

DOI: 10.7667/PSPC171460

基于电流极性比较的主动配电网故障定位方法

庞清乐^{1,2}, 刘昱超², 李希年², 孙静², 王深茏²

(1. 青岛理工大学信息与控制工程学院, 山东 青岛 266520; 2. 山东工商学院信息与电子工程学院, 山东 烟台 264005)

摘要: 馈线终端单元在主动配电网发生故障时实现对配电网的主动控制, 需要简单有效的控制算法。因此, 提出了基于电流极性比较的主动配电网故障定位方法。该方法采用馈线终端单元实时检测故障电流, 将电流突变时刻作为故障起始点, 记录故障后半周波数据, 并计算其极性。通过比较相邻检测点故障电流的极性, 实现故障定位。仿真和现场验证结果表明, 该方法在主动配电网发生相间短路故障和单相接地故障时均能实现准确的故障定位。

关键词: 主动配电网; 故障定位; 电流极性比较; 馈线终端单元

Current polarity comparison based fault location for active distribution network

PANG Qingle^{1,2}, LIU Yuchao², LI Xinian², SUN Jing², WANG Shenlong²

(1. School of Information and Control Engineering, Qingdao University of Technology, Qingdao 266520, China;

2. School of Information and Electronic Engineering, Shandong Institute of Business and Technology, Yantai 264005, China)

Abstract: The feeder terminal unit controls the distribution network actively when a fault occurs in the active distribution network, it requires a simple and effective control algorithm. So a fault location method based on current polarity comparison for active distribution network is proposed. In this method, the feeder terminal unit detects fault currents in real time, the abrupt change moment is taken as the fault starting moment. The fault current of half cycle is stored from the fault starting moment and its polarity value is calculated. Fault location is realized by comparing the fault current polarity of adjacent detection points. Simulation and field verification results show that the proposed method can achieve accurate fault location under phase-to-phase short-circuit faults and single-phase-to-ground faults in active distribution network.

This work is supported by National Natural Science Foundation of China (No. 61472227 and No. 61403236), Science and Technology Development Plan of Shandong Provincial Education Department (No. J15LN10), and Yantai Science and Technology Plan (No. 2016ZH055).

Key words: active distribution network; fault location; current polarity comparison; feeder terminal unit

0 引言

随着大量分布式电源(Distributed Generation, DG)接入配电网, 配电网的规划、运行和控制等环节已成为智能配电网的热点问题。能够实现主动规划、主动管理和主动控制等功能的主动配电网技术无疑是解决这些问题的新思路^[1-3]。主动配电网由原来的含单一电源的辐射状网络变成了一个功率与故障电流双向流动的有源网络, 致使传统的保护和控制方法失效。主动配电网在发生故障时要求迅速实

现故障隔离和非故障区域的供电恢复, 而实现故障隔离和供电恢复的前提是快速而准确地故障定位, 因此, 研究主动配电网的快速故障定位具有重要意义。

传统的故障定位方法主要有阻抗法^[4-6]、相位法^[7]、矩阵法^[8]、行波法^[9]和人工智能法^[10-11]等。阻抗法由于配电网的阻抗受环境因素影响较大, 故障定位精度受限。矩阵法仅适用于不含分布式电源的传统配电网, 在主动配电网中失效。文献[12]提出的改进算法虽然适用于含分布式电源的配电网, 但是限制了分布式电源的接入容量。电流相位法虽然适用于含分布式电源的配电网, 但是需要有电压互感器配合, 而配电网馈电线路上一一般不装设电压互感器, 不能应用于主动配电网。文献[13]提出的方

基金项目: 国家自然科学基金项目(61472227, 61403236); 山东省教育厅科技发展规划项目(J15LN10); 烟台市科技计划项目(2016ZH055)

法虽然不需要装设电压互感器，但是计算电流相位时涉及数据同步问题，且计算时间较长。文献[14]提出的方法需要增加全球定位系统 (Global Positioning System, GPS) 进行数据同步，不但增加设备投入，而且故障定位的准确度依赖于数据同步的精度。行波法虽然不受分布式电源的影响，但是行波波头识别较困难。文献[15]提出了基于馈线终端单元 (Feeder Terminal Unit, FTU) 上下游故障波形比较的分布式故障定位方法，但是 FTU 间需要传输一个周波的信号，数据传输量大，故障定位速度较慢，不适用于主动配电网的快速故障定位。为了提高故障定位精度，文献[16]通过对行波进行经验模态分解来识别行波波头，文献[17]利用遗传算法精确计算行波传输速度。但是这些方法计算比较复杂，尚未应用于现场。人工智能法是采用遗传算法、粒子群优化算法和神经网络等智能算法提高故障定位的精度和容错能力，但是不适用于含分布式电源的主动配电网。传统配电网中的 FTU 仅有数据采集的功能，将采集的数据上传至控制中心，由控制中心进行信息处理和智能决策，没有主动控制功能。随着电力大数据的来临，主动配电网控制中心的数据总量持续增长和急速膨胀，无法满足主动配电网故障检测和处理的实时性，要求 FTU 具有主动控制功能，实现故障定位和故障隔离，亟需适用于 FTU 的快速有效的故障定位方法。因此，本文提出了基于电流极性比较的主动配电网故障定位方法。

1 基于电流极性比较的故障定位原理

1.1 主动配电网的馈线结构

典型的主动配电网馈线如图 1 所示。馈线始端为断路器，其他节点处装设有分段开关或联络开关，正常运行时，分段开关处于闭合状态，联络开关处于断开状态，有些节点处接有分布式电源。每个开关处均装设 FTU，FTU 之间通过信息交互，实现主动配电网的故障定位、故障隔离和供电恢复。

1.2 故障电流分析

配电网故障主要有：三相短路故障、两相短路故障和单相接地故障。其中，三相短路故障和两相短路故障属于相间短路故障；单相接地故障分为小电流接地故障和大电流接地故障。我国配电网主要采用中性点不接地和中性点经消弧线圈接地方式，单相接地故障属于小电流接地故障；个别城市配电网采用低电阻接地方式，单相接地故障属于大电流接地故障。主动配电网的馈线路上含有分布式电源，发生故障后，如果分布式电源的容量比较大，故障点两侧的 FTU 都能检测到故障电流，导致传统

故障定位方法失效。为了实现对主动配电网的故障定位，下面对主动配电网的故障电流进行分析。

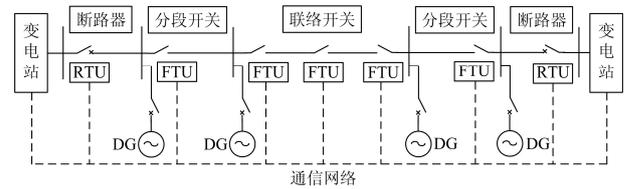


图 1 主动配电网的馈线路路

Fig. 1 Feeder of active distribution network

主动配电网的一条馈线如图 2 所示。在 k_1 点发生三相短路、AB 两相短路时，馈线上各 FTU 检测到的 A 相电流经滤波后波形分别如图 3(a)和图 3 (b) 所示；小电流接地系统发生 A 相接地故障时，各 FTU 检测到零序电流经滤波后波形如图 3(c)所示；大电流接地系统发生 A 相接地短路时各 FTU 检测到的 A 相电流经滤波后波形图 3(d)所示。由图可知，故障点上游的故障电流 $i_{1a}^{(3)}$ 和 $i_{2a}^{(3)}$ 、 $i_{1a}^{(2)}$ 和 $i_{2a}^{(2)}$ 、 $i_{1a}^{(1)}$ 和 $i_{2a}^{(1)}$ 、 i_{10} 和 i_{20} 在故障起始阶段电流的极性相同，而故障区段两侧电流 $i_{3a}^{(3)}$ 和 $i_{3a}^{(3)}$ 、 $i_{2a}^{(2)}$ 和 $i_{3a}^{(2)}$ 、 $i_{2a}^{(1)}$ 和 $i_{3a}^{(1)}$ 、 i_{20} 和 i_{30} 在故障起始阶段的极性相反。虽然电流 $i_{3a}^{(3)}$ 和 $i_{4a}^{(3)}$ 、 $i_{4a}^{(2)}$ 和 $i_{4a}^{(2)}$ 、 $i_{4a}^{(1)}$ 和 $i_{4a}^{(1)}$ 在故障起始阶段的极性也相反，但是由于电流 $i_{4a}^{(3)}$ 、 $i_{4a}^{(2)}$ 和 $i_{4a}^{(1)}$ 的幅值比较小，不是故障电流，不参与极性比较。因此，通过比较相邻 FTU 检测到的故障电流起始阶段的极性能够确定故障所在区段，实现故障定位。

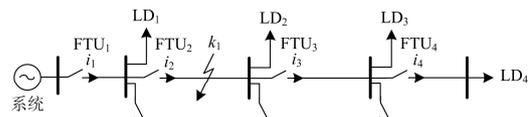


图 2 含分布式电源的馈线路路

Fig. 2 Feeder with distributed generation

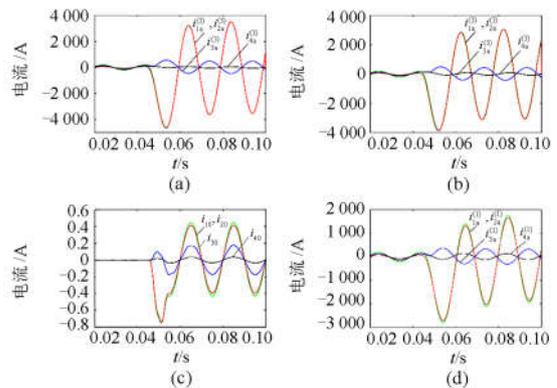


图 3 短路故障电流

Fig. 3 Short circuit fault current

1.3 基于电流极性比较的故障定位原理

传统的电流极性比较方法是通过快速傅里叶变换(Fast Fourier Transformation, FFT)计算一个周波电流信号的相位, 再进行相位比较。由于需要采集至少一个周波的电流信号, 且计算复杂、要求数据同步, 不利于 FTU 实现快速故障定位。

为了实现快速故障定位, 取故障后半周波的电流信号。定义极性值为半个周波内采样值的正值或负值个数。根据极性值判断故障电流的极性, 检测点故障电流的极性定义如下:

$$PO = \begin{cases} \geq 0, & \text{正极} \\ < 0, & \text{负极} \end{cases} \quad (1)$$

$$PO = \begin{cases} \sum_{k=1}^M \text{sign}(i(k)), \text{sign}(i(M) \cdot i(M+1)) \leq 0, M \in [1, N] \\ \sum_{k=1}^N \text{sign}(i(k)), \text{sign}(i(m) \cdot (i(m+1))) = 1, \forall m \in [1, N] \end{cases} \quad (2)$$

$$\text{sign}(i(k)) = \begin{cases} 1, & i(k) > 0 \\ 0, & i(k) = 0 \\ -1, & i(k) < 0 \end{cases} \quad (3)$$

式中: PO 为检测点的极性值, 若检测点未检测到故障电流, 则 $PO=0$; $\text{sign}(x)$ 为符号函数; $i(k)$ 为故障电流的第 k 个采样值; M 为故障电流在半个周波内穿越零点的起始采样点序号; N 为半个周波的采样点数。

根据上下游 FTU 检测到的故障电流的极性值差判断该区段是否发生故障。上下游检测点极性值差定义为

$$DI = PO_{\text{up}} - PO_{\text{down}} \quad (4)$$

式中: DI 为上下游检测点极性值差; PO_{up} 、 PO_{down} 分别为上游检测点和下游检测点的极性值。

若上下游检测点的故障电流极性值差满足如下判据, 则该区段为故障区段; 否则为非故障区段。

$$|DI| \geq k_{\text{rel}} T_h \quad (5)$$

式中: T_h 为阈值, 当故障电流在半个周波内不穿越零点时, $T_h=N$, 当故障电流在半个周波内穿越零点时, $T_h=M$, 若两相邻检测点的半个周波故障电流均存在过零点, 分别为 M_1 和 M_2 , 则 $M=\min(M_1, M_2)$; k_{rel} 为可靠系数, 为了避免故障电流的半个周波内存在过零点且与相邻检测点的故障电流不同步或 $PO=0$ 时的错判, 一般取 $k_{\text{rel}}=0.5\sim 0.8$ 。

1.4 故障定位启动判据

只有在故障发生时, 才能启动故障定位程序。传统的故障定位启动判据是判断电流信号的有效值是否发生越限, 需要计算一个周波电流信号的有效

值, 故障检测时间大于 20 ms, 导致故障定位时间较长。因此, 为了实现快速故障定位, 采用电流突变量作为启动判据。

FTU 实时检测相电流和零序电流, 通过比较连续三个采样值的变化量来判断配电网是否发生了故障。对于相电流的故障定位启动判据为: 连续三个采样值的变化量均满足如下条件。

$$\begin{cases} |i_p(k) - i_p(k-2N)| \geq K_{\text{ep}} I_p \\ |i_p(k) - i_p(k-2N)| \geq K_{\text{ip}} |i_p(k-2N)| \end{cases} \quad (6)$$

式中: $i_p(k)$ 为第 k 个采样点的相电流瞬时值; $i_p(k-2N)$ 为第 k 个采样点在一个周波前的相电流瞬时值, 一个周波的采样点数为 $2N$; I_p 为系统无故障时相电流的有效值; K_{ep} 为相电流限制系数, 为了避免正常相电流幅值较小且存在干扰时引起的误启动, 在考虑故障启动灵敏度的前提下, 当相电流采样值变化量大于 0.2~0.4 倍无故障相电流有效值时, 判定可能发生短路故障, 即取 $K_{\text{ep}}=0.2\sim 0.4$; K_{ip} 为相电流比例系数, 为了避免正常相电流比较大且负荷变化比较显著时引起的误启动, 只有相电流变化的速度较快时才可能发生短路故障, 相电流当前采样值与一个周波前采样值之差大于一个周波前采样值的 2~4 倍时, 判定可能发生短路故障, 即取 $K_{\text{ip}}=2\sim 4$ 。

对于零序电流的故障定位启动判据为: 连续三个采样值的变化量均满足如下条件。

$$\begin{cases} |i_0(k) - i_0(k-2N)| \geq K_{\text{e0}} I_{\text{un}} \\ |i_0(k) - i_0(k-2N)| \geq K_{\text{i0}} |i_0(k-2N)| \end{cases} \quad (7)$$

式中: $i_0(k)$ 为第 k 个采样点的零序电流瞬时值; $i_0(k-2N)$ 为第 k 个采样点在一个周波前的零序电流瞬时值; I_{un} 为系统无故障时不平衡电流的有效值; K_{e0} 为零序电流限制系数, 为了避免正常零序电流幅值较小且存在干扰时引起的误启动, 在考虑故障启动灵敏度的前提下, 在零序电流采样值变化量大于 0.2~0.4 倍不平衡电流有效值时, 判定可能发生单相故障, 即取 $K_{\text{e0}}=0.2\sim 0.4$; K_{i0} 为零序电流比例系数, 为了避免正常零序电流比较大且负荷变化比较显著时引起的误启动, 只有零序电流变化的速度较快时才可能发生单相故障, 零序电流当前采样值与一个周波前采样值之差大于一个周波前采样值的 2~4 倍时, 判定可能发生单相接地故障, 即取 $K_{\text{i0}}=2\sim 4$ 。

当满足上述启动判据时, FTU 将第 k 个检测点作为故障起始点, 记录故障后半周波的故障电流信号。相邻 FTU 根据半个周波的电流信号利用式(1)一式(5)实现基于电流极性比较的故障定位。

为了避免干扰信号误启动故障定位, 对采集的半个周波故障电流信号进行校验, 如果满足了以下

条件, 则确定发生了故障, 进行故障电流极性比较。

$$\begin{cases} I_{kp} \geq K_{ckp} I_p \\ I_{kp} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N i_p^2(k)} \end{cases} \quad (8)$$

$$\begin{cases} I_{k0} \geq K_{ck0} I_{un} \\ I_{k0} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N i_0^2(k)} \end{cases} \quad (9)$$

式中: I_{kp} 为根据半个周波故障相电流计算的相电流有效值; I_p 为系统无故障时的相电流有效值; K_{ckp} 为相电流故障的可靠系数, 为了避免将负荷增加引起的较大相电流误判为故障电流, 仅将大于 2~3 倍正常相电流的电流判断为故障电流, 即取 $K_{ckp}=2\sim3$; $i_p(k)$ 为故障相第 k 个检测点的相电流瞬时值; N 为半个周波的采样点数; I_{k0} 为根据半个周波故障零序电流计算的零序电流有效值; I_{un} 为系统无故障时不平衡电流的有效值; K_{ck0} 为零序电流故障的可靠系数, 为了避免将不平衡电流误判为故障零序电流, 仅将大于 2~3 倍不平衡电流的零序电流判断为故障零序电流, 即取 $K_{ck0}=2\sim3$; $i_0(k)$ 为第 k 个检测点的零序电流瞬时值。

1.5 故障定位算法过程

故障定位算法流程图如图 4 所示。具体算法如下所述。

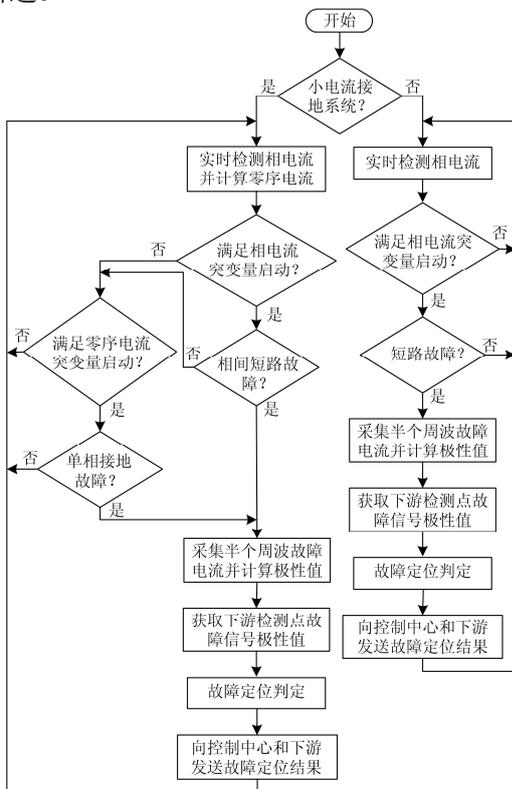


图 4 故障定位算法流程图

Fig. 4 Flowchart of fault location algorithm

1) 首先判断系统是小电流接地系统还是大电流接地系统, 如果是小电流接地系统, 则执行如下操作:

(a) 实时检测各相电流并计算零序电流。

(b) 根据式(6)判断是否发生了相间短路故障, 如果是, 顺序执行如下操作; 否则, 转至步骤(d)。

(c) 根据式(8)确定是否真正发生了相间短路故障, 如果是, 则转至步骤(f); 否则, 执行如下操作。

(d) 根据式(7)判断是否发生了小电流接地故障, 如果是, 顺序执行如下操作; 否则, 返回步骤(a)。

(e) 根据式(9)确定是否真正发生了小电流接地故障, 如果是, 顺序执行如下操作; 否则, 返回步骤(a)。

(f) 采集半个周波的故障电流信号并计算其极性值。

(g) 获取下游检测点的故障电流信号极性值, 若不存在下游检测点, 则下游检测点的极性值设为 0。若检测点未检测到故障电流, 则其极性值设为 0。

(h) 根据式(5)判断是否满足故障定位条件, 同时接收上游检测点的故障定位结果。如果本检测点满足故障定位条件且上游检测点不满足故障定位条件, 则故障点位于本检测点与下游检测点之间; 如果本检测点满足故障定位条件且上游检测点也满足故障定位条件, 则故障点不在本检测点的下游。

(i) 将本检测点故障定位结果上报控制中心并下传至下游检测点。

2) 如果系统是大电流接地系统, 则执行如下操作:

(a) 实时检测各相电流。

(b) 根据式(6)判断是否发生了短路故障, 如果是, 顺序执行如下操作; 否则, 返回步骤(a)。

(c) 根据式(8)确定是否真正发生了短路故障, 如果是, 顺序执行如下操作; 否则, 返回步骤(a)。

(d)~(g)同 1)中的(f)~(i)。

1.6 故障定位容错算法

1.6.1 故障定位可信度

在配电网发生故障时, 由于故障类型、电网结构和接地电阻等因素不同, 导致故障电流的幅值、谐波成分不同, 所以, 根据故障电流极性比较实现故障定位的可信度不同。当可信度不高时, 应借助相邻 FTU 的故障电流信息进行容错处理。

若检测到的故障电流幅值越大, 则根据式(2)计算故障电流极性值的可信度越高, 定义故障相电流极性值可信度函数 F_{Ap} 如下:

$$F_{Ap} = \begin{cases} 0 & , I_{kp} < K_{ekp} I_p \\ \frac{I_{kp} - K_{ekp} I_p}{2(6 - K_{ekp}) I_p} & , K_{ekp} I_p \leq I_{kp} < K_{crkp} I_p \\ 1 & , I_{kp} \geq K_{crkp} I_p \end{cases} \quad (10)$$

式中, K_{crkp} 为故障相电流极性值可信系数, 当故障相电流幅值达到正常负荷电流幅值的 5~7 倍时, 故障电流不易受干扰因素影响, 计算的故障电流极性值可信度为 1, 即取 $K_{crkp}=5\sim 7$ 。

定义故障零序电流极性可信度函数 F_{A0} 为

$$F_{A0} = \begin{cases} 0 & , I_{k0} < K_{ek0} I_{un} \\ \frac{I_{k0} - K_{ek0} I_{un}}{2(6 - K_{ek0}) I_{un}} & , K_{ek0} I_{un} \leq I_{k0} < K_{crk0} I_{un} \\ 1 & , I_{k0} \geq K_{crk0} I_{un} \end{cases} \quad (11)$$

式中, K_{crk0} 为故障零序电流极性值可信系数, 当故障零序电流幅值达到不平衡电流幅值的 5~7 倍时, 故障零序电流不易受干扰因素影响, 计算的故障零序电流极性值可信度为 1, 即取 $K_{crk0}=5\sim 7$ 。

相邻检测点极性值差越大, 比较的结果越可靠, 定义极性比较可信度函数 F_p 如下:

$$F_p = \begin{cases} 0 & , |DI| < k_{rel} N \\ \frac{|DI| - k_{rel} N}{2(2 - k_{rel}) N} & , k_{rel} N \leq |DI| < K_{crd} N \\ 1 & , |DI| \geq K_{crd} N \end{cases} \quad (12)$$

式中, K_{crd} 为极性值差可信系数, 当相邻检测点极性值差达到 1.5~3 倍的半周波采用点数时, 两检测点之间为存在故障的可信度为 1, 即取 $K_{crd}=1.5\sim 3$ 。

定义故障定位的可信度函数 F 为

$$F = F_{A-down} + F_p \quad (13)$$

林中: F_{A-down} 为下游检测点的极性值可信度函数; F_p 为本检测点的极性比较可信度函数。

当可信度函数值大于 0.5 时, 则可信度较高, 利用故障电流极性比较方法所确定的故障区段非常可靠, 不需要其他辅助方法; 否则, 需进行容错处理。

1.6.2 故障定位容错算法

当可信度函数值较小时, 进行如下故障定位容错处理: 将下游可信度函数值较小的 FTU 忽略, 重新进行故障定位。下面以图 2 为例对容错算法进行说明。假设故障位置在 FTU₂ 和 FTU₃ 之间, 下游 FTU₃ 计算的故障定位可信度函数值较小(小于 0.5), 则上游 FTU₂ 忽略 FTU₃, 将 FTU₄ 作为其下游终端单元, 并向 FTU₄ 发出召唤命令, 接收 FTU₄ 发送的极性值, 执行故障电流极性比较故障定位算法, 如

果满足故障定位的条件且可信度函数值较大(大于 0.5), 则判定故障位置在 FTU₂ 和 FTU₄ 之间; 如果不满足故障定位的条件或满足故障定位条件但可信度函数值较小(小于 0.5)或 FTU₄ 未检测到故障电流, 则判定故障位于 FTU₂ 和 FTU₃ 之间。

2 仿真及现场验证

2.1 仿真模型

主动配电网的仿真模型如图 5 所示。该系统含有 6 条馈电线路, 采用中性点经消弧线圈接地方式。馈电线路的正序阻抗为 $Z_1=(0.17+j0.38) \Omega/\text{km}$, 正序对地导纳为 $b_1=j3.045 \mu\text{s}/\text{km}$, 零序阻抗为 $Z_0=(0.23+j1.72) \Omega/\text{km}$, 零序对地导纳为 $b_0=j1.884 \mu\text{s}/\text{km}$, 线路长度为 $L_1=3 \text{ km}$, $L_2=6 \text{ km}$, $L_3=9 \text{ km}$, $L_4=12 \text{ km}$, $L_5=15 \text{ km}$, $L_6=20 \text{ km}$ 。负载均为三角形联接的负载, 每相负载阻抗为 $Z_L=(67+j50) \Omega$ 。

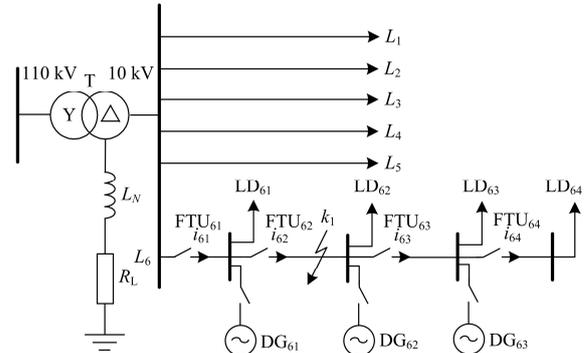


图 5 主动配电网仿真模型

Fig. 5 Simulation model of active distribution network

2.2 仿真实验

针对 k_1 点发生的故障验证以上故障定位方法, 故障类型分别是: 三相短路故障、两相短路故障(AB)、小电流接地系统单相(A 相)接地故障和大电流接地系统单相(A 相)接地故障, 故障初相角均为 0° , 过渡电阻均为 0Ω 。各检测点计算的故障电流极性值差分别如表 1 所示, 表中符号“—”表示该检测点未检测到故障电流不参与极性比较。

对于 k_1 点发生的三相故障, 由表 1 可知, FTU₆₁ 与其下游 FTU₆₂ 的 A 相和 B 相故障电流极性值差均为 0, 取 $T_h=N=64$, $k_{rel}=0.7$, 不满足式(5), 所以 A 相和 B 相在 FTU₆₁ 与 FTU₆₂ 之间不是故障区段; FTU₆₁ 与其下游 FTU₆₂ 的 C 相故障电流极性值差为 5, 取 $T_h=M=37$, 不满足式(5), 所以 C 相在 FTU₆₁ 与 FTU₆₂ 之间也没有故障, 即故障点不在 FTU₆₁ 与 FTU₆₂ 之间。FTU₆₂ 与其下游 FTU₆₃ 的 A 相和 B 相故障电流极性值差分别为 -128 和 128, 取 $T_h=N=64$,

表 1 故障电流极性值差

Table 1 Polarity value difference of fault currents

检测点	三相		小电流接地系 统 A 相接地	大电流接地系 统 A 相接地
	短路	AB 两相 短路		
FTU ₆₁	A 相	0	—	0
	B 相	0	—	—
	C 相	5	—	—
	零序	—	0	—
FTU ₆₂	A 相	-128	—	-128
	B 相	128	—	—
	C 相	-71	—	—
	零序	—	-89	—
FTU ₆₃	A 相	64	—	64
	B 相	-64	—	—
	C 相	29	—	—
	零序	—	25	—

满足式(5),所以 A 相和 B 相在 FTU₆₂ 与 FTU₆₃ 之间是故障区段; FTU₆₂ 与其下游 FTU₆₃ 的 C 相故障电流极性差为-71, 取 $T_h=M=42$, 满足式(5), 所以 C 相在 FTU₆₂ 与 FTU₆₃ 之间也是故障区段, 即三相短路故障点位于 FTU₆₂ 与 FTU₆₃ 之间。由于 FTU₆₄ 没有检测到故障电流, 所以其故障电流极性值为 0。虽然 FTU₆₃ 的 A、B、C 三相的故障电流也分别满足式(5),但是, 由于其上游 FTU₆₂ 已经判断出 FTU₆₃ 上游存在故障, 所以 FTU₆₃ 判定其下游不存在故障。所以, 故障区段位于 FTU₆₂ 与 FTU₆₃ 之间, 发生了三相短路故障, 故障定位结果正确。

对于 k_1 点发生的 AB 两相短路故障, 根据式(5), 利用类似上述故障定位判定方法, FTU₆₂ 判断出在其下游 FTU₆₂ 与 FTU₆₃ 之间存在 AB 两相故障, FTU₆₂ 将其故障定位结果发生给 FTU₆₃, 将 FTU₆₃ 的故障定位结果取消。最终判断故障区段位于 FTU₆₂ 与 FTU₆₃ 之间, 发生了两相短路故障, 故障定位结果正确。

对于小电流接地系统在 k_1 点发生的单相接地故障, 根据式(5), 利用类似上述故障定位判定方法, FTU₆₂ 判断出在其下游 FTU₆₂ 与 FTU₆₃ 之间存在单相接地故障, FTU₆₂ 将其故障定位结果发生给 FTU₆₃, 将 FTU₆₃ 的故障定位结果取消。最终判断故障区段位于 FTU₆₂ 与 FTU₆₃ 之间, 发生了单相接地故障, 故障定位结果正确。

对于大电流接地系统在 k_1 点发生的 A 相接地故障, 根据式(5), 利用类似上述故障定位判定方法, FTU₆₂ 判断出在其下游 FTU₆₂ 与 FTU₆₃ 之间存在 A 相短路故障, FTU₆₂ 将其故障定位结果发生给 FTU₆₃, 将 FTU₆₃ 的故障定位结果取消。最终判断故障区段位于 FTU₆₂ 与 FTU₆₃ 之间, 发生了单相接

地短路故障, 故障定位结果正确。

小电流接地故障易受故障初相角和过渡电阻的影响而引起误判。因此, 为了验证本故障定位方法的适应性, 分别针对故障初相角为 0° 、 45° 和 90° , 过渡电阻分别为 5Ω 、 20Ω 、 200Ω 和 1000Ω , 故障点位于 FTU₆₂ 与 FTU₆₃ 之间的小电流接地故障对本算法进行仿真验证, 各检测点计算的故障电流极性值差分别如表 2 所示。

表 2 小电流接地故障电流极性值差

Table 2 Polarity value difference of fault currents for

small current grounding fault

初相角/ $^\circ$	过渡电阻/ Ω	故障零序电流极性值差			
		FTU ₆₁	FTU ₆₂	FTU ₆₃	FTU ₆₄
0	5	-1	63	—	—
	20	-1	63	—	—
	200	0	59	—	—
	1000	2	48	—	—
45	5	-1	13	—	—
	20	-2	14	—	—
	200	0	12	—	—
	1000	0	10	—	—
90	5	0	-64	—	—
	20	0	-64	—	—
	200	0	-64	—	—
	1000	0	-64	—	—

根据表 2 中的数据 and 式(5)可判定, 故障区段均位于 FTU₆₂ 与 FTU₆₃ 之间, 故障定位结果正确。因此, 本故障定位方法不受故障初相角和过渡电阻的影响。

2.3 现场验证

某变电站的一条馈线 L_{AnDa} 如图 6 所示。馈线始端采用选线装置采集数据, 其他检测点采用 FTU 采集数据。在 2015 年 7 月 2 日在 FTU₂ 和 FTU₃ 之间发生了小电流接地故障, 选线装置、FTU₁ 和 FTU₂ 采集的故障零序电流如图 7 所示。各检测点计算的故障电流极性值差分别如表 3 所示。由于 $M_1=2$, $M_2=3$, $M_3=3$, 因此, $T_{h1}=2$, $T_{h2}=3$, $T_{h3}=3$ 。取 $k_{rel}=0.7$, 根据公式(5), 利用类似上述故障定位判定方法, FTU₂ 判断出在其下游 FTU₂ 与 FTU₃ 之间存在单相接地故障, 故障定位结果正确。

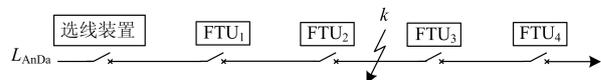


图 6 馈线 L_{AnDa} 的结构

Fig. 6 Structure of feeder L_{AnDa}

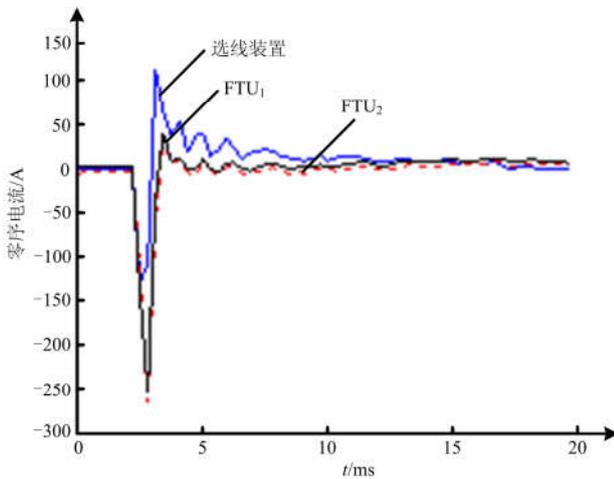


图 7 馈电线路 L_{AnDa} 的零序电流

Fig. 7 Zero sequence current of feeder L_{AnDa}

表 3 故障电流极性值差

Table 3 Polarity value difference of fault currents

检测点	选线装置	FTU ₁	FTU ₂	FTU ₃	FTU ₄
零序电流	1	0	3	0	—

由以上仿真和现场验证结果可知, 基于电流极性比较的故障定位方法对于三相短路故障、两相短路故障、小电流接地故障和大电流接地故障均能实现正确的故障定位。由于故障定位算法是由馈线终端单元实现, 且仅需要采集半个周波的信号, 极性判断方法又非常简单, 所以故障定位用时较短, 适用于主动配电网的快速故障定位。

3 结论

针对主动配电网对故障定位实时性和 FTU 主动参与故障定位的要求, 提出了基于极性比较的主动配电网快速故障定位方法, 设计了故障定位启动判据和基于极性值差的故障定位判据, 实现了适用于 FTU 的快速故障定位。根据检测的故障电流信号特征, 构建了故障定位可信度函数, 提高了本故障定位算法的容错能力。仿真和现场数据验证了本故障定位方法的有效性和实用性。实现本故障定位算法, 需要可靠的通信网络支撑, 保证主站和 FTU 之间可靠信息交互的通信网络尚需进行深入研究。

参考文献

[1] 尤毅, 刘东, 于文鹏, 等. 主动配电网技术及其进展[J]. 电力系统自动化, 2012, 36(18): 10-16.
YOU Yi, LIU Dong, YU Wenpeng, et al. Technology and its trends of active distribution network[J]. Automation of Electric Power Systems, 2012, 36(18): 10-16.

[2] 齐琛, 汪可友, 李国杰, 等. 交直流混合主动配电网的分层分布式优化调度[J]. 中国电机工程学报, 2017, 37(7): 1909-1917.
QI Chen, WANG Keyou, LI Guojie, et al. Hierarchical and distributed optimal scheduling of AC/DC hybrid active distribution network[J]. Proceedings of the CSEE, 2017, 37(7): 1909-1917.

[3] 范忻蓉, 张沛超, 方陈. 辐射型主动配电网的自适应方向保护方案[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(18): 150-155.
FAN Xinrong, ZHANG Peichao, FANG Chen. Adaptive directional protection scheme for radial active distributional network[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(18): 150-155.

[4] 戴志辉, 崇志强, 李川, 等. 基于电压偏差向量 2-范数的主动配电网故障定位新方法[J]. 电力系统自动化, 2015, 39(15): 96-102.
DAI Zhihui, CHONG Zhiqiang, LI Chuan, et al. Fault location method of active distribution networks based on 2-norm of voltage deviation vector[J]. Automation of Electric Power Systems, 2015, 39(15): 96-102.

[5] 郑秀玉, 丁坚勇, 黄娜. 输电线路单端故障定位的阻抗-行波组合法[J]. 电力系统保护与控制, 2010, 38(6): 18-21.
ZHENG Xiuyu, DING Jianyong, HUANG Na. Impedance-traveling wave assembled algorithm of one-terminal fault location for transmission lines[J]. Power System Protection and Control, 2010, 38(6): 18-21.

[6] ROOSTAEE S, THOMAS M S, MEHFUZ S. Experimental studies on impedance based fault location for long transmission lines[J]. Protection and Control of Modern Power Systems, 2017, 2(2): 169-177. DOI: 10.1186/s41601-017-0048-y.

[7] 张利, 杨以涵, 杨秀媛, 等. 移动式比相法配电网接地故障定位研究[J]. 中国电机工程学报, 2009, 29(7): 91-97.
ZHANG Li, YANG Yihan, YANG Xiuyuan, et al. Method of mobile phase-comparison for fault location of distribution network[J]. Proceedings of the CSEE, 2009, 29(7): 91-97.

[8] 黄佳乐, 杨冠鲁. 配电网故障区间定位的改进矩阵算法[J]. 电力系统保护与控制, 2014, 42(11): 41-45.
HUANG Jiale, YANG Guanlu. Modified matrix algorithm for fault section location of distribution network[J]. Power System Protection and Control, 2014, 42(11): 41-45.

[9] 彭浩, 沈兴来, 陈奎, 等. 电缆单端故障测距的阻抗-

行波组合法[J]. 电力系统保护与控制, 2016, 44(23): 111-114.

PENG Hao, SHEN Xinglai, CHEN Kui, et al. Impedance-traveling wave assembled method of cable single-terminal fault location[J]. Power System Protection and Control, 2016, 44(23): 111-114.

[10] 金涛, 李鸿南, 刘对. 基于 BPSOGA 的含风电机组的配电线路故障区段定位[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(6): 27-33.

JIN Tao, LI Hongnan, LIU Dui. Faulty section location based on BPSOGA for distribution line with wind turbine generator[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(6): 27-33.

[11] 束洪春, 董俊, 段锐敏. 基于自然频率的辐射状配电网分层分布式 ANN 故障定位方法[J]. 电力系统自动化, 2014, 38(5): 83-89.

SHU Hongchun, DONG Jun, DUAN Ruimin. A fault location method for radial distribution network with layered and distributed ANN based on natural frequency[J]. Automation of Electric Power Systems, 2014, 38(5): 83-89.

[12] 高孟友, 徐丙垠, 张新慧. 基于故障电流幅值比较的有源配电网故障定位方法[J]. 电力自动化设备, 2015, 35(7): 21-25.

GAO Mengyou, XU Bingyin, ZHANG Xinhui. Fault location based on fault current amplitude comparison for active distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2015, 35(7): 21-25.

[13] 彭春华, 张艳伟. 基于电流正序分量相位比较的主动配电网保护方案[J]. 电力自动化设备, 2016, 36(6): 163-169.

PENG Chunhua, ZHANG Yanwei. Protection scheme based on phase comparison of positive-sequence fault current for active distribution network[J]. Electric Power Automation Equipment, 2016, 36(6): 163-169.

[14] 王晨, 吴俊勇, 图尔荪·依明, 等. 基于无线通信的配电网单相接地故障定位系统及其动模实验[J]. 电网技术, 2014, 38(8): 2280-2285.

WANG Chen, WU Junyong, TUERSUN Yiming, et al. Wireless communication based single-phase earth fault location in distribution network and its dynamic simulation experiment[J]. Power System Technology, 2014, 38(8): 2280-2285.

[15] 孙桂花, 王敬华, 张璇, 等. 分布式智能的小电流接地故障定位方法[J]. 电力系统保护与控制, 2017, 45(16): 72-78.

SUN Guihua, WANG Jinghua, ZHANG Xuan, et al. Small current grounding fault location method of distributed intelligence[J]. Power System Protection and Control, 2017, 45(16): 72-78.

[16] 刘洋, 曹云东, 侯春光. 基于经验模态分解及维格纳威尔分布的电缆双端故障定位算法[J]. 中国电机工程学报, 2015, 35(16): 4086-4093.

LIU Yang, CAO Yundong, HOU Chunguang. The cable two-terminal fault location algorithm based on EMD and WVD[J]. Proceedings of the CSEE, 2015, 35(16): 4086-4093.

[17] 郭宁明, 杨飞, 覃剑, 等. 基于遗传算法及信号谱分析的电网故障定位方法[J]. 电力系统自动化, 2016, 40(15): 79-85.

GUO Ningming, YANG Fei, QIN Jian, et al. Grid fault location method based on genetic algorithm and signal spectrum analysis[J]. Automation of Electric Power Systems, 2016, 40(15): 79-85.

收稿日期: 2017-09-29; 修回日期: 2017-12-12

作者简介:

鹿清乐(1969—), 男, 教授, 硕士生导师, 研究方向为主动配电网故障检测与故障恢复; E-mail: stefam@163.com

刘昱超(1992—), 男, 硕士研究生, 研究方向为主动配电网故障定位; E-mail: liuyuchao123@qq.com

李希年(1982—), 男, 博士, 讲师, 研究方向为智能电网、电能质量分析与控制。E-mail: lixinian@163.com

(编辑 葛艳娜)