

基于行波的电力电缆故障测距组合方法研究

古树平, 陈奇志, 谢建, 陈旺虎, 魏杰

(西南交通大学电气工程学院, 四川 成都 610031)

摘要: 分析了现有行波故障测距方法所存在的问题, 在单端行波测距法的基础上推导出一种与行波波速无关的测距方法, 然后将此方法与传统双端行波测距方法相结合形成一种组合测距方法。这种方法在测量端的近端线路故障时采用传统双端测距方法, 解决了近端测距的盲区问题; 在非近端故障时采用波速无关的测距方法, 提高了测距精度。

关键词: 电力电缆; 行波; 故障测距; 组合方法

Abstract: The existing problems of the current fault location methods based on travelling wave are analyzed and a location method is derived which is unrelated to wave velocity. Then a combined location method is formed which combines the above-mentioned location method with the traditional two-terminal location method. The traditional two-terminal location method is used to solve the blind zone problem of near-end fault location, and the location method which is unrelated to wave velocity is used to improve the location precision of the far-end fault.

Key words: power cable; travelling wave; fault location; combined method

中图分类号: TM835 **文献标志码:** A **文章编号:** 1003-6954(2010)05-0019-04

0 引言

电力电缆线路广泛应用于低压配电网中, 解决了架空输电线路走廊空间狭窄等问题。由于电力电缆运行时间和负荷的不断增长^[1]等原因, 导致其故障也越来越频繁。

地下电力电缆线路故障后无法通过直观法发现故障点, 因此快速而准确地确定故障点位置非常重要。基于行波的故障测距方法能有效解决故障点的定位问题, 有利于快速排除故障恢复系统运行, 减小经济损失。

1 行波法存在的问题

现有行波在线测距方法主要有单端行波测距法和双端行波测距法两种^[2]。行波测距法相比传统阻抗测距法的优点在于不受故障类型和过渡电阻影响, 但在实际应用中也存在着诸多问题。

(1) 测量端反射波的识别。采用单端行波法测距时, 需要确定测量端所获取的行波信号是故障点的反射波, 还是线路对端母线反射波即经故障点透射至测量端的行波。行波在故障线路的传播过程中, 在除

故障点之外的其他阻抗不匹配点, 也存在多次反射和透射现象, 给反射波的识别带来困难。

(2) 反射波到达时刻的确定。无论采用单端还是双端行波测距方法, 都必须确定行波达到测量端的准确时间。时间测量的精度将直接影响故障测距的精度。

(3) 近端故障测距盲区。测量端的近端线路发生故障时, 入射波与反射波之间的重叠使得第一个反射波无法识别, 造成单端行波测距方法的失效, 这也正是单端行波测距法在原理上的缺陷。

(4) 行波波速的确定。现有行波测距法的研究与应用多采用经验波速作为行波的波速, 而实际上行波在电缆线路传输的过程中将发生衰减, 并包含丰富的频率成分, 不同频率的行波其衰减程度和速度也不同^[3], 频率越高衰减越快, 传播速度也越快。因此, 以一个经验值代替实际的行波波速进行故障测距, 必然会造成较大的误差。

2 波速无关的行波故障测距方法

由前面的分析可知, 行波波速的确定问题直接决定着故障测距的精度。如果能消除波速这个影响因素无疑将大大减小故障测距的误差。以下依据单端

行波测距法的原理并增加可用条件, 推导一种波速无关的测距方法。

行波在电力电缆线路中的传播过程如图 1 所示。由图 1 可知, 母线测量端 M 所能获取的行波信号包括故障初始行波、故障点反射波和线路对端反射波。

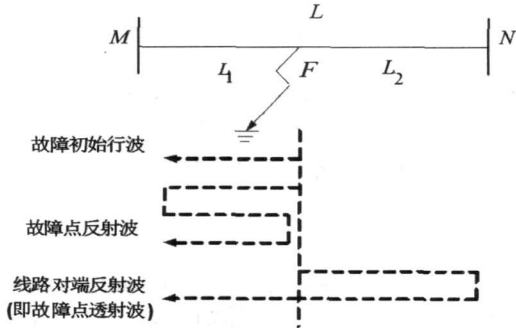


图 1 行波传播过程示意图

运用单端行波故障测距法测距时, 必须识别出所获取的第二个行波的波头来自故障点反射波还是线路对端的反射波。在识别出第二个行波波头后, 对故障初始行波和故障点反射波加以利用, 而摒弃线路对端反射波。然而, 线路对端反射波也蕴含着线路故障的特征, 完全可以充分利用其进行故障测距, 下面将据此推导一种波速无关的行波测距方法。

如图 1 所示, 电力电缆线路全长为 L 设在线路前半程的 F 点发生单相接地故障, 在 M 端所测得的前三个行波波头的到达时刻为 t_1 、 t_2 和 t_3 。根据行波的折反射原理, 故障点反射波先于线路对端反射波到达 M 端, 因此 t_1 、 t_2 和 t_3 分别为故障初始行波、故障点反射波和线路对端反射波到达测量端的时刻。在线路后半程发生故障时, 则 t_1 、 t_2 和 t_3 分别为故障初始行波、线路对端反射波和故障点反射波到达测量端时刻。

根据以上分析, 当故障发生在线路前半程时可列出如下两个时间距离方程为

$$\frac{3L_1}{v} - \frac{L_1}{v} = t_2 - t_1 \quad (1)$$

$$\frac{2L - L_1}{v} - \frac{L_1}{v} = t_3 - t_1 \quad (2)$$

联立方程得

$$L_1 = \frac{t_2 - t_1}{t_3 - 2t_1 + t_2} L \quad (3)$$

当故障发生在线路后半程时两个时间距离方程为

$$\frac{2L - L_1}{v} - \frac{L_1}{v} = t_2 - t_1 \quad (4)$$

$$\frac{3L_1}{v} - \frac{L_1}{v} = t_3 - t_1 \quad (5)$$

联立方程得

$$L_1 = \frac{t_3 - t_1}{t_3 - 2t_1 + t_2} L \quad (6)$$

从式 (3) 和式 (6) 可以看出, 通过推导所得出的故障测距公式不含行波波速 v 这个变量, 因此在理论上消除了波速对测距精度的影响, 形成了波速无关的行波故障测距方法。该方法的关键在于必须准确识别测量端 M 所获取的第二个行波是故障点反射波还是线路对端反射波。

3 行波故障测距的组合方法

上述波速无关的行波故障测距方法是在单端行波测距法的基础上推导而来的。因此不可避免地, 也存在着与单端测距法相同的问题, 即在测量端的近端线路故障时入射波与反射波之间的重叠使得无法准确识别反射波, 导致该方法失效, 同样存在测距盲区。

双端行波测距法则可以很好地解决近端故障测距盲区的问题, 该方法只需在线路两端准确识别到达测量端的第一个行波信号 (即故障初始行波) 并获取准确的达到时刻即可, 而不需考虑故障点反射波与线路对端反射波。如图 2 所示, 设在距离线路 M 端 L_1 处发生接地故障, T_M 、 T_N 分别为故障初始行波到达线路两端的时刻。

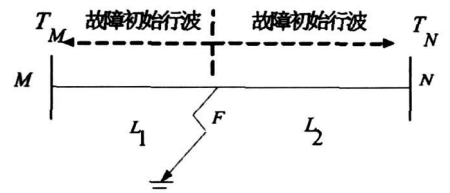


图 2 双端行波测距示意图

根据图 2 进行简单的数学推导, 可得出如下的故障距离计算公式。

$$\begin{cases} L_1 = \frac{(T_M - T_N)v + L}{2} \\ L_2 = \frac{(T_N - T_M)v + L}{2} \end{cases} \quad (7)$$

式中行波波速 v 可结合线路的具体参数根据式 (8)^[4] 计算得出, 其中 L_1 、 C_1 分别为电力电缆线路的单位长度电感和电容。

$$v = \frac{1}{\sqrt{L_1 C_1}} \quad (8)$$

基于以上分析, 波速无关的行波故障测距法存在不受行波波速影响的优势, 双端行波故障测距法解决

了线路近端故障的测距盲区问题。因此,综合这两种方法的优点可形成一种组合测距方法。具体为:当在线路近端发生故障时,采用双端行波测距法测距;当在线路非近端发生故障时,则采用波速无关的行波故障测距法。这种组合测距方法既消除了近端故障测距的盲区,又提高了测距的精度。

考虑到故障点的不确定性,事先无法得知故障发生于线路近端还是非近端,在具体运用时,可以根据测量端获取的暂态行波信号特征以及进行消噪、小波分析等信号处理后来判断。若经信号处理后行波信号的波头严重重叠并分布于很小的一个时间范围,则表明该故障为线路近端故障,反之则为非近端故障。据此,灵活选择何种测距方法,判断的关键在于有效的信号处理手段,已有的研究和应用表明小波分析在非平稳信号检测中具备很高的分辨率^[5-7],可解决故障行波的信号处理问题。

4 仿真实验

为验证组合测距方法的可行性,建立如 10 kV 电力电缆线路故障测距的仿真模型。其中,线路全长为 $L=37.25$ km,电缆线路采用交联聚乙烯绝缘聚氯乙烯三芯电力电缆。

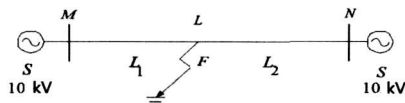


图 3 故障测距仿真示意图

电缆线路的单位长度电阻、电感和电容参数为 $r_1=0.193$ ohm/km, $l_1=0.2573 \times 10^{-3}$ H/km, $l_2=6.6904 \times 10^{-3}$ H/km, $c_1=c_2=0.2390 \times 10^{-6}$ F/km。

为更好地验证组合测距方法的测距效果,设定距离线路测量端 M 端 15 km (非近端) 和 1.5 km (近端) 处发生 A 相单相接地故障两种情况进行仿真实验,设定采样频率为 500 kHz 在 0.025 s 发生故障。在距离 M 端 15 km 处发生故障时测量端所获取的三相电压行波信号如图 4 所示,经相模变换三相解耦后信号的零模、线模分量如图 5 所示。

选取故障相电压行波的线模分量作为测距信号,线模分量 U_{m1} 经 Gauss1 小波变换后的模板大值波形如图 6 所示。从中可以看出前三个行波的波头能被准确识别。由于故障发生于线路前半程,因此故障点反射波先于线路对端反射波到达 M 端,再者,由电压

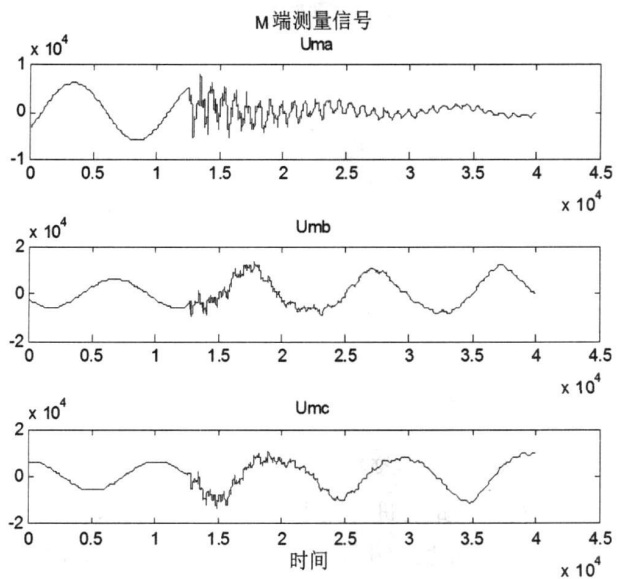


图 4 M 端获取的行波信号

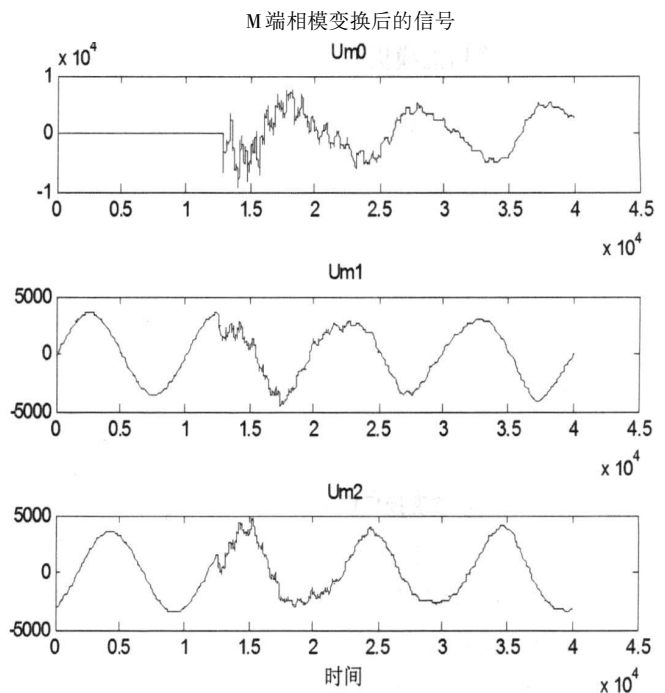


图 5 三相解耦后的行波模分量

行波的传播特性得知,故障点电压反射行波与初始电压行波反极性。因此可以判断图 6 中 1 号、2 号和 3 号波头分别对应故障初始行波、故障点反射波和线路对端反射波。

图 6 细节经放大后可得出前三个行波波头对应的离散时间采样点为 12 560、12 676、12 733,由采样频率可以计算出准确的到达时刻。根据式 (3) 计算出故障距离 $L_1=14.9516$ km,故障测距的绝对误差为 0.0484 km,相对误差 $e\%=0.13\%$ 。此误差范围完全满足电力电缆线路故障测距的现实要求。若采

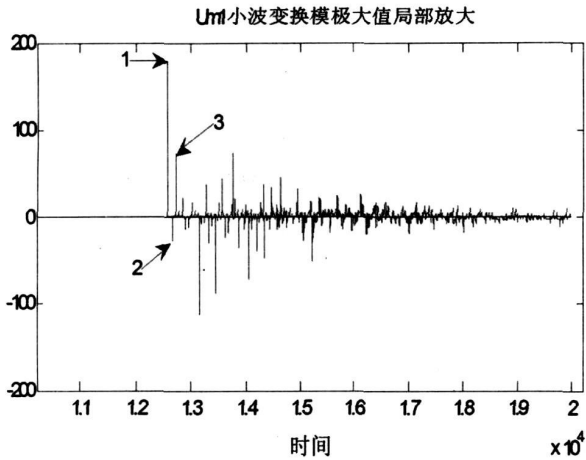


图 6 U_{m1} 小波变换模极大值波形局部示意图

用双端行波测距法进行测距,则因为存在波速这个影响因素,测距精度要小于波速无关的行波测距方法。

类似地,当距离测量端 1.5 km 处的近端线路发生故障时,故障相 A 相电压行波的线模分量 U_{m1} 经 Gauss 小波变换后的模极大值波形如图 7 所示。

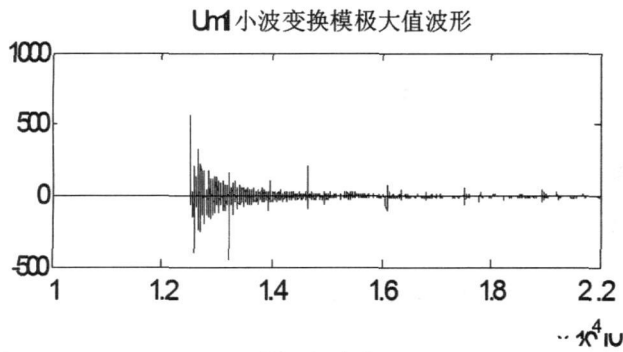


图 7 U_{m1} 小波变换模极大值波形局部示意图

从图 7 可以看出,在测量端获取的行波信号发生严重的重叠,难以识别前三个行波波头,即难以识别故障初始行波、故障点反射波和线路对端反射波,使得运用波速无关的行波测距法实现测距非常困难,这也就是近端故障的测距盲区问题。为了解决这一问题,必须采用双端行波故障测距方法。双端测距法需要分别于线路 M、N 端准确识别第一个到达测量端的行波波头。

线路 M、N 端所获取的故障相 A 相电压行波线模分量 U_{m1} 、 U_{n1} 经小波变换后的模极大值波形如图 8、图 9 所示。

图 8、图 9 细节经放大后可获取 M、N 端第一个行波波头对应的离散时间采样点分别为 12 530、12 660,同样根据采样频率可计算出准确的到达时刻。行波波速根据式 (8) 计算得 $v=127.52 \text{ km/ms}$ 再由

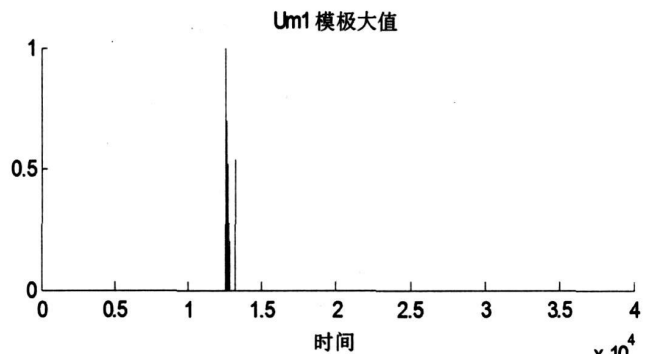


图 8 U_{m1} 小波变换模极大值波形局部示意图

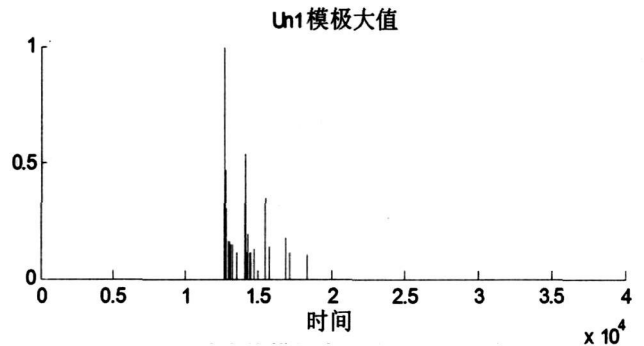


图 9 U_{n1} 小波变换模极大值波形局部示意图

式 (7) 可计算出故障距离为 $L_f = 2.047 \text{ km}$ 。故障测距的绝对误差为 0.547 km, 相对误差 $\% = 1.47\%$, 此误差范围基本满足电力电缆线路故障测距的现实要求,测距精度较高。

以上仿真实验验证了组合测距方法在电力电缆线路故障测距中的可行性与准确性。线路近端故障时采用双端行波故障测距法,解决了波速无关的行波测距法存在的测距盲区问题。线路非近端故障时采用波速无关的行波测距法,消除了双端行波测距法存在的波速这个影响因素,提高了测距精度。

5 结 论

通过分析现有行波故障测距方法所存在的诸如行波波速不确定和近端故障测距盲区等问题,基于单端行波测距法的原理推导出了一种与波速无关的测距方法,并将传统双端行波测距法与波速无关的行波测距法相结合形成一种组合测距方法。仿真实验证明这种组合测距方法是可行的,并提高了测距精度。

电力电缆线路发生故障时,无论采用哪种单一的行波故障测距方法均存在自身无法解决的问题。因此,结合各种测距方法的优点形成组合测距方法具有

(下转第 52 页)

表 2 DMC 绝缘子更换前后的绝缘值

日期 (天气)	6 kV 厂用 OBL 分支对地绝缘 /MΩ		6 kV 厂用 OBM 分支对地绝缘 /MΩ	
	更换前	更换后	更换前	更换后
2003. 06. 09 阴雨	1. 5		1. 5	
2003. 11. 05 晴天		2 500		2 500
2003. 10. 10 阴雨	2. 5		2. 5	
2004. 04. 24 连阴雨		30		30
2003. 10. 11 阴雨	1. 3		1. 3	
2004. 05. 16 连阴雨		10		15

(注:在一般气候条件下测绝缘均在 1 000~2 500 MΩ 之间,上述绝缘值目前在阴雨天气下降较大的原因包括:绝缘子未全部更换完;俄罗斯 6 kV 封闭母线带换相节,该换相节包裹绝缘未处理;Y 型布置绝缘子端盖密封未全部处理好。)

期带电备用,既浪费了厂用电也未从根本上解决问题。从 2003 年下半年开始进行绝缘改造:用 DMC 绝缘子替换瓷绝缘子,从该厂电气运行测绝缘记录可进行 DMC 绝缘子更换前后的对比,见表 2。

从上述数据可看出,国华盘山电厂封闭母线共箱封闭母线更换 DMC 绝缘子后,即使在最差的阴雨天气测绝缘,绝缘值亦能大于合格值 6 MΩ 以上,未出现过不合格情况。盘山电厂封闭母线于 2004 年 4 月将 2 台高压备用厂用变压器由带电备用改为不带电备用,恢复为正常运行方式。盘山电厂封闭母线运行情况证明:封闭母线更换 DMC 绝缘子的改造是成功的。

3 结 语

经过上述论述,可认为:尽管 DMC 绝缘子比一般瓷瓶造价高,但绝缘子的造价在整个封闭母线的成本中所占的比重较小,但它所产生的效益却远远大于封闭母线成本的增加。故此,采用 DMC 绝缘子替换瓷

绝缘子解决封闭母线瓷绝缘子吸潮导致绝缘降低引发电气事故问题,是长期有效的、可行的实施方案,是能适用于南方尤其是海边电厂高潮湿度、高盐雾的气候特点。

参考文献

- [1] 徐通训,徐喜佑. 电力设备防污闪技术 [M]. 能源部电力局, 1995.
- [2] 水利电力部西北电力设计院编. 电气工程电气设计手册 (电气一次部分) [M]. 北京:中国电力出版社, 2008.
- [3] 孔庆东,等. 大电流母线的设计、制造及安装 [M]. 北京:水利电力出版社, 1988.
- [4] 吴励坚. 大电流母线的理论基础与设计 [M]. 北京:水利电力出版社, 1985.

作者简介:

林 睿 (1979), 女, 大学本科, 广东省电力设计研究院工程师, 大型火电、百万级核电工程主设人;

黄旭丹 (1977), 男, 大学本科, 广东省电力设计研究院工程师, 大型火电、百万级核电工程主设人, 南方电网数字化变电站项目主要负责人。 (收稿日期: 2010-06-09)

(上接第 22 页)
十分重要的意义。

参考文献

- [1] 罗俊华,邱毓昌,杨黎明. 10 kV 及以上电力电缆运行故障统计分析 [J]. 高电压技术, 2003, 29(6): 14-16.
- [2] 徐丙垠,李京,陈平,等. 现代行波测距技术及其应用 [J]. 电力系统自动化, 2001, 25(23): 62-65.
- [3] 覃剑,陈祥训,郑建超. 行波在输电线上传播的色散研究 [J]. 中国电机工程学报, 1999, 19(9): 27-30.
- [4] 葛耀中. 新型继电保护与故障测距原理与技术 [M]. 西安:西安交通大学出版社, 1998.
- [5] 李俊,范春菊. 基于小波分析的电力电缆行波故障测距

[J]. 继电器, 2005, 33(14): 15-18.

- [6] 何正友,钱清泉. 电力系统暂态信号的小波分析方法及其应用 (一)小波变换在电力系统暂态信号分析中的应用综述 [J]. 电力系统及其自动化学报, 2002, 14(4): 1-5.
- [7] 王 征. 小波分析检测线缆故障的应用研究 [J]. 高电压技术, 2007, 33(5): 155-157.

作者简介:

古树平 (1986), 男, 硕士, 主要从事电力系统故障暂态信号检测的研究;

陈奇志 (1970), 女, 副教授、高级工程师, 长期从事变电站自动化系统通信的研究;

谢 建 (1985), 男, 硕士, 主要从事现代信号处理技术的研究。 (收稿日期: 2010-05-05)