

DOI: 10.3969/j.issn.1000-1026.2012.14.014

# 智能电网行波故障测距系统应用方案

郭宁明, 覃 剑, 汤 飞, 李 冰

(中国电力科学研究院, 北京市 100192)

**摘要:** 输电线路故障测距系统是由测距终端装置和测距主站构成的, 文中介绍了应用于智能电网的故障测距系统与传统测距系统的区别与改进。与现有系统相比, 智能变电站内的测距终端装置在信号接入方面采用了分布式采样方式并提供了与电子式互感器的接口, 在站内通信方面则解决了装置 IEC 61850 标准通信问题。同时, 研究了在测距主站中利用区域电网信息提高测距系统整体可靠性的途径, 并且利用暂态量信息进一步开发了故障分析系统, 使其具备了初步的电网故障诊断能力。

**关键词:** 故障测距; 输电线路; 智能电网; 智能变电站

## 0 引言

输电线路行波故障测距系统主要用于故障点位置的快速查找, 是保证电网安全稳定运行的一项重要技术<sup>[1-4]</sup>, 因其相对保护/录波等装置使用的阻抗测距法具有测距精度高、可靠性好的特点, 在国内电力系统中获得了广泛应用。在辽宁、四川等地已形成了覆盖 220 kV 以上电压线路的集中式、网络化的输电线路故障测距系统。

随着智能电网建设的开展, 从电网自愈性来说, 对电力系统故障后快速恢复提出了更高的要求, 因此, 输电线路精确故障定位越发显得重要。但原有的故障测距系统也体现出以下不足。

1) 信号接入方式落后: 现有的站内测距终端装置难以接入电子式互感器信号, 同时, 需要将信号电缆引入控制室进行集中式采样, 不符合智能变电站工程技术要求。

2) 信息共享水平低: 原有的测距装置一般通过 IEC 60870-5-103 等协议上送测距结果, 但其录波数据未提供给其他装置/系统使用, 同时也无法调用其他装置/系统的数据。

3) 全网信息未充分利用: 现有测距系统在算法上一般考虑线路两侧数据, 而实际运行经验表明, 如能利用全网信息, 将有效提高测距系统的整体可靠性, 并能扩展其应用范围。

本文结合实际工程情况, 介绍了测距系统在智能电网背景下的实现方式与发展前景。

## 1 智能电网故障测距系统构成

智能电网故障测距系统的构成与现有测距系统类似, 由变电站内的测距终端装置及测距主站构成。测距终端装置负责数据的采集、发送, 测距主站完成计算、信息发布等功能。测距主站可以就地配置, 也可配置在远方, 配置远方主站更有利于后期维护与管理。测距终端装置和测距主站均就地配置时, 一般统称为测距装置。

## 2 智能变电站故障测距装置

为了符合智能变电站各项技术要求, 智能变电站故障测距装置必须做出较大改动, 与传统变电站故障测距装置的区别(见图 1, 图中, MMS 为多媒体短信服务, GOOSE 为通用面向对象的变电站事件)体现在以下几点: ①数据的就地采集; ②装置的 IEC 61850 标准通信; ③算法程序改进, 主要体现在增加阻抗法测距<sup>[5]</sup>及过渡电阻估算等功能, 具体内容参见文献<sup>[5]</sup>, 本文不再赘述。下文详细介绍智能变电站测距装置的信号接入及 IEC 61850 标准通信。



图 1 传统变电站测距装置与智能变电站测距装置的区别

Fig. 1 Difference between smart substation fault location device and traditional fault location device

### 2.1 装置整体结构与信号接入

传统变电站测距装置与智能变电站测距装置的差别首先在于信号接入方式的不同。传统变电站测

距装置在结构上采用集中式采样方式,数据集中处理发布,一般通过传统电流互感器(或电容分压式互感器中性点,但仅用于末端线路测距)直接接入模拟量信号,并且需要将电缆引入控制室内进行采样。

智能变电站测距装置采用分层分布式结构,功能划分上作为设备层设备,按照 DL/T 860 标准则可视作为间隔层设备。智能变电站测距装置结构如图 2 所示。其由装置本身数据采集单元(或电子式互感器采集器)实现就地采样,再通过合并单元(MU)完成时间同步后通过光纤发送给测距主站完成后续处理,现场无需铺设电缆。由于信号采样频率(500 kHz 以上)相对其他装置较高,在工程实施中,智能变电站测距装置采样数据(或电子式互感器高速采样数据)传输多采用自定义协议,MU 与现有数字化/智能变电站合并单元有所差异,装置间数据共享通过文件方式实现。

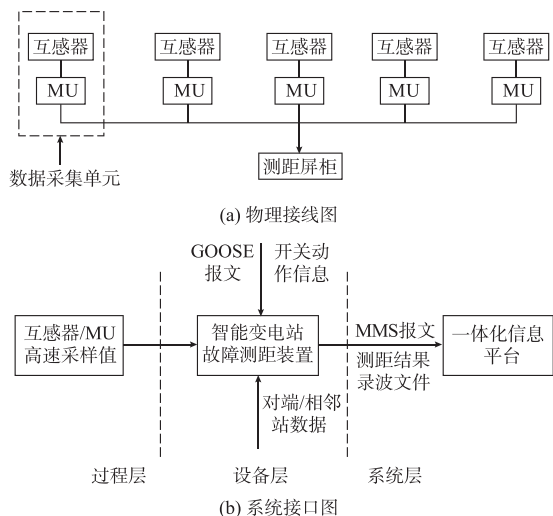


图 2 智能变电站测距装置结构  
Fig. 2 Structure of fault location device in smart substation

在实际工程实施中,智能变电站测距装置具体信号接入方式与互感器传感原理和采集器安装方式相关,但整体结构上均采用了分布式采样方式接入信号,典型工程如营口 220 kV 大石桥变电站与延安 750 kV 智能变电站。基于电子式互感器的高速录波数据波形见附录 A 图 A1。实际应用中需要解决以下 2 个问题。

#### 1) $\Delta T$ 带来的额外误差

在传统变电站中,互感器模拟信号直接接入测距装置,一般认为一次侧与二次侧之间时间差较小,不影响测距结果。对于智能变电站行波故障测距装置,当采用电子式互感器时,互感器的一次侧信号和二次侧信号就存在一个时间差  $\Delta T$ ,且  $\Delta T$  是否稳定

与互感器的模拟数字采样芯片、通信方式等方面相关,这就需要在工程调试之前通过厂家联调试验获得  $\Delta T$ ,并在测距程序中进行补偿。

2) 在实际应用中,变电站内采用 3/2 接线方式或拥有多条出线时,存在不同安装位置的互感器的时间同步问题,需要在工程实施中额外重视。解决方法有 2 种,采用统一全球定位系统(GPS)时间同步或采用采样值插值,较好的解决途径是增加额外光纤通道利用 GPS 时间同步以保证精度。

## 2.2 测距装置的 IEC 61850 标准通信

传统行波故障测距装置通信包括站内通信和站间通信 2 个部分。智能变电站测距装置的站间通信与现有系统基本保持一致,主要区别在于站内通信部分。现有测距装置一般通过 IEC 60870-5-103 上传测距结果、告警、自检及日志等相关信息。智能变电站测距装置站内通信包括以下 2 个部分:①基于 IEC 61850 标准的 MMS 通信,用于上传测距装置相关信息至保信子站或一体化信息平台;②GOOSE 通信,用于获取各开关动作信息。其开发重点在于故障测距装置的建模<sup>[6-12]</sup>和 IEC 61850 标准通信的实现。

### 2.2.1 故障测距装置的建模

智能变电站内装置的站内通信基本上都遵循 IEC 61850 标准,采用统一的抽象模型构建方法,使之具有通用的信息服务,这就从根本上保证了互操作性的实现。目前,行波故障测距装置的 IEC 61850 标准模型尚无先例<sup>[13]</sup>,IEC 61850-7-4 中定义了约 90 种逻辑节点类,但其中不包括故障测距装置相关节点。考虑到故障测距装置的特点,其智能电子设备(IED)配置的信息模型可参考故障录波器<sup>[14-16]</sup>,但需要注意以下 2 部分内容。

1) 服务模型:IED 通信功能的实现最终落实于它提供的通信服务,如 GOOSE、定值组操作等,其中报告控制、日志及定值组功能对于故障测距装置是必需的,其他则可根据现场情况配置。

2) 逻辑节点和数据对象:每个逻辑设备内至少应包含 3 类逻辑节点,即系统逻辑节点 LPHD 和 LLN0 以及至少一个以上其他逻辑节点。LPHD 和 LLN0 在此不再赘述,对于故障测距装置,在信息模型中至少应定义 RDRE, RFLO, XCBR(或 CSWI) 和 GGIO 这 4 类基本的逻辑节点,用于测距装置启动记录(RDRE)、测距结果报告(RFLO)以及接受开关动作信息(XCBR/CSWI/GGIO)、装置告警(RDRE),数据对象则可根据工程需要自由配置。在实际工程中故障测距装置核心逻辑节点如表 1 所示。

表 1 故障测距装置核心逻辑节点  
Table 1 Key logical nodes in fault location device

| 功能描述  | 兼容逻辑节点类   | 数据集选项    |
|-------|-----------|----------|
| 故障录波  | RDRE      | RcdTrg   |
| 故障测距  | RFLO      | FltDiskm |
| 开关量输入 | XCBR/CSWI | Pos      |
| 设备告警  | GGIO      | Alm      |

### 2.2.2 IEC 61850 标准通信实现

在 IEC 61850 标准通信实现方面,以国内大部分厂家采用的思科公司的 MMS Lite 软件流程为例,IEC 61850 标准 MMS 的服务器通信基本遵循以下步骤:①日志及内存初始化;②底层通信初始化;③xml 配置文件解析,根据数据集 dataset 及报告控制块 rcb 等配置,动态生成对象空间;④根据构建的对象空间完成具体通信服务。GOOSE 通信程序与 MMS 通信的最大差异在于为保证通信的实时性,采用的是开放式系统互联(OSI)协议。

## 3 智能电网故障测距系统主站

智能变电站技术导则要求智能变电站应建立告警、分析决策系统和故障信息综合分析决策系统,能在故障情况下对保护、事件顺序记录信号、录波等多方数据进行综合分析。而智能变电站故障测距系统的一大特点是能采集 10 kHz 以上的频率信号,同时,能够获得区域内的装置信息。因此,智能电网故障测距主站利用信息共享的优势可以实现以下功能。

1)利用暂态电气量分析对故障进行初步诊断,判定故障原因(雷击、短路)、性质,协助电力运行部门采取相对应的技术手段予以处理。

2)基于区域电网信息调用相关终端数据提高整体可靠性以及自适应参数修正能力。

### 3.1 基于暂态电气量的故障分析系统

导致电网故障有多种原因,例如:线路遭受雷击、站内设备绝缘击穿、覆冰断线等。根据故障原因,大体上可将故障分为雷击故障、短路(污闪、树枝放电、站内绝缘击穿)、断线(覆冰断线、外力破坏)及站内设备故障这 4 类。不同的故障会体现出不同的暂态电流/电压行波特征(不同故障下的电流波形对比见附录 A 图 A2),具体特征如下所述。

1)雷击故障:暂态行波中高频分量比例较高<sup>[17]</sup>。

2)站内故障:波形振荡严重,波形相关系数高,测距计算后故障点位置靠近母线。

3)断线故障:无明显暂态波头,暂态电流接近 0。

基于上述特征,主站可以对故障性质进行初步识别判断。

### 3.2 基于网络结构的区域电网故障定位系统

如前所述,基于网络的集中式测距系统在辽宁、四川等地方电网已经获得了广泛应用。在实际运行中,影响测距系统工作的主要因素有:①测距终端装置本身可靠性;②GPS 授时时差。测距装置对 GPS 授时精度要求较高(1 μs 以内),部分变电站授时系统难以达到该精度水平。

随着电网建设的发展,串联补偿装置、GPS 授时时差的影响日益显现。在输电线路故障发生后,当由于上述原因导致测距失败,或装置/通信出现问题时,系统可靠性难以保障。现场运行经验表明,在线路故障后暂态电流/电压行波会通过母线传输到分支线路上,分支线路上的测距装置会因这些暂态行波扰动启动生成录波数据。当区域电网配置有集中式测距主站时,根据网络结构选择相邻变电站启动数据测距可有效提高系统整体可靠性。

下面以一组实际故障记录数据为例进行说明。2011 年 8 月辽宁清昌乙线故障,网络结构图见附录 A 图 A3,除清昌乙线两侧测距终端装置外,清河电厂相邻测距终端装置均启动提取到了录波波形,其中虎石台侧幅值相对较大,适合用于区域电网测距,昌图侧/虎石台侧波形参见附录 A 图 A4。

现有的双端行波测距是利用故障产生的第 1 个行波波头信号,通过计算故障行波波头到达线路两端的时间差来计算故障位置,其计算公式主要为:

$$l_1 = \frac{L - (t_2 - t_1)v}{2} \quad (1)$$

式中: $l_1$  为故障点到母线的距离; $t_1$  和  $t_2$  为行波到达线路两端的时间; $L$  为线路全长; $v$  为行波的传播速度。

本文研究中假设清河电厂测距终端装置故障,传统测距主站在此情况下无法测距,而利用区域电网信息则能通过其他测距终端装置数据计算。本文利用清河侧/昌图侧数据得到的测距结果为故障点距离清河侧母线 1.804 km;利用虎石台侧/昌图侧数据得到的测距结果为故障点距离清河侧母线 2.609 km。实际故障点位置距离清河侧母线 1.3 km。区域电网测距与双端测距相比结果接近,但误差扩大。这是由于行波在站内母线、进站电缆上传输导致的,同时随着传输距离增长,行波色散也趋于严重,解决途径之一是通过单端行波测距进行完善。

现有的单端测距算法在实际应用中的主要问题是反射波识别困难,波头识别错误时测距精度无法

保证<sup>[18]</sup>。但是,在准确识别反射波波头的情况下,其测距精度基本接近双端测距法。因此,当仅有线路一侧数据的情况下,可以通过区域电网测距取得反射波波头大致时窗,借助该时窗再进行波头选择就能获得较好的测距精度,算法流程见附录 A 图 A5。采用该方法修正后,测距程序计算结果为故障点距离清河侧母线 1.31 km,测距精度有所改善。

### 3.3 线路长度自适应的故障测距方法

如式(1)所示,现有的双端测距法较依赖线路长度,当线路长度误差为  $\Delta L$  时会导致  $\Delta L/2$  的测距误差,在实际运行中,线路长度不准导致较大测距误差是较为普遍的情况,少数线路全长误差甚至能达到 3 km。但研究发现,通过以下 2 种方法可自行对线路长度进行修正。

1)通过区域电网校验线路长度,但受到母线、色散等因素的影响,误差相对较大,适用于故障点距离母线较近、位于单端测距死区的情况。

2)利用单端测距法校验线路长度,适用于故障点位于线路中段的情况。

以 2011 年 8 月辽宁南杨线(全长 50.073 km)故障为例对方法 2 进行说明。需要指出的是,该方法主要针对线路全长误差较大的情况。该方法流程见附录 A 图 A6,步骤如下:①利用双端数据测距结果可得故障点位置为距离南票侧 37.754 km、距离杨杖子侧 12.56 km;②将该测距结果提供给单端测距时间窗口以辅助波头识别,经单端测距法校验后得到故障点位置为距离南票侧 38.367 km、距离杨杖子侧 11.947 km、线路全长 50.314 km,与实际线路长度接近;③将单端测距法校验后的线路长度作为基本参数再次进行计算。

## 4 结语

目前,输电线路行波故障测距系统在国内电力系统中获得了广泛应用。随着变电站自动化及通信技术的发展,测距系统具备了进一步技术改进的可能性,而智能电网自愈性要求也对测距系统提出更高的要求。应用于智能电网故障测距系统的升级主要体现在以下几点。

1)智能变电站内测距终端装置采用分层分布式结构,信号接入方面采用分布式采样方式替代了现有的集中式采样方式,此外还提供了与电子式互感器的接口。

2)智能变电站测距终端装置在通信上需要满足 IEC 61850 标准要求,例如:通过 MMS 通信上传测距结果、文件等信息,通过 GOOSE 通信获取开关动

作信息等。本文介绍了测距终端装置 IEC 61850 标准通信所需要解决的相关问题,包括建模及通信实现方式。

3)智能电网要求实现信息的集成化处理,建立统一、集中的测距主站是发展趋势。由于测距装置能够采集暂态量信息,能提供更多信息用于故障分析。本文介绍了智能电网测距主站利用装置暂态量信息实现初步故障诊断的方法。

4)通过区域电网信息,智能电网测距主站能通过区域电网故障定位及线路长度自适应方法来提高系统的整体可靠性,本文通过实例简要介绍了上述方法的实现方式。

附录见本刊网络版(<http://aeprs.sgepri.sgcc.com.cn/aeprs/ch/index.aspx>)。

## 参考文献

- [1] 葛耀中. 新型继电保护和故障测距的原理与技术[M]. 西安:西安交通大学出版社,1993.
- [2] 高翔. 数字化变电站应用技术[M]. 北京:中国电力出版社,2008.
- [3] 董新洲,葛耀中,徐丙垠. 利用暂态电流行波的输电线路故障测距研究[J]. 中国电机工程学报,1999,19(4):76-80.  
DONG Xinzhou, GE Yaozhong, XU Bingyin. Research of fault location based on current traveling waves[J]. Proceedings of the CSEE, 1999, 19(4): 76-80.
- [4] 覃剑,陈祥训,郑健超,等. 利用小波变换的双端行波测距新方法[J]. 中国电机工程学报,2000,20(8):6-10.  
QIN Jian, CHEN Xiangxun, ZHEN Jianchao, et al. A new double terminal method of traveling wave fault location using wavelet transform[J]. Proceedings of the CSEE, 2000, 20(8): 6-10.
- [5] 卢继平,黎颖,李健,等. 行波法与阻抗法结合的综合单端故障测距新方法[J]. 电力系统自动化,2007,31(23):65-69.  
LU Jiping, LI Ying, LI Jian, et al. Non-communication fault locating of transmission line based on traveling wave and impedance method[J]. Automation of Electric Power Systems, 2007, 31(23): 65-69.
- [6] 李永亮,袁志雄,陈斌,等. 对基于 TCP/IP 的 IEC 61850 特定通信服务映射 MMS 的分析与实现[J]. 电网技术,2004,28(24):33-38.  
LI Yongliang, YUAN Zhixiong, CHEN Bin, et al. Analysis and implementation of TCP/IP based specific communication service mapping MMS in IEC 61850 [J]. Power System Technology, 2004, 28(24): 33-38.
- [7] 黄良,章坚民,蔡永良. MMS 实现 IEC 61850 中的 VMD 设计及继电保护设备入网[J]. 继电器,2005,33(4):71-74.  
HUANG Liang, ZHANG Jianmin, CAI Yongliang. VMD design in the implementation of IEC 61850 based on MMS and relay protection equipment connected to network[J]. Relay, 2005, 33(4): 71-74.

- [8] 童晓阳, 王晓茹. 基于 IEC 61850 的变电站智能电子设备的统一建模语言设计及改进[J]. 电网技术, 2006, 33(3): 85-88.  
TONG Xiaoyang, WANG Xiaoru. IEC 61850 based unified modeling language design of intelligent electronic device in substation and its improvement[J]. Power System Technology, 2006, 33(3): 85-88.
- [9] 王舒憬, 叶申锐, 张乐. IEC 61850 模型的 MMS-EASE Lite 实现分析[J]. 仪表技术, 2009(6): 50-55.  
WANG Shujing, YE Shenrui, ZHANG Le. Analysis of implementing the IEC 61850 model with MMS-EASE Lite[J]. Instrument Technology, 2009(6): 50-55.
- [10] 李蓓, 沐连顺. 基于关系模型映射的 IEC 61850 SCL 配置器建模[J]. 电网技术, 2006, 30(10): 94-98.  
LI Bei, MU Lianshun. Modeling of IEC 61850 SCL configuration based on relational model mapping[J]. Power System Technology, 2006, 30(10): 94-98.
- [11] 朱炳铨, 姜健宁, 章坚民, 等. 基于 B/S/C 结构和 IEC 61850 MMS 的电网故障信息系统[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(24): 41-45.  
ZHU Bingquan, JIANG Jianning, ZHANG Jianmin, et al. Power grid fault information system based on B/S/C architecture and IEC 61850 MMS[J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(24): 41-45.
- [12] 何卫, 缪文贵, 朱颂怡, 等. IEC 61850 模型与 MMS 映射的矛盾及其解决建议[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(23): 97-99.  
HE Wei, MIAO Wengui, ZHU Songyi, et al. Contradiction in the mapping of IEC 61850 model and MMS and its solutions [J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(23): 97-99.
- [13] 任雁铭, 秦立军, 杨奇逊. IEC 61850 通信协议体系介绍和分析[J]. 电力系统自动化, 2000, 24(8): 62-64.  
REN Yanming, QIN Lijun, YANG Qixun. Study on IEC 61850 communication protocol architecture [J]. Automation of Electric Power Systems, 2000, 24(8): 62-64.
- [14] IEC 61850 Communication networks and systems in substations[S]. 2004.
- [15] GB/T 16720 工业自动化系统制造报文规范[S]. 1996.
- [16] 章坚民, 朱炳铨, 赵舫, 等. 基于 IEC 61850 的变电站子系统建模与实现[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(21): 43-48.  
ZHANG Jianmin, ZHU Bingquan, ZHAO Fang, et al. Modeling and implementation of subsystem in substation based on IEC 61850 [J]. Automation of Electric Power Systems, 2004, 28(21): 43-48.
- [17] 郭宁明, 覃剑, 陈祥训. 雷击对行波故障测距的影响及识别[J]. 电力系统自动化, 2008, 32(5): 72-76.  
GUO Ningming, QIN Jian, CHEN Xiangxun. Study on identification and effect of traveling wave fault location caused by lightning strokes[J]. Automation of Electric Power Systems, 2008, 32(5): 72-76.
- [18] 覃剑, 葛维春, 邱金辉, 等. 输电线路单端行波测距法和双端行波测距法的对比[J]. 电力系统自动化, 2006, 30(6): 92-95.  
QIN Jian, GE Weichun, QIU Jinhui, et al. Study on single terminal method and double terminal method of traveling wave fault location in transmission line [J]. Automation of Electric Power Systems, 2006, 30(6): 92-95.

郭宁明(1980—), 男, 通信作者, 硕士, 工程师, 主要研究方向: 电力系统自动化。E-mail: guonm@epri.sgcc.com.cn

覃剑(1967—), 男, 博士, 教授级高级工程师, 主要研究方向: 电力设备及电力系统故障分析和诊断、小波变换技术在电力系统的应用。E-mail: jqin@epri.ac.cn

汤飞(1977—), 男, 硕士, 工程师, 主要研究方向: 电力系统自动化。E-mail: tangf@epri.sgcc.com.cn

## Application of Transmission Lines Traveling Wave Fault Location System in Smart Grid

GUO Ningming, QIN Jian, TANG Fei, LI Bing

(China Electric Power Research Institute, Beijing 100192, China)

**Abstract:** The transmission lines fault location system consists of fault location device and master station, the difference between the fault location system applied to smart grid and that of traditional system is presented. In comparing with existing system, in fault location device for smart station distributed sampling is adopted and access to electronic transformer is provided. In addition, device communication based on IEC 61850 standard in substation is also solved. In the meantime, the method to promote fault location system reliability with regional grid information in master station is also studied, and a failure analysis system is developed using transient quantity information, which results in ability for initial diagnosis ability of power grid fault.

**Key words:** fault location; transmission lines; smart grid; smart substation

# 附录 A

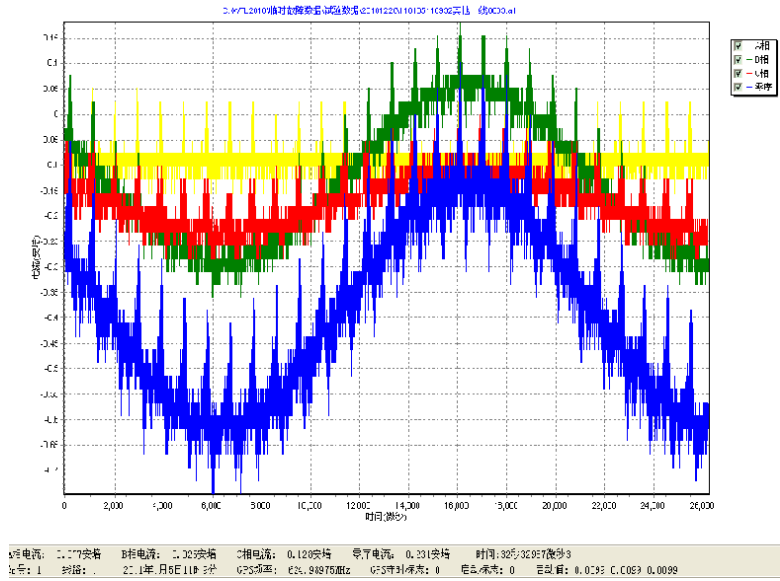


图 A1 测距装置现场录波波形

Fig.A1 Recorded waveforms of fault location device in field

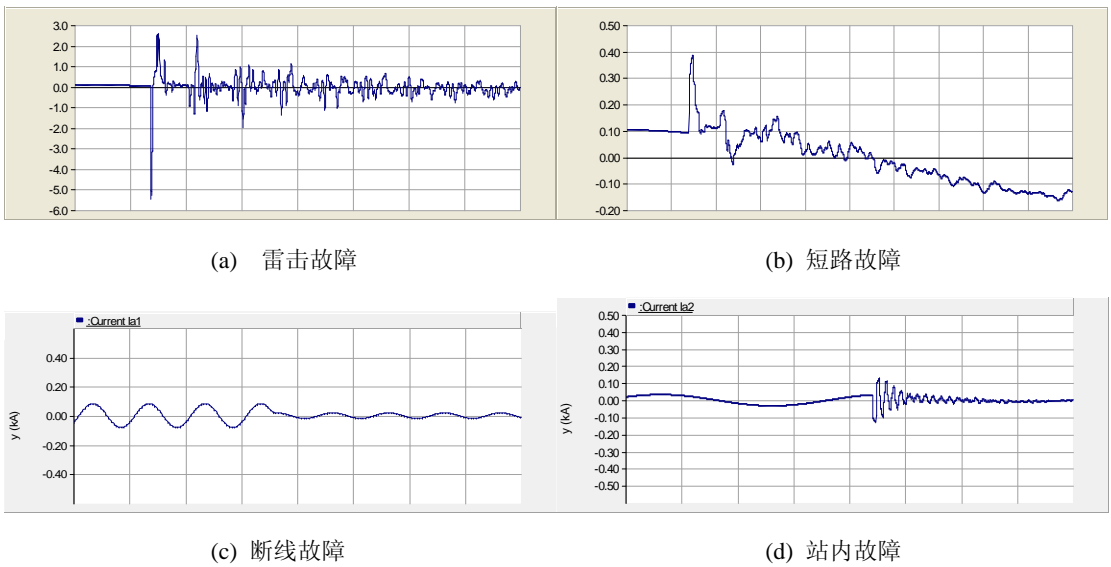


图 A2 不同故障电流波形对比

Fig.A2 Comparison of different fault current waveforms



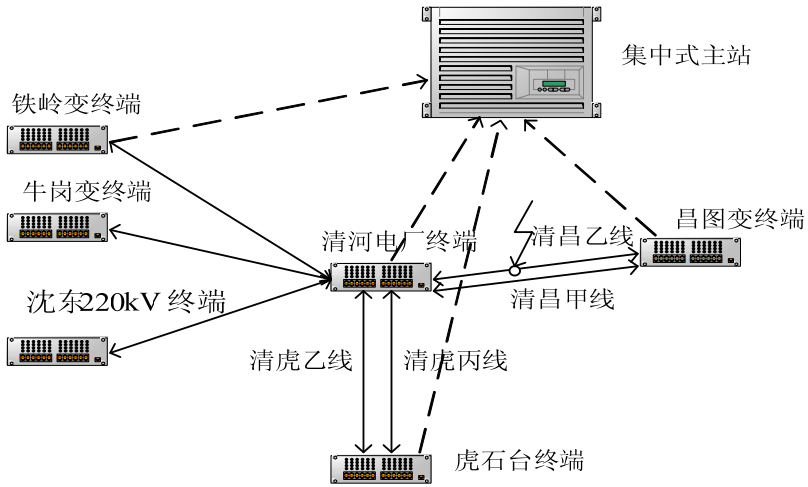
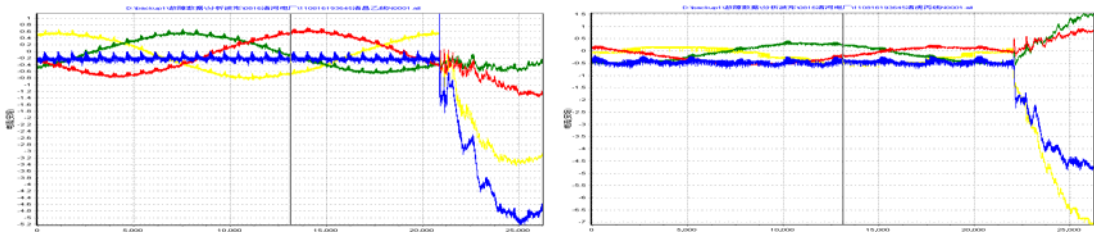


图 A3 实例网络结构图  
Fig.A3 Network structure diagram of example



(a) 昌图侧录波数据

(b) 虎石台侧录波数据

图 A4 昌图侧/虎石台侧实际录波波形  
Fig.A4 Actual recorded waveforms in field

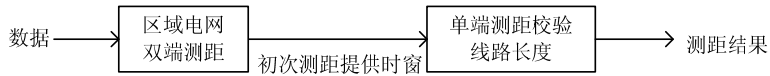
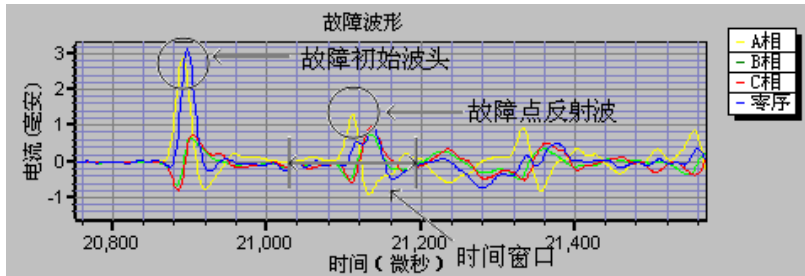


图 A5 区域电网故障测距算法流程  
Fig.A5 Algorithm process of fault location based on regional grid information

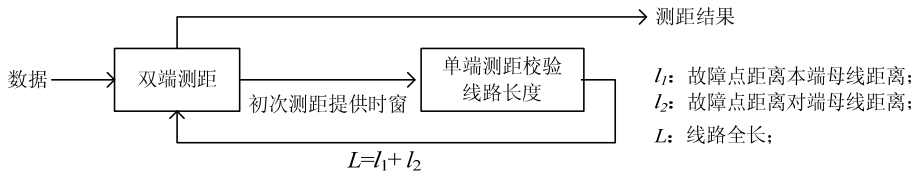
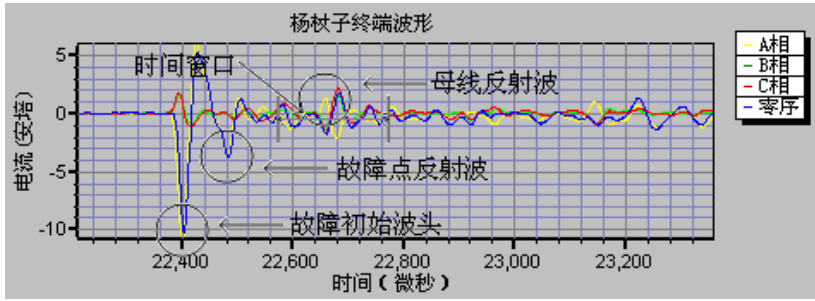


图 A6 自适应故障测距算法流程  
 Fig.A6 Algorithm process of self-adaptive fault location