

基于配网自动化系统的线路故障快速定位法

吴俊洪

云南电网楚雄供电局, 云南 楚雄 675000

[摘要] 随着经济的飞速发展, 对供电的可靠性提出了更高的要求, 为了能够提高客户的满意度, 在配网线路发生故障时能快速准确的定位故障点, 并将故障隔离恢复供电, 配网自动化技术引进了配网供电建设中。通过配网自动化的建设, 将配网线路运行实时在线信息和离线信息传送至主站, 能够有效的对配网供电线路进行实时监控、分析、计算与决策, 为配网故障快速定位和处理提供技术支持和应用保障。

[关键词] 配网自动化系统; 故障指示器; FTU; DTU

DOI: 10.33142/hst.v3i3.1936

中图分类号: TM76

文献标识码: A

Fast Location Method of Line Fault Based on Distribution Automation System

WU Junhong

Chuxiong Power Supply Bureau of Yunnan Power Grid, Chuxiong, Yunnan, 675000, China

Abstract: With the rapid development of economy, higher requirements are put forward for the reliability of power supply. In order to improve the satisfaction of customers, the fault point can be quickly and accurately located when the distribution network line breaks down and the fault isolation is used to restore power supply. The distribution network automation technology is introduced into the construction of distribution network power supply. Through the construction of distribution network automation, the real-time online and offline information of distribution network operation are transmitted to the main station, which can effectively monitor, analyze, calculate and make decisions on the distribution network power supply lines in real time and provide technical support and application guarantee for the rapid positioning and processing of distribution network faults.

Keywords: distribution automation system; fault indicator; FTU; DTU

引言

云南省楚雄州位于云贵高原中部, 地形复杂, 海拔高差大, 植被繁茂, 配电网供电半径大, 线路数量多, 分支繁杂, 网架复杂, 线路故障频发。线路故障后供电所对线路查找故障需花费大量的人力、财力同时严重影响供电可靠性。如何实现配网线路快速精准定位对提高供电可靠性和降低供电维护成本有重要意义。目前对于配电网故障监控的配网自动化终端主要包括开关站、公用及客户配电所的监控终端 DTU, 配电开关监控终端 FTU 和带远传功能的故障指示器三种, 通过监测配电线路设备的运行状况, 实现配电线路的故障定位、故障隔离和恢复非故障区域供电。本文主要介绍了利用带远传功能的故障指示器和配电开关监控终端 FTU 两种设备实现对 10kV 配网线路的快速定位方法。

1 配网自动化系统的基本功能

配网自动化系统指利用现代电子技术、通信技术、计算机及网络技术, 将配电网实时信息、离线信息、用户信息、电网结构参数、地理信息进行集成, 构成完整的自动化管理系统, 实现配网系统正常运行及事故情况下的监测、保护、控制和配电管理, 实现配电网离线与在线的智能化监控管理, 对配电网进行运行监视与控制的系统。配网自动化系统具备配电数据采集与监控 (SCADA)、馈线自动化以及配电网分析应用等功能, 主要由配电自动化主站、配电自动化终端、配电自动化成套开关设备和相关附属设备、设施, 经配电通信通道连接组成。对配电网进行分析、计算与决策, 并与其他应用信息系统进行信息交互, 为配电网生产运行提供技术支撑。提高供电可靠性、改善供电质量、提升电网运营效率和服务水平, 使配电网始终处于安全、可靠、优质、经济、高效的最优运行状态。

2 故障指示器故障检测原理

故障指示器利用卡线和线圈来感应架空线路电流及电场信号, 通过低功耗单片机来实现对这些信号进行采集处理, 完成线路负荷电流计算、短路、接地故障检测, 并通过内置低功耗的 RF 模块来实现短距离无线通信。当监测到线路电流满足短路或接地故障特征后, 立即把故障电流及故障信息就近发送给终端子设备, 同时触发翻牌和闪光指示, 终端设备接收到故障信息可以进一步上传, 这样主站根据各子站上传的故障信息、电流值来完成对整个线路状态的描述, 从而判断故障区段和性质。当线路发生短路故障后, 故障电流流经的线路上的故障指示器均翻牌或闪光显示, 而非故

障线路和故障点后的故障指示器则不动作。运行人员可根据故障指示器的动作情况，确定故障范围在最后一个动作的故障指示器和后段第一个未动作的故障指示器之间的区域，然后再进行仔细排查确定故障点，具体检测原理如下所示：

2.1 相间短路故障检测原理

配网线路在发生相间短路后会有一个突变电流，故障指示器根据突变电流对线路的故障进行判断具体分析如下图所示：

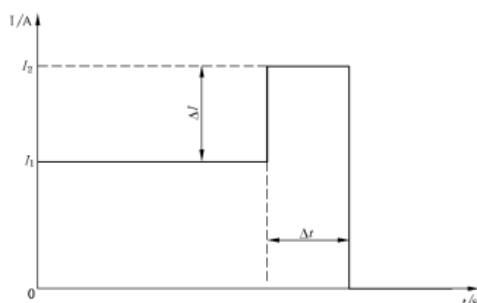


图1 相间短路故障负荷电流变化示意图

线路正常运行时负荷电流为 I_1 ，当线路发生故障时，相间短路电流使得负荷电流由 I_1 突增 ΔI 跃变至 I_2 ，经过时间 ΔT ，断路器动作跳闸使得电流降为 0，

根据这个特征，自适应型短路故障指示器的短路故障检测判据为：

- (1) $\Delta I > I_{set}$
- (2) $T_1 < \Delta T < T_2$
- (3) $I_H = 0$ 、 $U_H = 0$

上式中 ΔI 为故障电流分量，或电流变化量， I_{set} 是内部缺省值。 ΔT 为故障持续时间， T_1 、 T_2 是内部缺省值，由配电系统的保护、开关性能等决定， T_1 为故障可能切除的最快时间， T_2 为故障被清除所需的最大可能时间。 I_H 、 U_H 为故障后的电流和电压值。

2.2 单项接地故障检测原理

单相接地故障检测采用有源信号注入法，有源信号注入法不受系统运行方式、拓扑结构、中性点接地方式、以及故障随机因素等影响，不需要给故障指示器设定门槛值，当发生单相接地故障时，安装在变电站的信号源主动向母线注入一个特殊的编码电流脉冲信号，这个特殊信号流经变电站母线在接地点和信号源构成的回路上通过，故障指示器检测到这个特殊信号后翻转就地指示接地故障。

3 配电开关监控终端 FTU 故障检测原理

配电开关监控终端 FTU 包含三段过流保护工作模式、就地馈线自动化分段工作模式和就地馈线自动化联络工作模式。保护模式可设三段式定时限过流保护、两段式零序过流保护、重合闸等保护功能。电压型馈线自动化是基于电压、时间配合进行工作，控制器根据配合的开关类型不同可以设置为分段开关控制器和联络开关控制器两种。其正常工作和对事故的判断处理均是以电压为基本判据，通过各个区段的延时逐级送电，来判断故障区间，基本的动作逻辑就是失电跳闸和来电延时合闸。电压型开关控制器与变电站出口断路器或重合器配合可以自动完成故障区段检测和故障区段隔离功能，并能完成非故障区段的快速恢复供电，从而缩小停电时间，提高供电可靠性。

4 基于配电自动化终端的线路故障快速定位分析

4.1 出口故障

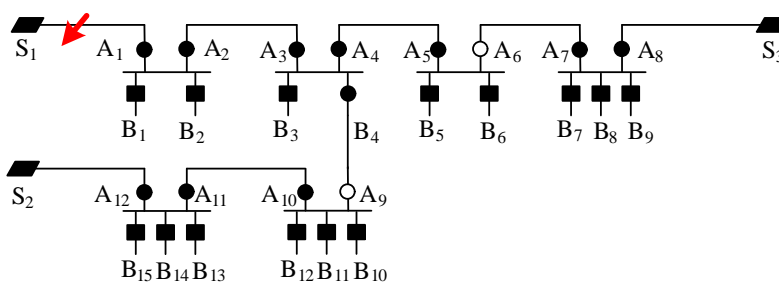


图2 出口故障典型接线图

故障场景：断路器 S1 开关跳闸，本线路配网进出线开关失压分闸；断路器 S1 开关重合闸，由于合到故障点，断路器 S1 开关二次跳闸。

信号收集：断路器 S1 开关跳闸及保护动作通过主网 OCS 转发至配网自动化主站；本线路配网开关分闸及保护动作信号通过配电终端上送到配网自动化主站。

故障定位：出线开关 S1 第一次重合闸失败，判定 S1~A1 之间发生故障。

故障隔离：A1 开关闭锁；配电终端将 A1 闭锁信号上送到配网自动化主站。

上游复电：出线开关 S1 第一次重合闸失败，不会进行二次重合闸；无上游复电策略。

下游复电：调度员根据主站自愈转供策略人工选择方案，并通过遥控合上 A9 或 A6；故障区域下游开关就地逐个有电合闸，完成下游复电。

4.2 母线故障

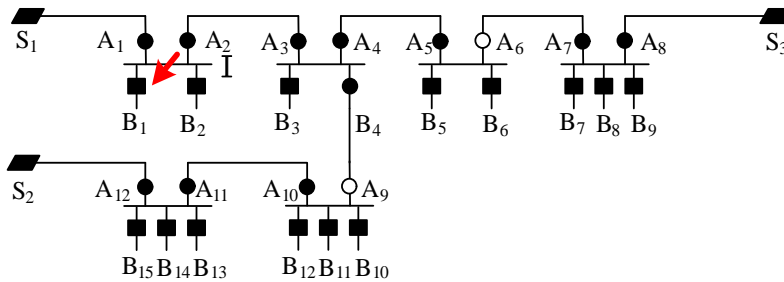


图 3 母线故障典型接线图

故障场景：断路器 S1 开关跳闸，本线路配网进出线开关失压分闸；断路器 S1 开关重合闸，A1 合闸后由于合到故障点，断路器 S1 开关二次跳闸，造成 A1 再次失压分闸；满足时限要求，A1 开关分闸后闭锁合闸、A2 开关感应到残压分闸后闭锁合闸，成功隔离故障区域；断路器 S1 开关一定时间后二次重合闸成功，成功恢复上游供电。

信号收集：断路器 S1 开关跳闸及保护动作通过主网 OCS 转发至配网自动化主站；本线路配网开关分闸及保护动作信号、A1 闭锁信号、A2 闭锁信号通过配电终端上送到配网自动化主站。

故障定位：第一次重合闸至 A1 时导致 S1 再次跳闸，判定 A1~A2 之间发生母线故障。

故障隔离：A1 开关闭锁、A2 闭锁；配电终端将 A1、A2 闭锁信号上送到配网自动化主站。

上游复电：出线开关 S1 第二次重合闸成功，完成上游复电。

下游复电：调度员根据主站自愈转供策略人工选择方案，并通过遥控合上 A9 或 A6；故障区域下游开关就地逐个有电合闸，完成下游复电。

4.3 线路故障

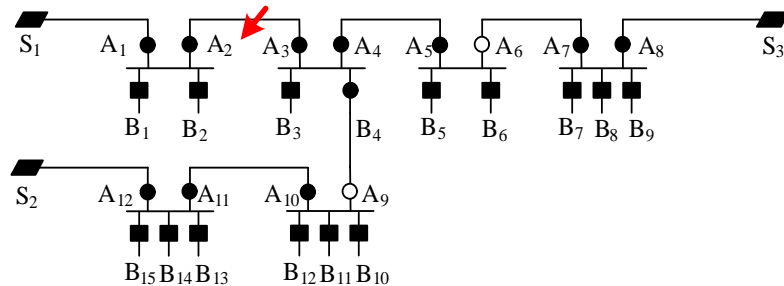


图 4 线路故障典型接线图

故障场景：断路器 S1 开关跳闸，本线路配网进出线开关失压分闸；断路器 S1 开关重合闸，A2 合闸后由于合到故障点，断路器 S1 开关二次跳闸，造成 A1、A2 再次失压分闸；满足时限要求，A2 开关闭锁、A3 开关感应残压闭锁，成功隔离故障区域；断路器 S1 开关一定时间后二次重合闸成功，成功恢复上游供电。

信号收集：断路器 S1 开关跳闸及保护动作通过主网 OCS 转发至配网自动化主站；本线路配网开关分闸及保护动作信号、A2 闭锁信号、A3 闭锁信号通过配电终端上送到配网自动化主站。

故障定位：第一次重合闸至 A2 时导致 S1 再次跳闸，判定 A2~A3 之间发生电缆故障。

故障隔离：A2 开关闭锁、A3 闭锁；配电终端将 A2、A3 闭锁信号上送到配网自动化主站。

上游复电：出线开关 S1 第二次重合闸成功，完成上游复电。

下游复电：调度员根据主站自愈转供策略人工选择方案，并通过遥控合上 A9 或 A6；故障区域下游开关就地逐个有电合闸，完成下游复电。

4.4 负荷故障

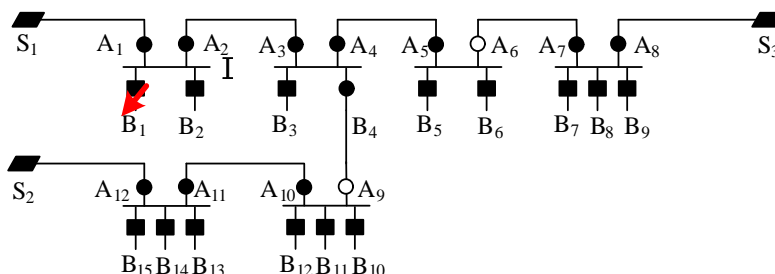


图5 负荷故障典型接线图

4.4.1 负荷侧开关配置断路器，快速跳闸

故障场景：B1 开关跳闸，上送开关分闸及保护动作至配网自动化主站。

信号收集：B1 分闸及保护动作。

故障定位：B1 开关负荷侧故障。

故障隔离：B1 开关跳闸。

上游复电：无。

下游复电：无。

4.4.2 负荷侧开关配置负荷开关

故障场景：S1 开关跳闸，本线路所有配网开关失压分闸；S1 重合闸，B1 根据级差设置合闸后合到故障点，导致 S1 二次跳闸，本线路所有配网开关再次跳闸；满足时限要求，B1 开关闭锁，成功隔离故障区域；断路器 S1 开关一定时间后二次重合闸成功，成功恢复上游供电。

信号收集：本线路所有配网开关分闸及保护动作；B1 闭锁信号；S1 分闸及保护动作、S1 合闸。

故障定位：B1 开关负荷侧故障。

故障隔离：B1 开关闭锁。

上游复电：S1 二次重合闸成功，实现故障上游复电。

下游复电：无。

4.5 末端故障

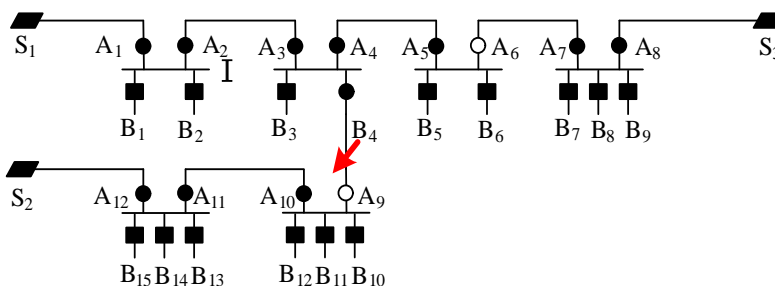


图6 末端故障典型接线图

故障场景：断路器 S1 开关跳闸，本线路配网进出线开关失压分闸；断路器 S1 开关重合闸，B4 合闸后由于合到故障点，断路器 S1 开关二次跳闸，造成本线路配网进出线开关再次失压分闸；满足时限要求，B4 开关闭锁，成功隔离故障区域；断路器 S1 开关一定时间后二次重合闸成功，成功恢复上游供电。

信号收集：断路器 S1 开关跳闸及保护动作通过主网 OCS 转发至配网自动化主站；本线路配网开关分闸及保护动作信号、B4 闭锁信号、A9 闭锁信号通过配电终端上送到配网自动化主站。

故障定位：第一次重合闸至 B4 时导致 S1 再次跳闸，判定 B4~A9 之间发生电缆故障。

故障隔离：B4 开关闭锁；配电终端将 B4 闭锁信号上送到配网自动化主站。

上游复电：出线开关 S1 第二次重合闸成功，完成上游复电。

下游复电：无。

5 故障指示器和 FTU 安装位置的选配原则

5.1 故障指示器选配原则

(1) 变电站出口：在变电站出口处安装故障指示器，可判明站内或站外的故障，以及故障选线。

(2) 主干线路分段：长线路的主干线中段：对于架空线路长线路，每隔 1 公里采用故障指示器人为分段，可以缩小故障区段范围；线路重要分支处：对于支线长度超过 0.5 公里或者支线承担重要负荷时，采用故障指示器确认故障分支。

(3) 线路分段和分支开关：线路上装设了分段开关、支线开关、跌落式熔断器等具备开断能力的设备后侧，应装设故障指示器用以确认后段故障点。

(4) 电缆与架空线路连接处，可区分故障是否在电缆段。

(5) 产权分界点：所有用户专线、专用支线、专用变压器等产权归属用户的用电设备处，应安装故障指示器以确认故障责任。

5.2 配电开关监控终端 FTU 选配原则

(1) 主线原则：应综合考虑线路上的用户数、线路长度、故障特点等，对配电自动化开关及终端进行布点，主干线以不超过 3 台自动化分段开关为宜，线路较长时，可酌情增加 1 台自动化分段开关，具体要根据线路上的用户数、线路长度、故障特点等综合考虑确定分段开关的位置。一般情况下：线路长度在 10 公里以内的原则上配置 2 台及以下馈线自动化开关，线路长度在 10 公里-30 公里的原则上配置 3 台及以下馈线自动化开关，线路长度为 30 公里以上的原则上配置不超过 4 台及以下馈线自动化开关。

(2) 支线原则：支线首段考虑配置 1 台投保护模式。

6 结束语

在配网实际运行管理中发生线路故障的类型有很多种，发生故障的位置也不尽相同，最有效的方法就是及时识别、定位并解除故障，既要发挥传统故障定位方法的优势，同时又要注重定位技术之间的互动整合。故障指示器和配电开关监控终端 FTU 作为配网自动化系统中重要的故障指示和故障隔离设备，只有合理选配安装位置和设备工作模式，使故障指示器和配电开关监控终端 FTU 相互配合才能有效的快速切除故障，促使配网自动化系统能够发挥出真正的实用价值，确保配电网的安全稳定运行。

[参考文献]

- [1] 廖登伟. 配网自动化故障定位的问题研究及应用[J]. 通讯世界, 2019, 26(08): 253-254.
- [2] 叶秀航. 配网自动化故障定位的问题研究及应用[J]. 技术与市场, 2019, 26(06): 131-132.
- [3] 陈彦雄. 配网自动化系统中接地故障区段定位方法[J]. 机电工程技术, 2018, 47(06): 151-153.
- [4] 马文真, 刘荣. 配网自动化过程中故障检测定位措施[J]. 通讯世界, 2017(11): 207-208.
- [5] 邓龙辉. 配网自动化故障定位技术探讨[J]. 现代工业经济和信息化, 2016, 6(19): 90-91.

作者简介：吴俊洪（1989-），男，西北民族大学，电气工程及其自动化，云南电网楚雄供电局，自动化工，工程师。