

一种基于双端电压相量测量的故障测距新算法

宋振红¹, 张 举¹, 唐 杰²

(1. 华北电力大学 电气工程学院, 河北 保定 071003; 2. 保定供电公司, 河北 保定 071000)

摘要: 基于测距方法的研究, 提出了一种仅利用线路两端电压相量实现测距的新方法, 根据故障后各节点组成的电压变化量矩阵方程求得故障距离。采用全球定位系统(GPS)提供的时间为基准, 利用同步相量测量单元(PMU), 对电力系统不同节点电压基波相量进行同步测量, 借此技术可以解决高压输电线路两端相量测量的同步问题, 同步精度可达 $1\ \mu\text{s}$, 能够满足实际电力系统故障测距精度的要求。由于仅利用电压相量进行测距, 消除了由于电流互感器饱和所带来的测距误差, 并且可以应用于对称和不对称高压输电线路中。仿真结果表明该方法增强了双端测距的灵活性, 测距精度高, 并且避免了由电流互感器饱和所造成的测距误差。

关键词: 节点阻抗矩阵; 故障测距; 同步相量测量; EMTF

中图分类号: TM 711

文献标识码: A

文章编号: 1006-6047(2006)06-0027-03

0 引言

电力系统中的故障大多是输电线路故障, 因而故障发生后及时、准确地确定故障点位置、迅速找出故障点进行维护或事故抢修, 可以提高电网的利用率和安全可靠。因此, 故障测距算法是一个非常值得研究的问题。文献[1]提出了利用线路一端的电压、电流量进行测距的单端测距方法; 文献[2-5]提出了利用两端电压、电流量实现测距, 其中文献[2-3]都考虑了消除非同步测量所带来的测距误差, 文献[4]提出了通过求解线路相量模型方程式求解故障距离的方法, 文献[5]则将算法建立在时域模型基础上; 文献[6]提出了利用故障前后线路一端的电流相量实现测距的算法, 文献[7]将时域方程转换成频域方程, 然后利用人工神经网络进行测距。以上所有方法都是基于利用电流相量进行测距的。由于故障电流很大时, 电流互感器极易达到饱和, 导致数据波形发生变形, 从而不能正确反映故障电流, 使测距精度受到影响。文献[8]提出了一种利用输电线路两端电压量实现测距的方法, 可以有效避免由于电流互感器饱和带来的测距误差, 但是该方法必须要求是对称线路, 因此在实际应用中测距精度较低。

一般情况下, 输电线路阻抗参数矩阵是已知的, 本文提出了一种基于线路两端故障电压的测距新算法。此算法只利用电压相量进行测距, 因此减少了电流互感器因各种原因而达到饱和时所造成的测距误差, 而且可以应用到对称和不对称输电线路中, 仿真表明此方法稳定可靠, 满足实用要求。

1 测距原理

图 1 为输电线路故障示意图。

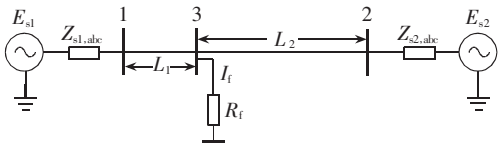


图 1 输电线路故障示意图

Fig.1 Transmission line with a fault

设两端各相系统阻抗分别为 $Z_{s1,abc}$ 、 $Z_{s2,abc}$, 线路长度为 L , L_1 和 L_2 分别为故障点距离系统两端的距离, 输电线路阻抗矩阵为

$$\mathbf{Z}_{abc} = \begin{bmatrix} Z_{aa} & Z_{ab} & Z_{ac} \\ Z_{ba} & Z_{bb} & Z_{bc} \\ Z_{ca} & Z_{cb} & Z_{cc} \end{bmatrix} \quad (1)$$

因此, 对于一个三相系统, 输电线路任意两节点都将产生一个 6×6 的导纳(阻抗)矩阵为

$$\mathbf{Y} = \begin{bmatrix} \mathbf{Y}_{11} & \mathbf{Y}_{12} \\ \mathbf{Y}_{21} & \mathbf{Y}_{22} \end{bmatrix} \quad (2)$$

其中每一个元素都是 3×3 阻抗矩阵。

如图 1 所示, 设节点 3 处发生故障, 则故障后 3 个节点电压变化量为

$$\begin{bmatrix} \Delta u_1 \\ \Delta u_2 \\ \Delta u_3 \end{bmatrix} = \mathbf{Z} \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ I_{f,abc} \end{bmatrix} \quad (3)$$

由此可得:

$$\begin{bmatrix} 0 \\ 0 \\ I_{f,abc} \end{bmatrix} = \mathbf{Y} \begin{bmatrix} \Delta u_1 \\ \Delta u_2 \\ \Delta u_3 \end{bmatrix} \quad (4)$$

节点 3 处的节点导纳矩阵为

$$\mathbf{Y} = \begin{bmatrix} Y'_{11} & Y'_{12} & Y'_{13} \\ Y'_{21} & Y'_{22} & Y'_{23} \\ Y'_{31} & Y'_{32} & Y'_{33} \end{bmatrix} \quad (5)$$

$$Y'_{11}=Y_{11}-y_{abc}/L+y_{abc}/L_1 \tag{6}$$

$$Y'_{12}=Y'_{21}=[0] \tag{7}$$

$$Y'_{13}=Y'_{31}=-y_{abc}/L_1 \tag{8}$$

$$Y'_{22}=Y_{22}-y_{abc}/L+y_{abc}/L_2 \tag{9}$$

$$Y'_{23}=Y'_{32}=-y_{abc}/L_2 \tag{10}$$

$$Y'_{33}=y_{abc}/L_1+y_{abc}/L_2+Y_{f,abc} \tag{11}$$

将式(6)~(11)代入式(4)可得:

$$\begin{aligned} [0] &= (Y_{11}-y_{abc}/L)\Delta u_1 + \\ &\quad (y_{abc}/L_1)\Delta u_1 - (y_{abc}/L_1)\Delta u_3 \end{aligned} \tag{12}$$

$$\begin{aligned} [0] &= (Y_{22}-y_{abc}/L)\Delta u_2 + \\ &\quad (y_{abc}/L_2)\Delta u_2 - (y_{abc}/L_2)\Delta u_3 \end{aligned} \tag{13}$$

$$L=L_1+L_2 \tag{14}$$

利用双端同步相量测量技术进行测量,线路两端同一时刻电压很容易测得,由此可以得到故障前、后节点 1、2 电压变化量 Δu_1 、 Δu_2 ,因此,方程式(12)(13)中,只有 Δu_3 、 L_1 、 L_2 未知,整理得:

$$\Delta u_1/L_1 - \Delta u_3/L_1 = Z_{abc}(y_{abc}/L - Y_{11})\Delta u_1 = P \tag{15}$$

$$\Delta u_2/L_2 - \Delta u_3/L_2 = Z_{abc}(y_{abc}/L - Y_{22})\Delta u_2 = Q \tag{16}$$

假设输电线路 a 相发生单相接地故障,根据式(12)~(16)可得:

$$L_1 = \frac{|\Delta u_1 - \Delta u_2 + LQ_a|}{|P_a + Q_a|} \tag{17}$$

根据式(17)从而实现故障测距。

2 线路两端电压相量测量

为提高测距精度,本文采用全球定位系统(GPS)提供的时间为基准,利用同步相量测量单元(PMU),对电力系统不同节点电压基波相量进行同步测量,借此技术可以解决高压输电线路两端相量测量的同步问题,而且同步精度可达 1 μ s,能够满足实际电力系统的精度要求,提高故障测距精度。

3 数据滤波

故障发生后,故障电压中除了工频电压以外,还存在着大量的高次谐波分量,因为算法采用的是基于工频电压量的测距算法,所以在进行测距之前,首先要对采集到的故障信息进行滤波,为了提高测距精度,本文采用了傅氏算法加前置带通滤波器对数据进行滤波,滤波以后的数据基本上只含有基频分量。

4 仿真结果及分析

选用一典型输电线路模型,输电线路电压为 500 kV,线路长度 400 km,对该算法进行了仿真计算,通过仿真验证了该方法的有效性。

4.1 线路模型

采用图 2 所示的输电线路模型,其中线路参数为

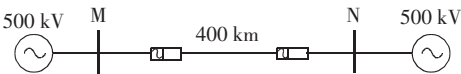


图 2 仿真线路模型

Fig.2 Simulation line model

$Z_{11}=0.55+j21.1, Z_{10}=0.57+j16.9; Z_1=0.0256+j0.326,$
 $C_1=0.0135\mu\text{F}/\text{km}; Z_0=0.375+j1.41, C_0=0.00857$
 $\mu\text{F}/\text{km}; Z_{r1}=0.93+j22.6, Z_{r0}=2.44+j27.1$ (阻抗为标么值)。仿真过程中,在故障点两侧,输电线路均采用 Π 型等值电路,如图 3 所示。

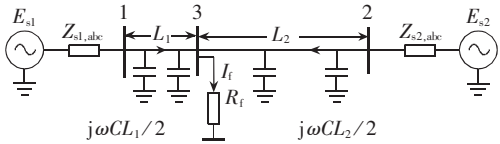


图 3 故障后输电线路 Π 型等值电路

Fig.3 Π equivalent circuit of transmission line with fault

4.2 仿真结果及分析

定义故障测距误差:

$$e_{rr} \% = \frac{|\text{实际故障距离} - \text{测得故障距离}|}{\text{输电线路总长度}} \times 100 \%$$

表 1 给出了 A 相单相接地,距离 E_{s1} 侧不同距离发生故障时,计算得到的故障距离及其测距误差;表 2 给出了在不同过渡电阻的情况下,测得故障距离和测距误差;表 3 给出了在不同的故障类型情况下的仿真结果。

表 1 不同故障点的测距结果和测距误差(A 相)

Tab.1 Fault locating results and errors at different fault point(phase A)

l/km	l'/km	$e_{rr}/\%$
50	49.144	0.214
100	99.470	0.133
200	200.117	0.030
300	300.163	0.041

注: l 为实际故障距离, l' 为计算故障距离, e_{rr} 为测距误差;下同。

表 2 不同过渡电阻情况下的测距结果和测距误差(A 相接地)

Tab.2 Fault locating results and errors with different transition resistances (phase A to ground)

R_G/Ω	l/km	l'/km	$e_{rr}/\%$
10	150	149.624	0.094
30	150	149.588	0.103
50	150	150.468	0.117
100	150	149.379	0.153

注: R_G 为故障过渡电阻。

表 3 不同故障类型下测距结果和测距误差

Tab.3 Fault locating results and errors under different fault types

故障类型	l/km	l'/km	$e_{rr}/\%$
A-G	300	300.163	0.041
BC-G	300	300.119	0.031
BC	300	299.862	0.035
ABC	300	300.041	0.011

由表可见,利用两端电压相量测量故障距离的方法测距精度较高,受故障点位置、故障类型影响不大,

能够满足测距精度要求。相对而言,测距精度受故障过渡电阻的影响较大,随着过渡电阻的增大测距误差有所增大,造成测距误差的原因是多方面的。因为此算法在故障点两侧利用了双 π 型等值电路进行分析计算,并将过渡电阻看作是纯电阻而忽略了电容部分,使得测距存在误差;另外,系统的参数误差也导致了测距结果有误差。线路参数采用的是运行单位所提供的理想数据,但实际线路参数与系统运行方式有关,存在不确定性,使测距产生误差^[9];电力系统的实际运行方式不断变化,所给定的系统阻抗很难与故障时的实际情况相一致,也会给测距方法带来误差。

此方法采用两端电压相量进行测距,比单端测距方法精度高,而且利用了同步相量测量技术,使得电压同步、减少了误差,最大特点在于其避免了由于电流互感器达到饱和所引起的测距误差,较利用双端电压、电流量实现测距的方法提高了测距精度。

5 结论

输电线路发生故障后,会产生很大的故障电流,其中包含大量的直流分量,由此导致电流互感器饱和,使所测得的电流波形畸变,不能正确反映故障电流,从而给测距带来误差,由电流互感器饱和带来的测距误差可高达 $\pm 5\% \sim \pm 10\%$ 。在输电线路系统参数已知情况下,利用两端电压相量实现测距的方法能避免由于电流互感器饱和而造成的测距误差,该算法增强了双端测距的灵活性,提高了测距精度,几乎不受系统运行方式和故障点位置的影响,另外该算法计算量少、速度快,利用同步相量测量单元实现双端数据的同步,减少了由于双端数据不同步引起的误差,具有较高的测距精度,是故障测距的一种有效方法。

参考文献:

[1] 陈铮,董新洲,罗承沐. 单端工频电气量故障测距算法的鲁棒[J]. 清华大学学报,2003,43(3):310-313,317.
CHEN Zheng,DONG Xin-zhou,LUO Cheng-mu. Robustness of one

-terminal fault location algorithms based on power frequency quality[J]. Journal of Tsinghua University,2003,43(3):310-313,317.
[2] 束洪春,高峰,陈学允,等. 双端不同步采样的高压输电线路故障测距算法研究[J]. 电工技术学报,1997,12(6):43-48,54.
SHU Hong-chun,GAO Feng,CHEN Xue-yun,et al. Studies on fault location algorithms for HV transmission line using both line terminals asynchronous data[J]. Transaction of China Electrotechnical Society,1997,12(6):43-48,54.
[3] 孙立山,陈学允. 使用输电线路双端数据的故障测距研究[J]. 哈尔滨工业大学学报,1999,31(2):58-60.
SUN Li-shan,CHEN Xue-yun. Fault location using transmission line two terminal data[J]. Journal of Harbin Institute of Technology,1999,31(2):58-60.
[4] JIANG J A,YANG J Z,LIN Y H,et al. An adaptive PMU based fault detection/location technique for transmission lines. Part I: theory and algorithms[J]. IEEE Trans on Power Delivery,2000,15(2):486-493.
[5] GOPALAKRISHNAN A,HAMAI D,KEZUNOVIC M,et al. Fault location using the distributed parameter transmission line model[J]. IEEE Trans on Power Delivery,2000,15(4):1169-1174.
[6] DJURIC M,RADOJEVIC Z,TERZIJA V. Distance protection and fault location utilizing only phase current phasors[J]. IEEE Trans on Power Delivery,1998,13(4):1020-1026.
[7] TAWFIK M,MORCOS M. ANN-based techniques for estimating fault location on transmission lines using Prony method[J]. IEEE Trans on Power Delivery,2001,16(2):219-224.
[8] ZAMORA I,MINAMBRES J F,MAZON A J,et al. Fault location on two-terminal transmission lines based on voltages[J]. Proc Inst Elect Eng,1996,143(1):1-6.
[9] 李胜芳,范春菊,郁惟镡. 基于相量测量的输电线路故障测距新算法[J]. 电网技术,2004,28(17):28-32.
LI Sheng-fang,FAN Chun-ju,YU Wei-yong. A new phasor measurement based fault location algorithm for transmission lines[J]. Power System Technology,2004,28(17):28-32.

(责任编辑:柏英武)

作者简介:

宋振红(1979-),女,河北景县人,硕士研究生,主要研究方向为电力系统继电保护及相关领域(E-mail:songzhenhong80@163.com);
张 举(1946-),男,河北蔚县人,教授,从事微机继电保护的的教学与研究工作;
唐 杰(1980-),男,河北保定人,从事微机继电保护工作。

Fault locating based on dual-terminal voltage measurement

SONG Zhen-hong¹,ZHANG Ju¹,TANG Jie²

(1. North China Electric Power University,Baoding 071003,China;
2. Baoding Power Supply Company,Baoding 071000,China)

Abstract: A new fault locating method using only synchronized voltage measurements at both ends of the transmission line is presented based on the analysis of fault locating methods,which determines the fault distance by solving node voltage variation matrix equations after fault. The GPS(Global Position System) is used to provide the reference time and the synchronous PMU (Phasor Measurement Unit) to synchronously measure node voltage fundamental phasors with the precision of 1 μ s,meeting practical requirements of fault locating. Thus synchronized phasor measurements at both ends of the high-voltage transmission line are realized. As only the voltage phasor is needed,the method eliminates the inherent error due to the current transformer saturation. It can be used to both symmetrical and asymmetrical high-voltage transmission lines. Results show that the flexibility and accuracy are improved.

Key words: bus impedance matrix; fault locating; synchronized phasor measurement; EMTP