

(12) 发明专利

(10) 授权公告号 CN 101776725 B

(45) 授权公告日 2011. 07. 20

(21) 申请号 201010300240. 5

(22) 申请日 2010. 01. 13

(73) 专利权人 上海交通大学

地址 200240 上海市闵行区东川路 800 号

(72) 发明人 盛戈皞 徐湘忆 刘亚东 江秀臣

邵庆祝

(74) 专利代理机构 上海交达专利事务所 31201

代理人 王锡麟 王桂忠

(51) Int. Cl.

G01R 31/08 (2006. 01)

审查员 刘佳音

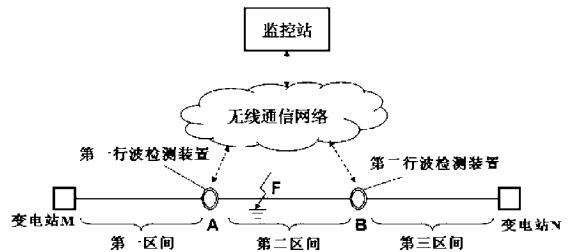
权利要求书 2 页 说明书 4 页 附图 1 页

(54) 发明名称

输电线路故障测距方法

(57) 摘要

本发明公开了一种电力系统技术领域的输电线路故障测距方法,通过在高压输电线上安装基于罗氏线圈的宽频穿芯式行波检测装置,采集三相线路电流行波信号,运用相模变换和小波模极大值原理进行奇异值检测,准确识别行波线模波头,并利用 GPS 高精度时钟精确判定波头到达时刻;依据不同的波头时差信息,在线测量实时行波线模波速,实现精确故障测距。本发明有效解决了影响行波测距精度的两大主要因素,具有定位精度高,测距结果准确可靠的优点。



1. 一种输电线路故障测距方法,其特征在于,包括以下步骤:

第一步,在相邻的变电站M和变电站N之间的高压输电线上安装两套行波检测装置,这两套检测装置将该条高压输电线进行三等分,且第一套检测装置位于A点,第二套检测装置位于B点,A点位于变电站M和B点之间,B点位于A点和变电站N之间;

第二步,根据线路参数得到行波线模分量波速 v_0 ,进而设定时间阈值 τ ;

第三步,当输电线路出现故障时,分别启动两套行波检测装置进行三相线路故障电流行波信息的采集;

第四步,采用变换矩阵对得到的三相线路故障电流行波信息进行相模转换,保留线模分量;

第五步,两套行波检测装置分别对线模分量进行小波分解,根据模极大值原理确定行波线模第一个波头和第二个波头,并记录第一个波头和第二个波头分别到达A点和B点的时间,将该时间信息通过无线通信网络传给监控站;

第六步,根据第一个波头到达A点和B点的时间差 t_{AB} 判断故障发生的区间;

第七步,根据故障发生的区间信息,得到实时行波波速 v ;

第八步,根据故障发生的区间信息和实时行波波速 v ,得到故障点到变电站M的距离 d ;

第九步,根据故障测距结果排除故障后,将测距结果与实际故障距离进行比较,进行误差分析,并保存本次故障记录。

2. 根据权利要求1所述的输电线路故障测距方法,其特征是,所述的行波检测装置是基于罗氏线圈的宽频穿芯式行波检测装置。

3. 根据权利要求1所述的输电线路故障测距方法,其特征是,所述的判断故障发生的区间是:

1) $|t_{AB}| \leq \tau$ 时,故障区间位于A点和B点之间;

2) $|t_{AB}| > \tau$ 且 $t_{AB} < 0$ 时,故障区间位于变电站M和A点之间;

3) $|t_{AB}| > \tau$ 且 $t_{AB} > 0$ 时,故障区间位于B点和变电站N之间。

4. 根据权利要求1所述的输电线路故障测距方法,其特征是,所述的实时行波波速 v 是:

1) 当故障区间位于变电站M和A点之间或者位于B点和变电站N之间时,实时行波波速 $v = \frac{L}{3|t_{AB}|}$;

(2) 当故障区间位于A点和B点之间时,实时行波波速

$$v = \frac{L}{3t_{A'A}} + \frac{L}{3t_{B'B}} = \frac{L}{3} \cdot \frac{t_{A'A} \cdot t_{B'B}}{t_{A'A} + t_{B'B}},$$

其中: L 是变电站M和变电站N之间的距离, $t_{A'A}$ 是线模第一个波头与第二个波头到达A点的时间差, $t_{B'B}$ 是线模分量第一个波头与第二个波头到达B点的时间差。

5. 根据权利要求1所述的输电线路故障测距方法,其特征是,所述的故障点到变电站M的距离 d 是:

1) 当故障位于变电站M和A点之间时,距离 $d = \frac{vt_{A'A}}{2}$;

2) 当故障位于 A 点和 B 点之间时, 距离 $d = \frac{L + vt_{AB}}{2}$;

3) 当故障位于 B 点和变电站 N 之间时, 距离 $d = L - \frac{vt_{B'B}}{2}$;

其中 :L 是变电站 M 和变电站 N 之间的距离, $t_{A'A}$ 是线模第一个波头与第二个波头到达 A 点的时间差, $t_{B'B}$ 是线模分量第一个波头与第二个波头到达 B 点的时间差。

6. 根据权利要求 1 所述的输电线路故障测距方法, 其特征是, 所述的时间阈值 τ 的具体公式为: $\tau = \frac{L}{3v_0}$

其中 :L 是变电站 M 和变电站 N 之间的距离, v_0 是行波线模分量波速。

输电线路故障测距方法

技术领域

[0001] 本发明涉及的是一种电力系统技术领域的方法,具体是一种输电线路故障测距方法。

背景技术

[0002] 高压输电线路发生故障后,在故障点将产生向两端运行的暂态行波,暂态行波在传播过程中遇到不均匀介质时,会发生折射和反射。利用暂态行波所包含的故障信息,理论上可以实现精确故障定位。国内外学者和专家已对行波测距技术做了大量的研究,通过在变电站电压电流互感器二次侧(低压侧)安装行波检测装置,可运用基于单端法或双端法的各种定位算法完成故障测距。

[0003] 综合分析现有的行波测距方法可知,波头到达时刻和行波波速是影响测距精度的两大主要因素。目前,利用 GPS 的高精度时钟功能和小波变换分析技术,理论上可以精确确定行波波头的到达时刻,但是由于传统互感器频带的限制使行波波头的测量仍然存在较大误差。针对行波波速确定的问题,除了根据线路参数估算或直接应用参考值、经验值等传统方法,国内外学者还提出了各种解决方案,例如:利用区外故障确定行波波速法和不受波速影响的测距法等,但这些方法都没有考虑故障瞬间的实时波速测量问题。由于影响行波波速的因素诸多,若不能精确求取实时行波波速,将影响故障测距的精度,降低定位的可靠性。

[0004] 经过对现有文献的检索发现,《煤矿机电》2004 年第 5 期(p69-72)上发表了题为“基于行波法的输电线路故障测距的研究”的文章,该文介绍了一种在低压侧安装行波检测装置的双端测距法,该方法直接采用光速作为行波波速,但该技术受传统互感器频带的限制,故测距精度不高,测量误差为 0.367%。

发明内容

[0005] 本发明的目的在于克服现有技术存在的上述不足,提供一种输电线路故障测距方法。本发明通过在高压输电线上安装基于罗氏线圈的宽频穿芯式行波检测装置,精确判定波头到达时刻,并可在线测量实时行波线模波速,具有定位精度高、测距结果准确可靠的优点。

[0006] 本发明是通过以下技术方案实现的,包括以下步骤:

[0007] 第一步,在相邻的变电站 M 和变电站 N 之间的高压输电线上安装两套行波检测装置,这两套检测装置将该条高压输电线进行三等分,且第一套行波检测装置位于 A 点,第二套行波检测装置位于 B 点,A 点位于变电站 M 和 B 点之间,B 点位于 A 点和变电站 N 之间。

[0008] 所述的行波检测装置是基于罗氏线圈的宽频穿芯式行波检测装置。

[0009] 第二步,根据线路参数得到行波线模分量波速 v_0 ,进而设定时间阈值 T。所述的时间阈值 T 的具体公式为:

$$T = \frac{L}{3v_0},$$

[0010] 其中： L 是变电站 M 和变电站 N 之间的距离， v_0 是行波线模分量波速。

[0011] 第三步，当输电线路出现故障时，分别启动两套行波检测装置进行三相线路故障电流行波信息的采集。

[0012] 第四步，采用变换矩阵对得到的三相线路故障电流行波信息进行相模转换，保留线模分量。

[0013] 第五步，两套行波检测装置分别对线模分量进行小波分解，根据模极大值原理确定行波线模第一个波头和第二个波头，并记录第一个波头和第二个波头分别到达 A 点、B 点的时间，将该时间信息通过无线通信网络传给监控站。

[0014] 第六步，根据行波线模第一个波头到达 A 点和 B 点的时间差 t_{AB} 判断故障发生的区间。

[0015] 所述的判断故障发生的区间是：

[0016] 1) $|t_{AB}| \leq \tau$ 时，故障区间位于 A 点和 B 点之间；

[0017] 2) $|t_{AB}| > \tau$ 且 $t_{AB} < 0$ 时，故障区间位于变电站 M 和 A 点之间；

[0018] 3) $|t_{AB}| > \tau$ 且 $t_{AB} > 0$ 时，故障区间位于 B 点和变电站 N 之间。

[0019] 第七步，根据故障发生的区间信息，得到实时行波波速 v 。

[0020] 所述的实时行波波速 v 是：

[0021] 1) 当故障区间位于变电站 M 和 A 点之间或者位于 B 点和变电站 N 之间时，实时行波波速 $v = \frac{L}{3|t_{AB}|}$ ；

[0022] (2) 当故障区间位于 A 点和 B 点之间时，实时行波波速

$$[0023] \quad v = \frac{L}{3t_{A'A}} + \frac{L}{3t_{B'B}} = \frac{L}{3} \cdot \frac{t_{A'A} + t_{B'B}}{t_{A'A} + t_{B'B}}$$

[0024] 其中： $t_{A'A}$ 是线模第一个波头与第二个波头到达 A 点的时间差， $t_{B'B}$ 是线模第一个波头与第二个波头到达 B 点的时间差。

[0025] 第八步，根据故障发生的区间信息和实时行波波速 v ，得到故障点到变电站 M 的距离 d 。

[0026] 所述的故障点到变电站 M 的距离 d 是：

[0027] 1) 当故障位于变电站 M 和 A 点之间时，距离 $d = \frac{vt_{A'A}}{2}$ ；

[0028] 2) 当故障位于 A 点和 B 点之间时，距离 $d = \frac{L + vt_{AB}}{2}$ ；

[0029] 3) 当故障位于 B 点和变电站 N 之间时，距离 $d = L - \frac{vt_{BB}}{2}$ ；

[0030] 其中： L 是变电站 M 和变电站 N 之间的距离， $t_{A'A}$ 是线模第一个波头与第二个波头到达 A 点的时间差， $t_{B'B}$ 是线模第一个波头与第二个波头到达 B 点的时间差。

[0031] 第九步，根据故障测距结果排除故障后，将测距结果与实际故障距离进行比较，进行误差分析，并保存本次故障记录。

[0032] 与现有技术相比，本发明的有益效果是：直接在高压输电线上安装基于罗氏线圈的宽频穿芯式行波检测装置，利用罗氏线圈良好的线性度和宽频特性，可以更准确地识别

行波波头,判定波头到达时刻;由于直接在输电线上安装检测装置,还可依据不同的波头时差信息,得到实时行波波速;本发明有效解决了故障行波波头到达时刻和行波传播速度这两个影响行波测距精度的主要因素,保证了行波故障测距的可靠性与准确性。

附图说明

[0033] 图 1 为实施例测量示意图。

具体实施方式

[0034] 以下结合附图对本发明的方法进一步描述:本实施例在以本发明技术方案为前提下进行实施,给出了详细的实施方式和具体的操作过程,但本发明的保护范围不限于下述的实施例。

[0035] 实施例

[0036] 本实施例用于对一条 150km 高压输电线路进行故障测距,包括以下步骤:

[0037] 第一步,如图 1 所示,相邻的变电站 M 和变电站 N 之间的高压输电线长 150km,以变电站 M 的母线为参考端,在距离参考端 50km 处和 100km 处的输电线上分别设立检测点 A 和检测点 B,检测点 A 上安装第一套基于罗氏线圈的宽频穿芯式行波检测装置,检测点 B 上安装第二套基于罗氏线圈的宽频穿芯式行波检测装置,变电站 M 和检测点 A 之间的区间为第一区间,检测点 A 和检测点 B 之间的区间为第二区间,检测点 B 和变电站 N 之间的区间为第三区间。

[0038] 第二步,根据线路参数得到行波线模分量波速 v_0 ,进而设定时间阈值 τ

[0039] 所述的行波线模分量波速 v_0 的具体公式为:

$$[0040] \quad v_0 = \frac{1}{\sqrt{L_1 C_1}}$$

[0041] 其中: L_1 为单位长度线路的正序电感, C_1 为单位长度线路的正序电容。

[0042] 所述的时间阈值 τ 的具体公式为:

$$[0043] \quad \tau = \frac{L}{3v_0}$$

[0044] 其中: L 为变电站 M 和变电站 N 之间的距离,即 $L = 150\text{km}$ 。

[0045] 本实施例中单位长度线路的正序电感 $L_1 = 0.93 \times 10^{-6}\text{H/m}$,单位长度线路的正序电容 $C_1 = 12.7 \times 10^{-12}\text{F/m}$,则行波线模分量波速 $v_0 = 2.91 \times 10^8\text{m/s}$,时间阈值 $\tau = 171.8 \mu\text{s}$ 。

[0046] 第三步,当输电线路出现故障时,暂态行波由故障点 F 向两端运行,并在故障点和母线处发生反射和透射,检测点 A 和检测点 B 处的行波检测装置各自越限启动进行三相线路故障电流行波信息的采集。

[0047] 第四步,采用变换阵对得到的三相线路故障电流行波信息进行相模转换,保留线模分量。

[0048] 所述的相模转换,具体公式如下:

$$[0049] \quad i_m = Qi$$

$$[0050] \quad Q = \frac{1}{3} \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 1 & 0 & -1 \end{bmatrix},$$

[0051] 其中, $i_m = [i^{(0)}, i^{(1)}, i^{(2)}]^T$ 为模量, $i^{(0)}$ 即零模, $i^{(1)}$ 和 $i^{(2)}$ 是线模; $i = [i_A, i_B, i_C]^T$ 为相量, Q 为凯伦布尔变换矩阵。

[0052] 第五步, 两套行波检测装置分别对线模分量进行小波分解, 根据模极大值原理确定行波线模第一个波头和第二个波头, 并记录第一个波头和第二个波头分别到达 A 点和 B 点的时间, 将该时间信息通过无线通信网络传给监控站。

[0053] 本实施例中第一个波头到达检测点 A 的时刻 t_A 为 $51.845 \mu s$, 第一个波头到达检测点 B 的时刻 t_B 为 $120.596 \mu s$, 第二个波头到达检测点 A 的时刻 t'_A 为 $395.385 \mu s$, 第二个波头到达检测点 B 的时刻 t'_B 为 $467.295 \mu s$, 从而得到: 线模第一个波头与第二个波头到达检测点 A 的时间差 $t_{A'A}$ 是 $343.54 \mu s$, 线模第一个波头与第二个波头到达检测点 B 的时间差 $t_{B'B}$ 是 $346.699 \mu s$, 第一个波头到达 A 点、B 点的时间差 t_{AB} 是 $(-68.751 \mu s)$ 。

[0054] 第六步, 根据第一个波头到达 A 点和 B 点的时间差 t_{AB} 判断故障发生的区间。

[0055] 本实施例中 $|t_{AB}| \leq \tau$, 因此故障位于第二区间。

[0056] 第七步, 根据故障发生的区间信息, 得到实时行波波速 v 。

[0057] 本实施例故障位于第二区间, 因此实时行波波速 v :

$$[0058] \quad v = \frac{L}{3} \cdot \frac{t_{A'A} + t_{B'B}}{t_{A'A} \cdot t_{B'B}} = 50000 \times \frac{(343.54 + 346.699) \times 10^{-6}}{(343.54 \times 346.699) \times 10^{-12}} = 289760777.5 m/s$$

[0059] 第八步, 根据故障发生的区间信息和实时行波波速 v , 得到故障点到变电站 M 的距离 d 。

[0060] 本实施例故障位于第二区间, 实时行波波速 $v = 289760777.5 m/s$, 因此得到故障点 F 到变电站 M 的距离 d :

$$[0061] \quad d = \frac{L + vt_{AB}}{2} = \frac{150000 + 289760777.5 \times (-68.751 \times 10^{-6})}{2} = 65039m$$

[0062] 第九步, 根据故障测距结果排除故障后, 将测距结果与实际故障距离进行比较, 进行误差分析, 并保存本次故障记录。

[0063] 本实施例中测距结果为 $65039m$, 实际故障距离为 $65000m$, 因此测距误差

$$[0064] \quad r = \left| \frac{65000 - 65039}{65000} \right| \times 100\% = 0.06\%$$

[0065] 在仅安装两套行波检测装置的情况下, 本实施例可准确识别故障行波波头, 判定波头到达时刻, 利用不同的波头时差信息, 实时测量故障行波波速, 并准确、可靠地对单条输电线路进行故障测距。与引用文献的测距误差 0.367% 相比较可知, 本实施例测距精度更高, 有效缩短了查找处理线路故障的时间, 使检修人员能够尽快排除故障, 及时恢复供电, 尽可能地减小线路故障给电网带来的影响, 保障电网的安全稳定。

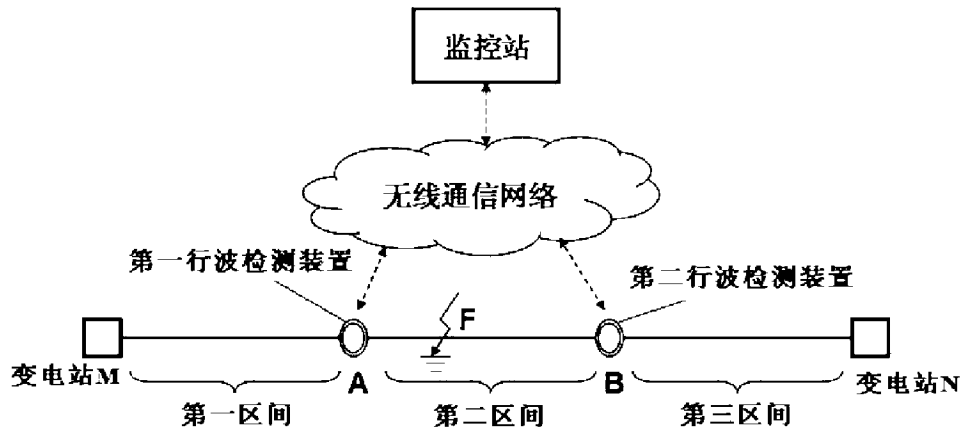


图 1