimation is utilized to effectively merge multiple location results in order to improve the accuracy of fault location. The accuracy of the proposed technology is verified by the simulation and field test results.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 51777067).

Key words: distribution network; single-phase grounding fault; overhead-cable hybrid line; traveling wave fault location; least-square estimation