

# 配电网馈线自动化系统分析及技术实施要点

赵月<sup>1</sup>, 何丽娟<sup>2</sup>, 姜海涛<sup>1</sup>, 徐文<sup>1</sup>

(1. 国电南京自动化股份有限公司, 江苏 南京 211100;

2. 扬州电力设备修造厂, 江苏 扬州 225003)

**摘要:** 分析了现阶段配电网自动化系统结构及配电网馈线自动化技术。说明了实施馈线自动化的技术原则, 将故障诊断流程归纳为以配电终端为基础的故障检测、以配电网子站为中心的区域控制和以主站为管理中心的高层全局控制, 并提供了线路相间短路及单相接地故障的识别策略。阐述了馈线自动化处理过程, 包括馈线终端装置 (FTU) / 开闭所终端装置 (DTU)、配电网子站、主站以及架空线路的故障处理。将故障处理时间划分为永久性故障判别时间、子站故障信息收集时间、子站故障定位时间、子站执行故障隔离时间、主站处理时间、主站执行故障恢复时间。最后描述了配电网自动化的发展方向。

**关键词:** 配电网自动化; 馈线自动化; 故障处理

**中图分类号:** TM 76; TM 727

**文献标识码:** B

**文章编号:** 1006-6047(2005)09-0065-04

## 0 引言<sup>[1~3]</sup>

国内电力系统体系现已形成一种固定的分配模式, 即由发电、输电、配电、用电四大环节组成。配电作为输电环节和用电环节的转换枢纽, 在整个电网中起到至关重要的作用。

配电网管理系统是以新的自动化配电设备为基础, 应用计算机、自动控制、电子以及通信等技术, 对配电网进行在线和离线的智能化监控与管理, 使配电网运行更加安全、可靠、高效、优质。配电网自动化是整个配电管理系统中的一个重要环节。它包括变电站综合自动化和馈线自动化系统。通过变电站综合自动化实现对变电站的监视和控制; 通过馈线自动化, 利用自动化开关设备和现代通信技术, 实现对配电网的远方监控和自动控制, 达到提高系统供电可靠性的目的。

尽管我国的配电网自动化工作目前已进入试点实施阶段, 国家电力管理部门也相继出台了《配电网自动化及管理系统功能规范》等指导性文件, 但由于各个供电部门运行管理模式的特殊性, 对于配电网自动化的实施还没有一个统一的标准能解决工程施工中遇到的所有问题。

本文以配电网自动化的结构设计开始, 重点分析馈线自动化技术的新进展, 以拓展配电网自动化发展的新思路。

## 1 现阶段配电网自动化系统结构<sup>[4]</sup>

配电网自动化是一项系统工程, 完整的配电网自动化系统包含了供电网络、远动系统、通信系统、主站系统 4 个主要环节。面向用户的 10~35 kV 配电网供电系统, 在管理上划分为城市电网(大、中城市)与农村电网(乡村、县城)。经济相对发达的地区多采用电力电缆, 以环网柜组成电力供电网, 架空线路也是配电网中常用的供电模式。

配电网的供电网络由电源点、线路开关设备、网架(线路联结)3 部分组成, 电源点和网架不同的组合方式, 直接决定了供电方式的多样性, 继而决定了配置不同的一次、二次设备, 并采用不同的处理方法。根据国内现有的大部分网架结构, 有的采用环网柜控制电力电缆, 架空线配合负荷开关或断路器, 作为配电线路主设备, 在农网架空线有时也会采用重合器、分段器等, 作为配电线路的分断设备。

实现电网监控的远动二次设备是指开闭所终端装置 DTU (Distribution Terminal Unit)、馈线终端装置 FTU (Feeder Terminal Unit)、配变终端装置 TTU (Transformer Terminal Unit) 这些对线路开关、配电台区(变压器)的监控设备。这些设备用于户外开关、环网柜、配电房、开闭所的监控, 捕捉故障信息, 配合配网子站或主站系统实现故障定位、隔离及非故障区域恢复供电。主要功能集中在实现电压、电流、有功功率、无功功率、功率因数、频率或谐波值的测量, 采集直流量并向上级装置传送; 执行遥控命令, 实现故障隔离和恢复供电, 远方控制、就地手动控制; 电源后备保护; 承上启下通信功能等。

配电网的通信系统目前比较通用的有两种方案:主站、子站、终端三层结构,主要适合于大中型复杂配电网,尤其是出口变电站多,电源点复杂的线路构架;主站、终端二层结构,主要适合于小型配电网,多为手拉手线路,电源点相对简单的工程。通信是配电网自动化的一个重点和难点,区域不同、条件不同,通信方案也多种多样,有光纤、电力载波、有线电视、微波、扩频等,但总体而言,采用混合通信方案比较符合实际,通信干线(10 kV 线路)用光纤,支线(低压配电台区)采用载波、扩频、有线或无线 GPRS 等通信方式,根据现场实际需要,确定通信模式。

配电调度主站系统主要包括 SCADA 实时监控部分、配电网故障隔离方案算法、GIS 地理信息系统、配电网高级应用软件、配电管理信息系统 5 大模块。

配电网系统构架典型结构图如图 1 所示。

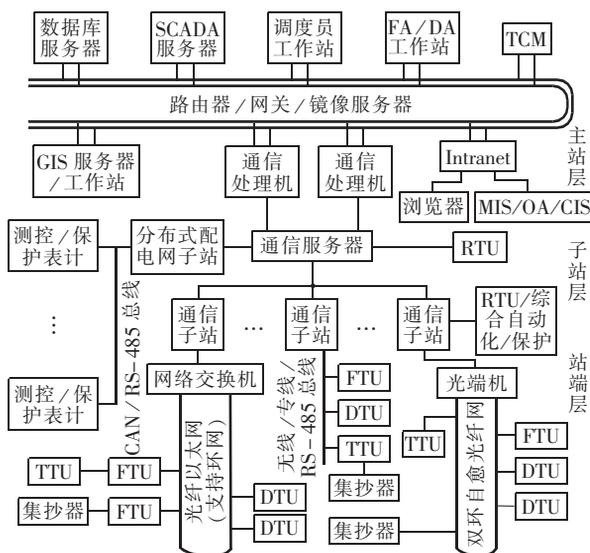


图 1 配电网系统构架典型结构图

Fig.1 The typical configuration of distribution network

## 2 配电网馈线自动化技术分析

馈线自动化(FA)指馈电线路的故障检测、定位、故障隔离及正常线路的恢复供电,包括架空、电缆线路的馈线自动化和开闭所的故障处理。

新一代配电网自动化系统应该在不断发展网络化的前提下,适应现有国情的多种通信方式,包括:光纤以太网方式、光纤双环自愈方式、专线方式、无线方式等。当然,运用最为普遍、效率最高的是光纤以太网方式。

针对网络发展的普遍性,配电网自动化系统应以主站、子站、FTU 全以太网络的方式形成“三网合一”的系统,将光纤优势与以太网的优势结合在一起,既发挥光纤远距离、高速的可靠通信,又集成了通信组网的功能,以 TCP/IP 寻址和通信主网、子网的概念以及 IEC-870-5-104 通信协议,实现分组交换数据的功能,保证了配电网自动化系统数据交互的快速性和实时性。这种分层型(即主站层、配

网子站层、站端层)的配电网自动化系统,各层功能相对独立,对极端情况有健壮的适应性;配电网子站不仅具有当地所控制范围站端设备的数据传输与上传下达的功能,还具有故障诊断、隔离与非故障区域的恢复控制功能。当主站瘫痪或子站至主站通信中断时,子站能继续完成其通信管理、三遥、故障隔离与恢复、保存数据及事项的功能。

配电网自动化系统应采用以太网分层体系结构,可以使用路由器或网桥在 IP 层实现设备之间信息的路由,也可通过应用层路由信息经子站形成分组交换数据,通过子站分组形成“路由”的概念。由于这些子站在网络上互连,这就形成了以子站为核心的多“路由”自愈功能,并且可方便实现设备间的相互冗余。

### 2.1 实施馈线自动化的技术原则<sup>[5,6]</sup>

#### 2.1.1 故障诊断流程

故障处理宜采用智能分布与集中控制相结合的方法。与传统的重合闸方法相比,该方法故障处理方式更加灵活多样,更加可靠,能够根据电网结构、电网参数的改变,进行在线故障诊断的变化。对于各种线路故障,如瞬时故障、永久故障、同一环多次故障、多条线路同时故障等,都能够在线处理。可以将故障处理对配电系统的冲击和震荡减到最小,避免了传统故障隔离方法重复进行重合闸操作的诸多弊端。

三层方案的故障诊断流程可概括为:以配电终端为基础的故障检测;以配电网子站为中心的区域控制;以主站为管理中心的高层全局控制。

其中,配电网子站负责处理所辖区域馈线终端的故障上报,查询故障信息,分析故障位置及实现故障的当地隔离,且提供非故障区域的供电策略,实现恢复供电。当故障区域超出管辖区域或隔离不成功,配电网子站上报故障给主站,由主站协调各个子站进一步处理故障。

a. 子站向主站及时上报故障信息及处理结果,使主站能全程监视故障处理过程。

b. 当故障恢复及网络重构需多个子站共同完成时,可由主站协调。

c. 故障处理系统进行自动和人工 2 种干预方式。

d. 在自动模式下,系统根据电网运行的拓扑状态自动完成开关设备的操作,达到故障的诊断、隔离和恢复;在人工干预模式下,故障发生后,系统经过计算,提出多种恢复供电方案,由管理人员选择某一方案并执行。

#### 2.1.2 故障识别策略

a. 故障类型、故障信号的识别由 FTU 完成。FTU 采用高速采样原理,采样电流瞬时值,作为故障判别的依据。故障采样频率为 32 点/周。

b. 当线路发生相间短路时,FTU 会采样到电流瞬变且超过电流限值,判断出故障的发生。在故障发生的 30 ms(3/2 周期),即可判断出故障。

c. 单相接地故障判断,必须依据零序分量才能有效。单相接地点的零序功率分量与正常运行时的零序功率分量相位相反,且非故障相电压比故障相电压升高 $\geq 1.5$ 倍,根据这一特征,可判断出单相接地故障的发生。

d. 由于我国配电网多是中性点不接地或经消弧线圈接地,零序分量幅值相当小,因此,单相接地故障判断的准确性相当低。

e. 由于单相接地故障准确性低,因此,可以采用拉合开关的排除法找出单相接地故障。主站在程序设计上,具有开关操作序列提示的功能,以保证操作的正确性。

## 2.2 馈线自动化处理过程

### 2.2.1 FTU/DTU的故障处理

馈线终端 FTU/DTU 实时分析采样电流和电压,判断故障性质(瞬时性故障和永久性故障)、类型,故障数据录波,故障信息上报等,并执行子站的故障处理控制命令。馈线终端在馈线自动化故障处理中充当检测故障及故障处理执行机构的角色。

主站下发馈线终端检测故障发生的各种特征量的整定值,如电流、电压、零序功率等,馈线终端对采样值与相应特征量进行比较,分析出故障发生的性质和类型,并考虑与变电站出口的速断保护及后备保护配合,根据采样电流,启动不同的整定时间,以便达到与出口保护的协调。

### 2.2.2 配电网子站的故障处理

配电网自动化子站管理其辖区的柱上 FTU、开闭所 DTU 等配电终端设备,完成数据集中与转发的功能,以及区域内的故障诊断、隔离、恢复供电功能。

配电网子站不仅负责与变电站内 RTU 进行通信,采集站内数据,在允许对出口开关控制的情况下,负责变电站出线的恢复供电,而且负责处理所辖区域馈线终端(FTU,DTU)的故障上报、故障信息查询、故障位置分析及实现故障的区域性隔离,当故障区域超出单个子站辖区范围或隔离不成功,配电网子站上报故障给主站。

当馈线终端检测到瞬时性故障时,FTU/DTU 仅上报事项给子站,子站上报事项给主站而没有其他操作。当配电终端检测到永久性故障时,立即上报故障给子站,配电网子站根据实时跟踪的拓扑结构,判断故障发生的位置,命令相应 FTU,DTU 操作对应的开关,实现故障隔离。

### 2.2.3 主站的故障处理

主站的故障处理主要有对 FTU 和 DTU 的故障参数管理,实现故障的高层隔离和恢复两大功能。

FTU 和 DTU 的各种整定值(电流、电压、时间)及其他运行参数,均通过主站进行参数的维护。

当故障区域超出配电网子站管辖区域或隔离不成功,子站上报故障给主站,由主站协调各个子站,实施自动或手动故障隔离。隔离完毕之后,主站启

动故障恢复程序,实现自动恢复。人工干预恢复是系统分析网络的实时遥测、遥信,提供恢复非故障区域供电的建议方案,并具有方案模拟预演的功能,如潮流分布、操作开关、失电线路等。确定采纳方案后,可通过遥控实现故障的人工恢复。主站除实现故障控制外,还提供子站的故障诊断、隔离结果信息,包括故障类型、故障区域、故障期间电流大小。

故障诊断、隔离与恢复的功能应适合于各种配电网架结构,设备扩充或电力网架结构修改后,其故障拓扑数学模型能自动更新,故障诊断、隔离与恢复的功能不受影响。

### 2.2.4 架空线路的故障处理

柱上 FTU 结合柱上开关与配电网子站或配电网主站配合,完成 10 kV 架空线路的故障检测、诊断、故障区域隔离和非故障区域的正常供电。其中,故障检测由柱上 FTU 完成;故障定位由子站与 FTU 共同完成;故障隔离、恢复由 FTU 配合子站或主站完成。

当两条手拉手架空线的供电电源来自同一变电站,即所有分段开关(包括联络开关)均由同一配电网子站监控,则故障隔离和恢复可由该配电网子站完成。当两条手拉手架空线的供电电源来自不同变电站,配电网子站 A 和配电网子站 B 分别负责监控其中一条架空线,联络开关由 B 监控,此时故障隔离由配电网子站完成,非故障区恢复供电则需由配电网主站配合完成。

## 2.3 FA 过程的时间分配

整个故障处理自动化动作过程时间可分为 6 部分。

a. 永久性故障的判别时间约 3~5 s。对于架空线路,故障发生后,经过变电站的保护动作及自动重合装置的重合,若一次重合失败,则确认线路发生永久性故障;对于电缆线路,若重合失败(配置自动重合装置),则表明故障发生在主干线上(如前所述,分支线故障,在重合前完成故障隔离,将重合成功)。一次重合失败后,系统配电网自动化功能启动,检测到故障电流的 FTU 开始主动上传故障信息。

b. 子站故障信息的收集时间,指子站收齐所有 FTU 的故障信息,包括变电站内的保护动作信息和出线开关跳闸信息。如果采用子站直接采集,则故障信息的收集时间为 5~10 s;如果变电站内信息由 RTU 转发,则一般为 10~15 s(不同厂家的产品稍有差异)。

c. 子站的故障定位时间约 1 s。

d. 子站执行故障隔离时间 2~6 s。通常情况下隔离每个开关时间小于 2 s,隔离开关数通常为 1~3 个。

e. 主站收到子站隔离报文,启动故障恢复,进行过负荷校验,计算网损,确定最佳恢复供电方案,共用时 4~5 s。

f. 主站执行故障恢复时间 2~6 s。通常情况下恢复每个开关时间小于 3 s,恢复开关数通常为 1~3 个。

### 3 配电网自动化发展方向

未来配电网技术的发展,除了应保证供电质量,迅速确定故障部位,及时处理故障,恢复线路送电和降低网损外,还应不断提高用户的用电实时在线评判。

根据配电网的负荷情况、用户的用电性质、用电合同等用户信息,自动编制负荷的削峰填谷计划;自动编制实施负荷控制用户的清单,允许人工修改、确认并自动进行用户监控参数的设定;对计划限荷和紧急限荷进行多方案比较选定;根据当前电网运行的状况,向负荷管理系统提供调整负荷的方案,并充分考虑电网运行的安全性和经济性;根据当前电网运行状况,提供一套降压减载的方案,并通过买方负荷管理系统实施用户可控负荷周期控制,切除用户可控负荷,当电网出现紧急情况时,及时向买方负荷管理系统提供强制性切负荷命令。

由于配电网采集和监控的信息要比调度能量管理系统大得多,而且由于设备或原始设计的缺陷,通过配电远方终端单元采集的实时数据量和控制量一般不到全部配电网数据总量的10%。所以,应该依靠故障投诉管理、负荷管理、电量计费和用电营业管理等子系统收集的信息进一步弥补实时信息的不足,即加强与其他系统的数据共享,包括实时的、历史的、参数的相关数据。

#### 参考文献:

- [1] 刘健,倪建立,邓永辉. 配电自动化系统[M]. 北京:中国水利水电出版社,1999.
- [2] 汤振飞,于尔铿,唐国庆. 电力市场输电阻塞管理[J]. 电力系统自动化,2001,25(23):13-16.

- TANG Zhen-fei, YU Er-keng, TANG Guo-qing. Transmission congestion management in power market[J]. **Automation of Electric Power Systems**, 2001, 25(23): 13-16.
- [3] 帅军庆. 加强新技术新设备开发应用促进配电网技术进步更快发展[J]. 电力设备, 2001, 2(3): 1-4.
  - SHUAI Jun-qing. Strengthening development and application of new technologies and equipment, speeding-up distribution[J]. **Electrical Equipment**, 2001, 2(3): 1-4.
  - [4] 刘东,丁振华,滕乐天. 配电自动化实用化关键技术及其进展[J]. 电力系统自动化, 2004, 28(7): 16-19.
  - LIU Dong, DING Zhen-hua, TENG Le-tian. Key technology and its development in the practicability of distribution automation systems[J]. **Automation of Electric Power Systems**, 2004, 28(7): 16-19.
  - [5] 朱军,徐腊元,吕晓锋,等. 中华人民共和国电力行业标准县级城市配电网自动化实施技术导则 2002[M]. 北京:中华人民共和国国家经济贸易委员会, 2002.
  - [6] 崔巍. 大连市10 kV开关站及其自动化模式[J]. 电力自动化设备, 2002, 22(7): 58-60.
  - CUI Wei. Dalian's 10 kV switching station and its automation mode[J]. **Electric Power Automation Equipment**, 2002, 22(7): 58-60.

(责任编辑:李育燕)

#### 作者简介:

赵月(1977-),女,吉林吉林人,工程师,主要从事电网、配电网系统技术开发、设计、研究工作(E-mail:zzjj2001@sac-china.com);

何丽娟(1977-),女,江苏滨海人,助理工程师,主要从事电气技术方面的设计与研制工作;

姜海涛(1975-),男,黑龙江哈尔滨人,工程师,主要从事电网、配电网装置技术开发、设计、研究工作;

徐文(1967-),男,江苏赣榆人,博士后,主要从事电网、配电网系统技术研究工作。

## Distribution feeder automation system and its implementation essentials

ZHAO Yue<sup>1</sup>, HE Li-juan<sup>2</sup>, JIANG Hai-tao<sup>1</sup>, XU Wen<sup>1</sup>

(1. Guodian Nanjing Automation Co., Ltd., Nanjing 211100, China;

2. Yangzhou Electric Power Equipment Repair & Manufacture Factory, Yangzhou 225003, China)

**Abstract:** Current configuration of distribution automation system and its feeder automation technology are analyzed. The technical rules to implement feeder automation are demonstrated. The fault diagnosis flow consists of the fault detection with distribution terminal as basis, the area control with distribution substation as control center and the global control with main station as the management center. The identification strategies for inter-phase short circuit fault and single-phase grounding fault are provided. The fault-processing course of feeder automation is expounded, including FTU (Feeder Terminal Unit) / DTU (Distribution Terminal Unit), distribution substation, main station and overhead lines. The fault processing time is divided into six parts: judgment time of permanent fault, substation fault information collection time, substation fault locating time, main station processing time and main station fault recovery time. The development trend of distribution automation is described as well.

**Key words:** distribution automation; feeder automation; fault processing