

# 基于双端弱同步的配电网行波测距方法

靳 维, 陆于平

(东南大学 电气工程学院, 江苏 南京 210096)

**摘要:**将故障后双端初始行波波头到达时间作为双端初始时刻,进而检测后续行波波头的相对时刻,分别将双端在特定的时间内行波波头到达时刻组成时间序列集合。再根据双端时间序列集合的相互映射关系,计算故障点的准确位置。所提方法有效利用了单端测距精度高的特点,解决了单端行波测距波头识别困难的问题,同时避免了双端精确同步对时的要求。利用 PSCAD 进行仿真,仿真结果表明了该方法测距精度高,具有极强的适应性。

**关键词:**配电网;故障测距;双端测距;行波;弱同步;时间序列

**中图分类号:**TM 77

**文献标识码:**A

**DOI:**10.16081/j.issn.1006-6047.2018.08.015

## 0 引言

根据能源局“十三五”规划,农网类型配电网是重点投资对象。配电网拓扑结构复杂多变,故障点的准确定位一直是一个难题。配电网故障定位主要有阻抗法和行波法<sup>[1]</sup>。当前,分布式电源(DG)大量接入配电网,阻抗法的测量精度易受非周期振荡分量成分的影响。行波法由于利用暂态信号,测量时间短、测量精度高,受到了广泛应用<sup>[2-3]</sup>。

当前基于时域分析的行波法主要有单端法、双端法和单双端混合法。单端法主要利用故障点反射波和对侧母线反射波到达检测点的时刻不同,计算故障点位置。但是故障点反射波与对侧母线反射波难以区分,而且对于拓扑结构复杂的配电网,非故障线路的反射波会混合进来,波头来源的准确辨识将更加困难,单端法的应用受到限制。双端法只需要识别两侧的首波头,不受反射波的影响,但是要求双端必须同步。双端互感器的传变特性差异与全球定位系统(GPS)的对时误差会对测距的精度产生极大的影响。而且配电网加装高精度 GPS 装置的成本极高,且在当前电力系统中较难实现。单双端混合法也需要双端同步对时,与双端法存在同样的问题<sup>[4-7]</sup>。

文献[8]提出了一种双端行波测距方法,消除了波速的影响,但是没有考虑互感器传变特性差异与同步对时误差的影响;文献[9]提出建立一种模型对波速进行归一化计算,但实质上波速对故障定位精度的影响远小于双端同步误差带来的影响,并未从根本上解决此问题;文献[10]利用零模与线模波头时差确定大致的故障区间,再用单端定位法判定精确的故障位置,由于配电网线路短,波速相差并

不大,造成零模与线模波头时差很小、测量误差太大,大量仿真结果表明该方法在配电网中的适用性较差;文献[11]利用非故障线路反射波区分故障线路的故障点反射波与对侧反射波,但是该方法同样需要同步对时,且需要加装设备,使得问题更加复杂化。

本文提出了双端弱同步的行波测距方法,利用两端行波检测装置独立地进行数据分析与处理,再通过通信进行信息交互,并不需要双端严格同步。首先,双端装置实时分析检测信号,故障发生后当检测到初始行波波头时启动时刻记录,将在特定时间内波头的相对时刻组成时间序列传输到对端。当接收到对端时间序列后,与本端记录的时间序列进行综合比较,根据相互映射关系排除干扰的因素,得出仅与故障点位置相关的时刻,从而计算精确的故障位置。本文方法仅要求双端可以通信即可,并不需要双端同步对时,这在配电网中极易满足,具有较好的应用前景。

## 1 行波波头检测与时刻提取

行波信号本质上是一种突变的电磁波信号,在系统发生故障时产生。传统的傅里叶变换应用于平稳信号时更有效,其无法准确描述信号的细节特征,在处理非平稳信号时将引起很大误差。而小波分析恰好可以弥补傅里叶变换的缺点,其通过尺度调节实现频域和时域的平衡,通过平移或伸缩变换找到模极大值,对突变信号具有更为优越的识别能力。行波波头为突变信号,突变点位置与小波变换模极大值点一一对应,可以通过小波变换模极大值点检测行波波头<sup>[12-13]</sup>。

不同的母小波描述函数的光滑程度、度量频域能量集中程度的效果是不同的。常用的 Daubechies<sup>[14-15]</sup>分析行波信号的能量特性<sup>[2]</sup>见附录中表 A1。

文献[15]的研究表明,具有高阶暂态奇异性的

收稿日期:2017-06-22;修回日期:2018-06-30

基金项目:国家自然科学基金资助项目(51677026,51377022)

Project supported by the National Natural Science Foundation of China(51677026,51377022)



值分别为  $f_N(2t_{NF}) = \rho_N \rho_F \lambda$  和  $f_N(2t_{MF}) = \rho_M \gamma_F \lambda$ 。

假设故障点更靠近  $N$  端, 则有  $2t_{NF} < 2t_{MF}$ , 所以  $t_1 = 2t_{NF}$ 、 $t_2 = 2t_{MF}$ 。从而有:

$$\begin{cases} f_M(t_1) = f_M(2t_{NF}) = \rho_N \gamma_F \lambda \\ f_M(t_2) = f_M(2t_{MF}) = \rho_M \rho_F \lambda \\ f_N(t_1) = f_N(2t_{NF}) = \rho_N \rho_F \lambda \\ f_N(t_2) = f_N(2t_{MF}) = \rho_M \gamma_F \lambda \end{cases} \quad (3)$$

因为  $\rho_M > \rho_N$ , 故  $f_M(t_1) < f_N(t_2)$ 、 $f_N(t_1) < f_M(t_2)$ 。

若故障点更靠近  $M$  端, 则  $2t_{NF} > 2t_{MF}$ , 则  $t_1 = 2t_{MF}$ 、 $t_2 = 2t_{NF}$ 。按照上述推导, 可得出:  $f_M(t_1) > f_N(t_2)$ 、 $f_N(t_1) > f_M(t_2)$ 。

因此, 一旦确定时刻数据对  $t_1$ 、 $t_2$  ( $t_1 < t_2$ ), 可以得出: 当  $\rho_M > \rho_N$  时, 如果  $f_M(t_1) > f_N(t_2)$ 、 $f_N(t_1) > f_M(t_2)$ , 则故障点靠近  $M$  端; 如果  $f_M(t_1) < f_N(t_2)$ 、 $f_N(t_1) < f_M(t_2)$ , 则故障点靠近  $N$  端。

需要说明的是, 当  $\rho_M < \rho_N$  时可得出与上述相反的结论, 即相当于双端互换; 但当  $\rho_M = \rho_N$  时, 无法用此方法判断, 但是实际线路的两端一般并不相同, 即  $\rho_M \neq \rho_N$ , 故基本均可用此方法判断。

#### 2.4 配电网行波测距原理

图2为多支路辐射状配电网拓扑结构图。

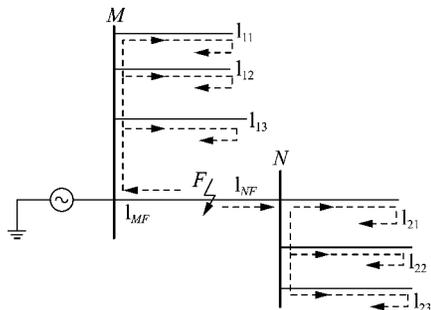


图2 多支路辐射状配电网示意图

Fig.2 Schematic diagram of multi-branch distribution radial network

故障点  $F$  处产生的行波不仅在  $M$ 、 $N$  间发生折反射, 还在非故障支路末端发生反射。以线路  $l_{11}$  为例, 故障线路行波从母线  $M$  透射入分支线路  $l_{11}$ , 经过线路  $l_{11}$  末端反射后, 再次被  $M$  端装置检测到, 其他非故障支路类似。

设故障点靠近  $M$  端, 记行波传输距离  $L_{MF}$ 、 $L_{NF}$ 、 $L_{1i}$ 、 $L_{2j}$  的耗时分别为  $t_{MF}$ 、 $t_{NF}$ 、 $t_{1i}$ 、 $t_{2j}$  ( $i, j = 1, 2, 3, \dots$ )。为了考虑最复杂的情况, 设  $L_{1i}$ 、 $L_{2j}$  均小于线路  $MN$  的长度。不考虑多次折反射弱行波波头的干扰时,  $M$ 、 $N$  端行波波头时刻组成的时间序列  $T_M$ 、 $T_N$  为:

$$\begin{cases} T_M = \{2t_{11}, 2t_{12}, 2t_{13}, 2t_{MF}, 4t_{MF}, 2t_{NF}\} \\ T_N = \{2t_{21}, 2t_{22}, 2t_{23}, 2t_{MF}, 2t_{NF}\} \end{cases} \quad (4)$$

同样可以利用式(2), 得到与故障点位置相关时刻, 据此计算故障点的位置。因此可以得出如下

结论: 通过获取故障后双端故障行波波头时间序列, 分析该时间序列的交集时间元素, 即可以计算得到故障点的位置。

在线路参数已知的情况下, 可计算得到波速  $v$ 。根据时刻和波速计算故障点与  $M$ 、 $N$  端的距离  $L_{MF}$ 、 $L_{NF}$  为:

$$\begin{cases} L_{MF} = vt_{MF} \\ L_{NF} = vt_{NF} \end{cases} \quad (5)$$

而通常情况下, 线路参数给定值并不准确, 若仅通过线路参数值估算波速, 与实际波速存在差异, 容易造成较大的误差, 对于线路长度本身较短的配电网而言, 故障定位精度将大幅降低。分析发现故障点与两端的距离之和与线路总长度相等, 而线路长度  $L_{MN}$  一般是已知量, 因此可以对式(5)进行简化, 得:

$$\begin{cases} L_{MF} = \frac{t_{MF}}{t_{MF} + t_{NF}} L_{MN} \\ L_{NF} = \frac{t_{NF}}{t_{MF} + t_{NF}} L_{MN} \end{cases} \quad (6)$$

显而易见, 通过式(6)计算故障点位置不再需要先估算波速, 这从根本上避免了因线路所处环境不同而造成的波速差异的影响。

#### 2.5 与传统双端行波测距法的比较分析

##### a. 双端同步性的影响。

传统双端行波测距法的精度依赖于双端同步对时的精度, 在输电系统中, 一般配置了多种对时设备, 对时可靠性远高于配电网。此外输电线路一般较长, 微小的同步误差对故障测距相对误差的影响不大, 而配电网的线路长度较短, 同步误差造成故障测距相对误差较大, 使得故障测距失去意义。

本文提出的弱同步性方案, 避免了同步对时误差情况下对故障测距的影响。传统双端行波测距法采用双端绝对时刻的比较, 由于双端对时、计算时间的差异, 将不可避免地带来同步性的问题。本文方案只计算单端时刻的相对坐标, 其仅与行波波头的排列方式相关, 而与对端的时刻无关。因此, 本文方案并不需要双端的严格同步, 而进行双端数据的比较时仅需要双端之间可以相互通信即可, 这些条件在配电网中极易满足, 在双端弱同步的情况下即可实现。

##### b. 双端互感器传变特性的影响。

行波信号的测量是通过互感器进行的, 因此互感器特性的差异将影响到故障测距的准确性。将双端互感器的传输特性看作低通滤波器,  $\tau$  为其时间常数。很显然, 即便是同一厂家同一批次的互感器, 参数  $\tau$  也不一定相等, 故双端互感器的传变特性也很难一致。

而行波信号主要是高频信号<sup>[18]</sup>, 通过互感器传

后,将不可避免地发生形变。当两端互感器差异较大时,两端信号波头时刻的识别偏差较大,这必然带来严重的故障测距误差,这是传统双端行波测距法的缺点。由于任一端互感器的传输特性是一定的,单端采集行波信号的差异并不严重,时刻识别误差具有一致性,本文方法采用相对误差,从而有效地降低了误差,减小了双端互感器不一致的影响。

### c. 与双端 GPS 对时误差比较。

双端 GPS 对时测距的误差来自行波传输的色散效应、GPS 同步对时误差、双端互感器传变特性的不一致。由于采用线模分量,传输色散效应并不是很明显,且配电线路一般不长,所以该部分误差可以忽略不计。当前采用的 GPS 同步对时误差一般为微秒级别,而双端行波测距误差为  $1 \mu\text{s}$ ,测距误差为  $300 \text{ m}$ 。实质上,双端互感器传变特性不一致带来的故障测距误差更为严重,传变特性差异在时域上表现为时延,该时延可能达到数微秒,其对故障测距精度的影响远大于 GPS 对时误差带来的影响,这对于双端行波测距而言是致命的。

## 2.6 与传统单端行波测距法的比较分析

单端行波测距必须识别反射波到达时刻和确定波头时刻的反射来源。假定  $t_0$  时刻为初始行波到达时刻,  $t_x$  时刻为初次故障点反射行波到达时刻,  $t_y$  时刻为初次对侧反射行波到达时刻。采用单端行波测距法时,  $t_x$  和  $t_y$  时刻的识别非常困难,主要会受其他线路反射波波头时刻和零模透射线模分量波头时刻的干扰。常用的方法是利用  $v(t_x - t_0) + v(t_y - t_0) = 2l$  ( $l$  为线路长度) 的约束条件去识别,但是这建立在线路长度  $l$  足够准确且波头时刻间隔相对较大的前提下,而实际上由于线路受到下垂效应等因素的影响,线路长度并不精确。此外配电网中线路长度一般较短,波头时刻间距较小,各种反射波头可能叠加在一起。而非故障线路反射波头时刻、零模透射线模分量波头时刻之间也可能互相形成数据对,使得故障测距错误。

由于配电网线路两端一般都是非对称的架构,非故障线路两端形成波头时刻一般并不相同。 $t_x$  和  $t_y$  时刻在两端都可被测量并可以形成数据对,非故障线路反射波时刻、零模透射线模分量波头时刻在双端形成数据对的可能性很低。即便是形成了数据对,也可以根据粗略的线路长度进行排除。 $t_x$  和  $t_y$  时刻的搜寻也不需要预先知道线路的准确长度,这就提高了方法的适应性。

## 3 误差处理与实现方案

### 3.1 双端时间序列中数据对的搜寻

由于行波传输过程中会发生色散效应,行波在行进过程中其形状会发生变化。利用模极大值点检测行波波头的准确时刻也会存在误差,即双端的时

间序列  $T_M, T_N$  中严格意义相等的数据对时是不存在。因此需要引入误差因子  $\delta$ , 定义  $t_m, t_n$  分别为时间序列  $T_M, T_N$  中的元素, 若  $|t_m - t_n| < \delta$ , 则认为  $t_m, t_n$  为数据对, 然后用  $t_\delta = (t_m + t_n)/2$  替换原时间序列中的元素  $t_m, t_n$ , 从而保证一定误差范围内的数据对搜寻。

此外为避免时间序列元素一对多情况的出现, 某一时刻附近有 2 个行波波头, 只取能量较大波头对应的时刻, 以避免问题复杂化。由于  $\delta$  取值固定且值不大, 因此该误差在可控范围之内。

图 3 为双端行波时间序列示意图。图中,  $M$  端序列的  $t'$  对应于  $N$  端序列的  $t''$ , 但由于行波折反射的复杂性, 时刻  $t'''$  恰好在时刻  $t''$  附近, 考虑到误差因素,  $t'$  可能与  $t''$  形成数据对, 也可能与  $t'''$  形成数据对。为避免测量时刻一对多的情况,  $\delta$  的值不能过大。但是  $\delta$  的值也不能过小, 否则极易造成无法形成数据的情况。本文设置搜索时间窗为  $1 \mu\text{s}$ , 实际中最大测量误差不大于  $0.25 \mu\text{s}$ , 故最大测距误差小于  $75 \text{ m}$ 。

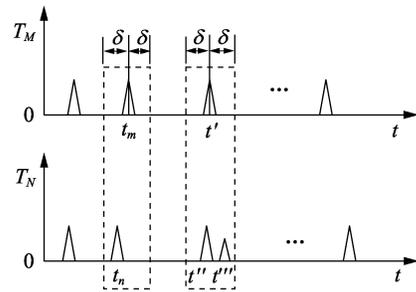


图 3 双端行波时间序列示意图

Fig.3 Schematic diagram of traveling wave time-series of Terminal M and N

正常情况下  $M$  端透射线模行波时刻为  $2t_{NF}$ , 如果考虑零模透射线模波的影响, 则零模透射线模波是滞后的, 假设其时刻为  $2t'_{NF}$ , 则  $2t'_{NF} = L_{NF}/v_0$ , 同理  $N$  端零模透射线模波的时刻为  $2t'_{MF} = L_{MF}/v_0$ , 由于在  $2t_{NF} + 2t_{MF}$  的时间内不会发生两端都出现多次零模透射线模波的情况, 而  $2t'_{MF}, 2t'_{NF}$  一般情况下无法构成数据对, 所以零模透射线模波会分别增加双端时间序列元素的个数, 但不会影响故障测距结果。

### 3.2 实现方案

若要按照式 (6) 计算故障点位置, 很显然首先需要得到  $t_{MF}, t_{NF}$ , 当根据双端时间序列比较得到  $t_{MF}, t_{NF}$  后, 如何判定此时刻是否与故障点有关, 需要加以分析。由于电网中信号的复杂性, 得到的时刻并不一定是正确的, 因此需要先进行判定。因为线模行波的波速可以根据参数首先估算, 所以可以利用此粗略的波速以及线路长度对得到的时刻进行验证, 若定义:

$$e = \frac{|(t_{MF} + t_{NF})v - L_{MN}|}{L_{MN}} \times 100\% \quad (7)$$

其中,  $e$  为初步估测误差。在理想情况下  $e=0$ , 由于波速的准确性和波头时刻识别的误差的影响,  $e$  会在某个范围内变化, 可以用阈值  $\varepsilon$  表示。故根据式(6), 当  $e>\varepsilon$  时, 则认为得到的  $t_{MF}$ 、 $t_{NF}$  并不可靠, 需要进一步处理; 当  $e\leq\varepsilon$  时, 说明  $t_{MF}$ 、 $t_{NF}$  是可靠的且故障点在区内, 可以直接根据式(7)计算故障点位置, 如果设置了行波保护, 也可以通过此判断进行跳闸操作。这种方式可以极大地提高行波测距的可靠性, 避免测距错误的出现。为了便于观测测距效果, 可以根据式(6)的实际计算结果将式(7)修正为:

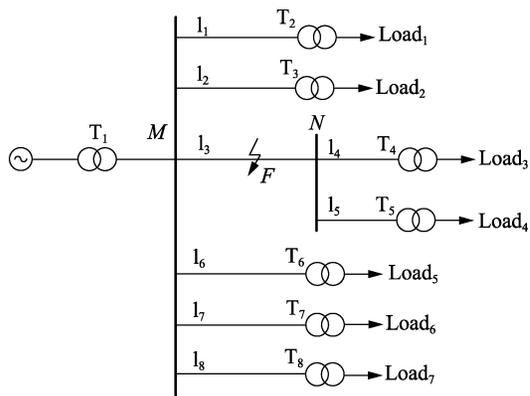
$$e_i = \frac{|L_{MF} - L'_{MF}| + |L_{NF} - L'_{NF}|}{L_{MN}} \times 100\% \quad (8)$$

其中,  $L'_{MF}$ 、 $L'_{NF}$  分别为故障点与  $M$ 、 $N$  端的实际距离。

上述实现过程和算法过程如附录中的图 A2、A3 所示。

## 4 仿真分析

采用 PSCAD 仿真软件搭建 10 kV 中性点不接地配电网的仿真模型。仿真模型示意图如图 3 所示, 模块参数见附录中的表 A1、A2。



$T_1$ : 110 kV/10 kV 变压器  
 $T_2-T_7$ : 10 kV/0.4 kV 变压器

图 4 配电网仿真模型

Fig.4 Simulation model of distribution network

根据已有的研究, 配电网中行波信号的特征频率  $f$ 、行波波速  $v$ 、线路波阻抗不连续点之间的距离  $L_z$  之间的关系为  $f=v/(KL_z)$  [18] ( $K$  为整数), 由于  $v$  与光速在一个数量级,  $L_z$  一般为 1~10 km, 测算和大量的仿真结果 [18-19] 均表明, 配电网中的行波特征频率一般在数十至数百 kHz。根据采样定理, 采样频率一般选择为最高频率的 4~10 倍, 为了尽可能地还原原始行波信号, 本文仿真中采样频率设置为 1 MHz, 特征频段高于输电网中行波的特征频段。

由于线路参数已知, 根据波速估算公式可以得到线模行波波速  $v_1 = 1/\sqrt{L_1 C_1} \approx 2.998 \times 10^8$  (m/s)。因为线路长度已知, 为提高效率需要设定合理的检测时间窗。从第 1 个行波波头时刻开始, 按照传输 2

倍本支路线路长度所需时间设定时间窗, 故设置  $T_s = 2L_3/v_1 \approx 53.37$  ( $\mu\text{s}$ )。行波传输过程中的误差不可避免, 波头时刻识别误差的裕度和  $\delta$  可以均设置为 1  $\mu\text{s}$ 。为进一步说明本文方法的可行性, 针对多种情况进行分析与验证。

### 4.1 故障仿真案例

#### 4.1.1 单相接地故障

线路  $l_3$  在 0.004 5 s 经 50  $\Omega$  过渡电阻发生单相接地故障, 故障点距离  $M$  端 3.6 km。经过模量变换后,  $M$ 、 $N$  端获取的线模电压行波分量如图 5(a) 所示, 利用 Db6 小波对其进行变换, 结果如图 5(b) 所示。

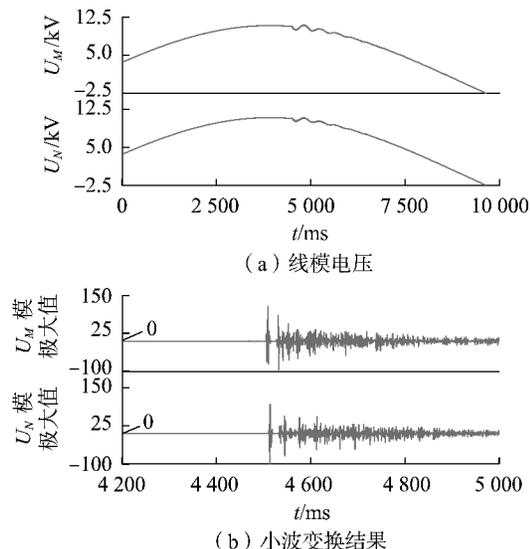


图 5 发生单相接地故障时线模电压及其小波变换结果  
Fig.5 Positive-sequence voltage and its wavelet transform result under single-phase grounding fault

将第 1 次捕捉到行波信号的时刻作为起始点, 则在  $T_s$  时间内  $M$ 、 $N$  端的行波时间序列为:

$$\begin{cases} T_M = \{ 10 \mu\text{s}, 17.3 \mu\text{s}, 20.7 \mu\text{s}, 24.1 \mu\text{s}, 29.9 \mu\text{s}, \\ \quad 32.7 \mu\text{s}, 43.4 \mu\text{s} \} \\ T_N = \{ 14.7 \mu\text{s}, 17.7 \mu\text{s}, 24.5 \mu\text{s}, 29.4 \mu\text{s}, 38.7 \mu\text{s} \} \end{cases}$$

在误差  $\delta$  内, 得到  $T_F = \{ 17.5 \mu\text{s}, 24.3 \mu\text{s}, 29.65 \mu\text{s} \}$ , 按照第 2 节分析,  $T_F$  应该包含 2 个元素, 但现在有 3 个元素。进一步分析发现, 17.5  $\mu\text{s}$  与线路相关, 对应于线路  $l_1$ 、 $l_4$  的反射波时刻, 因为线路  $l_1$ 、 $l_4$  的长度相等, 恰好可形成数据对, 因此实际计算时应剔除两侧对称线路形成的数据对, 剔除的方法是可以预先录入两侧线路的长度, 但是由于配电线路结构经常改变, 如果经常修改参数必然费时费力, 因此可以在构建时间序列时, 利用行波行进方向, 只保留故障点方向的行波时刻, 从而排除线路背端的反射波。所以得到  $t_{MF} = 12.15 \mu\text{s}$ 、 $t_{NF} = 14.825 \mu\text{s}$ , 则  $L_{MF} = 3.643$  km、 $L_{NF} = 4.445$  km,  $e = 1.09\%$ 。通常设定  $\varepsilon = 5\%$ , 由于满足  $e < \varepsilon$ , 故根据式(6)最终得  $L_{MF} = 3.603$  km、 $L_{NF} = 4.397$  km。

通过时间数据对计算  $M$ 、 $N$  端在相应时刻的小波变换模极大值,然后根据 2.3 节的结论可知故障点更靠近  $N$  端。

根据式 (8),可得到本次测量误差为:

$$e_f = \frac{|3.603-3.6| + |4.397-4.4|}{8} \times 100\% = 0.075\%$$

由于单相接地故障以高阻接地故障较为常见,本文改变故障点的位置、过渡电阻阻值,进行多次仿真分析计算,结果如表 5 所示。

#### 4.1.2 两相接地故障

线路  $l_3$  在 0.004 5 s 经 200  $\Omega$  过渡电阻发生两相接地故障,故障点距离  $M$  端 2.6 km。 $M$ 、 $N$  端进行模量变换后的线模电压分量及其小波变换结果如图 6 所示。

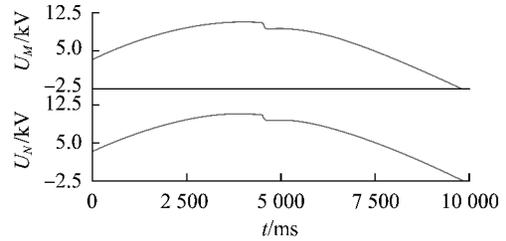
从初始时刻到  $T_s$  时间范围内,得到  $M$ 、 $N$  端的行波时间序列为:

$$\begin{cases} T_M = \{10 \mu\text{s}, 17.1 \mu\text{s}, 20.7 \mu\text{s}, 30.1 \mu\text{s}, 32.7 \mu\text{s}, \\ \quad 35.2 \mu\text{s}, 43.4 \mu\text{s}\} \\ T_N = \{17.4 \mu\text{s}, 35.7 \mu\text{s}, 38.7 \mu\text{s}\} \end{cases}$$

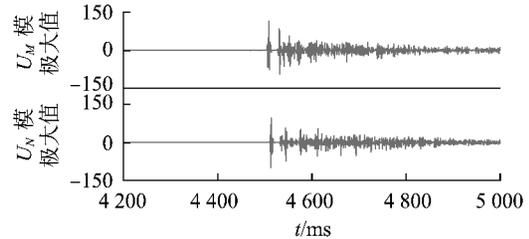
按照 4.1.1 节的方法,得  $T_F = \{17.25 \mu\text{s}, 35.45 \mu\text{s}\}$ ,由于  $T_F$  中包含 2 个元素,可以根据现有数据对计算。不剔除两侧近似等长线路形成的数据对(固有数据对),先计算故障位置再与近似等长线路进行比较,如果相差较小,则说明故障距离与近似等长线路的长度接近。按照第 2 节分析得到  $t_{MF} = 8.625 \mu\text{s}$ ,  $t_{NF} = 17.725 \mu\text{s}$ ,计算得到  $L_{MF} = 2.586 \text{ km}$ 、 $L_{NF} = 5.314 \text{ km}$ ,则测距误差为:

$$e_f = \frac{|2.619-2.6| + |5.391-5.4|}{8} \times 100\% = 0.475\%$$

误差 0.475% 在合理范围,故可认为测距是准确的。改变故障点的位置、过渡电阻阻值(由于两相接地的过渡电阻一般不大,因此 10  $\Omega$ 、50  $\Omega$ 、100  $\Omega$  为



(a) 线模电压



(b) 小波变换结果

图 6 两相接地故障时线模电压及小波变换

Fig.6 Positive-sequence voltage and its wavelet transform results of two-phase grounding fault

例)进行多次仿真,结果如表 6 所示。

#### 4.2 与单端行波测距法比较分析

以 4.1.1 节中的单相接地故障为例,对单端行波测距法进行分析,设定初始行波时刻为 0 时刻,则当已知故障线路的长度  $l$  时,利用  $vt_x + vt_y = 2l$  的约束条件,可匹配的数据对为  $\{10 \mu\text{s}, 43.4 \mu\text{s}\}$  和  $\{24.1 \mu\text{s}, 29.9 \mu\text{s}\}$ ,均满足条件,此时无法确定哪组数据为有效包含故障点信息的数据,还需要进一步通过其他的方法进行剔除,当存在零模透射线模量的数据对时,数据剔除将更加困难。而采用双端行波测距法时数据剔除较为容易,一般而言,配电网线路两端都是非对称的,这就极大地提高了双端行波测距方法的适用范围。

#### 4.3 仿真结果分析

相间短路、三相短路的行波特征与两相接地短路类似,限于篇幅不再详述。对表 5、6 中的行波时间序列进行分析发现,大部分时刻均能与非故障线路长度相对应,极个别时刻无法对应是因为零模在

表 5 不同过渡电阻和故障位置下的单相接地故障仿真结果

Table 5 Simulative results of single-phase grounding fault under different transition resistances and different fault locations

过渡电阻/ $\Omega$	行波时间序列/ $\mu\text{s}$		实际故障距离/km		测量距离/km		$e_f/\%$	$e_t/\%$
	$T_M$	$T_N$	$L'_{MF}$	$L'_{NF}$	$L_{MF}$	$L_{NF}$		
50	{10, 17.3, 20.7, 24.1, 29.3, 32.7, 43.4}	{14.7, 17.7, 24, 29.4, 38.7}	3.6	4.4	3.65	4.33	1.09	0.08
200	{5.4, 10.3, 19.1, 20.8, 33.1, 43.6, 48.5}	{5.35, 11.2, 20.6, 40.4, 49}	7.2	0.8	7.31	0.81	1.42	0.10
500	{10.2, 17.4, 18.8, 20.9, 34.2, 36.8, 40.7}	{11.6, 17.7, 36.2, 38.7}	2.6	5.4	2.63	5.48	1.01	0.05

表 6 不同过渡电阻和故障位置下的两相接地故障仿真结果

Table 6 Simulative results of two-phase grounding fault under different transition resistances and different fault locations

过渡电阻/ $\Omega$	行波时间序列/ $\mu\text{s}$		实际故障距离/km		测量距离/km		$e_f/\%$	$e_t/\%$
	$T_M$	$T_N$	$L'_{MF}$	$L'_{NF}$	$L_{MF}$	$L_{NF}$		
10	{10.5, 18.7, 21.5, 24.1, 30, 34, 45.2}	{17.5, 24.3, 30, 40}	3.6	4.4	3.63	4.50	1.56	0.700
50	{5.5, 10.1, 18.9, 20.8, 32.9, 45.2, 49.3}	{5.6, 19, 39.9, 48.4}	7.2	0.8	7.34	0.83	1.93	0.400
200	{10, 17.1, 20.7, 30.1, 32.7, 35.2, 43.4}	{17.4, 35.7, 38.7}	2.6	5.4	2.58	5.32	1.25	0.475

故障点透射时形成线模分量,经过3.2节的分析可以发现,零模透射线模分量的时刻并不能够在双端时差序列中形成数据对,故对故障测距的结果不产生影响。

由故障测距结果可知,本文提出的双端行波测距方法在各种故障下的误差都较小,且几乎不受过渡电阻的影响,并且可以有效避免非故障线路反射波和零模透射线模分量的干扰,可靠性高。

本文算法的测距误差主要来自于搜索时间间隔 $\delta$ 的设置,当 $\delta$ 设置为 $1\ \mu\text{s}$ 时,极端情况下,波头时刻识别错误,其时刻误差为 $0.5\ \mu\text{s}$ ,而该时刻实际为 $2t_{NF}$ 或者 $2t_{MF}$ ,故实际上测距误差为 $75\ \text{m}$ ,这较GPS对时误差 $1\ \mu\text{s}$ 带来的 $300\ \text{m}$ 测距误差要小。此外,由于采用的是相对时刻,即同一互感器采集的行波波头时刻相互比较,即使互感器有时延,但相对时间差保持不变,故本文方法不受互感器时延的影响。

## 5 结论

本文提出的基于弱同步的配电网行波测距方法,利用故障线路双端行波时间序列的相互关系,有效避免了传统双端测距要求双端严格同步的要求。该方法还具有以下特点:

**a.** 双端行波时间序列采用的是相对时刻,故并不要求双端严格同步,只要求双端可以相互通信交换数据,这在配电网中极易实现,并不需要增加额外的特殊设备;

**b.** 利用双端反射系数的不同,由得到数据对时刻的双端行波模值互相比较计算波头来源,与波头极性判断方法相比,更简便;

**c.** 采用双端数据进行独立的冗余处理,需要检测双端行波时差序列的数据对,因此任一端发生扰动或者辨识错误都不会对测距结果产生严重影响,增加了可靠性与适应性。

附录见本刊网络版(<http://www.epae.cn>)。

## 参考文献:

- [1] 徐铭铭,肖立业,林良真. 基于零模行波衰减特性的配电线路单相接地故障测距方法[J]. 电工技术学报,2015,30(14):397-404.
- XU Mingming, XIAO Liye, LIN Liangzhen. A fault location method for the single-phase-to-earth fault in distribution system based on the attenuation characteristic of zero-mode traveling wave[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2015, 30(14): 397-404.
- [2] 梁睿,靳征,王崇林,等. 行波时频复合分析的配电网故障定位研究[J]. 中国电机工程学报,2013,33(28):130-136.
- LIANG Rui, JIN Zheng, WANG Chonglin, et al. Research of fault location in distribution networks based on integration of traveling wave time and frequency analysis[J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(28): 130-136.
- [3] 周会峰,曾祥君,邓丰,等. 输电线路故障行波网络定位新方法[J]. 电力系统自动化,2013,37(19):93-99.
- ZHOU Huifeng, ZENG Xiagnjun, DENG Feng, et al. A new network-based algorithm for transmission line fault location with traveling wave[J]. Automation of Electric Power Systems, 2013, 37(19): 93-99.
- [4] 许飞,董新洲,王宾,等. 新型输电线路单端电气量组合故障测距方法及其试验研究[J]. 电力自动化设备,2014,34(4):37-42.
- XU Fei, DONG Xinzhou, WANG Bin, et al. Combined single-end fault location method of transmission line and its experiments[J]. Electric Power Automation Equipment, 2014, 34(4): 37-42.
- [5] 姜博,董新洲,施慎行. 配电网单相接地故障选线典型方法实验研究[J]. 电力自动化设备,2015,35(11):67-74.
- JIANG Bo, DONG Xinzhou, SHI Shenxing. Experimental research on typical single-phase grounding line selection methods of distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(11): 67-74.
- [6] 张帆,潘贞存,马琳琳,等. 基于模量行波传输时间差的线路接地故障测距与保护[J]. 中国电机工程学报,2009,29(10):78-83.
- ZHANG Fan, PAN Zhencun, MA Linlin, et al. Transmission line fault location and protection based on the gap between zero mode and aerial mode traveling wave propagation time[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(10): 78-83.
- [7] 唐金锐,尹项根,张哲,等. 零模检测波速度的迭代提取及其在配电网单相接地故障定位中的应用[J]. 电工技术学报,2013,28(4):202-211.
- TANG Jinrui, YIN Xianggen, ZHANG Zhe, et al. Iterative extraction of detected zero-mode wave velocity and its application in single phase-to-ground fault location in distribution networks[J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2013, 28(4): 202-211.
- [8] 李廷伟,姬广展,王鹰,等. 一种改进的输电线路双端行波故障测距系统[J]. 电网技术,2008,32(1):90-92.
- LI Tingwei, JI Guangzhan, WANG Ying, et al. An improved double traveling wave fault location system for transmission line[J]. Power System Technology, 2008, 32(1): 90-92.
- [9] 郑州,吕艳萍,王杰,等. 基于小波变换的双端行波测距新方法[J]. 电网技术,2010,34(1):203-207.
- ZHENG Zhou, LÜ Yanping, WANG Jie, et al. A new two-terminal traveling wave fault location method based on wavelet transform[J]. Power System Technology, 2010, 34(1): 203-207.
- [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. Single-end fault location algorithm based on traveling wave speed optimization and modal propagation time difference for DC transmission line[J]. Electric Power Automation Equipment, 2012, 32(10): 72-76.
- [11] 梁睿,孙式想. 单端行波故障测距的组合方法研究[J]. 电网技术,2013,37(3):699-706.
- LIANG Rui, SUN Shixiang. A combined method for single-ended traveling wave fault location[J]. Power System Technology, 2013, 37(3): 699-706.
- [12] MAGNAGO F H, ABUR A. Fault location using wavelets[J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 1998, 13(4): 1475-1480.
- [13] 王世勇,董新洲,施慎行. 不同频带下电压故障行波极性的一致性分析[J]. 电力系统自动化,2011,35(20):68-73.
- WANG Shiyong, DONG Xinzhou, SHI Shenxing. Polarity consistency

- analysis of voltage transient traveling-wave in different frequency band[J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(20): 68-73.
- [14] 林圣,何正友,陈鉴,等. 基于行波时频特征的单端故障测距方法[J]. 电网技术, 2012, 36(1): 258-264.  
LIN Sheng, HE Zhengyou, CHEN Jian, et al. A single terminal fault location method based on time-frequency characteristic of traveling wave[J]. Power System Technology, 2012, 36(1): 258-264.
- [15] 张峰,梁军,张利,等. 奇异值分解理论和小波变换结合的行波信号奇异点检测[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(20): 51-60.  
ZHANG Feng, LIANG Jun, ZHANG Li, et al. A traveling wave signal processing method for singularity detection based on singularity value decomposition and wavelet transform[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(20): 57-60.
- [16] 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.
- [17] 施慎行,董新洲,周双喜. 单相接地故障下第 2 个反向行波识别的新方法[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(1): 41-44.  
SHI Shenxing, DONG Xinzhou, ZHOU Shuangxi. New principle to identify the second reverse traveling wave generated by single phase to ground fault[J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(1): 41-44.
- [18] 梁睿,孙式想,靳维,等. 单双端行波特征综合考虑的辐射状电网组合测距技术[J]. 高电压技术, 2014, 40(5): 1461-1467.  
LIANG Rui, SUN Shixiang, JIN Zheng, et al. Fault location in radial power grid after analyzing characteristics of both single-terminal and double-terminal traveling waves[J]. High Voltage Engineering, 2014, 40(5): 1461-1467.
- [19] 舒兵成,李海峰,武霁阳,等. 采样频率对直流线路行波保护的影响[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(5): 91-95.  
SHU Bingcheng, LI Haifeng, WU Jiyang, et al. Influence of sampling frequency on traveling wave protection of DC line[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(5): 91-95.

#### 作者简介:



靳 维

靳 维(1987—),男,江苏徐州人,博士研究生,主要研究方向为小电流接地系统保护与控制、电力系统继电保护及风力发电保护与控制(**E-mail**: jinwei86837871@outlook.com);

陆于平(1962—),男,江苏丹阳人,教授,博士,主要研究方向为电力系统继电保护及分布式发电系统保护与控制(**E-mail**: luyuping@seu.edu.cn)。

## Fault location method based on traveling wave with dual-terminal weak synchronization for distribution network

JIN Wei, LU Yuping

(School of Electrical Engineering, Southeast University, Nanjing 210096, China)

**Abstract:** Taking the arrival time of the first wave front after fault as the initial time, the relative times of the follow-up wave fronts within the specified time are detected and combined as the time series for both terminals. The accurate fault location is calculated according to the mutual mapping relationship between the time series of two terminals. The proposed method fully uses the high accuracy of single-terminal fault location method, solves the problem of wave front identification, and avoids the requirement of accurate synchronization between two terminals. The simulation is carried out with PSCAD, and the simulative results show the high precision and strong adaptability of the proposed method.

**Key words:** distribution network; fault location; dual-terminal fault location; traveling wave; weak synchronization; time series

表 A1 Db3—Db9 小波的能量集中程度

Table A1 Concentrating degree of Db3, Db4, ..., Db9

小波	能量特性	小波	能量特性
Db3	0.736	Db7	0.780
Db4	0.740	Db8	0.802
Db5	0.818	Db9	0.783
Db6	0.825		

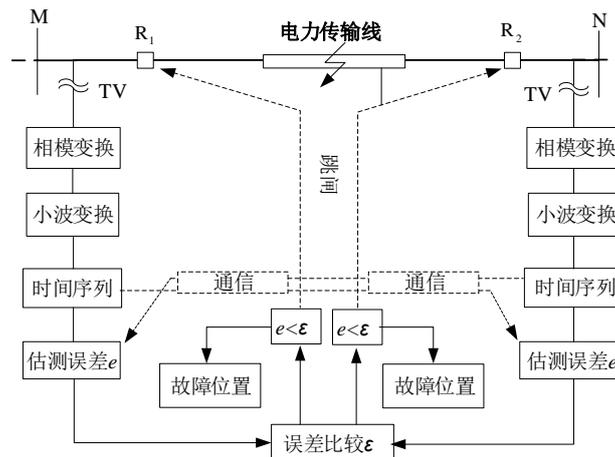


图 A2 方案实现示意图

Fig. A2 Schematics diagram of scheme implementation

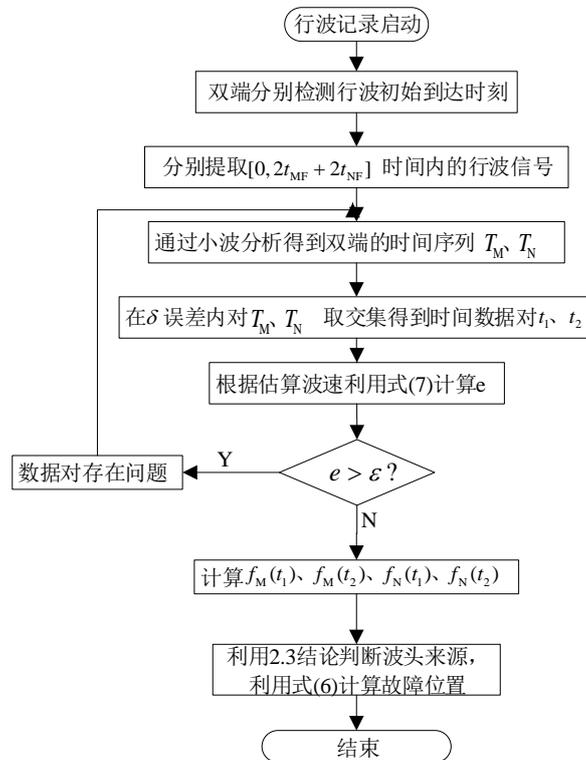


图 A3 算法流程图

Fig. A3 Flowchart of algorithm

表 A1 各条线路长度  
**TableA1 Lengths of lines**

线路	长度/km	线路	长度/km
1 <sub>1</sub>	2.8	1 <sub>5</sub>	5.8
1 <sub>2</sub>	1.5	1 <sub>6</sub>	3.1
1 <sub>3</sub>	8	1 <sub>7</sub>	6.5
1 <sub>4</sub>	2.8	1 <sub>8</sub>	4.9

表 A2 线路序分量参数  
**TableA2 Sequence component parameters of lines**

参数	参数值	参数	参数值
$R_1$ 、 $R_2$	0.023 $\Omega$ /km	$R_0$	0.173 $\Omega$ /km
$L_1$ 、 $L_2$	0.289mH/km	$L_0$	0.346mH/km
$C_1$ 、 $C_2$	0.385 $\mu$ F/km	$C_0$	0.6 $\mu$ F/km