

含有限PMU的配电网故障区域在线辨识算法

王彩强¹, 张青¹, 李晨², 黄志勇¹, 梁财源¹, 何思名²

(1. 广东电网有限责任公司云浮供电局, 广东 云浮 527300; 2. 南方电网科学研究院, 广州 510663)

摘要: 为实现有限同步相量测量装置(phasor measurement unit, PMU)布局下的配电网快速故障区域辨识, 研究了一种低PMU数量依赖的配电网故障区域在线辨识算法。提出了PMU布局与区域划分原则, 分析了故障发生前后流入正常区域与故障区域的三相电流变化差异, 利用所采集电流数据构建了多维时空状态监测矩阵, 并定义了基于2-范数的谱范数比值系数, 用于对多维状态监测矩阵降维、量化各区域故障前后的电气状态变化差异, 从而实现快速、准确的配电网故障区域在线辨识。利用IEEE 33节点配电仿真系统以及6节点实际试验平台验证了所提方法的有效性, 仿真结果与实际试验结果表明: 在有限PMU量测信息下所提方法受故障类型、中性点接地方式、过渡电阻影响较小, 具备一定抗噪性; 在通信不满足严格同步等情况下所提方法依然能够快速、准确地完成配电网故障区域在线辨识。

关键词: 配电网; 谱范数; 相量测量装置; 故障区域辨识

Fault Section On-Line Identification Algorithm with Limited PMU for Distribution Network

WANG Caiqiang¹, ZHANG Qing¹, LI Chen², HUANG Zhiyong¹, LIANG Caiyuan¹, HE Siming²

(1. Yunfu Power Supply Bureau of Guangdong Power Grid Co., Ltd., Yunfu, Guangdong 527300, China; 2. Electric Power Research Institute, CSG, Guangzhou 510663, China)

Abstract: In order to realize fast fault section identification in distribution network with limited synchronous phase measurement unit (PMU) layout, an on-line fault section identification algorithm for distribution network with low PMU number dependence is studied. The PMU layout and area division principles are proposed, and the differences in the three-phase current between the normal area and the faulted area before and after the fault occurrence are analyzed. A multi-dimensional spatial and temporal state monitoring matrix is constructed using the collected current data, and a 2-parametric-based spectral parametric ratio coefficient is defined for dimensionality reduction of the multi-dimensional state monitoring matrix to quantify the differences in electrical state changes before and after the fault in each area, so as to achieve fast and accurate on-line fault location in the distribution network. In this paper, the effectiveness of the proposed method is verified by using IEEE 33-node distribution simulation system and 6-node actual test platform. The simulation results and actual test results show that the proposed method is less affected by the fault type, neutral grounding mode, and transition resistance under the limited PMU measurement information, and has certain noise immunity. The proposed method can quickly and accurately identify fault sections in the distribution network even in the case of asynchronous communication.

Key words: distribution network; spectral parametric number; phasor measurement unit (PMU); fault section identification

0 引言

配电系统直接与用户对接是保证供电质量与用

户服务品质、提高电力系统运行效率的关键环节。

由于配电网覆盖范围广、线路众多、拓扑复杂, 因而与输电线路相比, 配电网发生故障几率更

基金项目: 国家自然科学基金资助项目“智能配电网系统源-网-荷形态特征演变分析及协调规划理论”(U1866207); 中国南方电网有限责任公司科技项目(035300KK52210015(GDKJXM20210054))。

Foundation item: Supported by the National Natural Science Foundation of China (U1866207); the Science and Technology Projects of China Southern Power Grid Co., Ltd. (035300KK52210015(GDKJXM20210054)).

大。根据数据显示^[1], 我国用户总停电时间的 88% 是由中低压配电网故障引起的。因此, 实现快速、准确的配电网故障定位, 有效减少故障排查和停电时间, 对提高配电网供电可靠性与稳定性、推动社会经济发展具有重要意义。

目前, 国内外用于配电网故障区域辨识的技术方法主要包括矩阵法与智能优化算法。一方面, 矩阵法主要是通过利用配电网拓扑结构和故障特征建立邻接矩阵, 进而实现故障区域辨识。文献[2]结合图论分析方法和人工智能算法提出了基于拓扑邻接矩阵的配电网故障区段定位方法; 文献[3]通过升维将多点故障区段定位问题转变为系数矩阵高度稀疏的 0-1 整数线性规划问题, 以提高定位结果可靠性。矩阵法在一定程度上提高了故障区域辨识结果可靠性, 但其故障辨识矩阵的建立依赖配电网拓扑结构, 降低了方法实用性。另一方面, 智能优化算法主要包括仿电磁学算法^[4]、遗传算法^[5]、粒子群算法^[6]和蚁群算法^[7], 其不足在于求解复杂问题时容易陷入局部最优解, 使得该类方法有效性存在局限。除此之外, 还有阻抗法^[8-9]、基于电气量测量法^[10-14]和人工智能法^[15-16]等配网区段定位方法。文献[17-18]从波形相似度的角度出发, 利用发生故障时的电流波形特征来确定故障区域, 但该方法只适用于小电流接地系统。文献[19]通过研究输电线路零模电流行波的相频特征和故障点上下游零模电流的相位, 提出了基于零模电流行波故障区段定位方法, 且能适用于高阻接地故障。

近年来, 随着通信技术的不断发展同步相量测量单元 (phasor measurement unit, PMU) 的应用越发广泛^[20-21], 已成为实现电力系统动态监控的重要组成部分。基于 PMU 获得的量测数据为配电网故障定位提供了强大的数据支撑, 很好地满足了实现配电网快速、准确定位故障的需求。文献[22-23]在所有可观节点上配置 PMU, 并采用压缩感知的方法重构电压电流向量, 以达到故障区段定位的目的。文献[24-25]在获取 PMU 量测数据的基础上, 分别利用电流偏差 2-范数、正序电压理论值与实际值的偏差来实现配网故障定位。上述研究虽基于 PMU 数据实现了配电网故障区域辨识, 但要求配置的 PMU 数量以及所采集待处理数据较多, 考虑到现实中 PMU 的高昂成本以及处理海量数据导致的运算时间延长, 要实现快速、准确且有效降低电

网设备成本的配电网故障在线定位, 仍存在较大困难。

鉴于此, 本文提出了一种有限 PMU 配置下的配电网故障区域在线辨识方法。该方法仅需在电网主干线与分支馈线的线路首末两端配置 PMU, 利用 PMU 采集的故障前后一周期的电流数据计算各区域的谱范数比值系数变化量, 即可根据各区域比值系数变化量完成配电网故障区段定位, 定位速度快、可靠性高。通过 IEEE 33 节点配电仿真系统以及 6 节点实际试验平台, 对所提故障区域辨识方法进行了验证。

1 线路故障前后相电流变化分析

如图 1 所示, 以故障点 F 处发生单相接地故障为例 (为便于分析, 设定 L2 为 F 点上游线路, L3 为 F 点下游线路, 电流的正方向为母线指向线路)。

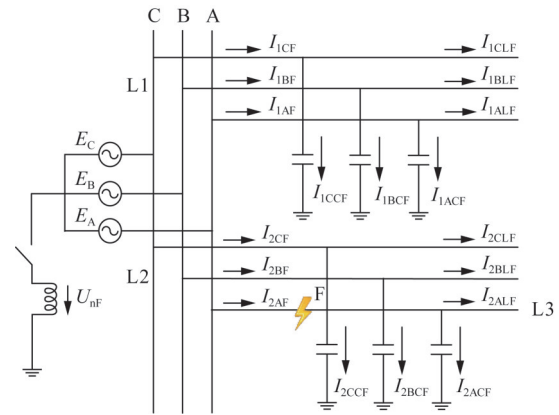


图 1 配电网线路示意图

Fig. 1 Diagram of distribution network lines

故障发生前, 线路 L1、L2、L3 的电流关系满足:

$$\dot{I}_{NP} = \dot{I}_{NPC} + \dot{I}_{NPL} = j\omega C_N (\dot{U}_{nF} + \dot{E}_P) + \dot{I}_{NPL} \quad (1)$$

式中: $\dot{I}_{NP}$ 为线路各相总电流相量; $\dot{I}_{NPC}$ 为各相电容电流相量; $\dot{I}_{NPL}$ 为各相负荷电流相量; ω 为角频率; $\dot{U}_n$ 为中性点经消弧线圈接地或者经小电阻接地时中性点对地电压相量, 当系统为中性点不接地系统时, $\dot{U}_n=0$; $\dot{E}_P$ 为电源相电压相量; C_N 为线路 N 对地电容; 下标 N 为线路编号, $N=1, 2, 3$; 下标 P 为各相线路, $P=A, B, C$ 。

接地故障发生后, 线路 L2_A (表示 L2 的 A 相线路) 中将产生故障电流 I_f , 分析可得:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{2AF} &= \dot{I}_{2ACF} + \dot{I}_{2ALF} - \dot{I}_f \\ &= j\omega C_2 (\dot{U}_{nF} + \dot{E}_A) + \dot{I}_{2ALF} - \dot{I}_f \end{aligned} \quad (2)$$

式中: $\dot{I}_{2AF}$ 为故障后线路 L2 的 A 相总电流相量; $\dot{I}_{2ACF}$ 为故障后 A 相电容电流相量; $\dot{I}_{2ALF}$ 为故障后 A 相负荷电流相量; $\dot{U}_{nF}$ 为故障后中性点对地电压, $\dot{E}_A$ 为电源相电压; C_2 为线路 L2 对地电容。

对于单相接地故障, 故障电流 $\dot{I}_f$ 为中性点电流 $\dot{I}_n$ 与全网对地电容电流 $\dot{I}_{CS}$ 之和。

$$\dot{I}_f = \dot{I}_n + \dot{I}_{CS} \quad (3)$$

对于未流过故障电流 $\dot{I}_f$ 的线路 L1、L2_B、L2_C、L3, 电流关系满足:

$$\begin{aligned} \dot{I}_{NPF} &= \dot{I}_{NPCF} + \dot{I}_{NPLF} \\ &= j\omega C_N (\dot{U}_{nF} + \dot{E}_P) + \dot{I}_{NPLF} \end{aligned} \quad (4)$$

式中: $N=1, 3$ 时, $P=A, B, C$; $N=2$ 时, $P=B, C$; $\dot{I}_{NPF}$ 为故障后各相总电流相量; $\dot{I}_{NPCF}$ 为故障后各相电容电流相量; $\dot{I}_{NPLF}$ 为故障后各相负荷电流相量; $\dot{U}_{nF}$ 为故障后中性点对地电压; $\dot{E}_P$ 为电源相电压; C_N 为线路 N 的对地电容。

结合式(1)–(2), 可获得故障线路 L2_A 在故障发生前后的电流变化量为:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{I}_{2A} &= \dot{I}_{2AF} - \dot{I}_{2A} \\ &= j\omega C_2 (\dot{U}_{nF} - \dot{U}_n) + (\dot{I}_{2ALF} - \dot{I}_{2AL}) - \dot{I}_f \end{aligned} \quad (5)$$

结合式(1)、(4), 可得健全线路 L1、L2_B、L2_C、L3 的电流变化量为:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{I}_{NP} &= \dot{I}_{NPF} - \dot{I}_{NP} \\ &= j\omega C_N (\dot{U}_{nF} - \dot{U}_n) + (\dot{I}_{2NPLF} - \dot{I}_{2NPL}) \end{aligned} \quad (6)$$

发生单相接地故障时, 由于线电压是对称的, 所以负载电流基本不变, 即 $\dot{I}_{NPF} = \dot{I}_{NPL}$ 。结合式(3)和(5), 可以发现, 故障点上游故障相电流的变化量为 $\Delta \dot{I}_{2A} = -(\Delta \dot{I}_{NPCF} + \dot{I}_n)$, 即为健全线路对地电容电流变化量与流经消弧线圈的电流之和, 但相位相反, 而故障点下游故障相电流的变化量为对地电容电流的变化量。

当配电网系统在 F 点发生 B、C 两相故障时, 采用对称分量法进行分析, 可以得到线路 L2_A、L2_B、L2_C 的电流分别为:

$$\begin{cases} \dot{I}_{2BF} = \dot{I}_{fB} + \frac{\dot{U}_{fB}}{Z_d} \\ \dot{I}_{2CF} = \dot{I}_{fC} + \frac{\dot{U}_{fC}}{Z_d} \\ \dot{I}_{2AF} = \frac{\dot{U}_{fA}}{Z_d} \end{cases} \quad (7)$$

式中: $\dot{I}_{2AF}$ 、 $\dot{I}_{2BF}$ 、 $\dot{I}_{2CF}$ 分别为线路 L2 的 A、B、C 三相电流; $\dot{I}_{fB}$ 、 $\dot{I}_{fC}$ 分别为故障点 F 处 B、C 两相的故障电流; $\dot{U}_{fA}$ 、 $\dot{U}_{fB}$ 、 $\dot{U}_{fC}$ 分别为故障点 F 处 A、B、C 三相的故障电压; Z_d 为故障点 F 到线路末端处的等效阻抗。

B、C 两相发生短路故障时, 故障电流如下^[26]。

$$\begin{cases} \dot{I}_{fB} = j\sqrt{3} \dot{I}_{fA(1)} \\ \dot{I}_{fC} = -j\sqrt{3} \dot{I}_{fA(1)} \\ \dot{U}_{fB} = \dot{U}_{fC} = -\frac{\dot{U}_{fA}}{2} \\ \dot{I}_{fA(1)} = \frac{\dot{U}_f^{(0)}}{2Z^{(1)}} \\ \dot{U}_{fA} = 2Z^{(1)} \dot{I}_{fA(1)} \end{cases} \quad (8)$$

式中: $\dot{I}_{fB}$ 、 $\dot{I}_{fC}$ 分别为故障点 F 处 B、C 两相的故障电流; $\dot{U}_{fA}$ 、 $\dot{U}_{fB}$ 、 $\dot{U}_{fC}$ 分别为故障点 F 处 A、B、C 三相的故障电压; $\dot{I}_{fA(1)}$ 为线路 L2 A 相正序电流; $\dot{U}_f^{(0)}$ 为故障点 F 处故障前的电压; $Z^{(1)}$ 为线路中等效正序阻抗之和。

结合式(7)–(8)可得故障后线路 L2_A、L2_B、L2_C 的电流分别为:

$$\begin{cases} \dot{I}_{2BF} = j\frac{\sqrt{3} \dot{U}_f^{(0)}}{2Z^{(1)}} - \frac{\dot{U}_f^{(0)}}{2Z_d} \\ \dot{I}_{2CF} = -j\frac{\sqrt{3} \dot{U}_f^{(0)}}{2Z^{(1)}} - \frac{\dot{U}_f^{(0)}}{2Z_d} \\ \dot{I}_{2AF} = \frac{\dot{U}_f^{(0)}}{Z_d} \end{cases} \quad (9)$$

线路 L3 的 A、B、C 三相故障后的电流分别为:

$$\begin{cases} \dot{I}_{3BF} = \dot{U}_{fB}/Z_d = -\dot{U}_f^{(0)}/2Z_d \\ \dot{I}_{3CF} = \dot{U}_{fC}/Z_d = -\dot{U}_f^{(0)}/2Z_d \\ \dot{I}_{3AF} = \dot{U}_f^{(0)}/Z_d \end{cases} \quad (10)$$

因而, 线路 L2_A、L3_A、L3_B、L3_C 的电流变化量为:

$$\begin{cases} \Delta \dot{I}_{2A} = \Delta \dot{I}_{3A} = 0 \\ \Delta \dot{I}_{3B} = -\frac{\dot{U}_f^{(0)}}{2Z_d} - \frac{\dot{U}_{fB}^{(0)}}{2Z_d} \\ \Delta \dot{I}_{3C} = -\frac{\dot{U}_f^{(0)}}{2Z_d} - \frac{\dot{U}_{fC}^{(0)}}{2Z_d} \end{cases} \quad (11)$$

式中 $\dot{U}_{fB}^{(0)}$ 、 $\dot{U}_{fC}^{(0)}$ 分别为故障点 F 处故障前 B、C 两相的电压。

线路 L2_B、L2_C 的电流变化量为:

$$\Delta \dot{I}_{2B} = j \frac{\sqrt{3} \dot{U}_f^{(0)}}{2Z^{(1)}} - \frac{\dot{U}_f^{(0)}}{2Z_d} - \frac{\dot{U}_{fB}^{(0)}}{Z_d} \quad (12)$$

$$\Delta \dot{I}_{2C} = -j \frac{\sqrt{3} \dot{U}_f^{(0)}}{2Z^{(1)}} - \frac{\dot{U}_f^{(0)}}{2Z_d} - \frac{\dot{U}_{fC}^{(0)}}{Z_d} \quad (13)$$

分析式(10)~(13)可得, 发生两相故障时, 故障点下游故障相的电流大小会减小, 方向与故障前相反, 故障点上游的故障相电流为故障电流与故障点下游的相电流之和。发生三相短路故障时故障点的电压为 0, 因而故障点下游的电流为 0, 而故障点上游的电流为短路电流。

综上所述, 发生故障时故障点上游故障相的电流大于故障点下游故障相的电流。因此, 可利用故障前后线路故障相电流的变化差异, 实现有效的配电网故障辨识。

考虑到现实中 PMU 的高昂成本, 为实现有限 PMU 配置下的配电网故障在线定位, 本文提出如图 2 所示的 PMU 布置与区域划分标准。PMU 布置标准为: 1) 配电网主干线的首、末端节点布置 PMU; 2) 分支馈线的首、末端节点布置 PMU。区域划分标准: 1) 配电网主干线的首端节点与相邻最近的分支馈线首端节点作为区域边界; 2) 分支馈线的首端节点与末端节点作为区域边界; 3) 电网主干线的末端节点与相邻最近的分支馈线首端节点作为区域边界。

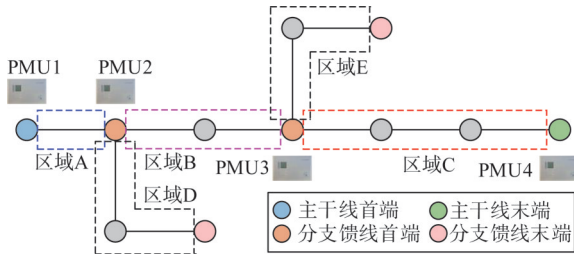


图 2 PMU 布局与区域划分标准示意图

Fig. 2 PMU layout and area division standard diagram

2 故障区域辨识算法

2.1 矩阵 2-范数

对于实矩阵 $A_{m \times n}$, 其矩阵 2-范数定义如式(14)所示。

$$\|A\|_2 = \sqrt{\max(\text{eig}(A^T \times A))} \quad (14)$$

式中: A 为 $m \times n$ 阶矩阵; $\text{eig}(\cdot)$ 为方阵特征值计算函数, $\text{eig}(A^T \times A)$ 表示矩阵 A 的特征向量 $[\lambda_1, \dots,$

$\lambda_i]^T$, λ_i 为第 i 个特征值。

2.2 基于矩阵 2-范数的谱范数比值系数

本文采取 10 ms 的数据窗, 以 PMU 所采集电流数据超过阈值的时刻为故障发生时刻, 取故障发生时刻前后各一个周期的数据进行离散化处理, 可得到故障发生前节点 i 的相电流矩阵为:

$$\begin{cases} I_{iA} = [I_{iA}(1) & I_{iA}(2) & \dots & I_{iA}(M)]^T \\ I_{iB} = [I_{iB}(1) & I_{iB}(2) & \dots & I_{iB}(M)]^T \\ I_{iC} = [I_{iC}(1) & I_{iC}(2) & \dots & I_{iC}(M)]^T \\ I_i = [I_{iA} & I_{iB} & I_{iC}]^T \end{cases} \quad (15)$$

式中: I_i 为故障前节点 i 的三相电流矩阵; I_{iA} 、 I_{iB} 和 I_{iC} 分别为离散后节点 i 的 A、B、C 三相电流; 下标 i 为节点编号, $i=1, 2, \dots, N$, N 为节点数量; $I_{iA}(k)$ 、 $I_{iB}(k)$ 、 $I_{iC}(k)$ 分别为故障发生前节点 i 第 k 个采样点的电流幅值, $k=1, 2, \dots, M$, M 为离散化得到的数据数量。故障发生后一个周期经过离散化后得各节点的电流 I_{iF} 为:

$$\begin{cases} I_{iFA} = [I_{iFA}(1) & I_{iFA}(2) & \dots & I_{iFA}(M)]^T \\ I_{iFB} = [I_{iFB}(1) & I_{iFB}(2) & \dots & I_{iFB}(M)]^T \\ I_{iFC} = [I_{iFC}(1) & I_{iFC}(2) & \dots & I_{iFC}(M)]^T \\ I_{iF} = [I_{iFA} & I_{iFB} & I_{iFC}]^T \end{cases} \quad (16)$$

式中: I_{iF} 、 I_{iFA} 、 I_{iFB} 、 I_{iFC} 分别为故障后节点 i 的三相电流矩阵和故障后经离散后节点 i 的 A、B、C 三相电流; $I_{iFA}(k)$ 、 $I_{iFB}(k)$ 、 $I_{iFC}(k)$ 为故障后节点 i 第 k 个采样点的电流幅值, $k=1, 2, \dots, M$ 。

为了实现有限 PMU 下的故障区域辨识, 本文定义谱范数比值系数 K 来衡量故障点上下游电流的差异, 其具体表达式如下。

$$K = \frac{\|I_i\|_2}{\|I_{iF}\|_2} \quad (17)$$

式中: $\|I_i\|_2$ 为节点 i 故障前电流的 2-范数; $\|I_{iF}\|_2$ 为节点 i 故障后电流的 2-范数, 二者均为式(14)计算所得。

则区域 m (区域端点为节点 i 和节点 j) 的谱范数比值系数变化量 ΔK_m 为:

$$\Delta K_m = |K_i - K_j| \quad (18)$$

式中: $m=1, 2, \dots, J$, J 为区域数量; $i, j=1, 2, \dots, N$, 且 $i \neq j$ 。

当线路正常运行时, 任取一段时间计算得到整条线路三相电流的 2-范数相差不大, 因而各区域的 ΔK 接近于 0; 当线路发生故障时, 相电流大于阈值

I_{set} , 各区域的 ΔK 会增大, 并且故障区域的 ΔK 会明显大于正常区域。因此, 可以通过比较各区域 ΔK 的变化来实现故障区域辨识。

2.3 故障定位启动判据

本文利用 PMU 实时监测相电流, 通过判断相电流是否越限来判断配电网是否发生了故障。具体判据如式(19)所示。

$$I \geq I_{\text{set}} \quad (19)$$

式中: I 为相电流; I_{set} 为故障保护阈值。中性点不接地系统阈值 $I_{\text{set-U}}$ 、中性点经消弧线圈接地系统阈值 $I_{\text{set-A}}$ 分别满足^[27]:

$$\begin{cases} I_{\text{set-U}} = 0.5K_{\text{rel}}(I_{\text{C}\Sigma} - I_{\text{L}}) \\ I_{\text{set-A}} = 0.5WK_{\text{rel}}I_{\text{C}\Sigma} \end{cases} \quad (20)$$

式中: K_{rel} 为可靠系数, 一般取 0.8; $I_{\text{C}\Sigma}$ 为总的对地电容电流; I_{L} 为最大的线路对地电容电流; W 为过补偿度。

当 t 时刻满足上述启动判据时, PMU 将以 t 时刻的点为故障起始点, 记录故障起始点前任意一个周期的相电流数据以及故障起始点后一个周期的相电流数据。区域两端的 PMU 根据所记录的数据利用式(17)~(18)实现基于相电流谱范数比值系数的故障区域辨识。

为了避免其他干扰信号影响启动故障定位, 在确定故障起始点后, 利用 PMU 采集故障起始点后一个周期的相电流数据进行校验, 如果满足了式(21), 则确定发生了故障, 进行下一步故障区域的辨识。

$$\begin{cases} I_{km} \geq KI_n \\ I_{km} = \sqrt{\frac{1}{N} \sum_{k=1}^N i_m^2(k)} \end{cases} \quad (21)$$

式中: I_{km} 为故障时一个周期的相电流有效值, $m = A, B, C$; K 为相电流故障可靠系数^[28], 一般取 $K = 2 \sim 3$; I_n 为线路正常时的相电流有效值; $i_m(k)$ 为故障后第 k 个检测点的相电流瞬时值; N 为半个周期的采样点数量。

2.4 配电网故障区域辨识步骤

本文所提配电网故障在线定位算法的步骤与流程如图 3 所示。

1) 按照所提标准布置 PMU 设备以及完成区域划分;

2) 利用 PMU 设备采集的相电流数据, 根据式(18)~(20)判断是否发生故障;

3) 若发生故障, 则利用 PMU 以 10 ms 的数据窗采集各个节点的相电流数据, 根据式(17)计算每个数据窗内各节点的 K ;

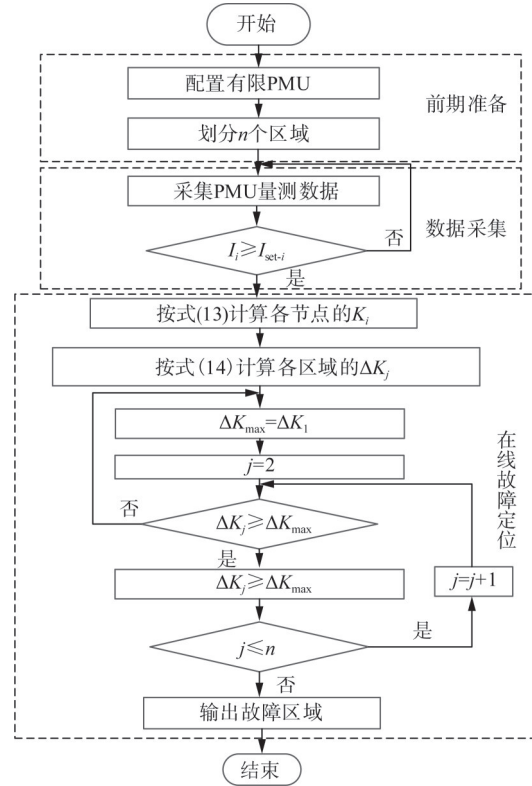


图3 配电网故障区域定位流程图

Fig. 3 Fault area identification flow chart

4) 根据式(18)计算各区域所对应数据窗内的 ΔK ;

5) 故障区域为最大 ΔK 所对应的区域。

3 仿真分析

在 PSCAD/EMTDC 中搭建 IEEE 33 节点测试系统, 仿真采样频率为 4 kHz, 使用 MatlabR2016b 进行数据分析与计算, 以验证所提故障定位算法的有效性。根据所提 PMU 布置与区域划分原则, IEEE 33 节点系统中配置 PMU 的节点以及区域划分情况如图 4 所示。

3.1 故障位置的影响

为分析所提算法在不同故障位置场景下的有效性, 分别在节点 1 和节点 18 之间(区域 5)、节点 2 和节点 3 之间(区域 3)设置单相接地故障(过渡电阻 10 Ω)。上述两种不同故障位置场景下的各区域 ΔK

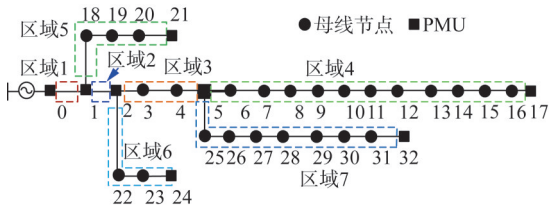


图4 IEEE 33节点系统

Fig. 4 IEEE 33-node distribution network

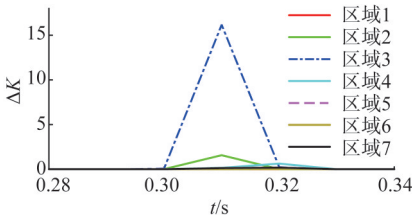


图8 三相接地故障下各区域的 ΔK

Fig. 8 ΔK for each region under three-phase ground fault

随时间的变化分别如图5—6所示。

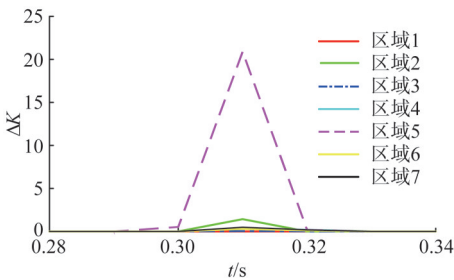


图5 区域5内故障时各区域的 ΔK

Fig. 5 ΔK for each region in case of failure in region 5

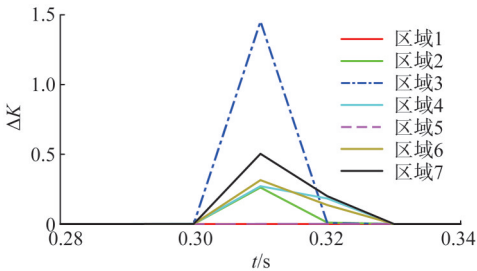


图6 区域3内故障时各区域的 ΔK

Fig. 6 ΔK for each region in case of failure in region 3

3.2 故障类型的影响

为分析不同故障类型对所提算法性能的影响，在节点2和节点3之间(区域3)分别设置两相接地故障(过渡电阻 $0\ \Omega$)和三相短路故障。上述两种不同故障类型场景下的各区域 ΔK 如图7—8所示。

分析图7—8可知，对于不同类型的短路故障，所提方法均成功定位区域3为故障区域，进一步验

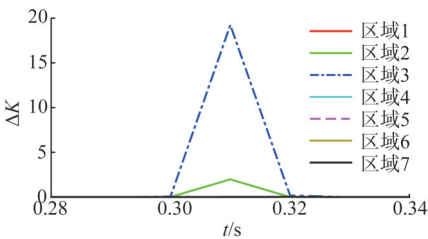


图7 两相接地故障下各区域的 ΔK

Fig. 7 ΔK for each region under two-phase ground fault

证了所提方法的有效性。

3.3 中性点接地方式的影响

为分析不同中性点接地方式对所提方法的影响，考虑在中性点不接地、中性点经消弧线圈接地和中性点经小电阻接地3种情况下，设置节点2和节点3之间(区域3)发生单相接地故障(过渡电阻 $10\ \Omega$)。故障时的各区域 ΔK 如表1所示。

表1 不同中性点接地方式下的 ΔK

Tab. 1 ΔK for different neutral grounding methods

区域	中性点不接地	经消弧线圈接地	经小电阻接地
区域1	0	0	0
区域2	0.217	0.267	0.404
区域3	1.314	1.512	2.624
区域4	0.077 7	0.119	0.11
区域5	0.000 01	0.000 3	0.000 06
区域6	0.158	0.002 2	0.001 9
区域7	0.242	0.071	0.066

分析表1数据可知，在不同中性点接地方式故障场景下，所提方法均可可靠定位故障发生在区域3内，表明本方法在不同的中性点接地方式系统中均可有效辨识故障区域。

3.4 过渡电阻的影响

为分析过渡电阻对所提算法的影响，在节点2与节点3(区域3)之间分别设置过渡电阻为 $50\ \Omega$ 、 $700\ \Omega$ 和 $3\ 000\ \Omega$ 的单相接地故障。在上述故障场景下，故障发生时的各区域 ΔK 如表2所示。

分析表2数据可知，面对过渡电阻分别为 $50\ \Omega$ 、 $700\ \Omega$ 和 $3\ 000\ \Omega$ 的单相接地故障，本文所提方法均能够准确定位故障发生区域，验证了本文所提方法的有效性以及面对高阻接地故障的优异定位能力。

3.5 噪声的影响

为分析噪声对所提算法的影响，在仿真中分别叠加了10 db、30 db和50 db的白噪声，设置节点2

表 2 不同过渡电阻下各区域的 ΔK Tab. 2 ΔK for different transition resistances

区域	50 Ω	700 Ω	3 000 Ω
区域 1	0	0	0
区域 2	0.028	0.107	0.000 07
区域 3	0.241	0.801	0.000 2
区域 4	0.001 3	0.029	0.000 02
区域 5	0.000 01	0.000 02	0
区域 6	0.000 01	0.000 5	0
区域 7	0.000 009	0.016	0

和节点 3 之间(区域 3)发生单相接地故障(过渡电阻 10 Ω)。故障时的各区域 ΔK 如表 3 所示。

表 3 不同白噪声情况下各区域的 ΔK Tab. 3 ΔK for different white noise conditions

区域	白噪声/db		
	10	30	50
区域 1	0.201 4	0.045 1	0.000 3
区域 2	0.250 6	0.203 9	0.214 5
区域 3	0.746 5	1.307 7	1.312 3
区域 4	0.036 1	0.608 4	0.256 6
区域 5	0.163 2	0.281 1	0.247 3
区域 6	0.238 3	0.174 9	0.166 6
区域 7	0.328 8	0.670 1	0.386 0

分析表 3 数据可知,在不同噪声的故障场景下,本文所提方法均能够准确定位故障发生区域,验证了本文所提方法具备一定的抗噪性。

3.6 多重故障的影响

为分析多重故障对所提算法的影响,考虑在场景 1:节点 10-11 和节点 11-12(区域 4);场景 2:节点 2-3(区域 3)和节点 10-11(区域 4);场景 3:节点 10-11(区域 4)和节点 27-28(区域 7)3 种场景下分别发生单相故障(过渡电阻为 10 Ω)。在上述故障场景下,故障发生时的各区域的 ΔK 如表 4 所示。

分析表 4 数据可知,当故障发生在相邻线路(场景 1)时,所提方法仍能准确地定位故障区域,当故障发生在相邻区域(场景 2 和场景 3)时,发生故障的两个区域的 ΔK 明显大于正常区域,但依据本文所提算法只能确定一个故障区域,后续将根据相邻故障区域与正常区域的 ΔK 确定判据条件更精准地确定故障区域。

表 4 多重故障下各区域的 ΔK Tab. 4 ΔK for multiple faults

区域	场景 1	场景 2	场景 3
区域 1	0	0	0
区域 2	0.095 2	0.132 1	0.114 8
区域 3	0.424 9	0.520 3	0.514 8
区域 4	1.205 3	0.460 2	1.405 1
区域 5	0	0	0
区域 6	0.000 3	0.000 5	0.000 4
区域 7	0.010 8	0.018 4	1.700 8

4 实际试验平台验证

为进一步验证所提方法的有效性与可靠性,基于实际 6 节点试验平台对该方法进行验证,试验平台拓扑、PMU 布置以及区域划分情况如图 9 所示。实际试验中,使用电能质量分析仪代替 PMU,通过 3 台电能质量分析仪以 4 kHz 的采集频率收集短路故障前后的平台电流数据。同时,上述 3 台电能质量分析仪间被设置了 10 ms 级的采样时间不同步,以分析所提方法面对 PMU 时钟不同步时的性能变化。

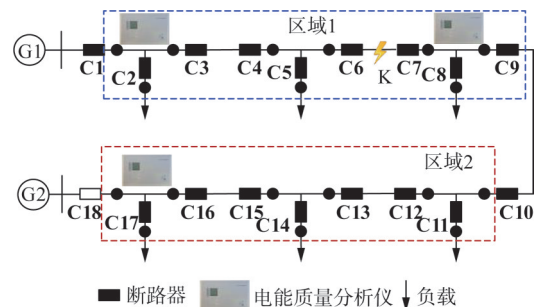


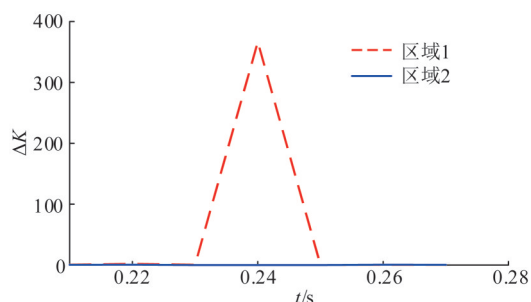
图 9 试验平台接线及 PMU 配置图

Fig. 9 Test platform and PMU configuration diagram

由图 10 可知,在线路正常运行时,两个区域的电流谱范数比值系数变化量接近 0,在 0.24 s 发生故障时,区域 1 的 ΔK 突变并大于区域 2 的 ΔK ,成功定位故障发生在区域 1 内。此外,该试验也表明在面对采集装置存在时钟不同步问题时,本文所提方法依然能够准确、可靠地定位故障发生区域,证明了该方法的实用潜力。

5 结语

本文提出了一种基于谱范数比值系数的故障区域辨识方法,仅需要少量的量测装置和三相电流信

图 10 区域 1 发生故障时各区域的 ΔK Fig. 10 ΔK for each region in case of failure in region 1

息即可实现故障区域的辨识; 运算速率快且有效避免了故障模拟循环遍历的过程, 提高了定位效率。在 IEEE 33 节点模型为基础的配网和实际测试平台中进行验证, 结果表明所提方法受故障类型、中性点接地方式、过渡电阻、故障位置和噪声的影响较小。与传统利用差动原理实现故障区域辨识的方法相比, 本文所提方法能实现高阻接地故障的辨识, 并且在通信不严格同步的情况下仍能有效地实现故障区域辨识, 具有实际意义。在多个区域发生故障的情况下, 采用本文所提方法能辨识出其中一个故障区域, 如何优化算法实现对所有故障区域的辨识, 是下一步的研究重点。

参考文献

- [1] 杨申. 配电线路故障辨识与诊断方法研究[D]. 贵阳: 贵州大学, 2018.
- [2] 姚永峰, 王启哲, 王慧萍, 等. 基于邻接矩阵的低压配电网故障区段定位方法[J]. 中国电力, 2021, 54(11): 91–96, 114. YAO Yongfeng, WANG Qizhe, WANG Huiping, et al. Adjacency matrix-based fault zone location method for low-voltage distribution networks [J]. Electric Power, 2021, 54(11): 91–96, 114.
- [3] 李振钊, 王增平, 张玉玺, 等. 基于升维线性规划的主动配电网故障区段定位方法[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(24): 122–132. LI Zhenzhao, WANG Zengping, ZHANG Yuxi, et al. Fault section location method for active distribution [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(24): 122–132.
- [4] 吉兴全, 张朔, 张玉敏, 等. 基于 IELM 算法的配电网故障区段定位[J]. 电力系统自动化, 2021, 45(22): 157–166. JI Xingquan, ZHANG Shuo, ZHANG Yumin, et al. Fault section location for distribution network based on improved electromagnetism-like mechanism algorithm [J]. Automation of Electric Power Systems, 2021, 45(22): 157–166.
- [5] 吴振宇. 基于改进遗传算法的配电网故障区段定位方法研究[D]. 天津: 天津理工大学, 2022.
- [6] 官宇. 基于粒子群算法的配电网故障区段定位与恢复重构研究[D]. 重庆: 重庆理工大学, 2022.
- [7] 邱炜. 基于混合蚁群算法的配电网故障区段定位研究[D]. 淄博: 山东理工大学, 2018.
- [8] MAJIDI M, ETEZADI-AMOLI M. A new fault location technique in smart distribution networks using synchronized/nonsynchronized measurements [J]. IEEE Transactions on Power Delivery, 2018, 33(3): 1358–1368.
- [9] 齐郑, 黄朝晖, 陈艳波. 基于零序分量的阻抗法配电网故障定位技术[J]. 电力系统保护与控制, 2023, 51(6): 54–62. QI Zheng, HUANG Zhaohui, CHEN Yanbo. Impedance fault location technology for a distribution network based on a zero-sequence component [J]. Power System Protection and Control, 2023, 51(6): 54–62.
- [10] 杜政奇, 王敬华, 张新慧. 基于参数优化 VMD 和能量相似度的配电网故障区段定位方法[J]. 电子测量技术, 2022, 45(8): 95–101. DU Zhengqi, WANG Jinghua, ZHANG Xinhui. Fault section location in distribution network based on parameter optimization VMD and energy similarity [J]. Electronic Measurement Technology, 2022, 45(8): 95–101.
- [11] 朱占春, 潘宗俊, 唐金锐, 等. 基于单端暂态能量谱相似性的配电网故障区段定位新方法[J]. 电力科学与技术学, 2021, 36(2): 180–191. ZHU Zhanchun, PAN Zongjun, TANG Jinrui, et al. A novel fault location method for power distribution systems using energy spectrum similarity analysis of single-terminal transient waveform [J]. Journal of Electric Power Science and Technology, 2021, 36(2): 180–191.
- [12] 赵建文, 李璞, 冯泽鐔. 基于 AGM 曲线能量的配电网故障区段定位方法[J]. 电力系统及其自动化学报, 2021, 33(4): 108–114, 126. ZHAO Jianwen, LI Pu, FENG Zexin. Fault line section location method for distribution network based on AGM curve energy [J]. Proceedings of the CSU-EPSA, 2021, 33(4): 108–114, 126.
- [13] 罗晗菁, 曾祥君, 喻锐, 等. 基于多维波形差异度聚类分析的配电网故障区段定位方法[J]. 南方电网技术, 2024, 18(6): 58–68, 97. LUO Hanjing, ZENG Xiangjun, YU Kun, et al. Fault section location method for distribution network based on multi-dimensional waveform difference clustering analysis. [J]. Southern Power System Technology, 2024, 18(6): 58–68, 97.
- [14] 欧阳剑, 白浩, 杨海军, 等. 基于功率因数角双端测量的配电网单相接地故障检测新方法[J]. 南方电网技术, 2024, 18(10): 107–115. OUYANG Jian, BAI Hao, YANG Haijun, et al. New method of single-phase grounding fault detection in distribution network based on power factor angle two-terminal measurement [J]. Southern Power System Technology, 2024, 18(10): 107–115.
- [15] 孟子超, 杜文娟, 王海风. 基于迁移学习深度卷积神经网络的配电网故障区域定位[J]. 南方电网技术, 2019, 13(7): 25–33. MENG Zichao, DU Wenjuan, WANG Haifeng. Distribution network fault area location based on deep convolution neural network with transfer learning [J]. Southern Power System Technology, 2019, 13(7): 25–33.
- [16] DAS D, MAJI S, KAYAL P. Detection of faulty regions in power distribution grid with limited measurement [C]// 2021 IEEE 2nd International Conference On Electrical Power and

- Energy Systems (ICEPES), December 10 - 11, 2021, Bhopal, India. New York: IEEE, 2021: 1 - 5.
- [17] 尤向阳, 葛笑寒, 吴萍. 基于零序电流波形相似度的接地故障定位方法[J]. 电力系统保护与控制, 2019, 47(14): 25 - 130.
- YOU Xiangyang, GE Xiaohan, WU Ping. Grounding fault location method based on waveform similarity of zero-sequence current [J]. Power System Protection and Control, 2019, 47 (14): 125 - 130.
- [18] 吴建辉, 刘伟, 康国庆, 等. 基于波形相似度的配网小电流接地故障选线技术研究[J]. 电网与清洁能源, 2020, 36(8): 38 - 42, 49.
- WU Jianhui, LIU Wei, KANG Guoqing, et al. Research on line selection technology of distribution network with small current and ground fault based on waveform similarity [J]. Power System and Clean Energy, 2020, 36(8): 38 - 42, 49.
- [19] 刘胤良, 曾德辉. 基于零模电流行波的配电网故障区段定位方法[J]. 电气自动化, 2019, 41(2): 73 - 75, 82.
- LIU Yinliang, ZENG Dehui. Fault section location method for distribution networks based on zero-mode current traveling wave [J]. Electrical Automation, 2019, 41(2): 73 - 75, 82.
- [20] 吴为, 汤涌, 孙华东, 等. 利用实测响应信息的暂态功角失稳实时判别方法[J]. 中国电机工程学报, 2013, 33(34): 171 - 178.
- WU Wei, TANG Yong, SUN Huadong, et al. Real-time transient instability criterion based on post-disturbance response data [J]. Proceedings of the CSEE, 2013, 33(34): 171 - 178.
- [21] 张子桐, 周群, 佃钰林, 等. 基于 μ PMU 测量数据的配电网线路阻抗参数估计[J]. 中国电力, 2023, 56(8): 157 - 165.
- ZHANG Zitong, ZHOU Qun, DIAN Yulin, et al. Parameter estimation for line impedance in distribution network based on μ PMU data [J]. Electric Power, 2023, 56(8): 157 - 165.
- [22] 贾科, 董雄鹰, 李论, 等. 基于稀疏电压幅值量测的配电网故障测距[J]. 电网技术, 2020, 44(3): 835 - 845.
- JIA Ke, DONG Xiongying, LI Lun, et al. Fault location for distribution network based on transient sparse voltage amplitude measurement [J]. Power System Technology, 2020, 44 (3): 835 - 845.
- [23] 杨睿, 高红均, 刘俊勇. 基于有限 PMU 配置的配电网故障定位[J]. 电力自动化设备, 2022, 42(4): 138 - 145.
- YANG Rui, GAO Hongjun, LIU Junyong. Distribution network fault location based on limited PMU configuration [J]. Electric Power Automation Equipment, 2022, 42 (4): 138 - 145.
- [24] 刘鑫, 滕欢, 梁梦可, 等. 基于电流偏差 2-范数的有源配电网故障距离定位[J]. 电工技术学报, 2019, 34(S2): 720 - 728.
- LIU Xin, TENG Huan, LIANG Mengke, et al. Fault distance location of active distribution network based on 2-norm current deviation [J]. Transactions of China Electrotechnical Society, 2019, 4(S2): 720 - 728.
- [25] 宋哲. 基于微型 PMU 的配电网故障定位方法研究[D]. 济南: 山东大学, 2019.
- [26] 何仰赞, 温增银. 电力系统分析[M]. 武汉: 华中科技大学出版社, 2016.
- [27] 宋国兵, 李广, 于叶云, 等. 基于相电流突变量的配电网单相接地故障区段定位[J]. 电力系统自动化, 2011, 35(21): 84 - 90.
- SONG Goubin, LI Guang, YU Yeyun, et al. Single-phase earth fault section location based on phase current fault component in distribution network [J]. Automation of Electric Power Systems, 2011, 35(21): 84 - 90.
- [28] 庞清乐, 刘昱超, 李希年, 等. 基于电流极性比较的主动配电网故障定位方法[J]. 电力系统保护与控制, 2018, 46(20): 101 - 108.
- PANG Qingle, LIU Yuchao, LI Xinian, et al. Current polarity comparison based fault location for active distribution network [J]. Power System Protection and Control, 2018, 46(20): 101 - 108.

收稿日期: 2023-06-06; 网络首发日期: 2024-04-15

作者简介:

王彩强(1973), 男, 高级工程师, 学士, 研究方向为电力系统及其自动化, 13826883316@139.com;

张青(1982), 男, 高级工程师, 学士, 研究方向为电力系统及其自动化, 44150720@qq.com;

何思名(1997), 男, 通信作者, 工程师, 硕士, 研究方向为电力系统及其自动化, hesm@csg.cn。